1.1(1) เงื่อนไขเฉพาะงาน

เงื่อนไขเฉพาะงาน

สารบัญ

1. สถานที่ดำเนินการ 4
2. รายละเอียด ขอบเขตและปริมาณงาน 4
3. ระยะเวลาการดำเนินงาน 10
4. สำนักงานโครงการ (Siteoffice), คลังพัสดุ และ ห้อง Helpdesk.... 10
5. อัตราค่าปรับ 11
6. เกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (ServiceLevelAgreement:SLA) 12
7. การติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบมิเตอร์ 16
8. การบำรุงรักษาระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย.... 17
9. การบำรุงรักษามิเตอร์ และอุปกรณ์ประกอบ.... 19
10. อุปกรณ์สำรอง (Sparepart) ในระหว่างการติดตั้งและใช้สำหรับการบริหารโครงการ 19
11 รายละเอียดบุคลากร เจ้าหน้าที่ ผู้ปฏิบัติงาน 20
12. การประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง.... 22
13. การตรวจรับระบบ (UserAcceptanceTest).... 22
14. การฝึกอบรมผู้ใช้งาน 25
15. มาตรฐานการติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์ 26
16. เอกสาร คู่มือ และเครื่องมือที่ต้องส่งมอบ.... 26
17. การจ้างช่วง 29
18. การควบคุมคุณภาพงาน.... 29
19. การเปลี่ยนแปลงแก้ไขปริมาณงาน.... 30
20. การบอกเลิกสัญญาโดยผู้ว่าจ้าง.... 30
21. การตัดสิทธิและลงโทษเป็นผู้ทิ้งงาน.... 31
22. การงดหรือลดค่าปรับ และการขยายเวลาปฏิบัติงานตามสัญญา 31
23. การห้ามโอนสิทธิ์.... 31
24. การจัดหาน้ำประปาและไฟฟ้า 32
25. การจัดหาวัสดุอุปกรณ์.... 32
26. การจัดหาบุคลากร.... 32
27. หน้าที่ของผู้รับจ้าง.... 33
28. แผนการดำเนินงาน และระยะเวลาโครงการ.... 34
29. การรับประกันคุณภาพผลงาน 34
30. หนังสือรับรองผลงาน (PAC) 34

31. การทำประกันภัย 35
32. หน้าที่ความรับผิดชอบด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ 35
33. ความปลอดภัยและการป้องกันอันตราย 35

1.1(1) เงื่อนไขเฉพาะงาน

1. สถานที่ดำเนินการ

1.1 งานติดตั้งศูนย์ AMI Data Center และระบบงานต่างๆ ให้ติดตั้ง ณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่อาคาร 51

1.2 งานติดตั้งมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ ตามรายชื่อที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด จำนวน 70,000 ราย ดังนี้

สำนักงานการไฟฟ้าเขต	จำนวนที่ติดตั้งมิเตอร์ระบบ AMI (ราย)
กฟน.1	6,000
กฟน.2	3,000
กฟน.3	2,500
กฟฉ.1	5,250
กฟฉ.2	5,000
กฟฉ.3	5,250
กฟก.1	7,000
กฟก.2	15,500
กฟก.3	8,000
กฟต.1	4,000
กฟต.2	7,000
กฟต.3	1,500
รวม	**70,000**

ทั้งนี้ จำนวนมิเตอร์ในแต่ละเขตการไฟฟ้า อาจจะมีการปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม

2. รายละเอียด ขอบเขตและปริมาณงาน

2.1 ขอบเขตปริมาณโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ประกอบด้วยงานต่างๆ ดังนี้

งานส่วนที่ 1

(1) งานติดตั้งอุปกรณ์คอมพิวเตอร์, อุปกรณ์เครือข่าย, ติดตั้งระบบ Head-End (HES), ติดตั้งระบบบริหารจัดการข้อมูลมิเตอร์ (Meter Data Management System : MDMS), ติดตั้งระบบบริหารจัดการมิเตอร์ (Meter Operation Management System : MOMS) และระบบ Software ต่างๆณ ศูนย์ Data Center

(2) ติดตั้งระบบเชื่อมโยงเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Integration) ซึ่งเป็นส่วนเชื่อมโยงระบบปัจจุบันของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบ SAP, ระบบ SCADA, ระบบ GIS และระบบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง) กับระบบ AMI

(3) รื้อถอนมิเตอร์เดิม และติดตั้งมิเตอร์พร้อมหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) และอุปกรณ์ประกอบจำนวน 70,000 ชุด

<u>งานส่วนที่ 2</u>

ประกอบด้วยงานส่วนต่างๆ ดังนี้

(1) งานเจ้าหน้าที่ประจำศูนย์ (Help Desk)

(2) งานบำรุงรักษาระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย

(3) งานบำรุงรักษาอุปกรณ์คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค

(4) งานบำรุงรักษาระบบ Software ต่างๆ

(5) งานบำรุงรักษามิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

(6) งานบริการในการรับ-ส่งข้อมูล (Airtime) ของมิเตอร์และค่าบริการโทรศัพท์แบบเหมาจ่ายรายเดือน สำหรับเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในโครงการจำนวน 30 เลขหมาย

(7) งานฝึกอบรม

(8) งานตรวจสอบ Cyber Security

2.2 ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบงานที่มีรายละเอียดสอดคล้องกับความต้องการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามสัญญาทุกประการ ซึ่งรายละเอียดขอบเขตการรับผิดชอบของงานแต่และด้านให้เป็นไปตามรายละเอียดที่ระบุไว้ในเอกสารประกวดราคาใน 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) หากข้อความใดๆ ใน 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) หรือรายละเอียดอื่นใดในภาคผนวกขัดแย้งกับเงื่อนไขเฉพาะงานฉบับนี้ให้ถือว่าข้อความในเงื่อนไขเฉพาะงานฉบับนี้ถูกต้องเสมอและงานจะถือว่าเสร็จสิ้นไม่ได้หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังไม่ได้ออกหนังสือรับรองผลงาน (Provisional Acceptance Certificate : PAC)

2.3 ผู้รับจ้างต้องจัดทำแผนการทำงาน (Work Schedule) และแผนการเบิกเงินของงานตามระยะเวลาที่กำหนดให้แล้วเสร็จในการประกวดราคาในรูปแบบ Project Timeline (Gantt Chart) และกราฟเส้นที่มีรายละเอียดปริมาณงานช่วงระยะเวลาการดำเนินการของงานในแต่ละส่วนอัตราผลงานก้าวหน้าในแต่ละเดือนคิดเป็นร้อยละ โดยเสนอในรูปของ Microsoft Project เป็น Soft File และเอกสาร จำนวน 3 (สาม) ชุด (ต้นฉบับ 1 (หนึ่ง) ชุด) ภายใน 30 วัน (สามสิบวัน) หลังจากผู้รับจ้างได้รับหนังสือสั่งจ้างรวมทั้งผู้รับจ้างต้องจัดประชุมก่อนเริ่มดำเนินการ (Kickoff) เพื่อชี้แจงรายละเอียดของโครงการและวิธีการปฏิบัติงานร่วมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.4 ผู้รับจ้างต้องจัดทำรายงาน Monthly Progress Reportและจัดส่งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือนจนกระทั่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับมอบงานงวดสุดท้าย

2.5 ผู้รับจ้างต้องจัดทำแผนและดำเนินงานส่วนต่างๆ ให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาดังต่อไปนี้

(1) ระบบ MDMS, ระบบ HES, ระบบฐานข้อมูล ภายในระยะเวลา 8 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(2) ระบบ Billing พร้อมเชื่อมต่อกับระบบ SAP ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(3) ระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS) พร้อมเชื่อมต่อกับ ระบบ SAP ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(4) ระบบเกณฑ์ประสิทธิภาพการบริการ (Service Level Agreement : SLA) ภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(5) ระบบ Customer Energy Portal และเชื่อมโยงระหว่างระบบ Customer Energy Portal กับ AMR ตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค Book 1 : System Overview และผู้ใช้ไฟฟ้าต้องสามารถตรวจสอบการใช้ไฟฟ้ารายวันและรายเดือนได้ ให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา หลังจากนั้นฟังก์ชันส่วนที่เหลือตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค Book 4 : MOMS System and Customer Energy Portal ต้องเสร็จสมบูรณ์ภายในระยะเวลา 18 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(6) ระบบ Meter Inventory Management System (MIMS) ภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(7) ระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Help desk ภายในระยะเวลา 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(8) ระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) ภายในระยะเวลา 15 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(9) ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) ภายในระยะเวลา 15 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(10) ระบบ Meter Time Management System (MTMS) ภายในระยะเวลา 15 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(11) ระบบการออกรายงาน ภายในระยะเวลา 18 เดือนนับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

(12) การเชื่อมโยงระหว่างระบบ MOMS กับ AMR ภายในระยะเวลา 24 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญาตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค Book 1 : System Overview

(13) ระบบ Meter Preventive Maintenance System (MPMS) ภายในระยะเวลา 24 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

ทั้งนี้ในระบบต่างๆ ข้างต้น หากมีการเชื่อมต่อกับระบบสารสนเทศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผู้รับจ้างต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ข้างต้น

2.6 ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบระบบการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security) ให้สามารถดำเนินการร่วมกับระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและสภาพแวดล้อมความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA Cyber Security) โดยการดำเนินการให้เป็นไปตาม NISTIR 7628 Rev.1 Guidelines for SmartGrid Cyber Security – September 2014 หรือ ฉบับที่ใหม่กว่า ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอสงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและปรับปรุงระบบ Cyber Security ดังกล่าว ที่ผู้รับจ้างออกแบบมา โดยผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบ (ถ้ามี)

2.7 ผู้รับจ้างต้องออกแบบมิเตอร์ให้มีขนาดที่สามารถติดตั้งเข้ากับขนาดตามมาตรฐานของแป้นรองรับมิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ต้องสามารถติดตั้งอยู่ภายใน Terminal Cover ของมิเตอร์ทั้งหมดที่นำเสนอได้ รวมทั้งออกแบบการติดตั้งมิเตอร์, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem), เสาอากาศ ให้สามารถติดตั้งร่วมกับ ตู้มิเตอร์ (Cabinet) ตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book 3 : Smart Meters, Modem and Installations

2.8 ผู้รับจ้างต้องติดตั้งมิเตอร์จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์ สำหรับมิเตอร์แรงต่ำ และมิเตอร์แรงสูง โดยสัดส่วนของแต่ละผลิตภัณฑ์ไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของจำนวนทั้งหมด รายละเอียดตามตารางด้านล่างนี้

ผลิตภัณฑ์ / Meter Type	ผลิตภัณฑ์ A	ผลิตภัณฑ์ B	ผลิตภัณฑ์ C	จำนวนรวม (เครื่อง)
แรงสูง	A ≥ 20%	B ≥ 20%	C ≥ 20%	11,000
แรงต่ำ	A ≥ 20%	B ≥ 20%	C ≥ 20%	58,800
115kV	ไม่กำหนดจำนวนขั้นต่ำ โดยสามารถเสนอผลิตภัณฑ์ในกลุ่ม A หรือ B หรือ C หรือไม่อยู่ในกลุ่มดังกล่าวก็ได้เพียง 1 ผลิตภัณฑ์			200

และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) จำนวน 2 ผลิตภัณฑ์โดยสัดส่วนของแต่ละผลิตภัณฑ์ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของจำนวนทั้งหมด โดยหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) แต่ละผลิตภัณฑ์ต้องสามารถเชื่อมต่อกับมิเตอร์ทุกผลิตภัณฑ์ที่เสนอได้ (ในการเชื่อมต่อกับมิเตอร์ทุกผลิตภัณฑ์ ต้องสามารถเชื่อมต่อได้โดยที่ไม่ต้องปรับเปลี่ยนหรือแก้ไขค่า Configuration ของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) รวมทั้งผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบเครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) แบบ handheld จำนวนไม่น้อยกว่า 600 ชุด ที่สามารถตรวจสอบการทำงาน และการชำรุดของอุปกรณ์หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ได้ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ โดยมี

ฟังก์ชันได้แก่ การตรวจสอบระดับสัญญาณ ตรวจสอบเครือข่ายของซิมการ์ด เป็นอย่างน้อย รวมทั้งให้ผู้รับจ้างส่งมอบ Optical Probe หรืออุปกรณ์อื่นๆ สำหรับอ่านข้อมูลจากมิเตอร์ จำนวนร้อยละ 1 ของจำนวนมิเตอร์แต่ละผลิตภัณฑ์ และเอกสารรายการคำสั่งและขั้นตอนการรับส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์กับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ด้วย AT Command

2.9 ซอฟต์แวร์ฮาร์ดแวร์ลิขสิทธิ์ซอฟต์แวร์ และ License ที่เกี่ยวข้องต่างๆ ที่นำเสนองานในโครงการนี้จะต้องครอบคลุมปริมาณและการทำงานของมิเตอร์จำนวน 150,000 ตัว

2.10 ผู้รับจ้างจะต้องติดตั้งมิเตอร์ที่ได้ใบรับรอง (Certification) จาก DLMS User Association ว่าได้ผ่านการทดสอบ DLMS/COSEM Conformance Test ภายใต้ Conformance Test Tool (CTT) Version3.0 หรือใหม่กว่าหรือในกรณีที่มีการนำเทคโนโลยีจากเจ้าของผลิตภัณฑ์มิเตอร์ที่ได้ใบรับรอง (Certification) จาก DLMS User Association มาใช้ ผลิตภัณฑ์ต้องใช้เทคโนโลยี หรือได้รับอนุญาตให้ใช้เทคโนโลยีจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ที่ได้รับใบรับรอง (Certification) โดยใบรับรอง (Certification) ต้องไม่ซ้ำกันในแต่ละผลิตภัณฑ์

2.11 อุปกรณ์ของระบบ AMI ทั้งหมด ตั้งแต่ระบบอุปกรณ์สื่อสาร และมิเตอร์ที่ผู้รับจ้างจะใช้ในการติดตั้ง จะต้องรองรับอินเทอร์เน็ทโปรโตรคอลเวอร์ชั่น 4 และ 6 (Internet Protocol Version 4 และ 6)

2.12 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยให้เป็นไปตาม "SecuritySuite0 AES–GCM–128 authenticated encryption and AES-128 keywrap" หรือ SecuritySuite1 AES-GCM-128 authenticated encryption, ECDSAP-256 digital signature, ECDHP-256 key agreement, SHA-256 hash, V.44 compression and AES-128 keywrap"

2.13 ผู้รับจ้างจะต้องพัฒนาระบบที่เชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบของผู้รับจ้าง และระบบงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามมาตรฐาน IEC61968/61970 (Common Information Model : CIM) หรือตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ซึ่งประกอบไปด้วยระบบ SAP, ระบบ SCADA, ระบบ GIS และระบบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.14 งานปรับปรุงระบบงาน และ Applicationต่างๆ ภายหลังจาก 15 เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา ผู้รับจ้างต้องดำเนินการดังนี้

(1) ปรับปรุงระบบงาน และ Application ต่างๆ ที่ใช้งานในระบบ AMI ปีละ 2 ครั้ง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยผู้รับจ้างจะต้องมี System Analyst (SA) ดำเนินการรวบรวมความต้องการของผู้ใช้งาน และดำเนินการแจ้งให้หัวหน้าหน่วยงานที่รับผิดชอบทราบและเห็นชอบเป็นลายลักษณ์อักษร โดยต้องแสดงแผนการปรับปรุง ระยะเวลาที่ดำเนินการ และผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

(2) ผู้รับจ้างจะต้องมีนักพัฒนา Software ประจำโครงการโดยปฏิบัติงานในเวลาราชการ ณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวนไม่น้อยกว่า 3 คน ตลอดอายุสัญญา เพื่อปรับปรุงระบบ Software และ Application ต่างๆที่ใช้งานในระบบ AMI

2.15 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้รับจ้างดำเนินการโอนกรรมสิทธิ์ในซิมการ์ดและหมายเลขโทรศัพท์ทั้งหมดที่ใช้ในโครงการให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนสิ้นสุดสัญญาภายในระยะเวลา 15 วันทำการหลังจากที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีหนังสือแจ้งให้ส่งมอบ

2.16 ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประสงค์จะนำมิเตอร์ หรือมิเตอร์พร้อมระบบ HES ผลิตภัณฑ์ใหม่ เข้ามาใช้งานกับระบบ AMI ในระหว่างสัญญา ซึ่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าวได้ผ่านการทดสอบจาก Functional Evaluation Tool (FET) ที่เป็นผลมาจาก PEA Companion Specification ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว ผู้รับจ้างจะต้องร่วมกับเจ้าของผลิตภัณฑ์ใหม่พัฒนาหรือปรับปรุงระบบ AMIให้สามารถเชื่อมต่อกับมิเตอร์ หรือ มิเตอร์พร้อมระบบ HES และทำงานได้ครบถ้วนตามฟังก์ชันและแล้วเสร็จในระยะเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.17 ผู้รับจ้างต้องส่งมอบอุปกรณ์คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค ภายในระยะเวลา 2 เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

2.18 ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความประสงค์จะติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้จัดหาเพิ่มเติม มากกว่า 70,000 ชุด แต่ไม่เกิน 150,000 ชุด ผู้รับจ้างต้องยินยอมรับจ้างติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบเพิ่มเติมระหว่างดำเนินโครงการ โดยที่ผู้รับจ้างยังคงต้องปฏิบัติงานตาม ข้อ 6 เกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) ยกเว้นข้อ 6.2 ในส่วนของมิเตอร์และอุปกรณ์ที่จัดหาเพิ่มเติม ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้ง บำรุงรักษา และค่าบริการรับ-ส่งข้อมูล ส่วนที่เพิ่มเติมการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้รับผิดชอบ

2.19 ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดหามิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบมาเปลี่ยนทดแทนที่ชำรุด ผู้รับจ้างต้องยินยอมที่จะติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบทดแทนเพิ่มเติม โดยที่ผู้รับจ้างยังคงต้องปฏิบัติงานตาม ข้อ 6 เกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) ยกเว้นข้อ 6.2 ในส่วนของมิเตอร์และอุปกรณ์ที่จัดซื้อทดแทน

2.20 ผู้รับจ้างต้องดำเนินการจัดหาองค์กรหรือหน่วยงานที่ได้รับการรับรองระบบการบริหารจัดการด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ ตามมาตรฐานสากล ISO/IEC 27001 มาทำการตรวจสอบ Cyber Security ตาม Book 6 : Cyber Security Requirements ภายใน 6 เดือนนับถัดจากวันที่ส่งมอบระบบงานตามข้อ 2.5 ทั้งหมดแล้วเสร็จ และต้องมีการตรวจสอบปีละ 1 ครั้งรวมทั้งหมดเป็นจำนวน 5 ครั้ง ตลอดอายุสัญญาโดยผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบทั้งหมด ซึ่งบุคคลากรในองค์กรหรือหน่วยงานที่มาตรวจสอบต้องได้รับใบรับรอง Certified Information Systems Security Professional (CISSP) หรือ Certified Information System Auditor (CISA) หรือ Cybersecurity Analyst (CySA+) เป็นอย่างน้อย

2.21 ผู้รับจ้างจะต้องใช้พัสดุประเภทวัสดุหรือครุภัณฑ์ที่ผลิตภายในประเทศไม่น้อยกว่าร้อยละ 60 ของมูลค่าวัสดุหรือครุภัณฑ์ที่จะใช้ในโครงการนี้

2.22 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการใช้พัสดุที่ผลิตภายในประเทศไม่น้อยกว่าร้อยละ 60 ของมูลค่าพัสดุที่จะใช้ในงานจ้างทั้งหมดตามสัญญา ภายใน 30 วัน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา

3. ระยะเวลาการดำเนินงาน

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดระยะเวลาการดำเนินงานเป็น 2 ส่วน ตามข้อ 2.1 ดังนี้

3.1 งานส่วนที่ 1 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 48 เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา

3.2 งานส่วนที่ 2 ผู้รับจ้างจะต้องบริหารจัดการและดูแลรักษาระบบนับถัดจากวันลงนามในสัญญาและสิ้นสุดลงหลังจากได้รับ หนังสือรับรองผลงาน (Provisional Acceptance Certificate : PAC) จาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แล้วเป็นระยะเวลา 36 เดือน และเป็นเวลาอย่างน้อย 84 เดือนนับถัดจากวันลงนามในสัญญา

4. สำนักงานโครงการ (Site office), คลังพัสดุ และ ห้อง Helpdesk

4.1 ผู้รับจ้างมีหน้าที่จัดให้มีสำนักงานสำหรับผู้ควบคุมงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่ ซึ่งผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น รวมทั้งค่าสาธารณูปโภคทั้งหมด โดยมีรายละเอียดของอาคารและเครื่องใช้สำนักงานดังนี้

(1) พื้นที่ไม่น้อยกว่า 10 ตารางเมตรหรือสถานที่ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดหาให้
(2) ไฟฟ้า แสงสว่าง เครื่องปรับอากาศ
(3) โต๊ะคอมพิวเตอร์ โต๊ะสำหรับปฏิบัติงาน เก้าอี้ ตู้เก็บเอกสาร
(4) คอมพิวเตอร์ ปริ้นเตอร์ โทรศัพท์พร้อมหมายเลขโทรศัพท์
(5) ระบบอินเตอร์เน็ต

4.2 ผู้รับจ้างจะต้องจัดให้มีคลังพัสดุสำหรับเก็บอุปกรณ์ ซึ่งเป็นอาคารหรือสถานที่จัดเก็บมิเตอร์ และหรืออุปกรณ์ประกอบมิเตอร์ ซึ่งมีหลังคาหรือเพดาน และมีผนังปิดทั้ง 4 ด้านโดยระยะทางระหว่างตำแหน่งคลังพัสดุและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ ทั้งขาไปและขากลับต้องไม่เกิน 10 กิโลเมตร และต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมทั้งมีอุปกรณ์สำหรับงานคลังพัสดุ ได้แก่ ชั้นวางพัสดุ, เครื่องสแกน Barcode เป็นอย่างน้อย

4.3 ผู้รับจ้างต้องปรับปรุงสถานที่สำหรับจัดทำห้องสำหรับเจ้าหน้าที่ประจำศูนย์ AMI Data Center (Helpdesk) ณ อาคาร 28 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ (ผังอาคารตามเอกสารแนบท้าย) โดยต้องทำผนังกั้นทั้ง 4 ด้าน ปรับปรุงฝ้า หลังคา พื้น ทาสี ปรับปรุงระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งจัดหาระบบสื่อสารเครื่องปรับอากาศ อุปกรณ์สำนักงาน และคอมพิวเตอร์ให้เพียงพอสำหรับใช้ในงาน Helpdesk ทั้งนี้ การนำเข้าและนำออกอุปกรณ์ทั้งหมดให้ปฏิบัติตามนโยบายความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4.4 ผู้รับจ้างต้องเชื่อมต่อเครือข่าย (Network) ระหว่างอาคารสำนักงานโครงการ ห้องสำหรับเจ้าหน้าที่ประศูนย์ AMI Data Center (Helpdesk) และอาคาร 12 กองพัฒนาระบบมิเตอร์ ให้สามารถเข้าถึงอุปกรณ์ในระบบ AMI เพื่อบริหารจัดการอุปกรณ์ภายในศูนย์ AMI Data Center ได้อย่างสะดวก โดยผู้รับจ้างต้องสำรวจแนวสาย และจัดหาอุปกรณ์เพิ่มเติม และติดตั้งอุปกรณ์ พาดสาย สำหรับการเชื่อมต่อเครือข่ายระหว่างอาคารให้แล้วเสร็จ

5. อัตราค่าปรับ

5.1 การปรับเนื่องจากงานล่าช้า หากผู้รับจ้างไม่สามารถส่งมอบและติดตั้งระบบให้ครบถ้วนถูกต้อง พร้อมที่จะใช้งานได้ ภายในระยะเวลาที่กำหนดตามการส่งมอบงานในแต่ละงวดตามเงื่อนไขทั่วไป ค่าจ้างและการจ่ายเงิน ข้อ 8.1 ผู้รับจ้างจะต้องชำระค่าปรับให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรายวันในอัตราร้อยละ 0.1 ของราคาค่าจ้างตามสัญญาในแต่ละงวดการส่งมอบ เศษของวันให้คิดเป็น 1 วัน (หนึ่งวัน) จนกว่าจะส่งมอบครบถ้วนถูกต้อง และใช้งานได้

5.2 การคิดค่าปรับและค่าชดเชย กรณีผู้รับจ้างขอเปลี่ยนหรือเพิ่มผลิตภัณฑ์วัสดุอุปกรณ์ตามสัญญา

(1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าปรับ (PENALTY) 5% ในกรณีต่างๆ ดังนี้

- ผู้รับจ้างขอเปลี่ยน หรือเพิ่มผลิตภัณฑ์ โดยไม่ได้เป็นเหตุตามข้อ (2)

- ผู้รับจ้างต้องการลดพิกัด หรือลดขนาด หรือลดจำนวนโดยสอดคล้องกับสภาพการใช้งานจริง แต่ยังคงสามารถทำงานได้ตามความต้องการหลักของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ทั้งนี้ อุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยน หรือเพิ่มต้องถูกต้องตามข้อกำหนด (SPECIFICATION) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และต้องมีคุณภาพและคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าอุปกรณ์ในสัญญา แต่หากอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนหรือเพิ่มดังกล่าวข้างต้น มีคุณภาพและคุณสมบัติด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญา แต่ยังถูกต้องตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยมีคุณภาพและคุณสมบัติอยู่ในพิกัดที่มาตรฐานกำหนดว่าพอจะรับไว้ใช้งานได้ผู้รับจ้างยินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคคิดค่าชดเชยเพิ่มอีกด้วย นอกเหนือจากค่าปรับ (PENALTY) 5% โดยประเมินจากมูลค่าของอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนหรือเพิ่มเติมซึ่งลดลง หรือด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญา

สำหรับกรณีการขอเพิ่มผลิตภัณฑ์จากสัญญา ซึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ยินยอมให้เพิ่มแล้วนั้น ผู้รับจ้างสามารถนำเอาอุปกรณ์ทั้งที่อยู่ในสัญญาเดิมและอุปกรณ์ที่ขอเพิ่มเติมแล้วมาดำเนินการติดตั้งได้แต่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่พิจารณาคืนค่าปรับ PENALTY 5% ถึงแม้ว่าผู้รับจ้างจะใช้อุปกรณ์ตามสัญญาเดิม และหากเป็นกรณีที่อุปกรณ์ที่ขอเพิ่มนั้น มีมูลค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ในสัญญาเดิมและได้มีการคิดค่าชดเชยไว้แล้ว แม้ผู้รับจ้างนำเอาอุปกรณ์ที่อยู่ในสัญญาเดิม ที่มีมูลค่าสูงกว่ามาติดตั้งให้ก็จะไม่พิจาณาคืนค่าชดเชยที่ได้หักไว้แล้วแต่อย่างใด

(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะยกเว้นการคิดค่าปรับ (PENALTY) 5% ในกรณีต่างๆ ดังนี้

- กรณีนอกเหนือการควบคุมของคู่สัญญา เนื่องจากเหตุสุดวิสัยหรือพฤติการณ์ที่คู่สัญญาไม่ต้องรับผิดชอบ เช่น ผู้ผลิตเลิกกิจการหรือมีการรวมกิจการกับบริษัทอื่นแล้ว ยกเลิกการผลิตอุปกรณ์รุ่นที่เสนอในสัญญา หรือมีการพัฒนารุ่นใหม่ที่ดีกว่า

- กรณีเป็นความต้องการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือเป็นมติของคณะรัฐมนตรี เป็นเหตุให้ต้องขอเปลี่ยนผลิตภัณฑ์

- กรณีสัญญามีข้อผิดพลาดทางเอกสารที่พิสูจน์ได้ว่าไม่ได้เกิดจากเจตนา เช่น รุ่นอุปกรณ์ที่ไม่มีการผลิตจริง เป็นต้น

ทั้งนี้ อุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนต้องถูกต้องตามข้อกำหนด (SPECIFICATION) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยมีคุณภาพและคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าสัญญาแต่หากอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนมีคุณภาพ และคุณสมบัติด้อยกว่าสัญญา แต่ยังถูกต้องตามข้อกำหนดของ ผู้ว่าจ้าง โดยมีคุณภาพและคุณสมบัติอยู่ในพิกัดที่มาตรฐานกำหนดว่าพอจะรับไว้ใช้งานได้ ก็ให้คิดค่าชดเชย โดยประเมินจากมูลค่าของอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยน ซึ่งลดลงหรือด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญาด้วย

6. เกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA)

ผู้รับจ้างต้องดูแล บำรุงรักษา แก้ไขข้อบกพร่อง แก้ไขการชำรุด ระบบ AMI ให้เป็นไปตามเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการตลอดอายุสัญญาโดยมีเงื่อนไข ดังนี้

6.1 ผู้รับจ้างต้องดูแล บำรุงรักษา แก้ไขข้อบกพร่อง แก้ไขการชำรุด และ Upgrade ระบบ AMI ตลอดระยะเวลาการให้บริการ ให้สามารถอ่านข้อมูลมิเตอร์กับกลุ่มลูกค้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวน 70,000 (เจ็ดหมื่น) ราย มาจัดเก็บ ณ AMI Database Server โดยกำหนดเกณฑ์ความสำเร็จในการอ่านค่ามิเตอร์ ดังนี้

6.1.1 จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในแต่ละวัน จะต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 85 ของจำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในแต่ละวัน หากจำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในแต่ละวันต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดจะมีสูตรในการคิดค่าปรับ ดังนี้

ค่าปรับ (บาท) = [(ร้อยละ 85 ของจำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในแต่ละวัน – จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในแต่ละวัน)/ จำนวน period ในหนึ่งวัน] x 500

หมายเหตุ : (1) จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในแต่ละวัน หมายถึง การอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จและได้ข้อมูล Load Profile ครบถ้วนต่อเนื่องในแต่ละ period ของมิเตอร์ทุกเครื่องและทุก period รวมกันในหนึ่งวัน

(2) จำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในแต่ละวัน หมายถึง จำนวนมิเตอร์ที่ติดตั้งในระบบ AMI แล้วในแต่ละวัน x จำนวน period ในหนึ่งวัน

(3) จำนวน period ในหนึ่งวัน หมายถึง จำนวนรอบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้อ่านข้อมูลมิเตอร์ในหนึ่งวัน เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้อ่านข้อมูลมิเตอร์ทุก 15 นาที จะมีจำนวน period ในหนึ่งวันเท่ากับ 96 รอบ เป็นต้น

6.1.2 จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในรอบ 1 เดือน จะต้องมีจำนวนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 90 ของจำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในรอบ 1 เดือน หากจำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในรอบ 1 เดือนต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดจะมีสูตรในการคิดค่าปรับดังนี้

ค่าปรับ(บาท) = [(ร้อยละ 90 ของจำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในรอบ 1 เดือน – จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในรอบ 1 เดือน)/ จำนวน period ในหนึ่งวัน] x 500

หมายเหตุ : (1) จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จในรอบ 1 เดือน หมายถึง จำนวนการอ่านค่ามิเตอร์สำเร็จและได้ข้อมูล Load Profile ครบถ้วนต่อเนื่องในแต่ละวันรวมกันใน 1 เดือน

(2) จำนวนที่พึงจะอ่านค่าทั้งหมดในรอบ 1 เดือน หมายถึง จำนวนมิเตอร์ในระบบ AMI ในรอบ 1 เดือน x จำนวน period ในหนึ่งวัน

(3) จำนวน period ในหนึ่งวัน หมายถึง จำนวนรอบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้อ่านข้อมูลมิเตอร์ในหนึ่งวัน เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้อ่านข้อมูลมิเตอร์ทุก 15 นาที จะมีจำนวน period ในหนึ่งวันเท่ากับ 96 รอบ เป็นต้น

6.2 อัตราการชำรุดจากคุณภาพของมิเตอร์ และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) กำหนดดังนี้

6.2.1 กรณีของมิเตอร์ ต้องมีอัตราการชำรุดรายเดือนไม่เกินร้อยละ 0.2 (ศูนย์จุดสอง) หากชำรุดเกินอัตราดังกล่าว ผู้รับจ้างต้องยินยอมให้คิดค่าปรับ ตามจำนวนมิเตอร์ส่วนที่ชำรุดเกินอัตราดังกล่าว เครื่องละ 1,800 (หนึ่งพันแปดร้อย) บาท

6.2.2 กรณีของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ต้องมีอัตราการชำรุดรายเดือนไม่เกินร้อยละ 0.5 (ศูนย์จุดห้า) หากชำรุดเกินอัตราดังกล่าว ผู้รับจ้างต้องยินยอมให้คิดค่าปรับตามจำนวนหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ส่วนที่ชำรุดเกินอัตราดังกล่าว เครื่องละ 1,000 (หนึ่งพัน) บาท

6.2.3 หากอัตราการชำรุดของมิเตอร์ มีอัตราเกินร้อยละ 4 (สี่) ต่อปี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ที่จะให้ผู้รับจ้างเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ทั้งหมด ทั้งอุปกรณ์ที่ชำรุด และอุปกรณ์ที่ได้ติดตั้งอยู่ในระบบแล้ว

6.2.4 หากอัตราการชำรุดของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) มีอัตราเกินร้อยละ 8 (แปด) ต่อปี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ที่จะให้ผู้รับจ้างเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ทั้งหมด ทั้งอุปกรณ์ที่ชำรุด และอุปกรณ์ที่ได้ติดตั้งอยู่ในระบบแล้ว

หมายเหตุ : (1) อัตราชำรุดรายเดือนให้นับเดือนต่อเดือน และเริ่มนับใหม่ในเดือนถัดไป สำหรับอัตราชำรุดรายปี ให้นับอัตราชำรุดสะสมจากอัตราชำรุดรายเดือน จนครบ 12 เดือน

(2) การคิดอัตราชำรุดให้คิดแยกแต่ละผลิตภัณฑ์ทั้งมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) เฉพาะข้อ 6.2.3 และ 6.2.4

(3) มิเตอร์ชำรุดคุณภาพ หมายถึง มิเตอร์ที่มีลักษณะการชำรุดอย่างใดอย่างหนึ่ง เช่น มดหรือแมลงเข้าในตัวมิเตอร์/น้ำเข้าในตัวมิเตอร์/ค่าความคาดเคลื่อนเกินพิกัดหรือตัวมิเตอร์วัดค่าการใช้ไฟฟ้าไม่ถูกต้อง/โปรแกรมหรือ Firmware มิเตอร์ทำงานผิดปกติ/หน้าจอชำรุดหรือไม่แสดงค่า/Port สื่อสารชำรุด/ฝาครอบมิเตอร์เป็น ฝ้า ขุ่นมัว/เวลาคาดเคลื่อนเนื่องจาก crystal clock ชำรุด/ปุ่มกดมิเตอร์ชำรุด/Power Supply ชำรุด เป็นต้น

(4) หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ชำรุดคุณภาพ หมายถึง หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่ไม่สามารถติดต่อสื่อสารได้เนื่องจากการชำรุดโดยคุณภาพของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์/ชิพ IC ยกเว้นการชำรุดทางกายภาพ และ ฟ้าผ่า

(5) การคิดอัตราชำรุด ให้คิดจากจำนวนของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ ที่ผู้รับจ้างทำการติดตั้ง ส่งมอบงาน และ ผ่านการตรวจรับโดยคณะกรรมการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียบร้อยแล้ว ตลอดอายุสัญญา

6.3 ผู้รับจ้างต้องเคลมมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ในข้อ 6.2 ให้แล้วเสร็จภายใน 30 วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งอย่างเป็นทางการจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากไม่แล้วเสร็จตามกำหนด ผู้รับจ้างยินยอมให้คิดค่าปรับวันละ 100 (หนึ่งร้อย) บาทต่อเครื่อง

6.4 กรณีมิเตอร์หรืออุปกรณ์ประกอบ ชำรุด หรือติดต่อกับระบบ AMI ไม่ได้เป็นระยะเวลาเกินกว่า 12 ชั่วโมงหรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ผู้รับจ้างต้องประสานงานกับเจ้าหน้าที่ของผู้ว่าจ้างในพื้นที่และเข้าดำเนินงานแก้ไขให้แล้วเสร็จภายใน 24 (ยี่สิบสี่) ชั่วโมง นับตั้งแต่ได้รับการนัดหมายจากเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่นั้นๆ ผ่านระบบเรียบร้อยแล้ว เว้นแต่เหตุสุดวิสัยหรือเหตุอันเกิดจากผู้ว่าจ้าง ทั้งนี้ หากผู้รับจ้างไม่เข้าดำเนินการภายในระยะเวลาที่กำหนดดังกล่าว ผู้รับจ้างต้องยินยอมให้คิดค่าปรับวันละ 500 (ห้าร้อย) บาทต่อเครื่อง

6.5 ผู้รับจ้างต้องดูแล บำรุงรักษา แก้ไขข้อบกพร่อง แก้ไขการชำรุดของเครื่องระบบคอมพิวเตอร์, ระบบ Network, ระบบ Facility System ของ AMI Data Center, อุปกรณ์เครือข่ายสำหรับวงจรเช่าระบบส่งข้อมูล (Leased Line) และอุปกรณ์เครือข่ายสำหรับวงจรเช่า Internet ให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ดีอยู่เสมอตลอดระยะเวลาที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบ รวมทั้งการเปลี่ยนอะไหล่และแบตเตอรี่ทุกชิ้นส่วน รวมถึงซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้อง ให้ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดระยะเวลาให้บริการ กรณีชำรุดต้องแก้ไขให้แล้วเสร็จ หรือสับเปลี่ยนอุปกรณ์ชั่วคราวที่มีคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าเดิม ให้สามารถใช้งานได้ภายใน 24 (ยี่สิบสี่) ชั่วโมงหลังจากที่ได้รับแจ้งอย่างเป็นทางการจาก

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากไม่สามารถแก้ไขให้ใช้งานได้ ผู้รับจ้างยินยอมให้คิดค่าปรับชั่วโมงละ 1,000 (หนึ่งพัน) บาทต่อเครื่อง นับถัดจากชั่วโมงที่ 24 เป็นต้นไป เศษของชั่วโมงคิดเป็น 1 ชั่วโมง

6.6 ผู้รับจ้างต้องแจ้งขอเข้าบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบ AMI (Preventive Maintenance) ภายในศูนย์ Data Center อย่างน้อยปีละ 2 (สอง) ครั้ง โดยระยะเวลาห่างกันไม่น้อยกว่า 5 (ห้า) เดือน โดยผู้รับจ้างจะต้องอ่านข้อมูลที่ขาดหายไปในช่วงระหว่างการบำรุงรักษาให้กลับมาอย่างครบถ้วนภายในเวลาไม่เกิน 12 (สิบสอง) ชั่วโมง หลังจากการบำรุงรักษาแล้วเสร็จ

6.7 ในกรณีที่ระบบไม่สามารถส่งหน่วยการใช้ไฟฟ้าประจำเดือนได้ตามสัญญาจะต้องแจ้งผู้ว่าจ้างในพื้นที่ทราบก่อนเวลา 12.00 น. ของวันอ่านหน่วยในแต่ละรอบบิล และผู้รับจ้างต้องไปดำเนินการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ AMI พร้อมกับพนักงานของผู้ว่าจ้างในพื้นที่ภายใน 12.00 น. ของวันถัดไป หากไม่สามารถดำเนินการดังกล่าวได้ ผู้รับจ้างยินยอมให้คิดค่าปรับมิเตอร์ละ 200 (สองร้อย) บาท เว้นแต่เหตุสุดวิสัยหรือเหตุอันเกิดจากผู้ว่าจ้าง

หมายเหตุ : สำหรับข้อ 6.3 ถึง 6.7 ในกรณีที่เวลาแจ้งเหตุขัดข้องของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับคู่สัญญาไม่ตรงกัน ให้ถือเวลาแจ้งเหตุของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นหลัก ในการคิดค่าปรับและค่าเสียหาย

6.8 ผู้รับจ้างต้องดูแล บำรุงรักษา แก้ไขข้อบกพร่อง แก้ไขการชำรุด จากการใช้งานปกติของเครื่องคอมพิวเตอร์โน้ตบุ๊ก, อุปกรณ์ทดสอบหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ทุกชิ้นส่วนรวมถึงซอฟต์แวร์ที่ส่งมอบ ให้ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดระยะเวลาให้บริการ กรณีชำรุดต้องแก้ไขให้แล้วเสร็จหรือสามารถนำอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าเพื่อใช้งานทดแทนในระหว่างการแก้ไขได้ภายใน 30 วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งอย่างเป็นทางการจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากไม่สามารถแก้ไขให้ใช้งานได้ ผู้รับจ้างยินยอมให้คิดค่าปรับวันละ 1,000 (หนึ่งพัน) บาทต่อเครื่อง

6.9 ในกรณีที่มีเหตุสุดวิสัยหรือเหตุใดๆ อันเนื่องมาจากความผิดหรือความบกพร่องของผู้ว่าจ้าง หรือพฤติการณ์อันหนึ่งอันใดที่ผู้รับจ้างไม่ต้องรับผิดตามกฎหมาย หรือเกิดจากกิจกรรมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งทำให้กระทบต่อเกณฑ์การให้บริการ ทำให้ผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินการตามเงื่อนไขและเวลาตามเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) ผู้รับจ้างต้องแจ้งเหตุ หรือพฤติการณ์ดังกล่าว พร้อมทั้งหลักฐานเป็นหนังสือให้ผู้ว่าจ้างทราบภายใน 15 วันนับถัดจากเหตุนั้นสิ้นสุดลง เพื่อพิจารณายกเว้นค่าปรับตามเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการดังกล่าว

6.10 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะหักค่าปรับจากการเบิกเงินค่าจ้างที่จะต้องจ่ายให้ผู้รับจ้างในแต่ละงวด

6.11 การวัดเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) ให้มีผลบังคับใช้ตามการรับมอบงานในแต่ละงวดจนสิ้นสุดสัญญา หากไม่เป็นไปตามเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการข้อใดข้อหนึ่งซึ่งมีผลกระทบต่อข้ออื่นให้พิจารณาค่าปรับทุกข้อที่เกี่ยวข้อง

7. การติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบมิเตอร์

7.1 หน้าที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบมิเตอร์ที่ติดตั้งเดิมก่อน ตามแบบฟอร์มของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ดำเนินการ Reset Demand และจดหน่วยมิเตอร์ที่ติดตั้งอยู่เดิม ตามแบบฟอร์มการอ่านหน่วยมิเตอร์ของแต่ละผลิตภัณฑ์

(3) ในกรณีที่ต้องดับไฟฟ้าก่อนเข้าดำเนินการติดตั้งมิเตอร์ AMI เจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้ดำเนินการแจ้งผู้ใช้ไฟฟ้าและตัดวงจรไฟฟ้า

(4) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบการติดตั้งมิเตอร์ให้เป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และบันทึกรายละเอียดในการสับเปลี่ยนมิเตอร์ตามแบบฟอร์มของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7.2 หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง

(1) ผู้รับจ้างต้องติดตั้งระบบกราวด์ ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามรายละเอียดการติดตั้ง ระบบกราวด์ ข้อ 7.3

(2) ผู้รับจ้างต้องดำเนินการรื้อถอนมิเตอร์พร้อมตู้มิเตอร์ของเดิมออกและนำส่งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(3) ผู้รับจ้างต้องดำเนินการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ พร้อมตู้มิเตอร์ ระบบ AMI ตามมาตรฐานการติดตั้งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(4) ผู้รับจ้างต้องตรวจสอบตู้มิเตอร์ที่ติดตั้ง ในกรณีที่มีช่องให้ใช้ Silicone สำหรับใช้งานภายนอกอาคาร อุดช่องทั้งหมดให้มิดชิด และปาดผิวให้เรียบร้อย ยกเว้นในส่วนระบายความร้อน

(5) ผู้รับจ้างต้องทำการทดสอบระบบสื่อสารให้สามารถติดต่อกับ AMI Data Center ได้

(6) ผู้รับจ้างต้องเก็บค่าตำแหน่งของมิเตอร์ได้แก่ ละติจูด และ ลองติจูด ที่มีความแม่นยำทุกเครื่องให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(7) ผู้รับจ้างต้องทำการบันทึกค่าการสับเปลี่ยนมิเตอร์ตามแบบฟอร์มที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

(8) ผู้รับจ้างมีหน้าที่ในการจัดส่งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบสำหรับงานติดตั้ง งานสับเปลี่ยน งานรื้อถอน งานบำรุงรักษา และงานเคลมอุปกรณ์

(9) ผู้รับจ้างมีหน้าที่ในการสับเปลี่ยนมิเตอร์ในกรณีย้ายสถานที่ติดตั้ง

(10) ผู้รับจ้างต้องปฏิบัติงานตามระเบียบ วิธีปฏิบัติเกี่ยวกับมิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ประกาศใช้ ณ ปัจจุบัน

7.3 รายละเอียดการติดตั้งระบบกราวด์

(1) ผู้รับจ้างต้องติดตั้งแท่งกราวด์ ชนิดกลีบมะเฟือง ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 1 แท่ง ทุกจุดที่ติดตั้งมิเตอร์ และพ่วงสายกราวด์เข้ากับระบบกราวด์เดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ถ้ามี) พร้อมวัดค่ากราวด์ ในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ยินยอมให้ติดตั้งแท่งกราวด์ ผู้รับจ้างถ่ายรูปสภาพโดยรอบรัศมีไม่น้อยกว่า 5 เมตร และจัดทำหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรโดยมีผู้ใช้ไฟฟ้าลงนามรับรองให้กับคณะกรรมการตรวจรับเป็นผู้พิจารณา หากนอกเหนือจากกรณีข้างต้นให้กรรมการตรวจรับเป็นผู้พิจารณา

(2) ผู้รับจ้างต้องตอกแท่งกราวด์ให้ลึกใต้ผิวดินไม่น้อยกว่า 0.5 เมตร และห่างจากเสาไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 1 เมตร

(3) สายกราวด์ต้องเป็นชนิดลวดเหล็กตีเกลียวขนาด 50 ตร.มม. และเดินในท่อ PVC สีเหลืองให้เรียบร้อย

(4) ผู้รับจ้างต้องเชื่อมต่อสายกราวด์กับแท่งกราวด์ด้วยวิธีเชื่อมด้วยความร้อน ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยต้องแนบรูปถ่ายให้เห็นสภาพแท่งกราวด์ในพื้นดินพร้อมทำการเชื่อมด้วยความร้อน ก่อนและหลังทำการฝังกลบ

8. การบำรุงรักษาระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย

8.1 ผู้รับจ้างจะต้องทำการบำรุงรักษา (Preventive Maintenance) อุปกรณ์ที่ศูนย์ Data Center ทั้งหมด อย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง โดยระยะเวลาห่างกันไม่น้อยกว่า 5 เดือน ตลอดระยะเวลาสัญญา นับถัดจากวันลงนามในสัญญาไปแล้ว 24 เดือน เพื่อให้ระบบอยู่ในสภาพใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดเวลา โดยทำการบำรุงรักษาในเวลาที่ไม่กระทบกระเทือนต่อการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการดำเนินการใดๆ ต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน

8.2 ในการเข้ามาทำการบำรุงรักษาระบบ (Preventive Maintenance) ผู้รับจ้างต้องแสดงรายละเอียดของขั้นตอนและวิธีการทำงานในการบำรุงรักษาระบบเป็นหนังสือ และได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน โดยผู้รับจ้างจะต้องให้คำแนะนำเจ้าหน้าที่ด้านปฏิบัติการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้มีความเข้าใจในวิธีปฏิบัติและรักษาระบบอุปกรณ์อย่างถูกต้อง โดยผู้รับ

จ้างจะต้องให้ความร่วมมือในการให้เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมตรวจสอบการทำงานทุกขั้นตอนในระหว่างการบำรุงรักษา

8.3 ผู้รับจ้างจะต้องเสนอแผนงานและรูปแบบการบำรุงรักษาแต่ละปีสำหรับคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง การเชื่อมโยงเครือข่าย (ถ้ามี) โปรแกรมระบบปฏิบัติการ โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูป รวมทั้งแผนบำรุงรักษาระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

8.4 ผู้รับจ้างจะต้องเสนอรูปแบบการสนับสนุนด้านเทคนิคอื่น ๆ ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการปรับปรุงและดูแลระบบเพิ่มเติมที่ผู้รับจ้างสามารถดำเนินการให้ได้

8.5 ผู้รับจ้างจะต้องแจ้งชื่อ คุณวุฒิ ของเจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมงานบำรุงรักษาระบบที่ศูนย์ Data Center ทุกครั้งที่เข้าดำเนินการดังกล่าว

8.6 ผู้รับจ้างต้องเสนอแผนการทำงานของจุดรับแจ้งเหตุขัดข้อง (Helpdesk) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ ตั้งแต่การติดตั้งระบบในช่วงแรก จนถึงแผนการทำงานในระยะเวลาที่อยู่ระหว่างการรับประกันคุณภาพ จนสิ้นสุดสัญญา โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถแจ้งปัญหาและข้อบกพร่องของระบบได้ทั้งทางระบบรับแจ้งเหตุโทรศัพท์ โทรสาร และ e-mail ได้ ตลอด 24 ชั่วโมง

8.7 ผู้รับจ้างต้องทำการบำรุงรักษาโปรแกรมระบบปฏิบัติการ (Operating System) โปรแกรมระบบจัดการฐานข้อมูล (Database Management System) และโปรแกรมที่ผู้รับจ้างส่งมอบ โดยเฉพาะซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวกับการรักษาความปลอดภัยของระบบ (เช่น Firewall, Antivirus) ตลอดระยะเวลาที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบ

8.8 เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงแก้ไข ปรับปรุง เพิ่มเติมในลักษณะการ Update Release หรือ Version ใหม่ของแต่ละผลิตภัณฑ์ซอฟต์แวร์ที่เสนอให้ทันสมัยขึ้น สามารถป้องกันการละเมิดสิทธิการใช้งานได้ดีขึ้น หรือเพิ่มเติมการรักษาความปลอดภัยของข้อมูลได้ดีขึ้น ผู้รับจ้างจะต้องรีบแจ้งให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบในทันที และขอความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนนำมาติดตั้งให้ ทั้งนี้ ผู้รับจ้างจะต้องมอบสิทธิการใช้งานที่ถูกต้อง พร้อมทั้งนำเอกสารคู่มือประกอบการใช้งานมามอบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และต้องทำการฝึกอบรมเพิ่มเติมให้แก่เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

8.9 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเก็บ ควบคุม จัดทำรายงาน ทวนสอบและสอบทานข้อมูล CI (Configuration Item) ของระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย รวมถึงผังการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ (Network Diagram) ต่างๆที่ติดตั้งในศูนย์ Data Center เป็นประจำทุกรอบที่เข้าทำการบำรุงรักษาตามข้อ 8.1 หรือเมื่อมีการเปลี่ยนแปลง Update Release หรือ Version ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

8.10 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเก็บ ควบคุม จัดทำรายงาน ทวนสอบและสอบทานข้อมูลผู้ใช้งานในระบบต่างๆ ที่ติดตั้งตามสัญญา เป็นประจำทุกรอบที่เข้าทำการบำรุงรักษาตามข้อ 8.1 ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

8.11 ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในกรณีที่ตัวแทนช่าง หรือลูกจ้างของ ผู้รับจ้างจงใจ หรือประมาทเลินเล่อ หรือไม่มีความรู้ความชำนาญพอ กระทำหรืองดเว้นการกระทำใดๆ อันเป็นเหตุให้ระบบเสียหาย หรือไม่อยู่ในสภาพที่ใช้งานได้ตามปกติ โดยไม่อาจแก้ไขได้ ผู้รับจ้างต้องจัดหาอุปกรณ์รุ่นเดียวกัน หรือที่มีประสิทธิภาพในการทำงานเท่ากัน หรือดีกว่ามาให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้งานชั่วคราวจนกว่าผู้รับจ้างจะทำการซ่อมแซมแก้ไขให้แล้วเสร็จและส่งกลับคืนให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

8.12ในกรณีที่อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ ชำรุด เสียหาย และไม่สามารถหาอะไหล่ทดแทนเพื่อแก้ไขได้ เนื่องจากอุปกรณ์นั้น ได้ถูกประกาศภาวะสิ้นสุดการขาย (End-of-Sale) หรือสิ้นสุดการบริการ (End-of-Service) ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าเพื่อใช้งานทดแทนภายใน 30 วันทำการ

9. การบำรุงรักษามิเตอร์ และอุปกรณ์ประกอบ

ผู้รับจ้างมีหน้าที่บำรุงรักษา ตรวจสอบ ซ่อมแซมแก้ไข มิเตอร์ระบบ AMI และอุปกรณ์ประกอบที่ติดตั้งให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั่วประเทศ จำนวน 70,000 ชุด ให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ดีอยู่เสมอตลอดระยะเวลาที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบ โดยมีเงื่อนไขในการรับผิดชอบตามเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) ข้อ 6 รวมทั้งการสับเปลี่ยนมิเตอร์ในกรณีย้ายสถานที่ติดตั้ง ตลอดอายุสัญญา

10. อุปกรณ์สำรอง (Spare part) ในระหว่างการติดตั้งและใช้สำหรับการบริหารโครงการ

ผู้รับจ้างต้องสำรองอุปกรณ์ต่างๆ ในการบริหารโครงการ ดังนี้

10.1 มิเตอร์แต่ละประเภท จำนวนร้อยละ 3 (สาม) ของจำนวนมิเตอร์แต่ละผลิตภัณฑ์ตามสัญญา

10.2 หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) จำนวนร้อยละ 4 (สี่) ของจำนวนหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) แต่ละผลิตภัณฑ์ตามสัญญา

10.3 ตู้มิเตอร์แต่ละประเภท จำนวนร้อยละ 1 (หนึ่ง) ของจำนวนตู้มิเตอร์ตามสัญญา

โดยอุปกรณ์สำรองทั้งหมดต้องเป็นผลิตภัณฑ์ รุ่น เดียวกันกับที่เสนอในโครงการนี้ และจัดส่งให้ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ กองบริหารและจัดการคลังพัสดุ 3 ภายใน 12 (สิบสอง) เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา

11 รายละเอียดบุคลากร เจ้าหน้าที่ ผู้ปฏิบัติงาน

11.1 ผู้รับจ้างต้องจัดสรรบุคลากรสำหรับปฏิบัติงาน โดยมีรายละเอียด ดังนี้

(1) ผู้จัดการโครงการ ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ, บริหาร หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในการบริหารโครงการเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 2 ปี ที่มีมูลค่างานไม่น้อยกว่า 200 ล้านบาท

(2) ผู้จัดการระบบ AMI ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือ สาขาอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในบริหารงานโครงการเกี่ยวกับระบบ AMR หรือ AMI เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(3) ผู้เชี่ยวชาญด้าน System Integration ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านคอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือ สาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับระบบ System Integration ซึ่งเชื่อมโยงกับระบบ ERP เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(4) ผู้เชี่ยวชาญระบบ MDMS ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับระบบ AMI MDMS เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(5) ผู้เชี่ยวชาญระบบ HES ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับระบบ AMI HES เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(6) หัวหน้าทีมพัฒนาด้าน Software Application ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องและมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับ Application Design หรือ Web Design เป็นระยะเวลาไม่น้อย 3 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(7) Database Administrator ปฏิบัติงานในเวลาทำการ ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง มีประสบการณ์การทำงานระบบฐานข้อมูลที่นำเสนอไม่น้อยกว่า 3 ปี และต้องมีใบรับรองระบบฐานข้อมูล (Database Certificate) ในระบบฐานข้อมูลที่นำเสนอเป็นอย่างน้อย จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(8) Network Administrator ปฏิบัติงานในเวลาทำการ ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์การทำงานด้าน Network and Security ไม่น้อยกว่า 3 ปี และต้องมีใบรับรอง Cisco Certified Network Professional(CCNP) จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(9) ผู้เชี่ยวชาญด้าน AMI System Test ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับระบบ AMI/AMR Systemหรือทำงานเกี่ยวกับการทดสอบระบบ AMI/AMR Systemเป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(10) ผู้เชี่ยวชาญด้าน Document Quality Control and Delivery ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ คอมพิวเตอร์ เทคโนโลยีสารสนเทศ อักษรศาสตร์ หรือ สาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องมีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับการดำเนินการ Document Quality Control and Delivery เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(11) ผู้จัดการศูนย์ AMI Data Center ปฏิบัติงานในเวลาทำการ ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ, บริหาร หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และมีประสบการณ์การทำงานที่เกี่ยวข้อง จำนวนอย่างน้อย 1 คน

(12) เจ้าหน้าที่ประจำศูนย์ AMI Data Center (Helpdesk) ปฏิบัติงานในเวลาทำการ จำนวนอย่างน้อย 8 คน และ นอกเวลาทำการ จำนวนอย่างน้อย 3 คน ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับ ปวส. หรือปริญญาตรี สาขาไฟฟ้าหรือสาขาอื่นที่เกี่ยวข้องกับงานจ้าง โดยผู้รับจ้างจะต้องส่งเจ้าหน้าที่เข้ามาประจำศูนย์ไม่เกิน 6 เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา

(13) ทีมงานผู้ปฏิบัติงานติดตั้งและบำรุงรักษามิเตอร์ระบบ AMI และอุปกรณ์ประกอบ ต้องมีคุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับ ปวช. สาขาไฟฟ้า หรือสาขาอื่นที่เกี่ยวข้องกับงานจ้าง รวมทั้งเป็นผู้มีความรู้ความชำนาญในงานที่รับจ้าง จำนวนอย่างน้อย 30 ทีม แต่ละทีมประกอบด้วยผู้ปฏิบัติงานอย่างน้อย 2 คน ตลอดระยะเวลาที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบ โดยผู้รับจ้างจะต้องเสนอรายละเอียดบุคลากร ทีมงานผู้ปฏิบัติงานติดตั้งและบำรุงรักษามิเตอร์ระบบ AMI และอุปกรณ์ประกอบ พร้อมสถานที่ตั้งศูนย์บริการในแต่ละพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้ง 12 เขต อย่างน้อย 25 ศูนย์บริการโดยศูนย์บริการต้องมีมาตรฐาน ISO20000 ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบภายใน 8 เดือน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา โดยจะต้องแสดงรายชื่อ สำเนาบัตรประจำตัวประชาชน สำเนาใบสำเร็จการศึกษาตามคุณวุฒิที่กำหนดของผู้ปฏิบัติงานทั้งหมด โดยหัวหน้าทีมผู้ปฏิบัติงานต้องผ่านการฝึกอบรมมาตรฐานความปลอดภัยในการปฏิบัติงานและมาตรฐานการติดตั้งมิเตอร์จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่าย

<u>หมายเหตุ</u> สำหรับ MDMS และ HES ที่เสนอหากเป็นผลิตภัณฑ์เดียวกันผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเสนอบุคลากรในข้อ 11.1(4) และ 11.1(5) เป็นบุคคลเดียวกันได้

11.2 บุคลากรในทีมงานต้องประกอบด้วยบุคลากรไทยไม่ต่ำกว่าร้อยละ 60 โดยหากเป็นบุคลากรต่างชาติ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ที่จะให้บุคลากรต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานหรือให้คำปรึกษา ณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่ โดยจะแจ้งให้ผู้รับจ้างทราบล่วงหน้าก่อนอย่างน้อย 10 วัน และในกรณีมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงบุคลากรในโครงการต้องแจ้งให้ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบเป็นลายลักษณ์อักษร และได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

11.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ที่จะขอเปลี่ยนตัวผู้ปฏิบัติงานในทีมงานของผู้รับจ้างหากเห็นว่าผู้ปฏิบัติงานมีคุณสมบัติหรือความรู้ความสามารถไม่เป็นไปตามเงื่อนไขและข้อกำหนดตาม

สัญญา ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการเปลี่ยนตัวผู้ปฏิบัติงานให้โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม หรืออ้างเป็นเหตุเพื่อขอแก้ไขสัญญาอันเนื่องมาจากเหตุนี้ ในกรณีที่ผู้รับจ้างประสงค์จะเปลี่ยนตัวผู้ปฏิบัติงานจะต้องแจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับทราบทุกครั้ง

12. การประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

หากจะต้องมีการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานอื่น ๆ หรือหน่วยงานในสังกัดของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเอง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้ดำเนินการติดต่อประสานงาน และทำเรื่องขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้ ทั้งนี้ในการดำเนินการขออนุญาตต้องมีเอกสารที่ใช้ประกอบ จะเป็นรายละเอียดทั้งหมดหรือบางส่วนก็ตาม ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการจัดเตรียมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วย โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่ประการใด

13. การตรวจรับระบบ (User Acceptance Test)

การตรวจรับตามสัญญาจะถูกตรวจรับโดยคณะกรรมการตรวจรับงานจ้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือผู้ที่ได้รับแต่งตั้งให้ทำการตรวจรับแทน โดยคณะกรรมการตรวจรับงานจ้างเป็นผู้นำเสนอแต่งตั้งตัวแทนจากผู้ว่าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และรายละเอียดของการตรวจรับจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด ดังนี้

13.1 การตรวจรับอุปกรณ์และระบบต่างๆ

(1) ต้องแสดงเอกสารการนำเข้าต่อคณะกรรมการตรวจรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับผลิตภัณฑ์ที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

(2) สำหรับระบบ MDMS และ ระบบ HES การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะส่งผู้ปฏิบัติงานจำนวนไม่น้อยกว่า 10 คน เข้าทำการทดสอบประสิทธิภาพ (Factory Acceptance Test (FAT)) ณ ประเทศผู้ผลิต (Country of origin) ของระบบ MDMS หรือ ณ ประเทศผู้ผลิต (Country of origin) ของระบบ MDMS และ ระบบ HES โดยผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด โดยประกอบด้วยค่าฝึกอบรม ค่าเดินทาง ทั้งภายในประเทศ และระหว่างประเทศ ตลอดจนค่าอาหารและค่าที่พัก โดยอ้างอิงตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book7 (Non-functional requirements)

(3) สำหรับมิเตอร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะส่งตัวแทนซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญจำนวน 3 คน เข้าทำการตรวจสอบประสิทธิภาพ (Quality Control) ณ สถานที่ผลิตมิเตอร์ และอุปกรณ์ประกอบ โดยผู้เสนอราคาเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมดรวมทั้งการจัดหาลวด, ตะกั่ว ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พร้อมทำการตีตรา

(4) สำหรับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ในการส่งมอบอุปกรณ์ครั้งที่ 1 จะต้องผ่านการทดสอบประสิทธิภาพการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ในสภาพแวดล้อมที่กำหนด (Environment Test) ตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical

Specification) Appendix G - Environment Test for 4G/3G ModemจึงจะสามารถทำการทดสอบFull Functional Test และส่งมอบอุปกรณ์ได้

(5) คณะกรรมการตรวจรับจะทำการสุ่มตัวอย่างผลิตภัณฑ์มิเตอร์ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) และตู้มิเตอร์ (Cabinet) ในแต่ละครั้งที่ส่งของมาตรวจสอบประสิทธิภาพกับหน่วยงานภายในของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน และทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีเอกสารแสดงว่าผลิตภัณฑ์ดังกล่าวผ่านมาตรฐาน จึงจะนำเอาผลิตภัณฑ์ดังกล่าวไปดำเนินการติดตั้งได้

(6) การตรวจรับอุปกรณ์อื่นๆ ในโครงการคณะกรรมการตรวจรับจะทำการตรวจรับตามข้อกำหนดทางเทคนิค

(7) การตรวจรับอุปกรณ์จะต้องมีเจ้าหน้าที่ของผู้รับจ้างเข้าร่วมในการตรวจรับด้วย

13.2 การทดสอบ Full Functions ก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Full Functional Test)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะส่งตัวแทนซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญจำนวน 5 คน ร่วมกับคณะกรรมการตรวจรับงานจ้าง เข้าทำการตรวจสอบฟังก์ชั่นการทำงานของระบบ AMI โดยในการทดสอบผู้รับจ้างจะต้องแสดงให้เห็นว่าระบบ ระบบ AMI ระบบ Software ต่างๆและ มิเตอร์ทั้ง 3 ผลิตภัณฑ์ต้องทำงานได้ครบทุกฟังก์ชั่นรวมทั้งมิเตอร์ทั้ง 3 ผลิตภัณฑ์ต้องสามารถทำงานร่วมกับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ได้ครบทั้ง 2ผลิตภัณฑ์ โดยผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด อ้างอิงตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book7 (Non-functional requirements) โดยในการทดสอบ Full Functional Test จะต้องทำการทดสอบก่อนการทดสอบภาคสนามก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Site Acceptance Test)

13.3 การทดสอบภาคสนามก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Site Acceptance Test)

หลังจากทดสอบ Full Functions ในหัวข้อที่ 13.2 เรียบร้อยแล้วการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะส่งตัวแทนซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญจำนวน 10 คน เข้าทำการตรวจสอบประสิทธิภาพ เมื่อทำการติดตั้งมิเตอร์ในงวดงานแรกครบ 120 ชุด โดยมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่ดำเนินการติดตั้งต้องมีจำนวนของแต่ละผลิตภัณฑ์ ดังนี้

ประเภทมิเตอร์	จำนวน (เครื่อง)			
	ผลิตภัณฑ์มิเตอร์			
	A	B	C	Total
3P3W	10	10	10	30
3P4W	30	30	30	90
รวม	40	40	40	120

และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทั้งสองผลิตภัณฑ์ ต้องมีผลิตภัณฑ์ละ 60 เครื่อง ซึ่งแต่ละผลิตภัณฑ์จะต้องติดตั้งร่วมกับมิเตอร์ไม่น้อยกว่าร้อยละ 40 ต่อ ผลิตภัณฑ์มิเตอร์ ต่อ ประเภทมิเตอร์

โดยผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด อ้างอิงตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book7 (Non-functional requirements) ทั้งนี้ผู้รับจ้างจะสามารถดำเนินการติดตั้งมิเตอร์ในงวดที่ 1 ต่อได้ก็ต่อเมื่อผ่านการทดสอบภาคสนามก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Site Acceptance Test) จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว

13.4 การตรวจรับงานติดตั้งมิเตอร์

(1) คณะกรรมการตรวจรับ หรือตัวแทน จะเป็นผู้ตรวจรับงานการติดตั้งมิเตอร์ที่หน้างาน โดยจะดำเนินการตรวจรับตามงวดงานที่ส่งมอบ

(2) คณะกรรมการตรวจรับ หรือตัวแทนจะสุ่มตรวจรับ จำนวนไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของจำนวนสถานที่ติดตั้งในแต่ละงวดงาน หากผลการสุ่มตรวจรับไม่ผ่าน ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงแก้ไขโดยเร็วภายในระยะเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด หลังจากนั้นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสุ่มตรวจรับเพิ่มเป็นสองเท่า หากในการสุ่มตรวจรับครั้งที่สองไม่ผ่าน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการระงับการติดตั้งจนกว่าผู้รับจ้างจะปรับปรุงแก้ไขแล้วเสร็จ

(3) การตรวจรับอุปกรณ์จะต้องมีเจ้าหน้าที่ของผู้รับจ้างเข้าร่วมในการตรวจรับด้วย

13.5 การตรวจรับระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่าย และ อุปกรณ์เครือข่ายสื่อสาร ทั้งหมดโดยมีรายละเอียดแสดงใน Book 5: IT Infrastructure and Minimum Sizing

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะปรับปรุงหรือเพิ่มเติมการตรวจสอบหากเห็นว่าจำเป็นเพื่อให้มั่นใจในคุณภาพการทำงานของอุปกรณ์ โดยจะแจ้งล่วงหน้าก่อนวันนัดตรวจสอบเพิ่มเติมไม่น้อยกว่า 3 (สาม) วัน การตรวจสอบจะกระทำภายใน 15 (สิบห้า) วัน นับแต่วันที่แจ้ง โดยให้ผู้รับจ้างทำหนังสือแจ้งถึงประธานคณะกรรมการตรวจรับ หากพบว่าอุปกรณ์ ทำงานไม่ได้ตามข้อกำหนดในสัญญาหรือมีสาเหตุอันเนื่องมาจากผู้เสนอราคา ผู้เสนอราคาจะต้องปรับปรุงแก้ไขโดยเร็ว หากมีชิ้นส่วนใดที่ต้องเปลี่ยนแปลง ผู้เสนอราคาจะต้องดำเนินการโดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆ และต้องแสดงหลักฐานการเปลี่ยนแปลง ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบภายใน 15 (สิบห้า) วัน ว่าได้ดำเนินการแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ แล้วอย่างไร หรือหากการตรวจรับ ดังกล่าวข้างต้นไม่ตรงตามข้อกำหนดในข้อหนึ่งข้อใด โดยไม่มีสาเหตุอันควรหรือมิใช่ความผิดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาได้ ในกรณีเช่นนี้ผู้เสนอราคาจะต้องนำเครื่องกลับคืนไปภายใน 10 (สิบ) วัน นับแต่วันที่บอกเลิกสัญญา โดยผู้เสนอราคาเป็นผู้เสียค่าใช้จ่ายเองทั้งสิ้นถ้าหากผู้เสนอราคาไม่นำเครื่องฯ กลับคืนไปภายในเวลาดังกล่าว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะขยายเวลาให้อีก 7 (เจ็ด) วัน เพื่อให้ผู้เสนอราคานำเครื่องกลับคืนไปอีกครั้งหนึ่ง หากพ้นกำหนดเวลาแล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์นำเครื่องฯ ออกขายทอดตลาด เงินที่ได้จากการขายทอดตลาด ผู้เสนอราคายอมให้หักเป็นค่าปรับหักเป็นค่าใช้จ่ายและค่าเสียหายอื่นๆ

13.6 การทดสอบประสิทธิภาพของระบบสมบูรณ์ (System Performance Test)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะส่งตัวแทนซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญจำนวน 10 คน เข้าทำการตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบสมบูรณ์ (System Performance Test) สำหรับระบบ MDMS

ระบบ HES ระบบ MOMS ระบบ Customer Energy Portal และ ระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของ เจ้าหน้าที่ Help Desk เมื่อทำการติดตั้งมิเตอร์ไม่น้อยกว่า 85% ของจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดที่ต้องติดตั้งในโครงการโดยผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด อ้างอิงตาม 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book7 (Non-functional requirements)

14. การฝึกอบรมผู้ใช้งาน

ผู้รับจ้างต้องจัดฝึกอบรมให้ผู้เกี่ยวข้องทั้งผู้ใช้ระบบ เจ้าหน้าที่พัฒนาระบบ เจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ เจ้าหน้าที่ฝ่ายสารสนเทศที่เกี่ยวข้องตลอดจนผู้บริหารภายใน 15 วันหลังจากได้รับหนังสือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แจ้งให้ทำการฝึกอบรม เพื่อให้มีความเข้าใจในระบบที่จะนำมาใช้ ทั้งทางด้านกระบวนการปฏิบัติงานและด้านเทคนิค รวมทั้งการถ่ายทอดความรู้ที่เกี่ยวข้องให้แก่เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตลอดระยะเวลาการดำเนินการโครงการ ณ สถานที่ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร โดยผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการฝึกอบรม และจัดการฝึกอบรม พร้อมเอกสารประกอบการฝึกอบรมครบตามจำนวนผู้เข้าอบรมพร้อม Electronic File โดยมีหลักสูตรดังต่อไปนี้

(1)	หลักสูตร เกี่ยวกับผลิตภัณฑ์มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบรวมทั้งหลักสูตรการใช้งานระบบ MOMS, Mobile Application, Customer Energy Portal และ Software อื่น ๆ ที่ใช้ในโครงการ	จำนวน	1,000	คน
(2)	หลักสูตร Database System	จำนวน	5	คน
(3)	หลักสูตร Operation System for Server	จำนวน	5	คน
(4)	หลักสูตร Network System	จำนวน	5	คน
(5)	หลักสูตร เกี่ยวกับ HES Software	จำนวน	30	คน
(6)	หลักสูตร เกี่ยวกับ MDMS Software	จำนวน	30	คน
(7)	หลักสูตรเกี่ยวกับ Data Analytics	จำนวน	30	คน
(8)	หลักสูตร On-the-Job Training (OJT) ณ. ประเทศผู้ผลิตระบบ MDMS/HES	จำนวน	5	คน
(9)	หลักสูตรอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร			

ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม โดยประกอบด้วยค่าฝึกอบรม ค่าเดินทาง ทั้งภายในประเทศ และระหว่างประเทศ ตลอดจนค่าอาหารและค่าที่พัก ผู้รับจ้างจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ โดยแต่ละหลักสูตรจะต้องรองรับการฝึกอบรมให้กับเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเป็นการฝึกอบรมในประเทศ ตามหลักสูตรที่กล่าวข้างต้น และ ฝึกอบรมในต่างประเทศ ณ โรงงานผู้ผลิตระบบ MDMS/HES แบบ On-The-Job Training (OJT) จำนวน 5 คน

15. มาตรฐานการติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์

ผู้รับจ้างต้องติดตั้งอุปกรณ์และเชื่อมโยงให้สามารถทำงานได้ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และข้อเสนอของผู้รับจ้าง ในกรณีที่ต้องการอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์หรือซอฟท์แวร์อื่นใดนอกเหนือจากระบุไว้ในข้อกำหนดนี้เพื่อให้ระบบสามารถทำงานได้ตามที่ระบุในเอกสารนี้ ให้ผู้รับจ้างเสนอราคาอุปกรณ์เพิ่มเติมให้ครบถ้วน และผู้รับจ้างต้องจัดหาและติดตั้งให้ระบบคอมพิวเตอร์ ทำงานได้ตามความต้องการอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ในการติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์ จะต้องดำเนินการสิ่งต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

15.1 ต้องสำรวจและเขียนแบบแปลนแสดงตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ การวางท่อร้อยสาย แนวท่อและแนวสายต่างๆอย่างละเอียด โดยมีอัตราส่วนที่เหมาะสมรวมทั้งระยะเวลาการติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์ อย่างละเอียด และต้องเสนอให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พิจารณาเห็นชอบก่อนจึงจะดำเนินการได้ การเปลี่ยนแปลงใดๆ ต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนเสมอ

15.2 การตั้งตู้อุปกรณ์ต้องตั้งได้ระดับ และมั่นคง และติดตั้งสายดินกับตู้อุปกรณ์

15.3 ผู้รับจ้างต้องจัดการเตรียมท่อร้อยสายและเดินสายตามแบบที่ได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสายทุกเส้น (สาย UTP, หรือสายอื่นๆ (ถ้ามี)) ต้องมีป้าย (label) ที่ปลายทั้งสองและระบุจุดเชื่อมโยงอย่างชัดเจน

15.4 ผู้รับจ้างต้องติดตั้งระบบไฟฟ้า และสายดิน

15.5 ผู้รับจ้างต้องใช้สาย UTPCat6 และการเดินสาย UTP ให้เดินสายแบบ Full patch ยกเว้นการเดินสาย UTP สำหรับอุปกรณ์เครือข่ายไร้สายนั้นให้เดินสายแบบ half patch คือปลายสายด้านอุปกรณ์เครือข่ายไร้สายให้เป็นหัวแบบตัวผู้ ส่วนปลายสายด้านหนึ่งให้ติดตั้งเข้ากับ patch panel โดยการเดินสาย UTP นั้นต้องเดินอยู่ในท่อโลหะหรือรางโลหะตลอดความยาวสายเพื่อป้องกันความเสียหาย

15.6 ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสายใยแก้วนำแสง (Fiber Optics) ในส่วนของอุปกรณ์ และระหว่างอาคารที่เกี่ยวข้องให้ครบถ้วน

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นจากการติดตั้งรางร้อยสาย การวางสายและการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ หรือความเสียหายใดๆ ที่เกิดขึ้นเนื่องจากการปฏิบัติงานของผู้รับจ้าง และต้องดำเนินการซ่อมแซมให้อยู่ในสภาพเดิมโดยเร็ว

16. เอกสาร คู่มือ และเครื่องมือที่ต้องส่งมอบ

ผู้รับจ้างต้องจัดส่งเอกสาร คู่มือ รวมทั้งเครื่องมือต่างๆ ภายในระยะเวลา 24 เดือน หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควรอย่างน้อยจำนวน 2 ชุด โดยจัดทำเป็นภาษาไทย ยกเว้นคู่มือทางเทคนิคให้ใช้เป็นภาษาอังกฤษได้ โดยเอกสารทั้งหมดบันทึกเป็น Electronic File ลงบนสื่อ CD-ROM อย่างน้อยจำนวน 5 ชุด ดังนี้

16.1 เอกสารมาตรฐานของระบบ (Standard & Technical Documents)

16.2 เอกสารรายละเอียดกระบวนการปฏิบัติงาน (Operation Process Flowchart)

16.3 คู่มือในการนำโปรแกรมที่ได้พัฒนามาใช้งานในระบบจริง (Deployment Document)

16.4 เอกสารรายละเอียดการปรับปรุงและแก้ไขระบบ (Customization Documents)

16.5 เอกสารคู่มือการใช้ระบบโปรแกรมสำเร็จรูปต่างๆ (User Manuals)

16.6 เอกสารคู่มือการปฏิบัติการสำหรับผู้ใช้ (User Procedures)

16.7 เอกสารประกอบการฝึกอบรม (Training Materials)

16.8 เอกสารภาพรวมของระบบ (System Diagrams)

16.9 เอกสารภาพรวมของโปรแกรม (Program Flow Diagrams)

16.10 เอกสารข้อกำหนดของโปรแกรม (Program Specification)

16.11 เอกสารรายละเอียดโปรแกรม (Detailed Program Flowcharts)

16.12 เอกสารแบบจำลอง Entity Relationship Diagram (ER Diagram)

16.13 เอกสารรายละเอียดตาราง (Table) ของแต่ละระบบงาน

16.14 เอกสารโปรแกรมต้นฉบับ (Source Program Listing) ในส่วนที่ได้ทำการแก้ไขระบบโปรแกรม ในรูปแบบที่สามารถนำมาใช้ในการพัฒนาต่อได้โดยสะดวก

16.15 เอกสารการติดตั้งระบบเพื่อใช้ในการพัฒนาระบบรวมถึงการกำหนดค่าสภาพแวดล้อมในการพัฒนาระบบ (Development Installation & Environment Guide)

16.16 เอกสารปฏิบัติงานสำหรับระบบ (Operation Manual)

16.17 เอกสารการกำหนดค่าเริ่มต้นในระบบ (Parameter Configuration)

16.18 เอกสารการติดตั้งระบบ (System Architecture)

16.19 เอกสารการรักษาความปลอดภัยและการกำหนดสิทธิ์ใช้งานของระบบ (System Security Manual)

16.20 เอกสารการปฏิบัติงานระบบบริหารฐานข้อมูล (DBMS User Manual)

16.21 เอกสารแสดงการปรับแต่งโปรแกรม (Application Tuning Guide)

16.22 เอกสารการบำรุงรักษาโปรแกรมระบบ (Application Maintenance Manual)

16.23 เอกสารสำหรับแผนสำรองฉุกเฉิน (Disaster Recovery Guide)

16.24 เอกสารการฟื้นฟูระบบ (System Recovery Guide)

16.25 เอกสารรายงานความก้าวหน้าในการดำเนินโครงการ (Monthly Report)

16.26 เอกสารข้อตกลงให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเข้าปรับปรุง และแก้ไขระบบการทำงานของ AMI ได้

16.27 เอกสารการมอบสิทธิในการใช้งาน Software ทั้งหมดอย่างถูกต้องตามกฎหมาย และกรณีที่มีบุคคลภายนอกกล่าวอ้าง หรือใช้สิทธิเรียกร้องใดๆ ในการใช้สิทธินี้ คู่สัญญาจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

16.28 เอกสารการอธิบายโครงสร้างของ Database และระบบการทำงาน

16.29 เอกสารแสดงการผ่านการทดสอบตามมาตรฐานต่างๆ ของอุปกรณ์เครื่องมือต่างๆ อาทิเช่น DLMS/Cosem Certificates, เอกสารรับรองจากมอก.สำหรับมิเตอร์, Type Test Reports, เอกสารรับรองจาก กสทช. สำหรับ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), และ Security Key Generation Certificate เป็นอย่างน้อย

16.30 กำหนดให้คู่สัญญาจะต้องส่งมอบเครื่องมือที่ใช้ในการทดสอบระบบ HES, MDMS, NMS และระบบ Application อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องเท่าที่จำเป็นในขั้นตอนของการทดสอบ FFT, SAT และ System Performance test พร้อมลิขสิทธิ์การใช้งาน ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร โดยต้องสามารถนำโปรแกรมไปใช้งานในระบบจริงได้

16.31 กำหนดให้คู่สัญญาจะต้องส่งมอบเครื่องมือที่ใช้ในการพัฒนาระบบ MOMS, ระบบ Customer Energy Portal และระบบ Application อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด รวมถึงคอมโพเน็นต์ (Component) ที่ใช้ในการพัฒนาระบบ และ/หรือ คอมโพเน็นต์ (Component) ที่ใช้ในการทำงานบนระบบจริง พร้อมลิขสิทธิ์การใช้งาน (Development Tools) ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องสามารถนำ โปรแกรมต้นฉบับมาใช้ Compile ได้โดยไม่มีข้อผิดพลาดเกิดขึ้น รวมถึงการนำโปรแกรมไปใช้ในระบบจริงได้

16.32 เอกสาร Data Flow Diagram และ Interface Detail Design (IDD) กับระบบที่ AMI เชื่อมต่อทั้งหมด

16.33 เอกสารการทดสอบตาม1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) Book 3 : Smart Meters, Modem and Installation และ Book7 : Non-Functional Requirements ซึ่งประกอบด้วยเป็นอย่างน้อย Factory Routine Test (FRT), Preliminary Factory Acceptance Test (pre-FAT), Factory Acceptance Test (FAT), Full Functional Test (FFT), Site Acceptance Test (SAT) และ System Performance Test

16.34 เอกสารการออกแบบระบบ MDMS, ระบบ HES, ระบบ MOMS, และ ระบบ Customer Energy Portal ซึ่งประกอบด้วย Business Solution Requirement (BSR), Business Solution Design (BSD), Technical Architecture Design (TAD) และ Application Programming Interface (API) การเชื่อมต่อกับระบบ AMI ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดเป็นอย่างน้อย

16.35 เอกสารข้อมูล CI (Configuration Item), ผังการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ (Network Diagram) ในรูปแบบ Physical และ Logical, ผังการจัดวางอุปกรณ์ (Rack Diagram) ของระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่ติดตั้งในศูนย์ Data Center

16.36 เอกสารรายการคำสั่งและขั้นตอนการรับส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์กับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3GModem) ด้วย AT Command

16.37 เอกสารรายงานการตรวจสอบด้าน Cyber Security Audit (Cyber Security Audit Report)

16.38 เอกสารอื่น ๆ ทั้งหมด ที่กำหนดใน 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) โดยได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

17. การจ้างช่วง

ผู้รับจ้างจะต้องไม่เอางานทั้งหมดหรือบางส่วนแห่งสัญญานี้ ไปจ้างช่วงอีกต่อหนึ่ง เว้นแต่การจ้างช่วงงานแต่บางส่วนที่ได้รับอนุญาตเป็นหนังสือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว การที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้อนุญาตให้จ้างช่วงงานแต่บางส่วนดังกล่าวนั้น ไม่เป็นเหตุให้ผู้รับจ้างหลุดพ้นจากความรับผิดหรือพันธะหน้าที่ตามสัญญานี้ และผู้รับจ้างจะยังคงต้องรับผิดในความรับผิดและความประมาทเลินเล่อของผู้รับจ้างช่วงหรือของตัวแทนหรือลูกจ้างของผู้รับจ้างช่วงนั้นทุกประการ

กรณีผู้รับจ้างไปจ้างช่วงงานแต่บางส่วนโดยฝ่าฝืนความในวรรคหนึ่ง ผู้รับจ้างต้องชำระค่าปรับให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจำนวนเงินในอัตราร้อยละ 10 ของวงเงินที่จ้างช่วงตามสัญญา

ในกรณีที่ผู้รับจ้างมีความประสงค์จ้างช่วงเป็นบางส่วน ผู้รับจ้างต้องจัดส่งเอกสารทั้งหมดเกี่ยวกับผู้รับจ้างช่วงให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้ความเห็นชอบ ผู้รับจ้างจะต้องได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนดำเนินการดังกล่าว โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาถึงประวัติ ความชำนาญ ผลงาน สถานะทางการเงินของผู้รับจ้างช่วงเป็นต้น ประกอบการพิจารณาให้ความยินยอมดังกล่าว แต่ทั้งนี้ผู้รับจ้างยังคงต้องรับผิดชอบที่ให้จ้างช่วงไปนั้นทุกประการ

18. การควบคุมคุณภาพงาน

การควบคุมคุณภาพงานเป็นความรับผิดชอบของผู้รับจ้างแต่เพียงผู้เดียว ทั้งในด้านงานวิศวกรรมออกแบบ คุณภาพของวัสดุอุปกรณ์ที่จัดหา ทักษะการทำงานของบุคคลากรของผู้รับจ้าง เครื่องมือเครื่องจักรที่นำมาใช้ ตลอดจนกระบวนการทำงานและการบริหารโครงการ

การให้ความเห็นชอบแบบและเอกสาร และ/หรือการตรวจสอบงาน และ/หรือการเข้าร่วมเป็นพยานในการทดสอบต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือตัวแทนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแต่งตั้ง และ/หรือการทดสอบโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่มีผลให้ความรับผิดชอบของผู้รับจ้างหมดไป

ถ้าผู้ว่าจ้างแต่งตั้งกรรมการตรวจรับพัสดุ ผู้ควบคุมงาน หรือบริษัทที่ปรึกษา เพื่อควบคุมการทำงานของผู้รับจ้าง กรรมการตรวจรับงานจ้าง หรือผู้ควบคุมงาน หรือบริษัทที่ปรึกษานั้น มีอำนาจเข้าไปตรวจการงานในโรงงานและสถานที่ที่กำลังติดตั้งได้ทุกเวลาและผู้รับจ้างจะต้องอำนวยความสะดวกและให้ความช่วยเหลือในการนั้นตามสมควร

การที่มีกรรมการตรวจรับพัสดุ ผู้ควบคุมงานหรือบริษัทที่ปรึกษา หาทำให้ผู้รับจ้างพ้นความรับผิดชอบตามสัญญานี้ข้อหนึ่งข้อใดไม่

การควบคุมคุณภาพเฉพาะงาน (ถ้ามี) ให้เป็นไปตาม1.1(1) เงื่อนไขเฉพาะงานและ 1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

19. การเปลี่ยนแปลงแก้ไขปริมาณงาน

หลังจากที่ผู้รับจ้าง ทำการสำรวจตรวจสอบปริมาณงานเรียบร้อยแล้ว หากมีการเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขปริมาณงานด้วยเหตุใดก็ตาม ผู้รับจ้างจะต้องเสนอเหตุผล ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบเป็นลายลักษณ์อักษรโดยเร็วที่สุด และจะกระทำได้เมื่อได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว

ในระหว่างการดำเนินงานตามสัญญา หากผู้รับจ้างต้องการขอแก้ไขเปลี่ยนแปลงงานเพื่อให้การติดตั้งสะดวกขึ้น หรือเหตุใดก็ตาม อันเป็นเหตุให้มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น ผู้รับจ้างต้องเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายเอง โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจะต้องได้รับการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน ในระหว่างการดำเนินงานตามสัญญา กรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้สั่งแก้ไข หากทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น หรือลดลง การตกลงราคาให้คิดราคาต่อหน่วยตามสัญญา หากไม่มีราคาต่อหน่วยให้ตกลงราคากัน ณ บัดนั้น

หากมูลค่ารวมตามสัญญามีการเปลี่ยนแปลงให้ดำเนินการกับหลักประกันสัญญา ดังนี้

(1) กรณีมูลค่ารวมของสัญญาลดลง ผู้รับจ้างสามารถนำหลักประกันสัญญาฉบับใหม่ มาขอเปลี่ยนกับหลักประกันสัญญาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยึดถือไว้ได้ หากผู้รับจ้างจะใช้หลักประกันสัญญาตาม เอกสารประกวดราคาจ้างด้วยวิธีประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ เงื่อนไขทั่วไปข้อ 7.2 – 7.4 ซึ่งมิใช่สถาบันการเงินแห่งเดียวกันก็สามารถกระทำได้

(2) กรณีมูลค่ารวมของสัญญาเพิ่มขึ้น ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการเพิ่มมูลค่าหลักประกันสัญญาให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน เอกสารประกวดราคาจ้างด้วยวิธีประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ เงื่อนไขทั่วไปข้อ 7

20. การบอกเลิกสัญญาโดยผู้ว่าจ้าง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการบอกเลิกสัญญาทั้งหมดหรือบางส่วน ณ เวลาใดก็ได้ หากเป็นไปตามเหตุใดเหตุหนึ่งหรือทั้งหมด ดังนี้

20.1 ผู้รับจ้างแสดงให้เห็นเป็นที่กระจ่างชัดว่าไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขสัญญาได้ อันจะเป็นผลเสียหายแก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

20.2 ผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินงานให้แล้วเสร็จตามแผนงานย่อย จนเป็นเหตุให้เชื่อได้ว่าผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลารวมของสัญญา อันจะมีผลเสียหายต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

20.3 ผู้รับจ้างไม่ปฏิบัติตามข้อ 17 เงื่อนไขการจ้างช่วง

20.4 ผู้รับจ้างหยุดงานโดยไม่มีสาเหตุอันควร หรือนำวัสดุอุปกรณ์การติดตั้งออกจากสถานที่ติดตั้งโดยไม่มีสาเหตุอันควร

20.5 จำนวนเงินค่าปรับรวมจะเกินร้อยละสิบของวงเงินค่าจ้างทั้งหมดตามสัญญา

ในการนี้ เมื่อผู้รับจ้างได้รับเอกสารแจ้งความจำนงในการบอกเลิกงานตามสัญญาแล้ว ผู้รับจ้างจะต้องหยุดปฏิบัติงานที่ถูกบอกเลิกทั้งหมดในทันที ยกเว้นงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่าจำเป็นต้องดำเนินต่อไป ขณะเดียวกันผู้รับจ้างจะต้องยกเลิกพันธะผูกพันในการจัดซื้อวัสดุรวมถึงสิ่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานตามสัญญาทั้งหมดในทันที

ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายซึ่งเกิดจากการที่ผู้รับจ้างไม่อาจดำเนินการตามสัญญาหรือกระทำผิดเงื่อนไขจนเป็นเหตุให้ต้องยกเลิกสัญญา

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจพิจารณาดำเนินการฟ้องร้องเรียกค่าเสียหาย หรือปรับลดเงินที่จะต้องชำระให้กับผู้รับจ้าง หรือหักจากเงินค้ำประกัน และอาจใช้สิทธิ์บางส่วนหรือทั้งหมด เรียกค่าเสียหายตามที่ผู้รับจ้างมีพันธะผูกพันอยู่ก็ได้

21. การตัดสิทธิและลงโทษเป็นผู้ทิ้งงาน

ในกรณีผู้รับจ้าง ไม่ปฏิบัติตามสัญญา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิพิจารณาให้ผู้รับจ้างเป็นผู้ถูกตัดสิทธิการรับจ้างจากผู้ว่าจ้าง และ/หรือการเป็นผู้ทิ้งงานตามกฎหมาย ข้อบังคับ ระเบียบใดๆ ที่ผู้ว่าจ้างใช้บังคับ

22. การงดหรือลดค่าปรับ และการขยายเวลาปฏิบัติงานตามสัญญา

ในกรณีที่ผู้รับจ้างส่งมอบงานล่าช้าไปกว่าที่กำหนดไว้ตามสัญญา แต่ไม่อยู่ในข่ายที่จะปรับได้ตามกฎหมาย เช่น เป็นเพราะเหตุสุดวิสัย หรือเป็นเพราะความผิด หรือความบกพร่องของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือเกิดจากพฤติการณ์อันหนึ่งอันใดที่คู่สัญญาไม่ต้องรับผิดตามกฎหมายหรือเหตุอื่นตามที่กำหนดในกฎกระทรวง ทำให้คู่สัญญาไม่สามารถส่งมอบสิ่งของหรืองานตามเงื่อนไขและกำหนดเวลาแห่งสัญญาได้ ผู้รับจ้างอาจร้องขอต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้มีการต่ออายุสัญญาได้

ทั้งนี้ ภายใน 15 วัน นับถัดจากวันที่เหตุนั้นได้สิ้นสุดลง หรือตามที่กำหนดในกฎกระทรวง หากมิได้แจ้งภายในเวลาที่กำหนด ผู้รับจ้างจะยกมากล่าวอ้างเพื่อของดหรือลดค่าปรับ หรือขอขยายเวลาในภายหลังมิได้ เว้นแต่กรณีเหตุเกิดจากความผิดหรือความบกพร่องของหน่วยงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งมีหลักฐานชัดแจ้ง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบดีอยู่แล้ว ตั้งแต่ต้น

23. การห้ามโอนสิทธิ์

ผู้รับจ้างจะต้องไม่โอนสิทธิ์เรียกร้องหนี้อันเกิดจากสัญญานี้ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องชำระแก่ผู้รับจ้างให้บุคคลภายนอก

24. การจัดหาน้ำประปาและไฟฟ้า

ผู้รับจ้างมีหน้าที่รับผิดชอบจัดหาน้ำประปาและไฟฟ้าเพื่อใช้ในงานติดตั้งระบบ AMI และการดำเนินการที่เกี่ยวข้อง

25. การจัดหาวัสดุอุปกรณ์

วัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการดำเนินงาน ผู้รับจ้างต้องเป็นผู้จัดหาเองทั้งสิ้น โดยต้องจัดหาวัสดุอุปกรณ์ซึ่งมีคุณภาพไม่ต่ำกว่ามาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดดังนี้

(1) วัสดุอุปกรณ์ส่วนที่ผู้รับจ้างเป็นผู้จัดหา ต้องมีคุณภาพไม่ต่ำกว่ามาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้ในรูปแบบและรายละเอียดเฉพาะงาน (Drawings & Specifications) ซึ่งจะต้องเป็นของใหม่ที่ยังไม่เคยใช้งานมาก่อนและได้รับการตรวจสอบคุณภาพจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนนำไปใช้งาน หากเป็นรายการที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบังคับจดทะเบียนผู้เสนอราคาต้องจัดหาวัสดุอุปกรณ์ดังกล่าวจากผู้ผลิตที่ได้รับการจดทะเบียนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้วเท่านั้น และในวันยื่นซองผู้เสนอราคาต้องแนบรายละเอียดผลิตภัณฑ์และแหล่งที่มาของอุปกรณ์ที่จะนำไปใช้งานด้วย

ในการตรวจสอบคุณภาพขณะทำการผลิตวัสดุอุปกรณ์ส่วนที่ผู้รับจ้างจัดหา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจจะเข้าไปตรวจกระบวนการผลิต และการควบคุมคุณภาพที่โรงงานได้ด้วยเมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการผลิตแล้วผู้รับจ้างจะต้องให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำการสุ่มตัวอย่างบริภัณฑ์เพื่อทำการทดสอบ ณ โรงงานที่ผลิตในประเทศ สำหรับบริภัณฑ์ที่ผ่านการทดสอบถูกต้องและรับไว้ใช้งานได้ ผู้รับจ้างจะต้องบรรจุหีบห่อ ระบุชื่อ/เลขที่รุ่น การผลิต วัน เดือน ปี จำนวนที่ผลิต และอื่นๆแล้วส่งไปยังคลังพัสดุรังสิต การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตลอดกระบวนการในหัวข้อนี้เป็นภาระที่ผู้รับจ้างต้องดำเนินการเองทั้งสิ้น

(2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิที่จะเข้าไปดำเนินการสุ่มตัวอย่างวัสดุอุปกรณ์ที่ผู้รับจ้างจัดหามา ณ คลังพัสดุของผู้รับจ้างที่หน้างาน เพื่อทำการตรวจสอบและทดลองคุณภาพตามที่ผู้รับจ้างรับรองทั้งในทางสามัญและในทางเทคนิคได้ทุกประการ ถ้าปรากฏว่าวัสดุอุปกรณ์ที่ผู้รับจ้างนำมาใช้งานไม่ตรงตามรายละเอียดที่ระบุไว้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทรงสิทธิที่จะให้ผู้รับจ้างรีบนำวัสดุอุปกรณ์นั้นกลับโดยเร็วที่สุดที่จะทำได้ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่ต้องชดเชยค่าเสียหายหรือค่าใช้จ่ายให้แต่ประการใดทั้งสิ้น ทั้งนี้ให้ดำเนินการทดสอบตามที่ระบุในข้อกำหนดทางเทคนิค

26. การจัดหาบุคลากร

26.1 ผู้รับจ้างจะต้องมีและใช้ช่างผู้ผ่านการทดสอบมาตรฐานฝีมือช่าง จากสถานที่ดำเนินการทดสอบมาตรฐานฝีมือแรงงาน และมาตรฐานกลางของทางราชการ หรือสถาบันเอกชนที่ทางราชการรับรองหรือผู้มีวุฒิบัตรไม่น้อยกว่าระดับ ปวช., ปวส. และ ปวท. หรือเทียบเท่าจากสถาบันการศึกษาที่ กพ. รับรองให้เข้ารับราชการได้ ในอัตราไม่น้อยกว่าร้อยละสิบ ของแต่ละสาขาช่าง

และจะต้องมีวิศวกรที่ได้รับใบประกอบวิชาชีพในแต่ละสาขาเพื่อควบคุมงานโครงการอย่างน้อยสาขาละ 1 คน ดังต่อไปนี้

(1) สาขาไฟฟ้ากำลัง

(2) สาขาไฟฟ้าสื่อสาร

ทั้งนี้ ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำบัญชีแสดงจำนวนวิศวกรและช่างทั้งหมด โดยจำแนกตามแต่ละสาขา พร้อมกับระบุรายชื่อช่างผู้ที่ผ่านการทดสอบมาตรฐานฝีมือช่าง หรือผู้มีวุฒิบัตรดังกล่าวในวรรคแรกนำมาแสดงพร้อมหลักฐานต่างๆ ต่อคณะกรรมการตรวจการจ้าง หรือผู้ควบคุมงาน ก่อนเริ่มลงมือทำงาน และพร้อมที่จะให้ผู้ว่าจ้างหรือเจ้าหน้าที่ของผู้ว่าจ้างตรวจสอบดูได้ตลอดเวลาการทำงานตามสัญญานี้

26.2 ผู้รับจ้างต้องจัดให้มีผู้เชี่ยวชาญในงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งงานประกอบและติดตั้งอุปกรณ์ งานทดสอบ และงานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาว่ามีความสำคัญ โดยต้องส่งประวัติและรายละเอียดของผู้เชี่ยวชาญให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้ความเห็นชอบอย่างน้อย 60 วันก่อนเข้าดำเนินการ

26.3 ผู้รับจ้างต้องมีตัวแทนที่สามารถติดต่อประสานงานติดตั้งระบบ AMI ประจำสำนักงานโครงการตลอดเวลาการทำงานตามสัญญานี้

26.4 ผู้รับจ้างต้องมีผู้เชี่ยวชาญหรือผู้ควบคุมงาน Helpdesk เพื่อให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถติดต่อประสานงานและรับแจ้งปัญหาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตลอดเวลาการทำงานตามสัญญานี้

27. หน้าที่ของผู้รับจ้าง

27.1 ผู้รับจ้างมีหน้าที่ติดตั้งระบบ AMI ตามรูปแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ และอื่นๆ ตามเงื่อนไขสัญญา รวมตลอดถึงการดำเนินการให้สามารถใช้งานได้ตามเงื่อนไขในสัญญา

27.2 ผู้รับจ้างต้องให้สิทธิ์และความร่วมมืออันดีกับผู้รับจ้างรายอื่นที่ต้องเข้าดำเนินงานในสถานที่ติดตั้งเดียวกัน หรือที่ต้องดำเนินงานตามโครงการเดียวกัน

27.3 ทีมงานผู้ปฏิบัติงานของผู้รับจ้างต้องมีชุดฟอร์มสำหรับปฏิบัติงานในรูปแบบเดียวกันทั้งหมด และสวมชุดฟอร์มทุกครั้งตลอดเวลาในการปฏิบัติงาน

27.4 พนักงาน Helpdesk ของผู้รับจ้างต้องมีชุดฟอร์มสำหรับปฏิบัติงานในรูปแบบเดียวกันทั้งหมด และสวมชุดฟอร์มทุกครั้งตลอดเวลาในการปฏิบัติงาน

27.5 ผู้รับจ้างต้องปฏิบัติตามระเบียบ ข้อบังคับ ของสำนักงาน กสทช. ในการจัดหา, นำเข้า, จำหน่าย, ใช้งาน ของเครื่องวิทยุคมนาคม และอุปกรณ์

27.6 ผู้รับจ้างมีหน้าที่ปฏิบัติตามคำแนะนำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

28. แผนการดำเนินงาน และระยะเวลาโครงการ

28.1 ภายใน 30 วัน (สามสิบวัน) หลังจากผู้รับจ้างได้รับหนังสือสั่งจ้าง ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการดำเนินงานตามสัญญาโดยละเอียด และจัดส่งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แผนงานนี้จะต้องระบุลำดับเวลาที่ผู้รับจ้างคาดว่าจะทำการออกแบบ สั่งผลิตอุปกรณ์ จัดส่ง ทำการประกอบ ติดตั้ง และทดสอบ ทั้งยังต้องระบุวันที่ ซึ่งผู้รับจ้างต้องการให้ผู้ว่าจ้างปฏิบัติตามพันธะของสัญญาโดยครบถ้วน (อย่างสมควรแก่เหตุผล) เพื่อที่ผู้รับจ้างจะสามารถดำเนินการตามสัญญา โดยเป็นไปตามแผนงานและบรรลุผลให้งานเสร็จสิ้น จนผ่านกระบวนการทดสอบ และการตรวจรับงานตามเงื่อนไขของสัญญาได้ตลอดจนกำหนดวันที่และช่วงเวลาอื่นใดที่กำหนดไว้ในสัญญาอีกด้วย

28.2 ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงแผนงานให้เป็นปัจจุบัน และทบทวนปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสม หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสั่ง แต่จะต้องไม่เปลี่ยนแปลงเวลาสิ้นสุดงานตามเงื่อนไขการขอทบทวนแผนงานใดๆ ในการนี้จะต้องแจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

28.3 ในกรณีที่ผลการดำเนินงานของผู้รับจ้างล่าช้ากว่าแผนงานปัจจุบัน ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงแผนงานตามข้อ 28.2 และเสนอวิธีการที่จะสามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จตามแผนงานได้ ไม่ว่าจะเป็นการเพิ่มจำนวนบุคคลากร การเพิ่มชั่วโมงการทำงาน การเพิ่มจำนวนเครื่องมือเครื่องจักร ฯลฯ โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นทั้งหมด

28.4 เพื่อให้งานติดตั้งแล้วเสร็จตามกำหนดเวลา และแก้ปัญหาอุปสรรคต่างๆ ผู้รับจ้างต้องจัดให้มีการประชุมระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้รับจ้างตลอดจนผู้เกี่ยวข้อง ดังนี้

(1) การประชุมที่หน้างาน (Site Meeting) หรือในกรณีที่เกิดปัญหาอุปสรรค ทำให้งานล่าช้ากว่ากำหนด

(2) ประชุมประจำเดือน (Monthly Progress Meeting) เพื่อติดตามความก้าวหน้าของงานนั้น โดยกำหนดวันที่แน่นอนในแต่ละเดือน ซึ่งผู้รับจ้างจะต้องจัดทำรายงานความก้าวหน้าประจำเดือนด้วย

29. การรับประกันคุณภาพผลงาน

ผู้รับจ้างจะต้องรับประกันคุณภาพผลงานในส่วนที่ 1 (ข้อ 2.1) รวมทั้งการรับประกันชำรุดคุณภาพของอุปกรณ์ต่างๆที่ส่งมอบในสัญญานี้ เช่น มิเตอร์ แบตเตอรี่ในตัวมิเตอร์ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ตู้มิเตอร์ คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค อุปกรณ์ทดสอบหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เป็นต้น ตลอดอายุสัญญา

30. หนังสือรับรองผลงาน (PAC)

ภายหลังจากที่ผู้รับจ้างได้ดำเนินการติดตั้งระบบ AMI และอุปกรณ์ต่างๆแล้วเสร็จทั้งหมด รวมทั้งทำการเชื่อมต่อกับระบบสารสนเทศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ ทดสอบประสิทธิภาพของระบบสมบูรณ์ (System Performance Test) ดังแสดงในหัวข้อ 13.6 ตามที่ระบุในสัญญานี้ ได้อย่าง

สมบูรณ์ถูกต้อง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการตรวจสอบงานซึ่งได้ดำเนินการแล้วเสร็จ หากถูกต้องครบถ้วนตามสัญญาและผ่านการตรวจรับจากคณะกรรมการตรวจรับงานจ้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการออกหนังสือรับรองผลงานProvisional Acceptance Certificate (PAC) ให้กับผู้รับจ้าง

31. การทำประกันภัย

31.1 ผู้รับจ้างต้องทำประกันภัยของระบบคอมพิวเตอร์ที่เสนอทั้งหมดในส่วนที่เป็นฮาร์ดแวร์โดยระบุผู้รับผลประโยชน์เป็นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและส่งมอบต้นฉบับกรมธรรม์ประกันภัยพร้อมหลักฐานการชำระเบี้ยประกันภัยให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้ ให้ผลคุ้มครองภัยทุกชนิด เช่น ฟ้าผ่า อัคคีภัย อุทกภัย แผ่นดินไหว เป็นต้น ตลอดระยะเวลาโครงการ

31.2 ผู้รับจ้างต้องทำประกันภัยอันตราย แก่ผู้ปฏิบัติงานของผู้ว่าจ้างและบุคคลที่ 3 ในวงเงินเต็มมูลค่างานมีผลตลอดระยะเวลาทำงานจ้างตามสัญญาจนกว่าผู้ว่าจ้างจะรับมอบงาน (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกหนังสือ PAC ตามข้อ 30 ให้แก่ผู้รับจ้างแล้ว)

ทั้งนี้ในระหว่างที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบ หากระบบ AMI เกิดความชำรุดเสียหายจนเป็นเหตุให้เกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ/หรือบุคคลใดโดยไม่ได้เกิดจากความผิดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ/หรือบุคคลใดต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งสิ้น

32. หน้าที่ความรับผิดชอบด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ

32.1 การจัดทำหรือพัฒนาระบบงานด้านสารสนเทศให้เป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยการใช้งานสารสนเทศ พ.ศ. 2555 และต้องปฏิบัติตามประกาศนโยบายความมั่นคงปลอดภัยสำหรับสารสนเทศ พ.ศ. 2558 และแนวปฏิบัติความมั่นคงปลอดภัยสำหรับสารสนเทศ พ.ศ. 2558 ที่มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2558 เป็นต้นไป หรือที่ประกาศใหม่ในอนาคตตามความเหมาะสม

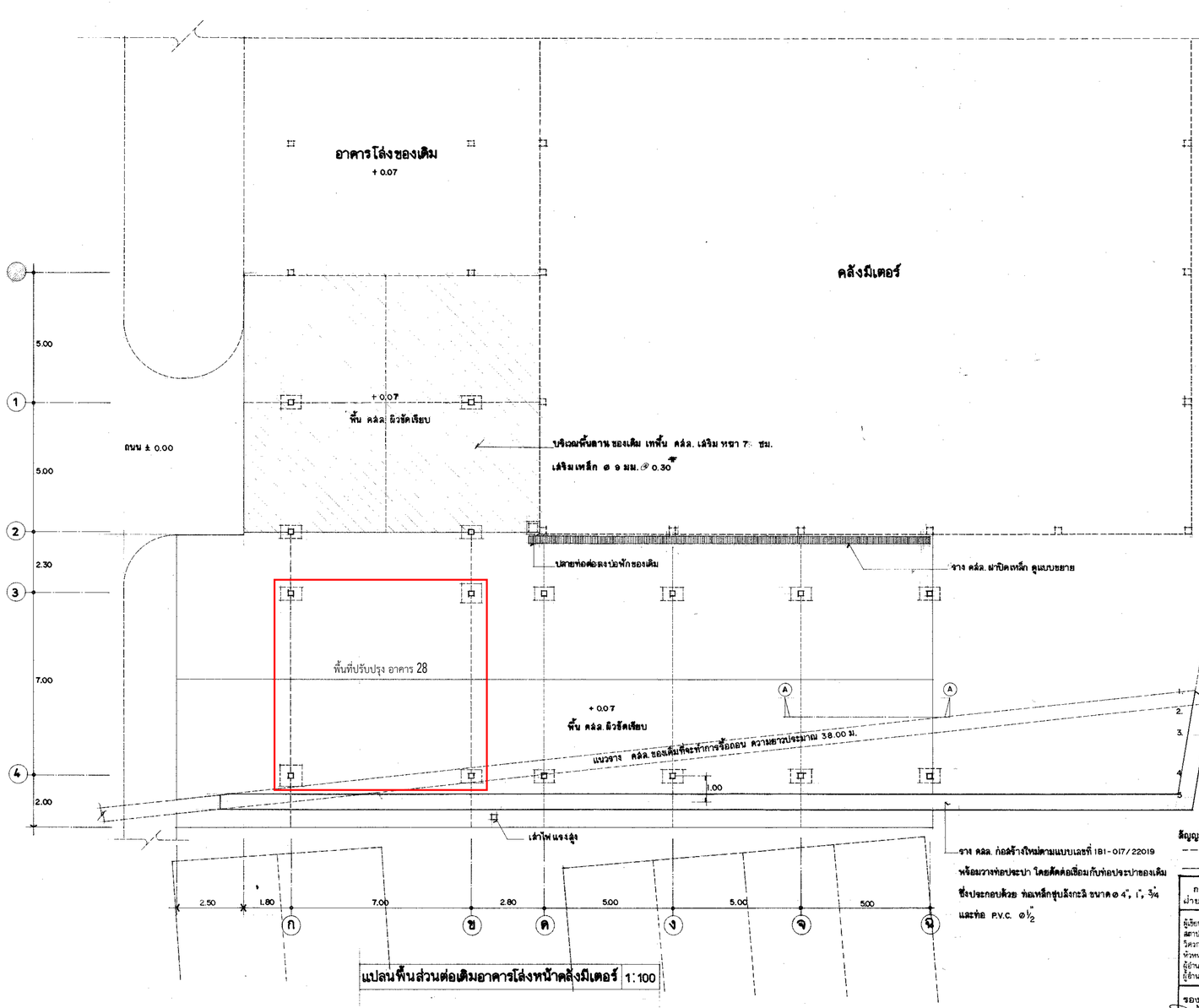
32.2 ปฏิบัติตามสรุปรายละเอียดนโยบายด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศสำหรับผู้ให้บริการภายนอก

32.3 ผู้ชนะการจัดจ้างหรือผู้ได้รับการคัดเลือก ภายใต้นิติกรรมสัญญาหรือข้อตกลงเป็นหนังสือฉบับนี้ต้องรับทราบและลงนามในสัญญาการรักษาข้อมูลที่เป็นความลับ (Non – Disclosure Agreement) และการปฏิบัติตามนโยบายด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ โดยคู่สัญญาต้องทำความเข้าใจกับหนังสือสัญญาโดยละเอียดและลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี)

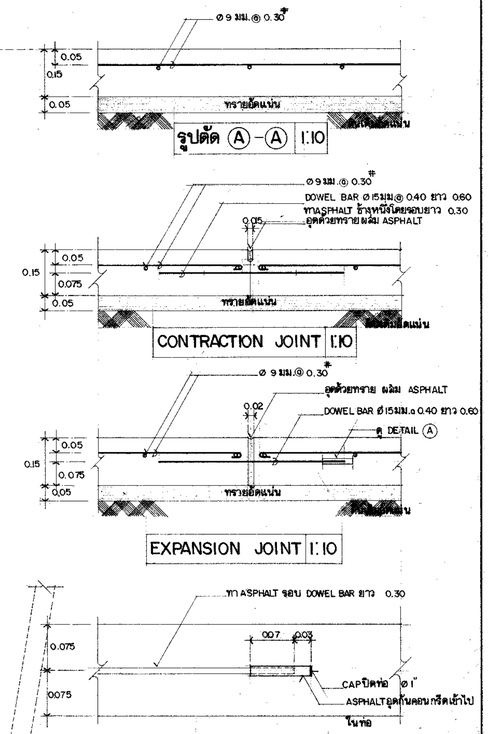
33. ความปลอดภัยและการป้องกันอันตราย

ผู้รับจ้างจะต้องปฏิบัติตามประกาศกระทรวงมหาดไทย ประกาศกระทรวงแรงงานและสวัสดิการสังคม และพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน เกี่ยวกับความปลอดภัยและการป้องกันอันตราย

ในกิจการก่อสร้างและต้องจัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ในบริเวณสถานที่ก่อสร้างให้เป็นระเบียบเรียบร้อย ตลอดจนรักษาความสะอาดของสถานที่ก่อสร้างอย่างสม่ำเสมอ



แปลนพื้นส่วนต่อเติมอาคารโล่งหน้าคลังมีเตอร์ 1:100



รายการประกอบแบบ

1. ก่อนลงมือก่อสร้าง ให้กำจัดวัชพืชออกให้หมด พร้อมปรับระดับดินเดิมให้เรียบร้อย
2. การบดอัดดิน และ ลูกรังพื้นลาน ให้ใช้รถบดสั่น หรือเครื่องบดอัดที่มีน้ำหนักไม่น้อยกว่า 8 ตัน
3. คอนกรีตใช้ ส่วนผสม ปูนซีเมนต์: ทราย: หิน = 1:2:4 โดยปริมาตร ปูนซีเมนต์ใช้ตราช้าง , ตราเพชร หรือตราหญ้านาคลิเขียว
4. ทรายผสม ASPHALT อุดรอยต่อใช้ส่วนผสม 4:1 โดยปริมาตร
5. หลังจากเทคอนกรีตแล้ว 24 ชั่วโมงให้ทำการบ่มคอนกรีต โดยการขังน้ำหรือใช้กระสอบชุ่มน้ำ หรือทรายชุ่มน้ำ คลุมผิวคอนกรีตต่อเนื่องกันเป็นเวลา 7 วัน

สัญญลักษณ์ JOINT

---------- CONTRACTION JOINT

========== EXPANSION JOINT

กองสถาปัตยกรรม ฝ่ายโยธาและสถาปัตย์	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้แทนแบบ ----------
ผู้เขียน ชัยภาคย์	ผู้ว่าการ	ถูกแทนโดยแบบ ----------
สถาปนิก		โอนเสร็จวันที่ 20 กค. 35
วิศวกร		แก้แบบวันที่ ----------
หัวหน้าแผนก	อาคารเก็บรักษาและซ่อมแซมมิเตอร์	ผลิตเป็น เมตร
ผู้อำนวยการกอง	กฟภ. ส่วนกลาง	มาตราส่วน 1:100
ผู้อำนวยการฝ่าย		
รองผู้ว่าการฝ่ายเทคนิค	แสดง แปลนพื้นส่วนต่อเติม	แบบเลขที่ IB2-020/38304
		แผ่นที่ 1 จำนวน 1 แผ่น

11 พ.ย. 2535

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 1 : System Overview

Book 1: System Overview

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงองค์ประกอบหลักของข้อกำหนดทางเทคนิค ซึ่งประกอบไปด้วยภาพรวมและสถาปัตยกรรมของระบบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

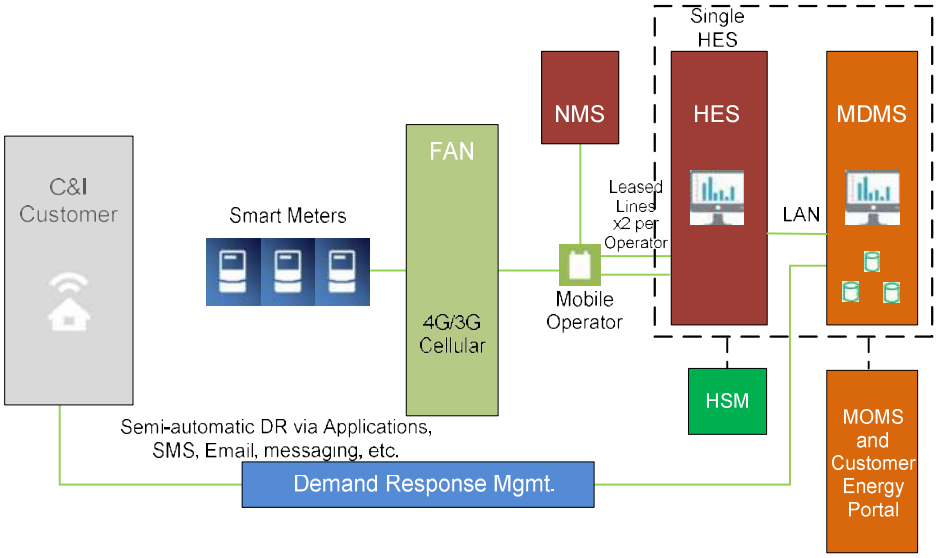
1. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งประกอบด้วย
    1.1 โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
    1.2 ระบบ Head-End System (HES), ระบบ Meter Data Management System (MDMS), ระบบ Network Management System (NMS), ระบบ Hardware Security Module (HSM), และ Customer Energy Portal
    1.3 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ
2. ระบบ Meter Operation Management System (MOMS)
3. การเชื่อมโยงระบบต่าง ๆ เข้าด้วยกัน (System Integration)

Contents

1 AMI for C&I System Overview 3
1.1 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meters) 6
1.2 โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารแบบ Cellular (Cellular Communication Network and Equipment) 6
1.3 Network Management System (NMS) 7
1.4 ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center 8
1.5 Head-End System (HES) 9
1.6 Meter Data Management System (MDMS) 9
2 MOMS System Overview 10
3 Conceptual Architectures 10
3.1 System Integration Architecture - Data Flow Diagram 11
3.2 Conceptual Technical Architecture 13
3.3 สถาปัตยกรรมรวมสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ 15
3.4 AMI and AMR System Integration Requirement 18

1 AMI for C&I System Overview

สถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่แสดงในรูปที่ 1-1 ซึ่งประกอบด้วย มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ระบบ Head-End System (HES), ระบบ Meter Data Management System (MDMS), ระบบ Meter Operation Management System (MOMS), ระบบ Network Management System (NMS), ระบบ Hardware Security Module (HSM) และ Customer Energy Portal โดยระบบ MOMS และ Customer Energy Portal จะต้องอยู่ในรูปแบบ Software ที่เป็น Web Base ระบบต่าง ๆ ทั้งหมดดังที่กล่าวมาข้างต้นจะต้องถูกออกแบบและทำงานร่วมกันเพื่อทำให้ฟังก์ชันต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถทำงานได้อย่างสมบูรณ์ ซึ่งทำให้เกิดประสิทธิผลกับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในภาพรวมอาทิเช่น การบริหารจัดการระบบ Billing ที่เหมาะสม การวางแผนระบบจำหน่ายและวิศวกรรมที่เหมาะสม การบริหารจัดการการละเมิดการใช้ไฟฟ้า และ การบริหารจัดการ Demand Response ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่นั้นยังสามารถ monitor และ บริหารจัดการทรัพย์สินต่าง ๆ ในระบบได้ด้วย



รูปที่ 1-1 สถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
(FAN: Field Area Network. HES: AMI for C&I Head-End Data Collection System, NMS: Network Management System, MDMS: Meter Data Management System, DR: Demand Response Management System), HSM: Hardware Security Module

เนื้อหาจากนี้ไปเป็นการแสดงภาพรวมในแนวดิ่งของระบบย่อยต่าง ๆ ที่อยู่ในข้อกำหนดทางเทคนิค โดยรายละเอียดเชิงลึกสำหรับข้อกำหนดทางเทคนิคของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) หรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะอยู่ในบทที่ 2 AMI System ส่วนรายละเอียดเชิงลึกสำหรับข้อกำหนดทางเทคนิคของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะอยู่ในบทที่ 3 Smart Meters, Modem and Installation

ในรูปที่ 1-1 แสดงถึงสถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ในเชิงหลักการซึ่งในทางปฏิบัติแล้ว ระบบย่อยต่าง ๆ ที่ผู้ยื่นข้อเสนออาจจะมีความแตกต่างออกไปขึ้นอยู่กับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) ที่นำเสนอในแต่ละราย

หลักการสำคัญของสถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ประกอบไปด้วย

A. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Single Head-End System (HES) สำหรับมิเตอร์อัจฉริยะทุกประเภท และ ทุกผลิตภัณฑ์ โดยใช้โครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ที่มีมาตรฐานการสื่อสารคือ 4G Cellular และ 3G Cellular เป็นอย่างน้อย กับมิเตอร์อัจฉริยะทุกประเภท และ ทุกผลิตภัณฑ์
B. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Meter Data Management System (MDMS) ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบ Single HES ได้หลายผลิตภัณฑ์ และ รองรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้หลายรูปแบบ โดยผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบ Application Programming Interface (API) ที่มีการ Update ตลอดอายุสัญญา และผู้รับจ้างจะต้องทดสอบการทำงานของ API และ จำลองการทำงานของระบบ Single HES อื่น ๆ ให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามความต้องการไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาคโดยไม่มีค่าใช้จ่ายตลอดอายุสัญญา โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 2 AMI System
C. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Hardware Security Module (HSM) เพื่อบริหารจัดการกุญแจการเข้ารหัสลับ (Security Keys) ที่จำเป็นทั้งหมดสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ อาทิเช่น Encryption Keys และ Authentication Keys เป็นอย่างน้อย โดยจะต้องเป็นระบบที่อยู่ใน Data Center ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เท่านั้น
D. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Network Management System (NMS) สำหรับโครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ที่ใช้ในโครงการ โดยระบบ NMS สามารถนำเอาส่วนหนึ่งของระบบ NMS ของผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่เพื่อแสดงผลการทำงานผ่าน Web Application และ/หรือ Mobile Application ได้เป็นอย่างน้อย โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 2 AMI System
E. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center

F. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหา SIM Card ที่จะนำมาใช้สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการ และ อุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีข้อกำหนดทางเทคนิคขั้นต่ำดังต่อไปนี้

F.1 เป็น Private SIM Card ที่มี Private IP Address แบบ Fixed IP โดยสามารถจำกัดให้ใช้งานในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ได้เท่านั้น

F.2 เป็น Private SIM Card ที่สามารถสื่อสารข้อมูลได้แบบ SIM-to-Server แบบสองทิศทาง (Two-Way Communication) โดย SIM-to-Server คือ การเชื่อมโยงระบบสื่อสารระหว่าง SIM และ Server แบบสองทิศทาง ซึ่งไม่อนุญาตให้ติดต่อสื่อสารกันระหว่าง SIM และ SIM ด้วยกันได้

F.3 เป็น Private SIM Card ที่สามารถส่งข้อมูล Load Profile, Billing, Event, Alarm, และข้อมูลอื่น ๆ เช่น การทำ Remote Configuration และ Firmware Upgrade เป็นต้น ทั้งนี้ต้องสามารถส่งข้อมูล Load Profile ได้อย่างน้อย 96 ครั้ง/วัน/มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ

G. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหา Customer Energy Portal ซึ่งเป็นส่วนที่สร้างขึ้นโดยแยกออกมาจากระบบ HES และ MDMS ในรูปแบบของ Web Application และ Mobile Application โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 4 MOMS System and Customer Energy Portal

หลักการในการออกแบบระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จะต้องคำนึงถึงประเด็นต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

H. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้มี Data Loss และ Latency ต่ำที่สุด โดยที่ความน่าเชื่อถือของระบบ (reliability) ที่สูง และ สามารถขยายระบบ (scalability) ได้ในอนาคต

I. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้มีการปกป้องข้อมูลตามหลักการ Cyber Security ที่เหมาะสม

J. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้สามารถทำการ Remote Upgrade ได้ เช่น มิเตอร์อัจฉริยะ และ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เป็นต้น และผู้รับจ้างอาจจะออกแบบระบบ AMI ให้สามารถรองรับ Application ใหม่ ๆ ในอนาคตได้

K. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐานอุตสาหกรรมที่เหมาะสม และ อุปกรณ์ที่ใช้งานบนเครือข่ายอินเตอร์เนตจะต้องสามารถทำงานได้ทั้ง IPv4 และ IPv6

1.1 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meters)

มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (smart meters) เป็นอุปกรณ์ Endpoint ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งจะต้องเป็นมิเตอร์อัจฉริยะแบบ Solid State ที่ได้รับการทดสอบตามมาตรฐานที่กำหนดของประเทศไทย และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะต้องถูกผลิตและประกอบให้อุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้ อยู่ภายใต้กล่องบรรจุมิเตอร์ (ยกเว้น หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่จะต้องอยู่ที่ฝาครอบ Terminal ของมิเตอร์)

A. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมี Microprocessors/Microcontrollers ที่ทำหน้าที่ประมวลผลสัญญาณและคำสั่งต่าง ๆ เพื่อสร้างฟังก์ชันการทำงานที่จำเป็นของระบบ AMI อาทิเช่น การอ่านค่า Registers ในมิเตอร์อัจฉริยะ การตรวจสอบระดับแรงดันที่สูง/ต่ำกว่าค่าที่กำหนด การตรวจสอบการทำงานภายในมิเตอร์และการวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาการทำงานภายในมิเตอร์เบื้องต้น (Self-Monitoring and Diagnostics) ภายในมิเตอร์อัจฉริยะ เป็นอย่างน้อย
B. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมีหน่วยความจำแบบ Persistent ที่สามารถเก็บข้อมูลการวัดค่าของมิเตอร์และ Events ต่าง ๆ ภายในมิเตอร์และไม่สูญหายแม้จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (ไม่มีไฟเลี้ยงมิเตอร์) หรือ เกิดความผิดพลาดในการสื่อสาร เป็นต้น
C. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมี หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ซึ่งมีโมดูลสำหรับสื่อสารผ่านโครงข่าย Cellular เพื่อสร้างการสื่อสารแบบสองทิศทาง (Two-way Communication)
D. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมีหน่วยสร้างสัญญาณนาฬิกาภายใน (Real Time Clock (RTC)) ที่ทำหน้าที่จ่ายสัญญาณนาฬิกาที่แม่นยำและเที่ยงตรงเพื่อเป็นสัญญาณนาฬิกาหลักสำหรับควบคุมการทำงานของมิเตอร์อัจฉริยะ และการสแตมป์เวลาในการอ่านค่าการวัดของมิเตอร์และการตรวจจับ Events ต่าง ๆ เป็นอย่างน้อย และ จะต้องมีหน่วยเก็บพลังงานชั่วคราวในรูปแบบของ Battery แบบถอดเปลี่ยนได้ (Replaceable) ที่สามารถเลี้ยงวงจรอิเล็กทรอนิกส์ภายใน RTC ได้อย่างเพียงพอ

1.2 โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารแบบ Cellular (Cellular Communication Network and Equipment)

โครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ทำหน้าที่เชื่อมโยงอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่เข้าด้วยกันเพื่อทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนข้อมูล/สื่อสารข้อมูลระหว่างกันได้อย่างเหมาะสม และมีประสิทธิภาพ เทคโนโลยีสื่อสารที่กำหนดให้ใช้ในโครงการนี้คือ โครงข่ายสื่อสารโทรศัพท์เคลื่อนที่ตามมาตรฐาน 4G

และ 3G ซึ่งอุปกรณ์สื่อสารต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในการออกแบบระบบ AMI อาจจะมีความหลากหลายแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับระบบ AMI ที่ผู้ยื่นข้อเสนอได้นำเสนอเข้ามาให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณา โดยหลักการพื้นฐานแล้วจะต้องประกอบด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ หรือ โครงข่ายสื่อสาร ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย (ชื่อเรียกอุปกรณ์อาจจะมีความแตกต่างกันในแต่ละผลิตภัณฑ์)

A. Communication Network Gateway ทำหน้าที่เป็น Data Hub เพื่อควบคุมและสั่งการการสื่อสารข้อมูลระหว่างมิเตอร์อัจฉริยะและ โครงข่ายสื่อสาร Backhaul ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่นี้ ผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่จะทำหน้าที่เป็น Communication Network Gateway เป็นอย่างน้อย
B. Wide Area Network (WAN) หรือ Backhaul Communications ทำหน้าที่เป็นโครงข่ายสื่อสารที่เชื่อมโยง Communication Network Gateway (ผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่) เข้ากับระบบ HES ของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ควรจะถูกออกแบบให้สามารถต่อยอดและขยายผลสำหรับรองรับระบบอื่น ๆ ในอนาคตได้อาทิเช่น การบริหารจัดการมิเตอร์น้ำ เป็นต้น

1.3 Network Management System (NMS)

ระบบ Network Management System (NMS) จะต้องถูกออกแบบและจัดหาเพื่อรองรับการปฏิบัติงานและการซ่อมบำรุงโครงข่ายสื่อสารของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งในส่วนของโครงข่ายสื่อสารสำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและระบบ HES และ เครือข่ายสื่อสารภายในศูนย์ AMI Data Center โดยจะต้องมีฟังก์ชันการทำงานหลักดังต่อไปนี้

A. การบริหารจัดการโครงข่ายสื่อสารภาคสนาม (Field Communication Network)
    - ระบบ NMS จะต้องสามารถบริหารจัดการ Alarms และ Events ที่เกิดขึ้นในโครงข่าย/ระบบสื่อสาร Cellular และแจ้งเตือนไปยังผู้ดูแลระบบหลักได้เป็นอย่างน้อย
    - ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดง (Monitor) และ วิเคราะห์ (Analyze) ประสิทธิภาพของโครงข่าย/ระบบสื่อสาร Cellular อาทิเช่น Received Signal Strength และ SIM Card Status (Active/Inactive) ต่อพื้นที่ให้บริการ และ/หรือ ต่ออุปกรณ์ 4G/3G Modem ได้เป็นอย่างน้อย

B. การแสดงสถานะของโครงข่าย/ระบบสื่อสารในรูปแบบ Graphic
   - ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดงสถานะของโครงข่าย/ระบบสื่อสารในรูปแบบ Graphic ซึ่งมีการแสดงผลประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular ได้เป็นอย่างน้อย

C. การรักษาความปลอดภัยของข้อมูล
   - ระบบ NMS จะต้องสามารถบริหารจัดการการเข้าใช้งานระบบ NMS ในรูปแบบของ Role-Based Access Control หรือ กรรมวิธีอื่น เพื่อจำกัดสิทธิและหน้าที่ของผู้ใช้งานแต่ละระดับได้เป็นอย่างน้อย ให้เป็นไปตาม Cyber Security Policy ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.4 ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center

A. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการ Configuration ของอุปกรณ์สื่อสาร (Network Equipment) แบบ Automatic หรือ Manual ในรูปแบบ Remote ได้เป็นอย่างน้อย

B. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการ Alarms และ Events ที่เกิดขึ้นในโครงข่าย/ระบบสื่อสาร และแจ้งเตือนไปยังผู้ดูแลระบบหลักได้เป็นอย่างน้อย

C. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการอุปกรณ์สื่อสาร (Network Equipment) ด้วยโปรโตคอล SNMP หรือ ระบบอื่น ได้เป็นอย่างน้อย

D. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Computer Servers) และ ระบบที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing

E. การแสดงสถานะของอุปกรณ์และเครือข่ายสื่อสารอินเตอร์เนตในศูนย์ข้อมูล AMI Data Center ในรูปแบบ Graphic
   a. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถแสดงสถานะของอุปกรณ์ในศูนย์ข้อมูล AMI Data Center ในรูปแบบ Graphic และ เครือข่ายสื่อสารอินเตอร์เนตในศูนย์ AMI Data Center (เช่น Data Usage, Alarms, Events, etc.) และ ปัญหาต่าง ๆ ในการสื่อสารในรูปแบบของ Graphic User Interface (GUI) ได้เป็นอย่างน้อย

F. การรักษาความปลอดภัยของข้อมูล

a. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการการเข้าใช้งานระบบ ในรูปแบบของ Role-Based Access Control หรือ กรรมวิธีอื่น เพื่อจำกัดสิทธิและหน้าที่ของผู้ใช้งานแต่ละระดับได้เป็นอย่างน้อย ให้เป็นไปตาม Cyber Security Policy ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.5 Head-End System (HES)

ระบบ Head-End System (HES) สำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จะต้องเป็นระบบ Single HES ที่สามารถควบคุมและบริหารจัดการมิเตอร์อัจฉริยะในโครงการได้ทุกประเภทและทุกผลิตภัณฑ์ผ่านหน้าจอ Graphic User Interface (GUI) เดียวกันเพื่อทำให้การบริหารจัดการระบบ AMI และมิเตอร์อัจฉริยะมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด ระบบ HES จะต้องทำหน้าที่ควบคุมและประมวลผลข้อมูลของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในลักษณะ Near Real-Time ซึ่งประกอบไปด้วย การอ่านค่าทำบิล การอ่านค่า Registers การอ่านค่า Interval (Load Profile) และ การตรวจจับการละเมิดเป็นอย่างน้อย โดยจะควบคุมและประมวลผลข้อมูลให้สอดคล้องกับหลักการของ Cyber Security ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบ HES นั้นจะต้องทำหน้าที่ในการ Provisioning และ Monitoring มิเตอร์อัจฉริยะที่ถูกติดตั้งไปแล้วด้วย เป็นอย่างน้อย

1.6 Meter Data Management System (MDMS)

ระบบ Meter Data Management System (MDMS) จะต้องทำหน้าที่ประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลในเชิงลึกสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในรูปแบบทั้ง Near Real Time และ Event Driven ซึ่งปกติแล้วข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์อัจฉริยะจะมีขนาดใหญ่และมีความซับซ้อนสูง การประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลในเชิงลึกของระบบ MDMS สำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยทั่วไปจะต้องมีคุณลักษณะดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

A. ระบบ MDMS จะต้องมีความยืดหยุ่นสูงในการกำหนด Business Rules สำหรับกระบวนการ VEE ซึ่งประกอบไปด้วยกระบวนการย่อย 3 กระบวนการคือ Validation, Estimation, และ Editing สำหรับค่าที่อ่านจากมิเตอร์อัจฉริยะทั้งแบบ Register Read และ Interval Read เป็นอย่างน้อย
B. ระบบ MDMS จะต้องมีกระบวนการประมวลผลและกรองเหตุการณ์ (Events) ที่ซับซ้อนได้
C. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรวบรวม (Aggregate) ข้อมูลที่อ่านจากมิเตอร์อัจฉริยะเพื่อรองรับกระบวนการ Joint-Account Billing และ Joint-Load Profiling เป็นอย่างน้อย

D. ระบบ MDMS จะต้องสามารถกรองสัญญาณ False Alarms (False Alarm คือ Alarm ที่เกิดจากการวางแผนในการซ่อมบำรุงระบบ หรือ การดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้วางแผนไว้แล้ว โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดรายละเอียดให้ผู้รับจ้างภายหลัง) ที่อาจเกิดขึ้นในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยการพิจารณาข้อมูลประกอบ (เช่น Planned Work) ที่มาจากแหล่งข้อมูลต่าง ๆ อาทิเช่น ระบบ Legacy Systems (SAP, GIS, SCADA) ของการไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาค และ MOMS ได้เป็นอย่างน้อย

E. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรองรับการทำงานของศูนย์ควบคุมและปฏิบัติการมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter Operation System: SMOC) ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตได้ อาทิเช่น การบริหารจัดการการติดตั้งและ Provisioning มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และ การบริหารจัดการและเฝ้าติดตาม Alarms และ Events ได้เป็นอย่างน้อย

F. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Single HES ได้หลายหลายผลิตภัณฑ์ และ รองรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้หลายรูปแบบ

2 MOMS System Overview

ระบบ Meter Operation Management System (MOMS) เป็นระบบบริหารจัดการกระบวนงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยมีหลักการทำงานที่คำนึงถึงกระบวนงานที่เป็นอยู่และกระบวนงานใหม่ที่เหมาะสมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในภาพรวมของกระบวนงานต่าง ๆ ประกอบไปด้วย การติดตั้ง รื้อถอน สับเปลี่ยน โอน และตัดฝาก มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ การบริหารจัดการ Meter Exception การบริหารจัดการซ่อมบำรุงระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ การบริหารจัดการพัสดุ การบริหารจัดการ Time Synchronization การออกรายงาน และ การจัดทำ Web Application และ/หรือ Mobile Application สำหรับกระบวนงานที่กล่าวมาข้างต้นเป็นอย่างน้อย ข้อมูลทางเทคนิคให้อ้างอิงบทที่ 4 MOMS System and Customer Energy Portal

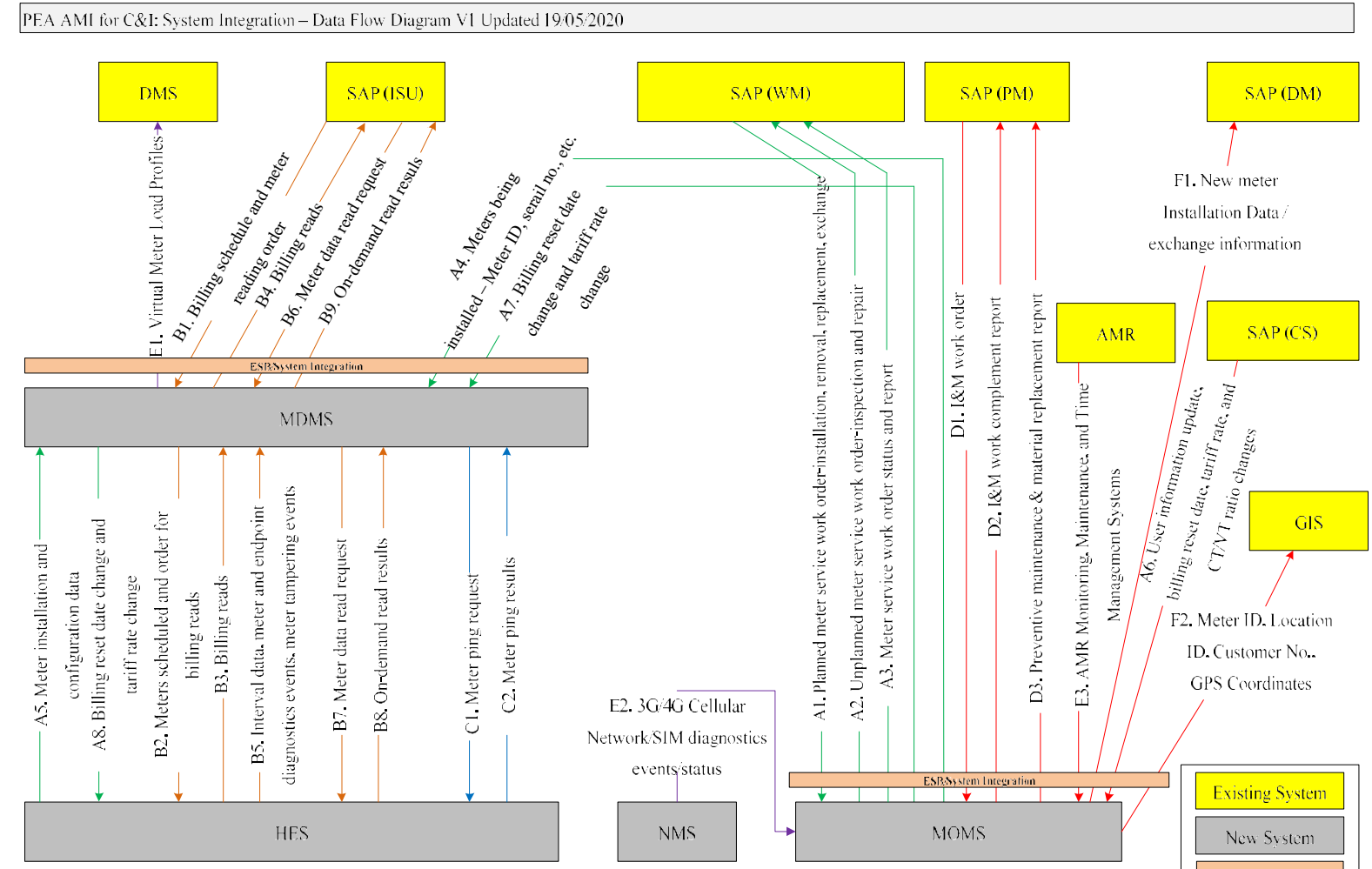
3 Conceptual Architectures

สถาปัตยกรรมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ สามารถแสดงได้เป็น 2 ส่วน คือ การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งระบบใหม่และระบบ Legacy Systems ที่มีอยู่แล้วของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การแบ่งสภาพแวดล้อม (Environment) การทำงานของคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) และ อุปกรณ์/ระบบต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI)

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งประกอบไปด้วย Production Environment ซึ่งมี ระบบ Production System อยู่ภายใน และ Non-Production Environment ซึ่งมีระบบ Staging System และ Development/Training System อยู่ภายใน

3.1 System Integration Architecture - Data Flow Diagram

การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งระบบใหม่และระบบ Legacy Systems ที่มีอยู่แล้วของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงในรูปที่ 1-2 โดยรายละเอียดของการเชื่อมต่อเส้นต่าง ๆ สามารถดูได้จาก Appendix A (การเปลี่ยนแปลงการเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องได้รับการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนเท่านั้น และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงการเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตามความเหมาะสม)



Note: (1) System interfaces among existing system are not included in the diagram.

(2) Meter Operation Management System (MOMS) interfaces are implemented via the MOMS server, and data transactions with the mobile apps and the initial information for meter installation are parts of the MOMS system. The interface between MOMS and HES/MDM is the vendor solution as the internal links.

รูปที่ 1-2 การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

3.2 Conceptual Technical Architecture

ในโครงการนี้ ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และส่งมอบระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่สร้างขึ้นในสภาพแวดล้อม (Environment) 2 สภาพแวดล้อม ประกอบด้วย Production Environment และ Non-Production Environment โดยมีระบบ 3 ระบบอยู่ภายในสภาพแวดล้อม ประกอบด้วย ระบบ Production System, Staging System, และ Development/Training System โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ (รายละเอียดทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing)

ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ตั้งค่า Customization ทดสอบ และส่งมอบ Enterprise Service Bus (ESB) ในโครงการนี้ที่สามารถเชื่อมโยงกับ ESB ที่มีอยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

A. จะต้องรองรับการทำงานแบบ Service Oriented Architecture (SOA)

B. จะต้องรองรับมาตรฐานทางอุตสาหกรรมเปิด เช่น Common Information Model (CIM)

C. จะต้องยินยอมให้ระบบ AMI และ Application อื่น ๆ เข้าสู่ข้อมูลแบบ Real-Time ได้ เช่น การอ่านข้อมูลแบบ On-Demand Read, Meter Ping, และ Outage Notification

D. จะต้องเชื่อมโยงกับ Applications ต่าง ๆ ได้อย่างสะดวกและง่าย โดยต้องไม่ไปปรับแต่ง Applications ต่าง ๆ เหล่านั้นแบบ Customization มากจนเกินไป เช่น Message Transformation, Service Callout, และ Protocol Translation เป็นต้น

E. จะต้องมี Adapters มาตรฐานหรือแบบ Custom สำหรับเชื่อมโยงกับระบบภายนอก (3rd Party Systems) เช่น ระบบ SAP ERP เป็นต้น

F. จะต้องมีความสามารถในการ Logging และ Monitoring

ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ตั้งค่า Customization ทดสอบ และส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกต้องตามกฎหมายของ Software ในระบบ HES และ ระบบ MDMS ที่ผู้รับจ้างจัดหาในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 ลิขสิทธิ์ รวมทั้งระบบ Software หรือ Applications อื่น ๆ (ถ้ามี) และจะต้องออกแบบระบบ Hardware ทั้งหมดในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตาม

แนวทางที่กำหนดใน บทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing เพื่อให้สามารถรองรับจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง ในโครงการนี้

3.2.1 ระบบ Production System

ระบบ Production System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Production Environment ซึ่งเป็นสภาพแวดล้อมจริงที่ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทำงานอยู่ การออกแบบจะต้องออกแบบตามหลักการของ High Availability (HA) เพื่อทำให้ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องและเหมาะสม

ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบและจัดหาระบบ ณ ศูนย์ AMI Data Center ซึ่งประกอบไปด้วยเป็นอย่างน้อย

A. ***Active-Active*** Cluster of Redundant สำหรับ ***Database Servers, Data network, และ Power Supplies*** โดยกำหนดให้คอมพิวเตอร์แม่ข่ายสำรอง (Redundant Server), Data Network สำรอง, และ Power Supplies สำรอง ต้องทำงานในทันที (Real Time) หลังจากที่คอมพิวเตอร์แม่ข่ายหลัก (Main Server), Data Network หลัก, และ Power Supplies หลัก (ตามลำดับ) ไม่สามารถทำงานได้
B. ***Active-Passive*** Cluster of Redundant สำหรับ ***Application Servers*** โดยกำหนดให้คอมพิวเตอร์แม่ข่ายสำรอง (Redundant Server) ต้องทำงานในระยะเวลาไม่เกิน 30 นาที หลังจากที่คอมพิวเตอร์แม่ข่ายหลัก (Main Server) ไม่สามารถทำงานได้

3.2.2 ระบบ Staging System

ระบบ Staging System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Non-Production Environment เพื่อใช้ในการทดสอบ Software และ Data Updates ครั้งสุดท้าย (Final Testing) ก่อนที่จะถูกยกระดับ (Promote) ไปสู่ระบบ Production System ในสภาพแวดล้อมแบบ Production Environment ต่อไป โดยระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีระบบ Hardware และ Software รวมถึงการ setup ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System โดยอาจจะมีจำนวน Software License ที่น้อยกว่าระบบ Production System

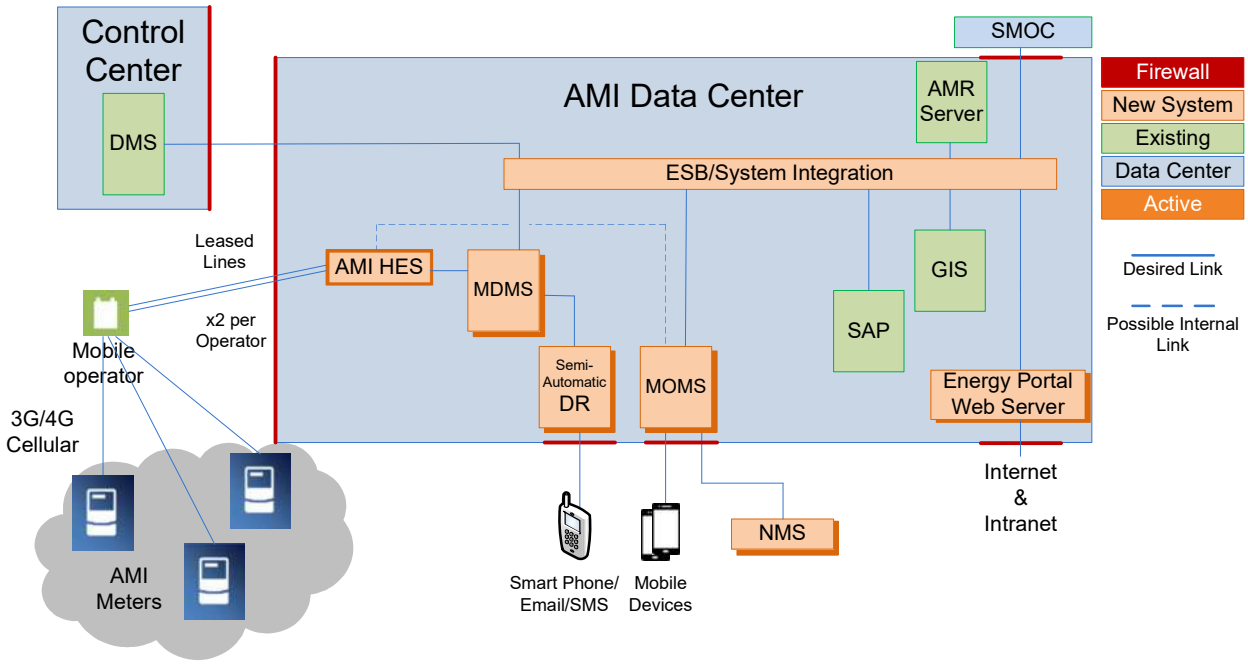
3.2.3 ระบบ Development/Training System

ระบบ Development/Training System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Non-Production Environment เพื่อใช้ในการพัฒนา ทดสอบ และ อบรมที่เกี่ยวข้องกับ Software และ Applications ต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

3.3 สถาปัตยกรรมรวมสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

3.3.1 ระบบ Production System

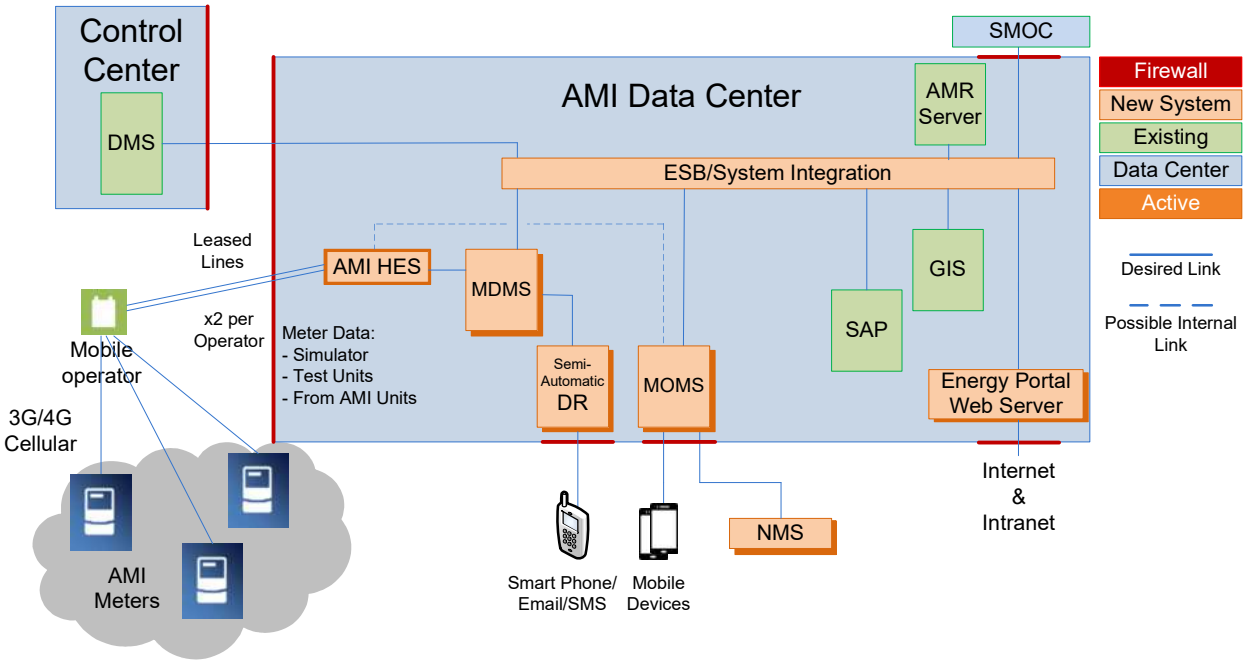
ระบบ Production System จะต้องมีการออกแบบด้วยหลักการ High-Availability Provision และ Local Redundancy โดยติดตั้ง ณ ศูนย์ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่



รูปที่ 1-3 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Production System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

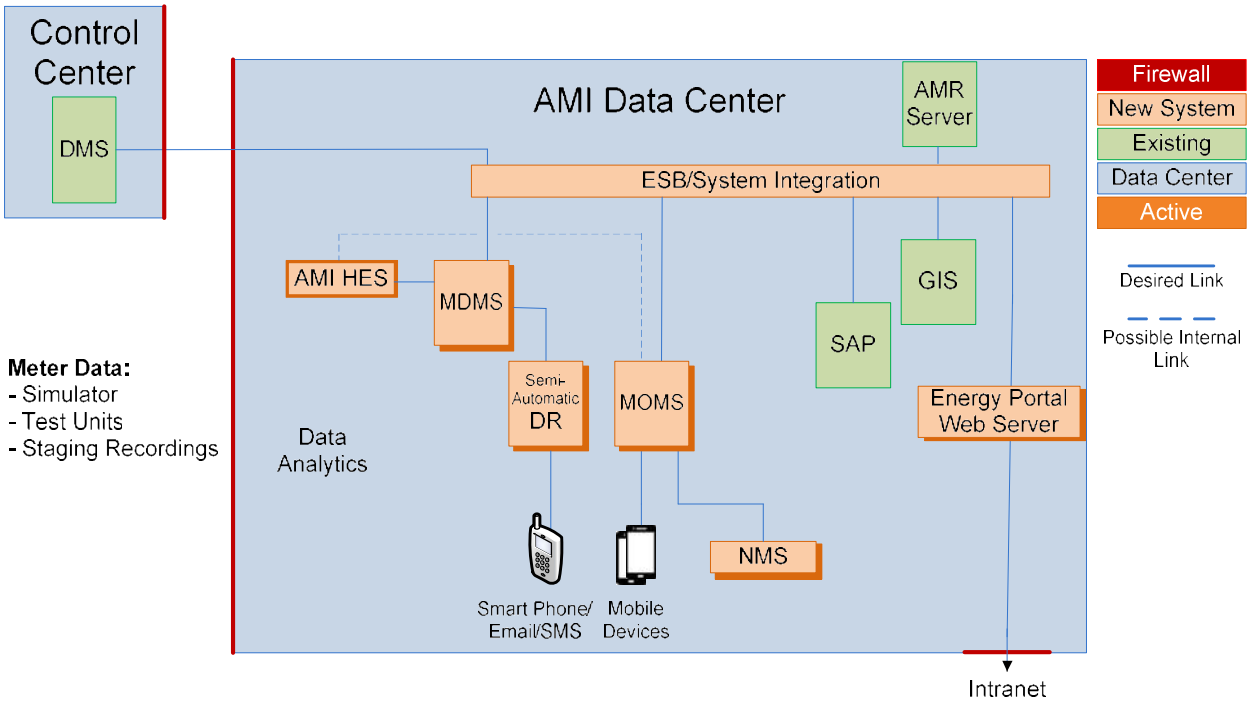
(HES: AMI for C&I Head-End Data Collection System, NMS: Network Management System, MDMS: Meter Data Management System, DR: Demand Response Management System, SMOC: PEA's Smart Meter Operation Center, AMR: PEA's Automatic Meter Reading System, DMS: PEA's Distribution Management System (SCADA), ESB: Enterprise Service Bus, SAP: PEA's SAP ERP System, GIS: PEA's Geographic Information Systems, MOMS: Meter Operation Management System)

3.3.2 ระบบ Staging System



รูปที่ 1-4 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Staging System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

3.3.3 ระบบ Development/Training System



รูปที่ 1-5 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Development/Training System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

3.4 AMI and AMR System Integration Requirement

3.4.1 การเชื่อมโยงระหว่างระบบ MOMS กับ ระบบ AMR

A. ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูลระบบ AMR Monitoring System และระบบ AMR Maintenance System ของระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาแสดงผลร่วมกันในระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) ได้ เช่น สรุปภาพรวมความผิดปกติของมิเตอร์ การตรวจสอบ และติดตามสถานะใบงาน เป็นต้น รวมทั้งต้องสามารถคัดกรองมิเตอร์ว่าเป็นของระบบ AMR หรือ AMI หากเป็นมิเตอร์ในระบบ AMR จะต้องมีช่องทางที่เชื่อมโยงไปยังระบบ AMR Monitoring System และระบบ AMR Maintenance System เพื่อบริหารจัดการต่อไปได้

B. ระบบ Meter Time Management System (MTMS) จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูล ระบบตรวจสอบ มิเตอร์ AMR ที่เกิดเวลาคลาดเคลื่อน (Time Management System) ของระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาแสดงผลร่วมกันในระบบ Meter Time Management System (MTMS) นี้ได้ เช่น แสดงข้อมูลมิเตอร์ที่เกิดเวลาคลาดเคลื่อนในรูปแบบรายวัน รายเดือน รายปี เป็นต้น

3.4.2 การเชื่อมโยงระหว่าง Customer Energy Portal กับ ระบบ AMR

A. ระบบ Customer Energy Portal ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า และ การยืนยันตัวตนของผู้ใช้งาน ของมิเตอร์ AMR ในระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาใช้งานร่วมกันในระบบ Customer Energy Portal นี้ได้ เช่น การแสดงผลกราฟและเปรียบเทียบข้อมูล Load Profile ทั้งแบบกลุ่มและเฉพาะราย ข้อมูลใบอ่านหน่วย เป็นต้น

3.4.3 การเชื่อมโยงระหว่างระบบ MDMS (ฟังก์ชัน VEE) กับ ระบบ AMR

A. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูลจากระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ มาทำการตรวจสอบ (Validation) ด้วยกระบวนการของ VEE แบบ Manual และ/หรือ Automatic ได้

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 2 : AMI System

List of Acronyms

4G/3G	The 4^{th}/3^{rd} Generation mobile communication systems
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMI NMS	Network Management System for AMI Systems
AMR	Automatic Meter Reading
API	Application Programming Interface
ARIB	Association of Radio Industries and Businesses
C&I	Commercial and Industrial
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CIM-XML	Common Information Model-Extensible Markup Language
CPP	Critical Peak Pricing
CPU	Central Processing Unit
DLMS/COSEM	Device Language Message Specification/ Companion Specification for Energy Metering
DSO	Distribution System Operators
EMC	Electromagnetic Compatibility
EMI	Electromagnetic Interference
EV	Electric Vehicle
ESB	Enterprise Service Bus
FAN	Field Area Network
FAT	Factory Acceptance Test
FCC	Federal Communications Commission
FLISR	Fault Location, Isolation, and Service Restoration
HES	Head-End System
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrochemical Commission

IP	Internet Protocol
IPV	Internet Protocol Version
kVAR	Reactive Power
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hour
LAN	Local Area Network
MAC	Media Access Control
MDMS	Meter Data Management System
MOMS	Meter Operation Management System
NBTC	National Broadcasting and Telecommunications Commission
ONU	Optical Network Unit
PEA	Provincial Electricity Authority
PHY	Physical layer
PON	Power Outage Notifications
PV	Photovoltaic
QA	Quality Assurance
QC	Quality Control
RFP	Request for Proposals
RMON	Remote Monitoring
SAP	SAP SE, an enterprise application software company
SAT	Site Acceptance Test
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SMA	Software Maintenance Agreement
SME	Subject-matter Expert
SNMP	Simple Network Management Protocol
TOD	Time of Day
TOU	Time of Use
VAC	Voltage in an alternating current circuit
VAR	Volt-ampere Reactive
WAN	Wide Area Network

Book 2: AMI System

Contents

1 นิยาม 7
1.1 ระบบ AMI 7
1.2 ความต้องการของระบบ AMI 7
1.3 System Availability 8
1.4 Available Meters 9
1.5 System Response Time 9
1.6 Data Availability 10
1.7 Operating Conditions 10
1.7.1 Normal Condition 10
1.7.2 Stressed Condition 10
1.8 Functional and System Performance Requirements 11
1.8.1 ข้อกำหนดก่อนการทดสอบ 11
1.8.2 System Performance Requirements 12
1.9 AMI System Performance and SLA Monitoring Requirement 12
2 AMI System Requirements 13
2.1 Electric Metering 13
2.1.1 Number of Channels 13
2.1.2 Cumulative Total Consumption 17
2.1.3 Demand 17
2.1.4 Interval Data 18
2.1.5 Time of Use (TOU) and Time of Day (TOD) 18
2.1.6 Demand, TOD and TOU Tariffications 19

2.1.7 On Demand Read 20
2.1.8 PEA OBIS Code and Companion Specification 21
2.2 Revenue Management 21
2.2.1 Revenue Integrity Monitoring and Event Notification 21
2.3 Meter Ping Management 22
2.3.1 On Demand Ping 22
2.4 Distribution Planning and Engineering Support 23
2.4.1 Coincident Demand for Commercial and Industrial Meters 23
2.4.2 Momentary Interruption Count 23
2.4.3 Voltage, Current, and Power Quality Monitoring and Reporting 24
2.5 Demand Response 24
2.5.1 Support of Demand Response Rates 25
2.5.2 Integration Support for Demand Response Controls 25
2.5.3 Integration Support for Demand Response Program Management 26
2.6 System Management 27
2.6.1 Device Management 27
2.6.2 Local Communications at Smart Meters 28
2.7 System Security 28
2.7.1 AMI System Security 28
2.7.2 Data Security, Integrity, and Confidentiality 29
2.7.3 Access Control and Management 29
2.8 Historical Data 30
3 MDMS System Requirements 30
3.1 General Functionality 30
3.2 Billing 34

3.3 Energy Diversion Detection/Revenue Management 34
3.4 Load Research 35
4 AMI Network 35
4.1 4G/3G Cellular Network 35
4.2 Back Haul Communications 36
5 Network Management System (NMS) 36
6 Implementation and Support Service 37
6.1 Project Management 38
6.2 System Requirements 39
6.3 System Design 40
6.4 AMI Communication Network 41
6.4.1 Field Area Network 41
6.5 Software Configuration and Installation 41
6.5.1 AMI Data Collection Head-End 41
6.5.2 Meter Data Management System 42
6.6 System Integration 43
6.7 Hardware and Infrastructure 43
6.7.1 Data Center Infrastructures, LAN/WAN, Servers and Workstations 43
6.7.2 Smart Meter Installation 44
6.8 Implementation and Rollout 44
6.8.1 Process Engineering 44
6.8.2 Change Management 45
6.8.3 Factory Acceptance Test (FAT) 45
6.8.4 System Testing & Commissioning 46
6.8.5 Data Migration 48

6.8.6 Training 48
6.8.7 Documentation 49
6.8.8 Configuration/Version Management 49
6.8.9 Production/Acceptance/Transition 50

1 นิยาม

1.1 ระบบ AMI

ระบบ AMI หมายถึง ระบบ AMI ที่ประกอบไปด้วยมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) โครงข่ายสื่อสารและอุปกรณ์สื่อสารของระบบ AMI ระบบ Head-End System (HES) ระบบ Meter Data Management System (MDMS) ระบบ Network Management System (NMS) ระบบ Hardware Security Module (HSM) ระบบ Meter Operation Management System (MOMS) ระบบ Customer Energy Portal และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการเชื่อมโยงระบบต่าง ๆ ที่กำหนดภายใต้ความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง ระบบ AMI ดังกล่าวจะต้องทำงานในลักษณะบูรณาการ (Integrated) เพื่อทำให้การทำงานของฟังก์ชั่นต่าง ๆ ที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิค ทำงานได้อย่างสมบูรณ์และเหมาะสม

1.2 ความต้องการของระบบ AMI

คำว่า “ต้อง” หมายถึง ความต้องการหลักของระบบ AMI ที่บังคับให้มี

คำว่า “และ/หรือ” หมายถึง อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือ ทั้งสองอย่าง

คำว่า “ควร” หมายถึง ความต้องการหลัก และ/หรือ ความต้องการรองของระบบ AMI ที่ไม่บังคับ แต่ผู้รับจ้างควรจะพิจารณาในการออกแบบระบบ AMI

1 ระบบ AMI จะต้องสามารถทำงานได้ตามเกณฑ์ฟังก์ชั่น (Functional Requirements) และ เกณฑ์ประสิทธิภาพ (Performance Requirements) ที่ระบุในบทนี้ และ บทอื่น ๆ ทั้งหมดในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ เพื่อรองรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง และ มีจำนวนของผู้ใช้งานทั่วไปดังแสดงใน Appendix C: User Counts HES NMS MDMS MOMS ซึ่งอาจมีการปรับเปลี่ยนได้ตามความเห็นชอบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2 ผู้รับจ้างต้องจัดหาพร้อมติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้า ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 70,000 ราย โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้พิจารณาในส่วนของรายชื่อของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่จะติดตั้งระบบ AMI

3 ผู้รับจ้างต้องจัดหาพร้อมติดตั้งหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ระบบคอมพิวเตอร์ อุปกรณ์เชื่อมโยงกับระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ของศูนย์ AMI Data Center ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบปฏิบัติการต่างๆ รวมถึงระบบสื่อสารต่างๆ

4 ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการส่งมอบอุปกรณ์เครื่องมือต่างๆ และรับผิดชอบในการส่งข้อมูลจากมิเตอร์ มาที่ศูนย์ AMI Data Center ที่ตั้งอยู่ ณ สำนักงานใหญ่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 System Availability

System Availability หมายถึง ความพร้อมใช้งานของระบบ AMI ซึ่งสามารถคำนวณเป็นรายเดือนได้ดังต่อไปนี้

$$\text{System Availability (\%)} = \frac{\text{System Available Time} \times 100}{(\text{Total Time of Reporting Period} - \text{Exclusions})}$$

System Available Time หมายถึง ช่วงเวลา (เช่น ทุก ๆ 15 นาที สำหรับข้อมูล Load Profile และ ทุก ๆ เดือน สำหรับข้อมูล Billing เป็นอย่างน้อย) ที่ระบบ AMI และ ข้อมูลต่าง ๆ มีความพร้อมใช้งาน โดยที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถใช้งานระบบ AMI ได้อย่างปกติ เพื่อปฏิบัติการและดำเนินกิจการต่าง ๆ ได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้

Total Time of Reporting Period หมายถึง ช่วงเวลา (เช่น ทุก ๆ 15 นาที สำหรับข้อมูล Load Profile และ ทุก ๆ เดือน สำหรับข้อมูล Billing เป็นอย่างน้อย) ที่ระบบ AMI และ ข้อมูลต่าง ๆ จะต้องถูกการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรียกใช้งานเพื่อปฏิบัติการและดำเนินกิจการต่าง ๆ ได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้

Exclusions หมายถึง ช่วงเวลาที่ไม่ถูกนำมาคิดคำนวณอันเนื่องมาจากช่วงเวลาในเหตุการณ์ดังต่อไปนี้

1. ช่วงเวลาที่ได้รับการเห็นชอบจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในการซ่อม/บำรุงรักษาระบบ AMI ที่ได้วางแผนไว้ก่อนล่วงหน้า รวมไปถึง ช่วงเวลา Downtime ในแต่ละเดือนของระบบ AMI ที่เป็นผลมาจากการติดตั้งระบบ AMI ได้รับการเห็นชอบจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. ช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Time) และ/หรือ ช่วงเวลาการดำเนินงานแก้ไขระบบ AMI ล่าช้าของผู้รับจ้าง อันเนื่องมาจากเหตุการณ์สุดวิสัย (เช่น ภัยพิบัติทางธรรมชาติ เป็นต้น) หรือ การไม่สามารถดำเนินการแก้ไขระบบ AMI เนื่องจากข้อจำกัดของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.4 Available Meters

Available Meters หมายถึง มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่พร้อมใช้งาน โดยจะต้องเป็นมิเตอร์อัจฉริยะที่ถูกติดตั้งเสร็จเรียบร้อยแล้ว และได้ลงทะเบียน (Register) เข้าไปในระบบ HES และ สามารถติดต่อสื่อสารรับ/ส่งข้อมูลได้เป็นปกติผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G และ 3G ตามสภาพแวดล้อมจริงในการใช้งาน เป็นเวลาอย่างน้อย 24 ชั่วโมง

1.5 System Response Time

System Response Time หมายถึง ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI ลักษณะดังต่อไปนี้

1. ในกรณีที่ต้องการตรวจจับเหตุการณ์ (Events) ที่เกิดขึ้นแบบอัตโนมัตินั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เหตุการณ์นั้นเกิดขึ้นจนถึงเวลาที่เหตุการณ์นั้นถูกตรวจจับได้โดยผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด

2. ในกรณีที่ต้องการอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบอัตโนมัตินั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เริ่มอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจนถึงเวลาที่ข้อมูลที่ได้จากการอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะมาถึงผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด

3. ในกรณีที่ผู้ใช้งานระบบ AMI สั่งการเอง (User Requests) นั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เริ่มสั่งการผ่าน User Interface หรือ ระบบที่ผู้รับจ้างจัดหามาให้จนถึงเวลาที่ได้รับการยืนยันการปฏิบัติการควบคุม (Control Action) หรือ เวลาที่ได้รับข้อมูลความผิดพลาดในการปฏิบัติการ หรือ เวลาที่ได้รับข้อมูลสมบูรณ์ของผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด

ผู้รับจ้างจะต้องแสดง (Monitor) และรายงาน System Response Time ที่แสดงถึงประสิทธิภาพโดยรวมของ Available Meters ที่ระบุในหัวข้อที่ 1.8 โดยแสดงเป็นระยะเวลาที่ตอบสนองเฉลี่ยของระบบ AMI ในทุก ๆ เดือน

1.6 Data Availability

Data Availability หมายถึง จำนวนร้อยละของ Available Meters ที่มีความพร้อมของข้อมูลสำหรับผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด โดยมีระยะเวลา System Response Time ตามที่กำหนดไว้

1.7 Operating Conditions

1.7.1 Normal Condition

ระบบ AMI จะทำงานในสภาวะเสถียรปกติ (Normal Condition) ก็ต่อเมื่อเงื่อนไขต่าง ๆ เหล่านี้คงอยู่นานกว่า 15 นาทีเป็นอย่างน้อย

1. ระบบ AMI สามารถทำงานทุกฟังก์ชั่นได้เป็นปกติโดยสามารถประมวลผล วิเคราะห์ และ นำเสนอข้อมูลที่อ่านได้จาก Available Meters ทุกเครื่องดังที่ได้ออกแบบไว้ ซึ่งประกอบไปด้วย การประมวลผลข้อมูล Interval การประมวลผล VEE การประมวลผลข้อมูลการอ่าน Billing การ Pings และการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ On-Demand และ การปรับปรุงข้อมูลหมายเลข Meter ID หรือ PEA Number เป็นต้น

2. ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนที่กำหนดใน Appendix C: User Counts HES, NMS, MDMS, MOMS สามารถใช้งานได้ปกติ

3. สามารถอ่านข้อมูล Interval ทุก ๆ 15 นาที จาก Available Meters ได้ครบทั้งหมด

1.7.2 Stressed Condition

ระบบ AMI จะทำงานในสภาวะที่มีภาระโหลดสูงกว่าปกติ (Stressed Condition) ซึ่งอาจจะเกิดจากการที่ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนสูงสุด ที่กำหนดใน Appendix C: User Counts HES, NMS, MDMS, MOMS ได้เข้ามาใช้งานพร้อม ๆ กัน สภาวะ Stress Condition จะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อเงื่อนไขต่าง ๆ เหล่านี้เกิดขึ้นในช่วงเวลา 15 นาที และ คงอยู่นานกว่า 1 ชั่วโมงเป็นอย่างน้อย

1. ระบบ AMI สามารถทำงานทุกฟังก์ชั่นได้เป็นปกติโดยสามารถประมวลผล วิเคราะห์ และ นำเสนอข้อมูลที่อ่านได้จาก Available Meters ทุกเครื่องดังที่ได้ออกแบบไว้ ซึ่งประกอบไปด้วย การประมวลผลข้อมูล

Interval การประมวลผล VEE การประมวลผลข้อมูลการอ่าน Billing การ Pings และการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ On-Demand และ การปรับปรุงข้อมูลหมายเลข Meter ID หรือ PEA Number เป็นต้น

2. ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนสูงสุด ที่กำหนดใน Appendix C: User Counts HES, NMS, MDMS, MOMS สามารถใช้งานได้ปกติ

3. สามารถอ่านข้อมูล Interval ทุก ๆ 15 นาที จาก Available Meters ได้ครบทั้งหมด

1.8 Functional and System Performance Requirements

1.8.1 ข้อกำหนดก่อนการทดสอบ

1. Functional and System Performance Requirements จะถูกทดสอบได้ก็ต่อเมื่อ กระบวนการและ Applications ทุกหัวข้อที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิค สามารถทำงานได้ปกติตามที่ได้ออกแบบไว้ และ การทดสอบ Full Functional Test (ดูรายละเอียดเชิงลึกในบทที่ 7 Non-functional requirements) ได้ทำการทดสอบเสร็จสิ้นสมบูรณ์แล้ว
2. Functional and System Performance Requirements จะถูกทดสอบได้ก็ต่อเมื่อ มี Available Meters ที่ถูกติดตั้งหน้างานเสร็จสิ้นสมบูรณ์แล้วและสามารถติดต่อสื่อสารได้ ไม่น้อยกว่า 85% ของจำนวน มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่ต้องติดตั้งในโครงการ

1.8.2 System Performance Requirements

No.	Data Processing & Analysis Functions	Data Availability		Average Response Time	
		Normal	Stress	Normal	Stress
1	Interval data reads (for meters on days when the reads are not needed for billing) for at least 10,000 meters	95%	95%	15 min	15 min
2	Billing reads including VEE (for meters on days when the reads are needed for billing) for at least 10,000 meters	99%	99%	60 min	120 min
3	On Demand Read for at least 100 meters	90%	--	1 min	--
4	Meter exception alarms (e.g. tampering) for at least 100 meters	90%	--	5 min	--

ตาราง System Performance Requirements

1. ผู้รับจ้างจะต้องทดสอบประสิทธิภาพของระบบ AMI (System Performance Test) เพื่อให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ โดยมีประสิทธิภาพอ้างอิงดังแสดงในตาราง System Performance Requirements ทุกหัวข้อ
2. การทดสอบประสิทธิภาพของระบบ AMI จะต้องทดสอบกับกลุ่มของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะในสภาวะ Normal Condition เท่านั้น ตามจำนวนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดย Average Response Time หมายถึง เวลาตอบสนองเฉลี่ยของระบบ AMI ที่คำนวณจากกลุ่มของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่พร้อมใช้งาน (Available Meters) และ มี Data Availability เป็นไปตามข้อกำหนดในตาราง System Performance Requirements

1.9 AMI System Performance and SLA Monitoring Requirement

ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและติดตั้ง Dash Board ในลักษณะหน้าจอแบบ Connected/Augmented ที่เพียงพอในการแสดง ตัวบ่งชี้ประสิทธิภาพของระบบ AMI (ทุกค่าในหัวข้อ 1.8 เป็นอย่างน้อย) และ เกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ (Service Level Agreement) ซึ่งประกอบไปด้วยเป็นอย่างน้อย System Availability (%), Data Availability (%), System Response Time (Minute: Second), Communication Down Times (Hour:Minute:Second), Normal/Stressed Condition, ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ MOMS, ระบบ NMS และ เกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการที่กำหนด (ดูรายละเอียดในเงื่อนไขเฉพาะงาน)

2 AMI System Requirements

2.1 Electric Metering

2.1.1 Number of Channels

ระบบ AMI จะต้องสามารถรองรับการวัดค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ Multi-Channels ได้ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

1. Billing History

มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งชนิด Three-Phase Four-Wire และ Three-Phase Three-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Billing History ได้ไม่น้อยกว่า 38 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

Table of Billing History	
Item	**Description**
1	Current Date
2	Current Time
3	Date & Time Last Reset
4	Number of Reset
5	Billing total kWh Total Import
6	Billing total kWh Total Export
7	Billing total kWh Rate A Import
8	Billing total kWh Rate A Export
9	Billing total kWh Rate B Import
10	Billing total kWh Rate B Export
11	Billing total kWh Rate C Import
12	Billing total kWh Rate C Export

13	Previous kW demand Rate A Import
14	Previous kW demand Rate A Export
15	Previous kW demand Rate B Import
16	Previous kW demand Rate B Export
17	Previous kW demand Rate C Import
18	Previous kW demand Rate C Export
19	Cumulate kW demand Rate A Import
20	Cumulate kW demand Rate A Export
21	Cumulate kW demand Rate B Import
22	Cumulate kW demand Rate B Export
23	Cumulate kW demand Rate C Import
24	Cumulate kW demand Rate C Export
25	Cumulate kVar demand Total Import
26	Cumulate kVar demand Total Export
27	Billing total kVarh Total Import
28	Billing total kVarh Total Export
29	Previous kVar demand Total Import
30	Previous kVar demand Total Export
31	Previous Time of kW demand Rate A Import
32	Previous Time of kW demand Rate A Export
33	Previous Time of kW demand Rate B Import
34	Previous Time of kW demand Rate B Export

35	Previous Time of kW demand Rate C Import
36	Previous Time of kW demand Rate C Export
37	Previous Time of kVar demand Total Import
38	Previous Time of kVar demand Total Export

ตารางที่ 1 Table of Billing History

2. Load Profile หรือ Interval Data

2.1 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Load Profile หรือ Interval Data ได้ไม่น้อยกว่า 20 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

Table of Load Profile for 3-Phase 4-Wire Smart Meter	
Item	**Description**
1	Import Wh Total
2	Export Wh Total
3	Import Varh Total
4	Export Varh Total
5	Power Factor Total
6	Voltage Phase A
7	Voltage Phase B
8	Voltage Phase C
9	Current Phase A
10	Current Phase B
11	Current Phase C

12	THD Voltage Harmonic Ph-A
13	THD Voltage Harmonic Ph-B
14	THD Voltage Harmonic Ph-C
15	THD Current Harmonic Ph-A
16	THD Current Harmonic Ph-B
17	THD Current Harmonic Ph-C
18	Phase Angle Ph-A (captured at the end of interval)
19	Phase Angle Ph-B (captured at the end of interval)
20	Phase Angle Ph-C (captured at the end of interval)

ตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire

2.2 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Load Profile หรือ Interval Data ได้ไม่น้อยกว่า 15 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire Smart Meter	
Item	**Description**
1	Import Wh Total
2	Export Wh Total
3	Import Varh Total
4	Export Varh Total
5	Power Factor Total
6	Voltage Phase A - B
7	Voltage Phase C - B

8	Current Phase A
9	Current Phase C
10	THD Voltage Harmonic Ph-A
11	THD Voltage Harmonic Ph-C
12	THD Current Harmonic Ph-A
13	THD Current Harmonic Ph-C
14	Phase Angle Ph-A (captured at the end of interval)
15	Phase Angle Ph-C (captured at the end of interval)

ตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire

2.1.2 Cumulative Total Consumption

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า พร้อมทั้งส่งข้อมูล Cumulative Total Consumption ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Cumulative Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 1 Table of Billing History เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่มกระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายัง ระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้น ๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2.1.3 Demand

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า Demand แบบ Block ที่มีช่วงเวลาคงที่ 15 นาที เป็นอย่างน้อย

2. ระบบ AMI จะต้องส่งข้อมูล Peak Demand รวมถึงข้อมูล วันที่และเวลาที่เกิด Peak Demand นั้น ๆ ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Demand Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 1 Table of Billing History เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่ม

กระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายัง ระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้น ๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2.1.4 Interval Data

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า Interval Data ของ Load Profile และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire และตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire โดยมีช่วงเวลาคงที่ 15 นาที เป็นอย่างน้อย

2. ระบบ AMI จะต้องส่งข้อมูล Interval Data ของ Load Profile และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire และตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการแบบ Near-Real-Time โดยมีช่วงเวลาส่งคงที่ทุก ๆ 15 นาที เป็นอย่างน้อย ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2.1.5 Time of Use (TOU) and Time of Day (TOD)

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถรองรับการทำงานแบบ Time-of-Use และ Time-of-Day โดยการทำงานแบบบูรณาการของ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ, ระบบ HES, ระบบ MDMS, และ ระบบ อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 2.1.6 และ รองรับ Rate ได้อย่างน้อย 8 Rates ต่อวัน สำหรับ Weekday, Saturday, Sunday, และ Holiday ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บค่า kW Demand และ kWh Consumption ได้ตาม TOU Rate และ TOD Rate ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด โดยเมื่อมีการเปลี่ยน Rate ในช่วงระหว่างเดือนที่ยังไม่ถึงรอบบิล ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บค่า Registers ที่เกี่ยวข้องในหัวข้อที่ 2.1.6 ทั้งหมด ทั้งค่าที่อ่านได้ก่อนเปลี่ยน Rate และ ค่าที่อ่านได้หลังเปลี่ยน Rate เพื่อนำมาประมวลผล Billing ในรอบบิลของเดือนนั้น ๆ ได้

3. ระบบ AMI จะต้องรองรับการกำหนดช่วงเวลาของแต่ละ Rate ที่มีความละเอียดเป็นหน่วย นาที เป็นอย่างน้อย ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

4. ระบบ AMI จะต้องรองรับ Tariff ได้ไม่น้อยกว่า 4 Tariff เป็นอย่างน้อย

5. ระบบ AMI จะต้องรองรับการเปลี่ยน Tariff ใหม่โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถกำหนดที่จะให้ Tariff นั้นมีผลบังคับใช้ล่วงหน้า ตามวัน เวลา ที่กำหนดได้

6. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า พร้อมทั้งส่งข้อมูล Cumulative Total Consumption และ Peak Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Cumulative Registers และ Demand Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในหัวข้อที่ 2.1.6 สำหรับ Demand Tariff, TOD Tariff, และ TOU Tariff เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่มกระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายัง ระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้น ๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2.1.6 Demand, TOD and TOU Tariffications

1. Tariff Table 1: Demand Tariff

Register	Total numbers	Active time
kWh, kvarh, Maximum 15 - minute kW Demand, Maximum 15 - minute kvar Demand	1	00.00 of the first billing-cycle day to 24.00 of the end of billing-cycle day

2. Tariff Table 2: TOD Tariff

Register	Total numbers	Active time
kWh	1	00.00 to 24.00

kvarh	1	00.00 to 24.00
Maximum 15 - minute kW Demand	3	On - peak : 18.30 to 21.30 Partial - peak : 08.00 to 18.30 Off - peak : 21.30 to 08.00
Maximum 15 - minute kvar Demand	1	Monthly

3. Tariff Table 3: TOU Tariff

Register	Total numbers	Active time
kWh	3	On - peak : Monday - Friday 09.00 to 22.00 Off - peak : Monday - Friday 22.00 to 09.00 Off - peak : Saturday, Sunday and Holiday 00.00 to 24.00
kvarh	1	00.00 to 24.00
Maximum 15 - minute kW Demand	1	On - peak : Monday - Friday 09.00 to 22.00
Maximum 15 - minute kvar Demand	1	Monthly

* Holiday: The meter shall have a memory to be programmed annual holidays in advance with no less than 200 days (10 years)

2.1.7 On Demand Read

1. ระบบ AMI จะต้องรองรับการเรียกดูข้อมูลแบบทางไกล (Remote Request) สำหรับ Available Meter เครื่องใด ๆ ที่อยู่ในระบบ AMI ทั้งแบบทีละเครื่อง และ แบบหลายเครื่องได้

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลแบบทางไกล ณ. ขณะนั้น (On-Demand Read) เพื่ออ่านค่าจาก Available Meter เช่น ข้อมูล Consumption, ข้อมูล Demand, ข้อมูล Coincident Demand, ข้อมูล Interval ของ Load Profile, สถานะของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ, และ ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องได้เป็นอย่างน้อย สำหรับ Available Meter เครื่องใด ๆ ที่อยู่ในระบบ AMI ทั้งแบบทีละเครื่อง และ แบบหลายเครื่องได้

3. ระบบ AMI จะต้องลงเวลา (Timestamp) ทั้งตอนสั่งการ (Requests) และ ตอนได้รับการตอบสนอง (Responses) ในการอ่าน On-Demand Read ในแต่ละครั้ง

4. ในกรณีที่การอ่าน On-Demand Read ไม่สำเร็จ (Failed) ระบบ AMI จะต้องสามารถระบุถึงสาเหตุในการอ่านที่ล้มเหลวนั้นได้เป็นอย่างน้อย เช่น การระบุระบบย่อยอื่น ๆ ที่อาจจะเป็นเหตุให้การอ่านค่าล้มเหลว อาทิเช่น ระบบสื่อสาร เป็นต้น

2.1.8 PEA OBIS Code and Companion Specification

1. ผู้รับจ้างจะต้องยื่นข้อเสนอระบบ AMI และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งมิเตอร์ไฟฟ้า-อัจฉริยะโดยให้สอดคล้องและเป็นไปตาม OBIS Code ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีรายละเอียดแสดงในภาคผนวก Appendix E: PEA OBIS CODE

2. ผู้รับจ้างจะต้องผ่านการทดสอบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทุกชนิดที่นำเสนอในโครงการซึ่งเป็นงานส่วนหนึ่งของโครงการที่ผู้รับจ้างจะต้องทำ โดยใช้ Functional Evaluation Tool (FET) ที่เป็นผลมาจาก PEA Companion Specification และ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่นำเสนอตามจำนวนที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยค่าใช้จ่ายในการทดสอบที่จะเกิดขึ้นทั้งหมดเป็นภาระของผู้รับจ้างแต่เพียงผู้เดียว

3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอสงวนสิทธิ์ในการปรับปรุงข้อกำหนดในการทดสอบมิเตอร์อัจฉริยะทุกชนิดที่นำเสนอในโครงการโดยใช้ Functional Evaluation Tool (FET) ที่เป็นผลมาจาก PEA Companion Specification ให้เหมาะสมกับความต้องการและการใช้งานจริงของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต่อไป

2.2 Revenue Management

2.2.1 Revenue Integrity Monitoring and Event Notification

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถสังเกตุการณ์ (Monitor) โหลดและมิเตอร์อัจฉริยะ โดยสามารถแสดง Tamper Flags ผ่านการแจ้งเตือนอัตโนมัติ (Alerts) หรือ การอ่านค่า On-Demand Read และ สามารถรายงานสภาวะผิดปกติที่อาจจะทำให้เกิดการสูญเสียรายได้ (Revenue Loss) อันเนื่องมาจากการล้มเหลวในการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ AMI หรือ การผันพลังงาน (Energy Diversion)

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับการไหลย้อนกลับของกำลังงาน (Reverse Energy Flow) ในมิเตอร์อัจฉริยะได้

3. ระบบ AMI จะต้องสามารถสังเกตุการณ์ (Monitor) ระดับแรงดัน (Voltage) ต่อเฟส, ระดับกระแสไฟฟ้า (Current) ต่อเฟส, และ มุมเฟส (Phase Angles) เพื่อใช้ในการตรวจจับการเรียงลำดับเฟสผิดพลาด (Incorrect Phase Sequence) ได้

4. ระบบ AMI จะต้องสามารถแจ้งเตือนอัตโนมัติ (Alerts) เกี่ยวกับความสมบูรณ์ของรายได้ (Revenue Integrity) ต่อการเกิดเหตุการณ์ (Event) หนึ่ง ๆ ที่เกิดขึ้น หรือ เมื่อเกินค่า Threshold ที่ผู้ใช้งานระบบ AMI กำหนดไว้ หรือ ต่อการอ่านค่าที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ในรูปแบบรายงานสรุปประจำวัน เป็นอย่างน้อย

5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดงค่าที่ได้จากการสังเกตุการณ์ (Monitor) ต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้น โดยการอ่านค่า On-Demand Read ได้

6. ระบบ AMI จะต้องสามารถแก้ไขคุณสมบัติของการสังเกตุการณ์ (Monitor) และ ค่า Threshold สำหรับการรายงานเหตุการณ์ ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบทีละเครื่อง และ แบบกลุ่มหลายเครื่อง แบบทางไกล (Remote) ได้

2.3 Meter Ping Management

2.3.1 On Demand Ping

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดงสภาวะความพร้อมในการใช้งาน (Ping) ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่อยู่ในระบบจำหน่าย เช่น สภาวะเชื่อมต่อปกติมีไฟฟ้าและสื่อสารได้หรือไม่ เป็นต้นเป็นอย่างน้อย ทั้งในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบทีละเครื่อง และ แบบกลุ่มหลายเครื่อง ตามการร้องขอ (On Request) ของผู้ใช้งานระบบ AMI ได้

2. ระบบ AMI จะต้องลงเวลา (Timestamp) ทั้งตอนสั่งการ (Requests) และ ตอนได้รับการตอบสนอง (Responses) ในการ Ping ในแต่ละครั้ง

2.4 Distribution Planning and Engineering Support

2.4.1 Coincident Demand for Commercial and Industrial Meters

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดค่า Power Factor หรือ kVar เมื่อเกิดค่า kW สูงสุด (Demand Peak) ได้ (หมายเหตุ: Non-Coincident Demand หมายถึง ค่า Demand สูงสุดของพลังงานที่เกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ที่เกิดในช่วงเวลาที่ใดเวลาหนึ่ง

Coincident Demand หมายถึง ค่า Demand ของพลังงานที่เกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ที่เกิดในช่วงเวลาเดียวกันกับ Peak Demand ของระบบจำหน่าย

ค่า Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าปกติแล้วจะถูกคำนวณจากการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าในขณะที่ค่า Demand ของระบบจำหน่ายมีค่าสูงสุด โดยปกติแล้วค่า Coincident Demand อาจจะมีค่าต่ำกว่า Non-Coincident Demand ก็ได้เนื่องจากค่า Non-Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะเกิดในช่วงที่ไม่ใช่ Peak Demand ของระบบจำหน่าย

ค่า Coincident Demand มีประโยชน์มากสำหรับ การวางแผนระบบจำหน่ายและวิศวกรรม (System Planning and Engineering) การบริหารจัดการพลังงานของระบบจำหน่าย และ การออกแบบระบบ Demand Response Program ในขณะที่ค่า Non-Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูกนำมาคำนวณ Billing เป็นหลัก ยกตัวอย่างเช่น โรงงานอุตสาหกรรมหนึ่งมี ค่า Peak Load เท่ากับ 475 kW ในวันที่ 3 มีนาคม เวลา 14.00 น. และมีค่า Load เท่ากับ 350 kW ในวันที่ 8 มีนาคม เวลา 19.00 น. ถ้าสมมุติให้ Peak Demand ของระบบจำหน่ายเกิดขึ้นในวันที่ 8 มีนาคม เวลา 19.00 น. จะได้ว่า ค่า Non-Coincident Demand ของโรงงานอุตสาหกรรมแห่งนี้มีค่าเท่ากับ 475 kW และ มีค่า Coincident Demand เท่ากับ 350 kW เป็นต้น)

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถอ่านค่า Coincident Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดได้ ตามรอบบิล หรือ ช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดได้ โดยเมื่ออ่านค่า Coincident Demand เสร็จสิ้นแล้ว ระบบ AMI จะต้องทำการ Reset ค่าของ Coincident Demand Register ด้วย

3. ระบบ AMI จะต้องสามารถจัดลำดับ (Ranking) ของ Coincident Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดได้ ตามรอบบิล หรือ ช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดได้

2.4.2 Momentary Interruption Count

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) และ นับค่า (Count) จำนวนของเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้ากระพริบ (Momentary Interruption) ได้ โดยกำหนดให้ เหตุการณ์ไฟฟ้ากระพริบ หมายถึง การเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

(Power Outage) นานน้อยกว่าช่วงเวลาที่กำหนดซึ่งจะต้องสามารถตั้งค่าได้ (Programmable) อาทิเช่น 60 วินาที เป็นต้น

2. ระบบ AMI จะต้องรายงาน (Report) จำนวนของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ากระพริบ เป็นรายวันได้ อาทิเช่น วันละ 1 ครั้ง เป็นต้น

2.4.3 Voltage, Current, and Power Quality Monitoring and Reporting

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) ค่าของ แรงดัน, กระแส, Power Factor, และ คุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) อาทิเช่น ค่า Harmonics สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทุกเครื่องได้

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) และ รายงาน (Report) ค่าแรงดัน และ กระแสที่ปลายสายไฟฟ้าที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะต่ออยู่ได้

3. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) ลงวันที่และเวลา (Date and Time Stamp) เหตุการณ์การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันได้ อาทิเช่น High/Low Voltages และ Sags and Swells โดยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด Threshold ของระยะเวลา (Duration) และ ขนาดของ Magnitude ในลักษณะที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้ (Programmable)

4. ระบบ AMI จะต้องสามารถประมวลผลค่ากระแสไฟฟ้า ต่อเฟส ได้

5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแจ้งเตือน (Notification) เหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ได้

6. ระบบ AMI จะต้องสามารถตั้งค่า Configurations สำหรับการแสดงค่า (Monitoring) และ ค่า Threshold ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) กับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งแบบเดี่ยว (Individual Meter) และ กลุ่ม (Batch of Meters) แบบทางไกล (Remotely) ตามที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

7. ระบบ AMI จะต้องสามารถรายงานเหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ตามที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งโดยเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเมื่อมีระดับและช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์นั้น ๆ เกินกว่าค่า Threshold ที่กำหนดไว้ และ โดยรายงานเป็นรายวัน ได้

2.5 Demand Response

1. ระบบ AMI จะต้องรองรับระบบและฟังก์ชั่น Demand Response ได้ ซึ่งผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบเป็นส่วนหนึ่งของโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา และ สาธิต ระบบ Demand Response ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้ โดยระบบ Demand Response จะต้องสามารถรองรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ขั้นต่ำได้ไม่น้อยกว่า 5,000 ราย โดยการเชื่อมต่อข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบ CIS ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.5.1 Support of Demand Response Rates

ระบบ AMI จะต้องรองรับระบบ Demand Response ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

1. Critical Peak Price โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงขึ้นกว่าปกติเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Critical Peak Price ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 24 ชั่วโมง

2. Peak Time Rebate โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำลงกว่าปกติเมื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Peak Time Rebate ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 24 ชั่วโมง

2.5.2 Integration Support for Demand Response Controls

ระบบ AMI จะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบควบคุมในระบบ Demand Response (Demand Response Control System) ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด เพื่อควบคุมและสั่งการการบริการจัดการ Demand/พลังงาน (Energy) ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

1. การบริการจัดการ Demand Response แบบ Semi-Automatic ผ่านทาง SMS หรือ Email หรือ Applications บน Smart Devices หรือ Programmable Relay-Contact ที่อยู่ภายในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด (Load Aggregator) ของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย โดยในการบริหารจัดการนี้ การไฟฟ้าส่วน

ภูมิภาค จะแจ้งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด ที่ได้ลงทะเบียนเข้าร่วมโปรแกรม Demand Response เพื่อแจ้งช่วงของวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของโปรแกรม Demand Response ล่วงหน้าเป็นเวลาอย่างน้อย 24 ชั่วโมง ซึ่งเวลาที่แจ้งล่วงหน้านี้ จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2.5.3 Integration Support for Demand Response Program Management

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับระบบฐานข้อมูลลูกค้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Customer Information System of PEA) หรือ ระบบบริหารจัดการ Demand Response (Demand Response Management System) ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อรองรับการลงทะเบียน (Enrollment) และ การยกเลิกการลงทะเบียน (Disenrollment) ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ ตามโปรแกรม Demand Response ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำเสนอให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการตาม Dynamic Rate จากนั้นระบบ MDMS จะนำเอาข้อมูลการลงทะเบียนดังกล่าวไปใช้ในการคำนวณค่าใช้ไฟฟ้าผ่านระบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด หรือ ใช้ในการตรวจสอบ (Validate) คำสั่งที่ใช้ในการควบคุมระบบ Demand Response ก่อนที่จะสั่งการผ่านระบบและโครงข่ายสื่อสารสำหรับ AMI ต่อไป

2. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถเปรียบเทียบค่า Demand ในช่วงเวลาก่อน เพื่อนำมาใช้ในการทำเส้น Base Line ตามสูตรคำนวณที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด และ หลังเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณค่าใช้ไฟฟ้าผ่านระบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

3. ระบบ Demand Response จะต้องทำงานร่วมกับมิเตอร์อัจฉริยะเพื่อทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด (Load Aggregator) ของผู้ใช้ไฟฟ้า ในกรณีที่การใช้ไฟฟ้าเกินกว่าเส้น Base Line ดังกล่าวข้างต้น เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ผ่านช่องทางสื่อสารที่กำหนดในข้อ 2.5.2 Integration Support for Demand Response Controls (1) แบบ Near Real-Time แต่ไม่เกิน 30 นาทีนับจากเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าเกินกว่าเส้น Base Line

4. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถออกรายงาน (Report) ความสำเร็จของระบบได้ ตัวอย่างเช่น ปริมาณค่า Demand ที่สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย, จำนวนและรายชื่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ, ประสิทธิภาพ (Performance) ของระบบ Demand Response, และ ความสำเร็จในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ เป็นต้น

2.6 System Management

2.6.1 Device Management

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถค้นหาโครงข่ายสื่อสารได้เอง (Self-Discovery) และ ลงทะเบียนอัตโนมัติได้เอง (Self-Registration) โดยมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เมื่อมีการ Activate SIM Card เรียบร้อยแล้วจะต้องสามารถค้นหาสัญญาณจากโครงข่าย Cellular 4G/3G ได้เอง และ ทำการลงทะเบียนกับระบบ HES อัตโนมัติได้เอง ซึ่งจะต้องผ่านกระบวนการ Authentication และ Authorization ตามขั้นตอนของระบบ AMI (ดูข้อมูลเพิ่มเติมในหัวข้อ 2.7 System Security)

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจเช็คกระบวนการภายในได้เอง (Self-Diagnostics) โดยมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เมื่อมีการลงทะเบียนกับระบบ HES เรียบร้อยแล้ว จะต้องสามารถแสดง (Monitor) ระดับคุณภาพสัญญาณของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G และ สามารถรายงาน (Report) สิ่งผิดปกติ (Exceptions) ที่เกิดขึ้นภายในตัวระบบเองได้ เช่น Low Memory, Low Battery, และ Software ไม่เป็นปัจจุบัน เป็นอย่างน้อย

3. ระบบ AMI จะต้องบริหารจัดการ Firmware Version ที่อยู่ภายในมิเตอร์อัจฉริยะ โดยระบบ AMI จะต้องทำให้ Firmware Version ของอุปกรณ์ดังกล่าวข้างต้น เป็นปัจจุบันเสมอ

4. ระบบ AMI จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update ได้ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

a. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update ได้ทั้งแบบ Local ผ่านทาง Local Communication Port และ แบบ Remote ผ่านทางระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS เท่านั้น โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

i. สามารถเลือกที่จะสั่ง Remote Configuration Setup Software และ Remote Firmware Update กับมิเตอร์เพียงหนึ่งเครื่องและเป็นกลุ่มมิเตอร์หลายๆ เครื่องตามที่กำหนดได้

ii. สามารถทำการเปลี่ยนค่าได้อย่างน้อยดังต่อไปนี้

1. Billing Reset Date
2. วันหยุดพิเศษ
3. เปลี่ยน Tariff ได้ทั้ง Demand, TOD และ TOU
4. Reset ค่า TOU

5. เปลี่ยน Setup ของ Load Profile
6. เปลี่ยน Setup ของ Event และ Alarm
7. เปลี่ยน Setup ของ Security

b. หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update แบบ Local ผ่านทางหน่วยรับส่งข้อมูล (4G/3G Modem) โดยตรงได้

2.6.2 Local Communications at Smart Meters

1. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องสามารถเชื่อมต่อแบบ Local ในรูปแบบของ Wireless Communication Interface หรือ Optical Port Interface ได้ โดยมีการควบคุม (Provision) เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดทางด้าน System Security ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ ซึ่งพอร์ทสื่อสารจะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62056-21 โดยจะต้องสามารถเปลี่ยน Password แบบทางไกล (Remotely) ผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular ได้

2. การเชื่อมต่อแบบ Local ทั้งหมด จะต้องถูกทำให้เป็นความลับ (Secured) และ ป้องกัน (Protected) โดยใช้กระบวนการ Authentication, Authorization, และ Encryption ที่เหมาะสม

2.7 System Security

2.7.1 AMI System Security

1. ระบบ AMI จะต้องมีการรักษาความปลอดภัย (Security Provisioning) ในการเข้าถึงระบบทุกภาคส่วนโดยสามารถป้องกันการเข้าถึงระบบ AMI ที่ไม่ได้รับอนุญาต (Unauthorized Access) ได้

2. ระบบ AMI จะต้องมีกระบวนการให้สิทธิ์ (Authorization) แก่กระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) ในการเข้าถึงข้อมูลและทรัพยากรทางด้าน IT เฉพาะส่วนที่จำเป็นในการทำงานของ กระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) นั้น ๆ ตามลำดับ ได้

3. ระบบ AMI จะต้องมีกระบวนพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) สำหรับกระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) ก่อนการเข้าถึงข้อมูล รับ-ส่งข้อมูล และการเข้าใช้ทรัพยากรทางด้าน IT ได้

4. ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บข้อมูล Log ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลง Configuration ของระบบ, การเปลี่ยนแปลงเกี่ยวกับบัญชีของผู้ใช้งาน (User Account), และ การเข้าถึงระบบ AMI ที่สำเร็จและล้มเหลว ได้เป็นอย่างน้อย

2.7.2 Data Security, Integrity, and Confidentiality

1. ระบบ AMI จะต้องมีการรักษาความปลอดภัยของข้อมูล (Data Security) ตั้งแต่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะไปจนถึงระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถรับรอง (Ensure) ความสมบูรณ์ของข้อมูล (Data Integrity) และ การรักษาความลับของข้อมูล (Data Confidentiality) ในการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย

3. ระบบ AMI จะต้องมีการเข้ารหัสลับข้อมูล (Data Encryption) โดยสามารถบริหารจัดการรหัสลับ (Key) ที่เป็นเอกเทศ (Individual) แบบ Dynamic ได้ โดยรหัสลับ (Key) แบบ Dynamic หมายถึง รหัสลับที่ใช้ในการ Encryption ที่สามารถเปลี่ยนรหัสได้แบบระยะไกล (Remotely) ตามกำหนดการที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด หรือ ตามการร้องขอของผู้ใช้งานระบบที่มีสิทธิ์ (Authorized User) และ รหัสลับ (Key) ที่เป็นเอกเทศ (Individual) หมายถึง รหัสลับที่ใช้ในการ Encryption ข้อมูลในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่ไม่ซ้ำซ้อนกันกับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องอื่นในระบบ AMI

2.7.3 Access Control and Management

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) ของข้อมูลที่ใช้แลกเปลี่ยน/สื่อสารกันในระบบย่อยต่าง ๆ ภายในระบบ AMI ทุกระบบได้

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) และ เก็บข้อมูล Log สำหรับความพยายามของผู้ใช้งานและ/หรือ ระบบต่าง ๆ ที่ไม่ได้รับการพิสูจน์สิทธิ์ (Non-Authenticated) ในการแลกเปลี่ยน/สื่อสารข้อมูลภายในระบบ AMI ได้

3. ระบบ AMI จะต้องสามารถควบคุมการเข้าถึงข้อมูลจากระยะไกล (Remote Access Provision) ในระบบย่อยต่าง ๆ ภายในระบบ AMI ทุกระบบตั้งแต่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจนถึงระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย

4. ระบบ AMI จะต้องเก็บข้อมูล Log ในการเข้าถึงข้อมูล ตัวอย่างเช่น วันและเวลา ข้อมูลของผู้ใช้งานระบบและ ข้อมูล หรือ ฟังก์ชั่นที่เข้าไปใช้งาน ได้เป็นอย่างน้อย

5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) การรักษาความปลอดภัย (Security Provision) ของระบบ AMI และ รายงาน (Report) สิ่งผิดปกติ (Abnormality) หรือ การบุกรุกที่น่าสงสัย (Suspected Intrusion) ได้

2.8 Historical Data

1. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Store) และ ให้บริการการเข้าถึงข้อมูล (Access) สำหรับข้อมูลย้อนหลัง (Historical Data) ยกตัวอย่างเช่น ข้อมูลที่ได้จากการอ่านมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ Application อื่น ๆ เป็นอย่างน้อย ภายในระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปีได้

3 MDMS System Requirements

3.1 General Functionality

1. ระบบ Meter Data Management System (MDMS) จะต้องทำหน้าที่เป็นศูนย์รวมข้อมูล (Data Hub) ที่สามารถเชื่อมโยงกับระบบ HES ได้หลากหลายระบบ (Multiple Head-End System (HES)) เพื่อทำให้การเข้าถึงข้อมูลต่าง ๆ โดยผู้ใช้งานระบบ, ระบบย่อยต่าง ๆ, และ Application ต่าง ๆ มีลักษณะเป็นจุดรวมเดียว (Single Point) ได้

2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา ปรับปรุง และ ส่งมอบ Application Programming Interface (API) ทั้งหมดที่จำเป็นของระบบ MDMS เพื่อใช้ในการเชื่อมโยงกับระบบ HES ใหม่ในอนาคตของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจะต้องจัดเตรียมและส่งมอบคู่มือการใช้งาน (User Manual) และ เอกสารอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดของ API ดังกล่าวมาข้างต้นให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. กระบวนการ Validation, Estimation, และ Editing (VEE)

3.1 ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจสอบ (Validate) ความบกพร่องที่อาจจะเป็นไปได้ (Potential Errors) ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในข้อมูล Interval ของ Load Profile และ ข้อมูล Registers ต่าง ๆ ที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ ยกตัวอย่างเช่น Billing Registers เป็นอย่างน้อย โดยการตรวจสอบค่าที่เกินช่วงที่กำหนด (Out-of-Range Values) และ ความบกพร่องเชิงตรรกะ (Logical Errors) ได้เป็นอย่างน้อย

3.2 ระบบ MDMS จะต้องสามารถประมาณค่า (Estimate) ข้อมูลที่อ่านมาไม่ได้ (Missing Read Data) และข้อมูลที่ผิดพลาด (Erroneous Data) ด้วยกระบวนการประมาณค่าแบบต่าง ๆ ยกตัวอย่างเช่น Trending และ Linear Interpolation เป็นต้น

3.3 ระบบ MDMS จะต้องสามารถแจ้งเตือน (Notification) ไปยังผู้รับผิดชอบ (Responsible Staffs) เมื่อช่วงเวลาที่ไม่สามารถอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะได้มีช่วงเวลาเกินกว่าช่วงเวลาที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดไว้ และ เมื่อค่าความผิดพลาดของข้อมูลที่อ่านมาได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะมีค่าเกินกว่าค่า Threshold ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดไว้ได้เป็นอย่างน้อย

3.4 ระบบ MDMS จะต้องสามารถแก้ไขค่า (Editing) ข้อมูลที่อ่านมาไม่ได้ (Missing Read Data) และข้อมูลที่ผิดพลาด (Erroneous Data) และ สามารถบันทึกข้อมูลโดยให้ข้อมูลใหม่ที่แก้ไขค่าบันทึกแยกจากข้อมูลดิบ (Raw Data) โดยที่ข้อมูลดิบไม่สูญหายไป

3.5 ระบบ MDMS จะต้องสามารถนำข้อมูลจากระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 มาทำการตรวจสอบ (Validation) ด้วยกระบวนการ VEE แบบ Manual และ/หรือ Automatic ได้

4. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering)

4.1 ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Collect) และ รวบรวม (Aggregate) ข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจริงที่ติดตั้งในระบบ AMI ตามจำนวนมิเตอร์ที่กำหนดโดยผู้ใช้งานระบบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในรูปแบบของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering) ได้

4.2 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering) ในระบบ MDMS จะต้องรองรับฟังก์ชั่นการทำงานและการวัดค่าต่าง ๆ ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้

5. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Collect) และ แสดงผล (Display) ข้อมูล Load Profile, ข้อมูล Voltage Profile, ข้อมูล Current Profile, และ ข้อมูล Profile ต่าง ๆ ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ โดยแบ่งประเภทตามฤดูกาล (Season), ตามประเภทของวัน ยกตัวอย่างเช่น Weekday, Weekend, Holiday เป็นอย่างน้อย, ตามอัตราค่าใช้ไฟฟ้า (Rate Class), ตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Type), และ ตามกลุ่มมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนด หรือ Virtual Metering ที่กำหนด ได้เป็นอย่างน้อย

6. ระบบ MDMS จะต้องสามารถบริหารจัดการเหตุการณ์ (Events) และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้ดังต่อไปนี้

6.1 ข้อมูล Event Log จะต้องถูกเก็บ (Store) และ อ่านกลับ (Retrieve) ด้วยระบบ AMI (ระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS) ตามการเกิดขึ้นจริงของเหตุการณ์ที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยมีรายการของเหตุการณ์ที่จะต้องเก็บค่า Event Log ตามตาราง Event Log ด้านล่าง เป็นอย่างน้อย

Event Log	
Item	**Description**
1	Power Down
2	Power Up

3	Time Change
4	Firmware Change
5	Username Change
6	Successful Log On
7	Unsuccessful Log On
8	Billing Data Cleared
9	Log Off
10	Automatic Billing Reset
11	Manual Billing Reset
12	Sag / Swell
13	Incorrect Phase Rotation
14	Meter Cabinet Door Open
15	Configuration Change

หมายเหตุ: ค่า Threshold และ Settings Parameters ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับตาราง Event Log จะต้องถูกกำหนดโดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.2 ข้อมูล Alarm จะต้องถูกเก็บ (Store) และ อ่านกลับ (Retrieve) ด้วยระบบ AMI (ระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS) ด้วยกรรมวิธีแบบ Push Notification อ่านกลับตามการเกิดขึ้นจริงของเหตุการณ์ที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และ/หรือ หน่วยรับส่งข้อมูล (4G/3G Modem), และ/หรือ ตู้มิเตอร์ โดยมีรายการของ Alarm ตามตาราง Alarm ด้านล่าง เป็นอย่างน้อย

Alarm	
Item	**Description**
1	Meter Terminal (Mandatory) and/or Meter Cover(Optional) Open

2	Current Unbalance (3P3W Only)
3	Voltage Tolerance
4	VT Failure
5	Reverse Power
6	Clock Failure
7	Battery Failure
8	Memory Failure
9	Pulsing Output Overflow
10	Communication Failure
11	Magnetic Interference Detection

หมายเหตุ: ค่า Threshold และ Settings Parameters ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับตาราง Alarm จะต้องถูกกำหนดโดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรองรับการอ่านแบบ On-Demand Read และ การทดสอบระบบเบื้องต้นแบบ On-Demand Ping ผ่านทางการเชื่อมโยงกับระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย โดยระบบ MDMS และ/หรือ ระบบ HES จะต้องมีส่วนเชื่อมโยงกับผู้ใช้งานระบบ (User Interface) เพื่อใช้ในการอ่าน และ การ Ping ตามการร้องขอ (On-Demand) ไปยังมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนด และ สามารถแสดงผล (Display) ที่ได้จากการอ่าน และ การ Ping ตามลำดับได้

8. ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) และ คัดกรอง (Filter) ความผิดปกติ (Exceptions), เหตุการณ์ (Events), และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ในช่วงติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนมาก (Bulk Installation) และ ในช่วงติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะปกติ (Normal/Routine Installation) ในลักษณะของงานที่วางแผนไว้ล่วงหน้า (Planned Work) เพื่อลดการส่ง ความผิดปกติ (Exceptions), เหตุการณ์ (Events), และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ที่เกิดจากการทำงานที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้าแล้วได้

9. ผลิตภัณฑ์ MDMS ที่ผู้รับจ้างนำเสนอจะต้องปรากฏอยู่ใน Gartner’s Market Guide for Meter Data Management as of December 2019, Table 1. Representative Vendors in the MDM Market ใน Appendix H

3.2 Billing

1. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับระบบ SAP ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่าน Enterprise Service Bus (ESB) หรือ FTP หรือ วิธีการเชื่อมโยงระบบแบบอื่น ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ เพื่อออกบิลตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ได้ (รายละเอียดดูในบทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix)

2. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณ Billing Determinants ตามสูตรที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด และ รองรับการคำนวณอัตราค่าใช้ไฟฟ้าตาม Rate ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้

3. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Sub-Metering ได้ โดยนำเอาผลรวมของการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดแต่ละเครื่อง ไปลบออกจากค่าพลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะประธาน เพื่อหาส่วนต่างของพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ประโยชน์ในการคำนวณและวิเคราะห์หาค่า Technical Loss และ Non-Technical Loss ในระบบจำหน่ายได้เป็นอย่างน้อย

4. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Net-Metering ได้ โดยนำเอาค่าการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดขาเข้า (Import) ลบกับค่าการใช้พลังงานขาออก (Export) ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดเครื่องเดียวกัน และ โดยการนำเอาค่าการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดขาเข้า (Import) เครื่องหนึ่ง ลบกับค่าการใช้พลังงานขาออก (Export) ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดอีกเครื่องหนึ่ง (ยกตัวอย่างเช่น มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องหนึ่งถูกใช้งานสำหรับโหลด และ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะอีกเครื่องหนึ่งถูกใช้งานสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์) ได้เป็นอย่างน้อย

5. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Summation ได้ โดยนำเอาหน่วยการใช้ไฟฟ้าและค่าพลังงานการใช้ไฟฟ้าที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะตั้งแต่ 2 เครื่องขึ้นไป มาคำนวณรวมกันตามตามสูตรที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด ให้เสมือนเป็นมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องเดียว

3.3 Energy Diversion Detection/Revenue Management

1. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) เหตุการณ์ละเมิด (Tampering Events) และ แจ้งเตือน (Notification) ไปยังระบบ และ/หรือ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยกตัวอย่างเช่น ศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center (SMOC)) เป็นต้น

2. ระบบ MDMS จะต้องสามารถกรอง (Filter) เหตุการณ์ละเมิด (Tampering Events) และ เหตุการณ์อื่นที่เกี่ยวข้อง ที่เกิดจากงานที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า (Planned Work) แล้วทำให้เกิดเหตุการณ์ละเมิด เพื่อลดการแจ้งเตือนที่ไม่จำเป็น (False Alarms) ออกไปได้

3. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ MDMS จะต้องรองรับการวิเคราะห์ข้อมูล (Data Analytics) ที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Load Research เป็นอย่างน้อย

4. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) และ แจ้งเตือน (Notification) เหตุการณ์ละเมิดดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย

4.1 Meter cover and/or terminal open

4.2 Meter cabinet door open

4.3 Magnetic interference detection with magnetic interference withstand up to 0.4 TESLA

4.4 Reverse power flow in any phase

4.5 Current by-passing

4.5.1 Fully by-passing (3P4W,3P3W): The loss of current in each phase longer than PEA's defined duration threshold.

4.5.2 Partial by-passing (3P3W): The partial loss of current between phase more than a configurable threshold, e.g. 25%, longer than PEA's defined duration threshold.

3.4 Load Research

1. ระบบ AMI หรือ ระบบ MDMS จะต้องสามารถวิเคราะห์รูปแบบ (Pattern Analysis) ของ Load Profile เพื่อคัดกรองกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้ไฟฟ้าแบบเดียวกันได้

4 AMI Network

4.1 4G/3G Cellular Network

1. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G (กำหนดให้ 3G เป็นมาตรฐานการสื่อสารขั้นต่ำ) สำหรับใช้ในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในข้อเสนอทางเทคนิคเท่านั้น เนื่องจากมีความน่าเชื่อถือสูง และ มีพื้นที่ครอบคลุมทั่วประเทศ เหมาะสำหรับการใช้งานในสภาพพื้นที่แบบเมือง ชานเมือง และ นอกเมือง

2. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนอย่างน้อย 3 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการนี้ ที่สามารถสื่อสารบนโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G ได้ทั้งหมดครบทุกเครื่องในโครงการนี้

3. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอหน่วยรับ-ส่งข้อมูลจำนวน 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของจำนวนหน่วยรับ-ส่งข้อมูลทั้งหมดในโครงการนี้ที่สามารถสื่อสารบนโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G และ ทำงานร่วมกับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะได้ทั้งหมดครบทุกผลิตภัณฑ์

4. ผู้รับจ้างจะต้องเสนออุปกรณ์ทดสอบหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (Test Tool for 4G/3G Modem) ที่สามารถใช้งานได้กับทุกผลิตภัณฑ์ของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล จำนวนไม่น้อยกว่า 600 ชุด

4.2 Back Haul Communications

1. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบระบบสื่อสาร Back Haul ที่สามารถรับ-ส่งข้อมูลจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการนี้ได้ทุก ๆ 15 นาที เพื่อใช้ในการเชื่อมโยงข้อมูลจากผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Mobile Operators) มายังระบบ HES ณ. ศูนย์ AMI Data Center หรือ สถานที่ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบอุปกรณ์เครือข่าย (Network Equipment) ทั้งหมดที่มีคุณสมบัติสอดคล้องเป็นไปตาม ข้อกำหนดทางเทคนิคของการเชื่อมโยงโครงข่าย Fiber Optics ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (อุปกรณ์เครือข่ายของ Mobile Operators ไม่ต้องส่งมอบ)

3. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาวงจรเช่า จำนวน 2 วงจรต่อผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสารหนึ่งราย โดยวงจรเช่าทั้ง 2 วงจรจะต้องแยกเส้นทางกัน เพื่อเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Mobile Operators) มายังศูนย์ AMI Data Center ให้มีขนาดไม่ต่ำกว่าวงจรละ 20 Mbps เพื่อรองรับการเรียกเก็บข้อมูลทุกๆ 15 นาที กับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้ง 70,000 ราย

4. ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดหาบริการ Internet สำหรับรองรับการเข้าถึงข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 70,000 ราย จำนวน 2 วงจร วงจรละไม่ต่ำกว่า 100 Mbps Domestic และ 50 Mbps International ในระดับ Enterprise Grade พร้อม Public IP จำนวน 64 หมายเลข

5 Network Management System (NMS)

1. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบระบบ Network Management System (NMS) สำหรับระบบ AMI ให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อใช้ในการบริหารจัดการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ซึ่ง

ระบบ NMS สามารถเป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES หรือ ระบบ MOMS หรือ ระบบ/ Application อื่น ที่นำมาเชื่อมโยงกับระบบ AMI ยกตัวอย่างเช่น ระบบ NMS ที่ผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular (Mobile Operator) ให้บริการ เป็นต้น

2. ระบบ NMS จะต้องสามารถเรียกดูสถานะของ SIM Card ที่ติดตั้งภายในหน่วยรับส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ในลักษณะ Polling ยกตัวอย่างเช่น สถานะ Up, สถานะ Down, สถานะ Warning หรือ อื่น ๆ, สามารถเรียกดูค่าประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ยกตัวอย่างเช่น ค่า Received Signal Strength Indicator (RSSI), ข้อผิดพลาดต่าง ๆ (Errors), และ อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง, สามารถเรียกดูปริมาณข้อมูลที่ใช้ต่อเดือน (Monthly Data Usage), และ สามารถแสดงรายชื่อผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร ได้

3. ระบบ NMS จะต้องสามารถรายงานปัญหาในการให้บริการของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Problem Reporting Services) ได้

4. ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดง Log ของการให้บริการของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ได้

5. ระบบ NMS จะต้องสามารถพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) และ ให้สิทธิ์ (Authorization) กับผู้ใช้งานระบบ NMS ในรูปแบบของ Role-Based ได้

6. ระบบ NMS จะต้องสามารถเก็บข้อมูลย้อนหลัง (Historical Data) ไม่น้อยกว่า 3 ปี ได้

7. ระบบ NMS จะต้องมี Graphic User Interface (GUI) ที่สามารถแสดงตำแหน่งของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะบนแผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย อาทิเช่น ESRI ArcGIS Land-Based Data ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อแสดงสถานะของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ของระบบ AMI และ ปัญหาในการใช้งาน ต่าง ๆ (Exceptions) ได้ ในกรณีที่ผู้รับจ้างใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ต้องมีลิขสิทธิ์ ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกกฎหมายในการใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่นั้นให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วย

8. ระบบ NMS จะต้องสามารถออกรายงาน (Report) ประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G และ อุปกรณ์สื่อสารและอุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องที่ได้

6 Implementation and Support Service

ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบ พัฒนา และส่งมอบระบบ AMI ที่สามารถใช้งานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพซึ่งตรงตามข้อกำหนดทั้งหมดที่มีรายละเอียดครบถ้วนในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้

ผู้รับจ้าง และผู้รับจ้างในระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องร่วมมือในการดำเนินการออกแบบระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำหน้าที่กำกับดูแล ในขณะที่ผู้

รับจ้างจะต้องรับผิดชอบแบบเบ็ดเสร็จเพื่อรับประกันคุณภาพและการส่งมอบโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในองค์รวมทั้งหมด

6.1 Project Management

ผู้รับจ้างจะต้องรายงานและรับผิดชอบในการบริหารจัดการผู้รับจ้างช่วง ผู้ผลิต และคอยประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการบริหารจัดการในด้านต่าง ๆของโครงการตามคำอธิบายดังนี้

a) แผนโครงการ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและบำรุงรายละเอียดโครงการ ประกอบไปด้วยหมายกำหนดการโครงการ ความต้องการทรัพยากร งานที่ต้องพึ่งพากัน การส่งมอบและเนื้อหาของงานส่งมอบ เหตุการณ์สำคัญและจุดตรวจ และอื่น ๆ ผู้รับจ้างจะต้องส่งรายละเอียดแผนงานโครงการให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุมัติในช่วงเริ่มต้นของโครงการและปรับปรุงกำหนดการของโครงการรายอาทิตย์ตลอดระยะเวลาของโครงการ
b) การจัดการขอบเขตงาน : ผู้รับจ้างจะต้องบริหารจัดการขอบเขตงานของโครงการนี้ตามกระบวนการบริหารการเปลี่ยนแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
c) การจัดการความเสี่ยงและการพึ่งพา : ผู้รับจ้างจะต้องพัฒนาแผนประเมินและบรรเทาความเสี่ยงเริ่มต้นของโครงการ ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงและบำรุงแผนงานประเมินและบรรเทาของความเสี่ยงและการพึ่งพาตลอดทั้งระยะเวลาโครงการ รวมทั้งแผนประเมินความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการส่งมอบและนำผลิตภัณฑ์ของผู้รับจ้างมาใช้งานในแผนบรรเทาความเสี่ยงนี้ด้วย
d) การจัดการคุณภาพ : ตลอดระยะเวลาของโครงการผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและบริหารจัดการส่วนบันทึกปัญหาของโครงการ การดำเนินการ และวิธีแก้ปัญหา จากผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมด
e) การจัดการสื่อสารโครงการ : ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการพัฒนาแผนการสื่อสารโครงการและจัดหาข้อมูลนำเข้าแก่การสื่อสารโครงการเป็นระยะตามแผนการสื่อสารโครงการ

PROJECT MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:

1. แผนโครงการ
2. กำหนดการของโครงการและระยะเวลาอัปเดต
3. ส่วนบันทึกปัญหาของโครงการ การดำเนินการ และวิธีแก้ปัญหา
4. การประเมินความเสี่ยงเบื้องต้นและข้อแนะนำในการบรรเทา
5. แผนประเมินและบรรเทาความเสี่ยง
6. ข้อมูลนำเข้าสถานะโครงการ
7. แผนสื่อสารโครงการ

6.2 System Requirements

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสมบูรณ์ ความสอดคล้อง และคุณภาพโดยรวมของความต้องการของระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะรับผิดชอบในส่วนของการทบทวนและอนุมัติความต้องการของระบบทั้งหมด

a) ข้อกำหนดด้านธุรกิจและประสิทธิภาพ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับหน้าที่งานทางธุรกิจ ความต้องการทางด้านเทคนิคและประสิทธิภาพสำหรับโครงการ ระบบสารสนเทศ และการรวมระบบ ผู้รับจ้างต้องจัดหาคู่มือมาตรฐานและคู่มือการใช้งานให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
b) ข้อกำหนดการกำหนดค่าและการปรับแต่งของผลิตภัณฑ์ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารให้ได้ตามความต้องการทางด้านธุรกิจ ผู้รับจ้างต้องจัดหาเครื่องมือกำหนดค่ามาตรฐานพร้อมเอกสารที่เกี่ยวข้อง
c) ข้อกำหนดด้านการแปลงข้อมูล : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับความต้องการแปลงข้อมูลสำหรับการแปลงข้อมูลที่สำคัญจากแหล่งเก็บข้อมูลเดิมไปยังระบบ AMI
d) ข้อกำหนดด้านบูรณาการโดยรวม : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารรายละเอียดการบูรณาการระบบรวมทั้งการแปลงข้อมูลที่จำเป็น ความถี่หรือกลไกการเรียก (invocation mechanism) ข้อกำหนดความล่าช้า (latency requirement) ข้อกำหนดการจัดการข้อยกเว้น (exception handling) และอื่น ๆ
e) ข้อกำหนดด้านการปรับปรุงระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค : ผู้รับจ้างต้องนำเสนอรายละเอียดที่จะต้องปรับปรุงระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาทิเช่น ระบบ ERP เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดด้านธุรกิจและประสิทธิภาพ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบก่อนจะดำเนินการปรับปรุงต่อไป
f) ข้อกำหนดด้านการบริหารและสนับสนุนระบบ : ผู้รับจ้างต้องแจกแจงรายละเอียดข้อกำหนดด้านการบริหารและสนับสนุนระบบ ซึ่งรวมถึง การจัดการผู้ใช้งาน การจัดการความปลอดภัย การจัดการฐานข้อมูล ระบบสำรองและกู้คืน การจัดการประสิทธิภาพระบบ และอื่น ๆ ผู้รับจ้างต้องจัดหาคู่มือใช้งานมาตรฐานระบบด้วย

SYSTEM REQUIREMENTS SPECIFICATIONS TASK DELIVERABLES:

1. การทำงานโดยรวม เทคนิค และข้อกำหนดด้านประสิทธิภาพ
2. ข้อกำหนดการบูรณาการระบบ
3. คู่มือมาตรฐานและการฝึกอบรมการใช้งาน
4. คู่มือการใช้งานมาตรฐาน
5. คู่มือการใช้งานบริหารระบบ
6. เครื่องมือและคู่มือการตั้งค่าระบบ
7. ข้อกำหนดด้านระบบและการบริหารฐานข้อมูลและระบบสนับสนุน
8. คู่มือมาตรฐานการบริหารและสนับสนุนระบบ
9. คู่มือมาตรฐานการบริหารจัดการฐานข้อมูล
10. ข้อกำหนดการตั้งค่าและการปรับแต่งระบบ

11. ข้อกำหนดการแปลงข้อมูล
12. ข้อกำหนดการปรับแต่งระบบล้าสมัยเดิม

6.3 System Design

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสมบูรณ์ ความสอดคล้อง และคุณภาพโดยรวมของการออกแบบระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทบทวนและอนุมัติความการออกแบบระบบที่ทำโดยผู้รับจ้างอีกที

a) การออกแบบสถาปัตยกรรมของระบบ : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารสถาปัตยกรรมด้านตรรกะ เทคนิค และทางกายภาพของระบบที่บูรณาการให้ตรงกับความต้องการการทำงาน เทคนิคและประสิทธิภาพโดยรวมของทั้งระบบ
b) การออกแบบการตั้งค่าและการปรับแต่งผลิตภัณฑ์ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารในการออกแบบการตั้งค่าและการปรับแต่งผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องให้ตรงกับข้อกำหนดความต้องการการใช้งาน เทคนิค และประสิทธิภาพที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการ
c) การออกแบบการแปลงข้อมูล : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับเครื่องมือการแปลงข้อมูลสำคัญและกระบวนการให้ตรงกับข้อกำหนด ผู้รับจ้างต้องจัดทำเอกสารอธิบายโครงสร้างฐานข้อมูลมาตรฐาน (standard database schema) และเครื่องมือในการโหลด
d) ข้อกำหนดการออกแบบการบูรณาการระบบ : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารการเชื่อมโยง (system interface) ของแต่ละระบบ ประกอบไปด้วย ข้อมูลอินพุต/เอาต์พุต การแปลงแปลงข้อมูล การจับคู่ข้อมูล ความถี่และความล่าช้า อัตรา transaction ที่คาดหวัง การตรวจสอบข้อมูล และการรับมือข้อผิดพลาด และอื่น ๆ ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด
e) การออกแบบการดัดแปลงระบบดั้งเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค : ผู้รับจ้างจะต้องช่วยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกแบบและทำเอกสารที่จำเป็นสำหรับการดัดแปลงระบบสารสนเทศดั้งเดิมให้ตรงข้อกำหนดที่สามารถบูรณาการกับระบบ AMI ได้

SYSTEM DESIGN DELIVERABLES:

1. สถาปัตยกรรมตรรกะ เทคนิค และกายภาพของระบบ AMI ที่ได้บูรณาการมา
2. เอกสารระบบควบคุม interface สำหรับทุก interface ที่ต้องการ
3. ข้อมูลนำเข้าสถาปัตยกรรมระบบ
4. การออกแบบการตั้งค่าและปรับแต่งผลิตภัณฑ์
5. โครงสร้างฐานข้อมูลมาตรฐานและเอกสารเครื่องมือที่ใช้นำเข้าข้อมูล
6. การออกแบบการดัดแปลงระบบดั้งเดิม
7. ข้อกำหนดการแปลงข้อมูล

6.4 AMI Communication Network

6.4.1 Field Area Network

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในเรื่องข้อกำหนดทางเทคนิคของโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI โดยรวม โครงข่ายการสื่อสาร AMI และ การตั้งค่าและทดสอบอุปกรณ์ รวมถึงจัดหาอุปกรณ์

AMI COMMINICATION NETWORK DELIVERABLES:

1. ข้อกำหนดโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI
2. การทดสอบและตั้งค่าโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI
3. การจัดเตรียมอุปกรณ์สื่อสารของโคร่งข่ายการสื่อสารของระบบ AMI

6.5 Software Configuration and Installation

ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบการติดตั้งและตั้งค่า configuration ของ software ทั้งหมดในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

6.5.1 AMI Data Collection Head-End

6.5.1.1 Configuration & Enhancements

a) การตั้งค่า software : ผู้รับจ้างต้องตั้งค่า configuration ของแต่ละผลิตภัณฑ์ตามรายการในเอกสารข้อกำหนดและการออกแบบ

b) การตั้งค่าและปรับปรุง : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาการตั้งค่าและปรับปรุง software ตามในรายการเอกสารออกแบบ และส่งมอบ software ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นส่วนหนึ่งของระบบโดยรวม

6.5.1.2 Software Installation

a) สภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ (Development/Test environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสภาพแวดล้อมนั้นควรประกอบไปด้วย software จำลอง, ระบบ interface stubs และเครื่องมือติดตามประสิทธิภาพ ตามที่ต้องการเพื่อให้ระบบทำงานและบูรณาการได้

b) สภาพแวดล้อมสาธิต (Staging environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมสาธิตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

c) สภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ (Production environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

SOFTWARE CONFIGURATION AND INSTALLATION TASK DELIVERABLES:

1. Head-End software ที่รวบรวมข้อมูล AMI สำหรับการตั้งค่าและปรับแต่งที่ผ่านการทดสอบ
2. ติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ สภาพแวดล้อมสาธิต และสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.2 Meter Data Management System

6.5.2.1 Configuration & Enhancements

a) การตั้งค่า software : ผู้รับจ้างต้องตั้งค่า configuration ของแต่ละผลิตภัณฑ์ตามเอกสารข้อกำหนดและออกแบบ
b) การปรับแต่งและปรับปรุง software : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาตัว software ปรับแต่งและปรับปรุงที่ต้องการตามเอกสารออกแบบและส่งมอบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นส่วนหนึ่งของระบบ AMI

6.5.2.2 Software Installation

a) สภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ (Development/Test environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสภาพแวดล้อมนั้นควรประกอบไปด้วย software จำลอง, ระบบ interface stubs และเครื่องมือติดตามประสิทธิภาพ ตามที่ต้องการเพื่อให้ระบบทำงานและบูรณาการได้
b) สภาพแวดล้อมสาธิต (Staging environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมสาธิตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
c) สภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ (Production environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

AMI SYSTEM SOFTWARE TASK DELIVERABLES:

1. Meter Data Management software สำหรับการตั้งค่าและปรับแต่งที่ผ่านการทดสอบ
2. ติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ สภาพแวดล้อมสาธิต และสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.6 System Integration

a) การบูรณาการโดยรวมทั้งหมด : ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการจัดหาเอกสารการตั้งค่าการบูรณาการที่เหมาะสม, การแปลงข้อมูล, การจับคู่ข้อความ การจัดการข้อผิดพลาดและอื่นๆ

b) การบูรณาการกับระบบดั้งเดิม : ผู้รับจ้างต้องประสานงานกับผู้ผลิตอุปกรณ์ระบบดั้งเดิมเพื่อจัดทำ API ที่จำเป็น ซึ่งรวมถึงเอกสารในแต่ละการออกแบบระบบโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำกับดูแล ผู้รับจ้างจะต้องปรับ API ให้สามารถใช้งานได้กับระบบ AMI

c) การดำเนินการของการปรับแต่งระบบดั้งเดิม : ผู้รับจ้างต้องประสานงานกับผู้ผลิตอุปกรณ์ระบบดั้งเดิมเพื่อการปรับแต่งระบบเดิมที่จำเป็นให้ตรงกับรายละเอียดในข้อกำหนดและการออกแบบในข้อก่อนหน้า

d) การแปลงข้อมูลจากฐานข้อมูล/ไฟล์ระบบเดิม : ผู้รับจ้างต้องจัดหาเครื่องมือที่จำเป็นเพื่อนำข้อมูลเข้าระบบ โดยผู้รับจ้างต้องจัดหาเอกสารสำหรับการแยก/แปลงข้อมูล

SYSTEM DEVELOPMENT TASK DELIVERABLES:

1. บูรณาการระบบโดยรวมทั้งหมด
2. Program การแยก/แปลงข้อมูล รวมถึงเอกสารคู่มือการใช้งาน
3. Software ปรับแต่งและตั้งค่าที่ผ่านการทดสอบแล้วว่าใช้งานได้
4. API และเอกสารสำหรับผลิตภัณฑ์ AMI ตามที่ออกแบบการบูรณาการไว้

6.7 Hardware and Infrastructure

6.7.1 Data Center Infrastructures, LAN/WAN, Servers and Workstations

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการจัดหาอุปกรณ์ที่จำเป็นทั้งหมด การจัดการติดตั้ง และประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

a) คุณสมบัติทางเทคนิค (Technical Specification) : ผู้รับจ้างต้องระบุและปฏิบัติตามข้อกำหนดขั้นต่ำด้าน hardware และ software ที่กล่าวถึงใน book 5 ส่วน computer hardware, ระบบปฏิบัติการ, LAN/WAN และข้อกำหนดสถาปัตยกรรมอื่น ๆ เพื่อรับรองตามข้อกำหนดด้านเทคนิคและประสิทธิภาพข้อมูลสารสนเทศของระบบ AMI ที่ได้บูรณาการมา คุณสมบัติทางเทคนิคนี้ต้องครอบคลุมถึงสภาพแวดล้อมสำหรับ production, staging และ development/testing ตามที่กล่าวใน book 1 ซึ่งประกอบไปด้วยฐานข้อมูล, application server, user workstation, LAN/WAN และอื่นๆ

b) การครอบครอง : ผู้รับจ้างต้องจัดหา computer hardware และสถาปัตยกรรมเพิ่มเติมตามคุณสมบัติทางเทคนิค
c) การติดตั้ง : ผู้รับจ้างต้องติดตั้ง computer hardware และสถาปัตยกรรมเพิ่มเติมตามคุณสมบัติทางเทคนิคข้างต้น
d) การตั้งค่าและการควบคุมเวอร์ชั่นของ ระบบปฏิบัติการ, IP สำหรับการจัดการฐานข้อมูล, การสื่อสารไปยังอุปกรณ์และสถาปัตยกรรม software อื่น ๆ: ผู้รับจ้างต้องส่งการตั้งค่าที่แนะนำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุมัติก่อนดำเนินการตามที่ขอ

DATA CENTER INFRASTRUCTURES, SERVER & WORKSTATIONS DELIVERABLES:

1. ข้อกำหนดความต้องการของ hardware และสถาปัตยกรรมและตารางความเห็นพ้องที่ตรงกับความต้องการ IT hardware และ software ขั้นต่ำตาม book 5
2. ติดตั้ง computer hardware และสถาปัตยกรรมตามคุณสมบัติทางเทคนิค
3. การจัดการการตั้งค่าและการควบคุมเวอร์ชั่น

6.7.2 Smart Meter Installation

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบการติดตั้ง การตั้งค่าอุปกรณ์ ทดสอบ และ การเตรียมอุปกรณ์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการอนุมัติเส้นทางและแผนการติดตั้ง และคัดเลือกอุปกรณ์ตัวอย่างเพื่อทดสอบ

SMART METER INSTALLATIONDELIVERABLES:

1. การติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและส่วนควบคุมการสื่อสาร
2. การตั้งค่าและทดสอบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและส่วนควบคุมการสื่อสาร

6.8 Implementation and Rollout

6.8.1 Process Engineering

ข้อกำหนดกระบวนการทางวิศวกรรมต้องครอบคลุมถึงการทำงานในแต่ละส่วนของ AMI : การดำเนินงานของระบบจำหน่าย การปฏิบัติงานภาคสนาม วิศวกรรมระบบจำหน่าย การจัดการสินทรัพย์ การจัดการความต้องการพลังงานและการบริโภค งานบริการลูกค้า การจัดการรายได้ และการปฏิบัติงานด้าน ICT

a) กระบวนการทำงานมาตรฐานระบบ AMI : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมเอกสารของกระบวนการทำงานมาตรฐานระบบ AMI

b) ต้นแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุง : ผู้รับจ้างต้องออกแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุงของระบบโดยภาพรวม
c) กระบวนการธุรกิจโดยรวม : ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการพัฒนากระบวนการธุรกิจโดยรวมที่ใช้งานโดยระบบ AMI และระบบ MDMS

PROCESS ENGINEERING TASK DELIVERABLES:

1. กระบวนการทำงานระบบ AMI มาตรฐาน
2. ต้นแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุง
3. กระบวนการธุรกิจโดยรวมที่ใช้งานโดยระบบ AMI และระบบ MDMS

6.8.2 Change Management

ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการจัดการการเปลี่ยนแปลงรวมเช่น กระบวนการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลง สายการประเมินผลกระทบธุรกิจ การประเมินการเตรียมความพร้อมการเปลี่ยนแปลง แผนการจัดการการเปลี่ยนแปลง แผนการสื่อสาร คำอธิบายหน้าที่ และแผนการเปลี่ยนถ่ายพนักงาน

CHANGE MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:

1. แผนการจัดการการเปลี่ยนแปลง

6.8.3 Factory Acceptance Test (FAT)

ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน (อ้างอิงถึง book 7) ตามนี้

แผนทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานสำหรับโครงการให้เทียบเท่ากับข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยต้องผ่านการปรึกษาและอนุมัติจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยในแผนนั้นต้องมีการทดสอบครอบคลุม hardware และ software, ข้อมูลทดสอบ, แหล่งทรัพยากรทดสอบ และ เกณฑ์การยอมรับ

ขั้นตอนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาขั้นตอนการทดสอบแบบบูรณาการ รวมทั้งการทดสอบเฉพาะอย่างที่ระบุในแผนทดสอบและได้ผลตามคาดหวังในแต่ละการทดสอบ อย่างน้อยขั้นตอนการทดสอบต้องครอบคลุมการทดสอบ functional โดยสามารถปรึกษากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามความจำเป็น และต้องมีการตรวจสอบย้อนกลับได้ระหว่างการทดสอบและความต้องการการทำงาน เทคนิค และประสิทธิภาพทั้งหมดได้ ผู้รับจ้างระบบ AMI ต้องทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อจัดหาระบบกลไกการติดตามที่จะยืนยันได้ว่าข้อกำหนดการทำงานได้ถูกทดสอบเรียบร้อยแล้ว

การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสังเกตการณ์การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานของผู้รับจ้าง โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง การทดสอบ และการพิสูจน์ความสมบูรณ์ของการทดสอบและผลการทดสอบสำหรับระบบ HES และระบบ MDMS พร้อมการหารือและอนุมัติจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พร้อมทั้งเอกสารผลการทดสอบทั้งหมด

FACTORY ACCEPTANCE TEST TASK DELIVERABLES:

1. แผนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน
2. ขั้นตอนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน
3. ตัวควบคุมการทดสอบ เช่น simulation/stubs สำหรับระบบงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4. ดำเนินการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน
5. ผลการทดสอบการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานสำหรับระบบ HES และระบบ MDMS

6.8.4 System Testing & Commissioning

ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการทดสอบและการทำให้ระบบทั้งหมดมีความพร้อมในการใช้งาน รวมทั้งการทดสอบการใช้งาน การทดสอบระบบรวม ประสิทธิภาพและการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน Full Functional Test (FFT) และการทดสอบที่ไซต์งาน Site Acceptance Test (SAT) ดังต่อไปนี้

แผนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการทดสอบระบบทั้งหมดของโครงการให้เป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและความจำเป็นในการบูรณาการระบบ พร้อมการพิจารณาและการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแผนการทดสอบนั้นต้องครอบคลุมการทดสอบระบบขั้นต่ำ การทดสอบระบบรวม การทดสอบประสิทธิภาพ การทดสอบภาวะวิกฤติ การทดสอบความพร้อมใช้งาน การทดสอบความปลอดภัย และกระบวนการทดสอบการตรวจรับขั้นสุดท้าย และในแผนต้องมีการทดสอบที่จำเป็นต้องใช้ hardware และ software ข้อมูลทดสอบ แหล่งทรัพยากรทดสอบ และเกณฑ์การตรวจรับงาน

ขั้นตอนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อพัฒนาขั้นตอนการทดสอบรวมระบบ รวมทั้งการทดสอบเฉพาะอย่างที่ระบุในแผนการทดสอบและผลที่คาดหวังของแต่ละการทดสอบ โดยอย่างน้อย ขั้นตอนการทดสอบนั้นต้องครอบคลุมการทดสอบการทำงาน การบูรณาการ การทดสอบกระบวนการธุรกิจ/ปฏิบัติงาน การทดสอบประสิทธิภาพ การทดสอบความพร้อมใช้งาน การทดสอบความยืดหยุ่นและภาวิกฤติ และการทดสอบความปลอดภัย โดยสามารถพิจารณาร่วมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามสมควร โดยทั้งนี้ต้องสามารถตรวจสอบย้อนกลับได้ระหว่างการทดสอบและความต้องการการทำงาน เทคนิค และประสิทธิภาพ ผู้รับจ้างระบบ AMI ต้อง

ทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อจัดหาระบบกลไกการติดตามเพื่อยืนยันได้ว่าการข้อกำหนดการทำงานทุกอย่างได้ถูกทดสอบเรียบร้อยแล้ว

ข้อมูลทดสอบ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมตัวอย่างข้อมูล มาตรฐานข้อมูลทดสอบหากข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังไม่พร้อมในการทดสอบ

การทดสอบระบบ : ผู้รับจ้างจะต้องทำการทดสอบโดยได้รับความช่วยเหลือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเท่าที่จำเป็น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีสิทธิ์ตามสมควรในการดำเนินการทดสอบระบบบางส่วนหรือทั้งหมดด้วยการสนับสนุนจากผู้รับจ้าง

การทดสอบการทำงาน : การทดสอบการทำงานจะเริ่มหลังจากการทดสอบระบบเสร็จสมบูรณ์ ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง จัดเตรียมและดำเนินการทดสอบการทำงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การทดสอบรวมระบบ : การทดสอบรวมระบบจะเริ่มหลังจากการทดสอบระบบเสร็จสิ้น ผู้รับจ้างต้องติดตั้ง จัดเตรียม และดำเนินการการทดสอบการรวมระบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสนับสนุนข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ utility information ที่มีอยู่สำหรับการทดสอบรวมระบบนี้

การทดสอบประสิทธิภาพ : หลังจากการทดสอบระบบเสร็จสิ้นแล้ว การทดสอบประสิทธิภาพจะรวมไปถึง การทดสอบการตอบสนองของระบบ ความพร้อมใช้ของระบบและข้อมูล ความปลอดภัย ความยืดหยุ่น และภาวะวิกฤติ ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง จัดเตรียม และความสมบูรณ์ของการทดสอบประสิทธิภาพที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการทดสอบพร้อมด้วยการสนับสนุนจากผู้รับจ้าง

การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน Full Functional Test (FFT) : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการการทดสอบเพื่อตรวจรับงานเพื่อให้มั่นใจว่าระบบพร้อมที่จะทำงานตามข้อกำหนดทางเทคนิคที่เหมาะสม สำหรับชุดแรกจำนวน 15 เครื่อง ซึ่งประกอบไปด้วยมิเตอร์จำนวน 5 เครื่องต่อผลิตภัณฑ์ (มิเตอร์ประกอบ CT แรงต่ำ จำนวน 3 เครื่อง มิเตอร์ประกอบ CT-VT แรงสูง จำนวน 2 เครื่อง) และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จำนวน 15 ชุด ซึ่งประกอบไปด้วย หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จำนวน 5 ชุดต่อผลิตภัณฑ์ อ้างอิง **เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 13.2 และ Book 7 Non-Functional Requirments** ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนในการทดสอบ

การทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่ไซต์งาน (SAT) : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการการทดสอบเพื่อตรวจรับงานเพื่อให้มั่นใจว่าระบบพร้อมที่จะสนับสนุนกระบวนการทางธุรกิจตั้งแต่ต้นจนจบสำหรับชุดแรกจำนวน 120 เครื่อง อ้างอิง **เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 13.3 และ Book 7 Non-Functional Requirments** ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนในการทดสอบ

SYSTEM TESTING & COMMISSIONING TASK DELIVERABLES:

1. แผนทดสอบระบบ AMI
2. ขั้นตอนการทดสอบระบบ AMI
3. กลไกการติดตามการยืนยันว่าเป็นตามข้อกำหนด
4. สภาพแวดล้อมทดสอบการทำงานและรายงาน
5. สภาพแวดล้อมการรวมระบบและรายงาน
6. สภาพแวดล้อมการทดสอบประสิทธิภาพและรายงาน
7. ระบบตั้งแต่ต้นจนจบและรายงานทดสอบกระบวนการธุรกิจ
8. รายงานการทดสอบระบบทั้งหมด

6.8.5 Data Migration

ผู้รับจ้างต้องพัฒนา software สำหรับการนำเข้า แยก และการแปลงของข้อมูลเข้าสู่ระบบ AMI ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสำเร็จในการย้ายข้อมูลจากระบบเก่ามายังระบบใหม่

DATA MIGRATION TASK DELIVERABLES:

1. Software สำหรับการแยกและแปลงข้อมูล
2. Software สำหรับนำเข้าข้อมูลสู่ระบบ AMI
3. การย้ายข้อมูล

6.8.6 Training

อ้างอิงถึง เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 14 และ book 7 Non-functional requirements ต้องมีอย่างน้อยดังต่อไปนี้

1. พัฒนาแผนฝึกอบรม
2. ส่งมอบเนื้อหาการฝึกอบรมมาตรฐานและปรับแต่งให้เข้ากับสภาพแวดล้อมระบบ การตั้งค่า และกระบวนการธุรกิจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
3. จัดเตรียมการฝึกอบรมสำหรับกลุ่มผู้ใช้งานอย่างน้อยดังนี้
    a. ผู้ดูแลระบบ
    b. การปรับแต่งระบบ
    c. ระบบสนับสนุนแอพพลิเคชั่น
    d. ตัวแทนผู้บริหารลูกค้า

e. พนักงาน metering และ billing
f. ผู้ใช้งานที่ไม่สามารถแก้อะไรได้

4. พัฒนาคำถามที่ถูกถามบ่อยกับผู้ใช้งาน

6.8.7 Documentation

ข้อกำหนดโดยทั่วไปสำหรับเอกสารนั้น อ้างอิงถึง**เงื่อนไขเฉพาะงานหัวข้อที่ 16 และ book 7 Non-functional requirements**

DOCUMENTATION TASK DELIVERABLE:

1. System interface control document for all required interfaces system interface control สำหรับทุกๆ interface ที่กำหนด
2. เอกสารจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น ปรับปรุงตามสมควร
3. คู่มือผู้ใช้งานมาตรฐาน
4. คู่มือการใช้งานมาตฐาน
5. คู่มือบริหารและสนับสนุนระบบมาตรฐาน
6. เครื่องมือและคู่มือการตั้งค่าระบบ
7. คู่มือการจัดการฐานข้อมูลมาตรฐาน
8. คู่มือการจัดการฐานข้อมูลของระบบ AMI มาตรฐาน
9. เอกสารและเครื่องมือนำเข้าข้อมูลและ schema ฐานข้อมูล
10. เอกสารการแยก/แปลงคู่มือ
11. เอกสารสำหรับผลิตภัณฑ์ระบบ AMI ตามรายการออกแบบการบูรณาการระบบ
12. คู่มือฝึกอบรมมาตรฐาน
13. คู่มือการพัฒนาระบบ รวมทั้ง เครื่องมือการตั้งค่าของระบบ การออกแบบและการใช้งาน API การทำงานและประวัติ ของ schema ฐานข้อมูลของระบบ AMI และอื่นๆ
14. เอกสารอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

6.8.8 Configuration/Version Management

ก) แผนการจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น : ผู้รับจ้างต้องมอบและทำเอกสารแผนและกระบวนการให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับเก็บรักษาการตั้งค่าและเวอร์ชั้นของ hardware software และเอกสารที่ได้รับในระหว่างการพัฒนาและติดตั้งตลอดทั้งโครงการ การตั้งค่า hardware ต้องรวมไปถึง application server, database server และ user workstation รวมทั้ง สถาปัตยกรรมเครือข่าย software version และ

การจัดการการตั้งค่านั้นรวมไปถึง periodic software patched, new release และการปรับปรุงแต่ละส่วนใน software ของระบบ AMI รวมทั้ง sever และ client application จากแต่ละผู้ผลิตที่เกี่ยวข้อง เอกสารนี้ยังรวมถึงการปรับปรุงคู่มือระบบ คู่มือผู้ใช้งาน คู่มือฝึกอบรม โครงสร้างฐานข้อมูลและความหมาย แผนทดสอบ ขั้นตอนทดสอบ และอื่น ๆ

ข) Application software: ผู้รับจ้างต้องจัดหา software ปรับปรุงตามสมควรตลอดอายุสัญญา

ค) เอกสาร : ผู้รับจ้างต้องปรับปรุงเอกสารตามสมควรตลอดทั้งโครงการ ตั้งแต่ข้อกำหนด การออกแบบ การรวมระบบจนถึงการผลลัพธ์สุดท้าย

CONFIGURATION/VERSION MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:

- แผนการจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น
- Software patch และการปรับปรุงตามสมควร
- การปรับปรุงเอกสารตามสมควร
- จัดการเวอร์ชั่นทั้งหมดเพื่อให้แน่ใจถึงการทำงานร่วมกัน

6.8.9 Production/Acceptance/Transition

a) แผนการรวมระบบ เปลี่ยนถ่าย และนำออกใช้งาน (Implementation, Transition and Rollout plan): ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการรวมระบบ การเปลี่ยนถ่าย และการนำออกใช้งานเพื่อเป็นแนวทางให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตลอดทั้งช่วงผลสำเร็จ, การเปลี่ยนแปลง, การเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจ, และช่วงนำออกใช้งานของระบบสารสนเทศ AMI

b) การแปลง/โอนถ่ายข้อมูล (Data conversion/migration) : ผู้รับจ้างต้องดำเนินการแปลงข้อมูลจากระบบงานดั้งเดิมไปยังระบบสารสนเทศ AMI ตามแผนการรวมระบบ/เปลี่ยนถ่าย/ออกใช้งานข้างบน

c) นำระบบออกใช้งาน (System Rollout) : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการสนับสนุนตามความจำเป็นตามลำดับการรับรองและข้อตกลงการบำรุงรักษาและสนับสนุนอย่างต่อเนื่องที่ได้ตกลงไว้ในช่วงนี้

d) การสนับสนุนผลิตภัณฑ์ (Production support) : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการสนับสนุนผลิตภัณฑ์ขั้นต้นพร้อมทั้งพนักงานที่มีประสบการณ์ตลอดทั้งสัญญา

e) ฝึกอบรมพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Training of PEA Support Team) : ในช่วงการสนับสนุนผลิตภัณฑ์ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการฝึกอบรมในขณะปฏิบัติงานจริงให้กับพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

f) การสนับสนุนการเปลี่ยนผ่าน (Transition Support) : หลังสิ้นสุดสัญญา ผู้รับจ้างต้องสนับสนุนต่อเนื่องไปอีก 30 วันให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

PRODUCTION/ACCEPTANCE/TRANSITION TASK DELIVERABLES:

- แผนงานการรวมระบบ, เปลี่ยนผ่าน และนำออกใช้งาน
- การฝึกอบรมขณะปฏิบัติงานจริงให้กับพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงระยะเวลาสนับสนุนผลิตภัณฑ์
- การสนับสนุนขั้นต้นเป็นระยะเวลา 30 วันในช่วงหลังเปลี่ยนผ่าน
- การสนับสนุนผลิตภัณฑ์และการเปลี่ยนผ่านตามสมควร (เป็นส่วนหนึ่งของข้อตกลงการบำรุงรักษาและสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 3 : Smart Meters, Modem and Installation

List of Acronyms

4G/3G	The 4th/3rd Generation mobile communication systems, in which 4G is a primary mobile cellular network with the fallback to 3G as a backup mobile cellular network
A	Ampere
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ARIB	Association of Radio Industries and Businesses
BPSK	Binary Phase Shift Keying
C&I	Commercial and Industrial
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CESI	Centro EletrotecnicoSperimentaleItaliano
CIS	Customer Information Systems
CSQ	Cellular Signal Quality
CT	Current Transformer
DCS	Digital Cellular System
DCU	Data Concentrator Unit
DLMS/COSEM	Device Language Message Specification/ Companion Specification for Energy Metering
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EMC	Electromagnetic Compatibility
EMI	Electromagnetic Interference
FCC	Federal Communications Commission
FET	Functional Evaluation Tool (FET) for PEA Companion Specification
FSK	Frequency-shift keying
FTP	File Transfer Protocol
GHz	Giga Hertz
GPRS	General Packet Radio Service
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communications
JEMIC	Japan Electric Meters Inspection Corporation

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPV	Internet Protocol Version
Kbps	Kilobits per second
kVAR	Reactive Power
kW	Kilowatt
LCD	Liquid-Crystal Display
IPV	Internet Protocol Version
IEC	International Electrotechnical Commission
IP	Internet Protocol
ISM	Industrial, Scientific, and Medical
ISO	International Organization for Standardizaton
M	Meter
MDMS	Meter Data Management System
MOMS	Meter Operation Management System
MTTF	Mean Time to Failure
NBTC	National Broadcasting and Telecommunications Commission
OFDM	Orthogonal Frequency-division Multiplexing
ONU	Optical Network Unit
PEA	Provincial Electricity Authority
PGP	Pretty Good Privacy
r.m.s.	Root mean squared
RFP	Request for Proposal
RS	Recommended Standard
SAP	SAP SE, an enterprise application software company
S-FSK	Spread Frequency Shift Keying
TCP	Transmission Control Protocol
TIS	Thailand Industry Standard
TISI	Thai Industrial Standards Institute
TOD	Time of Day
TOU	Time of Use
UL	Underwriters Laboratories International

UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UV	Ultraviolet
V	Voltage
VAC	Voltage in an alternating current circuit
VT	Voltage Transformer
WCDMA	Wideband Code Division Multiple Access

Book 3: Smart Meters, Modem and Installations

Contents

(1) Smart Meter and Modem Technical and Engineering Specifications 9
1 Overview 9
1.1 Scope 9
1.2 Standards 9
2 Electric Meter Technical Requirements 10
2.1 Service and Installation Conditions 10
2.2 Ratings and Characteristics 10
2.3 Constructional Requirements 12
2.3.1 Mounting 12
2.3.2 Meter Base 12
2.3.3 Meter Cover 12
2.3.4 Terminal and Terminal Block 13
2.3.5 Terminal Cover 13
2.3.6 Nameplate 13
2.3.7 Measured Values and Register Unit 14
2.4 Maximum Demand Reset 16
2.5 Input and Output Ports 16
3 Meter Communications 16
3.1 Local Communication 16
4 4G/3G Modem 16
4.1 Remote Communication 16
4.2 Test Tool for 4G/3G Modem 19

5 Communications Protocol 19
5.1 Communications Protocol for Both Local and Remote Communications 19
6 Security Provisions 20
6.1 Local Communication 20
6.2 Remote Communication 21
7 Device Power and Storage 21
7.1 Internal Memory 21
7.2 Main Power Supply 21
7.3 Backup Power Supply for Real-Time Clock 21
8 AMI-Enabling Functions 22
8.1 Supporting the AMI Head-End Software 22
8.2 Meter Reading 22
8.2.1 Automatic Meter Reading 22
8.2.2 Time-of-Use Metering 22
8.2.3 Remote On-Demand Read 22
8.2.4 Load Profile Data 23
8.3 Meter Provisioning 23
8.3.1 Self-Registration 23
8.3.2 Self-Discovery 23
8.4 Revenue Management Functions 23
8.4.1 Demand Reset 23
8.4.2 Tamper Detection 24
8.4.3 Net Metering 24
8.5 Electric Network and Momentary Interruption Management Functions 24
8.5.1 Momentary Interruptions 24

8.5.2 Demand Response 24
8.6 3-phase C&I Meters 25
8.6.1 Meter Reading and Data Communication 25
8.6.2 Power Quality Monitoring 26
8.7 Meter Device Management 27
8.7.1 Barcodes/ Radio-Frequency Identification 27
8.7.2 Functional Self-Checking 27
8.7.3 Real time Clock and Calendar 27
8.7.4 Time Synchronization 28
8.7.5 Remote Firmware Upgrade and Configuration 28
9 Meter Accessories 28
9.1 Handheld and/or Mobile Application 28
10 Delivery and Quality Assurance 28
10.1 Packing 28
10.2 Tests and Test Reports 29
10.3 Material and Packing data to be Given by the Contractor 30
10.3.1 Performances 30
10.3.2 Documentation 30
10.3.3 Meter Provisioning Data File 31
11 Meter Cabinet 31
11.1 ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และ ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง พร้อมอุปกรณ์ประกอบ 31
11.2 ตู้มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบ 41
(2) Meter Installation Requirements 44
12 Qualifications 44
12.1 Required Competencies 44

12.2 AMI Meter Installation Training 44
12.3 Safety 44
13 Scope, Schedule, and Project Management 45
13.1 AMI for C&I Project Meter Installation Scope 45
13.2 Meter Installation Logistics 45
13.2.1 Special AMI Meter Installation & Configuration Tools 45
13.2.2 Transportation, Installation Tools, and Worker Uniform 45
13.2.3 AMI Meter Installation Flyers 45
13.3 Work Scheduling 45
13.4 Deployment Plan 46
13.5 Project Reporting 46
13.6 Auditing Requirements 46
14 Meter Exchange 46
14.1 Meter Exchange Work Order 46
14.2 Meter Exchange Data Collection 47
14.2.1 Basic Meter Exchange Data 47
14.2.2 Global Positioning System (GPS) 47
14.2.3 Barcode Data 47
14.3 Other Work Requirements During Meter Installation 48
14.3.1 Revenue Protection/Tampering Observations 48
14.3.2 Visual Safety Inspections 48
15 Inventory Management 48
15.1 Meter Inventory Requirements 48
15.2 Meter Warehousing and Transfer 48
15.3 Meter Received Data 49

16 Testing 49
16.1 Meter Sample Testing 49
16.2 Installation Testing 49
17 Security Provisions 49
17.1 Data Exchange 49
17.2 Handheld Device Security 50

(1) Smart Meter and Modem Technical and Engineering Specifications

1 Overview

1.1 Scope

These specifications cover three-phase C&I smart meters using in PEA's Advanced Metering Infrastructure (AMI) for C&I System for measuring and recording electrical energy and demands for billing and measuring and recording other electrical quantities completed with their functions, communications and accessories. Total number of new C&I smart meters and associated AMI devices are provided in **บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule).**

1.2 Standards

The C&I smart meters shall be manufactured and tested in accordance with the latest edition of the following standards:

- Thailand Industrial Standard (TIS)*(For 0.5S class only (both CT-operated and transformer-operated C&I smart meters))*
  - TIS 1030-2552: Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions
  - TIS 2544-2555: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Static meters for active energy (classes 0.2S and 0.5S)
- International Electrotechnical Commission (IEC)*(For both 0.2S and 0.5S classes (both CT-operated and transformer-operated C&I smart meters))*
  - IEC 62052-11: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment
  - IEC 62053-22: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2S and 0.5S)
  - IEC 62053-23: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)
  - IEC 62056 Parts 46 and 53 - Electricity Metering Data Exchange for Metering, Tariff and Load Control.

- All other relevant standards, unless otherwise specified in these specification. The bidder and awarded contractor please lists these standards.

PEA will also accept the C&I smart meters tested in accordance with the later edition of the above standards.

2 Electric Meter Technical Requirements

2.1 Service and Installation Conditions

The C&I smart meters (provided, acquired, and installed by the contractor under PEA approval) shall be weatherproof and dustproof designed and constructed for outdoor installation in a cabinet (provided, acquired, and installed by the contractor under PEA approval) for operation under the following conditions:

- Altitude : up to 1,000 m above sea level
- Ambient air temperature : up to 55°C
- Average relative humidity in any one year : up to 95%
- Climatic condition : tropical climate

2.2 Ratings and Characteristics

The minimum requirements of ratings and characteristics of the C&I smart meters shall be according to **Table 1**. The bidder and awarded contractor shall submit the C&I smart meter test reports for PEA approval.

Table 1 Ratings and characteristics of the C&I smart meters

Ratings and characteristics	unit	Requirements(1)	
		3-phase C&I smart meters	
		3-phase 4-wire	3-phase 3-wire
Operating voltage			
- for CT operated meters	V AC	230/400 ± 10%	-
- for transformer (CT and VT) operated meters	V AC	66.4/115 ± 10%	110 ± 10%
Current rating(2)			
- for CT operated meters, $I_n(I_{max})$	A	5(6) or 1(10) or 2.5(10) or 5(10)	5(6) or 1(10) or 2.5(10) or 5(10)
Reference frequency	Hz	50	
Accuracy class			
- active energy			
- for CT operated meters	-	0.5S	-
- for transformer (CT and VT) operated meters	-	0.2S	0.5S
- reactive energy	-	2	2
Protective class	-	II	
Degree of protection	-	IP54	
Maximum operating temperature	℃	up to 70	

Note: (1) Requirements for each item of the smart meters are specified in **"บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule)"**

(2) The bidder and awarded contractor shall submit the type-test reports of the proposed rating.

(3) The C&I smart meters shall consume power from the main line power supply. For three-phase meters, the smart meter shall be able to measure and operate in the case of missing of any single phase or two phases of the power supply or missing of neutral line.

(4) Power Supply: Operating range voltage input for the meter connected through instrument transformers shall be 3 x 100 to 3 x 415 V (three-phase 3-wire) or 3 x 58/100 to 3 x 240/415 V (three-phase 4-wire) or better.

(5) For class 0.2S, the C&I smart meter shall have the auxiliary AC/DC power supply input of 100 – 240 V for maintaining the real-time clock (RTC) in the meter.

2.3 Constructional Requirements

The C&I smart meters shall have constructional requirements as follows:

2.3.1 Mounting

The meters shall be arranged for three-point mounting. Mounting holes shall accommodate 5.0mm mounting screws. The upper mounting hole should be external to the body; and the two (2) lower mounting holes shall be on both sides of the meter-base bottom part which is holding terminal block, and the two (2) lower mounting holes shall be within the area of the perpendicular projection of the terminal cover.

2.3.2 Meter Base

Meter base shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate. Color of the meter base is preferable grey.

2.3.3 Meter Cover

The meter cover shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate. If the meter cover is not permanent seal design, provision for security sealing shall be provided and in this case the gasket of the meter cover is used for protecting the meters against moisture, dust and insects; the gasket shall be of weather and aging resistant material such as neoprene or equivalent.

2.3.4 Terminal and Terminal Block

All Terminals and screws shall be made of high-conductivity solid brass with nickel plated or tin plated and suitable for using with Copper insulated cables having dimensions according to **Table 2**. The terminals shall be the bottom-connected type and grouped in a terminal block.

Table 2 Dimensions of cables used with C&I smart meters

Current rating (A)		Cables (1)		
		Cross section area (mm^2)	Conductor diameter (mm)	Overall diameter (mm)
$I_n(I_{max})$	5(6)	6 – 10	2.9 – 4.2	5.7 – 7.2

Note:(1) Terminals and terminal block of the proposed C&I smart meters shall be designed for using with whole range of the cable sizes as specified in the Table above.

2.3.5 Terminal Cover

The terminal cover shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate and suitable for cables incoming and outgoing vertically from the bottom, and shall have provision for security sealing.

The connection diagram of the meters shall be shown on the terminal cover. Color of the terminal cover is preferable grey.

2.3.6 Nameplate

The inscription on nameplate shall be marked in English according to the relevant standard, and marked with three (3) additional marks as follows:

1. SUPPLIED BY PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY
2. PEA: (The number to be marked on the nameplate shall be given by PEA after the final of bid consideration.)

3. Barcode: (The number to be marked shall be the same as PEA number mentioned in Item (2). The barcode symbology shall be Code 128 according to ISO/IEC 15417.)

The example of the nameplate is shown in Figure 5-1.

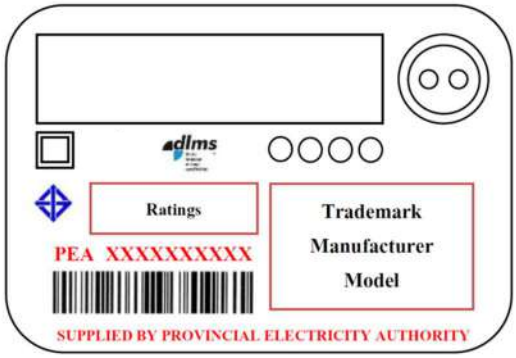


Figure 5-1: Example of meter's nameplate

The nameplate shall be placed inside the meter cover or with a separate transparent cover for environment protection or a laser marking on the meter cover. In case of using the laser marking, the awarded Contractor shall produce the new meter cover with nameplate upon the request of PEA throughout the contract.

2.3.7 Measured Values and Register Unit

Minimum requirements of quantities measured and displayed by the smart meters are shown as the followings:

1. Current date and time
2. kWh (import, export and absolute)(1)
3. kvarh (import, export and absolute)(1)
4. Maximum kW demand (import and export)
5. Cumulative kW demand (import and export)
6. Maximum kvar demand (import and export)
7. Cumulative kvar demand (import and export)
8. Instantaneous active power in kW(1)
9. Instantaneous reactive power in kvar(1)
10. Instantaneous voltage in V r.m.s. (1)

11. Instantaneous current in A r.m.s. (1)
12. Instantaneous power factor(1)
13. Instantaneous phase angle(1)

Note:(1) Per-phase values and total values shall be required for 3-phase meters, except instantaneous voltage, instantaneous current, and instantaneous phase angle only per-phase values are required.

Each above quantity shall be displayed with at least three (3) digits identification code. The identification code shall be specified by PEA.

The display shall have symbols for indicating the operations of the meters, meter statuses, and also both import and export directions of measured values.

The display shall be able to indicate a unit of measure and the symbol of TOU rates.

The register unit shall be solid-state microprocessor based register with internal memory of programmable and reprogrammable type. The internal memory shall be non-volatile semi-conductor type.

The display shall be at least 8-digit LCD display with three (3) decimal points for power and demand and two (2) decimal points for energy. The decimal points shall be programmable.

The size of the LCD display shall not be less than 16 cm^2 and the height of each digit showing the measured quantities shall not be less than 8 mm.

The register unit shall have the following display operating modes, in which the mode switching shall be achieved by both the push button at the meter and the software tool provided by the bidder and awarded contractor:

1. Scrolling mode, the data such as kWh, kvarh and other measuring data will be shown on the display in sequence automatically. The scrolling time shall be programmable up to 15 seconds.
2. Manual mode, the push button or switch on the meter’s panel shall be used for starting the display sequence and showing various stored data.

2.4 Maximum Demand Reset

The meter shall have manual billing reset (i.e. the maximum demand reset) by a sealable demand reset button. The button placed outside the meter cover is preferable.

2.5 Input and Output Ports

All type of meters specified in Table 1 shall have, at least, one input port that is used to support a detection of the meter cabinet door open. For the transformer-operated smart meter (Class 0.2S) only, the meter shall have, at least, two output ports that are used to support the future application.

3 Meter Communications

3.1 Local Communication

1. The smart meters shall have local wireless communication interfaces (any type) or optical port interface with provisions for meeting the system security requirements specified in the security requirements of this RFP. The physical port shall be compliant to IEC 62056-21 with the password changeable locally or remotely through the AMI network. The data communication via the local port shall be according to DLMS/COSEM standard. Downloading all 45-day load profile data via the local port shall be completed within 15 minutes.
2. All local connections shall be secured and protected by appropriate authentication, authorization, and encryption procedures.

4 4G/3G Modem

4.1 Remote Communication

4G/3G modems shall be provided for supporting remote communication between meters and AMI HES system. The smart meters shall be designed to support and operate with the external 4G/3G modem, with the details described below, without degradation of meter's degree of protection. The meters shall monitor and record all electrical quantities and events correctly although the 4G/3G modem has failed.

The 4G/3G modem shall comply the following requirements:

1. **4G/3G Cellular Modem** is the cellular modem for communication between the C&I smart meters and AMI HES system via 4G/3G cellular networks, in which 4G is a primary mobile cellular network with the fallback to 3G as a backup mobile cellular network. The general requirements are as follows,
    a. Meter interface: RS232 via RJ45 port or other ports with RJ45 port adapter as follows,

Table 3 Meter interface definition for RS-232 via RJ45 port or other ports with RJ45 port adapter

Terminals	Definition	
	Descriptions	Full Details
TB 10-1	Vcc	Power Supply Voltage
TB 10-2	-	-
TB 10-3	-	-
TB 10-4	GND	Ground
TB 10-5	RX	Receive Data
TB 10-6	TX	Transmit Data
TB 10-7	-	-
TB 10-8	-	-

    b. Status indicator: LED
    c. Operating temperature: up to 55 Degree Celsius
    d. Power supply (Vcc): auto-range 5–15 V DC or better (i.e. a lower voltage level is less than 5V and an upper voltage level is more than 15V) and not more than 8 W at the peak power, supplied from meter via communication interface
    e. The 4G/3G modem shall provide the replaceable slot/socket for easy maintenance and battery replacement if the battery is used.

    Complete with:

    f. Communication cable with connector for connecting the Modem to the meter
    g. Detached antenna with not less than 5 dBi gain complete with wires and connector

h. Instruction manual
i. Other accessories according to manufacturer's design and auxiliary equipment necessary to complete.
j. The 4G/3G modem shall be configured completely and successfully with the necessary and sufficient parameters by the bidder and awarded contractor.

2. 3G cellular communication requirement
   a. Baud rate: at least 3G (384 kbps for upstream)
   b. Frequency:
      - Multi band (850 MHz, 900 MHz, 2,100 MHz)
   c. Maximum output power: under NBTC regulation
   d. Standard: 3GPP Release 5, or higher
   e. Operating mode: data and SMS, or more
   f. Protocol: support embedded TCP/IP and UDP stack
   g. Operating command: support AT command and graphic user interface (GUI).

3. 4G cellular communication requirement

   h. Baud rate: at least 4G LTE (5 Mbps for upstream)
   i. Frequency:
      - Multi band (850 MHz, 900 MHz, 1,800 MHz, 2,100 MHz, 2,300 MHz)
   j. Maximum output power: under NBTC regulation
   k. Standard: 4G LTE-FDD or 4G LTE-TDD, or higher
   l. Operating mode: data and SMS, or more
   m. Protocol: support embedded TCP/IP and UDP stack
   n. Operating command: support AT command and graphic user interface (GUI).

4. Note

   a. The 4G/3G Modem shall be dust-proof type and suitable for installation in the meter's terminal cover. In addition, the 4G/3G modem shall be installed completely and properly within the meter's terminal cover with the fixture holding the 4G/3G modem firmly.
   b. Each Modem shall have manufacturer's barcode.
   c. The Modem shall be packed in suitable package.

d. ผู้เสนอราคาต้องได้รับหนังสือรับรองการให้บริการและซ่อมแซมบำรุงรักษาผลิตภัณฑ์ที่นำเสนอในโครงการตลอดอายุสัญญาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ เว้นแต่เป็นผลิตภัณฑ์ต่างประเทศ ซึ่งไม่มีตัวแทนจำหน่ายในประเทศ จึงจะให้ใช้หนังสือรับรองจากเจ้าของผลิตภัณฑ์จากต่างประเทศได้โดยตรง

4.2 Test Tool for 4G/3G Modem

The bidder and awarded contractor shall acquire, develop/modify, and deliver the handheld hardware test tool for the 4G/3G modem, in which the received signal strength (CSQ), the mobile operator network status associated with the SIM card (i.e. 4G or 3G network with the operator name), the IP address of the SIM card, the SIM card status (i.e. Up/OK or Down/Failed/NA), and the voltage and current consumed by the 4G/3G modem are being measured and tested, at least but not limited to. The hardware test tool shall be able to measure and test all brands of delivered 4G/3G modems by the single test tool. PEA will not accept multiple test tools that are tied with the specific delivered 4G/3G modem brands.

5 Communications Protocol

5.1 Communications Protocol for Both Local and Remote Communications

1. Data type, interface classes and protocol stacks including application layer and other relevant layers of data communications of the smart meters shall be according to DLMS/COSEM standard suit (IEC 62056 standard series)
2. The smart meters with DLMS/COSEM certification are required. The bidder and awarded contractor shall submit the DLMS/COSEM certification for all type of smart meters together with the proposal to PEA for consideration.
3. Meters shall support remote upgrading. The ability to add applications and edge processing at any level of the network is preferable.
4. The bidder and awarded contractor shall submit documentation showing detail of the communication protocol and relevant data such as data type, interface classes, OBIS codes, etc. of the proposed meters to PEA for consideration.
5. OBIS Code

a. Bidders and the awarded contractor shall comply with a PEA's OBIS code included in Appendix E: PEA OBIS Code.
b. The awarded Contractor shall comply all type of smart meters with the PEA Companion Specification via the Functional Evaluation Tool (FET) testing after the project contract signed as part of the project. In addition, all costs associated with the FET test will be solely under the responsibility of the awarded Contractor. PEA reserves all right to define the testing criteria and procedure in the Functional Evaluation Tool (FET) testing after the project contract signed.

6 Security Provisions

6.1 Local Communication

1. The smart meters shall have a sophisticated security system to prevent fraudulent interference i.e. changing the tariff data or changing the meters reading via local communication.
2. The meter's security shall be compatible with software and network including a set of asymmetric/symmetric keys for authentication and non-repudiation functions as well as a set of asymmetric/symmetric keys for confidential message transmission.
3. The system, including smart meters and endpoint devices should have "end dating" functionality for passwords and certificates, in which "end dating" means that the passwords and certificates shall be expired after the given date and time, managed by the AMI system, e.g. HES, or MDMS.
4. There shall be at least three (3) groups of accessible password as follows:
   - Group 1: Password for administrators to write the software and set the system of the meters
   - Group 2: Password for programmers to program the operating functions of the meters
   - Group 3: Password for readers to read the stored data, including to correct the time of the meters

6.2 Remote Communication

1. The smart meters should be password-protected for authentication and authorization for remote communications.
2. The smart meters shall support symmetrical or asymmetrical 128-bit data encryption depending on data access levels for meter's remote communication.
3. Meters and 4G/3G modem shall be independently paired to ensure that the 4G/3G modem can be removed and attached to another meter with the appropriate authorization and authentication from the security systems.
4. All data including security data (encryption keys, passwords, certificates) shall be encrypted.
5. Minimum security implementation shall follow "DLMS/Cosem Security Suite 0 AES-GCM-128; DLMS UA 1000-2 Ed 8.1 2015" or better
6. The Bidder and awarded contractor shall submit documentation showing detail of meter's security system to PEA for consideration.

7 Device Power and Storage

7.1 Internal Memory

The smart meters shall contain internal, persistent memory to store the configuration data permanently, and store all meter interval reads for at least 45 days and log of all events (e.g. power outage/restoration, tampering, self-diagnostics, etc.) for at least 200 records.

7.2 Main Power Supply

The smart meters shall consume power from the main line power supply for the CT-operated C&I smart meter, and from VT transformers for the transformer-operated C&I smart meters.

7.3 Backup Power Supply for Real-Time Clock

For the real-time clock (RTC) backup battery, the socket-type replaceable (Lithium-Ion) battery installed under meter's terminal cover or meter's front without opening the meter cover shall be provided.

8 AMI-Enabling Functions

8.1 Supporting the AMI Head-End Software

Supporting and AMI Head-End Data Collection Software shall comply with Book 2 of this RFP

8.2 Meter Reading

8.2.1 Automatic Meter Reading

The smart meters shall transmit measured quantities as specified in “Measured values and register unit” and “Load profile data” to AMI HES system automatically. The transmission shall be managed by AMI HES system and the transmission period shall be programmable.

8.2.2 Time-of-Use Metering

The smart meters shall have the ability to support Time-of-Use (TOU) with different rates of up to 8 TOU rate buckets per day for weekday, Saturday, Sunday/holiday. The smart meters shall keep different registers for each bucket so that the kW demand, kVar demand, and kWh consumption can be calculated for the TOU bucket. In case the TOU rate is changed within a billing cycle, the meter shall record the registers at the time of switching to the new rates such that kW and kWh can be calculated for each bucket before and after the rate change in the billing cycle. The start and end time of each bucket can be configurable and programmable, e.g. 30 minutes, hour, etc.; the configuration shall be changeable remotely over the AMI network.

The smart meters shall be able to be configured the tariff and created the new tariff (i.e. a future tariff) based on the requirement of PEA such that PEA is able to specify the advance/future activation date and time, i.e. the specific date and time that the new tariff will be activated in the desired future schedule.

8.2.3 Remote On-Demand Read

The smart meters shall allow remote read of the current power status (on/off), current register read, and user-selected data from the meter memory (interval data, event log, etc.) remotely on-demand via the AMI system.

8.2.4 Load Profile Data

The smart meters shall be able to record 15-minute three (3) decimal points load profile data with not less than thirty-two (32) channels for C&I meters, consisting of total import kW, total export kW, total import kVar and total export kVar demand and other data.

The C&I meter data channels are listed in Section 8.6.1 below.

The load profile data shall be stored in non-volatile memory. The storage capacity of the memory shall be able to store the data of each channel for not less than 45 days.

8.3 Meter Provisioning

8.3.1 Self-Registration

After the SIM activation of the 4G/3G modem, either manually or automatically, the smart meters shall be registered with AMI System (MDM system, AMI Head -End System and relevant systems and accessories) automatically. This registration permits AMI System to create or update the meter's record with validated information, ensuring accurate and automated record entries.

8.3.2 Self-Discovery

Upon the meter and modem installation, activation, and connection, the smart meters shall be able to discover the AMI network, connect to it automatically, and automatically send the meter ID and configuration data to the AMI System for authentication and authorization.

8.4 Revenue Management Functions

8.4.1 Demand Reset

The smart meters shall allow reset of demand measurement both locally via the sealable demand reset button and remotely via the AMI System.

8.4.2 Tamper Detection

The smart meters shall detect and record attempted tampering event and also show alarm signal on the panel. The tampering events shall be sent to AMI System. In addition, the smart meters shall be able to maintain an accuracy and operate in the following tampering events.

The tampering events detected by the meters shall be, at least, the followings:

1. Terminal and/or meter cover removal detection
2. Meter cabinet door open
3. Magnetic interference detection with magnetic interference withstand up to 0.4 TESLA
4. Reverse power flow in any phase
5. Other tampering events according to manufacturer’s design

8.4.3 Net Metering

The smart meters shall have the ability to support net consumption of each interval read subtracting power-out from power-in channels. The smart meters shall have the ability to support for measurement and collection of net energy use, demand, and interval data, and TOU per requirements for specific electric meters (based on the PEA's tariff).

8.5 Electric Network and Momentary Interruption Management Functions

8.5.1 Momentary Interruptions

The smart meters shall be able to capture and maintain a count of momentary outages. Momentary outages are defined as the reduction of line-side voltage for less than a configurable number of continuous seconds (e.g., 60 seconds). Momentary interruption counts shall be reported during daily reads.

8.5.2 Demand Response

The smart meters with demand response function shall be able to set kW and kvar demand and duration threshold remotely from AMI System and from local communication. When the demand

and the duration is over the threshold values, the smart meters shall be programmable to send the alarm to AMI System for demand response management.

8.6 3-phase C&I Meters

8.6.1 Meter Reading and Data Communication

The 3-phase C&I smart meters shall be configured to monitor and record power quality events, real and reactive power, etc. with no fewer than 32 channels.

The 3-phase C&I meters shall be able to record 15-minute three (3) decimal points load profile data as specified in **Table 4**. Note: Table 3 lists 20 channels, the other 12 channels are reserved for future applications such as PV and EV monitoring.

Table 4: Load profile data for 3-phase C&I meters

No.	Additional load profile data for transformer (CT and VT) operated 3-phase meters	
	3-phase 4-wire	3-phase 3-wire
1	Total import Wh	Total import Wh
2	Total export Wh	Total export Wh
3	Total import VARh	Total import VARh
4	Total export VARh	Total export VARh
5	Total power factor	Total power factor
6	Phase A voltage	Phase A-B voltage
7	Phase B voltage	Phase C-B voltage
8	Phase C voltage	Phase A current
9	Phase A current	Phase C current
10	Phase B current	Phase A-B THD voltage
11	Phase C current	Phase C-B THD voltage
12	Phase A THD voltage	Phase A THD current
13	Phase B THD voltage	Phase C THD current
14	Phase C THD voltage	Phase A phase angle
15	Phase A THD current	Phase C phase angle
16	Phase B THD current	-
17	Phase C THD current	-
18	Phase A phase angle	-
19	Phase B phase angle	-
20	Phase C phase angle	-

8.6.2 Power Quality Monitoring

The power quality events monitored and recorded by the meters shall be, at least, the followings:

1. Voltage unbalance
2. Voltage sag and swell detection with configurable time threshold
3. Long and short outage detection with configurable time threshold

4. Phase loss
5. Total Harmonic Distortion (THD) of voltage and current (up to 16th)

8.7 Meter Device Management

8.7.1 Barcodes/ Radio-Frequency Identification

PEA intends to deploy barcode (mandatory) and/or Radio-frequency identification (RFID) technology (optional) to the electric meters for automated asset tracking through the supply chain. The barcode symbology shall be Code 128 according to ISO/IEC 15417. The RFID shall follow ISO/IEC 18000-6C (EPC Class 1 Gen 2) with frequency between 920-925MHz.

8.7.2 Functional Self-Checking

The smart meter shall be able to check its functional failures and display them on the meter's LCD, and shall be able to record and send them as events or alarms, if applicable, to AMI System. The functional failures checked by the meter itself are as follows:

1. Self-checking alarms
    a. Clock failure
    b. Memory failure
    c. Battery failure
    d. Communication failure
2. Self-checking events
    a. Low battery (if the battery is used)
3. Visual inspection
    a. Display self-checking
4. Other functional checking according to manufacturer's design.

8.7.3 Real time Clock and Calendar

The smart meters shall have an internal real time clock and/or a crystal-controlled time clock for providing calendar functions (i.e. the time of day, date, weekday, weekend, holiday, year, etc.). The accuracy of the clock shall be ± 2.0 seconds per day, or better. The real time clock shall be

powered by a back-up battery. The expected life of the battery shall not be less than 10 years, and the details of battery lifetime test shall be provided to PEA.

8.7.4 Time Synchronization

The clock shall be automatically synchronized at PEA configurable frequencies (e.g. once daily, 6 times per day, hourly, etc.) with reference clock provided by AMI System when the meters connected to the system. The clock difference threshold between the smart meter and the AMI system shall be configurable by PEA.

8.7.5 Remote Firmware Upgrade and Configuration

The smart meters shall be designed to support remote firmware upgrade as well as remote configuration from AMI System. While the meters downloading firmware or configuring, the measurement and display functions of the meters shall not be disturbed. If meter firmware upgrade or meter configuration is failed, the meters shall be able to continuously operate with former firmware version and configuration.

9 Meter Accessories

9.1 Handheld and/or Mobile Application

The Contractor shall provide handheld devices and/or mobile applications which can be used by field technicians to configure and read the smart meters via local communications, which need to be handed over to PEA after the project finished, with some additional units for testing purpose. The number of handheld and/or mobile applications shall be complied with บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule).

10 Delivery and Quality Assurance

10.1 Packing

Each unit of the smart meter and accessory shall be packed only one meter per package in a suitable corrugate-paper package to avoid damage during transportation.

The smart meters of the same item shall be packed in a suitable wooden case in units of 10 or 50 for 3-phase meters.

The wooden case shall be designed to be movable by a forklift truck in such a manner that the truck's forks can be inserted at any side of the bottom of the case.

If the wooden case is made of rubber wood (Yang-para or Heveabrasiliensis), the wooden parts shall be treated with wood preservative.

Plastic foam shall not be accepted.

10.2 Tests and Test Reports

The smart meters shall pass the manufacturer's standard routine tests and shall pass all relevant items of the type tests in accordance with the TIS or IEC standards as specified in "Standards". All items of the type tests shall be conducted by the acknowledged independent testing laboratories.

The following independent testing laboratories are accepted by PEA:

- KEMA: KEMA Laboratories (HOLLAND)
- CESI: Centro Elettrotecnico SperimentaleItaliano (ITALY)
- JEMIC: Japan Electric Meters Inspection Corporation (JAPAN)
- Parkside Laboratories (NEW ZEALAND)
- UL: Underwriters Laboratories International (NEW ZEALAND)
- TISI: Thai Industrial Standards Institute (THAILAND)
- EEI: Electrical and Electronics Institute (THAILAND)
- PTEC: Electrical and Electronic Products Testing Center (Thailand)

The Bidder and awarded contractor are at liberty to quote the meters which are tested by the other independent testing laboratories not mentioned above, but have to be subjected to approval of PEA before the tests are proceeded and before the bid closing date.

The type test certificate or type test reports shall be submitted with the bid or within five (5) calendar days after the bid closing date. The Item offered without submitting the type test reports shall be rejected.

The cost of all tests and reports, including the tests and reports for acceptance inspection, shall be borne by the Bidder and awarded Contractor.

10.3 Material and Packing data to be Given by the Contractor

10.3.1 Performances

The Contractor shall submit the following guarantee performances and details:

1. Catalogue, rating and characteristics of the smart meters, cellular modem and accessories
2. Description of materials, surface treatment, and surface finishing of the component parts
3. Details and drawings, with dimensions in mm, of the smart meters, cellular modem and accessories
4. Description of the supplied cellular modem and supporting software
5. List of routine tests
6. Documents such as calculation sheets, test reports, etc. showing the Mean Time to Failure (MTTF) of the proposed smart meters is equal or more than 10 years.
7. Packing details
    a. Packing method (shown by drawing(s), and describe packing materials, wooden case only) Dimensions of each package in cm
    b. Gross weight of each package in kg Net weight of each package in kg
    c. Number of packages in each wooden case Volume of each wooden case in m^3 Gross weight of each wooden case in kg Number of wooden cases
    d. Type of storage facility required (indoor, outdoor)

10.3.2 Documentation

1. The Contractor shall supply the following documents in English and/or Thai in both hard and soft copies, before shipment/delivery, for each type of the ordered meters and accessories.

a. Reports of type tests and routine tests
b. Twelve (12) copies of complete installation, operation, and maintenance instructions.
c. Twelve (12) copies of complete part lists.
d. Six (6) copies of instruction of the communication protocol and security system.
e. Six (6) copies of software handbooks for users and programmers.

10.3.3 Meter Provisioning Data File

With each shipment, the Contractor shall provide an electronic data file containing the meter IDs (or serial numbers) and other configuration information, which the AMI System can use to authenticate meters connecting to the network.

11 Meter Cabinet

11.1 ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และ ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง พร้อมอุปกรณ์ประกอบ

11.1.1 รายละเอียดตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง พร้อมอุปกรณ์ประกอบ โดยผู้รับจ้างต้องจัดทำตู้บรรจุมิเตอร์ โดยมีคุณสมบัติดังนี้

11.1.1.1 มีขนาด, การใช้วัสดุและการล็อกรักษาความปลอดภัยอย่างเหมาะสมกับตัวงาน ผ่านการตรวจสอบและได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

11.1.1.2 ลักษณะของตู้บรรจุมิเตอร์ต้องเป็นไปตามแบบที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

11.1.1.3 ด้านหน้าตู้มิเตอร์ต้องพิมพ์สัญลักษณ์ พร้อมคำเตือนตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

11.1.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องส่งตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง ต้นแบบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อน ดำเนินการผลิต

11.1.2 รายละเอียดทางด้านเทคนิคประกอบการจัดซื้อแป้นรองมิเตอร์

11.1.2.1 สำหรับผู้รับจ้างที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทไม้ต้องแจ้งรายละเอียดประกอบ ดังนี้

11.1.2.1.1 ชนิดไม้ตามมาตรฐานของ กฟภ. ที่จะใช้ทำแป้นรองมิเตอร์ ต้องเป็นไม้ดังต่อไปนี้

11.1.2.1.1.1 ไม้เต็ง (Shorea obtuse)

11.1.2.1.1.2 ไม้รัง (Pentacme siamensis)

11.1.2.1.1.3 ไม้ตำเสา หรือ กันเกรา (Fagrea fragans)

11.1.2.1.1.4 ไม้บุนนาค หรือ นากบุตร (Mesua ferrea)

11.1.2.1.1.5 ไม้ตีนนก หรือ ไม้สวอง (Vitex limonifolia wall)

11.1.2.1.1.6 ไม้มะค่าแต้ (Sindora siamensis)

11.1.2.1.1.7 ไม้มะค่าโมง (Afzelia xylocarpa)

11.1.2.1.1.8 ไม้แอ๊ก (Shorea glauca)

11.1.2.1.1.9 ไม้ตะเคียนทอง (Hopea odorata)

11.1.2.1.1.10 ไม้หลุมพอ (Intsia bakeri)

11.1.2.1.1.11 ไม้ประดู่ (Pterocarpus macrocarpus)

11.1.2.1.1.12 ไม้แดง (Xylia dolabriformis)

11.1.2.1.1.13 ไม้ตะเคียนชันตาแมว (Balanocarpus heimii)

11.1.2.1.1.14 ไม้ซาก (Erythrophleum SPP.)

11.1.2.1.1.15 ไม้เขลง หรือ นางดำ หรือ หยี (Dialium cochinchinense)

11.1.2.1.2 <u>ขนาด</u> เมื่อไสกบตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้วมีขนาด ดังนี้

11.1.2.1.2.1 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 20 ซม.

11.1.2.1.2.2 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 58 ซม.

11.1.2.1.2.3 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 80 ซม.

11.1.2.1.2.4 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 120 ซม.

โดยยินยอมให้มีความคลาดเคลื่อนได้ ดังนี้

11.1.2.1.2.4.1 ความหนา $\pm$ 2 มิลลิเมตร

11.1.2.1.2.4.2 ความกว้าง $\pm$ 5 มิลลิเมตร

11.1.2.1.2.4.3 ความยาว $\pm$ 10 มิลลิเมตร

11.1.2.1.3 <u>คุณภาพ</u> ไม้แป้นรองมิเตอร์ที่จัดส่งต้องมีคุณภาพ ดังนี้

11.1.2.1.3.1 ต้องไม่แตก, ร้าว, ผุ, ช้ำ และไม่มีตา และโพรง

11.1.2.1.3.2 เนื้อไม้ต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น คือ ไม่เป็นกาบที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้ภายหน้า, ติดกระพี้ได้ไม่เกินร้อยละ 10 และลึกจากขอบไม่เกิน 2 ซม.

11.1.2.1.3.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น

11.1.2.1.3.4 ต้องเป็นไม้เลื่อยด้วยเครื่องจักร ไสกบตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน

11.1.2.1.3.5 ต้องเป็นไม้ถูกต้องตามกฎหมาย

11.1.2.2 สำหรับผู้รับจ้างที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทไม้อัดน้ำยา ต้องแจ้งรายละเอียด ดังนี้

11.1.2.2.1 <u>ขนาด</u> เมื่อไสกบตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว ให้มีขนาดเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 11.1.2.1.2

11.1.2.2.2 <u>คุณภาพ</u> ไม้แป้นรองมิเตอร์ที่จัดส่งต้องมีคุณภาพ ดังนี้

11.1.2.2.2.1 ต้องไม่แตก, ร้าว, ผุ, ช้ำ และไม่มีตา และโพรง

11.1.2.2.2.2 เนื้อไม้ต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น และไม่เป็นกระพี้ ไม่เป็นกาบที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้ภายหลัง

11.1.2.2.2.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น

11.1.2.2.2.4 ต้องเป็นไม้เลื่อยด้วยเครื่องจักร ไสกบตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน

11.1.2.2.2.5 ต้องเป็นไม้ถูกต้องตามกฎหมาย

11.1.2.2.3 รายละเอียดอื่นๆ เป็นไปตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไม้อัดน้ำยา ซีซีเอ. มาตรฐานเลขที่ มอก. 516 สำหรับชั้นคุณภาพเป็นไปตาม ซีซีเอเอ. 8

11.1.2.2.4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะตรวจสอบความเข้มข้นของน้ำยารักษาไม้เป็นครั้ง-คราว เพื่อควบคุมความเข้มข้นของน้ำยารักษาไม้ให้ถูกต้อง

11.1.2.3 สำหรับผู้เสนอราคาที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทพลาสติก ต้องแจ้งรายละเอียดประกอบ ดังนี้

11.1.2.3.1 ขนาด เมื่อตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว ให้มีขนาดเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 11.1.2.1.2

11.1.2.3.2 คุณภาพ แป้นมิเตอร์พลาสติกต้องมีคุณภาพ ดังนี้

11.1.2.3.2.1 ต้องไม่แตก ร้าว ช้ำ บิ่น เยิน

11.1.2.3.2.2 เนื้อพลาสติกต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น และไม่มีสะเก็ดที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้

11.1.2.3.2.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น

11.1.2.3.2.4 ต้องรับประกันคุณภาพ เปลี่ยนให้ใหม่โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆ ภายในกำหนดเวลา 5 ปี นับจากวันที่ทำ หรือมากกว่า

11.1.2.3.3 แป้นมิเตอร์ที่ส่งมอบต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องผลิตไม่เกิน 6 เดือน

11.1.2.4 <u>เครื่องหมายและฉลาก</u>

ที่แป้นมิเตอร์ทุกชิ้น อย่างน้อยต้องมีเลข อักษร หรือเครื่องหมายแสดงข้อความต่อไปนี้ให้เห็นได้ง่าย ชัดเจน คงทนไม่ลบเลือนโดยอาจทำเป็นรอยจมในเนื้อพลาสติก

11.1.2.4.1 ข้อความ “การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค”

11.1.2.4.2 ชื่อผู้ทำ หรือโรงงานที่ทำ หรือเครื่องหมายการค้าที่จดทะเบียน

11.1.2.4.3 หมายเลขรุ่น (LOT NO.) และ/หรือหมายเลขลำดับ ที่ผู้ทำกำหนด

11.1.2.4.4 เดือน และปีที่ทำ

11.1.2.4.5 เดือน และปีที่สิ้นสุดการรับประกันคุณภาพ (ไม่น้อยกว่า 5 ปี)

11.1.2.5 <u>การทดสอบ</u>

แป้นมิเตอร์พลาสติกต้องผ่านเกณฑ์คุณภาพ เมื่อผ่านการทดสอบ โดยให้ชักตัวอย่างแป้นมิเตอร์พลาสติกขนาดความยาวที่สุดในการส่งมอบแต่ละคราวโดยวิธีสุ่มสำหรับทดสอบเป็นจำนวน 2 แผ่น และสำรองอีก 2 แผ่น ให้สุ่มตัวอย่างในคราวเดียวกัน หากตัวอย่างเป็นขนาด 20 ซม. ก็ให้ใช้เป็นชิ้นทดสอบได้ แต่หากตัวอย่างเป็นขนาด 60 ซม. หรือขนาด 120 ซม. ให้ตัดเหลือความยาว 50 ซม. สำหรับใช้เป็นชิ้นทดสอบหากการทดสอบมีชิ้นทดสอบใดไม่ผ่านเกณฑ์คุณภาพ ให้ใช้ตัวอย่าง 2 แผ่น ที่สำรองนำมาทดสอบซ้ำเฉพาะการทดสอบที่ไม่ผ่านเกณฑ์คุณภาพ ในการทดสอบซ้ำ ทุกชิ้นทดสอบต้องผ่านเกณฑ์คุณภาพ จึงถือได้ว่าแป้นมิเตอร์พลาสติกในการส่งมอบคราวนั้นผ่านเกณฑ์คุณภาพ

11.1.2.6 <u>วิธีการทดสอบ</u>

11.1.2.6.1 ตอกตะปูหัวเหล็กกลมแบนขนาดความยาว 25 มิลลิเมตร ลึก 20 มิลลิเมตร (ปลายแหลมของตะปูโผล่อีกหน้าของแป้นพอดี) จำนวน 4-6 ตัว แต่ละตัวห่างกันไม่น้อยกว่า 50 มิลลิเมตร และห่างจากขอบแป้น 5-10 มิลลิเมตร

11.1.2.6.2 อบในเตาอบ หรือต้มในน้ำ ที่อุณหภูมิ 65 $\pm$ 5 องศาเซลเซียส ติดต่อกันเป็นเวลา 30-40 นาที แล้วให้ถอนตะปูขณะที่ชิ้นทดสอบอยู่ในเตาอบ หรือขณะต้ม ด้วยแรงที่ดึงคงตัว และตั้งฉากกับผิวแป้น 50 $\pm$ 5 กิโลนิวตัน เป็นเวลา 1 นาที ต้องไม่มีตะปูตัวใดหลุดออกจากแป้น

<u>หมายเหตุ</u> หากไม่สามารถถอนตะปูขณะที่ชิ้นทดสอบอยู่ในเตาอบ หรือขณะต้มได้ ให้เอาชิ้นทดสอบออกจากเตาอบ หรือน้ำ แล้วถอนตะปูด้วยแรงที่ดึงคงตัว และตั้งฉากกับผิวแป้นทันทีด้วยแรง 50 $\pm$ 5 กิโลนิวตัน เป็นเวลา 1 นาที

11.1.2.6.3 ให้คว่ำแป้นที่โก่งลงกับพื้นเรียบภายในเวลา 1 นาที หลังจากที่เอาออกจากเตาอบหรือน้ำวัดความโก่ง สันหลัง ขอบที่สูงที่สุดต้องสูงจากพื้นไม่เกิน 2.5 ซม.

11.1.3 รายละเอียดทางด้านเทคนิคของอุปกรณ์ประกอบตู้มิเตอร์

11.1.3.1 สลักเกลียว (Bolt) M16 สำหรับยึดตู้มิเตอร์จำนวน 2 ชุด ต่อ 1 ตู้มิเตอร์ มีรายละเอียดและส่วนประกอบดังนี้

11.1.3.1.1 สลักเกลียว (Bolt) ทำจากเหล็กชุบสังกะสี

11.1.3.1.2 สลักเกลียว (Bolt) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16 มม. และมีความยาว 300 มม.

11.1.3.1.3 สลักเกลียว (Bolt) 1ชุด จะประกอบด้วย นัท (Nut) จำนวน 1 ตัว และแหวนสี่เหลี่ยมแบน(Washer) ขนาด 52x52x4.5 มม. จำนวน 2 ตัว

11.1.3.2 ยู-แคล้มป์ สลักเดี่ยว M8 พร้อมนัท สำหรับยึดสายกราวด์ชนิดลวดเหล็กตีเกลียวขนาด 50/7 ต.มม.

11.1.3.3 ลิมิตสวิตช์ (Limit switch) พร้อมสายไฟเชื่อมต่อมิเตอร์

ด้านหน้าตู้มิเตอร์ต้องพิมพ์สัญลักษณ์ พร้อมคำเตือนตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

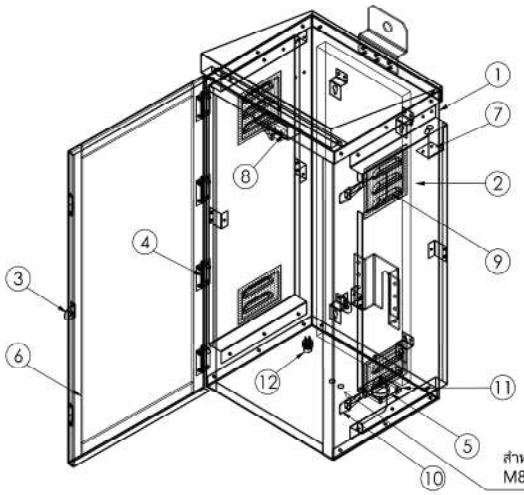
ห้ามเปิดฝาตู้

การเปิดฝาตู้หรือทำลายตราตะกั่ว

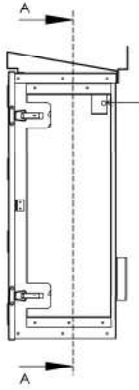
รวมถึงอุปกรณ์ต่างๆ ของมิเตอร์ระบบ AMI

ถือเป็นความผิดตามกฎหมาย

AMI Logo

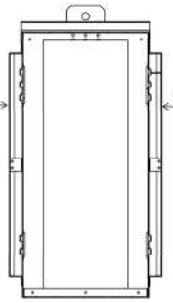


สำหรับใส่ยูแคลิ้มสตัด1 ตัว
M8 ยึดสายดินลวดเหล็ก



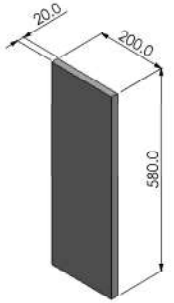
ตัวยึดเสาอากาศ

ผนังลดทอนความร้อนด้านนอก

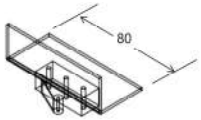


ผนังลดทอนความร้อนด้านนอก

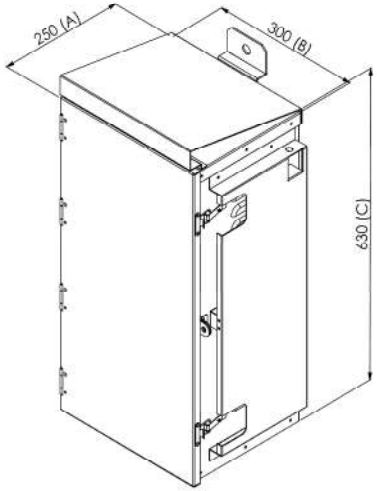
SECTION A-A

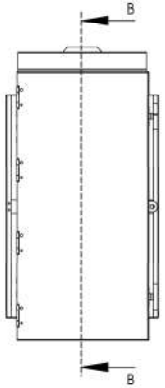


แป้นสำหรับติดตั้งมิเตอร์



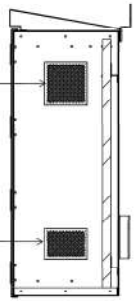
DETAIL : A





ตะแกรง+ฟิลเตอร์ช่องลมออก
(บานเกร็ด 3 ช่อง)

ตะแกรง+ฟิลเตอร์ช่องลมเข้า
(บานเกร็ด 2 ช่อง)

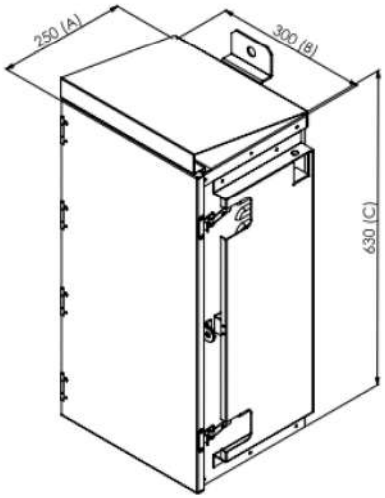


SECTION B-B

DETAIL : B

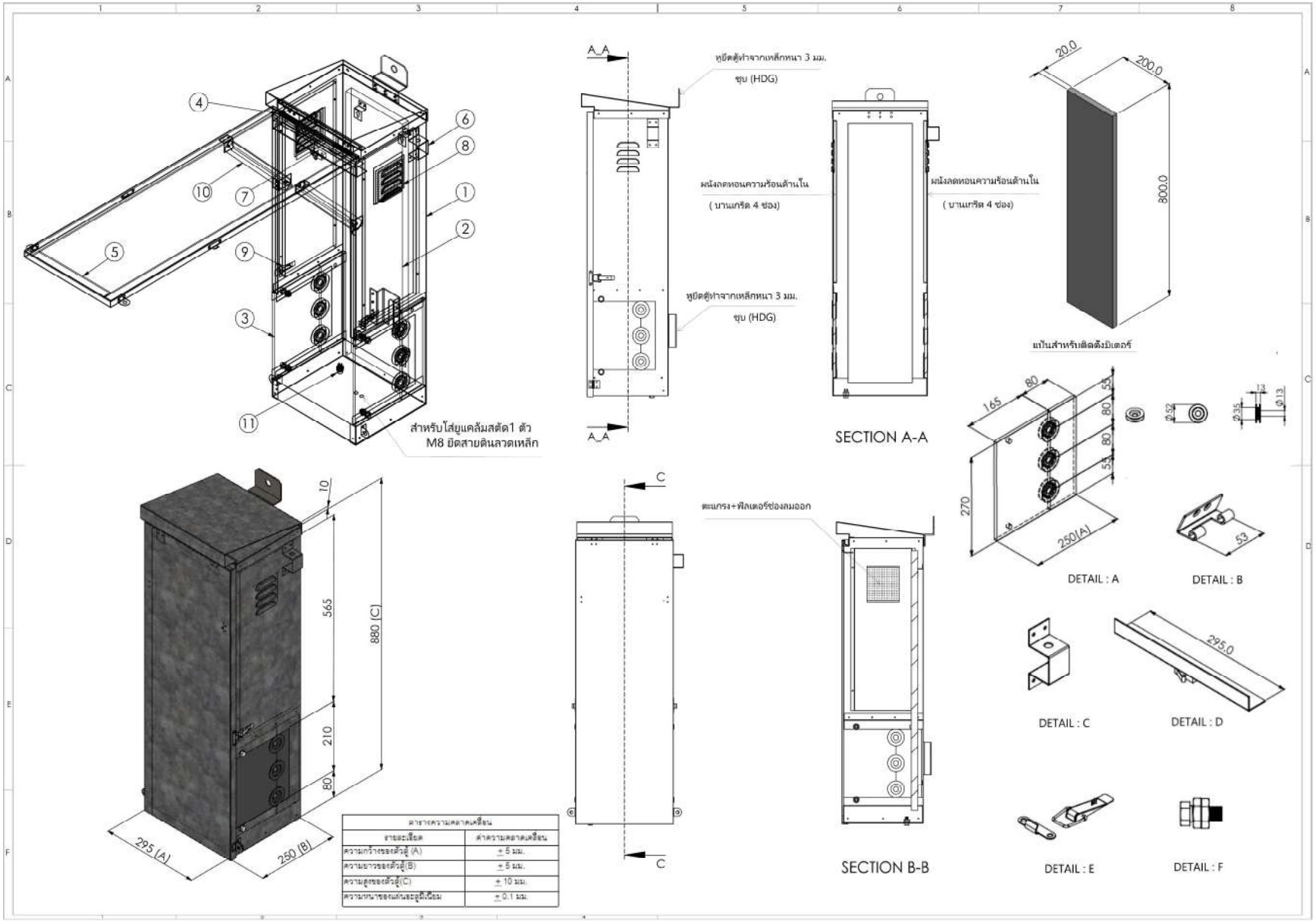
DETAIL : C

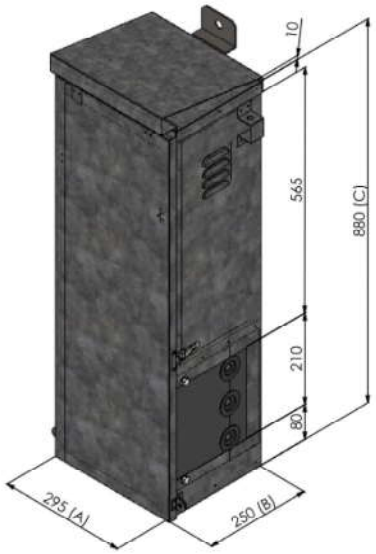
ตารางความคลาดเคลื่อน	
รายละเอียด	ค่าความคลาดเคลื่อน
ความกว้างของตัวตู้ (A)	± 5 มม.
ความยาวของตัวตู้(B)	± 5 มม.
ความสูงของตัวตู้(C)	± 10 มม.
ความหนาของแผ่นอะลูมิเนียม	± 0.1 มม.



รายละเอียดตู้

1.ตู้ทำด้วยแผ่นอะลูมิเนียมหนา 2 มม. หลังคาบังแดดทำด้วยแผ่นอะลูมิเนียมหนา 1.2 มม. (ประกอบด้วยรีเวทย้ำแบบไม่เป็นสนิม)
2.ผนังลดทอนความร้อนติดตั้งด้านข้างภายนอกตู้ ทั้ง 2 ข้าง ทำด้วยแผ่นอะลูมิเนียมหนา 1.2 มม.
3.หูล็อคุญแจ พร้อมหมุดย้ำไม่เป็นสนิม ทำด้วยอะลูมิเนียมหนา 2 มม.
4.บานพับทำด้วยสแตนเลส ขนาด 2 นิ้ว
5.แผ่นยึดบุชชิงยางกันน้ำทำจากอะลูมิเนียมแผ่นหนา 2 มม. (50x50x2.0 มม.)
6.ซีลยางกันน้ำ ยึดติดกับฝาเปิดด้านในโดยรอบ
7. ตัวยึดเสาอากาศ ทำจากแผ่นเหล็กอาบสังกะสี ความหนา 1.2 มม.
8.แผ่นอะลูมิเนียมความหนา 2 มม. ยึด SENSOR SWITCH (ดูรายละเอียด Detail :A)
9.ฟิลเตอร์พร้อมกรอบตะแกรงซุบชิงค์กันแมลง ความหนา 0.5 มม.
10.หูล็อคสแตนเลส (ดูรายละเอียด Detail : B)
11.บุชชิงยางกันน้ำ
12.ขั้วยึดสายดินกับสายทองแดงขนาด 4-16 ตร.มม.ทำจากทองเหลือง (ดูรายละเอียด Detail : C)


สำหรับใส่ยูแคล้มสตัด1 ตัว
M8 ยึดสายดินลวดเหล็ก
หูยึดตู้ทำจากเหล็กหนา 3 มม.
ชุบ (HDG)
ผนังลดทอนความร้อนด้านใน
(บานเกรีด 4 ช่อง)
SECTION A-A
SECTION B-B
แป้นสำหรับติดตั้งมิเตอร์
ตะแกรง+ฟิลเตอร์ช่องลมออก
DETAIL : A
DETAIL : B
DETAIL : C
DETAIL : D
DETAIL : E
DETAIL : F
295 (A)
250 (B)
880 (C)
565
210
80
ตารางความคลาดเคลื่อน
รายละเอียด | ค่าความคลาดเคลื่อน
ความกว้างของตัวตู้ (A) | ± 5 มม.
ความยาวของตัวตู้ (B) | ± 5 มม.
ความสูงของตัวตู้ (C) | ± 10 มม.
ความหนาของแผ่นอลูมิเนียม | ± 0.1 มม.



รายละเอียดตู้

1.ตู้ทำด้วยสังกะสีหนา 1.2 มม. หลัง (BWG. 18) มอก.50
หรือมาตรฐานอื่นเทียบเท่า (ประกอบด้วยรีเวทย้ำแบบไม่เป็นสนิม)
2.ผนังลดทอนความร้อน ติดตั้งด้านข้างในตู้ ทั้ง 2 ข้าง
ทำจากแผ่นเหล็กหนา 0.8 มม. พ่นสี ประกอบด้วย(Laminate)ฉนวนโพลียูรีเทน
ความหนาแน่น 35-40 กก.ลบ.ม. (ชนิดอัดแบบ) ความหนา 12 มม. และมี
ฟอยล์สะท้อนความร้อน 1 ด้าน
3.แผ่นแป๊ดเกอร์ไลท์(Bakelite) หนา 8.0 มม. (5/16") ตัดและเจาะตามรูป (ดูรายละเอียด Detail : A)
4.บานพับทำด้วยสแตนเลสและหมุดย้ำแบบไม่เป็นสนิม (ดูรายละเอียด Detail : B)
5.ซีลกันน้ำ ยึดติดกับฝาปิดด้านในโดยรอบ
6.ตัวยึดเสาอากาศ ทำจากแผ่นเหล็กอาบสังกะสี ความหนา 1.2 มม. (ดูรายละเอียด Detail : C)
7.สังกะสีความหนา 1.2 มม. ยึด SENSOR SWITCH (ดูรายละเอียด Detail : D)
8.ฟิลเตอร์พร้อมกรอบตะแกรงชุบซิงค์กันแมลง ความหนา 0.5 มม.
9.หูล็อคสแตนเลส ด้านละ 1 ตัว (ดูรายละเอียด Detail : E)
10.แขนยึดฝาตู้ทำด้วยสแตนเลสหนา 1.5 มม. พับแบน 1 ด้าน (Hemming)
11.ขั้วยึดสายดินกับสายทองแดงขนาด 4-16 ตร.มม.ทำจากทองเหลือง (ดูรายละเอียด Detail : F)

11.2 ตู้มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบ

11.2.1 ขอบข่าย

ลักษณะรายละเอียดนี้กำหนดความต้องการสำหรับตู้เหล็กสำหรับใช้ติดตั้งมิเตอร์ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบ

11.2.2 คุณสมบัติและรายละเอียดที่ต้องการ

11.2.2.1 ตู้มิเตอร์

11.2.2.1.1 ตู้มิเตอร์ทำด้วยเหล็กแผ่นอาบสังกะสี เหมาะสมสำหรับติดตั้งใช้งานภายนอกอาคาร ผนังหรือบนเสาคอนกรีต

11.2.2.1.2 มิติ และรายละเอียดของตู้มิเตอร์ต้องเป็นไปตามแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

11.2.2.1.3 ตู้มิเตอร์จะต้องมีการทำเครื่องหมายชื่อบริษัทผู้ผลิตหรือเครื่องหมายการค้าของบริษัทผู้ผลิต

11.2.2.2 แป้นรองมิเตอร์ (Fixed auxiliary panel)

11.2.2.2.1 แป้นรองมิเตอร์ทำจากไม้ ไม้อัดน้ำยา หรือพลาสติก

11.2.2.2.2 ขนาดเมื่อตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว มีขนาดความหนา 2 ซม. ± 2 มม. ความกว้าง 30 ซม. ±5 มม. ความยาว 50 ซม. ±10 มม.

11.2.2.2.3 แป้นรองมิเตอร์ ต้องมีคุณภาพดังนี้:

- ต้องไม่แตก ร้าว ผุ ช้ำ ไม่มีตาและโพรง
- เป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง คด งอ หรือ บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น
- กรณีที่เป็นไม้ หรือไม้อัดน้ำยา ต้องเลื่อยด้วยเครื่องจักร ตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน และต้องเป็น ไม้ที่ถูกต้องตามกฎหมาย

11.2.2.3 อุปกรณ์ประกอบตู้มิเตอร์

11.2.2.3.1 พุก (Stud bolt anchors) ทำจากเหล็กอาบสังกะสี ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6.5 มม. ความยาว 40 มม. จำนวน 4 ชุด ต่อ 1 ตู้มิเตอร์ สำหรับใช้ยึดตู้กับผนังคอนกรีต

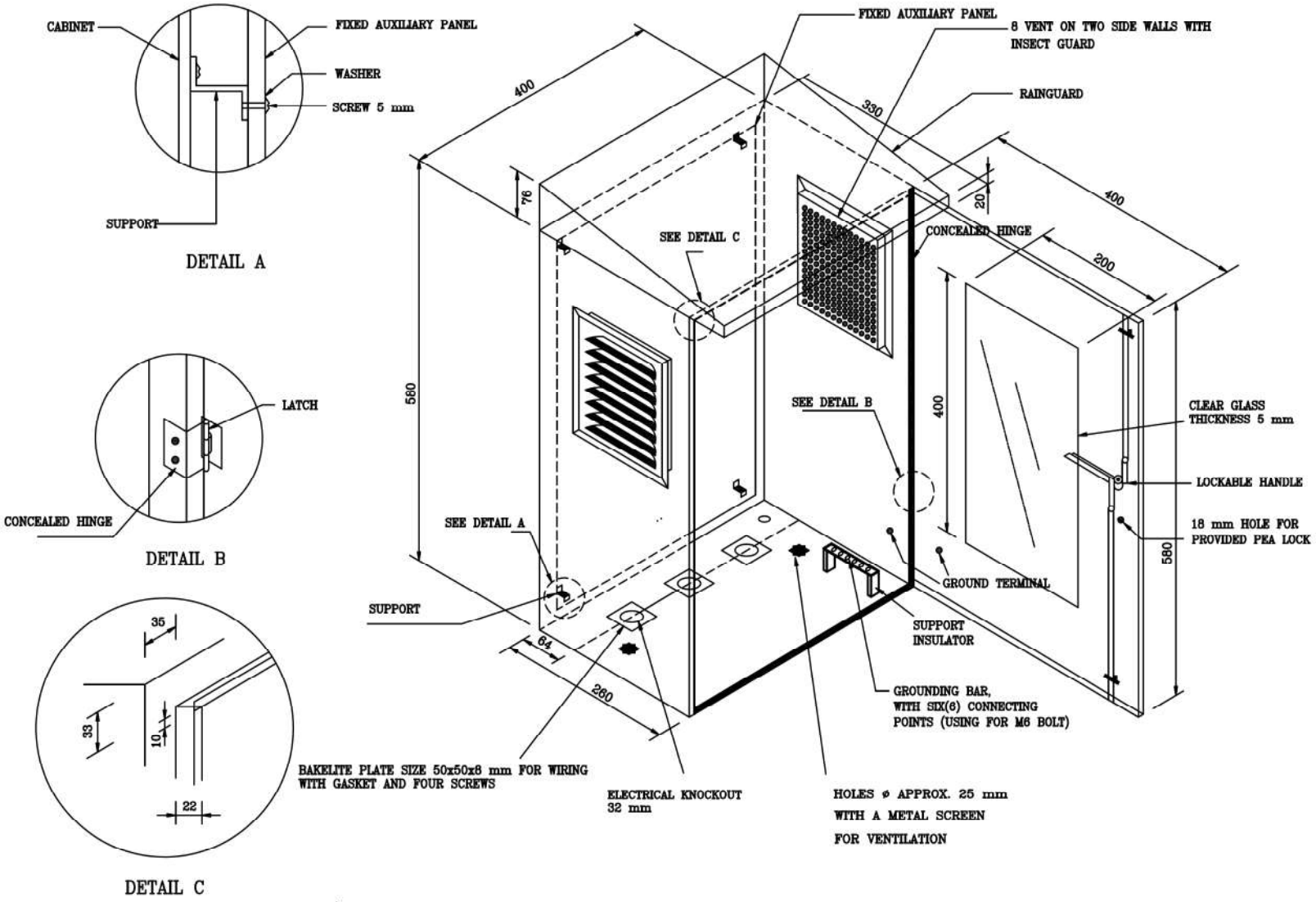
11.2.2.3.2 สลักเกลียว (Bolts) ขนาด M 6 พร้อมนัท (Nuts) จำนวน 6 ชุด ต่อ 1 ตู้มิเตอร์ สำหรับใช้ยึดสายดินกับกราวด์บาร์ (Ground bar)

11.2.3 การบรรจุ

ตู้มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบแต่ละตู้จะต้องถูกบรรจุในบรรจุภัณฑ์ที่เหมาะสม และแต่ละบรรจุภัณฑ์จะต้องห่อหุ้มด้วยแผ่นพลาสติกใส

SPECIFICATION OF THE METER STEEL CABINET

1. THE CABINET SHALL BE FABRICATED FROM SHEET STEEL OF NOT LESS THAN 1.2 mm ± 0.17 mm IN THICKNESS.
2. THE CABINET SHALL BE COATED WITH ZINC BY ELECTROLYTIC METHOD AND THE AVERAGE COATING THICKNESS SHALL BE NOT LESS THAN 0.006 mm
3. THE CABINET SHALL BE WEATHERPROOF AND SUITABLE FOR OUTDOOR INSTALLATION WITH A RAINGUARD OVER THE TOP OF THE DOOR, PERIMETER DOOR AND GASKET.
4. THE DOOR SHALL BE FURNISHED WITH ELECTRO GALVANIZED COATING CONCEALED HINGES AND ALUMINIUM CASTING LOCKABLE HANDLE.
5. THE CIBINET SHALL HAVE PERIMETER STEEL FLANGE FOR SUPPORTING THE DOOR TO PREVENT WATER ENTERING INSIDE. (SEE DETAIL C)
6. THE WINDOW ON THE FRONT DOOR SHALL BE MADE OF CLEAR GLASS AND SHALL BE SEALED AND REPLACEABLE.
7. THE CABINET SHALL HAVE FIXED AUXILIARY PANEL FOR MOUNTING METER.
8. THE GROUNDING BAR SHALL BE MADE OF COPPER WITH TIN PLATED.
9. GROUND TERMINAL SHALL BE SOLDERLESS CLAMP TYPE.



NOTE 1) ALL DIMINSIONS ARE IN mm

2) DIMENSIONAL TOLERANCE IS +10%

(2) Meter Installation Requirements

12 Qualifications

12.1 Required Competencies

All workers employed or contracted by the Contractor shall comply with the minimum competencies necessary provided in **Meter Installer Qualifications and Competencies** to accomplish the specific task or work requirement presented in this RFP. **Meter Installer Qualifications and Competencies** will be provided only to the winning Contractor.

The Contractor shall represent to PEA that the Contractor and its subcontractors, suppliers and agents are properly licensed, fully experienced and qualified to perform the class and type of the Services as specified in this RFP and all appendices attached herein, in addition to being properly insured, equipped, organized, staffed and financed to handle such Services.

The Contractor shall use prudent business practices in its relationships with subcontractors, suppliers and agents. The Contractor shall outline how their employees will meet these minimum competencies and indicate any requested exceptions.

12.2 AMI Meter Installation Training

The Contractor shall install meter endpoint devices for one AMI technology using 4G/3G cellular communication media and meters, and should have the requisite knowledge and skill sets to perform installation functions for AMI systems in an acceptable manner.

12.3 Safety

PEA Safety Objectives. The PEA provides safe products and services to the PEA's customers. Safety is one of the PEA's corporate values and in all that the PEA does; we are committed to deliver products and services safely. The smart meter installer including the supervisor and the team leader shall be trained by PEA for the safety issues. The Contractor shall comply with applicable international and local health and safety laws and requirements.

13 Scope, Schedule, and Project Management

13.1 AMI for C&I Project Meter Installation Scope

The Contractor shall install new meters and associated AMI devices on the segments detailed in บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule). The Contractor shall establish communications with the AMI network corresponding with the type and level of AMI communications to be employed.

13.2 Meter Installation Logistics

13.2.1 Special AMI Meter Installation & Configuration Tools

The Contractor shall identify special purpose equipment needed for all installations. The Contractor will be responsible to locate necessary equipment, and will provide appropriate training on equipment use.

13.2.2 Transportation, Installation Tools, and Worker Uniform

The Contractor shall provide for all transportation, computers, tools, equipment, offices, warehouses, vehicles, and worker uniform, etc. required for a successful AMI meter deployment.

13.2.3 AMI Meter Installation Flyers

The Contractor shall collect flyers/door hangers/brochures/multimedia presentation regarding the AMI and smart meter installation programs from PEA, and reproduce them for delivery to customers during the meter exchange process. The Contractor shall submit the soft copy of the designed flyers/door hangers/brochures/multimedia presentation to PEA.

13.3 Work Scheduling

The Contractor shall propose work schedule to PEA. The proposed work schedule shall be approved by PEA.

13.4 Deployment Plan

The Contractor shall provide a detailed meters deployment schedule that coincides with the final approved AMI system deployment plan(s). This schedule shall be provided to PEA for approval at an agreed on interval at least 7 days prior to the start of system deployment. PEA may provide input concerning installation priorities that must be included in the Contractor's detailed deployment schedule.

13.5 Project Reporting

The awarded Contractor shall provide detailed Project Reports for completed and forecasted meter installations on a weekly or more frequent basis, and compare progress to the work plan. Installation progress shall be reported, and shall include numbers and percentages of meters installed, attempts to complete the installation process, appointments scheduled and completed, and other pertinent installation data.

13.6 Auditing Requirements

PEA may periodically audit the installation Vendor's data management processes, and may recommend or require changes to conform with PEA's data processing requirements.

14 Meter Exchange

14.1 Meter Exchange Work Order

Through automated means, the Contractor shall record all appropriate meter change information and provide the data for upload into PEA's SAP-ISU and MDM/MOMS as early as possible (no later than 12:00 am) the following working day. The Contractor shall ensure that meter change outs occur outside of the billing window so that customer bills are not adversely affected.

The Contractor's work order management system shall accept PEA's Service Order ID. Provide the minimum list of customer and premise information that PEA will need to supply along with PEA's service order number.

14.2 Meter Exchange Data Collection

14.2.1 Basic Meter Exchange Data

The Contractor shall capture and transfer the additional data elements listed below:

- PEA Service Order ID
- ID of the installer (up to 8 characters)
- Date the order is completed
- Read from the removed meter
- Read from the meter being set
- Meter number of the meter being installed
- AMI device ID attached to the meter (this will be dependent on the type of electric meter selected)
- PEA follow-up flag due to incorrect data found in the field
- Comment section to include the incorrect versus correct data found
- PEA's defined data (e.g. phasor diagram, etc.)

14.2.2 Global Positioning System (GPS)

The Contractor shall capture and provision the GPS spherical (latitude, longitude, and altitude) coordinates for each electric meter location with an accuracy not to exceed +/- 3 meters. The Contractor may also suggest an alternate accuracy if an accuracy of +/- 3 meters is not appropriate.

14.2.3 Barcode Data

The Contractor shall extract data from a meter tagged with a barcode or RFID and integrate that data with the other data elements requested from PEA during the installation process. Barcode or RFID data elements include stock number, meter number, manufacturer, and alphanumeric characters that describe the electrical and physical characteristics of the meter.

14.3 Other Work Requirements During Meter Installation

14.3.1 Revenue Protection/Tampering Observations

The Contractor shall review electric metering facilities for obvious signs of tampering including, but not limited to: jumpers, tampered meters, un-metered load on the line side of the meter, damage caused by apparent attempts to open the meter, etc.

The Contractor shall provide means of reporting revenue protection/tampering situations to PEA.

14.3.2 Visual Safety Inspections

The Contractor shall review metering facilities for unsafe situations that may cause harm to individuals.

a) The Contractor shall provide means of reporting unsafe situations.
b) The Contractor will be authorized to mitigate or repair the unsafe condition if it can be accomplished in less than 1 hour of labor.

15 Inventory Management

15.1 Meter Inventory Requirements

The Contractor shall be responsible for managing the meter change out process and for ensuring that removed meters are transferred to the Contractor for retrofit purposes or to PEA for retirement. New and retrofitted meters must be processed through use of an automated system such that meter changes are smoothly completed and PEA meter records and the SAP-ISU are updated via PEA's meter data management system on a daily basis.

15.2 Meter Warehousing and Transfer

PEA will receive all meter and network equipment into inventory system (SAP). PEA will have the electric meters shipped to a central Contractor facility for Contractor receipt and deployment staging. The Contractor shall assume custodial responsibility upon receipt for the weather protection and safeguarding of all PEA assets at all facilities established by the Contractor

throughout the project. Contractor shall provide sufficient areas for the assembly line for smart meter and modem paring and other related assembly works based on PEA's customer database in only one Contractor's factory nearby PEA's headquarter.

15.3 Meter Received Data

PEA shall require from the installation Contractor, upon the receipt of the meter, to create a "Received" file that contains the meter number and date of receipt. The Contractor shall transfer the data to PEA in accordance with the **Section 15: Security Provisions** of this document.

16 Testing

16.1 Meter Sample Testing

PEA will work with the electric meter manufacturer according to PEA's regulation.

16.2 Installation Testing

The Contractor shall complete a post installation meter communications check prior to leaving the site to ensure that the AMI meter and other installed system devices are communicating with the AMI system properly. Test plans shall be developed by the contractor, and approved by PEA.

17 Security Provisions

17.1 Data Exchange

The sensitive nature of the customer information contained in the data files requires the Contractor to ensure the customer data remains private. Data security requirements are the following:

a) Data Transfer. **Basic Meter Exchange Data** shall be secured in transmission and at rest. Data transfer shall be over an encrypted tunnel from PEA and the Contractor site. The data transferred shall also be encrypted and stored on the Contractor's servers in encrypted form until usage of the data is required.

b) **Pretty Good Privacy (PGP) Keys.** The Contractor shall provide PEA with the Contractor's public PGP key. PEA shall provide the Contractor with PEA public PGP key. Data transferred from PEA to the Contractor will be encrypted with the Contractor's public PGP key. Data transferred from the Contractor to PEA will be encrypted with PEA's public PGP key.

c) FTP Server. The Contractor shall provide PEA with a secure FTP server for transfer of **Basic Meter Exchange Data** between PEA and the Contractor. A secure FTP server shall be accessible from Windows 10/8/7/Vista/XP64-bit & 32-bit.

17.2 Handheld Device Security

a) The Contractor shall protect all the data that will be contained in the Contractor's handheld device to perform the new meter installation.

b) The Contractor shall protect the data while transferring the information from the handheld device to the Contractor's servers.

c) The Contractor shall protect the data stored in the Contractor’s servers and computer networks and network via firewalls, host and network based intrusion detection systems, authentication/passwords, regular log monitoring, etc.

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 4 : MOMS System and Customer Energy Portal

List of Acronyms

A/C	Air Conditioning
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
API	Application Programming Interface
AVL	Automated Vehicle Location
CIM-XML	Common Information Model-Extensible Markup Language
CMMI-DEV	Capability Maturity Model Integration-Development
FAT	Factory Acceptance Test
GIS	Geographic Information System
GPS	Global Positioning System
HES	Head-End System
LAN	Local Area Network
MDMS	Meter Data Management System
MEIS	Meter and Equipment Installation System
MEMS	Meter Exception Management System
MIMS	Meter Inventory Management System
MMMS	Meter Maintenance Management System
MPMS	Meter Preventive Maintenance System
MTMS	Meter Time Management System
MOMS	Meter Operation Management System
PEA	Provincial Electricity Authority
QA	Quality Assurance
QC	Quality Control
SAT	Site Acceptance Test
SME	Subject-matter Expert

VPN	Virtual Private Network
WAN	Wide Area Network

Book 4: Meter Operation Management System and Customer Energy Portal

Contents

1 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Meter Operation Management System (MOMS) 5
1.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค 5
1.1.1 การเชื่อมต่อกับระบบต่าง ๆ 5
1.1.2 การบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบ 6
1.2 ระบบย่อยภายในระบบ MOMS 7
1.2.1 ระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS) 7
1.2.2 ระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) 9
1.2.3 ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) 10
1.2.4 ระบบ Meter Inventory Management System (MIMS) 12
1.2.5 ระบบ Meter Time Management System (MTMS) 12
1.2.6 ระบบ Meter Preventive Maintenance System (MPMS) 13
1.2.7 ระบบการออกรายงาน 14
1.2.8 ระบบรายงานเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ Service Level Agreement (SLA) 14
2 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Customer Energy Portal 15
2.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค 15
3 ความต้องการทางด้านเทคนิคของระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของ เจ้าหน้าที่ Help Desk . 17
3.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค 17
4 Implementation and Rollout 18
4.1.1 System Testing & Commissioning 18
4.1.2 Data Migration 20
4.1.3 Training 21

4.1.4 Documentation 21
4.1.5 Configuration/Version Management 22
4.1.6 Production/Acceptance/Transition 23

1 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Meter Operation Management System (MOMS)

Meters Operation Management System (MOMS) เป็นระบบบริหารจัดการมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ ได้แก่ ตู้มิเตอร์, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), ซิมการ์ด โดยระบบรองรับการทำงานตั้งแต่การทดสอบก่อนการติดตั้ง, การประกอบมิเตอร์กับอุปกรณ์, การเตรียมข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าก่อนการติดตั้ง, การติดตั้ง, การตรวจสอบความผิดปกติ, การซ่อมบำรุงตามกระบวนงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การออกรายงานต่าง ๆ ตามความต้องการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค

ระบบ หมายถึง ระบบ Meters Operation Management System (MOMS)

1.1.1 การเชื่อมต่อกับระบบต่าง ๆ

1.1.1.1 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อและทำงานร่วมกับระบบ Head-End System (HES) หรือ ระบบ Meter Data Management (MDM) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.1.1.2 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) และทำงานร่วมกับระบบอื่น ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งประกอบไปด้วย ระบบ SAP, ระบบ DMS และ ระบบ GIS โดยการเชื่อมโยงผ่าน Enterprise Service Bus (ESB)

1.1.1.3 ระบบจะต้องมี ESB ที่สามารถเชื่อมโยงกับ ESB (TIBCO) ที่มีอยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

1.1.1.3.1 จะต้องรองรับการทำงานแบบ Service Oriented Architecture (SOA)

1.1.1.3.2 จะต้องรองรับมาตรฐานทางอุตสาหกรรมเปิด เช่น Common Information Model (CIM)

1.1.1.3.3 จะต้องยินยอมให้ระบบ AMI และ Application อื่น ๆ เข้าสู่ข้อมูลแบบ Real-Time ได้ เช่น การอ่านข้อมูลแบบ On-Demand Read, Meter Ping, และ Outage Notification

1.1.1.3.4 จะต้องเชื่อมโยงกับ Applications ต่าง ๆ ได้อย่างสะดวกและง่าย โดยต้องไม่ไปปรับแต่ง Applications ต่าง ๆ เหล่านั้นแบบ Customization มากจนเกินไป เช่น Message Transformation, Service Callout, และ Protocol Translation เป็นต้น

1.1.1.3.5 จะต้องมี Adapters มาตรฐานหรือแบบ Custom สำหรับเชื่อมโยงกับระบบภายนอก (3rd Party Systems) เช่น ระบบ SAP ERP เป็นต้น

1.1.1.3.6 จะต้องมีความสามารถในการ Logging และ Monitoring

1.1.1.3.7 จะต้องรองรับ Complex Event Processing (CEP) สำหรับการใช้งานในอนาคตได้

1.1.1.4 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) และทำงานร่วมกับระบบฐานข้อมูลของระบบ AMR ระยะที่ 1 และ 2 ได้

1.1.1.5 ระบบจะต้องถูกออกแบบตามกระบวนงานและวิธีปฏิบัติซึ่งต้องได้รับความเห็นชอบ จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.1.2 การบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบ

1.1.2.1 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการจัดการค่าเริ่มต้นต่าง ๆ เช่น การกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งานตามพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกระดับชั้นพื้นที่, การกำหนดวันหยุดประจำปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อใช้ในการออกรายงานของ Customer Energy Portal และโปรแกรมอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง, การกำหนดเงื่อนไขต่าง ๆ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หรือออกรายงาน, การกำหนดข้อมูลประกาศข่าวสาร, การกำหนดข้อมูลที่จะให้ผู้ใช้งานดาวน์โหลดไปใช้ เช่น คู่มือการใช้งานระบบงาน เป็นต้น โดยจะต้องมีหน้าจอ Interface เพื่อให้เจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเข้าไปปรับแก้ไขได้

1.1.2.2 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการบริหารจัดการข้อมูลหลักของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

1.1.2.3 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการ Log In เข้าระบบ ซึ่งจะต้องเป็นลักษณะ Log In ด้วย User เดียวที่สามารถใช้งานได้ทุกระบบภายใต้ระบบหลักของ MOMS

1.1.2.4 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งาน ซึ่งจะต้อง

สามารถกำหนดสิทธิ์การใช้งานได้ทุกระดับชั้นของพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและระดับบุคคล โดยผู้ใช้งานนั้นมีสิทธิ์ดูข้อมูลภายใต้พื้นที่รับผิดชอบเท่านั้น

1.1.2.5 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับรองรับการเปลี่ยนระดับชั้นของผู้ใช้งาน กรณีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการยกระดับฐานะของพื้นที่ หรือปรับเปลี่ยนระดับชั้นของพื้นที่ เป็นต้น ซึ่งรวมถึงข้อมูลและใบงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

1.1.2.6 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบโดยมีระบบ User Management และมีหน้าจอ Interface เพื่อให้เจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเข้าไปปรับแก้ไขได้

1.1.2.7 ระบบจะต้องรองรับการค้นหาข้อมูล โดยมีการกรองจากข้อมูลต่าง ๆ ตามความเหมาะสมของแต่ละระบบงาน เป็นอย่างน้อย ดังนี้ ชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า, ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า, บัญชีผู้ใช้ไฟฟ้า, หมายเลขมิเตอร์ และ พื้นที่การไฟฟ้า

1.1.2.8 ระบบจะต้องมีระบบเก็บ Log ของผู้ใช้งาน และกิจกรรมการใช้งาน (User Log and Activity Log)

1.1.2.9 ระบบจะต้องรองรับทั้งภาษาไทยและภาษาอังกฤษ

1.1.2.10 การออกแบบและพัฒนาระบบ MOMS จะต้องไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของระบบ AMR ระยะที่ 1 และ 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปัจจุบัน

1.1.2.11 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเตรียมเครื่องคอมพิวเตอร์พร้อมอุปกรณ์ประกอบ และลิขสิทธิ์ซอฟท์แวร์ ที่จำเป็นให้เพียงพอในการพัฒนาระบบ MOMS

1.1.2.12 ผู้รับจ้างจะต้องปรับระบบ MOMS รวมถึงระบบย่อยทั้งหมด ปีละ 2 ครั้งตามที่การไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาคกำหนด

1.2 ระบบย่อยภายในระบบ MOMS

ระบบ MOMS ประกอบด้วย ระบบย่อยต่าง ๆ ดังนี้

1.2.1 ระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MEIS ซึ่งเป็นระบบรองรับกระบวนการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องสามารถเชื่อมต่อข้อมูลตั้งต้นจากระบบ PEA SAP โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.1.1 จะต้องมีการบริหารจัดการ ข้อมูลหลักของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ เช่น ตู้มิเตอร์, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), ซิมการ์ด เป็นอย่างน้อย โดยมีฟังก์ชั่นหลัก ดังนี้เป็นอย่างน้อย

1.2.1.1.1 นำเข้า และจัดเก็บข้อมูลหลัก

1.2.1.1.2 บริหารจัดการข้อมูลหลักคือสามารถเพิ่ม,ปรับปรุงและลบ ได้

1.2.1.1.3 สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์กับข้อมูลอุปกรณ์ประกอบได้

1.2.1.1.4 สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์และข้อมูลอุปกรณ์กับข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลของ ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ได้

1.2.1.1.5 เรียกดูข้อมูลหลักในรูปแบบต่างๆ ได้ดังนี้เป็นอย่างน้อย คือ เรียกดูจากหมายเลขมิเตอร์, อุปกรณ์ประกอบ, ผู้ใช้ไฟฟ้า, เรียกแยกตามกลุ่มข้อมูล เช่น กลุ่มมิเตอร์ประกอบ CT แรงสูง/ต่ำ, กลุ่มขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า และต้องสามารถจัดเรียงลำดับข้อมูลที่แสดงผลตามที่ต้องการได้

1.2.1.2 ระบบจะต้องสามารถรองรับกระบวนการทำงาน และตรวจสอบสถานะความเคลื่อนไหวของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ ภายใต้กระบวนการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น การติดตั้งมิเตอร์ใหม่, การสับเปลี่ยนมิเตอร์, การตัดฝากมิเตอร์, การยกเลิกการใช้หรือรื้อถอน, และ การติดตั้งหรือสับเปลี่ยนเพื่อทดแทนรายเดิม

1.2.1.3 ระบบสามารถแสดงจำนวนมิเตอร์ตามพื้นที่การติดตั้ง, สถานะของการติดต่อ โดยสามารถแสดงในรูปแบบ ข้อมูล และแผนภาพที่มีตำแหน่งการติดตั้งของมิเตอร์ (Meter Location) บนแผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย อาทิเช่น ESRI ArcGIS Land-Based Data ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกกฎหมายในการใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่นั้นให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วย

1.2.1.4 ระบบสามารถรองรับกระบวนการแก้ไขปรับปรุงข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า โดยให้มีขั้นตอนการ Request และขั้นตอนการ Approve จาก Authorized Person

1.2.1.5 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) กับระบบอื่น ๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อนำเข้าข้อมูลตั้งต้นสำหรับการติดตั้งมิเตอร์จำนวนมาก (Bulk Meter Installation) ในช่วงดำเนินโครงการได้

1.2.1.6 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะของการติดตั้งมิเตอร์ใหม่ ยกตัวอย่างเช่น Install Complete, Install Incomplete, Waiting for Installation, และ Commissioning Success

1.2.1.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงรายงานสรุปผลการติดตั้งมิเตอร์ใหม่ โดยให้เปรียบเทียบ ผลลัพธ์ตามแผน และ ผลลัพธ์ที่ได้จริง เป็นอย่างน้อย

1.2.1.8 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application โดยผู้ใช้งานสามารถกรอกข้อมูลการติดตั้งมิเตอร์จากหน้างาน (Field Site) และอื่น ๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย วันที่ติดตั้ง, ข้อมูลติดต่อของผู้ใช้ไฟ เช่น ชื่อ ที่อยู่ เป็นต้น, ข้อมูลของมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), Latitude และ Longitude (กรอกแบบอัตโนมัติโดยใช้ตำแหน่งจาก Smart Device), ค่าความต้านทาน Ground, ระดับความเข้มของสัญญาณที่รับได้จากโครงข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ 4G/3G (Received Signal Strength), ลำดับเฟส (Phase Sequence: RST/TSR), ภาพถ่ายการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบก่อนและหลังการติดตั้ง แบบ on line ได้ โดยระบบต้องสามารถรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application

1.2.2 ระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MEMS ซึ่งเป็นระบบการติดตามเฝ้าระวังความผิดปกติที่เกิดขึ้นกับมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยระบบสามารถเชื่อมต่อกับระบบ MDM, ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) และระบบ Customer Energy Portal โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.2.1 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะการทำงานของมิเตอร์และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่ผิดปกติ (Alarm) ได้ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย Terminal Cover Open ที่มิเตอร์, Limit Switch Open ที่ตู้มิเตอร์, Clock Failure, Memory Failure, Battery Failure, VT Failure, Unbalance Current (3P3W Only), Reverse Power, Current By-passing, Incorrect Phase Rotation เป็นต้น

1.2.2.2 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะของ Event ดังต่อไปนี้ Received Signal Strength ต่ำกว่าค่า Threshold โดยค่า Threshold สามารถกำหนดได้ เป็นอย่างน้อย

1.2.2.3 ระบบจะต้องสามารถระบุตัวมิเตอร์ที่มีความผิดปกติตามนิยาม/กรรมวิธีตรวจสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากข้อมูล Load Profile ได้

1.2.2.4 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูล Event และ Alarm ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ในรูปแบบที่แสดงบน Dashboard ได้

1.2.2.5 ระบบจะต้องสามารถปรับปรุงสถานะ (Update Status) เมื่อ Event หรือ Alarm ที่เกิดขึ้นมาได้กลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว

1.2.2.6 ระบบจะต้องสามารถแสดงค่าความสำเร็จ (Success Rate) ในการสื่อสารได้

1.2.2.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานการณ์การทำงานที่ผิดปกติในปัจจุบัน และสามารถเรียกดูประวัติการทำงานที่ผิดปกติย้อนหลังได้

1.2.2.8 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อกับ Work Order สำหรับการบำรุงรักษา (Maintenance) โดยสามารถกำหนดให้เปิดงานจาก Event และ/หรือ Alarm ที่ส่งมาจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้

1.2.2.9 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อกับ Customer Energy Portal เพื่อแสดงผลการวิเคราะห์หาสาเหตุของ Alarm ที่เกิดขึ้นจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้

1.2.2.10 ระบบจะต้องสามารถตั้งค่าเงื่อนไขการตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ได้

1.2.2.11 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.2.12 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และจะต้องรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application ได้

1.2.3 ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MMMS ที่รองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของผู้รับจ้างและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต้องรองรับกระบวนการทำงาน (Work Flow) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยระบบสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) และระบบ Customer Energy Portal โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.3.1 มีระบบเปิดและปิดงานซ่อม แบบ Manual และแบบอัตโนมัติ โดยการเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) โดยระบบเปิดและปิดงานซ่อมแบบอัตโนมัตินั้นสามารถกำหนดให้เปิดงานจาก Event และ/หรือ Alarm ที่ส่งมาจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้

1.2.3.2 ต้องติดตามและแสดงสถานะ การดำเนินการซ่อม เช่นเปิดงาน ปิดงาน จะต้องเปิดงานตั้งแต่ได้รับใบสั่งงาน (Work Order) หรือ อยู่ระหว่างการดำเนินการ เป็นอย่างน้อย

1.2.3.3 ระบบจะต้องรองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสามารถส่งใบงานไปยัง เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้รับจ้าง ที่มีหน้าที่รับผิดชอบและได้รับมอบหมายให้ทำหน้าที่ ดำเนินการต่อไป

1.2.3.4 ระบบจะต้องสามารถปรับปรุงสถานะ (Status Update) ของใบงานที่ได้ถูกส่งไปตามลำดับ

1.2.3.5 ระบบจะต้องสามารถแจ้งนัดหมาย (Appointment) ระหว่างผู้รับจ้างและการไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาค สำหรับงานซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์หน้างาน

1.2.3.6 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ Application อื่นที่ใช้ในการนำทาง (Navigation) โดยใช้แผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย ไปยังตำแหน่งของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบที่ต้องการซ่อมบำรุง โดยจะต้องรองรับผู้ใช้งานที่เข้ามาพร้อม ๆ กัน (Concurrent Users) จำนวนไม่น้อยกว่า 100 คน

1.2.3.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะสำหรับงานซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยสามารถค้นหาข้อมูลโดยใช้ข้อมูลดังต่อไปนี้สำหรับค้นหา เช่น วัน เวลา, เลขที่บัญชีผู้ใช้ไฟฟ้า (Contract Account Number), รหัสมิเตอร์ (PEA Number), รหัสหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), หมายเลขพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, และ Event และ Alarm เป็นอย่างน้อย

1.2.3.8 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) กับระบบ SAP ในปัจจุบัน ของการไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาค ผ่านทาง Enterprise Service Bus (ESB) เพื่อส่งผ่านข้อมูลระหว่างกัน ในเรื่องที่เกี่ยวกับ ใบสั่งงาน การซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ และ ข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็น

1.2.3.9 บันทึกงานแจ้งซ่อม โดยมีข้อมูลการบันทึก อย่างน้อย ดังนี้ ผู้แจ้ง, ผู้รับแจ้ง, ผู้ปฏิบัติงาน, วิธีการปฏิบัติ, วันที่แจ้งและวันที่ปฏิบัติงานโดยสามารถแนบไฟล์ประกอบได้

1.2.3.10 เก็บประวัติงานซ่อมบำรุง และเรียกดูย้อนหลังได้

1.2.3.11 บริหารจัดการ การจัดกลุ่มพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับพื้นที่การให้บริการซ่อมบำรุงของผู้รับจ้าง

1.2.3.12 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.2.3.13 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.3.14 ระบบต้องติดตามและวัดผลการซ่อมบำรุงในแต่ละใบงานเพื่อใช้ในการประเมินผลการให้บริการของผู้รับจ้าง

1.2.3.15 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ

1.2.3.16 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และจะต้องรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application ได้ โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้

1.2.4 ระบบ Meter Inventory Management System (MIMS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MIMS ซึ่งเป็นระบบรองรับกระบวนการบริหารจัดการพัสดุมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องสามารถเชื่อมต่อข้อมูลจากระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.4.1 ระบบจะต้องสามารถรองรับกระบวนการเบิกจ่าย มิเตอร์และอุปกรณ์ ในกรณีต่างๆ ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย การติดตั้งมิเตอร์, การส่งซ่อม, การสับเปลี่ยน, การเคลื่อนย้าย (ติดตามสถานะการจัดส่งของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ)

1.2.4.2 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูลประวัติย้อนหลัง การเคลื่อนไหว, การเคลื่อนย้ายของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบที่เชื่อมโยงต่อเนื่องกัน, ประวัติการชำรุดของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

1.2.4.3 ระบบจะต้องสามารถติดตามและตรวจสอบการส่งซ่อม/เปลี่ยนมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบไปยังผู้รับจ้างในระยะเวลาประกันมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

1.2.4.4 ระบบจะต้องสามารถเก็บรวบรวมสถิติการชำรุดของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยระบุสาเหตุทั้งจากคุณภาพและไม่ได้มาจากคุณภาพ จำนวน และ ร้อยละการชำรุด เป็นอย่างน้อย และสามารถแสดงค่าสถิติโดยเลือกแสดงตาม สาเหตุทั้งจากคุณภาพและไม่ได้มาจากคุณภาพ ช่วงเวลา ประเภทของมิเตอร์ เป็นอย่างน้อย โดยสามารถแสดงในระดับเขตการไฟฟ้า เป็นอย่างน้อย

1.2.4.5 ระบบจะต้องแจ้งพัสดุชำรุดแบบ Manual ได้

1.2.4.6 ระบบจะต้องสามารถจัดคิวส่งพัสดุมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถกำหนดลำดับคิวได้

1.2.4.7 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.2.4.8 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.4.9 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ

1.2.4.10 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และจะต้องรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application ได้ โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้

1.2.5 ระบบ Meter Time Management System (MTMS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MTMS ซึ่งเป็นระบบบริหารจัดการมิเตอร์ที่เวลาคลาดเคลื่อนจากเวลามาตรฐาน โดยต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) ได้ โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.5.1 ระบบจะต้องสามารถตรวจสอบเวลาคลาดเคลื่อนของมิเตอร์ทั้งแบบกลุ่ม และ แบบเดี่ยว โดยจะต้องสามารถแสดงระยะเวลาคลาดเคลื่อนระหว่างมิเตอร์เทียบกับเวลามาตรฐาน

1.2.5.2 ระบบจะต้องรองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสามารถส่งใบงานไปยัง เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้รับจ้าง ที่มีหน้าที่รับผิดชอบและได้รับมอบหมายให้ทำหน้าที่ ดำเนินการต่อไป

1.2.5.3 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูลประวัติย้อนหลังเวลาของมิเตอร์ที่คลาดเคลื่อนในแต่ละวัน

1.2.5.4 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ Event Log และ Load Profile เพื่อใช้ในการปรับปรุงค่าใช้ไฟฟ้าได้

1.2.5.5 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.2.5.6 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.5.7 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ

1.2.5.8 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และจะต้องรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application ได้ โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้

1.2.6 ระบบ Meter Preventive Maintenance System (MPMS)

ระบบ หมายถึง ระบบ MPMS ซึ่งเป็นระบบบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้

1.2.6.1 ระบบจะต้องสามารถแจ้งและเปิดใบงานเพื่อตรวจสอบมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบตามวาระทั้งในรูปแบบ Manual และ Automatic เพื่อใช้สำหรับการซ่อมบำรุงและวางแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)

1.2.6.2 ระบบจะต้องสามารถเก็บประวัติการสับเปลี่ยนแบตเตอรี่ของมิเตอร์เพื่อใช้สำหรับการซ่อมบำรุงและวางแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)

1.2.6.3 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.2.6.4 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.6.5 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ

1.2.6.6 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และจะต้องรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application ได้ โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้

1.2.7 ระบบการออกรายงาน

รายงาน หมายถึง รายงานสรุปผลข้อมูลย้อนหลัง, รายงานสถิติ และรายงานสรุปผลรวมต่างๆ โดยสามารถเลือกแสดงผลเป็น รายวัน, รายสัปดาห์, รายเดือน, รายปี และตามช่วงเวลา และสามารถ Export รายงานออกมาในรูปแบบ PDF และ MS Excel โดยเลือกการกรองเงื่อนไขออกรายงานจากข้อมูลต่างๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย

1.2.7.1 เลือกตามพื้นที่การไฟฟ้า

1.2.7.2 เลือกตามชนิดของมิเตอร์, อุปกรณ์, กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ, ขนาดการใช้ไฟฟ้า และชนิดการเกิดความผิดปกติของมิเตอร์ เป็นต้น

1.2.7.3 เลือกระบุเฉพาะรายที่ต้องการ

1.2.7.4 รายงานข้อมูลประวัติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง kW, kWh, kVar, kVarh, Voltage, Current และ Power Factor

1.2.7.5 รายงานข้อมูลผลรวมการใช้ไฟฟ้า kW, kWh, kVar, kVarh

1.2.7.6 รายงานประวัติการสับเปลี่ยน และการซ่อมบำรุง ของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

1.2.7.7 รายงานสถิติการสับเปลี่ยน และการซ่อมบำรุง ของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

1.2.7.8 รายงานประวัติ และสถิติของการทำงานผิดปกติของมิเตอร์

1.2.7.9 รายงานประวัติ และสถิติมิเตอร์อ่านหน่วย เช่น จำนวนมิเตอร์ในแต่ละรอบการอ่านหน่วยทั้งที่อ่านได้และไม่ได้ โดยสามารถระบุสาเหตุแบบแยกรายการได้ เช่น อยู่ระหว่างการรอมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบการรอเจ้าหน้าที่เข้าตรวจสอบ และ อื่น ๆ เป็นอย่างน้อย

1.2.7.10 รายงานสรุปแสดงจำนวนมิเตอร์ตามพื้นที่การติดตั้ง, สถานะการติดต่อ โดยสามารถแสดงในรูปแบบ ข้อมูล และแผนภาพ

1.2.7.11 ทั้งนี้รายงานต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดรูปแบบ

1.2.8 ระบบรายงานเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ Service Level Agreement (SLA)

1.2.8.1 ระบบจะต้องสามารถแสดงเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ ตาม 1.1 (1) เงื่อนไขเฉพาะงานข้อ 6

1.2.8.2 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.2.8.3 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

1.2.8.4 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application

2 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Customer Energy Portal

ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำ Customer Energy Portal ในรูปแบบของ Web Application ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบงานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร และ รองรับระบบปฏิบัติการทั้งแบบ Windows ผ่านคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล และ Mobile Application ที่รองรับระบบปฏิบัติการ Android version ล่าสุด และ iOS version ล่าสุด ผ่านโทรศัพท์เคลื่อนที่ Smart Phone และ Tablet ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด โดยต้องมีคุณสมบัติดังนี้

2.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค

2.1.1 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำ Customer Energy Portal ในรูปแบบของ Web Application และ Mobile Application ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบ AMI และ/หรือ ระบบอื่นของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เป็นอย่างน้อย

2.1.2 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา และ ติดตั้งคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง สำหรับ Customer Energy Portal ณ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.1.3 Customer Energy Portal จะต้องมีความพร้อมในการใช้งาน (Availability) ไม่น้อยกว่า 99% เมื่อมีผู้ใช้งานพร้อม ๆ กัน (Concurrent Users) เข้ามาในระบบ ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ (ดูข้อมูลเพิ่มเติมใน Appendix C User Counts HES NMS MDMS MOMS)

2.1.4 Customer Energy Portal จะต้องสามารถแสดงความเชื่อมโยง (Linkage) ระหว่างข้อมูล Load Profile และ ข้อมูล Billing ได้

2.1.5 Customer Energy Portal จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ AMR Power Plus ของระบบอ่านหน่วยมิเตอร์อัตโนมัติ (Automatic Meter Reading: AMR) ระยะที่ 1 และ 2 โดยผู้ใช้งานสามารถเข้าสู่ระบบ Customer Energy Portal โดยใช้หน้าจอ User Interface เดียวกัน และมี การยืนยันตัวตนของผู้ใช้งาน การแสดงผลและเปรียบเทียบข้อมูล Load Profile ทั้งแบบกลุ่มและเฉพาะราย ข้อมูลใบอ่านหน่วย เป็นอย่างน้อย

2.1.6 มีระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้ในการเข้าถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยถูกกำหนดสิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลจากระบบการจัดการสิทธิ์จากส่วนกลาง

2.1.7 การเข้าระบบ (User Login) ต้องมีรายละเอียดดังนี้

2.1.7.1 กำหนดให้ต้องมีการใส่ User ID และ Password ก่อนเข้าระบบทุกครั้ง

2.1.7.2 ระบบสามารถจดจำ User ID และ Password โดยใช้เทคโนโลยีการ Authentication ผ่าน Touch ID/Face ID เมื่อใช้งานระบบผ่าน Mobile Application

2.1.7.3 ผู้ใช้สามารถกำหนดหรือเปลี่ยนรหัสผ่านได้เอง

2.1.8 การเลือกรูปแบบการแสดงผลของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า

2.1.8.1 Load Profile

2.1.8.1.1 สามารถเลือกคาบเวลา (Period) ที่ต้องการแสดง เป็น ราย 15 นาที, รายวัน, สัปดาห์, เดือน และปี โดยสามารถเลือกช่วงเวลา (Duration) ในการแสดงผล โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถกำหนดจำนวน record ที่ใช้ในการแสดงผลของแต่ละประเภท Period ได้

2.1.8.1.2 สามารถเลือกดูค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ได้ ดังนี้

2.1.8.1.2.1 Demand kW (Import and Export), Demand kVar (Import and Export)

2.1.8.1.2.2 kWh (Import and Export), kVarh (Import and Export)

2.1.8.1.2.3 Current, Voltage

2.1.8.1.2.4 Phasor Diagram

2.1.8.2 Billing History

2.1.8.2.1 สามารถเลือกคาบเวลา (Period) ที่ต้องการแสดง เป็น รายเดือน และปี โดยสามารถเลือกช่วงเวลา (Duration) ในการแสดงผล

2.1.8.1.2 สามารถเลือกดูค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ได้ ดังแสดงในตาราง Book 2: Table of Billing History

2.1.9 สามารถแสดงผลในรูปแบบต่างๆ ดังนี้

2.1.9.1 ต้องมีรูปแบบการแสดงผล มีทั้งรูปแบบตารางข้อมูล และรูปแบบกราฟ โดยสามารถเลือกแสดงเป็นกราฟเส้น และกราฟแท่งได้

2.1.9.2 สามารถแสดงผลการเปรียบเทียบข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยสามารถเลือกแสดงข้อมูลเปรียบเทียบเป็น วัน, สัปดาห์, เดือน และปี

2.1.9.3 สามารถแสดงผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยสามารถเลือกแสดงผลรวมของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า, กลุ่มประเภทธุรกิจ, กลุ่มขนาดกิจการ และ กลุ่มพื้นที่การไฟฟ้า เป็นอย่างน้อย

2.1.9.4 แสดงข้อมูลใบจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าทุกรอบการอ่านหน่วยในรอบเดือน โดยสามารถเลือกดูเดือนย้อนหลังได้, แสดงข้อความเตือนกรณีมิเตอร์รายนั้นไม่สามารถติดต่อได้ในรอบการอ่านหน่วย

นั้น และรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าในรายที่มีการติดตั้งมิเตอร์แบบ Summation โดยสามารถเลือกแสดงข้อมูลทั้งในผลรวมทุกวงจร และ แสดงข้อมูลแยกแต่ละวงจร

2.1.9.5 สามารถเรียกดูข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ย้อนหลังได้ ไม่น้อยกว่า 3 ปี

2.1.9.6 ต้องมีการออกแบบ การแสดงหน้าจอในขนาดที่เหมาะสมกับ โทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet) ที่รองรับระบบปฏิบัติการ Android และ iOS

2.1.9.7 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเตรียมเครื่องคอมพิวเตอร์พร้อมอุปกรณ์ประกอบ และลิขสิทธิ์ซอฟท์แวร์ที่จำเป็นให้เพียงพอในการพัฒนาระบบ Web Application และ Mobile Application ที่รองรับการเข้าถึงข้อมูลด้วย โทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet)

2.1.9.8 ผู้รับจ้างจะต้องพัฒนาระบบ Web Application และ Mobile Application ที่รองรับทั้งข้อมูล Load Profile และ Billing ทั้ง Export และ Import โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้ไฟให้เข้าใช้งานได้ทั้ง Export และ Import หรือ บางส่วน

2.1.9.9 ผู้รับจ้างต้องปรับปรุง (Customization) ระบบ Web Application และ Mobile Application ที่รองรับการเข้าถึงข้อมูลด้วย โทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet) ซึ่งต้องได้รับการอนุมัติจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2 ครั้งต่อปี

2.1.10 Customer Energy Portal จะต้องสามารถดูข้อมูล Load Profile ที่เป็นปัจจุบันแบบ Near Real-Time แต่ไม่เกิน 30 นาที

3 ความต้องการทางด้านเทคนิคของระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของ เจ้าหน้าที่ Help Desk

ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Helpdesk โดยใช้งานผ่านระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS และ/หรือ ระบบ MOMS โดยระบบอำนวยความสะดวกจะต้องมีหน้าจอ User Interface สำหรับอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Helpdesk โดยมีฟังก์ชั่นต่างๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย

3.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค

3.1.1 สามารถตรวจสอบสถานะ การทำงานของผู้รับจ้าง เช่น อยู่ระหว่างดำเนินการ, ดำเนินการเสร็จสมบูรณ์ และเกิดความผิดปกติ เป็นอย่างน้อย

3.1.2 สามารถตรวจสอบจำนวนมิเตอร์ตามเงื่อนไขต่างๆ ได้ เช่น จำนวนมิเตอร์ในแต่ละรอบบิล, จำนวนมิเตอร์ที่อ่านหน่วยไม่ได้ในรอบบิลนั้น เป็นอย่างน้อย และสามารถ Export ให้อยู่ในรูปแบบ MS Excel ได้

3.1.3 สามารถสั่งให้ระบบทำงาน Re-generate ในบางขั้นตอนกรณีที่เกิดปัญหา หรือมีบางมิเตอร์ที่อ่านหน่วยไม่ได้ในวันรอบบิลนั้น โดยไม่ต้องเริ่มต้นใหม่ทั้งหมด และจะต้องไม่กระทบกับงานที่เสร็จสมบูรณ์ไปแล้ว โดยสามารถเลือก Re-generate แบ่งได้ตามระบบงานย่อย, ตามการไฟฟ้าเขต และการไฟฟ้าหน้างาน เช่น Re-generate เฉพาะบางรายงาน ในการไฟฟ้าหน้างานนั้นๆ ได้ เป็นอย่างน้อย

3.1.4 มีระบบในการนำ Voice of Customer (VOC) มาใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาการร้องเรียน และพัฒนากระบวนการในการให้บริการของเจ้าหน้าที่ Help Desk และ นำ Chat Bot มาใช้ในการตอบปัญหาข้อร้องเรียนต่าง ๆ จากผู้ใช้ไฟฟ้า

3.1.5 มีระบบการกำหนดสิทธิ์ของผู้ใช้งาน

3.1.6 ระบบต้องรองรับผู้ใช้งานได้ไม่น้อยกว่า 100 ราย

4 Implementation and Rollout

4.1.1 System Testing & Commissioning

Refer to Book 7 Non-functional requirements. The Contractor shall be accountable for overall System Testing & Commissioning, including functional tests, integration tests, performance and availability tests, and site acceptance tests (SAT) as follows.

Test plan: Contractor shall develop the overall system test plan for the project to meet PEA specific and integration needs with the consultation and approval of PEA. The test plan must cover as a minimum system tests, integration tests, performance tests, stress tests, availability tests, security tests, and final end-to-end process acceptance tests. The plan must also include for each test the required hardware and software, test data, test resources, and the acceptance criteria.

Test procedures: Consulting with PEA as needed, Contractor shall develop integrated test procedures, including all tests specified in the test plan and the expected results of each test. As a minimum, the test procedures need to cover functional tests, integration, business process – operational tests, performance tests, availability tests, scalability and stress tests, and security tests.

There must also be traceability between the tests and all functional, technical, and performance requirements. Contractor shall provide a requirements tracking mechanism to verify that every functional, integration, and performance requirement has been tested.

Test data: PEA shall collect the data required for the tests according to the test plan. Contractor shall provide sample, standard test data where PEA data is not readily available.

System tests: Contractor shall be responsible for the setup, staging, and completion of the system tests at PEA. PEA at its option may choose to perform certain tests with assistance from Contractor.

Functional tests: Functional tests will commence after successful completion of the system tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and execution of functional testing at PEA facilities.

Integration tests: Integration tests will commence after successful completion of the system tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and performance of the integration tests at PEA facilities. PEA may provide some of the test resources and drive the existing utility information systems for the integration tests. PEA will complete and signoff the tests. Contractor shall facilitate PEA in driving the MOMS and Customer Energy Portal System applications for these tests as needed.

Performance Tests: After successful completion of the integration tests, the performance tests will cover system response time, system and data availability, security, scalability and stress tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and completion of these performance tests

at PEA. PEA may choose to perform some of the tests with assistance from the MOMS and Customer Energy Portal System Contractor instead of the Contractor.

Final acceptance (SAT): PEA will perform the final system acceptance test to ensure readiness of the system to support the to-be business processes end-to-end. Contractor shall help coordinate the tests.

SYSTEM TESTING & COMMISSIONING TASK DELIVERABLES:

1. MOMS and Customer Energy Portal System test plan
2. MOMS and Customer Energy Portal System test procedures
3. Requirements verification tracking mechanism
4. Functional test environment and report
5. Requirements verification tracking mechanism
6. Integration test environment and report
7. Performance test environment and report
8. Overall system test report

4.1.2 Data Migration

The Contractor shall develop software for loading, extraction and transformation of data into MOMS and Customer Energy Portal System. The Contractor shall be accountable for successful migration of data from legacy systems to new systems.

DATA MIGRATION TASK DELIVERABLES:

1. Software for data extraction and transformation
2. Software for loading data into MOMS and Customer Energy Portal System
3. Data migration

4.1.3 Training

Refer to Book 7 Non-functional Requirements. The following outlines the minimum training requirements.

1. Develop training plan.
2. Deliver standard training materials and tailor them for the PEA system environment, configurations, and business processes.
3. Provide training to the following user groups as a minimum:
    a. System administrators
    b. System configuration
    c. System and application support
    d. Area office users
    e. Read-only users such as management
4. Develop cheat sheets and Frequently Asked Questions to users

4.1.4 Documentation

General requirements for documentation refer to **Book 7 Non-functional requirements.** The following recaps the documentation requirements of the other tasks.

DOCUMENTATION TASK DELIVERABLE:

1. System interface control document for all required interfaces
2. Configuration/Version Management document updates as needed
3. Standard user manual
4. Standard application guide
5. Standard system administration and support manual
6. System configuration tools and manual
7. Standard database management manual

8. Standard MOMS and Customer Energy Portal database management manual
9. Standard database schema and data loading tools documentation
10. Data extraction/conversion Documentation
11. Documentation for the MOMS and Customer Energy Portal products per the system integration design
12. Standard training manuals
13. System development manual, including the use of supplied system configuration tools, the design and use of all supplied Application Programming Interfaces (API), MOMS and Customer Energy Portal operational and historical database schemas, etc.
14. Configuration/Version Management document updates as needed

4.1.5 Configuration/Version Management

a) Configuration/Version Management Plan: The Contractor shall devise and document the plan and processes for PEA to maintain the configurations and versions of hardware, software, and documents received over the project development and deployment lifecycle. Hardware configurations shall include application servers, database servers, user workstations, as well as the networking infrastructures. Software version and configuration management shall include periodic software patches, new releases, and upgrades of individual system components of the MOMS and Customer Energy Portal System software, including server and client applications from their respective Contractors. Documents shall include updated system manuals, user manuals, training manuals, database schema and dictionaries, test plan and test procedures, etc.

b) Application Software: The Contractor shall provide the software updates as needed during the project lifecycle.

c) Documentation: The Contractor shall provide updates to the documents as needed during the project lifecycle, from requirements and design to system implementation and final production.

CONFIGURATION/VERSION MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:

- Configuration/version management plan
- Software patches and updates as needed
- Document updates as needed
- Manage all versions to ensure interoperability

4.1.6 Production/Acceptance/Transition

a) Implementation, Transition and Rollout plan: The Contractor shall develop a production implementation, transition and rollout plan to guide PEA through the production, conversion, business transition and rollout stages of the MOMS and Customer Energy Portal System information systems implementation.
b) Data conversion/migration: The Contractor shall convert or migrate the data from legacy systems to the MOMS and Customer Energy Portal System information systems per the Implementation/Transition/Rollout plan developed above.
c) System Rollout: The Contractor shall provide support as required according to the respective warranty and ongoing maintenance and support agreements during this period.
d) Product support: The Contractor shall provide the product support and experienced staff throughout the entire contract.
e) Training of PEA Support Team: During the production support period, the Contractor shall provide on-the-job training to PEA support team.

f) Transition Support: After the contracted period, The Contractor shall continue to provide an additional 30 days of support to PEA.

PRODUCTION/ACCEPTANCE/TRANSITION TASK DELIVERABLES:

- Implementation, transition and rollout plan
- Primary support for an additional 30 days of transition support period
- On-the-job training for PEA support team during the production support period
- Production and transition support as needed (part of ongoing maintenance and support agreement)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 5 : IT Infrastructure and Minimum Sizing

List of Acronyms

AMI	Advanced Metering Infrastructure
ESB	Enterprise Service Bus
HES	Head-End System
IPS	Intrusion Prevention System
IT	Information Technology
LAN	Local Area Network
NMS	Network Management System
MDMS	Meter Data Management System
MOMS	Meter Operation Management System
PEA	Provincial Electricity Authority
VM	Virtualized Machine
WAN	Wide Area Network

Book 5: IT Infrastructure and Minimum Sizing

Contents

1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค 5

2 สถาปัตยกรรมของระบบ IT (IT System Architecture) 6

2.1 IT System Configuration 6

2.2 Production System 6

2.3 Staging System 6

2.4 Development/Training System 7

3 การบริหารจัดการระบบ Production (ProductionManagement) 8

3.1 กระบวนการ Production Release 8

4 การบริหารจัดการ System Failure (System FailureManagement) 9

4.1 การตรวจจับ Failure (Failure Detection) 9

4.2 การบริหารจัดการ Redundancy และ Failure (Redundancy and Failure Management) 9

5 คุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำของอุปกรณ์เทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Specification) 10

5.1 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด 10

5.2 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 9 ชุด 11

5.3 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จำนวนอย่างน้อย 16 ชุด 13

5.4 อุปกรณ์ Hardware Security Module จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง 14

5.5 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด 16

5.6 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 17

5.7 อุปกรณ์สลับสัญญาณสำหรับ Storage (SAN Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง 18

5.8 อุปกรณ์ตู้จัดเก็บอุปกรณ์ (Rack Server) ขนาด 42 U และ จอ Monitor & Keyboard จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง 19

5.9 อุปกรณ์ Load Balancer จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง 19

5.10 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่ายหลัก (Core Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง 21

5.11 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (L3 Switch) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง..... 22

5.12 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (Access Switch) จำนวนอย่างน้อย 4 เครื่อง..... 23

5.13 อุปกรณ์ SSL VPN จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง 23

5.14 อุปกรณ์ป้องกันระบบเครือข่าย Distributed Denial of Service Protection จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง 24

5.15 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System สำหรับ Internet Zone จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง..... 25

5.16 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System สำหรับ Meter Zone จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง 26

5.17 อุปกรณ์บริหารจัดการ Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง 27

5.18 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 3 เครื่อง 28

5.19 อุปกรณ์บริหารจัดการ Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง..... 29

5.20 อุปกรณ์ระบบตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง..... 30

5.21 ระบบจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์ (Security Information and Event Management) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ..... 31

5.22 ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Antivirus for Server) จำนวนอย่างน้อย 36 ชุด 32

5.23 ระบบตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์เครือข่าย, คอมพิวเตอร์แม่ข่าย, และประสิทธิภาพของระบบฐานข้อมูลจำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ..... 32

5.24 ระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ..... 33

5.25 ระบบ One Time Password (OTP) “ชุดรหัสผ่านที่เป็นตัวเลข” จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ 35

5.26 คอมพิวเตอร์ Notebook จำนวน 30 ชุด..... 37

5.27 เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) สำหรับ Dash Board และ Monitoring and Control ณ. ศูนย์ AMI Data Center จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด..... 37

5.28 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 38

5.29 ระบบจัดการทรัพยากรส่วนกลางของชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Management for Hypervisor) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด..... 39

5.30 ระบบสำรองข้อมูลจำนวน 1 ระบบ 40

5.31 ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล (Software and Information Integrity) จำนวน 1 ระบบ 41

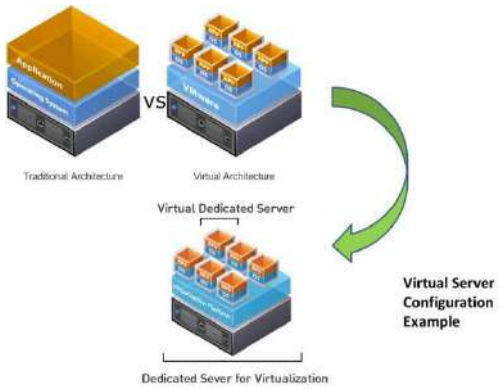
1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค

ในบทนี้จะกล่าวถึงความต้องการทางด้าน IT Infrastructure และ ขนาดขั้นต่ำ (Minimum Sizing) ของอุปกรณ์ทางด้าน IT และ คอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่จะนำมาใช้งานสนับสนุนระบบ AMI และ ระบบสนับสนุนซึ่งประกอบไปด้วยระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ เป็นต้น

สภาพแวดล้อม (Environment) ในการทำงานของระบบ AMI แบ่งเป็น 2 สภาพแวดล้อม ซึ่งประกอบด้วย สภาพแวดล้อม Production และ สภาพแวดล้อม Non-Production โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สภาพแวดล้อม Production ประกอบไปด้วย ระบบ MDMS, ระบบ HES, ระบบฐานข้อมูล, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Application ต่างๆ ซึ่งในระบบที่มีความสำคัญมาก เช่น ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องมีการทำ Local Redundancy โดยการใช้ Active-Active High Availability Cluster ซึ่งจะต้องมีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายจำนวนอย่างน้อย 2 ชุดแยกจากกันในทางกายภาพแต่มีการทำงานที่เหมือนกันในกรณีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายตัวใดตัวหนึ่งใน Cluster ที่เกิดการทำงานล้มเหลวและถูกตรวจจับได้ ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่อง และไม่กระทบการทำงานในระบบงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะทำให้เกิดความต่อเนื่องของการทำงานของกลุ่มคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต่อไป
- สภาพแวดล้อม Non-Production ประกอบไปด้วย Staging System และ Development/Training System

การใช้งานระบบ Virtualized Machine (VM) สำหรับระบบ IT เป็นที่ต้องการในโครงการนี้ ซึ่งผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและส่งมอบระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่รองรับ VM และการทำงานของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่กำหนด โดยการตรวจรับระบบ IT จะต้องรวมเอาการทดสอบความพร้อมของระบบ VM ด้วย รูปที่ 7-1 แสดง Virtual Server Configuration



รูปที่ 7-1 แสดง Virtual Server Configuration

ทั้งนี้ ผู้รับจ้างต้องจัดหาระบบปฏิบัติการ ที่ถูกลิขสิทธิ์ และมีจำนวนที่เพียงพอต่อการใช้งานในการติดตั้งระบบ AMI ครั้งนี้ รวมทั้งจัดหา Digital Certifacate สำหรับติดตั้งบนระบบ Customer Engergy Portal, ระบบMOMS และ Hardware Security Module ตลอดระยะเวลาของสัญญา

2 สถาปัตยกรรมของระบบ IT (IT System Architecture)

2.1 IT System Configuration

2.1.1 ระบบHES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องถูกสร้างขึ้นทั้งในสภาพแวดล้อม Production และ Non-Production ดังต่อไปนี้

2.2 Production System

2.2.1 ขนาดขั้นต่ำของระบบ IT Infrastructure สำหรับ Production System จะต้องรองรับมิเตอร์จำนวนอย่างน้อย 150,000 ตัว โดยระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องสามารถทำงานได้ตามข้อกำหนดที่วางไว้ และผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 1,000 Licenses

2.2.2 ระบบ Production System จะต้องถูกออกแบบให้สามารถปรับเพิ่ม/ลดขนาดได้ทั้งในแนวกว้าง (Horizontal) และ แนวลึก (Vertical)

2.2.3 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบ Production System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือพื้นที่อื่นที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ

2.2.4 ระบบ MDMS, ระบบฐานข้อมูลที่ติดตั้งใน ระบบ Production System จะต้องมีระบบสำรองแบบ Local Redundancy ที่ทำงานแบบ Active-Active โดยระบบสำรองแบบ Local Redundancy จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งบนคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่แยกออกจากกันในทางกายภาพอย่างเหมาะสม

2.3 Staging System

2.3.1 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งในสภาพแวดล้อม Non-Production ซึ่งไม่มีระบบสำรองแบบ Local Redundancy

2.3.2 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งสำหรับการทดสอบการทำงานของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่างๆในระยะสุดท้ายก่อนที่จะถูกยกระดับไปสู่ระบบ Production System ต่อไป

2.3.3 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีการเชื่อมโยงกับระบบสื่อสารจริงในรูปแบบเดียวกันกับระบบ Production System

2.3.4 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีระบบ Hardware และ Software รวมถึงการ setup ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System และ ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 5,000 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 5,000 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 1,000 Licenses

2.3.5 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยสามารถใช้ทดสอบฟังก์ชันการทำงาน, ทดสอบประสิทธิภาพ, และ ทดสอบทางด้านความปลอดภัยทาง Cyber (Cyber Security) ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ โดยการใช้ข้อมูลจำลอง (Simulated Data) และ ข้อมูลจริงที่จับเข้ามา (Snap-Shot) จากระบบ Production System แบบ Real-Time ได้

2.3.6 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบ Staging System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ พื้นที่อื่นที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ

2.4 Development/Training System

2.4.1 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งสำหรับใช้ในการพัฒนาและอบรมเกี่ยวกับระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ

2.4.2 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งในสภาพแวดล้อม Non-Production ซึ่งไม่มีระบบสำรองแบบ Local Redundancy

2.4.3 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีฟังก์ชันต่าง ๆ ทั้งหมดของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System รวมทั้งการเชื่อมโยงกับระบบสื่อสารและ ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 100 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 100 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 100 Licenses

2.4.4 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อรองรับการพัฒนาและการแก้ไขปรับปรุง Software ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ สำหรับนักพัฒนาซอฟท์แวร์ได้ โดยต้องไม่กระทบต่อการทำงานของระบบ Staging System และระบบ Production System

2.4.5 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อรองรับการทดสอบ Unit และ การเชื่อมโยง (Integration)Software ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆสำหรับนักพัฒนาซอฟท์แวร์ได้

2.4.6 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อจำลองการเชื่อมโยง (Integration) กับระบบสื่อสารจำลอง และ/หรือ ระบบสื่อสารจริง สำหรับทดสอบก่อนที่จะยกระดับการทดสอบและใช้งานในระบบ Staging System และ ระบบ Production System ได้

2.4.7 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยต้องมี User Interface (UI) สำหรับการฝึกอบรม และ สาธิตการทำงานสำหรับกลุ่มพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและหน่วยงานอื่น ตามการอนุมัติของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้เป็นอย่างน้อย ผู้ปฏิบัติงาน (Operator), ผู้ซ่อมบำรุงระบบ AMI (Maintenance Personnel), นักพัฒนาซอฟท์แวร์, และ พนักงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.4.8 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบDevelopment/Training System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ พื้นที่อื่นที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ

3 การบริหารจัดการระบบ Production (ProductionManagement)

3.1 กระบวนการ Production Release

3.1.1 กระบวนการ Production Release จะต้องถูกออกแบบอย่างเหมาะสมเพื่อให้การส่งผ่านระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ผ่านการทดสอบในระบบ Development/Training System ไปสู่ระบบ Staging System เป็นไปอย่างสมบูรณ์ได้

3.1.2 กระบวนการ Production Release จะต้องถูกออกแบบอย่างเหมาะสมเพื่อให้การส่งผ่านระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ผ่านการทดสอบในระบบ Staging System ไปสู่ระบบ Production ได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพโดยไม่ทำให้การทำงานหลักของระบบ Production System เสียหายในระหว่างกระบวนการการส่งผ่าน

3.1.3 ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบเครื่องมือ ซอฟท์แวร์ หรือ scripts ที่ใช้ในกระบวนการ Production Release ให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

3.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา/จัดทำ กระบวนการย้อนกลับ (Roll Back) เพื่อกู้ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆไปสู่ Version ก่อนหน้าที่สามารถทำงานได้อย่างปกติ ในกรณีที่กระบวนการ Production Release ในระบบ Production ล้มเหลว

4 การบริหารจัดการ System Failure (System FailureManagement)

4.1 การตรวจจับ Failure (Failure Detection)

4.1.1 ระบบและฟังก์ชันการทำงานของ Hardware ทั้งหมด จะต้องถูก Monitor เพื่อตรวจจับการล้มเหลวของการทำงาน และ ข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้ ซึ่งประกอบไปด้วย ข้อผิดพลาดในการทำงานของ Hardware และ Software เป็นต้น

4.1.2 ข้อผิดพลาดและความล้มเหลวที่ตรวจจับได้จะต้องถูกบันทึกในส่วนกลาง (Central) สำหรับใช้ในการดูแลระบบต่อไป ซึ่งการบันทึกดังกล่าว ควรจะประกอบด้วย วันและเวลาที่เกิดการล้มเหลว, เหตุผลของความล้มเหลว, และ การกลับสู่การทำงานปกติของระบบแบบ Manual หรือ Automatic เป็นอย่างน้อย

4.1.3 ความล้มเหลวและข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้ทั้งหมดของคอมพิวเตอร์แม่ข่ายทุกตัว ซึ่งทำงานในสถานะ Active หรือ Standby จะต้องถูกตรวจจับ โดยข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้จะมีการกำหนดค่า Threshold ถ้าจำนวนของข้อผิดพลาดดังกล่าวเกิดขึ้นซ้ำ ๆ จนเกิน Threshold ที่ตั้งไว้ จะต้องรายงานเป็นความล้มเหลวของระบบ IT Infrastructure ต่อไป

4.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและส่งมอบระบบหรือ software เพื่ออำนวยความสะดวกในการตรวจสอบการทำงานผิดพลาดของทั้ง Hardware และ Software ทั้งหมด โดยสามารถแจ้งเตือน (Notification) และ/หรือ Configuration ในกรณีที่ตรวจเจอข้อผิดพลาดที่อยู่ในขั้นวิกฤตได้

4.2 การบริหารจัดการ Redundancy และ Failure (Redundancy and Failure Management)

4.2.1 กลุ่มของคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่สำคัญใช้ใน ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล ที่อยู่ในสภาพแวดล้อม Production จะต้องถูกออกแบบติดตั้งและ ปรับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมเพื่อสร้างระบบสำรองแบบ Active-Active Redundant ได้ (อย่างไรก็ดีระบบ Staging System และ ระบบDevelopment/Training System จะไม่มีระบบ Redundant)

4.2.2 ระบบสำรองแบบ Local Redundancy จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยใช้หลักการของ Active-Active High Availability Cluster ที่ติดตั้งบนกลุ่มของคอมพิวเตอร์แม่ข่ายอย่างน้อย 2 ชุดที่แยกขาดจากกันในทางกายภาพแต่มีการทำงานที่เหมือนกัน ในกรณีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายตัวใดตัวหนึ่งใน Cluster ที่เกิดการทำงานล้มเหลวและถูกตรวจจับได้ ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่อง และไม่

กระทบการทำงานในระบบงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะทำให้เกิดความต่อเนื่องของการทำงานของกลุ่มคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต่อไป

4.2.3 กระบวนการบริหารจัดการความล้มเหลวของแต่ละกลุ่มคอมพิวเตอร์แม่ข่าย จะต้องถูกจัดการอย่างเป็นอิสระต่อกัน

5 คุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำของอุปกรณ์เทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Specification)

คุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนดต่อไปนี้จะต้องถูกบังคับใช้ต่อชุดของคอมพิวเตอร์แม่ข่าย และอุปกรณ์ในหัวข้อนั้น ๆ ทั้งนี้ ผู้เสนอราคาต้องได้รับหนังสือรับรองให้เป็นผู้เสนอผลิตภัณฑ์ รวมทั้งการให้บริการและซ่อมแซมบำรุงรักษาผลิตภัณฑ์ทุกรายการที่นำเสนอในโครงการตลอดอายุสัญญาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ เว้นแต่เป็นผลิตภัณฑ์ต่างประเทศ ซึ่งไม่มีสาขาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ในประเทศ จึงจะให้ใช้หนังสือรับรองจากเจ้าของผลิตภัณฑ์จากต่างประเทศได้โดยตรง โดยผู้เสนอราคาจะต้องแนบสำเนาหนังสือรับรองดังกล่าวมาพร้อมกับข้อเสนอทางด้านเทคนิคด้วย เพื่อสนับสนุนการให้บริการในระยะเวลารับประกัน

5.1 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด

เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้

ที่	รายละเอียด	จำนวนอย่างน้อย (ชุด)
1	ระบบงานฐานข้อมูล (Production)	2
2	ระบบงาน MDMS	2

โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้

5.1.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็คที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet

5.1.2 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel แบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย

5.1.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า

5.1.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า

5.1.5 มีช่องสำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 ไม่น้อยกว่า 8 slots

5.1.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้

5.1.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS หรือ M.2 SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 480 GB จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 480 GB หลังจากทำ Raid 1

5.1.8 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย

5.1.9 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด

5.1.10 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 2 หน่วย

5.1.11 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.1.12 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.1.13 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการ กับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้

5.1.14 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้ สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และแจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้

5.1.15 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Enterprise Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย

5.1.16 มีซอฟท์แวร์ Enterprise Linux หรือ Microsoft Windows Server แบบ Datacenter ครอบคลุมทุกหน่วยประมวลผลของอุปกรณ์

5.2 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 9 ชุด

เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้

ที่	รายละเอียด	จำนวนอย่างน้อย (ชุด)
1	ระบบงาน Application Server (MOMS)	1
2	ระบบงาน Web Server (Customer Portal Services)	2
3	ระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server)	1
4	Staging System	3
5	Development and Training System	2

โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้

5.2.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็คที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet

5.2.2 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel แบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 24 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.9 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย

5.2.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า

5.2.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB

5.2.5 มีช่องสำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 ไม่น้อยกว่า 8 slots

5.2.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้

5.2.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS หรือ M.2 SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 480 GB จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 480 GB หลังจากทำ Raid 1

5.2.8 มี Hot Spare จำนวน 1 หน่วย

5.2.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย

5.2.10 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด

5.2.11 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 2 หน่วย

5.2.12 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.2.13 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.2.14 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการ กับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้

5.2.15 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้ สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และแจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้

5.2.16 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Enterprise Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย

5.2.17 มีซอฟท์แวร์ Enterprise Linux หรือ Microsoft Windows Server แบบ Standard ครอบคลุมทุกหน่วยประมวลผลของอุปกรณ์

5.2.18 มีชุดโปรแกรมจัดการเครื่องแม่ข่ายเสมือนที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย

5.3 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จำนวนอย่างน้อย 16 ชุด

เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้

ที่	รายละเอียด	จำนวนอย่างน้อย (ชุด)
1	ระบบงาน HES	10
2	ระบบงานฐานข้อมูล (Data Warehouse)	1
3	ระบบงาน Active Directory	2
4	ระบบงานบริหารจัดการเครื่องเครือข่ายเสมือน	1
5	ระบบงาน Enterprise Service Bus	1
6	ระบบงาน Billing	1

โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้

5.3.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็ค ขนาด 1 U ที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet

5.3.2 มีหน่วยประมวลผลกลางแบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย

5.3.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า

5.3.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB

5.3.5 มีช่องสำหรับติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 จำนวนไม่น้อยกว่า 4 slots

5.3.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้ไม่น้อยกว่า 8 หน่วย

5.3.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 4.8 TB หลังจากทำ Raid 5 และ มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 800 GBจำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 800 GB หลังจากทำ Raid 1

5.3.8 มี Hot spare ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย

5.3.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย

5.3.10 มีช่องเชื่อมต่อเครือข่ายแบบ 1 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports

5.3.11 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด

5.3.12 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 1 หน่วย

5.3.13 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.3.14 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.3.15 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการกับ Server จากระยะไกลผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้

5.3.16 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้, สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์ และ แจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้

5.3.17 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Red Hat Enterprise Linux, Oracle Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย

5.3.18 มีชุดโปรแกรมระบบปฏิบัติการ (Operating System) Microsoft Windows Server Standard Edition รุ่นล่าสุด) ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย

5.4 อุปกรณ์ Hardware Security Module จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับงาน Hardware Security ซึ่งต้องรองรับการสร้างโค้ด หรือ Key ที่สำหรับการเข้ารหัสมิเตอร์ในระบบ AMI ทั้งหมด โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังแสดงในข้อ 5.4.1 หรือ 5.4.2 ข้อใดข้อหนึ่ง ดังต่อไปนี้

5.4.1 อุปกรณ์ Hardware Security Module แบบที่ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server)

5.4.1.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็ค ขนาด 1 U ที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet

5.4.1.2 มีหน่วยประมวลผลกลางแบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย

5.4.1.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า

5.4.1.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB

5.4.1.5 มีช่องสำหรับติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 จำนวนไม่น้อยกว่า 4 slots

5.4.1.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้ไม่น้อยกว่า 8 หน่วย

5.4.1.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 4.8 TB หลังจากทำ Raid 5 และ มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 800 GBจำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 800 GB หลังจากทำ Raid 1

5.4.1.8 มี Hot spare ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย

5.4.1.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0,1,5,6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย

5.4.1.10 มีช่องเชื่อมต่อเครือข่ายแบบ 1 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports

5.4.1.11 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด

5.4.1.12 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 1 หน่วย

5.4.1.13 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.4.1.14 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

5.4.1.15 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการกับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้

5.4.1.16 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้, สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และ แจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้

5.4.1.17 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Red Hat Enterprise Linux, Oracle Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย

5.4.1.18 มีชุดโปรแกรมระบบปฏิบัติการ (Operating System) Microsoft Windows Standard Edition รุ่นล่าสุด) ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย

5.4.2 อุปกรณ์ Hardware Security Module แบบ Hardware Appliance

5.4.2.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ทำหน้าที่เป็น Hardware Security Module

5.4.2.2 รองรับ Cryptography แบบ Asymmetric ชนิด RSA, DSA, Diffie-Hellman และ Elliptic Curve เป็นอย่างน้อย

5.4.2.3 รองรับ Cryptography แบบ Symmetric ชนิด AES, AES-GCM, DES และ Triple DES เป็นอย่างน้อย

5.4.2.4 ในกรณีที่มีการพยายามที่จะนำข้อมูลออกจาก HSM โดยไม่ได้รับอนุญาตกุญแจ (Key) และข้อมูลที่สำคัญที่อยู่ใน HSM จะต้องถูกทำลายโดยอัตโนมัติให้หมดไปโดยสิ้นเชิงเพื่อความปลอดภัย โดยผู้เสนอราคาต้องอธิบายวิธีการที่ใช้ในการทำลายข้อมูลที่มีลักษณะดังกล่าวด้วย

5.4.2.5 มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบ hot-swapable/redundant power supply เป็นอย่างน้อย

5.4.2.6 รองรับ Security Certification แบบ FIPS 140-2 Level 3 เป็นอย่างน้อย

5.4.2.7 รองรับมาตราฐาน FCC หรือ UL หรือ CE เป็นอย่างน้อย

5.4.2.8 รองรับไฟฟ้า 100-240 V, 50-60 HZ เป็นอย่างน้อย

5.4.2.9 สามารถติดตั้งบนตู้ Rack ปิดที่มีขนาดมาตราฐาน 19 นิ้วได้

5.5 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด

อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้

ที่	รายละเอียด	จำนวนอย่างน้อย (ชุด)
1	ระบบงานฐานข้อมูล (Production)	1
2	ระบบงานฐานข้อมูล (Data Warehouse)	1

โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 โดยมีการจัดเก็บข้อมูลเพื่อใช้ในการประมวลผลเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปี ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนดดังต่อไปนี้

5.5.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก แบบ SAN Storage

5.5.2 มีส่วนควบคุมอุปกรณ์ (Controller) แบบ Dual Controller

5.5.3 มีหน่วยความจำรวมไม่น้อยกว่า 640 GB ต่อ Controller โดยไม่นับรวมหน่วยความจำแบบ Flash cache ที่ใช้ SSD มาใช้แทนหน่วยความจำ

5.5.4 มี Port สำหรับเชื่อมต่อแบบ FC (Fiber Channel) ความเร็ว 32 Gbps รวมจำนวนไม่น้อยกว่า 16 ports

5.5.5 มีพื้นที่ใช้งานจริงก่อนทำ Deduplicationและ Compression รวมอย่างน้อย 90TB โดยใช้ SSD ทำ RAID 5 หรือดีกว่า

5.5.6 มีจำนวน Disk สำรองที่ไม่ถูกใช้งาน ติดตั้งอยู่ภายในเครื่องไม่น้อยกว่า 3 หน่วย และสามารถสลับการทำงานของ Disk ที่ชำรุดโดยอัตโนมัติ รวมทั้งสามารถสับเปลี่ยนออกได้ โดยไม่ต้องหยุดการทำงานของเครื่อง (Global Hot Spare disk)

5.5.7 สามารถตั้งค่าให้มีพื้นที่สำรองที่ไม่ได้ใช้งานไว้สำหรับทำ Spare ใน Group หรือ Pools ได้ (DDP , Spare Capacity , Fast Recovery หรือเทียบเท่า)

5.5.8 สามารถทำ Inline Deduplication และ Inline Compression ได้ โดยหากต้องใช้ลิขสิทธิ์ Software ต้องเสนอลิขสิทธิ์ Software ครอบคลุมตามจำนวนหน่วยจัดเก็บข้อมูลที่รองรับสูงสุด

5.5.9 สามารถทำ Remote Replicate ทั้งแบบ Synchronous และ Asynchronous หรือสามารถนำ Storage มาต่อกันเพื่อทำ Cluster ได้

5.5.10 สามารถทำการ Clone Volume ใน Storage เดียวกันได้

5.5.11 สามารถติดตั้งในตู้ Rack ที่เสนอในโครงการได้

5.5.12 มี RAID controller, Fan และ Power Supply ต้องสามารถทำงานได้แบบ Redundancies

5.5.13 มี Software ในการบริหารจัดการที่สามารถสร้าง Raid Group, สร้าง LUN, ตั้งค่า SnapShot, Clone, ตั้งค่า Remote Raplicate และตั้งค่า Cluster Storage ได้ โดยสามารถจัดการ Storage ทั้งหมดที่เสนอในโครงการเป็นแบบ Centralization

5.5.14 ต้องสามารถสร้าง LUN ได้ไม่น้อยกว่า 12,000 LUN

5.5.15 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ ต้องสามารถติดตั้งหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบ SSD หรือ Harddisk จากผู้ผลิต SSD หรือ Harddisk รายอื่นๆ ได้ โดยไม่มีผลกระทบต่อการรับประกันของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ

5.6 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด

อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้

ที่	รายละเอียด	จำนวนอย่างน้อย (ชุด)
1	ระบบงานจัดเก็บข้อมูล (Archiving)	1

โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 โดยมีการจัดเก็บข้อมูลย้อนหลังระบบ AMR เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 10 ปี ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนดดังต่อไปนี้

5.6.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก Storage สำหรับ Archiving

5.6.2 มีส่วนควบคุมอุปกรณ์ (Controller) แบบ Dual Controller

5.6.3 มีหน่วยความจำรวมไม่น้อยกว่า 256 GB ต่อ Controller โดยไม่นับรวมหน่วยความจำแบบ Flash cache ที่ใช้ SSD มาใช้แทนหน่วยความจำ

5.6.4 มี Port สำหรับเชื่อมต่อแบบ FC (Fiber Channel) ความเร็ว 32 Gbps รวมจำนวนไม่น้อยกว่า 16 ports

5.6.5 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูลความเร็วรอบไม่น้อยกว่า 7,200 รอบต่อนาที ขนาดไม่น้อยกว่า 12 TB มีพื้นที่ใช้งานจริงก่อนทำ Deduplication และ Compression รวมอย่างน้อย 650 TB หลังทำ RAID 6 หรือดีกว่า

5.6.6 มีจำนวน Disk สำรองที่ไม่ถูกใช้งาน ติดตั้งอยู่ภายในเครื่องไม่น้อยกว่า 3 หน่วย และสามารถสลับการทำงานของ Disk ที่ชำรุดโดยอัตโนมัติ รวมทั้งสามารถสับเปลี่ยนออกได้ โดยไม่ต้องหยุดการทำงานของเครื่อง (Global Hot Spare disk)

5.6.7 สามารถตั้งค่าให้มีพื้นที่สำรองที่ไม่ได้ใช้งานไว้สำหรับทำ Spare ใน Group หรือ Pools ได้ (DDP , Spare Capacity , Fast Recovery หรือเทียบเท่า)

5.6.8 สามารถทำ Inline Deduplication และ Inline Compression ได้ โดยหากต้องใช้ลิขสิทธิ์ Software ต้องเสนอลิขสิทธิ์ Software ครอบคลุมตามจำนวนหน่วยจัดเก็บข้อมูลที่รองรับสูงสุด

5.6.9 สามารถติดตั้งในตู้ Rack ที่เสนอในโครงการได้

5.6.10 มี RAID controller, Fan และ Power Supply ต้องสามารถทำงานได้แบบ Redundancies

5.6.11 มี Software ในการบริหารจัดการที่สามารถสร้าง Raid Group, สร้าง LUN, ตั้งค่า SnapShot, Clone, ตั้งค่า Remote Raplicate และตั้งค่า Cluster Storage ได้ โดยสามารถจัดการ Storage ทั้งหมดที่เสนอในโครงการเป็นแบบ Centralization

5.6.12 ต้องสามารถสร้าง LUN ได้ไม่น้อยกว่า 12,000 LUN

5.6.13 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ ต้องสามารถติดตั้งหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบ SSD หรือ Harddisk จากผู้ผลิต SSD หรือ Harddisk รายอื่นๆ ได้ โดยไม่มีผลกระทบต่อการรับประกันของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ

5.7 อุปกรณ์สลับสัญญาณสำหรับ Storage (SAN Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง

อุปกรณ์รับส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ระบบฐานข้อมูลไปยังอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ที่เสนอในโครงการ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.7.1 มี FC port ความเร็ว 32 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 24 Port

5.7.2 มี power supply แบบ dual redundant hot-swappable power supply

5.7.3 มี SFP Multi Mode module หรือ Short-Wave Laser (SWL) รองรับความเร็ว 32 Gbit/s มาพร้อมกับ SAN Switch จำนวนไม่น้อยกว่า 24 หน่วย

5.7.4 มี SFP Single Mode module หรือ Long-Wave Laser (LWL) รองรับความเร็ว 32 Gbit/s มาพร้อมกับ SAN Switch จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย

5.7.5 มี License Enterprise Bundle มาพร้อมกับอุปกรณ์ สามารถรองรับEF (Extended Fabrics), FV (Fabric Vision) และ Trunking (TR) ได้โดยไม่ต้องซื้อ License เพิ่มเติมอีกในภายหลัง

5.7.6 มีสาย Fiber cable แบบ multimode-cable มี connector แบบ LC-LC ความยาวไม่น้อยกว่า 5 เมตร จำนวนไม่น้อยกว่า 48 เส้น

5.8 อุปกรณ์ตู้จัดเก็บอุปกรณ์ (Rack Server) ขนาด 42 U และ จอ Monitor & Keyboard จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับติดตั้งอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์อื่นๆ ที่นำเสนอในโครงการนี้ โดยต้องนำเสนอจอ Monitor & Keyboard มาพร้อมกับตู้จัดเก็บข้อมูล โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.8.1 เป็นตู้ขนาด 42 U โดยมีความกว้างไม่น้อยกว่า 60 เซนติเมตร และ ความลึกไม่น้อยกว่า 105 เซนติเมตร

5.8.2 มีถาดรองรับอุปกรณ์ ชนิด Fix หรือ Slide รวมไม่น้อยกว่า 1 ถาด

5.8.3 มีประตูหน้า และประตูหลังแบบตระแกรงมีรูระบายอากาศพร้อมกุญแจล็อก

5.8.4 มีมอนิเตอร์ที่มีพื้นที่แสดงภาพขนาดไม่น้อยกว่า 17 นิ้ว ความละเอียดสูงสุดไม่น้อยกว่า 1,280 x 1,024 พร้อมคีย์บอร์ด (keyboard) และทัชแพด (touch pad) หรือเทียบเท่า ที่ออกแบบมาสำหรับใช้กับตู้แร็คโดยเฉพาะ โดยมีความสูงในขณะจัดเก็บไม่เกิน 1U

5.8.5 มีอุปกรณ์ควบคุมการใช้งาน Keyboard/Video/Mouse (KVM Console Switch) แบบ Digital ขนาด 16 port พร้อมอุปกรณ์เชื่อมต่อแบบ USB ความยาวอย่างน้อย 3 เมตร จำนวนตามช่องที่ระบุ

5.8.6 มีปลั๊กไฟที่ออกแบบมาเพื่อใช้ร่วมกับตู้แร็คโดยเฉพาะ (Power Distribution Unit – PDU) โดยมีช่องเสียบสายไฟจำนวนเพียงพอต่อการติดตั้งอุปกรณ์ในตู้ Rack จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ชุด เพื่อรองรับการต่อ Power Supply แบบ Redundant

5.8.7 ตู้ Rack ต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีเครื่องหมายการค้าเดียวกันกับอุปกรณ์สำหรับจัดเก็บข้อมูลภายนอกหรือเครื่องแม่ข่ายที่เสนอ

5.9 อุปกรณ์ Load Balancer จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์ติดตั้งทำหน้าที่กระจายภาระงาน (Load Balancer) สำหรับ Customer Portal Service Web Application และต้องรอบรับการทำ Web Application ในอุปกรณ์ด้วย โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.9.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ทำหน้าที่เป็น Load Balancer Server หรือ Application Deliver Controller (ADC) โดยเฉพาะ

5.9.2 มีหน่วยประมวลผล (CPU) อย่างน้อย 8 Core

5.9.3 มีหน่วยความจำ (Memory) ความจุรวมไม่น้อยกว่า 128 GB

5.9.4 สามารถทำ SSL offloading หรือ SSL Acceleration หรือ Hardware Offload สำหรับประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส

5.9.5 มี Network Interface แบบ Fiber optic 10 GE SFP+, SR. LR จำนวนอย่างน้อย 8 พอร์ต

5.9.6 มี Redundant Power Supply แบบ Hot Swap

5.9.7 สามารถรับโหลดการทำงาน (System Throughput) ในระดับ Layer 7 ได้ไม่น้อยกว่า 20 Gbps

5.9.8 สามารถรับ Layer 7 HTTP Requests/Sec ได้ไม่น้อยกว่า 2,500,000 requests/sec

5.9.9 สามารถรองรับการประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส SSL Transactions/Sec แบบ 2 Key Certificates ได้ไม่น้อยกว่า 24,000 Transactions/Sec

5.9.10 สามารถรองรับการประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส SSL throughput หรือ Bulk encryption ได้ไม่น้อยกว่า 20 Gbps

5.9.11 สามารถสร้าง Virtualization ได้ไม่น้อยกว่า 5 instances

5.9.12 รองรับการทำ Global Server Load Balancing (GSLB) หรือ Global Load Balancing (GLB) ได้

5.9.13 สามารถทำ Load Balancing ในระดับ Layer 7 โดยกำหนดนโยบาย (Policy) จาก URL, Domain และ HTTP Header ได้

5.9.14 สามารถควบคุมปริมาณ TCP connections และ HTTP requests ให้เหมาะสมกับประสิทธิภาพของแต่ละ Server ได้

5.9.15 สามารถทำการแก้ไข Content ของ HTTP header และ Payload ได้

5.9.16 สามารถทำ Web Application Firewall ได้

5.9.17 สามารถตรวจจับและป้องกันภัยคุกคามจากการโจมตีในรูปแบบต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้

1) Command Injection หรือ SQL Injection

2) Buffer Overflow

3) Layer 7 Dos หรือ HTTP DoS

4) Cross Site Request Forgery (CSRF) หรือ Cross-Site Scripting (XSS)

5.9.18 สามารถอัพเดทข้อมูล Security Signature ได้โดยอัตโนมัติ

5.9.19 สามารถป้องกันการโจมตีด้วยวิธี IP Reputation และสามารถอัพเดทข้อมูล Malicious IP Addresses ได้

5.9.20 สามารถทำ Application Acceleration หรือ Application Delivery Optimization ได้

5.9.21 สามารถทำงานในลักษณะ High-Availability แบบ (Active-Active และ Active-Standby) หรือ Active Passiveได้

5.9.22 สามารถจัดการดูแลตัวอุปกรณ์ผ่าน Web-based GUI และ CLI ได้

5.10 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่ายหลัก (Core Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง

5.10.1 ต้องเป็น Layer 3 Switch ที่มี Switching Capacity ขนาดไม่น้อยกว่า 1,900 Gbps

5.10.2 มีหน่วยความจำหลัก (System Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 16GB หน่วยความจำ (Flash memory) หรือ SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 16GB

5.10.3 มีหน่วยจ่ายไฟอย่างน้อย 2 หน่วย สามารถถอดเปลี่ยนได้และทำงานทดแทนกันได้ทันที

5.10.4 มีพัดลมระบายความร้อนสำรองที่สามารถถอดเปลี่ยนได้ในขณะทำงาน

5.10.5 มีพอร์ต 40 Gigabit Ethernet แบบ QSFP+ หรือเทียบเท่า อย่างน้อย 2 ช่อง

5.10.6 มีพอร์ต 10 Gigabit Ethernet แบบ SFP+ หรือเทียบเท่า อย่างน้อย 24 ช่อง

5.10.7 ต้องเสนอโมดูล Transceiver ยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ที่เสนอ แบบ 10 GBASE-SR อย่างน้อย 10 โมดูล, 10 GBASE-LR อย่างน้อย 1 โมดูล, 1000Base-T อย่างน้อย 5 โมดูล และโมดูล 40GB อย่างน้อย 1 โมดูล

5.10.8 สนับสนุนการทำ hop-to-hop encryption ตามมาตรฐาน IEEE 802.1AE MACSEC หรือ IPSEC RFC4302 IP Authentication Header ได้

5.10.9 สนับสนุนจำนวน MAC Addresses เพียงพอต่อการใช้งาน

5.10.10 สามารถทำงานตามมาตรฐาน IEEE802.1D, IEEE802.1w, IEEE802.1s, IEEE802.1p และ IEEE802.1q และสามารถติดตั้ง VLAN id. ได้ไม่น้อยกว่า 4,000 VLAN และสามารถที่จะแลกเปลี่ยนข้อมูล ระหว่างอุปกรณ์ LAN Switch ที่เสนอมาทั้งหมดได้

5.10.11 สามารถทำ Port Aggregation ตามมาตรฐาน IEEE802.3ad หรือ 802.1AX ได้

5.10.12 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF, BGP ได้เป็นอย่างน้อย

5.10.13 สามารถทำ PIM Sparse Mode และ IGMPv3 Snooping ได้เป็นอย่างน้อย

5.10.14 สนับสนุนการสร้างเครือข่ายเสมือน (Logical network) บนเครือข่ายหลัก (Network Fabric) ด้วยโพรโตคอล VXLAN ได้

5.10.15 สามารถกำหนดคุณภาพการให้บริการ Quality of Service (QoS) ได้

5.10.16 สามารถกำหนดการป้องกันการส่งผ่านข้อมูลด้วย IPv4 ACL, IPv6 ACL ได้

5.10.17 สามารถจัดเก็บข้อมูลสถิติการใช้งานเครือข่าย (IPv4 และ IPv6 Flow Usage Statistic) ตามมาตรฐาน Netflow หรือ sFlow หรือ jFlow ได้

5.10.18 มีพอร์ต Out-of-band management แบบ Console, Ethernet, USB อย่างละ 1 พอร์ต เพื่อต่อ Terminal กำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ และสำหรับตรวจสอบระบบได้

5.10.19 สามารถเข้าไปบริหารและจัดการอุปกรณ์ด้วย CLI, SSH, Web UI หรือ Web NMS, NTP, Syslog, IPv6 address และ SNMP ได้

5.10.20 อุปกรณ์ฯต้องสามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้

5.10.21 สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

5.10.22 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.11 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (L3 Switch) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

5.11.1 เป็น Layer 3 Switch ทีมีขนาด Switching Capacity ไม่น้อยกว่า 160 Gbps

5.11.2 มีพอร์ตสำหรับทำ Stacking/Clustering อย่างน้อย 2 พอร์ต

5.11.3 มีพอร์ต Gigabit Ethernet แบบ 10/100/1000 (RJ-45) PoE+ ที่ทำงานตามมาตรฐาน IEEE 802.3af และ IEEE 802.3at ไม่น้อยกว่า 24 พอร์ต หรือถ้าไม่รองรับ POE ให้เสนอ Power injector ให้เท่ากับ port ที่เสนอ

5.11.4 มีพอร์ต 10 Gigabit Ethernet แบบ SFP+ จำนวนไม่น้อยกว่า 4 ช่อง พร้อมเสนอโมดูล Transceiver ยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ที่เสนอ แบบ 10 GBASE-LR อย่างน้อย 2 โมดูล

5.11.5 รองรับการเพิ่มหน่วยจ่ายไฟสำรอง สามารถถอดเปลี่ยนได้และทำงานทดแทนกันได้ทันที

5.11.6 มีพัดลมระบายความร้อนสำรองที่สามารถถอดเปลี่ยนได้ในขณะทำงาน

5.11.7 รองรับ MAC Addresses เพียงพอต่อการใช้งาน

5.11.8 สามารถการทำ spanning tree ได้ไม่น้อยกว่า 1000 VLAN ตามมาตรฐาน IEEE802.1D, IEEE 802.1s/w, IEEE802.1p และ IEEE802.1Q ได้

5.11.9 สามารถทำ Port Aggregation ตามมาตรฐาน IEEE802.3ad หรือ 802.1AX ได้

5.11.10 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF, BGP ได้เป็นอย่างน้อย

5.11.11 สามารถสร้างเครือข่ายเสมือน (Logical network) บนเครือข่ายหลัก (Network Fabric) ด้วยโพรโตคอล VXLAN หรือ Virtual Chassis Fabric (VCF) หรือ Tunneled Node ได้

5.11.12 สามารถตรวจสอบและยืนยันตัวตนผู้ใช้งาน (Authentication) ด้วย IEEE 802.1x ได้เป็นอย่างน้อย

5.11.13 สามารถกำหนดคุณภาพการให้บริการ Quality of Service (QoS) ได้

5.11.14 สามารถกำหนดการป้องกันการส่งผ่านข้อมูลด้วย IPv4 ACL, IPv6 ACL ได้

5.11.15 สามารถจัดเก็บข้อมูลสถิติการใช้งานเครือข่าย (IPv4 และ IPv6 Flow Usage Statistic) ตามมาตรฐาน Netflow หรือ sFlow หรือ jFlow ได้

5.11.16 มีพอร์ต Out-of-band management แบบ RS-232 หรือ Console, USB อย่างละ 1 พอร์ต เพื่อต่อ Terminal กำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ และสำหรับตรวจสอบระบบได้ โดยในระหว่างการแก้ไข Configuration ต้องสามารถทำ Rollback ได้

5.11.17 สามารถเข้าไปบริหารและจัดการอุปกรณ์ด้วย CLI, SSH, Web UI หรือ Web NMS, NTP, Syslog, IPv6 address, และ SNMP ได้

5.11.18 อุปกรณ์ฯต้องสามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้

5.11.19 สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

5.11.20 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.12 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (Access Switch) จำนวนอย่างน้อย 4 เครื่อง

5.12.1 มี Forwarding Rate ไม่น้อยกว่า 150 Mbps

5.12.2 สนับสนุนจำนวน MAC Address จำนวนเพียงพอต่อการใช้งาน

5.12.3 มีพอร์ตแบบ 10/100/1000 Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 24 Port และมี 10 G Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 4 Port

5.12.4 มีพอร์ตสำหรับทำ Stacking หรือ Clustering โดยเฉพาะ

5.12.5 มีพอร์ต Out of band Management แบบ RJ-45 หรือ console จำนวนไม่น้อยกว่า 1 Port

5.12.6 มี Power Supply และ FAN แบบ Redundancy รวมไปถึงสามารถทำ Hot-Swappable สำหรับ Power Supply

5.12.7 รองรับ Spanning Tree Protocol แบบ Rapid per VLAN spanning tree plus (RPVST+) และ Multiple Spanning Tree (MST)

5.12.8 สามารถทำ VLAN ได้ให้เพียงพอต่อการใช้งาน

5.12.9 สนับสนุน Port Channel หรือ Link Aggregation ได้ให้เพียงพอต่อการใช้งาน

5.12.10 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF และ PIM-SM ได้เป็นอย่างน้อย

5.12.11 อุปกรณ์สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยได้

5.12.12 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.13 อุปกรณ์ SSL VPN จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับสร้าง และบริหารจัดการ เครือข่ายเสมือนที่มีการเข้ารหัสข้อมูลสำหรับให้ผู้ดูแลระบบที่เข้าใช้งานจากเครือข่ายภายนอก โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.13.1 มีหน่วยความจำ (Memory) ความจุรวมไม่น้อยกว่า 16 GB

5.13.2 มี Network Interface สำหรับ Management จำนวนอย่างน้อย 1 พอร์ต

5.13.3 อุปกรณ์ต้องสามารถรองรับการเข้าใช้งานพร้อมกัน (Concurrent User) ได้ไม่น้อยกว่า 5000 users สามารถเสนออุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการได้

5.13.4 มี Network Interface แบบ Ethernet ports 10 G SFP หรือ Copper 10/100/1000 จำนวนอย่างน้อย 2 พอร์ต

5.13.5 มี Redundant Power Supply แบบ Hot Swap

5.13.6 สามารถใช้งานแบบ Clientless โดยไม่ต้องติดตั้งโปรแกรมเพิ่มเติมที่เครื่อง Client (CVPN) หรือสามารถติดตั้ง VPN Client จาก Web Portal ได้

5.13.7 สามารถทำ Split Tunneling ได้

5.13.8 รองรับการทำ Global server load balancing (GSLB) เพื่อรองรับการเชื่อมต่อ VPN จาก Remote User ในกรณีที่ ทางเชื่อมต่อ VPN หลักมีปัญหา

5.13.9 สามารถทำการตรวจสอบสิทธิการใช้งานแบบ nFactor authentication หรือ Two-Factor authentication

5.13.10 สามารถทำการตรวจสอบสิทธิการใช้งาน (Authentication) โดยใช้ Authentication Server อย่างน้อย ดังต่อไปนี้ Local Database หรือ LDAP Server หรือ RADIUS Server หรือ AD Server

5.13.11 สามารถใช้งานจาก Web Browser ในเครื่อง Client ได้หลากหลาย อย่างน้อยดังต่อไปนี้ Internet Explorer, Mozilla Firefox, หรือ Google Chrome

5.13.12 สามารถใช้งานระบบปฏิบัติการ (Operating System) ในเครื่อง Client ได้หลากหลาย อย่างน้อยดังต่อไปนี้ Microsoft Windows 7 หรือสูงกว่า หรือ Mac OS

5.13.13 สามารถกำหนดช่วงเวลา Idle timeout และ Session timeout ของ User ได้

5.13.14 สามารถส่ง Log ไปยัง Syslog server ภายนอก

5.14 อุปกรณ์ป้องกันระบบเครือข่าย Distributed Denial of Service Protection จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับป้องกันการโจมตีในรูปแบบ Distributed Denial of Serviceติดตั้งในเครือข่ายมิเตอร์ (Meter Zone) และเครือข่ายอินเตอร์เน็ต (Internet Zone) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.14.1 อุปกรณ์ที่นำเสนอต้องออกแบบสำหรับทำหน้าที่ตรวจจับและหยุดยั้งการโจมตีประเภท Distributed Denial of Service (DDoS) โดยต้องเป็นแบบ Stateless สำหรับทุกประเภทของการโจมตีแบบ DDoS (Layer 3/4 และ Application Layer) หรือเป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาสำหรับทำการป้องกันการโจมตีแบบ DDoS โดยเฉพาะที่ไม่ใช่เทคโนโลยีแบบ Stateful สำหรับทุกประเภทของการโจมตีแบบ DDoS (L3/4 และ application layer)

5.14.2 อุปกรณ์ที่นำเสนอต้องสามารถรับมือและบรรเทาการโจมตีได้สูงสุด (Max Mitigation Capacity) ไม่น้อยกว่า 5 Gbps

5.14.3 อุปกรณ์ที่นำเสนอจะต้องมี Throughput Licenses สำหรับ Traffic ปกติไม่น้อยกว่า 150 Mbps และรองรับการขยาย ได้ไม่น้อยกว่า 5 Gbps บนตัวอุปกรณ์เดิมที่นำเสนอ

5.14.4 สามารถป้องกันการโจมตี (DDoS Flood Prevention Rate) ได้ไม่น้อยกว่า 5,500,000 pps

5.14.5 มี Inspection Ports แบบ SFP+จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ช่องและมี Inspection Ports แบบ 10/100/1000 Copper Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 6 Ports

5.14.6 สามารถทำงานได้ทั้งในแบบ In-line และ SPAN port monitoring

5.14.7 สามารถป้องกันการโจมตีประเภท DoS/DDoS Attack โดยใช้ Behavioral based และ Signature based หรือ TPS-based Detection เป็นอย่างน้อย

5.14.8 สามารถป้องกันการโจมตีประเภท Application DoS เช่น HTTP Flood Attacks, DNS Flood Attacks และ SIP Flood Attacks ได้

5.14.9 สามารถพิสูจน์ตัวตนผู้ใช้งาน(Authentication) ด้วยวิธีการ Challenge/Response ผ่าน Protocol DNS หรือ HTTP หรือ LDAP ได้

5.14.10 มีระบบบริหารจัดการจากส่วนกลาง (Centralized Management) สำหรับการจัดการนโยบายความปลอดภัย (Security Policy) และสร้างรายงาน (Report) ได้

5.14.11 รองรับการทำงานร่วมกับ Cloud Scrubbing Center จากเจ้าของผลิตภัณฑ์เดียวกันได้เป็นอย่างดี

5.15 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System สำหรับ Internet Zone จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จะถูกติดตั้งในเครือข่ายอินเตอร์เน็ต (Internet Zone) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.15.1 อุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาเพื่อทำหน้าที่ Next Generation Intrusion Prevention โดยเฉพาะโดยต้องไม่ใช่ อุปกรณ์ Firewall หรือ UTM Firewall ที่สามารถทำหน้าที่นี้ได้

5.15.2 มี Aggregate Performance Throughput หรือ Next Generation Intrusion Prevention Throughput สูงสุดไม่น้อยกว่า 25 Gbps

5.15.3 สามารถเชื่อมต่อ Maximum current connections สูงสุดไม่น้อยกว่า 14,000,000 sessions

5.15.4 สามารถเชื่อมต่อ New connections per second สูงสุดไม่น้อยกว่า 150,000 connections per second

5.15.5 มี SSL Inspection Throughput หรือ TLS Performance ไม่น้อยกว่า 6 Gbps

5.15.6 มี Network Interface แบบ 10 Gigabit Ethernet (SFP+) จำนวนไม่น้อยกว่า 8 พอร์ต

5.15.7 มี Network Module Interface แบบ 10 Gigabit Ethernet (SFP+) ได้สูงสุดไม่น้อยกว่า 24 พอร์ต

5.15.8 มี Management Interface แบบ 10/100/1000 Base TX หรือ 1/10G RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต

5.15.9 อุปกรณ์สามารถตรวจจับและป้องกันการโจมตีในรูปแบบดังต่อไปนี้ ได้แก่ Worm, Backdoor, Spyware, Port Scans, IPv6 Attacks, Dos Attacks, Buffer Overflows, P2P Attacks, Statistical Anomalies, Protocol Anomalies, Application Anomalies และ Zero-day Threats

5.15.10 สามารถวิเคราะห์ Unknown malware หรือ Advance Malware ได้โดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์แบบ Analysis เช่นการวิเคราะห์การทำงานของไฟล์บนระบบที่มีการควบคุม (Cloud Sandboxing) หรือเสนออุปกรณ์เสริมภายนอกแบบ Appliance ได้

5.15.11 สามารถกำหนดการใช้งาน URL Filtering โดยมีจำนวนของ URL Categories ไม่ต่ำกว่า 60 Categoriesหรือเสนออุปกรณ์แบบ Appliance แยกได้โดยต้องเป็นยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ IPS

5.15.12 อุปกรณ์ที่เสนอ เมื่ออุปกรณ์เกิดปัญหาสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง Bypass Traffic หรือ Fail To Wire หรือ Fail-Open ได้โดยใช้ช่องสัญญาณ In-Line Mode สามารถรับส่งข้อมูลได้ตามปกติ

5.15.13 อุปกรณ์ที่เสนอต้องมี Power Supply แบบ Redundant หรือ Hot Swap จำนวน 2 หน่วย

5.15.14 รองรับการทำงาน High Availability แบบ Active-Standby หรือ Active-Active หรือแบบ Stackable ได้เป็นอย่างน้อย

5.15.15 เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับการรับรองความปลอดภัยในการใช้งานจาก EN, UL และ CSA เป็นอย่างน้อย

5.15.16 สามารถติดตั้งในตู้ RACK ขนาด 19 นิ้วได้

5.16 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System สำหรับ Meter Zone จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จะถูกติดตั้งในเครือข่ายของมิเตอร์ (Meter Zone) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.16.1 อุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาเพื่อทำหน้าที่ Next Generation Intrusion Prevention โดยเฉพาะโดยต้องไม่ใช่ อุปกรณ์ Firewall หรือ UTM Firewall ที่สามารถทำหน้าที่นี้ได้

5.16.2 มี Aggregate Performance Throughput หรือ Next Generation Intrusion Prevention Throughput สูงสุดไม่น้อยกว่า 4 Gbps

5.16.3 สามารถเชื่อมต่อ Maximum current connections สูงสุดไม่น้อยกว่า 2,000,000 sessions

5.16.4 สามารถเชื่อมต่อ New connections per second สูงสุดไม่น้อยกว่า 25,000 connections per second

5.16.5 มี SSL Inspection Throughput หรือ TLS Performance ไม่น้อยกว่า 600 Mbps

5.16.6 มี Network Interface แบบ 10/100/1000 จำนวนไม่น้อยกว่า 8 พอร์ต และมีช่องสำหรับใส่ พอร์ต SFP+ จำนวนไม่น้อยกว่า 4 พอร์ต

5.16.7 มี Management Interface แบบ 10/100/1000 Base TX หรือ 1/10G RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต

5.16.8 อุปกรณ์สามารถตรวจจับและป้องกันการโจมตีในรูปแบบดังต่อไปนี้ ได้แก่ Worm, Backdoor, Spyware, Port Scans, IPv6 Attacks, Dos Attacks, Buffer Overflows, P2P Attacks, Statistical Anomalies, Protocol Anomalies, Application Anomalies และ Zero-day Threats

5.16.9 สามารถวิเคราะห์ Unknown malware หรือ Advance Malware ได้โดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์แบบ Analysis เช่นการวิเคราะห์การทำงานของไฟล์บนระบบที่มีการควบคุม (Cloud Sandboxing) หรือเสนออุปกรณ์เสริมภายนอกแบบ Appliance ได้

5.16.10 สามารถกำหนดการใช้งาน URL Filtering โดยมีจำนวนของ URL Categories ไม่ต่ำกว่า 60 Categoriesหรือเสนออุปกรณ์แบบ Appliance แยกได้โดยต้องเป็นยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ IPS

5.16.11 อุปกรณ์ที่เสนอ เมื่ออุปกรณ์เกิดปัญหาสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง Bypass Traffic หรือ Fail To Wire หรือ Fail-Open ได้โดยใช้ช่องสัญญาณ In-Line Mode สามารถรับส่งข้อมูลได้ตามปกติ

5.16.12 อุปกรณ์ที่เสนอต้องมี Power Supply แบบ Redundant หรือ Hot Swap จำนวน 2 หน่วย

5.16.13 รองรับการทำงาน High Availability แบบ Active-Standby หรือ Active-Active หรือแบบ Stackable ได้เป็นอย่างน้อย

5.16.14 เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับการรับรองความปลอดภัยในการใช้งานจาก EN, UL และ CSA เป็นอย่างน้อย

5.16.15 สามารถติดตั้งในตู้ RACK ขนาด 19 นิ้วได้

5.17 อุปกรณ์บริหารจัดการ Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์ป้องกันการบุกรุกIntrusion Prevention System ที่เสนอในโครงการทั้งหมด โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.17.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการบริหารจัดการอุปกรณ์รักษาความมั่นคงปลอดภัยชนิด Next Generation Intrusion Prevention System ที่นำเสนอแบบ Hardware Appliance ซึ่งเป็นยี่ห้อเดียวกับระบบ Next Generation Intrusion Prevention System ที่นำเสนอ

5.17.2 มีหน่วยประมวลผล (CPU) อย่างน้อย 1 หน่วย

5.17.3 มีหน่วยความจำ (Memory) ไม่น้อยกว่า 24 GB

5.17.4 มี Hard Disk ขนาดไม่น้อยกว่า 600 GB

5.17.5 มี Network Interface แบบ 1G Copper จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย

5.17.6 สามารถบริหารจัดการอุปกรณ์ผ่าน CLI หรือ GUI ได้

5.17.7 รองรับมาตรฐาน IPv6 สำหรับใช้ในการบริหารจัดการอุปกรณ์

5.17.8 มี Power Supply จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย

5.17.9 สามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้

5.18 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 3 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบและป้องกันการเข้าถึงด้วยนโยบายรักษาความปลอดภัยที่จัดทำขึ้น ติดตั้งสำหรับเครือข่ายอินเตอร์เน็ต (Internet Zone) 1 เครื่อง และติดตั้งระหว่างเครือข่ายในระบบ AMI จำนวน 2 เครื่อง ทำงานแบบทำงานแบบ Redundancy (Active/Active) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำดังนี้

5.18.1 สามารถรองรับการใช้งานแบบ NGFW โดยมี NGFW throughput ไม่น้อยกว่า 14 Gbps และมี VPN throughput ไม่น้อยกว่า 10 Gbps

5.18.2 สามารถรองรับการใช้งานแบบ Threat Prevention โดยมี Threat Prevention throughput ไม่น้อยกว่า 8 Gbps

5.18.3 สามารถรองรับ connections per second ไม่น้อยกว่า 300,000 connections per second และมี concurrent connections อย่างน้อย 15,000,000 concurrent connections

5.18.4 มี Network Interface แบบ10/100/1000 Base-T RJ45 จำนวนอย่างน้อย 8 พอร์ท, แบบ 10 GBase-F SFP+ จำนวนอย่างน้อย 6 พอร์ท พร้อม Transceiver ครบตามจำนวน port ที่เสนอ

5.18.5 มี Storage ขนาดอย่างน้อย 450 GB จำนวน 2 unit โดยทำ Raid 1 ได้เป็นอย่างน้อย

5.18.6 มี Power Supply อย่างน้อย 2 unit โดยทำงานแบบ Redundant power supplies

5.18.7 สามารถใช้งาน Routing แบบ OSPFv2 and v3, BGPและ RIP ได้

5.18.8 สามารถใช้งานได้ทั้งแบบ Layer 3(Route Mode) และ Layer 2 (Transparent Mode) ได้

5.18.9 สามารถใช้งานIPv6 โดยสามารถทำ NAT66, NAT64, NAT46 ได้

5.18.10 สามารถใช้งานแบบ Active-Standby และ Active-Active ได้

5.18.11 สามารถกำหนด user และ client authentication บน Policy ได้

5.18.12 สามารถใช้งาน SSL VPN (Mobile Access) ได้อย่างน้อย 25 users

5.18.13 สามารถทำ VPN ได้ทั้งแบบ Domain Based VPN หรือ Policy Based VPN และ Route Based VPN ได้

5.18.14 รองรับการทำ VPN Authentication ได้ทั้งแบบ SecurID, RADIUS และ Certificates

5.18.15 สามารถใช้งานแบบ HTTP & HTTPS Proxy mode และทำ DHCP ทั้งแบบ Server และ Relay ได้

5.18.16 มีความสามารถในการตรวจสอบและป้องกันภัยคุกคามในลักษณะดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย

1) Protocol misuse

2) Malware communication

3) Tunneling attempts

5.18.17 มี IPS feature ที่สามารถเก็บและตรวจสอบ Packet จาก log ที่บันทึกไว้ได้

5.18.18 สามารถใช้งาน User Identity ร่วมกับ Microsoft Active Directory และ Radius Accounting ได้

5.18.19 สามารถตรวจจับ Bot หรือ Botnet ที่ทำงานในลักษณะของ Multi-tiered Detection Engine ซึ่งสามารถตรวจพบการติด Malware ได้โดยวิธีการตรวจสอบดังต่อไปนี้

1) Reputation of IPs, URLs, and DNS addresses

2) Patterns detection of bot communication

3) Scan for Bot actions

5.18.20 สามารถตรวจจับ Virus ผ่าน Traffic ที่มีการเข้ารหัสอย่าง SSL Traffic ได้ (HTTPS Inspection) รวมถึงป้องกันการดาวโหลดไฟล์ที่มีมัลแวร์ได้

5.18.21 ได้รับมาตรฐานความปลอดภัยCB หรือ FCC หรือ CE หรือ VCCI เป็นอย่างน้อย

5.19 อุปกรณ์บริหารจัดการ Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์รักษาความปลอดภัยเครือข่าย (Firewall) ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการในรูปแบบรวมศูนย์ (Centralized Management) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.19.1 เป็น Hardware Appliance ซึ่งเป็นยี่ห้อเดียวกับระบบ Next Generation Firewall ที่นำเสนอ เพื่อให้สามารถทำงานร่วมกันได้เป็นอย่างดี โดยสามารถบริการจัดการได้อย่างน้อย 25 อุปกรณ์

5.19.2 มี Network Interface แบบ Copper GbE จำนวนอย่างน้อย 4 พอร์ท

5.19.3 มี Storage ขนาดอย่างน้อย 4 TB จำนวน 2 unit โดยทำ Raid 1 ได้เป็นอย่างน้อย

5.19.4 มี Power Supply อย่างน้อย 2 unit โดยทำงานแบบ Hot-Swappable power supplies

5.19.5 รองรับการใช้งาน wildcard object รวมถึง dynamic object ต่างๆ เช่น O365 object เพื่อใช้สร้าง policy ได้

5.19.6 รองรับการเข้าใช้งานพร้อมๆ กันหลาย administrator ในเวลาเดียวกันได้

5.19.7 รองรับการทำงานของ Centralized Management ในแบบ High availability (HA) ได้

5.19.8 ความสามารถในการ Patch และ Update Software Version ของ Security Gateways จาก Centralized management ได้

5.19.9 สามารถตรวจสอบ Log ได้ทั้งแบบ Log ที่เกิดจากการใช้งาน Security Applications ต่างๆ (Traffic Log) และ Log ที่เกิดจากการบริหารจัดการอุปกรณ์ Security Gateway (Audit Log)

5.19.10 สามารถแสดงรายงานของเหตุการณ์ภัยคุกคามต่างๆ โดยสามารถแยกเป็น Security Applications ได้ และสามารถ Export ออกมาเป็นรายงานในรูปแบบของ PDF File หรือ Web Browser หากอุปกรณ์ที่เสนอไม่สามารถทำงานได้ครบ สามารถเสนออุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อให้ทำงานได้ตามข้อกำหนด

5.19.11 ได้รับมาตรฐานความปลอดภัย UL หรือ FCC หรือ CE หรือ RoHS เป็นอย่างน้อย

5.20 อุปกรณ์ระบบตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง

อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัยเครือข่าย (Firewall) ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการในรูปแบบรวมศูนย์ (Centralized) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.20.1 เป็นอุปกรณ์แบบ Hardware Appliance สำหรับบริหารจัดการแบบศูนย์กลางสำหรับนโยบาย (policy) ที่ใช้งานบนอุปกรณ์ Firewall ได้เป็นอย่างน้อย

5.20.2 สามารถจัดการ policy ของ firewall จำนวนไม่น้อยกว่า 3 ตัว

5.20.3 มี interface แบบ 1GB ไม่น้อยกว่า 4 port

5.20.4 มี CPU ไม่น้อยกว่า 16 cores และ Memory ไม่น้อยกว่า 64 GB

5.20.5 อุปกรณ์มี Storage ขนาดรวมกันไม่น้อยกว่า 2 TB เป็นอย่างน้อย และมี power supply จำนวน 2 Unit ทำงานแบบ Redundant hot swap power supply

5.20.6 สามารถบริหารจัดการ Policy ของ Firewall ยี่ห้อ Check Point, Fortinet, Palo Alto และ Cisco ได้เป็นอย่างน้อย

5.20.7 สามารถตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของ Firewall Policy ที่เกิดขึ้นบนอุปกรณ์บนเครือข่ายได้

5.20.8 มีหน้าจอ Dashboard สำหรับแสดงสถานะของอุปกรณ์ที่ตรวจสอบในลักษณะแผนภูมิ (Chart) ได้แก่ แผนภูมิแสดงการเปลี่ยนแปลง Policy (Change Chart) และแผนภูมิแสดง

rule/Object ที่ไม่จำเป็นหรือไม่มีการใช้งานที่ระบบแนะนำให้ตัดออกจาก Policy (Clean up Chart) ได้เป็นอย่างน้อย

5.20.9 สามารถจัดการ policy โดยสามารถตรวจสอบการซ้ำซ้อนของ rule และ rule ที่ไม่ได้มีการใช้งานได้

5.20.10 สามารถวิเคราะห์หาความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการกำหนด policy บนอุปกรณ์ได้

5.20.11 สามารถจัดทำรายงานในรูปแบบต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้

1) รายงานประเภท rule usage

2) รายงานประเภท rule change, object change

3) รายงาน rule ที่หมดอายุไปแล้ว หรือกำลังจะหมดอายุตามช่วงเวลาที่กำหนด

5.20.12 สามารถจัดทำรายงานต่างๆ ได้ในรูปแบบ HTML หรือ PDF พร้อมทั้งสามารถสร้างรายงานได้ทั้งแบบ schedule หรืออัตโนมัติได้

5.20.13 สามารถทำ authentication ผ่าน LDAP ได้

5.20.14 สามารถติดตั้งได้บนตู้ rack ขนาด 19 นิ้ว

5.21 ระบบจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์ (Security Information and Event Management) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ

อุปกรณ์สำหรับจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัย (Security Log, Event) จากอุปกรณ์ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการนี้ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.21.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance หรือ Virtual Appliance ที่ออกแบบเฉพาะสำหรับจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์โดยทำหน้าที่เป็น Log Management โดยเฉพาะ

5.21.2 มีความสามารถในการทำ Correlation log ได้ไม่น้อยกว่า 90 วัน และจัดเก็บ Raw Log ได้ไม่น้อยกว่า 3 ปี โดยหากอุปกรณ์ไม่สามารถจัดเก็บข้อมูลได้เพียงพอ สามารถหาอุปกรณ์อื่นมาต่อเพิ่ม เพื่อให้สามารถจัดเก็บข้อมูลได้ โดยต้องไม่ใช้พื้นที่ร่วมกับอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอกที่เสนอในโครงการ

5.21.3 สามารถเก็บ Log File ของอุปกรณ์เช่น Router, Switch, Firewall, Server และ Application ได้ เป็นต้น

5.21.4 สามารถบริหารจัดการอุปกรณ์ผ่านมาตรฐาน HTTPS และ SSH ได้

5.21.5 สามารถจัดเก็บข้อมูลเหตุการณ์ต่อวินาที (Events per Seconds) ได้ไม่น้อยกว่า 2,000 eps

5.21.6 ระบบต้องมีรายงานสำหรับ compliance ต่างๆที่มาพร้อมกับระบบ PCI-DSS, FISMA, SOX, ISO, HIPAA เป็นอย่างน้อย

5.21.7 สามารถ Export Log เป็นรูปแบบ CSV รวมถึงสามารถ Forward Log ได้

5.21.8 สามารถบริหารจัดการ log ของอุปกรณ์ได้อย่างน้อย 60 Nodes หรือ 60 Devices

5.22 ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Antivirus for Server) จำนวนอย่างน้อย 36 ชุด

ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครือคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการนี้และต้องไม่มีผลกระทบกับการทำงานของระบบ/ซอฟต์แวร์ต่างๆ ที่ดำเนินงานหลักของเครื่องนั้นๆ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.22.1 สามารถควบคุมบริหารจัดการและออกรายงานของซอฟต์แวร์ระบบ Antivirus ผ่านการจัดการส่วนกลางได้

5.22.2 มีความสามารถป้องกัน Virus, Spyware บนระบบปฏิบัติการได้ดังต่อไปนี้ ได้เป็นอย่างน้อย Windows 10, Windows Server 2019

5.22.3 สามารถตรวจสอบ Malware แบบอ้างอิงจากฐานข้อมูล (Signature) และแบบวิเคราะห์พฤติกรรม (Behavior monitoring) และ Ransomware Protection ได้เป็นอย่างน้อย

5.22.4 สามารถทำการป้องกันอันตรายที่มาจากทางเว็บไซต์ต่างๆ (Web Threats) ได้เป็นอย่างน้อย

5.22.5 มีความสามารถในการกำหนดการอนุญาต (permission) บนอุปกรณ์ Device Control โดยสามารถกำหนดสิทธิ์การใช้งาน เช่น Full Access, Read, Read and Execute หรือ Modify ให้กับอุปกรณ์ USB Storage devices ได้

5.22.6 ระบบป้องกันไวรัสบนเครื่องลูกข่ายสามารถป้องการการหยุดการทำงาน และถอดถอนการติดตั้ง โดยใช้รหัสผ่านได้

5.22.7 สามารถทำการ Update ฐานข้อมูลไวรัส (pattern) จากเครื่องแม่ข่าย หรือจาก Cloud ของผลิตภัณฑ์ได้โดยตรงในกรณีที่มีการนำเครื่องลูกข่ายไปใช้นอกระบบเครือข่าย

5.22.8 สามารถตรวจจับและป้องกันช่องโหว่ประเภท zero-day vulnerabilities ได้ โดยรวมถึง exploits ประเภทต่างๆ ด้วย

5.23 ระบบตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์เครือข่าย, คอมพิวเตอร์แม่ข่าย, และประสิทธิภาพของระบบฐานข้อมูลจำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ

ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย โดยทำหน้าที่ตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์ที่ติดตั้งในศูนย์ AMI Data Center ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.23.1 เป็นระบบ Network monitoring ทำหน้าที่ตรวจสอบ, แสดง และช่วยแก้ไขปัญหาที่เกิดได้จากอุปกรณ์เครือข่ายหลากหลายประเภท

5.23.2 มี Maps ที่แสดงความสัมพันธ์และความเชื่อมโยงของ อุปกรณ์เครือข่าย แบบอัตโนมัติ

5.23.3 สามารถทำ Automate discovery เพื่อลดเวลาในการค้นหาอุปกรณ์แบบหลากหลายชุดได้

5.23.4 สามารถบริหารจัดการผ่านหน้า Web Browsers ชั้นนำได้ โดยรองรับการ Custom Dashboard หรือ View ต่างๆ

5.23.5 เป็นระบบที่มีความสามารถในการตรวจสอบ application ที่อยู่บนโครงข่าย (on-premises), cloud หรือ hybrid

5.23.6 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถตรวจสอบค่าต่าง ๆ ของเครื่องแม่ข่าย server ได้ เช่น availability, CPU, memory, disk เป็นต้น

5.23.7 สามารถตรวจสอบระบบ virtualization ได้ โดยสามารถรองรับได้ทั้งระบบ VMware และ Hyper-V ได้เป็นอย่างน้อย

5.23.8 เป็นระบบ monitor ที่สามารถทำการตรวจสอบการทำงานและประสิทธิภาพของ Database และ Queries ได้

5.23.9 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบอุปกรณ์เครือข่ายที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า 250 interfaces หรือ 250 devices

5.23.10 License ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบ Server หรือ Application ที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า 36 nodes หรือ 36 applications

5.23.11 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบจำนวน database instances ที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า 10 instances

5.24 ระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ

ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย โดยทำหน้าที่บริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน ที่จะเชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์ที่ติดตั้งในศูนย์ AMI Data Center ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการและต้องทำการบันทึกหน้าจอขณะที่มีผู้ใช้งานผ่านระบบด้วย โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.24.1 เป็นระบบที่ออกแบบมาโดยเฉพาะเพื่อทำหน้าที่ควบคุมความปลอดภัย Privileged Account โดยสามารถบริหารจัดการรหัสผ่าน และควบคุมการเบิกใช้งาน เพื่อลดความเสี่ยงจากการถูกโจมตี

5.24.2 ต้องมีลิขสิทธิ์สำหรับผู้ใช้งานระบบจำนวนไม่น้อยกว่า 25 ผู้ใช้งาน (Users)

5.24.3 ต้องมีลิขสิทธิ์สำหรับบริหารจัดการรหัสผ่านของระบบปลายทางได้ไม่น้อยกว่า 500 อุปกรณ์

5.24.4 สามารถบันทึกการเข้าใช้งานระบบ (Session Isolation and Recording) ได้ไม่น้อยกว่า 500 อุปกรณ์

5.24.5 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์ภัยคุกคามจากพฤติกรรมการใช้งาน (Privileged Threat Analytics) ได้ไม่น้อยกว่า 500 อุปกรณ์

5.24.6 ต้องมีการเข้ารหัสข้อมูลของ Privileged Account ด้วย Algorithm แบบ AES-256 หรือดีกว่า

5.24.7 ระบบที่นำเสนอต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการจัดลำดับให้อยู่ในกลุ่ม Leader ของ Magic Quadrant for Privileged Access Management ปีล่าสุด

5.24.8 สนับสนุนระบบการพิสูจน์ตัวตน (Authentication) แบบ Username and Password หรือ RSA SecurID หรือ Web SSO หรือ RADIUS หรือ PKI หรือ LDAP ได้เป็นอย่างน้อย

5.24.9 สามารถบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งานและรหัสผ่านของระบบต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย หากระบบที่นำเสนอไม่รองรับสามารถเสนออุปกรณ์หรือ customize เพิ่มเติมเพื่อให้สามารถทำงานได้โดยประสิทธิภาพของระบบไม่ลดลง

5.24.10 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านระบบปฏิบัติการ ดังนี้ Operating Systems: Windows Servers, Redhat Linux, IBM AIX, Solaris

5.24.11 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่าน Windows Applications ดังนี้ Windows Applications: Service accounts, Scheduled Tasks

5.24.12 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านฐานข้อมูล ดังนี้ Databases: Oracle, MySQL

5.24.13 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านอุปกรณ์เครือข่าย/อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย ดังนี้ Network/Security Appliances: Cisco, Palo Alto

5.24.14 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านรูปแบบการให้บริการ Software ผ่านอินเทอร์เน็ต (SaaS) ดังนี้ SaaS: Microsoft Azure, Amazon AWS

5.24.15 สามารถตรวจหาบัญชีผู้ใช้งานบนระบบปลายทางผ่าน Active Directory และเพิ่มบัญชีผู้ใช้งานในระบบ Privileged Account ได้

5.24.16 สามารถเปลี่ยนรหัสผ่านของ Privileged Account ตามช่วงเวลาที่กำหนด

5.24.17 สามารถเปลี่ยนรหัสผ่านของ Privileged Account หลังจากการใช้งานโดยอัตโนมัติ

5.24.18 สามารถกำหนดความยาว และองค์ประกอบของรหัสผ่าน เช่น ตัวอักษรตัวใหญ่ (Upper Case), ตัวอักษรตัวเล็ก (Lower Case), ตัวเลข (Digit) และอักขระพิเศษ (Special Character)

5.24.19 สามารถเก็บประวัติการเปลี่ยนรหัสผ่าน (password history)

5.24.20 สามารถทำงานแบบ Dual Control โดยผู้ใช้ต้องได้รับการอนุมัติก่อนที่จะเรียกดู Password ได้ และแจ้งเตือนทางอีเมลในกระบวนการร้องขอและอนุมัติ

5.24.21 สามารถเชื่อมต่อไปยังระบบปลายทาง (Transparent Connection) ตามคุณสมบัติดังนี้ได้เป็นอย่างน้อย

5.24.22 สามารถเข้าสู่ระบบปลายทางโดยไม่ต้องแสดงรหัสผ่านให้ผู้ใช้ทราบ

5.24.23 สามารถบันทึกการใช้งาน Privileged Session ในรูปแบบของ Video Recordings และ Keystrokes หรือ Commands ได้ โดยต้องรองรับ ดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย

5.24.24 สามารถทำ Privileged SSH Sessions ในรูปแบบของ Commands List

5.24.25 สามารถ Export บันทึกเหตุการณ์ (Recording) ได้ทั้งแบบ Video file หรือ text file หรือ snapshot

5.24.26 สามารถค้นหาบันทึกการใช้งานจาก Commands และ Keystrokes ได้แบบ Free Text Search

5.24.27 สามารถทำ White-listing และ Black-listing สำหรับ SSH Commands เพื่อป้องกันการรันคำสั่งที่ไม่อนุญาตบนระบบที่ควบคุมได้

5.24.28 สามารถเฝ้าระวัง (Monitor) การใช้งาน Privileged Session และสามารถตัดการเชื่อมต่อ (Terminate) ได้ทันทีโดยผู้ดูแลระบบเมื่อพบพฤติกรรมที่ผิดปกติ

5.24.29 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์ภัยคุกคามจากพฤติกรรมการใช้งาน (Privileged Threat Analytics) ได้ตามคุณสมบัติดังนี้ได้เป็นอย่างน้อย หากไม่รองรับสามารถเสนออุปกรณ์หรือ customize เพิ่มเติมเพื่อให้สามารถทำงานได้โดยประสิทธิภาพของระบบไม่ลดลง

5.24.30 สามารถกำหนดเงื่อนไขเพื่อตรวจสอบพฤติกรรมการใช้งานที่มีความเสี่ยงสูง (High Risk Activities) และแสดงผลเป็น Risk Score เพื่อระบุระดับความเสี่ยงของแต่ละ Privileged Session ได้

5.24.31 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้งานของ Privileged User เพื่อสร้างเป็น Baseline และแจ้งเตือนหากพบพฤติกรรมที่ผิดปกติ

5.24.32 สามารถตรวจจับพฤติกรรมการใช้งานที่ผิดปกติได้ โดยสามารถ Suspend การใช้งานนั้นได้โดยอัตโนมัติ

5.24.33 รองรับการทำงานร่วมกับระบบดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย

1) Ticketing System

2) Security Information and Event Management (SIEM)

3) Hardware Security Module (HSM)

5.25 ระบบ One Time Password (OTP) “ชุดรหัสผ่านที่เป็นตัวเลข” จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ

ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ทำหน้าที่ออกรหัสผ่านเป็นชุดหมายเลขในลักษณะใช้ครั้งเดียว (One Time Password (OTP)) โดยรหัสผ่านนี้จะใช้ร่วมกับระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.25.1 ระบบที่เสนอต้องมี Software และจำนวน License สิทธิการใช้งานประเภท Software Token ที่ ไม่น้อยกว่า 25 License

5.25.2 เป็น Appliance ที่ออกแบบสำหรับทำหน้าที่สำหรับตรวจสอบยืนยัน ตัวตนแบบ 2 ชั้น (Two-factor Authentication) ในการยืนยันตัวตน

5.25.3 มีหน่วยความจำอย่างน้อย 8GB

5.25.4 ต้องมีพื้นที่จัดเก็บข้อมูลภายในอุปกรณ์เอง

5.25.5 สามารถรองรับการทำ Replicate ข้อมูลสิทธิการใช้งาน License จาก DC (Active) ไป DR (Standby) ได้

5.25.6 สามารถจัดการข้อมูลผู้ใช้งานได้ทั้งภายในระบบ (Internal Database) หรือเชื่อมต่อกับ LDAP Server ภายนอกได้ โดยต้องทำงานร่วมกับ Microsoft Active Directory ได้เป็นอย่างน้อย

5.25.7 สามารถทำงานร่วมกับ Software Token โดยรองรับระบบปฏิบัติการในคอมพิวเตอร์ หรือ Mobile ทั้ง IOS และ Android

5.25.8 สามารถทำงานร่วมกับ Hardware Token ได้

5.25.9 สามารถทำงานเป็น Radius Server ได้ภายในตัวเอง โดยสามารถรองรับ RADIUS Authentication Protocols เช่น PAP หรือ MSCHAPv2 ได้

5.25.10 สามารถทำการตรวจสอบผู้ใช้งานร่วมกับระบบดังต่อไปนี้

- Radius
- VDI: Citrix
- Web-base portals: IIS

5.25.11 สามารถบริหารจัดการระบบผ่านทาง Web Browser ได้

5.25.12 สามารถบริหารจัดการระบบผ่านทาง Web Browser ได้มี Self-Service Portal สำหรับให้ผู้ใช้งานบริหารจัดการ Token สำหรับตนเองได้ (Self Register) และรองรับการเปลี่ยน PIN ในกรณีที่ใช้งานกับ Hardware Token และ Software Token ได้

5.25.13 ระบบต้องมี Log การใช้งานทั้งหมด และต้องสามารถสร้างรายงานการใช้งานในรูปแบบต่างๆ ได้

5.25.14 สามารถดู Log ของการ Authentication ในแบบ Real-time ได้

5.25.15 ระบบที่นำเสนอต้องมี Application Program Interface (API) หรือ Software Development Kit (SDK) สำหรับพัฒนา Application เพื่อเข้าไปเชื่อมต่อให้ทำงานร่วมกับระบบได้

5.25.16 ต้องสามารถปรับเวลาของอุปกรณ์ให้เป็นเวลามาตรฐานผ่านโปรโตคอล NTP หรือ SNTP ได้

5.25.17 ระบบบริหารจัดการต้องสามารถออกรายงานแบบอัตโนมัติ มี Template สำเร็จรูปรองรับและแบบปรับแต่งการใช้งานเองได้

5.25.18 เป็น Software Token สำหรับสร้างรหัสใช้งานครั้งเดียวแบบ Time Synchronization

5.25.19 Software Token ต้องสามารถใช้งานตลอดอายุสัญญาซื้อขาย และสัญญาบำรุงรักษาที่ประกวดราคาในครั้งนี้

5.26 คอมพิวเตอร์ Notebook จำนวน 30 ชุด

เครื่องคอมพิวเตอร์Notebook พร้อมติดตั้งระบบปฏิบัติการสำหรับพนักงานโครงการ AMI ณ สำนักงานใหญ่ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.26.1 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel Core i7 Gen 10 Quad-core ความเร็วสัญญาณนาฬิกาไม่ต่ำกว่า 2.3 GHz มีหน่วยความจำ Cache ไม่น้อยกว่า 8 MB หรือดีกว่า หรือ Apple M1 หรือดีกว่า

5.26.2 มีหน่วยความจำหลัก ไม่น้อยกว่า 8 GB หรือดีกว่า

5.26.3 มีจอสีขนาดไม่ต่ำกว่า 13 นิ้ว และมีความละเอียดไม่น้อยกว่า 1920 x 1080 Pixels หรือดีกว่า

5.26.4 มี Keyboard สามารถใช้ได้ทั้งภาษาไทย อังกฤษ และตัวเลข

5.26.5 มี SSD ไม่ต่ำกว่า 512 GB หรือดีกว่า

5.26.6 มีพอร์ต Thunderbolt หรือ USB-C จำนวนไม่น้อยกว่า 2 พอร์ต

5.26.7 มี Built-in camera ความละเอียดไม่ต่ำกว่า 720p

5.26.8 มี Built-in Wireless LAN IEEE 802.11ac หรือ 802.11ax หรือดีกว่า ซึ่งต้องรองรับการใช้งานร่วมกับ IEEE 802.11a/b/g/n ได้

5.26.9 มี Built-in Bluetooth 5.0 หรือ ดีกว่า

5.26.10 มี AC Adaptor ขนาดไม่น้อยกว่า 60 วัตต์และมีแบตเตอรี่แบบ Lithium Ion หรือ Lithium Polymer ภายในตัวเครื่อง หรือดีกว่า

5.26.11 มี Optical Wireless Mouse จำนวน 1 ชุด

5.26.12 มีกระเป๋าสำหรับใส่เครื่องคอมพิวเตอร์

5.26.13 มี Microsoft Windows 10 Professional หรือสูงกว่าแบบ 64-bit โดยมีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมายและต้องสามารถใช้ภาษาไทยได้

5.27 เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) สำหรับ Dash Board และ Monitoring and Control ณ. ศูนย์ AMI Data Center จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด

เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) พร้อมจอแสดงผล (Monitor) สำหรับงาน Dash Board โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.27.1 มีหน่วยประมวลผลกลาง (CPU) จำนวนไม่น้อยกว่า 4-Core Processor จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย โดยแต่ละหน่วยมีความเร็วสัญญาณนาฬิกาไม่น้อยกว่า 3.0 GHz

5.27.2 มีหน่วยความจำหลักแบบ DDR4 หรือดีกว่า โดยมีขนาดไม่น้อยกว่า 16 GB และสามารถขยายได้รวมสูงสุดไม่น้อยกว่า 32 GB

5.27.3 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล Solid State Drive แบบ M.2 PCIe NVMe หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB และ Hard Disk Drive แบบ SATA 5400rpm หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 2 TB

5.27.4 มีหน่วยประมวลผลเพื่อแสดงภาพ แยกจากแผงวงจรหลัก ที่มีหน่วยความจำไม่น้อยกว่า 4 GB

5.27.5 มีช่องเชื่อมต่อระบบเครือข่าย แบบ Gigabit Ethernet แบบ 100/1000 Mbps หรือดีกว่า แบบ RJ45 จำนวนไม่น้อยกว่า 1 port

5.27.6 มีช่องเชื่อมต่อแบบ USB 3.0 หรือดีกว่าจำนวนอย่างน้อย 4 ช่อง

5.27.7 มี Power Supply ขนาดไม่น้อยกว่า 300W

5.27.8 มีระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows 10 Professional หรือดีกว่า ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องและต้องสามารถใช้ภาษาไทยได้

5.27.9 มีจอภาพแบบ UHD LED ความละเอียดในการแสดงผลระดับ 4K ขนาดไม่เล็กกว่า 50 นิ้ว

5.27.10 มีขาแขวนจอภาพแบบติดผนังหรือติดยึดบนโต๊ะทำงาน ที่สามารถปรับหมุนซ้ายขวาได้ และรองรับจอภาพขนาดไม่เล็กกว่า 50 นิ้ว

5.27.11 มีแป้นพิมพ์ ที่มีการแสดงตัวอักษรทั้งภาษาไทย อังกฤษ และตัวเลข

5.27.12 มี Optical Wireless Mouse จำนวน 1 ชุด

5.28 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด

5.28.1 ชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือนจะต้องมากับ License ที่เพียงพอกับระบบแม่ข่ายที่เสนอมา และรองรับตลอดอายุของสัญญารวมทั้งการอัพเดท

5.28.2 ชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ที่ติดตั้ง จำเป็นต้องมีการสร้าง Heartbeat เพื่อเป็นช่องทางในการย้ายระบบเมื่อเกิดปัญหา

5.28.3 จะต้องสามารถย้ายที่จัดเก็บ (Data Migration) ของระบบคอมพิวเตอร์เสมือนได้แบบ Online

5.28.4 ต้องสามารถ Online Cloning คอมพิวเตอร์เสมือนได้

5.28.5 ต้องสามารถสร้าง Online Snapshot คอมพิวเตอร์เสมือนได้ไม่ต่ำกว่า 32 ชุด ต่อ 1 คอมพิวเตอร์เสมือน

5.28.6 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายจะต้องสามารถทำงานแบบ HA Cluster กันได้เมื่อเกิดความเสียหาย

5.28.7 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ที่ติดตั้งต้องมีระบบจัดการที่สามารถควบคุมทุกอย่างจากส่วนกลางได้

5.28.8 ต้องสามารถจัดการ เพิ่ม หรือ ลด Memory, Network และ Storage ของคอมพิวเตอร์เสมือนได้ โดยไม่ต้องมีการหยุดให้บริการของระบบคอมพิวเตอร์เสมือน

5.28.9 ต้องสามารถสร้างคอมพิวเตอร์เสมือนต้นฉบับ (Template) เพื่อสามารถ deploy คอมพิวเตอร์เสมือนได้รวดเร็ว

5.28.10 ต้องสามารถทำ Online Migration ของคอมพิวเตอร์เสมือนระหว่างเครื่องแม่ข่าย (Host) ที่อยู่ในระบบเดียวกันนั้นได้

1) Microsoft Windows ตั้งแต่ version 2012 จนถึงปัจจุบัน

2) Redhat Enterprise Linux version 7.x จนถึง ปัจจุบัน

5.28.11 ต้องสามารถจัดการ Virtual Network และ Virtual Switch เพื่อใช้งานกับระบบคอมพิวเตอร์เสมือน

5.28.12 ต้องมีระบบควบคุมส่วนกลางเพื่อที่จะสามารถจัดการระบบ Virtualization และ Storage ได้

5.29 ระบบจัดการทรัพยากรส่วนกลางของชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Management for Hypervisor) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด

5.29.1 สามารถจัดการทรัพยากรสำหรับคอมพิวเตอร์เสมือนจากส่วนกลางเช่น CPU, memory, storage และ network ได้

5.29.2 ระบบต้องสามารถทำงานร่วมกับ Microsoft Active Directory และสามารถนำ user, ou หรือ group ไปใช้งานและควบคุมการเข้าถึงระบบ (ACL) ได้

5.29.3 ระบบสามารถมีการให้สิทธิ์การเข้าถึงของผู้รับผิดชอบ ดูแลระบบคอมพิวเตอร์เสมือนนั้นที่กำหนดให้ได้ รวมทั้งการควบคุม ปิด เปิด รีสตาร์ท ได้

5.29.4 ระบบต้องสามารถ Performance Monitoring แบบ Realtime ในส่วนของการใช้งาน CPU, Memory, Storage และ Networkได้

5.29.5 สามารถตรวจสอบและสร้าง Alarm เช่น Virtual Machine, Storage และ Network ได้ และสามารถแจ้งไปในช่องทางของ E-mail ได้เป็นอย่างน้อย

5.29.6 สามารถเชื่อมต่อกับระบบจัดการ patches และ update จากส่วนกลางสำหรับระบบ Hypervisor (Update Manager)

5.29.7 ต้องมีระบบสำรอง Host Profile ที่จะ Recovery Host Profile จากการเสียหายทาง Physical ของ Hypervisor Host ได้

5.29.8 ต้องสามารถสร้างความสมดุลระหว่างเครื่องแม่ข่าย เพื่อการทำงานที่สามารถใช้งานได้เต็มประสิทธิภาพ โดยสามารถทำงานเป็นแบบ อัตโนมัติ เป็นอย่างน้อย

5.29.9 ระบบต้องสามารถแจ้งเตือนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นผ่านทางระบบ SMTP ไปยัง Email ได้

5.29.10 ต้องสามารถสร้างเน็ตเวิร์คเสมือน เพื่อนำมาใช้กับเครื่องแม่ข่ายในระบบคอมพิวเตอร์เสมือนได้

5.29.11 สามารถควบคุมบริหารจัดการเครื่องแม่ข่ายได้ไม่น้อยกว่า 5 Hosts

5.29.12 รองรับการบริหารระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ไม่ต่ำกว่า 50 เครื่อง

5.30 ระบบสำรองข้อมูลจำนวน 1 ระบบ

ระบบสำรองข้อมูล ผู้เสนอจะต้องเสนอเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่ติดตั้งซอฟต์แวร์สำรองข้อมูล หรือเป็น Appliance สำหรับระบบสำรองข้อมูลโดยเฉพาะ โดยระบบต้องรองรับการสำรองข้อมูล ระบบฐานข้อมูล และ Application ที่ติดตั้งในโครงการนี้ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.30.1 หน่วยประมวลผลหลัก สำหรับคอมพิวเตอร์แม่ข่ายระบบสำรองข้อมูล (Server) ที่มี 10 Core หรือดีกว่า และมีความเร็วไม่น้อยกว่า 2.0 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย หรือดีกว่า

5.30.2 มีหน่วยความจำหลัก (Memory) ไม่น้อยกว่า 384 GB หรือดีกว่า

5.30.3 มีพื้นที่การจัดเก็บข้อมูล (Usable) ไม่น้อยกว่า 168 TB หรือดีกว่า

5.30.4 เครื่องแม่ข่ายต้องมีระบบปฏิบัติการที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมายคลุมเครื่องแม่ข่ายที่นำเสนอ

5.30.5 รองรับการเชื่อมต่อแบบ (Network Interface) แบบ 1GB Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 Port หรือดีกว่า

5.30.6 รองรับการเชื่อมต่อแบบ (Network Interface) แบบ 10 GB Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 Port หรือดีกว่า

5.30.7 มีแหล่งจ่ายไฟแบบ Hot Plug หรือ Hot Swap ทำงานแบบ Redundant Power Supply จำนวน 2 หน่วย

5.30.8 ต้องมี Port สำหรับการจัดการเครื่อง (Management Port)

5.30.9 สามารถการสำรองข้อมูลบน Application และ Database ได้แก่ Microsoft SQL, Oracle และ Active Directory ได้เป็นอย่างน้อย

5.30.10 สามารถบริหารจัดการแบบรวมศูนย์โดยมีลักษณะเป็น Web-Base Console ได้

5.30.11 สามารถทำ Data Deduplication ได้เพื่อลดพื้นที่และ Bandwidth เวลาในการจัดเก็บข้อมูล

5.30.12 สามารถการสำรองและกู้คืนข้อมูลจากเครื่องแม่ข่ายแบบเสมือน (Virtual Server) บนระบบ VMware, Hype-V ได้เป็นอย่างน้อย

5.30.13 มีฟังก์ชั่นรับรองการกู้คืนในระดับไฟล์ (Granular restore) ได้เป็นอย่างน้อย

5.30.14 สามารถกู้คืน VM แบบรวดเร็ว โดยสามารถเปิดก้อนข้อมูลที่ทำการสำรองอยู่ขึ้นมาใช้งานได้ทันทีโดยไม่จำเป็นต้องกู้คืนข้อมูลกลับไปยังต้นทางได้ (Instant Recovery)

5.30.15 มีฟังก์ชันรับรองการทำ Encryption ข้อมูลที่ทำการส่งระหว่างเครื่อง

5.30.16 มีลิขสิทธิ์ใช้งานการสำรองข้อมูลตามจำนวน CPU Sockets ไม่น้อยกว่า 40 Sockets หรือตามพื้นที่จัดเก็บไม่น้อยกว่า 168 TB หรือครอบคลุมตามจำนวนอุปกรณ์ที่เสนอในโครงการ

5.31 ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล (Software and Information Integrity) จำนวน 1 ระบบ

ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล ผู้เสนอราคาต้องจัดให้มีซอฟต์แวร์ ที่ทำหน้าที่ในการเฝ้าระวังและตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงข้อมูลต่าง ๆ ของระบบ Smart Grid โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้

5.31.1 ต้องรองรับการตรวจสอบระบบ ดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย

(1) Database : ในระดับของ System Files และ Configuration Files

(2) Active directory : ผู้ใช้ที่มีสิทธิ์ระดับสูง (Privileged group) เช่น local admin หรือ domain admin, นโยบายกลุ่ม (Group policy) ภายใต้ระดับของระบบปฏิบัติการ

(3) Virtual infrastructure : สามารถเฝ้าระวังการเปลี่ยนแปลง Files, Directory, Groups, Installed Software, Ports, Process และ Registry ในระบบเสมือนได้ และ สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบบริหารจัดการระบบเสมือน เช่น VMware NSX หรือ VMware NSX-T ได้

(4) Storage device : แฟ้มข้อมูลที่สำคัญ เช่น .exe, registry entries, configuration files, file permission ทั้งใน local disks หรือ NAS หรือ cloud

5.31.2 สามารถป้องกันการโจมตีในระดับ Application-Layer เช่น SQL injection และ cross-site script ได้เป็นอย่างน้อย

5.31.3 สามารถวิเคราะห์ log file ของระบบปฏิบัติการณ์และแอพพลิเคชั่นต่างๆ รวมถึงแจ้งเตือนเหตุการณ์ที่น่าสงสัย (suspicious activity) หรือเหตุการณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับความปลอดภัยของระบบได้โดยสามารถทำการเลือกนโยบายที่เหมาะสมให้กับระบบได้แบบอัตโนมัติ

5.31.4 สามารถจัดให้มีการวิเคราะห์ และจัดลำดับความสำคัญด้าน Software and Information Integrity ได้

5.31.5 ต้องสามารถตรวจสอบความถูกต้องในรูปแบบ Integrity verification techniques ใช้ในการตรวจหาหลักฐานของการงัดแงะ (tampering), ความผิดผลาด (error), การละเว้น (omission)

5.31.6 สามารถควบคุมและบริหารจัดการระบบทั้งหมดได้จากส่วนกลางและ สามารถสร้างรายงานแบบอัตโนมัติได้

5.31.7 ต้องมีเครื่องมือในการแจ้งเตือนอย่างอัตโนมัติให้ บุคคลที่ถูกกำหนดไว้ ทางอีเมล และมี API สำหรับเชื่อมโยงการแจ้งเตือนไปยังระบบที่เกี่ยวข้อง เมื่อค้นพบความแตกต่าง (discrepancy) ระหว่างการทำการ integrity verification

5.31.8 ต้องผ่านการรองรับมาตรฐานด้านความปลอดภัย เช่น Common Criteria EAL 2+ เป็นอย่างน้อย

5.31.9 ต้องเสนอลิขสิทธิ์ (License) การใช้งานที่ครอบคลุมตามจำนวนอุปกรณ์ที่เสนอในโครงการ

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 6 : Cyber Security Requirements

Book 6 Cyber Security Requirements

Contents

1 Policies and Procedures 8
1.1 Smart Grid Cyber Security Policies and Procedures 8
2 Access Control 10
2.1 Account Management 10
2.2 Access Enforcement 11
2.3 Least Privilege 11
2.4 Unsuccessful Login Attempts 12
2.5 Smart Grid Information System Use Notification 13
2.6 Previous Logon Notification 13
2.7 Concurrent Session Control 14
2.8 Session Lock 14
2.9 Remote Session Termination 15
2.10 Remote Access 15
2.11 Wireless Access Restrictions 18
2.12 Access Control for Portable and Mobile Devices 18
2.13 Control System Access Restrictions 19
2.14 Publicly Accessible Content 19
2.15 Passwords 20
3 Awareness and Training 21
3.1 Security Awareness Training 21
4 Audit and Accountability 21
4.1 Auditable Events 21

4.2 Content of Audit Records 22
4.3 Audit Storage Capacity 23
4.4 Response to Audit Process Failures 23
4.5 Audit Monitoring, Analysis, and Reporting 24
4.6 Time Stamps 25
4.7 Protection of Audit Information 25
4.8 Audit Record Retention 25
4.9 Audit Generation 26
5 Security Assessment and Authorization 26
5.1 Smart Grid Information System Connections 26
5.2 Continuous Monitoring 27
6 Configuration Management 27
6.1 Configuration for Least Functionality 27
6.2 Component Inventory 28
6.3 Factory Default Settings Management 28
7 Identification and Authorization 28
7.1 Authenticator Management 28
7.2 User Identification and Authorization 29
7.3 Device Identification and Authentication 30
7.4 Authenticator Feedback 30
8 Information and Document Management 31
8.1 Information Exchange 31
9 Incident Response 31
9.1 Incident Handling 31
9.2 Smart Grid Information System Backup 31

10 System Development and Maintenance 32
10.1 Maintenance Personnel 32
11 Physical and Environmental Security 32
11.1 Physical Access Control Authorizations 32
11.2 Physical Access Control 33
11.3 Monitoring Physical Access Control 33
11.4 Emergency Power 34
11.5 Location of Smart Grid Information System Assets 34
12 Risk Management and Assessment 35
12.1 Risk Assessment 35
13 Services Acquisition 36
13.1 Software License Usage Restrictions 36
13.2 Security Engineering Principles 36
13.3 Supply Chain Protection 36
14 Communication Protection 37
14.1 Communications Partitioning 37
14.2 Security Function Isolation 37
14.3 Denial-of-Service Protection 37
14.4 Boundary Protection 38
14.5 Communication Integrity 40
14.6 Communication Confidentiality 41
14.7 Use of Validated Cryptography 42
14.8 Public Key Infrastructure Certificates 42
14.9 Mobile Code 43
14.10 System Connections 43

14.11 Security Roles 44
14.12 Message Authenticity 44
14.13 Secure Name/Address Resolution Service 45
14.14 Fail in Known State 46
14.15 Smart Grid Information System Partitioning 46
15 Information Integrity 46
15.1 Malicious Code and Spam Protection 46
15.2 Smart Grid Information System Monitoring Tools and Techniques 48
15.3 Security Alerts and Advisories 50
15.4 Security Functionality Verification 51
15.5 Software and Information Integrity 52
15.6 Information Input Validation 53
15.7 Error Handling 53

For the purposes of determining the applicability and scope of each of these requirements, the following terms and abbreviations are defined:

- AMI Advanced Metering Infrastructure
- IDS/IPS Intrusion Detection System/Intrusion Prevention System
- MDMS Meter Data Management System
- SGIS Smart Grid Information Security, which is related to only Cyber Asset
- SIEM Security Information and Event Management
- OP General Operations associate with the SGIS

Each of the above includes all associated cyber assets together with all networking equipment, servers, workstations or other devices connected to their associated networks.

Cyber Asset This includes servers, workstations, and networking equipment proposed in this project, excluding smart meters.

SGIS SIEM Refers to a central system to monitor and log SGIS security events, and to generate alerts for significant events.

Capability The specified capability is to be included in cyber assets, software components, or supporting system, or the SGIS design must provide the capability.

Application Software The software that is developed in the project, including MOMS, Customer Energy Portal, and others.

Configuration The cyber asset or system must be configured to provide this requirement.

Design The design of the system or system component must support this requirement. Depending on the design, this may affect components of the design.

Policy While all the following requirements reflect security policy, those items marked as “Policy” refer to additional requirements such as how configuration is to be determined or capabilities that may not be allowed.

Training Training to be developed including all class materials.

Procedure A procedure to support this requirement

Documentation Technical documentation to be created to support requirement

The following lists general comments for the security requirements.

(1) Contractor to assure that capability has been configured in accordance with the security policy prior to deployment on the production system.
(2) If a device or its managing system does not directly support this capability, compensating controls must be specified.

For the implementation of cyber security in the recommended AMI system architecture, the awarded Contractor shall, with collaboration of PEA, implement necessary Cyber security capabilities. Contractor shall submit the security design to PEA for approval prior to implementation.

The Smart Grid information system shall have the capability to assign and enforce user privileges based on designated roles.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applied to	Cyber assets and software that support user accounts
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

The physical access control system shall provide audit records of successful, unsuccessful access attempts, which included the time, location and user identification information of the access event.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applied to	SGIS facilities
Responsibility	Contractor
Comment	

The Contractor shall acquire, install, configure, and deliver tools or software or AMI functionalities together with sufficient and lawful ***Licenses*** *to support the cyber security*

requirements described herein for applying to the proposed AMI system for C&I Customer as follows, at a minimum,

1. Security Information and Event Management (SIEM) System for SGIS
2. Intrusion Detection and Monitoring System for SGIS
3. Intrusion Prevention System for SGIS
4. Integrity Verification System for SGIS
5. Information/Event Audition System for SGIS

Note: The aforementioned tools/software/AMI functionalities provided above may be implemented separately or jointly in the packages of tool/software/AMI functionalities based on the Contractor's proposed solution.

1 Policies and Procedures

The section summarizes Cyber Security requirements that include policies, procedures, technology capabilities, system-wide or component-focused functionality. In each requirement, the applicable areas or systems are indicated for reference. In Appendix B Cyber Security Responsibility, the table that summarizes the expected responsible party of the requirements, e.g. either PEA or the Contractor(s), is included.

1.1 Smart Grid Cyber Security Policies and Procedures

1.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security v1.0 – Aug 2010 or a later version, develop cyber security policies and procedures for the Smart Grid information system.

Type of control	Policy development
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Operations, systems and cyber assets
Responsibility	Contractor to provide development guidance and support to PEA
Comment	

Type of control	Procedure development
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Operations, systems and cyber assets
Responsibility	Contractor to provide development guidance and support to PEA
Comment	

Policies are the overall specification of the security requirements of the system and its users. Procedures are a set of stated methods by which users will assure that the policy is being met. E.g. a policy may state that all personnel will have had background checks prior to be given access to the SGIS, and there is a procedure for provisioning access that will at one point require that the background check be complete and meet PEAs documented requirement for the provisioning to proceed.

These policies must include, as appropriate, technical, procedural and administrative controls to achieve the policy goals.

These will apply to the organization and SGIS as a whole and will also include any policy items and procedures relevant to specific devices or subsystems.

Each of the items specified below must be included in the security policy and have associated procedures to manage them.

2 Access Control

2.1 Account Management

2.1.1 The Smart Grid information system shall automatically terminate temporary and emergency accounts after an organization-defined time period for each type of account.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.1.2 The Smart Grid information system shall automatically disable inactive accounts after an organization-defined time period. The awarded Contractor will discuss the use of single sign on at the start of the project in order to agree on the work process with PEA.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1) (2)

2.1.3 The Smart Grid information system shall automatically audit account creation, modification, disabling, and termination actions and notifies the required individuals. The awarded Contractor will discuss the use of single sign on at the start of the project in order to agree on the work process with PEA.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible
Responsibility	Contractor

Comment	Devices or managing system must report this information for centralized monitoring. (1) (2)

2.2 Access Enforcement

2.2.1 The Smart Grid information system enforces assigned authorizations for controlling access to the Smart Grid information system in accordance with organization-defined policy and risk assessment.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets meeting policy guidelines.
Responsibility	Contractor as required by PEA security policy
Comment	Best practices require that access to cyber assets be restricted and controlled. (1) (2)

2.3 Least Privilege

2.3.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-7, where feasible, enforce different levels of user privilege in interacting with the system.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software that support user accounts.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.3.2 The Smart Grid information system shall provide real-time logging and recording of the use of privileged accounts.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP

Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.4 Unsuccessful Login Attempts

2.4.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-8, where feasible, enforce a login delay after a limited number of consecutive invalid login attempts.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.4.2 The Smart Grid information system shall provide real-time logging and recording of unsuccessful login attempts.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.4.3 The Smart Grid information system shall provide real-time alerting to a management authority for the Smart Grid information system when the number of defined consecutive invalid access attempts is exceeded.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software that support user accounts; SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.5 Smart Grid Information System Use Notification

2.5.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-9, display an approved system use notification message or banner before granting access to the Smart Grid information system that provides privacy and security notices consistent with applicable laws, directives, policies, regulations, standards, and guidance.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and application software that support logon access at a human user interface.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.6 Previous Logon Notification

2.6.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-10, notify the user, upon successful logon, of the date and time of the last logon and the number of unsuccessful logon attempts since the last successful logon.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS workstations and servers, and where feasible, any cyber assets or application software that support logon access at a human user interface.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.7 Concurrent Session Control

2.7.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-11, limit the number of concurrent sessions for any user on the Smart Grid information system

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and application software, where feasible, that supports logon access at a human interface.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.8 Session Lock

2.8.1 The Smart Grid information system shall, where feasible and in accordance with NIST SG.AC-12, lock user access to the system after a defined period of inactivity or when the logged on user is away from the system.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support interactive user interfaces.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.8.2 The Smart Grid information system shall retain the session lock until an authorized user reestablishes access using appropriate identification and authentication procedures.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support interactive user interfaces, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.9 Remote Session Termination

2.9.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-13, terminate a remote session at the end of the session or after a period of inactivity.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets that support interactive user interfaces.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.10 Remote Access

2.10.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-15, authorize, monitor, and manage all methods of remote access to the Smart Grid information system.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.10.2 The Smart Grid information system shall authenticate remote access, and use cryptography to protect the confidentiality and integrity of remote access sessions.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.10.3 The Smart Grid information system shall route all remote accesses through a limited number of managed access control points.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2) Contractor design must route remote access through managed access points (e.g. firewalls), and said design must provide, implement and configure.

2.10.4 In case of wireless communications is used, the Smart Grid information system shall protect wireless access to the Smart Grid information system using authentication and encryption. Note: Authentication applies to user, device, or both as necessary.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Wireless communications to the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), authentication applies to both users and devices.

2.10.5 The Smart Grid information system shall monitor for unauthorized remote connections to the Smart Grid information system.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software that support remote access into the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), Contractor design must include capability to report unauthorized connections to appropriate PEA personnel. Monitoring to be done at access points into the SGIS. In case of wireless communications is used, direct wireless access to SGIS cyber assets requires monitoring at the accessed device.

2.10.6 The Contractor shall enable remote access to Smart Grid information system component locations (e.g., control center, field locations) only when necessary, approved, authenticated, and for the duration necessary.

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Wireless communications to the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	

2.10.7 In case of wireless communications is used, the Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to facilitate the monitoring and control of remote access methods.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Wireless communications to the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2) Contractor design must include capability to monitor and control remote access.

2.10.8 In case of wireless communications is used, the Contractor shall disable, when not intended for use, wireless networking capabilities internally embedded within Smart Grid information system components.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets in the SGIS with wireless networking capabilities.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.11 Wireless Access Restrictions

2.11.1 Where wireless networks are used, the Smart Grid information system shall use separate wireless networks for control system, business and guest access.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets in the SGIS with wireless networking capabilities.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), Contractor design and implementation must include capability to segregate wireless network traffic.

2.11.2 Where wireless networks are used for other than control system communications, the Smart Grid information system shall use WPA2-Enterprise or stronger.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Non-control system cyber assets associated with the SGIS with wireless networking capabilities.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.12 Access Control for Portable and Mobile Devices

2.12.1 The Contractor shall disable on all Smart Grid information system devices physical ports that can accept removable media when not intended for use.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets associated with the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.13 Control System Access Restrictions

2.13.1 The Smart Grid information system shall employ mechanisms in the SGIS design and implementation to restrict access from PEA's enterprise network. Connections should be through an intervening DMZ.

Type of control	Design, Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets associated with the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.13.2 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-19, implement mechanisms to restrict access to the Smart Grid information system from PEA's enterprise network.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets associated with the SGIS.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

2.14 Publicly Accessible Content

2.14.1 The Contractor shall remove all nonpublic information from the publicly accessible information systems in the Smart Grid information system.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets associated with the SGIS.
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1) (2)

2.15 Passwords

2.15.1 The Smart Grid information system shall, where feasible, employ username and password combinations to gain access to Smart Grid information system assets.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets which provide user access.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), devices that allow unauthenticated access should not be used, but may be allowed if no feasible alternative exists and the documented risk is understood and compensating controls are deployed.

2.15.2 Passwords shall be a minimum of 8 characters long and contain a combination of uppercase, lowercase, numeric, and special characters, or using an alternative means be of greater strength.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software that use passwords for authentication, where feasible.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), where feasible stronger password configuration should be considered.

2.15.3 The Smart Grid information system shall not allow direct user logins using privileged (e.g. with administrator or root) accounts.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets and software that support user accounts.
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2), by requirement 2.3.1 privilege levels are assumed to be enabled.

2.15.4 Passwords shall expire automatically after an organization defined period of time.

Type of control	Configuration, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Workstations, servers, centrally manage access control systems, and where feasible, any SGIS cyber assets or software that support user accounts.
Responsibility	Contractor as required by PEA security policy
Comment	(1) (2), where no technical control is feasible, procedural controls must be used.

3 Awareness and Training

3.1 Security Awareness Training

3.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NIST SG.AT, develop a cyber security awareness and training program for the Smart Grid information system.

Type of control	Training, Documentation
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Overall SGIS, Training specifics will vary by system
Responsibility	Contractor with PEA support
Comment	

4 Audit and Accountability

4.1 Auditable Events

4.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NIST SG.AU-2, develop a lists of auditable events for the Smart Grid information system

Type of control	Documentation

Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

4.1.2 The list of auditable events shall be based on risk assessment

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	This requirement expands 4.1.1

4.1.3 The list of auditable events shall include execution of privileged functions

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	This requirement expands 4.1.1

4.2 Content of Audit Records

4.2.1 The Smart Grid information system shall generate audit records that at a minimum provide for each event, the date and time of the event, device or component where the event occurred, the type of event, user/subject identity, and the outcome of the event. (NIST SG.AU-3)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

4.3 Audit Storage Capacity

4.3.1 The Smart Grid information system shall include sufficient capacity for audit record storage for a period of 3 years. (NIST SG.AU-4)

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

4.3.2 The Contractor shall configure auditing to reduce the likelihood that this capacity would be exceeded. (NIST SG.AU-4). If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

4.4 Response to Audit Process Failures

4.4.1 The Smart Grid information system shall alert organization's officials in the event of audit processing failure, and execute a defined set of actions to be taken in the event of failure. (NIST SG.AU-5). If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

4.5 Audit Monitoring, Analysis, and Reporting

4.5.1 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to integrate audit review, analysis, and reporting into organizational processes for investigation and response to suspicious activities. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

4.5.2 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to centralize audit review and analysis of audit records from multiple components within the Smart Grid information system.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

4.5.3 The Smart Grid information system shall integrate analysis of audit records with analysis of performance and network monitoring information to further enhance the ability to identify inappropriate or unusual activity.

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM, NMS
Responsibility	Contractor
Comment	

4.6 Time Stamps

4.6.1 The Smart Grid information system shall use internal system clocks to generate time stamps for audit records and that the system synchronizes internal Smart Grid information system clocks on an organization-defined frequency using an organization-defined time source. (NIST SG.AU-8)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1), (2)

4.7 Protection of Audit Information

4.7.1 The Smart Grid information system shall protect audit information and audit tools from unauthorized access, modification, and deletion. (NIST SG.AU-9)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

4.8 Audit Record Retention

4.8.1 The system shall retain audit logs for an organization-defined time period to provide support for after-the-fact investigations of security incidents and to meet regulatory and organizational information retention requirements. (NIST SG.AU-10)

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor, PEA

Comment	(1), (2)

4.9 Audit Generation

4.9.1 The Smart Grid information system shall provide audit record generation capability and generate audit records for the selected list of auditable events. (NIST SG.AU-15)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

4.9.2 The Smart Grid information system shall provide audit record generation capability and allow authorized users to select auditable events at the organization-defined Smart Grid information system components. (NIST SG.AU-15)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1), (2)

5 Security Assessment and Authorization

5.1 Smart Grid Information System Connections

5.1.1 The Contractor shall identify, document and protect from tampering or damage, all external Smart Grid information system and communication connections. (NIST SG.CA-4)

Type of control	Capability, Configuration, Documentation
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1) (2)

5.2 Continuous Monitoring

5.2.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NIST SG.CA-6 establish a continuous monitoring strategy and implement a continuous monitoring program. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

6 Configuration Management

6.1 Configuration for Least Functionality

6.1.1 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to provide only essential capabilities and specifically prohibit and/or restrict the use of functions, ports, protocols, and/or services as defined in an organizationally generated "prohibited and/or restricted" list. (NIST SG.CM-7)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	(1), (2)

6.1.2 Prior to deployment, the Contractor shall harden Smart Grid information system operating systems and application software using selected as appropriate items from well-known benchmarks with PEA's approval (e.g. Center for Internet Security) when available.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP

Applies to	Cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

6.2 Component Inventory

6.2.1 The Contractor shall provide an accurate inventory of all Smart Grid information system components (devices and software) and their base-line configuration settings, either individually or by component class.

Type of control	Documentation
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and installed software
Responsibility	Contractor
Comment	

6.3 Factory Default Settings Management

6.3.1 The Contractor shall replace default usernames and passwords whenever possible.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2); when not possible, the details must be documented and approved by PEA.

7 Identification and Authorization

7.1 Authenticator Management

7.1.1 Define initial authentication credential content, such as defining password length and composition, tokens; and establish administrative procedures for initial authentication

credential distribution; lost, compromised, or damaged authentication credentials; and revoking authentication. (NIST SG.IA-3)

Type of control	Configuration, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1) (2)

7.1.2 Authentication credentials on publicly accessible devices (e.g smart meters) shall be unique to each device. On other assets, the use of non-unique credentials shall be minimized where feasible. (NIST SG.IA-3)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor, PEA
Comment	(1), (2)

7.2 User Identification and Authorization

7.2.1 The Smart Grid information system shall use multifactor authentication for (1) Remote access to non-privileged accounts, (2) local access to privileged accounts, and (3) remote access to privileged accounts.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and software supporting authenticated user access, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

7.3 Device Identification and Authentication

7.3.1 The Smart Grid information system shall uniquely identify and authenticate devices against an organization-defined list of approved devices before establishing a connection.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	(1), (2)

7.3.2 The Smart Grid information system shall authenticate devices before establishing remote network connections using bidirectional authentication between devices that is cryptographically based.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

7.4 Authenticator Feedback

7.4.1 Authentication mechanisms in the Smart Grid information system shall obscure feedback of authentication information during the authentication process.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets with interactive authentication
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

8 Information and Document Management

8.1 Information Exchange

8.1.1 When a specific device is required to communicate with another device outside the Smart Grid information system, communications shall be limited to only the devices that need to communicate.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

9 Incident Response

9.1 Incident Handling

9.1.1 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to assist in the tracking of security incidents and in the collection and analysis of incident information.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

9.2 Smart Grid Information System Backup

9.2.1 The Smart Grid information system shall create backups in accordance with NIST SG.IR-10. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.

Type of control	Capability, Configuration

Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	This includes user-level information, system-level information, and documentation as needed to recover the system, and that the integrity and confidentiality of the backup information be protected.

10 System Development and Maintenance

10.1 Maintenance Personnel

10.1.1 Remote maintenance sessions into the Smart Grid information system shall be protected through the use of a strong authentication credentials.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and systems allowing remote maintenance
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

11 Physical and Environmental Security

11.1 Physical Access Control Authorizations

11.1.1 The Contractor shall implement physical access control mechanisms requiring authentication to gain access to the facility where the Smart Grid information system resides. The system shall be installed at the existing facility.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS control rooms, NOCs or facilities housing SGIS servers, workstations, routers, security appliances (e.g. IDS, firewalls), or assets used in access control or monitoring of the SGIS.
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	

11.2 Physical Access Control

11.2.1 The Contractor shall employ hardware to deter unauthorized physical access control to Smart Grid information system devices. The system shall be installed at the existing facility.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	Assets should be physically protected, or tamper resistant with tamper detection.

11.2.2 The Contractor shall employ measures to ensure that every physical access control point to the facility where the Smart Grid information system resides is guarded or alarmed and monitored on an organization-defined frequency.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Physical access control points of SGIS facilities.
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	

11.3 Monitoring Physical Access Control

11.3.1 The Contractor shall install real-time physical intrusion alarms and surveillance equipment to protect access to facilities where the Smart Grid information systems reside. The system shall be installed at the existing facility.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS facilities.
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	

11.4 Emergency Power

11.4.1 The Contractor shall implement an alternate power supply to facilitate an orderly shutdown of noncritical Smart Grid information system components in the event of a primary power source loss.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Noncritical SGIS components, excluding those for which loss of power would not adversely affect the SGIS or the SGIS component.
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	

11.4.2 For self-contained Smart Grid information system components not reliant on external power generation, the Contractor shall implement alternate power supply for long-term operation. The awarded Contractor will agree on the details with PEA later before the start of the project as PEA will provide the power sources.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS components not reliant on external power generation.
Responsibility	Contractor
Comment	

11.5 Location of Smart Grid Information System Assets

11.5.1 Smart Grid information system assets shall be located to minimize potential damage from physical and environmental hazards.

Type of control	Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Overall design of SGIS
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	

12 Risk Management and Assessment

12.1 Risk Assessment

12.1.1 The Contractor shall provide the results of a cyber security risk assessment from the unauthorized access, use, disclosure, disruption, modification, or destruction of information and Smart Grid information systems of the proposed system design.

Type of control	Documentation
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Overall design of SGIS
Responsibility	Contractor
Comment	

12.1.2 The Contractor shall use the risk assessment to determine the types of security protection and their configuration for the Smart Grid information system.

Type of control	Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Overall design of SGIS
Responsibility	Contractor
Comment	

13 Services Acquisition

13.1 Software License Usage Restrictions

13.1.1 The Contractor shall use software and associated documentation in accordance with contract agreements and applicable copyright laws.

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.

13.2 Security Engineering Principles

13.2.1 In accordance with NIST SG.SA-8, the Contractor shall require the Smart Grid information system and its components to be created or modified using secure engineering practices.

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.

13.3 Supply Chain Protection

13.3.1 The Contractor shall protect against supply chain vulnerabilities employing requirements defined to protect the products and services from threats initiated against organizations, people, information, and resources, possibly international in scope, that provides products or services to the organization.

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets and software

Responsibility	Contractor
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.

14 Communication Protection

14.1 Communications Partitioning

14.1.1 The Smart Grid information system shall partition the communications for telemetry/data acquisition services and management functionality. (NIST SG.SC-2)

Type of control	Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(2)

14.2 Security Function Isolation

14.2.1 The Smart Grid information system shall isolate security functions from non-security functions. (NIST SG.SC-3)

Type of control	Capability, Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	(2)

14.3 Denial-of-Service Protection

14.3.1 The Smart Grid information system shall mitigate or limit the effects of denial-of-service attacks based on an organization-defined list of denial-of-service attacks. (NIST SG.SC-5)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets

Responsibility	Contractor and PEA
Comment	Involves at minimum configuring network perimeter devices to filter traffic. List of denial-of-service attacks to be determined based on risk assessment.

14.3.2 The Smart Grid information system shall restrict the ability of users to launch denial-of-service attacks against other Smart Grid information systems or networks. (NIST SG.SC-5)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	Involves at minimum configuring network devices to outbound traffic at the SGIS perimeter and traffic between key internal boundaries.

14.4 Boundary Protection

14.4.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG-SC-7, have a defined and documented boundary of the Smart Grid information system. The awarded Contractor will agree on the details with PEA later before the start of the project as PEA will provide the existing information.

Type of control	Design, Documentation
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.4.2 The Smart Grid information system shall monitor and control communications at the external boundary of the system and at key internal boundaries within the system (NIST SG.SC-7)

Type of control	Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets

Responsibility	PEA and Contractor
Comment	

14.4.3 The Smart Grid information system connects to external networks or information systems only through managed interfaces consisting of boundary protection devices (NIST SG.SC-7)

Type of control	Design, Configuration, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	Requires all boundary assets to be managed devices (e.g. proxies, gateways, firewalls)

14.4.4 The managed interface implements security measures appropriate for the protection of integrity and confidentiality of the transmitted information. (NIST SG.SC-7)

Type of control	Policy, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.4.5 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to prevent public or other external access into the organization’s internal Smart Grid information system networks except as appropriately mediated. (NIST SG.SC-7)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.4.6 The Smart Grid information system shall be configured to deny network traffic by default and allow network traffic by exception (i.e., deny all, permit by exception). (NIST SG.SC-7)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

14.4.7 The Smart Grid information system shall check incoming communications to ensure that the communications are coming from an authorized source and routed to an authorized destination. (NIST SG.SC-7)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

14.5 Communication Integrity

14.5.1 The Smart Grid information system shall protect the integrity of electronically communicated information including during aggregation, packaging, and transformation in preparation for transmission. (NIST SG.SC-8)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	(1), (2)

14.5.2 The Smart Grid information system shall employ cryptographic mechanisms to ensure integrity. (NIST SG.SC-8)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.6 Communication Confidentiality

14.6.1 The Smart Grid information system protects the confidentiality of communicated information. (NIST SG.SC-9)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.6.2 The Smart Grid information system shall employ cryptographic mechanisms to prevent unauthorized disclosure of information during transmission. (NIST SG.SC-9)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.7 Use of Validated Cryptography

14.7.1 All of the cryptography and other security functions (e.g., hashes, random number generators, etc.) that are required for use in the Smart Grid information system shall be NIST Federal Information Processing Standard (FIPS) approved, or shall otherwise be limited to those algorithms that have received substantial public review and have been proven to work effectively. (NIST SG.SC-12)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.8 Public Key Infrastructure Certificates

14.8.1 For Smart Grid information systems that implement a public key infrastructure, the organization issues public key certificates under an appropriate certificate policy or obtains public key certificates under an appropriate certificate policy from a PEA approved service provider. (NIST SG.SC-15)

Type of control	Policy
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	

14.9 Mobile Code

14.9.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.SC-16, have the capability to document, monitor, and manage the use of mobile code within the Smart Grid information system.

Type of control	Design
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	Mobile code technologies include, for example, Java, JavaScript, ActiveX, PDF, Postscript, Shockwave movies, Flash animations, and VBScript

14.9.2 The Smart Grid information system shall implement detection and inspection mechanisms to identify unauthorized mobile code and takes corrective actions, when necessary.

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS workstations, mobile devices, or any cyber asset using mobile code.
Responsibility	Contractor
Comment	

14.10 System Connections

14.10.1 All external Smart Grid information system and communication connections are identified and protected from tampering or damage. (NIST SG.SC-18)

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS communication connections
Responsibility	Contractor
Comment	(2);

14.10.2 External access point connections to the Smart Grid information system shall be secured. Access points include any externally connected communication end point (for example, 4G/3G modems). (NIST SG.SC-18)

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS communication connections
Responsibility	Contractor
Comment	(2);

14.11 Security Roles

14.11.1 The Smart Grid information system design and implementation shall specify the security roles and responsibilities for the users of the Smart Grid information system. (NIST SG.SC-19)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS systems
Responsibility	Contractor and PEA
Comment	Roles and responsibilities to be based on information sensitivity. Roles to be defined based on job descriptions or for individuals.

14.12 Message Authenticity

14.12.1 The Smart Grid information system shall provide mechanisms to protect the authenticity of device-to-device communications, including message authentication mechanisms at the protocol level for both serial and routable protocols (NIST SG.SC-20)

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber asset communications, where feasible
Responsibility	Contractor

Comment	Message authentication provides protection from malformed traffic, mis-configured devices, and malicious entities. (1) (2)

14.13 Secure Name/Address Resolution Service

14.13.1 Systems that provide name/address resolution shall be configured to supply additional data origin and integrity artefacts along with the authoritative data returned in response to resolution queries. (NIST SG.SC-21)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS name/address resolution services
Responsibility	Contractor
Comment	Name resolution services (e.g. DNS) to be configured to provide additional security information to requesting device.

14.13.2 Systems that provide name/address resolution when operating as part of a distributed, hierarchical name space shall provide the means to indicate the security status of child subspaces and, if the child supports secure resolution services, enabled verification of a chain of trust among parent and child domains. (NIST SG.SC-21)

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS name/address resolution services
Responsibility	Contractor
Comment	Name resolution services (e.g. DNS) to be configured to provide additional security information to requesting device.

14.14 Fail in Known State

14.14.1 The Smart Grid information system shall fail to a known state for defined failures. (NIST SG.SC-22)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	Addresses safety and security. Required of system design and configuration to prevent injury, damage, or compromise of security.

14.15 Smart Grid Information System Partitioning

14.15.1 The Smart Grid information system shall be partitioned into components residing in separate physical or logical domains (or environments). (NIST SG.SC-30)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets
Responsibility	Contractor
Comment	SGIS components of varying security classes to be in separate domains. Components from different SGIS systems to be in separate domains.

15 Information Integrity

15.1 Malicious Code and Spam Protection

15.1.1 The Smart Grid information system shall implement malicious code protection mechanisms. (NIST SG.SI-3)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, where possible
Responsibility	Contractor

Comment	May be implemented at device or system level as appropriate. (2)

15.1.2 The Smart Grid information system shall update malicious code protection mechanisms (including signature definitions) whenever new releases are available in accordance with organizational configuration management policy and procedures. (NIST SG.SI-3)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, where possible
Responsibility	Contractor to update all malicious code protection mechanisms to available releases prior to deployment, during deployment, and maintenance periods, PEA to manage thereafter.
Comment	

15.1.3 The Smart Grid information system shall prevent users from circumventing malicious code protection capabilities. (NIST SG.SI-3)

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS cyber assets, where possible
Responsibility	Contractor
Comment	

15.1.4 Malicious code protection mechanisms in the Smart Grid information system shall be centrally managed.

Type of control	Design, Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS malicious code protection mechanisms
Responsibility	Contractor
Comment	

15.1.5 The use of mechanisms to centrally manage malicious code protection must not degrade the operational performance of the Smart Grid information system

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS malicious code protection mechanisms
Responsibility	Contractor
Comment	

15.1.6 The Smart Grid information system shall employ spam protection mechanisms at system entry points and at workstations, servers, or mobile computing devices on the network to detect and take action on unsolicited messages transported by electronic mail, electronic mail attachments, Web accesses, or other common means.

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS entry points, workstations, servers, mobile computing devices on SGIS network, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	

15.2 Smart Grid Information System Monitoring Tools and Techniques

15.2.1 The Contractor shall employ mechanisms to allow events on the Smart Grid information system to be monitored to detect attacks, unauthorized activities or conditions, and non-malicious errors. (NIST SG.SI-4)

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Devices on SGIS network; information obtained from intrusion monitoring tools
Responsibility	Contractor
Comment	Includes implementation of a security event monitoring system and intrusion detection system.

15.2.2 In response to detected activity, the Smart Grid information system shall notify a defined list of incident response personnel

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS intrusion monitoring tools
Responsibility	Contractor
Comment	

15.2.3 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to protect information obtained from intrusion monitoring tools from unauthorized access, modification, and deletion.

Type of control	Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Information obtained from intrusion monitoring tools
Responsibility	Contractor
Comment	

15.2.4 Individual intrusion detection tools shall be interconnected and configured into a Smart Grid system-wide intrusion detection system using common protocols.

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS intrusion detection system
Responsibility	Contractor
Comment	

15.2.5 The Smart Grid information system shall provide a real-time alert when indications of compromise or potential compromise occur.

Type of control	Design, Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP

Applies to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system
Responsibility	Contractor
Comment	

15.2.6 The Smart Grid information system prevents users from circumventing host-based intrusion detection and prevention capabilities.

Type of control	Design, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS host based IDS/IPS
Responsibility	Contractor
Comment	

15.3 Security Alerts and Advisories

15.3.1 The Smart Grid information system shall receive Smart Grid information system security alerts, advisories, and directives from external organizations. (NIST SG.SI-5)

Type of control	Design, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS operations
Responsibility	Contractor to assist PEA in determining appropriate information sources and procedure to receive
Comment	Security information on SGIS components and systems must be monitored.

15.3.2 The Smart Grid information system shall generate and disseminate internal security alerts, advisories, and directives as deemed necessary. (NIST SG.SI-5)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system, and security information obtained by personnel from other sources
Responsibility	Contractor

Comment	

15.3.3 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to disseminate security alert and advisory information throughout the organization. (NIST SG.SI-5)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system, and security information obtained by personnel from other sources
Responsibility	Contractor
Comment	

15.4 Security Functionality Verification

15.4.1 The Smart Grid information system provide the capability to allow the organization, upon Smart Grid information system startup and restart, to verify the correct operation of security functions within the Smart Grid information system. (NIST SG.SI-6)

Type of control	Capability, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS security functions
Responsibility	Contractor
Comment	(2)

15.4.2 The Smart Grid information system shall notify the management authority when anomalies are discovered. (NIST SG.SI-6)

Type of control	Capability
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SGIS SIEM
Responsibility	Contractor
Comment	

15.4.3 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to provide notification of failed automated security tests. (NIST SG.SI-6)

Type of control	Capability, Configuration, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	

15.4.4 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to support management of distributed security testing. (NIST SG.SI-6)

Type of control	Capability, Configuration, Procedure
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Cyber assets, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	

15.5 Software and Information Integrity

15.5.1 The Smart Grid information system shall monitor and detect unauthorized changes to software and information, where feasible. (NIST SG.SI-7)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Integrity Verification System for SGIS
Responsibility	Contractor
Comment	

15.5.2 The Smart Grid information system shall employ centrally managed integrity verification tools, where feasible. (NIST SG.SI-7)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP

Applies to	Integrity Verification System for SGIS
Responsibility	Contractor
Comment	

15.5.3 The Smart Grid information system shall employ automated tools that provide notification to designated individuals upon discovering discrepancies during integrity verification, where feasible. (NIST SG.SI-7)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Integrity Verification System for SGIS
Responsibility	Contractor
Comment	

15.6 Information Input Validation

15.6.1 The Smart Grid information system shall employ mechanisms to check the accuracy, completeness, validity, and authenticity of information input to the system. (NIST SG.SI-8)

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	Software, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	Software engineering practices should assure that invalid input is detected and acted upon in a safe and secure manner.

15.7 Error Handling

15.7.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.SI-9, identify error conditions, and generate error messages that provide information necessary for corrective actions without revealing potentially harmful information that could be exploited by adversaries.

Type of control	Capability, Configuration
Where applied	AMI/MDMS/OP
Applies to	SIEM and software, where feasible
Responsibility	Contractor
Comment	The extent to which the Smart Grid information system is able to identify and handle error conditions is guided by organizational policy and operational requirements; (2)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Book 7 : Non-functional requirements

List of Acronyms

API	Application Programming Interface
DVD	Digital Video Disc
EMS	Energy Management System
FAT	Factory Acceptance Test
FFT	Full Function Test
IP	Internet Protocol
LAN	Local Area Network
OEM	Original Equipment Manufacturer
OJT	On-the-job Training
OS	Operating System
PEA	Provincial Electricity Authority
QA	Quality Assurance
SAT	Site Acceptance Test
UML	Unified Modelling Language
WAN	Wide Area Network

Book 7 Non-Functional Requirements

Contents

1 Quality Assurance and Testing 4
1.1 Quality Assurance Program 4
1.2 Inspection 4
1.3 Test Responsibilities 6
1.4 Test Documents 7
1.5 Variance (Findings/Defects) Recording and Resolution 10
1.6 Test Schedule 12
1.7 Modifications During Testing 15
1.8 Preliminary Factory Acceptance Testing 16
1.9 Factory Acceptance Test 16
1.10 Full Functional Test 18
1.11 Site Acceptance Test 24
1.12 System Performance Test 26
2 Training Requirements 27
2.1 Training Requirements Framework 27
2.2 Scope of Training 27
2.3 Training Documents 28
2.4 Instructor Qualifications 30
2.5 Training Curriculum 30
3 Documentation 34
3.1 General Documentation Requirements 34
3.2 Document Delivery 35

3.3 Document Review and Approval 35
3.4 System Requirements Matrix 36
3.5 Hardware Documentation 36
3.6 Software Documentation 38
3.7 System Maintenance Manual 43
3.8 User Manual 44

1 Quality Assurance and Testing

1.1 Quality Assurance Program

1.1.1 The Contractor shall employ documented and rigorous Quality Assurance (QA) techniques and practices throughout this project.

1.1.2 The QA program shall cover the preparation of all Project deliverables, including documentation, hardware, software, and support as they align with PEA's requirements.

1.1.3 The QA program shall provide for the minimization of defects, the early detection of actual or potential deficiencies, timely and effective corrective action, and a method to track all such deficiencies.

1.1.4 Contractor shall provide PEA with their documented quality assurance standards, policies, and procedures at the start of the project.

1.2 Inspection

1.2.1 PEA shall be allowed access to the Contractor's facilities during component design, system design, manufacturing, and testing and to any facility where hardware or software is being produced that will be delivered as part of this project.

1.2.2 The Contractor shall provide office facilities, equipment, and documentation necessary to complete all inspections and to verify that the product is being fabricated and maintained in accordance with the Specification.

1.2.3 PEA shall be allowed to review, verify, and visit any of the Contractor's products, designs, facilities, or locations as well as any subcontractor's products, designs, facilities, or locations with minimal (7 days) notice and at any time during the project schedule.

1.2.4 PEA shall be allowed to review and verify the functional implementation of software informally at the Contractor's facilities and/or a subcontractor's facilities in conjunction with scheduled project meetings at no additional cost to PEA.

1.2.5 Mutually agreed to agendas, goals, and predicted outcomes shall be delivered to PEA prior to each demonstration, and the results shall be recorded as part of the project documentation.

1.2.6 PEA shall be allowed to witness any component testing and/or system testing prior to the formal Factory Acceptance Test.

1.2.7 PEA shall be allowed to inspect and/or audit the Contractor's hardware and software quality assurance standards, procedures, and records. Documents identified in the approved software quality assurance plan will be inspected to verify that the Contractor has performed the required quality assurance activities.

1.2.8 The inspection rights shall apply to any subcontractors developing new hardware and/or software for inclusion in the project, as well as those subcontractors providing customized hardware and/or software. These requirements shall not apply to subcontractors supplying standard computer or peripheral equipment and standard, off-the-shelf products.

1.3 Test Responsibilities

1.3.1 Both PEA and the Contractor shall designate, in writing and prior to the start of the factory test, the test coordinators.

1.3.2 Each coordinator, i.e. PEA and Contractor, shall be responsible for ensuring that the tests are conducted in accordance with PEA's requirements and the approved Test Plans.

1.3.3 The coordinators shall each have the authority to make binding commitments for their employer such as approvals of test results and scheduling for variance corrections or, as a minimum, to cause such commitments to be expeditiously made.

1.3.4 The Contractor shall be responsible for all structured factory tests unless otherwise stated in this Specification document, including the conduct of the tests and all record keeping and document production.

1.3.5 The Contractor shall support factory and Site testing by supplying staff and documentation to assist with test setup and configuration as required to meet the project Test Plans.

1.3.6 PEA shall support the factory testing by supplying staff to execute the structured test procedures as well as performing the unstructured testing under the Contractor's supervision.

1.3.7 The unstructured testing shall be performed by PEA throughout the factory testing period, and shall not be limited by the functional areas being tested or the setup or data requirements for the tests.

1.3.8 Contractor shall submit the test plan and test procedures to PEA for approval.

1.3.9 Contractor shall perform all tests and document all test results and record all issues and track their resolutions for PEA review and approval.

1.3.10 PEA reserves the right to witness or perform any or all structured and unstructured site tests. Contractor shall document the test results even when PEA performs the tests.

1.3.11 The Contractor shall support the Site testing by supplying staff to monitor the tests.

1.3.12 The Contractor shall provide at least one relevant subject matter expert (per functional area being tested) from their staff to be on-site during these structured and unstructured Site tests.

1.3.13 The Contractor shall be responsible for all maintenance (hardware and software supplied by the Contractor) throughout all of the testing periods.

1.4 Test Documents

1.4.1 Test Documents General Requirements

1.4.1.1 The Contractor shall provide test plans, procedures, and records for all tests for contractually required features and functionality.

1.4.1.2 The Contractor shall ensure that each test is comprehensive and verifies the proper performance of the features and functionality under test.

1.4.1.3 All requirements in the Specification shall be subject of a test to assess whether the requirement has been delivered in accordance with the Specification.

1.4.1.4 The test plans and test procedures shall emphasize the testing of each functional requirement by cross referencing the test plans and procedures to the specific requirements in the Specification, by the checking of error conditions, by documenting the simulation techniques used, and by stating the acceptance criteria for each test.

1.4.1.5 The test plans and test procedures shall be modular to allow individual test segments to be repeated as necessary.

1.4.1.6 All test plans and test procedures for standard, modified standard, and custom functions shall be submitted to PEA for review no later than two months prior to the preliminary factory test.

1.4.1.7 All the test documents shall be subject to the document review and approval process as required by PEA.

1.4.1.8 PEA shall approve test plans and test procedures no later than two weeks prior to the preliminary factory test.

1.4.1.9 PEA shall develop any additional test plans and procedures for the unstructured testing performed during factory testing and during site testing.

1.4.1.10 The Contractor shall recommend, and approved by PEA, bug-tracking tools for managing test cases and test results, documenting defects and for source code configuration and versioning.

1.4.2 Test Plans

1.4.2.1 Contractor shall develop the test plans, with advice from PEA as needed, and submit the plans to PEA for approval.

1.4.2.2 The test plans shall include (1) The schedule for each set of tests to be conducted.

1.4.2.3 The test plans shall include (2) The responsibilities of the Contractor, and PEA personnel to conduct each set of tests, including the assignments of personnel to perform and record the tests, the provision of test equipment and data, and reporting of the test results.

1.4.2.4 The test plans shall include (3) Any forms to be completed as part of the tests and the instructions for completing the forms.

1.4.2.5 The test plans shall include (4) Procedures for monitoring, correcting, and testing variances.

1.4.2.6 The test plans shall include (5) Procedures for controlling and documenting all changes made to the hardware and software after the start of testing, including regression testing methodology.

1.4.2.7 The test plans shall include (6) Block diagrams of the hardware test configuration, including the Contractor- and the PEA-supplied equipment, external communication channels, and any test or simulation hardware.

1.4.2.8 The test plans shall include (7) Identification of automation tools and scripts used for testing. The Contractor shall deliver these tools and scripts together with their user manual documentations to PEA as a project deliverable.

1.4.2.9 The test plans shall include (8) The goal and expected results of the set of tests, as they relate to the requirements.

1.4.2.10 The test plan shall describe all temporary hardware and/or simulations to be employed for each test.

1.4.2.11 Test plans shall be provided for the preliminary Factory Acceptance Test (pre-FAT).

1.4.2.12 Test plans shall be provided for the Factory Acceptance Test (FAT).

1.4.2.13 Test plans shall be provided for the Full Functional Test (FFT).

1.4.2.14 Test plans shall be provided for the Site Acceptance Test (SAT).

1.4.3 Test Procedures

1.4.3.1 The test procedures shall describe the methods and processes to be followed in testing the system.

1.4.3.2 The test procedures shall be modularized, such that individual functions can be independently tested and so that the testing proceeds in a logical manner.

1.4.3.3 The test procedures shall include (1) The name of the function to be tested.

1.4.3.4 The test procedures shall include (2) A list of test segments to be performed and a description of the purpose of each test segment.

1.4.3.5 The test procedures shall include (3) The set-up and conditions for each segment, including descriptions of the hardware and software being tested, the test equipment required for monitoring and/or simulation, and the data to be supplied by the Contractor and by PEA.

1.4.3.6 The test procedures shall include (4) Descriptions of the techniques and scenarios to be used to simulate system field inputs and controlled equipment.

1.4.3.7 The test procedures shall include (5) Descriptions, listings, and instructions for all test software tools, scripts, and displays required for the procedure.

1.4.3.8 The test procedures shall include (6) Step-by-step descriptions of each test segment, including the inputs and user actions for each test step.

1.4.3.9 The test procedures shall include (7) The expected results for each segment, including the pass/fail criteria.

1.4.3.10 The test procedures shall include (8) Forms for the recording of test results, including pass/fail status and observations made by the personnel conducting the test.

1.4.4 Test Records

1.4.4.1 Complete records of all test procedures performed, including the results of each test shall be maintained by the Contractor and provided to PEA upon acceptance of the test.

1.4.4.2 Contractor shall maintain a test completion log with PASS/FAIL and approval signatures.

1.4.4.3 The records shall be keyed to the test procedures.

1.4.4.4 The test records shall include (1) Reference to the appropriate test procedures.

1.4.4.5 The test records shall include (2) Date(s) of the test and the test duration.

1.4.4.6 The test records shall include (3) Description of any test conditions, input date, or user actions differing from that described in the test procedure.

1.4.4.7 The test records shall include (4) Test results for each test segment including a passed/failed indication and a record that each step was performed, including copies of

any displays used to adequately demonstrate the test results. All information recorded during the test such as measurements, calculations, and times shall be included in the test results.

1.4.4.8 The test records shall include (5) Identification and signature of the representatives of PEA and the Contractor who performed and witnessed the test.

1.4.4.9 The test records shall include (6) Provision for comments by PEA 's representatives.

1.4.4.10 The test records shall include (7) References to all variance reports generated.

1.4.4.11 The test records shall include (8) Copies of reports, display copies, and any other softcopy or hardcopy generated as part of the test.

1.5 Variance (Findings/Defects) Recording and Resolution

1.5.1 Variance Records

1.5.1.1 The record of each variance shall include (1) The time and date of the initial discovery of the variance.

1.5.1.2 The record of each variance shall include (2) A variance number – a unique, sequential number assigned when the variance is entered into the tracking system.

1.5.1.3 The record of each variance shall include (3) An identification of the person submitting the variance and the names of any other witnesses or knowledgeable Contractor or PEA staff.

1.5.1.4 The record of each variance shall include (4) An identification of the system component, such as a hardware item or software function, including version or build number, against which the variance is being written.

1.5.1.5 The record of each variance shall include (5) An identification of the test plan and/or procedure, as applicable. The stage or step of the plan or procedure where the variance occurred shall be identified.

1.5.1.6 The record of each variance shall include (6) An overview of the variance suitable for use in keyword searches.

1.5.1.7 The record of each variance shall include (7) A detailed description of the variance, including a print-screen hardcopy wherever possible.

1.5.1.8 The record of each variance shall include (8) Responsibility for resolution of the variance (Contractor or PEA).

1.5.1.9 The record of each variance shall include (9) Identification of progress through the appropriate variance state(s):

a) Open (recorded but not scheduled for further action)

b) Assigned (scheduled for further action)

c) Pending (the variance has been resolved but not tested)

d) Closed (PEA has accepted the resolution)

e) Cancelled (not a variance, not repeatable, etc.)

f) Deferred (will be addressed or fixed in next product release by the Contractor)

1.5.1.10 The record of each variance shall include (10) The date of assignment and/or change of a variance into each variance state.

1.5.1.11 The record of each variance shall include (11) A mutually agreeable variance severity level assignment.

1.5.1.12 The Contractor shall incorporate the use of the severity level definitions by PEA on this project.

1.5.1.13 The record of each variance shall include (12) A description of the variance resolution, including identification of all hardware, software, and documents modified or otherwise changed, plus the names of the Contractor and/or PEA staff involved with the resolution.

1.5.1.14 The record of each variance shall include (13) A record of all testing performed.

1.5.1.15 The record of each variance shall include (14) Identification of PEA staff accepting the variance resolution and the date of acceptance.

1.5.2 Schedule for Variance Correction

1.5.2.1 The Contractor and PEA shall meet as necessary to review the variance list.

1.5.2.2 Each new variance opened since the previous meeting shall be scheduled for correction at the meeting.

1.5.2.3 For Severity 1 defects, Contractor will provide PEA updates (email and/or teleconference) at least every 4 hours, until a mutually agreeable plan for resolution, including temporary workaround if any, has been approved by PEA. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.

1.5.2.4 For Severity 2 defects, Contractor will provide PEA access to a ticketing system and reports with up to date defect status. Outstanding defects will be discussed during structured project reviews, to occur no less frequently than once per quarter. Remediation timelines, or other disposition (such as upgrading/downgrading severity level), will be determined as part of this process. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.

1.5.2.5 For Severity 3 defects, Contractor will provide PEA access to a ticketing system and reports with up to date defect status. Outstanding defects will be discussed during structured project reviews, to occur no less frequently than once per two quarters. Remediation timelines, or other disposition (such as upgrading/downgrading severity level), will be determined as part of this process. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.

1.5.3 Variance Resolution

1.5.3.1 A variance shall be deemed resolved only upon written acceptance of the correction by PEA.

1.5.3.2 Prior to submitting the corrected variance for acceptance by PEA, the Contractor shall take all reasonable steps to verify that the correction has resolved the variance and the Contractor shall update the variance record to reflect the corrective action taken.

1.5.3.3 PEA shall then schedule any testing to be performed in conjunction with the Contractor.

1.5.3.4 A variance shall be deemed accepted only after PEA has tested the corrected variance to its satisfaction.

1.5.3.5 The Contractor shall support any and all testing deemed necessary by PEA to verify the corrections.

1.6 Test Schedule

1.6.1 General Test Schedule Requirements

1.6.1.1 The Contractor shall provide a detailed test schedule for the testing of the system (may include unit testing, but not limited to, preliminary Factory Acceptance Test, Factory

Acceptance Test, Full Functional Test, and Site Test) that is consistent with the overall project schedule.

1.6.1.2 The test schedule shall allow sufficient time throughout the testing period for unstructured testing by PEA.

1.6.1.3 The time reserved for unstructured test for each functional module shall be included in the test plan.

1.6.1.4 Unstructured testing opportunities shall be made available to PEA on request. This time may be used by PEA to perform additional tests that are needed to investigate potential problems detected during structured testing.

1.6.1.5 The test schedule shall cover the testing of all aspects and components of the system, including interfaces to other systems and to components supplied by PEA, and shall be subject to PEA approval.

1.6.2 Test Initiation

1.6.2.1 The Contractor shall provide all plans and procedures for the test to PEA for approval prior to the beginning of each testing period.

1.6.2.2 The Contractor shall provide all relevant documentation, including project documents, to PEA for review or approve prior to the beginning of each testing period.

1.6.2.3 A copy of all relevant documentation including design and maintenance documents, user manuals, test plans, and test procedures shall be located in the test floor staging area prior to the beginning of each testing period.

1.6.2.4 Before any test, all operating system parameters, files, and configuration information shall be saved to archive media so that the system operating environment can be recreated.

1.6.2.5 Before any test, all database, display, and report definitions shall be saved to archive media so that the databases, displays, and reports can be recreated if necessary.

1.6.2.6 Before any test, all source code libraries shall be saved to archive media so that software can be regenerated if necessary.

1.6.2.7 Before starting the Factory Acceptance Test, the preliminary Factory Acceptance Test shall have been successfully completed, and the Contractor shall have submitted to

PEA written certification that the preliminary Factory Acceptance Test was successfully completed.

1.6.2.8 Before starting the Full Functional Test (FFT), all Severity Level 1, 2, and 3 variances shall have been corrected and verified to the satisfaction of PEA.

1.6.2.9 PEA shall retain the right to disapprove initiation of a testing period if the proper documentation is not provided by the Contractor and/or PEA determines that variances have not been fully integrated and tested by the Contractor.

1.6.3 Test Completion

1.6.3.1 A test shall be deemed to be successfully completed only when all of the following items have occurred:

1) The predicted test outcome has been successfully demonstrated

2) All variances have been resolved to the satisfaction of PEA, or a mutually agreeable mitigation plan has been defined.

3) All test records have been transmitted to PEA.

4) PEA acknowledges, in writing, successful completion of the test.

1.6.4 Test Supervision

1.6.4.1 If PEA believes, at any time, that the quantity or severity of variances warrants suspension of any or all testing, the test shall be halted, remedial work shall be performed, and the test shall be repeated at no additional cost to PEA.

1.6.4.2 The repeat of the test shall be scheduled for a date and time mutually agreed upon by both the Contractor and PEA.

1.7 Modifications During Testing

1.7.1 No changes shall be made to the system after Full Functional Test (FFT) has started without the express authorization of PEA. (This requirement does not apply to pre-FAT and FAT.)

1.7.2 The Contractor shall carefully control the test environment so that all changes can be readily identified and so that any changes installed for any purpose can be removed and the previous test environment restored.

1.7.3 PEA shall have the right to suspend testing, to revert to a previous version of any software or hardware, and to restart any testing previously performed if, in its opinion, changes have been made to the system under test without authorization or that the changes made were deemed to impact on previously completed tests.

1.7.4 The Contractor shall establish and document a formal change control and configuration management process for identification, control, and reporting of any changes made to hardware, software, and documentation at any time during the project, including after shipment to PEA’s site.

1.8 Preliminary Factory Acceptance Testing

1.8.1 The preliminary Factory Acceptance Test (pre-FAT) is a complete dry run of the FAT, following the approved test plans and procedures.

1.8.2 The Contractor shall use the pre-FAT to detect and resolve any design, integration, database, display, and performance problems prior to the FAT.

1.8.3 The Contractor's project manager shall sign off on each test.

1.8.4 The completed test results shall be sent to PEA for inspection before PEA 's personnel travel to the Contractor's facilities for the FAT.

1.8.5 All tests shall be conducted using the PEA-specific databases unless PEA authorizes the Contractor to use a test database.

1.8.6 The Contractor shall notify PEA at least thirty days prior to the start of the pre-FAT, and PEA shall have the option to witness all or parts of it.

1.8.7 The Contractor shall notify PEA when the pre-FAT has been successfully completed and system is ready for FAT.

1.8.8 The Contractor shall provide a certificate of successful completion of the pre-FAT that is signed by its executive management stating that pre-FAT test was successfully completed and the system is ready for Factory Acceptance Test (FAT).

1.9 Factory Acceptance Test

1.9.1 General Factory Acceptance Tests Requirements

1.9.1.1 The Factory Acceptance Test (FAT) shall be tested and conducted at the awarded Contractor’s manufacturer/supplier/sub-contractor factories located in Country of Origin described in the Price Schedule section and/or PEA’s defined locations, e.g. PEA Data Centre, both based on the approval of PEA.

1.9.1.2 The Factory Acceptance Test (FAT) shall include, but not be limited to: (1) Functional test and (2) Unstructured test, of the AMI system based on the approval of PEA.

1.9.1.3 The Contractor shall perform comprehensive functional testing.

1.9.1.4 The Contractor shall provide interfaces to or simulation of devices and interfaces that are not available for factory acceptance test.

1.9.1.5 The PEA-supplied field equipment that may be in operational service cannot be used for factory acceptance test and shall be realistically simulated in a test environment by the Contractor during formal Factory Acceptance Test (FAT).

1.9.1.6 The simulation software for FAT shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable upon successful completion of the Factory Acceptance Testing.

1.9.2 Functional Test

1.9.2.1 The test procedures shall take into account all additional test equipment and shall ensure that the additional equipment does not create false test results.

1.9.2.2 The functional test shall rigorously exercise all functions and devices, both individually and collectively, and shall verify the correct functional operation of all software.

1.9.2.3 The functional test shall include (1) Verification of all required functionalities of the AMI system, based on the approval of PEA.

1.9.2.4 The functional test shall include (2) Verification of proper acquisition, processing, and storage of data from appropriate sources, and verification of protocol and data exchanges with all external systems that will interface with the system, based on the approval of PEA. Where necessary, the Contractor shall provide appropriate simulations of the external systems; such simulations must themselves be verified before being used.

1.9.2.5 The functional test shall include (3) Verification of user interface functions, based on the approval of PEA.

1.9.2.6 The functional test shall include (4) Demonstration of the security, based on the approval of PEA.

1.9.3 Unstructured Test

1.9.3.1 The unstructured tests shall be performed during the functional test period in the factory at the discretion of PEA.

1.9.3.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.

1.10 Full Functional Test

1.10.1 Full Functional Test General Requirements

Once the winner of the Contractor is selected, the awarded Contractor shall prepare for the Full Function Testing (FFT) before the actual implementation and deployment of the system. The awarded Contractor shall pass the FFT before proceeding with any field work of the project. PEA shall define the guideline of full functional test for the first lot of meter installation. In the FFT test, the Contractor shall prepare at least 15 sets of smart meters with 5 sets for each smart meter brand, in which the amount of CT-operated smart meters is 3 sets and CT-VT operated meters is 2 sets. The Contractor shall also prepare at least 15 sets of 4G/3G modems, in which the amount of the first 4G/3G modem brand is 8 sets, and the second 4G/3G modem brand is 7 sets.

1.10.1.1 The Full Functional Test (FFT) shall be tested and conducted at PEA's defined locations, e.g. PEA Data Centre or Contractor's facility, based on the approval of PEA. The testing site of FFT shall represent an overall environment of the project deployment areas.

1.10.1.2 The Full Functional Test (FFT) shall include, but not be limited to: (1) Equipment test, (2) Functional and Interface test, (3) Performance test, (4) Stability test, (5) Cyber Security Test and Audit, and (6) Unstructured test, based on the approval of PEA.

1.10.1.3 The Contractor shall perform comprehensive functional testing and realistic performance, response, and system stability testing.

1.10.1.4 The Contractor shall provide interfaces to or simulation of all devices and interfaces that are not available for factory acceptance test. This includes hardware ultimately to be provided by PEA (e.g., workstations, network equipment, firewalls, etc.), or hardware previously shipped to PEA as part of this project.

1.10.1.5 The PEA-supplied field equipment that may be in operational service cannot be used for full functional test and shall be realistically simulated for all aspects of testing in staging and/or test environment, including functionality, performance response and stability, by the Contractor during Full Functional Test (FFT).

1.10.1.6 The temporary hardware and/or simulation devices and/or software shall be provided and delivered, as a discretion of PEA, to PEA as a project deliverable upon successful completion of the Full Functional Test (FFT).

1.10.1.7 The FFT shall allow PEA to test the proposed solutions and capabilities that are essential to mitigate possible barriers or problems in the fields.

1.10.1.8 All key functionalities shall be included in the FFT system setup.

1.10.1.9 PEA shall identify the FFT testing site at the time of project award.

1.10.1.10 The FFT shall be tested in the Staging (preferred) or Development/Training (alternative) environment.

1.10.1.11 From a theoretical perspective, the FFT should include all data exchanges and functions that will be in the final installation. The best FFT would be an entire staging system; however, it may be impractical. It is the selected Contractor's responsibility to investigate the site and provide comments to PEA if any concern.

1.10.2 Equipment Test

1.10.2.1 The equipment test shall verify that the Contractor's solution includes all required equipment, that the equipment is properly configured, and that the equipment can successfully execute the diagnostic programs provided.

1.10.2.2 The equipment tests shall include a visual inspection for proper workmanship, including cables, connectors, serial numbers, and labelling.

1.10.2.3 The assembly drawings and configuration drawings shall be verified during equipment test.

1.10.2.4 The equipment tests shall verify that the specified capacity and expansion requirements have been satisfied.

1.10.3 Functional and Interface Test

1.10.3.1 The test procedures shall take into account all additional test equipment and shall ensure that the additional equipment does not create false test results.

1.10.3.2 The functional and interface tests shall rigorously exercise all functions and devices, both individually and collectively, and shall verify the correct functional operation of all hardware and software.

1.10.3.3 The functional and interface tests shall include (1) Verification of all required functionality of the system, including, at least but not limited to, the HES, MDMS, NMS, MOMS, Customer Energy Portal systems, and ESB, based on the approval of PEA.

1.10.3.4 The functional and interface tests shall include (2) Verification that all software has been correctly sized and meets PEA's capacity requirements, based on the approval of PEA.

1.10.3.5 The functional and interface tests shall include (3) Verification of proper acquisition, processing, and storage of data from appropriate sources, and verification of protocol and data exchanges with all external systems that will interface with the system, based on the approval of PEA. Where necessary, the Contractor shall provide appropriate simulations of the external systems; such simulations must themselves be verified before being used.

1.10.3.6 The functional and interface tests shall include (4) Verification of all user interface functions, based on the approval of PEA.

1.10.3.7 The functional and interface tests shall include (5) Verification of the proper operation of local and wide area network devices, including routers, gateways, switches, and the network as a whole by monitoring network traffic using diagnostic procedures and reconfiguration tests, based on the approval of PEA.

1.10.3.8 The functional and interface tests shall include (6) Verification of communications maintenance capabilities including diagnostics, communications maintenance and exception management, based on the approval of PEA.

1.10.3.9 The functional and interface tests shall include (7) Verification of all hardware maintenance capabilities, based on the approval of PEA.

1.10.3.10 The functional and interface tests shall include (8) Verification of the redundancy and failure recovery schemes of the system, based on the approval of PEA.

1.10.3.11 The functional and interface tests shall include (9) Verification of the proper response of the system to at least the following abnormal situations, based on the approval of PEA:

(a) Loss and restoration of processors and servers

(b) Loss and restoration of user interface equipment

(c) Loss and restoration of archive storage devices

(d) Loss and restoration of external subsystems

(e) Loss and restoration of input power

(f) Loss and restoration of communication network processors

(g) Loss and restoration of any other peripheral devices

(h) Loss and restoration of local and wide-area network elements

(I) Detection of and recovery from communication errors (simulated by Contractor)

1.10.3.12 The functional and interface tests shall include (10) Demonstration of the security of the entire system from unauthorized access, based on the approval of PEA.

1.10.3.13 The functional and interface tests shall include (11) Verification that changes of system time will not prevent the system from operating properly and that the system can correctly handle the beginning of a new day, month, and year; leap years, leap seconds and the change in century and decade; and changes to and from Daylight Savings Time, based on the approval of PEA.

1.10.3.14 The functional and interface tests shall include (12) Documentation verification that will verify that all documentation to be delivered with the system is present and meets the requirements, based on the approval of PEA.

1.10.4 Performance Test

1.10.4.1 The performance test shall verify that the specified performance requirements are met, based on the approval of PEA.

1.10.4.2 Simulation shall be provided by the Contractor, where necessary, to create the conditions for the specified performance scenarios, i.e., base conditions, steady state, normal activity, high activity state (typical disturbance), and “worst-case” catastrophic state scenario, based on the approval of PEA.

1.10.4.3 The simulations shall include realistically simulating communications bandwidth and path delays between PEA sites.

1.10.4.4 The simulations shall be documented in the test plan and tested first to verify that the desired activity is being simulated.

1.10.4.5 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.

1.10.4.6 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing.

1.10.5 Stability Test

1.10.5.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, based on the approval of PEA.

1.10.5.2 No hardware or software changes, patches, or modifications shall be allowed during the stability test.

1.10.5.3 The duration of the stability test shall cover any daily and/or weekly changes that may occur during normal operation.

1.10.5.4 All chronological time sensitive functions shall be initiated during the stability test.

1.10.5.5 The stability test will be considered successful if no critical function ceases to perform for any period of time, no major hardware failure occurs, no failover occurs, and no restarts occur within the test period, based on the approval of PEA.

1.10.5.6 Major hardware failure is defined for the purpose of this test as the loss of network, hardware such as a server, disk, user workstation, etc. Non-repetitive device failures of printers, monitors, etc., are not considered major failures.

1.10.5.7 During stability test, the Contractor shall exercise the system (with simulated inputs, events, and conditions) in a manner that approximates an operational environment under various PEA load scenarios, based on the approval of PEA.

1.10.5.8 PEA shall augment the simulated activity with unstructured user actions during this test, based on the approval of PEA.

1.10.5.9 PEA shall not purposely cause any hardware or software failure, that is, failover and restart testing will not be done during this test.

1.10.6 Cyber Security Testing and Audit

1.10.6.1 The Contractor shall perform a cyber-security audition per functional requirements by a professional audition company or organization, by which the Contractor shall solely bear all expenses related to such cyber-security audition, and be approved and witnessed by PEA.

1.10.6.2 It shall be verified that, for all system assets, security event monitoring is enabled and functioning per functional requirements.

1.10.6.3 It shall be verified that network ports not required for operation have been disabled.

1.10.6.4 A virus and malware scan of the system shall be performed to verify that all virus and malware scanning tools are enabled and using the most up-to-date virus signature patterns.

1.10.6.5 It shall be verified that all software not required for operation has been removed or disabled.

1.10.6.6 All signature files used by the software integrity schema shall be regenerated.

1.10.6.7 It shall be verified that all software not required for operation has been removed or disabled.

1.10.6.8 The use of shared accounts shall be minimized and that all users with access to a shared account be documented.

1.10.6.9 PEA shall reserve the right to audit the Contractor's cyber security training and background checks for all Contractor staff to be sent to PEA's site and all staff remaining at the Contractor's facility who have access or will work on the system.

1.10.6.10 Access privileges assigned to user accounts shall be restricted to those needed to perform the user's tasks and be approved by management

1.10.6.11 All users shall receive security awareness and acceptable use training prior to being allowed physical and electronic access to system assets.

1.10.6.12 All users shall receive and passed security background checks prior to being allowed physical and electronic access to system assets.

1.10.6.13 All data flows within the system, including communications paths and protocols shall be documented.

1.10.7 Unstructured Test

1.10.7.1 The unstructured tests shall be performed during the functional and performance test periods as well as during the stability test at the discretion of PEA.

1.10.7.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.

1.11 Site Acceptance Test

1.11.1 Site Acceptance Test General Requirements

1.11.1.1 The Site Acceptance Tests shall include, but not limited to the installation test, the functional test, the performance test, and the unstructured test.

1.11.1.2 The Site Acceptance Tests shall be conducted at PEA after shipment and installation of the system, based on the approval of PEA.

1.11.2 Installation Test

1.11.2.1 The installation test shall be conducted by the Contractor

1.11.2.2 The installation test shall include a repetition of the equipment test performed in the factory, but performed in the field and interfacing with actual field equipment and devices.

1.11.2.3 The Contractor shall load MOMS and other field operation software and start the system in the PEA test environment.

1.11.2.4 At the option of PEA, all MOMS and other field operation software shall be recompiled from the source or distribution media.

1.11.2.5 In cooperation with PEA, the Contractor shall attach the MOMS and other field operation software to communications facilities for all data sources and other systems that interface with the AMI system.

1.11.2.6 The Contractor shall provide initialization, configuration, and preliminary tuning of MOMS and other field operation software.

1.11.3 Functional Tests

1.11.3.1 The site functional tests shall be comprised of a subset of the functional tests performed in FFT.

1.11.3.2 The functional tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.

1.11.3.3 These tests shall be extended as necessary to test functions simulated during the FAT and FFT, such as communications with all field devices and all other systems that

interface with the system. In this case, Contractor shall work with PEA to plan for the extended tests.

1.11.3.4 Unstructured tests shall also be employed, as necessary, to verify overall operation of the system under actual field conditions.

1.11.4 Performance Tests

1.11.4.1 The site performance tests shall be comprised of the performance tests performed in FFT, but interfacing with actual field equipment that may not have been available during FFT testing.

1.11.4.2 The performance tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.

1.11.4.3 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.

1.11.4.4 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing

1.11.5 Stability Test

1.11.5.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, similar to those conducted during FFT.

1.11.5.2 The Contractor shall assist PEA in stability test as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.

1.11.6 Unstructured Tests

1.11.6.1 The unstructured tests shall be performed during both the functional and performance test periods.

1.11.6.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA.

1.12 System Performance Test

1.12.1 Performance Tests

1.12.1.1 The site performance tests shall be comprised of the performance tests performed in SAT with the achievement of the system performance requirements in section 1.8.2 of Book 2 AMI System, but interfacing with actual field equipment that may not have been available during SAT testing.

1.12.1.2 The performance tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.

1.12.1.3 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.

1.12.1.4 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing

1.12.2 Stability Test

1.12.2.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, similar to those conducted during SAT.

1.12.2.2 The Contractor shall assist PEA in stability test as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.

2 Training Requirements

2.1 Training Requirements Framework

2.1.1 Contractor shall prepare and deliver a comprehensive training program on the operation and maintenance of the project.

2.1.2 Contractor shall present its methodology for training development and delivery for each impacted PEA audience.

2.1.3 Contractor shall present its approach on flexibility, expandability, and scalability of the training product.

2.1.4 Contractor shall present its methodology for the delivery of incremental training for future changes to the AMI for C&I Systems product and its associated components (i.e. firmware upgrades, integration of new functions, etc.)

2.1.5 Contractor shall furnish training document for system operating, programming, and troubleshooting documents.

2.1.6 Contractor-supplied documentation and training materials shall enable PEA to carry out its own training as it requires after the initial Contractor training round.

2.2 Scope of Training

2.2.1 General Scope

2.2.1.1 The training curriculum shall comprehensively train PEA's staff on all hardware and software to be provided.

2.2.1.2 This training shall cover the theory of design and operation, use-cases, maintenance, and installation of upgrades or new releases of these products. The Contractor shall provide extensions to all subcontractor-provided training that covers how these products are used, the specific features of these products implemented, and features that cannot be used if any.

2.2.2 Self-Study Courses

2.2.2.1 PEA prefers classroom style courses for all training. Self-study training using books and video-based training may be used as supplementary training only. A copy of any books

and video files used in training shall be provided to PEA as part of the training documents.

2.2.3 Recording of Courses

2.2.3.1 PEA shall be permitted to make video and audio recordings of all training classes. PEA will use these recordings solely for internal instruction purposes and will not release the recordings to third parties.

2.3 Training Documents

2.3.1 Training Documents General Requirements

2.3.1.1 The Contractor shall provide a detailed training plan for PEA's approval that supports the implementation and phasing of the project and considers the knowledge required by PEA's own project team to facilitate their participation in the Project.

2.3.1.2 The Contractor shall be responsible for the preparation and production of all course materials.

2.3.1.3 Training documents shall be subject to PEA's Documentation Review and Approval process.

2.3.2 Training Plan

2.3.2.1 The training plan shall be prepared in cooperation with PEA such that it supports the project implementation schedule and phasing of the project deliverables.

2.3.2.2 The training plan shall consider the availability of PEA personnel.

2.3.2.3 A logical sequence of courses shall be arranged.

2.3.2.4 The training plan shall list each course to be taken, the dates for the course, and the expected number of students to attend.

2.3.2.5 Training plan shall be scheduled to minimize the loss of knowledge through lack of use.

2.3.2.6 Training shall be scheduled so that there will not be long periods of time between training and the use of the training.

2.3.2.7 The training plan shall be constructed such that some training can be completed prior to the start of Full Functional Test (FFT), based on the approval of PEA.

2.3.2.8 The Contractor and PEA shall conduct a Training Needs Analysis during the design phase to develop a best fit training plan for the PEA team. This will enable the Contractor to work with PEA to design a training plan that leverages the PEA team's existing knowledge and skill-set and focuses primarily on new, upgraded, and specific content.

2.3.3 Course Descriptions

2.3.3.1 The Contractor shall provide a description of all courses offered by the Contractor and its Sub-contractors for PEA's approval.

2.3.3.2 The course descriptions shall include (1) the course name (and number if applicable).

2.3.3.3 The course descriptions shall include (2) a brief description of the course.

2.3.3.4 The course descriptions shall include (3) a description of the intended audience for the course.

2.3.3.5 The course descriptions shall include (4) a description of the relation of the course to others in the training plan.

2.3.3.6 The course descriptions shall include (5) the duration of the course.

2.3.3.7 The course descriptions shall include (6) a breakdown of the course schedule, identifying classroom, laboratory, and hands-on periods.

2.3.3.8 The course descriptions shall include (7) a list of the training materials to be supplied.

2.3.3.9 The course descriptions shall include (8) a list of reference material to be used in the course.

2.3.3.10 The course descriptions shall include (9) a list of any prerequisite training or experience expected of the students.

2.3.3.11 All the course descriptions shall be included in the training plan.

2.3.4 Course Material

2.3.4.1 Contractor shall provide all necessary training materials, including course manuals and reference materials.

2.3.4.2 Individual copies of the training materials shall be provided to each trainee.

2.3.4.3 One set of the training materials shall be provided for PEA archives.

2.3.4.4 Class materials, including documents sent before the training classes and class handouts, shall become the property of PEA.

2.3.4.5 Contractor shall permit unrestricted reproduction of the material by PEA for internal use.

2.3.4.6 All course materials shall be distributed to the students at least two weeks prior to the course.

2.4 Instructor Qualifications

2.4.1 Course instructors shall have demonstrated technical competence in the subject and previous instructing experience.

2.4.2 The Contractor shall submit the qualification of the instructors as per training course in the training plan for PEA's approval.

2.4.3 PEA prefers instructors who are subject matter experts with experience in presenting the course material (as opposed to hardware or software developers who have never presented courses).

2.4.4 The Contractor may use the developer as the instructor for project elements produced specifically for this contract. The developer shall use appropriate training staff as resources when developing the training course and materials.

2.4.5 Contractor shall have the OEM-provided training on their products directly.

2.4.6 Contractor shall remain responsible for selecting OEM-provided courses, coordinating their delivery, and ensuring that all training objectives are met.

2.4.7 In addition to the above, if the course instructor is not proficient in the Thai language, PEA would prefer that the Contractor also provides an interpreter, with relevant technical background, to help the instructor deliver his presentation as efficiently and effectively as possible.

2.5 Training Curriculum

The training curriculum presented in this clause is intended to describe the contents of the training when viewed as a whole. The subjects covered by individual courses may differ as long as the overall objectives are satisfied.

2.5.1 Seminar

2.5.1.1 Two types of Seminar shall be given, referred to herein as the Seminar for Technical Support Group and the Seminar for Executives.

2.5.1.2 Seminar for Technical Support Group

2.5.1.2.1 This Seminar shall be the very first course in the training sequence. The seminar shall constitute an introductory class for PEA personnel who typically will participate in the project as members of the project team or as managers with a special interest in the project.

2.5.1.2.2 Most of the attendees will also attend The Contractor's subsequent training courses. Thus, the Seminar for Technical Support Group shall present not only a general overview of the project, but also details related to understanding the architecture, its functions and technology, the project schedule and its various phases, how the project will be implemented, the role to be played by PEA personnel, and the training they will receive.

2.5.1.3 Seminar for Executives

2.5.1.3.1 In contrast to the Seminar for Technical Support Group, the Seminar for Executives shall not be scheduled until the Site Acceptance Test has been performed.

2.5.1.3.2 The seminar shall provide ample opportunity for free interchange between The Contractor and PEA personnel. Many of the attendees will include managers concerned with system operations. Thus, the seminar shall provide a high level overview of the functions and technology with particular emphasis on the project's objectives, the results achieved, and how the system should be operated and managed.

2.5.2 Database and Display Building

2.5.2.1 The database and display building courses shall be scheduled to coincide with the delivery of the Development Systems.

2.5.2.2 The courses shall teach trainees how to prepare the input data to define the operating environment, to build the database and displays, and to prepare the database administrator to maintain and modify the database and its structures.

2.5.2.3 The courses shall include classroom instruction reinforced by hands-on-training in the form of workshops making full use of the Development System facilities.

2.5.2.4 The workshops shall be used to bridge the gap between understanding the conceptual and theoretical aspects of building databases and displays and being able to actually build such databases and displays. These workshops shall utilize PEA's actual data, displays, and models to ensure that PEA is properly engaged in database and display building activities.

2.5.3 Information Management

2.5.3.1 The Information Management courses shall be designed to train PEA personnel in the use of the Information Management capabilities, including selections of items to be archived, calculations associated with historical data, and report building features.

2.5.3.2 These courses shall be especially oriented for those of PEA personnel who develop and maintain displays, reports, and calculations relating to Information Management data and for those PEA personnel who maintain the system as an enterprise-wide resource.

2.5.4 System Administration and Programming

2.5.4.1 The System Administration and Programming course shall consist of several components in order to train PEA personnel, as software engineers, to perform all system administration tasks as well as to maintain the system from both an administration and detailed programming perspective.

2.5.4.2 Administration at System Level: This component shall familiarize the trainees with the procedures necessary to operate the system as an integrated entity, to recognize and respond to system malfunctions, and to perform system level maintenance functions.

2.5.4.3 Administration at Operating System Level: This component shall prepare the trainees to manage and maintain the system at the operating system level.

2.5.5 Communications Software

2.5.5.1 The Contractor shall provide training on the communications between data sources, the communications network software used within the context of its local area network (LAN), wide area networks (WAN), and on the interfaces or communications links with external subsystems and networks.

2.5.5.2 Training shall be provided for both Contractor and subcontractor supplied software and communications products.

2.5.6 Application Software

2.5.6.1 The Contractor shall provide training on application software. Each application course shall be organized to be responsive to PEA's specific requirements and shall be regarded as an extension to the standard courses that are provided.

2.5.7 Portable Devices

2.5.7.1 This course shall cover the operation of the portable devices that PEA personnel will use.

2.5.8 Hardware Maintenance

2.5.8.1 This course shall teach the trainees the basic theory and operation of each hardware component and the essential knowledge and skills required to maintain and troubleshoot.

2.5.8.2 The course shall include entry-level training in the use of operating system skills, an introduction to the critical directories and files that drive the operating system, and a discussion of the related software, system boot process, networking concepts, and terminology for computer hardware.

2.5.8.3 The level of training shall be commensurate with PEA’s intent to keep the system in continuous working order using its own staff following acceptance of the system. The training shall be provided on actual equipment or on similarly configured systems.

2.5.8.4 The course shall be designed for the hardware maintenance technician, who has computer maintenance experience, but no detailed knowledge of the specific hardware.

2.5.9 On-the-Job Training

2.5.9.1 To supplement formal training, PEA will locate staff at the factory site as well as at PEA project sites to participate in an on-the-job training (OJT) program. In this respect, The Contractor propose a comprehensive OJT program where the main objective is to train PEA personnel in system integration and development, hardware maintenance, database and display generation (including system data import and export capabilities), and all details concerning the software.

2.5.9.2 Final details of the OJT program shall be agreed upon prior to contract signing, based on PEA's approval.

3 Documentation

3.1 General Documentation Requirements

3.1.1 Documentation shall be provided for all equipment and functions provided by the Contractor as part of this procurement.

3.1.2 All documentation shall be in Thai or English depending on the type of documentation. In general, user manuals and design documents shall be in Thai or English.

3.1.3 The documentation shall describe the AMI for C&I systems, including all of its hardware, software, and interfaces, and shall cover functionality, design, testing, configuration, installation, system startup, operations, and maintenance.

3.1.4 The Contractor shall provide documentation to enable PEA to have complete operational and maintenance knowledge of the AMI for C&I systems so that after the

system has been installed and accepted, PEA's technical staff may use, modify, and maintain the system with minimal assistance from the Contractor.

3.2 Document Delivery

3.2.1 Product documentation shall be provided on CD-ROM or electronic media in PDF and native format such as MS Word, AutoCAD, etc.

3.2.2 Contractor shall allow PEA to make further copies, electronic or hardcopy of product documentation as required for their own use.

3.2.3 Custom documents shall be provided in Microsoft Word format, during the review process.

3.2.4 Custom documents shall be provided in both Microsoft Word and PDF formats when finalized.

3.2.5 Documents shall be delivered in two phases: (1) Approval documents, submitted for PEA's review and approval, and (2) Final documents.

3.2.6 Contractor shall provide documents to PEA as softcopy on magnetic or electronic media or by electronic transfer (for example, electronic mail or ftp).

3.2.7 Final documents shall be delivered on hardcopy, on-line on the development environment, and on softcopy on CD-ROM or DVD or Flash Drive.

3.3 Document Review and Approval

3.3.1 General Document Review and Approval Requirements

3.3.1.1 All documents provided pursuant to this contract shall be subject to review and approval by PEA.

3.3.1.2 All system designs, implementation plans, test plans and test procedures, and training plans shall be approved by PEA.

3.3.2 Scope of Reviews and Approvals

3.3.2.1 The acceptance or approval of any documents by PEA shall not relieve the Contractor of the responsibility to meet all of the requirements of the contract or of the responsibility for the correction of the documents.

3.3.2.2 The Contractor shall have no claim for additional costs or extension of time on account of delays due to revisions of the documents that may be necessary for ensuring compliance with the contract.

3.3.2.3 All deliverable documentation shall be revised by the Contractor to reflect the delivered AMI and other systems.

3.3.2.4 Any modifications resulting from the Factory Acceptance Test (FAT), Full Functional Test (FFT), Site Acceptance Test (SAT), and System Performance Test shall be incorporated in this documentation.

3.4 System Requirements Matrix

3.4.1 Contractor shall assist PEA when PEA is unable to clearly identify the traceability within the Requirements Matrix.

3.5 Hardware Documentation

3.5.1 List of Deliverable Hardware

3.5.1.1 The list shall itemize each hardware item and include equipment configuration information.

3.5.1.2 The configuration information shall be sufficient so that PEA can procure an identical item from the manufacturer.

3.5.1.3 The list shall include network names and addresses (or these shall be included in the network configuration diagram).

3.5.1.4 The list shall include a space for PEA to enter equipment identification for their own purpose.

3.5.2 Equipment Configuration Diagram

3.5.2.1 The equipment configuration diagram shall depict the logical interconnection of all of the Contractor-supplied equipment and its connection to the PEA-supplied equipment.

3.5.2.2 The equipment configuration diagram shall use the same terminology as the list of deliverable hardware so that the correspondence between the two can be readily determined.

3.5.3 Network Configuration Diagram

3.5.3.1 The network configuration diagram shall show the design of the local and wide area networks designed by the Contractor as well as the communications network supplied by PEA.

3.5.3.2 Both logical and physical depictions shall be provided for the network supplied by the Contractor. Only a logical depiction is required for the network supplied by PEA.

3.5.4 Interconnection List

3.5.4.1 In the interconnection list, the physical interconnections among the AMI for C&I systems components, other than those shown on the network configuration diagram, shall be depicted.

3.5.4.2 In the interconnection list, each cable shall be identified, along with its terminations.

3.5.5 Site Installation Drawings and Procedures

3.5.5.1 The site drawings shall depict the physical arrangement of the AMI for C&I systems components.

3.5.5.2 The drawings and procedures shall include (1) Equipment physical drawings showing dimensions, cabinet internal arrangements, and the size and weight of each enclosure.

3.5.5.3 The drawings and procedures shall include (2) Unpacking, moving, handling, and other installation details.

3.5.5.4 The drawings and procedures shall include (3) The location of external connections including types and sizes of connectors.

3.5.5.5 The drawings and procedures shall include (4) Input power and grounding requirements.

3.5.5.6 The drawings and procedures shall include (5) Environmental requirements.

3.5.5.7 Cabinet drawings showing required cabinet internal layout shall be provided

3.5.5.8 OEM documentation shall be provided.

3.5.6 Hardware Maintenance Manual

3.5.6.1 The hardware maintenance manual shall describe the preventive maintenance and restorative procedures required to maintain the equipment in good operating condition.

3.6 Software Documentation

3.6.1 Software Documentation General Requirements

3.6.1.1 The Contractor shall provide PEA with user documentation for all third party software components of the AMI for C&I systems.

3.6.2 List of Deliverable Software

3.6.2.1 The list of deliverable software shall itemize each software item and include version and license information.

3.6.2.2 The distribution media for each software item shall be identified.

3.6.2.3 The list of deliverable software shall indicate for each item whether source code is supplied.

3.6.2.4 An interoperability report consisting of Contractor supported software versions versus 3rd party software and OS versions versus hardware versions shall be provided.

3.6.2.5 An interoperability report shall note supported patch levels of 3rd party products that are supported.

3.6.3 User Manual and/or Guide

3.6.3.1 A user manual or user guide shall describe the use of the functions of the software.

3.6.3.2 The user manual shall include screen shots and/or block diagrams designed to help the user navigate the functions of the software.

3.6.3.3 The user manual shall include troubleshooting hints and an introduction or overview of the main functions.

3.6.3.4 For third party software, the Contractor shall provide the standard user manual normally supplied with the software.

3.6.3.5 For software produced for the AMI for C&I systems project such as MOMS, Customer Energy Portal, etc., the Contractor shall supply a user manual.

3.6.4 Upgrade and Patch Management Plan

3.6.4.1 For third party software, the Contractor shall deliver an upgrade and patch management plan describing the OEM's recommended practice for obtaining and installing upgrades and patches.

3.6.5 Software Development Standards

3.6.5.1 The Contractor shall document the development standards used to develop the AMI for C&I systems and other related software.

3.6.5.2 The standards used to develop any PEA custom software shall be described as appropriate, e.g. CMMI level 3 for MOMS and Customer Energy Portal.

3.6.6 Database Definition

3.6.6.1 The database definition shall identify the characteristics of all AMI for C&I systems and other related systems' databases.

3.6.6.2 The database definition shall include (1) The name or identification of the database.

3.6.6.3 The database definition shall include (2) A description of the intended use of the database, including backup and recovery, archiving, data security, file and file layouts. If the database is specific to a single application, the application shall be identified.

3.6.6.4 The database definition shall include (3) A description of the organization of the database (the database schema or model, including type, size and possible values for each field, relationship, index, procedure, function, trigger, etc.)

3.6.6.5 The database definition shall include (4) A description of each field of each data item.

3.6.6.6 The database definition shall include (5) Instructions for generating and populating the database.

3.6.6.7 The database definition shall include (6) Details of programming interfaces. This shall encompass access methods, address schemes, and read, write, and modify actions.

3.6.6.8 The database definition shall include (7) Initialization description – How or by what software is the data initialized and to what value(s).

3.6.6.9 The database definition shall include (8) Details of maintenance actions.

3.6.7 Software Functional Description

3.6.7.1 The software functional description shall describe the functions to be performed by each software module from the standpoint of a user. (Software functional descriptions are also referred to as user guides.)

3.6.7.2 The software functional description of the AMI for C&I systems and other related software shall be clearly described so that it can be understood without understanding the detailed operation of each software module.

3.6.7.3 Software functional descriptions shall be used as the first step in the design of a custom (for example, new functionality).

3.6.7.4 It shall have sufficient information for PEA to determine that the new functionality will meet the requirements of the contract.

3.6.7.5 The software functional description shall include (1) Functional description.

3.6.7.6 The software functional description shall include (2) Performance requirements.

3.6.7.7 The software functional description shall include (3) Resource requirement.

3.6.7.8 The software functional description shall include (4) User interface.

3.6.7.9 The software functional description shall include (5) Software interface requirements.

3.6.7.10 The software functional description shall include (6) Data requirements.

3.6.7.11 The software functional description shall include (7) Error messages.

3.6.7.12 The software functional description shall include (8) Diagnostic messages.

3.6.7.13 The software functional description shall include (9) Maintenance and expansion procedures.

3.6.7.14 1) Functional description – A narrative description of each program. Where appropriate, solution algorithms shall be described

3.6.7.15 2) Performance requirements – The execution periodicity, processing capacity, and tuning and execution parameters that control or limit the capabilities of the software

3.6.7.16 3) Resource requirement – The expected minimum requirements for main memory, auxiliary memory, processor capacity, and other resources required by the software

3.6.7.17 4) User interface – A description of the interface used to control the software, including all user inputs and program responses

3.6.7.18 5) Software interface requirements – A description of the logic interfaces with other programs

3.6.7.19 6) Data requirements – A description of all data models, data and databases accessed by the software, including execution parameters

3.6.7.20 7) Error messages – A concise description of all error messages and possible corrective actions

3.6.7.21 8) Diagnostic messages – Where the software generates a record of its internal operations, the messages shall be described

3.6.7.22 9) Maintenance and expansion procedures – A description of either maintenance procedures or expansion procedures that is relevant to maintenance of the program or expansion of the program.

3.6.7.23 It is PEA's strong preference that software functional descriptions are provided as a soft copy and on-line documentation.

3.6.8 Detailed Design Document

3.6.8.1 The detailed design documents are a second level of detail to the software functional descriptions.

3.6.8.2 For customized software, i.e. MOMS, Customer Energy Portal, etc., the Contractor shall first deliver a software functional description for approval by PEA.

3.6.8.3 After approval of software functional description, the Contractor shall produce a detailed design document for approval by PEA.

3.6.8.4 Production of the software shall proceed after approval of the detailed design document.

3.6.8.5 A detailed design document shall relate to a single software functional description.

3.6.8.6 The detailed design documentation shall include the precise design information needed for planning, analysis, and implementation of the software.

3.6.8.7 The detailed design documentation shall include (1) the divisions of the software design entities.

3.6.8.8 The detailed design documentation shall include (2) a dependency description specifying the dependent entities, their coupling and required resources, an interface description providing details of external and internal interfaces not provided in the software functional description.

3.6.8.9 The detailed design documentation shall include (3) a detailed design description containing the internal details of each design entity.

3.6.8.10 The detailed design documentation shall provide a detailed description of how the software will support the functions described in the software functional description.

3.6.8.11 The detailed design documentation shall include a diagram of the software indicating major modules and an overview of the operation of each module.

3.6.8.12 The detailed design documentation shall describe data structures and flow, and a diagram or description of the manner in which the modules interface with other modules.

3.6.8.13 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (1) Program abstract.

3.6.8.14 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (2) General technical description of the module.

3.6.8.15 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (3) The module logic, documented by standard diagramming conventions based on the Unified Modelling Language (UML).

3.6.8.16 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (4) External interfaces to the program including applicable calling sequences.

3.6.8.17 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (5) Initialization considerations.

3.6.8.18 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (6) Identification of any databases referenced or modified.

3.6.8.19 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (7) Error codes and error handling processes.

3.6.8.20 Each program module, including subroutines, shall be sufficiently documented to allow an experienced programmer (with supervision of the designer) to perform the coding of the module, as well as allow PEA personnel to maintain such software in the future.

3.6.8.21 All job control files (batch or make files) required for compilation, assembly, and linking of each program shall be documented in detail as part of the detailed design documentation.

3.7 System Maintenance Manual

3.7.1 The System Maintenance Manual shall describe all user procedures necessary to build and maintain the software system of the AMI for C&I systems and other related software.

3.7.2 The System Maintenance Manual shall include complete instructions on performing a system generation from sources for all processors.

3.7.3 The System Maintenance Manual shall provide information on optimizing system performance.

3.7.4 The System Maintenance Manual shall describe the hierarchy of disk directories used by AMI for C&I systems and other related software, and the location of all categories of files: including executable programs, displays, databases, sources, build files, etc.

3.7.5 The System Maintenance Manual shall describe the procedures to configure the computer system of AMI for C&I systems and other related software, and backup the system.

3.7.6 The System Maintenance Manual shall include documentation of the distributed system software supporting the configuration control function, data integrity, startup, restart, and the network management subsystem.

3.7.7 The System Maintenance Manual shall provide a list of the Internet Protocol (IP) addresses of all devices in a manner compatible with PEA's security standards and shall describe the procedures for upgrading or adding additional servers, loggers, storage devices, and other peripheral devices.

3.7.8 The System Maintenance Manual shall include detailed user information on all supported tools and utilities supplied with the system to assist in diagnosing internal system issues and integrity as well as interface and communication troubleshooting tools.

3.7.9 The System Maintenance Manual shall provide detailed information on troubleshooting all processors and processes of the AMI for C&I systems and other related software.

3.7.10 The System Maintenance Manual shall describe the use of error logs, the meaning of all program-generated error or informational messages, and the recommended response to these messages.

3.7.11 The System Maintenance Manual shall explain what the user should do to save information after a processor or process failure, and shall describe the procedures to

gather this information to allow the user to communicate in an informed manner with maintenance personnel.

3.7.12 The System Maintenance Manual shall include a description of the procedures to restore normal operation after a failure of the AMI for C&I systems and other related software.

3.8 User Manual

3.8.1 General User Manual Requirements

3.8.1.1 The user manuals shall be organized for quick access to each detailed description of the user procedures that are used to interact with the AMI for C&I systems and other related software functions.

3.8.1.2 The user manuals shall present in a clear and concise manner all information that a user needs to know to understand and operate the AMI for C&I systems and other related software satisfactorily.

3.8.1.3 The user manuals shall make abundant use of screen snapshots to illustrate the various procedures.

3.8.2 Database Editor's Manual

3.8.2.1 The Database Editor's Manual shall describe the procedures to define, build, edit, extract, archive, load and expand all the databases of the AMI for C&I systems and other related software.

3.8.2.2 The Database Editor process shall be covered by training guides.

3.8.2.3 The database software description guide shall contain information describing how an administrator may define and add new attributes to an existing database entity.

3.8.2.4 The database software description guide shall describe how to restore any database to a previously saved version if the database had been corrupted.

3.8.3 Display Editor's Manual

3.8.3.1 (if applicable) The Display Editor's Manual shall describe and fully illustrate the capabilities of the Display Editor, including procedures to auto-generate and edit single-

line displays for the AMI for C&I systems and other related software and to link display fields with entities in the database of the AMI for C&I systems and other related software.

3.8.3.2 (if applicable) The Display Editor's Manual shall describe how to generate new device symbols.

3.8.3.3 (if applicable) The Display Editor's Manual shall present a clear description of the principles behind zooming and decluttering, and shall explain how the user can assign declutter levels to display elements in order to achieve a satisfactory decluttering upon zooming.

3.8.3.4 The Contractor shall furnish (1) System operating, programming, and troubleshooting document.

3.8.3.5 The Contractor shall furnish (2) Component documentation – hardware units.

3.8.3.6 The Contractor shall furnish (3) Documentation of software and operating system (OS) components including application programming interface (API) documentation that is approved by PEA before system delivery.

3.8.3.7 The Contractor shall furnish (4) Documentation of panel and system wiring and connections.

3.8.3.8 The Contractor shall furnish (5) Data flow diagrams showing message types and paths.

3.8.3.9 The Contractor shall furnish (6) Source code for Contractor-supplied programs shall be supplied, or maintained in an escrow arrangement that assures PEA access to source code if the Contractor is no longer able or willing to support or modify the code.

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix A Interface Requirement Matrix

Appendix A: Interface Requirement Matrix

No.	From	To	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards
AMI Meter/Device Management								
A4	MOMS	MDMS or HES	Meters to be installed, including Customer Number, Installation ID, and Meter ID (PEA Number)	Cyber security: MDMS or HES will match the Meter ID with the meter self-registered data and only allow communcations with the meter if there is a match. Meter ID/PEA Number is then linked to Customer Number. This interface is used both for bulk AMI meter installations during the AMI deployment project and for new meter installations in daily operations	Supplier internal product integration	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
A5	MDMS or HES	HES or MDMS	Meter installation and configuration data	Meter and other endpoint device self-discovery and self-registration. Assumption: The user will use MDMS or HES user interface to review exceptions, e.g. meters supposedly installed but not communicating/registered for too long, self-registered meter ID does not match list from SAP WMS, etc.	Supplier internal product integration	Event driven, upon receipt of meter data	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
A6	SAP (CS)	MOMS	User Information Initial Master and Updated Database, Billing Reset Date Change, Tarriff Rate Change, and CT/VT Ratio Change	User information update in MOMS' database will be automatically changed upon the receipt of user information data from SAP (CS). Billing reset date change, Tarriff rate change, and CT/VT ratio change will be updated in MOMS' database upon the receipt of meter data from SAP (CS) after the approval of PEA.	ESB Interface	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
A7	MOMS	MDMS or HES	Billing Reset Date Change and Tarriff Rate Change	MDMS or HES will use this information to update the Billing Reset Date and Tarriff Rate when they are changed by PEA via MOMS.	Supplier internal product integration	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
A8	MDMS or HES	MDMS or HES	Billing Reset Date Change and Tarriff Rate Change	MDMS or HES will update the Billing Reset Date and Tarriff Rate follwing the change trigger generated by HES or MDMS, respectively.	Supplier internal product integration	Event driven, upon receipt of meter data	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
Customer Service & Billing								
B1	SAP (ISU)	MDMS	Billing cycle/schedule and meter reading order	Billing read schedule: initial bulk load of data and daily incremental updates. Meter reading order is triggered based on the meter reading schedule by SAP.	Batch via FTP	Daily	Initial Account Data: 150,000 accounts. Daily incremental update: 150,000 accounts	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
B2	MDMS	HES	Meters scheduled for billing reads	Schedule AMI to do billing reads. Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Supplier internal product integration	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval
B3	HES	MDMS	Billing reads	Meter reads to be processed for billing. Processing includes validation, estimation and editing (VEE). Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Supplier internal product integration	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval
B4	MDMS	SAP (ISU)	Billing reads	Meter read data for bill processing. Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Batch via FTP	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
B5	HES	MDMS	Interval data, meter and endpoint diagnostics events, meter tampering events	Data processing for load profile, revenue management (theft detection), endpoint/meter device management, etc. See functional requirement specs. Assumption: the user will use MDMS user interface to look at the interval data and meter events.	Supplier internal product integration	-	Supplier design to meet the TOR requirements	Manufacturer Design based on PEA's Approval
B6	SAP (ISU)	MDMS	Meter data read request	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	ESB Interface	Batch via FTP daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
B7	MDMS	HES	Meter data read request	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	Supplier internal product integration	Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
B8	HES	MDMS	On-demand read results	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	Supplier internal product integration	Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
B9	MDMS	SAP (ISU)	On-demand read results	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	ESB Interface	Batch via FTP daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on
Meter Ping Management								
C1	MDMS	HES	Meter ping request	On demand pinging of a selected set of meters to see if the meters have power and communication ready. Assumption: Users will use MDMS interface to do the pinging.	Supplier internal product integration	On-demand/Event driven: upon on- user-request ping	Varies from ten events per day to thousands events per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval

No.	From	To	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards
C2	HES	MDMS	Meter ping results	Ping results - status indication a) meter has power, b) cannot communicate with meter, or c) meter has no power. Assumption: Users will use MDMS to look at the ping results.	Supplier internal product integration	Event driven	Varies from ten events per day to thousands events per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval
Inspection & Maintenance Work								
D1	SAP (PM)	MOMS	Inspection and maintenance work order	Dispatch work to field crews. Include work assignment information such as location and facilities/equipment information. This interface covers only preventive maintenance.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
D2	MOMS	SAP (PM)	Inspection and maintenance work results	MOMS to provide user interface on mobile devices to capture start/end time, inspection and maintenance results, including equipment and installation condition, test measurements, etc. Interface to send data to SAP PM for recording and analysis.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
D3	MOMS	SAP (PM)	Preventive maintenance materials replacement information	MOMS to provide user interface on mobile devices to enter information on equipment and materials replacement as part of preventive maintenance and send the data to SAP PM for reporting.	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
Bulk/New Meter Installation (Bulk/Ongoing Normal Operations)								
A1	SAP (WM)	MOMS	Meter service work order to MOMS for planned work (Customer Information, CA Number, PEA Number of all devices, Installation ID, PEA staff ID, etc.)	The planned work order will be created for the following work: installation (ติดตั้งใหม่), exchange (โอนเปลี่ยนเจ้าของ), replacement (สับเปลี่ยนมิเตอร์(เพิ่ม/ลดขนาด)), and removal (รื้อถอน)	ESB Interface	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.
A2	MOMS	SAP (WM)	Meter service work order to SAP (WM) for unplanned work (Customer Information, CA Number, PEA Number of all devices, Installation ID, PEA staff ID, etc.)	The unplanned work order will be created for the following work: inspection (ตรวจสอบมิเตอร์) and repair (สับเปลี่ยนชำรุด)	ESB Interface	Batch via FTP on Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.
A3	MOMS	SAP (WM)	Meter service work order status and report	MOMS to send the work information related to completing the work order, including start/finish time, installer information, meter exchange information, etc, to SAP (WM).	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
F1	MOMS	SAP (DM)	New meter installation and exchange data	MOMS to provide user interface on mobile device to capture new and exchange meter data, including CIS, device information, meter configuration settings, register reads of old meter, register reads of new meter, etc, to SAP (DM).	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
F2	MOMS	GIS	New meter installation and exchange data	GPS Coordinates for precise location of installed meters (bulk/new meter installations in bulk/normal operations) - Meter ID (PEA Number), Location ID (Installation ID), Customer No., GPS Coordinates, etc.	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
Distribution Operations Support								
E1	MDMS	DMS	Load profiles, Voltage profiles, and other related values of a virtual meter and an individual meter (to be defined by PEA No. or Customer No.)	PEA will define a set of virtual meters, i.e. a collection of AMI meters, and an individual meter (to be defined by PEA No. or Customer No.) for SCADA DMS operator load flow and feeder reconfiguration optimization use in MDMS. MDMS will send the load profiles, voltage profiles, and other related values of the virtual meters (aggregation of load profiles, voltage profiles, and other related values of meters included in each virtual meter) and the individual meter to DMS.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC 61968 CIM is preferrable.
AMI Network Management System (NMS)								
E2	AMI NMS	MOMS	4G/3G cellular communication network monitoring and management	Provide 4G/3G cellular communication network monitoring and management information, such as SIM status, for analysis and follow-up.	Supplier internal product integration/ Mobile Operator	On user request/Event driven	Thousands per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.
AMI-AMR System Integration								
E3	AMR	MOMS	AMR Monitoring System, AMR Maintenance System, AMR Time Management System	Provide the system integration between AMI-MOMS and AMR systems, including AMR Monitoring System, AMR Maintenance System, and AMR Time Management System. PEA and Contractor will define the scope of integration in full details after the contract signed.	Supplier internal product integration/ System Integration	On user request/Event driven	Thousands per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.

No.	From	To	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards
Initial Information for Meter Installation			Initial Data File consists of 1. Customer Information System (CIS): CA No., Installation ID, Adress, CT/VT, billing date, rate category, TSIC 2. Device Information: Meter PEA No., Modem PEA No., Modem IP, Modem Serial Number. CIS will be prepared by PEA. Device Information will be prepared by the contractor. The complete initial file will be uploaded to MOMS manually as the initial master database for MOMS.					

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix B Cyber Security Responsibility

Appendix B: Cyber Security Responsibility

	PEA	Contractor
Policies and Procedures		
General Cyber Security Policies and Procedures	✓	✓
Recommendations for Smart Grid Policies and Procedures		✓
Access Control		
Account Management	✓	✓
Access Enforcement	✓	✓
Least Privilege		✓
Unsuccessful Login Attempts		✓
Smart Grid Information System Use Notification		✓
Previous Logon Notification		✓
Concurrent Session Control		✓
Session Lock		✓
Remote Session Termination		✓
Remote Access		✓
Wireless Access Restrictions		✓
Access Control for Portable and Mobile Devices		✓
Control System Access Restrictions		✓
Publicly Accessible Content	✓	✓
Passwords		✓
Security Access and Event Log		✓
Awareness and Training		
Security Awareness Training	✓	✓
Audit and Accountability		
Auditable Events	✓	✓
Content of Audit Records		✓
Audit Storage Capacity		✓
Response to Audit Process Failures		✓

	PEA	Contractor
Audit Monitoring, Analysis, and Reporting		✓
Time Stamps	✓	✓
Protection of Audit Information		✓
Audit Record Retention	✓	✓
Audit Generation	✓	✓
Security Assessment and Authorization		
Smart Grid Information System Connections		
Continuous Monitoring		✓
Configuration Management		
Configuration for Least Functionality	✓	✓
Component Inventory		✓
Factory Default Settings Management		✓
Identification and Authorization		
Authenticator Management	✓	
User Identification and Authorization		✓
Device Identification and Authentication	✓	
Authenticator Feedback		✓
Information and Document Management		
Information Exchange		✓
Incident Response		
Incident Handling		✓
Smart Grid Information System Backup		✓
System Development and Maintenance		
Maintenance Personnel		✓

	PEA	Contractor
Physical and Environmental Security		
Physical Access Authorizations	✓	
Physical Access	✓	
Monitoring Physical Access		✓
Emergency Power		✓
Location of Smart Grid Information System Assets	✓	
Risk Management and Assessment		
Risk Assessment	✓	✓
Services Acquisition		
Software License Usage Restrictions		✓
Security Engineering Principles	✓	✓
Supply Chain Protection		✓
Communication Protection		
Communications Partitioning		✓
Security Function Isolation		✓
Denial-of-Service Protection	✓	✓
Boundary Protection	✓	✓
Communication Integrity		✓
Communication Confidentiality		✓
Use of Validated Cryptography		✓
Public Key Infrastructure Certificates		✓
Mobile Code		✓
System Connections		✓
Security Roles	✓	
Message Authenticity		✓
Secure Name/Address Resolution Service		✓
Fail in Known State		✓
Smart Grid Information System Partitioning		✓

	PEA	Contractor
Information Integrity		
Malicious Code and Spam Protection		✓
Smart Grid Information System Monitoring Tools and Techniques		✓
Security Alerts and Advisories		✓
Security Functionality Verification		✓
Software and Information Integrity		✓
Information Input Validation		✓
Error Handling		✓

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix C User Counts AMI HES AMI NMS MDMS MOMS

Appendix C – User Counts, HES, NMS, MDMS, MOMS

AMI Users account						
Item	User	HQ (BKK) Office	Regional Office (12 Regions)	Branch Office	Total	Remark
1	System Admin (HES, NMS, MDMS)	10	-	-	10	
2	Dev/Test (Data Engineering)	10	-	-	10	
3	End Users (HES, NMS, MDMS)	50	24	-	74	
4	End User (Demand Response Operations)	10	24	50	84	Preparing for DRMS
5	SAP Users	5	24	-	29	Please refer to Appendix A: System Interfaces (SAP <--> MDM)
6	Planning Engineer	5	-	-	5	
7	UI Web Server* (Customer web portal) -Simultaneous users (both PEA user and Customer User)	-	-	-	3,000	

MOMS User Count						
Item	User	HQ (BKK) Office	Regional Office (12 Regions)	Branch Office	Total	Remark
1	System Admin	2	-	-	2	
2	Dev/Test (Data Engineering)	15	-	-	15	
3	Dispatcher End Users (Help Desk/Initial Meter Installation System)	30	24	-	54	
4	Data Analysis	6	24	-	30	
5	Mobile (Field Work)	30	24	1,000	1,054	Both meter installation and maintenance
6	SAP Users	20	-	-	20	Please see Appendix A: SAP <-->MOMS interfaces

*Note: The number of people for Training can refer to the total number of users in each item except item 7 (please see in remark column.)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix D Contractor Company and Product Questionnaire

List of Acronyms

4G/3G	The 4^{th}/3^{rd} Generation mobile communication systems
A/C	Air Conditioning
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AVL	Automated Vehicle Location
CSR	Customer Service Representatives
DSO	Distribution System Operators
GPS	Global Positioning System
HES	Head-End System
LAN	Local Area Network
MDMS	Meter Data Management System
MOMS	Meter Operation Management System
PEA	Provincial Electricity Authority
POC	Proof of Concept
QA	Quality Assurance
SAP	SAP SE, an enterprise application software company
SAT	Site Acceptance Test
SME	Subject-matter Expert
WAN	Wide Area Network

Appendix D

Contractor Company and Product Questionnaire

คำถามสำหรับบริษัทและผลิตภัณฑ์ระบบมิเตอร์อัจฉริยะที่นำเสนอ

CONTENTS

1 Company Information 5

1.1 CORPORATE BACKGROUND 5

1.2 SUBCONTRACTORS 5

1.3 COMPANY ORGANIZATION 5

1.4 OFFICES 6

1.5 FINANCIAL INFORMATION 6

1.6 OVERALL PROJECT EXPERIENCE 6

1.7 STRATEGIC DIRECTION AND BUSINESS PLANS 6

1.8 POLICIES AND PROCEDURES 6

1.9 LITIGATIONS 7

2 Project Organization and Experience 8

2.1 PROJECT EXPERIENCE 8

2.2 PROJECT MANAGEMENT AND TECHNICAL LEADS 9

3 AMI System 10

3.1 SYSTEM IMPLEMENTATION 10

3.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM 10

3.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT 11

3.4 PRICING STRUCTURE 11

4 Smart Meters and Meter Installation 13

4.1 PROJECT PLANNING AND PROJECT MANAGEMENT 13

4.2 DATA MANAGEMENT 13

4.3 AMI METER INSTALLATION 13

4.4 SUPPORT SERVICES 14

4.5 WORK ORDER MANAGEMENT PROCESS 15
4.6 WAREHOUSING PROCESS 15
4.7 SUPPLY CHAIN PROCESS 15
4.8 BARCODE PROCESSING 16
4.9 CYBER SECURITY AND INFORMATION PROTECTION 16
5 Meter Operation Management system (MOMS) 18
5.1 SYSTEM IMPLEMENTATION 18
5.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM 18
5.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT 19
6 System Integration Questions 20
6.1 DELIVERY APPROACH AND METHODOLOGY 20
6.2 SYSTEM INTEGRATION 20

1 COMPANY INFORMATION

1.1 CORPORATE BACKGROUND

1. Please provide description of the company history, information of the owner and/or other companies owned by the Contractor shall be provided.
2. Please describe Contractor's qualifications for the proposed project.
    a. The Contractor shall have at least ten (10) years in the business.
    b. The Contractor shall have at least ten (10) serving the utility industry.
    c. The Contractor shall have at least five (5) years of experience in Thailand.

1.2 SUBCONTRACTORS

For each of the Contractor's proposed subcontractors:

1. Please provide description of the company history, information of the owner and/or other companies owned by the Subcontractors shall be provided.
2. Qualifications of the Subcontractor on the PEA project shall be provided.
    a. The Subcontractors shall have at least three (3) years in the business.
    b. The Subcontractors shall have at least three (3) years serving the utility industry.
3. Role of the Subcontractor proposed for the PEA project shall be provided, including the percentage of work to be performed and/or components of the proposed solution to be provided by the Subcontractor on the PEA project.

1.3 COMPANY ORGANIZATION

1. Please describe Contractor's organizational structure, subcontractors' organizations, and how PEA will interface with these organizations shall be provided.
2. The Contractor/Subcontractor shall have established organizations for product development, project delivery, product maintenance, customer support, sales & marketing, and administration/back-office support.

1.4 OFFICES

1. Please provide main office locations, including headquarters and production facilities of the Contractor and all Subcontractors.
2. Contract must present a sound delivery structure of how the PEA project will be delivered and supported.

1.5 FINANCIAL INFORMATION

1. Annual revenue information for the Contractor's company and all Subcontractors' company for the past 5 years shall be provided according to the following breakdown:
    - Total annual revenues
    - Annual revenues by AMI HES systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.
2. Contractor shall show proof of sound and stable financial status.

1.6 OVERALL PROJECT EXPERIENCE

1. Please describe Contractor's and Subcontractors' qualifications for the proposed project, including AMI HES systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.
2. The Contractor/Subcontractors combination shall have at least ten (10) years of experience in each of the following areas: AMR/AMI systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.

1.7 STRATEGIC DIRECTION AND BUSINESS PLANS

A brief Corporate Mission and Vision statement, a statement of future strategic direction and objectives, short-term, and long-term business plans shall be provided.

1.8 POLICIES AND PROCEDURES

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Quality control and quality assurance process
2. Issue tracking and resolution process

3. Change request and change order management process
4. Knowledge transfer to PEA approach and process
5. Safety policies and procedures
6. Security and information protection policies and procedures
7. Policies and procedures regarding intellectual properties and confidential information (yours and those of PEA)

1.9 LITIGATIONS

The Contractor or all Subcontractors shall not have any unsettled litigation filed against the company in the last 5 years. If any litigation has been filed, the Contractor shall state and describe the nature of each formal complaint and any other information you wish to disclose.

2 PROJECT ORGANIZATION AND EXPERIENCE

2.1 PROJECT EXPERIENCE

1. The Contractor/Subcontractors combination shall have at least three (3) projects over the last three (3) years in each of the following areas:
    a. AMR/AMI systems and installation (communication network and equipment, head-end system, network management system)
    b. MDM
    c. AMR/AMI electricity meters
    d. AMR/AMI meter installation (exchange from existing meters to AMI meters)
    e. MOMS (server and mobile software)
    f. System integration for all of the above areas (including experience with SAP integration)
2. Contractor shall include at least one reference project that covers each of these functional areas:
    a. Smart metering
    b. Revenue management
    c. Energy management
    d. AMR/AMI system operations and management
    e. AMR/AMI support of distribution engineering, operations and outage management
    f. MOMS for planned work such as inspection and maintenance
3. For each of these projects, Contractor shall provide all of the following information for reference:
    a. Name, location, and size of the utility
    b. Name, title, and contact information of at least one utility reference contact
    c. Applications included in the project (see list in the last question)
    d. Product modules provided
    e. System interfaces implemented
    f. Approximate size of system and project (e.g. number of smart meters, number of mobile devices, etc.)

g. Contract value in US dollars or Thai Baht
h. Start and end dates of project
i. Names of subcontractors assigned to the project and their roles on the project
j. Number of Contractor and subcontractor resources assigned to the project
k. Dollar or Thai Baht amount (increases and decreases) of costs due to change orders (issued by either the client or the Contractor), purpose of the change orders
l. Benefits achieved by the utility as a result of the project
m. Ongoing maintenance and support provided to the utility

2.2 PROJECT MANAGEMENT AND TECHNICAL LEADS

1. Please describe the proposed project team structure, including key management and technical staffs. As a minimum, Contractor shall identify the proposed project manager, overall technical lead/system engineer, communication network lead, applications lead – metering, application lead – customer operations, application lead – distribution operations, application lead – field/mobile applications, system integration lead, data management lead, test lead, and training lead.
2. Each of the team leads identified above shall have at least ten (10) years of relevant industry experience.

3 AMI SYSTEM

3.1 SYSTEM IMPLEMENTATION

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Delivery organization and methodology, including detailed design, development, configuration management, and testing and training.
2. The project plan, including the resources and logistics support expected from PEA.
3. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.
4. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.

3.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. The overall hardware, software/application, communication, and system integration architecture and platforms for the proposed solution.
2. Description of each component or subsystem included in the solution architecture, including functionality, product/module name and version number, years commercially available in the market, operation system and database platform supported, etc.
3. Provisions of the proposed architecture for system scalability and extensibility.
4. Provisions of the proposed architecture for system security and information protection.
5. Provisions of the proposed solution to ensure forward and backward compatibility
6. Performance benchmarks of the proposed system.
7. Examples of your existing utility installations that have similar configurations (system dimensions, software and hardware) to what is proposed to PEA.
8. List of utilities that have the same proposed solution architecture (including product versions used), and how many of them are still maintained and supported by Contractor.

3.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Product direction and roadmap, and the drivers behind the roadmap, for the next 3 years shall be provided.
2. Method of configuration management for product development and for delivery projects shall be provided.
3. Maintenance and support organization and programs available.
4. Percentage of your customers with systems in production that are on each maintenance and support program you offer.
5. A typical process a utility has to go through to upgrade to a new product release, including minor and major releases shall be provided.
6. How long are back versions supported? At least five (5) years back versions of the products should be supported.

3.4 PRICING STRUCTURE

In addition to completing the pricing workbook for the price-performance bid for the project (บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule)), Contractor shall provide the pricing schedule for each product included in the solution, including AMI network and communication equipment, AMI Head-end System, Network Management System software, Meter Data Management Software, Customer Energy Portal, and other modules proposed. The pricing schedule shall include as a minimum the following information:

1. Base license fee, i.e. base license fee regardless of the number of users, number of meters, number of network nodes, etc.

2. Parameters for calculating incremental license fees (e.g. by number of concurrent user, by number of named users, by number of meters, by number of server processors, etc.)

3. Incremental license fees per unit (defined by parameters in #2 above) for each tier pricing structure (e.g. incremental license fees for the first 100,000 meters, between 100,000 and 500,000 meters, etc.)

4. Annual maintenance and support fee, e.g., percent of license fee, for various options (e.g. bug fixes only, software updates and support, evergreen (software upgrades included), etc.

4 SMART METERS AND METER INSTALLATION

4.1 PROJECT PLANNING AND PROJECT MANAGEMENT

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following information request:

1. Project planning methodology and change control procedures
2. Smart meter installation project plan. The Contractor shall describe its installation plan in sufficient detail, including resource plan, meter installation rates, data collection and management, work and data quality control process, etc.
3. Logistics and inventory management
4. Ramp-up process for AMI meter installation
5. Work quality control process
6. Any factors that could negatively or positively impact the project schedule

4.2 DATA MANAGEMENT

The Contractor shall provide a detailed description of the field data management process used for tracking, recording and capturing all field installation and meter configuration data, including:

1. System interfaces and data upload to PEA
2. Data quality control and assurance process
3. Work order close out and data capture process.

4.3 AMI METER INSTALLATION

1. **Installation Methodology:** The Contractor shall provide methodology used to manage and control large field installation projects involving mass deployment, frequent revisits and appointment scheduling. The Contractor shall describe your daily processes for verifying completed work, updating plans and processing all data.

2. **Installations Quality Control:** The Contractor shall provide process to ensure accurate and quality installations. The Contractor shall describe process for safely replacing meters and associated quality assurance and quality guarantees/warranty to PEA.

3. **Incorrectly Programmed Meters:** PEA is interested in the Contractor taking the financial responsibility for meter set which result in a billing error due to an incorrectly programmed meter. The Contractor shall describe approach for addressing the financial impact of an incorrectly programmed meter.

4. **Electric Meter Replacement under Load:** PEA has an objective to use the Contractor's most efficient and safe meter change-out process. The Contractor shall describe in detail how you would accomplish both of these objectives and if it is possible for the change-out to occur without loss of electricity at the customer premise.

5. **Customer Contact:** PEA's objective is to make the customer impact as minimal as possible and on the other hand use the meter change-out opportunity to educate the customer on the AMI program and the benefits of AMI to them (e.g. outage restoration efficiency, energy efficiency, etc.) PEA is interested in the Contractor's experience in achieving these two goals. Please explain your procedure and experience in the following:

    a. Appointment Setting. If the Contractor's recommended solution includes appointment setting (e.g. for large apartment/condo communities), The Contractor shall describe the process that the Contractor will use to conduct this function and how it plans to communicate the appointment dates to PEA so that PEA's Customer Service Representatives (CSR) are aware of these appointments.
    b. Customer Education. Communicate the customers on the drivers and goals of PEA AMI project, and how AMI can benefit them.
    c. Customer Claims. The Contractor shall assume responsibility for claims filed by PEA's customers related to an AMI electric meter installation performed by the Contractor. The Contractor shall describe your policies and procedures for managing customer claims.

4.4 SUPPORT SERVICES

The Contractor shall list all support services included in the proposed scope of work, such as computer equipment and office facilities, warehousing and material handling facilities, equipment staging areas, security services, maintenance and repair facilities, etc. that will be provided.

4.5 WORK ORDER MANAGEMENT PROCESS

The Contractor shall describe methodology used to manage and control individual installations from a scheduling, completion and close out standpoint.

1. The Contractor shall describe in detail the process for performing multiple attempts to gain access. Hard to access can include but are not limited to high security areas including locked gates of communities.
2. The Contractor shall describe the advance access notification procedures and process of scheduling appointments to accomplish the required meter changes. It should be noted that PEA maintains a high-security master key system that enables access to a large population of customers along with keyed locks that are routinely provided to its customers. (PEA's Meter Reading department also maintains a significant key inventory, gate and door code / combinations required to access customer's premise.)
3. The Contractor shall describe in detail how to minimize data errors entered by an installer, such as wrong meter number, wrong address, etc.
4. The Contractor shall describe in detail the criteria and procedures for turning back to PEA an expected small percentage of installations where access could not be accomplished. The Contractor shall describein detail the maximum number of attempts to access these meters prior to returning them to PEA and specify additional costs for attempts beyond the maximum number of attempts.

4.6 WAREHOUSING PROCESS

The Contractor shall describe the process for securing and operating a warehousing facility including the estimated time frame to secure facility, size and location of facilities, systems capabilities, equipment and, proposed subcontracting relationships if applicable.

4.7 SUPPLY CHAIN PROCESS

The Contractor shall describe the inventory control procedures and work flows with regards to receipt, storage and transfer of PEA's metering assets.

4.8 BARCODE PROCESSING

The Contractor shall have capabilities to support Barcode and/or RFID technology into the Contractor's supply chain process. The Contractor shall describe its capability and experience in tracking individual meters by meter number as they flow through the logistics chain from receipt through installation.

4.9 CYBER SECURITY AND INFORMATION PROTECTION

1. The Contractor shall provide a process diagram illustrating how the data is moved from the handheld/mobile device back to the Contractor's network and a network diagram illustrating location of receiving server and any network devices protecting, managing or monitoring that server.
2. The Contractor's handheld/mobile security features shall be available to aid in preventing the data from being extracted if device is lost in the field (i.e. authentication, screen locks, time outs, encryption, etc.)
3. The Contractor shall provide metrics on frequency of lost devices in the field and procedures to handle communication back to clients. Also include the identification process of the data lost in the device.
4. The security of the system that will be used to store and present PEA's customer data shall address authentication, authorization, session management, data validation, exception handling, security log reports, and encryption.
5. The server(s) hosting PEA's customer information shall be secured (i.e. anti-virus, hacking, security patches, intrusion detection, etc.).
6. The Contractor shall describe the location of the server on the network and any associated network security controls that will be protecting that server (i.e. firewall walls, intrusion detection, etc.)
7. The Contractor shall describe its security vulnerability management procedures and how frequently the systems hosting PEA's customer information will be scanned for security vulnerabilities.
8. In the event of a security breach to PEA's data, the Contractor shall describe the procedure for handling the breach and notification back to PEA.

9. The Contractor shall describe how the physical security of protecting its data servers.
10. The Contractor shall provide a network diagram illustrating the location of the servers on the network, any relevant network components surrounding that server, the data flows, and any security controls on the network.

5 METER OPERATION MANAGEMENT SYSTEM (MOMS)

5.1 SYSTEM IMPLEMENTATION

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Delivery organization and methodology, including detailed design, development, configuration management, and testing and training.
2. The project plan, including the resources and logistics support expected from PEA.
3. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.
4. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.

5.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. The overall hardware, software/application, mobile communication, and system integration architecture and platforms for the proposed solution.
2. Description of each component or subsystem included in the solution architecture, including functionality, product/module name and version number, years commercially available in the market, operation system and database platform supported, etc.
3. Provisions of the proposed architecture for system scalability and extensibility.
4. Provisions of the proposed architecture for system security and information protection.
5. Provisions of the proposed solution to ensure forward and backward compatibility
6. Performance benchmarks of the proposed system.
7. Examples of your existing utility installations that have similar configurations (system dimensions, software and hardware) to what is proposed to PEA.
8. List of utilities that have the same proposed solution architecture (including product versions used), and how many of them are still maintained and supported by Contractor.

5.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Product direction and roadmap, and the drivers behind the roadmap, for the next 3 years shall be provided.
2. Method of configuration management for product development and for delivery projects shall be provided.
3. Maintenance and support organization and programs available.
4. Percentage of your customers with systems in production that are on each maintenance and support program you offer.
5. A typical process a utility has to go through to upgrade to a new product release, including minor and major releases shall be provided.

6 SYSTEM INTEGRATION QUESTIONS

The Contractor shall provide response to this section.

6.1 DELIVERY APPROACH AND METHODOLOGY

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Delivery approach and methodology for the whole software development lifecycle, including detailed integration design, software configuration, system integration, configuration management, testing, training, transition and rollout, etc.
2. Approach and process for end-to-end integration testing, performance testing, availability testing, and scalability testing,
3. Approach and process for end-to-end process training of end-users.
4. Approach and process in knowledge transfer of the integration design and system interfaces developed to PEA.
5. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.
6. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.

6.2 SYSTEM INTEGRATION

Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:

1. Please describe your integration experience involving AMI HES System, MDM, MOMS, SAP, and GIS. At least one project experience for each of the integration requirements shown in the architecture diagram in Book 1 and the system interfaces in Appendix A.
2. Please describe your experience in using a Service Oriented Architecture and Enterprise Service Bus for utility system integration.
3. Please describe your experience in utility system integration standards, IEC 61968.
4. Please describe your experience in integration with SAP (ISU, WMS, PM, DM, etc.)

5. Please describe your experience in integration of distribution system and outage management systems.
6. Please describe the proposed integration method for each of the interface requirements specified in Book 1, e.g. ESB, Point-to-Point messaging, data extraction/transformation/load, Oracle DBMS – staging tables and SQL, FTP, etc.
7. Describe how your integration design would facilitate cyber security/information protection, scalability, modular upgradability, data loss minimization.

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix E PEA OBIS Code

Appendix E – PEA OBIS CODE

1. Load Profile

1.1. General

Electricity Meter Units Load Profile management supports two instances of the IC Profile Generic.

1.2. Load Profile 1 (1-0:99.1.0.255)

Typical purpose of load profile 1 is the consumption of record management along the time. Energy registers require a minimum of ***45 days*** data record. The parameters for Load profile 1 are specified is Table 1.

Table 1 – Load profile 1 parameters

Min capacity:	45 days minimum with 15 min for 10 capture objects(single), 22 capture objects (polyphase)
Structure:	clock.time, profile_status, values
Capture Period:	- 5min: xx:00:00, xx:05:00, xx:10:00, xx:15:00, xx:20:00, xx:25:00, xx:30:00, xx:35:00, xx:40:00, xx:45:00, xx:50:00, xx:55:00 - 10min: xx:00:00, xx:10:00, xx:20:00, xx:30:00, xx:40:00, xx:50:00 - 15min : xx:00:00, xx:15:00, xx:30:00, xx:45:00 - 20min : xx:00:00, xx:20:00, xx:40:00, - 30min : xx:00:00, xx:30:00, - 60min : xx:00:00 - Default is 15 minutes (900 seconds)
Default captured objects:	clock.time, profile_status, A+, A-, R+, R-, V, I, THD V, THD I, Phase Angle, Total PF
Buffer encoding:	clock with every entry
Selective access:	by range (mandatory), by entry (optional)
Sorted method:	unsorted FIFO

1.3. Load Profile 1 Default Capture objects

Table 2 and 3 specify the Default Captured Objects for polyphase meters.

Table 2 – Load profile 1 polyphase (3-phase 4 wire) default capture objects

Name	Class Id	Logical name	Attribute Id
Clock	8	0-0:1.0.0.255	2
Load Profile 1 status	1	0-0:96.10.1.255	2
Active energy import aggregate	3	1-0:1.29.0.255	2
Active energy import phase 1	3	1-0:21.29.0.255	2
Active energy import phase 2	3	1-0:41.29.0.255	2
Active energy import phase 3	3	1-0:61.29.0.255	2
Active energy export aggregate	3	1-0:2.29.0.255	2
Active energy export phase 1	3	1-0:22.29.0.255	2
Active energy export phase 2	3	1-0:42.29.0.255	2
Active energy export phase 3	3	1-0:62.29.0.255	2
Reactive energy import aggregate	3	1-0:3.29.0.255	2
Reactive energy import phase 1	3	1-0:23.29.0.255	2
Reactive energy import phase 2	3	1-0:43.29.0.255	2
Reactive energy import phase 3	3	1-0:63.29.0.255	2
Reactive energy export aggregate	3	1-0:4.29.0.255	2
Reactive energy export phase 1	3	1-0:24.29.0.255	2
Reactive energy export phase 2	3	1-0:44.29.0.255	2
Reactive energy export phase 3	3	1-0:64.29.0.255	2
Average Voltage phase 1	3	1-0:32.27.0.255	2
Average Voltage phase 2	3	1-0:52.27.0.255	2
Average Voltage phase 3	3	1-0:72.27.0.255	2
Average Current phase 1	3	1-0:31.27.0.255	2
Average Current phase 2	3	1-0:51.27.0.255	2
Average Current phase 3	3	1-0:71.27.0.255	2
Average Voltage phase 1 THD	3	1-0:32.24.124.255	2
Average Voltage phase 2 THD	3	1-0:52.24.124.255	2
Average Voltage phase 3 THD	3	1-0:72.24.124.255	2
Average Current phase 1 THD	3	1-0:31.24.124.255	2
Average Current phase 2 THD	3	1-0:51.24.124.255	2
Average Current phase 3 THD	3	1-0:71.24.124.255	2

Name	Class Id	Logical name	Attribute Id
Total Average. Power Factor	3	1-0:13.27.0.255	2
Phase angle V1-I1	3	1-0:81.7.40.255	2
Phase angle V2-I2	3	1-0:81.7.51.255	2
Phase angle V3-I3	3	1-0:81.7.62.255	2

Table 3 – Load profile 1 polyphase (3-phase 3 wire) default capture objects

Name	Class Id	Logical name	Attribute Id
Clock	8	0-0:1.0.0.255	2
Load Profile 1 status	1	0-0:96.10.1.255	2
Active energy import aggregate	3	1-0:1.29.0.255	2
Active energy import phase 1	3	1-0:21.29.0.255	2
Active energy import phase 3	3	1-0:61.29.0.255	2
Active energy export aggregate	3	1-0:2.29.0.255	2
Active energy export phase 1	3	1-0:22.29.0.255	2
Active energy export phase 3	3	1-0:62.29.0.255	2
Reactive energy import aggregate	3	1-0:3.29.0.255	2
Reactive energy import phase 1	3	1-0:23.29.0.255	2
Reactive energy import phase 3	3	1-0:63.29.0.255	2
Reactive energy export aggregate	3	1-0:4.29.0.255	2
Reactive energy export phase 1	3	1-0:24.29.0.255	2
Reactive energy export phase 3	3	1-0:64.29.0.255	2
Average Voltage phase 1-2	3	1-0:32.27.0.255	2
Average Voltage phase 3-2	3	1-0:52.27.0.255	2
Average Current phase 1-2	3	1-0:31.27.0.255	2
Average Current phase 3-2	3	1-0:51.27.0.255	2
Average Voltage phase 1-2 THD	3	1-0:32.24.124.255	2
Average Voltage phase 3-2 THD	3	1-0:52.24.124.255	2
Average Current phase 1-2 THD	3	1-0:31.24.124.255	2
Average Current phase 3-2 THD	3	1-0:51.24.124.255	2
Total Average. Power Factor	3	1-0:13.27.0.255	2

Name	Class Id	Logical name	Attribute Id
Phase angle V1-I1	3	1-0:81.7.40.255	2
Phase angle V3-I3	3	1-0:81.7.62.255	2

When the capture objects are the polyphase meters default captured objects, then the minimum capacity should be similarly of 45 days.

1.4. Load profile status

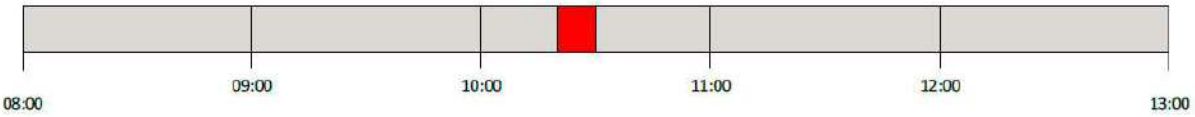
Load profiles have a profile status object that reflects the status of the current interval. Table 14 specifies the status flags.

Table 4 – Load profile status

Bit	Flag	Description
7	PDN	Power Down – This bit is set to indicate that a total power outage has been detected during the affected capture period.
6	-	Reserved – This bit is always set to 0.
5	CAD	Clock Adjusted – This bit is set when the clock has been adjusted more than the synchronization limit.
4	-	Reserved – This bit is always set to 0.
3	DST	Daylight Saving – This bit indicates whether or not the daylight saving time is active. The bit is set when DST is active.
2	DNV	Data Not Valid – Indicates that the current entry should not be used for billing purposes without further validation.
1	CIV	Clock Invalid – The power reserve of the calendar clock has been exhausted and the time is declared invalid. This is accompanied by the DNV flag.
0	ERR	Critical Error – A serious error has occurred. This is accompanied by the DNV flag.

1.5. Time change

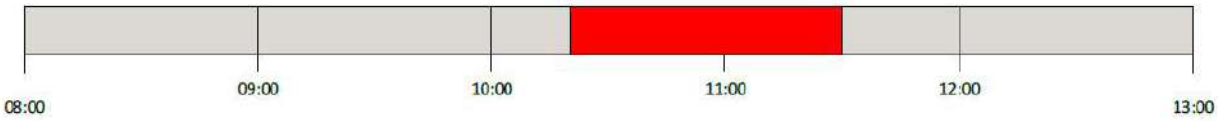
The load profile status with a CAD flag denotes clock adjustments that are larger than the defined synchronize limit. If the time change partially affects only one interval, the single interval is marked with the CAD flag. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 10:30 then only the 11:00 interval would be marked with the CAD flag.



Time	Status Bits				Register 1	Register 2
	PDN	CAD	DNV	CIV		
9.00AM	0	0	0	0	4500	510
10.00AM	0	0	0	0	4620	580
11.00AM	0	1	0	0	4780	610
12.00PM	0	0	0	0	4810	620
13.00PM	0	0	0	0	4895	670

Figure 1 – Time change inside an interval period

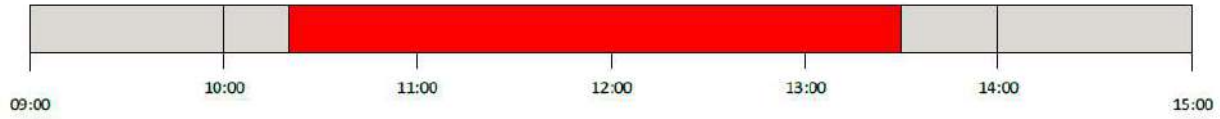
If the time is advanced over the end of an interval, the affected intervals will be marked with the CAD flag. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 11:30, then the 11:00 and 12:00 interval would be marked with the CAD flag.



Time	Status Bits				Register 1	Register 2
	PDN	CAD	DNV	CIV		
9.00AM	0	0	0	0	4500	510
10.00AM	0	0	0	0	4620	580
11.00AM	0	1	0	0	4780	610
12.00PM	0	1	0	0	4810	620
13.00PM	0	0	0	0	4895	670

Figure 2 – Time change over an interval period

If time is advanced over several intervals, the skipped intervals will not be recorded in the load profile. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 13:30 then the 11:00 and 14:00 interval would be marked with the CAD flag while the 12:00 and 13:00 intervals are not recorded.



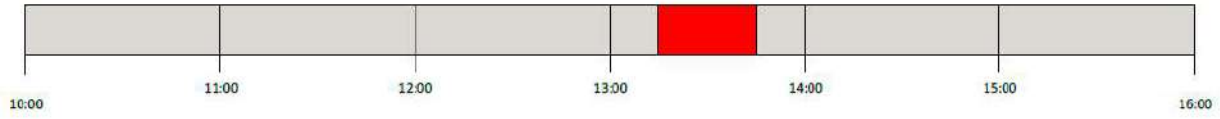
Time	Status Bits				Register 1	Register 2
	PDN	CAD	DNV	CIV		
10.00AM	0	0	0	0	4500	510
11.00PM	0	1	0	0	4620	580
14.00PM	0	1	0	0	4895	670
15.00PM	0	0	0	0	4915	690

Figure 3 – Time change over several interval periods

Entering or leaving daylight saving time does not create any additional entries. The time stamp along with the DST status flag are sufficient for identifying the interval where the change occurred.

1.6. Power outage

A power outage event will affect the data stored in a load profile and should be handled in the following way. If a power outage is experienced for a portion of only one interval, then the profile status should denote a PDN flag. Figure 4 shows the example.

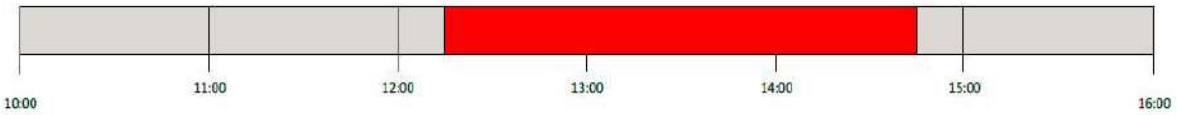


Time	Status Bits				Register 1	Register 2
	PDN	CAD	DNV	CIV		
10.00AM	0	0	0	0	4500	510
11.00AM	0	0	0	0	4620	580
12.00PM	0	0	0	0	4780	610
13.00PM	0	0	0	0	4810	620
14.00PM	1	0	0	0	4895	670
15.00PM	0	0	0	0	4975	715

Figure 4 – Power Outage over a Single Interval

If a power outage is experienced for multiple intervals, then an entry is not recorded for intervals during the outage. Any intervals that are partially affected by the power outage will have a status

of PDN. In the example shown Figure 5, an outage occurred during the 13:00 interval and the restoration occurred during the 14:00 interval, at 14:44.



Time	Status Bits				Register 1	Register 2
	PDN	CAD	DNV	CIV		
10.00AM	0	0	0	0	4500	510
11.00AM	0	0	0	0	4620	580
12.00PM	0	0	0	0	4650	585
13.00PM	1	0	0	0	4655	588
15.00PM	1	0	0	0	4710	595
16.00PM	0	0	0	0	4830	650

Figure 5 – Power Outage over Multiple Interval

1.7. Comparison of Load profile's Captured objects between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification

1.7.1. Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter

Table 5 - Table of Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter

Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (Load profile 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
1	Import Wh Total	Active energy import aggregate	1-0:1.29.0.255	3	2	✓
2	Export Wh Total	Active energy export aggregate	1-0:2.29.0.255	3	2	✓
3	Import Varh Total	Reactive energy import aggregate	1-0:3.29.0.255	3	2	✓
4	Export Varh Total	Reactive energy export aggregate	1-0:4.29.0.255	3	2	✓

Table 5 - Table of Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (Load profile 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
5	Power Factor Total	Total Average. Power Factor	1-0:13.27.0.255	3	2	✓
6	Voltage Phase A	Average Voltage phase 1	1-0:32.27.0.255	3	2	✓
7	Voltage Phase B	Average Voltage phase 2	1-0:52.27.0.255	3	2	✓
8	Voltage Phase C	Average Voltage phase 3	1-0:72.27.0.255	3	2	✓
9	Current Phase A	Average Current phase 1	1-0:31.27.0.255	3	2	✓
10	Current Phase B	Average Current phase 2	1-0:51.27.0.255	3	2	✓
11	Current Phase C	Average Current phase 3	1-0:71.27.0.255	3	2	✓
12	THD Voltage Harmonic Ph-A	Average Voltage phase 1 THD	1-0:32.24.124.255	3	2	✓
13	THD Voltage Harmonic Ph-B	Average Voltage phase 2 THD	1-0:52.24.124.255	3	2	✓
14	THD Voltage Harmonic Ph-C	Average Voltage phase 3 THD	1-0:72.24.124.255	3	2	✓
15	THD Current Harmonic Ph-A	Average Current phase 1 THD	1-0:31.24.124.255	3	2	✓
16	THD Current Harmonic Ph-B	Average Current phase 2 THD	1-0:51.24.124.255	3	2	✓
17	THD Current Harmonic Ph-C	Average Current phase 3 THD	1-0:71.24.124.255	3	2	✓

Table 5 - Table of Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (Load profile 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
18	Phase Angle Ph-A (captured at the end of interval)	Phase angle V1-I1	1-0:81.7.40.255	3	2	✓
19	Phase Angle Ph-B (captured at the end of interval)	Phase angle V2-I2	1-0:81.7.51.255	3	2	✓
20	Phase Angle Ph-C (captured at the end of interval)	Phase angle V3-I3	1-0:81.7.62.255	3	2	✓

1.7.2. Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire C&I Meter

Table 6 - Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire C&I Meter						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (Load profile 1)				Compatib
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
1	Import Wh Total	Active energy import aggregate	1-0:1.29.0.255	3	2	✓
2	Export Wh Total	Active energy export aggregate	1-0:2.29.0.255	3	2	✓
3	Import Varh Total	Reactive energy import aggregate	1-0:3.29.0.255	3	2	✓
4	Export Varh Total	Reactive energy export aggregate	1-0:4.29.0.255	3	2	✓
5	Power Factor Total	Total Average. Power Factor	1-0:13.27.0.255	3	2	✓
6	Voltage Phase A - B	Average Voltage phase 1-2	1-0:32.27.0.255	3	2	✓

Table 6 - Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire C&I Meter						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (Load profile 1)				Compatib
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
7	Voltage Phase C - B	Average Voltage phase 3-2	1-0:52.27.0.255	3	2	✓
8	Current Phase A	Average Current phase 1-2	1-0:31.27.0.255	3	2	✓
9	Current Phase C	Average Current phase 3-2	1-0:51.27.0.255	3	2	✓
10	THD Voltage Harmonic Ph-A	Average Voltage phase 1-2 THD	1-0:32.24.124.255	3	2	✓
11	THD Voltage Harmonic Ph-C	Average Voltage phase 3-2 THD	1-0:52.24.124.255	3	2	✓
12	THD Current Harmonic Ph-A	Average Current phase 1-2 THD	1-0:31.24.124.255	3	2	✓
13	THD Current Harmonic Ph-C	Average Current phase 3-2 THD	1-0:51.24.124.255	3	2	✓
14	Phase Angle Ph-A (captured at the end of interval)	Phase angle V1-I1	1-0:81.7.40.255	3	2	✓
15	Phase Angle Ph-C (captured at the end of interval)	Phase angle V3-I3	1-0:81.7.62.255	3	2	✓

2. Historical registers

Electricity meter has three instances of the IC Profile Generic:

- 2.1. specifies the End of Billing Period historical register,

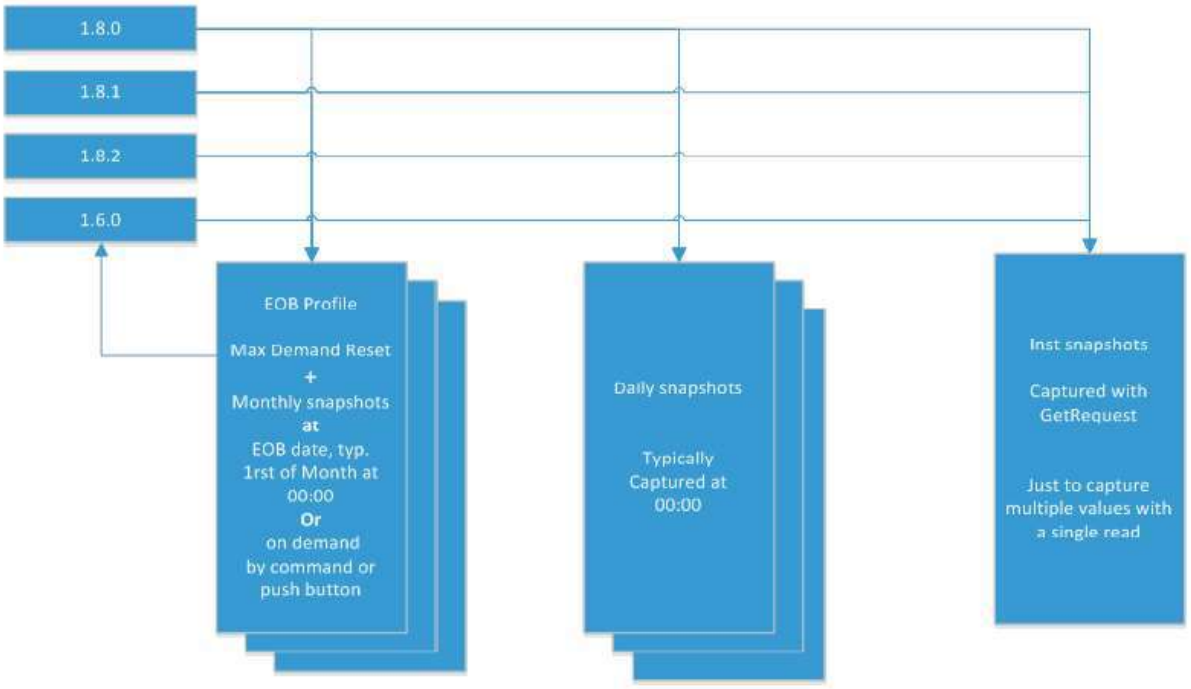


Figure 6 – Historical registers structure

2.1 End of Billing Period Data (Monthly Read)

2.1.1 Overview

End of Billing Period data are related to energy rate registers and optionally, maximum demand rate registers collected on a ***predefined periodic*** basis specified in ***EOB scheduler***, (mostly monthly) for billing purposes. The device should store on a FIFO basis, an equivalent of one year of billing period. ***Aperiodic EOB Period*** Data may also take place by directly invoking the ***EOB Data script*** by the HES, for Customer ***move-in/move-out purposes***. Table 7 shows the capture objects.

Table 7 – EOB Data parameters

Min capacity:	13 months with monthly End of Billing Period, 98 captured objects
Structure:	Clock.time, values
Capture Period:	0 (Externally triggered via “End of Billing Period 1 Scheduler”)
Default captured objects:	See 2.1.2
Buffer encoding:	clock with every entry
Selective access:	by range (mandatory), by entry (optional)
Sorted method:	sorted by smallest or unsorted FIFO

2.1.2 End of Billing Period Default Captured objects

For the single phase and polyphase meters, the capture in the profile buffer occurs at the date and time specified in the ***End of Billing Period single action scheduler***. The capture objects are specified in Table 8.

Table 8 – End of Billing Period 1 Billing Data Default Capture

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Clock	8	0-0:1.0.0.255	2
Billing Period Counter	1	0-0:0.1.0.255	2
Date-Time of the Last Billing Period	1	0-0:0.1.2.255	2
Active energy import rate 0	3	1-0:1.8.0.255	2
Active energy import rate 1	3	1-0:1.8.1.255	2
Active energy import rate 2	3	1-0:1.8.2.255	2
Active energy import rate 3	3	1-0:1.8.3.255	2
Active energy import rate 4	3	1-0:1.8.4.255	2
Active energy export rate 0	3	1-0:2.8.0.255	2
Active energy export rate 1	3	1-0:2.8.1.255	2
Active energy export rate 2	3	1-0:2.8.2.255	2
Active energy export rate 3	3	1-0:2.8.3.255	2
Active energy export rate 4	3	1-0:2.8.4.255	2
Active energy absolute rate 0	3	1-0:15.8.0.255	2
Active energy absolute rate 1	3	1-0:15.8.1.255	2
Active energy absolute rate 2	3	1-0:15.8.2.255	2
Active energy absolute rate 3	3	1-0:15.8.3.255	2
Active energy absolute rate 4	3	1-0:15.8.4.255	2
Active energy net rate 0	3	1-0:16.8.0.255	2
Active energy net rate 1	3	1-0:16.8.1.255	2
Active energy net rate 2	3	1-0:16.8.2.255	2
Active energy net rate 3	3	1-0:16.8.3.255	2
Active energy net rate 4	3	1-0:16.8.4.255	2
Max. Active Power import rate 0	4	1-0:1.6.0.255	2
Max. Active Power import rate 1	4	1-0:1.6.1.255	2

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Max. Active Power import rate 2	4	1-0:1.6.2.255	2
Max. Active Power import rate 3	4	1-0:1.6.3.255	2
Max. Active Power import rate 4	4	1-0:1.6.4.255	2
Max. Active Power export rate 0	4	1-0:2.6.0.255	2
Max. Active Power export rate 1	4	1-0:2.6.1.255	2
Max. Active Power export rate 2	4	1-0:2.6.2.255	2
Max. Active Power export rate 3	4	1-0:2.6.3.255	2
Max. Active Power export rate 4	4	1-0:2.6.4.255	2
Time stamp for Max. Active Power import rate 0	4	1-0:1.6.0.255	5
Time stamp for Max. Active Power import rate 1	4	1-0:1.6.1.255	5
Time stamp for Max. Active Power import rate 2	4	1-0:1.6.2.255	5
Time stamp for Max. Active Power import rate 3	4	1-0:1.6.3.255	5
Time stamp for Max. Active Power import rate 4	4	1-0:1.6.4.255	5
Time stamp for Max. Active Power export rate 0	4	1-0:2.6.0.255	5
Time stamp for Max. Active Power export rate 1	4	1-0:2.6.1.255	5
Time stamp for Max. Active Power export rate 2	4	1-0:2.6.2.255	5
Time stamp for Max. Active Power export rate 3	4	1-0:2.6.3.255	5
Time stamp for Max. Active Power export rate 4	4	1-0:2.6.4.255	5
Cum. Max. Active Power import rate 0	3	1-0:1.2.0.255	2
Cum. Max. Active Power import rate 1	3	1-0:1.2.1.255	2
Cum. Max. Active Power import rate 2	3	1-0:1.2.2.255	2

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Cum. Max. Active Power import rate 3	3	1-0:1.2.3.255	2
Cum. Max. Active Power import rate 4	3	1-0:1.2.4.255	2
Cum. Max. Active Power export rate 0	3	1-0:2.2.0.255	2
Cum. Max. Active Power export rate 1	3	1-0:2.2.1.255	2
Cum. Max. Active Power export rate 2	3	1-0:2.2.2.255	2
Cum. Max. Active Power export rate 3	3	1-0:2.2.3.255	2
Cum. Max. Active Power export rate 4	3	1-0:2.2.4.255	2
Reactive energy import rate 0	3	1-0:3.8.0.255	2
Reactive energy import rate 1	3	1-0:3.8.1.255	2
Reactive energy import rate 2	3	1-0:3.8.2.255	2
Reactive energy import rate 3	3	1-0:3.8.3.255	2
Reactive energy import rate 4	3	1-0:3.8.4.255	2
Reactive energy export rate 0	3	1-0:4.8.0.255	2
Reactive energy export rate 1	3	1-0:4.8.1.255	2
Reactive energy export rate 2	3	1-0:4.8.2.255	2
Reactive energy export rate 3	3	1-0:4.8.3.255	2
Reactive energy export rate 4	3	1-0:4.8.4.255	2
Reactive energy absolute rate 0	3	1-0:128.8.0.255	2
Reactive energy absolute rate 1	3	1-0:128.8.1.255	2
Reactive energy absolute rate 2	3	1-0:128.8.2.255	2
Reactive energy absolute rate 3	3	1-0:128.8.3.255	2
Reactive energy absolute rate 4	3	1-0:128.8.4.255	2
Max. Reactive Power import rate 0	4	1-0:3.6.0.255	2
Max. Reactive Power import rate 1	4	1-0:3.6.1.255	2
Max. Reactive Power import rate 2	4	1-0:3.6.2.255	2
Max. Reactive Power import rate 3	4	1-0:3.6.3.255	2
Max. Reactive Power import rate 4	4	1-0:3.6.4.255	2
Max. Reactive Power export rate 0	4	1-0:4.6.0.255	2
Max. Reactive Power export rate 1	4	1-0:4.6.1.255	2
Max. Reactive Power export rate 2	4	1-0:4.6.2.255	2

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Max. Reactive Power export rate 3	4	1-0:4.6.3.255	2
Max. Reactive Power export rate 4	4	1-0:4.6.4.255	2
Time stamp for Max. Reactive Power import rate 0	4	1-0:3.6.0.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power import rate 1	4	1-0:3.6.1.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power import rate 2	4	1-0:3.6.2.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power import rate 3	4	1-0:3.6.3.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power import rate 4	4	1-0:3.6.4.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power export rate 0	4	1-0:4.6.0.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power export rate 1	4	1-0:4.6.1.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power export rate 2	4	1-0:4.6.2.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power export rate 3	4	1-0:4.6.3.255	5
Time stamp for Max. Reactive Power export rate 4	4	1-0:4.6.4.255	5
Cum. Max. Reactive Power import rate 0	3	1-0:3.2.0.255	2
Cum. Max. Reactive Power import rate 1	3	1-0:3.2.1.255	2
Cum. Max. Reactive Power import rate 2	3	1-0:3.2.2.255	2
Cum. Max. Reactive Power import rate 3	3	1-0:3.2.3.255	2
Cum. Max. Reactive Power import rate 4	3	1-0:3.2.4.255	2
Cum. Max. Reactive Power export rate 0	3	1-0:4.2.0.255	2
Cum. Max. Reactive Power export rate 1	3	1-0:4.2.1.255	2
Cum. Max. Reactive Power export rate 2	3	1-0:4.2.2.255	2
Cum. Max. Reactive Power export rate 3	3	1-0:4.2.3.255	2

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Cum. Max. Reactive Power export rate 4	3	1-0:4.2.4.255	2

NOTE: There should be enough rate registers as defined in the ***activity calendar***. The Electricity metering device should be designed for supporting a maximum of 8 rate registers.

2.1.3 Comparison Billing Data's Captured objects between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification

Table 9 – Table of Billing History

Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (End of Billing Period 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
1	Current Date	Clock	0-0:1.0.0.255	8	2	✓
2	Current Time					
3	Date & Time Last Reset	Date-Time of the Last Billing Period	0-0:0.1.2.255	1	2	✓
4	Number of Reset	Billing Period Counter	0-0:0.1.0.255	1	2	✓
5	Billing total kWh Total Import	Active energy import rate 0	1-0:1.8.0.255	3	2	✓
6	Billing total kWh Total Export	Active energy export rate 0	1-0:2.8.0.255	3	2	✓
7	Billing total kWh Rate A Import	Active energy import rate 1	1-0:1.8.1.255	3	2	✓
8	Billing total kWh Rate A Export	Active energy export rate 1	1-0:2.8.1.255	3	2	✓
9	Billing total kWh Rate B Import	Active energy import rate 2	1-0:1.8.2.255	3	2	✓
10	Billing total kWh Rate B Export	Active energy export rate 2	1-0:2.8.2.255	3	2	✓
11	Billing total kWh Rate C Import	Active energy import rate 3	1-0:1.8.3.255	3	2	✓

Table 9 – Table of Billing History						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (End of Billing Period 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
12	Billing total kWh Rate C Export	Active energy export rate 3	1-0:2.8.3.255	3	2	✓
13	Previous kW demand Rate A Import	Max. Active Power import rate 1	1-0:1.6.1.255	4	2	✓
14	Previous kW demand Rate A Export	Max. Active Power export rate 1	1-0:2.6.1.255	4	2	✓
15	Previous kW demand Rate B Import	Max. Active Power import rate 2	1-0:1.6.2.255	4	2	✓
16	Previous kW demand Rate B Export	Max. Active Power export rate 2	1-0:2.6.2.255	4	2	✓
17	Previous kW demand Rate C Import	Max. Active Power import rate 3	1-0:1.6.3.255	4	2	✓
18	Previous kW demand Rate C Export	Max. Active Power export rate 3	1-0:2.6.3.255	4	2	✓
19	Cumulate kW demand Rate A Import	Cum. Max. Active Power import rate 1	1-0:1.2.1.255	3	2	✓
20	Cumulate kW demand Rate A Export	Cum. Max. Active Power export rate 1	1-0:2.2.1.255	3	2	✓
21	Cumulate kW demand Rate B Import	Cum. Max. Active Power import rate 2	1-0:1.2.2.255	3	2	✓
22	Cumulate kW demand Rate B Export	Cum. Max. Active Power export rate 2	1-0:2.2.2.255	3	2	✓
23	Cumulate kW demand Rate C Import	Cum. Max. Active Power import rate 3	1-0:1.2.3.255	3	2	✓
24	Cumulate kW demand Rate C Export	Cum. Max. Active Power export rate 3	1-0:2.2.3.255	3	2	✓

Table 9 – Table of Billing History						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (End of Billing Period 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
25	Cumulate kVar demand Total Import	Cum. Max. Reactive Power import rate 0	1-0:3.2.0.255	3	2	✓
26	Cumulate kVar demand Total Export	Cum. Max. Reactive Power export rate 0	1-0:4.2.0.255	3	2	✓
27	Billing total kVarh Total Import	Reactive energy import rate 0	1-0:3.8.0.255	3	2	✓
28	Billing total kVarh Total Export	Reactive energy export rate 0	1-0:4.8.0.255	3	2	✓
29	Previous kVar demand Total Import	Max. Reactive Power import rate 0	1-0:3.6.0.255	4	2	✓
30	Previous kVar demand Total Export	Max. Reactive Power export rate 0	1-0:4.6.0.255	4	2	✓
31	Previous Time of kW demand Rate A Import	Max. Active Power import rate 1	1-0:1.6.1.255	4	5	✓
32	Previous Time of kW demand Rate A Export	Max. Active Power export rate 1	1-0:2.6.1.255	4	5	✓
33	Previous Time of kW demand Rate B Import	Max. Active Power import rate 2	1-0:1.6.2.255	4	5	✓
34	Previous Time of kW demand Rate B Export	Max. Active Power export rate 2	1-0:2.6.2.255	4	5	✓
35	Previous Time of kW demand Rate C Import	Max. Active Power import rate 3	1-0:1.6.3.255	4	5	✓
36	Previous Time of kW demand Rate C Export	Max. Active Power export rate 3	1-0:2.6.3.255	4	5	✓
37	Previous Time of kVar demand Total Import	Max. Reactive Power import rate 0	1-0:3.6.0.255	4	5	✓

Table 9 – Table of Billing History						
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec. (End of Billing Period 1)				Compatible
	Description	Description	OBIS Code	IC	Attr.	
38	Previous Time of kVar demand Total Export	Max. Reactive Power export rate 0	1-0:4.6.0.255	4	5	✓

3. Alarms & Events

3.1. Events

Events are generated by the meter or the by its environment. All these events are logged in the several event logbooks. Additionally, they are also used to set and clear errors as well as to trigger alarms. A list of events and their identifiers are defined in Annex A of this document.

3.1.1 Objects for Events and Logs

The required list of objects for the events are specified in Table 10.

Table 10 – Required Objects for Events

Object Name	IC	OBIS Code
Clock	8	0-0:1.0.0.255
Error register	1	0-0:97.97.0.255
Standard Event Log	7	0-0:99.98.0.255
Event Object - Standard Event log	1	0-0:96.11.0.255
Fraud Detection Log	7	0-0:99.98.1.255
Event Object - Fraud Detection log	1	0-0:96.11.1.255
Disconnect Control Log	7	0-0:99.98.2.255
Event Object - Disconnector Control log	1	0-0:96.3.10.255
Power Quality Log	7	0-0:99.98.4.255
Event Object - Power Quality log	1	0-0:96.11.4.255
Power Failure Log	7	1-0:99.97.0.255
Event Object - Programming log event	1	0-0:96.11.10.255
Configuration modification Log	7	0-0:99.98.10.255
Event Object - Communication Log	1	0-0:96.11.11.255

Communication Log	7	0-0:99.98.11.255

3.1.2 Event log configuration

Event logs are instances of a class 7, profile generic IC. The capture lists for these profiles should be configured as shown in Table 11.

Table 11 – Event Log Capture Lists

Event Log Name	Capture List	
	Object Name	IC,OBIS Code, Attribute
Standard Event Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Event Object – Standard Event Log	1,0-0:96.11.0.255,2
Fraud Detection Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Event Object – Fraud Detection Log	1,0-0:96.11.1.255,2
Disconnect Control Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Event Object – Disconnector Control Log	1,0-0:96.11.2.255,2
	Limiter Active Threshold	71,0-0:17.0.0.255,3
Power Quality Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Event Object – Power Quality Log	1,0-0:96.11.4.255,2
Power Failure Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Duration of last long power failure in any phase	3,0-0:96.7.19.255,2
Communication Log	Date/Time	8,0-0:1.0.0.255,2
	Event Object – Communication Log	1,0-0:96.11.5.255,2

3.1.3 Event Object Operation

Each event log has an associated “event object”. The event objects are class 1 objects that contain a value attribute. This value attribute contains the event ID of the last event that was experienced for that log. The data type of the value attribute is an enum (8-bit). See Annex A. Event code ranges are as follows:

- 1 -199 and 254-255 – standard events,
- 200 -253 – Manufacturer specific events

3.1.4 Comparison Event Object between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification

Table 12 – Table of Event Log							
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec.					
	Description	Standard Event Log (No.)	Fraud Detection Log (No.)	Disconnect Control Log (No.)	Power Quality Log (No.)	Power Failure Log (No.)	Communication Log (No.)
1	Power Down	1					
2	Power Up	2					
3	Time Change	4, 5					
4	Firmware Change	18					
5	Username Change	201					
6	Successful Log On	202					
7	Unsuccessful Log On	203					
8	Billing Data Cleared	253					
9	Log Off	204					
10	Automatic Billing Reset	205					
11	Manual Billing Reset	206					
12	Sag / Swell				76, 77, 78, 79, 80, 81		
13	Incorrect Phase Rotation				88		
14	Cabinet Door Open		38				

Table 12 – Table of Event Log							
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec.					
	Description	Standard Event Log (No.)	Fraud Detection Log (No.)	Disconnect Control Log (No.)	Power Quality Log (No.)	Power Failure Log (No.)	Communication Log (No.)
15	Configuration Change	47					

3.1.5 Configuration monitoring

3.1.5.1 Overview

A collection of parameters defines the configuration of the Metering Unit. At any time, a Metering Unit configuration is defined by

- Its name identifying the configuration,
- The collection of instances attributes making up the configuration,
- The configuration digest e.g algorithm definition is (in progress sha128 or sha 256).

A parameter monitor instance is used for the definition of the configuration modification tracking, along the lifetime of the Metering Unit. To monitor, the list of the parameters is defined by the attribute parameter list. See Annex B in PEA companion specification for its default values.

3.1.5.2 Configuration modification Event Log

The Configuration Event log records configuration parameters modification occurred on the Metering Unit and the user who has performed this modification. The Configuration Event log is recorded after a release response takes place and flags all the configuration modification occurred from the application association establishment up to its release.

3.1.5.2.1 Configuration modification status bit

The configuration modification status bit is a bitmap describing the set of modification occurring during a specific application association. Each bit is related to a subset of functionality. The Table 13 specifies the meaning of each bit.

Table 13 – Configuration modification status word

Bit	Parameter	Description
0	Billing data configuration capture objects or capture period	Bit 0 is set when the capture objects of any End of billing data are modified or when the capture period of any End of billing data is modified
1	Load profiles capture objects or capture period	Bit 1 is set when the capture object of the load profile 1 or load profile 2 are modified or when the capture period of load profile 1 or load profile 2 is modified
2	Energy and Demand register activation modification	Bit 2 is set when the Energy register activation is changed or when the Demand register activation is changed
3	Activity calendar modification	Bit 3 is set when either the calendar_name_passive, season_profile_passive_, week_profile_table_passive, day_profile_table_passive, or activate_passive_calendar_time attributes is modified
4	Special days modification	Bit 4 is set when the special days table is modified
5	Disconnect control parameters modification	Bit 5 is set when the main disconnect control mode or the disconnect control script or the disconnect control scheduler attribute is modified.
6	Demand register configuration modification	Bit 6 is set when the period or number of periods of any demand register is modified
7	Load management modification	Bit 7 is set when any parameter of the load management attribute is modified: register monitor monitored value, register monitor threshold, load management relay configuration, load management scheduler, load management script.
8	Power quality thresholds modification	Bit 8 is set when any attribute of the power quality parameters is modified.
9	Transformer ratio modification	Bit 9 is set when the transformer ratio values are modified.
10	Security configuration modification	Bit 10 is set when the security configurations are modified.
11	Reserved	
12	Display configuration modification	Bit 12 is set if any attribute of the Display management parameters is modified.

Bit	Parameter	Description
13	Customer information management	Bit 13 is set when any attribute of the customer information parameters is modified.
14	Reserved	
15	Reserved	

3.1.5.2.2 Configuration modification log object

Table 14 – Configuration modification log object parameters

Min capacity:	100 entries minimum
Structure:	clock.time, status, AA.partnerId, user
Capture Period:	Asynchronous
Default captured objects:	Clock 8 0-0:1.0.0.255 2 status 1 0-0:96.11.10.255 2
Buffer encoding:	clock with every entry
Selective access:	by range (mandatory), by entry (optional)
Sorted method:	sorted by smallest or unsorted FIFO

The default capture objects of the configuration modification log are specified in Table 15.

Table 15 – Configuration log capture objects

Description	Class Id	Logical name	Attribute Id
Clock	8	0-0:1.0.0.255	2
Configuration modification status	1	0-0:96.11.10.255	2
Associated_partner_Id	15	0-0:40.0.0.255	3
Current_User (optional). The current user is recorded as an octet string.	15	0-0:40.0.0.255	11

NOTE: The maximum size of the current user is 8 bytes. In the Application association object, only the first 8 bytes are recorded in the configuration modification log, if the size exceeds the limit. If current user is not defined, then a NULL DATA is inserted.

3.1.5.3 Objects for configuration modification management

Table 16 specifies the required list of objects for the configuration management.

Table 16 – Configuration management objects

Object Name	IC	OBIS Code
Configuration modification monitor	65	0-0:16.2.0.255
Configuration modification status	1	0-0:96.11.10.255
Configuration modification Event log	7	0-0:99.16.0.255
Configuration name	1	0-0:96.1.8.255
Configuration signature	7	0-0:96.1.9.255

3.2 Alarms

Some events listed in Annex A can trigger alarms. If one of these events occurs, then the corresponding flag in the alarm register is set high and the alarm is sent via the configured push channel. Unwanted alarms can be masked out by the programmed alarm filters. The trigger of a given alarm bit may be originated from diverse events therefore the alarm event only provides to the HES, an insight of the device situation. A deeper knowledge of the device diagnostic (what kind of event? when? and why?) needs the reading of the related event logs involved.

Example: Fraud attempt alarm is triggered by event IDs 40, 42, 44, 46, 49 and 50. When the HES receives the push alarm, it only knows that a fraud attempt occurs. The reading of the Fraud attempt event log provides exactly what kind of event occurs, and when (terminal cover removal, DC field presence, decryption problem etc). It is the same thing for the Power Factor Deviation for example. When the alarm is received by the HES, the power quality logbook has to be read before having knowledge about concerned phase by the Power Factor Deviation.

3.2.1. Alarm management

Table 17 specifies the alarm processing supported by the objects:

Table 17 – Required Objects for Alarms

Object Name	IC	OBIS Code
Alarm register 1	1	0-0:97.98.0.255
Alarm register 2	1	0-0:97.98.1.255
Alarm Filter 1	1	0-0:97.98.10.255
Alarm Filter 2	1	0-0:97.98.11.255

Alarm Descriptor 1	1	0-0:97.98.20.255
Alarm Descriptor 2	1	0-0:97.98.21.255
Alarm Monitor 1	21	0-0:16.1.0.255
Alarm Monitor 2	21	0-0:16.1.1.255

3.2.2. Alarm processing

Alarm Registers:

- Alarm register contains all information on the cause of the alarm.
- Specific bits of alarm registers may be internally reset if the cause of the alarm has been cleared. Alternatively, all bits may be externally reset by the client by executing a SET=0 service to the alarm registers' attribute, value.

Alarm Filters:

- The alarm filters have exactly the same structure of the alarm registers. Alarm filters are used to filter out unwanted alarms. The alarm is enabled when a bit in the alarm register is set by the meter and the corresponding bit in the alarm filter is set.

Alarm Descriptors:

- The alarm descriptors have exactly the same structure of the alarm registers. Whenever a bit in the alarm registers changes from 0 to 1 then the corresponding but in the alarm descriptor is set to 1. Resetting the alarm registers does not affect the alarm descriptors. The set bits of the alarm descriptor must be reset explicitly in order to acknowledge that the alarm has been correctly received.

Alarm Monitor:

- The alarm monitor object defines an alarm descriptor to be monitored, the set of thresholds to compare the object to, and the actions to be performed when a threshold is crossed.

3.2.3. Alarm clearance

When an event, which has not been filtered out occurs, an alarm is triggered. The alarm descriptors are sent to the push destination if data notification has been configured via the alarm monitors. To acknowledge the reception of an alarm, the appropriate bits in the alarm descriptors and the alarm registers must be to reset by push destination.

3.2.4. Alarm register 1 structure

Table 18 – Alarm Register 1 Structure

Bit	Alarm Name	Triggering Event
0	Clock invalid	Std 6
1	Battery replace	Std 7
2	Reserved for future use	-
3	Reserved for future use	-
4	Reserved for future use	-
5	Reserved for future use	-
6	Reserved for future use	-
7	Reserved for future use	-
8	Program memory error	Std 12
9	RAM error	Std 13
10	NV memory error	Std 14
11	Measurement system error	Std 16
12	Watchdog error	Std 15
13	Fraud attempt	Fraud 40, Fraud 42, Fraud 44, Fraud 46, Fraud 49, Fraud 50
14	Cabinet Door Open	Fraud 38
15	Reserved for future use	-
16	Reserved for future use	-
17	Reserved for future use	-
18	Reserved for future use	-
19	Reserved for future use	-
20	Reserved for future use	-
21	Reserved for future use	-
22	Reserved for future use	-
23	Reserved for future use	-
24	Communication Failure	Com 200
25	VT Failure	Std 207

Bit	Alarm Name	Triggering Event
26	Load Limit	Std 208
27	Magnetic Interference Detection	Fraud 42
28	Pulsing Output Overflow	Std 209
29	Reserved for future use	-
30	Reserved for future use	-
31	Reserved for future use	-

3.2.5. Alarm register 2 structure

Table 19 – Alarm Register 2 Structure

Bit	Alarm Name	Triggering Event
0	Total Power Failure	Std 01
1	Power Resume	Std 02
2	Voltage Missing Phase L1	PQ 82
3	Voltage Missing Phase L2	PQ 83
4	Voltage Missing Phase L3	PQ 84
5	Voltage Normal Phase L1	PQ 85
6	Voltage Normal Phase L2	PQ 86
7	Voltage Normal Phase L3	PQ 87
8	Other alarm	See note
9	Phase Asymmetry	PQ 90
10	Current Reversal	Fraud 91
11	Wrong Phase Sequence	Std 88
12	Unexpected Consumption	Optional Feature
13	Key Exchanged	Fraud 48
14	Reserved - Bad Voltage Quality L1	Optional Feature
15	Reserved - Bad Voltage Quality L2	Optional Feature
16	Reserved - Bad Voltage Quality L3	Optional Feature
17	External Alert	Std 20
18	Local communication attempt	Std 53
19	Supply opened	Optional Feature
20	Supply closed	Optional Feature

Bit	Alarm Name	Triggering Event
21	Limiter Threshold Exceeded	Optional Feature
22	Missing neutral (measured by zero sequence I)	Optional Feature
23	Current neutral fault (measured by the current sensor)	Optional Feature
24	Power factor deviation on L1	Optional Feature
25	Power factor deviation on L2	Optional Feature
26	Power factor deviation on L3	Optional Feature
27	Voltage Tolerance	PQ 208
28	Reserved for future use	-
29	Reserved for future use	-
30	Reserved for future use	-
31	Disconnect/Reconnect Failure	Dis. 68

NOTE: Other alarm is related to the occurrences of event, which is not identified in the alarm 1 and 2 lists, but it needs to inform the Utility about the meter situation. The HES must then read the different logbook for being precisely aware about the meter situation.

3.2.6. Comparison Alarm Object between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification

Table 20 – Table of Alarm					
Item	RFP1 Book 2	PEA Companion Spec.			
	Description	Alarm Register 1 0-0:97.98.0.255		Alarm Register 2 0-0:97.98.1.255	
		bit	Triggering Event	bit	Triggering Event
1	Meter Terminal (Mandatory) and/or Meter Cover(Optional) Open	13	Fraud 40, Fraud 42, Fraud 44, Fraud 46, Fraud 49, Fraud 50		
2	Cabinet Door Open	14	Fraud 38		
3	Current Unbalance (3P3W Only)			9	PQ 90
4	Voltage Tolerance			27	PQ 208
5	VT Failure	25	Std 207		
6	Reverse Power			10	Fraud 91
7	Clock Failure	0	Std 6		
8	Battery Failure	1	Std 7		
9	Memory Failure	8, 10	Std 12, Std 14		
10	Pulsing Output Overflow	28	Std 209		
11	Communication Failure	24	Com 200		
12	Load Limit (Demand Response Management: Book 3, Section 6.5.3)	26	Std 208		
13	Magnetic Interference Detection	27	Fraud 42		

Annex A

Event code

A.1 Overview

The managed events are dispatched in different logs depending on the kind of event occurred. These logs are Standard Log, Power Quality log, Disconnector Log, Fraud Detection Log, Communication Log and Communication Detail Log. Each logbook only records events belonging to its category, such a way that event IDs have to be categorized by the logbook they belong to.

A.2 Standard events

Table A. 1 – Standard Log Event Table

No	Name	Description	Standard Event Log
1	Power Down	Indicates a complete power down of the device. Please note that this is related to the device and not necessarily to the network.	x
2	Power Up	Indicates that the device is powered again after a complete power down.	x
3	Daylight saving time enabled or disabled	Indicates the regular change from and to daylight saving time. The time stamp shows the time before the change. This event is not set in case of manual clock changes and in case of power failures.	x
4	Clock adjusted (old date/time)	Indicates that the clock has been adjusted. The date/time that is stored in the event log is the old date/time before adjusting the clock.	x
5	Clock adjusted (new date/time)	Indicates that the clock has been adjusted. The date/time that is stored in the event log is the new date/time after adjusting the clock.	x
6	Clock invalid	Indicates that clock may be invalid, i.e. if the power reserve of the clock has exhausted. It is set at power up.	x
7	Replace Battery	Indicates that the battery must be exchanged due to the expected end of life time.	x

No	Name	Description	Standard Event Log
8	Battery voltage low	Indicates that the current battery voltage is low.	x
9	TOU activated	Indicates that the passive TOU has been activated.	x
10	Error register cleared	Indicates that the error register was cleared.	x
11	Alarm register cleared	Indicates that the alarm register was cleared.	x
12	Program memory error	Indicates a physical or a logical error in the program memory.	x
13	RAM error	Indicates a physical or a logical error in the RAM.	x
14	NV memory error	Indicates a physical or a logical error in the non volatile memory	x
15	Watchdog error	Indicates a watch dog reset or a hardware reset of the microcontroller.	x
16	Measurement system error	Indicates a logical or physical error in the measurement system	x
17	Firmware ready for Activation	Indicates that the new firmware has been successfully downloaded and verified, i.e. it is ready for activation	x
18	Firmware activated	Indicates that a new firmware has been activated	x
19	Passive TOU programmed	The passive structures of TOU or a new activation date/time were programed	x
20	External alert detected	Indicates a signal detected on the meter's input terminal	x
21	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
46	*reserved for future use*		
47	One or more parameters Changed	Indicates the change of at least one parameter	x

No	Name	Description	Standard Event Log
48	Global key(s) changed	One or more global keys changed	x
49	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
51	*reserved for future use*	Indicates the transferred firmware verification failed i.e. cannot be activated.	x
52	*reserved for future use*	Indicates consumption is detected at least on one phase when the disconnector has been disconnected	x
...	*reserved for future use*		
87	*reserved for future use*		
88	*reserved for future use*		
89	*reserved for future use*		
90	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
107	*reserved for future use*		
110	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
116	*reserved for future use*		

No	Name	Description	Standard Event Log
119	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
199	*reserved for future use*		
200	Remote firmware upgrade Initiate	Store in the log when the action of IC18_ACTION_0-0:44.0.1.255_METHOD_ID_1(image_transfer_initiate) is occurred	x
201	Username Change	Indicates the change of Username	x
202	Successful Log On	Indicates a Log On is successful	x
203	Unsuccessful Log On	Indicates a Log On is unsuccessful	x
204	Log Off	Indicates a Log Off	x
205	Automatic Billing Reset	Indicates that the Billing was automatic reset	x
206	Manual Billing Reset	Indicates that the Billing was manual reset	x
207	VT Failure	Indicates that the VT was Failure	x
208	Load Limit	Demand Response Management: Book 3, Section 6.5.3	x
209	Pulsing Output Overflow	Indicates that the Pulsing Output was Overflow	x
210	*manufacturer specific*		
...	*manufacturer specific*		
252	*manufacturer specific*		
253	Billing Data Cleared	Indicates that the Billing Data was cleared.	x
254	Load profile cleared	Any of the profiles cleared. NOTE: If it appears in Standard Event Log then any of the E-load profiles was cleared. If the event appears in the M-Bus Event log then one of the M-Bus load profiles was cleared	x

No	Name	Description	Standard Event Log
255	Event log cleared	Indicates that the event log was cleared. This is always the first entry in an event log. It is only stored in the affected event log.	x

A.3 Disconnector events

Table A. 2 – Disconnect Log Event Table

No	Name	Description	Disc Log
1	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
58	*reserved for future use*		
59	Disconnector ready for manual reconnection	Indicates that the disconnector has been set into the Ready_for_reconnection state and can be manually reconnected	x
60	Manual disconnection	Indicates that the disconnector has been manually disconnected.	x
61	Manual connection	Indicates that the disconnector has been manually connected.	x
62	Remote disconnection	Indicates that the disconnector has been remotely disconnected.	x
63	Remote connection	Indicates that the disconnector has been remotely connected.	x
64	Local disconnection	Indicates that the disconnector has been locally disconnected (i.e. via the limiter or current supervision monitors).	x
65	Limiter threshold exceeded	Indicates that the limiter threshold has been exceeded.	x
66	Limiter threshold ok	Indicates that the monitored value of the limiter dropped below the threshold.	x

No	Name	Description	Disc Log
67	Limiter threshold changed	Indicates that the limiter threshold has been changed	x
68	Disconnect/Reconnect failure	Indicates that a failure of disconnection or reconnection has happened (control state does not match output state)	x
69	Local reconnection	Indicates that the disconnector has been locally re-connected (i.e. via the limiter or current supervision monitors).	x
70	Supervision monitor 1 threshold exceeded	Indicates that the supervision monitor threshold has been exceeded.	x
71	Supervision monitor 1 threshold Ok	Indicates that the monitored value dropped below the threshold.	x
72	Supervision monitor 2 threshold exceeded	Indicates that the supervision monitor threshold has been exceeded.	x
73	Supervision monitor 2 threshold Ok	Indicates that the monitored value dropped below the threshold.	x
74	Supervision monitor 3 threshold exceeded	Indicates that the supervision monitor threshold has been exceeded.	x
75	Supervision monitor 3 threshold Ok	Indicates that the monitored value dropped below the threshold.	x
76	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
199	*reserved for future use*		
200	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
253	*reserved for future use*		
254	Load profile cleared	Any of the profiles cleared. NOTE: If it appears in Standard Event Log then any of the E-load profiles was cleared. If the event	

No	Name	Description	Disc Log
		appears in the M-Bus Event log then one of the M-Bus load profiles was cleared	
255	Event log cleared	Indicates that the event log was cleared. This is always the first entry in an event log. It is only stored in the affected event log.	x

A.4 Fraud events

The following event_ID belong to the fraud event log.

Table A. 3 – Fraud Log Event Table

No	Name	Description	Fraud Log
1	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
37	*reserved for future use*		
38	Cabinet door open	Indicate that the cabinet door has been opened	x
39	Cabinet door close	Indicate that the cabinet door has been closed	x
40	Terminal cover removed	Indicates that the terminal cover has been removed.	x
41	Terminal cover closed	Indicates that the terminal cover has been closed.	x
42	Strong DC field detected	Indicates that a strong magnetic DC field (more than 0.4 Tesla) has been detected.	x
43	No strong DC field anymore	Indicates that the strong magnetic DC field (less than 0.4 Tesla) has disappeared.	x
44	Meter cover removed	Indicates that the meter cover has been removed.	x
45	Meter cover closed	Indicates that the meter cover has been closed.	x
46	Association authentication failure (n time failed authentication)	Indicates that a user tried to gain LLS access with wrong password (intrusion detection) or HLS access challenge processing failed n-times	x
47	*reserved for future use*		

No	Name	Description	Fraud Log
48	*reserved for future use*		
49	Decryption or authentication failure (n time failure)	Decryption with currently valid key (global or dedicated) failed to generate a valid APDU or authentication tag	x
50	Replay attack	Receive frame counter value less or equal to the last successfully received frame counter in the received APDU Event signalizes as well, the situation when the DC has lost the frame counter synchronization.	x
51	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
90	*reserved for future use*		
91	Current Reversal	Indicates unexpected energy export (for devices which are configured for energy import measurement only)	x
92	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
199	*reserved for future use*		
200	Removal of modem cover - removed	Notify immediately when the event is occurred	x
201	Removal of modem cover - closed	Notify immediately when the event is restored	x
202	By pass of main line and load line or Connecting main line and neutral in a reverse manner and connecting load line to ground	Notify immediately when the event is occurred (when the difference between the current flowing in the main line and the load line is more than the defined threshold)	x

No	Name	Description	Fraud Log
203	Connecting line input and line output in a reverse manner	Notify immediately when the event is occurred (Active Power is greater than 1-0:2.35.0.255)	x
204	Current Reversal L1	Indicates unexpected energy export in L1 (for devices which are configured for energy import measurement only)	x
205	Current Reversal L2	Indicates unexpected energy export in L2 (for devices which are configured for energy import measurement only)	x
206	Current Reversal L3	Indicates unexpected energy export in L3 (for devices which are configured for energy import measurement only)	x
207	*manufacturer specific*		
...	*manufacturer specific*		
253	*manufacturer specific*		
254	Load profile cleared	Any of the profiles cleared. NOTE: If it appears in Standard Event Log then any of the E-load profiles was cleared. If the event appears in the M-Bus Event log then one of the M-Bus load profiles was cleared	x
255	Event log cleared	Indicates that the event log was cleared. This is always the first entry in an event log. It is only stored in the affected event log.	x

A.5 Power Quality events

The following event_ID belong to the Power Quality logs

Table A. 4 – Power Quality Logs Event Table

No	Name	Description	Fraud Log
1	Reserved for future use		

No	Name	Description	Fraud Log
...	Reserved for future use		
55	Reserved for future use		
56	Neutral fault	Indicates the end of the occurrence of Neutral Fault	x
57	End neutral fault	Indicates the end of the occurrence of Neutral Fault	x
58	Over current L1 (I_{limt})*	Indicates an occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L1	x
59	Over current L2 (I_{limt})*	Indicates an occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L2	x
60	Over current L3 (I_{limt})*	Indicates an occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L3	x
61	End Over current L1 (I_{limt})*	Indicates the end of the occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L1	x
62	End Over current L2 (I_{limt})*	Indicates the end of the occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L2	x
63	End Over current L3 (I_{limt})*	Indicates the end of the occurrence of Over current (I_{limt})* on Phase L3	x
64	Power Factor deviation on L1	Indicates an occurrence of Power Factor deviation on Phase L1	x
65	Power Factor deviation on L2	Indicates an occurrence of Power Factor deviation on Phase L2	x
66	Power Factor deviation on L3	Indicates an occurrence of Power Factor deviation on Phase L3	x
67	End Power Factor deviation on L1	Indicates the end of the occurrence of Power Factor deviation on Phase L1	x
68	End Power Factor deviation on L2	Indicates the end of the occurrence of Power Factor deviation on Phase L2	x
69	End Power Factor deviation on L3	Indicates the end of the occurrence of Power Factor deviation on Phase L3	x
70	Reserved for future use		
...	Reserved for future use		

No	Name	Description	Fraud Log
75	Reserved for future use		
76	Undervoltage L1 (Sag)	Indicates undervoltage on at least L1 phase was detected.	x
77	Undervoltage L2 (Sag)	Indicates undervoltage on at least L2 phase was detected.	x
78	Undervoltage L3 (Sag)	Indicates undervoltage on at least L3 phase was detected.	x
79	Overvoltage L1 (Swell)	Indicates overvoltage on at least L1 phase was detected.	x
80	Overvoltage L2 (Swell)	Indicates overvoltage on at least L2 phase was detected.	x
81	Overvoltage L3 (Swell)	Indicates overvoltage on at least L3 phase was detected.	x
82	Missing voltage L1	Indicates that the voltage on at least L1 phase has fallen below the Umin threshold for longer than the time delay.	x
83	Missing voltage L2	Indicates that the voltage on at least L2 phase has fallen below the Umin threshold for longer than the time delay.	x
84	Missing voltage L3	Indicates that the voltage on at least L3 phase has fallen below the Umin threshold for longer than the time delay.	x
85	Voltage L1 normal	Indicates that the mains voltage is in normal limits again, e.g. after overvoltage.	x
86	Voltage L2 normal	Indicates that the mains voltage is in normal limits again, e.g. after overvoltage.	x
87	Voltage L3 normal	Indicates that the mains voltage is in normal limits again, e.g. after overvoltage.	x

No	Name	Description	Fraud Log
88	Phase sequence reversal	Indicates wrong mains connection. Usually indicates fraud or wrong installation. For poly phase connection only!	x
89	Missing neutral	Indicates that the neutral connection from the supplier to the meter is interrupted (but the neutral connection to the load prevails). The phase voltages measured by the meter may differ from their nominal values	x
90	Phase Asymmetry	Indicates phase asymmetry due to large unbalance of loads connected	x
91	Current Reversal	Indicates unexpected energy export for all Line (for devices which are configured for energy import measurement only)	x
95	*reserved for future use*		
...	*reserved for future use*		
199	*reserved for future use*		
200	Over frequency	Frequency is greater than 50.5 Hz in a time duration longer than 1 min	x
201	Under frequency	Frequency is lower than 49.5 Hz in a time duration longer than 1 min	x
202	Low Voltage of L1	The voltage is lower than Threshold for voltage sag, but no less than the normal operating voltage of the meter, in a time duration longer than Time threshold for voltage sag	x
203	Low Voltage of L2	The voltage is lower than Threshold for voltage sag V, but no less than the normal operating voltage of the meter, in a time duration longer than Time threshold for voltage sag	x
204	Low Voltage of L3	The voltage is lower than Threshold for voltage sag V, but no less than the normal operating voltage of	x

No	Name	Description	Fraud Log
		the meter, in a time duration longer than Time threshold for voltage sag	
205	Demand overload - Occurrence	Value is greater than 1-0:1.35.0.255 after the Demand Interval is approached	x
206	Demand overload - Restoration	Value is lower than 1-0:1.35.0.255 after the Demand Interval is approached	x
207	Long Power Failure	Do not notify when the electricity is backup since it was already done in the Power Restoration; however, Log shall be recorded when there exists an outage in a time duration longer than 0-0:96.7.20.255	x
208	Voltage Tolerance		x
209	*manufacturer specific*		
...	*manufacturer specific*		
253	*manufacturer specific*		
254	Load profile cleared	Any of the profiles cleared. NOTE: If it appears in Standard Event Log then any of the E-load profiles was cleared. If the event appears in the M-Bus Event log then one of the MBus load profiles was cleared	
255	Event log cleared	Indicates that the event log was cleared. This is always the first entry in an event log. It is only stored in the affected event log.	x

Note * I_{limit} is the maximum current of the customer contract, e.g. 5(15), I_{limit} = 15 A; 15(45), i_{limit} = 45 A; and 30(100), i_{limit} = 100 A.

A.6 Communication events

The following event_ID belong to the communication event log – (see communication with the NIC.)

Table A. 5 – Communication Logs Event Table

N°	Name	Description	Comm Log	M/O
1	*reserved for future use*			
...	*reserved for future use*			
153	*reserved for future use*	-	x	x
154	Diagnostic failure	-	x	x
155	User initialization failure	-	x	x
156	Signal quality low	-	x	x
158	Local communication Attempt	-	x	x
159	*reserved for future use*	-		
...	*reserved for future use*			
199	*reserved for future use*			
200	Communication Failure			
201	*manufacturer specific*			
...	*manufacturer specific*			
253	*manufacturer specific*			
254	Load profile cleared	Any of the profiles cleared. NOTE: If it appears in Standard Event Log then any of the E-load profiles was cleared. If the		M

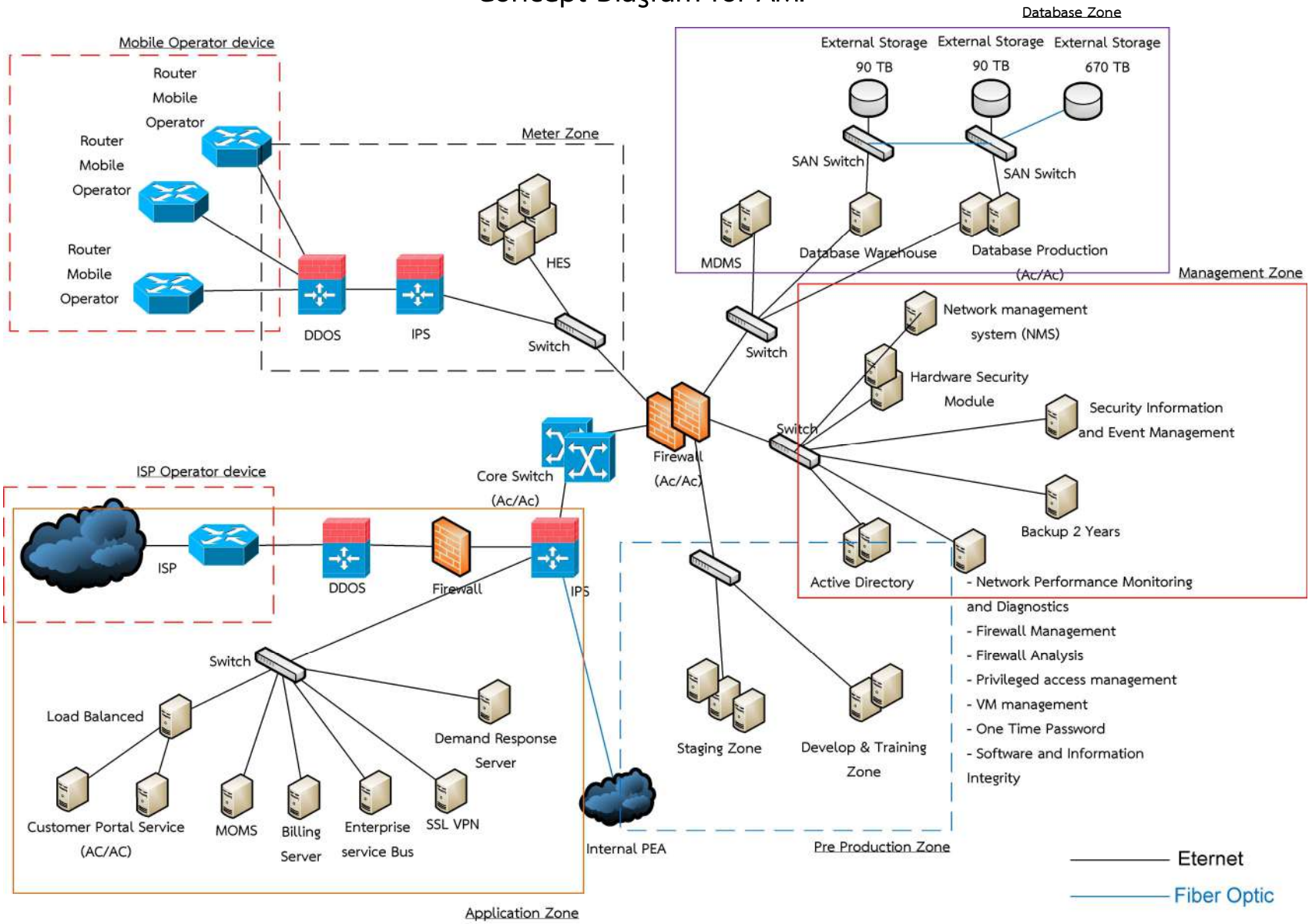
N°	Name	Description	Comm Log	M/O
		event appears in the M-Bus Event log then one of the M-Bus load profiles was cleared		
255	Event log cleared	Indicates that the event log was cleared. This is always the first entry in an event log. It is only stored in the affected event log.		M

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix F Conceptual Diagram

Appendix F – Conceptual Diagram

Concept Diagram for AMI



1. โครงสร้าง

จากรูปที่ 1.1 แนวคิดโครงสร้างของระบบงาน AMI จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ ตาม Book 5 : IT Infrastructure and Minimum Sizing โดยอุปกรณ์จะมีการจัดวางอยู่ในพื้นที่ (Zone) ตามฟังก์ชันงานของอุปกรณ์นั้นๆ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการแบ่งไว้ 5 พื้นที่ (Zone) ดังนี้ 1) Meter Zone 2) Database Zone 3) Application Zone 4) Management Zone และ 5) Pre-Production Zone โดยแนวคิดที่นำเสนอในข้างต้นไม่ได้ปิดกั้นการออกแบบในลักษณะอื่นๆ ทั้งนี้ ผู้รับจ้างสามารถเสนอแนวคิด หรือปรับเปลี่ยนการจัดวางอุปกรณ์ให้เหมาะสมได้ โดยมีการเห็นชอบร่วมกันกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2. ลักษณะการทำงาน

2.1 Meter Zone

เป็นพื้นที่สำหรับให้ข้อมูลของมิเตอร์ไหลผ่านจากระบบเครือข่ายของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายสื่อสาร (3G/4G) ผ่านอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย DDOS Protection และ IPS ก่อนเข้าสู่ HES โดย HES จะทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์ทั้งหมดที่ติดตั้งในโครงการ ส่งต่อไปยัง Database Zone และเก็บเข้าสู่ฐานข้อมูลต่อไป

2.2 Database Zone

เป็นพื้นที่สำหรับจัดเก็บข้อมูลมิเตอร์ทั้งหมดของระบบ AMI รวมทั้งเป็นแหล่งข้อมูลสำหรับผู้ใช้งาน และ Application ต่างที่อยู่ใน Application Zone โดย Database จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก คือ

1) Database Production ใช้ในการเก็บข้อมูลจากมิเตอร์โดยข้อมูลในส่วนจะไม่นำไปประมวลผลในส่วนอื่นๆ

2) Database Warehouse ใช้สำหรับคัดลอกข้อมูลจาก Database Production และนำไปประมวลผลสำหรับ Application หรืองานส่วนอื่นๆ

3) Archriving Data ใช้สำหรับเก็บข้อมูลมิเตอร์ย้อนหลังจาก Database Production ในระยะเวลาไม่น้อยกว่า 10 ปี (Backup Data)

2.3 Application Zone

เป็นพื้นที่สำหรับ Application ต่างๆ ในระบบงาน ที่ผู้ใช้งานจากภายนอก (External User) และภายใน (Internal User) เช่นการเข้าดู Load Profile ของลูกค้า การใช้งานระบบ Monitor ของพนักงานการไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งการใช้งาน Application ใน Application Zone จะต้องผ่านอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย DDOS Protection และ IPS ก่อน

2.4 Management Zone

เป็นพื้นที่จำกัดสำหรับผู้ดูแลระบบ โดยอุปกรณ์ที่ติดตั้งจะใช้สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์ สิทธิ์การเข้าถึงอุปกรณ์ของผู้ใช้งาน รวมทั้งการตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งในโครงการนี้

2.5 Pre-Production Zone

เป็นพื้นที่สำหรับพัฒนา ปรับปรุง แก้ไข และทดสอบก่อนการติดตั้งเข้าสู่ระบบจริง โดยจะมีการจำลองเสมือนอุปกรณ์ และ Application ที่ใช้งานในระบบจริงแต่ มีขนาดการรองรับในปริมาณที่น้อยกว่าระบบจริง โดยจะติดตั้งในรูปแบบ Virtaulization บนอุปกรณ์แม่ข่ายที่กำหนด

ทั้งนี้ พื้นที่ในแต่ส่วนก่อนจะเชื่อมต่อเข้าถึงกันจะต้องผ่านระบบรักษาความปลอดภัยเครือข่าย (Firewall) ก่อนเพื่อคัดกรองสิทธิ์การเข้าถึงอุปกรณ์หรือพื้นที่นั้นๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด

แนวคิดการออกแบบโครงสร้างและลักษณะการทำงานข้างต้นนั้น ผู้รับจ้างสามารถเสนอและปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม หรือความเข้ากันได้กับอุปกรณ์ที่นำเสนอ โดยมีการเห็นชอบร่วมกันกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix G Environment Test for 4G/3G Modem

Appendix G- Environment Testfor 4G/3G Modem

การทดสอบประสิทธิภาพการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ในสภาพแวดล้อมที่กำหนด (Environment Test)

1. วัตถุประสงค์การทดสอบ

เพื่อทดสอบความต่อเนื่องในการรับส่งข้อมูลของอุปกรณ์ที่ผู้รับจ้างนำเสนอ เมื่ออุปกรณ์นั้นทำงานอยู่ในสภาพแวดล้อมที่กำหนด (Environment Test)

2. อุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบ

2.1 หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่ใช้ในโครงการทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละ 5 ชุด

2.2 มิเตอร์อัจฉริยะ (AMI Meter) ที่ใช้ในโครงการ จำนวน 10 เครื่อง

2.3 SIM CARD ที่ใช้ในโครงการ จำนวน 10 ชุด

3. ข้อกำหนดการทดสอบ

3.1 กฟภ. จะเป็นผู้ดำเนินการ และประเมินผลการทดสอบซึ่งในการทดสอบ ผู้รับจ้างต้องจัดหาหน่วยงานทดสอบที่มีห้องปฏิบัติการที่ได้รับการรับรองความสามารถตามมาตรฐาน เลขที่ มอก.17025 โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการทดสอบทั้งหมด

3.2 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการติดตั้งระบบเพื่อใช้ดำเนินการทดสอบ Environment Test โดยที่การทดสอบจะทำการเรียกข้อมูลผ่านระบบที่ผู้รับจ้างติดตั้ง

3.3 ผู้รับจ้างสามารถดำเนินการทดสอบได้สูงสุดเพียง 2 ครั้ง ในครั้งแรกใช้ตัวอย่างทดสอบจำนวน 5 ชุดต่อผลิตภัณฑ์ หากไม่ผ่านการทดสอบในครั้งแรก ผู้รับจ้างจะต้องนำอุปกรณ์ไปดำเนินการแก้ไข แล้วนำมาดำเนินการทดสอบครั้งที่สองโดยเพิ่มจำนวนตัวอย่างทดสอบเป็น 10 ชุดต่อผลิตภัณฑ์ หากไม่ผ่านการทดสอบในครั้งที่สอง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนผลิตภัณฑ์หรือรุ่น

3.4 ผู้รับจ้างจะต้องผ่านการทดสอบ Environment Test จึงจะสามารถทำการทดสอบ Full Functions ก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Full Functional Test)

4. รายละเอียดการทดสอบ

Dry heat test

Standard Reference : IEC 60068-2-2

Temperature : +75˚C Duration : 72 h

Damp heat test

Standard Reference : IEC 60068-2-30

Temperature : +55˚C 6 cycles

5. เกณฑ์การพิจารณา (จะพิจารณาเป็นรายผลิตภัณฑ์)

5.1 ความสำเร็จในการเรียกข้อมูลของแต่ละตัวอย่างทดสอบของแต่ละผลิตภัณฑ์ ต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 85 จึงจะผ่านการทดสอบ

5.2 ค่าเฉลี่ยความสำเร็จในการเรียกข้อมูลของตัวอย่างทดสอบทั้งหมดของแต่ละผลิตภัณฑ์ต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 90 จึงจะผ่านการทดสอบ

5.3 เมื่อสิ้นสุดการทดสอบ Environment Test หากปรากฏว่ามีตัวอย่างตัวใดตัวหนึ่งจากทั้งหมดของแต่ละผลิตภัณฑ์ ไม่สามารถกลับมาใช้งานได้ ถือว่าผลิตภัณฑ์นั้นไม่ผ่านการทดสอบ

ตัวอย่างการคำนวณร้อยละความสำเร็จในการเรียกข้อมูล

ตัวอย่างที่	**Dry heat test**			**Damp heat test**				**Result**
	1st	2nd	3rd	1st	2nd	...	6th	**(Mean)**
1	96	96	95	80	75		94	X1 ≥ 85%
2	94	95	96	95	80		96	X2 ≥ 85%
3	96	96	96	96	96		96	X3 ≥ 85%
4	96	96	96	75	79		96	X4 ≥ 85%
5	**(X1+X2+X3+X4+X5)/5 ≥ 90%**							X5 ≥ 85%

<u>หมายเหตุ</u> ตัวอย่างที่ใช้ในการทดสอบให้มีความยาวสายเชื่อมต่อระหว่าง Modem กับ Meterอย่างน้อย 2 เมตร (เนื่องจากต้องเผื่อความยาวสายสำหรับนำเข้าตู้ Chamber)

1.1(2) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification)

Appendix H Gartner MDM Market Guide 2019

Appendix H- Gartner MDM Market Guide 2019

Market Guide for Meter Data Management

Published: 23 December 2019 **ID:** G00450510

Analyst(s): Zarko Sumic

Utility CIOs must select products to manage meter consumption data in an environment driven by changing business needs and emerging technologies such as IoT. This guide provides insights on the MDM market and solution providers to help CIOs' digital optimization and transformation initiatives.

Key Findings

- The MDM market is maturing rapidly, with a number of commercial off-the-shelf (COTS) products being offered both globally and in different regional markets.
- Metering has evolved from being just a component of the revenue cycle processing (meter to cash) to an enterprise function that supports multiple core processes such as asset management, commodity management and customer management.
- Access to accurate, low-latency and granular consumption data is critical for utility digital transformation.
- MDM is the IT component of smart metering (aka AMI), which is essentially a vertical version of an Internet of Things (IoT) platform. Consequently, MDM vendors are aspiring to become more generic IoT platform providers, while IoT platform vendors are eyeing the utility market to address vertical meter consumption needs.

Recommendations

When selecting MDM products, utility CIOs focused on transforming their organizations into digital utilities should:

- Establish clear alignment of selected product to expected business benefits by focusing on key capabilities such as: (1) the richness of the validating, editing and estimating (VEE) library; (2) scalability; (3) support for consumption analytics; and (4) the ability to ingest data from field devices other than revenue meters.
- Ensure that MDM is positioned as an enterprise data repository, rather than a steppingstone to billing, by aligning MDM product architecture with the organization's data and analytics digital technology platform needs.

Strategic Planning Assumption

By 2020, 25% of new monitoring and control systems in the utility sector will use IoT to enhance algorithmic business capabilities.

Market Definition

The products evaluated for this Market Guide are those considered by utilities for the purpose of managing the metered consumption data life cycle (see Note 1). Meter data management (MDM) products are IT components of the advanced metering infrastructure (AMI) responsible for cleansing, calculating and providing data persistence, as well as for the dissemination of metered consumption data. These can be used to support billing, load profiling, forecasting, asset loading and a variety of analytic use cases. In addition to supporting internal utility needs for metered consumption data, MDM supports sharing consumption data with customers, partners, market operators and regulators.

MDM products can contain a subset of meter asset information, or even some premise, topology or customer information. However, the key data being tracked is metered commodity consumption and meter-related events, regardless of the type of commodity metered, type of meter, communication technology or collection device (aka headend).

Although implementations may vary, MDM should support the following key functions:

- Collecting data (from headend devices)
- Managing commands (such as remote connect/disconnect)
- Validating, editing and estimating (VEE) meter reads
- Managing exceptions
- Managing events (such as “last gasp,” aka power-off notification [PON])
- Estimating invalid or missing reads
- Profiling scalar meter reads
- Calculating billing determinants
- Aggregating meter reads
- Tracking meter inventory (but not managing the entire meter asset life cycle)
- Supporting AMI deployment
- Providing data to centrally managed data hubs in some competitive market structures
- Providing data to utility applications such as customer information systems (CISs)
- Providing information directly to end users (utility personnel and end customers alike)

- Supporting additional functions such as prepayment, load profiling, outage determination, or distribution management and planning support
- Supporting consumption data analytics such as revenue protection analysis and distribution asset analysis (transformer load management)

All subsectors of the utility industry (electricity, gas and water) should be interested in MDM products because companies in each segment deliver a metered commodity at customers' premises. They all need metered consumption data in a variety of business processes — such as meter to cash (M2C), load forecasting or distribution asset planning and design, and network operation.

Many MDM vendors have expanded their offerings to include smart meter analytics. However, we do not consider that capability to be a basic requirement of an MDM product. Although analytics capability is not included in our definition of MDM products, we consider the ability to support meter data analytics as one of the product requirements. That can be achieved by offering off-the-shelf APIs and data ingestion routines for smart meter analytics solutions.

Market Description

Utilities have traditionally used meter data primarily as an input to the monthly billing and settlement process. Energy companies that are planning to use metering data to support business improvement initiatives in the commodity management area must significantly extend the functionality of traditional revenue-cycle-oriented metering systems. Getting higher-resolution data and making it easier for (and more quickly available to) a broader set of users require a new breed of technical solutions. These solutions include methods of disseminating consumption information to internal and external users or to applications, with ever-shorter data acquisition sampling intervals.

The increased visibility into consumption data can support better network infrastructure utilization, and can help include consumers in energy markets. Consequently, in the past decade, metering technologies have gained more attention, driven by policymaker initiatives on the national level. The new metering approaches are perceived as an effective way to promote energy efficiency and better utilization of the utility asset. As such, they result in deferred investment in the new generation and delivery infrastructure, with subsequent societal and environmental benefits.

These new requirements elevate metering from a component of the revenue-processing life cycle (M2C) to an enterprise function. Metering systems must now support multiple uses of consumption data in other key process life cycles, such as asset management, commodity management and customer management. In addition, MDM products must be able to dynamically share consumption data with external entities. That should be done to support data exchange among participants in a competitive energy market ecosystem. In addition, consumption data will be needed to enable the digital transformation of the sector by integrating the digital technologies deployed by customers at the edge of the grid.

Market Direction

The MDM market has matured, and it is moving from being an emerging greenfield market into a replacement market, with an increased number of utilities considering the replacement of initially deployed solutions. In this mature market, buyers now have a better understanding of their needs and have realistic benefits expectations that they can better align with the capabilities that products can offer. MDM market requirements are shaped by needs in the electric utility segment, which has higher complexity in managing commodities.

Due to its potential to support energy efficiency programs and address supply security concerns, AMI deployment in the electric utility sector is often mandated by regulators. It also results in the need to acquire and store higher granularity and larger volumes of consumption data. That makes AMI, and MDM as its component, much more adopted in the electricity subsector, and forces vendors to pay more attention to electric utility needs. Because commodity volatility is a more significant issue for electric utilities, MDM requirements for water and gas utilities tend to be less complex. Effectively, they are subsets of MDM requirements for electric power utilities — from functional and performance/scalability. These solutions are more focused on providing meter reading cost reduction or an indication of asset malfunction (such as leakage) with larger meter reading intervals.

A rush of AMI deployments was triggered in the U.S. by the Smart Grid Investment Grant (SGIG) and in Canada, the EU and ANZ by smart metering deployments regulatory mandates. Following AMI (and MDM) deployments, utilities started to focus on getting business value out of the consumption data stored in their MDM products. Consequently, many utilities are looking for meter data analytics solutions. This has spurred activities in the adjacent consumption analytics market that are aimed at leveraging consumption data to improve analytical insights into multiple business areas. Examples are energy theft detection, outage determination, asset failure avoidance, customer consumption anomalies and high-bill alerts.

As an example of vertical IoT, smart metering and MDM are impacted by developments in IoT general-purpose technology areas. The IoT impact on the MDM market is considered in a separate paragraph in the Market Analysis section.

As the MDM market has matured — and we do not see significant changes in vendor offerings or market share shifts — we have transitioned our monitoring of MDM market developments from a Magic Quadrant to the Market Guide document type. That has also allowed us to include a larger number of vendors, some of which are now offering solutions in emerging markets such as India and China (see Note 2).

Market Analysis

The intense focus on metering technology is pushing AMI market adoption globally. Utility companies operate in different market structures with different business focuses and diverse regulatory drivers. This creates different types of metering systems that are focused on providing:

- Asset-related benefits (for integrated utilities and distribution network operators)

- Customer/market-related benefits in competitive retail markets (such as the EU region)
- Commodity-focused benefits in markets driven by energy sustainability and supply security concerns (mostly in the U.S.; Ontario, Canada; the U.K.; Germany; and Australia)

As an IT component of AMI and a separate IT product category, MDM tends to lead AMI adoption. Many utilities perceive MDM as a more mature, less expensive and, consequently, less risky technology selection than, for example, AMI communication or meter technology. In addition, implementing MDM first is a reasonable approach to put the data management infrastructure in place before the smart metering comes alive. For that reason, entering the AMI area "MDM first" appears to be the prevailing strategy for utilities. MDM can also be used as a metering data consolidation platform that can reduce the integration complexity between multiple metering and billing systems under the following conditions:

- The utility company has multiple metering technologies and vendors as a result of mergers and acquisitions (M&As).
- A diverse service territory requires multiple metering providers because of different communication technology needs.
- Utilities end up with multiple billing systems because of M&As.
- Utilities that want to eliminate dependency on a single metering vendor treat meters as a commodity procured from a variety of vendors with a variety of protocols.

In these cases, MDM can provide immediate tactical business benefits, while utilities wait to complete multiyear smart metering deployment to be able to achieve long-term strategic benefits.

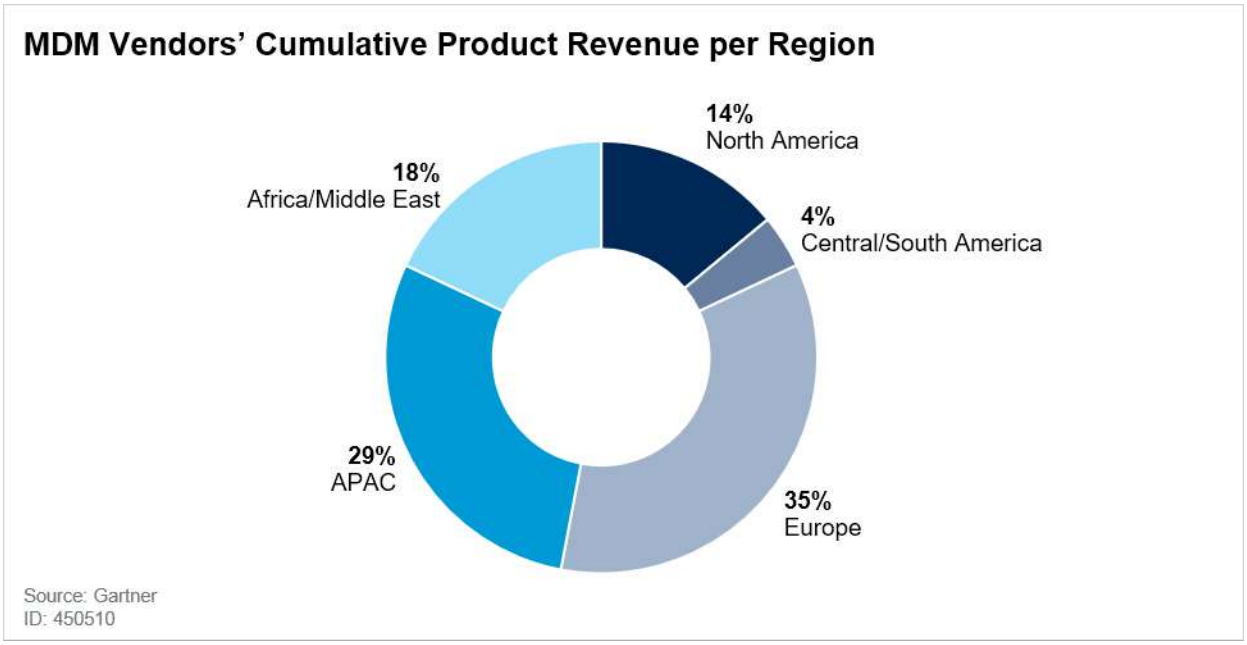
In addition to these consolidation needs, some utilities go with MDM-first deployments if they seek a platform outside of legacy CISs to support energy efficiency initiatives. This can include economic demand response (such as critical peak pricing) or advanced end-user consumption presentment and notification functions. Lately, we see more utilities using MDM as a platform to achieve business benefits via consumption analytics, particularly in asset utilization optimization areas. Some utilities have gone beyond that, levering AMI as a proxy for distribution SCADA to improve observability of their distribution network or to improve situational awareness.

As a consequence of MDM pulling ahead of the remaining AMI components, we see that MDM is approaching the Plateau of Productivity (see "Hype Cycle for Utility Industry IT, 2019"). This is a phase when successful implementations are common, and are followed by case studies that can attest to benefits realization. Additionally, more mature service offerings for product delivery are being developed (in many cases by external partners), which, consequently, reduces the risk of product failure.

Though we are seeing smart metering and consequent MDM deployment across the globe, the speed and volume of adoption varies. Figure 1 depicts the cumulative license revenue per region for all vendors; this can serve as an indication of the MDM investment activities by utilities in a particular region. Buyers in a particular region can use this table as an indication of regional market

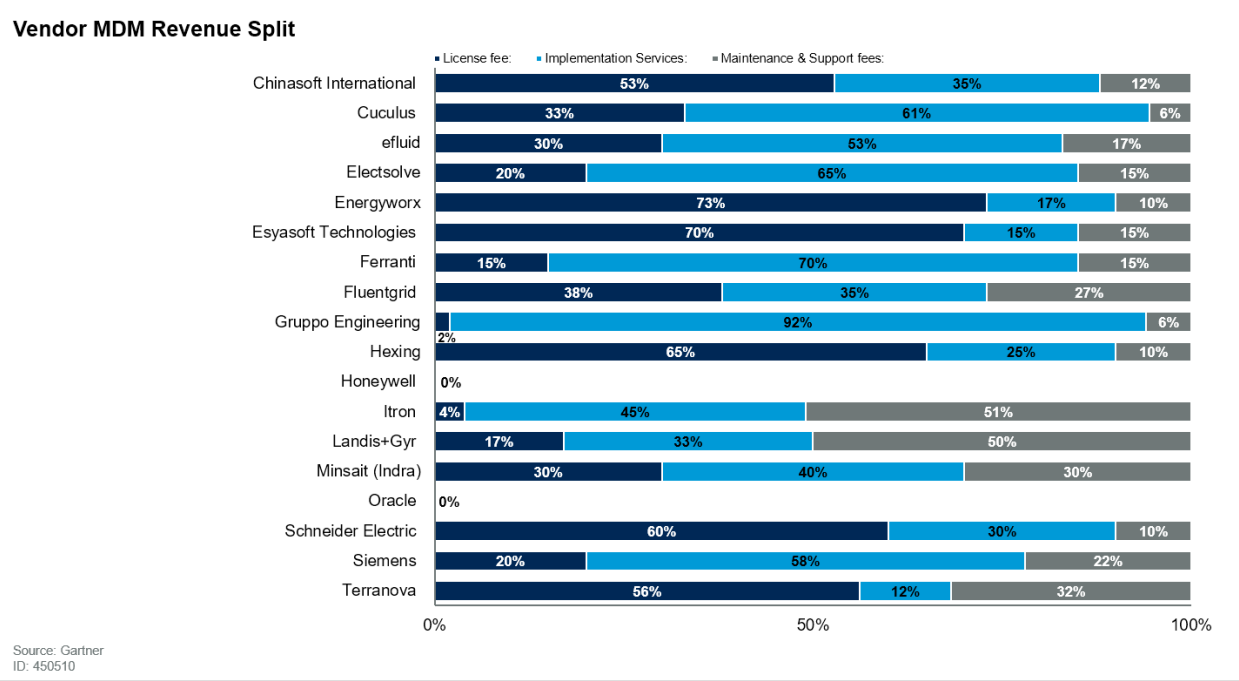
maturity, which will indicate access to available references to check product and vendors capabilities, as well as availability of implementation resources .

Figure 1. MDM Vendors' Cumulative Product Revenue per Region



As the MDM market matures, we see an increased percentage of vendor revenue coming from product, rather than implementation services. Figure 2 provides an indication of vendor revenue from the MDM market split into three categories, which to some extent can indicate the maturity of the COTS offering, as well as reliance on external system integrators during the implementation.

Figure 2. Vendor MDM Revenue Split



Market maturation is also indicated through the increased number of companies that have deployed MDM and the corresponding cumulative number of meters with consumption data being managed in MDM. This is shown in Figures 3 and 4, respectively. The growing percentage of interval meters depicted in Figure 5 is also an indication of smart metering penetration and consequent MDM adoption.

Figure 3. Vendor Installed Base Measured as the Total Number of Utilities Using Vendor MDM Product

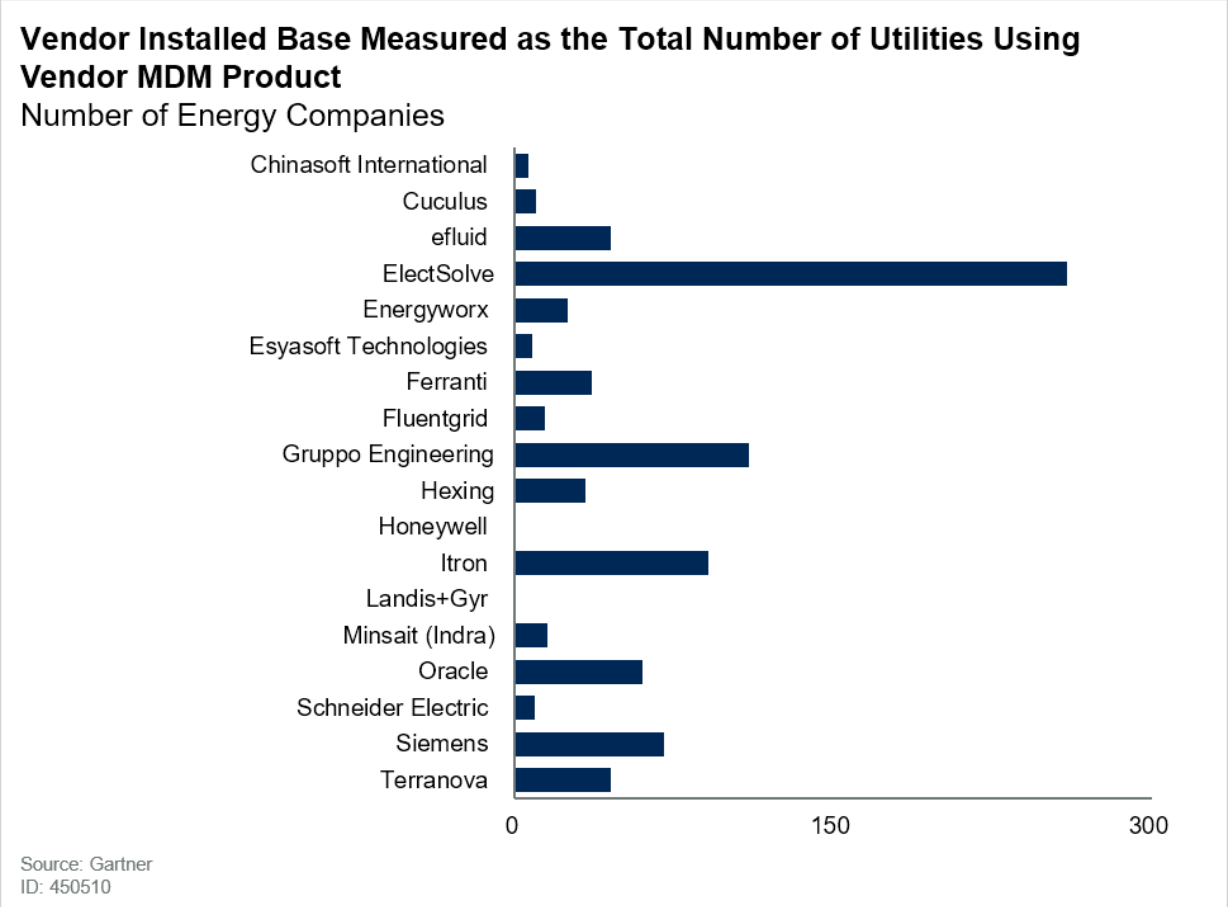


Figure 4. Vendor-Installed Base Measured as the Aggregated Number of Metered Points per MDM in Production by Vendor

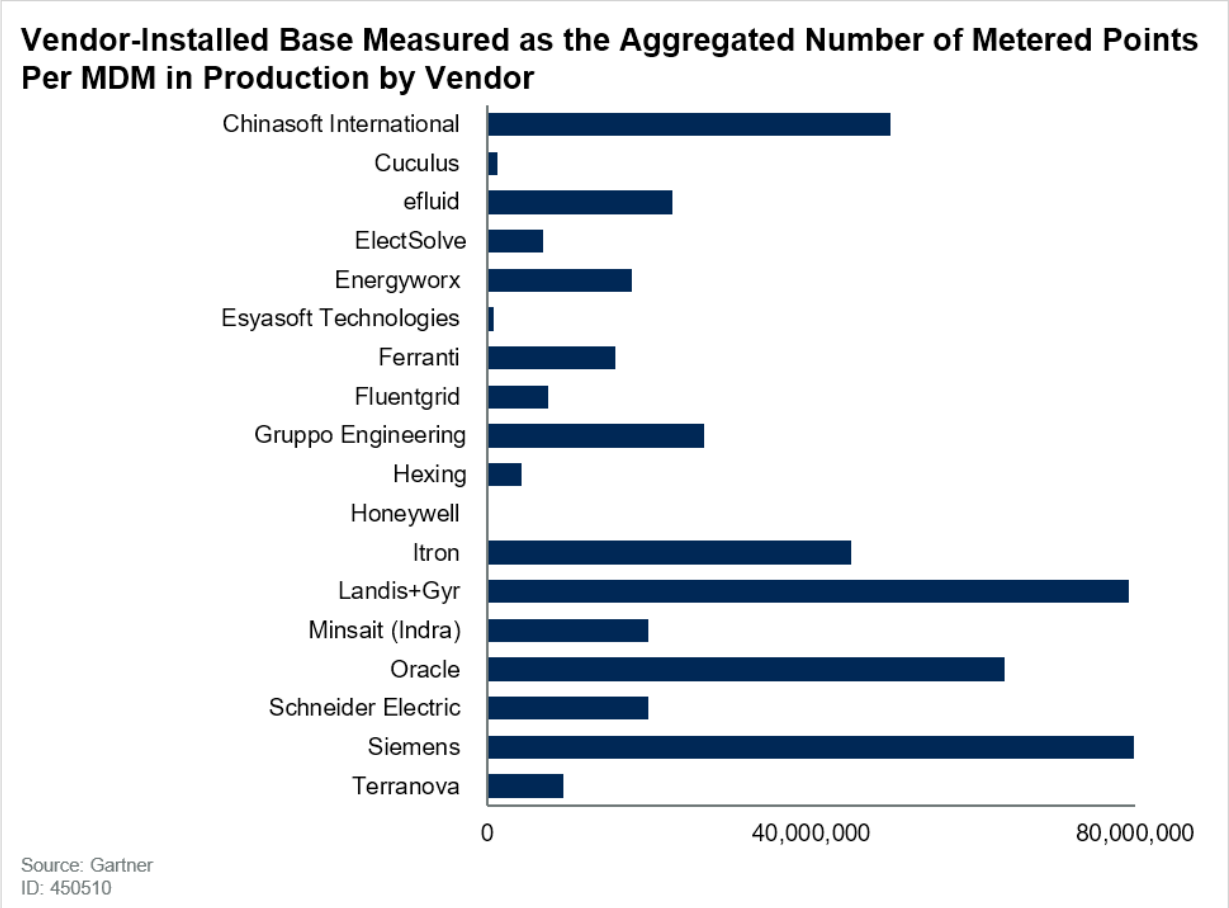
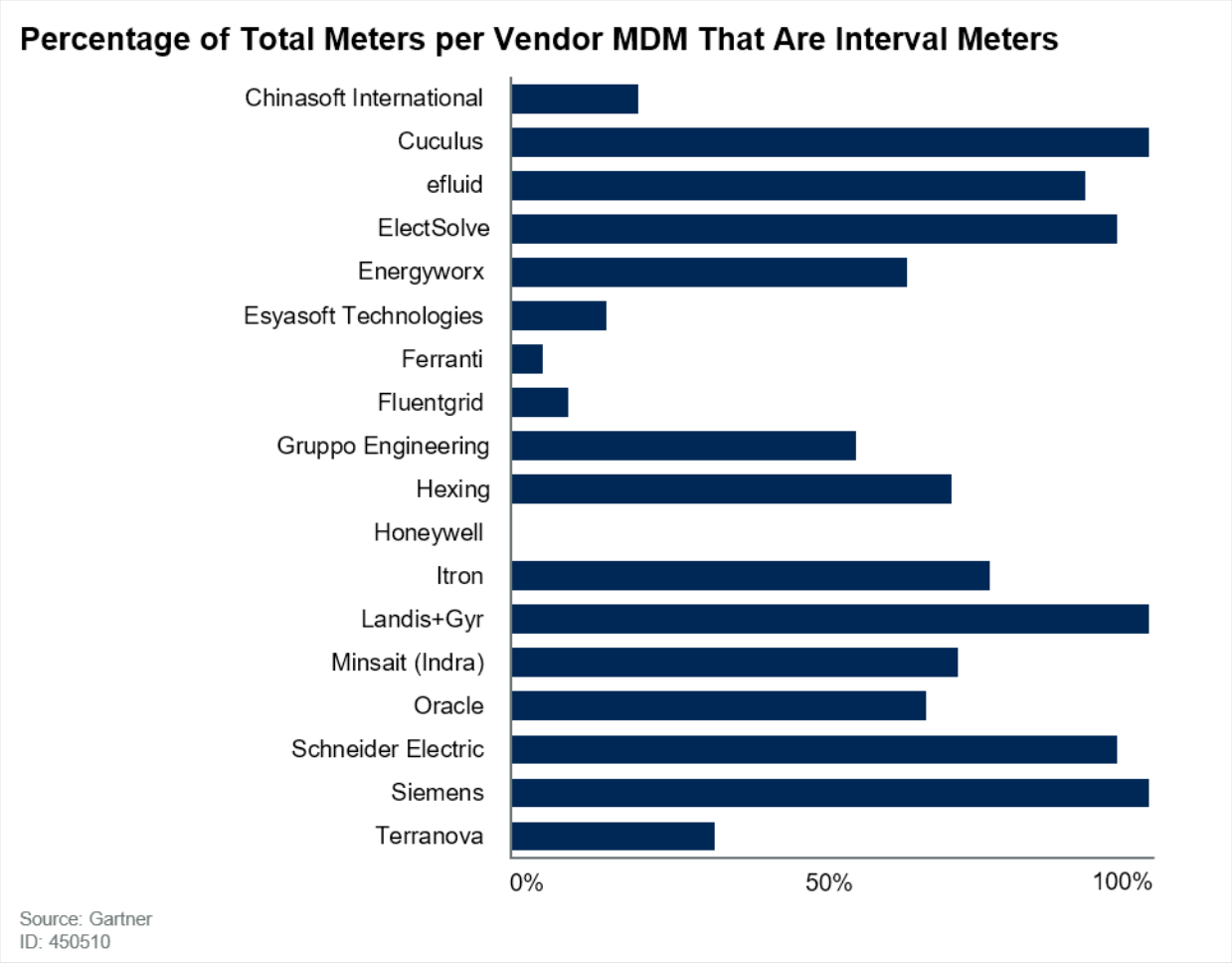
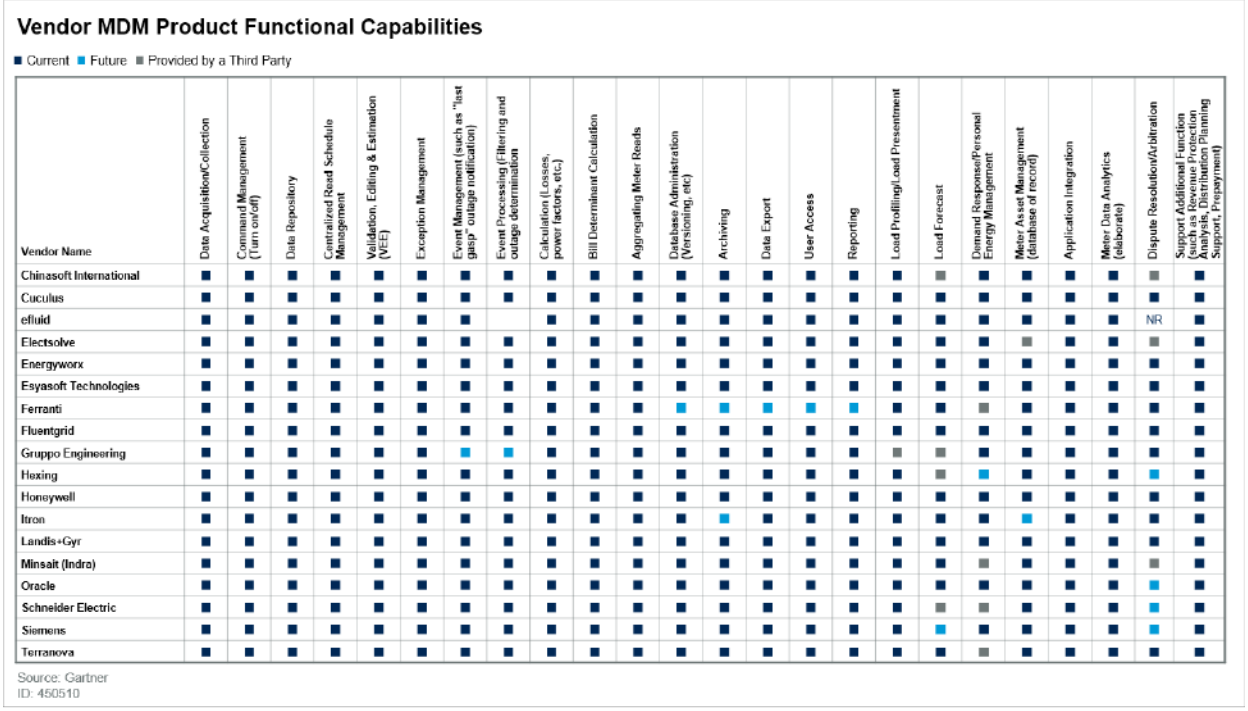


Figure 5. Percentage of Total Meters per Vendor MDM That Are Interval Meters



In addition, the set of MDM functional capabilities is getting standardized, as can be seen in Figure 6, which indicates which vendors offer particular MDM capabilities.

Figure 6. Vendor MDM Product Functional Capabilities



MDM as a Consumption-Data-Analytics-Enabling Platform

Following “smart metering” deployment worldwide, many utilities now have a large amount of consumption data, basic service supply quality measurements and event notifications in MDM. The push to leverage smart metering data and justify costly investments in AMI has resulted in the fast adoption of advanced analytics in the utility sector. This has spurred the development of numerous use cases along utility core business process life cycles (asset, commodity, customer and revenue).

Driven by AMI proliferation in the utility sector, consumption data has moved from its traditional, compartmentalized use in the M2C process to being a critical enterprise IT asset. By changing meter data refresh rates from once a month to 15-minute intervals, utilities are now gaining insight into energy consumption closer to the “real time” of many business processes. This has opened new possibilities for novel analytical use cases and made advanced analytics one of the main technology focus areas in the sector.

With reduced latency of consumption data, utilities are now able to move from reporting analytics — such as quarterly uncollected revenue reports — toward predictive and even prescriptive analytical models. By combining AMI-obtained fine-granularity consumption data and operational information with distribution network connectivity, weather, consumer demographics and other relevant information, utilities can obtain insight into current asset operating conditions. In more detail, consumption information correlated with other information can provide better insight into

customers' consumption patterns, as well as changing customer behaviors, including identifying operational anomalies.

A number of MDM vendors (such as Siemens, Oracle Utilities, Landis+Gyr and Energyworx) have extended their products to provide analytical capabilities. Those are primarily for revenue assurance, tamper alerts, outage notification and transformer load management. Lately, we are seeing the emergence of innovative use cases that leverage machine learning capabilities. To achieve that, vendors have built particular functional modules — in some cases inside their MDM products. However, MDM products are transactional, aimed at providing VEE, data persistence and dissemination functions, and are not the ideal platforms for analytical processing.

Many utilities — particularly those with smaller IT budgets and limited access to technical resources — are looking for external providers to help them derive benefits from meter data analytics. To address those needs, several vendors are now offering cloud-based smart metering analytics. Examples are Oracle DataRaker, Itron Analytics on the Microsoft Azure cloud platform, Silver Spring Networks' (now owned by Itron) UtilityIQ, SAS, Vitria and C3.ai. In addition, a number of traditional professional services providers in the utility sector have focused their offerings on helping utilities unlock the value of MDM-stored consumption data.

Figure 7 shows which vendors provide common analytic use cases, while Figure 8 indicates the percentage of vendors (73%) that offer it within their MDM products.

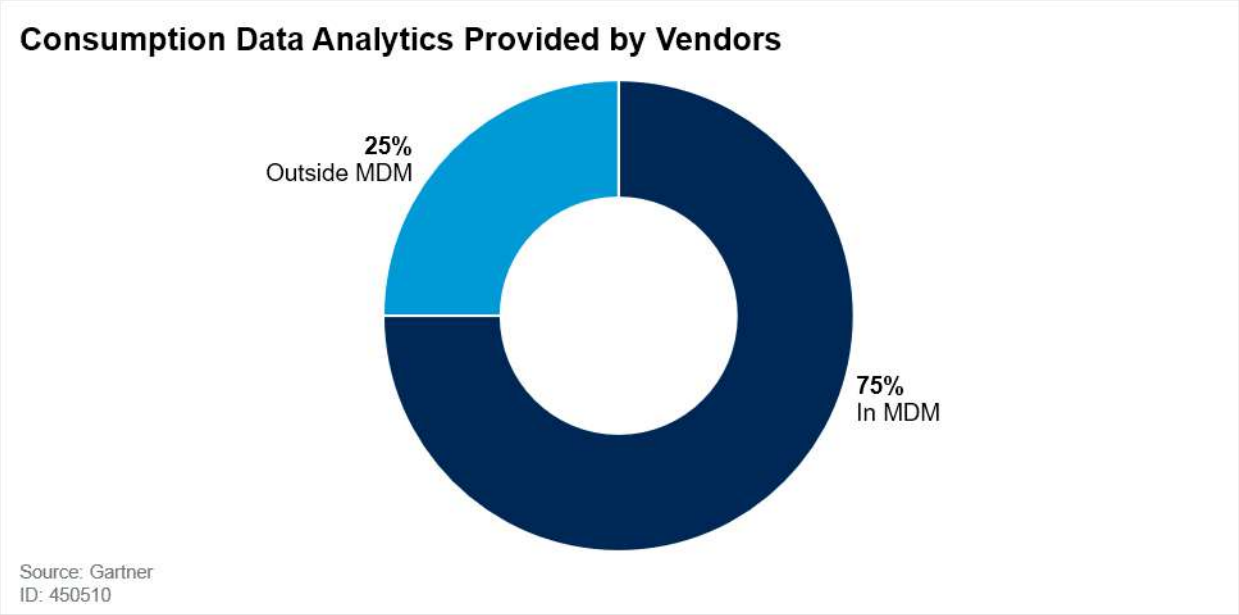
Figure 7. Vendors That Provide the Most-Common Analytic Use Cases Out of the Box

The Most-Common Analytic Use Cases Provided Out of the Box

Capabilities/Vendor Name	Revenue Protection	Distribution Asset Load Management	Outage Detection
Chinasoft International	■		
Cuculus	■	■	■
efluid		■	■
Electsolve	■	■	■
Energyworx	■	■	■
Esyasoft Technologies	■	■	■
Ferranti	■		
Fluentgrid	■	■	■
Gruppo Engineering	■		
Hexing	■		■
Honeywell	■	■	■
Itron	■	■	■
Landis+Gyr	■	■	■
Minsait (Indra)	■	■	■
Oracle	■	■	■
Schneider Electric	■	■	■
Siemens	■		■
Terranova	■		

Source: Gartner
ID: 450510

Figure 8. Consumption Data Analytics Provided by Vendors



Impact of the IoT on the MDM Market

Utility companies have traditionally used proprietary vertical systems to address requirements for process control and grid operations. Several decades ago, ahead of other sectors, utilities started to develop vertical solutions for remote sensing and control (such as SCADA). The utility sector also led in the development of vertical platforms that could support data ingestion, persistency and dissemination of remotely sensed data for energy management system (EMS) algorithms. In the past decade, the proliferation of smart metering also created vertical solutions for remote meter data acquisition, as well as MDM as platforms for operational algorithms.

The utility industry has not yet fully embraced the general-purpose IoT — a horizontal non-industry-specific solution built for a broad set of use cases and a variety of sensor type. Instead, the utility industry favors niche vertical solutions built for a particular use case and provided by vendors with deep domain expertise. Although utility metering systems are built as specific industry solutions, architecturally those vertical solutions are aligned with current IoT reference architecture (see “Use the IoT Platform Reference Model to Plan Your IoT Business Solutions”).

The global focus on IoT innovation and subsequent advances hold promise for the utility industry. General-purpose IoT platforms help enable utilities to optimize core business processes and digital transformation by leveraging new algorithmic business capabilities developed in other sectors. Due to larger addressable markets — and consequently, larger R&D funding — the price performance of general-purpose IoT solutions is improving faster than utility vertical legacy IoT solutions such as metering or SCADA.

By switching to general-purpose technology, utilities will be able to leverage IoT platforms, tools and algorithms to go beyond traditional control and process optimization functions. IoT also makes cloud computing and partnerships with third-party providers more attractive. Third parties can help to address the lack of internal skills, accelerate the time to market and provide cloud-based storage that is significantly less expensive than on-premises solutions.

Vendors in the smart metering space are already showing signs of moving into the IoT space or aligning their technology strategies with IoT trends.

Examples are:

1. Silver Spring Networks (now part of Itron) and Terranova on the AMI communications side
2. Itron's OpenWay Riva offering on the smart metering side
3. Landis+Gyr expanding MDM to become a platform for time series data from a variety of industrial sensors on the data storage/persistency side

In addition, some of the general-purpose providers — such as Honeywell — have entered the space, although their IoT strategy in the MDM market hasn't been clearly articulated and communicated to the market yet.

The competition for market dominance between vertical solutions and general-purpose IoT platforms has started, and it will be an interesting one to watch in the years ahead.

Representative Vendors

The vendors listed in this Market Guide do not imply an exhaustive list. This section is intended to provide more understanding of the market and its offerings.

Market Introduction

Table 1 contains a list of MDM vendors and product names, the latest generally available product releases, and the percentage of clients in production on the latest version of the product.

The 18 vendors named in this guide were selected based on the fact that their solution is available in multiple markets, if not globally, and their products' functional scope matches the functionality defined in the Market Description section. Each vendor offers comprehensive MDM products that can support various metered consumption data needs of utilities and their customers, partners and regulators.

Table 1. Representative Vendors in the MDM Market

Vendor	Headquarters	Product, Service or Solution Name	Current Generally Available Version	% of Customers on Latest Release
Chinasoft International	China	EPMS	EPMS2.0	100%
Cuculus	Germany	ZONOS MDM	16	15%
efluid	France	efluid MDM	V13.19.100	95%
ElectSolve	U.S.	ElectSolve Meter Operational Data Management	3.1.0.1	25%
Energyworx	Netherlands	Energyworx Intelligent Meter Data Management	v20191120-R0	85%
Esyasoft Technologies	India	Esyasoft MDM	v1.4.0	90%
Ferranti.	Belgium	MECOMS 365 MDM	MECOMS 365 MDM	15%
Fluentgrid	India	Fluentgrid AMI	4.5.3	25%
Gruppo Engineering	Italy	Net@MDM	Net@MDM CLOUD EDITION	80%
Hexing Electrical	China	Orca@MDM	V 8.0	32%
Honeywell	U.S.	Connexo Insight	10.3	Not Provided
Itron	U.S.	Itron Enterprise Edition Meter Data Management	9.0	23%
Landis+Gyr	U.S.	Landis+Gyr MDMS	4.1	10%
Minstait (Indra)	Spain	Onesait Utilities Metering	2019.1	20%
Oracle	U.S.	Oracle Utilities Meter Data Management	V2.3	Not Provided
Schneider Electric	France	EcoStruxure Smart Metering Advisor	V5.R1	50%
Siemens	United States of America	EnergyIP Meter Data Management 8.6	8.6	26%

Vendor	Headquarters	Product, Service or Solution Name	Current Generally Available Version	% of Customers on Latest Release
Terranova	Italy	TAMM (for domestic market, the product is available under the name RETIAMM)	2.2.2.34	92%

Source: Gartner (December 2019)

Vendor Profiles

Chinasoft International

Incorporated in 2000, Chinasoft International is a publicly traded (Hong Kong Stock exchange) software and IT services provider headquartered in Beijing, China, with $1.58 billion revenue in 2018. Chinasoft International MDM, a component of its Electric Power Management System (EPMS) offering, is provided by its energy line of business unit, which is a part of Chinasoft International Technical Professional Services Group (TGP). Based in China, TGP offers IT services in major industries in China and globally. In addition to its native market focus in China, the Chinasoft International EPMS is marketed in emerging markets in Asia, Africa and South America.

Chinasoft International offers metering capabilities, including data collection, acquisition, MDM with rule-based VEE capability, loss calculation, load profiling and data analytics. In addition to MDM services, EPMS supports billing determinate calculations and billing, meter asset management, and meter data analytics. EPMS can be used by utilities for exception and event management. Additionally, the product is extendable to support manual handheld meter reading. EPMS is offered as a customizable product on UNIX, Linux and Windows with Oracle Database.

Six utility companies use Chinasoft's International MDM solution, with a cumulative total of 50 million meters, 80% of which are interval meters. The largest MDM site in production is a Chinese utility, State Grid Hunan Electric Company, which has 8 million meters, 20% of which are interval meters.

Cuculus

Cuculus, a privately held company headquartered in Ilmenau, Germany, provides an MDM solution via its smart energy platform, ZONOS. In addition to MDM functionality, ZONOS supports advanced metering and communication management needs (aka advanced meter management [AMM]). The ZONOS system can be provided as AMM only and can be interfaced with third-party MDM. ZONOS can be also used by utilities for home energy management and energy efficiency programs, as well as to support broader IoT-related initiatives. These might include electric vehicle (EV) charging, distributed energy resource (DER) management and storage battery solutions. It has additional modules such as FullProtect and ReportPlus for advanced security and reporting, respectively. ZONOS uses Kafka for stream processing, enabling scalability and reducing data latency for time-critical applications. ZONOS is offered as a "toolbox kit," a customizable leveraged product; as COTS, a component of a larger application suite; a hosted service; or SaaS on Linux with Oracle

and Oracle MySQL databases. For custom reports, Cuculus use ElasticSearch. Further, the product offers analytical capabilities outside the MDM on-premises and can be hosted on cloud, as well.

MDM functionalities offered by ZONOS include billing determinate calculation, MDM, meter asset, load profiling aggregation and forecasting, and meter data analytics. In addition to these, ZONOS offers data analytical capabilities such as revenue protection, distribution asset load management, load forecasting and market price predictions.

Cuculus has 10 ZONOS MDM sites in production, with a cumulative total of 1.4 million meters (100% of which are interval meters). The largest site in production is the Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) in the United Arab Emirates (UAE), with 550,000 meters (with values being collected every 15 minutes).

efluid

efluid, headquartered in Metz, France, originated as a partnership between French municipal utility Usine d'Electricite de Metz (UEM) and IT services vendor CGI, which jointly designed, developed and implemented a utility billing and customer service solution for UEM. At the end of 2012, French national distribution network operator Enedis selected efluid as its billing and MDM solution provider and became an investor and 30% owner of the company. Efluid SAS developed and implemented MDM functionalities in the product efluid MDM, which can be used together with its CIS functions (efluid billing) or as a stand-alone product.

Efluid is offered on Linux operating with Oracle Database. The MDM solution runs on Java. Efluid provides metering capabilities that include aggregating meter reads, event and exception management, loss calculation, demand response, load forecasting, billing, and meter data analytics. Efluid does not offer data analytics as a separate offering outside its MDM solution. In addition to metering capabilities, the solution offers distribution asset load management and outage detection functionalities.

Forty-five energy companies currently use efluid as an MDM solution, with an aggregated customer base of 23,000,000 meters, 20% of which are interval meters. Enedis (French DSO) is efluid's largest client, with a total of 20,500,000 meters, out of which 95% are interval meters, with a meter reading capability of less than 15-minute intervals conducted monthly.

ElectSolve

ElectSolve, a privately held software vendor headquartered in Shreveport, Louisiana, markets its MDM product ElectSolve Meter Operational Data Management (formerly called uCentra) to municipal utilities and electric cooperatives in the U.S. In 2018, ElectSolve was acquired by demand-response provider IPKeys to achieve the synergistic merger of secure demand response and an MDM platform for the public power and rural utilities sector. In most cases, the ElectSolve MDM product is delivered via the company's affiliation with Hometown Connections, a subsidiary of the American Public Power Association. ElectSolve Meter Operational Data Management is frequently preintegrated with several products offered by vendors aligned with Hometown Connections. It can be offered on-premises, as well as SaaS in a multitenant environment.

In addition to consumption data, ElectSolve Meter Operational Data Management can store supervisory control and data acquisition (via SCADA historian) sensor data, meter event data and GIS connectivity data. Consequently, it acts as an operational data management system, or an instance of an industrial IoT platform. Additional modules can be used for data analytics (such as line losses, revenue protection and voltage analysis), event management, and to support functions such as settlement and load profiling. As part of its MDM offering, ElectSolve provides CentraVU as an optional customer engagement module that can be added as a consumer energy portal. ElectSolve Meter Operational Data Management is based on the Microsoft technology stack (.NET, Windows and SQL Server), but also provides some functionality on the Linux platform (such as external customer engagement via CentraVU).

ElectSolve has over 7 million electric/water/gas meters in production (95% of which are interval meters) as part of more than 260 MDM accounts. The largest implementation site is the Puerto Rico Electric Power Authority with 1.6 million meters, with 15% being interval meters.

Energyworx

Energyworx, headquartered in Houten, Netherlands, is a privately held company that provides MDM SaaS. Its MDM customer base is composed of Western European and North American utility companies, energy retailers and service providers. The company has had a U.S. office since 2015, and currently has six clients in the U.S.

Energyworx's MDM product, Energyworx Intelligent Meter Data Management (IMDM), is offered as a data aggregation, VEE, persistency and analytics cloud service on a platform as a service (PaaS) environment such as Google Cloud. In addition to MDM, Energyworx offers its Datalab environment with advanced analytical capability, including anomalies detection and machine learning. Energyworx also provides several business-ready solutions, such as energy deal analytics, unbilled revenue and hot sockets detection. Additionally, it provides open APIs, which makes it suitable for markets in which metering data is provided via a data hub and has been used in the microsynchrophasor environment with subsecond sampling intervals. Energyworx has opened its MDM and encourages both clients and external developers (system integrator [SI] partners) to develop its analytics use cases based on a variety of consumption metering and IoT data sources. Energyworx's current SI partners are Accenture, Atos, Ciber, PwC and Deloitte.

Twenty-five companies currently use Energyworx's MDM SaaS in production, with a cumulative total of almost 18 million meters, almost 62% of which are interval meters. The largest Energyworx MDM site is EDP with 6,500,000 meters in production.

Esyasoft Technologies

Esyasoft Technologies is a privately held company headquartered in Bangalore, India. It provides metering, billing demand response, smart grid analytics and demand response solutions for utilities. Esyasoft's MDM solution, Esyasoft MDMS, offers a wide range of metering functionalities. Its MDM customer base is primarily composed of Asia/Pacific utility companies, in particular Indian utilities. The company offers its metering solution via SI partners such as Larsen & Toubro, Wipro and Tata Power. Esyasoft also partners with other MDM vendors such as Siemens and Landis+Gyr in their offerings in the Indian utility market.

Esyasoft's MDM product offers metering functionalities, including VEE, data aggregation, billing determinate calculation, event and exception management, loss calculation, load forecasting, revenue realization, consumer analytics, and meter asset management. In addition to these, the solution provides data analytical capabilities such as revenue protection, distribution asset management and outage management outside of its MDM functionalities. Esyasoft MDM also supports prepaid metering, net metering and billing requirements. The company offers its MDM solution as a customizable product that can be modified based on customer specifications. The solution is available on the Windows operating system and can be run on SQL server. The product can be offered as on-premises, licensed product or via SaaS model.

Eight utility companies currently use Esyasoft's MDM solution, with a cumulative total of 1 million meters, 15% of which are interval meters. The largest Esyasoft MDM site is MPPKVVCL, Indore (an Indian utility) with 150, 000 smart meters with 15-minute interval data.

Ferranti

Ferranti, founded in 1976, is a privately held company with headquarters in Antwerp, Belgium. Ferranti has developed a metering and billing product called MECOMS 365, which provides an integrated solution for MDM, customer information and billing systems, and market-related process support modules. Ferranti has operations in Europe, Africa/Middle East, Asia/Pacific and Central/South America, and delivers its MECOMS product worldwide through a channel organization of certified partners.

MECOMS is designed to support the metering requirements of utilities, including advanced meter reading (AMR), billing, meter data and asset management, load profiling, and meter data analytics. The product can be used as a component of a larger application. MECOMS is built on top of the Microsoft Dynamics 365 platform and leverages its functionality in financial areas such as accounts receivable and GL, tailored for specific energy and utility market needs. The architecture of the product is built on SQL server, and data analytical capabilities are offered outside MDM on cloud.

Thirty-six utility companies use MECOMS 365 to perform their MDM function. Those companies serve approximately 16 million customers' meters in aggregate, of which only 5% are interval meters. The largest Ferranti MDM client is Fluvius (Belgian utility formed by the merger of Eandis and Infrax), which serves more than 4 million meters, 1% of which are interval meters.

Fluentgrid

Fluentgrid, incorporated in 1998, is a publicly owned, India-based software solution provider focused on utility and smart city markets. Fluentgrid currently offers products and services in regulated utility markets in South and Central Asia (the majority in its India home market), the Middle East, Africa and Eastern Europe. Its MDM offering, Fluentgrid Meter Data Management System (MDMS), contributed 15% of the company's corporate revenue in the 2018 through 2019 fiscal year.

Fluentgrid's MDMS product is a foundation of Fluentgrid's Smart Grid offering. In addition to MDMS, the Smart Grid product contains the Unified Head End System (UHES) and Network Monitoring System (NMS) for managing meter reading and the communications network. The product is

implemented on-premises and on cloud across several implementations. The Smart Grid product suite also contains functional modules for demand response, outage monitoring, peak load management, reporting and grid analytics, smart prepaid and smart grid command and control center.

Fluentgrid's MDMS is implemented at 14 utility companies, with a cumulative total of 7.68 million meters (of which 9% are interval meters). The largest MDM instance is the India-based Andhra Pradesh Eastern Power Distribution Co., with more than 5.85 million meters (nearly 50,000 of which are interval meters).

Gruppo Engineering

Gruppo Engineering, founded in 1980, is an Italian IT product and service provider composed of 13 companies that specialize in different market segments or lines of business. Key offering areas are system integration and consulting, outsourcing, and products and solutions. The utility sector contributes approximately 15% of the company's revenue — mostly from system integration and consulting activities.

Gruppo Engineering's MDM product is Net@MDM, and the latest version is Net@MDM Cloud Edition. In addition to its native market in Italy, Gruppo Engineering markets its product in South and Central Europe, as well as in the Central and South America region. In addition to metering functionalities, the solution also provides data analytical capabilities such as revenue protection, which is offered outside of its MDM solution. Gruppo Engineering's MDM is offered as on-premises or hosted on cloud, as well. The solution is available on UNIX, Linux and Windows platforms with Oracle Database.

One-hundred-eleven utility companies use Gruppo Engineering's MDM solution, with a cumulative 27 million meters, 54% of which are interval meters. The largest implementation site in production is Italgas SpA, with close to 8.5 million meters.

Hexing Electrical

Hexing, established in 1992, is a publicly owned China-based company with a large portfolio of products in the utility sector, including microgrid with renewable energy, distribution automation, smart metering solution, and software and services in revenue collection. Its MDM product is part of its Orca suite, which offers a broad M2C functionality. The company offers utility products, software and services in several regions outside China, including SE Asia, Africa, South America, the Middle East and Eastern Europe. The Orca suite contributed to almost 15% of the company's corporate revenue in the 2018 through 2019 fiscal year.

Hexing's MDM product is offered as a metering data consolidation platform, which includes functionalities such as data aggregation, exception handling, bill determination, loss calculation, load profiling and assessment. Orca@MDM also provides data analytical capabilities such as revenue protection and outage detection. The MDM solution can be offered as a customizable product, a stand-alone solution, a component of a larger application and a hosted service. It is available on UNIX/Linux and on the Windows operating system and can be run on Oracle Database

and MySQL database. It can be deployed on-premises, as well as via SaaS in a multitenant architecture.

Orca@MDM is implemented in 33 utilities with a cumulative total of 4.4 million meters (69% of which are interval meters). The largest MDM instance is the Dominican utility Edesur, with more than 250,000 meters.

Honeywell

Honeywell entered the MDM market in January 2016 via the acquisition of Elster, a provider of metering and advanced energy monitoring hardware and software solutions. Elster, in turn, added MDM capability to its offering via the EnergyICT acquisition in 2009. Honeywell's MDM Connexo Insight, which is the successor of Honeywell's previous offering EIServer, is now offered via the Honeywell Smart Energy business unit.

Connexo Insight, in addition to metering capabilities, provides data analytical capabilities, including revenue protection, outage detection and distribution asset load management. It also includes multiple functions, such as calculation of complex billing determinants, aggregating meter reads, demand response and load forecasting. Connexo Insight runs on Oracle Database and Linux and Windows operating systems.

Gartner estimates that companies that use Honeywell MDMs (both Conexo Insight and EIServer) in production (utilities and LC&I companies alike) serve more than 35 million service points. The majority of those — over 85% — are interval meters.

Itron

Itron is a large, publicly traded industrial IoT technology and service company headquartered in Liberty Lake, Washington, U.S. It provides a wide range of networking, metering and data collection products, software solutions and services to utilities globally. Examples include solid-state meters for electricity, water, gas and heat, as well as data collection/communication systems such as automated meter reading (handheld, drive-by and fixed network) and AMI technology. Itron continues to add new capabilities in MDM-adjacent areas, such as IoT communication (Silver Spring Networks) and demand response/energy management (Comverge), through an active acquisition strategy.

Itron Enterprise Edition Meter Data Management (IEE MDM) is a data management solution for interval, register and event data for residential, commercial and industrial customers. IEE MDM is part of the IEE suite of products, which supports a variety of analytics use cases, as well as customer engagement and curtailment management. It is available on UNIX/Linux and Windows platforms, and it is supported on Oracle Database and SQL Server. IEE MDM can be deployed on-premises and in the cloud. In addition to the metering functionalities, IEE MDM provides data analytical reporting capabilities.

Itron has 92 utility companies using IEE MDM in production, serving cumulatively more than 45 million meters (75% of which are interval meters). The largest implementation site is Southern California Edison, with 5 million interval meters in production.

Landis+Gyr

Landis+Gyr is a publicly traded global provider of metering and energy management solutions. It entered the MDM market through the acquisition of Ecologic Analytics in 2012. The Landis+Gyr MDMS supports event analysis to improve outage detection and theft detection and can also support prepayment rollouts.

Landis+Gyr MDMS is offered as a stand-alone, best-of-breed product. It runs on UNIX and Linux platforms using Oracle Database. In addition to the metering functionalities, the MDM solution provides data aggregation, near-real-time monitoring of voltage and consumption data of meters and sensors, and voltage visualization from measurements and across the system (based on power flow analysis). Other functions include distributed energy resource optimization, meter mapping validation based on voltage correlation between sibling meters, load forecasting and data aggregation. The product is offered via on-premises (own/operate) SaaS and as a fully managed service model. The company is evolving its MDM product toward a vertical IoT-layered intelligence (system, local, edge) platform for a digital distribution grid.

Landis+Gyr has a cumulative 79.27 million meters in service by more than 50 utilities that use Landis+Gyr MDM in production. According to Landis+Gyr, all of those are interval meters. The vendor's largest MDM installation instance in operation is Tokyo Electric Power Co. (TEPCO), with 27 million meters.

Minsait (Indra)

Indra is a privately held digital transformation consultancy and an IT solution and service provider headquartered in Madrid. In 2018, Indra formed a separate company, Minsait, with the intention of integrating and marketing Indra's utility solution portfolio in one suite called Onesait Utilities. The company's MDM solution is called Onesait Utilities Metering, which is a part of the larger umbrella of Onesait Utilities. Minsait markets its products across the European, South American, Asian and African Markets, and plans to enter the North American MDM market in 2020. The MDM solution offers smart metering data collection and load forecasting capabilities.

Onesait metering solution is made of three components: Onesait Meter Data Collection (MDC), Onesait metering MDM and Onesait metering Energy Control & Losses (ECL). They cover a broad set of metering functionalities, including data collection, event and exception handling, bill determination, load assessment and forecasting, and meter data and asset management. In addition to MDM capabilities, the software solution also provides data analytical capabilities such as revenue protection, technical losses analysis and distribution asset load management. These capabilities are available on-premises and can be hosted on cloud (Microsoft Azure and Oracle Cloud), as well. The MDM solution can be offered as a customizable product, a stand-alone solution, a component of a larger application and as a hosted service. It is available on Linux and Windows operating databases and runs on Oracle and SQL Server databases. In addition, for a very large deployment, Onsait Metering Solution can be deployed on big data, open-source technology

based on Apache HBase, Apache Kafka, Apache Spark and Apache Hadoop (Cloudera and HDInsight).

Onesait Utilities Metering solutions are used by 15 utilities, with an aggregated number of 20 million meters, of which 70% are interval meters. The largest implementation site in production on the latest MDM product version is the UTE (Uruguayan utility), with 1.5 million meters connected, of which 60% are interval meters.

Oracle

Oracle is a large, publicly traded IT provider that offers an MDM product via Oracle Utilities, its utility-industry-focused organization. Oracle Utilities Meter Data Management (MDM) is a Java-based application that is designed as a stand-alone product but can also be offered as a component of an integrated M2C suite. Oracle Utilities also offers its MDM as a SaaS offering, Meter Solution Cloud Service (MSCS). MDM is frequently sold bundled with Oracle Utilities' Customer Care and Billing (CC&B) Customer Information System (CIS) product. In addition to its stand-alone MDM product, Oracle provides a database-level integration of MDM and CIS in its C2M product.

Oracle Utilities MDM is part of the Oracle utility metering solution portfolio, which also offers:

- Vertical integration bus — Smart Grid Gateway
- Device management module — Operational Device Management
- Meter-related service order automation product — Service Order Management

Oracle Utilities MDM is offered on Oracle Database and on UNIX/Linux and Windows platforms, with web services that facilitate integration with other enterprise applications. Its web tier and application service tiers can be deployed in clustered environments to provide high availability.

The largest installation site is a U.S. utility with 8.3 million meters, of which 96% are interval meters. Gartner estimates that Oracle Utilities MDM is in production in close to 60 utilities globally, totaling more than 64 million meters (over 60% of which are interval meters).

Schneider Electric

Schneider Electric, headquartered in France, is a publicly traded global technology company providing digital solutions for energy management and industrial automation. Schneider's MDM solution EcoStruxure Smart Metering Advisor integrates disparate data sources, including most AMI headend systems, RTUs and IEDs, into a common storage management platform. This approach allows EcoStruxure Smart Metering Advisor to function as an operational data store, as well as an MDM system, providing a platform for consumption data analytics. Schneider MDM is offered primarily to utilities in European, Asian, African and Middle Eastern markets.

EcoStruxure Smart Metering Advisor MDM capabilities are delivered as a leveraged customizable product and as a component of a larger application suite. Schneider provides Advanced Metering

Infrastructure (AMI), billing, meter data and asset management, load profiling and meter data analytics. The solution is available on Windows and runs on SQL Server and Oracle Databases.

Schneider's EcoStruxureSmart Metering Advisor is in production in nine utilities that cumulatively serve 20 million meters, 95% of which are interval meters. The largest implementation client is Iberdrola with 11 million meters.

Siemens

Siemens, which is headquartered in Munich, Germany, is a large global provider of technology and solutions in the utility sector. Siemens has been offering metering products and services for a number of years, but it entered the MDM market through its acquisition of eMeter in 2011. Siemens' MDM product, EnergyIP MDM, is built on the EnergyIP platform, which is used for multiple applications that leverage consumption and event data. The latest version released was EnergyIP Meter Data Management 8.6, with 26% of the company's customers on the latest release. EnergyIP platform, including MDM, is offered globally to utility companies in diverse energy markets, and provides different commodity services (electricity, gas and water).

EnergyIP operates in a UNIX/Linux-based environment with Oracle Database. To address the need to store an increased volume of IoT data (in addition to smart metering data) in a single platform, in 2018 Siemens introduced Cassandra as a new database option and Kafka as the internal messaging bus. These new options, in addition to improving the ability to process data streamed from the host of new devices, enable EnergyIP to be efficiently run in a cloud environment.

EnergyIP is also offered as an application suite on MindSphere, the Siemens industrial IoT platform, and leverages MindSphere data ingestion, analytics and security services. EnergyIP is an extension of the MindSphere offering and is designed for utilities and the broader energy industry.

EnergyIP is used by 70 utilities in production, with 80 million cumulative meters. All of the operational meters in Siemens' MDM are interval meters. The largest installation site is a Canadian company with nearly 4.2 million hourly meters.

Terranova

Terranova is a privately held Italian meter and related software vendor founded in 2000 and headquartered in Florence, Italy. From its inception, the company's focus has been on developing remote metering and corresponding software solutions for gas distribution companies in the Italian market. Subsequently, the offerings were extended to cover distribution and retail needs in the electric and water utility sectors. Since 2011, Terranova's minority owner (40%) has been Pietro Fiorentini, a supplier of equipment and systems for natural gas regulation and metering.

Terranova offers MDM capabilities within its product, TAMM (marketed in Italy under the name RETIAMM). TAMM also provides management capabilities for different communications networks (including Narrowband IoT [NB-IoT]), meter device management, headend functionality and a prepayment module — TPS. TAMM is offered on the Windows platform with multiple databases, including Oracle and SQL Server databases.

TAMM is implemented in 45 sites with a cumulative total of 9.5 million meters, 32% of which are interval meters. Terranova's operations are primarily spread across Europe and the Asia/Pacific region; however, most of its clients are Italian gas distributors. The largest implementation site is AP Reti GasSpA, with 800,000 meters.

Market Recommendations

Utilities worldwide are realizing that access to consumption data can play a significant role in improving multiple business process life cycles (beyond its traditional use in the revenue cycle). Gartner tracks several dozen vendors that market MDM offerings in their solution portfolios, including:

- Vendors that offer purpose-built, stand-alone energy consumption repositories (for example EnergyIP)
- Vendors with legacy capabilities in automated meter-reading areas (such as Itron and Terranova)
- Vendors that come from a variety of adjacent areas that leveraged consumption data repositories for the development of their MDM software products:
  - CISs (such as Ferranti and Gruppo Engineering)
  - Load research and commodity management (for example, Oracle Utilities-acquired Lodestar)
  - LC&I energy management (Honeywell-acquired EnergyICT/Elster)
  - Retail and wholesale operations (ElectSolve)
  - Telco-based edge device and data management (such as Cuculus)

The diversity of vendors that offer MDM products is also an indication of wide-ranging customer needs. However, as the market has matured, we are seeing a common set of features and functions that show up in most MDM RFPs. Some of those are the need for VEE, data persistence and scalability, interface to billing, customer presentment, and support for consumption analytics.

As the MDM market has matured, an increasing number of utilities are considering the replacement of initially deployed solutions. Buyers now have a better understanding of their needs and have realistic benefits expectations that they can better align with the capabilities that products can offer. Consequently, utilities planning to implement MDM must make sure that the selected product meets their expected business benefits. They should focus on key capabilities such as richness of the VEE library, scalability as a consequence of higher sampling rates and support for consumption analytics, and the ability to ingest data from filed devices other than revenue meters.

Gartner Recommended Reading

Some documents may not be available as part of your current Gartner subscription.

“Innovation Insight: Metering Innovation Powers Energy Grid Transformation via Information Infusion”

“Use the IoT Platform Reference Model to Plan Your IoT Business Solutions”

“Top 10 Trends Driving the Utility Industry in 2019”

“Hype Cycle for Digital Grid Transformation Technologies, 2019”

Evidence

Gartner received associated material from 18 MDM vendors in September and October 2019. Gartner also surveyed secondary research sources for information on market trends and vendor activities and used internal data on client search on gartner.com and client inquiry.

Note 1 Representative Vendor Selection

The 18 vendors named in this guide were selected based on their demonstrated capabilities. They must meet market requirements for an integrated solution that offers the functionality required for cleansing, calculating, providing data persistency, and disseminating consumption and event data obtained from revenue meters installed on service delivery points.

Out of several dozen vendors that are offering a portion of the MDM functionality, these 18 vendors stand out based on the completeness of their offerings. In addition, they are the vendors for which Gartner has received the most interest, based on searches on gartner.com and from inquiries from clients searching for MDM solutions.

Note 2 Gartner’s Initial Market Coverage

This Market Guide provides Gartner’s initial coverage of the market and focuses on the market definition, rationale for the market and market dynamics.

GARTNER HEADQUARTERS

Corporate Headquarters
56 Top Gallant Road
Stamford, CT 06902-7700
USA
+1 203 964 0096

Regional Headquarters
AUSTRALIA
BRAZIL
JAPAN
UNITED KINGDOM

For a complete list of worldwide locations,
visit http://www.gartner.com/technology/about.jsp

© 2019 Gartner, Inc. and/or its affiliates. All rights reserved. Gartner is a registered trademark of Gartner, Inc. and its affiliates. This publication may not be reproduced or distributed in any form without Gartner's prior written permission. It consists of the opinions of Gartner's research organization, which should not be construed as statements of fact. While the information contained in this publication has been obtained from sources believed to be reliable, Gartner disclaims all warranties as to the accuracy, completeness or adequacy of such information. Although Gartner research may address legal and financial issues, Gartner does not provide legal or investment advice and its research should not be construed or used as such. Your access and use of this publication are governed by Gartner Usage Policy. Gartner prides itself on its reputation for independence and objectivity. Its research is produced independently by its research organization without input or influence from any third party. For further information, see "Guiding Principles on Independence and Objectivity."

1.1(3) ตาราง Table of Compliance

Requirements	Bidder Response (Please refer to 6.14 in Section 1 - Instruction to Bidders)		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section & Page Number
	Compliance Status	Standard Equipment Status				
Reference the corresponding RFP books for details. Unless indicated otherwise, each requirement includes all points listed in the RFP specifications.	Bidder Instructions: Select one of the following codes for each requirement. **Compliance (C)**: exceed or meet requirements and desired performance with existing product **Alternative (A)**: meet requirements with alternative solution **Non-Compliance (N)**: does not meet requirements, not applicable/not needed for the proposed solution Note: the bid's supporting material must be reviewed to determine whether or not to accept the bidder's entry. If there is no supporting material or the validity of the compliance status entered by the bidder is found to be questionable, then bidder clarification must be sought during the first-stage bid evaluation process. This may	Bidder Instructions: Select one of the following codes for each requirement only in case where the bidder has selected compliance (C) or alternative (A) in the compliance status. **Standard Product (S)**: this indicates that the bidder's standard product will be used to conform to a particular technical specification, the bid should provide evidence in support of this designation as well. Otherwise, bidder clarification must be sought. **Modify (M)**: this indicates that the bidder will undertake modification/development work to meet a particular technical requirement, this should occur only in cases where the bidder has entered compliance (C) in the complicance status, i.e., to confirm that the development work has been fully accounted for as an integral part of the bid and is	Bidder Instruction: Provide the product module name and the version number if the response is Standard Product (S). If the response is Modify (M): provide the product module and version number of the base product to be customized.	Bidder Instruction: Provide the release date of the proposed product version or date of the planned enhancements	Bidder Instruction: If the response is Exceed, explain why the bidder solution is better. If the resonse is Alternative, explain how it works to meet the requirements. If the response is Compliance with Modification required, explain the enhancements or customizations needed. If the respnse is Non-Compliance: Explain why the requirement is not applicable or needed for the proposed solution, and describe the proposed alternative (if any).	Please provide document location where PEA can find additional information: including Doc. Name, Section Number, and Page No.

หมายเหตุ: ในกรณีที่ข้อความใน Table of Compliance ขัดแย้งกับ ๑.๑(๒) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอใช้ข้อความใน ๑.๑(๒) ข้อกำหนดทางเทคนิค (Technical Specification) เป็นหลัก

Definition		
Exceed, Meet, Planned		Only product configurations are needed.
Configuration:		Changes to the behavior of the system without chaning program source code. The changes must be forward compatible with new product releases in the future.
Enhancement:		The new or improved function will be embedded in a future product release and supported as part of the product.
Customization:		Source program code changes are needed. The changes may need to be re-done when upgrading to a new product release in the future.

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 1: System Overview	ในบทนี้จะได้กล่าวถึงองค์ประกอบหลักของข้อกำหนดทางเทคนิค ซึ่งประกอบไปด้วยภาพรวมและสถาปัตยกรรมของระบบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้						
1. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งประกอบด้วย							
1.1 โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							
1.2 ระบบ Head-End System (HES), ระบบ Meter Data Management System (MDMS), ระบบ Network Management System (NMS), ระบบ Hardware Security Module (HSM), และ Customer Energy Portal							
1.3 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ							
2. ระบบ Meter Operation Management System (MOMS)							
3. การเชื่อมโยงระบบต่าง ๆ เข้าด้วยกัน (System Integration)							
1 AMI for C&I System Overview	สถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่แสดงในรูปที่ 1-1 ซึ่ง ประกอบด้วย มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ระบบ Head-End System (HES), ระบบ Meter Data Management System (MDMS),ระบบ Meter Operation Management System (MOMS), ระบบ Network Management System (NMS),ระบบ Hardware Security Module (HSM) และ Customer Energy Portal โดยระบบ MOMS และ Customer Energy Portal จะต้องอยู่ในรูปแบบ Software ที่เป็น Web Base ระบบต่าง ๆ ทั้งหมดดังที่กล่าวมาข้างต้นจะต้อง ถูกออกแบบและทำงานร่วมกันเพื่อทำให้ฟังก์ชันต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถทำงานได้อย่างสมบูรณ์ ซึ่งทำให้เกิดประสิทธิผลกับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในภาพรวมอาทิเช่น การบริหารจัดการระบบ Billing ที่เหมาะสม การวางแผนระบบจำหน่ายและวิศวกรรมที่เหมาะสม การบริหารจัดการการละเมิดการใช้ไฟฟ้า และ การบริหารจัดการ Demand Response ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่นั้นยังสามารถmonitor และ บริหารจัดการทรัพย์สินต่าง ๆ ในระบบได้ด้วย เนื้อหาจากนี้ไปเป็นการแสดงภาพรวมในแนวดิ่งของระบบย่อยต่าง ๆ ที่อยู่ในข้อกำหนดทางเทคนิค โดยรายละเอียดเชิงลึกสำหรับข้อกำหนดทางเทคนิคของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะอยู่ในบทที่ 2 AMI System ส่วนรายละเอียดเชิงลึกสำหรับข้อกำหนดทางเทคนิคของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะอยู่ในบทที่ 3 Smart Meters, Modem and Installation ในรูปที่ 1-1 แสดงถึงสถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ในเชิงหลักการซึ่งในทางปฏิบัติแล้ว ระบบย่อยต่าง ๆ ที่ผู้ยื่นข้อเสนออาจจะมีความแตกต่างออกไปขึ้นอยู่กับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) ที่นำเสนอในแต่ละราย						
รูปที่ 1-1 สถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (FAN: Field Area Network. HES: AMI for C&I Head-End Data Collection System, NMS: Network Management System, MDMS: Meter Data Management System, DR: Demand Response Management System), HSM: Hardware Security Module							
หลักการสำคัญของสถาปัตยกรรมรวมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ประกอบไปด้วย							
A. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Single Head-End System (HES) สำหรับมิเตอร์อัจฉริยะทุกประเภท และ ทุกผลิตภัณฑ์ โดยใช้โครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ที่มีมาตรฐานการสื่อสารคือ 4G Cellular และ 3G Cellular เป็นอย่างน้อย กับมิเตอร์อัจฉริยะทุกประเภท และ ทุกผลิตภัณฑ์							
B. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Meter Data Management System (MDMS) ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบ Single HES ได้หลายผลิตภัณฑ์ และ รองรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้หลายรูปแบบ โดยผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบ Application Programming Interface (API) ที่มีการ Update ตลอดอายุสัญญา และผู้รับจ้างจะต้องทดสอบการทำงานของ API และ จำลองการทำงานของระบบ Single HES อื่น ๆ ให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามความต้องการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยไม่มีค่าใช้จ่ายตลอดอายุสัญญา โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 2 AMI System							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
C. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Hardware Security Module (HSM) เพื่อบริหารจัดการกุญแจการเข้ารหัสลับ (Security Keys) ที่จำเป็นทั้งหมดสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ อาทิเช่น Encryption Keys และ Authentication Keys เป็นอย่างน้อย โดยจะต้องเป็นระบบที่อยู่ใน Data Center ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เท่านั้น							
D. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบ Network Management System (NMS) สำหรับโครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ที่ใช้ในโครงการ โดยระบบ NMS สามารถนำเอาส่วนหนึ่งของระบบ NMS ของผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่เพื่อแสดงผลการทำงานผ่าน Web Application และ/หรือ Mobile Application ได้เป็นอย่างน้อย โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 2 AMI System							
E. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหาระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center							
F. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหา SIM Card ที่จะนำมาใช้สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการ และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีข้อกำหนดทางเทคนิคขั้นต่ำดังต่อไปนี้							
F.1 เป็น Private SIM Card ที่มี Private IP Address แบบ Fixed IP โดยสามารถจำกัดให้ใช้งานในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ได้เท่านั้น							
F.2 เป็น Private SIM Card ที่สามารถสื่อสารข้อมูลได้แบบ SIM-to-Server แบบสองทิศทาง (Two-Way Communication) โดย SIM-to-Server คือ การเชื่อมโยงระบบสื่อสารระหว่าง SIM และ Server แบบสองทิศทาง ซึ่งไม่อนุญาตให้ติดต่อสื่อสารกันระหว่าง SIM และ SIM ด้วยกันได้							
F.3 เป็น Private SIM Card ที่สามารถส่งข้อมูล Load Profile, Billing, Event, Alarm, และ ข้อมูลอื่น ๆ เช่น การทำ Remote Configuration และ Firmware Upgrade เป็นต้น ทั้งนี้ต้องสามารถส่งข้อมูล Load Profile ได้อย่างน้อย 96 ครั้ง/วัน/มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ							
G. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอและจัดหา Customer Energy Portal ซึ่งเป็นส่วนที่สร้างขึ้นโดยแยกออกมาจากระบบ HES และ MDMS ในรูปแบบของ Web Application และ Mobile Application โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 4 MOMS System and Customer Energy Portal							
หลักการในการออกแบบระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จะต้องคำนึงถึงประเด็นต่าง ๆ ดังต่อไปนี้							
H. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้มี Data Loss และ Latency ต่ำที่สุด โดยที่ความน่าเชื่อถือของระบบ (reliability) ที่สูง และ สามารถขยายระบบ (scalability) ได้ในอนาคต							
I. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้มีการปกป้องข้อมูลตามหลักการ Cyber Security ที่เหมาะสม							
J. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้สามารถทำการ Remote Upgrade ได้ เช่น มิเตอร์อัจฉริยะ และ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เป็นต้น และ ผู้รับจ้างอาจจะออกแบบระบบ AMI ให้สามารถรองรับ Application ใหม่ ๆ ในอนาคตได้							
K. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องถูกออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐานอุตสาหกรรมที่เหมาะสม และ อุปกรณ์ที่ใช้งานบนเครือข่ายอินเตอร์เนตจะต้องสามารถทำงานได้ทั้ง IPv4 และ IPv6							
1.1 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meters)	มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (smart meters) เป็นอุปกรณ์ Endpoint ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งจะต้องเป็นมิเตอร์อัจฉริยะแบบ Solid State ที่ได้รับการทดสอบตามมาตรฐานที่กำหนดของประเทศไทย และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะต้องถูกผลิตและประกอบให้อุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้ อยู่ภายใต้กล่องบรรจุมิเตอร์ (ยกเว้น หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่จะต้องอยู่ที่ฝาครอบ Terminal ของมิเตอร์)							
A. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมี Microprocessors/Microcontrollers ที่ทำหน้าที่ประมวลผลสัญญาณและคำสั่งต่าง ๆ เพื่อสร้างฟังก์ชันการทำงานที่จำเป็นของระบบ AMI อาทิเช่น การอ่านค่า Registers ในมิเตอร์อัจฉริยะ การตรวจสอบระดับแรงดันที่สูง/ต่ำกว่าค่าที่กำหนด การตรวจสอบการทำงานภายในมิเตอร์และการวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาการทำงานภายในมิเตอร์เบื้องต้น (Self-Monitoring and Diagnostics) ภายในมิเตอร์อัจฉริยะ เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
B. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมีหน่วยความจำแบบ Persistent ที่สามารถเก็บข้อมูลการวัดค่าของมิเตอร์และ Events ต่าง ๆ ภายในมิเตอร์และไม่สูญหายแม้จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (ไม่มีไฟเลี้ยงมิเตอร์) หรือ เกิดความผิดพลาดในการสื่อสาร เป็นต้น							
C. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมี หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ซึ่งมีโมดูลสำหรับสื่อสารผ่านโครงข่าย Cellular เพื่อสร้างการสื่อสารแบบสองทิศทาง (Two-way Communication)							
D. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องมีหน่วยสร้างสัญญาณนาฬิกาภายใน (Real Time Clock (RTC)) ที่ทำหน้าที่จ่ายสัญญาณนาฬิกาที่แม่นยำและเที่ยงตรงเพื่อเป็นสัญญาณนาฬิกาหลักสำหรับควบคุมการทำงานของมิเตอร์อัจฉริยะ และการสแตมป์เวลาในการอ่านค่าการวัดของมิเตอร์และการตรวจจับ Events ต่างๆ เป็นอย่างน้อย และ จะต้องมีหน่วยเก็บพลังงานชั่วคราวในรูปแบบของ Battery แบบถอดเปลี่ยนได้ (Replaceable) ที่สามารถเลี้ยงวงจรอิเล็กทรอนิกส์ภายใน RTC ได้อย่างเพียงพอ							
1.2 โครงข่ายและอุปกรณ์สื่อสารแบบ Cellular (Cellular Communication Network and Equipment)	โครงข่ายสื่อสารแบบ Cellular ทำหน้าที่เชื่อมโยงอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่เข้าด้วยกันเพื่อทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนข้อมูล/สื่อสารข้อมูลระหว่างกันได้อย่างเหมาะสม และมีประสิทธิภาพ เทคโนโลยีสื่อสารที่กำหนดให้ใช้ในโครงการนี้คือ โครงข่ายสื่อสารโทรศัพท์เคลื่อนที่ตามมาตรฐาน 4G และ 3G ซึ่งอุปกรณ์สื่อสารต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในการออกแบบระบบ AMI อาจจะมีความหลากหลายแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับระบบ AMI ที่ผู้ยื่นข้อเสนอได้นำเสนอเข้ามาให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณา โดยหลักการพื้นฐานแล้วจะต้องประกอบด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ หรือ โครงข่ายสื่อสาร ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย (ชื่อเรียกอุปกรณ์อาจจะมีความแตกต่างกันในแต่ละผลิตภัณฑ์)						
A. Communication Network Gateway ทำหน้าที่เป็น Data Hub เพื่อควบคุมและสั่งการการสื่อสารข้อมูลระหว่างมิเตอร์อัจฉริยะและ โครงข่ายสื่อสาร Backhaul ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI)สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่นี้ ผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่จะทำหน้าที่เป็น Communication Network Gateway เป็นอย่างน้อย							
B. Wide Area Network (WAN) หรือ Backhaul Communications ทำหน้าที่เป็นโครงข่ายสื่อสารที่เชื่อมโยง Communication Network Gateway (ผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่) เข้ากับระบบ HESของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							
ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ควรจะถูกออกแบบให้สามารถต่อยอดและขยายผลสำหรับรองรับระบบอื่น ๆ ในอนาคตได้อาทิเช่น การบริหารจัดการมิเตอร์น้ำ เป็นต้น							
1.3 Network Management System (NMS)	ระบบ Network Management System (NMS) จะต้องถูกออกแบบและจัดหาเพื่อรองรับการปฏิบัติงานและการซ่อมบำรุงโครงข่ายสื่อสารของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งในส่วนของโครงข่ายสื่อสารสำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและระบบ HES และ เครือข่ายสื่อสารภายในศูนย์ AMI Data Center โดยจะต้องมีฟังก์ชันการทำงานหลักดังต่อไปนี้							
A. การบริหารจัดการโครงข่ายสื่อสารภาคสนาม (Field Communication Network)							
o ระบบ NMS จะต้องสามารถบริหารจัดการ Alarms และ Events ที่เกิดขึ้นในโครงข่าย/ระบบสื่อสาร Cellular และแจ้งเตือนไปยังผู้ดูแลระบบหลักได้เป็นอย่างน้อย							
o ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดง (Monitor) และ วิเคราะห์ (Analyze) ประสิทธิภาพของโครงข่าย/ระบบสื่อสาร Cellular อาทิเช่น Received Signal Strength และ SIM Card Status (Active/Inactive) ต่อพื้นที่ให้บริการ และ/หรือ ต่ออุปกรณ์ 4G/3G Modem ได้เป็นอย่างน้อย							
B. การแสดงสถานะของโครงข่าย/ระบบสื่อสารในรูปแบบ Graphic							
o ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดงสถานะของโครงข่าย/ระบบสื่อสารในรูปแบบ Graphic อาทิเช่น Network Maps ซึ่งมีการแสดงผลประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular ได้เป็นอย่างน้อย							
C. การรักษาความปลอดภัยของข้อมูล							
o ระบบ NMS จะต้องสามารถบริหารจัดการการเข้าใช้งานระบบ NMS ในรูปแบบของ Role Based Access Control หรือ กรรมวิธีอื่น เพื่อจำกัดสิทธิและหน้าที่ของผู้ใช้งานแต่ละระดับได้เป็นอย่างน้อย ให้เป็นไปตาม Cyber Security Policy ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
1.4 ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
A. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการ Configuration ของอุปกรณ์สื่อสาร (Network Equipment) แบบ Automatic หรือ Manual ในรูปแบบ Remote ได้เป็นอย่างน้อย							
B. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการ Alarms และ Events ที่เกิดขึ้นในโครงข่าย/ระบบสื่อสาร และแจ้งเตือนไปยังผู้ดูแลระบบหลักได้เป็นอย่างน้อย							
C. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการอุปกรณ์สื่อสาร (Network Equipment) ด้วยโปรโตคอล SNMP หรือ ระบบอื่น ได้เป็นอย่างน้อย							
D. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Computer Servers) และ ระบบที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดยข้อมูลทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing							
E. การแสดงสถานะของอุปกรณ์และเครือข่ายสื่อสารอินเตอร์เนตในศูนย์ข้อมูล AMI Data Center ในรูปแบบ Graphic							
a. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถแสดงสถานะของอุปกรณ์ในศูนย์ข้อมูล AMI Data Center ในรูปแบบ Graphic และ เครือข่ายสื่อสารอินเตอร์เนตในศูนย์ AMI Data Center (เช่น Data Usage, Alarms, Events, etc.) และ ปัญหาต่าง ๆ ในการสื่อสารในรูปแบบของ Graphic User Interface (GUI) ได้เป็นอย่างน้อย							
F. การรักษาความปลอดภัยของข้อมูล							
a. ระบบบริหารจัดการศูนย์ข้อมูล AMI Data Center จะต้องสามารถบริหารจัดการการเข้าใช้งานระบบ ในรูปแบบของ Role-Based Access Control หรือ กรรมวิธีอื่น เพื่อจำกัดสิทธิ และหน้าที่ของผู้ใช้งานแต่ละระดับได้เป็นอย่างน้อย ให้เป็นไปตาม Cyber Security Policy ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
1.5 Head-End System (HES)	ระบบ Head-End System (HES) สำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องเป็นระบบ Single HES ที่สามารถควบคุมและบริหารจัดการมิเตอร์อัจฉริยะในโครงการได้ทุกประเภทและทุกผลิตภัณฑ์ผ่านหน้าจอ Graphic User Interface (GUI) เดียวกันเพื่อทำให้การบริหารจัดการระบบ AMI และ มิเตอร์อัจฉริยะมีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด ระบบ HES จะต้องทำหน้าที่ควบคุมและประมวลผลข้อมูลของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในลักษณะ Near Real-Time ซึ่งประกอบไปด้วย การอ่านค่าทำบิล การอ่านค่า Registers การอ่านค่า Interval (Load Profile) และ การตรวจจับการละเมิดเป็นอย่างน้อย โดยจะควบคุมและประมวลผลข้อมูลให้สอดคล้องกับหลักการของ Cyber Security ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบ HES นั้นจะต้องทำหน้าที่ในการ Provisioning และ Monitoring มิเตอร์อัจฉริยะที่ถูกติดตั้งไปแล้วด้วย เป็นอย่างน้อย						
1.6 Meter Data Management System (MDMS)	ระบบ Meter Data Management System (MDMS) จะต้องทำหน้าที่ประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลในเชิงลึกสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในรูปแบบทั้ง Near Real Time และ Event Driven ซึ่งปกติแล้วข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์อัจฉริยะจะมีขนาดใหญ่และมีความซับซ้อนสูง การประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลในเชิงลึกของระบบ MDMS สำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่โดยทั่วไปจะต้องมีคุณลักษณะดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย						
A. ระบบ MDMS จะต้องมีความยืดหยุ่นสูงในการกำหนด Business Rules สำหรับกระบวนการ VEE ซึ่งประกอบไปด้วยกระบวนการย่อย 3 กระบวนการคือ Validation, Estimation, และ Editing สำหรับค่าที่อ่านจากมิเตอร์อัจฉริยะทั้งแบบ Register Read และ Interval Read เป็นอย่างน้อย							
B. ระบบ MDMS จะต้องมีกระบวนการประมวลผลและกรองเหตุการณ์ (Events) ที่ซับซ้อนได้							
C. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรวบรวม (Aggregate) ข้อมูลที่อ่านจากมิเตอร์อัจฉริยะเพื่อรองรับกระบวนการ Joint-Account Billing และ Joint-Load Profiling เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
D. ระบบ MDMS จะต้องสามารถกรองสัญญาณ False Alarms (False Alarm คือ Alarm ที่เกิดจากการวางแผนในการซ่อมบำรุงระบบ หรือ การดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้วางแผนไว้แล้ว โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดรายละเอียดให้ผู้รับจ้างภายหลัง) ที่อาจเกิดขึ้นในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยการพิจารณาข้อมูลประกอบ (เช่น Planned Work) ที่มาจากแหล่งข้อมูลต่าง ๆ อาทิเช่น ระบบ Legacy Systems (SAP, GIS, SCADA) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ MOMS ได้เป็นอย่างน้อย							
E. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรองรับการทำงานของศูนย์ควบคุมและปฏิบัติการมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter Operation System: SMOC) ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตได้ อาทิเช่น การบริหารจัดการการติดตั้งและ Provisioning มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และ การบริหารจัดการและเฝ้าติดตาม Alarms และ Events ได้เป็นอย่างน้อย							
F. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Single HES ได้หลายหลายผลิตภัณฑ์ และ รองรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้หลายรูปแบบ							
2 MOMS System Overview	ระบบ Meter Operation Management System (MOMS) เป็นระบบบริหารจัดการกระบวนงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยมีหลักการทำงานที่คำนึงถึงกระบวนงานที่เป็นอยู่และกระบวนงานใหม่ที่เหมาะสมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในภาพรวมของกระบวนงานต่าง ๆ ประกอบไปด้วย การติดตั้ง รื้อถอน สับเปลี่ยน โอน และตัดฝาก มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ การบริหารจัดการ Meter Exception การบริหารจัดการซ่อมบำรุงระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ การบริหารจัดการพัสดุการบริหารจัดการ Time Synchronization การออกรายงาน และ การจัดทำ Web Application และ/หรือ Mobile Application สำหรับกระบวนงานที่กล่าวมาข้างต้นเป็นอย่างน้อย ข้อมูลทางเทคนิคให้อ้างอิงบทที่ 4 MOMS System and Customer Energy Portal						
3. Conceptual Architectures	สถาปัตยกรรมของระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ สามารถแสดงได้เป็น 2 ส่วนคือ การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งระบบใหม่และระบบ Legacy Systems ที่มีอยู่แล้วของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การแบ่งสภาพแวดล้อม (Environment) การทำงานของคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) และ อุปกรณ์/ระบบต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI)สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งประกอบไปด้วย Production Environment ซึ่งมี ระบบ Production System อยู่ภายใน และ Non-Production Environment ซึ่งมีระบบ Staging System และ Development/Training System อยู่ภายใน						
3.1 System Integration Architecture - Data Flow Diagram	การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งระบบใหม่และระบบ Legacy Systems ที่มีอยู่แล้วของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงในรูปที่ 1-2 โดยรายละเอียดของการเชื่อมต่อเส้นต่าง ๆ สามารถดูได้จาก Appendix A (การเปลี่ยนแปลงการเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องได้รับการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนเท่านั้น และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงการเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตามความเหมาะสม)						
รูปที่ 1-2 การเชื่อมโยงของระบบย่อยต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							
3.2 Conceptual Technical Architecture	ในโครงการนี้ ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และส่งมอบระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่สร้างขึ้นในสภาพแวดล้อม (Environment) 2 สภาพแวดล้อม ประกอบด้วย Production Environment และ Non-Production Environment โดยมีระบบ 3 ระบบอยู่ภายในสภาพแวดล้อมประกอบด้วย ระบบ Production System, Staging System, และ Development/Training System โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ (รายละเอียดทางเทคนิคเชิงลึกอยู่ในบทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing)						
ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ตั้งค่า Customization ทดสอบ และส่งมอบ Enterprise Service Bus (ESB) ในโครงการนี้ที่สามารถเชื่อมโยงกับ ESB ที่มีอยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้							
A. จะต้องรองรับการทำงานแบบ Service Oriented Architecture (SOA)							
B. จะต้องรองรับมาตรฐานทางอุตสาหกรรมเปิด เช่น Common Information Model (CIM)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
C. จะต้องยินยอมให้ระบบ AMI และ Application อื่น ๆ เข้าสู่ข้อมูลแบบ Real-Time ได้ เช่น การอ่านข้อมูลแบบ On-Demand Read, Meter Ping, และ Outage Notification							
D. จะต้องเชื่อมโยงกับ Applications ต่าง ๆ ได้อย่างสะดวกและง่าย โดยต้องไม่ไปปรับแต่ง Applications ต่าง ๆ เหล่านั้นแบบ Customization มากจนเกินไป เช่น Message Transformation, Service Callout, และ Protocol Translation เป็นต้น							
E. จะต้องมี Adapters มาตรฐานหรือแบบ Custom สำหรับเชื่อมโยงกับระบบภายนอก (3rd Party Systems) เช่น ระบบ SAP ERP เป็นต้น							
F. จะต้องมีความสามารถในการ Logging และ Monitoring							
ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ตั้งค่า Customization ทดสอบ และส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกต้องตามกฎหมายของ Software ในระบบ HES และ ระบบ MDMS ที่ผู้รับจ้างจัดหาในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 ลิขสิทธิ์ รวมทั้งระบบ Software หรือ Applications อื่น ๆ (ถ้ามี) และ จะต้องออกแบบระบบ Hardware ทั้งหมดในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตามแนวทางที่กำหนดใน บทที่ 5 IT Infrastructure and Minimum Sizing เพื่อให้สามารถรองรับจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง ในโครงการนี้							
3.2.1 ระบบ Production System	ระบบ Production System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Production Environment ซึ่งเป็นสภาพแวดล้อมจริงที่ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทำงานอยู่ การออกแบบจะต้องออกแบบตามหลักการของ High Availability (HA) เพื่อทำให้ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องและเหมาะสม						
ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบและจัดหาระบบ ณ ศูนย์ AMI Data Center ซึ่งประกอบไปด้วยเป็นอย่างน้อย							
A. Active-Active Cluster of Redundant สำหรับ Database Servers, Data network, และ Power Supplies โดยกำหนดให้คอมพิวเตอร์แม่ข่ายสำรอง (Redundant Server), Data Network สำรอง, และ Power Supplies สำรอง ต้องทำงานในทันที (Real Time) หลังจากที่คอมพิวเตอร์แม่ข่ายหลัก (Main Server), Data Network หลัก, และ Power Supplies หลัก(ตามลำดับ) ไม่สามารถทำงานได้							
B. Active-Passive Cluster of Redundant สำหรับ Application Servers โดยกำหนดให้คอมพิวเตอร์แม่ข่ายสำรอง (Redundant Server) ต้องทำงานในระยะเวลาไม่เกิน 30 นาที หลังจากที่คอมพิวเตอร์แม่ข่ายหลัก (Main Server) ไม่สามารถทำงานได้							
3.2.2 ระบบ Staging System	ระบบ Staging System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Non-Production Environment เพื่อใช้ในการทดสอบ Software และ Data Updates ครั้งสุดท้าย (Final Testing) ก่อนที่จะถูกยกระดับ (Promote) ไปสู่ระบบ Production System ในสภาพแวดล้อมแบบ Production Environment ต่อไป โดยระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีระบบ Hardware และ Software รวมถึงการ setup ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System โดยอาจจะมีจำนวน Software License ที่น้อยกว่าระบบ Production System						
3.2.3 ระบบ Development/Training System	ระบบ Development/Training System จะทำงานในสภาพแวดล้อมแบบ Non-Production Environment เพื่อใช้ในการพัฒนา ทดสอบ และ อบรมที่เกี่ยวข้องกับ Software และ Applications ต่าง ๆ ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่						
3.3 สถาปัตยกรรมรวมสำหรับระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							
3.3.1 ระบบ Production System	ระบบ Production System จะต้องมีการออกแบบด้วยหลักการ High-Availability Provision และ Local Redundancy โดยติดตั้ง ณ ศูนย์ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่						
รูปที่ 1-3 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Production System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (HES: AMI for C&I Head-End Data Collection System, NMS: Network Management System, MDMS:Meter Data Management System, DR: Demand Response Management System, SMOC: PEA's Smart Meter Operation Center, AMR: PEA's Automatic Meter Reading System, DMS: PEA's Distribution Management System (SCADA), ESB: Enterprise Service Bus, SAP: PEA's SAP ERP System, GIS: PEA's Geographic Information Systems, MOMS:							
3.3.2 ระบบ Staging System							
รูปที่ 1-4 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Staging System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.3.3 ระบบ Development/Training System							
รูปที่ 1-5 สถาปัตยกรรมรวมของระบบ Development/Training System สำหรับ ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							
3.4 AMI and AMR System Integration Requirement							
3.4.1 การเชื่อมโยงระหว่างระบบ MOMS กับ ระบบ AMR							
A. ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูล ระบบ AMR Monitoring System และระบบ AMR Maintenance System ของระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาแสดงผลร่วมกันในระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) ได้ เช่น สรุปภาพรวมความผิดปกติของมิเตอร์ การตรวจสอบ และติดตามสถานะ ใบงาน เป็นต้น รวมทั้งต้องสามารถคัดกรองมิเตอร์ว่าเป็นของระบบ AMR หรือ AMI หากเป็นมิเตอร์ในระบบ AMR จะต้องมีช่องทางที่เชื่อมโยงไปยังระบบ AMR Monitoring System และระบบ AMR Maintenance System เพื่อบริหารจัดการต่อไปได้							
B. ระบบ Meter Time Management System (MTMS) จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูล ระบบตรวจสอบ มิเตอร์ AMR ที่เกิดเวลาคลาดเคลื่อน (Time Management System) ของระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาแสดงผลร่วมกันในระบบ Meter Time Management System (MTMS) นี้ได้ เช่น แสดงข้อมูลมิเตอร์ที่เกิดเวลาคลาดเคลื่อนในรูปแบบรายวัน รายเดือน รายปีเป็นต้น							
3.4.2 การเชื่อมโยงระหว่าง Customer Energy Portal กับ ระบบ AMR							
A. ระบบ Customer Energy Portal ในระบบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า และ การยืนยันตัวตนของผู้ใช้งาน ของมิเตอร์ AMR ในระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ เพื่อนำมาใช้งานร่วมกันในระบบ Customer Energy Portal นี้ได้ เช่น การแสดงผลกราฟและ เปรียบเทียบข้อมูล Load Profile ทั้งแบบกลุ่มและเฉพาะราย ข้อมูลใบอ่านหน่วย เป็นต้น							
3.4.3 การเชื่อมโยงระหว่างระบบ MDMS (ฟังก์ชัน VEE) กับ ระบบ AMR							
A. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมโยงเพื่อนำข้อมูลจากระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 ตามช่องทางการเชื่อมโยงซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดเตรียมไว้ให้ มาทำการตรวจสอบ (Validation) ด้วยกระบวนการของ VEE แบบ Manual และ/หรือ Automatic ได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 2: AMI System							
1 นิยาม							
1.1 ระบบ AMI	ระบบ AMI หมายถึง ระบบ AMI ที่ประกอบไปด้วยมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) โครงข่ายสื่อสารและอุปกรณ์สื่อสารของระบบ AMI ระบบ Head-End System (HES) ระบบ Meter Data Management System (MDMS) ระบบ Network Management System (NMS) ระบบ Hardware Security Module (HSM) ระบบ Meter Operation Management System (MOMS) ระบบ Customer Energy Portal และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการเชื่อมโยงระบบต่าง ๆ ที่กำหนดภายใต้ความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง ระบบ AMI ดังกล่าวจะต้องทำงานในลักษณะบูรณาการ (Integrated) เพื่อทำให้การทำงานของฟังก์ชั่นต่าง ๆ ที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิค ทำงานได้อย่างสมบูรณ์และเหมาะสม						
1.2 ความต้องการของระบบ AMI	คำว่า “ต้อง” หมายถึง ความต้องการหลักของระบบ AMI ที่บังคับให้มี คำว่า “และ/หรือ” หมายถึง อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือ ทั้งสองอย่าง คำว่า “ควร” หมายถึง ความต้องการหลัก และ/หรือ ความต้องการรองของระบบ AMI ที่ไม่บังคับ แต่ผู้รับจ้างควรจะพิจารณาในการออกแบบระบบ AMI						
1 ระบบ AMI จะต้องสามารถทำงานได้ตามเกณฑ์ฟังก์ชั่น (Functional Requirements) และ เกณฑ์ประสิทธิภาพ (Performance Requirements) ที่ระบุในบทนี้ และ บทอื่น ๆ ทั้งหมดในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ เพื่อรองรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง และ มีจำนวนของผู้ใช้งานทั่วไปดังแสดงใน Appendix C: User Counts HES NMS MDMS MOMS ซึ่งอาจมีการปรับเปลี่ยนได้ตามความเห็นชอบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
2 ผู้รับจ้างต้องจัดหาพร้อมติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้า ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 70,000 ราย โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้พิจารณาในส่วนของรายชื่อของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่จะติดตั้งระบบ AMI							
3 ผู้รับจ้างต้องจัดหาพร้อมติดตั้งหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ระบบคอมพิวเตอร์ อุปกรณ์เชื่อมโยงกับระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ของศูนย์ AMI Data Center ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบปฏิบัติการต่างๆ รวมถึงระบบสื่อสารต่างๆ							
4 ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการส่งมอบอุปกรณ์เครื่องมือต่างๆ และรับผิดชอบในการส่งข้อมูลจากมิเตอร์ มาที่ศูนย์ AMI Data Center ที่ตั้งอยู่ ณ สำนักงานใหญ่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.3 System Availability	System Availability หมายถึง ความพร้อมใช้งานของระบบ AMI ซึ่งสามารถคำนวณเป็นรายเดือนได้ดังต่อไปนี้ System Available Time หมายถึง ช่วงเวลา (เช่น ทุก ๆ 15 นาที สำหรับข้อมูล Load Profile และ ทุก ๆ เดือน สำหรับข้อมูล Billing เป็นอย่างน้อย) ที่ระบบ AMI และ ข้อมูลต่าง ๆ มีความพร้อมใช้งาน โดยที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถใช้งานระบบ AMI ได้อย่างปกติ เพื่อปฏิบัติการและดำเนินกิจการต่าง ๆ ได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ Total Time of Reporting Period หมายถึง ช่วงเวลา (เช่น ทุก ๆ 15 นาที สำหรับข้อมูล Load Profile และ ทุก ๆ เดือน สำหรับข้อมูล Billing เป็นอย่างน้อย) ที่ระบบ AMI และข้อมูลต่าง ๆ จะต้องถูกการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรียกใช้งานเพื่อปฏิบัติการและดำเนินกิจการต่าง ๆ ได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้						
Exclusions หมายถึง ช่วงเวลาที่ไม่ถูกนำมาคิดคำนวณอันเนื่องมาจากช่วงเวลาในเหตุการณ์ดังต่อไปนี้							
1. ช่วงเวลาที่ได้รับการเห็นชอบจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในการซ่อม/บำรุงรักษาระบบ AMI ที่ได้วางแผนไว้ก่อนล่วงหน้า รวมไปถึง ช่วงเวลา Downtime ในแต่ละเดือนของระบบ AMI ที่เป็นผลมาจากการติดตั้งระบบ AMI ได้รับการเห็นชอบจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
2. ช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Time) และ/หรือ ช่วงเวลาการดำเนินงานแก้ไขระบบ AMI ล่าช้าของผู้รับจ้าง อันเนื่องมาจากเหตุการณ์สุดวิสัย (เช่น ภัยพิบัติทางธรรมชาติ เป็นต้น) หรือ การไม่สามารถดำเนินการแก้ไขระบบ AMI เนื่องจากข้อจำกัดของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
1.4 Available Meters	Available Meters หมายถึง มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่พร้อมใช้งาน โดยจะต้องเป็นมิเตอร์อัจฉริยะที่ถูกติดตั้งเสร็จเรียบร้อยแล้ว และได้ลงทะเบียน (Register) เข้าไปในระบบ HES และสามารถติดต่อสื่อสารรับ/ส่งข้อมูลได้เป็นปกติผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G และ 3G ตามสภาพแวดล้อมจริงในการใช้งาน เป็นเวลาอย่างน้อย 24 ชั่วโมง						
1.5 System Response Time							
System Response Time หมายถึง ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI ลักษณะดังต่อไปนี้							
1. ในกรณีที่ต้องการตรวจจับเหตุการณ์ (Events) ที่เกิดขึ้นแบบอัตโนมัตินั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เหตุการณ์นั้นเกิดขึ้นจนถึงเวลาที่เหตุการณ์นั้นถูกตรวจจับได้โดยผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ในกรณีที่ต้องการอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบอัตโนมัตินั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เริ่มอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจนถึงเวลาที่ข้อมูลที่ได้จากการอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะมาถึงผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำ ข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด							
3. ในกรณีที่ผู้ใช้งานระบบ AMI สั่งการเอง (User Requests) นั้น ระยะเวลาที่ตอบสนองของระบบ AMI หมายถึง ระยะเวลาที่วัดจากเวลาที่เริ่มสั่งการผ่าน User Interface หรือ ระบบที่ผู้รับจ้างจัดหามาให้จนถึงเวลาที่ได้รับการยืนยันการปฏิบัติการควบคุม (Control Action) หรือ เวลาที่ได้รับข้อมูลความผิดพลาดในการปฏิบัติการ หรือ เวลาที่ได้รับข้อมูลสมบูรณ์ของผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่าง ๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด							
ผู้รับจ้างจะต้องแสดง (Monitor) และรายงาน System Response Time ที่แสดงถึงประสิทธิภาพโดยรวมของ Available Meters ที่ระบุในหัวข้อที่ 1.8 โดยแสดงเป็นระยะเวลาที่ตอบสนองเฉลี่ยของระบบ AMI ในทุกๆเดือน							
1.6 Data Availability	Data Availability หมายถึง จำนวนร้อยละของ Available Meters ที่มีความพร้อมของข้อมูลสำหรับผู้ใช้งานระบบ AMI ซึ่งผู้รับจ้างได้จัดหา User Interface มาให้ เช่น ระบบ HES หรือ Application ต่างๆ ที่ต้องนำข้อมูลไปใช้งานผ่านการเชื่อมโยงระบบ (System Interface) ที่กำหนด โดยมีระยะเวลา System Response Time ตามที่กำหนดไว้						
1.7 Operating Conditions							
1.7.1 Normal Condition	ระบบ AMI จะทำงานในสภาวะเสถียรปกติ (Normal Condition) ก็ต่อเมื่อเงื่อนไขต่าง ๆ เหล่านี้คงอยู่นานกว่า 15 นาทีเป็นอย่างน้อย						
1. ระบบ AMI สามารถทำงานทุกฟังก์ชั่นได้เป็นปกติโดยสามารถประมวลผล วิเคราะห์ และ นำเสนอข้อมูลที่อ่านได้จาก Available Meters ทุกเครื่องดังที่ได้ออกแบบไว้ ซึ่งประกอบไปด้วย การประมวลผลข้อมูลInterval การประมวลผล VEE การประมวลผลข้อมูลการอ่าน Billing การ Pings และการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ On-Demand และ การปรับปรุงข้อมูลหมายเลข Meter ID หรือ PEA Number เป็นต้น							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนที่กำหนดใน Appendix C: User Counts HES, NMS, MDMS, MOMS สามารถใช้งานได้ปกติ							
3. สามารถอ่านข้อมูล Interval ทุก ๆ 15 นาที จาก Available Meters ได้ครบทั้งหมด							
1.7.2 Stressed Condition	ระบบ AMI จะทำงานในสภาวะที่มีภาระโหลดสูงกว่าปกติ (Stressed Condition) ซึ่งอาจจะเกิดจากการที่ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนสูงสุด ที่กำหนดใน Appendix C: User Counts HES, NMS, MDMS, MOMS ได้เข้ามาใช้งานพร้อม ๆ กัน สภาวะ Stress Condition จะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อเงื่อนไขต่าง ๆ เหล่านี้เกิดขึ้นในช่วงเวลา 15 นาที และ คงอยู่นานกว่า 1 ชั่วโมง เป็นอย่างน้อย						
1. ระบบ AMI สามารถทำงานทุกฟังก์ชั่นได้เป็นปกติโดยสามารถประมวลผล วิเคราะห์ และ นำเสนอข้อมูลที่อ่านได้จาก Available Meters ทุกเครื่องดังที่ได้ออกแบบไว้ ซึ่งประกอบไปด้วย การประมวลผลข้อมูล Interval การประมวลผล VEE การประมวลผลข้อมูลการอ่าน Billing การ Pings และการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ On-Demand และ การปรับปรุงข้อมูลหมายเลข Meter ID หรือ PEA Number เป็นต้น							
2. ผู้ใช้งานระบบ AMI ตามจำนวนสูงสุด ที่กำหนดใน Appendix C:							
3. สามารถอ่านข้อมูล Interval ทุก ๆ 15 นาที จาก Available Meters ได้ครบทั้งหมด							
1.8 Functional and System Performance Requirements							
1.8.1 ข้อกำหนดก่อนการทดสอบ							
1. Functional and System Performance Requirements จะถูกทดสอบได้ก็ต่อเมื่อ กระบวนการและ Applications ทุกหัวข้อที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิค สามารถทำงานได้ปกติตามที่ได้ออกแบบไว้และ การทดสอบ Full Functional Test (ดูรายละเอียดเชิงลึกในบทที่ 7 Non-functional requirements) ได้ทำการทดสอบเสร็จสิ้นสมบูรณ์							
2. Functional and System Performance Requirements จะถูกทดสอบได้ก็ต่อเมื่อ มี Available Meters ที่ถูกติดตั้งหน้างานเสร็จสิ้นสมบูรณ์แล้วและสามารถติดต่อสื่อสารได้ ไม่น้อยกว่า 85% ของจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่ต้องติดตั้งในโครงการ							
1.8.2 System Performance Requirements							
ตาราง System Performance Requirements							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. Interval data reads (for meters on days when the reads are not needed for billing) for at least 10,000 meters	Data Availability (Normal: 95%, Stress: 95%), Avg. Response Time (Normal: 15 min, Stress: 15 min)						
2. Billing reads including VEE (for meters on days when the reads are needed for billing) for at least 10,000 meters	Data Availability (Normal: 99%, Stress: 99%), Avg. Response Time (Normal: 60 min, Stress: 120 min)						
3.On Demand Read for at least 100 meters	Data Availability (Normal: 90%, Stress: -), Avg. Response Time (Normal: 1 min, Stress: -)						
4. Meter exception alarms (e.g.tampering) for at least 100 meters	Data Availability (Normal: 90%, Stress: -), Avg. Response Time (Normal: 5 min, Stress: -)						
1. ผู้รับจ้างจะต้องทดสอบประสิทธิภาพของระบบ AMI (System Performance Test) เพื่อให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ โดยมีประสิทธิภาพอ้างอิงดังแสดงในตาราง System Performance Requirements ทุกหัวข้อ							
2. การทดสอบประสิทธิภาพของระบบ AMI จะต้องทดสอบกับกลุ่มของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะในสภาวะ Normal Condition เท่านั้น ตามจำนวนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดย Average Response Time หมายถึง เวลาตอบสนองเฉลี่ยของระบบ AMI ที่คำนวณจากกลุ่มของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่พร้อม ใช้งาน (Available Meters) และ มี Data Availability เป็นไปตามข้อกำ หนดในตาราง System Performance Requirements							
1.9 AMI System Performance and SLA Monitoring Requirement	ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและติดตั้ง Dash Board ในลักษณะหน้าจอแบบ Connected/Augmented ที่เพียงพอในการแสดง ตัวบ่งชี้ประสิทธิภาพของระบบ AMI (ทุกค่าในหัวข้อ 1.8 เป็นอย่างน้อย) และ เกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ (Service Level Agreement) ซึ่งประกอบไปด้วยเป็นอย่างน้อย System Availability (%), Data Availability (%), System Response Time (Minute:Second), Communication Down Times(Hour:Minute:Second), Normal/Stressed Condition, ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ MOMS, ระบบ NMS และ เกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการที่กำหนด (ดูรายละเอียดในเงื่อนไขเฉพาะงาน)						
2 AMI System Requirements							
2.1 Electric Metering							
2.1.1 Number of Channels	ระบบ AMI จะต้องสามารถรองรับการวัดค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบ Multi-Channels ได้ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย						
1. Billing History	มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งชนิด Three-Phase Four-Wire และ Three-Phase Three-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Billing History ได้ไม่น้อยกว่า 38 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย						
ตารางที่ 1 Table of Billing History							
2. Load Profile หรือ Interval Data							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Load Profile หรือ Interval Data ได้ไม่น้อยกว่า 20 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย							
ตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire							
2.2 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire จะต้องมีช่อง (Channels) สำหรับวัดค่า Load Profile หรือ Interval Data ได้ไม่น้อยกว่า 15 ช่อง ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย							
ตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire							
2.1.2 Cumulative Total Consumption							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า พร้อมทั้งส่งข้อมูล Cumulative Total Consumption ของ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Cumulative Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 1 Table of Billing History เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่มกระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายัง ระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้น ๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2.1.3 Demand							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า Demand แบบ Block ที่มีช่วงเวลาคงที่ 15 นาที เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ระบบ AMI จะต้องส่งข้อมูล Peak Demand รวมถึงข้อมูล วันที่และเวลาที่เกิด Peak Demand นั้น ๆ ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Demand Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 1 Table of Billing History เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่มกระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายังระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้น ๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2.1.4 Interval Data							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า Interval Data ของ Load Profile และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire และ ตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire โดยมีช่วงเวลาคงที่ 15 นาที เป็นอย่างน้อย							
2. ระบบ AMI จะต้องส่งข้อมูล Interval Data ของ Load Profile และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในตารางที่ 2 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Four-Wire และ ตารางที่ 3 Table of Load Profile สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะชนิด Three-Phase Three-Wire ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการแบบ Near-Real-Time โดยมีช่วงเวลาส่งคงที่ทุก ๆ 15 นาที เป็นอย่างน้อย ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
2.1.5 Time of Use (TOU) and Time of Day (TOD)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถรองรับการทำงานแบบ Time-of-Use และ Time-of-Day โดยการทำงานแบบบูรณาการของ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ, ระบบ HES, ระบบ MDMS, และ ระบบ อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 2.1.6 และ รองรับ Rate ได้อย่างน้อย 8 Rates ต่อวัน สำหรับ Weekday, Saturday, Sunday, และ Holiday ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บค่า kW Demand และ kWh Consumption ได้ตาม TOU Rate และ TOD Rate ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด โดยเมื่อมีการเปลี่ยน Rate ในช่วงระหว่างเดือนที่ยังไม่ถึงรอบบิล ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บค่า Registers ที่เกี่ยวข้องในหัวข้อที่ 2.1.6 ทั้งหมด ทั้งค่าที่อ่านได้ก่อนเปลี่ยน Rate และ ค่าที่อ่านได้หลังเปลี่ยน Rate เพื่อนำมาประมวลผล Billing ในรอบบิลของเดือนนั้น ๆ ได้							
3. ระบบ AMI จะต้องรองรับการกำหนดช่วงเวลาของแต่ละ Rate ที่มีความละเอียดเป็นหน่วย นาที เป็นอย่างน้อย ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
4. ระบบ AMI จะต้องรองรับ Tariff ได้ไม่น้อยกว่า 4 Tariff เป็นอย่าง							
5. ระบบ AMI จะต้องรองรับการเปลี่ยน Tariff ใหม่โดยการไฟฟ้าส่วนภูมภาค สามารถกำหนดท่ดที่จะทำให้ Tariff นั้นมีผลบังคับใช้ล่วงหน้าตามวัน เวลา ที่กำหนดได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดและเก็บค่า พร้อมทั้งส่งข้อมูล Cumulative Total Consumption และ Peak Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดต่อรอบบิล (Billing Cycle) ที่วางแผนการอ่านไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ตามกลุ่ม/สายจดหน่วย และ วันอ่านหน่วยที่กำหนด ซึ่งจะต้องอ่านค่า Cumulative Registers และ Demand Registers และค่าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในหัวข้อที่ 2.1.6 สำหรับ Demand Tariff, TOD Tariff, และ TOU Tariff เดือนละ 1 ครั้งด้วยกระบวนการ Billing Reset โดยจะต้องเริ่มกระบวนการอ่านหน่วย ณ. เวลา 0.00 น. จนถึงเวลา 8.00 น. ของวันอ่านหน่วยที่กำหนด โดยปกติแล้วระบบ SAP-ISU จะทำการส่ง Billing Cycle และ Billing Read Order มายัง ระบบ AMI ผ่านทาง ESB/System Integration มายังระบบ MDMS หรือ ระบบ MOMS จากนั้นข้อมูลการอ่านหน่วยของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดที่อ่านได้ตามรอบบิลนั้นๆ จะถูกส่งกลับไปยังระบบ SAP-ISU เพื่อประมวลผลบิลต่อไป (ข้อมูลการเชื่อมโยงดูได้จาก บทที่ 1 System Overview และ Appendix A: Interface Requirement Matrix) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2.1.6 Demand, TOD and TOU Tariffications							
1. Tariff Table 1: Demand Tariff							
2. Tariff Table 2: TOD Tariff							
3. Tariff Table 3: TOU Tariff	* Holiday: The meter shall have a memory to be programmed annual holidays in advance with no less than 200 days (10 years)						
2.1.7 On Demand Read							
1. ระบบ AMI จะต้องรองรับการเรียกดูข้อมูลแบบทางไกล (Remote Request) สำหรับ Available Meter เครื่องใด ๆ ที่อยู่ในระบบ AMI ทั้งแบบทีละเครื่อง และ แบบหลายเครื่องได้							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลแบบทางไกล ณ. ขณะนั้น (On-Demand Read) เพื่ออ่านค่าจาก Available Meter เช่น ข้อมูล Consumption, ข้อมูล Demand, ข้อมูล Coincident Demand, ข้อมูล Interval ของ Load Profile, สถานะของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ, และ ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องได้เป็นอย่างน้อย สำหรับ Available Meter เครื่องใด ๆ ที่อยู่ในระบบ AMI ทั้งแบบทีละเครื่อง และ แบบหลายเครื่องได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ระบบ AMI จะต้องลงเวลา (Timestamp) ทั้งตอนสั่งการ (Requests) และ ตอนได้รับการตอบสนอง (Responses) ในการอ่าน On-Demand Read ในแต่ละครั้ง							
4. ในกรณีที่การอ่าน On-Demand Read ไม่สำเร็จ (Failed) ระบบ AMI จะต้องสามารถระบุถึงสาเหตุในการอ่านที่ล้มเหลวนั้นได้เป็นอย่างน้อย เช่น การระบุระบบย่อยอื่น ๆ ที่อาจจะเป็นเหตุให้การอ่านค่าล้มเหลว อาทิเช่นระบบสื่อสาร เป็นต้น							
2.1.8 PEA OBIS Code and Companion Specification							
1. ผู้รับจ้างจะต้องยื่นข้อเสนอระบบ AMI และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะอย่างยิ่ง มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยให้สอดคล้องและเป็นไปตาม OBIS Code ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีรายละเอียดแสดงในภาคผนวก Appendix E: PEA OBIS CODE							
2. ผู้รับจ้างจะต้องผ่านการทดสอบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทุกชนิดที่นำเสนอในโครงการซึ่งเป็นงานส่วนหนึ่งของโครงการที่ผู้รับจ้างจะต้องทำ โดยใช้ Functional Evaluation Tool (FET) ที่เป็นผลมาจาก PEA Companion Specification และ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่นำเสนอตามจำนวนที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยค่าใช้จ่ายในการทดสอบที่จะเกิดขึ้นทั้งหมดเป็นภาระของผู้รับจ้างแต่เพียงผู้เดียว							
3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอสงวนสิทธิ์ในการปรับปรุงข้อกำหนดในการทดสอบมิเตอร์อัจฉริยะทุกชนิดที่นำเสนอในโครงการโดยใช้ Functional Evaluation Tool (FET) ที่เป็นผลมาจาก PEA Companion Specification ให้เหมาะสมกับความต้องการและการใช้งานจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต่อไป							
2.2 Revenue Management							
2.2.1 Revenue Integrity Monitoring and Event Notification							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถสังเกตุการณ์ (Monitor) โหลดและมิเตอร์อัจฉริยะ โดยสามารถแสดง Tamper Flags ผ่านการแจ้งเตือนอัตโนมัติ (Alerts) หรือ การอ่านค่า On-Demand Read และ สามารถรายงานสภาวะผิดปกติที่อาจจะทำให้เกิดการสูญเสียรายได้ (Revenue Loss) อันเนื่องมาจากการล้มเหลวในการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ AMI หรือ การผันพลังงาน (Energy Diversion)							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับการไหลย้อนกลับของกำลังงาน (Reverse Energy Flow) ในมิเตอร์อัจฉริยะได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ระบบ AMI จะต้องสามารถสังเกตุการณ์ (Monitor) ระดับแรงดัน (Voltage) ต่อเฟส, ระดับกระแสไฟฟ้า (Current) ต่อเฟส, และ มุมเฟส (Phase Angles) เพื่อใช้ในการตรวจจับการเรียงลำดับเฟสผิดพลาด (Incorrect Phase Sequence) ได้							
4. ระบบ AMI จะต้องสามารถแจ้งเตือนอัตโนมัติ (Alerts) เกี่ยวกับความสมบูรณ์ของรายได้ (Revenue Integrity) ต่อการเกิดเหตุการณ์ (Event) หนึ่ง ๆ ที่เกิดขึ้น หรือ เมื่อเกินค่า Threshold ที่ผู้ใช้งานระบบ AMI กำหนดไว้ หรือ ต่อการอ่านค่าที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า (Scheduled Read) ในรูปแบบรายงานสรุปประจำวัน เป็นอย่างน้อย							
5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดงค่าที่ได้จากการสังเกตุการณ์ (Monitor) ต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้น โดยการอ่านค่า On-Demand Read							
6. ระบบ AMI จะต้องสามารถแก้ไขคุณสมบัติของการสังเกตุการณ์ (Monitor) และ ค่า Threshold สำหรับการรายงานเหตุการณ์ ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบทีละเครื่อง และ แบบกลุ่มหลายเครื่อง แบบทางไกล (Remote)ได้							
2.3 Meter Ping Management							
2.3.1 On Demand Ping							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดงสภาวะความพร้อมในการใช้งาน (Ping) ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่อยู่ในระบบจำหน่าย เช่น สภาวะเชื่อมต่อปกติมีไฟฟ้าและสื่อสารได้หรือไม่ เป็นต้นเป็นอย่างน้อย ทั้งในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบทีละเครื่อง และ แบบกลุ่มหลายเครื่อง ตามการร้องขอ (On Request) ของผู้ใช้งานระบบ AMI ได้							
2. ระบบ AMI จะต้องลงเวลา (Timestamp) ทั้งตอนสั่งการ (Requests) และ ตอนได้รับการตอบสนอง (Responses) ในการ Ping							
2.4 Distribution Planning and Engineering Support							
2.4.1 Coincident Demand for Commercial and Industrial Meters							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถวัดค่า Power Factor หรือ kVar เมื่อเกิดค่า kW สูงสุด (Demand Peak) ได้ (หมายเหตุ: Non-Coincident Demand หมายถึง ค่า Demand สูงสุดของพลังงานที่เกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ที่เกิดในช่วงเวลาที่ใดเวลาหนึ่ง	• Coincident Demand หมายถึง ค่า Demand ของพลังงานที่เกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ที่เกิดในช่วงเวลาเดียวกันกับ Peak Demand ของระบบจำหน่าย • ค่า Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าปกติแล้วจะถูกคำนวณจากการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าในขณะที่ค่าDemand ของระบบจำหน่ายมีค่าสูงสุด โดยปกติแล้วค่า Coincident Demand อาจจะมีค่าต่ำกว่า Non-Coincident Demand ก็ได้เนื่องจากค่า Non-Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะเกิดในช่วงที่ไม่ใช่ Peak Demand ของระบบจำหน่าย • ค่า Coincident Demand มีประโยชน์มากสำหรับ การวางแผนระบบจำหน่ายและวิศวกรรม (System Planning and Engineering) การบริหารจัดการพลังงานของระบบจำหน่าย และการออกแบบระบบ Demand Response Program ในขณะที่ค่า Non-Coincident Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูกนำมาคำนวณ Billing เป็นหลักยกตัวอย่างเช่น โรงงานอุตสาหกรรมหนึ่งมีค่า Peak Load เท่ากับ 475 kW ในวันที่ 3 มีนาคม เวลา 14.00 น. และมีค่า Load เท่ากับ 350 kW ในวันที่ 8 มีนาคม เวลา 19.00 น. ถ้าสมมุติให้ Peak Demand ของระบบจำหน่ายเกิดขึ้นในวันที่ 8 มีนาคม เวลา 19.00 น. จะได้ว่า ค่า Non-Coincident Demand ของโรงงานอุตสาหกรรมแหง่ นี้มีค่าเท่ากับ 475 kW และ มีค่า Coincident Demand เท่ากับ 350 kW เป็นต้น)						
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถอ่านค่า Coincident Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดได้ ตามรอบบิล หรือ ช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดได้ โดยเมื่ออ่านค่า Coincident Demand เสร็จสิ้นแล้ว ระบบ AMI จะต้องทำการ Reset ค่าของ Coincident Demand Register ด้วย							
3. ระบบ AMI จะต้องสามารถจัดลำดับ (Ranking) ของ Coincident Demand ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดได้ ตามรอบบิล หรือ ช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่							
2.4.2 Momentary Interruption Count							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) และ นับค่า (Count) จำนวนของเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้ากระพริบ (Momentary Interruption) ได้ โดยกำหนดให้ เหตุการณ์ไฟฟ้ากระพริบ หมายถึง การเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (Power Outage) นานน้อยกว่าช่วงเวลาที่กำหนดซึ่งจะต้องสามารถตั้งค่าได้ (Programmable) อาทิเช่น 60							
2. ระบบ AMI จะต้องรายงาน (Report) จำนวนของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ากระพริบ เป็นรายวันได้ อาทิเช่นวันละ 1 ครั้ง เป็นต้น							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.4.3 Voltage, Current, and Power Quality Monitoring and Reporting							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) ค่าของ แรงดัน, กระแส, Power Factor, และ คุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) อาทิเช่น ค่า Harmonics สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทุกเครื่องได้							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) และ รายงาน (Report) ค่าแรงดัน และ กระแสที่ปลายสายไฟฟ้าที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะต่ออยู่ได้							
3. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) ลงวันที่และเวลา (Date and Time Stamp) เหตุการณ์การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันได้ อาทิเช่น High/Low Voltages และ Sags and Swells โดยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด Threshold ของระยะเวลา (Duration) และ ขนาดของ Magnitude ในลักษณะที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้ (Programmable)							
4. ระบบ AMI จะต้องสามารถประมวลผลค่ากระแสไฟฟ้า ต่อเฟส ได้							
5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแจ้งเตือน (Notification) เหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ได้							
6. ระบบ AMI จะต้องสามารถตั้งค่า Configurations สำหรับการแสดงค่า (Monitoring) และ ค่า Thresholdต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) กับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งแบบเดี่ยว (Individual Meter) และ กลุ่ม (Batch of Meters) แบบทางไกล (Remotely) ตามที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วน							
7. ระบบ AMI จะต้องสามารถรายงานเหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ตามที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งโดยเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเมื่อมีระดับและช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์นั้น ๆ เกินกว่าค่า Threshold ที่กำหนดไว้ และ โดยรายงานเป็นรายวัน ได้							
2.5 Demand Response							
1. ระบบ AMI จะต้องรองรับระบบและฟังก์ชั่น Demand Response ได้ ซึ่งผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบเป็นส่วนหนึ่งของโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา และ สาธิต ระบบ Demand Response ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้ โดยระบบ Demand Response จะต้องสามารถรองรับผู้ใช้งานขั้นต่ำได้ไม่น้อยกว่า 5,000 ราย โดยการเชื่อมต่อข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบ CIS ของ การไฟฟ้า							
2.5.1 Support of Demand Response Rates	ระบบ AMI จะต้องรองรับระบบ Demand Response ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย						
1. Critical Peak Price โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงขึ้นกว่าปกติเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่ายซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Critical Peak Price ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 24 ชั่วโมง							
2. Peak Time Rebate โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำลงกว่าปกติเมื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Peak Time Rebate ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 24 ชั่วโมง							
2.5.2 Integration Support for Demand Response Controls	ระบบ AMI จะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบควบคุมในระบบ Demand Response (Demand Response Control System) ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด เพื่อควบคุมและสั่งการการบริการจัดการ Demand/พลังงาน (Energy) ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. การบริการจัดการ Demand Response แบบ Semi-Automatic ผ่านทาง SMS หรือ Email หรือ Applications บน Smart Devices หรือ Programmable Relay-Contact ที่อยู่ภายในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด (Load Aggregator) ของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย โดยในการบริหารจัดการนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแจ้งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด ที่ได้ลงทะเบียนเข้าร่วมโปรแกรม Demand Response เพื่อแจ้งช่วงของวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของโปรแกรม Demand Response ล่วงหน้าเป็นเวลาอย่างน้อย 24 ชั่วโมง ซึ่งเวลาที่แจ้งล่วงหน้านี้ จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2.5.3 Integration Support for Demand Response Program Management							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับระบบฐานข้อมูลลูกค้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Customer Information System of PEA) หรือ ระบบบริหารจัดการ Demand Response (Demand Response Management System) ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อรองรับการลงทะเบียน (Enrollment) และ การยกเลิกการลงทะเบียน (Disenrollment) ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ ตามโปรแกรม Demand Response ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นำเสนอให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการตาม Dynamic Rate จากนั้นระบบ MDMS จะนำเอาข้อมูลการลงทะเบียนดังกล่าวไปใช้ในการคำนวณค่าใช้ไฟฟ้าผ่านระบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด หรือ ใช้ในการตรวจสอบ (Validate) คำสั่งที่ใช้ในการควบคุมระบบ Demand Response ก่อนที่จะสั่งการผ่านระบบและโครงข่ายสื่อสารสำหรับ AMI ต่อไป							
2. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถเปรียบเทียบค่า Demand ในช่วงเวลาก่อน เพื่อนำมาใช้ในการทำเส้น Base Line ตามสูตรคำนวณที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด และ หลังเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าและ/หรือผู้ดูแลและรวบรวมโหลด ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณค่าใช้ไฟฟ้าผ่าน ระบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ระบบ Demand Response จะต้องทำงานร่วมกับมิเตอร์อัจฉริยะ เช่น การใช้งานฟังก์ชัน Load Limit เพื่อทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และ/หรือ ผู้ดูแลและรวบรวมโหลด (Load Aggregator) ของผู้ใช้ไฟฟ้า ในกรณีที่การใช้ไฟฟ้าเกินกว่าเส้น Base Line ดังกล่าวข้างต้น เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ผ่านช่องทางสื่อสารที่กำหนดในข้อ 2.5.2 Integration Support for Demand Response Controls (1) แบบ Near Real-Time แต่ไม่เกิน 30 นาทีนับจากเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าเกินกว่าเส้น							
4. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถออกรายงาน (Report) ความสำเร็จของระบบได้ ตัวอย่างเช่นปริมาณค่า Demand ที่สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย,จำนวนและรายชื่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ, ประสิทธิภาพ (Performance) ของระบบ Demand Response,และ ความสำเร็จในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ เป็นต้น							
2.6 System Management							
2.6.1 Device Management							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถค้นหาโครงข่ายสื่อสารได้เอง (Self-Discovery) และ ลงทะเบียนอัตโนมัติได้เอง (Self-Registration) โดยมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เมื่อมีการ Activate SIM Card เรียบร้อยแล้วจะต้องสามารถค้นหาสัญญาณจากโครงข่าย Cellular 4G/3G ได้เอง และ ทำการลงทะเบียนกับ ระบบ HES อัตโนมัติได้เอง ซึ่งจะต้องผ่านกระบวนการ Authentication และ Authorization ตามขั้นตอนของระบบ AMI (ดูข้อมูลเพิ่มเติมในหัวข้อ 2.7 System Security)							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจเช็คกระบวนการภายในได้เอง (Self-Diagnostics) โดยมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เมื่อมีการลงทะเบียนกับระบบ HES เรียบร้อยแล้ว จะต้องสามารถแสดง (Monitor) ระดับคุณภาพสัญญาณของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G และ สามารถรายงาน (Report) สิ่งผิดปกติ (Exceptions) ที่เกิดขึ้นภายในตัวระบบเองได้ เช่น Low Memory, Low Battery, และ Software ไม่เป็นปัจจุบัน เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ระบบ AMI จะต้องบริหารจัดการ Firmware Version ที่อยู่ภายในมิเตอร์อัจฉริยะ โดยระบบ AMI จะต้องทำให้ Firmware Version ของอุปกรณ์ดังกล่าวข้างต้น เป็นปัจจุบันเสมอ							
4. ระบบ AMI จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update ได้ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย							
a. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update ได้ทั้งแบบ Local ผ่านทาง Local Communication Port และ แบบ Remote ผ่านทางระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS เท่านั้น โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย							
i. สามารถเลือกที่จะสั่ง Remote Configuration Setup Software และ Remote Firmware Update กับมิเตอร์เพียงหนึ่งเครื่องและเป็นกลุ่มมิเตอร์หลายๆ เครื่องตามที่							
ii. สามารถทำการเปลี่ยนค่าได้อย่างน้อยดังต่อไปนี้							
1. Billing Reset Date							
2. วันหยุดพิเศษ							
3. เปลี่ยน Tariff ได้ทั้ง Demand, TOD และ TOU							
4. Reset ค่า TOU							
5. เปลี่ยน Setup ของ Load Profile							
6. เปลี่ยน Setup ของ Event และ Alarm							
7. เปลี่ยน Setup ของ Security							
b. หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนค่า Configuration และ Firmware Upgrade/Update แบบ Local ผ่านทางหน่วยรับส่งข้อมูล							
2.6.2 Local Communications at Smart Meters							
1. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องสามารถเชื่อมต่อแบบ Local ในรูปแบบของ Wireless Communication Interface หรือ Optical Port Interface ได้ โดยมีการควบคุม (Provision) เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดทางด้าน System Security ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ ซึ่งพอร์ทสื่อสารจะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62056-21 โดยจะต้องสามารถเปลี่ยน Password แบบทางไกล (Remotely) ผ่านโครงข่าย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. การเชื่อมต่อแบบ Local ทั้งหมด จะต้องถูกทำให้เป็นความลับ (Secured) และ ป้องกัน (Protected) โดยใช้กระบวนการ Authentication, Authorization, และ Encryption ที่เหมาะสม							
2.7 System Security							
2.7.1 AMI System Security							
1. ระบบ AMI จะต้องมีการรักษาความปลอดภัย (Security Provisioning) ในการเข้าถึงระบบทุกภาคส่วนโดยสามารถป้องกันการเข้าถึงระบบ AMI ที่ไม่ได้รับอนุญาต (Unauthorized Access) ได้							
2. ระบบ AMI จะต้องมีกระบวนการให้สิทธิ์ (Authorization) แก่ กระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) ในการเข้าถึงข้อมูลและทรัพยากรทางด้าน IT เฉพาะส่วนที่จำเป็นในการทำงานของ กระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) นั้น ๆ ตามลำดับ ได้							
3. ระบบ AMI จะต้องมีกระบวนพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) สำหรับ กระบวนการ (Process), ผู้ใช้งานระบบ (User), และ โปรแกรม (Program) ก่อนการเข้าถึงข้อมูล รับ-ส่งข้อมูล และการเข้าใช้ทรัพยากรทางด้าน IT ได้							
4. ระบบ AMI จะต้องสามารถเก็บข้อมูล Log ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลง Configuration ของระบบ, การเปลี่ยนแปลงเกี่ยวกับบัญชีของผู้ใช้งาน (User Account), และ การเข้าถึงระบบ AMI ที่สำเร็จและล้มเหลว ได้เป็นอย่างน้อย							
2.7.2 Data Security, Integrity, and Confidentiality							
1. ระบบ AMI จะต้องมีการรักษาความปลอดภัยของข้อมูล (Data Security) ตั้งแต่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะไปจนถึงระบบ HES ได้เป็นอย่าง							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถรับรอง (Ensure) ความสมบูรณ์ของข้อมูล (Data Integrity) และ การรักษาความลับของข้อมูล (Data Confidentiality) ในการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ระบบ AMI จะต้องมีการเข้ารหัสลับข้อมูล (Data Encryption) โดยสามารถบริหารจัดการรหัสลับ (Key) ที่เป็นเอกเทศ (Individual) แบบ Dynamic ได้ โดยรหัสลับ (Key) แบบ Dynamic หมายถึง รหัสลับที่ใช้ในการ Encryption ที่สามารถเปลี่ยนรหัสได้แบบระยะไกล (Remotely) ตามกำหนดการที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดหรือตามการร้องขอของผู้ใช้งานระบบที่มีสิทธิ์ (Authorized User) และรหัสลับ (Key) ที่เป็นเอกเทศ (Individual) หมายถึง รหัสลับที่ใช้ในการ Encryption ข้อมูลในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่ไม่ซ้ำซ้อนกันกับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องอื่นในระบบ AMI							
2.7.3 Access Control and Management							
1. ระบบ AMI จะต้องสามารถพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) ของข้อมูลที่ใช้แลกเปลี่ยน/สื่อสารกันในระบบย่อยต่าง ๆ ภายในระบบ AMI ทุกระบบได้							
2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) และ เก็บข้อมูล Log สำหรับความพยายามของผู้ใช้งานและ/หรือ ระบบต่าง ๆ ที่ไม่ได้รับการพิสูจน์สิทธิ์ (Non-Authenticated) ในการแลกเปลี่ยน/สื่อสารข้อมูลภายในระบบ AMI ได้							
3. ระบบ AMI จะต้องสามารถควบคุมการเข้าถึงข้อมูลจากระยะไกล (Remote Access Provision) ในระบบย่อยต่าง ๆ ภายในระบบ AMI ทุกระบบตั้งแต่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจนถึงระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย							
4. ระบบ AMI จะต้องเก็บข้อมูล Log ในการเข้าถึงข้อมูล ตัวอย่างเช่น วันและเวลา ข้อมูลของผู้ใช้งานระบบและ ข้อมูล หรือ ฟังก์ชั่นที่เข้าไปใช้งาน ได้เป็นอย่างน้อย							
5. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) การรักษาความปลอดภัย (Security Provision) ของระบบ AMI และ รายงาน (Report) สิ่งผิดปกติ (Abnormality) หรือ การบุกรุกที่น่าสงสัย							
2.8 Historical Data							
1. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Store) และ ให้บริการการเข้าถึงข้อมูล (Access) สำหรับข้อมูลย้อนหลัง (Historical Data) ยกตัวอย่างเช่น ข้อมูลที่ได้จากการอ่านมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ Application อื่น ๆ เป็นอย่างน้อย ภายในระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปีได้							
3 MDMS System Requirements							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.1 General Functionality							
1. ระบบ Meter Data Management System (MDMS) จะต้องทำหน้าที่เป็นศูนย์รวมข้อมูล (Data Hub) ที่สามารถเชื่อมโยงกับระบบ HES ได้หลากหลายระบบ (Multiple Head-End System (HES)) เพื่อทำให้การเข้าถึงข้อมูลต่าง ๆ โดยผู้ใช้งานระบบ, ระบบย่อยต่าง ๆ, และ Application ต่าง ๆ มีลักษณะเป็นจุดรวมเดียว (Single Point) ได้							
2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา ปรับปรุง และ ส่งมอบ Application Programming Interface (API) ทั้งหมดที่จำเป็นของระบบ MDMS เพื่อใช้ในการเชื่อมโยงกับระบบ HES ใหม่ในอนาคตของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ จะต้องจัดเตรียมและส่งมอบคู่มือการใช้งาน (User Manual)และ เอกสารอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดของ API ดังกล่าวมาข้างต้นให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
3. กระบวนการ Validation, Estimation, และ Editing (VEE)							
3.1 ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจสอบ (Validate) ความบกพร่องที่อาจจะเป็นไปได้ (Potential Errors) ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในข้อมูล Interval ของ Load Profile และ ข้อมูล Registers ต่าง ๆ ที่กำหนดในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ ยกตัวอย่างเช่น Billing Registers เป็นอย่างน้อย โดยการตรวจสอบค่าที่เกินช่วงที่กำหนด (Out-of-Range Values) และ ความบกพร่องเชิงตรรกะ (Logical Errors) ได้เป็นอย่างน้อย							
3.2 ระบบ MDMS จะต้องสามารถประมาณค่า (Estimate) ข้อมูลที่อ่านมาไม่ได้ (Missing Read Data)และข้อมูลที่ผิดพลาด (Erroneous Data) ด้วยกระบวนการประมาณค่าแบบต่าง ๆ ยกตัวอย่างเช่น Trending และ Linear Interpolation เป็นต้น							
3.3 ระบบ MDMS จะต้องสามารถแจ้งเตือน (Notification) ไปยังผู้รับผิดชอบ (Responsible Staffs) เมื่อช่วงเวลาที่ไม่สามารถอ่านค่าจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะได้มีช่วงเวลาเกินกว่าช่วงเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้ และ เมื่อค่าความผิดพลาดของข้อมูลที่อ่านมาได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะมีค่าเกินกว่าค่า Threshold ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดไว้ได้เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.4 ระบบ MDMS จะต้องสามารถแก้ไขค่า (Editing) ข้อมูลที่อ่านมาไม่ได้ (Missing Read Data) และข้อมูลที่ผิดพลาด (Erroneous Data) และ สามารถบันทึกข้อมูลโดยให้ข้อมูลใหม่ที่แก้ไขค่าบันทึกแยกจากข้อมูลดิบ (Raw Data) โดยที่ข้อมูลดิบไม่							
3.5 ระบบ MDMS จะต้องสามารถนำข้อมูลจากระบบ Automatic Meter Reading (AMR) ระยะที่ 1 และ 2 มาทำการตรวจสอบ (Validation) ด้วยกระบวนการ VEE แบบ Manual และ/หรือ Automatic ได้							
4. มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering)							
4.1 ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Collect) และ รวบรวม (Aggregate) ข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจริงที่ติดตั้งในระบบ AMI ตามจำนวนมิเตอร์ที่กำหนดโดยผู้ใช้งานระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering) ได้							
4.2 มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเสมือน (Virtual Metering) ในระบบ MDMS จะต้องรองรับฟังก์ชั่นการทำงานและการวัดค่าต่าง ๆ ของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้							
5. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเก็บ (Collect) และ แสดงผล (Display) ข้อมูล Load Profile, ข้อมูล Voltage Profile, ข้อมูล Current Profile, และ ข้อมูล Profile ต่าง ๆ ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ โดยแบ่งประเภทตามฤดูกาล (Season), ตามประเภทของวัน ยกตัวอย่างเช่น Weekday, Weekend, Holiday เป็นอย่างน้อย, ตามอัตราค่าใช้ไฟฟ้า (Rate Class), ตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Type), และ ตามกลุ่มมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนด หรือ Virtual Metering ที่กำหนด ได้เป็นอย่างน้อย							
6. ระบบ MDMS จะต้องสามารถบริหารจัดการเหตุการณ์ (Events) และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้ดังต่อไปนี้							
6.1 ข้อมูล Event Log จะต้องถูกเก็บ (Store) และ อ่านกลับ (Retrieve) ด้วยระบบ AMI (ระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS) ตามการเกิดขึ้นจริงของเหตุการณ์ที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยมีรายการของเหตุการณ์ที่จะต้องเก็บค่า Event Log ตามตาราง Event Log ด้านล่าง เป็นอย่างน้อย	หมายเหตุ: ค่า Threshold และ Settings Parameters ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับตาราง Event Log จะต้อง ถูกกำหนดโดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6.2 ข้อมูล Alarm จะต้องถูกเก็บ (Store) และ อ่านกลับ (Retrieve) ด้วยระบบ AMI (ระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS) ด้วยกรรมวิธีแบบ Push Notification อ่านกลับตามการเกิดขึ้นจริงของเหตุการณ์ที่มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และ/หรือ หน่วยรับส่งข้อมูล (4G/3G Modem), และ/หรือ ตู้มิเตอร์ โดยมีรายการของ Alarm ตามตาราง Alarm ด้านล่าง เป็นอย่างน้อย	หมายเหตุ: ค่า Threshold และ Settings Parameters ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับตาราง Alarm จะต้องถูกกำหนดโดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค						
7. ระบบ MDMS จะต้องสามารถรองรับการอ่านแบบ On-Demand Read และ การทดสอบระบบเบื้องต้นแบบ On-Demand Ping ผ่านทางการเชื่อมโยงกับระบบ HES ได้เป็นอย่างน้อย โดยระบบ MDMS และ/หรือระบบ HES จะต้องมีส่วนเชื่อมโยงกับผู้ใช้งานระบบ (User Interface) เพื่อใช้ในการอ่าน และ การ Ping ตามการร้องขอ (On-Demand) ไปยังมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนด และ สามารถแสดงผล (Display) ที่ได้จากการอ่านและ การ Ping ตามลำดับได้							
8. ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) และ คัดกรอง (Filter) ความผิดปกติ (Exceptions),เหตุการณ์ (Events), และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ในช่วงติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนมาก (Bulk Installation) และ ในช่วงติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะปกติ (Normal/Routine Installation) ในลักษณะของงานที่วางแผนไว้ล่วงหน้า (Planned Work) เพื่อลดการส่ง ความผิดปกติ (Exceptions), เหตุการณ์ (Events), และ สัญญาณเตือนภัย (Alarms) ที่เกิดจากการทำงานที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้าแล้วได้							
9. ผลิตภัณฑ์ MDMS ที่ผู้รับจ้างนำเสนอจะต้องปรากฏอยู่ใน Gartner's Market Guide for Meter Data Management as of December 2019, Table 1. Representative Vendors in the MDM Market ใน Appendix H							
3.2 Billing							
1. ระบบ MDMS จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับระบบ SAP ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่าน Enterprise Service Bus (ESB) หรือ FTP หรือ วิธีการเชื่อมโยงระบบแบบอื่น ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ เพื่อออกบิลตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ได้ (รายละเอียดดูในบทที่ 1 System Overview และ Appendix A:Interface							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณ Billing Determinants ตามสูตรที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด และ รองรับการคำนวณอัตราค่าใช้ไฟฟ้าตาม Rate ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดได้							
3. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Sub-Metering ได้ โดยนำเอาผลรวมของการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดแต่ละเครื่อง ไปลบออกจากค่าพลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะประธาน เพื่อหาส่วนต่างของพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ประโยชน์ในการคำนวณและวิเคราะห์หาค่า Technical Loss และ Non-Technical Loss ในระบบจำหน่ายได้เป็นอย่างน้อย							
4. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Net-Metering ได้ โดยนำเอาค่าการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดขาเข้า (Import) ลบกับค่าการใช้พลังงานขาออก (Export) ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดเครื่องเดียวกัน และ โดยการนำเอาค่าการใช้พลังงานที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดขาเข้า (Import) เครื่องหนึ่ง ลบกับค่าการใช้พลังงานขาออก (Export) ในมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่กำหนดอีกเครื่องหนึ่ง (ยกตัวอย่างเช่น มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องหนึ่งถูกใช้งานสำหรับโหลด และ มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะอีกเครื่องหนึ่งถูกใช้งานสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์) ได้เป็นอย่างน้อย							
5. ระบบ MDMS จะต้องสามารถคำนวณค่าการใช้พลังงานแบบ Summation ได้ โดยนำเอาหน่วยการใช้ไฟฟ้าและค่าพลังงานการใช้ไฟฟ้าที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะตั้งแต่ 2 เครื่องขึ้นไป มาคำนวณรวมกันตามตามสูตรที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด ให้เสมือนเป็นมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะเครื่องเดียว							
3.3 Energy Diversion Detection/Revenue Management							
1. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ MDMS จะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) เหตุการณ์ละเมิด (Tampering Events) และ แจ้งเตือน (Notification) ไปยังระบบ และ/หรือ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยกตัวอย่างเช่น ศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center (SMOC)) เป็นต้น							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ระบบ MDMS จะต้องสามารถกรอง (Filter) เหตุการณ์ละเมิด (Tampering Events) และ เหตุการณ์อื่นที่เกี่ยวข้อง ที่เกิดจากงานที่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า (Planned Work) แล้วทำให้เกิดเหตุการณ์ละเมิดเพื่อลดการแจ้งเตือนที่ไม่จำเป็น (False Alarms) ออกไปได้							
3. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ AMI หรือ ระบบ MDMS จะต้องรองรับการวิเคราะห์ข้อมูล (Data Analytics) ที่อ่านได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Load Research เป็นอย่างน้อย							
4. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ AMI และ ระบบ MDMS ร่วมกันจะต้องสามารถตรวจจับ (Detect) และ แจ้งเตือน (Notification)เหตุการณ์ละเมิดดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย							
4.1 Meter cover and/or terminal open							
4.2 Meter cabinet open							
4.3 Magnetic interference detection with magnetic interference withstand up to 0.4 TESLA							
4.4 Reverse power flow in any phase							
4.5 Current by-passing							
4.5.1 Fully by-passing (3P4W,3P3W): The loss of current in each phase longer than PEA's defined duration threshold.							
4.5.2 Partial by-passing (3P3W): The partial loss of current between phase more than a configurable threshold, e.g. 25%, longer than PEA's defined duration threshold.							
3.4 Load Research							
1. ระบบ AMI หรือ ระบบ MDMS จะต้องสามารถวิเคราะห์รูปแบบ (Pattern Analysis) ของ Load Profile เพื่อคัดกรองกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้ไฟฟ้าแบบเดียวกันได้							
4 AMI Network							
4.1 4G/3G Cellular Network							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G (กำหนดให้ 3G เป็นมาตรฐานการสื่อสารขั้นต่ำ) สำหรับใช้ในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในข้อเสนอทางเทคนิคเท่านั้น เนื่องจากมีความน่าเชื่อถือสูง และ มีพื้นที่ครอบคลุมทั่วประเทศ เหมาะสำหรับการใช้งานในสภาพพื้นที่แบบเมือง ชานเมือง และ นอกเมือง							
2. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะจำนวนอย่างน้อย 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการนี้ ที่สามารถสื่อสารบนโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G ได้ทั้งหมดครบทุกเครื่องในโครงการนี้							
3. ผู้รับจ้างจะต้องเสนอหน่วยรับ-ส่งข้อมูลจำนวน 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของจำนวนหน่วยรับ-ส่งข้อมูลทั้งหมดในโครงการนี้ที่สามารถสื่อสารบนโครงข่ายสื่อสาร Cellular ตามมาตรฐาน 4G/3G และ ทำงานร่วมกับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะได้ทั้งหมดครบทุกผลิตภัณฑ์							
4. ผู้รับจ้างจะต้องเสนออุปกรณ์ทดสอบหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (Test Tool for 4G/3G Modem) ที่สามารถใช้งานได้กับทุกผลิตภัณฑ์ของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล จำนวนไม่น้อยกว่า 600 ชุด							
4.2 Back Haul Communications							
1. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบระบบสื่อสาร Back Haul ที่สามารถรับ-ส่งข้อมูลจากมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะทั้งหมดในโครงการนี้ได้ทุก ๆ 15 นาที เพื่อใช้ในการเชื่อมโยงข้อมูลจากผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Mobile Operators) มายังระบบ HES ณ. ศูนย์ AMI Data Center หรือ สถานที่ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด							
2. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา ทดสอบ และ ส่งมอบอุปกรณ์เครือข่าย (Network Equipment) ทั้งหมดที่มีคุณสมบัติสอดคล้องเป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิคของการเชื่อมโยงโครงข่าย Fiber Optics ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (อุปกรณ์เครือข่ายของ Mobile Operators ไม่ต้องส่งมอบ)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาวงจรเช่า จำนวน 2 วงจรต่อผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสารหนึ่งราย โดยวงจรเช่าทั้ง 2 วงจรจะต้องแยกเส้นทางกัน เพื่อเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Mobile Operators) มายังศูนย์ AMI Data Center ให้มีขนาดไม่ต่ำกว่าวงจรละ 20 Mbps เพื่อรองรับการเรียกเก็บข้อมูลทุกๆ 15 นาที กับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้ง 70,000 ราย							
4. ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดหาบริการ Internet สำหรับรองรับการเข้าถึงข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั้งหมด 70,000 ราย จำนวน 2 วงจร วงจรละไม่ต่ำกว่า 100 Mbps Domestic และ 50 Mbps International ในระดับ Enterprise Grade พร้อม Public IP จำนวน 64 หมายเลข							
5 Network Management System (NMS)							
1. ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบระบบ Network Management System (NMS) สำหรับระบบ AMI ให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อใช้ในการบริหารจัดการโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ซึ่งระบบ NMS สามารถเป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES หรือ ระบบ MOMS หรือ ระบบ/Application อื่น ที่นำมาเชื่อมโยงกับระบบ AMI ยกตัวอย่างเช่น ระบบ NMS ที่ผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular (Mobile Operator) ให้บริการ เป็นต้น							
2. ระบบ NMS จะต้องสามารถเรียกดูสถานะของ SIM Card ที่ติดตั้งภายในหน่วยรับส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ในลักษณะ Polling ยกตัวอย่างเช่น สถานะ Up, สถานะ Down, สถานะ Warning หรือ อื่น ๆ และ สามารถเรียกดูค่าประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ยกตัวอย่างเช่น ค่า Received Signal Strength Indicator (RSSI), ข้อผิดพลาดต่าง ๆ (Errors), และ อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง, สามารถเรียกดูปริมาณข้อมูลที่ใช้ต่อเดือน (Monthly Data Usage), และ สามารถแสดงรายชื่อผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร ได้							
3. ระบบ NMS จะต้องสามารถรายงานปัญหาในการให้บริการของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (Problem Reporting Services) ได้							
4. ระบบ NMS จะต้องสามารถแสดง Log ของการให้บริการของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ได้							
5. ระบบ NMS จะต้องสามารถพิสูจน์สิทธิ์ (Authentication) และ ให้สิทธิ์ (Authorization) กับผู้ใช้งานระบบ NMS ในรูปแบบของ Role-Based ได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6. ระบบ NMS จะต้องสามารถเก็บข้อมูลย้อนหลัง (Historical Data) ไม่น้อยกว่า 3 ปี ได้							
7. ระบบ NMS จะต้องมี Graphic User Interface (GUI) ที่สามารถแสดงตำแหน่งของมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะบนแผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย อาทิเช่น ESRI ArcGIS Land-Based Data ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อแสดงสถานะของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ของระบบ AMI และ ปัญหาในการใช้งาน ต่าง ๆ (Exceptions) ได้ ในกรณีที่ผู้รับจ้างใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ต้องมีลิขสิทธิ์ ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกกฎหมายในการใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่นั้นให้ การไฟฟ้าส่วน							
8. ระบบ NMS จะต้องสามารถออกรายงาน (Report) ประสิทธิภาพของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G และ อุปกรณ์สื่อสารและอุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องที่ได้							
6 Implementation and Support Service	ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบ พัฒนา และส่งมอบระบบ AMI ที่สามารถใช้งานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพซึ่งตรงตามข้อกำหนดทั้งหมดที่มีรายละเอียดครบถ้วนในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ ผู้รับจ้าง และผู้รับจ้างในระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องร่วมมือในการดำเนินการออกแบบระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำหน้าที่กำกับดูแล ในขณะที่ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบแบบเบ็ดเสร็จเพื่อรับประกันคุณภาพและการส่งมอบโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในองค์รวมทั้งหมด							
6.1 Project Management	ผู้รับจ้างจะต้องรายงานและรับผิดชอบในการบริหารจัดการผู้รับจ้างช่วง ผู้ผลิต และคอยประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค						
ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการบริหารจัดการในด้านต่าง ๆของโครงการตามคำอธิบายดังนี้							
a) แผนโครงการ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและบำรุงรายละเอียดโครงการ ประกอบไปด้วยหมายกำหนดการโครงการ ความต้องการทรัพยากร งานที่ต้องพึ่งพากัน การส่งมอบและเนื้อหาของงานส่งมอบ เหตุการณ์สำคัญและจุดตรวจ และอื่น ๆ ผู้รับจ้างจะต้องส่งรายละเอียดแผนงานโครงการให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุมัติในช่วงเริ่มต้นของโครงการและปรับปรุงกำหนดการของโครงการรายอาทิตย์ตลอดระยะเวลาของโครงการ							
b) การจัดการขอบเขตงาน : ผู้รับจ้างจะต้องบริหารจัดการขอบเขตงานของโครงการนี้ตามกระบวนการบริหารการเปลี่ยนแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
c) การจัดการความเสี่ยงและการพึ่งพา : ผู้รับจ้างจะต้องพัฒนาแผนประเมินและบรรเทาความเสี่ยงเริ่มต้นของโครงการ ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงและบำรุงแผนงานประเมินและบรรเทาของความเสี่ยงและการพึ่งพาตลอดทั้งระยะเวลาโครงการ รวมทั้งแผนประเมินความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการส่งมอบและนำผลิตภัณฑ์ของผู้รับจ้างมาใช้งานในแผนบรรเทาความเสี่ยงนี้ด้วย							
d) การจัดการคุณภาพ : ตลอดระยะเวลาของโครงการผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและบริหารจัดการส่วนบันทึกปัญหาของโครงการ การดำเนินการ และวิธีแก้ปัญหา จากผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมด							
e) การจัดการสื่อสารโครงการ : ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการพัฒนาแผนการสื่อสารโครงการและจัดหาข้อมูลนำเข้าแก่การสื่อสารโครงการเป็นระยะตามแผนการสื่อสารโครงการ							
PROJECT MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:							
1. แผนโครงการ							
2. กำหนดการของโครงการและระยะเวลาอัปเดต							
3. ส่วนบันทึกปัญหาของโครงการ การดำเนินการ และวิธีแก้ปัญหา							
4. การประเมินความเสี่ยงเบื้องต้นและข้อแนะนำในการบรรเทา							
5. แผนประเมินและบรรเทาความเสี่ยง							
6. ข้อมูลนำเข้าสถานะโครงการ							
7. แผนสื่อสารโครงการ							
6.2 System Requirements	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสมบูรณ์ ความสอดคล้อง และคุณภาพโดยรวมของความต้องการของระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะรับผิดชอบในส่วนของการทบทวนและอนุมัติความต้องการของระบบทั้งหมด						
a) ข้อกำหนดด้านธุรกิจและประสิทธิภาพ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับหน้าที่งานทางธุรกิจ ความต้องการทางด้านเทคนิคและประสิทธิภาพสำหรับโครงการ ระบบสารสนเทศ และการรวมระบบ ผู้รับจ้างต้องจัดหาคู่มือมาตรฐานและคู่มือการใช้งานให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
b) ข้อกำหนดการกำหนดค่าและการปรับแต่งของผลิตภัณฑ์ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารให้ได้ตามความต้องการทางด้านธุรกิจ ผู้รับจ้างต้องจัดหาเครื่องมือกำหนดค่ามาตรฐานพร้อมเอกสารที่เกี่ยวข้อง							
c) ข้อกำหนดด้านการแปลงข้อมูล : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับความต้องการแปลงข้อมูลสำหรับการแปลงข้อมูลที่สำคัญจากแหล่งเก็บข้อมูลเดิมไปยังระบบ AMI							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
d) ข้อกำหนดด้านบูรณาการโดยรวม : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารรายละเอียดการบูรณาการระบบ รวมทั้งการแปลงข้อมูลที่จำเป็น ความถี่หรือกลไกการเรียก (invocation mechanism) ข้อกำหนดความล่าช้า (latency requirement) ข้อกำหนดการจัดการข้อยกเว้น (exception handling) และอื่น ๆ							
e) ข้อกำหนดด้านการปรับปรุงระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค: ผู้รับจ้างต้องนำเสนอรายละเอียดที่จะต้องปรับปรุงระบบเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาทิเช่น ระบบ ERP เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดด้านธุรกิจและประสิทธิภาพ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบก่อนจะดำเนินการปรับปรุงต่อไป							
f) ข้อกำหนดด้านการบริหารและสนับสนุนระบบ : ผู้รับจ้างต้องแจกแจงรายละเอียดข้อกำหนดด้านการบริหารและสนับสนุนระบบ ซึ่งรวมถึง การจัดการผู้ใช้งาน การจัดการความปลอดภัย การจัดการฐานข้อมูล ระบบสำรองและกู้คืน การจัดการประสิทธิภาพระบบ และอื่น ๆ ผู้รับจ้างต้องจัดหาคู่มือใช้งานมาตรฐานระบบด้วย							
SYSTEM REQUIREMENTS SPECIFICATIONS TASK DELIVERABLES:							
1. การทำงานโดยรวม เทคนิค และข้อกำหนดด้านประสิทธิภาพ							
2. ข้อกำหนดการบูรณาการระบบ							
3. คู่มือมาตรฐานและการฝึกอบรมการใช้งาน							
4. คู่มือการใช้งานมาตรฐาน							
5. คู่มือการใช้งานบริหารระบบ							
6. เครื่องมือและคู่มือการตั้งค่าระบบ							
7. ข้อกำหนดด้านระบบและการบริหารฐานข้อมูลและระบบสนับสนุน							
8. คู่มือมาตรฐานการบริหารและสนับสนุนระบบ							
9. คู่มือมาตรฐานการบริหารจัดการฐานข้อมูล							
10. ข้อกำหนดการตั้งค่าและการปรับแต่งระบบ							
11. ข้อกำหนดการแปลงข้อมูล							
12. ข้อกำหนดการปรับแต่งระบบล้าสมัยเดิม							
6.3 System Design	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสมบูรณ์ ความสอดคล้อง และคุณภาพโดยรวมของการออกแบบระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทบทวนและอนุมัติความการออกแบบระบบที่ทำโดยผู้รับจ้างอีกที						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
a) การออกแบบสถาปัตยกรรมของระบบ : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารสถาปัตยกรรมด้านตรรกะ เทคนิค และทางกายภาพของระบบที่บูรณาการให้ตรงกับความต้องการการทำงาน เทคนิคและประสิทธิภาพโดยรวมของทั้งระบบ							
b) การออกแบบการตั้งค่าและการปรับแต่งผลิตภัณฑ์ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาและจัดทำเอกสารในการออกแบบการตั้งค่าและการปรับแต่งผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องให้ตรงกับข้อกำหนดความต้องการการใช้งาน เทคนิค และประสิทธิภาพที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการ							
c) การออกแบบการแปลงข้อมูล : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารเกี่ยวกับเครื่องมือการแปลงข้อมูลสำคัญและกระบวนการให้ตรงกับข้อกำหนด ผู้รับจ้างต้องจัดทำเอกสารอธิบายโครงสร้างฐานข้อมูลมาตรฐาน (standard database schema) และเครื่องมือในการโหลด							
d) ข้อกำหนดการออกแบบการบูรณาการระบบ : ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสารการเชื่อมโยง (system interface) ของแต่ละระบบประกอบไปด้วย ข้อมูลอินพุต/เอาต์พุต การแปลงแปลงข้อมูล การจับคู่ข้อมูล ความถี่และความล่าช้า อัตรา transaction ที่คาดหวัง การตรวจสอบข้อมูล และการรับมือข้อผิดพลาด และอื่น ๆ ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
e) การออกแบบการดัดแปลงระบบดั้งเดิมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค : ผู้รับจ้างจะต้องช่วยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกแบบและทำเอกสารที่จำเป็นสำหรับการดัดแปลงระบบสารสนเทศดั้งเดิมให้ตรงข้อกำหนดที่สามารถบูรณาการกับระบบ AMI ได้							
SYSTEM DESIGN DELIVERABLES:							
1. สถาปัตยกรรมตรรกะ เทคนิค และกายภาพของระบบ AMI ที่ได้บูรณาการมา							
2. เอกสารระบบควบคุม interface สำหรับทุก interface ที่ต้องการ							
3. ข้อมูลนำเข้าสถาปัตยกรรมระบบ							
4. การออกแบบการตั้งค่าและปรับแต่งผลิตภัณฑ์							
5. โครงสร้างฐานข้อมูลมาตรฐานและเอกสารเครื่องมือที่ใช้นำเข้าข้อมูล							
6. การออกแบบการดัดแปลงระบบดั้งเดิม							
7. ข้อกำหนดการแปลงข้อมูล							
6.4 AMI Communication Network							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6.4.1 Field Area Network	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในเรื่องข้อกำหนดทางเทคนิคของโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI โดยรวม โครงข่ายการสื่อสาร AMI และ การตั้งค่าและทดสอบอุปกรณ์ รวมถึงจัดหาอุปกรณ์						
AMI COMMINICATION NETWORK DELIVERABLES:							
1. ข้อกำหนดโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI							
2. การทดสอบและตั้งค่าโครงข่ายการสื่อสารของระบบ AMI							
3. การจัดเตรียมอุปกรณ์สื่อสารของโคร่งข่ายการสื่อสารของระบบ AMI							
6.5 Software Configuration and Installation	ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบการติดตั้งและตั้งค่า configuration ของ software ทั้งหมดในโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่						
6.5.1 AMI Data Collection Head-End							
6.5.1.1 Configuration & Enhancements							
a) การตั้งค่า software : ผู้รับจ้างต้องตั้งค่า configuration ของแต่ละผลิตภัณฑ์ตามรายการในเอกสารข้อกำหนดและการ							
b) การตั้งค่าและปรับปรุง : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาการตั้งค่าและปรับปรุง software ตามในรายการเอกสารออกแบบ และส่งมอบ software ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นส่วนหนึ่งของระบบ							
6.5.1.2 Software Installation							
a) สภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ (Development/Test environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสภาพแวดล้อมนั้นควรประกอบไปด้วย software จำลอง, ระบบ interface stubs และเครื่องมือติดตามประสิทธิภาพ ตามที่ต้องการเพื่อให้ระบบทำงาน							
b) สภาพแวดล้อมสาธิต (Staging environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมสาธิตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
c) สภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ (Production environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วน							
SOFTWARE CONFIGURATION AND INSTALLATION TASK DELIVERABLES:							
1. Head-End software ที่รวบรวมข้อมูล AMI สำหรับการตั้งค่าและปรับแต่งที่ผ่านการทดสอบ							
2. ติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ สภาพแวดล้อมสาธิต และสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
6.5.2 Meter Data Management							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6.5.2.1 Configuration & Enhancements							
a) การตั้งค่า software : ผู้รับจ้างต้องตั้งค่า configuration ของแต่ละผลิตภัณฑ์ตามเอกสารข้อกำหนดและออกแบบ							
b) การปรับแต่งและปรับปรุง software : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาตัว software ปรับแต่งและปรับปรุงที่ต้องการตามเอกสารออกแบบและส่งมอบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นส่วนหนึ่งของระบบ AMI							
6.5.2.2 Software Installation							
a) สภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ (Development/Test environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสภาพแวดล้อมนั้นควรประกอบไปด้วย software จำลอง, ระบบ interface stubs และเครื่องมือติดตามประสิทธิภาพ ตามที่ต้องการเพื่อให้ระบบทำงาน							
b) สภาพแวดล้อมสาธิต (Staging environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมสาธิตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
c) สภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ (Production environment) : ผู้รับจ้างต้องติดตั้งสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วน							
AMI SYSTEM SOFTWARE TASK DELIVERABLES:							
1. Meter Data Management software สำหรับการตั้งค่าและปรับแต่งที่ผ่านการทดสอบ							
2. ติดตั้งสภาพแวดล้อมการพัฒนา/ทดสอบ สภาพแวดล้อมสาธิต และสภาพแวดล้อมผลิตภัณฑ์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
6.6 System Integration							
a) การบูรณาการโดยรวมทั้งหมด : ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการจัดหาเอกสารการตั้งค่าการบูรณาการที่เหมาะสม, การแปลงข้อมูล, การจับคู่ข้อความ การจัดการข้อผิดพลาดและอื่นๆ							
b) การบูรณาการกับระบบดั้งเดิม : ผู้รับจ้างต้องประสานงานกับผู้ผลิตอุปกรณ์ระบบดั้งเดิมเพื่อจัดทำ API ที่จำเป็น ซึ่งรวมถึงเอกสารในแต่ละการออกแบบระบบโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำกับดูแล ผู้รับจ้างจะต้องปรับ API ให้สามารถใช้งานได้กับระบบ AMI							
c) การดำเนินการของการปรับแต่งระบบดั้งเดิม : ผู้รับจ้างต้องประสานงานกับผู้ผลิตอุปกรณ์ระบบดั้งเดิมเพื่อการปรับแต่งระบบเดิมที่จำเป็นให้ตรงกับรายละเอียดในข้อกำหนดและการออกแบบในข้อก่อนหน้า							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
d) การแปลงข้อมูลจากฐานข้อมูล/ไฟล์ระบบเดิม : ผู้รับจ้างต้องจัดหาเครื่องมือที่จำเป็นเพื่อนำข้อมูลเข้าระบบ โดยผู้รับจ้างต้องจัดหาเอกสารสำหรับการแยก/แปลงข้อมูล							
SYSTEM DEVELOPMENT TASK DELIVERABLES:							
1. บูรณาการระบบโดยรวมทั้งหมด							
2. Program การแยก/แปลงข้อมูล รวมถึงเอกสารคู่มือการใช้งาน							
3. Software ปรับแต่งและตั้งค่าที่ผ่านการทดสอบแล้วว่าใช้งานได้							
4. API และเอกสารสำหรับผลิตภัณฑ์ AMI ตามที่ออกแบบการบูรณาการไว้							
6.7 Hardware and Infrastructure							
6.7.1 Data Center Infrastructures, LAN/WAN, Servers and Workstations	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการจัดหาอุปกรณ์ที่จำเป็นทั้งหมด การจัดการติดตั้ง และประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค						
a) คุณสมบัติทางเทคนิค (Technical Specification) : ผู้รับจ้างต้องระบุและปฏิบัติตามข้อกำหนดขั้นต่ำด้าน hardware และ software ที่กล่าวถึงใน book 5 ส่วน computer hardware, ระบบปฏิบัติการ, LAN/WAN และข้อกำหนดสถาปัตยกรรมอื่น ๆ เพื่อรับรองตามข้อกำหนดด้านเทคนิคและประสิทธิภาพข้อมูลสารสนเทศของระบบ AMI ที่ได้บูรณาการมา คุณสมบัติทางเทคนิคนี้ต้องครอบคลุมถึงสภาพแวดล้อมสำหรับ production, staging และ development/testing ตามที่กล่าวใน book 1 ซึ่งประกอบไปด้วยฐานข้อมูล, application server, user workstation, LAN/WAN							
b) การครอบครอง : ผู้รับจ้างต้องจัดหา computer hardware และสถาปัตยกรรมเพิ่มเติมตามคุณสมบัติทางเทคนิค							
c) การติดตั้ง : ผู้รับจ้างต้องติดตั้ง computer hardware และสถาปัตยกรรมเพิ่มเติมตามคุณสมบัติทางเทคนิคข้างต้น							
d) การตั้งค่าและการควบคุมเวอร์ชันของ ระบบปฏิบัติการ, IP สำหรับการจัดการฐานข้อมูล, การสื่อสารไปยังอุปกรณ์และสถาปัตยกรรม software อื่น ๆ: ผู้รับจ้างต้องส่งการตั้งค่าที่แนะนำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุมัติก่อนดำเนินการตามที่ขอ							
DATA CENTER INFRASTRUCTURES, SERVER & WORKSTATIONS DELIVERABLES:							
1. ข้อกำหนดความต้องการของ hardware และสถาปัตยกรรมและตารางความเห็นห้องที่ตรงกับความต้องการ IT hardware และ software ขั้นต่ำตาม book 5							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. ติดตั้ง computer hardware และสถาปัตยกรรมตามคุณสมบัติทางเทคนิค							
3. การจัดการการตั้งค่าและการควบคุมเวอร์ชั่น							
6.7.2 Smart Meter Installation	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบการติดตั้ง การตั้งค่าอุปกรณ์ ทดสอบ และ การเตรียมอุปกรณ์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการอนุมัติเส้นทางและแผนการติดตั้ง และคัดเลือกอุปกรณ์ตัวอย่างเพื่อทดสอบ						
SMART METER INSTALLATIONDELIVERABLES:							
1. การติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและส่วนควบคุมการสื่อสาร							
2. การตั้งค่าและทดสอบมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะและส่วนควบคุมการสื่อสาร							
6.8 Implementation and Rollout							
6.8.1 Process Engineering	ข้อกำหนดกระบวนการทางวิศวกรรมต้องครอบคลุมถึงการทำงานในแต่ละส่วนของ AMI : การดำเนินงานของระบบจำหน่าย การปฏิบัติงานภาคสนาม วิศวกรรมระบบจำหน่าย การจัดการสินทรัพย์ การจัดการความต้องการพลังงานและการบริโภค งานบริการลูกค้า การจัดการรายได้ และการปฏิบัติงานด้าน ICT						
a) กระบวนการทำงานมาตรฐานระบบ AMI : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมเอกสารของกระบวนการทำงานมาตรฐานระบบ AMI							
b) ต้นแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุง : ผู้รับจ้างต้องออกแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุงของระบบโดยภาพรวม							
c) กระบวนการธุรกิจโดยรวม : ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการพัฒนากระบวนการธุรกิจโดยรวมที่ใช้งานโดย ระบบ AMI และระบบ MDMS							
PROCESS ENGINEERING TASK DELIVERABLES:							
1. กระบวนการทำงานระบบ AMI มาตรฐาน							
2. ต้นแบบกระบวนการธุรกิจปรับปรุง							
3. กระบวนการธุรกิจโดยรวมที่ใช้งานโดยระบบ AMI และระบบ MDMS							
6.8.2 Change Management	ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการจัดการการเปลี่ยนแปลงรวมเช่น กระบวนการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลง สายการประเมินผลกระทบธุรกิจ การประเมินการเตรียมความพร้อมการเปลี่ยนแปลง แผนการจัดการการเปลี่ยนแปลง แผนการสื่อสาร คำอธิบายหน้าที่ และแผนการเปลี่ยนถ่ายพนักงาน						
CHANGE MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:							
1. แผนการจัดการการเปลี่ยนแปลง							
6.8.3 Factory Acceptance Test (FAT)	ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน (อ้างอิงถึง book 7) ตามนี้						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
แผนทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานสำหรับโครงการให้เทียบเท่ากับข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต้องผ่านการปรึกษาและอนุมัติจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยในแผนนั้นต้องมีการทดสอบครอบคลุม hardware และ software, ข้อมูลทดสอบ, แหล่งทรัพยากรทดสอบ และ เกณฑ์การยอมรับ							
ขั้นตอนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาขั้นตอนการทดสอบแบบบูรณาการรวมทั้งการทดสอบเฉพาะอย่างที่ระบุในแผนทดสอบและได้ผลตามคาดหวังในแต่ละการทดสอบ อย่างน้อยขั้นตอนการทดสอบต้องครอบคลุมการทดสอบ functional โดยสามารถปรึกษากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามความจำเป็น และต้องมีการตรวจสอบย้อนกลับได้ระหว่างการทดสอบและความต้องการการทำงาน เทคนิค และประสิทธิภาพทั้งหมดได้ ผู้รับจ้างระบบ AMI ต้องทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อจัดหาระบบกลไกการติดตามที่จะยืนยันได้ว่าข้อกำหนดการทำงานได้ถูกทดสอบเรียบร้อยแล้ว							
การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสังเกตการณ์การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานของผู้รับจ้าง โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง การทดสอบ และการพิสูจน์ความสมบูรณ์ของการทดสอบและผลการทดสอบสำหรับระบบ HES และระบบ MDMS พร้อมการหารือและอนุมัติจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พร้อมทั้งเอกสารผลการทดสอบทั้งหมด							
FACTORY ACCEPTANCE TEST TASK DELIVERABLES:							
1. แผนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน							
2. ขั้นตอนการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน							
3. ตัวควบคุมการทดสอบ เช่น simulation/stubs สำหรับระบบงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
4. ดำเนินการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน							
5. ผลการทดสอบการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงานสำหรับระบบ HES และระบบ MDMS							
6.8.4 System Testing & Commissioning	ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการทดสอบและการทำให้ระบบทั้งหมดมีความพร้อมในการใช้งาน รวมทั้งการทดสอบการใช้งาน การทดสอบระบบรวม ประสิทธิภาพและการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน Full Functional Test (FFT) และการทดสอบที่ไซต์งาน Site Acceptance Test (SAT) ดังต่อไปนี้						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
แผนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการทดสอบระบบทั้งหมดของโครงการให้เป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและความจำเป็นในการบูรณาการระบบ พร้อมการพิจารณาและการเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแผนการทดสอบนั้นต้องครอบคลุมการทดสอบระบบขั้นต่ำ การทดสอบระบบรวม การทดสอบประสิทธิภาพ การทดสอบภาวะวิกฤติ การทดสอบความพร้อมใช้งาน การทดสอบความปลอดภัย และกระบวนการทดสอบการตรวจรับขั้นสุดท้าย และในแผนต้องมีการทดสอบที่จำเป็นต้องใช้ hardware และ software ข้อมูลทดสอบ แหล่งทรัพยากรทดสอบ และเกณฑ์การตรวจรับงาน							
ขั้นตอนการทดสอบ : ผู้รับจ้างต้องทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อพัฒนาขั้นตอนการทดสอบรวมระบบ รวมทั้งการทดสอบเฉพาะอย่างที่ระบุในแผนการทดสอบและผลที่คาดหวังของแต่ละการทดสอบ โดยอย่างน้อยขั้นตอนการทดสอบนั้นต้องครอบคลุมการทดสอบการทำงาน การบูรณาการการทดสอบกระบวนการธุรกิจ/ปฏิบัติงาน การทดสอบประสิทธิภาพ การทดสอบความพร้อมใช้งาน การทดสอบความยืดหยุ่นและภาวะวิกฤติ และการทดสอบความปลอดภัย โดยสามารถพิจารณาร่วมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามสมควร โดยทั้งนี้ต้องสามารถตรวจสอบย้อนกลับได้ระหว่างการทดสอบและความต้องการการทำงาน เทคนิค และประสิทธิภาพ ผู้รับจ้างระบบ AMI ต้องทำงานร่วมกับผู้รวมระบบเพื่อจัดหาระบบกลไกการติดตามเพื่อยืนยันได้ว่าการข้อกำหนดการทำงานทุกอย่างได้ถูกทดสอบเรียบร้อยแล้ว							
ข้อมูลทดสอบ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมตัวอย่างข้อมูล มาตรฐานข้อมูลทดสอบหากข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังไม่พร้อมในการทดสอบ							
การทดสอบระบบ : ผู้รับจ้างจะต้องทำการทดสอบโดยได้รับความช่วยเหลือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเท่าที่จำเป็น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีสิทธิ์ตามสมควรในการดำเนินการทดสอบระบบบางส่วนหรือทั้งหมดด้วยการสนับสนุนจากผู้รับจ้าง							
การทดสอบการทำงาน : การทดสอบการทำงานจะเริ่มหลังจากการทดสอบระบบเสร็จสมบูรณ์ ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง จัดเตรียมและดำเนินการทดสอบการทำงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
การทดสอบรวมระบบ : การทดสอบรวมระบบจะเริ่มหลังจากการทดสอบระบบเสร็จสิ้น ผู้รับจ้างต้องติดตั้ง จัดเตรียม และดำเนินการการทดสอบการรวมระบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสนับสนุนข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ utility information ที่มีอยู่สำหรับการทดสอบรวมระบบนี้							
การทดสอบประสิทธิภาพ : หลังจากการทดสอบระบบเสร็จสิ้นแล้ว การทดสอบประสิทธิภาพจะรวมไปถึง การทดสอบการตอบสนองของระบบ ความพร้อมใช้ของระบบและข้อมูล ความปลอดภัย ความยืดหยุ่น และภาวะวิกฤติ ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการติดตั้ง จัดเตรียม และความสมบูรณ์ของการทดสอบประสิทธิภาพที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการทดสอบพร้อมด้วยการสนับสนุนจากผู้รับจ้าง							
การทดสอบเพื่อตรวจรับงาน Full Functional Test (FFT) : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการการทดสอบเพื่อตรวจรับงานเพื่อให้มั่นใจว่าระบบพร้อมที่จะทำงานตามข้อกำหนดทางเทคนิคที่เหมาะสม สำหรับชุดแรกจำนวน 15 เครื่อง ซึ่งประกอบไปด้วยมิเตอร์จำนวน 5 เครื่องต่อผลิตภัณฑ์ (มิเตอร์ประกอบ CT แรงต่ำ จำนวน 3 เครื่อง มิเตอร์ประกอบ CT-VT แรงสูง จำนวน 2 เครื่อง) และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จำนวน 15 ชุด ซึ่งประกอบไปด้วย หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จำนวน 5 ชุดต่อผลิตภัณฑ์ อ้างอิง เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 13.2 และ Book 7 Non-Functional Requirments ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนในการทดสอบ							
การทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่ไซต์งาน (SAT) : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการการทดสอบเพื่อตรวจรับงานเพื่อให้มั่นใจว่าระบบพร้อมที่จะสนับสนุนกระบวนการทางธุรกิจตั้งแต่ต้นจนจบสำหรับชุดแรกจำนวน 120 เครื่อง อ้างอิง เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 13.3 และ Book 7 Non-Functional Requirments ผู้รับจ้างจะต้องสนับสนุนในการทดสอบ							
SYSTEM TESTING & COMMISSIONING TASK DELIVERABLES:							
1. แผนทดสอบระบบ AMI							
2. ขั้นตอนการทดสอบระบบ AMI							
3. กลไกการติดตามการยืนยันว่าเป็นตามข้อกำหนด							
4. สภาพแวดล้อมทดสอบการทำงานและรายงาน							
5. สภาพแวดล้อมการรวมระบบและรายงาน							
6. สภาพแวดล้อมการทดสอบประสิทธิภาพและรายงาน							
7. ระบบตั้งแต่ต้นจนจบและรายงานทดสอบกระบวนการธุรกิจ							
8. รายงานการทดสอบระบบทั้งหมด							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6.8.5 Data Migration	ผู้รับจ้างต้องพัฒนา software สำหรับการนำเข้า แยก และการแปลงของข้อมูลเข้าสู่ระบบ AMI ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบต่อความสำเร็จในการย้ายข้อมูลจากระบบเก่ามายังระบบใหม่						
DATA MIGRATION TASK DELIVERABLES:							
1. Software สำหรับการแยกและแปลงข้อมูล							
2. Software สำหรับนำเข้าข้อมูลสู่ระบบ AMI							
3. การย้ายข้อมูล							
6.8.6 Training	อ้างอิงถึง เงื่อนไขเฉพาะงาน หัวข้อที่ 14 และ book 7 Non-functional requirements ต้องมีอย่างน้อยดังต่อไปนี้						
1. พัฒนาแผนฝึกอบรม							
2. ส่งมอบเนื้อหาการฝึกอบรมมาตรฐานและปรับแต่งให้เข้ากับสภาพแวดล้อมระบบ การตั้งค่า และกระบวนการธุรกิจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
3. จัดเตรียมการฝึกอบรมสำหรับกลุ่มผู้ใช้งานอย่างน้อยดังนี้							
a. ผู้ดูแลระบบ							
b. การปรับแต่งระบบ							
c. ระบบสนับสนุนแอพพลิเคชั่น							
d. ตัวแทนผู้บริหารลูกค้า							
e. พนักงาน metering และ billing							
f. ผู้ใช้งานที่ไม่สามารถแก้อะไรได้							
4. พัฒนาคำถามที่ถูกถามบ่อยกับผู้ใช้งาน							
6.8.7 Documentation	ข้อกำหนดโดยทั่วไปสำหรับเอกสารนั้น อ้างอิงถึงเงื่อนไขเฉพาะงานหัวข้อที่ 16 และ book 7 Non-functional requirements						
DOCUMENTATION TASK DELIVERABLE:							
1. System interface control document for all required							
2. เอกสารจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น ปรับปรุงตามสมควร							
3. คู่มือผู้ใช้งานมาตรฐาน							
4. คู่มือการใช้งานมาตฐาน							
5. คู่มือบริหารและสนับสนุนระบบมาตรฐาน							
6. เครื่องมือและคู่มือการตั้งค่าระบบ							
7. คู่มือการจัดการฐานข้อมูลมาตรฐาน							
8. คู่มือการจัดการฐานข้อมูลของระบบ AMI มาตรฐาน							
9. เอกสารและเครื่องมือนำเข้าข้อมูลและ schema ฐานข้อมูล							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
10. เอกสารการแยก/แปลงคู่มือ							
11. เอกสารสำหรับผลิตภัณฑ์ระบบ AMI ตามรายการออกแบบการบูรณาการระบบ							
12. คู่มือฝึกอบรมมาตรฐาน							
13. คู่มือการพัฒนาระบบ รวมทั้ง เครื่องมือการตั้งค่าของระบบ การออกแบบและการใช้งาน API การทำงานและประวัติ ของ schema ฐานข้อมูลของระบบ AMI และอื่นๆ							
14. เอกสารอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง							
6.8.8 Configuration/Version Management							
ก) แผนการจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น : ผู้รับจ้างต้องมอบและทำเอกสารแผนและกระบวนการให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับเก็บรักษาการตั้งค่าและเวอร์ชั่นของ hardware software และเอกสารที่ได้รับในระหว่างการพัฒนาและติดตั้งตลอดทั้งโครงการ การตั้งค่า hardware ต้องรวมไปถึง application server, database server และ user workstation รวมทั้ง สถาปัตยกรรมเครือข่าย software version และ การจัดการการตั้งค่านั้นรวมไปถึง periodic software patched, new release และการปรับปรุงแต่ละส่วนใน software ของระบบ AMI รวมทั้ง sever และ client application จากแต่ละผู้ผลิตที่เกี่ยวข้อง เอกสารนี้ยังรวมถึงการปรับปรุงคู่มือระบบ คู่มือผู้ใช้งาน คู่มือฝึกอบรม โครงสร้างฐานข้อมูลและความหมาย แผนทดสอบ ขั้นตอนทดสอบ และอื่น ๆ							
ข) Application software: ผู้รับจ้างต้องจัดหา software ปรับปรุงตามสมควรตลอดอายุสัญญา							
ค) เอกสาร : ผู้รับจ้างต้องปรับปรุงเอกสารตามสมควรตลอดทั้งโครงการ ตั้งแต่ข้อกำหนด การออกแบบ การรวมระบบจนถึงการผลลัพธ์สุดท้าย							
CONFIGURATION/VERSION MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:							
• แผนการจัดการการตั้งค่า/เวอร์ชั่น							
• Software patch และการปรับปรุงตามสมควร							
• การปรับปรุงเอกสารตามสมควร							
• จัดการเวอร์ชั่นทั้งหมดเพื่อให้แน่ใจถึงการทำงานร่วมกัน							
6.8.9 Production/Acceptance/Transition							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
a) แผนการรวมระบบ เปลี่ยนถ่าย และนำออกใช้งาน (Implementation, Transition and Rollout plan): ผู้รับจ้างต้องพัฒนาแผนการรวมระบบ การเปลี่ยนถ่าย และการนำออกใช้งานเพื่อเป็นแนวทางให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตลอดทั้งช่วงผลสำเร็จ, การเปลี่ยนแปลง, การเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจ, และช่วงนำออกใช้งานของระบบสารสนเทศ AMI							
b) การแปลง/โอนถ่ายข้อมูล (Data conversion/migration) : ผู้รับจ้างต้องดำเนินการแปลงข้อมูลจากระบบงานดั้งเดิมไปยังระบบสารสนเทศ AMI ตามแผนการรวมระบบ/เปลี่ยนถ่าย/ออกใช้งานข้างบน							
c) นำระบบออกใช้งาน (System Rollout) : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการสนับสนุนตามความจำเป็นตามลำดับการรับรองและข้อตกลงการบำรุงรักษาและสนับสนุนอย่างต่อเนื่องที่ได้ตกลงไว้ในช่วงนี้							
d) การสนับสนุนผลิตภัณฑ์ (Production support) : ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการสนับสนุนผลิตภัณฑ์ขั้นต้นพร้อมทั้งพนักงานที่มีประสบการณ์ตลอดทั้งสัญญา							
e) ฝึกอบรมพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Training of PEA Support Team) : ในช่วงการสนับสนุนผลิตภัณฑ์ผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมการฝึกอบรมในขณะปฏิบัติงานจริงให้กับพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
f) การสนับสนุนการเปลี่ยนผ่าน (Transition Support) : หลังสิ้นสุดสัญญาผู้รับจ้างต้องสนับสนุนต่อเนื่องไปอีก 30 วันให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
PRODUCTION/ACCEPTANCE/TRANSITION TASK DELIVERABLES:							
• แผนงานการรวมระบบ, เปลี่ยนผ่าน และนำออกใช้งาน							
• การฝึกอบรมขณะปฏิบัติงานจริงให้กับพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วงระยะเวลาสนับสนุนผลิตภัณฑ์							
• การสนับสนุนขั้นต้นเป็นระยะเวลา 30 วันในช่วงหลังเปลี่ยนผ่าน							
• การสนับสนุนผลิตภัณฑ์และการเปลี่ยนผ่านตามสมควร (เป็นส่วนหนึ่งของข้อตกลงการบำรุงรักษาและสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 3: Smart Meters, Modem and Installations							
(1) Smart Meter and Modem Technical and Engineering Specifications							
1 Overview							
1.1 Scope	These specifications cover three-phase C&I smart meters using in PEA's Advanced Metering Infrastructure (AMI) for C&I System for measuring and recording electrical energy and demands for billing and measuring and recording other electrical quantities completed with their functions, communications and accessories. Total number of new C&I smart meters and associated AMI devices are provided in บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule).						
1.2 Standards	The C&I smart meters shall be manufactured and tested in accordance with the latest edition of the following standards:						
• Thailand Industrial Standard (TIS)(For 0.5S class only (both CT-operated and transformeroperated C&I smart meters))							
o TIS 1030-2552: Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions							
o TIS 2544-2555: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Static meters for active energy (classes 0.2S and 0.5S)							
• International Electrotechnical Commission (IEC)(For both 0.2S and 0.5S classes (both CT-operated and transformer-operated C&I smart meters))							
o IEC 62052-11: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment							
o IEC 62053-22: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2S and 0.5S)							
o IEC 62053-23: 2003 Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)							
o IEC 62056 Parts 46 and 53 - Electricity Metering Data Exchange for Metering, Tariff and Load Control.							
• All other relevant standards, unless otherwise specified in these specification. The bidder and awarded contractor please list these standards.							
PEA will also accept the C&I smart meters tested in accordance with the later edition of the above standards.							
2 Electric Meter Technical Requirements							
2.1 Service and Installation Conditions	The C&I smart meters (provided, acquired, and installed by the contractor under PEA approval) shall be weatherproof and dustproof designed and constructed for outdoor installation in a cabinet (provided, acquired, and installed by the contractor under PEA approval) for operation under the following conditions:						
• Altitude :	up to 1,000 m above sea level						
• Ambient air temperature :	up to 55°C						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
• Average relative humidity in any one year :	up to 95%						
• Climatic condition :	tropical climate						
2.2 Ratings and Characteristics	The minimum requirements of ratings and characteristics of the C&I smart meters shall be according to Table 1. The bidder and awarded contractor shall submit the C&I smart meter test reports for PEA approval.						
Table 1 Ratings and characteristics of the C&I smart meters	Note: (1) Requirements for each item of the smart meters are specified in “บัญชีแสดงรายละเอียด รายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule)” (2) The bidder and awarded contractor shall submit the type-test reports of the proposed rating. (3) The C&I smart meters shall consume power from the main line power supply. For three phase meters, the smart meter shall be able to measure and operate in the case of missing of any single phase or two phases of the power supply or missing of neutral line. (4) Power Supply: Operating range voltage input for the meter connected through instrument transformers shall be 3 x 100 to 3 x 415 V (three-phase 3-wire) or 3 x 58/100 to 3 x 240/415 V (three-phase 4-wire) or better. (5) For class 0.2S, the C&I smart meter shall have the auxiliary AC/DC power supply input of 100 – 240 V for maintaining the real-time clock (RTC) in the meter.						
2.3 Constructional Requirements	The C&I smart meters shall have constructional requirements as follows:						
2.3.1 Mounting	The meters shall be arranged for three-point mounting. Mounting holes shall accommodate 5.0mm mounting screws. The upper mounting hole should be external to the body; and the two (2) lower mounting holes shall be on both sides of the meter-base bottom part which is holding terminal block, and the two (2) lower mounting holes shall be within the area of the perpendicular projection of the terminal cover.						
2.3.2 Meter Base	Meter base shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate. Color of the meter base is preferable grey.						
2.3.3 Meter Cover	The meter cover shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate. If the meter cover is not permanent seal design, provision for security sealing shall be provided and in this case the gasket of the meter cover is used for protecting the meters against moisture, dust and insects; the gasket shall be of weather and aging resistant material such as neoprene or equivalent.						
2.3.4 Terminal and Terminal Block	All Terminals and screws shall be made of high-conductivity solid brass with nickel plated or tin plated and suitable for using with Copper insulated cables having dimensions according to Table 2. The terminals shall be the bottom-connected type and grouped in a terminal block.						
Table 2 Dimensions of cables used with C&I smart meters	Note:(1) Terminals and terminal block of the proposed C&I smart meters shall be designed for using with whole range of the cable sizes as specified in the Table above.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.3.5 Terminal Cover	• The terminal cover shall be made of UV-resistance, high impact-resistance and self-extinguishing polycarbonate and suitable for cables incoming and outgoing vertically from the bottom, and shall have provision for security sealing. • The connection diagram of the meters shall be shown on the terminal cover. Color of the terminal cover is preferable grey.						
2.3.6 Nameplate	The inscription on nameplate shall be marked in English according to the relevant standard, and marked with three (3) additional marks as follows:						
1. SUPPLIED BY PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY							
2. PEA: (The number to be marked on the nameplate shall be given by PEA after the final of bid consideration.)							
3. Barcode: (The number to be marked shall be the same as PEA number mentioned in Item (2). The barcode symbology shall be Code 128 according to ISO/IEC 15417.)							
The example of the nameplate is shown in Figure 5-1.	Figure 5-1: Example of meter's nameplate						
The nameplate shall be placed inside the meter cover or with a separate transparent cover for environment protection or a laser marking on the meter cover. In case of using the laser marking, the awarded Contractor shall produce the new meter cover with nameplate upon the request of PEA throughout the contract.							
2.3.7 Measured Values and Register Unit	Minimum requirements of quantities measured and displayed by the smart meters are shown as the followings:						
1. Current date and time							
2. kWh (import, export and absolute)(1)							
3. kvarh (import, export and absolute)(1)							
4. Maximum kW demand (import and export)							
5. Cumulative kW demand (import and export)							
6. Maximum kvar demand (import and export)							
7. Cumulative kvar demand (import and export)							
8. Instantaneous active power in kW(1)							
9. Instantaneous reactive power in kvar(1)							
10. Instantaneous voltage in V r.m.s. (1)							
11. Instantaneous current in A r.m.s. (1)							
12. Instantaneous power factor(1)							
13. Instantaneous phase angle(1)							
Note:(1) Per-phase values and total values shall be required for 3-phase meters, except instantaneous voltage, instantaneous current, and instantaneous phase angle only per-phase values are required.							
• Each above quantity shall be displayed with at least three (3) digits identification code. The identification code shall be specified by PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
• The display shall have symbols for indicating the operations of the meters, meter statuses, and also both import and export directions of measured values.							
• The display shall be able to indicate a unit of measure and the symbol of TOU rates.							
• The register unit shall be solid-state microprocessor based register with internal memory of programmable and reprogrammable type. The internal memory shall be non-volatile semiconductor type.							
• The display shall be at least 8-digit LCD display with three (3) decimal points for power and demand and two (2) decimal points for energy. The decimal points shall be programmable.							
• The size of the LCD display shall not be less than 16 cm^2 and the height of each digit showing the measured quantities shall not be less than 8 mm.							
• The register unit shall have the following display operating modes, in which the mode switching shall be achieved by both the push button at the meter and the software tool provided by the bidder and awarded contractor:							
1. Scrolling mode, the data such as kWh, kvarh and other measuring data will be shown on the display in sequence automatically. The scrolling time shall be programmable up to 15 seconds.							
2. Manual mode, the push button or switch on the meter's panel shall be used for starting the display sequence and showing various stored data.							
2.4 Maximum Demand Reset	The meter shall have manual billing reset (i.e. the maximum demand reset) by a sealable demand reset button. The button placed outside the meter cover is preferable.						
2.5 Input and Output Ports	The meter shall have, at least, one input port that is used to support a detection of the meter cabinet door open, and, at least, two output ports that are used to support the future application.						
3 Meter Communications							
3.1 Local Communication							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. The smart meters shall have local wireless communication interfaces (any type) or optical port interface with provisions for meeting the system security requirements specified in the security requirements of this RFP. The physical port shall be compliant to IEC 62056-21 with the password changeable locally or remotely through the AMI network. The data communication via the local port shall be according to DLMS/COSEM standard. Downloading all 45-day load profile data via the local port shall be completed within 15 minutes.							
2. All local connections shall be secured and protected by appropriate authentication, authorization, and encryption procedures.							
4 4G/3G Modem							
4.1 Remote Communication	4G/3G modems shall be provided for supporting remote communication between meters and AMI HES system. The smart meters shall be designed to support and operate with the external 4G/3G modem, with the details described below, without degradation of meter's degree of protection. The meters shall monitor and record all electrical quantities and events correctly although the 4G/3G modem has failed.						
The 4G/3G modem shall comply the following requirements:							
1. 4G/3G Cellular Modem	4G/3G Cellular Modem is the cellular modem for communication between the C&I smart meters and AMI HES system via 4G/3G cellular networks, in which 4G is a primary mobile cellular network with the fallback to 3G as a backup mobile cellular network. The general requirements are as follows,						
a. Meter interface:	Meter interface: RS232 via RJ45 port or other ports with RJ45 port adapter as follows,						
Table 3 Meter interface definition for RS-232 via RJ45 port or other ports with RJ45 port adapter							
b. Status indicator:	LED						
c. Operating temperature:	up to 55 Degree Celsius						
d. Power supply (Vcc):	Power supply (Vcc): auto-range 5–15 V DC or better (i.e. a lower voltage level is less than 5V and an upper voltage level is more than 15V) and not more than 8 W at the peak power, supplied from meter via communication interface						
e. The 4G/3G modem shall provide the replaceable slot/socket for easy maintenance and battery replacement if the battery is used.							
Complete with:							
f. Communication cable with connector for connecting the Modem to the meter							
g. Detached antenna with not less than 5 dBi gain complete with wires and connector							
h. Instruction manual							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
i. Other accessories according to manufacturer's design and auxiliary equipment necessary to complete.							
j. The 4G/3G modem shall be configured completely and successfully with the necessary and sufficient parameters by the bidder and awarded contractor.							
2. 3G cellular communication requirement							
a. Baud rate:	at least 3G (384 kbps for upstream)						
b. Frequency:	Multi band (850 MHz, 900 MHz 2,100 MHz)						
c. Maximum output power:	under NBTC regulation						
d. Standard:	3GPP Release 5, or higher						
e. Operating mode:	data and SMS, or more						
f. Protocol:	support embedded TCP/IP and UDP stack						
g. Operating command:	support AT command and graphic user interface (GUI).						
3. 4G cellular communication requirement							
h. Baud rate:	at least 4G LTE (5 Mbps for upstream)						
i. Frequency:	Multi band (850 MHz, 900 MHz, 1,800 MHz, 2,100 MHz, 2,300 MHz)						
j. Maximum output power:	under NBTC regulation						
k. Standard:	4G LTE-FDD or 4G LTE-TDD, or higher						
l. Operating mode:	data and SMS, or more						
m. Protocol:	support embedded TCP/IP and UDP stack						
n. Operating command:	support AT command and graphic user interface (GUI).						
4. Note							
a. The 4G/3G Modem shall be dust-proof type and suitable for installation in the meter's terminal cover. In addition, the 4G/3G modem shall be installed completely and properly within the meter's terminal cover with the fixture holding the 4G/3G modem firmly.							
b. Each Modem shall have manufacturer's barcode.							
c. The Modem shall be packed in suitable package.							
d. ผู้เสนอราคาต้องได้รับหนังสือรับรองการให้บริการและซ่อมแซมบำรุงรักษาผลิตภัณฑ์ที่นำเสนอใน โครงการตลอดอายุสัญญาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ เว้นแต่เป็นผลิตภัณฑ์ต่างประเทศ ซึ่งไม่มีตัวแทนจำหน่ายในประเทศ จึงจะให้ใช้หนังสือรับรองจากเจ้าของผลิตภัณฑ์จากต่างประเทศได้โดยตรง							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4.2 Test Tool for 4G/3G Modem	The bidder and awarded contractor shall acquire, develop/modify, and deliver the handheld hardware test tool for the 4G/3G modem, in which the received signal strength (CSQ), the mobile operator network status associated with the SIM card (i.e. 4G or 3G network with the operator name), the IP address of the SIM card, the SIM card status (i.e. Up/OK or Down/Failed/NA), and the voltage and current consumed by the 4G/3G modem are being measured and tested, at least but not limited to. The hardware test tool shall be able to measure and test all brands of delivered 4G/3G modems by the single test tool. PEA will not accept multiple test tools that are tied with the specific delivered 4G/3G modem brands.						
5. Communications Protocol							
5.1 Communications Protocol for Both Local and Remote Communications							
1. Data type, interface classes and protocol stacks including application layer and other relevant layers of data communications of the smart meters shall be according to DLMS/COSEM standard suit (IEC 62056 standard series)							
2. The smart meters with DLMS/COSEM certification are required. The bidder and awarded contractor shall submit the DLMS/COSEM certification for all type of smart meters together with the proposal to PEA for consideration.							
3. Meters shall support remote upgrading. The ability to add applications and edge processing at any level of the network is preferable.							
4. The bidder and awarded contractor shall submit documentation showing detail of the communication protocol and relevant data such as data type, interface classes, OBIS codes, etc. of the proposed meters to PEA for consideration.							
5. OBIS Code							
a. Bidder and awarded contractors shall comply with a PEA's OBIS code included in Appendix E: PEA OBIS Code.							
b. The awarded Contractor shall comply all type of smart meters with the PEA Companion Specification via the Functional Evaluation Tool (FET) testing after the project contract signed as part of the project. In addition, all costs associated with the FET test will be solely under the responsibility of The Awarded Contractor. PEA reserves all right to define the testing criteria and procedure in the Functional Evaluation Tool (FET) testing after the project contract signed.							
6. Security Provisions							
6.1 Local Communication							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. The smart meters shall have a sophisticated security system to prevent fraudulent interference i.e. changing the tariff data or changing the meters reading via local communication.							
2. The meter's security shall be compatible with software and network including a set of asymmetric/symmetric keys for authentication and non-repudiation functions as well as a set of asymmetric/symmetric keys for confidential message transmission.							
3. The system, including smart meters and endpoint devices should have "end dating" functionality for passwords and certificates, in which "end dating" means that the passwords and certificates shall be expired after the given date and time, managed by the AMI system, e.g. HES, or MDMS.							
4. There shall be at least three (3) groups of accessible password as follows:							
• Group 1: Password for administrators to write the software and set the system of the meters							
• Group 2: Password for programmers to program the operating functions of the meters							
• Group 3: Password for readers to read the stored data, including to correct the time of the meters							
6.2 Remote Communication							
1. The smart meters should be password-protected for authentication and authorization for remote communications.							
2. The smart meters shall support symmetrical or asymmetrical 128-bit data encryption depending on data access levels for meter's remote communication.							
3. Meters and 4G/3G modem shall be independently paired to ensure that the 4G/3G modem can be removed and attached to another meter with the appropriate authorization and authentication from the security systems.							
4. All data including security data (encryption keys, passwords, certificates) shall be encrypted.							
5. Minimum security implementation shall follow "DLMS/Cosem Security Suite 0 AES-GCM- 128; DLMS UA 1000-2 Ed 8.1 2015" or better							
6. The Bidder and awarded contractor shall submit documentation showing detail of meter's security system to PEA for consideration.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
7 Device Power and Storage							
7.1 Internal Memory	The smart meters shall contain internal, persistent memory to store the configuration data permanently, and store all meter interval reads for at least 45 days and log of all events (e.g. power outage/restoration, tampering, self-diagnostics, etc.) for at least 200 records.						
7.2 Main Power Supply	The smart meters shall consume power from the main line power supply for the CT-operated C&I smart meter, and from VT transformers for the transformer-operated C&I smart meters.						
7.3 Backup Power Supply for the Smart Meters	For the real-time clock (RTC) backup battery, the socket-type replaceable (Lithium-Ion) battery installed under meter's terminal cover or meter's front without opening the meter cover shall be provided.						
8 AMI-Enabling Functions							
8.1 Supporting the AMI Head-End Software	Supporting and AMI Head-End Data Collection Software shall comply with Book 2 of this RFP						
8.2 Meter Reading							
8.2.1 Automatic Meter Reading	The smart meters shall transmit measured quantities as specified in "Measured values and register unit" and "Load profile data" to AMI HES system automatically. The transmission shall be managed by AMI HES system and the transmission period shall be programmable.						
8.2.2 Time-of-Use Metering	The smart meters shall have the ability to support Time-of-Use (TOU) with different rates of up to 8 TOU rate buckets per day for weekday, Saturday, Sunday/holiday. The smart meters shall keep different registers for each bucket so that the kW demand, kVar demand, and kWh consumption can be calculated for the TOU bucket. In case the TOU rate is changed within a billing cycle, the meter shall record the registers at the time of switching to the new rates such that kW and kWh can be calculated for each bucket before and after the rate change in the billing cycle. The start and end time of each bucket can be configurable and programmable, e.g. 30 minutes, hour, etc.; the configuration shall be changeable remotely over the AMI network. The smart meters shall be able to be configured the tariff and created the new tariff (i.e. a future tariff) based on the requirement of PEA such that PEA is able to specify the advance/future activation date and time, i.e. the specific date and time that the new tariff will be activated in the desired future schedule.						
8.2.3 Remote On-Demand Read	The smart meters shall allow remote read of the current power status (on/off), current register read, and user-selected data from the meter memory (interval data, event log, etc.) remotely on demand via the AMI system.						
8.2.4 Load Profile Data	• The smart meters shall be able to record 15-minute three (3) decimal points load profile data with not less than thirty-two (32) channels for C&I meters, consisting of total import kW, total export kW, total import kVar and total export kVar demand and other data. • The C&I meter data channels are listed in Section 8.6.1 below. • The load profile data shall be stored in non-volatile memory. The storage capacity of the memory shall be able to store the data of each channel for not less than 45 days.						
8.3 Meter Provisioning							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
8.3.1 Self-Registration	After the SIM activation of the 4G/3G modem, either manually or automatically, the smart meters shall be registered with AMI System (MDM system, AMI Head -End System and relevant systems and accessories) automatically. This registration permits AMI System to create or update the meter's record with validated information, ensuring accurate and automated record entries.						
8.3.2 Self-Discovery	Upon the meter and modem installation, activation, and connection, the smart meters shall be able to discover the AMI network, connect to it automatically, and automatically send the meter ID and configuration data to the AMI System for authentication and authorization.						
8.4 Revenue Management Functions							
8.4.1 Demand Reset	The smart meters shall allow reset of demand measurement both locally via the sealable demand reset button and remotely via the AMI System.						
8.4.2 Tamper Detection	The smart meters shall detect and record attempted tampering event and also show alarm signal on the panel. The tampering events shall be sent to AMI System. In addition, the smart meters shall be able to maintain an accuracy and operate in the following tampering events.						
The tampering events detected by the meters shall be, at least, the followings:							
1. Terminal and/or meter cover removal detection							
2. Meter cabinet door open							
3. Magnetic interference detection with magnetic interference withstand up to 0.4 TESLA							
4. Reverse power flow in any phase							
5. Other tampering events according to manufacturer's design							
8.4.3 Net Metering	The smart meters shall have the ability to support net consumption of each interval read subtracting power-out from power-in channels. The smart meters shall have the ability to support for measurement and collection of net energy use, demand, and interval data, and TOU per requirements for specific electric meters (based on the PEA's tariff).						
8.5 Electric Network and Momentary Interruption Management Functions							
8.5.1 Momentary Interruptions	The smart meters shall be able to capture and maintain a count of momentary outages. Momentary outages are defined as the reduction of line-side voltage for less than a configurable number of continuous seconds (e.g., 60 seconds). Momentary interruption counts shall be reported during daily reads.						
8.5.2 Demand Response	The smart meters with demand response function shall be able to set kW and kvar demand and duration threshold remotely from AMI System and from local communication. When the demand and the duration is over the threshold values, the smart meters shall be programmable to send the alarm to AMI System for demand response management.						
8.6 3-phase C&I Meters							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
8.6.1 Meter Reading and Data Communication	• The 3-phase C&I smart meters shall be configured to monitor and record power quality events, real and reactive power, etc. with no fewer than 32 channels. • The 3-phase C&I meters shall be able to record 15-minute three (3) decimal points load profile data as specified in Table 4. Note: Table 3 lists 20 channels, the other 12 channels are reserved for future applications such as PV and EV monitoring.						
Table 4: Load profile data for 3-phase C&I meters							
8.6.2 Power Quality Monitoring	The power quality events monitored and recorded by the meters shall be, at least, the followings:						
1. Voltage unbalance							
2. Voltage sag and swell detection with configurable time threshold							
3. Long and short outage detection with configurable time threshold							
4. Phase loss							
5. Total Harmonic Distortion (THD) of voltage and current (up to 16th)							
8.7 Meter Device Management							
8.7.1 Barcodes/ Radio-Frequency Identification	PEA intends to deploy barcode (mandatory) and/or Radio-frequency identification (RFID) technology (optional) to the electric meters for automated asset tracking through the supply chain. The barcode symbology shall be Code 128 according to ISO/IEC 15417. The RFID shall follow ISO/IEC 18000-6C (EPC Class 1 Gen 2) with frequency between 920-925MHz.						
8.7.2 Functional Self-Checking	The smart meter shall be able to check its functional failures and display them on the meter's LCD, and shall be able to record and send them as events or alarms, if applicable, to AMI System. The functional failures checked by the meter itself are as follows:						
1. Self-checking alarms							
a. Clock failure							
b. Memory failure							
c. Battery failure							
d. Communication failure							
2. Self-checking events							
a. Low battery (if the battery is used)							
3. Visual inspection							
a. Display self-checking							
4. Other functional checking according to manufacturer's design.							
8.7.3 Real time Clock and Calendar	The smart meters shall have an internal real time clock and/or a crystal-controlled time clock for providing calendar functions (i.e. the time of day, date, weekday, weekend, holiday, year, etc.). The accuracy of the clock shall be ± 2.0 seconds per day, or better. The real time clock shall be powered by a back-up battery. The expected life of the battery shall not be less than 10 years, and the details of battery lifetime test shall be provided to PEA.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
8.7.4 Time Synchronization	The clock shall be automatically synchronized at PEA configurable frequencies (e.g. once daily, 6 times per day, hourly, etc.) with reference clock provided by AMI System when the meters connected to the system. The clock difference threshold between the smart meter and the AMI system shall be configurable by PEA.						
8.7.5 Remote Firmware Upgrade and Configuration	The smart meters shall be designed to support remote firmware upgrade as well as remote configuration from AMI System. While the meters downloading firmware or configuring, the measurement and display functions of the meters shall not be disturbed. If meter firmware upgrade or meter configuration is failed, the meters shall be able to continuously operate with former firmware version and configuration.						
9 Meter Accessories							
9.1 Handheld and/or Mobile Application	The Contractor shall provide handheld devices and/or mobile applications which can be used by field technicians to configure and read the smart meters via local communications, which need to be handed over to PEA after the project finished, with some additional units for testing purpose. The number of handheld and/or mobile applications shall be complied with บัญชีแสดงรายละเอียด รายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule).						
10 Delivery and Quality Assurance							
10.1 Packing	• Each unit of the smart meter and accessory shall be packed only one meter per package in a suitable corrugate-paper package to avoid damage during transportation. • The smart meters of the same item shall be packed in a suitable wooden case in units of 10 or 50 for 3-phase meters. • The wooden case shall be designed to be movable by a forklift truck in such a manner that the truck's forks can be inserted at any side of the bottom of the case. • If the wooden case is made of rubber wood (Yang-para or Heveabrasiliensis), the wooden parts shall be treated with wood preservative. • Plastic foam shall not be accepted.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
10.2 Tests and Test Reports	The smart meters shall pass the manufacturer's standard routine tests and shall pass all relevant items of the type tests in accordance with the TIS or IEC standards as specified in "Standards". All items of the type tests shall be conducted by the acknowledged independent testing laboratories. The following independent testing laboratories are accepted by PEA: • KEMA: KEMA Laboratories (HOLLAND) • CESI: Centro Elettrotecnico SperimentaleItaliano (ITALY) • JEMIC: Japan Electric Meters Inspection Corporation (JAPAN) • Parkside Laboratories (NEW ZEALAND) • UL: Underwriters Laboratories International (NEW ZEALAND) • TISI: Thai Industrial Standards Institute (THAILAND) • EEI: Electrical and Electronics Institute (THAILAND) • PTEC: Electrical and Electronic Products Testing Center (Thailand)						
	The Bidder and awarded contractor are at liberty to quote the meters which are tested by the other independent testing laboratories not mentioned above, but have to be subjected to approval of PEA before the tests are proceeded and before the bid closing date. The type test certificate or type test reports shall be submitted with the bid or within five (5) calendar days after the bid closing date. The Item offered without submitting the type test reports shall be rejected. The cost of all tests and reports, including the tests and reports for acceptance inspection, shall be borne by the Bidder and awarded contractor.						
10.3 Material and Packing data to be Given by the Contractor							
10.3.1 Performances	The Contractor shall submit the following guarantee performances and details:						
1. Catalogue, rating and characteristics of the smart meters, cellular modem and							
2. Description of materials, surface treatment, and surface finishing of the component parts							
3. Details and drawings, with dimensions in mm, of the smart meters, cellular modem and accessories							
4. Description of the supplied cellular modem and supporting software							
5. List of routine tests							
6. Documents such as calculation sheets, test reports, etc. showing the Mean Time to Failure (MTTF) of the proposed smart meters is equal or more than 10 years.							
7. Packing details							
a. Packing method (shown by drawing(s), and describe packing materials, wooden case only) Dimensions of each package in cm							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
b. Gross weight of each package in kg Net weight of each package in kg							
c. Number of packages in each wooden case Volume of each wooden case in m^3 Gross weight of each wooden case in kg Number of wooden cases							
d. Type of storage facility required (indoor, outdoor)							
10.3.2 Documentation							
1. The Contractor shall supply the following documents in English and/or Thai in both hard and soft copies, before shipment/delivery, for each type of the ordered meters and accessories.							
a. Reports of type tests and routine tests							
b. Twelve (12) copies of complete installation, operation, and maintenance instructions.							
c. Twelve (12) copies of complete part lists.							
d. Six (6) copies of instruction of the communication protocol and security system.							
e. Six (6) copies of software handbooks for users and programmers.							
10.3.3 Meter Provisioning Data File	With each shipment, the Contractor shall provide an electronic data file containing the meter IDs (or serial numbers) and other configuration information, which the AMI System can use to authenticate meters connecting to the network.						
11 Meter Cabinet							
11.1 ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และ ตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง พร้อมอุปกรณ์ประกอบ							
11.1.1 รายละเอียดตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง พร้อมอุปกรณ์ ประกอบ โดยผู้รับจ้างต้องจัดทำตู้บรรจุมิเตอร์ โดยมีคุณสมบัติดังนี้							
11.1.1.1 มีขนาด, การใช้วัสดุและการล็อกรักษาความปลอดภัยอย่างเหมาะสมกับตัวงาน ผ่านการตรวจสอบและได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
11.1.1.2 ลักษณะของตู้บรรจุมิเตอร์ต้องเป็นไปตามแบบที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
11.1.1.3 ด้านหน้าตู้มิเตอร์ต้องพิมพ์สัญลักษณ์ พร้อมคำเตือนตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
11.1.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องส่งตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที แรงต่ำ และตู้มิเตอร์ประกอบ ซีที และ วีที แรงสูง ต้นแบบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อน ดำเนินการผลิต							
11.1.2 รายละเอียดทางด้านเทคนิคประกอบการจัดซื้อแป้นรองมิเตอร์							
11.1.2.1 สำหรับผู้รับจ้างที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทไม้ต้องแจ้งรายละเอียดประกอบ ดังนี้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11.1.2.1.1 ชนิดไม้ตามมาตรฐานของ กฟภ. ที่จะใช้ทำแป้นรองมิเตอร์ ต้องเป็นไม้ดังต่อไปนี้	11.1.2.1.1.1 ไม้เต็ง (Shorea obtuse) 11.1.2.1.1.2 ไม้รัง (Pentacme siamensis) 11.1.2.1.1.3 ไม้ตำเสา หรือ กันเกรา (Fagrea fragans) 11.1.2.1.1.4 ไม้บุนนาค หรือ นากบุตร (Mesua ferrea) 11.1.2.1.1.5 ไม้ตีนนก หรือ ไม้สวอง (Vitex limonifolia wall) 11.1.2.1.1.6 ไม้มะค่าแต้ (Sindora siamensis) 11.1.2.1.1.7 ไม้มะค่าโมง (Afzelia xylocarpa) 11.1.2.1.1.8 ไม้แอ๊ก (Shorea glauca) 11.1.2.1.1.9 ไม้ตะเคียนทอง (Hopea odorata) 11.1.2.1.1.10 ไม้หลุมพอ (Intsia bakeri) 11.1.2.1.1.11 ไม้ประดู่ (Pterocarpus macrocarpus) 11.1.2.1.1.12 ไม้แดง (Xylia dolabriformis) 11.1.2.1.1.13 ไม้ตะเคียนชันตาแมว (Balanocarpus heimii) 11.1.2.1.1.14 ไม้ชาก (Erythrophleum SPP.) 11.1.2.1.1.15 ไม้เขลง หรือ นางดำ หรือ หยี (Dialium cochinchinense)						
11.1.2.1.2 ขนาด เมื่อไสกบตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้วมีขนาด ดังนี้							
11.1.2.1.2.1 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 20 ซม.							
11.1.2.1.2.2 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 58 ซม.							
11.1.2.1.2.3 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 80 ซม.							
11.1.2.1.2.4 ความหนา 2 ซม.ความกว้าง 20 ซม.ความยาว 120 ซม.							
โดยยินยอมให้มีความคลาดเคลื่อนได้ ดังนี้							
11.1.2.1.2.4.1 ความหนา ± 2 มิลลิเมตร							
11.1.2.1.2.4.2 ความกว้าง ± 5 มิลลิเมตร							
11.1.2.1.2.4.3 ความยาว ± 10 มิลลิเมตร							
11.1.2.1.3 คุณภาพ ไม้แป้นรองมิเตอร์ที่จัดส่งต้องมีคุณภาพ ดังนี้							
11.1.2.1.3.1 ต้องไม่แตก, ร้าว, ผุ, ช้ำ และไม่มีตา และโพรง							
11.1.2.1.3.2 เนื้อไม้ต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น คือ ไม่เป็นกาบที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้ภายหน้า, ติดกระพี้ได้ไม่เกินร้อยละ 10 และลึกจากขอบไม่เกิน 2 ซม.							
11.1.2.1.3.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น							
11.1.2.1.3.4 ต้องเป็นไม้เลื่อยด้วยเครื่องจักร ไสกบตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน							
11.1.2.1.3.5 ต้องเป็นไม้ถูกต้องตามกฎหมาย							
11.1.2.2 สำหรับผู้รับจ้างที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทไม้อัดน้ำยา ต้องแจ้งรายละเอียด ดังนี้							
11.1.2.2.1 ขนาด เมื่อไสกบตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว ให้มีขนาดเป็นไปตามที่กำหนดใน ข้อ 11.1.2.1.2							
11.1.2.2.2 คุณภาพ ไม้แป้นรองมิเตอร์ที่จัดส่งต้องมีคุณภาพ ดังนี้							
11.1.2.2.2.1 ต้องไม่แตก, ร้าว, ผุ, ช้ำ และไม่มีตา และโพรง							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11.1.2.2.2.2 เนื้อไม้ต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น และไม่เป็นกระพี้ ไม่เป็นกาบที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้ภายหลัง							
11.1.2.2.2.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น							
11.1.2.2.2.4 ต้องเป็นไม้เสี้ยยด้วยเครื่องจักร ไสกบตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน							
11.1.2.2.2.5 ต้องเป็นไม้ถูกต้องตามกฎหมาย							
11.1.2.2.3 รายละเอียดอื่นๆ เป็นไปตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไม้อัดน้ำยา ซีซีเอ. มาตรฐานเลขที่ มอก. 516 สำหรับชั้นคุณภาพเป็นไปตาม ซีซีเอเอ. 8							
11.1.2.2.4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะตรวจสอบความเข้มข้นของน้ำยารักษาไม้เป็นครั้งคราว เพื่อควบคุมความเข้มข้นของน้ำยารักษาไม้ให้ถูกต้อง							
11.1.2.3 สำหรับผู้เสนอราคาที่มีความประสงค์เสนอขายผลิตภัณฑ์ประเภทพลาสติก ต้องแจ้งรายละเอียดประกอบ ดังนี้							
11.1.2.3.1 ขนาด เมื่อตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว ให้มีขนาดเป็นไปตามที่กำหนดในข้อ 11.1.2.1.2							
11.1.2.3.2 คุณภาพ แป้นมิเตอร์พลาสติกต้องมีคุณภาพ ดังนี้							
11.1.2.3.2.1 ต้องไม่แตก ร้าว ช้ำ บิ่น เยิน							
11.1.2.3.2.2 เนื้อพลาสติกต้องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งแผ่น และไม่มีสะเก็ดที่จะล่อนหลุดออกจากกันได้							
11.1.2.3.2.3 ต้องเป็นแผ่นตรง ไม่โก่ง-คด-งอ-บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น							
11.1.2.3.2.4 ต้องรับประกันคุณภาพ เปลี่ยนให้ใหม่โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใดๆ ภายในกำหนดเวลา 5 ปี นับจากวันที่ทำ หรือมากกว่า							
11.1.2.3.3 แป้นมิเตอร์ที่ส่งมอบต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องผลิตไม่เกิน 6 เดือน							
11.1.2.4 เครื่องหมายและฉลาก	ที่แป้นมิเตอร์ทุกชิ้น อย่างน้อยต้องมีเลข อักษร หรือเครื่องหมายแสดงข้อความต่อไปนี้ให้เห็น ได้ง่าย ชัดเจน คงทนไม่ลบเลือนโดยอาจทำเป็นรอยจมในเนื้อพลาสติก						
11.1.2.4.1 ข้อความ “การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค”							
11.1.2.4.2 ชื่อผู้ทำ หรือโรงงานที่ทำ หรือเครื่องหมายการค้าที่จดทะเบียน							
11.1.2.4.3 หมายเลขรุ่น (LOT NO.) และ/หรือหมายเลขลำดับ ที่ผู้ทำกำหนด							
11.1.2.4.4 เดือน และปีที่ทำ							
11.1.2.4.5 เดือน และปีที่สิ้นสุดการรับประกันคุณภาพ (ไม่น้อยกว่า 5 ปี)							
11.1.2.5 การทดสอบ	แป้นมิเตอร์พลาสติกต้องผ่านเกณฑ์คุณภาพ เมื่อผ่านการทดสอบ โดยให้ชักตัวอย่างแป้นมิเตอร์พลาสติกขนาดความยาวที่สุดในการส่งมอบแต่ละคราวโดยวิธีสุ่มสำหรับทดสอบเป็นจำนวน 2 แผ่น และสำรองอีก 2 แผ่น ให้สุ่มตัวอย่างในคราวเดียวกัน หากตัวอย่างเป็นขนาด 20 ซม. ก็ให้ใช้เป็นชิ้นทดสอบได้ แต่หากตัวอย่างเป็นขนาด 60 ซม. หรือขนาด 120 ซม. ให้ตัดเหลือความยาว 50 ซม. สำหรับใช้เป็นชิ้นทดสอบหากการทดสอบมีชิ้นทดสอบใดไม่ผ่านเกณฑ์คุณภาพ ให้ใช้ตัวอย่าง 2 แผ่น ที่สำรองนำมาทดสอบซ้ำเฉพาะการทดสอบที่ไม่ผ่านเกณฑ์คุณภาพ ในการทดสอบซ้ำ ทุกชิ้นทดสอบต้องผ่านเกณฑ์คุณภาพ จึงถือได้ว่าแป้นมิเตอร์พลาสติกในการส่งมอบคราวนั้นผ่านเกณฑ์คุณภาพ						
11.1.2.6 วิธีการทดสอบ							
11.1.2.6.1 ตอกตะปูหัวเหลี่ยกลมแบนขนาดความยาว 25 มิลลิเมตร ลึก 20 มิลลิเมตร (ปลายแหลมของตะปูโผล่อีกหน้าของแป้นพอดี) จำนวน 4-6 ตัว แต่ละตัวห่างกันไม่น้อยกว่า 50 มิลลิเมตร และ ห่างจากขอบแป้น 5-10 มิลลิเมตร							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11.1.2.6.2 อบในเตาอบ หรือต้มในน้ำ ที่อุณหภูมิ 65 ± 5 องศาเซลเซียส ติดต่อกันเป็นเวลา 30-40 นาที แล้วให้ถอนตะปูขณะที่ขึ้นทดสอบอยู่ในเตาอบ หรือขณะต้ม ด้วยแรงที่ตึงคงตัว และตั้งฉากกับผิวแป้น 50 ± 5 กิโลนิวตัน เป็นเวลา 1 นาที ต้องไม่มีตะปูตัวใดหลุดออกจากแป้น	หมายเหตุ หากไม่สามารถถอนตะปูขณะที่ขึ้นทดสอบอยู่ในเตาอบ หรือขณะต้มได้ ให้เอาขึ้น ทดสอบออกจากเตาอบ หรือน้ำ แล้วถอนตะปูด้วยแรงที่ตึงคงตัว และตั้งฉากกับผิวแป้นทันทีด้วยแรง 50 ± 5 กิโลนิวตัน เป็นเวลา 1 นาที						
11.1.2.6.3 ให้ควั่แป้นที่โก่งลงกับพื้นเรียบภายในเวลา 1 นาที หลังจากที่เอาออกจากเตาอบ หรือน้ำวัดความโก่ง สันหลัง ขอบที่สูงที่สุดต้องสูงจากพื้นไม่เกิน 2.5 ซม.							
11.1.3 รายละเอียดทางด้านเทคนิคของอุปกรณ์ประกอบตู้มิเตอร์							
11.1.3.1 สลักเกลียว (Bolt) M16 สำหรับยึดตู้มิเตอร์จำนวน 2 ชุด ต่อ 1 ตู้มิเตอร์ มีรายละเอียดและส่วนประกอบดังนี้							
11.1.3.1.1 สลักเกลียว (Bolt) ทำจากเหล็กชุบสังกะสี							
11.1.3.1.2 สลักเกลียว (Bolt) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16 มม. และมีความยาว 300 มม.							
11.1.3.1.3 สลักเกลียว (Bolt) 1ชุด จะประกอบด้วย นัท (Nut) จำนวน 1 ตัว และแหวนสี่เหลี่ยมแบน(Washer) ขนาด 52x52x4.5 มม. จำนวน 2 ตัว							
11.1.3.2 ยู-แคล้มป์ สลักเดี่ยว M8 พร้อมนัท สำหรับยึดสายกราวด์ชนิดลวดเหล็กตีเกลียวขนาด 50/7 ต.มม.							
11.1.3.3 ลิมิตสวิตช์ (Limit switch) พร้อมสายไฟเชื่อมต่อมิเตอร์							
11.2 ตู้มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบ							
11.2.1 ขอบข่าย	ลักษณะรายละเอียดนี้กำหนดความต้องการสำหรับตู้เหล็กสำหรับใช้ติดตั้งมิเตอร์ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบ						
11.2.2 คุณสมบัติและรายละเอียดที่ต้องการ							
11.2.2.1 ตู้มิเตอร์							
11.2.2.1.1 ตู้มิเตอร์ทำ ด้วยเหล็กแผ่น อาบสังกะสี เหมาะสมสำหรับติด ตั้งใช้งานภายนอกอาคาร ผนังหรือบนเสาคอนกรีต							
11.2.2.1.2 มิติ และรายละเอียดของตู้มิเตอร์ต้องเป็นไปตามแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
11.2.2.1.3 ตู้มิเตอร์ จะต้องมีการทำ เครื่ องหมายชื่อบริษัทผู้ผลิตหรือเครื่องหมายการค้าของบริษัทผู้ผลิต							
11.2.2.2 แป้นรองมิเตอร์ (Fixed auxiliary panel)							
11.2.2.2.1 แป้นรองมิเตอร์ทำจากไม้ ไม้อัดน้ำยา หรือพลาสติก							
11.2.2.2.2 ขนาดเมื่อตกแต่งผิวเรียบร้อยแล้ว มีขนาดความหนา 2 ซม. ± 2 มม. ความ กว้าง 30 ซม. ±5 มม. ความยาว 50 ซม. ±10 มม.							
11.2.2.2.3 แป้นรองมิเตอร์ ต้องมีคุณภาพดังนี้:	• ต้องไม่แตกร้าว ผุ ซ้ำ ไม่มีตาและโพรง • เป็นแผ่นตรงไม่โก่ง คด งอ หรือ บิด และขนาดเท่ากันตลอดแผ่น • กรณีที่เป็นไม้ หรือไม้อัดน้ำยา ต้องเลื่อยด้วยเครื่องจักร ตกแต่งเรียบร้อย ทั้ง 4 ด้าน และต้องเป็น ไม้ที่ถูกต้องตามกฎหมาย						
11.2.2.3 อุปกรณ์ประกอบตู้มิเตอร์							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11.2.2.3.1 พุก (Stud bolt anchors) ทำจากเหล็กอาบสังกะสี ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6.5 มม. ความยาว 40 มม. จำนวน 4 ชุด ต่อ 1 ตู้ มิเตอร์ สำหรับใช้ยึดตู้กับผนังคอนกรีต							
11.2.2.3.2 สลักเกลียว (Bolts) ขนาด M 6 พร้อมนัท (Nuts) จำนวน 6 ชุด ต่อ 1 ตู้มิเตอร์ สำหรับใช้ยึดสายดินกับกราวด์บาร์ (Ground bar)							
11.2.3 การบรรจุ	ตู้มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบ 115 เควี พร้อมอุปกรณ์ประกอบแต่ละตู้จะต้องจะต้องถูกบรรจุในบรรจุภัณฑ์ที่เหมาะสม แต่ละบรรจุภัณฑ์จะต้องห่อหุ้มด้วยแผ่นพลาสติกใส						
SPECIFICATION OF THE METER STEEL CABINET							
1. THE CABINET SHALL BE FABRICATED FROM SHEET STEEL OF NOT LESS THAN 1.2 mm ± 0.17 mm IN THICKNESS.							
2. THE CABINET SHALL BE COATED WITH ZINC BY ELECTROLYTIC METHOD AND THE AVERAGE COATING THICKNESS SHALL BE NOT LESS THAN 0.006 mm							
3. THE CABINET SHALL BE WATERPROOF AND SUITABLE FOR OUTDOOR INSTALLATION WITH A RAINGUARD OVER THE TOP OF THE DOOR, PERIMETER DOOR AND GASKET.							
4. THE DOOR SHALL BE FURNISHED WITH ELECTRO GALVANIZED COATING CONCEALED HINGES AND ALUMINIUM CASTING LOCKABLE HANDLE							
5. THE CABINET SHALL HAVE PERIMETER STEEL FLANGE FOR SUPPORTING THE DOOR TO PREVENT WATER ENTERING INSIDE. (SEE DETAIL C)							
6. THE WINDOW ON THE FRONT DOOR SHALL BE MADE OF CLEAR GLASS AND SHALL BE SEALED AND REPLACEABLE.							
7. THE CABINET SHALL HAVE FIXED AUXILIARY PANEL FOR MOUNTING METER.							
8. THE GROUNDING BAR SHALL BE MADE OF COPPER WITH TIN PLATED.							
9. GROUND TERMINAL SHALL BE SOLDERLESS CLAMP TYPE.							
(2) Meter Installation Requirements							
12 Qualifications							
12.1 Required Competencies	All workers employed or contracted by the Contractor shall comply with the minimum competencies necessary provided in Meter Installer Qualifications and Competencies to accomplish the specific task or work requirement presented in this RFP. Meter Installer Qualifications and Competencies will be provided only to the winning Contractor. The Contractor shall represent to PEA that the Contractor and its subcontractors, suppliers and agents are properly licensed, fully experienced and qualified to perform the class and type of the Services as specified in this RFP and all appendices attached herein, in addition to being properly insured, equipped, organized, staffed and financed to handle such Services. The Contractor shall use prudent business practices in its relationships with subcontractors, suppliers and agents. The Contractor shall outline how their employees will meet these minimum competencies and indicate any requested exceptions.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
12.2 AMI Meter Installation Training	The Contractor shall install meter endpoint devices for one AMI technology using 4G/3G cellular communication media and meters, and should have the requisite knowledge and skill sets to perform installation functions for AMI systems in an acceptable manner.						
12.3 Safety	PEA Safety Objectives. The PEA provides safe products and services to the PEA's customers. Safety is one of the PEA's corporate values and in all that the PEA does; we are committed to deliver products and services safely. The smart meter installer including the supervisor and the team leader shall be trained by PEA for the safety issues. The Contractor shall comply with applicable international and local health and safety laws and requirements.						
13 Scope, Schedule, and Project Management							
13.1 AMI for C&I Project Meter Installation Scope	The Contractor shall install new meters and associated AMI devices on the segments detailed in บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule). The Contractor shall establish communications with the AMI network corresponding with the type and level of AMI communications to be employed.						
13.2 Meter Installation Logistics							
13.2.1 Special AMI Meter Installation & Configuration Tools	The Contractor shall identify special purpose equipment needed for all installations. The Contractor will be responsible to locate necessary equipment, and will provide appropriate training on equipment use.						
13.2.2 Transportation, Installation Tools, and Worker Uniform	The Contractor shall provide for all transportation, computers, tools, equipment, offices, warehouses, vehicles, and worker uniform, etc. required for a successful AMI meter deployment.						
13.2.3 AMI Meter Installation Flyers	The Contractor shall collect flyers/door hangers/brochures/multimedia presentation regarding the AMI and smart meter installation programs from PEA, and reproduce them for delivery to customers during the meter exchange process. The Contractor shall submit the soft copy of the designed flyers/door hangers/brochures/multimedia presentation to PEA.						
13.3 Work Scheduling	The Contractor shall propose work schedule to PEA. The proposed work schedule shall be approved by PEA.						
13.4 Deployment Plan	The Contractor shall provide a detailed meters deployment schedule that coincides with the final approved AMI system deployment plan(s). This schedule shall be provided to PEA for approval at an agreed on interval at least 7 days prior to the start of system deployment. PEA may provide input concerning installation priorities that must be included in the Contractor's detailed deployment schedule.						
13.5 Project Reporting	The awarded Contractor shall provide detailed Project Reports for completed and forecasted meter installations on a weekly or more frequent basis, and compare progress to the work plan. Installation progress shall be reported, and shall include numbers and percentages of meters installed, attempts to complete the installation process, appointments scheduled and completed, and other pertinent installation data.						
13.6 Auditing Requirements	PEA may periodically audit the installation Vendor's data management processes, and may recommend or require changes to conform with PEA's data processing requirements.						
14 Meter Exchange							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
14.1 Meter Exchange Work Order	Through automated means, the Contractor shall record all appropriate meter change information and provide the data for upload into PEA's SAP-ISU and MDM/MOMS as early as possible (no later than 12:00 am) the following working day. The Contractor shall ensure that meter change outs occur outside of the billing window so that customer bills are not adversely affected. The Contractor's work order management system shall accept PEA's Service Order ID. Provide the minimum list of customer and premise information that PEA will need to supply along with PEA's service order number.						
14.2 Meter Exchange Data Collection							
14.2.1 Basic Meter Exchange Data	The Contractor shall capture and transfer the additional data elements listed below: • PEA Service Order ID • ID of the installer (up to 8 characters) • Date the order is completed • Read from the removed meter • Read from the meter being set • Meter number of the meter being installed • AMI device ID attached to the meter (this will be dependent on the type of electric meter selected) • PEA follow-up flag due to incorrect data found in the field • Comment section to include the incorrect versus correct data found • PEA's defined data (e.g. phasor diagram, etc.)						
14.2.2 Global Positioning System (GPS)	The Contractor shall capture and provision the GPS spherical (latitude, longitude, and altitude) coordinates for each electric meter location with an accuracy not to exceed +/- 3 meters. The Contractor may also suggest an alternate accuracy if an accuracy of +/- 3 meters is not appropriate.						
14.2.3 Barcode Data	The Contractor shall extract data from a meter tagged with a barcode or RFID and integrate that data with the other data elements requested from PEA during the installation process. Barcode or RFID data elements include stock number, meter number, manufacturer, and alphanumeric characters that describe the electrical and physical characteristics of the meter.						
14.3 Other Work Requirements During Meter Installation							
14.3.1 Revenue Protection/Tampering Observations	The Contractor shall review electric metering facilities for obvious signs of tampering including, but not limited to: jumpers, tampered meters, un-metered load on the line side of the meter, damage caused by apparent attempts to open the meter, etc. The Contractor shall provide means of reporting revenue protection/tampering situations to PEA.						
14.3.2 Visual Safety Inspections	The Contractor shall review metering facilities for unsafe situations that may cause harm to individuals.						
a) The Contractor shall provide means of reporting unsafe situations.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
b) The Contractor will be authorized to mitigate or repair the unsafe condition if it can be accomplished in less than 1 hour of labor.							
15 Inventory Management							
15.1 Meter Inventory Requirements	The Contractor shall be responsible for managing the meter change out process and for ensuring that removed meters are transferred to the Contractor for retrofit purposes or to PEA for retirement. New and retrofitted meters must be processed through use of an automated system such that meter changes are smoothly completed and PEA meter records and the SAP-ISU are updated via PEA's meter data management system on a daily basis.						
15.2 Meter Warehousing and Transfer	PEA will receive all meter and network equipment into inventory system (SAP). PEA will have the electric meters shipped to a central Contractor facility for Contractor receipt and deployment staging. The Contractor shall assume custodial responsibility upon receipt for the weather protection and safeguarding of all PEA assets at all facilities established by the Contractor throughout the project. Contractor shall provide sufficient areas for the assembly line for smart meter and modem paring and other related assembly works based on PEA's customer database in only one Contractor's factory nearby PEA's headquarter.						
15.3 Meter Received Data	PEA shall require from the installation Contractor, upon the receipt of the meter, to create a "Received" file that contains the meter number and date of receipt. The Contractor shall transfer the data to PEA in accordance with the Section 15: Security Provisions of this document.						
16 Testing							
16.1 Meter Sample Testing	PEA will work with the electric meter manufacturer according to PEA's regulation.						
16.2 Installation Testing	The Contractor shall complete a post installation meter communications check prior to leaving the site to ensure that the AMI meter and other installed system devices are communicating with the AMI system properly. Test plans shall be developed by the contractor, and approved by PEA.						
17 Security Provisions							
17.1 Data Exchange	The sensitive nature of the customer information contained in the data files requires the Contractor to ensure the customer data remains private. Data security requirements are the following:						
a) Data Transfer. Basic Meter Exchange Data shall be secured in transmission and at rest. Data transfer shall be over an encrypted tunnel from PEA and the Contractor site. The data transferred shall also be encrypted and stored on the Contractor's servers in encrypted form until usage of the data is required.							
b) Pretty Good Privacy (PGP) Keys. The Contractor shall provide PEA with the Contractor's public PGP key. PEA shall provide the Contractor with PEA public PGP key. Data transferred from PEA to the Contractor will be encrypted with the Contractor's public PGP key. Data transferred from the Contractor to PEA will be encrypted with PEA's public PGP key.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
c) FTP Server. The Contractor shall provide PEA with a secure FTP server for transfer of Basic Meter Exchange Data between PEA and the Contractor. A secure FTP server shall be accessible from Windows 10/8/7/Vista/XP64-bit & 32-bit.							
17.2 Handheld Device Security							
a) The Contractor shall protect all the data that will be contained in the Contractor's handheld device to perform the new meter installation.							
b) The Contractor shall protect the data while transferring the information from the handheld device to the Contractor's servers.							
c) The Contractor shall protect the data stored in the Contractor's servers and computer networks and network via firewalls, host and network based intrusion detection systems, authentication/passwords, regular log monitoring, etc.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 4: Meter Operation Management System and Customer Energy Portal							
1 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Meter Operation Management System (MOMS)	Meters Operation Management System (MOMS) เป็นระบบบริหารจัดการมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ ได้แก่ ตู้มิเตอร์, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), ซิมการ์ด โดยระบบรองรับการทำงานตั้งแต่การทดสอบก่อนการติดตั้ง, การประกอบมิเตอร์กับอุปกรณ์, การเตรียมข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าก่อนการติดตั้ง, การติดตั้ง, การตรวจสอบ ความผิดปกติ, การซ่อมบำรุงตามกระบวนงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การออกรายงานต่าง ๆ ตามความต้องการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค						
1.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค	ระบบ หมายถึง ระบบ Meters Operation Management System (MOMS)						
1.1.1 การเชื่อมต่อกับระบบต่าง ๆ							
1.1.1.1 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อและทำงานร่วมกับระบบ Head-End System (HES) หรือ ระบบ Meter Data Management (MDM) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ							
1.1.1.2 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) และทำงานร่วมกับระบบอื่น ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งประกอบไปด้วย ระบบ SAP, ระบบ DMS และ ระบบ GIS โดยการเชื่อมโยงผ่าน Enterprise Service Bus (ESB)							
1.1.1.3 ระบบจะต้องมี ESB ที่สามารถเชื่อมโยงกับ ESB (TIBCO) ที่มีอยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ โดยจะต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้							
1.1.1.3.1 จะต้องรองรับการทำงานแบบ Service Oriented Architecture (SOA)							
1.1.1.3.2 จะต้องรองรับมาตรฐานทางอุตสาหกรรมเปิด เช่น Common Information Model (CIM)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.1.1.3.3 จะต้องยินยอมให้ระบบ AMI และ Application อื่น ๆ เข้าสู่ข้อมูลแบบ Real-Time ได้ เช่น การอ่านข้อมูลแบบ On-Demand Read, Meter Ping, และ Outage Notification							
1.1.1.3.4 จะต้องเชื่อมโยงกับ Applications ต่าง ๆ ได้อย่างสะดวกและง่าย โดยต้องไม่ไปปรับแต่ง Applications ต่าง ๆ เหล่านั้นแบบ Customization มากจนเกินไป เช่น Message Transformation, Service Callout, และ Protocol Translation เป็นต้น							
1.1.1.3.5 จะต้องมี Adapters มาตรฐานหรือแบบ Custom สำหรับเชื่อมโยงกับระบบภายนอก (3rd Party Systems) เช่น ระบบ SAP ERP เป็นต้น							
1.1.1.3.6 จะต้องมีความสามารถในการ Logging และ Monitoring							
1.1.1.3.7 จะต้องรองรับ Complex Event Processing (CEP) สำหรับการใช้งานในอนาคตได้							
1.1.1.4 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) และทำงานร่วมกับระบบฐานข้อมูลของระบบ AMR ระยะที่ 1 และ 2 ได้							
1.1.1.5 ระบบจะต้องถูกออกแบบตามกระบวนงานและวิธีปฏิบัติซึ่งต้องได้รับความเห็นชอบ จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
1.1.2 การบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบ							
1.1.2.1 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการจัดการค่าเริ่มต้นต่าง ๆ เช่น การกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งานตามพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกระดับชั้นพื้นที่, การกำหนดวันหยุดประจำปีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อใช้ในการออกรายงานของ Customer Energy Portal และโปรแกรมอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง,การกำหนดเงื่อนไขต่าง ๆ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หรือออกรายงาน, การกำหนดข้อมูลประกาศข่าวสาร, การกำหนดข้อมูลที่จะให้ผู้ใช้งานดาวน์โหลดไปใช้ เช่น คู่มือการใช้งานระบบงาน เป็นต้น โดยจะต้องมีหน้าจอ Interface เพื่อให้เจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเข้าไปปรับแก้ไขได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.1.2.2 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการบริหารจัดการข้อมูลหลักของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ							
1.1.2.3 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการ Log In เข้าระบบ ซึ่งจะต้องเป็นลักษณะ Log In ด้วย User เดียวที่สามารถใช้งานได้ทุกระบบภายใต้ระบบหลักของ MOMS							
1.1.2.4 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งาน ซึ่งจะต้องสามารถกำหนดสิทธิ์การใช้งานได้ทุกระดับชั้นของพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและระดับบุคคล โดยผู้ใช้งานนั้นมีสิทธิ์ดูข้อมูลภายใต้พื้นที่รับผิดชอบเท่านั้น							
1.1.2.5 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบสำหรับรองรับการเปลี่ยนระดับชั้นของผู้ใช้งาน กรณีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการยกระดับฐานะของพื้นที่ หรือปรับเปลี่ยนระดับชั้นของพื้นที่ เป็นต้นซึ่งรวมถึงข้อมูลและใบงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด							
1.1.2.6 ระบบจะต้องมีการบริหารจัดการหลักสำหรับผู้ดูแลระบบโดยมีระบบ User Management และมีหน้าจอ Interface เพื่อให้เจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเข้าไปปรับแก้ไขได้							
1.1.2.7 ระบบจะต้องรองรับการค้นหาข้อมูล โดยมีการกรองจากข้อมูลต่าง ๆ ตามความเหมาะสมของแต่ละระบบงาน เป็นอย่างน้อย ดังนี้ ชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า, ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า, บัญชีผู้ใช้ไฟฟ้า, หมายเลขมิเตอร์ และ พื้นที่การไฟฟ้า							
1.1.2.8 ระบบจะต้องมีระบบเก็บ Log ของผู้ใช้งาน และกิจกรรมการใช้งาน (User Log and Activity Log)							
1.1.2.9 ระบบจะต้องรองรับทั้งภาษาไทยและภาษาอังกฤษ							
1.1.2.10 การออกแบบและพัฒนาระบบ MOMS จะต้องไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของระบบ AMR ระยะที่ 1 และ 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปัจจุบัน							
1.1.2.11 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเตรียมเครื่องคอมพิวเตอร์พร้อมอุปกรณ์ประกอบ และลิขสิทธิ์ซอฟท์แวร์ ที่จำเป็นให้เพียงพอในการพัฒนาระบบ MOMS							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.1.2.12 ผู้รับจ้างจะต้องปรับระบบ MOMS รวมถึงระบบย่อยทั้งหมด ปีละ 2 ครั้ง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2 ระบบย่อยภายในระบบ MOMS	ระบบ MOMS ประกอบด้วย ระบบย่อยต่าง ๆ ดังนี้						
1.2.1 ระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MEIS ซึ่งเป็นระบบรองรับกระบวนการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องสามารถเชื่อมต่อข้อมูลตั้งต้นจากระบบ PEA SAP โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						
1.2.1.1 จะต้องมีการบริหารจัดการ ข้อมูลหลักของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ เช่น ตู้มิเตอร์, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), ซิมการ์ด เป็นอย่างน้อย โดยมีฟังก์ชั่นหลัก ดังนี้เป็นอย่างน้อย							
1.2.1.1.1 นำเข้า และจัดเก็บข้อมูลหลัก							
1.2.1.1.2 บริหารจัดการข้อมูลหลักคือสามารถเพิ่ม,ปรับปรุงและลบ ได้							
1.2.1.1.3 สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์กับข้อมูลอุปกรณ์ประกอบได้							
1.2.1.1.4 สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์และข้อมูลอุปกรณ์กับข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลของ ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ได้							
1.2.1.1.5 เรียกดูข้อมูลหลักในรูปแบบต่างๆ ได้ดังนี้เป็นอย่างน้อย คือ เรียกดูจากหมายเลขมิเตอร์, อุปกรณ์ประกอบ, ผู้ใช้ไฟฟ้า, เรียกแยกตามกลุ่มข้อมูล เช่น กลุ่มมิเตอร์ประกอบ CT แรงสูง/ต่ำ, กลุ่มขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า และต้องสามารถจัดเรียงลำดับข้อมูลที่แสดงผลตามที่ต้องการได้							
1.2.1.2 ระบบจะต้องสามารถรองรับกระบวนการทำงาน และตรวจสอบสถานะความเคลื่อนไหวของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ ภายใต้กระบวนการทำงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น การติดตั้งมิเตอร์ใหม่, การสับเปลี่ยนมิเตอร์, การตัดฝากมิเตอร์, การยกเลิกการใช้หรือรื้อถอน, และ การติดตั้งหรือสับเปลี่ยนเพื่อทดแทนรายเดิม							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.1.3 ระบบสามารถแสดงจำนวนมิเตอร์ตามพื้นที่การติดตั้ง, สถานะของการติดต่อ โดยสามารถแสดงในรูปแบบ ข้อมูล และแผนภาพที่มีตำแหน่งการติดตั้งของมิเตอร์ (Meter Location) บนแผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย เช่น ESRI ArcGIS Land-Based Data ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา พัฒนา/ปรับปรุง และ ส่งมอบลิขสิทธิ์ที่ถูกกฎหมายในการใช้งานผลิตภัณฑ์แผนที่นั้นให้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วย							
1.2.1.4 ระบบสามารถรองรับกระบวนการแก้ไขปรับปรุงข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า โดยให้มีขั้นตอนการ Request และขั้นตอนการ Approve จาก Authorized Person							
1.2.1.5 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) กับระบบอื่น ๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อนำเข้าข้อมูลตั้งต้นสำหรับการติดตั้งมิเตอร์จำนวนมาก (Bulk Meter Installation) ในช่วงดำเนินโครงการได้							
1.2.1.6 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะของการติดตั้งมิเตอร์ใหม่ ยกตัวอย่างเช่น Install Complete, Install Incomplete, Waiting for Installation, และ Commissioning Success							
1.2.1.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงรายงานสรุปผลการติดตั้งมิเตอร์ใหม่ โดยให้เปรียบเทียบ ผลลัพธ์ตามแผน และ ผลลัพธ์ที่ได้จริง เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.1.8 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application โดยผู้ใช้งานสามารถกรอกข้อมูลการติดตั้งมิเตอร์จากหน้างาน (Field Site) และอื่น ๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย วันที่ติดตั้ง, ข้อมูลติดต่อของผู้ใช้ไฟ เช่น ชื่อ ที่อยู่ เป็นต้น, ข้อมูลของมิเตอร์ และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem), Latitude และ Longitude (กรอกแบบอัตโนมัติโดยใช้ตำแหน่ง จาก Smart Device), ค่าความต้านทาน Ground, ระดับความเข้มของสัญญาณที่รับได้จากโครงข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ 4G/3G (Received Signal Strength), ลำดับเฟส (Phase Sequence: RST/TSR), ภาพถ่ายการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบก่อนและหลังการติดตั้ง แบบ on line ได้ โดยระบบต้องสามารถรองรับการทำงานแบบ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application							
1.2.2 ระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MEMS ซึ่งเป็นระบบการติดตามเฝ้าระวังความผิดปกติที่เกิดขึ้นกับมิเตอร์และอุปกรณ์ ประกอบโดยระบบสามารถเชื่อมต่อกับระบบ MDM, ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) และระบบ Customer Energy Portal โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						
1.2.2.1 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะการทำงานของมิเตอร์และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่ผิดปกติ (Alarm) ได้ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย Terminal Cover Open ที่มิเตอร์, Limit Switch Open ที่ตู้มิเตอร์, Clock Failure, Memory Failure, Battery Failure, VT Failure, Unbalance Current (3P3W Only), Reverse Power, Current By-passing, Incorrect Phase Rotation เป็นต้น							
1.2.2.2 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะของ Event ดังต่อไปนี้ Received Signal Strength ต่ำกว่าค่า Threshold โดยค่า Threshold สามารถกำหนดได้เป็นอย่างน้อย							
1.2.2.3 ระบบจะต้องสามารถระบุตัวมิเตอร์ที่มีความผิดปกติตามนิยาม/กรรมวิธีตรวจสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากข้อมูล Load Profile ได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.2.4 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูล Event และ Alarm ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ในรูปแบบที่แสดงบน Dashboard ได้							
1.2.2.5 ระบบจะต้องสามารถปรับปรุงสถานะ (Update Status) เมื่อ Event หรือ Alarm ที่เกิดขึ้นมาได้กลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว							
1.2.2.6 ระบบจะต้องสามารถแสดงค่าความสำเร็จ (Success Rate) ในการสื่อสารได้							
1.2.2.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานการณ์การทำงานที่ผิดปกติในปัจจุบัน และสามารถเรียกดูประวัติการทำงานที่ผิดปกติย้อนหลังได้							
1.2.2.8 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อกับ Work Order สำหรับการบำรุงรักษา (Maintenance) โดยสามารถกำหนดให้เปิดงานจาก Event และ/หรือ Alarm ที่ส่งมาจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้							
1.2.2.9 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมต่อกับ Customer Energy Portal เพื่อแสดงผลการวิเคราะห์หาสาเหตุของ Alarm ที่เกิดขึ้นจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้							
1.2.2.10 ระบบจะต้องสามารถตั้งค่าเงื่อนไขการตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ได้							
1.2.2.11 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.2.12 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และ Responsive Web Mobile/Mobile Application ได้							
1.2.3 ระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MMMS ที่รองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของผู้รับจ้างและ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต้องรองรับกระบวนการทำงาน (Work Flow) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยระบบสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) และระบบ Customer Energy Portal โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.3.1 มีระบบเปิดและปิดงานซ่อม แบบ Manual และแบบอัตโนมัติ โดยการเชื่อมโยงข้อมูลกับระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) โดยระบบเปิดและปิดงานซ่อมแบบอัตโนมัตินั้นสามารถกำหนดให้เปิดงานจาก Event และ/หรือ Alarm ที่ส่งมาจากมิเตอร์ที่ผิดปกติได้							
1.2.3.2 ต้องติดตามและแสดงสถานะ การดำเนินการซ่อม เช่นเปิดงาน ปิดงาน จะต้องเปิดงานตั้งแต่ได้รับใบสั่งงาน (Work Order) หรือ อยู่ระหว่างการดำเนินการเป็นอย่างน้อย							
1.2.3.3 ระบบจะต้องรองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสามารถส่งใบงานไปยัง เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้รับจ้าง ที่มีหน้าที่รับผิดชอบและได้รับมอบหมายให้ทำหน้าที่ดำเนินการต่อไป							
1.2.3.4 ระบบจะต้องสามารถปรับปรุงสถานะ (Status Update) ของใบงานที่ได้ถูกส่งไปตามลำดับ							
1.2.3.5 ระบบจะต้องสามารถแจ้งนัดหมาย (Appointment) ระหว่างผู้รับจ้างและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับงานซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์หน้างาน							
1.2.3.6 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ Application อื่นที่ใช้ในการนำทาง (Navigation) โดยใช้แผนที่แบบ Geographic Map ด้วยผลิตภัณฑ์แผนที่ที่ใช้งานอย่างแพร่หลายและถูกกฎหมาย ไปยังตำแหน่งของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบที่ต้องการซ่อมบำรุง โดยจะต้องรองรับผู้ใช้งานที่เข้ามาพร้อม ๆ กัน (Concurrent Users) จำนวนไม่น้อยกว่า 100 คน							
1.2.3.7 ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะสำหรับงานซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยสามารถค้นหาข้อมูลโดยใช้ข้อมูลดังต่อไปนี้สำหรับค้นหา เช่น วัน เวลา, เลขที่บัญชีผู้ใช้ไฟฟ้า (Contract Account Number), รหัสมิเตอร์ (PEA Number), รหัสหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem),หมายเลขพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, และ Event และ Alarm เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.3.8 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integration) กับระบบ SAP ในปัจุบันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่านทาง Enterprise Service Bus (ESB) เพื่อส่งผ่านข้อมูลระหว่างกัน ในเรื่องที่เกี่ยวกับ ใบสั่งงาน การซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ และ ข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็น							
1.2.3.9 บันทึกงานแจ้งซ่อม โดยมีข้อมูลการบันทึก อย่างน้อย ดังนี้ ผู้แจ้ง, ผู้รับแจ้ง, ผู้ปฏิบัติงาน, วิธีการปฏิบัติ, วันที่แจ้งและวันที่ปฏิบัติงานโดยสามารถแนบไฟล์ประกอบได้							
1.2.3.10 เก็บประวัติงานซ่อมบำรุง และเรียกดูย้อนหลังได้							
1.2.3.11 บริหารจัดการ การจัดกลุ่มพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับพื้นที่การให้บริการซ่อมบำรุงของผู้รับจ้าง							
1.2.3.12 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2.3.13 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.3.14 ระบบต้องติดตามและวัดผลการซ่อมบำรุงในแต่ละใบงานเพื่อใช้ในการประเมินผลการให้บริการของผู้รับจ้าง							
1.2.3.15 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ							
1.2.3.16 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และ Responsive Web Mobile/Mobile Application โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้							
1.2.4 ระบบ Meter Inventory Management System (MIMS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MIMS ซึ่งเป็นระบบรองรับกระบวนการบริหารจัดการพัสดุมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องสามารถเชื่อมต่อข้อมูลจากระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.4.1 ระบบจะต้องสามารถรองรับกระบวนการเบิกจ่าย มิเตอร์และอุปกรณ์ ในกรณีต่างๆ ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย การติดตั้งมิเตอร์, การส่งซ่อม, การสับเปลี่ยน, การเคลื่อนย้าย (ติดตามสถานะการจัดส่งของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ)							
1.2.4.2 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูลประวัติย้อนหลัง การเคลื่อนไหว, การเคลื่อนย้ายของมิเตอร์และ อุปกรณ์ประกอบที่เชื่อมโยงต่อเนื่องกัน, ประวัติการชำรุดของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ							
1.2.4.3 ระบบจะต้องสามารถติดตามและตรวจสอบการส่งซ่อม/เปลี่ยนมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบไปยังผู้รับจ้างในระยะเวลาประกันมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ							
1.2.4.4 ระบบจะต้องสามารถเก็บรวบรวมสถิติการชำรุดของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยระบุสาเหตุทั้งจากคุณภาพและไม่ได้มาจากคุณภาพ จำนวน และ ร้อยละการชำรุด เป็นอย่างน้อย และสามารถแสดงค่าสถิติโดยเลือกแสดงตาม สาเหตุทั้งจากคุณภาพและไม่ได้มาจากคุณภาพ ช่วงเวลา ประเภทของมิเตอร์เป็นอย่างน้อย โดยสามารถแสดงในระดับเขตการไฟฟ้า เป็นอย่างน้อย							
1.2.4.5 ระบบจะต้องแจ้งพัสดุชำรุดแบบ Manual ได้							
1.2.4.6 ระบบจะต้องสามารถจัดคิวส่งพัสดุมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถกำหนดลำดับคิวได้							
1.2.4.7 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2.4.8 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.4.9 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ							
1.2.4.10 ระบบจะต้องรองรับการทำ งานแบบ Web-based Application และ Responsive Web Mobile/Mobile Application โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.5 ระบบ Meter Time Management System (MTMS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MTMS ซึ่งเป็นระบบบริหารจัดการมิเตอร์ที่เวลาคลาดเคลื่อนจากเวลามาตรฐาน โดยต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบ Meter Maintenance Management System (MMMS) ได้ โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						
1.2.5.1 ระบบจะต้องสามารถตรวจสอบเวลาคลาดเคลื่อนของมิเตอร์ทั้งแบบกลุ่ม และ แบบเดี่ยว โดยจะต้องสามารถแสดงระยะเวลาคลาดเคลื่อนระหว่างมิเตอร์เทียบกับเวลามาตรฐาน							
1.2.5.2 ระบบจะต้องรองรับกระบวนการซ่อมบำรุงมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยสามารถส่งใบงานไปยัง เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้รับจ้าง ที่มีหน้าที่รับผิดชอบและได้รับมอบหมายให้ทำหน้าที่ดำเนินการต่อไป							
1.2.5.3 ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูลประวัติย้อนหลังเวลาของมิเตอร์ที่คลาดเคลื่อนในแต่ละวัน							
1.2.5.4 ระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ Event Log และ Load Profile เพื่อใช้ในการปรับปรุงค่าใช้ไฟฟ้าได้							
1.2.5.5 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2.5.6 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.5.7 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ							
1.2.5.8 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และ Responsive Web Mobile หรือ Mobile Application โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้							
1.2.6 ระบบ Meter Preventive Maintenance System (MPMS)	ระบบ หมายถึง ระบบ MPMS ซึ่งเป็นระบบบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยมีคุณสมบัติ ดังนี้						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.6.1 ระบบจะต้องสามารถแจ้งและเปิดใบงานเพื่อตรวจสอบมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบตามวาระทั้งในรูปแบบ Manual และ Automatic เพื่อใช้สำหรับการซ่อมบำรุงและวางแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)							
1.2.6.2 ระบบจะต้องสามารถเก็บประวัติการสับเปลี่ยนแบตเตอรี่ของมิเตอร์เพื่อใช้สำหรับการซ่อมบำรุงและวางแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)							
1.2.6.3 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2.6.4 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.6.5 รองรับการให้บริการกับผู้ใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั่วประเทศ							
1.2.6.6 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และ Responsive Web Mobile/Mobile Application โดยสามารถนำเข้าข้อมูลการให้บริการหน้างานแบบ on line ได้							
1.2.7 ระบบการออกรายงาน	รายงาน หมายถึง รายงานสรุปผลข้อมูลย้อนหลัง, รายงานสถิติ และรายงานสรุปผลรวมต่างๆ โดยสามารถเลือกแสดงผลเป็น รายวัน, รายสัปดาห์, รายเดือน, รายปี และตามช่วงเวลา และสามารถ Export รายงานออกมาในรูปแบบ PDF และ MS Excel โดยเลือกการกรองเงื่อนไขออกรายงานจากข้อมูลต่างๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย						
1.2.7.1 เลือกตามพื้นที่การไฟฟ้า							
1.2.7.2 เลือกตามชนิดของมิเตอร์, อุปกรณ์, กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ, ขนาดการใช้ไฟฟ้า และชนิดการเกิดความผิดปกติของมิเตอร์ เป็นต้น							
1.2.7.3 เลือกระบุเฉพาะรายที่ต้องการ							
1.2.7.4 รายงานข้อมูลประวัติการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง kW, kWh, kVar, kVarh, Voltage, Current และ Power Factor							
1.2.7.5 รายงานข้อมูลผลรวมการใช้ไฟฟ้า kW, kWh, kVar, kVarh							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.7.6 รายงานประวัติการสับเปลี่ยน และการซ่อมบำรุง ของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ							
1.2.7.7 รายงานสถิติการสับเปลี่ยน และการซ่อมบำรุง ของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ							
1.2.7.8 รายงานประวัติ และสถิติของการทำงานผิดปกติของมิเตอร์							
1.2.7.9 รายงานประวัติ และสถิติมิเตอร์อ่านหน่วย เช่น จำนวนมิเตอร์ในแต่ละรอบการอ่านหน่วยทั้งที่อ่านได้และไม่ได้ โดยสามารถระบุสาเหตุแบบแยกรายการได้ เช่น อยู่ระหว่างการรอมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบการรอเจ้าหน้าที่เข้าตรวจสอบ และอื่น ๆ เป็นอย่างน้อย							
1.2.7.10 รายงานสรุปแสดงจำนวนมิเตอร์ตามพื้นที่การติดตั้ง, สถานะการติดต่อ โดยสามารถแสดงในรูปแบบ ข้อมูล และแผนภาพ							
1.2.7.11 ทั้งนี้รายงานต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดรูปแบบ							
1.2.8 ระบบรายงานเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ Service Level Agreement (SLA)							
1.2.8.1 ระบบจะต้องสามารถแสดงเกณฑ์ประสิทธิภาพการให้บริการ ตาม 1.1 (1) เงื่อนไขเฉพาะงานข้อ 6							
1.2.8.2 สามารถพิมพ์รายงานตามแบบฟอร์มที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด							
1.2.8.3 ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้							
1.2.8.4 ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2 ความต้องการทางด้านเทคนิคของ Customer Energy Portal	ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำ Customer Energy Portal ในรูปแบบของ Web Application ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบงานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร และ รองรับระบบปฏิบัติการทั้งแบบ Windows ผ่านคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล และ Mobile Application ที่รองรับระบบปฏิบัติการ Android version ล่าสุด และ iOS version ล่าสุด ผ่านโทรศัพท์เคลื่อนที่ Smart Phone และ Tablet ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดโดยต้องมีคุณสมบัติดังนี้						
2.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค							
2.1.1 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำ Customer Energy Portal ในรูปแบบของ Web Application และ Mobile Application ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบ AMI และ/หรือ ระบบอื่นของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เป็นอย่างน้อย							
2.1.2 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา และ ติดตั้งคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) และ ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง สำหรับ Customer Energy Portal ณ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
2.1.3 Customer Energy Portal จะต้องมีความพร้อมในการใช้งาน (Availability) ไม่น้อยกว่า 99% เมื่อมีผู้ใช้งานพร้อม ๆ กัน (Concurrent Users) เข้ามาในระบบตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดทางเทคนิคนี้ (ดูข้อมูลเพิ่มเติมใน Appendix C User Counts HES NMS MDMS MOMS)							
2.1.4 Customer Energy Portal จะต้องสามารถแสดงความเชื่อมโยง (Linkage) ระหว่างข้อมูล Load Profile และ ข้อมูล Billing ได้							
2.1.5 Customer Energy Portal จะต้องสามารถเชื่อมโยงกับ AMR Power Plus ของระบบอ่านหน่วยมิเตอร์อัตโนมัติ (Automatic Meter Reading: AMR) ระยะที่ 1 และ 2 โดยผู้ใช้งานสามารถเข้าสู่ระบบ Customer Energy Portal โดยใช้หน้าจอ User Interface เดียวกัน และมี การยืนยันตัวตนของผู้ใช้งาน การแสดงผลและเปรียบเทียบข้อมูล Load Profile ทั้งแบบกลุ่มและเฉพาะราย ข้อมูลใบอ่านหน่วย เป็นอย่างน้อย							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.6 มีระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้ในการเข้าถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยถูกกำหนดสิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลจากระบบการจัดการสิทธิ์จากส่วนกลาง							
2.1.7 การเข้าระบบ (User Login) ต้องมีรายละเอียดดังนี้							
2.1.7.1 กำหนดให้ต้องมีการใส่ User ID และ Password ก่อนเข้าระบบทุกครั้ง							
2.1.7.2 ระบบสามารถจดจำ User ID และ Password โดยใช้เทคโนโลยีการ Authentication ผ่าน Touch ID/Face ID เมื่อใช้งานระบบผ่าน Mobile Application							
2.1.7.3 ผู้ใช้สามารถกำหนดหรือเปลี่ยนรหัสผ่านได้เอง							
2.1.8 การเลือกรูปแบบการแสดงผลของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า							
2.1.8.1 Load Profile							
2.1.8.1.1 สามารถเลือกคาบเวลา (Period) ที่ต้องการแสดง เป็น ราย 15 นาที, รายวัน, สัปดาห์, เดือน และปี โดยสามารถเลือกช่วงเวลา (Duration) ในการแสดงผล โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถกำหนดจำนวน record ที่ใช้ในการแสดงผลของแต่ละประเภท Period ได้							
2.1.8.1.2 สามารถเลือกดูค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ได้ ดังนี้							
2.1.8.1.2.1 Demand kW (Import and Export), Demand kVar (Import and Export)							
2.1.8.1.2.2 kWh (Import and Export), kVarh (Import and Export)							
2.1.8.1.2.3 Current, Voltage							
2.1.8.1.2.4 Phasor Diagram							
2.1.8.2 Billing History							
2.1.8.2.1 สามารถเลือกคาบเวลา (Period) ที่ต้องการแสดง เป็น รายเดือน และปี โดยสามารถเลือกช่วงเวลา (Duration) ในการแสดงผล							
2.1.8.1.2 สามารถเลือกดูค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ได้ ดังแสดงในตาราง Book 2: Table of Billing History							
2.1.9 สามารถแสดงผลในรูปแบบต่างๆ ดังนี้							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.9.1 ต้องมีรูปแบบการแสดงผล มีทั้งรูปแบบตารางข้อมูล และรูปแบบกราฟ โดยสามารถเลือกแสดงเป็นกราฟเส้น และกราฟแท่งได้							
2.1.9.2 สามารถแสดงผลการเปรียบเทียบข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยสามารถเลือกแสดงข้อมูลเปรียบเทียบเป็น วัน, สัปดาห์, เดือน และปี							
2.1.9.3 สามารถแสดงผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยสามารถเลือกแสดงผลรวมของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า, กลุ่มประเภทธุรกิจ, กลุ่มขนาดกิจการ และ กลุ่มพื้นที่การไฟฟ้าเป็นอย่างน้อย							
2.1.9.4 แสดงข้อมูลใบจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าทุกรอบการอ่านหน่วยในรอบเดือน โดยสามารถเลือกดูเดือนย้อนหลังได้, แสดงข้อความเตือนกรณีมิเตอร์รายนั้นไม่สามารถติดต่อได้ในรอบการอ่านหน่วยนั้น และรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าในรายที่มีการติดตั้งมิเตอร์แบบ Summation โดยสามารถเลือกแสดงข้อมูลทั้งในผลรวมทุกวงจร และ แสดงข้อมูลแยกแต่ละวงจร							
2.1.9.5 สามารถเรียกดูข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ย้อนหลังได้ ไม่น้อยกว่า 3 ปี							
2.1.9.6 ต้องมีการออกแบบ การแสดงหน้าจอในขนาดที่เหมาะสมกับโทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet) ที่รองรับระบบปฏิบัติการ Android และ iOS							
2.1.9.7 ผู้รับจ้างจะต้องจัดเตรียมเครื่องคอมพิวเตอร์พร้อมอุปกรณ์ประกอบ และลิขสิทธิ์ซอฟท์แวร์ที่จำเป็นให้เพียงพอในการพัฒนาระบบ Web Application และ Mobile Application ที่รองรับการเข้าถึงข้อมูลด้วย โทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet)							
2.1.9.8 ผู้รับจ้างจะต้องพัฒนาระบบ Web Application และ Mobile Application ที่รองรับทั้งข้อมูล Load Profile และ Billing ทั้ง Export และ Import โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้ไฟให้เข้าใช้งานได้ทั้ง Export และ Import หรือ บางส่วน							
2.1.9.9 ผู้รับจ้างต้องปรับปรุง (Customization) ระบบ Web Application แล ะ Mobile Application ที่รองรับการเข้าถึงข้อมูลด้วย โทรศัพท์เคลื่อนที่ชนิด Smart Devices (Smart Phone and Tablet) ซึ่งต้องได้รับการอนุมัติจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2 ครั้งต่อปี							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.10 Customer Energy Portal จะต้องสามารถดูข้อมูล Load Profile ที่เป็นปัจจุบันแบบ Near Real-Time แต่ไม่เกิน 30 นาที							
3 ความต้องการทางด้านเทคนิคของระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Help Desk	ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำระบบอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Helpdesk โดยใช้งานผ่านระบบ HES และ/หรือ ระบบ MDMS และ/หรือ ระบบ MOMS โดยระบบอำนวยความสะดวกจะต้องมีหน้าจอ User Interface สำหรับอำนวยความสะดวกในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ Helpdesk โดยมีฟังก์ชั่นต่างๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย						
3.1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค							
3.1.1 สามารถตรวจสอบสถานะ การทำงานของผู้รับจ้าง เช่น อยู่ระหว่างดำเนินการ , ดำเนินการเสร็จสมบูรณ์ และเกิดความผิดปกติ เป็นอย่างน้อย							
3.1.2 สามารถตรวจสอบจำนวนมิเตอร์ตามเงื่อนไขต่างๆ ได้ เช่น จำนวนมิเตอร์ในแต่ละรอบบิล, จำนวนมิเตอร์ที่อ่านหน่วยไม่ได้ในรอบบิลนั้น เป็นอย่างน้อย และสามารถ Export ให้อยู่ในรูปแบบ MS Excel ได้							
3.1.3 สามารถสั่งให้ระบบทำงาน Re-generate ในบางขั้นตอนกรณีที่เกิดปัญหาหรือมีบางมิเตอร์ที่อ่านหน่วยไม่ได้ในวันรอบบิลนั้น โดยไม่ต้องเริ่มต้นใหม่ทั้งหมด และจะต้องไม่กระทบกับงานที่เสร็จสมบูรณ์ไปแล้ว โดยสามารถเลือก Regenerate แบ่งได้ตามระบบงานย่อย, ตามการไฟฟ้าเขต และการไฟฟ้าหน้างาน เช่น Regenerate เฉพาะบางรายงาน ในการไฟฟ้าหน้างานนั้นๆ ได้ เป็นอย่างน้อย							
3.1.4 มีระบบในการนำ Voice of Customer (VOC) มาใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาการร้องเรียน และพัฒนากระบวนการในการให้บริการของเจ้าหน้าที่ Help Desk และ นำ Chat Bot มาใช้ในการตอบปัญหาข้อร้องเรียนต่าง ๆ จากผู้ใช้ไฟฟ้า							
3.1.5 มีระบบการกำหนดสิทธิ์ของผู้ใช้งาน							
3.1.6 ระบบต้องรองรับผู้ใช้งานได้ไม่น้อยกว่า 100 ราย							
4 Implementation and Rollout							
4.1.1 System Testing & Commissioning							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Refer to Book 7 Non-functional requirements. The Contractor shall be accountable for overall System Testing & Commissioning, including functional tests, integration tests, performance and availability tests, and site acceptance tests (SAT) as follows.							
Test plan: Contractor shall develop the overall system test plan for the project to meet PEA specific and integration needs with the consultation and approval of PEA. The test plan must cover as a minimum system tests, integration tests, performance tests, stress tests, availability tests, security tests, and final end-to-end process acceptance tests. The plan must also include for each test the required hardware and software, test data, test resources, and the acceptance criteria.							
Test procedures: Consulting with PEA as needed, Contractor shall develop integrated test procedures, including all tests specified in the test plan and the expected results of each test. As a minimum, the test procedures need to cover functional tests, integration, business process operational tests, performance tests, availability tests, scalability and stress tests, and security tests.							
There must also be traceability between the tests and all functional, technical, and performance requirements. Contractor shall provide a requirements tracking mechanism to verify that every functional, integration, and performance requirement has been tested.							
Test data: PEA shall collect the data required for the tests according to the test plan. Contractor shall provide sample, standard test data where PEA data is not readily available.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
System tests: Contractor shall be responsible for the setup, staging, and completion of the system tests at PEA. PEA at its option may choose to perform certain tests with assistance from Contractor.							
Functional tests: Functional tests will commence after successful completion of the system tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and execution of functional testing at PEA facilities.							
Integration tests: Integration tests will commence after successful completion of the system tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and performance of the integration tests at PEA facilities. PEA may provide some of the test resources and drive the existing utility information systems for the integration tests. PEA will complete and signoff the tests. Contractor shall facilitate PEA in driving the MOMS and Customer Energy Portal System applications for these tests as needed.							
Performance Tests: After successful completion of the integration tests, the performance tests will cover system response time, system and data availability, security, scalability and stress tests. Contractor shall be responsible for the setup, staging, and completion of these performance tests at PEA. PEA may choose to perform some of the tests with assistance from the MOMS and Customer Energy Portal System Contractor instead of the Contractor.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Final acceptance (SAT): PEA will perform the final system acceptance test to ensure readiness of the system to support the to-be business processes end-to-end. Contractor shall help coordinate the tests.							
SYSTEM TESTING & COMMISSIONING TASK DELIVERABLES:							
1. MOMS and Customer Energy Portal System test plan							
2. MOMS and Customer Energy Portal System test procedures							
3. Requirements verification tracking mechanism							
4. Functional test environment and report							
5. Requirements verification tracking mechanism							
6. Integration test environment and report							
7. Performance test environment and report							
8. Overall system test report							
4.1.2 Data Migration							
The Contractor shall develop software for loading, extraction and transformation of data into MOMS and Customer Energy Portal System. The Contractor shall be accountable for successful migration of data from legacy systems to new systems.							
DATA MIGRATION TASK DELIVERABLES:							
1. Software for data extraction and transformation							
2. Software for loading data into MOMS and Customer Energy Portal System							
3. Data migration							
4.1.3 Training							
Refer to Book 7 Non-functional Requirements. The following outlines the minimum training requirements.							
1. Develop training plan.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. Deliver standard training materials and tailor them for the PEA system environment, configurations, and business processes.							
3. Provide training to the following user groups as a minimum:							
a. System administrators							
b. System configuration							
c. System and application support							
d. Area office users							
e. Read-only users such as management							
4. Develop cheat sheets and Frequently Asked Questions to users							
4.1.4 Documentation							
General requirements for documentation refer to Book 7 Non-functional requirements. The following recaps the documentation requirements of the other tasks.							
DOCUMENTATION TASK DELIVERABLE:							
1. System interface control document for all required interfaces							
2. Configuration/Version Management document updates as needed							
3. Standard user manual							
4. Standard application guide							
5. Standard system administration and support manual							
6. System configuration tools and manual							
7. Standard database management manual							
8. Standard MOMS and Customer Energy Portal database management manual							
9. Standard database schema and data loading tools documentation							
10. Data extraction/conversion Documentation							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11. Documentation for the MOMS and Customer Energy Portal							
12. Standard training manuals							
13. System development manual, including the use of supplied system configuration tools, the design and use of all supplied Application Programming Interfaces (API), MOMS and Customer Energy Portal operational and historical database schemas, etc.							
14. Configuration/Version Management document updates as needed							
4.1.5 Configuration/Version Management							
a) Configuration/Version Management Plan: The Contractor shall devise and document the plan and processes for PEA to maintain the configurations and versions of hardware, software, and documents received over the project development and deployment lifecycle. Hardware configurations shall include application servers, database servers, user workstations, as well as the networking infrastructures. Software version and configuration management shall include periodic software patches, new releases, and upgrades of individual system components of the MOMS and Customer Energy Portal System software, including server and client applications from their respective Contractors. Documents shall include updated system manuals, user manuals, training manuals, database schema and dictionaries, test plan and test procedures, etc.							
b) Application Software: The Contractor shall provide the software updates as needed during the project lifecycle.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
c) Documentation: The Contractor shall provide updates to the documents as needed during the project lifecycle, from requirements and design to system implementation and final production.							
CONFIGURATION/VERSION MANAGEMENT TASK DELIVERABLES:							
• Configuration/version management plan							
• Software patches and updates as needed							
• Document updates as needed							
• Manage all versions to ensure interoperability							
4.1.6 Production/Acceptance/Transition							
a) Implementation, Transition and Rollout plan: The Contractor shall develop a production implementation, transition and rollout plan to guide PEA through the production, conversion, business transition and rollout stages of the MOMS and Customer Energy Portal System information systems implementation.							
b) Data conversion/migration: The Contractor shall convert or migrate the data from legacy systems to the MOMS and Customer Energy Portal System information systems per the							
c) System Rollout: The Contractor shall provide support as required according to the respective warranty and ongoing maintenance and support agreements during this period.							
d) Product support: The Contractor shall provide the product support and experienced staff throughout the entire contract.							
e) Training of PEA Support Team: During the production support period, the Contractor shall provide on-the-job training to PEA support team.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
f) Transition Support: After the contracted period, The Contractor shall continue to provide an additional 30 days of support to PEA.							
PRODUCTION/ACCEPTANCE/TRANSITION TASK DELIVERABLES:							
• Implementation, transition and rollout plan							
• Primary support for an additional 30 days of transition support period							
• On-the-job training for PEA support team during the production support period							
• Production and transition support as needed (part of ongoing maintenance and support agreement)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 5: IT Infrastructure and Minimum Sizing							
1 ความต้องการพื้นฐานทางด้านเทคนิค	ในบทนี้จะกล่าวถึงความต้องการทางด้าน IT Infrastructure และ ขนาดขั้นต่ำ (Minimum Sizing) ของอุปกรณ์ทางด้าน IT และ คอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่จะนำมาใช้งานสนับสนุนระบบ AMI และ ระบบสนับสนุนซึ่งประกอบไปด้วยระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ เป็นต้น สภาพแวดล้อม (Environment) ในการทำงานของระบบ AMI แบ่งเป็น 2 สภาพแวดล้อม ซึ่งประกอบด้วยสภาพแวดล้อม Production และ สภาพแวดล้อม Non-Production โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้						
	• สภาพแวดล้อม Production ประกอบไปด้วย ระบบ MDMS, ระบบ HES, ระบบฐานข้อมูล, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Application ต่างๆ ซึ่งในระบบที่มีความสำคัญมาก เช่น ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องมีการทำ Local Redundancy โดยการใช้ Active-Active High Availability Cluster ซึ่งจะต้องมีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายจำนวนอย่างน้อย 2 ชุด แยกจากกันในทางกายภาพแต่มีการทำงานที่เหมือนกันในกรณีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายตัวใดตัวหนึ่งใน Cluster ที่เกิดการทำงานล้มเหลวและถูกตรวจจับได้ ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่อง และไม่กระทบการทำงานในระบบงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะทำให้เกิดความต่อเนื่องของการทำงานของกลุ่มคอมพิวเตอร์แม่ข่ายต่อไป • สภาพแวดล้อมNon-Production ประกอบไปด้วย Staging Systemและ Development/Training System						
	การใช้งานระบบ Virtualized Machine (VM) สำหรับระบบ IT เป็นที่ต้องการในโครงการนี้ ซึ่งผู้รับจ้าง จะต้องจัดหาและส่งมอบระบบคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่รองรับ VM และการทำงานของระบบ HES, ระบบ MDMS,ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่กำหนด โดยการตรวจรับระบบ IT จะต้องรวมเอาการทดสอบความพร้อมของระบบ VM ด้วย รูปที่ 7-1 แสดง Virtual Server Configuration						
รูปที่ 7-1 แสดง Virtual Server Configuration							
ทั้งนี้ ผู้รับจ้างต้องจัดหาระบบปฏิบัติการ ที่ถูกลิขสิทธิ์ และมีจำนวนที่เพียงพอต่อการใช้งานในการติดตั้งระบบ AMI ครั้งนี้ รวมทั้งจัดหา Digital Certifacate สำหรับติดตั้งบนระบบ Customer Engergy Portal, ระบบ MOMS และ Hardware Security Module ตลอดระยะเวลาของสัญญา							
2 สถาปัตยกรรมของระบบ IT (IT System Architecture)							
2.1 IT System Configuration							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.1ระบบHES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องถูกสร้างขึ้นทั้งในสภาพแวดล้อม Production และ Non-Production ดังต่อไปนี้							
2.2 Production System							
2.2.1 ขนาดขั้นต่ำของระบบ IT Infrastructure สำหรับ Production System จะต้องรองรับมิเตอร์จำนวนอย่างน้อย 150,000 ตัว โดยระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องสามารถทำงานได้ตามข้อกำหนดที่วางไว้ และผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 150,000 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 1,000 Licenses							
2.2.2 ระบบ Production System จะต้องถูกออกแบบให้สามารถปรับเพิ่ม/ลดขนาดได้ทั้งในแนวกว้าง (Horizontal) และ แนวลึก (Vertical)							
2.2.3 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ ที่ ติดตั้งในระบบ Production System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือพื้นที่อื่นที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ							
2.2.4 ระบบ MDMS, ระบบฐานข้อมูลที่ติดตั้งใน ระบบ Production System จะต้องมีระบบสำรองแบบ Local Redundancy ที่ทำงานแบบ Active-Active โดยระบบสำรองแบบ Local Redundancy จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งบนคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่แยกออกจากกันในทางกายภาพอย่างเหมาะสม							
2.3 Staging System							
2.3.1 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งในสภาพแวดล้อม Non-Production ซึ่งไม่มีระบบสำรองแบบ Local Redundancy							
2.3.2 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งสำหรับการทดสอบการทำงานของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่างๆในระยะสุดท้ายก่อนที่จะถูกยกระดับไปสู่ระบบ Production System ต่อไป							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.3.3 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีการเชื่อมโยงกับระบบสื่อสารจริงในรูปแบบเดียวกันกับระบบ Production System							
2.3.4 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีระบบ Hardware และ Software รวมถึงการ setup ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System และ ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 5,000 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 5,000 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 1,000 Licenses							
2.3.5 ระบบ Staging System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยสามารถใช้ทดสอบฟังก์ชันการทำงาน, ทดสอบประสิทธิภาพ, และ ทดสอบทางด้านความปลอดภัยทาง Cyber (Cyber Security) ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ โดยการใช้ข้อมูลจำลอง (Simulated Data) และ ข้อมูลจริงที่จับเข้ามา (Snap-Shot) จากระบบ Production System แบบ Real-Time ได้							
2.3.6 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ ติดตั้งในระบบ Staging System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือพื้นที่อื่นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ							
2.4 Development/Training System							
2.4.1 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งสำหรับใช้ในการพัฒนาและ อบรมเกี่ยวกับระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ							
2.4.2 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งในสภาพแวดล้อม Non-Production ซึ่งไม่มีระบบสำรองแบบ Local Redundancy							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.4.3ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยมีฟังก์ชันต่าง ๆ ทั้งหมดของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ เหมือนกันกับระบบ Production System รวมทั้งการเชื่อมโยงกับระบบสื่อสารและ ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบ Software License สำหรับระบบ HES, ระบบ MDMS จำนวนไม่น้อยกว่า 100 Licenses สำหรับระบบ NMS และระบบ ESB ต้องส่งมอบ License ที่รอบรับการทำงานของมิเตอร์จำนวนไม่น้อยกว่า 100 เครื่อง และระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ จะต้องมี Licenses ที่รองรับจำนวนของผู้ใช้งานไม่น้อยกว่า 100 Licenses							
2.4.4 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อรองรับการพัฒนาและ การแก้ไขปรับปรุง Software ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆ สำหรับนักพัฒนาซอฟท์แวร์ได้ โดยต้องไม่กระทบต่อการทำงานของระบบ Staging System และระบบ Production System							
2.4.5 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อรองรับการทดสอบ Unit และ การเชื่อมโยง (Integration)Software ของระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆสำหรับนักพัฒนาซอฟท์แวร์ได้							
2.4.6 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งเพื่อจำลองการเชื่อมโยง (Integration) กับระบบสื่อสารจำลอง และ/หรือ ระบบสื่อสารจริง สำหรับทดสอบก่อนที่จะยกระดับการทดสอบและใช้งานในระบบ Staging System และ ระบบ Production System ได้							
2.4.7 ระบบ Development/Training System จะต้องถูกออกแบบและติดตั้งโดยต้องมี User Interface (UI) สำหรับการฝึกอบรม และ สาธิตการทำงานสำหรับกลุ่มพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและหน่วยงานอื่นตามการอนุมัติของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้เป็นอย่างน้อย ผู้ปฏิบัติงาน (Operator), ผู้ซ่อมบำรุงระบบ AMI (Maintenance Personnel), นักพัฒนาซอฟท์แวร์, และ พนักงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.4.8 ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ติดตั้งในระบบDevelopment/Training System จะต้องติดตั้งอยู่ในพื้นที่ AMI Data Center การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ พื้นที่อื่นที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นชอบ							
3 การบริหารจัดการระบบ Production (Production Management)							
3.1 กระบวนการ Production Release							
3.1.1 กระบวนการ Production Release จะต้องถูกออกแบบอย่างเหมาะสมเพื่อให้การส่งผ่านระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ผ่านการทดสอบใน ระบบ Development/Training System ไปสู่ระบบ Staging System เป็นไปอย่างสมบูรณ์ได้							
3.1.2 กระบวนการ Production Release จะต้องถูกออกแบบอย่างเหมาะสมเพื่อให้การส่งผ่านระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆที่ผ่านการทดสอบในระบบ Staging System ไปสู่ระบบ Production ได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพโดยไม่ทำให้การทำงานหลักของระบบ Production System เสียหายในระหว่างกระบวนการการส่งผ่าน							
3.1.3ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบเครื่องมือ ซอฟท์แวร์ หรือ scripts ที่ใช้ในกระบวนการ Production Release ให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย							
3.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหา/จัดทำ กระบวนการย้อนกลับ (Roll Back) เพื่อกู้ระบบ HES, ระบบ MDMS, ระบบ NMS, ระบบ ESB, ระบบ MOMS และ Applications ต่าง ๆไปสู่ Version ก่อนหน้าที่สามารถทำงานได้อย่างปกติ ในกรณีที่กระบวนการ Production Release ในระบบ Production ล้มเหลว							
4 การบริหารจัดการ System Failure (System Failure Management)							
4.1 การตรวจจับ Failure (Failure Detection)							
4.1.1 ระบบและฟังก์ชันการทำงานของ Hardware ทั้งหมด จะต้องถูก Monitor เพื่อตรวจจับการล้มเหลวของการทำงาน และ ข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้ ซึ่งประกอบไปด้วย ข้อผิดพลาดในการทำงานของ Hardware และ Software เป็นต้น							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4.1.2 ข้อผิดพลาดและความล้มเหลวที่ตรวจจับได้จะต้องถูกบันทึกใน ส่วนกลาง (Central) สำหรับใช้ในการดูแลระบบต่อไป ซึ่งการบันทึกดังกล่าว ควรจะประกอบด้วยเป็นอย่างน้อย วันและเวลาที่เกิดการล้มเหลว, เหตุผล ของความล้มเหลว, และ การกลับสู่การทำงานปกติของระบบแบบ Manual หรือ Automatic เป็นอย่างน้อย							
4.1.3 ความล้มเหลวและข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้ทั้งหมดของ คอมพิวเตอร์แม่ข่ายทุกตัว ซึ่งทำงานในสถานะ Active หรือ Standby จะต้องถูกตรวจจับ โดยข้อผิดพลาดต่าง ๆ ที่สามารถแก้ไขได้จะมีการ กำหนดค่า Threshold ถ้าจำนวนของข้อผิดพลาดดังกล่าวเกิดขึ้นซ้ำ ๆ จน เกิน Threshold ที่ตั้งไว้จะต้องรายงานเป็นความล้มเหลวของระบบ IT Infrastructure ต่อไป							
4.1.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาและส่งมอบระบบหรือ software เพื่ออำนวย ความสะดวกในการตรวจสอบการทำงานผิดพลาดของทั้ง Hardware และ Software ทั้งหมด โดยสามารถแจ้งเตือน (Notification) และ/หรือ Configuration ในกรณีที่ตรวจเจอข้อผิดพลาดที่อยู่ในขั้นวิกฤตได้							
4.2 การบริหารจัดการ Redundancy และ Failure (Redundancy and Failure Management)							
4.2.1 กลุ่มของคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่สำคัญใช้ใน ระบบ MDMS และระบบ ฐานข้อมูล ที่อยู่ในสภาพแวดล้อม Production จะต้องถูกออกแบบติดตั้ง และ ปรับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมเพื่อสร้างระบบสำรองแบบ Active-Active Redundant ได้ (อย่างไรก็ดีระบบ Staging System และ ระบบDevelopment/Training System จะไม่มีระบบ Redundant)							
4.2.2 ระบบสำรองแบบ Local Redundancy จะต้องถูกออกแบบและ ติดตั้งโดยใช้หลักการของ Active-Active High Availability Cluster ที่ ติดตั้งบนกลุ่มของคอมพิวเตอร์แม่ข่ายอย่างน้อย 2 ชุดที่แยกขาดจากกัน ในทางกายภาพแต่มีการทำงานที่เหมือนกัน ในกรณีคอมพิวเตอร์แม่ข่ายตัว ใดตัวหนึ่งใน Cluster ที่เกิดการทำงานล้มเหลวและถูกตรวจจับได้ ระบบ MDMS และระบบฐานข้อมูล จะต้องทำงานได้อย่างต่อเนื่อง และไม่ กระทบ การทำงานในระบบงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะทำให้เกิดความต่อเนื่อง ของการทำงานของกลุ่ม คอมพิวเตอร์แม่ข่ายต่อไป							
4.2.3 กระบวนการบริหารจัดการความล้มเหลวของแต่ละกลุ่มคอมพิวเตอร์ แม่ข่าย จะต้องถูกจัดการอย่างเป็นอิสระต่อกัน							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
5 คุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำของอุปกรณ์เทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Specification)							
คุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนดต่อไปนี้จะต้องถูกบังคับใช้ต่อชุดของคอมพิวเตอร์แม่ข่าย และอุปกรณ์ในหัวข้อนั้น ๆ ทั้งนี้ ผู้เสนอราคาต้องได้รับหนังสือรับรองให้เป็นผู้เสนอผลิตภัณฑ์ รวมทั้งการให้บริการและซ่อมแซมบำรุงรักษาผลิตภัณฑ์ทุกรายการที่นำเสนอในโครงการตลอดอายุสัญญาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ภายในประเทศ เว้นแต่เป็นผลิตภัณฑ์ต่างประเทศ ซึ่งไม่มีสาขาจากเจ้าของผลิตภัณฑ์ในประเทศ จึงจะให้ใช้หนังสือรับรองจากเจ้าของผลิตภัณฑ์จากต่างประเทศได้โดยตรง โดยผู้เสนอราคาจะต้องแนบสำเนาหนังสือรับรองดังกล่าวมาพร้อมกับข้อเสนอทางด้านเทคนิคด้วย เพื่อสนับสนุนการให้บริการในระยะเวลารับประกัน							
5.1 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.2 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 9 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.3 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จำนวนอย่างน้อย 16 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.4 อุปกรณ์ Hardware Security Module จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.5 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.6 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.7 อุปกรณ์สลับสัญญาณสำหรับ Storage (SAN Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.8 อุปกรณ์ตู้จัดเก็บอุปกรณ์ (Rack Server) ขนาด 42 U และ จอ Monitor & Keyboard จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.9 อุปกรณ์ Load Balancer จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.10 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่ายหลัก (Core Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.11 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (L3 Switch) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.12 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (Access Switch) จำนวนอย่างน้อย 4 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.13 อุปกรณ์ SSL VPN จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.14 อุปกรณ์ป้องกันระบบเครือข่าย Distributed Denial of Service Protection จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.15 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
5.16 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.17 อุปกรณ์บริหารจัดการ Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.18 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 3 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.19 อุปกรณ์บริหารจัดการ Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.20 อุปกรณ์ระบบตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.21 ระบบจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์ (Security Information and Event Management) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.22 ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Antivirus for Server) จำนวนอย่างน้อย 36 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.23 ระบบตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์เครือข่าย, คอมพิวเตอร์แม่ข่าย, และประสิทธิภาพของระบบฐานข้อมูลจำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.24 ระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.25 ระบบ One Time Password (OTP) “ชุดรหัสผ่านที่เป็นตัวเลข” จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.26 คอมพิวเตอร์ Notebook จำนวน 30 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.27 เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) สำหรับ Dash Board และ Monitoring and Control ณ. ศูนย์ AMI Data Center จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.28 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.29 ระบบจัดการทรัพยากรส่วนกลางของชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Management for Hypervisor) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.30 ระบบสำรองข้อมูลจำนวน 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						
5.31 ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล (Software and Information Integrity) จำนวน 1 ระบบ	รายละเอียด และ คุณสมบัติ อ้างอิงใน Book 5 Sheet 1						

5.1 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด	
รายละเอียด	เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้ 1. ระบบงานฐานข้อมูล (Production) จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด 2. ระบบงาน MDMS จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 1 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.1.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็คที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet
	5.1.2 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel แบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย
	5.1.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า
	5.1.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า
	5.1.5 มีช่องสำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 ไม่น้อยกว่า 8 slots
	5.1.6 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้
	5.1.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS หรือ M.2 SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 480 GB จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 480 GB หลังจากทำ Raid 1
	5.1.8 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย
	5.1.9 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 portsจำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด
	5.1.10 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 2 หน่วย
	5.1.11 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.1.12 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.1.13 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการ กับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้
	5.1.14 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้ สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และแจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้
	5.1.15 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Enterprise Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย
	5.1.16 มีซอฟท์แวร์ Enterprise Linux หรือ Microsoft Windows Server แบบ Datacenter ครอบคลุมทุกหน่วยประมวลผลของอุปกรณ์

5.2 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 9 ชุด	
รายละเอียด	เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 2 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้ 1. ระบบงาน Application Server (MOMS) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 2. ระบบงาน Web Server (Customer Portal Services) จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด 3. ระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 4. Staging System จำนวนอย่างน้อย 3 ชุด 5. Development and Training System จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่2 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.2.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็คที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet
	5.2.2 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel แบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 24 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.9 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย
	5.2.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า
	5.2.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB
	5.2.5 มีช่องสำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 ไม่น้อยกว่า 8 slots
	5.2.6 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้
	5.2.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS หรือ M.2 SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 480 GB จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 480 GB หลังจากทำ Raid 1
	5.2.8 มี Hot Spare จำนวน 1 หน่วย
	5.2.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย
	5.2.10 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 portsจำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด
	5.2.11 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 2 หน่วย
	5.2.12 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.2.13 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.2.14 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการ กับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้

	5.2.15 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้ สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และแจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้
	5.2.16 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Enterprise Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย
	5.2.17 มีซอฟท์แวร์ Enterprise Linux หรือ Microsoft Windows Server แบบ Standard ครอบคลุมทุกหน่วยประมวลผลของอุปกรณ์
	5.2.18 มีชุดโปรแกรมจัดการเครื่องแม่ข่ายเสมือนที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย

5.3 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จำนวนอย่างน้อย 16 ชุด	
รายละเอียด	เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่ 3 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้ 1. ระบบงาน HES จำนวนอย่างน้อย 10 ชุด 2. ระบบงานฐานข้อมูล (Data Warehouse) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 3. ระบบงาน Active Directory จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด 4. ระบบงานบริหารจัดการเครื่องเครือข่ายเสมือน จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 5. ระบบงาน Enterprise Service Bus จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 6. ระบบงาน Billing จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายประเภทที่3 ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.3.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็ค ขนาด 1 U ที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet
	5.3.2 มีหน่วยประมวลผลกลางแบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย
	5.3.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า
	5.3.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB
	5.3.5 มีช่องสำหรับติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 จำนวนไม่น้อยกว่า 4 slots
	5.3.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูล แบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้ไม่น้อยกว่า 8 หน่วย
	5.3.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 4.8 TB หลังจากทำ Raid 5 และ มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 800 GBจำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 800 GB หลังจากทำ Raid 1
	5.3.8 มี Hot spare ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย
	5.3.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1 GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0, 1, 5, 6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย
	5.3.10 มีช่องเชื่อมต่อเครือข่ายแบบ 1 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports
	5.3.11 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด
	5.3.12 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 1 หน่วย
	5.3.13 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด

	5.3.14 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.3.15 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการกับ Server จากระยะไกลผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้
	5.3.16 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้, สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์ และ แจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้
	5.3.17 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Red Hat Enterprise Linux, Oracle Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย
	5.3.18 มีชุดโปรแกรมระบบปฏิบัติการ (Operating System) Microsoft Windows Server Standard Edition รุ่นล่าสุด) ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย

5.4 อุปกรณ์ Hardware Security Module จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับงาน Hardware Security ซึ่งต้องรองรับการสร้างโค้ด หรือ Key ที่สำหรับการเข้ารหัสมิเตอร์ในระบบ AMI ทั้งหมด โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังแสดงในข้อ 5.4.1 หรือ 5.4.2 ข้อใดข้อหนึ่ง ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.4.1 อุปกรณ์Hardware Security Module แบบที่ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server)
	5.4.1.1 เป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) แบบแร็ค ขนาด 1 U ที่มาพร้อมกับอุปกรณ์ติดตั้งกับ Rack Cabinet
	5.4.1.2 มีหน่วยประมวลผลกลางแบบที่มีจำนวนคอร์ไม่น้อยกว่า 20 คอร์ ที่ความเร็วไม่น้อยกว่า 2.4 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย
	5.4.1.3 มี Chipset Intel® C620 หรือรุ่นที่สูงกว่า
	5.4.1.4 มีหน่วยความจำ (Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB เป็นแบบ DDR4 Registered (RDIMM) หรือดีกว่า และสามารถขยาย Memory ได้ไม่น้อยกว่า 1.5 TB
	5.4.1.5 มีช่องสำหรับติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเป็นแบบ PCI-express 3.0 จำนวนไม่น้อยกว่า 4 slots
	5.4.1.6 รองรับหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบ Hot Plug ขนาด 2.5 นิ้ว ทั้งแบบ SAS/SATA Hard Disk Drive หรือ Solid State Disk ได้ไม่น้อยกว่า 8 หน่วย
	5.4.1.7 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 4 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 4.8 TB หลังจากทำ Raid 5 และ มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 800 GBจำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย โดยมีความจุไม่น้อยกว่า 800 GB หลังจากทำ Raid 1
	5.4.1.8 มี Hot spare ชนิด SSD SAS 12G ขนาดไม่น้อยกว่า 1.6 TB จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย
	5.4.1.9 มี RAID Controller ที่มี Cache memory ไม่น้อยกว่า 1GB พร้อมทั้ง Flash backup Units หรือ Battery backup Units รองรับการทำงาน RAID 0,1,5,6 ได้เป็นอย่างน้อย จำนวน 1 หน่วย
	5.4.1.10 มีช่องเชื่อมต่อเครือข่ายแบบ 1 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports
	5.4.1.11 มีการ์ดเชื่อมต่อเครือข่ายที่มีช่องเชื่อมต่อแบบ 10 Gbps Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ports จำนวนไม่น้อยกว่า 2 การ์ด
	5.4.1.12 มีการ์ด FC controller แบบ 2 channel ความเร็วไม่น้อยกว่า 32 Gbit/s จำนวน 1 หน่วย
	5.4.1.13 มีหน่วยจ่ายไฟแบบ Hot-Plug และรองรับการทำ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.4.1.14 มีพัดลม Server ทำงานแบบ Hot-Plug และ Redundant ติดตั้งเต็มจำนวนที่เครื่องแม่ข่ายรองรับได้สูงสุด
	5.4.1.15 มี Remote Management Port แบบ RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต เพื่อช่วยในการจัดการ กับ Server จากระยะไกล ผ่าน Web Base Application (Remote) สามารถสั่ง Power ON, Power OFF, Restart เครื่อง Server และตั้งค่าใน Bios ได้ และสามารถทำ Virtual KVM Remote Graphical Console, Virtual Power Button Control, Virtual Drive ได้
	5.4.1.16 มี Software ช่วยในการจัดการกับอุปกรณ์ต่างๆ ของ Server ได้ต้องเป็นแบบ Web Base Application โดยสามารถ Access ผ่าน Web Browser ได้, สามารถบอกสถานะของอุปกรณ์และ แจ้งเตือนสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ผ่านทาง SNMP และ E-mail ได้

	5.4.1.17 รองรับการทำงานร่วมกับ Windows Server, Red Hat Enterprise Linux, Oracle Linux, VMware vSphere ได้เป็นอย่างน้อย
	5.4.1.18 มีชุดโปรแกรมระบบปฏิบัติการ (Operating System) Microsoft Windows Standard Edition รุ่นล่าสุด) ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมาย
	5.4.2 อุปกรณ์ Hardware Security Module แบบ Hardware Appliance
	5.4.2.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ทำหน้าที่เป็น Hardware Security Module
	5.4.2.2 รองรับ Cryptography แบบ Asymmetric ชนิด RSA, DSA, Diffie-Hellman และ Elliptic Curve เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.3 รองรับ Cryptography แบบ Symmetric ชนิด AES, AES-GCM, DES และ Triple DES เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.4 ในกรณีที่มีการพยายามที่จะนำข้อมูลออกจาก HSM โดยไม่ได้รับอนุญาตกุญแจ (Key) และข้อมูลที่สำคัญที่อยู่ใน HSM จะต้องถูกทำลายโดยอัตโนมัติให้หมดไปโดยสิ้นเชิงเพื่อความปลอดภัย โดยผู้เสนอราคาต้องอธิบายวิธีการที่ใช้ในการทำลายข้อมูลที่มีลักษณะดังกล่าวด้วย
	5.4.2.5 มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบ hot-swapable/redundant power supply เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.6 รองรับ Security Certification แบบ FIPS 140-2 Level 3 เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.7 รองรับมาตราฐาน FCC หรือ UL หรือ CE เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.8 รองรับไฟฟ้า 100-240 V, 50-60 HZ เป็นอย่างน้อย
	5.4.2.9 สามารถติดตั้งบนตู้ Rack ปิดที่มีขนาดมาตราฐาน 19 นิ้วได้

5.5 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จำนวนอย่างน้อย 2 ชุด	
รายละเอียด	อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้ 1. ระบบงานฐานข้อมูล (Production) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด 2. ระบบงานฐานข้อมูล (Data Warehouse) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 1 โดยมีการจัดเก็บข้อมูลเพื่อใช้ในการประมวลผลเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปี ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.5.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก แบบ SAN Storage
	5.5.2 มีส่วนควบคุมอุปกรณ์ (Controller) แบบ Dual Controller
	5.5.3 มีหน่วยความจำรวมไม่น้อยกว่า 640 GB ต่อ Controller โดยไม่นับรวมหน่วยความจำแบบ Flash cache ที่ใช้ SSD มาใช้แทนหน่วยความจำ
	5.5.4 มี Port สำหรับเชื่อมต่อแบบ FC (Fiber Channel) ความเร็ว 32 Gbps รวมจำนวนไม่น้อยกว่า 16 ports
	5.5.5 มีพื้นที่ใช้งานจริงก่อนทำ Deduplicationและ Compression รวมอย่างน้อย 90TB โดยใช้ SSD ทำ RAID 5 หรือดีกว่า
	5.5.6 มีจำนวน Disk สำรองที่ไม่ถูกใช้งาน ติดตั้งอยู่ภายในเครื่องไม่น้อยกว่า 3 หน่วย และสามารถสลับการทำงานของ Disk ที่ชำรุดโดยอัตโนมัติ รวมทั้งสามารถสับเปลี่ยนออกได้ โดยไม่ต้องหยุดการทำงานของเครื่อง (Global Hot Spare disk)
	5.5.7 สามารถตั้งค่าให้มีพื้นที่สำรองที่ไม่ได้ใช้งานไว้สำหรับทำ Spare ใน Group หรือ Pools ได้ (DDP , Spare Capacity , Fast Recovery หรือเทียบเท่า)
	5.5.8 สามารถทำ Inline Deduplication และ Inline Compression ได้ โดยหากต้องใช้ลิขสิทธิ์ Software ต้องเสนอลิขสิทธิ์ Software ครอบคลุมตามจำนวนหน่วยจัดเก็บข้อมูลที่รองรับสูงสุด
	5.5.9 สามารถทำ Remote Replicate ทั้งแบบ Synchronous และ Asynchronous หรือสามารถนำ Storage มาต่อกันเพื่อทำ Cluster ได้
	5.5.10 สามารถทำการ Clone Volume ใน Storage เดียวกันได้
	5.5.11 สามารถติดตั้งในตู้ Rack ที่เสนอในโครงการได้
	5.5.12 มี RAID controller, Fan และ Power Supply ต้องสามารถทำงานได้แบบ Redundancies
	5.5.13 มี Software ในการบริหารจัดการที่สามารถสร้าง Raid Group, สร้าง LUN, ตั้งค่า SnapShot, Clone, ตั้งค่า Remote Raplicate และตั้งค่า Cluster Storage ได้ โดยสามารถจัดการ Storage ทั้งหมดที่เสนอในโครงการเป็นแบบ Centralization
	5.5.14 ต้องสามารถสร้าง LUN ได้ไม่น้อยกว่า 12,000 LUN
	5.5.15 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ ต้องสามารถติดตั้งหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบSSD หรือ Harddisk จากผู้ผลิต SSD หรือ Harddisk รายอื่นๆ ได้ โดยไม่มีผลกระทบต่อการรับประกันของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ

5.6 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	
รายละเอียด	อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 จะถูกใช้สำหรับระบบงาน ดังต่อไปนี้ 1. ระบบงานจัดเก็บข้อมูล (Archiving) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด โดยผู้เสนอราคาต้องจัดหาอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก SAN Storage ประเภทที่ 2 โดยมีการจัดเก็บข้อมูลย้อนหลังระบบ AMR เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 10 ปี ที่มีคุณลักษณะเฉพาะขั้นต่ำที่กำหนด ดังต่อไปนี้
คุณสมบัติ	5.6.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอก Storage สำหรับ Archiving
	5.6.2 มีส่วนควบคุมอุปกรณ์ (Controller) แบบ Dual Controller
	5.6.3 มีหน่วยความจำรวมไม่น้อยกว่า 256 GB ต่อ Controller โดยไม่นับรวมหน่วยความจำแบบ Flash cache ที่ใช้ SSD มาใช้แทนหน่วยความจำ
	5.6.4 มี Port สำหรับเชื่อมต่อแบบ FC (Fiber Channel) ความเร็ว 32 Gbps รวมจำนวนไม่น้อยกว่า 16 ports
	5.6.5 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูลความเร็วรอบไม่น้อยกว่า 7,200 รอบต่อนาที ขนาดไม่น้อยกว่า 12 TB มีพื้นที่ใช้งานจริงก่อนทำ Deduplication และ Compression รวมอย่างน้อย 650 TB หลังทำ RAID 6 หรือดีกว่า
	5.6.6 มีจำนวน Disk สำรองที่ไม่ถูกใช้งาน ติดตั้งอยู่ภายในเครื่องไม่น้อยกว่า 3 หน่วย และสามารถสลับการทำงานของ Disk ที่ชำรุดโดยอัตโนมัติ รวมทั้งสามารถสับเปลี่ยนออกได้ โดยไม่ต้องหยุดการทำงานของเครื่อง (Global Hot Spare disk)
	5.6.7 สามารถตั้งค่าให้มีพื้นที่สำรองที่ไม่ได้ใช้งานไว้สำหรับทำ Spare ใน Group หรือ Pools ได้ (DDP , Spare Capacity , Fast Recovery หรือเทียบเท่า)
	5.6.8 สามารถทำ Inline Deduplication และ Inline Compression ได้ โดยหากต้องใช้ลิขสิทธิ์ Software ต้องเสนอลิขสิทธิ์ Software ครอบคลุมตามจำนวนหน่วยจัดเก็บข้อมูลที่รองรับสูงสุด
	5.6.9 สามารถติดตั้งในตู้ Rack ที่เสนอในโครงการได้
	5.6.10 มี RAID controller, Fan และ Power Supply ต้องสามารถทำงานได้แบบ Redundancies
	5.6.11 มี Software ในการบริหารจัดการที่สามารถสร้าง Raid Group, สร้าง LUN, ตั้งค่า SnapShot, Clone, ตั้งค่า Remote Raplicate และตั้งค่า Cluster Storage ได้ โดยสามารถจัดการ Storage ทั้งหมดที่เสนอในโครงการเป็นแบบ Centralization
	5.6.12 ต้องสามารถสร้าง LUN ได้ไม่น้อยกว่า 12,000 LUN
	5.6.13 อุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ ต้องสามารถติดตั้งหน่วยจัดเก็บข้อมูลแบบSSD หรือ Harddisk จากผู้ผลิต SSD หรือ Harddisk รายอื่นๆ ได้ โดยไม่มีผลกระทบต่อการรับประกันของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลหน่วยแบบภายนอกที่เสนอ

5.7 อุปกรณ์สลับสัญญาณสำหรับ Storage (SAN Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์รับส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ระบบฐานข้อมูลไปยังอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอกSAN Storage ที่เสนอในโครงการ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.7.1 มี FC port ความเร็ว 32 Gbps จำนวนไม่น้อยกว่า 24 Port
	5.7.2 มี power supply แบบ dual redundant hot-swappable power supply
	5.7.3 มี SFP Multi Mode module หรือ Short-Wave Laser (SWL) รองรับความเร็ว 32 Gbit/sมาพร้อมกับ SAN Switch จำนวนไม่น้อยกว่า 24 หน่วย
	5.7.4 มี SFP Single Mode module หรือ Long-Wave Laser (LWL) รองรับความเร็ว 32 Gbit/s มาพร้อมกับ SAN Switch จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย
	5.7.5 มี License Enterprise Bundle มาพร้อมกับอุปกรณ์ สามารถรองรับEF (Extended Fabrics), FV (Fabric Vision) และ Trunking (TR) ได้โดยไม่ต้องซื้อ License เพิ่มเติมอีกในภายหลัง
	5.7.6 มีสาย Fiber cable แบบ multimode-cable มี connector แบบ LC-LC ความยาวไม่น้อยกว่า 5 เมตร จำนวนไม่น้อยกว่า 48 เส้น
5.8 อุปกรณ์ตู้จัดเก็บอุปกรณ์ (Rack Server) ขนาด 42 U และ จอ Monitor & Keyboard จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับติดตั้งอุปกรณ์เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย อุปกรณ์เครือข่าย และอุปกรณ์อื่นๆ ที่นำเสนอในโครงการนี้ โดยต้องนำเสนอจอMonitor & Keyboard มาพร้อมกับตู้จัดเก็บข้อมูล โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.8.1 เป็นตู้ขนาด 42 U โดยมีความกว้างไม่น้อยกว่า 60 เซนติเมตร และ ความลึกไม่น้อยกว่า 105 เซนติเมตร
	5.8.2 มีถาดรองรับอุปกรณ์ ชนิด Fix หรือ Slide รวมไม่น้อยกว่า 1 ถาด
	5.8.3 มีประตูหน้า และประตูหลังแบบตระแกรงมีรูระบายอากาศพร้อมกุญแจล็อก
	5.8.4 มีมอนิเตอร์ที่มีพื้นที่แสดงภาพขนาดไม่น้อยกว่า 17 นิ้ว ความละเอียดสูงสุดไม่น้อยกว่า 1,280 x 1,024 พร้อมคีย์บอร์ด (keyboard) และทัชแพด (touch pad) หรือเทียบเท่า ที่ออกแบบมาสำหรับใช้กับตู้แร็คโดยเฉพาะ โดยมีความสูงในขณะจัดเก็บไม่เกิน 1U
	5.8.5 มีอุปกรณ์ควบคุมการใช้งาน Keyboard/Video/Mouse (KVM Console Switch) แบบ Digital ขนาด 16 port พร้อมอุปกรณ์เชื่อมต่อแบบ USB ความยาวอย่างน้อย 3 เมตร จำนวนตามช่องที่ระบุ
	5.8.6 มีปลั๊กไฟที่ออกแบบมาเพื่อใช้ร่วมกับตู้แร็คโดยเฉพาะ (Power Distribution Unit – PDU) โดยมีช่องเสียบสายไฟจำนวนเพียงพอต่อการติดตั้งอุปกรณ์ในตู้Rack จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ชุด เพื่อรองรับการต่อ Power Supply แบบ Redundant
	5.8.7 ตู้ Rack เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีเครื่องหมายการค้าเดียวกันกับอุปกรณ์สำหรับจัดเก็บข้อมูลภายนอกหรือเครื่องแม่ข่ายที่เสนอ

5.9 อุปกรณ์ Load Balancer จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์ติดตั้งทำหน้าที่กระจายภาระงาน (Load Balancer) สำหรับ Customer Portal Service Web Application และต้องรอบรับการทำ Web Application ในอุปกรณ์ด้วย โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.9.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ทำหน้าที่เป็น Load Balancer Server หรือ Application Deliver Controller (ADC) โดยเฉพาะ
	5.9.2 มีหน่วยประมวลผล (CPU) อย่างน้อย 8 Core
	5.9.3 มีหน่วยความจำ (Memory) ความจุรวมไม่น้อยกว่า 128 GB
	5.9.4 สามารถทำ SSL offloading หรือ SSL Acceleration หรือ Hardware Offload สำหรับประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส
	5.9.5 มี Network Interface แบบ Fiber optic 10 GE SFP+, SR. LR จำนวนอย่างน้อย 8 พอร์ต
	5.9.6 มี Redundant Power Supply แบบ Hot Swap
	5.9.7 สามารถรับโหลดการทำงาน (System Throughput) ในระดับ Layer 7 ได้ไม่น้อยกว่า 20 Gbps
	5.9.8 สามารถรับ Layer 7 HTTP Requests/Sec ได้ไม่น้อยกว่า 2,500,000 requests/sec
	5.9.9 สามารถรองรับการประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส SSL Transactions/Sec แบบ 2 Key Certificates ได้ไม่น้อยกว่า 24,000 Transactions/Sec
	5.9.10 สามารถรองรับการประมวลผลข้อมูลที่ถูกเข้ารหัส SSL throughput หรือ Bulk encryption ได้ไม่น้อยกว่า 20 Gbps
	5.9.11 สามารถสร้าง Virtualization ได้ไม่น้อยกว่า 5 instances
	5.9.12 สามารถทำ Global Server Load Balancing (GSLB) หรือ Global Load Balancing (GLB) ได้
	5.9.13 สามารถทำ Load Balancing ในระดับ Layer 7 โดยกำหนดนโยบาย (Policy) จาก URL, Domain และ HTTP Header ได้
	5.9.14 สามารถควบคุมปริมาณ TCP connections และ HTTP requests ให้เหมาะสมกับประสิทธิภาพของแต่ละ Server ได้
	5.9.15 สามารถทำการแก้ไข Content ของ HTTP header และ Payload ได้
	5.9.16 สามารถทำ Web Application Firewall ได้
	5.9.17 สามารถตรวจจับและป้องกันภัยคุกคามจากการโจมตีในรูปแบบต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้
	1) Command Injection หรือ SQL Injection
	2) Buffer Overflow
	3) Layer 7 Dos หรือ HTTP DoS
	4) Cross Site Request Forgery (CSRF) หรือ Cross-Site Scripting (XSS)
	5.9.18 สามารถอัพเดทข้อมูล Security Signature ได้โดยอัตโนมัติ

	5.9.19 สามารถป้องกันการโจมตีด้วยวิธี IP Reputation และสามารถอัพเดทข้อมูล Malicious IP Addresses ได้
	5.9.20 สามารถทำ Application Acceleration หรือ Application Delivery Optimization ได้
	5.9.21 สามารถทำงานในลักษณะ High-Availability แบบ (Active-Active และ Active-Standby) หรือ Active Passiveได้
	5.9.22 สามารถจัดการดูแลตัวอุปกรณ์ผ่าน Web-based GUI และ CLI ได้

5.10 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่ายหลัก (Core Switch) จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
คุณสมบัติ	5.10.1 ต้องเป็น Layer 3 Switch ที่มี Switching Capacity ขนาดไม่น้อยกว่า 1,900 Gbps
	5.10.2 มีหน่วยความจำหลัก (System Memory) ขนาดไม่น้อยกว่า 16GB หน่วยความจำ (Flash memory) หรือ SSD ขนาดไม่น้อยกว่า 16GB
	5.10.3 มีหน่วยจ่ายไฟอย่างน้อย 2 หน่วย สามารถถอดเปลี่ยนได้และทำงานทดแทนกันได้ทันที
	5.10.4 มีพัดลมระบายความร้อนสำรองที่สามารถถอดเปลี่ยนได้ในขณะทำงาน
	5.10.5 มีพอร์ต 40 Gigabit Ethernet แบบ QSFP+ หรือเทียบเท่า อย่างน้อย 2 ช่อง
	5.10.6 มีพอร์ต 10Gigabit Ethernet แบบ SFP+ หรือเทียบเท่า อย่างน้อย 24 ช่อง
	5.10.7 ต้องเสนอโมดูล Transceiver ยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ที่เสนอ แบบ 10 GBASE-SR อย่างน้อย 10 โมดูล, 10 GBASE-LR อย่างน้อย 1 โมดูล, 1000Base-T อย่างน้อย 5 โมดูล และโมดูล 40GB อย่างน้อย 1 โมดูล
	5.10.8 สนับสนุนการทำ hop-to-hop encryption ตามมาตรฐาน IEEE 802.1AE MACSEC หรือ IPSEC RFC4302 IP Authentication Header ได้
	5.10.9 สนับสนุนจำนวน MAC Addresses เพียงพอต่อการใช้งาน
	5.10.10 สามารถทำงานตามมาตรฐาน IEEE802.1D, IEEE802.1w, IEEE802.1s, IEEE802.1p และ IEEE802.1q และสามารถติดตั้ง VLAN id. ได้ไม่น้อยกว่า 4,000 VLAN และสามารถที่จะแลกเปลี่ยนข้อมูล ระหว่างอุปกรณ์ LAN Switch ที่เสนอมาทั้งหมดได้
	5.10.11 สามารถทำ Port Aggregation ตามมาตรฐาน IEEE802.3ad หรือ 802.1AX ได้
	5.10.12 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF, BGP ได้เป็นอย่างน้อย
	5.10.13 สามารถทำ PIM Sparse Mode และ IGMPv3 Snooping ได้เป็นอย่างน้อย
	5.10.14 สนับสนุนการสร้างเครือข่ายเสมือน (Logical network) บนเครือข่ายหลัก (Network Fabric) ด้วยโพรโตคอล VXLAN ได้
	5.10.15 สามารถกำหนดคุณภาพการให้บริการ Quality of Service (QoS) ได้
	5.10.16 สามารถกำหนดการป้องกันการส่งผ่านข้อมูลด้วย IPv4 ACL, IPv6 ACL ได้
	5.10.17 สามารถจัดเก็บข้อมูลสถิติการใช้งานเครือข่าย (IPv4 และ IPv6 Flow Usage Statistic) ตามมาตรฐาน Netflow หรือ sFlow หรือ jFlow ได้
	5.10.18 มีพอร์ต Out-of-band management แบบ Console, Ethernet, USB อย่างละ 1 พอร์ต เพื่อต่อ Terminal กำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ และสำหรับตรวจสอบระบบได้
	5.10.19 สามารถเข้าไปบริหารและจัดการอุปกรณ์ด้วย CLI, SSH, Web UI หรือ Web NMS, NTP, Syslog, IPv6 address และ SNMP ได้

	5.10.20 อุปกรณ์ฯต้องสามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้
	5.10.21 สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
	5.10.22 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.11 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (L3 Switch) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
คุณสมบัติ	5.11.1 เป็น Layer 3 Switch ทีมีขนาด Switching Capacity ไม่น้อยกว่า 160 Gbps
	5.11.2 มีพอร์ตสำหรับทำ Stacking/Clustering อย่างน้อย 2 พอร์ต
	5.11.3 มีพอร์ต Gigabit Ethernet แบบ 10/100/1000 (RJ-45) PoE+ ที่ทำงานตามมาตรฐาน IEEE802.3af และ IEEE802.3at ไม่น้อยกว่า 24 พอร์ต หรือถ้าไม่รองรับ POE ให้เสนอ Power injector ให้เท่ากับ port ที่เสนอ
	5.11.4 มีพอร์ต 10Gigabit Ethernet แบบ SFP+ จำนวนไม่น้อยกว่า 4 ช่อง พร้อมเสนอโมดูล Transceiver ยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ที่เสนอ แบบ 10GBASE-LR อย่างน้อย 2 โมดูล
	5.11.5 รองรับการเพิ่มหน่วยจ่ายไฟสำรอง สามารถถอดเปลี่ยนได้และทำงานทดแทนกันได้ทันที
	5.11.6 มีพัดลมระบายความร้อนสำรองที่สามารถถอดเปลี่ยนได้ในขณะทำงาน
	5.11.7 รองรับ MAC Addresses เพียงพอต่อการใช้งาน
	5.11.8 สามารถการทำ spanning tree ได้ไม่น้อยกว่า 1000 VLAN ตามมาตรฐาน IEEE802.1D, IEEE 802.1s/w, IEEE802.1p และ IEEE802.1Q ได้
	5.11.9 สามารถทำ Port Aggregation ตามมาตรฐาน IEEE802.3ad หรือ 802.1AX ได้
	5.11.10 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF, BGP ได้เป็นอย่างน้อย
	5.11.11 สามารถสร้างเครือข่ายเสมือน (Logical network) บนเครือข่ายหลัก (Network Fabric) ด้วยโพรโตคอล VXLAN หรือ Virtual Chassis Fabric (VCF) หรือ Tunneled Node ได้
	5.11.12 สามารถตรวจสอบและยืนยันตัวตนผู้ใช้งาน (Authentication) ด้วย IEEE 802.1x ได้เป็นอย่างน้อย
	5.11.13 สามารถกำหนดคุณภาพการให้บริการ Quality of Service (QoS) ได้
	5.11.14 สามารถกำหนดการป้องกันการส่งผ่านข้อมูลด้วย IPv4 ACL, IPv6 ACL ได้
	5.11.15 สามารถจัดเก็บข้อมูลสถิติการใช้งานเครือข่าย (IPv4 และ IPv6 Flow Usage Statistic) ตามมาตรฐาน Netflow หรือ sFlow หรือ jFlow ได้
	5.11.16 มีพอร์ต Out-of-band management แบบ RS-232 หรือ Console, USB อย่างละ 1 พอร์ต เพื่อต่อ Terminal กำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ และสำหรับตรวจสอบระบบได้ โดยในระหว่างการแก้ไข Configuration ต้องสามารถทำ Rollback ได้
	5.11.17 สามารถเข้าไปบริหารและจัดการอุปกรณ์ด้วย CLI, SSH, Web UI หรือ Web NMS, NTP, Syslog, IPv6 address, และ SNMP ได้
	5.11.18 อุปกรณ์ฯต้องสามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้
	5.11.19 สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
	5.11.20 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.12 อุปกรณ์กระจายสัญญาณเครือข่าย (Access Switch) จำนวนอย่างน้อย 4 เครื่อง	
คุณสมบัติ	5.12.1 มี Forwarding Rate ไม่น้อยกว่า 150 Mbps
	5.12.2 สนับสนุนจำนวน MAC Address จำนวนเพียงพอต่อการใช้งาน
	5.12.3 มีพอร์ตแบบ10/100/1000 Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 24 Port และมี 10G Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 4 Port
	5.12.4 มีพอร์ตสำหรับทำ Stacking หรือ Clustering โดยเฉพาะ
	5.12.5 มีพอร์ต Out of band Management แบบ RJ-45 หรือ console จำนวนไม่น้อยกว่า 1 Port
	5.12.6 มี Power Supply และ FAN แบบ Redundancy รวมไปถึงสามารถทำ Hot-Swappable สำหรับ Power Supply
	5.12.7 รองรับ Spanning Tree Protocol แบบ Rapid per VLAN spanning tree plus (RPVST+) และ Multiple Spanning Tree (MST)
	5.12.8 สามารถทำ VLAN ได้ให้เพียงพอต่อการใช้งาน
	5.12.9 สนับสนุน Port Channel หรือ Link Aggregation ได้ให้เพียงพอต่อการใช้งาน
	5.12.10 สามารถทำ IP routing protocol ได้แก่ Static Route, RIPv1/2, OSPF และ PIM-SM ได้เป็นอย่างน้อย
	5.12.11 อุปกรณ์สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยได้
	5.12.12 ต้องผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัย IEC หรือ UL หรือ EN หรือ FCC

5.13 อุปกรณ์ SSL VPN จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับสร้าง และบริหารจัดการ เครือข่ายเสมือนที่มีการเข้ารหัสข้อมูลสำหรับให้ผู้ดูแลระบบที่เข้าใช้งานจากเครือข่ายภายนอก โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.13.1 มีหน่วยความจำ (Memory) ความจุรวมไม่น้อยกว่า 16 GB
	5.13.2 มี Network Interface สำหรับ Management จำนวนอย่างน้อย 1 พอร์ต
	5.13.3 อุปกรณ์ต้องสามารถรองรับการเข้าใช้งานพร้อมกัน (Concurrent User) ได้ไม่น้อยกว่า 5000 users สามารถเสนออุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการได้
	5.13.4 มี Network Interface แบบ Ethernet ports 10 G SFP หรือ Copper 10/100/1000 จำนวนอย่างน้อย 2 พอร์ต
	5.13.5 มี Redundant Power Supply แบบ Hot Swap
	5.13.6 สามารถใช้งานแบบ Clientless โดยไม่ต้องติดตั้งโปรแกรมเพิ่มเติมที่เครื่อง Client (CVPN) หรือสามารถติดตั้ง VPN Client จาก Web Portal ได้
	5.13.7 สามารถทำ Split Tunneling ได้
	5.13.8 มีความสามารรองรับการทำ Global server load balancing (GSLB) เพื่อรองรับการเชื่อมต่อ VPN จาก Remote User ในกรณีที่ ทางเชื่อมต่อ VPN หลักมีปัญหา
	5.13.9 สามารถทำการตรวจสอบสิทธิการใช้งานแบบ nFactor authentication หรือ Two-Factor authentication
	5.13.10 สามารถทำการตรวจสอบสิทธิการใช้งาน (Authentication) โดยใช้ Authentication Server อย่างน้อย ดังต่อไปนี้ Local Database หรือ LDAP Server หรือ RADIUS Server หรือ AD Server
	5.13.11 สามารถใช้งานจาก Web Browser ในเครื่อง Client ได้หลากหลาย อย่างน้อยดังต่อไปนี้ Internet Explorer, Mozilla Firefox, หรือ Google Chrome
	5.13.12 สามารถใช้งานระบบปฏิบัติการ (Operating System) ในเครื่อง Client ได้หลากหลาย อย่างน้อยดังต่อไปนี้ Microsoft Windows 7 หรือสูงกว่า หรือ Mac OS
	5.13.13 สามารถกำหนดช่วงเวลา Idle timeout และ Session timeout ของ User ได้
	5.13.14 สามารถส่ง Log ไปยัง Syslog server ภายนอก

5.14 อุปกรณ์ป้องกันระบบเครือข่าย Distributed Denial of Service Protection จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับป้องกันการโจมตีในรูปแบบ Distributed Denial of Serviceติดตั้งในเครือข่ายมิเตอร์ (Meter Zone) และเครือข่ายอินเตอร์เน็ต (Internet Zone) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.14.1 อุปกรณ์ที่นำเสนอต้องออกแบบสำหรับทำหน้าที่ตรวจจับและหยุดยั้งการโจมตีประเภทDistributed Denial of Service (DDoS) โดยต้องเป็นแบบ Stateless สำหรับทุกประเภทของการโจมตีแบบ DDoS (Layer 3/4 และ Application Layer) หรือเป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาสำหรับทำการป้องกันการโจมตีแบบ DDoS โดยเฉพาะที่ไม่ใช่เทคโนโลยีแบบ Stateful สำหรับทุกประเภทของการโจมตีแบบ DDoS (L3/4 และ application layer)
	5.14.2 อุปกรณ์ที่นำเสนอต้องสามารถรับมือและบรรเทาการโจมตีได้สูงสุด(Max Mitigation Capacity) ไม่น้อยกว่า 5 Gbps
	5.14.3 อุปกรณ์ที่นำเสนอจะต้องมี Throughput Licenses สำหรับ Traffic ปกติไม่น้อยกว่า 150 Mbps และรองรับการขยาย ได้ไม่น้อยกว่า 5 Gbps บนตัวอุปกรณ์เดิมที่นำเสนอ
	5.14.4 สามารถป้องกันการโจมตี (DDoS Flood Prevention Rate) ได้ไม่น้อยกว่า 5,500,000 pps
	5.14.5 มี Inspection Ports แบบ SFP+จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ช่องและมี Inspection Ports แบบ 10/100/1000 Copper Ethernet จำนวนไม่น้อยกว่า 6 Ports
	5.14.6 สามารถทำงานได้ทั้งในแบบ In-line และ SPAN port monitoring
	5.14.7 สามารถป้องกันการโจมตีประเภท DoS/DDoS Attack โดยใช้ Behavioral based และ Signature based หรือ TPS-based Detection เป็นอย่างน้อย
	5.14.8 สามารถป้องกันการโจมตีประเภท Application DoS เช่น HTTP Flood Attacks, DNS Flood Attacks และ SIP Flood Attacks ได้
	5.14.9 สามารถพิสูจน์ตัวตนผู้ใช้งาน(Authentication) ด้วยวิธีการ Challenge/Response ผ่าน Protocol DNS หรือ HTTP หรือ LDAP ได้
	5.14.10 มีระบบบริหารจัดการจากส่วนกลาง (Centralized Management) สำหรับการจัดการนโยบายความปลอดภัย (Security Policy) และสร้างรายงาน (Report) ได้
	5.14.11 รองรับการทำงานร่วมกับ Cloud Scrubbing Center จากเจ้าของผลิตภัณฑ์เดียวกันได้เป็นอย่างดี

5.15 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 2 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จะถูกติดตั้งในเครือข่ายอินเตอร์เน็ต (Internet Zone) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.15.1 อุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาเพื่อทำหน้าที่ Next Generation Intrusion Prevention โดยเฉพาะโดยต้องไม่ใช่ อุปกรณ์ Firewall หรือ UTM Firewall ที่สามารถทำหน้าที่นี้ได้
	5.15.2 มี Aggregate Performance Throughput หรือ Next Generation Intrusion Prevention Throughput สูงสุดไม่น้อยกว่า 25 Gbps
	5.15.3 สามารถเชื่อมต่อ Maximum current connections สูงสุดไม่น้อยกว่า 14,000,000 sessions
	5.15.4 สามารถเชื่อมต่อ New connections per second สูงสุดไม่น้อยกว่า 150,000 connections per second
	5.15.5 มี SSL Inspection Throughput หรือ TLS Performance ไม่น้อยกว่า 6 Gbps
	5.15.6 มี Network Interface แบบ 10 Gigabit Ethernet (SFP+) จำนวนไม่น้อยกว่า 8 พอร์ต
	5.15.7 มี Network Module Interface แบบ 10 Gigabit Ethernet (SFP+) ได้สูงสุดไม่น้อยกว่า 24 พอร์ต
	5.15.8 มี Management Interface แบบ 10/100/1000 Base TX หรือ 1/10G RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต
	5.15.9 อุปกรณ์สามารถตรวจจับและป้องกันการโจมตีในรูปแบบดังต่อไปนี้ ได้แก่Worm, Backdoor, Spyware, Port Scans, IPv6 Attacks, Dos Attacks, Buffer Overflows, P2P Attacks, Statistical Anomalies, Protocol Anomalies, Application Anomalies และ Zero-day Threats
	5.15.10 สามารถวิเคราะห์ Unknown malware หรือ Advance Malware ได้โดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์แบบ Analysis เช่นการวิเคราะห์การทำงานของไฟล์บนระบบที่มีการควบคุม(Cloud Sandboxing) หรือเสนออุปกรณ์เสริมภายนอกแบบ Appliance ได้
	5.15.11 สามารถกำหนดการใช้งาน URL Filtering โดยมีจำนวนของ URL Categories ไม่ต่ำกว่า 60 Categoriesหรือเสนออุปกรณ์แบบ Appliance แยกได้โดยต้องเป็นยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ IPS
	5.15.12 อุปกรณ์ที่เสนอ เมื่ออุปกรณ์เกิดปัญหาสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องBypass Traffic หรือ Fail To Wire หรือ Fail-Open ได้โดยใช้ช่องสัญญาณ In-Line Mode สามารถรับส่งข้อมูลได้ตามปกติ
	5.15.13 อุปกรณ์ที่เสนอต้องมี Power Supply แบบ Redundant หรือ Hot Swap จำนวน 2 หน่วย
	5.15.14 รองรับการทำงาน High Availability แบบ Active-Standby หรือ Active-Active หรือแบบ Stackable ได้เป็นอย่างน้อย
	5.15.15 เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับการรับรองความปลอดภัยในการใช้งานจากEN, UL และ CSA เป็นอย่างน้อย
	5.15.16 สามารถติดตั้งในตู้ RACK ขนาด 19 นิ้วได้

5.16 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Intrusion Prevention System จะถูกติดตั้งในเครือข่ายของมิเตอร์ (Meter Zone) จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.16.1 อุปกรณ์ Hardware Appliance ที่ออกแบบมาเพื่อทำหน้าที่ Next Generation Intrusion Prevention โดยเฉพาะโดยต้องไม่ใช่ อุปกรณ์ Firewall หรือ UTM Firewall ที่สามารถทำหน้าที่นี้ได้
	5.16.2 มี Aggregate Performance Throughput หรือ Next Generation Intrusion Prevention Throughput สูงสุดไม่น้อยกว่า 4 Gbps
	5.16.3 สามารถเชื่อมต่อ Maximum current connections สูงสุดไม่น้อยกว่า 2,000,000 sessions
	5.16.4 สามารถเชื่อมต่อ New connections per second สูงสุดไม่น้อยกว่า 25,000 connections per second
	5.16.5 มี SSL Inspection Throughput หรือ TLS Performance ไม่น้อยกว่า 600 Mbps
	5.16.6 มี Network Interface แบบ 10/100/1000 จำนวนไม่น้อยกว่า 8 พอร์ต และมีช่องสำหรับใส่ พอร์ต SFP+ จำนวนไม่น้อยกว่า 4 พอร์ต
	5.16.7 มี Management Interface แบบ 10/100/1000 Base TX หรือ 1/10G RJ-45 อย่างน้อย 1 พอร์ต
	5.16.8 อุปกรณ์สามารถตรวจจับและป้องกันการโจมตีในรูปแบบดังต่อไปนี้ ได้แก่Worm, Backdoor, Spyware, Port Scans, IPv6 Attacks, Dos Attacks, Buffer Overflows, P2P Attacks, Statistical Anomalies, Protocol Anomalies, Application Anomalies และ Zero-day Threats
	5.16.9 สามารถวิเคราะห์ Unknown malware หรือ Advance Malware ได้โดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์แบบ Analysis เช่นการวิเคราะห์การทำงานของไฟล์บนระบบที่มีการควบคุม(Cloud Sandboxing) หรือเสนออุปกรณ์เสริมภายนอกแบบ Appliance ได้
	5.16.10 สามารถกำหนดการใช้งาน URL Filtering โดยมีจำนวนของ URL Categories ไม่ต่ำกว่า 60 Categoriesหรือเสนออุปกรณ์แบบ Appliance แยกได้โดยต้องเป็นยี่ห้อเดียวกับอุปกรณ์ IPS
	5.16.11 อุปกรณ์ที่เสนอ เมื่ออุปกรณ์เกิดปัญหาสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องBypass Traffic หรือ Fail To Wire หรือ Fail-Open ได้โดยใช้ช่องสัญญาณ In-Line Mode สามารถรับส่งข้อมูลได้ตามปกติ
	5.16.12 อุปกรณ์ที่เสนอต้องมี Power Supply แบบ Redundant หรือ Hot Swap จำนวน 2 หน่วย
	5.16.13 รองรับการทำงาน High Availability แบบ Active-Standby หรือ Active-Active หรือแบบ Stackable ได้เป็นอย่างน้อย
	5.16.14 เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับการรับรองความปลอดภัยในการใช้งานจากEN, UL และ CSA เป็นอย่างน้อย
	5.16.15 สามารถติดตั้งในตู้ RACK ขนาด 19 นิ้วได้

5.17 อุปกรณ์บริหารจัดการ Intrusion Prevention System จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์ป้องกันการบุกรุกIntrusion Prevention System ที่เสนอในโครงการทั้งหมด โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.17.1 เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการบริหารจัดการอุปกรณ์รักษาความมั่นคงปลอดภัยชนิดNext Generation Intrusion Prevention System ที่นำเสนอแบบ Hardware Appliance ซึ่งเป็นยี่ห้อเดียวกับระบบ Next Generation Intrusion Prevention System ที่นำเสนอ
	5.17.2 มีหน่วยประมวลผล (CPU) อย่างน้อย 1 หน่วย
	5.17.3 มีหน่วยความจำ (Memory) ไม่น้อยกว่า 24 GB
	5.17.4 มี Hard Disk ขนาดไม่น้อยกว่า 600 GB
	5.17.5 มี Network Interface แบบ 1G Copper จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย
	5.17.6 สามารถบริหารจัดการอุปกรณ์ผ่าน CLI หรือ GUI ได้
	5.17.7 รองรับมาตรฐาน IPv6 สำหรับใช้ในการบริหารจัดการอุปกรณ์
	5.17.8 มี Power Supply จำนวนไม่น้อยกว่า 2 หน่วย
	5.17.9 สามารถติดตั้งบน Rack 19” ได้

5.18 อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall จำนวนอย่างน้อย 3 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบและป้องกันการเข้าถึงด้วยนโยบายรักษาความปลอดภัยที่จัดทำขึ้น ติดตั้งสำหรับเครือข่ายอินเตอร์เน็ต(Internet Zone) 1 เครื่อง และติดตั้งระหว่างเครือข่ายในระบบ AMI จำนวน 2 เครื่อง ทำงานแบบทำงานแบบ Redundancy (Active/Active) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.18.1 สามารถรองรับการใช้งานแบบ NGFW โดยมี NGFW throughput ไม่น้อยกว่า 14 Gbps และมี VPN throughput ไม่น้อยกว่า 10 Gbps
	5.18.2 สามารถรองรับการใช้งานแบบ Threat Prevention โดยมี Threat Prevention throughput ไม่น้อยกว่า 8 Gbps
	5.18.3 สามารถรองรับ connections per second ไม่น้อยกว่า 300,000 connections per second และมี concurrent connections อย่างน้อย 15,000,000 concurrent connections
	5.18.4 มี Network Interface แบบ10/100/1000 Base-T RJ45 จำนวนอย่างน้อย 8 พอร์ท, แบบ 10 GBase-F SFP+ จำนวนอย่างน้อย 6 พอร์ท พร้อม Transceiver ครบตามจำนวน port ที่เสนอ
	5.18.5 มี Storage ขนาดอย่างน้อย 450 GB จำนวน 2 unit โดยทำ Raid 1 ได้เป็นอย่างน้อย
	5.18.6 มี Power Supply อย่างน้อย 2 unit โดยทำงานแบบ Redundant power supplies
	5.18.7 สามารถใช้งาน Routing แบบ OSPFv2 and v3, BGPและ RIP ได้
	5.18.8 สามารถใช้งานได้ทั้งแบบ Layer 3(Route Mode) และ Layer 2 (Transparent Mode) ได้
	5.18.9 สามารถใช้งานIPv6 โดยสามารถทำ NAT66, NAT64, NAT46 ได้
	5.18.10 สามารถใช้งานแบบ Active-Standby และ Active-Active ได้
	5.18.11 สามารถกำหนด user และ client authentication บน Policy ได้
	5.18.12 สามารถใช้งาน SSL VPN (Mobile Access) ได้อย่างน้อย 25 users
	5.18.13 สามารถทำ VPN ได้ทั้งแบบ Domain Based VPN หรือ Policy Based VPN และ Route Based VPN ได้
	5.18.14 รองรับการทำ VPN Authentication ได้ทั้งแบบ SecurID, RADIUS และ Certificates
	5.18.15 สามารถใช้งานแบบ HTTP & HTTPS Proxy mode และทำ DHCP ทั้งแบบ Server และ Relay ได้
	5.18.16 มีความสามารถในการตรวจสอบและป้องกันภัยคุกคามในลักษณะดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย
	1) Protocol misuse
	2) Malware communication
	3) Tunneling attempts

	5.18.17 IPS feature ต้องสามารถเก็บและตรวจสอบ Packet จาก log ที่บันทึกไว้ได้
	5.18.18 สามารถใช้งาน User Identity ร่วมกับ Microsoft Active Directory และ Radius Accounting ได้
	5.18.19 สามารถตรวจจับ Bot หรือ Botnet ที่ทำงานในลักษณะของ Multi-tiered Detection Engine ซึ่งสามารถตรวจพบการติด Malware ได้โดยวิธีการตรวจสอบดังต่อไปนี้
	1) Reputation of IPs, URLs, and DNS addresses
	2) Patterns detection of bot communication
	3) Scan for Bot actions
	5.18.20 สามารถตรวจจับ Virus ผ่าน Traffic ที่มีการเข้ารหัสอย่าง SSL Traffic ได้ (HTTPS Inspection) รวมถึงป้องกันการดาวโหลดไฟล์ที่มีมัลแวร์ได้
	5.18.21 ได้รับมาตรฐานความปลอดภัยCB หรือ FCC หรือ CE หรือ VCCI เป็นอย่างน้อย

5.19 อุปกรณ์บริหารจัดการ Firewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์รักษาความปลอดภัยเครือข่าย(Firewall) ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการในรูปแบบรวมศูนย์(Centralized Management) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.19.1 เป็น Hardware Appliance ซึ่งเป็นยี่ห้อเดียวกับระบบ Next Generation Firewall ที่นำเสนอ เพื่อให้สามารถทำงานร่วมกันได้เป็นอย่างดี โดยสามารถบริการจัดการได้อย่างน้อย25 อุปกรณ์
	5.19.2 มี Network Interface แบบ Copper GbE จำนวนอย่างน้อย 4 พอร์ท
	5.19.3 มี Storage ขนาดอย่างน้อย 4 TB จำนวน 2 unit โดยทำ Raid 1 ได้เป็นอย่างน้อย
	5.19.4 มี Power Supply อย่างน้อย 2 unit โดยทำงานแบบ Hot-Swappable power supplies
	5.19.5 รองรับการใช้งาน wildcard object รวมถึง dynamic object ต่างๆ เช่น O365 object เพื่อใช้สร้าง policy ได้
	5.19.6 รองรับการเข้าใช้งานพร้อมๆ กันหลาย administrator ในเวลาเดียวกันได้
	5.19.7 รองรับการทำงานของ Centralized Management ในแบบ High availability (HA) ได้
	5.19.8 ความสามารถในการ Patch และ Update Software Version ของ Security Gateways จาก Centralized management ได้
	5.19.9 สามารถตรวจสอบ Log ได้ทั้งแบบ Log ที่เกิดจากการใช้งาน Security Applications ต่างๆ (Traffic Log) และ Log ที่เกิดจากการบริหารจัดการอุปกรณ์ Security Gateway (Audit Log)
	5.19.10 สามารถแสดงรายงานของเหตุการณ์ภัยคุกคามต่างๆ โดยสามารถแยกเป็นSecurity Applications ได้ และสามารถ Export ออกมาเป็นรายงานในรูปแบบของ PDF File หรือ Web Browser หากอุปกรณ์ที่เสนอไม่สามารถทำงานได้ครบ สามารถเสนออุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อให้ทำงานได้ตามข้อกำหนด
	5.19.11 ได้รับมาตรฐานความปลอดภัย UL หรือ FCC หรือ CE หรือ RoHS เป็นอย่างน้อย

5.20 อุปกรณ์ระบบตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัยFirewall จำนวนอย่างน้อย 1 เครื่อง	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัยเครือข่าย(Firewall) ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการในรูปแบบรวมศูนย์ (Centralized) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.20.1 เป็นอุปกรณ์แบบ Hardware Appliance สำหรับบริหารจัดการแบบศูนย์กลางสำหรับนโยบาย (policy) ที่ใช้งานบนอุปกรณ์ Firewall ได้เป็นอย่างน้อย
	5.20.2 สามารถจัดการ policy ของ firewall จำนวนไม่น้อยกว่า 3 ตัว
	5.20.3 มี interface แบบ 1GB ไม่น้อยกว่า 4 port
	5.20.4 มี CPU ไม่น้อยกว่า 16 cores และ Memory ไม่น้อยกว่า 64 GB
	5.20.5 อุปกรณ์มี Storage ขนาดรวมกันไม่น้อยกว่า 2 TB เป็นอย่างน้อย และมี power supply จำนวน 2 Unit ทำงานแบบ Redundant hot swap power supply
	5.20.6 สามารถบริหารจัดการ Policy ของ Firewall ยี่ห้อ Check Point, Fortinet, Palo Alto และ Cisco ได้เป็นอย่างน้อย
	5.20.7 สามารถตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของ Firewall Policy ที่เกิดขึ้นบนอุปกรณ์บนเครือข่ายได้
	5.20.8 มีหน้าจอ Dashboard สำหรับแสดงสถานะของอุปกรณ์ที่ตรวจสอบในลักษณะแผนภูมิ (Chart) ได้แก่ แผนภูมิแสดงการเปลี่ยนแปลง Policy (Change Chart) และแผนภูมิแสดง rule/Object ที่ไม่จำเป็นหรือไม่มีการใช้งานที่ระบบแนะนำให้ตัดออกจาก Policy (Clean up Chart) ได้เป็นอย่างน้อย
	5.20.9 สามารถจัดการ policy โดยสามารถตรวจสอบการซ้ำซ้อนของ rule และ rule ที่ไม่ได้มีการใช้งานได้
	5.20.10 สามารถวิเคราะห์หาความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการกำหนด policy บนอุปกรณ์ได้
	5.20.11 สามารถจัดทำรายงานในรูปแบบต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้
	1) รายงานประเภท rule usage
	2) รายงานประเภท rule change, object change
	3) รายงาน rule ที่หมดอายุไปแล้ว หรือกำลังจะหมดอายุตามช่วงเวลาที่กำหนด
	5.20.12 สามารถจัดทำรายงานต่างๆ ได้ในรูปแบบ HTML หรือ PDF พร้อมทั้งสามารถสร้างรายงานได้ทั้งแบบ schedule หรืออัตโนมัติได้
	5.20.13 สามารถทำ authentication ผ่าน LDAP ได้
	5.20.14 สามารถติดตั้งได้บนตู้ rack ขนาด 19 นิ้ว

5.21 ระบบจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์(Security Information and Event Management) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	
รายละเอียด	อุปกรณ์สำหรับจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัย(Security Log, Event) จากอุปกรณ์ ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการนี้ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.21.1 เป็นอุปกรณ์ Hardware Appliance หรือ Virtual Appliance ที่ออกแบบเฉพาะสำหรับจัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลความปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์โดยทำหน้าที่เป็นLog Management โดยเฉพาะ
	5.21.2 มีความสามารถในการทำ Correlation log ได้ไม่น้อยกว่า 90 วัน และจัดเก็บ Raw Log ได้ไม่น้อยกว่า 3 ปี โดยหากอุปกรณ์ไม่สามารถจัดเก็บข้อมูลได้เพียงพอ สามารถหาอุปกรณ์อื่นมาต่อเพิ่ม เพื่อให้สามารถจัดเก็บข้อมูลได้ โดยต้องไม่ใช้พื้นที่ร่วมกับอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบภายนอกที่เสนอในโครงการ
	5.21.3 สามารถเก็บ Log File ของอุปกรณ์เช่น Router, Switch, Firewall, Server และ Application ได้ เป็นต้น
	5.21.4 สามารถบริหารจัดการอุปกรณ์ผ่านมาตรฐาน HTTPS และ SSH ได้
	5.21.5 สามารถจัดเก็บข้อมูลเหตุการณ์ต่อวินาที (Events per Seconds) ได้ไม่น้อยกว่า 2,000 eps
	5.21.6 ระบบต้องมีรายงานสำหรับ compliance ต่างๆที่มาพร้อมกับระบบ PCI-DSS, FISMA, SOX, ISO, HIPAA เป็นอย่างน้อย
	5.21.7 สามารถ Export Log เป็นรูปแบบ CSV รวมถึงสามารถ Forward Log ได้
	5.21.8 สามารถบริหารจัดการ log ของอุปกรณ์ได้อย่างน้อย 60 Nodes หรือ 60 Devices

5.22 ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย(Antivirus for Server) จำนวนอย่างน้อย 36 ชุด	
รายละเอียด	ซอฟต์แวร์ป้องกันภัยคุกคามสำหรับเครือคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการนี้และต้องไม่มีผลกระทบกับการทำงานของระบบซอฟต์แวร์ต่างๆ ที่ดำเนินงานหลักของเครื่องนั้นๆ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.22.1 สามารถควบคุมบริหารจัดการและออกรายงานของซอฟต์แวร์ระบบAntivirusผ่านการจัดการส่วนกลางได้
	5.22.2 มีความสามารถป้องกัน Virus, Spyware บนระบบปฏิบัติการได้ดังต่อไปนี้ ได้เป็นอย่างน้อย Windows 10, Windows Server 2019
	5.22.3 สามารถตรวจสอบ Malware แบบอ้างอิงจากฐานข้อมูล (Signature) และแบบวิเคราะห์พฤติกรรม (Behavior monitoring) และ Ransomware Protection ได้เป็นอย่างน้อย
	5.22.4 สามารถทำการป้องกันอันตรายที่มาจากทางเว็บไซต์ต่างๆ(Web Threats) ได้เป็นอย่างน้อย
	5.22.5 มีความสามารถในการกำหนดการอนุญาต (permission) บนอุปกรณ์ Device Control โดยสามารถกำหนดสิทธิ์การใช้งาน เช่น Full Access, Read, Read and Execute หรือ Modify ให้กับอุปกรณ์ USB Storage devices ได้
	5.22.6 ระบบป้องกันไวรัสบนเครื่องลูกข่ายสามารถป้องการการหยุดการทำงาน และถอดถอนการติดตั้ง โดยใช้รหัสผ่านได้
	5.22.7 สามารถทำการ Update ฐานข้อมูลไวรัส (pattern) จากเครื่องแม่ข่าย หรือจาก Cloud ของผลิตภัณฑ์ได้โดยตรงในกรณีที่มีการนำเครื่องลูกข่ายไปใช้นอกระบบเครือข่าย
	5.22.8 สามารถตรวจจับและป้องกันช่องโหว่ประเภท zero-day vulnerabilities ได้ โดยรวมถึง exploits ประเภทต่างๆ ด้วย

5.23 ระบบตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์เครือข่าย, คอมพิวเตอร์แม่ข่าย, และประสิทธิภาพของระบบฐานข้อมูลจำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	
รายละเอียด	ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย โดยทำหน้าที่ตรวจสอบและวิเคราะห์อุปกรณ์ที่ติดตั้งในศูนย์AMI Data Center ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.23.1 เป็นระบบ Network monitoring ทำหน้าที่ตรวจสอบ, แสดง และช่วยแก้ไขปัญหาที่เกิดได้จากอุปกรณ์เครือข่ายหลากหลายประเภท
	5.23.2 มี Maps ที่แสดงความสัมพันธ์และความเชื่อมโยงของ อุปกรณ์เครือข่าย แบบอัตโนมัติ
	5.23.3 สามารถทำ Automate discovery เพื่อลดเวลาในการค้นหาอุปกรณ์แบบหลากหลายชุดได้
	5.23.4 บริหารจัดการผ่านหน้า Web Browsers ชั้นนำได้ โดยรองรับการ Custom Dashboard หรือ View ต่างๆ
	5.23.5 เป็นระบบที่มีความสามารถในการตรวจสอบ application ที่อยู่บนโครงข่าย (on-premises), cloud หรือ hybrid
	5.23.6 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถตรวจสอบค่าต่าง ๆ ของเครื่องแม่ข่าย server ได้ เช่น availability, CPU, memory, disk เป็นต้น
	5.23.7 สามารถตรวจสอบระบบ virtualization ได้ โดยสามารถรองรับได้ทั้งระบบ VMware และ Hyper-V ได้เป็นอย่างน้อย
	5.23.8 เป็นระบบ monitor ที่สามารถทำการตรวจสอบการทำงานและประสิทธิภาพของ Database และ Queries ได้
	5.23.9 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบอุปกรณ์เครือข่ายที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า250 interfaces หรือ 250 devices
	5.23.10 License ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบ Server หรือ Application ที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า 36 nodes หรือ 36 applications
	5.23.11 ระบบที่นำเสนอต้องสามารถบริหารจัดการหรือตรวจสอบจำนวน database instances ที่ใช้งานในโครงการได้ไม่น้อยกว่า 10 instances

5.24 ระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	
รายละเอียด	ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย โดยทำหน้าที่บริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน ที่จะเชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์ที่ติดตั้งในศูนย์AMI Data Center ทั้งหมดที่นำเสนอในโครงการและต้องทำการบันทึกหน้าจอขณะที่มีผู้ใช้งานผ่านระบบด้วย โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.24.1 เป็นระบบที่ออกแบบมาโดยเฉพาะเพื่อทำหน้าที่ควบคุมความปลอดภัยPrivileged Account โดยสามารถบริหารจัดการรหัสผ่าน และควบคุมการเบิกใช้งาน เพื่อลดความเสี่ยงจากการถูกโจมตี
	5.24.2 ต้องมีลิขสิทธิ์สำหรับผู้ใช้งานระบบจำนวนไม่น้อยกว่า 25 ผู้ใช้งาน (Users)
	5.24.3 ต้องมีลิขสิทธิ์สำหรับบริหารจัดการรหัสผ่านของระบบปลายทางได้ไม่น้อยกว่า500 อุปกรณ์
	5.24.4 สามารถบันทึกการเข้าใช้งานระบบ (Session Isolation and Recording) ได้ไม่น้อยกว่า 500 อุปกรณ์
	5.24.5 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์ภัยคุกคามจากพฤติกรรมการใช้งาน(Privileged Threat Analytics) ได้ไม่น้อยกว่า 500 อุปกรณ์
	5.24.6 ต้องมีการเข้ารหัสข้อมูลของ Privileged Account ด้วย Algorithm แบบ AES-256 หรือดีกว่า
	5.24.7 ระบบที่นำเสนอต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการจัดลำดับให้อยู่ในกลุ่มLeader ของ Magic Quadrant for Privileged Access Management ปีล่าสุด
	5.24.8 สนับสนุนระบบการพิสูจน์ตัวตน (Authentication) แบบ Username and Password หรือ RSA SecurID หรือ Web SSO หรือ RADIUS หรือ PKI หรือ LDAP ได้เป็นอย่างน้อย
	5.24.9 สามารถบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งานและรหัสผ่านของระบบต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย หากระบบที่นำเสนอไม่รองรับสามารถเสนออุปกรณ์หรือcustomize เพิ่มเติมเพื่อให้สามารถทำงานได้โดยประสิทธิภาพของระบบไม่ลดลง
	5.24.10 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านระบบปฏิบัติการ ดังนี้Operating Systems: Windows Servers, Redhat Linux, IBM AIX, Solaris
	5.24.11 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่าน Windows Applications ดังนี้ Windows Applications: Service accounts, Scheduled Tasks
	5.24.12 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านฐานข้อมูล ดังนี้ Databases: Oracle, MySQL
	5.24.13 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านอุปกรณ์เครือข่าย/อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย ดังนี้ Network/Security Appliances: Cisco, Palo Alto
	5.24.14 รองรับการเชื่อมต่อรหัสผ่านรูปแบบการให้บริการ Software ผ่านอินเทอร์เน็ต (SaaS) ดังนี้ SaaS: Microsoft Azure, Amazon AWS
	5.24.15 สามารถตรวจหาบัญชีผู้ใช้งานบนระบบปลายทางผ่าน Active Directory และเพิ่มบัญชีผู้ใช้งานในระบบ Privileged Account ได้
	5.24.16 สามารถเปลี่ยนรหัสผ่านของ Privileged Account ตามช่วงเวลาที่กำหนด
	5.24.17 สามารถเปลี่ยนรหัสผ่านของ Privileged Account หลังจากการใช้งานโดยอัตโนมัติ
	5.24.18 สามารถกำหนดความยาว และองค์ประกอบของรหัสผ่าน เช่น ตัวอักษรตัวใหญ่(Upper Case), ตัวอักษรตัวเล็ก (Lower Case), ตัวเลข (Digit) และอักขระพิเศษ (Special Character)
	5.24.19 สามารถเก็บประวัติการเปลี่ยนรหัสผ่าน (password history)

	5.24.20 สามารถทำงานแบบ Dual Control โดยผู้ใช้ต้องได้รับการอนุมัติก่อนที่จะเรียกดู Password ได้ และแจ้งเตือนทางอีเมลในกระบวนการร้องขอและอนุมัติ
	5.24.21 สามารถเชื่อมต่อไปยังระบบปลายทาง (Transparent Connection) ตามคุณสมบัติดังนี้ได้เป็นอย่างน้อย
	5.24.22 สามารถเข้าสู่ระบบปลายทางโดยไม่ต้องแสดงรหัสผ่านให้ผู้ใช้ทราบ
	5.24.23 สามารถบันทึกการใช้งาน Privileged Session ในรูปแบบของ Video Recordings และ Keystrokes หรือ Commands ได้ โดยต้องรองรับ ดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย
	5.24.24 Privileged SSH Sessions ในรูปแบบของ Commands List
	5.24.25 สามารถ Export บันทึกเหตุการณ์ (Recording) ได้ทั้งแบบ Video file หรือ text file หรือ snapshot
	5.24.26 สามารถค้นหาบันทึกการใช้งานจาก Commands และ Keystrokes ได้แบบ Free Text Search
	5.24.27 สามารถทำ White-listing และ Black-listing สำหรับ SSH Commands เพื่อป้องกันการรันคำสั่งที่ไม่อนุญาตบนระบบที่ควบคุมได้
	5.24.28 สามารถเฝ้าระวัง (Monitor) การใช้งาน Privileged Session และสามารถตัดการเชื่อมต่อ (Terminate) ได้ทันทีโดยผู้ดูแลระบบเมื่อพบพฤติกรรมที่ผิดปกติ
	5.24.29 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์ภัยคุกคามจากพฤติกรรมการใช้งาน(Privileged Threat Analytics) ได้ตามคุณสมบัติดังนี้ได้เป็นอย่างน้อย หากไม่รองรับสามารถเสนออุปกรณ์หรือ customize เพิ่มเติมเพื่อให้สามารถทำงานได้โดยประสิทธิภาพของระบบไม่ลดลง
	5.24.30 สามารถกำหนดเงื่อนไขเพื่อตรวจสอบพฤติกรรมการใช้งานที่มีความเสี่ยงสูง(High Risk Activities) และแสดงผลเป็น Risk Score เพื่อระบุระดับความเสี่ยงของแต่ละ Privileged Session ได้
	5.24.31 สามารถตรวจสอบและวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้งานของ Privileged User เพื่อสร้างเป็น Baseline และแจ้งเตือนหากพบพฤติกรรมที่ผิดปกติ
	5.24.32 สามารถตรวจจับพฤติกรรมการใช้งานที่ผิดปกติได้ โดยสามารถ Suspend การใช้งานนั้นได้โดยอัตโนมัติ
	5.24.33 รองรับการทำงานร่วมกับระบบดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย
	1) Ticketing System
	2) Security Information and Event Management (SIEM)
	3) Hardware Security Module (HSM)

5.25 ระบบ One Time Password (OTP) “ชุดรหัสผ่านที่เป็นตัวเลข” จำนวนอย่างน้อย 1 ระบบ	
รายละเอียด	ซอฟต์แวร์ติดตั้งบนเรื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ทำหน้าที่ออกรหัสผ่านเป็นชุดหมายเลขในลักษณะใช้ครั้งเดียว(One Time Password (OTP)) โดยรหัสผ่านนี้จะใช้ร่วมกับระบบบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (Privileged Account Security) โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.25.1 ระบบที่เสนอต้องมี Software และจำนวน License สิทธิการใช้งานประเภท Software Token ที่ ไม่น้อยกว่า 25 License
	5.25.2 เป็น Appliance ที่ออกแบบสำหรับทำหน้าที่สำหรับตรวจสอบยืนยัน ตัวตนแบบ2 ชั้น (Two-factor Authentication) ในการยืนยันตัวตน
	5.25.3 มีหน่วยความจำอย่างน้อย 8GB
	5.25.4 ต้องมีพื้นที่จัดเก็บข้อมูลภายในอุปกรณ์เอง
	5.25.5 สามารถรองรับการทำ Replicate ข้อมูลสิทธิการใช้งาน License จาก DC (Active) ไป DR (Standby) ได้
	5.25.6 สามารถจัดการข้อมูลผู้ใช้งานได้ทั้งภายในระบบ (Internal Database) หรือเชื่อมต่อกับ LDAP Server ภายนอกได้ โดยต้องทำงานร่วมกับ Microsoft Active Directory ได้เป็นอย่างน้อย
	5.25.7 สามารถทำงานร่วมกับ Software Token โดยรองรับระบบปฏิบัติการในคอมพิวเตอร์ หรือ Mobile ทั้ง IOS และ Android
	5.25.8 สามารถทำงานร่วมกับ Hardware Token ได้
	5.25.9 สามารถทำงานเป็น Radius Server ได้ภายในตัวเอง โดยสามารถรองรับ RADIUS Authentication Protocols เช่น PAP หรือ MSCHAPv2 ได้
	5.25.10 สามารถทำการตรวจสอบผู้ใช้งานร่วมกับระบบดังต่อไปนี้
	- Radius
	- VDI: Citrix
	- Web-base portals: IIS
	5.25.11 สามารถบริหารจัดการระบบผ่านทาง Web Browser ได้
	5.25.12 สามารถบริหารจัดการระบบผ่านทาง Web Browser ได้มี Self-Service Portal สำหรับให้ผู้ใช้งานบริหารจัดการ Token สำหรับตนเองได้ (Self Register) และรองรับการเปลี่ยน PIN ในกรณีที่ใช้งานกับ Hardware Token และ Software Token ได้
	5.25.13 ระบบต้องมี Log การใช้งานทั้งหมด และต้องสามารถสร้างรายงานการใช้งานในรูปแบบต่างๆ ได้
	5.25.14 สามารถดู Log ของการ Authentication ในแบบ Real-time ได้
	5.25.15 ระบบที่นำเสนอต้องมี Application Program Interface (API) หรือ Software Development Kit (SDK) สำหรับพัฒนา Application เพื่อเข้าไปเชื่อมต่อให้ทำงานร่วมกับระบบได้

	5.25.16 ต้องสามารถปรับเวลาของอุปกรณ์ให้เป็นเวลามาตรฐานผ่านโปรโตคอลNTP หรือ SNTP ได้
	5.25.17 ระบบบริหารจัดการต้องสามารถออกรายงานแบบอัตโนมัติ มีTemplate สำเร็จรูปรองรับ และแบบปรับแต่งการใช้งานเองได้
	5.25.18 เป็น Software Token สำหรับสร้างรหัสใช้งานครั้งเดียวแบบ Time Synchronization
	5.25.19 Software Token ต้องสามารถใช้งานตลอดอายุสัญญาซื้อขาย และสัญญาบำรุงรักษาที่ประกวดราคาในครั้งนี้

5.26 คอมพิวเตอร์ Notebook จำนวน 30 ชุด	
รายละเอียด	เครื่องคอมพิวเตอร์Notebook พร้อมติดตั้งระบบปฏิบัติการสำหรับพนักงานโครงการ AMI ณ สำนักงานใหญ่ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.26.1 มีหน่วยประมวลผลกลาง Intel Core i7 Gen 10 Quad-core ความเร็วสัญญาณนาฬิกาไม่ต่ำกว่า 2.3 GHz มีหน่วยความจำ Cache ไม่น้อยกว่า 8 MB หรือดีกว่า หรือ Apple M1 หรือดีกว่า
	5.26.2 มีหน่วยความจำหลัก ไม่น้อยกว่า 8 GB หรือดีกว่า
	5.26.3 มีจอสีขนาดไม่ต่ำกว่า 13 นิ้ว และมีความละเอียดไม่น้อยกว่า 1920 x 1080 Pixels หรือดีกว่า
	5.26.4 มี Keyboard สามารถใช้ได้ทั้งภาษาไทยและอังกฤษและตัวเลข
	5.26.5 มี SSD ไม่ต่ำกว่า 512 GB หรือเทียบเท่าหรือดีกว่า
	5.26.6 มีพอร์ต Thunderbolt หรือ USB C จำนวนอย่างน้อย 2 พอร์ต
	5.26.7 มี Built-in camera ความละเอียดไม่ต่ำกว่า 720p
	5.26.8 มี Built-in Wireless LAN IEEE 802.11ac หรือ 802.11ax หรือดีกว่า ซึ่งต้องรองรับการใช้งานร่วมกับ IEEE 802.11a/b/g/n ได้
	5.26.9 มี Built-in Bluetooth 5.0 หรือ ดีกว่า
	5.26.10 มี AC Adaptor ขนาดไม่น้อยกว่า 60 วัตต์และมีแบตเตอรี่แบบ Lithium Ion หรือ Lithium Polymer ภายในตัวเครื่อง หรือดีกว่า
	5.26.11 มี Optical Wireless Mouse จำนวน 1 ชุด
	5.26.12 มีกระเป๋าสำหรับใส่เครื่องคอมพิวเตอร์
	5.26.13 มี Microsoft Windows 10 Professional หรือสูงกว่าแบบ 64-bit โดยมีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมายและต้องสามารถใช้ภาษาไทยได้

5.27 เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) สำหรับ Dash Board และ Monitoring and Control ณ. ศูนย์ AMI Data Center จำนวนอย่างน้อย 4 ชุด	
รายละเอียด	เครื่องคอมพิวเตอร์ (Desktop) พร้อมจอแสดงผล (Monitor) สำหรับงาน Dash Board โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.27.1 มีหน่วยประมวลผลกลาง (CPU) จำนวนไม่น้อยกว่า 4-Core Processor จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย โดยแต่ละหน่วยมีความเร็วสัญญาณนาฬิกาไม่น้อยกว่า 3.0 GHz
	5.27.2 มีหน่วยความจำหลักแบบ DDR4 หรือดีกว่า โดยมีขนาดไม่น้อยกว่า 16 GB และสามารถขยายได้รวมสูงสุดไม่น้อยกว่า 32 GB
	5.27.3 มีหน่วยจัดเก็บข้อมูล Solid State Drive แบบ M.2 PCIe NVMe หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 512 GB และ Hard Disk Drive แบบ SATA 5400rpm หรือดีกว่า ขนาดไม่น้อยกว่า 2 TB
	5.27.4 มีหน่วยประมวลผลเพื่อแสดงภาพ แยกจากแผงวงจรหลัก ที่มีหน่วยความจำไม่น้อยกว่า4 GB
	5.27.5 มีช่องเชื่อมต่อระบบเครือข่าย แบบ Gigabit Ethernet แบบ 100/1000 Mbps หรือดีกว่า แบบ RJ45 จำนวนไม่น้อยกว่า 1 port
	5.27.6 มีช่องเชื่อมต่อแบบ USB 3.0 หรือดีกว่าจำนวนอย่างน้อย 4 ช่อง
	5.27.7 มี Power Supply ขนาดไม่น้อยกว่า 300W
	5.27.8 มีระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows 10 Professional หรือดีกว่า ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องและต้องสามารถใช้ภาษาไทยได้
	5.27.9 มีจอภาพแบบ UHD LED ความละเอียดในการแสดงผลระดับ 4K ขนาดไม่เล็กกว่า 50 นิ้ว
	5.27.10 มีขาแขวนจอภาพแบบติดผนังหรือติดยึดบนโต๊ะทำงาน ที่สามารถปรับหมุนซ้ายขวาได้ และรองรับจอภาพขนาดไม่เล็กกว่า50 นิ้ว
	5.27.11 มีแป้นพิมพ์ ที่มีการแสดงตัวอักษรทั้งภาษาไทย อังกฤษ และตัวเลข
	5.27.12 มี Optical Wireless Mouse จำนวน 1 ชุด

5.28 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน (Hypervisor server) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	
คุณสมบัติ	5.28.1 ชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือนจะต้องมากับ License ที่เพียงพอกับระบบแม่ข่ายที่เสนอมา และรองรับตลอดอายุของสัญญารวมทั้งการอัพเดท
	5.28.2 ชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ที่ติดตั้ง จำเป็นต้องมีการสร้างHeartbeat เพื่อเป็นช่องทางในการย้ายระบบเมื่อเกิดปัญหา
	5.28.3 จะต้องสามารถย้ายที่จัดเก็บ (Data Migration) ของระบบคอมพิวเตอร์เสมือนได้แบบ Online
	5.28.4 ต้องสามารถ Online Cloning คอมพิวเตอร์เสมือนได้
	5.28.5 ต้องสามารถสร้าง Online Snapshot คอมพิวเตอร์เสมือนได้ไม่ต่ำกว่า 32 ชุด ต่อ 1 คอมพิวเตอร์เสมือน
	5.28.6 เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายจะต้องสามารถทำงานแบบ HA Cluster กันได้เมื่อเกิดความเสียหาย
	5.28.7 ระบบชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ที่ติดตั้งต้องมีระบบจัดการที่สามารถควบคุมทุกอย่างจากส่วนกลางได้
	5.28.8 ต้องสามารถจัดการ เพิ่ม หรือ ลด Memory, Network และ Storage ของคอมพิวเตอร์เสมือนได้ โดยไม่ต้องมีการหยุดให้บริการของระบบคอมพิวเตอร์เสมือน
	5.28.9 ต้องสามารถสร้างคอมพิวเตอร์เสมือนต้นฉบับ (Template) เพื่อสามารถ deploy คอมพิวเตอร์เสมือนได้รวดเร็ว
	5.28.10 ต้องสามารถทำ Online Migration ของคอมพิวเตอร์เสมือนระหว่างเครื่องแม่ข่าย (Host) ที่อยู่ในระบบเดียวกันนั้นได้
	1) Microsoft Windows ตั้งแต่ version 2012 จนถึงปัจจุบัน
	2) Redhat Enterprise Linux version 7.x จนถึง ปัจจุบัน
	5.28.11 ต้องสามารถจัดการ Virtual Network และ Virtual Switch เพื่อใช้งานกับระบบคอมพิวเตอร์เสมือน
	5.28.12 ต้องมีระบบควบคุมส่วนกลางเพื่อที่จะสามารถจัดการระบบ Virtualization และ Storage ได้

5.29 ระบบจัดการทรัพยากรส่วนกลางของชุดโปรแกรมระบบคอมพิวเตอร์เสมือน(Management for Hypervisor) จำนวนอย่างน้อย 1 ชุด	
คุณสมบัติ	5.29.1 สามารถจัดการทรัพยากรสำหรับคอมพิวเตอร์เสมือนจากส่วนกลางเช่นCPU, memory, storage และ network ได้
	5.29.2 ระบบต้องสามารถทำงานร่วมกับ Microsoft Active Directory และสามารถนำ user, ou หรือ group ไปใช้งานและควบคุมการเข้าถึงระบบ (ACL) ได้
	5.29.3 ระบบสามารถมีการให้สิทธิ์การเข้าถึงของผู้รับผิดชอบ ดูแลระบบคอมพิวเตอร์เสมือนนั้นที่กำหนดให้ได้ รวมทั้งการควบคุม ปิด เปิด รีสตาร์ท ได้
	5.29.4 ระบบต้องสามารถ Performance Monitoring แบบ Realtime ในส่วนของการใช้งาน CPU, Memory, Storage และ Networkได้
	5.29.5 สามารถตรวจสอบและสร้าง Alarm เช่น Virtual Machine, Storage และ Network ได้ และสามารถแจ้งไปในช่องทางของ E-mail ได้เป็นอย่างน้อย
	5.29.6 สามารถเชื่อมต่อกับระบบจัดการ patches และ update จากส่วนกลางสำหรับระบบ Hypervisor (Update Manager)
	5.29.7 ต้องมีระบบสำรอง Host Profile ที่จะ Recovery Host Profile จากการเสียหายทาง Physical ของ Hypervisor Host ได้
	5.29.8 ต้องสามารถสร้างความสมดุลระหว่างเครื่องแม่ข่าย เพื่อการทำงานที่สามารถใช้งานได้เต็มประสิทธิภาพ โดยสามารถทำงานเป็นแบบ อัตโนมัติ เป็นอย่างน้อย
	5.29.9 ระบบต้องสามารถแจ้งเตือนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นผ่านทางระบบSMTP ไปยัง Email ได้
	5.29.10 ต้องสามารถสร้างเน็ตเวิร์คเสมือน เพื่อนำมาใช้กับเครื่องแม่ข่ายในระบบคอมพิวเตอร์เสมือนได้
	5.29.11 สามารถควบคุมบริหารจัดการเครื่องแม่ข่ายได้ไม่น้อยกว่า5 Hosts
	5.29.12 รองรับการบริหารระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ไม่ต่ำกว่า50 เครื่อง

5.30 ระบบสำรองข้อมูลจำนวน 1 ระบบ	
รายละเอียด	ระบบสำรองข้อมูล ผู้เสนอจะต้องเสนอเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่ติดตั้งซอฟต์แวร์สำรองข้อมูล หรือเป็นAppliance สำหรับระบบสำรองข้อมูลโดยเฉพาะ โดยระบบต้องรองรับการสำรองข้อมูลระบบฐานข้อมูล และ Application ที่ติดตั้งในโครงการนี้ โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.30.1 หน่วยประมวลผลหลัก สำหรับคอมพิวเตอร์แม่ข่ายระบบสำรองข้อมูล(Server) ที่มี 10 Core หรือดีกว่า และมีความเร็วไม่น้อยกว่า 2.0 GHz จำนวนไม่น้อยกว่า 1 หน่วย หรือดีกว่า
	5.30.2 มีหน่วยความจำหลัก (Memory) ไม่น้อยกว่า 384 GB หรือดีกว่า
	5.30.3 มีพื้นที่การจัดเก็บข้อมูล (Usable) ไม่น้อยกว่า 168 TB หรือดีกว่า
	5.30.4 เครื่องแม่ข่ายต้องมีระบบปฏิบัติการที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้องตามกฎหมายคลุมเครื่องแม่ข่ายที่นำเสนอ
	5.30.5 รองรับการเชื่อมต่อแบบ (Network Interface) แบบ 1GB Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 4 Port หรือดีกว่า
	5.30.6 รองรับการเชื่อมต่อแบบ (Network Interface) แบบ 10 GB Base-T จำนวนไม่น้อยกว่า 2 Port หรือดีกว่า
	5.30.7 มีแหล่งจ่ายไฟแบบ Hot Plug หรือ Hot Swap ทำงานแบบ Redundant Power Supply จำนวน 2 หน่วย
	5.30.8 ต้องมี Port สำหรับการจัดการเครื่อง (Management Port)
	5.30.9 สามารถการสำรองข้อมูลบน Application และ Database ได้แก่ Microsoft SQL, Oracle และ Active Directory ได้เป็นอย่างน้อย
	5.30.10 สามารถบริหารจัดการแบบรวมศูนย์โดยมีลักษณะเป็น Web-Base Console ได้
	5.30.11 สามารถทำ Data Deduplication ได้เพื่อลดพื้นที่และ Bandwidth เวลาในการจัดเก็บข้อมูล
	5.30.12 สามารถการสำรองและกู้คืนข้อมูลจากเครื่องแม่ข่ายแบบเสมือน(Virtual Server) บนระบบ VMware, Hype-V ได้เป็นอย่างน้อย
	5.30.13 มีฟังก์ชั่นรับรองการกู้คืนในระดับไฟล์ (Granular restore) ได้เป็นอย่างน้อย
	5.30.14 สามารถกู้คืน VM แบบรวดเร็ว โดยสามารถเปิดก้อนข้อมูลที่ทำการสำรองอยู่ขึ้นมาใช้งานได้ทันทีโดยไม่จำเป็นต้องกู้คืนข้อมูลกลับไปยังต้นทางได้(Instant Recovery)
	5.30.15 มีฟังก์ชันรับรองการทำ Encryption ข้อมูลที่ทำการส่งระหว่างเครื่อง
	5.30.16 มีลิขสิทธิ์ใช้งานการสำรองข้อมูลตามจำนวน CPU Sockets ไม่น้อยกว่า 40 Sockets หรือตามพื้นที่จัดเก็บไม่น้อยกว่า 168 TB หรือครอบคลุมตามจำนวนอุปกรณ์ที่เสนอในโครงการ

5.31 ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล(Software and Information Integrity) จำนวน 1 ระบบ	
รายละเอียด	ชุดโปรแกรมตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล ผู้เสนอราคาต้องจัดให้มีซอฟต์แวร์ ที่ทำหน้าที่ในการเฝ้าระวังและตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงข้อมูลต่าง ๆ ของระบบSmart Grid โดยต้องมีคุณลักษณะเฉพาะทางเทคนิคขั้นต่ำ ดังนี้
คุณสมบัติ	5.31.1 ต้องรองรับการตรวจสอบระบบ ดังต่อไปนี้ได้เป็นอย่างน้อย
	(1) Database : ในระดับของ System Files และ Configuration Files
	(2) Active directory : ผู้ใช้ที่มีสิทธิ์ระดับสูง (Privileged group) เช่น local admin หรือ domain admin, นโยบายกลุ่ม (Group policy) ภายใต้ระดับของระบบปฏิบัติการ
	(3) Virtual infrastructure : สามารถเฝ้าระวังการเปลี่ยนแปลง Files, Directory, Groups, Installed Software, Ports, Process และ Registry ในระบบเสมือนได้ และ สามารถ
	(4) Storage device : แฟ้มข้อมูลที่สำคัญ เช่น .exe, registry entries, configuration files, file permission ทั้งใน local disks, NAS, และ cloud
	5.31.2 สามารถป้องกันการโจมตีในระดับ Application-Layer เช่น SQL injection และ cross-site script ได้เป็นอย่างน้อย
	5.31.3 สามารถวิเคราะห์ log file ของระบบปฏิบัติการณ์และแอพพลิเคชั่นต่างๆ รวมถึงแจ้งเตือนเหตุการณ์ที่น่าสงสัย(suspicious activity) หรือเหตุการณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับความปลอดภัยของ
	5.31.4 สามารถจัดให้มีการวิเคราะห์ และจัดลำดับความสำคัญด้านSoftware and Information Integrity ได้
	5.31.5 ต้องสามารถตรวจสอบความถูกต้องในรูปแบบ Integrity verification techniques ใช้ในการตรวจหาหลักฐานของการงัดแงะ (tampering), ความผิดผลาด (error), การละเว้น
	5.31.6 สามารถควบคุมและบริหารจัดการระบบทั้งหมดได้จากส่วนกลางและ สามารถสร้างรายงานแบบอัตโนมัติได้
	5.31.7 ต้องมีเครื่องมือในการแจ้งเตือนอย่างอัตโนมัติให้ บุคคลที่ถูกกำหนดไว้ ทางอีเมล และมีAPI สำหรับเชื่อมโยงการแจ้งเตือนไปยังระบบที่เกี่ยวข้อง เมื่อค้นพบความแตกต่าง(discrepancy) ระหว่างการทำการ integrity verification
	5.31.8 ต้องผ่านการรองรับมาตรฐานด้านความปลอดภัย เช่นCommon Criteria EAL 2+ เป็นอย่างน้อย
	5.31.9 ต้องเสนอลิขสิทธิ์ (License) การใช้งานที่ครอบคลุมตามจำนวนอุปกรณ์ที่เสนอในโครงการ

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 6: Cyber Security Requirements	For the purposes of determining the applicability and scope of each of these requirements, the following terms and abbreviations are defined: • AMI Advanced Metering Infrastructure • IDS/IPS Intrusion Detection System/Intrusion Prevention System • MDM Meter Data Management • SGIS Smart Grid Information Security, which is related to only Cyber Asset • SIEM Security Information and Event Management • OP General Operations associate with the SGIS						
Each of the above includes all associated cyber assets together with all networking equipment, servers, workstations or other devices connected to their associated networks.							
Cyber Asset	This includes servers, workstations, and networking equipment proposed in this project, excluding smart meters.						
SGIS SIEM	Refers to a central system to monitor and log SGIS security events, and to generate alerts for significant events.						
Capability	The specified capability is to be included in cyber assets, software components, or supporting system, or the SGIS design must provide the capability.						
Application Software	The software that is developed in the project, including MOMS, Customer Energy Portal, and others.						
Configuration	The cyber asset or system must be configured to provide this requirement.						
Design	The design of the system or system component must support this requirement. Depending on the design, this may affect components of the design.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Policy	While all the following requirements reflect security policy, those items marked as “Policy” refer to additional requirements such as how configuration is to be determined or capabilities that may not be allowed.						
Training	Training to be developed including all class materials.						
Procedure	A procedure to support this requirement						
Documentation	Technical documentation to be created to support						
The following lists general comments for the security requirements.							
(1) Contractor to assure that capability has been configured in accordance with the security policy prior to deployment on the production system.							
(2) If a device or its managing system does not directly support this capability, compensating controls must be specified.							
For the implementation of cyber security in the recommended AMI system architecture, the awarded Contractor shall, with collaboration of PEA, implement necessary Cyber security capabilities. Contractor shall submit the security design to PEA for approval prior to implementation.							
The Smart Grid information system shall have the capability to assign and enforce user privileges based on designated roles.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDM/OP						
Applied to	Cyber assets and software that support user accounts						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
The physical access control system shall provide audit records of successful, unsuccessful access attempts, which included the time, location and user identification information of the access event.							
Type of control	Capability, Configuration						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDM/OP						
Applied to	SGIS facilities						
Responsibility	Contractor						
Comment							
The Contractor shall acquire, install, configure, and deliver tools or software or AMI functionalities together with sufficient and lawful **Licenses** to support the cyber security requirements described herein for applying to the proposed AMI system							
1. Security Information and Event Management (SIEM) System for SGIS							
2. Intrusion Detection and Monitoring System for SGIS							
3. Intrusion Prevention System for SGIS							
4. Integrity Verification System for SGIS							
5. Information/Event Audition System for SGIS							
Note: The aforementioned tools/software/AMI functionalities provided above may be implemented separately or jointly in the packages of tool/software/AMI functionalities based on the Contractor's proposed solution.							
1 Policies and Procedures	The section summarizes Cyber Security requirements that include policies, procedures, technology capabilities, system-wide or component-focused functionality. In each requirement, the applicable areas or systems are indicated for reference. In Appendix B Cyber Security Responsibility, the table that summarizes the expected responsible party of the requirements,e.g. either PEA or the Contractor(s), is included.						
1.1 Smart Grid Cyber Security Policies and Procedures							
1.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security v1.0 – Aug 2010 or a later version, develop cyber security policies and procedures for the Smart Grid information system.							
Type of control	Policy development						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Operations, systems and cyber assets						
Responsibility	Contractor to provide development guidance and support to PEA						
Comment							
Type of control	Procedure development						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Operations, systems and cyber assets						
Responsibility	Contractor to provide development guidance and support to PEA						
Comment							
Policies are the overall specification of the security requirements of the system and its users. Procedures are a set of stated methods by which users will assure that the policy is being met. E.g. a policy may state that all personnel will have had background checks prior to be given access to the SGIS, and there is a procedure for provisioning access that will at one point require that the background check be complete and meet PEAs documented requirement for the provisioning to proceed.							
These policies must include, as appropriate, technical, procedural and administrative controls to achieve the policy goals.							
These will apply to the organization and SGIS as a whole and will also include any policy items and procedures relevant to specific devices or subsystems.							
Each of the items specified below must be included in the security policy and have associated procedures to manage them.							
2 Access Control							
2.1 Account Management							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.1 The Smart Grid information system shall automatically terminate temporary and emergency accounts after an organization-defined time period for each type of account.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
2.1.2 The Smart Grid information system shall automatically disable inactive accounts after an organization-defined time period. The awarded Contractor will discuss the use of single sign on at the start of the project in order to agree on the work process with PEA.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
2.1.3 The Smart Grid information system shall automatically audit account creation ,modification, disabling, and termination actions and notifies the required individuals. The awarded Contractor will discuss the use of single sign on at the start of the project in order to agree on the work process with PEA.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment	Devices or managing system must report this information for centralized monitoring. (1), (2)						
2.2 Access Enforcement							
2.2.1 The Smart Grid information system enforces assigned authorizations for controlling access to the Smart Grid information system in accordance with organization-defined policy and risk assessment.							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets meeting policy guidelines.						
Responsibility	Contractor as required by PEA security policy						
Comment	Best practices require that access to all cyber assets be restricted and controlled. (1) (2)						
2.3 Least Privilege							
2.3.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-7, where feasible, enforce different levels of user privilege in interacting with the system.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and software that support user accounts						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.3.2 The Smart Grid information system shall provide real-time logging and recording of the use of privileged accounts.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment	(1) (2)						
2.4 Unsuccessful Login Attempts							
2.4.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-8, where feasible, enforce a login delay after a limited number of consecutive invalid login attempts.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.4.2 The Smart Grid information system shall provide real-time logging and recording of unsuccessful login attempts.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.4.3 The Smart Grid information system shall provide real-time alerting to a management authority for the Smart Grid information system when the number of defined consecutive invalid access attempts is exceeded.							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and software that support user accounts; SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.5 Smart Grid Information System Use Notification							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.5.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-9, display an approved system use notification message or banner before granting access to the Smart Grid information system that provides privacy and security notices consistent with applicable laws, directives, policies, regulations, standards, and guidance.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and application software that support logon access at a human user interface.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.6 Previous Logon Notification							
2.6.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-10, notify the user, upon successful logon, of the date and time of the last logon and the number of unsuccessful logon attempts since the last successful logon.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS workstations and servers, and where feasible, any cyber assets or application software that support logon access at a human user interface.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.7 Concurrent Session Control							
2.7.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-11, limit the number of concurrent sessions for any user on the Smart Grid information system							
Type of control	Capability, Configuration						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and application software, where feasible, that supports logon access at a human interface.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.8 Session Lock							
2.8.1 The Smart Grid information system shall, where feasible and in accordance with NIST SG.AC-12, lock user access to the system after a defined period of inactivity or when the logged on user is away from the system.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support interactive user interfaces.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.8.2 The Smart Grid information system shall retain the session lock until an authorized user reestablishes access using appropriate identification and authentication procedures.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support interactive user interfaces, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.9 Remote Session Termination							
2.9.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-13, terminate a remote session at the end of the session or after a period of inactivity.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support interactive user interfaces.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.10 Remote Access							
2.10.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-15, authorize,monitor, and manage all methods of remote access to the Smart Grid information system.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.10.2 The Smart Grid information system shall authenticate remote access, and use cryptography to protect the confidentiality and integrity of remote access sessions.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.10.3 The Smart Grid information system shall route all remote accesses through a limited number of managed access control points.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	Cyber assets and software, where feasible, that support remote access into the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2) Contractor design must route all remote access through managed access points (e.g. firewalls), and said design must provide, implement and configure.						
2.10.4 In case of wireless communications is used, the Smart Grid information system shall protect wireless access to the Smart Grid information system using authentication and encryption. Note: Authentication applies to user, device, or both as necessary.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Wireless communications to the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2), authentication applies to both users and devices.						
2.10.5 The Smart Grid information system shall monitor for unauthorized remote connections to the Smart Grid information system.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets and software that support remote access into the SGIS.						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment	(1) (2), Contractor design must include capability to report unauthorized connections to appropriate PEA personnel. Monitoring to be done at access points into the SGIS. In case of wireless communications is used, direct wireless access to SGIS cyber assets requires monitoring at the accessed device.						
2.10.6 The Contractor shall enable remote access to Smart Grid information system component locations (e.g., control center, field locations) only when necessary, approved, authenticated, and for the duration necessary.							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Wireless communications to the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment							
2.10.7 In case of wireless communication is used, the Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to facilitate the monitoring and control of remote access methods.							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Wireless communications to the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2) Contractor design must include capability to monitor and control remote access.						
2.10.8 In case of wireless communication is used, the Contractor shall disable, when not intended for use, wireless networking capabilities internally embedded within Smart Grid information system components.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	Cyber assets in the SGIS with wireless networking capabilities.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.11 Wireless Access Restrictions							
2.11.1 Where wireless networks are used, the Smart Grid information system shall use separate wireless networks for control system, business and guest access.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets in the SGIS with wireless networking capabilities.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2), Contractor design and implementation must include capability to segregate wireless network traffic.						
2.11.2 Where wireless networks are used for other than control system communications, the Smart Grid information system shall use WPA2-Enterprise or stronger.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Non-control system cyber assets associated with the SGIS with wireless networking capabilities.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.12 Access Control for Portable and Mobile Devices							
2.12.1 The Contractor shall disable on all Smart Grid information system devices physical ports that can accept removable media when not intended for use.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets associated with the SGIS.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.13 Control System Access Restrictions							
2.13.1 The Smart Grid information system shall employ mechanisms in the SGIS design and implementation to restrict access from PEA's enterprise network. Connections should be through an intervening DMZ.							
Type of control	Design, Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets associated with the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.13.2 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.AC-19, implement mechanisms to restrict access to the Smart Grid information system from PEA's enterprise network.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets associated with the SGIS.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
2.14 Publicly Accessible Content							
2.14.1 The Contractor shall remove all nonpublic information from the publicly accessible information systems in the Smart Grid information system.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets associated with the SGIS.						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1) (2)						
2.15 Passwords							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.15.1 The Smart Grid information system shall, where feasible, employ username and password combinations to gain access to Smart Grid information system assets.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets which provide user access.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2), devices that allow unauthenticated access should not be used, but may be allowed if no feasible alternative exists and the documented risk is understood and compensating controls are deployed.						
2.15.2 Passwords shall be a minimum of 8 characters long and contain a combination of uppercase, lowercase, numeric, and special characters, or using an alternative means be of greater strength.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that use passwords for authentication, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2), where feasible stronger password configuration should be considered.						
2.15.3 The Smart Grid information system shall not allow direct user logins using privileged (e.g. with administrator or root) accounts.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets that support user accounts.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2), by requirement 2.3.1 privilege levels are assumed to be enabled.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.15.4 Passwords shall expire automatically after an organization defined period of time.							
Type of control	Configuration, Procedure						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Workstations, servers, centrally manage access control systems, and where feasible, any SGIS cyber assets or software that support user accounts.						
Responsibility	Contractor as required by PEA security policy						
Comment	(1) (2), where no technical control is feasible, procedural controls must be used.						
3 Awareness and Training							
3.1 Security Awareness Training							
3.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NIST SG.AT, develop a cyber security awareness and training program for the Smart Grid information system.							
Type of control	Training, Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Overall SGIS, Training specifics will vary by system						
Responsibility	Contractor with PEA support						
Comment							
4 Audit and Accountability							
4.1 Auditable Events							
4.1.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordancewith NIST SG.AU-2, develop a lists of auditable events for the Smart Grid information system							
Type of control	Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4.1.2 The list of auditable events shall be based on risk assessment							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	This requirement expands 4.1.1						
4.1.3 The list of auditable events shall include execution of privileged functions							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	This requirement expands 4.1.1						
4.2 Content of Audit Records							
4.2.1 The Smart Grid information system shall generate audit records that at a minimum providefor each event, the date and time of the event, device or component where the event occurred, the type of event, user/subject identity, and the outcome of the event. (NIST SG.AU-3)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
4.3 Audit Storage Capacity							
4.3.1 The Smart Grid information system shall include sufficient capacity for audit record storage for a period of 3 years. (NIST SG.AU-4)							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment							
4.3.2 The Contractor shall configure auditing to reduce the likelihood that this capacity would be exceeded. (NIST SG.AU-4). If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment							
4.4 Response to Audit Process Failures							
4.4.1 The Smart Grid information system shall alert organization's officials in the event of audit processing failure, and execute a defined set of actions to be taken in the event of failure. (NIST SG.AU-5). If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1) (2)						
4.5 Audit Monitoring, Analysis, and Reporting							
4.5.1 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to integrate audit review, analysis, and reporting into organizational processes for investigation and response to suspicious activities. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment							
4.5.2 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to centralize audit review and analysis of audit records from multiple components within the Smart Grid information system.							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment							
4.5.3 The Smart Grid information system shall integrate analysis of audit records with analysis of performance and network monitoring information to further enhance the ability to identify inappropriate or unusual activity.							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM, NMS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
4.6 Time Stamps							
4.6.1 The Smart Grid information system shall use internal system clocks to generate time stamps for audit records and that the system synchronizes internal Smart Grid information system clocks on an organization-defined frequency using an organization-defined time source. (NIST SG.AU-8)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
4.7 Protection of Audit Information							
4.7.1 The Smart Grid information system shall protect audit information and audit tools from unauthorized access, modification, and deletion. (NIST SG.AU-9)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
4.8 Audit Record Retention							
4.8.1 The system shall retain audit logs for an organization-defined time period to provide support for after-the-fact investigations of security incidents and to meet regulatory and organizational information retention requirements. (NIST SG.AU-10)							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
4.9 Audit Generation							
4.9.1 The Smart Grid information system shall provide audit record generation capability andgenerate audit records for the selected list of auditable events. (NIST SG.AU-15)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment	(1), (2)						
4.9.2 The Smart Grid information system shall provide audit record generation capability and allow authorized users to select auditable events at the organization-defined Smart Grid information system components. (NIST SG.AU-15)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
5 Security Assessment and Authorization							
5.1 Smart Grid Information System Connections							
5.1.1 The Contractor shall identify, document and protect from tampering or damage, all external Smart Grid information system and communication connections. (NIST SG.CA-4)							
Type of control	Capability, Configuration, Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
5.2 Continuous Monitoring							
5.2.1 The Contractor shall, with PEA management support and guidance, and in accordance with NIST SG.CA-6 establish a continuous monitoring strategy and implement a continuous monitoring program. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment							
6 Configuration Management							
6.1 Configuration for Least Functionality							
6.1.1 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to provide only essential capabilities and specifically prohibit and/or restrict the use of functions, ports, protocols, and/or services as defined i an organizationally generated “prohibited and/or restricted” list. (NIST SG.CM-7)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets, where feasible						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	(1), (2)						
6.1.2 Prior to deployment, the Contractor shall harden Smart Grid information system operating systems and application software using selected as appropriate items from well-known benchmarks (e.g. Center for Internet Security) when available.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
6.2 Component Inventory							
6.2.1 The Contractor shall provide an accurate inventory of all Smart Grid information system components (devices and software) and their base-line configuration settings, either individually or by component class.							
Type of control	Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	SGIS cyber assets and installed software						
Responsibility	Contractor						
Comment							
6.3 Factory Default Settings Management							
6.3.1 The Contractor shall replace default usernames and passwords whenever possible.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2); when not possible, the details must be documented and approved by PEA.						
7 Identification and Authorization							
7.1 Authenticator Management							
7.1.1 Define initial authentication credential content, such as defining password length and composition, tokens; and establish administrative procedures for initial authentication credential distribution; lost, compromised, or damaged authentication credentials; and revoking authentication. (NIST SG.IA-3)							
Type of control	Configuration, Procedure						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
7.1.2 Authentication credentials on publicly accessible devices (e.g smart meters) shall be unique to each device. On other assets, the use of non-unique credentials shall be minimized where feasible. (NIST SG.IA-3)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor, PEA						
Comment	(1), (2)						
7.2 User Identification and Authorization							
7.2.1 The Smart Grid information system shall use multifactor authentication for—(1) Remote access to non-privileged accounts, (2) local access to privileged accounts, and (3) remote access to privileged accounts.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and software supporting authenticated user access, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
7.3 Device Identification and Authentication							
7.3.1 The Smart Grid information system shall uniquely identify and authenticate devices against an organization-defined list of approved devices before establishing a connection.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	(1), (2)						
7.3.2 The Smart Grid information system shall authenticate devices before establishing remote network connections using bidirectional authentication between devices that is cryptographically based.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, where feasible.						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment	(1), (2)						
7.4 Authenticator Feedback							
7.4.1 Authentication mechanisms in the Smart Grid information system shall obscure feedback of authentication information during the authentication process.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets with interactive authentication						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
8 Information and Document Management							
8.1 Information Exchange							
8.1.1 When a specific device is required to communicate with another device outside the Smart Grid information system, communications shall be limited to only the devices that need to communicate.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
9 Incident Response							
9.1 Incident Handling							
9.1.1 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to assist in the tracking of security incidents and in the collection and analysis of incident information.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment							
9.2 Smart Grid Information System Backup							
9.2.1 The Smart Grid information system shall create backups in accordance with NIST SG.IR-10. If the design to support this requirement needs hardware or software to be deployed, this is the Contractor's responsibility.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	This includes user-level information, system-level information, and documentation as needed to recover the system, and that the integrity and confidentiality of the backup information be protected.						
10 System Development and Maintenance							
10.1 Maintenance Personnel							
10.1.1 Remote maintenance sessions into the Smart Grid information system shall be protected through the use of a strong authentication credentials.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and systems allowing remote maintenance						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
11 Physical and Environmental Security							
11.1 Physical Access Control Authorizations							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
11.1.1 The Contractor shall implement physical access control mechanisms requiring authentication to gain access to the facility where the Smart Grid information system resides. The system shall be installed at the existing facility.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS control rooms, NOCs or facilities housing SGIS servers, workstations, routers, security appliances (e.g. IDS, firewalls), or assets used in access control or monitoring of the SGIS.						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment							
11.2 Physical Access Control							
11.2.1 The Contractor shall employ hardware to deter unauthorized physical access control to Smart Grid information system devices. The system shall be installed at the existing facility.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	Assets should be physically protected, or tamper resistant with tamper detection.						
11.2.2 The Contractor shall employ measures to ensure that every physical access control point to the facility where the Smart Grid information system resides is guarded or alarmed and monitored on an organization-defined frequency.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Physical access control points of SGIS facilities.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment							
11.3 Monitoring Physical Access Control							
11.3.1 The Contractor shall install real-time physical intrusion alarms and surveillance equipment to protect access to facilities where the Smart Grid information systems reside. The system shall be installed at the existing facility.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS facilities.						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment							
11.4 Emergency Power							
11.4.1 The Contractor shall implement an alternate power supply to facilitate an orderly shutdown of noncritical Smart Grid information system components in the event of a primary power source loss.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Noncritical SGIS components, excluding those for which loss of power would not adversely affect the SGIS or the SGIS component.						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment							
11.4.2 For self-contained Smart Grid information system components not reliant on external power generation, the Contractor shall implement alternate power supply for long-term operation. The awarded Contractor will agree on the details with PEA later before the start of the project as PEA will provide the power sources.							
Type of control	Capability, Configuration						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS components not reliant on external power generation.						
Responsibility	Contractor						
Comment							
11.5 Location of Smart Grid Information System Assets							
11.5.1 Smart Grid information system assets shall be located to minimize potential damage from physical and environmental hazards.							
Type of control	Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Overall design of SGIS						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment							
12 Risk Management and Assessment							
12.1 Risk Assessment							
12.1.1 The Contractor shall provide the results of a cyber security risk assessment from the unauthorized access, use, disclosure, disruption, modification, or destruction of information and Smart Grid information systems of the proposed system design.							
Type of control	Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Overall design of SGIS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
12.1.2 The Contractor shall use the risk assessment to determine the types of security protection and their configuration for the Smart Grid information system.							
Type of control	Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Overall design of SGIS						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment							
13 Services Acquisition							
13.1 Software License Usage Restrictions							
13.1.1 The Contractor shall use software and associated documentation in accordance with contract agreements and applicable copyright laws.							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.						
13.2 Security Engineering Principles							
13.2.1 In accordance with NIST SG.SA-8, the Contractor shall require the Smart Grid information system and its components to be created or modified using secure engineering practices.							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.						
13.3 Supply Chain Protection							
13.3.1 The Contractor shall protect against supply chain vulnerabilities employing requirements defined to protect the products and services from threats initiated against organizations, people, information, and resources, possibly international in scope, that provides products or services to the organization.							
Type of control	Policy						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets and software						
Responsibility	Contractor						
Comment	Contractor to provide documentation of how this requirement is met.						
14 Communication Protection							
14.1 Communications Partitioning							
14.1.1 The Smart Grid information system shall partition the communications for telemetry/data acquisition services and management functionality. (NIST SG.SC-2)							
Type of control	Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(2)						
14.2 Security Function Isolation							
14.2.1 The Smart Grid information system shall isolate security functions from non-security functions. (NIST SG.SC-3)							
Type of control	Capability, Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, where feasible.						
Responsibility	Contractor						
Comment	(2)						
14.3 Denial-of-Service Protection							
14.3.1 The Smart Grid information system shall mitigate or limit the effects of denial-of-service attacks based on an organization-defined list of denial-of-service attacks. (NIST SG.SC-5)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	Involves at minimum configuring network perimeter devices to filter traffic. List of denial-of-service attacks to be determined based on risk assessment.						
14.3.2 The Smart Grid information system shall restrict the ability of users to launch denial-ofservice attacks against other Smart Grid information systems or networks. (NIST SG.SC-5)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	Involves at minimum configuring network devices to outbound traffic at the SGIS perimeter and traffic between key internal boundaries.						
14.4 Boundary Protection							
14.4.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG-SC-7, have a defined and documented boundary of the Smart Grid information system. The awarded Contractor will agree on the details with PEA later before the start of the project as PEA will provide the existing information.							
Type of control	Design, Documentation						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.4.2 The Smart Grid information system shall monitor and control communications at the external boundary of the system and at key internal boundaries within the system (NIST SG.SC-7)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Type of control	Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	PEA and Contractor						
Comment							
14.4.3 The Smart Grid information system connects to external networks or information systems only through managed interfaces consisting of boundary protection devices (NIST SG.SC-7)							
Type of control	Design, Configuration, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	Requires all boundary assets to be managed devices (e.g. proxies, gateways, firewalls)						
14.4.4 The managed interface implements security measures appropriate for the protection of integrity and confidentiality of the transmitted information. (NIST SG.SC-7)							
Type of control	Policy, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.4.5 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to prevent public or other external access into the organization's internal Smart Grid information system networks except as appropriately mediated. (NIST SG.SC-7)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.4.6 The Smart Grid information system shall be configured to deny network traffic by default and allow network traffic by exception (i.e., deny all, permit by exception). (NIST SG.SC-7)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
14.4.7 The Smart Grid information system shall check incoming communications to ensure that the communications are coming from an authorized source and routed to an authorized destination. (NIST SG.SC-7)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						
14.5 Communication Integrity							
14.5.1 The Smart Grid information system shall protect the integrity of electronically communicated information including during aggregation, packaging, and transformation in preparation for transmission. (NIST SG.SC-8)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	(1), (2)						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
14.5.2 The Smart Grid information system shall employ cryptographic mechanisms to ensure integrity. (NIST SG.SC-8)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.6 Communication Confidentiality							
14.6.1 The Smart Grid information system protects the confidentiality of communicated information. (NIST SG.SC-9)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.6.2 The Smart Grid information system shall employ cryptographic mechanisms to prevent unauthorized disclosure of information during transmission. (NIST SG.SC-9)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.7 Use of Validated Cryptography							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
14.7.1 All of the cryptography and other security functions (e.g., hashes, random number generators, etc.) that are required for use in the Smart Grid information system shall be NIST Federal Information Processing Standard (FIPS) approved, or shall otherwise be limited to those algorithms that have received substantial public review and have been proven to work effectively. (NIST SG.SC-12)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.8 Public Key Infrastructure Certificates							
14.8.1 For Smart Grid information systems that implement a public key infrastructure, the organization issues public key certificates under an appropriate certificate policy or obtains public key certificates under an appropriate certificate policy from a PEA approved service provider. (NIST SG.SC-15)							
Type of control	Policy						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.9 Mobile Code							
14.9.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.SC-16, have the capability to document, monitor, and manage the use of mobile code within the Smart Grid information system.							
Type of control	Design						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Responsibility	Contractor						
Comment	Mobile code technologies include, for example, Java, JavaScript, ActiveX, PDF, Postscript, Shockwave movies, Flash animations, and VBScript						
14.9.2 The Smart Grid information system shall implement detection and inspection mechanisms to identify unauthorized mobile code and takes corrective actions, when necessary.							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS workstations, mobile devices, or any cyber asset using mobile code.						
Responsibility	Contractor						
Comment							
14.10 System Connections							
14.10.1 All external Smart Grid information system and communication connections are identified and protected from tampering or damage. (NIST SG.SC-18)							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS communication connections						
Responsibility	Contractor						
Comment	(2);						
14.10.2 External access point connections to the Smart Grid information system shall be secured. Access points include any externally connected communication end point (for example, 4G/3G modems). (NIST SG.SC-18)							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS communication connections						
Responsibility	Contractor						
Comment	(2);						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
14.11 Security Roles							
14.11.1 The Smart Grid information system design and implementation shall specify the security roles and responsibilities for the users of the Smart Grid information system. (NIST SG.SC-19)							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS systems						
Responsibility	Contractor and PEA						
Comment	Roles and responsibilities to be based on information sensitivity. Roles to be defined based on job descriptions or for individuals.						
14.12 Message Authenticity							
14.12.1 The Smart Grid information system shall, where feasible, provide mechanisms to protect the authenticity of device-to-device communications, including message authentication mechanisms at the protocol level for both serial and routable protocols (NIST SG.SC-20)							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber asset communications, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment	Message authentication provides protection from malformed traffic, misconfigured devices, and malicious entities. (1) (2)						
14.13 Secure Name/Address Resolution Service							
14.13.1 Systems that provide name/address resolution shall be configured to supply additional data origin and integrity artefacts along with the authoritative data returned in response to resolution queries. (NIST SG.SC-21)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	SGIS name/address resolution services						
Responsibility	Contractor						
Comment	Name resolution services (e.g. DNS) to be configured to provide additional security information to requesting device.						
14.13.2 Systems that provide name/address resolution when operating as part of a distributed, hierarchical name space shall provide the means to indicate the security status of child subspaces and, if the child supports secure resolution services, enabled verification of a chain of trust among parent and child domains. (NIST SG.SC-21)							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS name/address resolution services						
Responsibility	Contractor						
Comment	Name resolution services (e.g. DNS) to be configured to provide additional security information to requesting device.						
14.14 Fail in Known State							
14.14.1 The Smart Grid information system shall fail to a known state for defined failures. (NIST SG.SC-22)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	Addresses safety and security. Required of system design and configuration to prevent injury, damage, or compromise of security.						
14.15 Smart Grid Information System Partitioning							
14.15.1 The Smart Grid information system shall be partitioned into components residing in separate physical or logical domains (or environments). (NIST SG.SC-30)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets						
Responsibility	Contractor						
Comment	SGIS components of varying security classes to be in separate domains. Components from different SGIS systems to be in separate domains.						
15 Information Integrity							
15.1 Malicious Code and Spam Protection							
15.1.1 The Smart Grid information system shall implement malicious code protectionmechanisms. (NIST SG.SI-3)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, where possible						
Responsibility	Contractor						
Comment	May be implemented at device or system level as appropriate. (2)						
15.1.2 The Smart Grid information system shall update malicious code protection mechanisms (including signature definitions) whenever new releases are available in accordance with organizational configuration management policy and procedures. (NIST SG.SI-3)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, where possible						
Responsibility	Contractor to update all malicious code protection mechanisms to available releases prior to deployment, during deployment, and maintenance periods, PEA to manage thereafter.						
Comment							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
15.1.3 The Smart Grid information system shall prevent users from circumventing malicious code protection capabilities. (NIST SG.SI-3)							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS cyber assets, where possible						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.1.4 Malicious code protection mechanisms in the Smart Grid information system shall be centrally managed.							
Type of control	Design, Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS malicious code protection mechanisms						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.1.5 The use of mechanisms to centrally manage malicious code protection must not degrade the operational performance of the Smart Grid information system							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS malicious code protection mechanisms						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.1.6 The Smart Grid information system shall employ spam protection mechanisms at system entry points and at workstations, servers, or mobile computing devices on the network to detect and take action on unsolicited messages transported by electronic mail, electronic mail attachments, Web accesses, or other common means.							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	SGIS entry points, workstations, servers, mobile computing devices on SGIS network, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.2 Smart Grid Information System Monitoring Tools and Techniques							
15.2.1 The Contractor shall employ mechanisms to allow events on the Smart Grid information system to be monitored to detect attacks, unauthorized activities or conditions, and nonmalicious errors. (NIST SG.SI-4)							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Devices on SGIS network; information obtained from intrusion monitoring tools						
Responsibility	Contractor						
Comment	Includes implementation of a security event monitoring system and intrusion detection system.						
15.2.2 In response to detected activity, the Smart Grid information system shall notify a defined list of incident response personnel							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS intrusion monitoring tools						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.2.3 The Contractor shall configure the Smart Grid information system to protect information obtained from intrusion monitoring tools from unauthorized access, modification, and deletion.							
Type of control	Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Applied to	information obtained from intrusion monitoring tools						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.2.4 Individual intrusion detection tools shall be interconnected and configured into a Smart Grid system-wide intrusion detection system using common protocols.							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS intrusion detection system						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.2.5 The Smart Grid information system shall provide a real-time alert when indications of compromise or potential compromise occur.							
Type of control	Design, Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.2.6 The Smart Grid information system prevents users from circumventing host-based or network-based intrusion detection and prevention capabilities.							
Type of control	Design, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS host based IDS/IPS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.3 Security Alerts and Advisories							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
15.3.1 The Smart Grid information system shall receive Smart Grid information system security alerts, advisories, and directives from external organizations. (NIST SG.SI-5)							
Type of control	Design, Procedure						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS operations						
Responsibility	Contractor to assist PEA in determining appropriate information sources and procedure to receive						
Comment	Security information on all SGIS components and systems must be monitored.						
15.3.2 The Smart Grid information system shall generate and disseminate internal security alerts, advisories, and directives as deemed necessary. (NIST SG.SI-5)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system, and security information obtained by personnel from other sources						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.3.3 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to disseminate security alert and advisory information throughout the organization. (NIST SG.SI-5)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS security information and event management system / intrusion detection system, and security information obtained by personnel from other sources						
Responsibility	Contractor						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Comment							
15.4 Security Functionality Verification							
15.4.1 The Smart Grid information system provide the capability to allow the organization, upon Smart Grid information system startup and restart, to verify the correct operation of security functions within the Smart Grid information system. (NIST SG.SI-6)							
Type of control	Capability, Procedure						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS security functions						
Responsibility	Contractor						
Comment	(2)						
15.4.2 The Smart Grid information system shall notify the management authority when anomalies are discovered. (NIST SG.SI-6)							
Type of control	Capability						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SGIS SIEM						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.4.3 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to provide notification of failed automated security tests. (NIST SG.SI-6)							
Type of control	Capability, Configuration, Procedure						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.4.4 The Smart Grid information system shall employ automated mechanisms to support management of distributed security testing. (NIST SG.SI-6)							
Type of control	Capability, Configuration, Procedure						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Cyber assets, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.5 Software and Information Integrity							
15.5.1 The Smart Grid information system shall monitor and detect unauthorized changes to software and information, where feasible. (NIST SG.SI-7)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Integrity Verification System for SGIS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.5.2 The Smart Grid information system shall employ centrally managed integrity verification tools, where feasible. (NIST SG.SI-7)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Integrity Verification System for SGIS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.5.3 The Smart Grid information system shall employ automated tools that provide notification to designated individuals upon discovering discrepancies during integrity verification, where feasible. (NIST SG.SI-7)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Integrity Verification System for SGIS						
Responsibility	Contractor						
Comment							
15.6 Information Input Validation							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
15.6.1 The Smart Grid information system shall employ mechanisms to check the accuracy, completeness, validity, and authenticity of information input to the system. (NIST SG.SI-8)							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	Software, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment	Software engineering practices should assure that invalid input is detected and acted upon in a safe and secure manner.						
15.7 Error Handling							
15.7.1 The Smart Grid information system shall, in accordance with NIST SG.SI-9, identify error conditions, and generate error messages that provide information necessary for corrective actions without revealing potentially harmful information that could be exploited by adversaries.							
Type of control	Capability, Configuration						
Where applied	AMI/MDMS/OP						
Applied to	SIEM and software, where feasible						
Responsibility	Contractor						
Comment	The extent to which the Smart Grid information system is able to identify and handle error conditions is guided by organizational policy and operational requirements; (2)						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Book 7: Non-Functional Requirements							
1 Quality Assurance and Testing							
1.1 Quality Assurance Program							
1.1.1 The Contractor shall employ documented and rigorous Quality Assurance (QA) techniques and practices throughout this project.							
1.1.2 The QA program shall cover the preparation of all Project deliverables, including documentation, hardware, software, and support as they align with PEA's requirements.							
1.1.3 The QA program shall provide for the minimization of defects, the early detection of actual or potential deficiencies, timely and effective corrective action, and a method to track all such deficiencies.							
1.1.4 Contractor shall provide PEA with their documented quality assurance standards, policies, and procedures at the start of the project.							
1.2 Inspection							
1.2.1 PEA shall be allowed access to the Contractor's facilities during component design, system design, manufacturing, and testing and to any facility where hardware or software is being produced that will be delivered as part of this project.							
1.2.2 The Contractor shall provide office facilities, equipment, and documentation necessary to complete all inspections and to verify that the product is being fabricated and maintained in accordance with the Specification.							
1.2.3 PEA shall be allowed to review, verify, and visit any of the Contractor's products, designs, facilities, or locations as well as any subcontractor's products, designs, facilities, or locations with minimal (7 days) notice and at any time during the project schedule.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.2.4 PEA shall be allowed to review and verify the functional implementation of software informally at the Contractor's facilities and/or a subcontractor's facilities in conjunction with scheduled project meetings at no additional cost to PEA.							
1.2.5 Mutually agreed to agendas, goals, and predicted outcomes shall be delivered to PEA prior to each demonstration, and the results shall be recorded as part of the project documentation.							
1.2.6 PEA shall be allowed to witness any component testing and/or system testing prior to the formal Factory Acceptance Test.							
1.2.7 PEA shall be allowed to inspect and/or audit the Contractor's hardware and software quality assurance standards, procedures, and records. Documents identified in the approved software quality assurance plan will be inspected to verify that the Contractor has performed the required quality assurance activities.							
1.2.8 The inspection rights shall apply to any subcontractors developing new hardware and/or software for inclusion in the project, as well as those subcontractors providing customized hardware and/or software. These requirements shall not apply to subcontractors supplying standard computer or peripheral equipment and standard, offthe-shelf products.							
1.3 Test Responsibilities							
1.3.1 Both PEA and the Contractor shall designate, in writing and prior to the start of the factory test, the test coordinators.							
1.3.2 Each coordinator, i.e. PEA and Contractor, shall be responsible for ensuring that the tests are conducted in accordance with PEA's requirements and the approved Test Plans.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.3.3 The coordinators shall each have the authority to make binding commitments for their employer such as approvals of test results and scheduling for variance corrections or, as a minimum, to cause such commitments to be expeditiously made.							
1.3.4 The Contractor shall be responsible for all structured factory tests unless otherwisestated in this Specification document, including the conduct of the tests and all record keeping and document production.							
1.3.5 The Contractor shall support factory and Site testing by supplying staff and documentation to assist with test setup and configuration as required to meet the project Test Plans.							
1.3.6 PEA shall support the factory testing by supplying staff to execute the structured test procedures as well as performing the unstructured testing under the Contractor's supervision.							
1.3.7 The unstructured testing shall be performed by PEA throughout the factory testing period, and shall not be limited by the functional areas being tested or the setup or data requirements for the tests.							
1.3.8 Contractor shall submit the test plan and test procedures to PEA for approval.							
1.3.9 Contractor shall perform all tests and document all test results and record all issues and track their resolutions for PEA review and approval.							
1.3.10 PEA reserves the right to witness or perform any or all structured and unstructured site tests. Contractor shall document the test results even when PEA performs the tests.							
1.3.11 The Contractor shall support the Site testing by supplying staff to monitor the tests.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.3.12 The Contractor shall provide at least one relevant subject matter expert (per functional area being tested) from their staff to be on-site during these structured and unstructured Site tests.							
1.3.13 The Contractor shall be responsible for all maintenance (hardware and software supplied by the Contractor) throughout all of the testing periods.							
1.4 Test Documents							
1.4.1 Test Documents General Requirements							
1.4.1.1 The Contractor shall provide test plans, procedures, and records for all tests for contractually required features and functionality.							
1.4.1.2 The Contractor shall ensure that each test is comprehensive and verifies the proper performance of the features and functionality under test.							
1.4.1.3 All requirements in the Specification shall be subject of a test to assess whether the requirement has been delivered in accordance with the Specification.							
1.4.1.4 The test plans and test procedures shall emphasize the testing of each functional requirement by cross referencing the test plans and procedures to the specific requirements in the Specification, by the checking of error conditions, by documenting the simulation techniques used, and by stating the acceptance criteria for each test.							
1.4.1.5 The test plans and test procedures shall be modular to allow individual test segments to be repeated as necessary.							
1.4.1.6 All test plans and test procedures for standard, modified standard, and custom functions shall be submitted to PEA for review no later than two months prior to the preliminary factory test.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.4.1.7 All the test documents shall be subject to the document review and approval process as required by PEA.							
1.4.1.8 PEA shall approve test plans and test procedures no later than two weeks prior to the preliminary factory test.							
1.4.1.9 PEA shall develop any additional test plans and procedures for the unstructured testing performed during factory testing and during site testing.							
1.4.1.10 The Contractor shall recommend, and approved by PEA, bug-tracking tools for managing test cases and test results, documenting defects and for source code configuration and versioning.							
1.4.2 Test Plans							
1.4.2.1 Contractor shall develop the test plans, with advice from PEA as needed, and submit the plans to PEA for approval.							
1.4.2.2 The test plans shall include (1) The schedule for each set of tests to be conducted.							
1.4.2.3 The test plans shall include (2) The responsibilities of the Contractor, and PEA personnel to conduct each set of tests, including the assignments of personnel to perform and record the tests, the provision of test equipment and data, and reporting of the test results.							
1.4.2.4 The test plans shall include (3) Any forms to be completed as part of the tests and the instructions for completing the forms.							
1.4.2.5 The test plans shall include (4) Procedures for monitoring, correcting, and testing variances.							
1.4.2.6 The test plans shall include (5) Procedures for controlling and documenting all changes made to the hardware and software after the start of testing, including regression testing methodology.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.4.2.7 The test plans shall include (6) Block diagrams of the hardware test configuration, including the Contractor- and the PEA-supplied equipment, external communication channels, and any test or simulation hardware.							
1.4.2.8 The test plans shall include (7) Identification of automation tools and scripts used for testing. The Contractor shall deliver these tools and scripts together with their user manual documentations to PEA as a project deliverable.							
1.4.2.9 The test plans shall include (8) The goal and expected results of the set of tests, as they relate to the requirements.							
1.4.2.10 The test plan shall describe all temporary hardware and/or simulations to be employed for each test.							
1.4.2.11 Test plans shall be provided for the preliminary Factory Acceptance Test (pre-FAT).							
1.4.2.12 Test plans shall be provided for the Factory Acceptance Test (FAT).							
1.4.2.13 Test plans shall be provided for the Full Functional Test (FFT).							
1.4.2.14 Test plans shall be provided for the Site Acceptance Test (SAT).							
1.4.3 Test Procedures							
1.4.3.1 The test procedures shall describe the methods and processes to be followed in testing the system.							
1.4.3.2 The test procedures shall be modularized, such that individual functions can be independently tested and so that the testing proceeds in a logical manner.							
1.4.3.3 The test procedures shall include (1) The name of the function to be tested.							
1.4.3.4 The test procedures shall include (2) A list of test segments to be performed and a description of the purpose of each test segment.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.4.3.5 The test procedures shall include (3) The set-up and conditions for each segment, including descriptions of the hardware and software being tested, the test equipment required for monitoring and/or simulation, and the data to be supplied by the Contractor and by PEA.							
1.4.3.6 The test procedures shall include (4) Descriptions of the techniques and scenarios to be used to simulate system field inputs and controlled equipment.							
1.4.3.7 The test procedures shall include (5) Descriptions, listings, and instructions for all test software tools, scripts, and displays required for the procedure.							
1.4.3.8 The test procedures shall include (6) Step-by-step descriptions of each test segment,including the inputs and user actions for each test step.							
1.4.3.9 The test procedures shall include (7) The expected results for each segment, including the pass/fail criteria.							
1.4.3.10 The test procedures shall include (8) Forms for the recording of test results, including pass/fail status and observations made by the personnel conducting the test.							
1.4.4 Test Records							
1.4.4.1 Complete records of all test procedures performed, including the results of each test shall be maintained by the Contractor and provided to PEA upon acceptance of the test.							
1.4.4.2 Contractor shall maintain a test completion log with PASS/FAIL and approval signatures.							
1.4.4.3 The records shall be keyed to the test procedures.							
1.4.4.4 The test records shall include (1) Reference to the appropriate test procedures.							
1.4.4.5 The test records shall include (2) Date(s) of the test and the test duration.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.4.4.6 The test records shall include (3) Description of any test conditions, input date, or user actions differing from that described in the test procedure.							
1.4.4.7 The test records shall include (4) Test results for each test segment including a passed/failed indication and a record that each step was performed, including copies of any displays used to adequately demonstrate the test results. All information recorded during the test such as measurements, calculations, and times shall be included in the test results.							
1.4.4.8 The test records shall include (5) Identification and signature of the representatives of PEA and the Contractor who performed and witnessed the test.							
1.4.4.9 The test records shall include (6) Provision for comments by PEA 's representatives.							
1.4.4.10 The test records shall include (7) References to all variance reports generated.							
1.4.4.11 The test records shall include (8) Copies of reports, display copies, and any other softcopy or hardcopy generated as part of the test.							
1.5 Variance (Findings/Defects) Recording and Resolution							
1.5.1 Variance Records							
1.5.1.1 The record of each variance shall include (1) The time and date of the initial discovery of the variance.							
1.5.1.2 The record of each variance shall include (2) A variance number – a unique, sequential number assigned when the variance is entered into the tracking system.							
1.5.1.3 The record of each variance shall include (3) An identification of the person submitting the variance and the names of any other witnesses or knowledgeable Contractor or PEA staff.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.5.1.4 The record of each variance shall include (4) An identification of the system component, such as a hardware item or software function, including version or build number, against which the variance is being written.							
1.5.1.5 The record of each variance shall include (5) An identification of the test plan and/or procedure, as applicable. The stage or step of the plan or procedure where the variance occurred shall be identified.							
1.5.1.6 The record of each variance shall include (6) An overview of the variance suitable for use in keyword searches.							
1.5.1.7 The record of each variance shall include (7) A detailed description of the variance, including a print-screen hardcopy wherever possible.							
1.5.1.8 The record of each variance shall include (8) Responsibility for resolution of the variance (Contractor or PEA).							
1.5.1.9 The record of each variance shall include (9) Identification of progress through the appropriate variance state(s):							
a) Open (recorded but not scheduled for further action)							
b) Assigned (scheduled for further action)							
c) Pending (the variance has been resolved but not tested)							
d) Closed (PEA has accepted the resolution)							
e) Cancelled (not a variance, not repeatable, etc.)							
f) Deferred (will be addressed or fixed in next product release by the Contractor)							
1.5.1.10 The record of each variance shall include (10) The date of assignment and/or change of a variance into each variance state.							
1.5.1.11 The record of each variance shall include (11) A mutually agreeable variance severity level assignment.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.5.1.12 The Contractor shall incorporate the use of the severity level definitions by PEA on this project.							
1.5.1.13 The record of each variance shall include (12) A description of the variance resolution, including identification of all hardware, software, and documents modified or otherwise changed, plus the names of the Contractor and/or PEA staff involved with the resolution.							
1.5.1.14 The record of each variance shall include (13) A record of all testing performed.							
1.5.1.15 The record of each variance shall include (14) Identification of PEA staff accepting the variance resolution and the date of acceptance.							
1.5.2 Schedule for Variance Correction							
1.5.2.1 The Contractor and PEA shall meet as necessary to review the variance list.							
1.5.2.2 Each new variance opened since the previous meeting shall be scheduled for correction at the meeting.							
1.5.2.3 For Severity 1 defects, Contractor will provide PEA updates (email and/or teleconference) at least every 4 hours, until a mutually agreeable plan for resolution, including temporary workaround if any, has been approved by PEA. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.5.2.4 For Severity 2 defects, Contractor will provide PEA access to a ticketing system and reports with up to date defect status. Outstanding defects will be discussed during structured project reviews, to occur no less frequently than once per quarter. Remediation timelines, or other disposition (such as upgrading /downgrading severity level), will be determined as part of this process. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.							
1.5.2.5 For Severity 3 defects, Contractor will provide PEA access to a ticketing system and reports with up to date defect status. Outstanding defects will be discussed during structured project reviews, to occur no less frequently than once per two quarters. Remediation timelines, or other disposition (such as upgrading/downgrading severity level), will be determined as part of this process. The awarded Contractor will discuss and agree upon these details with PEA before the start of the project.							
1.5.3 Variance Resolution							
1.5.3.1 A variance shall be deemed resolved only upon written acceptance of the correction by PEA.							
1.5.3.2 Prior to submitting the corrected variance for acceptance by PEA, the Contractor shall take all reasonable steps to verify that the correction has resolved the variance and the Contractor shall update the variance record to reflect the corrective action taken.							
1.5.3.3 PEA shall then schedule any testing to be performed in conjunction with the Contractor.							
1.5.3.4 A variance shall be deemed accepted only after PEA has tested the corrected variance to its satisfaction.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.5.3.5 The Contractor shall support any and all testing deemed necessary by PEA to verify the corrections.							
1.6 Test Schedule							
1.6.1 General Test Schedule Requirements							
1.6.1.1 The Contractor shall provide a detailed test schedule for the testing of the system (may include unit testing, but not limited to, preliminary Factory Acceptance Test, Factory Acceptance Test, Full Functional Test, and Site Test) that is consistent with the overall project schedule.							
1.6.1.2 The test schedule shall allow sufficient time throughout the testing period for unstructured testing by PEA.							
1.6.1.3 The time reserved for unstructured test for each functional module shall be included in the test plan.							
1.6.1.4 Unstructured testing opportunities shall be made available to PEA on request. This time may be used by PEA to perform additional tests that are needed to investigate potential problems detected during structured testing.							
1.6.1.5 The test schedule shall cover the testing of all aspects and components of the system, including interfaces to other systems and to components supplied by PEA, and shall be subject to PEA approval.							
1.6.2 Test Initiation							
1.6.2.1 The Contractor shall provide all plans and procedures for the test to PEA for approval prior to the beginning of each testing period.							
1.6.2.2 The Contractor shall provide all relevant documentation, including project documents, to PEA for review or approve prior to the beginning of each testing period.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.6.2.3 A copy of all relevant documentation including design and maintenance documents, user manuals, test plans, and test procedures shall be located in the test floor staging area prior to the beginning of each testing period.							
1.6.2.4 Before any test, all operating system parameters, files, and configuration information shall be saved to archive media so that the system operating environment can be recreated.							
1.6.2.5 Before any test, all database, display, and report definitions shall be saved to archive media so that the databases, displays, and reports can be recreated if necessary.							
1.6.2.6 Before any test, all source code libraries shall be saved to archive media so that software can be regenerated if necessary.							
1.6.2.7 Before starting the Factory Acceptance Test, the preliminary Factory Acceptance Test shall have been successfully completed, and the Contractor shall have submitted to PEA written certification that the preliminary Factory Acceptance Test was successfully completed.							
1.6.2.8 Before starting the Full Functional Test (FFT), all Severity Level 1, 2, and 3 variances shall have been corrected and verified to the satisfaction of PEA.							
1.6.2.9 PEA shall retain the right to disapprove initiation of a testing period if the proper documentation is not provided by the Contractor and/or PEA determines that variances have not been fully integrated and tested by the Contractor.							
1.6.3 Test Completion							
1.6.3.1 A test shall be deemed to be successfully completed only when all of the following items have occurred:							
1) The predicted test outcome has been successfully demonstrated							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2) All variances have been resolved to the satisfaction of PEA, or a mutually agreeable mitigation plan has been defined.							
3) All test records have been transmitted to PEA.							
4) PEA acknowledges, in writing, successful completion of the test.							
1.6.4 Test Supervision							
1.6.4.1 If PEA believes, at any time, that the quantity or severity of variances warrants suspension of any or all testing, the test shall be halted, remedial work shall be performed, and the test shall be repeated at no additional cost to PEA.							
1.6.4.2 The repeat of the test shall be scheduled for a date and time mutually agreed upon by both the Contractor and PEA.							
1.7 Modifications During Testing							
1.7.1 No changes shall be made to the system after Full Functional Test (FFT) has started without the express authorization of PEA. (This requirement does not apply to pre-FAT and FAT.)							
1.7.2 The Contractor shall carefully control the test environment so that all changes can be readily identified and so that any changes installed for any purpose can be removed and the previous test environment restored.							
1.7.3 PEA shall have the right to suspend testing, to revert to a previous version of any software or hardware, and to restart any testing previously performed if, in its opinion, changes have been made to the system under test without authorization or that the changes made were deemed to impact on previously completed tests.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.7.4 The Contractor shall establish and document a formal change control and configuration management process for identification, control, and reporting of any changes made to hardware, software, and documentation at any time during the project, including after shipment to PEA’s site.							
1.8 Preliminary Factory Acceptance Testing							
1.8.1 The preliminary Factory Acceptance Test (pre-FAT) is a complete dry run of the FAT, following the approved test plans and procedures.							
1.8.2 The Contractor shall use the pre-FAT to detect and resolve any design, integration, database, display, and performance problems prior to the FAT.							
1.8.3 The Contractor's project manager shall sign off on each test.							
1.8.4 The completed test results shall be sent to PEA for inspection before PEA 's personnel travel to the Contractor's facilities for the FAT.							
1.8.5 All tests shall be conducted using the PEA-specific databases unless PEA authorizes the Contractor to use a test database.							
1.8.6 The Contractor shall notify PEA at least thirty days prior to the start of the pre-FAT, and PEA shall have the option to witness all or parts of it.							
1.8.7 The Contractor shall notify PEA when the pre-FAT has been successfully completed and system is ready for FAT.							
1.8.8 The Contractor shall provide a certificate of successful completion of the pre-FAT that is signed by its executive management stating that pre-FAT test was successfully completed and the system is ready for Factory Acceptance Test (FAT).							
1.9 Factory Acceptance Test							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.9.1 General Factory Acceptance Tests Requirements							
1.9.1.1 The Factory Acceptance Test (FAT) shall be tested and conducted at the awarded Contractor's manufacturer/supplier/sub-contractor factories located in Country of Origin described in the Price Schedule section and/or PEA's defined locations, e.g. PEA Data Centre, both based on the approval of PEA.							
1.9.1.2 The Factory Acceptance Test (FAT) shall include, but not be limited to: (1) Functional test and (2) Unstructured test, of the AMI system based on the approval of PEA.							
1.9.1.3 The Contractor shall perform comprehensive functional testing.							
1.9.1.4 The Contractor shall provide interfaces to or simulation of devices and interfaces that are not available for factory acceptance test.							
1.9.1.5 The PEA-supplied field equipment that may be in operational service cannot be used for factory acceptance test and shall be realistically simulated in a test environment by the Contractor during formal Factory Acceptance Test (FAT).							
1.9.1.6 The simulation software for FAT shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable upon successful completion of the Factory Acceptance Testing.							
1.9.2 Functional Test							
1.9.2.1 The test procedures shall take into account all additional test equipment and shall ensure that the additional equipment does not create false test results.							
1.9.2.2 The functional test shall rigorously exercise all functions and devices, both individually and collectively, and shall verify the correct functional operation of all software.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.9.2.3 The functional test shall include (1) Verification of all required functionalities of the AMI system, based on the approval of PEA.							
1.9.2.4 The functional test shall include (2) Verification of proper acquisition, processing, and storage of data from appropriate sources, and verification of protocol and data exchanges with all external systems that will interface with the system, based on the approval of PEA. Where necessary, the Contractor shall provide appropriate simulations of the external systems; such simulations must themselves be verified before being used.							
1.9.2.5 The functional test shall include (3) Verification of user interface functions, based on the approval of PEA.							
1.9.2.6 The functional test shall include (4) Demonstration of the security, based on the approval of PEA.							
1.9.3 Unstructured Test							
1.9.3.1 The unstructured tests shall be performed during the functional test period in the factory at the discretion of PEA.							
1.9.3.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.							
1.10 Full Functional Test							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.1 Full Functional Test General Requirements	Once the winner of the Contractor is selected, the awarded Contractor shall prepare for the Full Function Testing (FFT) before the actual implementation and deployment of the system. The awarded Contractor shall pass the FFT before proceeding with any field work of the project. PEA shall define the guideline of full functional test for the first lot of meter installation. In the FFT test, the Contractor shall prepare at least 15 sets of smart meters with 5 sets for each smart meter brand, in which the amount of CT-operated smart meters is 3 sets and CT-VT operated meters is 2 sets. The Contractor shall also prepare at least 15 sets of 4G/3G modems, in which the amount of the first 4G/3G modem brand is 8 sets, and the second 4G/3G modem brand is 7 sets.						
1.10.1.1 The Full Functional Test (FFT) shall be tested and conducted at PEA's defined locations, e.g. PEA Data Centre or Contractor's facility, based on the approval of PEA. The testing site of FFT shall represent an overall environment of the project deployment areas.							
1.10.1.2 The Full Functional Test (FFT) shall include, but not be limited to: (1) Equipment test, (2) Functional and Interface test, (3) Performance test, (4) Stability test, (5) Cyber Security Test and Audit, and (6) Unstructured test, based on the approval of PEA.							
1.10.1.3 The Contractor shall perform comprehensive functional testing and realistic performance, response, and system stability testing.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.1.4 The Contractor shall provide interfaces to or simulation of all devices and interfaces that are not available for factory acceptance test. This includes hardware ultimately to be provided by PEA (e.g., workstations, network equipment, firewalls, etc.), or hardware previously shipped to PEA as part of this project.							
1.10.1.5 The PEA-supplied field equipment that may be in operational service cannot be used for full functional test and shall be realistically simulated for all aspects of testing in staging and/or test environment, including functionality, performance response and stability, by the Contractor during Full Functional Test (FFT).							
1.10.1.6 The temporary hardware and/or simulation devices and/or software shall be provided and delivered, as a discretion of PEA, to PEA as a project deliverable upon successful completion of the Full Functional Test (FFT).							
1.10.1.7 The FFT shall allow PEA to test the proposed solutions and capabilities that are essential to mitigate possible barriers or problems in the fields.							
1.10.1.8 All key functionalities shall be included in the FFT system setup.							
1.10.1.9 PEA shall identify the FFT testing site at the time of project award.							
1.10.1.10 The FFT shall be tested in the Staging (preferred) or Development/Training (alternative) environment.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.1.11 From a theoretical perspective, the FFT should include all data exchanges and functions that will be in the final installation. The best FFT would be an entire staging system; however, it may be impractical. It is the selected Contractor's responsibility to investigate the site and provide comments to PEA if any concern.							
1.10.2 Equipment Test							
1.10.2.1 The equipment test shall verify that the Contractor's solution includes all required equipment, that the equipment is properly configured, and that the equipment can successfully execute the diagnostic programs provided.							
1.10.2.2 The equipment tests shall include a visual inspection for proper workmanship, including cables, connectors, serial numbers, and labelling.							
1.10.2.3 The assembly drawings and configuration drawings shall be verified during equipment test.							
1.10.2.4 The equipment tests shall verify that the specified capacity and expansion requirements have been satisfied.							
1.10.3 Functional and Interface Test							
1.10.3.1 The test procedures shall take into account all additional test equipment and shall ensure that the additional equipment does not create false test results.							
1.10.3.2 The functional and interface tests shall rigorously exercise all functions and devices, both individually and collectively, and shall verify the correct functional operation of all hardware and software.							
1.10.3.3 The functional and interface tests shall include (1) Verification of all required functionality of the system, including, at least but not limited to, the HES, MDMS, NMS, MOMS, Customer Energy Portal systems, and ESB, based on the approval of PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.3.4 The functional and interface tests shall include (2) Verification that all software has been correctly sized and meets PEA's capacity requirements, based on the approval of PEA.							
1.10.3.5 The functional and interface tests shall include (3) Verification of proper acquisition, processing, and storage of data from appropriate sources, and verification of protocol and data exchanges with all external systems that will interface with the system, basedon the approval of PEA. Where necessary, the Contractor shall provide appropriate simulations of the external systems; such simulations must themselves be verified before being used.							
1.10.3.6 The functional and interface tests shall include (4) Verification of all user interface functions, based on the approval of PEA.							
1.10.3.7 The functional and interface tests shall include (5) Verification of the proper operation of local and wide area network devices, including routers, gateways, switches, and the network as a whole by monitoring network traffic using diagnostic procedures and reconfiguration tests, based on the approval of PEA.							
1.10.3.8 The functional and interface tests shall include (6) Verification of communications maintenance capabilities including diagnostics, communications maintenance and exception management, based on the approval of PEA.							
1.10.3.9 The functional and interface tests shall include (7) Verification of all hardware maintenance capabilities, based on the approval of PEA.							
1.10.3.10 The functional and interface tests shall include (8) Verification of the redundancy and failure recovery schemes of the system, based on the approval of PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.3.11 The functional and interface tests shall include (9) Verification of the proper response of the system to at least the following abnormal situations, based on the approval of PEA: (a) Loss and restoration of processors and servers (b) Loss and restoration of user interface equipment (c) Loss and restoration of archive storage devices (d) Loss and restoration of external subsystems (e) Loss and restoration of input power (f) Loss and restoration of communication network processors (g) Loss and restoration of any other peripheral devices (h) Loss and restoration of local and wide-area network elements (I) Detection of and recovery from communication errors (simulated by Contractor)							
1.10.3.12 The functional and interface tests shall include (10) Demonstration of the security of the entire system from unauthorized access, based on the approval of PEA.							
1.10.3.13 The functional and interface tests shall include (11) Verification that changes of system time will not prevent the system from operating properly and that the system can correctly handle the beginning of a new day, month, and year; leap years, leap seconds and the change in century and decade; and changes to and from Daylight Savings Time, based on the approval of PEA.							
1.10.3.14 The functional and interface tests shall include (12) Documentation verification that will verify that all documentation to be delivered with the system is present and meets the requirements, based on the approval of PEA.							
1.10.4 Performance Test							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.4.1 The performance test shall verify that the specified performance requirements are met, based on the approval of PEA.							
1.10.4.2 Simulation shall be provided by the Contractor, where necessary, to create the conditions for the specified performance scenarios, i.e., base conditions, steady state, normal activity, high activity state (typical disturbance), and “worst-case” catastrophic state scenario, based on the approval of PEA.							
1.10.4.3 The simulations shall include realistically simulating communications bandwidth and path delays between PEA sites.							
1.10.4.4 The simulations shall be documented in the test plan and tested first to verify that the desired activity is being simulated.							
1.10.4.5 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.							
1.10.4.6 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing.							
1.10.5 Stability Test							
1.10.5.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, based on the approval of PEA.							
1.10.5.2 No hardware or software changes, patches, or modifications shall be allowed during the stability test.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.5.3 The duration of the stability test shall cover any daily and/or weekly changes that may occur during normal operation.							
1.10.5.4 All chronological time sensitive functions shall be initiated during the stability test.							
1.10.5.5 The stability test will be considered successful if no critical function ceases to perform for any period of time, no major hardware failure occurs, no failover occurs, and no restarts occur within the test period, based on the approval of PEA.							
1.10.5.6 Major hardware failure is defined for the purpose of this test as the loss of network, hardware such as a server, disk, user workstation, etc. Non-repetitive device failures of printers, monitors, etc., are not considered major failures.							
1.10.5.7 During stability test, the Contractor shall exercise the system (with simulated inputs, events, and conditions) in a manner that approximates an operational environment under various PEA load scenarios, based on the approval of PEA.							
1.10.5.8 PEA shall augment the simulated activity with unstructured user actions during this test, based on the approval of PEA.							
1.10.5.9 PEA shall not purposely cause any hardware or software failure, that is, failover and restart testing will not be done during this test.							
1.10.6 Cyber Security Testing and Audit							
1.10.6.1 The Contractor shall perform a cyber-security audition per functional requirements by a professional audition company or organization, by which the Contractor shall solely bear all expenses related to such cyber-security audition, and be approved and witnessed by PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.6.2 It shall be verified that, for all system assets, security event monitoring is enabled and functioning per functional requirements.							
1.10.6.3 It shall be verified that network ports not required for operation have been disabled.							
1.10.6.4 A virus and malware scan of the system shall be performed to verify that all virus and malware scanning tools are enabled and using the most up-to-date virus signature patterns.							
1.10.6.5 It shall be verified that all software not required for operation has been removed or disabled.							
1.10.6.6 All signature files used by the software integrity schema shall be regenerated.							
1.10.6.7 It shall be verified that all software not required for operation has been removed or disabled.							
1.10.6.8 The use of shared accounts shall be minimized and that all users with access to a shared account be documented.							
1.10.6.9 PEA shall reserve the right to audit the Contractor’s cyber security training and background checks for all Contractor staff to be sent to PEA’s site and all staff remaining at the Contractor’s facility who have access or will work on the system.							
1.10.6.10 Access privileges assigned to user accounts shall be restricted to those needed to perform the user's tasks and be approved by management							
1.10.6.11 All users shall receive security awareness and acceptable use training prior to being allowed physical and electronic access to system assets.							
1.10.6.12 All users shall receive and passed security background checks prior to being allowed physical and electronic access to system assets.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.10.6.13 All data flows within the system, including communications paths and protocols shall be documented.							
1.10.7 Unstructured Test							
1.10.7.1 The unstructured tests shall be performed during the functional and performance test periods as well as during the stability test at the discretion of PEA.							
1.10.7.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.							
1.11 Site Acceptance Test							
1.11.1 Site Acceptance Test General Requirements							
1.11.1.1 The Site Acceptance Tests shall include, but not limited to the installation test, thefunctional test, the performance test, and the unstructured test.							
1.11.1.2 The Site Acceptance Tests shall be conducted at PEA after shipment and installation of the system, based on the approval of PEA.							
1.11.2 Installation Test							
1.11.2.1 The installation test shall be conducted by the Contractor							
1.11.2.2 The installation test shall include a repetition of the equipment test performed in the factory, but performed in the field and interfacing with actual field equipment and devices.							
1.11.2.3 The Contractor shall load MOMS and other field operation software and start the system in the PEA test environment.							
1.11.2.4 At the option of PEA, all MOMS and other field operation software shall be recompiled from the source or distribution media.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.11.2.5 In cooperation with PEA, the Contractor shall attach the MOMS and other field operation software to communications facilities for all data sources and other systems that interface with the AMI system.							
1.11.2.6 The Contractor shall provide initialization, configuration, and preliminary tuning of MOMS and other field operation software.							
1.11.3 Functional Tests							
1.11.3.1 The site functional tests shall be comprised of a subset of the functional tests performed in FFT.							
1.11.3.2 The functional tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.							
1.11.3.3 These tests shall be extended as necessary to test functions simulated during the FAT and FFT, such as communications with all field devices and all other systems that interface with the system. In this case, Contractor shall work with PEA to plan for the extended tests.							
1.11.3.4 Unstructured tests shall also be employed, as necessary, to verify overall operation of the system under actual field conditions.							
1.11.4 Performance Tests							
1.11.4.1 The site performance tests shall be comprised of the performance tests performed in FFT, but interfacing with actual field equipment that may not have been available during FFT testing.							
1.11.4.2 The performance tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.							
1.11.4.3 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.11.4.4 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing							
1.11.5 Stability Test							
1.11.5.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, similar to those conducted during FFT.							
1.11.5.2 The Contractor shall assist PEA in stability test as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.							
1.11.6 Unstructured Tests							
1.11.6.1 The unstructured tests shall be performed during both the functional and performance test periods.							
1.11.6.2 The Contractor shall assist PEA in unstructured tests as required by PEA.							
1.12 System Performance Test							
1.12.1 Performance Tests							
1.12.1.1 The site performance tests shall be comprised of the performance tests performed in SAT with the achievement of the system performance requirements in section 1.8.2 of Book 2 AMI System, but interfacing with actual field equipment that may not have been available during SAT testing.							
1.12.1.2 The performance tests to be performed shall be proposed by the Contractor and approved by PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.12.1.3 Execution of the performance tests shall be automated as much as possible so that test runs can be reproduced.							
1.12.1.4 The simulation tools, applications, and documentation used by the Contractor to create the simulated environments shall be provided and delivered to PEA as a project deliverable for use in development of subsequent simulation environments for additional testing							
1.12.2 Stability Test							
1.12.2.1 A 200-hour continuous run of the system (under various PEA load scenarios) shall be performed after successful completion of the functional and performance tests, similar to those conducted during SAT.							
1.12.2.2 The Contractor shall assist PEA in stability test as required by PEA; this assistance will be primarily in the form of helping the set-up of the test, explaining the best procedures to run the test, assisting with monitoring tools, and explaining all unexpected results.							
2 Training Requirements							
2.1 Training Requirements Framework							
2.1.1 Contractor shall prepare and deliver a comprehensive training program on the operation and maintenance of the project.							
2.1.2 Contractor shall present its methodology for training development and delivery for each impacted PEA audience.							
2.1.3 Contractor shall present its approach on flexibility, expandability, and scalability of the training product.							
2.1.4 Contractor shall present its methodology for the delivery of incremental training for future changes to the AMI for C&I Systems product and its associated components (i.e. firmware upgrades, integration of new functions, etc.)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.1.5 Contractor shall furnish training document for system operating, programming, and troubleshooting documents.							
2.1.6 Contractor-supplied documentation and training materials shall enable PEA to carry out its own training as it requires after the initial Contractor training round.							
2.2 Scope of Training							
2.2.1 General Scope							
2.2.1.1 The training curriculum shall comprehensively train PEA's staff on all hardware and software to be provided.							
2.2.1.2 This training shall cover the theory of design and operation, use-cases, maintenance, and installation of upgrades or new releases of these products. The Contractor shall provide extensions to all subcontractor-provided training that covers how these products are used, the specific features of these products implemented, and features that cannot be used if any.							
2.2.2 Self-Study Courses							
2.2.2.1 PEA prefers classroom style courses for all training. Self-study training using books and video-based training may be used as supplementary training only. A copy of any books and video files used in training shall be provided to PEA as part of the training documents.							
2.2.3 Recording of Courses							
2.2.3.1 PEA shall be permitted to make video and audio recordings of all training classes. PEA will use these recordings solely for internal instruction purposes and will not release the recordings to third parties.							
2.3 Training Documents							
2.3.1 Training Documents General Requirements							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.3.1.1 The Contractor shall provide a detailed training plan for PEA's approval that supports the implementation and phasing of the project and considers the knowledge required by PEA's own project team to facilitate their participation in the Project.							
2.3.1.2 The Contractor shall be responsible for the preparation and production of all course materials.							
2.3.1.3 Training documents shall be subject to PEA's Documentation Review and Approval process.							
2.3.2 Training Plan							
2.3.2.1 The training plan shall be prepared in cooperation with PEA such that it supports the project implementation schedule and phasing of the project deliverables.							
2.3.2.2 The training plan shall consider the availability of PEA personnel.							
2.3.2.3 A logical sequence of courses shall be arranged.							
2.3.2.4 The training plan shall list each course to be taken, the dates for the course, and the expected number of students to attend.							
2.3.2.5 Training plan shall be scheduled to minimize the loss of knowledge through lack of use.							
2.3.2.6 Training shall be scheduled so that there will not be long periods of time between training and the use of the training.							
2.3.2.7 The training plan shall be constructed such that some training can be completed prior to the start of Full Functional Test (FFT), based on the approval of PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.3.2.8 The Contractor and PEA shall conduct a Training Needs Analysis during the design phase to develop a best fit training plan for the PEA team. This will enable the Contractor to work with PEA to design a training plan that leverages the PEA team's existing knowledge and skill-set and focuses primarily on new, upgraded, and specific content.							
2.3.3 Course Descriptions							
2.3.3.1 The Contractor shall provide a description of all courses offered by the Contractor and its Sub-contractors for PEA’s approval.							
2.3.3.2 The course descriptions shall include (1) the course name (and number if applicable).							
2.3.3.3 The course descriptions shall include (2) a brief description of the course.							
2.3.3.4 The course descriptions shall include (3) a description of the intended audience for the course.							
2.3.3.5 The course descriptions shall include (4) a description of the relation of the course to others in the training plan.							
2.3.3.6 The course descriptions shall include (5) the duration of the course.							
2.3.3.7 The course descriptions shall include (6) a breakdown of the course schedule, identifying classroom, laboratory, and hands-on periods.							
2.3.3.8 The course descriptions shall include (7) a list of the training materials to be supplied.							
2.3.3.9 The course descriptions shall include (8) a list of reference material to be used in the course.							
2.3.3.10 The course descriptions shall include (9) a list of any prerequisite training or experience expected of the students.							
2.3.3.11 All the course descriptions shall be included in the training plan.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.3.4 Course Material							
2.3.4.1 Contractor shall provide all necessary training materials, including course manuals and reference materials.							
2.3.4.2 Individual copies of the training materials shall be provided to each trainee.							
2.3.4.3 One set of the training materials shall be provided for PEA archives.							
2.3.4.4 Class materials, including documents sent before the training classes and class handouts, shall become the property of PEA.							
2.3.4.5 Contractor shall permit unrestricted reproduction of the material by PEA for internal use.							
2.3.4.6 All course materials shall be distributed to the students at least two weeks prior to the course.							
2.4 Instructor Qualifications							
2.4.1 Course instructors shall have demonstrated technical competence in the subject and previous instructing experience.							
2.4.2 The Contractor shall submit the qualification of the instructors as per training course in the training plan for PEA's approval.							
2.4.3 PEA prefers instructors who are subject matter experts with experience in presenting the course material (as opposed to hardware or software developers who have never presented courses).							
2.4.4 The Contractor may use the developer as the instructor for project elements produced specifically for this contract. The developer shall use appropriate training staff as resources when developing the training course and materials.							
2.4.5 Contractor shall have the OEM-provided training on their products directly.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.4.6 Contractor shall remain responsible for selecting OEM-provided courses, coordinating their delivery, and ensuring that all training objectives are met.							
2.4.7 In addition to the above, if the course instructor is not proficient in the Thai language, PEA would prefer that the Contractor also provides an interpreter, with relevant technical background, to help the instructor deliver his presentation as efficiently and effectively as possible.							
2.5 Training Curriculum	The training curriculum presented in this clause is intended to describe the contents of the training when viewed as a whole. The subjects covered by individual courses may differ as long as the overall objectives are satisfied.						
2.5.1 Seminar							
2.5.1.1 Two types of Seminar shall be given, referred to herein as the Seminar for Technical Support Group and the Seminar for Executives.							
2.5.1.2 Seminar for Technical Support Group							
2.5.1.2.1 This Seminar shall be the very first course in the training sequence. The seminar shall constitute an introductory class for PEA personnel who typically will participate in the project as members of the project team or as managers with a special interest in the project.							
2.5.1.2.2 Most of the attendees will also attend The Contractor's subsequent training courses. Thus, the Seminar for Technical Support Group shall present not only a general overview of the project, but also details related to understanding the architecture, its functions and technology, the project schedule and its various phases, how the project will be implemented, the role to be played by PEA personnel, and the training they will receive.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.5.1.3 Seminar for Executives							
2.5.1.3.1 In contrast to the Seminar for Technical Support Group, the Seminar for Executives shall not be scheduled until the Site Acceptance Test has been performed.							
2.5.1.3.2 The seminar shall provide ample opportunity for free interchange between The Contractor and PEA personnel. Many of the attendees will include managers concerned with system operations. Thus, the seminar shall provide a high level overview of the functions and technology with particular emphasis on the project's objectives, the results achieved, and how the system should be operated and managed.							
2.5.2 Database and Display Building							
2.5.2.1 The database and display building courses shall be scheduled to coincide with the delivery of the Development Systems.							
2.5.2.2 The courses shall teach trainees how to prepare the input data to define the operating environment, to build the database and displays, and to prepare the database administrator to maintain and modify the database and its structures.							
2.5.2.3 The courses shall include classroom instruction reinforced by hands-on-training in the form of workshops making full use of the Development System facilities.							
2.5.2.4 The workshops shall be used to bridge the gap between understanding the conceptual and theoretical aspects of building databases and displays and being able to actually build such databases and displays. These workshops shall utilize PEA's actual data, displays, and models to ensure that PEA is properly engaged in database and display building activities.							
2.5.3 Information Management							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.5.3.1 The Information Management courses shall be designed to train PEA personnel in the use of the Information Management capabilities, including selections of items to be archived, calculations associated with historical data, and report building features.							
2.5.3.2 These courses shall be especially oriented for those of PEA personnel who develop and maintain displays, reports, and calculations relating to Information Management data and for those PEA personnel who maintain the system as an enterprise-wide resource.							
2.5.4 System Administration and Programming							
2.5.4.1 The System Administration and Programming course shall consist of several components in order to train PEA personnel, as software engineers, to perform all system administration tasks as well as to maintain the system from both an administration and detailed programming perspective.							
2.5.4.2 Administration at System Level: This component shall familiarize the trainees with the procedures necessary to operate the system as an integrated entity, to recognize and respond to system malfunctions, and to perform system level maintenance functions.							
2.5.4.3 Administration at Operating System Level: This component shall prepare the trainees to manage and maintain the system at the operating system level.							
2.5.5 Communications Software							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.5.5.1 The Contractor shall provide training on the communications between data sources, the communications network software used within the context of its local area network (LAN), wide area networks (WAN), and on the interfaces or communications links with external subsystems and networks.							
2.5.5.2 Training shall be provided for both Contractor and subcontractor supplied software and communications products.							
2.5.6 Application Software							
2.5.6.1 The Contractor shall provide training on application software. Each application course shall be organized to be responsive to PEA's specific requirements and shall be regarded as an extension to the standard courses that are provided.							
2.5.7 Portable Devices							
2.5.7.1 This course shall cover the operation of the portable devices that PEA personnel will use.							
2.5.8 Hardware Maintenance							
2.5.8.1 This course shall teach the trainees the basic theory and operation of each hardware component and the essential knowledge and skills required to maintain and troubleshoot.							
2.5.8.2 The course shall include entry-level training in the use of operating system skills, an introduction to the critical directories and files that drive the operating system, and a discussion of the related software, system boot process, networking concepts, and terminology for computer hardware.							
2.5.8.3 The level of training shall be commensurate with PEA’s intent to keep the system in continuous working order using its own staff following acceptance of the system. The training shall be provided on actual equipment or on similarly configured systems.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2.5.8.4 The course shall be designed for the hardware maintenance technician, who has computer maintenance experience, but no detailed knowledge of the specific hardware.							
2.5.9 On-the-Job Training							
2.5.9.1 To supplement formal training, PEA will locate staff at the factory site as well as at PEA project sites to participate in an on-the-job training (OJT) program. In this respect, The Contractor propose a comprehensive OJT program where the main objective is to train PEA personnel in system integration and development, hardware maintenance, database and display generation (including system data import and export capabilities), and all details concerning the software.							
2.5.9.2 Final details of the OJT program shall be agreed upon prior to contract signing, based on PEA's approval.							
3 Documentation							
3.1 General Documentation Requirements							
3.1.1 Documentation shall be provided for all equipment and functions provided by the Contractor as part of this procurement.							
3.1.2 All documentation shall be in Thai or English depending on the type of documentation. In general, user manuals and design documents shall be in Thai or English.							
3.1.3 The documentation shall describe the AMI for C&I systems, including all of its hardware, software, and interfaces, and shall cover functionality, design, testing, configuration, installation, system startup, operations, and maintenance.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.1.4 The Contractor shall provide documentation to enable PEA to have complete operational and maintenance knowledge of the AMI for C&I systems so that after the system has been installed and accepted, PEA's technical staff may use, modify, and maintain the system with minimal assistance from the Contractor.							
3.2 Document Delivery							
3.2.1 Product documentation shall be provided on CD-ROM or electronic media in PDF and native format such as MS Word, AutoCAD, etc.							
3.2.2 Contractor shall allow PEA to make further copies, electronic or hardcopy of product documentation as required for their own use.							
3.2.3 Custom documents shall be provided in Microsoft Word format, during the review process.							
3.2.4 Custom documents shall be provided in both Microsoft Word and PDF formats when finalized.							
3.2.5 Documents shall be delivered in two phases: (1) Approval documents, submitted for PEA's review and approval, and (2) Final documents.							
3.2.6 Contractor shall provide documents to PEA as softcopy on magnetic or electronic media or by electronic transfer (for example, electronic mail or ftp).							
3.2.7 Final documents shall be delivered on hardcopy, on-line on the development environment, and on softcopy on CD-ROM or DVD or Flash Drive.							
3.3 Document Review and Approval							
3.3.1 General Document Review and Approval Requirements							
3.3.1.1 All documents provided pursuant to this contract shall be subject to review and approval by PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.3.1.2 All system designs, implementation plans, test plans and test procedures, and training plans shall be approved by PEA.							
3.3.2 Scope of Reviews and Approvals							
3.3.2.1 The acceptance or approval of any documents by PEA shall not relieve the Contractor of the responsibility to meet all of the requirements of the contract or of the responsibility for the correction of the documents.							
3.3.2.2 The Contractor shall have no claim for additional costs or extension of time on account of delays due to revisions of the documents that may be necessary for ensuring compliance with the contract.							
3.3.2.3 All deliverable documentation shall be revised by the Contractor to reflect the delivered AMI and other systems.							
3.3.2.4 Any modifications resulting from the Factory Acceptance Test (FAT), Full Functional Test (FFT), and Site Acceptance Test (SAT) shall be incorporated in this documentation.							
3.4 System Requirements Matrix							
3.4.1 Contractor shall assist PEA when PEA is unable to clearly identify the traceability within the Requirements Matrix.							
3.5 Hardware Documentation							
3.5.1 List of Deliverable Hardware							
3.5.1.1 The list shall itemize each hardware item and include equipment configuration information.							
3.5.1.2 The configuration information shall be sufficient so that PEA can procure an identical item from the manufacturer.							
3.5.1.3 The list shall include network names and addresses (or these shall be included in the network configuration diagram).							
3.5.1.4 The list shall include a space for PEA to enter equipment identification for their own purpose.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.5.2 Equipment Configuration Diagram							
3.5.2.1 The equipment configuration diagram shall depict the logical interconnection of all of the Contractor-supplied equipment and its connection to the PEA-supplied equipment.							
3.5.2.2 The equipment configuration diagram shall use the same terminology as the list of deliverable hardware so that the correspondence between the two can be readily determined.							
3.5.3 Network Configuration Diagram							
3.5.3.1 The network configuration diagram shall show the design of the local and wide area networks designed by the Contractor as well as the communications network supplied by PEA.							
3.5.3.2 Both logical and physical depictions shall be provided for the network supplied by the Contractor. Only a logical depiction is required for the network supplied by PEA.							
3.5.4 Interconnection List							
3.5.4.1 In the interconnection list, the physical interconnections among the AMI for C&I systems components, other than those shown on the network configuration diagram, shall be depicted.							
3.5.4.2 In the interconnection list, each cable shall be identified, along with its terminations.							
3.5.5 Site Installation Drawings and Procedures							
3.5.5.1 The site drawings shall depict the physical arrangement of the AMI for C&I systems components.							
3.5.5.2 The drawings and procedures shall include (1) Equipment physical drawings showing dimensions, cabinet internal arrangements, and the size and weight of each enclosure.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.5.5.3 The drawings and procedures shall include (2) Unpacking, moving, handling, and other installation details.							
3.5.5.4 The drawings and procedures shall include (3) The location of external connections including types and sizes of connectors.							
3.5.5.5 The drawings and procedures shall include (4) Input power and grounding requirements.							
3.5.5.6 The drawings and procedures shall include (5) Environmental requirements.							
3.5.5.7 Cabinet drawings showing required cabinet internal layout shall be provided							
3.5.5.8 OEM documentation shall be provided.							
3.5.6 Hardware Maintenance Manual							
3.5.6.1 The hardware maintenance manual shall describe the preventive maintenance and restorative procedures required to maintain the equipment in good operating condition.							
3.6 Software Documentation							
3.6.1 Software Documentation General Requirements							
3.6.1.1 The Contractor shall provide PEA with user documentation for all third party software components of the AMI for C&I systems.							
3.6.2 List of Deliverable Software							
3.6.2.1 The list of deliverable software shall itemize each software item and include version and license information.							
3.6.2.2 The distribution media for each software item shall be identified.							
3.6.2.3 The list of deliverable software shall indicate for each item whether source code is supplied.							
3.6.2.4 An interoperability report consisting of Contractor supported software versions versus 3rd party software and OS versions versus hardware versions shall be provided.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.2.5 An interoperability report shall note supported patch levels of 3rd party products that are supported.							
3.6.3 User Manual and/or Guide							
3.6.3.1 A user manual or user guide shall describe the use of the functions of the software.							
3.6.3.2 The user manual shall include screen shots and/or block diagrams designed to help the user navigate the functions of the software.							
3.6.3.3 The user manual shall include troubleshooting hints and an introduction or overview of the main functions.							
3.6.3.4 For third party software, the Contractor shall provide the standard user manual normally supplied with the software.							
3.6.3.5 For software produced for the AMI for C&I systems project such as MOMS, Customer Energy Portal, etc., the Contractor shall supply a user manual.							
3.6.4 Upgrade and Patch Management Plan							
3.6.4.1 For third party software, the Contractor shall deliver an upgrade and patch management plan describing the OEM's recommended practice for obtaining and installing upgrades and patches.							
3.6.5 Software Development Standards							
3.6.5.1 The Contractor shall document the development standards used to develop the AMI for C&I systems and other related software.							
3.6.5.2 The standards used to develop any PEA custom software shall be described as appropriate, e.g. CMMI level 3 for MOMS and Customer Energy Portal.							
3.6.6 Database Definition							
3.6.6.1 The database definition shall identify the characteristics of all AMI for C&I systems and other related systems' databases.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.6.2 The database definition shall include (1) The name or identification of the database.							
3.6.6.3 The database definition shall include (2) A description of the intended use of the database, including backup and recovery, archiving, data security, file and file layouts. If the database is specific to a single application, the application shall be identified.							
3.6.6.4 The database definition shall include (3) A description of the organization of the database (the database schema or model, including type, size and possible values for each field, relationship, index, procedure, function, trigger, etc.)							
3.6.6.5 The database definition shall include (4) A description of each field of each data item.							
3.6.6.6 The database definition shall include (5) Instructions for generating and populating the database.							
3.6.6.7 The database definition shall include (6) Details of programming interfaces. This shall encompass access methods, address schemes, and read, write, and modify actions.							
3.6.6.8 The database definition shall include (7) Initialization description – How or by what software is the data initialized and to what value(s).							
3.6.6.9 The database definition shall include (8) Details of maintenance actions.							
3.6.7 Software Functional Description							
3.6.7.1 The software functional description shall describe the functions to be performed by each software module from the standpoint of a user. (Software functional descriptions are also referred to as user guides.)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.7.2 The software functional description of the AMI for C&I systems and other related software shall be clearly described so that it can be understood without understanding the detailed operation of each software module.							
3.6.7.3 Software functional descriptions shall be used as the first step in the design of a custom (for example, new functionality).							
3.6.7.4 It shall have sufficient information for PEA to determine that the new functionality will meet the requirements of the contract.							
3.6.7.5 The software functional description shall include (1) Functional description.							
3.6.7.6 The software functional description shall include (2) Performance requirements.							
3.6.7.7 The software functional description shall include (3) Resource requirement.							
3.6.7.8 The software functional description shall include (4) User interface.							
3.6.7.9 The software functional description shall include (5) Software interface requirements.							
3.6.7.10 The software functional description shall include (6) Data requirements.							
3.6.7.11 The software functional description shall include (7) Error messages.							
3.6.7.12 The software functional description shall include (8) Diagnostic messages.							
3.6.7.13 The software functional description shall include (9) Maintenance and expansion procedures.							
3.6.7.14 1) Functional description – A narrative description of each program. Where appropriate, solution algorithms shall be described							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.7.15 2) Performance requirements – The execution periodicity, processing capacity, and tuning and execution parameters that control or limit the capabilities of the software							
3.6.7.16 3) Resource requirement – The expected minimum requirements for main memory, auxiliary memory, processor capacity, and other resources required by the software							
3.6.7.17 4) User interface – A description of the interface used to control the software, including all user inputs and program responses							
3.6.7.18 5) Software interface requirements – A description of the logic interfaces with other programs							
3.6.7.19 6) Data requirements – A description of all data models, data and databases accessed by the software, including execution parameters							
3.6.7.20 7) Error messages – A concise description of all error messages and possible corrective actions							
3.6.7.21 8) Diagnostic messages – Where the software generates a record of its internal operations, the messages shall be described							
3.6.7.22 9) Maintenance and expansion procedures – A description of either maintenance procedures or expansion procedures that is relevant to maintenance of the program or expansion of the program.							
3.6.7.23 It is PEA's strong preference that software functional descriptions are provided as a soft copy and on-line documentation.							
3.6.8 Detailed Design Document							
3.6.8.1 The detailed design documents are a second level of detail to the software functional descriptions.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.8.2 For customized software, i.e. MOMS, Customer Energy Portal, etc., the Contractor shall first deliver a software functional description for approval by PEA.							
3.6.8.3 After approval of software functional description, the Contractor shall produce a detailed design document for approval by PEA.							
3.6.8.4 Production of the software shall proceed after approval of the detailed design document.							
3.6.8.5 A detailed design document shall relate to a single software functional description.							
3.6.8.6 The detailed design documentation shall include the precise design information needed for planning, analysis, and implementation of the software.							
3.6.8.7 The detailed design documentation shall include (1) the divisions of the software design entities.							
3.6.8.8 The detailed design documentation shall include (2) a dependency description specifying the dependent entities, their coupling and required resources, an interface description providing details of external and internal interfaces not provided in the software functional description.							
3.6.8.9 The detailed design documentation shall include (3) a detailed design description containing the internal details of each design entity.							
3.6.8.10 The detailed design documentation shall provide a detailed description of how the software will support the functions described in the software functional description.							
3.6.8.11 The detailed design documentation shall include a diagram of the software indicating major modules and an overview of the operation of each module.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.8.12 The detailed design documentation shall describe data structures and flow, and a diagram or description of the manner in which the modules interface with other modules.							
3.6.8.13 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (1) Program abstract.							
3.6.8.14 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (2) General technical description of the module.							
3.6.8.15 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (3) The module logic, documented by standard diagramming conventions based on the Unified Modelling Language (UML).							
3.6.8.16 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (4) External interfaces to the program including applicable calling sequences.							
3.6.8.17 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (5) Initialization considerations.							
3.6.8.18 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (6) Identification of any databases referenced or modified.							
3.6.8.19 For each software module, the detailed design documentation shall include the following items (7) Error codes and error handling processes.							
3.6.8.20 Each program module, including subroutines, shall be sufficiently documented to allow an experienced programmer (with supervision of the designer) to perform the coding of the module, as well as allow PEA personnel to maintain such software in the future.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.6.8.21 All job control files (batch or make files) required for compilation, assembly, and linking of each program shall be documented in detail as part of the detailed design documentation.							
3.7 System Maintenance Manual							
3.7.1 The System Maintenance Manual shall describe all user procedures necessary to build and maintain the software system of the AMI for C&I systems and other related software.							
3.7.2 The System Maintenance Manual shall include complete instructions on performing a system generation from sources for all processors.							
3.7.3 The System Maintenance Manual shall provide information on optimizing system performance.							
3.7.4 The System Maintenance Manual shall describe the hierarchy of disk directories used by AMI for C&I systems and other related software, and the location of all categories of files: including executable programs, displays, databases, sources, build files, etc.							
3.7.5 The System Maintenance Manual shall describe the procedures to configure the computer system of AMI for C&I systems and other related software, and backup the system.							
3.7.6 The System Maintenance Manual shall include documentation of the distributed system software supporting the configuration control function, data integrity, startup, restart, and the network management subsystem.							
3.7.7 The System Maintenance Manual shall provide a list of the Internet Protocol (IP) addresses of all devices in a manner compatible with PEA's security standards and shall describe the procedures for upgrading or adding additional servers, loggers, storage devices, and other peripheral devices.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.7.8 The System Maintenance Manual shall include detailed user information on all supported tools and utilities supplied with the system to assist in diagnosing internal system issues and integrity as well as interface and communication troubleshooting tools.							
3.7.9 The System Maintenance Manual shall provide detailed information on troubleshooting all processors and processes of the AMI for C&I systems and other related software.							
3.7.10 The System Maintenance Manual shall describe the use of error logs, the meaning of all program-generated error or informational messages, and the recommended response to these messages.							
3.7.11 The System Maintenance Manual shall explain what the user should do to save information after a processor or process failure, and shall describe the procedures to gather this information to allow the user to communicate in an informed manner with maintenance personnel.							
3.7.12 The System Maintenance Manual shall include a description of the procedures to restore normal operation after a failure of the AMI for C&I systems and other related software.							
3.8 User Manual							
3.8.1 General User Manual Requirements							
3.8.1.1 The user manuals shall be organized for quick access to each detailed description of the user procedures that are used to interact with the AMI for C&I systems and other related software functions.							
3.8.1.2 The user manuals shall present in a clear and concise manner all information that a user needs to know to understand and operate the AMI for C&I systems and other related software satisfactorily.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.8.1.3 The user manuals shall make abundant use of screen snapshots to illustrate the various procedures.							
3.8.2 Database Editor's Manual							
3.8.2.1 The Database Editor's Manual shall describe the procedures to define, build, edit, extract, archive, load and expand all the databases of the AMI for C&I systems and other related software.							
3.8.2.2 The Database Editor process shall be covered by training guides.							
3.8.2.3 The database software description guide shall contain information describing how an administrator may define and add new attributes to an existing database entity.							
3.8.2.4 The database software description guide shall describe how to restore any database to a previously saved version if the database had been corrupted.							
3.8.3 Display Editor's Manual							
3.8.3.1 (if applicable) The Display Editor's Manual shall describe and fully illustrate the capabilities of the Display Editor, including procedures to auto-generate and edit single line displays for the AMI for C&I systems and other related software and to link display fields with entities in the database of the AMI for C&I systems and other related software.							
3.8.3.2 (if applicable) The Display Editor's Manual shall describe how to generate new device symbols.							
3.8.3.3 (if applicable) The Display Editor's Manual shall present a clear description of the principles behind zooming and decluttering, and shall explain how the user can assign declutter levels to display elements in order to achieve a satisfactory decluttering upon zooming.							
3.8.3.4 The Contractor shall furnish (1) System operating, programming, and troubleshooting document.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.8.3.5 The Contractor shall furnish (2) Component documentation – hardware units.							
3.8.3.6 The Contractor shall furnish (3) Documentation of software and operating system (OS) components including application programming interface (API) documentation that is approved by PEA before system delivery.							
3.8.3.7 The Contractor shall furnish (4) Documentation of panel and system wiring and connections.							
3.8.3.8 The Contractor shall furnish (5) Data flow diagrams showing message types and paths.							
3.8.3.9 The Contractor shall furnish (6) Source code for Contractor-supplied programs shall be supplied, or maintained in an escrow arrangement that assures PEA access to source code if the Contractor is no longer able or willing to support or modify the code.							

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
AMI Meter/Device Management															
A4	MOMS	MDMS or HES	Meters to be installed, including Customer Number, Installation ID, and Meter ID (PEA Number)	Cyber security: MDMS or HES will match the Meter ID with the meter self-registered data and only allow communcations with the meter if there is a match. Meter ID/PEA Number is then linked to Customer Number. This interface is used both for bulk AMI meter installations during the AMI deployment project and for new meter installations in daily operations	Supplier internal product integration	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
A5	MDMS or HES	HES or MDMS	Meter installation and configuration data	Meter and other endpoint device self-discovery and self-registration. Assumption: The user will use MDMS or HES user interface to review exceptions, e.g. meters supposedly installed but not communicating/registered for too long, self-registered meter ID does not match list from SAP WMS, etc.	Supplier internal product integration	Event driven, upon receipt of meter data	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
A6	SAP (CS)	MOMS	User Information Initial Master and Updated Database, Billing Reset Date Change, Tarriff Rate Change, and CT/VT Ratio Change	User information update in MOMS' database will be automatically changed upon the receipt of user information data from SAP (CS). Billing reset date change, Tarriff rate change, and CT/VT ratio change will be updated in MOMS' database upon the receipt of meter data from SAP (CS) after the approval of PEA.	ESB Interface	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
A7	MOMS	MDMS or HES	Billing Reset Date Change and Tarriff Rate Change	MDMS or HES will use this information to update the Billing Reset Date and Tarriff Rate when they are changed by PEA via MOMS.	Supplier internal product integration	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
A8	MDMS or HES	MDMS or HES	Billing Reset Date Change and Tarriff Rate Change	MDMS or HES will update the Billing Reset Date and Tarriff Rate follwing the change trigger generated by HES or MDMS, respectively.	Supplier internal product integration	Event driven, upon receipt of meter data	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
Customer Service & Billing															
B1	SAP (ISU)	MDMS	Billing cycle/schedule and meter reading order	Billing read schedule: initial bulk load of data and daily incremental updates. Meter reading order is triggered based on the meter reading schedule by SAP.	Batch via FTP	Daily	Initial Account Data: 150,000 accounts. Daily incremental update: 150,000 accounts	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
B2	MDMS	HES	Meters scheduled for billing reads	Schedule AMI to do billing reads. Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Supplier internal product integration	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
B3	HES	MDMS	Billing reads	Meter reads to be processed for billing. Processing includes validation, estimation and editing (VEE). Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Supplier internal product integration	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
B4	MDMS	SAP (ISU)	Billing reads	Meter read data for bill processing. Conceptually, all available AMI meters shall be read within one day. Frequency of 150,000 daily is for each billing-group.	Batch via FTP	Daily	150,000 daily	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
B5	HES	MDMS	Interval data, meter and endpoint diagnostics events, meter tampering events	Data processing for load profile, revenue management (theft detection), endpoint/meter device management, etc. See functional requirement specs. Assumption: the user will use MDMS user interface to look at the interval data and meter events.	Supplier internal product integration	-	Supplier design to meet the TOR requirement	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
B6	SAP (ISU)	MDMS	Meter data read request	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	ESB Interface	Batch via FTP on Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
B7	MDMS	HES	Meter data read request	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	Supplier internal product integration	Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
B8	HES	MDMS	On-demand read results	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	Supplier internal product integration	Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
B9	MDMS	SAP (ISU)	On-demand read results	On demand reads of register data, meter log files, meter data stored in meter memory, etc.	ESB Interface	Batch via FTP daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							

gh MDMS, even though interfacing directly with HES would be acceptable.

e only. Bidder may propose alternative methods for PEA evaluation.

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
Meter Ping Management									General Note on AMI Interfaces: PEA prefers that the AMI interfaces with other systems would go through General Note on Interface Method: The interface methods included in Appendix A are for reference						
C1	MDMS	HES	Meter ping request	On demand pinging of a selected set of meters to see if the meters have power and communication ready. Assumption: Users will use MDMS interface to do the pinging.	Supplier internal product integration	On-demand/Event driven: upon on-user-request ping	Varies from ten events per day to thousands events per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
C2	HES	MDMS	Meter ping request	Ping results - status indication a) meter has power, b) cannot communicate with meter, or c) meter has no power. Assumption: Users will use MDMS to look at the ping results.	Supplier internal product integration	Event driven	Varies from ten events per day to thousands events per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
Inspection & Maintenance Work															
D1	SAP (PM)	MOMS	Inspection and maintenance work order	Dispatch work to field crews. Include work assignment information such as location and facilities/equipment information. This interface covers only preventive maintenance.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
D2	MOMS	SAP (PM)	Inspection and maintenance work results	MOMS to provide user interface on mobile devices to capture start/end time, inspection and maintenance results, including equipment and installation condition, test measurements, etc. Interface to send data to SAP PM for recording and analysis.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
D3	MOMS	SAP (PM)	Preventive maintenance materials replacement information	MOMS to provide user interface on mobile devices to enter information on equipment and materials replacement as part of preventive maintenance and send the data to SAP PM for reporting.	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
Bulk/New Meter Installation (Bulk/Ongoing Normal Operations)															
A1	SAP (WM)	MOMS	Meter service work order to MOMS for planned work (Customer Information, CA Number, PEA Number of all devices, Installation ID, PEA staff ID, etc.)	The planned work order will be created for the following work: installation (ติดตั้งใหม่), exchange (โอนเปลี่ยนเจ้าของ), replacement (สับเปลี่ยนมิเตอร์(เพิ่ม/ลดขนาด)), and removal (ถื้อถอน)	ESB Interface	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
A2	MOMS	SAP (WM)	Meter service work order to SAP (WM) for unplanned work (Customer Information, CA Number, PEA Number of all devices, Installation ID, PEA staff ID, etc.)	The unplanned work order will be created for the following work: inspection (ตรวจสอบมิเตอร์) and repair (สับเปลี่ยนชำรุด)	ESB Interface	Batch via FTP on Event driven	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
A3	MOMS	SAP (WM)	Meter service work order status and report	MOMS to send the work information related to completing the work order, including start/finish time, installer information, meter exchange information, etc, to SAP (WM).	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
F1	MOMS	SAP (DM)	New meter installation and exchange data	MOMS to provide user interface on mobile device to capture new and exchange meter data, including CIS, device information, meter configuration settings, register reads of old meter, register reads of new meter, etc, to SAP (DM).	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
F2	MOMS	GIS	New meter installation and exchange data	GPS Coordinates for precise location of installed meters (bulk/new meter installations in bulk/normal operations) - Meter ID (PEA Number), Location ID (Installation ID), Customer No., GPS Coordinates, etc.	Batch via FTP	Daily	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							

No.	From System	To System	Data	Application/Purpose	Preferred Method	Trigger	Data Frequency (for AMI for C&I project)	Applicable Standards	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
										Compliance Status	Standard Equipment Status				
Distribution Operations Support															
E1	MDMS	DMS	Load profiles, Voltage profiles, and other related values of a virtual meter and an individual meter (to be defined by PEA No. or Customer No.)	PEA will define a set of virtual meters, i.e. a collection of AMI meters, and an individual meter (to be defined by PEA No. or Customer No.) for SCADA DMS operator load flow and feeder reconfiguration optimization use in MDMS. MDMS will send the load profiles, voltage profiles, and other related values of the virtual meters (aggregation of load profiles, voltage profiles, and other related values of meters included in each virtual meter) and the individual meter to DMS.	ESB Interface	On user request	Hundreds per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval. IEC61968 CIM is preferrable.							
AMI Network Management System (NMS)															
E2	AMI NMS	MOMS	4G/3G cellular communication network monitoring and management	Provide 4G/3G cellular communication network monitoring and management information, such as SIM status, for analysis and follow-up.	Supplier internal product integration/ Mobile Operator	On user request/Event driven	Thousands per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
AMI-AMR System Integration															
E3	AMR	MOMS	AMR Monitoring System, AMR Maintenance System, AMR Time Management System	Provide the system integration between AMI-MOMS and AMR systems, including AMR Monitoring System, AMR Maintenance System, and AMR Time Management System. PEA and Contractor will define the scope of integration in full details after the contract signed.	Supplier internal product integration/ System Integration	On user request/Event driven	Thousands per day	Manufacturer Design based on PEA's Approval.							
Initial Information for Meter Installation			Initial Data File consists of 1. Customer Information System (CIS): CA No., Installation ID, Adress, CT/VT, billing date, rate category, TSIC 2. Device Information: Meter PEA No., Modem PEA No., Modem IP, Modem Serial Number. CIS will be prepared by PEA. Device Information will be prepared by the contractor. The complete initial file will be uploaded to MOMS manually as the initial master database for MOMS.												

Requirement	PEA	Contractor	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
				Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix B: Cyber Security Responsibility									
Policies and Procedures									
General Cyber Security Policies and Procedures	✓	✓							
Recommendations for Smart Grid Policies and Procedures		✓							
Access Control									
Account Management	✓	✓							
Access Enforcement	✓	✓							
Least Privilege		✓							
Unsuccessful Login Attempts		✓							
Smart Grid Information System Use Notification		✓							
Previous Logon Notification		✓							
Concurrent Session Control		✓							
Session Lock		✓							
Remote Session Termination		✓							
Remote Access		✓							
Wireless Access Restrictions		✓							
Access Control for Portable and Mobile Devices		✓							
Control System Access Restrictions		✓							
Publicly Accessible Content	✓	✓							
Passwords		✓							
Security Access and Event Log		✓							

Requirement	PEA	Contractor	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
				Compliance Status	Standard Equipment Status				
Awareness and Training									
Security Awareness Training	✓	✓							
Audit and Accountability									
Auditable Events	✓	✓							
Content of Audit Records		✓							
Audit Storage Capacity		✓							
Response to Audit Process Failures		✓							
Audit Monitoring, Analysis, and Reporting		✓							
Time Stamps	✓	✓							
Protection of Audit Information		✓							
Audit Record Retention	✓	✓							
Audit Generation	✓	✓							
Security Assessment and Authorization									
Smart Grid Information System Connections									
Continuous Monitoring		✓							
Configuration Management									
Configuration for Least Functionality	✓	✓							
Component Inventory		✓							
Factory Default Settings Management		✓							
Identification and Authorization									
Authenticator Management	✓								
User Identification and Role-based Authorization		✓							

Requirement	PEA	Contractor	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
				Compliance Status	Standard Equipment Status				
Device Identification and Authentication	✓								
Authenticator Feedback		✓							
Information and Document Management									
Information Exchange		✓							
Incident Response									
Incident Handling		✓							
Smart Grid Information System Backup		✓							
System Development and Maintenance									
Maintenance Personnel		✓							
Physical and Environmental Security									
Physical Access Authorizations	✓								
Physical Access	✓								
Monitoring Physical Access		✓							
Emergency Power		✓							
Location of Smart Grid Information System Assets	✓								
Risk Management and Assessment									
Risk Assessment	✓	✓							
Services Acquisition									
Software License Usage Restrictions		✓							
Security Engineering Principles	✓	✓							
Supply Chain Protection		✓							
Communication Protection									

Requirement	PEA	Contractor	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
				Compliance Status	Standard Equipment Status				
Communications Partitioning		✓							
Security Function Isolation		✓							
Denial-of-Service Protection	✓	✓							
Boundary Protection	✓	✓							
Communication Integrity		✓							
Communication Confidentiality		✓							
Use of Validated Cryptography		✓							
Public Key Infrastructure Certificates		✓							
Mobile Code		✓							
System Connections		✓							
Security Roles	✓								
Message Authenticity		✓							
Secure Name/Address Resolution Service		✓							
Fail in Known State		✓							
Smart Grid Information System Partitioning		✓							
Information Integrity									
Malicious Code and Spam Protection		✓							
Smart Grid Information System Monitoring Tools and Techniques		✓							
Security Alerts and Advisories		✓							
Security Functionality Verification		✓							
Software and Information Integrity		✓							

Requirement	PEA	Contractor	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
				Compliance Status	Standard Equipment Status				
Information Input Validation		✓							
Error Handling		✓							

Item	Requirement					Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
	User	HQ (BKK) Office	Regional Office (12 Regions)	Branch Office	Total		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix C – User Counts, AMI HES, AMI NMS, MDM, MOMS												
AMI Users account												
1	System Admin (HES, NMS, MDMS)	10	-	-	10							
2	Dev/Test (Data Engineering)	10	-	-	10							
3	End Users (HES, NMS, MDMS)	50	24	-	74							
4	End User (Demand Response Operations)	10	24	50	84	Preparing for DRMS						
5	SAP Users	5	24	-	29	Please refer to Appendix A: System Interfaces (SAP <--> MDM)						
6	Planning Engineer	5	-	-	5							
7	UI Web Server* (Customer web portal) - Simultaneous users (both PEA user and Customer User)	-	-	-	3,000							
MOMS User Count												
1	System Admin	2	-	-	2							
2	Dev/Test (Data Engineering)	15	-	-	15							
3	Dispatcher End Users (Help Desk/Initial Meter Installation System)	30	24	-	54							
4	Data Analysis	6	24	-	30							

Item	Requirement					Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
	User	HQ (BKK) Office	Regional Office (12 Regions)	Branch Office	Total		Compliance Status	Standard Equipment Status				
5	Mobile (Field Work)	30	24	1,000	1,054	Both meter installation and maintenance						
6	SAP Users	20	-	-	20	Please see Appendix A: SAP <-->MOMS interfaces						

*Note: The number of people for Training can refer to the total number of users in each item except item 7 (please see in remark column.)

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix D - Contractor Company and Product Questionnaire							
1 COMPANY INFORMATION							
1.1 CORPORATE BACKGROUND							
1. Please provide description of the company history, information of the owner and/or other companies owned by the Contractor shall be provided.							
2. Please describe Contractor's qualifications for the proposed project.							
a. The Contractor shall have at least ten (10) years in the business.							
b. The Contractor shall have at least ten (10) serving the utility industry.							
c. The Contractor shall have at least five (5) years of experience in Thailand.							
1.2 SUBCONTRACTORS	For each of the Contractor's proposed subcontractors:						
1. Please provide description of the company history, information of the owner and/or other companies owned by the Subcontractors shall be provided.							
2. Qualifications of the Subcontractor on the PEA project shall be provided.							
a. The Subcontractors shall have at least three (3) years in the business.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
b. The Subcontractors shall have at least three (3) years serving the utility industry.							
3. Role of the Subcontractor proposed for the PEA project shall be provided, including the percentage of work to be performed and/or components of the proposed solution to be provided by the Subcontractor on the PEA project.							
1.3 COMPANY ORGANIZATION							
1. Please describe Contractor's organizational structure, subcontractors' organizations, and how PEA will interface with these organizations shall be provided.							
2. The Contractor/Subcontractor shall have established organizations for product development, project delivery, product maintenance, customer support, sales & marketing, and administration/back-office support.							
1.4 OFFICES							
1. Please provide main office locations, including headquarters and production facilities of the Contractor and all Subcontractors.							
2. Contract must present a sound delivery structure of how the PEA project will be delivered and supported.							
1.5 FINANCIAL INFORMATION							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. Annual revenue information for the Contractor's company and all Subcontractors' company for the past 5 years shall be provided according to the following breakdown:							
• Total annual revenues							
• Annual revenues by AMI HES systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.							
2. Contractor shall show proof of sound and stable financial status.							
1.6 OVERALL PROJECT EXPERIENCE							
1. Please describe Contractor's and Subcontractors' qualifications for the proposed project, including AMI HES systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.							
2. The Contractor/Subcontractors combination shall have at least ten (10) years of experience in each of the following areas: AMR/AMI systems, MDM, electricity meters, AMI system and meter installations, and MOMS.							
1.7 STRATEGIC DIRECTION AND BUSINESS PLANS	A brief Corporate Mission and Vision statement, a statement of future strategic direction and objectives, short-term, and long-term business plans shall be provided.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1.8 POLICIES AND PROCEDURES	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Quality control and quality assurance process							
2. Issue tracking and resolution process							
3. Change request and change order management process							
4. Knowledge transfer to PEA approach and process							
5. Safety policies and procedures							
6. Security and information protection policies and procedures							
7. Policies and procedures regarding intellectual properties and confidential information (yours and those of PEA)							
1.9 LITIGATIONS	The Contractor or all Subcontractors shall not have any unsettled litigation filed against the company in the last 5 years. If any litigation has been filed, the Contractor shall state and describe the nature of each formal complaint and any other information you wish to disclose.						
2 PROJECT ORGANIZATION AND EXPERIENCE							
2.1 PROJECT EXPERIENCE							
1. The Contractor/Subcontractors combination shall have at least three (3) projects over the last three (3) years in each of the following areas:							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
a. AMR/AMI systems and installation (communication network and equipment, head-end system, network management system)							
b. MDM							
c. AMR/AMI electricity meters							
d. AMR/AMI meter installation (exchange from existing meters to AMI meters)							
e. MOMS (server and mobile software)							
f. System integration for all of the above areas (including experience with SAP integration)							
2. Contractor shall include at least one reference project that covers each of these functional areas:							
a. Smart metering							
b. Revenue management							
c. Energy management							
d. AMR/AMI system operations and management							
e. AMR/AMI support of distribution engineering, operations and outage management							
f. MOMS for planned work such as inspection and maintenance							
3. For each of these projects, Contractor shall provide all of the following information for reference:							
a. Name, location, and size of the utility							
b. Name, title, and contact information of at least one utility reference contact							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
c. Applications included in the project (see list in the last question)							
d. Product modules provided							
e. System interfaces implemented							
f. Approximate size of system and project (e.g. number of smart meters, number of mobile devices, etc.)							
g. Contract value in US dollars or Thai Baht							
h. Start and end dates of project							
i. Names of subcontractors assigned to the project and their roles on the project							
j. Number of Contractor and subcontractor resources assigned to the project							
k. Dollar or Thai Baht amount (increases and decreases) of costs due to change orders (issued by either the client or the Contractor), purpose of the change orders							
l. Benefits achieved by the utility as a result of the project							
m. Ongoing maintenance and support provided to the utility							
2.2 PROJECT MANAGEMENT AND TECHNICAL LEADS							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. Please describe the proposed project team structure, including key management and technical staffs. As a minimum, Contractor shall identify the proposed project manager, overall technical lead/system engineer, communication network lead, applications lead – metering, application lead – customer operations, application lead – distribution operations, application lead – field/mobile applications, system integration lead, data management lead, test lead, and training lead.							
2. Each of the team leads identified above shall have at least ten (10) years of relevant industry experience.							
3 AMI SYSTEM							
3.1 SYSTEM IMPLEMENTATION	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Delivery organization and methodology, including detailed design, development, configuration management and testing and training.							
2. The project plan, including the resources and logistics support expected from PEA.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.							
4. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.							
3.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. The overall hardware, software/application, communication, and system integration architecture and platforms for the proposed solution.							
2. Description of each component or subsystem included in the solution architecture, including functionality, product/module name and version number, years commercially available in the market, operation system and database platform supported, etc.							
3. Provisions of the proposed architecture for system scalability and extensibility.							
4. Provisions of the proposed architecture for system security and information protection.							
5. Provisions of the proposed solution to ensure forward and backward compatibility							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6. Performance benchmarks of the proposed system.							
7. Examples of your existing utility installations that have similar configurations (system dimensions, software and hardware) to what is proposed to PEA.							
8. List of utilities that have the same proposed solution architecture (including product versions used), and how many of them are still maintained and supported by Contractor.							
3.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Product direction and roadmap, and the drivers behind the roadmap, for the next 3 years shall be provided.							
2. Method of configuration management for product development and for delivery projects shall be provided.							
3. Maintenance and support organization and programs available.							
4. Percentage of your customers with systems in production that are on each maintenance and support program you offer.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
5. A typical process a utility has to go through to upgrade to a new product release, including minor and major releases shall be provided.							
6. How long are back versions supported? At least five (5) years back versions of the products should be supported.							
3.4 PRICING STRUCTURE	In addition to completing the pricing workbook for the price-performance bid for the project (บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule)), Contractor shall provide the pricing schedule for each product included in the solution, including AMI network and communication equipment, AMI Head-end System, Network Management System software, Meter Data Management Software, Customer Energy Portal, and other modules proposed. The pricing schedule shall include as a minimum the following information:						
1. Base license fee, i.e. base license fee regardless of the number of users, number of meters, number of network nodes, etc.							
2. Parameters for calculating incremental license fees (e.g. by number of concurrent user, by number of named users, by number of meters, by number of server processors, etc.)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3. Incremental license fees per unit (defined by parameters in #2 above) for each tier pricing structure (e.g. incremental license fees for the first 100,000 meters, between 100,000 and 500,000 meters, etc.)							
4. Annual maintenance and support fee, e.g., percent of license fee, for various options (e.g. bug fixes only, software updates and support, evergreen (software upgrades included), etc.							
4 SMART METERS AND METER INSTALLATION							
4.1 PROJECT PLANNING AND PROJECT MANAGEMENT	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following information request:						
1. Project planning methodology and change control procedures							
2. Smart meter installation project plan. The Contractor shall describe its installation plan in sufficient detail, including resource plan, meter installation rates, data collection and management, work and data quality control process, etc.							
3. Logistics and inventory management							
4. Ramp-up process for AMI meter installation							
5. Work quality control process							
6. Any factors that could negatively or positively impact the project schedule							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4.2 DATA MANAGEMENT	The Contractor shall provide a detailed description of the field data management process used for tracking, recording and capturing all field installation and meter configuration data, including:						
1. System interfaces and data upload to PEA							
2. Data quality control and assurance process							
3. Work order close out and data capture process.							
4.3 AMI METER INSTALLATION							
1. Installation Methodology:	The Contractor shall provide methodology used to manage and control large field installation projects involving mass deployment, frequent revisits and appointment scheduling. The Contractor shall describe your daily processes for verifying completed work, updating plans and processing all data.						
2. Installations Quality Control:	The Contractor shall provide process to ensure accurate and quality installations. The Contractor shall describe process for safely replacing meters and associated quality assurance and quality guarantees/warranty to PEA.						
3. Incorrectly Programmed Meters:	PEA is interested in the Contractor taking the financial responsibility for meter set which result in a billing error due to an incorrectly programmed meter. The Contractor shall describe approach for addressing the financial impact of an incorrectly programmed meter.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4. Electric Meter Replacement under Load:	PEA has an objective to use the Contractor's most efficient and safe meter change-out process. The Contractor shall describe in detail how you would accomplish both of these objectives and if it is possible for the change-out to occur without loss of electricity at the customer premise.						
5. Customer Contact:	PEA's objective is to make the customer impact as minimal as possible and on the other hand use the meter change-out opportunity to educate the customer on the AMI program and the benefits of AMI to them (e.g. outage restoration efficiency, energy efficiency, etc.) PEA is interested in the Contractor's experience in achieving these two goals. Please explain your procedure and experience in the following:						
a. Appointment Setting. If the Contractor's recommended solution includes appointment setting (e.g. for large apartment/condo communities), The Contractor shall describe the process that the Contractor will use to conduct this function and how it plans to communicate the appointment dates to PEA so that PEA's Customer Service Representatives (CSR) are aware of these appointments.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
b. Customer Education. Communicate the customers on the drivers and goals of PEA AMI project, and how AMI can benefit them.							
c. Customer Claims. The Contractor shall assume responsibility for claims filed by PEA's customers related to an AMI electric meter installation performed by the Contractor. The Contractor shall describe your policies and procedures for managing customer claims.							
4.4 SUPPORT SERVICES	The Contractor shall list all support services included in the proposed scope of work, such as computer equipment and office facilities, warehousing and material handling facilities, equipment staging areas, security services, maintenance and repair facilities, etc. that will be provided.						
4.5 WORK ORDER MANAGEMENT PROCESS	The Contractor shall describe methodology used to manage and control individual installations from a scheduling, completion and close out standpoint.						
1. The Contractor shall describe in detail the process for performing multiple attempts to gain access. Hard to access can include but are not limited to high security areas including locked gates of communities.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. The Contractor shall describe the advance access notification procedures and process of scheduling appointments to accomplish the required meter changes. It should be noted that PEA maintains a high-security master key system that enables access to a large population of customers along with keyed locks that are routinely provided to its customers. (PEA's Meter Reading department also maintains a significant key inventory, gate and door code / combinations required to access customer's premise.)							
3. The Contractor shall describe in detail how to minimize data errors entered by an installer, such as wrong meter number, wrong address, etc.							
4. The Contractor shall describe in detail the criteria and procedures for turning back to PEA an expected small percentage of installations where access could not be accomplished. The Contractor shall describein detail the maximum number of attempts to access these meters prior to returning them to PEA and specify additional costs for attempts beyond the maximum number of attempts.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4.6 WAREHOUSING PROCESS	The Contractor shall describe the process for securing and operating a warehousing facility including the estimated time frame to secure facility, size and location of facilities, systems capabilities, equipment and, proposed subcontracting relationships if applicable.						
4.7 SUPPLY CHAIN PROCESS	The Contractor shall describe the inventory control procedures and work flows with regards to receipt, storage and transfer of PEA's metering assets.						
4.8 BARCODE PROCESSING	The Contractor shall have capabilities to support Barcode and/or RFID technology into the Contractor's supply chain process. The Contractor shall describe its capability and experience in tracking individual meters by meter number as they flow through the logistics chain from receipt through installation.						
4.9 CYBER SECURITY AND INFORMATION PROTECTION							
1. The Contractor shall provide a process diagram illustrating how the data is moved from the handheld/ mobile device back to the Contractor's network and a network diagram illustrating location of receiving server and any network devices protecting, managing or monitoring that server.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
2. The Contractor's handheld/mobile security features shall be available to aid in preventing the data from being extracted if device is lost in the field (i.e. authentication, screen locks, time outs, encryption, etc.)							
3. The Contractor shall provide metrics on frequency of lost devices in the field and procedures to handle communication back to clients. Also include the identification process of the data lost in the device.							
4. The security of the system that will be used to store and present PEA’s customer data shall address authentication, authorization, session management, data validation, exception handling, security log reports, and encryption.							
5. The server(s) hosting PEA’s customer information shall be secured (i.e. anti-virus, hacking, security patches, intrusion detection, etc.).							
6. The Contractor shall describe the location of the server on the network and any associated network security controls that will be protecting that server (i.e. firewall walls, intrusion detection, etc.)							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
7. The Contractor shall describe its security vulnerability management procedures and how frequently the systems hosting PEA's customer information will be scanned for security vulnerabilities.							
8. In the event of a security breach to PEA's data, the Contractor shall describe the procedure for handling the breach and notification back to PEA.							
9. The Contractor shall describe how the physical security of protecting its data servers.							
10. The Contractor shall provide a network diagram illustrating the location of the servers on the network, any relevant network components surrounding that server, the data flows, and any security controls on the network.							
5 METER OPERATION MANAGEMENT SYSTEM (MOMS)							
5.1 SYSTEM IMPLEMENTATION	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Delivery organization and methodology, including detailed design, development, configuration management, and testing and training.							
2. The project plan, including the resources and logistics support expected from PEA.							
3. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
4. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.							
5.2 SYSTEM ARCHITECTURE AND PLATFORM	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. The overall hardware, software/application, mobile communication, and system integration architecture and platforms for the proposed solution.							
2. Description of each component or subsystem included in the solution architecture, including functionality, product/module name and version number, years commercially available in the market, operation system and database platform supported, etc.							
3. Provisions of the proposed architecture for system scalability and extensibility.							
4. Provisions of the proposed architecture for system security and information protection.							
5. Provisions of the proposed solution to ensure forward and backward compatibility							
6. Performance benchmarks of the proposed system.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
7. Examples of your existing utility installations that have similar configurations (system dimensions, software and hardware) to what is proposed to PEA.							
8. List of utilities that have the same proposed solution architecture (including product versions used), and how many of them are still maintained and supported by Contractor.							
5.3 PRODUCT MANAGEMENT AND SUPPORT	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Product direction and roadmap, and the drivers behind the roadmap, for the next 3 years shall be provided.							
2. Method of configuration management for product development and for delivery projects shall be provided.							
3. Maintenance and support organization and programs available.							
4. Percentage of your customers with systems in production that are on each maintenance and support program you offer.							
5. A typical process a utility has to go through to upgrade to a new product release, including minor and major releases shall be provided.							
6 SYSTEM INTEGRATION QUESTIONS	The Contractor shall provide response to this section.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
6.1 DELIVERY APPROACH AND METHODOLOGY	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						
1. Delivery approach and methodology for the whole software development lifecycle, including detailed integration design, software configuration, system integration, configuration management, testing, training, Transition and rollout, etc.							
2. Approach and process for end-to-end integration testing, performance testing, availability testing, and scalability testing,							
3. Approach and process for end-to-end process training of end-users.							
4. Approach and process in knowledge transfer of the integration design and system interfaces developed to PEA.							
5. The critical success factors and typical risks of such projects, and your risk management strategy.							
6. Recommendations that would enhance our project, minimize risk, improve quality, or reduce costs.							
6.2 SYSTEM INTEGRATION	Contractor shall provide satisfactory explanation of the following requirements:						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
1. Please describe your integration experience involving AMI HES System, MDM, MOMS, SAP, and GIS. At least one project experience for each of the integration requirements shown in the architecture diagram in Book 1 and the system interfaces in Appendix A.							
2. Please describe your experience in using a Service Oriented Architecture and Enterprise Service Bus for utility system integration.							
3. Please describe your experience in utility system integration standards, IEC 61968.							
4. Please describe your experience in integration with SAP (ISU, WMS, PM, DM, etc.)							
5. Please describe your experience in integration of distribution system and outage management systems.							
6. Please describe the proposed integration method for each of the interface requirements specified in Book 1, e.g. ESB, Point-to-Point messaging, data extraction/transformation/load, Oracle DBMS – staging tables and SQL, FTP, etc.							
7. Describe how your integration design would facilitate cyber security/information protection, scalability, modular upgradability, data loss minimization.							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix E – PEA OBIS CODE							
1. Load Profile							
1.1. General	Electricity Meter Units Load Profile management supports two instances of the IC Profile Generic.						
1.2. Load Profile 1 (1-0:99.1.0.255)	Typical purpose of load profile 1 is the consumption of record management along the time.Energy registers require a minimum of 45 days data record. The parameters for Load profile 1 are specified is Table 1.						
Table 1 – Load profile 1 parameters							
1.3. Load Profile 1 Default Capture objects	Table 2 and 3 specify the Default Captured Objects for polyphase meters.						
Table 2 – Load profile 1 polyphase (3-phase 4 wire) default capture objects	When the capture objects are the polyphase meters default captured objects, then the minimum capacity should be similarly of 45 days.						
Table 3 – Load profile 1 polyphase (3-phase 3 wire) default capture objects	When the capture objects are the polyphase meters default captured objects, then the minimum capacity should be similarly of 45 days.						
1.4. Load profile status	Load profiles have a profile status object that reflects the status of the current interval. Table14 specifies the status flags.						
Table 4 – Load profile status							
1.5. Time change							
Figure 1 – Time change inside an interval period	The load profile status with a CAD flag denotes clock adjustments that are larger than the defined synchronize limit. If the time change partially affects only one interval, the single interval is marked with the CAD flag. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 10:30 then only the 11:00 interval would be marked with the CAD flag.						
Figure 2 – Time change over an interval period	If the time is advanced over the end of an interval, the affected intervals will be marked with the CAD flag. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 11:30, then the 11:00 and 12:00 interval would be marked with the CAD flag.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Figure 3 – Time change over several interval periods	If time is advanced over several intervals, the skipped intervals will not be recorded in the load profile. For example, assuming a one-hour interval, if the time was changed from 10:20 to 13:30 then the 11:00 and 14:00 interval would be marked with the CAD flag while the 12:00 and 13:00 intervals are not recorded. Entering or leaving daylight saving time does not create any additional entries. The time stamp along with the DST status flag are sufficient for identifying the interval where the change occurred.						
1.6. Power outage							
Figure 4 – Power Outage over a Single Interval	A power outage event will affect the data stored in a load profile and should be handled in the following way. If a power outage is experienced for a portion of only one interval, then the profile status should denote a PDN flag. Figure 4 shows the example.						
Figure 5 – Power Outage over Multiple Interval	If a power outage is experienced for multiple intervals, then an entry is not recorded for intervals during the outage. Any intervals that are partially affected by the power outage will have a status of PDN. In the example shown Figure 5, an outage occurred during the 13:00 interval and the restoration occurred during the 14:00 interval, at 14:44.						
1.7. Comparison of Load profile's Captured objects between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification							
1.7.1. Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter							
Table 5 - Table of Load Profile for 3-Phase 4-Wire C&I Meter							
1.7.2. Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire C&I Meter							
Table 6 - Table of Load Profile for 3-Phase 3-Wire C&I Meter							
2. Historical registers	Electricity meter has three instances of the IC Profile Generic: - 2.1. specifies the End of Billing Period historical register,						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Figure 6 – Historical registers structure							
2.1 End of Billing Period Data (Monthly Read)							
2.1.1 Overview	End of Billing Period data are related to energy rate registers and optionally, maximum demand rate registers collected on a predefined periodic basis specified in EOB scheduler, (mostly monthly) for billing purposes. The device should store on a FIFO basis, an equivalent of one year of billing period. Aperiodic EOB Period Data may also take place by directly invoking the EOB Data script by the HES, for Customer move-in/move-out purposes. Table 7 shows the capture objects.						
Table 7 – EOB Data parameters							
2.1.2 End of Billing Period Default Captured objects	For the single phase and polyphase meters, the capture in the profile buffer occurs at the date and time specified in the End of Billing Period single action scheduler. The capture objects are specified in Table 8.						
Table 8 – End of Billing Period 1 Billing Data Default Capture	NOTE: There should be enough rate registers as defined in the activity calendar. The Electricity metering device should be designed for supporting a maximum of 8 rate registers.						
2.1.3 Comparison Billing Data's Captured objects between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification							
Table 9 – Table of Billing History							
3. Alarms & Events							
3.1. Events	Events are generated by the meter or the by its environment. All these events are logged in the several event logbooks. Additionally, they are also used to set and clear errors as well as to trigger alarms. A list of events and their identifiers are defined in Annex A of this document.						
3.1.1 Objects for Events and Logs	The required list of objects for the events are specified in Table 10.						
Table 10 – Required Objects for Events							
3.1.2 Event log configuration	Event logs are instances of a class 7, profile generic IC. The capture lists for these profiles should be configured as shown in Table 11.						
Table 11 – Event Log Capture Lists							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.1.3 Event Object Operation	Each event log has an associated “event object”. The event objects are class 1 objects that contain a value attribute. This value attribute contains the event ID of the last event that was experienced for that log. The data type of the value attribute is an enum (8-bit). See Annex A. Event code ranges are as follows: • 1 -199 and 254-255 – standard events, • 200 -253 – Manufacturer specific events						
3.1.4 Comparison Event Object between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification							
Table 12 – Table of Event Log							
3.1.5 Configuration monitoring							
3.1.5.1 Overview	A collection of parameters defines the configuration of the Metering Unit. At any time, a Metering Unit configuration is defined by - Its name identifying the configuration, - The collection of instances attributes making up the configuration, - The configuration digest e.g algorithm definition is (in progress sha128 or sha 256). A parameter monitor instance is used for the definition of the configuration modification tracking, along the lifetime of the Metering Unit. To monitor, the list of the parameters is defined by the attribute parameter list. See Annex B in PEA companion specification for its default values.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.1.5.2 Configuration modification Event Log	The Configuration Event log records configuration parameters modification occurred on the Metering Unit and the user who has performed this modification. The Configuration Event log is recorded after a release response takes place and flags all the configuration modification occurred from the application association establishment up to its release.						
3.1.5.2.1 Configuration modification status bit	The configuration modification status bit is a bitmap describing the set of modification occurring during a specific application association. Each bit is related to a subset of functionality. The Table 13 specifies the meaning of each bit.						
Table 13 – Configuration modification status word							
3.1.5.2.2 Configuration modification log object							
Table 14 – Configuration modification log object parameters	The default capture objects of the configuration modification log are specified in Table 15.						
Table 15 – Configuration log capture objects	NOTE: The maximum size of the current user is 8 bytes. In the Application association object, only the first 8 bytes are recorded in the configuration modification log, if the size exceeds the limit. If current user is not defined, then a NULL DATA is inserted.						
3.1.5.3 Objects for configuration modification management	Table 16 specifies the required list of objects for the configuration management.						
Table 16 – Configuration management objects							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.2 Alarms	Some events listed in Annex A can trigger alarms. If one of these events occurs, then the corresponding flag in the alarm register is set high and the alarm is sent via the configured push channel. Unwanted alarms can be masked out by the programmed alarm filters. The trigger of a given alarm bit may be originated from diverse events therefore the alarm event only provides to the HES, an insight of the device situation. A deeper knowledge of the device diagnostic (what kind of event? when? and why?) needs the reading of the related event logs involved. Example: Fraud attempt alarm is triggered by event IDs 40, 42, 44, 46, 49 and 50. When the HES receives the push alarm, it only knows that a fraud attempt occurs. The reading of the Fraud attempt event log provides exactly what kind of event occurs, and when (terminal cover removal, DC field presence, decryption problem etc). It is the same thing for the Power Factor Deviation for example. When the alarm is received by the HES, the power quality logbook has to be read before having knowledge about concerned phase by the Power Factor Deviation.						
3.2.1. Alarm management	Table 17 specifies the alarm processing supported by the objects:						
Table 17 – Required Objects for Alarms							
3.2.2. Alarm processing							
Alarm Registers:							
• Alarm register contains all information on the cause of the alarm.							
• Specific bits of alarm registers may be internally reset if the cause of the alarm has been cleared. Alternatively, all bits may be externally reset by the client by executing a SET=0 service to the alarm registers' attribute, value							
Alarm Filters:							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
• The alarm filters have exactly the same structure of the alarm registers. Alarm filters are used to filter out unwanted alarms. The alarm is enabled when a bit in the alarm register is set by the meter and the corresponding bit in the alarm filter is set. Alarm Descriptors:							
Alarm Descriptors:							
• The alarm descriptors have exactly the same structure of the alarm registers. Whenever a bit in the alarm registers changes from 0 to 1 then the corresponding but in the alarm descriptor is set to 1. Resetting the alarm registers does not affect the alarm descriptors. The set bits of the alarm descriptor must be reset explicitly in order to acknowledge that the alarm has been correctly received.							
Alarm Monitor:							
• The alarm monitor object defines an alarm descriptor to be monitored, the set of thresholds to compare the object to, and the actions to be performed when a threshold is crossed.							
3.2.3. Alarm clearance	When an event, which has not been filtered out occurs, an alarm is triggered. The alarm descriptors are sent to the push destination if data notification has been configured via the alarm monitors. To acknowledge the reception of an alarm, the appropriate bits in the alarm descriptors and the alarm registers must be to reset by push destination.						

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3.2.4. Alarm register 1 structure							
Table 18 – Alarm Register 1 Structure							
3.2.5. Alarm register 2 structure							
Table 19 – Alarm Register 2 Structure	NOTE: Other alarm is related to the occurrences of event, which is not identified in the alarm 1 and 2 lists, but it needs to inform the Utility about the meter situation. The HES must then read the different logbook for being precisely aware about the meter situation.						
3.2.6. Comparison Alarm Object between RFP1 Book 2 and PEA Companion Specification							
Table 20 – Table of Alarm							
Annex A: Event code							
A.1 Overview	The managed events are dispatched in different logs depending on the kind of event occurred. These logs are Standard Log, Power Quality log, Disconnector Log, Fraud Detection Log, Communication Log and Communication Detail Log. Each logbook only records events belonging to its category, such a way that event IDs have to be categorized by the logbook they belong to.						
A.2 Standard events							
Table A. 1 – Standard Log Event Table							
A.3 Disconnector events							
Table A. 2 – Disconnect Log Event Table							
A.4 Fraud events							
Table A. 3 – Fraud Log Event Table							
A.5 Power Quality events	The following event_ID belong to the Power Quality logs						
Table A. 4 – Power Quality Logs Event Table	Note * I_{limit} is the maximum current of the customer contract, e.g. 5(15), I_{limit} = 15 A; 15(45), I_{limit} = 45 A; and 30(100), I_{limit} = 100 A.						
A.6 Communication events	The following event_ID belong to the communication event log – (see communication with the NIC.)						
Table A. 5 – Communication Logs Event Table							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix F – Conceptual Diagrame							
Concept Diagram for AMI							
1.โครงสร้าง							
จากรูปที่ 1.1 แนวคิดโครงสร้างของระบบงาน AMI จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ ตาม Book 5 : IT Infrastructure and Minimum Sizing โดยอุปกรณ์จะมีการจัดวางอยู่ในพื้นที่ (Zone) ตามฟังก์ชันงานของ อุปกรณ์นั้นๆ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการแบ่งไว้ 5 พื้นที่ (Zone) ดังนี้ 1) Meter Zone 2) Database Zone 3) Application Zone 4) Management Zone และ 5) Pre-Production Zone โดยแนวคิดที่นำเสนอในข้างต้นไม่ได้ปิดกั้นการออกแบบในลักษณะอื่นๆ ทั้งนี้ ผู้รับจ้างสามารถเสนอแนวคิดหรือปรับเปลี่ยนการจัดวางอุปกรณ์ให้เหมาะสมได้ โดยมีการเห็นชอบร่วมกันกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							
2.ลักษณะการทำงาน							
2.1 Meter Zone							
เป็นพื้นที่สำหรับให้ข้อมูลของมิเตอร์ไหลผ่านจากระบบเครือข่ายของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายสื่อสาร (3G/4G) ผ่านอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย DDOS Protection และ IPS ก่อนเข้าสู่ HES โดย HES จะทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์ทั้งหมดที่ติดตั้งในโครงการ ส่งต่อไปยัง Database Zone และเก็บเข้าสู่ฐานข้อมูลต่อไป							
2.2 Database Zone							
เป็นพื้นที่สำหรับจัดเก็บข้อมูลมิเตอร์ทั้งหมดของระบบ AMI รวมทั้งเป็นแหล่งข้อมูลสำหรับผู้ใช้งาน และ Application ต่างที่อยู่ใน Application Zone โดย Database จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนใหญ่ๆ คือ							
1) Database Production ใช้ในการเก็บข้อมูลจากมิเตอร์โดยข้อมูลในส่วนจะไม่นำไปประมวลผลในส่วนอื่นๆ							
2) Database Warehouse ใช้สำหรับคัดลอกข้อมูลจาก Database Production และนำไปประมวลผลสำหรับ Application หรืองานส่วนอื่นๆ							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
3) Archriving Data ใช้สำหรับเก็บข้อมูลมิเตอร์ย้อนหลังในระยะเวลา 10 ปี (Backup Data)							
2.3 Application Zone							
เป็นพื้นที่สำหรับ Application ต่างๆ ในระบบงาน ที่ผู้ใช้งานจากภายนอก (External User) และ ภายใน (Internal User) เช่นการเข้าดู Load Profile ของลูกค้า การใช้งานระบบ Monitor ของพนักงานการไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งการใช้งาน Application ใน Application Zone จะต้องผ่านอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย DDOS Protection และ IPS ก่อน							
2.4 Management Zone							
เป็นพื้นที่จำกัดสำหรับผู้ดูแลระบบ โดยอุปกรณ์ที่ติดตั้งจะใช้สำหรับบริหารจัดการอุปกรณ์ สิทธิ์การเข้าถึงอุปกรณ์ของผู้ใช้งาน รวมทั้งการตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งในโครงการนี้							
2.5 Pre-Production Zone							
เป็นพื้นที่สำหรับพัฒนา ปรับปรุง แก้ไข และทดสอบก่อนการติดตั้งเข้าสู่ระบบจริง โดยจะมีการจำลองเสมือนอุปกรณ์ และ Application ที่ใช้งานในระบบจริงแต่ มีขนาดการรองรับในปริมาณที่น้อยกว่าระบบจริง โดยจะติดตั้งในรูปแบบ Virtaulization บนอุปกรณ์แม่ข่ายที่กำหนด ทั้งนี้ พื้นที่ในแต่ส่วนก่อนจะเชื่อมต่อเข้าถึงกันจะต้องผ่านระบบรักษาความปลอดภัยเครือข่าย (Firewall) ก่อนเพื่อคัดกรองสิทธิ์การเข้าถึงอุปกรณ์หรือพื้นที่นั้นๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด แนวคิดการออกแบบโครงสร้างและลักษณะการทำงานข้างต้นนั้น ผู้รับจ้างสามารถเสนอและปรับเปลี่ยนได้ ตามความเหมาะสมหรือความเข้ากันได้กับอุปดรณ์ที่นำเสนอ โดยมีการเห็นชอบร่วมกันกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Appendix G – Environment Test for 4G/3G Modem							
การทดสอบประสิทธิภาพการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ในสภาพแวดล้อมที่กำหนด (Environment Test)							
1. วัตถุประสงค์การทดสอบ							
เพื่อทดสอบความต่อเนื่องในการรับส่งข้อมูลของอุปกรณ์ที่ผู้รับจ้างนำเสนอ เมื่ออุปกรณ์นั้นทำงานอยู่ในสภาพแวดล้อมที่กำหนด (Environment Test)							
2. อุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบ							
2.1 หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G MODEM) ที่ใช้ในโครงการทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละ 5 ชุด							
2.2 มิเตอร์อัจฉริยะ (AMI METER) ที่ใช้ในโครงการ จำนวน 10 เครื่อง							
2.3 SIM CARD ที่ใช้ในโครงการ จำนวน 10 ชุด							
3. ข้อกำหนดการทดสอบ							
3.1 กฟภ. จะเป็นผู้ดำเนินการ และประเมินผลการทดสอบซึ่งในการทดสอบ ผู้รับจ้างต้องจัดหาหน่วยงานทดสอบที่มีห้องปฏิบัติการที่ได้รับการรับรองความสามารถตามมาตรฐาน เลขที่ มอก.17025 โดยผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการทดสอบทั้งหมด							
3.2 ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการติดตั้งระบบเพื่อใช้ดำเนินการทดสอบ Environment Test โดยที่การทดสอบจะทำการเรียกข้อมูลผ่านระบบ ที่ผู้รับจ้างติดตั้ง							
3.3 ผู้รับจ้างสามารถดำเนินการทดสอบได้สูงสุดเพียง 2 ครั้ง ในครั้งแรกใช้ตัวอย่างทดสอบจำนวน 5 ชุด หากไม่ผ่านการทดสอบในครั้งแรก ผู้รับจ้างจะต้องนำอุปกรณ์ไปดำเนินการแก้ไข แล้วนำมาดำเนินการทดสอบครั้งที่สอง โดยเพิ่มจำนวนตัวอย่างทดสอบเป็น 10 ชุด หากไม่ผ่านการทดสอบในครั้งที่สอง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนผลิตภัณฑ์หรือรุ่น							
3.4 ผู้รับจ้างจะต้องผ่านการทดสอบ Environment Test จึงจะสามารถทำการทดสอบ Full Functions ก่อนการติดตั้งใช้งานจริง (Full Functional Test)							
4. รายละเอียดการทดสอบ							

Requirement	Desired Performance	Bidder Response		Product Module & Version	Date Available	Bidder Comment	Bidder Proposal Section/ Reference
		Compliance Status	Standard Equipment Status				
Dry heat test							
Standard Reference : IEC 60068-2-2							
Temperature : +75 °C Duration : 72 h							
Damp heat test							
Standard Reference : IEC 60068-2-30							
Temperature : +55 °C 6 cycles							
5. เกณฑ์การพิจารณา (จะพิจารณาเป็นรายผลิตภัณฑ์)							
5.1 ความสำเร็จในการเรียกข้อมูลของแต่ละตัวอย่างทดสอบของแต่ละผลิตภัณฑ์ ต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 85 จึงจะผ่านการทดสอบ							
5.2 ค่าเฉลี่ยความสำเร็จในการเรียกข้อมูลของตัวอย่างทดสอบทั้งหมดของแต่ละผลิตภัณฑ์ต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 90 จึงจะผ่านการทดสอบ							
5.3 เมื่อสิ้นสุดการทดสอบ Environment Test หากปรากฏว่ามีตัวอย่างตัวใดตัวหนึ่งจากทั้งหมดของแต่ละผลิตภัณฑ์ ไม่สามารถกลับมาใช้งานได้ ถือว่าผลิตภัณฑ์นั้นไม่ผ่านการทดสอบ							
ตัวอย่างการคำนวณร้อยละความสำเร็จในการเรียกข้อมูล							
หมายเหตุ ตัวอย่างที่ใช้ในการทดสอบให้มีความยาวสายเชื่อมต่อระหว่าง Modem กับ Meter อย่างน้อย 2 เมตร (เนื่องจากต้องเผื่อความยาวสายสำหรับนำเข้าตู้ Chamber)							

1.1(4) รายละเอียดขั้นตอนการดำเนินการสาธิต และหลักเกณฑ์การพิจารณาในส่วนของเกณฑ์ราคาประกอบเกณฑ์อื่น

รายละเอียดขั้นตอนการดำเนินการสาธิตและหลักเกณฑ์การพิจารณาข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น

ก. บทนำ

การสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ เป็นส่วนหนึ่งของการพิจารณาข้อเสนอทางด้านเทคนิค ซึ่งผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องสาธิตความสามารถและคุณลักษณะ (Features) ของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่ได้ยื่นข้อเสนอให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การสาธิตการทำงานจริงนั้นจะต้องเป็นไปตามหลักการที่แสดงให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นได้ว่าระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่ได้นำเสนอนั้นมีคุณภาพและประสิทธิภาพเป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิคอย่างเพียงพอ ครบถ้วน และ สมบูรณ์ ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนอปฏิเสธการสาธิตการทำงานจริงหรือไม่มาทดสอบภายในวันและเวลาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด รวมทั้งการทุจริตต่าง ๆ ในการสาธิต จะถือว่าไม่ผ่านคุณสมบัติข้อเสนอทางด้านเทคนิค

เอกสารฉบับนี้เป็นการชี้แจงกระบวนการในการทดสอบและประเมินคุณภาพและประสิทธิภาพการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยกำหนดหัวข้อการทดสอบ วัตถุประสงค์การทดสอบ รายละเอียด ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ และ เกณฑ์การประเมิน เพื่อให้ครอบคลุมหลักการสำคัญของข้อกำหนดทางเทคนิคอย่างเพียงพอ ครบถ้วน และ สมบูรณ์

ข. ขอบเขตการสาธิตการทำงานจริง

ขอบเขตการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ครอบคลุมการทดสอบและประเมินคุณภาพและประสิทธิภาพของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ในหัวข้อหลัก 2 ส่วนคือ 1) ศูนย์บริการที่มีคุณภาพ และ 2) คุณภาพและคุณสมบัติที่เป็นประโยชน์ต่อการปฏิบัติการ ซึ่งแบ่งเป็น สาธิตการทำงานระบบหรืออุปกรณ์ช่วยตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์, สาธิตการทำงานของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่, สาธิต Customer Energy Portal, สาธิตระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS), สาธิตระบบ Demand Response (DR), และ สาธิตระบบ Data Analytics การสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) จะเสร็จสิ้นเมื่อผู้ยื่นข้อเสนอได้ดำเนินการสาธิตการทำงานจริงจนหมดเวลาตามที่กำหนดในหัวข้อ ง) หรือ ผู้ยื่นข้อเสนอยกเลิกการสาธิตการทำงานจริงเองทั้งบางส่วนหรือทั้งหมดจนไม่มีหัวข้อสาธิตตกค้างและ/หรือ หมดเวลาสาธิตตามที่กำหนดในหัวข้อ ง)

ค. สถานที่สาธิตการทำงานจริง

การสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่นำเสนอให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องทำการสาธิต ทดสอบ และ ถูกประเมินคุณภาพและประสิทธิภาพ ณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่ โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะจัดเตรียมห้อง/สถานที่ อุปกรณ์โสตทัศน์ เช่น Projector ที่เชื่อมต่อด้วย VGA Port และ ฉากรับภาพ รวมทั้ง กระดาน White Board ให้แก่ผู้ยื่นข้อเสนอใช้บรรยาย นำเสนอ และ สาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่นำเสนอ

ง. เงื่อนไขการทดสอบทั่วไป

1. *อุปกรณ์หลักทางด้าน Hardware ต่าง ๆ* ที่เกี่ยวข้องกับการสาธิตการทำงานจริงทั้งหมดประกอบด้วย มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meters) ทุกผลิตภัณฑ์และทุกชนิดที่กำหนด, หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทุกผลิตภัณฑ์, ระบบ Hardware Security Module (HSM) และ คอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) จะต้องเป็น*ผลิตภัณฑ์และรุ่นเดียวกัน*กับอุปกรณ์หลักทางด้าน Hardware ต่าง ๆ ที่นำเสนอในข้อเสนอทางด้านเทคนิค โดยอุปกรณ์หลักทางด้าน Hardware ต่าง ๆ เหล่านี้จะต้องถูกติดตั้งเพื่อใช้งานในห้องสาธิตการทำงานจริงในข้อ ค) เท่านั้น ในการนี้มิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ที่นำมาใช้ในการสาธิตการทำงานจริงจะต้องระบุ Firmware/Software Version
2. *Software ทั้งหมดรวมถึง Operating Systems (OS)* ที่นำมาใช้ในการสาธิตการทำงานจริง จะต้องเป็น*ผลิตภัณฑ์และรุ่นเดียวกัน*กับ Software ทั้งหมดรวมถึง Operating Systems (OS) ที่นำเสนอในข้อเสนอทางด้านเทคนิค โดย Software ทั้งหมดดังกล่าวจะต้องถูกติดตั้งในคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) หรือ Virtual Machine ที่ติดตั้งในคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) และคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) ที่นำมาใช้ในการสาธิตการทำงานจริงนี้ จะต้องถูกติดตั้งเพื่อใช้งานในห้องสาธิตการทำงานจริงในข้อ ค) เท่านั้น
3. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจัดหาและเตรียมการ อุปกรณ์หลัก คอมพิวเตอร์ Software และ เจ้าหน้าที่ที่จำเป็นในการสาธิตการทำงานจริงให้เพียงพอและมีประสิทธิภาพ โดยค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสาธิตการทำงานจริงทั้งหมด เช่น ค่าอุปกรณ์และ Software ค่าขนส่ง ภาษีนำเข้าและอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวกับการอนุญาตนำเข้า/นำออก/นำใช้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ค่าประกันภัย และ อื่น ๆ เป็นภาระความรับผิดชอบของผู้ยื่นข้อเสนอแต่เพียงผู้เดียว
4. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจัดเตรียมเครื่องพิมพ์ (Printer) และ อุปกรณ์ประกอบ เช่น สาย Link ข้อมูล สายไฟ ปลั๊กพ่วง เครื่องสำรองไฟฟ้า (Uninterruptable Power Supply: UPS) และ อื่น ๆ เพื่อใช้ในการพิมพ์รายงานและผลลัพธ์ในการทดสอบและประเมินผลจากการสาธิตการทำงานจริง
5. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องสาธิตการทำงานจริง ให้ได้ผลลัพธ์ที่ชัดเจนและสมบูรณ์ ดังแสดงใน ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ ในการทดสอบและประเมินแต่ละหัวข้อ
6. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเตรียมข้อมูล และ/หรือ เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่กำหนดในการทดสอบ (ถ้ามี)

7. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องแจ้งขั้นตอน และผลลัพธ์ที่ได้ในการสาธิตการทำงานจริงในแต่ละหัวข้อให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทราบเป็นระยะ ๆ ตามความเหมาะสม ในระหว่างการทดสอบและประเมินเพื่อความเข้าใจที่ตรงกันระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้ยื่นข้อเสนอ
8. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องศึกษาขั้นตอนการสาธิตการทำงานจริงในแต่ละหัวข้ออย่างละเอียดดังปรากฏในเอกสารฉบับนี้ เพื่อให้การทดสอบและประเมินผลเป็นไปตามกระบวนการที่เหมาะสม
9. ผู้ยื่นข้อเสนอจะถูกทดสอบและประเมินผลการสาธิตการทำงานจริง เป็นราย ๆ ไป โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะให้ผู้ยื่นข้อเสนอจับสลากลำดับการสาธิต
10. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถสอบถามผู้ยื่นข้อเสนอระหว่างการสาธิตการทำงานจริงได้ตลอดเวลาเพื่อความกระจ่างในการทำงานของระบบ หรือ ผลลัพธ์ที่ได้ หรือ เพื่อให้ผู้ยื่นข้อเสนอให้ข้อมูลเพิ่มเติมอย่างสมบูรณ์ หรือ อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสาธิตการทำงานจริงตามหัวข้อต่าง ๆ ที่กำหนด
11. ผู้ยื่นข้อเสนอ หรือ ผู้รับมอบอำนาจจะต้องลงนามในใบเซ็นต์ชื่อก่อนการสาธิตการทำงานจริงในแต่ละหัวข้อ และ ลงนามในรายงานผลการทดสอบและสรุปผลการสาธิตการทำงานจริงในแต่ละหัวข้อให้แล้วเสร็จก่อนที่จะทำการสาธิตในหัวข้อถัดไปต่อหน้าเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเท่านั้น การไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดดังกล่าวนี้เป็นผลให้ผู้ยื่นข้อเสนอไม่ผ่านการทดสอบทางด้านเทคนิค และ/หรือ ผลการทดสอบและประเมินในหัวข้อทดสอบนั้น ๆ เป็นโมฆะ
12. ในการสาธิตการทำงานจริง ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถนำพนักงาน/เจ้าหน้าที่เข้ามาในห้องทดสอบและประเมิน ได้ไม่เกิน 7 คน ต่อหัวข้อทดสอบ โดยสามารถเปลี่ยนตัวพนักงาน/เจ้าหน้าที่ในแต่ละหัวข้อทดสอบได้ และ ต้องมีการแขวนแสดงป้ายชื่อ และ รายละเอียดตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดอย่างชัดเจนทุกคนในระหว่างการสาธิตการทำงานจริง
13. ในการสาธิตการทำงานจริง ไม่อนุญาตให้ทำการ Remote เพื่อควบคุม หรือ แก้ไข Software ในคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Servers) ในข้อที่ 1 ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนอละเมิดจะถือว่าเป็นการทุจริตในการสาธิต
14. ผู้ยื่นข้อเสนอต้องจัดหาซอฟต์แวร์สำหรับ Network Traffic Monitoring เพื่อแสดงถึง Traffic ซึ่งประกอบด้วย IPv4 and IPv6 Addresses (Incoming and Outgoing), Ports, และ Protocols เป็นอย่างน้อย ที่ติดต่อสื่อสารในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่ใช้ในการสาธิตการทำงานจริง และ บันทึก Traffic Log ของ Network Traffic Monitoring ทั้งหมดในช่วงที่ทำการสาธิตพร้อมทั้งนำส่ง Traffic Log ที่บันทึกให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อเสร็จสิ้นการสาธิตโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะตรวจสอบ Traffic Log ดังกล่าวในภายหลัง
15. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้ทดสอบ ประเมินคุณภาพและประสิทธิภาพของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่ใช้ในการสาธิตการทำงานจริง โดยการตัดสินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ถือว่าสมบูรณ์ เป็นที่สิ้นสุดและยุติ และ ผู้ยื่นข้อเสนอยอมรับว่าจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นจากการสาธิตการทำงานจริง จาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้
16. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องสรุปผลของการสาธิตการทำงานจริงก่อนที่จะจบการสาธิตการทำงานจริงทุกหัวข้อให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อเป็นการสรุปรายงานซึ่งประกอบไปด้วย หลักฐาน

การ Capture หน้าจอหรือผลลัพธ์จากการสาธิต เป็นอย่างน้อย และ วิเคราะห์ผลลัพธ์ คุณภาพ และประสิทธิภาพของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่นำเสนอ

17. กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอเตรียมการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่ใช้สาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) และ Configuration เป็นเวลา 1 วัน (เวลา 7.30 – 17.00 น.) ก่อนวันสาธิตการทำงานจริง
18. กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอบรรยายภาพรวมของระบบเพื่อสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ก่อนที่จะเริ่มทดสอบ ในวันสาธิตการทำงานจริงวันแรกเป็นเวลาไม่เกิน 1 ชั่วโมง
19. กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอเอกสารในหัวข้อ A.1 คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอที่มีศักยภาพในการดำเนินโครงการอย่างมีคุณภาพ และ A.3 คุณสมบัติของกระบวนการผลิต Software ที่มีคุณภาพ ให้จัดส่งเอกสารหลักฐานมาพร้อมกับการเสนอราคาทางระบบจัดซื้อจัดจ้างภาครัฐด้วยอิเล็กทรอนิกส์ และ A.2 คุณสมบัติของศูนย์บริการที่มีคุณภาพ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคภายใน 5 วันทำการนับถัดจากวันเสนอราคาให้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
20. กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอมีระยะเวลาการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) รวม 4 วัน (เวลา 7.30 – 17.00 น.)
21. ในวันสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่ใช้สาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) และผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเข้าห้องทดสอบได้ ตั้งแต่เวลา 7.30 น. โดยคณะกรรมการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเริ่มทำการประเมินผลการทดสอบในช่วงเวลา 9.00 - 16.00 น. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะหยุดจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ และให้ผู้ยื่นข้อเสนอออกจากห้องทดสอบภายในเวลา 17.00 น. และจะไม่อนุญาตให้เปิดระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทิ้งไว้หลังจากเวลาที่กำหนดไว้ในแต่ละวัน
22. ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถบริหารเวลาในการสาธิตในแต่ละหัวข้อได้เองตามความเหมาะสม ในวันสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) จำนวน 4 วัน
23. ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเลือกข้อทดสอบได้เอง โดยไม่ต้องเรียงลำดับก่อนหลัง ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเตรียมการในแต่ละหัวข้อให้แล้วเสร็จก่อนที่จะรับการประเมินผลจากคณะกรรมการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเมื่อเริ่มทดสอบและประเมินผลโดยคณะกรรมการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว ผู้ยื่นข้อเสนอจะไม่สามารถแก้ไขใด ๆ ได้อีก
24. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องกรอกข้อมูลรายละเอียดของอุปกรณ์หลักทั้ง Hardware และ Software ที่นำมาใช้ในในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ตามตัวอย่างแบบฟอร์มแสดงในตารางที่ 1
25. มิเตอร์อัจฉริยะชนิด 3P4W และ ชนิด 3P3W จะต้องสามารถทำงานได้ที่ระดับแรงดัน 230V
26. ไม่อนุญาตให้บันทึกภาพและเสียงใด ๆ ในห้องสาธิตในวันสาธิตการทำงานจริง
27. ไม่อนุญาตให้นำอุปกรณ์สื่อสาร อุปกรณ์บันทึกภาพ อุปกรณ์บันทึกเสียง โทรศัพท์เคลื่อนที่ และ Smart Devices ทุกชนิดเข้ามาในห้องสาธิตในวันสาธิตการทำงานจริง ยกเว้นอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิตการทำงานจริง การละเมิดดังกล่าวจะถือว่าไม่ผ่านคุณสมบัติข้อเสนอทางด้านเทคนิค

ตารางที่ 1 ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิต

แบบฟอร์ม 3: ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิต

รายการอุปกรณ์ที่นำมา Live Demo			รายการอุปกรณ์ในข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอ			สำหรับเจ้าหน้าที่ กฟภ.	
1	3-Phase 4-Wire CT Operated Smart Meter		1	3-Phase 4-Wire CT Operated Smart Meter			
	1.1	Rating		1.1	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	1.2	Rating		1.2	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	1.3	Rating		1.3	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
2	3-Phase 3-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter		2	3-Phase 3-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter			
	2.1	Rating		2.1	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	2.2	Rating		2.2	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	2.3	Rating		2.3	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
3	4G/3G Modem		3	4G/3G Modem			
	3.1	Manufacturer		3.1	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	3.2	Manufacturer		3.2	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
4	HES Software	Manufacturer	4	HES Software	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
	HES Server	Manufacturer		HES Server	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
5	MDMS Software	Manufacturer	5	MDMS Software	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
	MDMS Server	Manufacturer		MDMS Server	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
6	HSM	Manufacturer	6	HSM	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		DLMS/Cosem Security Suite			DLMS/Cosem Security Suite	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Security Certification			Security Certification	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					

บริษัทขอรับรองว่าได้กรอกข้อมูลถูกต้อง

ลงชื่อ

(.....)

ผู้แทนบริษัท.....

28. วิธีการคิดคะแนนดิบ ใช้ทศนิยม 3 ตำแหน่ง โดยให้ตัดทิ้งทศนิยมตำแหน่งที่ 4 เป็นต้นไป ก่อนนำมาคำนวณเป็นผลรวมคะแนน โดยตารางการกำหนดน้ำหนักและร้อยละของคะแนนรวม แสดงในตารางที่ 2

หัวข้อใหญ่	หัวข้อย่อย	น้ำหนัก (%)
A.1 คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอที่มีศักยภาพในการดำเนินโครงการอย่างมีคุณภาพ (ร้อยละ 5 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)	**1.1 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเคยเป็นคู่สัญญาหรือเป็นผู้ดำเนินการหลัก (Lead Firm)**	100
A.2 คุณสมบัติของศูนย์บริการที่มีคุณภาพ (ร้อยละ 10 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)	**2.1 ศูนย์บริการที่มีคุณภาพ**	100
A.3 คุณสมบัติของกระบวนการผลิต Software ที่มีคุณภาพ (ร้อยละ 5 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)	**3.1 กระบวนการผลิต Software ที่มีคุณภาพ**	100
A.4 คุณสมบัติทางเทคนิค (ร้อยละ 80 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)	**4.1 สาธิตการทำงานระบบหรืออุปกรณ์ช่วยตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์ (2%)**	2
	4.2 สาธิตการทำงานของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (48%)	
	4.2.1 PING	2
	4.2.2.On-Demand Read	2
	4.2.3 Billing	5
	4.2.4 VEE (Validation, Estimation, Editing)	5
	4.2.5 Remote Configuration	4
	4.2.6 Firmware Upgrade	8
	4.2.7 การเข้ากันได้ของมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ต่างผลิตภัณฑ์	8
	4.2.8 การทำงานของเครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) และการเข้ากันได้กับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทุกผลิตภัณฑ์	5

	4.2.9 Momentary Interruption/Power Outage	4
	4.2.10 Power Quality Monitoring and Reporting	5
	4.3 สาธิต Customer Energy Portal (8%)	
	4.3.1 ระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้งาน	2
	4.3.2 ความสามารถแสดงผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า	3
	4.3.3 การแสดง Billing History	3
	4.4 สาธิตระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS) (22%)	
	4.4.1 ระบบ Network Management System (NMS)	4
	4.4.2 ระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS)	13
	4.4.3 ระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS)	5
	4.5 สาธิตระบบ Demand Response (DR) (14%)	
	4.5.1 ระบบ Demand Response (DR) ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based	4
	4.5.2 ระบบ Demand Response (DR) ที่สามารถเชื่อมโยงกับ Demand Response Management System (DRMS)	10
	4.6 สาธิตระบบ Data Analytics (6%)	
	4.6.1 ระบบ Load Research	6

ตารางที่ 2 การกำหนดน้ำหนักและร้อยละของคะแนนรวมในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

จ. รายการอุปกรณ์หลักที่ต้องใช้ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

1. รายการข้อมูลที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จัดเตรียมให้
   1.1 ข้อมูล Load Profile ของลูกค้าจำนวน 1 ราย ในระยะเวลา 60 วัน สำหรับใช้ในการสาธิตการทำงานจริงของฟังก์ชั่นการทำงาน VEE
   1.2 ข้อมูล Load Profile ของลูกค้าจำนวน 1 ราย ในระยะเวลา 60 วัน สำหรับใช้ในการสาธิตการทำงานจริงของระบบ Demand Response
   1.3 ข้อมูล Load Profile ของลูกค้าจำนวน 100 ราย ในระยะเวลา 60 วัน สำหรับใช้ในการสาธิตการทำงานจริงของระบบ Load Research
2. รายการอุปกรณ์ที่ผู้ยื่นข้อเสนอ ต้องจัดเตรียมเอง แสดงในตารางที่ 3 ดังต่อไปนี้

รายการที่	รายการอุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์หลัก
2.1	มิเตอร์อัจฉริยะ จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง และสำรอง 2 เครื่อง ต่อผลิตภัณฑ์	21 เครื่อง (ประกอบด้วย เครื่องหลัก 15 เครื่อง และ เครื่องสำรอง 6 เครื่อง)
	- มิเตอร์อัจฉริยะประกอบ CT แรงต่ำ (3P4W) จำนวน 3 เครื่อง และ สำรอง 1 เครื่อง ต่อผลิตภัณฑ์	12 เครื่อง (ประกอบด้วย เครื่องหลัก 9 เครื่อง และ เครื่องสำรอง 3 เครื่อง)
	- มิเตอร์อัจฉริยะประกอบ CT/VT แรงสูง (3P3W) จำนวน 2 เครื่อง และ สำรอง 1 เครื่อง ต่อผลิตภัณฑ์	9 เครื่อง (ประกอบด้วย เครื่องหลัก 6 เครื่อง และ เครื่องสำรอง 3 เครื่อง)
2.2	หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) พร้อม SIM Card จำนวน 2 ผลิตภัณฑ์ โดยมีผลิตภัณฑ์แรกจำนวน 8 ชุด และผลิตภัณฑ์ที่สองจำนวน 7 ชุด และ สำรอง 1 ชุด ต่อผลิตภัณฑ์	17 ชุด (ประกอบด้วย ชุดหลัก 15 ชุด และ ชุดสำรอง 2 ชุด)
2.3	เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem)	2 ชุด (ประกอบด้วย ชุดหลัก 1 ชุด และ ชุดสำรอง 1 ชุด)
2.4	Limit Switch สำหรับตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์	15 ชุด

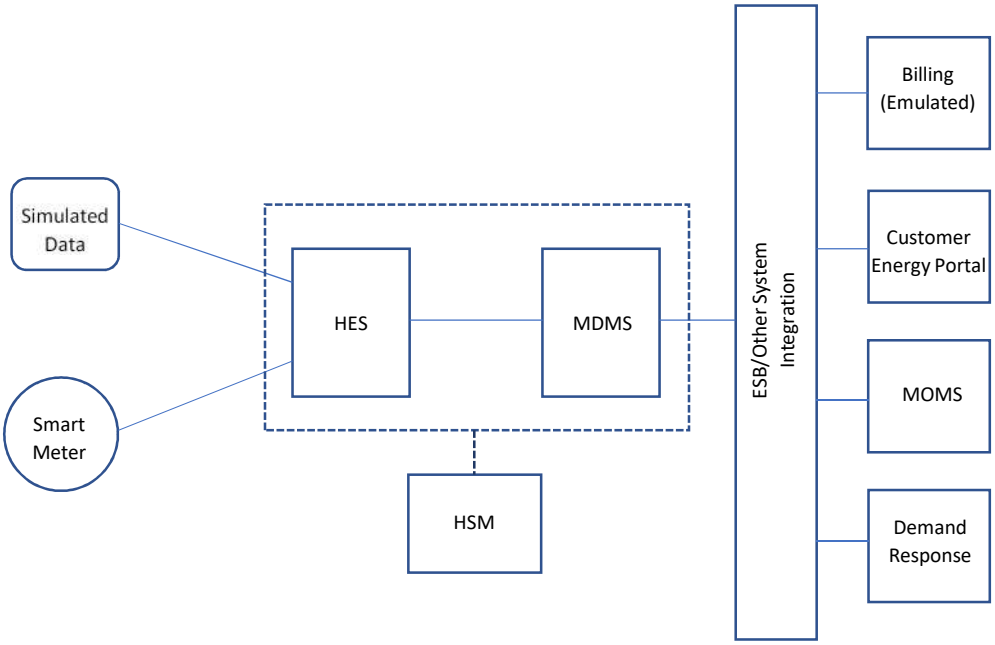
2.5	คอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server)	1 เครื่อง
2.6	ระบบ Hardware Security Module (HSM)	1 เครื่อง
2.7	คอมพิวเตอร์ Note Book	5 เครื่อง
2.8	Printer	1 เครื่อง
2.9	Handheld Power Source with reference ที่สามารถจ่ายกระแสสูงสุดไม่เกิน 5 A และ จ่ายแรงดันไฟฟ้าในช่วง 20 – 300 V ที่สามารถสร้างรูปคลื่นเพื่อทดสอบหัวข้อ Power Quality และ Demand Response ได้ครบถ้วน	1 เครื่อง
2.10	โหลดที่เป็นหลอดไส้ รวมกันไม่ต่ำกว่า 1,000 W	1 ชุด
2.11	ระบบสื่อสารที่เชื่อมโยงกับผู้ให้บริการโครงข่ายสื่อสาร Cellular เช่น Fiber Optics หรือ 3G/4G Cellular	1 ระบบ
2.12	อุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)	-

ตารางที่ 3 บัญชีรายการอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

3. ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจัดส่งพัสดุที่ใช้ในการสาธิต พร้อมเอกสารแสดงรายการพัสดุที่ใช้ในการสาธิต ภายใน 5 วันทำการ นับถัดจากวันเสนอราคา ตามเอกสารประกวดราคาจ้างหัวข้อที่ 4.18

ฉ. สถาปัตยกรรมของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจัดหาอุปกรณ์หลักทั้ง Hardware, Software, ระบบสื่อสาร, และ อุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ดังที่กำหนดในหัวข้อ จ) สำหรับใช้ในการสาธิตการทำงานจริงของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ สถาปัตยกรรมของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) แสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 สถาปัตยกรรมของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ในการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

ช. เงื่อนไขเฉพาะของการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration)

1. การสาธิตการทำงานของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะต้องสาธิตบนระบบ Single HES เท่านั้น (Single HES หมายถึงระบบ HES ที่ใช้บริหารจัดการมิเตอร์อัจฉริยะทุกผลิตภัณฑ์ได้โดยใช้หน้าจอ User Interface เดียว และมีการทำงานด้วย Software ชุดเดียวกัน)
2. การแก้ไขค่า Configuration แบบทางไกล (Remotely) ผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular จะต้องดำเนินการแก้ไขผ่านหน้าจอ Graphic User Interface (GUI) เดียวกันผ่านระบบ HES หรือ MDMS
3. การทำ Firmware Upgrade แบบทางไกล (Remotely) ผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular จะต้องเป็นการกระทำผ่านหน้าจอ Graphic User Interface (GUI) เดียวของระบบ AMI
4. User Interface และ รายงาน ในระบบที่ทดสอบการสาธิตการทำงานจริง (Live Demonstration) ทั้งหมด ต้องเป็นภาษาไทยและ/หรือภาษาอังกฤษ เท่านั้น

A.1	**คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอที่มีศักยภาพในการดำเนินโครงการอย่างมีคุณภาพ (ร้อยละ 5 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)**

วัตถุประสงค์: เพื่อกำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอมีคุณสมบัติที่เหมาะสมในการบริหารโครงการอย่างมีคุณภาพ

รายละเอียด: ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเคยเป็นคู่สัญญาหรือเป็นผู้ดำเนินการหลัก (Lead Firm) ในกิจการร่วมค้า (Joint Venture หรือ Consortium) ที่ปรากฏในเอกสารประกวดราคาจ้างด้วยวิธีการประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ (e-bidding) ข้อ 2.14

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ: ได้ผู้รับจ้างที่มีคุณสมบัติที่เหมาะสมในการบริหารโครงการอย่างมีคุณภาพ

เกณฑ์การประเมิน:

1. ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเคยเป็นคู่สัญญาหรือเป็นผู้ดำเนินการหลัก (Lead Firm) ในกิจการร่วมค้า (Joint Venture หรือ Consortium) ที่ปรากฏในเอกสารประกวดราคาจ้างด้วยวิธีการประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ (e-bidding) ข้อ 2.14 ได้แต้ม 1 คะแนน

   รวมแต้มทั้งหมด 1 คะแนน

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.2	**คุณสมบัติของศูนย์บริการที่มีคุณภาพ (ร้อยละ 10 ของคะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)**

วัตถุประสงค์: เพื่อกำหนดให้ศูนย์บริการติดตั้งและบริการหลังการขายทั่วประเทศของผู้ยื่นข้อเสนอมีคุณภาพตามมาตรฐาน ISO 20000

รายละเอียด: ผู้ยื่นข้อเสนอจัดเตรียมเอกสารใบรับรองมาตรฐานศูนย์บริการติดตั้งและบริการหลังการขายทั่วประเทศ โดยจะต้องมีอย่างน้อย 12 ศูนย์บริการที่กระจายตัวตามภาคต่าง ๆ (เหนือ, กลาง, ตะวันออกเฉียงเหนือ, ใต้) **แบ่งตามการแบ่งเขตพื้นที่ให้บริการของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค** ภาคละ 3 ศูนย์บริการ ที่ได้มาตรฐาน ISO 20000

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ: ศูนย์บริการติดตั้งและบริการหลังการขายทั่วประเทศได้รับมาตรฐาน ISO 20000

เกณฑ์การประเมิน:

1. จำนวนศูนย์บริการ
   มีศูนย์บริการอย่างน้อย 12 ศูนย์ และกระจายตัวตามภาคต่างๆ (เหนือ, กลาง, ตะวันออกเฉียงเหนือ, ใต้) แบ่งตามการแบ่งเขตของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคละ 3 ศูนย์บริการ โดยจะต้องเป็นศูนย์บริการที่มีเอกสารรับรองว่าเป็นของผู้ยื่นข้อเสนอเท่านั้น
   ได้แต้ม 1 คะแนนต่อศูนย์บริการ แต้มเต็ม 12 คะแนน (แต้มเต็ม 3 แต้มต่อภาค)
2. ศูนย์บริการที่มี ISO 20000
   ศูนย์บริการในข้อ 1) ที่มี ISO 20000 ได้แต้ม 1 คะแนนต่อศูนย์บริการ แต้มเต็ม 12 คะแนน

ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนอในนามกิจการร่วมค้า สามารถใช้เอกสารของผู้เข้าร่วมค้ามากกว่าหนึ่งรายรวมกันได้

รวมแต้มทั้งหมด 24 คะแนน

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.3	**คุณสมบัติของกระบวนการผลิต Software ที่มีคุณภาพ (ร้อยละ 5 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)**

วัตถุประสงค์: เพื่อกำหนดให้กระบวนการผลิตซอฟท์แวร์ MOMS และ Customer Energy Portal มีคุณภาพ โดยกำหนดให้บริษัทผู้ผลิตซอฟท์แวร์มีการพัฒนาซอฟท์แวร์ที่ดีตามมาตรฐานกระบวนการในการพัฒนางาน (Compatibility Maturity Model Integration: CMMI)

รายละเอียด: ผู้ยื่นข้อเสนอจัดเตรียมเอกสารใบรับรองมาตรฐานกระบวนการในการพัฒนางาน (CMMI) มาแสดงต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ: บริษัทผู้ผลิตซอฟท์แวร์ MOMS และ Customer Energy Portal มีมาตรฐานกระบวนการพัฒนาซอฟท์แวร์ที่ดีตามมาตรฐานกระบวนการในการพัฒนางาน (CMMI-DEV) ไม่ต่ำกว่า Level 3

เกณฑ์การประเมิน:

1. ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงเอกสารที่แสดงถึงกระบวนการในการพัฒนาซอฟท์แวร์ที่ดี (Compatibility Maturity Model Integration: CMMI) ในระดับไม่ต่ำกว่า CMMI-DEV Level 3 อย่างใดอย่างหนึ่งได้แต้ม 1 คะแนน ดังต่อไปนี้

   1.หนังสือรับรองกระบวนการพัฒนาซอฟท์แวร์ที่ดีตามมาตรฐาน CMMI-DEV ไม่ต่ำกว่า Level 3 โดยเอกสารรับรองดังกล่าวจะต้องเป็นของผู้ยื่นข้อเสนอโดยยังคงสถานะได้รับอยู่ ณ วันยื่นข้อเสนอ **หรือ**

   2.หนังสือรับรองกระบวนการพัฒนาซอฟท์แวร์ที่ดีตามมาตรฐาน CMMI-DEV ไม่ต่ำกว่า Level 3 ของโครงการซึ่งผู้ยื่นข้อเสนอได้ทำการพัฒนา มาอย่างน้อย 1 โครงการ โดยโครงการดังกล่าวต้องได้รับการรับรองมาตรฐาน CMMI-DEV ไม่ต่ำกว่า Level 3 ไม่เกินกว่า 3 ปี นับจากวันยื่นข้อเสนอ

   ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนอในนามกิจการร่วมค้า สามารถใช้เอกสารของผู้เข้าร่วมค้ารายใดรายหนึ่งมายื่นได้
   รวมแต้มทั้งหมด 1 คะแนน

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4 คุณสมบัติทางเทคนิค (ร้อยละ 80 ของ คะแนนในส่วนข้อเสนอด้านเทคนิคหรือข้อเสนออื่น)

A.4.1	สาธิตการทำงานระบบหรืออุปกรณ์ช่วยตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์ (น้ำหนัก 2%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงานจริงของระบบหรืออุปกรณ์ช่วยตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์

รายละเอียด: สาธิตการทำงานจริงของระบบหรืออุปกรณ์ช่วยตรวจสอบการละเมิดภายในตู้มิเตอร์ โดยผู้ยื่นข้อเสนอจัดเตรียมสวิตซ์ รุ่นเดียวกับที่เสนอในข้อเสนอทางด้านเทคนิค

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. Door Switch แจ้งเตือน Alarm เมื่อมีการเปิดตู้มิเตอร์
2. Terminal Cover แจ้งเตือน Alarm เมื่อมีการเปิดฝาครอบ Terminal ของมิเตอร์อัจฉริยะ

เกณฑ์การประเมิน:

1. Door Switch แจ้ง Alarm (ON และ OFF รวมทั้ง Time Stamp แบบ PUSH Notification) ภายในระยะเวลา 30 วินาที โดยการกดสวิทซ์ครั้งเดียว ต่อ มิเตอร์อัจฉริยะ 1 ผลิตภัณฑ์ (รวมทั้งหมด 3 ผลิตภัณฑ์ ทดสอบ 2 ครั้งและสำเร็จทั้ง 2 ครั้งนับเป็น 1 แต้มต่อผลิตภัณฑ์)

2. Terminal Cover แจ้ง Alarm (OPEN และ CLOSE รวมทั้ง Time Stamp แบบ PUSH Notification) ภายในระยะเวลา 30 วินาที (สามารถยอมรับความคลาดเคลื่อนได้ไม่เกิน 1 วินาที) โดยการเปิดฝาครอบ Terminal มิเตอร์อัจฉริยะครั้งเดียว ต่อ มิเตอร์อัจฉริยะ 1 ผลิตภัณฑ์ (รวมทั้งหมด 3 ผลิตภัณฑ์ ทดสอบ 2 ครั้งและสำเร็จทั้ง 2 ครั้งนับเป็น 1 แต้มต่อผลิตภัณฑ์)

(แต้มเต็ม 6 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2 สาธิตการทำงานของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 48%)

รายละเอียด: สาธิตการทำงานของระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ตามหัวข้อที่กำหนดกับมิเตอร์อัจฉริยะทุกผลิตภัณฑ์ที่นำเสนอและมีหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทุกผลิตภัณฑ์ โดยเลือกมิเตอร์อัจฉริยะมาทุกประเภท และ ระบบที่สาธิตทั้งหมดต้องทำงานแบบ On Premise ที่มีระบบ MDMS และ ระบบ HES รุ่นเดียวกับที่เสนอในข้อเสนอด้านเทคนิคและข้อเสนอด้านราคา โดยกำหนดให้ทดสอบกับ มิเตอร์อัจฉริยะ จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง รวมทั้งสิ้น 15 เครื่อง และ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จำนวน 2 ผลิตภัณฑ์ โดยมีผลิตภัณฑ์แรกจำนวน 8 เครื่อง และ ผลิตภัณฑ์ที่สองจำนวน 7 เครื่อง รวมทั้งสิ้น 15 เครื่อง

A.4.2.1	**สาธิตการทำงาน PING ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (ร้อยละ 2)**
วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงาน PING ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	
รายละเอียด: สาธิตการทำงาน PING ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	
ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ: 1.การ Ping สำเร็จ แบบ Single HES โดย Ping 1 ครั้ง ทีละเครื่องจนครบ 15 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์)	
เกณฑ์การประเมิน: 1. Ping สำเร็จ หมายถึงแต่ละเครื่องจะต้องมี Reply อย่างน้อย 1 ครั้ง ภายในระยะเวลาไม่เกิน 30 วินาที (สามารถยอมรับความคลาดเคลื่อนได้ไม่เกิน 1 วินาที) ได้แต้ม 1 คะแนน ต่อหนึ่งเครื่อง (แต้มเต็ม 15 คะแนน)	
ผลการประเมิน: **คะแนนที่ได้ .....**	
ข้อสังเกตุ:	

A.4.2.2	**สาธิตการทำงาน On-Demand Read ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 2%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงาน On-Demand Read ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการทำงาน On-Demand Read ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1.การอ่านค่าสำเร็จของค่า Instantaneous Demand (kW), Instantaneous Reactive Power (kVar), Voltage (V), และ Current (A) แบบ On-Demand Read แบบ Single HES เรียกอ่านค่า 2 ครั้ง ทีละเครื่อง จนครบ 15 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์) โดยต่อโหลดในการทดลองด้วย

เกณฑ์การประเมิน:

1. การอ่านค่าสำเร็จของ Instantaneous Demand (kW), Instantaneous Reactive Power (kVar), Voltage (V), และ Current (A) แบบ On-Demand Read แบบ Single HES สำเร็จ 1 ครั้งต่อเครื่อง ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 30 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.3	**สาธิตการอ่านค่า Billing สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 5%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการอ่านค่า Billing สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการอ่านค่า Billing สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1.การอ่านค่า Billing สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES โดยทำ Automatic Billing Reset ที่มิเตอร์อัจฉริยะพร้อมกัน 3 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์) ตาม Schedule ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด โดยกำหนดระยะเวลาการอ่าน Billing แบบ Automatic โดยใช้ระบบ HES/MDMS วางไฟล์ผลลัพธ์จากการอ่าน Billing ใน FTP Server สำเร็จแบบอัตโนมัติภายในเวลาไม่เกิน 15 นาที นับตั้งแต่เวลา Automatic Billing Reset ใน Schedule ที่กำหนด โดยให้ต่อโหลดในการทดลองและส่งไฟล์ Billing ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

2. อ่าน Billing สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES โดยทำ Manual Billing Reset โดยการกดปุ่ม Billing Reset ที่ตัวมิเตอร์อัจฉริยะทีละเครื่องจนครบ 3 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์) จากนั้นใช้ระบบ HES/MDMS อ่าน Billing แบบ Manual และวางไฟล์ผลลัพธ์จากการอ่าน Billing ใน FTP Server สำเร็จภายในเวลาไม่เกิน 5 นาที นับตั้งแต่เรียกอ่านข้อมูล Billing แบบ Manual นั้น โดยต่อโหลดในการทดลองและส่งไฟล์ Billing ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

หมายเหตุ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดรูปแบบ ASCII TEXT File ของ Billing Format ในเอกสารแนบท้าย ให้ผู้ยื่นข้อเสนอ และ ผู้ยื่นข้อเสนอต้องจัดเตรียม FTP Server มาเอง

เกณฑ์การประเมิน:

1. การอ่านค่า Automatic Billing พร้อมวางไฟล์ผลลัพธ์ สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน ตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES สำเร็จ 1 ผลิตภัณฑ์มิเตอร์ ได้แต้ม 1 คะแนน

2. การอ่านค่า Manual Billing พร้อมวางไฟล์ผลลัพธ์ สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนตามรูปแบบที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด แบบ Single HES สำเร็จ 1 ผลิตภัณฑ์มิเตอร์ ได้แต้ม 1 คะแนน
(แต้มเต็ม 6 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.4	**สาธิตการประมวลผลข้อมูล 15-minute Load Profile ที่กำหนดให้ ผ่านฟังก์ชั่น VEE (Validation, Estimation, Editing) แบบ Off-Line สำเร็จและถูกต้อง ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 5%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการประมวลผลข้อมูล 15-minute Load Profile ที่กำหนดให้ ผ่านฟังก์ชั่น VEE (Validation, Estimation, Editing) แบบ Off-Line สำเร็จและถูกต้อง ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการประมวลผลข้อมูล 15-minute Load Profile ที่กำหนดให้ ผ่านฟังก์ชั่น VEE (Validation, Estimation, Editing) แบบ Off-Line สำเร็จและถูกต้อง ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1.การประมวลผลข้อมูล 15-minute Load Profile ที่กำหนดให้ ผ่านฟังก์ชั่น VEE (Validation, Estimation, Editing) แบบ Off-Line สำเร็จและถูกต้อง โดยมีการประมวลผลดังต่อไปนี้

1.1 ตรวจเช็ค (Validation) ข้อมูลที่ให้มาว่ามีการขาดหายหรือไม่ ถ้ามีข้อมูลขาดหายให้แจ้งผ่าน MDMS ว่ามีข้อมูลขาดหายในช่วงไหนบ้าง

1.2 ถ้ามีข้อมูลขาดหาย ให้ดำเนินการประมาณค่า (Estimation) ด้วยกระบวนการประมาณค่าแบบต่าง ๆ อย่างน้อย 3 กรรมวิธี

1.3 สามารถแก้ไขค่า (Editing) ค่าที่ขาดหายไปแบบ Manual แล้วเก็บข้อมูลที่ Edit แยกออกจากข้อมูลดิบของ Load Profile เดิมได้

หมายเหตุ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะให้ชุดข้อมูลตัวอย่าง Load Profile ในรูป text file ให้ผู้เข้าประมูล

เกณฑ์การประเมิน:

1. การประมวลผลข้อมูล 15-minute Load Profile ที่กำหนดให้ ผ่านฟังก์ชั่น VEE (Validation, Estimation, Editing) แบบ Off-Line สำเร็จและถูกต้อง สำเร็จ 1 ครั้ง/ข้อ ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 3 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.5	**สาธิตการทำ Remote Configuration สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 4%)**

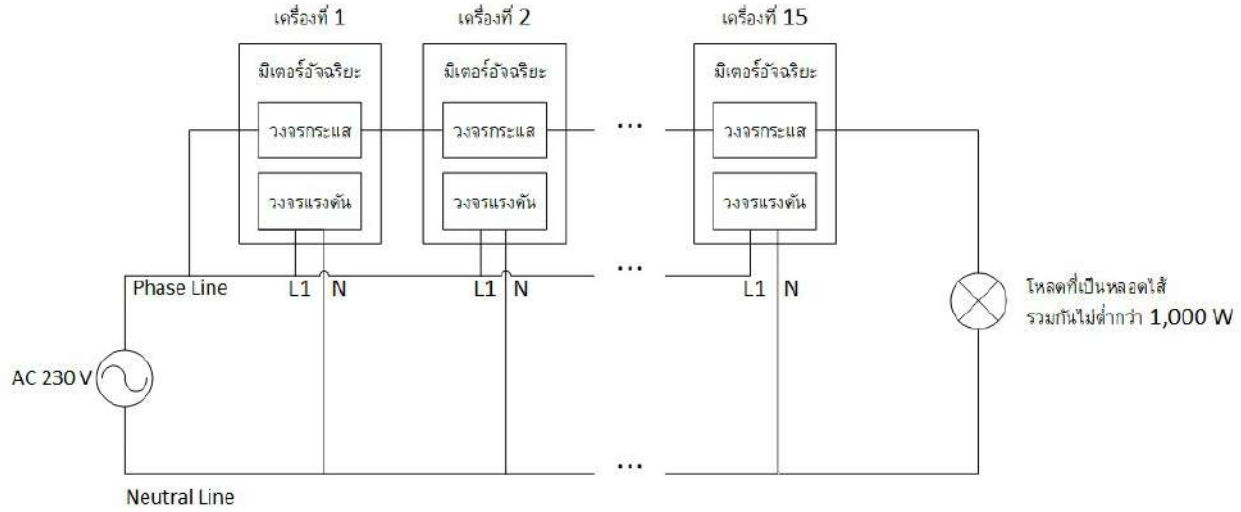
วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำ Remote Configuration สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการทำ Remote Configuration สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. การทำ Remote Configuration สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วนแบบ Single HES โดยให้เปลี่ยนวันที่ทดสอบจากวันทำงานเป็นวันหยุด เพื่อพิสูจน์ทราบว่ามีการคิดหน่วยตาม Rate ของวันหยุดได้อย่างถูกต้อง (จะต้องปรับแก้ค่า Configuration แบบ Remote ผ่านโครงข่ายสื่อสาร Cellular โดยต้องเป็นการปรับแก้ไข ผ่านหน้าจอ Graphic User Interface (GUI) เดียวของ HES หรือ MDMS และ สามารถทำการ Remote Configuration ในเวลาเดียวกันด้วย Single HES)

2. มิเตอร์อัจฉริยะจะต้องสามารถทำงานได้ตามปกติและไม่กระทบกับการวัดค่าพลังงาน โดยต่อมิเตอร์อัจฉริยะพ่วงกัน 15 เครื่อง (วงจรแรงดันต่อขนานกัน และ วงจรกระแสต่ออนุกรมกัน ดังรูปด้านล่าง) แบบ 220V เฟสเดียว (A-N) แล้วจดหน่วยก่อนและหลัง Remote Configuration มิเตอร์อัจฉริยะทุกเครื่องต้องมีค่าหน่วยที่เปลี่ยนแปลงเท่ากัน โดยมีค่าความผิดพลาดไม่เกิน 5% ของค่าเฉลี่ยของหน่วยรวมของมิเตอร์ที่สามารถทำการ Remote Configuration สำเร็จ (หลังจาก Remote Configuration)



3. ทำการเปลี่ยน Remote Configuration เป็นแบบกลุ่ม 15 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง จำนวน 3 ผลิตภัณฑ์) ให้แล้วเสร็จภายใน 5 นาทีนับจากการกดปุ่มสั่งการ Remote Configuration โดยไม่มีโหลด หลังจากนั้นให้ต่อโหลดไม่ต่ำกว่า 1,000 W เป็นระยะเวลา 15 นาที แล้วประเมินผล

เกณฑ์การประเมิน:

1. การทำ Remote Configuration สำเร็จ 1 เครื่อง ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 15 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.6	**สาธิตการทำ Firmware Upgrade สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 8%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำ Firmware Upgrade สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งมิเตอร์อัจฉริยะ และ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล

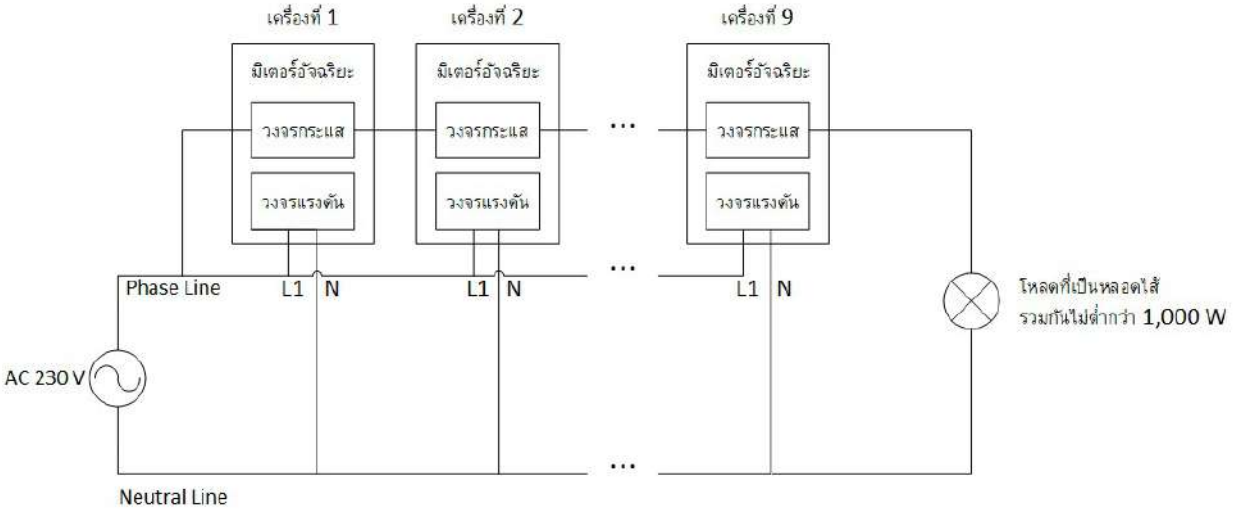
รายละเอียด: สาธิตการทำ Firmware Upgrade สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนแบบ Single HES ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ทั้งมิเตอร์อัจฉริยะ และ หน่วยรับ-ส่งข้อมูล

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. การทำ Firmware Upgrade สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน ของมิเตอร์อัจฉริยะแบบกลุ่มโดยมิเตอร์แต่ละผลิตภัณฑ์จะต้องสามารถทำ Firmware Upgrade ได้พร้อม ๆ กันโดยการสั่งการในเวลาเดียวกัน ผ่านระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ แบบ Remote Firmware Upgrade

1.1 ให้เปลี่ยนจุดทศนิยมที่แสดงของค่า Instantaneous Voltage โดยก่อน Firmware Upgrade ใช้ 2 ตำแหน่ง และ หลัง Firmware Upgrade ใช้ 4 ตำแหน่ง

1.2 มิเตอร์สามารถทำงานได้ตามปกติและไม่กระทบกับการวัดค่าพลังงาน โดยต่อมิเตอร์ 3P4W พ่วงกัน 9 เครื่อง (วงจรแรงดันต่อขนานกัน และ วงจรกระแสต่ออนุกรมกัน ดังรูปด้านล่าง) แบบ 220V เฟสเดียว (A-N) แล้วจดหน่วยก่อนและหลัง Firmware Upgrade มิเตอร์ทุกตัวต้องมีค่าหน่วยที่เปลี่ยนแปลงเท่ากัน โดยมีค่าความผิดพลาดไม่เกิน 5%



1.3 ทำการขัดจังหวะการ Upgrade โดยการงดจ่ายไฟเข้ามิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 3 เครื่อง (ผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง) โดยคณะกรรมการจะเป็นผู้เลือกมิเตอร์ แล้วสังเกตุผลว่ามิเตอร์อัจฉริยะกลุ่มนี้สามารถกลับไปทำงานโดยใช้ Firmware เดิมได้

1.4 มี Firmware Version ที่เปลี่ยนไปจากก่อนหน้าโดยแสดงผลที่หน้าจอมิเตอร์ ทำการ Firmware Upgrade เป็นกลุ่ม 6 เครื่อง ให้แล้วเสร็จภายใน 30 นาที

เกณฑ์การประเมิน:

1. การทำ Firmware Upgrade ของมิเตอร์อัจฉริยะสำเร็จ 1 เครื่อง ได้แต้ม 2 คะแนน (มิเตอร์ที่ Upgrade สำเร็จต้องทำงานได้โดยใช้ Firmware ใหม่ และ มิเตอร์ที่ถูกขัดจังหวะในการ Upgrade ต้องทำงานได้โดยใช้ Firmware เก่า) (แต้มเต็ม 18 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.7	**สาธิตการเข้ากันได้ของมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ต่างผลิตภัณฑ์ (น้ำหนัก 8%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการเข้ากันได้ของมิเตอร์อัจฉริยะและหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ต่างผลิตภัณฑ์ ทุกผลิตภัณฑ์ อย่างมีประสิทธิภาพ

รายละเอียด:

1. ทดสอบสลับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ แบบ Plug and Play โดยมีการไขว้หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) เข้ากับ มิเตอร์อัจฉริยะประกอบ CT แรงต่ำ ให้ครบทุกผลิตภัณฑ์ (หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) มี 2 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละจำนวน 3 ชุด ต่อใช้งานกับมิเตอร์ 3 ผลิตภัณฑ์ ผลิตภัณฑ์ละ 2 เครื่อง รวมทั้งสิ้น 6 ชุด)
2. สาธิตการทำงาน On-Demand Read ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
3. สาธิตการอ่านค่าสำเร็จ Load Profile ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ อย่างต่อเนื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ทำการอ่านค่า Instantaneous Values สำเร็จแบบ On-Demand Read ผ่าน Single HES เรียกอ่านค่า 2 ครั้ง ทีละเครื่องจนครบ 6 เครื่อง (4G/3G Modem 1 ผลิตภัณฑ์ จะต้องเชื่อมต่อกับมิเตอร์อัจฉริยะได้ 3 ผลิตภัณฑ์) โดยให้ต่อโหลดในการทดลอง

2. ทำการอ่านค่าสำเร็จ Load Profile แบบ Single HES โดยอ่านค่า Voltage Profile (V), Current Profile (A), และ Load Profile (Import kWh) ทุก ๆ 15 นาที แบบอัตโนมัติ ภายในระยะเวลา 3 ชั่วโมง พร้อมกัน 6 เครื่อง โดยให้ต่อโหลดในการทดลอง (กำหนดให้ประเมินความสำเร็จในการอ่านค่าทุก ๆ 15 นาที (Period) ต่อครั้ง โดยกำหนดให้ระบบ Single HES ต้องเรียกค่า Load Profile ภายในเวลา 10 นาทีหลังจากอ่านค่าในแต่ละ Period) ทั้งนี้ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ต้องแสดงผลลัพธ์การทดสอบโดยมีรายละเอียดดังนี้

2.1 วัน เวลาเริ่มต้น และ สิ้นสุดของการอ่าน Load Profile ในแต่ละ Period

2.2 จำนวนมิเตอร์ที่อ่าน Load Profile สำเร็จภายในเวลา 10 นาที ในแต่ละ Period

เกณฑ์การประเมิน:

1. การอ่านค่า Instantaneous Values สำเร็จแบบ On-Demand Read ผ่าน Single HES 1 ครั้งต่อเครื่อง ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 12 คะแนน)

2. การอ่านค่า Load Profile สำเร็จจะได้ 1 คะแนน ต่อ เครื่อง ต่อ 1 period (แต้มเต็ม 72 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.8	**สาธิตการทำงานของเครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) และการเข้ากันได้กับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทุกผลิตภัณฑ์ (น้ำหนัก 5%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงานของเครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) และการเข้ากันได้กับหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ทุกผลิตภัณฑ์ อย่างมีประสิทธิภาพ

รายละเอียด:

1. เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะต้องมีลักษณะการใช้งานแบบพกพาได้ (Handheld Device)
2. เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะต้องสามารถทดสอบหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ได้ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ โดยใช้เครื่องมือเพียงอันเดียว (Single Test Tool) เท่านั้น
3. เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จะต้องสามารถตรวจสอบระดับความแรงของสัญญาณ (CSQ) และ ตรวจสอบเครือข่ายผู้ให้บริการของซิมการ์ด (ชื่อโครงข่ายผู้ให้บริการ และ ชนิดของโครงข่ายเช่น 4G หรือ 3G Network) เป็นอย่างน้อย

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) สามารถตรวจสอบระดับความแรงของสัญญาณ (CSQ) และ ตรวจสอบเครือข่ายผู้ให้บริการของซิมการ์ด (ชื่อโครงข่ายผู้ให้บริการ และชนิดของโครงข่ายเช่น 4G หรือ 3G Network) ได้อย่างถูกต้อง เป็นอย่างน้อย ได้ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ โดยใช้เครื่องมือเพียงอันเดียว (Single Test Tool) เท่านั้น

เกณฑ์การประเมิน:

1. เครื่องมือในการตรวจสอบการทำงานของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) สามารถตรวจสอบระดับสัญญาณ และ ตรวจสอบเครือข่ายของซิมการ์ดได้อย่างถูกต้อง เป็นอย่างน้อย ได้ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์ โดยใช้เครื่องมือเพียงอันเดียว (Single Test Tool) เท่านั้น ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 1 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.9	สาธิตการทำงาน Momentary Interruption/Power Outage สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 4%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงาน Momentary Interruption/Power Outage สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการทำงาน Momentary Interruption/Power Outage สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. สามารถกำหนดช่วงเวลา (Duration) ที่เกิด Outage ได้ ดังนี้ ช่วงเวลาที่น้อยกว่า 60 วินาที เป็น Momentary Interruption และ มากกว่า 60 วินาที เป็น Power Outage

2. ทำการงดจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่มิเตอร์อัจฉริยะในช่วงเวลาที่น้อยกว่า 60 วินาที เพื่อจำลองสถานการณ์ Momentary Interruption จำนวน 2 ครั้ง ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (MDMS/HES) จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) และ นับค่า (Count) จำนวนของเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้ากระพริบ (Momentary Interruption) และ ออกรายงาน (Report) จำนวนของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ากระพริบได้

3. ทำการงดจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่มิเตอร์อัจฉริยะในช่วงเวลาที่มากกว่า 60 วินาที เพื่อจำลองสถานการณ์ Power Outage จำนวน 2 ครั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (MDMS/HES) จะต้องสามารถตรวจจับ (Capture) เหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง (Power Outage) และ ออกรายงาน (Report) จำนวนของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้า Power Outage ได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำการทดสอบมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 1 เครื่องต่อผลิตภัณฑ์ รวมเป็น 3 เครื่อง ออกรายงานสำเร็จทั้ง Momentary Interruption ต่อผลิตภัณฑ์ ได้แต้ม 1 คะแนนต่อความสำเร็จ 1 ครั้ง และ Power Outage ต่อผลิตภัณฑ์ ได้แต้ม 1 คะแนนต่อความสำเร็จ 1 ครั้ง (แต้มเต็ม 12 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.2.10	**สาธิตการทำงาน Power Quality Monitoring and Reporting สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (น้ำหนัก 5%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการทำงาน Power Quality Monitoring and Reporting สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

รายละเอียด: สาธิตการทำงาน Power Quality Monitoring and Reporting สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วนในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

1. มิเตอร์ผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง (3P4W) โดยต่อพ่วงกัน 3 เครื่อง (วงจรแรงดันต่อขนานกัน และ วงจรกระแสต่ออนุกรมกัน)

2. ในเบื้องต้นให้กำหนดค่า Configuration สำหรับ Sag, Under Voltage, Swell และ Overvoltage เป็นค่า Default ใด ๆ ที่ไม่ตรงกับเงื่อนไขในข้อ 3)

3. แสดงค่า Default Configuration เบื้องต้น แล้วทำการปรับแก้ค่า Configuration ผ่านระบบ AMI โดยกำหนดให้เงื่อนไขของแต่ละเหตุการณ์เป็นดังนี้

Sag (Magnitude: 90% of nominal voltage, Duration: <= 1 Minute)

Under Voltage/Low Voltage (Magnitude: 90% of nominal voltage, Duration: > 1 Minute)

Swell (Magnitude: 110% of nominal voltage, Duration: <= 1 Minute)

Over Voltage (Magnitude: 110% of nominal voltage, Duration: > 1 Minute)

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ระบบ AMI จะต้องสามารถแสดง (Monitor) และ ออกรายงาน (Report) ค่าของ คุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ซึ่งประกอบไปด้วย Voltage sag and swell detection with configurable time threshold ดังนิยามที่กำหนดด้านบนได้

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถตั้งค่า Configurations สำหรับการแสดงค่า (Monitoring) และ ค่า Threshold ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์ที่เกี่ยวกับคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) กับมิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะแบบกลุ่ม (Batch of Meters) แบบทางไกล (Remotely) ตามที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ระบบ AMI สามารถตั้งค่า Configurations สำหรับ Sag, Under Voltage, Swell และ Overvoltage แบบทางไกล(Remotely) ผ่านระบบ AMI (MDMS/HES) แล้วอ่านค่า Configuration ที่ได้ปรับแก้ไปแล้ว สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วน ผลิตภัณฑ์ละ 2 คะแนน (แต้มเต็ม 6 คะแนน)

2. ทำการทดสอบมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 1 เครื่องต่อผลิตภัณฑ์ รวมเป็น 3 เครื่อง สามารถแสดง (Monitor) และ ออกรายงาน (Report) ค่าของคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ประกอบไปด้วย Sag, Under Voltage, Swell และ Overvoltage สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วน ค่าละ 1 คะแนน ต่อผลิตภัณฑ์ (แต้มเต็ม 12 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.3 สาธิต Customer Energy Portal (น้ำหนัก 8%)

รายละเอียด: สาธิต Customer Energy Portal ที่สามารถแสดงผล ดังแสดงด้านล่าง โดยมีการเชื่อมโยงกับผู้ใช้งาน (User Interface) และ ต้องเป็นข้อมูลที่ได้จากการมิเตอร์ที่ทำงานในช่วงเวลาทดสอบเท่านั้น การสาธิต Customer Energy Portal เป็นการสาธิตการทำงานจริงเพื่อตรวจเช็คความเข้าใจเบื้องต้นของผู้ยื่นข้อเสนอในการจัดทำ Customer Energy Portal ในรูปของฟังก์ชันการทำงานเป็นหลัก ***โดย Customer Energy Portal ต้องไม่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะไม่พิจารณา Customer Energy Portal ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES)***

A.4.3.1	**สาธิตระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้งานได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal (น้ำหนัก 2%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้งานได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal

รายละเอียด: สาธิตระบบการจัดการสิทธิ์ของผู้ใช้งานได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ต้องสามารถจัดกลุ่มการเข้าถึงข้อมูลของ User ให้สอดคล้องกับลำดับชั้นของพื้นที่การไฟฟ้าได้ กำหนดให้จำนวนมิเตอร์อัจฉริยะทดสอบมีจำนวน 15 เครื่อง และ มีค่าที่สามารถแสดงได้ประกอบด้วย kWh, kVarh, kW, kVar, Voltage Profile และ Current Profile กำหนดให้ User กลุ่มแรกเป็นการไฟฟ้าเขต และกลุ่มที่สองเป็นการไฟฟ้าจังหวัดซึ่งอยู่ภายใต้การไฟฟ้าเขต มีสิทธิ์ดูได้เฉพาะบางค่าที่แตกต่างกันตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดผ่าน Graphic User Interface (GUI) เท่านั้น และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสุ่มตรวจสอบค่าที่ได้จากการอ่านมิเตอร์อัจฉริยะ
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดการแบ่งกลุ่มในการสาธิตข้อนี้ โดยกำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอเพิ่ม/ลด User แล้วทำการจัดกลุ่มตามความต้องการของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในขณะเวลาที่สาธิตการทำงานเท่านั้น

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 1 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.3.2	**สาธิตความสามารถแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal (น้ำหนัก 3%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตความสามารถแสดงผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal

รายละเอียด: สาธิตความสามารถแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและผลรวมของข้อมูลการใช้ไฟฟ้า โดยสามารถเลือกแสดงผลรวมของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าตามกลุ่มพื้นที่การไฟฟ้า (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดจำนวนพื้นที่ในวันสาธิตการทำงานจริง) ได้สำเร็จและถูกต้อง ครบถ้วนสำหรับ Customer Energy Portal โดยกำหนดให้จำนวนมิเตอร์ทดสอบมีจำนวน 15 เครื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. แสดงผลทุก 15 นาทีของ Voltage, Current, kWh, kW, kVar, และ Phasor, ของมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 1 เครื่อง ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดในวันสาธิตการทำงานจริง ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน ในช่วงระยะเวลา 24 ชั่วโมงย้อนหลังเป็นอย่างน้อยได้ และ สามารถแสดงผล Voltage, Current, kWh, kW, kVar ในรูปแบบตารางข้อมูล รูปแบบกราฟ (โดยสามารถเลือกแสดงเป็นกราฟเส้น และ กราฟแท่ง) และ สามารถแสดงผล Phasor ใน Phasor Diagram ได้
2. แสดงผลรวมของ kWh และ kVarh โดยสามารถเลือกแสดงผลรวมของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ตามพื้นที่ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน ในช่วงระยะเวลา 24 ชั่วโมงย้อนหลังเป็นอย่างน้อยได้ และสามารถแสดงผลในรูปแบบตารางข้อมูล และรูปแบบกราฟ โดยสามารถเลือกแสดงเป็นกราฟเส้น และกราฟแท่งได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จข้อที่ 1 ได้แต้ม 1 คะแนน
2. ทำงานได้สำเร็จข้อที่ 2 ได้แต้ม 2 คะแนน

(แต้มเต็ม 3 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.3.3	**สาธิตการแสดง Billing History ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal (น้ำหนัก 3%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตการแสดง Billing History ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal

รายละเอียด: สาธิตการแสดง Billing History ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน สำหรับ Customer Energy Portal สามารถดูค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้าได้ ดังแสดงในตาราง Book 2: Table of Billing History โดยกำหนดให้จำนวนมิเตอร์ทดสอบมีจำนวน 3 เครื่อง ผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. แสดง Billing History ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน ที่เป็นผลลัพธ์จากการสาธิตข้อ A.4.2.3 โดยสุ่มตัวอย่างผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่องที่ทำงานได้สำเร็จ สำหรับ Customer Energy Portal โดยมีค่าข้อมูลการใช้ไฟฟ้าดังนี้

Table of Billing History	
Item	**Description**
1	Current Date
2	Current Time
3	Date & Time Last Reset
4	Number of Reset
5	Billing total kWh Total Import
6	Billing total kWh Total Export
7	Billing total kWh Rate A Import
8	Billing total kWh Rate A Export
9	Billing total kWh Rate B Import
10	Billing total kWh Rate B Export
11	Billing total kWh Rate C Import
12	Billing total kWh Rate C Export

	13	Previous kW demand Rate A Import	
	14	Previous kW demand Rate A Export	
	15	Previous kW demand Rate B Import	
	16	Previous kW demand Rate B Export	
	17	Previous kW demand Rate C Import	
	18	Previous kW demand Rate C Export	
	19	Cumulate kW demand Rate A Import	
	20	Cumulate kW demand Rate A Export	
	21	Cumulate kW demand Rate B Import	
	22	Cumulate kW demand Rate B Export	
	23	Cumulate kW demand Rate C Import	
	24	Cumulate kW demand Rate C Export	
	25	Cumulate kVar demand Total Import	
	26	Cumulate kVar demand Total Export	
	27	Billing total kVarh Total Import	
	28	Billing total kVarh Total Export	
	29	Previous kVar demand Total Import	
	30	Previous kVar demand Total Export	
	31	Previous Time of kW demand Rate A Import	
	32	Previous Time of kW demand Rate A Export	
	33	Previous Time of kW demand Rate B Import	
	34	Previous Time of kW demand Rate B Export	

35	Previous Time of kW demand Rate C Import
36	Previous Time of kW demand Rate C Export
37	Previous Time of kVar demand Total Import
38	Previous Time of kVar demand Total Export

2.สามารถแสดงผลในรูปแบบตารางข้อมูล พร้อม Register Code ได้ ดังตัวอย่างในเอกสารแนบท้ายได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ 1 เครื่อง ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 3 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.4 สาธิตระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS) (น้ำหนัก 22%)

รายละเอียด: สาธิตระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS) ที่สามารถแสดงผล ดังแสดงด้านล่าง และ ต้องเป็นข้อมูลที่ได้จากการมิเตอร์ที่ทำงานในช่วงเวลาทดสอบเท่านั้น การสาธิตระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS) เป็นการสาธิตการทำงานจริงเพื่อตรวจเช็คความเข้าใจเบื้องต้นของผู้ยื่นข้อเสนอในการจัดทำระบบ Network Management System (NMS) และ Meter Operation Management System (MOMS) ในรูปของฟังก์ชันการทำงานเป็นหลัก ***โดย Meter Operation Management System (MOMS) ต้องไม่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะไม่พิจารณา Meter Operation Management System (MOMS) ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ MDMS หรือ ระบบ HES)***

A.4.4.1	**สาธิตระบบ Network Management System (NMS) สามารถแสดงการทำงานของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G (น้ำหนัก 4%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Network Management System (NMS) สามารถแสดงการทำงานของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Network Management System (NMS) สามารถแสดงการทำงานของโครงข่ายสื่อสาร Cellular 4G/3G ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน โดยกำหนดให้จำนวนมิเตอร์ทดสอบมีจำนวน 15 เครื่อง ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. แสดงสถานะของ SIM Card (Up/Down/Other) และ ค่าความแรงของสัญญาณที่รับได้ (Received Signal Strength (CSQ))ได้ สำหรับมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 15 เครื่อง
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทำการถอดหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ออกจากมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 3 เครื่อง ระบบ NMS จะต้องรายงานการสื่อสารไม่ได้ สำหรับมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน 3 เครื่องนั้นในระยะเวลาไม่เกิน 15 นาที

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จทั้งหมด ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 1 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.4.2	สาธิตระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS) (น้ำหนัก 13%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วน โดยระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และกำหนดให้จำนวนมิเตอร์ทดสอบมีจำนวน 15 เครื่อง ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. จะต้องมีการบริหารจัดการข้อมูลหลักของมิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล โดยมีฟังก์ชั่นหลัก ดังนี้เป็นอย่างน้อย

- นำเข้า และจัดเก็บข้อมูลหลัก
- บริหารจัดการข้อมูลหลักคือสามารถเพิ่มได้
- สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์กับข้อมูลอุปกรณ์ประกอบได้
- สามารถเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์และข้อมูลอุปกรณ์กับข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลของ ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ได้ (กฟภ. เป็นผู้กำหนดและให้ตัวอย่างเบื้องต้น ได้แก่ หมายเลขมิเตอร์ CA ชื่อ นามสกุล เบอร์โทรศัพท์ และ พื้นที่การไฟฟ้า)
- เรียกดูข้อมูลหลักในรูปแบบต่างๆ ได้ดังนี้เป็นอย่างน้อย คือ เรียกดูจากหมายเลขมิเตอร์

2. ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะของการติดตั้งมิเตอร์ใหม่ ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย Waiting for Installation (กรณีมิเตอร์ติดตั้งเสร็จแล้วแต่มีปัญหาในช่วงการติดตั้ง เช่น หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ไม่ตรงกันกับหมายเลขมิเตอร์ในไฟล์ตั้งต้น เป็นต้น), Commissioning Success (กรณีมิเตอร์ Self-Register สำเร็จโดยหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) ตรงกันกับหมายเลขมิเตอร์ในไฟล์ตั้งต้น และรอการอนุมัติครั้งสุดท้ายจากเจ้าหน้าที่ Helpdesk), และ Install Complete (กรณีมิเตอร์ผ่านกระบวนการ Commissioning Success และ ได้รับการอนุมัติครั้งสุดท้ายโดยเจ้าหน้าที่ Helpdesk ซึ่งแสดงให้เห็นว่ามิเตอร์ได้ถูกติดตั้งอย่างสมบูรณ์และถูกต้องแล้ว) เป็นต้น โดยกำหนดให้มิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จับคู่ถูกต้องจำนวน 13 ชุด และ มิเตอร์และหน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem) จับคู่ไม่ถูกต้องจำนวน 2 ชุด

3. แสดงการ Self-Registration โดยจะต้องมีการแจ้งสรุปจำนวนและรายละเอียดของมิเตอร์ที่เชื่อมต่อเข้ามาในระบบ HES แล้วรอการ Activate/Approve ครั้งสุดท้ายโดยเจ้าหน้าที่ และ ไม่มีขั้นตอน Manual Control กับระบบ HES หรือ ระบบ MDMS หลังจากมีการเชื่อมต่อกับหน่วย-รับส่งข้อมูลแล้ว โดยทดสอบกับมิเตอร์ 15 เครื่อง โดยระบบจะต้องเก็บค่าและแสดง วันเวลาที่ติดตั้งได้

4. ระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application โดยผู้ใช้งานสามารถกรอกข้อมูลการติดตั้งมิเตอร์จากหน้างาน (Field Site) และอื่น ๆ ดังนี้เป็นอย่างน้อย ข้อมูลของหน่วยรับ-ส่งข้อมูล เช่น Serial Number และ ภาพถ่ายการติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบก่อนและหลังการติดตั้ง แบบ online ได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. (ข้อ 1,2, และ 4) ทำงานได้สำเร็จ 1 ข้อ ได้แต้ม 5 คะแนน/ข้อ (แต้มรวม 15 คะแนน)
2. (ข้อ 3) ทำงานได้สำเร็จ 1 เครื่อง ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มรวม 15 คะแนน)

(แต้มเต็ม 30 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.4.3	สาธิตระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) (น้ำหนัก 5%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Meter Exception Monitoring System (MEMS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน โดยระบบจะต้องรองรับการทำงานแบบ Web-based Application และกำหนดให้จำนวนมิเตอร์ทดสอบมีจำนวน 15 เครื่อง ผลิตภัณฑ์ละ 5 เครื่อง

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ระบบจะต้องสามารถแสดงสถานะการทำงานของมิเตอร์และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่ผิดปกติ (Alarm) ได้แก่ Terminal Cover Open ที่มิเตอร์ (Alarm) และ Limit Switch Open ที่ตู้มิเตอร์ (Alarm) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะจำลองสถานการณ์ผิดปกติดังกล่าวข้างต้นโดยสุ่มเลือกมิเตอร์เพื่อทดสอบผลิตภัณฑ์ละ 1 เครื่อง และ ระบบต้อง PUSH ข้อมูล Alarm ได้ในระยะเวลาไม่เกิน 1 นาทีหลังจากการเกิดเหตุการณ์นั้น ๆ
2. ระบบจะต้องสามารถแสดงข้อมูล Event ดังต่อไปนี้ Sag Occurred, Swell Occurred, Under Voltage Occurred, Over Voltage Occurred, Momentary Interruption Occurred, Power Outage Occurred ในรูปแบบที่แสดงบน Dashboard ได้ และ ระบบจะต้องสามารถปรับปรุงสถานะ (Update Status) เมื่อ Event หรือ Alarm ที่เกิดขึ้นมาได้กลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว
3. ระบบจะต้องสามารถ Export ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ PDF และ Microsoft Excel ได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ 1 ข้อ ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 3 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.5 สาธิตระบบ Demand Response (DR) (น้ำหนัก 14%)

รายละเอียด: สาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่สามารถแสดงผล ดังแสดงด้านล่าง โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากระบบ AMI ซึ่งทำงานแบบ On-premise และใช้มิเตอร์ไฟฟ้าอัจฉริยะที่ทำงานในช่วงเวลาทดสอบเท่านั้น โดยใช้ข้อมูล Load Profile ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเตรียมให้ในรูป .csv File

A.4.5.1	**สาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based (น้ำหนัก 4%)**

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ระบบ AMI จะต้องรองรับระบบ Demand Response ที่มี Dynamic Rate แบบ Incentive-Based ดังต่อไปนี้เป็นอย่างน้อย

1.1 Critical Peak Price โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงขึ้นกว่าปกติเมื่อมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Critical Peak Price ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 30 นาที

1.2 Peak Time Rebate โดยการทำงานของระบบ Demand Response ภายใต้โปรแกรมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าอัตราก้าวหน้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะถูกคิดค่าใช้ไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำลงกว่าปกติเมื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้กำหนดต่อไป โดยจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าในการปรับอัตราค่าใช้ไฟฟ้าแบบ Peak Time Rebate ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ตามระยะเวลาที่กำหนดได้ (Configurable) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตัวอย่างเช่น อย่างน้อย 30 นาที

2. ระบบ AMI จะต้องสามารถเชื่อมโยง (Integrate) กับระบบควบคุมในระบบ Demand Response (Demand Response Control System) แบบ Semi-Automatic ผ่านทาง SMS หรือ Email หรือ Applications บน Smart Devices เพื่อทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย โดยในการบริหารจัดการนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแจ้งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ที่ได้ลงทะเบียนเข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ล่วงหน้าเป็นเวลาอย่างน้อย 30 นาทีแบบอัตโนมัติโดยระบบ Demand Response ซึ่งเวลาที่แจ้งล่วงหน้านี้ จะต้องสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ 1 ข้อ ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 2 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.5.2	สาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่สามารถเชื่อมโยงกับ Demand Response Management System (DRMS) (น้ำหนัก 10%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่สามารถเชื่อมโยงกับ Demand Response Management System (DRMS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Demand Response (DR) ที่สามารถเชื่อมโยงกับ Demand Response Management System (DRMS) ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1. ระบบ AMI และ/หรือ ระบบ DR จะต้องรองรับการลงทะเบียน (Enrollment) และ การยกเลิกการลงทะเบียน (Disenrollment) (กระบวนการเชื่อมโยง/เมนูใน DR Software) ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการตามโปรแกรม Demand Response ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นำเสนอให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ ตาม (Dynamic Rate) และ ระบบควบคุมในระบบ Demand Response (Demand Response Control System)

2. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถทำการตั้งค่า Baseline ดังต่อไปนี้ได้

2.1 ผู้ยื่นข้อเสนอนำเข้าข้อมูล Load Profile ที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จัดเตรียมให้ในรูป .csv File (ประกอบด้วยอย่างน้อย Load Pattern ในวันทำงาน และ วันหยุด) ไปเก็บไว้ในระบบ AMI หรือ ระบบ DR

2.2 ระบบ DR จะต้องเรียกข้อมูลของ Load Profile ในข้อที่ 2.1 จากระบบ AMI หรือ ระบบ DR

2.3 ระบบ DR จะต้องแสดงข้อมูล Load Profile ที่เลือกมาจำนวน 10 วัน โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้เลือกวันใน Load Profile ในข้อที่ 2.1

2.4 ระบบ DR จะต้องคำนวณเส้น Baseline โดยใช้กรรมวิธี Max 5/10 (Average 5 high days out of 10 days) และ Average 10/10 (Average 10 days out of 10 days)

3. ผู้ยื่นข้อเสนอเลือกมิเตอร์ไฟฟ้าและหน่วยรับ-ส่งข้อมูลจำนวน 1 ชุด แล้วทำการจ่ายกระแสไฟฟ้าและต่อโหลดให้มิเตอร์ไฟฟ้า ผ่าน Handheld Power Source with reference ในระยะเวลาประมาณ 60 นาที เพื่อให้ระบบ Demand Response ทำการเปรียบเทียบค่า Demand กับเส้น Baseline โดยระบบ Demand Response จะต้องสามารถเปรียบเทียบค่า Demand กับเส้น Baseline หลังจากผู้ใช้ไฟฟ้าลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย ในรูปแบบของหน่วยที่ลดได้ ในการนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการปรับค่ากระแสไฟฟ้าตามความเหมาะสม กำหนดให้ส่งไฟล์ข้อมูล Load Profile ในช่วงที่ทำการทดสอบระบบ DR ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

4. ทำการปรับโหลดให้การใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย เกินกว่าเส้น Baseline ระบบควบคุมในระบบ Demand Response (Demand Response Control System) จะทำการแจ้งเตือนไปยังผู้ใช้ไฟผ่านช่องทางต่าง ๆ เช่น Email, SMS, Application หรือ อื่น ๆ แบบ Near Real-Time แต่ไม่เกิน 30 นาทีนับจากเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าเกินกว่าเส้น Base Line

5. ระบบ Demand Response จะต้องสามารถออกรายงาน (Report) ความสำเร็จของระบบได้ ดังต่อไปนี้ ปริมาณค่า Demand ที่สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคที่วิกฤต (Critical Peak) ของระบบจำหน่าย และ จำนวนและรายชื่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ เป็นอย่างน้อย

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ 1 ข้อ ได้แต้ม 1 คะแนน (แต้มเต็ม 5 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

A.4.6 สาธิตระบบ Data Analytics (น้ำหนัก 6%)

รายละเอียด: สาธิตระบบ Data Analytics ที่สามารถแสดงผล ดังแสดงด้านล่าง โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากระบบ AMI หรือ ระบบ MDMS ซึ่งทำงานแบบ On-premise และใช้ข้อมูลที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ในช่วงเวลาทดสอบเท่านั้น

A.4.6.1	สาธิตระบบ Load Research (น้ำหนัก 6%)

วัตถุประสงค์: เพื่อสาธิตระบบ Load Research ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน

รายละเอียด: สาธิตระบบ Load Research ได้สำเร็จ ถูกต้อง และ ครบถ้วน โดยมีกลุ่มรูปแบบการใช้ไฟฟ้า ที่กำหนดให้ในการสาธิต จำนวน 3 กลุ่ม โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะให้ Load Profile เฉลี่ยอ้างอิงของแต่ละกลุ่ม ในวันทดสอบ

ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ:

1.ระบบจะต้องสามารถวิเคราะห์รูปแบบ (Pattern Analysis) ของ Load Profile เพื่อคัดกรองกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรูปแบบการใช้ไฟฟ้าแบบเดียวกันได้

เกณฑ์การประเมิน:

1. ทำงานได้สำเร็จ ได้แต้ม 1 คะแนนต่อกลุ่มที่จัดกลุ่มถูกต้อง โดยยอมรับความผิดพลาดในการจัดกลุ่มในกลุ่มที่ถูกต้องได้ไม่เกิน +/- 20% ของจำนวนรูปแบบในกลุ่มนั้น

(แต้มเต็ม 3 คะแนน)

ผลการประเมิน:

คะแนนที่ได้ .....

ข้อสังเกตุ:

เอกสารแนบท้าย

ASCII text files

ASCII text files เป็นไฟล์ที่ใช้สำหรับรับ-ส่งข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าระหว่างระบบ SAP และระบบ AMI ซึ่งภายในไฟล์จะประกอบด้วยข้อมูลสายการจดหน่วย ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งก่อน และข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลัง โดยระบบ SAP จะส่ง ASCII text files (วางไฟล์ไว้ที่โฟล์เดอร์ outbound บน FTP Server ของระบบ SAP) ให้ระบบ AMI ซึ่งภายในไฟล์จะขาดข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลัง (โดยค่าที่ขาดไปจะมีค่าเป็น 0) ระบบ AMI เมื่อได้รับ ASCII text files จากระบบ SAP แล้วจะทำการใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลังที่ขาดไป เช่น จำนวนมิเตอร์ที่อ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าได้ในสายการจดหน่วย วันที่ทำการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้า ข้อมูล Register ต่างๆ เป็นต้น เมื่อใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าเรียบร้อยแล้ว ระบบ AMI จะบันทึกโดยสร้างเป็นไฟล์ใหม่ (ชื่อไฟล์ใหม่จะบวกตัวเลขจากชื่อไฟล์ต้นฉบับขึ้นมาอีก 1 เช่น หาก ASCII text file ชื่อ “GRST9550.AR6” เมื่อใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าเรียบร้อยแล้ว ระบบ AMI จะบันทึกชื่อไฟล์เป็น “GRST9551.AR6” เป็นต้น) และระบบ AMI จะทำการส่งไฟล์ใหม่ที่สร้างขึ้น ให้กับระบบ SAP (วางไฟล์ใหม่ที่สร้างขึ้นไว้ที่โฟล์เดอร์ inbound บน FTP Server ของระบบ SAP)

ASCII text files มีรายละเอียดของข้อมูลในไฟล์ ดังนี้

1. ชุดข้อมูลสายการจดหน่วย ในแต่ละ ASCII text file จะมีชุดข้อมูลสายการจดหน่วยตั้งแต่ 1 สายขึ้นไป รายละเอียดชุดข้อมูลสายการจดหน่วยประกอบด้วย

1.1 ข้อมูล MRU (Header Record) จำนวน 1 บรรทัด (บรรทัดจะขึ้นต้นด้วย “H”) มีรายละเอียดดังตาราง

ลำดับ	ตำแหน่ง	คำอธิบาย	ความหมาย/ตัวอย่าง	ความยาว
1	1	Record Type	“H” = Header	1
2	2 – 9	Meter Reading Unit	สายการจดหน่วย	8
3	10 – 13	Number of Read	จำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในสายการจดหน่วย	4
4	14 – 17	Number of Actual Read**	จำนวนมิเตอร์ที่อ่านหน่วยได้ในสายการจดหน่วย	4
5	18 – 34	Total consumption-kWh		17.3*
6	35 – 51	Total Demand-kW		17.3*
7	52 – 59	Scheduled meter reading date	วันที่สำหรับแผนการจดหน่วยของสาย	8
8	60 – 62	PTC No.		3
9	63 – 64	MR reason		2
10	65 – 72	Portion		8

* ความยาว X.Y หมายถึง จำนวนเลขทั้งหมด X หลัก โดยที่ Y หลักสุดท้ายเป็นเลขทศนิยม

** ส่วนของข้อมูลที่ ระบบ AMI จะต้องใส่ข้อมูลเกี่ยวกับการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ขาดไป

1.2 ชุดข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า (จำนวน 19 บรรทัดต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย) มีจำนวนตั้งแต่ 1 รายขึ้นไป

2. ชุดข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า ในแต่ละสายการจดหน่วยจะมีชุดข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 1 รายขึ้นไป รายละเอียดชุดข้อมูลผู้ใชไฟฟ้าประกอบด้วย

2.1 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer) จำนวน 1 บรรทัด (บรรทัดจะขึ้นต้นด้วย “C”) มีรายละเอียดดังตาราง

ลำดับ	ตำแหน่ง	คำอธิบาย	ความหมาย/ตัวอย่าง	ความยาว
1	1	Record Type	“C” = Customer	1
2	2 – 9	Meter Reading Unit	สายการจดหน่วย	8
3	10 – 19	PEA No.	หมายเลขมิเตอร์	10
4	20 – 31	Contract Account	บัญชีผู้ใช้ไฟ	12
5	32 – 39	Meter Type	เช่น AMR, TOU, TOD	8
6	40 – 59	Manufacturer + Model		20
7	60 – 69	Multiply Factor		10.4*
8	70 – 77	Customer’s address		8
9	78 – 85	Actual meter reading date**	วันที่อ่านหน่วย	8
10	86 – 89	Actual meter reading time**	เวลาที่อ่านหน่วย	4
11	90 – 97	Actual upload date**		8
12	98	Reading Code**	0=ยังไม่ได้จดหน่วย,1=จดหน่วยแล้ว	1
13	99	Sealed at meter box		1
14	100	Sealed at meter		1
15	101	Sealed at cover		1
16	102	Sealed at Reset Demand		1
17	103 – 112	Error Code		10
18	113 – 122	Warning Code		10
19	123	Current active rate		1
20	124 – 127	Incorrect time (min) **	เวลาคลาดเคลื่อน	4
21	128 – 132	Seal no. at reset		5
22	133 – 137	Seal no. at meter box		5
23	138 - 143	Device Plate		6
24	144 - 160	Old key		16
25	161 – 164	Reserved		4

* ความยาว X.Y หมายถึง จำนวนเลขทั้งหมด X หลัก โดยที่ Y หลักสุดท้ายเป็นเลขทศนิยม

** ส่วนของข้อมูลที่ ระบบ AMI จะต้องใส่ข้อมูลเกี่ยวกับการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ขาดไป

2.2 ข้อมูล Register จำนวน 1 บรรทัดต่อ 1 register (บรรทัดจะขึ้นต้นด้วย “R”) มีรายละเอียดดังตาราง

ลำดับ	ตำแหน่ง	คำอธิบาย	ความหมาย/ตัวอย่าง	ความยาว
1	1	Record Type	“R” = Header	1
2	2 – 9	Meter Reading Unit	สายการจดหน่วย	8
3	10 – 19	PEA No.	หมายเลขมิเตอร์	10

ลำดับ	ตำแหน่ง	คำอธิบาย	ความหมาย/ตัวอย่าง	ความยาว
4	20 – 22	Register Number		3
5	23 – 42	Internal ID for meter reading document		20
6	43 – 44	Register category		2
7	45 – 52	Register Code		8
8	53 – 67	Previous meter reading	ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งก่อน	15.3*
9	68 – 82	Current meter reading**	ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลัง	15.3*
10	83	Places before decimal point		1
11	84	Places after decimal point		1
12	85 – 87	Register unit of measure		3
13	88	'Not relevant to billing'		1
14	89 – 98	Register factor		10.4*
15	99 – 108	Consumption or Demand		10.2*
16	109 – 123	Upper meter reading		15.3*
17	124 – 138	Lower meter reading		15.3*
18	139 – 142	Note from meter reader		4
19	143 – 144	Installation type		2

* ความยาว X.Y หมายถึง จำนวนเลขทั้งหมด X หลัก โดยที่ Y หลักสุดท้ายเป็นเลขทศนิยม

** ส่วนของข้อมูลที่ ระบบ AMI จะต้องใส่ข้อมูลเกี่ยวกับการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ขาดไป

Register ที่ใช้ในการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าจะเป็นกลุ่มของ Register ซึ่งมีจำนวน 18 registers ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ซึ่งกลุ่มของ Register มีทั้งหมด 2 กลุ่ม ดังนี้

1. กลุ่ม Register ที่ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญา "ซื้อไฟฟ้า" จาก กฟภ. มีจำนวน 18 registers ตามตาราง

No.	Register Code	Description	Remark
1	888	LCD Status*	Not use
2	090	Current Date	090_1D Date format : YYMMDD 090_2D Date format : DDMMYY
3	091	Current Time	091_T Time format : hhmm
4	095	Date & Time Last Reset	095 Date format : YYMMDD 095_1 Date format : DDMMYY 095_2 Date and Time format : YYMMDDhhmm
5	096	Number of Reset	
6	111	Billing total kWh Total - (Import)	
7	010	Billing total kWh Rate A - (Import)	
8	020	Billing total kWh Rate B- (Import)	

No.	Register Code	Description	Remark
9	030	Billing total kWh Rate C - (Import)	
10	050	Previous kW demand Rate A - (Import)	
11	060	Previous kW demand Rate B- (Import)	
12	070	Previous kW demand Rate C - (Import)	
13	015	Cumulate kW demand Rate A - (Import)	
14	016	Cumulate kW demand Rate B- (Import)	
15	017	Cumulate kW demand Rate C - (Import)	
16	118	Cumulate kVar demand Total - (Import)	
17	222	Billing total kVarh Total - (Import)	
18	280	Previous kVar demand Total - (Import)	

* Register ลำดับที่ 1 (888) ไม่ต้องทำการใส่ข้อมูลที่ขาดไปใน ASCII text file

2. กลุ่ม Register ที่ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญา “ขายไฟฟ้า” ให้กับ กฟภ. มีจำนวน 18 registers ตามตาราง

No.	Register Code	Description	Remark
1	888	LCD Status*	Not use
2	090	Current Date	090_1D Date format : YYMMDD 090_2D Date format : DDMMYY
3	091	Current Time	091_T Time format : hhmm
4	095	Date & Time Last Reset	095 Date format : YYMMDD 095_1 Date format : DDMMYY 095_2 Date and Time format : YYMMDDhhmm
5	096	Number of Reset	
6	311	Billing total kWh Total - (Export)	
7	310	Billing total kWh Rate A - (Export)	
8	320	Billing total kWh Rate B- (Export)	
9	330	Billing total kWh Rate C - (Export)	
10	350	Previous kW demand Rate A - (Export)	
11	360	Previous kW demand Rate B- (Export)	
12	370	Previous kW demand Rate C - (Export)	
13	315	Cumulate kW demand Rate A - (Export)	
14	316	Cumulate kW demand Rate B- (Export)	
15	317	Cumulate kW demand Rate C - (Export)	
16	418	Cumulate kVar demand Total - (Export)	
17	422	Billing total kVarh Total - (Export)	
18	480	Previous kVar demand Total - (Export)	

* Register ลำดับที่ 1 (888) ไม่ต้องทำการใส่ข้อมูลที่ขาดไปใน ASCII text file

การใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลังที่ขาดไป ให้พิจารณาข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer) ในรายการของของข้อมูล PEA No. (ลำดับที่ 3) และข้อมูล Contract Account (ลำดับที่ 4) ใน ASCII text file หากข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดมีค่าตรงกับข้อมูลในระบบ AMI ให้ทำการใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลังที่ขาดไปของผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นๆ หากมีค่าไม่ตรงกันค่าใดค่าหนึ่ง หรือทั้งสองค่า ไม่ต้องทำการใส่ข้อมูลการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าครั้งหลัง

ตัวอย่างข้อมูล ASCII text file ที่ระบบ SAP ส่งให้ระบบ AMI

```
HGRST9891005800000000000000000000000000000000000000000202006289550 1AR6
CGRST9891570154234902000117744 0AMR  EDMI MK10E    0000500000    00000000000000000000              900000
RGRST9891570154234901000000000002324200048020 50  0000000000005960000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
.....
.....
.....
RGRST9891570154233301400000000002324199346010 16  0000000000178720000000000000058KW 000001000000000000000000000000017923000000000017891
RGRST9891570154233300700000000002324199339050 10  0000000016769900000000000000068KWH 000001000000000000000000000001682107000000001678908
CGRST9891570154233002000117832 0AMR  EDMI MK10E    0000500000    00000000000000000000              900000
RGRST9891570154233000200000000002324199352060 90_2D 0000002905200000000000000000060 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000500000000002324199355030 96  0000000000550000000000000000080 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000700000000002324199357050 10  0000000017870400000000000000068KWH 000001000000000000000000000001791401000000001788675
RGRST9891570154233001100000000002324199361020 60  0000000000004640000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000600000000002324199356051 11  0000000057361000000000000000062KWH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000800000000002324199358050 20  0000000020513600000000000000068KWH 000001000000000000000000000002056468000000002053275
RGRST9891570154233000300000000002324199353060 91_T 0000000004000000000000000000060 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001800000000002324199368011 18  0000000000937200000000000000058KVR 000001000000000000000000000000938500000000009377
RGRST9891570154233001300000000002324199363010 15  0000000001763600000000000000058KW 000001000000000000000000000001767500000000017650
RGRST9891570154233001400000000002324199364010 16  0000000000186120000000000000058KW 000001000000000000000000000001865200000000018627
RGRST9891570154233000400000000002324199354060 95_1 0000002905200000000000000000020 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001700000000002324199367022 80  0000000000001520000000000000053KVRX000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001500000000002324199365010 17  0000000000179800000000000000058KW 000001000000000000000000000001802100000000017995
RGRST9891570154233000900000000002324199359050 30  0000000018977000000000000000068KWH 000001000000000000000000000001902711000000001899579
RGRST9891570154233001000000000002324199351068 88  0000000000000000000000000000010 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001200000000002324199362020 70  0000000000004960000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001600000000002324199366052 22  0000000022642700000000000000053KVH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001000000000002324199360020 50  0000000000004760000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
CGRST9891570154235002000117744 2AMR  EDMI MK10E    0000500000    00000000000000000000              900000
RGRST9891570154235000900000000002324200083050 30  0000000021305300000000000000068KWH 000001000000000000000000000002136663000000002132829
RGRST9891570154235001000000000002324200084020 50  0000000000005120000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
.....
.....
.....
CGRST9891570154231502000117521 6AMR  EDMI MK10E    0000500000          00000000000000000000                                                    900000
RGRST9891570154231501400000000002324198658013 16        0000000000218840000000000000058KW 000001000000000000000000000000021949000000000021908
RGRST9891570154231501700000000002324198661024 80        0000000000020200000000000000053KVRX000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501800000000002324198662014 18        0000000000108200000000000000058KVR 000001000000000000000000000001084600000000010830
RGRST9891570154231500600000000002324198650053 11        0000000063756600000000000000062KWH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501600000000002324198660054 22        0000000028215400000000000000053KVH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501000000000002324198654023 50        0000000000005680000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501500000000002324198659013 17        0000000000211240000000000000058KW 000001000000000000000000000002118600000000021147
RGRST9891570154231500200000000002324198646060 90_2D 0000002905200000000000000000060 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500900000000002324198653053 30        0000000021008000000000000000068KWH 000001000000000000000000000002107786000000002103419
RGRST9891570154231500700000000002324198651053 10        0000000018508000000000000000068KWH 000001000000000000000000000001856379000000001852892
RGRST9891570154231501300000000002324198657013 15        0000000000207600000000000000058KW 000001000000000000000000000002082200000000020783
RGRST9891570154231501100000000002324198655023 60        0000000000006320000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500300000000002324198647060 91_T 0000000040200000000000000000060 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500400000000002324198648060 95_1      0000002905200000000000000000020 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500800000000002324198652053 20        0000000024240600000000000000068KWH 000001000000000000000000000002431853000000002426982
RGRST9891570154231500500000000002324198649030 96        0000000000550000000000000000080 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501200000000002324198656023 70        0000000000005640000000000000053KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500100000000002324198645068 88        0000000000000000000000000000010 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
CGRST9891570154234502000117743 1AMR  EDMI MK10E    0000500000          00000000000000000000                                                    900000070810111629 00000
RGRST9891570154234500700000000002324199819050 10        0000000013147800000000000000068KWH 000001000000000000000000000001318878000000001316316
RGRST9891570154234500500000000002324199817030 96        0000000000550000000000000000080     X000001000000000000000000000000000000000000000000000000
```

หมายเหตุ : บรรทัดที่เว้นว่าง (มีตัวอักขระ . ทั้งบรรทัด) เป็นบรรทัดที่ได้ข้ามข้อมูลบางส่วนไป เพื่อแสดงเฉพาะข้อมูลตัวอย่างในไฟล์ที่สำคัญ

ตัวอย่างข้อมูล ASCII text file ที่ระบบ AMI ใส่ข้อมูลเกี่ยวกับการอ่านหน่วยที่ขาดไปแล้วส่งกลับให้ระบบ SAP

```
HGRST98910058 0058 00000000000000000000000000000000000000020200628955 01AR6
CGRST9891570154234902000117744 0AMR  EDMI MK10E    0000500000   20200628000020200628 1          0000    900000
RGRST9891570154234901000000000002324200048020 50  000000000000596000000000000 436 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
.....
.....
.....
RGRST9891570154233301400000000002324199346010 16  000000000017872 0000000000018228 58KW 000001000000000000000000000000000017923000000000017891
RGRST9891570154233300700000000002324199339050 10  000000001676990 0000000001712750 68KWH 000001000000000000000000000000016821070000000001678908
CGRST9891570154233002000117832 0AMR  EDMI MK10E    0000500000   20200628000020200628 1          0000    900000
RGRST9891570154233002000002800000002324199352060 90_2D 000000290520000 0000002806200000 60 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000500000000002324199355030 96  000000000055000 0000000000056000 80 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000700000000002324199357050 10  000000001787040 0000000001837120 68KWH 000001000000000000000000000000017914010000000001788675
RGRST9891570154233001100000000002324199361020 60  000000000004640 0000000000000448 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000600000000002324199356051 11  000000005736100 0000000005890110 62KWH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233000800000000002324199358050 20  000000002051360 0000000002103010 68KWH 000001000000000000000000000000020564680000000002053275
RGRST9891570154233000300000000002324199353061 90_T 000000000400000 0000000002290000 60 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001800000000002324199368011 18  000000000009372 0000000000095360 58KVR 000001000000000000000000000000009385000000000009377
RGRST9891570154233001300000000002324199363010 15  000000000017636 0000000000018036 58KW 000001000000000000000000000000017675000000000017650
RGRST9891570154233001400000000002324199364010 16  000000000018612 0000000000019060 58KW 000001000000000000000000000000018652000000000018627
RGRST9891570154233000400000000002324199354060 95_1 000000290520000 0000002806200000 20 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001700000000002324199367022 80  000000000000152 0000000000000164 53KVR X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001500000000002324199365010 17  000000000017980 0000000000018432 58KW 000001000000000000000000000000018021000000000017995
RGRST9891570154233000900000000002324199359050 30  000000001897700 0000000001949980 68KWH 000001000000000000000000000000019027110000000001899579
RGRST9891570154233000100000000002324199351068 88  000000000000000000000000000000010 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001200000000002324199362020 70  000000000000496 0000000000000452 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001600000000002324199366052 22  000000002264270 0000000002290980 53KVH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154233001000000000002324199360020 50  000000000000476 0000000000000400 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
CGRST9891570154235002000117744 2AMR  EDMI MK10E    0000500000   20200628000020200628 1          0000    900000
RGRST9891570154235000900000000002324200083050 30  000000002130530 0000000002184800 68KWH 000001000000000000000000000002136663000000002132829
RGRST9891570154235001000000000002324200084020 50  000000000000512 0000000000000488 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
.....
.....
.....
CGRST9891570154231502000117521 6AMR  EDMI MK10E    0000500000   20200628000020200628 1          0000    900000
RGRST9891570154231501400000000002324198658013 16      000000000021884 0000000000022368 58KW 000001000000000000000000000000021949000000000021908
RGRST9891570154231501700000000002324198661024 80      000000000000200 0000000000000188 53KVR X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501800000000002324198662014 18      000000000010820 0000000000011008 58KVR 000001000000000000000000000000010846000000000010830
RGRST9891570154231500600000000002324198650053 11      000000006375660 0000000006518590 62KWH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501600000000002324198660054 22      000000002821540 0000000002862430 53KVH X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501000000000002324198654023 50      000000000000568 0000000000000488 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501500000000002324198659013 17      000000000021124 0000000000021600 58KW 000001000000000000000000000000021186000000000021147
RGRST9891570154231500200000000002324198646060 90_2D 000000290520000 0000002806200000 60 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500900000000002324198653053 30      000000002100800 0000000002150430 68KWH 000001000000000000000000000002107786000000002103419
RGRST9891570154231500700000000002324198651053 10      000000001850800 0000000001890490 68KWH 000001000000000000000000000001856379000000001852892
RGRST9891570154231501300000000002324198657013 15      000000000020760 0000000000021248 58KW 000001000000000000000000000000020822000000000020783
RGRST9891570154231501100000000002324198655023 60      000000000000632 0000000000000484 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500300000000002324198647060 91_T 000000004020000 0000000002310000 60 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500400000000002324198648060 95_1    000000290520000 0000002806200000 20 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500800000000002324198652053 20      000000002424060 0000000002477670 68KWH 000001000000000000000000000002431853000000002426982
RGRST9891570154231500500000000002324198649030 96      000000000055000 0000000000056000 80 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231501200000000002324198656023 70      000000000000564 0000000000000476 53KW X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
RGRST9891570154231500100000000002324198645068 88      000000000000000000000000000000010 X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
CGRST9891570154234502000117743 1AMR  EDMI MK10E    0000500000   20200628000020200628 1          0000    900000
RGRST9891570154234500700000000002324199819053 10      000000001314780 0000000001349370 68KWH 000001000000000000000000000001318878000000001316316
RGRST9891570154234500500000000002324199817030 96      000000000055000 0000000000056000 80  X000001000000000000000000000000000000000000000000000000000
```

หมายเหตุ : บรรทัดที่เว้นว่าง (มีตัวอักขระ . ทั้งบรรทัด) เป็นบรรทัดที่ได้ข้ามข้อมูลบางส่วนไป เพื่อแสดงเฉพาะข้อมูลตัวอย่างในไฟล์ที่สำคัญ

MRU (Header Record)

No.	LEN	DATA
		HGRST9891 0058 0058 0000000000000000 0000000000000000 20200628 955 01 AR6
		1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234
1	1	H --> Record Type ("H" = "Header")
2	8	GRST9891 --> Meter Reading Unit
3	4	0058 --> Number of Read
4	4	0058 --> Number of Actual Read ***
5	17.3	0000000000000000 --> Total consumption-kWh
6	17.3	0000000000000000 --> Total Demand-kw
7	8	20200628 --> Scheduled meter reading date for this period
8	3	955 --> PTC No.
9	2	01 --> MR reason
10	8	AR6 --> Portion

Customer (Detail- Meter Record)

No.	LEN	DATA
		CGRST9891 5701542330 020001178320 AMR EDMI MK10E 0000500000 20200628 0000 20200628 1 0000
		1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234
1	1	C --> Record Type ("C" = "Customer")
2	8	GRST9891 --> Meter Reading Unit
3	10	5701542330 --> PEA No.
4	12	020001178320 --> Contract Account
5	8	AMR --> Meter Type
6	20	EDMI MK10E --> Manufacturer + Model
7	10.4	0000500000 --> Multiply factor
8	8	--> Customer's address
9	8	20200628 --> Actual meter reading date ***
10	4	0000 --> Actual meter reading time ***
11	8	20200628 --> Actual upload date ***
12	1	1 --> Reading Code ("1" = Readed) ***
13	1	. --> Sealed at meter box
14	1	. --> Sealed at meter
15	1	. --> Sealed at cover
16	1	. --> Sealed at Reset Demand
17	10	. . . . . --> Error code
18	10	. . . . . --> Warning code
19	1	. --> Current active rate
20	4	0000 --> Incorrect time (min)
21	5	. . . . . --> Seal no. at reset
22	5	. . . . . --> Seal no. at meter box
23	6	. . . . . --> Device Plate
24	16	. . . . . --> old key
25	4	. . . . --> Reserve

Register (Detail- Register Record)

No.	LEN	DATA
		RGRST9891 5701542330 007 0000000002324199357 05 010 000000001787040 000000001837120 68 KWH 0000010000 0000000000000000001791401 000000001788675
		1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234
1	1	R --> Record Type ("R" = "Register")
2	8	GRST9891 --> Meter Reading Unit
3	10	5701542330 --> PEA No.
4	3	007 --> Register Number
5	20	0000000002324199357 --> Internal ID for meter reading document
6	2	05 --> Register Category
7	8	010 --> Register Code
8	15.3	000000001787040 --> Previous meter reading
9	15.3	000000001837120 --> Current meter reading ***
10	1	6 --> Places before decimal point
11	1	8 --> Places after decimal point
12	3	KWH --> Register unit of measure
13	1	--> Not relevant to billing
14	10.4	0000010000 --> Register Factor
15	10.4	0000000000 --> Consumption or Demand
16	15.3	000000001791401 --> Upper Meter reading
17	15.3	000000001788675 --> Lower Meter reading
18	4	--> Note from meter reader
19	2	--> Installation type

ข้อมูล file ตั้งต้นในการติดตั้งของมิเตอร์ สำหรับสาธิตระบบ Meter and Equipment Installation System (MEIS)

ลำดับ	ผลิตภัณฑ์	หมายเลขมิเตอร์	บัญชีผู้ใช้ไฟฟ้า	ชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า	เบอร์โทรศัพท์	พื้นที่
1	A	6500000001	020000000001	บริษัท เอเอ็มไอ 2001 จำกัด	081-100-1001	กฟก.1
2	B	6500000002	020000000002	บริษัท เอเอ็มไอ 2002 จำกัด	081-100-1002	กฟก.1
3	C	6500000003	020000000003	บริษัท เอเอ็มไอ 2003 จำกัด	081-100-1003	กฟก.1
4	A	6500000004	020000000004	บริษัท เอเอ็มไอ 2004 จำกัด	081-100-1004	กฟก.2
5	B	6500000005	020000000005	บริษัท เอเอ็มไอ 2005 จำกัด	081-100-1005	กฟก.2
6	C	6500000006	020000000006	บริษัท เอเอ็มไอ 2006 จำกัด	081-100-1006	กฟก.2
7	A	6500000007	020000000007	บริษัท เอเอ็มไอ 2007 จำกัด	081-100-1007	กฟก.3
8	B	6500000008	020000000008	บริษัท เอเอ็มไอ 2008 จำกัด	081-100-1008	กฟก.3
9	C	6500000009	020000000009	บริษัท เอเอ็มไอ 2009 จำกัด	081-100-1009	กฟก.3
10	A	6500000010	020000000010	บริษัท เอเอ็มไอ 2010 จำกัด	081-100-1010	กฟน.1
11	B	6500000011	020000000011	บริษัท เอเอ็มไอ 2011 จำกัด	081-100-1011	กฟน.1
12	C	6500000012	020000000012	บริษัท เอเอ็มไอ 2012 จำกัด	081-100-1013	กฟน.1
13	A	6500000013	020000000013	บริษัท เอเอ็มไอ 2013 จำกัด	081-100-1014	กฟน.2
14	B	6500000014	020000000014	บริษัท เอเอ็มไอ 2014 จำกัด	081-100-1015	กฟน.2
15	C	6500000015	020000000015	บริษัท เอเอ็มไอ 2015 จำกัด	081-100-1015	กฟน.2

ไฟล์ข้อมูล Load Profile

ไฟล์ข้อมูล Load Profile ทุกการทดลอง จะเป็นรูปแบบ Text ไฟล์ (ไม่มี Header) ประกอบด้วย ข้อมูลหมายเลขมิเตอร์ วัน-เวลา และค่าวัตต์-ชั่วโมง โดยชื่อไฟล์ จะเป็นหมายเลขมิเตอร์ (.csv)

ตัวอย่างข้อมูล Load Profile มิเตอร์หมายเลข 650000000099 (ชื่อไฟล์ 650000000099.csv)

650000000099,2019-01-01 00:15:00,13.9964171012398
650000000099,2019-01-01 00:30:00,13.5569290666608
650000000099,2019-01-01 00:45:00,14.8982411721954
650000000099,2019-01-01 01:00:00,14.2880651241867
650000000099,2019-01-01 01:15:00,13.7544970822055
650000000099,2019-01-01 01:30:00,12.9373450179119
650000000099,2019-01-01 01:45:00,13.6940170774469
650000000099,2019-01-01 02:00:00,13.0569610273233

.....

ไฟล์ข้อมูล Load Profile ที่เป็นรูปแบบอ้างอิงของกลุ่ม ในการทดลอง Load Research

ไฟล์ข้อมูล Load Profile ที่เป็นรูปแบบอ้างอิงของกลุ่มจะเป็นรูปแบบ Text ไฟล์ (ไม่มี Header) ประกอบด้วย ข้อมูลหมายเลขมิเตอร์ วัน-เวลา และค่าวัตต์-ชั่วโมง ของทุก 15 นาที ใน 1 วัน (96 บรรทัด) โดยชื่อไฟล์ มีนามสกุล .csv เพื่อใช้เป็นรูปแบบอ้างอิง ประกอบด้วย ชื่อกลุ่ม เวลา และค่าวัตต์-ชั่วโมง โดยเวลาจะเริ่มจากเวลา 00:15:00 ถึงเวลา 24:00:00

ตัวอย่างข้อมูล Load Profile ที่เป็นรูปแบบอ้างอิงของกลุ่ม

A001,00:15:00,36.7610908923671
A001,00:30:00,35.3297307797475
A001,00:45:00,35.2880667764693
A001,01:00:00,34.9587867505616
A001,01:15:00,33.4078106285306
A001,01:30:00,35.5555227975128
A001,01:45:00,33.2640026172157
A001,02:00:00,36.9532829074888
A001,02:15:00,35.1859227684326
A001,02:30:00,34.5757467204239
.....
.....
A001,21:15:00,56.0353964088717
A001,21:30:00,54.9467563232174
A001,21:45:00,56.5246124473633
A001,22:00:00,54.5354922908591
A001,22:15:00,55.2061483436264
A001,22:30:00,54.5596842927625
A001,22:45:00,56.1267884160625
A001,23:00:00,57.3498285122914
A001,23:15:00,55.171204340877
A001,23:30:00,56.2235564236762
A001,23:45:00,53.0570921745384
A001,24:00:00,55.8996523981914

1.1(5) แบบฟอร์มรายละเอียดการเสนอราคา (Price schedule)

แบบฟอร์ม A : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule)

งานส่วนที่ 1 + 2

ที่	รายการ	รวมเป็นเงิน (บาท)	หมายเหตุ
1	ราคารวมงานส่วนที่ 1 (แบบฟอร์ม B)		
2	ราคารวมงานส่วนที่ 2 (แบบฟอร์ม E)		
รวม			
ภาษีมูลค่าเพิ่ม			
รวมทั้งสิ้น (ราคารวมที่เสนอในครั้งนี้)*			

หมายเหตุ : ราคารวมที่เสนอในครั้งนี้ ให้เสนอราคารวมในระบบ โดยไม่ต้อง upload
แบบฟอร์ม A-E **โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะให้ผู้เสนอราคา เสนอแบบฟอร์ม** A-E
ในช่วงก่อนทำสัญญาจ้าง

แบบฟอร์ม B : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานส่วนที่ 1

ที่	รายการ	ค่าอุปกรณ์ (บาท)	ค่าติดตั้ง (บาท)	รวมเป็นเงิน (บาท)	หมายเหตุ
1	งานระบบคอมพิวเตอร์ (แบบฟอร์ม C)				
2	งานติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ (แบบฟอร์ม D)				
รวม					
ภาษีมูลค่าเพิ่ม					
รวมทั้งสิ้น					

แบบฟอร์ม C : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานระบบคอมพิวเตอร์และซอฟต์แวร์

1. งานระบบคอมพิวเตอร์

ที่	รายการ	หน่วย	จำนวน	ค่าอุปกรณ์ (บาท)		ค่าติดตั้ง (บาท)		รวมเป็นเงิน (บาท)
				ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	
1	Hardware							
1.1	Server for Production System							
	1.1.1 Database Server (Production)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.2 Meter Data Management Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.3 Head End System Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.4 Application Server (MOMS)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.5 Web Server (Customer Portal Services)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.6 Database Server (Warehouse)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.7 Active Directory Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.8 Virtual Machine Management Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.9 SAN Storage (Production)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.10 SAN Storage (Warehouse)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.11 SAN Storage (Data Arching)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.12 Rack Server 42 U (with KVM Switch)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.16 Enterprise Service Bus Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.17 Billing Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.18 Demand Response Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.19 Backup Server	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.1.20 อื่น ๆ (โปรดระบุ)							
	1.2.1 Hardware Security Module	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.2 SAN Switch	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.3 Load Balancer	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.4 Core Switch	เครื่อง						

แบบฟอร์ม C : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานระบบคอมพิวเตอร์และซอฟต์แวร์

1. งานระบบคอมพิวเตอร์

ที่	รายการ	หน่วย	จำนวน	ค่าอุปกรณ์ (บาท)		ค่าติดตั้ง (บาท)		รวมเป็นเงิน (บาท)
				ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.5 Access Switch (L3 Switch)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.6 Access Switch (L2 Switch)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.7 SSL VPN	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.8 Distributed Denial of Service Protection	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.9 Intrusion Prevention System (Internet Zone)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.10 Intrusion Prevention System (Meter Zone)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.11 Intrusion Prevention Management System	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.12 Firewall	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.13 Firewall Management	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.14 ระบบตรวจสอบและวัดประสิทธิภาพการทำงานอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย Firewall	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.15 Security Information and Event Management (SIEM)	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.16 Privileged Account Security	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	1.2.17 ระบบ One Time Password (OTP) “ชุดรหัสผ่านที่เป็นตัวเลข”							
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
1.3	Server for Staging System	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
1.4	Server for Development&Training System	เครื่อง						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
1.5	คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค	เครื่อง	30					

แบบฟอร์ม C : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานระบบคอมพิวเตอร์และซอฟต์แวร์

1. งานระบบคอมพิวเตอร์

ที่	รายการ	หน่วย	จำนวน	ค่าอุปกรณ์ (บาท)		ค่าติดตั้ง (บาท)		รวมเป็นเงิน (บาท)
				ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	
1.6	เครื่องคอมพิวเตอร์ Workstation สำหรับ Dash Board และ Monitoring and Control	เครื่อง	4					
2	Software							
	2.1 Meter Device Management System Software	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด เช่น ราคา License ต่อมิเตอร์)							
	2.2 Head End System Software	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด เช่น ราคา License ต่อมิเตอร์)							
	2.3 Demand responseSoftware	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.4 Database Software	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.5 Virtual Machine และ Virtual Machine Management Software	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.6 Operating System	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.7 Antivirus for Server	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.8 Network Performance Monitoring System Software	ชุด						
	(โปรดระบุรายละเอียด...)							
	2.9 อื่นๆ โปรดระบุ							
3	System Intregration	เหมา	1					
4	งานพัฒนาซอฟต์แวร์* (MOMS, Cutomer Energy Portal)	เหมา	1					
รวมเป็นเงิน								
ภาษีมูลค่าเพิ่ม								
รวมทั้งสิ้น								

หมายเหตุ *งานพัฒนาซอฟต์แวร์ ให้รวมถึงการปรับปรุงซอฟต์แวร์ Application **ที่ใช้งานในระบบ** AMI **ตลอดอายุสัญญา**

แบบฟอร์ม D : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานติดตั้งอุปกรณ์มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

2. งานติดตั้งมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

ที่	รายการ	หน่วย	จำนวน	ค่าอุปกรณ์ (บาท)		ค่าติดตั้ง (บาท)		รวมเป็นเงิน (บาท)
				ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	ราคาต่อหน่วย	เป็นเงิน	
2.1	Smart Meter 3P4W 66.4/115 V (Class 0.2)	เครื่อง	200					
2.2	Smart Meter 3P3W 110 V (Class 0.5)	เครื่อง	11,000					
2.3	Smart Meter 3P4W 230/400 V (Class 0.5)	เครื่อง	58,800					
2.4	หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (4G/3G Modem)	ชุด	70,000					
2.5	ตู้มิเตอร์ (Cabinet) +น้อตยึดเสาไฟฟ้า + แป้นรองมิเตอร์+Limit Switch	ชุด	70,000					
2.6	งานปรับปรุงระบบ Ground	ชุด	70,000					
รวมเป็นเงิน								
ภาษีมูลค่าเพิ่ม								
รวมทั้งสิ้น								

แบบฟอร์ม E : บัญชีแสดงรายละเอียดรายการอุปกรณ์และราคา (Price Schedule) งานส่วนที 2

งานส่วนที่ 2

ที่	รายการ	หน่วย	จำนวน	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วย(บาท)	รวมเป็นเงิน(บาท)
1	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 1 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	69		
2	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 2 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	66		
3	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 3 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	63		
4	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 4 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	60		
5	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 5 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	57		
6	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 6 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	54		
7	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 7 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	51		
8	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 8 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	48		
9	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 9 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	45		
10	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 10 ของมิเตอร์จำนวน 6,000 เครื่อง	เดือน	42		
11	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 11 ของมิเตอร์จำนวน 5,000 เครื่อง	เดือน	39		
12	ค่า Air time ระบบ 4G/3G งวดที่ 12 ของมิเตอร์จำนวน 5,000 เครื่อง	เดือน	36		
13	ค่าบริการโทรศัพท์เหมาจ่ายรายเดือน สำหรับเจ้าหน้าที่ในการบริหารโครงการ จำนวน 30 ซิม*	เดือน	83		
14	ค่าใช้จ่ายในส่วนของเจ้าหน้าที่ประจำศูนย์ AMR (Helpdesk)	เดือน	78		
15	ค่าใช้จ่ายในส่วนของ Internet Service	เดือน	69		
16	ค่าใช้จ่ายในส่วนของวงจรเช่าในการรับ-ส่งข้อมูล	เดือน	69		
17	ค่าฝึกอบรม	เหมา	1		
รวมเป็นเงิน					
ภาษีมูลค่าเพิ่ม					
รวมทั้งสิ้น					

* Packet : Data Unlimited, โทรทุกเครือข่าย 500 นาที เป็นอย่างน้อย

1.1(6) แบบฟอร์มเอกสาร

แบบฟอร์ม 1 : รายละเอียดทีมงาน

รายละเอียดทีมงาน

ตำแหน่ง	รายละเอียด	ไฟล์แนบ
1. ผู้จัดการโครงการ		
1.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์,เทคโนโลยีสารสนเทศ, บริหาร หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
1.2 ประสบการณ์ (บริหารโครงการเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 2 ปี ที่มีมูลค่างานไม่น้อยกว่า 200 ล้านบาท)		
2. ผู้จัดการระบบ AMI		
2.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือ สาขาอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
2.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับระบบ AMR หรือ AMI เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		
3. ผู้เชี่ยวชาญด้าน System Integration		
3.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านคอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือ สาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
3.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับระบบ System Integration ซึ่งเชื่อมโยงกับระบบ ERP เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		
4. ผู้เชี่ยวชาญระบบ MDMS		
4.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์,เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
4.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับระบบ AMIMDMS เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่าง		

น้อย 1 คน)		
5. ผู้เชี่ยวชาญระบบ HES		
5.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์,เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
5.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับระบบ AMIHES เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		
6. หัวหน้าทีมพัฒนาด้าน Software Application		
6.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์,เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
6.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับ Application Design หรือ Web Design เป็นระยะเวลาไม่น้อย 3 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		
7. Database Administrator (ปฏิบัติงานในเวลาทำการ)		
7.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
7.2 ประสบการณ์ (ทำงานระบบฐานข้อมูลที่นำเสนอไม่น้อยกว่า 3 ปี และต้องมีใบรับรองระบบฐานข้อมูล (Database Certificate) ในระบบฐานข้อมูลที่นำเสนอเป็นอย่างน้อย)		
8. Network Administrator (ปฏิบัติงานในเวลาทำการ)		
8.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าระดับปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
8.2 ประสบการณ์ (ทำงานด้าน Network and Security ไม่น้อยกว่า 3 ปี และต้องมีใบรับรอง Cisco Certified Network Professional (CCNP))		
9. ผู้เชี่ยวชาญด้าน AMI System Test		

9.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์, คอมพิวเตอร์, เทคโนโลยีสารสนเทศ หรือสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
9.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับระบบ AMI/AMR System หรือทำงานเกี่ยวกับการทดสอบระบบ AMI/AMR System เป็นระยะเวลาไม่น้อย 2 ปี จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		
10. ผู้เชี่ยวชาญด้าน Document Quality Control and Delivery		
10.1 คุณวุฒิ (คุณวุฒิไม่ต่ำกว่าปริญญาตรี ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ คอมพิวเตอร์ เทคโนโลยีสารสนเทศ อักษรศาสตร์ หรือ สาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง)		
10.2 ประสบการณ์ (ทำงานเกี่ยวกับการดำเนินการ Document Quality Control and Delivery จำนวนอย่างน้อย 1 คน)		

<u>หมายเหตุ</u> สำหรับ MDMS และ HES ที่เสนอหากเป็นผลิตภัณฑ์เดียวกันผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเสนอบุคลากรในข้อ 4 และ 5 เป็นบุคคลเดียวกันได้

1.1(6) แบบฟอร์มเอกสาร

แบบฟอร์ม 2 : ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์หลัก

แบบฟอร์ม 2 : ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์หลัก

Bidder.....

Bid No.....

Item	Description	Manufacturer	Type/Model/Version	Unit	Country of Origin
1	**3-Phase 4-Wire CT Operated Smart Meter** Brand 1 Brand 2 Brand 3				
2	**3-Phase 3-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter** Brand 1 Brand 2 Brand 3				
3	**3-Phase 4-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter**				

	Brand 1				
4	**4G/3G Modem** Brand 1 Brand 2				
5	**Meter Data Management System (MDMS)** Hardware (Please specify) Software (Please specify)				
6	**Head-End System (HES)** Hardware (Please specify) Software (Please specify)				
7	**Hardware Security Module (HSM)** Hardware (Please specify)				

	Software (Please specify)				

(ลงชื่อ).....(ผู้เสนอราคา)

(.....)

ตำแหน่ง.....

ประทับตรา(ถ้ามี)

ลงวันที่.....

1.1(6) แบบฟอร์มเอกสาร

แบบฟอร์ม 3 : ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิต

แบบฟอร์ม 3: ตารางบัญชีรายการอุปกรณ์ที่ใช้ในการสาธิต

รายการอุปกรณ์ที่นำมา Live Demo			รายการอุปกรณ์ในข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอ			สำหรับเจ้าหน้าที่ กฟภ.	
1	3-Phase 4-Wire CT Operated Smart Meter		1	3-Phase 4-Wire CT Operated Smart Meter			
	1.1	Rating		1.1	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	1.2	Rating		1.2	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	1.3	Rating		1.3	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
2	3-Phase 3-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter		2	3-Phase 3-Wire Transformer (CT and VT) Operated Smart Meter			
	2.1	Rating		2.1	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	2.2	Rating		2.2	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	2.3	Rating		2.3	Rating	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Manufacturer			Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
3	4G/3G Modem		3	4G/3G Modem			
	3.1	Manufacturer		3.1	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
	3.2	Manufacturer		3.2	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
4	HES Software	Manufacturer	4	HES Software	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
	HES Server	Manufacturer		HES Server	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					

5	MDMS Software	Manufacturer	5	MDMS Software	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
	MDMS Server	Manufacturer		MDMS Server	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					
6	HSM	Manufacturer	6	HSM	Manufacturer	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Model/Catalog No.			Model/Catalog No.	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		DLMS/Cosem Security Suite			DLMS/Cosem Security Suite	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Security Certification			Security Certification	ตรงกัน	ไม่ตรงกัน
		Serial Number					

บริษัทขอรับรองว่าได้กรอกข้อมูลถูกต้อง

ลงชื่อ

(.....)

ผู้แทนบริษัท.....

1.1(6) แบบฟอร์มเอกสาร

แบบฟอร์ม 4 : บัญชีแสดงรายละเอียดราคางานบำรุงรักษาระบบ AMI หลังหมด ระยะเวลารับประกัน

แบบฟอร์ม 4 : บัญชีแสดงรายละเอียดราคางานบำรุงรักษาระบบ AMI หลังหมดระยะเวลารับประกัน

งานบำรุงรักษาระบบ AMI หลังหมดระยะเวลารับประกัน

ที่	รายการ	จำนวน	หน่วย	ราคา 3 ปี	ราคา 5 ปี	หมายเหตุ
1	งานบำรุงรักษาระบบคอมพิวเตอร์ Hardware แบบรวมอะไหล่	1	งาน			
2	งานบำรุงรักษา Software					
	2.1 MDMS License	150,000	เครื่อง			
		200,000	เครื่อง			ไม่นำไปคิดราคารวม
	2.2 HES License	150,000	เครื่อง			
		200,000	เครื่อง			ไม่นำไปคิดราคารวม
	2.3 Database License	1	ชุด			
	2.4 อื่นๆ โปรดระบุ					
3	งานบำรุงรักษามิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ 70,000 ชุด (เฉพาะงาน Corrective Maintanance)*	1	เหมา			
4	งานปรับปรุงซอฟต์แวร์ Application ที่ใช้งานในระบบ AMI**	1	เหมา			
5	ค่าบริการการรับ-ส่งข้อมูล (Air time)	70,000	เครื่อง			
		150,000	เครื่อง			ไม่นำไปคิดราคารวม
		200,000	เครื่อง			ไม่นำไปคิดราคารวม
6	ค่าบริการวงจรเช่า (Lease Line) และ Internet	1	ชุด			
7	งานจัดจ้างเจ้าหน้าที่ประจำศูนย์ (Help Desk) ในเวลาทำการ 8 คน นอกเวลาทำการ 3 คน	1	เหมา			
8	อื่น ๆ โปรดระบุ (ถ้ามี)					
รวมเป็นเงิน						

หมายเหตุ

*งานบำรุงรักษามิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบหมายถึง การบำรุงรักษาและซ่อมแซมแก้ไขมิเตอร์ระบบ AMI และอุปกรณ์ประกอบที่ติดตั้งให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทั่วประเทศ จำนวน 70,000 ชุด ให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ดีอยู่เสมอตลอดระยะเวลาที่ผู้รับจ้างรับผิดชอบโดยมีเงื่อนไขในการรับผิดชอบตามเกณฑ์ประสิทธิภาพบริการ (Service Level Agreement : SLA) โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้จัดมิเตอร์ หน่วยรับส่งข้อมูล และตู้มิเตอร์เพื่อใช้ในงานสับเปลี่ยนมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบชำรุด

**งานปรับปรุงซอฟต์แวร์ Application ที่ใช้งานในระบบ AMI หมายถึงปรับปรุงระบบงาน และ Application ต่างๆ ที่ใช้งานในระบบ AMI ปีละ 2 ครั้ง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เช่น งานส่วนของ MOMS , Application Mobile Customer Energy portal เป็นต้น

1.8 แผนการใช้พัสดุในประเทศ

ภาคผนวก ๒

ตารางการจัดทำแผนการใช้พัสดุที่ผลิตภายในประเทศ

โครงการ .....

รายการพัสดุหรือครุภัณฑ์ที่ใช้ในโครงการ
แผนการใช้พัสดุที่ผลิตภายในประเทศ

ลำดับ	รายการ	หน่วย	ปริมาณ	ราคาต่อหน่วย (บาท)	เป็นเงิน (รวม)	พัสดุ ในประเทศ	พัสดุ ต่างประเทศ
๑							
๒							
๓							
๔							
๕							
รวม					xxx	xxx	xxx
อัตรา (ร้อยละ)					๑๐๐	๗๐	๓๐

ลงชื่อ ..... (คู่สัญญาฝ่ายผู้รับจ้าง)
( )