



ใบเสนอราคาโดยวิธีเฉพาะเจาะจง

เรียน นางสาวคินี เรือนวงศ์

วิศวกรไฟฟ้า 8 กองจัดหา 3 ฝ่ายจัดหา

1. ข้าพเจ้า.....(ระบุชื่อบริษัท)..... สำนักงานใหญ่ตั้งอยู่เลขที่.....
ถนน..... ตำบล/แขวง..... อำเภอ/เขต.....
จังหวัด..... โทรศัพท์..... โดย.....
ผู้ลงนามข้างท้ายนี้ (ในกรณีผู้ขายเป็นบุคคลธรรมดาให้ใช้คำว่า ข้าพเจ้า.....(ระบุชื่อบุคคลธรรมดา).....
อยู่บ้านเลขที่..... ถนน..... ตำบล/แขวง.....
อำเภอ/เขต..... จังหวัด..... ผู้ถือบัตรประชาชนเลขที่.....
โทรศัพท์) โดย..... ได้พิจารณาเงื่อนไขต่าง ๆ ในเอกสารเสนอ
ราคาโดยวิธีเฉพาะเจาะจงเลขที่ MP6-8940-CSZ โดยตลอดและยอมรับข้อกำหนดและเงื่อนไขนั้นแล้ว รวมทั้ง
รับรองว่าข้าพเจ้าเป็นผู้มีคุณสมบัติครบถ้วนตามที่กำหนดและไม่เป็นผู้ทำงานของหน่วยงานรัฐ

2. ข้าพเจ้าขอเสนอรายการพัสดุ ซึ่งกำหนดไว้ในเอกสารเสนอราคาดังต่อไปนี้

ลำดับ	รายการ	จำนวน (ระบุ)	ราคาต่อหน่วย (ไม่รวม VAT)		ราคารวม (ไม่รวม VAT)	
			บาท	สต.	บาท	สต.
1	Smart Meter พร้อมระบบสื่อสารและประมวลผล สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ ประกอบด้วย 1.1 Smart meter Type I, outdoor class with NB-IoT communication module, single phase, two wire, 5(100) A, 230 Vac, 50 Hz suitable for connected to the single phase distribution system. (Code 5210-683-72222) The meter shall conform to the specification “SMART METER SINGLE PHASE AND THREE PHASE FOR STREET LIGHT” attached herewith. จำนวน 100 เครื่อง ให้ผู้เสนอราคาแจ้งรายละเอียดดังนี้ ยี่ห้อ..... รุ่น..... ชื่อผู้ผลิต..... ประเทศผู้ผลิต..... เครื่องหมายหรือสัญลักษณ์ของผู้ผลิต	1				

ลำดับ	รายการ	จำนวน (ระบบ)	ราคาต่อหน่วย (ไม่รวม VAT)		ราคารวม (ไม่รวม VAT)	
			บาท	สต.	บาท	สต.
	1.2 งานระบบประมวลผล แสดงผล แจ้งเตือน (Notification) และเชื่อมต่อระบบสื่อสารข้อมูลสำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ จำนวน 1 ระบบ ประกอบด้วย <ul style="list-style-type: none"> - Head End System (HES) - Web Application - งานเชื่อมต่อระบบเครือข่าย 1.3 ค่าติดตั้งรายการ 1.2 ทดสอบ และอบรมการใช้งาน จำนวน 1 งาน 1.4 ค่าบริการระบบสื่อสาร (Air Time) ระยะเวลา 1 ปี (12 เดือน)					
	<u>หมายเหตุ</u> (.....) เป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม (ภ.พ. 20) (.....) ไม่เป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มหรือเป็นผู้ได้รับการยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม <u>ราคาต่อหน่วยที่เสนอ หากมีเศษสตางค์ จะต้องไม่เกิน 2 ตำแหน่ง</u>					
			รวมเป็นเงิน			
			ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%			
			รวมเป็นเงินทั้งสิ้น			

3. ข้าพเจ้าจะยื่นราคานี้จนถึงวันที่ 8 มกราคม 2567

4. ข้าพเจ้ารับรองว่าจะส่งมอบตามรายละเอียด ดังนี้

4.1 สถานที่ส่งมอบ แผนกคลังเครื่องวัด ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย การไฟฟ้านครหลวง วัดเลียบ โดยเอกสารผ่านแผนกคลังเครื่องวัด ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย การไฟฟ้านครหลวง วัดเลียบ

4.2 กำหนดส่งมอบ ส่งมอบ Smart Meter with NB-IoT communication module จำนวน 100 เครื่อง และงานระบบประมวลผล แสดงผล แจ้งเตือน (Notification) และเชื่อมต่อระบบสื่อสารข้อมูล สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ พร้อมติดตั้งและอบรมการใช้งาน ให้แล้วเสร็จภายใน 180 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา โดยมีรายละเอียดการส่งข้อมูลและอุปกรณ์ตามข้อกำหนดขอบเขตของงานข้อ 4.

หากเสนอกำหนดส่งมอบแตกต่างจากที่กำหนดนี้ จะไม่ได้รับการพิจารณา

5. การไฟฟ้านครหลวงจะชำระเงินค่าสิ่งของหรือค่าจ้างโดยการโอนเงินเข้าบัญชีเงินฝากธนาคารประเภท

กระแสรายวันหรือออมทรัพย์โดยผู้เสนอราคาต้องกรอกข้อมูลพร้อมแนบสำเนาเอกสารตามเงื่อนไขการพิจารณา และการสั่งซื้อ/จ้าง ข้อ 19 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ชื่อบริษัท (ภาษาไทย)

ชื่อบริษัท (ภาษาอังกฤษตัวพิมพ์ใหญ่)

ที่อยู่ตามหนังสือรับรองกระทรวงพาณิชย์ (ภาษาอังกฤษตัวพิมพ์ใหญ่)

.....

ชื่อธนาคาร..... สาขา.....

ชื่อบัญชี..... เลขที่บัญชี.....

อีเมล..... โทรศัพท์ (สำนักงาน)

โทรสาร (FAX) โทรศัพท์มือถือ.....

ข้าพเจ้าตกลงเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียม หรือค่าบริการอื่นใดเกี่ยวกับการโอน รวมทั้งค่าใช้จ่าย
อื่นใด (ถ้ามี) ที่ธนาคารเรียกเก็บ และยินยอมให้การไฟฟ้านครหลวงหักเงินดังกล่าวจากจำนวนเงินโอนในงวดนั้น ๆ

(ลงนาม) _____ ผู้เสนอราคา

(_____)

บริษัท _____

(โปรดประทับตราบริษัท)

โทรศัพท์ _____ โทรภาพ (FAX) _____

- ☐ แนบสำเนาหนังสือรับรองการจดทะเบียนนิติบุคคล
- ☐ แนบสำเนาหนังสือบริคณห์สนธิ
- ☐ แนบสำเนาใบทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม (ภ.พ. 20)
- ☐ แนบสำเนารายชื่อกรรมการผู้จัดการ/หุ้นส่วนผู้จัดการ (ถ้ามี)
- ☐ แนบสำเนาบัญชีรายชื่อผู้ถือหุ้น (ถ้ามี)
- ☐ แนบสำเนารายชื่อผู้มีอำนาจควบคุม (ถ้ามี)
- ☐ แนบหนังสือมอบอำนาจที่ติดและขีดฆ่าอากรแสตมป์ตามกฎหมาย (ถ้ามี)

กำหนดขอบเขตของงาน (Terms of Reference : TOR)

Smart Meter สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ

1. วัตถุประสงค์

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีความประสงค์จะจัดซื้อ Smart Meter สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ โดยเป็น Smart Meter เพื่อใช้ในการวัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า และใช้เปิด-ปิดไฟถนน พร้อมระบบประมวลผล แสดงผล และแจ้งเตือน (Notification)

2. ขอบเขตของงาน

งานจัดซื้อ Smart Meter สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ พร้อมระบบประมวลผล แสดงผล และแจ้งเตือน (Notification) มีรายละเอียดและขอบเขตงาน ดังนี้

2.1 งานจัดซื้อ Smart Meter 5(100) A 1P2W 230 V Direct Connected with NB-IoT Communication for Street Light จำนวน 100 เครื่อง พร้อมระบบสื่อสาร และฟังก์ชันเปิด-ปิดระบบไฟฟ้าสาธารณะ

2.2 งานระบบประมวลผล แสดงผล แจ้งเตือน (Notification) และเชื่อมต่อระบบสื่อสารข้อมูล สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ ประกอบด้วย

- Head End System (HES)
- Web Application
- งานเชื่อมต่อระบบเครือข่าย

2.3 งานฝึกอบรมการใช้งานระบบ

3. ข้อกำหนดรายละเอียด

3.1 Smart Meter พร้อมระบบสื่อสาร

Smart Meter ต้องสามารถสื่อสารแบบสองทางได้ (two-way communication) ระหว่าง Smart Meter และ Head End System (HES) เพื่อสามารถอ่านค่าต่าง ๆ การ Monitoring และควบคุม Smart Meter ได้ รวมถึงต้องทำการบันทึกค่าพารามิเตอร์ได้ โดย Smart Meter และต้องสนับสนุนฟังก์ชันต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- 1) Smart Meter สามารถถูกอ่านค่าพารามิเตอร์จาก Smart Meter จาก HES ทุก 15 นาทีได้
- 2) Smart Meter สามารถลงทะเบียนแบบอัตโนมัติจาก HES ภายใน 15 นาที
- 3) สามารถเปิด-ปิดสวิตช์ภายใน Smart Meter โดยอัตโนมัติ ตามเวลาที่ การไฟฟ้านครหลวงกำหนดล่วงหน้าเป็นรายเดือนได้ (มีช่วงเวลาเปิด-ปิด 12 ช่วงเวลาต่อปี) โดยยังคงสามารถทำการเปิด-ปิดตามเวลาได้อย่างถูกต้องแม้ระบบสื่อสารขัดข้อง ทั้งนี้สามารถกำหนดเวลาการเปิด-ปิดได้โดยตั้งค่าจากโรงงานหรือตั้งค่าจาก Web Application ได้
- 4) สามารถสั่งเปิด-ปิดสวิตช์ภายใน Smart Meter ได้จากระยะไกล ผ่าน Web Application และ HES
- 5) สามารถ Remote เพื่ออัปเดต Firmware ของ Smart Meter ได้
- 6) Smart Meter มี Time Synchronization กับ HES
- 7) Smart Meter ใช้ระบบสื่อสารแบบ NB-IoT
- 8) Smart Meter สามารถส่งข้อมูล Load Profile ผ่านระบบสื่อสารทุก 15 นาที อย่างน้อย ได้แก่
 - Import Active Energy
 - Import Reactive Energy

- Average Voltage

- 9) ผู้ขายเป็นผู้รับผิดชอบค่าบริการระบบสื่อสาร (Air time) เป็นเวลา 1 ปี นับถัดจากวันที่การไฟฟ้านครหลวงได้รับมอบสิ่งของครบถ้วนถูกต้องตามสัญญา
- 10) Smart meter ต้องเป็นไปตาม SPECIFICATION FOR SMART METER SINGLE-PHASE AND THREE-PHASE FOR STREET LIGHT
- 11) ผู้ขายต้องกำหนดสัญลักษณ์บน Smart Meter โดยกำหนดให้พื้นข้อความสีส้ม MEA ORANGE (PANTONE 012 C) ระบุคำว่า “ไฟฟ้าสาธารณะ” โดยใช้ตัวอักษร (FONT) TH SARABAN PSK ที่บริเวณ Terminal Cover ขนาดความสูงตัวอักษรไม่น้อยกว่า 8 mm และมีความหนาตัวอักษรไม่น้อยกว่า 1 mm

3.2 งานระบบประมวลผล แสดงผล และเชื่อมต่อระบบสื่อสารข้อมูล

ให้ผู้ขายติดตั้ง HES และ Web Application บนระบบ Cloud Server ของ การไฟฟ้านครหลวงที่จัดสรรไว้ให้ โดยผู้ขายต้องแจ้งข้อมูลการใช้ Cloud ที่ต้องการตามภาคผนวก ก. และต้องจัดหาระบบปฏิบัติการ OS ที่มีลิขสิทธิ์ถูกต้อง และ Software อื่น ๆ ให้เหมาะสมกับระบบงานที่เสนอ โดยผู้ขายเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

3.2.1 Head End System (HES)

โดย HES ต้องสนับสนุน Smart Meter ตามมาตรฐาน DLMS/COSEM ของ SPECIFICATION FOR SMART METER SINGLE-PHASE AND THREE-PHASE FOR STREET LIGHT โดย HES จะมีฟังก์ชันอย่างน้อยดังต่อไปนี้

- 1) HES สามารถดึงข้อมูลได้ตามที่ Smart Meter ถูกตั้งค่าไว้
- 2) สามารถสื่อสารแบบสองทางได้ (two-way communication) ระหว่าง Smart Meter และ HES
- 3) HES สามารถสั่งเปิด-ปิดสวิตช์ภายใน Smart Meter ได้
- 4) HES มีการตรวจสอบ บันทึกเหตุการณ์ (event) และสัญญาณเตือน (alarm) ต่าง ๆ (ถ้ามี)
- 5) HES มีการเข้ารหัสข้อมูลเพื่อการสื่อสารที่ปลอดภัย
- 6) HES มี Time Synchronization กับ Smart Meter
- 7) HES ต้องมีความสามารถในการเก็บข้อมูลดิบต่าง ๆ ได้อย่างน้อย 45 วัน
- 8) HES สามารถตั้งค่าพารามิเตอร์ Smart Meter ที่กำหนดค่าได้ ได้แก่ การตั้งเวลาเปิด-ปิด, การเลือกดึงข้อมูล Load Profile อื่น ๆ
- 9) HES มีสถานะและประวัติการเชื่อมต่อของอุปกรณ์สื่อสาร
- 10) HES มีการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งานต้องแบ่งได้ไม่น้อยกว่า 2 ระดับ ดังนี้
 - ผู้ใช้งาน (จำนวนอย่างน้อย 10 บัญชี) : มีสิทธิ์ในการสืบค้น Log เรียกดูและส่งออกข้อมูล
 - ผู้ดูแลระบบ (จำนวนอย่างน้อย 5 บัญชี) : มีสิทธิ์ในการตั้งค่า แก้ไขข้อมูล สร้างและลบบัญชีผู้ใช้งาน สั่งการเปิด-ปิดสวิตช์ภายใน Smart Meter สืบค้น Log เรียกดูและส่งออกข้อมูล

3.2.2 Web Application

3.2.2.1 การประมวลผลและการแสดงผลข้อมูล

- 1) ผู้ขายจะต้องจัดทำ Web Application ที่มีความสะดวกแก่การปฏิบัติงาน พร้อมส่งมอบ Source Code ในส่วนของ Web Application เพื่อให้ การไฟฟ้านครหลวงสามารถพัฒนา Website ต่อได้ตามความต้องการภายหลัง

- 2) รองรับการใช้งานผ่าน Web Browser โดยเชื่อมต่ออุปกรณ์ผ่าน Computer, Smart Phone หรือ Tablet ได้
- 3) Web Application สามารถแสดง Dashboard ค่าที่ได้รับจาก Smart Meter ทุก 15 นาที เป็นข้อมูลภาพรวมและค่าแยกเป็นรายมิเตอร์ แยกเป็นกลุ่มมิเตอร์ (การไฟฟ้านครหลวงเขต และ/หรือ หน่วยงานเจ้าของมิเตอร์) และแยกตามช่วงเวลา (รายวัน รายเดือน รายปี) ที่สามารถเลือกได้ตามความต้องการของผู้ใช้งาน โดยมีข้อมูลอย่างน้อยดังนี้

- ค่าพลังงานไฟฟ้า (kWh)
- ค่ากำลังไฟฟ้า (kW)
- ค่า Power Factor
- ค่าแรงดันไฟฟ้า (V)
- ตำแหน่ง Smart Meter บนแผนที่
- สถานะการเชื่อมต่อระบบสื่อสารของ Smart Meter
- ประวัติการแจ้งเตือน (Notification)

หมายเหตุ การไฟฟ้านครหลวงจะส่งข้อมูลหน่วยงานเจ้าของมิเตอร์ และตำแหน่ง Latitude/Longitude ของ Smart Meter ให้ในรูปแบบไฟล์ Excel หรือ CSV

- 4) ข้อมูลตาม ข้อ 3.2.2.1 ข้อย่อย 3) สามารถจัดทำเป็นกราฟรูปแบบต่าง ๆ ได้ เช่น รูปแบบกราฟแท่ง, pie, แกน X-Y
- 5) สามารถเลือกแสดงค่าสูงสุด ต่ำสุด ค่าเฉลี่ย ของข้อมูลทางไฟฟ้าตาม ข้อ 3.2.2.1 ข้อย่อย 3) เป็นรายวัน, รายเดือน, รายปี และตามช่วงเวลาที่สามารถเลือกได้
- 6) แสดงสถานะของ Web Application ว่ายังสามารถใช้งานได้ ได้แก่ ระบบสื่อสารยังสามารถ online ได้ และระบบแสดงผลและสั่งการยังสามารถทำงานได้ โดยแสดงเป็นสัญลักษณ์สีที่กะพริบได้
- 7) มีระบบการเก็บข้อมูลการทำงาน (System Activity Log) ของระบบและอุปกรณ์ในระบบ
- 8) ข้อมูลในอดีตสามารถสืบค้นได้ย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี
- 9) สามารถตั้งเวลาในการเปิด-ปิดระบบไฟฟ้าสาธารณะล่วงหน้าเป็นรายมิเตอร์ หรือรายกลุ่มได้
- 10) สามารถสั่งการเปิด-ปิดระบบไฟฟ้าสาธารณะเป็นรายมิเตอร์ หรือรายกลุ่มแบบ Manual ได้
- 11) สามารถเลือกแสดงผลภาษาไทยและภาษาอังกฤษได้
- 12) สามารถเข้าถึงข้อมูลระยะไกลได้ ผ่านเครือข่าย Internet/Intranet โดยมี password สำหรับการเข้าถึงข้อมูล
- 13) สามารถสร้างบัญชีผู้ใช้งานระบบ และผู้ดูแลระบบได้
- 14) Web application มีการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้งานต้องแบ่งได้ไม่น้อยกว่า 2 ระดับ ดังนี้
 - ผู้ใช้งาน (ไม่จำกัดจำนวน) : มีสิทธิ์ในการเรียกดูและส่งออกข้อมูล
 - ผู้ดูแลระบบ (จำนวนอย่างน้อย 15 บัญชี) : มีสิทธิ์ในการตั้งค่า แก้ไขข้อมูล สร้างและลบ บัญชีผู้ใช้งาน สั่งการเปิด-ปิดสวิตช์ภายใน Smart Meter ปลดการแจ้งเตือน สืบค้น Log เรียกดูและส่งออกข้อมูล
- 15) ผู้ขายจะต้องให้ การไฟฟ้านครหลวงร่วมออกแบบสร้างหน้า Web Application (UI Design)

3.2.2.2 การแจ้งเตือน (Notification)

- 1) สามารถทำ Notification อัตโนมัติเมื่อการมีการใช้พลังงานผิดปกติเกิดขึ้น (ทั้งมากผิดปกติ และน้อยผิดปกติ) หรือเกิดเหตุไฟฟ้าสาธารณะดับ (Last Gasp) หรือระบบสื่อสารขัดข้อง โดยมีการแจ้งเตือนอย่างน้อย ดังนี้
 - ใน Web Application ด้วยการแสดงสี และตำแหน่งบนแผนที่
 - ผ่าน Line Notification ของผู้ดูแล หรือผู้ที่เกี่ยวข้อง
 - ผ่าน E-mail ของผู้ดูแล หรือผู้ที่เกี่ยวข้อง
- 2) ผู้ดูแลระบบสามารถกำหนดอัตราส่วนการใช้พลังงานผิดปกติเป็นร้อยละ และระยะเวลาได้
- 3) สามารถบันทึกเหตุการณ์ Notification รายมิเตอร์ วัน/เวลา ที่เกิดเหตุการณ์นั้นๆ เพื่อสามารถนำกลับมาวิเคราะห์หาสาเหตุความผิดปกติได้ โดยสามารถทำการตรวจสอบระยะไกลผ่านระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ทั้งภายในและภายนอกการไฟฟ้านครหลวงได้
- 4) เมื่อมีพนักงานได้ดำเนินการแก้ไขเหตุผิดปกติที่แจ้งเตือนแล้ว ให้ผู้ดูแลระบบสามารถปลดการแจ้งเตือน แต่ระบบยังคงเก็บข้อมูล และบัญชีผู้ปลดการแจ้งเตือน (Log) ที่เกิดขึ้นได้

3.2.2.3 การรายงาน และส่งออกข้อมูล (Export)

- 1) สามารถบันทึกและส่งออกข้อมูลค่าที่ได้จากการวัดค่า ประวัติการแจ้งเตือน รวมทั้งค่าอื่น ๆ ที่แสดงบน Web Application ในรูปแบบรายงาน เช่นตารางข้อมูลหรือกราฟ ในรูปแบบไฟล์ PDF ได้ตามรูปแบบที่ การไฟฟ้านครหลวงกำหนด
- 2) สามารถส่งออกข้อมูลตารางในรูปแบบไฟล์ Microsoft Excel หรือ CSV ได้ ตามรูปแบบที่ การไฟฟ้านครหลวงกำหนด เพื่อที่การไฟฟ้านครหลวงสามารถนำข้อมูลไปวิเคราะห์ต่อได้
- 3) การไฟฟ้านครหลวงสามารถเลือกรูปแบบการแสดงผลข้อมูล จัดกลุ่มข้อมูล และเลือกช่วงเวลาในการออกรายงานและส่งออกข้อมูลได้

4. กำหนดส่งข้อมูล และอุปกรณ์

ผู้ขายต้องส่งข้อมูลและตัวอย่างให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณาดังนี้

4.1 ข้อมูลการใช้ Cloud Server ที่ต้องการตามแบบฟอร์มที่แนบตามภาคผนวก ก. ภายใน 15 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา

4.2 ตัวอย่าง Smart Meter 1 เครื่อง, Supporting Software, และสาย Optical Probe ภายใน 30 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา เพื่อให้การไฟฟ้านครหลวงตรวจสอบ OBIS code ของ Smart Meter ว่าเป็นไปตาม SPECIFICATION FOR SMART METER SINGLE-PHASE AND THREE-PHASE FOR STREET LIGHT โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาภายใน 15 วัน และจะคืนของทั้งหมดให้ผู้ขายเมื่อพิจารณาแล้วเสร็จ

4.3 ตัวอย่างหน้า Web Application (Mock up) ภายใน 30 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา เพื่อให้การไฟฟ้านครหลวง พิจารณา โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาให้ความเห็นภายใน 15 วันหลังจากได้รับ และผู้ขายต้องปรับปรุงตามความเห็นของการไฟฟ้านครหลวงจึงจะดำเนินการสร้างจริง

4.4 ส่งมอบ Smart Meter with NB-IoT communication module จำนวน 100 เครื่อง ภายใน 90 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา เพื่อให้การไฟฟ้านครหลวงนำไปดำเนินการติดตั้ง

4.5 ผู้ขายต้องแจ้งหมายเลข SIM Card ทั้งหมดตามสัญญานี้แก่การไฟฟ้านครหลวง ภายใน 30 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา โดยภายหลังสิ้นสุดค่าบริการระบบสื่อสาร (Air Time) ระยะเวลา 1 ปี ให้ถือว่า SIM Card ดังกล่าวตกเป็นกรรมสิทธิ์ของการไฟฟ้านครหลวง

กำหนดข้างต้นจะถือว่าแล้วเสร็จสมบูรณ์ เมื่อการไฟฟ้านครหลวงได้รับของไวใช้งานเสร็จเรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ การกำหนดระยะเวลาส่งข้อมูลและอุปกรณ์เป็นเพียงแนวทางการประเมินความสำเร็จในการดำเนินงานเท่านั้น หากผู้ขายส่งมอบล่าช้ากว่าระยะเวลาที่กำหนดการไฟฟ้านครหลวงจะไม่นำมาพิจารณาในการคิดค่าปรับ แต่หากครบกำหนดส่งมอบงานตามสัญญาแล้ว ผู้ขายยังไม่ส่งมอบงานให้แล้วเสร็จ ผู้ขายจะต้องชำระค่าปรับให้แก่การไฟฟ้านครหลวง ตามสัญญา

5. เกณฑ์การตรวจรับ

5.1 Smart Meter ต้องผ่านการทดสอบตรวจรับตามที่กำหนดใน SPECIFICATION FOR SMART METER SINGLE-PHASE AND THREE-PHASE FOR STREET LIGHT

5.2 Smart Meter ที่การไฟฟ้านครหลวงติดตั้งแล้วเสร็จ จำนวน 100 เครื่อง ต้องสามารถเชื่อมต่อ และแสดงผลได้ทั้งหมด ยกเว้นกรณีที่มีการไฟฟ้านครหลวงติดตั้ง Smart Meter แล้วเสร็จไม่ครบ 100 เครื่อง ภายใน 180 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา ให้สามารถเชื่อมต่อ และแสดงผลได้เท่ากับจำนวน Smart Meter ที่ การไฟฟ้านครหลวง ติดตั้งแล้วเสร็จ

5.3 ผ่านการทดสอบการยอมรับจากผู้ใช้งาน (User Acceptance Test: UAT)

SMART METER SINGLE-PHASE AND THREE-PHASE FOR STREET LIGHT

A. Definitions

AMI system.	The Advanced Metering Infrastructure (AMI) system consists of the smart meter, the communication system, the Head End System, and sometimes the MDMS (Meter Data Management System.)
Communication module.	A network interface equipment uses for connecting the Smart Meter to the IP network.
COSEM AP.	COSEM Application Process.
Head End System.	HES: the Head End System, the system running the client COSEM Application Process(es) to do the smart meter communication. The Head End System also does have other functionalities, but it is out of the scope of this specification.
Modem.	A device works in the first layer of the OSI model to modulate and demodulate data for transmitting the data over a supported medium.
Network Interface Card.	NIC, the device working in the first and second layers of the OSI model for connecting the smart meter to the other device also supports the second layer of the OSI model.
Smart meter.	An electronics meter supported 2-way communication used for measuring and recording electrical parameters.

B. Scope

This specification describes the requirement with which the manufacturer shall comply to supply smart meters to the Metropolitan Electricity Authority (MEA). The smart meter shall be suitable for Advanced Metering Infrastructure (AMI). The smart meter shall communicate with Head End System (HES) on one of the communication technologies per the requirement of the MEA.

The type I, II, and III smart meters shall be suitable for a 50 Hz distribution system having multiple ground at every 200 meters and 5 Ohms grounding resistance.

The type of the smart meter shall be as follows:

Type	Smart Meter
I	5(100)A 1P2W 230V, Direct connected
II	5(100)A 3P4W 230/400V, Direct connected
III	2.5(10)A 3P4W 230/400V, CT connected

The smart meter shall have all ratings according to clause G.

C. Site and Service Conditions

The smart meter shall be installed in Bangkok, Nonthaburi, and Samut Prakan, Thailand. The site and the service conditions are as follows:

1. Altitude: approximately mean sea level.
2. Maximum ambient temperature: 40°C.
3. Average ambient temperature in any one year: 30°C.
4. Average relative humidity in any one year: 79%.
5. Average maximum relative humidity in any one year: 94%.
6. Maximum temperature inside enclosure 55°C.
7. Installation site.

Type I : The smart meter shall be connected to the 230 V, single-phase, two wires, 50 Hz distribution system having neutral solidly grounded. The smart meter shall be outdoor class, weather-proof, and designed for outdoor mounting with no additional protection such as cabinet, box, rainshed, or sunshade.

Type II : The smart meter shall be connected to the 230/400 V, three-phase, four wires, 50 Hz distribution system having neutral solidly grounded. The smart meter shall be outdoor class, weather-proof, and designed for outdoor mounting with no additional protection such as cabinet, box, rainshed, or sunshade.

The smart meter shall be suitable to be installed both with and without the Meter Box Type I for outdoor installation exposed to direct sunlight. The Meter Box Type I is shown in Appendix B

However, the smart meter shall be outdoor class, regardless of whether it is installed in the box or not.

Type III, : The smart meter shall be suitable to be installed in the Meter Box Type I for outdoor installation exposed to direct sunlight. The Meter Box Type I is shown in Appendix B. However, the smart meter shall be outdoor class, regardless of whether it is installed in the box or not.

8. The smart meter shall be suitable for use in tropical climatic areas and shall be capable of operating successfully in the service conditions mentioned above.

D. Reference Standard

Except otherwise specified elsewhere in the specification, the meter required by the MEA shall be tested in conformity with the standard listed below.

Thai Industrial Standard Institute (TISI) Publication:

- TIS. 1030-2552 : Electricity metering equipment (AC) – General requirements tests and test conditions
- TIS. 2543-2555 : Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Static meters for active energy (classes 1 and 2)
- TIS. 2544-2555 : Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5S)

International Electrotechnical Commission (IEC)

- IEC 62052-11-2003 : Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions Part 11: Metering equipment
- IEC 62053-21-2003 : Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)
- 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 62056 series : Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite

Note:

1. Type I and II smart meters shall be manufactured and tested according to
 - a. TIS. 1030-2552 and TIS.2543-2555 (accuracy class 1 or better and outdoor class) or
 - b. IEC 62052-11 and IEC 62053-21 (accuracy class 1 or better and outdoor class)
2. Type III smart meters shall be manufactured and tested according to
 - a. TIS. 1030-2552 and TIS. 2544-2555 (accuracy class 0.5 or better) or
 - b. IEC 62052-11 and IEC 62053-22 (accuracy class 0.5 or better)
 - c. For the smart meter in clauses a. and b., the following additional type test reports shall be according to the TIS. 1030-2552 or the IEC 62052-11 to prove the smart meter is suitable for outdoor usage shall be submitted as specified in clause D 1
 - i. Test of protection against penetration of dust and water (IP class 54.)
 - ii. Dry heat test at $70^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$.
 - iii. Damp heat cyclic test at upper temperature $55^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$.
 - iv. Solar radiation test.

3. The smart meter tested in accordance with the later version of the above standards is also accepted.
4. The test reports shall be sent together with the remainder for the MEA considering as specified in clause E.

E. Test, Inspection and Test Report

1. The bidder shall propose equipment only from the manufacturer who owns the type test report. The manufacturer of the tested equipment shall supply the equipment from the factory specified in the type test report. The proposed smart meters shall have successfully passed all the type tests as specified in clause D. The type tests shall be performed by KEMA (Netherlands), HVPL (Japan), CERDA (France), CESI (Italy), Intertek ASTA (UK), PEHLA (Germany), FGH (Germany), COFRAC/EDF (France), VOLTA (France), SATS (Norway), UL, or the accredited independent test stations according to TIS 17025 or ISO/IEC 17025 with a certificate. The test reports of the proposed smart meter are required. The type test reports of the smart meter with any communication module are acceptable. The test reports of the smart meter with the following voltage rating are also acceptable.

Standard	Type	Voltage
TIS/IEC	Single-phase	220, 240, 277
	Three-phase	220/380, 240/415, 277/480

Except otherwise specified elsewhere in the specification, all test reports shall be attached to the bid. Apart from that, MEA will not consider such an offer.

2. Standard factory tests of all functions, including calibration and time of use schedule setting, shall be performed for the smart meters.
3. The MEA reserves the right to send the representative(s) at the supplier's expense to inspect and witness tests of the material and the smart meter during manufacturing, at the time of shipment, or at any time the MEA deems necessary. The supplier shall provide free access to the facilities where the smart meter is being manufactured and satisfy the representative(s) that the smart meters and all tests follow this specification and the purchase contract.
4. Before the shipment, the supplier shall submit to the MEA the complete and certified reports of all tests made in 6 (six) copies. The test reports shall contain all data required for their complete understanding including (but not limited to) diagrams, methods, instruments, constants, and values used in the tests and the results obtained. If the MEA has an(the) inspector(s), the supplier shall submit all the above test reports to the inspector, and the inspector shall certify the witnessed test reports and review the remainder before submitting the test reports to the MEA.
5. The MEA shall sample the supplied smart meters of each type for the acceptance test as the following table. In case the supplied smart meters do not pass the test, all the supplied smart meters shall be rejected and the expenses that occur therefrom shall be borne by the supplier.

Test items and number of the smart meter in the test shall be as follows:

Test item (Part A)	Unit test
<ul style="list-style-type: none"> - Accuracy test. - Effect of variation of power factor. - Effect of variation of voltage. - Effect of variation of frequency. - Effect of variation of ambient temperature. - Equality of current circuit. - No load test. - Starting load test. 	<p>2 %</p> <p>but not less than 10.</p>

Note: The MEA will test the smart meter following the test item (part A) at a rated voltage of 230V or 230/400V.

Test item (Part B)	Unit test
<ul style="list-style-type: none"> - LCD displayable register accuracy test. Details: This test item shall be applied to ensure that the COSEM objects for LCD display shall be displayed through the LCD module accurately (no error more than 1% compared to the reference measurement.) 	<p>2 %</p> <p>but not less than 10.</p>

Note: The COSEM objects for LCD display shall be found in Appendix D.

6. After the meter delivered to MEA warehouse, MEA shall sample 2 sets of the supplied smart meters of each type for acceptance test as the table in Appendix C. In case of finding that the supplied smart meter does not pass the test, all the supplied smart meters shall be rejected and the expenses that occur therefrom shall be borne by the supplier.

F. Drawings and Instruction

1. Supplier shall furnish 6 (six) copies of each of the following items before the first shipment of the equipment.
 - a. Catalog of smart meters.
 - b. Dimensional drawing of the smart meter including drawings of terminals and cover.
 - c. Drawing of the nameplate.
 - d. Complete installation, operating, and maintenance instructions.
 - e. Connection diagram and terminal marking.
 - f. Description of the supplied supporting software.
 - g. Complete part lists.
 - h. Drawings showing recommended dimensions and fixings of the enclosure with provision for padlocking.
2. The precaution notes (if any) shall be attached to each set of the smart meter.
3. All drawings and instructions shall be in ENGLISH. The information on drawing shall be engineering lettering. Instruction manual shall be machine printed or typed.

4. All measurements and quantities shall be expressed in the unit of the METRIC SYSTEM. If they are expressed in the other system, the metric equivalent shall also be shown.

G. Rating

The current ratings in the price proposal are indicated as “Nominal or test amperes” and “Maximum or class.” The rated temperature for calibration shall be 20 degrees Celsius.

The ratings of the smart meter for each type shall be as follows:

Ratings and characteristics	Unit	Requirements		
		Type I	Type II	Type III
		1-Phase 2-wires	3-Phase 4-wires	3-Phase 4-wires
Current Rating - for direct connected meters, Ib(I _{max}) - for instrument transformer connected meter, In(I _{max})	A A	5(100)	5(100)	2.5(10)
Rated voltage - for direct connected meter - for instrument transformer connected meter	V AC V AC	230±10%	230/400±10%	230/400±10%
Accuracy class - active energy - for direct connected meters - for instrument transformer connected meter - reactive energy	- - -	1 or better	1 or better 2 or better	0.5S or better 2 or better
Reference frequency	Hz	50		
Protective class	-	II		
Degree of protection	-	IP54		
Maximum operating temperature	°C	up to 70		
Rated impulse voltage withstand	kV	6		

H. General Requirements

1. The smart meter with the communication module shall be IP enabled.
2. Type I and type II smart meters shall have at least one switch for disconnect/reconnect operation. The switch shall be tested following IEC 62055-31 at least as follows:
 - Electrical endurance.
 - Fault circuit making capacity (class UC3.)
 - Short-circuit current carrying capacity test 1 (class UC3.)
 - Short-circuit current carrying capacity test 2 (class UC3.)
 - Dielectric strength.

The disconnect/reconnect switch can be tested as a complete unit with the smart meter or on the switch alone.

When the smart meter performs a disconnect operation, all outgoing power circuits from the meter shall be disconnected. The status of the switch shall be detected and shown on the display of the smart meters (LCD/LED) and shall be detected on the client COSEM AP.

3. The smart meter with the communication module shall have power outage notifications, e.g., last gasp, and restoration notifications, e.g., first breath, to the Head End System (HES) (the message notification shall be initiated from the smart meter or the communication module.) The smart meter shall send the outage notifications to the HES immediately after the power outage (the time between the beginning of the power outage and the time the smart meter or the communication module sends out the notification shall not exceed 10 seconds.) The supporting hardware or components for the outage notification functions shall have a minimum shelf life of no less than ten (10) years. (It is expected that the power outage can be detected and the message shall be sent by the smart meter or the communication module as a message notification.)
4. The smart meter should have pulse(s) output (LED) for the meter accuracy class test of active (fix impulse/kWh) and reactive (fix impulse/kvarh) energies (if there is one output LED, it should be selectable by software between active and reactive energies and shall be on the active energy by default, or there are two separated output LEDs.)
5. The smart meter shall support a demand reset function by the following methods:
 - a. Auto reset according to the predefined date and time.
 - b. Remotely reset by the HES.
 - c. Locally reset by Meter Reading Instrument (MRI.)
6. The power supply shall be designed using industrial-graded components. The English version datasheet from the manufacturer for proofing the industrial grade shall be submitted.

I. Metrology

1. The Measuring Unit
 - a. The measuring unit shall comprise a full four-quadrant measurement of:
 - i. Active energy: It shall measure the import and export of the active energy.
 - ii. Reactive energy: It shall measure the import and export of reactive energy.
 - iii. Active power: It shall measure the import and export of the active power.
 - iv. Reactive power: It shall measure the import and export of reactive power.
 - v. Note that the measuring unit shall be able to measure the data defined in i, ii, iii, and iv following the TOU configuration.
 - vi. The measuring unit shall be the industrial-graded solid-state type only. The English version datasheet from the manufacturer for proofing the industrial grade shall be submitted.
 - b. Measuring and recording the maximum demand of active and reactive power should be based on configurable time intervals and subintervals. It should be possible to reset maximum demand remotely.

- c. Accuracy of type III smart meters shall be either of the following:
 - i. class 0.5 (or better) according to TIS. 1030-2552 and TIS. 2544-2555 or
 - ii. IEC 62052-11 and IEC 62053-22.
 - d. Accuracy of type I and II smart meters shall be either of the following:
 - i. class 1 (or better) according to TIS. 1030-2552 and TIS. 2543-2555 or
 - ii. IEC 62052-11 and IEC 62053-21.
2. The Register Unit
- a. The register unit shall be an all solid-state, industrial-graded microprocessor-based register with an internal memory of programmable and reprogrammable. The industrial-graded internal memory shall be a non-volatile semi-conductor type. The English version datasheet from the manufacturer for proofing the industrial grade shall be submitted.
 - b. The register unit shall receive measured values from the measuring unit, process the measured values, and store the processed values in the internal memory.
 - c. The register unit shall support at least three types of data set listed as follows:
 - i. Instantaneous data defined in Appendix A.
 - ii. Load Profile data defined in Appendix A.
 - iii. Billing data defined in Appendix A.
 - d. The register unit shall support the programming of time-of-use through the COSEM objects listed as follows:
 - i. Activity Calendar (0.0.13.0.0.255)
 - ii. Special Days Table (0.0.11.0.0.255)
 - iii. Tariffication Script Table (0.0.10.0.100.255)
 - iv. Register Activation (0.0.14.0.e.255)
 - 1) Energy
 - 2) Maximum Demand
 - e. The register unit for Billing data shall meet the following requirements.
 - i. The register unit shall have the registers supporting at least four tariff rates (each tariff rate of TOU will be called TOU channel) listed as follows:
 - 1) On-peak
 - 2) Off-peak
 - 3) Partial-peak
 - 4) Reserve-1
 - 5) And REQUIRE a set of registers responsible for the total value of every tariff rate.
 - ii. Each set of registers shall support at least:
 - 1) Import:
 - a) All Phase Active Energy (Q1 + Q4)
 - b) All Phase Active Energy (Q1 + Q4) (Previous 1)
 - c) All Phase Reactive Energy (Q1 + Q2)
 - d) All Phase Reactive Energy (Q1 + Q2) (Previous 1)
 - e) Max. Demand All Phase Active Power (Q1 + Q4) (Previous 1)
 - f) Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) (Previous 1)

- g) Max. Demand All Phase Reactive Power ($Q1 + Q2$) (Previous 1)
 - h) Cumulative Max. Demand All Phase Reactive Power ($Q1 + Q2$) (Previous 1)
 - 2) Export:
 - a) All Phase Active Energy ($Q2 + Q3$)
 - b) All Phase Active Energy ($Q2 + Q3$) (Previous 1)
 - c) All Phase Reactive Energy ($Q3 + Q4$)
 - d) All Phase Reactive Energy ($Q3 + Q4$) (Previous 1)
 - e) Max. Demand All Phase Active Power ($Q2 + Q3$) (Previous 1)
 - f) Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power ($Q2 + Q3$) (Previous 1)
 - g) Max. Demand All Phase Reactive Power ($Q3 + Q4$) (Previous 1)
 - h) Cumulative Max. Demand All Phase Reactive Power ($Q3 + Q4$) (Previous 1)
 - f. By default, the register shall collect the measured value, process the measured value, and store the processed value at hh:00, hh:15, hh:30, and hh:45 (15-minute intervals.)
 Example: 15-minute kWh at every 15 minutes, kW at 15-minute block demand, and kvar at 15-minute block demand on a time-of-use (TOU) basis.
 - g. The register unit shall be able to and suitable to read the registers mentioned in clause I 2) e). The display shall consist of at least 6 easy-to-read digits with an indicator showing which reading is being displayed. The digit and decimal points shall be programmable. The height of each digit showing the measured quantities shall not be less than 8 mm.
 - h. The register unit shall have the following display operating modes:
 - i. Auto-scroll mode (default mode): The selected display data shall be at least:
 - 1) current date/time
 - 2) current maximum kW (in each TOU register) in the current month
 - 3) current kWh (in each TOU register) in the current month
 - 4) Instantaneous voltage in V_{RMS} (Root Mean Square Voltage.)
 - 5) Instantaneous current in I_{RMS} (Root Mean Square Current.)
 - 6) The LCD/LED screen should cycle through the parameters and show each parameter for 15 seconds before moving on to the next one.
 - ii. Manual mode: Scroll with Push button only for smart meter type I, II, and III.
 - 1) Manual operating modes using the push button shall be used to start the display sequence for the various stored data. The smart meter's display should return to default display mode (auto-scroll mode) if the push button is not operated for more than 10 seconds.
 - i. The programmable parameters shall be able to be retrieved for an examination.
3. Time-of-use Schedule

- a. The smart meter shall be capable of recording the cumulative active and cumulative reactive energies for each TOU channel.
- b. The smart meter shall be capable of programming/reprogramming the TOU active time (on-peak, partial-peak, off-peak, the others), the number of channels, and holidays remotely by the AMI System.
- c. The smart meter shall have at least 100 programmable holidays.
- d. The smart meter shall be preprogrammed as follows:
 - i. The TOU schedule:

Register	Tariff	Active time
kWh	1	On Peak Monday-Friday 09:00 to 22:00.
	2	Off-peak Monday-Friday 22:00 to 09:00. Off-peak Saturday, Sunday, and holidays 00:00 to 24:00.
kvarh	1	On Peak Monday-Friday 09:00 to 22:00.
	2	Off-peak Monday-Friday 22:00 to 09:00. Off-peak Saturday, Sunday, and holidays 00:00 to 24:00.
kW (MD)	1	On Peak Monday-Friday 09:00 to 22:00.
	2	Off-peak Monday-Friday 22:00 to 09:00. Off-peak Saturday, Sunday, and holidays 00:00 to 24:00.
kvar (MD)	1	On Peak Monday-Friday 09:00 to 22:00.
	2	Off-peak Monday-Friday 22:00 to 09:00. Off-peak Saturday, Sunday, and holidays 00:00 to 24:00.

- i. The LCD/LED display.

The MEA shall be able to configure the LCD/LED display code and select the COSEM objects for the display. The display code and the COSEM objects shall be preprogrammed follows Appendix D.

4. Internal Clock.

- a. The meter shall have an internal Real Time Clock with Lithium battery backup of minimum shelf life of no less than ten (10) years for the operation of the time clock. The Real Time Clock shall be based on a Quartz crystal timer to make it independent of the line frequency variations. The accuracy of the clock shall be ± 2.0 seconds per day, or better.
- b. The backup battery shall be 3.6-volt Lithium Thionyl Chloride (Li-SOCl₂) or 3.0-volt Lithium Manganese Dioxide (Li-MnO₂) battery for Utility Metering.
- c. The backup battery shall be cylindrical type and its electrical characteristics shall be as follows:
 - i. Nominal capacity @ 1 mA, 2 V: more than 1 Ah
 - ii. Operating temperature range: 0°C to more than 80°C
- d. For type I, II, and III smart meters, the backup battery shall be removable type and disconnected at the time of shipment.
- e. A battery warning status shall be shown on the display of the smart meter (LCD/LED) and the HES before complete discharge.
- f. The internal Real Time Clock shall be able to be automatically synchronized by the HES. The clock synchronization frequency shall be configurable by the MEA on the HES.

J. Meter Communication

1. The smart meter shall have a 4G communication modem, a CAT-M1 modem, or an NB-IoT modem for type I, II, and III smart meters. The smart meter data shall be collected and transported to the HES through WAN, which relies on cellular technology. No other technology is acceptable for the WAN. The status of the communication module (connected status or communication status) shall be detected and shown on the display of the meters and the HES.
2. For the single-phase smart meter, the communication module shall be provided with an external SubMiniature version A (SMA) antenna type (the antenna can be unmounted from the PCB/communication module), and the antenna shall be installed within the smart meter.
3. For the three-phase smart meter, the communication module shall be provided with an external SMA antenna type and an antenna cable including an SMA bulkhead adapter, lock washer(s), and nut(s) (the antenna cable shall be supplied for 10 percent of the total purchased smart meters.) The length of the antenna cable shall not be less than 75 centimeters. By default, the antenna of the three-phase smart meter shall be installed within the smart meter, except the smart meter with the antenna installed within the smart meter has poor communication.
4. The SMA connector on the communication module shall be female type, and the connector on the antenna shall be male type.
5. The data communication of the smart meter shall be according to the DLMS/COSEM standard suite (IEC 62056 series) with DLMS/COSEM certification required. The Bidder shall submit documentation showing details of the communication protocol and relevant data (e.g., data type, interface classes, OBIS codes) of the proposed smart meter to the MEA for consideration. The Bidder shall comply with the MEA's OBIS code included in Appendix A. as part of the project for the following functions.
 - a. Data Collection.
 - b. Disconnect and reconnect.
 - c. Clock management.
 - d. Configuration.
 - e. Firmware upgrade.
 - f. Alarm and event.
 - g. Load Management by relay.
 - h. Local communication interface protection.
 - i. Meter Registration.
 - j. Security.
 - k. Power quality.
6. The smart meter shall have an optical port or local wireless communication consisting of an infrared transmitter and detector for two-way communication via a meter reading instrument (MRI) or Hand-Held Unit (HHU) with a minimum baud rate of 19,200 bits per second. The optical port shall be accessed easily through the front of the smart meter cover. The optical port shall be according to IEC 62056-21. The password shall be able to be changed remotely through the HES.
7. 4G (3G fallback) cellular communication requirement
 - a. The 4G (3G fallback) cellular communication modem shall operate within Thailand's RF bands that is multi band (at least 4 bands from 7 bands of the following list: 700 MHz, 850 MHz, 900 MHz, 1,800 MHz, 2,100 MHz, 2,300 MHz, 2,600 MHz) and the maximum output power is under NBTC

regulation. The Contractor shall get all necessary approvals from NBTC such as Class B Certificate, EMI and EMC certified.

The approved documents from NBTC shall be sent to the MEA no later than the last delivery.

- b. The 4G (3G fallback) cellular communication modem shall follow the standard of 3GPP release 7, or higher for 3G and release 11, or higher for 4G.
 - c. Baud rate: at least 3G (5.76 Mbps for upstream and 14 Mbps for downstream)/4G (50 Mbps for upstream and 150 Mbps for downstream)
 - d. Operating mode supports (proved by English document) data and SMS, or more.
 - e. The 4G (3G fallback) cellular communication modem shall support embedded TCP/IP and UDP stack.
 - f. The 4G (3G fallback) cellular communication modem shall operate command: support AT command and graphic user interface (GUI).
8. NB-IoT cellular communication requirement
- a. The NB-IoT cellular communication modem shall operate within Thailand's RF bands that is multi band (900 MHz and 1,800 MHz) and the maximum output power is under NBTC regulation. The Contractor shall get all necessary approvals from NBTC such as Class B Certificate, EMI and EMC certified.
The approved documents from NBTC shall be sent to the MEA no later than the last delivery.
 - b. The NB-IoT cellular communication modem shall follow the standard of 3GPP release 13, or higher.
 - c. Baud rate: at least 66 kbps (multi-tone), 16.9 kbps (single-tone) for uplink peak rate and 26 kbps for downlink peak rate
 - d. The NB-IoT cellular communication modem shall support embedded TCP/IP and UDP stack.
 - e. The NB-IoT cellular communication modem shall operate command: support AT command and graphic user interface (GUI).
9. CAT-M1 cellular communication requirement
- a. The CAT-M1 cellular communication modem shall operate within Thailand's RF bands that is multi band (900 MHz and 1,800 MHz) and the maximum output power is under NBTC regulation. The Contractor shall get all necessary approvals from NBTC such as Class B Certificate, EMI and EMC certified.
The approved documents from NBTC shall be sent to the MEA no later than the last delivery.
 - b. The CAT-M1 cellular communication modem shall follow the standard of 3GPP release 13, or higher.
 - c. Baud rate: at least 1 Mbps for uplink peak rate and 1 Mbps for downlink peak rate.
 - d. The CAT-M1 cellular communication modem shall support embedded TCP/IP and UDP stack.
 - e. The CAT-M1 cellular communication modem shall operate command: support AT command and graphic user interface (GUI).

K. Functions

The MEA reserves the right to change/update/modify the MEA's OBIS code in Appendix A without prior notice.

1. Load profile function.

The smart meter shall be able to record the load profile defined in Appendix A at (but not limited to) hh:00, hh:15, hh:30, and hh:45 (15-minute intervals.) The timestamp shall be stamped to the recorded data and shall be the time at the end of each period, e.g., hh:15 shall be stamped for the data recorded at hh:15. The memory shall be able to store the load profile data for at least 90 days. The details of load profile data shall be according to Appendix A. Load profile data shall not be affected when the power is lost. The load profile shall be filled with 0, status flag, or N/A for only complete outage interval. However, a generated report from supporting software shall be filled with 0 for only the complete outage interval. The load profile data shall be collected to the HES at 15-minute intervals or as per its predefined setting.

2. Load control function.

a. The smart meter shall be able to do a load-limiting function with programmable configurations as follows:

i. The smart meter (type I and II) shall be able to automatically disconnect the load (the in-house load) from the main electricity supply when the current consecutively exceeds the load limit threshold (e.g., 10 A, 30 A, 50 A, 75 A) longer than a pre-defined time, shall be able to send the alarm to the HES immediately, and shall record the event in their memory for the later requesting for data from the HES. The smart meter shall wait a certain amount of time (for reconnection; the HES shall be able to set the reconnection time remotely) before automatically re-connecting the load. The smart meter shall be able to be remotely programmed to turn on or turn off the load-limiting function by the HES. The load limit threshold can be remotely config using the HES.

ii. The smart meter (type III) shall be programmable to send the alarm (for the load-limiting, e.g., overloading) to the HES and shall be ready for the HES to get the event (for the load-limiting, e.g., overloading) from the smart meter when the current is above the load limit threshold.

iii. The smart meters shall be able to remotely reset the demand measurement and the current limiting via the HES.

b. The smart meter shall support online load control during a demand response program initiated by the MEA. The smart meter shall have a programmable load threshold limit control, which can be set remotely using the HES. If the electricity consumption of the customer exceeds the specified threshold for the specified period, the smart meter shall send the alarm to the HES for demand response management. However, the functionality in this paragraph shall be remotely enabled/disabled from the HES.

c. Smart meter type I and type II shall support scheduling load control. The smart meters shall disconnect and reconnect the in-house load following the schedule. The schedule shall be able to be remotely programmed from the

HES, and the minimum time grain for the schedule configuration shall be at least 1 minute (the finer time grain is also acceptable.)

3. The smart meter shall have self-discovery and self-registry functionality to allow the HES to detect and register the smart meter within 15 minutes after the smart meter-to-HES communication is established.
4. The smart meter shall be configurable remotely including remote firmware and software upgrades.
5. The smart meter shall support on-demand reading via the HES. The smart meter shall provide a clear local visual indication of the status (disconnect/connect) of the electricity supply and consumption.
6. The smart meter shall detect and report tamper events to the HES. The tampering events detected by the smart meter shall be at least the followings:
 - a. Terminal Cover Removal: Removal of the meter terminal cover should initiate a tamper event.
 - b. Reverse Energy: If reverse current is detected for 10 consecutive seconds this should initiate a tamper event.
 - c. Phase Inversion: Phase Inversion shall be detected by the meter/data concentrator/AMI system. For single-phase applications and indicates that the neutral and the phase have been swapped. For three-phase applications and indicates that the voltage phase sequence has been swapped.

L. Meter's body

1) Terminals

- a. Terminals shall be of the bottom-connected type. The holes in the insulating materials which form a prolongation of the terminal holes shall be of a sufficient size to accommodate also the insulation of the conductors. The smart meters shall be provided with sufficient terminals to accommodate all incoming and outgoing conductors; transformer rated-type smart meters shall be provided with separate terminals for current and potential circuits. Terminal blocks shall be constructed with barriers and the terminal with different potentials which are grouped close together shall be protected against accidental short circuiting. All Terminals and screws shall be made of high-conductivity solid brass with nickel plated or tin plated.
- b. Terminals shall be designed for use with COPPER conductor. The size of the conductor shall be as follows:

Smart Meter	Conductor	
	Size (mm ²)	Max. diameter over insulation (mm)
For type I and II smart meter	10-35	8.3-11.8
For type III smart meter	2 x 2.5	4.48

- c. The terminals shall be compression type (the terminal bolt compresses the conductor to the bottom of the hole).

2) Terminal Cover

- a. The smart meter shall be furnished with terminal cover. Terminal cover shall be designed to protect terminal blocks against moisture and insects such as

using a neoprene gasket and shall have provision for sealing. The provision for sealing shall be clearly visible through the front of the terminal cover.

- b. The connection diagram of the smart meter shall be directly printed on the terminal cover gasket (preferred) or on the back of the terminal cover.
- c. 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.
- d. The smart meter cover and terminal cover shall have provision for sealing.

3) Mounting

- a. The meter shall be arranged for three-point mounting. Mounting holes shall accommodate 5.0 mm mounting screws. The upper mounting hole on the meter shall be made of stainless steel or the same material as the meter base. The upper mounting hole should be external to the body; 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.

4) Meter Base

- a. Meter base shall be made of UV-resistance, high impact-resistance, and self-extinguishing polycarbonate.

5) Meter Cover

- a. The meter cover shall be made of UV-resistance, high impact-resistance, and self-extinguishing polycarbonate. The permanent seal meter cover is preferable. 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.

6) Optical probe

- a. The optical probe shall support reading optical port (IEC 62056-21)
- b. The optical probe and meters infrared communication port shall be designed in order that sunlight will not cause interference in transferring data between MRI and smart meter.
- c. The optical probe is not required if it is not specified in the price proposals.

M. Supporting Software

1. The supplier shall provide supporting software to enable the user to (at least but not limited to) create/modify tariffs in the smart meter, read and control the smart meter using the reading instrument, process the meter reading, and manage the security. The software shall be user-friendly type.
2. The supporting software for supporting the load profile function shall be able to generate peak consumption day reports, daily summary reports, monthly summary

reports, load duration reports, peak reports, and other necessary data to perform suitable load profile reports.

3. All the provided software shall be a standalone build running on a PC with Microsoft Windows 10 or higher. At least 200 licenses shall be provided.
4. Six copies of the user manual for each supplied software package shall be provided.
5. The supporting software shall be capable of doing 20,000 readings per month.
6. Supporting software refers to the PC software supplied by the smart meter manufacturer for local infrared (optical probe) to read and program the smart meter.

N. Security system

1. The smart meter shall have a sophisticated security system to prevent fraudulent interference, i.e., changing the tariff data, changing the smart meter reading. Descriptive detail of the security system shall be clearly described in the offer and supplier shall prove the following items:
 - a. Security of method.
 - b. Client ability to change security key remotely.
 - c. Confidentiality of remote key changing.
 - d. If the client changes the security key, there is no way for meter manufactures to achieve a new key (the new key is not accessible for meter hardware, firmware, and external software).
 - e. All input and output information decrypted and encrypted.
2. The smart meter shall use a method for encryption/decryption of data exchanged in all meter interfaces.
 - a. At least AES128 method should be used in all information exchanges in private network, between meter and Hand-Held Unit (HHU) and Meter Reading Instrument (MRI).
 - b. At least ECC192 or AES128 method should be used in all information exchanges in public network as well as between meter and Head End System (HES) directly.

O. Nameplate Marking

The smart meter shall have a nameplate attached. The nameplate shall be a separate part mounted under the transparent window. The basic marking on the meter nameplate shall be as follows:

- The smart meter's serial number
- Purchaser's name
- Contract number and date
- Type designation
- Number of phases and wire
- Month and year of manufacture
- Reference voltage
- Basic current
- Maximum current
- Rated frequency
- Country of manufacturer
- Reference standard

- Meter constant (imp/kWh)
- Accuracy Class of meter
- Guarantee period
- Type of communication system

The smart meter's serial number, purchaser's name, and serial number shall be specified. The purchaser's name and serial numbers shall be as follows:

- SUPPLIED BY METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY
- MEA-..... (the number to be marked shall be specified in the purchase contract.)

Additionally, the nameplate shall be marked permanently with a barcode showing MEA's serial number by using bar code no. 128 from standard ISO/IEC 15417. The barcode printed on the sticker is not accepted. The color of the barcode shall be black only.

P. Additional Requirements for Packing

Each set of the smart meters shall be individually packed in a box with an installation instruction and the list of materials. The package shall be strong enough to withstand an external force during transportation, storage, and handling. The smart meter packed in plastic bag is not accepted.

If any parts are packed in the cartons for containerized shipment, the cartons shall be arranged into pallets so as to facilitate their movement by forklift trucks.

APPENDIX A

MEA's OBIS code

1) *Instantaneous data of single-phase smart meter.*

Interface class: 7
 Logical name: 1.0.99.3.0.255
 Sort method: FIFO
 Sort object: 0
 Capture period: 0 (Default, Access: R/W)
 Profile entries: 1 (Default)

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
1	Current Date and Time (Clock)	8	9 [†]	0	0	0	0	1	0	0	255
2	All Phase Instantaneous Import Active Power (Q1 + Q4)	3	6	0	27	1	0	1	7	0	255
3	All Phase Instantaneous Export Active Power (Q2 + Q3)	3	6	0	27	1	0	2	7	0	255
4	All Phase Instantaneous Import Reactive Power (Q1 + Q2)	3	6	0	29	1	0	3	7	0	255
5	All Phase Instantaneous Export Reactive Power (Q3 + Q4)	3	6	0	29	1	0	4	7	0	255
6	Any Phase Instantaneous Voltage	3	6	-1	35	1	0	12	7	0	255
7	Supply frequency	3	18	-2	44	1	0	14	7	0	255

2) *Instantaneous data of three-phase smart meter.*

Interface class: 7
 Logical name: 1.0.99.3.0.255
 Sort method: FIFO
 Sort object: 0
 Capture period: 0 (Default, Access: R/W)
 Profile entries: 1 (Default)

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
1	Current Date and Time (Clock)	8	9 [†]	0	0	0	0	1	0	0	255
2	Phase 1 Instantaneous Import Active Power (Q1 + Q4)	3	6	0	27	1	0	21	7	0	255
3	Phase 1 Instantaneous Export Active Power (Q2 + Q3)	3	6	0	27	1	0	22	7	0	255
4	Phase 2 Instantaneous Import Active Power (Q1 + Q4)	3	6	0	27	1	0	41	7	0	255
5	Phase 2 Instantaneous Export Active Power (Q2 + Q3)	3	6	0	27	1	0	42	7	0	255
6	Phase 3 Instantaneous Import Active Power (Q1 + Q4)	3	6	0	27	1	0	61	7	0	255
7	Phase 3 Instantaneous Export Active Power (Q2 + Q3)	3	6	0	27	1	0	62	7	0	255
8	Phase 1 Instantaneous Import Reactive Power (Q1 + Q2)	3	6	0	29	1	0	23	7	0	255
9	Phase 1 Instantaneous Export Reactive Power (Q3 + Q4)	3	6	0	29	1	0	24	7	0	255
10	Phase 2 Instantaneous Import Reactive Power (Q1 + Q2)	3	6	0	29	1	0	43	7	0	255
11	Phase 2 Instantaneous Export Reactive Power (Q3 + Q4)	3	6	0	29	1	0	44	7	0	255
12	Phase 3 Instantaneous Import Reactive Power (Q1 + Q2)	3	6	0	29	1	0	63	7	0	255
13	Phase 3 Instantaneous Export Reactive Power (Q3 + Q4)	3	6	0	29	1	0	64	7	0	255
14	Phase 1 Instantaneous Voltage	3	6	-1	35	1	0	32	7	0	255
15	Phase 2 Instantaneous Voltage	3	6	-1	35	1	0	52	7	0	255
16	Phase 3 Instantaneous Voltage	3	6	-1	35	1	0	72	7	0	255
17	Instantaneous Phase Angle from V1 To V2 (reference)	3	16	-1	8	1	0	81	7	10	255
18	Instantaneous Phase Angle from V1 To V3 (reference)	3	16	-1	8	1	0	81	7	20	255
19	Supply frequency	3	18	-2	44	1	0	14	7	0	255

3) Billing profile of single-phase and three-phase smart meter.

Interface class: 7
 Logical name: 0.0.98.1.0.255
 Sort method: FIFO
 Sort object: 0

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
1	Current Date and Time (Clock)	8	9 ^h	0	0	0	0	1	0	0	255
2	Billing Reset Time Stamp	1	9 ^h	0	0	1	0	0	1	2	255
3	All Phase Import Active Energy (Q1 + Q4) Total	3	20	0	30	1	0	1	8	0	255
4	All Phase Import Active Energy (Q1 + Q4) Tariff 1	3	20	0	30	1	0	1	8	1	255
5	All Phase Import Active Energy (Q1 + Q4) Tariff 2	3	20	0	30	1	0	1	8	2	255
6	All Phase Import Active Energy (Q1 + Q4) Tariff 3	3	20	0	30	1	0	1	8	3	255
7	All Phase Export Active Energy (Q2 + Q3) Total	3	20	0	30	1	0	2	8	0	255
8	All Phase Export Active Energy (Q2 + Q3) Tariff 1	3	20	0	30	1	0	2	8	1	255
9	All Phase Export Active Energy (Q2 + Q3) Tariff 2	3	20	0	30	1	0	2	8	2	255
10	All Phase Export Active Energy (Q2 + Q3) Tariff 3	3	20	0	30	1	0	2	8	3	255
11	Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Total	4	6	0	27	1	0	1	6	0	255
12	Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 1	4	6	0	27	1	0	1	6	1	255
13	Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 2	4	6	0	27	1	0	1	6	2	255
14	Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 3	4	6	0	27	1	0	1	6	3	255
15	Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Total	4	6	0	27	1	0	2	6	0	255
16	Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 1	4	6	0	27	1	0	2	6	1	255
17	Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 2	4	6	0	27	1	0	2	6	2	255
18	Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 3	4	6	0	27	1	0	2	6	3	255
19	Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Total (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	1	2	0	101
20	Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 1 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	1	2	1	101
21	Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 2 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	1	2	2	101
22	Cumulative Max. Demand All Phase Import Active Power (Q1 + Q4) Tariff 3 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	1	2	3	101
23	Cumulative Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Total (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	2	2	0	101
24	Cumulative Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 1 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	2	2	1	101
25	Cumulative Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 2 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	2	2	2	101
26	Cumulative Max. Demand All Phase Export Active Power (Q2 + Q3) Tariff 3 (Previous 1)	4	20	0	27	1	0	2	2	3	101
27	All Phase Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Total	3	20	0	32	1	0	3	8	0	255
28	All Phase Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Tariff 1	3	20	0	32	1	0	3	8	1	255
29	All Phase Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Tariff 2	3	20	0	32	1	0	3	8	2	255
30	All Phase Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Tariff 3	3	20	0	32	1	0	3	8	3	255
31	All Phase Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Total	3	20	0	32	1	0	4	8	0	255
32	All Phase Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Tariff 1	3	20	0	32	1	0	4	8	1	255
33	All Phase Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Tariff 2	3	20	0	32	1	0	4	8	2	255
34	All Phase Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Tariff 3	3	20	0	32	1	0	4	8	3	255
35	Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2) Total	4	6	0	29	1	0	3	6	0	255
36	Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2) Tariff 1	4	6	0	29	1	0	3	6	1	255
37	Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2) Tariff 2	4	6	0	29	1	0	3	6	2	255
38	Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2) Tariff 3	4	6	0	29	1	0	3	6	3	255
39	Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4) Total	4	6	0	29	1	0	4	6	0	255
40	Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4) Tariff 1	4	6	0	29	1	0	4	6	1	255
41	Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4) Tariff 2	4	6	0	29	1	0	4	6	2	255

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
42	Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4) Tariff 3	4	6	0	29	1	0	4	6	3	255
43	Cumulative Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2)	4	20	0	29	1	0	3	2	0	101
	Total (Previous 1)										
44	Cumulative Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2)	4	20	0	29	1	0	3	2	1	101
	Tariff 1 (Previous 1)										
45	Cumulative Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2)	4	20	0	29	1	0	3	2	2	101
	Tariff 2 (Previous 1)										
46	Cumulative Max. Demand All Phase Import Reactive Power (Q1 + Q2)	4	20	0	29	1	0	3	2	3	101
	Tariff 3 (Previous 1)										
47	Cumulative Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4)	4	20	0	29	1	0	4	2	0	101
	Total (Previous 1)										
48	Cumulative Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4)	4	20	0	29	1	0	4	2	1	101
	Tariff 1 (Previous 1)										
49	Cumulative Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4)	4	20	0	29	1	0	4	2	2	101
	Tariff 2 (Previous 1)										
50	Cumulative Max. Demand All Phase Export Reactive Power (Q3 + Q4)	4	20	0	29	1	0	4	2	3	101
	Tariff 3 (Previous 1)										

4) Load profile data of single-phase smart meter.

Interface class: 7
 Logical name: 1.0.99.1.0.255
 Sort method: FIFO
 Sort object: 0

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
1	Current Date and Time (Clock)	8	9†	0	0	0	0	1	0	0	255
2	All Phase Import Active Energy (Q1 + Q4) Total	3	20	0	30	1	0	1	8	0	255
3	All Phase Export Active Energy (Q2 + Q3) Total	3	20	0	30	1	0	2	8	0	255
4	All Phase Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Total	3	20	0	32	1	0	3	8	0	255
5	All Phase Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Total	3	20	0	32	1	0	4	8	0	255
6	Average Voltage	5	6	-1	35	1	0	12	27	0	255

5) Load profile data of three-phase smart meter

Interface class: 7
 Logical name: 1.0.99.1.0.255
 Sort method: FIFO
 Sort object: 0

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
1	Current Date and Time (Clock)	8	9†	0	0	0	0	1	0	0	255
2	Phase 1 Import Active Energy (Q1 + Q4) Total	3	20	0	30	1	0	21	8	0	255
3	Phase 1 Export Active Energy (Q2 + Q3) Total	3	20	0	30	1	0	22	8	0	255
4	Phase 2 Import Active Energy (Q1 + Q4) Total	3	20	0	30	1	0	41	8	0	255
5	Phase 2 Export Active Energy (Q2 + Q3) Total	3	20	0	30	1	0	42	8	0	255
6	Phase 3 Import Active Energy (Q1 + Q4) Total	3	20	0	30	1	0	61	8	0	255
7	Phase 3 Export Active Energy (Q2 + Q3) Total	3	20	0	30	1	0	62	8	0	255
8	Phase 1 Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Total	3	20	0	32	1	0	23	8	0	255
9	Phase 1 Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Total	3	20	0	32	1	0	24	8	0	255
10	Phase 2 Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Total	3	20	0	32	1	0	43	8	0	255
11	Phase 2 Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Total	3	20	0	32	1	0	44	8	0	255
12	Phase 3 Import Reactive Energy (Q1 + Q2) Total	3	20	0	32	1	0	63	8	0	255
13	Phase 3 Export Reactive Energy (Q3 + Q4) Total	3	20	0	32	1	0	64	8	0	255
14	Phase 1 Average Voltage	5	6	-1	35	1	0	32	27	0	255

No.	Parameter	IC	Type	Scaler	Unit	Logical Name / OBIS Code					
						A	B	C	D	E	F
15	Phase 2 Average Voltage	5	6	-1	35	1	0	52	27	0	255
16	Phase 3 Average Voltage	5	6	-1	35	1	0	72	27	0	255

Note: † Clock object shall be 12 octet-string.

6) Disconnect and Reconnect

For smart meter type I and II, the smart meter shall be required to support for the disconnect control object as given in below table.

No.	Parameter	Logical Name / OBIS Code					
		A	B	C	D	E	F
1	Disconnect Control	0	0	96	3	10	255

7) Firmware Upgrade

The smart meter shall be required to support the firmware upgrade object as given in the below table.

No.	Parameter	Logical Name / OBIS Code					
		A	B	C	D	E	F
1	Firmware	0	0	44	0	0	255

8) Alarm

The smart meter shall be required to support the alarm object as given in the below table. The smart meter shall record alarm data into the alarm log when the alarm occurs and push alarm data immediately to the HES. The smart meter shall display the LED Alarm lamp on the meter cover which is followed by the configurable LED lamp setting.

Bit	Alarm	Description ^{††}
0	Main meter cover open.	Condition: Main meter cover is opened and maintains over 3 seconds Judgement time: 3 seconds (fixed)
1	Terminal cover open.	Condition: Terminal cover is opened and maintains over 3 seconds Judgement time: 3 seconds (fixed)
2	Over active power.	Condition: Power of any phase $> U_n \times I_{max}$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $U_n \times I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.15.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.15.44.0.255)
3	Over voltage.	Condition: Voltage of any phase $> 1.15 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $1.15 U_n$ (Programmable by Class 3, (1.0.12.35.0.255)) Judgement time: default 60 seconds
4	Under voltage.	Condition: Voltage of any phase $< 0.8 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $0.8 U_n$ (Programmable by Class 3, (1.0.12.35.0.255)) Judgement time: default 60 seconds
5	Loss Voltage.	Condition: Voltage of any phase $< 0.6 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $0.6 U_n$ (Programmable by Class 3, 1.0.12.31.1.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.43.1.255)
6	Phase missing.	Condition: Voltage $U_x < 50\% U_n$ and current $I_x < 0.4\% I_b^*$, and maintains more than 60 seconds Threshold: default $50\% U_n$ (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default $0.4\% I_b^*$ (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255)

		Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
7	-	
8	Over current.	Condition: Current of any phase $> 1.1 I_{max}$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $1.1 I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.11.44.0.255)
9	Loss current.	
10	-	
11	Voltage unbalance.	Condition: $((U_{max}-U_{ave})/U_{ave} > 5\%$ or $(U_{ave}-U_{min})/U_{ave} > 5\%$, and maintains over 60 seconds — U_{max} : the maximum voltage of all three phase voltages — U_{min} : the minimum voltage of all three phase voltages — U_{ave} : the average value of all three phases voltages Threshold: default $U_n \times I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.16.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.17.255)
13	Current unbalance.	Condition: $((I_{max}-I_{min})/I_{max} > 30\%$ and $I_{min} \geq 5\% \times I_b^*$), and maintains over 60 seconds — I_{max} : the maximum current of all three phase voltages — I_{min} : the minimum current of all three phase voltages Threshold: default $5\% I_b^*$ Judgement time: default 60 seconds
14	Active power reversed.	Condition: The direction of total active power is reversed and current $> 5\% I_b^*$ and maintains over the judgement time. Threshold: $5\% I_b^*$ (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.1.255)) Judgement time: default 60 seconds
15	Phase sequence reversed.	Condition: Phase sequence is reversed, and maintains over 60 seconds Judgement time: default 60 seconds
16	-	
17	-	
18	Low battery.	Condition: the voltage of battery lower than 3V and over 5 seconds Judgement time: 5 seconds (fixed)
19	Magnetic disturb.	Condition: meter detect magnetic field (>0.4 tesla) and maintain over the judgement time. Judgement time: 5 seconds (fixed)
20	-	
21	-	
22	-	
23	Bypass.	Condition: When $I_{x_max} > 0.1A$, If $(I_{x_max} > 10A)$, $I_{limit} = (I_{x_max} \times 12.5\%) A$, else $I_{limit} = 1A$; If $(I_{vs} - I_n > I_{limit})$, then bypass is detected Note: I_{x_max} : the maximum current of L1/L2/L3 I_{vs} : the vector sum of current L1/L2/L3 I_n : the current of Neutral Threshold: 12.5% (fixed) Judgement time: 60 seconds (fixed)
24	Voltage THD over limitation.	Condition: Any phase voltage THD $> 5\%$, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
25	Current THD over limitation	Condition: Any phase current THD $> 5\%$, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
26	-	
27	-	
28	-	
29	No load.	Condition: $I_x < 5\% I_b^*$ Threshold: $5\% I_b^*$

		Judgement time: default 60 seconds
30	Relay fails.	
31	High temperature.	Condition: Meter detected internal temperature over 75°C and maintain more than 60 seconds Judgement time: 60 seconds, fixed.
32	Low credit (for prepaid meter.)	
xx**	Last Gasp	Meter Power outage
xx**	First Breath	Meter Power restored

Note:

* Ib refers to I base, the base current for each rate of smart meter, e.g., 5A, 15A.

** The MEA shall not define “Last Gasp” and “First Breath” alarms bit number. The contractor shall test the outage notification function with the HES to verify the interoperability of the smart meter and the HES (see Appendix C.)

9) Event

The smart meter shall be required to support the event object as given in the below table. The smart meter shall record the event data in the smart meter when the event is occurred and matched with conditions. The events will be requested by the HES at every 15-minute interval.

The Standard Events (IC: 1, 0.0.96.11.0.255)

Event ID	Event	Description ^{††}
1	Power Outage	Condition: all phase of meter is missing phase. Judgement time: Immediately
2	Power Restoration	Condition: The meter startup. Judgement time: immediately
3	Active Power reverse – event start	Condition: The direction of total active power is reversed and current > 5% Ib and maintains over the judgement time. Threshold : 5% Ib (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.1.255)) Judgement time: default 60 seconds
4	Active Power reverse – event end	Condition: The direction of total active power is normal and current ≤ 5% Ib and maintains over the judgement time. Threshold: 5% Ib (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.1.255)) Judgement time: default 60 seconds
5	-	reserved
6	-	reserved
7	Global reset	Condition: Meter received command of global reset. Judgement time: Immediately Meter is reset all data
8	Event reset	Condition: Meter received command of Event reset. Judgement time: Immediately Meter is reset event data.
9	Maximum demand reset	Condition: Meter received command of Maximum reset. Judgement time: Immediately Meter is reset demand value for billing.
10	-	reserved
11	Billing data reset	Condition: Meter received command of Maximum reset. Judgement time: Immediately Meter is reset billing data
12	Login fails	Condition: password error.

Event ID	Event	Description ^{††}
		Judgement time: Immediately
13	High temperature – event start	Condition: Meter detected internal temperature over 75°C and maintain more than 60 seconds Judgement time: 60 seconds, fixed.
14	High temperature – event end	Condition: Meter detected internal temperature back to under or equal to 75°C and maintain more than 60 seconds Judgement time: 60 seconds, fixed.
15	-	reserved
16	-	reserved
17	Long outage – event start	Condition: Meter power off and maintains over judgement time. Judgement time: default 180 sec (Programmable by Class 3, 0.0.96.7.20.255))
18	Long outage – event end	Condition: Meter power up after long outage. Judgement time: immediately.

The Alarm Events (IC: 1, 0.0.96.11.1.255)

Event Id	Event	Description ^{††}
1	Terminal cover open	Condition: Terminal cover is opened and maintains over 3 seconds Judgement time: 3 seconds (fixed)
2	Terminal cover closed	Condition: Terminal cover is closed and maintains over 5 seconds Judgement time: 5 seconds (fixed)
3	Main meter cover open	Condition: Main meter cover is opened and maintains over 3 seconds Judgement time: 3 seconds (fixed)
4	Main meter cover closed	Condition: Main meter cover is closed and maintains over 5 seconds Judgement time: 5 seconds (fixed)
5	Power reverse start L1	Condition: The direction of current L1 is reversed and current $L1 > 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
6	Power reverse end L1	Condition: The current of L1 is back to normal or current $L1 \leq 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
7	Power reverse start L2	Condition: The direction of current L2 is reversed and current $L2 > 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
8	Power reverse end L2	Condition: The current of L2 is back to normal or current $L2 \leq 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
9	Power reverse start L3	Condition: The direction of current L3 is reversed and current $L3 > 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
10	Power reverse end L3	Condition: The current of L3 is back to normal or current $L3 \leq 5\%I_b$, more than 10 seconds Judgement time: 10 seconds (fixed)
11	Bypass.	Condition: When $I_{x_max} > 0.1A$, If ($I_{x_max} > 10A$), $I_{limit} = (I_{x_max} \times 12.5\%) A$, else $I_{limit} = 1A$; If ($ I_{vs} - I_n > I_{limit}$), then bypass is detected Note: I_{x_max} : the maximum current of L1/L2/L3 I_{vs} : the vector sum of current L1/L2/L3 I_n : the current of Neutral Threshold: 12.5% (fixed) Judgement time: 60 seconds (fixed)
12	-	Reserved
13	Magnet disturb – event start	Condition: meter detect magnetic field (>0.4 tesla) and maintain over the judgement time. Judgement time: 5 seconds (fixed)

Event Id	Event	Description ^{††}
14	Magnet disturb – event end	Condition: meter doesn't detect magnetic field in the judgement time. Judgement time: 5 seconds (fixed)
15	Battery voltage low	Condition: the voltage of battery lower than 3V and over 5 seconds Judgement time: 5 seconds (fixed)
16	Battery replaced (negation condition of —Battery voltage low—)	Condition: the voltage of battery back to higher than 3V and over 5 seconds Judgement time: 5 seconds (fixed)
17	Loss phase L1 – event start	Condition: Voltage $U1 < 50\%$ U_n and current $I1 < 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
18	Loss phase L1 – event end	Condition: Voltage $U1 \geq 50\%$ U_n or current $I1 \geq 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
19	Loss phase L2 – event start	Condition: Voltage $U2 < 50\%$ U_n and current $I2 < 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
20	Loss phase L2 – event end	Condition: Voltage $U2 \geq 50\%$ U_n or current $I2 \geq 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
21	Loss phase L3 – event start	Condition: Voltage $U3 < 50\%$ U_n and current $I3 < 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)
22	Loss phase L3 – event end	Condition: Voltage $U3 \geq 50\%$ U_n or current $I3 \geq 0.4\%$ I_b , and maintains more than 60 seconds Threshold: default 50% U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.39.0.255), default 0.4% I_b (Programmable by Class 3, 1.0.11.31.10.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.45.0.255)

The Breaker control Events (IC: 1, 0.0.96.11.2.255)

No.	Event	Description ^{††}
1	Remote Disconnect	Action of remote disconnect is occurred.
2	Remote Reconnect	Action of remote reconnect is occurred.

The Upgrade Events (IC: 1, 0.0.96.11.4.255)

No.	Event	Description ^{††}
1	Firmware	

The Power Quality Events – event start (IC: 1, 0.0.96.11.5.255)

No.	Event	Description ^{††}
1	Over Voltage L1	Condition: Voltage of $L_x > 1.15 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default 1.15 U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds
2	Over Voltage L2	
3	Over Voltage L3	
4	Under Voltage L1	Condition: Voltage of $L_x < 0.8 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default 0.8 U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds
5	Under Voltage L2	
6	Under Voltage L3	
7	Over Current L1	Condition: Current of $L1 > 1.1 I_{max}$, and maintains over 60 seconds Threshold: default 1.1 I_{max} (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.11.44.0.255)
8	Over Current L2	
9	Over Current L3	
10	Loss Voltage L1	Condition: Voltage of $L_x < 0.6 U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: default 0.6 U_n (Programmable by Class 3, 1.0.12.31.1.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.43.1.255)
11	Loss Voltage L2	
12	Loss Voltage L3	
13	Phase sequence reverse	Condition: Phase sequence is reversed, and maintains over 60 seconds Judgement time: default 60 seconds Indicates wrong mains connection. Usually indicates fraud or wrong installation. For poly phase connection only!
14	Over active power L1	Condition: Power of $L_x > U_n \times I_{max}$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $U_n \times I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.15.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.15.44.0.255)
15	Over active power L2	
16	Over active power L3	
17	Unbalance voltage	Condition: $((U_{max}-U_{ave})/U_{ave} > 5\%$ or $(U_{ave}-U_{min})/U_{ave} > 5\%$, and maintains over 60 seconds — U_{max} : the maximum voltage of all three phase voltages — U_{min} : the minimum voltage of all three phase voltages — U_{ave} : the average value of all three phases voltages Threshold: default $U_n \times I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.16.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.17.255)
18	Unbalance current	Condition: $((I_{max}-I_{min})/I_{max} > 30\%$ and $I_{min} \geq 5\% \times I_b$), and maintains over 60 seconds — I_{max} : the maximum current of all three phase voltages — I_{min} : the minimum current of all three phase voltages Threshold: default 5% I_b Judgement time: default 60 seconds
19	-	Reserved
20	-	Reserved
21	-	Reserved
22	No load L1	Condition: $I_x < 5\% I_b$ Threshold: 5% I_b Judgement time: default 60 seconds
23	No load L2	
24	No load L3	
25	Long outage L1	Condition: voltage $U_x < 45\% U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: 45% U_n Judgement time: 60 seconds
26	Long outage L2	
27	Long outage L3	
28	Short outage L1	Condition: voltage $U_x < 45\% U_n$, and maintains over 5 seconds, but less than 60 seconds Threshold: 45% U_n Judgement time: 5 seconds
29	Short outage L2	
30	Short outage L3	

No.	Event	Description ^{††}
31	L1 current THD over limit	Condition: Lx current THD > 5%, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
32	L2 current THD over limit	
33	L3 current THD over limit	
34	L1 voltage THD over limit	Condition: Lx voltage THD > 5%, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
35	L2 voltage THD over limit	
36	L3 voltage THD over limit	
37	Over reactive power L1	Condition: Reactive power of Lx > Un × Imax, and maintains over 60 seconds Threshold: default Un × Imax (Programmable by Class 3, 1.0.3.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.15.44.0.255)
38	Over reactive power L2	
39	Over reactive power L3	

The Power Quality Events – event ends^{†††} (IC: 1, 0.0.96.11.9.255)

No.	Event	Description ^{††}
1	Over Voltage L1	Condition: Voltage of Lx ≤ 1.15 Un, and maintains over 60 seconds Threshold: default 1.15 Un (Programmable by Class 3, 1.0.12.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds
2	Over Voltage L2	
3	Over Voltage L3	
4	Under Voltage L1	Condition: Voltage of Lx ≤ 0.8 Un, and maintains over 60 seconds Threshold: default 0.8Un (Programmable by Class 3, 1.0.12.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds
5	Under Voltage L2	
6	Under Voltage L3	
7	Over Current L1	Condition: Current of L1 ≤ 1.1 Imax, and maintains over 60 seconds Threshold: default 1.1 Imax (Programmable by Class 3, 1.0.11.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.11.44.0.255)
8	Over Current L2	
9	Over Current L3	
10	Loss Voltage L1	Condition: Voltage of Lx ≥ 0.6 Un, and maintains over 60 seconds Threshold: default 0.6 Un (Programmable by Class 3, 1.0.12.31.1.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.12.43.1.255)
11	Loss Voltage L2	
12	Loss Voltage L3	
13	Phase sequence reverse start	Condition: Phase sequence is reversed, and maintains over 60 seconds Judgement time: default 60 seconds Indicates wrong mains connection. Usually indicates fraud or wrong installation. For poly phase connection only!
14	Over active power L1	Condition: Power of Lx ≤ Un × Imax, and maintains over 60 seconds Threshold: default Un × Imax (Programmable by Class 3, 1.0.15.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.15.44.0.255)
15	Over active power L2	
16	Over active power L3	
17	Unbalance voltage	Condition: ((Umax-Uave)/Uave ≤ 5% & (Uave-Umin)/Uave) ≤ 5%, and maintains over 60 seconds — Umax: the maximum voltage of all three phase voltages — Umin: the minimum voltage of all three phase voltages — Uave: the average value of all three phases voltages Threshold: default Un * Imax (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.16.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.96.52.17.255)
18	Unbalance current	Condition: ((Imax-Imin)/Imax ≤ 30% & Imin < 5% × Ib), and maintains over 60 seconds — Imax: the maximum current of all three phase voltages — Imin: the minimum current of all three phase voltages Threshold: default 5% Ib Judgement time: default 60 seconds
19	-	Reserved
20	-	Reserved
21	-	Reserved
22	No load L1	Condition: Ix ≥ 5%Ib

No.	Event	Description ^{††}
23	No load L2	Threshold: 5%I _b Judgement time: default 60 seconds
24	No load L3	
25	Long outage L1	Condition: voltage $U_x \geq 45\%U_n$, and maintains over 60 seconds Threshold: 45%U _n Judgement time: 60 seconds
26	Long outage L2	
27	Long outage L3	
28	Short outage L1	Condition: voltage $U_x \geq 45\%U_n$, and maintains over 5 seconds, but less than 60 seconds Threshold: 45%U _n Judgement time: 5 seconds
29	Short outage L2	
30	Short outage L3	
31	L1 current THD over limit	Condition: L _x current THD $\leq 5\%$, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
32	L2 current THD over limit	
33	L3 current THD over limit	
34	L1 voltage THD over limit	Condition: L _x voltage THD $\leq 5\%$, and maintains over 60 seconds Threshold: 5% Judgement time: 60 seconds
35	L2 voltage THD over limit	
36	L3 voltage THD over limit	
37	Over reactive power L1	Condition: Reactive power of L _x $\leq U_n \times I_{max}$, and maintains over 60 seconds Threshold: default $U_n \times I_{max}$ (Programmable by Class 3, 1.0.3.35.0.255) Judgement time: default 60 seconds (Programmable by Class 3, 1.0.15.44.0.255)
38	Over reactive power L2	
39	Over reactive power L3	

The Synchronization Events (IC: 1, 0.0.96.15.37.255)

No.	Event	Description ^{††}
1	Synchronization	

The Programming Events

No.	Event	Description ^{††}
1	Programming	

Note:

^{††} The settings (any values in the condition, the threshold, the judgment time, and the event activation) shall be proposed to the MEA to be considered.

^{†††} The settings for the —Event ends— shall be the negation of the —Event start— conditions. Else conditions for the —Event ends— shall be proposed to the MEA to be considered.

10) Event logs

Event logs are instances of a class 7, profile generic IC. The capture lists for these profiles should be configured as shown in the below table.

Event Log Name	Capture List	
	Object Name	IC, OBIS Code, Attribute
Standard Events 1.0.99.98.0.255	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
	Event Object – Standard Event Log	1, 0.0.96.11.0.255, 2
Alarm Event 1.0.99.98.1.255	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
	Event Object – Alarm Event Log	1, 0.0.96.11.1.255, 2
Breaker control	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2

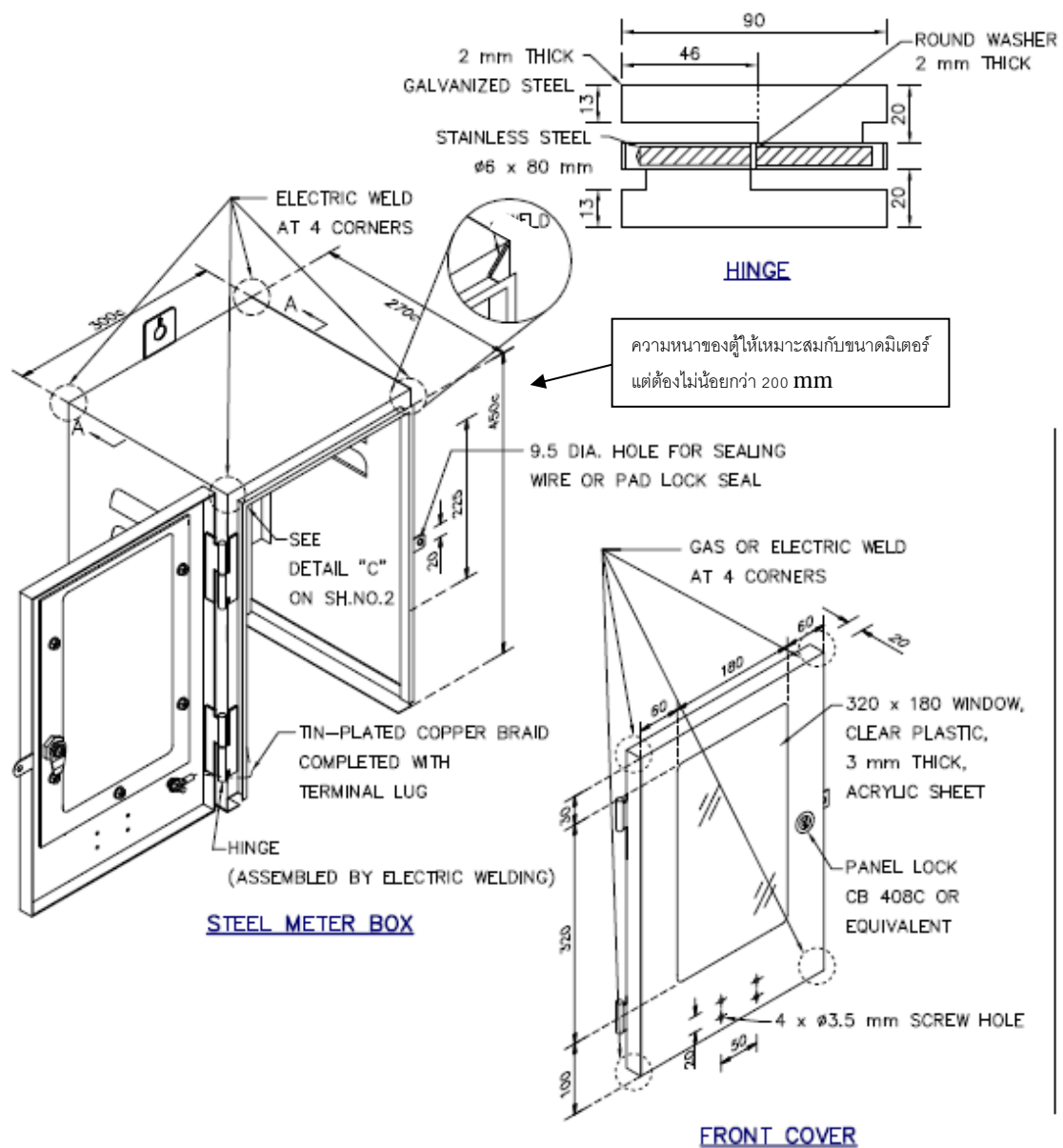
1.0.99.98.2.255	Event Object – Breaker control Event Log	1, 0.0.96.11.2.255, 2
Upgrade	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
1.0.99.98.4.255	Event Object – Upgrade Event Log	1, 0.0.96.11.4.255, 2
Quality Event	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
Start: 1.0.99.98.5.255	Event Object – Quality Event Log	1, 0.0.96.11.5.255, 2
Quality Event	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
End: 1.0.99.98.9.255	Event Object – Quality Event Log	1, 0.0.96.11.9.255, 2
Synchronization	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
1.0.99.98.8.255	Event Object – Synchronization Event Log	1, 0.0.96.11.8.255, 2
Programming	Date/Time	8, 0.0.1.0.0.255, 2
1.0.99.98.11.255	Event Object – Programming Event Log	1, 0.0.96.11.11.255, 2

MEA reserves the right to change the details of the COSEM and formula calculation within the warranty period without extra cost in case problems are found in the project.

APPENDIX B

Meter box type I

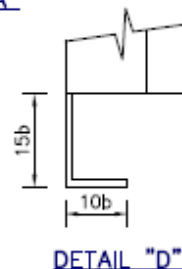
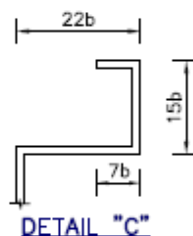
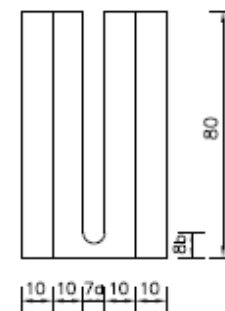
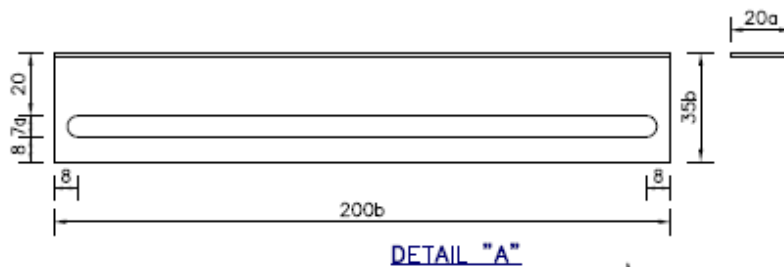
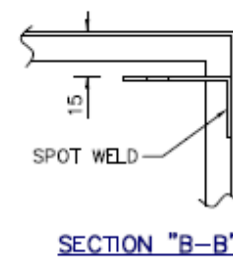
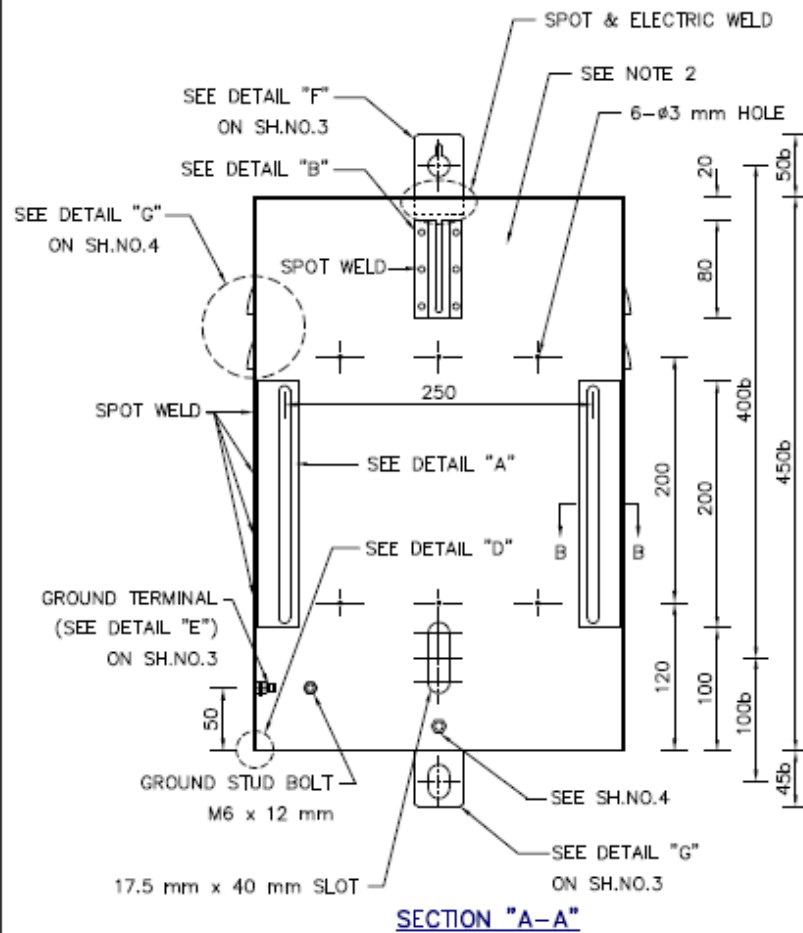
เอกสารแนบท้ายข้อกำหนดเลขที่ : S-010/2554 REV.NO.3
แผ่นที่ 1 ของจำนวน 5 แผ่น



NOTES

1. มิติที่แสดงเป็นค่า(NOMINAL) และมีหน่วยเป็นมิลลิเมตรนอกจากระบุเป็นอย่างอื่น
2. ALLOWABLE VARIATION : a = ± 0.5 mm, b = ± 2 mm, c = ± 5 mm
3. INSTALLATION OF ACRYLIC SHEET TO METER BOX COVER IS SHOWN IN FIG.3 ON SH.NO.5

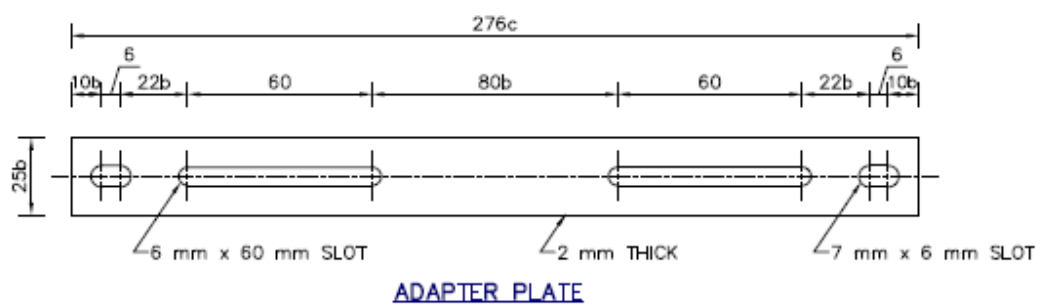
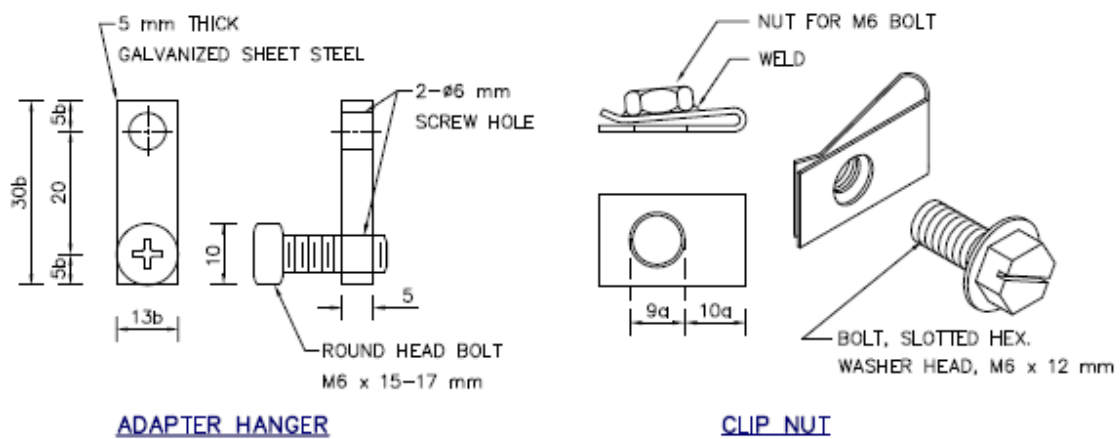
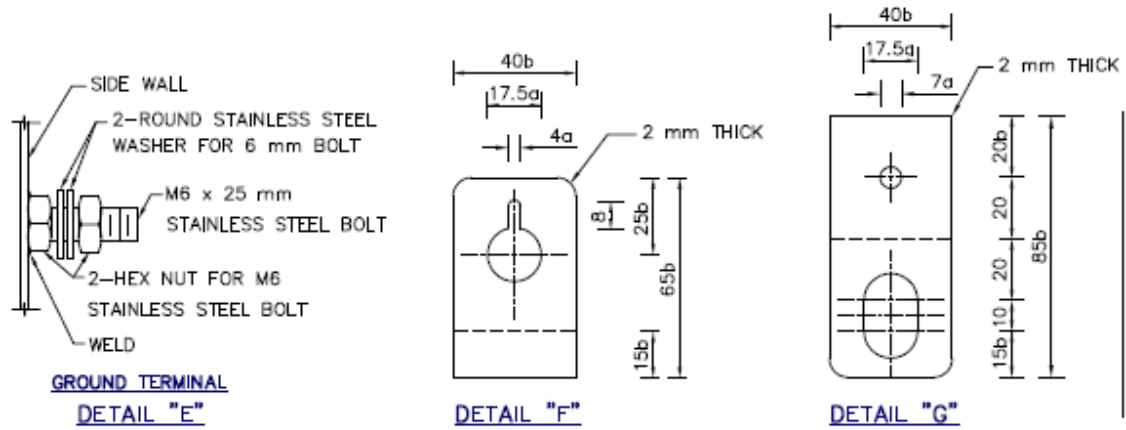
เอกสารแนบท้ายข้อกำหนดเลขที่ : S-010/2554 REV.NO.3
แผ่นที่ 2 ของจำนวน 5 แผ่น



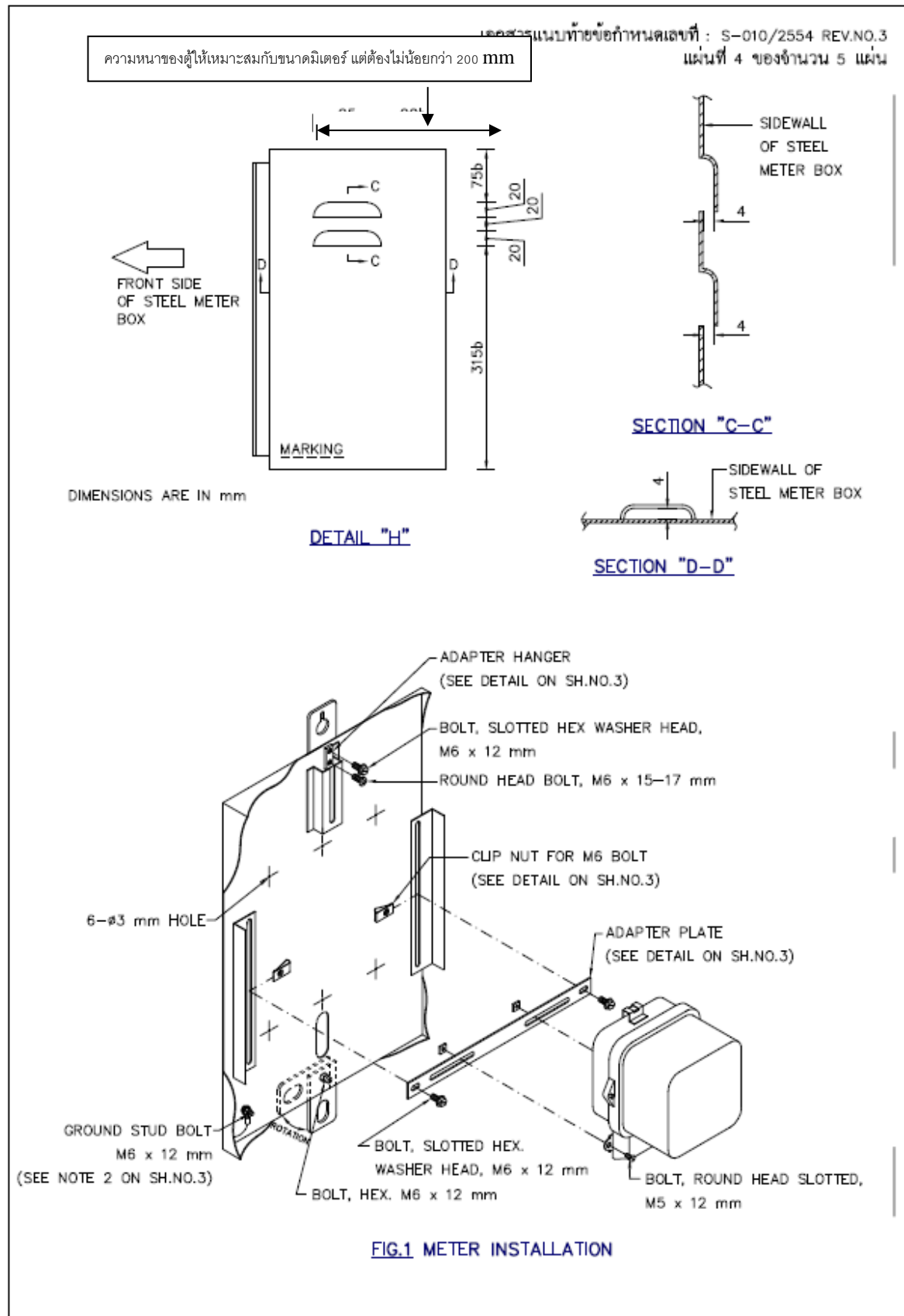
NOTES

1. มิติที่แสดงเป็นค่า(NOMINAL) และมีหน่วยเป็นมิลลิเมตรนอกจากระบุเป็นอย่างอื่น
2. ASSEMBLY OF REAR PLATE SHALL BE MADE BY SPOT WELDING.

เอกสารแนบท้ายข้อกำหนดเลขที่ : S-010/2554 REV.NO.3
แผ่นที่ 3 ของจำนวน 5 แผ่น



มิติที่แสดงเป็นค่า (NOMINAL) และมีหน่วยเป็นมิลลิเมตรนอกจากระบุเป็นอย่างอื่น



เอกสารแนบท้ายข้อกำหนดเลขที่ : S-010/2554 REV.NO.3
แผ่นที่ 5 ของจำนวน 5 แผ่น

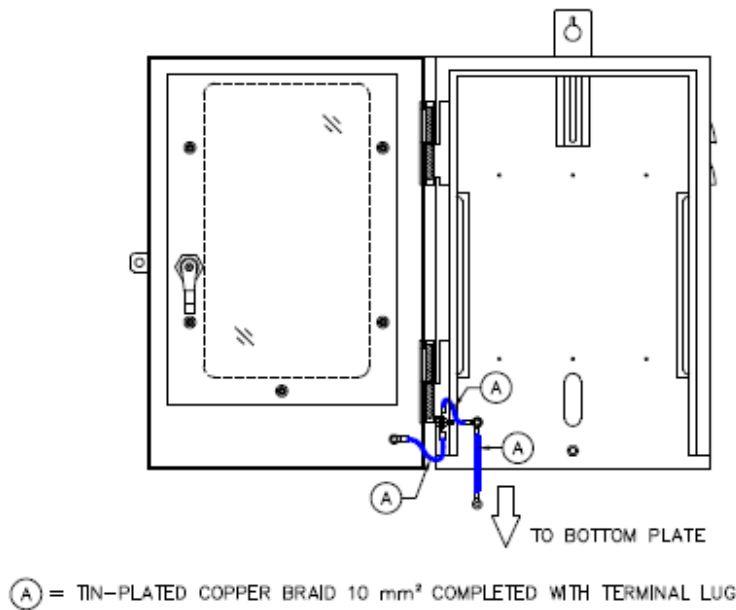


FIG.2 ELECTRICAL BONDING OF STEEL METER BOX COMPONENTS BY USING TIN-PLATED COPPER BRAID COMPLETED WITH TERMINAL LUG

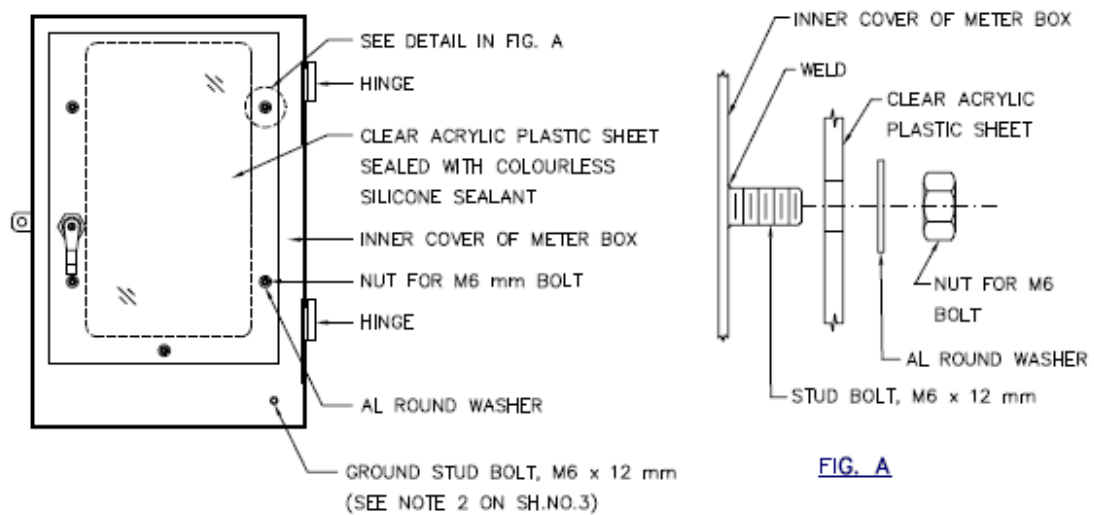
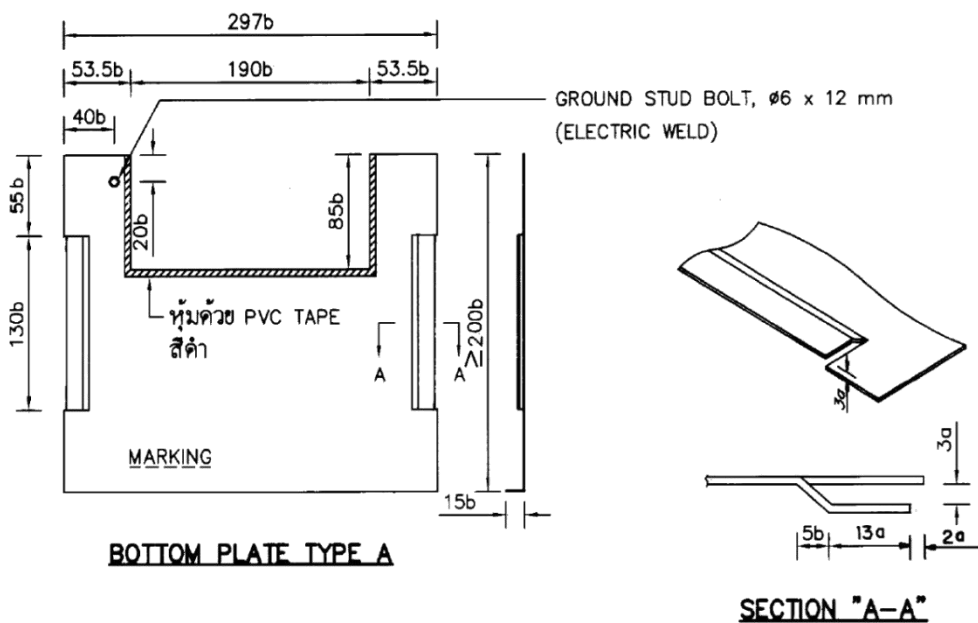


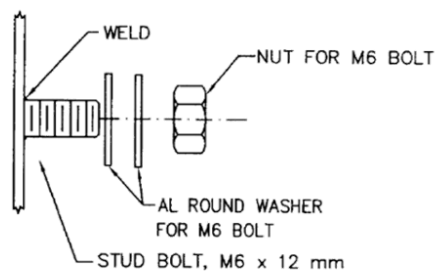
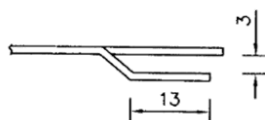
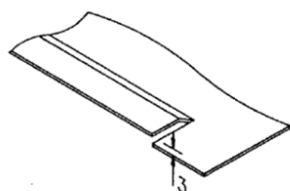
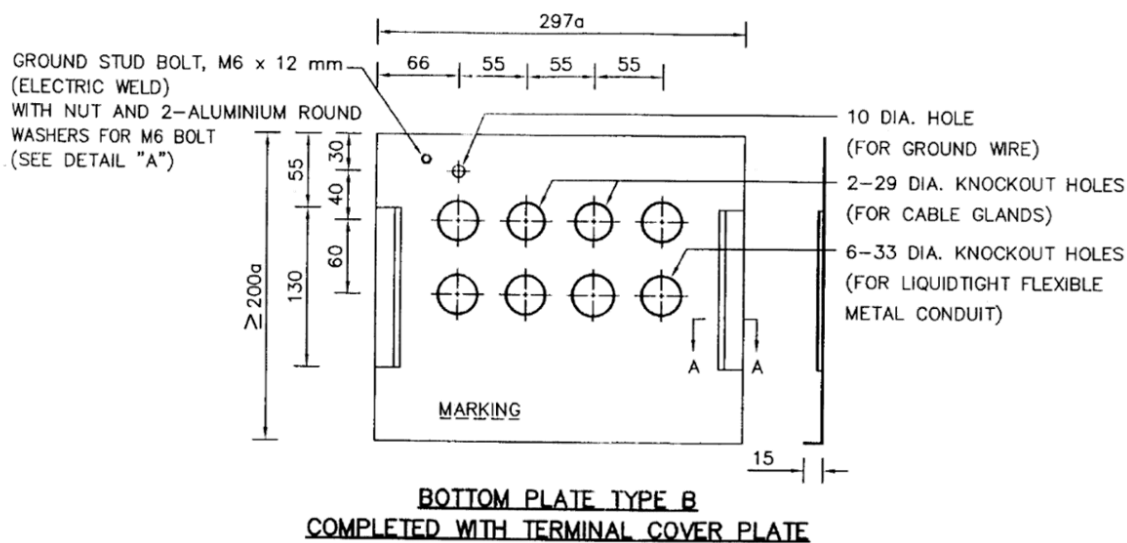
FIG.3 INSTALLATION OF ACRYLIC PLASTIC TO COVER OF METER BOX



ข้อกำหนด

1. มิติมีหน่วยเป็นมิลลิเมตร
2. BOTTOM PLATE TYPE A จะต้องผลิตจากแผ่นเหล็กรีดเย็นเคลือบสังกะสีโดยกรรมวิธีทางไฟฟ้า (ELECTROLYTIC ZINC-COATED COLD-ROLLED STEEL SHEET) ตามมาตรฐาน มอก. 2223 ความหนา 1.2 ± 0.1 มม.
3. เกณฑ์ความคลาดเคลื่อน : $a = \pm 0.5$ มม., $b = \pm 2$ มม.
4. ราง SLIDE ของ BOTTOM PLATE TYPE A ให้ใช้วิธีการปั๊มขึ้นรูป และต้องเรียบเสมอลอดแนวราง SLIDE
5. BOTTOM PLATE TYPE A จะต้องพ่นสีด้วยสีฝุ่นชนิด POLYESTER POWDER COATING สีเทา RAL 7040 โดยก่อนพ่นสีตลอดแนวของรอยเชื่อมจะต้องเคลือบป้องกันสนิมด้วย COLD-GALVANIZED COMPOUND ทั้งนี้ผู้ผลิต/ผู้ขายจะต้องส่งรายงานผลการทดสอบคุณสมบัติความต้านทานของเนื้อสีก่อนการผลิต
6. การทำเครื่องหมาย : ชื่อผู้ผลิต/โรงงานที่ทำ หรือเครื่องหมายการค้าจดทะเบียน และหมายเลขสัญญาซื้อขาย
7. ความเรียบรอย : ผิวภายนอกเรียบ ไม่มีตำหนิที่จะเป็นผลเสียต่อการใช้งาน ตามขอบมุมต่างๆ ต้องไม่แหลมคม

BOTTOM PLATE TYPE A FOR METER TYPE II **FOR COMMERCIAL AND INDUSTRIAL CUSTOMERS**



SECTION "A-A"

DETAIL "A"

ข้อกำหนด

- มิติที่แสดงเป็นค่าระบุ (NOMINAL) และมีหน่วยเป็นมิลลิเมตรนอกจากระบุเป็นอย่างอื่น
- BOTTOM PLATE TYPE B จะต้องผลิตจากแผ่นเหล็กชุบสังกะสีเคลือบด้วยไฟฟ้า (ELECTROLYTIC ZINC-COATED COLD-ROLLED STEEL SHEET) ตามมาตรฐาน มอก 2223 ความหนาอย่างน้อย 1.1 มม
- เกณฑ์ความคลาดเคลื่อน : $\alpha = \pm 2$ มม
- ราง SLIDE ของ BOTTOM PLATE TYPE B ให้ใช้วิธีการปั๊มขึ้นรูป และต้องเรียบเสมอลอดแนวราง SLIDE
- BOTTOM PLATE TYPE B จะต้องพ่นด้วยสีผงชนิด POLYESTER POWDER COATING สีเทา RAL 7040 (แนะนำ) โดยก่อนพ่นสีตลอดแนวของรอยเชื่อมจะต้องเคลือบป้องกันสนิมด้วย COLD-GALVANIZED COMPOUND ทั้งนี้ผู้ผลิต/ผู้ขายจะต้องส่งรายงานผลการทดสอบคุณสมบัติความติดแน่นของเนื้อสีก่อนการผลิต
- ความเรียบรอย : ผิวภายนอกเรียบ ไม่มีตำหนิที่จะเป็นผลเสียต่อการใช้งาน
- การทำเครื่องหมาย : ชื่อผู้ผลิต/โรงงานที่ทำ หรือเครื่องหมายการค้าจดทะเบียน และหมายเลขสัญญาซื้อขาย

BOTTOM PLATE TYPE B FOR METER TYPE III AND IV

APPENDIX C

Acceptance test of Smart Meter - Head End System Integration

Detail	Test Result	Remark
1. Smart meter shall be connected to head end system within 15 minutes.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
2. Smart meter shall be supported on-demand read by head end system.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
3. Smart meter shall be supported scheduled read by head end system.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
4. Smart meter shall be supported historical data read by head end system.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
5. Smart meter shall be supported remote configuration by head end system. 5.1-Connect/disconnect schedule 5.3 Over current threshold	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail <input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
6. Smart meter shall be supported all alarms in specification.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
7. Smart meter shall be supported all events in specification.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
8. Smart meter shall be supported time synchronization by head end system.	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
9. Smart meter shall be supported power outage and power restoration notification to head end system	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	
10. Smart meter type I and II shall be supported remote connect/disconnect by head end system	<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Fail	

APPENDIX D

Objects for LCD/LED Display

Alternate Mode Display

Display Item	Display Code	Obis Code
Program ID-value	000	0.0.96.1.13.255
Transformer ratio – Voltage (Primary)-value	101	1.0.0.4.3.255
Transformer ratio – Voltage (Secondary) -value	102	1.0.0.4.6.255
Transformer ratio – current (Primary)-value	103	1.0.0.4.2.255
Transformer ratio – current (Secondary) -value	104	1.0.0.4.5.255
Voltage_L1-value	111	1.0.32.7.0.255
Voltage_L2-value	112	1.0.52.7.0.255
Voltage_L3-value	113	1.0.72.7.0.255
Current_L1-value	121	1.0.31.7.0.255
Current_L2-value	122	1.0.51.7.0.255
Current_L3-value	123	1.0.71.7.0.255
Angle Between U1 And U1-value	131	1.0.81.7.0.255
Angle Between U2 And U1-value	132	1.0.81.7.1.255
Angle Between U3 And U1-value	133	1.0.81.7.2.255
Angle Between U1 And I1-value	141	1.0.81.7.40.255
Angle Between U2 And I2-value	142	1.0.81.7.51.255
Angle Between U3 And I3-value	143	1.0.81.7.62.255
Σ Li Power Factor-value	150	1.0.13.7.0.255
Active Power Net-value	151	1.0.16.7.0.255
Reactive Power Net-value	152	1.0.129.7.0.255
Power Factor_L1-value	337	1.0.33.7.0.255
Power Factor_L2-value	537	1.0.53.7.0.255
Power Factor_L3-value	737	1.0.73.7.0.255
Battery Voltage	666	0.0.96.6.3.255

APPENDIX E

Configuration for Alarms and Events

—Condition, Threshold, Judgment time, and Event Activation—

Alarm: Smart Meter for Street Light: “Last gasp” shall be enabled.

The Other alarms shall be disabled by default.

Event: All events of Smart Meter for Street Light shall be disabled by default.

ภาคผนวก ก

รายละเอียดความต้องการ Cloud Server สำหรับระบบ Street Light

CPU (vCPU)	
ระบบปฏิบัติการ (OS)	
Memory (GB)	
Storage (GB)	
Software (อื่น ๆ)	

ภาคผนวก ข

ข้อปฏิบัติในการเก็บรักษาความลับ การไฟฟ้านครหลวง

ผู้ขาย หรือผู้ปฏิบัติงานของผู้ขาย จะต้องปฏิบัติ ดังนี้

1. ผู้ขายจะเก็บรักษาไว้เป็นความลับและจะไม่เผยแพร่ข้อมูลทั้งหลายเกี่ยวกับการจัดซื้อ Smart Meter พร้อมระบบสื่อสารและประมวลผล สำหรับระบบไฟฟ้าสาธารณะ (ซึ่งต่อไปจะเรียกว่า “โครงการ”) รวมถึงข้อมูล เกี่ยวกับกิจการ แผนการดำเนินธุรกิจ ทรัพย์สินพนักงาน ลูกค้า และคู่ค้าต่าง ๆ ที่ได้มีการเปิดเผยเป็นหนังสือ ด้วยวาจาหรือวิธีอื่นใดตามวัตถุประสงค์ของสัญญา (ซึ่งต่อไปจะเรียกว่า “ข้อมูลที่เป็นความลับ”) แต่ข้อมูลที่เป็นความลับดังกล่าวไม่รวมถึงข้อมูลที่ทราบกันทั่วไป ซึ่งมีได้เป็นผลจากการที่คู่ค้าจ้างปฏิบัติผิดข้อปฏิบัติฯ หรือเป็นไปตามข้อ 3 ของข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ ผู้ขายจะเก็บรักษาไว้เป็นความลับ และจะไม่เผยแพร่ข้อมูลทั้งหลายที่เกี่ยวกับการไฟฟ้านครหลวง และกิจการของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งเป็นข้อมูล que ผู้ขายได้รับตามสัญญา
2. ผู้ขายตกลงที่จะไม่เปิดเผยข้อมูลที่เป็นความลับให้แก่บุคคลใด ๆ นอกจากพนักงานผู้เชี่ยวชาญและผู้ที่เกี่ยวข้องของผู้ขาย ซึ่งจำเป็นต้องได้รับข้อมูลที่เป็นความลับ เพื่อดำเนินการตามวัตถุประสงค์ของสัญญา โดยให้อยู่ภายใต้เงื่อนไข ดังต่อไปนี้
 - (ก) บุคคลใดที่จะได้รับการเปิดเผยข้อมูลที่เป็นความลับตามข้อนี้ จะต้องทราบถึงข้อกำหนดของสัญญาฉบับนี้ก่อนที่จะได้รับการเปิดเผยข้อมูล และผู้ขาย ต้องใช้ความพยายามอย่างดีที่สุดเพื่อให้บุคคลเหล่านั้นปฏิบัติตามข้อกำหนดเหล่านั้นอย่างเคร่งครัด เสมือนเป็นคู่ค้าจ้างในข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ด้วย
 - (ข) ผู้ขายจะต้องรับผิดชอบต่อการที่ผู้ที่ได้รับข้อมูลที่เป็นความลับจากผู้ขายนำข้อมูลดังกล่าวไปใช้หรือนำไปเปิดเผย หรือปฏิบัติผิดข้อกำหนดของข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้
3. ผู้ขายตกลงที่จะไม่เปิดเผยต่อบุคคลใด ๆ ซึ่งข้อมูลที่เป็นความลับภายใต้เงื่อนไขของข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ เว้นแต่กรณีที่ต้องเปิดเผยข้อมูลตามกฎหมาย, คำสั่งศาล, หรือระเบียบ คำสั่ง ของหน่วยงานราชการหรือรัฐบาล
4. ผู้ขายตกลงที่จะใช้ข้อมูลที่เป็นความลับเฉพาะ และที่เกี่ยวกับโครงการเท่านั้น โดยจะไม่ใช้เพื่อวัตถุประสงค์ประการอื่นใด
5. ในกรณีที่สัญญาสิ้นสุดลงหรือคู่ค้าจ้างฝ่ายหนึ่งไม่ประสงค์ที่จะดำเนินการตามโครงการ ผู้ขายตกลงที่จะไม่เปิดเผยต่อบุคคลใด ๆ ซึ่งข้อมูลที่เป็นความลับภายใต้เงื่อนไขของข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ โดยผู้ขายจะต้องส่งมอบเอกสารทั้งปวงที่มีข้อมูลที่เป็นความลับคืนให้แก่การไฟฟ้านครหลวงภายใน 7 วัน
6. ข้อกำหนดในการเก็บรักษาความลับตามข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ ให้มีผลผูกพันผู้ขาย แม้ว่าการดำเนินการตามโครงการตามสัญญาจะสิ้นสุดลง
7. ผู้ขายตกลงที่จะชดเชยเงินค่าเสียหาย ขอร้องเรียน ความรับผิดชอบ และค่าใช้จ่ายใด ๆ ที่เกิดจากการปฏิบัติผิดหน้าที่ ตามข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ ไม่ว่าทางตรงหรือทางอ้อมให้แก่การไฟฟ้านครหลวง
8. การที่การไฟฟ้านครหลวงไม่ใช้สิทธิ์ หรืออำนาจตามข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ หรือใช้สิทธิ์ หรืออำนาจดังกล่าวล่าช้า จะไม่ถือว่าการไฟฟ้านครหลวงสละสิทธิ์ หรืออำนาจดังกล่าว ทั้งนี้ การที่การไฟฟ้านครหลวงใช้สิทธิ์หรืออำนาจเพียงบางส่วนจะไม่ถือเป็นการตัดสิทธิ์ของการไฟฟ้านครหลวงที่จะใช้สิทธิ์หรืออำนาจต่อไป
9. การแก้ไขเพิ่มเติมใด ๆ ของข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ จะไม่มีผลสมบูรณ์ เว้นแต่จะมีการตกลงเป็นหนังสือ
10. ข้อกำหนดในข้อปฏิบัติฉบับนี้อาจแยกส่วนออกจากกันได้ ในกรณีที่ศาลที่มีอำนาจได้ตัดสินให้ข้อกำหนดส่วนหนึ่งส่วนใดเป็นโมฆียะ หรือตกเป็นโมฆะ หรือไม่มีผลบังคับใช้ให้บทบัญญัติส่วนที่เหลือที่ผลใช้บังคับต่อไปตราบเท่าที่ไม่ขัดต่อกฎหมาย
11. ข้อปฏิบัติฯ ฉบับนี้ อยู่ภายใต้บังคับและการแปลความตามกฎหมายไทย

เงื่อนไขการพิจารณาและการสั่งซื้อ/จ้าง

1. ผู้เสนอราคาต้องลงทะเบียนผู้ค้ากับภาครัฐในระบบอิเล็กทรอนิกส์ของกรมบัญชีกลาง (e - Government Procurement : e - GP) ที่เว็บไซต์ศูนย์ข้อมูลจัดซื้อจัดจ้างภาครัฐ (www.sprocurement.go.th)
2. ผู้เสนอราคาต้องไม่เป็นผู้มีผลประโยชน์ร่วมกับผู้เสนอการรายอื่นที่ยื่นเสนอราคามาครั้งนี้ หรือไม่เป็นผู้กระทำการอันเป็นการขัดขวางการแข่งขันราคาอย่างเป็นธรรม
3. ผู้เสนอราคาต้องไม่เป็นผู้ได้รับเอกสิทธิ์หรือความคุ้มกัน ซึ่งอาจปฏิเสธไม่ยอมขึ้นศาลไทย เว้นแต่รัฐบาลของผู้เสนอราคาได้มีคำสั่งให้สละสิทธิ์และความคุ้มกันเช่นนั้น
4. ผู้เสนอราคาจะถอนการเสนอราคาที่เสนอแล้วไม่ได้ ผู้เสนอราคาจะต้องส่งใบเสนอราคาและเอกสารการยื่นข้อเสนอในรูปแบบ PDF File (Portable Document Format) พร้อมจัดทำใบสรุปรายละเอียดเอกสารการยื่นข้อเสนอตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 ตามวันและเวลาที่กำหนดเท่านั้น โดยส่งใบเสนอราคาและเอกสารประกอบการยื่นข้อเสนอมาให้การไฟฟ้านครหลวงทางอีเมลที่ระบุไว้ในหนังสือเชิญชวน

การไฟฟ้านครหลวงถือว่าใบเสนอราคาและเอกสารการยื่นข้อเสนอที่ยื่นมาทางอีเมลเป็นต้นฉบับ

5. ให้ผู้เสนอราคาแจ้งการเป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม หรือไม่เป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม หรือเป็นผู้ได้รับยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่มไปในใบเสนอราคา
6. ราคาที่เสนอให้รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม หากมีการเปลี่ยนแปลงอัตราภาษีมูลค่าเพิ่ม การไฟฟ้านครหลวงจะใช้อัตราภาษีมูลค่าเพิ่มตามที่กรมสรรพากรกำหนด
7. ผู้เสนอราคาต้องระบุกำหนดส่งของให้ชัดเจน และการส่งของจะต้องไม่เกินระยะเวลาที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ มิฉะนั้นจะไม่ได้รับการพิจารณา
8. ในการเสนอราคาค้างนี้ ผู้เสนอราคาต้องเสนอผลิตภัณฑ์ที่ผลิตสำเร็จรูปแล้วเพียงยี่ห้อ/รุ่นเดียวเท่านั้น หากเสนอผลิตภัณฑ์ที่ผลิตสำเร็จรูปแล้วมากกว่าหนึ่งยี่ห้อ/รุ่น การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับพิจารณาข้อเสนอ
9. ในกรณีผู้เสนอราคาเคยขายพัสดุ หรือรับจ้างทำของให้แก่การไฟฟ้านครหลวงแล้ว ให้มีหนังสือรับรองว่าพัสดุที่ขายหรือรับจ้างครั้งนี้มีคุณสมบัติ (Specification) เหมือนเดิมทุกประการ มาพร้อมใบเสนอราคาเพื่อประกอบการพิจารณา
10. ผู้เสนอราคาจะต้องแจ้งรายการ Spare Parts ของอุปกรณ์ที่เสนอราคาในครั้งนี้อยู่ (ถ้ามี) โดยจะต้องแจ้งชื่อรายการ ระยะเวลาที่จะต้องเปลี่ยน ราคา รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนชิ้นส่วนดังกล่าว มาพร้อมใบเสนอราคา
11. หากผลิตภัณฑ์ที่เสนอ มีองค์ประกอบของสารเคมีอันตรายตามที่กำหนดไว้ในประกาศคณะกรรมการรัฐวิสาหกิจสัมพันธ์ เรื่อง ความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย พ.ศ. 2535 ผู้เสนอราคาจะต้องแนบข้อมูล ความปลอดภัยในการใช้ผลิตภัณฑ์ (Material Safety Data Sheet) มาพร้อมใบเสนอราคาด้วย มิฉะนั้นอาจจะไม่ได้รับการพิจารณา
12. หลักเกณฑ์การพิจารณาการจัดซื้อ/จ้าง/เช่า การไฟฟ้านครหลวง จะพิจารณาตามพระราชบัญญัติการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ พ.ศ. 2560 และ ระเบียบกระทรวงการคลังว่าด้วยการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ พ.ศ. 2560

13. หลักเกณฑ์การพิจารณาราคา การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาราคาแต่ละรายการเป็นเกณฑ์ ยกเว้นในกรณีที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะเป็นประโยชน์ต่อการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาจากราคารวม หรือจะระบุไว้เป็นอย่างอื่นในเงื่อนไขเพิ่มเติม
14. ในการพิจารณา การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาจากราคารวมภาษีมูลค่าเพิ่ม หากในกรณีผู้เสนอราคาเสนอราคาต่อหน่วย และราคารวมไม่ถูกต้องตรงกัน การไฟฟ้านครหลวงจะถือราคาต่อหน่วยที่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มเป็นราคาที่ถูกต้อง
15. การไฟฟ้านครหลวงมีสิทธิ์จะไม่พิจารณาซื้อ/จ้าง/เช่า ผลิตภัณฑ์ที่การไฟฟ้านครหลวงเคยซื้อ/จ้าง/เช่าใช้งานแล้วมีปัญหาในการใช้งาน รวมถึงผลิตภัณฑ์ที่มีปัญหาในการใช้งานในหน่วยงานสาธารณสุขปกศทั้งในประเทศและต่างประเทศ
16. การไฟฟ้านครหลวงมีสิทธิ์จะพิจารณายกเลิกการเสนอราคารายการหนึ่งรายการใดหรือทั้งหมดได้ หากมีเหตุผลสมควรโดยผู้เสนอราคายอมตกลงไม่เรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ทั้งสิ้น
17. ผู้เสนอราคาได้จะต้องไปทำสัญญาตามแบบของคณะกรรมการนโยบายการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ ภายในกำหนดเวลา 10 วัน นับตั้งแต่วันถัดจากวันที่ระบุในหนังสือแจ้งตกลงสั่งซื้อ/จ้างของการไฟฟ้านครหลวง หากไม่ไปทำสัญญาตามกำหนดการไฟฟ้านครหลวงจะถือว่าผู้เสนอราคาได้เป็นผู้ทิ้งงาน
 หากการไฟฟ้านครหลวงเลือกไม่ใช้สิทธิดังกล่าวในวรรคแรก การไฟฟ้านครหลวงจะถือว่ากำหนดส่งของให้เริ่มนับตั้งแต่วันถัดจากวันที่ครบกำหนดตามที่ระบุในหนังสือแจ้งตกลงสั่งซื้อ/จ้างของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้านครหลวงจะกำหนดเวลาส่งของไว้โดยชัดเจนในสัญญาตามนั้นต่อไป
18. การทำสัญญาต้องใช้แบบสัญญาและแบบหนังสือค้ำประกันสัญญาตามแบบของคณะกรรมการนโยบายการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ ซึ่งมีมูลค่าร้อยละ 10 ของจำนวนเงินตามสัญญารวมภาษีมูลค่าเพิ่ม
 หากมีการประกาศเปลี่ยนแปลงอัตราภาษีมูลค่าเพิ่มหลังวันลงนามในสัญญา การไฟฟ้านครหลวงจะใช้อัตราภาษีมูลค่าเพิ่มตามประกาศกรมสรรพากรโดยไม่ต้องแก้ไขสัญญา
19. การไฟฟ้านครหลวงจะจ่ายค่าสิ่งของหรือค่าจ้างซึ่งได้รวมภาษีมูลค่าเพิ่มให้ แก่ผู้ขาย/ผู้รับจ้างผ่านระบบอิเล็กทรอนิกส์ (e-Payment) โดยการโอนเงิน ซึ่งมีขั้นตอนการจ่ายเงินดังนี้
 - ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน) ซึ่งต่อไปนี้จะเรียกว่า “ธนาคาร” เป็นธนาคารผู้ให้บริการ
 - ผู้ขาย/ผู้รับจ้าง ตกลงเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียม หรือค่าบริการอื่นใดเกี่ยวกับการโอน รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นใด (ถ้ามี) ที่ธนาคารเรียกเก็บ และยินยอมให้มีการหักเงินดังกล่าวจากจำนวนเงินโอนในงวดนั้นๆ ซึ่งค่าธรรมเนียมหรือค่าบริการอื่นใดเกี่ยวกับการโอนสามารถตรวจสอบค่าธรรมเนียมหรือค่าบริการอื่นใดได้ที่ www.mea.or.th » หน้าหลัก » จัดซื้อจัดจ้างและจ่ายเงิน » การจ่ายเงิน » การจ่ายเงินเพื่อชำระค่าสินค้าหรือบริการ
 - ผู้ขาย/ผู้รับจ้างต้องส่งข้อมูลบัญชีเงินฝากธนาคารให้กับฝ่ายจัดหา การไฟฟ้านครหลวงพร้อมหลักฐานยืนยันมาพร้อมกับการยื่นข้อเสนอ
 - o บัญชีกระแสรายวัน : สำเนาหน้าเช็คที่ปรากฏ รหัสธนาคาร เลขที่สาขา เลขที่บัญชีเงินฝาก
 - o บัญชีออมทรัพย์ : สำเนาหน้าสมุดเงินฝากบัญชีออมทรัพย์

- กรณีการขายสินค้า ให้ผู้ขายส่งมอบใบแจ้งหนี้ หรือเอกสารประกอบอื่น ให้กับแผนกบริหารทั่วไป ฝ่ายจัดหา การไฟฟ้านครหลวง (วัดเลียบ) เว้นแต่ผู้ขายมีความประสงค์จะส่งมอบใบเสร็จรับเงินพร้อมการส่งมอบใบแจ้งหนี้
- กรณีการจ้าง
 - o การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งรายละเอียดข้อมูลการจ่ายเงิน เช่น เลขที่ใบแจ้งหนี้ จำนวนเงิน ภาษีเงินได้หัก ณ ที่จ่าย เลขที่สัญญาจ้างหรือใบสั่งจ้าง/เช่า โดยทางโทรสาร หรือ ทาง E-mail
 - o ผู้รับจ้างส่งมอบใบกำกับภาษีหรือเอกสารประกอบอื่นให้การไฟฟ้านครหลวง ฝ่ายการเงิน ชั้น 2 สำนักงานเพลินจิตภายในเวลา 8.00 น. – 15.00 น. ยกเว้นวันเสาร์ วันอาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์ เว้นแต่ผู้รับจ้างมีความประสงค์จะส่งมอบใบเสร็จรับเงินพร้อมการส่งมอบใบกำกับภาษี
 - เมื่อธนาคารโอนเงินเข้าบัญชีเงินฝากธนาคารของผู้รับเงินแล้ว ธนาคารจะแจ้งรายละเอียดข้อมูลการจ่ายเงิน เช่น เลขที่ Invoice จำนวนเงินที่จ่าย ภาษีเงินได้หัก ณ ที่จ่าย ฯลฯ ทางอีเมลและโทรสารแบบรับอัตโนมัติ หรือ SMS พร้อมทั้งจัดส่งหนังสือรับรองการหักภาษี ณ ที่จ่ายทางไปรษณีย์ลงทะเบียนภายใน 3 วันนับแต่วันที่โอนเงินเข้าบัญชีเงินฝากธนาคารตามที่อยู่ที่ผู้ขาย/ผู้รับจ้างแจ้งไว้กับการไฟฟ้านครหลวง
 - เมื่อผู้ขาย/ผู้รับจ้างได้รับเงินเรียบร้อยแล้ว ให้ส่งมอบใบเสร็จรับเงินให้การไฟฟ้านครหลวง ฝ่ายการเงิน ชั้น 2 สำนักงานเพลินจิต ภายในเวลา 8.00 น. – 15.00 น. ยกเว้นวันเสาร์ วันอาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์
 - หากผู้ขาย/ผู้รับจ้างมีความประสงค์ที่จะเปลี่ยนแปลงข้อมูลบัญชีเงินฝากธนาคารให้ Download แบบฟอร์ม “หนังสือแจ้ง/เปลี่ยนแปลงข้อมูลของผู้ขาย/ผู้รับจ้าง” จาก www.mea.or.th โดยกรอกข้อมูลให้ครบถ้วน พร้อมทั้งแนบหลักฐานยื่นต่อฝ่ายจัดหา การไฟฟ้านครหลวง

20. การสั่งซื้อ/จ้างจะทำเป็นสัญญา แต่ถ้าผู้เสนอราคาสามารถส่งมอบได้ภายใน 5 วันทำการ อาจจะออกเป็นใบสั่งซื้อ/จ้างแทน หากส่งมอบเกินกำหนด แต่การไฟฟ้านครหลวงยังไม่บอกเลิกสัญญาใบสั่งซื้อ/จ้าง จะต้องถูกปรับเป็นรายวันในอัตราร้อยละ 0.20 ของราคาพัสดุที่ยังไม่ได้รับมอบ เว้นแต่การจ้างซึ่งต้องการผลสำเร็จของงานทั้งหมดพร้อมกันจะปรับเป็นรายวันเป็นจำนวนเงินตายตัวในอัตราร้อยละ 0.10 ของค่าจ้างทั้งหมด แต่ไม่ต่ำกว่าวันละ 100.00 บาท

ในกรณีการจัดหาสิ่งของประกอบกันเป็นชุด ถ้าขาดส่วนประกอบ ส่วนหนึ่งส่วนใดไปแล้วจะไม่สามารถใช้การได้โดยสมบูรณ์ แม้คู่สัญญาจะส่งมอบสิ่งของภายในกำหนดตามสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง แต่ยังคงขาดส่วนประกอบบางส่วน ต่อมาได้ส่งมอบส่วนประกอบที่ยังขาดนั้นเกินกำหนดสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง ให้ถือว่าไม่ได้ส่งมอบสิ่งของนั้นเลยจะปรับเต็มราคาของทั้งชุด

ในกรณีการจัดหาสิ่งของคิดราคารวมทั้งค่าติดตั้งหรือทดลองด้วย ถ้าติดตั้งหรือทดลองเกินกว่ากำหนดตามสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง เป็นจำนวนวันเท่าใด จะปรับเป็นรายวันในอัตราที่กำหนดของราคาทั้งหมด

หากจำนวนเงินค่าปรับจะเกินจำนวนร้อยละ 10 ของมูลค่าทั้งหมดตามสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง การไฟฟ้านครหลวงมีสิทธิบอกเลิกสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง ได้ เว้นแต่ผู้ขาย/ผู้รับจ้างจะยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรที่จะเสียค่าปรับให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง โดยไม่มีเงื่อนไขหรือข้อจำกัดใด ๆ ทั้งสิ้น และการไฟฟ้านครหลวงได้พิจารณาเห็นชอบแล้ว

เงินค่าปรับนี้ ผู้ขาย/ผู้รับจ้าง ยอมให้หักจากจำนวนเงินในสัญญา ใบสั่งซื้อ/จ้าง

21. ผู้รับจ้างต้องไม่เอางานทั้งหมดหรือส่วนใดส่วนหนึ่งแห่งสัญญาไปให้ผู้รับจ้างช่วงทำโดยมิได้อนุญาตเป็นหนังสือจากการไฟฟ้านครหลวง ในกรณีผู้รับจ้างได้รับอนุญาตดังกล่าว ผู้รับจ้างยังต้องรับผิดชอบในงานที่ให้ผู้รับจ้างช่วงไปนั้นทุกประการ

ในกรณีผู้รับจ้างไปจ้างช่วงงานแต่บางส่วน โดยฝ่าฝืนข้อตกลงข้างต้น ผู้รับจ้างจะต้องชำระค่าปรับให้แก่การไฟฟ้านครหลวง เป็นจำนวนเงินในอัตราร้อยละ 10 ของวงเงินของงานที่จ้างช่วงตามสัญญา

22. สิ่งของที่เสนอราคาหากส่งหรือนำเข้ามาจากต่างประเทศ เพื่อขายให้การไฟฟ้านครหลวงโดยเฉพาะ โดยทางทะเลในเส้นทางที่มีเรือไทยเดินอยู่และสามารถให้บริการรับขนได้ จะต้องบรรทุกโดยเรือไทยเท่านั้น ในกรณีดังกล่าวผู้เสนอราคาได้ต้องเป็นผู้แทนของการไฟฟ้านครหลวงในการส่งหรือนำของนั้นเข้ามา และเป็นตัวแทนในการแจ้งให้กรมเจ้าท่าทราบถึงการส่งหรือนำของเข้ามาจากต่างประเทศตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการพาณิชย์นาวี พ.ศ. 2521 อีกด้วย

23. ผู้เสนอราคาได้เป็นผู้ทรงสิทธิบัตรหรือผู้ใช้สิทธิบัตรที่ถูกต้องตามกฎหมายตามมาตรา 45 แห่ง พ.ร.บ. สิทธิบัตร พ.ศ.2522 และที่แก้ไขเพิ่มเติมและผู้เสนอราคาได้จะต้องรับผิดชอบต่อการละเมิดบทบัญญัติแห่งกฎหมายหรือสิทธิใด ๆ ในสิทธิบัตร หรือลิขสิทธิ์ของบุคคลที่ 3 ซึ่งผู้เสนอราคาได้นำมาใช้ในการปฏิบัติงานตามสัญญา/ใบสั่งฯ นี้

24. ผู้เสนอราคาต้องให้ความสำคัญกับการดำเนินงานอย่างมีจริยธรรม ควบคุมดูแลด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยในการทำงาน รักษาสิ่งแวดล้อม และปฏิบัติตามกฎหมายแรงงานและเครพในหลักสิทธิมนุษยชน โดยไม่สนับสนุนหรือดำเนินการใด ๆ ที่จะเป็นการเกี่ยวข้องกับการละเมิดสิทธิมนุษยชน โดยผู้เสนอราคาต้องปฏิบัติตามคู่มือจรรยาบรรณสำหรับกลุ่มพันธมิตร กฟน. (MEA Supplier Code of Conduct) ซึ่งมีประกาศในเว็บไซต์ของ กฟน. www.mea.or.th

25. ผู้เสนอราคาต้องมีมูลค่าสุทธิของกิจการ ดังนี้

25.1 กรณีผู้เสนอราคาเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทยซึ่งได้จดทะเบียนเกินกว่า 1 ปี ต้องมีมูลค่า สุทธิของกิจการจากผลต่างระหว่างสินทรัพย์สุทธิหักด้วยหนี้สินสุทธิที่ปรากฏในงบแสดงฐานะการเงินที่มีการตรวจรับรองแล้ว ซึ่งจะต้องแสดงค่าเป็นบวก 1 ปีสุดท้ายก่อนวันยื่นข้อเสนอ **โดยยื่นมาพร้อมกับการยื่นข้อเสนอ**

25.2 กรณีผู้เสนอราคาเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย ซึ่งยังไม่มีงบแสดงฐานะการเงินกับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า ให้พิจารณาการกำหนดมูลค่าของทุนจดทะเบียน **โดยยื่นมาพร้อมกับการยื่นข้อเสนอ** โดยผู้เสนอราคาจะต้องมีทุนจดทะเบียนที่เรียกชำระมูลค่าหุ้นแล้ว ณ วันที่ยื่นข้อเสนอ ดังนี้

- (1) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างไม่เกิน 1 ล้านบาท ไม่ต้องกำหนดทุนจดทะเบียน
- (2) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 1 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 5 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 1 ล้านบาท
- (3) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 5 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 10 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 2 ล้านบาท
- (4) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 10 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 20 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 3 ล้านบาท

- (5) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 20 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 60 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียน
ไม่ต่ำกว่า 8 ล้านบาท
 - (6) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 60 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 150 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียน
ไม่ต่ำกว่า 20 ล้านบาท
 - (7) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 150 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 300 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียน
ไม่ต่ำกว่า 60 ล้านบาท
 - (8) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 300 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 500 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียน
ไม่ต่ำกว่า 100 ล้านบาท
 - (9) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 500 ล้านบาทขึ้นไป ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 200 ล้านบาท
- 25.3 สำหรับการจัดซื้อจัดจ้างครั้งหนึ่งที่มีวงเงินเกิน 500,000 บาทขึ้นไป กรณีผู้เสนอราคาเป็นบุคคล
ธรรมดา ให้พิจารณาจากหนังสือรับรองบัญชีเงินฝากไม่เกิน 90 วัน ก่อนวันยื่นข้อเสนอ โดยต้องมี
เงินฝากคงเหลือในบัญชีธนาคารเป็นมูลค่า 1 ใน 4 ของมูลค่างบประมาณของโครงการหรือ
รายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้ง **โดยยื่นมาพร้อมกับการยื่นข้อเสนอ** และหากเป็นผู้ชนะการ
จัดซื้อจัดจ้างหรือเป็นผู้ได้รับการคัดเลือกจะต้องแสดง หนังสือรับรองบัญชีเงินฝากที่มีมูลค่า
ดังกล่าวอีกครั้งหนึ่งในวันลงนามในสัญญา
- 25.4 กรณีที่ผู้เสนอราคาไม่มีมูลค่าสุทธิของกิจการหรือทุนจดทะเบียน หรือมีแต่ไม่เพียงพอที่จะเข้ายื่น
ข้อเสนอ ผู้เสนอราคาสามารถขอวงเงินสินเชื่อ โดยต้องมีวงเงินสินเชื่อ 1 ใน 4 ของมูลค่า
งบประมาณของโครงการหรือรายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้ง (สินเชื่อที่ธนาคารภายในประเทศ
หรือบริษัทเงินทุนหรือบริษัทเงินทุนหลักทรัพย์ที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการเงินทุนเพื่อการ
พาณิชย์ และประกอบธุรกิจค้าประกันตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ตามรายชื่อ
บริษัทเงินทุนที่ธนาคารแห่งประเทศไทยแจ้งเวียนให้ทราบโดยพิจารณาจากยอดเงินรวมของ
วงเงินสินเชื่อที่สำนักงานใหญ่รับรอง หรือที่สำนักงานสาขารับรอง (กรณีได้รับมอบอำนาจจาก
สำนักงานใหญ่) ซึ่งออกให้แก่ผู้เสนอราคานั้นถึงวันยื่นข้อเสนอไม่เกิน 90 วัน) ทั้งนี้ หนังสือรับรอง
วงเงินสินเชื่อให้เป็นไปตามแบบสิ่งที่ส่งมาด้วย 2
- กรณีตามข้อ 25.1 – 25.4 ยกเว้นสำหรับกรณีดังต่อไปนี้
- (1) ผู้เสนอราคาเป็นหน่วยงานของรัฐ
 - (2) นิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทยที่อยู่ระหว่างการฟื้นฟูกิจการ ตามพระราชบัญญัติ
ล้มละลาย (ฉบับที่ 10) พ.ศ. 2561

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1

ใบสรุปรายละเอียดการยื่นข้อเสนอ

โครงการ

ชื่อผู้เสนอราคา

เลขที่ผู้เสียภาษี

การยื่นเอกสาร				
บัญชีการยื่นเอกสารส่วนที่ 1				
ลำดับ	รายการ	ชื่อไฟล์	ขนาดไฟล์	จำนวนหน้า
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
บัญชีเอกสารส่วนที่ 2				
ลำดับ	รายการ	ชื่อไฟล์	ขนาดไฟล์	จำนวนหน้า
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				

สิ่งที่ส่งมาด้วย 2

แบบหนังสือรับรองวงเงินสินเชื่อ

เลขที่.....

วันที่.....

เรื่อง รับรองวงเงินสินเชื่อ

ตามที่.....(ชื่อผู้ประกอบการ นิติบุคคล/บุคคลธรรมดา).....เลขประจำตัว
 ผู้เสียภาษีอากร/เลขประจำตัวประชาชน เลขที่.....จะขอเข้ารับการขึ้นทะเบียนเป็น
 ผู้ประกอบการงานก่อสร้าง ซึ่งตามหลักเกณฑ์และวิธีการคัดเลือกเป็นผู้ประกอบการงานก่อสร้าง กำหนดให้
 ผู้เสนอราคาต้องเสนอหนังสือรับรองวงเงินสินเชื่อ/จะเข้ายื่นข้อเสนอกับหน่วยงานของรัฐ ซึ่งเงื่อนไขการยื่น
 ข้อเสนอกรณีที่ผู้เสนอราคาไม่มีมูลค่าสุทธิของกิจการหรือทุนจดทะเบียน หรือมีแต่ไม่เพียงพอที่จะเข้ายื่น
 ข้อเสนอ ผู้เสนอราคาต้องขอวงเงินสินเชื่อจากธนาคาร โดยต้องมีวงเงินสินเชื่อ 1 ใน 4 ของมูลค่างบประมาณ
 ของโครงการหรือรายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้ง จึงมีความประสงค์ให้ธนาคาร.....(ชื่อธนาคาร).....
 รับรองวงเงินสินเชื่อ เพื่อประกอบการพิจารณาด้วย นั้น

.....(ชื่อธนาคาร).....ขอรับรองว่า.....(ชื่อผู้ประกอบการนิติบุคคล/
 บุคคลธรรมดา).....มีวงเงินทุนหมุนเวียนในวงเงินไม่ต่ำกว่า.....บาท
 (.....จำนวนเงินเป็นอักษร.....) และยินดีให้วงเงินสินเชื่อภายในวงเงิน.....บาท
 (.....จำนวนเงินเป็นอักษร.....)

ขอแสดงความนับถือ

.....(ชื่อผู้ลงนาม).....

.....(ชื่อธนาคาร).....

สิ่งที่ส่งมาด้วย 2

แบบหนังสือรับรองวงเงินสินเชื่ออิเล็กทรอนิกส์

เลขที่.....

วันที่.....

เรื่อง รับรองวงเงินสินเชื่อ

ตามที่.....(ชื่อผู้ประกอบการ นิติบุคคล/บุคคลธรรมดา).....เลขประจำตัวผู้เสียภาษีอากร/เลขประจำตัวประชาชน เลขที่.....จะขอเข้ารับการขึ้นทะเบียนเป็นผู้ประกอบการงานก่อสร้าง ซึ่งตามหลักเกณฑ์และวิธีการคัดเลือกเป็นผู้ประกอบการงานก่อสร้าง กำหนดให้ผู้เสนอราคาต้องเสนอหนังสือรับรองวงเงินสินเชื่อ/จะเข้ายื่นข้อเสนอกับหน่วยงานของรัฐ ซึ่งเงื่อนไขการยื่นข้อเสนอกรณีที่ผู้เสนอราคาไม่มีมูลค่าสุทธิของกิจการหรือทุนจดทะเบียน หรือมีแต่ไม่เพียงพอที่จะเข้ายื่นข้อเสนอ ผู้เสนอราคาต้องขอวงเงินสินเชื่อจากธนาคาร โดยต้องมีวงเงินสินเชื่อ 1 ใน 4 ของมูลค่างบประมาณของโครงการหรือรายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้ง จึงมีความประสงค์ให้ธนาคาร.....(ชื่อธนาคาร).....รับรองวงเงินสินเชื่อ เพื่อประกอบการพิจารณาด้วย นั้น

.....(ชื่อธนาคาร).....ขอรับรองว่า.....(ชื่อผู้ประกอบการนิติบุคคล/บุคคลธรรมดา).....มีวงเงินทุนหมุนเวียนในวงเงินไม่ต่ำกว่า.....บาท
(.....จำนวนเงินเป็นอักษร.....) และยินดีให้วงเงินสินเชื่อภายในวงเงิน.....บาท
(.....จำนวนเงินเป็นอักษร.....)

ขอแสดงความนับถือ

.....(ชื่อธนาคาร).....

** เอกสารฉบับนี้จัดพิมพ์โดยระบบอิเล็กทรอนิกส์ **

เงื่อนไขเพิ่มเติมวิธีเฉพาะเจาะจงเลขที่ MP6-8940-CSZ

หากข้อกำหนดของรายละเอียดคุณลักษณะเฉพาะของพัสดุที่จัดซื้อจัดจ้างมีรายละเอียดขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดของเงื่อนไขเพิ่มเติมนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดของเงื่อนไขเพิ่มเติมนี้แทน

1. การยื่นเอกสารข้อเสนอ

ผู้เสนอราคาจะต้องยื่นเอกสารตามช่องทางที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดให้ครบถ้วนถูกต้อง โดยเอกสารที่ยื่นให้การไฟฟ้านครหลวงจะต้องจัดทำเป็นภาษาไทยหรือภาษาอังกฤษเท่านั้น หากจัดทำเป็นภาษาอื่น การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับพิจารณา

1.1 ผู้เสนอราคาจะต้องกรอกยี่ห้อ รุ่น ชื่อผู้ผลิต และประเทศผู้ผลิต ลงในใบเสนอราคาให้ครบถ้วน พร้อมแนบแคตตาล็อกมาพร้อมใบเสนอราคา

1.2 ผู้เสนอราคาจะต้องกรอกรายละเอียดเพื่อการจ่ายเงินค่าสิ่งของหรือค่าจ้างโดยการโอนเงินเข้าบัญชีเงินฝากธนาคารให้ครบถ้วนและแนบสำเนาหน้าเช็คบัญชีกระแสรายวันหรือสำเนาหน้าสมุดเงินฝากบัญชีออมทรัพย์มาพร้อมใบเสนอราคา

1.3 ผู้เสนอราคาจะต้องกรอกข้อมูลลงในแบบฟอร์มข้อเสนอทางด้านเทคนิค (Technical Proposal) ให้ครบถ้วนถูกต้อง มิฉะนั้นจะไม่ได้รับการพิจารณา

1.4 ในกรณีที่พัสดุที่เสนอมีรายละเอียดแตกต่างจากข้อกำหนดรายละเอียดของการไฟฟ้านครหลวง ผู้เสนอราคาจะต้องกรอกข้อมูลลงในแบบฟอร์มข้อเสนอที่แตกต่างจากข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง (DEVIATION FROM MEA'S SPECIFICATION FORM) มาให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณาพร้อมใบเสนอราคา

1.5 ผู้เสนอราคาจะต้องแนบรายงานผลการทดสอบ (Type test report) ตาม SMART METER SINGLE PHASE AND THREE PHASE FOR STREET LIGHT ข้อ. E1 มาพร้อมใบเสนอราคา มิฉะนั้นจะไม่ได้รับการพิจารณา

สำหรับพัสดุจากผู้ผลิตและรุ่นที่การไฟฟ้านครหลวงเคยใช้งาน หรือเป็นพัสดุที่เคยได้รับการพิจารณาว่าเป็นพัสดุที่มีรายละเอียดถูกต้องตามข้อกำหนดรายละเอียดที่อ้างอิงในการจัดซื้อครั้งนี้ หรือเป็นพัสดุที่อยู่ใน Short list ของการไฟฟ้านครหลวง ไม่จำเป็นต้องส่งรายงานผลการทดสอบดังที่กล่าวไว้ตามข้างต้น

1.6 ผู้เสนอราคาจะต้องแนบเอกสาร DLMS/COSEM Certification และเอกสารแสดงรายละเอียดของ communication protocol รวมถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ตาม SMART METER SINGLE PHASE AND THREE PHASE FOR STREET LIGHT ข้อ J5 มาพร้อมใบเสนอราคา

1.7 ผู้เสนอราคาจะต้องเป็นผู้ผลิต หรือเป็นตัวแทนจำหน่ายที่ได้รับการแต่งตั้งจากผู้ผลิตสำหรับผลิตภัณฑ์ที่เสนอ โดยผู้เสนอราคาที่เป็นตัวแทนจำหน่ายจะต้องแนบหนังสือยืนยันการแต่งตั้งตัวแทนจำหน่ายจากผู้ผลิตมาพร้อมใบเสนอราคา

1.8 การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเฉพาะพัสดุที่ผลิตจากโรงงานที่ได้รับการรับรองระบบคุณภาพตาม มอก. 9001 จากสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.) หรือสถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ (สรอ.) หรือหน่วยงานที่คณะกรรมการแห่งชาติว่าด้วยการรับรองระบบงาน (National Accreditation Council : NAC) ให้การรับรองระบบงาน โดยผู้เสนอราคาต้องแนบเอกสารดังกล่าวมาพร้อมใบเสนอราคา

1.9 การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเฉพาะพัสดุที่ผลิตในประเทศไทย โดยผู้เสนอราคาจะต้องแนบหลักฐานเอกสารที่ยืนยันว่าพัสดุที่เสนอผลิตในประเทศไทยมาพร้อมใบเสนอราคา

ทั้งนี้ หากผู้เสนอราคาไม่ได้ดำเนินการส่งเอกสารตามช่องทางที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดอย่างครบถ้วนถูกต้องในส่วนที่เป็นสาระสำคัญ การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับพิจารณา

2. การตรวจสอบการผลิต

การไฟฟ้านครหลวงมีสิทธิที่จะตรวจสอบการผลิตโดยเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งผู้ขาย/ผู้รับจ้างจะต้องนำส่งแผนการผลิต (schedule) รายการสั่งซื้อวัตถุดิบ และอุปกรณ์ประกอบให้การไฟฟ้านครหลวง ภายใน 15 วันนับถัดจากลงนามในสัญญา และการไฟฟ้านครหลวงมีสิทธิที่จะเชิญผู้เชี่ยวชาญภายนอกมาร่วมตรวจสอบการผลิตตามความจำเป็นโดยแจ้งให้ผู้ขาย/ผู้รับจ้างทราบล่วงหน้าก่อน

ทั้งนี้หากตรวจสอบการผลิตแล้วพบว่า การผลิตไม่ถูกต้องตามข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งให้ผู้ขาย/ผู้รับจ้างทราบเป็นลายลักษณ์อักษร และให้ผู้ขาย/ผู้รับจ้างชี้แจงการแก้ไขเป็นลายลักษณ์อักษรแก่การไฟฟ้านครหลวงทราบ ด้วยเช่นกัน โดยผู้ขาย/ผู้รับจ้างต้องแก้ไขให้เสร็จก่อนการส่งมอบและหากผลิตภัณฑ์ที่ได้ส่งมอบให้การไฟฟ้านครหลวงหลังจากผ่านการตรวจสอบการผลิตในครั้งแรกแล้ว พบว่า มีความชำรุด ชัดข้อง บกพร่อง ทำงานไม่ถูกต้องตามข้อกำหนดฯ หรือไม่ผ่านการทดสอบตรวจรับในงวดใด ๆ เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเพิ่มการตรวจสอบการผลิตก่อนการส่งมอบในงวดถัดไป (ถ้ามี) อีกครั้งตามความจำเป็น โดยระยะเวลาที่ล่าช้าเนื่องจากการระงับการผลิตผู้ขาย/ผู้รับจ้างจะไม่สามารถนำมาอ้างในการขยายเวลาส่งมอบได้

3. การจ่ายเงิน

การไฟฟ้านครหลวงจะจ่ายเงินเป็นจำนวนร้อยละ 100% ของรายการที่ 1.1 – 1.3 เมื่อคณะกรรมการตรวจรับพัสดุได้ตรวจรับ Smart Meter พร้อมระบบสื่อสารและประมวลผลเรียบร้อยแล้ว

4. การอบรม

ผู้เสนอราคาได้ต้องดำเนินการอบรมการใช้งานและการดูแลระบบอย่างน้อย 1 วัน โดยให้จัดในสถานที่และเวลาทำการของ กฟน. ให้แก่พนักงานของการไฟฟ้านครหลวงอย่างน้อย 20 คน พร้อมจัดส่งคู่มือการใช้งาน HES และ Web Application ภายในระยะเวลาการส่งมอบที่กำหนด หรือในกรณีส่งมอบหลายงวด ผู้เสนอราคาได้จะต้องดำเนินการภายในระยะเวลาการส่งมอบงวดสุดท้าย ซึ่งผู้เสนอราคาได้เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการฝึกอบรมทั้งหมด

5. การรับประกันความชำรุดบกพร่อง

ผู้เสนอราคาได้จะต้องรับประกันความชำรุดบกพร่องของสิ่งของ ภายในระยะเวลาไม่น้อยกว่า 3 ปีนับถัดจาก วันที่การไฟฟ้านครหลวงได้รับมอบสิ่งของครบถ้วนถูกต้องตามสัญญา ในกรณีที่ผู้เสนอราคาไม่แจ้งไว้ จะถือว่ารับประกันความชำรุดบกพร่องของสิ่งของเป็นระยะเวลา 3 ปีนับถัดจากวันที่การไฟฟ้านครหลวงได้รับมอบสิ่งของครบถ้วนถูกต้องตามสัญญา

ภายในกำหนดระยะเวลาประกันรับประกันความชำรุดบกพร่อง หากการไฟฟ้านครหลวงนำ Smart Meter ไปใช้งานตามปกติแล้วปรากฏว่า Smart Meter ทำงานผิดปกติเช่น ชำรุด ชัดข้อง บกพร่อง หรือ Smart Meter ทำงานไม่ถูกต้องตามคุณสมบัติที่กำหนด ผู้เสนอราคาได้ยินยอมนำ Smart Meter มาเปลี่ยนให้ใหม่ หรือแก้ไขให้มีสภาพใช้งานได้ดีดังเดิมโดยเร็วภายใน 60 วันนับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งจากการ ไฟฟ้านครหลวง และหากความชำรุดบกพร่อง หรือชำรุด ชัดข้อง หรือมีคุณสมบัติไม่ถูกต้องดังกล่าว เกิดจากการ ผลิตสิ่งของที่ส่งมอบ โดยใช้วัสดุคุณภาพต่ำ และ/หรือการออกแบบที่ไม่ดี ผู้เสนอราคาได้จะต้องเปลี่ยน Smart Meter ที่ส่งมอบตามสัญญาทั้งหมด ให้แก่การไฟฟ้านครหลวงโดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ ทั้งสิ้น และผู้เสนอราคาได้ยินยอมชดเชยค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้านครหลวงในการดำเนินการเปลี่ยน Smart Meter นั้นใน ราคา ดังนี้

5.1 Smart Meter แรงต่ำ เครื่องละ 1,200 บาท ประกอบด้วย

5.1.1 Smart Meter Type I ขนาด 5(100) A, 1P2W, 230 V Direct connected

5.1.2 Smart Meter Type II ขนาด 5(100) A, 3P4W, 230/400 V Direct connected

5.1.3 Smart Meter Type III ขนาด 2.5(10) A, 3P4W, 230/400V CT connected

5.2 Smart Meter แรงกลาง เครื่องละ 1,900 บาท ประกอบด้วย

5.2.1 Smart Meter Type IV ขนาด 2.5(10) A, 3P3W, 120 VAC CT, VT connected

พร้อมทั้งผู้เสนอราคาได้ยินยอมรับผิดชอบค่าเสียหายกรณีที่มีความเสียหายเกิดขึ้นแก่บุคคลหรือทรัพย์สินของบุคคลอื่น รวมถึงค่าเสียหายอื่นที่อาจเกิดขึ้นอันสืบเนื่องมาจากการทำงานผิดปกติหรือการทำงานไม่ถูกต้องของ Smart Meter นั้น และ/หรือจากการผลิตสิ่งของที่ส่งมอบโดยใช้วัสดุคุณภาพต่ำ และ/หรือจากการออกแบบที่ไม่ดีดังกล่าวด้วย

ทั้งนี้ ผู้เสนอราคาได้ยินยอมขยายระยะเวลารับประกันความชำรุดบกพร่องของ Smart Meter ที่ทำงานผิดปกติหรือ Smart Meter ที่ทำงานไม่ถูกต้องตามคุณสมบัติที่กำหนดนั้นออกไปเท่ากับระยะเวลาที่เสียไปในการนำ Smart Meter มาเปลี่ยนให้ใหม่หรือเท่ากับระยะเวลาที่เสียไปในการแก้ไขให้มีสภาพใช้งานได้ดีดังเดิม โดยนับถดถอยจากวันที่ผู้เสนอราคาได้รับแจ้งเหตุการณ์การทำงานผิดปกติหรือเหตุการณ์การทำงานไม่ถูกต้องตามคุณสมบัติที่กำหนดดังกล่าวจากการไฟฟ้านครหลวงจนถึงวันที่ผู้เสนอราคาได้นำ Smart Meter มาเปลี่ยนให้ใหม่ หรือวันที่นำ Smart Meter ที่แก้ไขให้มีสภาพใช้งานได้ดีดังเดิมมาเปลี่ยนให้ใหม่แล้วแต่กรณี

หากจำนวนของ Smart Meter ในวรรคสอง ชำรุด ชัดข้อง บกพร่อง เกินร้อยละ 2 ของจำนวน Smart Meter ที่สั่งซื้อ หรือมากกว่า 2 เครื่อง ในกรณีที่จำนวนการสั่งซื้อไม่เกิน 100 เครื่อง ผู้ขาย/ผู้รับจ้างจะต้องขยายระยะเวลารับประกันความชำรุดบกพร่องออกไปอีก 1 ปี นับถดถอยจากวันสิ้นสุดระยะเวลารับประกันเดิม

ผู้เสนอราคาได้ต้องดูแลระบบ Web Application ให้อยู่ในสภาพดีพร้อมใช้งานตลอดระยะเวลารับประกัน 3 ปี หากระบบเกิดขัดข้อง ผู้เสนอราคาได้จะต้องดำเนินการวิเคราะห์ปัญหาภายใน 24 ชั่วโมง และแก้ไขให้แล้วเสร็จ ให้อยู่ในสภาพพร้อมใช้งานภายใน 72 ชั่วโมง หลังจากได้รับแจ้งจากเจ้าหน้าที่ของ กฟน. ยกเว้นการชำรุดของ Hardware ระบบ Cloud Server ที่เป็นของ กฟน. ซึ่ง กฟน. จะเป็นผู้ดูแลเอง

ระบบสื่อสาร NB-IoT ต้องสามารถรับส่งข้อมูลได้สำเร็จ 99% ของจำนวน SIM Card ที่ถูกเปิดใช้งาน (Activated) โดยดูจาก Web Application ภายในเวลา 15.00 น. ของวันรุ่งขึ้น หากไม่สามารถดำเนินการได้เนื่องจากความผิดของผู้ให้บริการ ผู้ขายต้องประสานผู้ให้บริการ ให้แก้ไขให้แล้วเสร็จภายใน 24 ชั่วโมง หลังจากได้รับแจ้งจาก กฟน. หากไม่สามารถดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามที่กำหนด การไฟฟ้านครหลวงจะคิดค่าชดเชยในอัตรา 40 บาทต่อ SIM Card ต่อวัน จนถึงวันที่ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ

6. การรักษาความลับ

ผู้เสนอราคาได้ต้องรับทราบ และยินยอมปฏิบัติตามสัญญาการรักษาความลับของการไฟฟ้านครหลวงตามภาคผนวก ข

ข้อเสนอทางด้านเทคนิค (Technical Proposal)

The following pages are the forms for filling technical data for Smart meter for Street Light

All blanks shall be filled in with the required information and figures, otherwise it may constitute a sufficient cause for rejection of the bid.

Proposed Technical Data for Smart Meter for Street Light (sheet 1/4)

Material Code	
Manufacturer	
Country	
Type designation	
Type of connection (direct or instrument transformer)	
Applied standard publication number and year	
License to bear the standards mark of TISI (to be attached)	
License number	
Date of issue	
Meter tested in accordance with [TIS. 1030-2552 and TIS. 2544-2555] or [IEC62052-11 and IEC 62053-22], Confirm to attach test reports according to TIS. 1030-2552 or IEC 62052-11 to prove meter for outdoor or weather simulation test, salt-spray test and rain tightness test (yes or no)	
Applied for circuit system phase/wire	
Rated voltage V	
Rated frequency Hz	
Power consumption, maximum W	
One minute withstanding voltage at 50 Hz V	
Operating temperature range °C	
<u>Measuring Unit</u>	
Accuracy class	
Minimum current input A	
Nominal current input A	

Proposed Technical Data for Smart Meter for Street Light (sheet 2/4)

Material Code	
Maximum current input A	
<u>Register Unit</u>	
Number of kWh tariff register	
Number of kW tariff register	
Number of kW (Max Demand) tariff register	
Number of kvarh tariff register	
Number of kvar tariff register	
Number of kvar (Max Demand) tariff register	
Maximum programmable self reading date	
Specified self reading time (ie. 0:00 or 24:00)	
<u>Load Profile Function</u>	
Maximum number of channels	
Confirm to have recording duration for 13 channels 15 minutes interval 90 days for 1-phase meter (yes or no)	
<u>Construction</u>	
Material of meter's body	
Drawing number (to be attached)	
<u>Terminal</u>	
Confirm to be bottom connected type (yes or no)	
Confirm to be compression type (yes or no)	
Number of terminals	

Proposed Technical Data for Smart Meter for Street Light (sheet 3/4)

Material Code	
Size of copper conductor to be connected mm ²	
Drawing number (to be attached)	
<u>Terminal cover</u>	
Material	
Drawing number (to be attached)	
<u>Mounting provision</u>	
Diameter of mounting hole mm	
Drawing number (to be attached)	
Confirm to supply communication module type (NB-IoT) (yes or no)	
<u>Antenna</u>	
Confirm to be an antenna installed within the smart meter for 1-phase meter (yes or no)	
Confirm to attach DLMS/COSEM certificate and detail of communication protocol and relevant data of the proposed smart meter to the MEA for consideration (yes or no)	
Confirm to be power supply using industrial-grade components (yes or no)	
Confirm to be measuring unit and register unit using industrial-grade components (yes or no)	
Confirm to attach details of training course (yes or no)	
Confirm to attach the details of security system (yes or no)	
Confirm to have additional program needed to convert the data to the required format (yes or no)	
Packing detailed drawing number (to be attached)	

Proposed Technical Data for Smart Meter for Street Light (sheet 4/4)

รายละเอียดความต้องการ Cloud Server สำหรับระบบ Street Light

CPU (vCPU)	
ระบบปฏิบัติการ (OS)	
Memory (GB)	
Storage (GB)	
Software (อื่น ๆ)	

แบบฟอร์มข้อเสนอที่แตกต่างจากข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง (DEVIATION FROM MEA'S SPECIFICATION FORM)

ลำดับที่ (No.)	ข้อกำหนดของ กฟน. หน้า (MEA's Spec. Page)	ข้อกำหนดของ กฟน. ข้อ (MEA's Spec. Clause)	รายละเอียดข้อกำหนดที่ กฟน. ต้องการ (MEA's Requirement)	ข้อเสนอที่แตกต่างจากข้อกำหนดของ กฟน. (Proposal)