



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก



กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

เมษายน 2558



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)



กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

เมษายน 2558

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
บทที่ 1 บทนำ	1-1
1 ความเป็นมา	1-1
2 นโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้อง	1-4
3 นโยบายและยุทธศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	1-5
บทที่ 2 ข้อมูลทั่วไป	2-1
1 อ.แม่สอด จ.ตาก	2-1
2 อ.รัฐประเทพ จ.สระแก้ว	2-4
3 อ.คลองใหญ่ จ.ตราด	2-7
4 อ.เมือง จ.มุกดาหาร	2-10
5 อ.เสเดา จ.สงขลา	2-12
6 อ.เมือง จ.หนองคาย	2-15
บทที่ 3 ระบบไฟฟ้าปัจจุบัน	3-1
1 อ.แม่สอด จ.ตาก	3-2
2 อ.รัฐประเทพ จ.สระแก้ว	3-5
3 อ.คลองใหญ่ จ.ตราด	3-7
4 อ.เมือง จ.มุกดาหาร	3-10
5 อ.เสเดา จ.สงขลา	3-13
6 อ.เมือง จ.หนองคาย	3-17
บทที่ 4 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก	4-1
1 ข้อมูลประกอบการพยากรณ์	4-1
2 สมมติฐานในการพยากรณ์	4-2
3 วิธีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก	4-2
บทที่ 5 โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ	5-1
1 วัตถุประสงค์	5-1
2 หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า	5-1
3 การวิเคราะห์ความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าและปริมาณงาน	5-3

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
4 งบประมาณและการลงทุน	5-9
5 ผลประโยชน์ของโครงการ	5-12
บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมโครงการ	6-1
1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางการเงิน	6-1
2 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์	6-2
3 การวิเคราะห์ความไวของโครงการ	6-5
บทที่ 7 การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	7-1
1 กฎหมายที่เกี่ยวข้อง	7-1
2 สภาพสิ่งแวดล้อมปัจจุบันของพื้นที่โครงการ	7-3
3 ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการ	7-3
4 สรุปผลการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	7-7
บทที่ 8 การบริหารโครงการ	8-1
1 การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อใช้ในการบริหารโครงการ	8-1
2 การจัดซื้อที่ดิน	8-1
3 การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ	8-2
4 การก่อสร้าง	8-2
5 การติดตามผลการดำเนินงาน	8-2
บทที่ 9 การบริหารความเสี่ยง	9-1
1 วัตถุประสงค์ของการบริหารความเสี่ยง	9-1
2 การระบุความเสี่ยง หรือสาเหตุของความเสี่ยง	9-1
3 การประเมินความเสี่ยง	9-3
4 แนวทางการบริหารความเสี่ยงของโครงการ	9-6

สารบัญ

เรื่อง

หน้า

ภาคผนวก

- ภาคผนวก ก แผนการดำเนินงาน
- ภาคผนวก ข ราคาต่อหน่วยค่าก่อสร้าง
- ภาคผนวก ค ปริมาณงานและเงินลงทุน
- ภาคผนวก ง แผนผังระบบไฟฟ้า
- ภาคผนวก จ ผลตอบแทนทางการเงิน
- ภาคผนวก ฉ ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

บทที่ 1

บทนำ

การจัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เป็นการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าในพื้นที่ เพื่อรองรับการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน และรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นจากการเติบโตของระบบเศรษฐกิจบริเวณเขตชายแดน อันเนื่องมาจากนโยบายของรัฐบาลในการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก โดยเริ่มดำเนินการในพื้นที่ 6 จังหวัด ได้แก่ จ.ตาก จ.สระแก้ว จ.ตราด จ.มุกดาหาร จ.สงขลา และ จ.หนองคาย โดยมีความเป็นมาและนโยบายที่สำคัญ พอสรุปได้ดังนี้

1.ความเป็นมา

จากการที่คณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) ได้มีคำสั่ง คสช. ที่ 72/2557 ลงวันที่ 19 มิถุนายน 2557 แต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ (กนพ.) โดยมีหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติเป็นประธาน มีหน้าที่ให้ความเห็นชอบและเสนอหลักเกณฑ์และวิธีการสนับสนุนการจัดตั้งและดำเนินการเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ กำหนดแนวทางให้หน่วยงานถือปฏิบัติ กำกับดูแล ติดตามและประเมินผลการดำเนินงานเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ

1.1 มติที่ประชุมคณะกรรมการ กนพ. ครั้งที่ 1/2557 เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2557 มีมติที่ประชุม ดังนี้

1) เห็นชอบพื้นที่ที่มีศักยภาพเหมาะสมในการจัดตั้งเป็นเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรกของประเทศไทยใน 5 พื้นที่จังหวัดชายแดน เพื่อให้สามารถก้าวเข้าสู่ประชาคมอาเซียนได้อย่างสมบูรณ์ในปี 2558 ได้แก่ (1) อ.แม่สอด จ.ตาก (2) อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว (3) อ.คลองใหญ่ จ.ตราด (4) อ.เมือง จ.มุกดาหาร (5) อ.สะเดา จ.สงขลา (ด้านศุลกากรสะเดาและปาดังเบซาร์) โดยเน้นการตอบสนองต่อเป้าหมายการพัฒนาทั้งในด้านเศรษฐกิจและความมั่นคงของประเทศ ในการเพิ่มความสามารถในการแข่งขัน เพิ่มการจ้างงานและสร้างความเป็นอยู่ที่ดีให้ประชาชน แก้ปัญหาแรงงานต่างด้าวลักลอบเข้ามายังพื้นที่ตอนใน ปัญหาการลักลอบนำเข้าสินค้าเกษตร ผิดกฎหมายจากประเทศเพื่อนบ้าน และปัญหาความแออัดบริเวณด้านชายแดน

2) เห็นชอบหลักเกณฑ์และวิธีการสนับสนุนการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ได้แก่ (1) สิทธิประโยชน์สำหรับการลงทุน (2) การให้บริการจุดเดียวแบบเบ็ดเสร็จ (3) มาตรการสนับสนุนการใช้แรงงานต่างด้าว และ (4) การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและด้านศุลกากรในพื้นที่ เพื่อให้สามารถรองรับกิจกรรมในพื้นที่เขตเศรษฐกิจและเชื่อมโยงประเทศในภูมิภาคได้อย่างมีประสิทธิภาพ

3) อนุมัติให้ตั้งคณะอนุกรรมการ 3 คณะ เพื่อเสนอแนวทางการดำเนินงาน ภายในเดือนสิงหาคม 2557 ได้แก่ (1) คณะอนุกรรมการด้านสิทธิประโยชน์ ขอบเขตพื้นที่ และศูนย์บริการเบ็ดเสร็จด้านการลงทุน (2) คณะอนุกรรมการศูนย์บริการเบ็ดเสร็จด้านแรงงาน สาธารณสุข และความมั่นคง (3) คณะอนุกรรมการด้านโครงสร้างพื้นฐานและด้านศุลกากร โดยมีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมเป็นอนุกรรมการในคณะอนุกรรมการด้านโครงสร้างพื้นฐานและด้านศุลกากร

4) ในส่วนของพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 5 พื้นที่จังหวัดชายแดน ให้ดำเนินการตั้งแต่ปีงบประมาณประจำปี 2557 เป็นต้นไป โดยปรับแผนงานปี 2557 ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และเตรียมงบประมาณประจำปี 2558 เป็นลำดับแรก ทั้งนี้ให้สามารถดำเนินการได้อย่างเป็นรูปธรรมภายในปี 2558 สำหรับในระยะที่สอง ซึ่งมี 5 พื้นที่ 7 ด้านที่เหลือ ให้เตรียมความพร้อมและเริ่มดำเนินการในปี 2559 เป็นต้นไป โดยให้มีการประเมินผลการดำเนินงานของระยะแรกเพื่อปรับปรุงการดำเนินงานของพื้นที่ในระยะที่สอง

1.2 มติที่ประชุมคณะกรรมการ กนพ. ครั้งที่ 2/2557 เมื่อวันที่ 17 พฤศจิกายน 2557
มีมติที่ประชุม ดังนี้

1) เห็นชอบเขตพื้นที่เขตเศรษฐกิจพิเศษใน 5 พื้นที่ชายแดน เป้าหมาย รวม 36 ตำบล ใน 10 อำเภอ พื้นที่รวมประมาณ 1.83 ล้านไร่ (2,932 ตร.กม.) โดยกำหนดขอบเขตพื้นที่ในระดับตำบลที่อยู่ติดชายแดนและไม่ทับซ้อนพื้นที่ป่าไม้ ดังนี้

- จ.ตาก : 14 ตำบล 886,875 ไร่ (1,419 ตร.กม.) ใน อ.แม่สอด อ.พบพระ และ อ.แม่ระมาด
- จ.มุกดาหาร : 11 ตำบล 361,542 ไร่ (578.5 ตร.กม.) ใน อ.เมือง อ.หว้านใหญ่ และ อ.ดอนตาล
- จ.สงขลา : 4 ตำบล 354,187 ไร่ (552.3 ตร.กม.) ใน อ.สะเดา
- จ.สระแก้ว : 4 ตำบล 207,500 ไร่ (332.2 ตร.กม.) ใน อ.อรัญประเทศ และ อ.วัฒนานคร
- จ.ตราด : 3 ตำบล 31,375 ไร่ (50.2 ตร.กม.) ซึ่งเป็นพื้นที่ อ.คลองใหญ่ ทั้งอำเภอ

2) เห็นชอบแผนการดำเนินงานเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ปี 2558 – 2559 โดยตั้งเป้าหมายให้วันที่ 1 มกราคม 2558 เป็นจุดเริ่มต้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษใน 5 พื้นที่ชายแดน

เป้าหมายจะได้รับการสนับสนุนในลักษณะ package ที่ชัดเจนในทางปฏิบัติ โดยจะเริ่มให้ภาคเอกชนขอรับการส่งเสริมการลงทุนได้รับสิทธิประโยชน์ในระดับสูงสุดและเริ่มให้บริการศูนย์บริการเบ็ดเสร็จสำหรับการลงทุนในพื้นที่ที่ได้ที่ศูนย์ดำรงธรรม นอกจากนี้ ยังมีการอนุญาตให้ใช้แรงงานต่างด้าวในพื้นที่ได้ในลักษณะไป – กลับ มีการก่อสร้าง/ปรับปรุงถนน ด้านชายแดน โครงสร้างพื้นฐานสาธารณูปโภคที่สำคัญ และเริ่มเตรียมการใช้สหกรณ์ในบางพื้นที่เป้าหมายเพื่อบริหารจัดการการผลิตผลการเกษตร

1.3 ตามหนังสือกระทรวงมหาดไทยด่วนที่สุด ที่ มท 0212.3/ว1412 ลว. 6 มี.ค. 2558 แจ้งมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2558 เห็นชอบผลการพิจารณาของคณะกรรมการนโยบายเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ (กนพ.) ในคราวประชุมครั้งที่ 1/2558 ที่มีมติเห็นชอบในหลักการแผนโครงสร้างพื้นฐานและด้านศุลกากรปี 2557-2565 เพื่อรองรับพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษระยะแรก จำนวน 6 พื้นที่ (7 ด้าน) ได้แก่ จ.ตาก, จ.สระแก้ว, จ.ตราด, จ.มุกดาหาร, จ.สงขลา (สะเดา และปาดังเบซาร์) และ จ.หนองคาย รวมทั้งเห็นชอบโครงการเร่งด่วน พ.ศ. 2558 จำนวน 52 โครงการ วงเงิน 2,642.88 ล้านบาท ซึ่งมีวงเงินสำหรับโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 497 ล้านบาท โดยให้ขอรับการสนับสนุนจากงบประมาณรายจ่ายประจำปี พ.ศ. 2558 งบกลางรายการเงินสำรองจ่ายเพื่อกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น และมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทำความเข้าใจความตกลงในรายละเอียดกับสำนักงานงบประมาณต่อไป

1.4 ข้อสั่งการนายกรัฐมนตรี ต่อบ้านที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 30 มกราคม 2558 มีรายละเอียดที่สำคัญ ดังนี้

1) ยกเลิกคำสั่ง กนพ. ที่ 1/2557 ลว. 28 ก.ย. 2557 เรื่องแต่งตั้งคณะกรรมการภายใต้ กนพ. 3 คณะ

2) ให้แต่งตั้งคณะกรรมการภายใต้ กนพ. ชุดใหม่ รวม 4 คณะ ประกอบด้วย

(1) คณะอนุกรรมการด้านสิทธิประโยชน์ กำหนดพื้นที่ และศูนย์บริการเบ็ดเสร็จด้านการลงทุน โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังเป็นประธาน ผู้อำนวยการสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง (ผอ.สศค.) เป็นเลขานุการ สศค. และ สศช. เป็นผู้ช่วยเลขานุการ

(2) คณะอนุกรรมการศูนย์บริการเบ็ดเสร็จด้านแรงงาน สาธารณสุขและความมั่นคง โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงแรงงานเป็นประธาน อธิบดีกรมการจัดหางานเป็นเลขานุการ และ สศช. เป็นผู้ช่วยเลขานุการ

(3) คณะอนุกรรมการด้านโครงสร้างพื้นฐานและด้านศุลกากร โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงคมนาคมเป็นประธาน ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (ผอ.สนข.) เป็นเลขานุการ กรมศุลกากร และ สศช. เป็นผู้ช่วยเลขานุการ โดยองค์ประกอบของอนุกรรมการคณะนี้มี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร่วมเป็นอนุกรรมการด้วย

(4) คณะอนุกรรมการด้านการจัดหาที่ดินและบริหารจัดการ โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทยเป็นประธาน สำนักงานปลัดกระทรวงมหาดไทย เป็นเลขานุการ กรมที่ดิน และกรมโยธาธิการและผังเมือง (ยผ.) เป็นผู้ช่วยเลขานุการ

1.5 มติคณะกรรมการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ครั้งที่ 2/2558 เมื่อวันที่ 30 มกราคม 2558 มีมติเห็นชอบโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ใน 5 พื้นที่จังหวัดชายแดน ได้แก่ อ.แม่สอด จ.ตาก, อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว, อ.คลองใหญ่ จ.ตราด, อ.เมือง จ.มุกดาหาร และ อ.สะเดา จ.สงขลา วงเงินรวม 2,530 ล้านบาท ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของกระทรวงมหาดไทย, สศช., สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และกระทรวงพลังงาน เพื่อให้ความเห็นประกอบการนำเสนอคณะรัฐมนตรี ต่อไป

1.6 มติคณะกรรมการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ครั้งที่ 6/2558 เมื่อวันที่ 3 เมษายน 2558 มีมติเห็นชอบโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (เพิ่มเติม) จ.หนองคาย รวมเป็นทั้งหมด 6 พื้นที่จังหวัดชายแดน ได้แก่ อ.แม่สอด จ.ตาก, อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว, อ.คลองใหญ่ จ.ตราด, อ.เมือง จ.มุกดาหาร ,อ.สะเดา จ.สงขลา และ อ.เมือง จ.หนองคาย วงเงินรวม 3,140 ล้านบาท

ด้วย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นรัฐวิสาหกิจที่มีหน้าที่ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ในพื้นที่ทั่วประเทศครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัด ดังนั้นเพื่อเป็นการสนับสนุนนโยบายของรัฐบาลในการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก และเพื่อส่งเสริมการขยายตัวของเศรษฐกิจการค้าชายแดน ซึ่งจะเห็นได้จากมูลค่าการค้าชายแดนไทยกับประเทศเพื่อนบ้านที่มีการเติบโตอย่างต่อเนื่อง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงได้จัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากกิจกรรมต่างๆ ทางเศรษฐกิจที่จะมีการพัฒนาเติบโตในอนาคตได้อย่างเพียงพอ

2. นโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้อง

ในการประชุมคณะกรรมการ กนพ. ครั้งที่ 1/2558 นายกรัฐมนตรีได้มอบนโยบายให้เร่งรัดเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษให้เริ่มมีการลงทุนได้ในปี 2558 ตามความพร้อมของพื้นที่ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องเร่งดำเนินการทั้งในเรื่องโครงสร้างพื้นฐานและด้านพรมแดน โดยเฉพาะระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการรองรับกิจกรรมในเขตเศรษฐกิจ การได้มาซึ่งที่ดิน แรงงาน ศูนย์บริการเบ็ดเสร็จด้านการลงทุนและแรงงาน นอกจากนี้ ขอให้โรงงานที่จะลงทุนในเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษเน้นการแปรรูปสินค้าเกษตรทั้งเพื่อการบริโภคภายในประเทศและส่งออกตลาดต่างประเทศ

กระทรวงมหาดไทยมีการดำเนินงานของ 3 หน่วยงาน ดังนี้ (1) กรมโยธาธิการและผังเมือง เร่งรัดวางและปรับปรุงผังเมืองรวมออกแบบวางผังพื้นที่เฉพาะชุมชนชายแดน วางผังโซนนิ่งการใช้ประโยชน์ที่ดินวางระบบสาธารณูปโภคสาธารณูปการ และออกแบบรายละเอียดโครงการพัฒนาต่างๆ (2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ใน 6 พื้นที่จังหวัดชายแดนเป้าหมาย (3) การประปาส่วนภูมิภาคอยู่ระหว่างขยายระบบผลิตน้ำประปาและวางท่อส่งน้ำเพื่อให้บริการในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจและด้านชายแดน

3. นโยบายและยุทธศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดนโยบาย และแผนยุทธศาสตร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2557 – 2566 โดยมุ่งเน้นความเชื่อมโยงกับวิสัยทัศน์องค์กร และเป้าหมายเชิงกลยุทธ์ มีรายละเอียดพอสรุปได้ดังนี้

3.1 นโยบาย (Policy) ของ กฟภ.

- 1) มุ่งเน้นการสร้างมูลค่าเพิ่มขององค์กรให้มีฐานะทางการเงินที่มั่นคงและมีการเจริญเติบโตอย่างยั่งยืนโดยพัฒนากระบวนการบริหารจัดการในด้านต่างๆ อย่างต่อเนื่องให้ทัดเทียมกับมาตรฐานการบริหารจัดการองค์กรระดับสากล เพิ่มการใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ที่มีอยู่อย่างเต็มประสิทธิภาพ แสวงหาโอกาสในการลงทุนและพัฒนาธุรกิจทั้งในประเทศและต่างประเทศผ่านช่องทางการสร้างพันธมิตรทางธุรกิจและการขยายการลงทุนของบริษัทในเครือ และบริหารความเสี่ยงอย่างเหมาะสม
- 2) มุ่งไปสู่การเป็นองค์กรที่มีลูกค้าเป็นศูนย์กลาง (Customer-Centric Organization) โดยเน้นการสร้างและบริหารความสัมพันธ์กับลูกค้า เพื่อตอบสนองความต้องการและสร้างความพึงพอใจให้กับลูกค้ารวมถึงการเพิ่มพูนสมรรถนะในการส่งมอบบริการผ่านการสร้างสรรค์ นวัตกรรม และการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยอย่างเหมาะสม
- 3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเพื่อยกระดับคุณภาพชีวิตและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของประเทศตามนโยบายของรัฐบาล มุ่งพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ที่มีศักยภาพ เพื่อให้บริการพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและมีประสิทธิภาพในเชิงต้นทุน ตลอดจนมีความมั่นคงและเชื่อถือได้ตามมาตรฐานสากล
- 4) ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทน พลังงานหมุนเวียน และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อสนองตอบต่อวิกฤตภาวะโลกร้อน และเป็นกลไกของรัฐในการขับเคลื่อนและรองรับการปรับโครงสร้างเศรษฐกิจของประเทศไปสู่การเป็นเศรษฐกิจสีเขียว (Green Economy) ในอนาคต
- 5) มุ่งไปสู่การเป็นองค์กรเสมือนมีชีวิต (Live Organization) ที่มุ่งเน้นการพัฒนาทุนมนุษย์ และทุนทางปัญญา ส่งเสริมวัฒนธรรมการเรียนรู้อย่างต่อเนื่องและการจัดการความรู้ภายในองค์กร เน้นหลักการพัฒนาคุณภาพชีวิตของบุคลากรควบคู่ไปกับการพัฒนาศักยภาพให้พร้อมรับการเปลี่ยนแปลงอย่างเหมาะสมเพื่อนำไปสู่การสร้างประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานที่ตอบสนองต่อเป้าหมายขององค์กร

6) นำหลักการบริหารกิจการบ้านเมืองที่ดีและหลักธรรมาภิบาลมาใช้เป็นแกนหลักในการขับเคลื่อนองค์กร ควบคู่ไปกับการแสดงความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมเพื่อนำไปสู่การเติบโตอย่างสมดุลและยั่งยืน

3.2 ยุทธศาสตร์องค์กร

แบ่งกลยุทธ์เป็น 5 ด้าน ตามประเภทปัจจัยผลักดันเชิงกลยุทธ์ ประกอบด้วย

- 1) กลยุทธ์ด้านการบริหารและจัดสรรทรัพยากร
 - ให้ความสำคัญการบริหารจัดการทรัพยากรขององค์กรให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยการนำเทคโนโลยีสมัยใหม่เข้ามาใช้อย่างเหมาะสม
- 2) กลยุทธ์ด้านการพัฒนาองค์กรและปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงาน
 - มุ่งไปสู่การเป็นองค์กรที่สามารถพร้อมรับการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว โดยมีบุคลากรเป็นกลไกสำคัญในการขับเคลื่อน มุ่งเน้นการพัฒนาทุนมนุษย์และทุนทางปัญญา
 - เพิ่มสมรรถนะขององค์กรให้ดียิ่งขึ้นโดยการพัฒนาระบบการบริหารจัดการ การปฏิบัติงานและการนำเทคโนโลยีสารสนเทศเข้ามาใช้งานอย่างเต็มประสิทธิภาพ
- 3) กลยุทธ์ด้านการพัฒนาสินค้า บริการ และภาพลักษณ์
 - พัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ทั่วถึง มีมาตรฐานความปลอดภัย เพื่อรองรับการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคม
 - พัฒนาขีดความสามารถในการให้บริการพลังงานไฟฟ้าเพื่อยกระดับความพึงพอใจของลูกค้าส่งเสริมให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดี
 - มุ่งเน้นการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ให้มีประสิทธิภาพ
- 4) กลยุทธ์ด้านการลงทุนและนวัตกรรม
 - สร้างโอกาสในการลงทุนและสนับสนุนการพัฒนานวัตกรรมด้านอนุรักษ์พลังงาน การใช้พลังงานอย่างปลอดภัย และการลงทุนด้านพลังงานทดแทน
- 5) กลยุทธ์ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม
 - สร้างมาตรฐานและความปลอดภัยในการปฏิบัติงานภายในองค์กร และผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
 - ส่งเสริมบรรษัทภิบาลและความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม

การจัดทำโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เพื่อรองรับประชาคมเศรษฐกิจอาเซียนและรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นจากการเติบโตของระบบเศรษฐกิจบริเวณเขตชายแดน มีส่วนเชื่อมโยงกับกลยุทธ์ขององค์กรเพื่อส่งเสริมและผลักดันให้เป็นไปตามกรอบนโยบายและทิศทางการดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีประเด็นเชื่อมโยงกลยุทธ์ด้านการพัฒนาสินค้า บริการ และภาพลักษณ์ เพื่อพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ทั่วถึง มีมาตรฐานความปลอดภัย โดยมุ่งเน้นการพัฒนาคุณภาพ (Quality) ความเชื่อถือได้ (Reliability) และประสิทธิภาพ (Efficiency) ของระบบไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นจากการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

บทที่ 2

ข้อมูลทั่วไป

ประเทศไทยมีแนวชายแดนติดต่อกับประเทศเพื่อนบ้านยาวกว่า 5,500 กิโลเมตร มีพรมแดนติดกับประเทศอาเซียนถึง 4 ประเทศ ได้แก่ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ราชอาณาจักรกัมพูชา และประเทศมาเลเซีย พื้นที่ที่มีศักยภาพเหมาะสมในการจัดตั้งเป็นเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ของประเทศไทย เพื่อให้สามารถก้าวเข้าสู่ประชาคมอาเซียนได้อย่างสมบูรณ์ในปี 2558 มี 6 พื้นที่ ได้แก่ 1) อ.แม่สอด จ.ตาก 2) อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว 3) อ.คลองใหญ่ จ.ตราด 4) อ.เมือง จ.มุกดาหาร 5) อ.สะเดา จ.สงขลา (ด้านศุลกากรสะเดาและ ด้านปาดังเบซาร์) 6) อ.เมือง จ.หนองคาย แต่ละพื้นที่มีข้อมูลทั่วไป และมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. อ.แม่สอด จ.ตาก

1.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.แม่สอด มีพื้นที่ประมาณ 1,986 ตารางกิโลเมตร หรือประมาณ 1,241,322.5 ไร่ อยู่ห่างจาก อ.เมืองตาก 86 กิโลเมตร มีขนาดใหญ่เป็นลำดับที่ 3 ของ จ.ตาก รองจาก อ.อุ้มผาง และ อ.สามเงา มีอาณาเขตติดต่อกับอำเภออื่นในประเทศไทย 3 อำเภอ และ 1 รัฐในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ดังนี้

- ทิศเหนือ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.แม่ระมาด จ.ตาก
- ทิศใต้ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.พบพระ จ.ตาก
- ทิศตะวันออก มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.เมืองตาก จ.ตาก
- ทิศตะวันตก มีอาณาเขตติดต่อกับรัฐกะเหรี่ยงของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา โดยมี

แม่น้ำเมยกั้นพรมแดน

ดังแสดงในรูปที่ 2-1



1.4 แหล่งน้ำธรรมชาติ

แม่น้ำเมย เป็นแม่น้ำสายย่อยของแม่น้ำสาละวิน มีต้นกำเนิดใน อ.พบพระ จ.ตาก ไหลขึ้นไปทางเหนือผ่าน อ.แม่สวด อ.แม่ระมาด อ.ท่าสองยาง มีความยาว 327 กิโลเมตร เป็นเส้นกั้นเขตแดนระหว่างชายแดนตะวันออกของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา กับแนวชายแดนตะวันตกของประเทศไทย และมีความสำคัญในการลำเลียงสินค้าทางน้ำระหว่างประเทศไทยกับสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา นอกจากนี้ยังมีแหล่งน้ำอื่นๆ ได้แก่ ห้วยแม่สวด ห้วยแม่ปะ และ ห้วยหินฝน

1.5 สภาพเศรษฐกิจ

การค้าชายแดนไทย-สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา มีกระบวนการขนส่งลำเลียงแบบดั้งเดิมที่ใช้คนขนข้ามเรือเล็กบริเวณ 2 ฝั่งแม่น้ำเมยทั้งทางด้านเหนือและใต้สะพานมิตรภาพไทย-สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ตั้งแต่เวลา 06.00-18.00 น. ของทุกวัน จะมีกรรมกรชาวสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

ทำหน้าที่คอยแบกและขนสินค้าจากฝั่งประเทศไทยลงเรือไปสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา หรือจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาลงเรือข้ามมาส่งให้กับผู้ซื้อในฝั่งประเทศไทยต่อเนื่องไม่มีหยุด

จุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย ตั้งอยู่ที่บ้านริมเมย หมู่ 2 ต.ท่าสายลวด อ.แม่สวด จ.ตาก เป็นเขตติดต่อกับเมืองเมียวดี รัฐกะเหรี่ยงของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา เป็นด่านที่อยู่ในความกำกับดูแลของด่านศุลกากรแม่สวด เพื่อใช้เป็นด่านตรวจของที่ขนส่งจากเมืองเมียวดีของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ผ่านเขตแดนทางบกเข้ามาประเทศไทยไปยังด่านศุลกากรแม่สวด หรือตรวจของที่ขนส่งจากด่านศุลกากรแม่สวดไปยังเขตแดนทางบกเพื่อส่งออกไปยังสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา นับเป็นทางออกที่สำคัญแห่งหนึ่งของประเทศ ตั้งอยู่เชิงสะพานมิตรภาพไทย-สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (ฝั่งไทย) ริมแม่น้ำเมย มีสินค้าและคนเดินทางผ่านเข้าออกเป็นจำนวนมาก

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย อ.แม่สวด และมูลค่าการค้าชายแดน แสดงในตารางที่ 2-1 และตารางที่ 2-2 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-1 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย อ.แม่สวด

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	543,273	515,027	38,694	36,041	1,133,035
2556	564,723	531,490	320,394	271,872	1,688,479

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมือง จ.ตาก

ตารางที่ 2-2 มูลค่าการค้าขายแดนไทยกับสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาทางด่านศุลกากรแม่สอด

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ม.ค.-ก.ย. 2557	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	39,376.89	46,308.94	46,017.23	17.60	39.74
ส่งออก	37,966.31	43,667.56	43,422.73	15.02	39.74
นำเข้า	1,410.58	2,641.38	2,594.50	87.26	39.85
ดุลการค้า	36,555.73	41,026.18	40,828.23	12.23	39.73

ที่มา : จากด่านศุลกากรแม่สอด จ.ตาก

หน่วย : ล้านบาท

การค้าขายแดนแม่สอด-เมียวดี เพิ่มขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการทางสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาได้มีการยกระดับด่านเมียวดีเป็นด่านถาวร และจัดตั้งเขตเศรษฐกิจพิเศษชายแดนเมียวดีขึ้นเมื่อวันที่ 5 ธันวาคม พ.ศ. 2554 ทำให้การค้าขายริมด้านไทยและสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาฝั่งอ.แม่สอด เป็นไปอย่างคึกคักกว่าเดิม หากพิจารณาเฉพาะการส่งออก พบว่ามูลค่าส่งออกสินค้าจากไทยไปสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาสูงสุดอยู่ที่ด่านศุลกากรแม่สอด จ.ตาก สะท้อนให้เห็นถึงความสำคัญของการค้าขายแดนในพื้นที่ดังกล่าว

นอกจากนี้ ยังมีตลาดขายสินค้าที่สำคัญ คือ ตลาดริมเมย เป็นชุมชนบริเวณริมฝั่งแม่น้ำเมยใน อ.แม่สอด ตรงข้ามกับ จ.เมียวดี ของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา เป็นตลาดค้าขายสินค้าพื้นเมืองมากมายทั้งของไทยและสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา เช่น หน่อไม้แห้ง ปลาแห้ง ปลาห้วย่งเห็ดหอม ถั่ว เครื่องหนัง ผ้าซาติน นอกจากนี้ยังเป็นตลาดการค้าอัญมณี เช่น หยก ทับทิม พลอยสีที่มาจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา และสินค้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน เช่น ขนม เครื่องใช้ไฟฟ้า และอุปกรณ์ต่างๆ

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ น้ำมันเบนซิน เบียร์ น้ำมันดีเซล โทรศัพท์พร้อมอุปกรณ์ และผ้าพิมพ์ฝ้าย เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ ถั่วลิสง โค-กระบือมีชีวิต เพอร์นิเจอร์สิ่งประดิษฐ์ทำด้วยไม้พริกแห้ง แร่พลวง เป็นต้น

2. อ.รัฐประเทศ จ.สระแก้ว

2.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.รัฐประเทศ มีพื้นที่ประมาณ 821.26 ตารางกิโลเมตร เป็นอำเภอชายแดนทางด้านตะวันออกของประเทศไทย มีแนวชายแดนติดต่อกับราชอาณาจักรกัมพูชา ปัจจุบันเป็นอำเภอหนึ่งของ จ.สระแก้ว ซึ่งเป็นจังหวัดที่ตั้งขึ้นมาใหม่ภายหลัง (วันที่ 1 ธันวาคม พ.ศ. 2536) มีอาณาเขตติดต่อกับเขตการปกครองข้างเคียงดังต่อไปนี้

2.3 ลักษณะภูมิอากาศ

สภาพภูมิอากาศมีลักษณะเป็นแบบฝนเมืองร้อน มีสภาพอากาศที่แห้งแล้งและชุ่มชื้นสลับกันอย่างชัดเจน ในฤดูมรสุมตะวันตกเฉียงใต้จะมีอากาศชุ่มชื้นและฝนตกตลอดฤดู แต่ในฤดูมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือหรือฤดูหนาวจะมีอากาศแห้งแล้ง

2.4 แหล่งน้ำธรรมชาติ

มีแหล่งน้ำที่สำคัญ ได้แก่ ห้วยนางงาม มีลำน้ำ 2 สาขา ได้แก่ ห้วยทุ่งบน และห้วยเหี้ย

2.5 สภาพเศรษฐกิจ

การเกษตรเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีความสำคัญ รองลงมาคือการค้าส่งและปลีก เนื่องจากมีขอบเขตด้านการตลาดทั้งภายในประเทศ และประเทศอินโดจีน การค้าส่งส่วนใหญ่เป็นพืชผลการเกษตรสินค้าอุปโภคบริโภค การค้าขายแดนมีทั้งจุดผ่านแดนถาวร และจุดผ่อนปรนทางการค้า ทำให้การค้าระหว่างไทยและราชอาณาจักรกัมพูชาขยายตัวสูงขึ้นมาก นอกจากนี้ยังมีงานการค้าขายแดน และเป็นแหล่งท่องเที่ยวที่รู้จักกันดี คือ ตลาดโรงเกลือ อ.อรัญประเทศ เป็นตลาดสินค้ามือสองที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย

จุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก ต.อรัญประเทศ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว อยู่ห่างจากด่านศุลกากรอรัญประเทศประมาณ 1 กิโลเมตร อยู่ตรงข้ามบ้านปอยเปต อ.โอโฉรว จ.บันเตียเมียนเจย ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของด่านศุลกากรปอยเปต ราชอาณาจักรกัมพูชา

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก อ.อรัญประเทศ และมูลค่าการค้าขายแดน แสดงในตารางที่ 2-3 และตารางที่ 2-4 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-3 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก อ.อรัญประเทศ

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	4,978,029	4,860,224	2,088,741	2,059,409	13,986,403
2556	803,543	765,449	1,941,774	1,986,954	5,497,720

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมือง จ.สระแก้ว

ตารางที่ 2-4 มูลค่าการค้าขายแดนทางด่านศุลกากรรัฐประเทศ

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ม.ค.-ก.ย. 2557	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	48,119.54	57,854.76	51,425.48	20.23	25.00
ส่งออก	44,976.38	51,625.85	42,986.93	14.78	15.43
นำเข้า	3,143.17	6,228.91	8,438.55	98.17	116.46
ดุลการค้า	41,833.21	45,396.94	34,548.38	8.52	3.62

ที่มา : จากด่านศุลกากรรัฐประเทศ จ.สระแก้ว

หน่วย : ล้านบาท

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ กลุ่มเครื่องยนต์ รถจักรยานยนต์ อะไหล่รถบรรทุกและรถไถนา สินค้าทางการเกษตร อาหารสัตว์ น้ำมันพืช น้ำมันปาล์ม เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ กล้องและอุปกรณ์ถ่ายภาพ ส่วนมันสำปะหลังทั้งสดและขึ้นถึงแก๊สและแท็งก์ เครื่องใช้ไฟฟ้า อะลูมิเนียม เป็นต้น

3. อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

3.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.คลองใหญ่ มีพื้นที่ประมาณ 50.20 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้สุดของ จ.ตราด ห่างจาก อ.เมืองตราด 74 กิโลเมตร มีอาณาเขตติดต่อกับเขตการปกครองข้างเคียงดังต่อไปนี้

- ทิศเหนือ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.เมืองตราด
- ทิศใต้ มีอาณาเขตติดต่อกับ จ.เกาะกง ราชอาณาจักรกัมพูชา
- ทิศตะวันออก มีอาณาเขตติดต่อกับ จ.เกาะกง ราชอาณาจักรกัมพูชา
- ทิศตะวันตก มีอาณาเขตติดต่ออ่าวไทย (เขต อ.เกาะกูด)

ดังแสดงในรูปที่ 2-3



รูปที่ 2-3 ที่ตั้งและอาณาเขต อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

3.2 ลักษณะภูมิประเทศ

สภาพพื้นที่ส่วนใหญ่เป็นภูเขาที่เป็นเส้นแบ่งเขตแดนระหว่างประเทศไทยกับราชอาณาจักรกัมพูชาตามสันเขาบรรทัด มีระยะทางยาวประมาณ 51 กิโลเมตร และทางทะเลยาวประมาณ 50 กิโลเมตร มีที่ราบอยู่เพียงร้อยละ 29 ของพื้นที่ทั้งหมด ที่เหลือเป็นที่ราบเชิงเขาทำการเกษตรไม่ได้ เพราะสภาพส่วนใหญ่เป็นหิน

3.3 ลักษณะภูมิอากาศ

สภาพภูมิอากาศมีอากาศไม่ร้อนจัด หรือหนาวจนเกินไป แต่มีฝนตกชุกมาก เพราะมีพื้นที่ติดทะเลและภูเขาโอบล้อม แบ่งออกเป็น 3 ฤดู คือ ฤดูหนาว เป็นเพียงระยะเวลาสั้นๆ ช่วงเดือน พ.ย. - ก.พ. อากาศไม่หนาวมากนัก ฤดูร้อนช่วงระหว่างเดือน มี.ค. - เม.ย. อุณหภูมิโดยเฉลี่ยไม่เกิน 34 องศาเซลเซียส และฤดูฝนช่วงเดือน พ.ค. - ต.ค. มีฝนตกชุกในเกือบทุกพื้นที่

3.4 แหล่งน้ำธรรมชาติ

มีแหล่งน้ำที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำตราด ซึ่งเป็นแม่น้ำที่ใหญ่ที่สุด และแม่น้ำเวฬุ เป็นแม่น้ำที่แบ่งเขตแดน จ.ตราด และ จ.จันทบุรี ซึ่งไหลผ่านเขตเกษตรกรรมของทั้งสองจังหวัด

3.5 สภาพเศรษฐกิจ

การค้าขายแดนไทย-กัมพูชาเติบโตอย่างต่อเนื่อง ปัจจัยหลักที่ทำให้มูลค่าการค้า จ.ตราด เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง คือการคมนาคม โดยเฉพาะการขนส่งทางเรือ สินค้าส่งออกกว่าร้อยละ 80 ใช้การขนส่งผ่านท่าเรือเอกชนใน อ.คลองใหญ่ เนื่องจากประหยัดต้นทุนกว่า การค้าตามแนวชายแดนมีตลาดการค้าชายแดนบ้านหาดเล็ก เป็นหมู่บ้านสุดท้ายแดนติดต่อกับราชอาณาจักรกัมพูชา นับเป็นแหล่งรับซื้อพืชพันธุ์ธัญญาหารของชาวกัมพูชา เพื่อไปขายต่อที่ จ.เกาะกง ราชอาณาจักรกัมพูชา และยังมีสินค้านำเข้าจากราชอาณาจักรกัมพูชา เช่น เครื่องใช้ไฟฟ้า แวนตา น้ำหอม และกระเป๋ เป็นต้น

จุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก ตั้งอยู่ที่ ต.บ้านหาดเล็ก อ.คลองใหญ่ อยู่ติดกับพื้นที่ของราชอาณาจักรกัมพูชาที่บ้านจามเยียม อ.มณฑลสีมา จ.เกาะกง

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก อ.คลองใหญ่ และมูลค่าการค้าชายแดน แสดงในตารางที่ 2-5 และตารางที่ 2-6 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-5 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก อ.คลองใหญ่

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	56,310	44,679	139,747	126,174	366,910
2556	59,551	59,673	185,756	171,411	476,391

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมือง จ.ตราด

ตารางที่ 2-6 มูลค่าการค้าชายแดนทางด้านศุลกากรคลองใหญ่

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ม.ค.-ก.ย. 2557	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	24,936.72	26,825.81	21,621.70	7.58	5.53
ส่งออก	24,454.14	25,431.83	20,138.99	4.00	3.25
นำเข้า	482.58	1,393.98	1,482.71	188.86	51.00
ดุลการค้า	23,971.56	24,037.85	18,656.28	0.28	0.71

ที่มา : จากด่านศุลกากรคลองใหญ่ จ.ตราด

หน่วย : ล้านบาท

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ น้ำตาลทราย นมและอาหารเสริม อาหารสำเร็จรูป และวัสดุก่อสร้าง เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ ไม้แปรรูป กาแฟน้ำตาล หวาย และพืชผักทางการเกษตร เป็นต้น

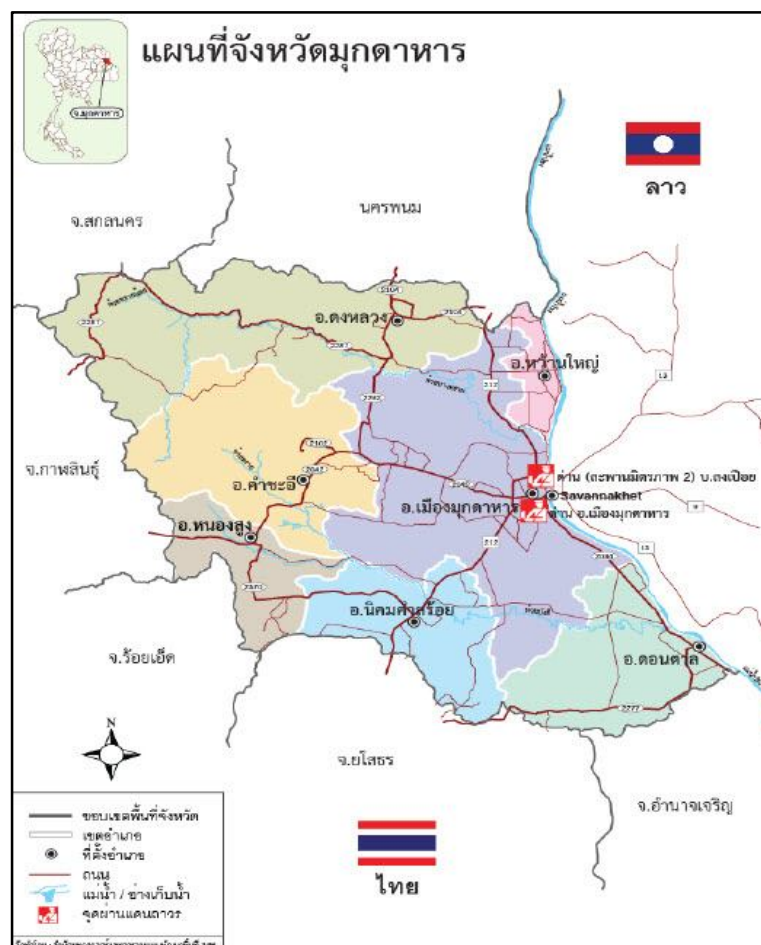
4. อ.เมือง จ.มุกดาหาร

4.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.เมืองมุกดาหาร มีพื้นที่ประมาณ 1,235.07 ตารางกิโลเมตร มีอาณาเขตติดต่อกับเขตการปกครองข้างเคียงดังต่อไปนี้

- ทิศเหนือ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.ดงหลวง และ อ.หว้านใหญ่
- ทิศใต้ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.ดอนตาล และ อ.นิคมคำสร้อย
- ทิศตะวันออก มีอาณาเขตติดต่อกับแขวงสุวรรณเขต สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว
- ทิศตะวันตก มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.หนองสูง และ อ.คำชะอี

ดังแสดงในรูปที่ 2-4



รูปที่ 2-4 ที่ตั้งและอาณาเขต อ.เมือง จ.มุกดาหาร

4.2 ลักษณะภูมิประเทศ

สภาพพื้นที่ทั่วไปเป็นที่ราบสูง มีลักษณะเป็นป่าไม้ บางแห่งเป็นป่าทึบ บางแห่งเป็นที่ราบสลับป่าไม้ และมีแม่น้ำโขงเป็นเส้นกั้นพรมแดนระหว่างไทยกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ทรัพยากรธรรมชาติมีความอุดมสมบูรณ์

4.3 ลักษณะภูมิอากาศ

สภาพภูมิอากาศเป็นลักษณะอากาศที่มีฤดูแล้งสลับฤดูฝนอย่างเด่นชัด เนื่องจากอยู่ภายใต้อิทธิพลของลมมรสุม 2 ชนิด คือ ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ จึงสามารถแบ่งฤดูกาลออกเป็น 3 ฤดู คือ ฤดูร้อน ฤดูฝน และฤดูหนาว

4.4 แหล่งน้ำธรรมชาติ

มีแหล่งน้ำที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำโขง ห้วยมุก ห้วยบางทราย และห้วยบังอี

4.5 สภาพเศรษฐกิจ

หลังจากมีการเปิดใช้สะพานข้ามแม่น้ำโขงแห่งที่ 2 (มุกดาหาร-สะหวันนะเขต) ตั้งตั้งแต่ปี 2550 ทำให้การค้าขายแดนชายแดนอย่างต่อเนื่อง และด้านการท่องเที่ยวก็ขยายตัวมากขึ้นด้วย

จุดผ่านแดนถาวรเมืองมุกดาหาร ตั้งอยู่ที่อาคารท่าเทียบเรือเทศบาล ต.ในเมือง อ.เมือง จ.มุกดาหาร มีนายตรวจศุลกากรเป็นหัวหน้าชุดคอยตรวจตราการเดินทางผ่านเข้าออกของผู้โดยสารที่เดินทางโดยเรือโดยสารระหว่าง จ.มุกดาหาร ประเทศไทย กับแขวงสะหวันนะเขต สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 2 ตั้งอยู่ติดกับสะพานมิตรภาพ 2 บ้านสงเปือย ต.บางทรายใหญ่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร เป็นด่านสาขาของด่านศุลกากรมุกดาหาร มีหน้าที่ตรวจของที่ขนส่งเข้า-ออก โดยทางนั้น รวมถึงตรวจผู้โดยสารและยานพาหนะที่เดินทางเข้าในหรือจะออกนอกราชอาณาจักร เป็นเขตติดต่อกับบ้านนาแก เมืองโกสอน พมวิหาน แขวงสะหวันนะเขต สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนไทย-ลาว จ.มุกดาหาร และ มูลค่าการค้าขายแดน แสดงในตารางที่ 2-7 และตารางที่ 2-8 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-7 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนไทย-ลาว จ.มุกดาหาร

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	861,724	908,295	463,816	447,558	2,681,393
2556	316,004	366,921	430,427	405,747	1,519,099

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมือง จ.มุกดาหาร

ตารางที่ 2-8 มูลค่าการค้าขายแดนทางด้านศุลกากรมุกดาหาร

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557 (ม.ค.-ก.ย.)	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	28,677.19	30,441.50	28,008.94	6.15	24.69
ส่งออก	12,006.95	11,978.75	11,939.47	-0.23	35.49
นำเข้า	16,670.24	18,462.75	16,069.46	10.75	17.72
ดุลการค้า	-4,663.30	-6,484.00	-4,129.99	-39.04	14.64

ที่มา : จากด่านศุลกากรมุกดาหาร จ.มุกดาหาร

หน่วย : ล้านบาท

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ น้ำมันดีเซล รถยนต์ อุปกรณ์และส่วนประกอบเครื่องจักรที่ใช้ในการก่อสร้าง น้ำมันเบนซิน เหล็กและเหล็กกล้า เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ ทองแดง ผลิตภัณฑ์ไม้แปรรูป ผัก ผลไม้ และของปรุงแต่งจากผลไม้ ลวดและสายเคเบิล เป็นต้น

5. อ.สะเดา จ.สงขลา

5.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.สะเดา ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของ จ.สงขลา มีพื้นที่ประมาณ 1,029.27 ตารางกิโลเมตร เป็นอำเภอหนึ่งที่มีพื้นที่ติดต่อกับประเทศมาเลเซีย และเป็นเมืองเศรษฐกิจที่สำคัญมากแห่งหนึ่งของชายแดนไทย-มาเลเซีย โดยมีด่านพรมแดนที่สำคัญ 2 ด่าน คือ พรมแดนไทย-มาเลเซีย (รัฐเคดาห์) ได้แก่ ด่านสะเดา และพรมแดนไทย-มาเลเซีย (รัฐปะลิส) ได้แก่ ด่านปาดังเบซาร์ มีอาณาเขตติดต่อกับเขตการปกครองข้างเคียงดังต่อไปนี้

- ทิศเหนือ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.คลองหอยโข่ง และ อ.หาดใหญ่
- ทิศใต้ มีอาณาเขตติดต่อกับรัฐเคดาห์ ประเทศมาเลเซีย
- ทิศตะวันออก มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.จะนะ และ อ.นาทวี
- ทิศตะวันตก มีอาณาเขตติดต่อกับรัฐปะลิส ประเทศมาเลเซีย อ.ควนโดน และ อ.ควนกาหลง จ.สตูล

ดังแสดงในรูปที่ 2-5

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)

5.5 สภาพเศรษฐกิจ

อ.สะเดา เป็นจุดกึ่งกลางระหว่างสองมหาสมุทร คือเป็นจุดกลางของอ่าวไทย และฝั่งทะเลอันดามัน (มหาสมุทรแปซิฟิกและมหาสมุทรอินเดีย) มีพื้นที่ “ด่านนอก” เป็นเขตเศรษฐกิจที่กำลังเติบโต มีด่านชายแดนที่มีการค้าขายและเป็นทางผ่านของสินค้าหลายชนิด แม้จะไม่มีพื้นที่ติดทะเล แต่ก็ยังเป็นพื้นที่ทางผ่านที่เชื่อม 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้กับ จ.สตูล ซึ่งเป็นทางผ่านแบบบังคับ

จุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์ ตั้งอยู่ที่ ถ.ปาดังเบซาร์ ต.ปาดังเบซาร์ อ.สะเดา จ.สงขลา เป็นชายแดนอีกแห่งหนึ่งที่เป็นที่ชื่นชอบของนักท่องเที่ยวชาวไทย จะมีร้านค้ามากมายอยู่ตรงข้ามทางฝั่งมาเลเซีย

จุดผ่านแดนถาวรด่านสะเดา ตั้งอยู่ที่บ้านไทย-จังโหลน ต.สำนักขาม อ.สะเดา จ.สงขลา บางครั้งเรียกว่า ด่านจังโหลน หรือ ด่านนอก เป็นด่านสำคัญในการเดินทางไปมาระหว่างไทยกับมาเลเซีย นักท่องเที่ยวมาเลเซียนิยมเดินทางเข้ามาท่องเที่ยวแถวด่านสะเดาเพื่อเลือกซื้อสินค้าราคาถูก ด่านสะเดาเป็นด่านที่อำนวยความสะดวกให้แก่ชาวมาเลเซีย มีโรงแรมหลายแห่งตั้งอยู่ริมถนนบริเวณด่าน มีแผงจำหน่ายสินค้า ส่วนนักท่องเที่ยวชาวไทยก็นิยมขับรถข้ามไปยังฝั่งมาเลเซีย เพื่อซื้อสินค้าจากห้างสรรพสินค้าปลอดภาษีต่างๆ เช่น บุหรี่ เหล้า น้ำหอม ช็อกโกแลต เสื้อผ้า แวนดา กระเป๋า เป็นต้น

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรด่านสะเดาและจุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์ อ.สะเดา จ.สงขลา แสดงในตารางที่ 2-9 และตารางที่ 2-10 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-9 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรด่านสะเดา จ.สงขลา

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	293,157	294,048	1,877,068	1,857,636	4,321,909
2556	473,525	497,680	2,065,880	2,040,461	5,077,546

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมืองอ.สะเดา จ.สงขลา

ตารางที่ 2-10 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์ จ.สงขลา

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	175,734	180,633	257,974	266,778	881,119
2556	175,722	183,184	291,195	321,482	971,583

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมืองอ.สะเดา จ.สงขลา

มูลค่าการค้าขายแดนที่ด้านศุลกากรสะเดา และด้านศุลกากรปาดังเบซาร์ อ.สะเดา
จ.สงขลา แสดงในตารางที่ 2-11 และตารางที่ 2-12 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-11 มูลค่าการค้าขายแดนทางด่านศุลกากรสะเดา

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557 (ม.ค.-ก.ย.)	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	310,052.34	330,022.68	262,314.66	6.44	8.51
ส่งออก	144,236.46	149,042.72	114,801.50	3.33	6.28
นำเข้า	165,815.88	180,979.96	147,513.16	9.15	10.3
ดุลการค้า	-21,579.42	-31,937.25	-32,711.67	-48	-27.22

ที่มา : จากด่านศุลกากรสะเดา จ.สงขลา

หน่วย : ล้านบาท

ตารางที่ 2-12 มูลค่าการค้าขายแดนทางด่านศุลกากรปาดังเบซาร์

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557 (ม.ค.-ก.ย.)	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	194,734.29	163,308.62	112,513.74	-16.14	-8.68
ส่งออก	152,059.21	133,453.74	88,057.99	-12.24	-12.32
นำเข้า	42,675.08	29,854.88	24,455.74	-30.04	7.34
ดุลการค้า	109,384.13	103,598.86	63,602.25	-5.29	-18.09

ที่มา : จากด่านศุลกากรปาดังเบซาร์ จ.สงขลา

หน่วย : ล้านบาท

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ ยางธรรมชาติ ยางผสม ไม้ยางแปรรูป ถุงมือยาง แผ่นไม้อัด เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ ฮาร์ดดิสก์ เมมโมรี่การ์ด ซีพียู ส่วนประกอบและอุปกรณ์
เครื่องจักร เพอร์นิเจอร์ วงจรอิเล็กทรอนิกส์ ยางสังเคราะห์ เครื่องสูบลม เป็นต้น

6. อ.เมือง จ.หนองคาย

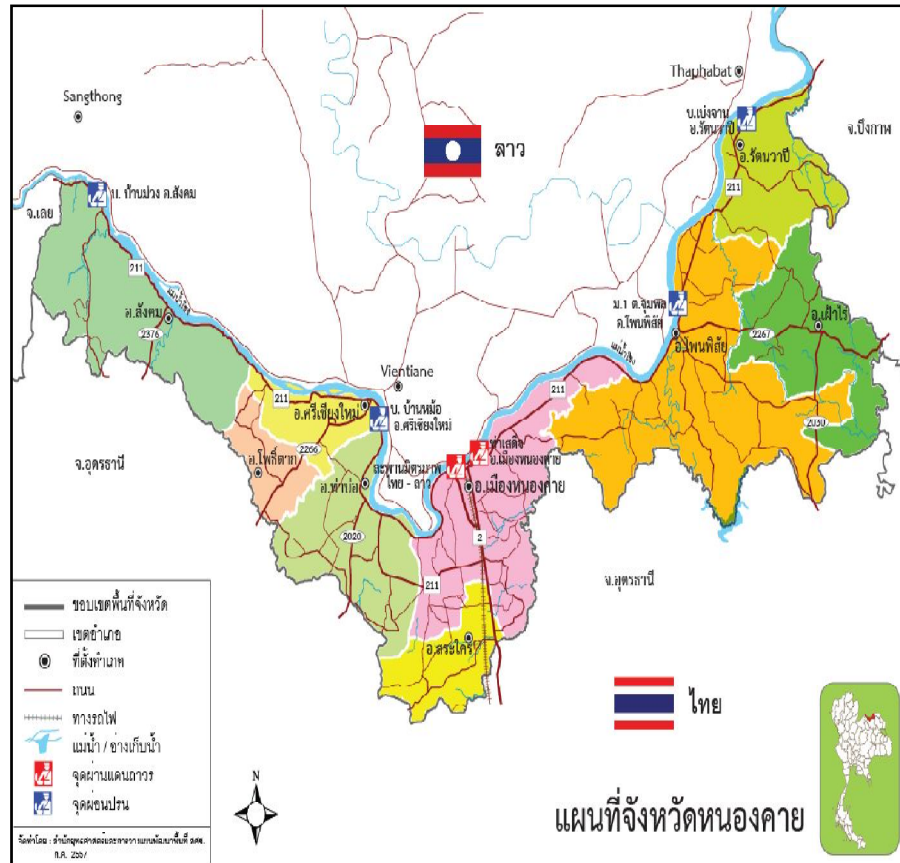
6.1 ที่ตั้ง และอาณาเขต

อ.เมือง จ.หนองคาย มีอาณาเขตติดต่อกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) มีพื้นที่ประมาณ 607.45 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ทางตอนกลางก่อนไปทางเหนือของแนวทอดยาวตามลำน้ำโขง มีระยะห่างจากกรุงเทพฯ ประมาณ 616 กิโลเมตร มีอาณาเขตติดต่อกับเขตการปกครองข้างเคียงดังนี้

- ทิศเหนือ มีอาณาเขตติดต่อกับนครหลวงเวียงจันทน์ สปป.ลาว
- ทิศใต้ มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.เพ็ญ จ.อุดรธานี และ อ.สระใคร

- ทิศตะวันออก มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.โพนพิสัย และ อ.เพี้ยภู จ.อุดรธานี
- ทิศตะวันตก มีอาณาเขตติดต่อกับ อ.ท่าบ่อ

ดังแสดงในรูปที่ 2-6



รูปที่ 2-6 ที่ตั้งและอาณาเขต อ.เมือง จ.หนองคาย

- 6.2 ลักษณะภูมิประเทศ
สภาพพื้นที่ส่วนใหญ่เป็นที่ลุ่ม โดยทั่วไปมีสภาพเป็นดินทราย สภาพป่ามีน้อยมาก และไม่มีภูเขา
- 6.3 ลักษณะภูมิอากาศ
สภาพภูมิอากาศเป็นแบบมรสุมมี 3 ฤดู คือ ฤดูร้อน ช่วงเดือน มี.ค.-มิ.ย. ฤดูฝน ช่วงเดือน ก.ค.-ก.ย. และฤดูหนาว ช่วงเดือน ธ.ค.-ก.พ.
- 6.4 แหล่งน้ำธรรมชาติ
แหล่งน้ำที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำโขง ลำน้ำสวย ลำน้ำห้วยคุก และบึงหนองคาย
- 6.5 สภาพเศรษฐกิจ
อ.เมือง จ.หนองคาย มีสะพานมิตรภาพไทย-ลาว ช่วยอำนวยความสะดวกในการขนส่งสินค้า ซึ่งเดิมขนถ่ายสินค้ากันโดยใช้แพขนานยนต์ ซึ่งมีความสำคัญในด้านการค้าและการท่องเที่ยว นักท่องเที่ยวทั่วไปที่ต้องการเดินทางจากหนองคายไปเวียงจันทน์ต้องใช้สะพานแห่งนี้ โดยบริเวณเชิง

สะพานจะมีด่านตรวจคนเข้าเมืองและศูนย์ให้บริการข่าวสารท่องเที่ยวตั้งอยู่ นอกจากนี้ยังมีตลาดท้องถิ่นที่สำคัญ ได้แก่ ตลาดท่าเสด็จ (ตลาดท่าเรือ หรือตลาดอินโดจีน) ตั้งอยู่ติดริมแม่น้ำโขง ในเขตเทศบาลเมือง จ.หนองคาย เป็นแหล่งรวมสินค้าแถบอินโดจีนและยุโรปตะวันออก มีทั้งผลิตภัณฑ์อาหารแห้งอาหารแปรรูป เครื่องใช้ไฟฟ้า เสื้อผ้า นาฬิกา เครื่องครัว เป็นต้น นอกจากนี้ท่าเสด็จยังเป็นด่านสำหรับคนท้องถิ่นข้ามไป สปป.ลาว ดังนั้นจะมีชาวลาวมาท่องเที่ยวและค้าขายอยู่บริเวณตลาดท่าเสด็จจำนวนมาก

จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพไทย-ลาว ตั้งอยู่ที่ ต.มีชัย อ.เมือง จ.หนองคาย เป็นเขตติดต่อกับเมืองหาดทรายฟอง (ด่านสากล) แขวงนครหลวงเวียงจันทน์ สปป.ลาว

สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพไทย-ลาว อ.เมือง จ.หนองคาย และมูลค่าการค้าชายแดน แสดงในตารางที่ 2-13 และตารางที่ 2-14 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-13 สถิติคนเข้า-ออก ณ จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพไทย-ลาว จ.หนองคาย

ปี	ใช้บัตรผ่านแดน		ใช้หนังสือเดินทาง		รวม
	เข้า	ออก	เข้า	ออก	
2555	1,161,544	1,204,494	1,482,950	1,469,310	5,318,298
2556	893,235	888,445	1,540,827	1,455,974	4,778,481

ที่มา : จากสำนักงานตรวจคนเข้าเมือง จ.หนองคาย

ตารางที่ 2-14 มูลค่าการค้าชายแดนทางด่านสะพานมิตรภาพไทย-ลาว

ประเภท	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557 (ม.ค.-ก.ย.)	%Δ 2556/2555	%Δ (ม.ค.-ก.ย.) 2557/2556
มูลค่ารวม	63,348.53	57,243.36	45,312.60	-9.64	7.51
ส่งออก	61,349.80	56,044.83	44,326.61	-8.65	7.52
นำเข้า	1,998.73	1,198.53	985.99	-40.04	7.00
ดุลการค้า	59,351.06	54,846.30	43,340.63	-7.59	7.53

ที่มา : จากด่านศุลกากรหนองคาย จ.หนองคาย

หน่วย : ล้านบาท

สินค้าส่งออกที่สำคัญ ได้แก่ ผลิตภัณฑ์น้ำมัน รถยนต์นั่งมีกระบะ เครื่องยนต์ดีเซล ของปรุงแต่งที่ใช้ในการเลี้ยงสัตว์ เครื่องดื่มรวมถึงน้ำอัดลม รถแทรกเตอร์ใช้ในการเกษตร โทรศัพท์มือถือ เครื่องโทรสาร เป็นต้น

สินค้านำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ รถยนต์ ชุดสายไฟรถยนต์สำเร็จรูป รถจักรยานยนต์ใหม่ ส่วนประกอบรองเท้า ลูกชิตเชื่อม หม้อแปลงไฟฟ้า หนังสือเด็ก เป็นต้น

บทที่ 3

ระบบไฟฟ้าปัจจุบัน

การไฟฟ้าในสังกัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีขอบเขตพื้นที่การจ่ายไฟครอบคลุมพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 6 พื้นที่ ประกอบด้วย

1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอแม่สอด มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.แม่สอด จ.ตาก ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับเมืองเมียวดี รัฐกะเหรี่ยง สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภออุ้มผาง มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.อุ้มผาง จ.ตาก ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับ เมืองปอยเปต จ.บันเตียเมียนเจย ราชอาณาจักรกัมพูชา

3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสาขาย่อยอำเภอคลองใหญ่ มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.คลองใหญ่ จ.ตราด ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับ จ.เกาะกง ราชอาณาจักรกัมพูชา

4) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดมุกดาหาร มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.เมือง จ.มุกดาหาร ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรเมืองมุกดาหาร และจุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 2 เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับแขวงสุวรรณเขต สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

5) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอสะเตด มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.สะเตด จ.สงขลา ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรด่านสะเตด และจุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์ เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับรัฐเคดาห์ ประเทศมาเลเซีย

6) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดหนองคาย มีพื้นที่จ่ายไฟครอบคลุม อ.เมือง จ.หนองคาย ซึ่งมีจุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 1 และจุดผ่านแดนถาวรด่านท่าเสาดี เป็นด่านการค้าชายแดนที่สำคัญของประเทศ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับนครหลวงเวียงจันทน์ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ระบบไฟฟ้าปัจจุบัน และระบบไฟฟ้าที่มีแผนงานอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว ในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 6 พื้นที่ สรุปได้ดังนี้

1. อ.แม่สอด จ.ตาก

1.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.แม่สอด ได้แก่ สถานีไฟฟ้าแม่สอด 1 (MSA) รับไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 เควี ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 2x50 เอ็มวีเอ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 59.32 เมกะวัตต์ (ต.ค. 2556) คิดเป็นร้อยละ 66 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-1-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.แม่สอด

สถานีไฟฟ้า		ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน			
1	แม่สอด 1	2x50*	58.50
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
-	-	-	-

หมายเหตุ : * หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ตารางที่ 3-1-2 สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ใน พื้นที่ อ.แม่สอด

สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี		ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (วงจร - กม.)
สายส่ง 115 เควี ปัจจุบัน			
-	-	-	-
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
1	สถานีไฟฟ้าแม่สอด (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าแม่ระมาด	1x400	36
2	สถานีไฟฟ้าตาก 2 (กฟผ.) – (สถานีไฟฟ้าแม่สอด (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าแม่ระมาด)	2x400	85

1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.แม่สอด มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่ายสรุปได้ดังตารางที่ 3-1-3

ตารางที่ 3-1-3 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่าย ในพื้นที่ อ.แม่สอด

ระบบจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลต์ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟภ.)		หม้อแปลงระบบ จำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
572.84	713.78	434	51,895	509	99,495
		รวม 943 เครื่อง 151,390 เควีเอ			

สถานีไฟฟ้าแม่สอด 1 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 10 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.แม่สอด จำนวน 4 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย จำนวน 1 วงจร และจ่ายไฟให้ อ.แม่สอด (บางส่วน) และอำเภอข้างเคียง ได้แก่ อ.พบพระ อ.แม่ระมาด อ.อุ้มผาง จำนวน 5 วงจร

ตารางที่ 3-1-4 ระบบจำหน่าย 22 เควี ของสถานีไฟฟ้าแม่สอด

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความต้องการ ใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าแม่สอด 1		
MSA01**	ทวีชัยแลนด์, ต.พะวอ,บ.ห้วยยะอุ,ต.ด่านแม่ละเมา,ตลาดริมเมย,บ.ท่าอาจ	8.70
MSA02*	รร.แม่สอดฮิลล์,ต.แม่ปะ,ต.แม่กาษา,ต.แม่จะเรอ,ต.แม่หละ,อ.ท่าสองยาง	5.50
MSA03*	อ.พบพระ,ต.รวมไทยพัฒนา,ต.ศิริราษฎร์,บ้านอู๋มเปี้ยม,ต.แม่กลองใหม่,อ.อุ้มผาง	6.60
MSA04*	อ.แม่สอดบางส่วน,ที่ว่าการอำเภอ,สถานีตำรวจ,เรือนจำ,รพ.พะวอ	5.10
MSA05*	ค่าย ตชด.,อ.แม่สอดบางส่วน,ต.ท่าสายลวด,ศุลกากรท่าอากาศยาน, เมืองเมียวดี	5.40
MSA06*	อ.แม่สอดบางส่วน,รพ.แม่สอด,บ.แม่ดาวแพะ	3.60
MSA07*	ต.แม่กุบ,แม่โกนเกน,บ.แม่ดาวแพะ,ต.ช่องแคบ	2.60
MSA08*	บริษัทผาแดงอินดัสทรี ,บ.บ้านแม่กุ ,บ.แม่ดาวใหม่	2.30
MSA09*	กฟอ.แม่สอด.,เทศบาลแม่สอด	7.00
MSA10*	ต.แม่ปะ,บ.ห้วยกระโหลก,อ.แม่ระมาด,ต.แม่กืตหลวง,บ้านกีกโก(เมียนมา)	9.50

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าแม่สอด (ต.ค. 2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.แม่สอด (**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านริมเมย

ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี ในพื้นที่ อ.แม่สอด ที่มีอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง มีจำนวนทั้งหมด 70 วงจร-กม.

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.ตาก สามารถสรุปได้ดังนี้

- พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ต.ท่าสายลวด อ.แม่สอด จ.ตาก ขนาดพื้นที่ประมาณ 5,603 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่ สถานีไฟฟ้าแม่สอด 1 วงจรที่ 1 (MSA01) โลင်းแยก ขนาดสาย 120A โดยมีขนาดสายบริเวณต้นทางสถานีไฟฟ้าเป็น 185 A ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 8.70 เมกะวัตต์

1.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.แม่สอด ตั้งแต่ ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-1-5 และ 3-1-6

ตารางที่ 3-1-5 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.แม่สอด

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	188.59	-
2554	198.98	5.51
2555	214.21	7.66
2556	238.45	11.32

ตารางที่ 3-1-6 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.แม่สอด

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	35,465	-
2554	37,177	4.83
2555	39,054	5.05
2556	41,601	6.52

2. อ.รัฐประเทศ จ.สระแก้ว

2.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.รัฐประเทศ ได้แก่ สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 1 (ARA) เป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 115/22 เควี ปัจจุบันติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 2x50 เอ็มวีเอ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 57.50 เมกะวัตต์ (ต.ค. 2556) คิดเป็นร้อยละ 64 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า กำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-2-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.รัฐประเทศ

สถานีไฟฟ้า		ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน			
1	อ.รัฐประเทศ 1	2x50	57.50
สถานีไฟฟ้า		ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
1	อ.รัฐประเทศ 2	2x50	คพส.9.3*

หมายเหตุ : * โครงการพัฒนาสถานีไฟฟ้าและสายส่ง ระยะที่ 9.3

สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 1 รับไฟฟ้าผ่านสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ช่วง สถานีไฟฟ้าวัฒนานคร (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 1 โดยมีรูปแบบการจ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล ตารางที่ 3-2-2 สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ในพื้นที่ อ.รัฐประเทศ

สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี		ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (วงจร – กม.)
สายส่ง 115 เควี ปัจจุบัน			
1	สถานีไฟฟ้าวัฒนานคร (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 1	2x400	27.52
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
1	สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 1 – สถานีไฟฟ้าอ.รัฐประเทศ 2	2x400	20

2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.รัฐประเทศ มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่าย สรุปได้ดังตารางที่ 3-2-3

ตารางที่ 3-2-3 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่ายในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ

ระบบจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟภ.)		หม้อแปลงระบบ จำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
457.11	713.34	434	41,435	277	37,845
		รวม 711 เครื่อง		79,280 เควีเอ	

สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 1 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 8 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ จำนวน 8 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก จำนวน 4 วงจร

ตารางที่ 3-2-4 ระบบจำหน่าย 22 เควี ของสถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 1

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความ ต้องการใช้ ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 1		
ARA01**	จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟบริเวณโรงแรมเมอร์เมท, ตลาดโรงเกลือ	2.30
ARA03**	จ่ายให้ราชอาณาจักรกัมพูชา	12.70
ARA05*	จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟบริเวณตลาดอรัญประเทศบ้านหนองหมื่นน้อย, บ้านโนนสาวเย์	10.50
ARA06*	จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟ อ.โคกสูงบางส่วน, อ.ตาพระยา	8.40
ARA07*	จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟบริเวณริมถนนสุวรรณศรไลน์ชั้นบนฝั่งขวา, ค่ายพระยาสุภาวดี, บ้านดงสูง	0.60
ARA08**	จ่ายให้ตลาดโรงเกลือ	11.60
ARA09*	จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟบริเวณริมถนนสุวรรณศรไลน์ชั้นล่างฝั่งซ้าย, วัดหลวงอรัญ, บ้านโนนป่าवान	3.10
ARA10**	จ่ายให้ราชอาณาจักรกัมพูชา	9.50

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 1 (ต.ค. 2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ (**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านคลองลึก

ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี ในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ ที่มีอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง มีจำนวนทั้งหมด 14 วงจร-กม.

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.สระแก้ว สามารถสรุปได้ดังนี้

- พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ต.ป่าไร่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว ขนาดพื้นที่ประมาณ 679 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่ สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 1 วงจรที่ 8 (ARA08) ขนาดสาย 50ACSR โดยมีขนาดสายบริเวณต้นทางสถานีไฟฟ้าเป็น 185 SAC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 11.60 เมกะวัตต์ พาดผ่านบริเวณถนนสายหลักที่ผ่านหน้าพื้นที่นิคมฯ

2.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ ตั้งแต่ ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-2-5 และ 3-2-6

ตารางที่ 3-2-5 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	205.10	-
2554	211.01	2.88
2555	231.34	9.64
2556	243.25	5.15

ตารางที่ 3-2-6 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.อรัญประเทศ

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	26,986	-
2554	27,691	2.61
2555	28,684	3.59
2556	29,993	4.56

3. อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

3.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ ได้แก่ สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ (KYA) เป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 115/22 เควี ปัจจุบันติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ขนาด 1x50 เอ็มวีเอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 16.80 เมกะวัตต์ (พ.ค. 2556) คิดเป็นร้อยละ 37 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-3-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่

สถานีไฟฟ้า		ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน			
1	คลองใหญ่	1x50	16.80
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
-	-	-	-

สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ รับไฟฟ้าผ่านสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ช่วง สถานีไฟฟ้าตราด (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ โดยมีรูปแบบการจ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล

ตารางที่ 3-3-2 สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ใน พื้นที่ อ.คลองใหญ่

สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี		ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (วงจร – กม.)
สายส่ง 115 เควี ปัจจุบัน			
1	สถานีไฟฟ้าตราด (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่	2x400	72
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
-	-	-	-

3.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่ายสรุปได้ดังตารางที่ 3-3-3

ตารางที่ 3-3-3 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงจำหน่าย ในพื้นที่ อ.คลองใหญ่

ระบบจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟผ.)		หม้อแปลงระบบจำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
143.68	372.15	76	8,250	144	27,905
		รวม 220 เครื่อง 36,155 เควีเอ			

สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 4 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ จำนวน 4 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก จำนวน 1 วงจร ตารางที่ 3-3-4 ระบบจำหน่าย 22 เควี ของสถานีไฟฟ้าคลองใหญ่

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
KYA02*	ต.ไม้รูดบางส่วน อ.คลองใหญ่ และบ้านสะพานหิน, บ้านแหลมกลัด	1.50
KYA04*	ต.คลองใหญ่ อ.คลองใหญ่	1.50
KYA05**	ต.หาดเล็ก ต.คลองใหญ่ อ.คลองใหญ่	10.10
KYA10*	ต.คลองใหญ่ อ.คลองใหญ่	2.00

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ (พ.ศ. 2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ (**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรบ้านหาดเล็ก

ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี ในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ ที่มีอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง มีจำนวนทั้งหมด 5.6 วงจร-กม.

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.ตราด สามารถสรุปได้ดังนี้

- พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ต.ไม้รูด อ.คลองใหญ่ จ.ตราด ขนาดพื้นที่ประมาณ 739 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่

- สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ วงจรที่ 1 (KYA01) และ วงจรที่ 6 (KYA06) ขนาดสาย 185PIC โดยปัจจุบันใช้เป็นวงจรสำรองสำหรับถ่ายเทโหลด

- สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ วงจรที่ 2 (KYA02) โล้นแยก ขนาดสาย 50A โดยมีขนาดสายบริเวณต้นทางสถานีไฟฟ้าเป็น 185PIC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 1.50 เมกะวัตต์

3.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่ ตั้งแต่ ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-3-5 และ 3-3-6

ตารางที่ 3-3-5 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.คลองใหญ่

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	72.91	
2554	71.37	-2.11
2555	81.98	14.85
2556	86.04	4.96

ตารางที่ 3-3-6 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.คลองใหญ่

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	5,939	
2554	6,059	2.02
2555	6,221	2.67
2556	6,369	2.38

4. อ.เมือง จ.มุกดาหาร

4.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร มีจำนวน 2 แห่ง ได้แก่ สถานีไฟฟ้า มุกดาหาร 1 (MDA) รับไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 เควี ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 2x50 เอ็มวีเอ ของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 28 เมกะวัตต์ (พ.ค. 2556) คิดเป็น ร้อยละ 31 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9) และสถานีไฟฟ้า มุกดาหาร 2 (MDB) รับไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 เควี ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 1x25 เอ็มวีเอ ของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 24 เมกะวัตต์ (เม.ย. 2556) คิดเป็นร้อยละ 107 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-4-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร

สถานีไฟฟ้า	ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน		
1 มุกดาหาร 1	2x50*	28.0
2 มุกดาหาร 2	1x25*	24.0

สถานีไฟฟ้า	ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ		
1 มุกดาหาร 2 (ปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเสื่อมสภาพ)	-	คชพ.3**

หมายเหตุ : * หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

** โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3

4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่าย สรุปได้ดังตารางที่ 3-4-2

ตารางที่ 3-4-2 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนหม้อแปลงจำหน่าย ในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร

ระบบจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลต์ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟภ.)		หม้อแปลงระบบ จำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
589.22	802.64	405	34,665	438	98,385
		รวม 843 เครื่อง 133,050 เควีเอ			

สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 8 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร จำนวน 8 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรเมืองมุกดาหาร จำนวน 1 วงจร

สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 7 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร จำนวน 7 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 2 จำนวน 1 วงจร

ตารางที่ 3-4-3 ระบบจำหน่าย 22 เควี ของสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1 และสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1		
MDA01*	เทศบาลเมืองมุกดาหาร	3.98
MDA02*	อ.ดอนตาล ฝั่งขวา	3.20
MDA03*	แนวถนน มุกดาหาร-อ.นิคมคำสร้อย ฝั่งซ้าย, อ.เลิงนกทา บางส่วน	2.80
MDA04*	เทศบาลเมืองมุกดาหาร	1.64
MDA05*	อ.คำชะอี	6.38
MDA06*	เทศบาลเมืองมุกดาหาร บางส่วน, แนวถนน มุกดาหาร-ดอนตาล ฝั่งซ้าย	5.20
MDA07*	เทศบาลเมืองมุกดาหาร	2.40
MDA08**	ด่านอำเภอเมืองมุกดาหาร, เทศบาลเมืองมุกดาหาร	2.80
สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2		
MDB01*	แนวถนน จ.มุกดาหาร - อ.นิคมคำสร้อย ฝั่งขวา, อ.นิคมคำสร้อย	4.90
MDB02*	อ.หว้านใหญ่	2.00
MDB03**	ด่านสะพานมิตรภาพไทย-ลาวแห่งที่ 2, แนว ถนน จ.มุกดาหาร - อ.นิคมคำสร้อย ฝั่งซ้าย, อ.นิคมคำสร้อย	5.10
MDB04*	แนว ถนน มุกดาหาร - อ.ธาตุพนม, บ.คำป่าหลาย	4.40
MDB05*	อ.คำชะอี	7.90
MDB06*	อ.ดงหลวง	4.90
MDB09*	โรงไฟฟ้า สหเรือ (VSPP) (express line)	8.00

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1 (พ.ศ. 2556) และสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 (เม.ย.2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร

(**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรเมืองมุกดาหาร, จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 2 ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 เควี ในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร ที่มีอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว ปัจจุบันก่อสร้างแล้วเสร็จเรียบร้อยแล้ว

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.มุกดาหาร สามารถสรุปได้ดังนี้

- พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ต.คำอาฮวน อ.เมือง จ.มุกดาหาร ขนาดพื้นที่ประมาณ 1,085 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 วงจรที่ 1 (MDB01) โล้นแยกขนาดสาย 50 ACSR โดยมีขนาดสายบริเวณต้นทางสถานีไฟฟ้าเป็น 185 PIC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 4.90 เมกะวัตต์

4.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร ตั้งแต่ ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-4-4 และ 3-4-5

ตารางที่ 3-4-4 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	103.79	-
2554	107.04	3.13
2555	138.38	29.28
2556	153.66	11.05

ตารางที่ 3-4-5 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	32,874	-
2554	33,727	2.59
2555	34,674	2.81
2556	35,881	3.48

5. อ.สะเดา จ.สงขลา

5.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่ อ.สะเดา ได้แก่ สถานีไฟฟ้าสะเดา 1 (SQA) รับไฟฟ้าระดับแรงดัน 33 เควี ผ่านหม้อแปลงขนาด 2x25 เอ็มวีเอ ของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 36.30 เมกะวัตต์ (ส.ค. 2556) คิดเป็นร้อยละ 81 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า กำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9) และ สถานีไฟฟ้าพังลาเป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 115/33 เควี ปัจจุบันติดตั้งหม้อแปลงขนาด 2x50 เอ็มวีเอ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 43.40 เมกะวัตต์ (ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ก.พ. 2556) คิดเป็นร้อยละ 48 ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-5-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

สถานีไฟฟ้า		ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน			
1	สะเดา 1	2x25*	20.80
2	พังลา	2x50	43.40
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ			
1	-	-	-

หมายเหตุ : * หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สถานีไฟฟ้าพังลา รับไฟผ่านสายส่ง 115 เควี ช่วง สถานีไฟฟ้าคลองแงะ (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าพังลา โดยมีรูปแบบการจ่ายไฟเป็นแบบเบรเดียล

ตารางที่ 3-5-2 สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี ในพื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี		ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (วงจร – กม.)
สายส่ง 115 เควี ปัจจุบัน			
1	สถานีไฟฟ้าคลองแงะ (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าพังลา	2x400	13.17

5.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.สะเดา มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่ายติดตั้ง สรุปได้ดังตารางที่ 3-5-3

ตารางที่ 3-5-3 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า ในพื้นที่ อ.สะเดา

ระบบจำหน่าย แรงดัน 33 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟผ.)		หม้อแปลงระบบ จำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
791.96	1146.69	789	62,505	461	226,550
		รวม 1250 เครื่อง 289,055 เควีเอ			

สถานีไฟฟ้าสะเดา 1 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่าย 33 เควี จำนวนทั้งหมด 10 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.สะเดา จำนวน 10 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์ จำนวน 2 วงจร

สถานีไฟฟ้าพลังา ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่าย 33 เควี จำนวนทั้งหมด 10 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.สะเดา ทั้ง 10 วงจร

ตารางที่ 3-5-4 ระบบจำหน่าย 33 เควี ปัจจุบันของสถานีไฟฟ้าสะเดา 1 และ สถานีไฟฟ้าพลังา

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าสะเดา 1		
SQA01*	สำรอง	-
SQA02**	บ.ปาดังเบซาร์,บ.คลองร่า,บ.บางควาย,บ.ทุ่งปราบ,บ.ทับโกบ,บ.โคกส้มโอ ต.ปาดังเบซาร์	2.70
SQA03*	สำรอง	-
SQA04*	ไปทาง อ.สะเดา(ฝั่งขวา),บริษัทท้อปโกลีบ,บริษัทยูโรเซรามิค	4.40
SQA05*	อ.สะเดา(ฝั่งซ้าย),บริษัทเซฟสกิน	7.80
SQA06**	ตลาดปาดังบางส่วน,บ.เขารูปช้าง,บ.ทุ่งปราบ,ร.พ.ปาดัง,บ.ต้นพยอม	3.80
SQA07*	บ.ควนกุล,บ.หน้าอ้ว,บริษัทหน้าอ้ว	4.20
SQA08*	บ.ตะเคียนเภา,บ.หลังสวน,บ.ปรักใต้	0.80
SQA09*	ไปทาง อ.สะเดา(ฝั่งขวา),บ.ห้วยคู,ตลาดสะเดา	2.40
SQA10*	อ.สะเดา-คลองแงะ(ฝั่งซ้าย),บริษัทหาดก้ำกั๊ด,บ.หัวถนน-หัวเลี้ยวนายหมี่	3.90
สถานีไฟฟ้าพลังา		
PAL01*	บ.บาโรย,บ.คลองแงะบางส่วน	0.60
PAL02*	บ.คลองแงะบางส่วน,บ.เขามี่เกียรติ,บ.ท่าไต้ ต.เขามี่เกียรติ	3.10
PAL03*	บ.ควนสะตอ,บ.บาโรย	2.90
PAL04*	ถ.กาญจนวนิช (ฝั่งขวา)	2.60
PAL05*	บ.รับเบอร์แลนด์,บริษัทหาดสินรับเบอร์จำกัด,บ.ทุ่งลุง,ค่ายรัตนพล	5.00
PAL06*	บริษัทห้วยไถ่รับเบอร์,บริษัทมงคลพลาสติก,บ.คลองแงะบางส่วน	2.80
PAL07*	บริษัททรัพย์มีลาเท็กซ์,บ.เขามี่เกียรติ,ต.พลังา	3.80
PAL08*	บริษัทแซมเปอร์เฟคเอเชีย,บริษัทสยามแซมเปอร์เมต4	7.20
PAL09*	บริษัทเซฟสกิน(บ้านทุ่งลุง)	8.00
PAL10*	ถ.กาญจนวนิช (ฝั่งซ้าย),บริษัทสยามแซมเปอร์เมท(สาขา1,2)	8.00

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าสะเดา 1 (ส.ค. 2556) และ สถานีไฟฟ้าพลังา (ก.พ.2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรด่านปาดังเบซาร์

(**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรด่านสะเดา

ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 33 เควี ในพื้นที่ อ.สะเดา ที่มีอนุมัติงบประมาณให้ดำเนินการแล้ว และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง มีจำนวนทั้งหมด 10 วงจร-กม.

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.สงขลา สามารถสรุปได้ดังนี้

- พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ต.สำนักขาม อ.สะเดา จ.สงขลา ขนาดพื้นที่ประมาณ 1,095 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่ สถานีไฟฟ้าสะเดา 1 วงจรที่ 4 (SQA04) ขนาดสาย 185 SAC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 4.40 เมกะวัตต์ พาดผ่านบริเวณถนนสายหลักที่ผ่านหน้าพื้นที่นิคมฯ

5.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.สะเดา ตั้งแต่ ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-5-5 และ 3-5-6

ตารางที่ 3-5-5 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.สะเดา

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	896	-
2554	950	6.07
2555	981	3.24
2556	1,087	10.78

ตารางที่ 3-5-6 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.สะเดา

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	51,450	-
2554	57,754	12.25
2555	60,649	5.01
2556	70,466	16.19

6. อ.เมือง จ.หนองคาย

6.1 ระบบสถานีไฟฟ้าและสายส่ง

สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย ได้แก่ สถานีไฟฟ้าหนองคาย 1 (NKA) รับไฟฟ้าระดับแรงดัน 22 เควี ผ่านหม้อแปลงขนาด 2x50 เอ็มวีเอ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 27.90 เมกะวัตต์ (ส.ค. 2556) คิดเป็นร้อยละ 31 ของ พิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า (คิดที่ค่า Power Factor = 0.9)

ตารางที่ 3-6-1 สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟใน พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

สถานีไฟฟ้า	ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (เอ็มวีเอ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าปัจจุบัน		
1 หนองคาย 1	2x50*	27.90
แผนงานที่มีอนุมัติงบประมาณ		
1 -	-	-

หมายเหตุ : * หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของ กฟผ.

6.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำนวนหม้อแปลงระบบจำหน่ายไฟฟ้าติดตั้ง สรุปได้ดังตารางที่ 3-6-2

ตารางที่ 3-6-2 ความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า ในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

ระบบจำหน่าย แรงดัน 22 เควี (วงจร-กม.)	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วงจร-กม.)	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (กฟผ.)		หม้อแปลงระบบ จำหน่าย (ผู้ใช้ไฟ)	
		(เครื่อง)	(เควีเอ)	(เครื่อง)	(เควีเอ)
253.86	299.43	437	45,550	523	99,380
		รวม 960 เครื่อง 144,930 เควีเอ			

สถานีไฟฟ้าหนองคาย 1 ปัจจุบันจ่ายไฟระบบจำหน่าย 22 เควี จำนวนทั้งหมด 10 วงจร โดยจ่ายไฟในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย จำนวน 10 วงจร และจ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพ แห่งที่ 1 และจุดผ่านแดนถาวรท่าเสาใต้ จำนวน 2 วงจร ได้แก่ NKA07 และ NKA09 ตามลำดับ

ตารางที่ 3-6-3 ระบบจำหน่าย 22 เควี ปัจจุบันของสถานีไฟฟ้าหนองคาย 1

วงจรที่	พื้นที่จ่ายไฟ	ความต้องการ ใช้ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
สถานีไฟฟ้าหนองคาย 1		
NKA01	อ.เมืองหนองคาย โรงแรมหนองคายแกรนด์ ศูนย์ฝึกอาชีพ	0.13
NKA02	โหลดตามแนวถนนหนองคาย - ท่าบ่อ (ฝั่งทิศเหนือ)	1.65
NKA03	โหลดตามแนวถนนหนองคาย - อุดรฯ (ฝั่งทิศตะวันตก) อ.สระใคร	0.76
NKA04	บ้านเมืองบาง อนามัยเก่า ศูนย์เพาะชำ อ.เมืองหนองคาย	2.54
NKA05	โหลดตามแนวถนนหนองคาย - อุดรฯ (ฝั่งทิศตะวันออก) อ.เพ็ญ	5.21
NKA06	อ.เมืองหนองคายบางส่วน (ริมโขง)	2.03
NKA07*	อ.เมืองหนองคายบางส่วน หนองคายลิซซิ่ง	8.25
NKA08	โหลดตามแนวถนนหนองคาย - ท่าบ่อ (ฝั่งทิศใต้)	5.59
NKA09**	อ.เมืองหนองคายบางส่วน หน้าอนุสาวรีย์ฯ ข้างเทศบาล	6.35
NKA10	บ้านจอมมณี บ้านท่ามะเฟือง	1.52

หมายเหตุ : ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าหนองคาย 1 (ส.ค. 2556)

(*) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรสะพานมิตรภาพแห่งที่ 1

(**) วงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนถาวรท่าเสาดี

สำหรับระบบไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ที่จะจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จ.หนองคาย สามารถสรุปได้ดังนี้

1) พื้นที่นิคมอุตสาหกรรมหนองคาย ต.โพนสว่าง อ.เมือง จ.หนองคาย ซึ่งมีมติที่ประชุมการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) ให้จัดตั้งเป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมโดยให้ กนอ. ดำเนินการร่วมกับภาคเอกชน ขนาดพื้นที่ประมาณ 2,960 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่

- สถานีไฟฟ้าหนองคาย 1 วงจรที่ 8 (NKA08) ขนาดสาย 120 SAC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 5.59 เมกะวัตต์ พาดผ่านบริเวณถนนสายหลักที่ผ่านหน้าพื้นที่นิคมฯ

2) พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม บ.ไชยา ต.สระใคร อ.สระใคร จ.หนองคาย ขนาดพื้นที่ประมาณ 718 ไร่ มีระบบไฟฟ้าที่พาดผ่าน ได้แก่

- สถานีไฟฟ้าหนองคาย 1 วงจรที่ 3 (NKA03) โล้นแยก ขนาดสาย 50A โดยมีขนาดสายบริเวณต้นทางสถานีไฟฟ้าเป็น 185SAC ค่าความต้องการใช้ไฟสูงสุดเท่ากับ 0.76 เมกะวัตต์

6.3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย ตั้งแต่ปี 2553 – 2556 เป็นดังตารางที่ 3-6-4 และ 3-6-5 ตามลำดับ

ตารางที่ 3-6-4 สถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

ปี	หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	150	-
2554	157	4.85
2555	169	7.61
2556	176	4.55

ตารางที่ 3-6-5 สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟในพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

ปี	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	เพิ่มขึ้นร้อยละ
2553	40,676	-
2554	41,865	2.92
2555	43,667	4.30
2556	45,483	4.16

บทที่ 4

การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

1. ข้อมูลประกอบการพยากรณ์

การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เป็นส่วนเริ่มต้นที่ใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้กับพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 6 พื้นที่ ได้แก่ อ.แม่สอด จ.ตาก, อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว, อ.คลองใหญ่ จ.ตราด, อ.เมือง จ.มุกดาหาร, อ.สะเดา จ.สงขลา และ อ.เมือง จ.หนองคาย ซึ่งพื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ตั้งจุดผ่านแดนถาวรที่ติดต่อกับประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อพิจารณาจุดผ่านแดนถาวรทั่วประเทศโดยจำแนกตามกลุ่มที่อยู่ติดกับประเทศเพื่อนบ้านทั้ง 4 ประเทศ แล้วคำนวณหาความหนาแน่นของหม้อแปลงจำหน่ายติดตั้ง (เควีเอ/ตร.กม.) โดยจะได้จุดผ่านแดนที่มีความหนาแน่นของหม้อแปลงจำหน่ายติดตั้งสูงสุด (เควีเอ/ตร.กม.) จำแนกตามประเทศเพื่อนบ้าน ดังตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 ความหนาแน่นของหม้อแปลงจำหน่ายติดตั้งสูงสุด (เควีเอ/ตร.กม.)

ประเทศ	จุดผ่านแดน	ความหนาแน่นโหลด (เควีเอ/ตร.กม.)
กัมพูชา	ด่านตรวจคนเข้าเมืองอรัญประเทศ	3,253
เมียนมา	จุดผ่านแดนถาวรสะพานแม่น้ำสาย จ.เชียงราย	4,073
สปป.ลาว	ท่าเรือด่านศุลกากรเชียงของ จ.เชียงราย	1,471
มาเลเซีย	ด่านพรมแดนสะเดา	8,029

จากค่าสูงสุดของความหนาแน่นของหม้อแปลงจำหน่ายติดตั้ง (เควีเอ/ตร.กม.) ทั้ง 4 ประเทศ นำไปหาอัตราการเติบโตการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังเฉลี่ย 10 ปี จากสถิติหน่วยจำหน่ายของการไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับจุดผ่านแดนถาวรดังกล่าว เพื่อนำไปเป็นตัวแทนในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ

ตารางที่ 4-2 อัตราการเติบโตเฉลี่ยของการไฟฟ้า

ประเทศ	การไฟฟ้าสังกัด	อัตราการเติบโตเฉลี่ย 10 ปี (ร้อยละ)
กัมพูชา	กฟอ. อรัญประเทศ	9.97
เมียนมา	กฟอ. แม่สาย	10.05
สปป.ลาว	กฟส. อ.เชียงของ	12.65
มาเลเซีย	กฟอ. สะเดา	6.25

2. สมมติฐานในการพยากรณ์

กำหนดสมมติฐานในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ดังนี้

1. เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ประกอบด้วย เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จำนวน 6 พื้นที่ ได้แก่ อ.แม่สอด จ.ตาก, อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว, อ.คลองใหญ่ จ.ตราด, อ.เมือง จ.มุกดาหาร, อ.สะเดา จ.สงขลา และ อ.เมือง จ.หนองคาย

2. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จะใช้ข้อมูล การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายสถานีไฟฟ้าชุด สิงหาคม 2555 ที่ปรับค่าจริงในปี 2555 - 2556 ในการพยากรณ์ โดยจะพิจารณาสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับการไฟฟ้าหรืออำเภอที่มีเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษตั้งอยู่ สำหรับอัตราการเติบโตการใช้ไฟฟ้าเมื่อมีการจัดตั้งเป็นเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษในปี 2557 - 2574 จะใช้อัตราการเติบโตการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังเฉลี่ย 10 ปี ของการไฟฟ้าที่มีความหนาแน่นของหม้อแปลง จำหน่ายติดตั้งสูงสุดของแต่ละประเทศเพื่อนบ้านที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษตั้งอยู่

3. วิธีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

1. พิจารณาปริมาณการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ยกตัวอย่าง เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ อ.แม่สอด จ.ตาก ปัจจุบันรับไฟจากสถานีไฟฟ้าแม่สอด จึงนำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแม่สอดมาพิจารณา เป็นต้น

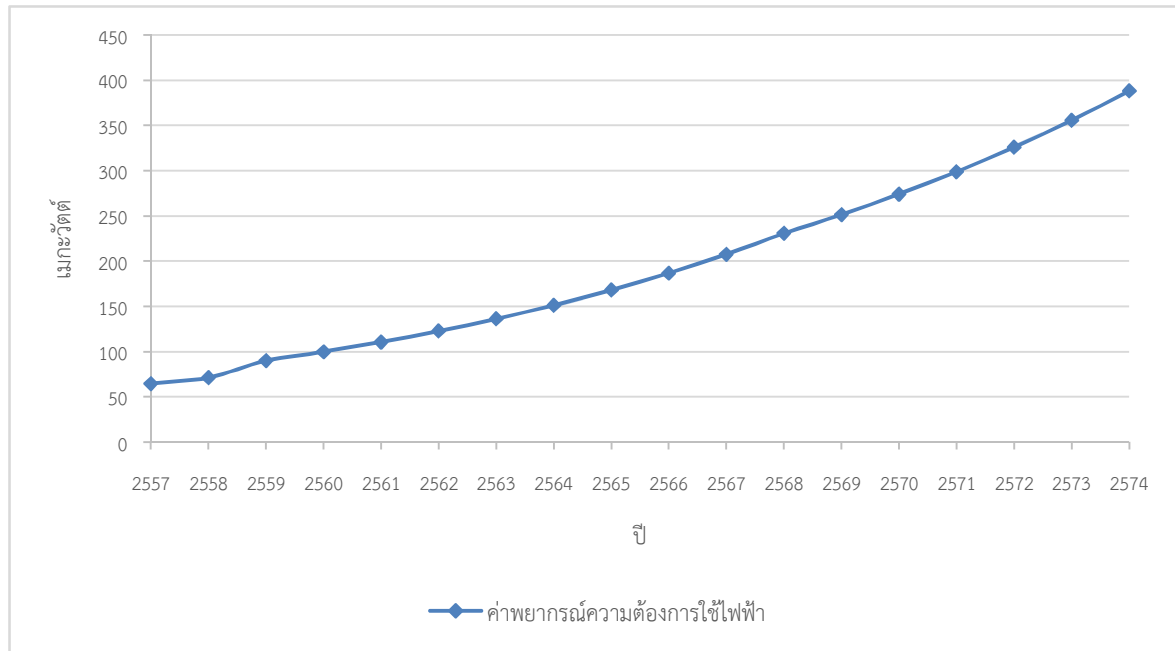
2. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 - 2574 ของ อ.แม่สอด จ.ตาก ซึ่งมี อาณาเขตติดต่อกับประเทศเมียนมา โดยให้อัตราการเติบโตการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยร้อยละ 10.05 ตามตารางที่ 4-2 นอกจากนี้พื้นที่ อ.แม่สอด ยังมีแผนการจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมเพื่อรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ จำนวน 5,603 ไร่ จึงต้องทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉพาะพื้นที่ของนิคมฯ ดังกล่าว แล้วนำ ผลการพยากรณ์ฯ ที่ได้ไปรวมกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของ อ.แม่สอด ที่คำนวณได้ก่อนหน้านี้ ซึ่งผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก ใน ปี 2557 - 2574 เมื่อมีเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษเกิดขึ้น แสดงในตารางที่ 4-3

3. ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก จำนวน 6 พื้นที่ แสดงในตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-3 ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก

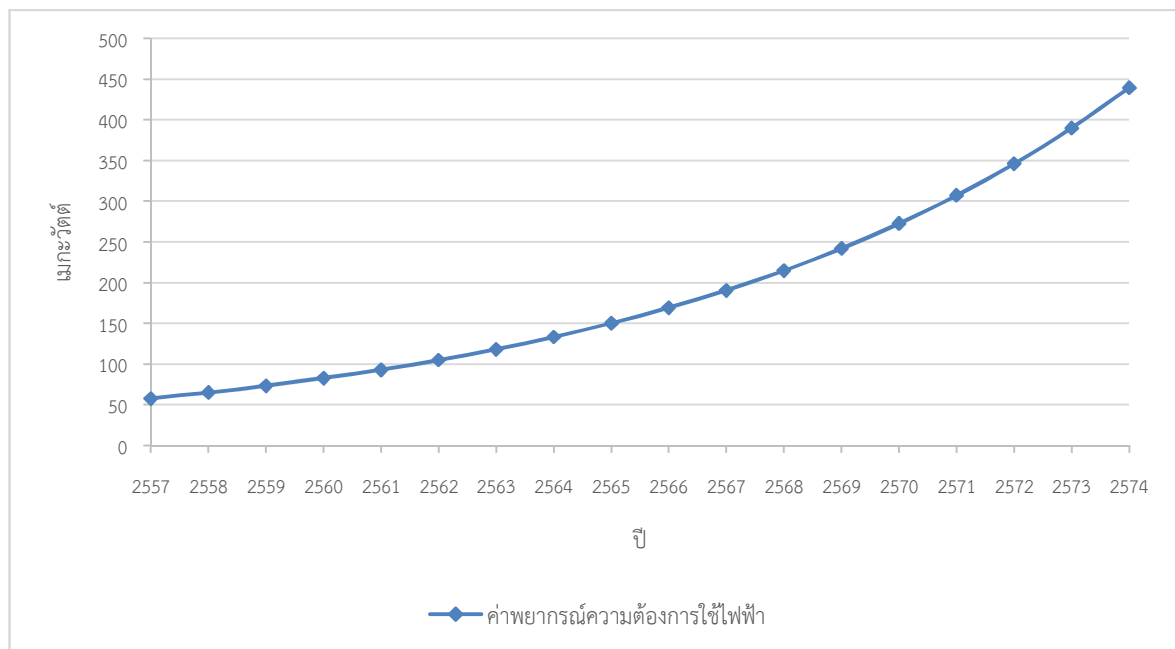
ปี	พยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก		
	อ.แม่สอด (เมกะวัตต์)	นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่ 5,603 ไร่ (เมกะวัตต์)	รวม (เมกะวัตต์)
2557	65.26		65.26
2558	71.82		71.82
2559	79.04	11.49	90.52
2560	86.98	13.34	100.32
2561	95.72	15.49	111.21
2562	105.34	17.98	123.32
2563	115.93	20.87	136.80
2564	127.58	24.23	151.81
2565	140.40	28.14	168.54
2566	154.51	32.67	187.18
2567	170.04	37.93	207.97
2568	187.13	44.04	231.16
2569	205.93	45.83	251.76
2570	226.63	47.69	274.32
2571	249.41	49.63	299.04
2572	274.47	51.66	326.13
2573	302.05	53.76	355.81
2574	332.41	55.95	388.36

พื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 65.3 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 9.2 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 10.05 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.แม่สอด จะเพิ่มขึ้นเป็น 170.0 เมกะวัตต์ และเมื่อรวมกับค่าพยากรณ์ของนิคมฯ อีก 38.0 เมกะวัตต์ จะทำให้พื้นที่ อ.แม่สอด มีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม 208.0 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-2



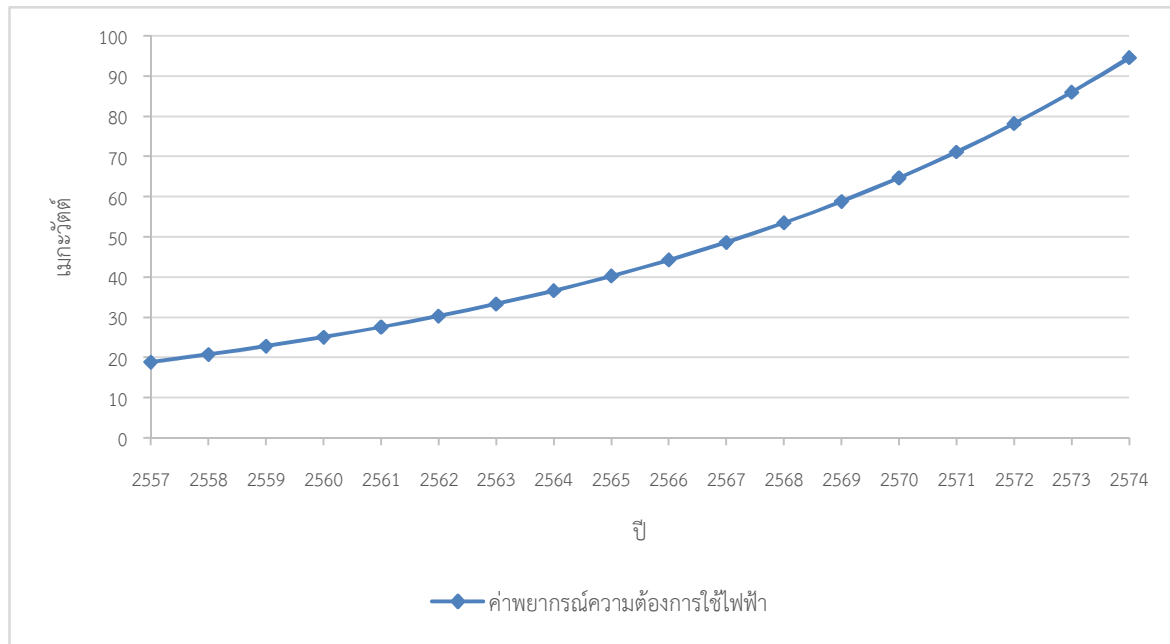
รูปที่ 4-2 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.แม่สวด จ.ตาก

พื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 63.2 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 9.46 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 9.97 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.อรัญประเทศ จะเพิ่มขึ้นเป็น 163.6 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-3



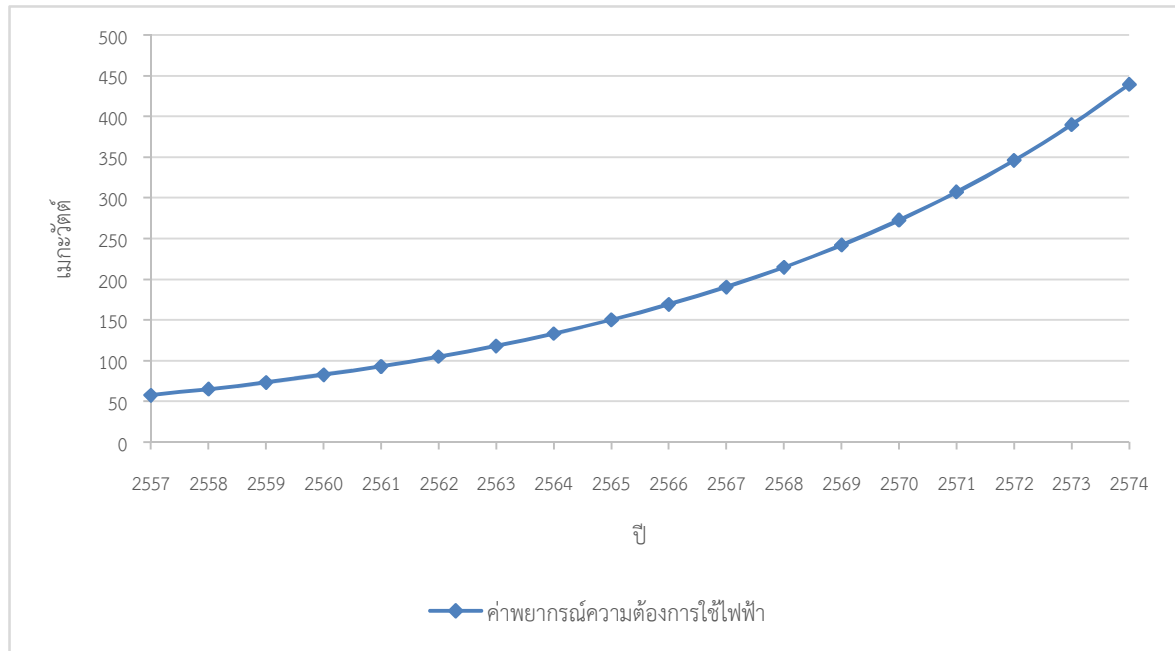
รูปที่ 4-3 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 18.8 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 7.25 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 9.97 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.คลองใหญ่จะเพิ่มขึ้นเป็น 48.6 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-4



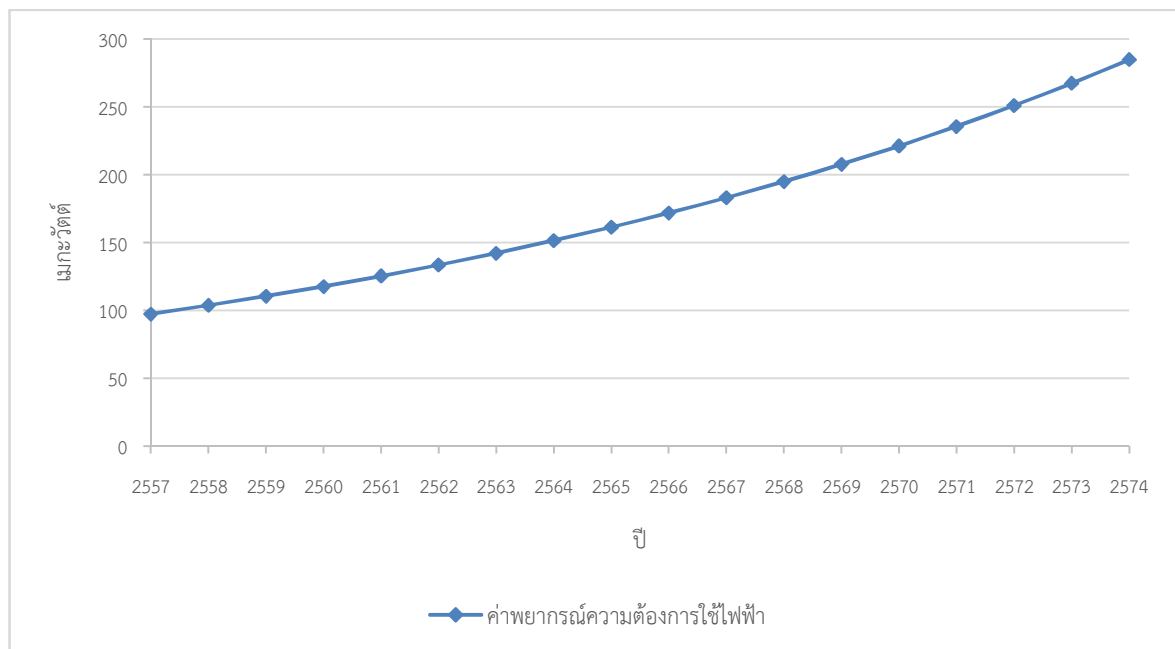
รูปที่ 4-4 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 58.0 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 9.22 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 12.65 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.เมืองมุกดาหาร จะเพิ่มขึ้นเป็น 190.9 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-5



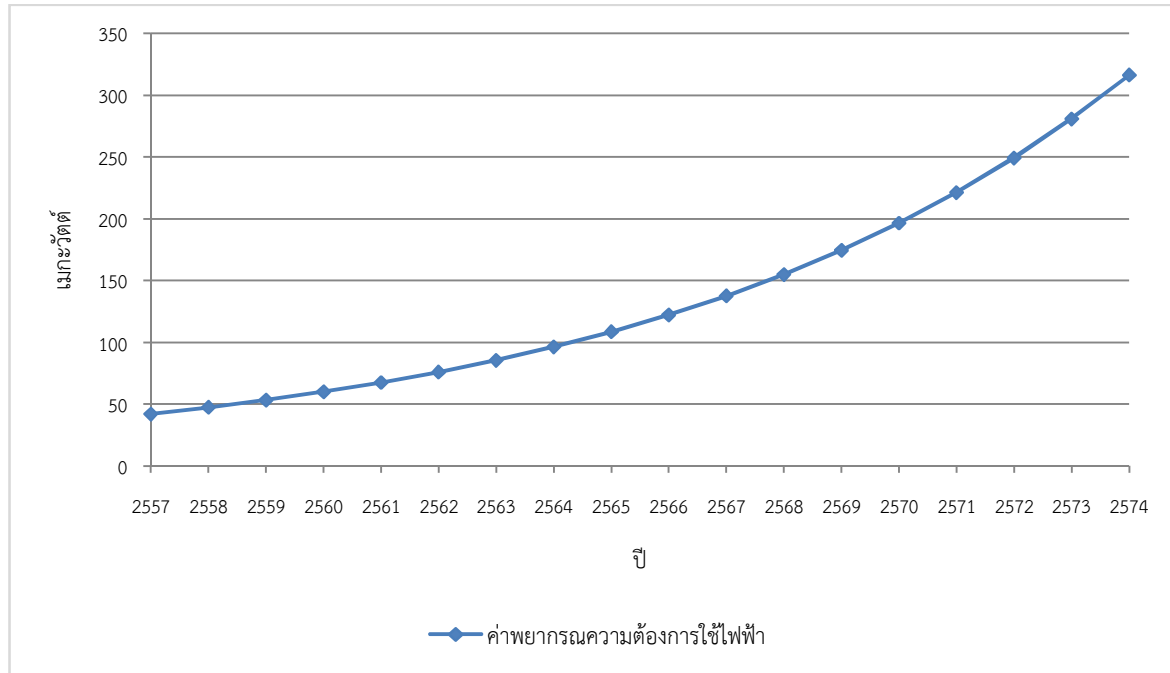
รูปที่ 4-5 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร

พื้นที่ อ.เสเดา จ.สงขลา มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 97.4 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 5.39 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 6.25 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.เสเดา จะเพิ่มขึ้นเป็น 183.1 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-6



รูปที่ 4-6 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.เสเดา จ.สงขลา

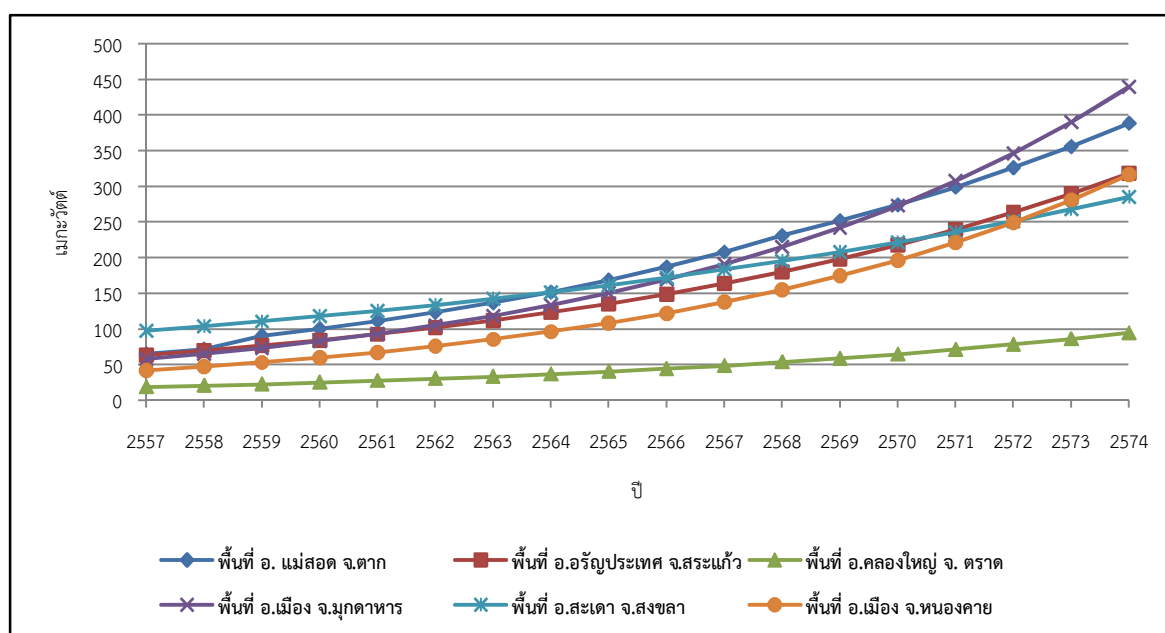
พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2557 เท่ากับ 41.76 เมกะวัตต์ โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 6.37 ต่อปี และเมื่อมีการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษแล้ว คาดว่าจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณร้อยละ 12.65 ต่อปี ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 ของพื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย จะเพิ่มขึ้นเป็น 137.41 เมกะวัตต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-7



รูปที่ 4-7 กราฟแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

ตารางที่ 4-4 ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 6 พื้นที่

ปี	พื้นที่ อ. แม่สอด จ.ตาก (เมกะวัตต์)	พื้นที่ อ.รัฐประเทส จ.สระแก้ว (เมกะวัตต์)	พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด (เมกะวัตต์)	พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร (เมกะวัตต์)	พื้นที่ อ.เสเตา จ.สงขลา (เมกะวัตต์)	พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย (เมกะวัตต์)
2557	65.26	63.23	18.80	58.01	97.36	41.76
2558	71.82	69.54	20.68	65.35	103.71	47.04
2559	90.52	76.47	22.74	73.62	110.47	52.99
2560	100.32	84.09	25.01	82.93	117.67	59.69
2561	111.21	92.48	27.50	93.43	125.34	67.24
2562	123.32	101.70	30.24	105.24	133.52	75.75
2563	136.80	111.84	33.26	118.56	142.22	85.33
2564	151.81	122.99	36.58	133.55	151.49	96.13
2565	168.54	135.25	40.22	150.45	161.37	108.29
2566	187.18	148.73	44.23	169.48	171.89	121.98
2567	207.97	163.56	48.64	190.92	183.10	137.41
2568	231.16	179.87	53.49	215.07	195.04	154.8
2569	251.76	197.80	58.82	242.28	207.75	174.38
2570	274.32	217.52	64.69	272.93	221.30	196.44
2571	299.04	239.21	71.14	307.45	235.73	221.29
2572	326.13	263.06	78.23	346.34	251.10	249.28
2573	355.81	289.29	86.03	390.16	267.47	280.81
2574	388.36	318.13	94.61	439.51	284.91	316.34



บทที่ 5

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับ การจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

1. วัตถุประสงค์

พัฒนาระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 เควี ขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดัน 22, 33 เควี รวมทั้งติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย และก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380/220 โวลต์ เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าบริเวณพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ได้อย่างเพียงพอและมีความมั่นคงเชื่อถือได้

2. หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดทำหลักเกณฑ์ในการวางแผนระบบไฟฟ้าหรือ Power System Planning Criteria เพื่อใช้เป็นแนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้า โดยมีเกณฑ์ที่สำคัญ ดังนี้

2.1 เกณฑ์ด้านแรงดัน (Voltage Criteria)

การวางแผนระบบไฟฟ้ามีเกณฑ์ด้านแรงดัน ดังต่อไปนี้

หน่วย : โวลต์

แรงดันพิกัด	กรณีปกติ		กรณีฉุกเฉิน	
	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด
230,000	218,500	241,500	207,000	253,000
115,000	109,200	120,700	103,500	126,500
33,000	31,300	34,700	29,700	36,300
22,000	20,900	23,100	19,800	24,200
380	342	418	342	418
220	200	240	200	240

2.2 เกณฑ์ด้านพิกัดการจ่ายไฟ (Loading Criteria)

ในการวางแผนระบบไฟฟ้ากำหนดพิกัดการจ่ายไฟของอุปกรณ์ ดังต่อไปนี้

อุปกรณ์	กรณีปกติ	กรณีฉุกเฉิน
สายส่ง		
- เรเดียล	80% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
- วงรอบ	50% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
สายจำหน่ายแรงสูง		
- เรเดียล	80% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
- วงรอบ	50% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
สายจำหน่ายแรงต่ำ	80% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	75% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา
		112% พิกัด ภายใน 4 ชั่วโมง
หม้อแปลงจำหน่าย	80% พิกัด	100% พิกัด ไม่จำกัดเวลา

2.3 ความสามารถในการจ่ายไฟของสายไฟฟ้า

1) สายส่งเหนือดิน (A) หรือสายเคเบิลใต้ดิน (XLPE) มี 2 กลุ่ม ดังนี้

- 1x400A หรือ 1x800XLPE รองรับการต้องการใช้ไฟฟ้าในสภาวะปกติไม่เกิน 160 เอ็มวีเอ
- 2x400A หรือ 2x800XLPE รองรับการต้องการใช้ไฟฟ้าในสภาวะปกติไม่เกิน 320 เอ็มวีเอ

2) สายจำหน่ายแรงสูง (Main Line)

- วงจร 22 เควี รองรับการต้องการใช้ไฟฟ้าในสภาวะปกติ ไม่เกิน 8 เอ็มวีเอ
- วงจร 33 เควี รองรับการต้องการใช้ไฟฟ้าในสภาวะปกติ ไม่เกิน 10 เอ็มวีเอ

2.4 การแบ่งพื้นที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้า

ตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าแบ่งพื้นที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้าออกเป็น

5 พื้นที่ ดังนี้

พื้นที่ 1 พื้นที่นิคมอุตสาหกรรมและพื้นที่อุตสาหกรรม

พื้นที่ 2 พื้นที่เทศบาลนคร เทศบาลเมือง และเทศบาลตำบลที่เป็นพื้นที่ธุรกิจหรือพื้นที่สำคัญพิเศษ

พื้นที่ 3 พื้นที่เทศบาลเมืองทั่วไป

พื้นที่ 4 พื้นที่เทศบาลตำบลทั่วไป

พื้นที่ 5 พื้นที่ชนบท

พอสรุปหลักเกณฑ์ด้านสถานีไฟฟ้าและสายส่งสำหรับแต่ละพื้นที่ได้ดังนี้

	พื้นที่ 1	พื้นที่ 2	พื้นที่ 3	พื้นที่ 4 และ 5
สถานีไฟฟ้า	- Main and Transfer - GIS Double Bus Single Breaker	- GIS Double Bus Single Breaker - MTS H-Config Indoor	MTS / AIS H-Config Outdoor	MTS / AIS Tail End (H-Config) Outdoor
ระบบสายส่ง	- Closed Loop / Opened Loop - Loop < 320 เอ็มวีเอ	- Closed Loop / Opened Loop - Loop < 320 เอ็มวีเอ	- Radial / Opened Loop	- Radial
สถานีไฟฟ้า (ลานโก)	- 3 Bay (1 in 2 Out) รูปแบบสถานีคือ Single Bus - 4 Bay ขึ้นไป รูปแบบสถานีคือ AIS Breaker And a Half หรือ GIS Double Bus Single Breaker			

หมายเหตุ : AIS คือ Air Insulated Switchgear
GIS คือ Gas Insulated Switchgear
MTS คือ Mixed Technology Switchgear
H - Config คือ การจัดบัสของสถานีเป็นแบบ H – Configuration
Tail End (H-Config) คือ สถานีรูปแบบ Tail End แต่รองรับการก่อสร้างเพิ่มเติมเป็นรูปแบบเป็น H-Config ในอนาคต

3. การวิเคราะห์ความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าและปริมาณงาน

การวิเคราะห์ความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าปัจจุบัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าที่จ่ายไฟแล้ว และระบบไฟฟ้าที่มีอนุมัติให้ก่อสร้างหรือดำเนินการตามโครงการ, แผนงานต่างๆ โดยจะพิจารณาความสามารถในการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้พื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยหากระบบไฟฟ้าปัจจุบันไม่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โครงการจะพิจารณาปริมาณงานก่อสร้างระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567 ขั้นตอนการวิเคราะห์ เป็นดังนี้

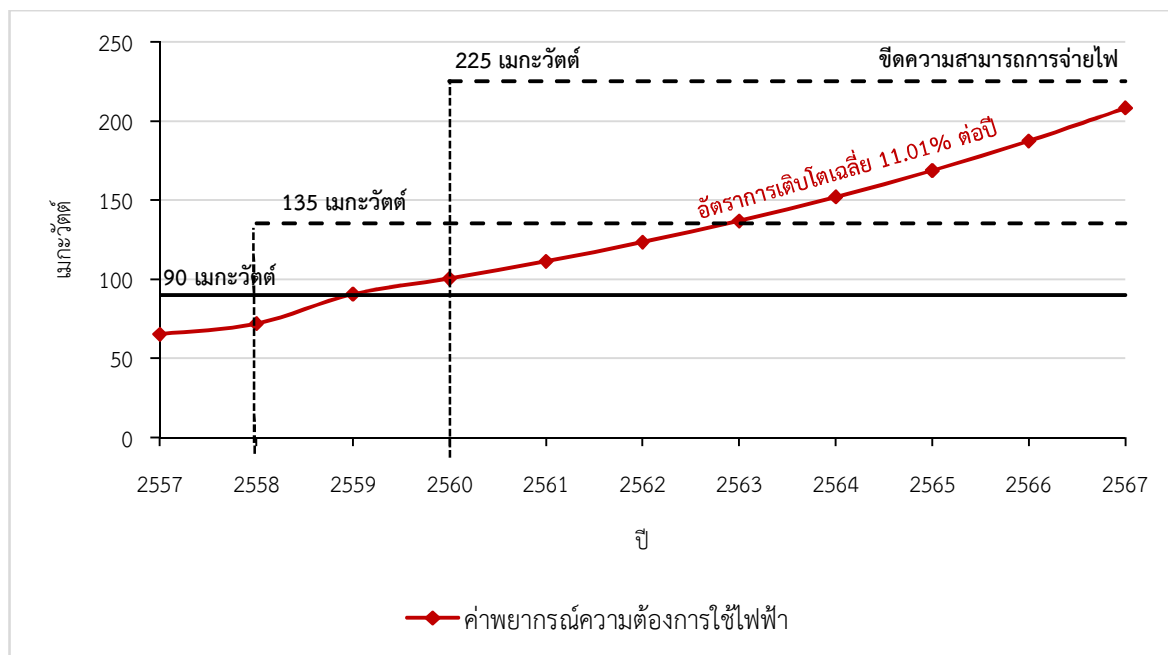
1) กระจายค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ให้ทุกวงจรที่จ่ายไฟในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษฯ ตามสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละวงจร โดยวงจรที่จ่ายไฟให้จุดผ่านแดนจะพิจารณาให้เพิ่มน้ำหนักการกระจายเป็น 2 เท่า

2) พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของแต่ละสถานีไฟฟ้า หากเกินความสามารถในการจ่ายไฟของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า ให้พิจารณาเพิ่มหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิมหรือก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่

3) พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบจำหน่ายแต่ละวงจร หากมีวงจรที่จ่ายไฟเกินพิกัดการจ่ายไฟตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ให้พิจารณาตัดจ่ายเพื่อแบ่งการจ่ายไฟกับวงจรข้างเคียง ทั้งนี้หากการจ่ายไฟดังกล่าวยังคงเกินพิกัดการจ่ายไฟของวงจร ให้พิจารณาเพิ่มวงจรให้เพียงพอและพิจารณาติดตั้งคาปาซิเตอร์ในวงจรที่มีปัญหาด้านแรงดันตก เพื่อให้สามารถจ่ายไฟได้ตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า

3.1 อ.แม่สวด จ.ตาก

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคงในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้าปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2558 ดังแสดงในรูปที่ 5-1

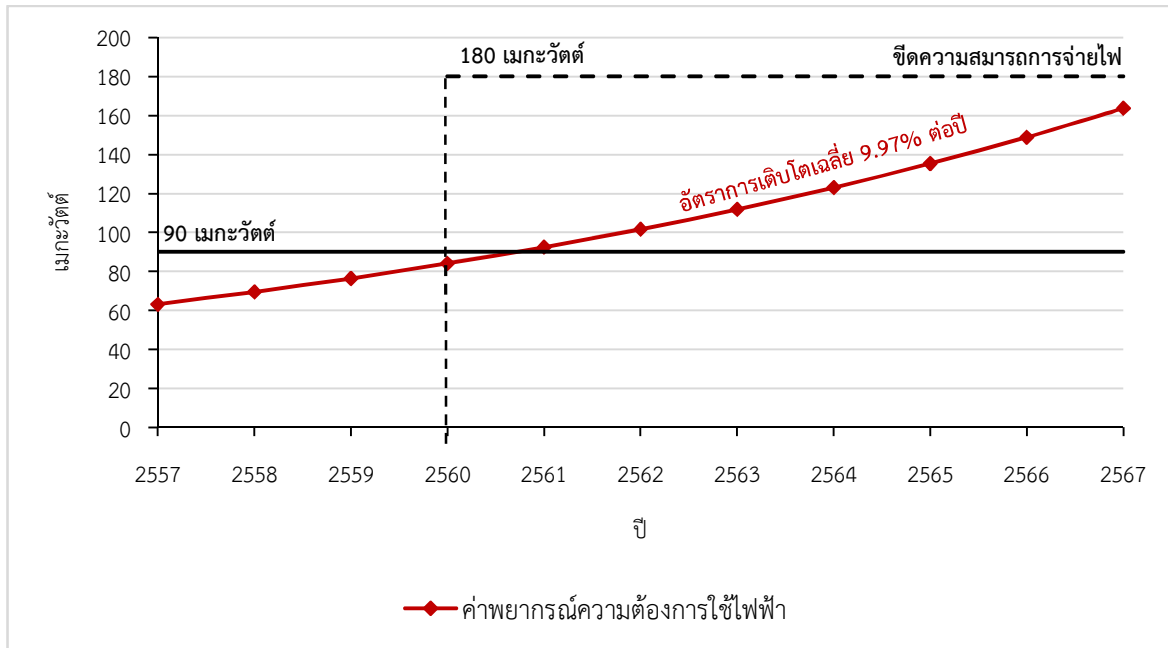


รูปที่ 5-1 กราฟเปรียบเทียบความสามารถการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
พื้นที่ อ.แม่สวด จ.ตาก

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2558 และปี 2560 ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

3.2 อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคงในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้าปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2560 ดังแสดงในรูปที่ 5-2

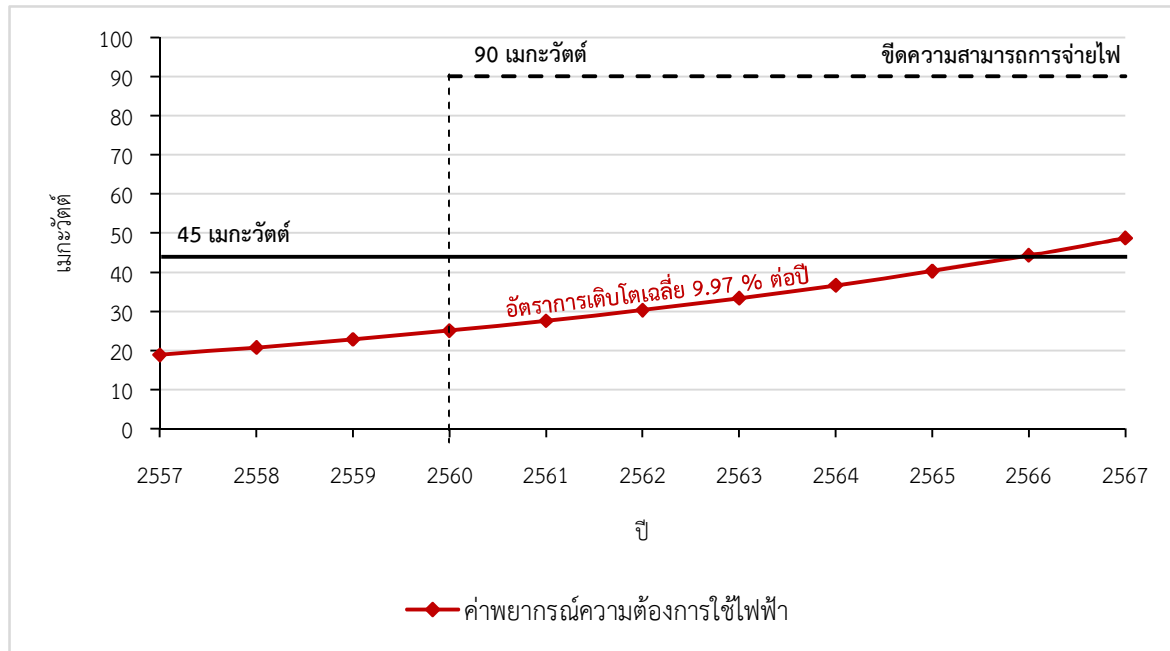


รูปที่ 5-2 กราฟเปรียบเทียบความสามารถการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าพื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2560 ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

3.3 อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคงในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้าปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2565 ดังแสดงในรูปที่ 5-3

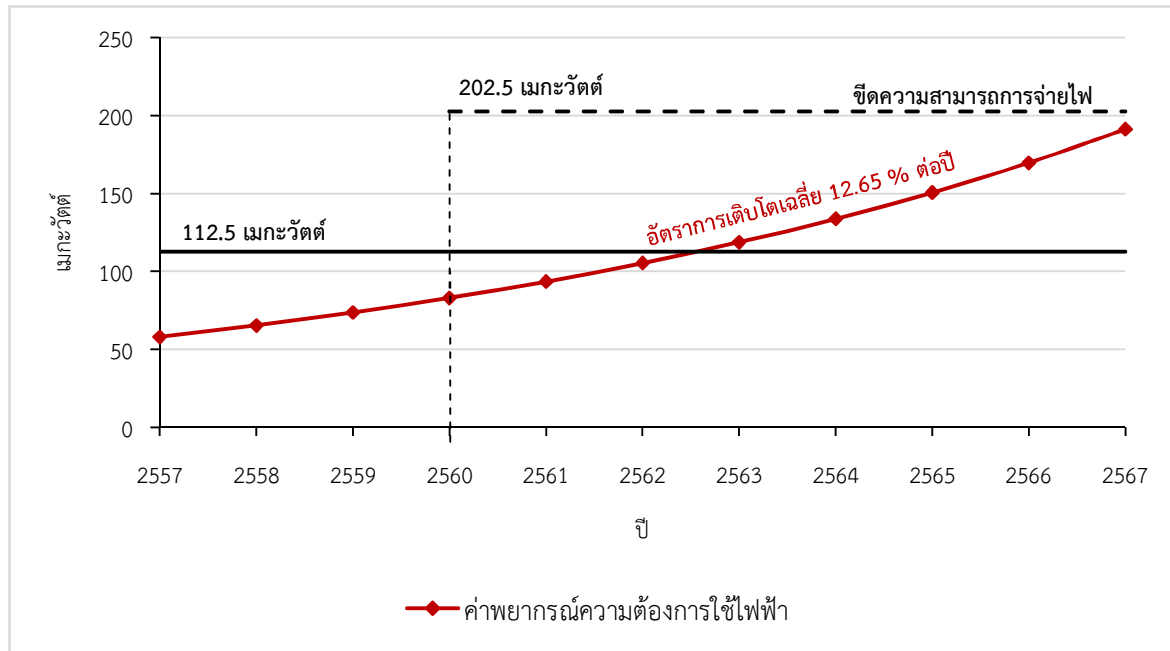


รูปที่ 5-3 กราฟเปรียบเทียบความสามารถจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ติดตั้งหม้อแปลงขนาด 1x50 เอ็มวีเอ จึงจำเป็นต้องมี
โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2560 เพื่อเพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟให้กับพื้นที่ อ.คลองใหญ่
ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

3.4 อ.เมือง จ.มุกดาหาร

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคง
ในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้า
ปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2562 ดังแสดงในรูปที่ 5-4

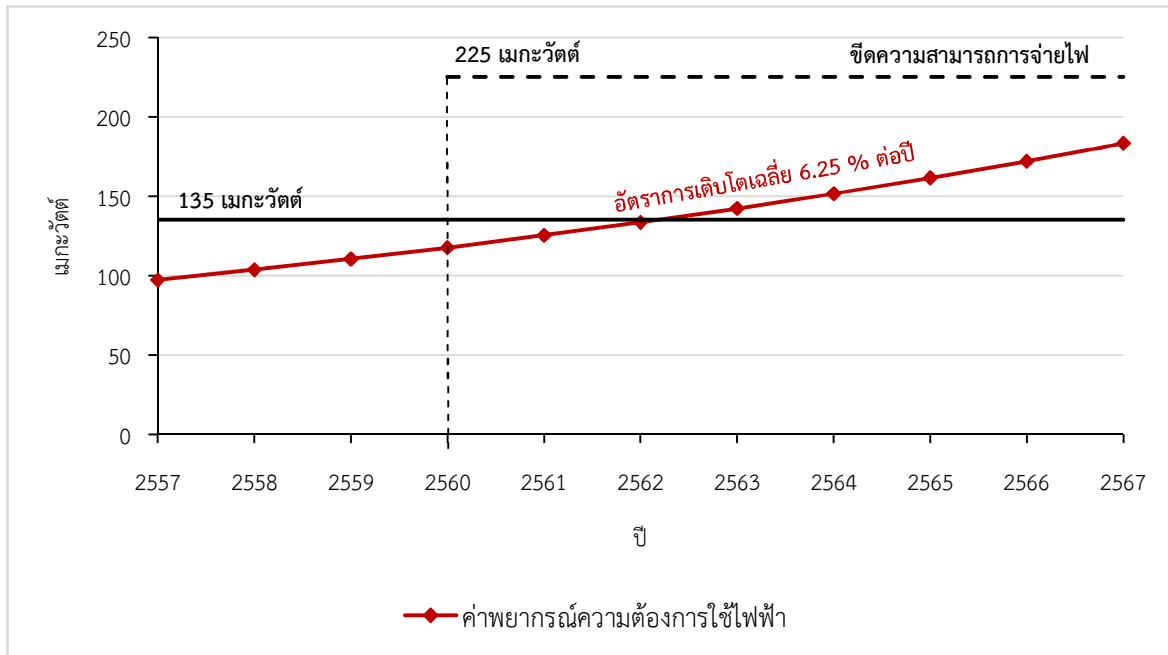


รูปที่ 5-4 กราฟเปรียบเทียบความสามารถจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2560 ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

3.5 อ.สเดา จ.สงขลา

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคงในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้าปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2562 ดังแสดงในรูปที่ 5-5

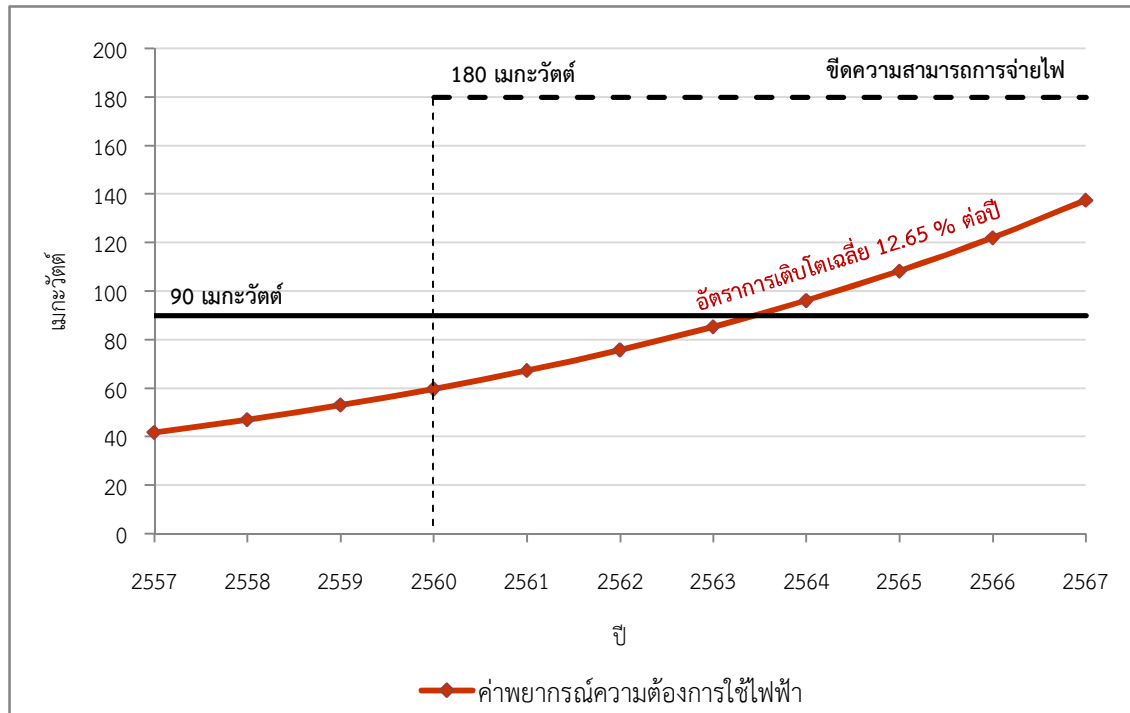


รูปที่ 5-5 กราฟเปรียบเทียบความสามารถจ่ายไฟของสถานี่ไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
พื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2560 ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

3.6 อ.เมือง จ.หนองคาย

เมื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและความมั่นคงในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วพบว่าระบบไฟฟ้าปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2563 ดังแสดงในรูปที่ 5-6



รูปที่ 5-6 กราฟเปรียบเทียบความสามารถจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในปี 2560 ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567

4. งบประมาณและการลงทุน

4.1 วงเงินงบประมาณ

จากการวิเคราะห์ในข้อ 3 จะพบว่าความสามารถในการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าปัจจุบันไม่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2567 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 เควี รวมทั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก รวม 6 พื้นที่ วงเงินลงทุน 3,140 ล้านบาท ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ ตั้งแต่ปี 2558 – 2560 ซึ่งสามารถสรุปปริมาณงานและวงเงินงบประมาณได้ตามตารางที่ 5-1 ถึงตารางที่ 5-3 (รายละเอียดปริมาณงานและเงินลงทุน ดูจาก ภาคผนวก ค)

4.2 แหล่งเงินทุน

สำหรับแหล่งเงินทุนในการดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (เพิ่มเติม) ใน 6 พื้นที่ วงเงินลงทุนรวม 3,140 ล้านบาท จำแนกเป็นวงเงินที่ขอรับสนับสนุนจากงบประมาณรายจ่ายประจำปี พ.ศ. 2558 งบกลางรายการเงินสำรองจ่าย

เพื่อกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น วงเงิน 497 ล้านบาท และส่วนที่เหลือวงเงิน 2,643 คิดเป็นสัดส่วนของเงินรายได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ร้อยละ 25 เป็นเงินลงทุน 665 ล้านบาท และสัดส่วนของเงินกู้ภายในประเทศ ร้อยละ 75 คิดเป็นเงินลงทุน 1,978 ล้านบาท

ตารางที่ 5-1 สรุปปริมาณงานและเงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนา

เศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

ลำดับ	งาน	จำนวน	เงินลงทุน (ล้านบาท)
1.	สถานีไฟฟ้า		
	ก่อสร้างสถานีแห่งใหม่ (แห่ง)	6	1,415
	เพิ่มหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าแห่งเดิม (แห่ง)	1	96
2.	สายส่งไฟฟ้า 115 เควี (วงจร-กม.)	148	487
3.	ระบบจำหน่ายแรงสูง		
	22 เควี (วงจร-กม.)	323	379
	33 เควี (วงจร-กม.)	64	95
4.	หม้อแปลงระบบจำหน่าย (เควีเอ)	36,830	326
5.	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (วงจร-กม.)	787	
รวมเงินลงทุน			2,798
ค่าสำรองเพื่อปรับราคา			342
รวมเงินลงทุนทั้งสิ้น			3,140

รายละเอียดปริมาณงานและเงินลงทุน แสดงดังตารางที่ 5-2 และตารางที่ 5-3 ตามลำดับ

ตารางที่ 5-2 สรุปปริมาณงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและสายส่ง 115 เควี ระบบจำหน่ายแรงสูง และแรงต่ำ

ลำดับ ที่	พื้นที่จัดตั้งเขตพัฒนา เศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก	สถานี ไฟฟ้า (แห่ง)	หม้อแปลง ติดตั้ง (เอ็มวีเอ)	สายส่ง 115 เควี (วงจร- กม.)	ระบบจำหน่าย แรงสูง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง จำหน่าย (เควีเอ)	ระบบ จำหน่าย แรงต่ำ (วงจร-กม.)
1	อ.แม่สอด จ.ตาก	2	1x50 (สฟ.แม่สอด 2) 2x50 (สฟ.แม่สอด 3)	57	143.4	5,930 (61x50 เควีเอ, 18x160 เควีเอ)	-
2	อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว	-	-	35	37.6	7,130 (69x50 เควีเอ, 23x160 เควีเอ)	182
3	อ.คลองใหญ่ จ.ตราด	-	1x50 ⁽¹⁾	-	10.0	2,950 (27x50 เควีเอ, 10x160 เควีเอ)	72
4	อ.เมือง จ.มุกดาหาร	1	2x50 (สฟ.มุกดาหาร 3)	15	77.6	11,210 (109x50 เควีเอ, 36x160 เควีเอ)	287
5	อ.เสเดา จ.สงขลา	1	2x50 (สฟ.เสเดา 2)	10	64.3	2,590 (23x50 เควีเอ, 9x160 เควีเอ)	62
6	อ.เมือง จ.หนองคาย	2	1x50 (สฟ.หนองคาย 2) 1x50 (สฟ.หนองคาย 3)	31	54.4	7,020 (70x50 เควีเอ, 22x160 เควีเอ)	184
รวม		6	500	148	387.3	36,830	787

หมายเหตุ : (1) เพิ่มหม้อแปลงขนาด 1x50 เอ็มวีเอ ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่

(2) ปริมาณงานสายส่ง 115 เควี, สายจำหน่ายแรงสูง และระบบจำหน่ายแรงต่ำตามตารางที่ 5-2 มีการปรับเปลี่ยนปริมาณงานโดยมีวงเงินลงทุนรวมในแต่ละพื้นที่คงเดิม (รายละเอียดปริมาณงานตามภาคผนวก ค) เพื่อให้สอดคล้องกับตำแหน่งสถานีไฟฟ้าที่ก่อสร้างอยู่ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมในเขตเศรษฐกิจพิเศษ และตามแผนการดำเนินงานของการไฟฟ้าหน้างาน

ตารางที่ 5-3 สรุปเงินลงทุนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและสายส่ง 115 เควี ระบบจำหน่ายแรงสูง และแรงต่ำ

หน่วย : ล้านบาท

ลำดับ ที่	พื้นที่จัดตั้ง เขตพัฒนาเศรษฐกิจ พิเศษ ระยะแรก	สถานี ไฟฟ้า	เพิ่ม หม้อ แปลง	สายส่ง 115 เควี	ระบบ จำหน่าย แรงสูง	หม้อ แปลง จำหน่าย	ระบบ จำหน่าย แรงต่ำ	ค่าสำรอง เพื่อปรับ ราคา	เงินลงทุน รวม
1	อ.แม่สอด จ.ตาก	560	-	186	153	13	-	103	1,015
2	อ.รัฐประศาสน์ จ.สระแก้ว	-	-	134	51	19	54	29	287
3	อ.คลองใหญ่ จ.ตราด	-	96	-	13	10	19	19	157
4	อ.เมือง จ.มุกดาหาร	241	-	49	91	29	84	64	558
5	อ.เสนา จ.สงขลา	297	-	38	94	8	18	58	513
6	อ.เมือง จ.หนองคาย	317	-	80	72	18	54	69	610
รวม		1,415	96	487	474	97	229	342	3,140
2,798									

หมายเหตุ : วงเงินสายส่ง 115 เควี, สายจำหน่ายแรงสูง และระบบจำหน่ายแรงต่ำตามตารางที่ 5-3 มีการปรับเปลี่ยนปริมาณงานโดยมีวงเงินลงทุนรวมในแต่ละพื้นที่คงเดิม (รายละเอียดเงินลงทุนตามภาคผนวก ค) เพื่อให้สอดคล้องกับตำแหน่งสถานีไฟฟ้าที่ก่อสร้างอยู่ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมในเขตเศรษฐกิจพิเศษ และตามแผนการดำเนินงานของการไฟฟ้าหน้างาน

5. ผลประโยชน์ของโครงการ

จากการดำเนินแผนงานทั้งหมด สามารถสรุปผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นได้ดังนี้

- 1) สนับสนุนนโยบายของรัฐบาล ในการปรับโครงสร้างเศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรม โดยก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 เควี รวมทั้งขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดัน 22 เควี และ 33 เควี เพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
- 2) เพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าได้สอดคล้องและเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- 3) สนับสนุน และส่งเสริมการกระจายการลงทุนไปสู่ภูมิภาค ซึ่งก่อให้เกิดการจ้างงานเพิ่มมากขึ้น ลดช่องว่างของรายได้ และลดการอพยพแรงงานเข้าสู่เมืองใหญ่
- 4) ช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับระบบเศรษฐกิจของจังหวัด เช่น มูลค่าที่ดินเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งช่วยกระตุ้นเศรษฐกิจในสาขาอื่นๆ ด้วย เช่น สาขาโรงแรม ที่พักอาศัย สาขาการขายส่ง-ขายปลีก เป็นต้น

บทที่ 6

การวิเคราะห์ความเหมาะสมโครงการ

การดำเนินงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งจากในส่วนของเงินรายได้และเงินกู้ภายในประเทศ ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาถึงความเหมาะสมของโครงการ เพื่อแสดงถึงความเป็นไปได้และผลตอบแทนการลงทุนของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งการวิเคราะห์ความเหมาะสมในด้านต่างๆ สรุปได้ดังนี้

1. การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางการเงิน

เป็นการวิเคราะห์เพื่อหาผลตอบแทนทางการเงิน หรือความสามารถในการทำกำไรโดยวิเคราะห์ในกรณีที่มีการดำเนินงานแล้วจะสามารถก่อให้เกิดรายได้คุ้มกับเงินลงทุนหรือไม่ ในการวิเคราะห์จึงเป็นการเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายกับรายรับที่เกิดจากการดำเนินการตามโครงการตลอดอายุ 25 ปี รายละเอียดการวิเคราะห์ พอสรุปได้ดังนี้

1.1 ด้านต้นทุนทางการเงิน

ค่าใช้จ่ายที่จะใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ประกอบด้วย

- 1) เงินลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่งไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง และแรงต่ำ ตามโครงการ (อ้างอิงราคาต่อหน่วยในปี 2555 ตามภาคผนวก ข) โดยมีสมมติฐานดังนี้
 - สถานีไฟฟ้ามีอายุการใช้งาน 25 ปี
 - ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีอายุการใช้งาน 30 ปี
- 2) ค่าใช้จ่ายในการซื้อกระแสไฟฟ้าระดับแรงดัน 115-115/69 เควี และระดับแรงดัน 22/33 เควี จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีอัตราซื้อเฉลี่ย 2.9893 บาทต่อหน่วย (อ้างอิงค่าเฉลี่ย ม.ค. – ธ.ค. ปี 2556)
- 3) ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการเพื่อจำหน่ายกระแสไฟฟ้าประมาณร้อยละ 5.83 ของรายได้ค่ากระแสไฟฟ้าแต่ละปีตลอดอายุโครงการ 25 ปี (ประเมินจากสัดส่วนของค่าใช้จ่ายจากการดำเนินการต่อรายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปี 2556)

4) มูลค่าคงเหลือ (Salvage Value) สถานีไฟฟ้า, ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า พิจารณาโดยเฉลี่ยมูลค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ให้เป็นค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีเท่า ๆ กัน ตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ถาวรนั้น ๆ (วิธี Straight - Line) โดยสูตรในการคำนวณหาค่าเสื่อมราคามีดังนี้

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = (\text{ราคาทุนของสินทรัพย์} - \text{ราคาซาก}) / \text{อายุการใช้งาน}$$

1.2 ด้านผลประโยชน์ทางการเงิน

รายได้ทั้งหมดของโครงการ จะได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก โดยเป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ, อุตสาหกรรม และบริการขนาดใหญ่ ที่ซื้อไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22/33 เควี (คิดเป็นร้อยละ 80 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และบริการขนาดเล็ก รวมถึงที่อยู่อาศัย ที่ซื้อไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 0.38/0.22 เควี (คิดเป็นร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) โดยมีอัตราขายเฉลี่ย 4.0133 บาทต่อหน่วย และ 4.1418 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ (อ้างอิงค่าเฉลี่ย ม.ค. - ธ.ค. ปี 2556)

1.3 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางการเงิน

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน โดยใช้อัตราคิดลด (Discount rate) เท่ากับร้อยละ 7.00 ต่อปี (ต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประมาณร้อยละ 7) มีผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ สรุปได้ดังตารางที่ 6-1

ตารางที่ 6-1 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ

เงินลงทุนรวม	FIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
3,140	26.92	1.139	8,051.54

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน พบว่าโครงการมีความเหมาะสมทางการเงิน คือ มีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (NPV) เป็นบวก ซึ่งหมายความว่าโครงการนี้สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ และมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) สูงกว่าอัตราคิดลดที่กำหนดไว้

2. การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

เป็นการวิเคราะห์ต่อเนื่องจากการวิเคราะห์ทางการเงิน เพื่อหาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยพิจารณาว่าเมื่อมีการดำเนินงานแล้วจะมีความเหมาะสมในเชิงเศรษฐกิจหรือไม่ โดยการประเมินมูลค่าทางเศรษฐกิจของทรัพยากรต่างๆ ที่ใช้ในการลงทุนและการดำเนินงาน นับแต่เริ่มดำเนินการจนครบอายุ 25 ปี รายละเอียดค่าใช้จ่ายและรายได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พอสรุปได้ดังนี้

2.1 ด้านต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์

ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย

1) ปรับเงินลงทุนของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบสายส่งไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามโครงการ เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ไม่รวมภาษี, ค่าเบ็ดเตล็ด และค่าเผื่อขาด ในส่วนของราคาอุปกรณ์ที่สั่งซื้อภายในประเทศ และไม่มีการปรับเพิ่มราคา (Escalation)) โดยใช้ตัวคูณปรับค่ามาตรฐาน (Standard Conversion Factor : SCF) เท่ากับ 0.992 (อ้างอิงตัวเลขในปี 2555) แสดงดังตารางที่ 6-2

ตารางที่ 6-2 ตัวคูณปรับค่ามาตรฐาน (SCF) ปี 2555

รายการ	ล้านบาท
1. มูลค่าการส่งออกรวม (x)	7,082,490.96
2. มูลค่าการนำเข้ารวม (m)	7,813,060.54
3. อากรขาเข้ารวม (tm)	120,110.13
4. อากรขาออกรวม (tx)	269.92

หมายเหตุ : $SCF = (m+x)/(m+tm+x-tx)$

2) ค่าใช้จ่ายในการซื้อกระแสไฟฟ้าระดับแรงดัน 115-115/69 เควี จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีอัตราซื้อเฉลี่ย 2.9893 บาทต่อหน่วย (อ้างอิงค่าเฉลี่ย ม.ค. - ธ.ค. ปี 2556)

3) ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการเพื่อจำหน่ายกระแสไฟฟ้าประมาณร้อยละ 5.83 ของรายได้ค่ากระแสไฟฟ้าแต่ละปีตลอดอายุโครงการ 25 ปี (ประเมินจากสัดส่วนของค่าใช้จ่ายจากการดำเนินการต่อรายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปี 2556)

2.2 ด้านผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์

1) รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ, อุตสาหกรรม และบริการขนาดใหญ่ที่ซื้อไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22/33 เควี (คิดเป็นร้อยละ 80 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ, อุตสาหกรรม และบริการขนาดเล็ก รวมถึงที่อยู่อาศัยที่ซื้อไฟฟ้า ระดับแรงดัน 0.38/0.22 เควี (คิดเป็นร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) ในพื้นที่จัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ โดยมีอัตราขายเฉลี่ย 4.0133 บาทต่อหน่วย และ 4.1418 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ (อ้างอิงค่าเฉลี่ย ม.ค. - ธ.ค. ปี 2556)

2) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง ซึ่งคำนวณโดยใช้แบบจำลองมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามโครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ แสดงดังตารางที่ 6-3

ตารางที่ 6-3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

ช่วงเวลา (นาทีก)	บาท/กิโลวัตต์ (เฉลี่ย)
1	12.38
10	20.35
16	25.48
30	36.97
60	57.18
120	94.84

ซึ่งความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงนั้น ประเมินจากความยาวเฉลี่ยต่อวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูงที่ลดลงภายหลังจากการดำเนินโครงการ ซึ่งส่งผลให้อัตราการเกิดไฟฟ้าดับและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากการเกิดไฟฟ้าดับต่อครั้งลดลงตามไปด้วย โดยอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงสามารถคำนวณได้โดย

$$\text{อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ} = \frac{\lambda \times L(\text{km.}) \times \text{Average Load (kW)} \times OC(\tau)}{1000}$$

λ = 41.841 ครั้ง/100 วงจร-กม./ปี (อ้างอิงตามโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ระยะที่ 3)

$OC(\tau)$ = มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา τ โดยที่ $\tau = 76.53$ นาฬิกา (อ้างอิงตามโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ระยะที่ 3)

2.3 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้อัตราคิดลด (Discount rate) เท่ากับร้อยละ 12.00 ต่อปี (ต้นทุนของเงินลงทุนในประเทศไทยที่ศึกษาโดยธนาคารโลก และ สศช.

แนะนำให้ใช้สำหรับการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์) สรุปได้ดังตารางที่ 6-4

ตารางที่ 6-4 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

เงินลงทุน	EIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
3,114.66	31.50	1.138	4,726.25

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ คือ มีค่า NPV เป็นบวก และ EIRR มีค่าสูงกว่าอัตราคิดลดที่กำหนดไว้ นอกจากนี้โครงการยังมีผลประโยชน์ทางอ้อมต่อประเทศ ซึ่งไม่สามารถประเมินเป็นตัวเลขได้ เช่น ส่งเสริมการเจริญเติบโตของภาคธุรกิจ ซึ่งจะกระจายการลงทุนไปสู่ภูมิภาค ก่อให้เกิดการจ้างงานเพิ่มมากขึ้น ลดช่องว่างของรายได้

และลดการอพยพแรงงานเข้าสู่เมืองใหญ่ ส่งผลดีต่อเศรษฐกิจและสังคมกับประชาชนในพื้นที่ที่ดำเนินการอีกมาก

3. การวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวของโครงการ เป็นการทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงค่าตัวแปรต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ ถ้ามีเหตุการณ์ที่เป็นผลเสียเกิดขึ้นโครงการ ยังคงมีความเหมาะสมหรือสามารถดำเนินการต่อได้หรือไม่ ซึ่งในการทดสอบความไวได้แบ่งออกเป็น 4 กรณี ดังนี้

3.1 กรณีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการ

การวิเคราะห์กรณีนี้ ใช้วิธีวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการ เช่น การเปลี่ยนแปลงอัตราเงินกู้ อัตราแลกเปลี่ยน เป็นต้น โดยให้ตัวแปรอื่นมีค่าคงที่ ซึ่งได้ทดสอบ 4 กรณี ได้แก่ การปรับตัวเพิ่มขึ้น/ลดลงร้อยละ 5 และ การปรับตัวเพิ่มขึ้น/ลดลงร้อยละ 10 ผลปรากฏว่า โครงการยังคงให้ผลตอบแทนทางการเงินที่คุ้มค่า เนื่องจากค่า NPV ยังคงมีค่าเป็นบวกในทุกกรณี B/C Ratio ก็ยังคงมีค่ามากกว่า 1 และ FIRR ยังคงสูงกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.00 จึงไม่ก่อให้เกิดความเสียหายให้กับโครงการแต่อย่างใด สรุปได้ดังตารางที่ 6-5

ตารางที่ 6-5 การวิเคราะห์ความไวกรณีเปลี่ยนต้นทุนของโครงการ

กรณีที่ประเมิน	FIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
1) กรณีฐาน ต้นทุนโครงการตามที่ประมาณไว้	26.92	1.139	8,051.54
2) ต้นทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	25.89	1.136	7,920.73
3) ต้นทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 10	24.94	1.134	7,789.94
4) ต้นทุนโครงการลดลงร้อยละ 5	28.05	1.142	8,182.34
5) ต้นทุนโครงการลดลงร้อยละ 10	29.29	1.144	8,313.14

3.2 กรณีเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า

การวิเคราะห์กรณีนี้ ใช้วิธีวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยให้ตัวแปรอื่นมีค่าคงที่ การทดสอบแบ่งเป็น 4 กรณี ได้แก่ การปรับตัวเพิ่มขึ้น/ลดลงร้อยละ 5 ของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และการปรับตัวเพิ่มขึ้น/ลดลงร้อยละ 10 ของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ผลปรากฏว่าในทุกกรณียังคงมีผลตอบแทนทางการเงินคุ้มค่าต่อการลงทุน สรุปได้ดังตารางที่ 6-6

ตารางที่ 6-6 การวิเคราะห์ความไวกรณีเปลี่ยนความต้องการใช้ไฟฟ้า

กรณีที่เหมาะสม	FIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
1) กรณีฐาน ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ประมาณไว้	26.92	1.139	8,051.54
2) ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	27.99	1.141	8,584.89
3) ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 10	29.06	1.144	9,118.28
4) ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5	25.84	1.136	7,518.10
5) ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 10	24.74	1.133	6,984.81

3.3 กรณีเปลี่ยนแปลงอัตราคิดลดของโครงการ

ในโครงการนี้ได้เลือกใช้อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 7.00 ซึ่งสะท้อนถึงต้นทุนของเงินลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปัจจุบัน ในการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของเงินลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ทดสอบ 3 กรณี ได้แก่ อัตราคิดลดมีค่าลดลงเหลือร้อยละ 5 และ เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 10 และร้อยละ 12 ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าหากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถหาเงินทุนที่มีต้นทุนต่ำมาใช้ในการดำเนินงานได้มากเท่าใด จะส่งผลให้ประโยชน์หรือความคุ้มค่าของโครงการเพิ่มขึ้น สรุปได้ดังตารางที่ 6-7

ตารางที่ 6-7 การวิเคราะห์ความไวกรณีเปลี่ยนอัตราคิดลดของเงินทุน

กรณีที่เหมาะสม	FIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
1) กรณีฐาน อัตราคิดลดร้อยละ 7.00	26.92	1.139	8,051.54
2) อัตราคิดลดร้อยละ 5.00	26.92	1.149	11,025.95
3) อัตราคิดลดร้อยละ 10.00	26.92	1.121	5,062.87
4) อัตราคิดลดร้อยละ 12.00	26.92	1.109	3,714.00

3.4 กรณีเปลี่ยนแปลงสัดส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 22/33 เควี และแรงดัน 0.38/0.22 เควี

การวิเคราะห์กรณีนี้ ใช้วิธีวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 22/33 เควี และ 0.38/0.22 เควี โดยให้ตัวแปรอื่นมีค่าคงที่ การทดสอบแบ่งเป็น 3 กรณี ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 22/33 เควี ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 0.38/0.22 เควี เป็น 60 : 40, 40 : 60 และ 20 : 80 ผลปรากฏว่า ในทุกกรณียังคงมีผลตอบแทนทางการเงินคุ้มค่าต่อการลงทุน สรุปได้ ดังตารางที่ 6-8

ตารางที่ 6-8 การวิเคราะห์ความไวกรณีเปลี่ยนสัดส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 22/33 เควี ต่อแรงดัน 0.38/0.22 เควี

กรณีที่ประเมิน	FIRR (ร้อยละ)	B/C ratio (เท่า)	NPV (ล้านบาท)
1) กรณีฐาน อัตราส่วน 80 : 20	26.92	1.139	8,051.54
2) อัตราส่วน 60 : 40	25.47	1.140	8,161.85
3) อัตราส่วน 40 : 60	24.28	1.141	8,272.24
4) อัตราส่วน 20 : 80	23.27	1.142	8,382.63

บทที่ 7

การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ดำเนินโครงการต่างๆ ตามภารกิจขององค์กร ซึ่งรวมถึงการขยายเขต การบริการไฟฟ้าให้ครอบคลุมพื้นที่การให้บริการ การศึกษาถึงสภาพสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ดำเนินโครงการ ไม่ว่าจะเป็นโครงการขนาดใหญ่หรือเล็ก การบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจึงเป็นสิ่งที่จำเป็น เพื่อให้เข้าใจถึงความสัมพันธ์ของทรัพยากรประเภทต่างๆ ในระบบนิเวศและวิถีชีวิตของคนในพื้นที่ และหลีกเลี่ยงการดำเนินการใดๆ ที่อาจส่งผลกระทบในด้านลบต่อทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงานตามโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจเป็นปัจจัยหนึ่งที่ทำให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ดำเนินโครงการ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เล็งเห็นถึงความสำคัญในประเด็นนี้ จึงได้มีการศึกษารายละเอียดของสภาพสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ก่อสร้าง และพื้นที่ใกล้เคียงเพื่อประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในเบื้องต้นที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานโครงการ

1. กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม มี 3 ประเภท ได้แก่ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment - EIA) การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (Initial Environmental Evaluation - IEE) และรายการข้อมูลทางด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Information - Check list) ซึ่งเกณฑ์ในการพิจารณาขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายๆ ด้าน เช่น บริเวณที่ตั้งโครงการ ลักษณะเฉพาะของสภาพแวดล้อมและทรัพยากรธรรมชาติ ขนาดและลักษณะโครงการ เป็นต้น สำหรับการดำเนินโครงการโดยทั่วไปของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถแบ่งลักษณะการดำเนินงานได้ดังนี้

1.1 การปักเสาพาดสาย

1) การปักเสาพาดสายระบบไฟฟ้าตามแนวนอน

การปักเสาพาดสายสำหรับระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการตามแนวนอน (Right of Way) เป็นส่วนใหญ่ ซึ่งไม่จำเป็นต้องทำการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมทั้ง 3 ประเภทข้างต้น

2) การปกิเสภาพตาสายระบบไฟฟ้า ผ่านพื้นที่ตามประกาศกระทรวงหรือพื้นที่

หวงห้าม

ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำเป็นต้องดำเนินการผ่านพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 (พื้นที่ภายในลุ่มน้ำที่ควรจะต้องสงวนรักษาไว้เป็นพื้นที่ต้นน้ำลำธารโดยเฉพาะ เนื่องจากมีลักษณะและสมบัติที่อาจมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดินได้ง่ายและรุนแรง) หรือพื้นที่ป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม (พื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติที่มีสภาพป่าสมบูรณ์หรือมีศักยภาพเหมาะสมต่อการอนุรักษ์ธรรมชาติ เพื่อรักษาไว้ซึ่งความสมดุลของธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม) ได้มีข้อกำหนดให้หน่วยงานผู้ดำเนินโครงการจะต้องดำเนินการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม แล้วแต่กรณี โดยมีประกาศกระทรวงและมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง สรุปได้ดังนี้

2.1) ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดประเภท และขนาดของโครงการหรือกิจการซึ่งต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ ระเบียบปฏิบัติ และแนวทางการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ลงวันที่ 16 มิถุนายน 2552 ได้กำหนดให้โครงการทุกประเภทและทุกขนาดที่จะดำเนินการในพื้นที่ที่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบกำหนดให้เป็นพื้นที่ชั้นคุณภาพลุ่มน้ำชั้น 1 ต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อพิจารณาให้ความเห็นประกอบการขออนุมัติคณะรัฐมนตรีในการดำเนินโครงการ

2.2) มติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 13 ก.ย.2537 เกี่ยวกับป่าอนุรักษ์เพิ่มเติม ได้กำหนดประเภทและขนาดของโครงการที่ต้องเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ดังนี้

- โครงการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่ผ่านป่าอนุรักษ์เพิ่มเติมต้องเสนอรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (IEE)

- โครงการพาดสายไฟฟ้าตามแนวถนนที่มีอยู่เดิมทุกขนาดและโครงการขยายหรือปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าตามแนวสายส่งเดิม ต้องจัดทำรายการข้อมูลทางด้านสิ่งแวดล้อม (Check list)

ทั้งนี้ ได้กำหนดให้การขอใช้ประโยชน์ทรัพยากรและที่ดินป่าไม้ดังกล่าวในพื้นที่อุทยานแห่งชาติ ป่าสงวนแห่งชาติ หรือพื้นที่หวงห้ามอื่นๆ ของทางราชการ เพื่อกิจการใดๆ ให้ดำเนินการตามกฎหมาย มติคณะรัฐมนตรี และระเบียบที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้มีมติห้ามใช้ประโยชน์พื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 เอ (พื้นที่ลุ่มน้ำชั้นที่ 1 ที่ยังคงมีสภาพป่าสมบูรณ์ปรากฏอยู่ในปี พ.ศ. 2525 ซึ่งจำเป็นต้องสงวนรักษาไว้เป็นพื้นที่ต้นน้ำลำธารและเป็นทรัพยากรป่าไม้ของประเทศ) โดยเด็ดขาดเพื่ออนุรักษ์ไว้เป็นแหล่งต้นน้ำลำธาร ถ้าหากหน่วยงานใดมีความประสงค์จะดำเนินการโครงการในพื้นที่ดังกล่าวต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอขออนุมัติคณะรัฐมนตรีเป็นกรณีๆ ไป

1.2 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

ประเภทของโครงการพัฒนาที่ต้องจัดทำรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment - EIA) ตามกฎหมายนั้น ปัจจุบันได้กำหนดไว้ 34 ประเภท ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดประเภทและขนาดของโครงการหรือ

กิจการซึ่งต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ ระเบียบปฏิบัติ และแนวทางการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ลงวันที่ 16 มิถุนายน 2552

ทั้งนี้ การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่จัดอยู่ในประเภท โครงการที่ต้องจัดทำรายงาน EIA แต่มีกรณียกเว้นถ้าหากมีการดำเนินการโครงการในพื้นที่ที่คณะกรรมการ ได้มีมติเห็นชอบกำหนดให้เป็นพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 หน่วยงานเจ้าของโครงการจะต้องจัดทำรายงานการ วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment - EIA) เสนอต่อสำนักงาน นโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อพิจารณาให้ความเห็น และต้องขออนุมัติ คณะรัฐมนตรีในการดำเนินโครงการ

2. สภาพสิ่งแวดล้อมปัจจุบันของพื้นที่โครงการ

สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่จะพิจารณาก่อสร้างในบริเวณจุดศูนย์กลางโหลตซึ่งเป็นบริเวณที่อยู่ ใกล้กับพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในบริเวณพื้นที่ชุมชนทั่วไป ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ไม่มีทรัพยากรธรรมชาติที่ หายากหรือมีความอ่อนไหวต่อปัจจัยภายนอกเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น จากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้หากผลการศึกษาพื้นที่จัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมอยู่ในพื้นที่ที่คณะกรรมการ ได้มีมติเห็นชอบกำหนดให้เป็นพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment - EIA) เสนอต่อสำนักงานนโยบายและ แผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อพิจารณาให้ความเห็น และต้องขออนุมัติคณะรัฐมนตรีในการ ดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว

3. ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการ

3.1 ช่วงระยะก่อสร้าง

1) สิ่งแวดล้อมทางกายภาพ

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจะก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพของพื้นที่ ก่อสร้าง ทั้งจากการเปิดหน้าดินเพื่อทำฐานรากของลานไถและอาคารสำนักงาน และการสร้าง/ปรับปรุง ถนนทางเข้าสถานีไฟฟ้า แต่การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจะเกิดในพื้นที่และช่วงเวลาจำกัด จึงไม่ส่งผลกระทบต่อลักษณะทางกายภาพของพื้นที่ข้างเคียง

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าอาจทำให้ระดับความดังของเสียงและปริมาณฝุ่น มากกว่าระดับปกติก่อนการก่อสร้าง แต่ไม่สูงจนถึงระดับที่ยอมรับไม่ได้ เนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ามี การก่อสร้างอาคารในวิธีการเดียวกับการก่อสร้างอาคารโดยทั่วไป และมีช่วงระยะเวลาก่อสร้างที่จำกัด รวมทั้ง ช่วงเวลาดำเนินการก่อสร้างเป็นประมาณระหว่าง 8.00 – 17.00 น. ซึ่งเป็นเวลาที่ชาวบ้านส่วนใหญ่ ออกไปทำงาน

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าไม่มีกิจกรรมที่ส่งสัญญาณรบกวนคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า สัญญาณโทรศัพท์ รวมทั้งบริเวณพื้นที่โครงการและพื้นที่ใกล้เคียงไม่มีสัญญาณสื่อสารทางทหารจึงไม่ ก่อให้เกิดผลกระทบใดๆ

กิจกรรมการก่อสร้าง เช่น การขุด ถม ขนย้ายวัสดุ และการตอกเสาเข็ม ในบริเวณพื้นที่โครงการ อาจปิดกั้นหรือกีดขวางทางน้ำไหล ทำให้การไหลเวียนของน้ำตามธรรมชาติเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม การเปิดหน้าดินเพื่อปรับพื้นที่และการปรับปรุงถนนอาจส่งผลให้คุณภาพน้ำผิวดินเปลี่ยนแปลง โดยมีความขุ่นของน้ำเพิ่มขึ้นเล็กน้อย แต่การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจะเกิดในพื้นที่จำกัดและช่วงเวลาสั้น ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจึงมีน้อย การก่อสร้างระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะดำเนินการตามแนวถนน (Right of Way) ที่มีอยู่เดิมทั้งหมด ไม่มีการก่อสร้างผ่านพื้นที่หวงห้ามตามกฎหมาย

2) สิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเกิดขึ้นในพื้นที่ที่จำกัดและช่วงเวลาสั้น มีวิธีการก่อสร้างเช่นเดียวกับการก่อสร้างทั่วไป จึงไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรชีวภาพในบริเวณใกล้เคียง

3) พืชหรือสัตว์ชนิดเด่น/หายาก ในพื้นที่โครงการ

พื้นที่โครงการในบริเวณนิคมอุตสาหกรรม ไม่มีพืชหรือสัตว์ชนิดเด่น/หายากที่จะได้รับผลกระทบจากการดำเนินโครงการ

4) สถานที่สำคัญทางราชการ (เช่น โรงเรียน โรงพยาบาล ศาลากลางจังหวัด)

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าอาจทำให้เกิดความรำคาญเนื่องจากระดับความดังของเสียงและปริมาณฝุ่นมากกว่าระดับปกติก่อนการก่อสร้าง และการดำเนินการก่อสร้างเกิดขึ้นในช่วงกลางวัน ระยะเวลาเดียวกับที่เจ้าหน้าที่ ครู นักเรียน หรือพระ ที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงดำเนินกิจกรรมประจำวัน และการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ามีการก่อสร้างอาคารในวิธีการเดียวกับการก่อสร้างอาคารโดยทั่วไป และมีช่วงระยะเวลาก่อสร้างที่จำกัด จึงไม่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานของสถานที่สำคัญทางราชการดังกล่าว

5) แหล่งโบราณสถานหรือสถานที่ที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์

พื้นที่โครงการอยู่ในเขตชุมชนเป็นหลัก ไม่ได้อยู่ใกล้แหล่งโบราณสถานหรือสถานที่ที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ ซึ่งเป็นสถานที่ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพยายามหลีกเลี่ยง เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นเนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

6) การใช้ประโยชน์ของมนุษย์

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าคาดว่าจะมีเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องและคนงานประมาณ 20 - 30 คน จากการดำเนินกิจกรรมการก่อสร้างในช่วงระยะเวลาดำเนินการและจำนวนคนงานที่ไม่มากนัก จึงไม่น่ามีผลกระทบต่อระบบสาธารณสุขในบริเวณโครงการในเรื่องของการใช้น้ำและพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว แต่อาจมีผลกระทบเนื่องจากการจัดการน้ำเสียและขยะมูลฝอยที่มีปริมาณเพิ่มขึ้น ถึงแม้ว่าจะเป็นของเสียที่ไม่ก่อให้เกิดอันตรายรุนแรงต่อสิ่งแวดล้อม แต่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะจัดให้มีบ่อซึมบ่อเกรอะที่เพียงพอต่อจำนวนคนงานและจัดการดูแลรักษาความสะอาดของพื้นที่โครงการ เพื่อให้เกิดสุขอนามัยที่ดีในพื้นที่โครงการและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ข้างเคียง

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจะต้องมีการขนส่งวัสดุก่อสร้างมายังพื้นที่โครงการ รวมทั้งการปักเสาพาดสายที่จะดำเนินการริมถนนทางหลวง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่ออารมณ์คนในชุมชนในพื้นที่ดังกล่าวบ้าง เช่น เกิดการจราจรติดขัดในกรณีที่มีการซ่อมบำรุงอุปกรณ์บนเสาไฟฟ้า แต่ด้วยกิจกรรมการก่อสร้างเกิดขึ้นในช่วงเวลาสั้น ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจึงไม่น่าจะรุนแรงมาก

7) คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจะส่งผลดีต่อเศรษฐกิจในภาคการก่อสร้าง โดยเฉพาะกลุ่มผู้ค้าวัสดุก่อสร้าง และเป็นผลดีต่อผู้ใช้แรงงานในท้องถิ่นและกลุ่มผู้ขายสินค้าอุปโภคบริโภคในพื้นที่โครงการและพื้นที่ใกล้เคียง สถานีไฟฟ้าที่ก่อสร้างแล้วเสร็จจะทำให้พื้นที่ดังกล่าวมีความมั่นคงทางด้านพลังงานและช่วยส่งเสริมการพัฒนาของชุมชนซึ่งจะส่งผลดีต่อเศรษฐกิจในพื้นที่ดังกล่าวในระยะยาวด้วย

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจะมีเจ้าหน้าที่และคนงานจำนวนหนึ่ง ซึ่งบริษัทผู้รับเหมาจะเป็นผู้ดูแลรับผิดชอบในเรื่องที่พักของคนงานต่างถิ่น และจัดให้มีหัวหน้าคนงานที่จะควบคุมดูแลความเรียบร้อย รวมทั้งจะมีวิศวกรควบคุมงานประจำภายในพื้นที่โครงการตลอดช่วงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

8) ของเสียจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก่อให้เกิดของเสียทั้งพวกเศษวัสดุก่อสร้างเช่นเดียวกับการก่อสร้างอาคารบ้านเรือน และพวกเศษโลหะจากอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น อลูมิเนียม รวมทั้งของเสียจากกิจกรรมประจำวันของคนงาน ซึ่งถ้าหากไม่มีการจัดการที่ดีจะส่งผลกระทบต่อด้านอาชีวอนามัยและสุขภาพ ทั้งในพื้นที่โครงการและอาจนำไปสู่การแพร่กระจายของเชื้อโรคไปสู่พื้นที่ข้างเคียงได้ ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดให้ผู้รับเหมาก่อสร้างกำหนดมาตรการในการกำจัดของเสียดังกล่าวอย่างเป็นระบบและไม่ส่งผลกระทบต่อชุมชนข้างเคียง

3.2 ช่วงการจ่ายไฟและบำรุงรักษา

1) สิ่งแวดล้อมทางกายภาพ

ช่วงระยะการจ่ายไฟ และการบำรุงรักษา ทั้งสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะไม่ส่งผลกระทบต่อลักษณะทางกายภาพของพื้นที่ข้างเคียง รวมทั้งไม่ก่อให้เกิดเสียงหรือฝุ่นที่เกินกว่าระดับที่ยอมรับได้

สำหรับเรื่องแนวการระบายน้ำ สถานีไฟฟ้าเมื่อก่อสร้างแล้วเสร็จจะมีการวางผัง การระบายน้ำในพื้นที่เป็นอย่างดี และจะไม่ทำให้เกิดน้ำท่วมขังในพื้นที่ข้างเคียง อันเนื่องมาจากการระบายน้ำจากพื้นที่สถานีไฟฟ้า

2) สิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ

ช่วงการจ่ายไฟ และการบำรุงรักษา จะไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรชีวภาพในบริเวณใกล้เคียง

3) พืชหรือสัตว์ชนิดเด่น/หายาก ที่มีอยู่ในระบบนิเวศ

พื้นที่โครงการ ไม่มีพืชหรือสัตว์ชนิดเด่น/หายาก

4) สถานที่สำคัญทางราชการ (เช่น โรงเรียน โรงพยาบาล ศาลากลางจังหวัด)

ในช่วงระยะเวลาการจ่ายไฟ และการบำรุงรักษา จะไม่ก่อให้เกิดเสียงหรือฝุ่นที่เกินกว่าระดับที่ยอมรับได้ จึงไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของสถานที่สำคัญทางราชการดังกล่าว

5) แหล่งโบราณสถานหรือสถานที่ที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์

พื้นที่โครงการอยู่ในเขตชุมชน ไม่ได้อยู่ใกล้แหล่งโบราณสถานหรือสถานที่ที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ ซึ่งเป็นสถานที่ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพยายามหลีกเลี่ยง เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

6) การใช้ประโยชน์ของมนุษย์

ในช่วงการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า จะมีเจ้าหน้าที่ประจำดูแลสถานีไฟฟ้าด้วยการพลัดเวร โดยจะอยู่เวรครั้งละ 1 คน หรือไม่มีเลย (Unmanned Substation) ทำให้ความต้องการใช้น้ำและพลังงานไฟฟ้ามีปริมาณน้อย รวมทั้งปริมาณน้ำเสียและขยะมูลฝอยในบริเวณสถานีไฟฟ้าด้วย อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดให้มีห้องน้ำที่ถูกต้องสุขอนามัยและจัดการดูแลรักษาความสะอาดของพื้นที่โครงการ เพื่อสุขอนามัยที่ดีในพื้นที่โครงการและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและพื้นที่ข้างเคียง ทั้งนี้การดำเนินงานจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าจะทำให้พื้นที่บริการดังกล่าวมีความมั่นคงทางด้านพลังงาน สนับสนุนการพัฒนาของชุมชน และส่งเสริมคุณภาพชีวิตความเป็นอยู่และความปลอดภัยของประชาชน

ส่วนในระยะดำเนินงานของสถานีไฟฟ้า (การจ่ายไฟ) และการบำรุงรักษาอาจมีผลทำให้เกิดการจราจรติดขัดบ้างในกรณีที่มีการซ่อมบำรุงอุปกรณ์บนเสาไฟฟ้า

7) คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

สถานีไฟฟ้าที่ก่อสร้างแล้วเสร็จจะทำให้พื้นที่ดังกล่าวมีความมั่นคงและเชื่อถือได้ทางด้านพลังงานเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยที่จะช่วยส่งเสริมการพัฒนาของชุมชนทั้งในด้านคุณภาพชีวิตและการประกอบอาชีพ รวมทั้งอุตสาหกรรมในพื้นที่ และจะเป็นผลดีต่อเศรษฐกิจในพื้นที่ดังกล่าวในระยะยาวต่อไป

8) ของเสียจากการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ของเสียจากการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่างๆ อาจเกิดขึ้นได้ในหลายกรณี ตัวอย่างของเสียที่ถ้าหากเกิดขึ้นแล้วอาจส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อม ได้แก่ การรั่วซึมของน้ำมันหม้อแปลงจากการเปลี่ยนถ่ายระหว่างการซ่อมบำรุงหรือจากหม้อแปลงเก่าที่ไม่ได้ใช้งาน ถ้าหากมีการรั่วซึมของน้ำมันหม้อแปลงลงสู่ดินอาจทำให้เกิดการปนเปื้อนสู่แหล่งน้ำในบริเวณ ใกล้เคียงและส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในบริเวณดังกล่าวได้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดการกับปัญหาดังกล่าว โดยส่วนหนึ่งได้มีการนำน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้แล้วมารีไซเคิลใช้งานซ้ำกับหม้อแปลง หรือการรั่วไหลของ SF6 ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกชนิดหนึ่งจากอุปกรณ์ Load Break Switch ออกสู่ชั้นบรรยากาศ และเป็นสาเหตุหนึ่งของปรากฏการณ์เรือนกระจก

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการติดตามตรวจสอบอุปกรณ์ดังกล่าวเป็นประจำสม่ำเสมอเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการเกิด Arc และการเป็นสาเหตุของภาวะสภาพภูมิอากาศเปลี่ยนแปลง

4. สรุปผลการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า สายส่งและระบบจำหน่ายในโครงการดังกล่าวการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีการดำเนินงานที่จะขัดต่อระเบียบ ข้อบังคับ หรือข้อห้ามทางกฎหมาย รวมทั้งไม่มีการดำเนินการที่จะส่งผลกระทบร้ายแรงต่อสิ่งแวดล้อมหรือพื้นที่ข้างเคียง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีมาตรการดูแลให้การก่อสร้างดำเนินไปอย่างปลอดภัย มีอาชีวอนามัย รวมทั้งส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและพื้นที่ใกล้เคียงให้น้อยที่สุด

บทที่ 8

การบริหารโครงการ

1. การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อใช้ในการบริหารโครงการ

เพื่อให้การดำเนินโครงการเป็นไปตามเป้าหมายและบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงได้มีฝ่ายก่อสร้างและบริหารโครงการ ซึ่งประกอบด้วยบุคลากรที่มีประสบการณ์ในการดำเนินโครงการต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาแล้ว

ฝ่ายก่อสร้างและบริหารโครงการ แบ่งออกเป็น ภาค 1 - 4 ดูแลรับผิดชอบภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ ตามลำดับ โดยแบ่งเป็น 3 กอง ได้แก่ กองก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และระบบไฟฟ้า กองจัดการโครงการ 1 และกองจัดการโครงการ 2 ทำหน้าที่ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับขั้นตอนการดำเนินการโครงการ ได้แก่ การจัดตั้งงบประมาณ การกำหนดสเปค การสำรวจออกแบบ การจัดหาจัดจ้าง การจัดทำสัญญา เป็นต้น สำหรับการควบคุมงานก่อสร้างและผลการดำเนินงานก่อสร้าง ตลอดจนปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการนั้น ฝ่ายก่อสร้างและบริหารโครงการจะติดตามประสานงานกับการไฟฟ้าเขต ฝ่ายวิศวกรรมและบริการ ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา รวมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อแก้ไขปัญหาอุปสรรคและรายงานผลการดำเนินโครงการ

2. การจัดซื้อที่ดิน

การจัดซื้อที่ดินจะต้องดำเนินการให้เป็นไปตามระเบียบและวิธีปฏิบัติของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการจัดซื้อที่ดินการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดำเนินการซื้อที่ดินโดยวิธีพิเศษจากเจ้าของที่ดิน หรือผู้รับมอบอำนาจจากเจ้าของที่ดิน หรือโดยวิธีกรณีพิเศษ ซึ่งในการจัดซื้อที่ดินการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีคณะกรรมการจัดหาที่ดิน เพื่อทำการพิจารณากลับกรองความเหมาะสมของสภาพที่ดิน และเนื้อที่ใช้สอยให้ได้ตามความต้องการ พร้อมทั้งต่อรองราคาจากเจ้าของที่ดินที่ทำการเสนอขายต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับคณะกรรมการจัดซื้อที่ดิน เพื่อทำการพิจารณากลับกรองข้อเสนอจากคณะกรรมการจัดหาที่ดิน และทำการสรุปผลการพิจารณาที่ได้รายงานเสนอต่อคณะกรรมการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อพิจารณาอนุมัติจัดซื้อต่อไป

3. การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ

การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และการจ้างเหมาดำเนินการในงานบางลักษณะจะพิจารณา ดำเนินการโดยประกวดราคาตามข้อบังคับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยการซื้อ และการจ้างซึ่งสอดคล้อง กับระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการพัสดุ โดยวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างจะต้องเป็นไปตาม มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งวัสดุอุปกรณ์ส่วนใหญ่จะจัดซื้อภายในประเทศ ยกเว้นวัสดุอุปกรณ์ บางรายการ เช่น อลูมิเนียมอินกอท จะจัดซื้อจากต่างประเทศ

4. การก่อสร้าง

งานก่อสร้างจะต้องเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยงานก่อสร้าง สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ส่วนใหญ่ งานเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้าเดิมบางส่วนและ งานก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี บางส่วน จะจ้างเหมาบริษัทดำเนินการ โดยมีวิศวกรจากฝ่ายก่อสร้าง และบริหารโครงการ การไฟฟ้าเขต และการไฟฟ้าหน้างาน ทำหน้าที่ควบคุมการดำเนินการอย่างใกล้ชิด สำหรับงานเพิ่ม/เปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้าเดิมบางส่วน และงานก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี บางส่วนจะดำเนินการโดยกองก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5. การติดตามผลการดำเนินงาน

ฝ่ายก่อสร้างและบริหารโครงการจะติดตามประสานงานกับการไฟฟ้าเขต ฝ่ายวิศวกรรม และบริการ ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา รวมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อรวบรวมข้อมูลและ สรุปรายงานผลการดำเนินงานตลอดเวลาของการดำเนินโครงการแล้วจัดส่งให้กองโครงการ ฝ่ายวางแผน ระบบไฟฟ้า เพื่อรวบรวมจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าของโครงการทุกไตรมาส เพื่อรายงานผู้บริหาร ระดับสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจัดส่งให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคม แห่งชาติ (สศช.) สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ (สบน.) กระทรวงการคลัง และสำนักงานคณะกรรมการ กำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ต่อไป

รายงานผลความก้าวหน้าของโครงการจะประกอบด้วย สถานะการจัดหา/จัดจ้าง จัดทำ สัญญา การเบิกจ่ายเงิน แผนการดำเนินโครงการ ผลการก่อสร้างและ ค่าใช้จ่ายต่างๆ พร้อมทั้งปัญหา อุปสรรคในการดำเนินโครงการ

ทั้งนี้ในระหว่างการดำเนินโครงการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะติดตามและตรวจสอบความ ต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริง กับที่ได้คาดคะเนไว้ตอนเริ่มจัดทำโครงการตลอดเวลาเพื่อปรับเปลี่ยนแผน ดำเนินโครงการ เช่น การออกแบบ การกำหนดแผนการก่อสร้าง การจัดหาวัสดุอุปกรณ์ เป็นต้น ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป เพื่อให้การดำเนินโครงการบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้

บทที่ 9

การบริหารความเสี่ยง

ความเสี่ยง (Risk) คือ ความไม่แน่นอนว่าผลลัพธ์จะเกิดขึ้นตามที่ได้ตั้งเป้าหมายไว้หรือไม่ซึ่งการกระทำหรือเหตุการณ์ที่อาจจะมีผลบั่นทอนความสามารถขององค์กรที่จะบรรลุเป้าประสงค์ที่ตั้งไว้ การกระทำหรือเหตุการณ์ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งโอกาสหรือสิ่งคุกคาม หมายรวมถึงแนวโน้มหรือโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงและผลกระทบหากเหตุการณ์เกิดขึ้นจริง ดังนั้นโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก จึงมีแนวทางการบริหารความเสี่ยง สรุปได้ดังนี้

1. วัตถุประสงค์ของการบริหารความเสี่ยง

- 1) เพื่อให้ผลการดำเนินงานของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เป็นไปตามเป้าหมายที่วางไว้
- 2) เพื่อให้เกิดการรับรู้ตระหนัก และเข้าใจถึงความเสี่ยงด้านต่างๆ ที่จะเกิดขึ้น และสามารถหาวิธีจัดการกับความเสี่ยง เพื่อป้องกันหรือลดความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้
- 3) เพื่อสร้างกรอบและแนวทางในการปฏิบัติงานให้แก่บุคลากรในองค์กร ให้สามารถบริหารจัดการความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นกับองค์กรได้อย่างเป็นระบบและมีประสิทธิภาพ
- 4) เพื่อให้มีระบบในการติดตามตรวจสอบผลการดำเนินการบริหารความเสี่ยงและเฝ้าระวังความเสี่ยงใหม่ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้น

2. การระบุความเสี่ยง หรือสาเหตุของความเสี่ยง

2.1 ความเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายในองค์กร

- ความเสี่ยงจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก 6 พื้นที่ชายแดน เนื่องจากผลการวิจัยของเครือข่ายองค์กรบริหารงานวิจัยแห่งชาติพบว่า GDP ของประเทศไทยจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.05 จากการเปิดประชาคมเศรษฐกิจอาเซียนในปี 2558 คิดเป็นปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.0717 ซึ่งเป็นอัตราการเติบโตที่น้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่การไฟฟ้าชายแดนที่ผ่านมา โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก จึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้ง 6 พื้นที่ โดยพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้พื้นที่จัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก โดยใช้อัตราการ

เติบโตความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยย้อนหลัง 10 ปี ของตัวแทนการไฟฟ้าชายแดนในเขตแนวพรมแดนที่อยู่ติดกับประเทศเพื่อนบ้านที่มีความหนาแน่นของโหลดต่อตารางกิโลเมตรสูงสุด

- ความเสี่ยงจากระยะเวลาการดำเนินการค่อนข้างเร่งรัด ส่งผลให้การก่อสร้างระบบไฟฟ้าอาจไม่แล้วเสร็จตามแผนงาน อาทิเช่น ปัญหาในการจัดซื้อที่ดินทำให้เกิดความล่าช้าในแผนการดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า หรือในกรณีที่จัดหาที่ดินสำหรับก่อสร้างสถานีไฟฟ้าได้แล้วจะมีกระบวนการขั้นตอนในการสำรวจออกแบบตลอดจนดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแล้วเสร็จประมาณ 2.5 ปี

- ความเสี่ยงของระบบการปฏิบัติงาน เนื่องจากในการขออนุมัติดำเนินการโครงการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องนำเสนอข้อมูลและรายละเอียดของโครงการต่อผู้มีอำนาจอนุมัติโครงการพิจารณาในหลายขั้นตอน ซึ่งหากการนำเสนอข้อมูลไม่ชัดเจนก็จะส่งผลให้การพิจารณาในแต่ละขั้นตอนล่าช้า และจะทำให้การเริ่มดำเนินการตามโครงการล่าช้าตามไปด้วย

2.2 ความเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายนอกองค์กร

- ความเสี่ยงทางด้านการเมืองและสังคม เช่น ความต่อเนื่องในเชิงนโยบายของรัฐบาล รวมถึงรัฐบาลไม่มีนโยบายหรือแนวทางการสนับสนุนโครงการที่ชัดเจนในการลงทุน การแทรกแซงจากบุคคลภายนอก การร่วมมือเชิงนโยบายระหว่างผู้บริหารส่วนกลาง ส่วนภูมิภาค และส่วนท้องถิ่น

- ความเสี่ยงจากการคัดค้านของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย หรือองค์กรพัฒนาเอกชน (NGOs) เกิดจากการที่กลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย หรือองค์กรพัฒนาเอกชนไม่เห็นด้วยกับโครงการซึ่งอาจจะดำเนินการขัดขวางไม่ให้เกิดโครงการหรือไม่ให้โครงการก่อสร้างเสร็จตามเวลาที่กำหนด

- ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ เกิดจากการกู้เงินเพื่อนำมาลงทุนก่อสร้าง ในกรณีที่กู้เงินด้วยอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัว พอโครงการเปิดดำเนินการในขณะที่ยอดอัตราดอกเบี้ยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจะทำให้ต้องจ่ายดอกเบี้ยที่มากขึ้นจากที่คาดการณ์ไว้ในตอนต้นงบการลงทุนโครงการ ส่วนกรณีที่กู้เงินด้วยอัตราดอกเบี้ยคงที่ เมื่อโครงการเปิดดำเนินการในขณะที่ยอดอัตราดอกเบี้ยมีแนวโน้มลดลงจะทำให้เสียโอกาสในการลดค่าลงทุนได้อีกทางหนึ่ง

- ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน เกิดจากการที่โครงการใช้เงินลงทุนโดยใช้เงินกู้ที่เป็นเงินสกุลต่างประเทศ ทั้งนี้ ถ้าค่าเงินบาทแข็งค่าจะส่งผลให้การชำระหนี้ถูกลงเมื่อเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนในตอนกู้เงิน แต่ถ้าค่าเงินบาทอ่อนตัวจะทำให้การชำระหนี้แพงขึ้นเมื่อเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนในตอนกู้เงิน

- ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาวัสดุก่อสร้าง เกิดจากความผันผวนของราคาวัตถุดิบขั้นต้นของวัสดุก่อสร้าง เช่น เหล็ก หิน ปูน ทราย ไม้ ส่งผลให้ราคาวัสดุก่อสร้างมีความผันผวนตามไปด้วยเช่นกัน

3. การประเมินความเสี่ยง

การประเมินความเสี่ยงเป็นการนำปัจจัยหรือสาเหตุความเสี่ยงมาวิเคราะห์ เพื่อประเมินโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood) ระดับความรุนแรงของผลกระทบจากความเสี่ยง (Impact) และจัดระดับความเสี่ยง (Degree of Risk) โดยได้กำหนดเกณฑ์การประเมินมาตรฐานในการประเมินความเสี่ยง ดังนี้

3.1 ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood)

โดยได้ระบุตัวเลขระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงไว้ 5 ระดับ ซึ่งเป็นการประเมินความเป็นไปได้ที่จะเกิดเหตุการณ์ หรือความเสี่ยง แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9-1 และทำการวิเคราะห์ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง แสดงดังตารางที่ 9-2

ตารางที่ 9-1 ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood)

ระดับ	โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง	รายละเอียด
5	สูงมาก	มีโอกาสในการเกิดทุกครั้ง (81-100% หรือบ่อยมาก)
4	สูง	มีโอกาสในการเกิดค่อนข้างสูง (61-80% หรือบ่อย)
3	ปานกลาง	มีโอกาสเกิดบางครั้ง (41-60% หรือไม่บ่อย)
2	ต่ำ	อาจมีโอกาสดังกล่าวแต่ไม่บ่อย (21-40% หรือนานๆ ครั้ง)
1	ต่ำมาก	มีโอกาสเกิดในกรณียากเย็น (1-20% หรือแทบจะไม่มีโอกาสเกิด)

ตารางที่ 9-2 การกำหนดระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood) ของแต่ละปัจจัยเสี่ยง

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood)
1	ปัจจัยภายในองค์กร	
1.1	ความเสี่ยงจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	2
1.2	ความเสี่ยงจากระยะเวลาการดำเนินการค่อนข้างเร่งรัด	2
1.3	ความเสี่ยงของระบบการปฏิบัติงาน	2
2	ปัจจัยภายนอกองค์กร	
2.1	ความเสี่ยงทางด้านการเมืองและสังคม	3
2.2	ความเสี่ยงจากการคัดค้านของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	3
2.3	ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้	3
2.4	ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน	3
2.5	ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาวัสดุก่อสร้าง	3

3.2 ระดับความรุนแรงของผลกระทบ (Impact)

โดยได้ทำการวิเคราะห์ระดับความรุนแรงของผลกระทบไว้ 5 ระดับ ซึ่งเป็นการประเมินผลกระทบของการดำเนินงานในรูปของความเสียหายที่จะเกิดขึ้น และส่งผลกระทบต่อการบรรลุเป้าประสงค์ของโครงการ แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 9-3 และทำการวิเคราะห์ระดับความรุนแรงของผลกระทบ แสดงดังตารางที่ 9-4

ตารางที่ 9-3 การกำหนดระดับความรุนแรงของผลกระทบ (Impact) แต่ละปัจจัยเสี่ยง

ระดับ	โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง	รายละเอียด
5	สูงมาก	ส่งผลกระทบต่อโครงการ
4	สูง	ส่งผลกระทบต่อโครงการอย่างมีนัยสำคัญ
3	ปานกลาง	ส่งผลกระทบต่อโครงการในระดับปานกลาง
2	ต่ำ	ส่งผลกระทบต่อโครงการในระดับน้อย/ควบคุมได้
1	ต่ำมาก	ไม่ส่งผลกระทบต่อโครงการ

ตารางที่ 9-4 การกำหนดระดับความรุนแรงของผลกระทบ (Impact) แต่ละปัจจัยเสี่ยง

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ผลกระทบ (Impact))
1	ปัจจัยภายในองค์กร	
1.1	ความเสี่ยงจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	4
1.2	ความเสี่ยงจากระยะเวลาการดำเนินการค่อนข้างเร่งรัด	3
1.3	ความเสี่ยงของระบบการปฏิบัติงาน	3
2	ปัจจัยภายนอกองค์กร	
2.1	ความเสี่ยงทางด้านการเมืองและสังคม	3
2.2	ความเสี่ยงจากการคัดค้านของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	3
2.3	ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้	3
2.4	ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน	3
2.5	ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาวัสดุก่อสร้าง	3

การวิเคราะห์ระดับความเสี่ยง (Degree of Risk) เป็นการพิจารณาความสัมพันธ์ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง และระดับความรุนแรงของผลกระทบ ซึ่งจะทำการวิเคราะห์ระดับความเสี่ยงโดยใช้หลักการคำนวณ คือ

ระดับความเสี่ยง = โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง x ระดับความรุนแรงของผลกระทบ

จากนั้นจะนำแผนภูมิระดับความเสี่ยง (Risk Profile) และเกณฑ์ความสามารถในการยอมรับความเสี่ยงมาใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ จัดระดับความเสี่ยง ซึ่งจะแบ่งความเสี่ยงออกเป็น 5 ระดับ ได้แก่ ระดับสูงมาก ระดับสูง ระดับปานกลาง ระดับต่ำ และระดับต่ำมาก แล้วจึงนำระดับความเสี่ยงมาจัดลำดับความสำคัญของความเสี่ยงต่อไป แสดงดังตารางที่ 9-5 และทำการกำหนดเกณฑ์ความสามารถในการยอมรับความเสี่ยง โดยพิจารณาจากแผนภูมิระดับความเสี่ยง แสดงดังตารางที่ 9-6

ตารางที่ 9-5 แผนภูมิระดับความเสี่ยง (Risk Profile)

โอกาสที่จะเกิด ความเสี่ยง (Likelihood)	ระดับความรุนแรงของผลกระทบ				
	ต่ำมาก = 1	ต่ำ = 2	ปานกลาง = 3	สูง = 4	สูงมาก = 5
สูงมาก = 5	5	10	15	20	25
สูง = 4	4	8	12	16	20
ปานกลาง = 3	3	6	9	12	15
ต่ำ = 2	2	4	6	8	10
ต่ำมาก = 1	1	2	3	4	5

ตารางที่ 9-6 เกณฑ์ความสามารถในการยอมรับความเสี่ยง

ระดับความเสี่ยง	ระดับคะแนน	รายละเอียด
สูงมาก	20-25	ไม่สามารถยอมรับได้ จำเป็นต้องเร่งจัดการความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ทันที
สูง	9-16	ไม่สามารถยอมรับได้ โดยต้องจัดการความเสี่ยงเพื่อให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ต่อไป
ปานกลาง	4-8	พอยอมรับได้แต่ต้องมีการควบคุมเพื่อป้องกันไม่ให้ความเสี่ยงเคลื่อนย้ายไปยังระดับที่ยอมรับไม่ได้
ต่ำ	1-3	ยอมรับได้โดยไม่ต้องควบคุมความเสี่ยง ไม่ต้องมีการจัดการเพิ่มเติม

ระดับความเสี่ยงที่มีนัยสำคัญที่ผู้บริหารโครงการควรให้ความสำคัญมาก คือ ความเสี่ยงที่มีระดับสูงมาก และสูง เนื่องจากเป็นความเสี่ยงที่ไม่สามารถยอมรับได้ เพราะจะทำให้การดำเนินงานตามแผนหลักไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ ส่วนระดับความเสี่ยงปานกลาง ต่ำ และต่ำมาก ผู้บริหารโครงการอาจไม่จำเป็นต้องเอาใจใส่มากนัก แต่ก็ไม่ควรละเลยโดยให้มีการดำเนินการควบคุมเท่าที่จำเป็นตามความเหมาะสม โดยสามารถสรุประดับความเสี่ยงแต่ละปัจจัยได้ดังตารางที่ 9-7

ตารางที่ 9-7 สรุประดับความเสี่ยงของการดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (Likelihood)
1	ปัจจัยภายในองค์กร	
1.1	ความเสี่ยงจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	8 (ปานกลาง)
1.2	ความเสี่ยงจากระยะเวลาการดำเนินการค่อนข้างเร่งรัด	6 (ปานกลาง)
1.3	ความเสี่ยงของระบบการปฏิบัติงาน	6 (ปานกลาง)
2	ปัจจัยภายนอกองค์กร	
2.1	ความเสี่ยงทางด้านการเมืองและสังคม	9 (สูง)
2.2	ความเสี่ยงจากการคัดค้านของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	9 (สูง)
2.3	ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้	9 (สูง)
2.4	ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน	9 (สูง)
2.5	ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาสถูก่อสร้าง	9 (สูง)

4. แนวทางการบริหารความเสี่ยงของโครงการ

โดยได้ทำการสรุปแนวทางการบริหารความเสี่ยงของโครงการ ดังตารางที่ 9-8

ตารางที่ 9-8 สรุปแนวทางการบริหารความเสี่ยงของโครงการ

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	แนวทางการบริหารความเสี่ยง
1	ปัจจัยภายในองค์กร	
1.1	ความเสี่ยงจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	- ติดตามข้อมูลแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าบริเวณเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก เพื่อปรับปรุงข้อมูลการพยากรณ์ให้มีความถูกต้องใกล้เคียงความเป็นจริงมากขึ้น

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	แนวทางการบริหารความเสี่ยง
1.2	ความเสี่ยงจากระยะเวลาการดำเนินการค่อนข้างเร่งรัด	- ประสานงานกับกรมโยธาธิการและผังเมือง ผู้ว่าราชการจังหวัดให้จัดหาที่ดินในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อให้สามารถดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าได้ทันกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น - เร่งรัดดำเนินการและประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สามารถก่อสร้างระบบไฟฟ้าได้ทันต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น
1.3	ความเสี่ยงของระบบการปฏิบัติงาน	- เร่งรัดกระบวนการในการจัดเตรียมความพร้อมของข้อมูลเพื่อใช้ประกอบในการอนุมัติโครงการให้มีความชัดเจนและครบถ้วนมากที่สุด
2	ปัจจัยภายนอกองค์กร	
2.1	ความเสี่ยงทางด้านการเมืองและสังคม	- จัดทำแผนการดำเนินงานที่มีเนื้อหาในส่วนของยุทธศาสตร์โครงการ กลยุทธ์ แผนการปฏิบัติงาน รวมถึงผลประโยชน์หรือผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินงานที่ชัดเจนซึ่งมีการระบุถึงแนวทางการสนับสนุนจากรัฐบาล เพื่อสามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลในการดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม
2.2	ความเสี่ยงจากการคัดค้านของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	- จัดทำแผนการประชาสัมพันธ์โครงการเพื่อทำความเข้าใจกับกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
2.3	ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้	- การวางนโยบายด้านการเงินของโครงการ - การประมาณการค่าใช้จ่ายด้านดอกเบี้ยของโครงการ - การทำสัญญาป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	แนวทางการบริหารความเสี่ยง
2.4	ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน	- การทำสัญญาป้องกันความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยน - การวางนโยบายด้านการกู้ยืมหรือการจัดหาแหล่งเงินทุนของโครงการ - การกำหนดอัตราแลกเปลี่ยนที่เหมาะสม
2.5	ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาวัสดุก่อสร้าง	- โครงการจะต้องทำการจัดการประมูลงานเพื่อให้ได้วัสดุก่อสร้างในราคาต่ำที่สุด และมีคุณภาพ ซึ่งจะทำให้โครงการทราบถึงราคาต้นทุนของวัสดุก่อสร้างทั้งหมดที่ต้องการใช้ และสามารถจะช่วยลดความเสี่ยงที่เกิดจากการผันผวนของราคาวัสดุก่อสร้าง รวมถึงความไม่แน่นอนทางการเงิน - โครงการจะต้องทำการควบคุมระยะเวลาในการดำเนินการก่อสร้างให้รวดเร็วที่สุดเพื่อหลีกเลี่ยงความผันผวนของราคาในตลาดวัสดุก่อสร้าง

ภาคผนวก ก

แผนการดำเนินงาน

อ.แม่สอด จ.ตาก

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1. การขออนุมัติโครงการ																																						
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																						
2.1 งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า																																						
- สถานีไฟฟ้าแม่สอด 2																																						
- สถานีไฟฟ้าแม่สอด 3																																						
2.2 งานก่อสร้างสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี																																						
- Cut&turn (สฟ.แม่สอด - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สอด 2																																						
- Cut&turn (สฟ.แม่สอด - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สอด 3																																						
2.3 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี																																						
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 1																																						
- ระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 2																																						
- ระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 3																																						
2.4 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์																																						
2.5 งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย																																						

อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. การขออนุมัติโครงการ																																					
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																					
2.1 งานก่อสร้างสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี																																					
- Loop line ช่วงสถานีไฟฟ้าวัฒนานคร (กฟผ.) - สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 2																																					
2.2 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี																																					
- ก่อสร้างระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ อรัญประเทศ 1, อรัญประเทศ 2																																					

อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. การขออนุมัติโครงการ																																					
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																					
2.1 งานเพิ่มหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง																																					
- สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่																																					
2.2 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี																																					
- ระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าคลองใหญ่																																					
2.3 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์																																					
2.4 งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย																																					

อ.เมือง จ.มุกดาหาร

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1. การขออนุมัติโครงการ																																						
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																						
2.1 งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า																																						
- สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3																																						
2.2 งานก่อสร้างสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี																																						
- สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 (กฟผ.) - สถานีฯ มุกดาหาร 3																																						
2.3 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี																																						
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1																																						
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2																																						
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3																																						
2.4 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์																																						
2.5 งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย																																						

อ.สะเดา จ.สงขลา

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. การขออนุมัติโครงการ																																					
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																					
2.1 งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า																																					
- สถานีไฟฟ้าสะเดา 2																																					
2.2 งานก่อสร้างสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี																																					
- สถานีไฟฟ้าสะเดา 3 (ชั่วคราว) - สถานีฯ สะเดา 2																																					
2.3 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 33 เควี																																					
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ สะเดา 1																																					
- ปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ สะเดา 2																																					
2.4 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์																																					
2.5 งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย																																					

อ.เมือง จ.หนองคาย

แผนงานดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก
พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

รายการ	ปี 2558												ปี 2559												ปี 2560													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1. การขออนุมัติโครงการ																																						
2. แผนงานก่อสร้างระบบไฟฟ้า																																						
2.1 งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า																																						
- สถานีไฟฟ้าหนองคาย 2																																						
- สถานีไฟฟ้าหนองคาย 3																																						
2.2 งานก่อสร้างสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี																																						
- Cut&Turn(สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ ศรีเชียงใหม่)																																						
- Cut&Turn(สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ โพนพิสัย)																																						
2.3 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี																																						
- ก่อสร้างปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ หนองคาย 1																																						
- ก่อสร้างปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ หนองคาย 2																																						
- ก่อสร้างปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีฯ หนองคาย 3																																						
2.4 งานก่อสร้างสายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์																																						
2.5 งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย																																						

ภาคผนวก ข

ราคาต่อหน่วยค่าก่อสร้าง



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กกพ. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local							Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	
1. Land Acquisition & Development													
1.1 Northern Area													
1.1.1 For Conventional	1	Rai	-	-	-	1,614,000	-	-	-	-	161,400	1,775,400	1,775,400
1.1.2 For Gis	1	Rai	-	-	-	3,504,000	-	-	-	-	350,400	3,854,400	3,854,400
1.2 Northeastern Area													
1.2.1 For Conventional	1	Rai	-	-	-	1,234,000	-	-	-	-	123,400	1,357,400	1,357,400
1.2.2 For Gis	1	Rai	-	-	-	2,544,000	-	-	-	-	254,400	2,798,400	2,798,400
1.3 Central Area													
1.3.1 For Conventional	1	Rai	-	-	-	3,384,000	-	-	-	-	338,400	3,722,400	3,722,400
1.3.2 For Gis	1	Rai	-	-	-	7,984,000	-	-	-	-	798,400	8,782,400	8,782,400
1.4 Southern Area													
1.4.1 For Conventional	1	Rai	-	-	-	2,824,000	-	-	-	-	282,400	3,106,400	3,106,400
1.4.2 For Gis	1	Rai	-	-	-	6,564,000	-	-	-	-	656,400	7,220,400	7,220,400
2. Switching													
2.1 115 kV AIS Breaker & a Half													
2.1.1 115 kV 2 in 4 out	1	Unit	36,256,000	3,625,600	39,881,600	58,872,100	3,715,100	2,719,200	1,047,800	4,476,700	4,283,100	75,114,000	114,995,600
2.1.2 115 kV 3 in 7 out Without Split Bus	1	Unit	54,331,000	5,433,100	59,764,100	75,365,300	4,422,600	4,074,900	1,391,600	5,915,200	5,017,000	96,186,600	155,950,700
2.1.3 115 kV 3 in 7 out With Split Bus	1	Unit	59,485,900	5,948,600	65,434,500	77,545,900	4,675,300	4,461,500	1,507,400	6,400,600	5,359,100	99,949,800	165,384,300
2.2 115 kV GIS Double Bus													
2.2.1 115 kV 2 in 4 out	1	Unit	141,918,400	14,191,900	156,110,300	100,835,600	7,733,100	10,643,900	3,291,000	13,825,400	10,232,900	146,561,900	302,672,200
2.2.2 115 kV 3 in 7 out	1	Unit	217,277,900	21,727,800	239,005,700	107,839,600	9,313,000	16,295,900	4,506,200	18,854,000	11,580,900	168,389,600	407,395,300
2.3 115 kV Terminal Substation	1	Unit	10,412,100	1,041,300	11,453,400	33,611,400	2,287,800	781,000	456,900	1,992,100	2,478,100	41,607,300	53,060,700
3. Substation													
3.1 115 kV AIS Main and Transfer Bus													
3.1.1 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	20,288,500	2,028,900	22,317,400	138,005,500	4,886,700	1,521,700	1,902,300	8,016,300	12,133,300	166,465,800	188,783,200
3.1.2 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	23,131,100	2,313,200	25,444,300	175,852,100	5,676,000	1,734,900	2,508,300	10,524,200	16,279,600	212,575,100	238,019,400
3.1.3 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	65,321,500	6,532,200	71,853,700	109,126,200	3,928,000	4,899,200	2,195,300	9,148,200	9,629,700	138,926,700	210,780,400
3.1.4 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	65,439,100	6,544,000	71,983,100	143,574,500	4,389,300	4,908,000	2,706,400	11,251,100	13,332,900	180,162,300	252,145,400
3.2 115 kV AIS Compact H Configuration													
3.2.1 22 kV 1*25 MVA	1	Unit	18,111,000	1,811,100	19,922,100	95,117,400	3,107,400	1,358,400	1,261,300	5,307,400	7,565,200	113,717,100	135,639,200
3.2.2 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	19,365,400	1,936,600	21,302,000	124,179,300	3,598,800	1,452,400	1,717,500	7,188,800	10,763,700	148,900,700	170,202,700
3.2.3 22 kV 2*25 MVA	1	Unit	21,435,100	2,143,600	23,578,700	146,449,200	3,887,900	1,607,700	2,084,900	8,697,900	13,222,800	175,950,400	199,529,100
3.2.4 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	21,435,100	2,143,600	23,578,700	159,270,100	4,101,300	1,607,700	2,277,200	9,491,500	14,624,800	191,372,600	214,951,300
3.2.5 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	58,014,100	5,801,500	63,815,600	113,861,300	3,596,300	4,351,100	2,185,900	9,090,600	10,258,500	143,343,800	207,159,400
3.2.6 33 kV 2*25 MVA	1	Unit	58,014,100	5,801,500	63,815,600	138,627,600	4,220,800	4,351,100	2,557,400	10,636,300	12,989,400	173,382,600	237,198,200
3.2.7 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	58,014,100	5,801,500	63,815,600	148,179,600	4,030,000	4,351,100	2,700,700	11,206,600	13,996,800	184,464,800	248,280,400



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่าง ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ พทอ. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local							Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	
3.3 115 kV AIS H Configuration													
3.3.1 22 kV 1*25 MVA	1	Unit	18,111,000	1,811,100	19,922,100	94,625,800	3,052,000	1,358,400	1,261,500	5,304,500	7,560,200	113,162,600	133,084,700
3.3.2 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	19,365,400	1,936,600	21,302,000	123,687,600	3,543,400	1,452,400	1,717,600	7,186,000	10,758,700	148,345,900	169,647,900
3.3.3 22 kV 2*25 MVA	1	Unit	21,435,100	2,143,600	23,578,700	146,459,100	3,813,800	1,607,700	2,085,100	8,694,100	13,216,000	175,875,800	199,454,500
3.3.4 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	21,435,100	2,143,600	23,578,700	159,280,100	4,027,200	1,607,700	2,277,400	9,487,700	14,618,000	191,298,200	214,876,900
3.3.5 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	61,223,700	6,122,400	67,346,100	94,040,700	3,202,200	4,591,800	1,947,900	8,100,400	8,188,300	120,071,300	187,417,400
3.3.6 33 kV 2*25 MVA	1	Unit	61,337,300	6,133,800	67,471,100	120,626,000	3,877,400	4,600,300	2,341,000	9,737,000	11,068,200	152,249,900	219,721,000
3.3.7 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	61,223,700	6,122,400	67,346,100	128,859,100	3,642,900	4,591,800	2,462,700	10,216,800	11,927,400	161,700,800	229,046,900
3.4 115 kV AIS Substation Connection by Tie Line													
3.4.1 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	10,184,500	1,018,500	11,203,000	88,967,200	2,298,200	763,900	1,056,300	4,426,200	6,801,200	104,313,100	115,516,100
3.4.2 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	10,184,500	1,018,500	11,203,000	95,377,700	2,404,900	763,900	1,152,400	4,823,000	7,502,200	112,024,200	123,227,200
3.4.3 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	26,765,900	2,676,600	29,442,500	82,027,300	2,662,800	2,007,500	1,219,600	5,111,000	6,352,800	99,381,100	128,823,600
3.4.4 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	26,765,900	2,676,600	29,442,500	86,803,300	2,567,400	2,007,500	1,291,200	5,396,200	6,856,600	104,922,200	134,364,700
3.5 115 kV GIS Double Bus Substation													
3.5.1 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	86,153,000	8,615,300	94,768,300	150,349,100	6,450,600	6,461,500	3,104,500	12,991,200	14,335,700	193,692,600	288,460,900
3.5.2 22 kV 1*50 MVA (1)	1	Unit	96,722,285	9,672,228	106,394,513	168,793,988	7,241,962	7,254,199	3,485,361	14,584,966	16,094,409	217,454,887	323,849,400
3.5.3 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	103,631,300	10,363,200	113,994,500	190,189,500	7,404,700	7,772,400	3,983,900	16,618,900	18,997,000	244,966,500	358,961,000
3.5.4 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	83,889,600	8,389,000	92,278,600	170,456,000	5,175,700	6,291,800	3,369,600	13,991,000	16,328,400	215,612,600	307,891,200
3.5.5 22 kV 1*50 MVA (1)	1	Unit	93,531,730	9,353,218	102,884,948	190,047,928	5,770,586	7,014,969	3,756,896	15,599,102	18,205,159	240,394,752	343,279,700
3.5.6 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	100,280,300	10,028,100	110,308,400	204,508,800	5,867,600	7,521,100	4,144,700	17,179,400	20,322,200	259,543,800	369,852,200
3.6 22/33 kV MTS Compact Substation (MTS H-Type Outdoor)													
3.6.1 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	11,747,200	1,174,800	12,922,000	117,568,700	2,972,300	881,100	1,555,500	6,493,400	10,297,000	139,768,000	152,690,000
3.6.2 22 kV 1*50 MVA (1)	1	Unit	11,747,200	1,174,800	12,922,000	117,568,700	2,972,300	881,100	1,555,500	6,493,400	10,297,000	139,768,000	152,690,000
3.6.3 22 kV 1*50 MVA (2)	1	Unit	14,131,299	1,413,226	15,544,525	141,429,317	3,575,530	1,059,920	1,871,189	7,811,238	12,386,780	168,133,975	183,678,500
3.6.4 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	15,460,400	1,546,100	17,006,500	182,214,100	4,194,500	1,159,600	2,585,000	10,746,800	17,439,900	218,339,900	235,346,400
3.6.5 22 kV 2*50 MVA (1)	1	Unit	15,460,400	1,546,100	17,006,500	182,214,100	4,194,500	1,159,600	2,585,000	10,746,800	17,439,900	218,339,900	235,346,400
3.6.6 22 kV 2*25 MVA	1	Unit	14,447,283	1,444,784	15,892,068	170,273,648	3,919,635	1,083,612	2,415,605	10,042,564	16,297,067	204,032,132	219,924,200
3.6.7 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	32,627,600	3,262,800	35,890,400	109,000,900	2,813,200	2,447,100	1,763,700	7,329,100	9,685,300	133,039,300	168,929,700
3.6.8 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	55,084,500	5,508,500	60,593,000	165,788,300	4,105,900	4,131,400	2,977,600	12,335,200	16,283,700	205,622,100	266,215,100
3.7 115 kV MTS H Type Indoor													
3.7.1 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	11,747,200	1,174,800	12,922,000	127,067,200	2,972,300	881,100	1,555,500	6,493,400	10,297,000	149,266,500	162,188,500
3.7.2 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	15,460,400	1,546,100	17,006,500	191,712,700	4,194,500	1,159,600	2,585,000	10,746,800	17,439,900	227,838,500	244,845,000
3.7.3 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	32,627,600	3,262,800	35,890,400	118,499,400	2,813,200	2,447,100	1,763,700	7,329,100	9,685,300	142,537,800	178,428,200
3.7.4 33 kV 2*50 MVA	1	Unit	55,084,500	5,508,500	60,593,000	175,286,800	4,105,900	4,131,400	2,977,600	12,335,200	16,283,700	215,120,600	275,713,600
3.8 115 kV MTS Tail End (H-Config) Outdoor													
3.8.1 22 kV 1*25 MVA	1	Unit	24,649,600	2,465,000	27,114,600	78,903,000	2,667,400	1,848,800	1,281,100	5,361,000	7,006,200	97,067,500	124,182,100
3.8.2 22 kV 1*50 MVA	1	Unit	24,649,600	2,465,000	27,114,600	85,313,500	2,774,100	1,848,800	1,377,200	5,757,800	7,707,200	104,778,600	131,893,200
3.8.3 22 kV 2*25 MVA	1	Unit	40,822,300	4,082,300	44,904,600	128,728,800	3,776,300	3,061,700	2,289,200	9,520,700	12,737,700	160,114,400	205,019,000
3.8.4 22 kV 2*50 MVA	1	Unit	41,302,300	4,130,300	45,432,600	141,290,500	3,982,900	3,097,700	2,485,400	10,329,600	14,118,700	175,304,800	220,737,400
3.8.5 33 kV 1*50 MVA	1	Unit	42,804,600	4,280,500	47,085,100	81,520,700	2,839,600	3,210,400	1,613,100	6,719,400	7,590,400	103,493,600	150,578,700



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่าง ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 11 ของ พ.ท.

Details			Foreign			Local							Total	
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total		
3.8.4 33 kv 2*25 MVA			Unit	76,865,100	7,686,600	84,551,700	91,583,100	3,810,900	2,313,200	9,620,300	9,309,300	122,401,700	206,953,400	
3.8.7 33 kv 2*50 MVA			Unit	76,865,100	7,686,600	84,551,700	129,080,100	4,125,900	2,875,700	11,922,800	13,377,000	167,146,400	251,698,100	
3.9 115 kv MTS Tail End (H-Config) Indoor														
3.9.1 22 kv 1*25 MVA			Unit	24,649,600	2,465,000	27,114,600	94,903,000	2,667,400	1,281,100	5,361,000	7,006,200	113,067,500	140,182,100	
3.9.2 22 kv 1*50 MVA			Unit	24,649,600	2,465,000	27,114,600	101,313,500	2,774,100	1,377,200	5,757,800	7,707,200	120,778,600	147,893,200	
3.9.3 22 kv 2*25 MVA			Unit	40,822,300	4,082,300	44,904,600	144,728,800	3,776,300	2,289,200	9,520,700	12,737,700	176,114,400	221,019,000	
3.9.4 22 kv 2*50 MVA			Unit	41,302,300	4,130,300	45,432,600	157,290,500	3,982,900	2,485,400	10,329,600	14,118,700	191,304,800	236,737,400	
3.9.5 33 kv 1*50 MVA			Unit	42,804,600	4,280,500	47,085,100	97,520,700	2,839,600	1,613,100	6,719,400	7,590,400	119,493,600	166,578,700	
3.9.6 33 kv 2*25 MVA			Unit	76,865,100	7,686,600	84,551,700	107,583,100	3,810,900	2,313,200	9,620,300	9,309,300	138,401,700	222,953,400	
3.9.7 33 kv 2*50 MVA			Unit	76,865,100	7,686,600	84,551,700	145,080,100	4,125,900	2,875,700	11,922,800	13,377,000	183,146,400	267,698,100	
3.10 115 kv Breaker & a Half														
3.10.1 22 kv 1*50 MVA			Unit	63,706,100	6,370,700	70,076,800	131,634,500	6,664,300	4,778,000	10,760,100	12,638,900	169,027,600	239,104,400	
3.10.2 22 kv 2*50 MVA			Unit	64,410,100	6,441,100	70,851,200	177,708,400	7,280,900	3,254,300	13,649,100	17,672,400	224,395,900	295,247,100	
3.10.3 33 kv 1*50 MVA			Unit	82,797,200	8,279,800	91,077,000	129,868,800	6,437,900	2,833,200	11,888,900	12,723,900	169,962,500	261,039,500	
3.10.4 33 kv 2*50 MVA			Unit	101,291,100	10,129,200	111,420,300	165,840,000	7,129,400	3,671,000	15,331,800	16,957,000	216,526,100	327,946,400	
3.11 Add Bay and Transformer														
3.11.1 Add Line Bay														
1) 115 kv Bay (Breaker & A half) (3 in 7 out) 1 CB			Unit	5,387,800	538,800	5,926,600	12,519,300	1,266,300	404,100	259,700	1,130,300	1,458,000	17,037,700	22,964,300
2) 115 kv Bay (Breaker & A half) (3 in 7 out) 2 CB			Unit	7,407,500	740,800	8,148,300	12,707,400	1,322,300	555,600	295,100	1,277,300	1,515,800	17,673,500	25,821,800
3) 115 kv Bay (Main & Transfer)			Unit	4,297,700	429,800	4,727,500	5,921,300	639,600	322,400	138,300	599,600	825,000	8,250,700	12,978,200
4) 115 kv Bay (H - Configuration)			Unit	6,054,900	605,500	6,660,400	4,470,800	593,800	454,200	649,600	542,000	6,861,800	13,522,200	
5) 115 kv Bay (GIS Double Bus)			Unit	20,422,900	2,042,300	22,465,200	7,006,400	954,600	1,531,800	1,821,100	1,174,900	12,923,300	35,388,500	
6) 115 kv Bay (Terminal Substation)			Unit	6,653,500	665,400	7,318,900	8,563,900	1,223,300	499,100	222,300	975,900	1,058,700	12,545,200	19,864,100
7) 115 kv Bay (MTS H-Type Outdoor)			Unit	3,195,600	319,600	3,515,200	21,933,900	968,400	239,700	1,548,400	2,415,800	27,473,300	30,988,500	
8) 115 kv Bay (MTS H-Type Indoor)			Unit	3,195,600	319,600	3,515,200	28,834,800	1,077,300	239,700	2,029,900	3,266,600	35,932,400	39,447,600	
9) 115 kv Bay (MTS Tail End H-Type Outdoor)			Unit	18,395,700	1,839,600	20,235,300	6,392,000	1,216,600	1,379,700	379,100	1,611,900	1,008,000	11,987,300	32,222,600
10) 115 kv Bay (MTS Tail End H-Type Indoor)			Unit	18,875,800	1,887,600	20,763,400	5,492,600	1,233,900	1,415,700	1,644,300	1,017,400	11,190,700	31,954,100	
11) 115 kv Bay (GIS Double Bus Single Breaker) (3 in 7 out)			Unit	22,814,100	2,281,500	25,095,600	10,880,200	1,359,900	1,711,100	2,237,800	1,672,100	18,392,200	43,487,800	
3.11.2 Add Transformer Bay & Power Transformer														
1) 115 - 22 kv, 1x50 MVA (Breaker & A half)			Unit	13,338,500	1,333,900	14,672,400	79,740,000	3,677,500	1,000,400	5,767,400	8,855,200	100,406,700	115,079,100	
2) 115 - 22 kv, 2x50 MVA (Breaker & A half)			Unit	20,833,100	2,083,400	22,916,500	126,965,000	4,364,700	1,562,500	9,175,300	14,126,300	158,389,300	181,305,800	
3) 115 - 22 kv, 1x25 MVA (AIS Main and Transfer Bus)			Unit	7,027,300	702,800	7,730,100	66,281,000	1,638,200	527,100	4,278,500	6,856,000	80,610,500	88,340,600	
4) 115 - 22 kv, 1x50 MVA (AIS Main and Transfer Bus)			Unit	7,027,300	702,800	7,730,100	72,691,500	1,744,900	527,100	4,675,300	7,557,000	88,321,600	96,051,700	
5) 115 - 22 kv, 1x25 MVA (AIS H-Configuration)			Unit	8,183,400	818,400	9,001,800	60,256,400	1,270,700	613,800	4,232,500	6,659,000	74,056,100	83,057,900	
6) 115 - 22 kv, 1x50 MVA (AIS H-Configuration)			Unit	8,183,400	818,400	9,001,800	66,666,900	1,377,400	613,800	4,629,300	7,360,000	81,767,300	90,769,100	
7) 115 - 22 kv, 1x25 MVA (GIS Double Bus)			Unit	22,465,000	2,246,500	24,711,500	56,756,500	1,809,700	1,684,900	5,032,500	6,644,200	73,140,600	97,852,100	
8) 115 - 22 kv, 1x50 MVA (GIS Double Bus)			Unit	22,465,000	2,246,500	24,711,500	63,167,000	1,916,400	1,684,900	5,429,300	7,345,200	80,851,800	105,563,300	
9) 115 - 33 kv, 1x50 MVA (Breaker & A half)			Unit	12,280,500	1,228,100	13,508,600	100,547,200	3,426,000	921,100	6,950,200	11,050,600	124,556,400	138,065,000	
10) 115 - 33 kv, 2x50 MVA (Breaker & A half)			Unit	19,775,100	1,977,600	21,752,700	157,037,200	4,188,000	1,483,200	10,926,800	17,326,500	193,591,200	215,343,900	
11) 115 - 33 kv, 1x25 MVA (Main and Transfer Bus)			Unit	30,350,400	3,035,100	33,385,500	51,783,200	2,032,700	2,276,300	4,946,200	5,703,200	67,929,900	101,315,400	

ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 11 ของ กฟผ. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local							Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	
12) 115 - 33 kV, 1x50 MVA (Main and Transfer Bus)	1	Unit	30,350,400	3,035,100	33,385,500	56,559,200	1,937,300	2,276,300	1,259,900	5,231,300	6,206,900	73,470,900	106,856,400
13) 115 - 33 kV, 1x25 MVA (H-Configuration)	1	Unit	28,769,700	2,877,000	31,646,700	44,643,500	1,955,700	2,157,800	1,121,500	4,670,500	5,374,200	59,923,200	91,569,900
14) 115 - 33 kV, 1x50 MVA (H-Configuration)	1	Unit	28,769,700	2,877,000	31,646,700	49,419,500	1,860,300	2,157,800	1,193,100	4,955,600	5,877,900	65,464,200	97,110,900
15) 115 - 33 kV, 1x25 MVA (GIS Double Bus)	1	Unit	26,246,000	2,624,600	28,870,600	78,922,700	2,748,800	1,968,500	1,606,300	6,686,300	9,187,800	101,120,400	129,991,000
16) 115 - 33 kV, 1x50 MVA (GIS Double Bus)	1	Unit	26,246,000	2,624,600	28,870,600	83,698,700	2,653,300	1,968,500	1,677,900	6,971,400	9,691,500	106,661,300	135,531,900
3.11.3 Change Power Transformer													
1) Change 22 kV 1*25 MVA to 1*50 MVA	1	Unit	28,600	2,900	31,500	33,509,800	876,200	2,200	891,300	2,118,500	3,739,800	41,137,800	41,169,300
2) Change 33 kV 1*25 MVA to 1*50 MVA	1	Unit	1,010,100	101,100	1,111,200	38,025,000	812,000	75,800	205,300	2,407,700	4,152,600	45,678,400	46,789,600
3.11.4 Add bay 22/33 kV													
1) 22 kV 5 outgoing	1	Unit	13,179,200	1,318,000	14,497,200	10,889,200	530,200	988,500	342,400	1,521,900	1,370,800	15,643,000	30,140,200
2) 33 kV 5 outgoing	1	Unit	19,860,300	1,986,100	21,846,400	15,219,900	612,500	1,489,600	508,800	2,227,600	1,949,400	22,007,800	43,854,200
3.12 Renovate Substation													
3.12.1 Main & Transfer													
1) 22 kV 5 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	23,611,100	2,361,200	25,972,300	140,692,500	6,838,100	1,770,900	2,391,400	10,119,200	15,516,100	177,328,200	203,300,500
2) 22 kV 6 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	27,614,900	2,761,500	30,376,400	143,511,400	7,172,300	2,071,200	2,487,200	10,528,300	15,838,500	181,608,900	211,985,300
3) 22 kV 7 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	31,618,700	3,161,900	34,780,600	153,001,400	8,854,200	2,371,500	2,683,100	11,424,500	17,021,500	195,356,200	230,136,800
4) 22 kV 7 Bay (3 Power Transformer)	1	Unit	31,535,200	3,153,600	34,688,800	233,110,400	10,087,100	2,365,200	3,866,300	16,302,400	25,647,400	291,378,800	326,067,600
5) 33 kV 5 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	65,439,100	6,544,000	71,983,100	119,494,500	6,679,700	4,908,000	2,747,900	11,557,100	13,873,600	159,260,800	231,243,900
6) 33 kV 6 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	69,442,800	6,944,300	76,387,100	122,116,500	7,000,300	5,208,300	2,840,800	11,953,400	14,173,400	163,292,700	239,679,800
7) 33 kV 7 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	73,446,600	7,344,700	80,791,300	124,738,500	7,319,800	5,508,500	2,933,600	12,349,600	14,473,000	167,323,000	248,114,300
8) 33 kV 7 Bay (3 Power Transformer)	1	Unit	95,852,900	9,585,300	105,438,200	172,239,600	8,639,600	7,189,000	3,990,400	16,719,200	19,952,000	228,729,800	334,168,000
3.12.2 GIS H-scheme													
1) 22 kV 4 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	109,753,700	10,975,400	120,729,100	124,558,800	10,221,200	8,231,600	3,638,200	15,384,300	16,203,500	178,237,600	298,966,700
2) 33 kV 4 Bay (2 Power Transformer)	1	Unit	141,422,600	14,142,300	155,564,900	112,491,800	9,023,200	10,606,700	3,967,900	16,650,800	15,274,100	168,014,500	323,579,400
3.13 Indoor Switchgear & Accessories													
3.13.1 22 kV													
1) Modification to 1 Indoor Switchgear	1	Unit	6,440,100	644,100	7,084,200	38,114,400	798,200	483,100	413,500	1,992,100	2,875,300	44,676,600	51,760,800
2) Modification to 2 Indoor Switchgear with Bus Tie	1	Unit	8,837,500	883,800	9,721,300	63,104,300	1,320,500	662,900	790,100	3,700,000	5,652,900	75,230,700	84,952,000
3) Modification to 3 Indoor Switchgear with Bus Tie	1	Unit	11,234,900	1,123,500	12,358,400	87,308,000	1,736,000	842,700	1,154,900	5,353,700	8,334,700	104,730,000	117,088,400
3.13.2 33 kV													
1) Modification to 1 Indoor Switchgear	1	Unit	24,780,600	2,478,100	27,258,700	26,224,000	877,500	1,858,600	530,800	2,473,400	1,891,600	33,855,900	61,114,600
2) Modification to 2 Indoor Switchgear with Bus Tie	1	Unit	50,759,800	5,076,000	55,835,800	36,417,000	1,384,900	3,807,000	1,065,800	4,823,200	3,445,000	50,942,900	106,778,700
3.14 Add Bus													
3.14.1 Add Bus to Double Main (Main & Transfer)	1	Unit	9,332,600	933,300	10,265,900	12,900,900	1,741,100	700,000	317,000	1,391,500	1,525,100	18,575,600	28,841,500
4. Transmission Line													
4.1 Single Circuit, Single Conductor, 400 A	1	cct.-km.	272,020	27,210	299,230	2,042,510	395,090	20,410	116,760	118,530	270,060	2,963,560	3,262,590
4.1.1 5S, 400 A	1	cct.-km.	272,020	27,210	299,230	1,815,830	354,630	20,410	105,420	106,390	240,270	2,642,950	2,942,180
4.1.1 OPGW, 24 core	1	cct.-km.	-	-	-	226,680	40,460	-	11,340	12,140	29,790	320,410	320,410
4.2 Single Circuit, Double Conductor, 400 A	1	cct.-km.	544,040	54,410	598,450	2,193,030	437,090	40,810	138,900	131,130	294,830	3,235,790	3,834,240
4.2.1 SD, 400 A	1	cct.-km.	544,040	54,410	598,450	1,966,350	396,630	40,810	127,560	118,990	265,040	2,915,380	3,513,830



ราคาคำนวณของโครงการต่าง ๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 11 ของ ททท. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details			Foreign		Local							Total	
	Quant.	Unit	Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	Total
4.2.1 OPGW/24 core	1	cct.-km.	-	-	-	226,680	40,460	-	11,340	12,140	29,790	320,410	320,410
4.3 Underground Cable 800 sq.mm. (SS)	1	cct.-km.	-	-	-	27,525,800	2,110,760	-	1,376,290	633,230	3,243,730	34,889,810	34,889,810
4.4 Underground Cable 800 sq.mm. (SS to SD)	1	cct.-km.	-	-	-	19,221,460	420,000	-	961,080	126,000	2,124,680	22,853,210	22,853,210
4.5 Pole Riser	1	Set											
4.5.1 For SS-UG-1	1	Set	-	-	-	1,462,830	249,080	-	73,150	74,730	190,630	2,050,390	2,050,390
4.5.2 For SD-UG-2	1	Set	-	-	-	2,066,650	310,320	-	103,340	93,100	263,780	2,837,170	2,837,170
4.6 Reconstruction SS to SD 400 A	1	cct.-km.	272,020	27,200	299,220	150,520	42,000	20,400	22,140	12,600	24,770	272,430	571,650
4.7 Underground Cable 2x800 sq.mm.	1	cct.-km.	-	-	-	46,747,260	2,530,760	-	2,337,370	759,230	5,368,410	57,743,030	57,743,030
5. 22/33 KV Distribution Line													
5.1 Construction New Line													
5.1.1 22 kV 1-Phase 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	449,660	227,010	1,690	23,690	68,110	77,020	847,180	871,890
5.1.2 22 kV 1-Phase 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	458,360	227,010	1,690	24,130	68,110	77,930	857,230	881,940
5.1.3 22 kV 1-Phase 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	698,300	229,610	1,690	36,120	68,890	103,470	1,138,080	1,162,790
5.1.4 22 kV 3-Phase 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	490,200	234,940	2,530	26,320	70,490	82,450	906,930	943,980
5.1.5 22 kV 3-Phase 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	503,390	234,940	2,530	26,980	70,490	83,840	922,170	959,220
5.1.6 22 kV 3-Phase 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	646,400	217,930	2,530	34,130	65,380	96,640	1,063,010	1,100,060
5.1.7 22 kV Add 1-P to 3-P 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	33,780	14,790	850	2,290	4,440	5,620	61,770	74,130
5.1.8 22 kV Add 1-P to 3-P 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	32,050	13,070	850	2,210	3,930	5,220	57,330	69,690
5.1.9 22 kV Add 1-P to 3-P 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	100,530	12,830	850	5,630	3,850	12,370	136,060	148,420
5.1.10 22 kV 1-Phase 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	276,370	147,380	1,690	15,030	44,220	48,470	533,160	557,870
5.1.11 22 kV 1-Phase 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	284,220	147,860	1,690	15,420	44,360	49,360	542,910	567,620
5.1.12 22 kV 3-Phase 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	293,790	141,470	2,530	16,500	42,450	49,680	546,420	583,470
5.1.13 22 kV 3-Phase 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	305,580	142,190	2,530	17,090	42,660	51,010	561,060	598,110
5.1.14 22 kV Add 1-P to 3-P 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	19,740	11,630	850	1,590	3,490	3,730	41,030	53,390
5.1.15 22 kV Add 1-P to 3-P 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	31,960	5,830	850	2,200	1,750	4,260	46,850	59,210
5.1.16 22 kV Ch 1P 50 ACSR to 3P 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	447,490	56,900	2,530	25,500	17,080	59,410	608,910	645,960
5.1.17 22 kV, 1st Circuit,185 A (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	527,410	79,150	9,380	33,100	23,750	68,970	741,760	879,290
5.1.18 22 kV, 2nd Circuit,185 A (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	140,840	28,590	9,380	13,770	8,580	20,620	221,780	359,310
5.1.19 22 kV, 3rd Circuit,185 A (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	140,840	28,590	9,380	13,770	8,580	20,620	221,780	359,310
5.1.20 22 kV, 1st Circuit,185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	890,530	79,150	9,380	51,250	23,750	108,050	1,162,110	1,299,640
5.1.21 22 kV, 2nd Circuit,185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	550,040	28,140	9,380	34,230	8,450	64,600	694,840	832,370
5.1.22 22 kV, 3rd Circuit,185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	550,040	28,140	9,380	34,230	8,450	64,600	694,840	832,370
5.1.23 22 kV 3-Phase 3x185 SAC Underline 115 kV (Span 40 m.)	1	cct.-km.	101,030	10,110	111,140	1,672,110	369,080	7,580	89,040	110,730	224,860	2,473,400	2,584,540
5.1.24 22 kV 3-Phase 4x185 SAC Underline 115 kV (Span 40 m.)	1	cct.-km.	134,710	13,480	148,190	1,874,120	373,050	10,110	100,950	111,920	247,020	2,717,170	2,865,360
5.1.25 33 kV 1-Phase 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	477,560	209,070	1,690	25,090	62,730	77,620	853,760	878,470
5.1.26 33 kV 1-Phase 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	485,420	209,070	1,690	25,480	62,730	78,440	862,830	887,540
5.1.27 33 kV 1-Phase 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	767,950	211,670	1,690	39,610	63,510	108,450	1,192,880	1,217,590
5.1.28 33 kV 3-Phase 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	533,140	217,000	2,530	28,470	65,100	84,630	930,870	967,920
5.1.29 33 kV 3-Phase 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	545,170	217,000	2,530	29,070	65,100	85,890	944,760	981,810
5.1.30 33 kV 3-Phase 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	734,460	199,990	2,530	38,530	60,000	103,560	1,139,070	1,176,120



ราคาคำนวณของโครงการต่าง ๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กกพ. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local						Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total
5.1.31 33 kV Add 1-P to 3-P 50 A (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	52,110	14,790	850	3,210	4,440	7,540	82,940
5.1.32 33 kV Add 1-P to 3-P 50 ACSR (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	65,500	15,730	850	3,880	4,720	9,070	99,750
5.1.33 33 kV Add 1-P to 3-P 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	138,180	12,830	850	7,510	3,850	16,330	179,550
5.1.34 33 kV 1-Phase 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	290,920	129,440	1,690	15,750	38,840	47,670	524,310
5.1.35 33 kV 1-Phase 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	22,460	2,250	24,710	298,330	129,440	1,690	16,120	38,840	48,450	532,870
5.1.36 33 kV 3-Phase 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	318,690	129,050	2,530	17,750	38,720	50,680	594,470
5.1.37 33 kV 3-Phase 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	330,600	129,050	2,530	18,340	38,720	51,930	608,220
5.1.38 33 kV Add 1-P to 3-P 50 A (Span 80 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	29,690	11,630	850	2,090	3,490	4,780	52,530
5.1.39 33 kV Add 1-P to 3-P 50 ACSR (Span 80 m.)	1	cct.-km.	11,230	1,130	12,360	40,520	12,330	850	2,630	3,700	6,010	66,040
5.1.40 33 kV Ch 1P 50 ACSR to 3P 50 SAC (Span 40 m.)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	539,240	59,990	2,530	30,090	18,000	69,450	719,300
5.1.41 33 kV, 1st Circuit, 185 A (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	582,510	79,410	9,380	23,830	23,830	74,930	805,910
5.1.42 33 kV, 2nd Circuit, 185 A (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	211,400	33,160	9,380	9,950	9,950	28,830	310,010
5.1.43 33 kV, 1st Circuit, 185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	1,035,410	79,410	9,380	23,830	23,830	123,670	1,330,200
5.1.44 33 kV, 2nd Circuit, 185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	588,360	27,420	9,380	8,230	8,230	68,630	738,160
5.1.45 33 kV, 1st, 2nd Circuit, 185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	250,040	25,020	275,060	1,623,770	106,830	18,760	32,060	32,060	192,300	2,068,360
5.1.46 33 kV, 3rd Circuit, 185 SAC (Span 40 M.)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	588,360	27,420	9,380	8,230	8,230	68,630	738,160
5.1.47 33 kV, 1st Circuit, 185 SAC (Under T/L)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	698,280	52,040	9,380	41,630	15,620	81,700	898,650
5.1.48 33 kV, 2nd Circuit, 185 SAC (Under T/L)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	585,110	30,430	9,380	35,980	9,130	67,010	737,040
5.1.49 33 kV, 3rd Circuit, 185 SAC (Under T/L)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	585,110	30,430	9,380	35,980	9,130	67,010	737,040
5.1.50 33 kV, 1st, 2nd Circuit, 185 SAC (Under T/L)	1	cct.-km.	250,040	25,020	275,060	1,283,390	82,470	18,760	77,610	24,750	148,710	1,635,690
5.1.51 33 kV, 2nd, 3rd Circuit, 185 SAC (Under T/L)	1	cct.-km.	250,040	25,020	275,060	1,176,720	54,840	18,760	16,460	16,460	137,260	1,476,320
5.2 Temporary Line												
5.2.1 22 kV, 1st Circuit, 185 A (Temp)	1	cct.-km.	-	-	-	24,080	90,980	-	3,810	27,300	52,500	198,670
5.2.2 22 kV, 1st Circuit, 185 SAC (Temp)	1	cct.-km.	-	-	-	23,730	91,370	-	3,800	27,420	86,170	232,490
5.2.3 33 kV, 1st Circuit, 185 A (Temp)	1	cct.-km.	-	-	-	22,150	91,370	-	3,720	27,420	55,500	200,160
5.2.4 33 kV, 1st Circuit, 185 SAC (Temp)	1	cct.-km.	-	-	-	30,130	102,270	-	4,440	30,690	108,700	276,230
5.3 Reconnector												
5.3.1 22 kV System (Normal)												
1) 22 kV Change to 1x50 SAC	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	375,370	33,380	2,530	21,060	10,020	45,860	488,220
2) 22 kV Change to 1x185 A	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	625,800	316,950	9,380	42,930	95,100	125,780	1,215,940
3) 22 kV Change to 1x185 SAC	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	981,760	315,500	9,380	61,010	94,650	163,950	1,626,250
4) 22 kV Change to 2x185 A	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	788,190	392,970	18,760	60,220	117,900	162,910	1,540,950
5) 22 kV Change to 2x185 SAC	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,575,100	409,450	18,760	100,130	122,840	249,650	2,475,930
6) 22 kV, Change to 1x185 A and 1x185 SAC	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,099,280	330,310	18,760	74,450	99,100	182,770	1,804,670
7) 22 kV Change to 3x185 SAC	1	cct.-km.	375,050	37,510	412,560	2,333,050	511,280	28,130	146,500	153,390	350,210	3,522,560
8) 22 kV Change 1x185 A and 1x185 SAC to 2x185 SAC	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	559,980	121,260	9,380	39,200	36,390	91,890	858,100
5.3.2 22 kV System (Under T/L)												
1) 22 kV Change to 1x50 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	257,360	22,180	2,530	15,160	6,660	32,010	335,900
2) 22 kV Change to 1x185 A (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	87,230	74,680	9,380	11,550	22,420	22,090	227,350
3) 22 kV Change to 2x185 A (RecUnTL)	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	408,920	243,560	18,760	38,710	73,080	94,710	877,740



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กฟผ.

Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local							Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	
4) 22 kV., Change 1x185 A to 1x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	505,460	78,470	9,380	34,610	23,550	74,030	725,500	863,030
5) 22 kV., Change 1x185 SAC to 1x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	-	-	-	15,030	68,570	-	3,380	20,580	71,860	179,420	179,420
6) 22 kV., Change 2x185 A to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,025,950	120,320	18,760	69,440	36,110	143,060	1,413,640	1,688,680
7) 22 kV., Change 2x185 SAC to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	-	-	-	113,720	121,930	-	10,230	36,590	148,630	431,100	431,100
8) 22 kV., Change 1x185 A and 1x185 SAC to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	559,980	121,260	9,380	39,200	36,390	91,890	858,100	995,630
5.3.3 33 kV System (Normal)													
1) 33 kV Change to 1x50 SAC	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	450,500	36,470	2,530	24,340	10,950	52,480	577,270	614,320
2) 33 kV Change to 1x185 A	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	669,800	563,600	9,380	40,210	169,080	145,210	1,597,280	1,734,810
3) 33 kV Change to 1x185 SAC	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	1,087,810	297,560	9,380	61,110	89,270	154,520	1,699,650	1,837,180
4) 33 kV Change to 2x185 A	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	869,680	372,270	18,760	56,920	111,690	142,940	1,572,260	1,847,300
5) 33 kV Change to 2x185 SAC	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,793,620	385,990	18,760	103,120	115,800	241,730	2,659,020	2,934,060
6) 33 kV., Change to 1x185 A and 1x185 SAC	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,190,820	333,250	18,760	72,980	99,980	171,580	1,887,370	2,162,410
7) 33 kV Change to 3x185 SAC	cct.-km.	cct.-km.	375,050	37,510	412,560	2,647,140	476,390	28,130	162,290	142,930	378,950	3,835,830	4,248,390
8) 33 kV., Change 1x185 SAC to 240 TAC	1	cct.-km.	-	-	-	11,432,470	102,480	-	571,630	30,750	1,244,080	13,381,410	13,381,410
5.3.4 33 kV System (Under T/L)													
1) 33 kV Change to 1x50 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	33,680	3,370	37,050	328,290	22,180	2,530	18,230	6,660	37,790	415,680	452,730
2) 33 kV Change to 1x185 A (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	82,280	61,650	9,380	10,830	18,500	18,270	200,910	338,440
3) 33 kV Change to 2x185 A (RecUnTL)	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	434,740	222,860	18,760	35,180	66,860	77,840	856,240	1,131,280
4) 33 kV., Change 1x185 A to 1x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	453,310	71,710	9,380	32,000	21,520	67,670	655,590	793,120
5) 33 kV., Change 1x185 PIC to 1x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	453,310	71,710	9,380	32,000	21,520	67,670	655,590	793,120
6) 33 kV., Change 1x185 SAC to 1x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	-	-	-	38,250	69,550	-	4,500	20,870	86,240	219,410	219,410
7) 33 kV., Change 2x185 A to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	250,030	25,010	275,040	1,011,830	122,720	18,760	68,650	36,830	141,570	1,400,360	1,675,400
8) 33 kV., Change 2x185 SAC to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	-	-	-	136,380	121,930	-	11,360	36,590	175,510	481,770	481,770
9) 33 kV., Change 1x185 A and 1x185 SAC to 2x185 SAC (RecUnTL)	1	cct.-km.	125,020	12,510	137,530	578,830	120,590	9,380	40,090	36,190	93,570	878,650	1,016,180
5.5 Twist Cable													
5.5.1 22 kV Twist Cable 240 SQ.MM.	1	cct.-km.	-	-	-	8,562,600	104,620	-	428,130	31,390	935,500	10,062,240	10,062,240
5.5.2 33 kV Twist Cable 240 SQ.MM.	1	cct.-km.	-	-	-	11,432,470	102,480	-	571,630	30,750	1,244,080	13,381,410	13,381,410
5.6 Underground Cable													
5.6.1 22 kV Underground Duct Bank	1	cct.-km.	-	-	-	11,382,000	1,346,000	-	569,100	403,800	1,404,350	15,105,250	15,105,250
5.6.2 22 kV Underground Semi - Direct Buried	1	cct.-km.	-	-	-	11,070,000	1,281,000	-	553,500	384,300	1,362,110	14,650,910	14,650,910
5.6.3 22 kV Underground Direct Buried	1	cct.-km.	-	-	-	7,710,000	1,066,000	-	385,500	319,800	971,840	10,453,140	10,453,140
5.6.4 22 kV Underground Horizontal Directional Drilling	1	cct.-km.	-	-	-	8,979,000	3,632,000	-	897,900	1,089,600	1,496,350	16,094,850	16,094,850
5.6.5 22 kV Underground Pipe Jacking	1	cct.-km.	-	-	-	39,943,660	17,265,640	-	1,997,190	5,179,700	6,599,590	70,985,780	70,985,780
5.6.6 22 kV ฟ้าดินแรงดันอื่น 500 kVA	1	Set	-	-	-	800,000	80,000	-	80,000	24,000	96,760	1,080,760	1,080,760
5.6.7 22 kV Compact Unit Substation 500 kVA	1	Set	-	-	-	3,500,000	350,000	-	350,000	105,000	423,330	4,728,330	4,728,330
5.6.8 22 kV Riser pole 6-12 m	1	Set	-	-	-	40,600	10,330	-	2,030	3,100	5,750	61,810	61,810
5.6.9 33 kV Underground Duct Bank	1	cct.-km.	-	-	-	12,042,000	1,346,000	-	602,100	403,800	1,439,390	15,833,290	15,833,290
5.6.10 33 kV Underground Semi - Direct Buried	1	cct.-km.	-	-	-	11,730,000	1,281,000	-	586,500	384,300	1,433,135	15,414,935	15,414,935
5.6.11 33 kV Underground Direct Buried	1	cct.-km.	-	-	-	8,370,000	1,066,000	-	418,500	319,800	1,042,870	11,217,170	11,217,170
5.6.12 33 kV Underground Horizontal Directional Drilling	1	cct.-km.	-	-	-	9,639,000	3,632,000	-	481,950	1,089,600	1,521,370	16,363,920	16,363,920

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)



Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กกพ.

Details			Foreign		Local							Total	
Quant.	Unit		Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	Total
5.6.13 33 kV หม้อแปลงรับ 500 kVA	1	Set	-	-	-	41,310	9,600	-	2,070	2,880	5,730	61,590	61,590
5.6.14 33 kV Compact Unit Substation 500 kVA	1	Set	-	-	-	4,000,000	350,000	-	200,000	105,000	477,140	5,132,140	5,132,140
5.6.15 33 kV Riser pole 6-12 m	1	Set	-	-	-	950,000	80,000	-	47,500	24,000	112,910	1,214,410	1,214,410
5.7 Change Overhead to Underground Cable													
5.7.1 Ch to 22 kV Duck Bank	1	cctt-km.	-	-	-	11,382,000	1,449,170	-	578,130	434,760	1,449,430	15,293,490	15,293,490
5.7.2 Ch to 22 kV Semi - Direct Buried	1	cctt-km.	-	-	-	11,070,000	1,384,170	-	562,530	415,260	1,407,190	14,839,150	14,839,150
5.7.3 Ch to 22 kV Direct Buried	1	cctt-km.	-	-	-	7,710,000	1,169,170	-	394,530	350,760	1,016,920	10,641,380	10,641,380
5.7.4 Ch to 22 kV Horizontal Directional Drilling	1	cctt-km.	-	-	-	8,979,000	3,735,170	-	906,930	1,120,560	1,541,430	16,283,090	16,283,090
5.7.5 Ch to 22 kV Pipe Jacking	1	cctt-km.	-	-	-	39,943,660	17,368,810	-	2,006,220	5,210,650	6,644,660	71,174,000	71,174,000
5.7.6 Ch to 33 kV Duck Bank	1	cctt-km.	-	-	-	12,042,000	1,440,200	-	610,350	432,060	1,516,530	16,041,140	16,041,140
5.7.7 Ch to 33 kV Semi - Direct Buried	1	cctt-km.	-	-	-	11,730,000	1,375,200	-	594,750	412,560	1,474,290	15,586,800	15,586,800
5.7.8 Ch to 33 kV Direct Buried	1	cctt-km.	-	-	-	8,370,000	1,160,200	-	426,750	348,060	1,084,020	11,389,030	11,389,030
5.7.9 Ch to 33 kV Horizontal Directional Drilling	1	cctt-km.	-	-	-	9,639,000	3,726,200	-	972,150	1,117,860	1,611,920	17,067,130	17,067,130
6 Overhead Ground Wire													
6.1 OPGW	1	cctt-km.	-	-	-	226,680	40,460	-	11,340	12,140	29,790	320,410	320,410
6.2 Overhead Ground Wire	1	cctt-km.	-	-	-	28,070	1,480	-	570	450	3,060	33,630	33,630
7 Grounding													
7.1 Grounding	1	Set	-	-	-	120	-	-	10	-	20	150	150
8 Distribution Transformer & AVR													
8.1 Distribution Transformer													
8.1.1 1-P 22/0.40 kV 30 kVA	1	Set	-	-	-	89,020	5,790	-	1,340	1,740	6,960	104,850	104,850
8.1.2 3-P 22/0.40 kV 50 kVA	1	Set	-	-	-	145,780	8,240	-	2,190	2,480	11,270	169,960	169,960
8.1.3 3-P 22/0.40 kV 160 kVA	1	Set	-	-	-	239,080	8,240	-	3,590	2,480	18,000	271,390	271,390
8.1.4 Change to 30 kVA 1P 22 kV	1	Set	-	-	-	89,020	8,420	-	1,580	2,530	8,110	109,660	109,660
8.1.5 Change to 50 kVA 1P 22 kV	1	Set	-	-	-	57,440	8,420	-	1,110	2,530	5,830	75,330	75,330
8.1.6 Change to 50 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	145,780	12,090	-	2,530	3,640	12,960	177,000	177,000
8.1.7 Change to 100 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	188,510	12,090	-	3,170	3,640	16,040	223,450	223,450
8.1.8 Change to 160 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	239,080	12,090	-	3,930	3,640	19,690	278,430	278,430
8.1.9 Change to 250 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	318,530	20,550	-	5,120	6,170	26,190	376,560	376,560
8.1.10 Change to 315 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	397,450	23,720	-	6,640	7,130	33,470	468,410	468,410
8.1.11 Change to 400 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	464,090	24,650	-	7,670	7,400	38,470	542,280	542,280
8.1.12 Change to 500 kVA 3P 22 kV	1	Set	-	-	-	529,150	27,160	-	8,640	8,160	43,390	616,500	616,500
8.1.13 Reuse Transformer 30 kVA 1-P 22 kV	1	Set	-	-	-	20,410	6,730	-	390	2,020	5,930	35,480	35,480
8.1.14 Reuse Transformer 50 kVA 1-P 22 kV	1	Set	-	-	-	20,440	6,730	-	390	2,020	4,320	33,900	33,900
8.1.15 Reuse Transformer 50 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	27,680	10,120	-	580	3,040	9,610	51,030	51,030
8.1.16 Reuse Transformer 100 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	27,710	10,120	-	580	3,040	11,790	53,240	53,240
8.1.17 Reuse Transformer 160 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	27,770	10,120	-	590	3,040	14,370	55,890	55,890
8.1.18 Reuse Transformer 250 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	49,430	20,460	-	1,080	6,140	20,480	97,590	97,590
8.1.19 Reuse Transformer 315 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	49,430	20,460	-	1,080	6,140	24,640	101,750	101,750
8.1.20 Reuse Transformer 400 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	49,430	20,460	-	1,080	6,140	27,900	105,010	105,010

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในส่วนแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กฟผ.

Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local						LC Total		Total
			Materials	Contn.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contn.			
8.1.21 Reuse Transformer 500 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	49,430	24,230	-	1,190	7,270	32,010	114,130	114,130	114,130
8.1.22 Move 20 kVA 1-P 22 kV	1	Set	-	-	-	3,770	5,720	-	220	1,720	3,610	15,040	15,040	15,040
8.1.23 Move 30 kVA 1-P 22 kV	1	Set	-	-	-	4,030	5,870	-	240	1,770	5,460	17,370	17,370	17,370
8.1.24 Move 50 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	10,290	15,540	-	600	4,670	11,370	42,470	42,470	42,470
8.1.25 Move 100 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	12,250	15,540	-	630	4,670	13,690	46,780	46,780	46,780
8.1.26 Move 160 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	12,300	15,540	-	630	4,670	16,260	49,400	49,400	49,400
8.1.27 Move 250 kVA 3-P 22 kV	1	Set	-	-	-	12,350	21,210	-	800	6,370	20,390	61,120	61,120	61,120
8.1.28 1-P 33-0.40 kV 30 kVA	1	Set	-	-	-	91,550	5,390	-	1,380	1,620	7,100	107,040	107,040	107,040
8.1.29 3-P 33-0.40 kV 50 kVA	1	Set	-	-	-	159,330	8,240	-	2,390	2,480	12,250	184,690	184,690	184,690
8.1.30 3-P 33-0.40 kV 160 kVA	1	Set	-	-	-	261,620	8,240	-	3,930	2,480	19,620	295,890	295,890	295,890
8.1.31 Change to 30 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	91,550	7,820	-	1,600	2,350	8,170	111,490	111,490	111,490
8.1.32 Change to 50 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	144,280	9,690	-	2,390	2,910	12,140	171,410	171,410	171,410
8.1.33 Change to 50 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	159,330	12,090	-	2,730	3,640	13,940	191,730	191,730	191,730
8.1.34 Change to 100 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	207,560	12,090	-	3,460	3,640	17,410	244,160	244,160	244,160
8.1.35 Change to 160 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	239,080	12,090	-	3,930	3,640	19,690	278,430	278,430	278,430
8.1.36 Change to 250 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	352,490	20,550	-	5,630	6,170	28,640	413,480	413,480	413,480
8.1.37 Change to 315 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	453,670	23,720	-	7,480	7,130	37,520	529,520	529,520	529,520
8.1.38 Change to 400 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	518,790	24,650	-	8,490	7,400	42,410	601,740	601,740	601,740
8.1.39 Change to 500 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	587,890	27,160	-	9,520	8,160	47,620	680,350	680,350	680,350
8.1.40 Reuse Transformer 30 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	18,050	6,330	-	360	1,900	5,970	32,610	32,610	32,610
8.1.41 Reuse Transformer 50 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	18,070	6,730	-	360	2,020	4,200	31,380	31,380	31,380
8.1.42 Reuse Transformer 50 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	32,170	10,120	-	650	3,040	10,350	56,330	56,330	56,330
8.1.43 Reuse Transformer 100 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	33,150	10,120	-	670	3,040	12,880	59,860	59,860	59,860
8.1.44 Reuse Transformer 160 kVA 3-P33 kV	1	Set	-	-	-	33,150	10,120	-	670	3,040	15,630	62,610	62,610	62,610
8.1.45 Reuse Transformer 250 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	67,870	20,460	-	1,350	6,140	22,600	118,420	118,420	118,420
8.1.46 Reuse Transformer 315 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	67,870	20,460	-	1,350	6,140	27,900	123,720	123,720	123,720
8.1.47 Reuse Transformer 400 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	67,870	20,460	-	1,350	6,140	31,080	126,900	126,900	126,900
8.1.48 Reuse Transformer 500 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	67,870	24,230	-	1,460	7,270	35,390	136,220	136,220	136,220
8.1.49 Move 20 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	5,300	6,300	-	260	1,900	4,300	18,060	18,060	18,060
8.1.50 Move 30 kVA 1-P 33 kV	1	Set	-	-	-	3,570	5,270	-	210	1,590	5,450	16,090	16,090	16,090
8.1.51 Move 50 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	8,060	10,340	-	430	3,110	10,190	32,130	32,130	32,130
8.1.52 Move 100 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	15,080	15,540	-	670	4,670	14,850	50,810	50,810	50,810
8.1.53 Move 160 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	15,140	15,540	-	670	4,670	17,610	53,630	53,630	53,630
8.1.54 Move 250 kVA 3-P 33 kV	1	Set	-	-	-	68,610	8,770	-	1,640	2,640	8,140	89,800	89,800	89,800
8.2 AVR														
8.2.1 22 kV 200 A (8000 kVA 3P)	1	Set	-	-	-	13,390,000	43,890	-	200,850	818,090	1,445,290	15,898,120	15,898,120	15,898,120
8.2.2 22 kV 300 A (12000 kVA 3P)	1	Set	-	-	-	17,510,000	43,890	-	262,650	1,069,000	1,888,560	20,774,100	20,774,100	20,774,100
8.2.3 22 kV 400 A (16000 kVA 3P)	1	Set	-	-	-	21,630,000	43,890	-	324,450	1,319,910	2,331,830	25,650,080	25,650,080	25,650,080
8.2.4 33 kV 200 A (8000 kVA 3P)	1	Set	-	-	-	16,737,500	43,890	-	251,070	1,021,950	1,805,450	19,859,860	19,859,860	19,859,860
8.2.5 33 kV 300 A (12000 kVA 3P)	1	Set	-	-	-	21,887,500	43,890	-	328,320	1,335,590	2,359,530	25,954,830	25,954,830	25,954,830

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนา ฉบับที่ 11 ของ กฟผ.											
Details											
Quant.	Unit	Foreign				Local				Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht	
		Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total
1	Set	-	-	-	27,037,500	43,890	-	405,570	1,649,220	2,913,620	32,049,800
9 Protective Equipment & Capacitor											
9.1 Distribution Capacitor											
1	Set	160	20	180	59,700	1,960	20	1,200	590	6,350	69,820
1	Set	160	20	180	60,940	1,960	20	1,230	590	6,480	71,220
1	Set	-	-	-	217,350	-	-	3,270	13,240	22,070	255,930
1	Set	-	-	-	202,950	-	-	3,050	12,360	20,600	238,960
1	Set	-	-	-	1,950	150	-	40	50	220	2,410
1	Set	-	-	-	1,990	150	-	40	50	230	2,460
9.2 Protective Equipment											
1	Set	-	-	-	1,310	140	-	50	30	160	1,690
1	Set	-	-	-	1,880	140	-	50	40	210	2,320
1	Set	412,100	41,210	453,310	713,600	90,480	30,910	21,290	76,120	93,250	1,025,650
1	Set	391,800	39,180	430,980	713,600	86,250	29,390	52,870	54,440	169,330	1,105,880
1	Set	431,630	43,170	474,800	713,600	90,480	32,380	21,580	77,390	93,550	1,028,980
1	Set	921,710	92,180	1,013,890	713,600	90,770	69,130	61,190	52,730	186,470	1,173,890
1	Set	873,070	87,310	960,380	713,600	94,360	65,490	58,760	53,800	181,720	1,167,730
1	Set	160	20	180	170,230	3,740	20	3,410	1,130	17,860	196,570
1	Set	160	20	180	162,340	3,900	20	3,250	1,170	17,070	187,930
1	Set	-	-	-	8,280	510	-	160	170	920	10,040
1	Set	-	-	-	11,270	510	-	160	230	1,220	13,390
9.3 Switchgear & Accessories											
1	Set	-	-	-	2,031,660	36,010	-	33,550	126,090	222,740	2,450,050
1	Set	576,750	57,680	634,430	437,000	90,010	43,260	9,860	69,430	64,960	714,520
1	Set	-	-	-	6,790	10,190	-	110	1,030	1,710	19,830
1	Set	3,019,800	301,980	3,321,780	278,800	43,000	226,490	52,550	217,250	81,820	4,221,690
1	Set	800,000	80,000	880,000	437,000	91,310	60,000	13,200	84,100	68,570	1,634,180
1	Set	-	-	-	6,790	10,190	-	110	1,030	1,710	19,830
9.4 115 kV Shunt Capacitor Bank											
1	Set	-	-	-	8,019,760	1,483,360	-	120,300	577,410	962,350	11,163,180
1	Set	-	-	-	16,039,520	2,966,710	-	240,600	1,154,810	1,924,690	22,326,330
1	Set	-	-	-	24,059,290	4,450,060	-	360,890	1,732,220	2,887,030	33,489,490
1	Set	-	-	-	32,079,050	5,933,420	-	481,190	2,309,620	3,849,370	44,652,650
1	Set	-	-	-	40,098,810	7,416,770	-	601,490	2,887,030	4,811,710	55,815,810
1	Set	-	-	-	48,118,570	8,900,120	-	721,780	3,464,430	5,774,050	66,978,950
1	Set	-	-	-	13,716,314	2,772,248	-	389,991	831,675	899,396	18,609,623
1	Set	-	-	-	17,866,982	3,611,153	-	508,006	1,083,346	1,171,560	24,241,047
1	Set	-	-	-	22,017,650	4,450,058	-	626,020	1,335,018	1,443,725	29,872,470
1	Set	-	-	-	35,733,964	7,222,306	-	1,016,011	2,166,692	2,343,120	48,482,093
1	Set	-	-	-	39,884,652	8,061,211	-	1,134,026	2,418,364	2,615,285	54,113,517

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก (6 พื้นที่)



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่าง ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในส่วนแผนพัฒนา ฉบับที่ 11 ของ กผด. Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht

Details	Quant.	Unit	Foreign			Local					Contin.	LC Total	Total
			Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation			
9.4.12 72 Mvar -> 36 + 36 Mvar (Main & Transfer)	1	Set	-	-	-	44,035,300	8,900,116	-	1,252,040	2,670,035	2,887,449	59,744,940	59,744,940
9.4.13 12 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	14,117,272	2,853,287	-	401,391	855,986	925,687	19,153,623	19,153,623
9.4.14 24 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	18,267,940	3,692,192	-	519,406	1,107,658	1,197,851	24,785,047	24,785,047
9.4.15 36 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	22,418,608	4,531,097	-	637,420	1,359,329	1,470,016	30,416,470	30,416,470
9.4.16 48 Mvar -> 24 + 24 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	36,535,880	7,384,384	-	1,038,812	2,215,315	2,395,703	49,570,093	49,570,093
9.4.17 60 Mvar -> 24 + 36 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	40,686,548	8,223,289	-	1,156,826	2,466,987	2,667,867	55,201,517	55,201,517
9.4.18 72 Mvar -> 36 + 36 Mvar (H-Config Outdoor)	1	Set	-	-	-	44,837,216	9,062,194	-	1,274,841	2,718,658	2,940,032	60,832,940	60,832,940
9.4.19 12 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	30,233,935	6,110,678	-	859,631	1,833,203	1,982,476	41,019,923	41,019,923
9.4.20 24 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	34,384,603	6,949,583	-	977,645	2,084,875	2,254,641	46,651,347	46,651,347
9.4.21 36 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	38,535,271	7,788,487	-	1,095,660	2,336,546	2,526,805	52,282,770	52,282,770
9.4.22 48 Mvar -> 24 + 24 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	68,769,206	13,899,165	-	1,955,290	4,169,750	4,509,282	93,302,693	93,302,693
9.4.23 60 Mvar -> 24 + 36 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	72,919,874	14,738,070	-	2,073,305	4,421,421	4,781,446	98,934,117	98,934,117
9.4.24 72 Mvar -> 36 + 36 Mvar (GIS)	1	Set	-	-	-	77,070,542	15,576,975	-	2,191,319	4,673,093	5,053,611	104,565,540	104,565,540
9.5 Closed Loop System													
9.5.1 Differential Relay	1	Set	234,100	23,410	257,510	-	26,790	17,560	3,520	16,920	4,790	69,580	327,090
9.5.2 Optical Fiber 12 Core	1	cct-km.	-	-	-	169,240	31,800	-	850	9,540	6,400	217,830	217,830
9.5.3 Optical Fiber 24 Core	1	cct-km.	-	-	-	205,470	39,000	-	1,030	11,700	7,780	264,980	264,980
9.5.4 Teleprotection and Communication Equipment	1	Set	1,953,850	195,390	2,149,240	128,750	258,000	146,540	104,130	77,400	63,750	778,570	2,927,810
9.6 Circuit Switcher/Load Break Switch													
9.6.1 115 kV Circuit Switcher	1	Set	10,303,010	1,030,310	11,333,320	273,190	200,000	-	528,810	60,000	100,200	1,162,200	12,495,520
9.6.2 115 kV Circuit Switcher (1)	1	Set	-	-	-	273,190	200,000	-	528,810	60,000	438,000	1,500,000	1,500,000
9.6.3 115 kV Load Break Switch	1	Set	2,060,610	206,070	2,266,680	273,190	150,000	-	116,690	45,000	53,990	638,870	2,905,550
10 400/230 V Distribution Line													
10.1 Underground Cable LV 400/230 V													
10.1.1 Duck Bank	1	cct-km.	-	-	-	7,893,380	1,085,670	-	394,670	325,710	994,200	10,693,630	10,693,630
10.1.2 Semi - Direct Buried	1	cct-km.	-	-	-	7,320,380	1,045,670	-	366,020	313,710	927,200	9,972,980	9,972,980
10.1.3 Direct Buried	1	cct-km.	-	-	-	6,234,150	962,020	-	311,710	288,610	799,140	8,595,630	8,595,630
10.1.4 Horizontal Directional Drilling	1	cct-km.	-	-	-	6,870,380	3,345,670	-	343,520	1,003,710	1,185,240	12,748,520	12,748,520
10.2 SECONDARY DISTRIBUTION LINE													
10.2.1 UNDER HT. LINE SPAN 80 M													
1) 1-P 50 AWG 2W	1	cct-km.	23,550	2,360	25,910	57,920	21,570	1,770	4,170	6,480	9,200	101,110	127,020
2) 1-P 50 AWG 3W	1	cct-km.	35,320	3,540	38,860	70,620	23,690	2,650	5,430	7,110	10,950	120,450	159,310
3) 3-P 50 AWG 4W	1	cct-km.	47,090	4,710	51,800	83,030	25,810	3,540	6,690	7,750	12,690	139,510	191,310
4) 3-P 95 AWG 4W	1	cct-km.	89,290	8,930	98,220	135,780	28,330	6,700	11,590	8,500	19,090	209,990	308,210
5) 3-P 95 AW. 50 A 4W	1	cct-km.	78,740	7,880	86,620	122,440	27,700	5,910	10,360	8,310	17,480	192,200	278,820
6) Add 50 AWG 1W	1	cct-km.	11,780	1,180	12,960	12,670	4,720	890	1,270	1,420	2,100	23,070	36,030
7) Add 95 AWG 1W	1	cct-km.	22,330	2,240	24,570	25,800	5,350	1,680	2,500	1,610	3,700	40,640	65,210
10.2.2 UNDER HT. LINE SPAN 40 M													
1) 1-P 50 AWG 2W	1	cct-km.	23,550	2,360	25,910	29,250	9,090	1,770	2,730	2,730	4,560	50,130	76,040
2) 1-P 50 AWG 3W	1	cct-km.	35,320	3,540	38,860	41,950	11,210	2,650	4,000	3,370	6,320	69,500	108,360



ราคาต่อหน่วยของโครงการต่างๆ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 ของ กฟผ.										Base on Standard Price 2012 Expressed in Baht									
Details			Foreign			Local													
Quant.	Unit		Materials	Contin.	FC Total	Materials	Labor	Tax&Duties	Transport	Operation	Contin.	LC Total	Total						
3) 3-P 50 AWA/A 4W	1	cct.-km.	47,090	4,710	51,800	54,370	13,330	3,540	5,250	4,000	8,050	88,540	140,340						
4) 3-P 95 AWA/A 4W	1	cct.-km.	89,290	8,930	98,220	107,120	15,850	6,700	10,160	4,760	14,460	159,050	257,270						
5) 3-P 95 AW. 50 A 4W	1	cct.-km.	78,740	7,880	86,620	93,780	15,220	5,910	8,930	4,570	12,850	141,260	227,880						
6) Add 50 AWA/A 1W	1	cct.-km.	11,780	1,180	12,960	12,770	4,720	890	1,280	1,420	2,110	23,190	36,150						
7) Add 95 AWA/A 1W	1	cct.-km.	22,330	2,240	24,570	25,910	11,490	1,680	2,500	3,450	4,510	49,540	74,110						
10.2.3 LT ON POLE																			
1) 1-P 50 AWA/A 2W	1	cct.-km.	23,550	2,360	25,910	102,510	43,960	1,770	6,400	13,190	16,790	184,620	210,530						
2) 1-P 50 AWA/A 3W	1	cct.-km.	35,320	3,540	38,860	117,160	47,040	2,650	7,760	14,120	18,880	207,610	246,470						
3) 3-P 50 AWA/A 4W	1	cct.-km.	47,100	4,710	51,810	131,510	50,120	3,540	9,110	15,040	20,940	230,260	282,070						
4) 3-P 95 AWA/A 4W	1	cct.-km.	66,970	6,700	73,670	183,340	54,400	5,030	12,770	16,320	27,190	299,050	372,720						
5) 3-P 95 AW. 50 A 4W	1	cct.-km.	78,740	7,880	86,620	171,250	52,010	5,910	12,800	15,610	25,760	283,340	369,960						
6) Add 50 AWA/A 1W	1	cct.-km.	11,780	1,180	12,960	14,400	7,740	890	1,360	2,330	2,680	29,400	42,360						
7) Add 95 AWA/A 1W	1	cct.-km.	22,330	2,240	24,570	27,500	8,370	1,680	2,580	2,520	4,270	46,920	71,490						
8) Change 1P 35 AW to 1P 50 AW	1	cct.-km.	23,550	2,360	25,910	32,130	13,010	1,770	3,080	3,910	6,050	59,950	85,860						
9) Change 3P 35 AW to 3P 50 AW	1	cct.-km.	47,090	4,710	51,800	51,810	19,420	3,540	5,490	5,840	9,820	95,920	147,720						
10) Change 3P 50 AW to 3P 95 AW	1	cct.-km.	89,290	8,930	98,220	104,200	22,800	6,700	10,440	6,840	16,570	167,550	265,770						
10.2.4 LIGHTNING ARRESTER & GROUND																			
1) 1-P 2W & Grounding	1	Set	-	-	-	2,880	1,080	-	150	330	460	4,900	4,900						
2) 1-P 3W & Grounding	1	Set	-	-	-	3,270	1,170	-	170	360	510	5,480	5,480						
3) 3-P 4W & Grounding	1	Set	-	-	-	3,650	1,260	-	190	380	570	6,050	6,050						
11 LV Fuse																			
11.1 LT. FUSE, 10 KVA, 1-P, 2-WIRE (50 AMP.)	1	Set	-	-	-	50	-	-	10	-	10	70	70						
11.2 LT. FUSE, 20 KVA, 1-P, 2-WIRE (100 AMP.)	1	Set	-	-	-	60	-	-	10	-	10	80	80						
11.3 LT. FUSE, 30 KVA, 1-P, 2-WIRE (160 AMP.)	1	Set	-	-	-	70	-	-	10	-	10	90	90						
11.4 LT. FUSE, 50 KVA, 1-P, 2-WIRE (300 AMP.)	1	Set	-	-	-	170	-	-	10	-	20	200	200						
11.5 LT. FUSE, 10 KVA, 1-P, 3-WIRE (32 AMP.)	1	Set	-	-	-	90	-	-	10	-	10	110	110						
11.6 LT. FUSE, 20 KVA, 1-P, 3-WIRE (50 AMP.)	1	Set	-	-	-	90	-	-	10	-	10	110	110						
11.7 LT. FUSE, 30 KVA, 1-P, 3-WIRE (80 AMP.)	1	Set	-	-	-	110	-	-	10	-	20	140	140						
11.8 LT. FUSE, 50 KVA, 1-P, 3-WIRE (160 AMP.)	1	Set	-	-	-	130	-	-	10	-	20	160	160						
11.9 LT. FUSE, 20 KVA, 3-P, 4-WIRE (32 AMP.)	1	Set	-	-	-	130	-	-	10	-	20	160	160						
11.10 LT. FUSE, 30 KVA, 3-P, 4-WIRE (50 AMP.)	1	Set	-	-	-	130	-	-	10	-	20	160	160						
11.11 LT. FUSE, 50 KVA, 3-P, 4-WIRE (80 AMP.)	1	Set	-	-	-	160	-	-	10	-	20	190	190						
11.12 LT. FUSE, 70 KVA, 3-P, 4-WIRE (100 AMP.)	1	Set	-	-	-	180	-	-	10	-	20	210	210						
11.13 LT. FUSE, 100 KVA, 3-P, 4-WIRE (160 AMP.)	1	Set	-	-	-	200	-	-	10	-	30	240	240						
11.14 LT. FUSE, 140 KVA, 3-P, 4-WIRE (200 AMP.)	1	Set	-	-	-	220	-	-	20	-	30	270	270						
11.15 LT. FUSE, 160 KVA, 3-P, 4-WIRE (250 AMP.)	1	Set	-	-	-	260	-	-	20	-	30	310	310						
11.16 LT. FUSE, 200 KVA, 3-P, 4-WIRE (300 AMP.)	1	Set	-	-	-	500	-	-	30	-	60	590	590						
11.17 LT. FUSE, 250 KVA, 3-P, 4-WIRE (355 AMP.)	1	Set	-	-	-	540	-	-	30	-	60	630	630						
11.18 LT. FUSE, 280 KVA, 3-P, 4-WIRE (400 AMP.)	1	Set	-	-	-	540	-	-	30	-	60	630	630						

ภาคผนวก ค

ปริมาณงานและเงินลงทุน

อ.แม่สวด จ.ตาก

ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.แม่สวด จ.ตาก

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	อ.แม่สวด จ.ตาก					
รายละเอียด	ปริมาณงาน					
	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
1.1 สถานีไฟฟ้าแม่สวด 2 (GIS Double Bus Single Breaker)	-	1x25*	-	-	-	1x50
1.2 สถานีไฟฟ้าแม่สวด 3 (AIS Main and Transfer)	-	-	-	-	-	2x50
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
2.1 Cut&turn (สฟ.แม่สวด - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สวด 2 (2x400 ตร.มม.)	-	-	5.00	-	5.00	-
2.2 Cut&turn (สถานีฯ แม่สวด 2 - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สวด 3 (2x400)	-	-	19.00	-	28.00	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สวด 1	9.10	-	12.50	-	27.00	-
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สวด 2	-	-	-	-	22.50	-
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สวด 3	-	-	-	-	50.00	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	11.30	-	11.30	-	11.30	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	0.43	-	0.43	-	0.43
รวม	20.40	25.43	47.80	0.43	143.80	150.43

หมายเหตุ : * สถานีไฟฟ้าชั่วคราวแม่สวด 2

เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.แม่สอด จ.ตาก

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	อ.แม่สอด จ.ตาก		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานีไฟฟ้า			
1.1 สถานีไฟฟ้าแม่สอด 2 (GIS Double Bus Single Breaker)	18.77	118.47	177.70
1.2 สถานีไฟฟ้าแม่สอด 3 (AIS Main and Transfer)	-	105.37	158.06
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
2.1 Cut&turn (สฟ.แม่สอด - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สอด 2 (2x400 ตร.มม.)	-	19.17	19.17
2.2 Cut&turn (สถานีฯ แม่สอด 2 - สถานีฯ แม่ระมาด) - สถานีฯ แม่สอด 3 (2x400)	-	59.07	88.60
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 1	11.49	15.79	34.10
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 2	-	-	28.42
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าแม่สอด 3	-	-	63.15
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	4.43	4.43	4.43
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย			
ค่าสำรองเพื่อปรับราคา	3.45	32.95	47.99
รวม	38.14	355.25	621.62
		1,015	

อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว					
	ปริมาณงาน					
	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
รายละเอียด	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
-	-	-	-	-	-	-
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
2.1 Loop line ช่วงสถานีไฟฟ้าวัฒนานคร(กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 2	27.50	-	8.80	-	-	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ อรัญประเทศ	92.30	-	39.10	-	-	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	-	-	-	-	-	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	-	-	-	-	-
รวม	119.80	-	47.90	-	-	-

เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษระยะแรก พื้นที่ อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	อ.อรัญประเทศ จ.สระแก้ว		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานีไฟฟ้า			
-	-	-	-
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
2.1 Loop line ช่วงสถานีไฟฟ้าวัฒนานคร (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้าอรัญประเทศ 2	105.00	33.60	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ อรัญประเทศ	103.56	44.86	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	-	-	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	-	-
ค่าสำรองเผื่อปรับราคา	-	-	-
รวม	208.56	78.46	-
	287		

อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	อ.คลองใหญ่ จ.ตราด					
	ปริมาณงาน					
รายละเอียด	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
1.1 งานเพิ่มหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ขนาด 1x50 MVA	-	-	-	1x50	-	-
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ คลองใหญ่	10.00	-	20.00	-	5.00	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	10.00	-	10.00	-	10.00	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	0.40	-	0.40	-	0.40
รวม	20.00	0.40	30.00	50.40	15.00	0.40

เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.คลองใหญ่ จ.ตราด

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	อ.คลองใหญ่ จ.ตราด		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานีไฟฟ้า			
1.1 งานเพิ่มหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าคลองใหญ่ขนาด 1x50 MVA	8.31	74.75	-
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
-	-	-	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ คลองใหญ่	11.78	25.36	6.50
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	3.41	3.98	3.98
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย			
ค่าสำรองเผื่อปรับราคา	1.63	1.69	15.65
รวม	25.13	105.78	26.13
	157		

อ.เมือง จ.มุกดาหาร

ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	อ.เมืองมุกดาหาร จ.มุกดาหาร					
	ปริมาณงาน					
รายละเอียด	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
1.1 สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3 (MTS H Config Outdoor 2x50 MVA)	-	-	-	-	-	2x50
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
2.1 สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3	-	-	9.00	-	13.00	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1	28.30	-	58.85	-	10.80	-
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2						
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3	7.80	-	8.00	-	14.50	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	31.33	-	31.33	-	31.33	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	1.19	-	1.19	-	1.19
รวม	67.43	1.19	107.18	1.19	69.63	101.19



เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.เมือง จ.มุกดาหาร

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	อ.เมืองมุกดาหาร จ.มุกดาหาร		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานี่ไฟฟ้า			
1.1 สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3 (MTS H Config Outdoor 2x50 MVA)	-	96.38	144.56
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
2.1 สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 (กฟผ.) – สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3	-	28.83	43.25
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 1	31.70	67.18	13.87
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2			
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 3			
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	12.17	12.17	12.17
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย			
ค่าสำรองเผื่อปรับราคา	6.34	14.75	42.70
รวม	58.43	227.74	271.83
	558		

อ.สະเดา จ.สงขลา

ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	อ.สะเดา จ.สงขลา					
	ปริมาณงาน					
รายละเอียด	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
1.1 สถานีไฟฟ้าสะเดา 2 (MTS H Config. Outdoor 2x50 MVA)	-	-	-	-	-	2x50
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
2.1 สถานีไฟฟ้าคลองแงะ (กผฟ.) – สถานีไฟฟ้าสะเดา 2	-	-	6.00	-	6.00	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าสะเดา 1	16.95	-	17.40	-	17.40	-
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าสะเดา 2	-	-	-	-	20.00	-
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	24.80	-	49.60	-	49.60	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	0.95	-	1.90	-	1.90
รวม	41.75	0.95	73.00	1.90	93.00	101.90

เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.สะเดา จ.สงขลา

ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	อ.สะเดา จ.สงขลา		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานีไฟฟ้า			
1.1 สถานีไฟฟ้าสะเดา 2 (MTS H Config. Outdoor 2x50 MVA)	-	106.49	159.73
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
2.1 สถานีไฟฟ้าคลองแงะ (กฉพ.) – สถานีไฟฟ้าสะเดา 2	-	23.01	23.01
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าสะเดา 1	25.67	24.41	24.41
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าสะเดา 2	-	-	20.09
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	9.68	19.36	19.36
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย			
ค่าสำรองเพื่อปรับราคา	5.59	13.11	39.10
รวม	40.94	186.38	285.70
	513		

อ.เมือง จ.หนองคาย



ปริมาณงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

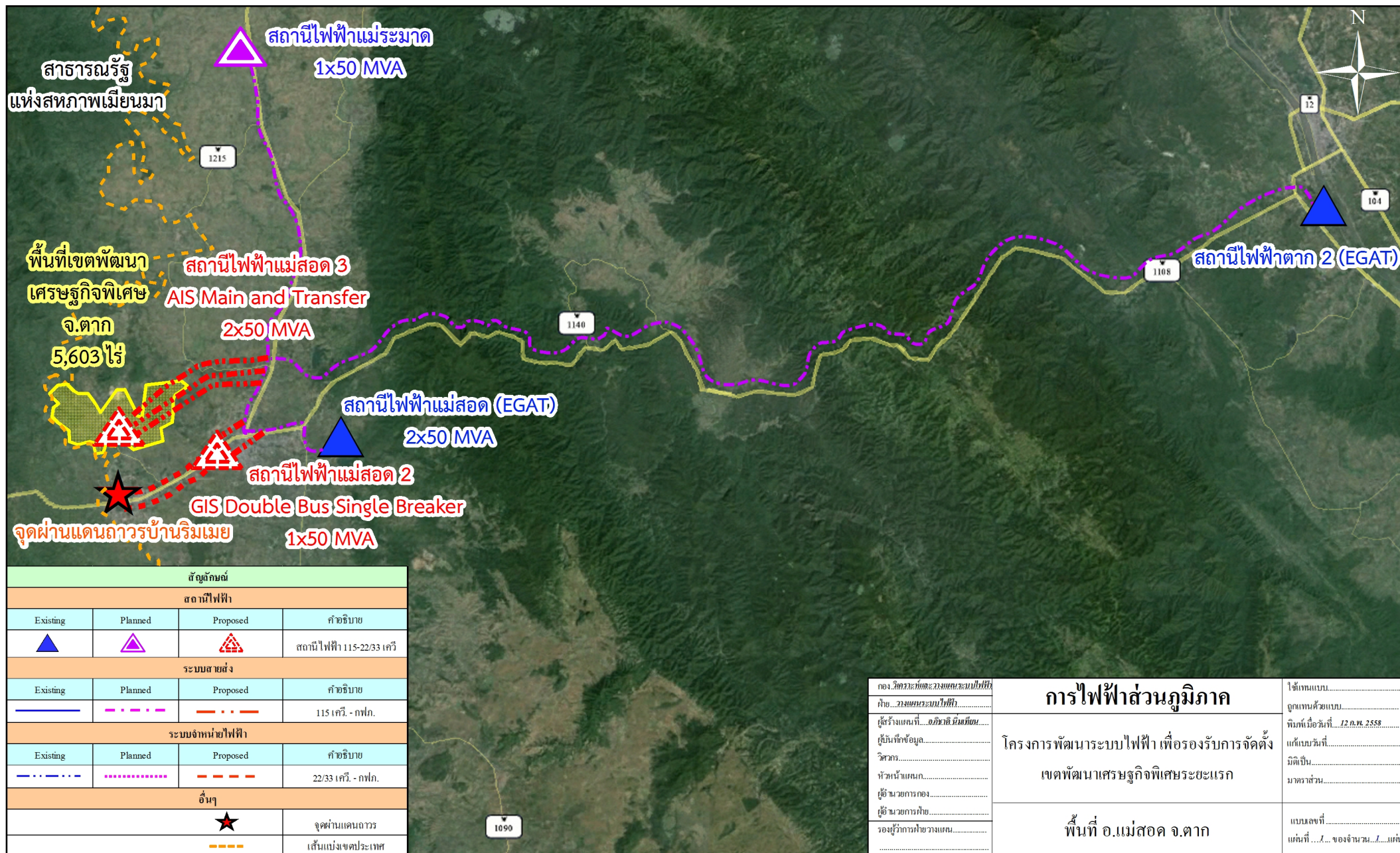
ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560					
พื้นที่ดำเนินการ	จ.หนองคาย					
	ปริมาณงาน					
	ปี 2558		ปี 2559		ปี 2560	
รายละเอียด	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)	ระยะทาง (วงจร-กม.)	หม้อแปลง (เครื่องxเอ็มวีเอ)
1.สถานีไฟฟ้า						
1.1 สถานีไฟฟ้าหนองคาย 2 (MTS H-Config Outdoor)	-	-	-	-	-	1x50
1.2 สถานีไฟฟ้าหนองคาย 3 (MTS H-Config Outdoor)	-	-	-	-	-	1x50
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี						
2.1 Cut&turn (สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ ศรีเชียงใหม่) - สถานีฯ หนองคาย 2 (2x400 ตร.มม.)	-	-	15.00	-	15.00	-
2.2 Cut&turn (สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ โพนพิสัย) - สถานีฯ หนองคาย 3 (1x400 ตร.มม.)	-	-	-	-	1.00	-
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี						
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 1	10.30	-	13.50	-	14.90	-
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 2	-	-	14.00	-	21.00	-
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 3						
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	73.60	-	86.48	-	23.92	-
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	-	2.81	-	3.30	-	0.91
รวม	83.90	2.81	128.98	3.30	75.82	100.91

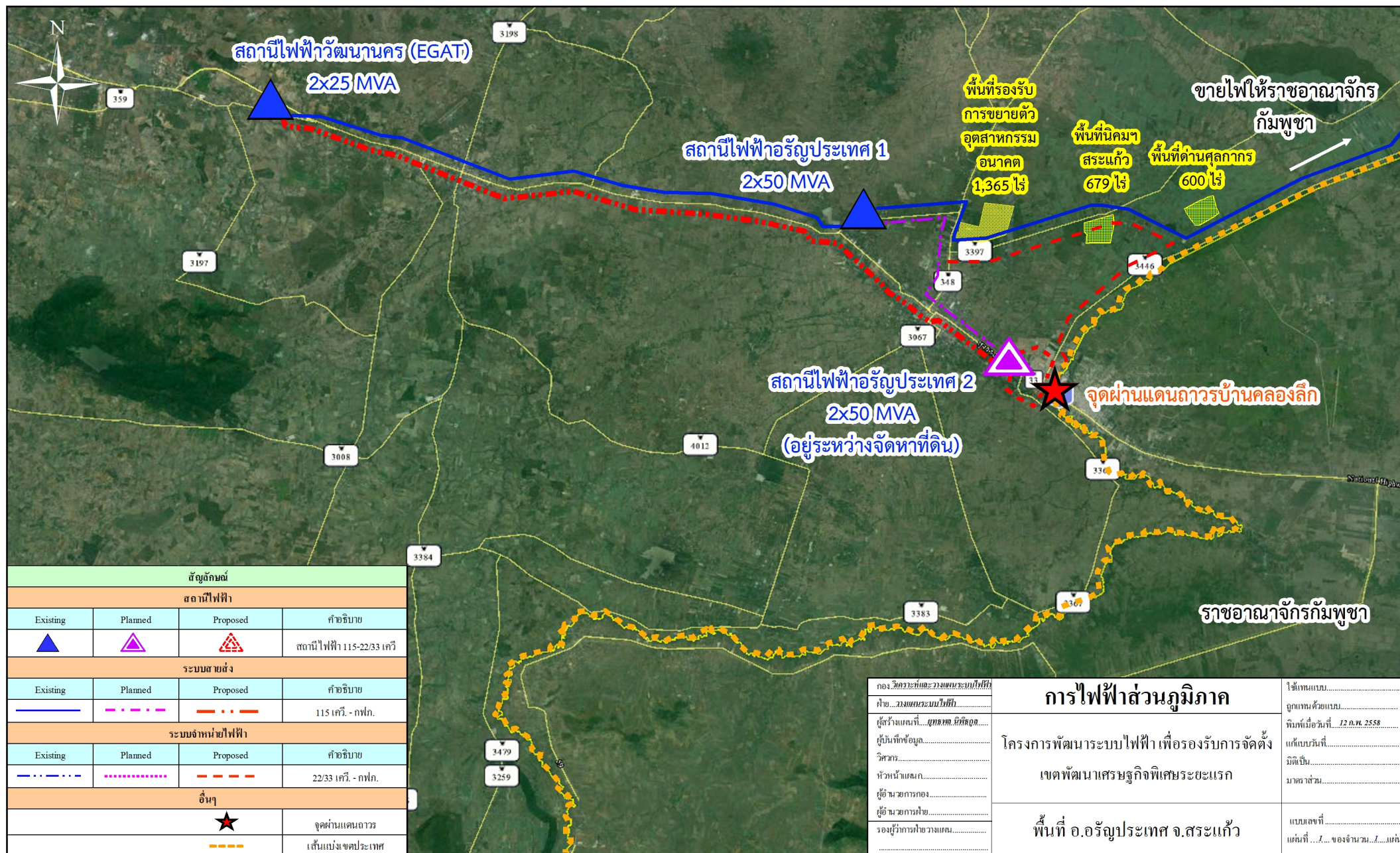
เงินลงทุนโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการจัดตั้งเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ระยะแรก พื้นที่ อ.เมือง จ.หนองคาย

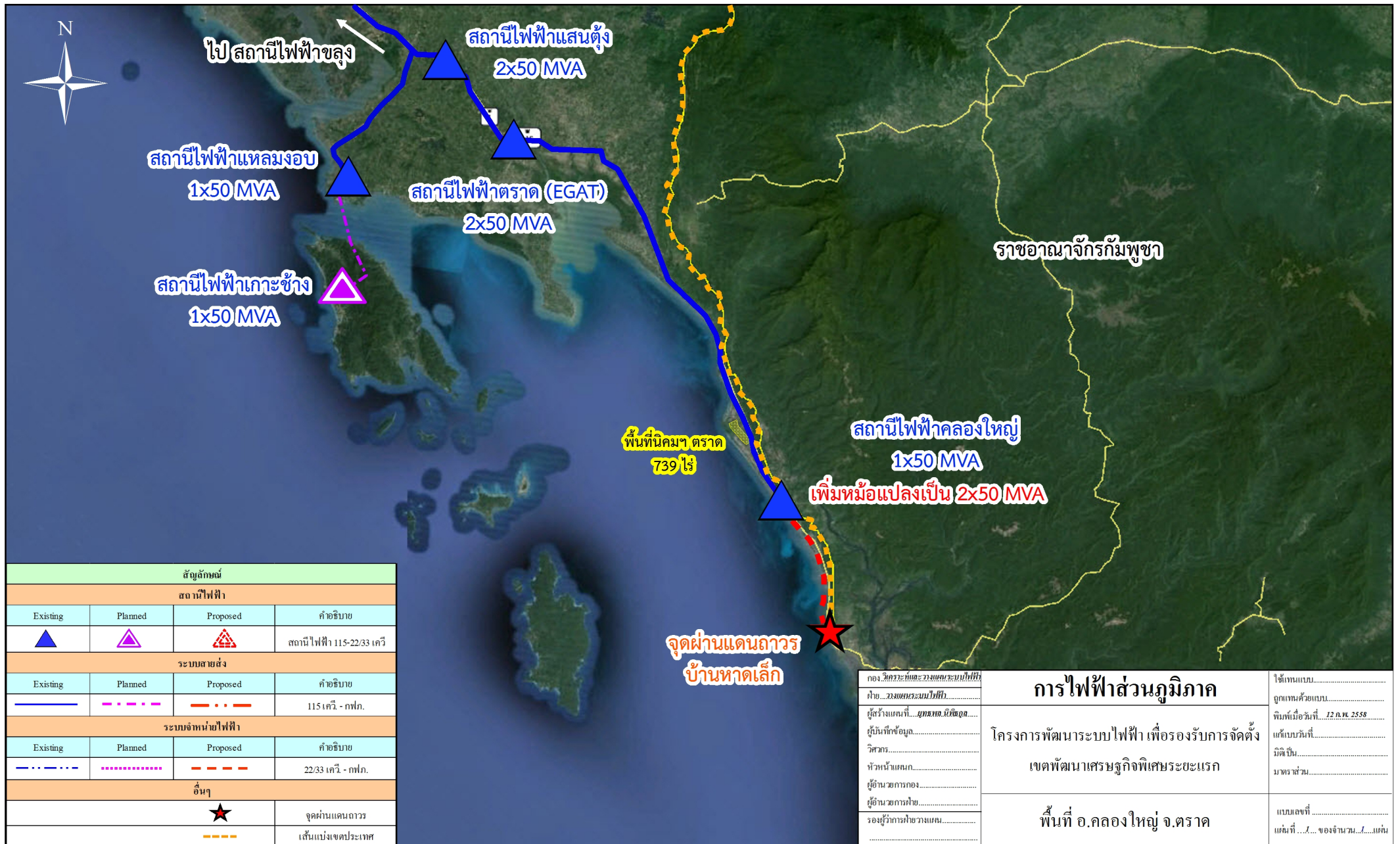
ระยะเวลาดำเนินการ	ปี 2558-2560		
พื้นที่ดำเนินการ	จ.หนองคาย		
	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
รายละเอียด	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
1.สถานีไฟฟ้า			
1.1 สถานีไฟฟ้าหนองคาย 2 (MTS H-Config Outdoor)	-	63.32	94.97
1.2 สถานีไฟฟ้าหนองคาย 3 (MTS H-Config Outdoor)	-	63.32	94.97
2.สายส่งระดับแรงดัน 115 เควี			
2.1 Cut&turn (สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ ศรีเชียงใหม่) - สถานีฯ หนองคาย 2 (2x400 ตร.มม.)	-	38.34	38.34
2.2 Cut&turn (สฟ.หนองคาย 1 - สถานีฯ โพนพิสัย) - สถานีฯ หนองคาย 3 (1x400 ตร.มม.)	-	-	3.26
3.สายจำหน่ายแรงสูง ระดับแรงดัน 22 เควี			
3.1 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 1	17.27	21.91	13.98
3.2 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 2	-	15.71	23.95
3.3 ก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่ายรองรับสถานีไฟฟ้าหนองคาย 3			
4.สายจำหน่ายแรงต่ำ ระดับแรงดัน 380/220 โวลท์	20.35	24.27	6.67
5.ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย			
ค่าสำรองเผื่อปรับราคา	8.18	17.54	43.64
รวม	45.80	244.41	319.78
	610		

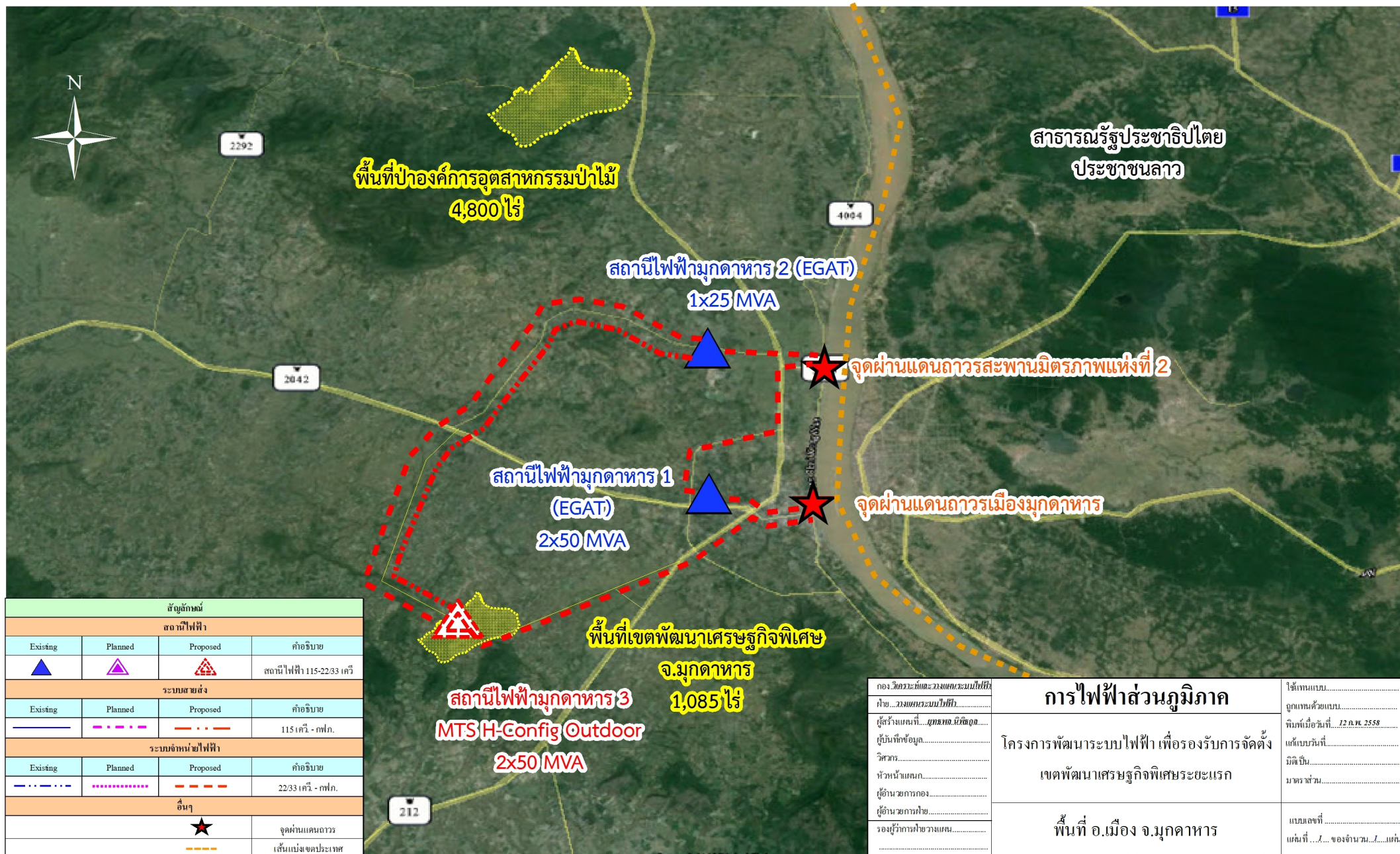
ภาคผนวก ง

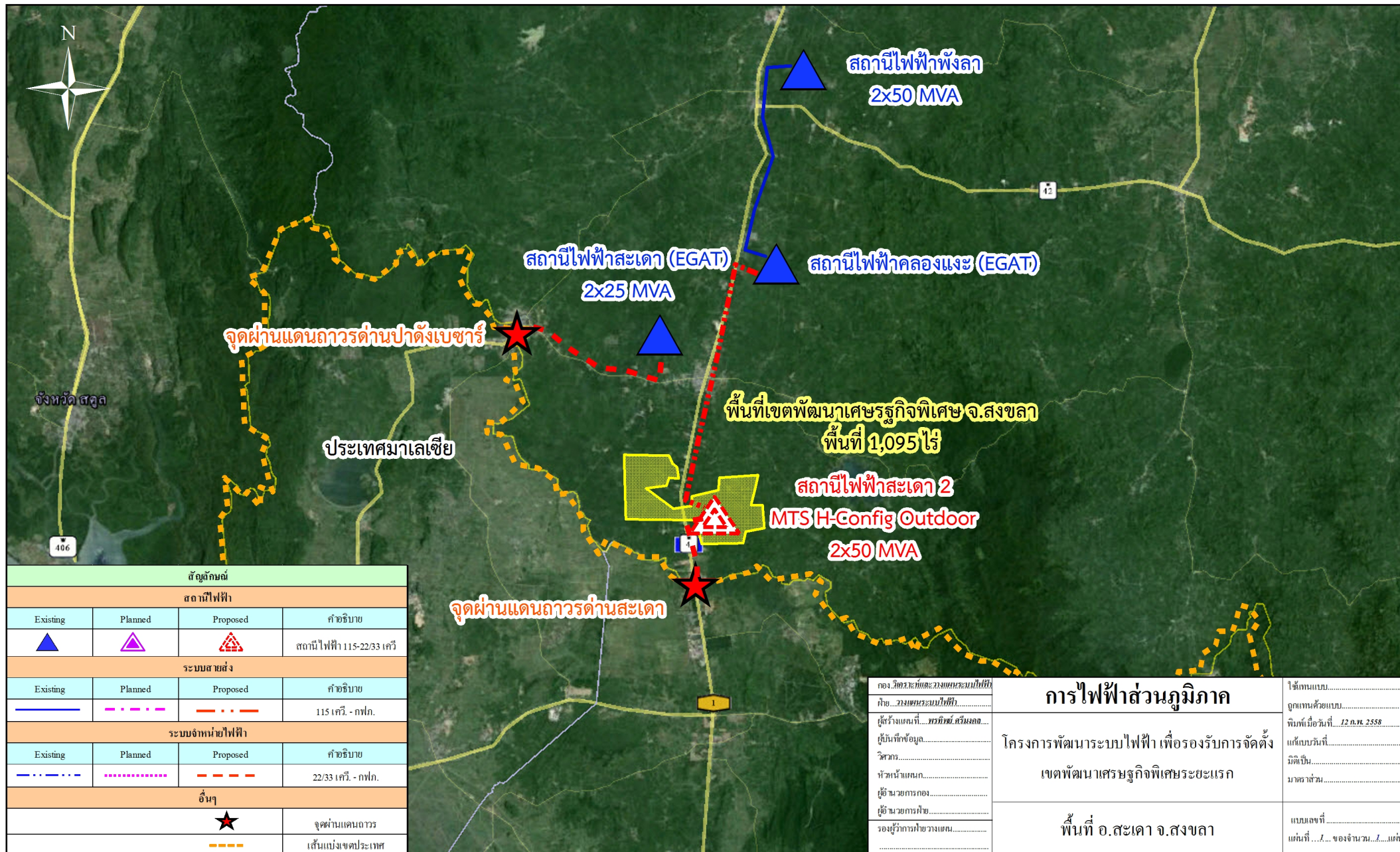
แผนผังระบบไฟฟ้า

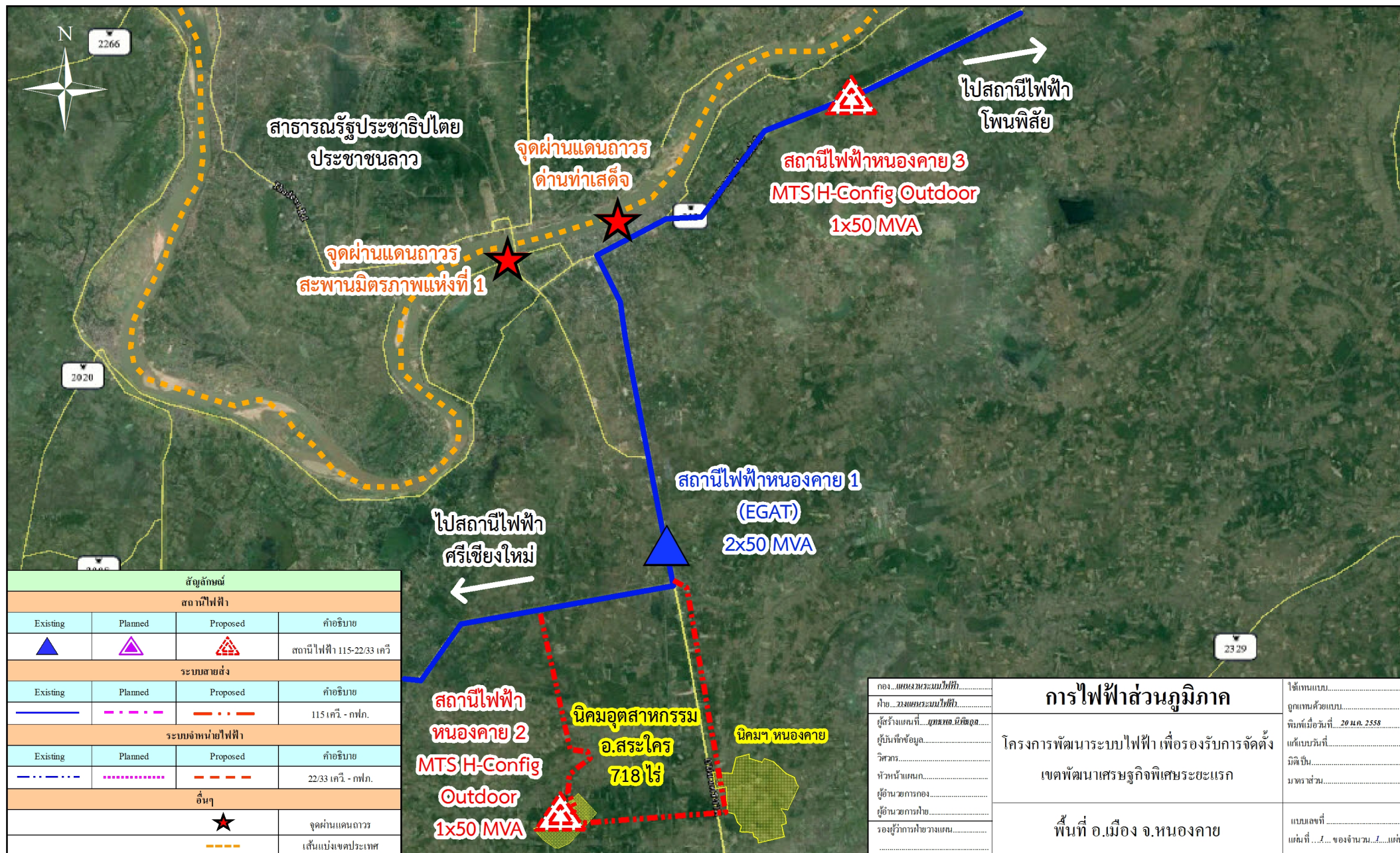












ภาคผนวก จ

ผลตอบแทนทางการเงิน



PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

Power System Development Project for the Special Economic Zone-First Stage

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN

FISCAL YEAR	ENERGY SELL (MB)	TOTAL BENEFIT (MB)	PROJECT INVESTMENT (MB)	ADMIN. COST 5.83% (MB)	ENERGY PURCHASE (MB)	TOTAL COST (MB)	NET BENEFITS (MB)	7.00% PRESENT WORTH BENEFITS (MB)	DISCOUNT RATE PRESENT WORTH COST (MB)
2557				-					
2558			600.39	-		600.39	-600.39		561.11
2559	1,485.36	1,485.36	1,026.20	86.60	1,158.63	2,271.43	-786.07	1,297.37	1,983.95
2560	2,017.11	2,017.11	1,513.19	117.60	1,573.42	3,204.21	-1,187.10	1,646.57	2,615.59
2561	2,663.23	2,663.23		155.27	2,077.41	2,232.68	430.55	2,031.76	1,703.30
2562	3,385.53	3,385.53		197.38	2,640.83	2,838.20	547.32	2,413.83	2,023.60
2563	4,200.81	4,200.81		244.91	3,276.78	3,521.69	679.13	2,799.18	2,346.65
2564	5,126.18	5,126.18		298.86	3,998.60	4,297.45	828.73	3,192.33	2,676.24
2565	6,184.95	6,184.95		360.58	4,824.47	5,185.06	999.89	3,599.70	3,017.75
2566	7,391.50	7,391.50		430.92	5,765.63	6,196.55	1,194.95	4,020.49	3,370.51
2567	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	4,450.40	3,730.92
2568	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	4,159.25	3,486.84
2569	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	3,887.15	3,258.73
2570	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	3,632.85	3,045.54
2571	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	3,395.19	2,846.30
2572	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	3,173.07	2,660.10
2573	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,965.49	2,486.07
2574	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,771.48	2,323.43
2575	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,590.17	2,171.43
2576	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,420.72	2,029.37
2577	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,262.36	1,896.61
2578	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	2,114.35	1,772.53
2579	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	1,976.03	1,656.57
2580	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	1,846.76	1,548.20
2581	8,754.61	8,754.61		510.39	6,828.90	7,339.29	1,415.32	1,725.94	1,446.92
2582	8,754.61	8,754.61	-415.74	510.39	6,828.90	6,923.55	1,831.05	1,613.03	1,275.66

F I R R	26.92%
B/C RATIO	1.139
NPV.	8,051.54

ภาคผนวก จ

ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์



PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

Power System Development Project for the Special Economic Zone-First Stage ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN

FISCAL YEAR	ENERGY SELL (MB)	SAVED OUTAGE COST (MB)	TOTAL BENEFIT (MB)	PROJECT INVESTMENT (MB)	ADMIN. COST 5.83% (MB)	ENERGY PURCHASE (MB)	TOTAL COST (MB)	NET BENEFITS (MB)	12.00% DISCOUNT RATE	
									PRESENT WORTH BENEFITS (MB)	PRESENT WORTH COST (MB)
2557					-					
2558				595.58	-		595.58	-595.58		531.77
2559	1,485.36	98.46	1,583.82	1,017.99	92.34	1,158.63	2,268.96	-685.14	1,262.61	1,808.80
2560	2,017.11	105.86	2,122.98	1,501.09	123.77	1,573.42	3,198.28	-1,075.30	1,511.09	2,276.47
2561	2,663.23	119.25	2,782.48		162.22	2,077.41	2,239.63	542.85	1,768.32	1,423.33
2562	3,385.53	128.78	3,514.31		204.88	2,640.83	2,845.71	668.60	1,994.11	1,614.73
2563	4,200.81	139.26	4,340.07		253.03	3,276.78	3,529.81	810.26	2,198.81	1,788.31
2564	5,126.18	150.73	5,276.92		307.64	3,998.60	4,306.24	970.67	2,387.01	1,947.93
2565	6,184.95	163.27	6,348.22		370.10	4,824.47	5,194.57	1,153.64	2,563.94	2,098.00
2566	7,391.50	177.03	7,568.53		441.25	5,765.63	6,206.87	1,361.66	2,729.29	2,238.26
2567	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	2,880.62	2,366.66
2568	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	2,571.98	2,113.09
2569	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	2,296.41	1,886.69
2570	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	2,050.37	1,684.54
2571	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,830.68	1,504.06
2572	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,634.54	1,342.91
2573	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,459.41	1,199.02
2574	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,303.04	1,070.56
2575	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,163.43	955.86
2576	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	1,038.78	853.44
2577	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	927.48	762.00
2578	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	828.11	680.36
2579	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	739.38	607.46
2580	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	660.16	542.38
2581	8,754.61	192.15	8,946.76		521.60	6,828.90	7,350.49	1,596.27	589.43	484.27
2582	8,754.61	192.15	8,946.76	-412.41	521.60	6,828.90	6,938.08	2,008.68	526.28	408.12

E I R R	31.50%
B/C RATIO	1.138
NPV.	4,726.25