



รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า
ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2567

จัดทำโดย สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ
สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ กระทรวงการคลัง

1. หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

2. ความเป็นมาของโครงการ

เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2549 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติอนุมัติโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2 (คพส.8.2) ของ กฟภ. เพื่อปรับปรุง จัดทำ และให้บริการพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ ปลอดภัย มีความมั่นคง และเชื่อถือได้ เพียงพอ ทันต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น กฟภ. จึงได้บรรจุโครงการดังกล่าว ไว้ในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549)

3. วงเงินลงทุน/แหล่งเงินของโครงการ

โครงการ คพส. 8.2 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 5,392.24 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่าย เงินลงทุนทั้งสิ้น จำนวน 5,316.69 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้จากสถาบันการเงินภายในประเทศ จำนวน 4,016.61 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 1,300.08 ล้านบาท โดยเป็นการทยอยออกพันธบัตร กฟภ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 39 รุ่น ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้ได้บรรจุไว้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2551 - 2560 โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวก

4. วัตถุประสงค์ของโครงการ

เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะกิจการอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการบำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า

5. ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ

กฟภ. ดำเนินการในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ จำนวน 12 เขต โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เขตพื้นที่ดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	จังหวัด
ภาคเหนือ	
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคเหนือ (กฟน.1)	เชียงใหม่ ลำพูน ลำปาง เชียงราย พะเยา แม่ฮ่องสอน
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคเหนือ (กฟน.2)	พิษณุโลก สุโขทัย ตาก กำแพงเพชร พิจิตร อุตรดิตถ์ แพร่ น่าน
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคเหนือ (กฟน.3)	ลพบุรี นครสวรรค์ ชัยนาท อุทัยธานี สิงห์บุรี เพชรบูรณ์
ภาคกลาง	
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง (กฟก.1)	พระนครศรีอยุธยา อ่างทอง สระบุรี ปราจีนบุรี นครนายก ปทุมธานี สระแก้ว
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคกลาง (กฟก.2)	ชลบุรี ฉะเชิงเทรา ระยอง จันทบุรี ตราด
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง (กฟก.3)	นครปฐม สุพรรณบุรี กาญจนบุรี สมุทรสาคร

ตารางที่ 1 เขตพื้นที่ดำเนินงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ต่อ)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	จังหวัด
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟผ.1)	อุดรธานี หนองคาย ขอนแก่น เลย สกลนคร นครพนม หนองบัวลำภู บึงกาฬ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟผ.2)	อุบลราชธานี ศรีสะเกษ ยโสธร ร้อยเอ็ด มหาสารคาม กาฬสินธุ์ มุกดาหาร อำนาจเจริญ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟผ.3)	นครราชสีมา ชัยภูมิ บุรีรัมย์ สุรินทร์
ภาคใต้	
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคใต้ (กฟต.1)	เพชรบุรี สมุทรสงคราม ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร ระนอง ราชบุรี
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคใต้ (กฟต.2)	นครศรีธรรมราช สุราษฎร์ธานี ตรัง กระบี่ พังงา ภูเก็ต
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคใต้ (กฟต.3)	ยะลา นราธิวาส สงขลา พัทลุง สตูล ปัตตานี

ที่มา: กฟผ.

6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟผ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 13 กันยายน 2549 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการ และ ปิดโครงการเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2562 โดยดำเนินการจัดซื้ออุปกรณ์คืนคลังแล้วเสร็จประมาณ 4 ปี ใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 13 ปี 3 เดือน 6 วัน (4,845 วัน) ล่าช้ากว่าแผนดำเนินโครงการที่มี กำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จ 7 ปี คิดเป็นระยะเวลาสิ้นสุดโครงการที่ล่าช้ากว่าแผน 6 ปี 3 เดือน 7 วัน (2,288 วัน) (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ)

7. สัญญาจ้างและผู้รับจ้างโครงการ

กฟผ. ได้จ้างบริษัท ไอเอสซี จำกัด และบริษัท เอ็ม อาร์ วี วิศวกรรม จำกัด ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115 - 22 เควี ตามสัญญาจ้างเหมาก่อสร้าง เลขที่ TSDP8.2-3.8/2560 ลงวันที่ 30 มิถุนายน 2560 จำนวน 141.21 ล้านบาท โดยมีระยะเวลาดำเนินการก่อสร้างให้แล้วเสร็จภายใน 420 วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา

8. ผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการที่ได้วิเคราะห์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดภายใต้สมมติฐาน อายุโครงการ 30 ปี โครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (The Benefit-to-Cost Ratio: B/C Ratio) และมีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (Net Present Value: NPV) โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ

ผลตอบแทนโครงการ	อัตราผลตอบแทนโครงการ
FIRR (ร้อยละ)	2.64
B/C Ratio (เท่า)	0.99
NVP (ล้านบาท)	-794.35

ที่มา: กฟผ.

9. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้นและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล
2) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณ และระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินงาน มากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินงาน มากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ระยะเวลาการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอ ครม. กับผลการดำเนินงาน 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอ ครม. กับผลการดำเนินงาน 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)
3) ประสิทธิภาพ	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อ จุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) 4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ดำเนินโครงการ
4) ผลกระทบ	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบในเชิงลบ c: ผลกระทบในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อมทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
5) ความยั่งยืน	
a: เชื่อมันว่าโครงการมีความยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร 4. การมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

หมายเหตุ: ทุกตัวชี้วัดมีน้ำหนักคะแนนเท่ากัน

10. สรุปผลการประเมินโครงการ

โครงการมีผลประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ c โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	a
2) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการแล้วเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลาเท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการส่วนใหญ่บรรลุวัตถุประสงค์ 2. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 4,845 วัน คิดเป็นร้อยละ 189.48 ของแผน (แผน 2,288 วัน) 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ 5,316.69 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 98.60 ของแผน (แผน 5,392.24 ล้านบาท) 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ - FIRR ร้อยละ 2.64 - B/C Ratio 0.99 เท่า - NVP -794.35 ล้านบาท (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)	c
3) ประสิทธิภาพ		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าเฉลี่ย SAIFI และ SAIDI ระหว่างปี 2550 - 2566 ต่ำกว่าค่าเป้าหมาย แสดงให้เห็นว่าโครงการส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยมีรายละเอียด ดังนี้ 1.1 ค่าเฉลี่ย SAIFI เปรียบเทียบผลการดำเนินงานกับค่าเป้าหมาย ค่าเฉลี่ย SAIFI ที่เกิดขึ้นจริง 5.89 ครั้ง/ราย/ปี ต่ำกว่าค่าเป้าหมายที่ 6.18 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 104.69 ของค่าเป้าหมาย 1.2 ค่าเฉลี่ย SAIDI เปรียบเทียบผลการดำเนินงานกับค่าเป้าหมาย ค่าเฉลี่ย SAIDI ที่เกิดขึ้นจริง 208.05 นาที/ราย/ปี ต่ำกว่าค่าเป้าหมายที่ 220.68 นาที/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 105.72 ของค่าเป้าหมาย	a

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
3) ประสิทธิภาพ (ต่อ)		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	2. ค่าเฉลี่ย Peak Demand ระหว่างปี 2559 - 2566 สูงกว่าค่าเป้าหมาย แสดงให้เห็นว่าโครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มมากขึ้น ค่าเฉลี่ย Peak Demand ที่เกิดขึ้นจริง 21,918 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าเป้าหมายที่ 23,040 เมกะวัตต์ หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 95.13 ของค่าเป้าหมาย 3. ค่าเฉลี่ย Distribution Loss ระหว่างปี 2553 - 2566 สูงกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ย แสดงให้เห็นว่าประสิทธิภาพในระบบจ่ายไฟของโครงการลดลงเพียงเล็กน้อย ค่าเฉลี่ย Distribution Loss ที่เกิดขึ้นจริงร้อยละ 5.33 สูงกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ยที่ร้อยละ 5.23 หรือคิดเป็นร้อยละ 98.09 ของค่าเป้าหมายเฉลี่ย 4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟผ. ระหว่างปี 2553 - 2566 เพิ่มสูงขึ้นก่อนมีโครงการ โดยมีรายละเอียด ดังนี้ 4.1 ภาคครัวเรือน เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 18.31 4.2 เชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 22.56	a
4) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบต่อในเชิงลบ b: ผลกระทบในเชิงลบ c: ผลกระทบในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบต่อทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เมื่อมีโครงการทำให้ประชาชนในพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้หรือไฟฟ้าไม่มีเสถียรภาพได้รับบริการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานด้านไฟฟ้าที่ดีขึ้น รวมถึงเกิดการจ้างงานและการขยายตัวทางเศรษฐกิจ อีกทั้ง เพิ่มความปลอดภัยในการเดินทาง ป้องกันอุบัติเหตุ และความปลอดภัยในทรัพย์สิน เพิ่มโอกาสทางการศึกษา รวมถึงดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด	a
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการมีความยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืน หากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2. กฟผ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟผ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับด้านเทคนิค/ด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับงานบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 4. กฟผ. มีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า	a
ผลการประเมินรวม		B

หมายเหตุ: 1. ทุกตัวชี้วัดมีน้ำหนักคะแนนเท่ากัน

2. กฟผ. ไม่ได้คำนวณอัตราผลตอบแทนทางการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์หลังโครงการแล้วเสร็จ

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a : โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) และยังสอดคล้องกับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) นอกจากนี้ยังมีความสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) โดยโครงการช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันทางด้านเศรษฐกิจจากการยกระดับคุณภาพโครงสร้างพื้นฐานของประเทศ รวมถึงช่วยพัฒนาความยั่งยืนทางด้านพลังงาน ครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ และเมื่อพิจารณาตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินผลด้านความสอดคล้อง โครงการสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รวมถึงยุทธศาสตร์ชาติที่เกี่ยวข้อง จึงอยู่ในระดับ a โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	<p>- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การเพิ่มสมรรถนะและขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ เพิ่มประสิทธิภาพและยกระดับคุณภาพโครงสร้างพื้นฐาน กลยุทธ์ที่ 3.1 การมีรากฐานพัฒนาเศรษฐกิจที่มั่นคงเพื่อพัฒนาปัจจัยพื้นฐานทางเศรษฐกิจที่เอื้ออำนวยต่อการแข่งขันและพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศ ทั้งด้านพลังงาน และสาธารณสุขการเพื่อสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาคการผลิตและบริการ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการอย่างมีคุณภาพ มีความมั่นคงในระดับราคาที่เหมาะสม และพัฒนาการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์</p> <p>- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจและแข่งขันได้อย่างยั่งยืน เสริมสร้างและพัฒนาขีดความสามารถทางการแข่งขันภาคการผลิตและบริการ พัฒนาภาคบริการและการท่องเที่ยว โดยเสริมสร้างขีดความสามารถการแข่งขันในเชิงธุรกิจของภาคบริการที่มีศักยภาพทั้งฐานการบริการเดิมและฐานบริการใหม่เพื่อส่งเสริมให้เศรษฐกิจของประเทศเติบโตได้อย่างเข้มแข็ง</p>

ตารางที่ 3 ความสอดคล้องของโครงการ (ต่อ)

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
2. แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- โครงการบรรจุในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 เป็นการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง เพียงพอ เพื่อรองรับความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ให้สอดคล้องกับศักยภาพของแต่ละพื้นที่ซึ่งครอบคลุมทั้ง 74 จังหวัด - โครงการบรรจุในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินงานและยกระดับศักยภาพองค์กรให้เป็นผู้ให้บริการจำหน่ายไฟฟ้า มุ่งเน้นการตอบสนองความต้องการของภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ในแต่ละพื้นที่ รวมถึงมุ่งเน้นนวัตกรรมและเทคโนโลยี เพื่อยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่ครอบคลุมทั้ง 74 จังหวัด
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	ตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการจนถึงปัจจุบัน วัตถุประสงค์ของโครงการเป็นไปตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี ซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน ส่งเสริมการจัดหาพลังงานให้เพียงพอ เพื่อเป็นฐานความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ พร้อมกับการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ให้มีความสมดุลและเกิดความมั่นคง สามารถพึ่งพาตนเองทางด้านพลังงาน

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน c : โครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้าและติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟผ. ครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า โดยก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22/33 เควี และสายส่ง 115 เควี ติดตั้งหม้อแปลงกำลัง รวมถึงติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลงซึ่งผลผลิตของโครงการส่วนใหญ่เป็นไปตามวัตถุประสงค์ ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการเป็นไปตามกรอบวงเงินตามมติ ครม. จึงมีผลการประเมินอยู่ในระดับ a อย่างไรก็ตามระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ เนื่องจากปัญหาความล่าช้าในการจัดหาที่ดินในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และปัญหาในการจัดซื้อพัสดุอุปกรณ์ในการก่อสร้าง และดำเนินการจัดซื้อพัสดุดทดแทนในส่วนที่ยืมจากคลังพัสดุ รวมถึงการเกิดอุทกภัยใหญ่ในปี 2554 จึงมีผลการประเมินอยู่ในระดับ c ดังนั้น คะแนนภาพรวมตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพ จึงอยู่ในระดับ c โดยมีรายละเอียดของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณา ด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ			
2.1.1) ก่อสร้างสายส่ง 115 เควี (วงจร-กม.)	645	642	99.53
2.1.2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22/33 เควี (แห่ง)	23	23	100.00
2.1.3) ติดตั้งหม้อแปลงกำลัง (เอ็มวีเอ)	1,175	1,125	95.74
2.1.4) ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลง (เอ็มวีเอ)	300	250	83.33
2.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	2,556	4,844	189.51
2.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	5,392.24	5,316.24	98.60
2.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)			
2.4.1) FIRR (ร้อยละ)	2.64	ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ. ไม่ได้คำนวณค่า FIRR B/C Ratio และ NPV หลังโครงการแล้วเสร็จ	
2.4.2) B/C Ratio (เท่า)	0.99		
2.4.3) NPV (ล้านบาท)	-794.35		

หมายเหตุ: พิจารณาโดยให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

ที่มา: กฟภ.

2.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ

โครงการ คพส. 8.2 มีผลผลิตหลักที่เกิดขึ้นจริง ประกอบด้วย 1) ก่อสร้างสายส่ง 115 เควี 2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22/33 เควี 3) ติดตั้งหม้อแปลงกำลัง และ 4) ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลง โดยผลผลิตโครงการส่วนใหญ่บรรลุวัตถุประสงค์ตามที่กำหนดไว้ โดยโครงการมีการปรับลดงานติดตั้งหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้าสมุทรสาคร 8 จำนวน 50 เอ็มวีเอ (เดิม 1,175 เอ็มวีเอ เป็น 1,125 เอ็มวีเอ) เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ลดลง นอกจากนี้ ยังมีการปรับลดงานติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้ากระบี่ 2 จำนวน 50 เอ็มวีเอ (เดิม 300 เอ็มวีเอ เป็น 250 เอ็มวีเอ) เนื่องจาก กฟภ. ได้มีการนำงานติดตั้งหม้อแปลงดังกล่าว ไปเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าระยะที่ 6 ส่วนที่ 2 อย่างไรก็ตาม การปรับลดผลผลิตของโครงการดังกล่าว ไม่ได้ส่งผลกระทบต่อวัตถุประสงค์โครงการ โดยโครงการยังสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารวมทั้งเพื่อลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ตลอดจนลดหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ สามารถสรุปผลผลิตของโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลผลิตที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบแผนและผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
ภาพรวมผลผลิตของโครงการ			
1. ก่อสร้างสายส่ง 115 เควี (วงจร-กม.)	645	642	99.53
2. ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22/33 เควี (แห่ง)	23	23	100.00
3. ติดตั้งหม้อแปลงกำลัง (เอ็มวีเอ)	1,175	1,125	95.74
4. ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มและเปลี่ยนขนาดหม้อแปลง (เอ็มวีเอ)	300	250	83.33

ที่มา: กฟภ.

2.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินโครงการรวม 4,845 วัน ระหว่างวันที่ 13 กันยายน 2549 - 18 ธันวาคม 2562 คิดเป็นร้อยละ 189.48 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 2,288 วัน คิดเป็นร้อยละ 89.51 โดยโครงการ คพส.8.2 ได้ดำเนินการจัดซื้อพัสดุทดแทนในส่วนที่ยืมการคลังพัสดุ ซึ่งใช้ระยะเวลาขึ้นทะเบียนทรัพย์สินของโครงการในระบบและการจัดซื้ออุปกรณ์คืนคลังแล้วเสร็จประมาณ 4 ปี จึงนับว่าปิดโครงการ โดยมีรายละเอียดความล่าช้าที่เกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการ ดังนี้

2.2.1) ปัญหาด้านความล่าช้าในการจัดหาที่ดิน เนื่องจากที่ดินในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ามีราคาสูง รวมถึงที่ดินที่เสนอขายไม่ตรงตามข้อกำหนดของ กฟภ. ซึ่งภายหลัง กฟภ. ได้ดำเนินการแก้ไขโดยการออกแบบแนวปฏิบัติเกี่ยวกับการจัดซื้อที่ดินเพื่อก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐปี 2560

2.2.2) ปัญหาด้านการจัดซื้อพัสดุดูปรณ์ เนื่องจากในการก่อสร้างจำเป็นต้องจัดซื้อพัสดุดูปรณ์หลายรายการเพื่อใช้ในการติดตั้งและดำเนินการ เช่น อุปกรณ์ลูกถ้วยคอมโพสิต 115 เควี ที่ไม่สามารถจัดซื้อได้ ซึ่ง กฟภ. ได้ดำเนินการโดยใช้พัสดูลูกถ้วยคอมโพสิต 115 เควี ที่ยืมจากคลังพัสดุของ กฟภ. เองมาใช้ทดแทนก่อน และหลังโครงการแล้วเสร็จ กฟภ. ใช้ระยะเวลาประมาณ 4 ปี ในการจัดซื้อพัสดุทดแทนในส่วนที่ยืมจากคลังพัสดุ

2.2.3) เกิดอุทกภัยใหญ่ในปี 2554 ทำให้ไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างได้ในช่วงเวลาดังกล่าว และสามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบแผนและผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	13 ก.ย. 49 - 12 ก.ย. 56	2,557	13 ก.ย. 49 - 18 ธ.ค. 62	4,845	2,288	89.48	189.48

หมายเหตุ: 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก มติ ครม. เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2549

2. ระยะเวลาที่ใช้ดำเนินการนับตั้งแต่ ครม. อนุมัติโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ

ที่มา: กฟภ.

2.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการ คพส. 8.2 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 5,392.24 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงินกู้จำนวน 5,316.69 ล้านบาท คิดเป็น ร้อยละ 98.59 ของแผนประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟภ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ จำนวน 4,016.61 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 1,300.08 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

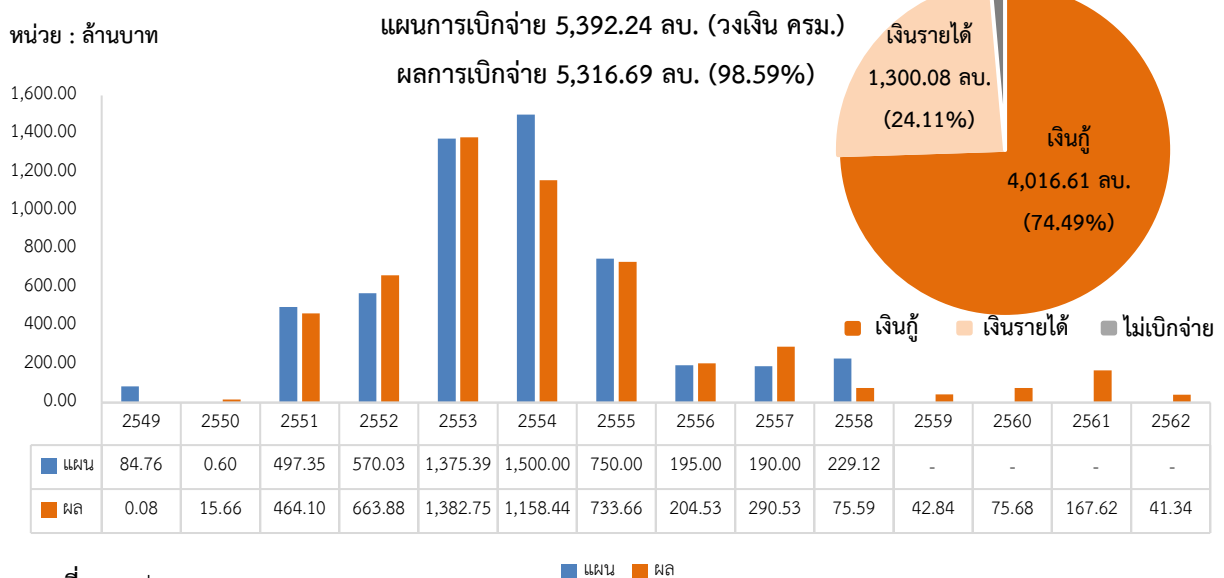
กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
			(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	
โครงการ คพส. 8.2	5,392.24	5,316.69	75.55	1.41	98.59

ที่มา: กฟภ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายดังรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

แผนภูมิที่ 1 : แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้

หน่วย : ล้านบาท



2.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ (ใช้เป็นตัวอ้างอิงเท่านั้น)

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ (Feasibility Study) ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ ตลอดอายุ 30 ได้คำนวณผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ คพส. 8.2 โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 อัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ

ผลตอบแทนโครงการ	ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ	หลังโครงการแล้วเสร็จ
B/C Ratio (เท่า)	0.99	ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ.
FIRR (ร้อยละ)	2.64	ไม่ได้คำนวณอัตราผลตอบแทน
NPV (ล้านบาท)	-794.35	ด้านการเงินหลังโครงการแล้วเสร็จ

ที่มา: กฟภ.

3) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน a : โครงการสามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า จากผลการดำเนินงาน พบว่า กฟภ. มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้น จากการที่จำนวนครั้ง ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับและ ชัดข้องลดลง ทั้งนี้ โครงการยังช่วยรองรับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ. ที่เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย อย่างไรก็ตาม เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ทำให้สถานประกอบการต้องเลิกกิจการ ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยลดลง นอกจากนี้จาก เหตุการณ์อุทกภัยในประเทศไทยในปี 2554 และอุทกภัยในประเทศที่เพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ร้อยละความสูญเสีย พลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วย ดังนั้น เมื่อพิจารณาจากตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินผล ด้านประสิทธิผล พบว่า โครงการมีผลการประเมินค่าเฉลี่ย SAIFI SAIDI และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ. เป็นไปตามค่าเป้าหมาย ส่วนค่าเฉลี่ย Peak Demand และ Distribution Loss ต่ำกว่าค่าเป้าหมายเพียงเล็กน้อย จึงได้คะแนนภาพรวม อยู่ในระดับ a โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/ แผน (ร้อยละ)
3.1) ค่าเฉลี่ย SAIFI และ SAIDI			
3.1.1) ค่าเฉลี่ย SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี)	6.18	5.89	104.69
3.1.2) ค่าเฉลี่ย SAIDI (นาท/ราย/ปี)	220.68	208.05	105.72
3.2) ค่าเฉลี่ยปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) (เมกะวัตต์)	23,040	21,918	95.13
3.3) ค่าเฉลี่ยร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)	5.23	5.33	98.09
3.4) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ.			
3.4.1) ภาคครัวเรือน		เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.31 ต่อปี	
3.4.2) เชิงพาณิชย์		เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.56 ต่อปี	

ที่มา: กฟภ.

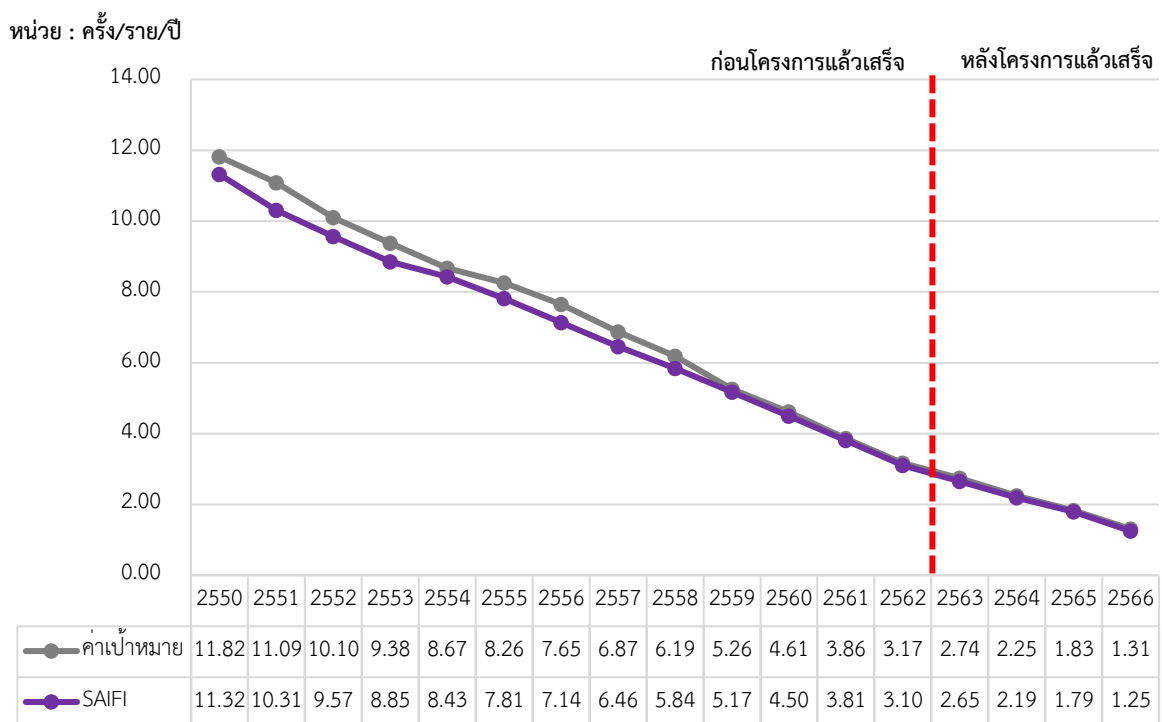
ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

3.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาที่ที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI)

3.1.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี กับค่าเป้าหมายเฉลี่ยระหว่างปี 2550 - 2566 พบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมาย โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ยอยู่ที่ 6.18 ครั้ง/ราย/ปี และผลการดำเนินงานเฉลี่ยอยู่ที่ 5.89 ครั้ง/ราย/ปี ซึ่งต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ร้อยละ 4.69 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 104.69 แสดงให้เห็นว่าโครงการมีส่วนช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า จากการที่จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

แผนภูมิที่ 2 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

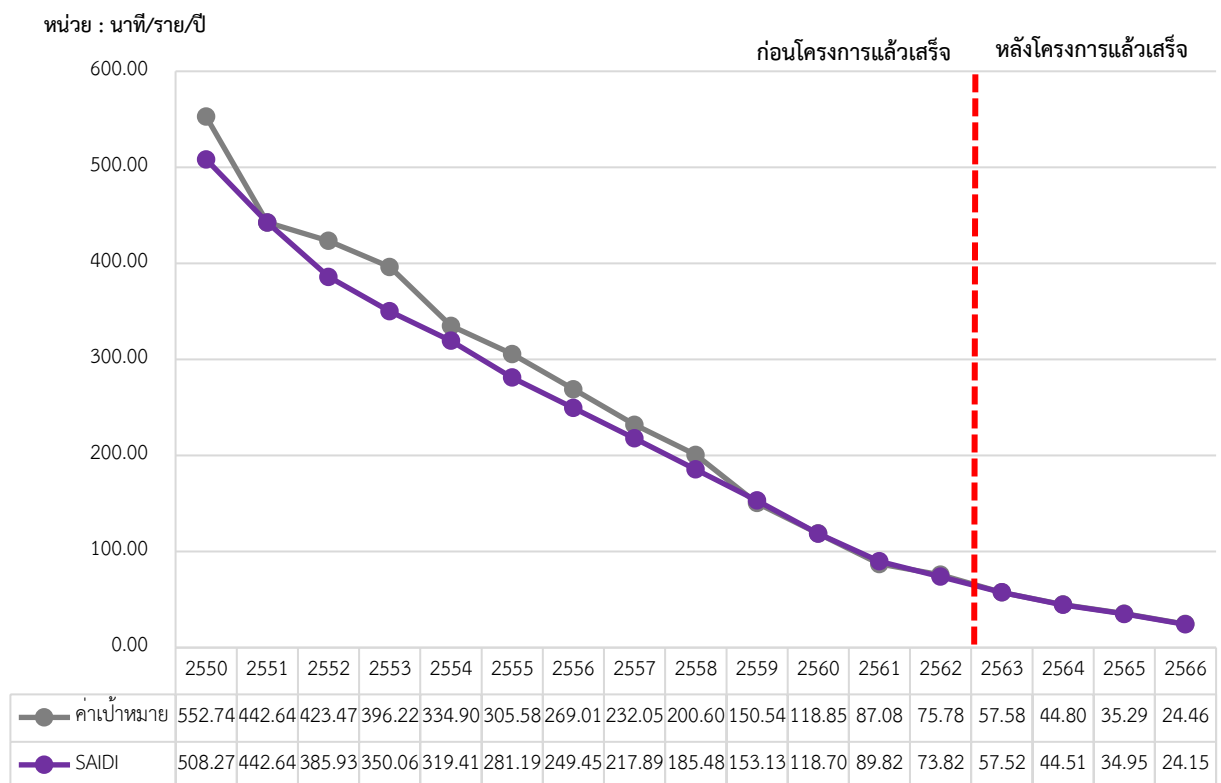


หมายเหตุ: ค่า SAIFI ไม่นับรวมในส่วนของ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้และเหตุการณ์ภัยธรรมชาติจากพายุดีเปรสชัน
ที่มา: กฟภ.

3.1.2) ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี กับค่าเป้าหมายเฉลี่ยระหว่างปี 2550 - 2566 พบว่า ระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีต่ำกว่าค่าเป้าหมาย โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ยอยู่ที่ 220.68 นาฬิกา/ราย/ปี และผลการดำเนินงานเฉลี่ยอยู่ที่ 208.05 นาฬิกา/ราย/ปี ซึ่งต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ร้อยละ 5.72 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 105.72 แสดงให้เห็นว่าโครงการมีส่วนช่วยเพิ่มเสถียรภาพและยกระดับคุณภาพชีวิตของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ รวมถึงส่งผลดีในด้านของการผลิตสินค้าและบริการให้มีประสิทธิภาพ จากการที่ระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาฬิกาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

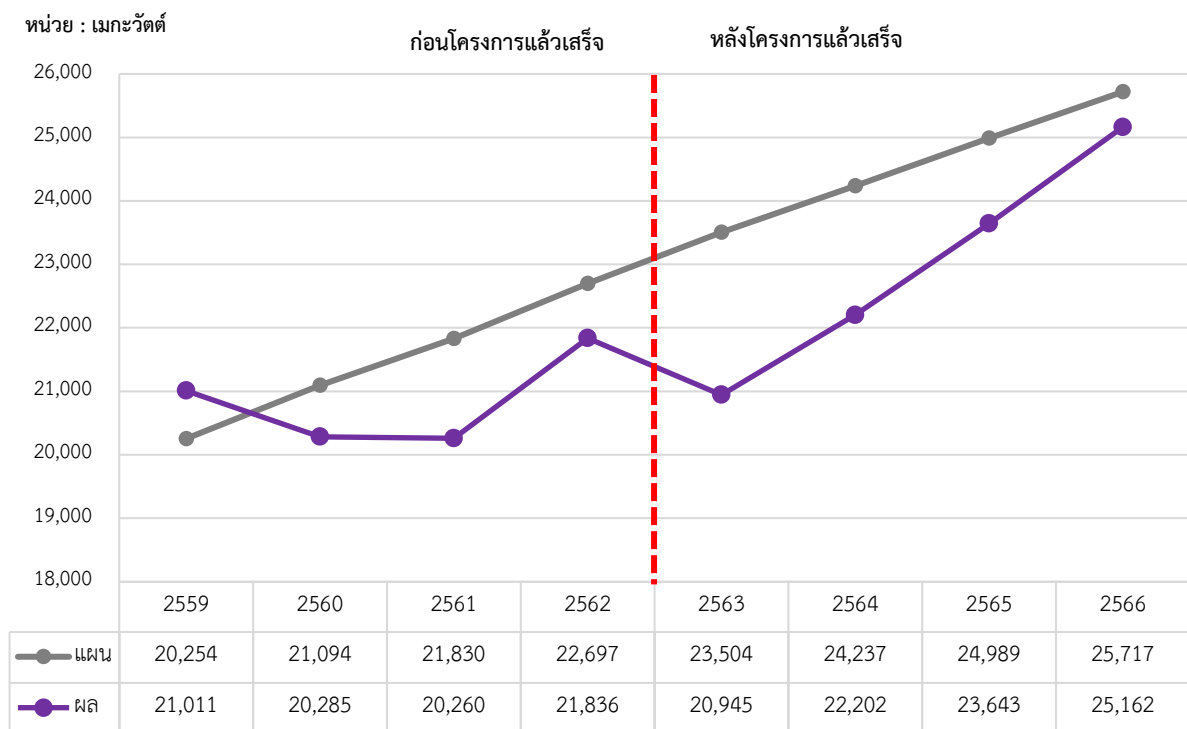


หมายเหตุ : ค่า SAIDI ไม่นับรวมในส่วนของ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้และเหตุการณ์ภัยธรรมชาติจากพายุติเปอร์สัน
ที่มา: กฟภ.

3.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กับแผนที่ประมาณการไว้ระหว่างปี 2559 - 2566 พบว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ต่ำกว่าแผนที่ประมาณการไว้ โดยมีแผนที่ประมาณการไว้อยู่ที่ 23,040 เมกะวัตต์ และผลการดำเนินงานอยู่ที่ 21,918 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าแผนที่ประมาณการไว้ ร้อยละ 4.87 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 95.13 ทั้งนี้ ระหว่างปี 2562 - 2563 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ลดลง เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ทำให้รัฐบาลต้องออกมาตรการปิดเมือง (Lockdown) ส่งผลให้สถานประกอบการต้องเลิกกิจการ กิจกรรมทางเศรษฐกิจหยุดตัวทั้งภาคการผลิตและบริการและเมื่อสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 คลี่คลายลง ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มสูงขึ้นอีกครั้ง โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)

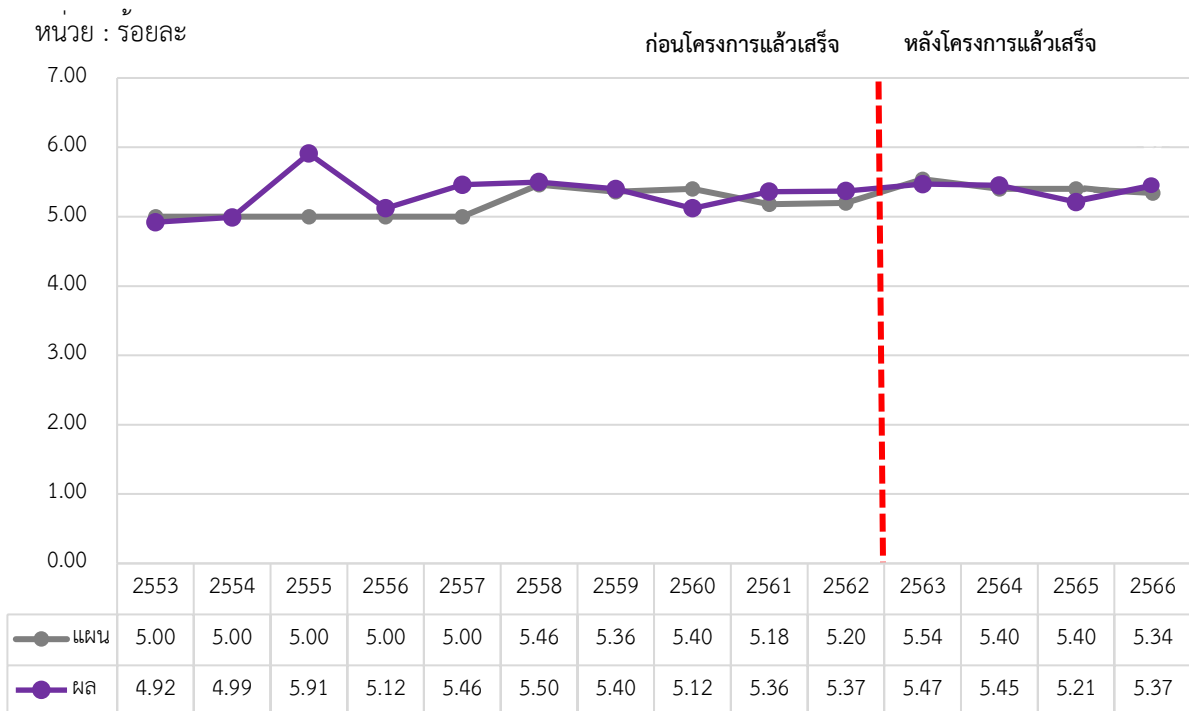


ที่มา: กฟภ.

3.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายเฉลี่ยระหว่างปี 2553 - 2566 พบว่า ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเฉลี่ยสูงกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ย โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ย อยู่ที่ร้อยละ 5.23 และผลการดำเนินงานเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.33 หรือคิดเป็นร้อยละ 98.09 ของค่าเป้าหมายเฉลี่ย โดยที่ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายในปี 2555 สูงกว่าค่าเป้าหมาย เนื่องจากอุทกภัย ในประเทศไทยที่เกิดขึ้นปี 2554 นอกจากนี้ ในปี 2565 - 2566 อุณหภูมิในประเทศไทยที่เพิ่มสูงขึ้นทำให้กลุ่มบ้านอยู่อาศัย ออฟฟิศ สำนักงาน หรือกิจการขนาดเล็ก มีการใช้ไฟฟ้าในระดับแรงดันที่ต่ำกว่า 22 เควี ซึ่งจะมีการใช้เครื่องปรับอากาศที่เพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายสูงกว่าค่าเป้าหมาย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)

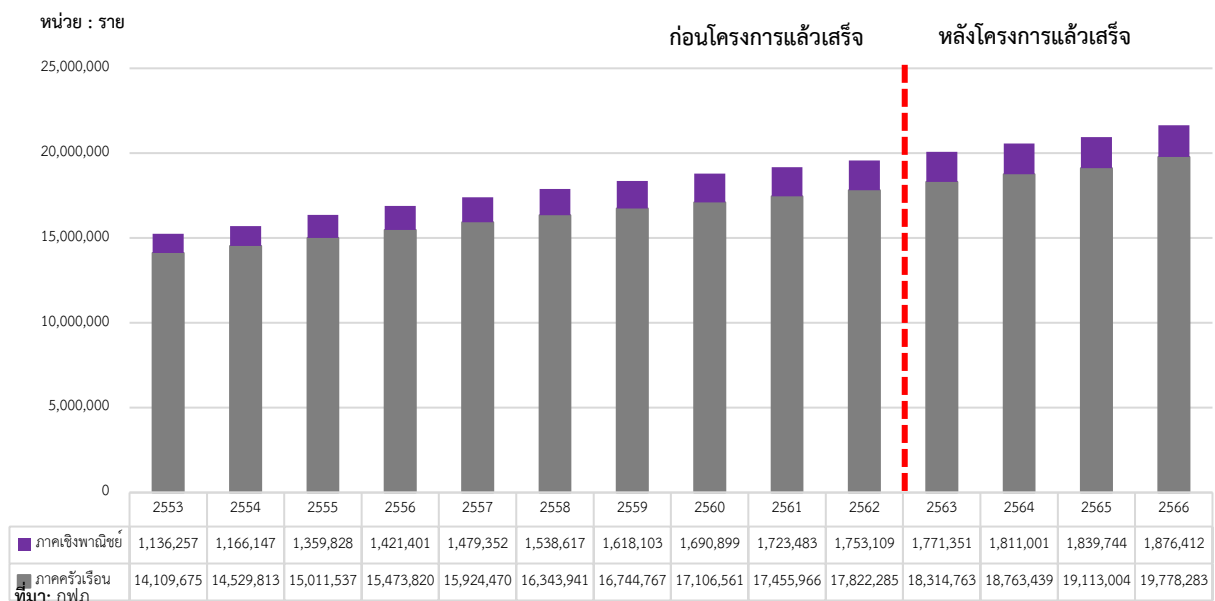


ที่มา: กฟภ.

3.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ.

เมื่อก่อสร้างโครงการแล้วเสร็จจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่โครงการเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากกระแสไฟฟ้ามีเสถียรภาพและประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมถึงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เมื่อพิจารณาจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ. ในปี 2563 - 2566 มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.31 และ 22.56 ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 6

แผนภูมิที่ 6 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ.



4) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a : โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม จากการสำรวจเพื่อสอบถามความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของโครงการในพื้นที่ดำเนินโครงการ โดยกระจายกลุ่มตัวอย่างไปยังไฟฟ้าเขต 12 ทั่วประเทศ จำนวน 144 ตัวอย่าง พบว่า โครงการมีส่วนช่วยให้เกิดการจ้างงานและก่อให้เกิดการขยายตัวทางเศรษฐกิจในพื้นที่ สร้างรายได้ของคนในพื้นที่ นอกจากนี้ โครงการยังส่งผลกระทบด้านสังคม โดยโครงการช่วยพัฒนาคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น เพิ่มโอกาสทางการศึกษาในพื้นที่ เพิ่มความปลอดภัยในการเดินทาง ป้องกันอุบัติเหตุและความปลอดภัยในทรัพย์สิน รวมทั้งยังมีกิจกรรมเพื่อสังคม (Corporate Social Responsibility: CSR) ร่วมกับชุมชนในพื้นที่ดำเนินโครงการทั่วประเทศเพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน ช่วยเหลือและพัฒนาสังคมอนุรักษ์และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ กฟภ. ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ในรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมเบื้องต้นอย่างเคร่งครัด เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาที่กระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการก่อสร้างโครงการ และเมื่อพิจารณาตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินผลกระทบทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ดังนั้น คะแนนภาพรวมตัวชี้วัดด้านผลกระทบ จึงอยู่ในระดับ a โดยมีรายละเอียด ดังนี้

4.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการประชาชนในพื้นที่คาดหวังว่าเมื่อโครงการแล้วเสร็จระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเพิ่มขึ้น ลดการเกิดไฟดับ ไฟตก เกิดการจ้างงานของคนในพื้นที่เพิ่มขึ้น เกิดการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจในพื้นที่ หรือส่งเสริมการมีรายได้ของประชาชนในพื้นที่ช่วยส่งเสริมให้เกิดการลงทุนจากภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่ และเมื่อโครงการแล้วเสร็จประชาชนในพื้นที่มีความคิดเห็นว่าโครงการมีส่วนช่วยสร้างรายได้ของคนในพื้นที่ยกระดับคุณภาพชีวิตให้เพิ่มขึ้น เกิดการขยายการลงทุนจากภาคเอกชนมากขึ้น รวมถึงส่งผลให้เกิดราคาที่ดินที่สูงขึ้นและกระตุ้นการท่องเที่ยวอีกด้วย โดยมีรายละเอียดผลการสำรวจความพึงพอใจตามตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ผลสำรวจความพึงพอใจของผู้มีส่วนได้เสียของโครงการ

ความพึงพอใจเมื่อมีโครงการ คพส. 8.2	ระดับความพึงพอใจ		
	ดีขึ้น	เท่าเดิม	ลดลง
1. ระดับราคาที่ดินในพื้นที่เพิ่มสูงขึ้น	79.83	18.42	1.75
2. การสร้างรายได้ของคนในพื้นที่	78.95	21.05	0.00
3. การกระจายรายได้ของคนในพื้นที่	72.81	27.19	0.00
4. การลงทุนจากภาคเอกชน	71.93	28.07	0.00
5. ระดับราคาสินค้าในพื้นที่	50.00	49.12	0.88
6. การอพยพแรงงานเข้ามาในพื้นที่	49.12	42.11	8.77
7. การกระตุ้นการท่องเที่ยว	54.39	39.47	6.14

ที่มา: แบบสำรวจความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

4.2) ผลกระทบด้านสังคม

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ กพภ. จัดประชุมหารือกับผู้นำชุมชนและหน่วยงานราชการในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องเพื่อประชาสัมพันธ์ให้ความรู้ สร้างความเข้าใจ ถึงผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นกับชุมชนอย่างทั่วถึง และมีการจัดทำแผ่นป้ายประชาสัมพันธ์โครงการในพื้นที่ให้ทราบถึงรายละเอียดการดำเนินโครงการ และเมื่อโครงการแล้วเสร็จประชาชนในพื้นที่มีความคิดเห็นว่าโครงการมีส่วนช่วยเพิ่มความปลอดภัยในการเดินทาง ป้องกันอุบัติเหตุและความปลอดภัยในทรัพย์สิน เพิ่มโอกาสทางการศึกษา รวมถึงมีกิจกรรม CSR ในภาพรวมของพื้นที่ทั่วประเทศร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และชุมชน เพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน เช่น โครงการชุมชนปลอดภัยใช้ไฟ PEA โครงการ 1 ตำบล 1 ช่างไฟฟ้า โครงการ PEA พลังงานสะอาดเพื่อชุมชน เช่น การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการสูบน้ำเพื่อการเกษตรและปศุสัตว์ วิสาหกิจชุมชน โครงการ PEA LED เพื่อแหล่งท่องเที่ยวเชิงวัฒนธรรมไทย โครงการ PEA อาสาภาคใต้ โครงการหน่วยแพทย์เคลื่อนที่ กพภ.โครงการ Save Your Life ใส่ใจปลอดภัยตลอดสมอง

4.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กฟภ. ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ที่ถูกต้องตามกฎหมาย โดยซื้อที่ดินบริเวณที่มีความเหมาะสมทางเทคนิค ซึ่งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าส่วนใหญ่จะดำเนินการบริเวณพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เป็นเขตพื้นที่ชุมชนและนิคมอุตสาหกรรม สำหรับงานก่อสร้างสายส่ง 115 เควี กฟภ. ดำเนินการก่อสร้างสายส่ง 115 เควี ตามแนวเขตถนน โดยไม่รุกล้ำพื้นที่ป่าสงวนหรือป่าอุดมสมบูรณ์ ซึ่งคัดเลือกพื้นที่และเส้นทางสายส่งที่ไม่มีทรัพยากรธรรมชาติที่หายากหรือมีความอ่อนไหวต่อปัจจัยภายนอกเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการก่อสร้างโครงการ นอกจากนี้ กฟภ. ยังมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับสนามแม่เหล็ก/สนามไฟฟ้าของ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) ซึ่งเป็นหน่วยงานสากลที่กำหนดระดับของสนามไฟฟ้าและสนามแม่เหล็กที่ปลอดภัยต่อประชาชน ซึ่ง กฟภ. ใช้ข้อกำหนดของ ICNIRP เป็นมาตรฐานในการเฝ้าระวังและตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้า หากการตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้าไม่เกินกว่าค่าที่ ICNIRP กำหนด ถือว่าปลอดภัย

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

ได้คะแนน a : กฟภ. ได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มิงงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟภ. และจัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน สามารถดำเนินการต่อไประยะยาว มีรายละเอียด ดังนี้

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบในการดำเนินงานและบำรุงรักษา

กฟภ. มีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา คือ สายงานปฏิบัติการและบำรุงรักษาจากส่วนกลาง มีหน้าที่บำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งและจำหน่ายมิเตอร์และหม้อแปลง และระบบควบคุม รวมถึงระบบผลิตและเครื่องจักรกล โดยมีการไฟฟ้าหน้างานเป็นหน่วยงานหลักในการดูแลและบำรุงรักษา รวมถึงการซ่อมแซมส่วนที่ชำรุดเสียหายอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี กฟภ. มีหน่วยงานสำหรับบำรุงรักษาโครงการจากส่วนกลาง และการไฟฟ้าหน้างาน ตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า โดยมีสรุปรายละเอียดของหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ดังนี้

5.1.1) การตรวจสอบระบบไฟฟ้า (Patrol System) เพื่อค้นหาจุดเสี่ยงหรือสิ่งผิดปกติที่ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ปัจจุบันมีการดำเนินการใน 2 ลักษณะ ได้แก่ การตรวจสอบด้วยสายตา (Visual Check) และการตรวจสอบแบบใช้เครื่องมือ เช่น Drone Thermo Scan และ Ultra Sonic Scan เป็นต้น

5.1.2) การบำรุงรักษาอุปกรณ์ตามวาระ ได้แก่ การบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า, การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์ตัดตอน และหม้อแปลง เป็นต้น การตรวจสอบค่า Ground ในระบบไฟฟ้า และการฉีบน้ำล้างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

5.1.3) การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้า ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ เช่น Snake Guard หนามก้านนก ชุด Animal Barrier และ Insulation Cover เป็นต้น และการหล่อคอนกรีตเพื่อลดความเสียหายจากอุบัติเหตุ

5.1.4) ตัดแต่งต้นไม้ใกล้แนวระบบไฟฟ้า เจ้าหน้าที่ กฟภ. จะตัดต้นไม้ในจุดเสี่ยงเองและจ้างเหมาตัดต้นไม้ปีละ 2 ครั้ง และในส่วนของแนวสายไฟฟ้าย่อย กฟภ. จะจ้างเหมาตัดต้นไม้ทุกไตรมาส

5.2) ด้านงบประมาณ

กฟภ. มีการแบ่งส่วนความรับผิดชอบสำหรับการบำรุงรักษา โดยสำนักงานใหญ่เป็นผู้พิจารณาจัดสรรงบประมาณบำรุงรักษา การไฟฟ้าเขตเป็นผู้ให้คำปรึกษาและกำกับดูแลการบำรุงรักษาระบบ และการไฟฟ้าสาขาเป็นผู้ดูแลระบบบำรุงรักษาระบบเป็นประจำตามความเหมาะสม

5.3) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟภ. ได้จัดฝึกอบรมหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ได้แก่

5.3.1) ระบบ Patrol เป็นระบบสำหรับตรวจสอบระบบไฟฟ้าเชิงป้องกันไฟฟ้าขัดข้อง โดยมีวิธีการตรวจสอบระบบไฟฟ้าตั้งแต่การวางแผนการตรวจสอบระบบไฟฟ้า การแก้ไข และติดตามผลการแก้ไข

5.3.2) ระบบ SCADA เป็นการนำเทคโนโลยีด้านการควบคุมจ่ายไฟอัตโนมัติด้วยระบบคอมพิวเตอร์มาใช้ควบคุมสั่งการจ่ายไฟฟ้าให้รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และปลอดภัยมากขึ้น สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดของระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถเรียกใช้ข้อมูลได้ทันทีและถูกต้องแม่นยำ เมื่อมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะทราบตำแหน่งที่ไฟฟ้าขัดข้อง กฟภ. จะส่งจ่ายไฟฟ้าแบบอัตโนมัติจากระยะไกล จากวงจรถ่วงเคียงให้กับผู้ใช้ส่วนใหญ่ได้

5.3.3) ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้ในการสนับสนุนภารกิจและกระบวนการทางธุรกิจต่างๆ ของ กฟภ. ทั้งในด้านการให้บริการประชาชน การวางแผนการตัดสินใจ การออกแบบ การก่อสร้าง และการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า รวมถึงการจัดทำแผนที่รายงานข้อมูลสำคัญประเภทต่างๆ เป็นต้น

ทั้งนี้ สำหรับผู้รับจ้าง กฟภ. ได้กำหนดในสัญญาจ้างเหมาก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ให้ผู้รับจ้างดำเนินการอบรมให้พนักงาน กฟภ. เมื่อโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแล้วเสร็จ แต่ไม่ได้กำหนดให้มีการอบรมสำหรับงานก่อสร้างสายส่ง เนื่องจาก กฟภ. มีความเชี่ยวชาญ นอกจากนี้ กฟภ. ได้มีการจัดให้มีการอบรมความปลอดภัยในการปฏิบัติงานทุกสัญญาของงานก่อสร้างอีกด้วย

5.4) คู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

กฟภ. จัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาสายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า และการควบคุมคุณภาพหม้อแปลง โดยมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ดังนี้

- 5.4.1) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาเคเบิล”
- 5.4.2) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง”
- 5.4.3) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการควบคุมคุณภาพและซ่อมหม้อแปลง”
- 5.4.4) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการทดสอบหม้อแปลงผู้ใช้ไฟ”
- 5.4.5) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลง AVR”

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1) โครงการมีส่วนช่วยพัฒนาสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานของประเทศ ส่งผลให้ช่วยให้ประชาชนเข้าถึงสิทธิและบริการขั้นพื้นฐาน ยกกระดับคุณภาพชีวิตของประชากรให้ดีขึ้นและลดปัญหาความเหลื่อมล้ำทางสังคม

10.2) โครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ ช่วยป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับภาคอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นส่วนสำคัญในระบบเศรษฐกิจของประเทศ

10.3) โครงการมีส่วนสำคัญในการสนับสนุนและส่งเสริมนโยบายการกระจายกิจกรรมทางเศรษฐกิจไปยังส่วนภูมิภาค ซึ่งจะช่วยให้เกิดการจ้างงาน ลดอัตราการอพยพย้ายถิ่นฐานของแรงงาน และสร้างความเจริญให้กับส่วนภูมิภาค

10.4) โครงการสามารถแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า เนื่องจากโครงการให้ความสำคัญในกระบวนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) และมีการนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์แนวโน้มความผิดปกติที่จะเกิดขึ้นกับเครื่องจักรและอุปกรณ์ เพื่อใช้ในการวางแผนปรับปรุงเครื่องจักร ซึ่งส่งผลให้การผลิตและส่งไฟฟ้าในภาพรวมมีความมั่นคงและเสถียรภาพมากขึ้น

11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

11.1) ข้อเสนอแนะสืบเนื่องจากโครงการในลักษณะเดียวกันที่ผ่านมา

11.1.1) เนื่องจากโครงการไม่มีข้อมูลการประเมินผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ หลังโครงการแล้วเสร็จ กฟภ. ควรพิจารณาศึกษาแนวทางการประเมินผลตอบแทนดังกล่าวหลังโครงการแล้วเสร็จ เพื่อประโยชน์ในการพิจารณาดำเนินโครงการของ กฟภ. ต่อไปในอนาคตและนำไปใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาประเมินผลสัมฤทธิ์เฉพาะส่วนของโครงการ

11.1.2) กฟภ. ควรปรับปรุงระบบพัสดุสินค้าคงคลังสำหรับขึ้นทะเบียนทรัพย์สินและจัดซื้อพัสดุทดแทนในส่วนที่ยืมจากคลังพัสดุให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความล่าช้าจากสาเหตุดังกล่าว และสามารถดำเนินการตามกรอบระยะเวลาที่กำหนดและปิดโครงการได้เร็วขึ้น

11.1.3) โครงการมีลักษณะเป็นการดำเนินงานในพื้นที่ทั่วประเทศเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่เดิม ดังนั้นการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แม่นยำจะช่วยให้ กฟภ. วางแผนการดำเนินโครงการได้ดีขึ้นสามารถลดความล่าช้าของระหว่างโครงการ เพิ่มประสิทธิภาพในการจัดซื้ออุปกรณ์ และลดระยะเวลาในการดำเนินโครงการที่สอดคล้องกับแผนงานมากยิ่งขึ้น

11.2) ข้อเสนอแนะจากผลการดำเนินโครงการ

11.2.1) เนื่องจากการดำเนินโครงการเกิดความล่าช้า กฟภ. ควรมีการจัดทำแผนบริหารความเสี่ยง ทั้งที่เกิดจากปัจจัยภายในและภายนอก เพื่อให้การดำเนินโครงการอยู่ภายใต้กรอบระยะเวลาที่ ครม. กำหนด

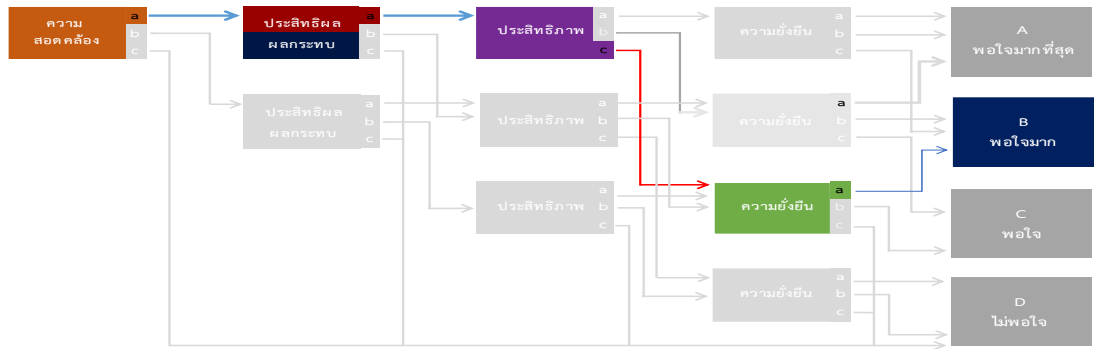
11.2.2) จากการลงพื้นที่ของ สบน. ร่วมกับ กฟภ. แล้วพบว่า กฟภ. ยังขาดการวางแผนจัดซื้อพัสดุในส่วนที่ยืมจากคลังที่ชัดเจน ส่งผลให้โครงการเกิดความล่าช้าในขั้นตอนการปิดโครงการ ดังนั้น กฟภ. จึงควรดำเนินการจัดทำแผนการบริหารคลังพัสดุในภาพรวมควบคู่ไปกับการจัดทำแผนงานโครงการลงทุน เพื่อเพิ่มความเร็วในการบริหารจัดการงานพัสดุและการขึ้นทะเบียนทรัพย์สินเมื่อโครงการแล้วเสร็จ

12. รูปภาพโครงการ



13. สรุปผลการประเมินโครงการ

สรุปผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน โดยสามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a และประสิทธิภาพอยู่ในระดับ c มีรายละเอียดดังนี้



การให้คะแนนภาพรวมด้านประสิทธิผลและผลกระทบจะใช้วิธีการให้คะแนนย่อย ดังนี้
 aa (6 คะแนน) = คะแนนรวม a
 ab, ba, ac, bb (4 - 5 คะแนน) = คะแนนรวม b
 ba, cb, cc (2 - 3 คะแนน) = คะแนนรวม c

ที่มา สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

โครงการ คพส. 8.2 ดำเนินการสอดคล้องกับนโยบายที่สำคัญของรัฐบาลที่มุ่งเน้นการกระจายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจไปยังส่วนภูมิภาค โดย กฟภ. ได้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้าและติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ระหว่างดำเนินโครงการ กฟภ. ประสบปัญหาความล่าช้าในการจัดหาที่ดินในการก่อสร้าง และปัญหาในการจัดซื้อพัสดุอุปกรณ์ในการก่อสร้าง รวมถึงการเกิดอุทกภัยใหญ่ในปี 2554 ส่งผลให้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้

เมื่อโครงการแล้วเสร็จ พบว่า กฟภ. มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้นจากจำนวนครั้งระยะเวลาที่ไฟฟ้ามดับและขัดข้องลดลง และโครงการยังช่วยรองรับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ ของ กฟภ. ที่เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย นอกจากนี้ จากการสำรวจเพื่อสอบถามความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของโครงการในพื้นที่ดำเนินโครงการ พบว่า โครงการมีส่วนช่วยให้เกิดการจ้างงานและก่อให้เกิดการขยายตัวทางเศรษฐกิจในพื้นที่ สร้างรายได้ของคนในพื้นที่ เพิ่มโอกาสทางการศึกษาในพื้นที่ ป้องกันอุบัติเหตุและความปลอดภัยในทรัพย์สิน รวมทั้งยังมีกิจกรรม CSR ร่วมกับชุมชนในพื้นที่ดำเนินโครงการทั่วประเทศ และ กฟภ. ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด รวมถึงได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มีงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟภ. และจัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน

ภาคผนวก

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินทุน	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2551	86,555,000	28/2/2551	28/2/2566	15	4.900
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2551	69,244,000	29/5/2551	29/5/2562	11	5.280
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2551	69,244,000	10/7/2551	10/7/2559	8	6.155
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 4/2551	69,244,000	4/9/2551	4/9/2558	7	4.920
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2552	57,703,000	27/11/2551	27/11/2560	9	4.430
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2552	45,009,000	4/12/2551	4/12/2555	4	3.595
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2552	84,000,000	2/4/2552	2/4/2557	5	3.100
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 5/2552	35,000,000	25/6/2552	25/6/2567	15	4.850
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 7/2552	115,443,000	30/9/2552	30/9/2564	12	4.580
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2553	100,000,000	26/11/2552	26/11/2564	15	4.820
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2553	261,209,000	3/12/2552	3/12/2559	7	4.150
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 4/2553	284,327,000	25/3/2553	25/3/2568	15	4.330
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 5/2553	283,264,000	6/5/2553	6/5/2570	17	4.030
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 7/2553	190,000,000	15/7/2553	15/7/2565	12	3.650
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 9/2553	18,200,000	23/9/2553	23/9/2563	10	3.490
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2554	65,234,000	16/12/2553	16/12/2568	15	4.180
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2554	99,652,000	28/4/2554	28/4/2569	15	4.120
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 4/2554	135,490,000	23/6/2554	23/6/2569	15	4.200
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 5/2554	64,439,000	28/7/2554	28/7/2564	10	4.250
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 6/2554	234,119,000	18/8/2554	18/8/2566	12	3.980
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 7/2554	219,152,000	15/9/2554	15/9/2566	12	3.895
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2555	1,008,000	10/11/2554	10/11/2562	8	3.890
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2555	82,458,000	22/12/2554	22/12/2564	10	3.780
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 4/2555	163,682,000	7/6/2555	7/6/2560	5	3.760
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 6/2555	233,151,000	28/6/2555	28/6/2565	10	3.910
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 7/2555	95,386,000	9/8/2555	9/8/2565	10	3.710
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 8/2555	38,501,000	13/9/2555	13/9/2560	5	3.620
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2556	180,615,000	31/1/2556	31/1/2563	7	3.820
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2556	186,011,000	14/2/2556	14/2/2561	5	3.550
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 5/2556	34,436,000	9/5/2556	9/5/2566	10	3.790
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 7/2556	27,397,000	20/6/2556	20/6/2568	12	4.398
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 8/2556	2,500,000	11/7/2556	11/7/2566	10	4.050
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 9/2556	23,484,000	8/8/2556	8/8/2563	7	4.070
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 10/2556	14,810,000	3/10/2556	3/10/2573	1	4.490

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 8 ส่วนที่ 2

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ (ต่อ)

แหล่งเงินทุน	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 2/2557	263,371,000	23/9/2557	23/9/2562	5	3.280
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2557	2,077,000	25/9/2557	25/9/2567	10	3.830
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 3/2558	3,945,000	15/5/2558	15/5/2570	20	3.720
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 5/2558	53,371,000	25/8/2558	25/8/2583	25	3.840
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2559	23,880,000	29/4/2559	29/4/2574	15	2.400
รวม	4,016,611,000				

ที่มา: กฟผ.