



รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบ
สายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ
สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

1. **หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ** : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

2. **ความเป็นมาของโครงการ**

เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติอนุมัติโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ของ กฟภ. เพื่อแก้ไขปัญหาและเพิ่มขีดความสามารถระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง โดยเฉพาะอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่ภาคกลาง ซึ่งต้องใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยการผลิตค่อนข้างสูง กฟภ. จึงได้บรรจุโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ไว้ในแผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544)

3. **วงเงินลงทุนโครงการ/แหล่งเงิน**

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 9,165.00 ล้านบาท ประกอบด้วย เงินกู้ในประเทศ จำนวน 5,833.00 ล้านบาท และเงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 3,332.00 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุน จำนวน 10,290.13 ล้านบาท ประกอบด้วย เงินกู้ในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟภ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ และ Term Loan SCB จำนวน 3,755.30 ล้านบาท เงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 2,959.35 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 3,575.48 ล้านบาท รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 รายละเอียดการกู้เงินในประเทศของโครงการ

แหล่งเงินกู้	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่ม สัญญา	วันที่สิ้นสุด สัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2546	256.907	27 มี.ค. 46	27 มี.ค. 49	3	2.070
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2546	256.907	27 มี.ค. 46	27 มี.ค. 56	10	3.890
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2546	256.907	2 เม.ย. 46	2 เม.ย. 51	5	2.520
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2546	256.907	2 เม.ย. 46	2 เม.ย. 53	7	3.195
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2547	113.777	17 พ.ค. 47	17 พ.ค. 50	3	2.955
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2547	94.814	10 มิ.ย. 47	10 มิ.ย. 52	5	4.400
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2547	137.480	26 ส.ค. 47	26 ส.ค. 52	5	4.700
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2548	10.742	31 มี.ค. 48	31 มี.ค. 58	10	4.635
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2548	10.742	16 มิ.ย. 48	16 มิ.ย. 60	12	4.360
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2548	19.335	1 ก.ย. 48	1 พ.ค. 60	12 ปี 2 เดือน	5.699
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2549	81.758	27 ต.ค. 48	27 ต.ค. 60	12	6.840
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2549	257.923	25 พ.ค. 49	25 พ.ค. 64	15	6.530
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2549	249.604	15 มิ.ย. 49	15 มิ.ย. 58	9	5.990
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2549	249.604	29 ก.ค. 49	29 ก.ค. 55	6	6.070
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 13/2549	249.604	14 ก.ย. 49	14 ก.ย. 61	12	5.925
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2550	26.950	22 ก.พ. 50	22 ก.พ. 60	10	4.970

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

แหล่งเงินทุน	วงเงิน (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละ)
		วันที่เริ่ม สัญญา	วันที่สิ้นสุด สัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2550	26.950	24 พ.ค. 50	24 พ.ค. 65	15	4.345
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2550	26.950	21 มิ.ย. 50	21 มิ.ย. 63	13	5.150
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2550	26.950	19 ก.ค. 50	19 ก.ค. 62	12	5.120
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 6/2550	40.426	2 ส.ค. 50	2 ส.ค. 59	9	4.880
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2550	41.773	6 ก.ย. 50	6 ก.ย. 55	5	4.368
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2551	103.779	28 ก.พ. 51	28 ก.พ. 66	15	4.900
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2551	83.023	29 พ.ค. 51	29 พ.ค. 62	11	5.280
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2551	83.023	10 ก.ค. 51	10 ก.ค. 59	8	6.155
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 4/2551	83.023	4 ก.ย. 51	4 ก.ย. 58	7	4.920
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 1/2552	69.186	27 พ.ย. 51	27 พ.ย. 60	9	4.430
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2552	53.965	4 ธ.ค. 51	4 ธ.ค. 55	4	3.595
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 3/2552	18.000	2 เม.ย. 52	2 เม.ย. 57	5	3.100
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2552	124.069	25 มิ.ย. 52	25 มิ.ย. 67	15	4.850
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2552	37.497	30 ก.ย. 52	30 ก.ย. 64	12	4.580
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 5/2553	26.550	6 พ.ค. 53	6 พ.ค. 70	17	4.030
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 7/2553	29.070	15 ก.ค. 53	15 ก.ค. 65	12	3.650
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 9/2553	103.628	23 ก.ย. 53	23 ก.ย. 63	10	3.490
พันธบัตร กฟภ. ครั้งที่ 2/2554	35.752	16 ธ.ค. 53	16 ธ.ค. 68	15	4.180
Term Loan SCB	211.720	30 ก.ย. 47	30 ก.ย. 56	9	อัตราดอกเบี้ย เงินฝากประจำ 6 เดือน (บุคคลธรรมดา) +0.97%
รวม	3,755.295	อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย (ถ่วงน้ำหนัก)			4.359

ที่มา : กฟภ.

ทั้งนี้ กฟภ. ได้ขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ต่อ ครม. จากแผนการใช้เงินตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540 จำนวน 2 ครั้ง ครั้งที่ 1 มติ ครม. เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2548 เห็นชอบกรอบงบประมาณของรัฐวิสาหกิจ ประจำปีงบประมาณ 2549 ซึ่ง กฟภ. ได้เสนอขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 เนื่องจาก กฟภ. คาดว่าจะไม่สามารถเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศของโครงการได้ทันเต็มจำนวนภายในวันสิ้นสุดการเบิกจ่าย จึงขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการ โดยขอเปลี่ยนเป็นใช้เงินรายได้ของ กฟภ. และ/หรือ เงินกู้ในประเทศ แทนเงินกู้ต่างประเทศส่วนที่เหลือ ตามความเหมาะสมและฐานะการเงินในแต่ละปีของ กฟภ. โดยมีแผนการใช้เงินกู้ในประเทศ จำนวน 4,676.14 ล้านบาท เงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 2,196.93 ล้านบาท และเงินรายได้ จำนวน 2,291.93 ล้านบาท และครั้งที่ 2 มติ ครม. เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2556 เห็นชอบกรอบงบประมาณของรัฐวิสาหกิจ

ประจำปีงบประมาณ 2557 ซึ่ง กฟภ. ได้เสนอขอปรับแผนการใช้จ่ายเงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 เนื่องจาก ณ วันสิ้นสุดการเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศของโครงการ กฟภ. เบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศจริง จำนวน 1,754.70 ล้านบาท (แผน 2,196.93 ล้านบาท) จึงขอปรับแผนการใช้จ่ายเงินของโครงการตามความเหมาะสมและฐานะการเงินในแต่ละปีของ กฟภ. โดยมีแผนการใช้จ่ายเงินกู้ในประเทศ จำนวน 4,350.99 ล้านบาท เงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 1,754.70 ล้านบาท และเงินรายได้ จำนวน 3,059.31 ล้านบาท

4. วัตถุประสงค์ของโครงการ

เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะกิจการอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและการบำรุงรักษา ตลอดจนลดหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า

5. ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ

กฟภ. ดำเนินการในเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ทั้ง 3 เขต ในพื้นที่ภาคกลาง ซึ่งครอบคลุมทั้งสิ้น 16 จังหวัด ได้แก่ พระนครศรีอยุธยา อ่างทอง ปทุมธานี สระบุรี นครนายก ปราจีนบุรี สระแก้ว ชลบุรี ฉะเชิงเทรา ระยอง จันทบุรี ตราด นครปฐม สมุทรสาคร สุพรรณบุรี และกาญจนบุรี

6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟภ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 20 สิงหาคม 2540 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการและปิดโครงการเมื่อวันที่ 22 เมษายน 2562 โดยใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 21 ปี 8 เดือน 2 วัน (7,916 วัน) ล่าช้ากว่าแผนระยะเวลาดำเนินโครงการที่มีกำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จ 4 ปี คิดเป็นระยะเวลาดำเนินโครงการที่ล่าช้ากว่าแผน 17 ปี 8 เดือน 2 วัน (6,455 วัน) (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ)

7. ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุโครงการ 30 ปี โครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ร้อยละ 15.29 และ ณ ช่วงเวลาประเมิน กฟภ. ไม่ได้คำนวณอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) ของโครงการเมื่อโครงการแล้วเสร็จ

8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก	1. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 2. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล 3. แผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน	
c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
2) ประสิทธิภาพ	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบ ของ กฟภ. ภาคกลาง (Peak demand) 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) 4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง
3) ผลกระทบ	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
4) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จ ร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณ และระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการ มากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการ มากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอ ครม. กับผลการดำเนินงาน 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่าง แผนการดำเนินงานตามที่เสนอ ครม. กับผลการดำเนินงาน 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)
5) ความยั่งยืน	
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร 4. การมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

หมายเหตุ : น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

9. สรุปผลการประเมินโครงการ:

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยผลการประเมิน ด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืน อยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ c โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 2. แผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) และแผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในระยะถัดไปจนถึงปัจจุบัน	a
2) ประสิทธิภาพ		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งราย ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 1.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (SAIFI) หลังโครงการแล้วเสร็จ ลดลงเหลือ 2.05 ครั้ง/ราย/ปี เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมาย 2.39 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 114.23 ทั้งนี้ จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับน้อยกว่าค่าเป้าหมาย ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 1.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (SAIDI) หลังโครงการแล้วเสร็จ ลดลงเหลือ 42.60 นาที/ราย/ปี เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมาย 51.92 นาที/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 117.95 ทั้งนี้ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับน้อยกว่าค่าเป้าหมาย ส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น	a

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
2) ประสิทธิภาพ (ต่อ)		
	2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของ กฟภ. เขตภาคกลาง (Peak Demand) เฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ ลดลงเหลือ 11,247.08 เมกะวัตต์ (แผน 11,310.73 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 99.44 ของแผน 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) เฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ อยู่ที่ร้อยละ 5.38 เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายเฉลี่ยที่ร้อยละ 5.45 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 101.28 ทั้งนี้ ค่าร้อยละการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมาย ส่งผลให้ความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคกลาง ระหว่างปี พ.ศ. 2554 - 2565 4.1 ภาคครัวเรือน เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.21 ต่อปี 4.2 เชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.68 ต่อปี	
3) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เนื่องจาก กฟภ. ปฏิบัติตามมาตรฐานของ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) ที่ กำหนดค่าความเข้มของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าในพื้นที่สาธารณะ เพื่อเป็นมาตรการในการป้องกัน แก่ไข และลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ในการดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1	a
4) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลาเท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้างบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 99.51 2. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 7,916 วัน คิดเป็นร้อยละ 541.82 ของแผน (แผน 1,461 วัน) 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ มีจำนวน 10,290.13 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 112.28 ของแผน (แผน 9,165.00 ล้านบาท) 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ตามรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ มีอัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการร้อยละ 15.29 โดย ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ. ไม่ได้คำนวณค่า EIRR และ FIRR ใหม่	c

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2. กฟภ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟภ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับด้านเทคนิค/ด้านความปลอดภัย ที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 4. กฟภ. มีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า	a
ผลการประเมินรวม		B

หมายเหตุ : น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a : โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) และแผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 (พ.ศ. 2545 - 2549) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การพัฒนาศรษฐกิจเพื่อสนับสนุนการพัฒนาด้านและคุณภาพชีวิต พัฒนาและจัดหาแหล่งพลังงานให้เพียงพอ และมีความมั่นคง ควบคู่ไปกับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรองรับการผลิตสินค้าและบริการของประเทศ โดยจัดหาแหล่งพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการ มีคุณภาพ มีความมั่นคง และในระดับราคาที่เหมาะสม

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	<ul style="list-style-type: none"> - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การเพิ่มสมรรถนะและขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ เพิ่มประสิทธิภาพและยกระดับคุณภาพโครงสร้างพื้นฐาน ทั้งด้านระบบการขนส่ง สื่อสารโทรคมนาคม พลังงาน และสาธารณสุขการเพื่อสนับสนุนการเพิ่มสมรรถนะภาคการผลิตและบริการ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอับความต้องการอย่างมีคุณภาพ มีความมั่นคงในระดับราคาที่เหมาะสม และพัฒนาการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์ - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและเร่งรัดการใช้พลังงานทดแทนเพื่อประหยัดเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าพลังงาน ลดต้นทุนการผลิตและค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของประชาชน และลดมลพิษที่เกิดจากการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตและบริการของประชาชน - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจสู่การเติบโตอย่างมีคุณภาพและยั่งยืน กลยุทธ์ที่ 5.3 การพัฒนาความสามารถในการแข่งขันที่มีประสิทธิภาพเท่าเทียม และเป็นธรรม สร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยจัดหาพลังงานเพื่อความมั่นคงและเน้นการกระจายชนิดของเชื้อเพลิง ส่งเสริมให้ภาคเอกชนไทยมีบทบาทในการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานมากขึ้น - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์ การพัฒนาด้านพลังงานจัดหาพลังงานให้เพียงพอและสร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงาน โดยพัฒนาระบบจำหน่ายและระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีขีดความสามารถในการรองรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามศักยภาพ และสอดคล้องกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ รวมถึงสอดคล้องกับปริมาณไฟฟ้าที่มีอยู่แล้วในระบบ
<p>2. แผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544)</p>	<p>- โครงการบรรจุในแผนงานและโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 (พ.ศ. 2540 - 2544) เป็นการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อเพิ่มขีดความสามารถ และความมั่นคง ในการจ่ายไฟฟ้า</p>

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน a : โครงการสามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งลดปัญหาในการปฏิบัติการและการบำรุงรักษา ตลอดจนลดหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า กฟภ. มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้น มีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับและขัดข้องลดน้อยลง มีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับลดน้อยลง และมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง เพิ่มมากขึ้น รวมถึงยังมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง เพิ่มมากขึ้น และมีร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายลดลงอีกด้วย อย่างไรก็ตาม กฟภ. สามารถดำเนินการเป็นไปตามแผนงาน โดยรายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงานเฉลี่ย ก่อนโครงการแล้วเสร็จ	ผลการดำเนินงานเฉลี่ย หลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI)			
2.1.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI) (ครั้ง/ราย/ปี)	2.39	2.05	114.23
2.1.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI) (นาที/ราย/ปี)	51.92	42.60	117.95
2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง เฉลี่ย (Peak demand) (เมกะวัตต์)	11,310.73	11,247.08	99.44
2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss) เฉลี่ย	5.45	5.38	101.28
2.4) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง		เพิ่มขึ้นเฉลี่ย	
2.4.1 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน		ร้อยละ 3.21 ต่อปี	
2.4.2 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์		ร้อยละ 4.68 ต่อปี	

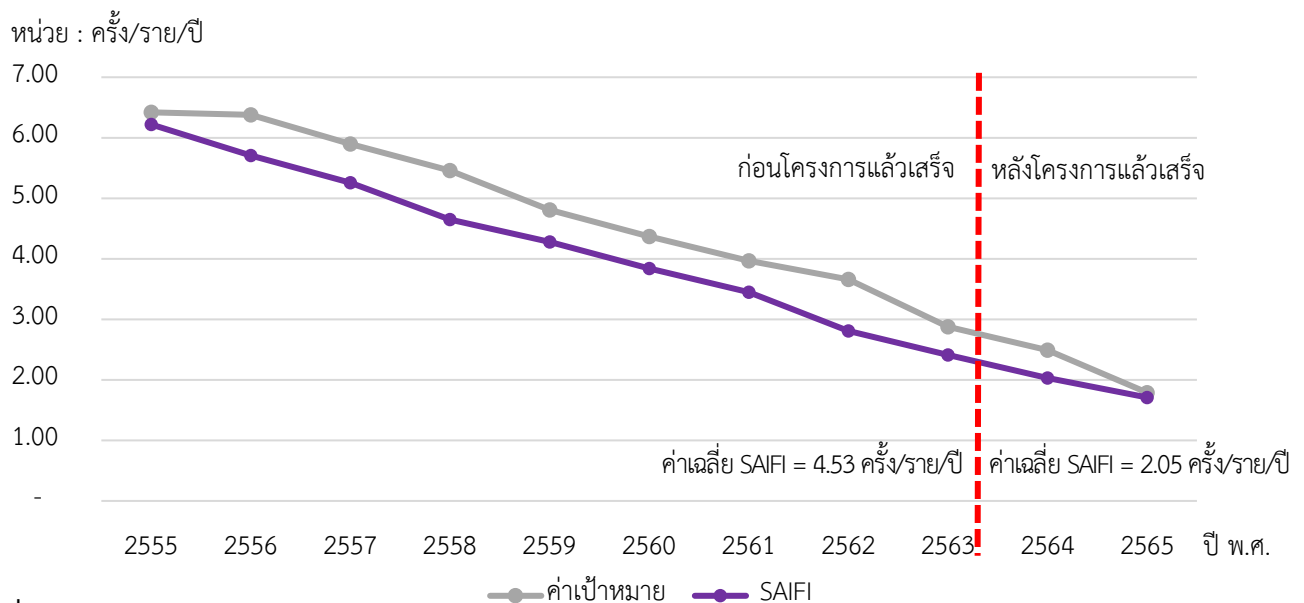
ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index : SAIDI)

2.1.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี ในช่วงก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ และค่าเป้าหมาย พบว่า หลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 - 2565 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีต่ำกว่าช่วงก่อนโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2555 - 2562 และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีหลังโครงการแล้วเสร็จ อยู่ที่ 2.05 ครั้ง/ราย/ปี และต่ำกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ย หลังโครงการแล้วเสร็จ ซึ่งอยู่ที่ 2.39 ครั้ง/ราย/ปี คิดเป็นต่ำกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 14.23 หรือบรรลุนิ่วัตถุประสงค์ที่ร้อยละ 114.23 โดยรายละเอียดของการพิจารณาจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

แผนภูมิที่ 1 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)



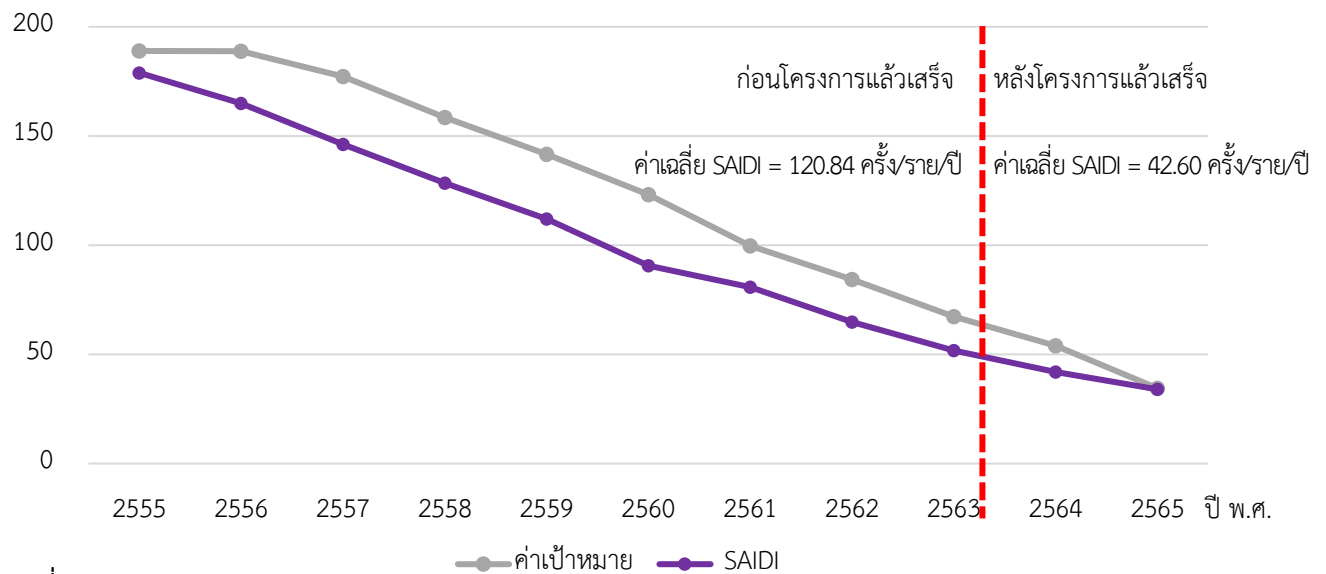
ที่มา : กฟภ.

2.1.2) ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีในช่วงก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ และค่าเป้าหมาย พบว่า หลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 - 2565 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีต่ำกว่าช่วงก่อนโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2555 - 2562 และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีหลังโครงการแล้วเสร็จ อยู่ที่ 42.60 นาที/ราย/ปี และต่ำกว่าค่าเป้าหมายเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ ซึ่งอยู่ที่ 51.92 นาที/ราย/ปี คิดเป็นต่ำกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 17.95 หรือบรรลุนิ่วัตถุประสงค์ที่ร้อยละ 117.95 โดยรายละเอียดค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

แผนภูมิที่ 2 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

หน่วย : นาที/ราย/ปี

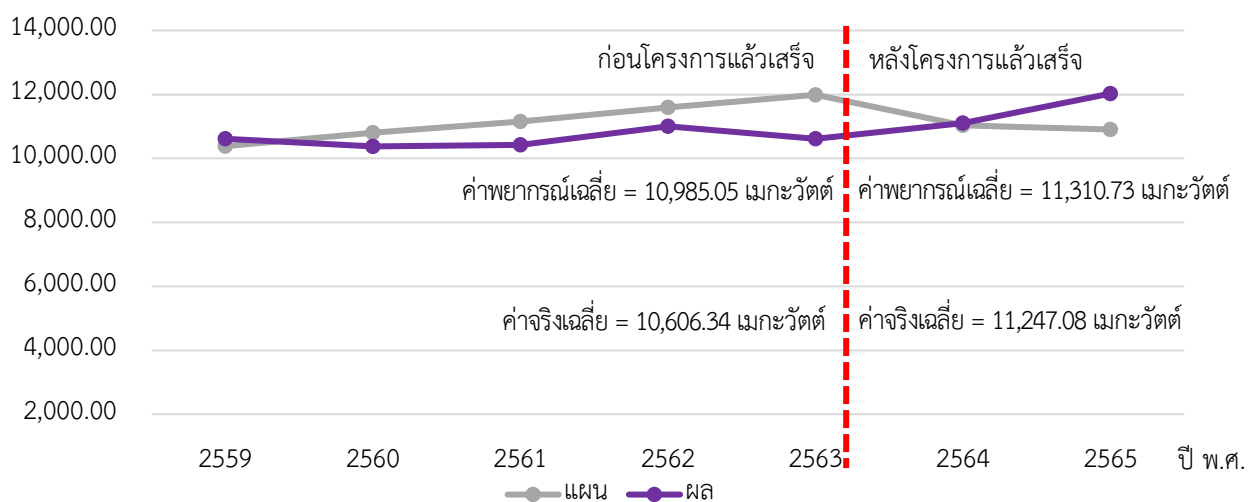


2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง (Peak Demand)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง จากค่าพยากรณ์กับค่าที่เกิดขึ้นจริง ระหว่างปี พ.ศ. 2559 - 2565 พบว่า หลังโครงการแล้วเสร็จ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง เฉลี่ยเกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่าพยากรณ์ แต่มีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี โดยปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. ภาคกลาง เฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ อยู่ที่ 11,247.08 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าค่าพยากรณ์ ซึ่งอยู่ที่ 11,310.73 เมกะวัตต์ คิดเป็นต่ำกว่าค่าพยากรณ์ร้อยละ 0.56 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 99.44 เปรียบเทียบค่าพยากรณ์กับผลที่เกิดขึ้นจริง ปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)

หน่วย : เมกะวัตต์ (MW)

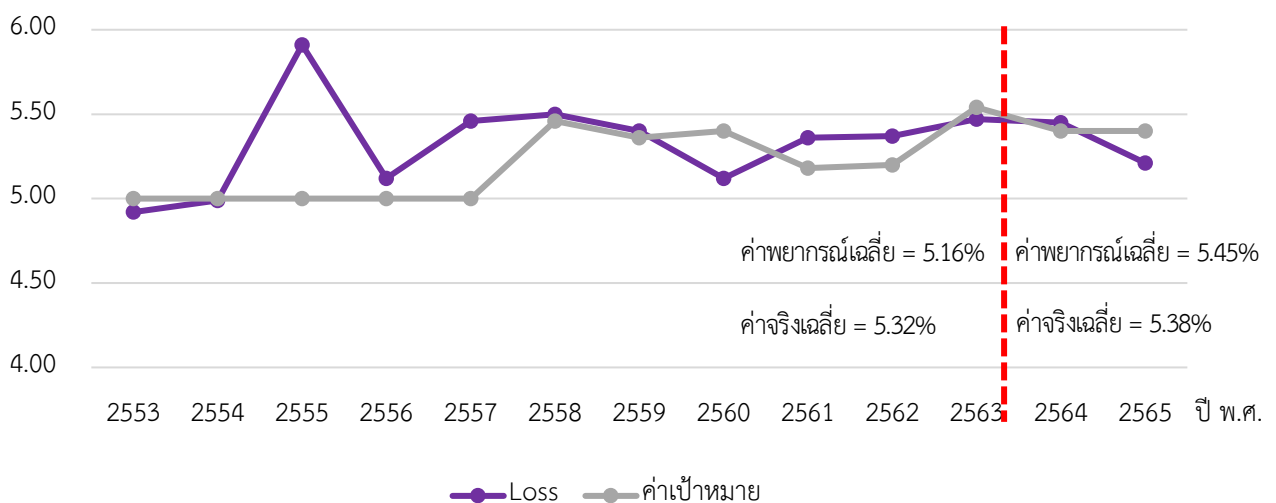


2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2563 - 2565 พบว่า ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเฉลี่ยต่ำกว่าค่าเป้าหมาย โดยมีค่าเป้าหมายเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.45 เมื่อพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ ร้อยละ 5.38 ต่ำกว่าค่าเป้าหมายร้อยละ 1.28 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 101.28 แต่พบว่าร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยสาเหตุที่ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีแนวโน้มสูงขึ้น เนื่องจากหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับภาระทางไฟฟ้า (Load) และความยาวของระบบจำหน่าย ดังนั้น เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมเพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีค่าสูงขึ้นตาม ซึ่งในปี 2555 และ 2557 มีค่าร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายสูงกว่าค่าเป้าหมายค่อนข้างมาก เนื่องจากในปี 2555 เริ่มใช้งานโปรแกรม SAP โดยติดตั้งมิเตอร์ในระบบ SAP ล่าช้า ส่งผลให้ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบต่ำกว่าค่าจริงที่เกิดขึ้น ข้อมูลหน่วยสูญเสียจึงเพิ่มขึ้น และในปี 2557 พบข้อผิดพลาดในการกรอกข้อมูลโปรแกรม SAP จำนวนหน่วยซื้อไฟฟ้าผิดพลาด ทำให้หน่วยซื้อไฟฟ้าสูงกว่าค่าที่เกิดขึ้นจริง และไม่ได้มีการปรับปรุงข้อมูลย้อนหลัง อีกทั้งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยสูงขึ้น จากเหตุการณ์ฟุตบอลโลก 2014 ซึ่งในทางเทคนิคผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยจะมีค่าความสูญเสียพลังงานในระบบจำหน่ายมากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า และระยะทางของระบบจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้า โดยรายละเอียดของการพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายกับค่าเป้าหมายปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Loss)

หน่วย : ร้อยละ



ที่มา : กฟภ.

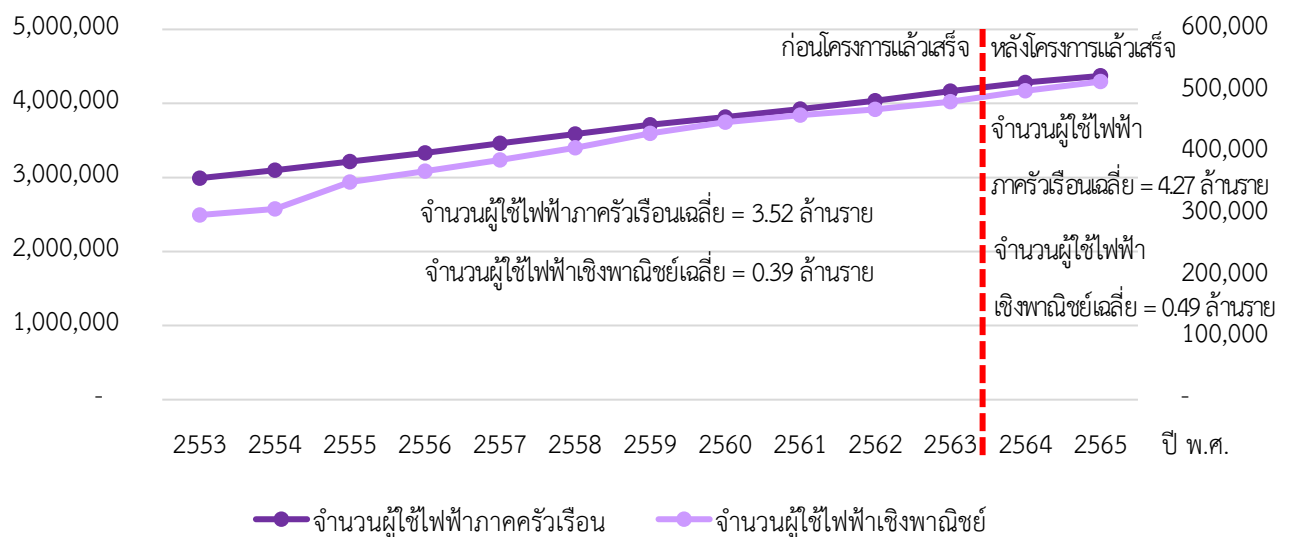
2.4 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคกลาง

เมื่อก่อสร้างโครงการแล้วเสร็จมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่โครงการเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากกระแสไฟฟ้ามีเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่เพิ่มมากขึ้น โดยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคครัวเรือนและผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า ระหว่างปี พ.ศ. 2553 - 2565 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.21 ต่อปี และ 4.68 ต่อปี ตามลำดับ และจะเห็นได้ว่า ในปี 2555 มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 14.16 ต่อปี และภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.77 ต่อปี เนื่องจากเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศขยายตัวจากการจ้างงานในภาคอุตสาหกรรมและภาครัฐออกมาตรการกระตุ้นการใช้จ่าย เช่น สิทธิประโยชน์จากการคืนเงินภาษีรถยนต์คันแรก ส่งผลให้การบริโภค รายได้ และความเชื่อมั่นผู้บริโภคเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ ตอนเริ่มดำเนินโครงการหน่วยงานไม่ได้กำหนดแผนการเพิ่มจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ในแต่ละปีไว้ จึงใช้การวิเคราะห์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเปรียบเทียบอัตราการเจริญเติบโตในแต่ละปี ดังนั้น แนวโน้มของอัตราการเจริญเติบโตของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ของโครงการจึงไม่สะท้อนแนวโน้มภาพรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ของโครงการตลอดอายุโครงการ โดยรายละเอียดของการพิจารณาจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคกลาง ปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเขตพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ. เขตภาคกลาง

หน่วย : ราย (ภาคครัวเรือน)

หน่วย : ราย (เชิงพาณิชย์)



ที่มา : กฟภ.

ตารางที่ 4 อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนและผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

หน่วย : ร้อยละ

ปี	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	เฉลี่ย
อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน	3.54	3.77	3.73	3.87	3.60	3.42	2.89	2.82	2.81	3.23	2.80	2.09	3.21
อัตราการเติบโตเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์	3.28	14.16	4.94	4.86	5.13	5.67	4.21	2.61	1.98	2.68	3.60	3.03	4.68

ที่มา : กฟภ.

3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a : โครงการไม่ส่งผลกระทบต่อในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของภาคกลาง ส่งผลให้เกิดความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคกลาง โดยมีรายละเอียด ดังนี้

3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ประชาชนในพื้นที่คาดหวังว่าเมื่อโครงการแล้วเสร็จ ระบบไฟฟ้าจะมีความมั่นคงเพิ่มขึ้น ลดการเกิดไฟดับ ไฟตก เกิดการจ้างงานประชาชนในพื้นที่เพิ่มขึ้น เกิดการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจในพื้นที่ หรือส่งเสริมการมีรายได้ของประชาชนในพื้นที่ ช่วยส่งเสริมให้เกิดการลงทุนจากภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่ รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเขตมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี โดยแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคกลาง ทั้ง 3 เขต ก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ปรากฏตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคกลาง ก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคกลาง	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์ : MW)	
	ก่อนโครงการแล้วเสร็จ (ปี 2559)	หลังโครงการแล้วเสร็จ (ปี 2565)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (กฟก. 1)	502	4,204
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง (กฟก. 2)	708	5,121
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง (กฟก. 3)	213	2,968

จากตารางที่ 5 จะเห็นได้ว่า กฟก. 2 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดจากทั้ง 3 เขต เนื่องจาก กฟก. 2 เป็นพื้นที่รับผิดชอบ 5 จังหวัด ได้แก่ ชลบุรี ระยอง ตราด ฉะเชิงเทรา และจันทบุรี ซึ่งเป็นจังหวัดที่เป็นเขตพื้นที่อุตสาหกรรมต่างๆ จำนวนมาก นอกจากนี้ เมื่อโครงการแล้วเสร็จ ระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าในเขตพื้นที่ภาคกลาง ครอบคลุมทั้งสิ้น 16 จังหวัด ส่งผลให้เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าสามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ ในเขตพื้นที่ภาคกลางเป็นส่วนใหญ่

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ กฟภ. จัดประชุมหารือกับผู้นำชุมชนและหน่วยงานราชการในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง เพื่อประชาสัมพันธ์ให้ความรู้ สร้างความเข้าใจ ถึงผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นกับชุมชนอย่างทั่วถึง และมีการจัดทำ แผ่นป้ายประชาสัมพันธ์โครงการในพื้นที่ให้ทราบถึงรายละเอียดการดำเนินโครงการ รวมถึงมีกิจกรรม CSR ในภาพรวมพื้นที่ทั่วประเทศร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และชุมชน ด้านส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน เช่น โครงการ ชุมชนปลอดภัยใช้ไฟ PEA โครงการ 1 ตำบล 1 ช่างไฟฟ้า โครงการ PEA พลังงานสะอาดเพื่อชุมชน วิสาหกิจชุมชน และโครงการ PEA LED เพื่อแหล่งท่องเที่ยวเชิงวัฒนธรรมไทย ด้านช่วยเหลือและพัฒนาสังคม เช่น โครงการ PEA อาสาภาค โครงการหน่วยแพทย์เคลื่อนที่ กฟภ. โครงการ Save Your Life ใส่ใจหลอดเลือดสมอง และโครงการ PEA ปันยิ้ม อิ่มบุญ คั้นความสุขสู่สังคม รวมถึงด้านอนุรักษ์และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการรักษาน้ำ สร้างฝาย และโครงการปลูก ดูแล รักษาป่า

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กฟภ. ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีเอกสารสิทธิ์ที่ถูกต้องตามกฎหมาย โดยซื้อที่ดินบริเวณที่มีความเหมาะสมทางเทคนิค ซึ่งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าส่วนใหญ่จะดำเนินการบริเวณพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เป็นเขตพื้นที่ชุมชนและนิคมอุตสาหกรรม สำหรับงานก่อสร้างสายส่ง 115 kV กฟภ. ดำเนินการก่อสร้างสายส่ง 115 kV ตามแนวเขตถนน ต่อจากสถานีไฟฟ้าซึ่งอยู่ในเขตพื้นที่ชุมชนและนิคมอุตสาหกรรม เป็นส่วนใหญ่ โดยไม่รุกล้ำพื้นที่ป่าสงวนหรือป่าอุดมสมบูรณ์ ซึ่งคัดเลือกพื้นที่และเส้นทางสายส่งที่ไม่มีทรัพยากรธรรมชาติที่หายากหรือมีความอ่อนไหวต่อปัจจัยภายนอก เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการก่อสร้างโครงการ นอกจากนี้ กฟภ. ยังมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับสนามแม่เหล็ก/สนามไฟฟ้า ของ International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) ซึ่งเป็นหน่วยงานสากลที่กำหนดระดับของสนามไฟฟ้าและสนามแม่เหล็กที่ปลอดภัยต่อประชาชน ซึ่ง กฟภ. ใช้ข้อกำหนดของ ICNIRP เป็นมาตรฐานในการเฝ้าระวังและตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้า หากการตรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้าไม่เกินกว่าค่าที่ ICNIRP กำหนด ถือว่ามีความปลอดภัย

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน c : โครงการมีลักษณะเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า สายส่ง 115 kV และติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งแก้ไขและลดปัญหาในการปฏิบัติการ บำรุงรักษา ตลอดจนลดหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า โดย กฟภ. ได้ปรับเพิ่มและลดปริมาณงานตามพื้นที่ดำเนินการจริงมีค่าใช้จ่ายโครงการอยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่มีการใช้จ่ายเงินในภาพรวมของโครงการสูงกว่าแผนที่วางไว้ โดยใช้เงินรายได้ของ กฟภ. เพิ่มเติมในการดำเนินโครงการ และใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณาด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 6

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

ตารางที่ 6 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ภาพรวมผลผลิตของโครงการ			99.51
4.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	1,461	7,916	541.82
4.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	9,165.00	10,290.13	112.28
4.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น) (ร้อยละ)			
4.4.1 อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน (FIRR)	15.29	ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟผ.	
4.4.2 อัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR)	-	ไม่ได้คำนวณค่า EIRR และ FIRR ใหม่	

ที่มา : กฟผ.

หมายเหตุ : พิจารณาโดยให้น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

4.1) ผลผลิตของโครงการ

โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ 1) งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 2) งานก่อสร้างสายส่ง 115 kV และ 3) งานติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า โดย กฟผ. ดำเนินโครงการได้บรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 99.51 เนื่องจากมีการปรับลดปริมาณงานก่อสร้างสายส่ง 115 kV และติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มเติม ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่จัดหาได้และสภาพพื้นที่ที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์เพื่อสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า รวมทั้งลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและการบำรุงรักษา ตลอดจนลดหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า สามารถสรุปผลผลิตของโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ผลผลิตที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน ก่อนโครงการแล้วเสร็จ	ผลการดำเนินงาน หลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ผลผลิตของโครงการ	4	4	99.51
4.1.1 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115-22 kV (แห่ง)	44	44	100.00
4.1.2 ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115 kV (แห่ง)	1	1	100.00
4.1.3 ก่อสร้างสายส่ง 115 kV (วงจร-กิโลเมตร)	780.00	731.08	93.73
4.1.4 ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า (MVA)	3,500.00	3,650.00	104.29

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

4.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 7,916 วัน โดยดำเนินการระหว่างวันที่ 20 สิงหาคม 2540 - 22 เมษายน 2562 คิดเป็นร้อยละ 541.82 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 6,455 วัน คิดเป็นร้อยละ 441.82 เนื่องจาก 1) เกิดการแก่งกำไรที่ดินจากนายทุนในพื้นที่ที่จะก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ส่งผลให้ที่ดินมีราคาสูงกว่าราคาประเมิน โดยเฉพาะสถานีไฟฟ้าที่จะก่อสร้างหลาย ๆ สถานี อยู่ในพื้นที่อุตสาหกรรมขนาดใหญ่ของประเทศ ทำให้การจัดหาที่ดินที่มีความเหมาะสมทั้งด้านพื้นที่และราคาสามารถทำได้ยาก กฟภ. จึงต้องยกเลิกการจัดซื้อที่ดินหลายครั้ง และดำเนินการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าและประกาศขยายโซนการจัดซื้อที่ดินใหม่ 2) บริษัท ปิคนิค คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้างสถานีไฟฟ้า จำนวน 5 สถานี ขาดสภาพคล่องจนไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าให้แล้วเสร็จได้ กฟภ. จึงยกเลิกสัญญา กับบริษัทดังกล่าว เมื่อวันที่ 8 เมษายน 2551 และต่อมา ครม. ได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2551 ให้ กฟภ. พิจารณาช่วยเหลือบริษัทดังกล่าวให้ดำเนินการก่อสร้างจนแล้วเสร็จ แต่ปรากฏว่าบริษัทดังกล่าวก็ยังไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างต่อได้ กฟภ. จึงได้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าให้แล้วเสร็จเอง จำนวน 1 สถานี และดำเนินการกระบวนกร้างใหม่โดยวิธีพิเศษตามข้อบังคับของ กฟภ. จำนวน 4 สถานี และ 3) เกิดอุทกภัยในปี พ.ศ. 2554 ส่งผลให้ต้องหยุดการก่อสร้างในช่วงเวลาดังกล่าว สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	1 ม.ค. 41 - 31 ธ.ค. 44	1,461	20 ส.ค. 40 - 22 เม.ย. 62	7,916	6,455	441.82	541.82

ที่มา : กฟภ.

หมายเหตุ : 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก มติ ครม. เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540

2. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ

4.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 มีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 9,165.00 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงิน จำนวน 10,290.13 ล้านบาท คิดเป็น ร้อยละ 112.28 ของแผน ประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟภ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ และ Term Loan SCB จำนวน 3,755.30 ล้านบาท เงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 2,959.35 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟภ. จำนวน 3,575.48 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 9

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

หน่วย : ล้านบาท

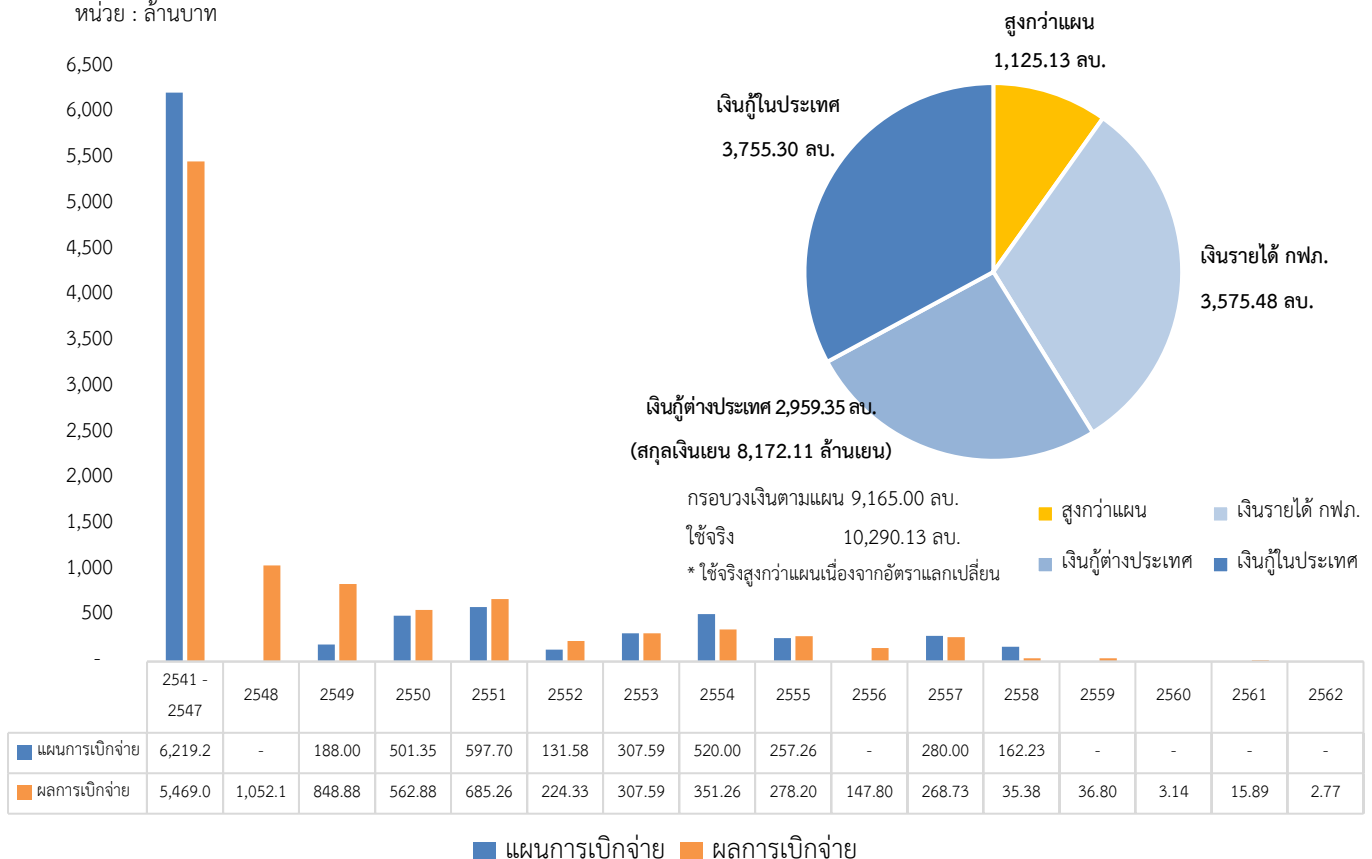
กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	สูงกว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
			(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	
โครงการพัฒนาระบบสายส่งและ สถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1	9,165.00	10,290.13	1,125.13	12.28	112.28

ที่มา : กฟภ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายได้มีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 : แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้

หน่วย : ล้านบาท



ที่มา : กฟภ.

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 มีการเบิกจ่ายเงินทั้งสิ้น จำนวน 10,290.13 ล้านบาท โดยเบิกจ่ายเงินกู้ในประเทศ จำนวน 3,755.30 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 64.38 ของแผน (จำนวน 5,833.00 ล้านบาท) และเงินกู้ต่างประเทศ จำนวน 2,959.35 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 88.82 ของแผน (จำนวน 3,332.00 ล้านบาท) และส่วนที่เบิกจ่ายเพิ่มเติมจากแผนที่วางไว้ กฟภ. ใช้เงินรายได้ทั้งสิ้น จำนวน 3,575.48 ล้านบาท โดย กฟภ. ได้ขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ต่อ ครม. จากแผนการใช้เงินตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540 จำนวน 2 ครั้ง โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 10

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

ตารางที่ 10 แผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

มติ ครม.	แผนการใช้เงิน (ล้านบาท)		
	เงินกู้ ในประเทศ	เงินกู้ ต่างประเทศ	เงินรายได้
1. มติ ครม. เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540 อนุมัติโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ของ กฟผ.	5,833.00	3,332.00	-
2. มติ ครม. เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2548 เห็นชอบกรอบงบประมาณของรัฐวิสาหกิจ ประจำปีงบประมาณ 2549 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 เนื่องจาก กฟผ. คาดว่าจะไม่สามารถเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศของโครงการได้ทันเต็มจำนวนภายในวันสิ้นสุดการเบิกจ่าย จึงขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการ โดยขอเปลี่ยนเป็นใช้เงินรายได้ของ กฟผ. และ/หรือเงินกู้ในประเทศ แทนเงินกู้ต่างประเทศส่วนที่เหลือ ตามความเหมาะสมและฐานะการเงินในแต่ละปีของ กฟผ.	4,676.14	2,196.93	2,291.93
3. มติ ครม. เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2556 เห็นชอบกรอบงบประมาณของรัฐวิสาหกิจ ประจำปีงบประมาณ 2557 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 เนื่องจาก ณ วันสิ้นสุดการเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศของโครงการ กฟผ. เบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศจริงจำนวน 1,754.70 ล้านบาท (แผน 2,196.93 ล้านบาท) จึงขอปรับแผนการใช้เงินของโครงการตามความเหมาะสมและฐานะการเงินในแต่ละปีของ กฟผ.	4,350.99	1,754.70	3,059.31

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 มีการเบิกจ่ายเงินในภาพรวมของโครงการสูงกว่าแผนที่วางไว้ เนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสกุลเงินเยนในส่วนของ การเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศ ณ วันเบิกจ่ายจริง ปรับสูงขึ้นกว่าอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสกุลเงินเยนตามแผนการลงทุนของโครงการ ทั้งนี้ หากใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศตามแผนการลงทุนของโครงการ (สกุลเงินเยน 1 เยน เท่ากับ 0.2147 บาท) ผลการเบิกจ่ายในภาพรวมของโครงการยังคงอยู่ภายใต้กรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2540 และผลการเบิกจ่ายในส่วนของเงินกู้ต่างประเทศยังคงอยู่ภายใต้แผนการใช้เงินตามมติ ครม. ล่าสุด เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2556 แต่เมื่อใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสกุลเงินเยน ณ วันเบิกจ่ายจริง ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ ส่งผลให้ผลการเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศเมื่อแปลงเป็นสกุลเงินบาทสูงกว่าแผนการใช้เงินตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2556

ทั้งนี้ เนื่องจาก กฟภ. กู้เงินต่างประเทศแบบทยอยกู้ ไม่ได้กู้เงินแบบเต็มจำนวนในครั้งเดียว อีกทั้งการดำเนินโครงการมีระยะเวลายาวนาน อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสกุลเงินเยนในแต่ละสัญญากู้เงินมีการเปลี่ยนแปลงไป จึงส่งผลให้การเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศเมื่อแปลงเป็นสกุลเงินบาทมีวงเงินเบิกจ่ายสูงขึ้น

4.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ (Feasibility Study) ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ ตลอดอายุโครงการ 30 ปี ได้คำนวณค่า FIRR ของโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 ที่ร้อยละ 15.29 โดย ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการ กฟภ. ไม่ได้คำนวณค่า EIRR และ FIRR ใหม่

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

ได้คะแนน a : กฟภ. ได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มีงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟภ. และคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน สามารถดำเนินการต่อไปได้ในระยะยาว มีรายละเอียด ดังนี้

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

กฟภ. มีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา คือ สายงานปฏิบัติการและบำรุงรักษา จากส่วนกลาง มีหน้าที่บำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งและจำหน่าย มิเตอร์และหม้อแปลง และระบบควบคุม รวมถึงระบบผลิต และเครื่องจักรกล โดยมีการไฟฟ้าหน้างานเป็นหน่วยงานหลักในการดูแลและบำรุงรักษา รวมถึงการซ่อมแซมส่วนที่ชำรุดเสียหายอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี กฟภ. มีหน่วยงานสำหรับบำรุงรักษาโครงการ จากส่วนกลาง และการไฟฟ้าหน้างาน ตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า โดยมีสรุปรายละเอียดของหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ดังนี้

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

2) การบำรุงรักษาอุปกรณ์ตามวาระ ได้แก่ การบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า (เช่น อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์ตัดตอน และหม้อแปลง เป็นต้น) การตรวจสอบค่า Ground ในระบบไฟฟ้า และการฉีบน้ำล้างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

3) การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้า ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสัตว์ เช่น Snake Guard หนามก้านก ชุด Animal Barrier และ Insulation Cover เป็นต้น และการหล่อโคนเสาเพื่อลดความเสียหายจากอุบัติเหตุ

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

5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟภ. ได้จัดฝึกอบรมหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ได้แก่

1) ระบบ Patrol เป็นระบบสำหรับตรวจสอบระบบไฟฟ้าเชิงป้องกันไฟฟ้าขัดข้อง โดยมีวิธีการตรวจสอบระบบไฟฟ้าตั้งแต่การวางแผนการตรวจสอบระบบไฟฟ้า การแก้ไข และติดตามผลการแก้ไข

2) ระบบ SCADA เป็นการนำเทคโนโลยีด้านการควบคุมจ่ายไฟอัตโนมัติด้วยระบบคอมพิวเตอร์มาใช้ควบคุมสั่งการจ่ายไฟฟ้าให้รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และปลอดภัยมากขึ้น สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งหมดของระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถเรียกใช้ข้อมูลได้ทันทีและถูกต้องแม่นยำ เมื่อมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องจะทราบตำแหน่งที่ไฟฟ้าขัดข้อง กฟภ. จะส่งจ่ายไฟฟ้าแบบอัตโนมัติจากระยะไกล จากวงจรข้างเคียงให้กับผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ได้

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

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

5.3) คู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

กฟภ. จัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาสายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า และการควบคุมคุณภาพหม้อแปลง โดยมีสรุปรายละเอียดคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ดังนี้

- 1) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาเคเบิล”
- 2) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง”
- 3) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการควบคุมคุณภาพและซ่อมหม้อแปลง”
- 4) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการทดสอบหม้อแปลงผู้ใช้ไฟ”
- 5) คู่มือการปฏิบัติงาน “กระบวนการบำรุงรักษาหม้อแปลง AVR”

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 โครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการรองรับอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

10.2 โครงการสามารถลดปัญหาในด้านการปฏิบัติการและการบำรุงรักษา และหน่วยสูญเสียของระบบไฟฟ้า

11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

11.1 ข้อเสนอแนะจากการประเมินผลโครงการในลักษณะเดียวกัน

1.1) โครงการที่ใช้แหล่งเงินทั้งจากเงินกู้ภายในประเทศและเงินกู้ต่างประเทศ ควรปรับแผนการดำเนินโครงการให้สอดคล้องกับระยะเวลาสิ้นสุดการเบิกจ่ายเงินกู้ในแต่ละแหล่งเงินกู้ เช่น โครงการที่ต้องจัดซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศโดยใช้เงินกู้ต่างประเทศ หากระยะเวลาเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศมีกำหนดสิ้นสุดก่อนแหล่งเงินกู้อื่นของโครงการ ควรปรับแผนการดำเนินการจัดซื้อดังกล่าวเป็นลำดับต้นๆ ของการดำเนินโครงการ เพื่อให้สามารถเบิกจ่ายเงินกู้ได้ทันภายในระยะเวลาสิ้นสุดการเบิกจ่ายเงินกู้ต่างประเทศ เป็นต้น

1.2) โครงการมีลักษณะเป็นการดำเนินงานในพื้นที่ภาคกลางเพื่อเพิ่มขีดความสามารถและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตพื้นที่เดิม ดังนั้น การประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แม่นยำจะช่วยให้ กฟภ. วางแผนการดำเนินโครงการได้ดีขึ้น สามารถลดความซ้ำซ้อนระหว่างโครงการ เพิ่มประสิทธิภาพในการจัดซื้ออุปกรณ์ และลดระยะเวลาในการดำเนินโครงการที่สอดคล้องกับแผนงานมากยิ่งขึ้น

1.3) ควรพิจารณาศึกษาแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลการปันส่วนต้นทุนผลผลิตให้สอดคล้องกับผลผลิตของโครงการที่เปลี่ยนแปลงเมื่อดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว รวมถึงการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (EIRR) และผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) หลังโครงการแล้วเสร็จ เพื่อประกอบการพิจารณาประเมินผลสัมฤทธิ์เฉพาะส่วนของโครงการ และประโยชน์ในการพิจารณาดำเนินโครงการในอนาคต

11.2 ข้อเสนอแนะจากผลการดำเนินโครงการ

11.2.1) ควรมีการบริหารความเสี่ยงในการดำเนินโครงการ ทั้งปัจจัยภายในและภายนอก เพื่อให้ความเสี่ยงของโครงการอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ทั้งเรื่องการบริหารความเสี่ยงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับโครงการที่ใช้เงินกู้จากต่างประเทศ และเรื่องพิจารณาความเสี่ยงโครงการตามข้อร้องเรียนของชุมชนในพื้นที่ดำเนินโครงการ เป็นต้น

11.2.2) ควรมีการพิจารณาจัดทำแผนสำรองตั้งแต่เริ่มโครงการเพื่อปิดความเสี่ยงกรณีไม่สามารถดำเนินโครงการแล้วเสร็จตามกำหนดได้ เพื่อให้โครงการสามารถให้บริการพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพเมื่อโครงการก่อสร้างแล้วเสร็จ

11.2.3) ควรมีการเก็บข้อมูลผลการดำเนินงานรายโครงการให้มีความละเอียดและครอบคลุม เพื่อให้หน่วยงานเจ้าของโครงการสามารถต่อยอดการดำเนินงานในอนาคต

11.2.4) ควรมีการปรับปรุงรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการให้สอดคล้องกับมติ ครม. เพื่อให้การประเมินผลโครงการมีประสิทธิภาพสูงสุด

12. รูปภาพโครงการ



สถานีไฟฟ้า 115 - 22 kV สถานีไฟฟ้าพนมทวน อำเภอพนมทวน จังหวัดกาญจนบุรี



หม้อแปลงไฟฟ้า 115 - 23.1 kV



ลานไกไฟฟ้า 115 kV



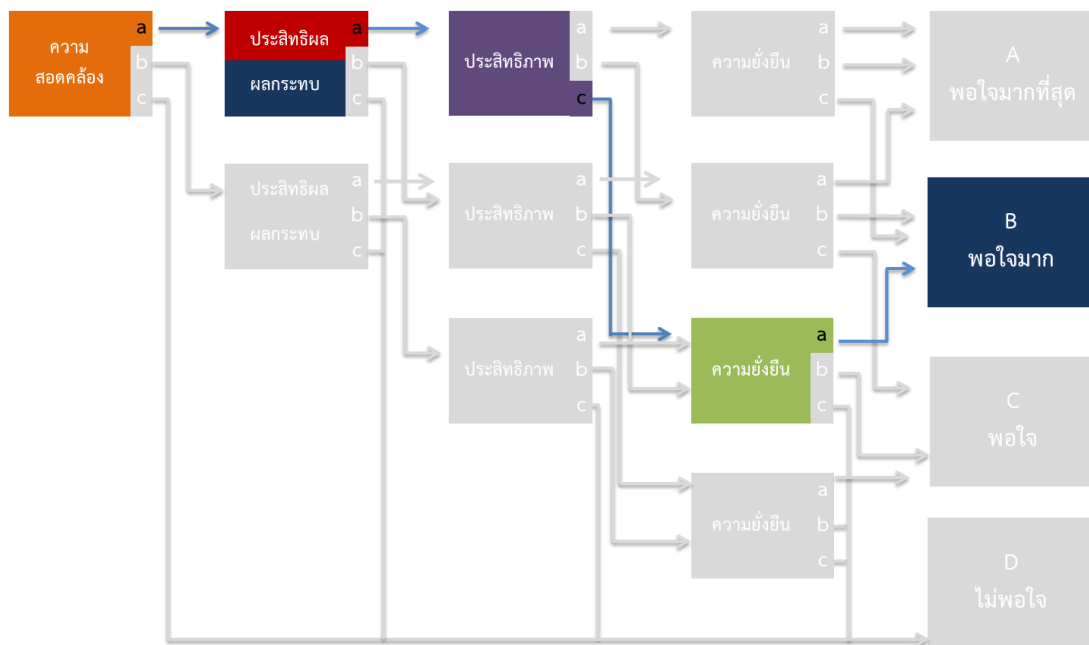
โครงการ 1 ตำบล 1 ช่างไฟฟ้า



โครงการ PEA ปั่นยิ้ม อิ่มบุญ คืบความสุขสู่สังคม
กิจกรรม CSR

13. สรุปผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ผลกระทบ และความยั่งยืนอยู่ในระดับ a แต่ประสิทธิภาพอยู่ในระดับ c ตามที่แสดงในแผนภาพด้านล่าง ดังนี้



การให้คะแนนภาพรวมด้านประสิทธิผลและผลกระทบจะใช้วิธีการให้คะแนนย่อย ดังนี้

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

โครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1 มีส่วนช่วยให้เกิดการจ้างงานประชาชนในพื้นที่เพิ่มขึ้น เกิดการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจในพื้นที่ หรือส่งเสริมการมีรายได้ของประชาชนในพื้นที่ ช่วยส่งเสริมให้เกิดการลงทุนจากภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่ ส่งเสริมความมั่นคงและมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคกลาง และสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่ รวมทั้งยังมีกิจกรรมเพื่อส่งเสริมเศรษฐกิจชุมชน ช่วยเหลือและพัฒนาสังคม อนุรักษ์และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ กฟภ. ปฏิบัติตามมาตรฐาน International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) กำหนดค่าความเข้มของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าในพื้นที่สาธารณะ เพื่อเป็นมาตรฐานในการป้องกันและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ดำเนินโครงการ โดยโครงการไม่ส่งผลกระทบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ภาคผนวก

รายงานผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า ระยะที่ 6 ส่วนที่ 1

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี									รวม
	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	
แผนการกู้เงิน ในแผนหนี้สาธารณะ		62.530	618.870	382.690	230.001	380.001	192.733	187.268	67.654	
ผลการกู้เงิน		62.530	618.870	382.690	230.001	380.001	192.733	187.268	67.654	
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้		106.216	484.057	340.652	364.131	380.000	260.000	120.000	66.691	
ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟภ.	110.000	36.892	-	-	125.371	45.033	89.835	75.723	82.897	
	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	รวม
แผนการกู้เงิน ในแผนหนี้สาธารณะ										2,121.747
ผลการกู้เงิน										2,121.747
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้										2,121.747
ผลการเบิกจ่าย เงินรายได้ กฟภ.	23.582	1.124	16.374	6.329	30.676	21.825	3.470	9.745	4.593	683.469

ที่มา : สบง.