รายงานผลการประเมินโครงการระบบส่ง เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ภายใต้แผนการประเมินผลโครงการพัฒนาและโครงการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

จัดทำโดย สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ

สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ

1. <u>หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ</u> : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

2. <u>ความเป็นมาของโครงการ</u>

เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติอนุมัติโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ของ กฟผ. ภายใต้กรอบวงเงินลงทุน 17,159.80 ล้านบาท ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ เพื่อรับพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ของ สปป.ลาว มาตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในอนาคตและเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศ รวมทั้งช่วยส่งเสริมความร่วมมือด้านพลังงานในภูมิภาคตามโครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศสมาชิกอาเซียน (ASEAN Power Grid) เพื่อให้การจัดสรรและถ่ายเทพลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและนำไปสู่ความมั่นคงทางพลังงานและเศรษฐกิจต่อไป กฟผ. จึงได้บรรจุโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 - 2564 (PDP 2007) ในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554)

3. <u>วงเงินลงทุนโครงการ/แหล่งเงิน</u>

โครงการดังกล่าวมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 17,159.80 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ จำนวน 6,157.00 ล้านบาทและเงินบาท จำนวน 11,002.80 ล้านบาท โดยโครงการมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนจำนวน 10,580.36 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศ จำนวน 500.00 ล้านบาท เงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 5,925.36 ล้านบาท และกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานของ กฟผ. (EGATIF) จำนวน 4,155.00 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้ได้บรรจุไว้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2560 ปรับปรุงครั้งที่ 2 โดยเป็นการออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 1 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวก

4. <u>วัตถุประสงค์ของโครงการ</u>

เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และนโยบายของรัฐบาลในการสนับสนุนแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าใน สปป.ลาว และรักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ. รวมทั้งเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ของประเทศ และรับไฟฟ้าจากระบบหลักส่งกลับไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 2 น้ำงึม 3 หรือน้ำเทิน 1 เกิดขัดข้องกะทันหัน อีกทั้งส่งเสริมความสัมพันธ์ และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศ

5. <u>ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ</u>

กฟผ. ดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า โดยมีพื้นที่ดำเนินการในเขตจังหวัดอุดรธานี และชัยภูมิ รวมทั้งพื้นที่ชายแดนไทย - สปป.ลาว

6. <u>วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ</u>

กฟผ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 1 มกราคม 2550 โดยงานก่อสร้างแล้วเสร็จ เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2561 ใช้ระยะเวลาก่อสร้างรวมทั้งสิ้น 11 ปี 3 เดือน (4,117 วัน) ช้ากว่าแผน 5 ปี 10 เดือน (2,109 วัน) (ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการนับตั้งแต่ศึกษาและจัดทำรายงานความเหมาะสมจนถึงวันที่ก่อสร้างแล้วเสร็จ)

7. ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุโครงการ 18 ปี โครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ร้อยละ 11.47 และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) ร้อยละ 11.64

8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ ระยะ 20 ปี 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 3. ความสอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล
2) ประสิทธิผล	
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟ ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss) 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)
3) ผลกระทบ	
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	ผลกระทบทางตรงและทางอ้อม ทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
4) ประสิทธิภาพ	
a: ดำเนินการแล้วเสร็จ ร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ใช้งบประมาณและระยะเวลาในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้าง 2. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ โดยเปรียบเทียบระหว่างแผนการดำเนินงานตามที่เสนอคณะรัฐมนตรีกับผลการดำเนินงาน
5) ความยั่งยืน	
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. การมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุง 2. การมีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุง 3. การมีการฝึกอบรมบุคลากร 4. การมีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

หมายเหตุ : น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

9. <u>สรุปผลการประเมินโครงการ:</u>

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ และความยั่งยืน มีผลการประเมินอยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิผล และประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ b โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) 2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 – 2554) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะถัดไปจนถึงปัจจุบัน 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 – 2580)	a
2) ประสิทธิผล		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. . ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) 1.1 จำนวนครั้งที่ไฟดับเฉลี่ย (SAIFI) หลังโครงการแล้วเสร็จลดลงเหลือ 0.03 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จ 0.05 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 136.07 ทั้งนี้ จำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 1.2 ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ย (SAIDI) หลังโครงการแล้วเสร็จลดลงเหลือ 0.29 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เปรียบเทียบกับก่อนโครงการแล้วเสร็จ 0.57 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 148.88 ทั้งนี้ ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น	b

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) เปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ 4,145.83 เมกะวัตต์ สูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ คิดเป็นร้อยละ 30.58 (ก่อนดำเนินโครงการ 3,174.85 เมกะวัตต์) 3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss) เปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ 1.57 ลดลงต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ (ก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 1.74) 4. อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ตามรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการมีอัตราผลตอบแทนด้านการเงินของโครงการ ร้อยละ 11.47 และอัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ ร้อยละ 11.64 โดย ณ ช่วงเวลาประเมินโครงการมีอัตราผลตอบแทนด้านการเงิน ร้อยละ 6.77 และอัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ ร้อยละ 7.09 เนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนส่งผลให้ราคาซื้อไฟฟ้าสูงกว่ารายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ ตั้งแต่ปี 2553 - 2564	
3) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม เนื่องจากโครงการปฏิบัติตามมาตรฐาน ISO 14000 มุ่งเน้นป้องกันการปล่อยสารมลพิษออกสู่ชุมชน เพื่อเป็นมาตรการในการป้องกันแก้ไขและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการใช้พื้นที่ในการดำเนินโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1	a
4) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกตามประเภทของปริมาณงานก่อสร้างบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 133.33 2. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 4,117 วัน คิดเป็นร้อยละ 205.03 ของแผน (2,008 วัน) 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ มีจำนวน 10,580.36 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 61.66 ของแผน (แผน 17,159.80 ล้านบาท)	b

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงตามหลักการและแนวทางบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้า 2. กฟผ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 3. กฟผ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับด้านเทคนิค/ด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับงานบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 4. กฟผ. มีคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้า	a
ผลการประเมินรวม		B

หมายเหตุ : น้ำหนักเท่ากันในทุกตัวชี้วัด

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a : โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564) และมีความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติอีกด้วย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1.แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560 - 2564)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 ซึ่งเป็นโครงการที่สอดคล้องกับยุทธ์ศาสตร์การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจให้สมดุลและยั่งยืน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและเร่งรัดการใช้พลังงานทดแทนเพื่อประหยัดเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าพลังงาน ลดต้นทุนการผลิตและค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของประชาชน และลดมลพิษที่เกิดจากการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตและบริโภคของประชาชน - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ยุทธศาสตร์ที่ 4 การปรับโครงสร้างเศรษฐกิจสู่การเติบโตอย่างมีคุณภาพและยั่งยืน กลยุทธ์ที่ 5.3 การพัฒนาความสามารถในการแข่งขันที่มีประสิทธิภาพ เท่าเทียม และเป็นธรรม สร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยจัดหาพลังงานเพื่อความมั่นคงและเน้นการกระจายชนิดของเชื้อเพลิง ส่งเสริมให้ภาคเอกชนไทยมีบทบาทในการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานมากขึ้น

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ซึ่งเป็นยุทธศาสตร์การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอและสร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงาน เพิ่มศักยภาพการบริหารจัดการ การผลิต และการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานสะอาด
2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2550 - 2554)	- โครงการบรรจุในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 เป็นการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเพิ่มขีดความสามารถ และความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	ตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการจนถึงปัจจุบันวัตถุประสงค์ของโครงการเป็นไปตามยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) ซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ ส่วนที่ 5 ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยพัฒนาความมั่นคงพลังงานของประเทศ และส่งเสริมการใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน b : โครงการสามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และนโยบายของรัฐบาลในการสนับสนุนแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าใน สปป.ลาว รักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ. รวมทั้งเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ของประเทศ กฟผ. มีระบบส่งไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้นมีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับและขัดข้องลดน้อยลง มีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับลดน้อยลง และมีร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งลดน้อยลงอีกด้วย รวมถึงยังมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพิ่มมากขึ้น ส่งเสริมความสัมพันธ์ และความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศ ทั้งนี้โครงการไม่สามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์รับไฟฟ้าจากระบบหลักส่งกลับไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 2 น้ำงึม 3 หรือน้ำเทิน 1 เกิดขัดข้องกระทันหันได้ อย่างไรก็ตาม กฟผ. สามารถดำเนินการเป็นไปตามแผนงาน โดยรายละเอียดของการพิจารณาด้านประสิทธิผลปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟ ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI)			
2.1.1 ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI) (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี)	0.05	0.03	63.92

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
2.1.2 ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี SAIDI (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี)	0.57	0.29	51.12
2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load) (เมกะวัตต์)	3,174.85	4,145.83	130.58
2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)	1.74	1.57	90.23
2.4) อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น) (ร้อยละ)			
2.4.1 อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน (FIRR)	11.47	6.77	59.02
2.4.2 อัตราผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR)	11.64	7.09	60.91

ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

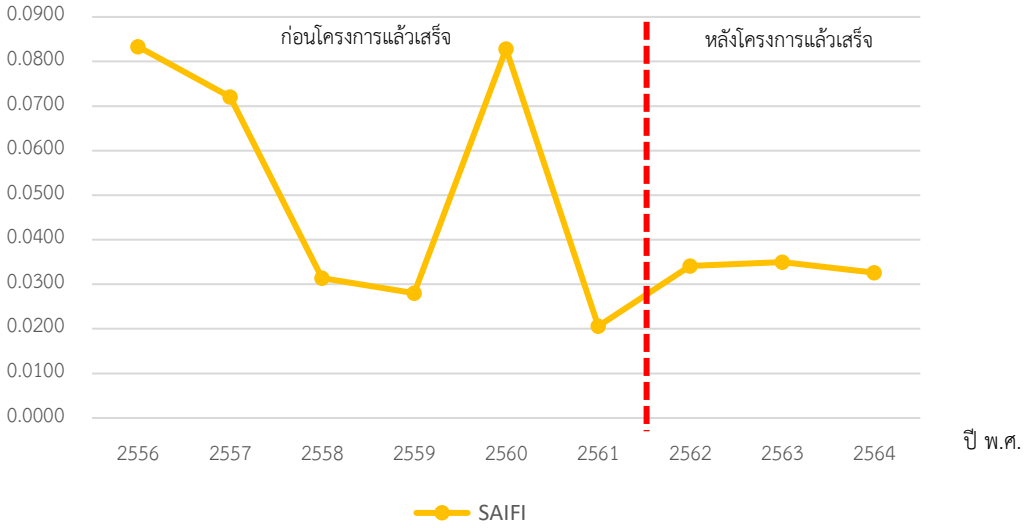
2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟ ในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และ ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index : SAIDI)

2.1.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2562 - 2564 พบว่าจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 0.05 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 0.03 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 36.07 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 136.07 โดยรายละเอียดของการพิจารณาจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

<u>แผนภูมิที่ 1</u> ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIFI)

หน่วย : ครั้ง/ราย/ปี



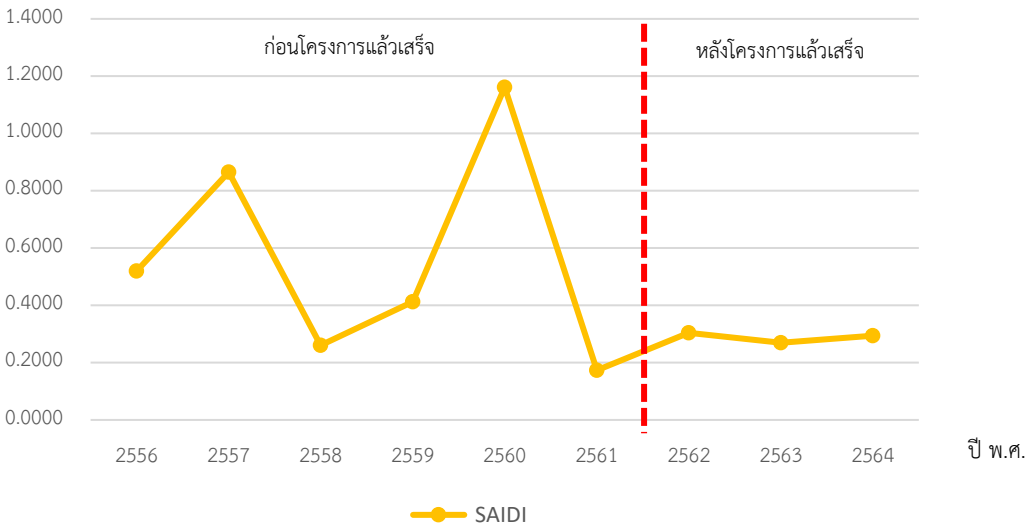
ที่มา : กฟผ.

2.1.2) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2562 - 2564 พบว่าระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเฉลี่ยต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าก่อนโครงการแล้วเสร็จอยู่ที่ 0.57 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเฉลี่ยอยู่ที่ 0.29 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 48.88 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 148.88 โดยรายละเอียดของการพิจารณาระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปีเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

<u>แผนภูมิที่ 2</u> ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (SAIDI)

หน่วย : นาที/ราย/ปี

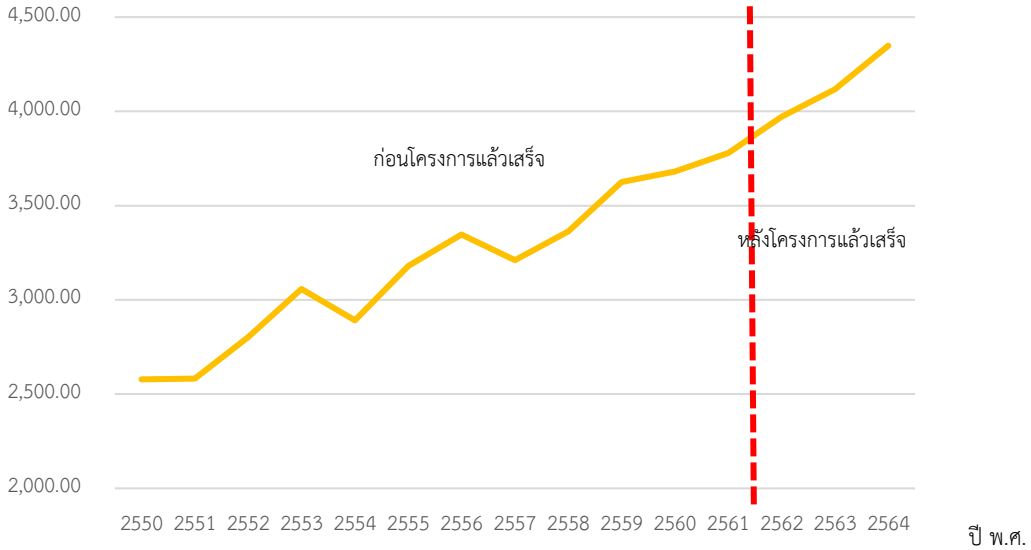


ที่มา : กฟผ.

2.2) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2562 - 2564 พบว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเฉลี่ยสูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี โดยมีค่าก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 3,174.85 เมกะวัตต์ เมื่อพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ 4,145.83 เมกะวัตต์ สูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จร้อยละ 30.58 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 130.58 โดยรายละเอียดของการพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

แผนภูมิที่ 3 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Peak Load)
หน่วย : เมกะวัตต์ (MW.)

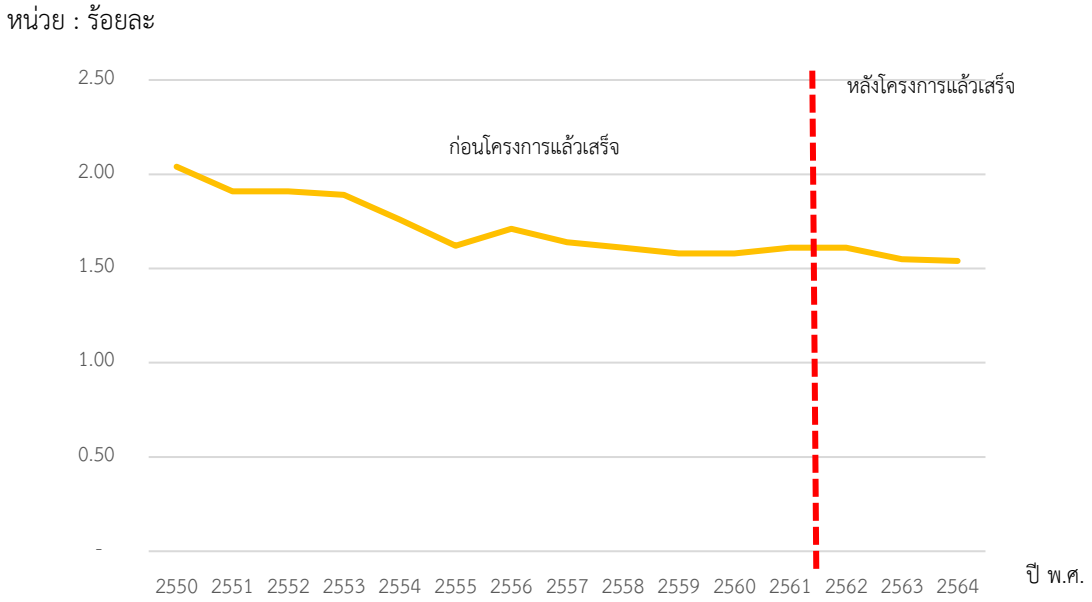


ที่มา : กฟผ.

2.3) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)

เมื่อเปรียบเทียบร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จ ในช่วงหลังโครงการแล้วเสร็จ ระหว่างปี พ.ศ. 2562 - 2564 พบว่าร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งเฉลี่ยต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลงทุกปี โดยมีค่าก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 1.74 เมื่อพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งหลังโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 1.57 ต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 9.88 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 109.88 โดยรายละเอียดของการพิจารณาร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งเปรียบเทียบก่อนและหลังโครงการแล้วเสร็จปรากฏตามแผนภูมิที่ 4

แผนภูมิที่ 4 ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)



ที่มา : กฟผ.

2.4 อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (ใช้เป็นค่าอ้างอิงเท่านั้น)

ในการวัดความคุ้มค่าในการลงทุนจะพิจารณาจากอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) และด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) เปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้คำนวณไว้ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ รายละเอียดตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 อัตราผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

อัตราผลตอบแทน	ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ	ณ ช่วงเวลาประเมินผล
FIRR (ร้อยละ)	11.47	6.77
EIRR (ร้อยละ)	11.64	7.09

ที่มา : กฟผ.

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ (Feasibility Study) ก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุโครงการ 18 ปี ได้คำนวณค่า FIRR และ EIRR ของโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 ที่ร้อยละ 11.47 และ ร้อยละ 11.64 ตามลำดับ สำหรับในการประเมินผลหลังโครงการแล้วเสร็จได้มีการคำนวณค่า FIRR และ EIRR ใหม่ ณ ช่วงเวลาประเมินอยู่ที่ ร้อยละ 6.77 และร้อยละ 7.09 ตามลำดับ เนื่องจากรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการกำหนดอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับซื้อไฟฟ้าของโครงการต่ำกว่าค่าที่เกิดขึ้นจริง จึงทำให้ราคาซื้อไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2564 สูงกว่ารายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการค่อนข้างมาก

ทั้งนี้ ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 โครงการไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 ได้ตามวัตถุประสงค์ตั้งไว้ เนื่องจาก สปป. ลาว ไม่อนุมัติสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) ให้แก่ผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 ทำให้ผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 ไม่ต่ออายุ Tariff MOU ส่งผลให้การเจรจาจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต้องยุติลง แต่ต่อมา กฟผ. ได้ดำเนินการ

เพื่อหาแหล่งรับซื้อไฟฟ้าใหม่ โดยได้เสนอในการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145) กพช. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ร่วมกับ กฟผ. จัดทำแนวทางแก้ไขปัญหาเพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่มี PPA อย่างเร่งด่วน โดย กกพ. ให้ความเห็นว่า กฟผ. ควรเร่งดำเนินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าที่อยู่ในแผนขยายโครงข่ายไฟฟ้าที่ได้รับอนุมัติจาก ครม. แล้วเสร็จก่อนกำหนด เพื่อบรรเทาปัญหาข้อจำกัดระบบส่งไฟฟ้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรายงาน ครม. เพื่อทราบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเงี๊ยบ 1 เพื่อสร้างความมั่นคงทางไฟฟ้า ซึ่ง ครม. มีมติเห็นชอบและรับทราบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554

3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a : โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ส่งผลให้เกิดความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

โครงการมีส่วนช่วยสร้างงานและกระจายรายได้ต่อชุมชน ในช่วงระยะก่อสร้างมีการจ้างแรงงานท้องถิ่นเข้าทำงานในโครงการ แบ่งออกเป็น งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงมีการจ้างแรงงานประมาณ 300 - 450 คน/เดือน เป็นระยะเวลา 36 เดือน และงานก่อสร้างสายส่งมีการจ้างแรงงานประมาณ 300 - 400 คน/เดือน เป็นระยะเวลา 36 เดือน และชุมชนมีรายได้เพิ่มขึ้นจากการขายสินค้า รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายจังหวัดมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี เช่น จังหวัดหนองคาย ในปี 2564 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด จำนวน 564.19 กิโลวัตต์-ชั่วโมง (Gwh) ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2556 จำนวน 416.78 กิโลวัตต์-ชั่วโมง และจังหวัดอุดรธานี ในปี พ.ศ. 2564 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด จำนวน 1,616.02 กิโลวัตต์-ชั่วโมง (Gwh) ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2556 จำนวน 1,171.84 กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าส่งผลต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจ วัดโดยผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product : GDP) คาดการณ์ว่า ในปี พ.ศ. 2558 – 2583 GDP จะเติบโตร้อยละ 3.8 ต่อปี และการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ในช่วงเวลาเดียวกัน นอกจากนี้โครงการยังมีส่วนช่วยส่งเสริมความมั่นคงและมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ทำให้เกิดไฟดับ ไฟฟ้าขัดข้องลดลง และช่วยลดความเสียหายที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ เครื่องใช้ไฟฟ้า เครื่องมือและเครื่องจักร แสดงให้เห็นว่าโครงการสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

โครงการมีหน่วยงานประชาสัมพันธ์ให้ความรู้และผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นกับชุมชนอย่างทั่วถึง และมีกิจกรรม CSR ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และชุมชน เพื่อสนับสนุนการศึกษา พัฒนาคุณภาพชีวิต ช่วยเหลือสังคมและสาธารณประโยชน์ต่าง เช่น จัดกิจกรรมประชาสัมพันธ์สัญจร บริจาคถังน้ำมัน 200 ลิตร จำนวน 50 ใบ มอบอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ และมอบทุนการศึกษา อุปกรณ์กีฬาให้กับโรงเรียนในชุมชน รวมถึงจัดกิจกรรมทัศนศึกษาดูงานที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 และยังสนับสนุนด้านสาธารณสุขและสุขภาพอนามัยของชุมชน จัดกิจกรรมหน่วยแพทย์เคลื่อนที่-ทันตกรรมเคลื่อนที่ กิจกรรมโครงการแว่นแก้ว โดยมอบน้ำดื่มในช่วงการแพร่ระบาด

ของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ให้แก่โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล และสนับสนุนอุปกรณ์ด้านสาธารณสุขให้แก่อนามัยประจำชุมชน

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กฟผ. ได้ปฏิบัติตามมาตรฐาน ISO 14000 โดยดำเนินการติดตามและควบคุมค่าสิ่งแวดล้อมของโครงการให้เป็นไปตามค่ามาตรฐาน เช่น คุณภาพอากาศ โครงการปฏิบัติตามข้อกำหนดในการก่อสร้างประสานงานกับชุมชน และขออนุญาตใช้พื้นที่จากหน่วยงานเจ้าของพื้นที่ เช่น เทศบาล องค์การบริหารส่วนตำบล และคุณภาพเสียง มีระดับเสียงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยตรวจวัดค่าระดับเสียงไม่เกิน 70 เดซิเบล กรณีอุปกรณ์ที่มีเสียงดังใกล้ชุมชน กฟผ. ดำเนินการติดตั้งกำแพงกันเสียง นอกจากนี้โครงการยังมุ่งเน้นป้องกันการปล่อยสารพิษออกสู่ชุมชน โดยควบคุมน้ำมันหม้อแปลงไม่ให้รั่วไหลออกสู่ชุมชน ทำบ่อแยกน้ำมันหม้อแปลงรอบๆ หม้อแปลง และดักน้ำมันหม้อแปลงหากมีการรั่วไหล และควบคุมก๊าซซัลเฟอร์เฮกซาฟลูออไรด์ (SF_6) ซึ่งเป็นก๊าซที่ใช้เป็นฉนวนในอุปกรณ์ Circuit Breaker และสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS) จะมีเครื่องมือปล่อย กักเก็บ และนำก๊าซกลับคืน เพื่อป้องกันไม่ให้ออกสู่อากาศ

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน b : โครงการมีลักษณะเป็นการเปลี่ยนระดับแรงดัน,ก่อสร้างและรื้อสายส่ง ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง ติดตั้งอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง ออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าและหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือและรักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้ปรับเพิ่มปริมาณงานตามพื้นที่ดำเนินการจริง มีค่าใช้จ่ายโครงการอยู่ภายใต้กรอบวงเงินที่ ครม. อนุมัติ แต่ใช้ระยะเวลาในการดำเนินโครงการมากกว่าแผนที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดของแผนและผลการดำเนินงานและการพิจารณาด้านประสิทธิภาพปรากฏตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ผลผลิตของโครงการ (งาน)	4	6	133.33
4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	2,008	4,117	205.03
4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	17,159.80	10,580.36	61.66

ที่มา : กฟผ.

4.1) ผลผลิตของโครงการ

โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 6 ประเภท ได้แก่ 1) งานเปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งจาก 230 kV เป็น 500 kV 2) งานก่อสร้างสายส่ง 230 kV และ 500 kV 3) งานขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 และ 500 kV 4) งานติดตั้งอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง 5) งานรื้อสายส่ง 230 kV และ 6) งานออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้า (Energy Meter) และหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า (Inductive Voltage Transformers) โดย กฟผ. ดำเนินโครงการได้บรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 133.33 เนื่องจากระหว่างดำเนินโครงการ กฟผ. ต้องเพิ่มงานรื้อสายส่ง 230 kV และงานออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าและหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสภาพพื้นที่ก่อสร้างจริงตามความจำเป็นทางด้านเทคนิค

เพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือและรักษาความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ. รวมทั้งเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ของประเทศ และรับไฟฟ้าจากระบบหลักส่งกลับไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 2 น้ำงึม 3 หรือน้ำเทิน 1 เกิดขัดข้องกะทันหัน สามารถสรุปผลผลิตของโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลผลิตที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
4.1) ผลผลิตของโครงการ			133.33
4.1.1 เปลี่ยนระดับแรงดันสายส่งจากระบบ 230 kV เป็นระบบ 500 kV (วงจร-กม.)			
- สายส่งชายแดนลาว/ไทย - อุดรธานี 3	80	80	100.00
- สายส่งอุดรธานี 3 - น้ำพอง 2	85	85	100.00
4.1.2 ก่อสร้างสายส่ง 230 และ 500 kV (วงจร-กม.)			
- น้ำพอง 2 - ชัยภูมิ 2	132	132	100.00
- ชัยภูมิ 2 - ท่าตะโก	222	222	100.00
- ชัยภูมิ 2 - ชัยภูมิ 1	10	10	100.00
4.1.3 ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง (kV)			
- อุดรธานี 3	500/230	500/230	100.00
- ท่าตะโก	500	500	100.00
- ชัยภูมิ 1	230	230	100.00
4.1.4 ติดตั้งระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง			
- ท่าตะโก	✓	✓	100.00
- ชัยภูมิ 2	✓	✓	100.00
- อุดรธานี 3	✓	✓	100.00
4.1.5 รื้อสายส่ง (kV)			
- ชัยภูมิ - นครราชสีมา 2	-	230	200.00
- ชัยภูมิ - ขอนแก่น 3	-	230	200.00
4.1.6 ออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้า และหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า			
- อุดรธานี 3	-	✓	200.00

4.2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 4,117 วัน โดยดำเนินการระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2550 - 9 เมษายน 2561 คิดเป็นร้อยละ 205.03 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 2,008 วัน คิดเป็นร้อยละ 105.03 สามารถสรุประยะเวลาดำเนินโครงการโดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการของโครงการเปรียบเทียบผลการดำเนินงานจริง

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม – เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	1 ม.ค. 50 - 30 มิ.ย. 55	2,008	1 ม.ค. 50 - 9 เม.ย. 61	4,117	2,109	105.03	205.03

ที่มา : กฟผ.

หมายเหตุ : 1. แผนระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการอ้างอิงจาก มติ ครม. เมื่อวันที่ 18 ธ.ค. 50

2. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการจริงนับตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 50 ศึกษาและจัดทำรายงานความเหมาะสมจนถึงระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับตั้งแต่ศึกษาและจัดทำรายงานความเหมาะสมจนถึงวันที่ปิดโครงการ

4.3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 17,159.80 ล้านบาท และมีการเบิกจ่ายเงินกู้จำนวน 10,580.36 ล้านบาท คิดเป็น ร้อยละ 61.66 ของแผน ประกอบด้วย เงินกู้ภายในประเทศ โดยการออกพันธบัตร กฟผ. ซึ่งกระทรวงการคลังไม่ค้ำประกันเงินกู้ จำนวน 500.00 ล้านบาท เงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 5,925.36 ล้านบาท และกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานของ กฟผ. จำนวน 4,155.00 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

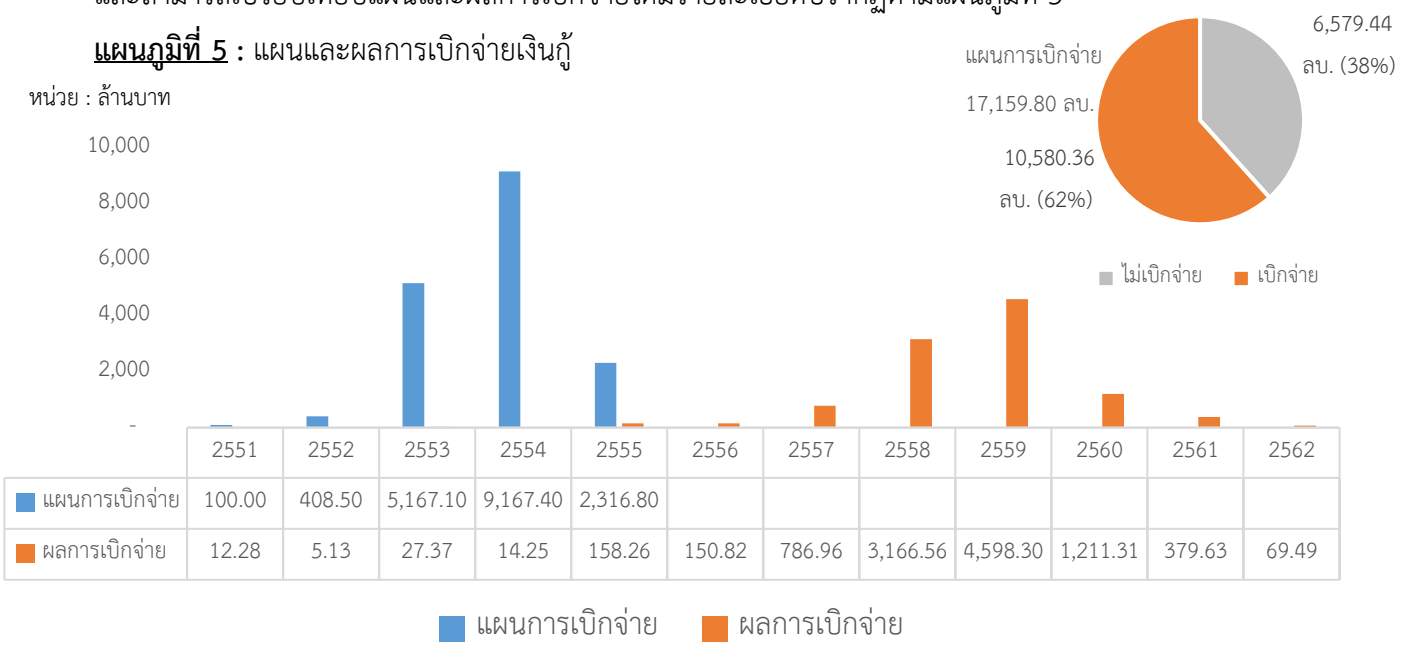
หน่วย : ล้านบาท

กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
			(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	
โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1	17,159.80	10,580.36	6,579.44	38.34	61.66

ที่มา : กฟผ.

และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายได้มีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 5

แผนภูมิที่ 5 : แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้



ที่มา : มติคณะรัฐมนตรีโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1

ข้อสังเกต : กฟผ. แจ้งว่าการดำเนินโครงการดังกล่าวมีความล่าช้า เนื่องจาก สปป.ลาว ดำเนินการก่อสร้างล่าช้า ส่งผลให้ กฟผ. ต้องปรับแผนการดำเนินงานให้สอดคล้องกัน และ Tariff MOU ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 หมดอายุ จึงต้องชะลอการก่อสร้างโครงการ จนกว่าจะมีการลงนาม Tariff MOU

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

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

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

กฟผ. มีหน่วยงานที่รับผิดชอบหลักในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา คือ แผนกบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าและหน่วยบำรุงรักษาสายส่งอุดรธานี 3 เป็นหน่วยงานหลักในการดูแลและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 มีการดูแลและบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการ ในการวางแผนบำรุงรักษาจะประเมินความเสี่ยงและลำดับความสำคัญ เช่น โครงการที่รับไฟฟ้าจากแหล่ง โครงการที่มีความเสี่ยงและผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบการจ่ายไฟฟ้า และได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี ซึ่งงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 และสายส่ง 500 kV ประกอบด้วย งานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) และงานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance) โดยมีสรุปรายละเอียดของงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 และงานบำรุงรักษาสายส่ง 500 kV ดังนี้

1) งานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 แบ่งออกเป็นงานงานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และงานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข

1.1) งานงานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน ประกอบด้วย งานตรวจสอบอุปกรณ์ตามวาระประจำปี งานตรวจสอบอุปกรณ์โดยใช้กล้องความร้อน งานสุ่มเก็บตัวอย่างน้ำมันหม้อแปลงเพื่อทดสอบ งานทดสอบอุปกรณ์ตามวาระประกัน งานเดินตรวจสายส่งตลอดแนว งานตรวจสอบไฟสัญญาณเสาริมโขง ตรวจสายส่งตามวาระ 5 ปี (5 years Inspection) และงานตรวจสายส่งโดยเฮลิคอปเตอร์

1.2) งานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข ประกอบด้วย งานแก้ไขสายเคเบิ้ลควบคุมอุปกรณ์หม้อแปลง UD3- KT5A เสียหาย งานแก้ไขอุปกรณ์เซอร์กิตเบรคเกอร์ (Circuit Breaker) UD3-90322 มีก๊าซรั่วซึม จ้างเหมาถางป่าใต้แนวสายส่งตลอดแนว (ประมาณ 350 ไร่) และจ้างเหมาทาสีหมายเลขเสาและทาสีกันสนิมโคนเสาส่ง

2) งานบำรุงรักษาสายส่ง 500 kV แบ่งออกเป็นงานงานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และ งานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข

2.1) งานงานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน ประกอบด้วย งานปีนตรวจสายส่งระยะ 5 ปี งานตรวจสอบโดยเฮลิคอปเตอร์ งานตรวจสอบสายส่งลาดตระเวนตามแนวสายส่งและเสาส่ง งานบริหารจัดการสิ่งรุกล้ำในเขตทาง เช่น สิ่งปลูกสร้าง ต้นไม้ และงานตรวจสอบตามจุดวิกฤตเป็นจุดที่มีต้นไม้อันตรายหรือไม่มีความปลอดภัยทางไฟฟ้า

2.2) งานบำรุงรักษาเชิงแก้ไข ประกอบด้วย งานซ่อมสายส่งมีทั้งแบบดับไฟและไม่ดับไฟ งานถางวัชพืชหรือต้นไม้อันตราย งานดูแลเสาโครงเหล็ก และงานตรวจสอบหาสาเหตุสายส่งขัดข้องด้วยโดรน

5.2) การฝึกอบรมบุคลากร

กฟผ. มีหน่วยงานจัดฝึกอบรมให้กับเจ้าหน้าที่แบบพัฒนาทักษะเดิม (Upskill) และสร้างทักษะใหม่ (Reskill) ขึ้นอยู่กับความต้องการของแต่ละหน่วยงาน สำหรับงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3 ได้แก่ หลักสูตรเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับบริหาร และหลักสูตรเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับหัวหน้างาน และงานสายส่ง 500 kV มีการฝึกอบรมให้กับช่างสายส่งที่ปฏิบัติงานใหม่ และอบรมให้พนักงานทราบวิธีการปฏิบัติงานเมื่อมีอุปกรณ์ใหม่ รวมถึงกำหนดความสามารถของผู้ปฏิบัติงานเพื่อให้เป็นมาตรฐานเดียวกัน

5.3) คู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง

กฟผ. จัดทำคู่มือการปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุงรักษาสายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้า รวมไปถึงมาตรฐานเครื่องมือบำรุงรักษาและการทดสอบอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยมีสรุปรายละเอียดคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ดังนี้

1) คู่มือวิธีปฏิบัติงาน “การบำรุงรักษา 500kV GIS”
2) คู่มือมาตรฐาน การบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้า ปี 2559
3) คู่มือมาตรฐาน การทดสอบอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูง ปี 2557
4) มาตรฐานเครื่องมือบำรุงรักษาและทดสอบอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูง ปี 2563
5) วิธีปฏิบัติงานด้านบำรุงรักษาสายส่ง ในระบบ ISO9001:2008

10. <u>ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ</u>

10.1 โครงการสามารถตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ รวมทั้งรักษาความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานของ กฟผ.

10.2 โครงการช่วยเสริมระบบส่งไฟฟ้าหลัก (Main Trunk Line) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ของประเทศ

11. <u>บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ</u>

11.1 ควรมีการบริหารสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดำเนินโครงการ เพื่อให้ระบบส่งไฟฟ้าดำเนินการจ่ายไฟฟ้าได้เป็นไปตามแผนที่วางไว้

11.2 ควรพิจารณาจัดทำแผนสำรองตั้งแต่เริ่มโครงการเพื่อปิดความเสี่ยงกรณีไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งที่กำหนดได้ เพื่อให้โครงการสามารถใช้ประโยชน์ในการรับซื้อไฟฟ้าได้ตามสมรรถนะ เมื่อโครงการก่อสร้างแล้วเสร็จ

11.3 ควรพิจารณาระยะเวลาในการรื้อสายส่ง รวมไว้อยู่ในแผนการดำเนินโครงการก่อสร้างด้วยเพื่อไม่ให้เกิดความล่าช้าในโครงการที่มีลักษณะเดียวกันในอนาคต

12. <u>รูปภาพโครงการ</u>

สถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยภูมิ 2

สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุดรธานี 3

อาคารควบคุม 230 kV GIS

อาคารควบคุม 500 kV GIS

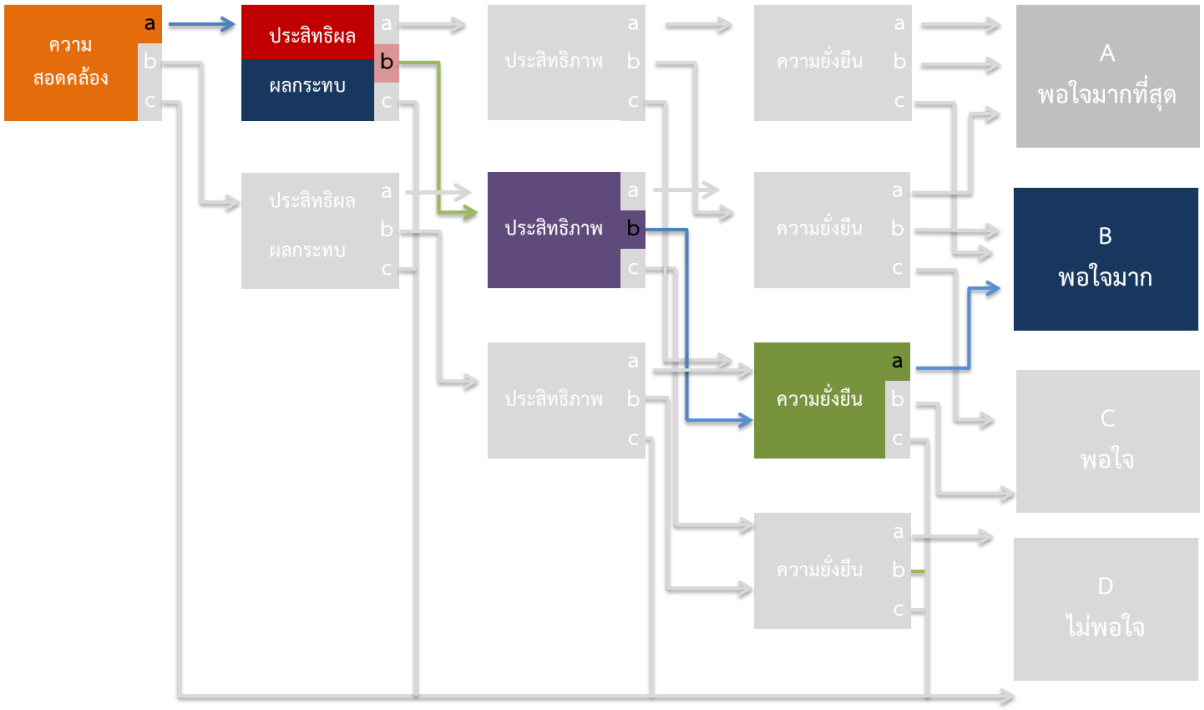
ลานไกไฟฟ้า 230 kV

ลานไกไฟฟ้า 500 kV

กิจกรรม CSR

13. <u>สรุปผลการประเมินโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1</u>

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ B หมายถึง พอใจมาก โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ และความยั่งยืนอยู่ในระดับ a ประสิทธิผล และประสิทธิภาพมีอยู่ในระดับ b 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

โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำงึม 3 และน้ำเทิน 1 มีส่วนช่วยให้เกิดการจ้างงานในท้องถิ่น เพิ่มรายได้ให้กับชุมชน ส่งเสริมความมั่นคงและมีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ ส่งผลต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจวัดโดย GDP รวมทั้งยังมีกิจกรรมเพื่อสนับสนุนด้านการศึกษา ด้านสาธารณสุขและสุขภาพอนามัยของชุมชน นอกจากนี้ โครงการปฏิบัติตามมาตรฐาน ISO 14000 ดำเนินการติดตามและควบคุมค่าสิ่งแวดล้อมให้เป็นไปตามค่ามาตรฐาน โดยโครงการไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ภาคผนวก

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี												
	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	รวม
แผนการกู้เงินในแผนหนี้สาธารณะ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.00	-	-	500.00
ผลการกู้เงิน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.00	-	-	500.00
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.00	-	-	500.00
ผลการเบิกจ่ายเงินรายได้ กฟผ.	12.28	5.13	27.37	14.25	158.26	150.82	786.96	166.56	3,443.30	711.31	379.63	69.49	5,925.36
ผลการเบิกจ่าย EGATIF	-	-	-	-	-	-	-	3,000.00	1,155.00	-	-	-	4,155.00

ที่มา : สบน.

ตารางภาคผนวกที่ 2 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินกู้	วงเงินลงนามสัญญา (ล้านบาท)	การเบิกจ่ายเงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละ)
			วันที่เริ่มสัญญา	วันที่สิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. ครั้งที่ 1/2560	500.00	500.00	25 ก.ค. 60	25 ก.ค. 80	20	3.54
รวม	**500.00**	**500.00**				

ที่มา : กฟผ.