รายงานผลการประเมิน
โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณ
จังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ
เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ
ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

จัดทำโดย สำนักบริหารและประเมินผลโครงการลงทุนภาครัฐ
สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ กระทรวงการคลัง

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

2. <u>ความเป็นมาของโครงการ</u>

เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2556 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติอนุมัติให้ กฟผ. ดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 7,300.00 ล้านบาท ประกอบด้วย เงินกู้ในประเทศ (กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน) และเงินรายได้ของ กฟผ. เป็นโครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเซเปียนเซน้ำน้อย ซึ่งเป็นการสนองนโยบายของรัฐในการกระจายประเภทของแหล่งผลิตไฟฟ้าและลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ทำให้ลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต โดยกำหนดแผนการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบในปี 2561 รวมทั้งสามารถสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างและเพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ นอกจากนี้ยังส่งเสริมความสัมพันธ์ที่ดีและความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทยกับ สปป.ลาว

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

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 7,300.00 ล้านบาท โดยมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนจำนวน 4,976.28 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศจำนวน 2,200.00 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 2,776.28 ล้านบาท ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้เป็นเงินกู้ระยะยาวและการออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 2 รุ่น รายละเอียดปรากฏตามตารางภาคผนวกที่ 1

4. <u>วัตถุประสงค์ของโครงการ</u>

เพื่อให้ กฟผ. สามารถก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนเซเปียนเซน้ำน้อยใน สปป.ลาว ได้ทันตามกำหนด

5. <u>ขอบเขต/พื้นที่ดำเนินโครงการ</u>

พื้นที่ดำเนินการในจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ โดยมีรายละเอียดดังนี้

5.1 งานขึงสายส่ง 115 kV อำนาจเจริญ - อุบลราชธานี 1

5.2 งานก่อสร้างสายส่ง 500 kV ชายแดน สปป.ลาว/ไทย - อุบลราชธานี 3

5.3 งานรื้อสายส่ง 115 kV อุบลราชธานี 3 - ยโสธร

5.4 งานรื้อสายส่ง 115 kV อุบลราชธานี 3 - อุบลราชธานี 1

5.5 งานก่อสร้างสายส่ง 230 kV อุบลราชธานี 3 - อุบลราชธานี 2

5.6 งานจัดซื้อที่ดินเพื่อก่อสร้าง สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 3

5.7 งานขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV ยโสธร

5.8 งานขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 230 kV อุบลราชธานี 2

5.9 งานขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV อุบลราชธานี 1

5.10 งานขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV อำนาจเจริญ

5.11 งานติดตั้งหม้อแปลง 230/115 kV

6. วันเริ่มต้น/สิ้นสุดโครงการ

กฟผ. เริ่มต้นโครงการเมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2556 ภายหลังจากที่ ครม. ได้อนุมัติให้ดำเนินโครงการเมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2556 โดยมีแผนกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบในปี 2561 แต่สามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบได้จริงในปี 2562 และปิดโครงการเมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2565 โดยใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น 9 ปี 3 เดือน 4 วัน (3,383 วัน) โครงการแล้วเสร็จล่าช้ากว่าแผนที่มีกำหนดระยะเวลาแล้วเสร็จในเดือนเมษายน 2561 คิดเป็นระยะเวลาที่โครงการล่าช้ากว่าแผนจำนวน 1,071 วัน หรือร้อยละ 46.32

7. ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

จากรายงานการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ (Feasibility Study) ที่ประมาณการก่อนเริ่มดำเนินโครงการตลอดอายุ 27 ปี และภายหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ โครงการมีอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) และมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Value Added: EVA) ซึ่งอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) และอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จมีค่าต่ำกว่าที่คำนวณไว้ในรายงานการศึกษาความเหมาะสมโครงการ เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงของค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนเซเปียนเซน้ำน้อยมากกว่าที่ประมาณการไว้ รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

ผลตอบแทนโครงการ	ก่อนเริ่มดำเนินโครงการ	หลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ
FIRR (ร้อยละ)	38.38	24.64
EIRR (ร้อยละ)	34.27	24.81
EVA (ล้านบาท)	11,253.70	-

ที่มา: กฟผ.

8. ตัวชี้วัดการประเมินผลโครงการ

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
1) ความสอดคล้อง	
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ทั้งในช่วงเริ่มต้นโครงการและสิ้นสุดโครงการ 2. ความสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย 3. ความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี
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) 2. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)

เกณฑ์การพิจารณา	ตัวชี้วัด
2) ประสิทธิผล	
	3. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)
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. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงรักษาโครงการ 2. มีความพร้อมด้านบุคลากรในการดูแลและบำรุงรักษาโครงการ 3. มีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการบำรุงรักษาโครงการ

หมายเหตุ: ทุกตัวชี้วัดมีน้ำหนักคะแนนเท่ากัน

9. สรุปผลการประเมินโครงการ

โครงการมีผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับ A หมายถึง พอใจมากที่สุด โดยมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบ ประสิทธิผลและความยั่งยืน อยู่ในระดับ a ขณะที่ด้านประสิทธิภาพมีผลการประเมินอยู่ในระดับ b โดยสรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1) ความสอดคล้อง		
a: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลอย่างมาก b: สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลบางส่วน c: ไม่สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล	1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) และแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) 2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (Power Development Plan 2010: PDP 2010) 3. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	a

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
2) ประสิทธิผล		
a: บรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ b: บรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 50 - 80 ของแผนที่วางไว้ c: บรรลุวัตถุประสงค์น้อยกว่าร้อยละ 50 ของแผนที่วางไว้	1. ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟดับเฉลี่ย (SAIFI) ก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 0.05 ครั้ง/ราย/ปี เปรียบเทียบกับภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ย 0.03 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ลดลงเฉลี่ย 0.02 ครั้ง/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 136.83 ทั้งนี้ ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 2. ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ย (SAIDI) ก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย 0.46 นาที/ราย/ปี เปรียบเทียบกับภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ย 0.23 นาที/ราย/ปี ลดลงเฉลี่ย 0.23 นาที/ราย/ปี หรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายร้อยละ 150.03 ทั้งนี้ ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยน้อยกว่าค่าเป้าหมายส่งผลให้มีความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น 3. ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) เปรียบเทียบแผนและผลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือเฉลี่ยก่อนดำเนินโครงการ จำนวน 3,519.49 เมกะวัตต์ และภายหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ย จำนวน 4,295.47 เมกะวัตต์ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายหลังดำเนินโครงการมีค่าสูงกว่าก่อนดำเนินโครงการ จำนวน 775.98 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 122.05 4. ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss)ก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จร้อยละ 1.62 เปรียบเทียบกับภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ยร้อยละ 1.52 ต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 5.97	a
3) ผลกระทบ		
a: ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบ b: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบ c: ผลกระทบทางอ้อมในเชิงลบอย่างร้ายแรง	โครงการไม่ส่งผลกระทบทางตรงและทางอ้อมในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม	a

เกณฑ์การพิจารณา	การประเมินตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
4) ประสิทธิภาพ		
a: ดำเนินการเสร็จร้อยละ 100 โดยใช้งบประมาณและระยะเวลา เท่ากับหรือน้อยกว่าแผนที่วางไว้ b: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 100 - 150 ของแผนที่วางไว้ c: ดำเนินการมากกว่าร้อยละ 150 ของแผนที่วางไว้	1. ผลผลิตของโครงการดำเนินโครงการแยกประเภทของปริมาณงาน กฟผ. สามารถดำเนินการแล้วเสร็จตามแผนที่ ครม. อนุมัติหรือบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมาย 2. ระยะเวลาดำเนินโครงการ 3,383 วัน คิดเป็นร้อยละ 146.32 ของแผน โดยดำเนินการล่าช้ากว่าแผน 1,071 วัน 3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ มีจำนวน 4,976.28 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 68.17 ของแผน น้อยกว่าแผนจำนวน 2,323.72 ล้านบาท หรือร้อยละ 31.83	b
5) ความยั่งยืน		
a: เชื่อมั่นว่าโครงการยั่งยืน b: มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาแต่มีโอกาสพัฒนาและแก้ไข c: โครงการไม่อาจดำเนินการอย่างยั่งยืนหากไม่ได้รับการสนับสนุน	1. กฟผ. มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงและดูแลรักษาอย่างต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งานของโครงการและได้ขอตั้งงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเป็นรายปี 2. กฟผ. มีการฝึกอบรมบุคลากรในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ในการบริหารและบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 3. โครงการมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการซ่อมบำรุงระบบส่งไฟฟ้า โดยจะบริหารตามคู่มือระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัยฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้าและคู่มือปฏิบัติของฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้า	a
ผลการประเมินรวม		A

หมายเหตุ: ทุกตัวชี้วัดมีน้ำหนักคะแนนเท่ากัน

ผลการประเมินในแต่ละด้านมีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลการประเมินด้านความสอดคล้อง

ได้คะแนน a: โครงการมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) โดยมีความเกี่ยวข้องกับความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ตัวชี้วัดด้านความสอดคล้องของโครงการ

ตัวชี้วัด	ผลการประเมิน
1. แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555 - 2559) แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570)	- สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 1 (2) การจัดบริการทางสังคมให้ทุกคนตามสิทธิขั้นพื้นฐาน เน้นการสร้างภูมิคุ้มกันระดับปัจเจก และสร้างการมีส่วนร่วมในกระบวนการตัดสินใจในการพัฒนาประเทศ มุ่งพัฒนาระบบสาธารณูปโภคให้มีคุณภาพและมีช่องทางการเข้าถึงอย่างเท่าเทียมและทั่วถึง รวมทั้งยุทธศาสตร์การพัฒนาประเทศที่ 3 (7) ความเข้มแข็งภาคเกษตร ความมั่นคงของอาหารและพลังงาน เพื่อปรับระบบบริหารจัดการภาครัฐเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน - สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) หมุดหมายที่ 6 ไทยเป็นศูนย์กลางอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะและอุตสาหกรรมดิจิทัลของอาเซียน กลยุทธ์ที่ 1 ขับเคลื่อนสังคมและเศรษฐกิจไทยด้วยดิจิทัล ซึ่งพัฒนาให้เกิดการนำเทคโนโลยีมาใช้ในการบริหารจัดการโครงสร้างพื้นฐานของภาครัฐเพิ่มขึ้น ส่งเสริมการใช้ประโยชน์จากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีดิจิทัลในการดำรงชีพ และกลยุทธ์ที่ 4 การพัฒนาระบบนิเวศเพื่อสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะอุตสาหกรรม และบริการดิจิทัล ซึ่งพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านเทคโนโลยีที่มีคุณภาพครอบคลุม เพียงพอและเข้าถึงได้ ทั้งในด้านพื้นที่ และราคา
2. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP 2010)	โครงการได้มีการศึกษาและจัดทำขึ้นตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) เพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าในระยะยาว รวมทั้งพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
3. ยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580)	โครงการสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) ยุทธศาสตร์ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ประเด็นยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่งคงทางน้ำ พลังงานและเกษตรที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ ประเด็นการพัฒนาความมั่นคงพลังงานของประเทศและส่งเสริมการใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

2) ผลการประเมินด้านประสิทธิผล

ได้คะแนน a: โครงการดำเนินการได้บรรลุตามวัตถุประสงค์ และสนองนโยบายของรัฐในการกระจายประเภทของแหล่งผลิตไฟฟ้าและลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งสามารถสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างและเพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ โดยจากผลการดำเนินโครงการ พบว่า มีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับและขัดข้องลดน้อยลง มีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับลดน้อยลง และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างเพิ่มขึ้น รวมถึงมีร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายลดลงอีกด้วย และเมื่อพิจารณาจากตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินประสิทธิผลโครงการมีความสอดคล้องกับตัวชี้วัดจำนวน 5 ตัวชี้วัด คือ (1) ผลผลิตของโครงการ (2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI) (3) ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI) (4) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) และ (5) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission Loss) ซึ่งการดำเนินการสามารถบรรลุวัตถุประสงค์มากกว่าร้อยละ 80 ของแผนที่วางไว้ จึงทำให้คะแนนในภาพรวมอยู่ในระดับ a รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิผลของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน /ก่อนดำเนินโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ย	ผลการดำเนินงานเฉลี่ยหลังดำเนินโครงการแล้วเสร็จ	ผล/แผน (ร้อยละ)
1) ผลผลิตของโครงการ			
1.1) ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า (วงจร - กิโลเมตร)	505.10	517.01	102.36
1.2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง (แห่ง)	1.00	1.00	100.00
1.3) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง (แห่ง)	4.00	4.00	100.00
2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI) (ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี)	**0.05**	**0.03**	**63.17**
3) ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI) (นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี)	**0.46**	**0.23**	**49.97**
4) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) (เมกะวัตต์)	**3,519.49**	**4,295.47**	**122.05**
5) ร้อยละความสูญเสียพลังงานไฟฟาในระบบส่ง (Transmission Loss) (ร้อยละ)	**1.62**	**1.52**	**94.03**

ที่มา: กฟผ.

ทั้งนี้ ในแต่ละตัวชี้วัดมีรายละเอียดการประเมินผล ดังนี้

2.1) ผลผลิตของโครงการ

โครงการมีขอบเขตของลักษณะงานทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ 1) ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า (วงจร - กิโลเมตร) 2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง และ 3) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดย กฟผ. ดำเนินโครงการบรรลุไปมากกว่าแผนที่กำหนดไว้ รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 4 เนื่องจากการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าที่ดำเนินการจริงได้ปรับขอบเขตการก่อสร้างให้หลีกเลี่ยงชุมชนให้เกิดความเหมาะสมและตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของภาคอุตสาหกรรม และภาคธุรกิจ

ตารางที่ 4 แผนและผลของผลผลิตจากการดำเนินโครงการ

รายการ (หน่วย)	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
1) ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า (วงจร - กิโลเมตร)	505.10	517.01	102.36
2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง (แห่ง)	1	1	100.00
3) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง	4	4	100.00

ที่มา: กฟผ.

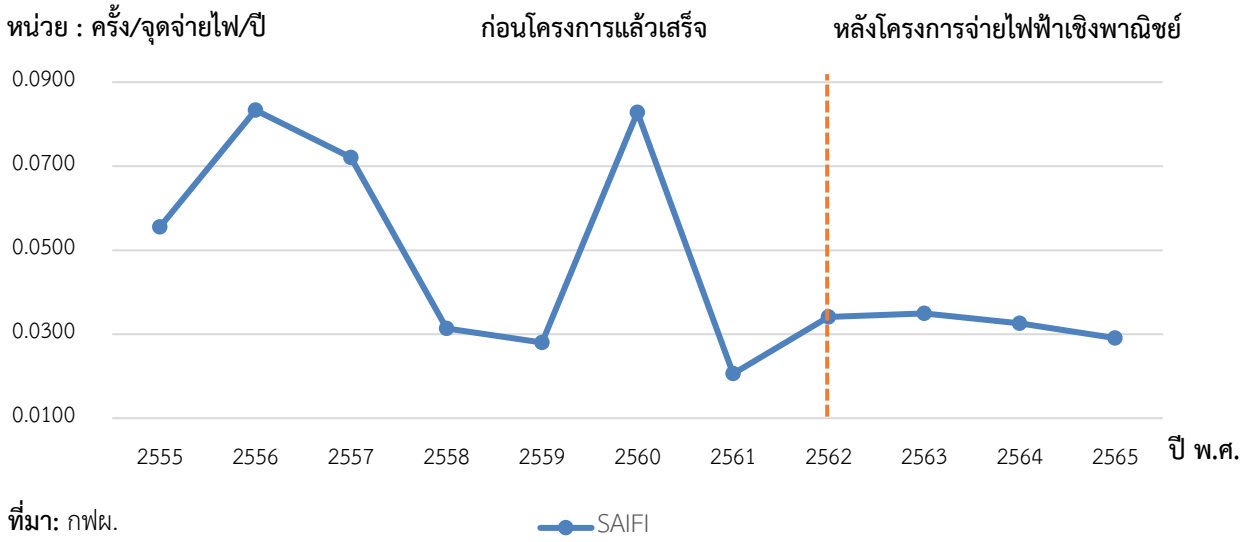
2.2) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI)

2.2.1) ค่าดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIFI)

เมื่อเปรียบเทียบค่า SAIFI ก่อนโครงการแล้วเสร็จและภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ระหว่างปี 2555 – 2565 พบว่าค่า SAIFI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลงทุกปีโดยมีค่า SAIFI ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 0.05 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาค่า SAIFI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ยที่ 0.03 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 36.83 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 136.83 โดยรายละเอียดของการพิจารณาค่า SAIFI ปรากฏตามแผนภูมิที่ 1

ทั้งนี้ ในปี 2560 ค่า SAIFI มีค่าสูงเท่ากับ 0.0828 ครั้ง/จุดจ่ายไฟ/ปี เนื่องจากมีเหตุการณ์ที่ส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับปริมาณมาก 2 เหตุการณ์ จากทั้งหมด 10 เหตุการณ์ของทั้งปี สาเหตุจากอุปกรณ์ระบบป้องกันของสถานีไฟฟ้าแรงสูงทำงานผิดพลาด ส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง จำนวน 33 จุด และพลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 132.36 เมกะวัตต์ - ชั่วโมง

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



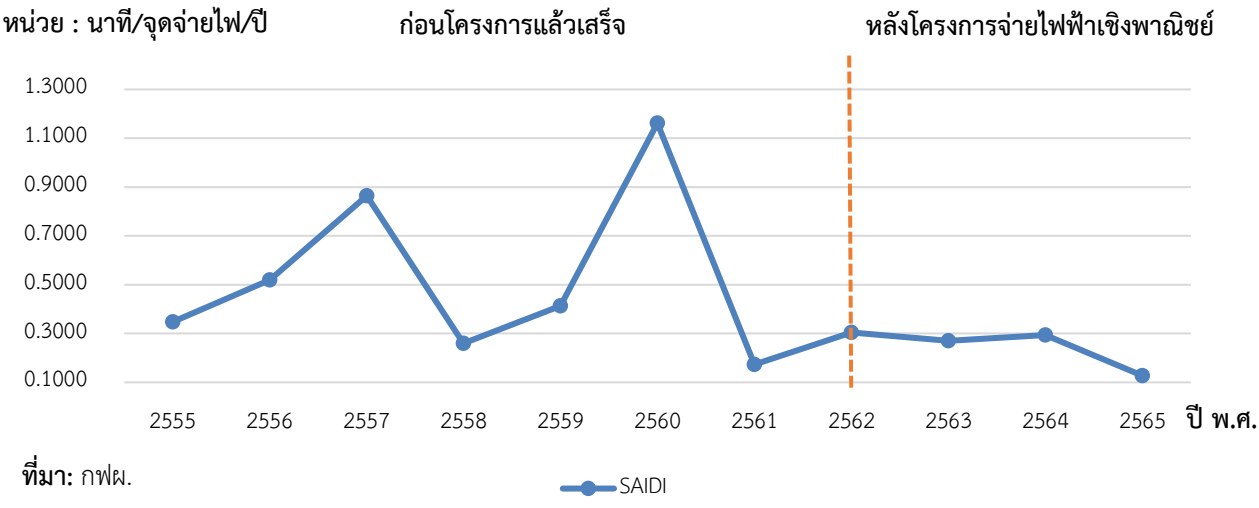
ที่มา: กฟผ.

2.2.2) ค่าดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยในหน่วยนาทีที่เกิดไฟฟ้าดับต่อจุดจ่ายไฟในหนึ่งปี (SAIDI)

เมื่อเปรียบเทียบค่า SAIDI ก่อนโครงการแล้วเสร็จและหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ระหว่างปี 2555 – 2565 พบว่าค่า SAIDI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ และมีแนวโน้มลดลง โดยมีค่า SAIDI ก่อนโครงการแล้วเสร็จเฉลี่ยที่ 0.46 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เมื่อพิจารณาค่า SAIDI ภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เฉลี่ยที่ 0.23 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี ซึ่งต่ำกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 50.03 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ร้อยละ 150.03 โดยรายละเอียดของค่า SAIDI ปรากฏตามแผนภูมิที่ 2

ทั้งนี้ ในปี 2560 ค่า SAIDI มีค่าสูงสุดเท่ากับ 1.16 นาที/จุดจ่ายไฟ/ปี เนื่องจากมีเหตุการณ์ที่ส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับปริมาณมาก 2 เหตุการณ์ จากทั้งหมด 10 เหตุการณ์ของทั้งปี สาเหตุจากอุปกรณ์ระบบป้องกันของสถานีไฟฟ้าแรงสูงทำงานผิดพลาด ส่งผลให้จุดจ่ายไฟขัดข้อง จำนวน 33 จุด และพลังงานไฟฟ้าหยุดจ่ายรวม 132.36 เมกะวัตต์ – ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 90.94 ของไฟฟ้าดับทั้งปี

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

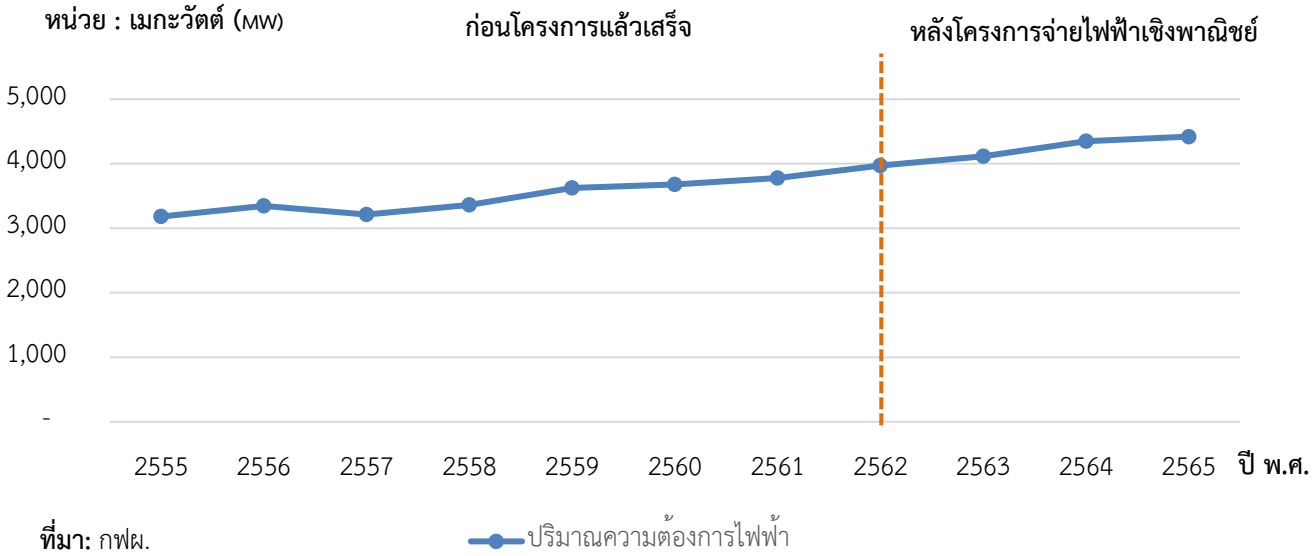


ที่มา: กฟผ.

2.2.3) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจากก่อนโครงการแล้วเสร็จและหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์หลังโครงการแล้วเสร็จระหว่างปี 2555 - 2565 เพิ่มสูงขึ้นในทิศทางเดียวกัน โดยปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นก่อนโครงการแล้วเสร็จระหว่างปี 2555 - 2562 เฉลี่ยอยู่ที่ 3,519.49 เมกะวัตต์ กับหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ระหว่างปี 2563 - 2565 เฉลี่ยอยู่ที่ 4,295.47 เมกะวัตต์ ซึ่งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงภายหลังโครงการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์มีค่าเฉลี่ยสูงกว่าก่อนโครงการแล้วเสร็จ ร้อยละ 22.05 หรือบรรลุวัตถุประสงค์ ร้อยละ 122.05 เนื่องจากเศรษฐกิจเริ่มฟื้นตัวจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 อีกทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคเอกชนเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะภาคการท่องเที่ยวในกลุ่มธุรกิจโรงแรมและบริการด้านอาหาร จึงทำให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น มีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 3

<u>แผนภูมิที่ 3</u> ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)



ที่มา: กฟผ.

3) ผลการประเมินด้านผลกระทบ

ได้คะแนน a: โครงการไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งทางตรงและทางอ้อม และทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยโครงการมีส่วนช่วยทำให้ประชาชนในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างได้รับบริการไฟฟ้าอย่างเพียงพอและทั่วถึง อีกทั้งโครงการสามารถสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประชาชนในพื้นที่ รวมทั้งเพิ่มความมั่นคงและความมีเสถียรภาพของระบบโครงข่ายพลังงาน ทำให้ประชาชนสามารถเข้าถึงบริการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐาน ซึ่งส่งผลให้ยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนให้ดียิ่งขึ้น ทั้งนี้ สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ (สบน.) ได้มีการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 50 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย พบว่า (1) ด้านเศรษฐกิจ โครงการสามารถสร้างรายได้และเพิ่มกำลังซื้อให้แก่คนในชุมชนบริเวณเขตพื้นที่ดำเนินโครงการ ร้อยละ 90.00 ดึงดูดการลงทุนจากภาคเอกชน ร้อยละ 88.00 และเป็นการกระตุ้นการท่องเที่ยวในพื้นที่เพิ่มมากขึ้น ร้อยละ 83 (2) ด้านสังคม กฟผ. ได้จัดกิจกรรมเพื่อสังคม

(Corporate Social Responsibility : CSR) โดยโครงการสนับสนุนด้านการศึกษา ร้อยละ 94.00 การเข้าถึงระบบสาธารณูปโภคของชุมชน ร้อยละ 88.00 และ (3) ด้านสิ่งแวดล้อม การดำเนินโครงการของ กฟผ. ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบต่อการดำเนินชีวิตประจำวันของประชาชนโดยรอบโครงการ ทั้งในด้านคุณภาพแหล่งน้ำ ร้อยละ 84.00 ด้านมลภาวะทางอากาศ ร้อยละ 78.00 และเมื่อพิจารณาตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินผลกระทบทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ในภาพรวมจึงได้คะแนนอยู่ในระดับ a โดยมีรายละเอียด ดังนี้

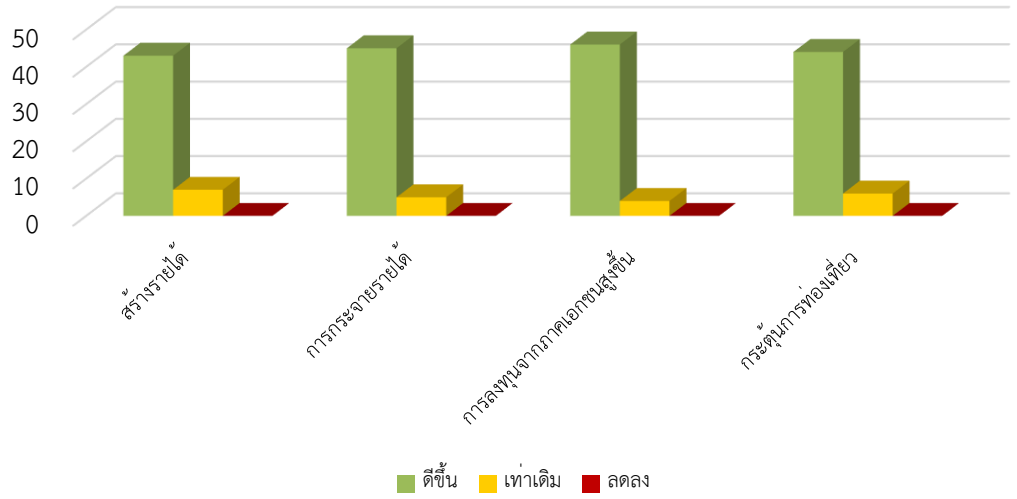
3.1) ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราการขยายตัวของการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง เพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ และลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต นอกจากนี้ยังส่งเสริมความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทยกับ สปป.ลาว อันเป็นการสร้างรายได้และเพิ่มกำลังซื้อให้แก่คนในชุมชนบริเวณเขตพื้นที่ดำเนินโครงการ ซึ่งผลกระทบดังกล่าวสอดคล้องกับผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 50 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย ดังนี้

3.1.1) ภาคครัวเรือนมีการแสดงความคิดเห็นต่อการดำเนินโครงการของ กฟผ. พบว่า (1) เป็นการสร้างรายได้ให้กับคนในชุมชน จำนวน 43 ราย หรือร้อยละ 86.00 (2) เกิดการกระจายรายได้ให้แก่ชุมชน จำนวน 45 ราย หรือร้อยละ 90.00 (3) มีการลงทุนจากภาคเอกชนเพิ่มสูงขึ้น จำนวน 46 ราย หรือร้อยละ 92.00 และ (4) กระตุ้นให้เกิดการท่องเที่ยว จำนวน 44 ราย หรือร้อยละ 88.00 โดยมีรายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 4

<u>แผนภูมิที่ 4</u> ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านเศรษฐกิจจากการดำเนินโครงการของภาคครัวเรือน

หน่วย: ราย

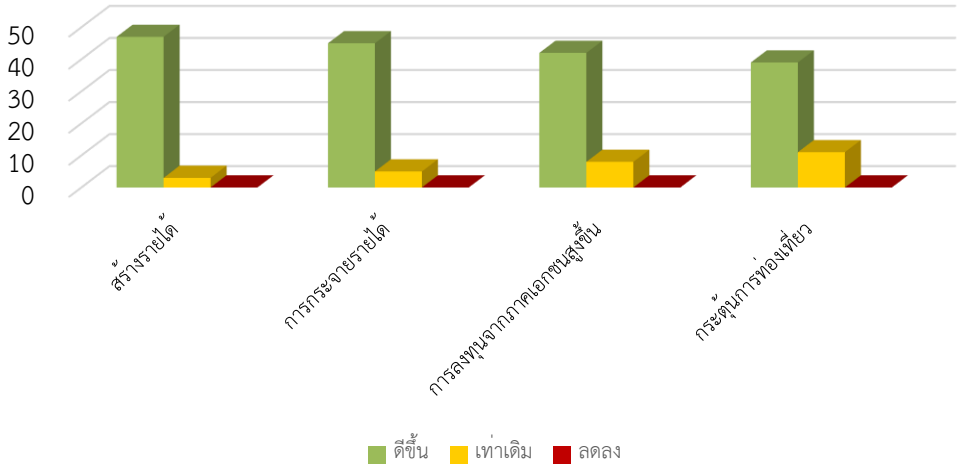


ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

3.1.2) ภาคธุรกิจ มีการแสดงความคิดเห็นต่อการดำเนินโครงการของ กฟผ. พบว่า (1) เป็นการสร้างรายได้ให้กับคนในชุมชน จำนวน 47 ราย หรือร้อยละ 94.00 (2) เกิดการกระจายรายได้ให้แก่ชุมชน จำนวน 45 ราย หรือร้อยละ 90.00 (3) มีการลงทุนจากภาคเอกชนเพิ่มสูงขึ้น จำนวน 42 ราย หรือร้อยละ 84.00 และ (4) กระตุ้นให้เกิดการท่องเที่ยว จำนวน 39 ราย หรือร้อยละ 78.00 โดยมีรายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 5

<u>แผนภูมิที่ 5</u> ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านเศรษฐกิจจากการดำเนินโครงการของภาคธุรกิจ

หน่วย: ราย



ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

3.2) ผลกระทบด้านสังคม

กฟผ. ได้จัดทำโครงการ/กิจกรรมเพื่อสังคม CSR โดยมีโครงการสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งสิ้น 9 โครงการ/กิจกรรม รวมงบประมาณที่ใช้ดำเนินการทั้งสิ้น 892,129.11 บาท เพื่อประชาสัมพันธ์สร้างความเข้าใจเกี่ยวกับภารกิจของ กฟผ. ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและภาคประชาชน โดยมีโครงการดังนี้

3.2.1) กิจกรรมประชาสัมพันธ์สัญจร ประจำปี 2558 ครั้งที่ 1 ให้กับสถานศึกษา จำนวน 5 แห่ง ในจังหวัดอุบลราชธานี

3.2.2) จัดกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ประจำปี 2559 “กฟผ. ห่วยใย ใส่ใจ ชุมชน” พร้อมเยี่ยมชม “โครงการปลูกจิต KIDs รักษ์ป่า”

3.2.3) กิจกรรมแพทย์เคลื่อนที่ให้บริการเมื่อวันที่ 19 - 22 มิถุนายน 2560 ตรวจรักษาโรคทั่วไป โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายแก่ประชาชนในพื้นที่ก่อสร้างสายส่ง 500 kV ชายแดนไทย/ลาว - อุบลราชธานี 3

3.2.4) โครงการกองทัพบกซ่อมบ้านทั่วไทย ถวายเป็นพระราชกุศล โดย กฟผ. ได้มอบเงินสนับสนุนโครงการดังกล่าว จำนวน 120,000 บาท เป็นการร่วมงานกันในลักษณะประชารัฐ โดยมีหน่วยงานทหารเป็นผู้รับผิดชอบหลักในการดำเนินงานและ กฟผ. ในฐานะหน่วยงานรัฐวิสาหกิจเป็นผู้สนับสนุนงบดำเนินการ

3.2.5) โครงการ “ชาวอุบลคนมีวินัย ขับขี่ปลอดภัย สวมหมวกนิรภัย 100%” ถวายเป็นพระราชกุศลแด่พระบาทสมเด็จพระปรมินทรมหาภูมิพลอดุลยเดช (รัชกาลที่ 9)

3.2.6) มอบทุนการศึกษาโรงเรียนละ 10,000 บาท ให้กับนักเรียนในพื้นที่ก่อสร้างสายส่ง 500 kV ชายแดนไทย/ลาว - อุบลราชธานี 3 จำนวน 4 โรงเรียนของจังหวัดอุบลราชธานี

3.2.7) มอบเงินสนับสนุนโครงการลดความสูญเสียจากอุบัติเหตุทางถนน ถวายเป็นพระราชกุศลแด่รัชกาลที่ 9

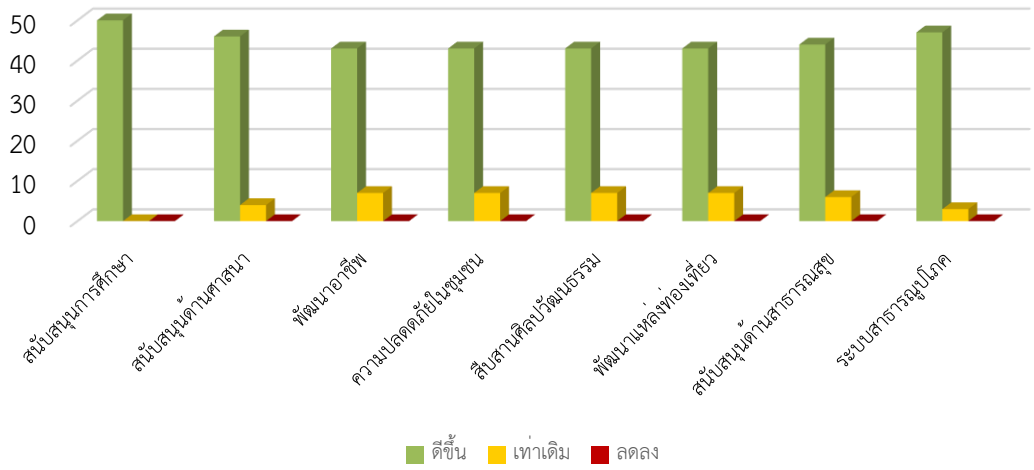
3.2.8) สนับสนุนการปรับปรุงห้องประชุมศูนย์ปฏิบัติการไฟป่า เพื่อใช้สำหรับจัดประชุมแผนการปฏิบัติงานควบคุมและป้องกันไฟป่าในท้องที่ 6 จังหวัดที่อยู่ในความรับผิดชอบ ได้แก่ อุบลราชธานี ศรีสะเกษ สุรินทร์ ยโสธร อำนาจเจริญ และมุกดาหาร

3.2.9) สนับสนุนการซื้อวัสดุอุปกรณ์ สำหรับการปรับปรุงที่อยู่อาศัยให้กับประชาชนผู้ด้อยโอกาส

นอกจากนี้ ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจของผลกระทบด้านสังคม จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 50 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย ผลปรากฏว่า ภาคครัวเรือนมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. เป็นการสนับสนุนการศึกษา จำนวน 50 ราย หรือร้อยละ 100.00 และสนับสนุนด้านศาสนา จำนวน 46 ราย หรือร้อยละ 92.00 ซึ่งผลสำรวจดังกล่าวสอดรับกับกิจกรรม CSR ของ กฟผ. ประเภทสนับสนุนการศึกษา และศาสนา ที่ได้จัดขึ้นในพื้นที่ดำเนินโครงการ รายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 6

แผนภูมิที่ 6 ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านสังคมจากการดำเนินโครงการของภาคครัวเรือน

หน่วย: ราย

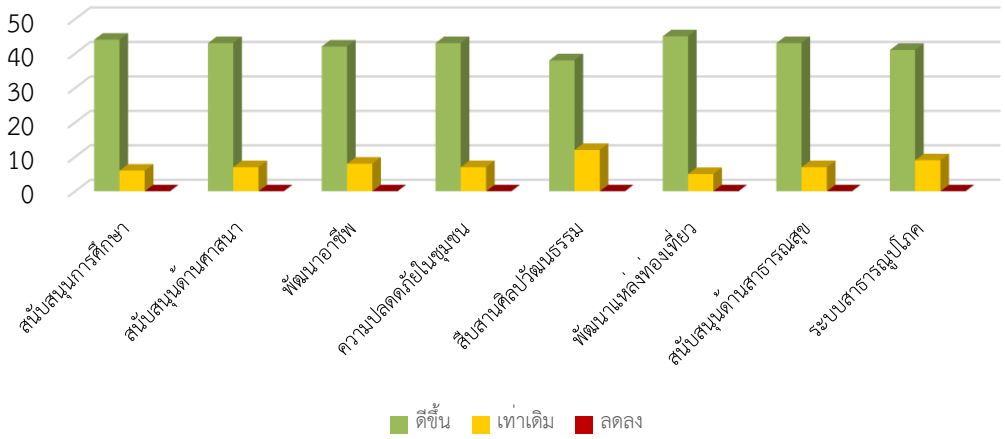


ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย พบว่า ผู้ตอบแบบสำรวจภาคธุรกิจมีความคิดเห็นว่าการดำเนินกิจกรรมของ กฟภ. มุ่งเน้นการช่วยเหลือสังคมในด้าน (1) พัฒนาแหล่งท่องเที่ยว จำนวน 45 ราย หรือร้อยละ 90.00 (2) สนับสนุนการศึกษา จำนวน 44 ราย หรือร้อยละ 88.00 (3) สนับสนุนด้านศาสนา จำนวน 43 ราย หรือร้อยละ 86.00 (4) ก่อให้เกิดความปลอดภัยในชุมชนจำนวน 43 ราย หรือร้อยละ 86.00 (5) สนับสนุนด้านสาธารณสุข จำนวน 43 ราย หรือร้อยละ 86.00 (6) การส่งเสริมพัฒนาและส่งเสริมอาชีพของคนในชุมชน จำนวน 42 ราย หรือร้อยละ 84.00 และ (7) ส่งเสริมระบบสาธารณูปโภค จำนวน 41 ราย หรือร้อยละ 82.00 รายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 7

แผนภูมิที่ 7 ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านสังคมจากการดำเนินโครงการของภาคธุรกิจ

หน่วย: ราย



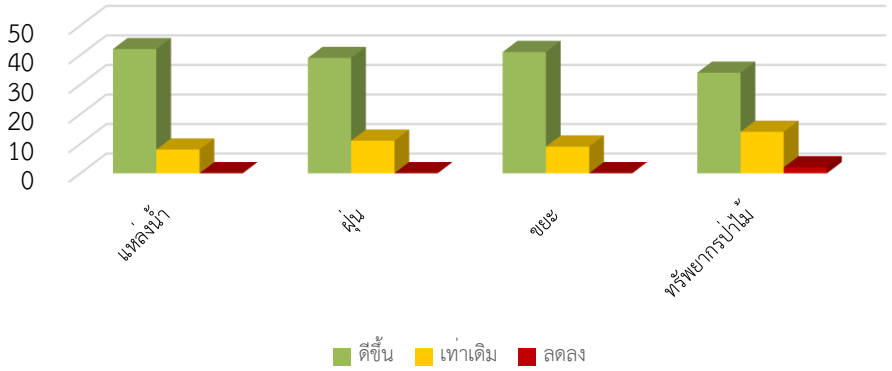
ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

3.3) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว ไม่ส่งผลกระทบในเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อมที่จะเกิดต่อการดำเนินชีวิตประจำวันของประชาชนโดยรอบโครงการในระหว่างก่อสร้าง ซึ่งการดำเนินโครงการเป็นการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเซเปียนเซน้ำน้อย เป็นการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ทำให้ลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต อีกทั้งจากผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ จำนวน 100 ราย ประกอบด้วย ภาคครัวเรือน จำนวน 50 ราย และภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย ผลปรากฏว่า ภาคครัวเรือนมีความคิดเห็นว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. ไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อสิ่งแวดล้อมและระบบนิเวศ (Negative Externality) โดยสามารถแยกพิจารณาได้ ดังนี้ (1) ไม่ส่งผลกระทบในทางลบต่อแหล่งน้ำ จำนวน 42 ราย หรือร้อยละ 84.00 (2) ไม่เป็นการเพิ่มขยะมูลฝอย จำนวน 41 ราย หรือร้อยละ 82.00 (3) ไม่เป็นการเพิ่มฝุ่นละออง จำนวน 39 ราย หรือร้อยละ 78.00 และ (4) ไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรป่าไม้ จำนวน 34 ราย หรือร้อยละ 68.00 รายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 8

แผนภูมิที่ 8 ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินโครงการของภาคครัวเรือน

หน่วย: ราย

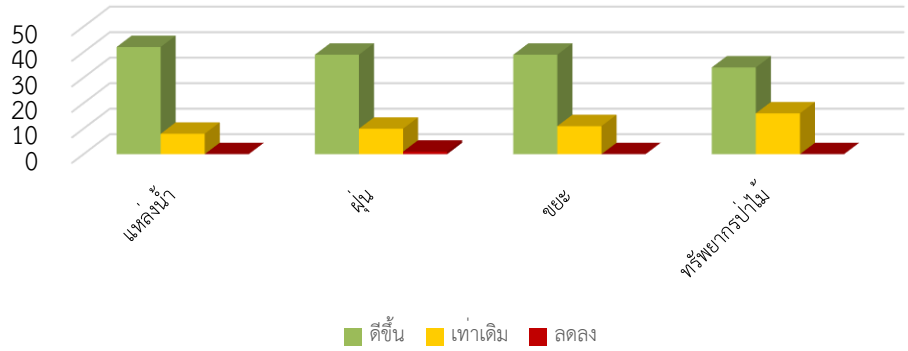


ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนจากภาคธุรกิจ จำนวน 50 ราย พบว่าการดำเนินโครงการของ กฟผ. ไม่ส่งผลกระทบทางลบต่อสิ่งแวดล้อมและระบบนิเวศน์ (Negative Externality) โดยสามารถแยกพิจารณาได้ ดังนี้ (1) ไม่ส่งผลกระทบในทางลบต่อแหล่งน้ำ จำนวน 42 ราย หรือร้อยละ 84.00 (2) ไม่เป็นการเพิ่มขยะมูลฝอย จำนวน 39 ราย หรือร้อยละ 78.00 (3) ไม่เป็นการเพิ่มฝุ่นละออง จำนวน 39 ราย หรือร้อยละ 78.00 และ (4) ไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรป่าไม้ จำนวน 34 ราย หรือร้อยละ 68.00 รายละเอียดปรากฏในแผนภูมิที่ 9

แผนภูมิที่ 9 ผลการสำรวจความคิดเห็นเรื่องผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินโครงการของภาคธุรกิจ

หน่วย: ราย



ที่มา: ผลการสำรวจความคิดเห็นจากการดำเนินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว

4) ผลการประเมินด้านประสิทธิภาพ

ได้คะแนน b: โครงการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเซเปียนเซน้ำน้อย ประกอบด้วย การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง และการขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงเดิม เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และช่วยลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต โดยในการประเมินผลโครงการครั้งนี้มีความสอดคล้องกับตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินผลด้านประสิทธิภาพ ด้านระยะเวลาการดำเนินโครงการและการใช้จ่ายงบประมาณอย่างไรก็ดี แม้โครงการดังกล่าวจะใช้งบประมาณภายในกรอบวงเงินที่ได้รับอนุมัติจาก ครม. แต่การดำเนินโครงการล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ เนื่องจากการวางระบบสายส่งต้องหลีกเลี่ยงพื้นที่ชุมชน ซึ่งอยู่นอกเหนือจากแผนงานที่วางไว้ รวมทั้งมีกระบวนการจัดซื้อจัดจ้าง และกระบวนการรวบรวมหลักฐานเพื่อปิดโครงการใช้ระยะเวลานานภายหลังจากที่การก่อสร้างแล้วเสร็จ จึงทำให้สามารถปิดโครงการได้ในวันที่ 30 มิถุนายน 2565 ส่งผลให้คะแนนภาพรวมตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพ อยู่ในระดับ b โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ตัวชี้วัดด้านประสิทธิภาพของโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน	ผลการดำเนินงาน	ผล/แผน (ร้อยละ)
1) ผลผลิตของโครงการ			
1.1) ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า (วงจร - กิโลเมตร)	505.10	517.01	102.36
1.2) ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง (แห่ง)	1.00	1.00	100.00
1.3) ขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง (แห่ง)	4.00	4.00	100.00
2) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (วัน)	**2,312.00**	**3,383.00**	**146.32**
3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	**7,300.00**	**4,976.28**	**68.17**

ที่มา: กฟผ.

4.1) ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ

ระยะเวลาในการดำเนินการโครงการรวม 3,383 วัน โดยดำเนินการตั้งแต่วันที่ 27 มีนาคม 2556 จนถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2565 คิดเป็นร้อยละ 146.32 ของแผนที่วางไว้ ซึ่งล่าช้ากว่าแผนที่กำหนดไว้ 1,071 วัน คิดเป็นร้อยละ 46.32 เนื่องจากวางระบบสายส่งต้องหลีกเลี่ยงพื้นที่ชุมชน ซึ่งอยู่นอกเหนือจากแผนงานที่วางไว้ รวมทั้งมีกระบวนการจัดซื้อจัดจ้าง และกระบวนการรวบรวมหลักฐานเพื่อปิดโครงการใช้ระยะเวลานานภายหลังจากที่การก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินโครงการ

ตัวชี้วัด	แผนการดำเนินงาน		ผลการดำเนินงานจริง		ล่าช้ากว่าแผน		ผล/แผน (ร้อยละ)
	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	เริ่ม - เสร็จ	จำนวนวัน	(วัน)	ร้อยละ	
ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการ	1 ม.ค. 55 – 30 เม.ย. 61	2,312	27 มี.ค. 56 - 30 มิ.ย. 65	3,383	1,071	46.32	146.32

หมายหตุ: 1. ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับถัดจากวันที่ ครม. มีมติอนุมัติโครงการจนถึงวันที่ปิดโครงการ
2. โครงการสามารถจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ของโครงการได้ในปี 2562 แต่ยังมีขั้นตอนการดำเนินการต่อภายหลังโครงการแล้วเสร็จ จึงทำให้สามารถปิดโครงการได้ในวันที่ 30 มิถุนายน 2565

ที่มา: กฟผ.

4.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

โครงการมีกรอบวงเงินลงทุนตามมติ ครม. จำนวน 7,300.00 ล้านบาท โดยมีการเบิกจ่ายเงินลงทุนจำนวน 4,976.28 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินกู้ในประเทศจำนวน 2,200.00 ล้านบาท และเงินรายได้ของ กฟผ. จำนวน 2,776.28 ล้านบาท ซึ่งเบิกจ่ายต่ำกว่าแผนที่กำหนดไว้จำนวน 2,323.72 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 31.83 เนื่องจากมีผู้เสนอราคาแข่งขันหลายราย จึงทำให้ กฟผ. สามารถจ้างจัดหาและก่อสร้างได้ราคาสัญญาต่ำกว่าราคากลาง นอกจากนี้การจ่ายค่าทดแทนกรรมสิทธิ์ที่ดินต่ำกว่าราคาประเมิน เนื่องจากพื้นที่ในการก่อสร้างระบบสายส่งเป็นพื้นที่เกษตรกรรม

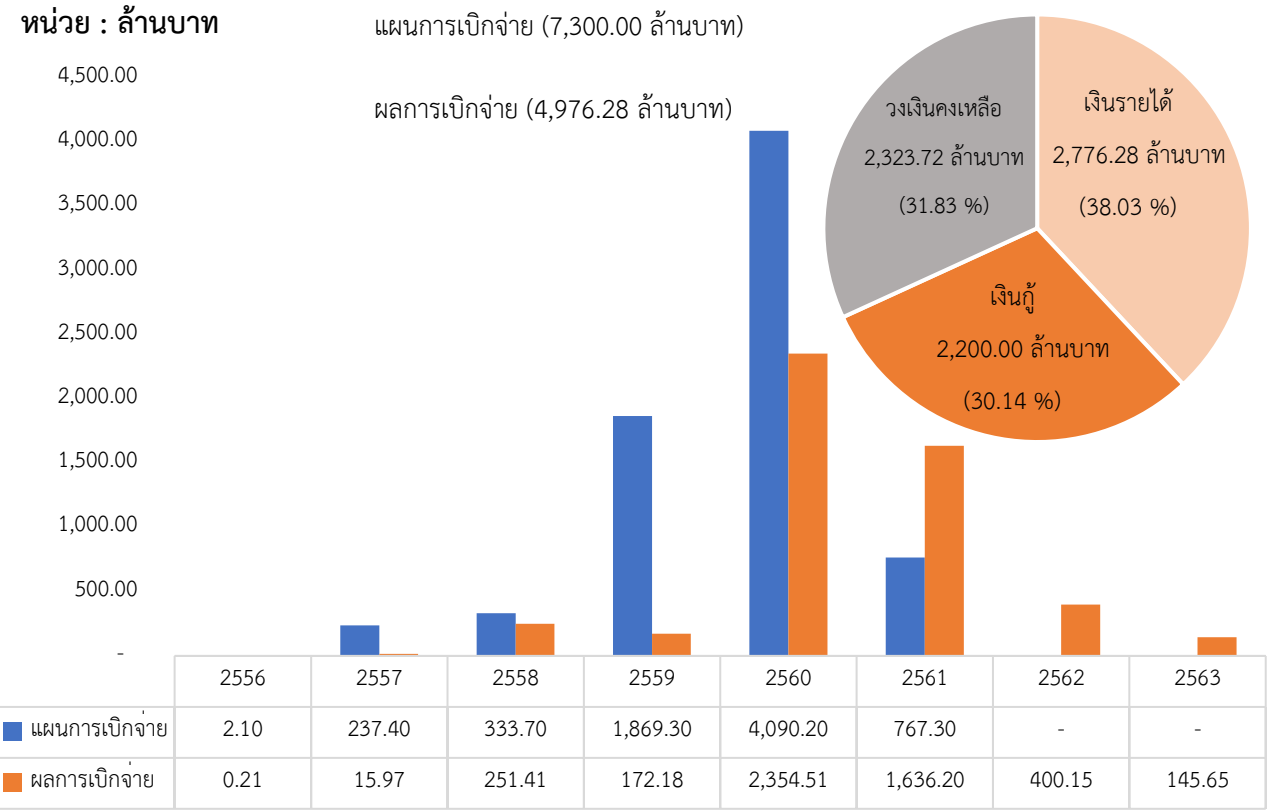
ทั้งนี้ ในส่วนของเงินกู้เป็นเงินกู้ระยะยาวและการออกพันธบัตร กฟผ. ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน จำนวน 2 รุ่น รายละเอียดปรากฏตารางภาคผนวกที่ 1 สามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่ายได้ โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 7 และสามารถเปรียบเทียบแผนและผลการเบิกจ่าย โดยมีรายละเอียดปรากฏตามแผนภูมิที่ 10

ตารางที่ 7 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

กิจกรรม	แผนการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ผลการดำเนินงาน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ล้านบาท)	ต่ำกว่าแผน (ร้อยละ)	ผล/แผน (ร้อยละ)
โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการในสปป.ลาว	7,300.00	4,976.28	2,323.72	31.83	68.17

ที่มา: กฟผ.

แผนภูมิที่ 10 แผนและผลการเบิกจ่ายเงินกู้



	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
แผนการเบิกจ่าย	2.10	237.40	333.70	1,869.30	4,090.20	767.30	-	-
ผลการเบิกจ่าย	0.21	15.97	251.41	172.18	2,354.51	1,636.20	400.15	145.65

ที่มา: กฟผ.

5) ผลการประเมินด้านความยั่งยืน

ได้คะแนน a: กฟผ. ได้มีการกำหนดหน่วยงานในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ มีงบประมาณในการบำรุงรักษา รวมไปถึงการจัดอบรมบุคลากรของ กฟผ. และคู่มือการปฏิบัติงานในการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าโครงการมีความยั่งยืน สามารถดำเนินการต่อไปได้ในระยะยาวอย่างต่อเนื่อง และเมื่อพิจารณาจากตัวชี้วัดที่ใช้ในการประเมินด้านความยั่งยืนโครงการมีความสอดคล้องกับตัวชี้วัดจำนวน 3 ตัวชี้วัด คือ (1) มีแผนและงบประมาณในการซ่อมบำรุงรักษาโครงการ (2) มีความพร้อมด้านบุคลากรในการดูแลและบำรุงรักษาโครงการ และ (3) มีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการบำรุงรักษาโครงการ ซึ่งการดำเนินการด้านความยั่งยืน ทำให้คะแนนในภาพรวม จึงอยู่ในระดับ a โดยมีรายละเอียด ดังนี้

5.1) หน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

กฟผ. มีหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบในการดูแลและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง สายส่งไฟฟ้า และระบบสื่อสาร ซึ่งได้มีการจัดทำแผนการซ่อมบำรุง โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 รายละเอียดของงานบำรุงรักษาและงบประมาณในปี 2565

หน่วยงานหลักที่รับผิดชอบ	งาน
กองบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าแรงสูง (กถอ-ส.)	- บำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 3 ในส่วน 115 kV GIS, 230 kV GIS - บำรุงรักษาอุปกรณ์อุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 2 ในส่วนของ 230 kV Bay 5 และ6 - บำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าแรงสูงยโสธร ในส่วนของ 230kV Bay 1 และ2
กองบำรุงรักษาสายส่ง (กสอ-ส.)	- ตรวจสายส่งโดยวิธีเดินตรวจ (Sighting Inspection) - ตรวจสายส่งวิธีตรวจเร็ว (Cross Check Inspection) - ตรวจสายส่งโดยเฮลิคอปเตอร์
กองบำรุงรักษาระบบสื่อสาร (กรอ-ส.)	- บำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 1 - บำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 2 - บำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารสถานีไฟฟ้าแรงสูงอุบลราชธานี 3 - บำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารสถานีไฟฟ้าแรงสูงยโสธร - บำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารสถานีไฟฟ้าแรงสูงอำนาจเจริญ

ที่มา: กฟผ.

นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดทำคู่มือปฏิบัติงานในการซ่อมบำรุง ซึ่งบอกวิธีปฏิบัติงานตรวจสอบ วิธีปฏิบัติงานบำรุงรักษา และคู่มือมาตรฐานการปฏิบัติงานต่าง ๆ เป็นต้น โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) คู่มือวิธีการปฏิบัติงาน “การ Overhaul Interrupter of 69 kV SF6 Gas Circuit Breaker ยี่ห้อ SIEMENS Type 3AP1FG”

2) คู่มือการตรวจสายส่งโดยเฮลิคอปเตอร์

3) คู่มือตรวจสายส่งโดยวิธีเดินตรวจ (Sighting Inspection)

4) คู่มือตรวจสายส่งวิธีตรวจเร็ว (Cross Check Inspection)

5) คู่มือการตรวจซ่อม RTU (Corrective Maintenance)

6) คู่มือการตรวจสอบและบำรุงรักษา RTU ตามวาระ 2 ปี

7) คู่มือการตรวจซ่อมอุปกรณ์ POWER SPPLY 48 V.DC (CM)

8) คู่มือการตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์ POWER SUPPLY 48 V.DC

9) คู่มือการตรวจซ่อม Optical Fiber In Overhead Ground Wire (OPGW)

10) คู่มือการตรวจสอบบำรุงรักษา Optical Fiber In Overhead Ground Wire (OPGW)

5.2) ความพร้อมด้านบุคลากรในการดูแลและบำรุงรักษาโครงการ

กฟผ. ได้มีการจัดฝึกอบรมให้กับพนักงานด้านเทคนิคและความปลอดภัย เพื่อให้พนักงานได้รับข้อมูลที่ถูกต้องและปฏิบัติตามขั้นตอนที่ระบุไว้ในแผนปฏิบัติการอย่างเคร่งครัด เพื่อลดการเกิดอุบัติเหตุและผลกระทบต่อโครงการ ตลอดจนสามารถนำมาพัฒนางานจนเกิดความเชี่ยวชาญและมีประสิทธิภาพในการทำงานมากขึ้น โดยมีรายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 9

ตารางที่ 9 รายชื่อหลักสูตรการฝึกอบรม

ประเภทการฝึกอบรม	ชื่อหลักสูตร	ปีที่อบรม
ด้านการบำรุงรักษา	งานบำรุงรักษา GIS Hyundai,Hitachi,ABB ตามวาระ 5 ปี	2565
ด้านการจัดการคุณภาพ ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม	ข้อกำหนดระบบ ISO 45001	2566
	การประเมินความเสี่ยงตามระบบการจัดการความปลอดภัยอาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน	2566
	การตรวจสอบทั่วไปและบำรุงรักษาตามแผน	2566
	การค้นหาสาเหตุอุบัติการณ์	2566
	การสังเกตการทำงาน	2566
	กฎและการอนุญาตให้ทำงาน	2566
	อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล	2566
	การป้องกันการตกจากที่สูงและการช่วยชีวิต	2566
	การตรวจประเมินภายใน	2566
	ข้อกำหนดระบบ ISO 9001	2566
	ข้อกำหนดระบบ ISO 14001	2566
	ความตระหนักด้านสิ่งแวดล้อม	2566
ด้านความรู้เทคนิคสื่อสาร	Fiber Optic System	2566
	ชุมสายโทรศัพท์ VoIP	2566
	Power Supply 48 Vdc.	2566
	Teleprotection System	2566
	Line Fault Locator	2566
	Scada Power System	2566
	VHF Radio	2566
	Multiplexing	2566
	SDH	2566
	DWDM	2566
	การใช้วิทยุสื่อสาร กฟผ. และการขอใบอนุญาต 1	2566
	ระบบ Wireless Communication	2566
	ทักษะการใช้งาน EGAT RTU ขั้นสูง	2566
	ทักษะการใช้งานโปรแกรม EGAT Scada Version Windows ขั้นพื้นฐานสำหรับพนักงานบำรุงรักษา	2566
	ทักษะการใช้งานโปรแกรม EGAT Scada Version Windows ขั้นสูงสำหรับพนักงานบำรุงรักษา	2566
	IEC6850 Substation	2566
	ความมั่นคงปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมระบบส่ง	2566
	Substation & Protection System	2566

ที่มา: กฟผ.

10. ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ

10.1 โครงการสามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนเซเปียนเซน้ำน้อยใน สปป.ลาว และตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างในประเทศไทย ทำให้เพิ่มความมั่นคงและความมีเสถียรภาพของระบบโครงข่ายพลังงานในภาคตะวันออก เฉียงเหนือตอนล่าง ซึ่งเป็นการลดความเสี่ยงการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้าในอนาคต

10.2 โครงการมีส่วนช่วยให้ประชาชนในพื้นที่ดำเนินโครงการสามารถเข้าถึงบริการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐาน ส่งผลให้ยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนให้ดีขึ้น

10.3 ส่งเสริมความสัมพันธ์ที่ดีและความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทย กับ สปป.ลาว ที่เป็นประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมต่อเศรษฐกิจของประเทศไทย

11. บทเรียนที่ได้รับและข้อเสนอแนะ

11.1 ข้อเสนอแนะจากการประเมินผลโครงการในลักษณะเดียวกัน

จากการประเมินผลโครงการในลักษณะเดียวกัน สบน. มีความเห็นว่า กฟผ. ควรพิจารณาดำเนินการวางแผนสำรองเพื่อลดความเสี่ยงในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่คาดฝันอันเนื่องจากปัจจัยภายนอก (External Factors) ที่หน่วยงานไม่สามารถควบคุมได้ อันอาจส่งผลให้เกิดผลกระทบในการดำเนินโครงการ และควรมีความยืดหยุ่นในกระบวนการดำเนินงานเพื่อลดปัญหาการแทรกแซงจากปัจจัยภายนอกและความล่าช้าในการดำเนินโครงการ

11.2 ข้อเสนอแนะจากผลการดำเนินโครงการ

จากการลงพื้นที่ของ สบน. ร่วมกับ กฟผ. สามารถถอดบทเรียนจากการดำเนินโครงการเป็นข้อเสนอแนะได้ ดังนี้

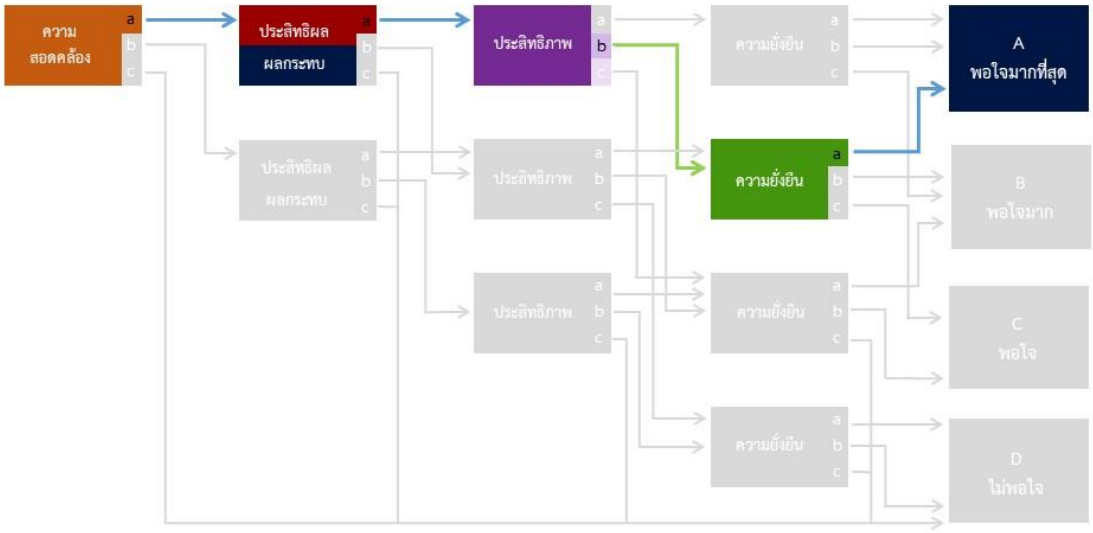
(1) เนื่องจากโครงการล่าช้าจากการวางระบบสายส่งต้องหลีกเลี่ยงพื้นที่ชุมชน และกระบวนการจัดซื้อจัดจ้าง ดังนั้น กฟผ. ควรดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนดตามที่ได้รับอนุมัติตามมติ ครม. เพื่อไม่ให้เกิดความล่าช้าในโครงการที่มีลักษณะเดียวกันในอนาคต

(2) เนื่องจากการลงพื้นที่พบว่า อาจมีความเสี่ยงที่โรงไฟฟ้าใน สปป.ลาว ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้ได้ ดังนั้น กฟผ. ควรจัดทำแผนสำรองเพื่อรองรับปัญหาดังกล่าวที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต ให้ไม่เกิดวิกฤตการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง

12. รูปภาพโครงการ

13. <u>สรุปผลการประเมินโครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณ จังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว</u>

ผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการ โดยใช้หลักเกณฑ์การประเมินผล 5 ด้าน ได้แก่ ความสอดคล้อง ประสิทธิภาพ ประสิทธิผล ผลกระทบ และความยั่งยืน สามารถสรุปผลการประเมินโครงการในภาพรวมอยู่ในระดับ A หมายถึง พอใจมากที่สุด โดยโครงการมีผลการประเมินด้านความสอดคล้อง ผลกระทบประสิทธิผล และความยั่งยืนอยู่ในระดับ a ส่วนด้านประสิทธิภาพอยู่ในระดับ b ตามที่แสดงในแผนภาพด้านล่าง ดังนี้



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

โครงการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าบริเวณจังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และอำนาจเจริญ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใน สปป.ลาว ดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการเซเปียนเซน้ำน้อย ใน สปป.ลาว เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง โดยมีส่วนช่วยให้ประชาชนในพื้นที่ดังกล่าวสามารถเข้าถึงบริการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐาน ส่งผลให้ยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนให้ดีขึ้น อีกทั้งเป็นการกระจายลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ทำให้ลดความผันผวนของต้นทุนผลิตไฟฟ้า และเพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ นอกจากนี้ยังส่งเสริมความสัมพันธ์ที่ดีและความร่วมมือทางเศรษฐกิจระหว่างประเทศไทยกับ สปป.ลาว

ภาคผนวก

ตารางภาคผนวกที่ 1 รายละเอียดการกู้เงินของโครงการ

แหล่งเงินกู้	วงเงินลงนามสัญญา (ล้านบาท)	การเบิกจ่ายเงินกู้ (ล้านบาท)	วัน/เดือน/ปี			อัตราดอกเบี้ย
			วันที่เริ่มสัญญา	วันสิ้นสุดสัญญา	อายุ (ปี)	
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2560 ครั้งที่ 1	1,000.00	1,000.00	25 ก.ค. 2560	25 ก.ค. 2580	20	3.54
เงินกู้ระยะยาว พ.ศ. 2560 ครั้งที่ 2	500.00	500.00	25 ก.ย. 2560	26 ก.ย. 2567	7	2.49
พันธบัตร กฟผ. พ.ศ. 2561 ครั้งที่ 4	700.00	700.00	29 มิ.ย. 2561	29 มิ.ย. 2581	20	3.78
รวม	**2,200.00**	**2,200.00**	**อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย (ถ่วงน้ำหนัก)**			**3.38**

ที่มา: กฟผ.

ตารางภาคผนวกที่ 2 รายละเอียดการบรรจุและเบิกจ่ายเงินกู้ในแผนการบริหารหนี้สาธารณะ

หน่วย : ล้านบาท

	ปี											รวม
	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	
แผนการกู้เงินในแผนหนี้สาธารณะ	-	-	-	-	-	1,500.00	700.00	-	-	-	-	2,200.00
ผลการกู้เงิน	-	-	-	-	-	1,500.00	700.00	-	-	-	-	2,200.00
ผลการเบิกจ่ายเงินกู้	-	-	-	-	-	1,500.00	700.00	-	-	-	-	2,200.00
ผลการเบิกจ่ายเงินรายได้ กฟผ.	-	0.21	15.97	251.41	172.18	854.51	936.20	400.15	145.65	-	-	2,776.28

ที่มา: สบน.