รับฟังความคิดเห็น
เรื่อง โครงการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2
ของการไฟฟ้านครหลวง

โครงการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 (โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2) ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นแผนงานหลักในการให้บริการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เสริมความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า รวมถึงพัฒนาระบบไฟฟ้าสมัยใหม่ให้รองรับ Disruptive Technology ตอบสนองต่อยุทธศาสตร์ กฟน. “Innovation for Smart Living and Growth”

โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 จะดำเนินการเพื่อปรับปรุงและขยายระบบสถานีต้นทาง สถานีย่อย สายส่งพลังไฟฟ้า และเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้าของ กฟน. นอกจากนี้โครงการดังกล่าวยังจัดทำเพื่อให้สอดรับกับแผนงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ดำเนินโครงการเพื่อปรับปรุงและพัฒนาระบบไฟฟ้าให้สามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมั่นคงและเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

สรุปสาระสำคัญโครงการ

ชื่อโครงการ	โครงการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 ของการไฟฟ้านครหลวง
หน่วยงานรับผิดชอบ	การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
ระยะเวลาดำเนินการ	ปีพ.ศ. 2566-2572
วัตถุประสงค์	1. เพื่อปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของ กฟน. ให้สามารถรองรับความต้องการพลังไฟฟ้า และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้น (ใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่ สนพ. เห็นชอบเมื่อวันที่ 23 กันยายน 2565) 2. เพื่อเสริมระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 3. พัฒนาระบบไฟฟ้าสมัยใหม่ Grid Modernization ตอบสนองยุทธศาสตร์ชาติและยุทธศาสตร์ กฟน. “Innovation for Smart Living and Growth” ตามแผนภาพ Road map Smart Grid
วงเงินลงทุน	68,783.90 ล้านบาท (รวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง 1,304.1 ล้านบาท)
พื้นที่ดำเนินการ	กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ
ผลตอบแทนการลงทุน	1. สมมติฐานการศึกษา

กรณีศึกษา	Demand เพิ่ม (MW)	อัตราการเพิ่ม Demand (%/ปี)	หน่วยซื้อ (GWh)	หน่วยขาย (GWh)	เงินลงทุน (ล้านบาท)
กรณีสูง	1,658.1	2.32	8,352	8,133	78,837.6
กรณีฐาน	1,160.4	1.66	5,212	5,107	67,479.8
กรณีต่ำ	700.9	1.02	1,741	1,761	56,990.3

หมายเหตุ: จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 676,129 ราย ทุกกรณี

<table>
<tr><td></td><td>2. ผลตอบแทนการลงทุน
<table>
<tr><th>รายการ</th><th>กรณีต่ำ</th><th>กรณีฐาน</th><th>กรณีสูง</th></tr>
<tr><td>ผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR) (%)</td><td>17.83</td><td>16.65</td><td>15.21</td></tr>
<tr><td>ผลตอบแทนทางด้านการเงิน (FIRR) (%)</td><td>15.29</td><td>14.32</td><td>13.03</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>ภาพรวมขอบเขตการดำเนินงาน</td><td>1. งานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย
2. งานพัฒนาระบบส่งพลังไฟฟ้า
3. งานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า</td></tr>
</table>

เป้าหมายและงบประมาณโครงการ

รายการ	หน่วย	เป้าหมาย	งบประมาณ
1. งานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีไฟฟ้าย่อย			**28,439.3**
1.1 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีต้นทาง	(แห่ง) MVA	4 (2,400)	6,402.4
1.2 ก่อสร้างทดแทนสถานีต้นทาง	แห่ง	2	3,449.4
1.3 ปรับปรุงสถานีต้นทาง	แห่ง	-	-
1.4 เปลี่ยนอุปกรณ์สถานีต้นทางเสื่อมสภาพ	แห่ง	2	552.2
1.5 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีย่อย	(แห่ง) MVA	(5) 540	1,952.4
1.6 ก่อสร้างทดแทนสถานีย่อย	แห่ง	2	543.3
1.7 ปรับปรุงสถานีย่อย	แห่ง	6	1,030.8
1.8 เปลี่ยนอุปกรณ์สถานีย่อยเสื่อมสภาพ	แห่ง	52	7,585.7
1.9 ปรับปรุงสถานีต้นทางและสถานีย่อยทั่วไป	หัวข้อย่อย	7	6,923.1
2. งานพัฒนาระบบส่งพลังไฟฟ้า			**34,165.7**
2.1 ก่อสร้างใหม่และเพิ่มขนาด	วงจร-กม.	154.0	14,470.4
2.2 ก่อสร้างทดแทน	วงจร-กม.	24.6	3,968.8
2.3 ปรับปรุง	วงจร-กม.	146.5	10,283.9
2.4 เปลี่ยนเสื่อมสภาพ	วงจร-กม.	46.3	5,442.6
3. งานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า			**4,874.8**
3.1 โครงการจัดการพลังไฟฟ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าทางไกล (DMS)	ชุด	7,954	3,516.8
3.2 ระบบเฝ้าติดตามภาระหม้อแปลงจำหน่าย (TLM)	ชุด	68,225	1,358.0

การประเมินความเหมาะสมในการดำเนินโครงการ

1. <u>การพิจารณาวางแผนพัฒนาสถานีต้นทาง สถานีย่อย และระบบส่งพลังไฟฟ้า</u>

1.1. การพิจารณาก่อสร้างสถานีต้นทาง

การก่อสร้างสถานีต้นทางมีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาให้สถานีต้นทางแต่ละสถานีสามารถรองรับการจ่ายไฟฟ้าแบบ N-1 ได้

1.2. การพิจารณาก่อสร้างสถานีย่อย

การก่อสร้างสถานีย่อยมีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาให้อัตราการใช้ประโยชน์ (Utilization Factor: UF) แต่ละสถานีย่อยไม่เกินร้อยละ 70

1.3. การพิจารณาก่อสร้างระบบสายส่ง

การก่อสร้างสายส่งมีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ ซึ่งการก่อสร้างสายส่งสอดคล้องตามการก่อสร้างสถานีต้นทางและสถานีย่อย และพื้นตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

1.4. การปรับปรุงจากการเสื่อมสภาพ

การเปลี่ยนอุปกรณ์จากการเสื่อมสภาพ พิจารณาจากอายุการใช้งานรายอุปกรณ์ เช่น อายุเกิน 25 ปี และพิจารณาจากการสำรวจของฝ่ายบำรุงรักษา เช่น แจ้งว่ามีอุปกรณ์ชำรุด แจ้งอุปกรณ์ไม่ควรใช้งานต่อไป

2. <u>การวิเคราะห์ทางเทคนิค</u>

วิเคราะห์จากความเหมาะสมด้าน Demand – Supply

2.1. ความต้องการใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับ ขนาดสถานีไฟฟ้าต้นทาง

ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1,573 MVA และความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของสถานีต้นทางเพิ่มขึ้น 2,400 MVA โดย ณ ปี 2572 จะมี UF ของสถานีต้นทางประมาณร้อยละ 63

2.2. ความต้องการใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับ ขนาดสถานีไฟฟ้าย่อย

ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1,424 MVA และความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของสถานีย่อยเพิ่มขึ้น 540 MVA โดย ณ ปี 2572 จะมี UF ของสถานีย่อยประมาณร้อยละ 58

2.3. ขนาดสถานีไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

ณ ปี 2572 ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของสถานีต้นทางต่อผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่า 5.02 kVA/ราย และความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของสถานีย่อยต่อผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่า 5.03 kVA/ราย ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกัน

3. <u>การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์</u>

3.1. ผลตอบแทนการลงทุน

สมมติฐาน

สมมติฐาน	โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2
1. ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	ชุดคณะทำงานฯ 23 ก.ย. 2565 ปี 2566 – 2572 หน่วยจำหน่ายอัตราเพิ่มเฉลี่ยปีละ 1.37%
2. ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	ประมาณ 3% ของสินทรัพย์
3. รายจ่ายลงทุน	68,783.90 ล้านบาท
4. อัตราผลตอบแทนของสินทรัพย์	ROIC เท่ากับ 4.04%
5. การคิดค่าเสื่อมราคา	อายุสินทรัพย์ 25 ปี

ผลตอบแทนการลงทุน

ผลประโยชน์	ล้านหน่วย (GWh)	ล้านบาท
1. ผลประโยชน์จากการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เพิ่มขึ้นในช่วงแผนฯ	130,798.5	46,740.5 (NPV 12,319.0 ลบ.)
2. ผลประโยชน์จากการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเดิมที่ได้จากการเปลี่ยนอุปกรณ์เสื่อมสภาพ	666,581.4	238,352.6 (NPV 62,886.8 ลบ.)
3. มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง	27.3	8,777.0 (NPV 2,253.0 ลบ.)
รวมผลประโยชน์	**797,407.3**	**293,870.1** (NPV 77,458.8 ลบ.)

3.2. ความคุ้มค่าการลงทุน

รายการ	กรณีต่ำ	กรณีฐาน	กรณีสูง
ผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR) (%)	17.83	**16.65**	15.21
ผลตอบแทนทางด้านการเงิน (FIRR) (%)	15.29	**14.32**	13.03

ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 ทุกกรณีมีผลตอบแทน สูงกว่าเกณฑ์ของ สศช. (มากกว่า 9%)

ผลตอบแทนทางด้านการเงิน โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 ทุกกรณีมีผลตอบแทน สูงกว่า ต้นทุนของเงินทุน (WACC = 4.26%)

4. <u>ทางเลือกที่เหมาะสม</u>

กฟน. พิจารณาทางเลือกส่วนงานพัฒนาสถานีต้นทางและสถานีย่อย ระหว่าง การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ เปรียบเทียบกับ การเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าเดิม ซึ่งจะพิจารณาจากทางเลือกที่มี ค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ซึ่งพิจารณาจากค่าลงทุน ค่าปริมาณไฟฟ้าสูญเสีย และค่า O&M (3% ของค่าลงทุน)

5. <u>ความสอดคล้องของแผนดำเนินการ</u>

โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 ของ กฟน. (ส่วนพัฒนา สต. และ สย.)	**โครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 4 ของ กฟผ.**
ดำเนินโครงการระหว่างปี 2566 – 2572	ดำเนินโครงการระหว่างปี 2566 – 2570
งบประมาณพัฒนาสถานีต้นทาง 3 แห่ง (เฉพาะที่สอดคล้องกับการพัฒนาโครงการ BSB4) 5,179.0 ลบ. (จากงบประมาณทั้งโครงการ 68,783.90 ลบ.)	งบประมาณพัฒนาสถานีไฟฟ้าแรงสูง 3 แห่ง 4,390.0 ลบ. (งบประมาณทั้งโครงการ 5,800 ลบ.)
ขอบเขตการดำเนินงาน ➢ ก่อสร้าง สต.ราชพฤกษ์ (รับไฟฟ้าจาก สฟ.ราชพฤกษ์) กำหนดแล้วเสร็จปี 2571 ➢ ก่อสร้าง สต.คลองสามวา (รับไฟฟ้าจาก สฟ.นิมิตใหม่) กำหนดแล้วเสร็จปี 2570 ➢ ก่อสร้าง สต.สุขสวัสดิ์ (รับไฟฟ้าจาก สฟ.สุขสวัสดิ์) กำหนดแล้วเสร็จปี 2571	ขอบเขตการดำเนินงาน ➢ ก่อสร้าง สฟ. 230 kV ราชพฤกษ์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2570 ➢ ก่อสร้าง สฟ. 230 kV นิมิตใหม่ กำหนดแล้วเสร็จปี 2570 ➢ ก่อสร้าง สฟ .230 kV สุขสวัสดิ์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2570

โครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 ในส่วนการพัฒนาสถานีต้นทางของ กฟน. สอดคล้องกับ โครงการขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 4 (BSB4) ของ กฟผ. ซึ่งโครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 จะก่อสร้าง สต. เพื่อรับไฟฟ้าจาก สฟ. ของ กฟผ.

ผลกระทบอัตราค่าไฟฟ้า

การดำเนินโครงการฯ ระยะที่ 13 ส่วนที่ 2 มีผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า 0.00259 บาทต่อหน่วย