



การไฟฟ้านครหลวง

แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 11

ปี 2555 – 2559



เล่ม 1 : สารสำคัญของแผนฯ

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

คำนำ

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นรัฐวิสาหกิจที่จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้า-นครหลวง พ.ศ. 2501 มีหน้าที่จัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ รวมพื้นที่ประมาณ 3,191.6 ตารางกิโลเมตร การดำเนินงานที่ผ่านมาการไฟฟ้า-นครหลวงได้ใช้แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเป็นแผนงานหลัก ซึ่งได้ดำเนินการมาแล้วรวม 10 ฉบับ เพื่อให้แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าได้ดำเนินการอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจะเป็นการรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เสริมความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

กฟน. จึงได้จัดทำแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559 โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนพฤศจิกายน 2553 ซึ่งคาดว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตพื้นที่บริการของ กฟน. จะเพิ่มขึ้นประมาณ 1,361 เมกะวัตต์ หรือมีอัตราเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.08 ต่อปี และอย่างไรก็ตามเนื่องจากที่ผ่านมาภาวะเศรษฐกิจของประเทศชะลอตัวลง ทำให้งานก่อสร้างบางงานที่บรรจุไว้ในแผนฯ ฉบับที่ 10 ต้องชะลอการก่อสร้างแล้วนำมาบรรจุไว้ในแผนฯ ฉบับที่ 11 เช่น งานก่อสร้างสถานีต้นทางคลองด่าน สถานีย่อยฉิมพลี สถานีย่อยสาทร สถานีย่อยพุทธรักษา และสถานีย่อยพร้อมพงษ์ เป็นต้น

กฟน. ได้จัดทำแผนการลงทุนระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า โดยดำเนินการตามนโยบายของรัฐ และส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง กล่าวคือ

1. ยึดหลักเศรษฐกิจพอเพียง โดยกำหนดแผนการลงทุนให้สามารถรองรับการขยายตัวของเศรษฐกิจอย่างพอเพียงและทันตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ที่มีผู้แทนจากหน่วยงานของภาครัฐดูแล

2. ส่งเสริมประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้า โดยใช้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพและได้มาตรฐาน มีการนำอุปกรณ์ควบคุมระบบจำหน่ายระยะไกลมาใช้ เพื่อลดพื้นที่ไฟฟ้าดับ ลดระยะเวลาที่เกิดจากไฟฟ้าดับ และการบำรุงรักษาทำได้สะดวกและรวดเร็ว

3. ส่งเสริมประหยัดการใช้พลังงาน มีการนำแผนเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เควี เป็น 24 เควี และ 69 เควี เป็น 115 เควี มาใช้ และการติดตั้ง Low impedance transformer และ Capacitor เพื่อลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า

4. การใช้จ่ายอย่างมีเหตุผลและประหยัด มีการศึกษาความเหมาะสมการลงทุน เพื่อการวางแผนระบบไฟฟ้า

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ.....	1
2. วัตถุประสงค์	1
3. ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	2
4. ขอบเขตและเป้าหมาย	2
5. การวิเคราะห์ความเหมาะสม	5
6. การสนองนโยบายของรัฐ	5
7. วิธีการดำเนินงานโครงการ	6
8. งบประมาณลงทุน	6
9. ผลตอบแทนของแผนฯ	8
10. ฐานะการเงิน	12

แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า

ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559

1. บทนำ

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นรัฐวิสาหกิจที่มีหน้าที่ในการจัดหาและจำหน่ายพลังไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ รวม 3,191.6 ตารางกิโลเมตร ปัจจุบันระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของ กฟน. สามารถให้บริการครอบคลุมพื้นที่เป้าหมายร้อยละ 100 โดยมีขนาดก่อสร้าง / ติดตั้ง เมื่อสิ้นปี 2553 เป็นดังนี้

- สถานีต้นทาง	17	แห่ง	15,200	เอ็มวีเอ
- สถานีย่อย	143	แห่ง	16,445	เอ็มวีเอ
- สายส่งพลังไฟฟ้า			1,622	วงจร-กม.
- สายป้อน			16,559	วงจร-กม.

แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าเป็นแผนงานหลักของ กฟน. ในการให้บริการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในเขตจำหน่าย ปัจจุบัน กฟน. อยู่ระหว่างดำเนินการตามแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 10 ปี 2551 – 2554 เพื่อให้แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าได้ดำเนินการอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นการรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เสริมความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟน. จึงได้จัดทำแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ฉบับเดือนพฤศจิกายน 2553 ซึ่งคาดว่าความต้องการพลังไฟฟ้าในเขตบริการของ กฟน. จะเพิ่มขึ้นประมาณ 1,361 เมกะวัตต์ หรือมีอัตราเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.08 ต่อปี โดยการจัดทำแผนฯ ดังกล่าว จะดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐและส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง คือ ให้บริการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างเพียงพอ มีคุณภาพ ความมั่นคงและเสริมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และรักษามาตรฐานในการให้บริการต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการสนองต่อยุทธศาสตร์ของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (2555-2559) ในการสร้างความสมดุลและมั่นคงของพลังงาน และสนับสนุนการสร้างเชื่อมโยงทางเศรษฐกิจและความมั่นคงในภูมิภาค

2. วัตถุประสงค์

2.1 เพื่อปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของ กฟน. ให้สามารถรองรับความต้องการพลังไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในช่วงปี 2555 – 2559 อย่างเพียงพอ ทันตามความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.2 เพื่อเสริมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยมีเป้าหมาย ดังนี้

	เป้าหมาย	
	ปี 2555	ปี 2559
- SAIFI (จำนวนครั้ง / ปี / ผู้ใช้หนึ่งราย)	2.099	1.975
- SAIDI (นาที / ปี / ผู้ใช้หนึ่งราย)	46.096	44.280

3. ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

กฟน. ได้จัดทำแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ตามมติของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2553 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

	ค่าความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้น	
	ส่วนเพิ่ม	อัตราการเพิ่มร้อยละต่อปี
● ความต้องการไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	1,361	3.08
● หน่วยซื้อ (ล้านหน่วย)	8,354	3.25
● หน่วยขาย (ล้านหน่วย)	8,053	3.25
● จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)	470,865	2.87

4. ขอบเขตและเป้าหมาย

กฟน. ได้กำหนดแผนงานสำหรับแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 ประกอบด้วยแผนงาน คือ

- 1) แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย
- 2) แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า
- 3) แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ
- 4) แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี
- 5) แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า

แผนงานดังกล่าวมีขอบเขตพื้นที่ดำเนินการในกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ซึ่งเป็นพื้นที่ความรับผิดชอบของ กฟน.

โดยสรุปเป้าหมายสำคัญของแผนฯ ปี 2555 – 2559 แสดงในตาราง 4 – 1 ซึ่งประกอบด้วยสาระสำคัญของแผนงานดังนี้

ตาราง 4 - 1 สรุปเป้าหมายของแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559

รายการ	หน่วย	เป้าหมายงานเสร็จในแต่ละปี					รวม
		2555	2556	2557	2558	2559	
1. แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย							
1.1 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีต้นทาง	เอ็มวีเอ (แห่ง)	-	600 (1)	-	1,200 (2)	1,200 (1)	3,000 (4)
1.2 ปรับปรุงสถานีต้นทาง	(แห่ง)	-	-	-	-	(3)	(3)
1.3 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีย่อย	เอ็มวีเอ (แห่ง)	-	100 (2)	740 (8)	380 (4)	820 (8)	2,040 (22)
1.4 ปรับปรุงสถานีย่อย	(แห่ง)	-	(2)	(2)	(4)	(3)	(11)
1.5 งานจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างสถานีต้นทางและสถานีย่อย	(แห่ง)	(2)	(2)	-	(12)	-	(16)
2. แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า							
2.1 ก่อสร้างใหม่	วงจร-กม.	2	17	74	70	66	229
2.2 ปรับปรุง	วงจร-กม.	15	17	15	16	21	84
3. แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ							
3.1 ระบบสายป้อน							
3.1.1 ก่อสร้างใหม่	วงจร-กม.	296	311	291	291	286	1,475
3.1.2 ปรับปรุง	วงจร-กม.	140	141	136	136	130	682
3.1.3 งานปรับปรุงและบำรุงรักษาระบบจำหน่ายสายป้อน *	โครงการ	7	7	7	7	7	7
3.2 ระบบสายแรงต่ำ							
3.2.1 ก่อสร้างใหม่	วงจร-กม.	610	705	650	610	575	3,150
3.2.2 ปรับปรุง	วงจร-กม.	300	300	300	300	300	1,500
3.3 ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	เอ็มวีเอ	570	640	560	545	520	2,835
3.4 เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า							
3.4.1 เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า สำหรับลูกค้าประเภท 1,2 และ 6							
- ติดตั้งใหม่	เครื่อง	94,100	108,890	99,770	93,990	88,360	485,110
- เปลี่ยนแทนชำรุด	เครื่อง	77,710	88,616	90,155	82,280	83,840	422,601
3.4.2 เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า AMR สำหรับ ลูกค้าประเภท 3,4 และ 5							
- ติดตั้งใหม่	เครื่อง	-	10,273	10,274	629	574	21,750
3.5 ติดตั้งคาปาซิเตอร์	เมกะวาร์	125	145	74	97	52	493
4. แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี	ตร.กม.	54	62	147	-	-	263
5. แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า	งาน	-	-	-	1	3	4

หมายเหตุ * - งานปรับปรุงและบำรุงรักษาระบบจำหน่ายสายป้อน ประกอบด้วย 7 โครงการ ดังนี้

- 1 โครงการเปลี่ยนสายแรงสูงจากสายเปลือยหรือสาย APC เป็นสาย ASC หรือ สาย AFC
- 2 โครงการติดตั้งอุปกรณ์หุ้ม LIVE PART
- 3 โครงการเสริมความมั่นคงของเสาไฟฟ้าริมน้ำ/บนบก
- 4 โครงการติดตั้งและเปลี่ยน SPACER
- 5 โครงการเปลี่ยน Bracket Tangent Support
- 6 โครงการเสริมความมั่นคงระบบจ่ายพลังไฟฟ้าเพื่อรองรับการเกิดภัยธรรมชาติ
- 7 โครงการปรับปรุงโครงการสายใต้ดินสีลม

1) แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย

ประกอบด้วย

- 1.1) งานก่อสร้าง และเพิ่มขนาดสถานีต้นทาง เพื่อรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ไปจ่ายยังสถานีย่อยโดยผ่านสายส่งต่าง ๆ ของ กฟน.
- 1.2) งานปรับปรุงสถานีต้นทาง
 - งานเปลี่ยนอุปกรณ์สถานีต้นทางแบบ Outdoor เป็นแบบ Indoor
 - งานปรับปรุงสวิทช์เกียร์แรงดันไฟฟ้า 69 หรือ 115 เควี เพื่อรองรับการเพิ่มวงจรสายส่งฯ
- 1.3) งานก่อสร้าง ปรับปรุงและเพิ่มขนาดสถานีย่อย เพื่อรองรับภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยการแปลงระดับแรงดัน 69 และ 115 เควี เป็น 12 และ 24 เควี และกระจายไปผ่านสายจำหน่ายแรงดัน 12 และ 24 เควี ในพื้นที่เป้าหมายของ กฟน.
- 1.4) งานปรับปรุงสถานีย่อย
 - งานเปลี่ยนอุปกรณ์สถานีย่อยแบบ Outdoor เป็นแบบ Indoor
 - งานเปลี่ยนอุปกรณ์เสื่อมสภาพสถานีย่อย เช่น สวิทช์เกียร์แรงดันไฟฟ้า 69 หรือ 115 เควี และ 12 หรือ 24 เควี เป็นต้น
- 1.5) งานจัดหาที่ดินสำหรับก่อสร้างสถานีต้นทางและสถานีย่อย

2) แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า

ประกอบด้วย

- 2.1) งานก่อสร้างสายส่งใหม่ เพื่อรองรับภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- 2.2) งานปรับปรุงสายส่ง เพื่อรองรับภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เช่น งานเปลี่ยนสายจาก 1 เส้นต่อ Phase เป็น 2 เส้นต่อ Phase เป็นต้น
- 2.3) งานเปลี่ยนอุปกรณ์เสื่อมสภาพสายส่ง เช่น Overhead Ground Wire เป็นต้น

3) แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ

ประกอบด้วย สายป้อนระดับแรงดัน 12 – 24 เควี สายแรงต่ำ หม้อแปลงจำหน่าย เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า และคาปาซิเตอร์ โดยในส่วนของสายป้อนจะมีโครงการปรับปรุงและบำรุงรักษาสายป้อน เพื่อเป็นการเสริมความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

4) แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี

เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของสายป้อน แก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก ลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และเขตทางที่จำกัด กฟน. จึงได้ดำเนินการเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เควี เป็น 24 เควี แผนงานดังกล่าวเป็นแผนงานต่อเนื่องจากแผนฯ ฉบับที่ 10 โดย กฟน.ได้กำหนดเป้าหมายในการดำเนินงานประมาณ 263 ตารางกิโลเมตร ซึ่งจะทำให้เมื่อสิ้นแผนฯ 11 ในปี 2559 ระบบแรงดัน 24 เควี จะเพิ่มเป็นร้อยละ 99.6 ของพื้นที่ในเขตจำหน่าย

5) แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า

ประกอบด้วย 4 แผนงาน คือ

- 5.1) แผนงานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า Load Break Switch : LBS สำหรับโครงการจัดการพลังงานระบบจำหน่ายระยะไกล ที่ระบบแรงดัน 12 เควี และ 24 เควี (Distribution Management System : DMS) ซึ่งเป็นโครงการที่เป็นประโยชน์ในการแก้ไขปัญหาลดพื้นที่ไฟฟ้าดับ และการบำรุงรักษา โดยช่วยให้การดำเนินงานสะดวกและรวดเร็วขึ้น เป็นการลดความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับให้น้อยลง
- 5.2) แผนงานจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า Load Break Switch : LBS สำหรับโครงการควบคุมระบบจำหน่ายระยะไกลสำหรับระบบแรงดัน 69 เควี และ 115 เควี ซึ่งเป็นโครงการที่เป็นประโยชน์ในการแก้ไขปัญหาลดพื้นที่ไฟฟ้าดับ และการบำรุงรักษา โดยช่วยให้การดำเนินงานสะดวกและรวดเร็วขึ้น เป็นการลดความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับให้น้อยลง
- 5.3) แผนงานจัดหาและติดตั้งระบบ Line Transfer Function (LTF) ซึ่งเป็นโครงการติดตั้งระบบการถ่ายโอนภาระไฟฟ้าของสถานีย่อยอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุกระแสลัดวงจรในระบบสายส่งฯ เป็นการลดความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับให้น้อยลง
- 5.4) แผนงานจัดหาและติดตั้ง Sectionalizer และ Fault Circuit Indicator ในระบบสายป้อนอากาศ ซึ่งเป็นโครงการติดตั้งอุปกรณ์ตัดวงจรสายป้อน และค้นหาตำแหน่งเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายป้อน 12 และ 24 เควี เป็นการลดความสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับให้น้อยลง

5. การวิเคราะห์ความเหมาะสม (Feasibility Study)

แผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559 ของ กฟน. นอกจากมีวัตถุประสงค์หลักในการให้บริการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างเพียงพอ มีคุณภาพ และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าแล้ว ยังได้เน้นการลงทุนที่เหมาะสมและมีประสิทธิภาพ โดย กฟน. ได้จัดทำวิเคราะห์หาทางเลือกในการลงทุนแต่ละแผนงานให้มีประสิทธิภาพสูงสุด โดยมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด (Least Cost Solution)

6. การสนองนโยบายของรัฐ

กฟน. ได้จัดทำแผนการลงทุนระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า โดยดำเนินการตามนโยบายของรัฐและส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง กล่าวคือ

- 1) ยึดหลักเศรษฐกิจพอเพียง โดยกำหนดแผนการลงทุนให้สามารถรองรับการขยายตัวของเศรษฐกิจพอเพียงและทันตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่มีผู้แทนจากหน่วยงานของภาครัฐดูแล

2) ส่งเสริมประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้า โดยใช้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพและได้มาตรฐาน มีการนำอุปกรณ์ควบคุมระบบจำหน่ายระยะไกลมาใช้ เพื่อลดพื้นที่ไฟฟ้าดับ ลดระยะเวลาที่เกิดจากไฟฟ้าดับ และการบำรุงรักษาทำได้สะดวกและรวดเร็ว

3) ส่งเสริมประหยัดการใช้พลังงาน มีการนำแผนเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เควี เป็น 24 เควี และ 69 เควี เป็น 115 เควี มาใช้ และการติดตั้ง Low impedance transformer และ Capacitor เพื่อลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า

4) การใช้จ่ายอย่างมีเหตุผลและประหยัด มีการศึกษาความเหมาะสมการลงทุน เพื่อการวางแผนระบบไฟฟ้า

7. วิธีการดำเนินงานโครงการ

แผนงานและเป้าหมายงานตามแผนฯ มีขั้นตอนการดำเนินงานที่สำคัญ คือ การจัดหาที่ดินที่เหมาะสมสำหรับสถานีย่อยใหม่ การสำรวจและออกแบบรายละเอียดงาน การขออนุญาตใช้พื้นที่จากส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง การก่อสร้างงานโยธา การติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าและการทดสอบใช้งาน ซึ่งการดำเนินการดังกล่าว จะดำเนินการโดย กฟน. และการว่าจ้างบุคคลภายนอก

เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมายในการให้บริการความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น กฟน.จำเป็นต้องเริ่มดำเนินการตามแผนฯ ตั้งแต่ปี 2554 โดยจะเป็นการเตรียมการ เช่น การจัดหาที่ดิน การสำรวจ ออกแบบ และการขออนุญาตใช้พื้นที่

8. งบประมาณลงทุน

งบประมาณลงทุนของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559 ประกอบด้วย ส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศ สำหรับเป็นค่าอุปกรณ์ต่างประเทศ และส่วนที่เป็นเงินตราในประเทศสำหรับเป็นค่าภาษีนำเข้าอุปกรณ์ต่างประเทศ ค่าวัสดุอุปกรณ์ในประเทศ ค่าแรงก่อสร้างติดตั้งและ ค่าดำเนินการ (Overhead Charge) โดยประมาณจากปี 2553 (ณ อัตราแลกเปลี่ยน 33.5168 บาทต่อ 1 เหรียญสหรัฐ และ 48.1284 บาทต่อ 1 ยูโร) บวกสำรองเผื่อขาด (Contingency) ร้อยละ 5 แล้วปรับเป็นราคาตามปีที่คาดว่าจะมีการเบิกจ่ายจริง (Current Price) โดยคิดอัตราการเพิ่มของราคา (Escalation Factor) ในอัตราร้อยละ 3.0 ต่อปี

งบประมาณลงทุนตามแผนฯ มียอดรวมทั้งสิ้น 55,167.37 ล้านบาท เป็นเงินตราต่างประเทศ 13,879.68 ล้านบาท (ร้อยละ 25.16) และเงินตราในประเทศ 41,287.69 ล้านบาท (ร้อยละ 74.84) งบประมาณลงทุนดังกล่าว รวมดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง จำนวน 1191.33 ล้านบาทแล้ว

โดยจำแนกตามแผนงานแสดงในตาราง 8-1 และแหล่งเงินลงทุนแสดงในตาราง 8-2

ตาราง 8-1 งบประมาณลงทุน โดยจำแนกตามแผนงาน

แผนงาน	เงินลงทุน (ล้านบาท)		
	เงินตราต่างประเทศ	เงินตราในประเทศ	รวม
1. แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย	4,671.75	10,779.00	15,450.75
2. แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า	4,541.10	7,835.78	12,376.88
3. แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ	4,491.31	19,957.43	24,448.74
4. แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี	44.57	779.15	823.72
5. แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า	130.95	745.00	875.95
รวมเงินลงทุน	13,879.68	40,096.36	53,976.04
ดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง	-	1,191.33	1,191.33
รวมเงินลงทุนทั้งสิ้น	13,879.68	41,287.69	55,167.37

ตาราง 8-2 แหล่งเงินทุน

แหล่งเงินทุน	วงเงิน (ล้านบาท)	ร้อยละ
เงินกู้ในประเทศเพื่อทดแทนเงินกู้ต่างประเทศ	13,700.00	24.83
เงินกู้บาทสมทบ	23,900.00	43.32
เงินรายได้ของการไฟฟ้านครหลวง	17,567.37	31.85
รวมเงินลงทุน	55,167.37	100.00

9. ผลตอบแทนของแผนฯ

การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนตามแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559 ต่อ กฟน. และต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวม จะใช้วิธีการวิเคราะห์ผลตอบแทน 2 วิธี ดังนี้

9.1 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดอิสระ (NPV(FCF)) จะพิจารณาจาก Internal Rate of Return ทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR) และด้านการเงิน (FIRR) และจัดทำ Sensitivity Study เพื่อศึกษาผลกระทบจากการที่ความต้องการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงลดลงและเพิ่มขึ้น โดยใช้ค่าพยากรณ์ฯ ฉบับ เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2553 เป็นกรณีฐาน

ข้อสมมติฐาน

- 1) ผลตอบแทนของโครงการคิดจากรายได้ในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- 2) เงินลงทุน :
 - กรณี EIRR ใช้เงินลงทุน ณ ราคาคงที่ ปี 2554 รวมสำรองเผื่อขาด แต่ไม่รวมภาษีนำเข้า
 - กรณี FIRR ใช้เงินลงทุน ณ ราคาตลาด รวมภาษีนำเข้า และสำรองเผื่อขาด
- 3) ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา คิดในอัตราร้อยละ 3.0 ของเงินลงทุน
- 4) อายุโครงการ 25 ปี
- 5) ต้นทุนเงินลงทุนถัวเฉลี่ย (WACC)
 - กรณี EIRR ใช้อัตราร้อยละ 7.40
 - กรณี FIRR ใช้อัตราร้อยละ 6.06
- 6) ค่าพลังงานสูญเสีย อัตราร้อยละ 3.60 ของพลังงานที่รับซื้อจาก กฟน.

ข้อมูลสำคัญของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559 และเงินลงทุนระหว่างกรณีฐานกับการศึกษา Sensitivity แสดงในตาราง 9 - 1

9.2 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกำไรทางเศรษฐศาสตร์ (NPV(EP))

ข้อสมมติฐาน

- 1) ผลตอบแทนของโครงการคิดจากรายได้ในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- 2) เงินลงทุน ใช้เงินลงทุน ณ ราคาตลาด รวมภาษีนำเข้า และสำรองเผื่อขาด
- 3) ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา คิดในอัตราร้อยละ 3.0 ของเงินลงทุน
- 4) อายุโครงการ 25 ปี
- 5) ต้นทุนเงินลงทุนถัวเฉลี่ย (WACC) ใช้อัตราร้อยละ 6.06
- 6) ค่าพลังงานสูญเสีย อัตราร้อยละ 3.60 ของพลังงานที่รับซื้อจาก กฟน.

ตาราง 9 - 1 ค่าพยากรณ์ฯ ปริมาณงาน และเงินลงทุน ของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559
ของกรณีต่ำ, กรณีฐาน และกรณีสูง

รายการ	หน่วย	กรณีต่ำ		กรณีฐาน		กรณีสูง	
		ปริมาณงาน	ล้านบาท	ปริมาณงาน	ล้านบาท	ปริมาณงาน	ล้านบาท
1. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าส่วนที่เพิ่ม							
1.1 ความต้องการพลังไฟฟ้า	เมกะวัตต์	892		1,361		1,859	
1.2 ความต้องการพลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นต่อปี	ร้อยละ	2.08		3.08		4.08	
1.3 หน่วยซื้อ	ล้านหน่วย	5,610		8,354		11,256	
1.4 หน่วยขาย	ล้านหน่วย	5,408		8,053		10,851	
1.5 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ราย	470,865		470,865		470,865	
2. ปริมาณงานและเงินลงทุน							
2.1 แผนงานพัฒนาระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย			13,941		15,451		16,945
2.1.1 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีต้นทาง	เอ็มวีเอ (แห่ง)	3,000 (4)		3,000 (4)		3,000 (4)	
2.1.2 ปรับปรุงสถานีต้นทาง	(แห่ง)	(3)		(3)		(3)	
2.1.3 ก่อสร้างและเพิ่มขนาดสถานีย่อย	เอ็มวีเอ (แห่ง)	1,400 (17)		2,040 (22)		2,640 (27)	
2.1.4 ปรับปรุงสถานีย่อย	(แห่ง)	(11)		(11)		(11)	
2.1.5 งานจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างสถานีต้นทางและสถานีย่อย	(แห่ง)	(16)		(16)		(17)	
2.2 แผนงานพัฒนาระบบสายส่งพลังไฟฟ้า	วงจร-กม.	307	11,901	313	12,377	328	12,759
2.3 แผนงานพัฒนาระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันกลางและต่ำ			21,149		24,449		
2.3.1 ระบบสายป้อน	วงจร-กม.	1,952		2,157		2,372	
2.3.2 ระบบสายแรงต่ำ	วงจร-กม.	4,650		4,650		4,650	
2.3.3 ติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	เอ็มวีเอ	2,315		2,835		3,575	
2.3.4 เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า	เครื่อง	929,461		929,461		929,461	
2.3.5 ติดตั้งคาปาซิเตอร์	เมกะวาร์	441		493		567	
2.4 แผนงานเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าจาก 12 เป็น 24 เควี	ตร.กม.	263	824	263	824	263	28,528
2.5 แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้า	โครงการ	4	876	4	876	4	876
รวมเงินลงทุน			48,691		53,976		59,107

หมายเหตุ เงินลงทุนที่อัตราแลกเปลี่ยน 33.5168 บาท ต่อ USD และ 48.1284 บาท ต่อ EUR

9.3 ผลการวิเคราะห์

ผลการวิเคราะห์ของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 แสดงในตาราง 9 – 2 และ 9 - 3

ตาราง 9 - 2 ผลการวิเคราะห์จากวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดอิสระ (NPV(FCF)) ของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559

รายการ	หน่วย	กรณีต่ำ (Low Case)	กรณีฐาน (Base Case)	กรณีสูง (High Case)
อัตราการเพิ่มเฉลี่ยของความต้องการไฟฟ้าต่อปี	ร้อยละ	2.08	3.08	4.08
อัตราผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ (EIRR)	ร้อยละ	7.58	14.17	20.16
อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR)	ร้อยละ	4.04	9.71	14.49

ตาราง 9 - 3 ผลการวิเคราะห์จากวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกำไรทางเศรษฐศาสตร์ (NPV(EP))
ของแผนฯ ฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559

โครงการ:	แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าฉบับที่ 11 ปี 2555 - 2559	
หน่วยงานรับผิดชอบ:	การไฟฟ้านครหลวง	
วันที่เริ่มโครงการ:	ปี 2555	
อายุโครงการ (ปี):	25	
อัตราภาษี:	0%	
อัตราต้นทุนเงินทุน (WACC):	6.06%	
อัตราการเติบโต (growth rate):	0.00%	
วัตถุประสงค์ของโครงการ		
เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในช่วงปี 2555 - 2559 ได้อย่างเพียงพอ มีคุณภาพ และทันตามความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า		
ดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าในการลงทุน		
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	12,535	ล้านบาท
ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)	12.5	ปี
ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period)	17	ปี
อัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR)	9.71	%
ดัชนีการทำกำไร (PI)	1.3	
สรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ		
มีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยให้ผลตอบแทนร้อยละ 9.71		

10. ฐานะการเงิน

การไฟฟ้านครหลวงได้จัดทำแผนการเงินปี 2555 – 2559 มีรายละเอียดดังนี้

10.1 สมมติฐานสำคัญในการจัดทำแผนการเงิน ประกอบด้วย

- 1) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าปี 2555 – 2559 ชูตผ่านความเห็นชอบจากคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนพฤศจิกายน 2553 มีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 3.25 ต่อปี
- 2) อัตราค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างปัจจุบันและกำหนดให้ฐานะการเงินของการไฟฟ้านครหลวงหลังจ่ายเงินชดเชยรายได้ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีอัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (ROIC) เท่ากับร้อยละ 4.80 ต่อปี
- 3) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ
 - ปี 2554 ใช้อัตรา 1 USD = 32 บาท 1 JPY = 0.31 บาท 1 EURO = 49 บาท
 - ตั้งแต่ปี 2555 ใช้อัตรา 1 USD = 33.52 บาท 1 JPY = 0.33 บาท 1 EURO = 48.13 บาท

10.2 ประมาณการฐานะการเงินเฉลี่ยปี 2555 - 2559

รายการ	ล้านบาท จำนวนเงิน
รายได้รวม	173,214
ค่าใช้จ่ายรวม	166,196
กำไรสุทธิ	7,018
งบประมาณลงทุนของแผนฯ ฉบับที่ 11	11,033
รายจ่ายลงทุนรวม	20,844
เบิกเงินกู้รวม	11,900
หนี้เงินกู้	56,311
สินทรัพย์รวม	175,836
อัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (ROIC) (ร้อยละ)	4.80
อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (SFR) (ร้อยละ)	41.66
อัตราความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) (เท่า)	2.23
อัตราหนี้สินต่อส่วนทุน (D/E) (เท่า)	0.73
กำไรทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit : EP)	(3,740)

ประมาณการฐานะการเงิน ปี 2555 – 2559 มีรายได้รวมเฉลี่ยปีละ 173,214 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายรวมเฉลี่ยปีละ 166,196 ล้านบาท ทำให้มีกำไรสุทธิเฉลี่ยปีละประมาณ 7,018 ล้านบาท มีอัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (ROIC) เฉลี่ยร้อยละ 4.80 ต่อปี และกำไรทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit : EP) มีค่าติดลบเฉลี่ยปีละประมาณ 3,740 ล้านบาท เนื่องจากรายได้หลักจากการจำหน่ายไฟฟ้ากำกับดูแลโดยภาครัฐ กำหนดให้มีอัตราผลตอบแทนต่อเงินทุน (ROIC) ในระดับต่ำกว่าอัตราต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) ที่มีอัตราร้อยละ 7.48 (ต้นทุนค่าเสียโอกาสส่วนของผู้ถือหุ้น (Ke) กระทรวงการคลังกำหนดร้อยละ 9.68 ต้นทุนหนี้เงินกู้หลังหักภาษี (Kd) ร้อยละ 3.26)

โดยสรุปประมาณการฐานะการเงินของการไฟฟ้านครหลวง ยังคงสามารถรองรับ การดำเนินงาน การลงทุนแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 11 และแผนลงทุนอื่น ๆ ในอนาคตได้ โดยยังมีความสามารถในการก่อหนี้เพื่อสมทบการลงทุนตามแผนฯ และมีความสามารถในการชำระหนี้เงินกู้ โดยมีอัตราความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) เฉลี่ย 2.23 เท่า อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุนเฉลี่ยอยู่ในระดับ 0.73 เท่า