<u>การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3):</u>

1. <u>ความเป็นมา</u>

1.1 คณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต กระตุ้นการลงทุนด้านพลังงาน สร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า รวมทั้งให้เห็นภาพการสนองตอบนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า โดยมุ่งเน้น

(1) ความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม

(2) การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

(3) การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

1.2 ครม. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยเห็นชอบแผนแก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554-2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP 2010 และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จึงได้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) ดังนี้

(1) เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ.

(2) ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration)

(3) ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นจากแผนเดิมอีก 3 เดือน

1.3 ครม. เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 โดยเห็นชอบแผนการปรับเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี เพื่อทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา ซึ่งส่งผลต่อการยอมรับของประชาชนในหลายประเทศ จึงได้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ดังนี้

(1) ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง และเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิม ให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนมาเป็นปี 2563

(2) การดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ไปพิจารณาปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสมต่อไป

2. <u>เหตุผลในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)</u>

2.1 รัฐบาล (นายกรัฐมนตรี ยิ่งลักษณ์ ชินวัตร) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2554 ได้แถลงนโยบายการดำเนินการพัฒนาประเทศ ซึ่งจะส่งผลต่อทิศทางนโยบายเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในอนาคต กระทรวงพลังงานจึงเห็นความจำเป็นที่จะต้องปรับปรุงแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

(1) เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นตามแผนบริหารราชการแผ่นดินฉบับใหม่ของรัฐบาล ซึ่งมีโครงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการ เช่นการพัฒนาระบบรางเพื่อขนส่งมวลชน อันได้แก่ โครงการรถไฟฟ้า 10 สายหลักในกรุงเทพฯ และโครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง เป็นต้น

(2) เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล กล่าวคือ

- ส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานสามารถสร้างรายได้ให้ประเทศ ซึ่งถือเป็นอุตสาหกรรมเชิงยุทธศาสตร์ เพิ่มการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและพัฒนาให้เป็นศูนย์กลางธุรกิจพลังงานของภูมิภาค โดยใช้ความได้เปรียบเชิงภูมิยุทธศาสตร์

- สร้างเสริมความมั่นคงทางพลังงาน โดยแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานและระบบไฟฟ้าจากทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้งให้มีการกระจายแหล่งและประเภทพลังงานใหม่ ให้มีความหลากหลาย เหมาะสม และยั่งยืน

- ส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้ ให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจร

- ส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี และมีการพัฒนาอย่างครบวงจร ส่งเสริมการใช้อุปกรณ์และอาคารสถานที่ที่มีประสิทธิภาพสูง ส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาดเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกและแก้ปัญหาภาวะโลกร้อน สร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพให้เป็นระบบ จริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือน

2.2 ปัจจุบันในการดำเนินการตามนโยบายพลังงานดังกล่าว กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 – 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012 – 2021) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573) (Energy Efficiency Development Plan: EE 20ปี) ซึ่ง ครม. เมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 มีมติเห็นชอบ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 โดย

(1) ให้นำพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล และการนำเข้าน้ำมันอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยแผน AEDP ได้ตั้งเป้าหมาย เพิ่มสัดส่วนทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากเดิม 6% เป็น 10%

(2) ให้ความสำคัญกับอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า โดยแผน EE 20 ปี ได้ตั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า จำนวน 96,653 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2573

2.3 นอกจากนั้นยังมีเหตุผลความมั่นคงด้านพลังงาน และการลดผลกระทบจากภาวะโลกร้อน โดยให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ และการกำหนด

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม กำหนดนโยบายให้คงสัดส่วนปริมาณ CO_2 Emission ไม่เกิน 0.386 $kgCO_2/kWh$ ที่กำหนดไว้เดิมตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

ดังนั้นจึงเห็นควรเสนอให้มีการปรับปรุงแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล และสถานการณ์เศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไปดังกล่าว

3. <u>แนวทางการดำเนินการและสมมติฐานในการจัดทำ</u>

3.1 แนวทางการดำเนินการ

3.1.1 จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบันดังนี้

(1) ใช้ค่า GDP และ GRP ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554 ซึ่งได้ประมาณการความต้องการไฟฟ้าใหม่ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล และผลกระทบจากอุทกภัยที่เกิดขึ้น ทั้งนี้ ค่า GDP ในปี 2554 เป็นค่าจริงเบื้องต้น โดยระยะสั้นปี 2555-2558 ใช้ตาม สศช. และระยะยาวปี 2559-2573 ใช้ตามแบบจำลองของสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ โดยได้รวมผลกระทบโครงการรถไฟฟ้า 12 สายของรัฐบาลในการประมาณการเศรษฐกิจแล้ว

(2) วิธีการประมาณการณ์ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

- ใช้แบบจำลอง End Use Model (การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยศึกษาจากพฤติกรรมการใช้ การขยายตัวของครัวเรือน และประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้า)
- กำหนดเป้าหมายการประหยัดพลังงานตามแผน EE 20 ปี
- พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้ Load Profile ของปี 2550
- คำนึงถึงการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ซึ่งคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 มีมติเห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่แล้ว รายละเอียดดังนี้

(1) ค่า GDP ชุด 29 พ.ย. 54 (พิจารณาผลกระทบจากอุทกภัยแล้ว)

ปี	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73
GDP	1.5	5.0	5.1	5.7	6.0	5.1	4.7	4.1	4.2	4.3	4.2	4.2	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8

(2) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามมติคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 ดังนี้

- กรณี Base ที่ 40% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE40%)
- กรณี Low ที่ 60% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE60%)
- กรณี High ที่ 20% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE20%)

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ 4.1.1)

3.1.2 นำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดดังกล่าวพร้อมทั้งปรับปรุงสมมติฐานอื่นให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน และนโยบายของรัฐบาล**มาจัดทำแผน** PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

3.2 สมมติฐานในการจัดทำ

ได้พิจารณาปรับปรุงสมมติฐานใหม่เพื่อประกอบการจัดทำแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 โดยแบ่งสมมติฐานเป็น 3 ด้าน ดังนี้

3.2.1 ***ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า*** ได้มีการดำเนินการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ช่วงปี 2554-2573 ใหม่ โดยแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เลือกใช้กรณีค่าพยากรณ์ EE 20% ตามที่คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเห็นชอบไปแล้วเป็นเบื้องต้นก่อน ด้วยพิจารณาถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ เนื่องจากเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ยังไม่มีแผนปฏิบัติการและแผนการติดตามประเมินผลอย่างเป็นรูปธรรมชัดเจนรองรับ ซึ่งอาจจะส่งผลต่อความแม่นยำของค่าพยากรณ์ในระยะยาวได้ (รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ 4.1.2)

3.2.2 ***ด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย*** กล่าวคือ ประเทศต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม และการจัดหาไฟฟ้าในอนาคตควรจะต้องมีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลาย โดยได้กำหนดสมมติฐานไว้ดังนี้

(1) **กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)**

(2) **การจัดหาไฟฟ้าในอนาคต** จะมีการพิจารณาการจัดหาไฟฟ้า ดังนี้

2.1) **การจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน** ภายในปี 2573 ประเทศจะมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจากไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด โดย

- ปี 2555-2564 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผน AEDP ของกระทรวงพลังงาน

- ปี 2565-2573 จะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น

- นำกำลังผลิตไฟฟ้าของ VSPP และ SPP ที่ยื่นเสนอขายจริงและมีความพร้อม รวมทั้งกำลังผลิตตามโครงการพลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. มาประกอบการพิจารณาด้วย

2.2) **การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์** พิจารณาให้ลดสัดส่วนจากเดิมในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกินร้อยละ 10 ลงเหลือไม่เกินร้อยละ 5 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ โดยเลื่อนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569 เพื่อขยายเวลาเตรียมความพร้อมด้านความปลอดภัยนิวเคลียร์ จากบทเรียนอุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในญี่ปุ่น และสร้างการยอมรับจากประชาชน

2.3) **การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน** โดยพิจารณาความจำเป็นด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้ การยอมรับของประชาชน และเป้าหมายการลด CO2

2.4) **กำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศไม่เกิน 15%** ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ โดยบรรจุโครงการที่มีการลงนามข้อตกลงรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว เข้าไว้ในแผน

3.2.3 ***ด้านการพัฒนาพลังงานสะอาด และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน*** ได้กำหนดเพิ่มเติมจากแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ดังนี้

(1) เพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับกับแผน AEDP ของกระทรวงพลังงาน (พ.ศ. 2555-2564) และในปี 2565-2573 ขยายเป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น

(2) เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) โดยปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ระบบ Cogeneration โดยให้มีปริมาณ SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มขึ้นในช่วงปลายแผนตามความต้องการใช้ไฟฟ้า และสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Cogeneration ขนาดเล็กที่ไม่ใช่ประเภท Firm จะรับซื้อโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ

(3) พิจารณาผลประหยัดพลังงานไฟฟ้าให้สอดคล้องกับแผน EE ของกระทรวงพลังงานที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

(4) ปรับลดปริมาณการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อนำไปวางแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงานต่อไป โดยกำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าไม่สูงกว่าแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (0.386 $kgCO_2/kWh$) ที่ใช้ในปัจจุบัน

4. สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

4.1 การพยากรณ์ความต้องการการใช้พลังงาน ในช่วง ปี 2555-2573 สรุปได้ดังนี้

ปี ค.ศ. (พ.ศ.)	PDP 2010 Rev.2		PDP 2010 Rev.3 กรณี High20%EE		เปลี่ยนแปลง (%)	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
2012 (2555)	177,584	27,367	175,089	26,355	-1.4%	-3.7%
2020 (2563)	250,210	38,320	246,164	37,326	-1.6%	-2.6%
2030 (2573)	367,264	55,750	346,767	52,256	-5.6%	-6.3%

4.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2555-2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2554 จำนวน 55,065 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

(หน่วย: เมกะวัตต์)

	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2554	32,744	32,629
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2555-2573	53,874	55,065
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2555-2573	-17,061	-16,847
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้นถึงปี 2573	69,557	70,847

4.3 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2573 รวม 55,065 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

(หน่วย: เมกะวัตต์)

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	4,433	9,516
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	8,319	6,374
โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ)	18,400	25,451
โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด	7,740	4,400
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	4,000	2,000
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	-	750
รับซื้อจากต่างประเทศ	10,982	6,572

4.4 เปรียบเทียบผลการจัดหาพลังงานไฟฟ้าปี 2573 ตามแผน PDP ดังนี้

(หน่วย: เมกะวัตต์)

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)	16.0%	16.1%
CO2 Emission (kg/kWh)	0.3864	0.3826
สัดส่วนกำลังผลิต		
- ก๊าซธรรมชาติ	47%	54%
- ถ่านหิน	16%	11%
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	18%	12%
- พลังงานหมุนเวียน	6%	14%
- นิวเคลียร์	6%	3%
- พลังน้ำ	7%	6%
สัดส่วนโรงไฟฟ้า		
- กฟผ.	49%	43%
- IPP	14%	21%
- SPP และ VSPP	13%	11%
- นำเข้าจากต่างประเทศ	18%	12%
- ไม่ระบุเจ้าของ	6%	13%

ทั้งนี้ รายละเอียดของแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (ตามเอกสารแนบ 4.1.3)

การปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ชุดวันที่ 23 พฤษภาคม 2555

1. ความเป็นมา

1.1 คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2554 มีมติเห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ดังนี้

(1) กรณี Base ที่ 40% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

(2) กรณี Low ที่ 60% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

(3) กรณี High ที่ 20% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

1.2 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2555 มีมติเห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ตามข้อเสนอของคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2554

1.3 คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2555 มีมติมอบหมายให้ กฟน. กฟภ. และ กฟผ. ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดวันที่ 26 ธันวาคม 2554 โดยปรับให้เป็นค่าจริงปี 2554 และค่า Peak ปี 2555 ให้เป็นค่าปัจจุบัน

1.4 คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2555 ได้พิจารณาปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยมีสมมติฐานในการพยากรณ์ฯ ดังนี้

(1) ค่าพยากรณ์ฯ ปี 2555 ใช้ค่าจริง 4 เดือน (มกราคม – เมษายน)

(2) ขอบเขตการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ปี 2555 -2573

(3) ค่าพยากรณ์ GDP, GRP สศช. ชุดวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554 ที่รวมการกระตุ้นเศรษฐกิจ และผลกระทบน้ำท่วมปี 2554

(4) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

- ปี 2554 เป็นค่าจริง
- พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองของ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.)
- เป้าหมายการประหยัดพลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ที่ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554
- พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้ Load Profile ของปี 2550

2. ผลการปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

เมื่อเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ฯ ชุดวันที่ 26 ธันวาคม 2554 กับชุดที่ปรับปรุงใหม่เมื่อวันที่23 พฤษภาคม 2555 พบว่าค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy) และค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) มีความแตกต่างกันเฉพาะในช่วงปี 2555 – 2557 เท่านั้น ส่วนในช่วงปี 2558 – 2573 ไม่มีความแตกต่าง โดยค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงปี 2555 – 2557 ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศลดลงในช่วงดังกล่าว ทั้งนี้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดที่ปรับปรุงใหม่นี้ ไม่มีผลกระทบต่อการจัดหาพลังงานไฟฟ้าแต่ประการใด

3. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าทั้ง 3 กรณี

3.1 กรณี Base ที่ 40% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

Year	กรณี Base 40%EE					
	26-ธ.ค.-54		23-พ.ค.-55		ความแตกต่าง	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
2007 (2550)	143,814	22,037	143,814	22,037	-	-
2008 (2551)	145,817	22,094	145,817	22,094	-	-
2009 (2552)	146,280	22,155	146,280	22,155	-	-
2010 (2553)	161,350	24,174	161,350	24,174	-	-
2011 (2554)	160,565	24,070	160,706	24,070	140	-
2012 (2555)	169,923	25,288	174,607	26,355	4,683	1,067
2013 (2556)	178,173	26,709	182,459	27,339	4,286	630
2014 (2557)	188,152	28,300	190,411	28,621	2,259	321
2015 (2558)	199,015	29,991	199,017	29,992	-	-
2016 (2559)	208,438	31,511	208,438	31,512	-	-
2017 (2560)	216,605	32,838	216,610	32,839	-	-
2018 (2561)	223,982	34,052	223,982	34,052	-	-
2019 (2562)	231,791	35,205	231,791	35,205	-	-
2020 (2563)	240,636	36,526	240,637	36,526	-	-
2021 (2564)	249,079	37,783	249,079	37,783	-	-
2022 (2565)	257,493	39,038	257,494	39,038	-	-
2023 (2566)	266,030	40,310	266,030	40,310	-	-
2024 (2567)	274,821	41,619	274,821	41,619	-	-
2025 (2568)	283,481	42,915	283,481	42,916	-	-
2026 (2569)	292,213	44,205	292,213	44,206	-	-
2027 (2570)	301,213	45,547	301,212	45,547	-	-
2028 (2571)	310,324	46,909	310,325	46,909	-	-
2029 (2572)	319,141	48,197	319,141	48,197	-	-
2030 (2573)	328,604	49,572	328,604	49,572	-	-

3.2 กรณี Low ที่ 60% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

Year	กรณี Low 60%EE					
	26-ธ.ค.-54		23-พ.ค.-55		ความแตกต่าง	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
2007 (2550)	143,814	22,037	143,814	22,037	-	-
2008 (2551)	145,817	22,094	145,817	22,094	-	-
2009 (2552)	146,280	22,155	146,280	22,155	-	-
2010 (2553)	161,350	24,174	161,350	24,174	-	-
2011 (2554)	160,565	24,070	160,706	24,070	140	-
2012 (2555)	169,511	25,221	174,195	26,355	4,683	1,134
2013 (2556)	177,438	26,579	181,724	27,210	4,286	630
2014 (2557)	187,046	28,123	189,305	28,444	2,259	322
2015 (2558)	197,449	29,742	197,451	29,742	-	-
2016 (2559)	206,427	31,180	206,428	31,181	-	-
2017 (2560)	213,797	32,393	213,802	32,394	-	-
2018 (2561)	220,419	33,491	220,419	33,491	-	-
2019 (2562)	227,409	34,522	227,409	34,523	-	-
2020 (2563)	235,363	35,711	235,364	35,711	-	-
2021 (2564)	242,845	36,824	242,845	36,824	-	-
2022 (2565)	250,250	37,928	250,250	37,927	-	-
2023 (2566)	257,717	39,041	257,717	39,041	-	-
2024 (2567)	265,362	40,179	265,363	40,178	-	-
2025 (2568)	272,847	41,300	272,848	41,300	-	-
2026 (2569)	280,304	42,399	280,304	42,400	-	-
2027 (2570)	287,964	43,543	287,964	43,543	-	-
2028 (2571)	295,678	44,695	295,678	44,695	-	-
2029 (2572)	303,028	45,770	303,028	45,770	-	-
2030 (2573)	311,011	46,962	311,011	46,963	-	-

3.3 กรณี High ที่ 20% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE)

Year	กรณี High 20%EE					
	26-ธ.ค.-54		23-พ.ค.-55		ความแตกต่าง	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
2007 (2550)	143,814	22,037	143,814	22,037	-	-
2008 (2551)	145,817	22,094	145,817	22,094	-	-
2009 (2552)	146,280	22,155	146,280	22,155	-	-
2010 (2553)	161,350	24,174	161,350	24,174	-	-
2011 (2554)	160,565	24,070	160,706	24,070	140	-
2012 (2555)	170,405	25,356	175,089	26,355	4,683	999
2013 (2556)	178,997	26,813	183,283	27,443	4,286	630
2014 (2557)	189,371	28,469	191,630	28,790	2,259	321
2015 (2558)	200,724	30,231	200,726	30,231	-	-
2016 (2559)	210,618	31,808	210,619	31,809	-	-
2017 (2560)	219,611	33,263	219,616	33,264	-	-
2018 (2561)	227,760	34,592	227,760	34,593	-	-
2019 (2562)	236,407	35,869	236,408	35,869	-	-
2020 (2563)	246,164	37,325	246,164	37,326	-	-
2021 (2564)	255,591	38,726	255,591	38,726	-	-
2022 (2565)	265,039	40,134	265,039	40,134	-	-
2023 (2566)	274,672	41,567	274,672	41,567	-	-
2024 (2567)	284,640	43,049	284,640	43,049	-	-
2025 (2568)	294,508	44,521	294,508	44,521	-	-
2026 (2569)	304,548	46,002	304,548	46,003	-	-
2027 (2570)	314,925	47,545	314,925	47,545	-	-
2028 (2571)	325,470	49,114	325,470	49,115	-	-
2029 (2572)	335,788	50,624	335,787	50,624	-	-
2030 (2573)	346,766	52,256	346,767	52,256	-	-

ผลการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

1. สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (EE 20%)

Year	กรณี BAU						กรณี High (EE20)					
	16-ก.พ.-55		30-พ.ค.-55		ความแตกต่าง		16-ก.พ.-55		30-พ.ค.-55		ความแตกต่าง	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy GWh	Peak MW	Energy GWh	Peak MW	Energy GWh	Peak MW
2550	143,814	22,037	143,814	22,037			143,814	22,037	143,814	22,037		
2551	145,817	22,094	145,817	22,094			145,817	22,094	145,817	22,094		
2552	146,280	22,155	146,280	22,155			146,280	22,155	146,280	22,155		
2553	161,350	24,174	161,350	24,174			161,350	24,174	161,350	24,174		
2554	160,565	24,070	160,706	24,070	140		160,565	24,070	160,706	24,070	140	
2555	171,739	25,531	176,423	26,355	4,683	824	170,405	25,356	175,089	26,355	4,683	999
2556	181,177	27,131	185,463	27,761	4,286	630	178,997	26,813	183,283	27,443	4,286	630
2557	192,472	28,924	194,730	29,245	2,259	321	189,371	28,469	191,630	28,790	2,259	321
2558	204,889	30,844	204,891	30,844	-	-	200,724	30,231	200,726	30,231	-	-
2559	215,772	32,571	215,773	32,572	-	-	210,618	31,808	210,619	31,809	-	-
2560	226,341	34,264	226,346	34,265	-	-	219,611	33,263	219,616	33,264	-	-
2561	235,892	35,804	235,892	35,804	-	-	227,760	34,592	227,760	34,593	-	-
2562	246,017	37,299	246,017	37,299	-	-	236,407	35,869	236,408	35,869	-	-
2563	257,342	38,987	257,343	38,987	-	-	246,164	37,325	246,164	37,326	-	-
2564	268,444	40,636	268,444	40,636	-	-	255,591	38,726	255,591	38,726	-	-
2565	279,611	42,297	279,611	42,297	-	-	265,039	40,134	265,039	40,134	-	-
2566	291,034	43,994	291,034	43,994	-	-	274,672	41,567	274,672	41,567	-	-
2567	302,892	45,756	302,893	45,756	-	-	284,640	43,049	284,640	43,049	-	-
2568	314,720	47,518	314,720	47,518	-	-	294,508	44,521	294,508	44,521	-	-
2569	326,863	49,309	326,864	49,310	-	-	304,548	46,002	304,548	46,003	-	-
2570	339,455	51,176	339,455	51,176	-	-	314,925	47,545	314,925	47,545	-	-
2571	352,291	53,082	352,291	53,083	-	-	325,470	49,114	325,470	49,115	-	-
2572	364,992	54,941	364,991	54,941	-	-	335,788	50,624	335,787	50,624	-	-
2573	378,371	56,925	378,371	56,926	-	-	346,766	52,256	346,767	52,256	-	-

รายละเอียดแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

(หน่วย: ร้อยละ)

	PDP2010 Rev2	PDP2010 Rev3
2555	0.1610	0.1610
2556	0.1440	0.1830
2557	0.1490	0.1760
2558	0.1980	0.1657
2559	0.2260	0.2413
2560	0.2160	0.2133
2561	0.1940	0.1952
2562	0.1880	0.1871
2563	0.1750	0.1812
2564	0.1560	0.1788
2565	0.1590	0.1694
2566	0.1690	0.1642
2567	0.1680	0.1629
2568	0.1650	0.1643
2569	0.1620	0.1645
2570	0.1590	0.1616
2571	0.1660	0.1638
2572	0.1630	0.1642
2573	0.1600	0.1612

เปรียบเทียบ CO_2 Emission

(หน่วย: kg CO_2/kWh)

	PDP2010 :Rev2 รายปี	PDP2010 :Rev3 รายปี
2555	0.488467	0.479426
2556	0.48101	0.47213
2557	0.467179	0.466044
2558	0.447022	0.447666
2559	0.421813	0.428057
2560	0.412394	0.428741
2561	0.401138	0.412214
2562	0.400822	0.414895
2563	0.404963	0.41067
2564	0.410386	0.405115
2565	0.403949	0.408657
2566	0.399559	0.410877
2567	0.382153	0.404374
2568	0.376738	0.405639
2569	0.390639	0.401775
2570	0.376512	0.38898
2571	0.382446	0.392287
2572	0.384715	0.388267
2573	0.386385	0.382635

ปี	Load ปรับฐาน (MW)	PDP2010 : Rev2 (กพช. : 27 เมษายน 2554) โรงไฟฟ้า		กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	RM (%)	Load 16 ก.พ.55 EE20% (MW)	PDP2010 : Rev3 Run7 : Draft 4 (30 พ.ค.55) โรงไฟฟ้า		กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	RM (%)
2555	**27,367**	พลังงานหมุนเวียน	183.3	32,914	31,777	**16.1%**	**26,355**	พลังงานหมุนเวียน	493.1	33,068	30,608	**16.1%**
(2012)		SPP-Cogen (มิ.ย.-ธ.ค.)	434				*(-1,012)*	โคเจนเนอเรชั่น	254			
								เก็คโค-วัน (พ.ค.)	**660**	*(+675)*		
		สปป. ลาว เทินหินบุน ส่วนขยาย (ก.ค.)	220	**33,581**				สปป. ลาว เทินหินบุน ส่วนขยาย (ก.ค.)	220	**34,256**		
2556	**28,707**	พลังงานหมุนเวียน	212.7	34,147	32,851	**14.4%**	**27,443**	พลังงานหมุนเวียน	1044.5	35,643	32,472	**18.3%**
(2013)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	6				*(-1,264)*	โคเจนเนอเรชั่น	1170	*(+1,681)*		
		SPP-Cogen (มี.ค.-ก.ย.)	990	**34,790**						**36,471**		
2557	**29,917**	พลังงานหมุนเวียน	330.3	35,831	34,373	**14.9%**	**28,790**	พลังงานหมุนเวียน	740.8	37,322	33,843	**17.6%**
(2014)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	1				*(-1,127)*	โคเจนเนอเรชั่น	270			
		SPP-Cogen (มิ.ย.)	90									
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มี.ค.)	270									
		วังน้อย # 4 (เม.ย.)	800					**วังน้อย # 4** (เม.ย.)	**768.7**			
		จะนะ # 2 (เม.ย.)	800					**จะนะ # 2** (เม.ย.)	**782.2**	*(+1,952)*		
		Power Gen. Supply #1-2 (มิ.ย.- ธ.ค.)	**2x800**	**37,629**				**GULF JP NS #1-2** (มิ.ย.- ธ.ค.)	**2x800**	**39,581**		
2558	**31,096**	พลังงานหมุนเวียน	181.5	38,865	37,260	**19.8%**	**30,231**	พลังงานหมุนเวียน	599.6	39,363	35,242	**16.6%**
(2015)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	2				*(-865)*	**โคเจนเนอเรชั่น**	**540**			
		พระนครเหนือ # 2 (เม.ย.)	800					**พระนครเหนือ # 2** (ต.ค.)	**900**			
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มี.ค.)	630									
		Siam Energy #1-2 (มี.ค.,ธ.ค.)	**2x800**					**GULF JP UT #1-2** (มิ.ย.,ธ.ค.)	**2x800**	*(+2,378)*		
		สปป. ลาว หงสา #1-2 (พ.ค., ต.ค.)	2x491	**40,649**				**สปป. ลาว หงสา #1-2** (มิ.ย., พ.ย.)	**2x491**	**43,027**		
2559	**32,451**	พลังงานหมุนเวียน	228.3	41,389	39,780	**22.6%**	**31,808**	พลังงานหมุนเวียน	892.7	44,090	39,485	**24.1%**
(2016)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	6				*(-643)*	**โคเจนเนอเรชั่น**	**450**			
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มิ.ย.)	720									
		National Power # 1-2 (พ.ย.)	2x135					**National Power # 1-2** (พ.ย.)	**2x135**			
		โรงไฟฟ้าใหม่_ภาคใต้ (ก.ค.)	800					**IPP # 1** (ส่วนเพิ่ม) (ก.ค.)	**900**			
		สปป. ลาว หงสา #3 (ก.พ.)	491					**สปป. ลาว หงสา #3** (มี.ค.)	**491**	*(+2,497)*		
		พม่า มาย-กก เครื่องที่ 1-3	**3x123**	**42,785**						**45,283**		
2560	**33,996**	พลังงานหมุนเวียน	299.1	43,372	41,346	**21.6%**	**33,263**	พลังงานหมุนเวียน	643.8	45,772	40,357	**21.3%**
(2017)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	1				*(-733)*	**ลำตะคอง สูบกลับ** (มิ.ย.)	**500**			
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มิ.ย.)	720					**โคเจนเนอเรชั่น**	**900**			
		National Power # 3-4 (มี.ค.)	2x135					**National Power # 3-4** (มี.ค.)	**2x135**			
		ลำตะคอง #3-4 (สูบกลับ) (มิ.ย.)	2x250							*(+2,581)*		
		สปป. ลาว น้ำงึม 3 (ม.ค.)	440	**44,522**						**47,102**		
2561	**35,536**	พลังงานหมุนเวียน	186.5	44,677	42,423	**19.4%**	**34,592**	พลังงานหมุนเวียน	567.6	47,245	41,346	**19.5%**
(2018)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	3				*(-944)*	โคเจนเนอเรชั่น	720			
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มิ.ย.)	720									
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ น้ำเงี้ยบ 1 (ม.ค.)	270					**ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ น้ำเงี้ยบ 1** (ม.ค.)	**269**			
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ เซเปียน (ม.ค.)	390					**ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ เซเปียน** (ส.ค.)	**390**	*(+2,958)*		
				45,411						**48,369**		
2562	**36,903**	พลังงานหมุนเวียน	183	46,817	43,859	**18.8%**	**35,869**	พลังงานหมุนเวียน	572.5	48,937	42,580	**18.7%**
(2019)		VSPP-Cogen (ม.ค.)	7				*(-1,034)*	โคเจนเนอเรชั่น	720			
		SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) (มิ.ย.)	450									
		รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 1 (มิ.ย.)	800					**รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 1** (มิ.ย.)	**800**	*(+3,610)*		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ ไชยะบุรี (ม.ค.)	1220	**47,886**				**ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ ไชยะบุรี** (ต.ค.)	**1220**	**51,497**		

ปี	Load ปรับฐาน (MW)	PDP2010 : Rev2 (กพช. : 27 เมษายน 2554) โรงไฟฟ้า		กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	RM (%)	Load 16 ก.พ.55 EE20% (MW)	PDP2010 : Rev3 Run7 : Draft 4 (28 เม.ย. 55) โรงไฟฟ้า		กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	RM (%)
2563 (2020)	**38,320**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) รฟ.LNG_กฟผ. # 1 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 1)	193 2 800 600	48,145 **47,952**	45,037	**17.5%**	**37,325** *(-995)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น**	622 **90**	51,472 *(+2,727)* **50,679**	44,089	**18.1%**
2564 (2021)	**39,921**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 2)	134 2 800 600	49,433 **49,288**	46,137	**15.6%**	**38,726** *(-1,195)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **IPP # 2** (ส่วนเพิ่ม) **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 1 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	621.4 **180** **900** **900** **300**	53,526 *(+4,093)* **53,381**	45,650	**17.9%**
2565 (2022)	**41,443**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 2-3 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 3)	309.5 7 360 2x800 600	51,578 **51,439**	48,032	**15.9%**	**40,134** *(-1,309)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **IPP # 3** (ส่วนเพิ่ม) **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 2 **รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 2** **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	242.8 **180** **900** **900** **800** **300**	54,993 *(+5,115)* **56,554**	46,934	**16.9%**
2566 (2023)	**42,995**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 4-7 รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 3 **ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. # 1** ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 4)	148 1 360 4x800 800 **1000** 600	53,892 **53,895**	50,240	**16.9%**	**41,567** *(-1,428)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **IPP # 4** (ส่วนเพิ่ม) **รฟ.พระนครใต้** (ทดแทนที่เดิม) # 1-2 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	226 **180** **900** **2x900** **300**	56,614 *(+3,202)* **57,097**	48,391	**16.4%**
2567 (2024)	**44,527**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. # 2 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม# 5)	158 2 360 1000 600	55,793 **55,335**	51,994	**16.8%**	**43,049** *(-1,478)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **IPP # 5** (ส่วนเพิ่ม) **รฟ.พระนครใต้** (ทดแทนที่เดิม) # 3 **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 3 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	226 **180** **900** **900** **900** **300**	58,481 *(+4,488)* **59,823**	50,064	**16.3%**
2568 (2025)	**46,345**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 8-9 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 6)	165 7 360 2x800 600	57,968 **55,683**	54,012	**16.5%**	**44,521** *(-1,824)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 3** **IPP # 6** (ส่วนเพิ่ม) **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 4 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	234.8 **180** **800** **900** **900** **300**	60,439 *(+5,071)* **60,754**	51,835	**16.4%**
2569 (2026)	**48,093**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 10-11 รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 4-5 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 7)	160 2 360 2x800 2x800 600	60,005 **60,000**	55,889	**16.2%**	**46,002** *(-2,091)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **IPP # 7** (ส่วนเพิ่ม) **ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 1** **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 5 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	231 **180** **900** **1000** **900** **300**	62,365 *(+4,260)* **64,260**	53,571	**16.5%**
2570 (2027)	**49,908**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. # 3 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 8)	241 1 360 1000 600	62,173 **60,154**	57,851	**15.9%**	**47,545** *(-2,363)*	พลังงานหมุนเวียน **โคเจนเนอเรชั่น** **ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 2** **รฟ.วังน้อย** (ทดแทนที่เดิม) # 1 **รฟ.บางปะกง** (ทดแทนที่เดิม) # 6 **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	292 **180** **1000** **900** **900** **300**	64,247 *(+5,054)* **65,208**	55,228	**16.2%**
2571 (2028)	**51,693**	พลังงานหมุนเวียน VSPP-Cogen (ม.ค.) SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 6-7 รฟ.LNG_กฟผ. # 12-13 ร.ฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. # 4 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 9)	184 5 360 2x800 2X800 1000 600	64,746 **64,687**	60,251	**16.6%**	**49,114** *(-2,579)*	พลังงานหมุนเวียน **รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 4** **รฟ.วังน้อย** (ทดแทนที่เดิม) # 2-3 **รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1** **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	249.8 **800** **2x900** **250** **300**	66,375 *(+2,529)* **67,216**	57,157	**16.4%**
2572 (2029)	**53,716**	พลังงานหมุนเวียน SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 14 รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 8 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 10)	209 360 800 800 600	67,186 **67,186**	62,484	**16.3%**	**50,624** *(-3,092)*	พลังงานหมุนเวียน **รฟ.พระนครใต้** (ทดแทนที่เดิม) # 4 **รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 1** **รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2** **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	258 **900** **900** **250** **300**	68,354 *(+2,368)* **69,554**	58,936	**16.4%**
2573 (2030)	**55,750**	พลังงานหมุนเวียน SPP-Cogen (ส่วนเพิ่ม) รฟ.LNG_กฟผ. # 15 รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. # 9 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (ส่วนเพิ่ม # 11)	226.5 360 800 800 600	69,529 **69,557**	64,662	**16.0%**	**52,256** *(-3,494)*	พลังงานหมุนเวียน **รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 2** **รฟ.กังหันแก๊ส เครื่องที่ 3** **ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ**	259 **900** **250** **300**	70,269 *(+1,290)* **70,847**	60,680	**16.1%**