มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 3/2555 (ครั้งที่ 142)
วันศุกร์ที่ 8 มิถุนายน 2555 เวลา 14.00 น.
ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)
2. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย
3. แนวทางการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศ
4. หลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน LPG Facility
5. พัฒนาเกาะสมุย เกาะพะงันสู่สังคมคาร์บอนต่ำ
6. ผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

นายกรัฐมนตรี (นางสาวยิ่งลักษณ์ ชินวัตร) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ) กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

สรุปสาระสำคัญ

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) เพื่อความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต กระตุ้นการลงทุนด้านพลังงาน สร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า รวมทั้งให้เห็นภาพการสนองตอบนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า โดยมุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้

พลังงาน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

2. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยเห็นชอบแผนแก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554 - 2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงกว่าที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP 2010 และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จึงได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ดังนี้ (1) เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. (2) ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) และ (3) เร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นจากแผนเดิมอีก 3 เดือน

3. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 โดยเห็นชอบแผนการปรับเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี เพื่อทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา จึงได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553- 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ดังนี้ (1) ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวม 4 โรง และเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิม ให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนมาเป็นปี 2563 และ (2) การดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ไปปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสมต่อไป

4. เหตุผลในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

4.1 เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2554 รัฐบาลได้แถลงนโยบายการดำเนินการพัฒนาประเทศ ซึ่งจะส่งผลต่อทิศทางนโยบายเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในอนาคต กระทรวงพลังงานจึงเห็นความจำเป็นที่จะต้องปรับปรุงแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นตามแผนบริหารราชการแผ่นดินฉบับใหม่ของรัฐบาล ซึ่งมีโครงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการ และเพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล ในด้านการส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานสามารถสร้างรายได้ให้ประเทศ เพิ่มการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและพัฒนาให้เป็นศูนย์กลางธุรกิจพลังงานของภูมิภาค สร้างเสริมความมั่นคงทางพลังงาน รวมทั้งให้มีการกระจายแหล่งและประเภทพลังงานใหม่ให้มีความหลากหลาย การส่งเสริมการผลิต การใช้ และพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี รวมทั้ง ส่งเสริมและผลักดัน

การอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี

4.2 ปัจจุบัน 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 20 ปี) ซึ่งคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 มีมติเห็นชอบ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 โดย (1) ให้นำพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล และการนำเข้าน้ำมันอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยแผน *AEDP ได*้ตั้งเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนทดแทนพลังงานไฟฟ้า จากเดิม 6% เป็น 10% และ (2) ให้ความสำคัญกับอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า โดยแผน EE 20 ปี ได้ตั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า จำนวน 96,653 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2573

4.3 การลดผลกระทบจากภาวะโลกร้อน โดยให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ และการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม กำหนดนโยบายให้คงสัดส่วนปริมาณ CO_2 Emission ไม่เกิน 0.386 $kgCO_2/kWh$ ที่กำหนดไว้เดิมตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

5. แนวทางการดำเนินการและสมมติฐานในการจัดทำ

5.1 จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดย (1) ใช้ค่า GDP และ GRP ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554 ซึ่งได้ประมาณการความต้องการไฟฟ้าใหม่ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล และผลกระทบจากอุทกภัยที่เกิดขึ้น (2) วิธีการประมาณการณ์ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยใช้แบบจำลอง End Use Model (ศึกษาจากพฤติกรรมการใช้ การขยายตัวของครัวเรือน และประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้า) การกำหนดเป้าหมายการประหยัดพลังงานตามแผน EE 20 ปี การพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้ Load Profile ของปี 2550 และคำนึงถึงการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งเมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า มีมติเห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ ดังนี้ (1) ค่า GDP ชุดวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554 (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 แบ่งเป็น กรณี Base ที่ 40% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE 40%) กรณี Low ที่ 60% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE 60%) และกรณี High ที่ 20% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (EE 20%)

5.2 สมมติฐานในการจัดทำ แบ่งเป็น 3 ด้าน ดังนี้

5.2.1 ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยเลือกใช้กรณีค่าพยากรณ์ EE 20% ด้วยพิจารณาความมั่นคงระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ เนื่องจากเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ยังไม่มีแผนปฏิบัติการและแผนการติดตามประเมินผลอย่างเป็นรูปธรรมชัดเจนรองรับ ซึ่งอาจจะส่งผลต่อความแม่นยำของค่าพยากรณ์ในระยะยาวได้

5.2.2 ด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนี้ (1) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) (2) การจัดหาไฟฟ้าในอนาคต ได้แก่ การจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยภายในปี 2573 ประเทศจะมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจากไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด ปี 2555-2564 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผน *AEDP* ปี 2565-2573 จะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้งนำกำลังผลิตไฟฟ้าของ VSPP และ SPP ที่ยื่นเสนอขายจริง มีความพร้อม และกำลังผลิตตามโครงการพลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. มาประกอบการพิจารณา (3) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ลดสัดส่วนจากแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 จากไม่เกินร้อยละ 10 ลงเหลือไม่เกินร้อยละ 5 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ โดยเลื่อนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569 เพื่อเตรียมความพร้อมด้านความปลอดภัยนิวเคลียร์ และสร้างการยอมรับจากประชาชน(4) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน พิจารณาความจำเป็นด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้ การยอมรับของประชาชนและเป้าหมายการลด CO_2 และ (5) กำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศไม่เกิน 15% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ โดยบรรจุโครงการที่มีการลงนามข้อตกลงรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว เข้าไว้ในแผน

5.2.3 ด้านการพัฒนาพลังงานสะอาด และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ได้กำหนดเพิ่มเติมจากแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ดังนี้ (1) เพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับกับแผน *AEDP* (พ.ศ. 2555-2564) และในปี 2565-2573 ขยายเป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น (2) เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) โดยปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ระบบ Cogeneration ให้มีปริมาณ SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มขึ้นในช่วงปลายแผนตามความต้องการใช้ไฟฟ้า และสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Cogeneration ขนาดเล็กที่ไม่ใช่ประเภท Firm จะรับซื้อโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ (3) พิจารณาผลประหยัดพลังงานไฟฟ้าให้สอดคล้องกับแผน EE ที่ กพช. เห็นชอบเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ (4) ปรับลดปริมาณการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้า เพื่อวางแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงานต่อไป โดยกำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าไม่สูงกว่าแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (0.386 $kgCO_2/kWh$) ที่ใช้ในปัจจุบัน

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

6.1 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%

6.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2555-2573 เพิ่มขึ้น 55,130 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นสุดแผนในปี 2573

(หน่วย: เมกะวัตต์)

	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2554	32,744	32,395
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2555-2573	53,874	55,130
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2555-2573	-17,061	-16,839
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้นถึงปี 2573	69,557	70,686

6.3 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2573 รวม 55,130 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

(หน่วย : เมกะวัตต์)

ประเภทโรงไฟฟ้า	**PDP 2010 Rev.2**	**PDP 2010 Rev.3**
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำใน/ต่างประเทศ 5,804MW)	13,573	14,580
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	8,319	6,476
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ)	18,400	25,451
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน 5,873 MW/นิวเคลียร์ 2,000MW)	13,581	8,623
รวม	53,873	55,130

6.4 เปรียบเทียบผลการจัดหาพลังงานไฟฟ้าปี 2573 ตามแผน PDP

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)	16.0%	16.2%
CO2 Emission (kg/kWh)	0.386	0.385
สัดส่วนกำลังผลิตตามประเภทโรงไฟฟ้า		
- พลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำใน/ต่างประเทศ 8.2%)	27%	29%
- ระบบ Cogeneration	12%	10%
- พลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ)	35%	44%
- พลังความร้อน (ถ่านหิน 12.5%/ นิวเคลียร์ 2.8%)	26%	17%
สัดส่วนโรงไฟฟ้าตามผู้ผลิต		
- กฟผ.	49%	44%
- IPP	14%	21%
- SPP และ VSPP	13%	17%
- นำเข้าจากต่างประเทศ	18%	12%
- ไม่ระบุเจ้าของ	6%	6%
สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง		
- ก๊าซธรรมชาติ	47%	58%
- พลังงานหมุนเวียน/ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ (พลังน้ำต่างประเทศ 10%)	31%	18%
- ถ่านหินนำเข้า/ลิกไนต์	16%	19%
- นิวเคลียร์	6%	5%

7. เมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2555 คณะอนุกรรมพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ได้มีมติ (1) เห็นชอบค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่กำหนดเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน ที่ร้อยละ 20 (EE 20%) ของแผน EE 20 ปี (2) เห็นชอบร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) และ (3) เห็นชอบให้ฝ่ายเลขานุการฯ รับไปดำเนินการจัดสัมมนาการรับฟังความคิดเห็นร่าง PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 และเมื่อวันที่ 5 มิถุนายน 2555 ฝ่ายเลขานุการฯ ได้จัดสัมมนาระดมความคิดเห็น "การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)" ที่กรุงเทพฯ มีผู้เข้าร่วมสัมมนารวม 252 คน ประกอบด้วย หน่วยงานราชการ/รัฐวิสาหกิจนักวิชาการ/ผู้ทรงคุณวุฒิ/องค์กร/NGO สื่อมวลชน และประชาชนทั่วไป ต่อมาเมื่อวันที่ 7 มิถุนายน 2555 คณะอนุกรรมการฯ ได้พิจารณาความเห็นและข้อเสนอแนะจากการจัดสัมมนาระดมความคิดเห็นเมื่อวันที่ 5 มิถุนายน 2555 และมีมติเห็นชอบให้นำความเห็นของที่ประชุมฯ เสนอ กพช. เพื่อประกอบการพิจารณาแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

8. ความเห็นของฝ่ายเลขานุการฯ

8.1 การจัดหาโรงไฟฟ้าใหม่ภาคใต้ในปี 2559 ให้ทันตามที่ระบุในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 3 เห็นควรเร่งจัดหาโรงไฟฟ้าใหม่ภาคใต้ โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซ

ธรรมชาติทดแทนโรงไฟฟ้าขนอม (ขนาด 748 เมกะวัตต์) ที่มีกำหนดปลดในปี 2559 และจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ใกล้กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอมเพื่อรองรับก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการผลิตก๊าซ LPG ต่อมาเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2555 บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) ได้มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงาน เสนอขอดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ภาคใต้ขนาดกำลังผลิตประมาณ 900 เมกะวัตต์ กำหนดจ่ายไฟฟ้าในปี 2559 เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าขนอมของบริษัท EGCO ที่จะหมดอายุสัญญาลงในปีเดียวกัน เนื่องจาก (1) พื้นที่โรงไฟฟ้าขนอมมีศักยภาพสูงที่จะใช้เป็นพื้นที่สำหรับพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่ประเภทพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) ด้วยมีพื้นที่ว่างและมีระบบโครงสร้างพื้นฐานพร้อม (ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและการพัฒนาแหล่งน้ำดิบ) (2) โรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นมาทดแทน ได้รับการอนุมัติการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าแห่งใหม่แล้ว (3) โรงไฟฟ้าขนอมปัจจุบันได้รับการยอมรับจากคนในพื้นที่เป็นอย่างดีตลอดเวลา 16 ปี และ (4) การมีโรงไฟฟ้าใหม่ในที่เดิมจะช่วยเสริมให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอมที่เป็นแหล่งผลิต LPG แห่งเดียวของภาคใต้สามารถผลิต LPG ได้อย่างต่อเนื่อง ลดการชดเชยการนำเข้า LPG จากต่างประเทศประมาณปีละ 6,000 ล้านบาท ซึ่งฝ่ายเลขานุการฯ เห็นว่าควรพิจารณาข้อเสนอของบริษัท EGCO เนื่องจากมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน พื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าและมีสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชนรอบโรงไฟฟ้าซึ่งจะเป็นการใช้ประโยชน์ของพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่แล้ว

8.2 การเปิดประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรอบใหม่ (IPP) ในช่วงปี 2564-2573 ตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เห็นควรให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับไปดำเนินการออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า และการออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งการกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เป็นธรรมกับทุกฝ่าย ภายใต้กรอบแนวทาง ดังนี้ (1) การเปิดรับซื้อไฟฟ้า IPP รอบใหม่ ให้ใช้การออกประกาศเชิญชวนเช่นเดียวกับการรับซื้อไฟฟ้าเอกชนในปี 2550 โดยใช้วิธีเปิดประมูลแข่งขัน (Bidding) (2) การจัดสรรปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าให้ใช้ประมาณการความต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ที่เข้าระบบตั้งแต่ปี 2564 - 2573 รวมประมาณ 5,400 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาปริมาณรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปีตามความเหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ (3) เงื่อนไขและลักษณะโครงการประกอบด้วย อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ โดยต้องขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. เท่านั้น เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Base load หรือผลิตไฟฟ้าตามที่ กฟผ. สั่งการ ให้ผู้ยื่นข้อเสนอใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและเสนอสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าในประเทศไทย ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามกฎหมาย ระเบียบ ข้อบังคับ ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (4) กำหนดคุณสมบัติของ IPP โดยต้องมีประสบการณ์ด้านการผลิตไฟฟ้า มีฐานะทางการเงินมั่นคง สามารถจัดหาแหล่งเงินกู้ในการดำเนินการในเงื่อนไขที่ดีได้ ไม่อนุญาตให้รัฐวิสาหกิจเข้าร่วมการยื่นข้อเสนอโดยตรง หรือร่วมกับบริษัทอื่นที่ยื่นข้อเสนอ และบริษัทหรือกลุ่มบริษัทใดๆ ที่รัฐวิสาหกิจถือหุ้นโดยตรงหรือโดยอ้อมจะสามารถเข้าร่วมการประมูลได้ เมื่อสัดส่วนการถือหุ้นและ/หรือการควบคุมโดยรัฐวิสาหกิจในบริษัท/กลุ่มบริษัทนั้นไม่เกินร้อยละ 50 และข้อจำกัดข้างต้น ให้มีผล

ทางปฏิบัติตั้งแต่วันยื่นประมูลจนหมดวันสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (5) อัตราค่าไฟฟ้าแบ่งเป็น ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) เป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษาและค่าอะไหล่ ค่าประกันภัย และผลตอบแทนสำหรับส่วนของผู้ถือหุ้น และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) เป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรในการผลิตและการบำรุงรักษา และ (6) มอบให้ กกพ. ดำเนินการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ระหว่าง กฟผ. กับผู้ยื่นข้อเสนอ รวมทั้งเสนอผลการเจรจาและผลการคัดเลือกต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ ก่อนให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ยื่นข้อเสนอต่อไป

8.3 การเปิดประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรอบใหม่ (SPP Cogeneration) ในช่วงปี 2563-2573 ตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เห็นควรให้ กกพ. รับไปออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า ออกประกาศเชิญชวน รวมทั้งการกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เป็นธรรมกับทุกฝ่าย ภายใต้กรอบแนวทาง ดังนี้ (1) การเปิดรับซื้อไฟฟ้า SPP Cogeneration รอบใหม่ ให้ใช้การออกประกาศเชิญชวนเช่นเดียวกับการรับซื้อไฟฟ้า SPP Cogeneration ในปี 2552 (2) เห็นควรกำหนดเป้าหมายพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ปริมาณ 1,350 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ การกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปี สามารถกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ และความพร้อมในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในขณะนั้นได้ (3) กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนผลิตไฟฟ้า คำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนอย่างมีประสิทธิภาพและจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (4) หลักเกณฑ์ เงื่อนไขในการปฏิบัติในการผลิตไฟฟ้าให้มีการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า และความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงสุด (5) ให้มีการประกาศจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถรับได้ในแต่ละพื้นที่ พร้อมทั้งประกาศแผนผังระบบส่ง/ระบบจำหน่าย เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจของผู้ลงทุน และ (6) ให้กระทรวงพลังงานเจรจากับ ปตท. เพื่อปรับลดค่าดำเนินการ (Margin) ในโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ซึ่งเป็นแนวทางปฏิบัติในต่างประเทศที่มีการให้ราคาพิเศษ (Favorable Natural Gas Price) สำหรับการซื้อก๊าซธรรมชาติโดยผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบ Cogeneration ซึ่งจะส่งผลให้ราคารับซื้อไฟฟ้าลดลง และช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

2. เห็นชอบให้กระทรวงพลังงาน ดำเนินการให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าขนอมตามที่บริษัท EGCO เสนอ และพิจารณาวางกรอบการเจรจารับซื้อไฟฟ้าโดยคำนึงถึง (1) ระยะเวลาการดำเนินโครงการ (2) ราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม

และเป็นธรรมจากที่สามารถประหยัดได้จากการใช้ประโยชน์จากโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว เช่น ระบบสายส่งไฟฟ้าและท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และ (3) ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและความพร้อมด้านมวลชนสัมพันธ์และการยอมรับของประชาชนรอบพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งพิจารณากรอบปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และ SPP รอบใหม่ (ตามข้อ 8.2 และข้อ 8.3) ให้เป็นไปอย่างเหมาะสมและสอดคล้องกับระยะเวลาตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

3. เห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ดำเนินการออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้าและออกประกาศเชิญชวนต่อไป รวมทั้งเสนอผลเจรจาและผลการคัดเลือกต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ยื่นข้อเสนอ

4. เห็นชอบให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำร่างแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับ แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 และนำเสนอ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว เป็น 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ปัจจุบัน มี 4 โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (220 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (948 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำงึม 2 (597 เมกะวัตต์) และอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) โครงการหงสาลิกไนต์ (1,473 เมกะวัตต์) และโครงการไซยะบุรี (1,220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนกรกฎาคม 2555 มิถุนายน 2558 และตุลาคม 2562 ตามลำดับ นอกจากนี้ มีอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว ได้แก่ โครงการน้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย (390 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำเงี้ยบ 1 (289 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคมปี 2560 2561 และ 2561 ตามลำดับ

2. กพช. และคณะรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบ Tariff MOU โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยแล้วเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน และวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 ตามลำดับ ต่อมาเมื่อวันที่ 16 สิงหาคม 2553 ได้มีการลงนามใน Tariff MOU ระหว่าง กฟผ. และกลุ่มผู้พัฒนาโครงการฯ รวมทั้งได้มีการลงนามกำกับร่าง PPA (Initial) ตามความเห็นของอัยการสูงสุดเมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2555 แล้ว

3. ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย จะใช้เงื่อนไขแบบเดียวกับร่างโครงการน้ำงึม 3 ฉบับใหม่ ซึ่งมีพื้นฐานจากร่าง PPA ฉบับ Initial เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 เป็นต้นแบบ และได้นำความเห็นของสำนักงานอัยการสูงสุด (อส.) ที่มีต่อร่าง PPA โครงการน้ำงึม 3 มาปรับแก้ร่าง PPA โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ในส่วนที่เกี่ยวข้องด้วย และเมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2555 คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้านได้มีมติเห็นชอบร่าง PPA โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยแล้ว

4. กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วยบริษัท SK Engineering & Construction จำกัด (SKEC) (26%) บริษัท Korea Western Power จำกัด (KOWEPO) (25%) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (25%) และ Lao Holding State Enterprise (LHSE) (24%) โครงการตั้งอยู่ในแขวงจำปาสัก ตอนใต้ของ สปป. ลาว ลักษณะเขื่อนเป็นชนิดมีอ่างกักเก็บน้ำ โครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 390 เมกะวัตต์ (3 x 130 เมกะวัตต์) กำลังผลิต ณ จุดส่งมอบ 354 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าประมาณ 1,575 ล้านหน่วยต่อปี แบ่งเป็น Primary Energy 1,552 ล้านหน่วย และ Secondary Energy 23 ล้านหน่วย ระบบส่งไฟฟ้าในฝั่ง สปป. ลาว จากโครงการ ถึง สฟ. ปากเซ (สปป. ลาว) ขนาด 230 กิโลโวลท์ ระยะทาง 110 กิโลเมตร สฟ. จากปากเซ ถึง ชายแดนไทย - สปป. ลาว ขนาด 500 กิโลโวลท์ ระยะทาง 60 กิโลเมตร และในฝั่งไทย จากชายแดนไทย - สปป. ลาว ถึง สฟ. อุบลราชธานี 3 ขนาด 500 กิโลโวลท์ ระยะทาง 75 กิโลเมตร

5. สรุปสาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

5.1 คู่สัญญา คือ กฟผ. และ Xe-Pian Xe-Namnoy Power Company Limited (PNPC : ในร่าง PPA เรียกว่า Generator) อายุสัญญา 27 ปี นับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) กรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งต้องการต่ออายุสัญญา ต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 2 ปี ก่อนสิ้นสุดอายุสัญญา และ Generator จะต้องจัดหาเงินกู้ให้ได้ภายใน 12 เดือน นับจากวันลงนามสัญญา หรือภายในวันที่ 1 พฤศจิกายน 2555 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นทีหลัง (Scheduled Financial Close Date : SFCD) หากจัดหาเงินกู้ล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับให้ กฟผ. ในอัตรา 2,000 เหรียญสหรัฐต่อวัน

5.2 การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองคำสั่งของ กฟผ. ได้แบบ Fully Dispatchable Generator ไม่มีสิทธิ์ขายพลังงานไฟฟ้าจากโครงการฯ ให้บุคคลที่สาม ยกเว้น (1) รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (2) ส่วนที่ใช้เป็น Station Service ที่ สฟ.ปากเซ และโรงไฟฟ้าโครงการอื่นๆ ที่ใช้ สฟ.ปากเซ ร่วมกัน และ (3) ส่วนที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

5.3 อัตรารับซื้อไฟฟ้า ณ จุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว (1) ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) เท่ากับ 0.570 บาทต่อหน่วย (2) ระหว่าง Unit Operation Period เท่ากับ 2.7806 US¢ + 0.9176 บาทต่อหน่วย (กฟผ. รับซื้อจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบแล้วในช่วงก่อน COD) และ (3) ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป Primary Energy (PE) เท่ากับ 3.7075 US¢ + 1.2235 บาทต่อหน่วย Secondary Energy

(SE) เท่ากับ 1.4682 บาทต่อหน่วย และ Excess Energy (EE) เท่ากับ 1.3459 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ Generator จะต้องวาง Securities เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ต่างๆ ที่มีต่อ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาฯ ตามที่กำหนดไว้

5.4 การยุติข้อพิพาท ในลำดับแรกหากไม่สามารถตกลงกันได้ภายในช่วงเวลาที่กำหนด ให้นำเข้าสู่กระบวนการอนุญาโตตุลาการ (Arbitration) โดยใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการที่สิงคโปร์ โดยใช้ภาษาอังกฤษ ทั้งนี้ สัญญาฯ นี้ใช้บังคับและตีความตามกฎหมายไทย

6. เงื่อนไขสำคัญที่ร่าง PPA โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย แตกต่างจากร่าง PPA โครงการน้ำงึม 3 ฉบับใหม่

6.1 ประเด็น Definition ของ "Debt" และ "Repayment Schedule" โดยปรับปรุงคำจำกัดความของคำว่า "Debt" และ "Repayment Schedule" ให้รวมค่าก่อสร้างในการยกระดับแรงดัน (upgrade) สฟ.ปากเซ จาก 230 kV เป็น 500 kV <u>เหตุผล</u> คือ โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยเป็นโครงการแรกที่ส่งไฟฟ้าผ่าน สฟ.ปากเซ ซึ่งในระยะแรกที่มีเพียงโครงการเดียวจะจ่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV แต่เมื่อมีโครงการใหม่เข้ามาใช้งานเพิ่มขึ้น (Third Party Projects) Generator มีหน้าที่ยกระดับแรงดันเป็น 500 kV ซึ่งค่าก่อสร้างดังกล่าวถือเป็นส่วนหนึ่งของ Debt

6.2 ประเด็นการให้ความเห็นชอบของ สปป. ลาว โดย (1) เพิ่มเงื่อนไขให้ Generator นำส่งมติของ National Assembly Standing Committee (NASC) ซึ่งมีสาระสำคัญว่า (1) NASC เห็นชอบ Concession Agreement (CA), แบบฟอร์ม GOL Undertaking และการออก GOL Undertaking ให้ กฟผ. โดยรัฐบาล สปป. ลาว (2) NASC ยกเว้นบางเงื่อนไขใน CA, PPA และ GOL Undertaking ไม่ต้องปฏิบัติตามกฎหมาย สปป. ลาว โดย Generator ต้องนำส่งมติดังกล่าวให้ กฟผ. ภายใน 180 วันนับจากวันลงนามสัญญา <u>เหตุผล</u> เพื่อเป็นหลักฐานยืนยันแก่ กฟผ. ว่า NASC ได้มีมติเห็นชอบในเรื่องดังกล่าว และ (2) เพิ่มเงื่อนไขว่า กรณีที่ National Assembly (NA) ไม่รับรองมติของ NASC ข้างต้นหรือกลับคำรับรองมติของ NASC ดังกล่าวในภายหลัง หรือ NASC กลับหรือยกเลิกมติที่ได้ออกมาแล้วให้ถือว่าเป็น Lao Change-in-Law <u>เหตุผล</u> NA จะมีการประชุมปีละ 2 ครั้ง นอกสมัยประชุม NASC จะปฏิบัติหน้าที่แทน และรายงานต่อ NA เพื่อรับทราบ และ/หรือรับรองมติของ NASC ในภายหลัง ต่อมาเมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2553 สปป. ลาว ได้ออกกฎหมายใหม่ซึ่งให้อำนาจ NA ยกเลิกมติของ NASC ได้ ดังนั้น เพื่อลดความเสี่ยงและผลกระทบของ กฟผ. จากการที่ NA หรือ NASC ยกเลิกมติของ NASC ที่เกี่ยวกับ CA และ PPA กฟผ. จึงได้เจรจาขอเพิ่มเงื่อนไขให้กรณีดังกล่าวเป็น Lao Change-in-Law

6.3 ประเด็นการรับประกันของ Generator โดยปรับปรุงเงื่อนไขให้ Generator รับประกันแก่ กฟผ. ว่า Generator จะตรวจสอบว่ามีกฎหมาย สปป. ลาว ฉบับใดบ้างที่ไม่สอดคล้องหรือเป็นอุปสรรคต่อการปฏิบัติหน้าที่ตาม PPA ของคู่สัญญา และ Generator จะนำรายชื่อกฎหมายนั้นมาบรรจุไว้ใน CA เพื่อกำหนดให้เป็นกฎหมาย สปป. ลาว ที่ได้รับการยกเว้นให้ไม่ต้องปฏิบัติตาม ในกรณีที่ Generator ผิดเงื่อนไขการรับประกันในข้อนี้ กฟผ. จะได้รับการบรรเทาความเสียหาย ตามที่กำหนดไว้ใน

สัญญา เหตุผล เพื่อให้มั่นใจว่า Generator ได้ตรวจสอบกฎหมาย สปป. ลาว ที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติตามเงื่อนไขใน CA, PPA และ GOL Undertaking อย่างถี่ถ้วนแล้ว และนำเสนอ NA หรือ NASC เพื่อขอยกเว้นการปฏิบัติตามกฎหมายเหล่านั้น ซึ่งหาก Generator ไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขนี้ Generator จะต้องรับผิดชอบผลกระทบที่เกิดแก่ กฟผ.

6.4 ประเด็นการใช้สถานีไฟฟ้าและระบบส่งเชื่อมโยงฝั่งลาวร่วมกัน ได้แก่ (1) ปรับปรุงเงื่อนไขให้สอดคล้องกับการที่โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย เป็นโครงการแรกที่ใช้ สฟ. ปากเซ และระบบส่งเชื่อมโยงจาก สฟ. ปากเซ มายังจุดรับซื้อไฟฟ้าชายแดนไทย- สปป. ลาว เหตุผล โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยเป็นโครงการแรกที่ใช้งานระบบส่งดังกล่าว จึงต้องมีหน้าที่ในการก่อสร้าง ปฏิบัติการ และบำรุงรักษา ที่แตกต่างจากโครงการน้ำงึม 3 ซึ่งจะเข้าใช้งาน สฟ. นาบง ร่วมกับโครงการน้ำงึม 2 และ (2) เพิ่มเงื่อนไขเพื่อให้โครงการใหม่สามารถเข้ามาใช้ สฟ. ปากเซ และระบบส่งเชื่อมโยงฝั่ง สปป. ลาวร่วมกับโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยได้ เหตุผล เพื่อมิให้เกิดปัญหาเช่นเดียวกับกรณี สฟ. นาบง จึงมีข้อสัญญาให้โครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยต้องยินยอมให้โครงการใหม่สามารถเข้าใช้งาน สฟ. ปากเซ และระบบส่งเชื่อมโยงฝั่ง สปป. ลาว ได้ โดยให้มีการเจรจาจัดทำข้อตกลงเกี่ยวกับการใช้งานร่วมกันและการแบ่งค่าใช้จ่ายระหว่างโครงการ ซึ่งจะเป็นเอกสารแนบของ CA

6.5 ประเด็นรัฐบาล สปป. ลาว เป็นเจ้าของ Generator Subsystems โดยตัดเงื่อนไขเกี่ยวกับการที่รัฐบาล สปป. ลาว เป็นเจ้าของ ก่อสร้าง ปฏิบัติการ และบำรุงรักษา Generator Subsystems ซึ่งหลายโครงการใช้งานร่วมกัน เช่น ระบบส่งเชื่อมโยง ระบบสื่อสาร ระบบป้องกัน และ SCADA เป็นต้น เหตุผล เนื่องจากขณะนี้ยังไม่มีข้อสรุปจากรัฐบาล สปป. ลาว เกี่ยวกับการเข้าเป็นเจ้าของ สฟ. ปากเซ และระบบส่งเชื่อมโยงฝั่ง สปป. ลาว จึงกำหนดให้หน้าที่ดังกล่าวเป็นของโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย

6.6 ประเด็นการเข้าเป็น O&M Contractor ของ กฟผ. โดยตัดเงื่อนไขที่กำหนดว่าในกรณีที่ กฟผ. เข้าเป็น O&M Contractor ให้แก่สถานีไฟฟ้า และ/หรือ ระบบส่งเชื่อมโยงฝั่ง สปป. ลาว ซึ่งหลายโครงการใช้งานร่วมกัน กฟผ. จะยกเว้นค่าปรับให้แก่ Generator หากเกิด Outages ขึ้นในระบบส่งดังกล่าว โดย Outages นั้นต้องมิได้มีสาเหตุจาก Generator เหตุผล เนื่องจากยังไม่มีโครงการอื่นเข้ามาใช้งาน สฟ. ปากเซ และระบบส่งเชื่อมโยงฝั่ง สปป. ลาว ร่วมกับโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย หากมีโครงการใหม่เข้ามาอาจหาทางเลือกอื่นในการแก้ปัญหาต่อไป

6.7 ประเด็น Generator EdL-System โดยเพิ่มเงื่อนไขที่เกี่ยวกับการขายไฟฟ้าจากโครงการฯ ให้รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (Electricite du Laos : EdL) เหตุผล เนื่องจากโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อยขายไฟฟ้าส่วนหนึ่งให้ EdL ภายใต้สัญญา EdL Power Purchase Agreement แต่โครงการน้ำงึม 3 ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เท่านั้น (ซึ่งโครงการอื่นๆ ของ สปป. ลาว ยกเว้นโครงการน้ำงึม 2 และน้ำงึม 3 ขายไฟฟ้าส่วนหนึ่งให้ EdL เหมือนกับโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย)

7. การขอปรับกำหนด Milestone Date จากที่ต้องใช้เวลาในการขออนุมัติร่าง PPA ปัจจุบันได้ขยายอายุ MOU ออกไปอีก 4 เดือน จนถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 ซึ่งหากลงนาม PPA ในวันที่ 15 สิงหาคม 2555 จะทำให้กำหนด SCOD เลื่อนออกไปเป็นวันที่ 15 สิงหาคม 2561 โดยก่อนหน้า SCOD จะต้องเริ่มมีการกักเก็บน้ำ 6-7 เดือนล่วงหน้าคือเดือนมกราคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ 2561 ซึ่งจะทำให้การกักเก็บน้ำบางส่วนไปอยู่ในช่วงฤดูแล้ง ส่งผลให้ระดับน้ำในช่วงทดสอบโรงไฟฟ้าอาจไม่เพียงพอ ดังนั้น เพื่อลดอุปสรรคข้างต้นเมื่อใกล้จะลงนาม PPA หากเกิดความไม่สอดคล้องกับการกักเก็บน้ำเพื่อทดสอบโรงไฟฟ้า อาจพิจารณาให้สามารถปรับกำหนด Milestone Date ให้เหมาะสม โดยไม่ให้กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย

2. มอบหมายให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย กับผู้พัฒนาโครงการต่อไป เมื่อร่างสัญญาฯได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการปรับกำหนดเวลาของแผนงาน (Milestone) ที่เกี่ยวข้องกับกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในช่วงก่อนที่จะลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้เหมาะสมกับช่วงเวลาในการกักเก็บน้ำและการทดสอบโรงไฟฟ้า รวมถึงการแก้ไขร่างสัญญาฯ ที่ไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่ระบุไว้ในร่างสัญญาฯ และ/หรือเงื่อนไขสำคัญให้อยู่ในอำนาจการพิจารณาของคณะกรรมการ กฟผ. ในการพิจารณาแก้ไขโดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

3. เห็นชอบให้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเปียน-เซน้ำน้อย ใช้เงื่อนไขการระงับข้อพิพาทโดยวิธีอนุญาโตตุลาการ

เรื่องที่ 3 <u>แนวทางการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบจากกลุ่มประเทศตะวันออกกลางประมาณ ร้อยละ 80 ของปริมาณการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศ หากการจัดหาน้ำมันดิบจากประเทศดังกล่าวหยุดชะงัก จะเป็นผลทำให้ประเทศไทยเข้าสู่ภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งการขาดแคลนดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจ สังคม และความมั่นคงของประเทศอย่างมีนัยสำคัญและเป็นวงกว้าง และรัฐบาลได้แถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรีต่อรัฐสภา เมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554 ภายใต้กรอบนโยบายเศรษฐกิจ และนโยบายความมั่นคงแห่งรัฐไว้ โดยข้อ 3.1.7 ได้กล่าวถึง การบริหารทรัพย์สินของประเทศที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์และความมั่นคงทางเศรษฐกิจ รวมถึงการจัดตั้งกองทุนที่สามารถใช้ในการบริหารสินทรัพย์ของชาติให้เป็นประโยชน์ เช่น กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสำรองแห่งชาติ และข้อ 2.4 เกี่ยวกับการพัฒนาระบบการเตรียมพร้อมแห่งชาติ โดยเน้นการบริหารวิกฤตการณ์เพื่อรับมือภัยคุกคามด้านต่างๆ รวมถึงให้ความสำคัญในการเตรียมพร้อมเพื่อเผชิญกับปัญหาความ

มั่นคงในรูปแบบใหม่ในทุกด้าน จึงเห็นควรให้มี "การจัดทำการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์" ขึ้นเพื่อ (1) ป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงในอนาคต (2) เป็นเครื่องมือของรัฐบาลสำหรับบริหารจัดการในภาวะวิกฤติที่เกิดจากการขาดแคลนน้ำมัน (3) สร้างความมั่นใจให้ประชาชนว่าจะมีน้ำมันใช้อย่างเพียงพอ ไม่ขาดแคลนในระดับราคาที่เหมาะสม (4) สร้างความมั่นใจแก่นักลงทุนต่างประเทศว่าไทยมีปริมาณน้ำมันเพียงพอ สามารถบริหารจัดการ โดยไม่ทำให้การดำเนินธุรกิจต้องหยุดชะงักในภาวะวิกฤติ (5) ใช้เป็นเครื่องมือในการรักษาระดับราคาน้ำมันภายในประเทศให้มีเสถียรภาพ และ (6) ใช้เป็นเครื่องมือขยายความร่วมมือด้านพลังงานในกลุ่มประเทศอาเซียน และประเทศผู้ใช้รายใหญ่

2. การสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์ของต่างประเทศ โดยองค์การพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency : IEA) ส่วนใหญ่เป็นประเทศนำเข้าน้ำมัน ได้เห็นถึงความจำเป็นและผลกระทบหากเกิดการขาดแคลนน้ำมัน และความมั่นคงทางด้านพลังงานในอนาคต จึงได้จัดทำการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์เพื่อรองรับปัญหาการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต โดยกำหนดให้ประเทศสมาชิกต้องเก็บสำรองน้ำมันไม่น้อยกว่า 90 วันของปริมาณนำเข้าน้ำมันสุทธิ และเมื่อเกิดภาวะการขาดแคลนน้ำมันให้นำน้ำมันสำรองดังกล่าวมาใช้ควบคู่ไปกับการควบคุมการใช้ หรือปรับเปลี่ยนไปใช้พลังงานอื่นทดแทน หรือปันส่วนน้ำมันคงเหลือที่มีอยู่ถ้ามีความจำเป็น โดยมีการสำรองน้ำมันฯ ใน 2 รูปแบบ คือ การสำรองโดยภาคเอกชน (Private Stock หรือ Industry Stock) และการสำรองโดยภาครัฐ (Public Stock) โดยแต่ละประเทศกำหนดรูปแบบการบริหารจัดการภายในตามความเหมาะสม

3. แนวทางการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศเบื้องต้น จากผลการศึกษาของ Booz Allen Hamilton ซึ่งรัฐบาลญี่ปุ่นได้ว่าจ้างให้ศึกษาแผนแม่บทสำหรับการพัฒนาระบบการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศไทยในปี 2548 มีข้อสรุปว่า ประเทศไทยมีความเสี่ยงอย่างมากต่อการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงภายใต้รูปแบบการดำเนินงานและโครงสร้างพื้นฐานด้านน้ำมันเชื้อเพลิงของประเทศ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายทางเศรษฐกิจและการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ควรมีการลงทุนจัดตั้งการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศ โดยจำนวนวันสำรองที่เหมาะสมคือ 80 วันของการนำเข้าสุทธิ แต่เนื่องจากสถานการณ์โลกที่มีความเสี่ยงมากขึ้นในหลายๆ ด้านและบริบทของประเทศที่มีการเปลี่ยนแปลงไป กระทรวงพลังงานเห็นว่า ประเทศไทยควรมีการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ในเบื้องต้นประมาณ 90 วัน เท่ากับเกณฑ์มาตรฐานขั้นต่ำของประเทศสมาชิก IEA ที่เป็นประเทศผู้นำเข้าน้ำมัน โดยดำเนินการอย่างค่อยเป็นค่อยไปตามความพร้อมของประเทศและช่วงเวลาที่เหมาะสม ดังนี้ (1) วัตถุประสงค์เพื่อป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง ควบคุมและรักษาระบบเศรษฐกิจภายในประเทศให้มีเสถียรภาพในภาวะวิกฤติ (2) เป้าหมาย เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศและการบริหารความเสี่ยงหากเกิดการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยให้ประชาชนมีน้ำมันใช้อย่างเพียงพอในยามวิกฤติ และกำหนดเป้าหมายการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศประมาณ 90 วัน ของความต้องการใช้ภายในประเทศ ซึ่งแบ่งการดำเนินการเป็น 2 ส่วน คือ ภาคเอกชน (Private Stock) และภาครัฐ (Public Stock)

3.1 ภาคเอกชน ประเทศไทยมีการสำรองโดยภาคเอกชน (Private Stock หรือ Industry Stock) โดยใช้พระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 และฉบับที่ 2 พ.ศ. 2550 มาตรา 20 กำหนดให้ผู้ค้าน้ำมันต้องสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงไว้ทุกขณะ โดยให้อธิบดีกรมธุรกิจพลังงานมีอำนาจกำหนดอัตราของน้ำมันเชื้อเพลิงที่ต้องสำรองไม่เกินร้อยละ 30 ของปริมาณการค้าประจำปี ซึ่งปัจจุบันอัตราสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงของภาคเอกชนอยู่ที่ร้อยละ 5 โดยปรับเพิ่มเป็นร้อยละ 6 ทำให้ประเทศไทยมีน้ำมันสำรองใช้ได้เพิ่มขึ้นจากประมาณ 36 วัน (ประมาณ 23.3 ล้านบาร์เรล) เป็นประมาณ 43 วันของความต้องการใช้ในประเทศ ทั้งนี้ เห็นควรให้เวลาภาคเอกชนสำหรับเตรียมการจัดหาน้ำมันและสถานที่สำหรับเก็บสำรองตามอัตราใหม่ เพื่อมิให้เป็นภาระของผู้ค้าน้ำมันมากจนเกินไป จนไม่สามารถแข่งขันทางธุรกิจกับต่างชาติหรือเกิดความไม่เป็นธรรมทางการค้าได้

3.2 ภาครัฐ โดยมีการจัดตั้งองค์กรขึ้นเพื่อกำกับดูแลและบริหารจัดการน้ำมันสำรองทางยุทธศาสตร์ รวมทั้งจัดหาแหล่งเงินทุน

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. รับทราบเหตุผล ความจำเป็นและแนวทางการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศ ในเบื้องต้น

2. เห็นชอบในหลักการให้มีการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานดำเนินการศึกษาในรายละเอียดเพื่อจัดตั้งการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศต่อไป

เรื่องที่ 4 <u>หลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน LPG Facility</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 เรื่อง การเพิ่มขีดความสามารถการนำเข้า การจ่าย และระบบขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดย กพช. ได้มอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการขยายระบบคลัง ท่าเรือนำเข้าและระบบคลังจ่ายก๊าซ LPG รวมทั้งดำเนินการศึกษาผลตอบแทนในการลงทุน นำเสนอให้ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป โดยคณะรัฐมนตรีเห็นชอบขอบเขตการลงทุนดังนี้ (1) ขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าเขาบ่อยาให้มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตันต่อเดือน และก่อสร้างคลังและท่าเรือนำเข้าแห่งใหม่ มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตันต่อเดือน (2) ขยายระบบคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะ ซึ่งจะทำให้คลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะสามารถจ่าย LPG ได้ 276,000 ตันต่อเดือน (3) ขยายระบบคลังภูมิภาค ได้แก่ คลังก๊าซบางจาก คลังก๊าซขอนแก่น คลังก๊าซนครสวรรค์ คลังก๊าซสุราษฎร์ธานี และคลังก๊าซสงขลา และ (4) ขยายระบบขนส่งก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซฯ ไปคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะและคลังก๊าซเขาบ่อยา

2. ต่อมา สนพ. ได้หารือกับ ปตท. เพื่อศึกษาหลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน LPG Facility ซึ่ง ปตท. ได้ศึกษาผลตอบแทนการลงทุน LPG Facitity โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.1 ประมาณการเงินลงทุน เพื่อใช้ดำเนินการตามขอบเขตงานที่ได้รับความเห็นชอบ รวม 48,599 ล้านบาท แบ่งการลงทุนออกเป็น 2 ระยะ ระยะที่ 1 20,954 ล้านบาท และระยะที่ 2 27,645 ล้านบาท

2.2 ผลตอบแทนการลงทุน

สมมติฐานที่ใช้ในการประเมินผลตอบแทนการลงทุนระยะที่ 1

สมมติฐาน	**รายละเอียด**	
1. ผลตอบแทนการลงทุน	เท่ากับต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุน (WACC) ของ ปตท. และตำรงการจัดลำดับความน่าเชื่อถือให้เท่ากับปัจจุบันและไม่ต่ำกว่าของประเทศ	
2. เงินลงทุนรวม	ตามที่จ่ายจริง (ไม่รวมการลงทุนในหัวรถจักรและแม่แคร่)	
3. ระยะเวลาโครงการ	40 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์	
4. ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge : Td)</u>	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge : Tc)</u>
• ค่าบริหาร/ค่าบำรุงรักษา	• 6.21% ต่อปีของเงินลงทุนที่จ่ายจริง	• ใช้ตามค่าสาธารณูปโภคที่เกิดขึ้นจริง
• ค่าประกันภัย	• ตามค่าเบี้ยประกันภัยที่จ่ายจริง	•
• อัตราเงินเฟ้อ	• ดัชนีราคาผู้บริโภค (CPI) ณ ปีที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์หักด้วย Efficiency Factor โดยจะต้องไม่มากกว่าดัชนีราคาผู้บริโภค	•

5. ปริมาณ LPG	ปริมาณคาดการณ์การใช้ LPG เป็นเชื้อเพลิงในประเทศ	ปริมาณตามจริงของ LPG ที่ผ่านแต่ละ Facility
6. ค่าเสื่อมราคา	ตามอายุโครงการ แบบเส้นตรงนับตั้งแต่วันที่เริ่มให้บริการ	
7. ภาษี	อัตราภาษีที่เกิดขึ้นจริง	

2.3 วิธีการคำนวณผลตอบแทนการลงทุน การเรียกเก็บผลตอบแทนการลงทุนต่อหน่วย แบ่งเป็น ผลตอบแทนส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge :Td) และผลตอบแทนส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge : Tc) โดยมีรายละเอียดดังนี้

ผลตอบแทนส่วนของต้นทุนคงที่ (Td)	=	ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ x ปริมาณคาดการณ์การใช้ LPG เป็นเชื้อเพลิงในประเทศ

ทั้งนี้ ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) คำนวณโดยใช้อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR) มีค่าเท่ากับต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุน (WACC) ของ ปตท. ในช่วงก่อสร้าง

ผลตอบแทนส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc)	=	ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร x ปริมาณตามจริงของ LPG ที่ผ่านแต่ละ Facility

ทั้งนี้ ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) คำนวณโดย ใช้ต้นทุนการดำเนินงานต่อหน่วย ที่เกิดขึ้นตามจริงของแต่ละ Facility

2.4 แนวทางการเรียกเก็บผลตอบแทนการลงทุน (1) ภาครัฐเป็นผู้เรียกเก็บผลตอบแทนการลงทุนก่อสร้าง LPG Facility จากปริมาณการจำหน่าย LPG เป็นเชื้อเพลิงหน้าโรงแยกก๊าซ คลังก๊าซปิโตรเลียม และโรงกลั่นน้ำมัน จากผู้ค้ามาตรา 7 แล้วนำมาจ่ายผลตอบแทนการลงทุนให้แก่ ปตท. เป็นรายเดือน ประกอบด้วยผลตอบแทนส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) และผลตอบแทนส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) และกำหนดให้มีการทบทวนสมมติฐานในการคำนวณอย่างน้อยทุก 3 ปี หรือหากมีการเปลี่ยนแปลงสมมติฐานจากแผนอย่างมีนัยสำคัญ (2) ภาครัฐต้องกำหนดให้มีหน่วยงานกลางที่สามารถทำนิติกรรมได้ เช่น สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (สบพน.) เพื่อจัดทำข้อตกลง/สัญญา ในการจ่ายผลตอบแทนการลงทุนให้กับ ปตท. (3) ภาครัฐต้องให้การสนับสนุนในการต่อสัญญาเช่าที่ดิน คลังก๊าซเขาบ่อยา และคลังก๊าซอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น ที่ดินของการท่าเรือแห่งประเทศไทย (4) ภาครัฐต้องให้การสนับสนุนในการใช้สิทธิในพื้นที่ดิน (Rights of Way) (5) ภาครัฐต้องให้การสนับสนุนให้ได้รับสิทธิประโยชน์การลงทุนตามสมมติฐานข้างต้น และ (6) เงื่อนไขการเรียกเก็บผลตอบแทนการลงทุน โดยให้ ปตท. สามารถหักผลตอบแทนการลงทุนจากเงินนำส่งให้ภาครัฐที่ราคาจำหน่าย LPG เป็นเชื้อเพลิงหน้าคลังได้ทันที และภาครัฐจะต้องจ่ายผลตอบแทนการลงทุนให้ ปตท. ภายใน 30 วัน นับจากวันที่มีการนำส่งเอกสาร ขอผลตอบแทนการลงทุนครบถ้วน

3. ข้อเสนอของฝ่ายเลขานุการฯ เกี่ยวกับหลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน LPG Facility และการจ่ายผลตอบแทนระยะที่ 1 ดังนี้

3.1 หลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน

องค์ประกอบ	เกณฑ์การคำนวณ	เหตุผล
1. ผลตอบแทนการลงทุน	เท่ากับอัตราดอกเบี้ยลูกค้าชั้นดี (MLR) ณ วันที่ ปตท. ลงทุน	MLR เป็นอัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำที่ให้กู้สำหรับโครงการขนาดใหญ่
2. เงินลงทุนรวม	ตามที่จ่ายจริง (ไม่รวมการลงทุนในหัวรถจักรและแม่แคร่)	เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง
3. ระยะเวลาโครงการ	40 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์	เทียบกับอายุโครงการ LNG Terminal
4. ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge : Td)</u>	
• ค่าบริหาร/ค่าบำรุงรักษา	• คิดเป็นร้อยละของเงินลงทุนที่จ่ายจริง	• มอบให้ กบง. พิจารณาอัตราที่เหมาะสมต่อไป
• ค่าประกันภัย	• ตามค่าเบี้ยประกันภัยที่จ่ายจริง	• เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง
• อัตราเงินเฟ้อ	• ดัชนีราคาผู้บริโภค (CPI) ณ ปีที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ หักด้วย Efficiency Factor โดยจะต้องไม่มากกว่าดัชนีราคาผู้บริโภค	• เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการดำเนินงานสูงสุด
•	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge : Tc)</u>	• เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง

องค์ประกอบ	เกณฑ์การคำนวณ	เหตุผล
	• ใช้ตามค่าสาธารณูปโภคที่เกิดขึ้นจริง	
5. ปริมาณ LPG	ปริมาณตามจริงของ LPG ที่ผ่านแต่ละ คลัง	เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณการใช้งานจริงของแต่ละคลัง
6. ค่าเสื่อมราคา	ตามอายุโครงการ แบบเส้นตรงนับตั้งแต่วันที่เริ่มให้บริการ	เป็นวิธีการคิดตามหลักสากล
7. ภาษี	อัตราภาษีที่เกิดขึ้นจริง	เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง

ทั้งนี้ เพื่อปรับให้สอดคล้องกับเงินลงทุนและสถานการณ์ปัจจุบันควรมีการทบทวนทุก 5 ปี หรือมีการเปลี่ยนแปลงการลงทุนอย่างมีนัยสำคัญ

3.2 การจ่ายผลตอบแทนการลงทุน เนื่องจากค่าตอบแทนการลงทุนก่อสร้างคลังก๊าซ LPG นำเข้าสามารถรวมในค่าใช้จ่ายของก๊าซ LPG นำเข้าได้ และในส่วนค่าตอบแทนการลงทุนสร้างคลังภูมิภาคและคลังจ่ายก๊าซก็สามารถชดเชยพร้อมกับการชดเชยค่าขนส่งก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคได้ ซึ่งปัจจุบันรัฐได้ชดเชยก๊าซ LPG นำเข้าและชดเชยค่าขนส่งไปยังคลังภูมิภาคอยู่แล้ว โดยมอบให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปพิจารณาวิธีการจ่ายผลตอบแทนการลงทุนต่อไป

ทั้งนี้ โดย ปตท. ได้มีหนังสือด่วนที่สุด ลงวันที่ 7 มิถุนายน 2555 ถึง สนพ. เพื่อขอยืนยันผลตอบแทนการลงทุนใช้หลักเกณฑ์เท่ากับต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุน (WACC) ของ ปตท. ซึ่งความต่างระหว่าง WACC กับ MLR อยู่ประมาณ 3%

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบหลักเกณฑ์การคำนวณผลตอบแทนการลงทุน LPG Facility ระยะที่ 1 ดังนี้

องค์ประกอบ	เกณฑ์การคำนวณ	เหตุผล
1. ผลตอบแทนการลงทุน	เท่ากับต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุนของ ปตท. (PTT WACC) และดำรงการจัดลำดับความน่าเชื่อถือให้เท่ากับปัจจุบันและไม่ต่ำกว่าของประเทศ	ปตท.ต้องดำเนินงานตามระบบบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ตามที่กระทรวงการคลังกำหนดให้รัฐวิสาหกิจต้อง ปฏิบัติตาม (ปี 2555) โดยมีเกณฑ์วัดกำหนดให้ ปตท.ต้องมีผลตอบแทนการลงทุนมากกว่าต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุน
2. เงินลงทุนรวม	ตามที่จ่ายจริง	เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง

3. ระยะเวลาโครงการ	40 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์	เทียบกับอายุโครงการ LNG Terminal
4. ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge : Td)</u>	
• ค่าบริหาร/ค่าบำรุงรักษา • ค่าประกันภัย • อัตราเงินเฟ้อ	• คิดเป็นร้อยละของเงินลงทุนที่จ่ายจริง • ตามค่าเบี้ยประกันภัยที่จ่ายจริง • ดัชนีราคาผู้บริโภค (CPI) ณ ปีที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ หักด้วย Efficiency Factor โดยจะต้องไม่มากกว่าดัชนีราคาผู้บริโภค	• มอบให้ กบง. พิจารณาอัตราที่เหมาะสมต่อไป • เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง • เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการดำเนินงานสูงสุด
•	<u>ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge:Tc)</u> • ใช้ตามค่าสาธารณูปโภคที่เกิดขึ้นจริง	• เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง
5. ปริมาณ LPG	ปริมาณตามจริงของ LPG ที่ผ่านแต่ละคลัง	เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณการใช้งานจริงของแต่ละคลัง
6. ค่าเสื่อมราคา	ตามอายุโครงการ แบบเส้นตรงนับตั้งแต่วันที่เริ่มให้บริการ	เป็นวิธีการคิดตามหลักสากล
7. ภาษี	อัตราภาษีที่เกิดขึ้นจริง	เป็นค่าใช้จ่ายตามจริง

2. มอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณากำหนดอัตราผลตอบแทนลงทุน LPG Facility ตามหลักเกณฑ์ที่ กพช. เห็นชอบตามข้อ 1 และวิธีการจ่ายผลตอบแทนการลงทุนต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>พัฒนาเกาะสมุย เกาะพะงันสู่สังคมคาร์บอนต่ำ</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ในการประชุมระดับรัฐมนตรีพลังงานเอเปค ครั้งที่ 9 (EMM 9) ณ เมือง Fukui ประเทศญี่ปุ่น เมื่อเดือนมิถุนายน 2553 ได้เห็นชอบให้มีการใช้เทคโนโลยีสะอาดเพื่อวางแผนการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในเมืองของเขตเศรษฐกิจเอเปค เพื่อเป็น

แนวปฏิบัติที่ดีที่สุดและสามารถนำไปใช้กับเมืองต่างๆ โดยเน้นเรื่องระบบ smart grid ของโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าที่ทันสมัยหรืออาคารที่ใช้พลังงานทดแทน โดยศูนย์วิจัยพลังงานเอเปค (Asia Pacific Energy Research Center - APERC) ได้ดำเนินโครงการ APEC Low Carbon Model Town (LCMT) โดยมีวัตถุประสงค์ เพื่อลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในสังคมเมืองทั้งระบบ และมีเป้าหมายการดำเนินโครงการเป็นระยะเวลา 3 ปี จำนวน 10-20 เมือง เพื่อศึกษาและปรับเปลี่ยนเป็นสังคมที่มีคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ ซึ่งกำหนดการดำเนินงานเป็น 3 ระยะ ได้แก่ ขั้นวางแผนศึกษา และดำเนินการ ระยะที่ 1 ได้คัดเลือกเขตศูนย์ธุรกิจ Yujiapu ในเมือง Tianjin สาธารณรัฐประชาชนจีน เป็นโครงการนำร่องในการศึกษาความเหมาะสม

2. การดำเนินการโครงการประกอบด้วยคณะผู้วิจัยกลุ่ม A (Study Group A) ที่เป็นกลุ่มผู้เชี่ยวชาญจากกลุ่มสมาชิก APEC โดยร่วมกันพัฒนาคู่มือการพัฒนาสังคมคาร์บอนต่ำ และคณะผู้วิจัยกลุ่ม B (Study Group B) เป็นผู้ทบทวนเชิงนโยบายการดำเนินการดังกล่าวในแต่ละพื้นที่ โดยในคณะผู้วิจัยกลุ่ม A และ B มีผู้แทนจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และกรมอู่ทหารเรือ เป็นผู้แทนไทยเข้าร่วม ตามลำดับ ในส่วนการคัดเลือกพื้นที่เพื่อศึกษาความเหมาะสม (Feasibility Study) ในการดำเนินโครงการจะพิจารณาจากความพร้อมของข้อมูล เช่น แผนการพัฒนาพื้นที่ การคมนาคมขนส่ง การใช้พลังงาน การรักษาสิ่งแวดล้อม งบประมาณและบุคลากรที่จำเป็นต่อการพัฒนาสังคมคาร์บอนต่ำภายในประเทศ ซึ่งมีประเทศต่างๆ เสนอเมืองเข้าแข่งขันในระยะที่ 2 ประกอบด้วย (1) ประเทศเปรู เสนอเมือง San Borja Z2) ประเทศเวียดนาม เสนอเมือง Danang และ (3) ประเทศไทย โดย พพ. ได้เสนอพื้นที่เกาะสมุย สุราษฎร์ธานี และในการประชุม APEC Energy Working Group ครั้งที่ 42 ระหว่างวันที่ 19-20 ตุลาคม 2554 ได้ประกาศผลให้เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี เข้าร่วมโครงการ APEC Low Carbon Model Town (LCMT) ระยะที่ 2

3. กระทรวงพลังงานได้แต่งตั้งคณะทำงานฝ่ายไทยเพื่อกำกับการดำเนินงานโครงการต้นแบบเมืองคาร์บอนต่ำ (APEC Low Carbon Model Town) ระยะที่ 2 ภายใต้กรอบความร่วมมือเอเปค ประกอบด้วย ผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง จำนวน 20 คน โดยมีอธิบดีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เป็นประธานคณะทำงาน โดยมีอำนาจหน้าที่ คือ (1) ประสานงานกับศูนย์วิจัยพลังงานเอเปค (APERC) สำนักงานเลขาธิการเอเปค และกระทรวงอุตสาหกรรม การค้าและเศรษฐกิจของญี่ปุ่น (METI) ในการดำเนินการโครงการ LCMT ตลอดระยะเวลาของการศึกษา (2) กำหนดแนวทาง กำกับและติดตามผลการทำงานของที่ปรึกษาระดับนานาชาติ และที่ปรึกษาฝ่ายไทย (3) พิจารณาให้ความเห็นชอบและอนุมัติผลการศึกษาแผนแม่บทของเมืองแบบแผนคาร์บอนต่ำ (Low - Carbon Development Plan) และ (4) แต่งตั้งคณะทำงาน/คณะทำงานย่อย/ที่ปรึกษาเพิ่มเติม เพื่อดำเนินการต่างๆ ตามที่เห็นสมควร

4. ศูนย์วิจัยพลังงานเอเปค (APERC) ได้สนับสนุนการดำเนินโครงการ APEC LCMT ระยะที่ 2 พื้นที่เกาะสมุย เกาะพะงัน ในลักษณะการศึกษาเชิงเทคนิคเพื่อกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ศึกษาทบทวนนโยบายแผนการพัฒนาเมืองของหน่วยงานส่วนกลางและท้องถิ่น วิเคราะห์และเลือกมาตรการที่

เหมาะสมสูงสุดในการลดการปลดปล่อยคาร์บอนและด้านการลงทุน โดย APERC ได้ว่าจ้างบริษัท EEC Engineering Network Co., LTD. ประเทศไทย ร่วมกับ Nikken Sekkei Research Institute (NSRI) ประเทศญี่ปุ่น เป็นที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการดังกล่าว โดยจะเป็นการออกแบบ ก่อสร้าง พัฒนาและดำเนินการตามมาตรการที่กำหนดไว้ ซึ่งขั้นตอนนี้จะไม่ได้รวมอยู่ในการดำเนินโครงการ APEC LCMT

5. เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจที่ตรงกันในการดำเนินการโครงการ APEC LCMT ระยะที่ 2 พพ. ได้ขอรับการสนับสนุนงบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อดำเนินการ "โครงการสร้างความตระหนักและการมีส่วนร่วมเพื่อพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองต้นแบบลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างยั่งยืน" โดยการสานเสวนาหาทางออก (public deliberations) ทุกภาคส่วน หาแนวทางการดำเนินงานร่วมกัน พร้อมทั้งแต่งตั้งคณะทำงาน 3 ภาคส่วน เพื่อขับเคลื่อนกระบวนงานและกำหนดบทบาทหน้าที่ของแต่ละฝ่าย ซึ่งในเดือนมีนาคม 2555 พพ. และคณะทำงานฯ ได้เข้าหารือผู้ว่าราชการจังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อนำเสนอข้อมูลการศึกษาและดำเนินโครงการ พร้อมทั้งขอความอนุเคราะห์ข้อมูลประกอบการศึกษาแนวทางการพัฒนาเกาะสมุยสู่สังคมคาร์บอนต่ำต่อเจ้าหน้าที่ส่วนราชการที่เกี่ยวข้อง เทศบาลเมืองเกาะสมุย และสมาคมที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการดำเนินการโครงการ

6. แผนการดำเนินการ มีดังนี้ (1) ที่ปรึกษาฝ่ายเทคนิคจะลงพื้นที่เพื่อสำรวจ รวบรวมข้อมูลประกอบการศึกษาเพื่อกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ วิเคราะห์และเลือกมาตรการที่เหมาะสมสูงสุดในการลดการปลดปล่อยคาร์บอนและด้านการลงทุน ในต้นเดือนพฤษภาคม 2555 (2) ประสาน นัดหมายเพื่อหารือกลุ่มผู้เกี่ยวข้อง เพื่อรับฟังความคิดเห็น ข้อเสนอแนะต่อการดำเนินการโครงการ (3) เร่งรัดการเนินการเพื่อให้ที่ปรึกษาฝ่ายสังคมสามารถเข้าดำเนินการในพื้นที่เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจที่ตรงกัน สร้างความไว้วางใจ ในการดำเนินการโครงการ APEC LCMT ระยะที่ 2

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ

เรื่องที่ 6 <u>ผลการดำเนินงานคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้ดำเนินการตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2553 จนถึงปัจจุบัน โดยได้การกำหนดแนวทางการคัดกรองโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้ (1) แนวทางการดำเนินการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (2) แนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมายในการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน (3) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้

ตามกำหนด SCOD และ (4) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ไม่สามารถลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

2. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-พ.ศ.2564) (AEDP 2012-2021) ได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวม 9,201 MW และคณะกรรมการบริหารฯ ได้มีการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าที่ได้มีการรับซื้อไฟฟ้าในเดือนมีนาคม 2555 กับปริมาณเป้าหมายตามแผน AEDP 2012-2021 สรุปได้ดังตาราง

ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อในเดือนมีนาคม 2555 เทียบกับปริมาณเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทน

เชื้อเพลิง	ปริมาณเป้าหมาย AEDP (เมกะวัตต์)	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว		ลงนาม PPA แล้ว (รอ COD)		ได้รับการตอบรับซื้อแล้ว (ยังไม่ลงนาม PPA)		อยู่ระหว่างการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า	
		จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	2,000	110	217.33	402	1,770.49	34	292.92	169	1,052.67
ก๊าซชีวภาพ	600	69	98.93	49	81.96	29	50.37	18	31.55
ชีวมวล	3,630	87	674.42	190	1,367.66	41	374.92	53	370.00
ขยะ	160	12	37.33	13	48.91	8	62.86	18	82.20
พลังน้ำ	1,608	6	13.28	5	6.20	1	0.09	4	15.57
พลังลม	1,200	3	0.38	25	69.83	13	585.96	49	917.84
รวม	**9,198**	**287**	**1,041.67**	**684**	**3,345.05**	**126**	**1,367.12**	**311**	**2,469.83**

3. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จะมีการเสนอขายไฟฟ้ารวมสูงกว่าเป้าหมายรวมจนสิ้นสุดแผน AEDP ขณะที่ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้ดำเนินการและจ่ายไฟฟ้าให้ระบบได้จริงจะต่ำกว่าปริมาณเป้าหมายปี 2555 ตามแผน AEDP ดังนั้น ควรเร่งรัดการคัดกรองโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สามารถดำเนินการได้จริง แต่สามารถที่จะซื้อขายไฟฟ้าได้ คณะกรรมการบริหารฯ จึงได้มีมติดังนี้ "โครงการที่ไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD โดยมีสาเหตุจากผู้ลงทุน โดยโครงการ ที่ต้องการจะขยาย SCOD ต้องแจ้งการขอขยาย SCOD ก่อนครบกำหนด SCOD จึงจะสามารถพิจารณาขยาย SCOD ได้ 1 ครั้ง เป็นเวลา 6 เดือน ตามมติ กกพ. ซึ่งพิจารณาความพร้อม 4 ด้าน และความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบทันกำหนด SCOD ที่ขยายเวลาให้ใหม่ ทั้งนี้ หากได้รับการขยายระยะเวลาครั้งที่ 1 แล้วแต่ยังไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตาม SCOD ที่ได้ขยายเวลาให้ โดยไม่มีเหตุที่จะอ้าง

ได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและเงื่อนไขของสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าดำเนินการเรื่องการสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ หากไม่มีการกำหนดเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มอบหมายให้การไฟฟ้าในฐานะคู่สัญญาทำการยกเลิกภายใน 1 เดือน และรายงานรายชื่อโครงการพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวให้กับคณะกรรมการบริหารฯ ทราบต่อไป"

4. กฟภ. ได้ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD แล้ว 51 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้ง 231.68 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 228.86 เมกะวัตต์ แต่จากข้อมูลการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เดือนมีนาคม 2555 พบว่ายังมีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ยังไม่มีการดำเนินการ รวมทั้งสิ้น 119 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้ง 402.31 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 379.20 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ครบกำหนด SCOD

เทคโนโลยี	โครงการที่ยกเลิกแล้ว			SCOD ภายในเดือนตุลาคม 2554			SCOD ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2554 ถึง เดือนเมษายน 2555		
	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ (ราย)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณเสนอขาย (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	51	231.68	228.86	59	107.62	94.42	60	294.69	284.78
PV	12	22.78	21.97	41	71.37	62.43	26	90.64	85.74
Thermal	39	208.90	206.89	18	36.25	31.99	34	204.05	199.05

5. คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีมติเห็นชอบการดำเนินการกับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามกำหนด ดังนี้ (1) มอบให้ กฟภ. ในฐานะคู่สัญญาไปดำเนินการยกเลิกสัญญากับโครงการที่ครบกำหนด SCOD ก่อนเดือนตุลาคม 2554 และยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ โดยดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 1 เดือน และ (2) มอบให้ กฟภ. และสำนักงาน กกพ. ตรวจสอบเอกสารการขอขยาย SCOD สำหรับโครงการที่ครบกำหนด SCOD ระหว่างเดือนพฤศจิกายน 2554 - เมษายน 2555 หากโครงการไม่ได้มีการแจ้งขอขยาย SCOD ก่อนครบกำหนด SCOD ให้ กฟภ. ในฐานะคู่สัญญาทำการยกเลิกให้แล้วเสร็จภายใน 1 เดือน ทั้งนี้ ให้สำนักงาน กกพ. ติดตามการดำเนินการและรายงานผลให้คณะกรรมการบริหารฯ ทราบ เพื่อนำเสนอ กพช. ในการประชุมครั้งต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

ที่ประชุมรับทราบ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานรับความเห็นของประธานฯ ไปดำเนินการต่อไป