มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
ครั้งที่ 1/2553 (ครั้งที่ 130)
เมื่อวันศุกร์ที่ 12 มีนาคม พ.ศ. 2553 เวลา 10.00 น.
ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ ทำเนียบรัฐบาล

---

1. การกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการขยายเขตติดตั้งระบบไฟฟ้าด้วยสายเคเบิ้ลใต้น้ำไปยังเกาะศรีบอยา เกาะปู เกาะพีพีดอน
2. การกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าปี 2553
3. ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไซยะบุรี
4. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)
5. เรื่องเพื่อทราบ

นายกรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ) ประธานกรรมการ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายวีระพล จิรประดิษฐกุล)
กรรมการและเลขานุการ

เรื่องที่ 1 <u>การกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการขยายเขตติดตั้งระบบไฟฟ้าด้วยสายเคเบิ้ลใต้น้ำไปยังเกาะศรีบอยา เกาะปู เกาะพีพีดอน</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นไป และมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องพิจารณาการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับธุรกิจโรงแรมบนเกาะเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการประกาศใช้ต่อไป ต่อมา คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2550 ได้มีมติเห็นชอบโครงการขยายเขตติดตั้งระบบไฟฟ้าด้วยสายเคเบิ้ลใต้น้ำไปยังเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน จังหวัดกระบี่ (โครงการฯ) ในวงเงิน 620 ล้านบาท โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้ลงทุนร้อยละ 100 และในการจัดเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าอัตราปกติจนกว่าจะคุ้มทุน (ตามมติ

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2549) เห็นควรยกเว้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยซึ่งมีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และให้กระทรวงพลังงานพิจารณารายละเอียดเสนอ กบง. ให้ความเห็นชอบก่อนการประกาศใช้ต่อไป

2. ปัจจุบันโครงการฯ ได้ดำเนินการขยายเขตไฟฟ้าด้วยสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 33 เควี เชื่อมต่อระหว่างเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน กับระบบจำหน่ายของ กฟภ. บนชายฝั่งจังหวัดกระบี่ ระยะทาง 27 วงจร-กิโลเมตร แล้วเสร็จและสามารถจ่ายไฟฟ้าให้เกาะศรีบอยา และเกาะปูได้แล้วตั้งแต่ปลายเดือนพฤษภาคม 2552 คงเหลืองานก่อสร้างขยายเขตไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะพีพีดอน ซึ่งอยู่ระหว่างขออนุญาตใช้พื้นที่ในก่อสร้างระบบจำหน่ายเชื่อมโยงให้ผู้ใช้ไฟฟ้า

3. สนพ. ร่วมกับ กฟภ. ได้จัดทำร่างข้อเสนอหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษและแนวทางการกำกับดูแลการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะ และ สนพ. ได้จัดส่งให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) พิจารณาความเห็นเพื่อประกอบการพิจารณาของ กบง. โดยสรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

3.1 หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน จังหวัดกระบี่ กำหนดจาก (1) หลักเกณฑ์ต้นทุนส่วนเพิ่ม (Marginal Cost) โดยพิจารณาจากเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นจริงเฉพาะในส่วนที่เพิ่มขึ้นจากการขยายเขตไฟฟ้าปกติ และหารด้วยประมาณการการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย) เป็นระยะเวลา 10 ปี (2) การเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษ จะเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (ไม่รวมบ้านอยู่อาศัย) ในอัตราเดียวกันเท่ากันทุกเกาะจนกว่าจะครอบคลุมเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริง (3) การนิยามผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยสำหรับยกเว้นการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะ คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้า ไม่เกิน 400 หน่วย/เดือน

3.2 การกำกับดูแลการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน จังหวัดกระบี่ กำหนดให้ กฟภ. ดำเนินการ (1) จัดส่งข้อมูลหลักฐานค่าใช้จ่ายโครงการ เงินลงทุนขยายเขตไฟฟ้าปกติ และประมาณการใช้ไฟฟ้าจำแนกบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ให้ สกพ. ตรวจสอบการคำนวณ และกำหนดระยะเวลาการเรียกเก็บ เพื่อให้ กฟภ. ออกประกาศอัตราค่าบริการพิเศษ (2) ดำเนินการประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบก่อนการประกาศใช้และดำเนินการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราพิเศษจนกว่าจะเท่ากับเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริง (3) รายงานการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษเป็นรายเดือนและรายไตรมาสต่อ สกพ. และเมื่อได้รับเงินครบแล้วให้แจ้งผู้ใช้ไฟฟ้าทราบและยกเลิกการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษ (4) กรณีที่ไม่สามารถเรียกเก็บเงินค่าบริการพิเศษได้คุ้มกับเงินลงทุนโครงการภายใน 10 ปี ให้ กฟภ. เสนอเรื่องต่ออายุการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบล่วงหน้าตามที่ กกพ. กำหนด

3.3 สำหรับการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะอื่นๆ เห็นควรให้ สกพ. และ สนพ. พิจารณาในการศึกษาการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ต่อไป

3.4 ทั้งนี้ สนพ. ได้จัดทำกรณีศึกษาเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของอัตราค่าบริการพิเศษฯ ในเบื้องต้น โดยจำแนกตามลักษณะต้นทุนค่าใช้จ่าย ประมาณการการใช้ไฟฟ้า ระยะเวลาการเรียกเก็บ และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่เรียกเก็บ ดังนี้

ผลของการวิเคราะห์กรณีศึกษาการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการขยายเขตติดตั้งด้วยระบบเคเบิ้ลใต้น้ำไปยังเกาะศรีบอยา เกาปู และเกาะพีพีดอน

ประมาณการใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาเรียกเก็บ (นับจากปี 2552)	เรียกเก็บทุกกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	
		อัตราค่าไฟฟ้าพิเศษ (บาทต่อหน่วย - kWh)	
		แบบ ต้นทุนส่วนเพิ่ม	แบบ ต้นทุนจริง
กรณีต่ำ (LEG)	5 ปี	5.45	5.83
	10 ปี	2.25	2.41
	15 ปี	1.33	1.42
	20 ปี	0.91	0.97
กรณีฐาน (MEG)	5 ปี	5.41	5.79
	10 ปี	2.21	2.37
	15 ปี	1.29	1.38
	20 ปี	0.87	0.93

หมายเหตุ
เงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริงของโครงการ จำนวน 619.1 ล้านบาท
เงินลงทุนส่วนเพิ่มของโครงการฯ จำนวน 578.6 ล้านบาท โดยได้นำเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริงของโครงการฯ (619.1 ล้านบาท) มาปรับลดด้วยเงินลงทุนโครงการขยายเขตไฟฟ้าปกติ (40.5 ล้านบาท)

3.5 กกพ. เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2553 ได้มีมติเห็นด้วยในหลักการร่างข้อเสนอการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการฯ ตามที่ สนพ. เสนอ อย่างไรก็ตาม กกพ. มีข้อสังเกตเพิ่มเติม ดังนี้

3.5.1 ให้ กฟภ. เสนออัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการฯ ให้ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบตามกระบวนการและขั้นตอนตามมาตรา 67 แห่ง พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

3.5.2 ให้ สนพ. พิจารณาตรวจสอบข้อมูลเงินลงทุนของโครงการกับเงินลงทุนตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า พ.ศ. 2548 เพื่อไม่ก่อให้เกิดความซ้ำซ้อน และมีความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

3.5.3 ให้ สนพ. นำร่างข้อเสนอการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการฯ กำหนดเป็นแนวทางสำหรับพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับพื้นที่อื่นๆ ที่มีลักษณะใกล้เคียงกัน รวมทั้งพิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตลอดจนผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่นๆ ด้วย

4. กบง. ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2553 ได้พิจารณาการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับโครงการฯ และมีความเห็นว่า เพื่อให้การกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะมีการดำเนินงานที่สอดคล้องกับมาตรา 64 แห่ง พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ที่กำหนดให้รัฐมนตรีโดยความเห็นชอบของ กพช. กำหนดนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน จึงมีมติ ดังนี้

4.1 เห็นชอบข้อเสนอนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน จังหวัดกระบี่ และการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะอื่นๆ ตามหลักเกณฑ์ในข้อ 3.1 และ 3.3

4.2 เห็นควรนำเสนอนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษฯ ตามข้อ 4.1 ต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบ เพื่อให้ กกพ. ดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะตามกระบวนการและขั้นตอนแห่ง พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะศรีบอยา เกาะปู และเกาะพีพีดอน จังหวัดกระบี่ ดังนี้
    - 1.1 เห็นควรกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษจากหลักเกณฑ์ต้นทุนส่วนเพิ่ม (Marginal Cost) โดยพิจารณาจากเงินลงทุนของโครงการที่เกิดขึ้นจริงเฉพาะในส่วนที่เพิ่มขึ้นจากการขยายเขตไฟฟ้าปกติ
    - 1.2 เห็นควรให้มีการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษกับผู้ใช้ไฟฟ้าในอัตราเดียวกันเท่ากันทุกเกาะจนกว่าจะครอบคลุมต้นทุนส่วนเพิ่มของโครงการ เป็นระยะเวลา 10-15 ปี ทั้งนี้ ให้ยกเว้นการเรียกเก็บอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะที่มีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 400 หน่วย/เดือน
    - 1.3 มอบหมายให้ กกพ. พิจารณากำหนดอัตราค่าบริการพิเศษที่เหมาะสมตามหลักการ ในข้อ 1.1 และ 1.2 โดยคำนึงถึงผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป

2. มอบหมายให้ สกพ. และ สนพ. พิจารณาการกำหนดอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะอื่นๆ ในการศึกษาการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ต่อไป

เรื่องที่ 2 <u>การกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าปี 2553</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. กพช. เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่จัดทำตามหลักเกณฑ์ที่คณะรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2548 โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นไป และเห็นชอบการชดเชยรายได้ระหว่าง กฟน. ไปยัง กฟภ. ในลักษณะเหมาจ่าย (Lump sum financial transfer) ในช่วงปี 2548-2551 เท่ากับ 9,083 10,507 10,728 และ 11,014 ล้านบาทต่อปี ตามลำดับ โดยให้ กฟน.นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เฉลี่ยเป็นรายเดือน

2. ต่อมาเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 กพช.ได้เห็นชอบให้กำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าเฉพาะปี 2552 เป็นการชั่วคราว จำนวน 12,178 ล้านบาท โดยให้ กฟน. และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. จำนวน 9,336 และ 2,842 ล้านบาท ตามลำดับ ในระหว่างที่การจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าและการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ยังไม่แล้วเสร็จ โดยให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เฉลี่ยเป็นรายเดือน และมอบหมายให้ สกพ. และ สนพ. ร่วมกันพิจารณานำเสนอการปรับปรุงการกำหนดเงินชดเชยรายได้ที่เหมาะสมระหว่างการไฟฟ้าในปี 2552 ในการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ต่อไป

3. เนื่องจากปัจจุบันอัตราค่าไฟฟ้าฐานยังคงใช้อัตราเดิมตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ดังนั้น สกพ. และ สนพ. จึงร่วมกันพิจารณาแนวทางการชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าในปี 2553 โดยพิจารณาจากหลักเกณฑ์ทางการเงินในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและหลักเกณฑ์ในการปรับปรุงเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าตามมติ กพช. ดังกล่าว และแนวทางที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. สรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

3.1 สมมติฐานในการจัดทำประมาณการฐานะการเงินของการไฟฟ้าปี 2552 - 2553

สมมติฐาน	ปี 2552	ปี 2553
1. อัตราแลกเปลี่ยน	34 บาท/เหรียญสหรัฐ	34 บาท/เหรียญสหรัฐ
2. อัตราเงินเฟ้อ (ร้อยละ)	-1.0	4.5
3. อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) (ร้อยละ)	-3.0 (ค่าจริง 9 เดือน ประมาณการ 3 เดือน)	3.5

4. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	ค่าจริง 11 เดือน ประมาณการ 1 เดือน	ประมาณการจากค่า GDP 3.5%
5. ราคาซื้อ ราคาขายไฟฟ้า	สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและสมมติฐานที่เกี่ยวข้องตามที่ได้มีการตกลง	
6.เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) เท่ากับร้อยละ 4.8 ต่อปี ตามมติ กพช. 17 ตุลาคม 2548	
7. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว	ตามต้นทุนเงินกู้จริงของแต่ละหน่วยงาน และการจัดทำงบประมาณปี 2553 ที่ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี	
8. เงินนำส่งรัฐ	ร้อยละ 40 ของกำไรสุทธิ ตามนโยบายของกระทรวงการคลัง	
9. ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	ตามกรอบค่าใช้จ่าย CPI-X โดยใช้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานปี 2547 เป็นปีฐานในการคำนวณ	
10. ค่าใช้จ่ายการลงทุน	สอดคล้องกับการลงทุนที่คณะรัฐมนตรีอนุมัติ	

3.2 ทั้งนี้ สกพ. ได้จัดทำรายงานการวิเคราะห์เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าสำหรับปี 2553 โดยมีผลการพิจารณาเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าสำหรับปี 2553 ดังนี้

กรณีการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมี ROIC ร้อยละ 4.8	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.
เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า (ล้านบาท)	-3,260	-9,320	+12,580
ผลตอบแทนจากเงินลงทุน (ROIC) (ร้อยละ)	6.39	4.80	4.80

4. กกพ. เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2553 ได้พิจารณาการกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าในปี 2553 และมีมติเห็นชอบการชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าในปี 2553 จำนวน 12,580 ล้านบาท โดยให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้แก่ กฟภ. จำนวน 9,320 ล้านบาท และ 3,260 ล้านบาท ตามลำดับ เป็นการชั่วคราวในระหว่างการศึกษาปรับปรุงโครงสร้างค่าไฟฟ้าใหม่ยังไม่แล้วเสร็จ และให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เฉลี่ยเป็นรายเดือนหลังจากที่ กพช. มีมติเห็นชอบในเรื่องดังกล่าวพร้อมทั้งเห็นชอบให้นำเสนอการกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าสำหรับปี 2553 ให้ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบการกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าในปี 2553 จำนวน 12,580 ล้านบาท โดยให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้แก่ กฟภ. จำนวน 9,320 ล้านบาท และ 3,260 ล้านบาท ตามลำดับ เป็นการชั่วคราว ในระหว่างการศึกษาปรับปรุงโครงสร้างค่าไฟฟ้าใหม่ยังไม่แล้วเสร็จ และให้ กฟน. และ กฟผ. นำส่งเงินชดเชยรายได้ให้ กฟภ. เฉลี่ยเป็นรายเดือน
2. มอบหมายให้ สกพ. ดำเนินการปรับปรุงการกำหนดเงินชดเชยรายได้ที่เหมาะสมระหว่างการไฟฟ้า ในปี 2552 และ 2553 ในการศึกษาปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ต่อไป

เรื่องที่ 3 <u>ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไซยะบุรี</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. ปัจจุบันรัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เพื่อจะรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 โดยมี 2 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของ กฟผ. แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) และห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) และอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) ซึ่งกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2553 มีนาคม 2554 และมีนาคม 2555 ตามลำดับ

2. กฟผ. ได้ดำเนินการเจรจากับผู้ลงทุนโครงการไซยะบุรี 3 ภายใต้นโยบายและหลักการที่ได้รับมอบหมายจากคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการประสานฯ) จนได้ข้อยุติเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าและเงื่อนไขสำคัญ และได้มีการจัดทำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการไซยะบุรี ในรูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยสำนักงานอัยการสูงสุด คณะอนุกรรมการประสานฯ กพช. และ คณะรัฐมนตรีแล้ว ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการประสานฯ เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2553 ได้เห็นชอบข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้าและร่าง MOU ของโครงการไซยะบุรีแล้ว

3. ผู้พัฒนาโครงการนี้ คือ บริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน) โดยโครงการตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง ทางตอนเหนือของ สปป. ลาว เป็นเขื่อนชนิด Run-Off River มีกำลังการผลิตติดตั้ง 1,280 เมกะวัตต์ จะขายให้ไทยที่ชายแดน 1,220 เมกะวัตต์ และเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) 4,299 ล้านหน่วย Secondary Energy (SE) 1,410 ล้านหน่วย และ Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ส่วนระบบส่งไฟฟ้า คือ ระบบส่ง 500 kV จากโครงการถึงชายแดนไทย ระยะทาง 220 กม. และเชื่อมเข้ากับระบบส่งขนาด 500 kV ของ กฟผ. ที่ สฟ. เลย 2 ทั้งนี้กำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date :COD) เดือนมกราคม 2562

4. ร่าง Tariff MOU โครงการไซยะบุรี ใช้รูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการน้ำงึม 3 ที่คณะอนุกรรมการประสานฯ ได้เคยพิจารณาให้ความเห็นชอบ โดยมีการปรับเนื้อหาบางส่วนให้มีความเหมาะสมกับลักษณะเขื่อนประเภท Run-Off River สรุปสาระสำคัญของ Tariff MOU โครงการไซยะบุรี ได้ดังนี้

4.1 ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ. กับบริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน)

4.2 กฟผ. จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพช. และบริษัทฯ จะขอความเห็นชอบ MOU จากกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของรัฐบาล สปป. ลาว โดยทั้งสองฝ่ายจะขอ

ความเห็นชอบการลงนาม MOUดังกล่าวภายใน 3 เดือนนับจากวันลงนามและจะแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นลายลักษณ์อักษร โดย MOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้งสองฝ่ายได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐตามที่ระบุข้างต้น ยกเว้นเงื่อนไขเรื่องหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จะมีผลบังคับใช้นับจากวันลงนาม MOU

4.3 โครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 1,280 เมกะวัตต์ โดยขายให้ไทยที่ชายแดน 1,220 เมกะวัตต์ และเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี ของ Primary Energy (PE) 4,299 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) 1,410 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ. จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมง/วัน (06.00-22.00 น.) วันจันทร์ถึงวันเสาร์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง (วันจันทร์ถึงวันเสาร์) และไม่เกิน 8 ชั่วโมงในวันอาทิตย์ ส่วน EE คือพลังงานไฟฟ้านอกเหนือจาก PE และ SE

4.4 อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดนมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

• Primary Energy (PE) Tariff	ส่วนที่ 1 = 3.738 Cents/หน่วย
	ส่วนที่ 2 = 1.271 บาท/หน่วย
• Secondary Energy (SE) Tariff	= 1.652 บาท/หน่วย
• Excess Energy (EE) Tariff	= 1.398 บาท/หน่วย
• Unit Operation Energy Tariff (Pre - COD)	= 75% ของอัตราค่าไฟฟ้าหลัง COD

อัตราค่าไฟฟ้าเมื่อคำนวณโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาท/ดอลลาร์สหรัฐฯ จะเป็นดังนี้

PE เท่ากับ 2.542 บาท/หน่วย PE+SE เท่ากับ 2.322 บาท/หน่วย และ PE+SE+EE เท่ากับ 2.159 บาท/หน่วย

4.5 สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 29 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) โดยอาจต่ออายุสัญญาได้หาก สปป. ลาว อนุมัติและทั้งสองฝ่ายตกลง

4.6 ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำงึม 3 ฉบับที่ได้ลงนามย่อกำกับไว้เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยจะปรับปรุงเงื่อนไขบางประเด็นให้สะท้อนลักษณะโครงการเนื่องจากเป็นเขื่อนผลิตไฟฟ้าชนิด Run-Off River เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม

4.7 MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ช้ากว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป หรือทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็น ลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนครบกำหนด

4.8 บริษัทฯจะต้องวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จำนวน 122 ล้านบาท ก่อนหรือในวันที่ลงนาม MOU

4.9 แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจากการกระทำของอีกฝ่ายหนึ่งได้ รวมถึงการยกเลิก MOU ยกเว้นหลักทรัพย์ค้ำประกันที่บริษัทฯวางไว้หากไม่สามารถเจรจาเพื่อลงนามใน PPA ได้ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ใน MOU

4.10 MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไซยะบุรี และมอบหมายให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไซยะบุรีที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป
2. เห็นชอบในหลักการให้ กฟผ. สามารถปรับปรุงเงื่อนไขใน Tariff MOU โครงการไซยะบุรี ในขั้นการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้ เนื่องจากเป็นโครงการเขื่อนผลิตไฟฟ้าชนิด Run-Off River เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า

เรื่องที่ 4 <u>แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)</u>

<u>สรุปสาระสำคัญ</u>

1. คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ต่อมาเมื่อวันที่ 16 กันยายน 2552 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) ได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คณะอนุกรรมการฯ) ขึ้น เพื่อทำหน้าที่จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีรองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์) เป็นประธานอนุกรรมการ และอนุกรรมการประกอบด้วยผู้แทนจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

2. การจัดทำแผน PDP 2010 ได้ให้ความสำคัญกับการให้ผู้มีส่วนได้เสียทุกภาคส่วนเข้ามีส่วนร่วมในทุกขั้นตอนของการจัดทำแผน และมุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม คือ การกระจายแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ควบคู่ไปกับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้ามาในระบบของประเทศ โดยการส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ของกระทรวงพลังงาน

รวมถึงการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) นอกจากนี้ ได้นำความคิดเห็นจากการประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการ เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 - 2564 (PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2552 มาประกอบการพิจารณาจัดทำแผนด้วย

3. การดำเนินการจัดทำแผน PDP 2010 คณะอนุกรรมการฯ ได้แต่งตั้งคณะทำงานทบทวนสมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คณะทำงานฯ) เพื่อทบทวนสมมติฐาน และนำเสนอต่อคณะอนุกรรมการฯ พิจารณานำสมมติฐานดังกล่าวประกอบการจัดทำแผน PDP 2010 และคณะอนุกรรมการฯ ได้จัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นทั้งกลุ่มย่อยและเปิดกว้างต่อสมมติฐานแผน PDP 2010 ในวันที่ 12 และ 17 กุมภาพันธ์ 2553 ตามลำดับ และการสัมมนารับฟังความคิดเห็นแบบเปิดกว้างต่อแผน PDP 2010 ในวันที่ 8 มีนาคม 2553 ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้นำความคิดเห็นและข้อเสนอแนะ จากการสัมมนารับฟังความคิดเห็นในแต่ละครั้งข้างต้นมาประกอบการปรับปรุงสมมติฐาน และ แผน PDP 2010 ด้วยแล้ว

4. สมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) แบ่งเป็น 3 ส่วนหลัก ดังนี้

4.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าต้องสอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดยจะใช้ค่าพยากรณ์เศรษฐกิจไทยระยะยาวกรณีฐาน จากผลการศึกษาเบื้องต้นของสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ภายใต้การกำกับของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ มาจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อจัดทำแผน PDP 2010 ทั้งนี้ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสิ้นปี 2564 จะลดลงจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้จัดทำแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 จำนวน 7,716 เมกะวัตต์ และในปี 2573 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 52,890 เมกะวัตต์

4.2 ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

4.2.1 ประเทศต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และหากพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศอาจสูงกว่าร้อยละ 20

4.2.2 การจัดหาไฟฟ้าในอนาคตจะมีการพิจารณาการจัดหาไฟฟ้าด้วยการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายชนิดเพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

(1) ภายในปี 2573 ประเทศจะมีการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ ต่ำกว่าร้อยละ 5 โดยพิจารณาตามกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) ของกระทรวงพลังงาน ศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น รวมทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าของ VSPP และ SPP ที่ยื่นเสนอขายจริงและที่มีความพร้อม และกำลังผลิตตามโครงการพลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. ดังนั้น กำลังผลิตไฟฟ้า

จากพลังงานหมุนเวียนในปี 2553-2573 ที่บรรจุในแผน PDP 2010 จะเท่ากับ 4,617 เมกะวัตต์ และเมื่อวิเคราะห์ผลกระทบค่า Ft จากปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแผน PDP 2010 ข้างต้น จะมีผลกระทบประมาณ 0.12 บาทต่อหน่วย ซึ่งสูงกว่าผลกระทบค่า Ft ที่ประมาณการจากเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ประกอบกับ อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ของบางเทคโนโลยี เช่น โซลาร์เซล ซึ่งต้นทุนได้ปรับลดลงมากในช่วง 2-3 ปี ที่ผ่านมาทำให้ Adder ที่กำหนดไว้อาจสูงเกินไป ทั้งนี้ ควรจะมีการทบทวน Adder ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น เพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้ามากนัก

(2) การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน โดยบรรจุโครงการที่มีความชัดเจนในอนาคตที่มีการลงนาม Tariff MOU แล้ว เช่น โครงการหงสาลิกไนต์ โครงการมายกก โครงการ น้ำงึม 3 และกำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (2 ประเทศ) ไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังผลิตทั้งหมด

(3) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ต้องมีสัดส่วนไม่เกิน ร้อยละ 10 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ

(4) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินจะต้องจัดหาเท่าที่จำเป็น หลังจากมีการพิจารณาทางเลือกเชื้อเพลิงอื่นดังกล่าวข้างต้น ทั้งนี้ ในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน จะพิจารณาใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

4.3 การพัฒนาพลังงานสะอาด และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

4.3.1 ทบทวนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพลังงานทดแทน 15 ปีของกระทรวงพลังงาน (พ.ศ. 2551-2565) และศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น

4.3.2 เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) โดยปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ระบบ Cogeneration ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าที่มีความชัดเจนและปรับให้สอดคล้องกับนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 - 2564 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 และในปี 2565 - 2573 กำหนดให้มี SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มขึ้นปีละ 360 เมกะวัตต์ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Cogeneration ขนาดเล็กที่ไม่ใช่ประเภท Firm จะรับซื้อโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ

4.3.3 พิจารณานำเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management: DSM) ซึ่งเป็นอุปกรณ์รูปแบบใหม่หรือเป็นนวัตกรรมใหม่ ได้แก่ โครงการ T5 หักออกจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำหนดเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าจากโครงการดังกล่าวในระยะยาว ทั้งนี้ ค่าพยากรณ์ความ

ต้องการไฟฟ้าได้มีการคำนึงถึงผลประหยัดไฟฟ้าจากโครงการเพิ่มประสิทธิภาพอุปกรณ์ในตัวแบบที่ใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าไว้ด้วยแล้ว

4.3.4 ปรับลดปริมาณการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างเป็นรูปธรรม โดยในปี 2563 ได้กำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 0.387 kg CO_2 / kWh ลดลงจากแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 และหลังจากนั้นจะควบคุมอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่ให้สูงขึ้น

5. สรุปแผน PDP 2010 (2553-2573)

5.1 ประเทศจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2553-2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,005 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น แบ่งประเภทโรงไฟฟ้าใหม่ ดังนี้ (1.1) โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 4,617 เมกะวัตต์ (1.2) โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration 7,137 เมกะวัตต์ (1.3) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 16,670 เมกะวัตต์ (1.4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (ปรับปรุงเขื่อนบางลาง และ โครงการสูบกลับเขื่อนลำตะคอง) จำนวน 512 เมกะวัตต์ (1.5) การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 11,669 เมกะวัตต์ (1.6)โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 5,000 เมกะวัตต์ และ (1.7) โรงไฟฟ้าถ่านหิน 8,400 เมกะวัตต์

5.2 สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

เชื้อเพลิง	PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2		ร่าง PDP 2010		
	ปี 2558	ปี 2564	ปี 2558	ปี 2564	ปี 2573
1.พลังงานหมุนเวียน	3	3	6	6	6
2. ก๊าซธรรมชาติ	69	60	62	49	39
3. พลังน้ำ	3	2	3	3	2
4.รับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	6	9	8	16	19
5. ถ่านหิน	11	15	12	13	21
6. ลิกไนต์	8	6	9	7	2
7. พลังงานนิวเคลียร์	-	5	-	6	11
	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

5.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ ในช่วง ปี 2553-2573

	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73
PDP 2007 Rev. 2	24.0	23.7	20.3	20.4	16.6	16.6	16.6	16.6	15.8	17.0	16.1	15.3									

ร่าง PDP 2010	28.1	27.1	23.7	25.4	23.4	26.0	27.2	23.2	17.3	15.0	15.6	15.4	16.0	16.7	16.5	16.3	15.9	15.4	16.3	16.3	15.0

5.4 การวิเคราะห์ผลกระทบอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามแผน PDP 2010 ในช่วงปี 2554 - 2565 เฉลี่ยประมาณ 3.261 บาทต่อหน่วย ซึ่งเพิ่มขึ้น 68 สตางค์ต่อหน่วยจากอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (ปี 2553) ที่อยู่ในระดับ 2.579 บาทต่อหน่วย เนื่องจาก การปรับเพิ่มของราคาเชื้อเพลิงประมาณ 53 สตางค์ต่อหน่วย

5.5 ประมาณการความต้องการเงินลงทุนในกิจการไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

ปี	กิจการผลิตไฟฟ้า[1/]	กิจการระบบส่งไฟฟ้า[2/]	รวม
2553-2563	1,690,908	328,209	2,019,117
2564-2573	1,778,618	421,050	2,199,668
รวมทั้งสิ้น	3,469,526	749,259	4,218,785

หมายเหตุ:
1/ ประมาณการจากการประมาณความต้องการเงินลงทุนของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP SPP VSPP และการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน)
2/ ประมาณการจากการประมาณความต้องการเงินลงทุนระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.

5.6 ความสามารถการลงทุนของ กฟผ. ในอนาคต พิจารณาจากโครงสร้างเงินทุนของกิจการ (D/E Ratio) เฉลี่ยตั้งแต่ปี 2554-2565 อยู่ในระดับ 0.74 และระดับความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) เฉลี่ยอยู่ในระดับ 2.21 ซึ่งไม่ต่ำกว่าเกณฑ์ทางการเงินของ กฟผ. (D/E ratio ไม่มากกว่า 1.5 เท่า และ DSCR ไม่น้อยกว่า 1.3 เท่า

6. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้พิจารณาและเห็นชอบแผน PDP 2010 ตามที่คณะอนุกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเสนอ เพื่อใช้เป็นกรอบในการพิจารณาโครงการลงทุนด้านพลังงาน อย่างไรก็ตาม กกพ. มีความเห็นเพิ่มเติม ดังนี้

6.1 เห็นควรให้มีการทบทวน PDP 2010 เมื่อสมมติฐานเปลี่ยนไป

6.2 การส่งเสริมโครงการพลังงานหมุนเวียนต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า และความพร้อมของระบบส่งไฟฟ้าที่จะรองรับการเชื่อมต่อของโครงการพลังงานหมุนเวียน

6.3 การพิจารณาถึงแผนการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับเหตุฉุกเฉินได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพื่อให้มีการส่งเสริมการกระจายแหล่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า รวมทั้งเสริมสร้างระบบความมั่นคงในการจ่ายก๊าซธรรมชาติ

6.4 การจัดทำระบบการติดตามและประเมินผล PDP 2010 ในด้านนโยบายการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (Energy Intensity)

6.5 การเปรียบเทียบผลกระทบของอัตราค่าไฟฟ้าในกรณีทางเลือกต่างๆ รวมทั้งกรณีที่ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ตามแผน

6.6 การรักษาสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมของกิจการไฟฟ้าของรัฐในอัตราร้อยละ 50 ควรพิจารณาถึงความสามารถในการลงทุนตาม PDP 2010 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งต้องการใช้เงินลงทุนที่สูงมาก

<u>มติของที่ประชุม</u>

1. เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)
2. เห็นควรให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) และนำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป
3. เห็นควรให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานไปศึกษาทบทวนอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้นและนำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

เรื่องที่ 5 <u>เรื่องเพื่อทราบ</u>

ที่ประชุมได้รับทราบสถานการณ์และความก้าวหน้าของเรื่องต่างๆ ดังต่อไปนี้

- เรื่องที่ 5.1 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- เรื่องที่ 5.2 การแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว(LPG) ในประเทศ
- เรื่องที่ 5.3 นโยบายด้านพลังงานลมของประเทศเดนมาร์ก
- เรื่องที่ 5.4 รายงานของผู้สอบบัญชีและงบการเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551 และ 2550 ที่สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินตรวจสอบรับรองแล้ว
- เรื่องที่ 5.5 งบประมาณรายจ่ายประจำปี 2553 ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
- เรื่องที่ 5.6 รายงานผลการดำเนินงานกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียมปีงบประมาณ 2552
- เรื่องที่ 5.7 รายงานประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2551 ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
- เรื่องที่ 5.8 รายงานความคืบหน้าแนวทางการแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า