รายงานประจำปี 2553

“ บริหาร จัดการ นโยบายและแผน
สร้างความมั่นคงด้านพลังงาน
และอนุรักษ์พลังงานควบคู่กับ
การรักษาสิ่งแวดล้อม
เพื่อความยั่งยืนของประเทศ ”

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

EPPO

รายงานประจำปี 2553

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สารจากผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

เศรษฐกิจไทยในปี 2553 ขยายตัวเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 7.8 เนื่องด้วยเศรษฐกิจโลกฟื้นตัว การส่งออก การลงทุน และการบริโภคในประเทศเติบโต ล้วนส่งผลให้การใช้พลังงานทุกประเภทเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะเป็นองค์กรหลักในการสร้างสรรค์และจัดการนโยบายพลังงาน จึงได้ดำเนินการรองรับผลกระทบเชิงยุทธศาสตร์ โดยป้องกันการขาดแคลนพลังงานเพื่อความมั่นคงและยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ ไปพร้อมๆ กับการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน

รายงานประจำปีฉบับนี้ ได้รวบรวมผลการดำเนินงานที่สำคัญของ สนพ. ในรอบปี 2553 ซึ่งนับว่าประสบความสำเร็จเป็นอย่างดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเชิงบูรณาการแผนบริหารพลังงาน เช่น พิจารณาจัดทำแผนสำรองในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคตให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ และทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตลอดจนเสนอแนะมาตรการแก้ไขป้องกันการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว และบริหารจัดการด้านราคาพลังงานให้มีราคาที่เป็นธรรมและสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

ขณะเดียวกัน สนพ. ได้เสนอแนะยุทธศาสตร์ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน โดยเน้นการใช้ทรัพยากรในประเทศ เพื่อความมั่นคงด้านพลังงานและเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันที่ยั่งยืน เช่น การดำเนินโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน การส่งเสริมการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงทางเลือกอื่นทดแทนน้ำมัน เช่น แก๊สโซฮอลและไบโอดีเซล เป็นต้น ควบคู่ไปกับการดำเนินมาตรการและกิจกรรมเพื่อช่วยเหลือสังคมอย่างต่อเนื่อง อาทิ โครงการรวมพลังสร้างสรรค์สังคม เพื่อส่งเสริมให้เจ้าหน้าที่ของ สนพ. มีส่วนร่วมกับสังคมและชุมชน มาตรการลดภาระค่าครองชีพของประชาชนโดยลดค่าไฟฟ้าแก่ผู้มีรายได้น้อยและผู้ประสบอุทกภัย เป็นต้น

ในนามของผู้บริหาร สนพ. ผมขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ทุกฝ่าย ที่ได้ปฏิบัติหน้าที่เพื่อประเทศชาติและองค์กรอย่างเต็มกำลังความสามารถ ด้วยความวิริยะอุตสาหะ และขอถือโอกาสนี้ส่งผ่านความขอบคุณไปยังหน่วยงานภาครัฐและเอกชน ที่ประสานความร่วมมือในการดำเนินมาตรการรับมือผลกระทบด้านพลังงานอย่างได้ผลดียิ่ง พร้อมกันนี้ ผมขอขอบคุณพี่น้องประชาชนคนไทยที่เห็นความสำคัญและให้ความร่วมมือในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อความมั่นคงและยั่งยืนทางด้านพลังงานของประเทศ ผมหวังเป็นอย่างยิ่งว่าทุกท่านจะให้การสนับสนุนการดำเนินงานของ สนพ. อย่างต่อเนื่องสืบไป

นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ
ผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

สารบัญ

สารจากผู้อำนวยการ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2

ส่วนที่ 1
ข้อมูลภาพรวมในหน่วยงาน 6

วิสัยทัศน์ พันธกิจ และประเด็นยุทธศาสตร์ 7
ค่านิยมและวัฒนธรรมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 8
ผู้บริหาร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 9
โครงสร้างการบริหารงาน และกรอบอัตรากำลัง 12

ส่วนที่ 2
สถานการณ์พลังงานปี 2553 และแนวโน้มปี 2554 14

ส่วนที่ 3
สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2553 34

ส่วนที่ 4
ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2553 44

ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ปี 2553 45
กิจกรรมเพื่อช่วยเหลือสังคม 50

ผลการดำเนินงานตามนโยบายพลังงาน ปี 2553 54

ด้านไฟฟ้า 54

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (Power Development Plan 2010) กรณีแผนสำรอง 54
- การปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น 57
- ความร่วมมือในการซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน 58
- การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) 60

- การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration 62
- การดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration 63
- การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 66
- โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน 70
- นโยบายการตรึงค่าไฟฟ้า 71
- มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน 72
- มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัย 73
- การกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่ประชาชนมีส่วนร่วม 74
- แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า 75

ด้านปิโตรเลียม 78

- แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว 78
- การทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1 79
- กรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น 82
- แนวทางการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas ; LNG) และอัตราค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) 84
- การแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ 89
- การส่งเสริมไบโอดีเซล (B 100) 91
- การส่งเสริมเอทานอล 95
- การพิจารณายกเลิกเพดานราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle ; NGV) 96
- มาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อประชาชนตามนโยบายการตรึงราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle ; NGV) 98

ด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน 100

- การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน 100
- การพัฒนาพลังงานทดแทน 103
- การพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์ 106

กิจกรรมด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน 112

ส่วนที่ 5
งบการเงินและหมายเหตุประกอบงบการเงิน ปี 2553 115

ส่วนที่ 6
ผลการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 134

ส่วนที่ 1

ข้อมูลภาพรวมในหน่วยงาน

วิสัยทัศน์ พันธกิจ และประเด็นยุทธศาสตร์

วิสัยทัศน์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นองค์กรหลักในการสร้างสรรค์ และบริหารจัดการนโยบายและแผนด้านพลังงาน เพื่อความยั่งยืนของประเทศ

พันธกิจ

ประกอบด้วย 6 พันธกิจ คือ

1. เสนอแนะนโยบายและบูรณาการแผนบริหารพลังงานของประเทศ
2. เสนอแนะยุทธศาสตร์การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนของประเทศ
3. เสนอแนะมาตรการแก้ไขป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว
4. กำกับ ติดตาม และประเมินนโยบายและแผนบริหารพลังงานของประเทศ
5. บริหารจัดการเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารด้านพลังงานของประเทศ
6. พัฒนาสู่การเป็นองค์กรเชิงยุทธศาสตร์

ประเด็นยุทธศาสตร์

ประกอบด้วย 5 ประเด็นยุทธศาสตร์ คือ

- **ยุทธศาสตร์ที่ 1** สร้างสรรค์นโยบาย และบริหารแผนด้านพลังงานของประเทศ
- **ยุทธศาสตร์ที่ 2** ส่งเสริมและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาด
- **ยุทธศาสตร์ที่ 3** ส่งเสริมและพัฒนาทุกภาคส่วนในการอนุรักษ์และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- **ยุทธศาสตร์ที่ 4** พัฒนาเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารด้านพลังงานของประเทศ
- **ยุทธศาสตร์ที่ 5** สร้างความเข้มแข็งเพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรชั้นนำด้านบริหารจัดการพลังงาน (Strengthening EPPO)

ค่านิยมหลัก (Core Values)

ค่านิยมและวัฒนธรรมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้กำหนดค่านิยมและวัฒนธรรมของหน่วยงาน เพื่อสร้างบรรทัดฐานในการปฏิบัติงาน สร้างความเป็นอันหนึ่งอันเดียวกันของบุคลากร เป็นเอกลักษณ์เฉพาะองค์กร ให้ข้าราชการและเจ้าหน้าที่ในสังกัดพึงยึดถือเป็นแนวทางในการปฏิบัติงานอย่างต่อเนื่องและเกิดผลในทางปฏิบัติอย่างทั่วถึง ให้เกิดเป็นวัฒนธรรมในการทำงานที่ดีต่อไป ดังนี้

"มุ่งความเป็นเลิศ ก่อเกิดเครือข่าย เป้าหมายส่วนรวม ร่วมใจหนึ่งเดียว"

E Excellence

มุ่งความเป็นเลิศ
มุ่งเน้นผลสัมฤทธิ์ในการปฏิบัติงาน รวมไปถึงการพัฒนางานให้สู่ความเป็นเลิศ โดยตอบสนองต่อเป้าหมายและพันธกิจขององค์กร

P Partnership

ก่อเกิดเครือข่าย
มุ่งเน้นการเป็นหุ้นส่วนทางยุทธศาสตร์ ในการปฏิบัติงานร่วมกันกับเครือข่าย (Network) ที่ครอบคลุมภารกิจต่างๆ ให้บรรลุผลสำเร็จ

P Public Interest

เป้าหมายส่วนรวม
มุ่งเน้นการปฏิบัติงานเพื่อประโยชน์ และตอบสนองความต้องการของสาธารณะ

O Ownership

ร่วมใจหนึ่งเดียว
มุ่งเน้นการทำงานเป็นทีม ความร่วมแรงร่วมใจ ความเป็นอันหนึ่งอันเดียวกัน และความรับผิดชอบต่อผลการปฏิบัติงานร่วมกัน

ผู้บริหาร
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

1

2

3

1. นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ
   ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
2. นายชวลิต พิชาลัย
   รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
3. นายนที ทับมณี
   รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุ:

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
(ตั้งแต่วันที่ 19 ธันวาคม 2549 ถึง 18 มีนาคม 2554)

นายบุญส่ง เกิดกลาง
ผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงาน
รักษาราชการแทนผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
(ตั้งแต่วันที่ 24 มีนาคม ถึง 28 เมษายน 2554)

ผู้บริหาร
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

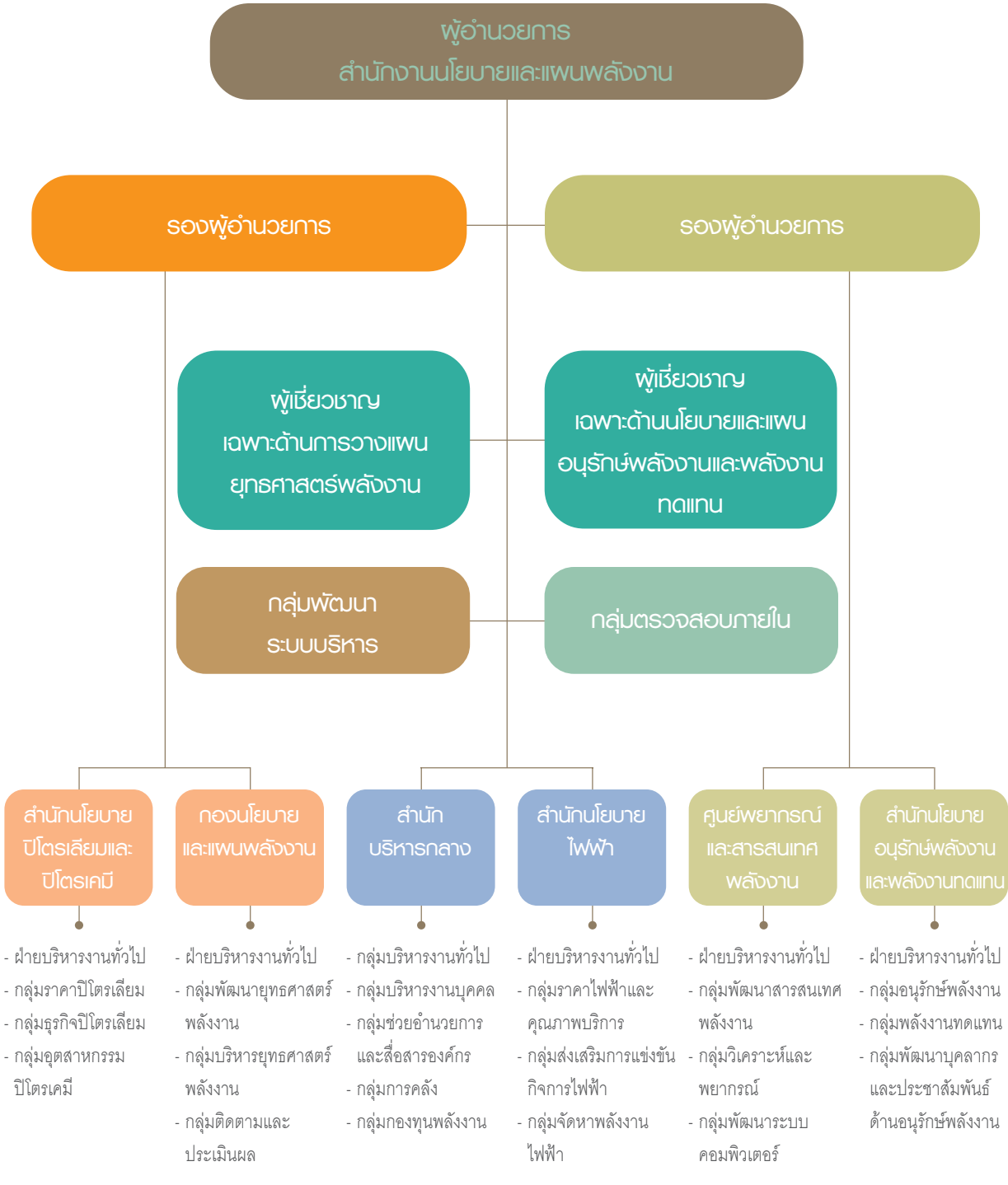
4 5 6 7

4. -ว่าง-
   ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้าน
   การวางแผนยุทธศาสตร์พลังงาน
5. นางสาวชนานัญ บัวเขียว
   ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้าน
   นโยบายและแผนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
6. นางสาวดาวทิพย์ วานิชานนท์
   ผู้อำนวยการกลุ่มพัฒนาระบบบริหาร
7. นางสาวสมศรี กิจเจริญวงศ์
   ผู้อำนวยการกลุ่มตรวจสอบภายใน

8 9 10 11 12 13

8. นางปัทมาวดี จีรังสวัสดิ์
ผู้อำนวยการสำนักบริหารกลาง
9. นางเอมอร ชีพสุมล
ผู้อำนวยการกองนโยบายและแผนพลังงาน
10. -ว่าง-
ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน
11. นายสุชาลี สุมามาลย์
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี
12. นายเสมอใจ ศุขสุเมฆ
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า
13. นายสิทธิโชติ วันทวิน
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน

โครงสร้างการบริหารงาน และกรอบอัตรากำลัง



โครงสร้างการบริหารงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

กรอบอัตรากำลังในภาพรวมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีความมุ่งมั่นในการพัฒนาพลังงานของประเทศให้มีความมั่นคงและยั่งยืน ซึ่งการยึดมั่นตามยุทธศาสตร์ดังกล่าว จำเป็นต้องมีการสรรหาบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถเหมาะสมและเพียงพอต่อภาระงานที่เพิ่มขึ้น โดยในปี 2553 มีกรอบอัตรากำลังรวมทั้งสิ้น 162 อัตรา แบ่งออกเป็น ข้าราชการ 90 อัตรา ลูกจ้างประจำ 10 อัตรา พนักงานราชการ 41 อัตรา และลูกจ้างชั่วคราว 21 อัตรา ซึ่งมีหลักการกระจายกำลังคนให้เกิดความทั่วถึงและมีประสิทธิภาพสูงสุด อันจะนำไปสู่การดำเนินงานที่ประสบความสำเร็จตรงตามพันธกิจที่ได้กำหนดไว้

หน่วย : อัตรา

ลำดับที่	หน่วยงาน	ข้าราชการ	ลูกจ้างประจำ	พนักงานราชการ	ลูกจ้างชั่วคราว	รวม
1	ราชการบริหารส่วนกลาง	5	-	-	-	5
2	กลุ่มพัฒนาระบบบริหาร	2	-	2	-	4
3	กลุ่มตรวจสอบภายใน	2	-	1	1	4
4	สำนักบริหารกลาง	22	10	16	19	67
5	กองนโยบายและแผนพลังงาน	12	-	3	-	15
6	ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน	10	-	3	-	13
7	สำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี	13	-	7	-	20
8	สำนักนโยบายไฟฟ้า	11	-	6	-	17
9	สำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน	13	-	3	1	17
	รวม	90	10	41	21	162

ข้อมูล ณ วันที่ 18 พฤษภาคม 2554

ส่วนที่ 2

สถานการณ์พลังงาน ปี 2553 และแนวโน้มปี 2554

สถานการณ์พลังงาน ปี 2553 และแนวโน้มปี 2554

เศรษฐกิจของไทยในปี 2553 ขยายตัวในอัตราร้อยละ 7.8 อันเป็นผลมาจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกและความมั่นใจของนักลงทุน ทำให้การส่งออก การลงทุน และการบริโภคของภาคเอกชนขยายตัว ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลให้การใช้พลังงานของประเทศในภาพรวมเพิ่มขึ้น โดยสรุปได้ดังนี้

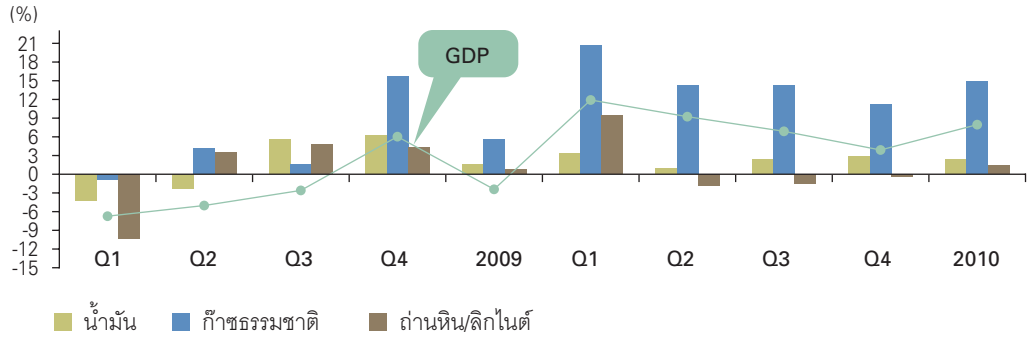
การใช้ การผลิต การนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย: เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	ปี 2552	ปี 2553	ปี 2552				ปี 2553			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
การใช้	1,663	1,783	1,612	1,693	1,651	1,693	1,794	1,803	1,760	1,776
การผลิต	895	989	888	900	878	911	978	1,000	985	993
การนำเข้า (สุทธิ)	922	1,002	889	955	942	901	993	1,083	916	1,014
การนำเข้า/การใช้ (%)	55	56	55	56	57	53	56	60	52	54
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)										
การใช้	2.8	7.2	-4.1	0.9	3.5	10.0	11.3	6.5	6.6	4.9
การผลิต	5.2	10.6	9.5	0.3	0.5	10.1	10.1	11.0	12.2	9.0
การนำเข้า (สุทธิ)	-3.2	8.7	-19.2	-3.6	3.1	10.6	11.7	13.4	-2.8	12.5
GDP (%)	-2.3	7.8	-7.1	-4.9	-2.8	5.9	12.0	9.1	6.7	3.8

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2553 เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 เมื่อเทียบกับปี 2552 หรืออยู่ที่ระดับ 1,783 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งเป็นผลจากภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวสูงขึ้น โดยก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 44 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.0 เนื่องจากนำไปใช้ในอุตสาหกรรมและในรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้น การใช้น้ำมันมีสัดส่วนรองลงมาที่ร้อยละ 37 มีการใช้เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 1.5 เนื่องจากราคาน้ำมันปีนี้ไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ทั้งนี้เพราะค่าเงินบาทของไทยแข็งค่าขึ้น นอกจากนี้น้ำมันเบนซินและดีเซลยังถูกทดแทนโดยก๊าซ NGV ส่วนการใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยร้อยละ 0.7 ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้า มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 เนื่องจากในปีนี้มีไฟฟ้านำเข้าจากแหล่งน้ำเทิน 2 จำนวน 948 เมกะวัตต์เข้ามาในระบบตั้งแต่เดือนมีนาคม ประกอบกับปริมาณน้ำในเขื่อนของไทยมีมากในช่วงปลายปี

อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น



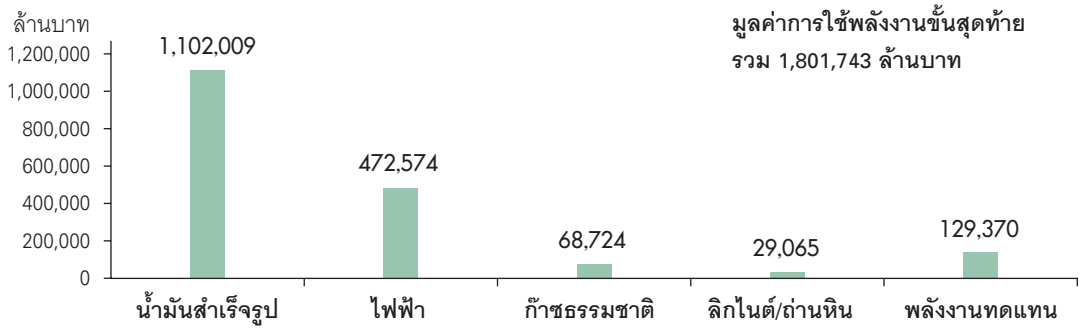
การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย: เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	ปี 2552	ปี 2553	ปี 2552				ปี 2553			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
การใช้	1,663	1,783	1,612	1,693	1,651	1,693	1,785	1,799	1,764	1,785
น้ำมัน	643	652	661	637	615	658	681	643	629	676
ก๊าซธรรมชาติ	682	784	624	695	696	712	750	793	796	789
ถ่านหิน	205	211	186	222	215	196	213	220	209	188
ลิกไนต์	98	99	98	106	97	92	98	102	98	99
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	35	36	44	32	29	36	43	42	32	41

มูลค่าพลังงาน การใช้พลังงานมีมูลค่า 1,801,743 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 224,058 ล้านบาท หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.2 โดยมูลค่าการใช้พลังงานทุกชนิดเพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาพลังงานเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2552

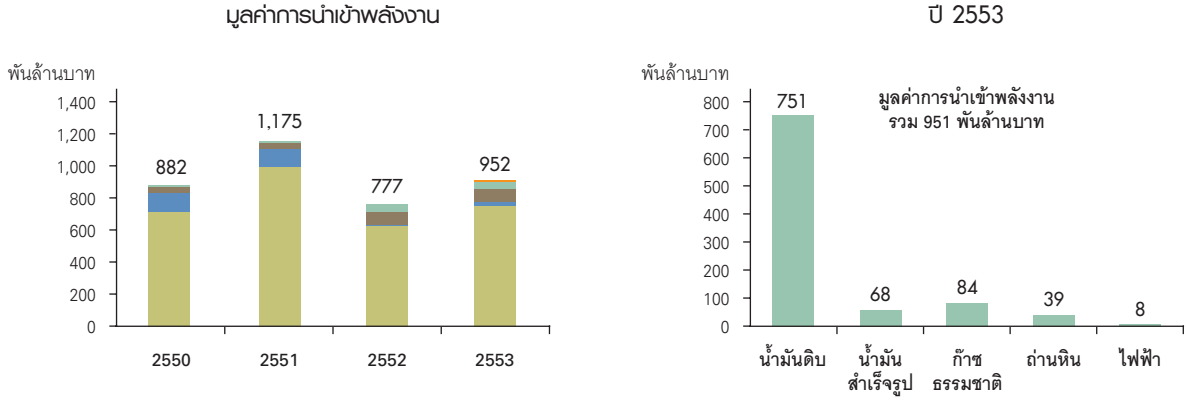
มูลค่าการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย



	น้ำมันสำเร็จรูป	ไฟฟ้า	ก๊าซธรรมชาติ	ลิกไนต์/ถ่านหิน	พลังงานทดแทน	รวม
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	15.3	10.0	39.5	4.5	12.2	14.2

การนำเข้าพลังงาน ในปี 2553 มีมูลค่ารวม 951,992 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 175,086 ล้านบาท หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.5 โดยมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาน้ำมันดิบนำเข้าเพิ่มขึ้นจาก 61.90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2552 มาอยู่ที่ระดับ 79.48 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปีนี้ และมูลค่าการนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปและการนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาน้ำมันปีนี้เพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณการนำเข้าถ่านหินก็มากขึ้นด้วยเมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เพราะมีการนำเข้ามาทดแทนลิกไนต์ในประเทศที่ผลิตได้ลดลง มูลค่าการนำเข้าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีปริมาณการนำเข้าเพิ่มขึ้นจากแหล่งใหม่คือ น้ำเทิน 2 ของประเทศลาว เป็นจำนวน 920 เมกะวัตต์

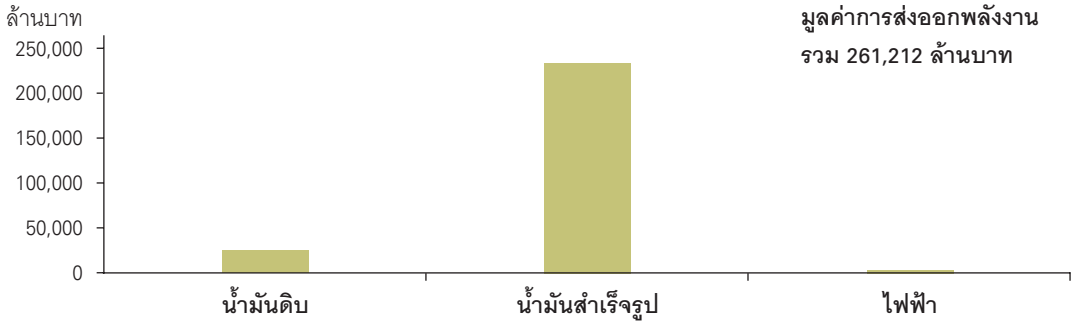
มูลค่าการนำเข้าพลังงาน



	น้ำมันดิบ	น้ำมันสำเร็จรูป	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน	ไฟฟ้า	รวม
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	20.6	135.3	0.3	6.6	125.1	22.5

การส่งออกพลังงาน ในปี 2553 มีมูลค่ารวม 261,212 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้ว 25,151 ล้านบาท หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.7 การส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปมีมูลค่ารวม 257,971 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 25,275 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.9

มูลค่าการส่งออกพลังงาน ปี 2553



	น้ำมันดิบ	น้ำมันสำเร็จรูป	ไฟฟ้า	รวม
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	-4.8	12.9	-3.7	10.7

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

น้ำมันดิบ ปี 2553 มีปริมาณการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 816 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 คิดเป็นมูลค่า 751 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.6 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 28.4 จากราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบนำเข้า 61.90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2552 มาอยู่ที่ระดับ 79.48 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2553

การนำเข้าน้ำมันดิบ

	ปี					อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
	2549	2550	2551	2552	2553	ปี 2551	ปี 2552	ปี 2553
ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)	829	804	812	803	816	0.9	-1.0	1.6
ราคาเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล)	65.41	70.54	101.44	61.90	79.48	43.8	-39.0	28.4
มูลค่า (พันล้านบาท)	754	716	1,003	623	751	40.1	-37.9	20.6

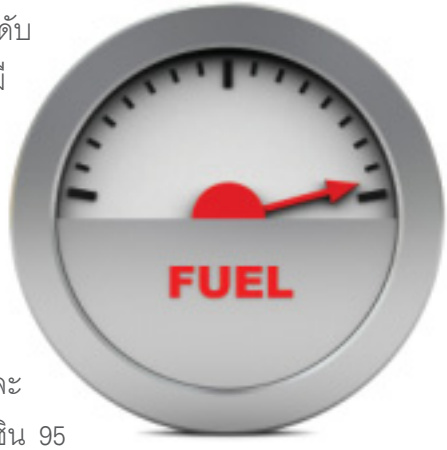
น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2553 มีการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นจากปี 2552 ร้อยละ 1.9 โดยดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 เนื่องจากการขยายตัวของภาคเศรษฐกิจ ส่วน LPG มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.0 ซึ่งเป็นผลจากการใช้ของภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น น้ำมันเครื่องบินเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.3 เพราะมีการส่งเสริมการท่องเที่ยวมากขึ้น ในขณะที่การใช้เบนซินลดลงร้อยละ 1.4 อันเป็นผลจากราคาขายปลีกเฉลี่ยในปีนี้สูงกว่าปีที่แล้ว ส่วนปริมาณการใช้น้ำมันเตาใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา ลดลงเล็กน้อยร้อยละ 4.2

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

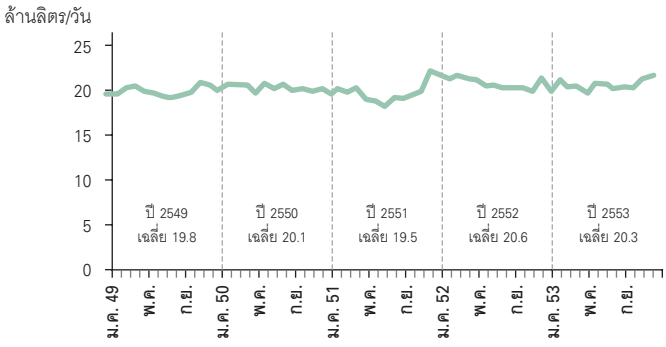
ชนิด	ปี				อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)			
	2550	2551	2552	2553	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	ปี 2553
เบนซิน	126	122	130	128	1.6	-2.9	5.6	-1.4
ธรรมดา 91	81	74	74	78	3.6	-8.4	-0.4	5.0
พิเศษ	45	48	56	50	-1.1	7.0	15.0	-10.0
- แก๊สโซฮอล	26	42	53	49	28.1	62.5	23.8	-7.3
- 95	19	6	3	1	-24.7	-69.1	-48.0	-56.7
ก๊าด	0.3	0.3	0.3	0.2	-7.5	-13.7	12.5	-13.5
ดีเซล	322	303	318	318	1.8	-5.7	4.6	0.1
เครื่องบิน	85	80	76	81	9.1	-5.9	-4.4	6.3
น้ำมันเตา	73	56	47	45	-27.8	-22.1	-16.9	-4.2
LPG	100	117	119	131	14.5	17.4	0.9	10.0
รวม	**707**	**679**	**690**	**704**	**-0.1**	**-3.6**	**1.3**	**1.9**

ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feedstock ในปิโตรเคมี

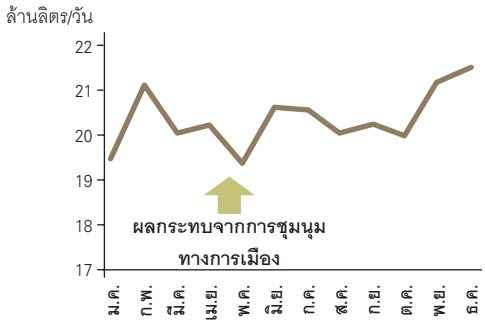


- **น้ำมันเบนซิน** ในปี 2553 การใช้น้ำมันเบนซินเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 20.3 ล้านลิตรต่อวัน หรือ ลดลงร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับปี 2552 โดยมีข้อสังเกตว่าในเดือนพฤษภาคมมีปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินน้อยที่สุด เนื่องจากได้รับผลกระทบจากการชุมนุมทางการเมือง และการประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินในบางพื้นที่ ซึ่งอาจส่งผลให้ประชาชนบางส่วนลดการเดินทางลง อีกทั้งราคาน้ำมันเบนซินเฉลี่ยในปีนี้สูงกว่าปี 2552 และผู้ใช้รถบางส่วนเปลี่ยนไปใช้ NGV แทน ปัจจุบันการใช้เบนซินธรรมดามีสัดส่วนร้อยละ 61 แยกเป็นเบนซิน 91 ร้อยละ 40 และแก๊สโซฮอล 91 ร้อยละ 21 และเบนซินพิเศษร้อยละ 39 แยกเป็นเบนซิน 95 ร้อยละ 1 และแก๊สโซฮอล 95 ร้อยละ 38

ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินรายเดือน



ปี 2553

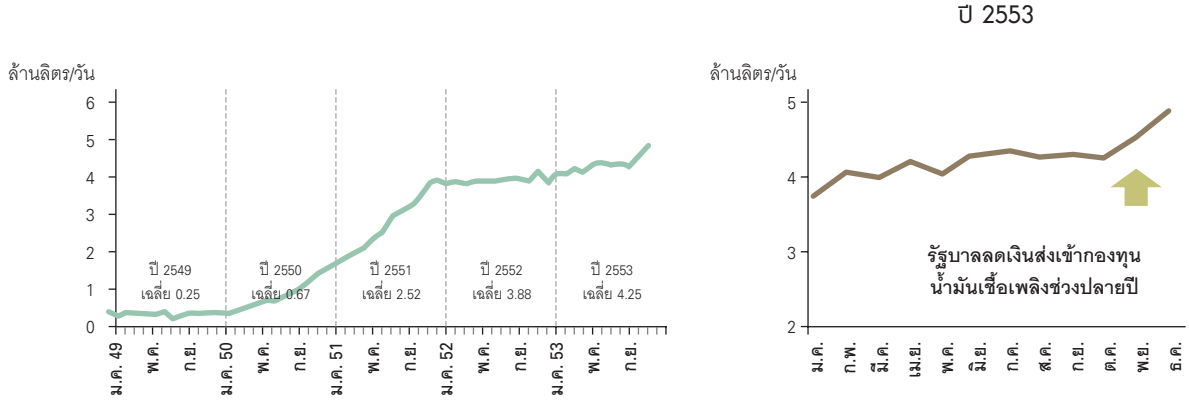


อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้น้ำมันเบนซิน ปี 2553

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
จากช่วงเดียวกัน ปี 52 เทียบกับ ปี 53	-8.9	0.5	-6.3	-4.3	-8.1	1.4	0.9	0.4	1.2	-1.2	7.6	1.2	-1.4
จากเดือนก่อน ปี 53	-7.7	8.1	-5.3	1.2	-4.5	6.4	-0.2	-2.8	1.4	-1.5	6.0	1.4	

- **แก๊สโซฮอล** ในปี 2553 มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 59 ของปริมาณการใช้เบนซินทั้งหมด โดยมีปริมาณการใช้ลดลงจาก 12.2 ล้านลิตรต่อวันในปี 2552 เป็น 12.0 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือลดลงร้อยละ 2.0 เป็นการใช้แก๊สโซฮอล 95 อยู่ที่ระดับ 7.7 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.3 ส่วนการใช้แก๊สโซฮอล 91 เพิ่มขึ้นสูงมากเนื่องจากรัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล 91 ด้วยการสร้างความมั่นใจในกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์ รวมทั้งในช่วงปลายปีรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดการนำเข้าโดยปรับลดเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง มีผลให้ราคาขายปลีกแก๊สโซฮอล 91 และแก๊สโซฮอล 95 (E20) ถูกลง 1 บาทต่อลิตร และ 1.10 บาทต่อลิตร ตามลำดับ เพื่อเป็นการจูงใจผู้ใช้น้ำมัน

ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล 91 (E10) รายเดือน

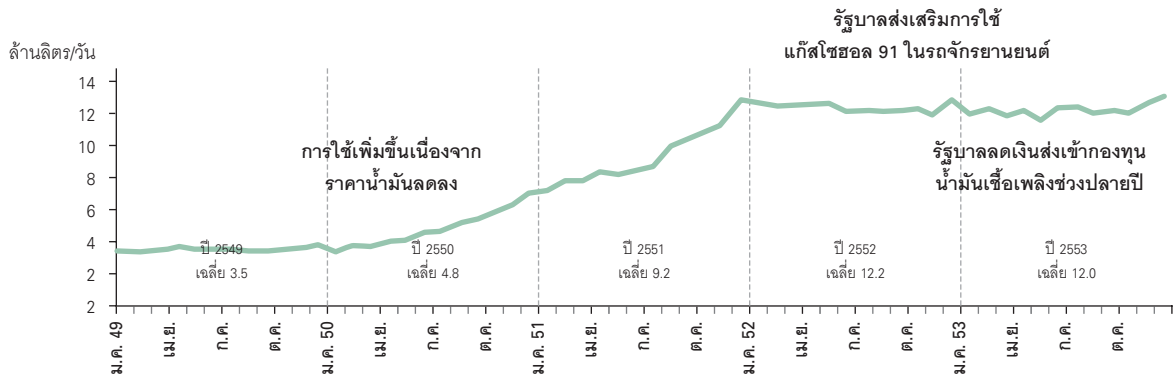


อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล 91 (E10) ปี 2553

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
จากช่วงเดียวกันปี 52 เทียบกับปี 53	-1.7	8.2	4.1	11.4	5.3	13.0	12.9	9.4	10.1	8.5	17.0	17.9	9.7
จากเดือนก่อนปี 53	-7.5	7.4	-1.9	5.4	-4.0	6.4	0.8	-1.9	1.0	-1.3	6.0	7.4	

สำหรับสถานีบริการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอลเมื่อสิ้นเดือนธันวาคม 2553 มีจำนวนทั้งสิ้น 4,279 แห่ง แบ่งเป็นสถานีบริการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 (E10) 4,109 แห่ง สถานีบริการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล 91 (E10) 2,821 แห่ง สถานีบริการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล (E20) 542 แห่ง สถานีบริการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล (E85) 10 แห่ง

ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลรายเดือน



อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล ปี 2553

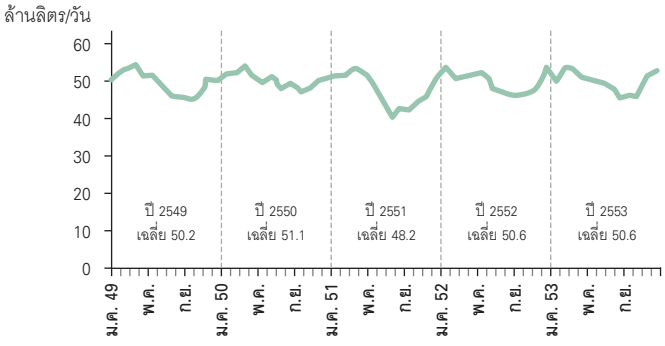
Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
จากช่วงเดียวกัน ปี 52 เทียบกับ ปี 53	-7.5	-1.2	-7.9	-4.1	-8.5	1.4	1.5	-0.3	0.1	-2.5	5.6	1.0	-2.0
จากเดือนก่อน ปี 53	-7.9	4.9	-5.7	3.4	-4.5	6.7	0.4	-2.4	0.2	-1.7	5.2	3.5	

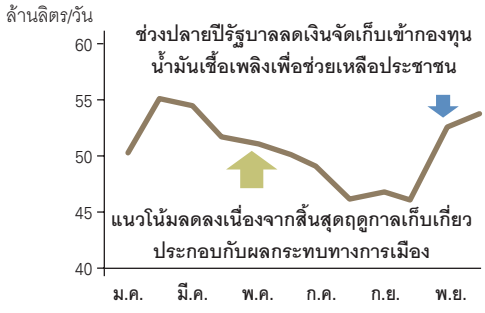
- **น้ำมันดีเซล** ในปี 2553 มีปริมาณการใช้เฉลี่ย 50.6 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 โดยปริมาณการใช้ช่วงต้นปีอยู่ที่ระดับใกล้เคียงกับปลายปี 2552 ต่อเนื่องมาจนถึงช่วงกลางปีจึงมีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากสิ้นสุดช่วงฤดูกาลเก็บเกี่ยวและเริ่มเข้าสู่ฤดูฝน ซึ่งมักมีการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อการขนส่งสินค้าทางการเกษตรลดลง ประกอบกับได้รับผลกระทบจากการชุมนุมทางการเมือง และการประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินในบางพื้นที่ จึงอาจส่งผลให้ประชาชนบางส่วนลดการเดินทางลง และการใช้น้ำมันดีเซลเริ่มปรับตัวสูงขึ้นอีกครั้งในช่วงเดือนพฤศจิกายน เนื่องจากปัญหาน้ำท่วมเริ่มคลี่คลาย การเดินทางจึงกลับมาเป็นปกติ รวมทั้งปลายปีรัฐบาลได้มีนโยบายช่วยเหลือเพื่อลดภาระภาคประชาชน โดยลดเงินจัดส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในช่วงราคาน้ำมันแพง ประกอบกับเป็นช่วงฤดูหนาว ซึ่งเป็นฤดูกาลแห่งการท่องเที่ยว จึงทำให้ภาพรวมการใช้น้ำมันดีเซลทั้งปีเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

ในปัจจุบันการใช้น้ำมันดีเซลของไทยแบ่งเป็น 2 ชนิด ได้แก่ น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว และไบโอดีเซล (B5) โดยตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2553 รัฐบาลได้กำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วต้องผสมไบโอดีเซลร้อยละ 3 (B3) ของปริมาตร เพื่อส่งเสริมให้ประชาชนหันมาใช้พลังงานทดแทนมากขึ้น รวมทั้งเพื่อรองรับการใช้น้ำมันไบโอดีเซล (B5) มาตรฐานเดียวตามเป้าหมายในปี 2554

ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลรายเดือน

ปี 2553

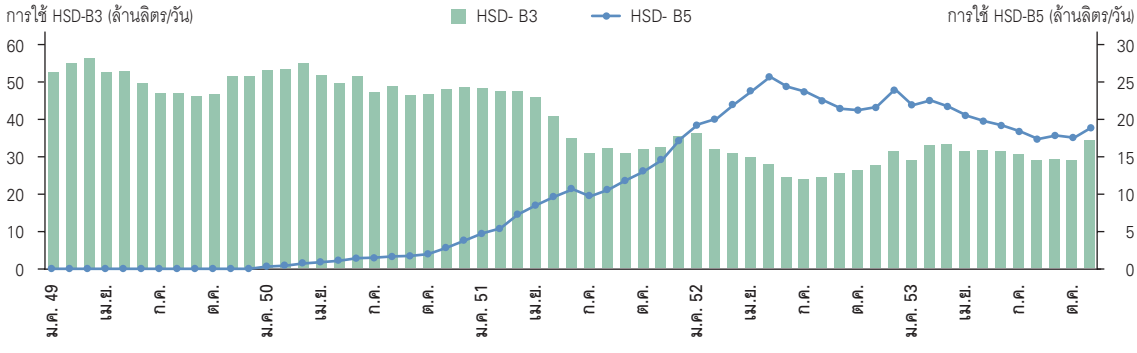




อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้น้ำมันดีเซล ปี 2553

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
จากช่วงเดียวกัน ปี 52 เทียบกับ 53	-8.9	7.4	3.7	-2.3	-4.3	3.4	3.0	-1.0	0.7	-2.5	7.4	-2.9	0.1
จากเดือนก่อน ปี 53	-8.7	9.3	-1.4	-5.1	-0.8	-1.8	-2.7	-5.6	1.4	-1.1	14.0	1.8	

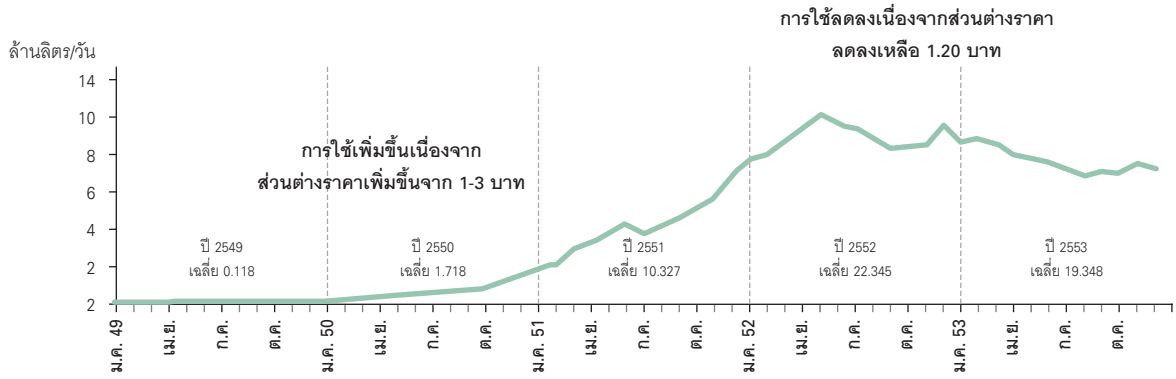
ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 และ บี3



- **ไบโอดีเซล (B5)** ในปี 2553 ปริมาณการจำหน่ายลดลงจาก 22.3 ล้านลิตรต่อวันในปี 2552 เป็น 19.3 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือ ลดลงร้อยละ 13.5 โดยปริมาณการใช้ช่วงต้นปีอยู่ที่ระดับใกล้เคียงกับปลายปี 2552 ต่อเนื่องมาจนถึงช่วงกลางปีจึงมีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากเกิดปัญหาความไม่สงบทางการเมืองในเดือนพฤษภาคม ทำให้การเดินทางของประชาชนลดลง ประกอบกับราคาน้ำมันไบโอดีเซล (B5) ปีนี้ไม่แตกต่างจากราคาดีเซลมากนัก จึงไม่เกิดแรงจูงใจต่อประชาชนที่จะหันไปใช้น้ำมันไบโอดีเซล (B5) และในช่วงปลายปีเดือนสิงหาคมถึงตุลาคมมีฝนตกหนักบางพื้นที่ทำให้เกิดภาวะน้ำท่วม จึงเป็นเหตุให้การใช้น้ำมันไบโอดีเซล (B5) ลดลง

ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2553 มีสถานีบริการน้ำมันไบโอดีเซล (B5) รวมทั้งสิ้น 3,862 แห่ง และมีบริษัทผู้ค้าน้ำมันที่ขายน้ำมันไบโอดีเซล (B5) เป็นจำนวนถึง 14 บริษัท โดยบางจากมีสัดส่วนสถานีบริการมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 27 ปตท. มีสัดส่วนรองลงมาคิดเป็นร้อยละ 26 เชลล์ ร้อยละ 14 และ เอสโซ่ ร้อยละ 11 ตามลำดับ

ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5



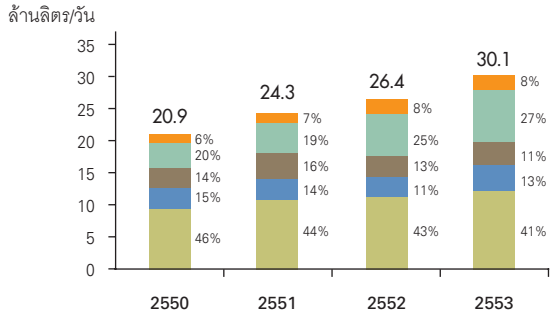
อัตราการเปลี่ยนแปลงการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 5 ปี 2553

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
จากช่วงเดียวกันปี 52 เทียบกับปี 53	12.4	11.7	-1.6	-14.0	-23.0	-20.7	-22.3	-22.5	-16.6	-17.1	-12.4	-23.8	-13.5
จากเดือนก่อนปี 53	-8.9	2.7	-3.4	-5.8	-3.3	-2.2	-4.8	-5.3	2.3	-1.3	7.6	-3.4	

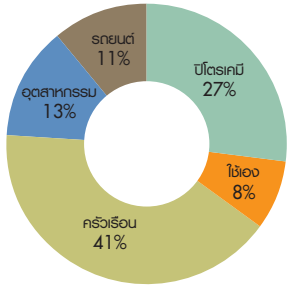
- **LPG โพรเพน และบิวเทน** ในปี 2553 ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นในระดับสูงต่อเนื่องจากปี 2551 และ 2552 โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.1 อยู่ที่ระดับ 30.1 ล้านลิตรต่อวัน โดยมีการใช้ในทุกสาขาเพิ่มขึ้น ได้แก่ สาขาครัวเรือน อุตสาหกรรม ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและใช้เองเพิ่มขึ้น สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากรัฐบาลตรึงราคา LPG ให้อยู่ในระดับต่ำ ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจที่ดีขึ้น จึงทำให้ปริมาณการใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 31.3 และใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.5

ในขณะที่การใช้ LPG ในรถยนต์ปี 2553 เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยร้อยละ 2.1 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ทดแทน โดยมีมาตรการให้รถแท็กซี่ที่ติดตั้ง LPG เปลี่ยนเป็น NGV ประกอบกับกระทรวงพลังงานมีการเตรียมปรับราคาขาย LPG ภายหลังจากหมดมาตรการตรึงราคาในช่วงสิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2554 เพื่อให้สะท้อนราคาที่แท้จริงตามตลาดโลก จึงทำให้ปริมาณรถยนต์ที่จะหันมาติดตั้ง LPG ไม่มากนัก

การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน



สัดส่วน ปี 2553

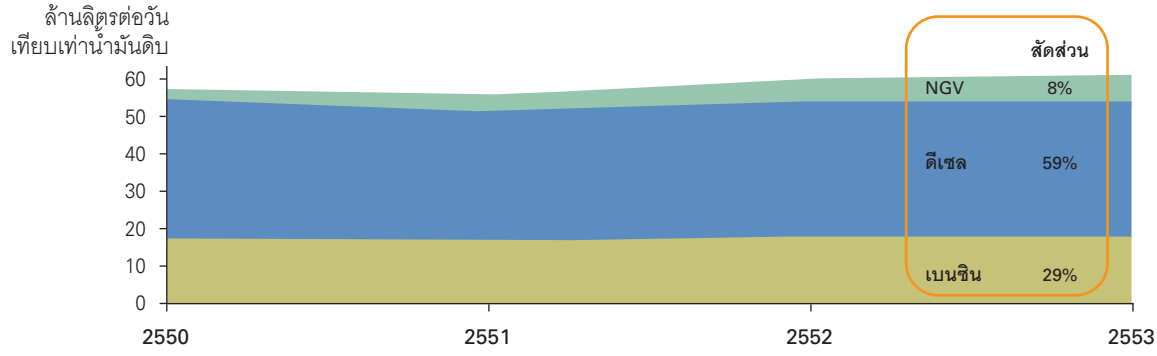


	การใช้รายสาขา ปี 2553					
	ครัวเรือน	อุตสาหกรรม	รถยนต์	ปิโตรเคมี	ใช้เอง	รวม
ปริมาณการใช้ (ล้านลิตร/วัน)	12.3	3.9	3.4	8.1	2.4	30.1
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	9.2	31.3	2.1	23.5	7.1	14.1

การใช้น้ำมันภาคขนส่งทางบก ในปี 2553 ปริมาณการใช้อยู่ที่ 64.7 ล้านลิตรต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.9 โดยการใช้น้ำมันดีเซลอยู่ในระดับใกล้เคียงกับ ปี 2552 ในขณะที่น้ำมันเบนซินลดลงร้อยละ 1.4 ตามปัจจัยราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินปีนี้ที่สูงกว่าปี 2552 ค่อนข้างมาก ประกอบกับในช่วงปลายปีเกิดภาวะอุทกภัยในบางพื้นที่ ทำให้การคมนาคมขนส่งยากลำบากขึ้น จึงมีผลทำให้ปริมาณการใช้ลดลง ในขณะที่การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มสูงขึ้นมาก

การใช้ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.7 เนื่องจากนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ของภาครัฐ ประกอบกับปัจจัยเสริมจากราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลที่เพิ่มสูงขึ้นตั้งแต่ต้นปี 2552 จึงอาจส่งผลให้ประชาชนบางส่วนหันมาติดตั้งเครื่องยนต์ NGV มากขึ้น ทั้งนี้ ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2553 มีจำนวนรถยนต์ที่ติดตั้ง NGV ทั้งสิ้น 225,668 คัน โดยทดแทนน้ำมันเบนซิน ร้อยละ 12.3 และทดแทนน้ำมันดีเซลร้อยละ 4.6 และมีจำนวนสถานีบริการ NGV ทั้งหมด 428 สถานี อยู่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 217 สถานี และต่างจังหวัด 211 สถานี

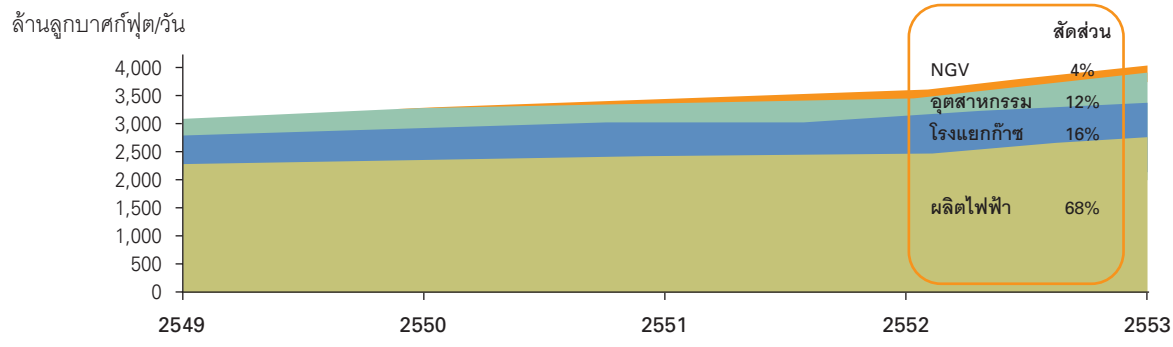
การใช้น้ำมันในภาคขนส่งทางบก



ปี	อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภท (%)				
	เบนซิน	ดีเซล	LPG	NGV	รวม
2551	-2.9	-7.6	35.7	221.2	-3.4
2552	5.7	2.3	-14.1	85.2	5.6
2553	-1.4	0.1	134.1	26.7	6.9

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2553 ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,039 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2552 ร้อยละ 13.3 เนื่องจากมีการใช้ในทุกสาขาเพิ่มขึ้น โดยก๊าซธรรมชาติถูกนำไปใช้ในภาคการผลิตต่างๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 68 ใช้ในโรงแยกก๊าซฯ ร้อยละ 16 ใช้ในอุตสาหกรรมร้อยละ 12 และใช้ในรถยนต์ร้อยละ 4

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา



ปี	อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้ก๊าซธรรมชาติ รายสาขา (%)				
	ไฟฟ้า	โรงแยกก๊าซ	อุตสาหกรรม	NGV	รวม
2551	3.6	2.3	4.2	229.4	5.0
2552	0.2	2.5	6.9	84.2	3.2
2553	12.0	8.9	23.5	26.8	13.3

การใช้ลิกไนต์และถ่านหิน ในปี 2553 การใช้อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปี 2552 (คิดจากค่าความร้อน) ร้อยละ 2.4 ประกอบด้วยการใช้ลิกไนต์ 18 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 17 ล้านตัน โดยเป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า จำนวน 22 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 13 ล้านตัน ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ได้แก่ การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษ อุตสาหกรรมอาหาร และอื่นๆ

ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า ในปี 2553 อยู่ที่ 30,920 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้น ณ วันจันทร์ที่ 10 พฤษภาคม เวลา 14.00 น. ที่ระดับ 24,630 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2552 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,596 เมกะวัตต์ อยู่ 2,034 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 9.0

การผลิตไฟฟ้า ปริมาณการผลิตและการรับซื้อของ กฟผ. ในปี 2553 มีจำนวน 163,668 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 10.3 โดยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ดังนี้ จากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 72 จากลิกไนต์และถ่านหินร้อยละ 18 จากพลังน้ำร้อยละ 3 นำเข้าร้อยละ 4 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 2 และจากน้ำมันร้อยละ 0.4

การใช้ไฟฟ้า ในปี 2553 อยู่ที่ระดับ 149,301 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี 2552 ร้อยละ 10.5 โดยการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ต้นปีจนถึงปลายปีมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอัตราที่ชะลอตัวเมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน

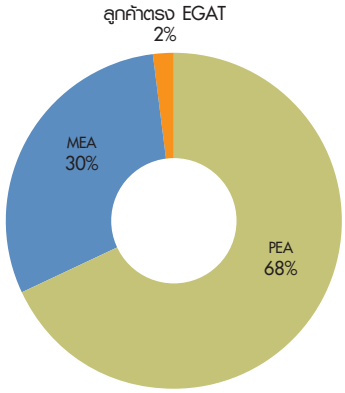
การใช้ไฟฟ้าไตรมาสแรก เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.6 เนื่องจากการฟื้นตัวของภาวะเศรษฐกิจที่ต่อเนื่องมาจากปลายปีที่แล้ว การผลิตในภาคอุตสาหกรรมมีการขยายตัวมากขึ้นจึงทำให้การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ประกอบกับไตรมาสแรกของปีที่แล้วการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับต่ำ

การใช้ไฟฟ้าในไตรมาสที่สอง เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.6 เนื่องจากการชะลอตัวของการบริโภคภาคเอกชนและการส่งออก ซึ่งได้รับผลกระทบมาจากค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น รวมถึงผลกระทบจากการชุมนุมทางการเมืองที่ทำให้การใช้ไฟฟ้าของกลุ่มห้างสรรพสินค้าลดลง

ไตรมาสที่สาม การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.1 เนื่องจากอุตสาหกรรมการผลิตอาหารมีการใช้ไฟฟ้าชะลอตัวลง ซึ่งเป็นผลมาจากวัตถุดิบในการผลิตจากภาคเกษตรลดลงตามฤดูกาล

ส่วนไตรมาสสุดท้ายของปี 2553 การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.4 ซึ่งเพิ่มขึ้นน้อยที่สุดจากสามไตรมาสที่ผ่านมา ทั้งนี้เพราะช่วงปลายปีมีเหตุการณ์อุทกภัยในหลายพื้นที่ทำให้การใช้ไฟฟ้าลดลง ประกอบกับเริ่มเข้าสู่ช่วงฤดูหนาว

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า ปี 2553



ปี	การใช้รายไตรมาส ปี 2553				
	ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	รวม
ปริมาณการใช้ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	35,839	38,995	38,192	36,275	149,301
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	15.6	14.6	12.1	10.4	10.5

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา ในปี 2553 ทุกสาขามีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยสาขาอุตสาหกรรมใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี 2552 ร้อยละ 11.6 ทั้งนี้การผลิตอุตสาหกรรมมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นมากในไตรมาสแรกของปี และมีการชะลอตัวลงในไตรมาสที่สองตามการชะลอตัวของการบริโภคภาคเอกชนและการส่งออก หลังจากได้รับผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงินบาท

อย่างไรก็ตาม การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมหลักมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปีก่อน ทั้งอุตสาหกรรมการผลิตอาหาร ยานยนต์ เหล็กและเหล็กกล้า อิเล็กทรอนิกส์ และสิ่งทอ ยกเว้นอุตสาหกรรมการผลิตซีเมนต์ที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้เองจากความร้อนเหลือใช้ จึงทำให้การใช้ไฟมีแนวโน้มค่อนข้างคงที่มาตลอดตั้งแต่กลางปีที่แล้ว

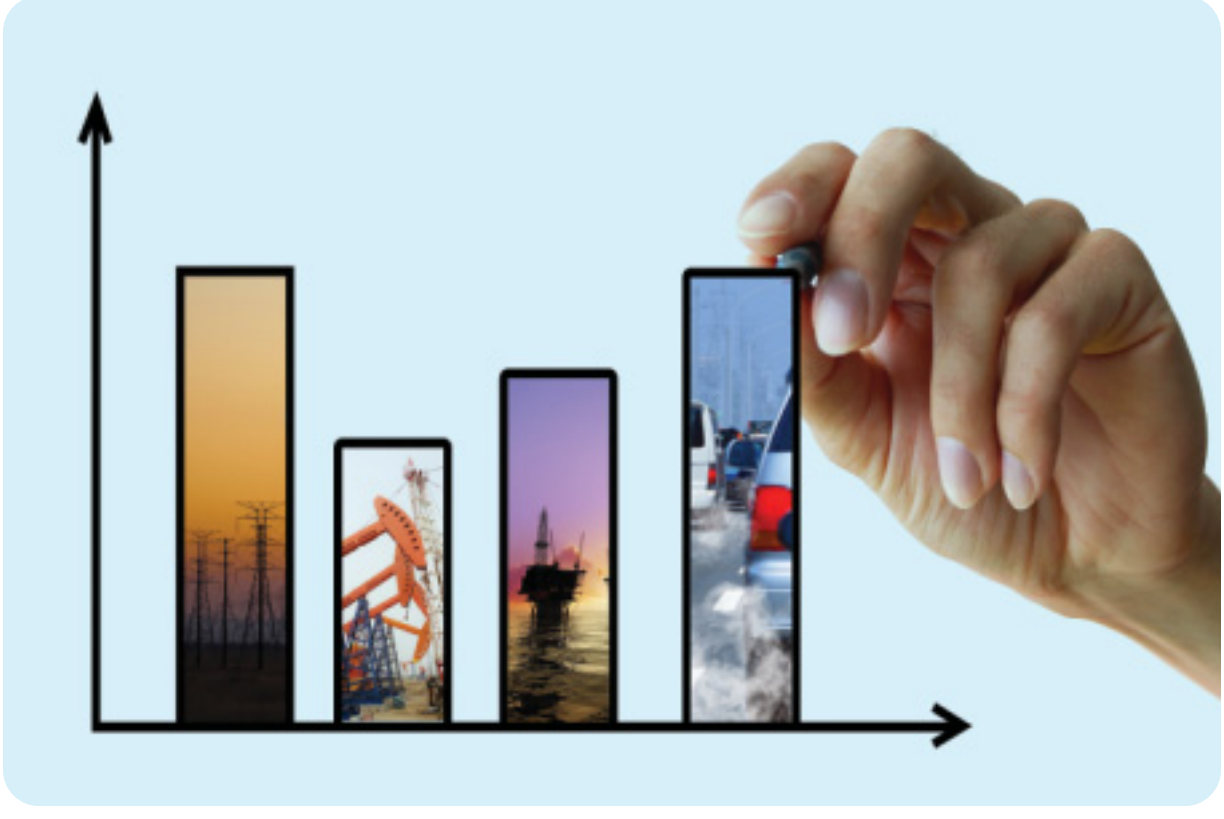
ในไตรมาสที่สาม การใช้ไฟฟ้าชะลอตัวลงเนื่องจากวัตถุดิบในการผลิตจากภาคเกษตรลดลงตามฤดูกาล และในไตรมาสสุดท้ายมีแนวโน้มชะลอตัวลงตามภาวะเศรษฐกิจโลกในปีหน้าที่จะชะลอตัวลงและแนวโน้มการแข็งค่าของเงินบาท ส่วนสาขาธุรกิจเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.8 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปีก่อน ทั้งธุรกิจกลุ่มโรงแรม ห้างสรรพสินค้า ร้านขายปลีก-ขายส่ง และการก่อสร้าง โดยมีความสอดคล้องกับแผนปฏิบัติการไทยเข้มแข็งของรัฐบาล นอกจากนี้ยังมีการส่งเสริมการท่องเที่ยวของการท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย ส่วนสาขาบ้านและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.8 และสาขาเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5

ค่าเอฟที ในปีนี้ไม่มีการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากนโยบายของรัฐบาล ค่าเอฟทีจึงยังคงอยู่ที่ระดับเดิม 92.55 สตางค์ต่อหน่วย

แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2554

จากการประมาณการภาวะเศรษฐกิจของไทย โดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดว่าในปี 2554 เศรษฐกิจจะขยายตัวร้อยละ 3.5 - 4.5 และคาดว่าราคาน้ำมันจะอยู่ในระดับ 80 - 90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงประมาณการความต้องการพลังงานของประเทศภายใต้สมมุติฐานดังกล่าว ซึ่งพอสรุปสถานการณ์พลังงานในปี 2554 ได้ดังนี้

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 1,857 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ร้อยละ 4.2 โดยความต้องการน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.7



ประมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	ปี					
	2549	2550	2551	2552	2553	2554f
การใช้	1,545	1,604	1,618	1,663	1,783	1,857
น้ำมัน	674	667	634	643	652	667
ก๊าซธรรมชาติ	579	615	648	682	784	824
ลิกไนต์/ถ่านหิน	248	279	300	303	310	318
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	44	43	36	35	36	48
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)						
การใช้	1.6	3.8	0.9	2.8	7.2	4.2
น้ำมัน	-2.3	-1.0	-5.0	1.4	1.5	2.2
ก๊าซธรรมชาติ	2.3	6.2	5.4	5.2	15.0	5.1
ลิกไนต์/ถ่านหิน	6.9	12.8	7.7	0.6	2.0	2.6
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	35.2	-2.5	-17.4	-1.1	2.8	32.7

f ข้อมูลประมาณการ

น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2554 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ คาดว่าราคาน้ำมันจะเพิ่มขึ้นอยู่ในระดับ 80 - 90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ประกอบกับการแข็งค่าของเงินบาทที่มีผลกระทบต่อราคาขายน้ำมันในประเทศไทย โดยคาดว่าจะแข็งค่าขึ้นที่ระดับต่ำกว่า 30 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ และคาดการณ์แนวโน้มเศรษฐกิจไทยว่าจะอยู่ที่ร้อยละ 3.5 - 4.5 จึงเป็นผลให้ภาคอุตสาหกรรมการผลิตมีความต้องการผลิตมากขึ้น นอกจากนี้ยังคาดว่าจะไม่มีเหตุการณ์ทางการเมืองที่จะส่งผลกระทบรุนแรงเหมือนปี 2553

- **การใช้น้ำมันเบนซิน** ปี 2554 คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 และการใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 ในขณะที่การใช้น้ำมันเครื่องบินรวมกับน้ำมันก๊าดคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 เนื่องจากความต้องการการท่องเที่ยวเป็นปัจจัยสำคัญ ส่วน LPG คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 เนื่องจากความต้องการในภาคครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ส่วนการใช้น้ำมันเตาคาดว่าลดลงร้อยละ 3.9 โดยอุตสาหกรรมมีการใช้ลดลงร้อยละ 0.4 และการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าลดลงร้อยละ 59.0 ตามแผน PDP ของ กฟผ. ส่งผลให้ทั้งปีคาดว่าจะมีปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ประมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย : ล้านลิตร

ชนิด	ปี						อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
	2549	2550	2551	2552	2553	2554f	2552	2553	2554f
เบนซิน	7,215	7,337	7,121	7,525	7,417	7,567	5.6	-1.4	2.0
ดีเซล	18,371	18,710	17,643	18,465	18,480	18,906	4.6	0.1	2.3
ก๊าด+เครื่องบิน	4,538	4,950	4,652	4,449	4,727	4,979	-4.3	6.3	5.3
น้ำมันเตา	5,851	4,222	3,287	2,731	2,615	2,514	-16.9	-4.2	-3.9
LPG	5,074	5,812	6,828	6,894	7,587	7,769	0.9	10.0	2.4
รวม	**41,050**	**41,030**	**39,531**	**40,064**	**40,826**	**41,735**	**1.3**	**1.9**	**2.2**

หมายเหตุ : ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feedstock ในปิโตรเคมี
f ข้อมูลประมาณการ

LPG ในปี 2554 คาดว่าปริมาณการใช้มีจำนวน 6,913 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.4 เนื่องจากใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นร้อยละ 54.8 โดยการใช้เพิ่มจากระดับ 1,592 พันตัน ในปี 2553 เป็น 2,461 พันตัน ในปี 2554 โดยในปี 2554 จะมีโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ได้แก่ โรงงานผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (พีพี) ของบริษัท เอชเอ็มซี โปลิเมอร์ จำกัด เปิดดำเนินการในต้นปี 2554 และโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกที่ใช้เป็นวัตถุดิบผลิตกระจกรถยนต์ ของบริษัท ปตท. อาซาฮี เคมิคอล จำกัด จะเปิดดำเนินการในกลางปี 2554

ขณะที่การใช้ของภาคครัวเรือนคาดว่าจะยังเพิ่มในอัตราที่สูง เพราะรัฐบาลมีนโยบายตรึงราคา LPG สำหรับครัวเรือนไว้ในระดับปัจจุบัน และการใช้ในภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะเริ่มชะลอตัวลงในช่วงครึ่งหลังของปี 2554 เพราะรัฐบาลมีนโยบายจะทยอยปรับราคา LPG สำหรับอุตสาหกรรมให้สูงขึ้น

อย่างไรก็ตาม การใช้ในภาคขนส่งลดลงร้อยละ 19.4 เนื่องจากรัฐบาลยังคงมีนโยบายส่งเสริมให้รถแท็กซี่ที่ใช้ LPG จำนวน 30,000 คัน เปลี่ยนเป็น NGV แทน โดยโครงการนี้จะเริ่มดำเนินการในตอนต้นปี 2554 (จากที่เคยคาดว่าจะดำเนินการได้ภายในปี 2553) และถ้าโครงการแล้วเสร็จอย่างสมบูรณ์จะทำให้ความต้องการ LPG ในรถแท็กซี่ลดลงได้สูงสุดถึงประมาณเดือนละ 15,000 ถึง 25,000 ตัน

ในปี 2554 คาดว่าโรงแยกก๊าซที่ 6 ของ ปตท. จะเริ่มดำเนินการผลิตต่อเนื่องมาจากปลายปีที่แล้ว ซึ่งจะส่งผลให้การผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 96,000 ตันต่อเดือน โดย LPG จากโรงแยกก๊าซที่ 6 ประมาณ 71,000 ถึง 76,000 ตัน จะส่งให้กับปิโตรเคมี เหลือใช้ในครัวเรือนและอุตสาหกรรมเพียง 20,000 ถึง 25,000 ตันต่อเดือน อย่างไรก็ตามปริมาณ LPG ก็ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ในประเทศ เนื่องจากความต้องการใช้ในส่วนของปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้า LPG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1,476,000 ตันต่อปี อย่างไรก็ตาม หากรัฐบาลมีนโยบายที่จะปรับราคา ณ โรงกลั่นในประเทศให้สะท้อนราคาตลาดโลก (ราคา CP) ก็จะทำให้โรงกลั่นนำ LPG ซึ่งเคยใช้เองในโรงกลั่นและการกลั่นจากการจำหน่ายให้อุตสาหกรรมปิโตรเคมีออกมาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งคาดว่าจะนำออกมาได้ประมาณ 638,000 ตัน ทำให้เหลือปริมาณนำเข้า 838,000 ตัน

ประมาณการการผลิต การใช้ และการนำเข้า LPG

หน่วย : พันตัน

	ปี					
	2549	2550	2551	2552	2553	2554f
- การใช้	3,518	4,116	4,788	5,208	5,943	6,913
ครัวเรือน	1,721	1,884	2,124	2,231	2,435	2,618
อุตสาหกรรม	511	602	658	586	769	809
รถยนต์	459	572	776	666	680	548
Feedstock	708	807	903	1,289	1,592	2,461
ใช้เอง	119	251	328	435	466	477
- การผลิต	4,159	4,469	4,351	4,463	4,412	5,534
- การนำเข้า	-	-	452	753	1,649	1,476
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)						
- การใช้	13.5	17.0	16.3	8.8	14.1	16.4
ครัวเรือน	7.3	9.5	12.7	5.0	9.2	7.5
อุตสาหกรรม	13.6	17.8	9.3	-11.0	31.3	5.2
รถยนต์	51.6	24.7	35.6	-14.1	2.1	-19.4
Feedstock	-1.7	14.0	11.9	42.8	23.5	54.8
ใช้เอง	434.1	111.3	31.1	32.5	7.1	2.3

f ข้อมูลประมาณการ

ก๊าซธรรมชาติ คาดว่าปริมาณความต้องการในปี 2554 จะเพิ่มขึ้นจากปี 2553 ร้อยละ 6.1 (ไม่รวมการใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ) เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจปี 2554 มีแนวโน้มชะลอตัวลง ทำให้มีการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นในอัตราที่ชะลอลง อยู่ที่ร้อยละ 12.1 และภาคขนส่งในรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.4 ซึ่งเพิ่มขึ้นไม่มากนักเมื่อเทียบกับในอดีตที่ผ่านมา โดยในปี 2554 จะมีแหล่งปลาทอง 2 (เชฟรอน) เข้ามาใหม่ ซึ่งสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ประมาณ 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และ ปตท. มีแผนที่จะนำเข้า LNG จำนวน 70 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (0.5 ล้านตัน)

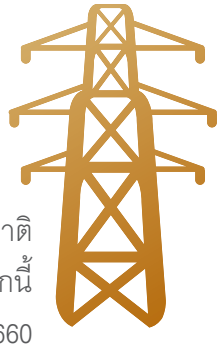
ประมาณการการใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ล้านลิตร

สาขา	การใช้ก๊าซธรรมชาติรายปี (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน						อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
	2549	2550	2551	2552	2553	2554f	2552	2553	2554f
ผลิตไฟฟ้า	2,257	2,346	2,423	2,435	2,728	2,815	0.2	12.0	3.1
โรงแยกก๊าซ	527	572	583	599	652	723	2.5	8.9	10.9
อุตสาหกรรม	291	347	361	387	478	536	6.9	23.5	12.1
NGV	11	24	77	143	181	209	84.2	26.8	15.4
รวม	**3,086**	**3,288**	**3,444**	**3,564**	**4,039**	**4,283**	**3.2**	**13.3**	**6.1**

หมายเหตุ : ค่าความร้อน 1 ลูกบาศก์ฟุตเท่ากับ 1,000 บีทียู

f ข้อมูลประมาณการ



ไฟฟ้า การใช้ไฟฟ้าในปีหน้าคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมขนาดใหญ่มีอัตราการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวและเติบโตอย่างต่อเนื่องมาตั้งแต่ปี 2553 เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ายังคงมาจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลักเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงอื่นๆ และปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศมีเพียงพอ นอกจากนี้จะมีโรงไฟฟ้าเข้าระบบตามแผน PDP 2010 ในปี 2554 ได้แก่ โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน จำนวน 660 เมกะวัตต์ แต่โรงไฟฟ้าขนอมจะหยุดผลิตลงบางส่วนจำนวน 70 เมกะวัตต์ สำหรับการนำเข้านั้นมีการนำเข้าไฟฟ้าจากโครงการเขื่อนน้ำงึม 2 สปป.ลาว 597 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังมีไฟฟ้าจากเขื่อนที่เข้าใหม่ในประเทศ ได้แก่ เขื่อนเจ้าพระยา 12 เมกะวัตต์ และเขื่อนนเรศวร 8 เมกะวัตต์ ขณะที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาจะลดลงตามแผน PDP ของ กฟผ.

ทั้งนี้ในปีหน้าคาดว่าอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า Ft) จะปรับลดลง เนื่องจากต้นทุนเชื้อเพลิงทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตาปรับตัวลดลง ประกอบกับค่าเงินบาทแข็งค่าในปีที่ผ่านมา

ส่วนที่ 3

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2553

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2553

1. ราคาน้ำมันดิบ

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 75.83 และ 78.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 4 ปี 2552 0.40 และ 2.61 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากท่าส่งออกน้ำมัน Novorossiisk ของรัสเซียในทะเลดำปิดดำเนินการชั่วคราว เนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน ประกอบกับเกิดเหตุระเบิดพลีชีพในรัสเซียที่สถานีรถไฟ 2 แห่ง ในกรุงมอสโก โดยผู้อำนวยการรักษาความปลอดภัยแห่งชาติ (Federal Security Service: FSB Chief - Alexander Bortnikov) กล่าวว่าเกี่ยวข้องกับกลุ่มแบ่งแยกดินแดนจาก North Caucasus ซึ่งเคยขู่โจมตีเมือง และท่อขนส่งพลังงานต่างๆ ในรัสเซีย รวมทั้งเงินดอลลาร์อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับยูโรจากแรงขายทางเทคนิคของนักค้าเงินเพื่อปิดไตรมาสหลังกรีซสามารถที่จะขายพันธบัตรเพื่อใช้คืนตราสารหนี้เดิมที่ครบอายุได้สำเร็จ และส่งผลให้นักลงทุนเข้ามาซื้อสัญญาล่วงหน้าน้ำมันอย่างต่อเนื่อง

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 78.18 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 2.35 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากประเทศอิหร่านได้รับการกดดันทางเศรษฐกิจจากนานาประเทศมากยิ่งขึ้น ล่าสุดบริษัท Total ประเทศฝรั่งเศส หยุดส่งออกน้ำมันเบนซินเข้าอิหร่าน และ บริษัท Repsol ประเทศสเปน ถอนตัวจากสัญญาพัฒนาแหล่งก๊าซ South Pars ประกอบกับ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) มีแผนส่งออกน้ำมันดิบให้ลูกค้าในเดือนสิงหาคม 2553 ลดลงร้อยละ 10 จากปริมาณตามสัญญา ส่วนน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 77.78 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 0.88 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากเงินดอลลาร์สหรัฐฯ เทียบกับเงินยูโรแข็งค่าขึ้น ร้อยละ 0.7 มาอยู่ที่ระดับ 1.2280 เหรียญสหรัฐฯ ต่อยูโร

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันดิบดูไบและน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 73.90 เหรียญสหรัฐฯ และ 76.04 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 4.28 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล และ 1.75 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จาก Oil Movements ของอังกฤษรายงานปริมาณการส่งออกน้ำมันดิบทางเรือของโอเปก-10 (ไม่รวมแองโกลาและเอกวาดอร์) ในช่วง 4 สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 9 ตุลาคม 2553 เพิ่มขึ้น 0.21 ล้านบาร์เรลต่อวันอยู่ที่ 23.42 ล้านบาร์เรลต่อวัน กอปรกับกระทรวงพลังงานเม็กซิโกรายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบ (Proven Oil Reserve) ของประเทศในเดือนมกราคม 2553 อยู่ที่ระดับ 13.992 พันล้านบาร์เรล อีกทั้งศูนย์เฮอริเคนแห่งชาติของสหรัฐฯ รายงานพายุ Matthew พัดเข้าอเมริกากลางและบริเวณภาคใต้ของเม็กซิโก โดยไม่ส่งผลกระทบต่อแหล่งผลิตน้ำมัน

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันดิบดูไบและน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 84.31 และ 85.08 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 10.41 และ 9.05 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากสภาพอากาศหนาวเย็นในยุโรปและสหรัฐฯ อาจส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเพื่อทำความอบอุ่นทรงตัวในระดับสูง ประกอบกับรอยเตอร์โพลล์คาดการณ์ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและ Distillates เชิงพาณิชย์ของสหรัฐฯ ที่จะประกาศลดลง อีกทั้งบริษัท เชฟรอนไนจีเรียประกาศหยุดการผลิตน้ำมันดิบ Escravos เนื่องจากท่อขนส่งน้ำมัน Dibi-Abiteye เกิดปัญหาทางเทคนิค และอาจส่งผลกระทบต่อแผนส่งออกในเดือนธันวาคม 2553 (120,000 บาร์เรลต่อวัน) นอกจากนี้อิรักส่งออกน้ำมันดิบจากท่า Basra ทางภาคใต้ วันที่ 13 - 14 ธันวาคม 2553 ลดลงจากระดับ 1.68 ล้านบาร์เรลต่อวัน มาอยู่ที่ 0.77 ล้านบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน ขณะที่ Energy Information Administration (EIA) รายงานสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 10 ธันวาคม 2553 โรงกลั่นสหรัฐฯ เดินเครื่องเฉลี่ยที่ระดับ ร้อยละ 88 เพิ่มขึ้นจากสัปดาห์ก่อน ร้อยละ 0.5 และ Petroleum Association of Japan (PAJ) รายงานปริมาณน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นของญี่ปุ่นสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 11 ธันวาคม 2553 เพิ่มขึ้นจากสัปดาห์ก่อน ร้อยละ 1.5 มาอยู่ที่ 3.92 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ปี 2553 สรุปราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 78.10 และ 79.49 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน 16.19 และ 17.57 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจรสิงคโปร์

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 88.45, 85.63 และ 84.77 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 4 ปี 2552 7.97, 7.34 และ 3.12 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและผู้ค้าคาดว่าบริษัทน้ำมันเวียดนามจะยังคงนำเข้าน้ำมันเบนซินเนื่องจากโรงกลั่น Dung Quat เดินเครื่อง 50% จนถึงกลางเมษายน 2553 ขณะที่โรงกลั่นหลายแห่งในภูมิภาคยังอยู่ในช่วงปิดซ่อมบำรุง ประกอบกับ Arbitrage น้ำมันเบนซินจากเอเชียไปยังยุโรปเปิดเนื่องจากอุปสงค์น้ำมันเบนซิน (Summer Grades) ทางตะวันตกอยู่ในระดับสูง และบริษัท PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่ผลิตไฟฟ้าของอินโดนีเซียเพิ่มปริมาณนำเข้าน้ำมันดีเซลในปี 2553 มาอยู่ที่ระดับ 9 ล้านบาร์เรล เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณลดลง อีกทั้ง International Enterprise Singapore (IES) ของสิงคโปร์รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 24 มีนาคม 2553 ลดลง 1.08 ล้านบาร์เรล จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 13.31 ล้านบาร์เรล นอกจากนี้ปริมาณสำรองดีเซลบริเวณ Amsterdam Rotterdam Antwerps (ARA) ในยุโรป สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 25 มีนาคม 2553 ลดลงจากสัปดาห์ก่อน ร้อยละ 0.3 มาอยู่ที่ระดับ 16.58 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง Arbitrage น้ำมันดีเซลจากเอเชียไปตะวันตกเปิด

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 87.48 และ 85.49 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 0.98 และ 0.14 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จาก PetroMeKong ของเวียดนามชะลอการนำเข้า เนื่องจากอุปสงค์อ่อนตัวในช่วงฤดูฝน ขณะที่ Dalian West Pacific Petro-chemical

Co. Ltd. (WEPEC) ของจีนส่งออกเบนซิน 92 ประมาณ 280,000 บาร์เรล กำหนดส่งมอบปลายเดือนกรกฎาคม 2553 นอกจากนี้ Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) ของญี่ปุ่นรายงานปริมาณการผลิตน้ำมันเบนซินของญี่ปุ่นเดือนพฤษภาคม 2553 อยู่ที่ 29.68 ล้านบาร์เรล และเวียดนามชะลอการนำเข้าเนื่องจากโรงกลั่น Dung Quat เดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต ส่วนน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 89.46 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 4.69 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จาก PAJ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดีเซลเชิงพาณิชย์ของญี่ปุ่นเพิ่มขึ้น 0.05 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 11.76 ล้านบาร์เรล อีกทั้งปริมาณสำรองน้ำมันดีเซลบริเวณ ARA ปรับตัวเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.6 มาอยู่ที่ 17.56 ล้านบาร์เรล และ IES รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates เชิงพาณิชย์ของสิงคโปร์สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 23 มิถุนายน 2553 เพิ่มขึ้นจากสัปดาห์ก่อน 1.25 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 12.88 ล้านบาร์เรล

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 82.50, 80.59 และ 86.30 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 4.98, 4.90 และ 3.17 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและสำนักข่าว ISNA ของอิหร่านรายงานปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินสูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนประมาณร้อยละ 20 ส่งผลให้โรงปิโตรเคมีเริ่มกลับมาดำเนินการผลิตปิโตรเคมีตามปกติแทนการผลิตเบนซิน นอกจากนี้ PAJ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินเชิงพาณิชย์ของญี่ปุ่นสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 25 กันยายน 2553 เพิ่มขึ้น ร้อยละ 1.8 หรือ 0.2 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 11.9 ล้านบาร์เรล อีกทั้งจีนส่งออกน้ำมันดีเซลเดือนสิงหาคม 2553 เพิ่มจากเดือนก่อน ร้อยละ 0.4 อยู่ที่ 2.97 ล้านบาร์เรล (มกราคม - สิงหาคม 2553 ส่งออก 26.5 ล้านบาร์เรลเพิ่มร้อยละ 19 จากปีก่อน) อีกทั้งปริมาณน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นของไต้หวันในเดือนตุลาคม 2553 จะเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนประมาณ 130,000 บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 900,000 บาร์เรล รวมทั้ง Arbitrage น้ำมันดีเซลจากภูมิภาคเอเชียไปยุโรปเริ่มตึงตัว

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 95.00, 92.94 และ 97.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 12.51, 12.35 และ 11.04 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และจาก IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates ของสิงคโปร์สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 15 ธันวาคม 2553 ลดลงจากสัปดาห์ก่อน 0.6 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ 10.1 ล้านบาร์เรล ขณะที่โรงกลั่นของเกาหลีใต้มีแผนปิดซ่อมบำรุงหน่วยกลั่นน้ำมันดิบในช่วงครึ่งแรกของปี 2554 ในเดือนมีนาคม - กรกฎาคม รวมประมาณ 910,000 บาร์เรลต่อวัน กอปรกับปริมาณนำเข้าน้ำมันเบนซินของประเทศอินโดนีเซียเดือนธันวาคม 2553 อยู่ที่ระดับ 7.79 ล้านบาร์เรล เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.9 จากเดือนก่อนหน้าที่ 6.84 ล้านบาร์เรล และปริมาณ Arbitrage น้ำมันดีเซลจากเอเชียเหนือไปยุโรปช่วงปลายธันวาคม 2553 - ต้นมกราคม 2554 อยู่ที่ระดับ 2.6 ล้านบาร์เรล อีกทั้งปริมาณสำรองน้ำมันดีเซลบริเวณ ARA สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 16 ธันวาคม 2553 ลดลงร้อยละ 2.3 จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 21.83 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง China Petroleum & Chemical Corp. ประเทศจีนมีแผนลดปริมาณน้ำมันดิบเข้ากลั่นเดือนธันวาคม 2553 ลง ร้อยละ 4 จากเดือนก่อนหน้า มาอยู่ที่ระดับ 4.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ปี 2553 สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 88.40, 86.23 และ 89.56 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน 18.03, 18.05 และ 20.43 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. ราคาขายปลีก

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 41.57, 36.49, 32.89, 30.59, 18.84, 31.69, 28.33 และ 27.09 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2552 อยู่ที่ระดับ 1.15, 1.67, 1.67, 1.67, 0.12, 1.27, 0.84 และ 0.99 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20 และแก๊สโซฮอล 91 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 41.48, 36.45, 32.70, 30.40 และ 31.20 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อนอยู่ที่ระดับ 0.09, 0.04, 0.19, 0.19 และ 0.49 บาทต่อลิตร ส่วนแก๊สโซฮอล 95 E85, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 19.85, 28.97 และ 27.87 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 1.01, 0.64 และ 0.79 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 40.16, 35.12, 31.32, 29.02, 18.85, 29.82, 28.21 และ 27.03 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 1.32, 1.33,1.38, 1.38, 1.00, 1.38, 0.77 และ 0.84 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 41.40, 36.28, 32.48, 29.83, 19.31, 30.66, 29.19 และ 28.19 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 1.24, 1.16,1.16, 0.81, 0.45, 0.84, 0.99 และ 1.15 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ปี 2553 สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ 41.15, 36.08, 32.34, 29.95, 19.21, 30.84, 28.68 และ 27.55 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน อยู่ที่ระดับ 3.18, 4.72, 4.82, 4.54, 0.22, 4.12, 3.88 และ 4.81 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2551 - 2553

หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล

	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553			
				ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
น้ำมันดิบ							
ดูไบ	94.18	61.91	78.10	75.83	78.18	73.90	84.31
เบรนท์	97.83	62.05	79.89	76.79	78.90	76.79	86.98
เวสต์เท็กซัส	100.11	61.92	79.49	78.67	77.78	76.04	85.08
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์							
เบนซินออกเทน 95	103.27	70.38	88.40	88.45	87.48	82.50	95.00
เบนซินออกเทน 92	101.95	68.18	86.23	85.63	85.49	80.59	92.94
ดีเซลหมุนเร็ว	120.25	69.13	89.56	84.77	89.46	86.30	97.33

ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงเฉลี่ย ปี 2551 - 2553

หน่วย : บาทต่อลิตร

	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553 ไตรมาส 1	2553 ไตรมาส 2	2553 ไตรมาส 3	2553 ไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	35.47	37.97	41.15	41.57	41.48	40.16	41.40
เบนซินออกเทน 91	33.42	31.36	36.08	36.49	36.45	35.12	36.28
แก๊สโซฮอล 95 E10	28.96	27.52	32.34	32.89	32.70	31.32	32.48
แก๊สโซฮอล 91	28.16	26.72	30.84	31.69	31.20	29.82	30.66
แก๊สโซฮอล 95 E20	27.34	25.41	29.95	30.59	30.40	29.02	29.83
แก๊สโซฮอล 95 E85	18.70	18.99	19.21	18.84	19.85	18.85	19.31
ดีเซลหมุนเร็ว	31.29	24.80	28.68	28.33	28.97	28.21	29.19
ดีเซลหมุนเร็ว B5	30.36	22.74	27.55	27.09	27.87	27.03	28.19

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน ปี 2551 - 2553

หน่วย : บาทต่อลิตร

	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553 ไตรมาส 1	2553 ไตรมาส 2	2553 ไตรมาส 3	2553 ไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	2.85	5.55	4.89	4.56	4.98	5.13	4.94
เบนซินออกเทน 91	1.83	1.62	1.50	1.40	1.52	1.70	1.37
แก๊สโซฮอล 95 E10	2.37	1.58	1.52	1.62	1.63	1.65	1.18
แก๊สโซฮอล 91	2.32	1.81	1.75	1.92	1.84	1.86	1.37
แก๊สโซฮอล 95 E20	1.98	2.32	2.62	2.84	2.93	2.83	1.90
แก๊สโซฮอล 95 E85		4.77	5.06	5.49	6.19	5.65	2.95
ดีเซลหมุนเร็ว	1.37	1.49	1.51	1.51	1.39	1.72	1.41
ดีเซลหมุนเร็ว B5	1.71	1.69	1.58	1.62	1.65	1.70	1.37
เฉลี่ยรวม	**1.63**	**1.65**	**1.56**	**1.59**	**1.55**	**1.73**	**1.38**
ค่าการกลั่นของผู้ค้าน้ำมัน							
เฉลี่ย	1.9323	0.8563	1.1101	0.9898	1.1553	1.2274	1.0656

อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเฉลี่ย ปี 2553

หน่วย : บาทต่อลิตร

	2553 (เฉลี่ย)	ณ สิ้นไตรมาส 1	ณ สิ้นไตรมาส 2	ณ สิ้นไตรมาส 3	ณ สิ้นไตรมาส 4
เบนซินออกเทน 95	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
เบนซินออกเทน 91	6.65	6.70	6.70	6.70	6.70
แก๊สโซฮอล 95 E10	2.71	2.80	2.80	2.80	2.40
แก๊สโซฮอล 91	1.32	1.40	1.40	1.40	0.10
แก๊สโซฮอล 95 E20	-0.48	-0.40	-0.40	-0.40	-1.30
แก๊สโซฮอล 95 E85	-11.12	-11.00	-11.00	-11.00	-13.50
ดีเซลหมุนเร็ว	0.66	0.85	0.65	0.65	-0.35
ดีเซลหมุนเร็ว B5	-0.65	-0.80	-0.50	-0.50	-1.00
LPG (บาทต่อกิโลกรัม)	0.6107	0.2230	0.4726	0.6892	1.3084

โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2553

หน่วย : บาทต่อลิตร

	เบนซิน 95	เบนซิน 91	แก๊สโซฮอล 95 E10	แก๊สโซฮอล 91	แก๊สโซฮอล 95 E20	ดีเซลหมุนเร็ว	ดีเซลหมุนเร็ว B5
ราคาน้ำมัน ณ โรงกลั่น	20.2809	19.8630	21.1374	20.9330	21.9101	21.1121	21.6333
ภาษีสรรพสามิต	7.0000	7.0000	6.3000	6.3000	5.6000	5.3100	5.0400
ภาษีเทศบาล	0.7000	0.7000	0.6300	0.6300	0.5600	0.5310	0.5040
กองทุนน้ำมันฯ	7.5000	6.7000	2.4000	0.1000	-1.3000	-0.3500	-1.0000
กองทุนอนุรักษ์พลังงาน	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
ภาษีมูลค่าเพิ่ม(ขายส่ง)	2.5012	2.4159	2.1502	1.9749	1.8914	1.8797	1.8499
รวมขายส่ง	38.2321	36.9289	32.8677	30.1879	28.9115	28.7328	28.2772
ค่าการตลาด	4.8672	1.1319	1.3760	1.5441	1.8958	1.1749	1.2269
ภาษีมูลค่าเพิ่ม(ขายปลีก)	0.3407	0.0792	0.0963	0.1081	0.1327	0.0822	0.0859
รวมขายปลีก	43.44	38.14	34.34	31.84	30.94	29.99	29.59

4. สถานการณ์ LPG

ไตรมาส 1 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น 76.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 732.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากปริมาณการนำเข้า LPG ของจีนในปี 2552 อยู่ที่ 4.06 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 1.46 ล้านตัน (22%) และในปี 2553 ปริมาณนำเข้าจะใกล้เคียงกับปี 2552 โดยนำเข้าจากตลาดจรประมาณ 100,000 - 150,000 ตันต่อเดือนหรือ 1.8 ล้านตัน เนื่องจากจีนไม่มีแผนสร้างโรงกลั่นแห่งใหม่และภาวะอากาศหนาวเย็นในช่วงต้นปี 2553 ประกอบกับผู้นำเข้าของเวียดนามมีความต้องการนำเข้า LPG ในเดือนมกราคม 2553 เนื่องจากโรงกลั่น Dung Quat ปิดดำเนินการ รวมทั้งความต้องการจากอุตสาหกรรมปิโตรเคมีที่เพิ่มสูงขึ้น

ไตรมาส 2 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวลดลง 28.00 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 704.00 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เนื่องจากอุปสงค์ลดลงเมื่อสิ้นสุดฤดูหนาว และยุโรปลดปริมาณนำเข้าเนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ ซึ่งเอื้อให้ Arbitrage จากตะวันตกเปิดมายังเอเชีย ประกอบกับคูเวตมีแผนนำเข้า LNG เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า 30 เที่ยวเรือในช่วงเดือนเมษายน - กันยายน 2553 ส่งผลให้ความต้องการ LPG ในประเทศลดลง

ไตรมาส 3 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวลดลง 90.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 613.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เนื่องจากซาอุดิอาระเบียประกาศลดปริมาณส่งมอบบิวเทนให้ลูกค้าเทอมในเดือนกันยายน 2553 ลง 20% จากความต้องการใช้ในประเทศอยู่ในระดับสูง และมีแรงซื้อเข้ามาในตลาดจรจากเวียดนาม ไต้หวัน และญี่ปุ่น หลังมีข่าวซาอุดิอาระเบียจะลดปริมาณส่งมอบในเดือนกันยายน 2553 และจากโรงผลิต LPG บางแห่งของยุโรปมีแผนปิดซ่อมบำรุงในช่วงปลายสิงหาคม - กันยายน 2553

ไตรมาส 4 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น 184.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 797.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและราคาแนพทาที่ปรับตัวสูงขึ้น และความต้องการใช้เพิ่มขึ้นของประเทศเกาหลีใต้และไทย อีกทั้งความต้องการ LPG เพิ่มขึ้นเพื่อความอบอุ่น เนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาวและประเทศแถบทะเลเหนือ ซื้อ-ขาย บิวเทน (C4) อยู่ที่ระดับราคากว่า 1,000 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน รวมทั้งซาอุดิอารัมโก้ ได้กำหนดราคาโพรเพนเดือนธันวาคม 2553 อยู่ที่ 905 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ซึ่งสูงกว่าเดือนพฤศจิกายน 2553 กว่า 135 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน นอกจากนี้ ท่อส่ง NGL ในนิวยอร์กของสหรัฐฯ เลื่อนกำหนดการใช้งานขนส่ง NGL ทางท่ออีกครั้งเป็นเดือนธันวาคม 2553

สถานการณ์การนำเข้า LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 - ธันวาคม 2553 ได้มีการนำเข้ารวมทั้งสิ้น 2,784,851 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 37,106 ล้านบาท โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ภาระเงินชดเชยการนำเข้า LPG

เดือน เมษายน 2551 - ธันวาคม 2553

เดือน	ปริมาณนำเข้า (ตัน)	อัตราเงินชดเชย (บาทต่อกิโลกรัม)	เงินชดเชย (ล้านบาท)
รวม ปี 51 (ตั้งแต่ เม.ย. 51)	446,414	17.80	7,948
รวม ปี 52	745,302	9.25	6,896
ม.ค. 53	110,156	14.75	1,625
ก.พ. 53	111,838	14.36	1,606
มี.ค. 53	126,219	14.39	1,816
เม.ย. 53	125,912	14.28	1,798
พ.ค. 53	177,118	14.03	2,486
มิ.ย. 53	129,878	12.65	1,643
ก.ค. 53	90,925	10.15	923
ส.ค. 53	136,360	9.85	1,343
ก.ย. 53	135,680	11.48	1,558
ต.ค. 53	149,124	13.25	1,976
พ.ย. 53	143,426	16.94	2,429
ธ.ค. 53	156,499	19.55	3,059
รวม ปี 53	1,593,135	13.97	22,262
รวมทั้งสิ้น	2,784,851	13.32	37,106

5. สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

การผลิตเอทานอล มีผู้ประกอบการผลิตเอทานอล จำนวน 19 ราย กำลังการผลิตรวม 2.93 ล้านลิตรต่อวัน แต่มีรายงานการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 13 ราย มีปริมาณการผลิตประมาณ 1.13 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพไตรมาส 1 อยู่ที่ 21.86 บาทต่อลิตร ไตรมาส 2 อยู่ที่ 22.60 บาทต่อลิตร ไตรมาส 3 อยู่ที่ 22.38 บาทต่อลิตร และไตรมาส 4 อยู่ที่ 26.74 บาทต่อลิตร ราคาเอทานอล ปี 2553 เฉลี่ยอยู่ที่ 23.39 บาทต่อลิตร

การผลิตไบโอดีเซล ผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน เฉลี่ยจำนวน 14 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 6.00 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการใช้ไบโอดีเซล อยู่ที่ประมาณ 1.67 ล้านลิตรต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยไตรมาส 1 อยู่ที่ 30.53 บาทต่อลิตร ไตรมาส 2 อยู่ที่ 29.85 บาทต่อลิตร ไตรมาส 3 อยู่ที่ 29.37 และไตรมาส 4 อยู่ที่ 38.17 บาทต่อลิตร ราคาไบโอดีเซลในประเทศ ปี 2553 เฉลี่ยอยู่ที่ 31.45 บาทต่อลิตร

ปริมาณการจำหน่ายและราคา

	2552	2553	2553			
			ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 4
ราคา (หน่วย : บาทต่อลิตร)						
เอทานอล	19.99	23.39	21.86	22.60	22.38	26.74
ไบโอดีเซล	27.31	31.45	30.53	29.85	29.37	38.17
ปริมาณการจำหน่าย (หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน)						
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	8.14	7.37	7.54	7.30	7.35	7.32
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	0.23	0.38	0.32	0.36	0.38	0.45
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	0.00	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01
แก๊สโซฮอล 91	3.88	4.25	3.96	4.19	4.31	4.53
เอทานอล	1.25	1.24	1.22	1.25	1.25	1.28
ดีเซลหมุนเร็ว (B5)	31.31	19.32	21.85	19.70	17.76	18.15
B100	1.67	1.77	1.72	1.72	1.77	1.88

6. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553 มีเงินสดในบัญชี 35,975 ล้านบาท มีหนี้สิน 8,534 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 8,240 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 294 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ 27,441 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553)

หน่วย : ล้านบาท

เงินสดในบัญชี	35,975
- เงินฝาก ธ.ออมสิน (สลากออมสิน (อายุ 5 ปี) ตามมติ กบง.)	5,000
- เงินฝาก ธ.ก.ส. (โครงการส่งเสริมการปลูกปาล์ม (อายุ 10 ปี))	500
- เงินคงเหลือในบัญชี	30,475
หนี้สินกองทุน	-8,534
- หนี้ค้างชำระเงินชดเชย	-8,240
หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง	-29
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG (ค่าขนส่งก๊าซในประเทศ)	-446
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG กรณีนำเข้าจากต่างประเทศ ปี 2553	-4,144
หนี้ชดเชยการอุดหนุนราคาก๊าซ NGV (มติ กบง. 2/2553)	-1,542
หนี้เงินชดเชยน้ำมันดีเซล และแก๊สโซฮอล 91, 95	-1,637
หนี้เงินชดเชยการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงมาตรฐานยูโร 4	-124
หนี้เงินชดเชยจากการส่งเสริมรถยนต์ Flex Fuel Vehicle (FFV)	-277
หนี้เงินชดเชยอื่นๆ	-41
- งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว	-294
ฐานะกองทุนฯ สุทธิ	27,441

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน)

ส่วนที่ 4

ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2553

ผลการปฏิบัติราชการ ตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ปี 2553

จากการที่รัฐบาลได้กำหนดให้หน่วยงานภาครัฐมีการจัดทำตัวชี้วัด เพื่อใช้สำหรับวัดผลสำเร็จในการดำเนินงานตามภารกิจของหน่วยงาน โดยเริ่มตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นมา ทั้งนี้ ตัวชี้วัดที่กำหนดจะต้องครอบคลุมใน 4 มิติ ซึ่งประกอบด้วย มิติที่ 1 ด้านประสิทธิผลตามแผนปฏิบัติราชการ มิติที่ 2 ด้านคุณภาพการให้บริการ มิติที่ 3 ด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ และมิติที่ 4 ด้านการพัฒนาองค์กร

ในปี 2553 สนพ. ได้จัดทำคำรับรองการปฏิบัติราชการ โดยมีกรอบการประเมินผลการปฏิบัติราชการในด้านต่างๆ ครอบคลุมทั้ง 4 มิติ ดังกล่าว โดยมีผลการประเมินในภาพรวมปี 2553 เฉลี่ยเท่ากับ 4.4064 จากคะแนนเต็ม 5.0000 ซึ่งมีรายละเอียดในด้านต่างๆ ดังนี้

สรุปผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2553

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงานจากผู้ประเมินภายนอก		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
มิติที่ 1 มิติด้านประสิทธิผล		40.00							4.5886	
1.1 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุตามเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการของกระทรวง		18.00							4.3358	
1.1.1 ระดับความสำเร็จในการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP)	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1111
1.1.2 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 2P ในรอบปี	ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต	2.00	27.00	27.25	27.50	27.75	28.00	29.18	5.0000	0.1111
1.1.3 ระดับความสำเร็จในการส่งเสริมการดำเนินการตามแผนงานโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1111
1.1.4 ระดับความสำเร็จในการจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤตด้านพลังงาน	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1111
1.1.5 ระดับความสำเร็จในการศึกษาโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	3.00	3.0000	0.0667

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงานจากผู้ประเมินภายนอก		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
1.1.6 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติการพัฒนาพลังงานทดแทนประจำปี		5.00							3.4834	
1.1.6.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งที่เพิ่มขึ้นจากพลังงานทดแทน	MW	1.00	100	150	200	250	300	206.67	3.1334	0.0348
1.1.6.2 การผลิตความร้อนที่เพิ่มขึ้นจากพลังงานทดแทน	Ktoe	1.00	70	80	90	100	110	113.86	4.0000	0.0444
1.1.6.3 สัดส่วนการใช้เอทานอล	ร้อยละ	1.00	4.51	5.23	5.95	6.67	7.39	6.0443	3.1310	0.0348
1.1.6.4 สัดส่วนการใช้ไบโอดีเซล	ร้อยละ	1.00	2.46	2.85	3.24	3.63	4.02	3.4271	3.4798	0.0387
1.1.6.5 ปริมาณการใช้ก๊าซ NGV ในภาคคมนาคมและขนส่ง	ล้าน ลบ.ฟุต/ปี	1.00	56,000	58,000	60,000	62,000	64,000	61,346	3.6728	0.0408
1.1.7 ประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาพรวมของประเทศ -- Energy Intensity --	Ktoe/ พันล้านบาท	3.00	15.63	15.60	15.56	15.52	15.48	15.4850	4.8756	0.1625
1.2 ระดับความสำเร็จในการขับเคลื่อนนโยบายสำคัญ/พิเศษของรัฐบาล		**0.00**						**ไม่มีการดำเนินการนโยบายสำคัญ /พิเศษของรัฐบาล**		
1.3 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการดำเนินการตามแผนปฏิบัติราชการของกระทรวงที่มีเป้าหมายร่วมกันระหว่างกระทรวง		**0.00**						**ไม่มีการดำเนินการร่วมกันระหว่างกระทรวง**		
1.4 ระดับความสำเร็จของการพัฒนาศูนย์บริการร่วมหรือเคาน์เตอร์บริการประชาชน	**ระดับ**	**2.00**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**5.0000**	**5.0000**	**0.1111**
2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุตามเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการของกลุ่มภารกิจ		**0.00**						**กระทรวงไม่มีกลุ่มภารกิจ**		
3 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการ /ภารกิจหลัก/เอกสารงบประมาณรายจ่ายฯ ของส่วนราชการระดับกรมหรือเทียบเท่า		**20.00**							**4.7750**	

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงานจากผู้ประเมินภายนอก		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
3.1 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการ/ภารกิจหลัก/เอกสารงบประมาณรายจ่ายฯ ของส่วนราชการระดับกรมหรือเทียบเท่า		20.00								4.7750
3.1.1 ระดับความสำเร็จในการจัดการทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1667
3.1.2 ระดับความสำเร็จด้านการจัดทำประมาณการความต้องการไฟฟ้าของประเทศระยะยาว	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1667
3.1.3 ระดับความสำเร็จในการจัดทำข้อเสนอมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	ระดับ	4.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.2222
3.1.4 ระดับความสำเร็จในการดูแลโครงสร้างราคาพลังงานทดแทน (ไบโอดีเซล, เอทานอล)	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	3.50	3.5000	0.1167
3.1.5 ระดับความสำเร็จด้านการพัฒนาพลังงานทดแทนในส่วนของการส่งเสริมระบบก๊าซชีวภาพ	ระดับ	4.00	395	415	435	455	475	478.92	5.0000	0.2222
3.1.6 ระดับความสำเร็จในการติดตามประเมินผลการดำเนินโครงการในช่วง 4 ปีแรก (ปี 2548 - 2551) ของแผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 (ปี 2548 - 2554)	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1667
มิติที่ 2 มิติด้านคุณภาพการให้บริการ		13.00							4.0331	
4 ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้กำหนดนโยบาย	**ร้อยละ**	**5.00**	**65.00**	**70.00**	**75.00**	**80.00**	**85.00**	**76.00**	**3.2000**	**0.1778**
5 ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้รับบริการ	**ระดับ**	**5.00**	**65.00**	**70.00**	**75.00**	**80.00**	**85.00**	**81.88**	**4.3760**	**0.2431**
6 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและปราบปรามการทุจริต	**ระดับ**	**3.00**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**4.85**	**4.8500**	**0.1617**

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงานจากผู้ประเมินภายนอก		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
มิติที่ 3 มิติด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ		17.00							3.5765	
7 ร้อยละของการเบิกจ่ายงบประมาณรายจ่ายลงทุน	ร้อยละ	3.00	68.00	71.00	74.00	77.00	80.00	10.59	1.0000	0.0333
8 ร้อยละของการเบิกจ่ายงบประมาณรายจ่ายภาพรวม	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	81.39	1.0000	0.0333
9 ระดับความสำเร็จของการควบคุมภายใน	ระดับ	2.00							5.0000	
9.1 จำนวนหน่วยรับตรวจและส่วนงานย่อยที่จัดส่งรายงานการควบคุมภายใน	ร้อยละ	1.00	60	70	80	90	100	100.00	5.0000	0.0556
9.2 การดำเนินการตามการควบคุมภายใน	ระดับ	1.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.0556
10 ระดับความสำเร็จของการตรวจสอบภายใน	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1111
11 ระดับความสำเร็จของการจัดทำต้นทุนต่อหน่วยผลผลิต	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	4.90	4.9000	0.1089
12 จำนวนกระบวนการที่ได้รับการปรับปรุงผลการดำเนินงานดีขึ้น	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1667
13 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการประหยัดพลังงานของส่วนราชการ	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1111
14 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนพัฒนากฎหมายของส่วนราชการ	ระดับ		1	2	3	4	5	ยกเลิกตามเจ้าภาพตัวชี้วัด		
มิติที่ 4 มิติด้านการพัฒนาองค์กร		20.00							4.9902	
15 ระดับความสำเร็จของการพัฒนาคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ		20.00							4.9902	
15.1 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการผ่านเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐานองค์การ		12.00							4.9837	
15.1.1 ร้อยละของการผ่านเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน	ร้อยละ	8.00	60.00	70.00	80.00	90.00	100.00		5.0000	0.4444

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงานจากผู้ประเมินภายนอก		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
15.1.2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายความสำเร็จของผลลัพธ์ในการดำเนินการตามแผนพัฒนาองค์การ	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5		4.9020	0.1089
15.1.3 ร้อยละของการผ่านเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐานในหมวดที่ส่วนราชการดำเนินการไม่ผ่านเกณฑ์ฯ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2552	ร้อยละ	2.00	60.00	70.00	80.00	90.00	100.00		5.0000	0.1111
15.2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายความสำเร็จของผลลัพธ์การดำเนินการของส่วนราชการตามเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน (หมวด 7)	ระดับ	4.00	1	2	3	4	5		5.0000	0.2222
15.3 ระดับความสำเร็จเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของการจัดทำแผนพัฒนาองค์การ ปีงบประมาณ พ.ศ. 2554		4.00							5.0000	
15.3.1 ความครบถ้วนของการจัดทำรายงานลักษณะสำคัญขององค์กร (15 คำถาม)	คำถาม	1.00	3	6	9	12	15		5.0000	0.0556
15.3.2 ความครบถ้วนของการจัดทำรายงานการประเมินองค์กรด้วยตนเอง หมวด 1-7 ตามเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน	หมวด	1.00	3	4	5	6	7		5.0000	0.0556
15.3.3 ความครบถ้วนของแผนพัฒนาองค์การประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 (2 แผน)	แผน	2.00	0	-	1	-	2		5.0000	0.1111
ผลคะแนนประเมิน ณ พฤษภาคม 2554	**น้ำหนักรวม**	**90.00**							**ค่าคะแนนที่ได้**	**4.4064**

กิจกรรม
เพื่อช่วยเหลือสังคม

- **โครงการรวมพลังสร้างสรรค์สังคม**

โครงการรวมพลังสร้างสรรค์สังคมเป็นโครงการที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดำเนินการเป็นประจำทุกปี โดยมีเป้าประสงค์ เพื่อให้ สนพ. มีภาพลักษณ์ที่ดี เป็นที่ยอมรับของสังคมและชุมชน และมีวัตถุประสงค์ของโครงการ ดังนี้

1. เพื่อเสริมสร้างการมีส่วนร่วมของเจ้าหน้าที่ สนพ. ต่อสังคมและชุมชน ให้มีความเข้มแข็ง อันนำไปสู่การมีครอบครัว/ชุมชนที่มั่นคง และการอยู่ร่วมกันในสังคมอย่างสันติ
2. เพื่อสร้างความตระหนักในคุณค่าและความสำคัญของสังคม/ชุมชน
3. เพื่อเสริมสร้างภาพลักษณ์ขององค์กรให้เป็นที่ยอมรับของชุมชนและสังคม

ในปี 2553 สนพ. ได้ดำเนินกิจกรรมโครงการรวมพลังสร้างสรรค์สังคม ดังนี้

ไตรมาส 1 (ตุลาคม 2552 - ธันวาคม 2552)

โครงการให้ใจห่วงใยสังคม

- ร่วมทำบุญทอดกฐินสามัคคีสมทบทุนบูรณะศาลาการเปรียญ วัดป่าสามัคคีธรรม อำเภอเมือง จังหวัดเลย เมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2552
- มอบทุนการศึกษา อุปกรณ์การเรียน และเกมส์ประหยัดพลังงาน แก่นักเรียนเรียนดีแต่ขาดแคลนทุน และผู้ปกครองยากจน ในเขตพื้นที่การศึกษาปราจีนบุรี เขต 2 เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2552 ณ โรงเรียนบ้านหนองบัว อำเภอกบินทร์บุรี จังหวัดปราจีนบุรี

- ร่วมพิธีเจริญพระพุทธมนต์ และเจริญภาวนาเพื่อถวายเป็นพระพรชัยมงคลและถวายพระราชกุศล แด่พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว ณ พระอุโบสถวัดพระศรีรัตนศาสดาราม เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2552 เวลา 16.30 น.
- ร่วมเป็นเจ้าภาพทอดผ้าป่ามหากุศล เพื่อหารายได้สมทบทุนสร้างอาคารศูนย์การศึกษา และฝึกอบรมคนพิการ สมาคมคนพิการ จังหวัดศรีสะเกษ เมื่อวันที่ 5 ธันวาคม 2552

ไตรมาส 2 (มกราคม - มีนาคม 2553)

การร่วมจัดงานกิจกรรมวันเด็กแห่งชาติ

เมื่อวันที่ 9 มกราคม 2553 ณ ห้างสรรพสินค้าเดอะมอลล์ จังหวัดนครราชสีมา โดยใช้ชื่อ Theme ว่า พลังงานกู้วิกฤตไทย ครั้งที่ 2 ดังนี้

- จัดบูธกิจกรรมประหยัดพลังงาน
- กิจกรรมวาดภาพระบายสีพฤติกรรมการประหยัดพลังงาน
- กิจกรรมเกมส์ประหยัดพลังงาน

ไตรมาส 3 (เมษายน - มิถุนายน 2553)

1. โครงการให้ใจห่วงใยสังคม

1.1 ร่วมโครงการปลูกต้นสัก 99,784 ต้น เฉลิมพระเกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว ร่วมลดโลกร้อนถวายพ่อ ของบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) เมื่อวันที่ 28 พฤษภาคม 2553

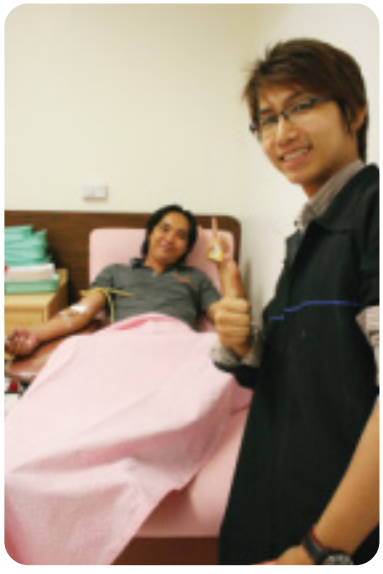
1.2 ร่วมบริจาคปัจจัยในงานบวชบรรพชาสามเณร บวชศีลจาริณีภาคฤดูร้อน เพื่อเฉลิมพระเกียรติสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาสยามบรมราชกุมารี เมื่อวันที่ 4 เมษายน 2553 ณ วัดปากคลองบางเกลียว ตำบลบ่อนอก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

1.3 ร่วมเป็นเจ้าภาพทอดผ้าป่ามหากุศลในโครงการ “ผ้าป่ามหากุศล 9 วัด พัฒนาคุณภาพชีวิตคนตาบอด ให้รู้หนังสือ ฝึกอาชีพ และมีงานทำ” เมื่อวันที่ 5 พฤษภาคม 2553 ของมูลนิธิคนตาบอดแห่งประเทศไทย

1.4 ร่วมเป็นเจ้าภาพกัณฑ์เทศน์มหาชาติ งานวันวิสาขบูชา - อัฐมีบูชา เพื่อเฉลิมพระเกียรติกัณฑ์เทศน์มหาชาติ กัณฑ์ที่ 14 เมื่อวันที่ 27 พฤษภาคม 2553

2. โครงการบริจาคโลหิตให้สภากาชาดไทย

ร่วมบริจาคโลหิตในโครงการ “แล้งนี้ไม่แล้งน้ำใจ ด้วยการให้โลหิต” ครั้งที่ 1 ประจำปี 2553 ณ ศูนย์บริการโลหิตแห่งชาติ สภากาชาดไทย เมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2553



ไตรมาส 4 (กรกฎาคม - กันยายน 2553)

1. โครงการบริจาคโลหิตให้สภากาชาดไทย

ร่วมบริจาคโลหิตในโครงการ “แล้งนี้ไม่แล้งน้ำใจ ด้วยการให้โลหิต” ครั้งที่ 2 ประจำปี 2553 ณ ศูนย์บริการโลหิตแห่งชาติ สภากาชาดไทย เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2553

2. โครงการให้ใจห่วงใยสังคม

2.1 ร่วมกิจกรรม “พลังใจ พลังงาน” (ปลูกป่า 4 ภาค) ของกระทรวงพลังงาน ครั้งที่ 1 ณ พื้นที่ปลูกป่าชายเลน ตำบลอ่างศิลา อำเภอเมือง จังหวัดชลบุรี ในระหว่างวันที่ 24 - 25 กันยายน 2553

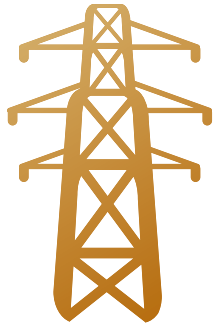
2.2 ร่วมเป็นเจ้าภาพกัณฑ์เทศน์มหาชาติและปฏิบัติธรรมเฉลิมพระเกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว กัณฑ์เทศน์ “กัณฑ์สักกบรรพ” ณ พุทธมณฑล อำเภอพุทธมณฑล จังหวัดนครปฐม เมื่อวันที่ 16 กันยายน 2553

โครงการพัฒนาระบบการสื่อสารภาพลักษณ์ที่ดีต่อ สนพ.

สนพ. ได้จัดกิจกรรมโครงการ “เยาวชนไทยร่วมใจอนุรักษ์พลังงานกับ สนพ.” เพื่อสร้างจิตสำนึกในการใช้พลังงานอย่างรู้คุณค่าแก่ชุมชนต่างๆ ทั้งใน กทม . และปริมณฑล และสามารถรับรู้ถึงภาพลักษณ์ที่พึงประสงค์ที่ สนพ. ต้องการให้สาธารณชนได้รับรู้ด้วย

ผลการดำเนินงาน ตามนโยบายพลังงาน ปี 2553

ด้านไฟฟ้า



- **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (Power Development Plan 2010) กรณีแผนสำรอง**

คณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ได้เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) ดังนี้

สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2010 (แผนหลัก)

กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2553 - 2573 ของ PDP 2010 (แผนหลัก) เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,006 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ดังนี้

- กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552	29,212	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่	54,006	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก	-17,671	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573	**65,547**	**เมกะวัตต์**

ในส่วนของแผนสำรองที่ 1 (เลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 2 ปี) กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2553 - 2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,006 เมกะวัตต์ ดังนี้

- กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552	29,212	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่	54,006	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก	-17,671	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573	**65,547**	**เมกะวัตต์**

ในขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี 2553 - 2573 ของแผนสำรองที่ 2 (ไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) เพิ่มขึ้นจากกำลังผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,076 เมกะวัตต์ ดังนี้

- กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2552	29,212	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่	54,076	เมกะวัตต์
- กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก	-17,671	เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2573	**65,617**	**เมกะวัตต์**

ในกรณีที่ PDP 2010 (แผนหลัก) ไม่สามารถดำเนินการได้ตามเป้าหมาย กล่าวคือไม่สามารถจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ได้ตามแผนฯ กระทรวงพลังงานได้จัดทำ PDP 2010 กรณีแผนสำรอง เพื่อรองรับสถานการณ์ดังกล่าว ซึ่ง ครม. ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 ได้มีมติรับทราบ PDP 2010 กรณีแผนสำรอง เรียบร้อยแล้ว โดยมีสาระสำคัญของ PDP 2010 กรณีแผนสำรอง ดังนี้

(1) **PDP 2010 : แผนสำรอง** จัดทำเป็น 2 แผน ดังนี้

(1.1) แผนสำรองที่ 1 : เลื่อนแผนการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 ปี

(1.2) แผนสำรองที่ 2 : ไม่มีการดำเนินการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

ตาม PDP 2010 (แผนหลัก) มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ บรรจุในแผนฯ จำนวน 5 โรง โดยเครื่องที่ 1 จะเข้าระบบในปี 2563 เครื่องที่ 2 3 4 และ 5 เข้าระบบในปี 2564 2567 2568 และ 2571 ตามลำดับ ส่วนการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ ที่ผ่านมา เช่น การยอมรับของชุมชนและสังคมยังมีปัญหาจำเป็นต้องใช้เวลามากขึ้น ดังนั้นเพื่อให้ความรู้ ความเข้าใจแก่ชุมชน และเพื่อให้สังคมยอมรับในโครงการ กระทรวงพลังงานจึงได้ศึกษาเพิ่มเติมกรณีเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ช้าออกไป 2 ปี โดยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เครื่องที่ 1 จะเข้าระบบในปี 2565 เครื่องที่ 2 3 4 และ 5 เข้าระบบในปี 2566 2569 2570 และ 2573 ตามลำดับ ซึ่งตามแผนสำรองที่ 1 (เลื่อนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ช้าออกไป 2 ปี) ในปี 2563 และ 2564 จะมีโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คือ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 2 และโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 4 เข้าระบบแทน โดยโรงไฟฟ้าทั้ง 2 จะก่อสร้างในสถานที่เดิมและใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม กรณีเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เข้าระบบช้าออกไป 2 ปี เมื่อสิ้นแผนปี 2573 กำลังผลิตรวมทั้งระบบยังคงเท่ากับแผน PDP 2010 (แผนหลัก) คือ 65,547 เมกะวัตต์ ในขณะที่กรณีแผนสำรองที่ 2 (ไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) กำลังผลิตรวมทั้งระบบเมื่อสิ้นแผนปี 2573 จะเท่ากับ 65,617 เมกะวัตต์

โดยสมมติฐานในการจัดทำแผนสำรอง จะพิจารณาในช่วงปี 2563 - 2573 เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด โดย 1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใช้ LNG มีราคาแพง จะพิจารณาเฉพาะที่ทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าในสถานที่เดิม และ 2) โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดกำหนดปริมาณตามกำลังผลิตส่วนที่เหลือ ทั้งนี้การไม่นำพลังงานทดแทนมาพิจารณาเนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ถอดออกจากแผน เป็นโรงไฟฟ้าฐานมีความมั่นคงสูง (ราคาไม่แพง) การนำพลังงานหมุนเวียนที่ยังพอมีศักยภาพเหลือคือ แสงอาทิตย์มาทดแทนจะพึ่งได้เฉพาะช่วงกลางวันและมีราคาแพง ซึ่งอาจต้องสร้างทดแทนในปริมาณที่มากกว่า 6 -7 เท่า

สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในปี 2553 - 2573 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า และปริมาณ CO_2 Emission ต่อหน่วยไฟฟ้า เปรียบเทียบระหว่างแผน PDP 2010 (ตามแผนหลัก) กับแผนสำรองที่ 1 และแผนสำรองที่ 2 ดังแสดงในตารางดังนี้

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในปี 2553 - 2573 เปรียบเทียบ

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 (แผนหลัก)	แผนสำรองที่ 1 (เลื่อน รฟ. นิวเคลียร์ 2 ปี)	แผนสำรองที่ 2 (ไม่มี รฟ. นิวเคลียร์)
• จำนวนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่			
- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 1,000 MW	5 โรง	5 โรง	(ลดลง 5 โรง)
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 800 MW	13 โรง	13 โรง	14 โรง (เพิ่มขึ้น 1 โรง)
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน 800 MW	9 โรง	9 โรง	13 โรง (เพิ่มขึ้น 4 โรง)
- โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส 250 MW	- โรง	- โรง	5 โรง (เพิ่มขึ้น 5 โรง)
• สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วย Gas ปี 2573	39%	39%	43%
• สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยถ่านหิน ปี 2573	21%	21%	28%
• ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 (kg CO_2 ต่อ kWh) ในปี 2573	0.368	0.368	0.477

คณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 ได้รับทราบสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าและผลกระทบต่อ PDP 2010 ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ซึ่งมีแนวทางการแก้ไข ดังนี้

(1) เร่งพัฒนาโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และเอกชน ให้สามารถผลิตไฟฟ้าเข้าระบบได้เร็วขึ้นกว่ากำหนด เช่น โรงไฟฟ้าวังน้อย หน่วยที่ 4 และ โรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2

(2) เลื่อนกำหนดการปลดโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ออกไป เช่น โรงไฟฟ้าบางปะกง หน่วยที่ 1-2 (2x550 เมกะวัตต์) และนำโรงไฟฟ้าที่ปลดจากระบบเมื่อต้นปี 2552 มาซ่อมบำรุงเพื่อเป็นกำลังผลิตสำรองฉุกเฉิน เช่น โรงไฟฟ้าพระนครใต้ หน่วยที่ 4-5 (2x300 เมกะวัตต์)

(3) ปรับปรุงโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบให้มีประสิทธิภาพดีหรือมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้น

(4) ประสานกับคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ให้มีการติดตามและเร่งรัดให้ SPP-Cogeneration ที่ได้รับอนุมัติไปแล้วในช่วงปี 2553 - 2557 จำนวน 1,644 เมกะวัตต์ ให้เป็นไปตามแผน PDP

(5) ให้ กกพ. เร่งประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP-Cogeneration รอบใหม่ในช่วงปี 2558 - 2564 จำนวน 2,000 เมกะวัตต์ และให้ กฟผ. ปรับปรุงระบบส่งเพิ่มเติมเพื่อรองรับปริมาณพลังไฟฟ้าดังกล่าว

อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันคณะกรรมการแก้ไขปัญหาการปฏิบัติตามรัฐธรรมนูญ มาตรา 67 วรรค 2 หรือคณะกรรมการ 4 ฝ่าย อยู่ระหว่างพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงว่ามีความจำเป็นต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบต่อสุขภาพ (Health Impact Assessment ; HIA) หรือไม่ หากต้องจัดทำ HIA โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างก่อสร้างและกำลังขออนุมัติก่อสร้าง จะต้องใช้เวลาศึกษา HIA เพิ่มขึ้น อาจทำให้การพัฒนาโรงไฟฟ้าต้องล่าช้าออกไป

ทั้งนี้ การประเมินสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง จะทำให้ทราบสถานการณ์ในปัจจุบันและผลกระทบต่อแผน PDP 2010 เพื่อหามาตรการแก้ไขรองรับความต้องการไฟฟ้าสูงสุด และรักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมได้

- **การปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น**

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (Thailand's Power Development Plan 2010 : PDP 2010) ได้ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2553 ไว้ 23,249 เมกะวัตต์ โดยความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ในระบบของ กฟผ. ช่วง 5 เดือนแรกของปี 2553 (ม.ค. - พ.ค.) มีค่าเท่ากับ 24,009.9 เมกะวัตต์ เทียบกับ Peak Demand ในระบบ กฟผ. ปี 2552 (22,044.9 เมกะวัตต์) เพิ่มขึ้น 1,965 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 และความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand) ตลอด 5 เดือน เทียบกับปี 2552 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 15.3 ประกอบกับปัญหาของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเอกชนและการปฏิบัติตามรัฐธรรมนูญทำให้โรงไฟฟ้าเอกชน (Independent Power Producer : IPP) มีการเลื่อนกำหนดหรืออาจไม่สามารถดำเนินการต่อไปได้ ซึ่งจากผลของความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และผลกระทบจากความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชนที่เลื่อนกำหนดแล้วเสร็จออกไปจากเดิม ทำให้ความสมดุลของความต้องการใช้ไฟฟ้าและแผนการจัดหาไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากแผน PDP 2010 อย่างมาก โดยพบว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในปี 2557 ลดลง เหลือเพียงร้อยละ 9.7 ทำให้มีความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในระยะสั้น 10 ปีข้างหน้า

กระทรวงพลังงาน จึงได้พิจารณาเร่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม เพื่อเสริมระบบได้ทันในช่วงเวลาดังกล่าว โดยมีการดำเนินการ ดังนี้

(1) เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ หน่วยที่ 2 (ขนาด 800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ.

(2) ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) ประเภทสัญญา Firm เพิ่มจำนวน 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 - 2564

(3) ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการวังน้อย หน่วยที่ 4 (ขนาด 800 เมกะวัตต์) และจะนะ หน่วยที่ 2 (ขนาด 800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นอีก 3 เดือน เพื่อให้แล้วเสร็จทันช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ทั้งนี้ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 ได้มีมติเห็นชอบการปรับแผนโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว และได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน และ กฟผ. ไปดำเนินการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศต่อไป

- ความร่วมมือในการซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน

1. การซื้อขายไฟฟ้ากับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว)

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding ; MOU) การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จำนวน 7,000 เมกะวัตต์ โดยปัจจุบัน ภายใต้ MOU ดังกล่าว มี 4 โครงการที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) ส่วนอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) และโครงการหงสาลิกไนต์ (1,473 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในปี 2555 และปี 2558 ตามลำดับ

โดยสรุปความคืบหน้าในการดำเนินการตามสัญญารับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จำนวน 2 โครงการดังกล่าวได้ดังนี้

1.1 โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งตั้งอยู่บนลุ่มน้ำเทิน-ลุ่มน้ำหินบุน บริเวณรอยต่อระหว่างแขวงคำม่วน-แขวงบอลิคำไซ ซึ่งเป็นส่วนขยายจากโครงการเดิม ขนาดกำลังการผลิต 220 เมกะวัตต์ โดยมีจุดเชื่อมโยงระบบส่งที่ สถานีไฟฟ้าสกลนคร 2 (230 กิโลโวลต์) ความยาวสายส่งฝั่งไทย 75 กิโลเมตร และฝั่ง สปป. ลาว 86 กิโลเมตร กำหนดวันที่จ่ายไฟฟ้า 31 มีนาคม 2541 มีอายุสัญญา 25 ปี

1.2 โครงการหงสาลิกไนต์ เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนโรงแรกที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจำหน่ายให้กับไทย กำลังการผลิต 1,653 เมกะวัตต์ (3 X 551 เมกะวัตต์) โดยขายให้ สปป. ลาว ไม่เกิน 175 เมกะวัตต์ และขายให้ไทยที่ชายแดน 1,473 เมกะวัตต์ ระบบส่งเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าขนาด 500 กิโลโวลต์ ฝั่งไทยระยะทาง 105 กิโลเมตร จากสถานีไฟฟ้าน่านไปยังจุดส่งมอบชายแดนไทย - สปป. ลาว และฝั่ง สปป. ลาว ระยะทาง 67 กิโลเมตร จากโครงการหงสาลิกไนต์มายังจุดส่งมอบไฟฟ้าชายแดน สปป. ลาว-ไทย มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ Unit 1, 2 และ 3 ในวันที่ 1 มีนาคม 1 สิงหาคม และ 1 ธันวาคม 2558 ตามลำดับ โดยมีผู้ลงทุนโครงการ ดังนี้

(1) Hongsa Power Company Limited (โรงไฟฟ้า) ประกอบด้วย บริษัท บ้านปู เพาเวอร์ จำกัด (40%) บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง (40%) และรัฐบาล สปป. ลาว (20%)

(2) Phu Fai Mining Company Limited (เหมือง) ประกอบด้วย บริษัท บ้านปู เพาเวอร์ จำกัด (3P7.5%) บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง (37.5%) และรัฐบาล สปป. ลาว (25%)

ทั้งนี้ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการหงสาลิกไนต์ดังกล่าวได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีแล้วเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2552 ซึ่งต่อมา กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการหงสาลิกไนต์กับผู้ลงทุนเรียบร้อยแล้ว

2. การซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศสหภาพพม่า

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสหภาพพม่า ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding ; MOU) เมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2540 ที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่าในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ โดยเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2552 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการ มาย-กก และมอบหมายให้ กฟผ. นำร่างบันทึกความเข้าใจฯ ที่ได้รับความเห็นชอบไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป

โครงการมาย-กก ตั้งอยู่ที่รัฐฉาน ประเทศสหภาพพม่า อยู่ห่างจากชายแดนไทย อำเภอแม่สาย จังหวัดเชียงราย ไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือประมาณ 80 กิโลเมตร เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในบริเวณปากเหมือง ใช้ถ่านหินลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง กำลังผลิตติดตั้งประมาณ 405 เมกะวัตต์ (3 x 135 เมกะวัตต์) เสนอขาย ณ ชายแดน 369 เมกะวัตต์ (3 x 123 เมกะวัตต์) โดยบริษัท สระบุรีถ่านหิน จำกัด เป็นบริษัทที่ได้รับสัมปทานในการทำเหมืองจากรัฐบาลสหภาพพม่าจะเป็นผู้จัดหาเชื้อเพลิงให้กับโครงการ สำหรับเหมืองถ่านหินที่สำรวจพบว่ามีปริมาณถ่านหินในส่วนที่ใช้สำหรับผลิตไฟฟ้าประมาณ 60 ล้านตัน เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าตามกำลังผลิตที่เสนอขาย 25 ปี โดยถ่านหินมีปริมาณกำมะถัน 1.28% และค่าความร้อน 3,400 กิโลแคลอรีต่อกิโลกรัม ระบบส่งไฟฟ้าขนาด 230 กิโลโวลต์ จากโครงการถึงชายแดนความยาวประมาณ 80 กิโลเมตร และจากชายแดนไทยถึง สฟ. เชียงราย ความยาวประมาณ 80 กิโลเมตร ผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วย บริษัท อิตาเลียนไทย เพาเวอร์ จำกัด (IPC) และผู้ร่วมลงทุนรายอื่น โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ของโครงการ Unit 1, Unit 2 และ Unit 3 ในเดือนมกราคม, เมษายน และกรกฎาคม 2559 ตามลำดับ

ร่าง Tariff MOU โครงการมาย-กก ได้จัดทำขึ้นโดยใช้รูปแบบเดียวกับ Tariff MOU ของโครงการหงสาลิกไนต์ของ สปป. ลาว ที่เคยผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบโดยคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน กพช. และ ครม. แล้วโดยมีความแตกต่างเฉพาะในส่วนของประเทศที่ตั้ง ข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้า คุณลักษณะโรงไฟฟ้าด้านเทคนิค (เนื่องจากมีขนาดและลักษณะโรงไฟฟ้าแตกต่างจากโครงการหงสาลิกไนต์) และได้เพิ่มข้อกำหนดเรื่องการดำเนินการเกี่ยวกับ Environmental Impact Assessment (EIA) และ Social Impact Assessment (SIA) ทั้งนี้ Tariff MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย

- **การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ในปี 2550 เพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2555 - 2557 โดยได้จำหน่ายเอกสารเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าฯ ในระหว่างวันที่ 29 มิถุนายน - 27 กรกฎาคม 2550 ปรากฏว่ามีโครงการที่ได้รับการคัดเลือกจำนวน 4 โครงการ กำลังการผลิตรวม 4,400 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ได้นำเสนอผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีแล้ว เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 และ 18 ธันวาคม 2550 ตามลำดับ ซึ่งปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมีโครงการ IPP ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วจำนวน 3 โครงการ ประกอบด้วย โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด กำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของบริษัท สยามเอ็นเนอร์จี จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ และบริษัท เพาเวอร์ เจนเนอร์เรชั่น ซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ และมีโครงการที่อยู่ระหว่างรอลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จำนวน 1 โครงการ คือโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด กำลังการผลิต 540 เมกะวัตต์

การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สำหรับการประมูลแข่งขันในช่วงปี 2555 - 2557

โรงไฟฟ้า/สถานที่ตั้ง	กำลังการผลิต (MW)	เชื้อเพลิง	SCOD	กำหนดวันที่จะต้องได้รับ EIA	วันลงนาม PPA
บริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จ. ระยอง	660	ถ่านหิน	พ.ย. 2554	ได้รับ EIA แล้ว	10 ก.ย. 51
บริษัท เนชัลแนล เพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด เขาหินซ้อน จ. ฉะเชิงเทรา	540	ถ่านหิน	พ.ย. 2558 / มี.ค. 2559	ได้รับ EIA แล้ว	รอลงนาม
บริษัท สยาม เอ็นเนอจี จำกัด อ.บางคล้า จ. ฉะเชิงเทรา	1,600	ก๊าซธรรมชาติ	มี.ค. 2558 / ก.ย. 2558	1 ธ.ค. 2553	10 ต.ค. 51
บริษัท เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น ซัพพลาย จำกัด อ.หนองแซง จ. สระบุรี	1,600	ก๊าซธรรมชาติ	มิ.ย. 2557 / ธ.ค. 2557	ได้รับ EIA แล้ว	10 ต.ค. 51
รวม	**4,400**				

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีกลุ่มผู้คัดค้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า ของบริษัท สยาม เอ็นเนอร์จี จำกัด เพื่อให้พิจารณาหาสถานที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ที่ไม่ใช่อำเภอบางคล้า ซึ่งในเรื่องนี้ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2552 ได้พิจารณาข้อเสนอแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้าแล้วมีมติรับทราบประเด็นปัญหาและผลการดำเนินงานของกระทรวงพลังงานเพื่อแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า และเห็นชอบให้มีการจัดตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อพิจารณาดำเนินการต่อไป โดยให้นำข้อสังเกตของที่ประชุมไปประกอบการพิจารณา ดังนี้ 1) การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ต้องมีการเตรียมการหลายปี เพื่อความมั่นคงจึงต้องวางแผนรองรับในระยะยาว โครงการที่ได้รับการคัดเลือกทั้ง 4 โครงการ จึงได้บรรจุไว้ในแผน PDP ดังนั้นในการพิจารณาแก้ไขปัญหากรณีโรงไฟฟ้าบางคล้าควรพิจารณาถึงระดับกำลังการผลิตสำรองของระบบตามแผน PDP ด้วย 2) ปัญหาของโครงการโรงไฟฟ้าบางคล้า มาจากข้อเรียกร้องจากประชาชนในพื้นที่ อย่างไรก็ตาม โครงการ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกทั้ง 4 โครงการ ผ่านการคัดเลือกด้วยวิธีประมูลแข่งขันภายใต้หลักเกณฑ์และเงื่อนไขเดียวกัน และเป็นหลักเกณฑ์ที่มีการประกาศให้ผู้สนใจทราบโดยทั่วกัน ดังนั้นการแก้ไขปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าบางคล้า ควรพิจารณาอย่างรอบด้าน และพิจารณาในหลายแนวทาง รวมทั้ง จะต้องพิจารณาประเด็นทางด้านกฎหมายอย่างถี่ถ้วนด้วย

ต่อมา รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (นายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล) ได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางคล้า โดยมีอำนาจหน้าที่ในการพิจารณาระเบียบ ขั้นตอน วิธีการ และอำนาจหน้าที่ของหน่วยงานต่อองค์กร ตลอดจนประเด็นกฎหมายที่เกี่ยวข้องในการพิจารณาแนวทางการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ รวมทั้งศึกษา วิเคราะห์ และเสนอแนะแนวทางการดำเนินการแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้า พร้อมความเห็นและข้อเสนอแนะในแต่ละแนวทางเสนอ กบง. เป็นระยะ ก่อนเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบ

ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้หาข้อสรุปแนวทางการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัท สยาม เอ็นเนอร์จี จำกัด เสนอต่อ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ซึ่ง กพช. ได้พิจารณา และมีมติดังนี้

(1) เห็นชอบการแก้ไขปัญหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัท สยาม เอ็นเนอจี จำกัด โดยการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าใหม่ ตามกรอบแนวทางที่สำนักงานอัยการสูงสุดให้ความเห็นไว้ว่าการคัดค้านจากผู้ชุมนุมจนไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้ และหากรัฐไม่สามารถสนับสนุนและอำนวยความสะดวกแก่คู่สัญญาให้การเข้าไปดำเนินการ EIA กระทำได้โดยปกติ อาจถือได้ว่าเป็นเหตุสุดวิสัย (Force Majeure)

(2) เห็นชอบการพิจารณาข้อเสนอการย้ายสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าบางคล้า ทั้งนี้ ในการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ส่งให้สำนักงานอัยการสูงสุดตรวจสอบก่อนพิจารณาลงนามตามขั้นตอนต่อไป

(3) เห็นควรให้ กกพ. กำกับให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และบริษัทฯ ปรับปรุงและลงนามแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้แล้วเสร็จทันกำหนดเวลาดำเนินงานตามขั้นตอน รวมทั้งรับข้อสังเกตด้านสังคม สิ่งแวดล้อม และมวลชนไปกำกับการดำเนินงานอย่างใกล้ชิด

- **การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration**

รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและช่วยแบ่งเบาภาระการลงทุนของภาครัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer ; SPP) ที่ผลิตไฟฟ้าโดยการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) ตั้งแต่ปี 2535 เป็นต้นมา และได้มีการขยายปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อมาโดยตลอด จนกระทั่งในปี 2540 เกิดวิกฤตเศรษฐกิจ ทำให้ต้องยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์ ประเภทสัญญา Firm และได้มีการส่งเสริมอีกครั้งในปี 2543 ต่อมาเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 ในการกำหนดมาตรการในการจัดหาพลังงาน โดยส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ ด้วยการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กด้วยระบบ Cogeneration ในปริมาณที่เหมาะสมผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer ; VSPP)

เพื่อดำเนินการตามนโยบายดังกล่าว ครม. ได้มีมติเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2550 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เปิดรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิง ตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า และให้ขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration (SPP-Cogen) สามารถนำไฟฟ้าที่ผลิตได้จำหน่ายให้การไฟฟ้า และลูกค้าอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียง โดยโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้ากำหนดจากหลักการต้นทุนที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Cost) จากการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ซึ่งราคารับซื้อที่ SPP ได้รับในแต่ละเดือน ประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) และมีการกำหนดเงื่อนไขประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วย

ในส่วนของการส่งเสริม Cogeneration ผ่านระเบียบ VSPP มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ประโยชน์จากไฟฟ้าและไอน้ำ ณ จุดใช้งาน โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ หรือถ่านหิน เมื่อมีไฟฟ้าเหลือจึงขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และไม่มีการรับซื้อเป็นงวดๆ เหมือน SPP แต่จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยหลักการกำหนดโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP จะกำหนดจากต้นทุนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) จากการซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ดังนั้นราคารับซื้อไฟฟ้าที่ VSPP ได้รับในแต่ละเดือนจะเป็นไปตามประกาศโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันต่ำ ทั้งนี้ จะต้องมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าด้วย

กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 ได้กำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าช่วงปี 2558 - 2564 ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าในแต่ละปี สามารถกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจ ความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำ และความพร้อมในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในขณะนั้นได้ สำหรับระยะยาวให้กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration เป็นร้อยละของความต้องการพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตไว้ในแผน PDP ฉบับใหม่ ต่อมา เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 กพช. ได้พิจารณาการปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยที่ประชุมมีมติให้ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพิ่มเติมอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ โดยพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากบัญชีรายชื่อเสนอขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ปี 2553 ที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ดำเนินการอยู่ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552

- **การดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration**

ปัจจุบันโครงการ SPP ระบบ Cogeneration จำนวน 19 ราย มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 1,644 เมกะวัตต์ สำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี พ.ศ. 2553 - 2557 ซึ่งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 ได้มีมติรับทราบสถานภาพการดำเนินโครงการ SPP ระบบ Cogeneration โดยได้มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้ว จำนวน 17 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 1,514 เมกะวัตต์

การกำกับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration 2,000 เมกะวัตต์ ของ กฟผ. สำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี พ.ศ. 2558 - 2564 ตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ประกอบกับมาตรา 11 (4) แห่งพระราชบัญญัติฯ กำหนดให้ กกพ. กำหนดระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า และการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย ซึ่ง กกพ. ได้เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการต่อไป โดยมีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

(1) มีผู้ยื่นคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าจำนวน 53 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 4,671 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จำนวน 51 โครงการ (4,491 เมกะวัตต์) และถ่านหิน 2 โครงการ (180 เมกะวัตต์) โดยเชื่อมโยงเข้าระบบของ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. จำนวน 8 ราย 42 ราย และ 3 ราย ตามลำดับ

(2) กฟผ. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการพิจารณาและคัดเลือกข้อเสนอขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2553 โดยองค์ประกอบของคณะกรรมการฯ ประกอบด้วย ผู้แทนจาก กฟผ. และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ทำหน้าที่พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์การให้คะแนนและคัดเลือกคำร้อง รวมทั้งรายงานผลการดำเนินงานภายใน 90 วันปฏิทิน นับจากวันครบกำหนดการรับคำร้องต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาต่อไป

(3) กกพ. ได้พิจารณาและมีมติเห็นชอบผลการพิจารณาคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กฯ ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่ได้รับการคัดเลือกทั้งหมด 2 รอบ คือ ในการประชุมเมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2553 จำนวน 22 โครงการ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย จำนวน 1,980 เมกะวัตต์ ภายใต้กรอบปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ และในการประชุมเมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2554 เพิ่มเติมอีกจำนวน 17 โครงการ ที่ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายจำนวน 1,530 เมกะวัตต์ ภายใต้กรอบปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ รวมทั้งสิ้น 39 โครงการ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย 3,510 เมกะวัตต์ ดังนี้

ปริมาณและระยะเวลาการเสนอขายไฟจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กฯ ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration

ลำดับที่	ชื่อบริษัท	เสนอขาย (MW)	SCOD
1	บ. มาบยางพร คลีน เอนเนอจี จก.	90	1 มิ.ย. 59
2	บ. เอสเอสยูที จก. (โครงการบางปู โคเจนเนอเรชั่น บล็อค 1)	90	1 มี.ค. 58
3	บ. เอสเอสยูที จก. (โครงการบางปู โคเจนเนอเรชั่น บล็อค 2)	90	1 มิ.ย. 59
4	บ. ไทย เอ็นเนอร์จี เจเนอเรเตอร์ จก.	90	1 มิ.ย. 61
5	บ. ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จก. (1)	90	1 มี.ค. 57
6	บ. ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จก. (2)	90	1 มี.ค. 58
7	บ. ระยอง อิเล็คตริก เจเนอเรติ้ง จก.	90	1 มิ.ย. 59
8	บ. บางกะดี คลีน เอนเนอจี จก.	90	1 มี.ค. 58
9	บ. กบินทร์ โคเจน จก.	90	1 มิ.ย. 61
10	บ. พลังงาน พรหมบุรี จก.	90	1 มิ.ย. 60
11	บมจ. ไทยออยล์ (1)	90	1 มี.ค. 58
12	บจก. บ่อวิน คลีน เอนเนอจี	90	1 มี.ค. 57
13	บจก. พานทอง คลีน เอนเนอจี	90	1 มิ.ย. 59
14	บจก. พานทอง คลีน เพาเวอร์	90	1 มิ.ย. 60
15	บจก. ผลิตไฟฟ้า นวนคร (1)	90	1 มิ.ย. 59
16	บจก. พีพีพีทีที	90	1 มี.ค. 57
17	บจก. อีสเทิร์น ซีบอร์ด เพาเวอร์	90	1 มิ.ย. 59
18	บจก. แอ็ดวานซ์ อะโกร เอเชีย	90	1 มี.ค. 58
19	บมจ. ไทยออยล์ (2)	90	1 มิ.ย. 59
20	บจก. สยามเพียวไรซ์	90	1 มิ.ย. 61
21	บจก. อิเล็คตริก แอนด์ สตีม	90	1 มิ.ย. 59
22	บมจ. ผลิตไฟฟ้า (TJ Cogen)	90	1 มิ.ย. 60
23	บ. เรนโบว์ เพาเวอร์ จก.	90	1 มิ.ย. 60
24	บ. ไฮเทค โคเจนเนอเรชั่น จก.	90	1 มี.ค. 58
25	บ. บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จก.	90	1 มิ.ย. 60

ลำดับที่	ชื่อบริษัท	เสนอขาย (MW)	SCOD
26	บ. โรจนะ เพาเวอร์ จก.	90	1 มิ.ย. 60
27	บมจ. ไออาร์พีซี (เลขหนังสือ 010)	90	1 มิ.ย. 60
28	บมจ. ไออาร์พีซี (เลขหนังสือ 011)	90	1 มิ.ย. 60
29	บ. วิคตอรี่ เอ็นเนอร์จี จก.	90	1 มี.ค. 58
30	บ. สุรนารี เอ็นเนอร์จี เจเนอเรติ้ง จก.	90	1 มิ.ย. 61
31	บ. 2010 โคเจนเนอเรชั่น จก.	90	1 มิ.ย. 61
32	บ. รางบัว คลีน เอนเนอจี จก.	90	1 มิ.ย. 61
33	บ. จอมบึง คลีน เพาเวอร์ จก.	90	1 มิ.ย. 61
34	บมจ. ผลิตไฟฟ้า (โครงการ TP Cogen)	90	1 มิ.ย. 61
35	บ. บลู สกาย โคเจน จก.	90	1 มิ.ย. 62
36	บ. ปลวกแดง คลีน เพาเวอร์ จก.	90	1 มิ.ย. 62
37	บ. ปลวกแดง คลีน เอนเนอจี จก.	90	1 มิ.ย. 62
38	บ. ราชบุรีโคเจนเนอเรชั่น จก.	90	1 มิ.ย. 62
39	บมจ. ผลิตไฟฟ้า (โครงการ SK Cogen)	90	1 มิ.ย. 62

ทั้งนี้ ตามที่กระทรวงพลังงาน และ กฟผ. เสนอ และให้ กฟผ. แจ้งผลการพิจารณาให้ผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าทราบทุกราย โดยรายที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าในกรณีที่จะมีการเปลี่ยนแปลงกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date ; SCOD) ให้ กฟผ. สงวนสิทธิเป็นผู้กำหนดวัน SCOD ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) สำหรับผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า ให้ กฟผ. ระบุเหตุผลในการพิจารณาด้วย

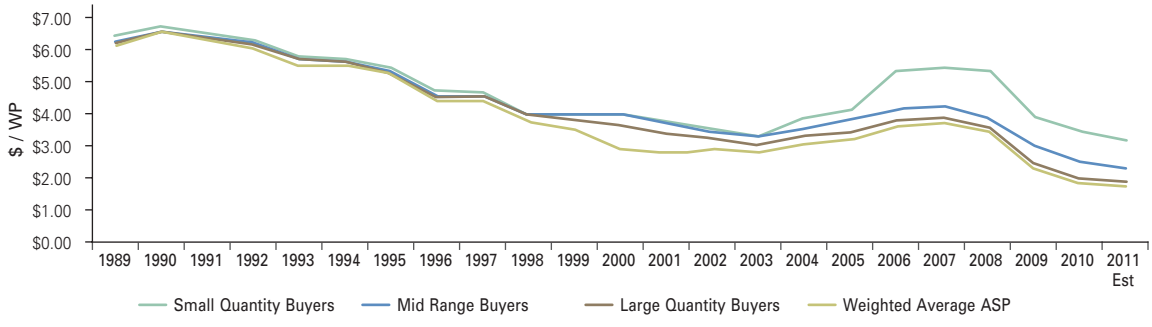
- **การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า**

ประเทศไทยเป็นหนึ่งในประเทศแรกๆ ในแถบอาเซียนที่มีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) โดยได้กำหนดเป็นนโยบายตั้งแต่ปี 2549 และเริ่มมีผลบังคับใช้ตั้งแต่ปี 2550 เป็นต้นมา และในปี 2553 ที่ผ่านมานี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ดำเนินการปรับปรุงมาตรการดังกล่าวให้เหมาะสม สอดคล้องกับแนวโน้มต้นทุน เทคโนโลยี และภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนไป รวมถึงดำเนินการปรับปรุงหลักเกณฑ์ เงื่อนไข เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย สรุปได้ดังนี้

1. **การปรับลดส่วนเพิ่มฯ สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์**

ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงปี 2550 - 2551 ยังเติบโตอย่างช้าๆ สาเหตุหนึ่งเนื่องจากอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่ 8 บาทต่อหน่วยในช่วงแรกยังเป็นอัตราที่ไม่จูงใจการลงทุนมากนัก จนกระทั่งต่อมาในช่วงไตรมาสที่ 3 ของปี 2551 ราคาอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในตลาดโลกเริ่มลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับการที่มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในช่วงแรกได้กำหนดการปิดรับข้อเสนอภายในสิ้นปี 2551 ทำให้ผู้ประกอบการเร่งยื่นเสนอขายไฟฟ้าภายในสิ้นปี 2551 ซึ่ง ณ เวลานั้นมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อยู่ในขั้นตอนต่างๆ รวมสูงถึง 2,809.26 เมกะวัตต์ สนพ. จึงได้ทำการศึกษาวิเคราะห์ และทบทวนผลตอบแทนการลงทุนของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ และผลกระทบของเงินสนับสนุนต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ซึ่งนำมาสู่มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ที่ได้ปรับลดอัตราส่วนเพิ่มฯ ใหม่เป็น 6.50 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 10 ปี และการหยุดการรับคำร้องขอขายไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ตลอดจนนำเสนอแนวทางสำหรับการสนับสนุนพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคตที่จะเป็นรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับระบบบนหลังคาบ้าน (Rooftop Solar Systems)

แนวโน้มการลดลงของราคาเฉลี่ยของอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ในตลาดโลก ปี พ.ศ. 2532 - 2554 (ปี ค.ศ. 1989 - 2011)



Source : Navigant Consulting (2011)

สำหรับอัตราส่วนเพิ่มฯ ของเทคโนโลยีอื่นๆ นั้น ยังคงเป็นอัตราเดิม ตามตารางดังนี้

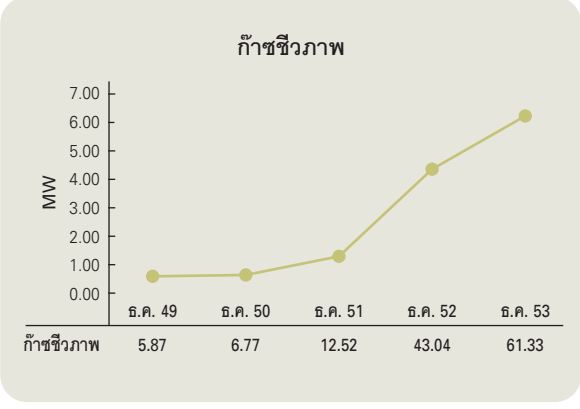
อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

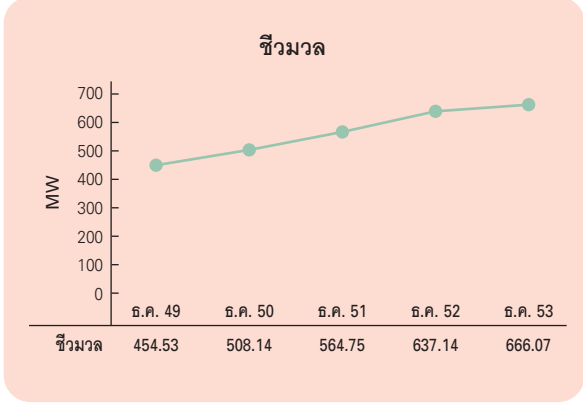
เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2550 (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2552 (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ ปี 2553 (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ เพื่อทดแทนดีเซล (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ 3 จว. ชายแดนภาคใต้ และ 4 อ. ใน จ.สงขลา* (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
1. ชีวมวล						
- กำลังการผลิตติดตั้ง 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)						
- กำลังการผลิตติดตั้ง 1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7
3. ขยะ (ขยะชุมชน/ขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นที่เป็นอินทรีย์วัตถุ)						
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	2.50	2.50	1.00	1.00	7
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	3.50	1.00	1.00	7
4. พลังงานลม						
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW	3.50	4.50	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	3.50	1.50	1.50	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก						
- 50 kW กำลังการผลิตติดตั้ง 200 kW	0.40	0.80	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW	0.80	1.50	1.50	1.00	1.00	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	8.00	6.50	1.50	1.50	10

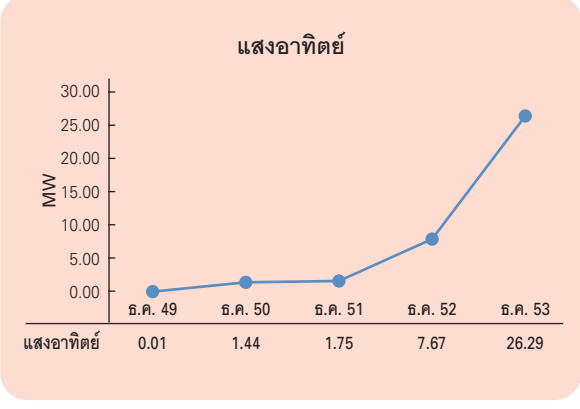
*4 อำเภอในจังหวัดสงขลาได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

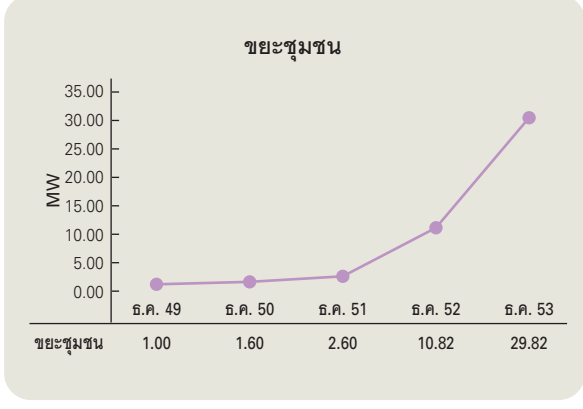
ในภาพรวมการสนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการส่วนเพิ่มฯ ในช่วงสี่ปีที่ผ่านมาช่วยผลักดันให้เกิดความสนใจในการลงทุนพลังงานหมุนเวียนอย่างมีนัยสำคัญ โดยสามารถเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าที่เข้าระบบแล้วจากโครงการพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง (รวม SPP และ VSPP) ณ สิ้นปี 2549 (ก่อนมาตรการส่วนเพิ่มฯ มีผลบังคับใช้) มาจนถึงปริมาณ ณ สิ้นปี 2553 (หลังมาตรการส่วนเพิ่มฯ มีผลบังคับใช้) ดังแสดงในรูปดังนี้

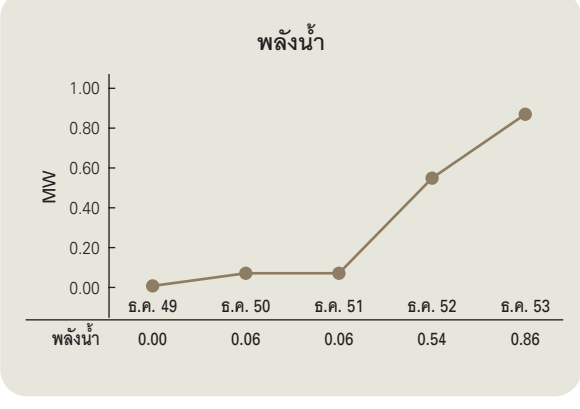
การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าเสนอขายจากโครงการพลังงานหมุนเวียน ปี 2549 - 2553

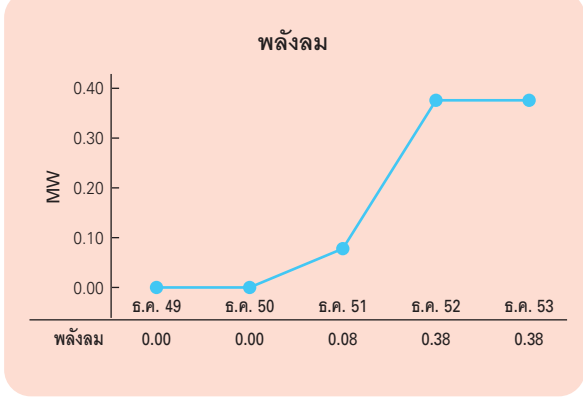












2. การปรับปรุงหลักเกณฑ์ เงื่อนไข เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย

กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ได้แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อประสานและติดตามการดำเนินการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เป็นไปตามนโยบาย โดยมี สนพ. ทำหน้าที่เป็นฝ่ายเลขานุการฯ มีผลการดำเนินการ ในปี 2553 ดังนี้

2.1 กำหนดแนวทางการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง : คณะกรรมการ บริหารฯ ได้กำหนดหลักเกณฑ์การประเมินความพร้อมโครงการ และหลักการพิจารณาคัดเลือกโครงการพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เป็นไปอย่างชัดเจน และมีมาตรฐานเดียวกัน

2.2 กำหนดแนวทางการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน : สืบเนื่องจากสถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าที่เกินกว่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเกินกว่าที่คาดไว้อย่างมีนัยสำคัญและส่งผลกระทบต่อความมั่นคงตลอดจนความพร้อมของระบบไฟฟ้าของประเทศ คณะกรรมการบริหารฯ จึงได้จัดให้มีการประชุมหารือร่วมกันกับผู้ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งนำไปสู่แนวทางการพิจารณาบอกเลิกสัญญาสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามสัญญา

2.3 การกำกับดูแลให้การไฟฟ้าดำเนินการตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว : โครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าก่อนที่จะมีการตั้งคณะกรรมการบริหารฯ แต่ไม่ได้มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก พ.ศ. 2549 ซึ่งภายในช่วงเวลา 60 วันดังกล่าว เป็นช่วงเวลาก่อนที่จะมีมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 จึงควรดำเนินการตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ โดยคณะกรรมการบริหารฯ ได้พิจารณาแล้วมีมติมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าโดยให้ตรวจสอบข้อมูลโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าภายในวันที่ 17 มีนาคม 2553 แต่ยังไม่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและดำเนินการการยกเลิกคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบของโครงการกลุ่มดังกล่าว พร้อมทั้งรายงานผลการดำเนินงานให้คณะกรรมการบริหารฯ ทราบโดยเร็ว

2.4 การพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามข้อเสนอของการไฟฟ้า : ในปี 2553 คณะกรรมการบริหารฯ ได้พิจารณาข้อเสนอของการไฟฟ้าตามแนวทางการดำเนินการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และมีมติเห็นชอบให้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 17 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้า 316.83 เมกะวัตต์ และเห็นชอบตอบรับซื้อไฟฟ้า 14 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้า 55.20 เมกะวัตต์ เห็นชอบยกเลิกโครงการ 2 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้า 16 เมกะวัตต์ โดยแยกตามประเภทเชื้อเพลิงได้ ตามตารางดังนี้

โครงการพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารฯ จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า		ตอบรับซื้อไฟฟ้า		ยกเลิกโครงการ	
	โครงการ	เมกะวัตต์	โครงการ	เมกะวัตต์	โครงการ	เมกะวัตต์
ชีวมวล	6	35.20	5	30.25	2	16
ก๊าซชีวภาพ	6	5.13	5	11.56	-	-
ขยะ	1	6.50	3	13.30	-	-
ลม	3	240	0	0	-	-
น้ำ	0	0	1	0.09	-	-
แสงอาทิตย์	1	30	0	0	-	-
รวม	**17**	**316.83**	**14**	**55.20**	**2**	**16**

2.5 แต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาอัตราและแนวทางสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ : เพื่อให้การดำเนินการของคณะกรรมการบริหารฯ ในการพิจารณาอัตราสนับสนุนรายละเอียดการสนับสนุนและปริมาณที่จะส่งเสริมในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ประธานกรรมการฯ ได้มีการแต่งตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาอัตราและแนวทางสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งคณะอนุกรรมการฯ ได้จัดทำผลการศึกษาในเบื้องต้นแล้ว และคาดว่าจะสามารถออกนโยบายได้ภายในปี 2554

- **โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน**

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอแนวทางการกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อจากโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าช่วงปี 2558 - 2564 ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ โดยให้ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) พิจารณาและประกาศหลักเกณฑ์ เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าและประกาศจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า รวมทั้งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถรับได้ในแต่ละพื้นที่ด้วย

ต่อมา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ตรวจสอบระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พบว่า สามารถรับไฟฟ้าได้ประมาณ 1,080 เมกะวัตต์ จึงได้จัดทำโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ เสนอ กกพ. เมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2553 ซึ่งต่อมา กพช. และคณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้เห็นชอบในหลักการโครงการดังกล่าวแล้ว เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน

2553 และ 30 พฤศจิกายน 2553 ตามลำดับ พร้อมทั้งให้ กฟผ. รับความเห็นจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการให้ถูกต้องตามระเบียบและข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องต่อไป รวมทั้งเห็นชอบให้ขยายการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มเติมอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ โดยพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากบัญชีรายชื่อเสนอขายไฟฟ้า SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ปี พ.ศ. 2553 ที่ กกพ. ดำเนินการอยู่ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552

กฟผ. ได้ดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามมติดังกล่าว โดยได้พิจารณาทบทวนแผนงานโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration 2,000 เมกะวัตต์ ร่วมกับโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. มีแผนจะดำเนินการหลังปี 2558 พบว่า แผนงานและวงเงินโครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้า SPP ดังกล่าว ยังมีความสามารถรองรับการขยายการรับซื้อเพิ่มอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ได้ จึงมีการขยายการรับซื้อเพิ่มเป็น 3,500 เมกะวัตต์ และวางแผนงานในการดำเนินการขยายระบบส่งเพื่อรองรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน โดยมีกำหนดแล้วเสร็จประมาณเดือนธันวาคม 2557 ถึง กันยายน 2558

ผลจากการขยายระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวจะทำให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ได้ในปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในระหว่าง ปี 2558 - 2564 รวมทั้งสามารถรองรับการขยายการรับซื้อเพิ่มเติมอีกประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 นอกจากนี้ยังทำให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า SPP พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานสูงได้เพิ่มเติมด้วย

- **นโยบายการตรึงค่าไฟฟ้า**

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากประชาชนในปัจจุบัน ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ 1) ค่าไฟฟ้าฐานตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และ 3) ภาษีมูลค่าเพิ่ม ในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าไฟฟ้ารวม ทั้งนี้ การปรับค่า Ft ก่อนเดือนกุมภาพันธ์ 2550 จะอยู่ในการกำกับดูแลของคณะอนุกรรมการภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน สำหรับการปรับค่า Ft ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2550 เป็นต้นมาจะอยู่ในการกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2550 - สิงหาคม 2552 ได้มีการพิจารณาปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จำนวนทั้งสิ้น 6 ครั้ง โดยพิจารณาถึงผลกระทบของประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก ทั้งนี้ค่า Ft ที่ลดลงในช่วงเดือนมิถุนายน - กันยายน 2551 เป็นผลมาจากการพิจารณาการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในปี 2549 - 2550 และเงินสมทบจากการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวนรวม 5,082 ล้านบาท มาส่งคืนให้ประชาชนผ่านทางค่า Ft สำหรับการปรับค่า Ft ที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่เดือนตุลาคม 2551 - สิงหาคม 2552 เป็นผลมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันเตา และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศเพิ่มขึ้น โดยให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงบางส่วน ดังนี้ 1) เดือนตุลาคม 2551 - ธันวาคม 2551 จำนวน 10,058 ล้านบาท 2) เดือนมกราคม 2552 - เมษายน 2552 จำนวน 20,967 ล้านบาท และ 3) เดือนพฤษภาคม 2552 - สิงหาคม 2552 จำนวน 19,136 ล้านบาท

เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2552 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2552 ให้ตรึงค่าไฟฟ้าผันแปร หรือ ค่า Ft ในระดับ 92.55 สตางค์ต่อหน่วย จนถึงเดือนสิงหาคม 2553 เพื่อเป็นการลดภาระของประชาชนและเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันให้กับภาคอุตสาหกรรม ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft) ของประชาชนจะอยู่ในระดับประมาณ 3.18 บาทต่อหน่วย จนถึงเดือนสิงหาคม 2553 โดยให้ กฟผ. เป็นผู้รับภาระค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนประมาณ 10,153 ล้านบาท เมื่อสิ้นสุดมาตรการในเดือนสิงหาคม 2553 ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้ประสานนโยบายดังกล่าวให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รับไปดำเนินการ ซึ่ง กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการตรึงค่า Ft ในระดับ 92.55 สตางค์ต่อหน่วย ตั้งแต่เดือนกันยายน 2552 - สิงหาคม 2553

ต่อมา เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2553 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อประชาชน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 โดยให้กระทรวงพลังงานประสาน กกพ. และ กฟผ. พิจารณาดำเนินการขยายมาตรการตรึงค่า Ft จนถึงสิ้นปี 2553

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

หน่วย : สตางค์ต่อหน่วย

ช่วงเวลา	อัตราค่า Ft ขายปลีก (เรียกเก็บจากผู้ใช้พลังงาน)	เปลี่ยนแปลง
ต.ค. 50 - ม.ค. 51	66.11	-02.31
ก.พ. 51 - พ.ค. 51	68.86	+02.75
มิ.ย. 51 - ก.ย. 51	62.85	-06.01
ต.ค. 51 - ธ.ค. 51	77.70	+14.85
ม.ค. 52 - เม.ย. 52	92.55	+14.85
พ.ค. 52 - ส.ค. 52	92.55	-
ก.ย. 52 - ธ.ค. 52	92.55	-
ม.ค. 53 - เม.ย. 53	92.55	-
พ.ค. 53 - ส.ค. 53	92.55	-
ก.ย. 53 - ธ.ค. 53	92.55	-

- **มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน**

การลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน เป็นอีกมาตรการหนึ่งที่สามารถช่วยลดภาระค่าครองชีพผู้ที่มีรายได้น้อยได้ คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 20 มกราคม 2552 และวันที่ 14 กรกฎาคม 2552 จึงได้มีมติเห็นชอบมาตรการลดภาระค่าครองชีพของประชาชนตามที่กระทรวงการคลังเสนอ โดยมาตรการหนึ่ง คือ มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและประเภทหอพักและอพาร์ทเมนต์ ที่มีอัตราค่าเช่าไม่เกิน 3,000 บาทต่อเดือน ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 จนถึงเดือนธันวาคม 2552

ต่อมา คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบการขยายระยะเวลาดำเนินการมาตรการลดภาระค่าครองชีพรวม 5 ครั้ง ดังนี้ 1) วันที่ 15 ธันวาคม 2552 ขยายระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - 31 มีนาคม 2553 2) วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2553 ขยายระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน - 30 มิถุนายน 2553 3) วันที่ 29 มิถุนายน 2553 ขยายระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม - 31 ธันวาคม 2553 4) วันที่ 21 ธันวาคม 2553 ขยายระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - 28 กุมภาพันธ์ 2554 และ 5) วันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2554 ขยายระยะเวลาดำเนินการตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม - 30 มิถุนายน 2554

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ดำเนินการตามมาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือน โดยในช่วง**เดือนกุมภาพันธ์ 2552 - มกราคม 2554 มีครัวเรือนและผู้เช่าพักอาศัยได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้าจำนวนประมาณ 9.35 ล้านราย คิดเป็นเงินที่ภาครัฐรับภาระจำนวนประมาณ 27,635 ล้านบาท** แบ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. จำนวน 0.85 ล้านราย เป็นเงินประมาณ 2,214 ล้านบาท และผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟภ. จำนวน 8.51 ล้านราย เป็นเงินประมาณ 25,422 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม การดำเนินการตามมาตรการดังกล่าวประสบปัญหาว่าผู้ใช้ไฟฟ้าห้องเช่าที่เป็นผู้มีรายได้น้อยไม่สามารถเข้าถึงมาตรการนี้ได้อย่างทั่วถึง เพราะห้องเช่าเป็นการใช้มิเตอร์รวม และเจ้าของห้องเช่าต้องดำเนินการขึ้นทะเบียนกับ กฟน. และ กฟภ. ภายในระยะเวลาที่กำหนดจึงจะได้รับผลประโยชน์จากมาตรการนี้ ซึ่งหากจะมีการดำเนินมาตรการนี้ในระยะต่อไปจำเป็นต้องพิจารณาในประเด็นนี้ร่วมด้วย

- **มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ประสบอุทกภัย**

การลดภาระค่าครองชีพของภาคประชาชน โดยลดภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เป็นแนวทางหนึ่งที่จะสามารถบรรเทาผลกระทบแก่ผู้ประสบอุทกภัยได้ โดยกระทรวงพลังงานคาดว่าภายหลังจากเดือนธันวาคม 2553 จะไม่มีการขยายมาตรการลดภาระค่าครองชีพของภาคประชาชนทั่วไป จึงได้เสนอแนวทางช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย โดยให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเฉพาะครัวเรือนที่ประสบอุทกภัย ครัวเรือนละ 100 บาทต่อเดือน เป็นระยะเวลา 3 เดือน (มกราคม - มีนาคม 2554) ทั้งนี้ หากมีการขยายระยะเวลาการดำเนินมาตรการลดภาระค่าครองชีพของภาคประชาชน จะมีการดำเนินการควบคู่กันไป โดยจะให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเฉพาะครัวเรือนที่ประสบอุทกภัย ที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 90 หน่วย ครัวเรือนละ 100 บาทต่อเดือน ซึ่งมีแนวทางในการดำเนินการดังนี้

(1) กำหนดกลุ่มผู้ได้รับความช่วยเหลือ ได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่ประสบอุทกภัยโดยอ้างอิงตามรายงานสถานการณ์สาธารณภัย ของกรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย กระทรวงมหาดไทย โดยในเบื้องต้น ณ วันที่ 12 พฤศจิกายน 2553 รายงานว่ามีจังหวัดที่ประสบอุทกภัยตั้งแต่วันที่ 10 ตุลาคม 2553 รวม 51 จังหวัด ประชาชนได้รับความเดือดร้อน 2,525,144 ครัวเรือน

(2) การให้ความช่วยเหลือ ดำเนินการโดยให้ส่วนลดค่าไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด ระยะเวลา 3 เดือน (มกราคม - มีนาคม 2554) ตามจำนวนเงินที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจ่ายจริง ทั้งนี้ไม่เกินเดือนละ 100 บาท คิดเป็นวงเงินช่วยเหลือในเบื้องต้นประมาณ 750 ล้านบาท

(3) แหล่งที่มาของเงินที่ใช้ในการดำเนินการ ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดค่าไฟฟ้าขายส่งในรอบเดือนมกราคม - มีนาคม 2554 ให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามจำนวนเงินที่ กฟน. และ กฟภ. ได้ดำเนินการตามหลักเกณฑ์ หลังจากนั้นให้ กฟผ. นำจำนวนเงินช่วยเหลือทั้งหมดมาคำนวณในสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ต่อไป

- **การกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่ประชาชนมีส่วนร่วม**

การกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์เพื่อให้การกำหนดสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนควรจะได้รับสอดคล้องกับความต้องการของประชาชนในแต่ละพื้นที่อย่างแท้จริง ซึ่งจะช่วยส่งเสริมการพัฒนาโรงไฟฟ้าให้สามารถอยู่ร่วมกับชุมชนได้ นำไปสู่การยกระดับคุณภาพชีวิตประชาชนโดยรอบโรงไฟฟ้า รวมทั้งเป็นการส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับผู้ที่เกี่ยวข้อง สร้างความร่วมมือต่อกัน และสร้างความน่าเชื่อถือที่ประชาชนมีต่อภาครัฐ ซึ่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2553 ได้พิจารณาการกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่ประชาชนมีส่วนร่วม และมีความเห็นให้ปรับปรุงกระบวนการดำเนินการในการแก้ไขการใช้ประโยชน์ที่ดินหรือข้อกำหนดในผังเมืองรวมเพิ่มเติม กรณีพื้นที่เป้าหมายขัดหรือแย้งต่อกฎหมายผังเมือง และปรับปรุงกลไกบริหารจัดการ โดยมอบหมายให้คณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงานไปปรับปรุงการกำหนดพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่ประชาชนมีส่วนร่วมตามข้อสังเกตของที่ประชุมฯ เพื่อนำเสนอ กบง. และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาต่อไป ซึ่งต่อมาคณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงานในการประชุมเมื่อวันที่ 6 กรกฎาคม 2553 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการเกี่ยวกับข้อเสนอแนวทางดำเนินการ โดยเห็นควรให้มีการศึกษาพิจารณาสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนจะได้รับ และกำหนดเกณฑ์ในการออกประกาศเชิญชวนเสนอพื้นที่ให้ได้ข้อสรุปที่ชัดเจนก่อนจึงจะเสนอรัฐบาลเพื่อขอจัดตั้งคณะอนุกรรมการฯ ภายใต้ กพช. เพื่อดำเนินการในกระบวนการทั้งหมดต่อไป โดยกำหนดแนวทางดำเนินการเป็น 3 ระยะ ดังนี้

(1) ระยะสั้น : จัดตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนจะได้รับ และกำหนดเกณฑ์ (Criteria) สำหรับการออกประกาศเชิญชวนให้ประชาชนเสนอพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าก่อนจัดให้มีการทำความเข้าใจประชาชน

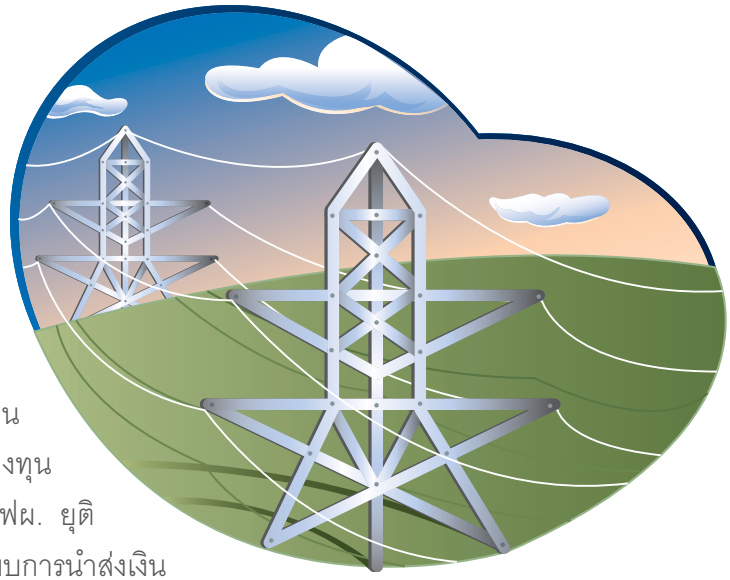
(2) ระยะปานกลาง : จัดตั้งคณะอนุกรรมการเพื่อดำเนินการออกประกาศเชิญชวนและคัดเลือกพื้นที่และศึกษากำหนดพื้นที่ที่เหมาะสม (Site Suitability) ในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าในรายละเอียดควบคู่กันไป ซึ่งจะมีขั้นตอนการดำเนินการ 10 ขั้นตอน

(3) ระยะยาว : พิจารณาผลการศึกษาพื้นที่ที่เหมาะสม (Site Suitability) ในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณีที่ดำเนินการตามกระบวนการนี้แล้วไม่มีพื้นที่เสนอเข้ามา หรือเสนอเข้ามาแล้วไม่เหมาะสม ทำให้ไม่สามารถจัดตั้งโรงไฟฟ้าได้จริง รัฐบาลจะต้องพิจารณาผลการศึกษากำหนดพื้นที่จัดตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นข้อมูลในการกำหนดนโยบายแก้ไขปัญหา

คณะอนุกรรมการประสานการจัดการสิ่งแวดล้อมและพลังงาน ได้มีคำสั่งที่ 1/2553 แต่งตั้งคณะทำงานศึกษาสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนควรจะได้รับและศึกษากำหนดเกณฑ์ในการออกประกาศเชิญชวนให้ประชาชนเสนอพื้นที่สำหรับตั้งโรงไฟฟ้า เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2553 และคณะทำงานฯ ได้มีการประชุมเมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2553 โดยมีมติเห็นชอบในหลักการข้อกำหนดการศึกษาสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนควรจะได้รับและเกณฑ์ในการออกประกาศเชิญชวนให้ประชาชนเสนอพื้นที่สำหรับตั้งโรงไฟฟ้า และมอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) พิจารณาแปลงงบประมาณปี 2553 มาใช้ในการดำเนินการจัดจ้างที่ปรึกษาให้แล้วเสร็จโดยเร็ว ซึ่งต่อมา สกพ. ได้ว่าจ้างคณะนิเทศศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ที่ปรึกษา) เพื่อศึกษาสิทธิประโยชน์ที่ประชาชนควรจะได้รับและเกณฑ์ในการออกประกาศเชิญชวนให้ประชาชนเสนอพื้นที่สำหรับตั้งโรงไฟฟ้า และที่ปรึกษาได้จัดส่งรายงานขั้นต้นเมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2553 ต่อมา คณะทำงานฯ ได้มีการประชุมพิจารณารายงานขั้นต้นเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2553 โดยที่ประชุมมีมติให้ปรับปรุงรายงานดังกล่าวก่อนดำเนินการต่อไป ซึ่งที่ปรึกษาได้ปรับแก้รายละเอียดแผนการดำเนินการตามความเห็นของคณะทำงานฯ เสร็จเรียบร้อยแล้วเมื่อเดือนธันวาคม 2553

- **แนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า**

รัฐบาลได้มีนโยบายจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อจัดหาเงินทุนในการพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชนและสิ่งแวดล้อมของชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยคณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 โดยเห็นชอบแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ซึ่งในรายละเอียดได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าในประเทศที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ ขึ้นไป เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า ในอัตราที่แตกต่างกันตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 เป็นต้นมา โดยในช่วงที่ยังไม่มีการจัดตั้งกองทุน ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้เรียกเก็บเงินผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ไว้ก่อน และให้จ่ายเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า เมื่อมีการจัดตั้งกองทุนแล้วเสร็จต่อไป



กองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) ได้จัดตั้งขึ้นตามมติ ครม. ในปี 2550 ต่อมา ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ได้รับทราบมติ กพช. เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ซึ่งเห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ตลอดจนแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยกำหนดให้ กฟผ. ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้า นับตั้งแต่ระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ ทั้งนี้ให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้ายังสามารถบริหารงานต่อไปจนครบวาระการดำรงตำแหน่งไม่เกิน 2 ปี

ต่อมา ครม. ในการประชุมเมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2552 ได้รับทราบมติ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2552 ซึ่งเห็นชอบให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่ครบวาระการดำรงตำแหน่ง 2 ปี ยังคงสามารถดำเนินการบริหารงานกองทุนต่อไปได้อีกระยะหนึ่งจนกว่าจะมีการแต่งตั้งคณะกรรมการชุดใหม่ตามระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เพื่อให้เกิดความชัดเจนในทางปฏิบัติตามหลักกฎหมาย กระทรวงพลังงานได้หารือกับสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาในประเด็นการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่คณะกรรมการครบวาระการดำรงตำแหน่ง โดยผลจากการหารือทราบว่าการโอนเงินกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าให้กับคณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ กพช. มีมติขยายระยะเวลาการดำรงตำแหน่งนั้น ไม่มีประเด็นปัญหาข้อกฎหมาย เนื่องจากเป็นการใช้อำนาจในการบริหารมาตั้งแต่ต้น

เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพช. ได้พิจารณาแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าและกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และมีมติดังนี้

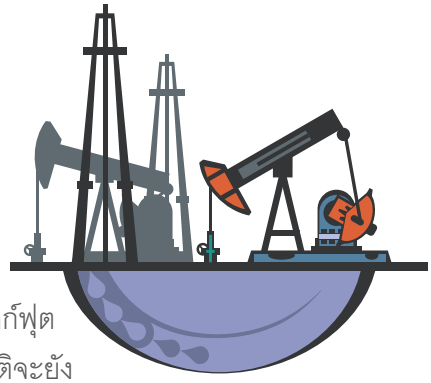
(1) เห็นชอบให้มีการโอนเงินให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าบริหารงานต่อ เพื่อให้การบริหารงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างต่อเนื่อง โดยให้ กฟผ. ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่เดือนถัดจากวันที่ระเบียบการนำส่งเงินและใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้

(2) เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยมอบหมายให้คณะอนุกรรมการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า พิจารณากำหนดแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในการบริจาคเงินและทรัพย์สิน จัดทำบัญชี และการปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล เพื่อแจ้งให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้าดำเนินการต่อไป และมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ยุติการใช้จ่ายเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าภายในปี 2553 โดยให้จัดสรรงบประมาณไว้ส่วนหนึ่งสำหรับการจัดทำรายงานผลการดำเนินงาน รายงานการเงินประจำปี และการขอปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล หลังจากนั้น ให้ดำเนินการบริจาคเงินและทรัพย์สินที่ประสงค์จะบริจาคให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าให้แล้วเสร็จภายใน 1 ปี

ต่อมาเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 กพช. ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน ดังนี้

(1) เห็นชอบแนวทางการดำเนินงานเพื่อปิดคณะบุคคล ตามมติคณะอนุกรรมการติดตามประเมินผลการดำเนินงานกองทุนรอบโรงไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2553 ซึ่งได้ดำเนินการปรับกรอบระยะเวลาการดำเนินงานของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าในการบริจาคเงินและทรัพย์สิน การจัดทำบัญชี และการปิดการดำเนินงานของคณะบุคคล เพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาที่คาดว่าประกาศของ กกพ. จะมีผลบังคับใช้ โดยมีขั้นตอน ดังนี้ 1) การจัดทำรายงานการสำรวจทรัพย์สินที่มีอยู่ ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2553 2) จัดทำรายงานผลการดำเนินงานและรายงานการเงิน ภายในวันที่ 31 มีนาคม 2554 และ 3) ดำเนินการเพื่อปิดคณะบุคคลและบริจาคทรัพย์สินของกองทุนรอบโรงไฟฟ้าให้กับกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ภายใน 15 วัน หลังการปิดบัญชีและโอนทรัพย์สินให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้า

(2) เห็นชอบการยุติโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้า เนื่องจาก กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 มีมติให้คณะกรรมการบริหารกองทุนรอบโรงไฟฟ้ายุติการใช้จ่ายเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าภายในปี 2553 ดังนั้นเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาเร่งรัดการใช้จ่าย และคณะกรรมการฯ สามารถดำเนินการได้ตามกรอบระยะเวลาที่ได้กำหนดไว้ และเพื่อไม่ให้เป็นภาระกับคณะกรรมการฯ ในการจัดทำรายงานผลการดำเนินงานและรายงานงบการเงินประจำปี 2554 จึงเห็นควรให้ระงับการโอนเงินให้กับกองทุนรอบโรงไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2553 เป็นต้นไป โดยให้ กฟผ. เก็บรักษาเงินกองทุนรอบโรงไฟฟ้าที่ยังคงเหลืออยู่ทั้งหมดไว้ก่อน และให้ประสานดำเนินการเพื่อนำส่งเงินดังกล่าวให้กับ สกพ. จัดสรรให้กองทุนพัฒนาไฟฟ้าต่อไป



ด้านปิโตรเลียม

- **แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาว**

ในปี 2552 ความต้องการก๊าซธรรมชาติของไทยอยู่ที่ 3,649 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยประมาณการในอีก 5 ปี (พ.ศ. 2553 - 2557) ความต้องการก๊าซธรรมชาติจะยังคงขยายตัวอย่างต่อเนื่องในอัตราร้อยละ 6 ต่อปี ซึ่งเป็นผลมาจากเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวและความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 (PDP 2010) มีความชัดเจนจากการกำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะเข้าระบบในปี 2553 - 2557 จำนวน 7,074 เมกะวัตต์ (ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 3 โรง กำลังการผลิตประมาณ 2,270 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้า New IPP ของเอกชน จำนวน 4 โรง กำลังการผลิตประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประมาณ 1,604 เมกะวัตต์) นอกจากนี้ยังมีแผนการขยายการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งในภาคอุตสาหกรรม (อัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 14 ต่อปี) ภาคการขนส่งเพื่อทดแทนการใช้น้ำมัน (อัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 19 ต่อปี) และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซอีเทน ของ ปตท. ซึ่งมีกำหนดการแล้วเสร็จภายในปี 2553 ซึ่งจะส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 4,821 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2557

ในส่วนของความต้องการก๊าซธรรมชาติในระยะยาว ตั้งแต่ปี 2558 เป็นต้นไป จะขึ้นอยู่กับการเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และเอกชน ที่จะเกิดขึ้นภายใต้แผน PDP 2010 และความต้องการก๊าซธรรมชาติจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 - 2564 และ 3,420 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2565 - 2573 ซึ่งคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติในระยะยาวจะเพิ่มขึ้นถึงระดับ 5,542 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ณ ปี 2573 หรือคิดเป็นอัตราการขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 1 ต่อปี (ในช่วงปี 2558 - 2573)

เพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เปลี่ยนแปลงไป และเพื่อให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้พิจารณาแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศในระยะยาว และให้ความเห็นชอบ เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน และ 20 กรกฎาคม 2553 ตามลำดับ โดยมีสาระสำคัญของแผนฯ ดังนี้

(1) การจัดหาก๊าซธรรมชาติปี 2553 - 2557 เพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่จะเพิ่มขึ้นทั้งภาคไฟฟ้า (PDP 2010) ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง และโรงแยกก๊าซฯ ตามประมาณการปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติหลังวิกฤติเศรษฐกิจ ปตท. ได้ปรับปรุงแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่ความต้องการก๊าซธรรมชาติจะปรับตัวไปอยู่ที่ระดับประมาณ 4,821 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2557 โดย ปตท. ได้ดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากอ่าวไทย รวมทั้งการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ทั้งจากสัญญาที่มีอยู่เดิมและจากสัญญาใหม่ ได้แก่

ก. แหล่งเชฟรอน (ส่วนเพิ่ม) มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าจะสามารถเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2554

ข. แหล่งบงกชใต้ (ส่วนเพิ่มจากแหล่งบงกช) มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2555 - 2556

ค. แหล่งเจดีเอ แปลง B17 (ส่วนเพิ่ม) มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 65 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2553

ง. แหล่ง M9 จากสหภาพพม่า มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2556

จ. การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ในปริมาณ 0.5 - 1 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 70 - 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี 2554 ภายหลังการทดสอบแล้วเสร็จ ปตท. มีแผนที่จะนำเข้า LNG จากตลาดจร (Spot Market) หรือในรูปแบบสัญญาระยะสั้นจากแหล่งในตะวันออกกลาง อเมริกาใต้ และออสเตรเลีย

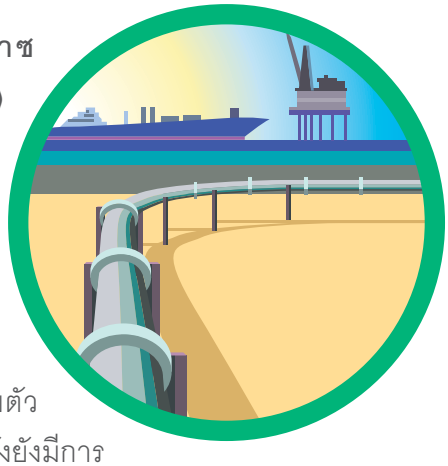
(2) การจัดหาก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ปี 2558 เป็นต้นไป เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และเอกชน และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วง ปี 2558 - 2564 และ 3,420 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2565 - 2573 ตามแผน PDP 2010 รวมถึงการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรม และขนส่ง ปตท. มีแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมทั้งจากแหล่งก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน และแหล่งใหม่ๆ จากอ่าวไทย รวมทั้งจากประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีศักยภาพได้แก่ แหล่งก๊าซธรรมชาติไพลิน แหล่งก๊าซธรรมชาติในสหภาพพม่า แหล่งก๊าซธรรมชาติในเขตพื้นที่ร่วมไทย - กัมพูชา และแหล่งก๊าซธรรมชาตินาทูน่า ประเทศอินโดนีเซีย นอกจากนี้ ปตท. มีแผนการนำเข้า LNG เพิ่มเติม ถึงระดับประมาณ 10 ล้านตันต่อปี ในปี 2570 โดยคาดว่าศักยภาพในการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยรวมจะอยู่ที่ระดับประมาณ 6,501 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

- **การทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 1**

คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) เพื่อเป็นกรอบการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำนวน 14 โครงการ วงเงินลงทุนรวม 165,077 ล้านบาท ต่อมา เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ครม. ได้มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 (Power Development Plan 2010 ; PDP 2010) ดังนั้นเพื่อให้สอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซฯ และแผนการขยายโรงไฟฟ้าใหม่ตาม PDP 2010 รวมทั้ง ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการลงทุนขยายระบบท่อส่งก๊าซฯ ปตท. ได้มีการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฯ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ในบางโครงการ ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก ครม. แล้ว เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 โดยมีสาระสำคัญของแผนฯ ดังนี้

(1) การลงทุนในการเพิ่มประสิทธิภาพ และขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

(1.1) โครงการในระยะที่ 2



ก. โครงการเครื่องเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนบกและในทะเล (Onshore/Offshore Compressor) โครงการเครื่องเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนบก (Onshore Compressor) ได้ดำเนินการแล้วเสร็จ เมื่อต้นปี 2550 ในวงเงิน 5,136 ล้านบาท ส่วนโครงการเครื่องเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติในทะเล (Offshore Compressor) ได้ดำเนินการจัดหา Gas Turbine และ Compressor แล้วเสร็จในช่วงปี 2551 ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการ จากสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ผู้ผลิตเร่งการสำรวจและผลิตมากขึ้น อีกทั้งยังมีการส่งเสริมให้หันมาใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้น ทำให้ผู้ผลิตรายใหญ่ๆ ต้องเร่งพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติโครงการก่อสร้างแท่นผลิต และโครงการก่อสร้างระบบท่อต่างๆ ทั่วโลก ส่งผลให้เกิดภาวการณ์ตึงตัวในการจัดหาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้าง เรือที่ใช้ในการก่อสร้าง และการจัดหาแรงงาน ทำให้ราคาค่าเนื้อเหล็ก ค่าวัสดุอุปกรณ์ค่าก่อสร้าง ค่าเรือ และค่าจ้างคนงาน ปรับเพิ่มสูงขึ้นด้วย โดยสถานการณ์ดังกล่าวส่งผลกระทบต่อการดำเนินการจัดหาบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้าง ดังนั้น จึงต้องประมาณการเงินค่าก่อสร้างของโครงการ Offshore Compressor เพิ่มขึ้นตามสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น และภาวการณ์ตึงตัวในการจัดหาวัสดุอุปกรณ์เรือก่อสร้าง และการจัดหาผู้รับเหมาต่อแรงงาน ในช่วงประกวดราคา (ปี 2551) และเมื่อรวมค่า Gas Turbine และ Compressor ค่าเผื่อเหลือเผื่อขาด (Contingency) ประกันภัย (CAR Insurance) ค่าบริหารโครงการ ค่าที่ปรึกษา และค่าดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง (IDC) จะทำให้เงินลงทุนโครงการ Offshore Compressor เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้เงินลงทุนของโครงการ Onshore/Offshore Compressor ปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 โดยคณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติเห็นชอบการปรับงบลงทุนโครงการ Onshore/Offshore Compressor เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2551 แล้ว

ข. โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกไปยังโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 กำหนดให้เงินลงทุนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะเข้ารวมอยู่ในแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) จึงได้นำโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาด 20 นิ้ว ระยะทางประมาณ 8 กิโลเมตร (Spur Line) เชื่อมต่อจากระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติทรานส์ ไทย - มาเลเซีย (TTM) ถึงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ บริเวณอำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้กับแผนการขยายโรงไฟฟ้าฯ ขนาด 700 เมกะวัตต์ โดยมีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แล้วเสร็จเมื่อปี 2550 วงเงินลงทุนรวม 993 ล้านบาท มารวมอยู่ในระยะที่ 2 ของแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 (ปรับปรุงเพิ่มเติม)

(1.2) **โครงการในระยะที่ 3**

ก. โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากชายแดนไทย สหภาพพม่า มายังสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ฝั่งตะวันตกที่ 1 (BVW#1) เพื่อรองรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากสหภาพพม่า จากแหล่งก๊าซธรรมชาติซอติก้า มีแผนการที่จะวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ขนาด 28 นิ้ว ระยะทางประมาณ 1 กิโลเมตร จากจุดซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ชายแดนไทยสหภาพพม่า มายังสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ฝั่งตะวันตกที่ 1 (BVW#1) และติดตั้งระบบควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติบริเวณอำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี เพื่อควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับลูกค้า โดยมีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2556 วงเงินลงทุนรวม 680 ล้านบาท

ข. โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก นครราชสีมา วางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาด 28 นิ้ว และ 10 นิ้ว ระยะทางรวม 140 กิโลเมตร และ 10 กิโลเมตร ตามลำดับ จากระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติวังน้อย - แก่งคอย ไปยังจังหวัดนครราชสีมา ซึ่งจะดำเนินการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนานกับทางหลวงหมายเลขที่ 2 (ถนนสายมิตรภาพ) โดยมีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2557 ทั้งนี้ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประมาณการเงินลงทุนรวม 16,000 ล้านบาท

ค. โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก นครสวรรค์ วางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในบนบกขนาด 28 นิ้ว ระยะทางรวม 210 กิโลเมตร จากระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติวังน้อย - แก่งคอย ไปยังจังหวัดนครสวรรค์ ซึ่งจะดำเนินการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนานกับทางหลวงหมายเลขที่ 1 (ถนนสายเอเชีย) โดยมีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติ ในปี 2557 ทั้งนี้ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประมาณการเงินลงทุนรวม 23,000 ล้านบาท

(2) **การปรับแผนการลงทุน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการลงทุน**

จากวิกฤติเศรษฐกิจ ที่ส่งผลกระทบต่อปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศ ประกอบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งซอติก้า ในสหภาพพม่าให้กับโรงไฟฟ้าใหม่ๆ และผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก และบริเวณภาคใต้ตอนบนของประเทศ รวมถึง ความไม่ชัดเจนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งไพลินส่วนเพิ่ม จำเป็นต้องปรับแผนการลงทุนในแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ในบางโครงการเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการลงทุน โดยดำเนินการยกเลิกแผนการลงทุนโครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติบนบกกลางทาง (Midline Compressor) วงเงินลงทุน 4,917 ล้านบาท และโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเลจากแหล่งไพลินส่วนเพิ่ม วงเงินลงทุน 3,592 ล้านบาท รวมเงินลงทุนที่ลดลง 8,509 ล้านบาท ออกจากแผนเดิม

ทั้งนี้ จากการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) จะทำให้เงินลงทุนปรับเพิ่มขึ้นประมาณ 34,595 ล้านบาท จากวงเงินลงทุนเดิมที่ได้รับอนุมัติ 165,077 ล้านบาท เป็น 199,672 ล้านบาท หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 21

- กรอบสัญญา Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น

ประเทศไทยมีความจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) เพื่อสร้างความมั่นคงด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติ กระจายแหล่งจัดหาพลังงานในระยะยาว และเพิ่มทางเลือกในการบริหารการจัดหาก๊าซฯ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเพื่อรองรับกับปริมาณสำรองก๊าซที่ลดลง (Depletion) ตามกาลเวลา อีกทั้งช่วยเพิ่มความคล่องตัว (Flexibility) ในการบริหารระบบก๊าซธรรมชาติ โดยสามารถตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติได้ทันท่วงที โดยเฉพาะในกรณีที่ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว หรือในกรณีฉุกเฉินที่มีการหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ คณะรัฐมนตรี (ครม.) จึงได้มีมติเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) จัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งบนบกและในอ่าวไทย รวมทั้งนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านในช่วงปี 2550 - 2554 เพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น และตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไป เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ โดยภายใต้แผนดังกล่าว ปตท. คาดว่าจะนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ในปริมาณรวม 10 ล้านตันต่อปี โดยการนำเข้าในระยะแรก 5 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) จากแหล่งต่างๆ ในประเทศอิหร่าน ออสเตรเลีย อินโดนีเซีย มาเลเซีย รัสเซีย และกาตาร์ เป็นต้น

ทั้งนี้ ปตท. ได้มีการลงนามข้อตกลงเบื้องต้น (Heads of Agreement : HOA) กับ บริษัท Qatargas Operating Company Limited (ถือหุ้นโดยรัฐบาลกาตาร์ประมาณ 70% และมีหน้าที่ในการทำตลาด LNG โดยจะมอบหมายโครงการผลิต LNG รายใดรายหนึ่งในประเทศกาตาร์ให้เป็นคู่สัญญากับ ปตท.) เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2551 เพื่อเจรจาจัดหา LNG และจัดทำสัญญาซื้อขาย (Sales and Purchase Agreement : SPA) ซึ่งต่อมาคณะกรรมการ ปตท. เมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2551 ได้มีมติเห็นชอบให้ลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (SPA) กับบริษัท Qatargas Operating Company Limited และให้นำร่าง SPA เสนอสำนักงานอัยการสูงสุดเพื่อให้ความเห็น รวมทั้งเสนอ กพช. เพื่อให้ความเห็นชอบการลงนาม SPA ต่อไป

บริษัท Qatargas Operating Company Limited ได้มอบหมายให้บริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited 3 (ถือหุ้นโดยรัฐบาลกาตาร์ประมาณ 70% และเป็นเจ้าของโครงการผลิต LNG ขนาด 7.8 ล้านตันต่อปี) เข้าเป็นคู่สัญญา SPA กับ ปตท. รวมทั้ง ปตท. ได้เจรจาแก้ไข SPA ให้เป็นไปตามความเห็นสำนักงานอัยการสูงสุด

ต่อมา เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2552 กพช. ได้มีมติเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2552 - 2558 ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 - 2564 (PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ที่ดำเนินการตามแผนเฉพาะปี 2552 - 2558 และรับทราบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไป) ทั้งนี้ ภายใต้แผนจัดหาก๊าซธรรมชาติปี 2552 - 2558 ดังกล่าวนี้ ปตท. ได้ปรับลดปริมาณนำเข้า LNG ลงเหลือ 1 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี 2554 และกระทรวงพลังงานได้มอบหมายให้ ปตท. เจรจาเงื่อนไขที่เป็นประโยชน์เพิ่มเติมกับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited 3 เพื่อปรับลดปริมาณซื้อ LNG เป็น 1 ล้านตันต่อปี ซึ่งการเจรจายังไม่สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ของทั้งสองฝ่าย

ดังนั้นเพื่อให้เกิดความคล่องตัวในการนำเข้า LNG ในระยะแรก ปตท. จึงมีความจำเป็นต้องจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น โดยการจัดหา LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ผู้ขายทุกรายขอให้ ปตท. ลงนามใน MSPA ซึ่งเป็นการตกลงเงื่อนไขซื้อขาย LNG ในส่วนที่ไม่เกี่ยวกับการตกลงราคา ปริมาณ และกำหนดเวลาส่งมอบล่วงหน้า เพื่อไม่เป็นการเสียเวลาเจรจาสัญญาทุกครั้งที่จะมีการซื้อขาย

การลงนามใน Master Sale and Purchase Agreement (MSPA) เป็นการตกลงเงื่อนไขสัญญาเบื้องต้น ซึ่งใช้รองรับการซื้อขายที่อาจมีขึ้นในอนาคต ซึ่งเป็นธุรกรรมปกติในการซื้อขายในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องกำหนดกรอบสัญญา MSPA โดยมีเงื่อนไขหลักๆ ที่เป็นหลักปฏิบัติทั่วไปอย่างสากลและสอดคล้องกับการดำเนินธุรกิจซื้อขาย LNG ในลักษณะ Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้นำเรื่องกรอบสัญญา MSPA และหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ระยะสั้น เสนอ กพช. และ ครม. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบในการประชุมเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน และ 20 กรกฎาคม 2553 โดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

(1) ให้ ปตท. ลงนามในกรอบสัญญา Master Sales and Purchase Agreement (MSPA) หรือสัญญาระยะสั้น ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการปรับปรุงข้อความในสัญญาฯ ดังกล่าวที่ไม่ใช่สาระสำคัญ เห็นควรให้ ปตท. สามารถปรับปรุงข้อความได้โดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบจาก กพช. อีก

(2) หลักเกณฑ์การจัดหา LNG (Liquefied Natural Gas) แบ่งเป็น 2 ช่วง โดย

ในช่วงปี 2554 - 2557 ให้ ปตท. ดำเนินการจัดหา LNG ได้เองด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้นในปริมาณไม่เกินแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และจัดหา LNG Commissioning Cargo ตามจำเป็นในปริมาณที่ต้องใช้ในการทดสอบการเดินเครื่อง LNG Receiving Terminal

ในช่วงปี 2558 เป็นต้นไป ให้ ปตท. ดำเนินการเพื่อจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว และให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอต่อ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ หากมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ให้ ปตท. ดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่น รายเดือน) ที่ประกาศโดย สนพ. สำหรับในกรณีอื่นๆ มอบหมายให้ สนพ. และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) เป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น

ทั้งนี้ เมื่อ ปตท. ได้มีการนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ให้ ปตท. นำเสนอผลการจัดหาต่อ กพช. เพื่อทราบเป็นระยะๆ ต่อไป

- แนวทางการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas ; LNG) และอัตราค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)

คณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 ได้พิจารณาเรื่องการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุง) และได้มีมติเห็นชอบในหลักการการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว โดยมอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (บมจ.ปตท.) รับไปจัดทำแผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas ; LNG) ให้มีความพร้อมและชัดเจน เพื่อรองรับการจัดทำแผนทางเลือกในการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าในอนาคต รวมทั้งการจัดทำมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ เพื่อให้ประเทศมีความพร้อมในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมาทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติได้ทันเวลา ทั้งนี้ เพื่อเสริมความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวของประเทศ

ต่อมา เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ครม. ได้มีมติเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในระยะยาวและแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) และได้อนุมัติให้ บมจ.ปตท. ดำเนินการสร้างสถานี LNG (LNG Receiving Terminal) ขึ้น เพื่อให้บริการรับเรือนำเข้า LNG ขนถ่าย เก็บรักษา และแปลงสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ และส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ บมจ.ปตท. โดย บมจ.ปตท. ได้ก่อตั้งบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) เพื่อดำเนินโครงการก่อสร้างสถานี LNG และเป็นผู้ให้บริการ โดยเรียกเก็บค่าดำเนินการดังกล่าวในรูปค่าบริการสถานี LNG จาก บมจ.ปตท. และ บมจ.ปตท. จะนำค่าบริการสถานี LNG ดังกล่าวรวมเป็นส่วนหนึ่งของราคานำเข้า LNG เพื่อนำไปคำนวณเป็นต้นทุนเฉลี่ยของราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 ได้พิจารณาเรื่องการทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล และได้มีมติเห็นชอบหลักการการกำหนดโครงสร้างราคา LNG ประกอบด้วย ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่เป็นราคาเจรจาระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าและขนส่งเพื่อนำเข้า LNG และค่าบริการสถานี โดยมีสูตรดังนี้

P_{LNG} = ราคาเนื้อ LNG + ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)

โดย

ราคาเนื้อ LNG = ราคานำเข้า LNG (First In First Out) + ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าและขนส่ง LNG

ทั้งนี้ มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) นำเสนอผลการศึกษาความเหมาะสมของโครงสร้างค่าบริการสถานี LNG ต่อ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

โครงการก่อสร้างสถานี LNG ในระยะที่ 1 บริษัท PTTLNG ได้เริ่มก่อสร้างตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2551 โดยมีขอบเขตงานที่สำคัญประกอบด้วย งานออกแบบและก่อสร้างท่าเทียบเรือ จำนวน 1 ท่า เพื่อรองรับเรือ LNG ขนาด 125,000 - 264,000 ลูกบาศก์เมตร ถังเก็บ LNG แบบ Full Containment ขนาด 160,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง หน่วยเปลี่ยนสถานะ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซแบบ Open Rack Vaporizer รวมถึงอุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องเพื่อรองรับการนำเข้า LNG ปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี และจัดส่งก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ บมจ.ปตท. ต่อไป โดยคาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จพร้อมทดสอบเดินเครื่องในไตรมาส 2 ปี 2554 และจะสามารถเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาส 3 ปี 2554 สำหรับโครงการก่อสร้างระยะที่ 2 ขึ้นอยู่กับผลการศึกษาความเหมาะสมของโครงการและแผนการนำเข้า LNG ในอนาคต

สนพ. ได้นำเรื่องแนวทางการคำนวณราคา LNG และอัตราค่าบริการสถานี LNG เสนอ กพช. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ทั้งนี้ ครม. เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2553 ได้เห็นชอบตามมติ กพช. ดังกล่าวแล้ว โดยมีสาระสำคัญของนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการฯ ดังนี้

(1) ราคาเนื้อ LNG หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ LNG ที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาติรวมค่าขนส่งถึงสถานี LNG และค่าใช้จ่ายในการนำเข้า มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

- ราคานำเข้า LNG หมายถึง ราคาเนื้อก๊าซ LNG ที่มีการนำเข้าโดยเป็นการตกลงซื้อจากผู้ขาย LNG รวมค่าขนส่ง LNG มายังสถานีรับ LNG ค่าประกันภัยและค่าสูญเสียเนื้อก๊าซระหว่างการขนส่ง (Loss) มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
- ค่าใช้จ่ายนำเข้า ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายตามข้อกำหนดตามกฎหมายและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการนำเข้า
- ในการวัดและคำนวณปริมาณ LNG ให้เป็นไปตามมาตรฐานเดียวกับการวัดปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
- ปรับหลักการคิดราคานำเข้า LNG จากการคิดตามหลักการ First In First Out (FIFO) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 เป็นหลักการคิดราคาเนื้อ LNG โดยใช้ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ของราคาเนื้อ LNG ในถังเก็บและการนำเข้าในแต่ละเดือน และเรียกเก็บตามปริมาณ LNG ที่มีการส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซฯ หรือระบบจำหน่าย

(2) ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) เป็นค่าบริการการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่ผู้ใช้บริการสถานี LNG ชำระแก่ผู้ให้บริการตามหลักฐานการเรียกเก็บค่าบริการจากผู้ให้บริการ ทั้งนี้ แนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณค่าบริการสถานี LNG ประกอบด้วย

- **อัตราค่าบริการสถานี LNG** ต้องสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง โดยคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนในการประกอบกิจการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ โดยคำนึงถึงความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ LNG ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เพื่อส่งเสริมความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว

• **โครงสร้างและรูปแบบธุรกิจของสถานี LNG** ควรมีการแยกความรับผิดชอบระหว่างการดำเนินกิจการสถานี LNG กับกิจการอื่นที่เกี่ยวข้อง เพื่อก่อให้เกิดความโปร่งใสและสามารถตรวจสอบได้ นอกจากนี้ โครงสร้างและรูปแบบธุรกิจดังกล่าวต้องไม่ก่อให้เกิดการผูกขาด และมีข้อจำกัดในการแข่งขัน เช่น การส่งเสริมนโยบายการเชื่อมต่อโดยบุคคลที่สาม (Third Party Access) ทั้งยังต้องคำนึงถึงภาระความเสี่ยงที่ควรจัดสรรอย่างเป็นธรรมระหว่างผู้รับใบอนุญาตและผู้รับบริการด้วย

• **ประมาณการความต้องการ LNG (LNG Demand Forecast)** ที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการต้องสอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่ได้รับอนุมัติจาก กพช. ทั้งนี้ มอบให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เป็นผู้พิจารณาปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG ที่ใช้ในการคำนวณค่าบริการตามระยะเวลาที่เหมาะสมต่อไป

• **ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสถานี LNG และค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง** ควรพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเพื่อให้สถานี LNG สามารถดำเนินการตามมาตรฐานทางด้านวิศวกรรม ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของ กกพ. ในการประกอบกิจการสถานี LNG

• **การปรับอัตราค่าบริการจะเกิดขึ้น** โดยกรณีใดกรณีหนึ่ง หรือทั้งสองกรณีรวมกัน ดังต่อไปนี้

- ***การปรับเปลี่ยนเป็นระยะ (Periodic Adjustment)*** ให้มีการทบทวนการคำนวณค่าบริการตามระยะเวลาที่เหมาะสม และ/หรือ ในกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนการลงทุน (Roll – in Adjustment) หากมีความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม ขยายหรือปรับปรุงสถานี LNG เพื่อให้สามารถดำเนินการได้อย่างปลอดภัย มีประสิทธิภาพและมั่นคง เพื่อสนองความต้องการใช้ LNG ในอนาคตอย่างเพียงพอ

- ***การปรับเปลี่ยนตามดัชนี (Index Adjustment)*** ในกรณีที่ค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของสถานี LNG มีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ LNG ที่ผ่านสถานี LNG ที่เกิดขึ้นจริง

ทั้งนี้ มอบหมาย กกพ. พิจารณาปรับอัตราค่าบริการตามความเหมาะสม

(3) การคำนวณราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ (Pool Price) ราคา LNG (PLNG) ตาม (1) - (2) ให้ไปรวมคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติแบบถ่วงน้ำหนัก ตามค่าความร้อนในกลุ่มที่ 2 (POOL 2) ตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ธันวาคม 2550 ของ สนพ.

(4) สูตรโครงสร้างราคา LNG

จากข้อ (1) - (3) สูตรโครงสร้างราคา LNG ใหม่ สามารถสรุปได้ดังนี้

PLNG = ราคาเนื้อ LNG + ค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff)

โดย

ราคาเนื้อ LNG = ราคานำเข้า LNG (เฉลี่ยถ่วงน้ำหนักรายเดือน) + ค่าใช้จ่ายในการนำเข้า

ทั้งนี้ โดยมีกรอบหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการของสถานี LNG ดังนี้

(1) **สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณค่าบริการสถานี LNG** สามารถแบ่งได้ 2 ประเภท ดังนี้

• **สมมติฐานทั่วไป** ประกอบด้วย ปริมาณสูงสุดสำหรับโครงการก่อสร้างสถานี LNG ระยะที่ 1 เท่ากับ 5 ล้านตันต่อปี โครงสร้างการกำหนดอัตราค่าบริการสถานี LNG แบ่งเป็น 3 ส่วน คือ เงินลงทุนโครงการ (CAPEX) ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่ (Fixed OPEX) และค่าใช้จ่ายดำเนินงานผันแปร (Variable OPEX) รูปแบบการกำกับดูแลที่กำหนดอัตราผลตอบแทน (Rate of Return Regulation) และความต้องการ LNG (LNG Demand Forecast) ที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการเป็นไปตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่ได้รับอนุมัติจาก กพช.

• **สมมติฐานในการคำนวณ** สรุปได้ดังนี้

สมมติฐาน	รายละเอียด	เหตุผล/ที่มาของสมมติฐาน
1. วิธีการกำหนดผลตอบแทน	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด โดยพิจารณาจากต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยของกิจการสถานี LNG ซึ่งประกอบไปด้วย ต้นทุนของเงินกู้ยืม (Cost of Debt) และต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) ซึ่งสะท้อนภาระทางการเงิน ผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น และความเสี่ยงจากการระดมทุนเพื่อลงทุนในกิจการสถานี LNG
2. วงเงินลงทุน	วงเงินลงทุนจริงที่เกิดขึ้น	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ
3. ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่ (Fixed OPEX)	คิดเป็นร้อยละของวงเงินลงทุน	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ
4. อายุโครงการ	40 ปี	เป็นข้อมูลของผู้รับใบอนุญาตที่นำเสนอ โดย กกพ. จะตรวจสอบรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ ซึ่งจะกำหนดให้สอดคล้องกับอายุการใช้งานกิจการโครงสร้างพื้นฐานโดยทั่วไป
5. วิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคา	แบบเส้นตรงตามอายุโครงการ	เป็นวิธีกำหนดการคำนวณค่าเสื่อมราคา ซึ่งเป็นไปตามหลักสากลและสอดคล้องกับประเภทกิจการและอายุการใช้งานกิจการโครงสร้างพื้นฐานโดยทั่วไป
6. นโยบายภาษี	ภาษีตามจริง	เป็นข้อมูลจริงที่ผู้รับใบอนุญาตได้รับผ่อนผันต่อสิทธิประโยชน์จากนโยบายด้านภาษี
7. การทบทวนอัตราค่าบริการ (Td)	ทุก 3-5 ปี	เพื่อปรับให้สอดคล้องกับเงินลงทุนและสถานการณ์ในปัจจุบัน
8. การทบทวนอัตราค่าบริการ (Tc)	ทุกปี	เพื่อปรับให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายจริงตามปริมาณ LNG ที่เกิดขึ้น

(2) หลักเกณฑ์คำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG

• **ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่** (Demand Charge : Td) คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการที่คงที่ของสถานี LNG ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ ประกอบด้วย เงินลงทุนโครงการ (CAPEX) และค่าดำเนินการในการให้บริการที่คงที่ (Fixed OPEX) สำหรับการคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณก๊าซฯ ที่ตกลงในสัญญาและสอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

- เงินลงทุนโครงการก่อสร้างสถานี LNG จะคำนวณเป็นค่าเฉลี่ยการลงทุนให้เท่ากันทุกปีตลอดอายุของโครงการ (Levelization) ซึ่งค่าใช้จ่ายการลงทุนจะประกอบด้วยเงินลงทุนที่ได้ลงทุนไปแล้ว และเงินลงทุนในอนาคตตามแผนการลงทุน
- ในกรณีที่มีการปรับแผนการลงทุน ซึ่งอาจเป็นการเพิ่มต่อขยายโครงการใหม่หรือการปรับแผนไปจากเดิม จะมีการดำเนินการปรับค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ใหม่ โดยรวมค่าใช้จ่ายของสถานี LNG ที่ลงทุนใหม่และสถานี LNG ที่ลงทุนไปแล้วเข้าด้วยกัน (Roll – in Adjustment)
- สูตรคำนวณกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปี เท่ากับ รายได้ค่าบริการสถานี LNG หักด้วยเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานและการบำรุงรักษา และภาษี
- ทั้งนี้ ในส่วนเงินลงทุนให้ปรับเป็นค่าที่เกิดขึ้นจริงและใช้แทนค่าประมาณการในตัวแบบการคำนวณ
- ในการปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG ให้ปรับให้สอดคล้องกับแผนจัดหาก๊าซฯ ที่ได้รับอนุมัติใหม่จาก กพช. และ ครม. ซึ่ง กกพ. จะพิจารณาถึงระยะเวลาที่เหมาะสมในการปรับปริมาณความต้องการใช้ LNG สำหรับการคำนวณอัตราค่าบริการสถานี LNG ซึ่งจะอยู่ที่ประมาณ 3 - 5 ปี หรือในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ LNG อย่างมีนัยสำคัญ
- ข้อกำหนดที่นอกเหนือจากข้างต้นให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด

• **ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Tc)** คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของสถานี LNG การคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณ LNG ที่ผ่านสถานี LNG จริง โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

ทั้งนี้ ให้มีการทบทวนค่าบริการส่วนผันแปรทุกปี เพื่อให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง กพช. ได้เห็นชอบแนวทางการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และอัตราค่าบริการสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) ดังกล่าวแล้ว เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553

- **การแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ**

สืบเนื่องจากคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2552 ได้เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาผลกระทบจากคำสั่งศาลปกครองสูงสุดระงับโครงการ 65 โครงการ ที่ต้องดำเนินการตามมาตรา 67 วรรคสอง ตามข้อเสนอของกระทรวงอุตสาหกรรม และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำรายละเอียดการแก้ไขการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ ต่อมา กระทรวงพลังงานได้ประมาณการการจัดหาและการใช้ก๊าซ LPG ในปี 2553 ปรากฏว่ามีการใช้ก๊าซ LPG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 456 พันตันต่อเดือน ปริมาณการผลิตในประเทศเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 313 พันตันต่อเดือน ทำให้ต้องมีการนำเข้าอยู่ในระดับ 110 - 154 พันตันต่อเดือน ดังนี้

การจัดหาและการใช้ก๊าซ LPG ในปี 2553

หน่วย : พันตัน

	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	รวม
ผลิต	330	276	311	309	284	294	330	328	319	329	317	330	3,756
- โรงแยกก๊าซ	235	190	234	221	185	199	232	230	225	231	223	232	2,638
– โรงแยกก๊าซ 4	17	13	15	14	16	18	17	15	16	16	14	17	188
- โรงกลั่นและปิโตรเคมี	95	86	77	87	99	94	98	98	94	98	94	98	1,118
ความต้องการใช้	442	401	440	451	461	447	466	473	467	472	464	490	5,475
- ปิโตรเคมี	123	101	132	153	155	151	154	154	160	165	160	174	1,783
- เชื้อเพลิง	318	300	309	298	306	297	312	318	307	307	304	317	3,692
นำเข้า	110	112	132	154	154	154	154	154	132	154	154	154	1,718

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน

จากประมาณการการนำเข้าก๊าซ LPG ในปี 2553 ที่อยู่ในระดับสูง ในขณะที่คลังก๊าซเขาบ่อยามีข้อจำกัดสามารถรับก๊าซที่นำเข้าได้ปริมาณสูงสุดไม่เกิน 88,000 ตันต่อเดือน เท่านั้น ซึ่งจะทำให้ก๊าซ LPG ในประเทศขาดแคลน เนื่องจากไม่สามารถนำเข้าได้เพราะไม่มีคลังก๊าซรองรับ นอกจากนี้ ปริมาณการนำเข้าที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องรับภาระในการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG เพิ่มขึ้นตามไปด้วย

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2553 ได้พิจารณาการแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซ LPG ในประเทศ และได้เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหา ดังนี้

(1) การเพิ่มความสามารถในการนำเข้า

(1.1) บริหารจัดการคลังก๊าซเขาบ่อยาให้สามารถรับก๊าซ LPG ที่นำเข้าได้เพิ่มขึ้น จาก 88,000 เป็น 110,000 ตันต่อเดือน

(1.2) ใช้คลังลอยน้ำ (Floating Storage Unit : FSU) ชั่วคราว สามารถเพิ่มปริมาณการนำเข้าก๊าซ LPG ได้ 44,000 ตันต่อเดือน หรือเพิ่มขีดความสามารถการรับก๊าซ LPG ที่นำเข้าได้ทั้งหมด 154,000 ตันต่อเดือน ซึ่งได้ดำเนินการแล้วเสร็จตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2553

(2) การเลื่อนการปิดซ่อมบำรุงประจำปีของโรงแยกก๊าซธรรมชาติบางแห่งออกไปเพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อปริมาณผลิต LPG ในประเทศ ปตท. ได้พิจารณาเลื่อนการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติออกไป เพื่อไม่ให้กระทบปัญหาการขาดแคลน LPG ในประเทศ โดยในเบื้องต้นได้เลื่อนปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2 ออกไปจากเดิมระหว่างวันที่ 21 มกราคม - 2 กุมภาพันธ์ ออกไปเป็น 7-18 กุมภาพันธ์ 2553 รวมทั้งพิจารณาระยะเวลาการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติบางแห่งให้อยู่ในช่วงเวลาเดียวกันกับช่วงที่ประเทศสหภาพพม่าจะหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา เพื่อให้สามารถนำก๊าซฯ ส่วนที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซฯ ดังกล่าวมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริมในการผลิตไฟฟ้า (จากแผนการหยุดจ่ายก๊าซฯ จากประเทศพม่าแหล่งยาดานา ระหว่างวันที่ 19 มีนาคม - 3 เมษายน 2553 เนื่องจากรัฐบาลพม่าจะดำเนินการก่อสร้างท่อส่งก๊าซฯ จากแหล่งยาดานาไปยังเมืองย่างกุ้ง จึงจำเป็นต้องหยุดการผลิตและการจ่ายก๊าซฯ ชั่วคราว)

(3) การบริหารจัดการในการใช้ก๊าซ LPG ในประเทศ

(3.1) สร้างแรงจูงใจโดยการให้รถแท็กซี่เปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV) จำนวน 20,000 คัน ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2553 แล้วเสร็จเดือนกันยายน 2553 ซึ่งสามารถลดปริมาณความต้องการใช้ LPG ในปี 2553 ลงได้ 149,000 ตัน

(3.2) เร่งดำเนินมาตรการป้องกันการลักลอบการส่งออก โดยคณะกรรมการป้องกันและตรวจสอบการลักลอบจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวไปยังประเทศเพื่อนบ้าน

(4) การเพิ่มปริมาณการจัดหาในประเทศโดยการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนอมเพื่อให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติ หน่วยที่ 4 (ขนอม) สามารถเดินเครื่องผลิตก๊าซ LPG ได้เพิ่มขึ้น โดยให้จ่ายเงินชดเชยส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติจากการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนอมและวิธีการดำเนินการเพื่อจ่ายเงินชดเชย เริ่มจ่ายเงินชดเชยส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติตั้งแต่วันที่ 19 มกราคม 2553 เป็นต้นมา เนื่องจากเดิมก่อนที่โรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลา ขนาดกำลังการผลิต 710 เมกะวัตต์ จะเปิดดำเนินการ โรงไฟฟ้าขนอมได้เดินเครื่องเต็มกำลังโดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 4 (ขนอม) 130 - 180 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่เมื่อโรงไฟฟ้าจะนะ เริ่มจ่ายไฟฟ้าในเดือนมิถุนายน 2551 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพดีกว่าโรงไฟฟ้าขนอม ดังนั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงได้ขอปรับลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าขนอมลงเหลือ 70 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและต้นทุนต่ำสุด ซึ่งปริมาณก๊าซที่ไหลผ่านไม่เพียงพอในการที่จะเดินเครื่องโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (ขนอม)

ถ้าจะให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (ขนอม) สามารถเดินเครื่องได้นั้น จะต้องมีก๊าซธรรมชาติไหลผ่านในระดับไม่ต่ำกว่า 130 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งจะได้ก๊าซ LPG เพื่อจำหน่ายในประเทศ จำนวน 15,330 - 21,600 ตันต่อเดือน แต่จะทำให้ค่าไฟฟ้าที่ผลิตสูงขึ้น ซึ่งจะกระทบต่อต้นทุนค่า Ft รัฐจึงต้องจ่ายชดเชย

โดยลดราคาก๊าซธรรมชาติให้กับ กฟผ. จากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนอม ซึ่งหากในปี 2553 มีการผลิต LPG จากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนอมได้เฉลี่ย 17,000 ตันต่อเดือน จะทำให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องจ่ายเงินชดเชยประมาณ 62 ล้านบาทต่อเดือน ทั้งนี้ หากต้องนำเข้า LPG ประมาณ 17,000 ตันต่อเดือน กองทุนน้ำมันฯ จะต้องรับภาระการชดเชยกรณีนำเข้า LPG ถึง 222 ล้านบาทต่อเดือน นั่นหมายถึงรัฐมีส่วนต่างจากการลดภาระการนำเข้า LPG ได้ถึง 160 ล้านบาทต่อเดือน หรือประมาณ 1,920 ล้านบาทต่อปี

(5) นำก๊าซ LPG ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงกลั่น (Own Use) ออกมาจำหน่ายในประเทศ โดยอนุมัติเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการจ่ายเงินชดเชยส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ที่ใช้ภายในโรงกลั่นน้ำมันออกจำหน่าย ตามปริมาณการจำหน่ายก๊าซ LPG ในประเทศจริง หักปริมาณการจำหน่ายก๊าซ LPG ในประเทศตามแผน ทั้งนี้ เพื่อให้ปริมาณการจำหน่าย LPG ในประเทศที่เพิ่มขึ้นมาจากการนำปริมาณ LPG ที่กำหนดแผนไว้ใช้เองออกมาจำหน่าย มิใช่เป็นการนำปริมาณ LPG ที่ผลิตเพิ่มขึ้นหรือปริมาณ LPG ที่มาจากการจำหน่ายให้ภาคปิโตรเคมีลดลง โดยใช้ข้อมูลการผลิต การจำหน่ายตามที่โรงกลั่นน้ำมันรายงานต่อกรมธุรกิจพลังงาน และมอบหมายให้กรมธุรกิจพลังงานเป็นผู้รวบรวมและตรวจสอบปริมาณก๊าซ LPG ที่โรงกลั่นน้ำมันนำออกมาจำหน่ายเป็นรายเดือน และให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานดำเนินการคำนวณเงินชดเชยในแต่ละเดือน พร้อมส่งหนังสือและเอกสารหลักฐานต่างๆ ถึงสถาบันบริหารกองทุนพลังงานดำเนินการจ่ายเงินให้โรงกลั่นน้ำมันโดยวิธีจ่ายตรงในแต่ละเดือนต่อไป

จากการดำเนินการตามแนวทางดังกล่าว ทางโรงกลั่นน้ำมันสามารถนำก๊าซ LPG ที่ใช้เองออกมาจำหน่ายได้เพียงเดือนมีนาคม 2553 (ประมาณ 4,000 ตัน) เท่านั้น เนื่องจากโรงกลั่นได้มีข้อตกลงซื้อขาย LPG กับภาคปิโตรเคมีแล้วจนถึงสิ้นปี 2553 ทั้งนี้ การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงกลั่นแทนก๊าซ LPG ทำให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องจ่ายเงินชดเชยประมาณ 18 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม หากต้องนำเข้า LPG ประมาณ 4,000 ตัน กองทุนน้ำมันฯ จะต้องรับภาระการชดเชยกรณีนำเข้า LPG ถึง 56 ล้านบาท นั่นหมายถึงรัฐสามารถลดภาระการชดเชยจากการนำเข้า LPG ได้ถึง 38 ล้านบาท

- **การส่งเสริมไบโอดีเซล (B100)**

จากนโยบายส่งเสริมให้มีการใช้ไบโอดีเซล เพื่อลดการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ และให้ประเทศไทยสามารถพึ่งพาตัวเองได้ แต่อุปสรรคในการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลเพื่อเป็นพลังงานทดแทนให้มีผลในเชิงพาณิชย์นั้น ยังมีปัญหาด้านหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซลที่ไม่สะท้อนราคาวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ทำให้ผู้ประกอบการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไบโอดีเซล ขาดความมั่นใจเกี่ยวกับผลตอบแทนในการลงทุน และสร้างความลำบากในการหาแหล่งเงินลงทุนจากสถาบันการเงินต่างๆ ดังนั้นเพื่อให้การส่งเสริมการใช้น้ำมันไบโอดีเซลบรรลุวัตถุประสงค์ รัฐจึงจำเป็นต้องกำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดราคาน้ำมันไบโอดีเซลให้สะท้อนราคาวัตถุดิบหรือต้นทุนการผลิตที่แท้จริง เพื่อความเป็นธรรมทั้งต่อผู้บริโภคและผู้ผลิต

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติกำหนดหลักเกณฑ์ราคาไบโอดีเซลในช่วงปี 2550 - ปัจจุบัน จำนวน 4 ครั้ง โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- **ครั้งที่ 1** กบง. ได้มีมติเมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 เห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) ดังนี้

B100=0.97CPO+0.15MtOH+3.32

B100 คือ ราคาขายไบโอดีเซล (B100) ในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อลิตร

CPO คือ ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อกิโลกรัม

MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อกิโลกรัม

โดยที่

1) CPO หรือราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร ใช้ราคาขายส่งสินค้าเกษตร น้ำมันปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรดเอ) ตามที่กรมการค้าภายในประกาศ แต่ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดโลก (ตลาดมาเลเซีย) บวก 1 บาทต่อกิโลกรัม

2) MtOH หรือราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานคร ใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศจำนวน 3 ราย

- **ครั้งที่ 2** ในช่วงปลายปี 2550 ราคาน้ำมันปาล์มดิบสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเป็นช่วงที่ปริมาณผลปาล์มออกสู่ตลาดน้อย ในขณะที่ความต้องการใช้ทั้งผู้บริโภค อุตสาหกรรมและพลังงานทดแทนมีเพิ่มขึ้น และภาวะราคาน้ำมันปาล์มตลาดมาเลเซียมีแนวโน้มสูงขึ้นในทิศทางเดียวกัน กบง. จึงได้ปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) โดยให้ปรับเพดานราคาน้ำมันปาล์มดิบเพื่อใช้ในการคำนวณราคาไบโอดีเซลจากราคา CPO มาเลเซีย บวก 1 บาทต่อกิโลกรัม เป็น ราคา CPO มาเลเซีย บวก 3 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีผลบังคับใช้ระหว่างวันที่ 28 มกราคม 2551 - 15 มกราคม 2552, 1 - 17 กุมภาพันธ์ 2552 และ 1 มิถุนายน 2552 - 4 กรกฎาคม 2553

- **ครั้งที่ 3** ในช่วงต้นปี 2552 รัฐบาลมีการแทรกแซงตลาดน้ำมันปาล์มดิบ ส่งผลให้ราคาน้ำมันปาล์มดิบสูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดมาเลเซียประมาณ 4 - 5 บาทต่อกิโลกรัม กบง. จึงได้ปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล โดยกำหนดให้ราคาน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) อิงราคาน้ำมันปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรดเอ) ตามที่กรมการค้าภายในประกาศชั่วคราวในช่วงการดำเนินการโครงการแทรกแซงตลาดน้ำมันปาล์มดิบระหว่างวันที่ 16 - 31 มกราคม 2552 และ 18 กุมภาพันธ์ - 31 พฤษภาคม 2552

- **ครั้งที่ 4** จากหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) ดังกล่าวข้างต้น ได้อ้างอิงวัตถุดิบเพียงชนิดเดียวในการคำนวณ คือ น้ำมันปาล์มดิบ แต่ในปี 2552 พบว่าวัตถุดิบหลักในการผลิตไบโอดีเซลมี 3 ชนิด คือ น้ำมันปาล์มดิบ น้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์และสเตียรีน โดยผู้ผลิตไบโอดีเซลใช้น้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์ (RBD) ถึงร้อยละ 40 สเตียรีนร้อยละ 36 และน้ำมันปาล์มดิบร้อยละ 22 เป็นวัตถุดิบในการผลิตไบโอดีเซล ทำให้ผู้ผลิตไบโอดีเซลบางรายสามารถขายไบโอดีเซลได้ในราคาต่ำกว่าราคาอ้างอิงประมาณ 2 - 3 บาทต่อลิตร

ดังนั้นเพื่อให้หลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงในอุตสาหกรรมไบโอดีเซลมากยิ่งขึ้น โดยคำนึงถึงวัตถุดิบหลักในการผลิตไบโอดีเซล 3 ชนิด คือ น้ำมันปาล์มดิบ น้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์และสเตียรีน กบง. ในการประชุม เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2553 ได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 5 กรกฎาคม 2553 ดังนี้

$$B100 = \frac{(B100_{CPO} \times Q_{CPO}) + (B100_{RBD} \times Q_{RBD}) + (B100_{ST} \times Q_{ST})}{Q_{Total}}$$

โดยที่

$B100$	คือ ราคาไบโอดีเซล (บาทต่อลิตร) ประกาศราคาเป็นรายสัปดาห์
$B100_{CPO}$	คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจาก CPO (บาทต่อลิตร)
$B100_{RBD}$	คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจาก RBD (บาทต่อลิตร)
$B100_{ST}$	คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจากสเตียรีน (บาทต่อลิตร)
Q_{CPO}	คือ ปริมาณการผลิตจาก CPO (ล้านลิตรต่อวัน) ใช้ปริมาณการผลิตย้อนหลัง 1 เดือน เช่น ใช้ปริมาณการผลิตเดือนที่ 1 นำไปคำนวณราคาในเดือนที่ 3 จาก กรมการค้าภายใน (คน.)
Q_{RBD}	คือ ปริมาณการผลิตจาก RBD (ล้านลิตรต่อวัน) ใช้ปริมาณการผลิตย้อนหลัง 1 เดือน เช่น ใช้ปริมาณการผลิตเดือนที่ 1 นำไปคำนวณราคาในเดือนที่ 3 จาก คน.
Q_{ST}	คือ ปริมาณการผลิตจากสเตียรีน (ล้านลิตรต่อวัน) ใช้ปริมาณการผลิตย้อนหลัง 1 เดือน เช่น ใช้ปริมาณการผลิตเดือนที่ 1 นำไปคำนวณราคาในเดือนที่ 3 จาก คน.
Q_{TOTAL}	คือ ปริมาณการผลิตทั้งหมด (ล้านลิตรต่อวัน) ใช้ปริมาณการผลิตย้อนหลัง 1 เดือน เช่น ใช้ปริมาณการผลิตเดือนที่ 1 นำไปคำนวณราคาในเดือนที่ 3 จาก คน.

ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจากน้ำมันปาล์มดิบ (CPO)

$$B100_{CPO}=0.94CPO+0.1MtOH+3.82$$

โดยที่

$B100_{CPO}$ คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจาก CPO (บาทต่อลิตร)

CPO คือ ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) ใช้ราคาขายส่งสินค้าเกษตรน้ำมันปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรดเอ) ตามที่กรมการค้าภายในเผยแพร่ แต่ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดโลก (ตลาดมาเลเซีย) บวก 3 บาทต่อกิโลกรัม โดยใช้ราคาน้ำมันปาล์มดิบเฉลี่ยสัปดาห์ก่อนหน้า เช่น ใช้ราคาในสัปดาห์ที่ 1 นำไปคำนวณราคาในสัปดาห์ที่ 2

MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) ใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศ 3 ราย โดยใช้ราคาเมทานอลเฉลี่ยสัปดาห์ก่อน เช่น ใช้ราคาในสัปดาห์ที่ 1 นำไปคำนวณราคาในสัปดาห์ที่ 2

ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจากสเตียรีน

$$B100_{ST}=0.86ST+0.09MtOH+.2.69$$

โดยที่

$B100_{ST}$ คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจากสเตียรีน (บาทต่อลิตร)

ST คือ ราคาขายสเตียรีนบริสุทธิ์ในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) ตามที่กรมการค้าภายในเผยแพร่ แต่ไม่สูงกว่าราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร โดยใช้ราคาสเตียรีนบริสุทธิ์เฉลี่ยสัปดาห์ก่อนหน้า เช่น ใช้ราคาในสัปดาห์ที่ 1 นำไปคำนวณราคาในสัปดาห์ที่ 2

MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) ใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศ 3 ราย โดยใช้ราคาเมทานอลเฉลี่ยสัปดาห์ก่อนหน้า เช่น ใช้ราคาในสัปดาห์ที่ 1 นำไปคำนวณราคาในสัปดาห์ที่ 2

ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจากน้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์ (RBD)

$$B100_{RBD}=0.93RBD+0.1MtOH+2.69$$

โดยที่

$B100_{RBD}$ คือ ราคาไบโอดีเซลที่ผลิตจาก RBD (บาทต่อลิตร)

RBD คือ ราคาน้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์(RBD) ใช้ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) สัปดาห์ก่อนหน้า บวกค่าแปรสภาพ 3 บาทต่อกิโลกรัม จนกว่ากรมการค้าภายในจะประกาศราคาน้ำมันปาล์มกึ่งบริสุทธิ์ (RBD)

MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในเขตกรุงเทพมหานคร (บาทต่อกิโลกรัม) ใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศ 3 ราย โดยใช้ราคาเมทานอลเฉลี่ย สัปดาห์ก่อนหน้า เช่น ใช้ราคาในสัปดาห์ที่ 1 นำไปคำนวณราคาในสัปดาห์ที่ 2

- **การส่งเสริมเอทานอล**

จากยุทธศาสตร์การแก้ไขปัญหาด้านพลังงานของประเทศ โดยเฉพาะการพัฒนาและส่งเสริมการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ภายในประเทศนับเป็นแนวทางในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ซึ่งประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม และจากการประเมินทรัพยากรภายในประเทศพบว่าสามารถผลิตเอทานอลเชิงพาณิชย์ที่ได้จากวัตถุดิบทางการเกษตร คือ อ้อยและมันสำปะหลังเพื่อทดแทนการนำเข้าน้ำมันเบนซินได้ ซึ่งในระยะแรกการใช้เอทานอลได้ถูกนำมาผสมกับน้ำมันเบนซินในสัดส่วนร้อยละ 10 (E10) ซึ่งคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 ได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาเอทานอล โดยใช้ระบบราคาอ้างอิง (Import Parity) คือ ราคาเอทานอล = ราคาเอทานอลตลาดบราซิล + Insurance + Loss + Survey และในช่วงปลายปี 2551 ได้เกิดภาวะเศรษฐกิจตกต่ำทั่วโลก โดยเฉพาะในประเทศสหรัฐอเมริกาทำให้ความต้องการใช้น้ำมัน รวมทั้งเอทานอลเพื่อใช้ในรถยนต์ลดลง จนสหรัฐฯ ไม่มีความจำเป็นต้องนำเข้าเอทานอลจากต่างประเทศโดยเฉพาะจากประเทศบราซิล จนถึงขั้นที่ไม่มีรายงานการซื้อขายเอทานอลในตลาดบราซิล ตั้งแต่วันที่ 13 มกราคม 2552 เป็นต้นมา ส่งผลให้ไม่สามารถคำนวณราคาเอทานอลเพื่อการออกประกาศราคาเอทานอลที่ใช้อ้างอิงสำหรับการซื้อขายเอทานอลระหว่างผู้ผลิตเอทานอลและผู้ค้ามาตรา 7 ได้ ดังนั้นเพื่อให้สามารถมีราคาอ้างอิงเอทานอลในการคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันแก๊สโซฮอล เพื่อกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันแก๊สโซฮอลให้สามารถแข่งขันกับน้ำมันเบนซินได้ คณะอนุกรรมการศึกษาหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิงจึงได้ศึกษาหลักเกณฑ์การกำหนดราคาอ้างอิงเอทานอลระบบการคำนวณต้นทุนการผลิต (Cost Plus) และ กบง. ในการประชุมเมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบให้ใช้หลักเกณฑ์เพื่อคำนวณต้นทุนราคาเอทานอลเป็นระบบการคำนวณจากต้นทุนการผลิต (Cost Plus) ดังกล่าว เป็นการชั่วคราว 6 เดือน คือ ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม ถึง เดือนตุลาคม 2552 และหากมีการประกาศราคาซื้อขายเอทานอลของประเทศบราซิล หรือมีข้อมูลใหม่ ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) นำเสนอ กบง. เพื่อพิจารณาก่อน 6 เดือนก็ได้ ซึ่งต่อมา กบง. ได้เห็นชอบให้มีการขยายระยะเวลาใช้หลักเกณฑ์การกำหนดราคาอ้างอิงเอทานอลจากต้นทุนการผลิต จำนวน 3 ครั้ง ดังนี้

- **ครั้งที่ 1** เมื่อวันที่ 23 กันยายน 2553 ให้ขยายเวลาใช้หลักเกณฑ์เพื่อกำหนดราคาเอทานอลจากต้นทุนการผลิตไปจนถึงเดือนธันวาคม 2553
- **ครั้งที่ 2** เมื่อวันที่ 5 มกราคม 2554 ให้ขยายระยะเวลาฯ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนมีนาคม 2554
- **ครั้งที่ 3** เมื่อวันที่ 4 เมษายน 2554 ให้ขยายระยะเวลาฯ ต่อไปอีก 3 เดือน จนถึงสิ้นเดือนมิถุนายน 2554

- การพิจารณายกเลิกเพดานราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle ; NGV)

คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2545 อนุมัติมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่งในช่วงปี 2546 - 2551 โดยในเรื่องของการกำหนดราคาจำหน่าย NGV ได้กำหนดเงื่อนไขไว้ ดังนี้

- ปี 2546 - 2549 : ราคา NGV = 50% ของราคาน้ำมันดีเซล
- ปี 2550 : ราคา NGV = 55% ของราคาน้ำมันเบนซิน 91
- ปี 2551 : ราคา NGV = 60% ของราคาน้ำมันเบนซิน 91
- ปี 2552 เป็นต้นไป : ราคา NGV = 65% ของราคาน้ำมันเบนซิน 91

ทั้งนี้ ได้กำหนดเพดานราคาขายปลีก NGV ภายในประเทศไว้ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาทต่อกิโลกรัม แม้ว่าน้ำมันจะมีการปรับราคาเพิ่มสูงขึ้นในระดับใดก็ตาม (หมายเหตุ : ราคาน้ำมัน ณ ธันวาคม 2545 น้ำมันเบนซิน 91 ราคา 14.77 บาทต่อลิตร น้ำมันดีเซลราคา 13.94 บาทต่อลิตร) ต่อมาเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 กพช. ได้เห็นชอบในหลักการของการกำหนดราคา NGV ตามต้นทุน โดยให้ใช้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ ณ ราคาก๊าซเฉลี่ย POOL 2 บวกด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ซึ่งรวมค่าการตลาดแล้ว ต่อมา ครม. ในการประชุมเมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 ได้มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 ซึ่งเห็นชอบให้มีการปรับสูตรการคำนวณและแนวทางการกำกับดูแลราคาขายปลีก NGV โดยให้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ มีสูตรดังนี้

$$P = [(WH_{Pool\ 2}) * (1+0.0175)] + Td_{Zone\ 1+3} + Tc$$

โดยสูตรต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวนี้กำกับดูแลโดย กพช. เช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติและโรงไฟฟ้า สำหรับในส่วนของค่าใช้จ่ายดำเนินการ ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนสถานีแม่ ต้นทุนสถานีลูก ค่าขนส่ง และค่าการตลาดอยู่ในการกำกับดูแลของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) โดย กบง. จะเป็นผู้พิจารณาหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีก NGV ต่อมา กบง. เมื่อวันที่ 23 กันยายน 2553 ได้มีมติให้นำภาษีบำรุงองค์การบริหารส่วนจังหวัดบวกเพิ่มในราคาขายปลีก NGV ได้ตามข้อบัญญัติองค์การบริหารส่วนจังหวัดของจังหวัดนั้นๆ แต่ต้องไม่สูงกว่าเพดานราคา NGV ที่กำหนดไว้ที่ 10.34 บาทต่อกิโลกรัม โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 15 ตุลาคม 2553 เป็นต้นไป ทั้งนี้ หากการเก็บภาษีบำรุงองค์การบริหารส่วนจังหวัด มีผลทำให้ราคาขายปลีก NGV สูงกว่าเพดานราคาที่กำหนดไว้ที่ 10.34 บาทต่อกิโลกรัม ให้นำเสนอ กบง. เพื่อพิจารณาต่อไป ซึ่งต่อมา กบง. เมื่อวันที่ 13 มกราคม 2554 ได้มีมติมอบหมายให้ สนพ. ไปศึกษาต้นทุน NGV ที่เหมาะสม และนำเสนอ กบง. ต่อไป และให้นำเรื่องการขอยกเลิกเพดานราคาขายปลีก NGV ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาทต่อกิโลกรัม เสนอ กพช. เพื่อพิจารณา ก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบต่อไป

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากปัจจุบันการขนส่งกว่า 40% อยู่นอกรัศมี 50 กิโลเมตร ตลอดจนราคาน้ำมันและต้นทุนอื่นๆของ NGV มีการปรับตัวสูงขึ้นมาก โดยเฉพาะต้นทุนค่าขนส่งนอกเขตรัศมี 50 กิโลเมตร ครม. เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 จึงได้มีมติเห็นชอบให้ยกเลิกการกำหนดเพดานราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 10.34 บาทต่อกิโลกรัม

- **มาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อประชาชนตามนโยบายการตรึงราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle ; NGV)**

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2552 ได้เห็นชอบมาตรการบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานต่อประชาชนตามนโยบายของรัฐบาล โดยมาตรการหนึ่งที่เห็นชอบให้ดำเนินการ คือ การตรึงราคา NGV เป็นระยะเวลา 1 ปี (สิงหาคม 2552 - สิงหาคม 2553) และมอบหมายให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ไปพิจารณาดำเนินการชดเชยราคาขายปลีก NGV จากการที่ ปตท. ต้องขาย NGV ต่ำกว่าต้นทุนที่แท้จริง ในลักษณะเดียวกันกับแนวทางการชดเชยราคาก๊าซ LPG จากการนำเข้า นอกจากนั้นในการดำเนินการชดเชยดังกล่าวจะต้องคำนึงถึงมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 18 มกราคม 2550 ด้วย และมอบหมายให้ ปตท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเร่งรัดการขยายเครือข่าย รวมทั้งส่งเสริมการใช้ NGV เพื่อให้ NGV เป็นทางเลือกของประชาชนโดยเร็ว ทั้งนี้การดำเนินการตรึงราคา NGV คาดว่าจะเป็นภาระต่อกองทุนน้ำมันฯ ในการชดเชยราคาขายปลีก NGV ที่ต่ำกว่าต้นทุนที่แท้จริง ประมาณ 300 ล้านบาทต่อเดือน

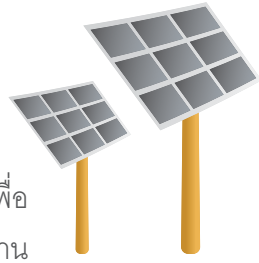
ครม. เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2552 ได้เห็นชอบให้มีการปรับสูตรการคำนวณและแนวทางการกำกับดูแลราคาขายปลีก NGV โดยให้ กพช. เป็นผู้กำกับดูแลต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติและให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีก NGV และได้เห็นชอบให้มีการปรับปรุงคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยเพิ่มเติมนิยามคำว่า “ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV)” เพื่อให้ราคาขายปลีก NGV ถูกกำกับดูแลภายใต้กรอบอันเดียวกับน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งชนิดอื่นๆ โดยให้ กบง. เป็นผู้พิจารณา ก่อนนำเสนอนายกรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาลงนามต่อไป ซึ่งต่อมา นายกรัฐมนตรีได้ลงนามในคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 1/2553 เรื่อง การกำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2553 และได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2553

ต่อมา เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2553 ครม. ได้เห็นชอบให้ตรึงราคาขายปลีก NGV และชดเชยราคา NGV ในอัตรา 2 บาทต่อกิโลกรัม จนถึงสิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2554 ซึ่ง กบง. เมื่อวันที่ 13 มกราคม 2554 ได้มีมติมอบหมายให้ สนพ. ไปศึกษาต้นทุน NGV ที่เหมาะสม และนำเสนอ กบง. ต่อไป และให้นำเรื่องการขอยกเลิกเพดานราคาขายปลีก NGV ที่ระดับไม่เกิน 10.34 บาทต่อกิโลกรัม เสนอ กพช. เพื่อพิจารณาก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อทราบต่อไป

เนื่องจาก NGV เป็นเชื้อเพลิงที่รัฐมีนโยบายให้การส่งเสริมเป็นทางเลือกเพื่อทดแทนน้ำมันในภาคขนส่ง ดังนั้นในหลักการแล้ว การพิจารณากำหนดราคา NGV จะต้องไม่กระทบต่อนโยบายการส่งเสริมฯ ดังกล่าว โดยเฉพาะในกรณีที่มีการปรับขึ้นราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) แล้ว การปรับขึ้นราคาขายปลีก NGV จะต้องไม่ทำให้ผู้ใช้ LPG ที่หันมาใช้ NGV เป็นเชื้อเพลิงทางเลือกมีภาระค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น ดังนั้นเมื่อไม่มีการปรับขึ้นราคา LPG ในภาคขนส่ง ทำให้ไม่สามารถปรับขึ้นราคาขายปลีก NGV ได้ ครม. เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 จึงได้มีมติเห็นชอบให้ตรึงราคาขายปลีกและให้คงอัตราเงินชดเชยก๊าซ NGV จากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในอัตรา 2 บาทต่อกิโลกรัมต่อไปอีก 4 เดือน (มีนาคม - มิถุนายน 2554) และให้ยกเลิกการกำหนดเพดานราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 10.34 บาทต่อกิโลกรัม

ต่อมา กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 ได้มีมติเห็นชอบขยายระยะเวลาการตรึงราคาขายปลีก NGV ในระดับราคา 8.50 บาทต่อกิโลกรัม และคงอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ในอัตรา 2 บาทต่อกิโลกรัม จากเดือนมิถุนายน - กันยายน 2554

ด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน



ในปี 2553 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน โดยมีเป้าหมายเพื่อส่งเสริมและสนับสนุนให้การใช้พลังงานของประเทศเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ เพิ่มการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้ง พัฒนาบุคลากรที่เกี่ยวข้องในทุกภาคส่วนให้มีความรู้ความเชี่ยวชาญด้านพลังงาน เพื่อช่วยให้การดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด นอกจากนี้ยังได้ดำเนินการประชาสัมพันธ์เพื่อให้ประชาชนทั่วไปได้ทราบถึงความสำคัญและใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ อนุรักษ์พลังงาน ตลอดจนลดผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ทั้งนี้ โดยมีผลการดำเนินงานที่ผ่านมาในด้านต่างๆ พอสรุปได้ดังนี้

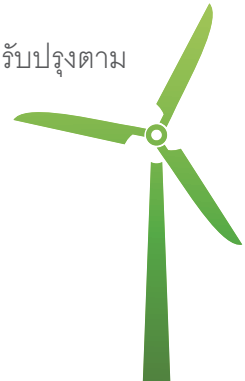
1. **การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน** ได้ดำเนินโครงการสำคัญๆ ดังนี้

1.1 โครงการส่งเสริมการจัดการด้านการใช้พลังงานโดยวิธีประกวดราคา มีวัตถุประสงค์เพื่อให้การสนับสนุนผู้ประกอบการในการลงทุนปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยใช้เงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเป็นเงินสนับสนุนให้ผู้ประกอบการเอกชน รัฐวิสาหกิจ และมหาวิทยาลัยของรัฐที่ผ่านการคัดเลือก (Bidding) โดยจะจ่ายเงินสนับสนุนตามหน่วยพลังงานที่ประหยัดได้ในรอบระยะเวลา 1 ปี กำหนดอัตราสูงสุดของเงินสนับสนุนสำหรับแต่ละประเภทพลังงาน ดังนี้

ประเภทพลังงาน		อัตราสนับสนุนสูงสุด
พลังงานไฟฟ้า		1 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
พลังงานความร้อน	- เชื้อเพลิงเหลวและก๊าซ เช่น น้ำมันเตา ก๊าซ LPG และก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น	75 บาทต่อล้านบีทียู
พลังงานความร้อน	- เชื้อเพลิงแข็ง เช่น ถ่านหิน ฟืน แกลบ กากอ้อย ขี้เลื่อย และวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร เป็นต้น - เชื้อเพลิงผลพลอยได้จากกระบวนการผลิต เช่น น้ำกากส่า น้ำมันยางดำ (Black Liquor) เป็นต้น	15 บาทต่อล้านบีทียู

ที่ผ่านมา สนพ. ได้เปิดรับข้อเสนอโครงการรวม 8 รอบ มีข้อเสนอโครงการที่ผ่านการเห็นชอบแล้ว 271 ข้อเสนอ คาดว่าจะสามารถก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานความร้อนได้ 3,831,408.58 ล้านบีทียูต่อปี หรือคิดเป็น 95.67 กิโลตันเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อปี เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ 363,893,502.70 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี หรือคิดเป็น 31.01 กิโลตันเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อปี ซึ่งคิดเป็นมูลค่าผลประหยัดรวม 1,479,674,063.32 บาทต่อปี เกิดการลงทุนเพื่อปรับปรุงอุปกรณ์รวม 4,386,373,985.12 บาท โดยกองทุนฯ จะจ่ายเงินสนับสนุนผลการประหยัดดังกล่าว รวมทั้งหมดไม่เกิน 539,879,367.51 บาท

ผลการดำเนินงานในปี 2553 ผู้ประกอบการอยู่ระหว่างดำเนินการปรับปรุงตามมาตรการที่ได้ยื่นข้อเสนอไว้กับ สนพ. โดยมีผลการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานฯ



1.2 การลดใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดย่อม เป็นการนำผลงานศึกษาวิจัยพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในกลุ่มภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดย่อม เข้าไปให้ความรู้ ให้คำแนะนำเกี่ยวกับแนวทางลดต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านพลังงานในกระบวนการผลิตสินค้าและบริการกับกลุ่มผู้ประกอบการ พร้อมทั้งส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีที่มีการสาธิตใช้งานที่พิสูจน์ทราบแล้วในกระบวนการผลิต ดังนี้

• ***โรงบ่มใบยาสูบขนาดเล็ก*** โดยส่งเสริมขยายผลจากงานศึกษาวิจัยของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (มช.) ที่ออกแบบพัฒนาโรงบ่มใบยาสูบแบบปรับปรุง สามารถใช้ไม้ฟืนเป็นเชื้อเพลิงทดแทนการใช้ถ่านหินลิกไนต์ได้ มีประสิทธิภาพเชิงความร้อนร้อยละ 36 ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานได้ร้อยละ 44.71 รวมถึงสามารถลดการใช้แรงงานลงได้ร้อยละ 33 และทำให้ผู้ประกอบการบ่มใบยาสูบลดต้นทุนด้านพลังงานจากเดิม 3.50 บาทต่อกิโลกรัมใบยาแห้ง เหลือพียง 2.62 บาทต่อกิโลกรัมใบยาแห้ง เมื่อเทียบกับโรงบ่มใบยาสูบแบบดั้งเดิม

ผลการดำเนินงานในปี 2553 มช. ได้ดำเนินการส่งเสริมผู้ประกอบการบ่มใบยาสูบทั่วประเทศ ให้มีการก่อสร้างโรงบ่มใบยาสูบแบบปรับปรุง รวม 760 โรง ซึ่งเป็นไปตามแผนงานฯ

• ***เตาเผาเซรามิค*** โดยช่วยเหลือผู้ประกอบการเซรามิคให้ลดการใช้ LPG ในการเผาผลิตภัณฑ์เครื่องปั้นดินเผา โดยส่งเสริมขยายผลจากงานศึกษาวิจัยของ มช. ที่ออกแบบพัฒนาแนวทางลดการใช้พลังงานของเตาเผาเซรามิคที่ใช้อยู่เดิม มาเป็นเตาเผาเซรามิคประสิทธิภาพสูงด้วย โดยดำเนินการดังนี้ 1) การปรับปรุงเตาเดิมให้มีการนำความร้อนส่วนทิ้งในไอเสียมาอุ่นอากาศสำหรับการเผาไหม้และการควบคุมประสิทธิภาพการเผาไหม้ 2) การใช้อิฐโพรงแทนอิฐทนไฟเพื่อลดน้ำหนักอิฐรถเข็นและข้างเตา 3) การปรับปรุงเตาเดิมที่มีผนังเซรามิคไฟเบอร์ชำรุด โดยเปลี่ยนผนังมาเป็นผนังเซรามิคไฟเบอร์ใหม่ 4) การเปลี่ยนเตาเดิมหรือเตาผนังอิฐทนไฟมาเป็นเตาเซรามิคไฟเบอร์ใหม่ และ 5) การเปลี่ยนเตาเดิมหรือเตาผนังอิฐทนไฟมาเป็นเตาเซรามิคไฟเบอร์ใหม่ การก่อสร้างเตาใหม่ให้มีการนำความร้อนส่วนทิ้งในไอเสียมาอุ่นอากาศสำหรับการเผาไหม้และการควบคุมประสิทธิภาพการเผาไหม้ การใช้อิฐโพรงแทนอิฐทนไฟเพื่อลดน้ำหนักอิฐรถเข็นและข้างเตา ซึ่งสามารถลดการใช้ LPG ลงได้ร้อยละ 35 - 50 ของเตาเผาเซรามิคเดิม

ผลการดำเนินงานในปี 2553 มช. ได้ดำเนินการส่งเสริมผู้ประกอบการเผาเซรามิคทั่วประเทศ ให้มีการปรับปรุงและเปลี่ยนมาใช้เตาเผาเซรามิคประสิทธิภาพสูง จำนวน 241 เตา หรือ ขนาดรวม 843.97 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งเป็นไปตามแผนงานฯ

1.3 โครงการส่งเสริมการใช้หลอดผอมใหม่เบอร์ 5 (T5) เป็นโครงการที่มุ่งส่งเสริมให้เกิดการใช้หลอด T5 ทดแทนหลอด T8 ในอาคารภาครัฐ วัด มัสยิด และศาสนสถาน เพื่อเป็นตัวอย่างให้เห็นผลประหยัดและใช้ในการรณรงค์ให้เกิดการใช้หลอด T5 พร้อมทั้งส่งเสริมให้เอกชนลงทุนเปลี่ยนหลอดโดยใช้เงินลงทุนของตนเองหรือกู้ยืมจากแหล่งเงินทุน โดยมีเป้าหมายในการเปลี่ยนหลอด 18.5 ล้านหลอด ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้า 806 ล้านหน่วยต่อปี และลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 175 เมกะวัตต์

ผลการดำเนินงานในปี 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้เนินการโดยมีผลการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานฯ

1.4 โครงการส่งเสริมลดการใช้พลังงานในสาขาขนส่ง เป็นโครงการที่สนับสนุนส่งเสริมในด้านต่างๆ ให้ผู้ประกอบการกิจการขนส่งในการลดการใช้พลังงานเชื้อเพลิงด้านขนส่งภายในองค์กร โดยการประชาสัมพันธ์ การช่วยเหลือ การสนับสนุน และเผยแพร่ความรู้ต่างๆ ไปสู่ผู้ประกอบการฯ มีโครงการหลักที่ดำเนินการ 2 โครงการ คือ

• ***โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน*** หลักการและแนวคิดในการดำเนินโครงการมุ่งเน้นส่งเสริมให้ผู้ประกอบการขนส่งได้รับความรู้และแนวทางการพัฒนาระบบการบริหารจัดการขนส่งเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง พร้อมทั้งนำแนวทางดังกล่าวไปปฏิบัติให้เกิดขึ้นจริงอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อลดต้นทุนพลังงานที่มีความผันผวนและมีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต รวมถึงเผยแพร่แนวทางผลสำเร็จต่างๆ ที่เกิดขึ้นให้กับผู้ประกอบการภาคการขนส่งทั่วประเทศ อันจะนำไปสู่แนวทางที่ทำให้เกิดการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่งได้

ผลการดำเนินงานในปี 2553 สภาอุตสาหกรรมได้ดำเนินการจัดสัมมนาเปิดตัว และประชาสัมพันธ์โครงการฯ และเตรียมการเปิดรับสมัครผู้ประกอบการเข้าร่วมโครงการฯ ซึ่งมีผลการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานฯ

• **การส่งเสริมการขับขี่ยานพาหนะเพื่อการประหยัดพลังงาน** หลักการและแนวคิดในการดำเนินโครงการนั้น มุ่งเน้นเพื่อส่งเสริมให้ผู้ขับขี่ยานพาหนะและผู้ที่เกี่ยวข้องจากผู้ประกอบการขนส่ง ได้รับความรู้ความเข้าใจในเรื่องการขับขี่ยานพาหนะอย่างถูกต้อง ปลอดภัย ถูกกฎหมาย ประหยัดเชื้อเพลิง และสามารถบำรุงรักษารถยนต์ได้ด้วยตนเอง โดยจัดให้มีการอบรมเผยแพร่ความรู้ดังกล่าวไปสู่ผู้ประกอบการตามภูมิภาคต่างๆ ทั้ง 5 ภูมิภาค (ภาคกลาง ภาคตะวันออก ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคใต้ และภาคเหนือ) รวมทั้งสิ้น 15 จังหวัดทั่วประเทศ

ผลการดำเนินงานในปี 2553 สภาอุตสาหกรรมได้ดำเนินการจัดสัมมนาเปิดตัว และประชาสัมพันธ์โครงการฯ และอยู่ระหว่างการจัดอบรมสัมมนาการขับขี่พาหนะเพื่อการประหยัดพลังงานฯ ตามภูมิภาคต่างๆ ซึ่งมีผลการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานฯ

2. การพัฒนาพลังงานทดแทน มีโครงการสำคัญๆ ที่ดำเนินการ ดังนี้

2.1 โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ สนพ. ได้เห็นความสำคัญในการให้ความช่วยเหลือผลักดันให้เกิดการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทยอย่างเต็มรูปแบบ โดยกำหนดนโยบายเพื่อสนับสนุนการผลิตก๊าซชีวภาพ ทั้งในด้านการลงทุน การพัฒนาเทคโนโลยี เพื่อให้ก๊าซชีวภาพเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทย และมีการดำเนินงานเป็นไปอย่างทั่วถึงครอบคลุมในทุกส่วนที่เกี่ยวข้อง

โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพมีวัตถุประสงค์เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการ เร่งลงทุนก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย และของเสียในภาคเกษตรกรรม ภาคอุตสาหกรรม และภาคชุมชน (ขยะเศษอาหาร) ให้สามารถผลิตก๊าซชีวภาพใช้เป็นพลังงานทดแทนและแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม โดยได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน มีเป้าหมายการส่งเสริมในปี 2551-2555 ให้สามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 761.8 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ซึ่งผลการดำเนินงาน ณ เดือนเมษายน 2554 คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 592.72 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ดังแสดงในตาราง

ผลการดำเนินงานโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ณ เดือนเมษายน 2554

โครงการ	จำนวน (แห่ง)	เงินสนับสนุน (ล้านบาท)	สัดส่วนสนับสนุนต่อแห่ง (%)	ผลิตก๊าซชีวภาพ (ล้าน ลบ.ม. ต่อปี)	ทดแทนพลังงานเชิงพาณิชย์ (ล้านบาท)	ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (ตัน CO_2 ต่อปี)
ภาคปศุสัตว์	**598**	**428.02**		**82.85**	**332.01**	**760,094**
1. ฟาร์มขนาดเล็ก	324	33.64	36	5.33	19.15	48,901
2. ฟาร์มสุกร ระยะที่ 4	263	369.58	15-18	74.81	288.21	686,313
3. โรงฆ่าสัตว์	7	2.8	15-25	0.23	2.11	2,125
4. โรงชำแหละแปรรูปไก่	4	22	20	2.48	22.55	22,755
ภาคอุตสาหกรรม	**91**	**920.46**		**509.30**	**2,672.17**	**4,672,499**
1. โรงงานแป้งมัน	23	224.41	20-50	161.24	935.10	1,479,297
2. โรงงานปาล์ม	30	254.92	20-50	97.14	525.08	891,220
3. โรงงานเอทานอล	17	313.20	20	195.53	914.06	1,793,819
4. โรงงานน้ำยางข้น	2	6.84	50	0.50	6.54	4,566
5. โรงงานแปรรูปอาหาร	16	91.08	30-50	16.48	86.76	151,195
6. โรงงานอื่นๆ	3	30.00	50	38.41	204.65	352,401
ภาคชุมชน (ขยะเศษอาหาร)	**31**	**36.39**		**0.57**	**4.71**	**5,216**
1. ระยะที่ 1	17	19.08	70-100	0.35	2.86	3,166
2. ระยะที่ 2	14	17.31	60	0.22	1.85	2,050
รวม	**720**	**1,384.87**		**592.72**	**3,008.89**	**5,437,809**

• ***โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในกรมราชทัณฑ์*** จากการดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่ผ่านมา เพื่อให้เกิดการเผยแพร่เทคโนโลยีและขยายผลไปยังกลุ่มเป้าหมายอื่นๆ ที่มีศักยภาพ จึงมีการสำรวจเรือนจำและทัณฑสถานในความดูแลของกรมราชทัณฑ์ ซึ่งเป็นหน่วยงานราชการที่มีศักยภาพและเป็นกลุ่มเป้าหมายที่สำคัญ เนื่องจากมีเรือนจำและทัณฑสถานในสังกัดจำนวน 125 แห่ง ซึ่งมีผู้ต้องขังรวม 218,566 คน คิดเป็นปริมาณขยะอินทรีย์ประมาณ 54 ตัน สนพ. และกรมราชทัณฑ์ได้เล็งเห็นว่าเรือนจำและทัณฑสถานมีศักยภาพในการพัฒนาพลังงานทดแทนหลายด้าน โดยเฉพาะการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหาร ซึ่งนอกจากจะสามารถทดแทนการใช้พลังงานในรูปแบบก๊าซหุงต้ม (LPG) ยังสามารถลดปัญหาการจัดการขยะ ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศ และมีผลพลอยได้เป็นปุ๋ยชีวภาพสำหรับนำไปใช้ในพื้นที่เรือนจำและทัณฑสถานได้อีกด้วย

ดังนั้น เพื่อตอบสนองนโยบายด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมของกรมราชทัณฑ์ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดย สนพ. ได้อนุมัติเงินสนับสนุนการดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในกรมราชทัณฑ์ เพื่อนำร่องจัดทำระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำและทัณฑสถานของกรมราชทัณฑ์ จำนวน 5 แห่ง ที่สามารถรองรับปริมาณขยะเศษอาหารได้ไม่ต่ำกว่า 500 กิโลกรัมต่อวัน ได้แก่ เรือนจำกลางคลองเปรม เรือนจำกลางสมุทรปราการ ทัณฑสถานวัยหนุ่มกลาง เรือนจำพิเศษธนบุรี และเรือนจำจังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยสามารถรองรับปริมาณขยะเศษอาหารได้รวมไม่น้อยกว่า 3,500 กิโลกรัมต่อวัน และผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 105,000 ลูกบาศก์เมตรต่อปี และนำก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้มาใช้ทดแทนก๊าซหุงต้มในเรือนจำและทัณฑสถานประมาณ 48,300 กิโลกรัมต่อปี คิดเป็นผลประหยัดได้ประมาณ 869,400 บาทต่อปี

ปัจจุบันการดำเนินโครงการอยู่ในระหว่างการก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำและทัณฑสถานทั้ง 5 แห่ง คาดว่าจะแล้วเสร็จและพร้อมเดินระบบได้ในเดือนมิถุนายน 2554

- ***โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ ระยะที่ 1*** สนพ. ได้ขยายผลโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในภาคปศุสัตว์ที่ประสบความสำเร็จเป็นอย่างมากไปยังฟาร์มเลี้ยงไก่ ซึ่งมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ โดยจากข้อมูลสถิติพบว่าปัจจุบันมีปริมาณไก่เลี้ยงทั่วประเทศประมาณ 280 ล้านตัว และมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพสูงสุดประมาณ 1.4 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อวัน

โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ มีเป้าหมายเพื่อส่งเสริมให้เกิดการก่อสร้างและติดตั้งระบบก๊าซชีวภาพรองรับของเสียจากไก่เลี้ยง ในโรงเรือนจำนวนประมาณ 5 ล้านตัว คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้สูงสุด 8.25 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี และสามารถทดแทนก๊าซหุงต้มประมาณ 227,700 กิโลกรัมต่อปี หรือทดแทนการใช้น้ำมันเตา 181,500 ลิตรต่อปี หรือทดแทนการใช้ไฟฟ้าประมาณ 9 ล้านหน่วยต่อปี และสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 67,567 ตัน CO_2 ต่อปี

ปัจจุบันได้พิจารณาคัดเลือกผู้เข้าร่วมโครงการแล้ว จำนวน 21 ฟาร์ม ขณะนี้อยู่ระหว่างการลงนามขอรับเงินสนับสนุนและดำเนินการก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

3. การพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์ ในปี 2553 สนพ. ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำหรับใช้จ่ายในการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ภายใต้งานพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์ โดยได้ให้ความช่วยเหลือ สนับสนุนหน่วยงานของรัฐ เอกชน สถาบันการศึกษา และองค์กรเอกชนที่ไม่มุ่งค้าหากำไร เพื่อพัฒนาความรู้ ทักษะ และขีดความสามารถบุคลากรของหน่วยงานต่างๆ ที่จะมีผลทำให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และมีการนำพลังงานหมุนเวียนที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาใช้อย่างแพร่หลาย ซึ่งผลการดำเนินงานด้านการพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์ที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

3.1 การพัฒนาบุคลากรด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

• ***การสนับสนุนทุนการศึกษา*** กองทุนฯ ได้เปิดให้ทุนการศึกษาแก่หน่วยงานของรัฐ และสถาบันการศึกษาในกำกับของรัฐ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับบุคลากรในการศึกษาต่อระดับปริญญาโท และปริญญาเอก ทั้งสถานศึกษาในประเทศและต่างประเทศ ในสาขาวิชาที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยมีหน่วยงานต่างๆ เสนอชื่อขอรับทุนการศึกษารวมทั้งสิ้น 28 ทุน และมีผู้ผ่านการพิจารณาได้รับทุนรวมทั้งสิ้น 13 ทุน ในวงเงิน 19,398,976 บาท แบ่งเป็น 1) ด้านพลังงานทดแทน จำนวน 8 ทุน ในวงเงิน 12,689,768 บาท ประกอบด้วย ทุนในประเทศ 6 ทุน และทุนต่างประเทศ 2 ทุน และ 2) ด้านเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน จำนวน 5 ทุน ในวงเงิน 6,709,208 บาท ประกอบด้วย ทุนในประเทศ 4 ทุน และทุนต่างประเทศ 1 ทุน

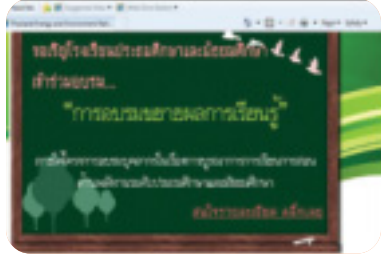
• ***การสนับสนุนทุนวิจัยแก่นักศึกษาระดับอุดมศึกษา*** กองทุนฯ ได้ให้การสนับสนุนทุนการวิจัยแก่นักศึกษาระดับระดับปริญญาตรี โท และเอก ที่กำลังศึกษาอยู่ในมหาวิทยาลัยของรัฐและเอกชน โดยมีนักศึกษายื่นข้อเสนอโครงการจาก 34 สถาบัน รวมทั้งสิ้น 266 โครงการ และมีโครงการที่ได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยจากกองทุนฯ รวม 130 โครงการ เป็นจำนวนเงินรวม 10,137,770 บาท แบ่งเป็น 1) ด้านพลังงานทดแทน มีสถาบันการศึกษาที่ได้รับทุนทั้งสิ้น 17 แห่ง รวม 71 โครงการ เป็นจำนวนเงิน 5,074,230 บาท ประกอบด้วย ระดับปริญญาตรี 25 โครงการ ปริญญาโท 36 โครงการ และปริญญาเอก 10 โครงการ 2) ด้านเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน มีสถาบันการศึกษาได้รับทุนทั้งสิ้น 21 แห่ง รวม 59 โครงการ เป็นจำนวนเงิน 5,063,540 บาท ประกอบด้วย ระดับปริญญาตรี 21 โครงการ ปริญญาโท 24 โครงการ และปริญญาเอก 14 โครงการ

• ***การบูรณาการการเรียนการสอนด้านพลังงานระดับประถมและมัธยมศึกษา*** โดยจัดสรรทุนให้กับมูลนิธิสิ่งแวดล้อมไทย ในวงเงิน 14 ล้านบาท ในการดำเนินโครงการอบรมเพื่อเพิ่มทักษะให้แก่ครูและบุคลากรทางการศึกษาได้เรียนรู้เรื่องพลังงานและสามารถนำไปบูรณาการสอนให้กับนักเรียนในโรงเรียนระดับประถมและมัธยมศึกษาในแต่ละช่วงชั้นได้อย่างเหมาะสมและถูกต้อง ประกอบด้วยกิจกรรมดังนี้

1) การจัดทำสื่อการเรียนรู้เรื่องพลังงาน เพื่อเป็นองค์ความรู้ให้ครูสามารถนำเนื้อหาไปใช้ประโยชน์ในการสอนแต่ละช่วงชั้น จำนวน 14 เรื่อง คือ พลังงานไฟฟ้า ป่าไม้กับพลังงาน พลังงานกับระบบนิเวศ อากาศกับพลังงาน พลังงานฟอสซิล พลังงานน้ำ พลังงานจากดวงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานนิวเคลียร์ พลังงานชีวมวล พลังงานจากความร้อนใต้พิภพ ขยะ-พลังงานทางเลือก พลังงานสะอาด และพลังงานทดแทนประเภทหมุนเวียนในท้องถิ่น

2) การฝึกอบรม “การบูรณาการเรื่องการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อมเข้ากับการพัฒนาโรงเรียนทั้งระบบ” ให้กับครูแกนนำ 8 กลุ่มสาระการเรียนรู้ จำนวนทั้งสิ้น 64 คน จากโรงเรียนนำร่อง 8 แห่ง คือ โรงเรียนเทศบาลสันป่ายางหน่อม โรงเรียนอุโมงค์วิทยาคม โรงเรียนบ้านหนองกา “ประชารัฐพิทยา” โรงเรียนศึกษาสงเคราะห์นางรอง โรงเรียนวัดบางฝ้าย โรงเรียนปราจิณราษฎรอำรุง โรงเรียนเทศบาลปลูกปัญญาในพระอุปถัมภ์ โรงเรียนพัฒนาศาสตร์มูลนิธิ และอบรมให้กับครูและผู้บริหารทางการศึกษาโรงเรียนในสังกัดสำนักงานคณะกรรมการการศึกษาขั้นพื้นฐาน เทศบาล และโรงเรียนเอกชนทั่วประเทศ จำนวนทั้งสิ้น 611 คน

3) การขยายผลการดำเนินงานผ่านสื่อและช่องทางต่างๆ เช่น Website : http://teenet.tei.or.th/index.html และ Web link ของ สนพ. พพ. และ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม และวารสารผลิใบ เป็นต้น



- ***การอบรมเผยแพร่ความรู้ความเข้าใจด้านการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม*** โดย “ศูนย์เผยแพร่ความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ” ของ สนพ. ได้จัดอบรมและพาเยี่ยมชมนิทรรศการพลังงานที่จัดเป็นสถานีการเรียนรู้ด้านพลังงานเรื่องต่างๆ ให้กับนักเรียน นักศึกษา ครู อาจารย์ ผู้นำชุมชน บุคลากรในองค์กรภาครัฐและเอกชน สามารถนำความรู้ที่ได้รับไปปฏิบัติได้ทั้งที่บ้านและที่ทำงาน เพื่อก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานและใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า รวมทั้งการจัดกิจกรรมรณรงค์การอนุรักษ์พลังงานนอกสถานที่ ซึ่งผลการดำเนินงานในปี 2553 มีผู้เข้าร่วมกิจกรรมทั้งสิ้นกว่า 20,000 คน

- ***การจัดประชุม/สัมมนาเชิงวิชาการเพื่อนำเสนอผลงานวิจัยด้านพลังงาน*** หัวข้อ “วิจัยพลังงานสู่การลดโลกร้อน” เพื่อเป็นการเผยแพร่ผลงานวิจัยของผู้ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนฯ ให้เป็นที่รู้จัก และเป็นการสร้างเครือข่ายด้านพลังงานของผู้ที่ได้รับทุนการศึกษาและทุนวิจัย ซึ่งกิจกรรมภายในงานประกอบด้วย ปาฐกถาพิเศษ เรื่อง “การวิจัยพลังงาน สู่การลดโลกร้อน” การเสวนา เรื่อง “เข็มทิศงานวิจัยพลังงาน เพื่อโลกและสิ่งแวดล้อม” การเสวนาเรื่อง “สร้างคนพลังงาน สร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจและลดโลกร้อน” โดยผู้ทรงคุณวุฒิด้านพลังงาน การนำเสนอผลงานวิจัยที่ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนฯ ทั้งทางด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและด้านพลังงานทดแทน การจัดแสดงนิทรรศการผลงานวิจัยของผู้ที่ได้รับทุนจากกองทุนฯ โดยมีผู้เข้าร่วมงานกว่า 800 คน

3.2 การประชาสัมพันธ์ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ด้วยสภาวะวิกฤตด้านราคาพลังงาน ความแปรปรวนของสภาพภูมิอากาศที่ทั่วโลกกำลังเผชิญอยู่ ตลอดจนความต้องการพลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจ อุตสาหกรรม และความต้องการของประชาชน อีกทั้ง ประเทศไทยเป็นประเทศที่พึ่งพาการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ จึงไม่สามารถหลีกเลี่ยงผลกระทบที่นับวันจะทวีความรุนแรงมากขึ้น ภาครัฐจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องเร่งประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนมีความรู้ความเข้าใจนโยบายพลังงานของรัฐ ความก้าวหน้าของโครงการ หรือผลงานของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานที่ให้การสนับสนุน ตลอดจนเร่งรณรงค์ประหยัดพลังงานในแง่มุมต่างๆ อย่างต่อเนื่อง สนพ. ได้เล็งเห็นความสำคัญสื่อมวลชนที่มีอิทธิพลในการเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารและชี้นำแนวคิดต่างๆ อีกทั้ง นำเสนอข่าวสารทันต่อสถานการณ์ แก่สาธารณชนในการนำไปปฏิบัติ โดยในปี 2553 สนพ. ได้ดำเนินงานด้านประชาสัมพันธ์ ดังนี้

- ***ศูนย์ประชาสัมพันธ์รวมพลังงานหาร 2*** ที่ สนพ. ดำเนินการอย่างต่อเนื่องมาตั้งแต่ปี 2538 ช่วยในการถ่ายทอดข้อมูลข่าวสารต่างๆ โดยเฉพาะนโยบายด้านการอนุรักษ์พลังงาน ผลงานด้านการอนุรักษ์พลังงาน วิธีการประหยัดพลังงานไปยังสื่อมวลชนด้วยภาษาที่เข้าใจง่าย ผ่านสื่อประชาสัมพันธ์หรือกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ อาทิ

- ให้บริการศูนย์ประชาสัมพันธ์ในการเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารด้านการอนุรักษ์พลังงาน เอกสารเผยแพร่ รวมถึงการตอบข้อซักถามต่างๆ แก่สื่อมวลชน และประชาชน ในวันทำการราชการ
- การจัดทำข่าวประชาสัมพันธ์ (Press/Photo Release)
- จัดกิจกรรมพาสื่อมวลชนเยี่ยมชมโครงการ (Press Tour) หรือ ร่วมกิจกรรม (Press Visit) อาทิ พาเยี่ยมชมโรงงานประกอบรถยนต์โตโยต้า และ บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด อ. บ้านโพธิ์ ฉะเชิงเทรา

- จัดพิมพ์เอกสารเผยแพร่ อาทิ จดหมายข่าว เอกสารสาระน่ารู้เรื่องการประหยัดน้ำมัน
- ร่วมกับภาคเอกชน ได้แก่ สถานีโทรทัศน์ไทยทีวีสีช่อง 3 รายการข่าว 360 องศา จัดกิจกรรมรณรงค์ประหยัดพลังงาน “รักษ์พลังงาน กับ ทีวีรักษ์โลก”
- การจัดพาผู้บริหารพบปะสื่อมวลชนทั้งส่วนกลางและท้องถิ่น อาทิ สื่อท้องถิ่นจังหวัดลพบุรี

• ***การเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารเกี่ยวข้องกับนโยบายพลังงานด้านต่าง ๆ*** อาทิ การใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า น้ำมัน รวมถึงความคืบหน้าผลงานของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ผ่านสื่อประชาสัมพันธ์รูปแบบต่างๆ อาทิ

- การจัดแถลงข่าว
- บทความผ่านสื่อสิ่งพิมพ์
- จัดทำข่าวเผยแพร่ทางสื่อวิทยุกรมประชาสัมพันธ์
- การจัดสัมมนาแก่สื่อมวลชนทั้งส่วนกลางและท้องถิ่น

อีกทั้ง ได้ขยายผลการจัดสัมมนาไปสู่ กลุ่มสื่อวิทยุชุมชน เขตปริมณฑลและภาคกลาง ที่ได้รับความสนใจจากสื่อเป็นอย่างมาก เนื่องจากสื่อมวลชนท้องถิ่น ได้รับทราบข้อมูลด้านนโยบาย แนวคิด ข้อเท็จจริงต่างๆ จากผู้บริหารโดยตรง ซึ่งส่งผลให้เกิดความสัมพันธ์ที่ดีระหว่างภาครัฐ และสื่อมวลชน

• ***การจัดกิจกรรมเพื่อช่วยเหลือสังคม*** อาทิ การจัดกิจกรรม “พลังงานช่วยภัยแล้ง” ทั่วประเทศ ด้วยการประสานงานกับ ผู้ว่าราชการจังหวัด พลังงานจังหวัด และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการนำน้ำมันดีเซล ไปมอบแก่ผู้แทนจังหวัด อำเภอ ตำบล เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบที่เกิดจากสถานการณ์ภัยแล้ง ซึ่งเป็นกิจกรรมเร่งด่วน

• ***โครงการประกวดบทอาขยาน “ประหยัดพลังงาน เราทำได้”*** เป็นอีกหนึ่งในโครงการดีๆ ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกระตุ้นจิตสำนึกให้เยาวชนไทยที่จะเป็นอนาคตของชาติเกิดความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับการประหยัดพลังงาน สามารถนำมาใช้ในชีวิตประจำวันและท่องจำได้ง่ายสำหรับเยาวชนระดับประถมศึกษา ซึ่งเป็นวัยที่เหมาะสมในการปลูกฝังให้รู้จักวิธีประหยัดพลังงาน โดยเริ่มต้นจากสิ่งใกล้ๆ ตัว เพราะถือว่าเป็นสิ่งสำคัญที่จะนำไปสู่การสร้างวินัยที่ดีในการประหยัดพลังงาน อีกทั้งยังส่งเสริมและเน้นการใช้ภาษาไทยในการแต่งบทอาขยานอย่างถูกต้อง

การประกวดบทอาขยาน “ประหยัดพลังงาน เราทำได้” กำหนดส่งผลงานในรูปแบบกาพย์ยานี 11 ความยาว 2 บท และมีรางวัลแบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่ ประเภทเยาวชนและประชาชนทั่วไป ประเภทละ 3 รางวัล คือ รางวัลชนะเลิศ เงินรางวัล 40,000 บาท พร้อมโล่ประกาศเกียรติคุณ รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 เงินรางวัล 30,000 บาท พร้อมโล่ประกาศเกียรติคุณ และรองชนะเลิศอันดับ 2 เงินรางวัล 20,000 บาท พร้อมโล่ประกาศเกียรติคุณ ซึ่งเปิดรับผลงานตั้งแต่วันที่ 15 พฤศจิกายน ถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2553 มีเยาวชนและประชาชนทั่วไปให้ความสนใจส่งผลงานกว่า 2,150 ผลงาน และได้รับการพิจารณากลั่นกรองและคัดเลือก จากคณะกรรมการฯ ผู้ที่มีความรู้ ความสามารถและความเชี่ยวชาญด้านต่างๆ ครอบคลุมด้านพลังงาน ด้านการสื่อสารด้านภาษาไทย ด้านการแต่งกาพยานี 11 จากองค์กรและสถาบันที่มีชื่อเสียง

เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 สนพ. ได้จัดงานมอบรางวัลให้กับผู้ชนะการประกวด ณ หอประชุมกรมประชาสัมพันธ์ โดยมี นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานมอบรางวัล ซึ่งผลงานบทอาขยานที่ชนะทั้ง 2 ประเภท มีดังต่อไปนี้ 1) ประเภทเยาวชน (อายุ 12 - 18 ปี) ผู้ได้รับรางวัลชนะเลิศ คือ นายศรีรัตน์ กอคูณ จังหวัดกรุงเทพฯ ส่วนรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 และอันดับ 2 คือ เด็กหญิงวิวิศนา ตรงจิตร จังหวัดสงขลา และนายชยพล กล่ำปลี จังหวัดกรุงเทพฯ ตามลำดับ 2) ประเภทประชาชนทั่วไป ผู้ได้รับรางวัลชนะเลิศ คือ นายอุดม นุสาโล จังหวัดระยอง ส่วนรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 และอันดับ 2 คือ นายยุทธนา เสียดขุนทด จังหวัดสุพรรณบุรี และนายไวรุจน์ เดชมหิทกุล จังหวัดกรุงเทพฯ ตามลำดับ

สนพ. ได้นำผลงานที่ชนะเลิศของ 2 ประเภท ผลิตเป็นโปสเตอร์ (จำนวน 25,000 แผ่น) และวีซีดีท่าเต้นประกอบบทอาขยาน (จำนวน 3,000 แผ่น) พร้อมจัดส่งไปยังโรงเรียนระดับประถมศึกษาทั่วประเทศ นับว่าประสบความสำเร็จ และเป็นที่น่าภาคภูมิใจเป็นอย่างยิ่งสำหรับโครงการประกวดบทอาขยาน “ประหยัดพลังงาน เราทำได้” ซึ่งบทอาขยานนี้จะเป็นแนวทางให้เยาวชนไทยนำไปท่องจำและปฏิบัติได้ง่ายในชีวิตประจำวัน อีกทั้งยังเป็นจุดเริ่มต้นในการสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการประหยัดและใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพแก่เยาวชนอีกด้วย โดยสามารถดูรายละเอียดข้อมูลโครงการ และดาวน์โหลดเพลงพร้อมท่าเต้นประกอบบทอาขยานได้ที่ www.eppo.go.th/energypoem

บทอาขยาน “ประหยัดพลังงาน เราทำได้”

ประเภทเยาวชน (อายุ 12 - 18 ปี)
รางวัลชนะเลิศ : นายศรีรัตน์ กอคูณ กรุงเทพฯ

หลายคนไปหนึ่งคัน ลดน้ำมันประหยัดดี
พัดลมคอมทีวี ปิดทันทีถอดปลั๊กไฟ
พอเพียงและประหยัด ปฏิบัติเป็นนิสัย
เชื่อมั่น...เราทำได้ ประหยัดใช้พลังงาน

รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 : เด็กหญิงวิวิศนา ตรงจิตร จังหวัดสงขลา

ประหยัดพลังงาน วิธีการเราทำได้
ประหยัดน้ำและไฟ ช่วยชาติไทยให้เจริญ
ปิดแอร์เมื่อเลิกใช้ หากอยู่ใกล้เราควรเดิน
น้ำมันอย่าใช้เกิน เชิญคนไทยประหยัดกัน

รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2 : นายชยพล กล่ำปลี กรุงเทพฯ

ลมพัดเราปิดแอร์ ตู้เย็นแช่พอประมาณ
กินข้าวให้หมดจาน น้ำและไฟใช้พอดี
คอมพิวเตอร์เลิกเปิดทิ้ง และอีกสิ่งคือทีวี
กระดาษใช้ให้ดี ทั้งสองหน้าพาสุขใจ

ประเภทประชาชนทั่วไป
รางวัลชนะเลิศ : นายอุดม นุสาโล จังหวัดระยอง

ทางเดียวไปด้วยกัน ลดน้ำมันได้ทันที
น้ำไฟใช้พอดี ปิดทีวีถอดปลั๊กไฟ
ห่างฝาสิบห้าเซ็นต์ ช่วยตู้เย็นไม่ร้อนใน
ร่วมมือเราทำได้ ประหยัดใช้...พลังงาน

รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 : นายยุทธนา เสียดขุนทด จังหวัดสุพรรณบุรี

ประหยัดพลังงาน จักรยานขี่กันไป
ขึ้นลงเลือกบันได ปิดเปิดไฟเป็นเวลา
ไม่ขับดับเครื่องยนต์ ทุกทุกคนรู้รักษา
น้ำใช้ให้คุ้มค่า ถึงเวลาต้องช่วยกัน

รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2 : นายไวรุจน์ เดชมหิทกุล กรุงเทพฯ

ลิฟต์ รถ ลดการใช้ ไม่เหนื่อยไปเดินดีกว่า
น้อยชิ้นไม่รีดผ้า ไม่ร้อนจัดใช้พัดลม
ไม่เปิดตู้เย็นบ่อย หรี่ก๊าซค่อยยามอุ่นต้ม
ไม่ใช้หลอดไฟกลม เราทำได้ง่ายนิดเดียว

กิจกรรมด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายอดุลย์ ฉายอรุณ เปิดการสัมมนารายงานผลการดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพเพื่อจัดการของเสียเศษอาหารจากโรงแรมและสถานประกอบการต่างๆ ระยะที่ 1 และชี้แจงรายละเอียดหลักเกณฑ์การสนับสนุนของโครงการฯ ระยะที่ 2 วันที่ 15 มิถุนายน 2553 ณ ห้องวอเตอร์เกทบอลรูม B, C โรงแรมอมารี วอเตอร์เกท ซึ่งมีผู้เข้าร่วมสัมมนากว่า 300 คน

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายชวลิต พิชาลัย พร้อมด้วยคณะอนุกรรมการประเมินผลโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน และเจ้าหน้าที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้เดินทางไปเยี่ยมชมโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน จำนวน 3 โครงการ ได้แก่ โครงการการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน ของ บริษัท เอเชี่ยน น้ำมันปาล์ม จำกัด ระบบสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม ของ บริษัท เกษตรสิทธิ จำกัด และการผลิตก๊าซชีวภาพด้วยเทคโนโลยี ระบบ Cover In Ground Anaerobic Reactor (CIGAR) ของ บริษัท ซาราฟ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด จังหวัดกระบี่ ระหว่างวันที่ 1 - 4 กรกฎาคม 2553

เจ้าหน้าที่สำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ได้เดินทางไปเยี่ยมชมและติดตามโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และโครงการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทน ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมเขื่อนลำตะคอง โครงการศึกษาและพัฒนาต้นแบบการจัดการขยะชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน กรณีศึกษาชุมชนขนาดเล็กปริมาณขยะ 3-5 ตันต่อวัน ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหาร โรงแรมราชพฤกษ์ แกรนด์ โฮเทล จังหวัดนครราชสีมา และเยี่ยมชมโรงงานผลิตเอทานอลและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจากชีวมวล บริษัท ขอนแก่นแอลกอฮอล์ จำกัด จังหวัดขอนแก่น ระหว่างวันที่ 30 - 31 สิงหาคม 2553

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายชวลิต พิชาลัย พร้อมด้วยคณะอนุกรรมการประเมินผลโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน และเจ้าหน้าที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้เดินทางไปเยี่ยมชมโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน จำนวน 3 โครงการ ได้แก่ โครงการการพัฒนาหีบน้ำมันปาล์มขนาด 1.5 ตันทะลายต่อชั่วโมงเพื่อการพัฒนาชุมชนแบบยั่งยืน ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ จังหวัดปทุมธานี โครงการโซลาร์โฮม บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด จังหวัดฉะเชิงเทรา และโครงการผลิตก๊าซชีวภาพและผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพโดยใช้น้ำเสียของโรงงานอุตสาหกรรมเป็นวัตถุดิบ (โครงการกิจรุ่งเรือง) บริษัท ไทย ไบโอแก๊ซ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด จังหวัดระยอง ระหว่างวันที่ 11 - 12 กันยายน 2553

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล และเจ้าหน้าที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน พาสื่อมวลชนเยี่ยมชมระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหาร บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ (ประเทศไทย) จำกัด และโรงงานผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด จังหวัดฉะเชิงเทรา เมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2553

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล รายงานความสำเร็จของการดำเนินโครงการส่งเสริมก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ ระยะที่ 3 และเปิดตัวโครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ ระยะที่ 1 ในงานสัมมนา “ก๊าซชีวภาพเพื่อคนไทย ก้าวต่อไปอย่างยั่งยืน” เมื่อวันที่ 3 พฤศจิกายน 2553 ห้องกมลทิพย์ โรงแรมสยามซิตี้

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล เป็นประธานในงานเปิดตัวและสัมมนาประชาสัมพันธ์โครงการการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและความร้อนของอุตสาหกรรมน้ำตาล ซึ่งจะช่วยเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวลของประเทศได้ในคราวเดียวกัน โดยได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยด้านพลังงานทดแทนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2553 ณ ห้องสุโขทัย โรงแรมเซนจูรี่พาร์ค

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ลงนามในสัญญารับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2553 (ปีที่ 3) ร่วมกับผู้ประกอบการที่ผ่านการพิจารณาให้เข้าร่วมโครงการทั้งสิ้น 21 ราย เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2553 และวันที่ 28 มกราคม 2554 ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ฯ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงยุติธรรม นายพีระพันธุ์ สาลีรัฐวิภาค ลงนามในบันทึกข้อตกลงความร่วมมือการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำและทัณฑสถาน เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2554 ณ ห้องลาดพร้าวสวีท โรงแรมโซฟิเทล เซ็นทารา แกรนด์ เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนความร่วมมือในการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำและทัณฑสถานของกรมราชทัณฑ์

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล มอบบันทึกข้อตกลงความร่วมมือให้กับผู้ประกอบการทั้งภาครัฐและเอกชนที่เข้าร่วมโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพเพื่อจัดการของเสียเศษอาหารจากโรงแรมและสถานประกอบการต่างๆ ระยะที่ 2 จำนวน 39 ราย โดยใช้เงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน รวมทั้งสิ้นประมาณ 34 ล้านบาท เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2554 ณ ห้องลาดพร้าวสวีท โรงแรมโซฟิเทล เซ็นทารา แกรนด์

ส่วนที่ 5

EPPO

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

งบการเงิน และหมายเหตุประกอบงบการเงิน

ปี 2553

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2553

หน่วย : บาท

	หมายเหตุ	2553	2552
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	2	66,766,432.73	52,335,919.80
ลูกหนี้ระยะสั้น		17,000.00	11,794.00
รายได้ค้างรับ		301,005.66	208,517.81
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		**67,084,438.39**	**52,556,231.61**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	3	33,363,070.19	43,453,724.60
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		**33,363,070.19**	**43,453,724.60**
รวมสินทรัพย์		**100,447,508.58**	**96,009,956.21**
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
เจ้าหนี้ระยะสั้น	4	1,423,186.80	2,574,235.82
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	5	366,012.73	512,325.77
เงินรับฝากระยะสั้น		2,791,850.06	-
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง		-	-
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	6	10,815,197.68	11,303,074.76
รวมหนี้สินหมุนเวียน		**15,396,247.27**	**14,389,636.35**
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว		37,405,229.22	43,673,311.05
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว		500,000.00	500,000.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		**37,905,229.22**	**44,173,311.05**
รวมหนี้สิน		**53,301,476.49**	**58,562,947.40**
สินทรัพย์สุทธิ		**47,146,032.09**	**37,447,008.81**
สินทรัพย์สุทธิ			
ทุน		70,119,629.41	70,119,629.41
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	7	(22,973,597.32)	(32,672,620.60)
รวมสินทรัพย์สุทธิ		**47,146,032.09**	**37,447,008.81**
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ		**100,447,508.58**	**96,009,956.21**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2553

หน่วย : บาท

	หมายเหตุ	2553	2552
รายได้จากการดำเนินงาน			
รายได้จากรัฐบาล			
รายได้จากงบประมาณ	8	69,189,693.91	74,721,626.59
รายได้อื่น		-	-
รวมรายได้จากรัฐบาล		**69,189,693.91**	**74,721,626.59**
รายได้จากแหล่งอื่น			
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		-	-
รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	9	131,201,338.16	5,934,773.03
รายได้อื่น	10	-	2,100.00
รวมรายได้จากแหล่งอื่น		**131,201,338.16**	**5,936,873.03**
รวมรายได้จากการดำเนินงาน		**200,391,032.07**	**80,658,499.62**
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	11	37,209,473.91	37,110,123.45
ค่าบำเหน็จบำนาญ		3,189,532.73	2,775,457.21
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม		2,800,726.00	1,751,943.00
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง		443,825.00	174,856.31
ค่าวัสดุและค่าใช้สอย	12	30,080,780.12	64,012,435.18
ค่าสาธารณูปโภค	13	3,926,849.19	4,209,659.13
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	14	10,836,119.83	11,311,453.54
ค่าใช้จ่ายเงินอุดหนุน		-	86,000.00
ค่าใช้จ่ายอื่น	15	102,204,702.01	2,385,700.44
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		**190,692,008.79**	**123,817,628.26**
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		**9,699,023.28**	**(43,159,128.64)**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2553

หน่วย : บาท

	หมายเหตุ	2553	2552
รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน			
กำไร/ขาดทุนสุทธิจากการจำหน่ายสินทรัพย์		-	-
รายการอื่นๆ ที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน		-	-
รวมรายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน		-	-
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมตามปกติ		9,699,023.28	(43,159,128.64)
รายการพิเศษ		-	-
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		9,699,023.28	(43,159,128.64)

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

1 สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ
2 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
3 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)
4 เจ้าหนี้ระยะสั้น
5 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย
6 หนี้สินหมุนเวียนอื่น
7 รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม
8 รายได้จากงบประมาณ
9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค
10 รายได้อื่น
11 ค่าใช้จ่ายบุคลากร
12 ค่าวัสดุและค่าใช้สอย
13 ค่าสาธารณูปโภค
14 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
15 ค่าใช้จ่ายอื่น
16 รายงานรายได้แผ่นดิน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2553

หมายเหตุที่ 1 - สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

1.1 หลักเกณฑ์ในการจัดทำงบการเงิน

งบการเงินนี้จัดทำขึ้นตามเกณฑ์คงค้าง ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในหลักการและนโยบายบัญชี สำหรับหน่วยงานภาครัฐ ฉบับที่ 2 ตามประกาศกระทรวงการคลัง เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2546 การจัดประเภทและการแสดงรายการในงบการเงินถือปฏิบัติตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ด่วนที่สุด ที่ กค 0423.2/ว410 ลงวันที่ 21 พฤศจิกายน 2551 เรื่องรูปแบบรายงานการเงินของหน่วยงานภาครัฐ

1.2 หน่วยงานที่เสนอรายงาน

งบการเงินนี้เป็นการแสดงภาพรวมในระดับกรม ซึ่งรวมรายการทางบัญชีที่เกิดขึ้นในหน่วยงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

1.3 ขอบเขตของข้อมูลในรายงาน

รายการที่ปรากฏในงบการเงิน รวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้หน่วยงานเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษาและบริหารจัดการให้แก่รัฐบาลภายใต้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของหน่วยงานที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง ไม่ว่ารายการดังกล่าวจะเป็นรายการที่เกิดจากเงินในงบประมาณหรือเงินนอกงบประมาณ ซึ่งเป็นรายการที่เกิดขึ้นทั้งที่หน่วยงานในส่วนกลาง และหน่วยงานในส่วนภูมิภาคภายใต้สังกัด

1.4 การรับรู้รายได้

- รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้เมื่อได้รับอนุมัติคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลาง
- รายได้เงินนอกงบประมาณรับรู้เมื่อเกิดรายได้
- รายได้แผ่นดินรับรู้เมื่อได้รับเงิน
- รายได้แผ่นดินประเภทภาษีแสดงในงบการเงินด้วยยอดสุทธิจากการจ่ายคืนภาษีแล้ว
- รายได้แผ่นดินแสดงเป็นรายการต่างหากจากรายได้ และค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมปกติของหน่วยงานในงบรายได้และค่าใช้จ่าย

1.5 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์

- อุปกรณ์ แสดงในราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม
- อุปกรณ์ที่ได้มาก่อนปี 2540 ไม่นำมาบันทึกบัญชี แต่บันทึกไว้ในทะเบียนคุมสินทรัพย์
- อุปกรณ์ที่ได้มาตั้งแต่ปีงบประมาณ 2540-2545 บันทึกเฉพาะที่มีมูลค่าตั้งแต่ 30,000 บาทขึ้นไป
- อุปกรณ์ที่ได้มาตั้งแต่ปีงบประมาณ 2546 เป็นต้นไป บันทึกเฉพาะที่มีมูลค่าตั้งแต่ 5,000 บาทขึ้นไป

1.6 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายคำนวณจากราคาทุนของอาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน โดยวิธีเส้นตรง ตามอายุการใช้งานโดยประมาณของสินทรัพย์ ดังนี้

อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	15 - 40 ปี
อุปกรณ์	2-12 ปี
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	2-15 ปี

หน่วย : บาท

	2553	2552
หมายเหตุที่ 2 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด		
เงินสดในมือ	-	-
เงินทดรองราชการ	500,000.00	500,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน - เงินงบประมาณ	-	176,115.50
เงินฝากสถาบันการเงิน - เงินนอกงบประมาณ	-	-
เงินฝากคลัง	45,433,829.52	51,659,804.30
รายการเทียบเท่าเงินสดอื่น - เงินฝากออมทรัพย์ ที่สถาบันการเงินเอกชนของไทย	20,832,603.21	-
รวม เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	**66,766,432.73**	**52,335,919.80**
หมายเหตุที่ 3 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)		
ที่ดินราชพัสดุในความครอบครอง xx ตารางวา		
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	63,221,884.93	63,221,884.93
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(34,480,370.56)	(25,860,277.92)
อาคาร และสิ่งปลูกสร้าง (สุทธิ)	28,741,514.37	37,361,607.01

หน่วย : บาท

	2553	2552
อุปกรณ์		
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3,430,829.36	3,260,949.74
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(2,347,413.89)	(1,970,824.95)
ครุภัณฑ์สำนักงาน (สุทธิ)	1,083,415.47	1,290,124.79
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	4,475,281.89	4,475,281.89
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(4,473,479.63)	(4,321,575.97)
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง (สุทธิ)	1,802.26	153,705.92
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	465,879.34	360,912.34
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(323,600.43)	(291,624.00)
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ (สุทธิ)	142,278.91	69,288.34
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	1,458,306.50	1,382,042.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(1,139,777.09)	(980,351.43)
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ (สุทธิ)	318,529.41	401,690.57
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	10,416,320.08	10,040,947.58
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(7,687,282.63)	(6,350,240.07)
คอมพิวเตอร์ (สุทธิ)	2,729,037.45	3,690,707.51
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	96,585.94	77,604.14
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(70,016.66)	(57,809.62)
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว (สุทธิ)	26,569.28	19,794.52
ครุภัณฑ์อื่น	734,020.00	734,020.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(414,096.96)	(267,214.06)
ครุภัณฑ์อื่น (สุทธิ)	319,923.04	466,805.94
รวม ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)	**33,363,070.19**	**43,453,724.60**

หน่วย : บาท

	2553	2552
หมายเหตุที่ 4 เจ้าหนี้ระยะสั้น		
เจ้าหนี้การค้า - บุคคลภายนอก	1,332,924.45	2,557,735.82
รับสินค้าใบสำคัญ	-	-
เจ้าหนี้อื่น-หน่วยงานรัฐ	90,262.35	16,500.00
รวมเจ้าหนี้ระยะสั้น	**1,423,186.80**	**2,574,235.82**
หมายเหตุที่ 5 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย		
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	92,316.59	123,529.32
ใบสำคัญค้างจ่าย	226,143.00	341,243.31
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น - บุคคลภายนอก	47,553.14	47,553.14
รวม ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	**366,012.73**	**512,325.77**
หมายเหตุที่ 6 หนี้สินหมุนเวียนอื่น		
เงินประกันผลงาน	2,569,335.16	3,104,637.46
เงินประกันอื่นๆ	8,245,862.52	8,198,437.30
รวม หนี้สินหมุนเวียนอื่น	**10,815,197.68**	**11,303,074.76**
หมายเหตุที่ 7 รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม		
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิยกมา	16,274,025.48	1,385,103.16
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(9,699,023.28)	(43,159,128.64)
ผลสะสมจากการแก้ไขข้อผิดพลาด	16,398,595.12	9,101,404.88
รวม รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	**22,973,597.32**	**(32,672,620.60)**
หมายเหตุที่ 8 รายได้จากงบประมาณ		
รายได้จากงบบุคลากร	30,461,782.04	29,285,214.79
รายได้จากงบดำเนินงาน	21,168,116.14	18,582,571.88
รายได้จากงบลงทุน	934,765.30	1,179,172.10
รายได้จากงบอุดหนุน	-	-
รายได้จากงบกลาง	7,463,311.26	8,638,183.24
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	10,117,831.68	17,510,654.05
หัก เบิกเกินส่งคืนเงินงบประมาณ	(956,112.51)	(474,169.47)
รวม รายได้จากงบประมาณ	**69,189,693.91**	**74,721,626.59**

หน่วย : บาท

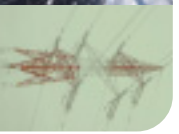
	2553	2552
หมายเหตุที่ 9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค		
รายได้เงินอุดหนุนจากหน่วยงานรัฐ	124,612,780.33	(1,857,853.00)
รายได้ระหว่างหน่วยงาน - รับเงินจากหน่วยงานอื่น	-	-
รายได้จากการช่วยเหลือและการบริจาคจากเอกชน	6,588,557.83	7,792,626.03
รวม รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	**131,201,338.16**	**5,934,773.03**
หมายเหตุที่ 10 รายได้อื่น		
รายได้ระหว่างหน่วยงาน - ปรับเงินฝากคลัง	544,926.52	4,264,529.00
รายได้อื่น	-	2,100.00
T/E - หน่วยงานโอนให้ บก. - เงินนอกงบประมาณ	(544,926.52)	(4,264,529.00)
รวม รายได้อื่น	-	**2,100.00**
หมายเหตุที่ 11 ค่าใช้จ่ายบุคลากร		
เงินเดือน	22,939,986.21	22,554,530.68
ค่าล่วงเวลา	1,355,370.00	1,416,380.00
เงินตอบแทนพิเศษของผู้ได้รับเงินเดือนเต็มขั้น	10,234.54	138,950.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	5,113,813.67	4,670,450.32
เงินค่าครองชีพ	520,808.33	600,083.21
เงินเดือนและค่าจ้างอื่น *	183,450.63	
ค่าจ้างประจำ	1,498,080.00	1,440,480.00
เงินรางวัล	-	1,596,988.81
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก - รพ.รัฐ	2,568,017.90	2,499,161.80
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน - รพ.รัฐ	541,464.08	363,637.85
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก - รพ.เอกชน	302,000.00	68,000.00
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน - รพ.เอกชน	28,800.00	9,300.00
เงินช่วยการศึกษาบุตร	159,434.00	162,818.50
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	377,727.29	361,140.82
เงินสมทบ กบข.	566,590.94	542,442.26
เงินสบทบกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ พนง. และลูกจ้างของรัฐ	43,993.80	41,425.20
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	253,788.00	236,144.00
ค่าเช่าบ้าน	155,950.00	189,900.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	553,064.52	180,190.00
ค่าใช้จ่ายบุคลากรอื่น	36,900.00	38,100.00
รวม ค่าใช้จ่ายบุคลากร	**37,209,473.91**	**37,110,123.45**

หน่วย : บาท

	2553	2552
หมายเหตุที่ 12 ค่าวัสดุและค่าใช้สอย		
ค่าวัสดุ	2,589,408.23	3,002,133.08
ค่าซ่อมแซมและค่าบำรุงรักษา	622,528.17	533,880.59
ค่าเชื้อเพลิง	263,718.61	247,028.30
ค่าจ้างเหมาบริการ - บุคคลภายนอก	2,529,692.28	2,737,465.97
ค่าจ้างเหมาบริการ - หน่วยงานภายนอก	1,387,600.00	
ค่าตอบแทนเฉพาะงาน	1,800.00	3,100.00
ค่าตอบแทนอื่น	111,265.00	
ค่าจ้างที่ปรึกษา	18,061,544.00	53,047,562.10
ค่าเบี้ยประกันภัย	4,928.00	1,056.00
ค่าครุภัณฑ์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	100,463.80	208,080.57
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	945,780.00	1,126,000.00
ค่ารับรองและพิธีการ	-	960.00
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด-ภายนอก	340,661.25	832,674.00
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	8,554.00	192,280.00
ค่าประชาสัมพันธ์	861,250.00	975,500.01
ค่าใช้สอยอื่น ๆ ***	2,251,586.78	1,104,714.56
รวม ค่าวัสดุและค่าใช้สอย	**30,080,780.12**	**64,012,435.18**
หมายเหตุที่ 13 ค่าสาธารณูปโภค		
ค่าไฟฟ้า	2,271,530.42	2,032,596.87
ค่าน้ำประปาและน้ำบาดาล	116,138.57	107,617.06
ค่าโทรศัพท์	848,341.96	755,429.24
ค่าบริการสื่อสารและโทรคมนาคม	542,416.24	1,160,317.96
ค่าไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	148,422.00	153,698.00
รวม ค่าสาธารณูปโภค	**3,926,849.19**	**4,209,659.13**

หน่วย : บาท

	2553	2552
หมายเหตุที่ 14 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย		
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	8,620,092.64	8,620,092.64
ครุภัณฑ์สำนักงาน	376,588.94	391,338.70
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและอุปกรณ์การขนส่ง	151,903.66	210,800.00
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	31,976.43	80,405.76
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	159,425.66	172,882.36
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	1,337,042.56	1,674,198.17
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	12,207.04	14,853.00
ครุภัณฑ์อื่น	146,882.90	146,882.91
รวม ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**10,836,119.83**	**11,311,453.54**
หมายเหตุที่ 15 ค่าใช้จ่ายอื่น		
ค่าใช้จ่ายอื่น	103,164,777.01	33,000.44
TR - หน่วยงานรับเงินนอกงบประมาณจากกรมบัญชีกลาง	(7,730,976.30)	25,814,603.00
TE - ปรับเงินฝากคลัง	6,770,901.30	2,352,700.00
รวม ค่าใช้จ่ายอื่น	**102,204,702.01**	**2,385,700.44**
หมายเหตุที่ 16 รายงานรายได้แผ่นดิน		
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน-ภาษี		
รายได้ค่าธรรมเนียมใบอนุญาตอื่น	-	14,066,703.68
รวมรายได้แผ่นดิน-ภาษี	-	**14,066,703.68**
รายได้แผ่นดิน-นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ	-	-
รายได้อื่น	269,457.07	453,935.77
รวมรายได้นอกจากภาษี	**269,457.07**	**453,935.77**
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**269,457.07**	**14,520,639.45**
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินสุทธิจากยอดถอนคืนและจัดสรรตามกฎหมาย	**269,457.07**	**14,520,639.45**
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	(269,457.07)	(14,520,639.45)
	-	-
ปรับปรุงรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	-	-
	-	-



ต้นทุนผลผลิต และต้นทุนกิจกรรม

ผลผลิต	ต้นทุนรวม (บาท)	ต้นทุนต่อหน่วย (บาท)	กิจกรรม	ต้นทุนกิจกรรม (บาท)	ต้นทุนต่อหน่วยกิจกรรม (บาท)
การจัดทำข้อเสนอแนะนโยบาย แผน และมาตรการเพื่อการบริหารจัดการพลังงาน	188,458,351.02	31,409,725.17	1. เสนอแนะนโยบายและยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงาน	39,697,429.39	78,921.33
			2. ศึกษา วิเคราะห์ เสนอแนะ นโยบาย แผนงานและมาตรการด้านจัดหาพัฒนาด้านปิโตรเลียม ด้านไฟฟ้า และด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียน	118,640,633.28	204,200.75
			3. สนับสนุนการปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	30,120,288.36	

หมายเหตุ 1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมี 1 ผลผลิตหลัก 3 กิจกรรมหลัก

2. กิจกรรมที่ 3 สนับสนุนการปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีหน่วยนับเป็นร้อยละ จึงไม่ได้คำนวณต้นทุนต่อหน่วย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
วิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

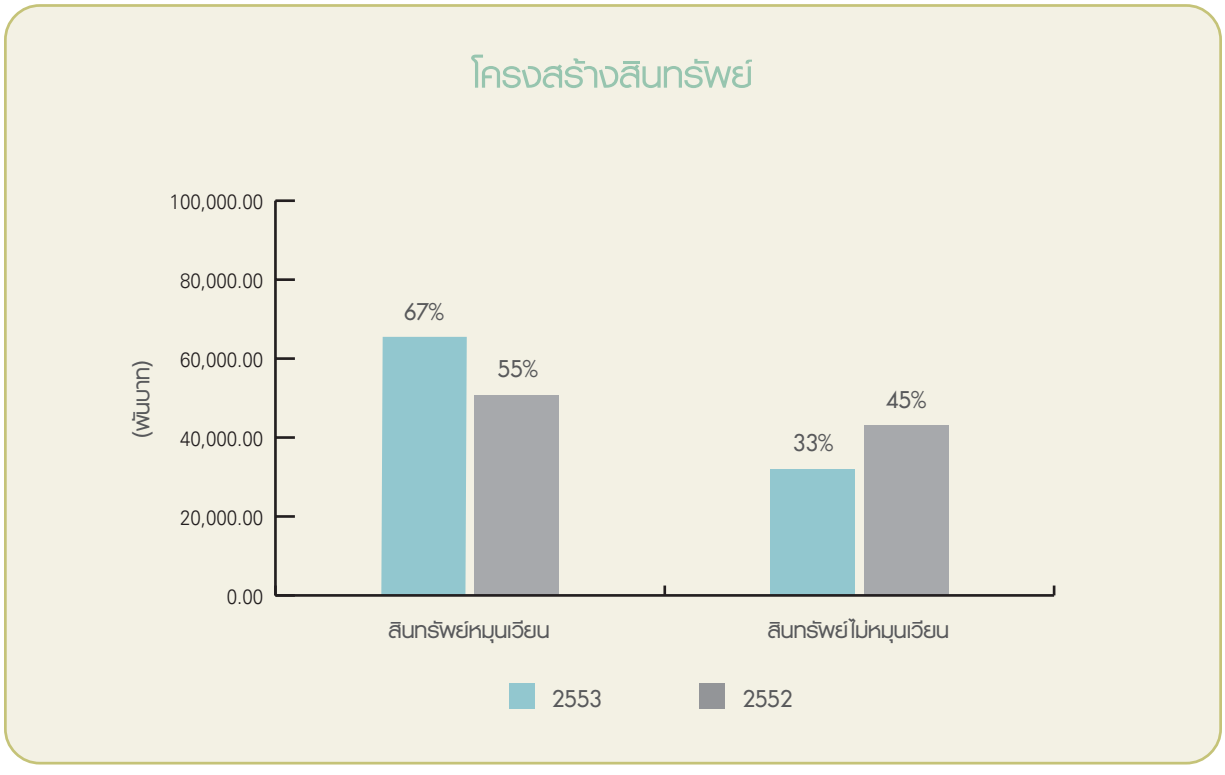
ณ วันที่ 30 กันยายน 2553

	หน่วย : พันบาท		อัตราย่อส่วนตามแนวดิ่ง	
	2553	2552	2553	2552
สินทรัพย์				
สินทรัพย์หมุนเวียน				
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	66,766.43	52,335.92	66.47%	55.00%
ลูกหนี้ระยะสั้น	17.00	11.79	0.02%	0.01%
รายได้ค้างรับ	301.01	208.52	0.30%	-%
รวมสินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	**67,084.44**	**52,556.23**	**66.79%**	**55.01%**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน				
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	33,363.07	43,453.73	33.21%	45.26%
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	**33,363.07**	**43,453.73**	**33.21%**	**45.26%**
รวมสินทรัพย์	**100,447.51**	**96,009.96**	**100.00%**	**100.00%**
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน				
เจ้าหนี้ระยะสั้น	1,423.19	2,574.24	1.42%	2.68%
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	366.01	512.33	0.36%	0.53%
เงินรับฝากระยะสั้น	2,791.85	-	2.78%	-%
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	-	-	-%	-%
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	10,815.20	11,303.07	10.77%	11.77%
รวมหนี้สินหมุนเวียน	**15,396.25**	**14,389.64**	**15.33%**	**14.99%**
หนี้สินไม่หมุนเวียน				
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	37,405.23	43,673.31	37.24%	45.49%
เงินทดรองราชการรับจากคลัง	500.00	500.00	0.50%	0.52%
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	**37,905.23**	**44,173.31**	**37.74%**	**46.01%**
รวมหนี้สิน	**53,301.48**	**58,562.95**	**53.06%**	**61.00%**
สินทรัพย์สุทธิ	**47,146.03**	**37,447.01**	**46.94%**	**39.00%**
สินทรัพย์สุทธิ				
ทุน	70,119.63	70,119.63	69.81%	73.03%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	(22,973.60)	(32,672.62)	(22.87)%	(34.03)%
รวมสินทรัพย์สุทธิ	**47,146.03**	**37,447.01**	**46.94%**	**39.00%**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
วิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2553

	หน่วย : พันบาท		อัตราย่อส่วนตามแนวดิ่ง	
	2553	2552	2553	2552
รวมรายได้	**200,391.03**	**80,658.50**	**100.00%**	**100.00%**
รายได้จากการดำเนินงาน				
รายได้จากรัฐบาล				
รายได้จากเงินงบประมาณ	69,189.69	74,721.63	34.53%	92.64%
รายได้อื่นจากรัฐบาล	-	-	-%	-%
รวมรายได้จากรัฐบาล	**69,189.69**	**74,721.63**	**34.53%**	**92.64%**
รายได้จากแหล่งอื่น				
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ	-	-	-%	-%
รายได้จากการช่วยเหลือและบริจาค	131,201.34	5,934.77	65.47%	7.36%
รายได้เงินนอกงบประมาณ	-	-	-%	-%
รายได้อื่น	-	2.10	-%	0.00%
รวมรายได้จากแหล่งอื่น	**131,201.34**	**5,936.87**	**65.47%**	**7.36%**
รวมรายได้จากการดำเนินงาน	**200,391.03**	**80,658.50**	**100.00%**	**100.00%**
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน				
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	37,209.47	37,110.12	18.57%	46.01%
ค่าบำเหน็จบำนาญ	3,189.53	2,775.46	1.59%	3.44%
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม	2,800.73	1,751.94	1.40%	2.17%
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	443.83	174.86	0.22%	0.22%
ค่าวัสดุ ค่าใช้สอย	30,080.78	64,012.44	15.01%	79.36%
ค่าสาธารณูปโภค	3,926.85	4,209.66	1.96%	5.22%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	10,836.12	11,311.45	5.41%	14.02%
ค่าใช้จ่ายเงินอุดหนุน	-	86.00	-%	0.11%
ค่าใช้จ่ายอื่น	102,204.70	2,385.70	51.00%	2.96%
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	**190,692.01**	**123,817.63**	**95.16%**	**153.51%**
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	**9,699.02**	**(43,159.13)**	**4.84%**	**(53.51)%**
หัก รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	-	-%		-%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมปกติ	**9,699.02**	**(43,159.13)**	**4.84%**	**(53.51)%**
รายการพิเศษ	-	-	-%	-%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	**9,699.02**	**(43,159.13)**	**4.84%**	**(53.51)%**

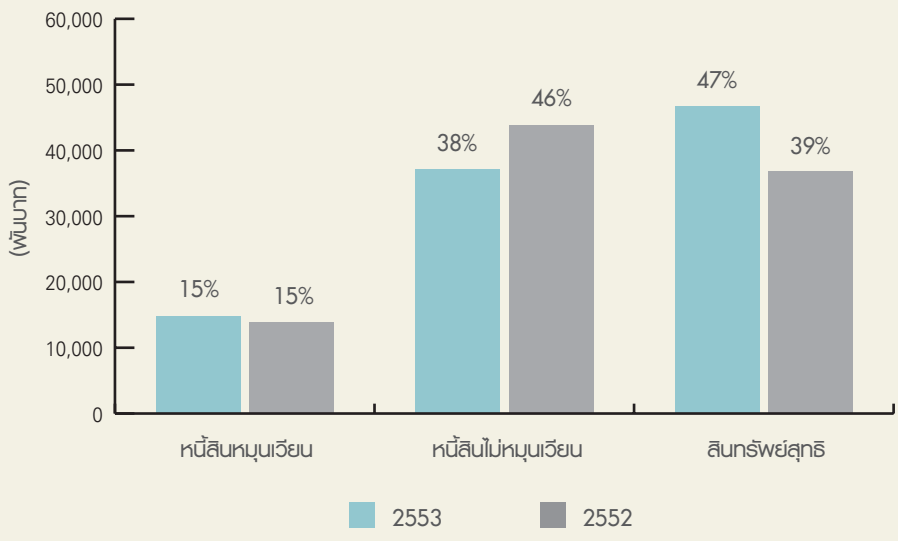


ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 สินทรัพย์ มีจำนวนเงิน 100.45 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ 2552 เป็นจำนวนเงิน 4.44 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 โครงสร้างสินทรัพย์ ประกอบด้วย

สินทรัพย์หมุนเวียน จำนวนเงิน 67.08 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 ของโครงสร้างสินทรัพย์ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 14.53 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 ส่วนใหญ่เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 14.43 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 เกิดจากเงินนอกงบประมาณที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับโครงการต่างๆ ของกองทุนฯ ทั้งสอง ทั้งนี้ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้นำมาบันทึกบัญชีในระบบ GFMIS เป็นปีแรก ตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการตรวจสอบและประเมินผลภาคราชการ กระทรวงพลังงาน

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน จำนวนเงิน 33.36 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 33 ของโครงสร้างสินทรัพย์ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 10.09 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 23 เป็นที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ เกิดจากการเสื่อมราคาของสินทรัพย์

โครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ

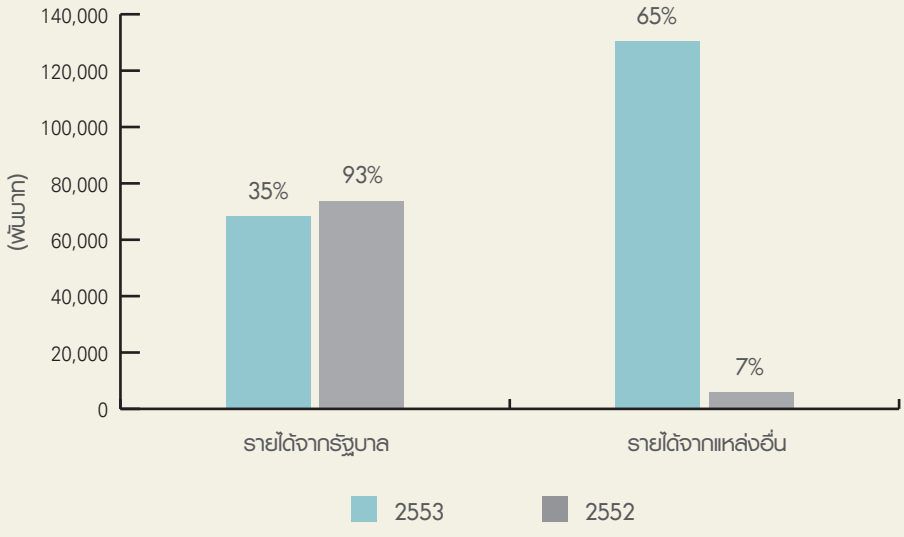


หนี้สินหมุนเวียน จำนวนเงิน 15.40 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 15 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 1.01 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 ส่วนใหญ่เป็นเงินรับฝากระยะสั้น เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 2.79 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 100 เกิดจากเงินรับฝากระยะสั้นเป็นเงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่วนใหญ่เป็นรายการยกยอดเงินคงเหลือนำไปใช้ดำเนินการต่อเนื่องจากปีปัจจุบัน และเป็นรายการรับฝากดอกเบี้ยเงินฝากธนาคารตามโครงการต่างๆ ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อส่งคืนเมื่อโครงการเสร็จสิ้น

หนี้สินไม่หมุนเวียน เป็นรายได้รอการรับรู้ระยะยาว จำนวนเงิน 37.41 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 38 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 6.27 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 14 เกิดจากการรับรู้เป็นรายได้เงินรับบริจาคตามรายจ่ายที่เกิดขึ้นจริง และการเสื่อมราคาของสินทรัพย์รับบริจาค

สินทรัพย์สุทธิ มีจำนวนเงิน 47.15 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 47 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ 2552 เป็นจำนวนเงิน 9.70 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 26 เป็นรายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสะสม 22.97 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 9.70 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 ส่วนใหญ่เกิดจาก

โครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน

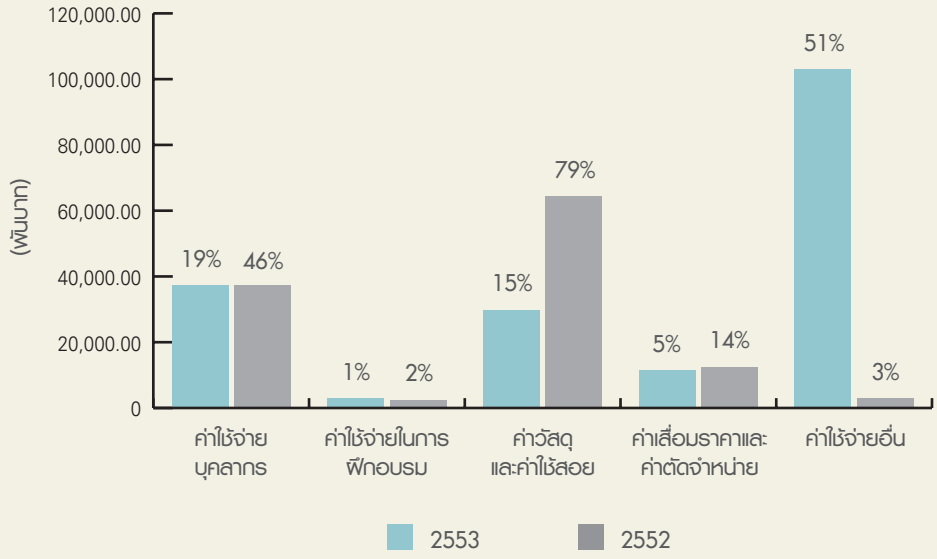


การดำเนินงานตามโครงการต่างๆ ที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง, กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน, การนำส่งเงินคืนกองทุนดังกล่าวหลังจากดำเนินงานเสร็จสิ้นในแต่ละโครงการ และการตัดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์

รายได้จากรัฐบาล จำนวนเงิน 69.19 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 5.53 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 7 ส่วนใหญ่เกิดจากงบรายจ่ายอื่น เนื่องจากหน่วยงานได้รับจัดสรรการดำเนินงานโครงการต่างๆ ในส่วนของเงินงบประมาณน้อยลง

รายได้จากแหล่งอื่น จำนวนเงิน 131.20 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 65 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 125.26 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2,010 เกิดจากในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เงินนอกงบประมาณที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับโครงการต่างๆ ของกองทุนฯได้นำมาบันทึกบัญชีในระบบ GFMIS เป็นปีแรก ตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการตรวจสอบและประเมินผลภาคราชการ กระทรวงพลังงาน

โครงสร้างค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน



ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 มีค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน จำนวนเงิน 190.69 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 95 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 จำนวนเงิน 66.87 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 54 ประกอบด้วย

ค่าใช้จ่ายบุคลากร จำนวนเงิน 37.21 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 เป็นจำนวนเงิน 0.10 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.27 เกิดจากการบันทึกเงินเดือนและค่าจ้างอื่น ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในระบบ GFMIS เป็นปีแรก ตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการตรวจสอบและประเมินผลภาคราชการ กระทรวงพลังงาน

ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม จำนวนเงิน 2.80 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 เป็นจำนวนเงิน 1.05 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 60 เกิดจากการรับบุคลากรเข้ามาแทนบุคลากรเดิมที่มีตำแหน่งระดับสูงซึ่งได้ย้าย หรือ โอนออก เป็นจำนวนมาก จึงต้องพัฒนาความรู้ความสามารถทางวิชาการเฉพาะด้าน เพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับงานที่รับผิดชอบ

ค่าวัสดุ และค่าใช้สอย จำนวนเงิน 30.08 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 15 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 เป็นจำนวนเงิน 33.93 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 53 ส่วนใหญ่เกิดจากค่าจ้างที่ปรึกษา เนื่องจากหน่วยงานได้รับเงินบริจาคแบบมีเงื่อนไขจากการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และเงินที่ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้นำเงินรายได้จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เพื่อนำมาใช้จ่ายตามวัตถุประสงค์ ซึ่งเป็นโครงการที่ดำเนินงานมาอย่างต่อเนื่องจนถึงปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 รายจ่ายส่วนใหญ่จะเกิดในปีงบประมาณ พ.ศ. 2552

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย จำนวนเงิน 10.84 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 เป็นจำนวนเงิน 0.48 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 4 เกิดจากการเสื่อมราคาของอาคาร ครุภัณฑ์สำนักงาน ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว

ค่าใช้จ่ายอื่น จำนวนเงิน 102.20 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 51 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 เป็นจำนวนเงิน 99.82 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4,184 ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในระบบ GFMIS เป็นปีแรก ตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการตรวจสอบและประเมินผลภาคราชการ กระทรวงพลังงาน

ส่วนที่ 6

ผลการปฏิบัติตาม พระราชบัญญัติ ข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540

ผลการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540

สืบเนื่องจากแนวทางและวิธีการในการปฏิบัติราชการจะต้องเปลี่ยนแปลงไปตามทิศทางของระบบการบริหารจัดการภาครัฐแนวใหม่ ที่เน้นการทำงานโดยยึดผลลัพธ์เป็นหลัก มีการวัดผลการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม โปร่งใส มีวิธีทำงานที่รวดเร็วคล่องตัว เพื่อตอบสนองความต้องการของสังคมได้อย่างเหมาะสมมีประสิทธิภาพ และต้องให้ประชาชนสามารถเข้าถึงข้อมูลข่าวสารของราชการได้ ข้อมูลข่าวสารของราชการต้อง "เปิดเผยเป็นหลัก ปกปิดเป็นข้อยกเว้น" เพื่อส่งเสริมการมีส่วนร่วมของประชาชนในการบริหารบ้านเมือง ทำให้การใช้อำนาจของรัฐเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและโปร่งใส "รัฐทำอะไร รัฐรู้อะไร ประชาชนต้องได้รับรู้อย่างนั้น" อันเป็นหลักการพื้นฐานในการพัฒนาสังคมประชาธิปไตย

เพื่อให้การบริการ การจัดระบบ การขอ การอนุญาต และการจัดหาข้อมูลข่าวสารที่อยู่ในความรับผิดชอบของ สนพ. เป็นไปด้วยความเรียบร้อย รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และถูกต้องตามกฎหมายว่าด้วยข้อมูลข่าวสารของราชการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้ดำเนินการจัดตั้ง **"ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ."** ซึ่งตั้งอยู่ ณ บริเวณห้องสมุด ชั้น 6 โดยเปิดทำการ วันจันทร์ - วันศุกร์ เวลา 9.00 - 16.30 น. และที่ Website : www.eppo.go.th/infocenter

ในปี 2553 สนพ. ได้มีการดำเนินการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ดังนี้

1. ด้านการเปิดเผยข้อมูลข่าวสาร

สนพ. ได้นำข้อมูลในเรื่อง โครงสร้างและการจัดการองค์กร ของ สนพ. สรุปอำนาจหน้าที่ที่สำคัญและวิธีการดำเนินงาน สถานที่ติดต่อเพื่อขอรับข้อมูลข่าวสารหรือคำแนะนำในการติดต่อกับ สนพ. ลงพิมพ์ในราชกิจจานุเบกษา และใน Website : www.eppo.go.th/infocenter สำหรับข้อมูลในด้านอื่นๆ ของ สนพ. จะเก็บไว้ที่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยตรง ซึ่งผู้ขอข้อมูลสามารถติดต่อทางโทรศัพท์ หรือติดต่อด้วยตนเองโดยตรงหรือสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมได้ที่ 0 2612 1555 ต่อ 601

2. ด้านการบริหารจัดการเกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารอย่างเป็นระบบ

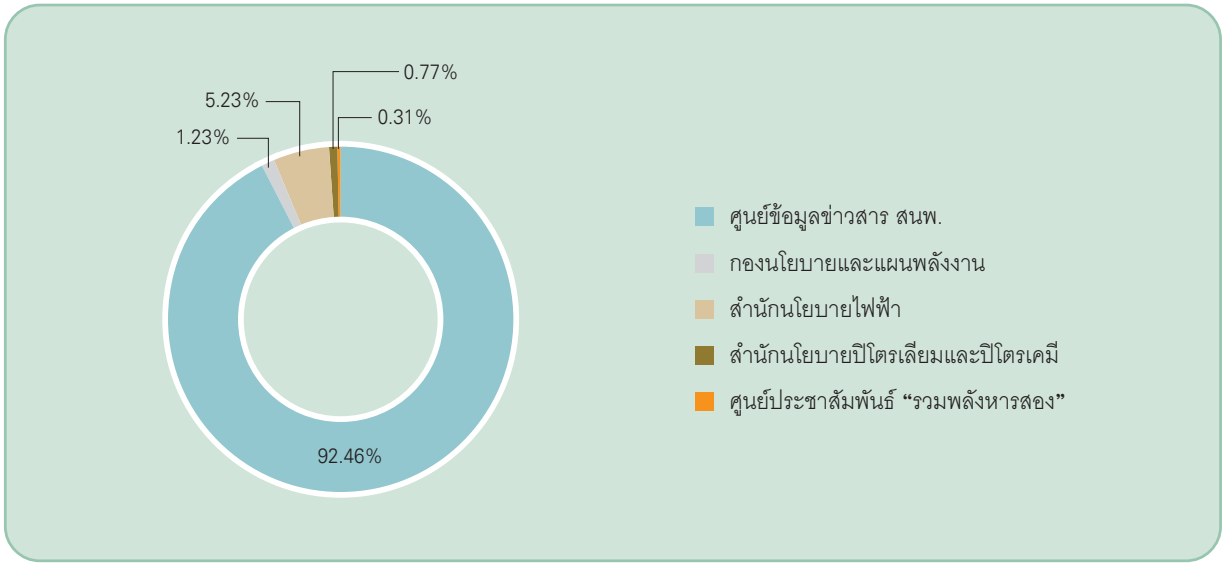
เพื่อให้มีการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารต่างๆ อย่างเป็นระบบ สนพ. ได้มีการดำเนินการ ดังนี้

(1) จัดระบบข้อมูลข่าวสาร ตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 มาตรา 9 โดยจัดทำดรรชนีข้อมูลข่าวสารไว้ให้บริการ ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. และใน Website : www.eppo.go.th/infocenter เพื่อง่ายต่อการสืบค้นข้อมูลและสะดวกรวดเร็ว และมีการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ

(2) แต่งตั้งคณะทำงานปฏิบัติงานตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 โดยมีรองผู้อำนวยการ สนพ. ซึ่งผู้อำนวยการ สนพ. มอบหมายเป็นประธานคณะทำงาน และควบคุมดูแลให้มีการปฏิบัติตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารอย่างเคร่งครัด

(3) มอบหมายผู้รับผิดชอบศูนย์ข้อมูลข่าวสารของ สนพ. จำนวน 1 คน เป็นผู้อำนวยความสะดวกในการให้ข้อมูลข่าวสารของราชการเป็นการเฉพาะ

(4) เก็บรวบรวมสถิติและสรุปผลการมาใช้บริการเป็นรายไตรมาส เพื่อนำเสนอผู้บริหารจากสำนัก/กอง/ศูนย์ที่มีผู้มาขอข้อมูลข่าวสารจาก สนพ. ทั้งในเรื่องของการเผยแพร่ข้อมูลประชาสัมพันธ์โครงการต่างๆ ของ สนพ. สถานการณ์ด้านพลังงาน นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงานของประเทศ ข้อมูลราคาน้ำมัน และราคาเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ข้อมูลด้านไฟฟ้า และด้านอนุรักษ์พลังงาน และข้อมูลด้านพลังงานต่างๆ ที่สามารถสืบค้นได้จากห้องสมุด สนพ. โดยในปี 2553 มีผู้เข้ามาขอข้อมูลด้านต่างๆ แยกตามหน่วยงานในสังกัด สนพ. ดังนี้



ทั้งนี้ไม่มีผู้ใช้สิทธิเข้ามาขอตรวจดู และร้องเรียนตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

3. ด้านการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 และสิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสารต่อบุคลากรของ สนพ. และประชาชนทั่วไป

บุคลากรของ สนพ.

สนพ. มีการส่งเสริม สนับสนุน ให้ความรู้ ความเข้าใจ เกี่ยวกับกฎหมายข้อมูลข่าวสาร สิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสาร ตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 เพื่อให้ข้าราชการ พนักงานราชการและลูกจ้าง สนพ. ได้ทราบถึงสาระสำคัญและบทบัญญัติที่เกี่ยวข้องในการใช้สิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสาร เพื่อนำไปใช้ในการปฏิบัติงานให้เกิดประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ดังนี้

(1) ส่งเจ้าหน้าที่ สนพ. เข้าร่วมการประชุมชี้แจงแนวทางการสร้างมาตรฐานความโปร่งใส สำหรับผู้บริหาร และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องของส่วนราชการประเภทนโยบายการบริหาร ประเภทการบังคับใช้กฎหมาย และประเภทสนับสนุนวิชาการ เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2553 ณ ห้องประชุมจินดา ณ สงขลา สำนักงาน ก.พ. จังหวัดนนทบุรี

(2) จัดโครงการอบรม เรื่อง กฎหมายส่งเสริมสิทธิเสรีภาพของประชาชนในการรับรู้ข้อมูลข่าวสาร เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2553 โดยเชิญวิทยากรจากสำนักงานปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี เป็นผู้บรรยาย ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สนพ.

(3) ส่งเจ้าหน้าที่ สนพ. เข้าร่วมโครงการทดสอบความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ.2540 ของเจ้าหน้าที่หน่วยงานรัฐ ประจำปี 2553 เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2553 ณ ห้องประชุมอรรถไกวัลวที ชั้น 1 สำนักงานปลัดสำนักนายกรัฐมนตรี ทำเนียบรัฐบาล

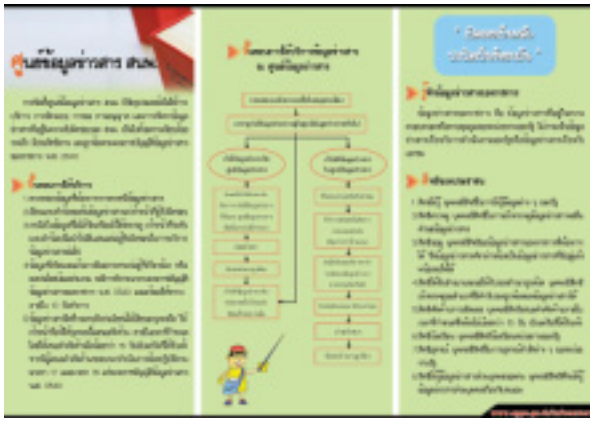
(4) เผยแพร่ความรู้เกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 ผ่านช่องทางการสื่อสารภายในองค์กร เช่น การส่ง e-mail ถึงบุคลากรภายใน สนพ., จุลสาร สนพ., บอร์ดประชาสัมพันธ์ภายใน สนพ., Website ของ สนพ. (www.eppo.go.th) และ Website ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. : www.eppo.go.th/infocenter เป็นต้น

ประชาชนทั่วไป

(1) สนพ. มีการประชาสัมพันธ์เผยแพร่กฎหมายข้อมูลข่าวสารของราชการให้ประชาชนรับทราบ และเผยแพร่เกี่ยวกับผลการปฏิบัติตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารของราชการ โดยเฉพาะการจัดตั้งศูนย์ข้อมูลตามมาตรา 9 ให้ประชาชนรับทราบผ่านช่องทางต่างๆ ดังนี้

(1.1) แผ่นพับศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

(1.2) การประชาสัมพันธ์ทางศูนย์ข้อมูลข่าวสาร ใน Website : www.eppo.go.th/infocenter



(2) สนพ. จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนที่เกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารผ่านช่องทางต่างๆ คือ Website ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. (www.eppo.go.th/infocenter), กล่องแสดงความคิดเห็น, แบบฟอร์มแสดงความคิดเห็น ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. และได้จัดทำแบบสอบถามความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของ สนพ. ที่มีต่อ สนพ. และจัดส่งให้หน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงานและที่เกี่ยวข้อง หน่วยงานราชการ อิสระมหาวิทยาลัย รัฐวิสาหกิจ องค์กรมหาชนและประชาชนทั่วไป พร้อมทั้งได้ทำสรุปผลการประเมินเสนอผู้บริหาร เพื่อนำผลการพิจารณามาใช้ประกอบการบริหารจัดการด้านการเปิดเผยหรือให้บริการข้อมูลข่าวสารของ สนพ.

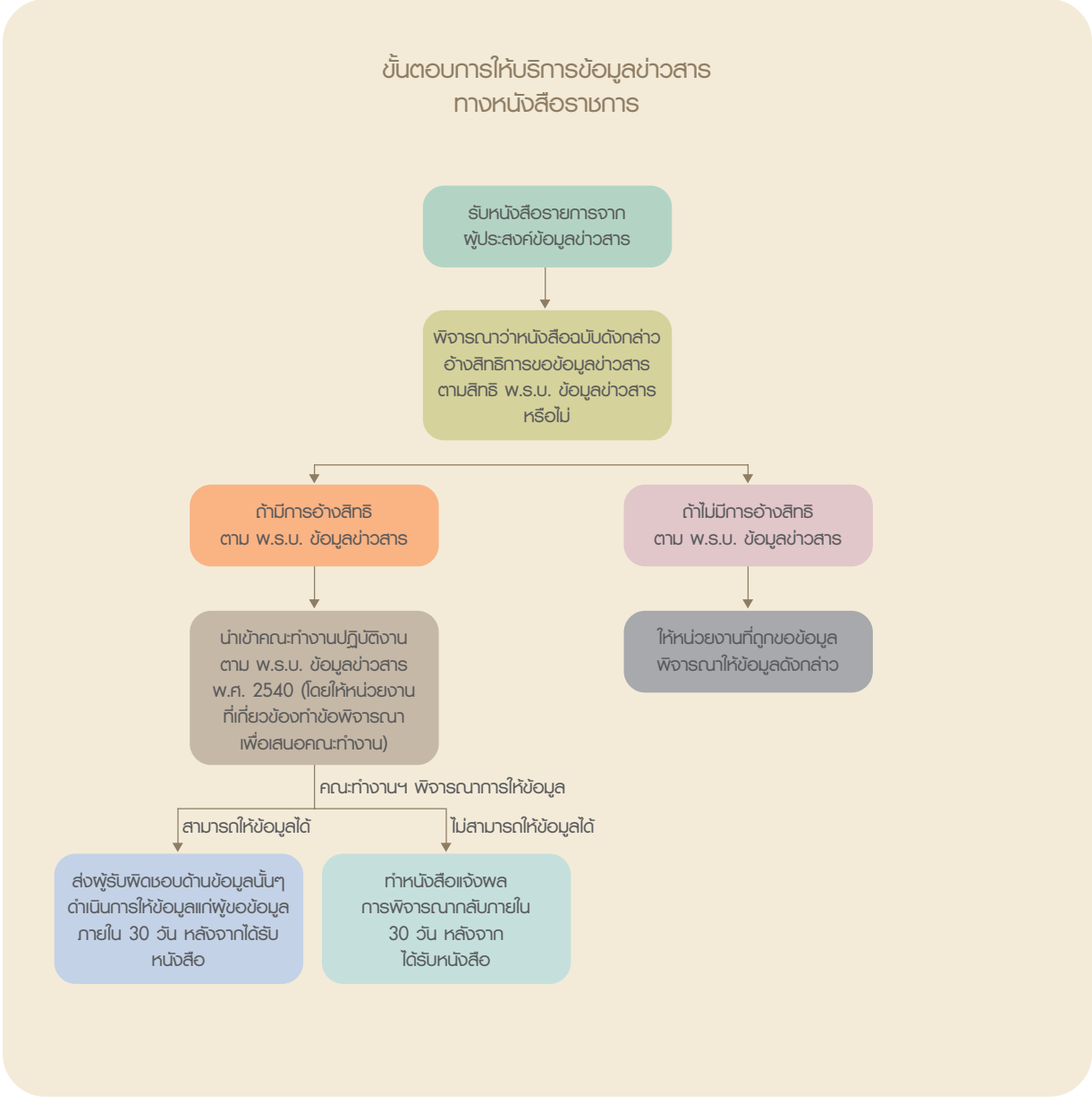
4. ด้านการพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อเผยแพร่ข้อมูลข่าวสาร

สนพ. ได้จัดทำ Website ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. (www.eppo.go.th/infocenter) ซึ่งประชาชนสามารถสืบค้นข้อมูลการดำเนินงานด้านต่างๆ ของ สนพ. ได้ตลอด 24 ชั่วโมง เพื่อเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารต่างๆ อาทิ ข้อมูลองค์กร วิธีปฏิบัติในการขอตรวจดูข้อมูลข่าวสารของราชการ ของ สนพ. วิธีการรับฟังข้อร้องเรียนและการแจ้งเบาะแสการทุจริตของ สนพ. รายงานสรุปผลการจัดซื้อจัดจ้างเป็นรายเดือน และได้มีการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ พร้อมทั้งยังสามารถหาข้อมูลข่าวสารด้านพลังงาน และตรวจสอบข้อมูลการประกาศประกวดราคา และประกาศสอบราคาได้ใน Website: www.eppo.go.th

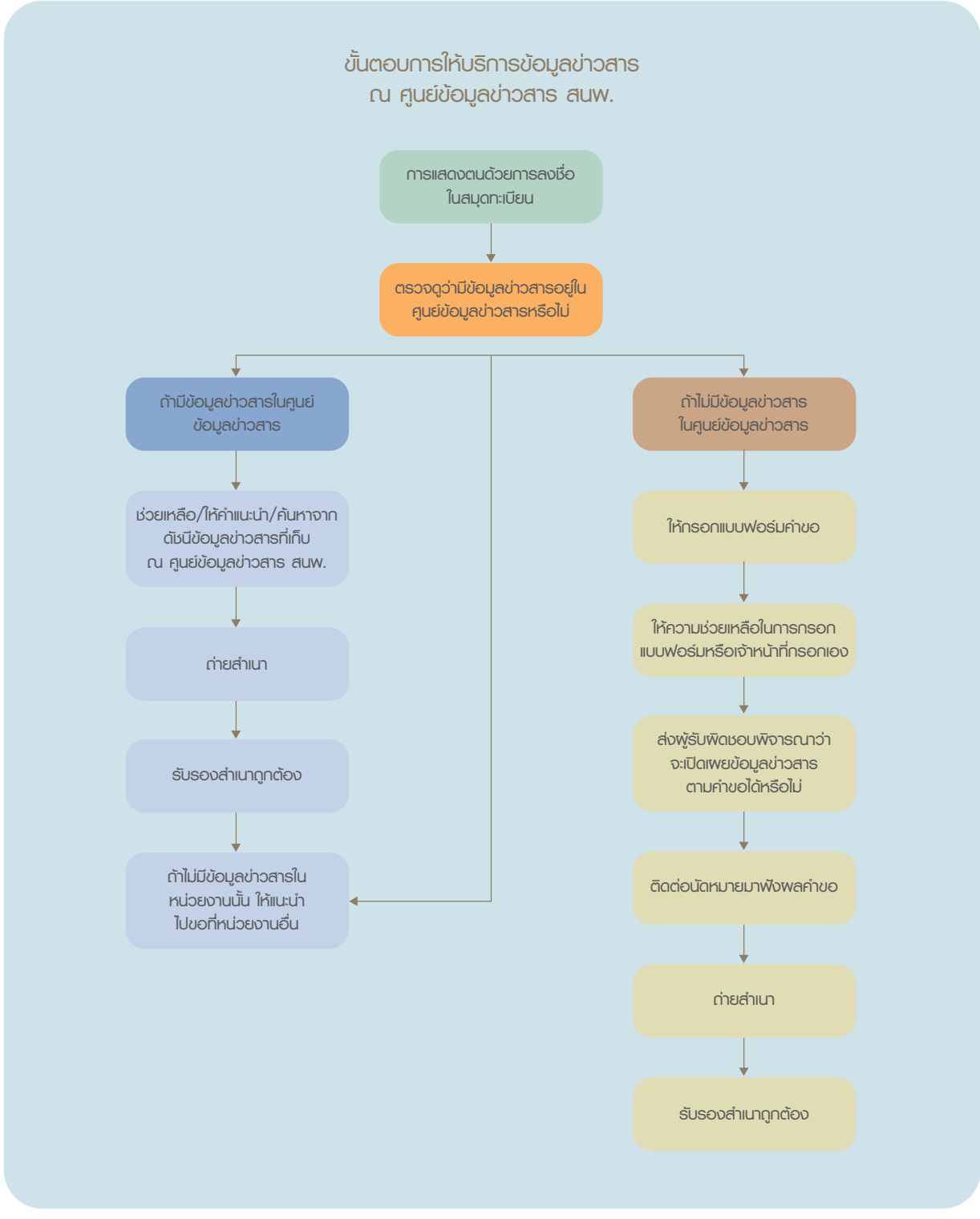
5. ด้านการให้บริการของศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. มีการให้บริการข้อมูลข่าวสารโดยผู้มาขอตรวจสอบข้อมูลข่าวสาร สามารถปฏิบัติตามขั้นตอนได้ ดังนี้

(1) ขั้นตอนการให้บริการข้อมูลข่าวสารทางหนังสือราชการ



(2) ขั้นตอนการให้บริการข้อมูลข่าวสาร ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.



คณะทำงาน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา
นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ
นายชวลิต พิชาลัย
นายนที ทับมณี

จัดทำโดย
คณะทำงานจัดทำรายงานประจำปี
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร. 0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1364
www.eppo.go.th

กองบรรณาธิการ
นางเอมอร ชีพสุมล
นางสาวชฎารัตน์ สุนทรเกตุ
นางสาวสมใจ อ่อนทอง
นางสาวขนกวรรณ หนูดำ
นายวัชระ พจี
นางสาวณัฏฐี ราชปรีชา

พิมพ์ครั้งที่ 1
จำนวนพิมพ์ 1,000 เล่ม
ISBN 978-974-9822-58-6

“ การร่วมกันอนุรักษ์พลังงาน
และร่วมรักษาสิ่งแวดล้อมในวันนี้
เพื่อความสวยงามของธรรมชาติ
อยู่คู่เราต่อไปในอนาคต ”

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1364
www.eppo.go.th