



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

รายงานประจำปี 2551 Annual Report 2008





สารบัญ

ส่วนที่ 1 ข้อมูลในภาพรวมของหน่วยงาน

- 06 วิสัยทัศน์ พันธกิจ และยุทธศาสตร์ของหน่วยงาน
- 08 ผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- 11 โครงสร้าง และกรอบอัตราค่าจ้างของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- 13 นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศ

ส่วนที่ 2 สถานการณ์พลังงานในปี 2551 และแนวโน้มปี 2552

- 20 ภาพรวมพลังงานปี 2551
- 23 มูลค่าพลังงาน
- 24 สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด
- 31 แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2552

ส่วนที่ 3 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในปี 2551

- 34 ราคาน้ำมันดิบ
- 38 ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดรองสิงคโปร์
- 42 ราคาขายปลีก
- 46 สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
- 47 สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซล



ส่วนที่ 4 การปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในปี 2551

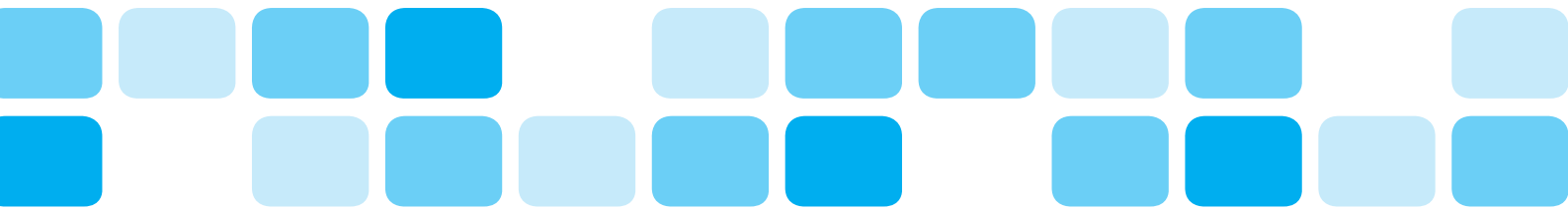
- 50 การปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ
- 54 การดำเนินงานที่สำคัญของหน่วยงาน
- 54 การจัดหาพลังงาน
- 62 การกำกับดูแลราคาพลังงาน
- 66 การอนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน
- 88 การส่งเสริมให้ภาคเอกชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการกำหนดนโยบาย

ส่วนที่ 5 รายงานการเงิน ปีงบประมาณ 2551

- 92 งบแสดงฐานะการเงิน
- 93 งบรายได้และค่าใช้จ่าย
- 105 การวิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

ส่วนที่ 6 การปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540

- 114 การดำเนินการเปิดเผยข้อมูล ตามมาตรา 7
- 115 การเผยแพร่ข้อมูลข่าวสาร ตามมาตรา 9
- 115 การบริหารจัดการเกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารอย่างเป็นระบบ
- 116 การติดตามผลการปฏิบัติงานของศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- 116 การเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 และสิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสารต่อบุคลากรของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และประชาชนทั่วไป
- 117 การตรวจสอบจากภาคประชาชน
- 117 ปัญหาอุปสรรค และแนวทางการให้บริการในอนาคต



ส่วนที่ 1

ข้อมูลในภาพรวมของหน่วยงาน



- วิสัยทัศน์ พันธกิจ และยุทธศาสตร์ของหน่วยงาน
- ผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- โครงสร้าง และกรอบอัตรากำลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
- นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศ

1. วิสัยทัศน์ พันธกิจ และยุทธศาสตร์ของหน่วยงาน

เพื่อให้การดำเนินงานตามบทบาทหน้าที่ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สามารถเสนอแนะทิศทางการนโยบายและมาตรการในการบริหารจัดการและพัฒนาพลังงาน ตลอดจนประสานติดตามประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนพลังงานของประเทศเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ บนพื้นฐานของการดำเนินการที่โปร่งใส เน้นการมีส่วนร่วมของประชาชนในทุกระดับ โดยมุ่งมั่นให้มีการบริหารจัดการพลังงานอย่างยั่งยืน เพียงพอ ในระยะยาว สนพ. ได้กำหนดวิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยมขององค์กรไว้ดังนี้

1.1 วิสัยทัศน์

สนพ. เป็นองค์กรหลักในการบริหารจัดการนโยบายและแผนพลังงานของประเทศที่ตั้งมั่นในหลักการคำนึงถึงการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม มีการดำเนินการที่โปร่งใส เน้นการมีส่วนร่วม เป็นเครือข่ายและเป็นองค์กรเรียนรู้ที่ได้รับการยอมรับในระดับประเทศและสากล

1.2 พันธกิจ

สนพ. มีพันธกิจตามกฎหมายต่างๆ ซึ่งประกอบด้วย พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535, (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550, และ (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2551 พระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 และพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535, (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550





ทั้งนี้ กฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2551 ได้กำหนดให้ สนพ. มีภารกิจเกี่ยวกับการเสนอแนะการกำหนดนโยบายและแผน รวมทั้งมาตรการด้านพลังงาน เพื่อให้ประเทศมีพลังงานใช้อย่างเหมาะสม พอเพียง มีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศ โดยให้อำนาจหน้าที่ดังต่อไปนี้

- 1) เสนอแนะนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาการพลังงานของประเทศ
- 2) กำหนดมาตรการด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน และกำหนดกรอบการจัดสรรงบประมาณเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
- 3) กำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง
- 4) ประสาน ติดตาม และประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาการพลังงานของประเทศ รวมทั้งบริหารจัดการกองทุนพลังงาน
- 5) บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศพลังงานและการพยากรณ์แนวโน้มด้านพลังงานของประเทศ
- 6) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

1.3 ยุทธศาสตร์ของหน่วยงาน

สนพ. ได้กำหนดยุทธศาสตร์การดำเนินงานเพื่อเสนอแนะนโยบายและแผนการบริหารจัดการด้านพลังงานของประเทศ 7 ประเด็นหลัก ดังนี้

- 1) เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน
- 2) ส่งเสริมให้มีการกำกับดูแลกิจการพลังงานให้มีราคาที่เป็นธรรม ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน รวมทั้งคุ้มครองด้านความปลอดภัยให้แก่ผู้บริโภค
- 3) ส่งเสริมพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อเป็นทางเลือกแก่ประชาชนตามแนวทางเศรษฐกิจพอเพียง
- 4) ส่งเสริมการอนุรักษ์และประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง และต่อเนื่อง
- 5) ส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และการใช้พลังงานคู่ไปกับการดูแลสิ่งแวดล้อม
- 6) การส่งเสริมให้ภาคประชาสังคมเข้ามามีส่วนร่วมในการเสนอแนะนโยบาย
- 7) การพัฒนาองค์กรสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูง และมีภาพลักษณ์ที่ดีเป็นที่ยอมรับในระดับประเทศและสากล

2. ผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

1

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

2

นายชวลิต พิชาลัย
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

3

นายอดุลย์ ฉายอรุณ
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



4

นายหนที ทับมณี

รักษาการผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงาน

5

นางสาวชนาญ บัวเขียว

รักษาการผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านนโยบายและแผนอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน

6

นางปัทมาวดี จีรังสวัสดิ์

ผู้อำนวยการสำนักบริหารกลาง

7

นางเอมอร ชีพสุมล

ผู้อำนวยการกองนโยบายและแผนพลังงาน



8

นายบุญลื ศีลวัตกุล
ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน

9

(ว่าง)
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี

10

นายเสมอใจ ศุขสุเมฆ
รักษาการผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า

11

นายสิทธิโชคติ วันทวิน
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน



3. โครงสร้าง และกรอบอัตรากำลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

3.1 โครงสร้างของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



ภาพที่ 1 โครงสร้างสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

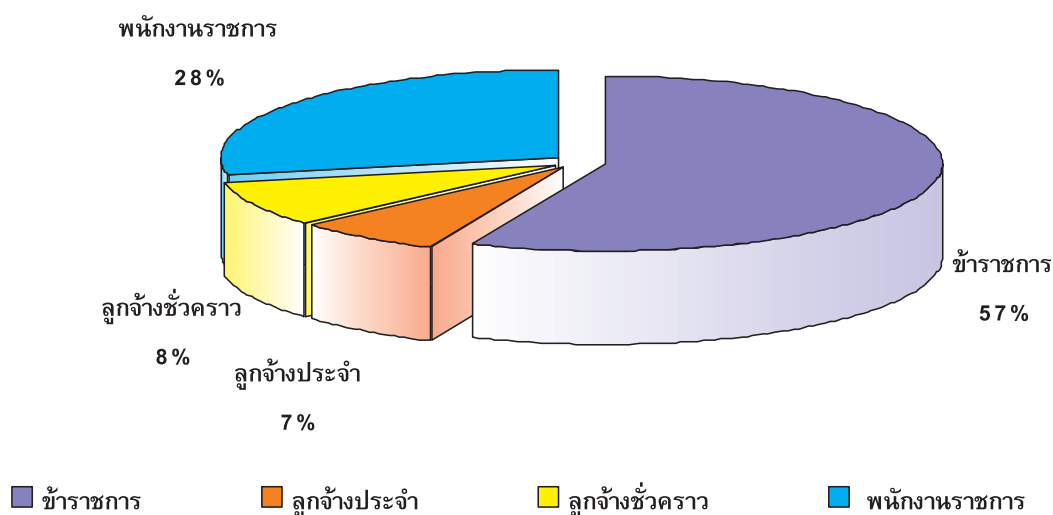
3.2 กรอบอัตรากำลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ในปัจจุบัน สทพ. มีอัตรากำลังในการปฏิบัติหน้าที่ เพื่อให้ภารกิจตามวิสัยทัศน์ และวัตถุประสงค์ขององค์กร เกิดการขับเคลื่อนอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ จำนวนทั้งสิ้น 144 คน แบ่งเป็นข้าราชการ ลูกจ้างประจำ ลูกจ้างชั่วคราว และพนักงานราชการ จำนวน 81 , 10 ,12 และ 41 คน หรือคิดเป็นร้อยละ 57, 7, 8, และ 28 ตามลำดับ

ตารางที่ 1 กรอบอัตรากำลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ปีงบประมาณ 2551

ส่วนราชการ	ข้าราชการ	ลูกจ้างประจำ	ลูกจ้างชั่วคราว	พนักงานราชการ	รวม
ราชการบริหารส่วนกลาง	8	-	-	3	11
สำนักบริหารกลาง	19	10	8	16	53
กองนโยบายและแผนพลังงาน	11	-	-	3	14
สำนักนโยบายไฟฟ้า	11	-	-	6	17
สำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี	12	-	-	7	19
สำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานฯ	11	-	4	3	18
ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน	9	-	-	3	12
รวม	81	10	12	41	144

แผนภูมิแสดงกรอบอัตรากำลังของ สทพ.



ภาพที่ 2 กรอบอัตรากำลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



4. นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศ

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (พลโทหญิง พูนภิรมย์ ลิปตพัลลภ) (ระหว่างวันที่ 6 กุมภาพันธ์ - 9 กันยายน 2551) ได้มอบนโยบายสำคัญ 5 ด้าน ดังนี้

1) การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ด้วยการ จัดหาพลังงาน ให้พอเพียงต่อการพัฒนาของประเทศ
 โดยจะเร่งเพิ่มสัดส่วนการผลิตน้ำมันภายในประเทศจาก 200,000 บาร์เรลต่อวัน เป็น 250,000 บาร์เรลต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 28 เป็น 35 ภายในเวลา 4 ปี การจัดหาแหล่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งในและต่างประเทศ เพิ่มเติม เพื่อรักษาให้มีปริมาณสำรองก๊าซอย่างน้อย 30 ปี โดยจะเดินหน้าเร่งรัดการเจรจาเพื่อนำไปสู่ข้อยุติเพื่อให้เกิดการพัฒนาในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา การจัดหาไฟฟ้า ให้มีการกระจายความเสี่ยงของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งจากก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินสะอาด พลังน้ำ และให้ความสำคัญกับเอกชนทั้ง IPP/ SPP/VSPD ด้วย โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPD) ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทน นอกจากนี้ยังได้มอบนโยบายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รักษากำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตรวมทั้งประเทศ และให้รักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้เหมาะสมตามมาตรฐานสากลที่ประมาณร้อยละ 15 ด้วย สำหรับแนวทางการศึกษา โครงสร้างพื้นฐาน โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ มีความจำเป็นต้องศึกษาต่อไปอย่างรอบด้านและให้ความรู้แก่ประชาชนโดยละเอียด และต้องมีการยอมรับจากประชาชน ก่อนที่จะมีการตัดสินใจในอนาคต



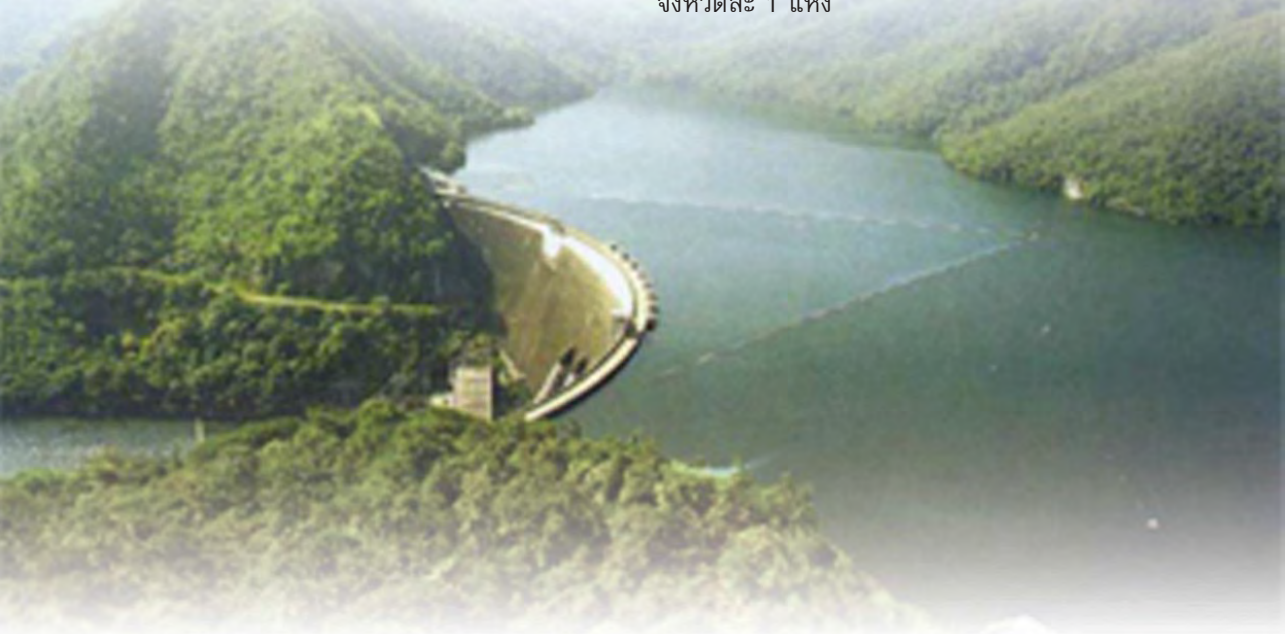


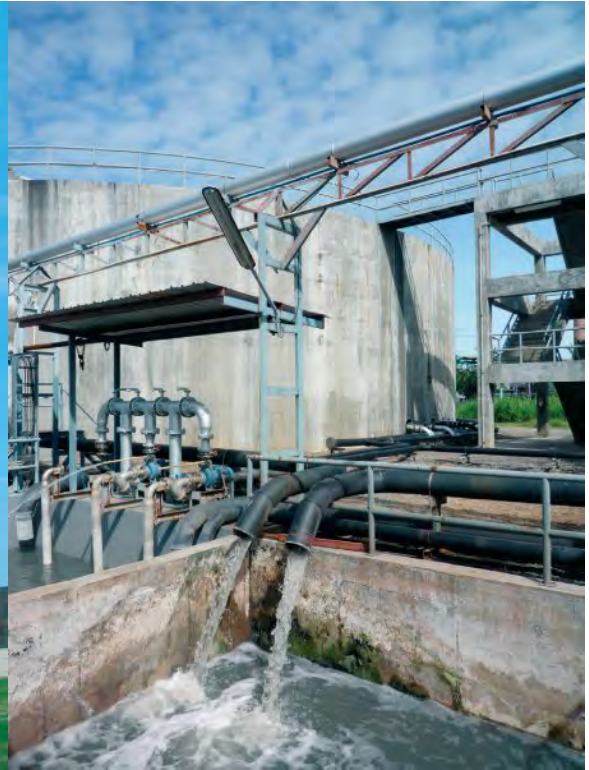
2) ส่งเสริมให้มีการกำกับดูแลกิจการพลังงานให้มี
ราคาที่เป็นธรรม ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน รวมทั้งคุ้มครอง
ด้านความปลอดภัยให้แก่ผู้บริโภค โดยตั้งเป้าหมายที่จะ
ทำให้ราคาพลังงานของไทยไม่แพงกว่าประเทศเพื่อนบ้าน
และเหมาะสมกับสภาวะสังคม เศรษฐกิจ ทั้งค่าไฟฟ้า
ราคาน้ำมัน และก๊าซหุงต้ม ที่จะต้องมีการพิจารณาบนฐาน
ที่ประชาชนได้รับประโยชน์สูงสุด และก่อให้เกิดการแข่งขัน
อย่างเป็นธรรมได้ ก่อนที่จะมีการตัดสินใจใด ๆ นอกจากนี้
ด้านการคุ้มครองผู้บริโภค จะเน้นในเรื่องการให้ข้อมูล
ข่าวสารที่ถูกต้อง ผลักดันในเรื่องความปลอดภัยสูง ไม่มี
อุบัติเหตุร้ายแรงจากการใช้พลังงาน (Absolute Zero
Accident) และผลักดันให้มีสำนักงานพลังงานจังหวัด
ครบทุกจังหวัดเพื่อเป็นหน่วยขับเคลื่อนนโยบายพลังงาน
ในระดับภูมิภาค นอกจากนี้ก็พร้อมให้การสนับสนุนการ
ทำงานของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการพลังงาน
(Regulator) ให้เป็นไปตามเจตนารมณ์ของกฎหมายและ
กรอบนโยบายรัฐบาล

3) ส่งเสริมพัฒนาพลังงานทดแทนทุกรูปแบบ

เพื่อเป็นทางเลือกแก่ประชาชนตามแนวทางเศรษฐกิจพอเพียง
โดยจะเน้นการพัฒนาพลังงานทางเลือกที่ใช้ทดแทนน้ำมัน
ได้แก่ แก๊สโซฮอล 95, 91 (E10) และ แก๊สโซฮอล E20
ผลักดันให้เกิดการใช้เพิ่มขึ้น จาก 7 ล้านลิตรต่อวัน เป็น
12 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2551 และในโอกาสหน้าอาจ
มีการพัฒนาสู่ E85 เพื่อรองรับปริมาณการผลิตเอทานอล
ที่มีพอเพียง ตลอดจนเป็นการยกระดับสินค้าการเกษตร
สำหรับเรื่องไบโอดีเซล เร่งรัดให้มีการประชุมระหว่างหน่วย
งานที่เกี่ยวข้องเพื่อเร่งแก้ไขปัญหาด้านวัตถุดิบอย่าง
บูรณาการ พร้อมทั้งเร่งรัดการใช้ B5 ให้แพร่หลายยิ่งขึ้น
นอกจากการใช้ B2 ในปัจจุบัน และในอนาคตอาจขยายไปสู่
B10 ถ้ามีความพร้อมเพียงพอ สำหรับการใช้น้ำมันชีว
(NGV) ได้ตั้งเป้าหมายให้ภายในเดือนสิงหาคมมีรถที่ใช้
บริการสถานี NGV จะมีความสะดวกยิ่งขึ้น และคิวรอ
บริการจะต้องลดลง 1 ใน 3 เชื้อมรดกให้มีก๊าซ NGV
จำหน่ายเพียงพอ ตลอดจนเร่งรัดเปลี่ยนเครื่องยนต์
รถแท็กซี่ให้เป็น NGV ภายในปี 2551 จำนวน 20,000 คัน
และให้แล้วเสร็จทั้งหมด 50,000 คัน ภายในปี 2552
รวมทั้งตั้งเป้าหมายจะเพิ่มสัดส่วนการใช้ NGV ในภาคขนส่ง
ให้ได้ร้อยละ 20 ภายใน 4 ปี

นอกจากนี้ ยังมีการส่งเสริมพลังงานทดแทนอื่นๆ
ภายใต้แนวคิดพลังงานเพียงพอ ด้วยพลังงานพอเพียง
โดยมีการจัดทำแผนแม่บทการพัฒนาพลังงานทดแทน
(REDP) รองรับในอีก 15 ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการพัฒนา
พลังงานทดแทนที่ครบวงจร ทั้งด้านการวิจัย พัฒนา
ต้นแบบ มาตรการสนับสนุนเพื่อนำไปสู่การยกระดับ
คุณภาพชีวิตและพัฒนาชนบท พร้อมทั้งสนับสนุนให้
เริ่มต้นโครงการหมู่บ้านพลังงานนำร่องในทุกจังหวัด
จังหวัดละ 1 แห่ง





4) ส่งเสริมการประหยัดพลังงานอย่างจริงจังและต่อเนื่องโดยภาพรวมทั้งประเทศ โดยปรับเป้าหมายการประหยัดพลังงานจากร้อยละ 11 เป็น 20 ให้ได้ภายในปี 2554 และสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในภาคการผลิต ภาคบริการ และภาคประชาชน อาทิ ปรับปรุงการใช้พลังงานต่อผลผลิต (Energy Intensity) ในภาคอุตสาหกรรม ยกเลิกการใช้หลอดไส้ทั่วประเทศ จำนวน 30 ล้านหลอด ภายในปี 2553 รวมทั้งเปลี่ยนหลอดคอมใหม่เบอร์ 5 แทนหลอดคอมเดิม 110 ล้านหลอด ภายในปี 2555 เร่งรัดกระบวนการติดฉลากเบอร์ 5 โดยเฉพาะในเครื่องปรับอากาศทุกเครื่อง และเพิ่มประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดฉลากแล้ว ให้สูงขึ้นอีกร้อยละ 5 - 10 ภายในปี 2555 และกำชับให้ออกกฎกระทรวง 4 ฉบับว่าด้วย Building Energy Code โดยเร็ว และบูรณาการร่วมกับสำนักพระพุทธศาสนาและกรมการศาสนา ในการพัฒนาให้วัด โบสถ์ มัสยิด เป็นศูนย์กลางเรียนรู้ด้านพลังงาน ตลอดจนการเพิ่มมาตรการและสร้างแรงจูงใจมากขึ้น โดยการขยายสินเชื่อจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสู่ภาคครัวเรือน เพื่อให้ประชาชนประหยัดพลังงานได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 รวมทั้งขอความร่วมมือสถาบันการเงิน ธนาคารพาณิชย์ ในการจัดสินเชื่อพลังงานให้กับผู้ประกอบการที่มีความประสงค์จะขอกู้เงิน สำหรับโครงการที่จะทำให้เกิดการประหยัดพลังงานด้วย

5) ส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และการใช้พลังงานคู่กับการดูแลสิ่งแวดล้อม และใช้พลังงานที่สะอาด ซึ่งถือเป็นนโยบายที่มีความสำคัญ โดยจะเร่งการลดอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ร้อยละ 20 ต่อ 1 หน่วยพลังงานที่ใช้ในทุกภาค เช่น ภาคขนส่ง ภาคการกลั่น ภาคการผลิตไฟฟ้าและตั้งเป้าหมายลดอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Reduction Target) ของกลุ่ม ปตท. กฟผ. บางจาก และบริษัทในเครือลดให้ได้ร้อยละ 20 ตลอดจนส่งเสริมโครงการด้านพลังงานของไทยให้เข้ารับรองตามกลไกการพัฒนาพลังงานสะอาด หรือ CDM โดยเพิ่มเป้าหมายที่จะลดปริมาณ CO₂ ให้ได้ 1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี และผลักดันให้ประเทศไทยก้าวสู่การเป็นผู้นำในการส่งออกคาร์บอนเครดิตในเอเชีย

ต่อมา ได้มีการเปลี่ยนแปลงรัฐบาลใหม่ เป็นรัฐบาลนายสมชาย วงศ์สวัสดิ์ โดยมีนายวรรณรัตน์ ชาญนุกูล เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 24 กันยายน 2551 ซึ่งนายวรรณรัตน์ฯ ได้มอบนโยบายพลังงานของประเทศเมื่อวันที่ 13 ตุลาคม 2551 โดยแบ่งออกเป็น 5 นโยบาย ดังนี้

1) เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ให้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอต่อการพัฒนาประเทศและให้พึ่งพาตนเองทางพลังงานได้มากขึ้น เพื่อความอยู่ดีกินดีของประชาชน โดยตั้งเป้าหมายการสำรวจและผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสท เพิ่มขึ้น 250,000 บาร์เรล



ต่อวัน ภายในปี 2554 และเร่งรัดแหล่งก๊าซ JDA ; B-17 ให้เข้าระบบตามกำหนด ส่วนในด้านไฟฟ้าจะส่งเสริมให้มีการผลิตในประเทศให้มากขึ้น โดยเฉพาะ SPP และ VSPP ที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน สำหรับการเชื่อมโยงแหล่งพลังงานจากต่างประเทศจะส่งเสริมให้มีการลงทุนในแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในต่างประเทศมากขึ้น และปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านให้เหมาะสมกับสถานการณ์ของประเทศในปัจจุบัน ส่วนการป้องกันการขาดแคลน LPG ให้มีการศึกษาแนวทางและปริมาณการสำรอง LPG ให้เหมาะสมกับความต้องการและเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าและระบบโลจิสติกส์ของ LPG ภายในประเทศ ตลอดจนดูแลนโยบายด้านราคา LPG ให้เหมาะสม

นอกจากนี้จะพิจารณาปรับแผน PDP ให้มีระดับปริมาณไฟฟ้าสำรองเป็นไปตามมาตรฐานสากล รวมทั้งศึกษาพลังงานนิวเคลียร์อย่างละเอียด เพื่อสร้างทางเลือกและเพิ่มเสถียรภาพด้านไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนกระจายความเสี่ยงด้านพลังงาน โดยสร้างความหลากหลายของชนิดเชื้อเพลิงเพื่อลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงใดเชื้อเพลิงหนึ่งมากเกินไป และจะส่งเสริมการต่อยอดอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและโอเลโอเคมี โดยเตรียมการศึกษาต่อยอดการพัฒนาปิโตรเคมีให้บูรณาการเข้ากับการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพให้เป็นอุตสาหกรรมใหม่ของประเทศ

2) กำกับดูแลราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม มีเสถียรภาพ สอดคล้องกับสถานการณ์ เศรษฐกิจและการลงทุน โดยกำกับดูแลราคาน้ำมัน และการกำหนดราคา LPG ให้สะท้อนต้นทุนและปริมาณการใช้ที่แท้จริง

โดยเฉพาะราคา LPG ในภาคอุตสาหกรรมและขนส่ง แต่สำหรับภาคครัวเรือนที่ใช้ LPG ในการหุงต้ม จะยังคงรักษาระดับราคาตามนโยบาย 6 มาตรการ 6 เดือน ซึ่งแนวทางและมาตรการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องจะนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาต่อไป สำหรับด้านการกำกับดูแลความปลอดภัย เน้นการสร้างมาตรฐานความปลอดภัยในทุกขั้นตอนของการใช้ LPG และ NGV เป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้จะส่งเสริมให้มีการจัดตั้งสำนักงานพลังงานจังหวัดให้ครบทุกจังหวัดเพื่อเป็นผู้แทนในการติดตามการดำเนินงานด้านนโยบายต่างๆ ของกระทรวงพลังงาน รวมทั้ง สนับสนุนการทำงานของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อให้เกิดประโยชน์ในการคุ้มครองและให้เกิดความเป็นธรรมต่อประชาชนผู้ใช้พลังงาน

3) ส่งเสริมและวิจัยพัฒนาพลังงานทดแทนทุกรูปแบบอย่างต่อเนื่อง โดยเร่งรัดแผนแม่บทพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ให้เป็นวาระแห่งชาติ ส่งเสริมเอทานอล และไบโอดีเซล โดยเฉพาะ E85 ที่จะเป็นอีกทางเลือกที่สำคัญในภาวะน้ำมันแพง และเร่งรัดการปฏิบัติการตามแผนงานเตรียมการรองรับการขยายตัว NGV โดยบริหารจัดการ และจัดระเบียบสถานีบริการ รวมทั้งเร่งรัดการก่อสร้างสถานีแม่ การขยายปริมาณรถชนก๊าซ และพิจารณาลงทุนสร้าง 3 ท่อหลัก นอกจากนี้จะส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาเพิ่มเติมมาตรการจูงใจที่เหมาะสม เพื่อให้เกิดการลงทุนผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกรูปแบบ รวมทั้งส่งเสริมการพัฒนาให้เกิดหมู่บ้านพลังงานทดแทนต้นแบบ ที่เน้นให้

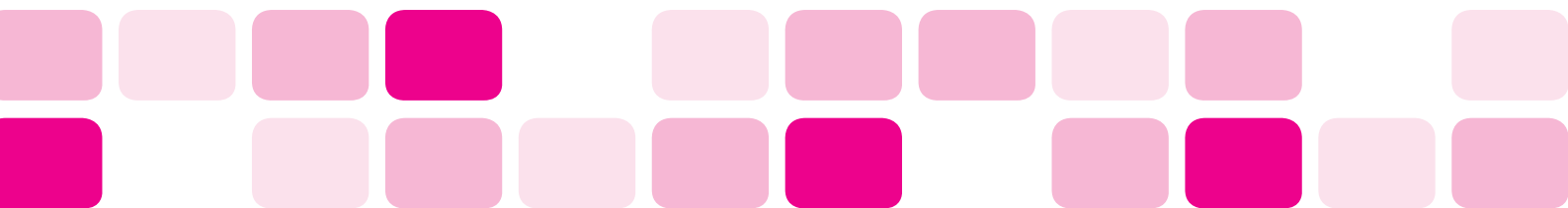
นำวัฒนธรรมและพื้นฐานการดำรงชีวิตเดิมของชาวบ้านมาเป็นพื้นฐานหลักในการจัดการพลังงานในหมู่บ้าน เพื่อการพึ่งพาตนเองพร้อมน้อมนำหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียงมาประยุกต์ใช้ควบคู่ด้วย

4) เน้นการสร้างวินัยด้านการประหยัดพลังงานให้เป็นวัฒนธรรมของคนในชาติ และส่งเสริมให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) เป็นแกนกลางในการเผยแพร่ “วัฒนธรรมการประหยัดพลังงาน” โดยเร่งรัดการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานในระยะที่ 3 (2548-2554) โดยเน้นการส่งเสริมการประหยัดจากภาคอุตสาหกรรมและขนส่งเป็นหลัก และเร่งรัด 11 มาตรการประหยัดพลังงานเพื่อประชาชน ให้เกิดผลเป็นรูปธรรมโดยเร็ว โดยตั้งเป้าหมายในปี 2554 ให้เกิดผลประหยัดพลังงาน 100,000 ล้านบาทต่อปี

5) ดูแลรักษาลิ่งแวดล้อมที่เกิดจากกิจการพลังงาน ทั้งจากกระบวนการผลิตและการใช้ พร้อมทั้ง

ส่งเสริมการลดภาวะโลกร้อน และสนับสนุนกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM-Clean Development Mechanism) โดยสนับสนุนโครงการ CDM ด้านพลังงานให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่น้อยกว่า 1 ล้านตันต่อปี และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้ โดยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคขนส่งร้อยละ 15 - 20 และเตรียมแผนบังคับใช้น้ำมันยูโร 4 ปี ในปี 2555 พร้อมทั้งลดปริมาณสารอินทรีย์ระเหยจากสถานประกอบกิจการน้ำมันเชื้อเพลิง โดยระบบ Vapor Recovery Unit ส่วนการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการผลิต โดยศึกษาเพื่อตั้งเป้าหมายลดอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโรงกลั่น และโรงไฟฟ้าให้ได้ร้อยละ 15 -20 ต่อ 1 หน่วยพลังงานที่ผลิต และส่งเสริมให้ลดปริมาณก๊าซเผาทิ้งจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมเพื่อนำกลับมาใช้ประโยชน์ ตลอดจน ส่งเสริมให้เกิดนวัตกรรมใหม่ที่ต้นทุนไม่สูงมากเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมง่ายต่อการใช้งานและบำรุงรักษา





ส่วนที่ 2

สถานการณ์พลังงานในปี 2551 และแนวโน้มปี 2552



- ภาพรวมพลังงานปี 2551
- มูลค่าพลังงาน
- สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด
- แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2552



1. ภาพรวมพลังงานปี 2551

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานภาวะเศรษฐกิจไทยในปี 2551 ขยายตัวเพียงร้อยละ 2.6 ทั้งนี้เนื่องจากอุปสงค์ภายในประเทศ และการส่งออกชะลอลงในไตรมาสสุดท้าย ซึ่งเกิดจากผลกระทบของปัญหาภาวะเศรษฐกิจโลกที่ซบเซา ปัญหาการเมืองภายในประเทศ และความเชื่อมั่นของผู้บริโภคและภาคธุรกิจลดลง รวมทั้งความล่าช้าของการดำเนินโครงการลงทุนภาครัฐในช่วงที่มีการเปลี่ยนแปลง

รัฐบาลหลายครั้ง และ สศช. คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยปี 2552 มีความเสี่ยงที่จะหดตัว โดยมีแนวโน้มที่จะหดตัวชัดเจนในช่วงครึ่งปีแรก แต่คาดว่าเศรษฐกิจไทยจะปรับตัวดีขึ้นในช่วงครึ่งปีหลัง ดังนั้นจึงคาดว่าโดยรวมเศรษฐกิจไทยจะขยายตัวติดลบร้อยละ (-1.0)-(0.0) โดยปัจจัยเหล่านี้ส่งผลต่อภาพรวมการใช้พลังงานของประเทศ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 1 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	2547	2548	2549	2550	2551
การใช้	1,450	1,520	1,548	1,606	1,624
การผลิต	676	743	765	794	850
การนำเข้า (สุทธิ)	988	980	978	998	941
การนำเข้า / การใช้ (%)	68	64	63	62	58
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	7.7	4.8	1.8	3.8	1.1
การผลิต	1.5	9.9	3.0	3.7	7.1
การนำเข้า (สุทธิ)	13.8	-0.9	-0.2	2.0	-5.7
GDP (%)	6.3	4.5	5.0	4.8	2.6

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น สถานการณ์พลังงานในช่วงปี 2551 มีความผันผวนมาก เนื่องจากในช่วงต้นปีจนถึงเดือนกรกฎาคมราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นทำสถิติสูงสุดเป็นรายวัน เป็นผลให้การใช้น้ำมันลดลง อย่างไร

ก็ตาม ภาวะเศรษฐกิจของโลกและของไทยยังคงดีอยู่ โดย GDP ในช่วง 6 เดือนแรกของไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 ซึ่งมีผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2

ในช่วงไตรมาสที่สามราคาน้ำมันตลาดโลกเริ่มลดลง พร้อมๆ กับมีข่าวไม่ดีเกี่ยวกับสถานการณ์การเงินของ ประเทศสหรัฐอเมริกา และในที่สุดได้เลวร้ายลงจนเกิด ภาวะเศรษฐกิจถดถอยในประเทศอเมริกาและประเทศยุโรป และได้ลุกลามไปทั่วโลกในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปีนี้

ประเทศไทยนอกจากจะได้รับผลกระทบด้าน เศรษฐกิจจากภาวะการเงินของอเมริกาแล้วยังได้รับผลกระทบอย่างรุนแรงจากสถานการณ์การเมืองในประเทศ โดยเฉพาะการปิดสนามบินในช่วงปลายเดือนพฤศจิกายน 2551 ซึ่งมีผลให้อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของ ไตรมาสสามและไตรมาสสี่ชะลอตัว ส่งผลให้การใช้พลังงาน เชิงพาณิชย์ขึ้นต้นในช่วงครึ่งปีหลังชะลอตัวลงจากครึ่งปีแรก ค่อนข้างมาก โดยในช่วงครึ่งปีหลังการใช้ลดลงเพียงร้อยละ 1.5 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้น ในปี 2551 อยู่ที่ ระดับ 1,624 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้น ร้อยละ 1.1 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 การใช้ถ่านหินนำเข้ายังคงเพิ่มขึ้นใน อัตราที่สูงร้อยละ 12.1 การใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เนื่องจากถูกทดแทนโดยถ่านหินนำเข้า ในขณะที่การใช้ น้ำมันลดลงจากปีก่อนร้อยละ 5.0 ทั้งนี้การใช้น้ำมันลดลง ต่อเนื่องเป็นปีที่สอง เนื่องจากราคาน้ำมันทรงตัวอยู่ใน ระดับสูงอย่างต่อเนื่อง การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าใน ปีนี้ลดลง ร้อยละ 17.4 เนื่องจากปีนี้มีปริมาณน้ำน้อยกว่า ปีที่แล้ว สำหรับสัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้น ในปี 2551 นับเป็นปีแรกที่สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ มากกว่าการใช้น้ำมัน โดยก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้ มากที่สุดร้อยละ 40 รองลงมาเป็นน้ำมันร้อยละ 39 ลิกไนต์/ถ่านหินนำเข้าร้อยละ 19 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า ร้อยละ 2

ตารางที่ 2 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้น

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	2547	2548	2549	2550	2551
การใช้	1,450	1,520	1,548	1,606	1,624
น้ำมัน	687	689	673	667	633
ก๊าซธรรมชาติ	518	566	579	615	649
ถ่านหิน	94	107	143	182	203
ลิกไนต์	119	125	108	100	102
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	32	33	44	43	36
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	7.7	4.8	1.8	3.8	1.1
น้ำมัน	10.1	0.4	-2.3	-1.0	-5.0
ก๊าซธรรมชาติ	4.4	9.2	2.3	6.2	5.6
ถ่านหิน	5.9	13.8	33.6	26.9	12.1
ลิกไนต์	18.4	4.6	-13.7	-6.7	2.1
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	-12.1	2.4	35.2	-2.5	-17.4

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้น อยู่ที่ระดับ 850 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 7.1 เนื่องจากการผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และ ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น โดยมีการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ร้อยละ 7.0 เนื่องจากมีแหล่งนาสนุ่นตะวันออกซึ่งเริ่ม ทำการผลิตตั้งแต่ปลายปีที่แล้ว และได้ทำการผลิตอย่าง ต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบัน นอกจากนี้ยังมีแหล่งบัวหลวง ซึ่งเป็นแหล่งน้ำมันดิบแหล่งใหม่เริ่มทำการผลิตตั้งแต่ปลาย เดือนสิงหาคม รวมทั้งแหล่งบานเย็นและแหล่งสงขลาเริ่ม

ทำการผลิตในเดือนพฤศจิกายน คอนเดนเสทเพิ่มขึ้น ร้อยละ 7.9 และก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.7 เนื่องจากแหล่งอาทิตย์ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ เริ่มทำการผลิตตั้งแต่ปลายเดือนมีนาคม และแหล่งเจดีเอ เริ่มนำก๊าซธรรมชาติเข้ามาตั้งแต่เดือนมกราคม ในขณะที่ การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำลดลงร้อยละ 12.9 เนื่องจากมี ปริมาณน้ำในเขื่อนน้อยกว่าปีที่แล้ว และการผลิตลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 2.2 เนื่องจากแหล่งสัมปทานภายในประเทศ ทายอดหมดลง และไม่มีทำให้สัมปทานใหม่เพิ่มเติม



ตารางที่ 3 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	2547	2548	2549	2550	2551
การผลิต	676	743	765	794	850
น้ำมันดิบ	86	114	129	134	144
คอนเดนเสท	62	63	68	71	77
ก๊าซธรรมชาติ	388	412	423	452	500
ลิกไนต์	115	129	110	100	98
ไฟฟ้าพลังน้ำ	26	25	35	35	31
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การผลิต	1.5	9.9	3.0	3.7	7.1
น้ำมันดิบ	-11.2	33.2	13.2	4.4	7.0
คอนเดนเสท	8.8	1.9	8.3	4.8	7.9
ก๊าซธรรมชาติ	3.9	6.2	2.7	6.9	10.7
ลิกไนต์	6.5	12.2	-14.8	-8.6	-2.2
ไฟฟ้าพลังน้ำ	-18.4	-3.6	40.2	0.1	-12.9



2. มูลค่าพลังงาน

การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย มีมูลค่า 1,698,549 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 190,961 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 12.7 โดยมูลค่าการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทุกชนิดเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 4 มูลค่าการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย

หน่วย : ล้านบาท

ชนิด	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
					2549	2550	2551
น้ำมันสำเร็จรูป	774,404	915,461	955,370	1,089,502	18.2	4.4	14
ไฟฟ้า	328,237	385,135	390,731	396,097	17.3	1.5	1.4
ก๊าซธรรมชาติ	22,275	28,880	35,110	53,867	29.7	21.6	53.4
ลิกไนต์/ถ่านหิน	18,407	19,488	24,275	31,940	5.9	24.6	31.6
พลังงานทดแทน**	95,541	97,142	102,103	127,143	1.7	5.1	24.5
รวม	1,238,864	1,446,106	1,507,588	1,698,549	16.7	4.3	12.7

** มูลค่าประมาณ

การนำเข้าพลังงาน ในปีนี้มีมูลค่ารวม 1,158,816 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 278,738 ล้านบาท หรือ คิดเป็นร้อยละ 31.6 โดยมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเพิ่มขึ้น ในขณะที่มูลค่าการนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปและไฟฟ้าลดลง

ตารางที่ 5 มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : ล้านบาท

ชนิด	2547	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
						2549	2550	2551
น้ำมันดิบ	486,627	644,933	753,783	715,789	1,002,355	16.9	-5.0	40.0
น้ำมันสำเร็จรูป	41,533	55,680	62,350	48,317	26,745	12.0	-22.5	-44.6
ก๊าซธรรมชาติ	46,053	62,827	77,843	78,901	88,414	23.9	1.4	12.1
ถ่านหิน	12,275	15,422	18,896	29,656	36,456	22.5	56.9	22.9
ไฟฟ้า	5,659	7,114	8,294	7,414	4,534	16.6	-10.6	-38.8
รวม	592,148	785,976	921,166	880,078	1,158,816	17.2	-4.5	31.6

การส่งออกพลังงาน ในปีนี้มีมูลค่ารวม 319,417 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 112,422 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 54.2 โดยการส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปมีมูลค่ารวม 316,959 ล้านบาท (99%) เพิ่มขึ้นจากปีก่อน 112,071 ล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 54.7

ตารางที่ 6 มูลค่าการส่งออกพลังงาน

หน่วย : ล้านบาท

ชนิด	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
					2549	2550	2551
น้ำมันดิบ	52,858	56,835	45,812	56,575	7.5	-19.4	23.5
น้ำมันสำเร็จรูป	111,534	160,926	159,077	260,384	44.3	-1.1	63.7
ไฟฟ้า	1,325	1,730	2,107	2,188	30.5	21.8	3.9
รวม	165,718	219,491	206,995	319,417	32.4	-5.7	54.2

3. สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

น้ำมันดิบ ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกพุ่งสูงขึ้นเป็นประวัติการณ์ โดยในปี 2551 ช่วงเดือนมกราคมราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 87.36 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยในเดือนเมษายนราคาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 103.41 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จนกระทั่งถึงในเดือนกรกฎาคม ซึ่งมีระดับราคาสูงสุดอยู่ที่ 140.77 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล หลังจากนั้นราคาค่อยๆ ปรับลดลงแต่ยังคงทรงตัวอยู่ในระดับสูงที่ราคาสูงกว่า 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และปรับลดลงมาอย่างรวดเร็วในช่วงเดือนตุลาคมถึงธันวาคมจนถึงระดับ 36.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในเดือนธันวาคม ซึ่งมีผลให้ไทยมีมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 45.5 และมีปริมาณการนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 ทั้งนี้เนื่องจากค่าการกลั่นอยู่ในระดับสูง ถึงแม้ว่าความต้องการใช้ภายในประเทศจะลดลง แต่สามารถส่งออกเพิ่มขึ้นซึ่งยังได้กำไรมากอยู่ ทำให้โรงกลั่นน้ำมันไม่ลดการกลั่นลง จึงมีผลทำให้ปริมาณการนำเข้าน้ำมันดิบไม่ลดลง

น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีปริมาณรวม 681 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 3.6 เนื่องจากราคาน้ำมันภายในประเทศทรงตัวอยู่ในระดับสูง ส่งผลให้การใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลชะลอตัวลง อีกทั้งกฟผ. ลดการใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลง เนื่องจากราคาอยู่ในระดับสูง การใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงร้อยละ 5.9 เนื่องจากปัญหาความไม่สงบในประเทศ และการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก ซึ่งมีผลทำให้การท่องเที่ยวชะลอลง จึงทำให้ภาพรวมการใช้น้ำมันลดลง ขณะที่การใช้ LPG เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.4 ซึ่งเพิ่มขึ้นในอัตราสูงติดต่อกัน 3 ปี เนื่องจากรถยนต์ส่วนบุคคลจำนวนมากได้ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ LPG แทนน้ำมัน ในช่วงที่ราคาน้ำมันสูง คาดว่าในขณะนี้สมรรถนะที่ใช้ LPG ประมาณ 0.8 - 1.0 ล้านคัน

ตารางที่ 7 การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

ชนิด	2547	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
						2549	2550	2551
เบนซิน	132	125	124	126	123	- 0.4	1.6	-2.9
ดีเซล	356	338	317	322	304	-6.2	1.8	-5.7
ก๊าด	0.40	0.37	0.34	0.31	0.27	-7.4	-7.5	-13.7
เครื่องบิน	73	74	78	85	80	5.2	9.1	-5.9
น้ำมันเตา	104	107	101	73	56	-5.6	-27.8	-22.4
LPG**	69	75	87	100	118	16.2	14.5	17.4
รวม	735	719	707	707	681	-1.6	0.0	-3.6

** ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feed Stocks ในปีโตรเคมี

น้ำมันเบนซิน การใช้น้ำมันเบนซินมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวขึ้นสูง ส่งผลให้ในปีนี้มีปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินจำนวน 123 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.9

จากการที่ราคาน้ำมันทรงตัวอยู่ในระดับสูง ทำให้ประชาชนปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์อย่างชัดเจนในปีนี้ โดยส่วนหนึ่งหันไป

ใช้เชื้อเพลิงทางเลือกอื่นๆ ได้แก่ LPG และ NGV ส่งผลให้การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 35.6 และ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 229.5 จำนวนรถที่ติดตั้ง NGV เพิ่มขึ้น เป็น 127,735 คัน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2551 และมีการเร่งสร้างสถานี NGV เพิ่มขึ้น เนื่องจากความต้องการ NGV ที่สูงขึ้นอย่างมากในปีนี้ ซึ่ง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2551 มีสถานีบริการ NGV ถึง 303 สถานี

ตารางที่ 8 สถานการณ์ NGV (ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2551)

จำนวนรถที่ติดตั้ง NGV สะสม	127,735	คัน
- รถเบนซิน	100,309	คัน
- รถดีเซล	23,182	คัน
- OEM	4,244	คัน
ปริมาณ NGV ที่ใช้	103	MMSCFD
จำนวนสถานีสะสม	303	สถานี
- กรุงเทพฯ และปริมณฑล	155	สถานี
- ต่างจังหวัด	148	สถานี

แก๊สโซฮอล์ ในปี 2551 ครึ่งปีแรกการใช้แก๊สโซฮอล์ อยู่ที่ระดับ 7.9 ล้านลิตรต่อวัน และในช่วงครึ่งปีหลังการใช้อยู่ที่ 10.5 ล้านลิตรต่อวัน เมื่อเฉลี่ยทั้งปีการใช้แก๊สโซฮอล์ อยู่ที่ระดับ 9.2 ล้านลิตรต่อวัน เป็นแก๊สโซฮอล์ 91 อยู่ที่ระดับ 2.5 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 276.9 และเป็นแก๊สโซฮอล์ 95 (E10) 6.6 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 59.2

รัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2551 ที่ผ่านมา โดยลดภาษีสรรพสามิตสำหรับรถยนต์ที่ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) จากร้อยละ 30 เหลือร้อยละ 25 ซึ่งทำให้ในปีนี้การใช้แก๊สโซฮอล์ 95 (E20) อยู่ที่ระดับ 0.08 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณการใช้ยังเพิ่มไม่มากนัก เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านจำนวนรถและปั้มน้ำมัน

เพื่อเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้เอทานอลเพิ่มมากขึ้น คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2551 ได้มีมติเห็นชอบให้มีการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ (E85) แบบครบวงจร โดยส่งเสริมให้มีการนำเข้าและประกอบรถยนต์ที่ใช้ E85 หรือรถยนต์ FFV โดยภายในปี 2552 จะลดภาษีนำเข้าจากอัตราปกติ ร้อยละ 80 เหลือร้อยละ 60 คาดว่าจะมีรถยนต์นำเข้าประมาณ 2,000 คัน ส่วนภาษีสรรพสามิตยังคงให้เท่ากับ E20 ซึ่งเก็บในอัตราร้อยละ 25 แต่เพื่อจูงใจให้เกิดการใช้ E85 ในช่วงแรก จึงลดภาระภาษีสรรพสามิตแก่ผู้ซื้อรถยนต์ ด้วยการนำเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสนับสนุนส่วนต่างร้อยละ 3 หรือเท่ากับว่ามีภาระจ่ายภาษีประมาณร้อยละ 22 เท่านั้น ส่วนในระยะยาวกระทรวงการคลังจะมีการกำหนดอัตราภาษีสรรพสามิตอีกครั้งหนึ่ง

ตารางที่ 9 ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์รายเดือน

หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน

	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.
2547	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
2548	0.3	0.4	0.8	1.0	1.1	1.5	1.7	2.5	3.0	3.0	3.3	3.5	1.8
2549	3.4	3.4	3.5	3.6	3.5	3.5	3.5	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.5
2550	3.4	3.7	3.6	4.0	4.1	4.6	4.6	5.1	5.3	5.8	6.3	7.0	4.8
2551	7.1	7.7	7.7	8.3	8.1	8.4	8.6	9.9	10.3	10.7	11.3	12.8	9.2
Δ (%) จากช่วงเดียวกันปีก่อน	109.1	110.4	111.6	109.2	94.9	84	85.9	95.6	92.9	84.7	79.1	81.0	92.2
Δ (%) จากเดือนก่อนปี 51	1.0	8.0	-0.2	7.8	-2.2	4.1	1.9	15.4	4.2	3.7	6.1	12.5	

เอทานอล ในปัจจุบันมีโรงงานผลิตเอทานอลที่ได้รับอนุญาตแล้วทั้งสิ้น 47 โรง แต่มีโรงงานที่เดินระบบแล้วเพียง 11 โรง มีกำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 1,575,000 ลิตรต่อวัน โดยในปี 2551 มีการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นพลังงาน 0.9 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเฉลี่ยเอทานอลเทียบกับปีที่แล้วเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 จากราคาเฉลี่ย 17.52 บาทต่อลิตร มาอยู่ที่ราคา 18.74 บาทต่อลิตร

น้ำมันดีเซล ในปี 2551 มีปริมาณการใช้รวม 48.2 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 5.8 โดยในช่วงครึ่งปีแรกการใช้ลดลงร้อยละ 2.6 และในช่วงครึ่งปีหลังลดลงร้อยละ 9.1 เนื่องจากราคาน้ำมันดีเซลปรับตัวสูงขึ้นตั้งแต่ต้นปีที่ผ่านมาจากระดับ 29.43 บาทต่อลิตรในเดือนมกราคม 2551

และเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนสูงสุดอยู่ที่เดือนกรกฎาคม ที่ระดับ 42.57 บาทต่อลิตร ปริมาณการใช้ดีเซลจึงลดลงมากที่สุดในเดือนนี้ อยู่ที่ 40.2 ล้านลิตรต่อวัน จากนั้นราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลได้เริ่มปรับตัวลดลง เนื่องจากการลดภาษีสรรพสามิตจาก 6 มาตราการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤตเพื่อคนไทยทุกคน และการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก โดยในเดือนธันวาคมปีนี้ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 19.69 บาทต่อลิตร จึงทำให้ปริมาณการใช้กลับมาเพิ่มขึ้นอีกในช่วงปลายปี อย่างไรก็ตาม ภาพรวมทั้งปีราคายังคงทรงตัวอยู่ในระดับสูง จึงทำให้ปริมาณการใช้ของทั้งปีลดลง ในปัจจุบันกระทรวงพลังงานกำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วต้องผสมไบโอดีเซลร้อยละ 2 (B2) โดยปริมาตร ซึ่งมีผลบังคับใช้แล้วตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา

ตารางที่ 10 ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลรายเดือน

หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน

	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.
2547	50.4	54.8	54.2	52.5	52.6	50.4	50.5	50.1	52.5	55.3	57.9	58.8	53.3
2548	55.6	60.8	59.0	57.0	58.8	56.6	47.1	50.3	47.0	46.6	50.1	53.1	53.5
2549	52.0	54.5	55.7	52.1	52.4	49.1	46.3	46.2	45.6	46.1	51.0	51.2	50.2
2550	52.9	53.5	55.3	52.4	50.3	52.4	48.3	50.1	47.8	48.2	50.8	51.9	51.1
2551	52.5	52.4	54.7	53.7	49.9	45.4	40.2	42.8	42.5	45.0	46.8	52.5	48.2
Δ (%) จากช่วงเดียวกันปีก่อน	-0.8	-2.0	-1.2	2.6	-0.9	-13.5	-16.7	-14.6	-11.0	-6.7	-7.9	1.1	-5.8
Δ (%) จากเดือนก่อนปี 51	1.1	-0.2	4.3	-1.7	-7.1	-9.1	-11.4	6.5	-0.6	5.8	3.9	12.2	

ไบโอดีเซล ปริมาณการจำหน่ายไบโอดีเซล (B5) ได้เพิ่มจาก 1.7 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2550 เป็น 10.3 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 501.2 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนอย่างจริงจัง โดยลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราเงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

ของไบโอดีเซล (B5) ต่ำกว่าน้ำมันดีเซล เป็นผลให้ราคาขายปลีกต่ำกว่า 1.00 – 1.50 บาทต่อลิตร ทำให้การใช้มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง กล่าวคือเดือนมกราคมอยู่ที่ระดับ 4.9 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มเป็น 10.6 ล้านลิตรต่อวัน ในเดือนมิถุนายน และในเดือนธันวาคม 2551 มีการจำหน่ายถึง 17.3 ล้านลิตรต่อวัน

ตารางที่ 11 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 5

หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน

	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.
2547	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000
2548	0.001	0.001	0.003	0.002	0.002	0.004	0.005	0.017	0.036	0.034	0.034	0.041	0.015
2549	0.048	0.054	0.055	0.090	0.135	0.115	0.103	0.092	0.095	0.11	0.19	0.326	0.118
2550	0.469	0.670	0.889	1.072	1.285	1.505	1.667	1.793	1.934	2.101	3.109	4.042	1.718
2551	4.916	5.330	7.512	8.455	9.666	10.650	9.709	10.782	1.824	13.183	14.44	17.27	10.327
Δ (%) จากช่วงเดียวกันปีก่อน	947.2	696.1	745.5	688.5	652.5	607.4	481.9	501.3	511.4	527.5	364.4	327.3	501.2
Δ (%) จากเดือนก่อนปี 51	21.6	8.4	40.9	12.6	14.3	10.2	-8.8	11.1	9.7	11.5	9.5	19.6	

LPG ในปี 2551 การใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.3 ซึ่งเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงต่อเนื่องเป็นเวลา 3 ปีแล้ว โดยในช่วงครึ่งปีแรกการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.5 และในช่วงครึ่งปีหลังการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.3 การใช้ LPG ปีนี้ในทุกสาขาขยายตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีที่แล้ว โดยการใช้ LPG

รถยนต์ปีนี้ขยายตัวเพิ่มสูงถึงร้อยละ 35.6 เนื่องจากระดับราคาน้ำมันเบนซินสูงทำให้ผู้ใช้รถยนต์ส่วนหนึ่งหันมาใช้ LPG ทดแทนการใช้ในครัวเรือนเพิ่มขึ้นมากถึงร้อยละ 12.7 และการใช้ในอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3

ตารางที่ 12 การจัดทาและความต้องการ LPG

หน่วย : พันตัน

	2547	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)			สัดส่วน (%)		
						2549	2550	2551	2549	2550	2551
การจัดทา	3,821	4,177	4,167	4,469	4,807	-0.2	7.3	7.6	100	100	100
- การผลิต	3,818	4,177	4,167	4,469	4,355	-0.2	7.3	-2.6	100	100	91
โรงแยกก๊าซ	1,960	2,397	2,364	2,667	2,668	-1.4	12.8	0	57	60	56
โรงกลั่น	1,650	1,581	1,585	1,567	1,684	0.2	-1.2	7.5	38	35	35
อื่นๆ	208	199	218	236	3	9.7	8.3	-98.7	5	5	0.1
- การนำเข้า	3	-	-	-	452						9
ความต้องการ	3,662	4,047	4,094	4,393	4,808	1.2	7.3	9.4			
- การใช้	2,772	3,099	3,518	4,116	4,787	13.5	17	16.3	100	100	100
ครัวเรือน	1,513	1,604	1,721	1,884	2,124	7.3	9.5	12.7	49	46	44
อุตสาหกรรม	441	450	511	602	658	13.6	17.8	9.3	15	15	13
รถยนต์	225	303	459	572	776	51.6	24.7	35.6	13	14	16
Feed stock	593	720	708	807	902	-1.7	14.0	11.7	20	20	19
ใช้เอง	-	22	119	251	328	434.1	111.3	31.1	3	6	7
- การส่งออก	890	948	576	278	21	-39.2	-51.8	-92.3			
การจัดทา	159	130	73	76	-1						
- ความต้องการ											

จากการที่รัฐบาลอุดหนุนราคา LPG มาโดยตลอด ขณะที่ปล่อยเสรีราคาน้ำมันเบนซิน มีผลให้ระดับราคาของเชื้อเพลิงทั้งสองแตกต่างกันมาก ผู้ใช้รถยนต์โดยเฉพาะรถแท็กซี่ได้ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ LPG แทน เป็นผลให้การใช้ LPG ในรถยนต์สูงขึ้นโดยตลอด อีกทั้งมีการใช้ทดแทนน้ำมันเตาในภาคอุตสาหกรรม และใช้เป็นวัตถุดิบของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี จึงทำให้ปีนี้เป็ปีแรกที่ต้องนำเข้า LPG มาใช้ในประทศตั้งแต่เดือนเมษายน จำนวน 22 พันตัน (นำเข้าในรูปโพรเพนและบิวเทน) และนำเข้าเพิ่มขึ้นมาโดยตลอด โดยเฉพาะในช่วงเดือนตุลาคมถึงพฤศจิกายน ซึ่งโรงกลั่นและโรงแยกก๊าซธรรมชาติได้หยุดซ่อมประจำปี ซึ่งทั้งปีมีการนำเข้า จำนวน 452 พันตัน โดยราคานำเข้าเฉลี่ยเดือนมกราคม 2551 อยู่ที่ 872 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน หลังจากนั้นได้ทรงตัวอยู่ในระดับ 802-900 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน จนกระทั่งราคาเฉลี่ยสูงสุดอยู่ที่ 923 เหรียญสหรัฐ ต่อตันในเดือนกรกฎาคม และทยอยลดลงตามราคาน้ำมัน และลดลงมาต่ำสุดอยู่ที่ 338 เหรียญสหรัฐ ต่อตันในเดือนธันวาคม

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2551 ปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 3,444 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.0 เนื่องจากในปีนี้มีแหล่งผลิต 2 แหล่งที่สำคัญได้ทำการผลิต คือ แหล่งอาทิตย์และ JDA โดยแหล่งอาทิตย์สามารถผลิตได้มากกว่า 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วงปลายปี 2551 ก๊าซธรรมชาติถูกนำไปใช้ในภาคการผลิตต่างๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70 ของการใช้ทั้งหมด จำนวน 2,423 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.6 ใช้ในโรงแยกก๊าซปริมาณ 583 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.3 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม ปริมาณ 361 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 และที่เหลือร้อยละ 2 ใช้ในภาคการขนส่ง (รถยนต์ NGV) ปริมาณ 77 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 229.4

ตารางที่ 13 การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

	2547	2548	2549	2550	2551	2551 สัดส่วน (%)	อัตราการ เปลี่ยนแปลง (%)	
							2550	2551
ผลิตไฟฟ้า	2,134	2,242	2,257	2,346	2,423	70	3.9	3.6
โรงแยกก๊าซ	389	491	527	572	583	17	8.5	2.3
อุตสาหกรรม	248	258	291	347	361	11	19.5	4.2
NGV	3	6	11	24	77	2	117.6	229.4
รวม	2,774	2,997	3,086	3,288	3,444	100	6.6	5.0

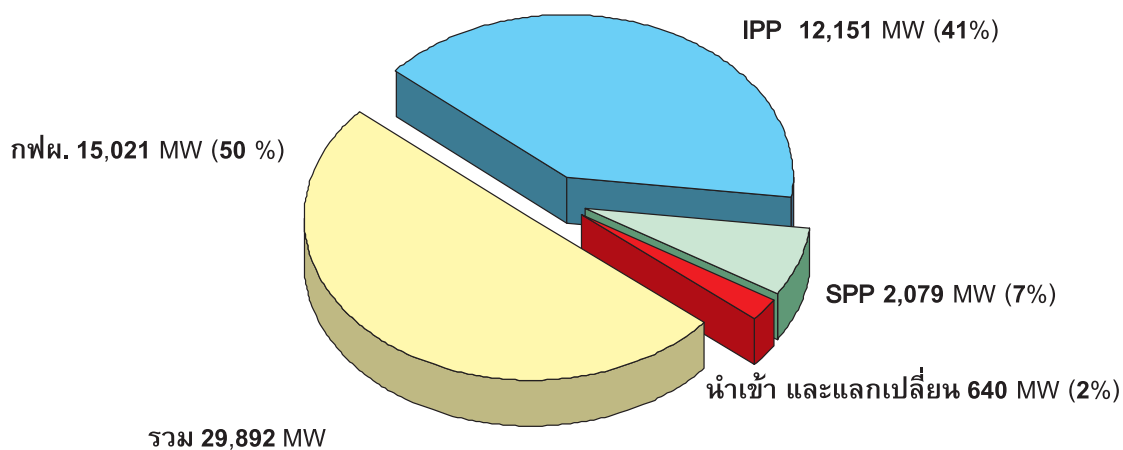
หมายเหตุ : ค่าความร้อน 1 ลูกบาศก์ฟุตเท่ากับ 1,000 บีทียู

การใช้ลิแกนด์/ถ่านหิน ในปี 2551 การใช้อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อน (คิดจากค่าความร้อน) ร้อยละ 7.1 ประกอบด้วยการใช้ลิแกนด์ 19 ล้านตัน และถ่านหินนำเข้า 16 ล้านตัน เป็นการใช้ลิแกนด์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 17 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 2 ล้านตัน ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่างๆ โดยการใช้ลิแกนด์ในภาคอุตสาหกรรมลดลงมากเนื่องจากอุปทานในประเทศลดลงจากการที่บริษัท ลานนาธิสเซส จำกัด (มหาชน) หยุดผลิต เพราะปริมาณสำรองหมด ไม่มีแหล่งสัมปทานใหม่ ทำให้ต้องใช้ถ่านหินนำเข้าทดแทน ขณะที่การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 (คิดจากค่าความร้อน) แบ่งเป็นการใช้ในอุตสาหกรรมจำนวน 11 ล้านตัน

ที่เหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP จำนวน 5 ล้านตัน

ไฟฟ้า

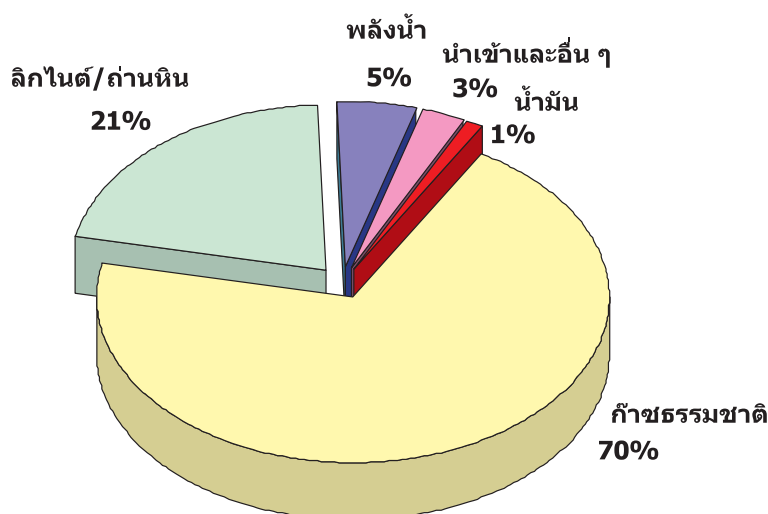
กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า ในปี 2551 อยู่ที่ 29,892 เมกะวัตต์ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้น ณ วันที่ 21 เมษายน 2551 ที่ระดับ 22,568 เมกะวัตต์ ต่ำกว่าปี 2550 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,586 เมกะวัตต์ ค่าตัวประกอบไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ร้อยละ 75.6 และกำลังผลิตสำรองไฟฟ้าต่ำสุด (Reserved Margin) อยู่ที่ร้อยละ 29.8



ภาพที่ 1 กำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้า ปี 2551

การผลิตไฟฟ้า ปริมาณการผลิตและการรับซื้อของ กฟผ. ในปี 2551 มีจำนวน 148,221 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.8 โดยมีสัดส่วนการผลิตจาก

เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 ลิแกนด์/ถ่านหินร้อยละ 21 จากพลังน้ำร้อยละ 5 การนำเข้าร้อยละ 3 และน้ำมันร้อยละ 1



ภาพที่ 2 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่าง ๆ ปี 2551

การใช้ไฟฟ้า รวมทั้งประเทศ ในปี 2551 อยู่ที่ระดับ 134,937 กิกะวัตต์ชั่วโมง ขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.9 ซึ่งขยายตัวในอัตราที่ชะลอตัวลงจากปีก่อนสอดคล้องตามการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจไทยปีนี้ที่ชะลอตัวลง โดยในช่วงครึ่งปีแรกการใช้ไฟฟ้าขยายตัวร้อยละ 4.3 และลดลงเหลือร้อยละ 0.7 ในช่วงครึ่งปีหลัง ซึ่งส่งผลให้ทั้งปีการใช้ไฟฟ้าขยายตัวร้อยละ 1.9 แบ่งเป็นการใช้ในเขตนครหลวงและเขตภูมิภาค ดังนี้

เขตนครหลวง การใช้อยู่ที่ระดับ 42,236 กิกะวัตต์

ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 โดยในช่วงครึ่งปีแรกเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 และในช่วงครึ่งปีหลังลดลงร้อยละ 1.1 โดยเฉพาะในเดือนพฤศจิกายน และเดือนธันวาคม ที่ปริมาณการใช้ลดลงมากเมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2550

เขตภูมิภาค การใช้อยู่ที่ระดับ 89,629 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 โดยในช่วงครึ่งปีแรกเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 และในช่วงครึ่งปีหลังเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.9 และการใช้จากลูกค้าตรงของ กฟผ. 3,072 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.7

ตารางที่ 14 ปริมาณการใช้ไฟฟ้า

หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

	2547	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)			
						2548	2549	2550	2551
นครหลวง	39,120	40,111	41,482	42,035	42,236	2.5	3.4	1.3	0.5
ภูมิภาค	73,078	78,118	83,268	87,755	89,629	6.9	6.6	5.4	2.1
ลูกค้าตรง EGAT	2,128	2,409	2,487	2,702	3,072	13.2	3.2	8.6	13.7
รวม	114,326	120,637	127,237	132,492	134,937	5.5	5.5	4.1	1.9

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา ในปี 2551 สาขาอุตสาหกรรมยังคงมีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 45 ของการใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ โดยครึ่งปีแรกภาวะเศรษฐกิจของโลกและของไทยยังอยู่ในเกณฑ์ดี แต่ในช่วงไตรมาสที่สามประเทศไทยได้รับผลกระทบด้านเศรษฐกิจโลก นอกจากนี้ยังได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การเมืองในประเทศที่ไม่สงบ ซึ่งส่งผลต่ออัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของไทยในช่วงไตรมาสสามและไตรมาสสี่ชะลอตัว ทำให้การใช้ไฟฟ้าสาขาต่างๆ ชะลอตัวลงด้วย โดยเฉพาะในช่วงเดือน

พฤศจิกายน และเดือนธันวาคม ที่อัตราเพิ่มของการใช้ไฟฟ้าติดลบ เมื่อเทียบกับเดือนเดียวกันของปี 2550 โดยมีรายละเอียดดังนี้

ช่วงครึ่งปีแรกสาขาอุตสาหกรรมใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 สาขาธุรกิจเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 บ้านและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 สาขาเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.8 และอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 แต่ในช่วงครึ่งปีหลังสาขาอุตสาหกรรมใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 1.5 เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว สาขาธุรกิจลดลงร้อยละ 1.6 และอื่นๆ



ลดลงร้อยละ 1.5 ในขณะที่สาขาเกษตรกรรมลดลงร้อยละ 0.9 บ้านและที่อยู่อาศัยใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 สาขานี้การใช้ไฟฟ้าไม่ลดลงเนื่องจากยังมีความจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าในชีวิตประจำวันอยู่ ถึงแม้ว่าเศรษฐกิจจะชะลอตัวก็ตาม

สรุปภาพรวมทั้งปีสาขาอุตสาหกรรมใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปีก่อนเพียงร้อยละ 1.4 สาขาธุรกิจเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 บ้านและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 สาขาเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 และอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2

ตารางที่ 15 ปริมาณการใช้ไฟฟ้ารายสาขา

หน่วย : กิกะวัตต์-ชั่วโมง

สาขา	2548	2549	2550	2551	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	
					2550	2551
บ้านและที่อยู่อาศัย	25,514	26,915	27,960	28,690	3.9	2.6
ธุรกิจ	30,164	31,702	32,839	33,206	3.6	1.1
อุตสาหกรรม	53,894	56,995	59,436	60,266	4.3	1.4
เกษตรกรรม	250	240	268	282	11.5	5.2
อื่นๆ	10,815	11,385	11,989	12,493	5.3	4.2
รวม	120,637	127,237	132,492	134,937	4.1	1.9

ค่าเอฟที ในปีนี้มีการปรับค่าเอฟที 4 ครั้ง โดยปรับลดลง 2 ครั้ง และปรับขึ้น 2 ครั้ง รวมเป็นจำนวนเงินเพิ่มขึ้น 9.28 สตางค์ต่อหน่วย ดังนี้

ตารางที่ 16 ค่าเอฟทีในปี 2551

หน่วย : สตางค์ต่อหน่วย

ประจำเดือน	ค่าเอฟที	การเปลี่ยนแปลงค่าเอฟที	ค่าไฟฟ้าที่เก็บจากประชาชน (บาท/หน่วย)
ต.ค. 50 - ม.ค. 51	66.11	-2.31	2.91
ก.พ. 51 - พ.ค. 51	68.86	2.75	2.94
มิ.ย. 51 - ก.ย. 51	62.85	-6.01	2.88
ต.ค. 51 - ธ.ค. 51	77.70	14.85	3.02

4. แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2552

จากการประมาณการภาวะเศรษฐกิจของไทย โดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ คาดว่าในปี 2552 เศรษฐกิจจะขยายตัวดีดลบน้อยลง (-1.0)-(0.0) และ สหพ. คาดว่าราคาน้ำมันจะอยู่ในระดับต่ำคือประมาณ 40 - 50 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2552 จึงประมาณการความต้องการพลังงานของประเทศภายใต้สมมุติฐานดังกล่าว ซึ่งพอสรุปแนวโน้มสถานการณ์พลังงานในปี 2552 ได้ดังนี้

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น คาดว่า จะอยู่ที่ระดับ 1,656 พันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2551 ร้อยละ 1.9 โดยความต้องการน้ำมันเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.3 ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 ลิกไนต์/ถ่านหิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6

ตารางที่ 17 ประมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

	2547	2548	2549	2550	2551	2552
การใช้	1,450	1,520	1,548	1,606	1,624	1,656
น้ำมัน	687	689	673	667	633	635
ก๊าซธรรมชาติ	518	566	579	615	649	674
ลิกไนต์/ถ่านหิน	213	232	251	282	306	310
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	32	33	44	43	36	37
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)						
การใช้	7.7	4.8	1.8	3.8	1.1	1.9
น้ำมัน	10.1	0.4	-2.3	-1.0	-5.0	0.3
ก๊าซธรรมชาติ	4.4	9.2	2.3	6.2	5.6	3.9
ลิกไนต์/ถ่านหิน	12.7	8.9	8.2	12.4	8.5	1.3
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	-12.1	2.4	35.2	-2.5	-17.4	2.6

น้ำมันสำเร็จรูป ประมาณการความต้องการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อย LPG คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 ในขณะที่น้ำมันก๊าดและเครื่องบินคาดว่าจะมีการใช้ลดลง และการใช้น้ำมันเตายังคงลดลงตามแผน PDP ของ กพพ. ส่งผลให้ทั้งปีปริมาณการใช้น้ำมันจะใกล้เคียงกับปี 2551 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

การใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เพราะคาดว่าราคาน้ำมันยังคงทรงตัวอยู่ในระดับต่ำตลอดช่วงปี 2552 โดยการใช้้ำมันเบนซินจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3

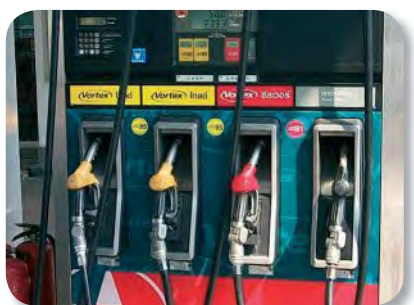
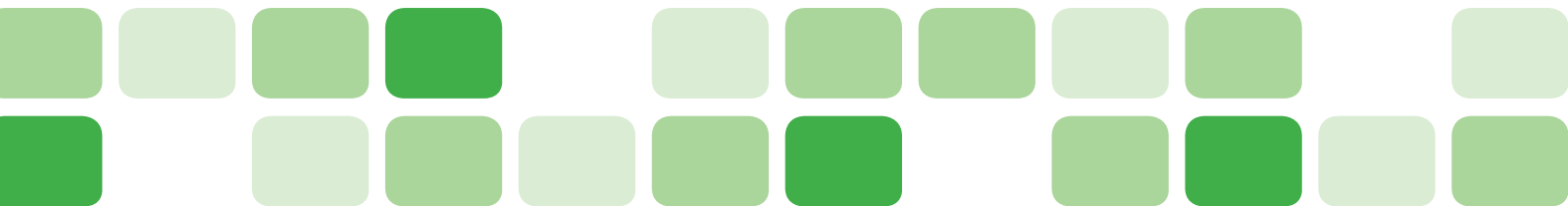
และการใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 การใช้ LPG ในรถยนต์จะชะลอตัวลงจากปี 2551 เนื่องจากน้ำมันมีราคาถูก ซึ่งไม่จูงใจให้มีการเปลี่ยนเครื่องยนต์ไปใช้ LPG นอกจากนี้รัฐบาลยังมีนโยบายส่งเสริมให้รถแท็กซี่ที่ใช้ LPG เปลี่ยนไปใช้ NGV แทน การใช้ LPG ในภาคอุตสาหกรรมจะชะลอตัวลงในช่วงครึ่งปีแรก หลังจากนั้นคาดว่าจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ดังนั้นจึงคาดว่า การใช้ LPG จะเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 6.1

ตารางที่ 18 ประมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย : ล้านลิตร

ชนิด	2547	2548	2549	2550	2551	2552	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
							2550	2551	2552
เบนซิน	7,661	7,248	7,215	7,337	7,120	7,355	1.6	-4.1	3.3
ดีเซล	20,718	19,594	18,371	18,710	17,643	18,084	1.8	-6.9	2.5
ก๊าด+เครื่องบิน	4,265	4,314	4,538	4,950	4,652	4,405	9.1	-5.0	-5.3
น้ำมันเตา	6,064	6,205	5,851	4,222	3,273	2,769	-27.8	-21.4	-15.4
LPG*	4,035	4,364	5,074	5,812	6,828	7,245	14.5	18.6	6.1
รวม	42,743	41,725	41,050	41,030	39,517	39,858	-0.1	-4.0	0.8

* ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี



ส่วนที่ 3

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง



- ราคาน้ำมันดิบ
- ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดอสังคโปร์
- ราคาขายปลีก
- สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
- สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซล



1.ราคาน้ำมันดิบ



มกราคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 87.37 และ 93.25 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 1.79 และ 1.88 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวในจีเรียส่งออกน้ำมันดิบเดือนมีนาคมลดลง 420,000 บาร์เรลต่อวัน จากเดือนก่อนมาอยู่ที่ระดับ 1.72 ล้านบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากแหล่งผลิต Bonga Field (225,000 บาร์เรลต่อวัน) ปิดซ่อมบำรุงตามแผน และข่าวความต้องการใช้น้ำมันของจีนในเดือนธันวาคม อยู่ที่ระดับ 7.20 ล้านบาร์เรลต่อวัน สูงสุดในรอบ 7 เดือน และสูงกว่าปริมาณเฉลี่ยที่ระดับ 6.93 ล้านบาร์เรลต่อวัน และโรงกลั่น Aruba (255,000 บาร์เรลต่อวัน) ของบริษัท Valero Energy Corp. ในสหรัฐอเมริกาปิดฉุกเฉินอย่างไม่มีกำหนดจากเหตุเพลิงไหม้ ประกอบกับธนาคารกลางสหรัฐ ปรับลดอัตราดอกเบี้ยลงมาอยู่ที่ร้อยละ 3.0 ซึ่งเป็นระดับต่ำสุดนับตั้งแต่เดือนมิถุนายน

2548 เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจสหรัฐ รวมทั้งชื่อนาย Ali al Naimi รัฐมนตรีกระทรวงน้ำมันของซาอุดีอาระเบียกล่าวว่า กลุ่มโอเปคจะยังไม่พิจารณาเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันในการประชุมวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เนื่องจากอุปทานน้ำมันยังคงเพียงพอต่อความต้องการในตลาด และข่าวสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศผู้ผลิตและส่งออกน้ำมันที่ยังเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง

กุมภาพันธ์ 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ย อยู่ที่ระดับ 90.02 และ 95.39 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 2.65 และ 2.15 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรลตามลำดับ จากข่าวประธานโอเปคกล่าวว่าจะไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในการประชุมเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2551 เนื่องจากปริมาณสำรองน้ำมันมีเพียงพอ ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันที่คาดว่าจะลดลงในไตรมาสที่ 2 และค่า

เงินดอลลาร์สหรัฐ อ่อนค่าลงต่ำสุดเป็นประวัติการณ์ อีกครั้งจากความกังวลเกี่ยวกับสภาวะเศรษฐกิจ รวมทั้งจากอุณหภูมิบริเวณ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของสหรัฐ จะลดลงต่ำกว่าปกติ และชาวบริษัทน้ำมัน Lukoil ของรัสเซียหยุดการส่งน้ำมันดิบทางท่อส่งน้ำมันปริมาณ 520,000 ตัน ไปยังประเทศเยอรมนี ในเดือนกุมภาพันธ์ เนื่องจากบริษัท มีข้อพิพาทกับรัฐบาลรัสเซีย และ Ukraine ประกอบกับชาวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Bacton (45 mil.cu.m per day) ของบริษัทเชลล์ประเทศอังกฤษปิดทำการฉุกเฉินจากเหตุเพลิงไหม้



มีนาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 96.76 และ 105.45 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 6.74 และ 10.06 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากข่าวค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ อ่อนตัวลงหลังจากรัฐบาลสหรัฐ รายงานดัชนีความเชื่อมั่นผู้บริโภคอยู่ที่ระดับต่ำสุดในรอบ 5 ปี ทำให้นักลงทุนกลับมาเข้าซื้อในตลาด Commodities และข่าวกลุ่มคนร้ายติดอาวุธได้ก่อเหตุลอบวางระเบิดท่อส่งน้ำมันในเขตซูแบร์ ทางตะวันตกของเมืองบาสรา ประเทศอิรัก ส่งผลให้ปริมาณการส่งออกน้ำมันจากภาคใต้ของอิรักลดลงอย่างรุนแรง เป็นครั้งแรกนับตั้งแต่ปี 2547 และข่าวกระทรวงพลังงานของสหรัฐ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบในรอบสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 21 มีนาคม 2551 ทรงตัวอยู่ที่ระดับ 311.8 ล้านบาร์เรล สวนทางกับที่นักวิเคราะห์ในโพลล์ธอมสันไฟแนนเชียลคาดการณ์ว่าจะพุ่งขึ้น 2.1 ล้านบาร์เรล ส่วนปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินลดลง 3.3 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 229.2 ล้านบาร์เรล มากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ว่าจะ

ลดลง 1.4 ล้านบาร์เรล และสำรองน้ำมันกลั่นซึ่งรวมถึงน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้สร้างความอบอุ่นลดลง 2.2 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 111.3 ล้านบาร์เรล มากกว่าที่คาดการณ์ว่าจะลดลงเพียง 1.2 ล้านบาร์เรล

เมษายน 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 103.41 และ 112.63 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 6.66 และ 7.18 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากตลาดยังคงกังวลต่อการอ่อนตัวของค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ อย่างต่อเนื่อง และข่าวเหตุการณ์ประท้วงบริเวณท่าขนส่งน้ำมัน Fos-Lavera ในประเทศฝรั่งเศสส่งผลให้เรือขนส่งปิโตรเลียมไม่สามารถผ่านเข้าออกได้ตามปกติและชาวเหตุระเบิดพลีชีพทางภาคเหนือของอิรักส่งผลให้มีผู้เสียชีวิตและได้รับบาดเจ็บรวมกว่า 100 ราย ประกอบกับข่าวกลุ่มก่อการร้ายโจมตีท่อส่งน้ำมันของบริษัท Royal Dutch Shell ในประเทศไนจีเรีย ส่งผลกระทบต่อปริมาณการผลิตน้ำมันบางส่วน

พฤษภาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 119.50 และ 125.38 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 16.09 และ 12.75 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากไนจีเรียเลื่อนการส่งออกน้ำมันดิบ Qua Iboe ปริมาณ 950,000 บาร์เรล จากเดือนมิถุนายน 2551 ไปเป็นเดือนกรกฎาคม 2551 เนื่องจากการผลิตได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ก่อการร้ายและพนักงานประท้วง และจากข่าวชาวประมงฝรั่งเศสประท้วงปิดท่าขนส่งน้ำมัน Port-la-Nouvelle และ La Rochelle เพื่อเรียกร้องรัฐบาลให้ความช่วยเหลือที่ราคาน้ำมันอยู่ในระดับสูง และชาวเลขาธิการโอเปค Mr. Abdullah al-Badri ให้สัมภาษณ์ว่าราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้นจากปัจจัยอื่นที่มีใช้ปัจจัยพื้นฐาน และอยู่เหนือความสามารถของโอเปคที่จะช่วยบรรเทาสถานการณ์ อย่างไรก็ตามหากมีความจำเป็นพร้อมเพิ่มการผลิต รวมทั้งชาวพายุโซนร้อน Arthur พัดเข้าชายฝั่งมหาสมุทรแอตแลนติก ส่งผลให้ท่าขนส่งน้ำมันหลัก 2 แห่งของเม็กซิโกปิดดำเนินการชั่วคราว

มิถุนายน 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 127.82 และ 133.93 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 8.32 และ 8.55 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากบริษัท Chevron ในไนจีเรียประกาศ Force Majeure การส่งออกน้ำมันดิบ Escravos (120,000 บาร์เรลต่อวัน) หลังถูกกลุ่มก่อการร้ายวางระเบิดท่อขนส่งน้ำมัน และสหภาพแรงงานบริษัทน้ำมันไนจีเรีย (PENGASSAN) นัดหยุดงานประท้วงบริษัท Chevron ในไนจีเรีย หลังการเจรจาขอปรับเพิ่มเงินเดือนและสวัสดิการไม่บรรลุผลรวม ประกอบกับประเทศกลุ่มสหภาพยุโรปมีมติคว่ำบาตรอิหร่านโดยอาศัยมติของสภาธนาคาร Melli ซึ่งเป็นธนาคารใหญ่ที่สุดของอิหร่านหลังอิหร่านปฏิเสธข้อเสนอการปรับเปลี่ยนแผนโครงการพัฒนาพลังงานนิวเคลียร์ตามที่สหประชาชาติเสนอ ทั้งนี้ประธานโอเปกแถลงว่า ประเทศผู้ผลิตน้ำมันจะไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ และชาวประเทศลิเบียอาจมีแผนลดปริมาณการผลิตน้ำมันดิบก่อนที่สภาองค์กรของสหรัฐ จะยินยอมให้กระทรวงยุติธรรมฟ้องร้องสมาชิกกลุ่มโอเปกในข้อหาลดอุปทานการผลิต รวมทั้งชาวค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ อ่อนตัวลง

กรกฎาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยวันที่ 1 - 15 กรกฎาคม 2551 อยู่ที่ 137.83 และ 141.26 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน 10.01 และ 7.33 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยสาเหตุที่สำคัญคือจากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ และนักลงทุนมีความกังวลเกี่ยวกับคาดการณ์ตลาดน้ำมันจะอยู่ในภาวะ



ตึงตัวไปอีก 5 ปี จากความต้องการใช้น้ำมันของประเทศกำลังพัฒนาโดยเฉพาะจีนและอินเดียอยู่ในระดับสูงและประธานกลุ่มโอเปก ได้ออกมากล่าวว่าหากสถานการณ์ตึงเครียดระหว่างอิสราเอลกับอิหร่านยังทวีความรุนแรงและอิหร่านลดปริมาณการส่งออกแล้ว กำลังการผลิตของกลุ่มโอเปกจะไม่มีเพียงพอที่จะชดเชยอุปทานที่ลดลง และหลังจากวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 เป็นต้นมา ราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่อง ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยวันที่ 16 - 31 กรกฎาคม 2551 อยู่ที่ 125.26 และ 126.66 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจาก

ต้นเดือน 12.57 และ 14.60 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จาก IEA ได้ปรับคาดการณ์อุปสงค์น้ำมันโลกในปี 2551 ลงประมาณร้อยละ 51 มาอยู่ที่ระดับ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน รวมทั้งชาวอิหร่านกับกลุ่มประเทศมหาอำนาจทางตะวันตกทั้ง 6 ประเทศอาจบรรลุข้อตกลงได้ ด้วยการยอมรับข้อเสนอของทั้งสองฝ่าย

สิงหาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 112.86 และ 116.58 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 18.42 และ 16.71 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

จากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินยูโร และชาวท่อส่งน้ำมัน Baku - Tbilisi - Ceyhan (1 ล้านบาร์เรลต่อวัน) เริ่มส่งออกน้ำมันดิบ Azeri อีกครั้งหลังจากเหตุระเบิด และ IEA รายงานปริมาณการผลิตของกลุ่มโอเปค เดือนเมษายน - กรกฎาคม 2551 เพิ่มขึ้น 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน นอกจากนี้นักวิเคราะห์ส่วนใหญ่คาดการณ์ว่ากลุ่มโอเปคจะไม่ลดปริมาณการผลิตน้ำมันในการประชุมวันที่ 9 กันยายน 2551 ที่ประเทศออสเตรีย เนื่องจากราคาน้ำมันยังอยู่เหนือระดับ 100 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล

กันยายน 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 95.90 และ 103.61 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 16.95 และ 12.97 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับจากความกังวลเกี่ยวกับภาวะเศรษฐกิจถดถอยจะทำให้ความต้องการใช้น้ำมันของโลกลดลง และ Lloyd's Marine Intelligence รายงานปริมาณส่งออกน้ำมันดิบของโอเปค (ไม่รวมแองโกลาและเอกวาดอร์) เฉลี่ย 4 สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 14 กันยายน 2551 เพิ่มขึ้น 50,000 บาร์เรลต่อวัน ประกอบกับชาวสหภาพแรงงานบริษัทน้ำมันในไนจีเรียเลื่อนกำหนดหยุดงานประท้วงเรื่องค่าแรงกับบริษัทเชฟรอนออกไปจนถึงวันที่ 8 ตุลาคม 2551 และสถาบันการเงินและธนาคารพาณิชย์หลายแห่งในยุโรป ประสบปัญหาทางการเงินส่งผลให้รัฐบาลต้องเข้าช่วยเหลือ รวมทั้งชาวท่าขนส่งน้ำมัน Dos Bocas ซึ่งเป็นหนึ่งในท่าขนส่งน้ำมันหลักของประเทศเม็กซิโก กลับมาดำเนินงานได้ตามปกติหลังจากปิดดำเนินการตั้งแต่วันศุกร์ที่ผ่านมาเนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน

ตุลาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 67.42 และ 76.62 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 28.48 และ 26.99 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับจากข่าว GDP ของประเทศสหรัฐฯ ในไตรมาส 3 ปี 51 ปรับตัวลดลงร้อยละ 0.3 รุนแรงที่สุดในรอบ 7 ปี และทำชนถ่าน้ำมันของเม็กซิโกทั้ง 3 แห่ง (1.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน) กลับมาดำเนินการได้ตามปกติภายหลังปิดฉุกละหิมเนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน รวมทั้งจากความกังวลเกี่ยวกับภาวะราคาเศรษฐกิจถดถอย ทั้งนี้ Energy Information Administration (EIA) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบและ Distillates ของสหรัฐฯ ประจำสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 24 ตุลาคม 2551 เพิ่มขึ้น 0.5 และ 2.3 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 311.9 และ 126.6 ล้านบาร์เรลตามลำดับ

พฤศจิกายน 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 49.84 และ 57.41 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 17.58 และ 19.21 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับโดยราคาน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส ปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ระดับต่ำสุดนับตั้งแต่เดือนมกราคม 2550 และ The Conference Board ของสหรัฐฯ รายงานดัชนีชี้นำทางเศรษฐกิจ (Leading Economic Indicator) ซึ่งเป็นตัวชี้วัดสภาพเศรษฐกิจในอีก 3 - 6 เดือนข้างหน้า ซึ่งเดือนตุลาคม 2551 ลดลง ร้อยละ 0.8 มากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ โดยตัวเลขการขอเข้ารับสวัสดิการว่างงานของชาวสหรัฐฯ เพิ่มขึ้น 27,000 ราย มาอยู่ที่ระดับ 542,000 ราย นับเป็นระดับสูงสุดในรอบ 16 ปี รวมทั้งข่าว

Reuter Polls คาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันของโลก ปี 2552 จะลดลง 0.02 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากปี 2551 มาอยู่ที่ระดับ 86.01 ล้านบาร์เรลต่อวัน และข่าวโรงกลั่นของญี่ปุ่นเดินเครื่องต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเฉลี่ยร้อยละ 4.5 และบริษัท GS Caltex ของเกาหลีใต้มีแผนลดอัตราการผลิตร้อยละ 4.6 มาอยู่ที่ระดับ 620,000 บาร์เรลต่อวัน ในเดือนธันวาคม 2551

ธันวาคม 2551

ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 40.53 และ 41.45 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 9.31 และ 15.96 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับจากตลาดกังวลต่อสภาวะเศรษฐกิจถดถอยในประเทศสหรัฐฯ จะส่งผลทำให้อัตราการว่างงานเพิ่มสูงขึ้นและชาวจีนลดปริมาณนำเข้าน้ำมันดิบในเดือนพฤศจิกายน 2551 ลงอยู่ที่ระดับ 3.25 ล้านบาร์เรลต่อวัน ต่ำสุดในรอบปีและต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ร้อยละ 1.86 นอกจากนี้โรงกลั่นในเอเชียเหนือลดอัตราเดินเครื่องอย่างต่อเนื่อง ล่าสุด Cosmo Oil ของญี่ปุ่นกลั่นน้ำมันดิบในเดือนตุลาคม - ธันวาคม 2551 ต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ร้อยละ 6 รวมทั้งข่าวการขนส่งน้ำมันทางเรือบริเวณ Houston Ship Channel กลับมาเปิดทำการได้ตามปกติและอิรักเพิ่มการส่งออกน้ำมันดิบจากท่า Basra ทางตอนใต้ของประเทศจากสัปดาห์ก่อนประมาณ 0.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน มาอยู่ที่ 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน

มกราคม - ธันวาคม 2551

สรุปราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 94.18 และ 100.11 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน 25.91 และ 27.91 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ



2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์



มกราคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ 100.51 , 99.56 และ 105.70 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 2.13 , 2.47 และ 0.01 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของธนาคารกลางสหรัฐ ที่ปรับลดอัตราดอกเบี้ยลงร้อยละ 0.75 และชาวเซลล์ออสเตเรีย นำเข้าน้ำมันเบนซินจากตลาดสิงคโปร์ เนื่องจากโรงกลั่น Clyde (85,000 บาร์เรลต่อวัน) ปิดฉุกเฉินจากปัญหาทางเทคนิค และโรงกลั่น Geelong (125,000 บาร์เรลต่อวัน) อยู่ระหว่าง Partial Turnaround ตามแผนเป็นเวลา 2 เดือน และ Chinese Petroleum Corp. ของไต้หวันดส่งออก ในเดือนมีนาคม เนื่องจากหน่วย Residual Fluid Catalytic Cracker (25,000 บาร์เรลต่อวัน) ระเบิดเมื่อวันที่ 5 มกราคม

2551 และยังปิดทำการ โดยมีกำหนดเดินเครื่องใหม่ในเดือนเมษายน 2551 รวมทั้งจีนมีแผนลดปริมาณส่งออกน้ำมันเบนซินเพื่อสำรองไว้ใช้ในระหว่างฤดูกาลแข่งขันกีฬาโอลิมปิกฤดูร้อน

กุมภาพันธ์ 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ 105.07, 104.13 และ 111.20 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 4.57, 4.57 และ 5.50 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและอุปทานน้ำมันเบนซินลดลงจากการส่งออกในเดือนมีนาคม 2551 ลงร้อยละ 83 มาอยู่ที่ 510,000 บาร์เรล ประกอบกับไต้หวันและเกาหลีใต้ลดการส่งออกเนื่องจากโรงกลั่นปิดซ่อมบำรุง และ Petroleum Association Of Japan (PAJ) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินของญี่ปุ่น ณ วันที่ 23 กุมภาพันธ์



2551 ลดลง 0.10 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 13.74 ล้านบาร์เรล และจากข้าวยอดขายผลิตภัณฑ์ดีเซลในประเทศอินเดียเดือนมกราคม 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.9 จากปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 4.3 ล้านตัน เนื่องจากอุปสงค์ในประเทศเพิ่มขึ้น ประกอบกับสภาพอากาศหนาวเย็นในภูมิภาคยุโรป ส่งผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดีเซล บริเวณ Amsterdam-Rotterdam-Antwerp ณ วันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2551 ลดลงร้อยละ 40 จากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 1.2 ล้านตัน

มีนาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 105.07, 104.13 และ 111.20 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 4.57, 4.57 และ 5.50 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและอุปทานน้ำมันเบนซินลดลงจากจีนลดการส่งออกในเดือนมีนาคม 2551 ลงร้อยละ 83 มาอยู่ที่ 510,000 บาร์เรล ประกอบกับไต้หวันและเกาหลีใต้ลดการส่งออกเนื่องจากโรงกลั่นปิดซ่อมบำรุง และ Petroleum Association Of Japan (PAJ) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินของญี่ปุ่น ณ วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2551 ลดลง 0.10 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 13.74 ล้านบาร์เรล และจากข้าวยอดขายผลิตภัณฑ์ดีเซลในประเทศอินเดียเดือนมกราคม 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.9 จากปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 4.3 ล้านตัน เนื่องจากอุปสงค์ในประเทศเพิ่มขึ้น ประกอบกับสภาพอากาศหนาวเย็นในภูมิภาคยุโรป ส่งผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดีเซล บริเวณ Amsterdam-Rotterdam-Antwerp ณ วันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2551 ลดลงร้อยละ 40 จากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนมาอยู่ที่ระดับ 1.2 ล้านตัน

เมษายน 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 118.08, 117.09 และ 138.33 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 8.29, 7.92 และ 12.15 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นในเวียดนาม จีน และอินโดนีเซีย ในขณะที่ปริมาณการส่งออกน้ำมันเบนซินจากจีนในเดือนมีนาคม 2551 ประมาณ 850,000 บาร์เรล ลดลงจากเดือนก่อน 270,000 บาร์เรล และจากข่าวเกาหลีใต้ลดปริมาณส่งออกน้ำมันดีเซลมาอยู่ที่ระดับ 260,000 ตัน เนื่องจากโรงกลั่นปิดซ่อมบำรุง และข่าว Sinopec ประเทศจีนปิดฉุกเฉินเนื่องจากเหตุระเบิด อาจส่งผลให้จีนต้องนำเข้าน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้น โดยในเดือนพฤษภาคม 2551 จีนนำเข้าน้ำมันดีเซลที่ระดับ 450,000 บาร์เรล ซึ่งสูงกว่าเดือนเมษายน 2551 ประมาณร้อยละ 20 และ International Enterprise Singapore (IES) รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates ของประเทศสิงคโปร์ ณ วันที่ 16 เมษายน 2551 ลดลง 552,000 บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 6.98 ล้านบาร์เรล



พฤษภาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 131.13, 130.06 และ 158.62 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 13.05, 12.97 และ 20.29 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจากข่าวบริษัทน้ำมันแห่งชาติของอินโดนีเซียมีแผนนำเข้าน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 1 ล้านบาร์เรล เนื่องจากโรงกลั่น Balongan (125,000 บาร์เรลต่อวัน) มีแผนปิดซ่อมบำรุง และรัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนขึ้นราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศประมาณ ร้อยละ 16-22 และจากข่าวกระทรวงเศรษฐกิจการค้าและอุตสาหกรรมของประเทศญี่ปุ่น (METI) มีแผนนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปเพื่อเก็บเป็นปริมาณสำรองทางยุทธศาสตร์ปริมาณ 3.1 ล้านบาร์เรล เป็นน้ำมันเบนซิน 1.07 ล้านบาร์เรล และจากความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในจีนในช่วงการแข่งขันโอลิมปิก ประกอบกับ PAJ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดีเซลสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 17 พฤษภาคม 2551 ลดลง 997,000 บาร์เรลมาอยู่ที่ 11.3 ล้านบาร์เรล



มิถุนายน 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 140.30, 138.78 และ 166.45 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว 9.17, 8.72 และ 7.83 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและข่าว PAJ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินประเทศญี่ปุ่น วันที่ 21 มิถุนายน 2551 ปรับตัวลดลง 530,000 บาร์เรล จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 15.29 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates ของสิงคโปร์สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 25 มิถุนายน 2551 ลดลง 1.21 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 9.02 ล้านบาร์เรล ในขณะที่ Formosa Petrochemical Corp. ของไต้หวันจะปิดซ่อมแซมหน่วย Residual Fluid และ Catalytic Cracker (RFCC: 84,000 บาร์เรลต่อวัน) เป็นเวลา 2 สัปดาห์ช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2551 รวมทั้งโรงกลั่น (156,000 บาร์เรลต่อวัน) บริเวณ Port Dickson มาเลเซียมีแผนปิดซ่อมบำรุงเป็นเวลา 45 วัน ส่งผลให้มาเลเซียนำเข้าน้ำมันเบนซิน ปริมาณ 500,000 บาร์เรล และ PAJ รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดีเซลประเทศญี่ปุ่น วันที่ 21 มิถุนายน 2551 ปรับตัวลดลง 183,000 บาร์เรล จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 10.63 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง IES รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates ของสิงคโปร์สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 25 มิถุนายน 2551 ลดลง 0.13 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 8.49 ล้านบาร์เรล



กรกฎาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยวันที่ 1-15 กรกฎาคม 2551 อยู่ที่ 144.23, 143.64 และ 174.81 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน 3.93, 4.86 และ 8.36 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นและความต้องการใช้จากจีนยังคงอยู่ในระดับสูง ในขณะที่อุปทานในภูมิภาคตึงตัว และหลังจากวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 เป็นต้นมาราคาน้ำมันสำเร็จรูปได้ลดตามราคาน้ำมันดิบ ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยวันที่ 16 - 31 กรกฎาคม 2551 อยู่ที่ 128.38, 127.82 และ 159.17 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากต้นเดือน 15.85, 15.82 และ 15.64 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปทานน้ำมันเบนซิน ในภูมิภาคยังคงอยู่ในระดับสูง เนื่องจากไม่มีแรงซื้อจากประเทศนำเข้าหลักอย่างจีนและเวียดนามชะลอการนำเข้าน้ำมันเบนซินสำหรับเดือนสิงหาคม - ตุลาคม เนื่องจากการปรับขึ้นราคาขายปลีก ร้อยละ 31 ทำให้อัตราการใช้ในประเทศลดลง

สิงหาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 115.49, 113.98 และ 132.17 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 19.78, 20.72 และ 33.80 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและข่าวประเทศจีนงดนำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนกันยายน เนื่องจากอุปสงค์เบาบางและโรงกลั่นใหม่ 3 แห่งกำลังผลิตรวม 640,000 บาร์เรลต่อวัน จะเริ่มเดินเครื่องในไตรมาส 4 ประกอบกับเวียดนามลดการนำเข้าเนื่องจากปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินอยู่ในระดับสูง และเกาหลีได้ส่งออกน้ำมันเบนซินเดือนกันยายน - ตุลาคม 2551 ปริมาณ 1.5 - 2.0 ล้านบาร์เรลต่อเดือน เนื่องจากอุปสงค์ในประเทศลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ร้อยละ 6

กันยายน 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 107.10, 104.82 และ 118.93 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 8.40, 9.16 และ 13.24 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล

ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและ
ชาวจีนมีแผนส่งออกน้ำมันเบนซิน
ในเดือนตุลาคม 2551 ที่ระดับ 1.78
ล้านบาร์เรล เนื่องจากปริมาณสำรอง
ในประเทศอยู่ในระดับสูงและการเติบโต
ของอุปสงค์ในประเทศมีแนวโน้มอ่อนตัว
ลง รวมทั้ง IES รายงานปริมาณสำรอง
Light Distillates สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 1
ตุลาคม 2551 เพิ่มขึ้นจากสัปดาห์ก่อน
296,000 บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 8.1
ล้านบาร์เรล และอุปสงค์ของประเทศ
เวียดนามในช่วงไตรมาส 4 ปี 2551
ลดลงเนื่องจากราคาขายปลีกในประเทศ
สูงกว่าปีก่อน ร้อยละ 25 รวมทั้ง
เวียดนามยังคงชะลอการนำเข้าน้ำมัน
ดีเซล ในเดือนตุลาคม 2551 เนื่องจาก
ปริมาณสำรองในประเทศอยู่ในระดับสูง
และอุปสงค์ในประเทศปรับตัวลดลง
ประกอบกับบริษัท S-Oil ประเทศ
เกาหลีใต้เพิ่มอัตราการผลิตขึ้น ร้อยละ 8
มาอยู่ที่ 570,000 บาร์เรลต่อวัน

ตุลาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95,
92 และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ
79.49 , 77.19 และ 83.98
ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่
แล้ว 27.61, 27.64 และ 34.94
ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคา
น้ำมันดิบและความกังวลเกี่ยวกับภาวะ
ที่อุปทานมีมากเกินไปความต้องการ
หลังจากที่โรงกลั่นต่างๆ จากทั้งเกาหลี
ใต้ ญี่ปุ่น ไต้หวันและอินเดียส่งออก
น้ำมันเบนซินมากขึ้น ประกอบกับ
เวียดนามอาจลดปริมาณการนำเข้า
เนื่องจากโรงกลั่นแห่งแรกของประเทศ
(140,000 บาร์เรลต่อวัน) จะเริ่ม
ดำเนินการผลิตในปีหน้า และปากีสถาน
มีแผนลดการนำเข้าน้ำมันดีเซล
ในไตรมาส 4 ลง ร้อยละ 30 หรือ
750,000 บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 1.5
ล้านบาร์เรล เนื่องจากปริมาณสำรอง
ภายในประเทศอยู่ในระดับสูง กอปรกับ
ความต้องการใช้ลดลง รวมทั้ง IES



รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates
ของสิงคโปร์ ประจำสัปดาห์สิ้นสุดวันที่
29 ตุลาคม 2551 เพิ่มขึ้น 409,000
บาร์เรล มาอยู่ที่ระดับ 13.48 ล้านบาร์เรล

พฤศจิกายน 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95,
92 และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ
48.41, 47.45 และ 68.77 เหรียญ
สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจาก
เดือนที่แล้ว 31.08, 29.74 และ
15.22 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล
ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและจาก
อุปสงค์น้ำมันเบนซินในภูมิภาคเบาบาง
ทั้งนี้ราคาขายน้ำมันเบนซิน ที่สถานี
บริการในสหรัฐฯ ลดลงมาอยู่ที่ 1.97
เหรียญสหรัฐฯ ต่อแกลลอน (ต่ำกว่า
ระดับ 2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อแกลลอน
เป็นครั้งแรกตั้งแต่เดือนมีนาคม 2548)
ขณะที่ปริมาณสำรองอยู่ในระดับสูง
กอปรกับปริมาณสำรองในภูมิภาคยังอยู่
ในระดับสูงขณะที่ประเทศจีนส่งออก
อย่างต่อเนื่องเป็นระยะเวลา 3 เดือน
และเนื่องจากโอกาสในการขนย้าย
น้ำมันดีเซลไปขายยังทวีปยุโรปเริ่มลด
ลงเพราะค่าขนส่งที่เริ่มปรับตัวเพิ่มขึ้น
ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดีเซลในภูมิภาคที่
อยู่ในระดับสูงกดดันราคาน้ำมันดีเซลใน
ภูมิภาคให้ปรับลดลง รวมทั้งอุปสงค์
น้ำมันดีเซลในประเทศอินเดียเพื่อ
ผลิตไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรมลดลง
โดยยอดขายน้ำมันดีเซลในเดือนตุลาคม
2551 ปรับตัวลดลง ร้อยละ 6 และอุปสงค์
น้ำมันดีเซลในประเทศออสเตรเลียมี
แนวโน้มลดลงเนื่องจากการปรับเปลี่ยน
ไปใช้พลังงานแสงอาทิตย์ทดแทน

ธันวาคม 2551

ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92
และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ
41.05, 38.88 และ 58.01 เหรียญ
สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจาก
เดือนที่แล้ว 7.36, 8.57 และ 10.76
ดอลลาร์ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคา
น้ำมันดิบและจากชาวโรงกลั่น Reliance
(580,000 บาร์เรลต่อวัน) ของอินเดีย
เริ่มดำเนินการอย่างเป็นทางการเมื่อวันที่
25 ธันวาคม 2551 และส่วนใหญ่จะ
ผลิตเพื่อการส่งออก ประกอบกับ
International Enterprise Singapore
(IES) รายงานปริมาณสำรอง Light
Distillate สิ้นสุดสัปดาห์ที่ 22 ธันวาคม
2551 เพิ่มขึ้น 0.89 ล้านบาร์เรล อยู่ที่
9.35 ล้านบาร์เรล และรายงานปริมาณ
สำรอง Middle Distillate สิ้นสุดสัปดาห์
ที่ 22 ธันวาคม 2551 เพิ่มขึ้น 0.98
ล้านบาร์เรล อยู่ที่ 11.99 ล้านบาร์เรล
รวมทั้ง จาก Pertamina ของอินโดนีเซีย
ลดปริมาณนำเข้าน้ำมันดีเซลในเดือน
มกราคม 2552 ลงจากเดือนธันวาคม
2551 ประมาณ ร้อยละ 17 หรือ 0.6
ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 3 ล้านบาร์เรล
(ต่ำกว่าเดือนมกราคม 2551 ประมาณ
ร้อยละ 36 หรือ 1.7 ล้านบาร์เรล)

มกราคม - ธันวาคม 2551

สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95,
92 และน้ำมันดีเซล เกลี่ยอยู่ที่ระดับ
103.27, 101.95 และ 120.25 เหรียญ
สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก
ปีก่อน 20.45, 20.22 และ 35.28
เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลตามลำดับ



2. ราคาขายปลีก



มกราคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ลดลง 3 ครั้ง น้ำมันแก๊สโซฮอล์ ปรับเพิ่มขึ้น 3 ครั้ง ลดลง 2 ครั้ง ส่วนดีเซลหุมนเร็วและดีเซลหุมนเร็ว B5 ปรับเพิ่มขึ้น 2 ครั้ง ลดลง 2 ครั้ง โดยสรุปในเดือนมกราคม ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับลดราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน 95, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 0.10 บาทต่อลิตร ปรับลดราคาน้ำมันดีเซลหุมนเร็ว 0.20 บาทต่อลิตร และปรับเพิ่มราคาน้ำมันเบนซิน 91 0.20 บาทต่อลิตร ทำให้ราคาขายปลีก น้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95, E10, E 20, 91 ดีเซลหุมนเร็วและดีเซลหุมนเร็ว B5 ณ วันที่

31 มกราคม 2551 อยู่ที่ระดับ 32.79, 27.99, 28.79, 26.79, 29.14 และ 28.34 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

กุมภาพันธ์ 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล เพิ่มขึ้น 0.40 บาทต่อลิตร จำนวน 2 ครั้ง และปรับราคาน้ำมันดีเซลหุมนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 0.30 บาทต่อลิตร จำนวน 1 ครั้ง ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, 91 ดีเซลหุมนเร็วและดีเซลหุมนเร็ว B5 ณ วันที่ 29 กุมภาพันธ์ 2551 อยู่ที่ระดับ 33.59, 32.49, 29.59, 27.59, 28.79, 29.94 และ 29.44 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

มีนาคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, แก๊สโซฮอล์ 91 เพิ่มขึ้น 1.00 บาทต่อลิตร ปรับราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 เพิ่มขึ้น 0.50 บาทต่อลิตร ปรับราคาน้ำมันดีเซลหุมนเร็ว 1.50 บาทต่อลิตรและปรับราคาน้ำมันดีเซลหุมนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 0.80 บาทต่อลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, 91 ดีเซลหุมนเร็วและดีเซลหุมนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 มีนาคม 2551 อยู่ที่ระดับ 34.59, 33.49, 30.59, 28.09, 31.44 และ 30.24 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

เมษายน 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, แก๊สโซฮอล์ 91 และน้ำมันดีเซล หมุนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 1.50 บาทต่อลิตร ปรับราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เพิ่มขึ้น 2.00 บาทต่อลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมัน เบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, 91 ดีเซลหมุนเร็วและ ดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 30 เมษายน 2551 อยู่ที่ระดับ 36.59, 35.44, 32.59, 30.59, 31.79, 33.94 และ 32.74 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

พฤษภาคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน แก๊สโซฮอล์ และน้ำมัน ดีเซล เพิ่มขึ้น 3.50, 2.80 และ 5.10 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคา ขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 พฤษภาคม 2551 อยู่ที่ ระดับ 40.09, 38.99, 35.39, 33.39, 34.59, 39.04 และ 38.34 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

มิถุนายน 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน 95 เพิ่มขึ้น 2.00 บาทต่อลิตร น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10, น้ำมันเบนซิน 91, แก๊สโซฮอล์ 91 เพิ่มขึ้น 2.80 บาทต่อลิตร, น้ำมัน แก๊สโซฮอล์ 95 E20 เพิ่มขึ้น 3.50 บาทต่อลิตร และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 3.60 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคา ขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, 91,

ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2551 อยู่ที่ระดับ 42.09, 41.79, 38.19, 36.89, 37.39, 42.64 และ 41.94 บาทต่อ ลิตร ตามลำดับ

กรกฎาคม 2551

จากการประชุมคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2551 มีมติเห็นชอบมาตรการช่วยเหลือ ประชาชน เพื่อบรรเทาผลกระทบ ด้านพลังงานให้กับประชาชน โดยการ ลดภาษีสรรพสามิตน้ำมัน เพื่อลดราคา ขายปลีกน้ำมัน โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 25 กรกฎาคม 2551 ถึง 31 มกราคม 2552 ประกอบด้วย

- ลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันแก๊ส โซฮอล์ 95 น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 น้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 และน้ำมันแก๊ส โซฮอล์ E85 จากเดิมเรียกเก็บในอัตรา 3.3165 บาทต่อลิตร เก็บลดลง 3.30 บาทต่อลิตร เหลือ 0.0165 บาทต่อ ลิตร ซึ่งจะมีผลทำให้ราคาขายปลีก น้ำมันแก๊สโซฮอล์ทุกชนิดลดลง 3.88 บาทต่อลิตร

- ลดภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ดีเซลหมุนเร็ว จากเดิมเรียกเก็บ 2.3050 บาทต่อลิตร เก็บลดลง 2.30 บาทต่อลิตร เหลือ 0.005 บาทต่อลิตร ซึ่งจะมีผลทำให้ราคาขายปลีกน้ำมัน ดีเซลหมุนเร็วลดลง 2.71 บาทต่อลิตร

- ลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซล หมุนเร็ว B5 จากเดิมเรียกเก็บ 2.1898 บาทต่อลิตร เก็บลดลง 2.10 บาทต่อ ลิตร เหลือ 0.0898 บาทต่อลิตร ซึ่งจะมีผลทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล หมุนเร็ว B5 ลดลง 2.47 บาทต่อลิตร

จากการลดภาษีสรรพสามิตและ สถานการณ์ราคาน้ำมัน ในช่วง ขาลงส่งผลให้ผู้ค้าน้ำมันปรับราคา ขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91 ลดลง 3.80 บาทต่อลิตร, แก๊สโซฮอล์ E10,



E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 7.70 บาทต่อลิตร, น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 4.70 บาทต่อลิตร และดีเซลหมุนเร็ว B5 ลดลง 4.50 บาทต่อลิตร ทำให้ราคา ขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, 91, ดีเซล หมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 กรกฎาคม 2551 อยู่ที่ ระดับ 39.39, 37.99, 30.49, 29.19, 29.69, 37.94 และ 37.44 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

สิงหาคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีก น้ำมันเบนซิน 95 ลดลง 0.70 บาทต่อลิตร น้ำมันเบนซิน 91 แก๊สโซฮอล์ 95, E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 1.70 บาทต่อลิตร, น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ลดลง 4.90 บาทต่อลิตร และดีเซล หมุนเร็ว B5 ลดลง 5.10 บาทต่อลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95, E10, E20, 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2551 อยู่ที่ ระดับ 38.69, 36.29, 28.79, 27.49, 27.99, 33.04 และ 32.34 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

กันยายน 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 ลดลง 0.10 บาทต่อลิตร, เบนซิน 91, แก๊สโซฮอล์ 95, E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 1.10 บาทต่อลิตร, น้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ลดลง 2.30 บาทต่อลิตร ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 30 กันยายน 2551 อยู่ที่ระดับ 37.59, 35.19, 27.69, 26.39, 26.89, 30.74 และ 30.04 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ตุลาคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 ลดลง 6.00 บาทต่อลิตร, เบนซิน 91 ลดลง 6.60 บาทต่อลิตร, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 4.40 บาทต่อลิตร, น้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ลดลง 7.90 และ 8.20 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95, E10, E20,

แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 ตุลาคม 2551 อยู่ที่ระดับ 31.59, 28.59, 23.29, 21.99, 22.49, 22.84 และ 21.84 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

พฤศจิกายน 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 ลดลง 4.40 บาทต่อลิตร, เบนซิน 91 ลดลง 5.60 บาทต่อลิตร, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 5.00 บาทต่อลิตร, ส่วนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ลดลง 1.80 และ 2.30 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 30 พฤศจิกายน 2551 อยู่ที่ระดับ 27.19, 22.99, 18.29, 16.99, 17.49, 21.04 และ 19.54 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ธันวาคม 2551

ผู้ค้าน้ำมันได้ปรับราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 เพิ่มขึ้น 1.40 บาทต่อลิตร, เบนซิน 91 ลดลง 2.20 บาทต่อลิตร, แก๊สโซฮอล์ 95 E10,

E20, แก๊สโซฮอล์ 91 ลดลง 2.00 บาทต่อลิตร ส่วนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ลดลง 2.70 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2551 อยู่ที่ระดับ 28.59, 20.79, 16.29, 14.99, 15.49, 18.34 และ 16.84 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

มกราคม - ธันวาคม 2551

สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ 35.47, 33.42, 28.96, 27.34, 28.16, 31.29 และ 30.36 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน อยู่ที่ระดับ 6.27, 5.08, 2.77, -, 2.33, 5.61 และ 5.39 บาทต่อลิตร ตามลำดับ



ตารางที่ 1 ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2550	2551	2551			
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	กันยายน	ตุลาคม	พฤศจิกายน	ธันวาคม
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล)						
ดูไบ	68.27	94.18	112.86	67.42	49.84	40.53
เบรนท์	72.46	97.83	114.21	72.46	53.13	41.38
เวสต์เท็กซัส	72.20	100.11	116.58	76.62	57.41	41.45
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล)						
เบนซินออกเทน 95	82.82	103.27	115.49	79.49	48.41	41.05
เบนซินออกเทน 92	81.73	101.95	113.98	77.19	47.45	38.88
ดีเซลหมุนเร็ว	84.96	120.25	132.17	83.98	68.77	58.01
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาทต่อลิตร)						
	2550	2551	2551			
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	30 ก.ย.	31 ต.ค.	30 พ.ย.	31 ธ.ค.
เบนซินออกเทน 95	29.20	35.47	37.59	31.59	27.19	28.59
เบนซินออกเทน 91	28.34	33.42	35.19	28.59	22.99	20.79
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	26.19	28.96	27.69	23.29	18.29	16.29
แก๊สโซฮอล์ 91	25.83	28.16	26.89	22.49	17.49	15.49
แก๊สโซฮอล์ 95 E20		27.34	26.39	21.99	16.99	14.99
ดีเซลหมุนเร็ว	25.68	31.29	30.74	22.84	21.04	18.34
ดีเซลหมุนเร็ว B5	24.97	30.36	30.04	21.84	19.54	16.84
ค่าการตลาดของสถานีบริการ (หน่วย : บาทต่อลิตร)						
	2550	2551	2551			
			กันยายน	ตุลาคม	พฤศจิกายน	ธันวาคม
เบนซินออกเทน 95	1.12	2.85	3.08	6.05	7.26	6.18
เบนซินออกเทน 91	1.04	1.83	1.98	3.68	4.31	2.34
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	1.37	2.37	2.15	3.49	4.13	2.37
แก๊สโซฮอล์ 91	1.15	2.32	2.09	3.46	4.18	2.41
แก๊สโซฮอล์ 95 E20		1.98	2.06	3.20	3.93	2.22
ดีเซลหมุนเร็ว	0.93	1.37	2.20	3.79	2.69	2.38
ดีเซลหมุนเร็ว B5	1.17	1.71	2.75	4.31	3.40	3.01
เฉลี่ยรวม	1.00	1.63	2.28	3.85	3.33	2.54
อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (หน่วย : บาทต่อลิตร)						
	31 ส.ค. 51	30 ก.ย. 51	31 ต.ค. 51	30 พ.ย. 51	31 ธ.ค. 51	
เบนซินออกเทน 95	3.75	4.00	4.00	4.00	7.00	
เบนซินออกเทน 91	3.30	4.00	4.00	4.00	4.00	
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	0.55	1.35	2.35	2.35	2.35	
แก๊สโซฮอล์ 91	0.05	0.85	1.75	1.75	1.75	
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	0.00	0.30	0.15	0.15	-0.30	
ดีเซลหมุนเร็ว	0.40	1.20	1.70	1.70	1.70	
ดีเซลหมุนเร็ว B5	-1.00	-0.20	-0.20	-0.20	-0.20	
LPG (บาทต่อกิโลกรัม)	0.3033	0.3033	0.3033	0.3033	0.3033	

ตารางที่ 2 โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 1 ธันวาคม 2551

หน่วย : บาท/ลิตร	เบนซิน 95	เบนซิน 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E10	แก๊สโซฮอล์ 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E20	ดีเซลหมุนเร็ว B2	ดีเซลหมุนเร็ว B5
ราคาน้ำมัน ณ โรงกลั่น	10.4275	9.9898	11.7971	11.6045	13.0682	15.2475	15.4389
ภาษีสรรพสามิต	3.6850	3.6850	0.0165	0.0165	0.0165	0.0050	0.0898
ภาษีเทศบาล	0.3685	0.3685	0.0017	0.0017	0.0017	0.0005	0.0090
กองทุนน้ำมันฯ	4.0000	4.0000	2.3500	1.7500	0.1500	1.7000	-0.2000
กองทุนอนุรักษ์พลังงาน	0.7500	0.7500	0.2500	0.2500	0.2500	0.7500	0.2500
ภาษีมูลค่าเพิ่ม(ขายส่ง)	1.3462	1.3155	1.0091	0.9536	0.9440	1.2392	1.0911
รวมขายส่ง	20.5772	20.1088	15.4243	14.5762	14.4304	18.9422	16.6788
ค่าการตลาด	6.1802	2.6927	2.6782	2.7232	2.3921	1.9605	2.6740
ภาษีมูลค่าเพิ่ม(ขายปลีก)	0.4326	0.1885	0.1875	0.1906	0.1674	0.1372	0.1872
รวมขายปลีก	27.19	22.99	18.29	17.49	16.99	21.04	19.54

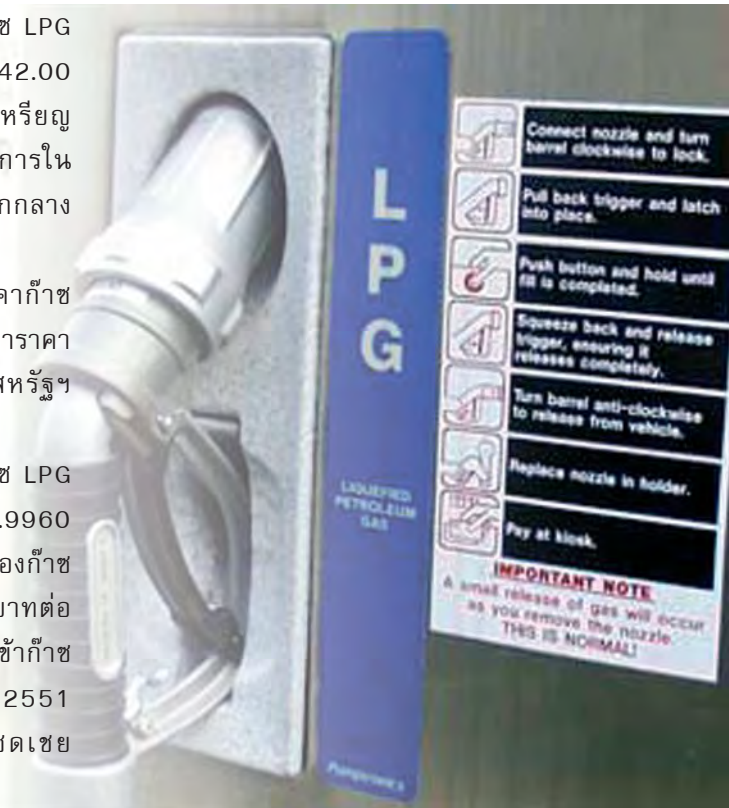
4. สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)



สถานการณ์ LPG ตลาดโลก ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนมกราคม 2552 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 42.00 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 380.00 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและความต้องการในภูมิภาคเอเชียมีมาก ในขณะที่อุปทานในตะวันออกกลางตึงตัว

แนวโน้มของราคา จากการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2552 คาดว่าราคาจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 415 – 425 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน

สถานการณ์ LPG ในประเทศ ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นวันที่ 6 มกราคม 2552 อยู่ในระดับ 10.9960 บาทต่อกิโลกรัม อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศอยู่ในระดับ 0.3033 บาทต่อกิโลกรัม คิดเป็น 48.95 ล้านบาท ทั้งนี้มีการนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่วันที่ 26 เมษายน – 30 พฤศจิกายน 2551 รวมทั้งสิ้น 446,414.46 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 7,947.68 ล้านบาท



ตารางที่ 3 ภาระเงินชดเชยจากการนำเข้าก๊าซ LPG
เดือนเมษายน - ธันวาคม 2551

ลำดับ	เดือน	ปริมาณนำเข้า (ตัน)	อัตราเงินชดเชย (บาท/กก.)	เงินชดเชย (ล้านบาท)
1	เมษายน 2551	20,000.00	16.1839	323.68
2	มิถุนายน 2551	22,000.00	20.0508	441.12
3	กรกฎาคม 2551	84,941.14	23.3961	1,987.29
4	สิงหาคม 2551	66,087.11	19.8034	1,308.75
5	กันยายน 2551	70,300.00	18.6503	1,311.12
6	ตุลาคม 2551	89,625.24	18.2490	1,635.57
7	พฤศจิกายน 2551	93,460.97	10.0593	940.15
8	ธันวาคม 2551	-	-	-
รวม		446,414.46	17.8034	7,947.68



5. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์ และไบโอดีเซล

5.1 สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์

การผลิตเอทานอล ในเดือนธันวาคม 2551 มีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง จำนวน 11 ราย แต่ผลิตเอทานอลเพียง 9 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 1.57 ล้านลิตรต่อวัน มีปริมาณการผลิตจริง 0.92 ล้านลิตรต่อวัน และราคาเอทานอล แพลงสภาพไตรมาส 1 ปี 2552 อยู่ที่ 17.18 บาทต่อลิตร

การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ ในเดือนธันวาคม 2551 มีปริมาณการจำหน่าย 12.20 ล้านลิตรต่อวัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ รวม 4,178 แห่ง ราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 อยู่ที่ 16.89 บาทต่อลิตร ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซิน 91 อยู่ที่ 4.50 บาทต่อลิตร ราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 อยู่ที่ 16.09 บาทต่อลิตร ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซิน 91 อยู่ที่ 5.30 บาทต่อลิตร (ราคา ณ วันที่ 12 มกราคม 2552)

การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ในเดือนธันวาคม 2551 มีปริมาณการจำหน่าย 0.14 ล้านลิตรต่อวัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 จำนวน 188 แห่ง และราคาขายปลีกอยู่ที่ 15.59 บาทต่อลิตร ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล์ 95 E10 อยู่ที่ 1.30 บาทต่อลิตร

5.2 สถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล

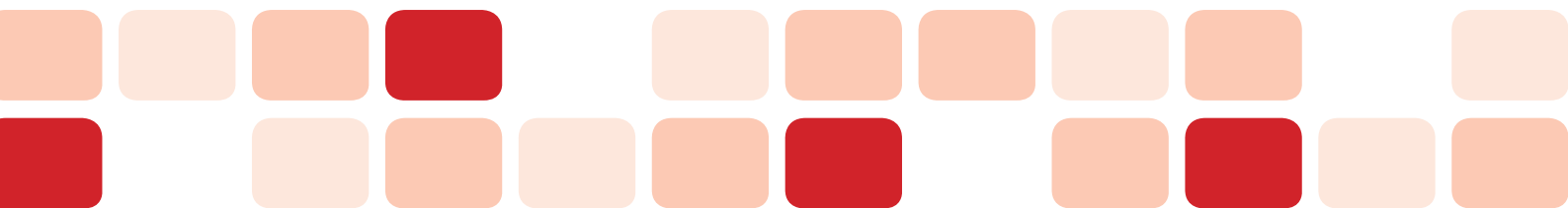
การผลิตไบโอดีเซล ในเดือนธันวาคม 2551 มีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 10 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 2.90 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการไบโอดีเซลในเดือนธันวาคม 2551 เฉลี่ยอยู่ที่ 1.57 ล้านลิตรต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนธันวาคม 2551 อยู่ที่ 25.11 บาทต่อลิตร และเดือนมกราคม 2552 (1 - 18) อยู่ที่ 23.10 บาทต่อลิตร

การจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ในเดือนธันวาคม 2551 มีปริมาณการจำหน่าย จำนวน 17.16 ล้านลิตร

ต่อวัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 รวม 2,866 แห่ง แบ่งเป็น ปตท. 768 แห่ง, บางจาก 1,004 แห่ง, เซลล์ 475 แห่ง, ปตท.รีเทล (คอนอโค) 34 แห่ง, สยามสหบริการ 55 แห่ง, เซฟรอน 131 แห่ง, ระยองเพียว 64 แห่ง, ภาคใต้เชื้อเพลิง 46 แห่ง, ทราเนค เอ็นเนอจี 1 แห่ง, ปีโตรนาส 29 แห่ง และเอสโซ่ 259 แห่ง

ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ปัจจุบัน กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 เท่ากับ 0.20 บาทต่อลิตร และราคาขายปลีกดีเซลหมุนเร็ว B5 อยู่ที่ 17.44 บาทต่อลิตร (ราคาขายปลีก ปตท. ณ วันที่ 12 มกราคม 2552) ซึ่งต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 1.50 บาทต่อลิตร





ส่วนที่ 4

การปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในปี 2551



- การปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ
- การดำเนินงานที่สำคัญของหน่วยงาน



การปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ

ในปี 2551 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดทำคำรับรองการปฏิบัติราชการ โดยมีกรอบการประเมินผลการปฏิบัติราชการในมิติต่างๆ จำนวน 4 มิติ ดังนี้

1. มิติด้านประสิทธิภาพการปฏิบัติราชการ

ประกอบด้วยตัวชี้วัดตามแผนปฏิบัติการของกระทรวงพลังงาน ในส่วนที่ สนพ. รับผิดชอบ จำนวน 6 ตัวชี้วัด คือ ระดับความสำเร็จในการดำเนินการดังนี้ 1) จัดตั้งองค์กรกำกับกิจการพลังงานในวาระเริ่มแรก 2) แผนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 3) การรับซื้อไฟฟ้าตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP 4) การแก้ไขปัญหาการชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว 5) การจัดทำแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์ และ 6) การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ส่วนตัวชี้วัดตามแผนปฏิบัติการของ สนพ. มีจำนวน 6 ตัวชี้วัด คือ ระดับความสำเร็จในการดำเนินการดังนี้ 1) IPP Bidding 2) โครงการ DSM Bidding 3) แผนอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่ง 4) การสำรวจและประมาณการการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ของไทย 5) การพัฒนาพลังงานทดแทนในส่วนของการส่งเสริมระบบก๊าซชีวภาพ และ 6) การศึกษาและประยุกต์ใช้ LEAP Model ในงานวางแผนนโยบายด้านพลังงาน

2. มิติด้านคุณภาพการให้บริการ

ประกอบด้วย ตัวชี้วัดจำนวน 4 ตัวชี้วัด ดังนี้ 1) การเปิดโอกาสให้ประชาชนเข้ามามีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็นและร่วมติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติราชการ 2) ระดับความสำเร็จในการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารของราชการ

3) ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการการป้องกันและปราบปรามการทุจริตและประพฤติมิชอบ และ 4) ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้รับบริการ

3. มิติด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ

ประกอบด้วยตัวชี้วัดจำนวน 4 ตัวชี้วัด ดังนี้ 1) ร้อยละของอัตราการเบิกจ่ายเงินงบประมาณรายจ่ายลงทุน 2) ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการประหยัดพลังงาน 3) ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการรักษามาตรฐานระยะเวลาการให้บริการ และ 4) ระดับความสำเร็จของการจัดทำต้นทุนต่อหน่วยผลผลิต

4. มิติด้านการพัฒนาองค์กร

ประกอบด้วยตัวชี้วัด จำนวน 2 ตัวชี้วัด ดังนี้ 1) ระดับความสำเร็จของการพัฒนาคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ และ 2) ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนพัฒนากฎหมายของส่วนราชการ

จากการดำเนินงานตามคำรับรองการปฏิบัติราชการตามตัวชี้วัดต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น ผลปรากฏว่า สนพ. สามารถดำเนินการโดยมีคะแนนในภาพรวมเฉลี่ย ในปี 2551 เท่ากับ 4.60 คะแนน จากคะแนนเต็ม 5.00 คะแนน ดังรายละเอียดตามตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 1 สรุปผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2551
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงาน		
			1	2	3	4	5	ผลการ ดำเนินงาน	ค่า คะแนน ที่ได้	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก
มิติที่ 1 มิติด้านประสิทธิผล (น้ำหนัก : ร้อยละ 44)										
1. ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการของกระทรวง		24							4.6028	1.12
ตัวชี้วัดที่ 1.1 ระดับความสำเร็จของการพัฒนาศูนย์บริการร่วมหรือเคาน์เตอร์บริการประชาชน	ระดับ	2.00	4	8	12	17	22	ระดับ 5	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.2 ระดับความสำเร็จของการจัดตั้งองค์กรกำกับกิจการพลังงานในวาระเริ่มแรก	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.5	4.5000	0.09
ตัวชี้วัดที่ 1.3 ระดับความสำเร็จของการจัดหาก๊าซธรรมชาติสนองต่อความต้องการสูงสุด	ล้าน ลบ.ฟ./ วัน	2.50	3405	3455	3505	3555	3605	3501	2.9200	0.07
ตัวชี้วัดที่ 1.4 ระดับความสำเร็จของแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน	ระดับ	1.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.5	4.5000	0.05
ตัวชี้วัดที่ 1.5 ระดับความสำเร็จของการรับซื้อไฟฟ้าตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.6 ระดับความสำเร็จของการจัดทำร่างมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ	ระดับ	2.50	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.13
ตัวชี้วัดที่ 1.7 ปริมาณการใช้ก๊าซ NGV ในภาคคมนาคมและขนส่ง	ล้าน ลบ.ฟ./วัน	2.00	11600	11700	11800	11900	12000	17850	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.8 ปริมาณน้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่จำหน่าย (ล้านลิตร/วัน)	ระดับ	2.00	5.2	5.5	6	7	8	9.8	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.9 ระดับความสำเร็จของการแก้ไขปัญหาการขดเขยราคาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว	ล้าน ลิตร/ วัน	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.5	4.5000	0.09
ตัวชี้วัดที่ 1.10 ระดับความสำเร็จของการให้ความรู้เกี่ยวกับทางเลือกเชื้อเพลิงในอนาคต-Nuclear Clean Coal Technology	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.11 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.10
ตัวชี้วัดที่ 1.12 ระดับความสำเร็จในการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.0833	4.0833	0.08
2. ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการของกลุ่มภารกิจ			เป็นส่วนราชการไม่สังกัดกลุ่มภารกิจจึงไม่มีการประเมินผลในตัวชี้วัดนี้							

ตารางที่ 1 สรุปผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2551
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ต่อ)

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงาน		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน	ค่าคะแนนที่ได้	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
3. ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการ/ตัวชี้วัดตามภารกิจหลักของหน่วยงานที่ไม่ปรากฏในแผนปฏิบัติราชการของส่วนราชการระดับกรมหรือเทียบเท่า		20.00							4.87	0.97
ตัวชี้วัดที่ 3.1 ระดับความสำเร็จของ IPP Bidding	ระดับ	4.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.5	4.5000	0.18
ตัวชี้วัดที่ 3.2 ระดับความสำเร็จของโครงการ DSM Bidding	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.464	4.464	0.14
ตัวชี้วัดที่ 3.3 ระดับความสำเร็จของแผนอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่ง	ระดับ	4.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.20
ตัวชี้วัดที่ 3.4 ระดับความสำเร็จของการสำรวจและประมาณการการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ของไทย	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 3.5 ระดับความสำเร็จด้านการพัฒนาพลังงานทดแทนในส่วนของการส่งเสริมระบบก๊าซชีวภาพ	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 3.6 ระดับความสำเร็จของการศึกษาและประยุกต์ใช้ LEAP Model ในงานวางแผนนโยบายด้านพลังงาน	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
มิติที่ 2 มิติด้านคุณภาพการให้บริการ (น้ำหนัก : ร้อยละ 20)									3.7879	0.76
ตัวชี้วัดที่ 4 ระดับความสำเร็จในการเปิดโอกาสให้ประชาชนเข้ามามีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็น และร่วมติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติราชการ	ระดับ	5.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.25
ตัวชี้วัดที่ 5 ระดับความสำเร็จในการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารของราชการ	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 6 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการการป้องกันและปราบปรามการทุจริตและประพฤติมิชอบ	ระดับ	7.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.35
ตัวชี้วัดที่ 6.1 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามแนวทาง/มาตรการ/แผนงาน/โครงการหรือแผนปฏิบัติการป้องกันและปราบปรามการทุจริต การส่งเสริมคุณธรรมจริยธรรมและธรรมาภิบาลในการปฏิบัติราชการ	ระดับ	4.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.20
ตัวชี้วัดที่ 6.2 การจัดทำข้อมูลเรื่องกล่าวหา/ข้อร้องเรียนเกี่ยวกับการทุจริตหรือการปฏิบัติหรือละเว้นการปฏิบัติหน้าที่โดยมิชอบของเจ้าหน้าที่ของรัฐและข้อมูลการจัดซื้อจัดจ้าง	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15

ตารางที่ 1 สรุปผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2551
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ต่อ)

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ	หน่วยวัด	น้ำหนัก (ร้อยละ)	เกณฑ์การให้คะแนน					ผลการดำเนินงาน		
			1	2	3	4	5	ผลการ ดำเนินงาน	ค่า คะแนน ที่ได้	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก
ตัวชี้วัดที่ 7 ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้รับบริการ	ระดับ	5.00	1	2	3	4	5	NA	1.0000	0.05
มิติที่ 3 มิติด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ (น้ำหนัก : ร้อยละ 10)									4.5607	0.46
ตัวชี้วัดที่ 8 ร้อยละของอัตราการเบิกจ่ายเงินงบประมาณรายจ่ายลงทุน	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 9 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการการประหยัดพลังงาน	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 10 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการรักษามาตรฐานระยะเวลาการให้บริการ	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 4.5754	4.5754	0.09
ตัวชี้วัดที่ 11 ระดับความสำเร็จของการจัดทำต้นทุนต่อหน่วยผลผลิต	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 3	3.0000	0.06
ตัวชี้วัดที่ 12 ระดับความสำเร็จของการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติการประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2551 ตามแผนส่งเสริมธรรมภิบาล (Roadmap)	ระดับ		1	2	3	4	5	-	-	-
มิติที่ 4 มิติด้านการพัฒนาองค์กร (น้ำหนัก : ร้อยละ 25)									5.0505	1.26
ตัวชี้วัดที่ 13 ระดับความสำเร็จของการพัฒนาคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ	ระดับ	22.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	1.11
ตัวชี้วัดที่ 14 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนพัฒนากฎหมายของส่วนราชการ	ระดับ	3.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.15
ตัวชี้วัดที่ 14.1 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนพัฒนากฎหมายของส่วนราชการ	ระดับ	1.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.05
ตัวชี้วัดที่ 14.2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของการดำเนินงานตามแผนพัฒนากฎหมายของส่วนราชการ	ระดับ	2.00	1	2	3	4	5	ระดับ 5	5.0000	0.10
	น้ำหนักรวม	99.00								4.60

หมายเหตุ : ในกรณีตัวชี้วัดใดไม่สามารถรายงานผลได้ เนื่องจากเป็นตัวชี้วัดที่ใช้ข้อมูลจากส่วนกลาง จัดเก็บข้อมูลไม่ทัน ฯลฯ ค่าคะแนนที่ได้ให้เท่ากับ 1 ก่อน

การดำเนินงานที่สำคัญของหน่วยงาน

ในปี 2551 สทพ. ได้มีการดำเนินงานตามภารกิจที่สำคัญ โดยแบ่งออกเป็นด้านต่างๆ ได้แก่ การจัดหาพลังงาน การกำกับดูแลราคาพลังงาน การอนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน และการส่งเสริมให้ภาคเอกชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการกำหนดนโยบาย ซึ่งสามารถสรุปผลการดำเนินงานที่สำคัญในแต่ละด้านได้ดังนี้

• การจัดหาพลังงาน

1. การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

ในปัจจุบันประเทศไทยได้มีความร่วมมือในการรับซื้อไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านแบบทวิภาคี (Bilateral) ระหว่าง 5 ประเทศ ได้แก่ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) สหภาพพม่า สาธารณรัฐประชาชนจีน กัมพูชา และมาเลเซีย และได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) กับประเทศเพื่อนบ้าน ดังนี้

ตารางที่ 2 การลงนามในบันทึกความเข้าใจเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

การลงนาม MOU ระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน			
ประเทศ	วันที่ลงนาม	ปริมาณรับซื้อ (เมกะวัตต์)	ภายในปี (พ.ศ.)
สปป. ลาว	22 ธ.ค. 2550	7,000	2558
สหภาพพม่า	14 ก.ค. 2540	1,500	2553
สาธารณรัฐประชาชนจีน	12 พ.ย. 2541	3,000	2560
กัมพูชา	3 ก.พ. 2543	ไม่กำหนดเวลา	-

1.1 การรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว)

รัฐบาลไทยได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ร่วมกับรัฐบาล สปป. ลาว เมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2550 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว จำหน่ายให้แก่ประเทศไทยในปริมาณ 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558

จนถึงปัจจุบัน มี 2 โครงการ ภายใต้ MOU ดังกล่าว ที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินปูน ขนาดกำลังผลิต 187 เมกะวัตต์ และโครงการห้วยเหาะ ขนาดกำลังผลิต 126 เมกะวัตต์ และอีก 3 โครงการ ที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 ขนาดกำลังผลิต 920 เมกะวัตต์ โครงการน้ำจิม 2 ขนาดกำลังผลิต 615 เมกะวัตต์ และโครงการเทิน-หินปูนส่วนขยาย ขนาดกำลังผลิต 220 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์

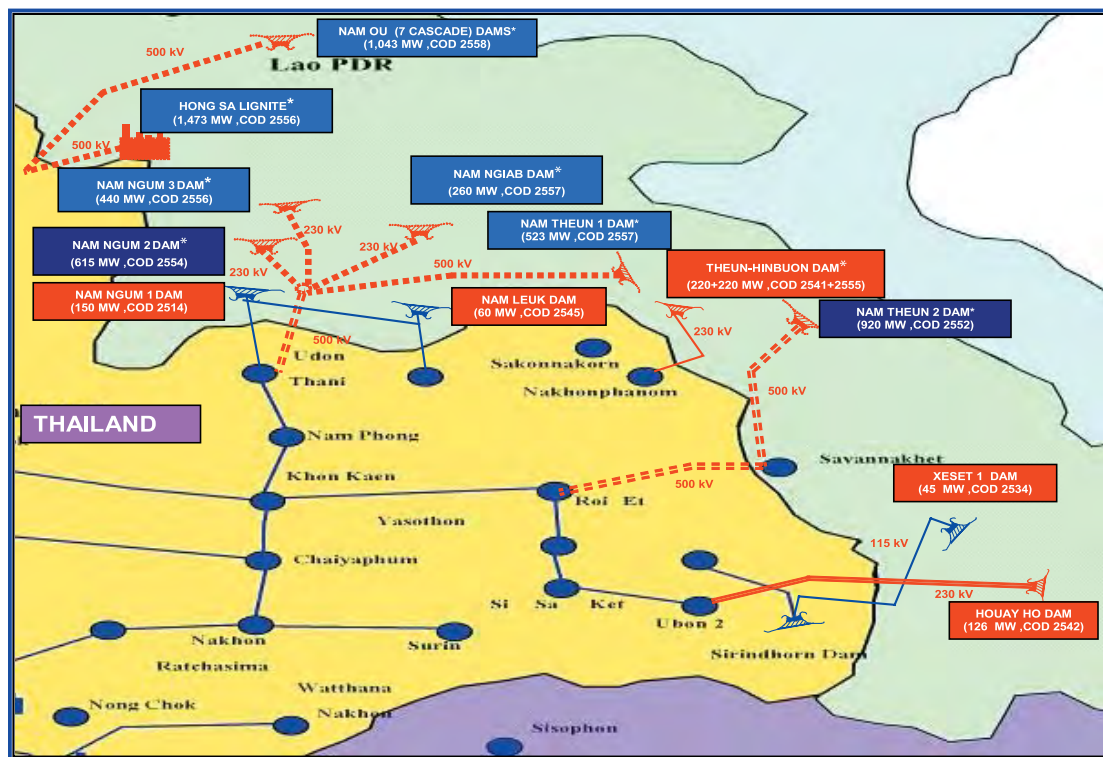
ในเดือนธันวาคม 2552 มีนาคม 2554 และมิถุนายน 2555 ตามลำดับ

นอกจากนี้ กฟผ. ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจ การรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) กับผู้ลงทุน สปป. ลาว รวม 5 โครงการ ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 1 น้ำจิม 3 น้ำเจียบ น้ำอู และหงสาสิกไนต์ โดยปัจจุบันมี 2 โครงการที่ Tariff MOU หหมดอายุแล้ว คือ โครงการน้ำเทิน 1 และโครงการน้ำจิม 3 ส่วนอีก 3 โครงการ คือ โครงการน้ำเจียบ น้ำอู และหงสาสิกไนต์ ผู้ลงทุน สปป.ลาว ได้มีหนังสือขอยกเลิก Tariff MOU และขอเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ซึ่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2551 ได้มีมติรับทราบการยกเลิก Tariff MOU ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำจาก สปป. ลาว 3 โครงการ ดังกล่าว และมอบหมายให้คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้านพิจารณาความจำเป็นและเหมาะสมในการซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว

ตารางที่ 3 ความคืบหน้าการรับซื้อไฟฟ้าใน สปป. ลาว

โครงการ	ปริมาณรับซื้อ (เมกะวัตต์)	กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
1. โครงการที่มีการลงนามสัญญาซื้อขายและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. แล้ว		
1.1 น้ำเทิน-หินนูน	187	31 มี.ค. 2541
1.2 ห้วยเฮาะ	126	3 ก.ย. 2542
2. โครงการที่มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ได้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ.		
2.1 น้ำเทิน 2	920	ธ.ค. 2552
2.2 น้ำงึม 2	615	มี.ค. 2554
2.3 เทิน-หินนูนส่วนขยาย	220	มี.ค. 2555
3. โครงการที่ได้ลงนาม Tariff MOU แล้ว (แต่ Tariff MOU หมดอายุและขอยกเลิก Tariff MOU)		
3.1 น้ำเทิน 1	523	2556*
3.2 น้ำงึม 3	440	2556*
3.3 น้ำเงี้ยว	216	2557*
3.4 น้ำอุ	1,043	2558*
3.5 หงสาถิกไนต์	1,473	2556*

* เป็นกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเดิมซึ่งจะต้องมีการปรับเลื่อนออกไป



โครงการที่จ่ายไฟฟ้าแล้ว โครงการที่ลงนามใน PPA แล้ว โครงการที่ลงนาม Tariff MOU

ภาพที่ 1 การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว

1.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่า

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสหภาพพม่าได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจร่วมกันเมื่อวันที่ 14 กรกฎาคม 2540 เพื่อประเทศไทยจะรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่าในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2553

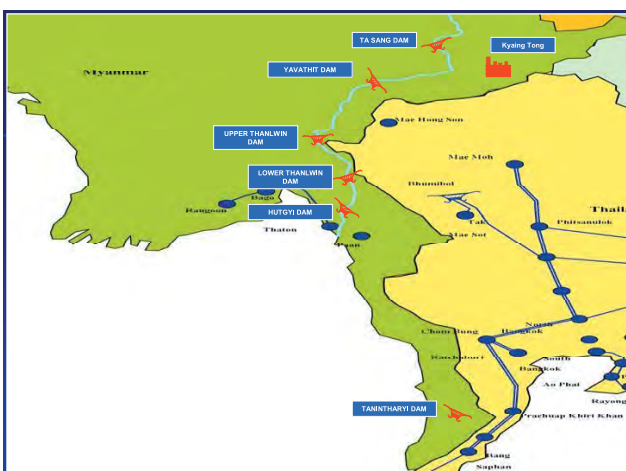
ต่อมา รัฐบาลของทั้งสองประเทศได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจความร่วมมือในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลุ่มแม่น้ำสาละวิน และลุ่มแม่น้ำตะนาวศรี เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2548 ประกอบด้วย 4 โครงการ ได้แก่

- 1) โครงการโรงไฟฟ้าชายแดนสาละวินตอนบน (4,000 เมกะวัตต์)
- 2) โครงการโรงไฟฟ้าชายแดนสาละวินตอนล่าง (500 เมกะวัตต์)
- 3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำฮังยี (600-2,000 เมกะวัตต์)
- 4) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำตะนาวศรี (600 เมกะวัตต์)

ทั้งนี้ โครงการฮังยีจะเป็นโครงการแรกที่จะดำเนินการพัฒนา และในเบื้องต้น สหภาพพม่าได้เสนอโครงการผลิตไฟฟ้าบนลุ่มแม่น้ำสาละวิน 2 โครงการ

- 1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำฮังยี (1,200 เมกะวัตต์)
- 2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำท่าซาง (7,000 เมกะวัตต์)

นอกจากนี้ ยังมีการลงทุนพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหินที่เมืองเชียงตุง (270 เมกะวัตต์) ซึ่งส่วนหนึ่งจะจำหน่ายในสหภาพพม่าและส่วนที่เหลือจะส่งกลับมายขายในประเทศไทย



ภาพที่ 2 การรับซื้อไฟฟ้าจากสหภาพพม่า

1.3 การรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาชนจีนได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจร่วมกันเมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2541 เพื่อประเทศไทยจะรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีนจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2560 โดยจะพิจารณาจากโครงการที่มีศักยภาพ และสาธารณรัฐประชาชนจีนจะเป็นผู้คัดเลือกโครงการที่เหมาะสมเสนอแก่ไทย

ปัจจุบัน มีความร่วมมือในการวางแผนและก่อสร้างระบบสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองประเทศ รวมทั้งเจรจากับ สปป. ลาว เรื่องค่าชดเชยอัตราค่ากรรมสิทธิ์ที่ดิน แนวสายส่งที่จะต้องก่อสร้างผ่าน สปป. ลาว

ในอนาคตรัฐบาลไทยอาจพิจารณาซื้อไฟฟ้าโดยตรง จากแหล่งผลิตหรือ IPP ในสาธารณรัฐประชาชนจีน



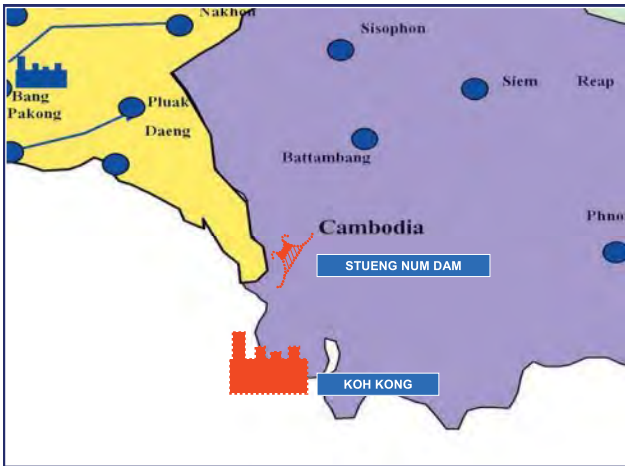
ภาพที่ 3 การรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาชนจีน

1.4 ความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับกัมพูชา

รัฐบาลไทยและรัฐบาลกัมพูชาได้ลงนามในบันทึกความตกลงโครงการความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้า เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2543 เพื่อสนับสนุนให้มีการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างสองประเทศ

กฟผ. และการไฟฟ้ากัมพูชาได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2545 เพื่อจะขายไฟฟ้าให้กับกัมพูชาในจังหวัดเสียมราฐ พระตะบอง และศรีโสภณ ประมาณ 20 - 30 เมกะวัตต์ สัญญามีอายุ 12 ปี นับจากวันที่ กฟผ. เริ่มขายไฟฟ้าให้กับกัมพูชา โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นแบบคิดตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) โดยกำหนดเป็นอัตราคงที่ (Flat Rate)

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำสตึงหนัม ขนาดกำลังผลิต 120 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าเกาะกง ในกัมพูชา ขนาดกำลังผลิต 3,660 เมกะวัตต์ ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ปัจจุบันบริษัทผู้พัฒนาโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาคความเหมาะสมโครงการ ซึ่งหากการศึกษาแล้วเสร็จจะได้เริ่มเสนอขอเจรจาอัตราค่าไฟฟ้าต่อไป



ภาพที่ 4 การรับซื้อไฟฟ้าจากกัมพูชา

1.5 การซื้อขายไฟฟ้าระหว่างไทยกับมาเลเซีย

กฟผ. และการไฟฟ้ามาเลเซีย (Tenaga Nasional Berhad : TNB) ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อปี 2523 เพื่อขายไฟฟ้าให้ไทยจำนวน 80 เมกะวัตต์ โดยเชื่อมผ่านระบบส่ง 115 เควี ต่อมา ทั้งสองฝ่ายได้มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า HVDC System Interconnection Agreement (SIA 2002) ฉบับวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 อายุสัญญา 25 ปี โดยตกลงทำข้อเสนอราคาขายล่วงหน้าเดือนต่อเดือน

กฟผ. ได้จัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ฉบับวันที่ 6 พฤษภาคม 2547 เพื่อซื้อไฟฟ้าจาก TNB ในลักษณะ Bulk Energy ปริมาณพลังไฟฟ้า 330 เมกะวัตต์ (HVDC 300 เมกะวัตต์ + HVAC 30 เมกะวัตต์) อายุสัญญา 3 ปี (มิถุนายน 2547 - พฤษภาคม 2550) อัตรารับซื้อไฟฟ้าคิดเป็น Tier ในปริมาณ Tier ละ 25 ล้านหน่วย ในราคาตลาดหลักลงตามลำดับ โดยมีเงื่อนไขที่ผู้ขายสามารถเสนอปรับราคาเพิ่มขึ้นได้หากต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น

ในช่วงที่ผ่านมา TNB ได้ขอปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าไปแล้ว 2 ครั้ง โดยครั้งแรกปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2548 - ธันวาคม 2549 ครั้งที่สองปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - พฤษภาคม 2550 และได้มีการขยายอายุสัญญาออกไป 2 ครั้ง (โดยใช้ราคาเดิม) ซึ่งอายุสัญญาได้สิ้นสุดในวันที่ 31 พฤษภาคม 2551 การปรับราคาครั้งที่ 2

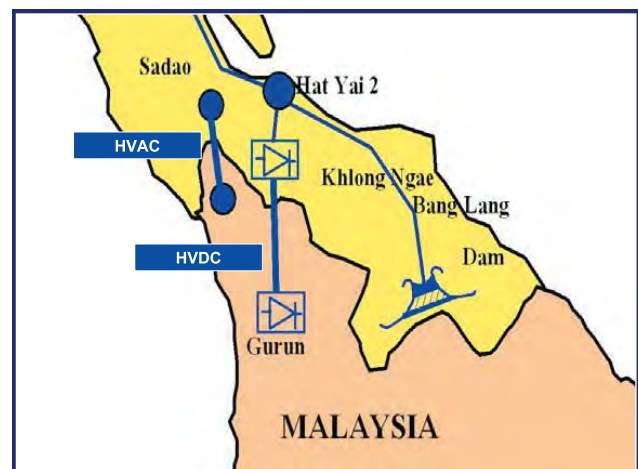
ได้ดำเนินการตามแนวทางที่ได้เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติรับทราบตามมติคณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อวันที่ 25 พฤษภาคม 2550 ซึ่งมีมติรับทราบดังนี้

1) อัตรารับซื้อไฟฟ้า Bulk Energy จาก TNB ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002 ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 โดยให้มีผลย้อนหลัง ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2550 ถึงสิ้นสุดสัญญาวันที่ 31 พฤษภาคม 2550

2) การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า Bulk Energy ฉบับปัจจุบัน (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2550 ออกไปจนกว่าจะมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ ซึ่งใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโครงสร้างอัตราเดิมร้อยละ 15 ตามข้อ 1)

ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้มีข้อสังเกตที่สำคัญเกี่ยวกับการเปลี่ยนราคาและการขยายอายุสัญญา รับซื้อไฟฟ้าจาก TNB หากเป็นการเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขในส่วนที่เป็นสาระสำคัญของสัญญา และผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประชาชนผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ควรให้ กฟผ. นำผลการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการลงนามในสัญญาต่อไป

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2551 มีมติเห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม ฉบับใหม่ (Supplemental Agreement to HVDC SIA 2002) โดยให้ปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากสัญญาเดิม 3.32 RM Sen/kWh และมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการเพื่อลงนามในสัญญาต่อไป



ภาพที่ 5 การซื้อขายไฟฟ้าระหว่างไทยกับมาเลเซีย

2. การทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 – 2564

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) เป็นแผนการจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว 10 - 15 ปี เพื่อเป็นกรอบการลงทุนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าในอนาคต โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบพลังงานไฟฟ้าและภาระค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก ทั้งนี้แผน PDP มีการปรับปรุงหลายครั้งเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจในแต่ละช่วง โดยแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับล่าสุดคือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) ซึ่งคณะรัฐมนตรีเห็นชอบเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550

ต่อมาปลายปี 2551 ภาวะเศรษฐกิจชะลอตัวลง เป็นผลให้ต้องมีการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจ และปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ลดภาระการลงทุนของประเทศและผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่จะเป็นภาระต่อประชาชน กระทรวงพลังงานได้มีคำสั่งกระทรวงพลังงานที่ 72/2551 ลงวันที่ 21 ตุลาคม 2551 แต่งตั้งคณะกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนา

กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (คณะกรรมการฯ) เพื่อทำหน้าที่ปรับปรุงแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ในระยะสั้นและเร่งด่วนเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง และจะมีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตามประมาณการภาวะเศรษฐกิจชุดใหม่ซึ่งกระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติร่วมกันจัดทำแล้วเสร็จต่อไป

คณะกรรมการฯ ได้จัดประชุมพิจารณาประเด็นปรับปรุงแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 และภาพรวมของแผนดังกล่าวทั้งสิ้น 6 ครั้ง โดยในการปรับปรุงแผนครั้งนี้ได้จัดประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการกลุ่มย่อย เรื่อง แผน PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2552 ณ สโมสรทหารบก โดยมีผู้เข้าร่วมการประชุมสัมมนา ทั้งสิ้น จำนวน 120 คน จากหน่วยงานราชการ ภาคเอกชน และนักวิชาการที่เกี่ยวข้อง ตลอดจนสื่อมวลชนและประชาชนทั่วไป ทั้งนี้ คณะกรรมการฯ ได้นำความเห็นที่ได้จากการประชุมเชิงปฏิบัติการดังกล่าวประกอบการพิจารณาปรับปรุงแผนด้วยแล้ว สรุปภาพรวมของแผนฯ ได้ดังนี้



1) สรุปประเด็นการปรับปรุงแผนฯ ดังนี้

1) ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับค่าประมาณการแนวโน้มเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง
2) ปรับเปลี่ยนกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภท Firm ให้เร็วขึ้นภายในปี 2557 เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายของรัฐ 3) กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เป็นทางเลือกหนึ่งในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 4) การเปลี่ยนกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่ดำเนินการโดย กฟผ. จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) 5) ทบทวนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อให้สอดคล้องกับการดำเนินงานในปัจจุบัน และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศแทน 6) ปรับลดกำลังการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในปี 2563 และ ปี 2564 เหลือปีละ 1,000 เมกะวัตต์ จากเดิมกำหนดไว้ปีละ 2,000 เมกะวัตต์ 7) ปรับลดประมาณการพลังงานไฟฟ้าที่จะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP (Non-Firm) เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน 8) ยกเลิกโครงการ Combined Heat and Power (CHP) เนื่องจากมีข้อจำกัดทางเทคนิคและไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน และ 9) ปรับเพิ่มขนาดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไป จากเดิมขนาด 700 เมกะวัตต์ เป็น 800 เมกะวัตต์ เพื่อให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้า

2) ภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้า ในปี 2551

กำลังผลิตติดตั้ง 29,140 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2552-2564 จะมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้น 30,155 เมกะวัตต์ รวมเป็นกำลังผลิตทั้งสิ้นในปี 2564 จำนวน 59,295 เมกะวัตต์ และจะมีโรงไฟฟ้าที่ถูกทยอยปลดออกจากระบบ 7,502 เมกะวัตต์ จึงเหลือกำลังผลิตสุทธิในปี 2564 จำนวน 51,792 เมกะวัตต์ ลดลงจากแผน PDP2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 จำนวน



6,408 เมกะวัตต์ ซึ่งส่งผลให้การลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าลดลงจากแผนเดิมจำนวน 481,260 ล้านบาท สรุปภาพรวมกำลังการผลิต ดังนี้

- กำลังการผลิตติดตั้งปี 2551 29,140 เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นปี 2552-2564 30,155 เมกะวัตต์
 - ปี 2552-2558 12,605 เมกะวัตต์
 - ปี 2559-2564 17,550 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ -7,502 เมกะวัตต์
- รวมกำลังผลิตสุทธิทั้งสิ้นถึงปี 2564 51,792 เมกะวัตต์

ตารางที่ 4 กำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นปี 2552-2564 แยกตามผู้ผลิตไฟฟ้า

	PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1				PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2					
	กฟผ.	IPP	SPP	ตปท.	กฟผ.	IPP	SPP	VSPP	ตปท.	โครงการใหม่
ปี 2552-2558										
กำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น (MW)	4,615	4,400	1,193	5,473	3,769	4,400	1,985	264	2,187	.
สัดส่วนกำลังผลิต ณ ปี 2558 (%)	44	42		14	41		52		7	.
ปี 2559-2564										
กำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น (MW)	8,900	1,400	575	8,690	8,000	1,600	.	300	2,850	4,800
สัดส่วนกำลังผลิต ณ ปี 2564 (%)	43	32		25	43		37		11	9
รวม	13,515	5,800	1,768	14,163	11,769	6,000	1,985	564	5,037	4,800
	35,246				30,155					

ทั้งนี้ PDP2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ สรุปดังนี้

ตารางที่ 5 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ ปี 2552-2564

หน่วย : ร้อยละ

PDP 2007	ปี												
	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 1 (ค่าพยากรณ์ชุด ก.ย. 50)	21.1	22.7	18.5	20.6	22	21.1	19.8	17.2	16.7	16.6	15.5	17.3	16.2
ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 2 (ค่าพยากรณ์ชุด ธ.ค. 51)	22.4	24	23.7	20.3	20.4	16.6	16.6	16.6	16.6	15.8	17	16.1	15.3

3. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

รัฐได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชน ตั้งแต่ปี 2537 โดยการเปิดประมูลแข่งขันได้โครงการ IPP จำนวน 7 โครงการ กำลังการผลิตรวม 6,677.50 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วตั้งแต่ปี 2543-2551

ตารางที่ 6 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ IPP ณ เดือนธันวาคม 2551 (การประมูลแข่งขันปี 2537)

โครงการ	สถานที่ตั้ง โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต ติดตั้ง (MW)	เชื้อเพลิง	วันเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า
ระยะที่ 1 (2539-2543)				
1. บจก. ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย)	ชลบุรี	700.00	ก๊าซธรรมชาติ	2543
2. บจก. อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็ก ตริก	สมุทรปราการ	350.00	ก๊าซธรรมชาติ	2546
3. บจก. ไตร เอนเนอจี้	ราชบุรี	700.00	ก๊าซธรรมชาติ	2543
ระยะที่ 2 (2544-2546)				
1. บจก. ราชบุรี เพาเวอร์	ราชบุรี	1,400.00	ก๊าซธรรมชาติ	2551
2. บจก. โกลว์ ไอพีพี	ชลบุรี	713.00	ก๊าซธรรมชาติ	2546
3. บจก. บีแอลซีพี เพาเวอร์	ระยอง	1,346.50	ถ่านหิน	2549
4. บจก. กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น	สระบุรี	1,468.00	ก๊าซธรรมชาติ	2551
รวม		6,677.50		

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 โดยเห็นชอบหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี 2555-2557 จำนวนประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (คณะกรรมการฯ) ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการ

รับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้ออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ระหว่างวันที่ 29 มิถุนายน - 27 กรกฎาคม 2550 และคณะกรรมการฯ ได้ดำเนินการประเมินและคัดเลือกแล้วเสร็จ

ต่อมาเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 คณะรัฐมนตรีได้มีมติรับทราบผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอโครงการ IPP สำหรับการประมูลในช่วงปี 2555 - 2557 จำนวน 4 โครงการ กำลังการผลิตรวม 4,400 เมกะวัตต์ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 และปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการเจรจาสัญญา



ซื้อขายไฟฟ้า โดยมีโครงการ IPP ที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วจำนวน 3 โครงการ ประกอบด้วย โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เกล็ดโค-วัน จำกัด กำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของบริษัท สยามเอ็นเนอร์จี้ จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์

และบริษัท เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น ชฟพลาย จำกัด กำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ และมีโครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ชฟพลาย จำกัด กำลังการผลิต 540 เมกะวัตต์

ตารางที่ 7 การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (สำหรับการประมูลในช่วงปี 2555-2557)

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)	เชื้อเพลิง (สถานที่ตั้ง)	SCOD	วันลงนาม PPA
GHECO-ONE	660	ถ่านหิน (ระยอง)	ต.ค. 2554	10 ก.ย. 51
National Power Supply	540	ถ่านหิน (ฉะเชิงเทรา)	พ.ย. 2555/มี.ค. 2556	ยังไม่ได้กำหนด
Siam Energy	1,600	ก๊าซธรรมชาติ (ฉะเชิงเทรา)	มี.ค. 2555/ก.ย. 2555	10 ต.ค. 51
Power Generation Supply	1,600	ก๊าซธรรมชาติ (สระบุรี)	ก.ย. 2556/มี.ค. 2557	10 ต.ค. 51
รวม	4,400			

ทั้งนี้ หากมีการลงทุนจาก IPP จะทำให้เกิดการลงทุนในระบบประมาณ 163,000 ล้านบาท กระจายไปในช่วงปี 2552-2557 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าลดต่ำลงมาก ทำให้ กฟผ. จำเป็นต้องปรับแผน PDP ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป เพื่อไม่

ให้เกิดการลงทุนที่สูงเกินความจำเป็น ในขณะเดียวกันก็ต้องรักษาระดับกำลังการผลิตสำรองของระบบให้มีความเหมาะสม และมั่นคง จึงจำเป็นต้องมีการเจรจาเลื่อนกำหนดวัน SCOD ของโครงการ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกดังกล่าวออกไปประมาณ 1 ปี

● การกำกับดูแลราคาพลังงาน

1. มาตรการช่วยเหลือเพื่อบรรเทาผลกระทบจากปัญหาราคาน้ำมันแพง (เดือนมิถุนายน - พฤศจิกายน 2551)

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเมื่อวันที่ 2 มิถุนายน 2551 ได้มีมติรับทราบการช่วยเหลือจาก 4 โรงกลั่นในเครือบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้แก่ โรงกลั่นพีทีทีเออาร์ โรงกลั่นไออาร์พีซี โรงกลั่นไทยออยล์ และโรงกลั่นบางจาก จำนวน 122 ล้านลิตร/เดือน เป็นเวลา 6 เดือน (มิถุนายน - พฤศจิกายน 2551) รวม 732 ล้านลิตร ในราคาต่ำกว่าราคาดีเซลหมุนเร็วปกติ 3 บาท/ลิตร รวมเป็นมูลค่า 2,196 ล้านบาท เพื่อช่วยเหลือกลุ่มประชาชนหรือสาขาอาชีพที่มีรายได้ต่ำและได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นประธานกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เป็นผู้พิจารณาจัดสรรแทนกระทรวงพลังงาน เพื่อให้การช่วยเหลือกลุ่มประชาชนหรือสาขาอาชีพที่มีรายได้ต่ำ และได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้น เช่น กลุ่มประมง กลุ่มเกษตรกร และกลุ่มผู้ใช้รถโดยสารประจำทาง เป็นต้น โดย ปตท. เป็นผู้ประสานงานกับโรงกลั่นทั้ง 4 แห่ง ในการจัดหาน้ำมันดังกล่าว

สำหรับการดำเนินงาน คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานได้พิจารณาจัดสรรน้ำมันดีเซลราคาถูกเพื่อช่วยบรรเทาความเดือดร้อนเนื่องจากราคาน้ำมันแพง โดยแบ่งเป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

1) รถโดยสาร ได้รับการจัดสรรน้ำมันดีเซลหมุนเร็วให้กับรถหมวด 1 (รถโดยสารในเมือง เช่น ชสมก. และรถร่วมบริการ) และหมวด 4 (รถโดยสารในเขตจังหวัด

(ชานเมือง)) ในกรุงเทพฯ และปริมณฑล จำนวน 14,636 คัน ด้วยปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วประมาณ 1 ล้านลิตร/วัน

2) ชาวประมงและเกษตรกรเลี้ยงกุ้ง ได้รับการจัดสรรน้ำมันดีเซลหมุนเร็วที่มีราคาต่ำกว่าราคาดีเซลปกติ 3 บาทต่อลิตร มาจำหน่ายให้ชาวประมงชายฝั่งจำนวน 15 ล้านลิตร/เดือน แทนการจัดหาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในราคาต่ำกว่าราคาดีเซลปกติ 2 บาทต่อลิตร และให้เกษตรกรผู้เพาะเลี้ยงกุ้งจำนวน 7 ล้านลิตร/เดือน รวมเป็น 22 ล้านลิตร/เดือน โดยให้มีมาตรการในการตรวจสอบและควบคุมเป็นไปตามที่กระทรวงเกษตรและสหกรณ์กำหนด

3) หน่วยงานของรัฐ ได้รับการจัดสรรน้ำมันราคาถูกให้กับกรมการขนส่งทางน้ำและพาณิชยนาวีเพื่อใช้ในการขุดลอกร่องน้ำรวมกับน้ำมันที่เคยจัดสรรไปแล้ว 1,500 ลิตร/เดือน เป็นจำนวนรวม 1,131,000 ลิตร ในเวลา 3 เดือน (กันยายน - พฤศจิกายน 2551) และจัดสรรให้กรมประมงเพื่อใช้ในการขุดลอกหนองบึงและแหล่งน้ำธรรมชาติ จำนวน 36,000 ลิตร/เดือน ระยะเวลา 3 เดือน

4) ความเดือดร้อนจากอุทกภัย ได้รับการจัดสรรน้ำมันดีเซลให้เปล่าแก่จังหวัดที่ได้รับผลกระทบจากอุทกภัยมาก 5 จังหวัด ได้แก่ พิษณุโลก พิจิตร สระบุรี ลพบุรี และนครราชสีมา จังหวัดละไม่เกิน 100,000 ลิตร รวมทั้งสิ้นไม่เกิน 500,000 ลิตร

เมื่อการดำเนินโครงการได้สิ้นสุดลงเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2551 สามารถสรุปการช่วยเหลือดังกล่าวได้ดังนี้

ตารางที่ 8 สรุปการช่วยเหลือเพื่อบรรเทาผลกระทบจากปัญหาราคาน้ำมันแพง

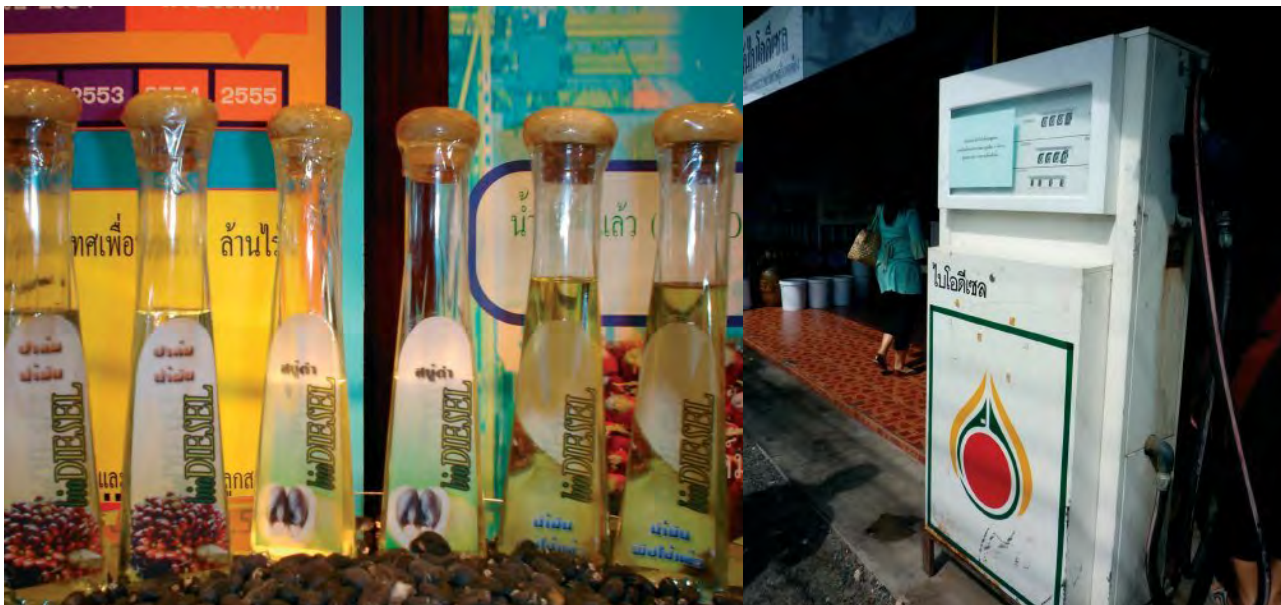
(มิถุนายน-พฤศจิกายน 2551)

ชสมก.	33,939,000 ลิตร
ชาวประมงชายฝั่ง	5,823,000 ลิตร
กรมขนส่งทางน้ำ/กรมประมง	36,000 ลิตร
รวม	39,798,000 ลิตร

	ไทยออยล์	PTTAR	IRPC	บางจาก	รวม
ปริมาณ (ลิตร)	15,242,634	9,551,520	11,342,430	3,661,416	39,798,000
เงินชดเชย (บาท)	45,727,902	28,654,560	34,027,290	10,984,248	119,394,000

ทั้งนี้การดำเนินงานตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 2 มิถุนายน 2551 ในการให้ความช่วยเหลือน้ำมันราคาถูกกว่าปกติ 3 บาท/ลิตร เป็นระยะเวลา 6 เดือน โดยเริ่ม

ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2551 ได้สิ้นสุดระยะเวลาแล้วเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2551



2. การปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100)

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานในการประชุมเมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 ได้มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) โดยให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงในอุตสาหกรรมไบโอดีเซล ซึ่งขึ้นอยู่กับราคาน้ำมันปาล์มดิบเป็นหลัก คิดเป็นร้อยละ 76 ของต้นทุนการผลิตไบโอดีเซล โดยมีหลักเกณฑ์ดังนี้

$$B100 = 0.97 \text{ CPO} + 0.15 \text{ MtOH} + 3.32$$

B100 คือ ราคาขายไบโอดีเซล (B100) ในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อลิตร

CPO คือ ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อกิโลกรัม

MtOH คือ ราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานคร หน่วย บาทต่อกิโลกรัม

ทั้งนี้ ได้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2550 ถึง 27 มกราคม 2551 โดยที่ 1) CPO หรือราคาขายน้ำมันปาล์มดิบในเขตกรุงเทพมหานครใช้ราคาขายส่งสินค้าเกษตร น้ำมันปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรดเอ) ตามที่กรมการค้าภายในประกาศ แต่ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดโลก (ตลาดมาเลเซีย) บวก 1 บาทต่อกิโลกรัม โดยราคาขายน้ำมันปาล์มดิบเฉลี่ยในสัปดาห์ที่ผ่านมาจะนำมาใช้กำหนดราคาในสัปดาห์หน้า เช่น ราคาขายน้ำมันปาล์มดิบเฉลี่ยในสัปดาห์ที่ 1 จะนำมาแทนค่าเพื่อกำหนดราคาไบโอดีเซลในสัปดาห์ที่ 3 เป็นต้น ยกเว้นกรณีราคาน้ำมันปาล์มดิบในประเทศสูงกว่าราคาตลาดโลกมาก จะนำมาพิจารณาร่วมกันอีกครั้งหนึ่ง 2) MtOH หรือราคาขายเมทานอลในกรุงเทพมหานครใช้ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยจากผู้ค้าเมทานอลในประเทศจำนวน 3 ราย เช่น Thai M.C., I.C.P. Chemicals และ

Itochu (Thailand) โดยราคาขายเมทานอลเฉลี่ยในสัปดาห์ที่แล้วจะนำมาใช้กำหนดราคาในสัปดาห์หน้า เช่น ราคาขายเมทานอลเฉลี่ยในสัปดาห์ที่ 1 จะนำมาแทนค่าเพื่อกำหนดราคาไบโอดีเซลในสัปดาห์ที่ 3 เป็นต้น

เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2551 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานได้มีมติเห็นชอบปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) โดยให้ปรับเพดานราคาน้ำมันปาล์มดิบเพื่อใช้ในการคำนวณราคาไบโอดีเซล (B100) ให้ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดมาเลเซีย บวก 3 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 28 มกราคม 2551 เป็นต้นมา เพื่อแก้ไขปัญหาผลผลิตปาล์มในช่วงต้นปี 2551 ซึ่งเป็นช่วงที่ปริมาณผลปาล์มออกสู่ตลาดน้อย ในขณะที่ความต้องการใช้เพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ราคาน้ำมันปาล์มตลาดมาเลเซียมีแนวโน้มสูงขึ้นในทิศทางเดียวกัน ส่งผลให้ราคาไบโอดีเซล (B100) ที่คำนวณตามสูตรต่ำกว่าราคาที่เป็นจริง ซึ่งเป็นการไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและทำให้ผู้ผลิตไบโอดีเซลไม่สามารถผลิตได้ คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 จึงได้มีมติเห็นชอบการดำเนินโครงการแทรกแซงตลาดน้ำมันปาล์มดิบปี 2551/2552 ดังนี้ 1) ให้รับซื้อน้ำมันปาล์มดิบในราคากิโลกรัมละ 22.50 บาท เป้าหมาย 100,000 ตัน และเก็บสต็อกไว้จำหน่ายในช่วงเวลาที่เหมาะสม และให้โรงงานสกัดรับซื้อผลปาล์มทะลายจากเกษตรกรในราคากิโลกรัมละ 3.50 บาท (น้ำมันร้อยละ 17) ช่วงรับซื้อผลปาล์มเดือนพฤศจิกายน 2551 ถึง มกราคม 2552 2) เห็นชอบวิธีการจัดเก็บสต็อกน้ำมันปาล์มดิบว่าสมควรจะใช้วิธีการเช่าถังกลางในการจัดเก็บหรือฝากเก็บรักษาไว้ที่โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบ และ 3) อนุมัติงบกลางเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ



ชมรมผู้ผลิตไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ได้มีหนังสือถึงกระทรวงพลังงานเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2551 ขอให้พิจารณาแก้ไขหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล เนื่องจากราคาน้ำมันปาล์มดิบที่นำมาคำนวณตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเห็นชอบเมื่อวันที่ 24 มกราคม 2551 เป็นราคาน้ำมันปาล์มดิบที่ต่ำกว่าต้นทุนที่นำมาผลิตจริง ทำให้ผู้ผลิตไบโอดีเซลไม่สามารถจะผลิตและจำหน่ายได้ เนื่องจากตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 ให้น้ำมันปาล์มดิบในราคา 22.50 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2551 ถึง มกราคม 2552 ส่งผลให้ราคาน้ำมันปาล์มดิบในประเทศตามประกาศของกรมการค้าภายใน กระทรวงพาณิชย์ เฉลี่ยตั้งแต่ 19 พฤศจิกายน 2551 เป็นต้นมา อยู่ที่ระดับประมาณ 19.55 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่ราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดมาเลเซีย อยู่ที่ประมาณ 14.93 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้ราคาน้ำมันปาล์มดิบในประเทศสูงกว่าในตลาดมาเลเซีย 4.62 บาทต่อกิโลกรัม แต่หลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเห็นชอบเมื่อวันที่ 24 มกราคม 2551 กำหนดให้ระดับราคาเพดานน้ำมันปาล์มดิบเพื่อใช้คำนวณราคาอ้างอิงไบโอดีเซล (B100) ไว้ที่ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดมาเลเซีย บวก 3 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้การผลิตไบโอดีเซลมีราคาต้นทุนสูงกว่าราคาอ้างอิงและไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ทำให้ผู้ผลิตไบโอดีเซลไม่สามารถผลิตได้ อาจส่งผลให้เกิดการขาดแคลนน้ำมันไบโอดีเซลได้

ต่อมาคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานในการประชุมเมื่อวันที่ 15 มกราคม 2552 ได้เห็นชอบให้ปรับปรุงหลักเกณฑ์การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) จากเดิมซึ่งกำหนดให้เพดานราคาน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) เพื่อใช้ในการคำนวณราคาไบโอดีเซล (B100) ไม่สูงกว่าราคาน้ำมันปาล์มดิบในตลาดมาเลเซีย บวก 3 บาทต่อกิโลกรัม เป็นกำหนดให้ราคาน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) เพื่อใช้ในการคำนวณราคาไบโอดีเซล (B100) โดยอิงราคาปาล์มดิบชนิดสกัดแยก (เกรตเอ) ตามที่กรมการค้าภายในประกาศชั่วคราวในช่วงการดำเนินการโครงการแทรกแซงตลาดน้ำมันปาล์มดิบปี 2551/2552 ทั้งนี้ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2552 ถึง 31 มกราคม 2552

3. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและการกำกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

ราคาไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากประชาชน ประกอบด้วย 3 ส่วน ดังนี้

3.1 ค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งจะสะท้อนถึงต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง สายจำหน่าย และการผลิตพลังงานไฟฟ้า ภายใต้สมมติฐานความต้องการใช้ไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อในระดับหนึ่ง และจะมีการพิจารณาทบทวนทุก 3-5 ปี โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นไปตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ซึ่งพิจารณากำหนดตามหลักเกณฑ์ที่คณะรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2548 และมีผลใช้บังคับตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นมา โดยค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยในปัจจุบันอยู่ในระดับประมาณ 2.25 บาท/หน่วย

3.2 ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่าเอฟที) ซึ่งจะมีการพิจารณาปรับทุก 4 เดือน ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า รวมถึงค่าใช้จ่ายตามนโยบายของภาครัฐในปัจจุบัน ประกอบด้วย การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) และการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรเอฟที ก่อนเดือนกุมภาพันธ์ 2551 จะอยู่ในการกำกับดูแลโดยคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ที่แต่งตั้งขึ้นภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน และตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ที่แต่งตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

3.3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม ในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าไฟฟ้ารวม (ค่าไฟฟ้าฐานและค่าเอฟที)

ในช่วงเดือนตุลาคม 2550 - มีนาคม 2552 มีการพิจารณาปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรเอฟทีจำนวนทั้งสิ้น 5 ครั้ง ดังนี้

- **ครั้งที่ 1 (ตุลาคม 2550 - มกราคม 2551)**
ปรับค่าเอฟทีที่ลดลงจากช่วงเดือนมิถุนายน - กันยายน 2551 จำนวน 2.31 สตางค์ต่อหน่วย มาอยู่ในระดับ 66.11 สตางค์ต่อหน่วย

- **ครั้งที่ 2 (กุมภาพันธ์ - พฤษภาคม 2551)**
ปรับค่าเอฟทีที่เพิ่มขึ้นจากช่วงเดือนตุลาคม 2550 - มกราคม 2551 จำนวน 2.75 สตางค์ต่อหน่วย มาอยู่ในระดับ 68.86 สตางค์ต่อหน่วย โดยเป็นผลมาจากราคาเชื้อเพลิงโดยเฉพาะราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นเป็นหลัก

- **ครั้งที่ 3 (มิถุนายน - กันยายน 2551)**
ปรับค่าเอฟทีที่ลดลงจากช่วงเดือนกุมภาพันธ์ - พฤษภาคม 2551 จำนวน 6.01 สตางค์ต่อหน่วย มาอยู่ในระดับ 62.85 สตางค์ต่อหน่วย โดยเป็นผลมาจากการพิจารณาการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในปี 2549 - 2550 และเงินสมทบจากการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพของ กฟผ. จำนวนรวม 5,082 ล้านบาท หรือประมาณ 10.85 สตางค์ต่อหน่วย มาลดผลกระทบของการปรับค่าเอฟทีเป็นหลัก

- **ครั้งที่ 4 (ตุลาคม - ธันวาคม 2551)**
มีการปรับค่าเอฟทีที่เพิ่มขึ้นจากช่วงเดือนมิถุนายน - กันยายน 2551 จำนวน 14.85 สตางค์ต่อหน่วย มาอยู่ในระดับ 77.70 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้เห็นควรให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงไว้บางส่วนประมาณ 10,058 ล้านบาท หรือประมาณ 29.69 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบของประชาชนด้วยแล้ว และให้มีการปรับค่าเอฟทีรอบนี้ เพียง 3 เดือน เพื่อเป็นการปรับการเปลี่ยนแปลงค่าเอฟทีให้อ้างอิงตามรอบบัญชีปีปฏิทินตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป

- **ครั้งที่ 5 (มกราคม - เมษายน 2552)**
มีการปรับค่าเอฟทีที่เพิ่มขึ้นจากช่วงเดือนตุลาคม - ธันวาคม 2551 จำนวน 14.85 สตางค์ต่อหน่วย มาอยู่ในระดับ 92.55 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. ได้เห็นควรให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงไว้บางส่วนประมาณ 20,967 ล้านบาท หรือประมาณ 47.98 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบของประชาชน

ทั้งนี้ ค่าเอฟทีที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วงเดือนตุลาคม 2551 - เมษายน 2552 เป็นผลมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันเตาย้อนหลัง 6-18 เดือน และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็นปัจจัยหลัก

ตารางที่ 9 การเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วงเดือนตุลาคม 2550-เมษายน 2552

เดือน	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) (บาท/หน่วย)			การเปลี่ยนแปลง	
	ค่าไฟฟ้าฐาน	ค่าเอฟที	ค่าไฟฟ้ารวม	บาท/หน่วย	(ร้อยละ)
ต.ค. 50 - ม.ค. 51	2.25	0.6611	2.91	-0.0231	-0.79
ก.พ. 51 - พ.ค. 51	2.25	0.6886	2.94	+0.0275	+0.95
มิ.ย. 51 - ก.ย. 51	2.25	0.6285	2.88	-0.0601	+2.04
ต.ค. 51 - ธ.ค. 51	2.25	0.7770	3.03	+0.1485	+5.16
ม.ค. 52 - เม.ย. 52	2.25	0.9255	3.18	+0.1485	+4.91

• การอนุรักษ์พลังงาน และพัฒนาพลังงานทดแทน

1. การดำเนินงานโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน

ในปี 2551 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้ให้เงินสนับสนุนแก่ ส.น.พ. ในการดำเนินโครงการต่างๆ ดังนี้

1) ด้านการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ประกอบด้วย

- 1.1) โครงการเพื่อชาติเล็กหลอดไส้ใช้หลอดตะเกียบเบอร์ 5
- 1.2) โครงการส่งเสริมการใช้หลอดผอมใหม่เบอร์ 5
- 1.3) โครงการศึกษาสนับสนุนการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่
- 1.4) โครงการพัฒนาศักยภาพการเรียนรู้เครือข่ายการสื่อสารด้านพลังงานในกลุ่มเยาวชน และครู
- 1.5) โครงการพัฒนานักบริหารด้านพลังงานรุ่นที่ 5
- 1.6) โครงการค่ายเยาวชนรักษ์พลังงานสู่ลูกช้าง มช. (ระยะที่ 3)
- 1.7) โครงการศูนย์บริการข้อมูลพลังงานภูมิภาค
- 1.8) โครงการลดใช้พลังงานในภาครัฐในหน่วยงานภาครัฐขนาดเล็ก
- 1.9) โครงการรวมพลังข้าราชการไทยลดใช้พลังงาน
- 1.10) โครงการพลังไทย ฉลาดใช้พลังงานหน้าร้อน (ล้างแอร์)
- 1.11) โครงการส่งเสริมการจัดการด้านการใช้พลังงานโดยวิธีประกวดราคา (DSM Bidding)



1.12) โครงการการพัฒนาหัวเผาใหม่ประสิทธิภาพสูงสำหรับเตาเผาเซรามิค

1.13) โครงการการศึกษาความต่อเนื่องของการจัดการเพื่อการอนุรักษ์พลังงานในภาคอุตสาหกรรม

1.14) โครงการอุตสาหกรรมไทย รวมใจภักดิ์รักษ์พลังงานภาคอุตสาหกรรม

1.15) โครงการประหยัดพลังงานในอุตสาหกรรมการอบแห้งลำไยและบ่มใบยาสูบ

1.16) โครงการนำร่องการลดต้นทุนพลังงานด้วยโลจิสติกส์

1.17) โครงการส่งเสริมการใช้ระบบขนส่งมวลชน Park & Ride

2) ด้านการพัฒนาพลังงานทดแทน ประกอบด้วย

2.1) โครงการศึกษาผลการใช้ไบโอดีเซลที่มีอัตราส่วนตั้งแต่ร้อยละ 10 ขึ้นไป ในเครื่องยนต์ดีเซลหมุนเร็ว

2.2) โครงการพัฒนากำลังพลด้านพลังงานตามแนวทางเศรษฐกิจพอเพียง

2.3) โครงการส่งเสริมการใช้ NGV ในรถยนต์ราชการ ระยะที่ 2

2.4) โครงการศึกษาการเพิ่มศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพของน้ำเสียจากฟาร์มเลี้ยงสุกรในรูปแบบการหมักย่อยร่วมโดยถังปฏิกรณ์ UASB และ CSTR เพื่อการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

2.5) โครงการปรับปรุงคุณภาพก๊าซชีวภาพ

2.6) โครงการพัฒนาการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมจัดการของเสียเศษอาหารและขยะอินทรีย์ชุมชนขนาดเล็ก เพื่อการอนุรักษ์พลังงานและรักษาสังแวดล้อม

2.7) โครงการพัฒนาสาธิตการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมจัดการของเสีย และน้ำเสียโรงงานชำแหละและแปรรูปสัตว์ปีก เพื่อการอนุรักษ์พลังงานและรักษาสังแวดล้อม

2.8) โครงการพัฒนาการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่เหมาะสม จัดการน้ำเสียโรงงานแปรรูปน้ำยางชัน เพื่อการอนุรักษ์พลังงานและรักษาสังแวดล้อม

2.9) โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในโรงฆ่าสัตว์

2.10) โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในโรงชำแหละแปรรูปไก่

2.11) โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ขนาดเล็ก

2.12) โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ ระยะที่ 4

2.13) โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

2.14) โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพเพื่อจัดการของเสียเศษอาหารจากโรงแรมและสถานประกอบการต่างๆ

2.15) โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน (ระดับมหภาค)

2.16) โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน (ระดับชุมชน)

2.17) โครงการการสาธิตการใช้แก๊สซิฟิเคชันผลิตเชื้อเพลิงแก๊ส สำหรับเครื่องยนต์เกษตรกรรม

2.18) โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนโดยกลไกการแข่งขัน

2.19) โครงการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำระดับหมู่บ้านอย่างยั่งยืน

2.20) โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานจากฝายชันบันไดแม่น้ำโขง

2.21) โครงการส่งเสริมการแปรรูปขยะเป็นน้ำมัน

2.22) โครงการศึกษาเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศและน้ำเสียจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนถ่านหิน ชีวมวลและก๊าซธรรมชาติ

2.23) โครงการศูนย์สาธิตและพัฒนาพลังงานทดแทนจากข้าวคั่วบวงจร

2.24) โครงการถ่ายทอดความรู้และเทคโนโลยีด้านพลังงานที่เหมาะสมในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้

3) ด้านการพัฒนาบุคลากรและประชาสัมพันธ์

3.1) ด้านการพัฒนาบุคลากร ประกอบด้วย

(1) โครงการสนับสนุนทุนการศึกษา สนพ. ได้รับเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในการสนับสนุนทุนการศึกษาสำหรับผลิตบุคลากรที่มีความรู้ความเชี่ยวชาญในสาขาที่เกี่ยวข้องกับแผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และแผนพลังงานทดแทน รวม 16 ทุน ในวงเงิน 20,101,852 บาท โดยแบ่งได้ดังนี้ 1) แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน จำนวนเงิน 18,016,652 บาท ประกอบด้วย ทุนการศึกษาในประเทศ 4 ทุน จำนวนเงิน 708,750 บาท และทุนการศึกษาต่างประเทศ 6 ทุน จำนวนเงิน 17,307,902 บาท และ 2) แผนพลังงานทดแทน จำนวนเงิน 2,085,200 บาท



ประกอบด้วย ทุนการศึกษาในประเทศ 6 ทุน จำนวนเงิน 2,085,200 บาท

(2) โครงการสนับสนุนทุนวิจัยแก่นักศึกษาระดับอุดมศึกษา กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ให้การสนับสนุนทุนอุดหนุนการวิจัยด้านพลังงาน แก่นักศึกษาระดับอุดมศึกษา เพื่อส่งเสริมบุคลากรให้มีความรู้ความชำนาญในสาขาที่เกี่ยวข้องกับพลังงานเพิ่มขึ้น โดยในปี 2551 มีนักศึกษาจากสถาบันการศึกษา 26 แห่ง ยื่นข้อเสนอโครงการวิจัยด้านพลังงานให้ สนพ. พิจารณารวมทั้งสิ้น 180 โครงการ มีโครงการที่ได้รับการจัดสรรทุนฯ จากกองทุนฯ รวมทั้งสิ้น 113 ทุน จำนวนเงิน 7,055,147 บาท ดังนี้ 1) แผนพลังงานทดแทน 67 ทุน จำนวนเงิน 4,036,200 บาท แบ่งเป็น ระดับปริญญาตรี 34 ทุน ปริญญาโท 28 ทุน และปริญญาเอก 5 ทุน 2) แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน 46 ทุน จำนวนเงิน 3,018,947 บาท แบ่งเป็นระดับปริญญาตรี 16 ทุน ปริญญาโท 26 ทุน และปริญญาเอก 4 ทุน

(3) โครงการการสร้างองค์ความรู้ด้านพลังงานสำหรับโรงเรียนในเขตภาคเหนือตอนบน กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ให้การสนับสนุนทุนจำนวน 3,808,500 บาท ให้คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (มช.) เพื่อดำเนินโครงการการสร้างองค์ความรู้ด้านพลังงานสำหรับโรงเรียนในเขตภาคเหนือตอนบน ซึ่ง มช. ได้ดำเนินโครงการนำร่องในกลุ่มเป้าหมายคือ ครูและนักเรียน ชั้นมัธยมศึกษาปีที่ 4-6 รวมทั้งสิ้น 800 คน แบ่งเป็นครู 80 คน และนักเรียน 720 คน จาก 4 โรงเรียน คือ โรงเรียนปัว อำเภอปัว จังหวัดน่าน โรงเรียนแม่ริมวิทยาคม อำเภอแม่ริม จังหวัดเชียงใหม่ โรงเรียนแม่เกาะวิทยา อำเภอแม่เกาะ จังหวัดลำปาง และโรงเรียนแม่สายประสิทธิ์ อำเภอมะสา จังหวัดเชียงราย โดยดำเนินกิจกรรม 2 ส่วนหลักๆ คือ ส่วนที่ 1 การสร้างชุดสาธิตและอุปกรณ์ด้านพลังงานที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน



และระบบพลังงานที่สามารถพบได้ในชีวิตประจำวัน ในอุตสาหกรรมและ/หรือในอาคาร มอบให้แก่โรงเรียน เป้าหมายโรงเรียนละ 6 ชุด คือ 1) ชุดสาธิตระบบทำน้ำร้อนแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตน้ำและอากาศร้อน 2) ชุดสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 3) ชุดสาธิตระบบผลิตพลังงานร่วม พร้อมชุดทำความเย็น 4) ชุดสาธิตสมรรถนะของหลอดไฟฟ้าแสงสว่างและสีของผนังห้อง 5) ชุดสาธิตการลดการสูญเสียความร้อนผ่านฉนวน และ 6) ชุดสาธิตเตาหุงต้มประสิทธิภาพสูง สำหรับส่วนที่ 2 เป็นการจับอบรมถ่ายทอดเทคโนโลยีใหม่ๆ และแนวทางการนำความรู้และทักษะไปใช้ประโยชน์ และสร้างกิจกรรมด้านพลังงานให้แก่กลุ่มเป้าหมาย นอกจากนี้ ยังมี การจัดประกวดกิจกรรมด้านพลังงาน ได้แก่ การจัดแผนการเรียนการสอนและการบูรณาการองค์ความรู้ด้านพลังงาน ของครู การประกวดสื่อประชาสัมพันธ์และการณรงค์ ด้านการอนุรักษ์พลังงานของนักเรียน และการประกวด โครงงานวิทยาศาสตร์ด้านการอนุรักษ์พลังงานของนักเรียน

(4) โครงการศูนย์เผยแพร่ความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ให้เงินสนับสนุนแก่ สทพ. ในการจัดตั้งศูนย์สาธิตเทคโนโลยีประสิทธิภาพพลังงาน กรุงเทพฯ เพื่อเป็นศูนย์กลางในการเผยแพร่ความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยในช่วงเดือนมีนาคม 2551- ตุลาคม 2552 ศูนย์ฯ ได้จัดการอบรมด้านการ

อนุรักษ์พลังงานให้กับหน่วยงานทั้งภาครัฐและภาคเอกชน จำนวน 4,446 คน จากเป้าหมายที่ตั้งไว้ 4,260 คน นอกจากนี้ ศูนย์ฯ ยังได้รับเชิญให้ไปจัดกิจกรรมรณรงค์ให้ความรู้ด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพให้แก่หน่วยงานต่างๆ ทั้งของรัฐและเอกชนที่มีความสนใจ จำนวนทั้งสิ้น 16,327 คน

(5) โครงการร่วมในการผลิตบัณฑิตศึกษา และพัฒนางานวิจัยด้านเทคโนโลยีพลังงานและเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม ระยะที่ 2 โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้ให้การสนับสนุนทุน จำนวน 130,000,000 บาท แก่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจธ.) ระยะเวลา 5 ปี ตั้งแต่ปี 2551-2555 เพื่อดำเนินโครงการร่วมในการผลิตบัณฑิตศึกษา และพัฒนางานวิจัยด้านเทคโนโลยีพลังงานและเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม ระยะที่ 2 ซึ่งการดำเนินงานโครงการฯ เป็นรูปแบบเครือข่ายความร่วมมือ 5 มหาวิทยาลัย ได้แก่ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร แห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ภายใต้หน่วยงาน “บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม” (Joint Graduate School of Energy and Environment: JGSEE) โดยมี มจธ. เป็นแกนนำ เพื่อผลิตบุคลากรในการวิจัยด้านเทคโนโลยีพลังงานและสิ่งแวดล้อม





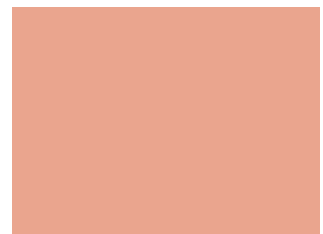
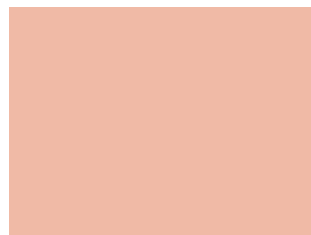
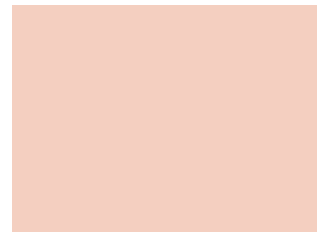
ผลการดำเนินงานในปีงบประมาณ 2551 บัณฑิตวิทยาลัย
ร่วมฯ รับนักศึกษา จำนวน 56 คน ประกอบด้วย ปริญญา
เอก 21 คน และปริญญาโท 35 คน จำนวนนักศึกษาสะสม
ทั้งสิ้น ในภาคการศึกษา 1/2551 รวม 372 คน
ประกอบด้วย ปริญญาเอก 176 คน และปริญญาโท 196
คน จำนวนผู้สำเร็จการศึกษา ตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการ
ระยะที่ 1 ถึงปัจจุบัน (ตั้งแต่ปี 2541 – ปี 2551) จำนวน
ทั้งสิ้น 147 คน ประกอบด้วย ปริญญาเอก 52 คน
และปริญญาโท 95 คน

3.2) ด้านการประชาสัมพันธ์ ในปี 2551
สนพ. ได้ดำเนินโครงการประชาสัมพันธ์เพื่อส่งเสริมการ
อนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน ได้แก่
โครงการประชาสัมพันธ์พลังงานทางเลือกในการใช้
เชื้อเพลิง โครงการประชาสัมพันธ์รณรงค์วิธีประหยัด
พลังงาน โครงการประชาสัมพันธ์การจัดตั้งกองทุนพัฒนา
ชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า โครงการประชาสัมพันธ์
พ.ร.บ. ประกอบกิจการพลังงาน โครงการประชาสัมพันธ์
ทันต่อสถานการณ์พลังงาน โครงการผลิตสื่อประชาสัมพันธ์
เพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน กิจกรรมประชาสัมพันธ์
ตามสถานการณ์ ศูนย์ประชาสัมพันธ์รวมพลังหาร 2
โครงการรณรงค์วิธีประหยัดพลังงาน และโครงการปฏิบัติ
การหาร 2 ค้นหาทูตรักษ์พลังงาน (Energy Fantasia)
รุ่น 4

2. นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน หมุนเวียน

รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก
พลังงานหมุนเวียน ผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต
ไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยเมื่อวันที่ 26
ธันวาคม 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
(กพข.) ได้มีมติเห็นชอบการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อ
ไฟฟ้าจากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP
ดังนี้

1) การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ
ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอ
ขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตาม
ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยกำหนดให้ผู้สนใจ
ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. และ กฟน. ภายในปี พ.ศ. 2551
ทั้งนี้ ไม่มีการกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ





ตารางที่ 10 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย <= 10 เมกะวัตต์)

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
ชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ	0.3	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50.200 kW)	0.4	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 kW)	0.8	7
ขยะชุมชน	2.5	7
พลังงานลม	3.5	10
พลังงานแสงอาทิตย์	8	10

2) การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ซึ่งขายไฟฟ้าเข้าระบบตามระเบียบ SPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ

SPP พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่ โดยไม่กำหนดระยะเวลาการยื่นข้อเสนอ สำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ใช้วิธีประมูลแข่งขัน โดยกำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2555 ดังนี้

ตารางที่ 11 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย > 10 เมกะวัตต์)

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MW)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	หมายเหตุ
ขยะชุมชน	2.50	100	7	อัตราคงที่
พลังงานลม	3.50	115	10	
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	15	10	
พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ	0.30	300	7	เปิดประมูล
รวม		530		

3) การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส ให้รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าเดิมที่ตั้งอยู่ในจังหวัดยะลา

ปัตตานี และนราธิวาส ด้วย โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ดังนี้

**ตารางที่ 12 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ
(โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้)**

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ (บาท/kWh)	รวมส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
ชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ	0.3	1	1.3	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kW)	0.4	1	1.4	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 kW)	0.8	1	1.8	7
ขยะชุมชน	2.5	1	3.5	7
พลังงานลม	3.5	1.5	5	10
พลังงานแสงอาทิตย์	8	1.5	9.5	10

ทั้งนี้ โดยมีความก้าวหน้าในการดำเนินงานตามนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว ดังนี้

2.1 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

จากมติ กพข. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 ซึ่งเห็นชอบให้ กพผ. เปิดรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภท เชื้อเพลิงตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จึงได้ออกประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก กพข. เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2550 ประกอบด้วย 1) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration 2) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ 3) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Non-Firm โดยกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กพผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration จำนวน 500 เมกะวัตต์ และ SPP ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm รวม 530 เมกะวัตต์ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อในรอบนี้ 1,030 เมกะวัตต์

สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่จะขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ด้วยวิธีประมูลแข่งขัน สนพ. ได้ออกประกาศเชิญชวนให้ SPP ชีวมวล ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า เมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2550 มีผู้ยื่นข้อเสนอ จำนวน 9 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 435 เมกะวัตต์ มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียนได้รับการคัดเลือกจำนวน 7 โครงการ

ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 335 เมกะวัตต์ กำหนดให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2555 ในส่วนของโครงการพลังงานลม มีผู้ยื่นข้อเสนอจำนวน 20 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,458 เมกะวัตต์ ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว 1 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวม 60 เมกะวัตต์ พลังงานแสงอาทิตย์ มีผู้ยื่นข้อเสนอ 1 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 55 เมกะวัตต์ อยู่ระหว่างการพิจารณาของ กพผ. เนื่องจากปริมาณพลังไฟฟ้าเกินกว่าเป้าหมายที่ประกาศไว้ (15 เมกะวัตต์) ต่อมา กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้ยกเลิกเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP พลังงานหมุนเวียนเดิม และกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อใหม่ โดยให้ส่วนเพิ่มฯ ในแต่ละปีสอดคล้องกับเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ทั้งนี้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำลังดำเนินการจัดทำในรายละเอียดหลักเกณฑ์ เงื่อนไขและยกเว้นประกาศการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตลอดจนกำกับดูแลภายใต้กรอบนโยบายของรัฐต่อไป

เนื่องจากมี SPP ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ฉบับ พ.ศ. 2550 สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อไว้เป็นจำนวนมาก คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2550 เห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 ให้ กพผ. ปิดรับการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration ตั้งแต่วันที่ 31 สิงหาคม 2550 เป็นต้นไป และให้พิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากสัดส่วนการใช้โอนฯ กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตลอดจนความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ภายหลังการปิดการยื่นข้อเสนอแล้ว มี SPP ยื่นข้อเสนอจำนวน 28 โครงการ รวมปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาทั้งสิ้น 2,191 เมกะวัตต์ ซึ่งเกินกว่าที่ประกาศไว้

1,691 เมกะวัตต์ โดยเกือบทั้งหมดเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 2,151 เมกะวัตต์ และมีเพียง 1 ราย ที่เชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 40 เมกะวัตต์

กฟผ. ได้พิจารณาซื้อไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขคุณสมบัติระบบ Cogeneration ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า และข้อจำกัดการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า สามารถรับซื้อได้เพียง 9 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 760 เมกะวัตต์ คณะรัฐมนตรีจึงมีมติเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 รับทราบผลการพิจารณาซื้อดังกล่าว และให้ขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากโครงการใหม่ที่เป็น SPP ระบบ Cogeneration ได้เกินกว่า 500 เมกะวัตต์ แต่ทั้งนี้ ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรวมจากโครงการ SPP ทั้งหมดจะไม่เกิน 4,000 เมกะวัตต์ ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2549 ซึ่งกระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ร่วมกันพิจารณาซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration มีโครงการที่สามารถรับซื้อได้รวมทั้งสิ้น 19 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 1,584 เมกะวัตต์ ซึ่ง กฟผ. ได้แจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP แล้ว

ขณะนี้อยู่ระหว่างการพิจารณากำหนดวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานต่อไป

เพื่อให้การดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ภายหลังจากที่พระราชบัญญัติฯ มีผลบังคับใช้และคณะกรรมการกำกับฯ ได้รับการแต่งตั้งแล้ว เป็นไปอย่างต่อเนื่อง สามารถดำเนินการจัดหาไฟฟ้าและกำกับดูแลการดำเนินงานตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP กระทรวงพลังงานได้มีหนังสือลงวันที่ 4 พฤศจิกายน 2551 ส่งมอบงานการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้คณะกรรมการกำกับฯ พิจารณาดำเนินการต่อไป และให้รายงานความคืบหน้าการดำเนินงานให้กระทรวงพลังงานทราบเป็นระยะ

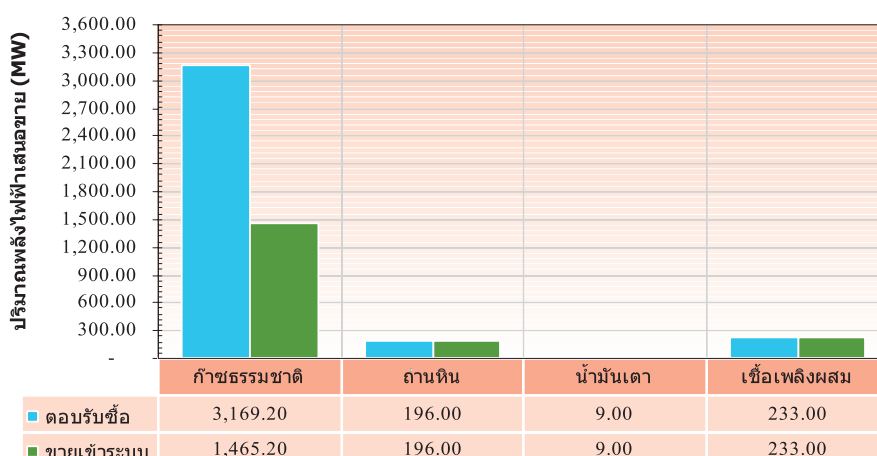
สถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ณ เดือน ธันวาคม 2551 มี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจำนวน 90 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 4,203.02 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 60 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,285.52 เมกะวัตต์ สามารถจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ได้ดังนี้

ตารางที่ 13 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ณ เดือนธันวาคม 2551

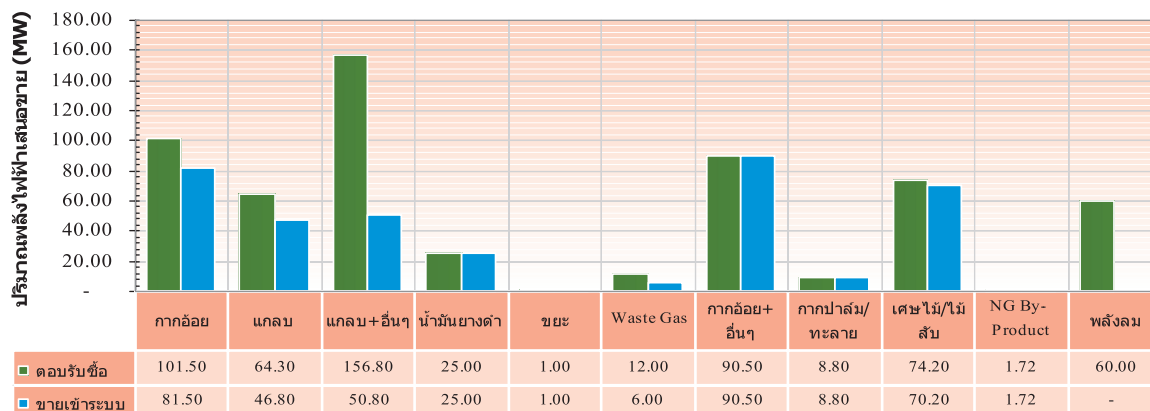
ประเภทเชื้อเพลิง/ เทคโนโลยี	ได้รับการตอบรับซื้อแล้ว		ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	
	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW)
เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์	46	3,374.20	26	1,670.20
เชื้อเพลิงนอกรูปแบบ	40	595.82	30	382.32
เชื้อเพลิงผสม (เชิงพาณิชย์/ นอกรูปแบบ)	4	233.00	4	233.00
รวม	90	4,203.02	60	2,285.52

1) ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายสำหรับ SPP : เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์

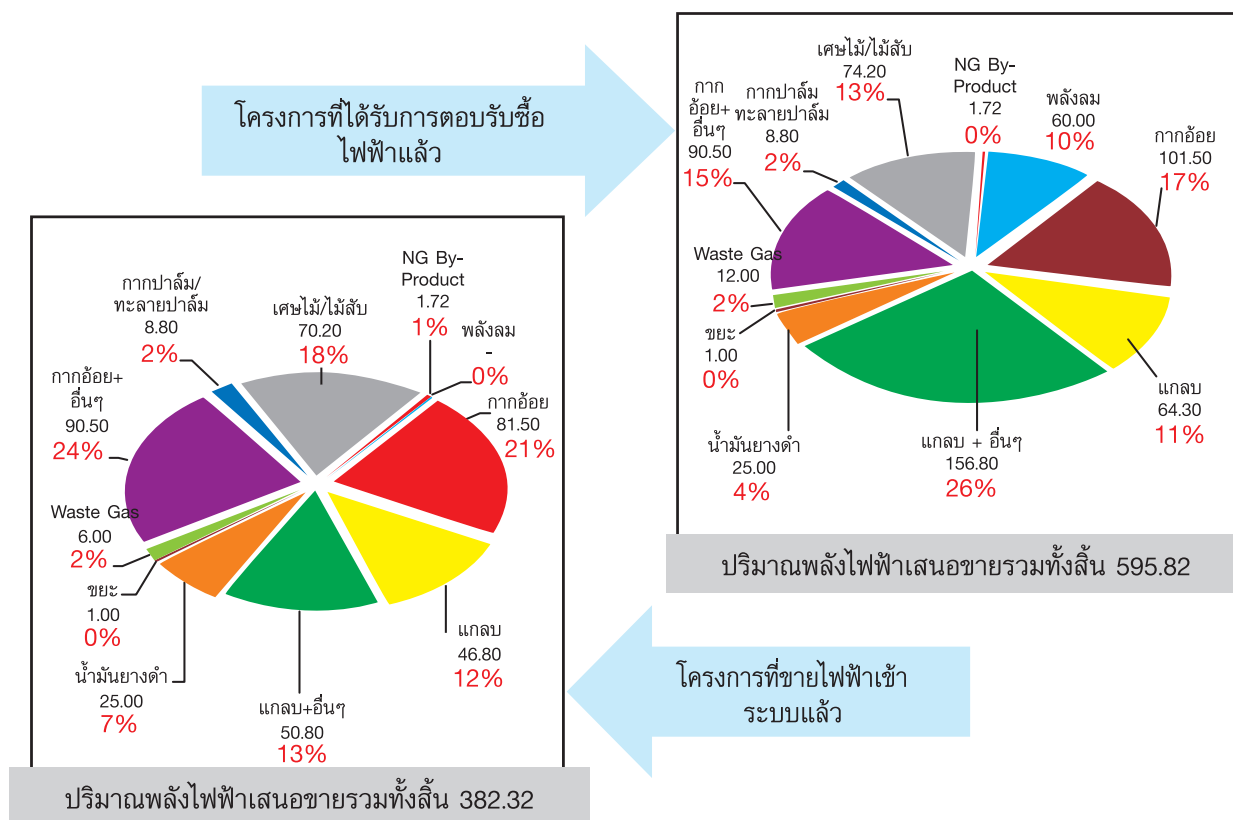


ภาพที่ 6 ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายสำหรับ SPP ประเภทเชื้อเพลิงพาณิชย์

2) ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายสำหรับ SPP : เชื้อเพลิงนอกกรอบแบบ



ภาพที่ 7 ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายสำหรับ SPP ประเภทเชื้อเพลิงนอกกรอบแบบ



ภาพที่ 8 สัดส่วนปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย สำหรับ SPP พลังงานนอกกรอบแบบ แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง (ณ เดือนธันวาคม 2551)

จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผ่านมา สามารถวิเคราะห์การเติบโตของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ได้ดังนี้

ตารางที่ 14 การเติบโตของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP

ปี	SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อ		SPP ที่ขายเข้าระบบแล้ว	
	ปริมาณพลังไฟฟ้า (MW)	ส่วนต่างที่เพิ่มขึ้น (MW)	ปริมาณพลังไฟฟ้า (MW)	ส่วนต่างที่เพิ่มขึ้น (MW)
2545	2,354.94	-	1,974.60	-
2546	2,384.80	29.86	2,129.70	155.10
2547	2,519.50	134.70	2,228.80	99.10
2548	2,556.80	37.30	2,264.50	35.70
2549	3,262.12	705.32	2,383.60	119.10
2550	3,502.42	240.30	2,382.32	- 1.28
2551(ม.ค.-พ.ย.)	4,203.02	700.60	2,285.52	- 96.80
2545-2551		1,856.08		310.92

จากผลการดำเนินงานข้างต้น จะพบว่าในปี 2550-2551 มี SPP รายเดิม ได้ขอเปลี่ยนไปใช้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เพิ่มขึ้น ทำให้ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบลดลง และ กฟผ. ได้ตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration โครงการใหม่ มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,314 เมกะวัตต์ สำหรับเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 530 เมกะวัตต์ มีปริมาณพลังไฟฟ้าจากชีวมวลที่ได้รับส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจำนวน 335 เมกะวัตต์ มีโครงการพลังงานลมที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว 1 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้า 60 เมกะวัตต์ มีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ยื่นข้อเสนอ 1 โครงการ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 55 เมกะวัตต์ และสำหรับขยะ ยังไม่มีการยื่นคำขอขายไฟฟ้า

2.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

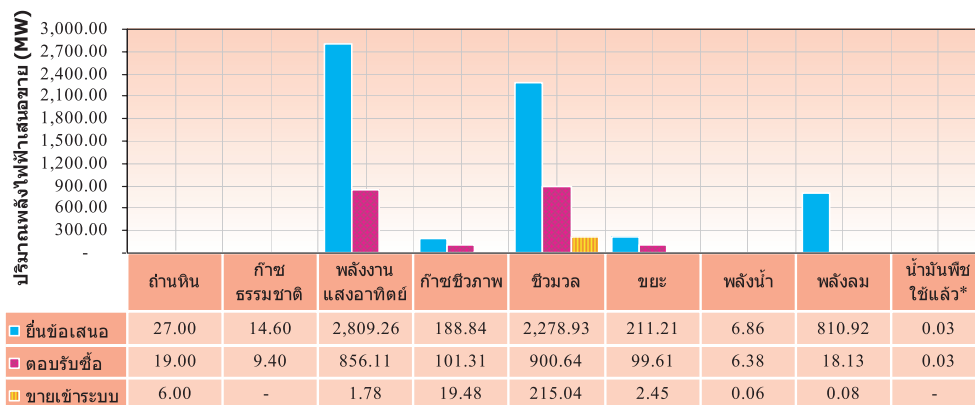
รัฐบาลได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่อยู่ในพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า โดยการไฟฟ้า

ฝ่ายจำหน่ายได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เมื่อปี 2545 ต่อมา กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 ได้มีมติเห็นชอบการขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยเห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งต่อมา กพก. และ กฟน. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เมื่อเดือนธันวาคม 2549

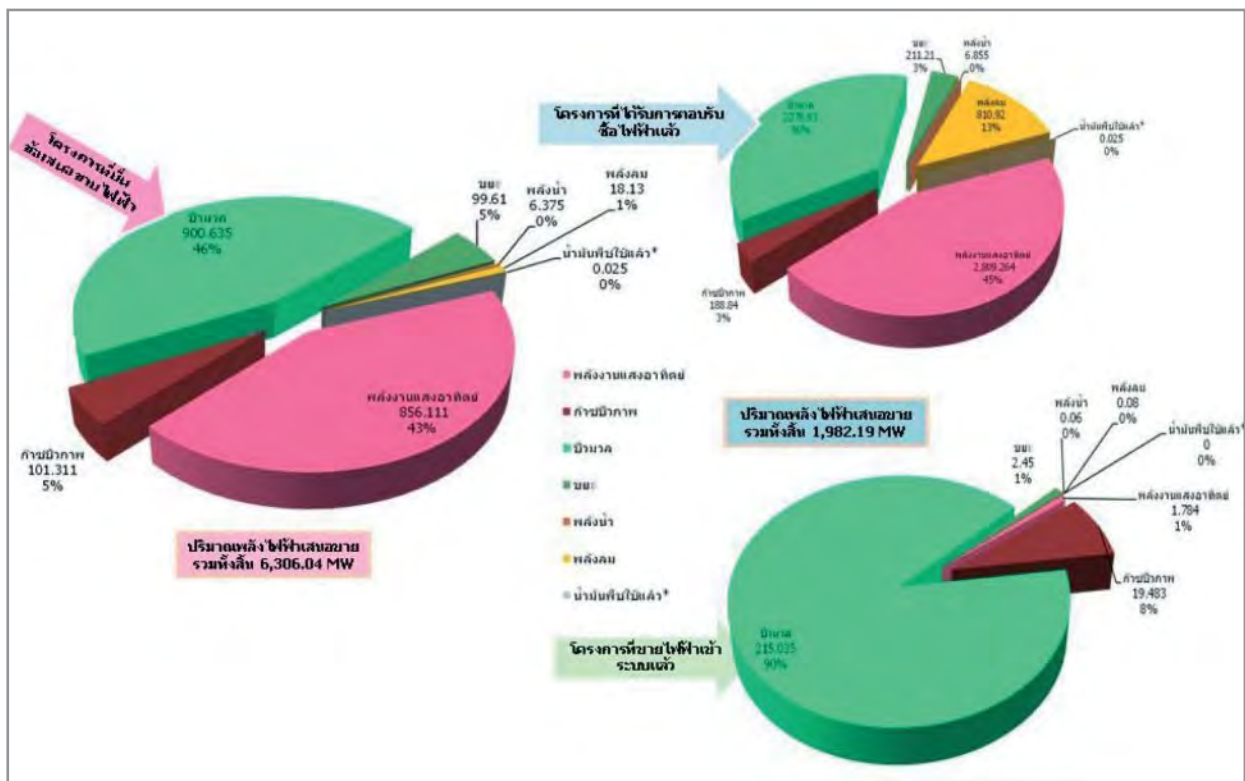
สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เดือนธันวาคม 2551 มี VSPP ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า จำนวน 1,273 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 6,347.64 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว จำนวน 546 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 2,010.59 เมกะวัตต์ และมีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 117 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 244.89 เมกะวัตต์ จำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ตารางที่ 15 สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม 2551

ประเภทเชื้อเพลิง /เทคโนโลยี	ได้รับการตอบรับซื้อแล้ว				ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว			
	กฟน.		กฟภ.		กฟน.		กฟภ.	
	จำนวน(ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณ พลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณ พลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณ พลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW)
เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์	1	6.40	6	32.00	-	-	2	6.00
เชื้อเพลิงนอกกรอบแบบ	36	3	310	1,351.33	33	1.18	82	231.00
รวม	37	9.62	509	2000.97	33	1.16	84	243.73
รวมทั้งสิ้น	546 ราย		2,010.59 MW		117 ราย		244.89 MW	



ภาพที่ 9 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายสำหรับ VSPP ณ เดือนธันวาคม 2551



ภาพที่ 10 สัดส่วนปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย สำหรับ VSPP พลังงานหมุนเวียน แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง ณ เดือนธันวาคม 2551

ตามที่รัฐบาลได้มีนโยบายขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เป็นไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และส่งเสริมการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า มีผลทำให้มี VSPP ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าและได้รับตอบรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก

16.8 เมกะวัตต์ ในปี 2549 เป็น 2,010.60 เมกะวัตต์ ในปี 2551 ที่สำคัญมี VSPP ที่เข้าร่วมโครงการจากประเภทเชื้อเพลิงที่หลากหลายมากขึ้น เช่น ชยะชุมชน ไบโอดีเซล พลังน้ำ และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง เป็นดังนี้

ตารางที่ 16 ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

ประเภท เชื้อเพลิง	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW) (ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า)			ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW) (ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว)		
	ปี 2549	ธันวาคม 2551	ส่วนต่าง	ปี 2549	ธันวาคม 2551	ส่วนต่าง
ถ่านหิน	–	19.00	19.00	–	6.00	6.00
ก๊าซธรรมชาติ	–	9.40	9.40	–	–	–
พลังงาน แสงอาทิตย์	0.07	856.11	856.04	0.01	1.78	1.78
ก๊าซชีวภาพ	9.13	101.31	92.18	5.87	19.48	13.61
แกลบ	3.24	332.50	329.26	2.50	41.60	39.10
กากอ้อย	–	225.30	225.30	–	132.80	132.80
ชีวมวลอื่น	4.43	342.83	338.10	3.63	40.64	37.01
ไบโอดีเซล	–	0.03	0.03	–	0.03	0.03
ชยะชุมชน	–	99.61	99.61	–	2.45	2.45
พลังน้ำ	–	6.38	6.38	–	0.06	0.06
พลังลม	–	18.13	18.13	–	0.08	0.08
รวม	16.87	2,010.60	1,993.73	12.01	244.92	232.91

การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวจัดได้ว่าเป็นแรงจูงใจสำคัญที่ทำให้เกิดการลงทุนในการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด มีผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเป็นจำนวนมากและหลากหลายชนิดเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อทั้งผู้ผลิตไฟฟ้า การไฟฟ้า และชุมชน เนื่องจากเป็นโครงการที่มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศให้มีความคุ้มค่ามากที่สุด ช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ลดภาระการลงทุนในระบบจำหน่ายไปยังพื้นที่ห่างไกล และเป็นการสร้างงานและส่งเสริมให้มีการพัฒนาเทคโนโลยีภายในประเทศอีกด้วย ดังนั้น จึงยังคงให้การส่งเสริมนโยบายอย่างต่อเนื่องโดย กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้มี

มติเห็นชอบข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้ยกเลิกเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP พลังงานหมุนเวียนเดิม และกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อใหม่ตามระเบียบ SPP และ VSPP โดยให้ส่วนเพิ่มฯ ในแต่ละปีสอดคล้องกับเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

ทั้งนี้ ได้กำหนดให้ กพผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP พลังงานหมุนเวียนได้โดยไม่จำกัดปริมาณ แต่ในกรณีพลังงานหมุนเวียนที่ขอรับส่วนเพิ่มฯ ให้พิจารณาปริมาณรับซื้อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าดังนี้

ตารางที่ 17 สรุปข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มปัจจุบัน (บาท/kWh)	ข้อเสนอส่วนเพิ่ม (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ* (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน	เหตุผลสนับสนุน
1. ชีวมวล					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้น เพื่อส่งเสริมโรงไฟฟ้าระดับชุมชน
- กำลังการผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิม
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้น เพื่อส่งเสริมโครงการขนาดเล็กที่มีการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมในระดับชุมชน
- กำลังการผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิม และกำหนดนิยามให้ครอบคลุมแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตเป็นก๊าซชีวภาพ
3. ชยะ (ชยะชุมชน และชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอันตรายวัตถุ)					
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบชยะ	2.50	2.50	1.00	7	เท่าเดิม
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	1.00	7	เพิ่มขึ้น เพราะมีต้นทุนการคัดแยกชยะสูงกว่า
4. พลังงานลม					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	3.50	4.50	1.50	10	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	1.50	10	เท่าเดิม
5. พลังน้ำขนาดเล็ก					
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW - <200 kW	0.40	0.80	1.00	7.00	ส่งเสริมการอนุรักษ์ป่าและต้นน้ำ และการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังการผลิตติดตั้ง <50 kW	0.80	1.50	1.00	7.00	
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	8.00	1.50	10	เท่าเดิม

หมายเหตุ: * สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

3. การส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV)

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบมาตรการส่งเสริมใช้พลังงานทดแทนน้ำมัน และใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในภาคขนส่ง ทั้งนี้ให้มีการลดการใช้น้ำมันรวมทั้งประเทศลงร้อยละ 25 ภายในปี 2552 โดย

1) การใช้เชื้อเพลิงอื่นแทนน้ำมัน เพื่อลดการใช้น้ำมันร้อยละ 15 ในปี 2551

- ใช้ NGV ทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลร้อยละ 10 ในปี 2551

- ส่งเสริมให้มีการใช้แก๊สโซฮอลล์ใช้ทั่วประเทศในปี 2551

- เร่งปลูกป่าล้มทันทันที และมีเป้าหมายผลิตไบโอดีเซล 8.5 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2555

2) ปรับปรุงระบบ Logistic เพื่อลดการใช้ น้ำมันลงร้อยละ 10

- ปรับปรุงระบบการขนส่งมวลชนและระบบขนส่งสินค้า

- ลดการขนส่งทางถนน โดยใช้รถไฟทางน้ำ และทางท่อเพิ่มขึ้น

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 มีนาคม 2551 ได้เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2551 เร่งส่งเสริมการใช้ NGV ทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลให้ได้ถึงร้อยละ 20 ภายในปี 2555 โดยตั้งเป้าหมายให้ภายใน 4 ปี จะมีรถยนต์ทั่วไปใช้ NGV ถึง 210,860 คัน รถบรรทุกโดยสาร 56,940 คัน และมีสถานีบริการ NGV 580 แห่ง ซึ่ง ปตท. จะต้องลงทุนเพิ่มอีกประมาณ 52,805 ล้านบาท และ ณ สิ้นปี 2555 จำนวนรถที่ใช้ NGV จะเพิ่มเป็น 240,000 คัน

รถบรรทุกโดยสาร 88,000 คัน และจำนวนสถานีบริการเพิ่มเป็น 725 แห่ง ทั่วประเทศ

เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2551 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้มีคำสั่งแต่งตั้งคณะกรรมการติดตามการดำเนินการขยายบริการและส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้การดำเนินการเพิ่มปริมาณและสถานีบริการก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ มีความก้าวหน้าลุล่วงโดยรวดเร็วตามเป้าหมายของกระทรวงพลังงาน สามารถเป็นทางเลือกในภาคขนส่งให้กับประชาชนอย่างแพร่หลายต่อไป

คณะกรรมการฯ ได้จัดทำแผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ (NGV Roadmap) โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) เป้าหมายการขยายการใช้ NGV ในภาคขนส่ง สำหรับปี 2551 กำหนดให้มีปริมาณการใช้ NGV อยู่ที่

ประมาณ 2,460 ตันต่อวัน หรือเท่ากับปริมาณทดแทนน้ำมันในภาคขนส่งเท่ากับร้อยละ 6 และจะเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 10 ในปี 2552 ร้อยละ 13 ในปี 2553 ร้อยละ 16 ในปี 2554 และร้อยละ 20 ในปี 2555

2) เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายการใช้ NGV ในภาคขนส่ง จำนวนรถ NGV สะสมในปี 2551 จะมีจำนวนประมาณ 122,000 คัน และจะเพิ่มขึ้นเป็น 332,000 คัน ในปี 2555

สำหรับเป้าหมายการขยายสถานีบริการ NGV ได้มีการกำหนดให้มีการเพิ่มจำนวนสถานีบริการ NGV ให้สามารถรองรับกับความต้องการและจำนวนรถ NGV ที่เพิ่มขึ้น โดยในปี 2552 มีแผนจะเพิ่มจำนวนสถานีบริการขึ้นเป็น 450 สถานี ซึ่งจะครอบคลุมทุกจังหวัดทั่วประเทศไทย และจะเพิ่มเป็น 550 650 และ 740 สถานี ในปี 2553 2554 และ 2555 ตามลำดับ

ตารางที่ 18 เป้าหมายการขยาย NGV ในภาคขนส่ง (NGV Roadmap)

	ปี 50	ปี 51	ปี 52	ปี 53	ปี 54	ปี 55
Volume การใช้ NGV (ตันต่อวัน)	640	2,460	4,875	7,210	9,540	12,220
Volume การใช้ NGV (MMCFD)	23	90	175	260	345	440
ปริมาณทดแทนน้ำมันในภาคขนส่ง ณ สิ้นปี	2%	6%	10%	13%	16%	20%
จำนวนสถานีบริการ		355	450	550	650	740

โครงการขยายเครือข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แบ่งเป็น

1) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายเอเชีย (ภาคเหนือ) จากอุตรดิตถ์ถึงนครสวรรค์ โดยโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากระยะที่ 1 จากอุตรดิตถ์ถึงสิงห์บุรี คาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2554 และโครงการระยะที่ 2 จากสิงห์บุรีถึงนครสวรรค์ จะแล้วเสร็จปี 2555

2) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายมิตรภาพ

(สายตะวันออกเฉียงเหนือ) จากแก่งคอยถึงนครราชสีมา คาดว่าจะแล้วเสร็จปี 2555

3) โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายเพชรเกษม (สายใต้) จากระยะที่ 1 ถึงประจวบคีรีขันธ์ คาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาสที่ 2 ของปี 2555

จากปริมาณการทดแทนการใช้้ำมันตามแผนการส่งเสริมการใช้ NGV จะช่วยทำให้เกิดประโยชน์ต่อผู้ใช้และประเทศสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 19 ผลประโยชน์ต่อผู้ใช้ และประเทศ ตามแผนการส่งเสริมการใช้ NGV ปี 50-55

ผลประโยชน์ต่อผู้ใช้	ปี 50	ปี 51	ปี 52	ปี 53	ปี 54	ปี 55
การประหยัดค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง เฉลี่ยต่อปี (ล้านบาท)*	3,830	21,870	43,090	63,500	83,650	106,770
การประหยัดค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง สะสม (ล้านบาท)*	3,830	25,700	68,790	132,290	215,940	322,710

หมายเหตุ: คำนวณ ณ เดือน มิ.ย. 2551 โดยใช้ราคาเฉลี่ย ม.ค.-เม.ย.51

ราคาขายปลีก น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 = 30.96 บาทต่อลิตร

น้ำมันดีเซล = 32.48 บาทต่อลิตร

NGV = 8.50 บาทต่อกิโลกรัม

ผลประโยชน์ต่อประเทศ	ปี 50	ปี 51	ปี 52	ปี 53	ปี 54	ปี 55
ปริมาณทดแทนน้ำมันในภาคขนส่ง ณ สิ้นปี	2%	6%	10%	13%	16%	20%
มูลค่าการทดแทน (ล้านบาท)*เฉลี่ยต่อปี	3,410	19,450	38,270	56,355	74,165	94,570
มูลค่าการทดแทนสะสม (ล้านบาท)*	3,410	22,860	61,130	117,485	191,650	286,220

หมายเหตุ: คำนวณ ณ เดือน มิ.ย. 2551

อัตราแลกเปลี่ยน 32 บาท/US\$

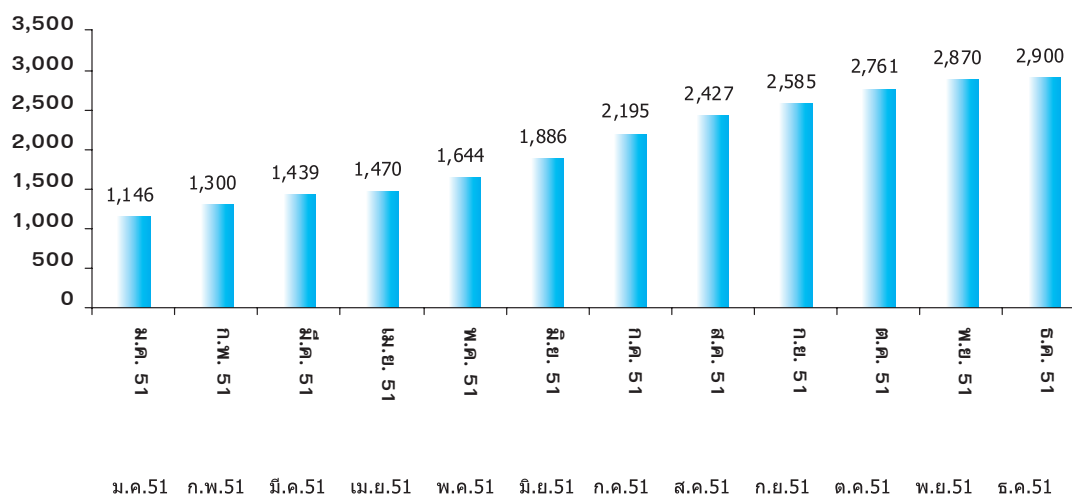
1 BBL = 158.98 ลิตร

เฉลี่ย ม.ค.-เม.ย.51 : CIF ULR92 = 100 US \$/ BBL และ CIF HSD = 105 US \$/ BBL

สถานการณ์การใช้ NGV ในปี 2551 สรุปได้ดังนี้

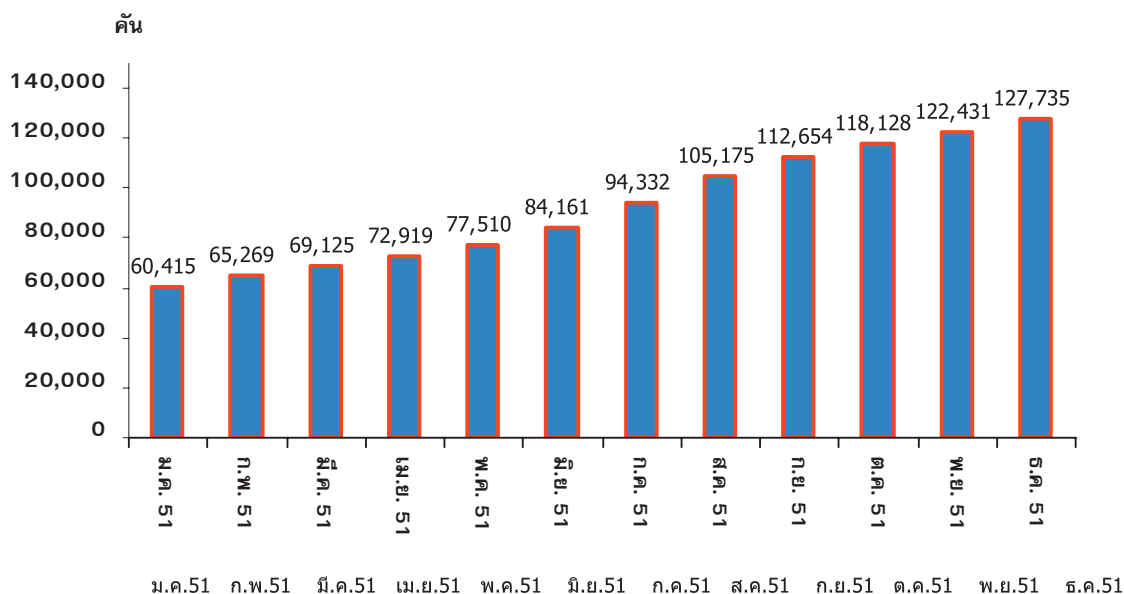
1) ปริมาณการใช้ NGV เพิ่มขึ้นจาก 1.146 ล้านตันต่อวัน ในเดือนมกราคม 2551 เป็น 2,900 ล้านตันต่อวัน ซึ่งทดแทนการใช้น้ำมันในภาคขนส่งได้เท่ากับร้อยละ 6

เฉลี่ย (ล้านตันต่อวัน)



ภาพที่ 11 ปริมาณการใช้ NGV ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551

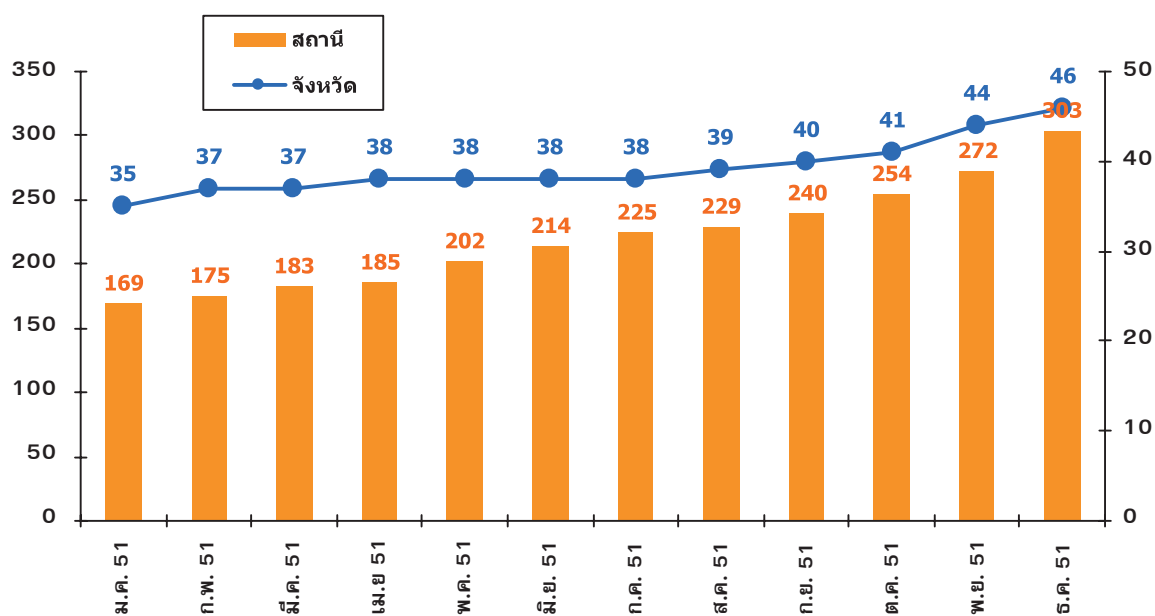
2) จำนวนรถที่ใช้ NGV เพิ่มขึ้นจากเดือนมกราคม 2551 ที่ 60,415 คัน เป็น 127,735 คัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551 จำแนกเป็นรถเบนซิน 100,309 คัน รถดีเซล 23,182 คัน และรถ NGV (OEM) 4,244 คัน



ภาพที่ 12 จำนวนรถที่ใช้ NGV ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551



3) จำนวนสถานีบริการ NGV เพิ่มขึ้นจาก 169 สถานีในเดือนมกราคม 2551 เป็น 303 สถานี ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551 แบ่งเป็นสถานีแม่ 16 สถานี และสถานีลูก/สถานี Conventional 287 สถานีครอบคลุม 46 จังหวัด



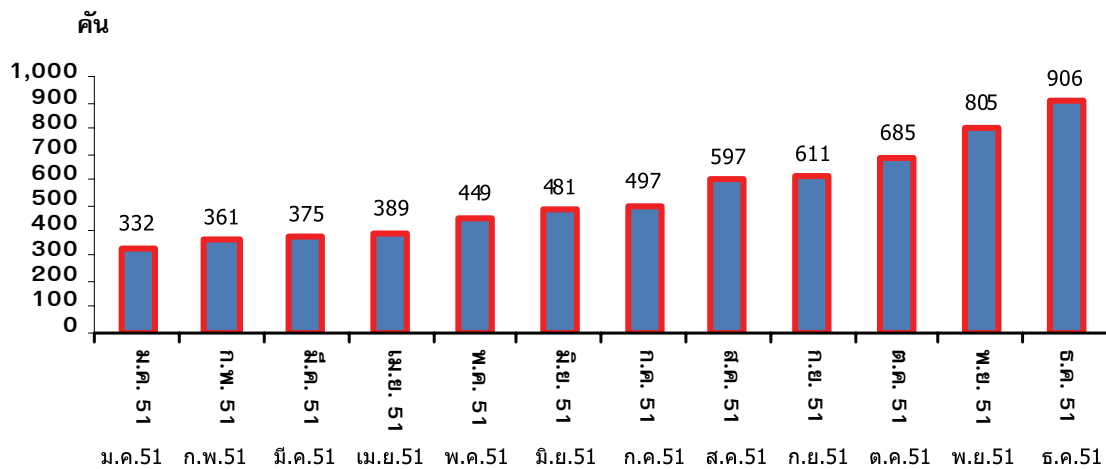
ภาพที่ 13 จำนวนสถานีบริการ NGV ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551

ทั้งนี้ จำนวนสถานีในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 20 จำนวนสถานี NGV ในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย

ภาค	จังหวัด	สถานี	
1. กรุงเทพฯ และ ปริมณฑล	1. กทม.	90	154
	2. นนทบุรี	21	
	3. ปทุมธานี	24	
	4. สมุทรปราการ	19	
2. ภาคกลาง	1. ออยุธยา	2	93
	2. สิงห์บุรี	1	
	3. ลพบุรี	2	
	4. สุพรรณบุรี	2	
	5. นครปฐม	12	
	6. ราชบุรี	4	
	7. กาญจนบุรี	1	
	8. สมุทรสาคร	4	
	9. สมุทรสงคราม	1	
	10. เพชรบุรี	3	
	11. ประจวบฯ	7	
	12. สระบุรี	9	
	13. นครนายก	1	
	14. ฉะเชิงเทรา	5	
	15. ชลบุรี	19	
	16. ระยอง	11	
	17. จันทบุรี	3	
	18. ตราด	1	
	19. ปราจีนบุรี	4	
	20. สระแก้ว	1	
3. เหนือ	1. นครสวรรค์	2	22
	2. พิษณุโลก	3	
	3. กำแพงเพชร	3	
	4. ตาก	3	
	5. ลำปาง	4	
	6. เชียงใหม่	3	
	7. แพร่	1	
	8. พะเยา	1	
	9. อุตรดิตถ์	1	
	10. เชียงราย	1	
4. ตะวันออกเฉียงเหนือ	1. นครราชสีมา	6	21
	2. ขอนแก่น	8	
	3. อุตรธานี	2	
	4. มุกดาหาร	1	
	5. สุรินทร์	1	
	6. อุบลราชธานี	1	
	7. ร้อยเอ็ด	1	
	8. บุรีรัมย์	1	

จำนวนรถขนส่งก๊าซ NGV เพิ่มขึ้นจาก 312 คัน ณ สิ้นปี 2550 เป็น 906 คัน ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551



ภาพที่ 14 จำนวนรถขนส่งก๊าซ NGV ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2551

ณ สิ้นปี 2551 ปริมาณการใช้ NGV ทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลในภาคขนส่ง เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 7 จากเดือนมกราคม 2551 ที่ปริมาณการใช้ NGV ทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลในภาคขนส่งอยู่ที่ร้อยละ 2

สำหรับการแก้ไขปัญหาการรอคิวนานและก๊าซขาด ได้มีการดำเนินงานสรุปได้ดังนี้

1) เพิ่มจำนวนสถานีแม่และสถานี Conventional

ตลอดจนเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งในสถานีแม่ โดยปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 3,500 ต้นต่อวัน

2) แยกประเภทสถานี NGV ตามกลุ่มลูกค้า แบ่งเป็น สถานีค้าปลีกทั่วไปให้บริการรถยนต์ส่วนบุคคลและรถแท็กซี่ สถานีบริการขนาดใหญ่ (Super Station) สำหรับรถแท็กซี่และรถตู้ และสถานี Fleet สำหรับรถโดยสารและรถบรรทุกขนาดใหญ่ ดังนี้



ภาพที่ 15 ประเภทสถานี NGV ตามกลุ่มลูกค้า



NGV

NGV

ศูนย์ติดตั้งอุปกรณ์ NGV



- สถานีค้าปลีกขนาดใหญ่ (Super Station) จะอยู่ใกล้แนวท่อ มีตู้จ่ายประมาณ 20-30 ตู้ และสามารถให้บริการเติมก๊าซในรถได้พร้อมกันประมาณ 40-60 คัน ซึ่งในปี 2551 ได้เปิดดำเนินการแล้ว 1 แห่ง คือ บริเวณสถานีขนส่งสายใต้ใหม่ (พุทธมณฑลสาย 1) และในช่วงต้นปี 2552 ได้เปิดอีก 4 แห่ง คือ 1) ถนนกาญจนาภิเษก 2) ที่ดินเปล่าตรงข้ามนิคมฯ นวนคร 3) ถนนพหลโยธินขาออก (รังสิต) และ 4) ถนนร่มเกล้าขาออก ซึ่งการเปิดสถานี Super Station ดังกล่าวจะสามารถช่วยบรรเทาปัญหาการเข้าคิวรอเติมก๊าซได้

- ในส่วนของสถานีเฉพาะ Fleet รถขนาดใหญ่ จะเป็นสถานที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของผู้ประกอบการรถขนาดใหญ่เอง ปัจจุบันมีทั้งสิ้น 30 สถานี

นอกจากนี้ ได้มีการเร่งรัดให้เพิ่มจำนวนรถขนส่งก๊าซให้ได้อย่างน้อย 900 คัน เพื่อช่วยแก้ปัญหาก๊าซขาดในสถานี NGV ซึ่งรถขนส่งก๊าซ ณ สิ้นปี 2551 มีจำนวน 906 คัน

สำหรับมาตรการในการส่งเสริมการใช้ NGV สรุปได้ดังนี้

1) มาตรการช่วยเหลือรถแท็กซี่ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานได้มีมาตรการจูงใจให้กลุ่มรถแท็กซี่ที่ใช้ก๊าซ LPG เปลี่ยนมาใช้ก๊าซ NGV จำนวน 20,000 คัน ในระยะเวลา 4 เดือน โดย ปตท. จะรับภาระในการให้เงิน

ช่วยเหลือประมาณ 190.4 ล้านบาท/เดือน คิดเป็นเงิน 761.6 ล้านบาท และกองทุนน้ำมันฯ รับภาระในการให้เงินช่วยเหลือประมาณ 22.2 ล้านบาท/เดือน คิดเป็นเงิน 88.8 ล้านบาท

2) มาตรการด้านกฎหมาย

- การแก้ไขกฎกระทรวง (ผังเมืองของ กทม.) เพื่อให้สามารถสร้างสถานีในเขตทางน้อยกว่า 16 เมตร แต่ไม่น้อยกว่า 10 เมตร (กำหนดเขตทางสร้างสถานีบริการ) ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการพิจารณาตามขั้นตอนของกระทรวงมหาดไทย

- การจัดทำ Code of Practice สำหรับท่อก๊าซ ความดันต่ำ เพื่อเป็นหลักเกณฑ์การปฏิบัติขั้นต่ำให้กับผู้ประกอบการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ ใช้ประโยชน์ในการกำหนดมาตรการป้องกันแก้ไข ลด และติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับโครงการระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อบนบก โดยผู้ประกอบการไม่ต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment ; EIA) แต่ให้ดำเนินการจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม (Environment Report; ER) แทน เพื่อร่นระยะเวลาในการดำเนินการขยายโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะสถานี NGV ทั้งนี้ อยู่ระหว่างการพิจารณาของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

- การรับรองมาตรฐานศูนย์ติดตั้ง โดยกรมธุรกิจพลังงาน ซึ่งเป็นหน่วยงานรับผิดชอบหลักได้ร่วมกับกรมการขนส่งทางบก และ ปตท. ในการตรวจรับรองมาตรฐานศูนย์ติดตั้งอุปกรณ์ NGV โดยศูนย์ที่จะติดตั้ง NGV ได้นั้น จะต้องเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด เพื่อความปลอดภัยของประชาชน

3) มาตรการด้านภาษี (อยู่ระหว่างการดำเนินการของกระทรวงการคลัง)

3.1) ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับถังบรรจุก๊าซธรรมชาติอัด

- ถึงเหล็กและถึงอลูมิเนียม ยกเว้นอากรขาเข้าถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2552 และตั้งแต่ 1 มกราคม 2553 เป็นต้นไป คิดอัตราอากรขาเข้าไว้เท่ากับร้อยละ 10

- ถึงคอมโพสิตไฟเบอร์ ยกเว้นอากรขาเข้า ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554

3.2) ยกเว้นอากรขาเข้าชุดอุปกรณ์ควบคุมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์เบนซิน โดยอิตโนมิตี (Bi-Fuel Conversion Kits) และชุดอุปกรณ์ควบคุมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล โดยอิตโนมิตี (Diesel Dual Fuels Conversion Kits) ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554

3.3) ขยายระยะเวลาในการยกเว้นภาษีสรรพสามิตรถยนต์นั่งหรือรถยนต์โดยสารที่มีที่นั่งไม่เกิน 10 คน ที่มีความจุกระบอกสูบไม่เกิน 3000 ซีซี ที่นำมาติดตั้งชุดอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นจำนวนเงินเท่าที่เป็นค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (NGV แบบ Retrofit) แต่ไม่เกิน 50,000 บาทต่อคัน จนถึงวันที่ 15 พฤศจิกายน 2554

3.4) ยกเว้นอากรขาเข้าแชสซีที่มีเครื่องยนต์ติดตั้ง

- แชสซีที่มีเครื่องยนต์ติดตั้งที่นำเข้ามาในลักษณะสำเร็จรูป สำหรับยานยนต์ที่มีน้ำหนักบรรทุกน้ำหนักบรรทุกตั้งแต่ 6 ตันขึ้นไป จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และสำหรับการนำเข้าตั้งแต่ 1 มกราคม 2555 กำหนดอัตราอากรขาเข้าไว้เท่ากับร้อยละ 30

- ส่วนประกอบและอุปกรณ์ประกอบ แต่ไม่รวมถึงหม้อน้ำ ชุดหม้อน้ำพักเก็บเสียงและท่อไอเสีย แบตเตอรี่ แหนบดับหน้าและหลัง ยางนอกและยางใน กระพริบท้าย กระจกหน้าและหลัง มอเตอร์สตาร์ท ตัวยึดชุดท่อไอเสีย ตัวยึดแบตเตอรี่ ฝาครอบแบตเตอรี่ ชุดสายแบตเตอรี่ ชุดสายไฟ สวิตช์ กระจกมองหลัง ภายในตัวรถ และแผงบังแดดที่นำเข้ามาประกอบหรือผลิตเป็นแชสซีที่มีเครื่องยนต์ติดตั้งตามประเภท 87.06 สำหรับรถยนต์ชนิดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ดังนี้

- รถแทรกเตอร์เดินบนถนนสำหรับลากจูง กังพ่วงตามประเภทย่อย 8701.20 ยกเว้นอากรขาเข้า จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และสำหรับการนำเข้าตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 กำหนดอัตราอากรเท่ากับร้อยละ 10

- ยานยนต์สำหรับขนส่งตามประเภท 87.04 (เว้นแต่รถบรรทุกชนิดแวน ชนิดปิกอัพ และรถที่มีลักษณะคล้ายกับรถดังกล่าว) ยกเว้นอากรขาเข้าจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และสำหรับการนำเข้าตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 กำหนดอัตราอากรเท่ากับร้อยละ 10



- ยานยนต์ที่ใช้งานพิเศษตามประเภท 87.05 ยกเว้นอากรขาเข้าจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และสำหรับการนำเข้าตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 กำหนดอัตราอากรเท่ากับร้อยละ 20

4) มาตรการสนับสนุนด้านการเงิน

4.1) การสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจำนวน 4,000 ล้านบาท ให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) เพื่อรวมกับแหล่งเงินสนับสนุนจาก ปตท. อีก 5,000 ล้านบาท เป็น 9,000 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นสองงวด งวดแรก 2,000 ล้านบาท ได้นำไปปล่อยกู้ในอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 0.5 ต่อปี ระยะเวลา 5 ปี สำหรับ “โครงการกรุงเทพฯ ไฟฟ้า ด้วย NGV” เพื่อติดตั้ง NGV ในรถ ชสมก. และรถร่วมในเขต กทม. และปริมณฑล และงวดที่สองอีก 2,000 ล้านบาท สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายดำเนินงาน “โครงการทุนหมุนเวียนสำหรับยานยนต์ NGV ระยะที่ 2” นำไปให้ผู้ประกอบการรถโดยสาร (รถ ชสมก. รถร่วม ชสมก. รถแท็กซี่) และหน่วยงานภาครัฐหรือรัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้องกับการคมนาคมขนส่ง กู้ยืมในอัตราดอกเบี้ยต่ำ 0.5% ต่อปี เพื่อเป็นค่าตัดแปลงเครื่องยนต์เดิมให้สามารถใช้ NGV โดยมีเป้าหมายจำนวน 3,000 คัน และผู้ประกอบการที่จะจัดตั้งสถานีบริการ NGV และกำหนดให้มีการผ่อนคืนภายในระยะเวลา 5 ปี นับจากวันที่

4.2) ในส่วนของการให้เงินสนับสนุนจาก ปตท. ในวงเงิน 5,000 ล้านบาท นำไปใช้ในการดัดแปลง และ/หรือติดตั้งชุด Kit NGV รวมถึงค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มในการปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์ โดย ปตท. ได้มีการดำเนินการแบ่งเป็น 2 วิธี คือ

- ปล่อยกู้ผ่านธนาคารพาณิชย์ 9 แห่ง โดยคิดดอกเบี้ยกับธนาคารในอัตราร้อยละ 0.5 ต่อปี และธนาคารปล่อยกู้ให้บุคคลธรรมดา ดอกเบี้ยไม่เกิน

ร้อยละ 5 ต่อปี และให้นิติบุคคลดอกเบี้ยไม่เกินร้อยละ 4 ต่อปี ระยะเวลา 3 - 4 ปี

- ปตท. ปล่อยกู้เองในอัตราดอกเบี้ย MOR+2 หรือประมาณร้อยละ 10 ต่อปี ระยะเวลา 3 - 4 ปี

โดยสรุปแล้วการขยายบริการและการใช้ NGV ในปี 2551 เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วอันเนื่องมาจากราคาน้ำมันที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น โดยจะเห็นได้จากปริมาณรถที่หันมาใช้ NGV ณ สิ้นปี 2551 ที่ 127,735 คัน ซึ่งสูงกว่าแผนที่คาดว่าจะมี 122,000 คัน อย่างไรก็ตาม ในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี 2551 ราคาน้ำมันได้ลดลงอย่างต่อเนื่องอันเนื่องมาจากภาวะเศรษฐกิจถดถอยทั่วโลก และได้ส่งผลให้การเติบโตของการใช้ NGV ลดลง ทั้งนี้ ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน อยู่ระหว่างการพิจารณาปรับปรุงแผนการส่งเสริมการใช้ NGV เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน เพื่อใช้เป็นแนวทางในการขยายบริการและการใช้ NGV สำหรับปี 2552 จนถึงปี 2555 ต่อไป

4. การเตรียมการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2550 และเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2550 เห็นชอบ 1) แผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ฉบับสมบูรณ์ 2) ให้มีการจัดตั้งสำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (สพน.) 3) แผนดำเนินการและกรอบวงเงินงบประมาณในช่วง 3 ปีแรก (พ.ศ. 2551 - 2553) จำนวน 1,800 ล้านบาท และ 4) แต่งตั้งคณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์

สาระสำคัญของแผนการดำเนินการตามแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ประกอบด้วยขั้นตอนสำคัญคือ

ตารางที่ 21 ขั้นตอนการดำเนินการตามแผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

ระยะที่ 0.1	ปี 2550	เตรียมการขั้นต้น (เตรียมการศึกษา)
ระยะที่ 1	ปี 2551 - 2553	เตรียมเริ่มโครงการ
ระยะที่ 2	ปี 2554 - 2556	จัดทำโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ระยะที่ 3	ปี 2557 - 2562	ก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ระยะที่ 4	ปี 2563 - 2564	เดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

ภายใต้แผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานฯ ประกอบด้วย 6 แผนงาน ดังนี้

1) ด้านกฎหมาย ระบบกำกับและข้อผูกพันระหว่างประเทศ เพื่อศึกษามาตรการทางกฎหมายด้านความปลอดภัย (Safety) ความมั่นคงปลอดภัย (Security) และการพิทักษ์นิวเคลียร์ (Safeguards) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และเตรียมการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแล

2) ด้านความปลอดภัยและการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม เพื่อศึกษามาตรการด้านความปลอดภัยและคุ้มครองสิ่งแวดล้อมตามขั้นตอนและวิธีการของ IAEA และจัดเตรียมแผนฉุกเฉินหากเกิดอุบัติเหตุหรือการรั่วไหลของกัมมันตรังสี ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม รวมถึงศึกษาถึงการเก็บเชื้อเพลิงใช้แล้วและกากกัมมันตรังสีให้เกิดความปลอดภัย

3) ด้านโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรม และการพาณิชย์ เพื่อสำรวจข้อมูลของอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และจัดทำนโยบาย Localization Policy เพื่อเตรียมพัฒนาอุตสาหกรรมของไทยรองรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

4) ด้านการพัฒนาบุคลากร และการถ่ายทอดเทคโนโลยี เพื่อศึกษาเตรียมความพร้อมด้านกำลังคนของโครงสร้างพื้นฐานและโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การถ่ายทอดเทคโนโลยี การพัฒนาหลักสูตรและพัฒนาโปรแกรมการศึกษาและฝึกอบรมอย่างต่อเนื่อง

5) ด้านการสื่อสารสาธารณะ และการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในทุกแง่มุมให้ถูกต้อง ชัดเจน โปร่งใส สำนวณทัศนคติของประชาชน จัดทำกิจกรรมพิเศษเพื่อให้เกิดการมีส่วนร่วมและการยอมรับของประชาชน รวมทั้งประชาสัมพันธ์ จัดพิมพ์สื่อ เผยแพร่ข้อมูลโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

6) ด้านการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดย กฟผ. เป็นหน่วยงานหลักในการดำเนินงาน และเมื่อเดือนตุลาคม 2551 กฟผ. ได้จ้างบริษัทที่ปรึกษา Burns & Roe, USA ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการทั้งทางด้านต้นทุนเศรษฐศาสตร์ สิ่งแวดล้อม การเลือกที่ตั้ง การคัดเลือกเทคโนโลยี และการเตรียมความพร้อมด้านระบบสายส่ง มีระยะเวลาดำเนินงาน 20 เดือน โดยการศึกษาจะแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2553

สำหรับความก้าวหน้าของแผนงานที่ 1 – 6 คณะกรรมการประสานงานเพื่อเตรียมการจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานพลังงานนิวเคลียร์ ได้มีมติอนุมัติโครงการภายใต้แผนจัดตั้งโครงสร้างพื้นฐานฯ โดยมีจำนวนโครงการที่ต้องดำเนินการทั้งหมด 26 โครงการ ในวงเงิน 225 ล้านบาท อยู่ระหว่างรออนุมัติคณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานอนุมัติเงินสนับสนุนการดำเนินโครงการในปีงบประมาณ 2552 ต่อไป

ทั้งนี้ การสนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะต้องมีการศึกษาอย่างรอบคอบ โดยเฉพาะประเด็นเกี่ยวกับความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ และการสร้างความรู้ ความเข้าใจกับประชาชน ซึ่งจำเป็นจะต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่อง



• การส่งเสริมให้ภาคเอกชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการกำหนดนโยบาย

1. การจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า

รัฐบาลได้มีนโยบายจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชน ในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า (กองทุนรอบโรงไฟฟ้า) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อจัดหาเงินทุนในการพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชนและสิ่งแวดล้อมของชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 โดยเห็นชอบแนวทางและขั้นตอนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ โดย 1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าในประเทศที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าตั้งแต่ 6 เมกะวัตต์ ขึ้นไป เป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชน ในอัตราที่แตกต่างกันตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า 2) ให้เรียกเก็บเงินจากผู้ผลิตไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2550 โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายจ่ายเงินโดยตรงให้แก่กองทุนพัฒนาชุมชน ในแต่ละพื้นที่ที่มีโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ 3) ในช่วงที่ยังไม่มีการจัดตั้งกองทุนฯ ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้เรียกเก็บและเป็นผู้จ่ายเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนฯ (และเรียกเก็บคืนผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft))

ปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าที่จะต้องดำเนินการจัดตั้งกองทุนฯ จำนวน 107 โรง หรือ 80 กองทุนฯ (โรงไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณขอบเขตพื้นที่เดียวกันหรือในนิคมอุตสาหกรรมเดียวกันให้จัดตั้งเพียงกองทุนฯ เดียว) กระจายอยู่ใน 40 จังหวัดทั่วประเทศ ซึ่งขณะนี้ดำเนินการจัดตั้งกองทุนฯ แล้วเสร็จจำนวน 72 กองทุนฯ และอยู่ระหว่างการดำเนินการจัดตั้งอีกจำนวน 8 กองทุนฯ และ สทพ. ในฐานะฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า ได้ประสาน กฟผ. เพื่อโอนให้กับกองทุนฯ ที่จัดตั้งแล้วเสร็จและพร้อมรับโอนเงิน โดย กฟผ. มีการเก็บเงินเข้ากองทุนฯ ผ่านค่า Ft ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2550 - มกราคม 2552 รวมทั้งสิ้นเป็นเงิน 2,799.08 ล้านบาท และได้โอนเงินให้กับกองทุนที่จัดตั้งแล้วเสร็จและพร้อมที่จะรับเงินรวมทั้งสิ้นจำนวน 2,199.74 ล้านบาท ทั้งนี้ ในการโอนเงินให้แก่แต่ละกองทุนฯ กฟผ. จะหักภาษี ณ ที่จ่ายไว้ร้อยละ 1 โดยมีเงินส่วนที่เหลือซึ่งกองทุนฯ ยังไม่ขอรับโอนจำนวน 599.36 ล้านบาท



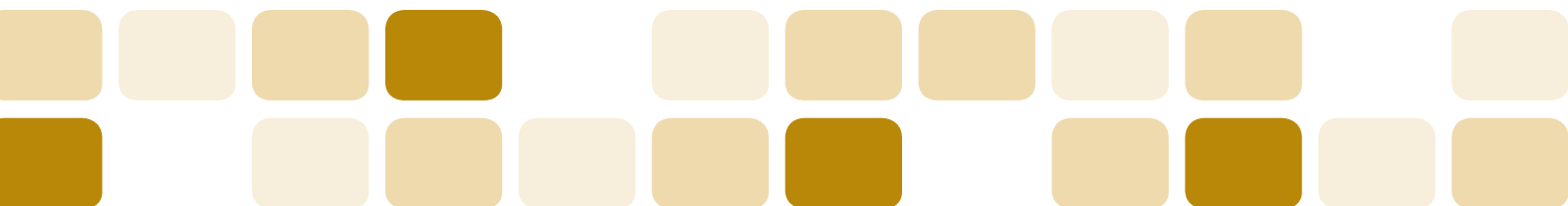
ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 93 กำหนดให้มีการจัดตั้งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นทุนสนับสนุนให้มีการให้บริการไฟฟ้าไปยังท้องที่ต่างๆ อย่างทั่วถึงเพื่อกระจายความเจริญไปสู่ท้องถิ่น พัฒนาชุมชนในท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการใช้ พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย โดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน มีอำนาจหน้าที่ตามมาตรา 9(8) ในการเสนอนโยบายในการนำส่งเงิน (มาตรา 96) และการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (มาตรา 97) ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ต่อมา คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบนโยบายการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน แต่เนื่องจากกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าได้จัดตั้งขึ้นตามนโยบายรัฐบาลก่อนที่ พ.ร.บ. จะมีผลบังคับใช้ โดยมีวัตถุประสงค์สอดคล้องกับ มาตรา 97(3) ดังนั้นจึงเห็นชอบแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน เพื่อไม่ให้เกิดการดำเนินงานที่ซ้ำซ้อนกับกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ดังนี้

1) ให้ กฟผ. ยุติการเก็บเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า นับตั้งแต่ระเบียบการนำส่งเงินและการใช้จ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารกองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้ายังคงสามารถบริหารงานไปจนครบวาระ หลังจากนั้นควรมีการบริจาคเงินและทรัพย์สินให้กับกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อใช้ในกิจการตามมาตรา 97(3) เพื่อใช้ในท้องถิ่นนั้นๆ ต่อไป

2) ให้มีการปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยให้การไฟฟ้าสามารถปรับราคาซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงของผู้รับใบอนุญาตฯ รายเดิม ที่ต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า

3) ให้มีการจัดตั้งคณะทำงานร่วมกันระหว่าง สทพ. และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อประชาสัมพันธ์ให้คณะกรรมการบริหารกองทุนฯ และชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าได้รับทราบ เพื่อป้องกันความสับสนและให้การดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่านของทั้งสองกองทุนเป็นไปด้วยความเรียบร้อย



ส่วนที่ 5

รายงานการเงิน ปีงบประมาณ 2551



- งบแสดงฐานะการเงิน
- งบรายได้และค่าใช้จ่าย
- การวิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

งบแสดงฐานะการเงิน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	หมายเหตุ	2551	2550
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	3	86,105,365.43	90,560,630.27
ลูกหนี้ระยะสั้น		8,400.00	132,000.00
รายได้ค้างรับ		9,485.89	0.00
ค้างรับจากกรมบัญชีกลาง		0.00	3,000.00
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		86,123,251.32	90,695,630.27
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	4	53,036,555.55	61,728,895.50
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		53,036,555.55	61,728,895.50
รวมสินทรัพย์		139,159,806.87	152,424,525.77
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
เจ้าหนี้ระยะสั้น	5	751,200.49	1,196,313.11
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	6	248,325.09	377,906.49
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	17	0.00	0.00
เงินตรงรายการรับจากคลังระยะสั้น		0.00	0.00
เงินรับฝากระยะสั้น		88,861.77	5,134,270.98
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	7	9,683,335.41	12,477,398.99
รวมหนี้สินหมุนเวียน		10,771,722.76	19,185,889.57
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว		21,768,952.44	40,373,240.24
เงินตรงรายการรับจากคลังระยะยาว		500,000.00	500,000.00
เงินรับฝากระยะยาว		0.00	0.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		22,268,952.44	40,873,240.24
รวมหนี้สิน		33,040,675.20	60,059,129.81
สินทรัพย์สุทธิ		106,119,131.67	92,365,395.96
สินทรัพย์สุทธิ			
ทุน		70,119,629.41	70,024,081.89
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม		35,999,502.26	22,341,314.07
รวมสินทรัพย์สุทธิ		106,119,131.67	92,365,395.96
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ		139,159,806.87	152,424,525.77



งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน งบรายได้และค่าใช้จ่าย สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	หมายเหตุ	2551	2550
รายได้จากการดำเนินงาน			
รายได้จากรัฐบาล			
รายได้จากงบประมาณ	8	89,303,800.14	51,821,730.55
รายได้อื่น		0.00	0.00
รวมรายได้จากรัฐบาล		89,303,800.14	51,821,730.55
รายได้จากแหล่งอื่น			
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		0.00	0.00
รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	9	46,429,737.75	50,518,902.92
รายได้เงินนอกงบประมาณ		46,000,000.00	0.00
รายได้อื่น	10	40,722,297.63	70,300,600.65
รวมรายได้จากแหล่งอื่น		133,152,035.38	120,819,503.57
รวมรายได้จากการดำเนินงาน		222,455,835.52	172,641,234.12
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	11	38,887,917.30	30,262,160.84
ค่าบำเหน็จบำนาญ		1,164,828.47	1,087,716.54
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม		1,559,364.90	2,313,386.00
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง		821,618.00	282,964.00
ค่าวัสดุและค่าใช้สอย	12	153,907,110.00	36,983,342.75
ค่าสาธารณูปโภค	13	3,784,968.03	4,054,744.06
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	14	11,596,299.37	11,853,761.67
ค่าใช้จ่ายอื่น		1,912,180.72	63,736,215.02
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		213,634,286.79	150,574,290.88
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		8,821,548.73	22,066,943.24



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
งบรายได้และค่าใช้จ่าย
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

หมายเหตุ	2551	2550
รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน		
กำไร/ขาดทุนสุทธิจากการจำหน่ายสินทรัพย์	158,014.60	5.00
รายการอื่นๆ ที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	0.00	0.00
รวมรายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	158,014.60	5.00
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมตามปกติ		
	8,663,534.13	22,066,938.24
รายการพิเศษ	0.00	0.00
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	8,663,534.13	22,066,938.24

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

- 1 สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ
- 2 ผลผลิตของหน่วยงาน
- 3 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
- 4 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)
- 5 เจ้าหนี้ระยะสั้น
- 6 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย
- 7 หนี้สินหมุนเวียนอื่น
- 8 รายได้จากงบประมาณ
- 9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค
- 10 รายได้อื่น
- 11 ค่าใช้จ่ายบุคลากร
- 12 ค่าวัสดุและค่าใช้สอย
- 13 ค่าสาธารณูปโภค
- 14 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
- 15 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีปัจจุบัน
- 16 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีก่อน
- 17 รายงานรายได้แผ่นดิน



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน หมายเหตุประกอบงบการเงิน สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

หมายเหตุที่ 1 – สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

1.1 หลักเกณฑ์ในการจัดทำงบการเงิน

งบการเงินนี้จัดทำขึ้นตามเกณฑ์คงค้าง ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในหลักการและนโยบายบัญชีสำหรับหน่วยงานภาครัฐ ฉบับที่ 2 ตามประกาศกระทรวงการคลัง เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2546

1.2 หน่วยงานที่เสนอรายงาน

งบการเงินนี้เป็นการแสดงภาพรวมในระดับกรม ซึ่งรวมรายการทางบัญชีที่เกิดขึ้นในหน่วยงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

1.3 ขอบเขตของข้อมูลในรายงาน

รายการที่ปรากฏในงบการเงิน รวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้หน่วยงานเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษาและบริหารจัดการให้แก่รัฐบาล ภายใต้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของหน่วยงานที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง ไม่ว่ารายการดังกล่าวจะเป็นรายการที่เกิดจากเงินในงบประมาณหรือเงินนอกงบประมาณ ซึ่งเป็นรายการที่เกิดขึ้นทั้งที่หน่วยงานในส่วนกลาง และหน่วยงานในส่วนภูมิภาคภายใต้สังกัด

1.4 การรับรู้รายได้

- รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้เมื่อได้รับอนุมัติคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลาง
 - รายได้เงินนอกงบประมาณรับรู้เมื่อเกิดรายได้
 - รายได้แผ่นดินรับรู้เมื่อได้รับเงิน
- รายได้แผ่นดินประเภทภาษีแสดงในงบการเงินด้วยยอดสุทธิจากการจ่ายคืนภาษีแล้ว
- รายได้แผ่นดินแสดงเป็นรายการต่างหากจากรายได้และค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมปกติของหน่วยงานในงบรายได้และค่าใช้จ่าย

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



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน หมายเหตุประกอบงบการเงิน สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

1.6 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายคำนวณจากราคาทุนของอาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตนโดยวิธีเส้นตรง ตามอายุการใช้งานโดยประมาณของสินทรัพย์ ดังนี้

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

หมายเหตุที่ 2 ผลผลิตของหน่วยงาน

วิสัยทัศน์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นองค์กรหลักในการบริหารจัดการนโยบายและแผนพลังงานของประเทศ ที่ตั้งมั่นในหลักการ คำนึงถึงการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม มีการดำเนินการที่โปร่งใสเน้นการมีส่วนร่วม เป็นเครือข่ายและเป็นองค์กรเรียนรู้ ที่ได้รับการยอมรับในระดับประเทศและสากล เพื่อให้ประเทศไทยมีพลังงานใช้อย่างพอเพียง มั่นคงทั่วถึงในระดับราคาที่เหมาะสม มีการใช้และอนุรักษ์พลังงานอย่างรู้ค่า เพื่อคุณภาพชีวิตที่ดีของประชาชน และมีขีดความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจอย่างยั่งยืน

ผลผลิตที่ 1 จัดทำข้อเสนอแนะนโยบาย แผน และมาตรการ เพื่อการบริหารจัดการด้านพลังงาน

ตัวชี้วัดเชิงปริมาณ : - มาตรการเพื่อส่งเสริมการใช้ NGV ในรถยนต์ 4 เรื่อง

- ข้อเสนอแนะ การกำกับดูแล อัตราค่าผ่านท่อ 1 เรื่อง

- ข้อเสนอแนะนโยบายการจัดหาไฟฟ้า 2 เรื่อง

- ข้อเสนอแนะแนวทางการกำกับดูแล กิจการไฟฟ้า 1 เรื่อง

ตัวชี้วัดเชิงคุณภาพ : - ร้อยละความสำเร็จตามเป้าหมายผลผลิต ร้อยละ 100

ตัวชี้วัดเชิงเวลา : - ระยะเวลาการดำเนินงาน 1 ปี



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	2551	2550
หมายเหตุที่ 3 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด		
เงินสดในมือ	0.00	0.00
เงินทดรองราชการ	500,000.00	500,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน - เงินงบประมาณ	490,270.14	343,201.70
เงินฝากสถาบันการเงิน - เงินนอกงบประมาณ	0.00	43,655.86
เงินฝากคลัง	75,665,608.30	58,163,758.37
รายการเทียบเท่าเงินสดอื่น - เงินฝากออมทรัพย์ที่สถาบันการเงินนอก	9,449,486.99	31,510,014.34
รวม เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	86,105,365.43	90,560,630.27

หมายเหตุที่ 4 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)		
ที่ดินราชพัสดุในความครอบครอง xx ตารางวา		
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	63,221,884.93	63,221,884.93
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	17,240,185.28	8,620,092.64
อาคาร และสิ่งปลูกสร้าง (สุทธิ)	45,981,699.65	54,601,792.29
อุปกรณ์		
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3,260,949.74	3,556,882.46
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	1,579,486.25	1,220,761.63
ครุภัณฑ์สำนักงาน (สุทธิ)	1,681,463.49	2,336,120.83
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	4,475,281.89	4,475,281.89
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	4,110,775.97	3,756,638.57
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง (สุทธิ)	364,505.92	718,643.32
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	360,912.34	340,475.34
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	211,218.24	107,575.13
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ (สุทธิ)	149,694.10	232,900.21



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

	(หน่วย:บาท)	
	2551	2550
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	1,382,042.00	910,814.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	807,469.07	594,331.78
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ (สุทธิ)	574,572.93	316,482.22
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	8,331,754.55	6,975,051.53
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	4,695,471.46	3,508,777.19
คอมพิวเตอร์ (สุทธิ)	3,636,283.09	3,466,274.34
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	77,604.14	77,604.14
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	42,956.62	20,921.85
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว (สุทธิ)	34,647.52	56,682.29
ครุภัณฑ์อื่น	734,020.00	0.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	120,331.15	0.00
ครุภัณฑ์อื่น (สุทธิ)	613,688.85	0.00
รวม ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)	7,054,855.90	7,127,103.21

หมายเหตุที่ 5 เจ้าหนี้ระยะสั้น

เจ้าหนี้การค้า - บุคคลภายนอก	737,375.49	1,182,488.11
รับสินค้าใบสำคัญ	9,825.00	9,825.00
เจ้าหนี้อื่น-หน่วยงานรัฐ	4,000.00	4,000.00
รวมเจ้าหนี้ระยะสั้น	751,200.49	1,196,313.11

หมายเหตุที่ 6 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย

ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	64,116.76	147,174.79
ใบสำคัญค้างจ่าย	173,792.49	230,731.70
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น - บุคคลภายนอก	10,415.84	0.00
รวม ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	248,325.09	377,906.49



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	2551	2550
หมายเหตุที่ 7 หนี้สินหมุนเวียนอื่น		
เงินประกันผลงาน	1,499,024.11	259,060.62
เงินประกันอื่น ๆ	8,184,311.30	12,218,338.37
รวม หนี้สินหมุนเวียนอื่น	9,683,335.41	12,477,398.99

หมายเหตุที่ 8 รายได้จากงบประมาณ		
รายได้จากงบบุคลากร	24,987,841.87	0.00
รายได้จากงบดำเนินงาน	19,300,536.23	0.00
รายได้จากงบลงทุน	3,242,030.66	0.00
รายได้จากงบอุดหนุน	0.00	0.00
รายได้จากงบกลาง	10,147,925.80	0.00
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	32,275,203.89	0.00
หัก เบิกเกินส่งคืนเงินงบประมาณ	-649,738.31	0.00
รวม รายได้จากงบประมาณ	89,303,800.14	51,821,730.55

หมายเหตุที่ 9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค		
รายได้เงินอุดหนุนจากหน่วยงานรัฐ	20,950,000.00	43,350,000.00
รายได้ระหว่างหน่วยงาน - รับเงินจากหน่วยงานอื่น	688,635.65	5,175,000.00
รายได้จากการช่วยเหลือและการบริจาคจากเอกชน	24,791,102.10	1,993,902.92
รวม รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	46,429,737.75	50,518,902.92

หมายเหตุที่ 10 รายได้อื่น		
รายได้ระหว่างหน่วยงาน - ปรับเงินฝากคลัง	93,031,930.11	60,219,067.87
รายได้อื่น	40,000,000.00	6,000,000.00
T/E - หน่วยงานโอนให้ บก. - เงินนอกงบประมาณ	-92,309,632.48	4,081,532.78
รวม รายได้อื่น	40,722,297.63	70,300,600.65



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	2551	2550
หมายเหตุที่ 11 ค่าใช้จ่ายบุคลากร		
เงินเดือน	22,543,573.02	20,138,483.73
ค่าล่วงเวลา	1,231,140.00	657,630.00
เงินตอบแทนพิเศษของผู้ได้รับเงินเดือนเต็มขั้น	311,970.00	213,257.16
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	4,808,816.28	3,096,929.63
เงินค่าครองชีพ	552,897.36	331,491.18
ค่าจ้างประจำ	1,368,460.00	1,248,000.00
เงินรางวัล	2,633,111.69	1,048,192.71
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	373,880.00	334,201.00
เงินสมทบ กบข.	560,926.00	501,357.00
เงินสหบกกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ พนง. และลูกจ้างของรัฐ	39,081.60	35,398.80
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	268,175.00	171,432.00
ค่าเช่าบ้าน	149,400.00	136,877.42
ค่าใช้จ่ายบุคลากรอื่น	42,300.00	39,600.00
เงินช่วยการศึกษาบุตร	157,373.34	176,791.00
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก - รพ.รัฐ	2,505,973.81	1,674,468.42
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน - รพ.รัฐ	1,276,690.20	425,243.29
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก - รพ.เอกชน	46,000.00	0.00
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน - รพ.เอกชน	18,149.00	32,807.50
รวม ค่าใช้จ่ายบุคลากร	38,887,917.30	30,262,160.84

หมายเหตุที่ 12 ค่าวัสดุและค่าใช้สอย		
ค่าวัสดุ	2,655,910.03	1,280,582.18
ค่าซ่อมแซมและค่าบำรุงรักษา	387,810.73	315,901.28
ค่าเชื้อเพลิง	169,699.01	147,680.21
ค่าจ้างเหมาบริการ - บุคคลภายนอก	1,517,669.90	1,990,297.00
ค่าจ้างเหมาบริการ - หน่วยงานของรัฐ	0.00	102,524.00



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

	2551	2550
ค่าจ้างที่ปรึกษา	85,676,456.85	28,075,462.25
ค่าครุภัณฑ์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	48,792.00	32,914.00
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	14,135,252.50	1,472,297.25
ค่ารับรองและพิธีการ	1,800.00	42,370.00
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด-ภายนอก	832,674.00	832,674.00
ค่าตอบแทนเฉพาะงาน	0.00	43,704.00
ค่าตอบแทนอื่น	0.00	945,810.49
ค่าประชาสัมพันธ์	1,650,141.40	894,845.28
ค่าใช้สอยอื่น ๆ	46,830,903.58	953,961.02
รวม ค่าวัสดุและค่าใช้สอย	153,907,110.00	37,131,022.96

หมายเหตุที่ 13 ค่าสาธารณูปโภค

ค่าไฟฟ้า	1,949,560.97	2,017,869.17
ค่าน้ำประปาและน้ำบาดาล	105,192.09	108,795.39
ค่าโทรศัพท์	672,234.35	729,405.71
ค่าบริการสื่อสารและโทรคมนาคม	922,842.62	839,970.58
ค่าไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	135,138.00	211,023.00
รวม ค่าสาธารณูปโภค	3,784,968.03	3,907,063.85

หมายเหตุที่ 14 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	8,620,092.64	8,620,092.64
ครุภัณฑ์สำนักงาน	520,523.74	1,160,632.37
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและอุปกรณ์การขนส่ง	354,137.40	401,743.49
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	103,643.11	86,817.87
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	213,137.29	111,575.55
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	1,642,399.27	1,455,656.58
ครุภัณฑ์ทำงานบ้านงานครัว	22,034.77	17,243.17
ครุภัณฑ์อื่น	120,331.15	0.00
รวม ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	11,596,299.37	11,853,761.67



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

หมายเหตุที่ 15 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีปัจจุบัน (2551)

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงบประมาณ ปี 2551					
ผลผลิต : ข้อเสนอแนะนโยบาย					
แผนและมาตรการเพื่อการ					
บริหารจัดการด้านพลังงาน					
งบบุคลากร	29,532,700.00	-	-	29,273,746.66	258,953.34
งบดำเนินงาน	17,508,900.00	708,750.01	-	15,872,686.65	927,463.34
งบลงทุน	675,000.00	-	-	673,737.50	1,262.50
งบอุดหนุน	-	-	-	-	-
งบรายจ่ายอื่น	17,400,000.00	3,395,000.00	-	13,980,962.70	24,037.30
รวม	65,116,600.00	4,103,750.01	-	59,801,133.51	1,211,716.48

หมายเหตุที่ 16 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีก่อน

รายการ	เงินกันไว้ เบิกเหลือปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงบประมาณ ปี 2551			
ผลผลิต : ข้อเสนอแนะนโยบาย			
แผนและมาตรการเพื่อการ			
บริหารจัดการด้านพลังงาน			
งบบุคลากร	-	-	-
งบดำเนินงาน	633,788.00	362,428.00	271,360.00
งบลงทุน	2,318,003.00	2,316,443.00	1,560.00
งบอุดหนุน	-	-	-
งบรายจ่ายอื่น	17,275,122.75	13,729,310.25	3,545,812.50
รวม	20,226,913.75	16,408,181.25	3,818,732.50



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

(หน่วย:บาท)

2551

2550

หมายเหตุที่ 17 รายงานรายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ

รายได้แผ่นดิน-นอกจากภาษี

รายได้จากการขายสินค้าและบริการ

16,305,000.00

110,000.00

รายได้อื่น

312,538.14

654,837.28

รวมรายได้นอกจากภาษี

16,617,538.14

764,837.28

รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ

16,617,538.14

764,837.28

หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง

0.00

0.00

รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย

0.00

0.00

รายได้แผ่นดินสุทธิจากยอดถอนคืนและจัดสรรตามกฎหมาย

16,617,538.14

764,837.28

รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง

(16,778,069.78)

(1,567,301.22)

(160,531.64)

(802,463.94)

ปรับปรุงรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

0.00

0.00

(160,531.64)

(802,463.94)



ต้นทุนผลผลิต และต้นทุนกิจกรรม				
ผลผลิต	(บาท) ต้นทุนรวม	(บาท) ต้นทุนต่อหน่วย	กิจกรรม	(บาท) ต้นทุนกิจกรรม ต้นทุนต่อหน่วยกิจกรรม
การจัดทำข้อเสนอแนะ นโยบาย แผน และมาตรการ เพื่อการบริหารจัดการพลังงาน	210,761,792.24	26,345,224.03	1. เสนอแนะนโยบายและยุทธศาสตร์ การพัฒนาพลังงาน	19,044,428.09
			2. ศึกษา วิเคราะห์ เสนอแนะ นโยบาย แผนงานและมาตรการด้านจัดหา พัฒนาด้านอิเล็กทรอนิกส์ ด้านไฟฟ้า และด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงาน หมุนเวียน	165,452,484.44
			3. สนับสนุนการปฏิบัติของสำนักงาน นโยบายและแผนพลังงาน	26,264,879.67

หมายเหตุ	
1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมี 1 ผลผลิตหลัก	3 กิจกรรมหลัก
2. กิจกรรมที่ 3 สนับสนุนการปฏิบัติของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีหน่วยนับเป็นร้อยละ จึงไม่ได้คำนวณต้นทุนต่อหน่วย	



การวิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน วิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2551

	หน่วย : พันบาท		อัตราส่วนตามแนวดิ่ง	
	2551	2550	2551	2550
สินทรัพย์				
สินทรัพย์หมุนเวียน				
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	86,105.37	90,560.63	62 %	59 %
ลูกหนี้ระยะสั้น	8.40	132.00	0 %	0 %
รายได้ค้างรับ	9.49	3.00	0 %	0 %
รวมสินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	86,123.25	90,695.63	62 %	60 %
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน				
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	53,036.56	61,728.90	38 %	40 %
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	53,036.56	61,728.90	38 %	40 %
รวมสินทรัพย์	139,159.81	152,424.53	100 %	100 %
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน				
เจ้าหนี้ระยะสั้น	751.20	1,196.31	1 %	1 %
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	248.33	377.91	0 %	0 %
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	0.00	0.00	0 %	0 %
เงินตรองราชการรับจากคลังระยะสั้น	0.00	0.00	0 %	0 %
เงินรับฝากระยะสั้น	88.86	5,134.27	0 %	3 %
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	9,683.34	12,477.40	7 %	8 %
รวมหนี้สินหมุนเวียน	10,771.72	19,185.89	8 %	13 %
หนี้สินไม่หมุนเวียน				
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	21,768.95	40,373.24	16 %	26 %
เงินตรองราชการรับจากคลัง	500.00	500.00	0 %	0 %
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	22,268.95	40,873.24	16 %	27 %
รวมหนี้สิน	33,040.68	60,059.13	24 %	39 %
สินทรัพย์สุทธิ	106,119.13	92,365.40	76 %	61 %
สินทรัพย์สุทธิ				
ทุน	70,119.63	70,024.08	50 %	46 %
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	35,999.50	22,341.31	26 %	15 %
รวมสินทรัพย์สุทธิ	106,119.13	92,365.39	76 %	61 %

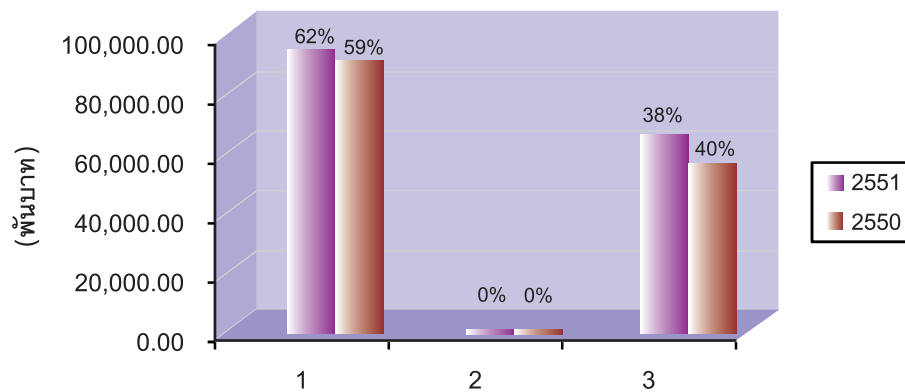


สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
วิเคราะห์งบรายได้และค่าใช้จ่าย
สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2551

	หน่วย : พันบาท		อัตราส่วนตามแนวดิ่ง	
	2551	2550	2551	2550
รวมรายได้	222,455.84	172,641.23	100 %	100 %
รายได้จากการดำเนินงาน				
รายได้จากรัฐบาล				
รายได้จากเงินงบประมาณ	89,303.80	51,821.73	40 %	30 %
รายได้จากรัฐบาล	0.00	0.00	0 %	0 %
รวมรายได้จากรัฐบาล	89,303.80	51,821.73	40 %	30 %
รายได้จากแหล่งอื่น				
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ	0.00	0.00	0 %	0 %
รายได้จากการช่วยเหลือและบริจาค	46,429.74	50,518.90	21 %	29 %
รายได้เงินนอกงบประมาณ	46,000.00	0.00	21 %	0 %
รายได้อื่น	40,722.30	70,300.60	18 %	41 %
รวมรายได้จากแหล่งอื่น	133,152.04	120,819.50	60 %	70 %
รวมรายได้จากการดำเนินงาน	222,455.84	172,641.23	100 %	100 %
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน				
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	38,887.92	30,262.16	17 %	18 %
ค่าบำเหน็จบำนาญ	1,164.83	1,087.72	1 %	1 %
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม	1,559.36	2,313.39	1 %	1 %
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	821.62	282.96	0 %	1 %
ค่าวัสดุ ค่าใช้สอย	153,907.11	36,983.34	69 %	21 %
ค่าสาธารณูปโภค	3,784.97	4,054.74	2 %	2 %
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	11,596.30	11,853.76	5 %	23 %
ค่าใช้จ่ายอื่น	1,912.18	63,736.22	1 %	37 %
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	213,634.29	150,574.29	96 %	87 %
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	8,821.55	22,066.94	4 %	13 %
หัก รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	158.01	0.01	0 %	0 %
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมปกติ	8,663.53	22,066.95	4 %	13 %
รายการพิเศษ	0.00	0.00	0 %	0 %
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายก่อนรายการรายได้แผ่นดิน	8,663.53	22,066.95	4 %	13 %



สินทรัพย์



1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

3 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)

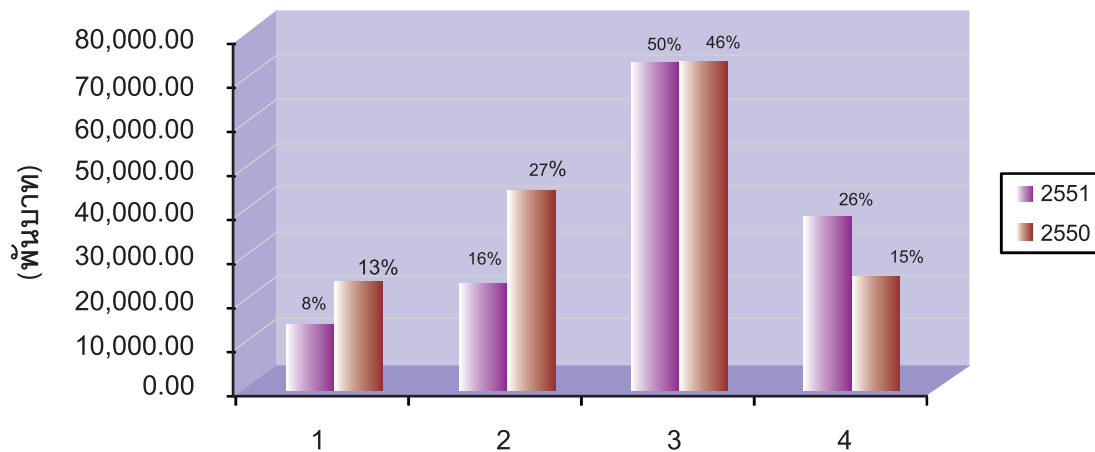
2 ลูกหนี้ระยะสั้น

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจากปี 2550 จำนวนเงิน 4.46 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.92 ส่วนใหญ่เกิดจากเงินฝากออมทรัพย์ที่สถาบันการเงินเอกชนของไทยลดลง 22.06 ล้านบาทเป็นเงินนอกงบประมาณที่ได้รับจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกี่ยวกับโครงการต่างๆ ของกองทุนฯ สำหรับเงินฝากคลังได้เพิ่มขึ้นจากปี 2550 จำนวน 17.50 ล้านบาท เนื่องจากในปี 2551 รับรายได้จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ 40 ล้านบาท รวมทั้งได้รับเงินบริจาคกรณีมีเงื่อนไขจากการไฟฟ้า 6.25 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดลูกหนี้ระยะสั้น ลดลงจากปี 2550 จำนวนเงิน 0.12 ล้านบาท หรือร้อยละ 93.64 เป็นลูกหนี้เงินทดรองราชการ

ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ) จำนวน 53.04 ล้านบาท เนื่องจากในปีงบประมาณ 2550 ได้บันทึกการรับอาคารสำนักงานสุทธิ 63.22 ล้านบาท และครุภัณฑ์สุทธิ 4.11 ล้านบาท จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และบันทึกครุภัณฑ์สุทธิจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง 0.13 ล้านบาท ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.3/ว/32 ลงวันที่ 12 เม.ย. 2550 เรื่อง ข้อมความเข้าใจในการบันทึกรายการเกี่ยวกับสินทรัพย์ระบบ GFMIS และหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.3/ว149 ลงวันที่ 3 พ.ย. 2549 เรื่อง การบันทึกสินทรัพย์สำรวจพบในระบบ GFMIS



หนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ



1 หนี้สินหมุนเวียน

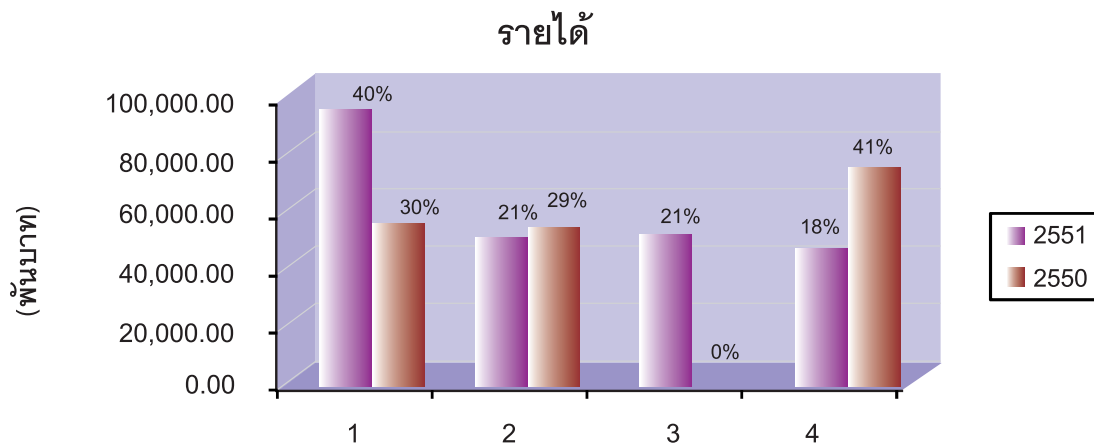
3 ทุน

2 หนี้สินไม่หมุนเวียน

4 รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม

หนี้สินหมุนเวียน ลดลงจากปี 2550 จำนวนเงิน 8.41 ล้านบาท หรือร้อยละ 43.86 ซึ่งประกอบด้วย เจ้าหนี้ระยะสั้น ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย เงินรับฝากระยะสั้น-ดอกเบี้ยเงินฝากธนาคารตามโครงการต่าง ๆ ของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เงินประกันผลงาน เงินประกันสัญญาจากการจ้างงานหนี้สินไม่หมุนเวียน ส่วนใหญ่เป็นรายได้รอการรับรู้ระยะยาว จำนวน 21.77 ล้านบาท ซึ่งลดลงจากปี 2550 ร้อยละ 45.52 เป็นเงินที่ได้รับบริจาคโดยมีเงื่อนไขจากการไฟฟ้า และบันทึกรับรู้เป็นรายได้ตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในแต่ละปี บัญชีทุนประกอบด้วย การบันทึกสินทรัพย์ หนี้สิน เป็นเกณฑ์คงค้างในปี 2546 และการบันทึกรายการสินทรัพย์สำรวจพบจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในปี 2550 จำนวนเงิน 67.46 ล้านบาท

รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม 36 ล้านบาท ในปี 2551 มีรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่าย เกิดจากรายได้เงินนอกงบประมาณ เช่น รายได้จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ การรับรู้รายได้เงินบริจาคจากการไฟฟ้าตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในแต่ละปี



1 รายได้จากรัฐบาล

3 รายได้เงินนอกงบประมาณ

2 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค

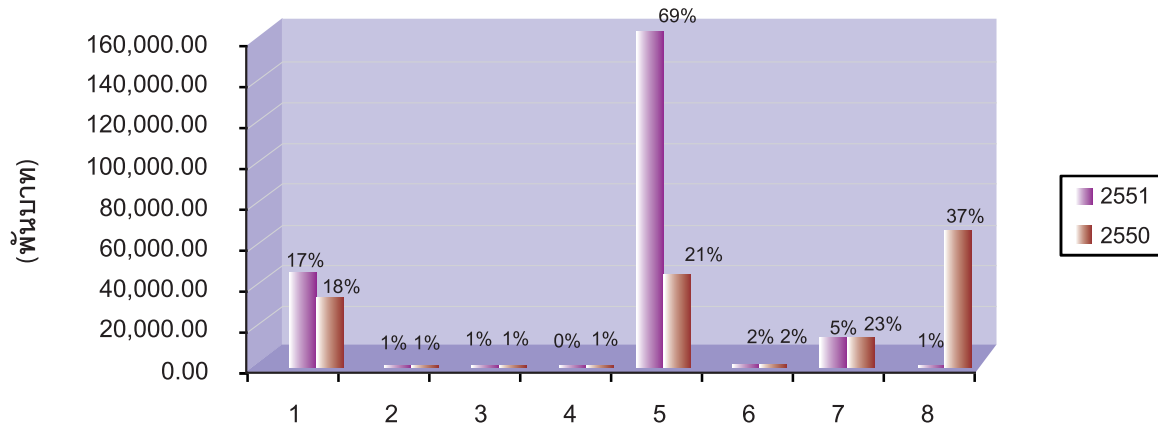
4 รายได้อื่น

รายได้จากเงินงบประมาณ 89.30 ล้านบาท หรือร้อยละ 40 ของรายได้จากการดำเนินงาน ซึ่งได้ดำเนินการเบิกจ่ายเงินงบประมาณ จากงบบุคลากร 24.99 ล้านบาท งบดำเนินงาน 19.30 ล้านบาท งบลงทุน 3.24 ล้านบาท งบกลาง 10.15 ล้านบาท งบรายจ่ายอื่น 32.28 ล้านบาท

รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาคลดลงจากปี 2550 จำนวนเงิน 4.09 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.09 ในปี 2551 มีจำนวนเงิน 46.43 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นรายได้เงินอุดหนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน 21.64 ล้านบาท และการรับรู้รายได้จากเงินบริจาค จำนวน 24.75 ล้านบาท เช่น โครงการจ้างที่ปรึกษาวางแผนกลยุทธ์สื่อสารและประชาสัมพันธ์การกระจายชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า จำนวน 13.37 ล้านบาท โครงการสนับสนุนการศึกษาหลักเกณฑ์ทางการเงินที่เหมาะสมในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า จำนวน 1.98 ล้านบาท โครงการการศึกษาการกำหนดอัตราการใช้ความร้อนสำหรับโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จำนวน 3.94 ล้านบาท การจ้างที่ปรึกษาโครงการสำรวจความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อการให้บริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 2.65 ล้านบาท การจ้างที่ปรึกษาโครงการศึกษาแนวทางปรับปรุงมาตรฐานคุณภาพ บริการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 1.08 ล้านบาท การจ้างที่ปรึกษาโครงการมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวน 1.73 ล้านบาท รายได้อื่น จำนวนเงิน 40.72 ล้านบาท หรือร้อยละ 18 ของรายได้จากการดำเนินงาน ส่วนใหญ่เป็นรายได้จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่



ค่าใช้จ่าย



1 ค่าใช้จ่ายบุคลากร

5 ค่าวัสดุ ค่าใช้สอย

2 ค่าบำเหน็จบำนาญ

6 ค่าสาธารณูปโภค

3 ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม

7 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

4 ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง

8 ค่าใช้จ่ายอื่น

ค่าใช้จ่ายบุคลากร 38.89 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 ประกอบด้วย เงินเดือน ค่าจ้างประจำ ค่าล่วงเวลา เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ เงินรางวัล ค่ารักษาพยาบาลของข้าราชการประจำและครอบครัว รวมทั้งเงินที่จ่ายให้เพื่อเป็นประโยชน์แก่ผู้อื่น

ค่าวัสดุและค่าใช้สอย 153.91 ล้านบาท หรือร้อยละ 69 ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2550 จำนวนเงิน 116.92 ล้านบาท หรือร้อยละ 316.15 เนื่องจากในปี 2551 มีโครงการที่ดำเนินงานต่อเนื่องจากปี 2550 เช่น โครงการกำกับดูแลกิจการพลังงาน โครงการศึกษาวิจัยตัวแบบเศรษฐกิจพลังงาน เพื่อวางแผนนโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน และค่าใช้จ่ายในการพัฒนาระบบข้อมูลพลังงานเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจของผู้บริหาร และยังมีโครงการที่ได้ดำเนินการในปี 2551 ซึ่งส่วนใหญ่เป็นโครงการของการไฟฟ้าซึ่งเป็นเงินนอกงบประมาณจากการรับบริจาคแบบมีวัตถุประสงค์ นอกจากนี้ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังอนุญาตให้ สทพ. หักเงินรายได้จากการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ในวงเงินไม่เกิน 46 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่ปรึกษาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอ IPP ต่อไป ทั้งนี้ในการดำเนินการตามขั้นตอนระบบ GFMS ทำให้มีผู้บัญชีรายได้เงินนอกงบประมาณ และค่าใช้สอยอื่นๆ เกิดขึ้นจำนวนเงิน 46 ล้านบาท ซึ่งการดำเนินงานดังกล่าวนี้ทำให้มีรายจ่ายเป็นจำนวนสูง ค่าใช้จ่ายอื่นๆ 1.91 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 ส่วนใหญ่เป็นค่า T/E หน่วยงานโอนให้กรมบัญชีกลาง - เงินนอกงบประมาณ ค่าใช้จ่ายระหว่างหน่วยงานปรับเงินฝากคลัง

บัญญัติ 10 ประการ ประหยัดพลังงาน

1



ตักอาหาร
รับประทานให้หมด

2



เมื่อไม่ใช้
ช่วยกันปิดไฟ

3



ช่วยกันประหยัด
ปิดน้ำให้สนิท
เมื่อไม่ใช้

4



เปิดทีวี
เราดูด้วย

5



กระดาษ
เขียนส่งงาน

6



ทางเดียว
ไปด้วย
ประหยัดน้ำมันดี

7



ลดแอร์สักนิด
ไม่ต้องติดเสื้อหนาว

8



ใช้ถุงผ้า
หรือตะกร้า
ไม่ต้องง้อถุงพลาสติก

9

โทรศัพท์ของเรา
ใช้ให้หมดแบต



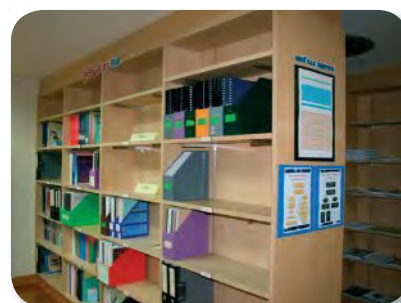
10

อย่าลบ
เราใช้จนหมด



ส่วนที่ 6

การปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540





การปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ดำเนินการจัดตั้ง “ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.” เพื่อให้การบริการการจัดระบบ การขอ การอนุญาต และการจัดหาข้อมูลข่าวสารที่อยู่ในความรับผิดชอบของ สนพ. เป็นไปด้วยความเรียบร้อย รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และถูกต้องตามกฎหมายว่าด้วยข้อมูลข่าวสารของราชการ สถานที่ตั้งอยู่ ณ บริเวณท้องสมุด ชั้น 6 โดยเปิดทำการ วันจันทร์ – ศุกร์ เวลา 9.00 – 16.30 น.

สนพ. ได้มีการดำเนินการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ในปี 2551 ดังนี้

1. การดำเนินการเปิดเผยข้อมูล ตามมาตรา 7

สนพ. ได้นำข้อมูลในเรื่อง โครงสร้างและการจัดการองค์กร ของ สนพ., สรุปอำนาจหน้าที่ที่สำคัญและวิธีการดำเนินงาน, สถานที่ติดต่อเพื่อขอรับข้อมูลข่าวสารหรือคำแนะนำในการติดต่อกับ สนพ. ลงพิมพ์ในราชกิจจานุเบกษา และใน Website : www.eppolib.net



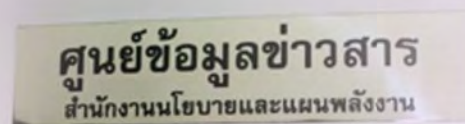
2. การเผยแพร่ข้อมูลข่าวสาร ตามมาตรา 9

สนพ. มีการจัดระบบข้อมูลข่าวสาร ตาม พ.ร.บ. ข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 มาตรา 9 อย่างเป็นระบบ โดยมีการจัดทำตรรชนีข้อมูลข่าวสารไว้ให้บริการ ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. และใน Website : www.eppolib.net เพื่อง่ายต่อการสืบค้นข้อมูลและสะดวกรวดเร็ว ซึ่งมีข้อมูลข่าวสาร ตามมาตรา 9 ครบถ้วน และมีการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ



3. การบริหารจัดการเกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารอย่างเป็นระบบ

สนพ. ได้มอบหมายผู้รับผิดชอบในการปฏิบัติงาน ตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารของราชการเป็นการเฉพาะ โดยรองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ซึ่งผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มอบหมาย เป็นประธานคณะทำงาน และควบคุมดูแลให้มีการปฏิบัติตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารอย่างเคร่งครัด



4. การติดตามผลการปฏิบัติงานของศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

สนพ. มีการเก็บรวบรวมสถิติและสรุปผลการมาให้บริการเป็นรายไตรมาส เพื่อนำเสนอผู้บริหารจากสำนัก/ส่วนที่มีผู้มาขอข้อมูลข่าวสารจาก สนพ. ทั้งในเรื่องของการเผยแพร่ข้อมูลประชาสัมพันธ์โครงการต่าง ๆ ของ สนพ. สถานการณ์ด้านพลังงาน นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงานของประเทศ ข้อมูลราคาน้ำมัน และราคาเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ข้อมูลด้านไฟฟ้า และด้านอนุรักษ์พลังงาน และข้อมูลด้านพลังงานต่าง ๆ ที่สามารถสืบค้นได้จากห้องสมุด สนพ. สำหรับในรอบปีที่ผ่านมา ไม่มีผู้ใช้สิทธิเข้ามาขอตรวจดู และร้องเรียนตาม พ.ร.บ. ข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.



5. การเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 และสิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสารต่อบุคลากรของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และประชาชนทั่วไป

บุคลากรของ สนพ.

สนพ. มีการจัดอบรม ให้ความรู้ และพัฒนาความรู้ที่เกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 เพื่อเป็นการเสริมสร้าง สร้างจิตสำนึก และทัศนคติที่ดีต่อการเป็นผู้ให้บริการข้อมูลข่าวสาร แก่บุคลากร สนพ. อย่างสม่ำเสมอ รวมทั้งมีการเผยแพร่ความรู้เกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 ผ่านช่องทางการสื่อสารภายในองค์กร เช่น การส่ง e-mail ถึงบุคลากรภายใน สนพ., จุลสาร สนพ., บอร์ดประชาสัมพันธ์ภายใน สนพ., Website ของ สนพ. (www.eppo.go.th) เป็นต้น

ประชาชนทั่วไป

1) สนพ. มีการประชาสัมพันธ์เผยแพร่กฎหมายข้อมูลข่าวสารของราชการให้ประชาชนและผู้มาติดต่อประสานงาน รับทราบถึงสิทธิในการตรวจสอบการดำเนินงาน ของ สนพ. ผ่านทางศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ., ศูนย์บริการร่วม และทาง Website : www.eppolib.net

2) สนพ. มีการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นของประชาชนและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เกี่ยวกับเรื่องพลังงานอย่างสม่ำเสมอ อาทิ เรื่อง ร่างระเบียบและประกาศเกี่ยวกับการออกใบอนุญาต การประกอบกิจการพลังงานตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550, เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) สำหรับการเรียกเก็บในช่วงเดือนตุลาคม - ธันวาคม 2551

6. การตรวจสอบจากภาคประชาชน

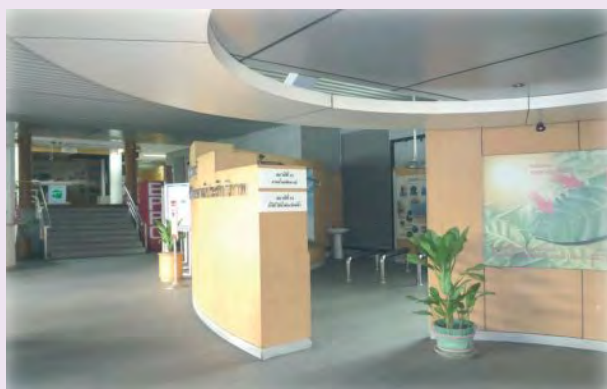


ประชาชนสามารถตรวจสอบข้อมูลการประกาศ
ประกวดราคา และประกาศสอบราคาได้ในเว็บไซต์
www.eppo.go.th พร้อมทั้งสามารถตรวจสอบรายงาน
สรุปผลการจัดซื้อจัดจ้างเป็นรายเดือนในเว็บไซต์
www.eppolib.net



7. ปัญหาอุปสรรค และแนวทางการให้บริการในอนาคต

สนพ. ได้มีการกำหนดแผนการดำเนินการ
เพื่อพัฒนาการให้บริการของศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.
อย่างต่อเนื่อง ทั้งในด้านการปรับปรุงข้อมูลข่าวสารของ
สนพ. ให้มีความทันสมัย และเป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ



ความร้อนใต้พิภพ

ความร้อนภายในโลก ทำให้น้ำใต้ดินมีอุณหภูมิสูงขึ้น น้ำที่มีอุณหภูมิสูงจะถูกสูบขึ้นมา และส่งจ่ายไปตามบ้านเรือน เพื่อให้ความร้อนแก้ตัวอาคาร ในขณะที่ไอน้ำที่เกิดจากความร้อนแหล่งเดียวกันนี้ สามารถนำไปใช้ผลิตไฟฟ้าได้



พลังงานแสงอาทิตย์

พลังความร้อนจากดวงอาทิตย์ ที่ถูกรวบรวมศูนย์ โดยใช้กระจกวางในมุมต่างๆ สามารถนำไปใช้ในการหุงต้มอาหารหรือต้มน้ำให้เดือด เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้



คลื่น

การเคลื่อนที่ของคลื่นในทะเล ทำให้เกิดพลังงานจลน์ที่สามารถนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้



กระแสน้ำ

พลังงานที่เกิดจากภาวะน้ำขึ้น-ลง สามารถนำไปใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้



ลม

พลังงานจากการเคลื่อนที่ของลม สามารถแปรรูปเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ โดยอาศัยกังหันลมที่หมุนและขับเคลื่อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า



ชีวมวล

ขบวนการสังเคราะห์แสงของพืช ทำให้เกิดการสะสมพลังงานในรูปของชีวมวล ที่สามารถนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าหรือใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อกิจกรรมอื่นๆ ได้นอกจากนี้เรายังใช้พลังงานจากชีวมวลในรูปของก๊าซชีวภาพหรือก๊าซมีเทนอีกด้วย

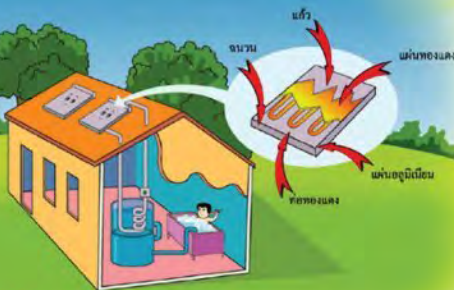


พลังงานหมุนเวียน



การใช้พลังงานจากแสงแดด โดยผ่านอุปกรณ์เฉพาะ

แผงรับแสงแดดจะดูดซับรังสีความร้อนจากนั้นความร้อน
จะถูกถ่ายเทสู่น้ำทำให้น้ำมีอุณหภูมิสูงขึ้น



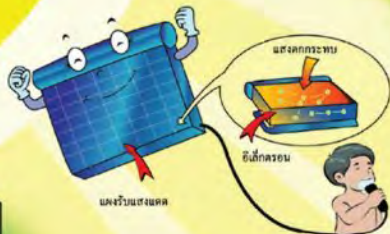
การใช้พลังงานจากแสงแดด โดยไม่ต้องผ่านขบวนการใดๆ

การออกแบบอาคารบ้านเรือนอย่างเหมาะสม จะทำให้
สามารถใช้ประโยชน์ในรูปของความร้อนและ
แสงสว่างจากดวงอาทิตย์ได้



เซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานจากแสงอาทิตย์ ทำให้อิเล็กตรอนของ
เซลล์แสงอาทิตย์เคลื่อนที่ไปมาจากอะตอมหนึ่ง
ไปยังอีกอะตอมหนึ่ง การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอน
ทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าขึ้น



พลังน้ำ

การไหลของน้ำปริมาณมาก
จากที่สูงสู่ที่ต่ำ ทำให้สามารถ
ขับเคลื่อนกังหันในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
และเกิดเป็นพลังงานไฟฟ้าขึ้น





สอบถามเพิ่มเติม



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400

โทร. 0-2612-1555 www.eppo.go.th



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400

โทรศัพท์ : 0 2612 1555 โทรสาร : 0 2612 1364

Website : www.eppo.go.th