



วารสาร

นโยบายพลังงาน



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 87 มกราคม-มีนาคม 2553 ISSN 0859-3701 www.eppo.go.th

สัมภาษณ์พิเศษ :

นายณอคุณ สิทธิพงศ์

รองปลัดกระทรวงพลังงาน

ฝ่าแผน PDP 2010

ความหวังโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไทยเป็นไปได้อย่างไร ?



ความคืบหน้าการศึกษา

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)

ทิศทางพลังงานโลกใน 2 ทศวรรษหน้า

มหัศจรรย์พลังงานทดแทน เปลี่ยน “น้ำเสีย” เป็น “ก๊าซ”

เยี่ยมชม “โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน” จังหวัดกระบี่



ธนาคารกรุงไทยจับมือ กบข. จัดสวัสดิการ ปล่อยกู้บ้านดอกเบี้ยต่ำให้สมาชิก กบข.ทั่วประเทศ

วันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2553 ที่ธนาคารกรุงไทย สำนักงานใหญ่ นายอภิศักดิ์ ตันติวรวงศ์ กรรมการผู้จัดการ บมจ.ธนาคารกรุงไทย และ นางสาวโสภณดี เลิศมนัสชัย เลขาธิการคณะกรรมการกองทุนบำเหน็จบำนาญข้าราชการ (กบข.) ได้ร่วมกันลงนามในบันทึกข้อตกลง **โครงการบ้านกรุงไทย-กบข.เพื่อสมาชิก ครั้งที่ 1** เพื่อเป็นสินเชื่อสวัสดิการที่อยู่อาศัยให้แก่ข้าราชการซึ่งเป็นสมาชิก กบข.ทั่วประเทศ

นายอภิศักดิ์ ตันติวรวงศ์ กรรมการผู้จัดการ บมจ.ธนาคารกรุงไทย เปิดเผยภายหลังการลงนามว่า ธนาคารกรุงไทยได้เร่งขยายสินเชื่อไปยังลูกค้าในทุกภาคส่วน โดยเฉพาะลูกค้ารายย่อย ทั้งในส่วนของข้าราชการ พนักงานรัฐวิสาหกิจ และบริษัทเอกชน ทั้งนี้เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจและช่วยเสริมสร้างคุณภาพชีวิตที่ดี ซึ่งในส่วนของสินเชื่อรายย่อยสำหรับข้าราชการนั้น ขณะนี้ยังมีความต้องการสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยอีกจำนวนมาก ดังนั้น ธนาคารจึงได้ร่วมกับ กบข.จัดสินเชื่อสวัสดิการเพื่อที่อยู่อาศัยให้แก่ข้าราชการ ซึ่งเป็นสมาชิกของ กบข.กว่า 1,100,000 คน ให้สามารถมีที่อยู่อาศัยเป็นของตนเอง ในเงื่อนไขพิเศษและอัตราดอกเบี้ยต่ำ

สำหรับเงื่อนไขการขอกู้สินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยหรือกู้เพื่อถ่ถอน (Refinance) สมาชิก กบข.สามารถกู้ได้สูงสุด 100% ของราคาประเมินที่ดินและสิ่งปลูกสร้าง ผ่อนชำระภายในระยะเวลา 30 ปี โดยในเดือนที่ 1-3 ธนาคารกรุงไทยคิดอัตราดอกเบี้ย 0% เดือนที่ 4-12 คิดอัตรา MLR-4.2% ต่อปี ปีที่ 2 คิดอัตรา MLR-2% ต่อปี ปีที่ 3 เป็นต้นไป คิดอัตรา MLR-0.5% ต่อปี ทั้งนี้สมาชิกสามารถยื่นขอใช้บริการสินเชื่อได้ที่สาขาของธนาคารกรุงไทยกว่า 880 แห่งทั่วประเทศ ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคมนี้ไปจนถึงสิ้นปี 2553

นายอภิศักดิ์ ตันติวรวงศ์ กล่าวต่อไปว่า นอกจากสนับสนุนสินเชื่อที่อยู่อาศัยให้แก่สมาชิก กบข.แล้ว ธนาคารกรุงไทยยังให้บริการสินเชื่อสวัสดิการเพื่อที่อยู่อาศัย สินเชื่อเอนกประสงค์ รวมทั้งสินเชื่อกรุงไทยธนวัฏที่ให้กู้สูงสุดถึง 10 เท่าของเงินเดือน สำหรับใช้เป็นวงเงินกู้ฉุกเฉิน ซึ่งช่วยให้ข้าราชการ ลูกจ้าง และพนักงานรัฐวิสาหกิจ ไม่ต้องพึ่งพาเงินกู้นอกระบบ ขณะนี้มีหน่วยงานราชการ รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นใช้บริการสินเชื่อสวัสดิการกว่า 8,100 แห่ง และในปีนี้นักธนาคารกรุงไทยมีแผนขยายการให้บริการแก่หน่วยงานต่าง ๆ เพิ่มขึ้น โดยคาดว่าจะสามารถอนุมัติสินเชื่อเพิ่มในปีนี้อีกจำนวน 20,000 ล้านบาท

ด้านนางสาวโสภณดี เลิศมนัสชัย เลขาธิการคณะกรรมการกองทุนบำเหน็จบำนาญข้าราชการ (กบข.) กล่าวว่า “ความร่วมมือในโครงการบ้านกรุงไทย-กบข.เพื่อสมาชิก ครั้งที่ 1 ในครั้งนี้ถือเป็นอีกสวัสดิการหลักที่ กบข.จัดขึ้น เพื่อให้สมาชิกได้มีทางเลือกในการใช้บริการสินเชื่อเพื่อที่อยู่อาศัยและเพื่อการถ่ถอนจำนอง ด้วยอัตราดอกเบี้ยพิเศษดังกล่าวนี้ น่าจะช่วยแบ่งเบาภาระค่าใช้จ่ายในเรื่องการผ่อนชำระแก่สมาชิก คาดว่าโครงการดังกล่าวนี้จะได้รับการตอบรับที่ดีจากสมาชิก เนื่องจากในช่วงที่ผ่านมาสมาชิก กบข.จำนวนมากติดตามสอบถามถึงการให้สิทธิประโยชน์ดังกล่าวนี้มาอย่างต่อเนื่อง”

การจัดสวัสดิการ โครงการบ้านกรุงไทย-กบข.เพื่อสมาชิก ครั้งที่ 1 ในครั้งนี้เป็นการส่งเสริมให้สมาชิกได้มีที่อยู่อาศัยเป็นของตนเองหรือมีที่อยู่อาศัยที่ดีขึ้นตามลำดับ ถือว่าเป็นปัจจัยพื้นฐานด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิตที่สำคัญ อีกทั้งยังเป็นการรองรับการใช้ชีวิตในช่วงหลังเกษียณอย่างมีคุณภาพในอนาคต โดยในปี 2553 ได้กำหนดแผนงานเชิงรุกในการจัดทำสวัสดิการใหม่ ๆ แก่สมาชิกให้มากขึ้นทั้ง 3 ด้าน คือ ด้านที่อยู่อาศัย ด้านพัฒนาคุณภาพชีวิตมนุษย์ และการประหยัดค่าใช้จ่ายในการดำรงชีวิต

ศูนย์บริการข้อมูลสมาชิก กบข.

โทรศัพท์ 1179 กด 6 อีเมล member@gpf.or.th หรือเว็บไซต์ www.gpf.or.th

กักกายน



กระแสเด่นประเด็นดังเรื่องพลังงานในช่วงนี้คงไม่มีเรื่องใดที่จะได้รับความสนใจและติดตามความเคลื่อนไหวอย่างใกล้ชิดเท่ากับความคืบหน้าแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 หรือที่เราเรียกกันสั้น ๆ ว่า แผน PDP 2010 นั่นเพราะแผน PDP ฉบับดังกล่าวจะเป็นเข็มทิศชี้ทิศทางการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าในอนาคตจะมั่นคงและมีเสถียรภาพมากเพียงใดย่อมขึ้นอยู่กับแผนพัฒนาฉบับนี้ด้วย

เมื่อลองลึกในรายละเอียดของแผน PDP 2010 จะพบว่ามีการกำหนดให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงหลากหลายแหล่งเพื่อกระจายความเสี่ยงและลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงจากแหล่งใดแหล่งหนึ่งเพียงอย่างเดียว ที่น่าสนใจก็คือ แผน PDP 2010 กำหนดให้ประเทศไทยต้องมีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และเข้าสู่ระบบจำนวน 5 โรง กำลังผลิตโรงละ 1,000 MW ในปี 2563 ปี 2564 ปี 2567 ปี 2568 และปี 2571 โดยมีสัดส่วนกำลังผลิตไม่เกิน 10% ของกำลังผลิตทั้งหมดของระบบไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม ประเด็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทยอาจมีหลายฝ่ายตั้งข้อสงสัยถึงความเป็นไปได้ และการยอมรับของภาคประชาชนว่ามีมากนักน้อยเพียงใด วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้จึงขอให้คุณผู้อ่านไปติดตามความคืบหน้าแผน PDP 2010 รวมถึงการดำเนินการเตรียมความพร้อมโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ผ่านทัศนะของ **นายณณคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน ในฐานะประธานคณะกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย** ซึ่งน่าสนใจติดตามเป็นอย่างยิ่ง

และนอกเหนือจากความคืบหน้าแผน PDP 2010 แล้ว ยังมีเรื่องราวที่น่าสนใจติดตามเช่นเคย อาทิ ทิศทางพลังงานโลกใน 2 ทศวรรษหน้า มหัศจรรย์พลังงานทดแทน เปลี่ยน “น้ำเสีย” เป็น “ก๊าซ” และเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศที่น่าสนใจ ไม่ควรพลาดเป็นอย่างยิ่ง

ความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นเรื่องใหญ่ที่ทุกฝ่ายต้องให้ความสนใจ เพราะหากการดำเนินการผลิตหรือไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ของประชาชน อาจส่งผลกระทบต่อคุณภาพชีวิตและการดำเนินธุรกิจภาคส่วนต่าง ๆ ได้ และแน่นอนว่าผลกระทบที่ตามมาจะส่งผลเสียต่อมูลค่าทางเศรษฐกิจอย่างมหาศาล แต่เหนือสิ่งอื่นใด เราประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าก็ต้องร่วมมือร่วมใจกันในการใช้ไฟให้ประหยัด ใช้เท่าที่จำเป็น เพื่อให้เรามีพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ไปอีกนานเท่านาน



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา

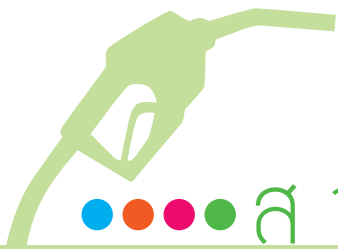
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
นายชวลิต พิชาลัย
นายอดุลย์ ฉายอรุณ

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี
กรุงเทพฯ 10400
โทร. 0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357-8
www.eppo.go.th

ออกแบบและจัดพิมพ์

บริษัท ไตรเศกซ์ แพลน จำกัด
โทร. 0 2642 5241-3,
0 2247 2339-40
โทรสาร 0 2247 2363
www.DIRECTIONPLAN.org



สารบัญ



ENERGY NEWS ZONE

- 3 สรุปข่าวพลังงานรายไตรมาส
- 6 ภาพเป็นข่าว

ENERGY LEARNING ZONE

- 9 สัมภาษณ์พิเศษ :
นายณอคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน
- 14 Scoop :
พลังงานลม อีกก้าวของพลังงานทดแทน
- 19 สถานการณ์พลังงานไทยปี 2552
- 36 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
- 42 การแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ
- 45 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)
- 49 ร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการไชยะบุรี
- 52 ทิศทางพลังงานโลกใน 2 ทศวรรษหน้า
- 58 เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)
- 61 มหัตถุประสงค์พลังงานทดแทน เปลี่ยน “น้ำเสีย” เป็น “ก๊าซ”
- 63 สนพ. พาสื่อมวลชนเยี่ยมชม
“โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน” จังหวัดกระบี่
- 69 กลุ่มบริษัท ซาราฟ (Saraff Group) ในกลุ่มพลังงาน
- 71 “Turbine Light” ไฟถนนส่องสว่างด้วยพลังงานลม



ENERGY GAME ZONE

- 72 แบบสอบถาม
- 73 เกมพลังงาน



สรุปข่าวประจำเดือน

มกราคม 2553

- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่า กระทรวงพลังงาน กระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงการคลัง จะมีการหารือร่วมกันเรื่องกำหนดโครงสร้างภาษีรถยนต์ประหยัดพลังงานทั้งหมด ทั้ง รถประเภทอีโคคาร์ รถใช้แก๊สโซฮอล์ทั่วไป และรถใช้แก๊สโซฮอล์ อี 85 รถก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ (NGV) และรถไฮบริดหรือรถยนต์ประหยัดพลังงานประเภทผสมชนิดพลังงานเชื้อเพลิงและไฟฟ้า ซึ่งโครงสร้างภาษีครั้งนี้จะต้องมองทั้งระบบด้วย ทั้งภาษีนำเข้าชิ้นส่วนรถยนต์และภาษีนำเข้ารถยนต์ทั้งคัน รวมถึงภาษีสรรพสามิต



- นายพรชัย รุจิประภา ปลัดกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่า จากที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติให้ศึกษาทางออกของโรงไฟฟ้าบางคล้า จังหวัดฉะเชิงเทรา ของ บริษัท สยามเอ็นเนอจี จำกัด นั้น กระทรวงพลังงานจะทำหนังสือขอหารือไปยังอัยการสูงสุด 2 ประเด็น คือ 1. กรณีต้องยกเลิกโครงการ และ 2. กรณีย้ายพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าว่าทำได้หรือไม่ ภายใต้สัญญาและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง รวมถึงกรณีต้องจ่ายชดเชยจะต้องดำเนินการอย่างไร โดยกระทรวงพลังงานได้แนบเอกสารสัญญาไปให้ทั้งหมด หลังจากนั้นจะนำผลการหารือมาประกอบการพิจารณาเสนอคณะรัฐมนตรี



- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กล่าวว่า การใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติในปีนี้จะใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นอย่างน้อยร้อยละ 3-4 โดยมีการใช้มากที่สุดในการผลิตอุตสาหกรรม เนื่องจากขยายตัวมากขึ้นในปีนี้อยู่ประมาณร้อยละ 5 ตามภาวะเศรษฐกิจที่เริ่มฟื้นตัว เช่นเดียวกับก๊าซ NGV ที่มีการใช้สูงขึ้น

- นายดิเรก ลาวัณย์ศิริ ประธานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หรือเรคกูเลเตอร์ เปิดเผยว่า เรคกูเลเตอร์ได้ประกาศอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ (เอฟที) เดือนมกราคม-เมษายน 2553 ยังคงอยู่ในระดับเดิม โดยตั้งไว้ที่ 92.55 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าที่เก็บจากประชาชนรอบนี้อยู่ที่ 3.17 บาทต่อหน่วย ซึ่งการตรึงดังกล่าวเป็นไปตามนโยบายรัฐบาลที่ให้ตรึงค่าเอฟทีไปถึงเดือนสิงหาคมนี้ ทั้งนี้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ต้องแบกรับภาระค่าเอฟทีรวมทั้งสิ้น 1.5 หมื่นล้านบาท



- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดกิจกรรมเยี่ยมชมโครงการอนุรักษ์พลังงาน จังหวัดกระบี่ โดยมีนายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ผู้บริหารกระทรวงพลังงาน และผู้สื่อข่าวเข้าร่วมดูงาน โดยได้พาเยี่ยมชม บริษัท ซาราวา เอ็นเนอจี จำกัด ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก

ผลิตไฟฟ้าจากทะเลลายปาล์มเปล่า และเยี่ยมชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์ม Dry Process เครื่องแรกของประเทศไทย โดยเป็นการพัฒนาจากระบบเดิมและคิดค้นร่วมกันระหว่าง มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และ บริษัท เกษตรลธิธิ จำกัด จังหวัดกระบี่ เป็นระบบที่มีขนาดเล็ก ใช้พื้นที่น้อย งบประมาณต่ำ และใช้ระบบแก๊สซิไฟเออร์ (Gasifier) จากเชื้อเพลิงแท่งตะเกียบที่ทำจากเศษเหลือทะเลลายปาล์ม มีกำลังการผลิต 2.5 ตันต่อชั่วโมง

สรุปข่าวประจำเดือน

กุมภาพันธ์ 2553

- นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ นายกรัฐมนตรี เปิดเผยถึงแนวทางการตรึงราคาก๊าซหุงต้ม (LPG) ที่จะหมดอายุในเดือนสิงหาคมนี้ว่า รัฐบาลมีจุดยืนในการตรึงราคาก๊าซ LPG เฉพาะที่ใช้ในภาคครัวเรือนและภาคขนส่งต่อไปเท่านั้น ส่วนภาคอุตสาหกรรมจะปล่อยให้ลอยตัวและเป็นไปตามต้นทุนตลาด เพราะจากข้อมูลการนำเข้าก๊าซ LPG ที่สูงขึ้น ส่วนใหญ่นำมาใช้ในภาคอุตสาหกรรมเป็นหลัก



- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน กล่าวว่า ที่ประชุมคณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยมีนายไทรรงค์ สุวรรณศิริ รองนายกรัฐมนตรี เป็นประธาน มีมติอนุมัติงบประมาณรายจ่ายประจำปี 2553 จำนวน 3,203 ล้านบาท ในการดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนให้เป็นไปตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 ระหว่างปี 2551-2554 ประกอบด้วย แผนพลังงานทดแทน 1,039 ล้านบาท แผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน 2,034 ล้านบาท และ แผนบริหารถลุง 129 ล้านบาท



- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่า ในเดือนมีนาคม กระทรวงพลังงานจะออกมาตรการบังคับให้ผู้ค้าน้ำมันจำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซล บี 3 แทนไบโอดีเซล บี 2 ในปัจจุบัน เพื่อส่งเสริมพลังงานทดแทน ล่าสุดผลการศึกษายืนยันถึงปริมาณปาล์มน้ำมันว่ามีเพียงพอในการผลิตปาล์มบริสุทธิ์ (บี 100) เพื่อนำมาผสมกับน้ำมันดีเซลเป็นไบโอดีเซลได้เพียงพอตลอดปีโดยไม่ขาดแคลน



- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่า กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ลงนามบันทึกข้อตกลงกับกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี โดยสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (สนช.) เพื่อพัฒนาและส่งเสริมนวัตกรรมด้านพลังงานทดแทน ภายใต้โครงการนำร่องเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันจากพลังงานชีวมวล ซึ่งเป็นระบบเผาไหม้เชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับระบบผลิตพลังงานขนาดเล็ก

- นายณอดุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่า กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศขึ้นใหม่ หรือ พีดีพี 2010 เป็นแผนระยะยาว 20 ปี เบื้องต้นคาดว่าจะมีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จำนวน 5 โรง เพิ่มขึ้นจากแผนฉบับเดิมที่มีเพียง 2 โรง เนื่องจากพบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในอีก 10 ปี จะเพิ่มเป็น 50,000 เมกะวัตต์ และคาดว่าจะปี 2573 จะเพิ่มเป็น 70,000 เมกะวัตต์

- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เปิดเผยว่า ขณะนี้กระทรวงพลังงานได้ปรับโครงสร้างอัตราการจัดเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงใหม่ มีผลตั้งแต่วันที่ 9 กุมภาพันธ์ 2553 โดยเพิ่มอัตราการจัดเก็บจากน้ำมันเบนซิน 91 อีกลิตรละ 50 สตางค์ จากปัจจุบันเรียกเก็บอยู่ที่ 6.20 บาทต่อลิตร เป็น 6.70 บาทต่อลิตร เพื่อต้องการให้ส่วนต่างราคาของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ถูกกว่าน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 มาอยู่ที่ 1.50 บาทต่อลิตร จากปัจจุบันต่างกันอยู่ลิตรละ 80 สตางค์ ซึ่งคาดว่าจะทำให้ยอดการใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 มีอัตราเพิ่มขึ้น

สรุปข่าวประจำเดือน

มีนาคม 2553

- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และคุณหญิงกัลยา โสภณพนิช รัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ร่วมเป็นสักขีพยาน ระหว่าง สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ ลงนามความร่วมมือการพัฒนาและส่งเสริมนวัตกรรมด้านพลังงานทดแทนไทย เพื่อขยายเทคโนโลยีใหม่ด้านแก๊สซิฟิเคชันในการผลิตความร้อนทดแทนก๊าซ LPG และระบบผลิตไฟฟ้าสู่อากาศเอทชน



- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน กล่าวในงานสัมมนา Fuel Options for Electricity Generation ซึ่งจัดโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ว่า ความต้องการใช้พลังงานขยายตัวตามภาวะเศรษฐกิจและจำนวนประชากรโลก ผลที่ตามมาคือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้น ซึ่งการวางแผนจัดหาพลังงานรองรับความต้องการของประชาชนและการขยายตัวของภาวะเศรษฐกิจ ถือเป็นภารกิจที่สำคัญของกระทรวงพลังงานให้แก่ประเทศ การจะทำให้แผนงานประสบผลสำเร็จตามเป้าหมายจำเป็นต้องให้ความรู้ความเข้าใจแก่ประชาชนควบคู่กัน



- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน กล่าวว่า กระทรวงพลังงาน และกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ได้ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือพัฒนาพืชพลังงานทดแทนให้เป็นรูปธรรมมากขึ้น ทั้งการพัฒนาศูนย์กลางด้านพลังงานทดแทน สนับสนุนข้อมูล ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนในรูปแบบต่าง ๆ

- นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยภายหลังเป็นประธานเปิดงานสัมมนาวิชาการนานาชาติ Solar Business Bangkok 2010 ว่า

แผนพลังงานทดแทน 15 ปี กระทรวงพลังงานตั้งเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเป็น 20% ของความต้องการพลังงานขั้นต้น ภายในปี 2565 และหากบรรลุเป้าหมายนั้นจะสามารถช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศ โดยการลดการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ไม่ต่ำกว่า 460,000 ล้านบาทต่อปี อีกทั้งยังลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ไม่น้อยกว่า 42 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ในแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ยังได้ตั้งเป้าหมายในการพัฒนาอุตสาหกรรมการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ พัฒนาบุคลากรให้มีความเชี่ยวชาญ เพื่อส่งเสริมตลาดพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อีกด้วย

- นายณกรณ์ ลิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน เปิดเผยภายหลังเป็นประธานสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) ว่า จะสามารถสรุปรายละเอียดของแผนทั้งหมดเพื่อเสนอให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในวันที่ 12 มีนาคมนี้ โดยใน PDP 20 ปีข้างหน้า ประเทศไทยจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ รวม 54,500 เมกะวัตต์

- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เปิดเผยว่า เพื่อเป็นการเผยแพร่ผลงานรวมถึงความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีของระบบก๊าซชีวภาพในปัจจุบันที่มีศักยภาพ และเหมาะสมกับอุตสาหกรรมแต่ละประเภท สนพ.จึงได้จัดสัมมนาเชิงวิชาการ “โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2552 (ปีที่ 2)” ซึ่งเป็นการสร้างความเชื่อมั่นให้แก่กลุ่มผู้ประกอบการอุตสาหกรรมให้ได้รับข้อมูลที่ถูกต้อง





สัมมนาวิชาการนานาชาติ “Solar Business Bangkok 2010”

นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานเปิดงานสัมมนาวิชาการนานาชาติ “Solar Business Bangkok 2010” ณ ศูนย์ประชุมแห่งชาติสิริกิติ์ โดยงานสัมมนาดังกล่าวเปิดโอกาสให้ผู้เชี่ยวชาญทั้งในประเทศและต่างประเทศกว่า 20 ท่าน มาร่วมกันถ่ายทอดประสบการณ์ทั้งทางด้านเทคนิค การเงิน การลงทุนผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) และยังเป็นเวทีให้นักลงทุนได้พบปะกับเจ้าของเทคโนโลยี

ได้แลกเปลี่ยนประสบการณ์ และร่วมกันพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ของไทยให้แพร่หลายขึ้น อีกทั้งยังช่วยกระตุ้นเศรษฐกิจและบรรเทาปัญหาโลกร้อนด้วย โดยมีผู้บริหารระดับสูงกระทรวงพลังงาน อาทิ นายณอคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นายไกรฤทธิ นิลคูหา อธิบดีกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เข้าร่วมงานด้วย

เยี่ยมชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์ม จังหวัดกระบี่

นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมด้วย เจ้าหน้าที่กระทรวงพลังงานและสื่อมวลชน เยี่ยมชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) เครื่องแรกของประเทศไทย ซึ่งเป็นการพัฒนาร่วมกันระหว่างศูนย์วิจัยชีวมวล มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และบริษัท เกษตรสิทธิ์ จำกัด จังหวัดกระบี่ จากการสนับสนุนของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งใช้เชื้อเพลิงแท่งตะเกียบที่ทำจากเศษทะลายปาล์ม กะลาปาล์ม เป็นแหล่งกำเนิดความร้อน ไม่ก่อให้เกิดน้ำเสียจากกระบวนการผลิต เมื่อเร็ว ๆ นี้



MOU พลังงานทดแทน

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (คนที่ 1 จากซ้าย) และนายศุภชัย หล่อโลหการ ผู้อำนวยการสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (คนที่ 1 จากขวา) ลงนามบันทึกข้อตกลงร่วมมือการพัฒนาและส่งเสริมนวัตกรรมด้านพลังงานทดแทนของไทย เพื่อขยายเทคโนโลยีใหม่ด้านแก๊สชีวภาพในการผลิตความร้อนทดแทนแก๊ส LPG และระบบผลิตไฟฟ้าสู่ภาคเอกชน โดยภายในงานได้รับเกียรติจากนายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และคุณหญิงกัลยา โสภณพนิช รัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ร่วมเป็นสักขีพยานในพิธีลงนามครั้งนี้ด้วย



ด้านเทคโนโลยีชีวภาพแก่ผู้ประกอบการกลุ่มอุตสาหกรรม และคาดว่าจะในปี 2553 จะมีผู้ประกอบการโรงงานอุตสาหกรรมทั่วประเทศเข้าร่วมโครงการฯ 74 แห่ง ผลิตแก๊สชีวภาพได้ 141 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ไม่น้อยกว่า 1,109 ล้านบาทต่อปี

ก๊าซชีวภาพ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ร่วมกับ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จัดงานสัมมนาเชิงวิชาการ “โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีชีวภาพ สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2552 (ปีที่ 2)” ภายใต้การสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยมีนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (คนที่ 2 จากขวา) เป็นประธานกล่าวเปิดงาน

พร้อมกันนี้ยังมีผู้เชี่ยวชาญร่วมให้ความรู้



ก๊าซชีวภาพ-ชีหุ

นายสิทธิโชติ วันทวิน ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) นำเจ้าหน้าที่ สนพ. เยี่ยมชมระบบการผลิตก๊าซชีวภาพแบบ H-UASB และชมโรงเรือนเลี้ยงสุกร ณ เอส พี เอ็ม ฟาร์ม จังหวัดราชบุรี โดยมีคุณสมชาย นิติกาญจนา เจ้าของ เอส พี เอ็ม ฟาร์ม ให้การต้อนรับ ทั้งนี้ระบบดังกล่าวสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 547,500 ลูกบาศก์เมตรต่อปี คิดเป็นมูลค่าทดแทนพลังงานไฟฟ้า 2.19 ล้านบาทต่อปี

มอบทุนการศึกษา

นายสิทธิโชติ วันทวิน ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (แถวยืนคนที่ 8 จากขวา) และนายเสมอใจ สุขสุเมธ ผู้อำนวยการสำนักไฟฟ้า (แถวยืนคนที่ 6 จากขวา) สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน นำคณะเจ้าหน้าที่ สนพ. มอบสื่ออนุรักษ์พลังงานและทุนการศึกษาให้แก่นักเรียนที่เรียนดี ประพฤติดี และสร้างชื่อเสียงให้แก่โรงเรียนบ้านเกาะกลาง จังหวัดกระบี่ พร้อมกันนี้ยังได้บริจาคสิ่งของเครื่องใช้ อาทิ คอมพิวเตอร์ อุปกรณ์เครื่องเขียน อุปกรณ์กีฬา เกมประหยัดพลังงานให้แก่ห้อง ๆ เพื่อปลูกฝังความคิดด้านการอนุรักษ์พลังงานให้แก่เยาวชน โดยมีนายจรัล ตันหนู ผู้อำนวยการโรงเรียนฯ ให้การต้อนรับ



“เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะทำให้ปริมาณการใช้ก๊าซในภาพรวมเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งก๊าซที่นำเข้ามาจะมีราคาแพงกว่าราคาก๊าซที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน ผลที่ตามมาคือค่าไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย”

นายณอคุณ สิทธิพงศ์
รองปลัดกระทรวงพลังงาน



แผน PDP 2010

ความหวังโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไทยเป็นไปได้อย่างไร ?

.....

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (Power Development Plan : PDP 2010) ยังคงเป็นประเด็นที่ทุกภาคส่วนในสังคมไทยให้ความสนใจ เพราะแผน PDP ฉบับนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งต่ออนาคตความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ และโดยเฉพาะอย่างยิ่งประเด็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทยจะมีความเป็นไปได้มากน้อยเพียงใด วารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้ขอแนะนำผู้อ่านไปติดตามความคืบหน้าแผน PDP 2010 รวมถึงการดำเนินการเตรียมความพร้อมโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ผ่านทัศนะของ **นายณอคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน** ใน**ฐานะประธานคณะกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย** ซึ่งข้อมูลต่อไปนี้ที่น่าสนใจติดตามเป็นอย่างยิ่ง

.....

นายณอคุณ สิทธิพงศ์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน ในฐานะประธานคณะกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เปิดเผยว่า คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) แล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 อย่างไรก็ตาม ที่ประชุมฯ เห็นควรให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 ในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ไปศึกษาทบทวนอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น และให้นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

ทั้งนี้แผน PDP 2010 ถือเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว 20 ปี และถือเป็น Green PDP ฉบับแรกของประเทศไทย เนื่องจากคำนึงถึงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าและเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประเทศ โดยแนวทางการดำเนินการที่สำคัญคือ

• การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลาย

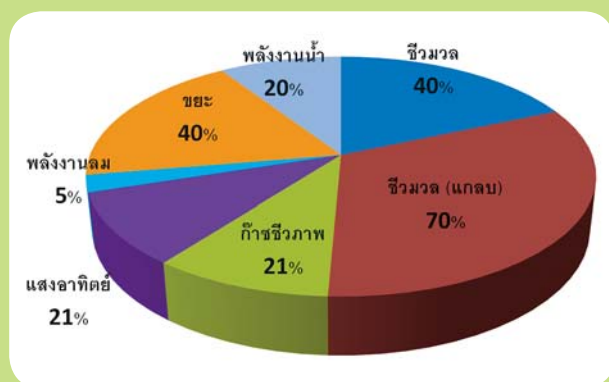
หรือการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ โดยภายในปี 2573 ประเทศไทยต้องจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ แสงอาทิตย์ ชยะ พลังงานลม พลังน้ำ) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ดังนั้น กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนปี 2553-2573 ในแผน PDP 2010 จะเท่ากับ 4,617 เมกะวัตต์



• การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

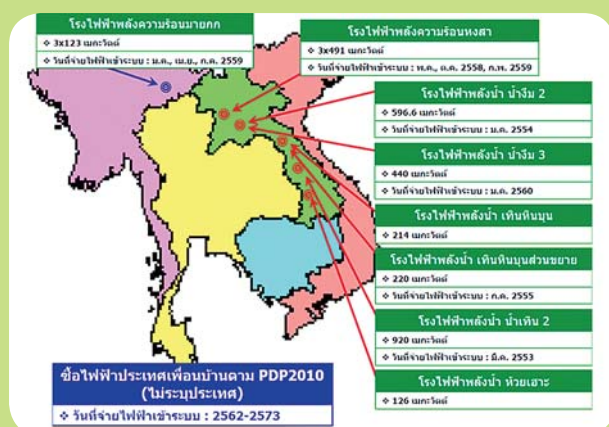
โดยในแผนกำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (2 ประเทศ) ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังผลิตทั้งหมด ส่วนใหญ่เป็นพลังงาน เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ภาพที่ 1 แผนภูมิแสดงกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้



ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ภาพที่ 2 การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ตามแผน PDP 2010



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ตารางแสดงเงินลงทุนกิจการไฟฟ้า ช่วงปี 2553-2573 (PDP 2010 : GDP กรณีฐาน)

หน่วย : ล้านบาท

ปี	ระบบผลิตไฟฟ้า	ระบบส่งไฟฟ้า	รวมทั้งสิ้น
2553	92,396	12,823	105,219
2554	131,722	13,707	145,429
2555	142,384	29,244	171,629
2556	138,978	33,928	172,907
2557	156,376	28,378	184,754
2558	147,247	31,285	178,533
2559	142,209	30,009	172,217
2560	151,418	29,168	180,586
2561	180,638	42,269	222,907
2562	193,593	38,893	232,486
2563	228,987	38,297	267,284
รวม (ปี 2553-2563)	1,705,948	328,002	2,033,950
2564	248,922	48,837	297,759
2565	231,080	47,973	279,054
2566	218,786	40,391	259,177
2567	218,602	41,582	260,184
2568	233,396	40,608	274,004
2569	211,225	45,250	256,475
2570	208,401	51,650	260,051
2571	166,372	30,418	196,790
2572	83,144	36,518	119,662
2573	16,941	44,153	61,094
รวม (ปี 2564-2573)	1,836,870	427,380	2,264,250
รวม (ปี 2553-2573)	3,542,819	755,382	4,298,200

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

• **การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์**

ในแผนกำหนดให้มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จำนวน 5 โรง โดยมีสัดส่วนกำลังผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไม่เกิน 10% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ เนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นโรงไฟฟ้าฐานทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำ และไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งใช้เป็นตัวแปรในการลดก๊าซเรือนกระจกได้ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จำนวนมากในแผนเบื้องต้นต้องใช้งบประมาณลงทุนสูง ไม่สามารถดำเนินการอย่างต่อเนื่องได้ จึงปรับให้มีการเว้นระยะการพัฒนาเป็นช่วง ๆ เพื่อลดภาระการลงทุนและปรับแผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้าอย่างเหมาะสม



• **การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน** โดยพิจารณา

การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเท่าที่จำเป็น และต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) เพื่อลดมลพิษและปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการเผาไหม้

- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Cogeneration โดยดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm และ Cogeneration ขนาดเล็กที่ไม่ใช่ประเภท Firm

- พิจารณาผลประหยัดไฟฟ้าจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) โดยนำเข้าเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าโครงการ T5 ซึ่งเป็นนวัตกรรมใหม่ดำเนินการในปี 2553-2558 และเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าที่มีการประมาณการในระยะยาวไปหักออกจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนนำไปหาค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพื่อมาจัดทำแผน PDP 2010



- ปรับลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างเป็นรูปธรรม แผน PDP 2010 ได้กำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าในปี 2563 ให้อยู่ในระดับ 0.387 kg CO_2 /kWh และหลังจากนั้นจะควบคุมอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่ให้สูงขึ้น โดยควบคุมปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เป็นไปตามเป้าหมาย และพิจารณาปรับสัดส่วนโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ดังนั้น กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2553-2573 ตามแผน PDP 2010 จะเพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,005 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

โดยจำนวนโรงไฟฟ้าใหม่ตั้งแต่ปี 2553-2573 ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ดังนี้

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 1,000 MW	5,000 (5 โรง)
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	15,870 (20 โรง)
โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด	10,000 (13 โรง)
SPP Co Gen	6,844
พลังงานหมุนเวียน (VSPP, กฟผ.)	5,242
ซื้อต่างประเทศ	11,669

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)



โรงไฟฟ้านิวเคลียร์เกิดขึ้นได้ขึ้นอยู่กับ การตัดสินใจของรัฐบาล

เมื่อพิจารณาจากแผน PDP 2010 รองปลัดกระทรวงพลังงานกล่าวว่า ในแผนนี้กำหนดให้มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาด 1,000 เมกะวัตต์ จำนวน 5 โรง โดยโรงแรกจะเข้าสู่ระบบในปี 2563 โรงที่ 2 เข้าสู่ระบบในปี 2564 รวมกำลังผลิต 2,000 เมกะวัตต์ ซึ่งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะเกิดขึ้นได้หรือไม่ขึ้นอยู่กับ การตัดสินใจของรัฐบาล ส่วนในกรณีที่หากมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไม่ทันตามแผน หรือไม่มี การสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ กระทรวงพลังงานได้มีการหารือกับ กฟผ.ว่า จะมีการสร้างโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ยูนิต 4 ขนาด กำลัง 800 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ยูนิต 2 ขนาดกำลัง 400 เมกะวัตต์ เข้ามาแทน เพื่อให้ปริมาณสำรองไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ของประชาชน และอาจต้องพิจารณานำเข้าก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG เพื่อนำมาใช้ใน การผลิตไฟฟ้า เนื่องจากปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ไทยผลิตได้มีไม่เพียงพอ เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติจะทำให้ ปริมาณการใช้ก๊าซในภาพรวมเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งก๊าซที่นำเข้ามา จะมีราคาแพงกว่าราคาก๊าซที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน ผลที่ตามมา คือค่าไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย ส่วนจะขึ้นไปมากน้อยแค่ไหนต้องรอผลการศึกษาจาก สกพ.อีกครั้ง



อย่างไรก็ดี รองปลัดกระทรวงพลังงานกล่าวเพิ่มเติมว่า การเตรียมความพร้อมเรื่องการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ส่วนใหญ่ยังอยู่ในขั้นตอนการศึกษาความเป็นไปได้ ทั้ง การศึกษาหาสถานที่ก่อสร้างที่เหมาะสม การสร้างการยอมรับ ให้แก่ประชาชน เป็นต้น ซึ่งผลการศึกษาน่าจะได้ข้อสรุป ในเร็ว ๆ นี้

แต่หากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไม่สามารถเกิดขึ้นได้จำเป็นต้องมีการปรับแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ โดยเพิ่มกำลัง การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน พลังงานหมุนเวียน และก๊าซ ธรรมชาติเพิ่มขึ้น เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการ ใช้ไฟฟ้า และแน่นอนว่าประชาชนต้องเตรียมตัวรับมือกับ ค่าไฟฟ้าที่ต้องสูงขึ้นอย่างไม่อาจหลีกเลี่ยง ●

เอกสารอ้างอิง : สรุปสาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) สำนักงานนโยบายและ แผนพลังงาน www.eppo.go.th

พลังงานลม

อีกก้าวของพลังงานทดแทน

เมื่อลองมองย้อนกลับมาถึงพลังงานของประเทศไทย ได้ริเริ่มให้มีการนำพลังงานทดแทนมาใช้ภายในประเทศเป็นระยะเวลานานแล้ว และค่อย ๆ มีการพัฒนาและส่งเสริมอย่างต่อเนื่อง จนในปัจจุบันพลังงานทดแทนที่เข้ามามีบทบาทและเห็นเป็นรูปเป็นร่างมากขึ้นคือ เรื่องของ “พลังงานลม” แต่การนำพลังงานลมมาใช้นั้นก็มีเงื่อนไขทางด้านกายภาพที่สำคัญ สำหรับการใช้พลังงานลมมีปัจจัยหลัก ๆ ดังนี้

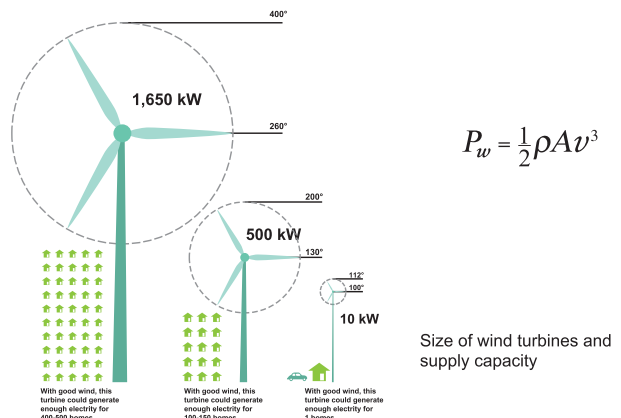
1. กระแสลมที่นำมาใช้ต้องมีความเร็วลมสูง ประมาณ 8 เมตรต่อวินาที
2. กระแสลมไม่แปรปรวน หรือมีการเปลี่ยนแปลงบ่อย ๆ
3. กระแสลมต่อเนื่อง มีอัตราความเร็วที่เพียงพอ



ภาพที่ 1 ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทย

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

การนำพลังงานลมมาใช้นั้นในแถบยุโรปมีการพัฒนาและนำมาใช้งานจริงมานานแล้ว เพราะว่าเป็นพลังงานที่มีต้นทุนต่ำมากเมื่อเทียบกับพลังงานประเภทอื่น แต่ในประเทศไทยเอง การติดตั้งอุปกรณ์อย่างกังหันลมต้องนำเข้าอุปกรณ์ต่าง ๆ จากต่างประเทศ ทำให้ยังคงมีต้นทุนสูง แต่ถ้ามีการสำรวจและพัฒนาให้ดีขึ้นแล้ว การจะลดต้นทุนได้นั้นก็ไม่ใช่ว่าเรื่องยากมากสำหรับประเทศไทยที่ผ่านมาทั้งในส่วนของการภาครัฐและภาคเอกชนได้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องในเรื่องของกังหันลม เพื่อนำพลังงานลมมาให้เกิดประโยชน์สูงสุด



ภาพที่ 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

การพัฒนากังหันลมในประเทศไทย

ในการพัฒนาพลังงานลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าให้ได้ศักยภาพสูงสุดนั้น ก่อนอื่นต้องมีการสำรวจหาตำแหน่งของพลังงานด้วยว่า ณ จุดใดที่มีศักยภาพของลมเพียงพอต่อการนำมาใช้ เพราะเมื่อทราบถึงศักยภาพและตำแหน่งลมที่เหมาะสมแล้ว ก็จะนำไปสู่การพัฒนากังหันลมที่มีความเหมาะสมกับกระแสลมในพื้นที่นั้น ๆ ซึ่งที่ผ่านมาได้เริ่มมีการติดตั้งและทดลองใช้กังหันลมในพื้นที่ต่าง ๆ มาอย่างต่อเนื่อง ได้แก่

- เมื่อ พ.ศ. 2539 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ทำการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 10 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุด เพื่อผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานกับระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ในการจัดเก็บไฟฟ้าลงในแบตเตอรี่ เพื่อเชื่อมต่อจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง ที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต เพื่อศึกษาทดลองการใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้า



ภาพที่ 3 กังหันลม สถานีพลังงานลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต

- มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 2.5 กิโลวัตต์ และขนาด 10 กิโลวัตต์ เพื่อผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานกับระบบผลิตไฟฟ้าโซลาร์เซลล์และระบบดีเซลที่อุทยานแห่งชาติภูกระดึง จังหวัดเลย และอุทยานแห่งชาติตะรุเตา จังหวัดสตูล

- บริษัท Recycle Engineering จำกัด ติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 150 กิโลวัตต์ จำนวน 1 ชุด ที่อำเภอเกาะจันทร์ จังหวัดชลบุรี เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองภายในอาคาร

- ปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ติดตั้งกังหันลมขนาดกำลังการผลิต 1.25 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด บริเวณท่าพักน้ำตอนบนโรงไฟฟ้าลำตะคองชลภาวัฒนา อำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมา และเชื่อมโยงเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2552 และมีแผนจะติดตั้งเพิ่มเติม ขนาด 1.50 เมกะวัตต์ จำนวน 12 ชุด รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น 18 เมกะวัตต์ แผนจะแล้วเสร็จประมาณสิ้นปี 2554



ภาพที่ 4 กังหันลมผลิตไฟฟ้า เขื่อนลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เริ่มดำเนินโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ขนาด 250 กิโลวัตต์ 1 ชุด และ 1.5 เมกะวัตต์ 1 ชุด ที่อำเภอหัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นกังหันลมชนิดที่มีเกียร์ โดยวางแผนพัฒนาไปสู่ระบบทุ่งกังหันลม หรือ Wind Farm ในอนาคต

จากการติดตั้งกังหันลมขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ดังกล่าว จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ปีละ 1.8 ล้านหน่วย คิดเป็นค่าไฟฟ้าประมาณปีละ 10 ล้านบาทต่อปี ทั้งยังช่วยลดการนำเข้าพลังงานได้ปีละ 0.155 Ktoe และสำหรับกังหันลมขนาด 250 กิโลวัตต์ จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ปีละ 0.3 ล้านหน่วย คิดเป็นค่าไฟฟ้าประมาณปีละ 2 ล้านบาท ช่วยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศได้ประมาณ 0.028 Ktoe

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เริ่มดำเนินโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ขนาด 1.5 เมกะวัตต์ 1 ชุด ที่อำเภอสังขละ จังหวัดสงขลา



ปัญหาและอุปสรรคการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมลักษณะ Wind Farm ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมส่วนใหญ่อยู่ในเขตพื้นที่อนุรักษ์ทำให้มีอุปสรรคในการขออนุญาตเข้าใช้พื้นที่และปัญหาอัตราค่าเช่าพื้นที่เป็นการเฉพาะสำหรับโครงการพัฒนาพลังงานลม และการกำหนดกระบวนการดำเนินการและระยะเวลาการให้อนุญาตยังขาดความชัดเจนสำหรับโครงการพัฒนาพลังงานลม รวมทั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาดเล็ก ต้นทุนการผลิตยังสูง การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมจำเป็นต้องพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ประกอบกับการขาดแคลนบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญ ซึ่งคาดว่าจะในอนาคตปัญหาและอุปสรรคเหล่านี้จะลดลงเรื่อย ๆ จนสามารถดึงเอาศักยภาพของพลังงานลมมาใช้ได้เต็มที่มากขึ้นในการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ

จากการกำหนดเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ด้านพลังงานทดแทนเอาไว้ว่า จะดำเนินการติดตั้งและผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมให้ได้ไม่ต่ำกว่า 100 เมกะวัตต์ ใน พ.ศ. 2554 ก็เป็นจุดมุ่งหมายอีกก้าวหนึ่งของความสำเร็จในการดำเนินการด้านพลังงานลมที่มีศักยภาพมากขึ้น นอกจากนี้กระทรวงพลังงานยังมีเป้าหมายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมให้ได้ 800 เมกะวัตต์ ภายใน พ.ศ. 2565 โดยกระทรวงพลังงานจะพิจารณาความเป็นไปได้ของโครงการที่ภาครัฐหรือภาคเอกชนอาจจะมีการขออนุญาตใช้ สปก. ในการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลดีต่อการเดินหน้าพลังงานทดแทนอื่น ๆ ในอนาคต ความคาดหวังของการพัฒนาพลังงานทดแทนให้กลายมาเป็นพลังงานหลักของประเทศเพื่อลดการนำเข้ายังคงเป็นสิ่งที่ทุกภาคส่วนต้องการและอยากให้เป็นไปได้ เพื่อความยั่งยืนทางด้านพลังงานของประเทศไทย

เห็นได้ว่าการพัฒนา ติดตั้ง และใช้งานพลังงานลมมาอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในพื้นที่ราบชายฝั่งทะเลแถบอ่าวไทย เริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราชไปจนถึงจังหวัดสงขลา รวมระยะทางประมาณ 140 กิโลเมตร โดยมีความเร็วลมอยู่ที่ 5 เมตรต่อวินาที และที่ระดับความสูง 50 เมตร ความเร็วลมเพิ่มขึ้นเป็น 6.4 เมตรต่อวินาที ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับจุดคุ้มทุนแล้วอยู่ที่ 4-7 เมตรต่อวินาที วัดศักยภาพแล้วประเทศไทยสามารถมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ 1,600 เมกะวัตต์ แต่ปัจจุบันมีการดำเนินการติดตั้งและผลิตกระแสไฟฟ้าได้อยู่ที่ 5.2 เมกะวัตต์ เท่านั้น

การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

รัฐบาลได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อเกินกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ โดยสถานภาพ ณ เดือนมีนาคม 2553 มีผู้ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 16 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 1,220 เมกะวัตต์

และสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ให้ยื่นข้อเสนอขายกับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยกำหนดปริมาณไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยสถานภาพ ณ วันที่ 24 มีนาคม 2553 มีผู้ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้ากับ กฟภ. จำนวน 28 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 128.5 เมกะวัตต์

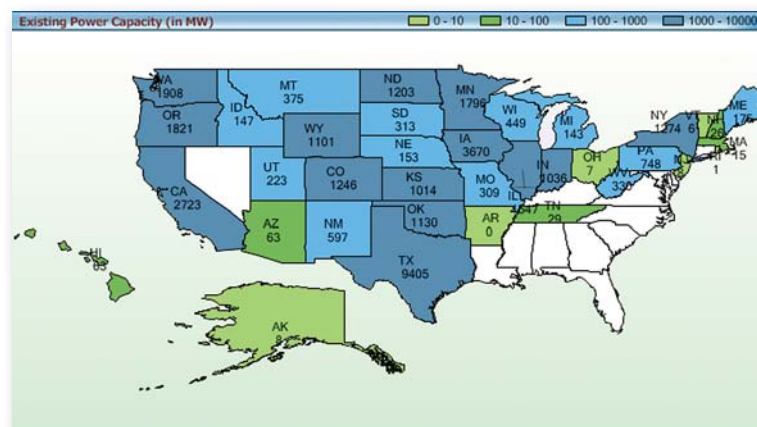
ความก้าวหน้าของพลังงานลมในต่างประเทศ

พลังงานลมได้กลายมาเป็นพลังงานทดแทนที่หลายประเทศให้ความสนใจพัฒนาจนเป็นพลังงานหลักของประเทศ เนื่องจากเป็นพลังงานสะอาดและไม่มีวันหมดไป ต้นทุนด้านพลังงานถูกแต่ประสิทธิภาพสูง เพียงมีพื้นที่ที่เหมาะสมและศักยภาพของกำลังแรงลมที่มีประสิทธิภาพก็สามารถดึงเอาพลังงานลมมาใช้ได้อย่างเต็มกำลังช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประเทศนั้นได้เป็นอย่างดี

อย่างไรก็ดี แม้มีพลังงานลมแล้วก็เชื่อว่าจะสามารถดึงเอาประสิทธิภาพของพลังงานลมมาใช้ให้เกิดประสิทธิผลสูงสุดได้ เพราะต้องมีการพัฒนาในส่วนของกังหันลมไปพร้อม ๆ กันด้วย ซึ่งเราจะเห็นได้ว่าในต่างประเทศนั้นมีลักษณะของกังหันลมที่หลากหลาย และมีการนำพลังงานลมมาใช้มากจนกระทั่งกลายเป็น Wind Farm การที่ได้ศึกษาหรือดูตัวอย่างจากประเทศที่ประสบความสำเร็จในการใช้พลังงานลมหรือกำลังพัฒนาและหันมาใช้พลังงานลมเหมือนกับประเทศไทยแล้วจะทำให้เราสามารถนำมาเป็นแนวทางต่อยอดพัฒนาให้เกิดเทคโนโลยีในการใช้พลังงานในประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเหมาะสมกับศักยภาพด้านพลังงานลมของประเทศไทย

แผนการพัฒนายพลังงานลมในสหรัฐอเมริกา

ประเทศสหรัฐอเมริกาได้มีการวางแผนการนำพลังงานลมมาใช้ทั่วประเทศในแต่ละรัฐเอาไว้ ดังนี้



ภาพที่ 5 แผนผังปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมของประเทศสหรัฐอเมริกา

เห็นได้ชัดจนกว่ามีการกำหนดเอาไว้เป็นแผนการดำเนินการด้านพลังงานลมที่ชัดเจนในแต่ละรัฐทั่วประเทศ และยังมีเป้าหมายหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วยสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้เพื่อช่วยดึงพลังงานลมมาใช้ให้ได้อย่างเต็มศักยภาพนั้น เป็นเรื่องของการพัฒนาให้กังหันลมสามารถใช้ได้กับกำลังแรงลมหลากหลายขนาด เพื่อให้ติดตั้งได้ในหลากหลายพื้นที่ และเริ่มมีการใช้กังหันลมในรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งเหมาะสมกับการติดตั้งกลางทะเลหรือมหาสมุทรที่มีกำลังแรงลมสูงมาก

ในปัจจุบันประเทศสหรัฐอเมริกามีการติดตั้งกังหันลมและนำพลังงานมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าแล้ว 34 รัฐ จาก 50 รัฐ โดยจากปริมาณการผลิตทั้งประเทศ รัฐเท็กซัสเป็นรัฐที่สามารถนำพลังงานลมมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด คือ 9,405 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังมีทุ่งกังหันเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้ากระจายอยู่ถึง 8 แห่งใน 3 รัฐด้วย คือ เท็กซัส แคลิฟอร์เนีย และอินเดียนา ซึ่งประเทศสหรัฐอเมริกามีแผนจะขยายการติดตั้งกังหันลมให้ได้ทุกรัฐทั่วประเทศ เพื่อเป็นการนำพลังงานสะอาดเข้ามาใช้ ลดการใช้พลังงานสิ้นเปลืองอย่างพลังงานฟอสซิลลง

แผนการพัฒนาพลังงานลมในประเทศแถบยุโรป



ภาพที่ 6 ทูกังหันลมในประเทศเดนมาร์ก (Middelgrunden)

ในประเทศแถบยุโรปอย่างประเทศเดนมาร์ก ประเทศเยอรมนี และประเทศสวีเดน นับว่าเป็นประเทศที่มีการพัฒนานำพลังงานลมมาใช้ได้เด่นชัดมาก เพราะถ้าใครมีโอกาสเดินทางไปประเทศเหล่านี้ โดยเฉพาะประเทศเดนมาร์กซึ่งเป็นประเทศอนุรักษ์พลังงานสะอาดอย่างมากและมีการติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ภายในประเทศจำนวนมากเช่นกัน เนื่องจากสภาพภูมิประเทศที่อยู่ติดชายฝั่งทะเลทำให้เอื้ออำนวยต่อการนำพลังงานลมมาใช้ได้อย่างเต็มที่ ซึ่งจะสามารถมองเห็นกังหันลมสีขาวหมุนปั่นพลังงานอยู่ ชาวสะอาดสวยงามทั้งภาพที่มองเห็นและพลังงานที่ได้เลยทีเดียว

โดยในแถบยุโรปนั้นยังมีการตั้งเป้าเอาไว้ว่า ใน พ.ศ. 2553 จะต้องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ถึง 60,000 เมกะวัตต์ และจะต้องมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ 30% ต่อปี ซึ่งมีประเทศเยอรมนีที่มีอัตราการผลิตนำโด่งมาเป็นอันดับ 1 คือ 8,755 เมกะวัตต์ รองลงมาคือประเทศสเปน 3,300 เมกะวัตต์ และอีกประเทศคือประเทศเดนมาร์ก อยู่ที่ 2,400 เมกะวัตต์

แผนการพัฒนาพลังงานลมในเวียดนาม



ภาพที่ 7 กังหันลมขนาด 150 เมกะวัตต์

นอกจากประเทศไทยที่ได้มีการพัฒนาเรื่องของพลังงานลมอย่างต่อเนื่องแล้ว ประเทศเพื่อนบ้านของเราอย่างประเทศเวียดนามก็เริ่มมีโครงการพัฒนาการนำพลังงานลมมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในประเทศเช่นกัน และด้วยพื้นที่ของประเทศเวียดนามแถบชายฝั่งทะเลจากเหนือจดใต้ซึ่งมีความยาวกว่า 3,000 กิโลเมตร และมีกำลังความเร็วสูง รวมถึงเขตพื้นที่ราบแถบแม่น้ำโขง คาดว่าจะมีการสร้างกังหันลมขนาด 6 เมกะวัตต์ จนถึงขนาด 150 เมกะวัตต์ ในอนาคต โดยปัจจุบันเริ่มมีการทดลองติดตั้งกังหันลมและปั่นไฟแล้วที่จังหวัดนันทนบุรีบริเวณทางภาคใต้ตอนบนของประเทศเวียดนาม ●

แหล่งข้อมูลอ้างอิง

1. www.technologypreview.com
2. www.ewea.org
3. www.awea.org
4. www.wikipedia.com

สถานการณ์พลังงานไทยปี 2552

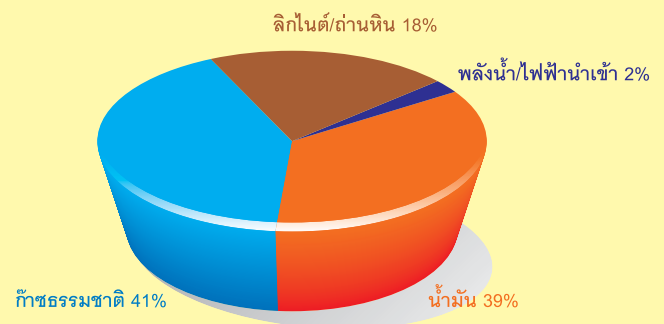
1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทยไตรมาสที่ 4/2552 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8 เป็นการขยายตัวครั้งแรกนับตั้งแต่หดตัวต่อเนื่องมาตั้งแต่ไตรมาสที่ 4/2551 โดยไตรมาสที่ 1 ไตรมาสที่ 2 และไตรมาสที่ 3 ลดลงร้อยละ 7.1, 4.9 และ 2.7 ตามลำดับ รวมทั้งปี 2552 ลดลงร้อยละ 2.3 แสดงให้เห็นว่า เศรษฐกิจไทยมีการปรับตัวดีขึ้นโดยเฉพาะการขยายตัวของอุตสาหกรรมการผลิตเพื่อการส่งออก ทำให้อัตราการใช้จ่ายการผลิตสูงขึ้นและอัตราการว่างงานลดลง ประกอบกับการใช้จ่ายครัวเรือน การลงทุนภาคเอกชน และการส่งออกปรับตัวดีขึ้น ซึ่งเป็นผลมาจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกที่ได้รับการกระตุ้นจากมาตรการทางเศรษฐกิจของประเทศต่าง ๆ รวมทั้งผลของมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของประเทศไทยระยะที่ 1 (SP1) ที่ช่วยสนับสนุนการฟื้นตัวของการบริโภคและการลงทุนภาคเอกชนในประเทศ ประกอบกับปัญหาการเมืองภายในประเทศเริ่มมีสัญญาณคลี่คลายลง ทำให้ความเชื่อมั่นของนักท่องเที่ยวต่างชาติที่จะเดินทางเข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทยปรับตัวดีขึ้น ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานภายในประเทศดังนี้

2. อุปสงค์พลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 1,662 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.8 โดยไตรมาสที่ 4 ปี 2552 มีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.0 ซึ่งมีแนวโน้มการใช้พลังงานมากขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ไตรมาสที่ 2 และไตรมาสที่ 3 ที่ลดลงร้อยละ 4.1 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 ของปี ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจไทยที่ปรับตัวดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 เนื่องจากราคาน้ำมันอยู่ในระดับต่ำกว่าปีที่ผ่านมา ทำให้ประชาชนยังคงใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นอยู่ การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 เนื่องจากมีการผลิตจากแหล่งเจดีเอไทย/มาเลเซียเพิ่มขึ้น และมีแหล่งอาทิตย์เหนือซึ่งเป็นแหล่งใหม่เริ่มผลิตตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2552 และการใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 เพื่อทดแทนการใช้ลิกไนต์ในประเทศที่ลดลงร้อยละ 3.4 เนื่องจากปริมาณการผลิตลิกไนต์ในประเทศเริ่มหมดลงและไม่มีการให้แหล่งสัมปทานใหม่เพิ่มเติม ส่วนการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าลดลงร้อยละ 1.1 จากภาวะการขาดแคลนน้ำเนื่องจากปริมาณน้ำในเขื่อนน้อย

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ปี 2552



สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นในปี 2552 ก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 41 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด รองลงมาเป็นน้ำมันมีสัดส่วนการใช้คิดเป็นร้อยละ 39 จากเดิมที่ประเทศไทยมีการใช้น้ำมันมากที่สุด โดยเริ่มมีการนำก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเข้ามาใช้เพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ทำให้ปัจจุบันมีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากกว่าการใช้น้ำมันแล้ว การใช้ลิกไนต์/ถ่านหินนำเข้าคิดเป็นร้อยละ 18 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด และที่เหลือร้อยละ 2 เป็นการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อน/ไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน

3. อุปทานพลังงาน

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 896 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.4 เนื่องจากการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 จากการผลิตของแหล่งน้ำมันดิบแหล่งใหม่หลายแห่ง ได้แก่ แหล่งบัวหลวง บานเย็น สงขลา ชบา ลันตา ราชพฤกษ์ และจามจุรี การผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.6 จากการผลิตของแหล่งอาทิตย์และแหล่งเจ็ทไอไทย/มาเลเซีย ที่เพิ่มขึ้น และการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 เนื่องจากปีนี้เป็นประสบปัญหาวิกฤตก๊าซธรรมชาติหลายครั้ง จากการที่พม่าหยุดส่งก๊าซและแหล่งก๊าซบงกชในอ่าวไทยเกิดปัญหา ทำให้ต้องแก้ไขด้วยการระบายน้ำจากเขื่อนเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในขณะที่การผลิตลิแกนด์ลดลงร้อยละ 2.0 เนื่องจากแหล่งสัมปทานภายในประเทศเริ่มทยอยหมดลง ประกอบกับไม่มีการให้สิทธิสัมปทานแก่เอกชนใหม่เพิ่มเติม

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 904 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 4.0 สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจไทยที่หดตัวลงในปีนี้ โดยการนำเข้าน้ำมันดิบสุทธิลดลงร้อยละ 0.4 การนำเข้าไฟฟ้าสุทธิจากลาวและมาเลเซียลดลงร้อยละ 11.5 และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติสุทธิลดลงร้อยละ 2.9 เนื่องจากแหล่งยาดานาหยุดซ่อมบำรุงแท่นผลิตในช่วงเดือนมกราคม 2552 และแหล่งเยตากุนหยุดการผลิตในช่วงเดือนกรกฎาคมและธันวาคม 2552 ในขณะที่การนำเข้าถ่านหินสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปสุทธิในปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.5

ประเทศไทยมีอัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ ในปี 2552 ลดลงอยู่ที่ระดับร้อยละ 54 ต่ำกว่าปีก่อนซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 58

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ⁽¹⁾

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2551	2552	เปลี่ยนแปลง %	
			2551	2552
การใช้ ⁽²⁾	1,618	1,663	0.9	2.8
การผลิต	850	896	7.1	5.4
การนำเข้า (สุทธิ)	942	904	-5.6	-4.0
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-46	-110	-	-
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	220	248	-5.2	12.5
การนำเข้า/การใช้ (%)	58	54	-	-

⁽¹⁾ พลังงานเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำ และถ่านหิน/ลิกไนต์

⁽²⁾ การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย NGL Condensate LPG และ Naptha ซึ่งเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

4. การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายและมูลค่าการนำเข้าพลังงาน

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 1,136 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.5 โดยการใช้้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 เนื่องจากเศรษฐกิจไทยเริ่มฟื้นตัวได้ตั้งแต่ไตรมาส 3 ของปีนี้ ประกอบกับเศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรมเริ่มปรับตัวดีขึ้นส่งผลให้การใช้้ำมันดีเซลเพื่อการขนส่งเพิ่มมากขึ้น และการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.1 จากการขยายตัวของอุตสาหกรรมในประเทศและการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์เพิ่มขึ้น การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.5 เนื่องจากทดแทนการใช้ลิกไนต์ที่ลดลงร้อยละ 3.6 จากการที่

แหล่งผลิตลิกไนต์ภายในประเทศเริ่มหมดลง และการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 หลังจากทีลดลงต่อเนื่องตั้งแต่ปลายปีที่ผ่านมา โดยเริ่มปรับตัวเพิ่มขึ้นตั้งแต่ไตรมาส 3 ของปีนี้ ตามภาวะเศรษฐกิจของประเทศที่เริ่มปรับตัวดีขึ้น

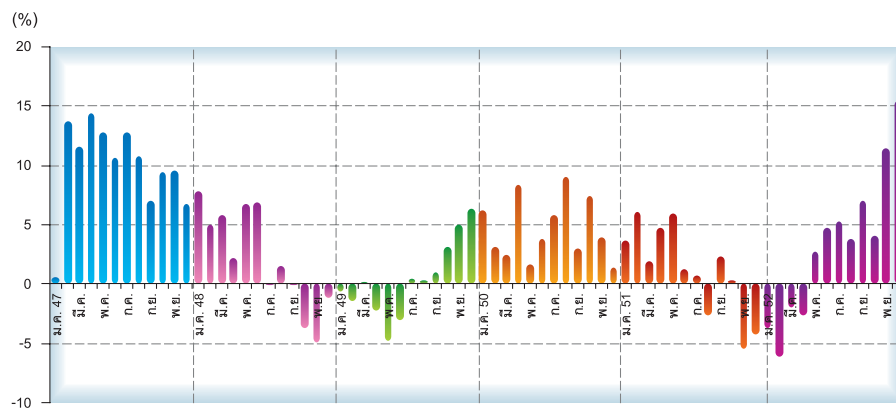
สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายในปี 2552 การใช้้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 56 ของการใช้พลังงานทั้งหมด รองลงมาเป็นไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 21 ลิกไนต์/ถ่านหินนำเข้าคิดเป็นร้อยละ 13 และ ก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 9

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2548	2549	2550	2551	2552
การใช้	1,047	1,040	1,088	1,098	1,136
น้ำมันสำเร็จรูป	654	638	652	629	640
ก๊าซธรรมชาติ	55	59	74	87	106
ถ่านหินนำเข้า	81	91	108	125	133
ลิกไนต์	43	29	21	20	20
ไฟฟ้า	214	223	233	236	237
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	2.4	-0.6	4.6	0.9	3.5
น้ำมันสำเร็จรูป	-1.2	-2.5	2.2	-3.5	1.8
ก๊าซธรรมชาติ	2.2	7.1	24.5	18.1	21.1
ถ่านหินนำเข้า	21.6	11.9	19.3	15.6	6.5
ลิกไนต์	12.0	-32.2	-28.9	-1.9	-3.6
ไฟฟ้า	5.9	4.5	4.5	1.3	0.3

อัตราการขยายตัวของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย (ม.ค. 2547-ธ.ค. 2552)



มูลค่าการนำเข้าพลังงาน ในปี 2552 มีมูลค่าการนำเข้าทั้งหมด 761 พันล้านบาท ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 34.5 เนื่องจากปริมาณนำเข้าน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 1.0 ประกอบกับราคาน้ำมันดิบในปีนี้อยู่ต่ำกว่าปีที่แล้วประมาณสองเท่าอยู่ที่ระดับ 61.90 เหรียญสหรัฐบาร์เรล

มูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 82 ของมูลค่าการนำเข้าพลังงานทั้งหมด อยู่ที่ระดับ

623 พันล้านบาท ลดลงร้อยละ 37.9 ก๊าซธรรมชาติมีมูลค่าการนำเข้าคิดเป็นสัดส่วนรองลงมาร้อยละ 11 อยู่ที่ระดับ 84 พันล้านบาท ลดลงร้อยละ 7.0 น้ำมันสำเร็จรูปมีมูลค่าการนำเข้า 13 พันล้านบาท ลดลงร้อยละ 51.1 และไฟฟ้านำเข้ามีมูลค่าการนำเข้า 4 พันล้านบาท ลดลงร้อยละ 20.2 ในขณะที่ถ่านหินนำเข้ามีมูลค่าการนำเข้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 อยู่ที่ระดับ 37 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3

มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : พันล้านบาท

ชนิด	2551	2552	2552	
			การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
น้ำมันดิบ	1,003	623	-37.9	82
น้ำมันสำเร็จรูป	27	13	-51.1	2
ก๊าซธรรมชาติ	91	84	-7.0	11
ถ่านหิน	36	37	1.3	5
ไฟฟ้า	5	4	-20.2	0.5
รวม	1,161	761	-34.5	100

5. น้ำมันดิบและคอนเดนเสท

การผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสท ในปี 2552 มีปริมาณ 238 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.7 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25 ของปริมาณความต้องการใช้ในโรงกลั่น

การผลิตน้ำมันดิบ ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 154 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.7 เนื่องจาก

ในปีนี้มีการผลิตจากแหล่งน้ำมันดิบแหล่งใหม่ ได้แก่ แหล่งชบาลันตา ราชพฤกษ์ และยูงทอง ของกลุ่มบริษัท Chevron

การผลิตคอนเดนเสท ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 84 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 1.4 เนื่องจากแหล่งไพลินและบงกชซึ่งมีกำลังการผลิตมากที่สุดมีการผลิตลดลง

การผลิตน้ำมันดิบ

หน่วย : บาร์เรล/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2551	2552	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
Big Oil Project*	Chevron Thailand E&P	35,559	33,766	22
เบญจมาศ	Chevron Offshore	44,960	29,067	19
สิริกิติ์	PTTEP	20,942	21,324	14
จัสมิน	Pearl Oil	18,292	13,637	9
บัวหลวง	SOGO Thailand	3,324	8,916	6
นาสนุ่น	Pan Orient Resources	8,222	8,346	5
บานเย็น	Pearl Oil	1,445	6,596	4
ทานตะวัน	Chevron Offshore	6,505	6,196	4
สงขลา	NU Coastal	287	5,063	3
บึงหญ้าและบึงม่วง	SINO US Petroleum	1,674	1,539	1
ฝาง	กรมการพลังงานทหาร	1,178	1,244	1
อื่น ๆ	PTTEP, Chevron Offshore, Chevron Thailand E&P, Chevron Pattanee, SINO US Petroleum, Pacific Tiger Energy	1,546	18,349	12
รวมในประเทศ		143,935	154,041	100

* BIG OIL PROJECT ของบริษัท ยูโนแคล (เดิม) ประกอบด้วย แหล่งปลาทอง ปลานมึก กะพง สุราษฎร์ และยะลา



การนำเข้าและส่งออก ในปี 2552 มีการนำเข้าน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 803 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 1.0 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 79 เป็นการนำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง จากกลุ่มประเทศตะวันออกไกลร้อยละ 11 และที่อื่น ๆ ร้อยละ 10

การส่งออกน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 40 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 12.8 โดยส่วนใหญ่ส่งออกไปที่ประเทศเกาหลี สหรัฐอเมริกา และสิงคโปร์ เนื่องจากน้ำมันดิบที่ผลิตได้ในประเทศมีสารโลหะหนักปนอยู่มาก ซึ่งไม่ตรงกับคุณสมบัติที่โรงกลั่นภายในประเทศต้องการ

การจัดหาและการใช้น้ำมันดิบ

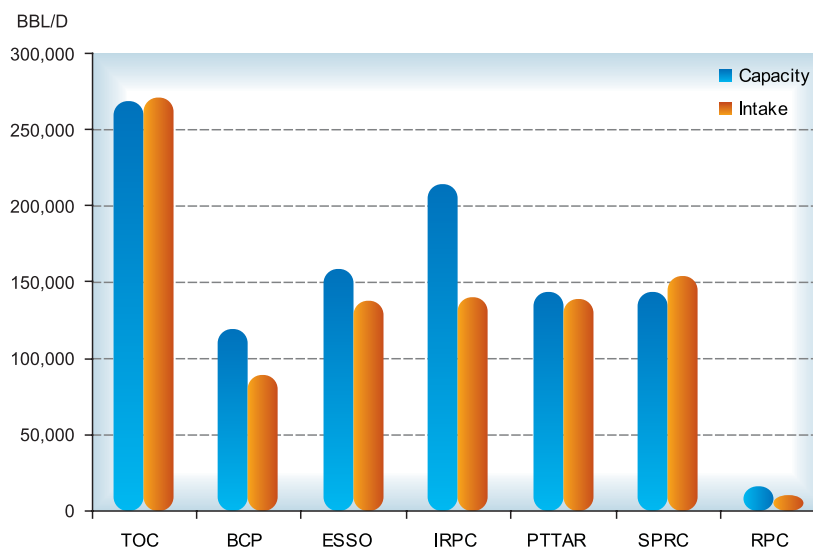
หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ปี	การจัดหา					การใช้	
	น้ำมันดิบ	คอนเดนเสท	รวม	นำเข้า	รวมทั้งสิ้น	ส่งออก	ใช้ในโรงกลั่น
2542	34	50	84	699	783	-	742
2543	58	52	110	673	783	30	750
2544	62	52	114	712	826	38	756
2545	76	54	129	729	858	46	828
2546	96	63	159	776	935	67	846
2547	86	68	154	870	1,024	57	928
2548	114	69	183	828	1,011	66	909
2549	129	75	204	829	1,034	65	925
2550	135	79	213	804	1,018	52	921
2551	144	85	229	812	1,040	46	928
2552	154	84	238	803	1,041	40	937
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)							
2548	32.8	1.6	19.3	-4.9	-1.2	16.1	-2.1
2549	13.2	8.3	11.4	0.2	2.2	-0.2	1.8
2550	4.4	4.8	4.5	-3.0	-1.5	-20.5	-0.5
2551	7.3	8.0	7.2	0.9	2.2	-11.9	0.8
2552	6.7	-1.4	3.7	-1.0	-0.2	-12.8	0.9

กำลังการกลั่นน้ำมันดิบ ในปี 2552 มีความสามารถในการกลั่นรวมทั้งสิ้น 1,072 พันบาร์เรลต่อวัน โดยไทยออยล์มีกำลังการกลั่น 270 พันบาร์เรลต่อวัน บางจากอยู่ที่ระดับ 120 พันบาร์เรลต่อวัน เอสโซ่ 160 พันบาร์เรลต่อวัน ไออาร์พีซี (ทีพีไอ) 215 พันบาร์เรลต่อวัน อะโรเมติกและการกลั่น (ระยองรีไฟเนอรี) และสตาร์ปิโตรเลียมฯ มีกำลังการกลั่นเท่ากันคือ 145 พันบาร์เรลต่อวัน และระยองเพอร์ซิฟเออร์มีกำลังการกลั่น 17 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่น ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 937 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 87 ของความสามารถในการกลั่นทั่วประเทศ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.2

การใช้กำลังการกลั่นของประเทศ ปี 2552



6. ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติ ในปี 2552 เป็นการผลิตภายในประเทศอยู่ที่ระดับ 2,990 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 7.3 ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 79 ของปริมาณการจัดหาทั้งหมด ที่เหลือเป็นการนำเข้าจากพม่า ร้อยละ 21 อยู่ที่ระดับ 803 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน รวมเป็นการจัดหาทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 3,793 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 เนื่องจากมีการผลิตจากแหล่งอาทิตย์ของ

ปตท.สผ. และแหล่งเจดีเอขององค์การร่วมไทย-มาเลเซียที่มีการนำเข้ามาใช้ในประเทศไทยมากขึ้น เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะนะของ กฟผ. จังหวัดสงขลา ตั้งแต่เดือนมกราคม 2551 และนำเข้ามาใช้เพิ่มขึ้นโดยขึ้นที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2551

การจัดหาก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

แหล่ง	ผู้ผลิต	2551	2552	
			ปริมาณ	สัดส่วน (%)
แหล่งผลิตภายในประเทศ		2,778	2,990	79
แหล่งอ่าวไทย		2,629	2,835	75
บงกช	PTTEP	604	540	14
เจดีเอ	องค์การร่วมฯ	126	441	12
ไพลิน	Chevron E&P	431	417	11
อาทิตย์	PTTEP	278	418	11
เอราวัณ	Chevron E&P	275	244	6
พูนานและจักรวาล	Chevron E&P	286	177	5
เบญจมาศ	Chevron Offshore	147	86	2
สตูล	Chevron E&P	101	64	2
ทานตะวัน	Chevron Offshore	31	34	1
อื่น ๆ	Chevron E&P	350	414	11
แหล่งบนบก		149	155	4
กูยฮ่อม	Amerada	85	81	2
สุริยศักดิ์	PTTEP	41	54	1
น้ำพอง	Exxon Mobil	23	20	1
แหล่งนำเข้า*		828	803	21
ยาดานา	สหภาพพม่า	434	409	11
เยตากูน	สหภาพพม่า	394	394	10
รวม		3,606	3,793	100

* ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติจากพม่า เท่ากับ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ ในปี 2552 เป็นการนำเข้าจากพม่าทั้งหมดอยู่ที่ระดับ 803 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21 ของปริมาณการจัดหาทั้งหมด ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 3.3 เนื่องจากในปีนั้นเกิดวิกฤตก๊าซธรรมชาติจากพม่าหลายครั้ง ได้แก่ แหล่งยาดานาหยุดซ่อมบำรุงแท่นผลิต วันที่ 26-31 มกราคม 2552 ทำให้ต้องลดการนำเข้าจากแหล่งเยตากูนด้วยเพื่อให้ค่าความร้อนที่ได้เหมาะสมกับการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าราชบุรี วันที่ 15 สิงหาคม 2552 แหล่งยาดานาหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติทางฝั่งตะวันตกทั้งหมด วันที่ 12-13 กันยายน 2552 แหล่งเยตากูนย้ายแท่นขุดเจาะทำให้ต้องลดปริมาณการจ่ายก๊าซธรรมชาติลง และวันที่ 22 ธันวาคม 2552-10 มกราคม 2553 แหล่งเยตากูนปิดซ่อมแซมประจำปี 20 วัน

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 3,564 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.2 เนื่องจากการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 68 ของการใช้ทั้งหมดอยู่ที่ระดับ 2,435 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ (โพรเพน อีเทน และ LPG) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17 อยู่ที่ระดับ 599 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 11 อยู่ที่ระดับ 387 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 ถึงแม้ว่าวิกฤตเศรษฐกิจตั้งแต่ปลายปีที่ผ่านมาส่งผลกระทบต่อภาคอุตสาหกรรมโดยตรง แต่ในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปีนี้เศรษฐกิจไทยปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นทุกสาขา และที่เหลือร้อยละ 4 ถูกนำไปใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) อยู่ที่ระดับ 143 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วมาก เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ให้เป็นพลังงานทดแทน

สาขา	2548	2549	2550	2551	2552
การใช้	2,997	3,086	3,288	3,444	3,564
ผลิตไฟฟ้า*	2,242	2,257	2,346	2,423	2,435
อุตสาหกรรม	258	291	347	361	387
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ	491	527	572	583	599
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	6	11	24	77	143
สัดส่วน (%)					
การใช้	100	100	100	100	100
ผลิตไฟฟ้า*	75	73	71	70	68
อุตสาหกรรม	9	9	11	11	11
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ	16	17	17	17	17
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	0.2	0.4	0.7	2.2	4.0

* ใช้ใน EGAT, EGGO, ราชบุรี (IPP), IPP, SPP

** ค่าความร้อนเท่ากับ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

7. ก๊าซลิควิดธรรมชาติ (NGL)

การผลิตก๊าซลิควิดธรรมชาติ (NGL) ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 13,618 บาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.9 โดยนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ภายในประเทศปริมาณ 11,653 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 86 ของการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 14 ส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 1,964 บาร์เรลต่อวัน

การผลิต การส่งออก และการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2551	2552		
		ปริมาณ	การเปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	13,990	13,618	-2.9	100
การส่งออก	2,442	1,964	-19.8	14
การใช้ภายในประเทศ	11,547	11,653	0.7	86

8. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 921 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.0 เนื่องจากการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปเกือบทุกชนิดปรับตัวเพิ่มขึ้นในช่วงสองไตรมาสสุดท้ายของปีนี้

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 690 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.3 เนื่องจากการบริโภคมีการปรับตัวดีขึ้นมากในสองไตรมาสสุดท้ายของปีนี้ ประกอบกับราคาน้ำมันต่ำกว่าปีที่ผ่านมา ทำให้การใช้ น้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 และน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน ได้แก่ แก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซลมากขึ้น โดยใช้มาตรการด้านราคาทำให้ราคาอยู่ในระดับต่ำกว่าเบนซินไร้สารและดีเซล ประกอบกับราคาน้ำมันในตลาดโลกอยู่ในระดับต่ำเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ทำให้ประชาชนใช้น้ำมันเพิ่มมากขึ้น และ

การใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 แต่มีอัตราการเติบโตลดลงมากเมื่อเทียบกับหลายปีที่ผ่านมา เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายให้แท็กซี่ LPG และแท็กซี่ใหม่ใช้ NGV แทน ประกอบกับราคาน้ำมันอยู่ในระดับต่ำ ทำให้ประชาชนหันกลับไปใช้น้ำมันแทน ในขณะที่การใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงร้อยละ 4.4 เนื่องจากการส่งออกและการท่องเที่ยวหดตัวตั้งแต่ปลายปีที่ผ่านมา ถึงแม้ว่าจะปรับตัวดีขึ้นในสองไตรมาสสุดท้าย แต่ภาพรวมยังคงติดลบอยู่ ประกอบกับการระบาดของโรคไข้หวัดใหญ่สายพันธุ์ใหม่ 2009 การใช้น้ำมันเตาลดลงร้อยละ 16.9 เนื่องจากวิกฤตเศรษฐกิจโลกและการส่งออกของไทยลดลง ส่งผลให้การใช้ น้ำมันเตาในภาคอุตสาหกรรมและขนส่งลดลงด้วย ประกอบกับ กฟผ.พยายามลดการใช้ น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าอย่างจริงจัง

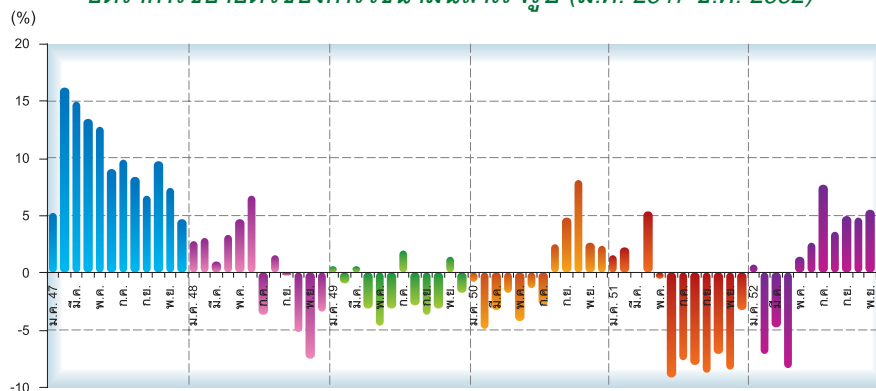
การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2552 มีการนำเข้า 8 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 22.2 เนื่องจากการนำเข้าน้ำมันดีเซลที่มีสัดส่วนการนำเข้ามากที่สุดเพิ่มขึ้น ด้านการส่งออกมีปริมาณเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 12.2 อยู่ที่ระดับ 201 พันบาร์เรลต่อวัน โดยมีรายละเอียดน้ำมันแต่ละชนิดดังนี้

การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2552

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				การเปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	130	153	0.2	23	5.6	4.7	-	-8.6
เบนซิน 91	50	65	0.2	16	-15.1	-4.9	-	39.5
เบนซิน 95	3	11	-	8	-48.0	-43.0	-	-46.0
แก๊สโซฮอล์ 91	24	24	-	-	53.2	52.1	-	-
แก๊สโซฮอล์ 95	53	52	-	0.002	23.8	23.4	-	-93.9
ดีเซล	318	388	7	83	4.6	8.2	329.8	26.0
ไบโอดีเซล B5	141	140	-	0.001	115.8	115.1	-	-
น้ำมันก๊าด	0.3	2	-	0.3	12.5	-52.3	-	-82.4
น้ำมันเครื่องบิน	76	103	0.2	28	-4.4	-0.4	-78.0	19.4
น้ำมันเตา	47	119	1	67	-16.9	0.1	-67.2	6.9
กากปิโตรเลียมเหลว*	119	158	-	-	0.9	6.8	-100.0	-29.4
รวม	690	921	8	201	1.3	5.0	22.2	12.2

* ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

อัตราการขยายตัวของการใช้้ำมันสำเร็จรูป (ม.ค. 2547-ธ.ค. 2552)



● น้ำมันเบนซิน

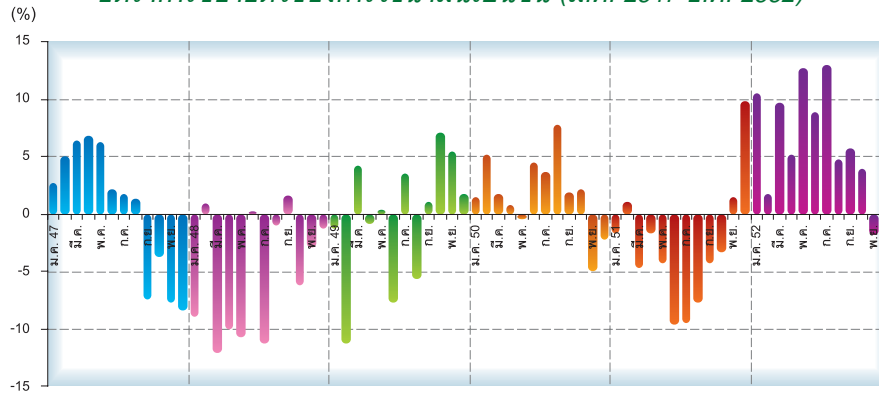
การผลิต ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 153 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 4.7 เป็นการผลิตแก๊สโซฮอล์ 91 อยู่ที่ระดับ 24 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 52.1 และแก๊สโซฮอล์ 95 ผลิตได้ 52 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 23.4 ในขณะที่การผลิตเบนซิน 91 อยู่ที่ระดับ 65 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 4.9 และเบนซิน 95 ผลิตได้ 11 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 43.0

การใช้ ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 130 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.6 เนื่องจากราคาขายปลีกเฉลี่ยในปีนี้น่าจะต่ำกว่าปีที่ผ่านมา ถึงแม้ว่าเศรษฐกิจจะชะลอตัวลงแต่ราคามีผลต่อความต้องการใช้มากกว่าทำให้ประชาชนหันมาใช้ น้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้น ประกอบกับแก๊สโซฮอล์มีค่าความร้อนน้อยกว่าเบนซินซึ่งทำให้มีอัตราการสิ้นเปลือง

มากกว่า โดยการใช้แก๊สโซฮอล์มีสัดส่วนมากถึงร้อยละ 59 ของการใช้เบนซินทั้งหมด ทั้งนี้ปัจจุบันการใช้เบนซิน 91 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 38 และมีแนวโน้มลดลงเรื่อย ๆ เนื่องจากถูกทดแทนด้วยแก๊สโซฮอล์ 91 โดยในปีนี้อาจจะมีการรณรงค์ให้รถจักรยานยนต์ที่ใช้เบนซิน 91 หันมาใช้แก๊สโซฮอล์ 91 กันมากขึ้น และการใช้เบนซิน 95 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 โดยมีแนวโน้มการใช้คงที่ตั้งแต่ปลายปี 2551 เป็นต้นมา

การนำเข้าและส่งออก ในปี 2552 มีการนำเข้า น้ำมันเบนซินเล็กน้อย แต่มีการส่งออกอยู่ที่ระดับ 23 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 8.6 โดยมีการส่งออก เบนซิน 95 อยู่ที่ระดับ 8 พันบาร์เรลต่อวัน และเบนซิน 91 อยู่ที่ระดับ 16 พันบาร์เรลต่อวัน

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันเบนซิน (ม.ค. 2547-ธ.ค. 2552)



● แก๊สโซฮอล

ปัจจุบันมีโรงงานผลิตเอทานอลที่ได้รับอนุญาตแล้วทั้งสิ้น 47 โรง มีกำลังการผลิตรวม 12.3 ล้านลิตรต่อวัน แต่มีโรงงานที่เดินระบบแล้วเพียง 17 โรง โดยในปีนี้มีโรงงานที่เริ่มเดินระบบใหม่เพิ่มขึ้น 6 โรง ทำให้มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 1.0 ล้านลิตรต่อวัน รวมเป็นกำลังการผลิตทั้งสิ้น 2.6 ล้านลิตรต่อวัน หรือ 16 พันบาร์เรลต่อวัน มีการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นพลังงาน 1.0 ล้านลิตรต่อวัน หรือประมาณ 6 พันบาร์เรลต่อวัน โดยราคาเฉลี่ยเอทานอลเมื่อเทียบกับปีที่แล้วเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.6 จากราคาเฉลี่ย 18.74 บาทต่อลิตร มาอยู่ที่ราคาเฉลี่ย 19.97 บาทต่อลิตร

รายชื่อโรงงานที่ดำเนินการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงแล้ว

ผู้ประกอบการ	จังหวัด	วัตถุดิบหลัก	กำลังการผลิตติดตั้ง (ลิตรต่อวัน)
1. บริษัท พรวิไล อินเตอร์เนชั่นแนล กรุ๊ป เทรตดิ้ง จำกัด*	อยุธยา	กากน้ำตาล	25,000
2. บริษัท ไทยอะโกรเอนเนอร์ยี จำกัด	สุพรรณบุรี	กากน้ำตาล	150,000
3. บริษัท ไทยแอลกอฮอล์ จำกัด (มหาชน)	นครปฐม	กากน้ำตาล	200,000
4. บริษัท ขอนแก่นแอลกอฮอล์ จำกัด	ขอนแก่น	กากน้ำตาล	150,000
5. บริษัท ไทยง้วน เอทานอล จำกัด (มหาชน)	ขอนแก่น	มันสด	130,000
6. บริษัท น้ำตาลไทยเอทานอล จำกัด	กาญจนบุรี	กากน้ำตาล	100,000
7. บริษัท เคไอเอทานอล จำกัด	นครราชสีมา	กากน้ำตาล	100,000
8. บริษัท เพโทรกรีน จำกัด (กาฬสินธุ์)	กาฬสินธุ์	กากน้ำตาล	200,000
9. บริษัท เพโทรกรีน จำกัด (ชัยภูมิ)	ชัยภูมิ	กากน้ำตาล	200,000
10. บริษัท เอกวิวัฒนา จำกัด	นครสวรรค์	กากน้ำตาล	200,000
11. บริษัท ไทยรุ่งเรืองพลังงาน จำกัด	สระบุรี	กากน้ำตาล	120,000
12. บริษัท ราชบุรี เอทานอล จำกัด	ราชบุรี	มันเส้น	150,000
13. บริษัท อี เอส เพาเวอร์ จำกัด	สระแก้ว	กากน้ำตาล	150,000
14. บริษัท แม่สอดพลังงานสะอาด จำกัด	ตาก	น้ำอ้อย	200,000
15. บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด	ลพบุรี	มันเส้น	200,000
16. บริษัท ไทผิงเอทานอล จำกัด	สระบุรี	มันสด	150,000
17. บริษัท พี เอส ซี สตาร์ช โปรดักชั่น จำกัด	ชลบุรี	มันเส้น	150,000
รวม			2,575,000

* พรวิไลฯ ผลิตกรดอะซิติกแทนเอทานอล

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

การใช้แก๊สโซฮอล ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 77 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 32.2 เป็นการใช้แก๊สโซฮอล 95 อยู่ที่ระดับ 53 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 23.8 ส่วนการใช้แก๊สโซฮอล 91 เพิ่มขึ้นร้อยละ 53.2 เนื่องจากในปีนี้มีรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล 91 โดยเน้นไปที่การสร้างเชื่อมั่นในกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์ ทั้งนี้รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดการนำเข้า โดยลดอัตราภาษีเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ แก๊สโซฮอล ประมาณ 4.00-8.00 บาทต่อลิตร เพื่อให้ราคาขายปลีกแก๊สโซฮอลต่ำกว่าเบนซิน ทำให้ประชาชนหันมาใช้แก๊สโซฮอลกันมากขึ้น

นอกจากนั้น รัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) (น้ำมันเบนซินผสมเอทานอลร้อยละ 20) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2551 มีผลให้ปีนี้มีการใช้แก๊สโซฮอล์ 95 (E20) อยู่ในระดับ 1 พันบาร์เรลต่อวัน ซึ่งเพิ่มขึ้นไม่มากนักคิดเป็นสัดส่วนเพียงร้อยละ 1 ของปริมาณการใช้เบนซินทั้งหมด เนื่องจากข้อจำกัดด้านจำนวนรถยนต์และสถานีบริการมีน้อย โดย ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552 มีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) รวมทั้งสิ้น 271 สถานี และมีบริษัทผู้ค้าน้ำมันที่ขายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) เพียง 2 ราย คือ เป็นสถานีบริการของ ปตท. 140 แห่ง และของบางจาก 131 แห่ง

ทั้งนี้เพื่อเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้เอทานอลกันมากขึ้น รัฐบาลจึงเริ่มให้มีการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E85) (น้ำมันเบนซินผสมเอทานอลร้อยละ 85) ตั้งแต่วันที่ 28 สิงหาคม 2551 แต่ยังไม่ส่งผลให้มีการใช้เพิ่มขึ้นมากนักเนื่องจากจำนวนรถยนต์และจำนวนสถานียังมีอยู่น้อยมาก โดย ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552 มีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E85) รวมทั้งสิ้นเพียง 5 สถานี เป็นสถานีบริการของ ปตท. 3 แห่ง และของบางจาก 2 แห่ง

● น้ำมันดีเซล

ปัจจุบันกระทรวงพลังงานกำหนดให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วต้องผสมไบโอดีเซลร้อยละ 2 (B2) โดยปริมาตร โดยเริ่มบังคับใช้แล้วตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา

การผลิต น้ำมันดีเซลในปี 2552 อยู่ในระดับ 388 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.2

การใช้ น้ำมันดีเซลในปี 2552 อยู่ในระดับ 318 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 4.6 เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรมในประเทศเริ่มปรับตัวดีขึ้นในสองไตรมาสสุดท้ายของปี ทำให้การใช้น้ำมันดีเซลเพื่อการขนส่งเพิ่มขึ้น และส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากราคาขายปลีกดีเซลที่ปรับตัวต่ำกว่าปีที่แล้วมาก โดยการใช้ไบโอดีเซล ปี 5 มีสัดส่วนมากถึงร้อยละ 44 ของปริมาณการใช้ดีเซลทั้งหมด และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนของภาครัฐ

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันดีเซลในปี 2552 อยู่ในระดับ 7 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนการส่งออกอยู่ที่ระดับ 83 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 26.0

● ไบโอดีเซล

ปัจจุบันมีโรงงานผลิตไบโอดีเซล (B100) ที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 14 ราย โดยในปีนี้มีโรงงานเข้าใหม่ 2 โรง คือ บริษัท อี-เอสเทอร์ จำกัด และบริษัท บางจากไบโอฟูเอล จำกัด ทำให้มีกำลังการผลิตรวมทั้งสิ้น 6.0 ล้านลิตรต่อวัน หรือประมาณ 37 พันบาร์เรลต่อวัน

รายชื่อโรงงานผลิตไบโอดีเซล (ปี 100) ที่ขึ้นทะเบียนกับกรมธุรกิจพลังงาน

ลำดับที่	บริษัท	จังหวัด	วัตถุดิบ	กำลังการผลิต (ลิตรต่อวัน)
1	บมจ. บางจากปิโตรเลียม	กรุงเทพฯ	น้ำมันพืชใช้แล้ว	50,000
2	บจ. ไบโอดีเซลเนอริย์พลัส	อยุธยา	ปาล์ม	100,000
3	บมจ. พลังงานบริสุทธิ์	ปราจีนบุรี	ปาล์ม	800,000
4	บจ. น้ำมันพืชปทุม	ปทุมธานี	ปาล์ม	1,400,000
5	บจ. กรุงเทพพลังงานทดแทน	ฉะเชิงเทรา	ปาล์ม	200,000
6	บจ. กรีน พาวเวอร์ คอร์ปอเรชั่น	ชุมพร	ปาล์ม	200,000
7	บจ. เอไอ เอ็นเนอร์จี	สมุทรสาคร	ปาล์ม	250,000
8	บจ. วีระสุวรรณ	สมุทรสาคร	ปาล์ม	200,000
9	บจ. ไทยโอเลโอเคมี	ระยอง	ปาล์ม	685,800
10	บจ. นิว ไบโอดีเซล	สุราษฎร์ธานี	ปาล์ม	220,000
11	บจ. เพียวไบโอดีเซล	ระยอง	ปาล์ม	300,000
12	บจ. สยามกัลฟ์ปิโตรเคมีคัล*	เพชรบุรี	ปาล์ม	1,200,000
13	บจ. อี-เอสเทอร์	เชียงราย	น้ำมันพืชใช้แล้ว	50,000
14	บจ. บางจากไบโอฟูเอล	อยุธยา	ปาล์ม	300,000
รวม				5,955,800

* บจ. สยามกัลฟ์ปิโตรเคมีคัล รับจ้างผลิตให้แก่ บจ. เทคนิคพลัสเอ็นจิเนียริง
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

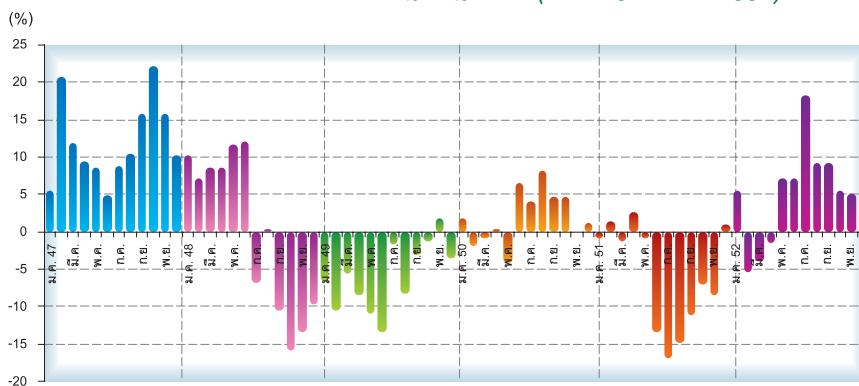
การผลิต ไบโอดีเซล ปี 5 (น้ำมันดีเซลหมุนเร็วผสม ไบโอดีเซลร้อยละ 5) ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 140 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นสูงมากจากปีก่อน

อย่างจริงจัง โดยลดอัตราภาษีเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้ต่ำกว่าน้ำมันดีเซล ประมาณ 1.00–3.00 บาทต่อลิตร

การใช้ ไบโอดีเซล ปี 5 ในปี 2552 เพิ่มขึ้นสูงมากจากปีก่อน มาอยู่ที่ระดับ 141 พันบาร์เรลต่อวัน โดยมีสัดส่วนการใช้ถึงร้อยละ 44 เมื่อเทียบกับปริมาณการใช้ดีเซลทั้งหมด เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน

ทั้งนี้ ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552 มีบริษัทผู้ค้าน้ำมันที่ขายไบโอดีเซล ปี 5 เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วที่มีผู้ค้าเพียง 5 ราย ปัจจุบันมีผู้ค้าเพิ่มขึ้นถึง 11 ราย ทำให้มีจำนวนสถานีบริการน้ำมันไบโอดีเซล ปี 5 เพิ่มขึ้น รวมทั้งสิ้น 3,676 แห่ง

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันดีเซล (ม.ค. 2547-ธ.ค. 2552)



● น้ำมันเตา

การผลิต ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 119 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน

จากปีก่อนร้อยละ 55.3 เนื่องจาก กฟผ.พยายามลดการใช้ น้ำมันเตาเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลง สาเหตุจาก น้ำมันเตามีราคาสูงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น

การใช้ ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 47 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วร้อยละ 16.9 โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและการขนส่งเกือบทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 45 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 13.5 ที่เหลือเป็นการใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพียง 2 พันบาร์เรลต่อวัน ซึ่งลดลง

การนำเข้าและส่งออก ในปี 2552 มีการนำเข้า น้ำมันเตาเล็กน้อย แต่มีการส่งออกน้ำมันเตาอยู่ที่ระดับ 67 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาร้อยละ 6.9

ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าของ กฟผ.

ชนิดของเชื้อเพลิง	2551	2552	การเปลี่ยนแปลง (%)	
			2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ./วัน)*	1,558	1,541	-9.1	-1.4
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	249	111	-68.1	-55.5
ลิกไนต์ (พันตัน)	16,407	15,818	3.8	-3.6
ดีเซล (ล้านลิตร)	8	13	-3.5	67.2

* การใช้ของ EGAT EGCO KEGCO และ RH (ราชบุรี)

● น้ำมันเครื่องบิน

การผลิต ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 103 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 0.4

การใช้ ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 76 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 4.4 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบ

ภายในประเทศและการท่องเที่ยวที่ซบเซาจากภาวะวิกฤตเศรษฐกิจ ประกอบกับการระบาดของโรคไข้หวัดใหญ่สายพันธุ์ใหม่ 2009

การนำเข้าและส่งออก การนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน ในปี 2552 มีการนำเข้าน้อยมาก แต่มีการส่งออกอยู่ที่ระดับ 28 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 19.4

● ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โพรเพน และ บิวเทน

การผลิต ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 4,463 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วร้อยละ 2.6 โดยเป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซ ปตท. (โรงที่ 1-5) เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 60 ของปริมาณการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 40 เป็นการผลิตจากโรงกลั่นน้ำมัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 โดยโรงกลั่นผลิต LPG ไว้ใช้เองเพิ่มขึ้น เนื่องจากถูกควบคุมราคาขายภายในประเทศให้อยู่ในระดับต่ำ ส่วนที่เหลือเป็น LPG ที่ผลิตจากอุตสาหกรรมอื่น ๆ ในประเทศเล็กน้อย

การใช้ ในปี 2552 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.8 อยู่ที่ระดับ 5,208 พันตัน อัตราเพิ่มชะลอตัวลงจากที่มีอัตราสูงต่อเนื่องกันตลอด 4 ปีที่ผ่านมา โดยการใช้ในรถยนต์เริ่มชะลอตัวตั้งแต่ปลายปี 2551 และเริ่มมีอัตราลดลงเป็นครั้งแรก ตั้งแต่เดือนเมษายน 2552 เนื่องจากราคาน้ำมันขายปลีกเฉลี่ยเบนซินอยู่ในระดับต่ำ โดยเฉพาะแก๊สโซฮอล์ที่ภาครัฐใช้มาตรการด้านราคาให้ราคาอยู่ในระดับต่ำ ประชาชนส่วนหนึ่งจึงยังคงใช้น้ำมันไม่ปรับเปลี่ยนไปใช้ LPG ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ให้ใช้ NGV แทน LPG และการใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมที่ลดลงมากตามภาวะเศรษฐกิจอุตสาหกรรมที่ตกต่ำสะสมตั้งแต่ต้นปี ถึงแม้จะปรับตัวเพิ่มขึ้นได้ในไตรมาสสุดท้ายของปีนี้ แต่ภาพรวมยังคงลดลงอยู่ โดยมีการใช้ LPG แยกเป็นรายสาขาดังนี้

- การใช้ในครัวเรือนมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 43 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด มีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.0 อยู่ที่ระดับ 2,231 พันตัน

- การใช้ในรถยนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 13 ชะลอการเพิ่มขึ้นตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2551 และเริ่มลดลงเป็นครั้งแรกตั้งแต่เดือนเมษายน 2552 ทำให้การใช้ลดลงร้อยละ 14.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน อยู่ที่ระดับ 666 พันตัน เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ที่ใช้ LPG เป็น NGV ประกอบกับราคาน้ำมันลดลงอยู่ในระดับต่ำ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินลดลงมาก โดยเฉพาะแก๊สโซฮอล์ที่ภาครัฐ

ให้การสนับสนุน ทำให้รถยนต์ส่วนบุคคลหันไปใช้น้ำมันเบนซินแทนการเปลี่ยนไปใช้เครื่องยนต์สำหรับ LPG

- การใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมมีสัดส่วนร้อยละ 11 มีอัตราการใช้ลดลงร้อยละ 11.0 อยู่ที่ระดับ 586 พันตัน เนื่องจากภาวะวิกฤตเศรษฐกิจส่งผลต่อภาคอุตสาหกรรมโดยตรงทำให้การใช้ LPG เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมลดลงมาก

- การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี มีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 42.8 อยู่ที่ระดับ 1,289 พันตัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด

- การใช้เองภายในโรงกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.5 อยู่ที่ระดับ 435 พันตัน หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด เนื่องจากราคา LPG ภายในประเทศอยู่ในระดับต่ำทำให้ไม่คุ้มค่าแก่การจำหน่าย โรงกลั่นจึงนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นมากขึ้น

การนำเข้าและส่งออก ในปี 2552 มีการนำเข้า LPG ในรูปแบบของ LPG โพรเพน และบิวเทน อยู่ที่ระดับ 753 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 66.6 โดยเริ่มมีการนำเข้าของ ปตท. ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 และเริ่มมีการนำเข้ามากขึ้นประมาณ 1 แสนตัน ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2552 เนื่องจากความต้องการใช้ภายในประเทศสูงกว่าความสามารถในการผลิต จึงต้องมีการนำเข้าเพื่อรองรับกับความต้องการใช้ในประเทศ ทั้งนี้มีการส่งออก LPG อยู่ที่ระดับ 15 พันตัน ซึ่งลดลงจากปีก่อนร้อยละ 29.0 โดยส่วนใหญ่จะส่งออกไปยังประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ มาเลเซีย กัมพูชา ลาว และพม่า



การผลิตและการใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน

หน่วย : พันตัน

	2550	2551	2552	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	
				2551	2552
การจัดหา	4,469	4,803	5,217	7.5	8.6
- การผลิต	4,469	4,351	4,463	-2.6	2.6
โรงแยกก๊าซ	2,667	2,664	2,695	-0.1	1.2
โรงกลั่นน้ำมัน	1,567	1,684	1,766	7.5	4.9
อื่น ๆ	236	3	2	-98.7	-27.3
- การนำเข้า	-	452	753	-	66.6
ความต้องการ	4,393	4,810	5,223	9.5	8.6
- การใช้	4,116	4,788	5,208	16.3	8.8
ครัวเรือน	1,884	2,124	2,231	12.7	5.0
อุตสาหกรรม	602	658	586	9.3	-11.0
รถยนต์	572	776	666	35.6	-14.1
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	807	903	1,289	11.9	42.8
ใช้เอง	251	328	435	31.1	32.5
- การส่งออก	278	21	15	-92.3	-29.0

● **การใช้พลังงานในการขนส่งทางบก** ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 18,992 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 7.1 สาเหตุที่การใช้ในภาพรวมเพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาขายปลีกน้ำมันในปีนี้อยู่ต่ำกว่าปีที่แล้วมาก โดยการใช้ น้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.7 อยู่ที่ระดับ 5,606 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ จากการที่ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้ แก๊สโซฮอล์ โดยลดอัตราภาษีเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ทำให้ราคาขายปลีกแก๊สโซฮอล์ต่ำกว่า ประชาชนจึงหันไปใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้น น้ำมันดีเซลมีการใช้มากที่สุดคิดเป็น สัดส่วนร้อยละ 60 ของปริมาณการใช้พลังงานในการขนส่ง ทางบกทั้งหมด เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 อยู่ที่ระดับ 11,348 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรม ของไทยเริ่มปรับตัวดีขึ้น โดยการใช้ดีเซลเริ่มเพิ่มขึ้นตั้งแต่

เดือนพฤษภาคม 2552 เป็นต้นมา จากที่เคยลดลงติดต่อกัน ตลอด 3 เดือน และการใช้ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 84.1 อยู่ที่ ระดับ 1,260 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในขณะที่การใช้ LPG ในรถยนต์ชะลอการเพิ่มขึ้นตั้งแต่ปลายปี 2551 เป็นต้นมา จนกระทั่งเริ่มลดลงตั้งแต่เดือนเมษายน 2552 ทำให้การใช้ ลดลงร้อยละ 14.1

ทั้งนี้ ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552 มีจำนวนรถยนต์ที่ ติดตั้ง NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.8 มาอยู่ที่ระดับ 162,023 คัน และมีจำนวนสถานีบริการ NGV ทั้งหมด 391 สถานี อยู่ใน เขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 191 สถานี และต่างจังหวัด 200 สถานี

การใช้พลังงานในการขนส่งทางบก

หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ชนิด	2548	2549	2550	2551	2552*	การเปลี่ยนแปลง (%)		
						2550	2551	2552
เบนซิน	5,400	5,376	5,466	5,305	5,606	1.7	-2.9	5.7
ดีเซล	12,720	11,795	11,769	10,843	11,348	-0.2	-7.9	4.7
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	353	535	667	905	778	24.7	35.6	-14.1
NGV	53	97	212	681	1,260	118.2	221.7	84.1
รวม	18,526	17,803	18,114	17,734	18,992	1.7	-2.1	7.1

* ประมาณการ

9. ถ่านหิน/ลิกไนต์

การผลิตลิกไนต์ ในปี 2552 มีปริมาณ 4,762 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.3 โดยร้อยละ 83 ของการผลิตลิกไนต์ในประเทศผลิตจากเหมืองแม่เมาะ และกระบี่ของ กฟผ. จำนวน 3,949 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 3.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน การผลิตลิกไนต์จาก

เหมืองแม่เมาะจะนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า แม่เมาะทั้งหมด ในขณะที่เหลือร้อยละ 17 เป็นการผลิตจาก เหมืองเอกชน จำนวน 813 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้น จากปีก่อนร้อยละ 1.2

การใช้ลิแกนด์/ถ่านหิน ในปี 2552 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.5 อยู่ที่ระดับ 15,122 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากการใช้ถ่านหินนำเข้าซึ่งมีสัดส่วนการใช้มากกว่าลิแกนด์คิดเป็นร้อยละ 68 ของการใช้ลิแกนด์/ถ่านหินทั้งหมด มีการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 มาอยู่ที่ระดับ 10,230 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยร้อยละ 65 ของปริมาณการใช้ถ่านหินเป็นการใช้ในภาคอุตสาหกรรมจำนวน 6,657 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 เพื่อใช้ทดแทนในส่วนของการผลิตลิแกนด์ที่หายไป ส่วนที่เหลือร้อยละ 35 นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP จำนวน 3,573 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 3.5

การใช้ลิแกนด์ลดลงร้อยละ 3.6 โดยร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้ลิแกนด์ เป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 3,918 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 3.6 ที่เหลือร้อยละ 20 นำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ เช่น การผลิตปูนซีเมนต์ กระดาษ อุตสาหกรรมอาหาร และอื่น ๆ เป็นต้น

การนำเข้าถ่านหิน ในปี 2552 มีปริมาณ 10,230 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.6

การผลิตและการใช้ลิแกนด์/ถ่านหิน

หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

	2551	2552		
		ปริมาณ	อัตราเพิ่ม (%)	สัดส่วน (%)
การจัดหา	14,850	14,992	-1.0	-
การผลิตลิแกนด์	4,876	4,762	-2.3	100
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	4,073	3,949	-3.0	83
เหมืองเอกชน*	803	813	1.2	17
- บ้านปู	151	-	-100.0	-
- อื่น ๆ	652	813	24.7	100
การนำเข้าถ่านหิน	9,974	10,230	2.6	-
ความต้องการ	15,051	15,122	0.5	-
การใช้ลิแกนด์	5,077	4,892	-3.6	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า	4,064	3,918	-3.6	80
อุตสาหกรรม	1,013	974	-3.8	20
การใช้ถ่านหิน	9,974	10,230	2.6	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	3,704	3,573	-3.5	35
อุตสาหกรรม	6,270	6,657	6.2	65

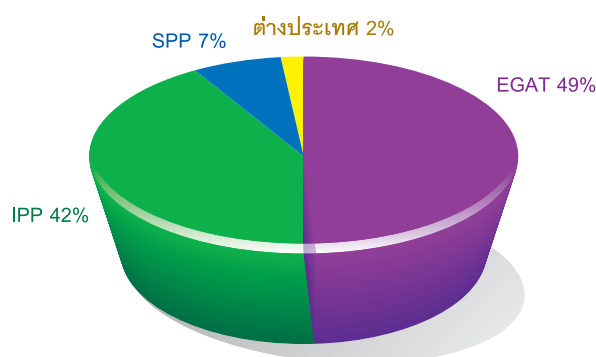
* ข้อมูลเบื้องต้น

10. ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง ของไทย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2552 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 29,212 เมกะวัตต์ เป็นการผลิตติดตั้งของ กฟผ. 14,328 เมกะวัตต์ เป็นสัดส่วนร้อยละ 49 รับซื้อจาก IPP จำนวน 12,152 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 รับซื้อจาก SPP จำนวน 2,092 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซียจำนวน 640 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 โดยในเดือนมกราคม 2552 กฟผ.ได้ปลดโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพการเดินเครื่องต่ำหรือมีอายุการใช้งานมากกว่า 30 ปี ออกจากระบบให้เร็วขึ้น ได้แก่ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 4-5 (559 MW) โรงไฟฟ้าลานกระบือ ชุดที่ 1-11 (220.1 MW) โรงไฟฟ้าหนองจอก ชุดที่ 1-3 (351 MW) และโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1-2 (234 MW) ในขณะที่มีโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 3 ของ กฟผ. ขนาดกำลังการผลิต 710 MW

เดินเครื่องเข้าระบบเมื่อเดือนมีนาคม 2552 และโรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5 ขนาดกำลังการผลิต 710 MW เดินเครื่องเข้าระบบเมื่อเดือนกรกฎาคม 2552

กำลังการผลิตติดตั้งแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552



	กำลังผลิตติดตั้ง	สัดส่วน (%)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	14,328	49
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	12,152	42
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	2,092	7
นำเข้าและแลกเปลี่ยน	640	2
รวม	29,212	100

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 148,364 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนเพียงเล็กน้อย

การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญ ในปี 2552 สรุปได้ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO KEGCO ราชบุรี IPP และ SPP) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 71 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 105,930 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5

- การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 3.3 อยู่ที่ระดับ 29,808 กิกะวัตต์ ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 อยู่ที่ระดับ 6,966 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2

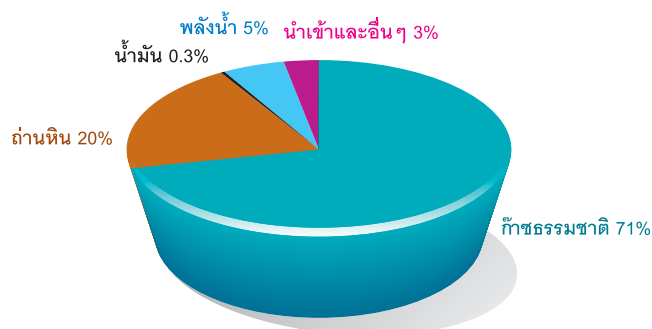
- การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว และไฟฟ้าแลกเปลี่ยน กับมาเลเซีย ลดลงร้อยละ 11.9 อยู่ที่ระดับ 2,451 กิกะวัตต์ ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 เนื่องจากไฟฟ้าแลกเปลี่ยน กับมาเลเซียคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 4 ลดลงร้อยละ 76.1 อยู่ที่ระดับ 113 กิกะวัตต์ ชั่วโมง ในขณะที่การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว มีสัดส่วนมากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 96 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 อยู่ที่ระดับ 2,447 กิกะวัตต์ ชั่วโมง

- การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา ลดลงร้อยละ 54.7 อยู่ที่ระดับ 448 กิกะวัตต์ ชั่วโมง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.3 จากการที่ กฟผ.พยายามลดการใช้น้ำมันเตาเพื่อใช้เป็น เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แต่ในปีนี้เป็นประเทศไทยเกิดวิกฤต ก๊าซธรรมชาติทั้งจากแหล่งพม่าและแหล่งภายในประเทศ หลายครั้ง ทำให้ กฟผ.ต้องใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าแทน ก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้การใช้น้ำมันเตาเพิ่มสูงขึ้นในบางเดือน

- การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล เพิ่มขึ้นร้อยละ 93.6 อยู่ที่ระดับ 45 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เนื่องจาก กฟผ.ใช้น้ำมันดีเซล ในการเดินเครื่องทดสอบระบบของโรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5

ที่เข้าระบบในเดือนกรกฎาคม 2552 ทำให้มีการใช้น้ำมัน ดีเซลเพิ่มขึ้นในช่วงครึ่งปีแรก

การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง ปี 2552



ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในปี 2552 เกิดขึ้น ณ วันศุกร์ที่ 24 เมษายน 2552 เวลา 14.30 น. อยู่ที่ระดับ 22,596 เมกะวัตต์ สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของ ปีก่อน ซึ่งอยู่ที่ระดับ 22,568 เมกะวัตต์ อยู่ 28 เมกะวัตต์ หรือ เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 ส่งผลให้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (Load Factor) อยู่ที่ระดับร้อยละ 76.8

การใช้ไฟฟ้า

ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ในปี 2552 อยู่ที่ระดับ 134,793 กิกะวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนเล็กน้อยอยู่ที่ ร้อยละ 0.3 เนื่องจากวิกฤตเศรษฐกิจส่งผลต่อการลงทุนของ ภาคเอกชนทำให้การใช้ไฟฟ้าลดลงตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2551 และเริ่มปรับตัวดีขึ้นโดยชะลอการลดลงตั้งแต่เดือน กุมภาพันธ์ 2552 และสามารถปรับตัวเป็นบวกได้ตั้งแต่เดือน สิงหาคม 2552 โดยการใช้ไฟฟ้าในสาขาเกษตรกรรมมีการใช้ ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 เนื่องจากผลผลิตภาคการเกษตร เพิ่มขึ้น สาขากิจการและที่อยู่อาศัยมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 เนื่องจากนโยบาย 5 มาตราการ 6 เดือน ลดค่าครองชีพ และลูกค้าตรง กฟผ. มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ในขณะที่ การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 1.1 และภาค ธุรกิจลดลงร้อยละ 1.5

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 1.2 อยู่ที่ระดับ 41,733 กิกะวัตต์ชั่วโมง เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำส่งผลให้การลงทุนในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจหดตัวลงมาก ประกอบกับโรงงานในเขตนครหลวงย้ายฐานการผลิตไปยังเขตภูมิภาคมากขึ้นเพื่อลดต้นทุนการผลิต ถึงแม้ว่าการใช้ไฟฟ้าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นเป็นบวกได้ตั้งแต่เดือนกันยายน 2552 แต่ในภาพรวมยังลดลงอยู่ โดยการใช้ในอุตสาหกรรมและธุรกิจคิดเป็นสัดส่วนมากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 73 มีอัตราการขยายตัวลดลงร้อยละ 2.7 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว ในขณะที่ที่เหลือน้อยลง 21 เป็นการใช้น้ำในครัวเรือนและที่อยู่อาศัย ซึ่งมีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 เนื่องจากวิกฤตเศรษฐกิจดังกล่าวไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าของผู้อยู่อาศัยมากนัก

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.0 อยู่ที่ระดับ 90,165 กิกะวัตต์ชั่วโมง เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าลดลงในช่วงครึ่งปีแรก โดยสามารถปรับตัวเพิ่มขึ้นได้ในสองไตรมาสสุดท้าย โดยการใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านและที่อยู่อาศัยมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 และการใช้ในเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 เนื่องจากผลผลิตในภาคเกษตรกรรมมีการขยายตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่สาขาอุตสาหกรรมและธุรกิจมีอัตราการขยายตัวลดลงร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับปีที่แล้ว เป็นผลจากภาวะเศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรมที่ยังคงหดตัวอยู่ในปีนี้

ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)
2542	13,712	76.1
2543	14,918	75.2
2544	16,126	73.5
2545	16,681	76.1
2546	18,121	73.9
2547	19,326	71.6
2548	20,538	74.9
2549	21,064	76.9
2550	22,586	74.3
2551	22,568	74.8
2552	22,596	76.8

การจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

	2551	2552	
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง	42,236	41,733	-1.2
บ้านและที่อยู่อาศัย	9,381	9,779	4.2
ธุรกิจ	14,313	13,920	-2.7
อุตสาหกรรม	16,212	15,768	-2.7
อื่น ๆ	2,330	2,266	-2.7
การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค	89,303	90,165	1.0
บ้านและที่อยู่อาศัย	19,310	20,479	6.1
ธุรกิจ	18,804	18,713	-0.5
อุตสาหกรรม	43,844	43,634	-0.5
เกษตรกรรม	288	316	9.9
อื่น ๆ	7,057	7,023	-0.5
ลูกค้าตรง กฟผ.	2,873	2,894	0.7
รวมทั้งสิ้น	134,412	134,793	0.3

ค่าเอฟที ในปี 2552 มีการปรับเพิ่มขึ้น 1 ครั้ง และไม่ปรับ 2 ครั้ง รวมเป็นจำนวนเงินเพิ่มขึ้น 14.85 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้เป็นค่าเอฟทีทั้งหมด 92.55 สตางค์ต่อหน่วย และเป็นค่าไฟฟ้าที่จัดเก็บจากประชาชน 3.17 บาทต่อหน่วย

ครั้งที่ 1 ในช่วงเดือนมกราคม-เมษายน 2552 ปรับเพิ่มขึ้น 14.85 สตางค์ต่อหน่วย รวมเป็นค่าเอฟทีทั้งหมด 92.55 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้นทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามด้วย โดยเป็นค่าไฟฟ้าที่จัดเก็บจากประชาชนที่ 3.17 บาทต่อหน่วย

ครั้งที่ 2 ในช่วงเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2552 ไม่มีการปรับค่าเอฟที เนื่องจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติให้ตรึงค่าเอฟทีให้เท่ากับช่วงที่ผ่านมา ซึ่งหากปรับขึ้นตามอัตราจริงคือ เพิ่มขึ้น 42.93 สตางค์ต่อหน่วย จะทำให้ค่าเอฟทีอยู่ที่ระดับ 135.45 สตางค์ต่อหน่วย และส่งผลให้ประชาชนต้องรับภาระค่าไฟฟ้ามาก

ครั้งที่ 3 ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2552 ไม่มีการปรับค่าเอฟที ทำให้ค่าเอฟทีอยู่ที่ 92.55 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าที่จัดเก็บจากประชาชนอยู่ที่ 3.17 บาทต่อหน่วย (ค่าไฟฟ้าฐาน 2.25 บาทต่อหน่วย และค่า Ft 0.9255 บาทต่อหน่วย) เนื่องจากคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชนและภาคการผลิต เป็นการบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและความมั่นคงของภาคการผลิตไฟฟ้า ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 11 สิงหาคม 2552

รายได้สรรพสามิต

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ภาษีสรรพสามิต
2547	78,754
2548	77,021
2549	74,102
2550	76,962
2551	54,083
2552	123,445
มกราคม	1,483
กุมภาพันธ์	7,169
มีนาคม	9,325
เมษายน	8,645
พฤษภาคม	10,037
มิถุนายน	13,331
กรกฎาคม	12,557
สิงหาคม	12,225
กันยายน	11,039
ตุลาคม	12,351
พฤศจิกายน	12,279
ธันวาคม	13,004

ฐานะกองทุนน้ำมัน ในปี 2552 สถานะกองทุนเป็นบวกมาตลอด โดย ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2552 ฐานะกองทุนน้ำมันเท่ากับ 21,294 ล้านบาท และตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 รัฐบาลมีนโยบายให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ชดเชยในส่วนที่ขึ้นอัตราภาษีสรรพสามิตแทน เพื่อลดผลกระทบต่อประชาชนจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่อาจปรับตัวสูงขึ้นมาก พร้อมทั้งมีการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG แก่ ปตท. ทำให้รายได้เข้ากองทุนฯ ลดลงและบางเดือนติดลบ ●

ฐานะกองทุนน้ำมัน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ (รายจ่าย)
2547	-50,227	-47,758
2548	-76,815	-26,588
2549	-41,411	35,404
2550	0	41,411
2551	11,069	11,069
2552	8,498	8,498
มกราคม	14,960	3,891
กุมภาพันธ์	16,618	1,658
มีนาคม	19,567	2,949
เมษายน	15,694	-3,873
พฤษภาคม	17,566	1,872
มิถุนายน	15,173	-2,393
กรกฎาคม	16,593	1,420
สิงหาคม	19,054	2,461
กันยายน	19,683	629
ตุลาคม	20,561	878
พฤศจิกายน	20,758	197
ธันวาคม	21,294	536

11. รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้สรรพสามิต จากน้ำมันสำเร็จรูปในปี 2552 มีจำนวน 123,445 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 104.2 ถึงแม้ว่ามาตรการ “6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทย” โดยการลดอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2551 จนถึงเดือนมกราคม 2552 ส่งผลให้รายได้ที่จัดเก็บลดลง แต่เมื่อยกเลิกและขึ้นอัตราภาษีสรรพสามิตน้ำมันตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 เป็นต้นมา ทำให้รายได้ที่จัดเก็บเพิ่มขึ้นอยู่ในระดับเดิม และเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2552 ได้ปรับขึ้นภาษีสรรพสามิตอีกครั้ง ทำให้การจัดเก็บรายได้เพิ่มขึ้น

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง



1. ราคาน้ำมันดิบ

มกราคม 2553 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$76.69 และ \$78.30 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$1.27 และ \$3.89 ต่อบาร์เรล ตามลำดับจาก Energy Information Administration (EIA) รายงานปริมาณสำรองน้ำมันดิบเชิงพาณิชย์ของสหรัฐอเมริกา งดสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 15 มกราคม 2553 ลดลง 0.5 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 330.6 ล้านบาร์เรล และปริมาณสำรอง Distillate ลดลง 3.3 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ระดับ 157.1 ล้านบาร์เรล ประกอบกับรอยเตอร์สรายงานปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของประเทศเม็กซิโก ปี 2552 ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 6.8 มาอยู่ที่ระดับ 2.60 ล้านบาร์เรลต่อวัน (ลดลงต่อเนื่องเป็นปีที่ 5) นอกจากนี้ เม็กซิโกปิดทำการท่าเรือ Dos Bocas เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2553 จากสภาพอากาศแปรปรวน และโรงกลั่น Motiva (290,000 บาร์เรลต่อวัน) ในรัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา ลดอัตราการเดินเครื่องเพราะขาดน้ำมันดิบเข้ากลั่นเนื่องจาก Sabine-Neches Waterway ปิดทำการจากเหตุน้ำมันรั่วจากเรือบรรทุกน้ำมัน

กุมภาพันธ์ 2553 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$73.48 และ \$76.45 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$3.21 และ \$1.84 ต่อบาร์เรล ตามลำดับจาก Kuwait Gulf Oil Co. ของคูเวตคาดการณ์ว่าปริมาณการผลิตน้ำมันจากแหล่งผลิต Al-Khafji จะเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 0.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน ณ สิ้นไตรมาสที่ 1/2553 (ปัจจุบันอยู่ที่ 0.27 ล้านบาร์เรลต่อวัน) ขณะที่เกาหลีได้นำเข้าน้ำมันดิบในเดือนมกราคม 2553 ที่ระดับ 75.15 ล้านบาร์เรล ลดลงร้อยละ 19.5 จากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน และปริมาณน้ำมันดิบเข้ากลั่นในประเทศอยู่ที่ 73.17

ล้านบาร์เรล ลดลงร้อยละ 4.5 จากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน อีกทั้งการส่งออกน้ำมันดิบ Qua Iboe จากประเทศไนจีเรียในเดือนเมษายน 2553 คาดว่าจะมีปริมาณ 393,000 บาร์เรลต่อวัน (สูงสุดในรอบ 2 ปี) และแหล่งน้ำมันดิบ Buzzards ในทะเลเหนือกลับมาผลิตได้ตามปกติ (220,000 บาร์เรลต่อวัน) หลังจากลดระดับการผลิตไปอยู่ที่ 50,000 บาร์เรลต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2553 รวมทั้ง PEMEX ของเม็กซิโกรายงานปริมาณผลิตน้ำมันดิบของเม็กซิโกในเดือนมกราคม 2553 ปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 จากเดือนธันวาคม 2552 มาอยู่ที่ระดับ 2.62 ล้านบาร์เรลต่อวัน สูงที่สุดในรอบ 9 เดือน

มีนาคม 2553 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$77.31 และ \$81.25 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$3.83 และ \$4.80 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากท่าส่งออกน้ำมัน Novorossiisk ของรัสเซีย ในทะเลดำปิดดำเนินการชั่วคราวเนื่องจากสภาพอากาศแปรปรวน ประกอบกับเกิดเหตุระเบิดพลีชีพในรัสเซียที่สถานีรถไฟ 2 แห่ง ในกรุงมอสโก โดยผู้อำนวยการรักษาความปลอดภัยแห่งชาติ (Federal Security Service : FSB Chief - Alexander Bortnikov) กล่าวว่า เกี่ยวข้องกับกลุ่มแบ่งแยกดินแดนจาก North Caucasus ซึ่งเคยขู่มุ่งโจมตีเมืองและท่าขนส่งพลังงานต่าง ๆ ในรัสเซีย รวมทั้งค่าเงินดอลลาร์อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับยูโร จากแรงขายทางเทคนิคของนักค้าเงินเพื่อปิดไตรมาสหลังกรีซสามารถที่จะขายพันธบัตรเพื่อใช้คืนตราสารหนี้เดิมที่ครบอายุได้สำเร็จ และส่งผลให้นักลงทุนเข้ามาซื้อสัญญาล่วงหน้าน้ำมันอย่างต่อเนื่อง

2.ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดสิงคโปร์

มกราคม 2553 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$88.01 \$84.87 และ \$84.24 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$6.16 \$5.93 และ \$2.95 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และจากอิหร่านนำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนมกราคม 2553 เพิ่มขึ้นร้อยละ 23 จากเดือนก่อนหน้าอยู่ที่ระดับ 128,000 บาร์เรลต่อวัน ประกอบกับปริมาณสำรองน้ำมันเบนซิน บริเวณ Amsterdam Rotterdam Antwerp สืบตาดาลิ้นสุดวันที่ 21 มกราคม 2553 อยู่ที่ระดับ 7.7 ล้านบาร์เรล ลดลงจากสัปดาห์ก่อน 59,000 บาร์เรล อีกทั้ง Pertamina ของอินโดนีเซียมีแผนนำเข้าน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้น 1.2 ล้านบาร์เรล ในช่วงเดือนมกราคมและกุมภาพันธ์ 2553 เนื่องจากการปิดซ่อมแซมโรงกลั่น และจีนส่งออกน้ำมันดีเซลในเดือนมกราคม 2553 ลดลง 0.7 ล้านบาร์เรล จากเดือนก่อนหน้า อยู่ที่ 2.2-2.9 ล้านบาร์เรล เนื่องจากเริ่มเก็บสำรองสำหรับเทศกาลตรุษจีนในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 นอกจากนี้ International Energy Agency (IEA) ประเมินปริมาณน้ำมันดีเซลในคลังลอยน้ำทั่วโลกสิ้นเดือนธันวาคม 2552 ปรับลดลง 3 ล้านบาร์เรล จากเดือนก่อนมาอยู่ที่ระดับ 95 ล้านบาร์เรล เป็นครั้งแรกในรอบ 5 เดือน รวมทั้งนักวิเคราะห์คาดว่าหากบริเวณยุโรปเหนือยังคงหนาวกว่าปกติไปจนถึงสิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2553 อุปสงค์น้ำมันดีเซลจะเพิ่มขึ้นประมาณ 73 ล้านบาร์เรล

กุมภาพันธ์ 2553 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$86.49 \$83.55 และ \$82.30 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$1.52 \$1.33 และ \$1.94 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และ Korea National Oil Corp. (KNOC) ของเกาหลีใต้ รายงานอุปสงค์น้ำมันเบนซินในประเทศ เดือนมกราคม 2553 อยู่ที่ระดับ 5.1 ล้านบาร์เรล ลดลงร้อยละ 14.6 จากเดือนก่อนหน้า และลดลงร้อยละ 0.6 จากเดือนมกราคม 2552 ขณะที่ผู้ค้าคาดว่าจีนจะส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือนมีนาคม 2553 ในระดับเดียวกับเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ปริมาณประมาณ 4.9 ล้านบาร์เรล กอปรกับ Pertamina ของอินโดนีเซียมีความต้องการนำเข้าน้ำมันดีเซล เดือนมีนาคม 2553 ที่ 100,000 บาร์เรลต่อวัน ลดลงจากเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ที่ 140,000 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้อินโดนีเซียต้องนำเข้าน้ำมันดีเซลเพราะ Hydrocracker ที่โรงกลั่น Balikpapan ปิดซ่อมบำรุง รวมทั้ง KNOC รายงานเกาหลีใต้ส่งออกน้ำมันดีเซลในเดือนมกราคม 2553 ลดลง 2.9 ล้านบาร์เรล หรือร้อยละ 24 จากมกราคม

2552 อยู่ที่ระดับ 9.1 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง International Enterprise Singapore (IES) ของสิงคโปร์รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates สืบตาดาลิ้นสุดวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2553 เพิ่มขึ้น 2.3 ล้านบาร์เรล จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 14.43 ล้านบาร์เรล

มีนาคม 2553 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$90.86 \$88.48 และ \$87.78 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$4.37 \$4.93 และ \$5.48 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบ และผู้ค้าคาดว่าบริษัทน้ำมันเวียดนามจะยังคงนำเข้าน้ำมันเบนซินเนื่องจากโรงกลั่น Dung Quat เดินเครื่อง 50% จนถึงกลางเดือนเมษายน 2553 ขณะที่โรงกลั่นหลายแห่งในภูมิภาคยังอยู่ในช่วงปิดซ่อมบำรุง ประกอบกับ Arbitrage Gasoline จากเอเชียไปยังยุโรปเปิดเนื่องจากอุปสงค์น้ำมันเบนซิน (Summer Grades) ทางตะวันตกอยู่ในระดับสูง และบริษัท PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่ผลิตไฟฟ้าของอินโดนีเซียเพิ่มปริมาณนำเข้าน้ำมันดีเซลในปี 2553 มาอยู่ที่ระดับ 9 ล้านบาร์เรล เนื่องจากกิจกรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณลดลง อีกทั้ง IES ของสิงคโปร์รายงานปริมาณสำรอง Middle Distillates สืบตาดาลิ้นสุดวันที่ 24 มีนาคม 2553 ลดลง 1.08 ล้านบาร์เรล จากสัปดาห์ก่อนมาอยู่ที่ระดับ 13.31 ล้านบาร์เรล นอกจากนี้ปริมาณสำรองดีเซลบริเวณ ARA ในยุโรป สืบตาดาลิ้นสุดวันที่ 25 มีนาคม 2553 ลดลงจากสัปดาห์ก่อน ร้อยละ 0.3 มาอยู่ที่ระดับ 16.58 ล้านบาร์เรล รวมทั้ง Arbitrage Gas Oil จากเอเชียไปตะวันตกเปิด

3.ราคาขายปลีก

มกราคม 2553 ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.40 บาทต่อลิตร เบนซิน 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20 และแก๊สโซฮอล์ 91 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.00 บาทต่อลิตร ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เพิ่มขึ้น 0.40 และ 0.60 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ส่วนแก๊สโซฮอล์ 95 E85 ไม่มีการปรับราคา ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85 แก๊สโซฮอล์ 91 ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 มกราคม 2553 อยู่ที่ระดับ 40.84 35.84 32.24 29.94 18.72 31.44 27.59 และ 26.39 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553		
				มกราคม	กุมภาพันธ์	มีนาคม
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล)						
ดูไบ	94.18	61.91	75.98	76.69	73.48	77.31
เบรนท์	97.83	62.05	76.93	76.60	74.18	79.60
เวสต์เท็กซัส	100.11	61.92	78.83	78.30	76.45	80.75
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล)						
เบนซินออกเทน 95	103.27	70.38	88.63	88.01	86.49	90.86
เบนซินออกเทน 92	101.95	68.18	85.84	84.87	83.55	88.48
ดีเซลหมุนเร็ว	120.25	69.13	85.00	84.24	82.30	87.78
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาท/ลิตร)						
	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553		
				31 มกราคม	28 กุมภาพันธ์	31 มีนาคม
เบนซินออกเทน 95	35.47	37.97	41.69	40.84	41.94	41.74
เบนซินออกเทน 91	33.42	31.36	36.49	35.84	36.94	36.74
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	28.96	27.52	32.89	32.24	33.34	33.14
แก๊สโซฮอล์ 91	28.16	26.72	31.69	31.44	31.84	31.64
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	27.34	25.41	30.59	29.94	31.04	30.84
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	18.70	18.99	18.84	18.72	18.72	19.22
ดีเซลหมุนเร็ว	31.29	24.80	28.33	27.59	28.69	28.79
ดีเซลหมุนเร็ว B5	30.36	22.74	27.09	26.36	27.49	27.59
ค่าการตลาดของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาท/ลิตร)						
	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553		
				มกราคม	กุมภาพันธ์	มีนาคม
เบนซินออกเทน 95	2.85	5.55	4.52	3.93	4.74	4.91
เบนซินออกเทน 91	1.83	1.62	1.40	1.24	1.47	1.49
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	2.37	1.58	1.62	0.96	1.88	2.05
แก๊สโซฮอล์ 91	2.32	1.81	1.92	1.44	2.06	2.27
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	1.98	2.32	2.84	1.69	3.22	3.66
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	-	4.77	5.49	2.85	6.26	7.43
ดีเซลหมุนเร็ว	1.37	1.49	1.51	1.44	1.46	1.63
ดีเซลหมุนเร็ว B5	1.71	1.69	1.62	1.25	1.73	1.89
เฉลี่ยรวม	1.63	1.65	1.59	1.46	1.65	1.80
ค่าการกลั่นของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาท/ลิตร)						
	2551 (เฉลี่ย)	2552 (เฉลี่ย)	2553 (เฉลี่ย)	2553		
				มกราคม	กุมภาพันธ์	มีนาคม
เฉลี่ยรวม	1.9323	0.8563	0.9849	0.8524	1.0280	1.0784
อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (หน่วย : บาท/ลิตร)						
	2552			2553		
	31 ตุลาคม	30 พฤศจิกายน	31 ธันวาคม	31 มกราคม	28 กุมภาพันธ์	31 มีนาคม
เบนซินออกเทน 95	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
เบนซินออกเทน 91	6.20	6.20	6.20	6.20	6.70	6.70
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	2.27	2.27	2.27	2.27	2.80	2.80
แก๊สโซฮอล์ 91	1.67	1.67	1.67	1.67	1.40	1.40
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.40	-0.40
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	-10.30	-10.30	-10.30	-10.30	-11.00	-11.00
ดีเซลหมุนเร็ว	0.53	0.53	0.53	0.85	0.85	0.85
ดีเซลหมุนเร็ว B5	-0.81	-0.81	-0.81	-0.80	-0.80	-0.80
LPG (บาท/กิโลกรัม)	-0.00.34	0.1356	0.1781	0.1946	0.2599	0.2230

โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553

หน่วย : บาท/ลิตร

	เบนซิน 95	เบนซิน 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E10	แก๊สโซฮอล์ 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E20	ดีเซล หมุนเร็ว B2	ดีเซล หมุนเร็ว B5
ราคาน้ำมัน ณ โรงกลั่น	18.8922	18.4451	19.2030	18.9846	19.4238	18.7978	19.1459
ภาษีสรรพสามิต	7.0000	7.0000	6.3000	6.3000	5.6000	5.3100	5.0400
ภาษีเทศบาล	0.7000	0.7000	0.6300	0.6300	0.5600	0.5310	0.5040
กองทุนน้ำมันฯ	7.5000	6.7000	2.8000	1.4000	-0.4000	0.8500	-0.8000
กองทุนอนุรักษ์พลังงาน	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.0500	0.2500
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ขายส่ง)	2.4040	2.3167	2.0428	1.9295	1.7804	1.7877	1.6898
รวมขายส่ง	36.7462	35.4118	31.2258	29.4941	27.2142	27.3265	25.8297
ค่าการตลาด	4.6671	1.2413	1.7890	2.0055	3.3886	1.3678	1.6451
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ขายปลีก)	0.3267	0.0869	0.1252	0.1404	0.2372	0.0957	0.1152
รวมขายปลีก	41.74	36.74	33.14	31.64	30.84	28.79	27.59

กุมภาพันธ์ 2553 ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91 น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20 แก๊สโซฮอล์ 91 ดีเซล หมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.10 บาท ต่อลิตร และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.40 บาท ต่อลิตร ส่วนแก๊สโซฮอล์ 95 E85 ไม่มีการปรับราคา ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85 แก๊สโซฮอล์ 91 ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซล หมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2553 อยู่ที่ระดับ 41.94 36.94 33.34 31.04 18.72 31.84 28.69 และ 27.49 บาท ต่อลิตร ตามลำดับ

มีนาคม 2553 ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95, 91 น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20 และแก๊สโซฮอล์ 91 ปรับตัว ลดลง 0.20 บาทต่อลิตร ส่วนแก๊สโซฮอล์ 95 E85, ดีเซล หมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.50 0.10 และ 0.10 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ราคาขายปลีกน้ำมัน เบนซินออกเทน 95, 91 แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85 แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็ว และดีเซลหมุนเร็ว B5 ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553 อยู่ที่ระดับ 41.74 36.74 33.14 30.84 19.22 31.64 28.79 และ 27.59 บาทต่อลิตร ตามลำดับ



4. สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

สถานการณ์ LPG ในตลาดโลก ราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกเดือนมีนาคม 2553 ปรับตัวลดลง 11.00 เหรียญสหรัฐต่อตัน มาอยู่ที่ระดับ 724.00 เหรียญสหรัฐต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและสภาพอุปสงค์อ่อนตัว

แนวโน้มของราคา จากการคาดการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกในช่วงเดือนเมษายน 2553 คาดว่าราคาจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 720 เหรียญสหรัฐต่อตัน

สถานการณ์ราคา LPG ที่ผลิตได้ในประเทศ รัฐได้กำหนดราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่น เดือนมีนาคม 2553 ที่ระดับ 11.0763 บาทต่อกิโลกรัม และกำหนดราคาขายส่ง ณ คลัง ที่ระดับ 13.6863 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลให้ราคาขายปลีก ณ กรุงเทพฯ อยู่ที่ระดับ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม

สถานการณ์การนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551-มีนาคม 2553 ได้มีการนำเข้ารวมทั้งสิ้น 1,539,929 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 19,891 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้

ภาระเงินชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG เดือนเมษายน 2551-มีนาคม 2553

เดือน	ปริมาณนำเข้า (ตัน)	อัตราเงินชดเชย (บาท/กก.)	เงินชดเชย (ล้านบาท)
เม.ย. 51	20,000	16.18	324
พ.ค. 51	-	-	-
มิ.ย. 51	22,000	20.05	441
ก.ค. 51	84,941	23.40	1,987
ส.ค. 51	66,087	19.80	1,309
ก.ย. 51	70,300	18.65	1,311
ต.ค. 51	89,625	18.25	1,636
พ.ย. 51	93,461	10.06	940
ธ.ค. 51	-	-	-
รวม ปี 51	446,414	17.80	7,948
ม.ค. 52	17,000	4.30	73
ก.พ. 52	-	-	-
มี.ค. 52	20,000	4.88	98
เม.ย. 52	14,305	4.31	62
พ.ค. 52	64,201	3.97	255
มิ.ย. 52	43,954	5.13	223
ก.ค. 52	67,680	7.26	491
ส.ค. 52	90,714	7.39	670
ก.ย. 52	89,863	9.40	845
ต.ค. 52	111,889	10.11	1,131
พ.ย. 52	111,873	12.72	1,423
ธ.ค. 52	113,821	14.26	1,623
รวม ปี 52	745,302	9.25	6,896
ม.ค. 53	110,156	14.75	1,625
ก.พ. 53	111,838	14.36	1,606
มี.ค. 53	126,219	14.39	1,816
รวม ปี 53	348,213	43.50	5,047
รวมทั้งสิ้น	1,539,929	12.92	19,891

5. สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซล

5.1 สถานการณ์น้ำมันแก๊สโซฮอล์

การผลิตเอทานอล เดือนกุมภาพันธ์ 2553 มีผู้ประกอบการผลิตเอทานอล จำนวน 19 ราย กำลังการผลิตรวม 3.075 ล้านลิตรต่อวัน แต่ผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 14 ราย โดยมีปริมาณการผลิตจริง 1.355 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการเอทานอลเดือนกุมภาพันธ์ 1.26 ล้านลิตรต่อวัน และวันที่ 1-20 มีนาคม 1.18 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนมีนาคม 2553 อยู่ที่ 20.16

การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ เดือนกุมภาพันธ์ 2553 และวันที่ 1-20 มีนาคม 2553 มีปริมาณการจำหน่าย 12.2 และ 11.6 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ โดยมีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ รวม 4,289 แห่ง ราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซิน 91 3.60 บาทต่อลิตร และราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ต่ำกว่าราคาน้ำมันเบนซิน 91 5.10 บาทต่อลิตร (ราคา ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553)

การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 และวันที่ 1-20 มีนาคม 2553 มีปริมาณการจำหน่าย 0.34 และ 0.31 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ โดยมีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 จำนวน 280 แห่ง โดยราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ต่ำกว่าราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 2.30 บาทต่อลิตร (ราคา ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553)

การจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E85 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E85 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 และวันที่ 1-20 มีนาคม 2553 มีปริมาณการจำหน่าย 2,500 และ 3,400 ลิตรต่อวัน ตามลำดับ โดยมีสถานีบริการน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E85 จำนวน 5 แห่ง โดยราคาขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E85 ต่ำกว่าราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 14.22 บาทต่อลิตร (ราคา ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553)

5.2 สถานการณ์น้ำมันไบโอดีเซล

การผลิตไบโอดีเซล ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 มีผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 14 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 5.95 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการไบโอดีเซลในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 อยู่ที่ 1.77 ล้านลิตรต่อวัน และวันที่ 1-20

มีนาคม 2553 อยู่ที่ 1.78 ล้านบาทต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนกุมภาพันธ์ 2553 และวันที่ 1-20 มีนาคม 2553 อยู่ที่ 29.53 และ 30.53 บาทต่อลิตร

การจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 และวันที่ 1-20 มีนาคม 2553 มีปริมาณการจำหน่าย จำนวน 22.31 และ 22.11 ล้านลิตรต่อวัน โดยมีสถานีบริการน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 รวม 3,683 แห่ง

ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ปัจจุบันกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงชดเชยน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 เท่ากับ 0.80 บาทต่อลิตร และราคาขายปลีกดีเซลหมุนเร็ว B5 ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 1.20 บาทต่อลิตร

6. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553 มีเงินสดในบัญชี 33,808 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 12,044 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระเงินชดเชย 11,745 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 299 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 21,764 ล้านบาท ●

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 31 มีนาคม 2553)

หน่วย : ล้านบาท

เงินสดในบัญชี	33,808
- เงินฝาก ธ.ก.ส. (โครงการส่งเสริมการปลูกปาล์ม (อายุ 10 ปี))	500
- เงินคงเหลือในบัญชี	33,308
หนี้สินกองทุน	-12,044
- หนี้ค้างชำระเงินชดเชย*	-11,745
หนี้เงินชดเชยตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิง	-29
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG (ค่าขนส่งก๊าซในประเทศ)	-297
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG กรณีนำเข้าจากต่างประเทศ ปี 2551 (ปตท.)	-2,454
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG กรณีนำเข้าจากต่างประเทศ ปี 2553 (ปตท.)	-4,735
หนี้เงินชดเชยน้ำมันดีเซล, B5 และแก๊สโซฮอล์ 91, 95	-3,501
หนี้เงินชดเชยการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงมาตรฐานยูโร 4	-252
หนี้เงินชดเชยจากการปรับลดราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล 2 บาท/ลิตร	-73
หนี้ชดเชยจากการส่งเสริมรถยนต์ Flex Fuel Vehicle (FFV)	-339
หนี้เงินชดเชยอื่น ๆ	-67
- งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว	-299
ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ	21,764
ประมาณการรายรับ/รายจ่าย เดือนมีนาคม 2553	
รายรับจากเงินส่งเข้ากองทุนฯ (1)	3,376
รายจ่ายของกองทุนฯ (2)	-2,954
จ่ายเงินชดเชยน้ำมันแก๊สโซฮอล์ และ B5	-558
จ่ายชดเชยการผลิตน้ำมันยูโร 4	-161
ชดเชยค่าขนส่ง LPG	-70
ชดเชยนำเข้า LPG	-1,925
ชดเชย NGV	-240
รายรับก่อนแผนการใช้จ่ายเงิน (1) - (2)	422

หมายเหตุ : หนี้เงินชดเชยก๊าซ LPG กรณีนำเข้าจากต่างประเทศ ปี 2552 และปี 2553 เป็นตัวเลขจาก สทพ. ที่อยู่ระหว่างดำเนินการขอชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน

การแก้ไขปัญหา การขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ

1. เรื่องเดิม

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการแก้ไขบรรเทาปัญหาผลกระทบจากคำสั่งศาลปกครองสูงสุดจากการระงับโครงการ 65 โครงการ ที่ต้องดำเนินการตามมาตรา 67 วรรคสอง ตามที่กระทรวงอุตสาหกรรมเสนอ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำรายละเอียดการแก้ไขการขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศ

2. ประมาณการจัดหาและการใช้ก๊าซ LPG ปี 2553

ในปี 2553 การใช้ก๊าซ LPG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 456 พันตันต่อเดือน ปริมาณการผลิตในประเทศเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 313 พันตันต่อเดือน ทำให้ต้องมีการนำเข้าอยู่ในระดับ 110-154 พันตันต่อเดือน โดยรายละเอียดดังนี้

การจัดหาและการใช้ก๊าซ LPG ปี 2553

หน่วย: พันตัน	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	รวม
ผลิต	330	275	311	309	284	294	330	328	319	329	317	330	3,756
- โรงแยกก๊าซ	235	190	234	221	185	199	232	230	225	231	223	232	2,638
--โรงแยกก๊าซ 4	17	13	15	14	16	18	17	15	16	16	14	17	188
- โรงกลั่นและปิโตรเคมี	95	86	77	87	99	94	98	98	94	98	94	98	1,118
ความต้องการใช้	442	401	440	451	461	447	466	473	467	472	464	490	5,475
- ปิโตรเคมี	123	101	132	153	155	151	154	154	160	165	160	174	1,783
- เชื้อเพลิง	318	300	309	298	306	297	312	318	307	307	304	317	3,692
นำเข้า	110	112	132	154	154	154	154	154	132	154	154	154	1,718

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน

จากประมาณการนำเข้าก๊าซ LPG ในปี 2553 ที่อยู่ในระดับสูง ในขณะที่คลังก๊าซเขาบ่ออามีข้อจำกัดสามารถรับก๊าซที่นำเข้าได้ปริมาณสูงสุดไม่เกิน 88,000 ตันต่อเดือนเท่านั้น ซึ่งจะทำให้ก๊าซ LPG ในประเทศขาดแคลนได้เนื่องจากไม่สามารถนำเข้าได้เพราะไม่มีคลังก๊าซรองรับ นอกจากนี้ ปริมาณการนำเข้าที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องรับภาระในการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG เพิ่มขึ้นตามไปด้วย

3. แนวทางการแก้ไขปัญหาตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน วันที่ 2 มีนาคม 2553

ในการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2553 ได้พิจารณาการแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซ LPG ในประเทศ และได้เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาดังนี้

3.1 การเพิ่มความสามารถในการนำเข้า

3.1.1 บริหารจัดการคลังก๊าซเขาย่อยยาให้สามารถรับก๊าซ LPG ที่นำเข้าได้เพิ่มขึ้นจาก 88,000 เป็น 110,000 ตันต่อเดือน

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

3.2 การเลื่อนการปิดซ่อมบำรุงประจำปีของโรงแยกก๊าซธรรมชาติบางแห่งออกไปเพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อปริมาณผลิต LPG ในประเทศ

ปตท.ได้พิจารณาเลื่อนการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติออกไป เพื่อไม่ให้กระทบปัญหาการขาดแคลน LPG ในประเทศ โดย

- ในเบื้องต้นได้เลื่อนปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2 ออกไปจากเดิมระหว่างวันที่ 21 มกราคม-2 กุมภาพันธ์ ออกไปเป็นวันที่ 7-18 กุมภาพันธ์ 2553

- รวมทั้งพิจารณาระยะเวลาการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซธรรมชาติบางแห่งให้อยู่ในช่วงเวลาเดียวกันกับช่วงที่ประเทศสหภาพพม่าจะหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา เพื่อให้สามารถนำก๊าซฯ ส่วนที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซฯ ดังกล่าวมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริมในการผลิตไฟฟ้า (จากแผนการหยุดจ่ายก๊าซฯ จากแหล่งยาดานาประเทศพม่า ระหว่างวันที่ 19 มีนาคม-3 เมษายน 2553 เนื่องจากรัฐบาลพม่าจะดำเนินการก่อสร้างท่อส่งก๊าซฯ จากแหล่งยาดานาไปยังเมืองย่างกุ้ง จึงจำเป็นต้องหยุดการผลิตและการจ่ายก๊าซฯ ชั่วคราว)

3.3 การบริหารจัดการในการใช้ก๊าซ LPG ในประเทศ

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

3.3.2 เร่งดำเนินการมาตรการป้องกันการลักลอบการส่งออกโดยคณะกรรมการป้องกันและตรวจสอบการลักลอบจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลวไปยังประเทศเพื่อนบ้าน



3.4 การเพิ่มปริมาณการจัดหาในประเทศโดยการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชนอมเพื่อให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (ชนอม) สามารถเดินเครื่องผลิตก๊าซ LPG ได้เพิ่มขึ้น

เห็นชอบให้จ่ายเงินชดเชยส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติจากการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชนอมและวิธีการดำเนินการเพื่อจ่ายเงินชดเชย โดยให้เริ่มจ่ายเงินชดเชยส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติตั้งแต่วันที่ 19 มกราคม 2553 เป็นต้นไป เนื่องจากเดิมก่อนที่โรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลา ขนาดกำลังการผลิต 710 เมกะวัตต์ จะเปิดดำเนินการโรงไฟฟ้าชนอมได้เดินเครื่องเต็มกำลังโดยใช้ก๊าซธรรมชาติจากโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 4 (ชนอม) 130-180 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่เมื่อโรงไฟฟ้าจะนะ เริ่มจ่ายไฟฟ้าในเดือนมิถุนายน 2551 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพดีกว่าโรงไฟฟ้าชนอม ดังนั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงได้ขอปรับลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าชนอมลงเหลือ 70 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและต้นทุนต่ำสุด ซึ่งปริมาณก๊าซที่เหลือผ่านไม่เพียงพอในการที่จะเดินเครื่องโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (ชนอม)



ถ้าจะให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (ชนอม) สามารถเดินเครื่องได้นั้น จะต้องมีการก๊าซธรรมชาติไหลผ่านในระดับไม่ต่ำกว่า 130 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งจะได้ก๊าซ LPG เพื่อจำหน่ายในประเทศ จำนวน 15,330-21,600 ตันต่อเดือน แต่จะทำให้ค่าไฟฟ้าที่ผลิตสูงขึ้น ซึ่งจะกระทบต่อต้นทุนค่า Ft รัฐจึงต้องจ่ายชดเชยโดยลดราคาก๊าซธรรมชาติให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ จากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าชนอมซึ่งหากในปี 2553 มีการผลิต LPG จากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าชนอมได้เฉลี่ย 17,000 ตันต่อเดือน จะทำให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องจ่ายเงินชดเชยประมาณ 62 ล้านบาทต่อเดือน ทั้งนี้หากต้องนำเข้า LPG ประมาณ 17,000 ตันต่อเดือน กองทุนน้ำมันฯ จะต้องรับภาระการชดเชยกรณีนำเข้า LPG ถึง 222 ล้านบาทต่อเดือน นั่นหมายถึงรัฐมีส่วนต่างจากการลดภาระการนำเข้า LPG ได้ถึง 160 ล้านบาทต่อเดือน หรือประมาณ 1,920 ล้านบาทต่อปี

3.5 นำก๊าซ LPG ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงกลั่น (Own Use) ออกมาจำหน่ายในประเทศ

เห็นชอบให้อนุมัติเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการจ่ายเงินชดเชยส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ที่ใช้ภายในโรงกลั่นน้ำมันออกจำหน่ายตามปริมาณการจำหน่ายก๊าซ LPG ในประเทศจริง หักปริมาณการจำหน่ายก๊าซ LPG ในประเทศตามแผน ทั้งนี้เพื่อให้ปริมาณการจำหน่าย LPG ในประเทศที่เพิ่มขึ้นมาจากการนำปริมาณ LPG ที่กำหนดแผนไว้ใช้เองออกจำหน่าย มิใช่เป็นการนำปริมาณ LPG ที่ผลิตเพิ่มขึ้นหรือปริมาณ LPG ที่มาจากการจำหน่ายให้ภาคปิโตรเคมีลดลง โดยใช้ข้อมูลการผลิต การจำหน่าย ตามที่โรงกลั่นน้ำมันรายงานต่อกรมธุรกิจพลังงาน และมอบหมายให้กรมธุรกิจพลังงานเป็นผู้รวบรวมและตรวจสอบปริมาณก๊าซ LPG ที่โรงกลั่นน้ำมันนำออกมาจำหน่ายเป็นรายเดือน และให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานดำเนินการคำนวณเงินชดเชยในแต่ละเดือน พร้อมส่งหนังสือและเอกสารหลักฐานต่าง ๆ ถึงสถาบันบริหารกองทุนพลังงานดำเนินการจ่ายเงินให้โรงกลั่นน้ำมันโดยวิธีจ่ายตรงในแต่ละเดือนต่อไป

จากการดำเนินการตามแนวทางดังกล่าว ทางโรงกลั่นน้ำมันสามารถนำก๊าซ LPG ที่ใช้เองออกจำหน่ายได้เพียงเดือนมีนาคม 2553 (ประมาณ 4,000 ตัน) เท่านั้น เนื่องจากโรงกลั่นได้มีข้อตกลงซื้อขาย LPG กับภาคปิโตรเคมีแล้ว จนถึงสิ้นปี 2553 ทั้งนี้ก๊าซธรรมชาติมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงกลั่นแทนก๊าซ LPG ทำให้กองทุนน้ำมันฯ ต้องจ่ายเงินชดเชยประมาณ 18 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม หากต้องนำเข้า LPG ประมาณ 4,000 ตัน กองทุนน้ำมันฯ จะต้องรับภาระการชดเชยกรณีนำเข้า LPG ถึง 56 ล้านบาท นั่นหมายถึงรัฐสามารถลดภาระการชดเชยจากการนำเข้า LPG ได้ถึง 38 ล้านบาท ●

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะ 20 ปีข้างหน้า สรุปสาระสำคัญของแผน PDP 2010 ดังนี้

1. เหตุผลความจำเป็นการจัดทำแผน PDP 2010

- เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นในการลงทุนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ
 - โดยระบุโครงการ EGAT, IPP, SPP และ VSPP ที่มีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าชัดเจนแล้วเข้าไว้ในแผน
- เพื่อดำเนินการตามมติ กพช.อย่างเป็นรูปธรรมโดยเร็ว
 - นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี
 - นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการ ADDER
 - นโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพโดยผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration
- เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้าตามนโยบายการลดภาวะโลกร้อน
- เพื่อปรับแผน PDP ให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไป



2. การจัดทำแผน PDP

- สร้างกลไกในการดำเนินการเพื่อให้ผู้ที่เกี่ยวข้องทุกภาคส่วนเข้ามามีส่วนร่วมในการจัดทำแผนฯ

- แต่งตั้งคณะกรรมการพิจารณาปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และคณะทำงานทบทวนสมมติฐานแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนหน่วยงานภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ ภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งนักวิชาการและผู้ประกอบการ เป็นต้น

- จัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นทั้งกลุ่มย่อยและเปิดกว้างต่อสมมติฐานแผน PDP 2010 ในวันที่ 12 และวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2553 โดยมีผู้เข้าร่วม 71 คน และ 297 คน ตามลำดับ และได้จัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นแบบเปิดกว้างต่อแผน PDP 2010 ในวันที่ 8 มีนาคม 2552 โดยมีผู้เข้าร่วมจำนวน 219 คน ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้นำความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากการสัมมนารับฟังความคิดเห็นในแต่ละครั้งข้างต้นมาประกอบการปรับปรุงสมมติฐานและแผน PDP 2010 ด้วยแล้ว

- มุ่งเน้นความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม

- กระจายแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

- กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศอยู่ในระดับที่เหมาะสม

- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้าระบบ

- ส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Cogeneration

- นำความคิดเห็นจากการประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการ เรื่อง PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2552 มาประกอบการพิจารณาด้วย (เช่น เสนอให้นำโครงการ DSM และโครงการการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP มาประกอบการพิจารณาจัดทำแผน PDP)

3. สมมติฐานแผน PDP 2010

- ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ปรับให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดยจะใช้ค่าพยากรณ์เศรษฐกิจไทยระยะยาวกรณีฐานจากผลการศึกษาเบื้องต้นของสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ ภายใต้การกำกับของ สนพ.และ สศช. มาจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อจัดทำแผน PDP 2010 ดังนั้น ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสิ้นปี 2564 จะลดลงจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้จัดทำแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 จำนวน 7,716 เมกะวัตต์ และในปี 2573 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 52,890 เมกะวัตต์

- ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

- กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ทั้งนี้หากพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศอาจสูงกว่าร้อยละ 20

- การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายเพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ภายในปี 2573 ประเทศจะมีการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 ดังนั้น กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนปี 2553-2573 ในแผน PDP 2010 เท่ากับ 4,617 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนในระบบจะพิจารณาจากปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าเป้าหมายกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ของกระทรวงพลังงาน ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของ VSPP และ SPP ประเภท Firm ที่ยื่นเสนอขายจริงและมีความพร้อม และปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าตามโครงการพลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. โดยปริมาณกำลังผลิตทั้งหมดข้างต้นได้มีการพิจารณาศักยภาพเชื้อเพลิงและการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคตด้วยแล้ว จากนั้นนำไปคำนวณกับสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน บรรจุโครงการที่มีความชัดเจนในอนาคตที่มีการลงนาม Tariff MOU แล้ว เช่น โครงการหงสาลีกไนต์ โครงการมายกกโครงการน้ำจี้ม 3 และในอนาคตกำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (2 ประเทศ) ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังผลิตทั้งหมด

การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ พิจารณากำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 10 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำ และไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งใช้เป็นตัวแปรในการลดก๊าซเรือนกระจก

การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน พิจารณาให้มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเท่าที่จำเป็นหลังจากมีการพิจารณาทางเลือกเชื้อเพลิงอื่นดังกล่าวข้างต้นแล้ว ทั้งนี้กำหนดให้เป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินในอนาคตเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) เพื่อช่วยลดภาวะที่เกิดจากการเผาไหม้ ลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก

• **การพัฒนาพลังงานสะอาด และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน**

- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ให้บรรจุอยู่ในแผนจัดหาไฟฟ้าและสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน 15 ปี

- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Cogeneration ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าที่มีความชัดเจนแล้ว และสอดคล้องกับมติ กพข. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 ซึ่งกำหนดให้ปี 2558-2564 มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ และในปี 2565-2573 กำหนดใหม่ปริมาณ SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มขึ้นปีละ 360 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า Cogeneration ขนาดเล็กที่ไม่ใช่ประเภท Firm จะรับซื้อโดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ



- พิจารณาผลประหยัดไฟฟ้าจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) โดยจะนำเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าโครงการ T5 ซึ่งเป็นอุปกรณ์รูปแบบใหม่หรือเป็นนวัตกรรมใหม่ที่ดำเนินการในปี 2553-2558 และเป้าหมายผลประหยัดไฟฟ้าที่มีการประมาณการในระยะยาวไปหักออกจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนนำไปหาค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพื่อมาจัดทำแผน PDP 2010 ทั้งนี้โครงการ DSM ที่ได้มีการดำเนินการในอดีตเกี่ยวกับการเพิ่มประสิทธิภาพอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ดำเนินแล้วในต้นแบบที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

- ปรับลดปริมาณการปล่อย CO₂ จากภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างเป็นรูปธรรม แผน PDP 2010 ได้กำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO₂ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าในปี 2563 ให้อยู่ในระดับ 0.387 kg CO₂/kWh และหลังจากนั้นจะควบคุมอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่ให้สูงขึ้น ทั้งนี้ปริมาณการปล่อย CO₂ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าในปี 2552 เท่ากับ 0.546 kg CO₂/kWh

4. แผน PDP 2010 (2553-2573) ซึ่งเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว 20 ปี

• กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2553-2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2552 จำนวน 54,005 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ดังนั้น กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในปี 2553-2573 จะประกอบด้วย โรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ดังนี้

- โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 4,617 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration 7,137 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 16,670 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (ปรับปรุงเขื่อนบางลาง และโครงการสูบน้ำกลับเขื่อนลำตะคอง) 512 เมกะวัตต์
- การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 11,669 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 5,000 เมกะวัตต์
- โรงไฟฟ้าถ่านหิน 8,400 เมกะวัตต์ ●

สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงในแผน PDP 2010

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

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ ในช่วงปี 2553-2573

หน่วย : ร้อยละ

ปี	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73
PDP 2010	28.1	27.1	23.7	25.4	23.4	26.0	27.2	23.2	17.3	15.0	15.6	15.4	16.0	16.7	16.5	16.3	15.9	15.4	16.3	16.3	15.0

ประมาณการความต้องการเงินลงทุนในกิจการไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

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

⁽¹⁾ ประมาณการจากการประมาณความต้องการเงินลงทุนของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP SPP VSPP และการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน)

⁽²⁾ ประมาณการจากการประมาณความต้องการเงินลงทุนระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.

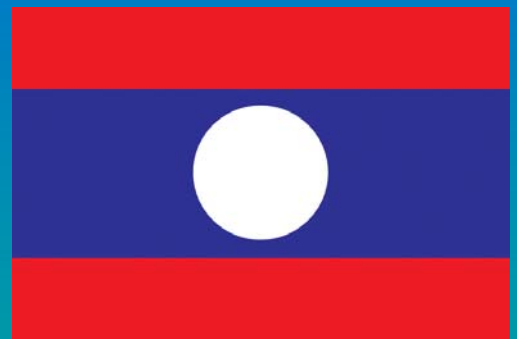


ร่างบันทึกความเข้าใจ การรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซยะบุรี

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558

ปัจจุบันภายใต้ MOU ดังกล่าว มี 2 โครงการ ที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบุน (187 เมกะวัตต์) และโครงการห้วยเฮาะ (126 เมกะวัตต์) และอีก 3 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 2 (920 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 2 (615 เมกะวัตต์) และโครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) ซึ่งมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือน มีนาคม 2553 เดือนมีนาคม 2554 และเดือนมีนาคม 2555 ตามลำดับ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 มีมติเห็นชอบร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซยะบุรี และมอบหมายให้ กฟผ.นำร่างบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซยะบุรีที่ได้รับความเห็นชอบแล้วไปลงนามร่วมกับผู้ลงทุนต่อไป





โครงการไชยะบุรี เป็นโครงการตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง ทางตอนเหนือของ สปป.ลาว โดยเป็นเขื่อนชนิด Run-Off River จึงไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ประโยชน์ของน้ำในลำน้ำโขง ผู้พัฒนาโครงการคือ บริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน) โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง 1,280 เมกะวัตต์ ขายให้ประเทศไทยที่ชายแดน 1,220 เมกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปีของ Primary Energy (PE) 4,299 ล้านหน่วย Secondary Energy (SE) 1,410 ล้านหน่วย และ Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ.จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ระบบส่งไฟฟ้าที่มีการศึกษาคือ ระบบส่ง 500 kV จากโครงการถึงชายแดนไทย ระยะทาง 220 กิโลเมตร และเชื่อมเข้ากับระบบส่งขนาด 500 kV ของ กฟผ. ที่ สฟ. เลข 2 ทั้งนี้มีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ในเดือนมกราคม 2562

สาระสำคัญของร่าง Tariff MOU

ร่าง Tariff MOU โครงการไชยะบุรีได้จัดทำขึ้นโดยใช้รูปแบบเดียวกับ Tariff MOU โครงการน้ำโขง 3 ที่คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้านได้เคยพิจารณาให้ความเห็นชอบ โดยมีการปรับเนื้อหาบางส่วนให้มีความเหมาะสมกับลักษณะเขื่อนประเภท Run-Off River สรุปสาระสำคัญของร่าง Tariff MOU โครงการไชยะบุรี ได้ดังนี้

- ข้อตกลงนี้ทำขึ้นระหว่าง กฟผ.กับ บริษัท ช. การช่าง จำกัด (มหาชน)

- กฟผ.จะขอความเห็นชอบ MOU จาก กพข.และบริษัทฯ จะขอความเห็นชอบ MOU จากกระทรวงพลังงาน และบ่อแร่ของรัฐบาล สปป.ลาว โดยทั้งสองฝ่ายจะขอความเห็นชอบการลงนาม MOU ดังกล่าวภายใน 3 เดือน นับจากวันลงนามและจะแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นลายลักษณ์อักษร โดย MOU จะมีผลบังคับใช้หลังจากที่ทั้ง

สองฝ่ายได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐตามที่ระบุข้างต้น ยกเว้นเงื่อนไขเรื่องหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จะมีผลบังคับใช้นับจากวันลงนาม MOU

- โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง 1,280 เมกะวัตต์ โดยขายให้ประเทศไทยที่ชายแดน 1,220 เมกะวัตต์ และมีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี ของ Primary Energy (PE) 4,299 ล้านหน่วย และ Secondary Energy (SE) 1,410 ล้านหน่วย และจะมี Excess Energy (EE) อีกจำนวนหนึ่ง โดย กฟผ.จะรับประกันการรับซื้อเฉพาะ PE และ SE ทั้งนี้ PE คือพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ แจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมงต่อวัน (06.00-22.00 น.) วันจันทร์ถึงวันเสาร์ ส่วน SE คือพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกิน PE ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง (วันจันทร์ถึงวันเสาร์) และไม่เกิน 8 ชั่วโมงในวันอาทิตย์ ส่วน EE คือพลังงานไฟฟ้า นอกเหนือจาก PE และ SE

- อัตราค่าไฟฟ้า ณ ชายแดนมีค่าคงที่ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

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

อัตราค่าไฟฟ้าเมื่อคำนวณโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ จะเป็นดังนี้

- | | |
|------------|---------------------|
| • PE | = 2.542 บาทต่อหน่วย |
| • PE+SE | = 2.322 บาทต่อหน่วย |
| • PE+SE+EE | = 2.159 บาทต่อหน่วย |

- สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีอายุ 29 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) โดยอาจมีการต่ออายุสัญญาได้ หาก สปป.ลาวอนุมัติและทั้งสองฝ่ายตกลง

- ทั้งสองฝ่ายจะใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการน้ำจิม 3 ฉบับ ที่ได้ลงนามยกกำกับไว้เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2550 เป็นพื้นฐานในการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยจะปรับปรุงเงื่อนไขบางประเด็นให้สะท้อนลักษณะโครงการ เนื่องจากเป็นเขื่อนผลิตไฟฟ้าชนิด Run-Off River เพื่อให้มีผลในทางปฏิบัติได้อย่างเหมาะสม

- MOU จะสิ้นสุดเมื่อมีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ MOU มีอายุครบ 18 เดือนนับจากวันลงนามหรือวันที่ชี้ว่าหากมีการตกลงต่ออายุ MOU ออกไป หรือทั้งสองฝ่ายตกลงกันเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อเลิกก่อนครบกำหนด

- บริษัท จะต้องวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน MOU จำนวน 122 ล้านบาท ก่อนหรือในวันที่ลงนาม MOU

- แต่ละฝ่ายจะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในส่วนของตน และไม่สามารถเรียกร้องความเสียหายจากการกระทำของอีกฝ่ายหนึ่งได้ รวมถึงการยกเลิก MOU ยกเว้นหลักทรัพย์ค้ำประกันที่บริษัท วางไว้หากไม่สามารถเจรจาเพื่อลงนามใน PPA ได้ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ใน MOU

- MOU และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกบังคับและตีความตามกฎหมายไทย ●



สถานที่ตั้งโครงการ



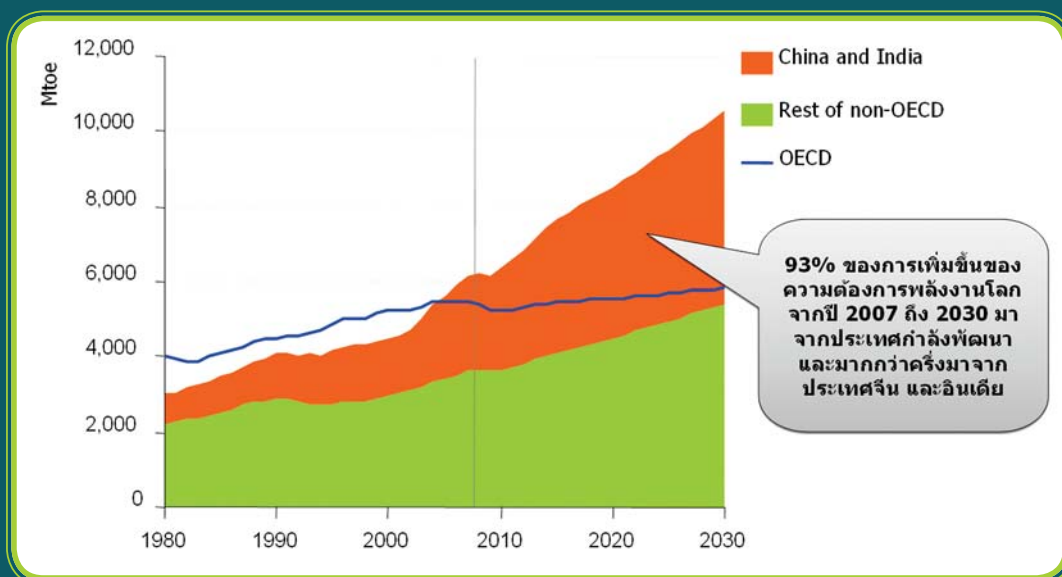
โครงการน้ำจิมบุรี

ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง ทางตอนเหนือของ สปป.ลาว ห่างจากหลวงพระบางไปทางตะวันตกเฉียงใต้ ประมาณ 80 กม.

ทิศทางพลังงานโลก ใน 2 ทศวรรษหน้า

ทบวงพลังงานโลก (International Energy Agency : IEA) ได้คาดการณ์แนวโน้มพลังงานโลก (World Energy Outlook 2009) ในช่วง 20 ปีข้างหน้า (ปี 2030) ภายใต้กรณีวิเคราะห์ 2 กรณี คือ 1) Reference Scenario กรณีที่ภาครัฐไม่เปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงานและมาตรการต่าง ๆ ไปจากปัจจุบัน และ 2) 450 Scenario กรณีที่ภาครัฐของทุกประเทศทั่วโลกมีนโยบายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะยาวให้อยู่ระดับ 450 ส่วนในล้านส่วนเทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) หรือ 450 ppm โดยจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิโลกให้อยู่ที่ 2 °C ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญของการวิเคราะห์ดังกล่าว ดังนี้

กรณีวิเคราะห์ที่หนึ่ง : Reference Scenario กรณีที่ภาครัฐไม่เปลี่ยนแปลงนโยบายและมาตรการต่าง ๆ ไปจากปัจจุบัน ความต้องการพลังงานขึ้นต้นถึงปี 2030 จะเพิ่มขึ้นรวม 40% หรือจากระดับ 12,000 ล้านตัน เทียบเท่าน้ำมัน (Mtoe) ในปี 2007 เป็น 16,800 Mtoe ในปี 2030



Source: IEA World Energy Outlook 2009

เชื้อเพลิงฟอสซิลจะยังเป็นแหล่งพลังงานหลัก โดยความต้องการถ่านหินจะเพิ่มขึ้นมากที่สุด รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากความต้องการเชื้อเพลิงทั้ง 2 ชนิดนี้ เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งคาดว่าจะเพิ่มขึ้นในอัตรา 2.5% ต่อปีไปจนถึงปี 2030 โดยประเทศจีน จะมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากที่สุด อย่างไรก็ตาม น้ำมันก็ยังคง เป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญในอีก 20 ปีข้างหน้า แม้ว่าสัดส่วน จะลดลงจาก 34% ในปัจจุบันเป็น 30% เมื่อถึงปี 2030 ก็ตาม โดยเฉพาะความต้องการน้ำมันจะเพิ่มขึ้นประมาณ 1% ต่อปี หรือจาก 85 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2008 เป็น 105 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2030

ทั้งนี้พลังงานหมุนเวียนยกเว้นพลังงานน้ำ จะเติบโต เร็วมาก ทั้งพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงาน ความร้อนใต้พิภพ กระแสน้ำและคลื่นในทะเล และพลังงาน ชีวภาพ โดยจะเพิ่มขึ้นจาก 2.5% ต่อปี ในปี 2007 เป็น 8.6% ต่อปี ในปี 2030 พลังงานลมจะเพิ่มขึ้นมากที่สุด ขณะเดียวกันสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำจะลด สัดส่วนลงจาก 16% เป็น 14%

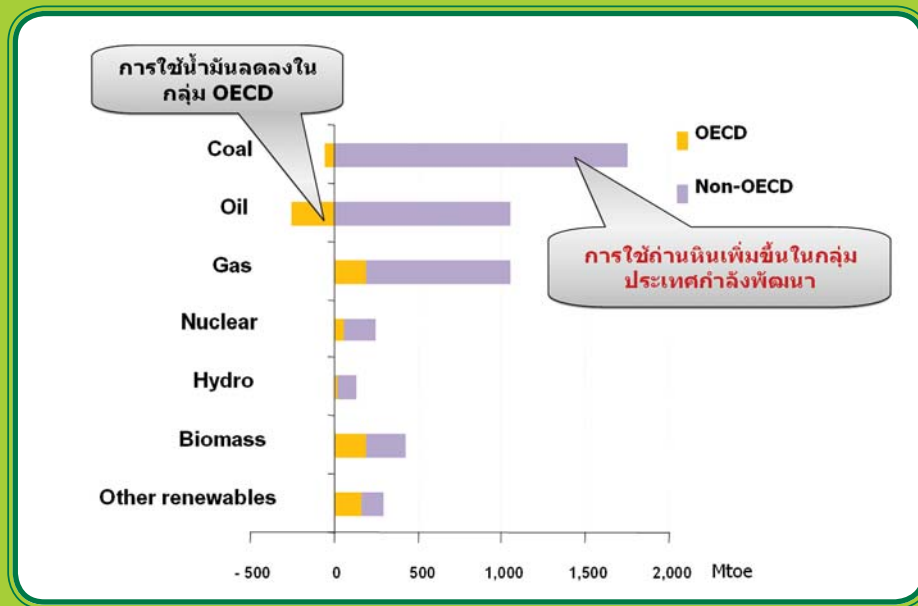


ผลจากวิกฤตการเงินโลกทำให้การลงทุนในภาค พลังงานลดลง และหากยังปล่อยให้สถานการณ์ย่ำแย่ จะส่งผลกระทบต่อพัฒนาการกำลังการผลิตด้านพลังงานใน ระยะกลาง โดยเฉพาะโครงการที่ต้องใช้ระยะเวลาเตรียมการ ล่วงหน้าเป็นเวลานาน จึงเสี่ยงต่อการขาดแคลนอุปทาน ด้านพลังงาน และปัญหานี้จะทำให้ราคาพลังงานกลับมาพุ่ง สูงขึ้นในอีก 2-3 ปีข้างหน้า เมื่อความต้องการฟื้นตัวกลับมา

วิกฤตทางการเงินยังก่อให้เกิดความวิตกว่า การลงทุน ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเพื่อรองรับความต้องการด้านพลังงานถึงปี 2030 ที่คิดเป็น 26 ล้านล้านเหรียญสหรัฐ หรือเฉลี่ย 1.1 ล้านล้านเหรียญสหรัฐต่อปี (1.4% ของ GDP โลก) จะเกิดขึ้น ได้หรือไม่

IEA ระบุว่า หากการพัฒนาพลังงานยังคงดำเนิน อยู่ต่อไปโดยไม่ปรับเปลี่ยนนโยบายของรัฐเลย จะยิ่งทำให้ ต้องพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลต่อ การเปลี่ยนแปลงด้านสภาพภูมิอากาศและความมั่นคง ด้านพลังงาน โดยประเทศที่ไม่อยู่ในกลุ่มองค์การความร่วมมือ และพัฒนาทางเศรษฐกิจ (non-OECD) จะเป็นแหล่งปล่อย CO₂ จากกิจกรรมด้านพลังงานที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะมาจาก ประเทศจีนมากที่สุด รองลงมาคือ ประเทศอินเดีย และ ประเทศในตะวันออกกลาง ส่วนการปล่อย CO₂ ของประเทศ กลุ่ม OECD จะลดลงเล็กน้อยเนื่องจากความต้องการ พลังงานชะลอตัวลง ซึ่งในปัจจุบันประเทศกลุ่ม non-OECD ปล่อย CO₂ จากกิจกรรมด้านพลังงานในแต่ละปีมีสัดส่วน ประมาณ 52% แต่เมื่อคิดเป็นสัดส่วนของการปล่อยสะสม ของทั่วโลกนับตั้งแต่ปี 1890 แล้วยังคงคิดเป็นเพียง 42% เท่านั้น

แนวโน้มที่ความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจกใน บรรยากาศเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วนี้จะส่งผลให้อุณหภูมิโลก สูงขึ้นถึง 6°C ซึ่งจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของภูมิอากาศ อันใหญ่หลวงและเป็นมหันตภัยต่อโลกใบนี้ นอกจากนั้น แนวโน้มภายใต้ Reference Scenario ยังทำให้เกิด ความกังวลเกี่ยวกับความไม่มั่นคงของอุปทานด้านพลังงาน



Source: IEA World Energy Outlook 2009

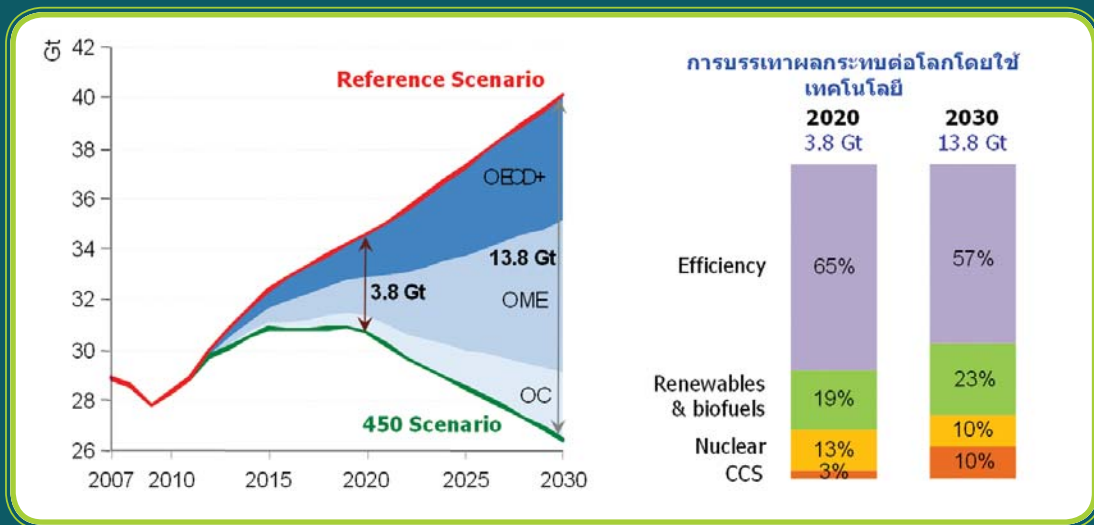
ถึงแม้ว่ากลุ่ม OECD จะนำเข้าน้ำมันน้อยลงใน 20 ปีข้างหน้าเทียบกับปัจจุบัน แต่กลุ่ม non-OECD โดยเฉพาะประเทศจีนและประเทศอินเดียจะนำเข้าน้ำมันเพิ่มขึ้นอย่างมาก และกลุ่มภูมิภาคที่นำเข้าก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ซึ่งรวมถึงยุโรปและประเทศกำลังพัฒนาในทวีปเอเชียจะนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น สะท้อนถึงการใช้จ่ายเพื่อนำเข้าพลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างมากในอนาคต ทั้งนี้คาดว่าระดับราคาน้ำมันในปี 2030 จะอยู่ที่ประมาณ 115 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยหลังจากปี 2025 ประเทศจีนจะกลายเป็นผู้นำเข้าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติรายใหญ่ที่สุดของโลกในด้านมูลค่าที่เป็นเม็ดเงิน โดยแซงหน้าประเทศสหรัฐอเมริกา แหล่งปริมาณสำรองของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่เหลืออยู่ในโลกจะกระจุกตัวอยู่ในไม่กี่ประเทศ คือ ประเทศรัสเซียและประเทศตะวันออกกลาง ทำให้ประเทศเหล่านี้มีอำนาจทางการตลาดในการกำหนดราคา ขณะเดียวกันโอกาสในการเข้าถึงบริการด้านพลังงานสำหรับประชากรที่ยากจนของโลกยังคงเป็นประเด็นสำคัญที่ต้องเร่งดำเนินการ IEA ประมาณการว่ายังมีประชากรอีกประมาณ 1,500 ล้านคนหรือจำนวนมากกว่า 1 ใน 5 ของประชากรโลก ส่วนใหญ่อยู่ในชนบทของประเทศต่าง ๆ ในทวีปแอฟริกาที่อยู่ตอนใต้ของทะเลทรายซาฮารา (Sub-Saharan Africa) และแถบเอเชียใต้ ยังไม่มีไฟฟ้าใช้

กรณีวิเคราะห์ที่สอง : 450 Scenario กรณีที่ภาครัฐของทุกประเทศมีนโยบายร่วมกันในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิโลกให้อยู่ที่ 2 °C นั้น จะต้องมีการผสมผสานเครื่องมือทางนโยบายต่าง ๆ ที่สำคัญคือ ตลาดซื้อขายคาร์บอน สัญญา/ข้อตกลงในระดับภาคส่วน รวมถึงนโยบายและมาตรการระดับชาติ ซึ่งถูกกำหนดออกมาให้สอดคล้องกับสภาวะการณ์เฉพาะของแต่ละภาคส่วนแต่ละกลุ่มประเทศ

การลดการปล่อย CO₂ จากภาคพลังงานตามที่กำหนดในกรณี 450 Scenario ที่เทียบเคียงกับกรณีที่ไม่มี การเปลี่ยนแปลงอะไรเลยตาม Reference Scenario เป็นสิ่งที่ซับซ้อนและค่อนข้างยากในการดำเนินการ แต่วิกฤตทางการเงินที่เกิดขึ้นส่งผลให้



ข้อเสนอการลด CO₂ ตาม 450 Scenario จะต้องใช้เงินลงทุน 10.5 ล้านล้านเหรียญสหรัฐ
โดยเน้นการประหยัดพลังงาน และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ



Source: IEA World Energy Outlook 2009

การเติบโตของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง เปิดโอกาสให้เกิดการปรับโครงสร้างภาคพลังงานได้ง่ายขึ้น ทำให้มีช่องทางมุ่งไปสู่การลงทุนในเทคโนโลยีที่ช่วยลดคาร์บอน

ในกรณี 450 Scenario นี้ ประสิทธิภาพของผู้ใช้พลังงานในขั้นสุดท้าย (End-Use) เป็นตัวช่วยสำคัญในการลดการปล่อย CO₂ ในปี 2030 ได้มากกว่าครึ่งหนึ่งของปริมาณที่ลดได้ทั้งหมด การผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะลดลงครึ่งหนึ่งเมื่อเทียบกับกรณี Reference Scenario ในปี 2030 และหากประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศจีนรวมกันจะมีส่วนช่วยลดการปล่อย CO₂ จากภาคไฟฟ้าของโลกได้ประมาณครึ่งหนึ่ง การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage : CCS) ในสาขาไฟฟ้าและอุตสาหกรรมมีส่วนช่วย 10% ของปริมาณที่สามารถลดได้ทั้งหมดในปี 2030 เทียบกับ Reference Scenario ภายในปี 2030 ความต้องการน้ำมันในภาคขนส่งจะลดมากกว่า 70% ของการลดน้ำมันทั้งหมด ในกรณี Reference Scenario ตลาดการซื้อขายรถยนต์จะเปลี่ยนแปลงครั้งใหญ่ ภายในปี 2030 เครื่องยนต์ประเภทที่ใช้การสันดาปภายในแบบเดิมจะมีสัดส่วนในตลาดประมาณ 40% ลดจาก 90% ในกรณี Reference Scenario โดยรถไฮบริดจะเข้ามาครองตลาดได้ถึง 30% และรถประเภท Plug-in Hybrid รถที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจะครองส่วนแบ่งตลาดที่เหลือ

กลไกทางการเงินแบบใหม่เป็นปัจจัยสำคัญอย่างยิ่งสู่การพัฒนาแบบคาร์บอนต่ำ ซึ่งจะต้องมีเม็ดเงินลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและสต็อกทุนในโครงการด้านพลังงานทั่วโลกเพิ่มขึ้นอีก 10.5 ล้านล้านเหรียญสหรัฐ โดยการลงทุนเพิ่มเติมส่วนใหญ่อยู่ในสาขาขนส่ง ต้นทุนของการลงทุนที่เพิ่มเติมเพื่อให้โลกสามารถก้าวไปบนเส้นทางสู่เป้าหมาย 450 ppm จะส่งผลให้ได้รับประโยชน์ทั้งด้านเศรษฐกิจ สุขภาพ และความมั่นคงด้านพลังงาน โดยค่าใช้จ่ายด้านพลังงานในสาขาขนส่ง อาคารธุรกิจและอุตสาหกรรมจะค่อย ๆ ลดลงในช่วงปี 2010-2030 ทั้งนี้ประเทศที่พัฒนาแล้วจะต้องมีส่วนช่วยสนับสนุนทางการเงินแก่ประเทศกำลังพัฒนาให้มากขึ้นในการลดการปล่อยมลพิษ โดยมีช่องทางหลายช่องทางที่จะทำให้เงินสนับสนุนไหลไปยังประเทศกำลังพัฒนา โดยตลาดซื้อขายคาร์บอนระหว่างประเทศจะเข้ามามีบทบาทสำคัญ กลไกพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM) ในปัจจุบันต้องได้รับการปรับปรุงอย่างมากเพื่อให้สามารถรองรับกิจกรรมการซื้อขายที่จะมีจำนวนมากขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพและรวดเร็ว แหล่งรวมเงินสนับสนุนระหว่างประเทศ (International Funding Pools) ก็เป็นอีกช่องทางที่สำคัญซึ่งจะช่วยให้การโอนถ่ายความช่วยเหลือทางการเงินไปสู่ประเทศที่กำลังพัฒนาได้มากขึ้น

“ก๊าซธรรมชาติ” ยังคงบทบาทสำคัญ

มีการคาดการณ์ว่า นับจากปี 2010 เป็นต้นไป แนวโน้มความต้องการก๊าซธรรมชาติทั่วโลกจะกลับมาเพิ่มขึ้น ตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิงที่มีปริมาณคาร์บอนต่ำกว่าถ่านหินและน้ำมัน บวกกับ ข้อจำกัดของการเติบโตของการใช้เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำ จะทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติดียังคงเพิ่มขึ้นในระยะยาว

คาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติทั่วโลกจะเพิ่มขึ้น เฉลี่ย 1.5% ต่อปีไปจนถึงปี 2030 สัดส่วนของก๊าซธรรมชาติ ในภาพรวมของการใช้พลังงานขั้นต้นของโลกจะอยู่ที่ 21.2% ในอีก 20 ปีข้างหน้า ประเทศแถบตะวันออกกลาง ประเทศ อินเดีย และประเทศจีน มีอัตราการเพิ่มขึ้นเร็วที่สุด โดย ภาคการผลิตไฟฟ้าจะยังคงเป็นปัจจัยสำคัญที่สุดที่ทำให้ ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นในทุกภูมิภาค แต่หลังจาก ปี 2020 ในบางภูมิภาคความต้องการจะลดลง เนื่องจากมี มาตรการส่งเสริมการประหยัดพลังงานด้วยการปรับปรุง ประสิทธิภาพในการใช้ก๊าซธรรมชาติ และการสนับสนุน การใช้เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำ

สำหรับแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาตินั้น ประเทศในกลุ่ม non-OECD โดยรวมจะเป็นกลุ่มที่ผลิตก๊าซธรรมชาติที่ เพิ่มขึ้นของโลกทั้งหมดจนถึงปี 2030 โดยประเทศแถบ ตะวันออกกลางจะมีการผลิตและส่งออกเพิ่มขึ้นมากที่สุดใน เชิงปริมาณ เพราะมีแหล่งสำรองก๊าซธรรมชาติใหญ่ที่สุดและ

มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด เพราะก๊าซธรรมชาติเป็นผลผลิตที่ได้ ควบคู่กับการผลิตน้ำมัน ประเทศอิหร่านและประเทศกาตาร์ เป็นประเทศที่มีการผลิตเพิ่มขึ้นมากกว่าที่อื่น ๆ

นอกเหนือจากนี้ก็ยังมีแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติที่เพิ่ม มากขึ้นเช่นกันในทวีปแอฟริกา เอเชียกลาง ละตินอเมริกา และประเทศรัสเซีย IEA ได้วิเคราะห์แหล่งก๊าซธรรมชาติ แต่ละแหล่งอย่างละเอียดเพื่อดูแนวโน้มของการผลิต ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านมาในอดีตรวมทั้งสิ้นประมาณ 600 แห่ง (คิดเป็น 55% ของการผลิตทั่วโลก) และชี้ให้เห็นว่า เกือบ ครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตปัจจุบันของโลกจะต้องมีแหล่งใหม่ มาทดแทนภายในปี 2030 เนื่องจากแหล่งเดิมจะถูกใช้หมดไป

อย่างไรก็ดี มีการพัฒนาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งนอก รูปแบบ (Unconventional Gas Resources) อย่างรวดเร็ว ในระยะหลัง โดยเฉพาะในทวีปอเมริกาเหนือ คือ ประเทศ สหรัฐอเมริกาและประเทศแคนาดาในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา ส่งผลให้การคาดการณ์ตลาดก๊าซธรรมชาติในอนาคตเปลี่ยนไป ทั้งในทวีปอเมริกาเหนือและส่วนอื่น ๆ ของโลก เทคโนโลยี แบบใหม่ โดยเฉพาะการขุดเจาะบ่อแนวนอน ประกอบกับ การอัดน้ำที่มีความดันสูงลงไปช่วยเพิ่มผลผลิตต่อหลุมและ ลดต้นทุนการผลิตของแหล่งก๊าซธรรมชาตินอกูปแบบนี้

การพัฒนาดังกล่าวช่วยเสริมให้ปริมาณอุปทานของ ก๊าซธรรมชาติมีมากขึ้น ซึ่งนอกจากในอเมริกาเหนือแล้ว ในภูมิภาคอื่นของโลกก็มีแหล่งก๊าซธรรมชาตินอกูปแบบ เหมือนกัน ซึ่งรวมถึงประเทศจีน ประเทศอินเดีย ประเทศ ออสเตรเลีย และยุโรป แต่การพัฒนาการผลิตจะเกิดขึ้นได้ มากน้อยเพียงใดยังไม่มีการสำรวจและประเมินอย่างละเอียด

เมื่อพิจารณารวมทั่วโลก สัดส่วนของก๊าซธรรมชาติ จากแหล่งนอกูปแบบจะเพิ่มขึ้นจาก 12% ในปี 2007 เป็น 15% ในปี 2030 แต่ก็ยังเป็นประมาณการที่ไม่แน่นอน อย่างไรก็ตาม การขยายตัวของการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง นอกูปแบบในทวีปอเมริกาเหนือกำลังก่อปัญหาด้านอุปทาน ก๊าซธรรมชาติที่เกินความต้องการ ส่งผลต่อโครงสร้างตลาด ก๊าซธรรมชาติ และวิธีการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติในยุโรป และเอเชีย-แปซิฟิก การนำเข้าที่ลดลงอย่างมากของประเทศ





สหรัฐอเมริกา เนื่องจากการผลิตในประเทศมีแนวโน้มสูงขึ้น แต่ความต้องการลดลงมากกว่าที่คาด ซึ่งอาจนำไปสู่การค้าขายที่ลดลงระหว่างตลาดระดับภูมิภาคที่สำคัญในไม่ช้า

“อาเซียน” ตลาดพลังงานสำคัญ

ประเทศในกลุ่มอาเซียน 10 ประเทศจะเป็นภูมิภาคที่มีบทบาทสำคัญในตลาดพลังงานโลกในอีกหลายทศวรรษข้างหน้า ด้วยขนาดเศรษฐกิจที่เท่ากับประเทศแคนาดาและประเทศเม็กซิโกรวมกัน ประชากรรวมกันมีมากกว่าสหภาพยุโรป การใช้พลังงานใกล้เคียงกับแถบตะวันออกกลาง มีแนวโน้มเติบโตรวดเร็ว เมื่อผนวกประเทศจีนและประเทศอินเดียด้วยแล้วจะยังมีความสำคัญด้านพลังงานมากขึ้น ในกรณี Reference Scenario ที่ภาครัฐไม่ดำเนินมาตรการใดเลย ตั้งแต่ปี 2007-2030 ความต้องการใช้พลังงานขั้นต้นของอาเซียนจะขยายตัว 76% หรือเติบโต 2.5% ต่อปี เร็วกว่าอัตราเฉลี่ยในภูมิภาคอื่น หากเป็นกรณี 450 Scenario คาดว่าจะมีการเติบโตด้านความต้องการใช้พลังงานของอาเซียนประมาณ 2.1% ต่อปี

อย่างไรก็ดี ภูมิภาคนี้มีแหล่งน้ำมันที่พิสูจน์แล้วเพียงประมาณ 1% ของโลกเท่านั้น ทำให้ต้องพึ่งพาการนำเข้าอย่างมหาศาลและคาดว่า การพึ่งพาจะเพิ่มมากขึ้นในอนาคต และยังมีความเป็นไปได้ที่ภูมิภาคนี้จะขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในไม่กี่ทศวรรษข้างหน้า

ถึงแม้หลายประเทศในภูมิภาคนี้จะมีแหล่งพลังงานหมุนเวียนอยู่มาก แต่ปัญหาทางกายภาพและทางเศรษฐศาสตร์หลายประการทำให้ไม่สามารถพัฒนาแหล่งพลังงานนี้มาใช้ได้เสียเป็นส่วนใหญ่

เม็ดเงินลงทุนจำเป็นที่ใช้ก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในภูมิภาคอาเซียนใน 20 ปีข้างหน้าในกรณี Reference Scenario อยู่ที่ 1.1 ล้านล้านเหรียญสหรัฐ ซึ่งมากกว่าครึ่งหนึ่งจะเป็นการลงทุนในสาขาการผลิตไฟฟ้า หากเป็นกรณี 450 Scenario การลงทุนที่จำเป็นทั้งหมดจะสูงกว่านี้อีก 3.9 แสนล้านเหรียญสหรัฐ เพราะฉะนั้นการหาแหล่งเงินทุนจึงเป็นปัญหาท้าทายเมื่อเกิดวิกฤตการเงินทำให้บริษัทพลังงานลดการลงทุนและเลื่อนโครงการออกไป ●



เครื่องสกัดน้ำมันปาล์ม ระบบแห้งเหีบรวม (Dry Process)



เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งเหีบรวม (Dry Process)

รายละเอียดเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งเหีบรวม (Dry Process)

ประกอบด้วย ชุดเครื่องจักรต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

1. เครื่องจักร Chain Conveyor
2. เครื่องสับทะลายปาล์มน้ำมันสด
3. ห้องบ่มปาล์มน้ำมัน
4. เครื่องสกัดลูกร่วงปาล์มน้ำมัน
5. เครื่องร่อนคัดแยกเส้นใยปาล์มน้ำมัน
6. ห้องอบลูกปาล์มน้ำมันร่วง
7. เครื่องบีบสกัดน้ำมันปาล์ม
8. เครื่องกรองน้ำมันปาล์มละเอียด
9. เครื่องกรอง Filter Plate
10. ถังกักเก็บน้ำมันปาล์มดิบ Crude Palm Oil Tank

ตารางเปรียบเทียบเทคโนโลยีการสกัดน้ำมันแบบใช้ไอน้ำ (Stream Process)
กับแบบแห้งหีบรวม (Dry Process) และผลิตภัณฑ์ที่ได้จากปาล์ม

ข้อเปรียบเทียบ	วิธีการสกัดน้ำมันปาล์ม	
	แบบใช้ไอน้ำ Stream Process	แบบแห้งหีบรวม Dry Process
1. โรงงาน	มีขนาดใหญ่ และใช้งบลงทุนสูง มีค่าบริหารจัดการสูง ต้องมีระบบบำบัดน้ำเสีย	มีขนาดเล็กกว่า และใช้งบลงทุนต่ำ มีค่าบริหารจัดการน้อย ไม่ต้องมีระบบบำบัดน้ำเสีย
2. แหล่งกำเนิดความร้อน	ใช้ระบบ Boiler ส่วนใหญ่จากไยปาล์ม เพื่อเป็นแหล่งกำเนิดความร้อน แต่ต้องใช้ในปริมาณสูงมาก*	ใช้ระบบ Gasifier จากเชื้อเพลิงแท่งตะเกียบที่ทำจาก เศษเหลือทะลายปาล์ม เช่น ทะลายปาล์ม กะลาปาล์ม เป็นแหล่งกำเนิดความร้อน และให้ความร้อนมากกว่าเมื่อเทียบกับ ไยปาล์มในปริมาณที่เท่ากัน*
3. น้ำเสีย	เกิดน้ำเสียปริมาณมาก จำเป็นต้องมีระบบบำบัดน้ำเสีย	ไม่เกิดน้ำเสียในระบบการผลิต
4. พลังงานไฟฟ้า	ใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูง เนื่องจากระบบค่อนข้างใหญ่ ต้องใช้มอเตอร์กำลังสูง ทำให้เสียค่าไฟฟ้ามาก**	ใช้พลังงานไฟฟ้าน้อย เมื่อเทียบกับขนาดของมอเตอร์ที่ใช้ เสียค่าไฟฟ้าน้อย**
5. น้ำมันปาล์ม	ได้จากเนื้อปาล์ม ต้องผ่านกระบวนการไล่ความชื้น ในน้ำมันปาล์ม เป็นน้ำมันปาล์มเกรดเอ มีราคาขาย 28.96 บาท (เปอร์เซ็นต์น้ำมัน 17%)	เป็นน้ำมันรวมได้จากเนื้อและเมล็ด ในปาล์ม ไม่ต้องผ่านกระบวนการ ไล่ความชื้นในน้ำมันปาล์ม เป็นน้ำมันปาล์มเกรดเอ มีราคาขาย 28.96 บาท (เปอร์เซ็นต์น้ำมัน 17%)
6. กากที่เหลือ	มีคุณค่าทางอาหารต่ำใช้เป็นอาหารสัตว์ ไม่ได้	ใช้หรือจำหน่ายเป็นอาหารสัตว์ได้ มีราคาขาย 3.5-4.0 บาทต่อกิโลกรัม
7. เปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มที่ได้	เปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มที่ได้เฉลี่ย 17-18%	เปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มที่ได้เฉลี่ยมากกว่า 22% ขึ้นไป

หมายเหตุ * เปรียบเทียบปริมาณการใช้เป็นแหล่งกำเนิดความร้อน ไยปาล์ม 10 กิโลกรัม : เชื้อเพลิงแท่งชีวมวล 1 กิโลกรัม

** เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายไฟฟ้า (บาทต่อเดือน) แบบไอน้ำ 100,000 บาท : แบบแห้งหีบรวม 30,000 บาท

ข้อสังเกต : ปาล์มน้ำมัน 1 ทะลาย มีสัดส่วนผลิตภัณฑ์ ดังนี้ ทะลายปาล์มเปล่า 22% เส้นใย 5% เนื้อปาล์ม 5% เมล็ดในปาล์ม 10% น้ำมันปาล์ม 17-18% และน้ำเสีย 35-40%

รายละเอียดเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)

ข้อดี

1. เป็นระบบที่คิดค้นและพัฒนาจากระบบสกัดน้ำมันปาล์มแบบเก่า ซึ่งเป็นเครื่องแรกในประเทศไทย
2. เป็นงานวิจัยที่ร่วมกันคิดค้นและพัฒนาระหว่าง ศูนย์วิจัยพลังงานชีวมวล มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และ บริษัท เกษตรลิขี จำกัด
3. สามารถนำไปใช้งานได้จริงในระดับชุมชนตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงขนาดใหญ่
4. สำหรับระบบขนาดเล็กแบบแห้งหีบรวม (หีบทั้งลูกปาล์ม) มีขนาดกำลังการผลิต 2-5 ตันต่อชั่วโมง โดยมีค่าเปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มต่อทะลายอยู่ระหว่าง 22-25 คุณภาพเกรด B สามารถรองรับผลผลิตปาล์มน้ำมันขนาดพื้นที่ 2,000-5,000 ไร่
5. สำหรับระบบขนาดใหญ่แบบแห้งหีบเฉพาะเปลือกนอก (Mesocarp) มีขนาดกำลังการผลิต 5-15 ตันต่อชั่วโมง โดยมีค่าเปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มต่อทะลายอยู่ระหว่าง 18-20 สามารถรองรับผลผลิตปาล์มน้ำมันขนาดพื้นที่ 10,000 ไร่ขึ้นไป



การจัดสร้างเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)

6. By Product (กากปาล์ม) ที่ได้สามารถนำไปเลี้ยงอาหารสัตว์ได้เลย
7. ไม่ก่อให้เกิดน้ำเสียจากกระบวนการผลิต ซึ่งแตกต่างจากระบบเดิมที่ต้องใช้น้ำในกระบวนการผลิต อัตราส่วน 1 : 1
8. ใช้แรงงานน้อยประมาณ 6-10 คนต่อทั้งระบบ
9. สามารถพัฒนาให้เป็นรูปแบบของการทำพลังงานชุมชนได้
10. การใช้งานตลอดจนการบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก ซับซ้อน สามารถเข้าใจได้ง่าย
11. ชิ้นส่วนอะไหล่ในการบำรุงรักษาระบบสกัดน้ำมันปาล์ม สามารถหาซื้อได้ตามท้องตลาด

ข้อด้วย

1. ในการเดินเครื่องทั้งระบบจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าอยู่
2. ขนาดกำลังการผลิตต่อ 1 ยูนิต ไม่สามารถขยายเพิ่มได้อีก หากกำลังวัตถุดิบมากเกินไปจำเป็นต้องสร้างชิ้นใหม่ เช่น 1 ยูนิต มีกำลังการผลิต 5 ตันต่อชั่วโมง สามารถรองรับผลผลิตได้ไม่เกิน 5 ตันต่อชั่วโมงเท่านั้น
3. ใช้เวลาในการรวบรวมน้ำมันปาล์มที่สกัดได้นานกว่า
4. จำเป็นต้องมีการพัฒนาเครื่องจักรให้เป็นอุตสาหกรรมต่อเนื่อง ●



การทดสอบประสิทธิภาพเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)

{ มหัศจรรย์พลังงานทดแทน เปลี่ยน “น้ำเสีย” เป็น “ก๊าซ” }

ขึ้นชื่อว่า “น้ำเสีย” คงไม่มีใครอยากเข้าใกล้ แต่ได้ยินชื่อ ก็พากันเบือนหน้าหนีแล้ว นอกจากจะ “สกปรก” ส่งกลิ่นเหม็น เป็นแหล่งเพาะเชื้อโรค แถมยังส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และสุขภาพที่ดีของประชาชน เอาเป็นว่าเมื่อพูดถึง “น้ำเสีย” คงหามุมให้รู้สึกดี ๆ ได้ยาก

“น้ำเสีย” ส่วนใหญ่เกิดจากกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ซึ่งต้องหาวิธีบำบัดให้สะอาดก่อนปล่อยสู่แหล่งน้ำตามธรรมชาติ เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยที่ผ่านมาโรงงานส่วนมากนิยมบำบัดน้ำเสียในระบบบ่อเปิด ต้องใช้พื้นที่ไม่ต่ำกว่า 100 ไร่ แต่นั่นก็ยังไม่สามารถแก้ปัญหาเรื่องกลิ่นได้ดีเท่าที่ควร เนื่องจากประสิทธิภาพการทำงานของระบบที่ต่ำเกินไป ทำให้โรงงานแต่ละแห่งต้องเสียค่าใช้จ่ายในการซื้อสารเคมีเพื่อนำมาช่วยในการบำบัด กว่าที่จะได้น้ำที่สะอาดตามมาตรฐานกรมโรงงานอุตสาหกรรม จนกระทั่งปี 2538 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ได้ส่งเสริมให้มีการนำระบบเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพมาใช้ เพื่อกำจัดของเสีย/ของเหลือทิ้ง



ที่เกิดจากการกระบวนการผลิต เช่น มูลสัตว์ น้ำเสีย และกากของเสีย โดยก๊าซชีวภาพที่ได้สามารถนำมาทดแทนพลังงานในรูปแบบไฟฟ้าหรือความร้อน อีกทั้งยังลดปริมาณน้ำเสียและลดค่าใช้จ่ายในกระบวนการบำบัดน้ำเสีย รวมถึงแก้ปัญหาสิ่งแวดล้อมและลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นสาเหตุที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อนได้อีกด้วย

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน กล่าวว่า “ก๊าซชีวภาพ” เป็นหนึ่งในยุทธศาสตร์สำคัญที่กระทรวงพลังงานได้เร่งส่งเสริมให้ผู้ประกอบการภาคอุตสาหกรรม ได้แก่ โรงงานอุตสาหกรรม น้ำมันปาล์ม แป้งมันสำปะหลัง เอทานอล น้ำยางข้น อุตสาหกรรมอาหาร และอื่น ๆ สร้างระบบก๊าซชีวภาพเพื่อกำจัดของเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิต และนำก๊าซชีวภาพที่ได้ไปผลิตไฟฟ้าหรือใช้ทดแทนเชื้อเพลิงชนิดอื่น เช่น น้ำมันเตา ก๊าซ LPG เป็นต้น



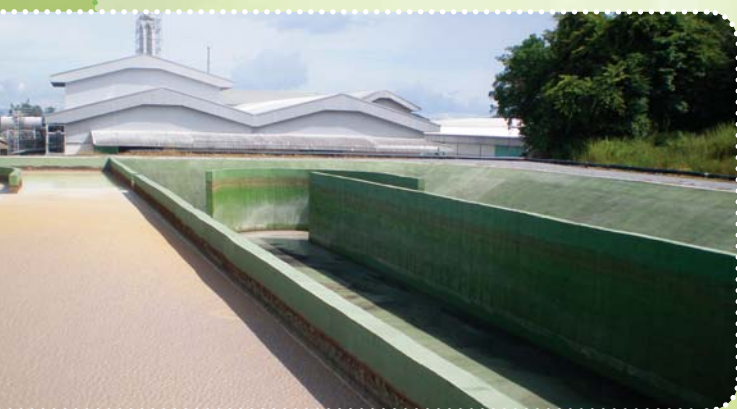
และเพื่อจูงใจให้มีการลงทุนผลิตพลังงานจากน้ำเสียเพิ่มมากขึ้น กระทรวงพลังงานได้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลด้านการส่งเสริมอย่างต่อเนื่อง ล่าสุดได้จัดสัมมนาเชิงวิชาการ “โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2552 (ปีที่ 2)” เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่กลุ่มผู้ประกอบการอุตสาหกรรมให้ได้รับข้อมูลที่ถูกต้อง รวมถึงเป็นการเผยแพร่ผลงาน และความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีของระบบก๊าซชีวภาพในปีปัจจุบันที่มีศักยภาพและเหมาะสมกับอุตสาหกรรมแต่ละประเภท โดยมีผู้ประกอบการสนใจเข้าร่วมงานสัมมนา จำนวนมาก ทั้งนี้แผนการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ในช่วงปี 2551-2555 จะครอบคลุมโรงงานอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพกว่า 338 แห่ง โดยคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 637.2 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี คิดเป็นมูลค่าประมาณ 4,950 ล้านบาทต่อปี

อย่างไรก็ดี จากผลการดำเนินงานในช่วงปี 2551-2552 มีผู้ประกอบการเข้าร่วมโครงการ แล้ว จำนวน 50 ราย โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้ให้เงินสนับสนุนแก่โรงงานที่เข้าร่วมโครงการ สูงถึงร้อยละ 20-50 ของวงเงินลงทุนระบบผลิตก๊าซชีวภาพตามประเภทอุตสาหกรรม คิดเป็นเงินสนับสนุนประมาณ 509 ล้านบาท สามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 317 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี สามารถทดแทนพลังงานเชิงพาณิชย์ต่าง ๆ เช่น ทดแทนไฟฟ้าได้ประมาณ 974 ล้านบาทต่อปี ทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 905 ล้านบาทต่อปี ทดแทนถ่านหินได้ประมาณ 44 ล้านบาทต่อปี และเชื้อเพลิงประเภทอื่น ๆ อีกประมาณ 27 ล้านบาทต่อปี รวมเป็นมูลค่าการทดแทนพลังงานทั้งสิ้น 1,950 ล้านบาทต่อปี



สำหรับในปี 2553 นี้ สนพ.ได้สนับสนุนงบประมาณให้ครอบคลุมโรงงานเป้าหมายเพิ่มเติมอีกจำนวน 74 แห่ง โดยกองทุนฯ จะให้เงินสนับสนุนแก่โรงงานที่เข้าร่วมโครงการ ในวงเงิน 660 ล้านบาท ทั้งนี้คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 141 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ไม่น้อยกว่า 1,109 ล้านบาทต่อปี และจะขยายการสนับสนุนต่อไปเพื่อให้ครอบคลุมโรงงานอุตสาหกรรมทั่วประเทศไทย

“น้ำเสีย” หากไม่ได้รับการจัดการที่ถูกต้องจะก่อให้เกิดปัญหาด้านมลพิษทั้งเรื่องกลิ่น แมลงรบกวน และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้น การนำระบบก๊าซชีวภาพไปประยุกต์ใช้นอกจากจะช่วยลดต้นทุนด้านการใช้พลังงานในโรงงานอุตสาหกรรมฯ ที่นับวันจะยิ่งสูงขึ้นแล้ว ยังช่วยเพิ่มศักยภาพด้านการแข่งขันในตลาดเสรี และช่วยฟื้นฟูสิ่งแวดล้อมรอบโรงงานที่เคยเสื่อมโทรมให้กลับคืนมา มีชีวิตชีวาได้อีกครั้ง และเป็นผลดีต่อสุขอนามัยของผู้คนที่อาศัยอยู่ในบริเวณใกล้เคียงอีกด้วย ●



สนพ.พาสื่อมวลชนเยี่ยมชม

“โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน”

จังหวัดกระบี่

เมื่อเดือนมกราคม 2553 สนพ.ได้เชิญสื่อมวลชนสายต่าง ๆ เข้าร่วมกิจกรรมเยี่ยมชม โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน จังหวัดกระบี่ โดยโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนที่ได้จัดพาเยี่ยมชมครั้งนี้ ได้แก่ โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมปี 2552 (ปีที่ 1) บริษัท ชาราฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด โรงไฟฟ้าชีวมวล ผลิตไฟฟ้าจากทะเลสาบปาล์มเปลา บริษัท ชาราฟ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด และโครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันและพัฒนากระบวนการผลิตพลังงานจากพืชแบบครบวงจรในพื้นที่ตัวอย่างเขตภาคเหนือ ซึ่งได้จัดทำเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) เครื่องแรก ตั้งอยู่ที่ บริษัท เกษตรสิทธิ์ จำกัด จังหวัดกระบี่

บรรยากาศของการไปเยี่ยมชมโครงการครั้งนี้ สื่อมวลชนให้ความสนใจกับทุกโครงการที่ไปเยี่ยมชม และได้รับความร่วมมือเป็นอย่างดีระหว่างการไปเยี่ยมชมโครงการ อาทิ การสัมภาษณ์นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และนายวีระพล จิรประดิษฐกุล

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในเรื่องภาพรวมด้านการใช้พลังงาน การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้งประเด็นด้านต่าง ๆ จากเจ้าของโครงการ เช่น เรื่องโรงไฟฟ้าชีวมวลจากทะเลสาบปาล์มเปลา และไบโอแก๊สจากน้ำเสียโรงงานปาล์ม โครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันและพัฒนากระบวนการผลิตพลังงานจากพืชแบบครบวงจรในพื้นที่ตัวอย่างเขตภาคเหนือ และแนวทางการทำเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) และการปลูกปาล์ม

นอกจากนี้ สนพ.ได้จัดกิจกรรมบริจาคสิ่งของและมอบทุนการศึกษาให้นักเรียนโรงเรียนบ้านเกาะกลาง และพาสื่อมวลชนเยี่ยมชมสถานที่ท่องเที่ยวขึ้นชื่อของจังหวัดกระบี่ ในงานนี้จากนอกสื่อมวลชนส่วนกลางและท้องถิ่นได้เข้าเยี่ยมชมโครงการฯ แลกเปลี่ยนความรู้เรื่องการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนแล้ว ยังได้พบปะผู้นำและส่วนราชการท้องถิ่น ได้ทำการกุศลร่วมกัน ตลอดจนส่งเสริมกิจกรรมท่องเที่ยวในท้องถิ่นควบคู่กันไปด้วย

โครงการก๊าซชีวภาพ : ได้ทั้งพลังงาน ลดมลพิษ และลดภาวะโลกร้อน

• การเยี่ยมชมโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมปี 2552 (ปีที่ 1) บริษัท ชาราฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด และโรงไฟฟ้าชีวมวล บริษัท ชาราฟ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด

โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ผู้บริหารเจ้าหน้าที่ กระทรวงพลังงาน สนพ. และสื่อมวลชน ได้เดินทางไปดูงาน พร้อมทั้งนายประสิทธิ์ โอสถานนท์ ผู้ว่าราชการจังหวัดกระบี่ ให้การต้อนรับและเดินทางร่วมคณะฯ

ไปยังบริษัท ชาราฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด และบริษัท ชาราฟ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด อำเภอเขาพนม โดยมีนายชูชิต ภูมิ ชาราฟ ประธานกรรมการ นายเจย์ ปราภาส ชาราฟ กรรมการผู้จัดการ นายโมฮาราม สุวาที และผู้บริหารบริษัท ชาราฟ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ให้การต้อนรับคณะฯ โดยมีการบรรยายความเป็นมาของชาราฟกรุ๊ป และการดำเนินงานในส่วน of โรงไฟฟ้าชีวมวลและไบโอแก๊สจากน้ำเสียปาล์ม ให้คณะผู้เข้าเยี่ยมชมได้รับทราบ จากนั้นได้พาคณะฯ เยี่ยมชม

การทำงานภายในโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า พร้อมกับให้ข้อมูลรายละเอียดการดำเนินงาน โดยซาราฟกรุ๊ป ดำเนินกิจการในประเทศไทยมาตั้งแต่ปี 2530 ปัจจุบันมีกิจการด้านพลังงาน ซึ่งก็คือการผลิตไฟฟ้าที่มาจากทะลายปาล์มเปล่า (Empty Fruit Bunch, EFB) ปัจจุบันมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 9.5 เมกะวัตต์ แต่อย่างไรก็ตามมีน้ำเสียเกิดจากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิง 240 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ซึ่งระบบบำบัดน้ำเสียแบบเดิมของบริษัทฯ ใช้ระบบบ่อไร้อากาศแบบเปิด ทำให้มีก๊าซมีเทนที่เกิดจากกระบวนการหมักตามธรรมชาติลอยขึ้นสู่อากาศ เกิดปัญหากลิ่นเหม็นรบกวน ดังนั้น จึงได้เข้าร่วมโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และจำหน่ายน้ำเสียให้แก่บริษัท ซาราฟไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี จำกัด เพื่อนำไปผลิตก๊าซชีวภาพ

ทั้งนี้ บริษัท ซาราฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี จำกัด ได้เริ่มก่อสร้างระบบก๊าซชีวภาพตั้งแต่เดือนธันวาคม 2550 ใช้งบประมาณในการก่อสร้างทั้งสิ้น 96 ล้านบาท ซึ่งทางกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ให้การสนับสนุน

งบประมาณในการทำระบบก๊าซชีวภาพเป็นเงิน 8.8 ล้านบาท โดยใช้เทคโนโลยีระบบ Cover in Ground Anaerobic Reactor (CIGAR) ซึ่งเป็นระบบที่สามารถเก็บกักน้ำเสียและได้ก๊าซในปริมาณมาก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการก่อสร้าง คาดว่า จะแล้วเสร็จในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ตั้งเป้าผลิตก๊าซชีวภาพได้ 17,850 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ซึ่งก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ จะถูกนำไปใช้ป้อนเครื่องยนต์ก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้า 2 เมกะวัตต์ โดยในเฟสแรกจะติดตั้งเครื่องจักรก่อน 1 เครื่อง สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 1.2 เมกะวัตต์ ส่วนเครื่องจักรที่ 2 จะติดตั้งในปี 2554 เพื่อผลิตไฟฟ้าขายให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ประมาณ 9.36 ล้านหน่วย คิดเป็นเงินปีละ 22 ล้านบาท ซึ่งสื่อมวลชนยังให้ความสนใจสัมภาษณ์เพิ่มเติมรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ประเด็นการให้การส่งเสริมผู้ประกอบการ ซึ่งทางกระทรวงพลังงานเตรียมกำหนดโซนนิ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลภายในรัศมี 100 กิโลเมตร ให้มีเพียง 1 โรง เพื่อป้องกันปัญหาการแย่งชิงวัตถุดิบ ซึ่งจะส่งผลทำให้ราคาวัตถุดิบปรับตัวสูงขึ้นได้

บรรยากาศการเยี่ยมชม บจก.ซาราฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี และ บจก.ซาราฟ เอ็นเนอร์ยี



นายชูชีพ ภูมิธนาพร ประธานกรรมการ บจก.ซาราฟ เอ็นเนอร์ยี กล่าวต้อนรับและให้ข้อมูลบริษัท



นายณัฐวุฒิ ยิ่งถาวร ผู้จัดการโรงงาน ให้ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับการทำงานของระบบ



สื่อมวลชนให้ความสนใจข้อมูล



รณว.พน.กล่าวขอบคุณ



บรรยากาศการเยี่ยมชม



สื่อมวลชนสัมภาษณ์ผู้บริหาร ก.พลังงาน และชาราฟกรุป

โครงการจัดปลูกพืชน้ำมัน : พึ่งพาตนเอง และสร้างรายได้แก่เกษตรกร

● เยี่ยมชมโครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันและพัฒนารูปแบบการผลิตพลังงานจากพืชแบบครบวงจรในพื้นที่ตัวอย่างเขตภาคเหนือ (เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม Dry Process)

เดินทางถึง บริษัท เกษตรสิริ จำกัด ซึ่งเป็นที่ตั้งของเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) ภายใต้โครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันและพัฒนารูปแบบการผลิตพลังงานจากพืชครบวงจรในพื้นที่ตัวอย่างเขตภาคเหนือ โดยมี รศ.ดร.พรชัย เหลืองอาภาพงศ์ หัวหน้าโครงการฯ และนายสมชาย สิทธิโชค ประธานบริหาร บริษัท เกษตรสิริ จำกัด ให้การต้อนรับ และนำคณะชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์ม

ทั้งนี้เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มดังกล่าวเกิดจากการที่กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้สนับสนุนให้คณะเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ดำเนินโครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันฯ ในภาคเหนือ โดยได้มีการศึกษาวิจัยออกแบบพัฒนาระบบสกัดน้ำมันปาล์มให้มีประสิทธิภาพสูง เพื่อใช้เป็นต้นแบบสำหรับการใช้งานของการผลิตปาล์มน้ำมันนอกพื้นที่ ตลอดจนเพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมในการผลิตน้ำมันไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมันที่จะเพิ่มขึ้นด้วย

ด้าน รศ.ดร.พรชัย เหลืองอาภาพงศ์ หัวหน้าโครงการฯ ได้ให้ข้อมูลเพิ่มเติมว่า เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) เป็นการพัฒนาของเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มจากแบบเดิม ซึ่งเป็นการพัฒนาเทคโนโลยีเครื่องสกัดน้ำมัน

ปาล์มเครื่องแรกของประเทศไทย โดยผลงานวิจัยชิ้นนี้เป็นการคิดค้นและพัฒนาาร่วมกันระหว่าง ศูนย์วิจัยพลังงานชีวมวล มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และ บจก.เกษตรสิริ โดยได้เลือกจังหวัดกระบี่ในการทำการศึกษาวิจัยทดลองและพัฒนาระบบ เนื่องจากเป็นแหล่งผลิตน้ำมันปาล์มมากที่สุดในประเทศไทย ประกอบกับมีผลผลิตปาล์มน้ำมันมากเพียงพอสำหรับการทดสอบประสิทธิภาพการทำงานของระบบสกัดน้ำมันปาล์มดังกล่าว ซึ่งเมื่อผลวิจัยเสร็จสมบูรณ์แล้วจะนำไปติดตั้งและทดลองการใช้ระบบเพื่อรองรับผลผลิตปาล์มน้ำมันจากแปลงวิจัยในพื้นที่ภาคเหนือต่อไป

ทั้งนี้ระบบสกัดน้ำมันปาล์มแบบเดิมเป็นแบบใช้น้ำ Stream Process ซึ่งพบว่าหลังกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม จะเกิดปัญหาน้ำเสียขึ้นเป็นจำนวนมาก ส่งผลกระทบต่อชุมชนในพื้นที่ใกล้เคียง ดังนั้น การสร้างเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process) เป็นระบบที่มีขนาดเล็กมาก ใช้พื้นที่น้อย ใช้งบลงทุนต่ำ และใช้ระบบ Gasifier จากเชื้อเพลิงแท่งตะเกียบที่ทำจากเศษเหลือทะเลลายปาล์มกะลาปาล์ม เป็นแหล่งกำเนิดความร้อนที่ไม่ก่อให้เกิดน้ำเสียจากกระบวนการผลิต ซึ่งมีกำลังการผลิตเท่ากับ 2.5 ตันต่อชั่วโมง โดยสามารถขยายกำลังการผลิตได้ถึง 5 ตันต่อชั่วโมง และมีเปอร์เซ็นต์น้ำมันปาล์มที่หีบได้มากกว่า 22% ขึ้นไป ซึ่งมีศักยภาพสูงกว่าระบบเดิมที่ผลิตได้เพียง 17% ทั้งนี้ระบบดังกล่าวสามารถรองรับผลผลิตจากสวนปาล์มน้ำมันได้ตั้งแต่ขนาด 3,000 ไร่ขึ้นไป และยังนำไปพัฒนาและต่อยอดในกระบวนการผลิตพลังงานทดแทนไบโอดีเซลชุมชนได้อีก

บรรยากาศการเยี่ยมชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)



รศ.ดร.พรชัย เหลืองอาภาพงศ์ หัวหน้าโครงการฯ
กล่าวต้อนรับและให้ข้อมูลโครงการฯ



นายสมชาย สิทธิโชค ประธานบริหาร บจก.เกษตรสิริ
กล่าวขอบคุณคณะ ที่เข้าเยี่ยมชม



รศ.ดร.พรชัย และนายสมชาย นำ รมว.พน.และคณะ เยี่ยมชมเครื่องสกัดน้ำมันปาล์ม



เครื่องสกัดน้ำมันปาล์มระบบแห้งหีบรวม (Dry Process)

รมว.พน.ถ่ายภาพเป็นที่ระลึก



สื่อมวลชนสัมภาษณ์ รมว.พน. / รศ.ดร.พรชัย และนายสมชาย

บริจาคอุปกรณ์การศึกษา : เสริมสร้างการเรียนรู้ด้านพลังงานในท้องถิ่น

นอกจากนี้ สนพ.ยังได้จัดกิจกรรมการกุศล บริจาค อุปกรณ์ สื่อการศึกษาในท้องถิ่น ณ โรงเรียนบ้านเกาะกลาง อำเภอมือเมือง โดยมีนายจรงวัชร์ ต้นหนูน ผู้อำนวยการโรงเรียนบ้านเกาะกลาง นายเทียร ศรีเรือง ผู้อำนวยการสำนักงานเขตการศึกษา จังหวัดกระบี่ และนายประดิษฐ์ จันทร์ทอง นายก อบต.คลองประสงค์ ให้การต้อนรับ จากนั้นผู้บริหาร สนพ. นำโดย นายสิทธิโชติ วันทวิน ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์

พลังงานและพลังงานทดแทน และนายเสมอใจ สุขสุเมธ ผู้อำนวยการสำนักไฟฟ้า เป็นตัวแทนมอบสิ่งของบริจาคและทุนการศึกษาให้แก่แก่นักเรียนโรงเรียนบ้านเกาะกลาง และมอบเครื่องคอมพิวเตอร์ให้แก่โรงเรียน เพื่อเป็นสื่อการเรียนการสอน ซึ่งนอกจากจะมีสื่อการเรียนรู้ด้านพลังงานแล้วยังส่งเสริมการเรียนรู้สู่โลกกว้างทางอินเทอร์เน็ตต่อไป ●



นายจรงวัชร์ ต้นหนูน ผอ.รร.บ้านเกาะกลาง กล่าวต้อนรับ



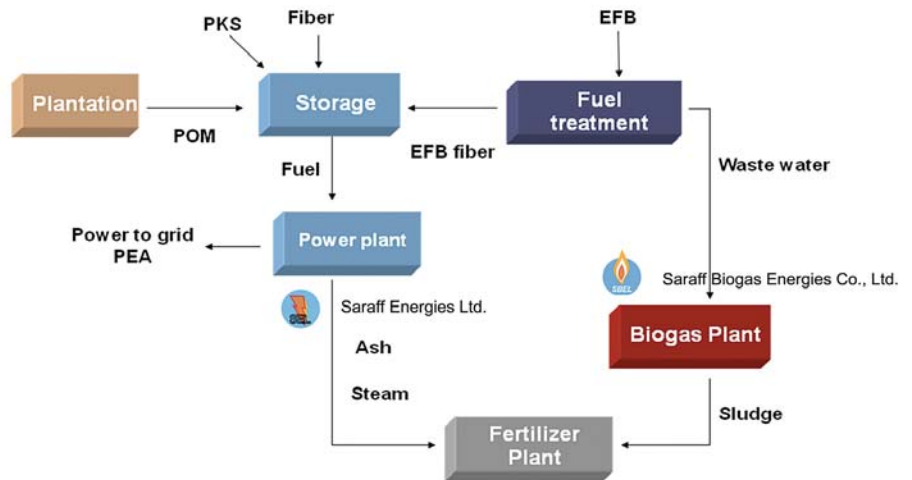
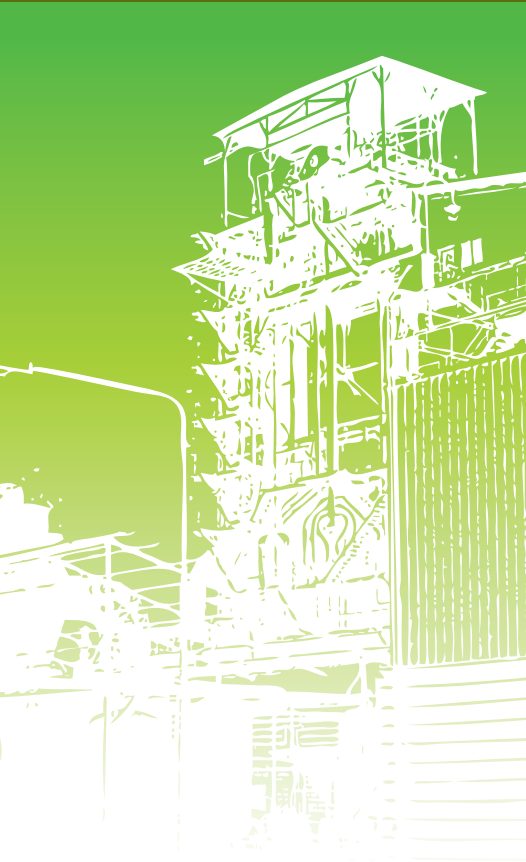
นักเรียน รร.บ้านเกาะกลาง ให้การต้อนรับ



ผส.สนอ.และ ผส.สนพ. มอบสื่ออนุรักษ์พลังงาน ทุนอาหารเสริมให้แก่แก่นักเรียน และคอมพิวเตอร์จำนวน 4 เครื่อง โดยมี ผอ.โรงเรียนบ้านเกาะกลาง เป็นผู้รับ



กลุ่มบริษัท ซาราล์ฟ (Saraff Group) ในกลุ่มพลังงาน



1 บริษัท ซาราล์ฟ เอ็นเนอร์ยี จำกัด

ประเภท	โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ประเภท Non-Firm
วันเริ่มขายไฟเข้าระบบ	28 ธันวาคม 2549
กำลังติดตั้ง	12 MW
ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย	8.5 MW
เงินลงทุน	707 ล้านบาท
ชนิดเชื้อเพลิง	กะลาปาล์ม ใบปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่า
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง	360 ตันต่อวัน

2 บริษัท ซาราล์ฟ ไบโอแก๊ส เอ็นเนอร์ยี จำกัด

ระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

ชนิดน้ำเสีย

ปริมาณน้ำเสีย

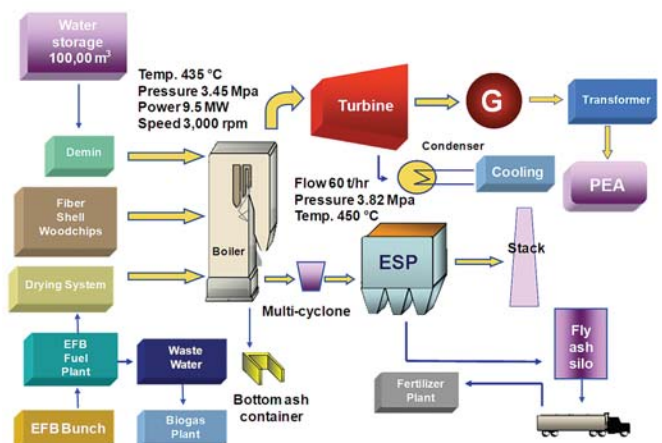
เทคโนโลยีที่ใช้

ผลิตก๊าซชีวภาพได้

การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์

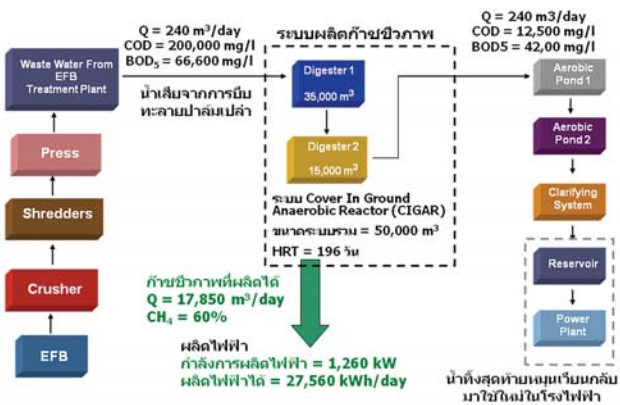
ผลิตไฟฟ้ากำลังติดตั้ง	1.26 MW
ผลิตไฟฟ้าได้	8,268,000 kWh ต่อปี
คิดเป็นเงิน	21.08 ล้านบาทต่อปี

น้ำเสียจาก
การบีบทะลาย
ปาล์มเปล่า
240 m³ ต่อวัน
ระบบ Cover
In Ground
Anaerobic
Reactor (CIGAR)
17,850 m³ ต่อวัน
(5,355,000 m³ ต่อปี)



ข้อมูลเงินลงทุน

เงินลงทุนรวม	96 ล้านบาท
ได้รับสนับสนุนจากกองทุนฯ	8.8 ล้านบาท



โรงงานผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 12 MW ของ
บริษัท ชาราฟ เอ็นเนอร์ยี จำกัด



ลานเทกองวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต
ไฟฟ้าของบริษัทชาราฟฯ



บ่อรับน้ำเสียจากกระบวนการผลิต มีปริมาณน้ำเสีย
ประมาณ 240 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
มีค่า COD 200,000 mg/l



บ่อน้ำบำบัดน้ำเสียแบบพึ่งอากาศ จำนวน 3 บ่อ
ตั้งอยู่บริเวณด้านหลังของโรงงานผลิต



ระบบบำบัดน้ำเสียแบบเติมอากาศ จำนวน 3 บ่อ
อยู่ถัดจากบ่อน้ำบำบัดน้ำเสียแบบพึ่งอากาศของโรงงานฯ



พื้นที่ก่อสร้างระบบก๊าซชีวภาพแบบ Cover In Ground Anaerobic Reactor (CIGAR)
ขนาด 25,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ระบบ ตั้งอยู่บริเวณบ่อน้ำบำบัดน้ำเสียของโรงงานฯ

“Turbine Light”

ไฟถนนส่องสว่างด้วยพลังงานลม

ไฟฟ้าส่องสว่างบนท้องถนน ถือเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งต่อความปลอดภัยสำหรับผู้ใช้รถใช้ถนนในยามค่ำคืน ซึ่งแม้ว่าบางครั้งจะดูเป็นการสิ้นเปลืองพลังงาน แต่เราก็ไม่อาจปฏิเสธแสงไฟในยามค่ำคืนได้ ดังนั้น จะดีแค่ไหนถ้าเรามีไฟฟ้าส่องสว่างบนท้องถนนได้ และขณะเดียวกันยังช่วยประหยัดพลังงานและไม่ก่อให้เกิดมลพิษ วันนี้เรามีเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าบนท้องถนนที่ใช้พลังงานจากลมที่มีชื่อว่า “Turbine Light” มาแนะนำกัน นอกจากเข้ากับกระแสการอนุรักษ์พลังงานแล้วยังเป็นการผลิตพลังงานสีเขียวเพื่อลดภาวะโลกร้อนด้วย



Turbine Light เป็นผลงานการออกแบบจาก **TAK Studio** ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งได้แนวคิดมาจากการประยุกต์ใช้กังหันลมแกนแนวตั้งสำหรับผลิตไฟฟ้ากับเสาไฟฟ้าสำหรับส่องสว่างบนท้องถนนเข้าด้วยกัน และใช้พลังงานลมเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

Turbine Light 1 ชุด ประกอบด้วย เสาไฟส่องถนน กังหันลมแกนดิ่งขนาดเล็ก และชุดแบตเตอรี่สำหรับเก็บสำรองพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประกอบรวมเข้าด้วยกันเพื่อให้ได้ชุดไฟส่องถนนจากพลังงานสะอาด

ส่วนหลักการทำงานของ Turbine Light นั้นไม่ได้ยุ่งยากมากมายนัก เพียงแค่ทำการติดตั้ง Turbine Light ไว้ริมถนน กังหันลมซึ่งใช้เสาไฟส่องถนนเป็นแกนของกังหัน และถูกติดตั้งไว้ในตำแหน่งที่ค่อนข้างต่ำก็จะหมุนโดยอาศัยแรงลมซึ่งเกิดจากรถที่วิ่งไปมาและแรงลมจากธรรมชาติ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากนั้นจึงส่งต่อพลังงานที่ผลิตได้ไปเก็บสำรองไว้ในแบตเตอรี่เพื่อนำออกมาใช้ตอนกลางคืนที่ไฟส่องถนนเริ่มทำงาน

ทั้งนี้ข้อดีที่เห็นได้อย่างชัดเจนของ Turbine Light คือ มันสามารถเก็บพลังงานลมและผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ต่างจากไฟส่องถนนพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะเก็บพลังงานเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าได้เฉพาะในช่วงเวลากลางวันที่มีแสงแดดเท่านั้น ที่สำคัญยังช่วยประหยัดพลังงานและไม่ก่อให้เกิดมลพิษ

เมื่อดูจากแนวคิดนี้ ๆ กับดีไซน์อันสวยงามแล้วอาจนับได้ว่า Turbine Light นี้เหมาะที่จะนำมาใช้งานในเมืองไทยอยู่ไม่น้อย เพราะบ้านเราก็มีรถล้นถนนไม่แพ้ชาติอื่น แต่ถ้าจะนำมาใช้งานจริงคงต้องติดตั้งไว้ตามถนนไฮเวย์หรือทางด่วนต่าง ๆ เท่านั้น เพราะหากติดตั้งไว้ตามถนนทั่วไป โดยเฉพาะในเขตกรุงเทพมหานครที่รถติดแน่นขนัดแล้ว เจ้า Turbine Light ก็คงเป็นได้แค่เสาไฟประดับถนน เนื่องจากไม่มีลมพัดให้มันทำงานนั่นเอง ●

แหล่งข้อมูลอ้างอิง

1. “Eco Concept: Turbine Light for Highways”
www.hardwaresphere.com
2. “Turbine Highways Light”
www.greenmuze.com



แบบสอบถามความเห็น “วารสารนโยบายพลังงาน”

ฉบับที่ 87 มกราคม-มีนาคม 2553

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความคิดเห็นของท่านผู้อ่าน เพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ผู้ร่วมแสดงความคิดเห็น 10 ท่านแรกจะได้รับของที่ระลึกจากคณะทำงานฯ เพียงแค่ท่านตอบแบบสอบถามและเขียนชื่อ-ที่อยู่ให้ชัดเจน ส่งไปที่ คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กทม. 10400 หรือโทรสาร 0 2612 1358

หากท่านใดต้องการสมัครสมาชิกวารสารฯ รูปแบบไฟล์ pdf สมัครได้ที่ e-mail : eppo@it77.com

ชื่อ-นามสกุล.....หน่วยงาน.....

อาชีพ/ตำแหน่ง.....โทร.....

ที่อยู่.....

กรุณากำเครื่องหมาย ✓ ลงในช่อง ☐ และเติมข้อความที่สอดคล้องกับความต้องการของท่านลงในช่องว่าง

- 1 ท่านเคยอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' หรือไม่
☐ เคย ☐ ไม่เคย (จบการตอบแบบสอบถาม)
- 2 ท่านอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' จากที่ใด
☐ ที่ทำงาน/หน่วยงานที่สังกัด ☐ ห้องสมุด
☐ หน่วยงานราชการ/สถานศึกษา ☐ อื่นๆ.....
- 3 ท่านอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' ทุกเล่มหรือไม่
☐ อ่านทุกเล่ม ☐ อ่านบางเล่ม
- 4 ท่านอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' อย่างไร
☐ อ่านทั้งเล่ม ☐ อ่านผ่านๆ ☐ อ่านบางคอลัมน์
- 5 ท่านอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' เพราะเหตุใด
☐ ต้องการข้อมูล ☐ เพิ่มความรู้
☐ มีคนแนะนำให้อ่าน ☐ อื่นๆ.....
- 6 ท่านใช้เวลาอ่าน 'วารสารนโยบายพลังงาน' กี่นาที
☐ 0-10 นาที ☐ 11-20 นาที
☐ 21-30 นาที ☐ มากกว่า 30 นาที
- 7 ความคิดเห็นต่อรูปแบบ 'วารสารนโยบายพลังงาน' (ตอบได้ > 1 ข้อ)
 ปก ☐ สวย ☐ ไม่สวย
☐ สอดคล้องกับเนื้อหา ☐ ไม่สอดคล้องกับเนื้อหา
 เนื้อหา ☐ น่าสนใจ ☐ ไม่น่าสนใจ
☐ ตรงกับความต้องการ ☐ ไม่ตรงกับความต้องการ
☐ นำไปใช้ประโยชน์ได้ ☐ นำไปใช้ประโยชน์ไม่ได้
 ภาพประกอบ ☐ สวย ☐ ไม่สวย
☐ สอดคล้องกับเนื้อหา ☐ ไม่สอดคล้องกับเนื้อหา
☐ ทำให้เข้าใจเรื่องดีขึ้น ☐ ไม่ทำให้เข้าใจเรื่องดีขึ้น
☐ เล็กไป ☐ ใหญ่ไป ☐ พอดี
 ส่วนวนการเขียน ☐ เข้าใจ ☐ ไม่เข้าใจ
 ขนาดตัวอักษร ☐ เล็กไป ☐ ใหญ่ไป ☐ พอดี
 รูปแบบตัวอักษร ☐ อ่านง่าย ☐ อ่านยาก
 การใช้สี ☐ ชัดตา ☐ สบายตา
 ขนาดรูปเล่ม ☐ เล็กไป ☐ ใหญ่ไป ☐ พอดี
- 8 ระยะเวลาการเผยแพร่ ราย 3 เดือน
☐ เหมาะสม ☐ ไม่เหมาะสม ☐ อื่นๆ.....
- 9 ท่านเคยอ่านวารสารนโยบายพลังงาน บนเว็บไซต์ของสำนักงานหรือไม่
☐ เคย ☐ ไม่เคย

- 10 คอลัมน์ภายใน “วารสารนโยบายพลังงาน” ที่ท่านชื่นชอบ (โปรดทำเครื่องหมาย ✓)

ประเด็น	มาก	ปานกลาง	น้อย
สรุปข่าวพลังงานรายไตรมาส			
ภาพเป็นข่าว			
สรุป			
สัมภาษณ์พิเศษ			
สถานการณ์พลังงานไทย			
สถานการณ์พลังงานเชื้อเพลิง			
ศัพท์พลังงาน			
เกมพลังงาน			

- 11 “วารสารนโยบายพลังงาน” มีประโยชน์อย่างไร

ประเด็น	มาก	ปานกลาง	น้อย
ทำให้รู้และเข้าใจเรื่องพลังงาน			
ทำให้รู้สถานการณ์พลังงาน			
นำไปใช้ในชีวิตประจำวันได้			
ได้ความรู้รอบตัว			
อื่นๆ.....			
.....			
.....			

- 12 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

.....

.....

.....

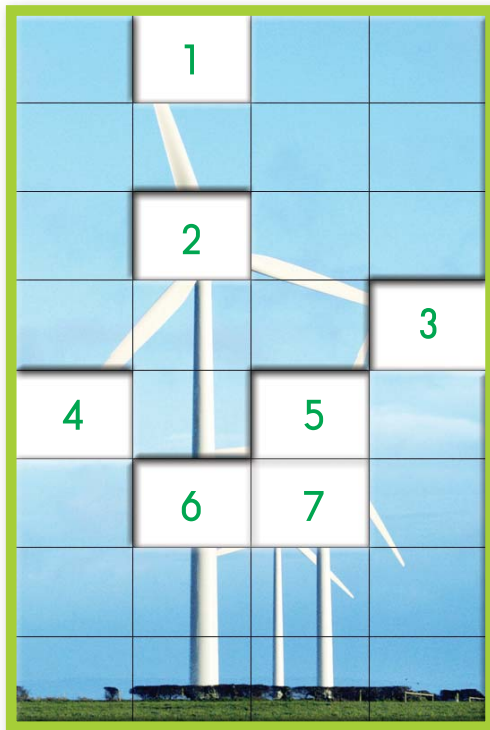
.....

.....

.....

“พลังงานลม” นับเป็นอีกหนึ่งพลังงานสะอาดที่หลายประเทศทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทยกำลังให้ความสนใจเป็นอย่างมาก โดยเฉพาะในแง่ของการนำพลังงานลมมาใช้เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า แต่ในการนำพลังงานลมมาใช้งาน จำเป็นต้องมีอุปกรณ์สำคัญอย่าง “กังหันลม” สำหรับเพื่อใช้ในการแปลงพลังงานลมเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งก็มีหลายขนาดให้เลือกใช้ตามความเหมาะสมของแรงลมในแต่ละพื้นที่

จากภาพด้านล่างนี้ คือภาพกังหันลมสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าขนาด 2.5 เมกะวัตต์ ซึ่งน่าจะหายากที่องค์ประกอบของภาพยังไม่สมบูรณ์ ใครตาดีช่วยกันหาหน่อยสิว่า ภาพเล็ก ๆ ด้านข้าง ภาพไหนเป็นชิ้นส่วนซึ่งอยู่ในตำแหน่งที่หายไป รู้แล้วเขียนหมายเลขลงใต้ภาพนั้นได้เลย...



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....



หมายเลข.....

ท่านผู้อ่านสามารถร่วมสนุก โดยส่งคำตอบพร้อมชื่อที่อยู่และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ โทรสาร 0 2247 2363 หรือ บจก. ไตรเรศชั้น แพลน 539/2 อาคารมหานครนิคม ชั้น 22 ถ.ศรีอยุธยา แขวงถนนพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 วงเล็บมุมซองว่า เกมพลังงาน ผู้ที่ตอบถูก 5 ท่าน จะได้รับของรางวัลส่งให้ถึงบ้าน

ชื่อ-นามสกุล.....

ที่อยู่.....

โทรศัพท์.....โทรสาร.....E-mail.....



พลังงานนิวเคลียร์ พลังงานทางเลือก



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน