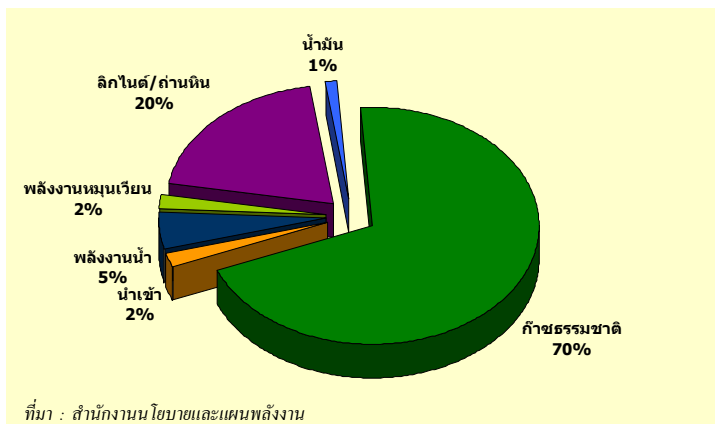


การกระจายเชื้อเพลิง

การกระจายเชื้อเพลิงของไทย

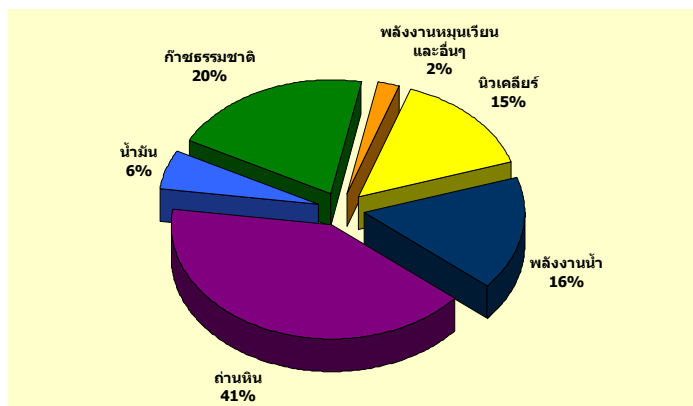
จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน พบว่า การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2551 ทั้งหมด 148,790 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh) เมื่อแยกตามประเภทเชื้อเพลิงมีส่วนก๊าซธรรมชาติถึง ร้อยละ 70 รองลงมาเป็นถ่านหิน และลิกไนต์ ร้อยละ 20 พลังน้ำ ร้อยละ 5 รับซื้อจากต่างประเทศ ร้อยละ 2 พลังงานหมุนเวียน ร้อยละ 2 และน้ำมัน ร้อยละ 1

สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของไทย
ปี 2551



จากตัวเลขดังกล่าว ประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าสูงมาก เมื่อเทียบกับยอดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าจากทั่วโลกที่มีสัดส่วนการใช้เพียงร้อยละ 20 ตามรายงานจาก Energy Information Administration

สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโลก
ปี 2549

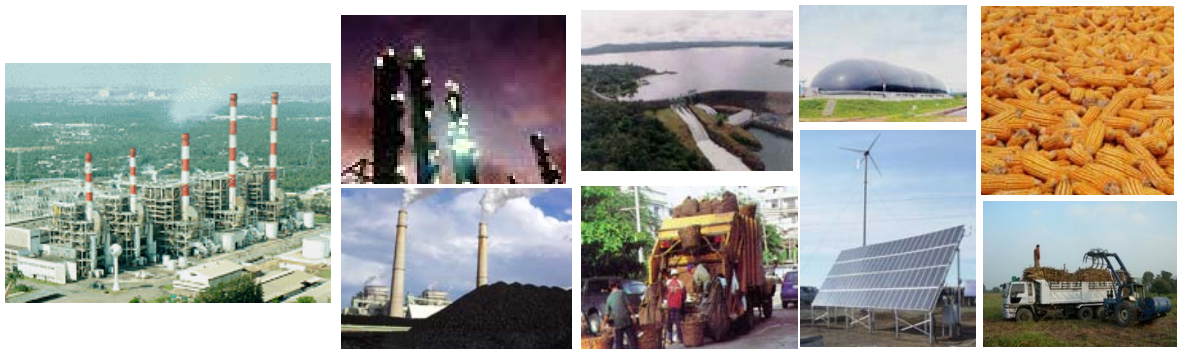


ความจำเป็นในการกระจายเชื้อเพลิง

การที่ประเทศไทยต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติถึงร้อยละ 70 ในการผลิตไฟฟ้า นับเป็นความเสี่ยงด้านความมั่นคงในการจัดหาพลังงาน ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติที่ไม่คงที่ ต้องผูกติดกับราคาน้ำมัน รวมทั้งยังเป็นการเร่งใช้ทรัพยากรธรรมชาติในประเทศที่มีจำกัดให้หมดเร็วเกินควร



กระทรวงพลังงาน ในฐานะหน่วยงานที่กำกับดูแลด้านพลังงานของประเทศ จึงได้วางแผนยุทธศาสตร์ "การกระจายแหล่งและชนิดเชื้อเพลิง" เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ให้มีพลังงานไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ และมีประสิทธิภาพ โดยให้มีการกระจายชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาเชื้อเพลิงประเภทใดประเภทหนึ่งมากเกินไป โดยคำนึงถึงหลักด้านความมั่นคง เศรษฐศาสตร์ สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัยเป็นสำคัญ



นโยบายส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนจากภาครัฐ

เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าพลังงานหลัก รวมทั้งมีข้อจำกัดในการใช้งาน กระทรวงพลังงานจึงมีนโยบายส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียน เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการใช้พลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่งนโยบายดังกล่าวได้มีการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมแล้ว ดังนี้

1. ปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก(SPP)และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ให้ง่ายต่อการปฏิบัติและสะดวกต่อนักลงทุน
2. ปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยขยายให้ครอบคลุมถึงระบบผลิตไฟฟ้าแบบCogeneration และขยายการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มขึ้นเป็นไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ในขณะที่การจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของโครงการ SPP จะอยู่ระหว่าง 10 – 90 เมกะวัตต์
3. เปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ในระบบ Cogeneration จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายใต้สัญญาระยะยาวอีกครั้งหนึ่ง โดยในช่วงแรก กฟผ. ได้กำหนดเป้าหมายรับซื้อ 1,600 เมกะวัตต์
4. กำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากราคาซื้อไฟฟ้าปกติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP เป็นระยะเวลา 7 – 10 ปี นับจากวันที่เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (COD) โดยต้องเป็นโครงการที่ยื่นข้อเสนอภายในสิ้นปี 2551 ทั้งนี้ “ส่วนเพิ่ม” ดังกล่าวจะแตกต่างกันตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน และกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นพิเศษสำหรับโครงการ SPP และ VSPP ในเขต 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (ยะลา ปัตตานีและนราธิวาส) โดยเพิ่มขึ้นอีก 1.50 บาท/หน่วยสำหรับพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และเพิ่มขึ้นอีก 1 บาท/หน่วยสำหรับพลังงานทดแทนประเภทอื่นๆ เพื่อชดเชยให้กับความเสี่ยงภัยที่มาจากปัญหาความไม่สงบในพื้นที่

“ส่วนเพิ่ม” ราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอัตราปกติ สำหรับโครงการ SPP และ VSPP

เชื้อเพลิง/เทคโนโลยี	“ส่วนเพิ่ม” (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา (ปี)
ชีวมวล	0.30 สำหรับ VSPP ระบบประมูลแข่งขันสำหรับ SPP	7
ก๊าซชีวภาพ	0.30	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kW)	0.40	7
พลังน้ำขนาดเล็กมาก (< 50 kW)	0.80	7
ขยะ	2.50	7
ลม	3.50	10
แสงอาทิตย์	8.0	10

ที่มา : กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ/ ราคาซื้อไฟฟ้าปกติอยู่ในระดับ 2.0 – 2.5 บาท/หน่วย

เป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างปี 2551 – 2554

	กำลังผลิตในปี 2549 ในปัจจุบัน (MW)	เป้าหมายในปี 2554 (MW)
แสงอาทิตย์	30	45
ลม	1	115
พลังน้ำขนาดเล็กและเล็กมาก	44	156
ชีวมวล	1,977	2,800
ขยะ	4	100
ก๊าซชีวภาพ	5	60
รวม	2,061	3,276
การผลิตไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	21,064	27,996

ที่มา: แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานของประเทศไทย ปี 2551-2554, กันยายน 2550, กระทรวงพลังงาน

5. ใช้มาตรการจูงใจทางการเงิน ได้แก่ เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ และการให้เงินสนับสนุนการลงทุน ซึ่งได้ขยายวงเงินเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้น และขยายให้ครอบคลุมสู่โครงการพลังงานหมุนเวียนบางประเภท โดยเฉพาะโครงการก๊าซชีวภาพจากฟาร์มหมู โรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง โรงงานผลิตน้ำมันปาล์ม โรงงานผลิตยางแผ่น โรงงานเอทานอล และโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรอื่นๆ ขยะ และพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งบางโครงการไม่ได้มีสถานะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้า SPP หรือ VSPP แต่เป็นโครงการที่ผลิตพลังงานเพื่อใช้เอง หรือโครงการระดับหมู่บ้านที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองในพื้นที่ห่างไกล

6. จัดสรรงบประมาณให้แก่หน่วยงานภาครัฐสำหรับการพัฒนาโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก เนื่องจากโครงการต้องเกี่ยวข้องกับการขออนุญาตจากหน่วยงานราชการจำนวนมาก จึงเป็นไปได้ยากสำหรับการพัฒนาโดยนักลงทุน

7. จัดสรรงบประมาณจำนวนมาก สำหรับการให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิคแก่ภาคเอกชนและสำหรับเป็นเงินลงทุนในโครงการต้นแบบที่ใช้เทคโนโลยีใหม่

8. การส่งเสริมการลงทุนของภาคเอกชนผ่านการสนับสนุนบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) และกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุนในโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนซึ่งอยู่ระหว่างการจัดตั้ง

9. การอนุมัตินโยบายให้ภาคเอกชนสามารถทำการซื้อขายคาร์บอนเครดิตผ่านกลไก CDM ได้

แผนการจัดการไฟฟ้า ของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP)



(ภาพ : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)

ในการจัดการไฟฟ้าของประเทศไทยให้เพียงพอต่อความต้องการที่มีมากขึ้น ภาครัฐจำเป็นต้องมีการจัดทำ **“แผนการจัดการไฟฟ้าของประเทศไทย”** (Power Development Plan : PDP) ซึ่งจะเป็นการกำหนดการวางแผนจัดการไฟฟ้าระยะยาวล่วงหน้า 10-15 ปี และปรับให้เหมาะสมอย่างสม่ำเสมอ โดยคาดการณ์จากการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจ การใช้ของครัวเรือน/บ้านอยู่อาศัย ซึ่งมีผลต่อการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

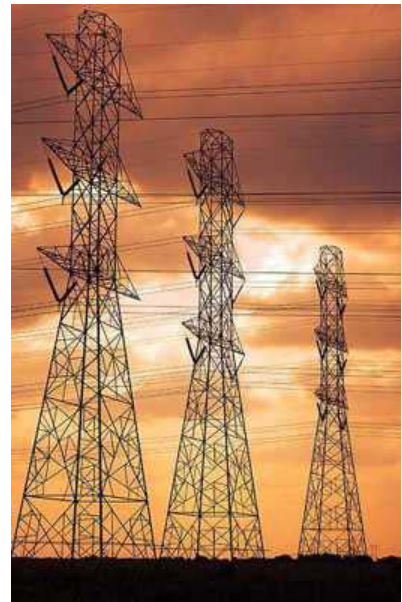
การวางแผน PDP ถือเป็นเรื่องสำคัญ เพราะเป็นการเตรียมความพร้อมในเรื่องของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้าง จำนวนโรงไฟฟ้า หรือการกำหนดเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า เพื่อดูแลให้มีการผลิตไฟฟ้าอย่างเพียงพอ และไม่ให้เกิดปัญหาไฟตกไฟดับสร้างความเดือดร้อนให้กับประชาชน

แนวทางการจัดทำแผน PDP 2007

กระทรวงพลังงาน ในฐานะผู้รับผิดชอบด้านนโยบายและพลังงาน มีการจัดทำ **แผน PDP 2007** ซึ่งเป็นแผน PDP ฉบับล่าสุด เริ่มต้นด้วยการประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างปี พ.ศ. 2550-2564 และตามมาด้วยการวางแผนการจัดหากำลังผลิตไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการในช่วงเวลาเดียวกัน โดยมีการวางแผน PDP ไว้รองรับทั้งกรณีที่ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นปกติ(กรณีฐาน) กรณีค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าต่ำ และกรณีค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูง

ในการจัดทำแผน PDP มีข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการวางแผนประกอบด้วย

1. นโยบายพลังงานของประเทศ
2. ข้อมูลระบบกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน
3. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว
4. ข้อมูลเชื้อเพลิง
5. กำหนดปลดโรงไฟฟ้า
6. โรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ ที่นำมาพิจารณาเป็นทางเลือก เพื่อบรรจุในแผน
7. ข้อกำหนดทางด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
8. ข้อมูลอื่น ที่ใช้ประกอบการวางแผน



สาระสำคัญของแผน PDP จะเน้นการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น กำหนดให้มีการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านที่มีผลิตต้นทุนต่ำ รวมถึงการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่ได้จากแกลบ เศษไม้ พลังงานแสงอาทิตย์ อีกทั้งพลังงานลม เป็นต้น

นอกจากนี้ เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าในอนาคตไทยจะไม่ขาดแคลนพลังงาน ตามแผนใหม่ ได้มีการหาแหล่งพลังงานใหม่เข้ามาสำรองแหล่งพลังงานที่มีอยู่ ซึ่งจะมีบทบาทอย่างมากที่จะเข้ามาเป็นพลังงานทางเลือกแทนน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ คือ พลังงานจากถ่านหิน และพลังงานนิวเคลียร์ โดยจะนำมาใช้ในรูปของโรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ต่อไป

แผนการจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง(กฟน.) จะนำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าไปจัดทำแผนการลงทุนของการไฟฟ้า โดย

1. กฟผ. จะจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ประกอบด้วยแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
2. กฟน. และ กฟภ. จะจัดทำแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าซึ่งเป็นแผนการก่อสร้างระบบสายจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 – 2564

(PDP : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) กระทรวงพลังงานและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) ได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนี้

- **ปี 2550 – 2553** รวม 8,018.75 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย
 1. โรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างโดย กฟผ. 3,227.7 เมกะวัตต์
 2. โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) 3,541.25 เมกะวัตต์
 3. โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) 329.8 เมกะวัตต์
 4. รับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 920.0 เมกะวัตต์
- **ปี 2554 – 2558** รวม 11,934 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย
 1. โรงไฟฟ้า กฟผ. 2,100 เมกะวัตต์
 2. โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) 4,400 เมกะวัตต์
 3. โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก(SPP) 880 เมกะวัตต์
 4. การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 4,554 เมกะวัตต์
- **ปี 2559 – 2564** รวม 17,565 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย
 1. โรงไฟฟ้า กฟผ. 8,900 เมกะวัตต์
 2. โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) จากการออกประกาศปี 2550 1,400 เมกะวัตต์

- | | |
|---------------------------------------|-----------------|
| 3. โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก(SPP) | 575 เมกะวัตต์ |
| 4. การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน | 8,690 เมกะวัตต์ |

(ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน)

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระยะยาว ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำแผนฯ เป็นข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบัน หากข้อมูลมีการเปลี่ยนแปลง สามารถทำการปรับแผนใหม่ ซึ่งอาจทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงต่างๆ มีการเปลี่ยนแปลงไปจากที่วางแผนไว้เดิม