

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3. การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.1 ผลิตภัณฑ์และการผลิต

ธุรกิจหลักของบริษัท คือ การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กฟผ. การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ พร้อมกับการผลิตและจำหน่ายน้ำบริสุทธิ์และน้ำปราศจากแร่ธาตุ ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์รองให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นรายได้หลักของบริษัท ตามข้อมูลในตารางดังต่อไปนี้

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม					
	2545		2546		2547	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
รายได้						
รายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์						
กระแสไฟฟ้า						
การจำหน่ายให้แก่กฟผ.						
จำหน่ายโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	-	-	6,920.9	27.0	9,036.6	33.2
จำหน่ายโดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	8,437.2	48.7	8,346.2	32.6	8,514.8	31.2
การจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	4,938.5	28.5	5,239.6	20.5	5,748.6	21.1
รวม	13,375.8	77.1	20,506.6	80.1	23,300.0	85.5
ไอน้ำ	2,566.5	14.8	2,973.2	11.6	3,465.1	12.7
น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	193.3	1.1	241.3	0.9	276.3	1.0
รวม	16,135.6	93.1	23,721.2	92.6	27,041.4	99.2
รายได้อื่น ๆ	1,203.3	6.9	1,887.0	7.4	214.6	0.8
รวมรายได้	17,338.9	100.0	25,608.2	100.0	27,256.1	100.0

3.1.1 ลักษณะของผลิตภัณฑ์

(ก) ไฟฟ้า

บริษัทผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม โดยไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าส่งแต่เพียงรายเดียวจะถูกส่งเข้าสู่ระบบส่งหลักของกฟผ. (EGAT's National Transmission System) เพื่อจำหน่ายให้แก่กฟผ. และกฟน. เพื่อนำไปจำหน่ายต่อให้แก่ผู้บริโภคทั่วประเทศ บริษัทเป็นเจ้าของและดำเนินการโรงงานที่ใช้ระบบเชื่อมโยงหน่วยผลิตและเครือข่ายการจัดส่งไฟฟ้า โดยมีบริษัทย่อยหลายแห่งภายใต้กลุ่มบริษัทเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าของบริษัท บจ. โกลว์ เอสพีที 2 และบจ. โกลว์ เอสพีที 3 จะผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเป็นหลักและจำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมข้างเคียงด้วย ขณะที่บจ. โกลว์ เอสพีที 1 จำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซีบอร์ด ทั้งนี้ ไฟฟ้าที่จำหน่ายจะจัดส่งผ่านระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรงสำหรับลูกค้า โดยไฟฟ้าที่จัดส่งให้ลูกค้าอุตสาหกรรมจะนำไปใช้ในกิจการด้านอุตสาหกรรมต่าง ๆ โดยส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับปิโตรเคมี

(ข) ไอน้ำ

บริษัทจัดส่งไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ โดยบริษัท บจ. โกลว์ เอสพีที 2 และบจ. โกลว์ เอสพีที 3 จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเป็นหลัก ขณะที่บจ. โกลว์ เอสพีที 1 จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซีบอร์ด ไอน้ำที่จำหน่ายที่จัดส่งในระดับความดันต่าง ๆ กัน จะถูกนำไปใช้ใน

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

กิจการด้านอุตสาหกรรมต่าง ๆ เนื่องจากการจัดส่งไอน้ำมีข้อจำกัดในเรื่องระยะทางการจัดส่ง ดังนั้น โรงงานของลูกค้าส่วนใหญ่ที่รับซื้อไอน้ำจะตั้งอยู่ภายในระยะทางไม่เกิน 4 กิโลเมตรจากโรงงานผลิตไอน้ำของบริษัท

(ค) น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

บริษัทจำหน่ายน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) และน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ ซึ่งมีใช้ธุรกิจหลักของบริษัท (แต่การผลิตและจำหน่ายน้ำปราศจากแร่ธาตุเป็นธุรกิจหลักของ บจ. โกลว์ เดมิน วอเตอร์) แต่บริษัทประกอบธุรกิจดังกล่าวเพื่อที่จะใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัทเอง ในขณะเดียวกันก็สามารถนำน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมส่วนที่เหลือจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมได้

3.1.2 โรงงานผลิต

ตารางต่อไปนี้จะแสดงข้อมูลสำคัญเกี่ยวกับโรงงานผลิตของบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547

ชื่อบริษัท	ที่ตั้ง	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	กำลังผลิต		น้ำเพื่ออุตสาหกรรม (ลูกบาศก์เมตร/ชม.)	วันเริ่มเดินเครื่อง เชิงพาณิชย์
			ไอน้ำ (ตัน/ชม.)	น้ำบริสุทธิ์		
น้ำปราศจากแร่ธาตุ						
โรงไฟฟ้า/โรงงาน						
โกลว์ โอพีพี.....	ชลบุรี	713	-	-	-	มกราคม 2546
โกลว์ พลังงาน.....	มาบตาพุด ระยะของ	320	300 ⁽¹⁾	1,500	480	ตุลาคม 2539
โกลว์ เอสพีพี 1.....	อีสเทิร์น ซีบอร์ด ระยะของ	124	90	-	70	กุมภาพันธ์ 2541
โกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3..	มาบตาพุด ระยะของ	513	190	-	150	มีนาคม 2542
โกลว์ เอสพีพี 3 ระยะที่ 1.	มาบตาพุด ระยะของ	-	250	1,110	230	กุมภาพันธ์ 2537
โกลว์ เดมิน วอเตอร์.....	อีสเทิร์น ซีบอร์ด ระยะของ	-	-	-	80	พฤศจิกายน 2542
รวม.....		1,670	830	2,610	1,010	

ที่มา : บมจ. โกลว์ พลังงาน

หมายเหตุ

- (1) โรงงานผลิตไอน้ำของโครงการส่วนขยายของโกลว์ พลังงานนี้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2548 (จึงไม่รวมอยู่ในตารางข้างต้นนี้) และมีกำลังการผลิตไอน้ำ 67 ตันต่อชั่วโมง

แม้ว่าบริษัทต่าง ๆ ภายในกลุ่มบริษัทจะเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง แต่การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าทุกแห่งจะดำเนินการภายใต้โครงสร้างการบริหารจัดการเดียวกัน เพื่อให้สามารถตรวจสอบติดตามและประสานงานการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งให้สอดคล้องกันภายใต้นโยบายหลักเดียวกันของกลุ่มบริษัท

(ก) โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี

โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Natural Gas-Fired Combined Cycle Plant) ซึ่งได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2546 โดยดำเนินการในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ซึ่งจะทำให้การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่กฟผ. อนึ่ง จากข้อมูล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี มีกำลังผลิตไฟฟ้า 713 เมกะวัตต์

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

(ข) โรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน

โรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน เป็นโรงไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Combined Cycle Natural Gas-Fired Cogeneration Plant) ซึ่งได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนตุลาคม 2539 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 มีกำลังผลิตไฟฟ้า 320 เมกะวัตต์ โดยจำหน่ายให้แก่กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และมีกำลังผลิตไอน้ำ 300 ตันต่อชั่วโมงโดยจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด นอกจากนี้ บริษัทยังมีโรงงานบำบัดน้ำเสียที่สามารถผลิตน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) จำนวน 1,500 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และน้ำปราศแร่ธาตุจำนวน 480 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง เพื่อใช้ภายในโรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน และจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

เมื่อเร็ว ๆ นี้บริษัทได้ดำเนินการก่อสร้างโครงการขยายกำลังการผลิตระยะแรกของโรงงานผลิตไฟฟ้าโกลว์ พลังงานเสร็จเรียบร้อยแล้ว โดยในส่วนขยายประกอบด้วยโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เครื่องกังหันก๊าซขนาดกำลังผลิต 39 เมกะวัตต์และส่วนนำพลังงานความร้อนกลับมาใช้ 1 ชุด ส่วนผลิตไฟฟ้า (Open-Cycle Phase) ของโรงงานที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนสิงหาคม 2547 มีกำลังการผลิต 39 เมกะวัตต์ และส่วนโรงผลิตไอน้ำได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2548 มีกำลังการผลิต 67 ตันต่อชั่วโมง ไอน้ำซึ่งผลิตได้จากโรงผลิตไอน้ำดังกล่าวจะถูกจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

(ค) โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 1

โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 1 เป็นโรงไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Natural Gas-Fired Combined Cycle Cogeneration Plant) โดยเริ่มต้นเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนกุมภาพันธ์ 2541 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซิบอร์ด โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 มีกำลังผลิตไฟฟ้า 124 เมกะวัตต์ ไอน้ำ 90 ตันต่อชั่วโมง และการอุตสาหกรรม 70 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกจำหน่ายให้แก่กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซิบอร์ด ส่วนไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมที่ผลิตได้จะถูกจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซิบอร์ด รวมทั้งผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมเพื่อผลิตไอน้ำใช้ภายในโรงงานและจำหน่ายแก่บจ. โกลว์ เดมิเนอราลวอเตอร์

(ง) โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 2/โกลว์ เอสพีที 3

โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 2/โกลว์ เอสพีที 3 เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน (Hybrid Natural Gas and Coal-Fired Combined Cycle Cogeneration Facility) ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2542 โดยโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็นของบจ. โกลว์ เอสพีที 2 และโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นของบจ. โกลว์ เอสพีที 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมดังกล่าวประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดจำนวน 4 เครื่อง ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินจำนวน 2 เครื่อง (Hybrid Cycle Unit) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 2 เครื่อง (Cogeneration Unit) โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 เครื่อง (แต่ละเครื่องมีกำลังผลิตประมาณ 35 เมกะวัตต์) เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) 2 เครื่อง (แต่ละเครื่องมีกำลังผลิตประมาณ 35 เมกะวัตต์) และเครื่องผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Unit) 2 เครื่อง เป็นของบจ. โกลว์ เอสพีที 2 และโกลว์ เอสพีที 3 เป็นเจ้าของเครื่องกำเนิดไอน้ำทั้ง 2 เครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ซึ่งเครื่องกำเนิดไอน้ำแต่ละเครื่องประกอบด้วยหม้อต้มน้ำ (Circulating Fluidized Bed Boiler) 1 เครื่อง และเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) 1 เครื่อง (รวมกันมีกำลังผลิตประมาณ 150 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 2/โกลว์ เอสพีที 3 มีกำลังผลิตไฟฟ้า 513 เมกะวัตต์ ไอน้ำ 190 ตันต่อชั่วโมง และน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) 150 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกจำหน่ายให้แก่กฟผ. และให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ ส่วนไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมที่ผลิตได้จากโรงงานจะจำหน่ายแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

(จ) โรงงานโกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1

โรงงานผลิตไอน้ำและน้ำ โกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1 เป็นโรงงานผลิตไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงชนิด D (Natural Gas-Fired D Type Steam Generation Plant) และมีเครื่องผลิตน้ำเพื่ออุตสาหกรรมอีก 1 เครื่อง โดยเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนกรกฎาคม 2537 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด มีกำลังผลิตไอน้ำ 250 ตันต่อชั่วโมง น้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) 1,110 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) 230 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง เนื่องจากโรงผลิตดังกล่าวใช้เครื่องผลิตไอน้ำซึ่งมีประสิทธิภาพดีกว่าโรงผลิตอื่น ๆ ของบริษัท บริษัทจึงไม่ได้ทำสัญญาจำหน่ายไอน้ำระยะยาวสำหรับไอน้ำซึ่งผลิตได้จากโรงผลิตดังกล่าว แต่จะนำไปจำหน่ายเพื่อรองรับความต้องการของลูกค้าในระยะสั้น ในช่วงเริ่มประกอบการและในช่วงที่มีความต้องการส่วนเกินและจะนำไปใช้เสริมระบบการผลิตโดยรวมให้มีเสถียรภาพยิ่งขึ้น บริษัทจะจำหน่ายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมซึ่งผลิตได้จากโรงผลิตนี้ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเป็นหลัก

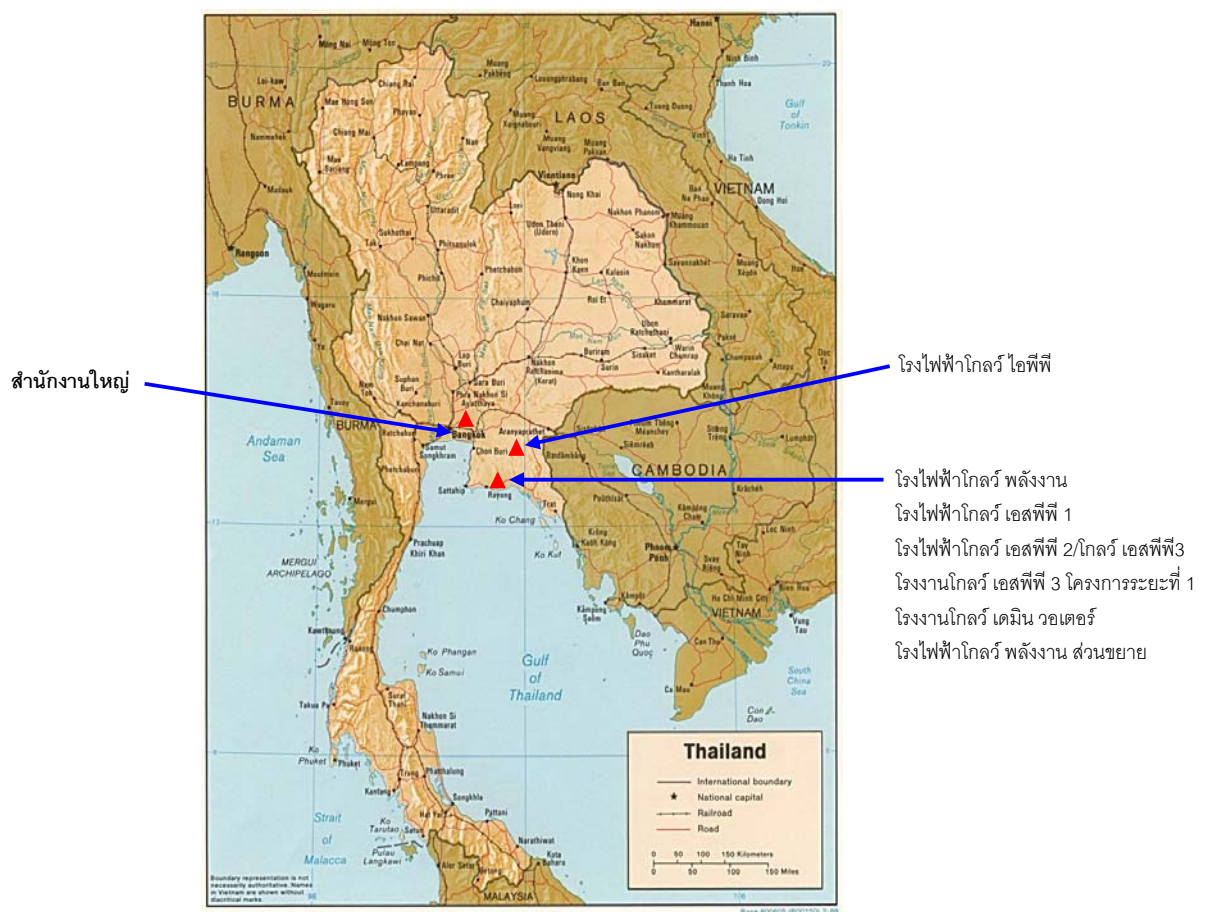
(ฉ) โรงงานโกลว์ เดมิน วอเตอร์

โรงงานผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) โกลว์ เดมิน วอเตอร์ เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในเดือนพฤศจิกายน 2542 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซีบอร์ด สามารถผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) ได้ 80 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง โดยจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์น ซีบอร์ด

นอกจากนี้ บริษัทกำลังก่อสร้างส่วนขยายกำลังผลิตเพื่ออุตสาหกรรมเพิ่มเติม โปรดพิจารณารายละเอียดในข้อ 2.6 - แผนงานขยายธุรกิจ

แผนที่ต่อไปนี้แสดงที่ตั้งสำนักงานใหญ่ของบริษัท โรงงานผลิตของบริษัทและบริษัทย่อย

ที่ตั้งสำนักงานใหญ่และโรงงานผลิต



ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.1.3 กระบวนการผลิต

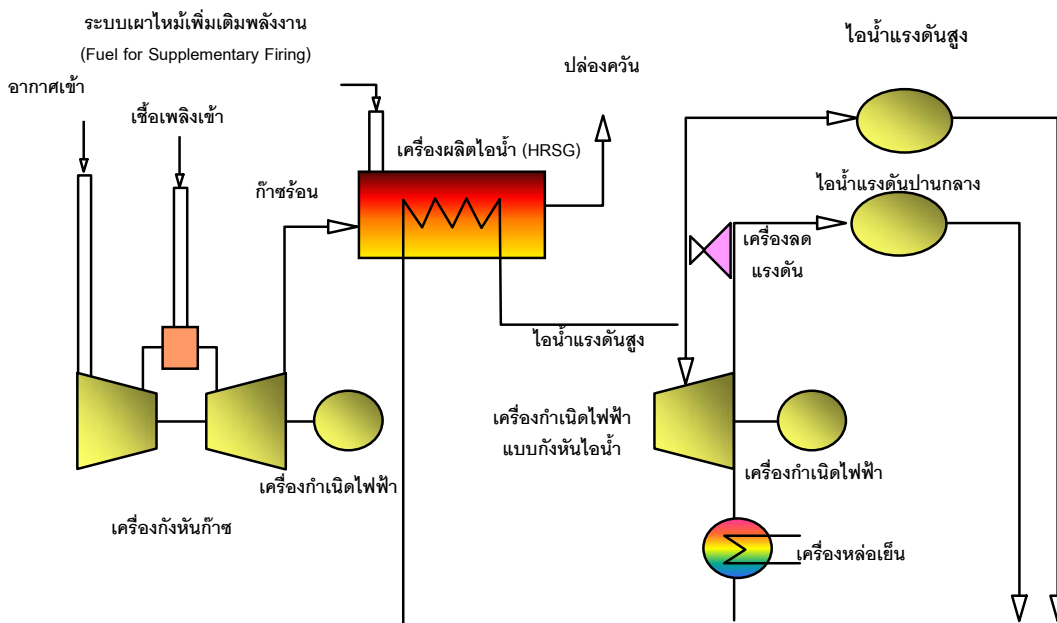
(ก) กระบวนการผลิตไฟฟ้า ไอ่น้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

กระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอ่น้ำ

กระบวนการผลิตไฟฟ้าแบบใช้พลังความร้อนร่วมประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เครื่องผลิตไอน้ำจากพลังงานความร้อน (Heat Recovery Steam Generator) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator) ซึ่งเดินเครื่องในลักษณะเชื่อมโยงกันอันเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต โดยในเครื่องกังหันก๊าซ อากาศจะถูกอัดรวมกับเชื้อเพลิง (ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซล) ในห้องเผาไหม้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ เมื่อมีการจุดระเบิดและเกิดการเผาไหม้ขึ้นจะทำให้เกิดก๊าซร้อนที่มีแรงดันสูง ก๊าซร้อนที่มีแรงดันสูงดังกล่าวจะถูกส่งไปหมุนกังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า ก๊าซร้อนส่วนที่เหลือที่ออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกส่งไปยังเครื่องผลิตไอน้ำจากพลังงานความร้อน (Heat Recovery Steam Generator) เพื่อต้มน้ำให้เป็นไอน้ำ ไอน้ำที่ได้จากเครื่องผลิตไอน้ำส่วนหนึ่งจะจ่ายให้ลูกค้าที่ต้องการใช้ไอน้ำแรงดันสูงโดยตรง และอีกส่วนหนึ่งจะนำไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกชุดหนึ่งเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำในส่วนนี้จะถูกส่งให้แก่ลูกค้าในโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการใช้ไอน้ำแรงดันปานกลาง ไอน้ำแรงดันปานกลางจะถูกส่งให้แก่ลูกค้าโดยผ่านการลดไอน้ำแรงดันสูง

แผนภาพดังต่อไปนี้แสดงให้เห็นถึงกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Cogeneration)

กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนร่วม

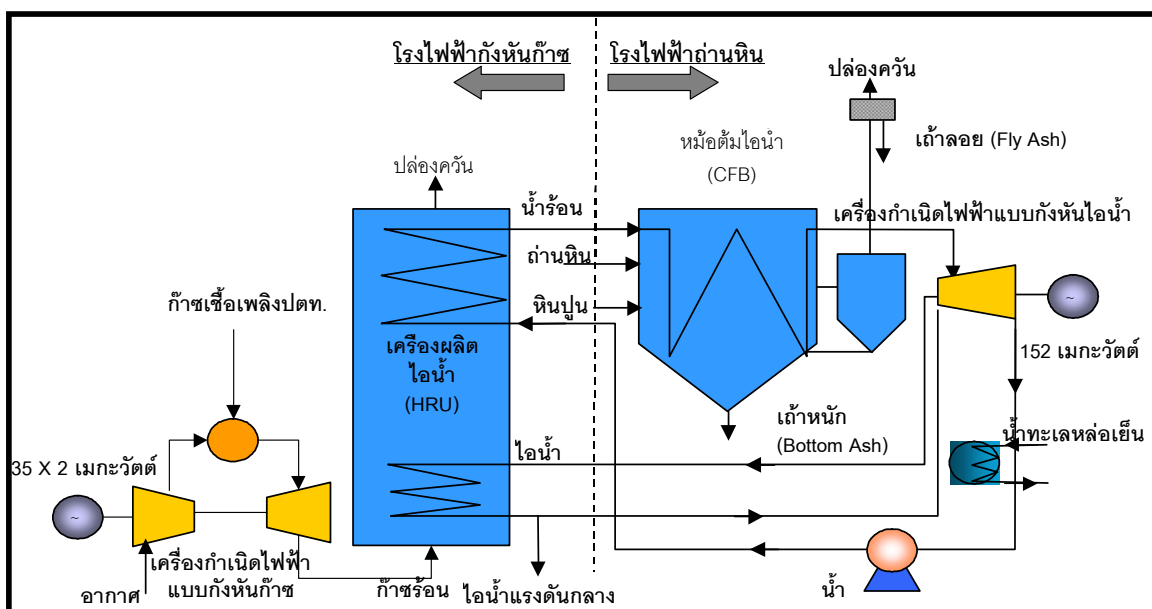


ระบบโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน และโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 1 เป็นระบบโรงไฟฟ้าแบบพลังงานความร้อนร่วมซึ่งผลิตทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ (Combined Cycle Cogeneration) โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 2 ยังมีเครื่องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนร่วมอีก 2 เครื่อง นอกเหนือจากเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3 ใช้กระบวนการผลิตไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน (Hybrid Cycle Cogeneration) โดยโรงไฟฟ้างัดกล่าวจะใช้ระบบกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำในการผลิตไฟฟ้าและใช้หม้อต้มไอน้ำชนิด CFB (Circulating Fluidized Bed Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำ โดยมีข้อแตกต่างจากโรงไฟฟ้าแห่งอื่น ๆ ของบริษัทซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก แต่โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3 ใช้ทั้งถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต ถึงแม้ว่าวงจรของกระบวนการผลิตที่โรงไฟฟ้านี้จะแตกต่างจากโรงไฟฟ้าทั่วไป แต่เครื่องจักรอุปกรณ์ที่ใช้นั้นเป็นเครื่องจักรอุปกรณ์ตามมาตรฐานสากลสำหรับอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าชั้นนำทั่วไป บริษัทนำเอาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน (Hybrid Facility) นี้มาเพื่อเพิ่มการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินซึ่งมีราคาถูกกว่าและลดการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิต

แผนภาพดังต่อไปนี้แสดงให้เห็นถึงกระบวนการผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน (Hybrid Electricity Generation Process) ของโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3



โรงผลิตไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี ดำเนินการผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Electricity Generating Facility)

น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม (Processed Water)

การผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) และน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) นั้นใช้กระบวนการที่ไม่ซับซ้อน ในการผลิตน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) จะมีการนำน้ำดิบมาปรับปรุงสภาพในถังปรับสภาพ (Clarifier) ด้วยกระบวนการสร้างตะกอน (Coagulation) การรวมตะกอน (Flocculation) การตกตะกอน (Sedimentation) และการกรอง (Filtration) การสร้างตะกอนใช้สารเคมีสร้างตะกอน (Coagulant) (เช่น สารอลูมิเนียมคลอไรด์ไฮดรอกไซด์) ลงในน้ำดิบ ซึ่งจะทำให้อนุภาคขนาดเล็กในน้ำดิบรวมตัวกันเป็นสารแขวนลอย จากนั้นเป็นการเติมสารรวมตะกอน (Flocculant) (เช่น สารแอนิออนิกโพลีเมอร์) เพื่อให้ตะกอนแขวนลอยที่เกิดขึ้นรวมตัวกันจนมีการตกตะกอนลงสู่ก้นถังปรับสภาพ ตะกอนที่อยู่ก้นถังจะถูกแยกออกจากถังในรูปของตะกอนเหลว (Sludge) และนำไปปรับปรุงสภาพอีกเพื่อกรองน้ำออกมาอีก ส่วนน้ำในถังปรับสภาพที่แยกตะกอนออกแล้วจะถูกแยกออกจากด้านบนของถังปรับสภาพซึ่งน้ำส่วนนี้จะมีสารแขวนลอยอยู่น้อยและนำไปกรองด้วยเครื่องกรองทราย (Sand Filter) กระบวนการสุดท้ายคือการกรอง ซึ่งเป็นการนำน้ำที่ผ่านเครื่องกรองทรายผ่านเครื่องกรองละเอียดเพื่อกรองอนุภาคขนาดเล็กที่ยังหลงเหลืออยู่

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ในน้ำจากกระบวนการสร้างตะกอนออกให้หมด น้ำบริสุทธิ์ที่ได้จะนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าหรือใช้ในกระบวนการผลิตอื่น ๆ ต่อไป (เช่น นำไปใช้ผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ น้ำใช้ในโรงงาน หรือน้ำดับเพลิง)

ส่วนการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) จากน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) นั้นใช้กระบวนการทางเคมี โดยนำน้ำบริสุทธิ์ผ่านไปในถังลดประจุไฟฟ้า (Deionization Tank) หลาย ๆ ชั้นเรียกว่าถังเรซินประจุบวก (Cation) ถังประจุลบ (Anion) และถังเรซินผสม (Mixed Bed Exchange Vessel) ตามลำดับ น้ำในถังจะทำปฏิกิริยากับประจุไฮโดรเจนและไฮดรอกไซด์บนเม็ดเรซินที่บรรจุเป็นชั้น ๆ ในถัง เมื่อน้ำผ่านชั้นเรซินในถังต่าง ๆ หลาย ๆ ถัง ประจุไฟฟ้าในน้ำกว่าร้อยละ 99 จะถูกขจัดออกไปจากปฏิกิริยาเคมีโดยมีการแลกเปลี่ยนประจุบวก (Cation) ในโมเลกุลน้ำกับประจุไฮโดรเจนในถังที่บรรจุเรซินประจุบวก ประจุลบ (Anion) ในน้ำจะแลกเปลี่ยนกับประจุไฮดรอกไซด์ในถังประจุลบ น้ำที่ผ่านการแลกเปลี่ยนประจุที่ได้จะผ่านการขจัดประจุไฟฟ้าที่หลงเหลือขั้นสุดท้ายในถังเรซินผสม (Mixed Bed Vessel) ซึ่งน้ำที่ได้จากขั้นตอนนี้จะปราศจากประจุไฟฟ้า นอกจากนี้ บริษัทยังใช้เทคโนโลยีการผลิตอีกชนิดคือกระบวนการออสโมซิสย้อนกลับ (Reverse Osmosis Membrane) ซึ่งน้ำที่ผ่านกระบวนการออสโมซิสย้อนกลับนี้จะต้องนำมาขจัดประจุไฟฟ้าให้หมดในถังบรรจุประจุเรซินผสมเช่นเดียวกันเพื่อให้ได้น้ำปราศจากแร่ธาตุ ซึ่งนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำใช้ภายในโรงงาน รวมทั้งนำน้ำไปจำหน่ายแก่ลูกค้าซึ่งนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่าง ๆ

(ข) การบริหารจัดการการดำเนินงาน

แม้ว่าโรงงานผลิตทุกแห่งจะมีการบริหารจัดการภายใต้คณะผู้บริหารชุดเดียวกัน โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี ถือว่าเป็นหน่วยผลิตที่แยกออกจากโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันของบริษัท เนื่องจากกรณีที่โรงไฟฟ้าแห่งนี้ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมคนละแห่งกับโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันของบริษัท

การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าและโรงงานและการดำเนินงานที่ดีจะเป็นปัจจัยหลักในความสำเร็จของบริษัท กล่าวโดยทั่วไปแล้วบริษัทค่อนข้างมีความสามารถจำกัดในการเพิ่มรายได้ที่ได้รับจากลูกค้าปัจจุบัน เนื่องจากโครงสร้างของรายได้ภายใต้แต่ละสัญญาได้ถูกกำหนดไว้ตลอดอายุของสัญญาและเปลี่ยนแปลงได้ตามวิธีการที่กำหนดไว้ในสัญญาดังกล่าว นอกจากนี้ บริษัทยังมีข้อจำกัดในการแสวงหาลูกค้ารายใหม่เพื่อเพิ่มรายได้เนื่องจากปัจจุบันบริษัทดำเนินการผลิตค่อนข้างเต็มกำลังผลิตแล้วจึงต้องลงทุนก่อสร้างเพื่อเพิ่มกำลังผลิตหากต้องการแสวงหาลูกค้ารายใหม่ อย่างไรก็ตาม ด้วยโครงสร้างของรายได้ภายใต้สัญญาระยะยาวทำให้บริษัทได้รับประโยชน์เต็มที่จากการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและลดต้นทุนการดำเนินงาน ทั้งนี้ บริษัทใช้การบริหารจัดการโรงงานทั้งหมดจากส่วนกลาง ซึ่งบริษัทเชื่อว่าวิธีการดังกล่าวช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตได้อย่างเต็มที่ทำให้สามารถผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและสาธารณูปโภคทางอุตสาหกรรมที่มีคุณภาพสูง มีความมั่นคงของระบบ และเพิ่มอัตราส่วนกำไรได้มากขึ้นอีกด้วย

เชื้อเพลิงถือเป็นต้นทุนสำคัญในการประกอบการของบริษัทและเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตให้ดีขึ้น (คำนวณจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าหรือไอน้ำจำนวนหนึ่งให้กับลูกค้า) ซึ่งส่งผลต่อความสามารถในการทำกำไรของบริษัทอย่างมีนัยสำคัญ บริษัทดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องด้วยการปรับปรุงการจัดส่ง ตรวจสอบติดตามการทำงานของอุปกรณ์สำคัญ ตรวจสอบติดตาม และแก้ไขการสูญเสียพลังงาน

กลยุทธ์หลักในการบริหารจัดการการดำเนินงานของบริษัท ได้แก่

- **การปรับปรุงความมั่นคง (Reliability) และประสิทธิภาพการผลิตของโรงงาน** บริษัทเชื่อว่าความมั่นคงในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านับเป็นปัจจัยสำคัญอย่างยิ่งสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรมผู้ให้บริการของบริษัท และถือเป็นปัจจัยหลักที่บริษัทต้องให้ความสำคัญอย่างต่อเนื่อง ปัจจุบันบริษัทได้ดำเนินโครงการเสริมความมั่นคงหลังจากที่ได้มีการศึกษาระบบการดำเนินงานของโรงงานในปี 2546 ส่วนการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตของโรงงานได้นำวิธีปฏิบัติเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพต่าง ๆ และลดจำนวนการหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงที่มีได้กำหนดไว้ในแผน รวมทั้งลดระยะเวลาการซ่อมบำรุงลง

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- **การลดต้นทุนในการดำเนินงาน** บริษัทดำเนินการลดต้นทุนในการดำเนินงานและซ่อมบำรุงอย่างต่อเนื่อง โดยกำหนดขั้นตอนการทำงานที่โปร่งใสเพื่อสามารถวิเคราะห์ได้ถึงลักษณะและช่วงระยะเวลาการเกิดค่าใช้จ่ายต่าง ๆ เพื่อให้การใช้จ่ายแต่ละครั้งมีความเหมาะสมและได้ประโยชน์สูงสุด บริษัทดำเนินการบริหารจัดการด้านรายจ่ายโดยใช้ระบบงานที่ได้มาตรฐานและมีขั้นตอนควบคุมที่รัดกุม

- **การริเริ่มโครงการใหม่ ๆ** บริษัทได้ก่อสร้างโรงงานผลิตแห่งใหม่อย่างต่อเนื่องเพื่อรองรับความต้องการที่เพิ่มขึ้นของลูกค้า รวมทั้งดำเนินโครงการใหม่ ๆ เพื่อเสริมประสิทธิภาพการผลิต หรือก่อสร้างเครือข่ายระบบส่งเพิ่มเติมไปยังลูกค้า และปรับปรุงความมั่นคงในการให้บริการให้ดียิ่งขึ้น โครงการเหล่านี้จะดำเนินการโดยทีมงานที่จัดตั้งขึ้นมาโดยเฉพาะอย่างมีระบบเพื่อหลีกเลี่ยงความล่าช้าหรือหย่อนประสิทธิภาพ รวมทั้งควบคุมค่าใช้จ่ายให้ได้ประโยชน์สูงสุด

บริษัทได้ดำเนินการอย่างต่อเนื่องเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าและโรงงานทุกแห่ง โดยเน้นไปในการดำเนินงานด้านต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้น

(ค) **ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของบริษัท**

ตามที่กล่าวข้างต้นว่า ธุรกิจหลักของบริษัทคือการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ ดังนั้น ความสำเร็จของธุรกิจจึงขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของบริษัท ซึ่งประกอบด้วยปัจจัยต่าง ๆ ทั้งประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนระยะเวลาที่โรงไฟฟ้ามีความพร้อมผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ และระยะเวลาการหยุดซ่อมนอกแผน (Unplanned Outage) ภายใต้ข้อกำหนดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. และสัญญาจำหน่ายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรม บริษัทจะถูกปรับหากโรงไฟฟ้าไม่มีความพร้อมในการจ่ายไฟฟ้า และ/หรือ ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าและไอน้ำในแต่ละเวลาของวันตามปริมาณที่กำหนดไว้ในสัญญา นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. ยังได้กำหนดอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rates) ตามสัญญา ซึ่งจะมีผลให้บริษัท (ก) จะต้องเสียประโยชน์ในกรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยไม่มีประสิทธิภาพ หรือ (ข) จะได้รับประโยชน์หากบริษัทสามารถใช้เชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ

ประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าคำนวณจากอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) ซึ่งคำนวณจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำนวน 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง (โดยแปลงค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน หรือน้ำมันดีเซล ให้เป็นค่ามาตรฐาน ซึ่งมีหน่วยเป็นบีทียู (British Thermal Units) หากค่าอัตราการใช้ความร้อนต่ำแสดงว่ากระบวนการผลิตมีประสิทธิภาพดี ทั้งนี้ อัตราการใช้ความร้อนของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งของบริษัทแตกต่างกันออกไป โดยมีสาเหตุหลักเนื่องจากความแตกต่างในอุปกรณ์และรูปแบบของโรงไฟฟ้า และมีสาเหตุบางส่วนมาจากประเภทของเชื้อเพลิงและกำลังผลิตที่แตกต่างกัน โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะมีอัตราการใช้ความร้อนสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้อย่างมีประสิทธิภาพดีกว่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจึงมีค่าอัตราการใช้ความร้อนต่ำกว่า

มาตรการดังต่อไปนี้ได้นำมาใช้ในการปฏิบัติงาน

- **ดัชนีความพร้อม (Availability Factor หรือ AF)** คือ อัตราส่วนร้อยละของจำนวนชั่วโมงในช่วงระยะเวลาใดที่กำหนดไว้ซึ่งหน่วยผลิตหน่วยหนึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ ไม่ว่าหน่วยผลิตดังกล่าวจะมีการผลิตไฟฟ้าหรือไม่ก็ตาม

- **ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (Planned Outage Factor หรือ POF)** คือ อัตราส่วนร้อยละของจำนวนชั่วโมงในช่วงระยะเวลาใดที่กำหนดไว้ซึ่งหน่วยผลิตหน่วยหนึ่งต้องหยุดเดินเครื่องตามแผนการซ่อมบำรุง การหยุดซ่อมตามแผนจะมีการกำหนดไว้ล่วงหน้าเป็นระยะเวลานาน เพื่อทำการทดสอบ ตรวจสอบ หรือการหยุดพักซ่อมระยะยาว การหยุดซ่อมตามแผนจะเกิดขึ้นเพียงครั้งหรือสองครั้งต่อปี

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

• **ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (Unplanned Outage Factor หรือ UOF) ประกอบด้วยดัชนีดังต่อไปนี้**

- **ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage Factor หรือ MOF)** คือ อัตราส่วนร้อยละของจำนวนชั่วโมงช่วงระยะเวลาใดที่กำหนดไว้ซึ่งหน่วยผลิตหน่วยหนึ่งอยู่ระหว่างการหยุดเพื่อบำรุงรักษาสามารถเลื่อนออกไปได้มากกว่าหนึ่งช่วงสัปดาห์ แต่บริษัทต้องหยุดเดินเครื่องหน่วยผลิตดังกล่าวล่วงหน้าเพื่อที่จะมีการหยุดซ่อมตามแผน

- **ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (Forced Outage Factor หรือ FOF)** คือ อัตราส่วนร้อยละของจำนวนชั่วโมงในช่วงระยะเวลาที่กำหนดในกรณีที่หน่วยผลิตหนึ่งหน่วยจะต้องมีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน การหยุดซ่อมนอกแผนเป็นการหยุดซ่อมที่บริษัทต้องหยุดเดินเครื่องหน่วยผลิตดังกล่าวก่อนที่จะสิ้นสุดวันสุดสัปดาห์ถัดไป (เพื่อหยุดซ่อมหรือปิดเครื่อง) หรือเกิดขึ้นจากความพยายามที่ไม่เป็นผลสำเร็จในการเดินเครื่องหน่วยผลิตดังกล่าวกลับสู่ระบบ (การเริ่มเดินเครื่องที่ล้มเหลว)

ดัชนีความพร้อมและดัชนีการหยุดซ่อมจะคำนวณจากหน่วยผลิตมากกว่าหนึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยจะคิดเป็นค่าความพร้อมและค่าปัจจัยการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นค่าเฉลี่ยทางคณิตศาสตร์ของหน่วยผลิตทั้งหมด หากโรงไฟฟ้ามีดัชนีความพร้อมสูงแสดงว่ามีจำนวนชั่วโมงที่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาที่มีการวัดผล ขณะที่หากมีดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (ซึ่งรวมถึงการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษาและการหยุดซ่อมฉุกเฉิน) ต่ำแสดงว่าโรงไฟฟ้ามีการซ่อมบำรุงที่ดีและมีความมั่นคงในการเดินเครื่อง

ตารางต่อไปนี้แสดงปัจจัยบ่งชี้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของบริษัทในช่วงเวลาที่ระบุไว้

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
ดัชนีชี้วัดสมรรถนะ			
โรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีที			
ดัชนีความพร้อม (AF)	-	78.65	96.68
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	-	17.54	1.99
ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (MOF + FOF)	-	3.81	1.33
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	-	0.81	0.66
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	-	3.00	0.67
โรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน ⁽¹⁾			
ดัชนีความพร้อม (AF)	94.61	96.99	94.70
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	3.51	1.03	3.46
ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (MOF + FOF)	1.88	1.98	1.84
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	1.67	1.73	1.38
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	0.21	0.25	0.46
โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2			
ดัชนีความพร้อม (AF)	95.31	98.11	98.27
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	1.02	1.33	0.67
ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (MOF + FOF)	3.68	0.56	1.05
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	3.44	0.38	1.01
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	0.24	0.18	0.04

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
ดัชนีชี้วัดสมรรถนะ			
โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 ⁽²⁾			
ดัชนีความพร้อม (AF)	92.43	92.08	90.97
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	5.42	5.48	4.73
ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (MOF + FOF)	2.15	2.44	4.31
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	0.17	0.34	3.39
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	1.98	2.10	0.92
โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 1			
ดัชนีความพร้อม (AF)	94.71	89.82	94.62
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	4.09	2.96	4.01
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (MOF + FOF)	1.20	7.22	1.37
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	0.64	3.58	1.24
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	0.56	3.64	0.13
รวม			
ดัชนีความพร้อม (AF)	94.61	94.28	95.59
ดัชนีการหยุดซ่อมตามแผน (POF)	2.96	3.41	2.66
ดัชนีการหยุดซ่อมนอกแผน (MOF + FOF)	2.44	2.31	1.75
ดัชนีการหยุดซ่อมเพื่อบำรุงรักษา (MOF)	1.98	1.28	1.38
ดัชนีการหยุดซ่อมฉุกเฉิน (FOF)	0.46	1.03	0.37

ที่มา : บมจ. โกลว์ พลังงาน

หมายเหตุ

- (1) บริษัทมิได้รวมตัวเลขของโรงงานสวนขยายโกลว์ พลังงาน ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้า 39 เมกะวัตต์ และกำลังผลิตไอน้ำ 67 ตันต่อชั่วโมงไว้ในตารางนี้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าดังกล่าวเพิ่งเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์อย่างเต็มที่ในเดือนมกราคม 2548 และยังไม่มิตัวเลขข้อมูลย้อนหลังเพียงพอต่อการนำเสนอได้
- (2) ข้อมูลในตารางไม่รวมถึงระบบของโรงงานโกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1 ซึ่งใช้หม้อต้มไอน้ำ (Boilers) ที่มีประสิทธิภาพด้อยกว่าโรงไฟฟ้าอื่นของบริษัท เนื่องจากใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้นและเพื่อสำรองการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก

บริษัทเชื่อว่าประสิทธิภาพของระบบโดยรวมที่ดีขึ้นเป็นผลมาจากการเชื่อมโยงการดำเนินงานของโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำทุกแห่งของบริษัทเข้าด้วยกัน ซึ่งช่วยให้โรงงานแต่ละแห่งสามารถเสริมการผลิตของกันและกันได้ เป็นการลดความเสี่ยงจากการหยุดชะงักของการผลิตและจัดส่งไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้า สำหรับข้อมูลบางส่วนเรื่องความมั่นคงของระบบการจัดส่งไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โปรดพิจารณารายละเอียดในข้อ 3.2.3(ข) ลูกค้าอุตสาหกรรม

สำหรับสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่บริษัททำกับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยทั่วไปจะมีข้อสัญญากำหนดค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้า (Liquidated Damage) ไว้ ซึ่งกำหนดให้บริษัทต้องจ่ายค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้า หากการจัดส่งหยุดชะงักเกินกว่า 3 ครั้งในระหว่างรอบปีใด ๆ ทั้งนี้ ตั้งแต่ปี 2545 ถึง 2547 บริษัทได้จ่ายค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้ารวมทั้งสิ้น 1.4 ล้านบาท (และค่าชดเชยอีกจำนวน 1.1 ล้านบาท) ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม

ในอดีต บริษัทเคยประสบปัญหาธุรกิจหยุดชะงักอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากการติดตั้งอุปกรณ์ที่มีข้อบกพร่องในการออกแบบและมีคุณสมบัติไม่เป็นไปตามสัญญา ตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ถึง 713 เมกะวัตต์หรือร้อยละ 42.7 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 การใช้เครื่องกังหันก๊าซแบบ GT-26 ของ Alstom

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ซึ่งการออกแบบยังไม่ได้ผ่านการทดสอบใช้งานเป็นระยะเวลาที่เพียงพอ ได้ประสบปัญหาและข้อบกพร่องอย่างมีนัยสำคัญในการเดินเครื่องจนถึงปัจจุบัน เนื่องจากเป็นความผิดของ Alstom ที่ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญา ซึ่งทำให้ Alstom จะต้องดำเนินการเปลี่ยนใบพัดบางตัวในกังหันก๊าซก่อนที่จะเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์อย่างต่อเนื่อง (ซึ่งบริษัทได้กำหนดการหยุดซ่อมเป็นกรณีพิเศษเพื่อดำเนินการดังกล่าวหลังจากโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี ได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์) ในการหยุดเดินเครื่องดังกล่าวบริษัทได้รับค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าตามสัญญา นอกจากนี้ แม้จะมีการเพิ่มประสิทธิภาพของอุปกรณ์ดังกล่าว กังหันก๊าซดังกล่าวยังคงไม่สามารถทำงานได้ตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ตามสัญญาการออกแบบทางวิศวกรรมและการก่อสร้าง (EPC Contracts) (ซึ่งในกรณีนี้บริษัทจะได้รับการชดเชยค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าเพิ่มเติม) และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพี ปัญหานี้ทำให้บริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้จนต้องถูกปรับตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. อย่างไรก็ตาม ในกรณีนี้ถึงแม้ทางบริษัทผู้ผลิตเครื่องจักรเป็นผู้ชดเชยค่าปรับให้กับบริษัทตามสัญญาที่ทำไว้กับบริษัทผลิตเครื่องจักร แต่ก็ได้มีการกำหนดจำนวนค่าชดเชยดังกล่าวเป็นจำนวนเหมาะสมและต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขบางประการที่กำหนดในสัญญา ซึ่งทำให้บริษัทอาจไม่ได้รับการชดเชยเต็มจำนวนหากเกิดกรณีเช่นนี้ขึ้นอีกในอนาคต

บริษัทได้เข้าทำสัญญาซื้อไฟฟ้าสำรองจากกฟผ. โดยตามสัญญา กฟผ. จะส่งไฟฟ้าให้บริษัทเพื่อจัดส่งให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทในระหว่างการหยุดเดินเครื่อง โดยราคาซื้อตามสัญญาใช้อัตราค่าไฟฟ้ามาตรฐานของกฟผ. ประเภทกิจการขนาดใหญ่ซึ่งเป็นอัตราที่สูงกว่าราคาที่บริษัทจำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม ดังนั้น บริษัทต้องขาดทุนหากมีการซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อไฟฟ้าสำรองดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมามีบริษัทไม่จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าสำรองจากกฟผ. เป็นปริมาณมากแต่อย่างใด

(ง) การใช้กำลังผลิต

นอกจากปัจจัยบ่งชี้ด้านประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ได้กำหนดไว้ข้างต้น ปัจจัยอีกประการหนึ่งที่มีผลต่อประสิทธิภาพการดำเนินงานของบริษัท ได้แก่ ระดับการใช้กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าของบริษัท ทั้งนี้ โดยปกติหากบริษัทสามารถเดินเครื่องได้ตามกำลังผลิตเต็มที่ก็จะช่วยให้บริษัทคืนทุนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้เร็วยิ่งขึ้นและสามารถทำกำไรจากการดำเนินงานได้ บริษัทวัดค่าดัชนีกำลังผลิตเป็นอัตราส่วนของปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่บริษัทจะสามารถผลิตได้ในกำลังสูงสุดในช่วงระยะเวลาหนึ่งซึ่งโรงไฟฟ้าสามารถผลิตได้จริงในช่วงระยะเวลานั้น และคำนวณในอัตราส่วนของปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้ในช่วงเวลานึงต่อจำนวนกำลังผลิตจำนวนหนึ่งของโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว

ตารางต่อไปนี้แสดงค่าดัชนีกำลังผลิต (Capacity Factor) ของโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัท

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
โกลว์ ไอพีพี			
ไฟฟ้า	-	72.1	83.3
โกลว์ พลังงาน ⁽¹⁾			
ไฟฟ้า	86.7	91.2	88.0
ไอน้ำ	75.9	98.6	97.1
โกลว์ เอสพีพี 1			
ไฟฟ้า	70.3	66.1	72.2
ไอน้ำ	56.5	58.4	60.4

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
โกลว์ เอสพีพี 2			
ไฟฟ้า	79.1	78.9	81.7
ไอน้ำ	84.0	80.8	88.9
โกลว์ เอสพีพี 3			
ไฟฟ้า	78.5	78.5	78.7
ไอน้ำ	134.8 ⁽³⁾	209.9 ⁽³⁾	162.6 ⁽³⁾
รวม			
ไฟฟ้า	80.1 ⁽²⁾	80.8 ⁽²⁾	82.2
ไอน้ำ	80.0	97.7 ⁽⁴⁾	95.0 ⁽⁴⁾

ที่มา : บมจ. โกลว์ พลังงาน

หมายเหตุ

- (1) บริษัทมิได้รวมข้อมูลของโรงงานสวนขยายโกลว์ พลังงาน ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้า 39 เมกะวัตต์ และกำลังผลิตไอน้ำ 67 ตันต่อชั่วโมงไว้ในตารางนี้ เนื่องจากโรงไฟฟ้างังกล่าวเพิ่งเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์อย่างเต็มที่ในเดือนมกราคม 2548 และยังไม่มียอดข้อมูลย้อนหลังเพียงพอต่อการนำเสนอได้
- (2) ไม่รวมข้อมูลของโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี
- (3) ในปี 2545 และ 2546 รวมปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมดจากโรงผลิตไอน้ำโกลว์ เอสพีพี 3 ระยะที่ 1 และโรงผลิตไอน้ำโกลว์ เอสพีพี 3 ระยะที่ 3 และเฉพาะกำลังผลิตไอน้ำของโรงผลิตไอน้ำโกลว์ เอสพีพี 3 ระยะที่ 3 เท่านั้นในการคำนวณ ในปี 2547 เฉพาะปริมาณไอน้ำและกำลังผลิตไอน้ำของโรงผลิตไอน้ำโกลว์ เอสพีพี 3 ระยะที่ 3 เท่านั้นที่นำมาคำนวณ
- (4) ไม่รวมข้อมูลของโรงงานโกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1

(จ) ความมั่นคงโดยเฉลี่ย

ตามที่กล่าวข้างต้น บริษัทเชื่อว่าจุดเด่นในการดำเนินธุรกิจที่สำคัญประการหนึ่งของบริษัท คือ การมีระบบการผลิตและจัดส่งที่มั่นคง (System Reliability) และความสามารถในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรม

ตารางต่อไปนี้จะแสดงข้อมูลความมั่นคงของการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าของบริษัท (แยกตามโรงงานผลิต) ตามความต้องการของลูกค้าในช่วงระยะเวลาต่าง ๆ ที่ระบุ

	รอบปีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
ความมั่นคงโดยเฉลี่ย (Average Reliability)			
ไฟฟ้า			
โกลว์ พลังงาน โกลว์ เอสพีพี 2 โกลว์ เอสพีพี 3			
การจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์	99.995	99.992	100.000
การจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์	100.000	100.000	99.994
โกลว์ เอสพีพี 1			
การจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์	99.977	100.000	100.000

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

	รอบปีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม		
	2545	2546	2547
ความมั่นคงโดยเฉลี่ย (Average Reliability)			
ไอน้ำ			
โกลว์ พลังงาน โกลว์ เอสพีที 2 โกลว์ เอสพีที 3			
การจำหน่ายไอน้ำแรงดันสูง	99.918	100.000	100.000
การจำหน่ายไอน้ำแรงดันปานกลาง.....	100.000	99.997	99.999
โกลว์ เอสพีที 1			
การจำหน่ายไอน้ำแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำ.....	99.957	100.000	100.000

หมายเหตุ

- (1) ค่าความมั่นคง (Reliability Factor) เป็นเครื่องวัดความสามารถของกลุ่มบริษัทในการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาระหว่างกลุ่มบริษัทและลูกค้าภายในระหว่างอายุสัญญา ค่าความมั่นคงสำหรับลูกค้าแต่ละรายสามารถคำนวณได้จากการหารผลรวมของจำนวนชั่วโมง ซึ่งโรงงานผลิตของกลุ่มบริษัทสามารถให้บริการลูกค้า รวมถึงเศษของชั่วโมงดังกล่าว (คำนวณจากการจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีจำกัด) ในระยะเวลาหนึ่ง ๆ หารด้วยจำนวนชั่วโมงในระหว่างอายุสัญญา (ไม่รวมชั่วโมงในระหว่างเกิดเหตุสุดวิสัยและระหว่างซ่อมบำรุงตามกำหนด) สำหรับค่าความมั่นคงโดยเฉลี่ยสำหรับการให้บริการแต่ละประเภทนั้น คำนวณได้จากการหาค่าเฉลี่ยทางคณิตศาสตร์ของความมั่นคงของลูกค้าแต่ละราย

3.2 การตลาดและการแข่งขัน**3.2.1 การตลาดและจำหน่าย**

งานด้านการตลาดและการจำหน่ายนับเป็นหัวใจของธุรกิจของบริษัท เนื่องจากทำให้บริษัทสามารถรักษาและพัฒนาความสัมพันธ์กับลูกค้าปัจจุบัน รวมทั้งแสวงหาลูกค้ารายใหม่เพื่อขยายธุรกิจของบริษัทได้ เมื่อพิจารณาถึงลูกค้าของบริษัทแล้ว จะเห็นได้ว่ากฟผ. ถือเป็นลูกค้ารายใหญ่และสำคัญที่สุดของบริษัท ดังนั้น บริษัทจึงได้ดำเนินการเสริมสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับกฟผ. มาอย่างต่อเนื่อง การสร้างความสัมพันธ์ที่ดีดังกล่าว ได้แก่ การปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. อย่างเข้มงวดและความพร้อมในการให้ความร่วมมือกับกฟผ. ในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้น สำหรับการตลาดสำหรับลูกค้าในภาคอุตสาหกรรมนั้น บริษัทให้ความสำคัญในเรื่องความสามารถในการให้บริการที่ดีและมั่นคง ซึ่งถือเป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยเฉพาะในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และบริษัทเชื่อมั่นว่าสามารถให้บริการที่ดีและเหนือกว่าคู่แข่ง

บริษัทเน้นการหาลูกค้าที่มีความต้องการไฟฟ้าในปริมาณสูงและสม่ำเสมอ ซึ่งเป็นปัจจัยส่งเสริมให้การผลิตมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และทำให้บริษัทสามารถคาดการณ์และจัดการกับระดับความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าได้ดียิ่งขึ้น นอกจากนี้ บริษัทยังเน้นในการหาลูกค้าที่ต้องการซื้อทั้งไฟฟ้าและไอน้ำเนื่องจากช่วยให้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมมีประสิทธิภาพสูงสุด ในบางกรณี การกำหนดราคาจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำบางส่วนใช้การกำหนดราคาจากต้นทุนที่ลูกค้าหลีกเลี่ยงได้หากซื้อจากบริษัท (Avoided Cost Basis) เป็นวิธีการกำหนดราคาที่มีประสิทธิภาพได้ และให้อัตรากำไรที่ดี บริษัทได้จัดตั้งหน่วยงานเฉพาะในแผนกขายลูกค้าอุตสาหกรรมเพื่อแสวงหาธุรกิจใหม่ ๆ ทั้งที่เป็นลูกค้ารายใหม่หรือขยายการทำธุรกิจเพิ่มเติมจากลูกค้าเดิม นอกจากนี้ ฝ่ายขายยังรับผิดชอบในการเตรียมและเจรจาจัดทำสัญญาซื้อขายด้วย

เนื่องจากบริษัทดำเนินงานภายใต้สัญญาจำหน่ายระยะยาวกับลูกค้าหลักซึ่งมีจำนวนไม่มากนัก ซึ่งเป็นลูกค้าที่บริษัทคาดว่าจะจะเป็นลูกค้าของบริษัทในระยะยาวสำหรับทั้งไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม ดังนั้น บริษัทจึงได้แต่งตั้งผู้จัดการลูกค้าโดยเฉพาะในแผนกลูกค้าสัมพันธ์เพื่อรับผิดชอบดูแลการบริหารความสัมพันธ์กับลูกค้าปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพสูงสุด โดยการให้ความร่วมมือในลักษณะทั่วไปกับลูกค้า การนำเสนอผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพ และเสนอบริการเสริมใหม่ ๆ ที่คาดว่าจะสามารถเสนอให้ได้ในอนาคต ในการเป็นผู้นำด้านคุณภาพ บริษัทมีแผนการตลาดที่จะประสานงานกับแผนกขายลูกค้าอุตสาหกรรมและแผนกลูกค้าสัมพันธ์ขึ้นเพื่อพัฒนาแผนงานสำหรับลูกค้าแต่ละราย ซึ่งช่วยให้บริษัทเข้าใจความต้องการของลูกค้าได้ดียิ่งขึ้นและสามารถตอบสนองความต้องการของลูกค้าได้อย่างถูกต้อง นอกจากนี้ ฝ่ายลูกค้าสัมพันธ์ยังดูแลการบริหารสัญญา รวมถึงข้อร้องเรียนด้าน

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

เทคนิคและธุรกิจต่าง ๆ ด้วย ในด้านความเป็นผู้นำด้านคุณภาพ บริษัทมุ่งมั่นที่จะดำรงไว้ซึ่งความเป็นเลิศในการปฏิบัติงานและนำเสนอผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพด้วยความสม่ำเสมอและน่าเชื่อถือ ซึ่งเป็นจุดเด่นที่บริษัทนำมาใช้เป็นกลยุทธ์ในการทำการตลาดกับลูกค้า

3.2.2 โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP Program) และโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP Program) และสัมปทานของบริษัท

โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี เป็นโรงผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดของบริษัท (มีกำลังผลิตทั้งสิ้น 713 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 42.7 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของบริษัท) โดยดำเนินงานภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ สืบเนื่องจากนโยบายในการปฏิรูปกิจการผลิตไฟฟ้าในประเทศที่รัฐบาลชักชวนให้เอกชนเข้ามาลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้า ในเดือนธันวาคม 2537 กพผ. ได้เชิญให้บจ. โกลว์ โอพีพี เข้าแข่งขันการประมูลงานก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กพผ. รวมเป็นจำนวน 5,800 เมกะวัตต์ ซึ่งภายหลังจากโครงการดังกล่าวถูกเลื่อนออกไปหลายครั้ง กลุ่มบริษัท 7 แห่งซึ่งมีกำลังผลิตตั้งแต่ 350 ถึง 1,400 เมกะวัตต์ชนะการแข่งขันประมูลซึ่งจัดขึ้น 2 รอบ โดยกลุ่มบริษัท 7 แห่งนี้ได้รับสิทธิในการผลิตไฟฟ้าภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ นอกจากนี้ การแปรรูปกิจการโรงไฟฟ้าบางส่วนของกพผ. ทำให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่เพิ่มขึ้นมาอีก 2 ราย ได้แก่ บมจ. ผลิตไฟฟ้า (โดยผ่านบริษัทย่อยของบจ. ผลิตไฟฟ้าระยอง และบจ. ผลิตไฟฟ้าขนอม) และบมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในข้อ 3.4.3 - โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศ

นอกเหนือจากบจ. โกลว์ โอพีพี แล้ว โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ของบริษัทดำเนินงานในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ซึ่งมีกำลังผลิตรวม 957 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 57.3 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของบริษัท) ซึ่งใช้กระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) หรือใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เป็นบางส่วนในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ เพื่อสนับสนุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้างดงกล่าว กพผ. ตกลงรับซื้อไฟฟ้าเป็นจำนวนไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 1 สัญญาจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งรวมเป็นกำลังผลิตทั้งสิ้นไม่เกิน 3,200 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ผู้ประกอบการในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กยังได้รับสิทธิประโยชน์อื่น ๆ อาทิเช่น การซื้อก๊าซธรรมชาติจากบมจ. ปตท. ในราคาต่ำกว่าความแตกต่างระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ มีดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกพผ. เท่านั้น แต่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับทั้งกพผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม
- โดยทั่วไปผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะมีกำลังผลิตต่ำกว่าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (ยกเว้นบางรายซึ่งรวมทั้งโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3 ซึ่งเป็นโรงพลังงานความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน (Hybrid Plant))
- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันจะต้องจำหน่ายพลังงานบางส่วนในรูปของไอน้ำ

โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 3.2.3(ก)(2) - การจำหน่ายไฟฟ้าของบริษัทที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้กับกพผ.

โรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันบางแห่งของบริษัทได้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรง ซึ่งมีได้ดำเนินการภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก นอกจากนี้ บริษัทยังได้ผลิตและจำหน่ายไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรง

ในอดีต กระทรวงมหาดไทยได้เป็นผู้ให้สัมปทานการจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยจะมีการกำหนดพื้นที่ในการให้สัมปทานไว้ในสัมปทานที่ให้แก่ผู้ผลิตแต่ละราย ในการนี้บริษัทได้รับสัมปทานการจำหน่ายไฟฟ้าครั้งแรกจากกระทรวงมหาดไทย (ซึ่งปัจจุบันกระทรวงพลังงานเป็นหน่วยงานที่ควบคุมดูแลแทน) เมื่อวันที่ 11 พฤษภาคม 2538 ให้สามารถจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดบางส่วน (“พื้นที่สัมปทาน”) โดยบริษัทได้รับสิทธิภายใต้สัมปทานให้เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งทำให้บริษัทเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่สัมปทาน (เว้นแต่จะตกลงเป็นอย่างอื่น)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

อย่างไรก็ตาม ผู้ประกอบการทั่วไปและหน่วยงานต่าง ๆ ที่อยู่ในพื้นที่สัมปทานมีสิทธิที่จะผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือจะซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ("กฟภ.") ก็ได้ ต่อมาบริษัทได้รับสัมปทานในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดอีกหลายฉบับ โดยสัมปทานดังกล่าวแตกต่างจากสัมปทานแรกที่บริษัทได้รับ กล่าวคือ เป็นการให้สัมปทานกับกลุ่มบริษัทตามที่ตั้งของโรงงานของลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัท อย่างไรก็ตาม ข้อกำหนดและเงื่อนไขอื่น ๆ ในสัญญาสัมปทานนั้นไม่แตกต่างจากสัมปทานเดิม ในเดือนธันวาคม 2547 บริษัทได้บรรลุข้อตกลงกับกระทรวงพลังงานในการรวมสัญญาสัมปทานทั้งหมดที่บริษัทและบริษัทย่อยได้รับเป็นสัญญาสัมปทานรวมเป็นฉบับเดียว (ยกเว้นสัมปทานของบจ. โกลว์ ไอพีพี) ทั้งนี้ สัญญาสัมปทานฉบับรวมของกลุ่มบริษัทจะมีผลถึงปี 2557 โดยมีเงื่อนไขในลักษณะเดียวกันกับเงื่อนไขในสัญญาสัมปทานซึ่งให้กับบริษัทแต่ละบริษัทในกลุ่ม และอนุญาตให้บริษัททุก ๆ บริษัทภายใต้สัญญาสัมปทานของกลุ่มบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าได้ในเขตเฉพาะเจาะจง สำหรับสัมปทานที่เกี่ยวกับโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี นั้น บริษัทได้รับสัมปทานดังกล่าวเมื่อปี 2544 และจะสิ้นสุดลงในปี 2569 บริษัทคาดว่าเมื่อสัมปทานฉบับรวมของกลุ่มบริษัทหมดอายุลง บริษัทจะสามารถต่ออายุสัมปทานภายใต้เงื่อนไขเดิมได้ ในอดีตบริษัทมิได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขของสัมปทานและปัจจุบันบริษัทยังคงจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมนอกพื้นที่สัมปทาน อย่างไรก็ตาม บริษัทได้ดำเนินการขอสัมปทานแล้วแต่ยังไม่ได้รับการอนุมัติ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในเรื่องปัจจัยความเสี่ยงเกี่ยวกับสัญญาสัมปทานของบริษัทในข้อ 1.1.12 - บริษัทมิได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการได้รับสัมปทานอย่างครบถ้วนตลอดเวลา

3.2.3 ลูกค้ำ

ลูกค้าของบริษัทประกอบด้วยกฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม

(ก) กฟผ.

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตจำนวนมากให้กับกฟผ. ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่จัดตั้งขึ้นตามพรบ. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 กฟผ. เป็นผู้ประกอบการหลักในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย โดยนอกจากเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าแบบขายส่งเพียงรายเดียวและควบคุมระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศแล้วยังเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดด้วย โดย ณ เดือนมีนาคม 2547 มีกำลังผลิตรวม 15,151 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ กฟผ. กำลังอยู่ระหว่างการแปรรูปกิจการ (ซึ่งไม่อาจคาดหมายได้แน่นอนว่าการแปรรูปกิจการดังกล่าวจะเสร็จสมบูรณ์เมื่อใด) ซึ่งจะทำให้โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยเปลี่ยนแปลง รวมทั้งทำให้ลักษณะการค้าเงินธุรกิจกับบริษัทเปลี่ยนแปลงไปด้วย ยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ของบริษัทคิดเป็นร้อยละ 64.4 ของรายได้ทั้งหมดของบริษัทในปี 2547 โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.3 - ธุรกิจของบริษัทขึ้นอยู่กับกฟผ. อย่างมาก ข้อ 1.1.8 - บริษัทมีข้อพิพาทที่สำคัญกับกฟผ. ในอดีต และข้อ 1.1.7 - การประกอบกิจการของบริษัทอยู่ภายใต้การกำกับดูแลที่เข้มงวดซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ อย่างไรก็ตาม จนถึงขณะนี้บริษัทยังไม่มีปัญหากับกฟผ. เกี่ยวกับการเรียกเก็บค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทผลิตและส่งให้แก่กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ.

(1) การจำหน่ายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพี ให้กับกฟผ.

ข้อมูลทั่วไป

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งเป็นสัญญาระยะยาว ทั้งนี้ เงื่อนไขและข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายระหว่างบริษัทและกฟผ. จะแตกต่างระหว่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ("สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่") และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ("สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก") ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่บจ. โกลว์ ไอพีพี ทำกับกฟผ. มีระยะเวลา 25 ปีนับจากวันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์โดยจะสิ้นสุดในปี 2571 โดยมีข้อกำหนดว่าบจ. โกลว์ ไอพีพี จะต้องจัดหาแหล่งเงินทุน ก่อสร้าง และเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้เป็นไปตามข้อกำหนดทางเทคนิค และรับผิดชอบในการดำเนินงานและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า โดยกฟผ. มีสิทธิแต่ผู้เดียวในการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพี ให้ผลิตไฟฟ้าส่งเข้าระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. ภายใต้เงื่อนไขบางประการ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

การชำระค่าตอบแทน

ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ กฟผ. จะชำระค่าตอบแทนให้แก่บริษัทเป็น 2 ส่วน ดังนี้

- **ค่าความพร้อม (Availability Payment)** กฟผ. ต้องชำระค่าความพร้อมหากโรงไฟฟ้า โกลว์ ไอพีพี มีความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามคุณสมบัติและในปริมาณที่กำหนดตามคำสั่งเดินเครื่องของกฟผ. โดยไม่คำนึงว่ากฟผ. จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหรือไม่ ทั้งนี้ ค่าความพร้อมเป็นค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินการและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าและอัตราผลตอบแทนการลงทุนของบริษัท

- **ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)** เป็นค่าตอบแทนที่กฟผ. จ่ายในการผลิตและส่งพลังงานไฟฟ้าของบริษัทตามคำสั่งเดินเครื่องของกฟผ. ซึ่งค่าพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยค่าเชื้อเพลิงในการผลิต ค่าขนส่งเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable Cost) ที่เกิดจากการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี

นอกจากนี้ บริษัทยังได้รับค่าตอบแทนจากกฟผ. เป็นค่าธรรมเนียมโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม (Added Facility Charge) ซึ่งเป็นการชดเชยที่บจ. โกลว์ ไอพีพี ได้ลงทุนไปก่อนให้กับกฟผ. เพื่อก่อสร้างอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าและต้นทุนอื่นๆ ในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพีเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ.

ต้นทุนและต้นทุนที่กฟผ. รับภาระ (Costs and Pass-Throughs)

ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ กฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิงในการผลิตและค่าขนส่งเชื้อเพลิงในรูปของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ทั้งนี้ แม้ว่าค่าตอบแทนที่ได้รับจากกฟผ. ตามสัญญาจะเป็นเงินบาท แต่ค่าความพร้อมในส่วนที่เกี่ยวกับเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี จะคำนวณให้สอดคล้องกับอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเปรียบเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ ในสัดส่วนร้อยละ 90 ขณะที่ค่าความพร้อมในส่วนที่เกี่ยวกับค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและการซ่อมบำรุงในโรงไฟฟ้าจะคำนวณให้สอดคล้องกับอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเปรียบเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ ในสัดส่วนร้อยละ 65 นอกจากนี้ กฟผ. ยังรับภาระต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี จากการเปลี่ยนแปลงในภาวะภาษี (ยกเว้นภาษีเงินได้) หรือการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมายที่อาจมีผลต่อการเพิ่มขึ้นของต้นทุนในการผลิตดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ภาวะภาษี (ยกเว้นภาษีเงินได้) มีการปรับตัวลดลง กฟผ. ก็ยังคงต้องรับภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าเช่นกัน

เหตุสุดวิสัย

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ยังมีข้อกำหนดโดยละเอียดเกี่ยวกับเหตุสุดวิสัย โดยกำหนดกรณีที่เกิดเหตุสุดวิสัยไว้ 9 กรณีดังนี้

- สภาพอากาศรุนแรงผิดปกติ
- โรคระบาด
- สงคราม
- การนัดหยุดงาน
- การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย
- การไม่ได้รับการต่ออายุใบอนุญาต (เว้นแต่เกิดจากความผิดหรือละเว้นไม่กระทำของบริษัท)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- อุบัติเหตุ แผ่นดินไหว การก่อวินาศกรรม อัคคีภัย หรือการระเบิด
- การยึดหรือเข้าครอบครองทรัพย์สิน และ
- เหตุสุดวิสัยที่ส่งผลกระทบต่อการใช้ปฏิบัติตามสัญญาของบุคคลอื่นซึ่งเป็นผู้สัญญาในสัญญาสำคัญเกี่ยวกับการชอมบำรุง จัดส่งเชื้อเพลิง บริการหรือสัญญาอื่น ๆ ที่สำคัญ

นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวยังได้มีการให้คำจำกัดความของคำว่า “เหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล” ไว้เป็นการเฉพาะ โดยให้หมายถึงเหตุสุดวิสัยกรณีที่เป็นสงคราม การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย การไม่ได้รับใบอนุญาตของทางราชการ และการยึดหรือเข้าครอบครองโรงไฟฟ้า โรงงาน หรือทรัพย์สินอันเกิดจากการกระทำหรือละเว้นการกระทำของรัฐบาล ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ของบจ. โกลว์ ไอพีพี กำหนดว่า (1) ในกรณีที่ โรงไฟฟ้า โกลว์ ไอพีพี ไม่มีความพร้อมจ่ายไฟฟ้าเนื่องจากเหตุสุดวิสัยซึ่งมิใช่เป็นเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลแล้ว ให้กฟผ. ชำระค่าความพร้อมเฉพาะเท่าที่มีความพร้อมจ่ายจริงเท่านั้น (2) หากกฟผ. ไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยซึ่งมิใช่เป็นเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลแล้ว กฟผ. ต้องชำระภาระดอกเบี้ยและเงินต้นตามที่กำหนดไว้ (Debt Service Cost) ของบจ. โกลว์ ไอพีพี ในช่วง 6 เดือนแรกในระหว่างที่เกิดเหตุสุดวิสัย และหลังจาก 6 เดือนกฟผ. ต้องชำระค่าความพร้อมเต็มจำนวน (รวมถึงจำนวนที่ไม่ได้ชำระในช่วง 6 เดือนแรกด้วย) และ (3) หากผู้สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลแล้ว กฟผ. ยังคงต้องชำระค่าความพร้อมให้แก่บจ. โกลว์ ไอพีพี (ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงวิธีการคำนวณของกฟผ. เพื่อให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงที่ว่า การเกิดเหตุสุดวิสัยทำให้สูตรการคำนวณเดิมไม่เหมาะสม)

ผู้สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยที่มิใช่เป็นเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลซึ่งมีผลกระทบต่อบจ. โกลว์ ไอพีพี เป็นระยะเวลาเกินกว่า 1 ปี นอกจากนี้ กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญาหากเกิดเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลแก่ผู้สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งเกินกว่า 1 ปี และข้อกำหนดบางส่วนเกี่ยวกับการเลิกสัญญากำหนดให้ กฟผ. ซื้อโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพีหาก กฟผ. เป็นฝ่ายบอกเลิกสัญญาเนื่องจากเหตุสุดวิสัยซึ่งมิใช่เหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่เกิดกับกฟผ. เกินกว่า 1 ปี หรือเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่เกิดกับผู้สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งเกินกว่า 1 ปี โดยสัญญาได้กำหนดกรอบเกี่ยวกับการจ่ายค่าชดเชยเมื่อเกิดการบอกเลิกสัญญาดังกล่าว

เหตุผิดสัญญา

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่มีข้อสัญญาเกี่ยวกับการบอกเลิกสัญญาอันเนื่องมาจากเหตุผิดสัญญาหรือการเกิดเหตุสุดวิสัยเป็นเวลาต่อเนื่องกัน ข้อกำหนดในการบอกเลิกสัญญาจากเหตุผิดสัญญา กำหนดให้ผู้สัญญาทั้งสองฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาหากผู้สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งผิดสัญญาไม่แก้ไขเหตุแห่งการผิดสัญญาให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนด เหตุผิดสัญญาที่ให้สิทธิกฟผ. บอกเลิกสัญญาได้ ได้แก่ กรณีบจ. โกลว์ ไอพีพี ผิดนัดชำระเงิน การเกิดความเสียหายอย่างร้ายแรงต่อโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี (ตามระดับที่กำหนดไว้ในสัญญา) การเกิดกรณีที่เกี่ยวข้องกับการมีหนี้สินล้นพ้นตัวของบจ. โกลว์ ไอพีพี การไม่ปฏิบัติตามกำหนดเวลาสำคัญ การเปลี่ยนแปลงผู้มีอำนาจควบคุมในบจ. โกลว์ ไอพีพี และกรณีโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี ไม่สามารถรักษาระดับความพร้อมจ่ายพลังงานได้ตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นเวลาต่อเนื่องกัน (ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่) ส่วนเหตุผิดสัญญาที่บจ. โกลว์ ไอพีพี มีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ ได้แก่ กรณีกฟผ. ผิดนัดชำระเงิน การไม่ปฏิบัติตามหน้าที่ในส่วนที่เป็นสาระสำคัญตามสัญญา และการเกิดกรณีที่เกี่ยวข้องกับการมีหนี้สินล้นพ้นตัวของกฟผ.

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพี มีข้อกำหนดเฉพาะให้มีการชำระเงินจำนวนหนึ่งให้แก่บริษัทในกรณีที่สัญญาสิ้นสุดลงอันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัย ในกรณีที่เหตุสุดวิสัย (นอกจากเหตุสุดวิสัยอันเกิดจากการกระทำของรัฐบาล) ซึ่งส่งผลกระทบต่อบจ. โกลว์ ไอพีพี และเหตุสุดวิสัยนั้นยังคงดำเนินอยู่เป็นระยะเวลามากกว่า 1 ปี บจ. โกลว์ ไอพีพี หรือกฟผ. มีสิทธิเลิกสัญญาได้โดยไม่ต้องชำระเงิน หากมีเหตุสุดวิสัย (นอกจากเหตุสุดวิสัยอันเกิดจากการกระทำของรัฐบาล) ซึ่งส่งผลกระทบต่อกฟผ. และเหตุสุดวิสัยนั้นยังคงดำเนินอยู่เป็นระยะเวลามากกว่า 1 ปีโดยกฟผ. ได้ใช้สิทธิเลิกสัญญา กฟผ. จะต้องชำระเงิน

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ให้แก่บจ. โกลว์ ไอพีพี เท่ากับจำนวนรวมของ (1) จำนวนเงินค้างชำระภายใต้สัญญาเงินกู้ของบจ. โกลว์ ไอพีพี (2) ทุนชำระแล้ว และส่วนล้ามูลค่าหุ้นของบจ. โกลว์ ไอพีพี (3) กำไรสะสมของบจ. โกลว์ ไอพีพี หักด้วยจำนวนสินไหมทดแทนที่บริษัทได้รับภายใต้กรมธรรม์ประกันภัย ในกรณีที่เหตุสุดวิสัยเกิดจากการกระทำของรัฐบาลและส่งผลกระทบต่อบจ. โกลว์ ไอพีพี หรือกฟผ. และเหตุสุดวิสัยนั้นยังดำเนินอยู่เป็นระยะเวลามากกว่า 1 ปีโดยกฟผ. ใช้สิทธิเลิกสัญญา กฟผ. จะต้องชำระเงินให้แก่บจ. โกลว์ ไอพีพี เท่ากับ (1) จำนวนที่ไม่น้อยกว่าจำนวนค้างชำระภายใต้สัญญาเงินกู้ของบจ. โกลว์ ไอพีพี ทั้งหมดและ (2) จำนวนเงินชดเชยโดยพิจารณาถึงสภาพและผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี ในอดีต อายุการใช้งานที่เหลืออยู่และมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการดำเนินการผลิตของโรงผลิตไฟฟ้า ค่าเสื่อมราคาของโรงผลิตไฟฟ้า ผลตอบแทนการลงทุนของบจ. โกลว์ ไอพีพี ในอดีต รวมถึงลักษณะและความสามารถในการแก้ไขเยียวยาเหตุสุดวิสัย

ข้อสัญญาทางเทคนิคและอื่น ๆ

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ยังได้กำหนดเงื่อนไขต่าง ๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญา เช่น วันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ กำหนดการที่สำคัญต่าง ๆ (Milestone) (ซึ่งได้ดำเนินการครบถ้วนแล้ว) รายละเอียดในการดำเนินการต่าง ๆ ที่โรงไฟฟ้าต้องถือปฏิบัติ ค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าที่เกิดจากความล่าช้าในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ไม่สามารถเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดวันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในสัญญา ขั้นตอนการทดลองเดินเครื่อง สิทธิในการเข้ามาใช้สิทธิในการปฏิบัติตามสัญญา (Step-in Right) และการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับสิ่งแวดล้อม บจ. โกลว์ ไอพีพี ยังต้องจัดให้มีและรักษาระดับของเชื้อเพลิงสำรองไว้ และกฟผ. ตกลงที่จะจัดไฟฟ้าสำรองให้บจ. โกลว์ ไอพีพี รวมทั้งกำหนดค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าไว้ในกรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่ปฏิบัติตามภาระผูกพันของตนในสัญญา นอกจากนี้ สัญญาจะระบุว่าเมื่อมีการแปรรูปของกฟผ. แล้ว กฟผ. ต้องคงกิจการที่มีรัฐบาลเป็นเจ้าของหรือควบคุมอยู่ หรือหากไม่เป็นทั้งสองกรณีบริษัทที่เกิดขึ้นหลังการแปรรูปต้องสามารถที่จะปฏิบัติตามภาระผูกพันของกฟผ. ตามที่ระบุไว้ในสัญญาได้

(2) การจำหน่ายไฟฟ้าของบริษัทที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้กับกฟผ.**ข้อมูลทั่วไป**

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรวม 8 ฉบับ โดยปกติสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะมีระยะเวลาของสัญญาระหว่าง 21 และ 25 ปี และกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีหน้าที่ในการจัดหาแหล่งเงินทุน ก่อสร้าง และเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับข้อกำหนดทางเทคนิคตามรายละเอียดที่กำหนดในสัญญา รวมทั้งการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทั้งนี้ กฟผ. ได้จัดทำสัญญาในรูปแบบของสัญญามาตรฐาน โดยข้อกำหนดในสาระสำคัญส่วนใหญ่จะไม่แตกต่างกันสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทุกราย กล่าวคือบริษัทไม่สามารถเจรจาต่อรองเงื่อนไขในสัญญาได้

การชำระค่าตอบแทน

กฟผ. มีหน้าที่ตามสัญญาในการชำระค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) ขั้นต่ำต่อเดือน (โดยมีการปรับตามอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราในแต่ละเดือน) ซึ่งเป็นส่วนที่ชดเชยบริษัททั้งในส่วนของเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้า (Fixed Capital Expenditures) และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ของบริษัทได้ อย่างไรก็ตาม การชำระค่าตอบแทนตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะแตกต่างจากค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ กล่าวคือค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่กฟผ. จ่ายให้บริษัทจะพิจารณาถึงโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทั้งโครงการ มิได้พิจารณาเฉพาะเงื่อนไขในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายของบริษัทดังเช่นในกรณีของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ นอกจากนี้ กฟผ. ยังแยกชำระค่าพลังงานไฟฟ้าตามปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทผลิตจริงและจำหน่ายให้กับกฟผ. โดยกฟผ. (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 3.2.5(ก) - อัตราค่าไฟฟ้า) มีหน้าที่ต้องรับซื้อปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำจากบริษัท และมีสิทธิขอให้บริษัทส่งไฟฟ้าในปริมาณที่กฟผ. รับซื้อไม่ถึงปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำแต่ได้ชำระค่าไฟฟ้าไปแล้ว (Make-Up Right) ภายในเวลา 2 ปีนับจากปีที่กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณขั้นต่ำ บริษัทสามารถลดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่กฟผ. ต้องรับซื้อได้เพื่อ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

นำไปจำหน่ายให้แก่บุคคลอื่นได้ ทั้งนี้ กฟผ. จะลดค่าไฟฟ้าขั้นต่ำที่ต้องชำระตามส่วนและยังมีสิทธิเรียกคืนเงินที่ได้ชำระไปแล้วแต่ไม่ได้รับไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (บวกด้วยดอกเบี้ยที่เกิดจากเงินที่ชำระไปแล้ว) ในทางกลับกันหากโรงไฟฟ้าของบริษัทไม่สามารถเดินเครื่องให้มีความพร้อมจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดในสัญญาในระยะเวลา 18 เดือน กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ แต่จะจำกัดอยู่เพียงกรณีเกี่ยวกับการไม่ส่งมอบไฟฟ้าหรือส่งมอบไม่ครบถ้วน ซึ่งบริษัทจะต้องชำระค่าพลังไฟฟ้าคืนให้กับกฟผ. ตามปริมาณไฟฟ้าที่ไม่ได้ส่งมอบ โรงไฟฟ้าที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กของบริษัทยังต้องผลิตและจำหน่ายไอน้ำในปริมาณที่สอดคล้องกับอัตราส่วนการใช้พลังงานความร้อนที่กำหนด (Thermal Ratio) ซึ่งวัดจากอัตราส่วนของพลังงานความร้อนที่ใช้ต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ หากไม่สามารถผลิตไอน้ำในปริมาณที่สอดคล้องกับอัตราส่วนดังกล่าวจะเป็นเหตุผิดสัญญาได้ หากมีเหตุผิดนัดและคู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญาไม่สามารถแก้ไขให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนด คู่สัญญาอีกฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ และจะทำให้บริษัทได้รับเงินตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าลดลง

ต้นทุนและต้นทุนที่กฟผ. รับภาระ

ค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีการปรับเปลี่ยนตามการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน โดยกำหนดให้เป็นการปรับเปลี่ยนค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทุกราย มิใช่มีผลเฉพาะบริษัทในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังนั้น การปรับเปลี่ยนดังกล่าวอาจไม่สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงต้นทุนเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริงกับบริษัท ในทางปฏิบัติแล้วต้นทุนก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันนั้นบริษัทสามารถผลักภาระให้กับกฟผ. ได้ทั้งหมด ซึ่งต่างจากกรณีของราคาก๊าซถ่านหิน ทำให้มีความเสี่ยงในการผันผวนของราคาก๊าซถ่านหินอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ ต้นทุนถ่านหินที่กฟผ. รับภาระไม่รวมถึงค่าขนส่งถ่านหินของบริษัท

เหตุสุดวิสัย

ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก คู่สัญญาอาจอ้างเหตุสุดวิสัยเป็นเหตุในการไม่ปฏิบัติตามสัญญาได้ ซึ่งในบางกรณีคู่สัญญามีสิทธิขยายระยะเวลาที่ต้องปฏิบัติตามหน้าที่ตามสัญญาออกไปเท่ากับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัย กรณีที่กำหนดว่าเป็นเหตุสุดวิสัย ได้แก่

- การกระทำของรัฐบาล เช่น การเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงาน
- การปิดล้อม หรือการกระทำของศัตรูในลักษณะสงคราม
- การจลาจล การกบฏ การก่อความวุ่นวาย การจลาจล การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงาน อุบัติเหตุ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม โรคระบาด และการระเบิด
- การที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่ได้รับการต่ออายุใบอนุญาต
- การยึดหรือเข้าครอบครองโรงไฟฟ้า และ
- กรณีอื่น ๆ ที่ถือว่าเป็นเหตุสุดวิสัยตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับบมจ. ปตท.

ได้มีการให้คำจำกัดความคำว่า “เหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล” ให้หมายถึงการกระทำของรัฐบาล การปิดล้อม หรือการกระทำของศัตรูในภาวะสงคราม การที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่ได้รับการต่ออายุใบอนุญาต และการยึดหรือเข้าครอบครองโรงไฟฟ้าซึ่งหน่วยงานรัฐบาลเป็นผู้ก่อให้เกิดขึ้น โดยมีภาระว่าความเสียหายของเครื่องจักรอุปกรณ์ใด ๆ ไม่ถือเป็นเหตุสุดวิสัย

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เมื่อเกิดเหตุสุดวิสัยที่กระทบกับกฟผ. กฟผ. ยังคงต้องชำระค่าพลังไฟฟ้าแก่บริษัทตามสัญญา ในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยที่กระทบต่อกฟผ. หรือเกิดเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

กระทบต่อบริษัททำให้บริษัทไม่สามารถปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาได้ (เว้นแต่เหตุสุดวิสัยที่เกี่ยวกับบมจ. ปตท.) กฟผ. จะยังคงชำระค่าพลังไฟฟ้าต่อไปซึ่งจะชำระเป็นเวลา 6 เดือนเท่านั้น ทั้งนี้ สัญญาไม่ได้กำหนดให้มีการปรับเปลี่ยนค่าตอบแทนในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัย ซึ่งหมายความว่าบริษัทจะไม่ได้รับค่าชดเชยในกรณีที่บริษัทไม่สามารถจัดส่งไฟฟ้าให้กฟผ. ได้ ในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยกรณีอื่น ๆ เมื่อกฟผ. ได้ชำระค่าพลังไฟฟ้าระหว่างระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัย กฟผ. อาจกำหนดให้มีการขยายระยะเวลาที่กำหนดในสัญญาออกไปเท่ากับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัยนั้น และในระยะเวลาขยายดังกล่าว กฟผ. ไม่มีหน้าที่ในการชำระค่าพลังไฟฟ้า หากแต่มีหน้าที่ในการชำระเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้มีการใช้จริงเท่านั้น

เหตุผิดสัญญา

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เหตุผิดสัญญา ได้แก่ กรณีผิดนัดชำระเงินของคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง บริษัทไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วันติดต่อกัน (เว้นแต่เป็นความผิดของกฟผ. หรือมีข้อยกเว้นตามที่กำหนดในตามสัญญา) บริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่สำคัญได้ และบริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่สำคัญเกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าตามที่กำหนดภายใต้สัญญาโรงไฟฟ้าซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กของบริษัทจะต้องผลิตและจำหน่ายไอน้ำในปริมาณที่สอดคล้องกับอัตราส่วนการใช้พลังงานความร้อนที่กำหนดโดยอ้างอิงถึงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดและร้อยละ 50 ของไอน้ำที่ผลิตได้ต่อจำนวนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต หากไม่สามารถผลิตไอน้ำในปริมาณที่สอดคล้องกับอัตราส่วนการใช้พลังงานความร้อนดังกล่าวจะถือเป็นเหตุผิดสัญญาซึ่งหากคู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญาไม่สามารถแก้ไขให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนด คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งสามารถบอกเลิกสัญญาได้

ข้อสัญญาทางเทคนิคและอื่น ๆ

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีข้อกำหนดลงโทษเป็นตัวเงินในกรณีที่บริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับกำลังผลิตตามที่กำหนดในสัญญา นอกจากนี้ กฟผ. มีสิทธิเรียกร้องให้บริษัทจ่ายไฟฟ้ามากกว่าปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา แต่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่มีหน้าที่ผูกพันในการปฏิบัติตามข้อเรียกร้องดังกล่าว ในกรณีที่บริษัทมีการจ่ายไฟฟ้าให้กฟผ. ในปริมาณที่มากกว่าปริมาณที่กำหนดในสัญญาดังกล่าวแล้ว บริษัทมีสิทธิเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงจากกฟผ. ได้ ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กยังมีข้อสัญญาเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย โดยกำหนดว่าในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมายทำให้ต้องแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้าส่วนที่เป็นสาระสำคัญหรือมีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ ให้บริษัทเสนอรายละเอียดเกี่ยวกับการแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้างดงามต่อหน่วยงานกำกับดูแลของรัฐบาลเพื่อพิจารณาว่าสมควรที่จะต้องแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือไม่และอย่างไร

(ข) ลูกค้าอุตสาหกรรม

ลูกค้าอุตสาหกรรมส่วนใหญ่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ ได้แก่ ผู้ผลิตผลิตภัณฑ์ด้านปิโตรเคมีขั้นต้น (Upstream) และขั้นปลาย (Downstream) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นบริษัทที่มีฐานะทางธุรกิจที่มั่นคง และหลายแห่งเป็นบริษัทย่อยหรือบริษัทร่วมของบรรษัทข้ามชาติ ทั้งนี้ บริษัทมีรายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทคิดเป็นร้อยละ 34.8 ของรายได้รวมของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 โดยบริษัทมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทคิดเป็นร้อยละ 21.1 ของรายได้รวมของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 ขณะที่รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมคิดเป็นร้อยละ 13.7 ของรายได้รวมในรอบปีบัญชี 2547 โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.4 - ธุรกิจของบริษัทขึ้นอยู่กับลูกค้าอุตสาหกรรมจำนวนน้อยราย ซึ่งอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

แม้ว่าบริษัทจะมีการเข้าทำสัญญาระยะสั้นกับลูกค้าอุตสาหกรรมบางราย แต่โดยส่วนใหญ่แล้วบริษัทจะทำสัญญาระยะยาวโดยมีอายุสัญญาประมาณ 15 ปี เพื่อรักษาระดับกระแสเงินสดให้คงที่ สัญญาส่วนใหญ่จะกำหนดปริมาณรับซื้อขั้นต่ำและคิดราคาจำหน่ายโดย (1) ในกรณีเป็นการจำหน่ายไฟฟ้าจะอ้างอิงกับค่าไฟฟ้าของกฟผ. ซึ่งจะมีการปรับเปลี่ยนค่าเอฟทีตามต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น (ยกเว้นเชื้อเพลิงถ่านหิน) และ (2) ในกรณีจำหน่ายไอน้ำจะอ้างอิงกับต้นทุนส่วนเพิ่มซึ่งผู้ซื้อไม่ต้องรับภาระเมื่อซื้อไอน้ำจากผู้ผลิตแทน (Avoided Cost) จากข้อมูล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 บริษัททำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ลูกค้าอุตสาหกรรมทั้งสิ้น 32 ฉบับ มีกำลังไฟฟ้าทั้งสิ้น 358 เมกะวัตต์ ทำสัญญาจำหน่ายไอน้ำทั้งสิ้น 20 ฉบับ คิดเป็นไอน้ำ 681 ตันต่อชั่วโมง และทำสัญญาจำหน่ายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมทั้งสิ้น 11 ฉบับ คิดเป็นน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวม 1,309 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายกับลูกค้าอุตสาหกรรมส่วนใหญ่สามารถต่ออายุสัญญาได้อีกอย่างน้อย 6 ถึง 7 ปี

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าและสาธารณูปโภคทางอุตสาหกรรมให้ลูกค้าอุตสาหกรรม 10 อันดับแรก (แบ่งตามรายได้) มีดังต่อไปนี้

- บจ. เบเยอร์ ไทย
- บจ. บีเอสที อีลาสโตเมอร์ส
- บจ. สยาม มิทซูย พิทีเอ
- บจ. สยาม สไตรีน โมโนเมอร์
- บมจ. ไทยโอเลฟินส์
- บจ. ไทยโพลีคาร์บอนเนต
- บจ. ไทยโพลีชีทอล
- บจ. ทาสโก้เคมีคอล
- บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย) และ
- บมจ. วีนไทย

ไฟฟ้า

ในรอบปีบัญชี 2547 ลูกค้ารายใหญ่ที่สุด (ตามกำลังผลิตตามสัญญา) 9 ใน 10 รายของบริษัทอยู่ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ส่วนลูกค้าอันดับที่ 10 อยู่ในอุตสาหกรรมเคมี ลูกค้าอุตสาหกรรมรายสำคัญในรอบปีบัญชี 2547 ได้แก่

- บจ. เบเยอร์ ไทย
- บจ. ระยองโอเลฟินส์
- บจ. สยาม มิทซูย พิทีเอ
- บมจ. ไทยโอเลฟินส์
- บจ. ไทย โพลีคาร์บอนเนต
- บจ. ไทย โพลีเอทธีลีน
- บจ. ทาสโก้เคมีคอล
- บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย)
- บมจ. ทุนเท็กซ์ (ประเทศไทย) และ
- บมจ. วีนไทย

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ในเดือนมีนาคม 2548 บริษัทได้ลงนามในสัญญาฉบับมจ. วินิไทย ซึ่งเป็นหนึ่งในลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัท โดยสัญญาดังกล่าวได้ขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งทำกับบริษัทเพิ่มขึ้นอีก 10 ปี และในปี 2550 มจ. วินิไทยจะซื้อไฟฟ้าจากบริษัทเพิ่มอีก 40 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ บริษัทอยู่ในระหว่างการพิจารณาทางเลือกในการจัดส่งไฟฟ้าให้แก่มจ. วินิไทย ซึ่งอาจเป็นไปได้ว่าบริษัทจะทำการก่อสร้างโรงผลิตไฟฟ้าแห่งใหม่

ปกติการทำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้ากับลูกค้าจะมีการเจรจาทำสัญญาเป็นราย ๆ ไป แต่รูปแบบของสัญญาจะคล้ายคลึงกัน

บริษัทจะกำหนดราคาค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. สำหรับกิจการขนาดใหญ่พร้อมให้ส่วนลดสำหรับลูกค้าบางรายเป็นอัตราร้อยละ อัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. ประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariff) และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าเอฟที ซึ่งค่าเอฟทีคำนวณจากต้นทุนผันแปรของกฟผ. ในการซื้อเชื้อเพลิงเพื่อผลิตและรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งต้นทุนการส่งและจำหน่ายไฟฟ้าและต้นทุนผันแปรอื่น ๆ เช่น อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราและอัตราเงินเฟ้อ

ค่าไฟฟ้าที่บริษัทจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมโดยทั่วไปจะประกอบด้วย (1) อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Charge) และ (2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) (โดยมีการปรับตามค่าเอฟที) ค่าพลังไฟฟ้าคิดเป็นรายเดือน มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ค่าพลังไฟฟ้ามีจำนวนน้อยเมื่อเทียบกับค่าไฟฟ้าทั้งหมด และไม่ครอบคลุมรายจ่ายด้านทุนและต้นทุนคงที่ด้านการดำเนินงานรวมทั้งค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษาของบริษัท ส่วนค่าพลังงานไฟฟ้าชำระเป็นรายเดือนเช่นกัน มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง โดยปรับตามอัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. ทั้งนี้ อาจมีส่วนลดสำหรับค่าพลังไฟฟ้าหรือค่าพลังงานไฟฟ้าหรือทั้งสองค่าโดยจะพิจารณาให้กับลูกค้าเป็นราย ๆ ไป ขึ้นกับค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) กำลังผลิตตามสัญญา ปริมาณรับซื้อขั้นต่ำ ต้นทุนการเชื่อมโยงระบบ และปัจจัยอื่น ๆ

สัญญาจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีอายุสัญญาประมาณ 15 ปี นับจากวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของลูกค้า (โดยสัญญาส่วนใหญ่จะสิ้นสุดลงระหว่างปี 2553 ถึง 2558) บริษัทต้องจัดส่งไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับกำลังผลิตตามสัญญา และลูกค้าอุตสาหกรรมต้องซื้อไฟฟ้าตามปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำซึ่งมักกำหนดเป็นร้อยละของกำลังผลิตตามสัญญา ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดและเงื่อนไขบางประการ ในทางปฏิบัติลูกค้าส่วนใหญ่จะรับไฟฟ้าในปริมาณที่เกินกว่าปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำไปมาก ในบางกรณีหากบริษัทไม่สามารถจัดส่งไฟฟ้าได้ตามสัญญา บริษัทต้องรับผิดชอบในการชำระค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้า (Liquidated Damages) อนึ่ง บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองไว้กับกฟผ. เพื่อที่จะสามารถจัดส่งไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมได้ในช่วงการหยุดซ่อมตามแผน และการหยุดซ่อมฉุกเฉิน ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองนี้ กฟผ. จะจัดส่งไฟฟ้าให้แก่บริษัท

ไอน้ำ

การจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหญ่ 10 อันดับแรก คิดเป็นร้อยละ 11.7 ของจำนวนรายได้ทั้งหมดในปี 2547

ลูกค้ารายใหญ่ของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 ได้แก่

- บจ. บางกอก ชินเทคิส
- บจ. เบเยอร์ ไทย
- บจ. บีเอสที อิลาสโตเมอร์ส
- บจ. สยาม มิทซูย ฟิทีเอ
- บจ. สยาม สไตรีน โมโนเมอร์

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- บมจ. ไทยโอเลฟินส์
- บมจ. ไทยพลาสติกและเคมีภัณฑ์
- บจ. ไทยโพลีคาร์บอนเนต
- บจ. ไทยโพลีชีทอล และ
- บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย)

สัญญาการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมนั้นจะมีการเจรจากับลูกค้าเป็นราย ๆ ไป เช่นเดียวกันกับสัญญาจำหน่ายไฟฟ้า โดยปกติสัญญาจำหน่ายไอน้ำจะมีอายุสัญญาประมาณ 15 ปี นับจากวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของลูกค้า (โดยสัญญาส่วนใหญ่จะสิ้นสุดลงระหว่างปี 2553 ถึง 2558) ทั้งนี้ บริษัทต้องจัดส่งไอน้ำตามปริมาณที่กำหนดในสัญญาและจะต้องรับผิดชอบในการชำระค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าหากไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้เช่นเดียวกับกรณีของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

ลูกค้ารายใหญ่สำหรับน้ำบริสุทธิ์และน้ำปราศจากแร่ธาตุในรอบปีบัญชี 2547 ได้แก่

- บจ. สยาม สไตรีน โมโนเมอร์
- บมจ. ไทยโอเลฟินส์
- บมจ. ไทยพลาสติกและเคมีภัณฑ์
- บจ. ไทยโพลีคาร์บอนเนต
- บมจ. ไทยโพลีชีทอล
- บจ. ทาสโก้เคมีคอล และ
- บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย)

สัญญาจำหน่ายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมจะมีการเจรจากับลูกค้าเป็นราย ๆ ไป โดยปกติจะมีอายุประมาณ 15 ปี นับจากวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของลูกค้าเช่นเดียวกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำ ในบางกรณีบริษัทจะทำสัญญาด้านสาธารณูปโภคกับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยมีสัญญาจำหน่ายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาใหญ่ ทั้งนี้ บริษัทต้องจัดส่งน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมตามปริมาณที่กำหนดในสัญญาและจะต้องรับผิดชอบในการชำระค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าหากไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญาได้เช่นเดียวกับกรณีของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำ

3.2.4 กำลังผลิตตามสัญญา (Contracted Capacity)

กำลังผลิตตามสัญญาของบริษัทเป็นเครื่องบ่งชี้ระดับการใช้ประโยชน์ของโรงงานผลิตของบริษัท ตารางต่อไปนี้แสดงกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) และกำลังผลิตตามสัญญา (Contracted Capacity) ของโรงงานผลิตของบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547	กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity)	กำลังผลิตตามสัญญา (Contracted Capacity)	จำนวนสัญญา
กำลังผลิตติดตั้งและกำลังผลิตตามสัญญา			
โรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน			
ไฟฟ้า.....	957	กฟผ. : 590	8
		ลูกค้าอุตสาหกรรม : 358	32
ไอน้ำ	830	681	20
โกลว์ ไอพีพี			
ไฟฟ้า.....	713	กฟผ. : 713	1
		ลูกค้าอุตสาหกรรม : ไม่มี	ไม่มี

หมายเหตุ

- (1) กำลังผลิตไอน้ำตามสัญญาของบริษัทต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของบริษัท โดยโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1 ซึ่งมีกำลังผลิตไอน้ำเท่ากับ 250 ตันต่อชั่วโมงนั้น เดินเครื่องโดยใช้เครื่องผลิตไอน้ำที่มีประสิทธิภาพต่ำ บริษัทจึงได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 โครงการระยะที่ 1 ดังกล่าวเป็นกำลังผลิตสำรอง โดยไม่ได้เดินเครื่องสำหรับการจำหน่ายไอน้ำภายใต้สัญญาระยะยาว

3.2.5 การกำหนดราคาลิขสิทธิ์

(ก) อัตราค่าไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้าของบริษัทจะแตกต่างกันขึ้นอยู่กับผู้จำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่หรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กของบริษัท ในกรณีที่ผู้จำหน่ายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะขึ้นอยู่กับว่ากระแสไฟฟ้าจะถูกจำหน่ายให้กฟผ. หรือลูกค้าอุตสาหกรรม สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพี และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้แกกฟผ. จะมีการกำหนดสูตรและกลไกในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าไว้ภายใต้สัญญา ในขณะที่การจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมจะคิดราคาโดยอ้างอิงกับอัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. โดยมีรายละเอียดโดยสังเขปดังต่อไปนี้

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ กฟผ. จะชำระเงินให้แก่บริษัทแบ่งเป็น (1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment) ซึ่งกฟผ. ต้องชำระเป็นรายเดือนให้แก่บริษัท สำหรับความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามคำสั่งเดินเครื่องของกฟผ. (โดยขึ้นอยู่กับจำนวนชั่วโมงความพร้อมที่กำหนดในสัญญาในแต่ละปี) และ (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) เป็นค่าตอบแทนที่กฟผ. จ่ายให้แก่บริษัทสำหรับการผลิตและส่งไฟฟ้าของบริษัทตามความเป็นจริงตามอัตราการใช้ความร้อนที่กำหนดในสัญญา (Contracted Heat Rate) และต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่บริษัทรับซื้อจากบมจ. ปตท. ตามความเป็นจริง นอกจากนี้ บริษัทยังได้รับค่าตอบแทนจากกฟผ. เป็นค่าอุปกรณ์เพิ่มเติม (Added Facility Charge) ซึ่งเป็นการชำระเงินที่บจ. โกลว์ ไอพีพี ได้ลงทุนไปก่อนให้กับกฟผ. เพื่อก่อสร้างอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าและต้นทุนอื่น ๆ ในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของบจ. โกลว์ ไอพีพีเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. (Transmission Grid) โปรดพิจารณารายละเอียดเกี่ยวกับสูตรการคำนวณราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในข้อ 3.5.1 - การกำหนดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก กฟผ. ต้องชำระเงินให้แก่บริษัทดังนี้ (1) ค่าพลังไฟฟ้า ซึ่งต้องชำระเป็นรายเดือน (Capacity Payment) สำหรับความพร้อมจ่ายในการผลิตไฟฟ้าให้กับกฟผ. ซึ่งต้องจัดส่งพลังไฟฟ้านั้นให้กับกฟผ. ในช่วงเวลาระหว่างวันที่กำหนดในสัญญา และ (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งเป็นค่าไฟฟ้าที่จ่ายให้กับกฟผ. จริงตามอัตราการใช้ความร้อนที่กำหนดในสัญญา (Contracted Heat Rate) และต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่บริษัทรับซื้อจากบมจ. ปตท. ตามความเป็นจริง สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซหรือต้นทุนถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัท กฟผ. มีหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องรับซื้อปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำจากบริษัท ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าจะกำหนดไว้ในสัญญา

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ซื้อขายไฟฟ้าที่ทำไว้กับกฟผ. ซึ่งโดยทั่วไปจะปรับให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิง อัตราเงินเฟ้ออัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา และตัวแปรอื่น ๆ โปรดพิจารณารายละเอียดเกี่ยวกับสูตรการคำนวณราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในข้อ 3.5.2 - การกำหนดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

สำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยทั่วไปสัญญาจำหน่ายไฟฟ้ากำหนดให้ลูกค้าอุตสาหกรรมต้องรับซื้อไฟฟ้าตามปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดไว้ และสามารถเลือกรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมได้สูงสุดตามกำลังผลิตตามสัญญา โดยบริษัทคิดอัตราค่าไฟฟ้าโดยอ้างอิงกับอัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. โปรดพิจารณารายละเอียดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในข้อ 3.5.3 - การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าที่จัดส่งให้ลูกค้าอุตสาหกรรม

(ข) อัตราค่าไอน้ำ

โดยทั่วไปตามสัญญาจำหน่ายไอน้ำ ลูกค้าอุตสาหกรรมจะชำระเงินให้แก่บริษัทเป็นค่าปริมาณไอน้ำที่จัดส่ง ค่าพลังไอน้ำ (Capacity Payment) สำหรับพลังไอน้ำที่บริษัทเตรียมไว้เพื่อใช้ในการผลิตไอน้ำเพื่อจัดส่งให้กับลูกค้า ค่าสูญเสียของน้ำ (Unreturned Condensate Payment) และค่าขนส่งไอน้ำ (Steam Transmission) โดยในบางกรณีบริษัทเรียกเก็บอัตราค่าไอน้ำโดยรวมค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้นเป็นจำนวนเดียว (Single "Bundled" Price) ขณะที่โครงสร้างราคาสำหรับลูกค้าบางรายจะมีการแยกการคิดค่าบริการอัตราค่าไอน้ำที่เรียกเก็บต่างหากจากกัน ราคาของไอน้ำจะคิดจากต้นทุนที่ลูกค้าต้องจ่ายหากไม่ซื้อไอน้ำจากบริษัท (Avoided Cost Basis) ทั้งนี้ ราคาพลังไอน้ำจะปรับตามค่าดัชนีต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงราคาก๊าซธรรมชาติและดัชนีราคาผู้บริโภคในประเทศ

(ค) อัตราค่าน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

การกำหนดราคาน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมใช้หลักของต้นทุนบวกส่วนต่างกำไร (Cost Plus Margin) หรือคิดจากต้นทุนที่ลูกค้าต้องจ่ายหากไม่ซื้อน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมจากบริษัท (Avoided Cost Basis) โดยทั่วไปตามสัญญาจำหน่ายน้ำ ลูกค้าอุตสาหกรรมจะชำระค่าน้ำ ค่ากำลังผลิตที่พร้อมสำหรับการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้แก่ลูกค้า และค่าขนส่งน้ำให้กับบริษัทตามปริมาณน้ำที่จัดส่ง โดยในบางกรณีบริษัทเรียกเก็บอัตราค่าน้ำโดยรวมค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้นเป็นจำนวนเดียว (Single "Bundled" Price) ขณะที่โครงสร้างราคาสำหรับลูกค้าบางรายจะมีการแยกการคิดค่าบริการอัตราค่าน้ำที่เรียกเก็บต่างหากจากกัน ทั้งนี้ ราคาของน้ำจะมีการปรับเปลี่ยนตามการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคและต้นทุนของน้ำซึ่งเป็นวัตถุดิบ

3.2.6 การแข่งขัน

บริษัทไม่ต้องเผชิญกับการแข่งขันสำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กฟผ. ที่ได้มีการทำสัญญาแล้วเนื่องจากเป็นการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในระยะยาว แต่บริษัทคาดว่าบริษัทจะต้องประสบกับภาวะการแข่งขันในโครงการผลิตไฟฟ้าใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต หากมีการแข่งขันเกิดขึ้น อาจเป็นไปได้ที่บริษัทจะต้องแข่งขันกับผู้ประกอบด้านกิจการพลังงานในประเทศและบริษัทชั้นนำของโลก ซึ่งบริษัทเชื่อว่าศักยภาพในการแข่งขันจะขึ้นอยู่กับความสามารถของบริษัทในการดำเนินงานได้ตามข้อกำหนดทางเทคนิคของโครงการใหม่ ๆ และผลการดำเนินงานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทกับกฟผ. ด้วย

บริษัทคาดว่าในอนาคตอันใกล้จะมีการเปิดประมูลโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ แม้ว่าขณะนี้ยังไม่มีข้อมูลแน่นอนในเรื่องนี้ก็ตาม หากมีการเปิดประมูลโครงการใหม่และบริษัทตัดสินใจเข้าร่วมประมูล บริษัทคาดว่าจะมีการแข่งขันที่รุนแรง นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่บางรายเป็นบริษัทย่อยของกฟผ. และบมจ. ปตท. ทำให้มีความได้เปรียบเชิงแข่งขันในการประมูลโครงการใหม่ ๆ ตามรายละเอียดในข้อ 3.4.3 - โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศ

สำหรับตลาดลูกค้าอุตสาหกรรม บริษัทต้องแข่งขันกับกฟผ. บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ และบมจ. ปิโตรเคมีแห่งชาติ ซึ่งสองบริษัทหลังเป็นบริษัทร่วมของบมจ. ปตท. กฟผ. ดำเนินธุรกิจจัดส่งไฟฟ้าเท่านั้น จึงไม่ใช่คู่แข่งของบริษัทในธุรกิจจำหน่ายไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม อนึ่ง บริษัทต้องแข่งขันกับลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทในระดับหนึ่ง เนื่องจากลูกค้าบางรายมีศักยภาพในการ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ติดตั้งกำลังผลิตหรือมีศักยภาพในการผลิตไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม ปัจจุบัน กฟผ. ยังเป็นผู้จัดจำหน่ายไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดรายหนึ่งให้กับลูกค้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ นอกเหนือจาก กฟผ. บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ บมจ. ปิโตรเคมีแห่งชาติ และบริษัทแล้ว ยังมีกลุ่มผู้ประกอบการอีก 3 รายที่มีโรงไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมซึ่งผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ได้แก่ (1) บจ. บางกอก โคเจนเนอเรชั่น (2) บจ. ทูเน็กซ์ปิโตรเคมีคอลส์ (ประเทศไทย) และ (3) โรงกลั่นอัลลายแอนซ์ อีหนึ่ง บริษัทไม่ต้องเผชิญกับภาวะการแข่งขันโดยตรงสำหรับลูกค้าปัจจุบันของบริษัทในระดับหนึ่งเนื่องจาก

- บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายระยะยาวกับลูกค้าปัจจุบันเกือบทุกราย (ขณะที่ กฟผ. ไม่ได้ทำสัญญาระยะยาวกับลูกค้า)
- บริษัทได้วางสายส่งไฟฟ้าไปยังโรงงานของลูกค้าแต่ละรายโดยตรง หากลูกค้าจะเปลี่ยนผู้จัดจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องมีต้นทุนค่อนข้างสูงในการติดตั้งสายส่งไฟฟ้าใหม่
- ระบบการจัดส่งและการจัดจำหน่ายไฟฟ้าแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมทุกรายของบริษัทมีความมั่นคงสูง และ
- เนื่องจากการจัดส่งไอน้ำมีการสูญเสียความร้อนระหว่างทาง ดังนั้น ความสามารถในการจัดส่งไอน้ำจึงถูกจำกัดโดยระยะทางของการจัดส่ง

อย่างไรก็ตาม บริษัทเชื่อว่าคู่แข่งบางรายก็ไม่ต้องเผชิญกับการแข่งขันโดยตรงในระดับหนึ่งด้วยเหตุผลในทางเดียวกัน แต่บริษัทก็ยังคงเน้นการแข่งขันหาลูกค้ารายใหม่ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญในการขยายธุรกิจ

นอกจากนี้ ลูกค้าบางรายของบริษัทเป็นบริษัทย่อยของ บมจ. ปตท. ในปี 2547 บริษัทมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทย่อยของ บมจ. ปตท. คิดเป็นร้อยละ 11.8 ของรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมทั้งหมด และมีรายได้จากการจำหน่ายไอน้ำ คิดเป็นร้อยละ 37.5 ของรายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมทั้งหมด (บริษัทจำหน่ายไอน้ำทั้งหมดให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม) โดยรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ คิดเป็นร้อยละ 21.4 ของรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมทั้งหมด และคิดเป็นร้อยละ 7.6 ของรายได้รวมทั้งหมดของบริษัททั้งนี้ สัญญาซื้อขายที่ทำได้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัท รวมทั้งลูกค้าที่เป็นบริษัทย่อยของ บมจ. ปตท. จะเริ่มสิ้นสุดอายุสัญญาในราว 6 ถึง 7 ปี ข้างหน้า และบริษัทคาดว่าบริษัทย่อยของ บมจ. ปตท. อาจไม่ต่อสัญญาใหม่กับบริษัท โดย ปตท. ได้เปิดเผยข้อมูลต่อสาธารณะว่า อาจจะไม่ให้มีบริษัทย่อยของ ปตท. ต่อสัญญาที่จะหมดอายุกับบริษัท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.10 - ธุรกิจของบริษัทขึ้นอยู่กับ บมจ. ปตท. ค่อนข้างมาก และข้อ 1.1.5 - บริษัทประสพภาวะการแข่งขันที่รุนแรง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับกลุ่ม ปตท. บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ ได้จัดตั้งขึ้นเป็นการร่วมทุนระหว่าง บมจ. ปตท. บมจ. ปิโตรเคมีแห่งชาติ บมจ. ไทยโอเลฟินส์ และ บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย) เพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด โดย บมจ. ปิโตรเคมีแห่งชาติ และ บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ มีข้อได้เปรียบเชิงแข่งขันเหนือบริษัท เนื่องจากทั้งสองบริษัทเป็นบริษัทร่วมของ บมจ. ปตท. ซึ่งเป็นผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติรายหลักของประเทศ รวมทั้งเป็นบริษัทร่วมของบริษัทหลายแห่งในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ (ซึ่งหลายรายเป็นลูกค้ารายสำคัญของ บริษัท) ตามข้อมูลการตลาด บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ มีกำหนดการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตอย่างเป็นทางการในปี 2550 โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้า 88 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 295 ตันต่อชั่วโมง โดยผลิตให้กับบริษัทที่ร่วมลงทุนและบริษัทร่วม รวมทั้งลูกค้าอื่น ๆ ในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ ด้วย

ภาวะการแข่งขันที่เกิดขึ้นจากการจัดตั้ง บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ มีประเด็นดังนี้

- ความต้องการไอน้ำในขนาดจำนวนมากจะมาจากลูกค้าที่เป็นบริษัทร่วมของ บมจ. ปตท. ซึ่งด้วยโครงสร้างการดำเนินงานของบริษัท การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำพร้อมกันจะให้ผลกำไรสูงกว่าจำหน่ายไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ทั้งนี้ ในปี 2547 บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ เริ่มเข้าทำสัญญาจำหน่ายไอน้ำในปริมาณมากให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมซึ่งถือว่าเป็นลูกค้าเป้าหมายของบริษัท และบริษัทได้พยายามหาลูกค้ารายใหม่เพิ่มขึ้นด้วยเพื่อเพิ่มปริมาณการจำหน่ายไอน้ำของบริษัท

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- ความเสี่ยงเกี่ยวกับการไม่ต่ออายุสัญญาซื้อขายของบริษัทกับลูกค้าปัจจุบันซึ่งเป็นบริษัทร่วมของบมจ. ปตท. อาทิเช่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 บริษัทได้ทำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้า 25 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 137 ตันต่อชั่วโมงให้แก่บมจ. อะโรเมติกส์ (ประเทศไทย) ซึ่งเป็นบริษัทร่วมของบมจ. ปตท. โดยสัญญาจะสิ้นสุดลงในปี 2554 นอกจากนี้ บริษัทได้เข้าทำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้า 22 เมกะวัตต์และไอน้ำ 65 ตันต่อชั่วโมงให้แก่บมจ. ไทยโอเลฟินส์ ซึ่งเป็นบริษัทร่วมของบมจ. ปตท. โดยสัญญาจะสิ้นสุดลงในปี 2553

- ในอนาคต บจ. พีทีที ยูทิลิตี้ อาจให้บริการแก่ลูกค้าบางรายของบริษัทซึ่งไม่ใช่บริษัทในกลุ่มบริษัทของบมจ. ปตท. แทนบริษัท ซึ่งจะทำให้บริษัทไม่สามารถต่อสัญญากับลูกค้าเหล่านี้เมื่อสัญญาสิ้นสุดลง

โครงการดังกล่าวคาดว่าจะทำให้การแข่งขันในตลาดลูกค้าอุตสาหกรรมมีสูงขึ้น โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.5 – บริษัทประสบภาวะการแข่งขันที่รุนแรง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับกลุ่มปตท.

ตลาดลูกค้าอุตสาหกรรมจะมีการแข่งขันกันในเรื่องของราคา เงื่อนไขในสัญญาซื้อขาย และความมั่นคงในการจัดส่งผลิตภัณฑ์ ณ ปี 2547 บริษัทมีส่วนแบ่งตลาดอยู่ประมาณร้อยละ 40 ของการจำหน่ายไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ และมีส่วนแบ่งตลาดประมาณ 1 ใน 3 ของการจำหน่ายไอน้ำในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ อย่างไรก็ตาม ตัวเลขดังกล่าวเป็นเพียงการประเมินภายในของบริษัทจากข้อมูลที่มีอยู่เท่านั้นซึ่งอาจมีความคลาดเคลื่อนได้

3.3 การจัดหาผลิตภัณฑ์หรือบริการ

3.3.1 การจัดหาเชื้อเพลิง

วัตถุดิบหลักซึ่งใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัท คือ ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน โรงไฟฟ้าทั้งหมดของบริษัทใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ยกเว้นโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีที 2/โกลว์ เอสพีที 3 ซึ่งใช้ทั้งก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยบริษัทมีค่าใช้จ่ายจากการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติและต้นทุนถ่านหินคิดเป็นร้อยละ 77.2 ของค่าใช้จ่ายในการขายทั้งหมดและคิดเป็นร้อยละ 75.1 ของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมดของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 แม้ว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงส่วนใหญ่ของบริษัทจะถูกออกแบบมาให้สามารถใช้น้ำมันดีเซลได้ แต่น้ำมันดีเซลก็เป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาสูงมาก และ โรงไฟฟ้าของบริษัทดังกล่าวก็มิได้ถูกออกแบบให้สามารถใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลักได้เป็นเวลานาน

ราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีที (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) ในปี 2546 เท่ากับ 156.6 บาทต่อล้านบีทียู และในปี 2547 เท่ากับ 159.7 บาทต่อล้านบีทียู ส่วนราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติของโรงงานผลิตแห่งอื่น (หน่วยบาทต่อล้านบีทียู) ในปี 2545 เท่ากับ 153.9 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2546 เท่ากับ 160.6 บาทต่อล้านบีทียู และในปี 2547 เท่ากับ 164.4 บาทต่อล้านบีทียู

(ก) ก๊าซธรรมชาติ

บริษัทมีค่าใช้จ่ายจากการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 70.8 ของค่าใช้จ่ายในการขายทั้งหมดของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 โดยบริษัทไม่เคยประสบปัญหาเกี่ยวกับการจัดส่งก๊าซธรรมชาติของบมจ. ปตท. อย่างมีนัยสำคัญ อนึ่ง บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับบมจ. ปตท. รวมทั้งสิ้น 5 ฉบับ และบันทึกความเข้าใจกับบมจ. ปตท. อีก 1 ฉบับสำหรับการซื้อก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ที่กำลังก่อสร้างในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด โดยปกติ บมจ. ปตท. จะเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ โดยแบ่งเป็น 4 ประเภทใหญ่ ๆ ดังนี้

- สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่
- สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
- สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration Plant) ซึ่งมีได้จัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม

เงื่อนไขและข้อกำหนด รวมทั้งเงื่อนไขด้านราคาซื้อขายในสัญญาแต่ละประเภทมีความแตกต่างกัน โดยปกติราคาขายก๊าซธรรมชาติให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะมีราคาต่ำที่สุด รองลงไปที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration Plant) ซึ่งมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ส่วนราคาขายสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรมจะมีราคาสูงที่สุด ปัจจุบันบริษัทมีการทำสัญญาทั้งประเภทสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม บริษัทคาดว่าสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าส่วนขยายโกลว์ พลังงานจะเป็นสัญญาซื้อขายสำหรับโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน

(1) สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

บมจ. ปตท. ได้จัดทำสัญญามาตรฐานสำหรับการซื้อขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (“สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่”) ซึ่งเป็นรูปแบบของสัญญาที่ บจ. โกลว์ ไอพีพี จัดทำกับ บมจ. ปตท. โดยมีระยะเวลา 25 ปี และมีเงื่อนไขการซื้อตามปริมาณความต้องการ โดย บจ. โกลว์ ไอพีพี ไม่มีภาระในการประกันการซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำ ในขณะที่ บมจ. ปตท. มีภาระผูกพันที่จะต้องใช้ความพยายามตามสมควรในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ บจ. โกลว์ ไอพีพี ต้องการ เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ทุกรายต้องจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้แก่ กฟผ. และโดยที่ กฟผ. มีอำนาจสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่แต่ละราย (ซึ่งมีผลต่อปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้ผลิตรายนั้นต้องใช้) กฟผ. จึงเข้าทำสัญญาแม่บทซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Master Gas Sales Agreement) กับ บมจ. ปตท. โดย กฟผ. รับผิดชอบในการประกันการซื้อก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Take or Pay Obligation) ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของ บจ. โกลว์ ไอพีพี และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่รายอื่น ส่วน บมจ. ปตท. มีภาระผูกพันที่จะดำเนินการตามสมควรที่จะจัดส่งปริมาณก๊าซธรรมชาติตามสัญญา (Contractual Delivery Capacity) ซึ่ง บจ. โกลว์ ไอพีพี สามารถเปลี่ยนแปลงได้โดยแจ้งเป็นหนังสือล่วงหน้า ราคาซื้อขายตามสัญญาซื้อขายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่เป็นราคามาตรฐานสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ทุกราย โดยที่ กฟผ. เป็นผู้รับภาระค่าเชื้อเพลิงทั้งหมดโดยรวมอยู่ในค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งจะคำนวณตามอัตราการใช้ความร้อนที่กำหนดในสัญญา (Contracted Heat Rate) ดังนั้น หาก บมจ. ปตท. ไม่สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามปริมาณที่บริษัทต้องการ ทาง กฟผ. จะเป็นผู้ชดเชยค่าเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นให้แก่บริษัท นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ยังได้กำหนดคุณสมบัติมาตรฐานของก๊าซธรรมชาติที่จะจัดส่งให้บริษัทด้วย

(2) สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

บมจ. ปตท. ได้จัดทำสัญญามาตรฐานสำหรับการซื้อขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (“สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก”) ซึ่งเป็นรูปแบบของสัญญาที่ บมจ. โกลว์ พลังงาน บจ. โกลว์ เอสพีพี 1 และ บจ. โกลว์ เอสพีพี 2 จัดทำกับ บมจ. ปตท. โดยมีระยะเวลาสัญญา 21 ปี และมีข้อกำหนดให้ บมจ. ปตท. จัดส่งก๊าซธรรมชาติตามปริมาณการซื้อขายต่อวันที่ได้ตกลงกันในสัญญา (Daily Contracted Quantity) ซึ่งในแต่ละปีบริษัทสามารถเพิ่มหรือลดปริมาณซื้อขายต่อวันได้ในอัตราไม่เกินร้อยละ 15 ของปริมาณการซื้อขายรายวันของปีก่อน โดยขึ้นอยู่กับจำนวนสูงสุดของปริมาณการซื้อขายต่อวันที่ได้ตกลงกันในสัญญา

ภายใต้สัญญาแต่ละฉบับ โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งของบริษัทซึ่งจัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้องซื้อก๊าซธรรมชาติจาก บมจ. ปตท. แต่ละปีในปริมาณไม่น้อยกว่าร้อยละ 85 ของปริมาณสุทธิต่อปีตามสัญญา (Net Annual Contracted Quantity) โดยคำนวณจากผลรวมของปริมาณซื้อขายต่อวันที่ได้ตกลงกันในสัญญาของแต่ละเดือนในปีนั้น หักด้วย (1) ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ บมจ. ปตท. ไม่สามารถจัดส่งให้ได้ตามปริมาณซื้อขายต่อวันที่ได้ตกลงกันในสัญญา (2) ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่บริษัทไม่สามารถรับได้เนื่องจากเหตุสุดวิสัย และ (3) ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่บริษัทปฏิเสธที่จะรับเนื่องจากก๊าซธรรมชาติไม่ได้มาตรฐานหรือแรงดันตามที่ตกลงกัน ทั้งนี้ หากบริษัทไม่สามารถรับซื้อก๊าซธรรมชาติได้ครบตามปริมาณสุทธิต่อปีขั้นต่ำได้ตามสัญญา (ไม่น้อยกว่าร้อยละ 85) บริษัทก็จะต้องชำระค่าก๊าซธรรมชาติให้ครบตามสัญญา อย่างไรก็ตาม บริษัทมีสิทธิที่จะขอให้ บมจ. ปตท.

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

จัดส่งก๊าซธรรมชาติตามปริมาณที่ไม่สามารถรับได้แต่ได้ชำระเงินไปแล้วภายหลังภายในระยะเวลา 2 ปีถัดไป (Make-Up Right) ซึ่งจะสอดคล้องกับระยะเวลาการใช้สิทธิดังกล่าวของกฟผ. ตามที่กฟผ. ได้รับประกันการซื้อก๊าซธรรมชาติปริมาณขั้นต่ำกับบมจ. ปตท. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทั้งนี้ ราคาซื้อขายตามสัญญาซื้อขายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นราคามาตรฐานสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทุกราย

ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก บมจ. ปตท. จะต้องชดเชยบริษัทหากไม่สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติตามปริมาณที่กำหนดในสัญญาเนื่องจากความผิดของบมจ. ปตท. ทั้งนี้ เพียงเท่าที่สอดคล้องกับปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทผลิตเพื่อจำหน่ายให้แก่กฟผ. เท่านั้น โดยบมจ. ปตท. จะชดเชยเป็นจำนวนเงินเท่ากับส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับราคาน้ำมันดีเซล (ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงทดแทนก๊าซธรรมชาติที่บมจ. ปตท. ไม่สามารถจัดส่งให้ได้เพื่อนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า) โดยได้มีการกำหนดเพดานสูงสุดไว้ สัญญาซื้อขายสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กยังได้กำหนดคุณสมบัติมาตรฐานของก๊าซธรรมชาติที่จะจัดส่งให้บริษัทด้วย

(3) สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม

บมจ. ปตท. ได้จัดทำสัญญามาตรฐานสำหรับการซื้อขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ("สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม") ซึ่งเป็นรูปแบบของสัญญาที่บจ. โกลว์ เอสพีที 3 (โครงการระยะที่ 1) ได้จัดทำกับบมจ. ปตท. โดยมีระยะเวลาสัญญา 5 ปี สิ้นสุดในปี 2551 และมีข้อกำหนดให้บมจ. ปตท. จัดส่งก๊าซธรรมชาติในปริมาณการซื้อเฉลี่ยต่อวันตามสัญญา (Mean Daily Contracted Quantity) ซึ่งสามารถปรับเปลี่ยนปริมาณซื้อเฉลี่ยต่อวันได้ตามปริมาณซื้อจริงต่อวันตามสัญญา (Actual Daily Contracted Quantity) ในช่วงระยะเวลา 6 เดือนก่อนหน้านั้น ทั้งนี้ หากว่าปริมาณซื้อจริงต่อวันตามสัญญาในช่วง 3 เดือนหรือมากกว่าในระหว่างระยะ 6 เดือนดังกล่าวมีปริมาณสูงกว่าปริมาณซื้อเฉลี่ยต่อวันตามสัญญา ให้ปริมาณซื้อจริงต่อวันตามสัญญาปรับเปลี่ยนมาเป็นปริมาณการซื้อสูงสุดจากปริมาณซื้อเฉลี่ยต่อวันตามสัญญาทั้งหมดในช่วง 3 เดือนหรือมากกว่าในระหว่างระยะเวลา 6 เดือน ในทางกลับกัน หากปริมาณซื้อจริงต่อวันตามสัญญาในแต่ละเดือนในระหว่างระยะ 6 เดือนดังกล่าวมีปริมาณต่ำกว่าปริมาณซื้อเฉลี่ยต่อวันตามสัญญา บมจ. ปตท. มีสิทธิใช้ค่าเฉลี่ยของปริมาณซื้อจริงต่อวันตามสัญญาในช่วง 6 เดือนนั้นและนำมาเป็นปริมาณซื้อเฉลี่ยต่อวันตามสัญญาแทนปริมาณซื้อเดิม บริษัทไม่มีภาระรับซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำ สำหรับราคาซื้อขายใช้ราคาลดมาตรฐานและมีการให้ส่วนลดเมื่อมีการซื้อในปริมาณมาก

(4) บันทึกความเข้าใจ

บันทึกความเข้าใจจะระหว่างบริษัทกับบมจ. ปตท. ระบุให้บริษัทเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับบมจ. ปตท. ซึ่งมีผลแทนบันทึกความเข้าใจเมื่อบมจ. ปตท. ได้ดำเนินการก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซระยะที่ 3 เสร็จสิ้น (กำหนดแล้วเสร็จในปี 2549) ตามบันทึกความเข้าใจ บมจ. ปตท. จะจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้กับบริษัทในปริมาณซื้อตามสัญญาเท่ากับ 12.5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยในแต่ละปีบริษัทสามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 15 ของปริมาณการซื้อขายต่อวันที่ได้ตกลงกันในสัญญาของปีที่ผ่านมา โดยเปลี่ยนแปลงได้ไม่เกินร้อยละ 15 ของปริมาณ 12.5 ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติตามบันทึกความเข้าใจแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ (1) ก่อนที่บมจ. ปตท. จะก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซระยะที่ 3 เสร็จสิ้น ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติให้คำนวณตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติที่บมจ. ปตท. ใช้กับโรงไฟฟ้าแบบใช้พลังงานร่วมซึ่งมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ (2) เมื่อการก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซระยะที่ 3 เสร็จสิ้น คู่สัญญาจะตกลงโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติภายใน 6 เดือนก่อนการก่อสร้างเสร็จสิ้น หากคู่สัญญาไม่สามารถตกลงราคาก๊าซธรรมชาติได้ตามข้อ (2) ให้ใช้โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในข้อ (1) ต่อไป

บันทึกความเข้าใจดังกล่าวถือเป็นข้อตกลงที่มีผลผูกพันและคู่สัญญาอาจบอกเลิกได้เมื่อ (1) มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอย่างเป็นทางการ (2) หากบริษัทไม่ชำระค่าก๊าซธรรมชาติ 2 งวด (3) เมื่อบริษัทไม่สามารถเข้าทำสัญญาที่มีข้อกำหนดและเงื่อนไขเดียวกันกับสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่บริษัททำไว้กับบมจ. ปตท. และบันทึกความเข้าใจ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ภายในระยะเวลา 3 เดือนนับจากเสร็จสิ้นการก่อสร้างระบบท่อก๊าซระยะที่ 3 และ (4) เมื่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างบริษัทและบมจ. ปตท. สิ้นสุดลง

(ข) ถ่านหิน

ต้นทุนถ่านหินคิดเป็นร้อยละ 6.4 ของค่าใช้จ่ายในการขายทั้งหมดของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547 โดยนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 ซึ่งมีการใช้ถ่านหินทั้งสิ้น (วัดโดยมวลรวม) ประมาณ 672,477 ตัน 843,493 ตัน และ 867,455 ตันสำหรับรอบปีบัญชี 2545 2546 และ 2547 ตามลำดับ บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายถ่านหินกับบ้านปูมีระยะเวลา 15 ปี ซึ่งจะสิ้นสุดในปี 2557 โดยปัจจุบันบริษัทได้ซื้อถ่านหินที่บริษัทใช้ประมาณร้อยละ 70 ถึง 75 จากบ้านปู ตามสัญญาที่มีข้อตกลงให้บ้านปูทำการจัดส่งถ่านหินซึ่งนำเข้ามาจากเหมืองถ่านหินของบ้านปูในประเทศอินโดนีเซีย โดยบ้านปูจะต้องรับประกันคุณภาพของถ่านหินที่จัดส่งให้เป็นไปตามที่กำหนดในสัญญา หากถ่านหินมีคุณภาพไม่ตรงตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายถ่านหิน บริษัทมีสิทธิรับถ่านหินดังกล่าวและหักค่าเสียหายกำหนดล่วงหน้าที่เกิดขึ้นจากยอดเงินที่ถึงกำหนดชำระภายใต้สัญญาซื้อขายถ่านหิน หรือบริษัทมีสิทธิกำหนดให้บ้านปูจัดส่งถ่านหินชุดใหม่ที่มีคุณภาพตามที่กำหนดไว้ในสัญญาได้ นอกจากนี้ บ้านปูยังมีหน้าที่ในการจัดส่งถ่านหินในปริมาณตามที่กำหนดในสัญญาด้วย ในกรณีที่บ้านปูไม่สามารถจัดส่งถ่านหินในปริมาณที่ตกลงในสัญญาซื้อขายถ่านหิน บริษัทสามารถจัดหาถ่านหินจากแหล่งอื่นได้ โดยบ้านปูจะต้องจ่ายเงินชดเชยให้เท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดขึ้นจากการจัดซื้อถ่านหินจากแหล่งอื่น ทั้งนี้ บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายถ่านหินระยะเวลา 3 ปีกับผู้จำหน่ายถ่านหินต่างประเทศอีกหนึ่งราย ซึ่งจัดส่งถ่านหินจำนวน 200,000 ตันต่อปี (บวกหรือลบร้อยละ 10) ตั้งแต่ปี 2548 ถึง 2550 นอกจากนี้ บริษัทได้จัดซื้อปริมาณถ่านหินที่ต้องการส่วนที่เหลือจากตลาดเปิดโดยซื้อจากบริษัทค้าขายสินค้าโภคภัณฑ์หรือจากบริษัทผู้จัดหาถ่านหิน

ปริมาณการซื้อขายถ่านหินตามสัญญาซื้อขายถ่านหินกับบ้านปูเท่ากับปริมาณมาตรฐาน 660,000 ตันต่อปี โดยก่อนขึ้นปีสัญญาใหม่บริษัทมีสิทธิเพิ่มปริมาณที่ประสงค์จะซื้อขาย (Indicative Purchase Amount) ในปีสัญญาใหม่ได้สูงสุดร้อยละ 15 ของปริมาณการซื้อขายมาตรฐาน ซึ่งเมื่อได้กำหนดแล้วบริษัทต้องซื้อถ่านหินอย่างน้อยร้อยละ 80 ของปริมาณที่ประสงค์จะซื้อขายที่กำหนดภายใต้สัญญา เว้นแต่จะเกิดเหตุสุดวิสัยหรือเป็นความผิดของบ้านปู ราคาซื้อขายในสัญญาจะกำหนดเป็นเงินเหรียญสหรัฐ ต่อตัน โดยปัจจุบันใช้ราคาอ้างอิงญี่ปุ่น (Japan Power Utility Benchmark Price) ของถ่านหิน Thermal Coal จากประเทศออสเตรเลีย ซึ่งอ้างอิงจากราคา FOB Newcastle ซึ่งจะปรับเป็นรายปีตามราคาอ้างอิงญี่ปุ่น (Japan Power Utility Benchmark Price) ของถ่านหิน Thermal Coal จากประเทศออสเตรเลีย รวมทั้งปรับตามอัตราค่าขนส่ง (Freight Rate) อัตราเบี้ยประกัน และอัตราภาษีนำเข้าที่เรียกเก็บตามกฎหมาย ซึ่งรวมอยู่ในราคาซื้อขายถ่านหิน

อนึ่ง ราคาอ้างอิงญี่ปุ่นที่กล่าวมาข้างต้นมิได้มีการประกาศมาตั้งแต่เดือนมีนาคม 2546 ดังนั้น บริษัทจึงอยู่ในระหว่างการเจรจากับทางบ้านปูและกฟผ. เพื่อตกลงวิธีการกำหนดราคาใหม่ ทั้งนี้ การเจรจามีความซับซ้อนเนื่องจากต้องมีการเจรจากับทางกฟผ. เพื่อให้แน่ใจว่าราคาอ้างอิงใหม่ที่จะตกลงกันสามารถนำมาใช้เป็นราคาอ้างอิงที่สามารถผลักราคาต้นทุนให้กับกฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้ เนื่องจากราคาซื้อขายถ่านหินที่กำหนดขึ้นใหม่ต้องสอดคล้องกับต้นทุนของถ่านหินที่บริษัทจะผลักราคาให้กับกฟผ. ทั้งหมด สำหรับราคาถ่านหินที่จัดซื้อระหว่างเดือนมีนาคม 2546 ถึงเมษายน 2547 นั้น ราคาที่บ้านปูเรียกเก็บยังแตกต่างจากราคาที่บริษัทชำระให้แก่บ้านปู การที่บริษัทชำระค่าถ่านหินในอัตราที่ต่ำกว่าที่บ้านปูเรียกเก็บเนื่องจากบริษัทไม่ได้ตกลงใช้ดัชนีราคาซึ่งบ้านปูใช้ในการเรียกเก็บ นับตั้งแต่เดือนเมษายน 2547 บริษัทซื้อถ่านหินจากบ้านปูตามราคาที่อ้างอิงกับดัชนีซึ่งเป็นดัชนีราคาที่ใช้กันในอุตสาหกรรมแต่ละระดับราคาดังกล่าวเป็นการตกลงอย่างไม่เป็นทางการ บริษัทกับบ้านปูยังคงเจรจาระหว่างถึงดัชนีราคาถ่านหินที่จะนำมาใช้แทนดัชนีราคาอ้างอิงเดิมซึ่งบริษัทกับบ้านปูจะมีการปรับใบแจ้งหนี้และการชำระราคาให้สอดคล้องกันเมื่อได้มีการตกลงเรื่องดังกล่าวเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตาม บริษัทเห็นว่ากฟผ. ยังคงชดเชยค่าถ่านหินในอัตราที่ต่ำกว่าจำนวนที่บริษัทเชื่อว่ากฟผ. ควรต้องชำระ จากการที่ราคาที่จ่ายจริงกับราคาที่เรียกเก็บแตกต่างกันดังกล่าว ทำให้บริษัทต้องบันทึกยอดเจ้าหนี้ที่ต้องชำระให้บ้านปูเป็นจำนวน 106.4 ล้านบาทและจำนวน 137.8 ล้านบาทในงบการเงินสำหรับรอบปีบัญชี 2546 และ 2547 ตามลำดับ และบันทึกยอดลูกหนี้ที่จะได้รับชำระจากกฟผ. เป็นจำนวน 63.1 ล้านบาทและจำนวน 139.5 ล้านบาทในงบการเงินสำหรับรอบปีบัญชี 2546 และ 2547 ตามลำดับ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

นับตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นไป หากบริษัทยังไม่สามารถตกลงราคากำหนดกับบ้านปูได้ คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายมีสิทธิเปลี่ยนแปลงแก้ไขข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายกำหนด ดังนี้ (1) ปริมาณการซื้อขายรายปีตามสัญญาจะลดลงเหลือ 420,000 ตันต่อปี และ (2) บริษัทไม่มีสิทธิปรับเพิ่มปริมาณซื้อขายต่อปีได้อีกต่อไป การเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดในสัญญาดังกล่าวอาจทำให้บริษัทมีสิทธิกำหนดเพิ่มเติมเป็นจำนวนมากได้จากแหล่งอื่นโดยอิสระ ซึ่งอาจทำให้หาซื้อถ่านหินในเงื่อนไขที่ดีขึ้นแต่ก็มีความเสี่ยงจากการขาดแคลนถ่านหินได้ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.9 - การประกอบธุรกิจของบริษัทขึ้นอยู่กับการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิง" จนถึงปัจจุบัน บริษัทและบ้านปูยังไม่เคยใช้สิทธิตามข้อสัญญาดังกล่าว และบริษัทได้แจ้งปริมาณซื้อขายถ่านหินสำหรับปี 2548 ให้กับทางบ้านปูแล้ว

ในช่วงหลายปีที่ผ่านมาค่าใช้จ่ายในการจัดหาถ่านหินสูงขึ้นเนื่องจากอัตราค่าขนส่งเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งบริษัทไม่สามารถนำต้นทุนที่เพิ่มขึ้นนี้ไปรวมไว้ในราคาจำหน่ายไฟฟ้าตามสัญญาได้ ซึ่งบริษัทต้องรับภาระค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นเองทั้งหมด ปัญหาดังกล่าวยังได้รับผลกระทบจากลักษณะการออกแบบท่าเรือขนส่งถ่านหินของบริษัทที่สามารถรองรับได้เฉพาะเรือขนส่งบางประเภทซึ่งมีใช้กันน้อยในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบในส่วนนี้ได้รับการแก้ไขโดยบริษัทได้ทำการต่อเติมดัดแปลงท่าเรือขนถ่านหินโดยใช้เงินลงทุน 249.5 ล้านบาท ซึ่งแล้วเสร็จในเดือนเมษายน 2547 ทำให้สามารถรองรับเรือขนส่งได้หลายประเภท ซึ่งบริษัทเชื่อว่าจะช่วยลดความเสี่ยงจากการขาดแคลนถ่านหินลงได้และช่วยให้ควบคุมต้นทุนค่าถ่านหินและค่าขนส่งได้ดีขึ้นโดยการตัดซื้อจากการแข่งขันเสนอราคา

(ค) น้ำมันดีเซล

น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายตามสัญญาซื้อขายผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและสัญญาซื้อขายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ บริษัทไม่มีปัญหาในการหาน้ำมันดีเซลเนื่องจากโรงไฟฟ้าของบริษัทตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับโรงกลั่นระยองและโรงกลั่นสตาร์ซึ่งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ รวมทั้งอยู่ใกล้กับคลังน้ำมันของบมจ. ปตท. ซึ่งตั้งอยู่ที่อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี ทั้งนี้ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ บจ. โกลว์ โอพีพี ต้องจัดสำรองน้ำมันดีเซลไว้ในปริมาณเพียงพอที่จะผลิตไฟฟ้าในปริมาณที่กำหนดในสัญญาได้เป็นเวลา 3 วัน นอกจากนี้ บริษัทยังได้สำรองน้ำมันดีเซลไว้ที่โรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันของบริษัทด้วย โรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันของบริษัทไม่สามารถที่จะดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเวลานานได้ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลจะสิ้นเปลืองพลังงานมากกว่าที่บริษัทจะสามารถจัดหาปริมาณน้ำมันดีเซลมากกลับคืนในถังเก็บน้ำมันดีเซลได้ ที่ผ่านมามีบริษัทยังไม่เคยประสบปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติอย่างรุนแรง จึงยังไม่จำเป็นต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ใช้้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เว้นแต่ในกรณีพิเศษซึ่งส่วนใหญ่เป็นการเดินเครื่องทดสอบ อย่างไรก็ตาม เมื่อเร็ว ๆ นี้ กฟผ. ได้แจ้งให้บริษัททราบว่า กฟผ. ประสงค์จะให้โรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี ดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นระยะเวลาหนึ่งในช่วงระหว่างปี 2548 ถึง 2549 บริษัทเชื่อว่าข้อกำหนดดังกล่าวซึ่งถูกใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่อื่นเช่นกัน เป็นผลจากการหลีกเลี่ยงปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในระยะนี้ บริษัทมีความเสี่ยงในการประกอบธุรกิจของบริษัทเนื่องจากโรงไฟฟ้าของบริษัทไม่สามารถใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลักได้เป็นเวลานาน โปรดพิจารณารายละเอียดในข้อ 1.1.17 - โรงงานผลิตของบริษัทอาจถูกกำหนดให้ใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นในการเดินเครื่อง

(ง) น้ำดิบและสาธารณูปโภคอื่น ๆ

โรงไฟฟ้าโกลว์ พลังงาน โรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3 และโรงงานโกลว์ เอสพีพี 3 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ซึ่งมีการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ("กนอ.") เป็นเจ้าของและผู้ดำเนินการ โดยกนอ. เป็นรัฐวิสาหกิจภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงอุตสาหกรรมและจัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2522 โดยกนอ. ในฐานะหน่วยงานของรัฐบาลมีหน้าที่จัดหาโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคต่าง ๆ (เช่น น้ำดิบและการกำจัดของเสีย เป็นต้น) ให้แก่ผู้ประกอบการในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ด้วยเหตุนี้ กนอ. มีหน้าที่ต้องจัดหาและสาธารณูปโภคทั้งหลายให้แก่โรงงานผลิตของบริษัท น้ำทะเลที่ใช้เป็นน้ำหล่อเย็นของโรงงานจะถูกจัดส่งผ่านทางท่อส่งใต้ดินจาก

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ทำเรือไปยังเครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อนำเข้าไปในระบบแล้วจะถูกส่งกลับทะเลทางคลองระบายน้ำทิ้ง ส่วนน้ำบริสุทธิ์และน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ใช้ในกระบวนการผลิตจะผลิตโดยโรงบำบัดน้ำของบริษัทเอง

โรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี และโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 1 และโรงงานโกลว์ เดมิน วอเตอร์ ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมซึ่งเป็นกรรมสิทธิ์และดำเนินการโดยเหมราช ซึ่งเหมราชเป็นผู้จัดหาสาธารณูปโภคหลัก อาทิเช่น น้ำดิบ ระบบบำบัดของเสีย ระบบโทรศัพท์ และสาธารณูปโภคส่วนกลางอื่น ๆ ให้แก่โรงไฟฟ้าและโรงงานของบริษัท นอกจากนี้ค่าสาธารณูปโภคแล้ว บริษัทยังชำระค่าธรรมเนียมรายเดือนสำหรับการจัดการและบำรุงรักษาสาธารณูปโภคส่วนกลางภายในนิคมอุตสาหกรรม ซึ่งมีการปรับเป็นครั้งคราวให้กับเหมราชอีกด้วย

(จ) วัตถุดิบอื่น ๆ

บริษัทใช้หินปูน (Limestone) ในโรงไฟฟ้าถ่านหิน (โดยจัดหาจากแหล่งในประเทศ) และใช้สารเคมีหลายชนิดในการปรับสภาพน้ำดิบเพื่อผลิตเป็นน้ำบริสุทธิ์และน้ำปราศจากแร่ธาตุ ซึ่งสารเคมีเหล่านี้ ได้แก่ อลูมิเนียมซัลเฟต โซเดียมไฮดรอกไซด์ โซเดียมไฮโดรคลอไรด์ กรดเกลือ ไตรโซเดียมฟอสเฟต โดยสารเคมีส่วนใหญ่สามารถจัดหาได้ภายในประเทศ

3.3.2 การซ่อมบำรุง

การซ่อมบำรุงโรงงานผลิตนับเป็นงานอีกส่วนหนึ่งที่สำคัญในธุรกิจของบริษัท การซ่อมบำรุงที่ดีย่อมทำให้การเดินเครื่องโรงงานมีประสิทธิภาพ สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้มากขึ้นโดยใช้เชื้อเพลิงน้อยลง และประการสำคัญคือช่วยป้องกันการหยุดเดินเครื่องหรือการเกิดความบกพร่องของอุปกรณ์ได้ โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 1.1.14 - การดำเนินงานของบริษัทอาจหยุดชะงักได้จากปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของบริษัท ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มีจำนวนสูงสุดเป็นอันดับ 2 รองจากค่าเชื้อเพลิง โดยคิดเป็นร้อยละ 3.7 ของค่าใช้จ่ายในการขายทั้งหมดของบริษัทในรอบปีบัญชี 2547

บริษัทดำเนินแผนการบริหารจัดการด้านการซ่อมบำรุงเพื่อป้องกันการหยุดชะงักในการดำเนินงาน ทั้งนี้ บริษัทจะวางแผนหยุดเดินเครื่องให้สอดคล้องกับแผนการหยุดเดินเครื่องของลูกค้าและกำหนดแผนการซ่อมบำรุงให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดโดยใช้เวลาการหยุดเดินเครื่องให้น้อยที่สุด ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. ได้มีข้อกำหนดเกี่ยวกับแผนการหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงประจำปีซึ่งบริษัทได้ดำเนินการให้เป็นไปตามข้อกำหนดอย่างครบถ้วน

โดยปกติ บริษัทและผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นจะทำสัญญาระยะยาวสำหรับการซ่อมบำรุงเครื่องจักรบางส่วนของโรงไฟฟ้า แม้สัญญาอาจมีความแตกต่างกันในรายละเอียด แต่โดยทั่วไปจะมีข้อกำหนดหลักในการจัดจ้างผู้รับเหมาภายนอกเพื่อดำเนินงานซ่อมบำรุงหลักทั้งหมดของเครื่องจักรในส่วนที่มีการทำสัญญาและจัดหาอะไหล่ชิ้นส่วนสำหรับการซ่อมบำรุงด้วย

บริษัทได้เข้าทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงระยะยาวซึ่งเป็นสัญญาบริการซ่อมบำรุงหลักระยะยาวของบริษัท โดยมีรายละเอียดดังนี้

- บริษัทเข้าทำสัญญาซ่อมบำรุงระยะยาวและจัดหาอะไหล่ชิ้นส่วนกับบจ. วู้ด กรุ๊ป เฮฟวี่ อินดัสเตรียล เทอร์ไบน์ (ประเทศไทย) ("Wood Group") เพื่อจัดหาอะไหล่ชิ้นส่วนและให้บริการด้านการซ่อมบำรุงเครื่องกังหันก๊าซ อุปกรณ์และชิ้นส่วนที่เกี่ยวข้องทั้งหมดแก่บริษัท โดยสัญญาดังกล่าวมีผลตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2548 และจะสิ้นสุดเมื่อมีการเดินเครื่องครบ 192,000 ชั่วโมงหรือเมื่อทำการซ่อมบำรุงหลัก ๆ ครบ 4 รอบ

- บจ. โกลว์ เอสพีพี 2 ได้จัดทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงระยะยาวสำหรับโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์ เอสพีพี 3 ในส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยมีข้อกำหนดเช่นเดียวกับสัญญาซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าของบริษัท

- บจ. โกลว์ เอสพีพี 3 มีสัญญาบริการซ่อมบำรุงระยะยาวกับบจ. ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) สำหรับงานซ่อมหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Refractory)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- บริษัทและบจ. โกลว์ เอสพีพี 3 มีสัญญาซ่อมบำรุงกับกฟผ. สำหรับงานซ่อมบำรุงสายส่งไฟฟ้าบนดินขนาด 115 กิโลวัตต์ และ 230 กิโลวัตต์ และมีสัญญาสนับสนุนการซ่อมบำรุงกับกฟน. สำหรับสายส่งไฟฟ้าใต้ดินขนาด 115 กิโลวัตต์และ 22 กิโลวัตต์

นอกจากนี้ บริษัทยังพิจารณาทำสัญญาจ้างผู้ให้บริการภายนอกสำหรับงานซ่อมบำรุงหลักส่วนอื่น ๆ ของโรงงาน สำหรับแต่ละโครงการเนื่องจากเครื่องจักรที่ใช้ในธุรกิจของบริษัทเป็นเครื่องจักรเฉพาะทาง ดังนั้น ส่วนใหญ่บริษัทจะทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงกับบริษัทผู้ผลิตเครื่องจักร

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติงานและควบคุมค่าใช้จ่าย บริษัทได้เข้าทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงระยะยาวกับ Wood Group ซึ่งเป็นผู้รับจ้างรายใหม่ทีขณะการประมูลแข่งขันราคาของบริษัทจัดขึ้นสำหรับการซ่อมบำรุงกังหันก๊าซ Frame 6B บริษัทเชื่อว่าสามารถลดต้นทุนการดำเนินงานลงอย่างมีนัยสำคัญโดยไม่สูญเสียประสิทธิภาพการปฏิบัติงานของโรงงานแต่อย่างใด ทั้งนี้ บริษัทตระหนักดีว่าเครื่องจักรอุปกรณ์ต่าง ๆ ของโรงงานต้องได้รับการซ่อมบำรุงให้อยู่สภาพการทำงานที่มีประสิทธิภาพ และบริษัทได้กำหนดคุณสมบัติที่เข้มงวดของผู้ให้บริการซ่อมบำรุง รวมทั้งดำเนินมาตรการติดตามประเมินผลการทำงานของผู้ให้บริการซ่อมบำรุงตามสัญญาเพื่อให้แน่ใจว่าได้รับบริการซ่อมบำรุงด้วยมาตรฐานอันเข้มงวดที่กำหนดไว้

นอกจากการดำเนินการดังกล่าวข้างต้น ในขณะนี้บริษัทกำลังรอผลการพิจารณาของผู้ผลิตอุปกรณ์ว่าจะสามารถทำการพัฒนาเทคโนโลยีการปรับสภาพอุปกรณ์ (Component Refurbishment Technology) ที่เป็นส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี ได้หรือไม่ ซึ่งหากดำเนินการสำเร็จ บริษัทจะสามารถปรับสภาพอุปกรณ์ซึ่งจะทำให้ประหยัดต้นทุนทางธุรกิจของบริษัทได้เป็นจำนวนมาก

3.3.3 ประกันภัย

ปัจจุบัน บริษัทได้จัดให้มีการประกันภัย ดังต่อไปนี้

โรงไฟฟ้าของบริษัททุกแห่งได้จัดให้มีการทำกรรมสิทธิ์หลักสำหรับการประกันภัยการเสี่ยงภัยทุกชนิด (All-risks) ต่อทรัพย์สินและการประกันภัยธุรกิจหยุดชะงัก (Business Interruption) ซึ่งเป็นกรรมสิทธิ์ชนิดต่ออายุได้ปีต่อปีและให้ความคุ้มครองเครื่องจักรหลัก โรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกรรมสิทธิ์คุ้มครองทรัพย์สินของสุเอซ-แตรกเคอบเบล นอกประเทศไทย แต่ไม่คุ้มครองโรงงานที่กำลังก่อสร้างอยู่ การประกันภัยการเสี่ยงภัยทุกชนิดต่อสินทรัพย์ให้ความคุ้มครองความเสี่ยงทุกประเภทสำหรับความสูญเสียหรือเสียหายต่อทรัพย์สินของบริษัท และทรัพย์สินที่อยู่ในความควบคุมดูแลและเก็บรักษาของบริษัท ซึ่งรวมถึงเครื่องจักร โรงงาน อุปกรณ์ เครื่องกังหัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อต้มไอน้ำ เครื่องมือจัดเก็บข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ และทรัพย์สินที่อยู่ระหว่างขนส่ง การประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักเป็นการประกันภัยความเสียหายทางการเงิน อันได้แก่ การสูญเสียกำไร (รวมทั้งการสูญเสียสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่ได้รับจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน) และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนการดำเนินงาน (เป็นรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการป้องกันหรือการลดการสูญเสียกำไร) ซึ่งเป็นผลสืบเนื่องมาจากการหยุดชะงักของธุรกิจเนื่องจากความเสียหายของทรัพย์สินที่ได้ทำประกันภัยไว้ กรรมสิทธิ์ประกันภัยดังกล่าวมีข้อกำหนดเกี่ยวกับความรับผิดชอบส่วนแรก (Deductibles) ระยะไม่คุ้มครอง (Waiting Period) ข้อจำกัดความคุ้มครอง และการขยายความคุ้มครองเช่นเดียวกับข้อกำหนดในกรรมสิทธิ์ประกันภัยระหว่างประเทศทั่วไป อนึ่ง การประกันภัยการเสี่ยงภัยต่อทรัพย์สินครอบคลุมถึงมูลค่าโดยประมาณการของทรัพย์สินใหม่ที่นำมาแทนทรัพย์สินที่ได้รับการประกัน ประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักของบริษัทมีระยะเวลารับผิดชอบใช้ 12 เดือน เว้นแต่ในกรณีของโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 ซึ่งมีระยะเวลารับผิดชอบใช้ 18 เดือน วงเงินคุ้มครองความสูญเสียสำหรับการประกันภัยการเสี่ยงภัยทุกชนิดและการประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักมีจำนวนสูงสุดไม่เกิน 500 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ต่อเหตุการณ์ โดยกรรมสิทธิ์จะหมดอายุในวันที่ 31 พฤษภาคม 2548 นอกจากนี้ บจ. โกลว์ โอพีพี ยังได้ทำประกันภัยคุ้มครองความเสี่ยงจากภัยผู้ก่อการร้ายด้วย

- สำหรับโครงการขยายกำลังผลิตระยะที่ 2 ของบริษัท ได้รับความคุ้มครองภายใต้กรรมสิทธิ์ประกันภัยซึ่งแยกต่างหากจากโรงไฟฟ้าและโรงงานอื่น ๆ ของบริษัท โดยเป็นกรรมสิทธิ์ประกันภัยสินค้าขนส่งและประกันภัยความล่าช้าในการเริ่มดำเนินการที่เกี่ยวข้อง (Marine Cargo and Associated Delay in Start Up) ซึ่งคุ้มครองความเสี่ยงจากการขนส่งวัสดุและอุปกรณ์

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ที่ใช้ในโครงการ โดยให้ความคุ้มครองทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องกับการขนส่งวัสดุและอุปกรณ์ ทั้งนี้ การประกันภัยดังกล่าวเป็นการประกันการเสี่ยงภัยทุกชนิดและมีข้อจำกัดความคุ้มครองตามปกติ วงเงินเอาประกันขึ้นกับมูลค่ารวมของสินค้าที่ขนส่งในแต่ละเที่ยว (Cost-in-Freight) ส่วนประกันภัยความล่าช้าในการเริ่มดำเนินการจะคุ้มครองการสูญเสียกำไรที่เกิดขึ้นจริงเนื่องจากยอดขายได้ที่ลดลงและต้นทุนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น (รวมถึงภาระผูกพันต่อเนื่องภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าและการสูญเสียสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่ได้รับจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน) อันเนื่องมาจากความล่าช้าของวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโครงการระยะที่ 1 และระยะที่ 2 มีระยะเวลารับประกันภัย 19 เดือน ส่วนการคุ้มครองความล่าช้าในการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของส่วนโรงไฟฟ้าของโครงการระยะที่ 1 มีระยะเวลารับประกันภัย 17 เดือน

- การก่อสร้างโครงการส่วนขยายกำลังผลิตนี้ได้รับความคุ้มครองภายใต้กรมธรรม์ประกันความเสี่ยงภัยทุกชนิดในการก่อสร้างและประกันภัยความล่าช้าในการเริ่มดำเนินการที่เกี่ยวข้อง โดยให้ความคุ้มครองกับทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ การประกันภัยดังกล่าวเป็นการประกันการเสี่ยงภัยทุกชนิดและมีข้อจำกัดความคุ้มครองตามปกติ วงเงินเอาประกันขึ้นกับมูลค่ารวมของประสิทธิภาพการใช้พลังงานตามที่กำหนดในสัญญาแต่ละฉบับ ส่วนประกันภัยความล่าช้าในการเริ่มดำเนินการคุ้มครองการสูญเสียกำไรที่เกิดขึ้นจริงเนื่องจากยอดขายได้ที่ลดลงและต้นทุนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น (รวมถึงภาระผูกพันต่อเนื่องภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าและการสูญเสียสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่ได้รับจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน) อันเนื่องมาจากความล่าช้าของวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโครงการมีระยะเวลารับประกันภัย 19 เดือน ส่วนการคุ้มครองความล่าช้าในการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของส่วนโรงไฟฟ้าของโครงการระยะที่ 1 มีระยะเวลารับประกันภัยเท่ากับ 17 เดือน การประกันภัยจะมีผลจนกระทั่งถึงวันเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโรงงานของโครงการ หลังจากนั้นจะได้รับความคุ้มครองตามกรมธรรม์ประกันภัยหลักของกลุ่มบริษัทตั้งที่ระบุนี้ไว้ข้างต้น กรมธรรม์นี้ยังครอบคลุมถึงความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอกโดยเป็นการประกันความรับผิดตามกฎหมายต่อเหตุการณ์ที่เกิดจากกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโครงการสำหรับ (1) การเสียชีวิตจากอุบัติเหตุ การบาดเจ็บ (รวมถึงการเจ็บป่วยและโรค) และ (2) การสูญเสียหรือความเสียหายต่อทรัพย์สินเนื่องจากอุบัติเหตุ มีวงเงินความรับผิด 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ต่อหนึ่งเหตุการณ์ ทั้งนี้ โดยรวมถึงการเรียกร้องค่าสินไหมทดแทนในความรับผิดต่อผลิตภัณฑ์ (Product Liability) ด้วย

- บริษัทยังมีการทำประกันภัยบุคคลที่สามสำหรับกลุ่มบริษัททั้งหมด โดยเป็นการประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก (Primary Third Party Liability Insurance) ทั้งนี้ เป็นการรับประกันภัยร่วมกับบริษัทอื่นในกลุ่มบริษัท สุเอซ-แทรกเตอบเล ซึ่งเป็น การรับประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอกของกลุ่มบริษัทโกลว์ในฐานะผู้เอาประกัน โดยให้ความคุ้มครองการชดเชยค่าเสียหายที่เกิดจากการบาดเจ็บทางร่างกายหรือความเสียหายต่อทรัพย์สิน มีวงเงินเอาประกัน 50 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (ต่อครั้งสำหรับการบาดเจ็บทางร่างกาย และโดยรวมสำหรับความเสียหายต่อทรัพย์สิน) วงเงินเอาประกันดังกล่าวให้ความคุ้มครองบริษัทแต่ละแห่งในกลุ่มแยกจากกัน ยกเว้นความเสียหายต่อทรัพย์สินซึ่งเป็นวงเงินเอาประกันรวมของทั้งกลุ่มบริษัท นอกจากนี้ ยังมีวงเงินเอาประกันเพิ่มเติมอีก 50 ล้านดอลลาร์สหรัฐ สำหรับการบาดเจ็บทางร่างกายต่อครั้งสำหรับกลุ่มบริษัททั้งหมด ในกรณีที่การเกิดการบาดเจ็บครั้งนั้น ๆ ยังผลให้มีการเรียกร้องค่าสินไหมทดแทนมากกว่าหนึ่งบริษัท กรมธรรม์ดังกล่าวมีข้อยกเว้นการคุ้มครองตามแบบกรมธรรม์มาตรฐานทั่วไป

นอกจากนี้ บริษัทยังทำประกันภัยความรับผิดของนายจ้าง (Employer's Liability Insurance) และการประกันภัยการเสี่ยงภัยทุกชนิด (All-risks) ต่อทรัพย์สินของสำนักงานใหญ่ รวมทั้งทำประกันภัยอื่นๆ เกี่ยวกับการขนส่งสินค้าทางทะเลและการประกันภัยรถยนต์

3.3.4 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม อาชีวอนามัย และความปลอดภัย

การดำเนินธุรกิจของบริษัทอยู่ภายใต้พระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติพ.ศ. 2535 ทั้งนี้ สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อมได้อนุมัติรายงานผลการศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโรงงานทุกแห่งของบริษัทแล้ว บริษัทจะต้องรับผิดชอบในกรณีที่เป็นการละเมิดกฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมที่บังคับใช้ และต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขโรงงานให้เป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ ภายใต้กฎหมายสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันโรงงานและโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งของบริษัทได้ดำเนินการ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

โดยสอดคล้องกับกฎระเบียบและมาตรฐานต่าง ๆ ด้านสิ่งแวดล้อมทุกประการ บริษัทเชื่อว่าการดำเนินงานของบริษัทสอดคล้องกับแนวปฏิบัติของธนาคารโลกที่กำหนดไว้สำหรับธุรกิจการผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันบริษัทไม่มีข้อพิพาททางกฎหมาย หรือที่อยู่ในกระบวนการฟ้องร้องดำเนินคดี กระบวนการอนุญาตโครงการ หรือการดำเนินการทางกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับสิ่งแวดล้อมหรือกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมใด ๆ ทั้งสิ้น

บริษัทได้ดำเนินการกำกับ ควบคุม ดูแล และปรับปรุงกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อควบคุมให้ระดับมลสารที่ปล่อยจากโรงงานแต่ละแห่งอยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด ทั้งนี้ ได้มีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดความเข้มข้นของมลพิษทางอากาศจากปล่องระบายมลสารทุกปล่องแบบอัตโนมัติอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ยังมีการตรวจวิเคราะห์คุณภาพอากาศหลายจุดภายในเขตโรงงาน ทำให้การควบคุมมลพิษทางอากาศเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ทุกหน่วยการผลิตที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงทั้งประเภทก๊าซธรรมชาติและถ่านหินได้รับการติดตั้งอุปกรณ์และระบบควบคุมการเกิดสารออกไซด์ของไนโตรเจน ออกไซด์ของซัลเฟอร์ และคาร์บอนมอนอกไซด์ด้วยการควบคุมอุณหภูมิและสัดส่วนของเชื้อเพลิงและอากาศในกระบวนการเผาไหม้ให้ต่ำกว่าระดับที่จะทำให้เกิดมลสารทั้ง 3 ประเภทดังกล่าว บริษัทเห็นว่าเป็นเรื่องสำคัญที่ต้องลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัทและดำเนินการควบคุมปริมาณฝุ่นละอองที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทถ่านหิน โดยได้ติดตั้งระบบลดละอองถ่านหินควบคู่ไปกับการการใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินที่สมบูรณ์ พร้อมทั้งติดตั้งถุงผ้ากรองความละเอียดประสิทธิภาพสูงในการดักฝุ่นละออง รวมทั้งมีการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งจากโรงงานเป็นประจำเพื่อเปรียบเทียบกับมาตรฐานการตรวจสอบประเมินผลและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้แน่ใจว่าคุณภาพตามมาตรฐานที่ทางการได้กำหนด ทั้งนี้ บริษัทเชื่อว่าระดับมลสารที่ปล่อยสู่อากาศและน้ำทิ้งของโรงงานเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดไว้

บริษัทตระหนักถึงอันตรายที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้ การจัดการ และการจัดเก็บสารเคมี จึงได้กำหนดนโยบาย วิธีการทำงาน และมาตรการป้องกัน เพื่อลดความเสี่ยงในกรณีที่มีการรั่วไหลของสารเคมีและอันตรายที่จะเกิดขึ้นกับพนักงาน รวมถึงการเลือกใช้สารเคมีที่มีความปลอดภัยและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของพนักงานน้อยที่สุด มีการออกแบบระบบจัดการการจัดเก็บถ่านหินเพื่อลดผลกระทบจากการปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อมและอันตรายจากอัคคีภัย พร้อมทั้งใช้ระบบการจัดการกับถ่านหินและการนำถ่านหินไปใช้ประโยชน์เป็นวัตถุดิบในการผลิตปูนซีเมนต์

นอกจากนี้ บริษัทยังได้จัดโปรแกรมฝึกอบรมด้านสิ่งแวดล้อม สุขอนามัย และความปลอดภัยในการทำงานให้แก่พนักงานเพื่อพัฒนาความรู้ความสามารถและจิตสำนึกของพนักงานในการรักษาสิ่งแวดล้อมและเพื่อให้พนักงานปฏิบัติงานได้อย่างปลอดภัย มีชีวิตอนามัย และมีสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ดี นอกจากนี้ ยังฝึกอบรมวิธีการป้องกันสารเคมีรั่วไหลและวิธีปฏิบัติงานในภาวะฉุกเฉิน มีการกำหนดแผนฉุกเฉินในกรณีเกิดสารเคมีรั่วไหล ฝึกอบรม และการซ้อมวิธีปฏิบัติงานในภาวะฉุกเฉินให้แก่พนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงานในโรงงานเพื่อให้สามารถดำเนินการตามแผนฉุกเฉินอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ บริษัทยังได้จัดทำรายงานการกำจัดของเสียที่มีพิษและไม่มีพิษส่งกับหน่วยงานราชการเป็นประจำ รวมทั้งมีระบบจัดแยกประเภทและจัดเก็บของเสีย และบริษัทได้ทำสัญญาว่าจ้างผู้เชี่ยวชาญการควบคุมมลภาวะทางเสียงเพื่อตรวจวัดระดับความดังของเสียงเป็นประจำเพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานที่ทางการกำหนด

3.4 อุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศ

ข้อมูลบางส่วนในหัวข้อนี้นำมาจากแหล่งข้อมูลซึ่งบริษัทเชื่อว่าเป็นแหล่งข้อมูลที่น่าเชื่อถือ รวมถึงข้อมูลที่เผยแพร่โดยรัฐบาล และหน่วยงานเอกชนที่เกี่ยวข้อง บริษัทและที่ปรึกษาทางการเงิน รวมทั้งบริษัทย่อยและที่ปรึกษาอื่น ๆ ได้ตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลดังกล่าว ข้อมูลในหัวข้อนี้อาจไม่สอดคล้องกับข้อมูลที่รวบรวมได้จากแหล่งข้อมูลอื่นทั้งในประเทศและนอกประเทศ

3.4.1 ภาพรวม

ผู้ผลิตไฟฟ้าหลักเพื่อการพาณิชย์ของประเทศ ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนโดยกฟผ. จำหน่ายไฟฟ้าเกือบทั้งหมดที่ผลิตและซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและประเทศเพื่อนบ้านให้แก่รัฐวิสาหกิจ 2 แห่ง ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (“กฟน.”) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) กฟผ. และกฟภ. เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย ลูกค้า

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ธุรกิจ และลูกค้าอุตสาหกรรมทั่วประเทศ โดยเป็นเจ้าของเครือข่ายระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้าในเขตให้บริการของตน กฟผ. นับเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าแบบขายส่งหลักของประเทศ แม้ว่าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรงด้วยก็ตาม นอกจากนี้ กฟผ. ยังเป็นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของประเทศ โดยเป็นเจ้าของ ดำเนินการ ดูแลรักษา และพัฒนาโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ (National Transmission Grid)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศไทยแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. โดยเข้าร่วมในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่หรือผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer Program หรือ IPP) (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. โดยเข้าร่วมในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer Program หรือ SPP) และ (3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม นอกจากนี้ บริษัทต่าง ๆ ในประเทศไทยยังผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการประกอบการของตนเองด้วย แต่บริษัทไม่ได้พิจารณาบริษัทเหล่านี้เป็น “ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน” สำหรับวัตถุประสงค์ดังกล่าวนี้ อนึ่ง ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. เท่านั้น ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะจำหน่ายไฟฟ้าบางส่วนที่ผลิตได้ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมด้วย

จากข้อมูลที่เคยเผยแพร่โดยกฟผ. ในเดือนมีนาคม 2547 ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 25,705 เมกะวัตต์ และ 25,647 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 (ตัวเลขดังกล่าวนี้รวมเฉพาะไฟฟ้าซึ่งผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ขายไฟฟ้าให้แก่กฟผ. ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่หรือโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเท่านั้น) จากจำนวนดังกล่าว กฟผ. มีกำลังผลิตประมาณ 15,150.8 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 58.9 ของกำลังผลิตรวม ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่มีกำลังผลิตประมาณ 8,000 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 31.1 ของกำลังผลิตรวม ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีกำลังผลิตประมาณ 1,914 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 7.4 ของกำลังผลิตรวม และกำลังผลิตอีก 640 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 2.5 ของกำลังผลิตรวมจากประเทศลาวและประเทศมาเลเซีย ในปีงบประมาณ 2546 (เริ่มจากเดือนตุลาคม 2545 ถึงกันยายน 2546 ซึ่งสอดคล้องกับรอบปีบัญชีของภาครัฐ) ปริมาณพลังไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตในประเทศไทยมีจำนวนรวมทั้งสิ้นประมาณ 116,743 กิกะวัตต์ชั่วโมง (รวมเฉพาะไฟฟ้าซึ่งผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในส่วนที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กฟผ.) จากจำนวนดังกล่าว ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดยกฟผ. มีจำนวนประมาณ 59,004 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือร้อยละ 50.5 ของปริมาณการผลิตรวม ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่มีจำนวนประมาณ 41,967 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือร้อยละ 35.9 ของปริมาณการผลิตรวม และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีจำนวนประมาณ 13,228 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือร้อยละ 11.3 ของปริมาณการผลิตรวม นอกจากนี้ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตในประเทศลาวและประเทศมาเลเซียเพื่อขายในประเทศไทยในปีงบประมาณ 2546 มีจำนวนประมาณ 2,543 กิกะวัตต์ชั่วโมง

จากข้อมูลที่เผยแพร่โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (“สนพ.”) ในเดือนกรกฎาคม 2547 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้นประมาณ 3,130 เมกะวัตต์ โดยปริมาณพลังไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กับกฟผ. มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,916 เมกะวัตต์ ซึ่งปริมาณไฟฟ้างดังกล่าวเป็นปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กับกฟผ. ตามสัญญาประเภท Firm (เปรียบเทียบกับสัญญาประเภท Non-firm ซึ่งไม่มีภาระผูกพันที่จะต้องขายไฟฟ้า) จากข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กของบริษัทมีกำลังผลิตคิดเป็นประมาณร้อยละ 31 ของกำลังผลิตรวมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและคิดเป็นประมาณร้อยละ 31 ของยอดขายที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจำหน่ายให้แก่กฟผ.

ระหว่างปีงบประมาณ 2542 ถึง 2546 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Power Demand) ในประเทศไทยเพิ่มขึ้นในอัตราขยายตัวเฉลี่ย (Compound Annual Growth Rate) ร้อยละ 7.2 ต่อปี หรือเพิ่มจากประมาณ 13,712 เมกะวัตต์ในปี 2542 เป็นประมาณ 18,121 เมกะวัตต์ในปี 2546 จากการประมาณการของรัฐบาลภายใต้สมมติฐานกรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลางคาดว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 7.5 ในช่วงห้าปีถัดไป

3.4.2 ศักยภาพของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย

ในปี 2546 กำลังผลิตติดตั้งของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยอยู่ในอันดับที่ 3 เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของประเทศที่มีขนาดเศรษฐกิจใกล้เคียงกันในกลุ่มประเทศเอเชีย โดยในปีงบประมาณ 2546 กิจการไฟฟ้าของประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมทั้งสิ้นประมาณ 116,743 กิกะวัตต์ชั่วโมง (รวมเฉพาะไฟฟ้าซึ่งผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในส่วนที่มีการ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ฟผ.) ซึ่งปริมาณดังกล่าวจัดอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อหัว (Per Capital Consumption) ของประเทศอื่นในภูมิภาคเอเชีย ตารางต่อไปนี้จะแสดงสถิติที่สำคัญของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย สิงคโปร์ มาเลเซีย ฮองกง ไต้หวัน อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ และเกาหลีใต้ สำหรับปีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 เว้นแต่จะระบุเป็นอย่างอื่น

สถิติเกี่ยวกับกิจการไฟฟ้าของประเทศในภูมิภาคเอเชียปี 2546

ประเทศ	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้า ที่ผลิต (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	จำนวนประชากร (ล้านคน)	ปริมาณการใช้ ไฟฟ้าต่อหัว (กิโลวัตต์ชั่วโมง)
ประเทศไต้หวัน ⁽²⁾	40,039	208,900	22.8	8,609
ประเทศสิงคโปร์ ⁽³⁾	8,919	32,119	4.2	7,643
ประเทศเกาหลีใต้ ⁽⁴⁾	56,081	322,438	47.9	6,126
ประเทศฮ่องกง ⁽⁵⁾	11,683	35,506	6.8	5,647
ประเทศมาเลเซีย ⁽⁶⁾	18,800		25.1	2,950
ประเทศไทย ⁽⁷⁾	25,647	116,743	63.8	1,664
ประเทศอินโดนีเซีย ⁽⁸⁾	21,206	113,020	215.2	420
ประเทศฟิลิปปินส์ ⁽⁹⁾	15,124	52,863	81.1	526

หมายเหตุ

- (1) ข้อมูลจำนวนประชากรได้มาจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องของประเทศนั้น
- (2) ที่มา : Ministry of Commercial Affairs, Taiwan
- (3) สำหรับปีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 ที่มา : Singapore Power
- (4) ที่มา : Government of Republic of Korea : Korea Electric Power Limited
- (5) ที่มา : Hong Kong Economics Department and Labour Bureau
- (6) ที่มา : กรมสถิติ ประเทศมาเลเซีย (Department of Statistic, Malaysia)
- (7) สำหรับปีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 ที่มา : กฟผ.
- (8) ที่มา : Department of Energy and Mineral Resources, Indonesia
- (9) ที่มา : Department of Energy, Phillippines

อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศไทยส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วง 10 ปีที่ผ่านมาเพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ ในช่วง 2 ปีหลังจากเกิดวิกฤติทางเศรษฐกิจในเอเชีย ในปี 2540 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยลดลงเนื่องจากการชะลอตัวของการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ในระหว่างปี 2542 ถึง 2546 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยเพิ่มขึ้นในอัตราขยายตัวเฉลี่ย (Compound Annual Growth Rate) ร้อยละ 7.2 ต่อปีหรือเพิ่มจากประมาณ 13,712 เมกะวัตต์ในปี 2542 เป็นประมาณ 18,121 เมกะวัตต์ในปี 2546 ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาผลผลิตภาคมวลรวมในประเทศที่แท้จริงในช่วงเวลาดังกล่าว เศรษฐกิจของประเทศไทยขยายตัวในอัตราขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 4.8 ต่อปีหรือจาก 2.9 ล้านล้านบาทในปี 2542 เป็น 3.5 ล้านล้านบาทในปี 2546 ตารางต่อไปนี้จะแสดงกำลังผลิตรวม ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด และผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศในช่วงปีงบประมาณที่ระบุ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ปี	กำลัง ผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	อัตราการ เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ) ⁽¹⁾	ความ ต้องการพลัง ไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	อัตราการ เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ) ⁽¹⁾	ปริมาณการผลิต ไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	อัตราการ เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ) ⁽¹⁾	ผลิตภัณฑ์มวล รวมในประเทศ (ล้านบาท)	อัตราการ เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ) ⁽¹⁾
2537	12,969		10,709		69,651		2,693.0	9.0
2538	14,672	13.1	12,268	14.6	78,880	13.3	2,941.7	4.2
2539	15,648	6.7	13,311	8.5	85,924	8.9	3,115.3	5.9
2540	16,980	8.5	14,506	9.0	92,725	7.9	3,072.6	1.4
2541	18,177	7.1	14,180	-2.3	92,134	-0.6	2,749.7	10.5
2542	19,110	5.1	13,712	-3.3	90,413	-1.9	2,872.0	4.4
2543	22,269	16.5	14,918	8.8	96,781	7.0	3,008.4	4.8
2544	22,035	-1.1	16,126	8.1	103,165	6.6	3,073.6	2.2
2545	23,754	7.8	16,681	3.4	108,389	5.1	3,237.6	5.3
2546	25,646	8.0	18,121	8.6	116,743	7.7	3,460.0	6.9

ที่มา : รายงานของธนาคารแห่งประเทศไทยและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ของกฟผ.

หมายเหตุ

(1) เปรียบเทียบปีต่อปี

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีวัฏจักรการขึ้นลงในช่วงเวลาระหว่างปีและระหว่างวันที่ค่อนข้างแน่นอน กล่าวคือ ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปีจะอยู่ในช่วงฤดูร้อนระหว่างเดือนมีนาคมถึงพฤษภาคมซึ่งเป็นช่วงที่อุณหภูมิขึ้นสูงสุด และ ความต้องการพลังไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ในช่วงฤดูหนาวระหว่างเดือนธันวาคมถึงมกราคมซึ่งเป็นช่วงที่อุณหภูมิลดต่ำสุด โดยในปีงบประมาณ 2547 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยเท่ากับประมาณ 19,326 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 30 มีนาคม 2547

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด ในแต่ละเดือน	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน			
	2544 (เมกะวัตต์)	2545 (เมกะวัตต์)	2546 (เมกะวัตต์)	2547 (เมกะวัตต์)
เดือนตุลาคม	14,139.3	14,864.5	15,992.3	16,988.9
เดือนพฤศจิกายน	14,133.9	14,604.9	16,074.2	17,369.4
เดือนธันวาคม	14,124.6	14,707.6	15,929.7	16,982.8
เดือนมกราคม	14,211.8	14,552.5	15,777.5	16,831.7
เดือนกุมภาพันธ์	14,600.8	15,260.8	16,723.5	17,672.3
เดือนมีนาคม	15,012.9	16,485.3	17,222.2	19,325.8
เดือนเมษายน	16,126.4	16,681.1	17,826.4	19,252.1
เดือนพฤษภาคม	15,187.8	16,293.1	18,121.4	18,373.5
เดือนมิถุนายน	14,992.3	16,156.9	17,368.6	18,131.3
เดือนกรกฎาคม	15,045.1	16,029.8	17,271.8	17,930.3
เดือนสิงหาคม	15,096.7	15,912.1	17,205.2	18,526.2
เดือนกันยายน	15,247.3	15,818.2	16,816.2	18,229.7
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบปี	16,126.4	16,681.1	18,121.4	19,325.8
ความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยในรอบปี	14,826.6	15,613.9	16,860.7	17,967.8
ความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดในรอบปี	14,124.6	14,552.5	15,777.5	16,831.7

ที่มา : กฟผ.

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมา ช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันได้เปลี่ยนจากช่วงหัวค่ำ (เวลา 18.00 ถึง 20.00 น.) เป็น 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงสาย (เวลา 10.00 ถึง 12.00 น.) และช่วงบ่าย (เวลา 14.00 ถึง 16.00 น.) ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้านี้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางเศรษฐกิจของประเทศจากระบบเศรษฐกิจที่เน้นภาคเกษตรกรรมมาเป็นระบบเศรษฐกิจที่พึ่งพิงภาคอุตสาหกรรมมากขึ้น ซึ่งการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวยังเห็นได้จากความต้องการพลังไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ไฟฟ้าในที่พักอาศัยและในภาคธุรกิจในปีที่ผ่านมา

ตารางต่อไปนี้จะแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีของผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มต่าง ๆ

ปี	ที่พักอาศัย (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ	ภาคธุรกิจ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ	อุตสาหกรรม (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ
2541	18,772	25.7	18,997	26.1	35,155	48.2
2542	18,771	24.7	19,316	26.2	36,180	49.1
2543	19,393	24.3	21,050	26.3	39,472	49.4
2544	21,168	24.9	22,129	26.1	41,587	49.0
2545	22,045	24.4	23,693	26.2	44,727	49.4
2546	23,315	24.1	25,350	26.2	48,252	49.8

ที่มา : การใช้ไฟฟ้าของสนพ.

หมายเหตุ ข้อมูลดังกล่าวไม่รวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากกฟผ. ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคเกษตรกรรม และผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ

3.4.3 โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศ

โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยแบ่งตามประเภทของกิจการได้เป็น 3 ประเภทหลัก ดังนี้

ประเภทของกิจการ	ผู้ประกอบการหลัก
ผลิตไฟฟ้า	กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
ส่งไฟฟ้า	กฟผ.
จำหน่ายไฟฟ้า	กฟน. กฟภ.

ในเดือนธันวาคม 2546 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบตามแผนการปฏิรูปโครงสร้างกิจการจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศ โดยมีมติอนุมัติระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer Model หรือ ESB) มาใช้ภายใต้โครงสร้างกิจการแบบ ESB ซึ่งได้มีการเริ่มดำเนินการแล้วนั้น กฟผ. ยังคงเป็นผู้ซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Sole Purchaser) และรับผิดชอบในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศ ในขณะที่กระทรวงพลังงานจะเป็นผู้กำกับดูแลการดำเนินงานของระบบ นอกจากลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมฯ บางรายที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแล้ว กฟผ. ยังคงเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าหลักในประเทศ

ภายใต้โครงสร้างกิจการแบบ ESB นี้ กระทรวงพลังงานยังคงเป็นผู้ตัดสินใจเกี่ยวกับเรื่องต่าง ๆ ด้านพลังงาน และเพื่อเป็นการเสริมสร้างความโปร่งใสภายในกระทรวงพลังงาน สนพ. จะเป็นผู้กำหนดนโยบายในขณะที่คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Electricity Commission) ซึ่งเป็นองค์กรใหม่ที่จะได้รับการจัดตั้งขึ้นตามแผน จะทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย รวมถึงการผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างการกำหนดราคาไฟฟ้า ส่วนประกอบใหม่อีกประการหนึ่งตามแผนนี้ คือ การนำระบบการแข่งขันด้านราคามาใช้ในการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ โดยกฟน. และกฟภ. ยังคงเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวในเขตนครหลวงและเขตภูมิภาคตามลำดับ (ยกเว้นลูกค้ารายใหญ่บางรายที่ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากกฟผ. ด้วยการเชื่อมโยงกับระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรมที่ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

รายละเอียดเกี่ยวกับผู้ประกอบการหลักในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย มีดังนี้

กฟผ.

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ ESB ไม่มีผลต่อการประกอบกิจการของกฟผ. อย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ ภายใต้โครงสร้างกิจการแบบ ESB กฟผ. ยังคงเป็นผู้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของกฟผ. โดยในปีงบประมาณ 2546 ไฟฟ้าที่กฟผ. ผลิตคิดเป็นประมาณร้อยละ 50.9 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในประเทศไทย (รวมเฉพาะไฟฟ้าซึ่งผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในส่วนที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กฟผ.) กฟผ. ยังคงเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าหลักจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่รายต่าง ๆ ซึ่งเป็นบริษัทในเครือของบริษัทร่วมของกฟผ. ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ได้แก่ บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง (RATCH) และบมจ. ผลิตไฟฟ้า (EGCO) และประเทศเพื่อนบ้าน นอกจากนี้ กฟผ. ยังคงเป็นเจ้าของและผู้ดำเนินการเครือข่ายส่งไฟฟ้าของประเทศและยังคงมีสิทธิแต่ผู้เดียวในการขายส่งไฟฟ้าให้แก่กฟผ. และกฟภ.

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

ในปี 2537 ตามนโยบายการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในอุตสาหกรรมพลังงานมากขึ้น รัฐบาลได้ริเริ่มโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่หรือผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP Program) โดยกำหนดให้เอกชนผู้ร่วมโครงการก่อสร้าง เป็นเจ้าของ และดำเนินการกิจการโรงไฟฟ้า โดยกฟผ. ตกลงจะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้างกล่าวเมื่อการก่อสร้างแล้วเสร็จ ในการดำเนินการดังกล่าวหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงสำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น “สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน”) และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้พิจารณาข้อเสนอโครงการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประมาณ 50 ราย ปัจจุบัน กฟผ. เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จำนวน 7 ราย มีกำลังผลิตตามสัญญารวม 6,644 เมกะวัตต์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่แต่ละรายมีกำลังผลิตตามสัญญาตั้งแต่ 350 ถึง 1,400 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม การก่อสร้างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่บางรายมีความล่าช้า ตารางต่อไปนี้แสดงชื่อ ขนาด กลุ่มผู้ลงทุน/ผู้ถือหุ้น และสถานะของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่แต่ละโครงการ

โครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ประเภทเชื้อเพลิงหลัก	กลุ่มผู้ลงทุน/ผู้ถือหุ้น	วันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์
ผู้ผลิตไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่				
บจ. ไตร เอนเนอร์จี้ (TECO)	700	ก๊าซธรรมชาติ	บจ. ราชบุรี แก๊ส เท็กซากโก ไทยแลนด์ เอนเนอร์จี้ คัมปะนี ลิมิเต็ด และ ซีเอ็มอี ไตรเจน, บี. วี.	2543
บจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย)	700	ก๊าซธรรมชาติ	บจ. ไทยออยล์ พาวเวอร์ ยูโนแคล เอเชีย-แปซิฟิก เวนเจอร์ส และ บมจ. ปตท.	2543
บจ. โกลว์ ไลฟ์	713	ก๊าซธรรมชาติ	ซูเอซ-แทรกเคอเบล เหมราช	2546
บจ. ซีเอสทีเอ็น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กทริก	350	ก๊าซธรรมชาติ	บมจ. จีเอ็มเอส เพาเวอร์ มารูเบนิ คอร์ปอเรชั่น โทเทิล ก๊าซ แอนด์ พาวเวอร์ ไทยแลนด์ และ ธนาкар ไซนา ดีเวลลอปเม้นท์ อินดัสเตรียล แห่งไต้หวัน	2546
บจ. บีแอลซีที เพาเวอร์ ⁽¹⁾	2 X 673	ถ่านหิน	บมจ. บำรุง และ บจ. ซีแอลที เพาเวอร์ โปรเจกต์ (ประเทศไทย)	ประมาณปี 2550

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

โครงการ	กำลัง ผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ประเภท เชื้อเพลิงหลัก	กลุ่มผู้ลงทุน/ผู้ถือหุ้น	วันเริ่มเดินเครื่อง เชิงพาณิชย์
ผู้ผลิตไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่				
บจ. ราชนบุรีเพาเวอร์ ⁽¹⁾⁽²⁾	1,400	ก๊าซธรรมชาติ	ฮ่องกง อิเล็กทริก โฮลดิ้งส์ บมจ. ราชนบุรี บมจ. ปตท. ชูนุ อิเล็กทริก เพาเวอร์ คัมปะนี อินเตอร์ เนชั่นแนล ปิ.วี. โดยคำ ทุโช คอร์ปอเรชั่น และ บจ. ยูเนียนเอ็นเนอร์ยี	ประมาณปี 2551
บจ. กัลป์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น ⁽¹⁾⁽²⁾	2 X 700	ก๊าซธรรมชาติ	บมจ. กัลป์อิเล็กทริก	ประมาณปี 2550 ประมาณปี 2551

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ของสทพ.

หมายเหตุ

- (1) วันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ตามข้อมูลในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) ของกฟผ. ฉบับเดือนสิงหาคม 2547
- (2) อยู่ในระหว่างเจรจาเปลี่ยนแปลงชนิดเชื้อเพลิง สถานที่ และวันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่เป็นบริษัทย่อยของกฟผ.**บมจ. ผลิตไฟฟ้า**

บมจ. ผลิตไฟฟ้า (EGCO) จัดตั้งขึ้นในปี 2535 โดยเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินการแปรรูปกิจการของกฟผ. โดยการโอน (Spin-off) ทรัพย์สินที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของกฟผ. ออกมาจัดตั้งเป็นบมจ. ผลิตไฟฟ้า (โดยทรัพย์สินดังกล่าวถูกโอนให้กับบริษัท ย่อยที่บมจ. ผลิตไฟฟ้า เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด) การดำเนินการดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อลดภาระทางการเงินของรัฐบาล ส่งเสริมให้ ภาคเอกชนเข้ามาดำเนินกิจการไฟฟ้า และขยายการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยให้เพิ่มมากขึ้น เมื่อเริ่มแรกบมจ. ผลิตไฟฟ้า เป็น บริษัทย่อยที่มีกฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด ต่อมาในปี 2537 จึงได้นำหุ้นของบมจ. ผลิตไฟฟ้า เข้าเป็นหลักทรัพย์จดทะเบียนในตลาด หลักทรัพย์ ปัจจุบันผู้ถือหุ้นของบมจ. ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ กฟผ. บจ. ซีแอลพี เพาเวอร์ โปรเจกต์ (ประเทศไทย) (บริษัทย่อยของ CLP Holdings Limited ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฮ่องกง) และประชาชนทั่วไป

บมจ. ผลิตไฟฟ้า เป็นเจ้าของบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน 2 แห่ง ได้แก่ บจ. ผลิตไฟฟ้าระยอง (REGCO) และบจ. ผลิตไฟฟ้า ขนอม (KEGCO) โดยกฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าทั้งสองแห่งภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว บจ. ผลิตไฟฟ้า ระยอง จัดตั้งขึ้นในปี 2537 โดยเป็นเจ้าของและดำเนินการโรงไฟฟ้าซึ่งมีกำลังผลิต 1,232 เมกะวัตต์ในจังหวัดระยอง (โดยโรงไฟฟ้าดังกล่าวเป็นโรงไฟฟ้าที่บจ. ผลิตไฟฟ้าระยอง ซื้อจากกฟผ. ในปีเดียวกัน) บจ. ผลิตไฟฟ้าขนอม จัดตั้งขึ้นในปี 2538 โดยเป็นเจ้าของ และดำเนินการโรงไฟฟ้าซึ่งมีกำลังผลิต 824 เมกะวัตต์ในจังหวัดนครศรีธรรมราช (โดยกฟผ. ขายโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่บจ. ผลิต ไฟฟ้าขนอม) อนึ่ง บมจ. ผลิตไฟฟ้า นับเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายแรกของประเทศไทย แต่ไม่จัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนราย ใหญ่เนื่องจากมิได้จัดตั้งขึ้นตามโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง

บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จัดตั้งขึ้นในเดือนมีนาคม 2543 โดยเป็นบริษัทย่อยที่กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด ต่อมาใน เดือนตุลาคม 2543 บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง ดำเนินการเสนอขายหุ้นให้แก่ประชาชนทั่วไปและนำหุ้นเข้าเป็นหลักทรัพย์จด ทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง โดยบจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรี (RGCO) (ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบมจ. ผลิต ไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง) ดำเนินการซื้อโรงไฟฟ้าซึ่งมีกำลังผลิต 3,645 เมกะวัตต์ รวมทั้งทรัพย์สินอื่น ๆ ทั้งหมดของโรงไฟฟ้าราชบุรีจาก กฟผ. ในระหว่างปี 2543 ถึง 2545 ปัจจุบันผู้ถือหุ้นของบมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง ได้แก่ กฟผ. (ถือหุ้นประมาณร้อยละ 45) กลุ่ม

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

บ้านปู (ถือหุ้นประมาณร้อยละ 15) กองทุนสำรองเลี้ยงชีพของกฟผ. นักลงทุนประเภทสถาบัน และประชาชนทั่วไป บจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรี มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับกฟผ. รองรับกำลังการผลิตทั้งหมด

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ในปี 2535 ตามนโยบายการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในอุตสาหกรรมพลังงานมากขึ้น รัฐบาลได้ริเริ่มโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP Program) โดยกำหนดให้กฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนซึ่งดำเนินการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียน (เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ ความร้อนใต้พิภพ หรือกากหรือเศษวัสดุจากการเกษตร เป็นต้น) หรือดำเนินการโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) แต่เดิมกฟผ. สามารถซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายได้ไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ โดยปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่กฟผ. สามารถซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรวมแล้วต้องไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ ต่อมาได้มีการแก้ไขปริมาณไฟฟ้าที่กฟผ. สามารถซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กดังกล่าวเป็น 90 เมกะวัตต์ต่อราย แต่รวมแล้วไม่เกิน 3,200 เมกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม ตามข้อมูลของสนพ. ณ เดือนกรกฎาคม 2547 มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรวมทั้งสิ้น 67 รายซึ่งได้จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Grid) ของกฟผ. ในจำนวนนี้ 32 รายทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm ซึ่งมีหน้าที่ในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า (Firm Obligation) โดยมีการกำหนดกำลังผลิตตามสัญญาและกำหนดให้จำหน่ายไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 7,008 ชั่วโมงต่อปี สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนต้องจำหน่ายไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 4,672 ชั่วโมงต่อปี กำลังผลิตรวมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm เท่ากับ 3,130 เมกะวัตต์ โดยเป็นไฟฟ้าที่จะต้องจำหน่ายให้แก่กฟผ. จำนวน 1,916 เมกะวัตต์ตามสัญญา

ตามข้อมูลกำลังผลิตของบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 กำลังผลิตของบริษัทคิดเป็นประมาณร้อยละ 31 ของกำลังผลิตรวมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และคิดเป็นประมาณร้อยละ 31 ของยอดขายที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจำหน่ายให้แก่กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm

ผู้จำหน่ายไฟฟ้า

การจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศไทยดำเนินการโดยรัฐวิสาหกิจ 2 แห่ง อันได้แก่ กฟน. และกฟภ. ในรอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 ไฟฟ้าที่จำหน่ายโดยกฟน. และกฟภ. คิดเป็นประมาณร้อยละ 98 ของยอดขายไฟฟ้าของกฟผ. อนึ่ง กฟผ. จำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่บางราย ซึ่งโดยหลักจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมและผู้จำหน่ายไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนยังมีเครือข่ายส่งไฟฟ้าของตนเองเพื่อส่งไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรง

กฟน.

กฟน. ก่อตั้งขึ้นในปี 2501 เป็นรัฐวิสาหกิจซึ่งรับผิดชอบในการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ได้แก่ กรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และสมุทรปราการ โดยจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ประชากรประมาณร้อยละ 12.3 ของจำนวนประชากรทั้งหมดของประเทศ กฟน. ซื้อไฟฟ้าเกือบทั้งหมดจากกฟผ. นอกจากนี้ รัฐบาลได้ประกาศแนวนโยบายที่จะดำเนินการแปลงสภาพและแปรรูปกฟน.

ในรอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 กฟน. มีระบบจัดส่งและจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้ามีความยาวประมาณ 1,317 วงจรกิโลเมตร สายไฟฟ้าแรงดันสูงมีความยาวประมาณ 13,317 วงจรกิโลเมตร และสายไฟฟ้าแรงดันต่ำมีความยาวประมาณ 23,414 วงจรกิโลเมตร

กฟภ.

กฟภ. ก่อตั้งขึ้นในปี 2503 เป็นรัฐวิสาหกิจซึ่งรับผิดชอบในการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยและลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตจังหวัดอื่น ๆ รวม 73 จังหวัด ซึ่งไม่ใช่เขตให้บริการของกฟน. โดยจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ประชากรประมาณร้อยละ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

87.7 ของจำนวนประชากรทั้งหมดของประเทศ โดยกฟผ. ซื้อไฟฟ้าเกือบทั้งหมดจากกฟผ. นอกจากนี้ รัฐบาลได้ประกาศนโยบายที่จะดำเนินการแปลงสภาพและแปรรูปกฟผ.

ในรอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 กฟผ. มีระบบเครือข่ายการจัดส่งและจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้ามีความยาวประมาณ 6,079 วงจรกิโลเมตร สายไฟฟ้าแรงดันสูงมีความยาวประมาณ 260,714 วงจรกิโลเมตร และสายไฟฟ้าแรงดันต่ำมีความยาวประมาณ 368,507 วงจรกิโลเมตร

ในเบื้องต้น กฟผ. และกฟภ. อยู่ในสังกัดกระทรวงมหาดไทย ต่อมากฟผ. และกฟภ. ถูกโอนมาอยู่ในสังกัดกระทรวงพลังงานตามพระราชบัญญัติปรับปรุง กระทรวง ทบวง กรม พ.ศ. 2545

3.4.4 แหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

แหล่งพลังงานสำคัญที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน พลังน้ำ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล และพลังงานทดแทนอื่น ๆ เช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ ลม และความร้อนใต้พิภพ เป็นต้น ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ประเภทของเชื้อเพลิง	ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิต (กิกะวัตต์ชั่วโมง)	ร้อยละ
แหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า		
ก๊าซธรรมชาติ	83,500	71.6
ถ่านหิน	19,660	16.9
พลังน้ำ	10,180	8.7
น้ำมันเตา	2,150	1.8
น้ำมันดีเซล	45	0.0
พลังงานทดแทนและอื่น ๆ	1,208	1.0
รวม	116,743	100.0

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547

ไฟฟ้าส่วนใหญ่ในประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินลิกไนต์ซึ่งมีแหล่งผลิตในประเทศเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต

โรงไฟฟ้าซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าได้ประมาณร้อยละ 71.6 ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตเพื่อใช้ในประเทศในปี 2546 มีการประมาณการว่าในปี 2546 ประเทศไทยมีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองประมาณ 13.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีการผลิตได้วันละ 2,106 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2546 มีการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 545 ล้านลูกบาศก์ฟุตจากแหล่งบงกตซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ที่สุดของประเทศไทยตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย (400 ไมล์ไปทางใต้ของกรุงเทพมหานคร) โดยบริษัทผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติรายใหญ่ของประเทศ ได้แก่ ยูโนแคล เซฟรอนเท็กซากโก และบมจ. ปตท. สำรองและผลิต ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบมจ. ปตท. บมจ. ปตท. ซึ่งมีรัฐเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ เป็นผู้จัดส่งก๊าซธรรมชาติรายใหญ่ของประเทศและเป็นเจ้าของโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศแต่เพียงผู้เดียว โดยบมจ.ปตท. ได้ผลผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย แหล่งก๊าซธรรมชาติใต้ดินที่แหล่งน้ำพองในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศ และแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวมะตะมะในประเทศพม่า (Myanmar) กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบางราย และโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกันซึ่งไม่ใช่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซื้อก๊าซธรรมชาติจากบมจ. ปตท. ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติหลักซึ่งกำหนดปริมาณขั้นต่ำที่ผู้ซื้อจะต้องซื้อต่อปี ทั้งนี้ ในปีงบประมาณ 2546 มีการซื้อก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าจำนวนทั้งสิ้น 1,624 ล้านลูกบาศก์ฟุต

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นประมาณร้อยละ 16.9 ของกำลังผลิตรวมในประเทศในปีงบประมาณ 2546 กฟผ. ได้รับสัมปทานในการขุดถ่านหินลิกไนต์จากเหมืองลิกไนต์ที่อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง โดยกฟผ. ใช้ถ่านหินลิกไนต์ที่ขุดได้ดังกล่าวในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ซึ่งมีกำลังผลิต 2,400 เมกะวัตต์ ในเดือนกรกฎาคม 2547 มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจำนวน 4 ราย มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 392 เมกะวัตต์ และกำลังผลิตที่มีตามสัญญากับกฟผ. รวม 196 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจำนวน 4 ราย มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 476 เมกะวัตต์ และกำลังผลิตที่มีตามสัญญากับกฟผ. รวม 235 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงผสมในการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังน้ำผลิตไฟฟ้าคิดเป็นประมาณร้อยละ 8.7 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศในปีงบประมาณ 2546 โดยกฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบดูแลอ่างเก็บน้ำและพิจารณากำหนดการปล่อยน้ำสู่โรงไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า ซึ่งอ่างเก็บน้ำดังกล่าวยังใช้ประโยชน์ในการบรรเทาอุทกภัยและการชลประทานได้อีกด้วย กรมชลประทานมีหน้าที่รับผิดชอบในการกำหนดปริมาณน้ำและกำหนดเวลาในการปล่อยน้ำผ่านเขื่อนต่าง ๆ ในประเทศไทย โดยจะพิจารณาถึงความจำเป็นของการชลประทานได้เขื่อน ฤดูแล้ง ปริมาณน้ำฝน และความต้องการใช้น้ำในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีจำนวน 10,180 กิกะวัตต์ชั่วโมงในปีงบประมาณ 2546 โดยในจำนวนนี้ 2,438 กิกะวัตต์ชั่วโมงมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาว

3.4.5 โครงสร้างการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

นับตั้งแต่ปี 2535 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (“กพข.”) และสำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ (“สพข.”) ในฐานะเลขานุการของกพข. เป็นหน่วยงานหลักของรัฐบาลซึ่งรับผิดชอบในการกำหนดและดำเนินการให้เป็นไปตามนโยบายพลังงานและกำกับดูแลกิจการพลังงานของประเทศ โดยกพข. มีหน้าที่หลักในการให้คำแนะนำเกี่ยวกับนโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรีและกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับการจำหน่ายพลังงานในประเทศ ทั้งนี้ กพข. ประกอบด้วย นายกรัฐมนตรี รัฐมนตรี และข้าราชการชั้นผู้ใหญ่จากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ส่วนสพข. เป็นหน่วยงานหลักในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของประเทศ โดยในเบื้องต้น สพข. เคยเป็นหน่วยงานเลขานุการของกพข. แต่ปัจจุบันได้เปลี่ยนชื่อเป็น “สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน” หรือ “สนพ.” และโอนไปอยู่ภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงานในปี 2545

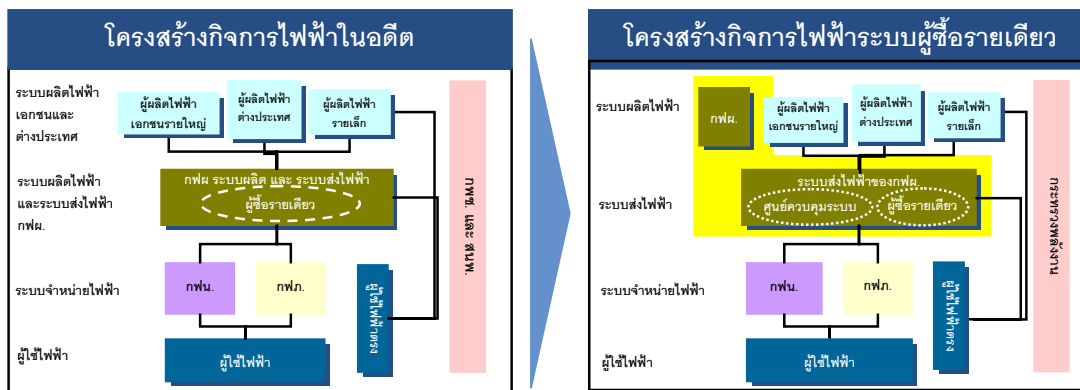
กระทรวงพลังงานเป็นผู้รับผิดชอบในการกำหนดนโยบายพลังงานตามที่ได้หารือกับกพข. และกำกับดูแลกิจการพลังงานโดยผ่านสนพ. ทั้งนี้ ส่วนราชการที่สังกัดกระทรวงพลังงาน ประกอบด้วย สำนักงานรัฐมนตรี สำนักงานปลัดกระทรวง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และสนพ. กระทรวงพลังงานมีหน้าที่ในการกำหนดให้คำแนะนำ และกำกับดูแลการดำเนินการตามแนวนโยบายเกี่ยวกับความต้องการพลังงานของประเทศในปัจจุบันและอนาคต โดยนโยบายด้านพลังงานดังกล่าวรวมถึงการบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติโดยให้สัมปทานในการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานยังมีหน้าที่ในการกำหนดนโยบายในการปรับโครงสร้างกิจการพลังงานของประเทศ

3.4.6 พัฒนาการล่าสุดของโครงสร้างกิจการไฟฟ้า

ในเดือนสิงหาคม 2546 กระทรวงพลังงานได้แจ้งบริษัทที่ปรึกษาภายนอกให้ทำการศึกษาและให้คำแนะนำแก่รัฐบาลเกี่ยวกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศที่เหมาะสมในอนาคต และจากคำแนะนำของบริษัทที่ปรึกษาคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 มีมติเห็นชอบให้ปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศเป็นระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyers Model หรือ ESB)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

แผนภูมิข้างล่างนี้แสดงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในอดีตและโครงสร้างกิจการไฟฟ้าระบบผู้ซื้อรายเดียว



ภายใต้ระบบผู้ซื้อรายเดียว นอกจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนตามโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่สามารถขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอุตสาหกรรมแล้ว กฟผ. ยังคงทำหน้าที่เป็นผู้ซื้อไฟฟ้า ผู้ส่งไฟฟ้า และผู้ขายส่งไฟฟ้าหลักในประเทศ ในขณะที่ กฟน. และ กฟภ. ยังคงทำหน้าที่เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวงและในเขตภูมิภาคตามลำดับแต่เพียงผู้เดียว ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงที่สำคัญจากโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเดิมสามารถสรุปได้ดังนี้

การแบ่งแยกระบบบัญชี (Accounting Separation)

ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าระบบผู้ซื้อรายเดียวและเพื่อวัตถุประสงค์ในการรายงานต่อกระทรวงพลังงาน กฟผ. กฟน. และ กฟภ. จะต้องดำเนินการแบ่งแยกระบบบัญชีของแต่ละหน่วยธุรกิจ เพื่อให้กระทรวงพลังงานสามารถควบคุมตรวจสอบการดำเนินการของแต่ละหน่วยธุรกิจได้ ทั้งนี้ เพื่อให้มั่นใจว่าการผลิต ส่ง และจำหน่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

การควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operation Monitoring)

ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าระบบผู้ซื้อรายเดียว กฟผ. จะยังคงทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้า ในขณะเดียวกัน กฟผ. ยังมีหน้าที่ในการเก็บข้อมูลและรายงานข้อมูลเพื่อให้กระทรวงพลังงานสามารถตรวจสอบความสามารถในการดำเนินงานของ กฟผ. ในส่วนของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ เพื่อให้มั่นใจว่าหลังจากที่ กฟผ. แปลงสภาพเป็นบริษัทมหาชนจำกัดแล้ว การผลิตและส่งไฟฟ้าของประเทศจะดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีประสิทธิภาพสูงสุด

การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต

การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคตบางส่วนอาจกระทำโดยการประมูลแข่งขัน (Competitive Bidding) ซึ่งจะจัดทำโดยกระทรวงพลังงานจนกว่าจะมีการจัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลใหม่ขึ้น กระบวนการจัดสรรนี้มีเป้าหมายเพื่อให้ได้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระดับต่ำสุดและเพื่อให้เอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า โดยคาดว่าจะการประมูลแข่งขันเพื่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่จะมีขึ้นอย่างรวดเร็วที่สุดภายในปี 2548 และคาดว่าโรงไฟฟ้าแห่งใหม่จะเริ่มผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ภายในปี 2554

หน่วยงานกำกับดูแล (Regulatory Body)

เพื่อให้การกำหนดและการดำเนินนโยบายเกี่ยวกับกิจการไฟฟ้าและพลังงานของประเทศมีความสอดคล้องและเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ รัฐบาลได้จัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลซึ่งจะทำหน้าที่ควบคุมดูแลการประกอบกิจการของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า กำหนดอัตราค่าไฟฟ้า ติดตามตรวจสอบ และวางแผนความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศเพื่อให้มีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.4.7 อัตราค่าไฟฟ้า

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศกำหนดโดยสนพ. ภายใต้การพิจารณาอนุมัติของคณะกรรมการในอดีตร่างอัตราค่าไฟฟ้าจะถูกทบทวนทุก ๆ 3 ถึง 5 ปี และอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันประกอบด้วยปัจจัยหลายประการ ซึ่งรวมถึงค่าคงที่และค่าผันแปร ค่าคงที่หรือค่าไฟฟ้าฐานจะมีค่าเท่าเดิมตลอดเวลาที่โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ามีผลใช้บังคับขณะที่ค่าผันแปรได้อาจถูกปรับเปลี่ยนทุก ๆ 4 เดือน อัตราค่าไฟฟ้ามีหลายประเภท ได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (Wholesale Tariff) ที่กฟผ. เรียกเก็บจากกฟน. และกฟภ. และอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกซึ่งเรียกเก็บโดยกฟน. และกฟภ. จากลูกค้า (Retail Tariff)

นอกจากนี้ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ายังประกอบด้วยปัจจัยต่าง ๆ หลายประการ ได้แก่ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน (Capital Expenditure) ของกฟผ. กฟน. และกฟภ. และปัจจัยอื่น ๆ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันกำหนดไว้เพื่อให้กฟผ. กฟน. และกฟภ. สามารถดำรงอัตราส่วนทางการเงินที่กำหนดไว้ได้ โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งใช้มาตั้งแต่ปี 2533 นั้นประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐานซึ่งมี 2 อัตรา คือ อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก และค่าไฟฟ้าตัวแปรซึ่งบวกเพิ่มเข้ากับค่าไฟฟ้าฐาน โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประกอบด้วย

- อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (Wholesale Tariff) เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ใช้ในการจัดเก็บจากหน่วยงานที่ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้า 2 แห่งได้แก่ กฟน. และกฟภ.
- อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (Retail Tariff) ในอัตราต่าง ๆ เป็นอัตราที่กฟน. และกฟภ. ใช้ในการจัดเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ และกฟผ. ใช้ในการจัดเก็บจากผู้ซื้อไฟฟ้าโดยตรง
- อัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าเอฟที

อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariff) เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่มีผลใช้บังคับเท่ากับระยะเวลาที่โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ามีผลใช้บังคับ ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าเอฟทีมีการพิจารณาปรับทุก ๆ 4 เดือน เพื่อปรับให้อัตราค่าไฟฟ้ารวมสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิง ค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราที่มีผลกระทบต่อกฟผ. กฟน. และกฟภ. อัตราเงินเฟ้อ และปัจจัยอื่น ๆ ค่าเอฟทีที่ปรับใหม่ถูกกำหนดให้นำไปรวมกับอัตราค่าไฟฟ้าฐานใน 4 เดือนถัดไปเพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้ามีอัตราค่อนข้างคงที่สำหรับผู้ซื้อไฟฟ้า

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติซึ่งมีการพิจารณาปรับทุก ๆ 4 เดือนนั้น มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$F_t = FAC + FX + \Delta NF + DC + AF$$

โดยที่

- | | |
|----------------|---|
| FAC | หมายถึง ส่วนต่างระหว่างค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศตามที่กำหนดไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (ปี 2542 ถึง 2545) ของกฟผ. กับค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP และ SPP) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศที่เกิดขึ้นจริง |
| FX | หมายถึง ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศต่อภาระการชำระหนี้ของกฟผ. (40-45 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ) |
| Δ in NF | หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่เปลี่ยนแปลงไปอันเนื่องมาจากดัชนีราคาผู้บริโภค และยอดขายไฟฟ้าของกฟผ. กฟน. และกฟภ. แตกต่างไปจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า |
| DC | หมายถึง ผลต่างระหว่างประมาณการรายได้กับรายได้ที่เกิดขึ้นจริงตามปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย |

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

AF หมายถึง ค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่าเอฟทีที่คำนวณได้กับค่าเอฟทีที่ใช้เรียกเก็บจริง

สูตรในการคำนวณค่าเอฟทีที่กล่าวมาข้างต้นใช้ในการคำนวณค่าเอฟทีสำหรับธุรกิจการผลิตและส่งไฟฟ้าของกฟผ. และธุรกิจการจำหน่ายไฟฟ้าของกฟน. และกฟภ. ด้วยเช่นกัน ค่าเอฟทีที่กำหนดสำหรับเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า (ผ่านกฟน. และกฟภ.) เป็นค่าเอฟทีรวมของหน่วยงานทั้ง 3 แห่ง

ตารางต่อไปนี้จะแสดงรายละเอียดของการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติตั้งแต่เดือนตุลาคม 2543 สำหรับระยะเวลาที่ระบุไว้

ระยะเวลา	ค่าเอฟทีในการผลิตไฟฟ้าของกฟผ.	ค่าเอฟทีในการส่งไฟฟ้าของกฟผ.	ค่าเอฟทีในการจำหน่ายไฟฟ้าของกฟน. และกฟภ. (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าเอฟทีรวม	การเปลี่ยนแปลงของค่าเอฟที (สตางค์/กิโลวัตต์ชั่วโมง)
เดือนตุลาคม 2543 ถึงมกราคม 2544	-	-	-	0.0000	-
เดือนกุมภาพันธ์ถึงพฤษภาคม 2544	+0.2475	+0.0059	-0.0090	0.2444	+0.2444
เดือนมิถุนายนถึงกันยายน 2544	+0.2879	-0.0018	-0.0148	0.2713	+0.0269
เดือนตุลาคม 2544 ถึงมกราคม 2545	+0.2588	+0.0015	-0.0326	0.2277	-0.0436
เดือนกุมภาพันธ์ถึงพฤษภาคม 2545	+0.2811	-0.0102	-0.0514	0.2195	-0.0082
เดือนมิถุนายนถึงกันยายน 2545	+0.2564	-0.0112	-0.0257	0.2195	-
เดือนตุลาคม 2545 ถึงมกราคม 2546	+0.2743	-0.0176	-0.0372	0.2195	-
เดือนกุมภาพันธ์ถึงพฤษภาคม 2546	+0.3317	-0.0229	-0.0476	0.2612	+0.0417
เดือนมิถุนายนถึงกันยายน 2546	+0.3204	-0.0196	-0.0396	0.2612	-
เดือนตุลาคม 2546 ถึงมกราคม 2547	+0.3095	-0.0192	-0.0291	0.2612	-
เดือนกุมภาพันธ์ถึงพฤษภาคม 2547	+0.4589	-0.0257	-0.0504	0.3828	+0.1216
เดือนมิถุนายนถึงกันยายน 2547	+0.4535	-0.0255	-0.0452	0.3828	-
เดือนตุลาคม 2547 ถึงมกราคม 2548	+0.4982	-0.0211	-0.0443	0.4328	+0.0500
เดือนกุมภาพันธ์ถึงพฤษภาคม 2548	+0.5035	-0.0241	-0.0466	0.4328	-

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ในรอบระยะเวลา 12 เดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2547 ค่าเอฟทีเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วงระหว่าง 0.2612 บาทต่อกิโลวัตต์ ถึง 0.3828 บาทต่อกิโลวัตต์ คิดเป็นค่าเอฟทีเฉลี่ย 0.3423 บาทต่อกิโลวัตต์ เปรียบเทียบกับค่าเอฟทีเฉลี่ย 0.2473 บาทต่อกิโลวัตต์ในรอบระยะเวลา 12 เดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 การเพิ่มขึ้นของค่าเอฟทีในปี 2547 มีสาเหตุหลักเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งในเดือนตุลาคม 2547 รัฐบาลอนุมัติให้เพิ่มค่าเอฟทีอีก 0.05 บาท เพื่อชดเชยราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้นให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 ราคาไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย (รวมค่าเอฟทีส่วนของกฟผ.) เท่ากับ 2.18 บาทต่อกิโลวัตต์ ขณะที่ราคาไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย (รวมค่าเอฟทีส่วนของกฟน. และกฟภ.) ในช่วงเวลาเดียวกันเท่ากับ 2.68 บาทต่อกิโลวัตต์

โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้าของบริษัทในข้อ 3.5 - อัตราค่าไฟฟ้าของบริษัท

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.4.8 การส่งไฟฟ้าเข้าระบบ

กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของประเทศ จะเป็นผู้กำหนดปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายสามารถจัดส่งเข้าระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. โดยจะพิจารณาจากต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง รวมทั้งปัจจัยอื่น ๆ อาทิเช่น ปัจจัยด้านกฎหมาย สิ่งแวดล้อม ความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า เป็นต้น

ในเดือนธันวาคม 2546 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบให้คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าทำหน้าที่ตรวจสอบการดำเนินการของกฟผ.

3.4.9 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ในอดีตที่ผ่านมา กฟผ. ได้ให้ความช่วยเหลือแก่รัฐบาลในการวางแผนและพัฒนาโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้มั่นใจว่ามีการผลิตไฟฟ้าในปริมาณที่เพียงพอต่อความต้องการ ในราคาที่เหมาะสม และไม่เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม กฟผ. ได้กำหนดแผนระยะยาวเกี่ยวกับการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan หรือ PDP) ของประเทศในระยะเวลา 10 ถึง 15 ปี โดยแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้างดงามจัดทำขึ้นโดยใช้ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งมีการแก้ไขเป็นครั้งคราวเพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจ สังคม และค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามที่คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจะได้แจ้งให้กฟผ. ทราบ

ในเดือนเมษายน 2546 คณะกรรมการของกฟผ. ได้อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2546 (PDP 2003) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าจริงสูงกว่าค่าพยากรณ์ที่ใช้เป็นข้อมูลในการจัดเตรียมแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าอยู่มาก (กล่าวคือเพิ่มขึ้นกว่าปี 2545 ประมาณร้อยละ 8.6) กฟผ. แก้ไขและจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับแก้ไขปี 2546 ซึ่งได้รับการอนุมัติโดยคณะกรรมการของกฟผ. เมื่อเดือนธันวาคม 2546 อนึ่ง ถึงแม้จะได้มีการจัดทำแผนฉบับแก้ไขแล้ว คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้ปรับปรุงค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าใหม่ในเดือนมกราคม 2547 ซึ่งพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าไว้สูงกว่าค่าที่มีการเปลี่ยนแปลงแล้วในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับแก้ไขปี 2546 ทำให้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 ซึ่งได้รับการอนุมัติจากคณะกรรมการของกฟผ. เมื่อเดือนพฤษภาคม 2547 และคณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบในเดือนสิงหาคม 2547

ข้อสรุปและข้อเสนอแนะของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงในรอบปีงบประมาณ 2546 (สิ้นสุด ณ วันที่ 30 กันยายน 2546) เท่ากับ 18,121 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าที่ประกาศโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในเดือนสิงหาคม 2545 278 เมกะวัตต์ เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายกระตุ้นการเติบโตของเศรษฐกิจของประเทศ กฟผ. จึงระบุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ว่าความต้องการพลังไฟฟ้าหลังปี 2546 มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นสูงกว่าอัตราที่คาดการณ์ไว้ ดังนั้น รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำในเดือนมกราคม 2547 ซึ่งใช้สมมติฐานกรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลางจึงคาดการณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าว่าจะเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยในอัตราร้อยละ 7.5 ต่อปีในระหว่างปี 2547 ถึง 2551 ในอัตราร้อยละ 6.8 ต่อปีในระหว่างปี 2552 ถึง 2556 และในอัตราร้อยละ 6.4 ต่อปีในระหว่างปี 2557 ถึง 2558 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในปี 2558 เท่ากับประมาณ 40,978 เมกะวัตต์หรือสูงกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในปี 2545 ประมาณ 4,224 เมกะวัตต์

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ยังได้กำหนดกำลังผลิตสำรอง (Minimum Reserve Margin) ที่เหมาะสมกับประเทศไทย เพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการประเมินอุปสงค์และอุปทานของไฟฟ้า ทั้งนี้ กำลังผลิตสำรองคำนวณจากส่วนต่างระหว่างความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดกับกำลังผลิตรวมของระบบโดยคิดเป็นอัตราร้อยละของกำลังผลิตรวม โดยกฟผ. มีหน้าที่ติดตามตรวจสอบค่ากำลังผลิตสำรอง ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 กำลังผลิตรวมของระบบคำนวณจากกำลังผลิตติดตั้งของกฟผ. รวมกับกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตในประเทศเพื่อนบ้าน ตามปกติการลดลงของกำลังผลิตสำรอง

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

แสดงความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งและบ่งชี้ถึงแนวโน้มการขยายตัวของความต้องการไฟฟ้าในประเทศ กำลังผลิตสำรองในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ตามที่กฟผ. เสนอ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 กฟผ. ได้กำหนดสูตรการประมาณการความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (“Peak-cut” Load Forecast) เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายของกระทรวงพลังงานในการส่งเสริมประสิทธิภาพของระบบและลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนระยะสั้นในโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ จากวิธีการประมาณการความต้องการไฟฟ้าสูงสุดนี้สันนิษฐานว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดตามสมมติฐานกรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง 500 เมกะวัตต์ ตารางต่อไปนี้แสดงความต้องการพลังไฟฟ้า กำลังผลิตสำรอง และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามที่ระบุในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ซึ่งคำนวณสูตรการประมาณการจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Cut Basis)

การพยากรณ์กำลังผลิตสำรองและความต้องการพลังไฟฟ้า				
ปี	ความต้องการ พลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ความต้องการ พลังไฟฟ้ารวม (กิกะวัตต์ชั่วโมง)	กำลังผลิตสำรอง (ร้อยละ)	ค่าพยากรณ์ กำลังผลิตเพิ่มขึ้น
2548	21,143	136,784	19.9	20
2549	22,238	147,656	13.7	-
2550	23,844	158,211	15.3	2,210
2551	25,548	169,279	15.5	2,100
2552	27,352	180,941	15.9	1,400
2553	29,308	193,529	14.3	1,095
2554	31,344	206,673	14.4	2,940
2555	33,445	220,252	15.3	2,205
2556	35,673	234,671	14.3	2,205
2557	38,015	249,842	14.6	2,940
2558	40,478	265,787	14.2	2,940

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 มีสาระสำคัญสรุปได้ดังต่อไปนี้

ภาคใต้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแห่งใหม่มีกำลังผลิต 700 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ในจังหวัดสงขลา จะเชื่อมต่อเข้าระบบไฟฟ้าภายในปี 2551 เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคใต้
- การก่อสร้างและติดตั้งระบบสายส่งแรงดัน 230 กิโลโวลต์ บางสะพาน – สุราษฎร์ธานี จะแล้วเสร็จภายในปี 2550 เพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าจากภูมิภาคตอนบนซึ่งจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ได้รับไฟฟ้าในอัตราที่ถูกลง

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

- การปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าแรงดัน 230 กิโลโวลต์ ลำตะคอง – นครราชสีมา 2 จะแล้วเสร็จในปี 2550 ซึ่งคาดว่าจะช่วยลดภาวะขาดแคลนไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือลงได้เนื่องจากโรงไฟฟ้าในแถบนี้ขาดแคลนก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- ไฟฟ้าที่ซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โครงการน้ำเทิน 2 จากประเทศลาวจะเชื่อมโยงเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ. ภายในในปี 2552 เมื่อโรงไฟฟ้าจะเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์และการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าขนาด 500 กิโลโวลต์จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงร้อยเอ็ด 2 ไปยังชายแดนประเทศไทยกับประเทศลาวแล้วเสร็จ

- การก่อสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 กิโลโวลต์ ท่าตะโก ชัยภูมิ อุดรธานี จะแล้วเสร็จภายในปี 2554

การพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ. ทั้งหมด

นอกจากปัจจัยที่ได้กล่าวมาทั้งหมดข้างต้นแล้ว แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของกฟผ. สรุปได้ ดังนี้

- ซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากบจ. กัลป์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำนวน 700 เมกะวัตต์ภายในเดือนมีนาคม 2550
- ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง เพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเหล่านี้เข้าสู่ระบบภายในปี 2552 2552 และ 2553 ตามลำดับ โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจะมีกำลังผลิตราว 700 ถึง 800 เมกะวัตต์ ขึ้นอยู่กับสภาวะตลาดและเทคโนโลยีที่ใช้ในการก่อสร้างในระยะเวลาที่มีการเปิดประมูลโครงการ

- ก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ 18 แห่ง คิดเป็นกำลังผลิตรวม 12,600 เมกะวัตต์ โดยในเบื้องต้นคาดว่าจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งใหม่และคาดว่าจะจัดส่งไฟฟ้าเข้าระบบได้ระหว่างปี 2554 ถึง 2558 อย่างไรก็ตาม หากราคาก๊าซธรรมชาติมีความผันผวนมากในอนาคตหรือการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักมากเกินไปจะส่งผลกระทบต่อระบบหรือโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า กฟผ. อาจพิจารณาแนวทางอื่น เช่น การนำเข้าถ่านหินหรือการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน ทั้งนี้ กฟผ. ควรได้รับสิทธิในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ซึ่งมีกำลังผลิตรวมหนึ่งแห่งของกำลังผลิตรวมข้างต้นด้วยต้นทุนการก่อสร้างที่แข่งขันกับเอกชนได้เพื่อให้สามารถควบคุมตรวจสอบราคาไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ อันจะเป็นประโยชน์แก่กับประชาชนรวมทั้งกิจการไฟฟ้าโดยรวม

- ติดตั้งกำลังผลิต 630 เมกะวัตต์จากพลังงานทดแทนระหว่างปี 2554 ถึง 2558 เพื่อให้สอดคล้องกับการประชุมเชิงปฏิบัติการยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ 1 (First Energy Strategy for Competitiveness Workshop) ซึ่งจัดขึ้นเมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2546 โดยนโยบายกำหนดให้การผลิตไฟฟ้านับตั้งแต่ปี 2554 เป็นต้นไปใช้พลังงานทดแทนในอัตราร้อยละ 5 ของกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมด

- ปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอายุการใช้งานมาก ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิรินธร โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำพุง และโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแก่งกระจาน

- โครงการขยายระบบส่งระยะที่ 2 สำหรับกรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นโครงการต่อเนื่องจากโครงการระยะที่ 1 เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าจาก 230 กิโลโวลต์ เป็น 500 กิโลโวลต์ โดยคาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จจะระหว่างปี 2551 ถึง 2558

- ปรับปรุงและพัฒนาระบบส่งในเขตภูมิภาคเพื่อความมั่นคงของระบบ โดยโครงการขยายระบบส่งระยะที่ 11 ถึง 14 จะก่อสร้างและแล้วเสร็จจะระหว่างปี 2551 ถึง 2558

นอกจากนี้ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547 ยังรวมข้อเสนอเกี่ยวกับแผนการลงทุน (Capital Investment Plan) จนถึงปี 2558 โดยเป็นแผนการจัดสรรค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนก่อสร้างและดำเนินการโรงไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าโดย กฟผ. รวมทั้งการก่อสร้างและดำเนินการโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ที่ยังมิได้กำหนดว่าผู้ใดจะเป็นผู้ดำเนินการ

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ตารางต่อไปนี้แสดงประมาณการการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547

ประมาณการการเพิ่มกำลังผลิต				
รอบปีบัญชี	ดำเนินการโดย กฟผ.	ดำเนินการโดย IPP SPP และ ซื้อจากประเทศอื่น	ยังไม่จัดสรร	โรงงานที่ปิด
2548	-	20	-	-
2549	-	-	-	-
2550	-	2,210	-	-
2551	700	2,100	-	-
2552	1,400	-	-	-
2553	700	1,095	-	-
2554	-	-	2,940	(75)
2555	-	-	2,205	-
2556	-	-	2,205	-
2557	-	-	2,940	-
2558	-	-	2,940	(400)

ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2547

3.5 อัตราค่าไฟฟ้าของบริษัท

3.5.1 การกำหนดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

การกำหนดค่าไฟฟ้าที่บริษัทจัดส่งให้กับกฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ โอพีพี สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วน คือ ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าอุปกรณ์เพิ่มเติม (Added Facility Charge)

- **ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment)**

ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าที่บริษัทได้รับตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. โกลว์ โอพีพี คำนวณจากค่าเครดิตความพร้อมจ่ายพื้นฐาน (Base Availability Credit) มีหน่วยเป็นบาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง คูณกับพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริง (Dependable Contracted Capacity) (ซึ่งคือกำลังผลิตสูงสุดต่อเนื่องสุทธิเป็นเมกะวัตต์ (Maximum Continuous Net Generating Capacity) มีค่าสูงสุดเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญา) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าอาจถูกปรับลดลงได้หากปริมาณความพร้อมจ่ายลดลงและการแจ้งภายในระยะเวลาดังนั้น (Short Notice) ถึงกำลังผลิตที่ลดลงและไม่สามารถเดินเครื่องได้ ในกรณีต้องเพิ่มกำลังผลิตเป็นการชั่วคราวตามคำร้องขอของกฟผ. อาจมีการเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าได้

ค่าเครดิตความพร้อมจ่ายพื้นฐาน สำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ m ในปีสัญญา n ตามสัญญา มีหน่วยเป็นบาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง โดยคำนวณตามสูตรดังนี้

$$BAC_{nm} = (APR_{nm} * 1000) / CAH_n$$

โดยที่

APR_{nm} หมายถึง อัตราค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าสำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ในปีสัญญาที่ n มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ โดยคำนวณตามสูตรข้างล่างนี้

CAH_n หมายถึง ชั่วโมงที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสัญญาในปีสัญญาที่ n

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

อัตราค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$APR_{nm} = APR_{1nm} + APR_{2nm}$$

โดยที่

APR_{1nm} หมายถึง อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ปรับให้ตามต้นทุนพลังไฟฟ้าทั้งหมด (Adjusted Availability Payment Rate Related to All Capacity Costs) (ยกเว้นต้นทุนคงที่ในการดำเนินงานและซ่อมบำรุง) สำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ในปีสัญญาที่ n มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ โดยคำนวณตามสูตรข้างล่างนี้

APR_{2nm} หมายถึง อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ปรับให้ตามต้นทุนคงที่ในการดำเนินงานและซ่อมบำรุงสำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ในปีสัญญาที่ n มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์ โดยคำนวณตามสูตรข้างล่างนี้

สูตรการคำนวณค่า APR_{1nm} สำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ในปีสัญญาที่ n เป็นดังนี้

$$APR_{1nm} = [APR_{1n} * (FX_{nm} / 27) * 0.90] + [APR_{1n} * 0.10]$$

โดยที่

APR_{1n} หมายถึง อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ไม่ได้ปรับตามต้นทุนพลังไฟฟ้า (Unadjusted Availability Payment Rate Related to Capacity Costs) สำหรับปีสัญญาที่ n ตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์

FX_{nm} หมายถึง อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสำหรับวันทำการสุดท้ายของรอบระยะเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ตามที่อธิบายข้างล่างนี้ (บาทต่อเหรียญสหรัฐ) และปรับด้วยค่าแตกต่างที่เกิดจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในวันที่กฟผ. ชำระหนี้สำหรับรอบระยะเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m กับอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ nm ในวันที่จัดทำใบแจ้งหนี้

สูตรการคำนวณค่า APR_{2nm} สำหรับรอบเวลาใบแจ้งหนี้ที่ m ในปีสัญญาที่ n เป็นดังนี้

$$APR_{2nm} = [APR_{2n} * 0.65 * (FX_{nm} / 27) * (USCPI_{n-1} / USCPI_B)] + [APR_{2n} * 0.35 * (ThaiCPI_{n-1} / ThaiCPI_B)]$$

โดยที่

APR_{2n} หมายถึง อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ไม่ได้ปรับตามต้นทุนคงที่ในการดำเนินงานและซ่อมบำรุง (Unadjusted Availability Payment Rate Related to Fixed Operation and Maintenance Costs) สำหรับปีสัญญาที่ n ตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์

$ThaiCPI_{n-1}$ หมายถึง ค่าดัชนีราคาผู้บริโภคในประเทศตามที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ในเดือนตุลาคมของปีสัญญาที่ $n-1$

$ThaiCPI_B$ หมายถึง ค่าดัชนีราคาผู้บริโภคในประเทศตามที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ในเดือนมิถุนายน 2538 (ดัชนี : 82.8)

$USCPI_{n-1}$ หมายถึง ค่าดัชนีราคาผู้บริโภคสหรัฐ ตามที่ประกาศโดยสำนักสถิติแรงงาน กระทรวงแรงงานสหรัฐ (Bureau of Labor Statistics of the US Department of Labor) ในเดือนตุลาคมของปีสัญญาที่ $n-1$

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

USCPI_B หมายถึง ค่าดัชนีราคาผู้บริโภคสหรัฐ ตามที่ประกาศโดยสำนักสถิติแรงงาน กระทรวงแรงงานสหรัฐ (Bureau of Labor Statistics of the US Department of Labor) ในเดือนมิถุนายน 2538 (ดัชนี : 152.5)

ในการคำนวณค่าพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าทั้งหมด ให้ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราซึ่งกำหนดไว้ดังนี้

หากอัตราขายและอัตราซื้อที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทยต่างกันเกินกว่าร้อยละ 1.4000 ของอัตราขายในวันนั้น ให้อัตราแลกเปลี่ยนที่ใช้คำนวณในสูตรเท่ากับอัตราขายของวันนั้นคูณด้วย 0.993 และ

ในกรณีอื่นทั้งหมด ให้อัตราแลกเปลี่ยนที่ใช้คำนวณในสูตรเท่ากับอัตราเฉลี่ยปกติระหว่างอัตราขายและอัตราซื้อที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทยในวันนั้น

ตารางต่อไปนี้แสดงกำหนดการชำระค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าของบจ. โกลว์ โอฟีฟ

สัญญา ปีที่	หน่วยผลิตไฟฟ้าที่ 1			หน่วยผลิตไฟฟ้าที่ 2			AFCn
	ชั่วโมงที่สามารถ ผลิตไฟฟ้าได้ตาม สัญญา CAH	อัตราค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า ตามปีสัญญา (บาท/กิโลวัตต์)		ชั่วโมงที่สามารถ ผลิตไฟฟ้าได้ตาม สัญญา CAH	อัตราค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า ตามปีสัญญา (บาท/กิโลวัตต์)		
		APR1 _n	APR2 _n		APR1 _n	APR2 _n	บาท/เดือน
1	6,966	1,945.11	395.41	6,966	1,945.11	395.41	3,200,000
2	7,847	2,196.12	432.00	7,847	2,196.12	432.00	3,191,000
3	8,128	2,262.93	432.00	8,128	2,262.93	432.00	3,176,045
4	7,917	2,185.53	432.00	7,917	2,185.53	432.00	3,160,165
5	8,000	2,246.06	432.00	8,000	2,246.06	432.00	3,144,364
6	7,968	2,231.86	432.00	7,968	2,231.86	432.00	3,128,642
7	8,036	2,197.61	432.00	8,036	2,197.61	432.00	3,112,999
8	8,208	2,228.65	432.00	8,208	2,228.65	432.00	3,097,434
9	8,019	2,321.84	432.00	8,019	2,321.84	432.00	3,388,142
10	8,073	2,496.06	432.00	8,073	2,496.06	432.00	3,575,332
11	8,208	2,626.15	432.00	8,208	2,626.15	432.00	3,591,447
12	8,019	2,562.17	432.00	8,019	2,562.17	432.00	3,573,520
13	8,073	2,074.53	432.00	8,073	2,074.53	432.00	2,699,854
14	8,208	1,598.76	432.00	8,208	1,598.76	432.00	2,115,823
15	8,019	1,210.19	432.00	8,019	1,210.19	432.00	1,603,797
16	8,073	965.58	432.00	8,073	965.58	432.00	1,324,873
17	8,208	937.45	432.00	8,208	937.45	432.00	1,273,098
18	8,019	909.46	432.00	8,019	909.46	432.00	1,266,733
19	8,073	892.79	432.00	8,073	892.79	432.00	1,260,399
20	8,208	902.06	432.00	8,208	902.06	432.00	1,254,097
21	8,019	708.34	432.00	8,019	708.34	432.00	927,431
22	8,073	520.65	432.00	8,073	520.65	432.00	709,197
23	8,208	492.91	432.00	8,208	492.91	432.00	670,052
24	8,019	477.92	432.00	8,019	477.92	432.00	666,701
25	8,073	470.02	432.00	8,073	470.02	432.00	663,368
26	1,039	78.71	36.00	1,039	78.71	36.00	662,536

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- **ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)**

ค่าพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงแปรผัน ค่าเชื้อเพลิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะแตกต่างกัน โดยความแตกต่างดังกล่าวเป็นผลมาจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าใช้ว่าเป็นเชื้อเพลิงหลัก (ก๊าซธรรมชาติ) หรือเชื้อเพลิงรอง (น้ำมันดีเซล) อนึ่ง การกำหนดอัตราค่าเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel Rate) และอัตราค่าเชื้อเพลิงรอง (Secondary Fuel Rate) บางส่วนขึ้นอยู่กับการจัดซื้อเชื้อเพลิงของบริษัท

อัตราค่าเชื้อเพลิงหลัก ($FRate_{pm}$) (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) ที่อ้างอิงกับค่าความร้อนสูง (Higher Heating Value หรือ HHV หมายถึง พลังงานที่ต้องใช้เพิ่มเติมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิเพิ่มขึ้น 1 เมกะวัตต์) (The Agreed Additional Energy Required to Produce One Additional MW of Net Electrical Energy) ที่ใช้ในแต่ละเดือน m โดยคำนวณตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับบมจ. ปตท. สำหรับโรงไฟฟ้าแห่งนั้น โดยมีค่าเท่ากับราคาเชื้อเพลิงจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อล้านบีทียู) ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติดังกล่าว (หักด้วยอัตราภาษีอากรคงที่ที่เรียกเก็บ)

อัตราค่าเชื้อเพลิงรอง ($FRate_{sm}$) (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) ที่อ้างอิงกับค่าความร้อนสูง HHV ที่ใช้ในแต่ละเดือนที่ m โดยคำนวณจากใบแจ้งหนี้ส่วนที่เกี่ยวข้องกับการซื้อเชื้อเพลิงรองโดยผู้ผลิตไฟฟ้าระหว่างเดือน m เพื่อใช้แทนเชื้อเพลิงรองที่ใช้ไประหว่างหรือก่อนหน้าเดือน m ดังกล่าวสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ยังไม่ได้ชดเชยต้นทุนพลังงาน โดยมีค่าเท่ากับราคาเชื้อเพลิงจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น (บาทต่อล้านบีทียู) ตามสัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงรองดังกล่าว (รวมถึงค่าเก็บรักษาที่เรียกเก็บโดยผู้จัดหาเชื้อเพลิงรองสูงสุดไม่เกิน 37 วัน).

สูตรสำหรับคำนวณค่าเชื้อเพลิง (หน่วยเป็นบาท) สำหรับงวดชำระหนี้ x ในเดือน m สำหรับพลังงานที่ส่งมอบให้ระหว่างการเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติหรือถือว่าเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ เป็นดังนี้

$$FCharge_{px} = FRate_{pm} * [(FAllowMWhSent_{px} * MWhSentOut_{px}) + (FAllowHrSynch_{px} * HrSynch_{px})] * TempFactor_m$$

โดยที่

$FRate_{pm}$ หมายถึง อัตราค่าเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel Rate) (บาท/(บีทียู $\times 10^6$) ซึ่งประกอบด้วยค่าโภคภัณฑ์บวกกับค่าจัดส่ง (Tariff Delivery Charge) ที่อ้างอิงกับค่าความร้อนสูง (HHV) สำหรับงวดชำระหนี้ที่ x ในเดือนที่ m ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

$FAllowMWhSent_{px}$ หมายถึง ค่าเผื่อเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel Allowance) (หน่วยล้านบีทียูต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง โดยอ้างอิงกับค่าความร้อนสูง) ของพลังงานที่จัดส่งโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างที่ทำงานหรือถือว่าทำงานโดยเชื้อเพลิงหลักสำหรับงวดชำระหนี้ที่ x

$MWhSentOut_{px}$ หมายถึง พลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์ชั่วโมง) ที่ส่งโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างที่ทำงานหรือถือว่าทำงานโดยเชื้อเพลิงหลัก สำหรับงวดชำระหนี้ที่ x ซึ่งให้เท่ากับกระแสไฟฟ้าที่ส่งออกสุทธิที่วัดได้โดยมาตรวัดหรือ 1.02 เท่าของระดับพลังงานไฟฟ้าที่ส่งโดยกฟผ. แล้วแต่ค่าใดจะน้อยกว่ากัน

$FAllowHrSynch_{px}$ หมายถึง ค่าเผื่อเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel Allowance) (หน่วยล้านบีทียูต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง โดยอ้างอิงกับค่าความร้อนสูง) ของแต่ละชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมขนาน (Synchronised) หรือถือว่าเชื่อมขนานอยู่กับเชื้อเพลิงหลัก

$HrSynch_{px}$ หมายถึง จำนวนชั่วโมงหรือเศษของชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมขนาน (Synchronised) หรือถือว่าเชื่อมขนานอยู่กับเชื้อเพลิงหลักระหว่างงวดชำระหนี้ที่ x

$TempFactor_m$ หมายถึง ค่าแก้ไขอุณหภูมิรายเดือน (Monthly Temperature Correction Factor)

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ค่าเชื้อเพลิงรายเดือนรวมสำหรับหน่วยผลิตแต่ละหน่วย (TFMP) (หน่วยเป็นบาท) ในเดือน m เท่ากับผลรวมของค่าเชื้อเพลิงบวกกับครึ่งหนึ่งของค่าเรียกเก็บคงที่ (Fixed Tariff Charge – TDC_m) ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งต้องชำระในอัตราคงที่ไม่ว่าจะใช้เชื้อเพลิงเท่าใด มีสูตรคำนวณดังนี้

$$TMFP_{px} = FCharge + (TDC_m / 2)$$

สูตรสำหรับคำนวณค่าเชื้อเพลิงระหว่างที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ใช้สูตรทำนองเดียวกันกับกรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

สูตรสำหรับคำนวณค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงแปรผัน (Variable Operation and Maintenance Payment) (หน่วยเป็นบาท) สำหรับงวดชำระหนี้ x สำหรับพลังงานที่ส่งมอบให้ระหว่างเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ เป็นดังนี้

$$VCharge_{px} = [(VAllowMWhSent_{px} * MWhSentOut_{px}) + (VAllowHrSynch_{px} * HrSynch_{px})] * TCPI_n / TCPI_b$$

โดยที่

VAllowMWhSent_{px} หมายถึง ค่าเผื่อการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงแปรผัน (Variable Operation and Maintenance Allowance) (บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง) สำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ส่งโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างที่เดินเครื่องหรือถือว่าเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงหลักในระหว่างงวดชำระหนี้ x ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

MWhSentOut_{px} หมายถึง พลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์ชั่วโมง) ที่ถือว่าส่งโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระหว่างที่ทำงานหรือถือว่าทำงานโดยเชื้อเพลิงหลัก สำหรับงวดชำระหนี้ที่ x ซึ่งให้เท่ากับกระแสไฟฟ้าที่ส่งออกสุทธิที่วัดได้ด้วยมาตรวัด (Metered Net Electrical Output) หรือ 1.02 เท่าของระดับพลังงานไฟฟ้าที่ส่งโดยกฟผ. แล้วแต่ค่าใดจะน้อยกว่ากัน

VAllowHrSynch_{px} หมายถึง ค่าเผื่อการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงแปรผัน (Variable Operation and Maintenance Allowance) (บาทต่อชั่วโมง) สำหรับแต่ละชั่วโมงหรือเศษของชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมขนาน (Synchronised) หรือถือว่าเชื่อมขนานอยู่กับเชื้อเพลิงหลัก

HrSynch_{px} หมายถึง จำนวนชั่วโมงหรือเศษของชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมขนาน (Synchronised) หรือถือว่าเชื่อมขนานอยู่กับเชื้อเพลิงหลักระหว่างงวดชำระหนี้ที่ x

TCPI_n หมายถึง ดัชนีราคาผู้บริโภครายปีล่าสุดที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ของประเทศไทย

TCPI_b หมายถึง ดัชนีราคาผู้บริโภครายปี 2538 ที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ของประเทศไทย

สูตรสำหรับคำนวณค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงแปรผัน ระหว่างที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง ใช้สูตรทำนองเดียวกันกับกรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

- **ค่าอุปกรณ์เพิ่มเติม (Added Facility Charge)**

บริษัทยังได้รับค่าอุปกรณ์เพิ่มเติมตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ โดยชำระคืนเงินกู้ที่บริษัทให้แก่กฟผ. สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการเชื่อมเข้าถึงระบบ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าใหม่เพื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าโกลว์ โอพีพี เข้ากับระบบส่งไฟฟ้าหลักของกฟผ. และค่าใช้จ่ายสำหรับขอใช้พื้นที่และค่าภาระจ่ายยอม โดยนำไปรวมไว้ในดัชนีความพร้อมและชำระคืนให้แก่บริษัทเป็นรายเดือนตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ดัชนีค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ชื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่

ตารางต่อไปนี้แสดงค่าตัวแปร รวมทั้งมูลค่าฐานและมูลค่า ณ เดือนธันวาคม 2547

	มูลค่าฐาน	มูลค่า ณ เดือนธันวาคม 2547 ⁽¹⁾
ดัชนีค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ชื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่		
FX (บาทต่อเหรียญสหรัฐ)	27.0000	38.5359
ราคาก๊าซธรรมชาติ	-(²)	158.7831
US CPI	152.50	185.00
Thai CPI ⁽³⁾	82.60	106.40
Thai CPI ⁽⁴⁾	82.80	106.10

หมายเหตุ

ที่มา : โกลว์ พลังงาน

- (1) มูลค่าจากการคำนวณค่าไฟฟ้าในเดือนธันวาคม 2547
- (2) ไม่ใช้ในการกำหนดราคา
- (3) สำหรับคำนวณค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment)
- (4) สำหรับคำนวณค่า VOM

3.5.2 การกำหนดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า

- **ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)**

ค่าพลังไฟฟ้าถูกกำหนดค่าไว้ซึ่งจะต้องชำระในอัตราคงที่ไม่ว่าจะมีการจ่ายไฟฟ้าจำนวนเท่าใดก็ตาม สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงกำหนดค่าพลังไฟฟ้าอยู่ที่ 302 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงกำหนดค่าพลังไฟฟ้าอยู่ที่ 422 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยกำหนดให้มีการปรับค่าเป็นรายเดือนให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนโดยอ้างอิงกับอัตราแลกเปลี่ยนร้อยละ 80 สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและร้อยละ 70 สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน

สูตรการคำนวณค่าพลังไฟฟ้า มีดังนี้

- (1) สำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)} = 302 * [0.8 * (FX_t / 27) + 0.2]$$

โดย FX_t เป็นอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยระหว่างเงินบาทกับเงินเหรียญสหรัฐ ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t

- (2) สำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)} = 422 * [0.7 * (FX_t / 27) + 0.3]$$

โดย FX_t เป็นอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยระหว่างเงินบาทกับเงินเหรียญสหรัฐ ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

- **ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)**

ค่าพลังงานไฟฟ้าเป็นค่าไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ปัจจุบันสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงกำหนดอยู่ที่ 0.85 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงกำหนดอยู่ที่ 0.62 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

สูตรการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้า มีดังนี้

- (1) สำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)} = 0.85 \times \text{ปริมาณกระแสไฟฟ้าจ่ายสุทธิ}$$

- (2) สำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)} = 0.62 \times \text{ปริมาณกระแสไฟฟ้าจ่ายสุทธิ}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้าจะมีการปรับค่าเป็นระยะ ๆ โดยค่าปรับเปลี่ยนต้นทุนพลังงาน (Energy Payment Adjustment) คำนวณตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จัดส่งให้จริงในช่วงระยะเวลาหนึ่งคูณด้วยต้นทุนพลังงานที่เพิ่มขึ้น ซึ่งได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติในกรณีโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและราคาถ่านหินในกรณีโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยเปรียบเทียบกับราคาฐานของราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินตามลำดับ ณ วันที่ 1 สิงหาคม 2538

สูตรการคำนวณค่าปรับเปลี่ยนต้นทุนพลังงาน มีดังนี้

- (1) สำหรับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าปรับเปลี่ยน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)} = [1 / 10^6] \times (P_t - P_o) \times 8,600$$

โดยที่

P_t หมายถึง ราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ขายโดยบมจ. ปตท. ในเดือน t (บาท/ล้านหน่วยปีเทียม)

P_o หมายถึง ราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ขายโดยบมจ. ปตท. ในเดือนสิงหาคม 2538 (77.0812 บาท/ล้านหน่วยปีเทียม)

- (2) สำหรับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

$$\text{ค่าปรับเปลี่ยน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)} = [1 / (26.5877 \times 10^6)] \times [(P_t \times FX_t) - P_o] \times 8,600$$

โดยที่

P_t หมายถึง ราคาอ้างอิงญี่ปุ่น (Japan Power Utility Benchmark Price) สำหรับถ่านหินความร้อนในเดือน t (เหรียญสหรัฐ ต่อตัน)

P_o หมายถึง ราคาอ้างอิงญี่ปุ่น (Japan Power Utility Benchmark Price) สำหรับถ่านหินความร้อนในเดือนสิงหาคม 2538 (1,007 บาทต่อตัน)

FX_t หมายถึง อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยระหว่างเงินบาทกับเงินเหรียญสหรัฐ ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ดัชนีค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ชี้จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ตารางต่อไปนี้แสดงค่าตัวแปร รวมทั้งมูลค่างานและมูลค่า ณ เดือนธันวาคม 2547

	มูลค่างาน	มูลค่า ณ เดือนธันวาคม 2547 ⁽¹⁾
ดัชนีค่าไฟฟ้าที่กฟผ. ชี้จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก		
FX (บาทต่อเหรียญสหรัฐ)	27.0000	38.5359
ราคาก๊าซธรรมชาติ ⁽²⁾	77.0812	167.6420
ราคาก๊าซหุงต้ม	1,007.00 ⁽³⁾	49.83 ⁽⁴⁾

ที่มา : บมจ. โกลว์ พลังงาน

หมายเหตุ

- (1) มูลค่าในการคำนวณค่าไฟฟ้าในเดือนธันวาคม 2547
- (2) บาทต่อล้านบีทียู
- (3) บาทต่อตัน
- (4) เหรียญสหรัฐ ต่อตัน

3.5.3 การกำหนดราคาไฟฟ้าที่จัดส่งให้ลูกค้าอุตสาหกรรม

ในการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม บริษัทจะกำหนดราคาไฟฟ้าโดยอ้างอิงกับอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของกฟผ. ซึ่งประกอบด้วยอัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariff) ซึ่งเป็นอัตราคงที่ และอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าเอฟที ซึ่งเป็นอัตราส่วนที่มีการปรับค่าและจะบวกเข้าไปในอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

- **อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Tariff)**

บริษัทกำหนดราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ลูกค้าอุตสาหกรรม โดยอ้างอิงกับอัตราค่าไฟฟ้าของกฟผ. ที่คิดกับลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ โดยอัตราค่าไฟฟ้างวดแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะคือ อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day) หรืออัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use) ดังนี้

อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Tariff)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)
	สูงสุด ⁽¹⁾ (On Peak)	ปานกลาง ⁽²⁾ (Partial Peak)	ต่ำ ⁽³⁾ (Off Peak)	
แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	1.6660
แรงดัน 22 ถึง 33 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	1.7034
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	1.7314

หมายเหตุ

- (1) ทุกวันตั้งแต่เวลา 18.30 – 21.30 น.
- (2) ทุกวันตั้งแต่เวลา 08.00 – 18.30 น. (ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดคิดเฉพาะส่วนที่เกินช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง)
- (3) ทุกวันตั้งแต่เวลา 21.30 – 08.00 น.

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

ค่าความต้องการไฟฟ้าต่อเดือน (Billing Demand) คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้ารวม (Integrated) ใน 15 นาทีสูงสุดในระหว่างช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงและช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าปานกลางในเดือนนั้น มีหน่วยกิโลวัตต์ (เศษของกิโลวัตต์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวัตต์ปัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวัตต์) ค่าไฟฟ้ารายเดือนขั้นต่ำในแต่ละเดือนต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการไฟฟ้าต่อเดือนสูงสุดสำหรับช่วงระยะเวลา 12 เดือนก่อนหน้านั้น

อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)		ค่าบริการ (Service Charge) (บาท/เดือน)
	สูงสุด ⁽¹⁾ (On Peak)	สูงสุด ⁽¹⁾ (On Peak)	ต่ำ ⁽²⁾ (Off Peak)	
แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	2.6136	1.1726	228.17
แรงดัน 22 ถึง 33 กิโลโวลต์	132.93	2.6950	1.1914	228.17
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	2.8408	1.2246	228.17

หมายเหตุ

- 1* วันจันทร์ - วันศุกร์ ตั้งแต่เวลา 09.00 – 22.00 น.
2* วันจันทร์ - วันศุกร์ ตั้งแต่เวลา 22.00 – 09.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ค่าความต้องการไฟฟ้าต่อเดือน (Billing Demand) คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้ารวม (Integrated) ใน 15 นาทีสูงสุดในระหว่างช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในเดือนนั้น มีหน่วยกิโลวัตต์ (เศษของกิโลวัตต์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวัตต์ปัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวัตต์) ค่าไฟฟ้ารายเดือนขั้นต่ำในแต่ละเดือนต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการไฟฟ้าต่อเดือนสูงสุดสำหรับช่วงระยะเวลา 12 เดือนก่อนหน้านั้น

• ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติหรือค่าเอฟที (Ft Adjustment)

ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัตินั้นจะมีการพิจารณาปรับค่าทุก ๆ 4 เดือน คำนวณโดยสูตรดังต่อไปนี้ (โปรดพิจารณารายละเอียดเกี่ยวกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติและรายละเอียดเกี่ยวกับการปรับค่าเอฟทีในปัจจุบันในข้อ 3.4.7 - อัตราค่าไฟฟ้า)

$$F_t = FAC + FX + \Delta NF + DC + AF$$

โดยที่

- FAC หมายถึง ค่าเชื้อเพลิงและอัตราค่าซื้อไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเทศเพื่อนบ้าน ที่เปลี่ยนแปลงจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ. ในปี 2542 ถึง 2545
- FX หมายถึง การปรับให้สอดคล้องกับผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศต่อภาระการชำระคืนหนี้ของกฟผ. (ค่าระหว่าง 40 ถึง 45 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ)
- ΔNF หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของกิจการ (ซึ่งไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิง) ที่เปลี่ยนแปลงไปอันเนื่องมาจากดัชนีราคาผู้บริโภคแตกต่างไปจากดัชนีราคาผู้บริโภคฐาน และปริมาณการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าของแต่ละกิจการที่แตกต่างไปจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- AF หมายถึง ค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่าเอฟทีที่คำนวณได้กับค่าเอฟทีที่ใช้เรียกเก็บจริง

ข้อที่ 3 การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

DC หมายถึง จำนวนเงินค่าเอฟทีที่เรียกเก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างไปจากที่ควรได้รับจริง อันเนื่องมาจากหน่วยขายไฟฟ้าที่เรียกเก็บค่าเอฟทีแตกต่างกับหน่วยขายไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณค่าเอฟที