

3. การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.1 ลักษณะผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์ของบริษัท คือ ไฟฟ้าและไอน้ำ โดยที่ในปัจจุบันบริษัทมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 131.8 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำ 61 ตันต่อชั่วโมง ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2546 บริษัทมีสัดส่วนการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ ประมาณร้อยละ 94.82 และ 5.11 ของยอดขายได้รวมทั้งหมดของบริษัทตามลำดับ

3.1.1 คุณลักษณะและกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าระยะแรกที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 122 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 41 ตันต่อชั่วโมง บริษัทได้ทำสัญญาว่าจ้าง NEPCO และ Jurong Engineering ในการออกแบบ ก่อสร้าง ผลิตและจัดหาเครื่องจักรและอุปกรณ์เกี่ยวกับโรงไฟฟ้าในลักษณะการรับเหมาเบ็ดเสร็จ (Turnkey Contractor) โดยมี Lahmeyer International เป็นที่ปรึกษาทางด้านเทคนิค สำหรับโรงไฟฟ้าส่วนขยายครั้งแรกที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 9.8 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 20 ตันต่อชั่วโมง บริษัทได้ทำสัญญาว่าจ้าง Sinmado Engineering Services Private Co., Ltd. และ Jurong Engineering ดำเนินการออกแบบ จัดหาเครื่องจักร อุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยมี Lahmeyer International เป็นที่ปรึกษาทางด้านเทคนิค เครื่องจักรและอุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าทั้งระยะแรกและส่วนขยายเป็นของ General

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าของบริษัทมีรายละเอียดดังนี้คือ

โรงไฟฟ้า	ต้นทุนโครงการ		
	ส่วนที่เป็นเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา	ส่วนที่เป็นเงินบาท	ยอดรวม
โรงไฟฟ้าระยะแรก	47.82 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (2,226.43 ล้านบาท)	1,053 ล้านบาท	3,249.43 ล้านบาท
โรงไฟฟ้าระยะที่สอง (ส่วนขยายครั้งแรก)	6.30 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (282.43 ล้านบาท)	111.5 ล้านบาท	393.93 ล้านบาท

บริษัทใช้เทคโนโลยีพลังความร้อนร่วม (Cogeneration Technology) ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งในปัจจุบันประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส (Gas Turbine) ยี่ห้อ General Electric จำนวน 3 ชุด ซึ่งแบ่งเป็นขนาด 46 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด (สำหรับส่วน 122 เมกะวัตต์) และขนาด 10 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด (สำหรับส่วนขยายอีก 9.8 เมกะวัตต์) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ที่มีขนาด 38 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด โดยใช้ก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. เป็นเชื้อเพลิง

กระบวนการผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส ซึ่งขับเคลื่อนด้วยพลังงานที่ได้จากการเผาไหม้ภายในของก๊าซธรรมชาติและอากาศ พลังงานความร้อนที่เหลือจากการขับเคลื่อนกังหันแก๊สถูกนำไปผลิตไอน้ำความดันสูงเพื่อใช้เป็นพลังงานขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

3.1.2 ปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบต่อโอกาสหรือข้อจำกัดในการประกอบธุรกิจ

1) สัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้า

บริษัทได้รับสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้าจากกระทรวงมหาดไทย โดยรายละเอียดเกี่ยวกับสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้าสามารถสรุปได้ดังนี้

ผู้ให้สัมปทาน	กระทรวงมหาดไทย
ผู้รับสัมปทาน	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด
สัมปทาน	สัมปทานประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ในเขตสวนอุตสาหกรรมศรีราชา ตำบลหนองขาม อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี
วันที่รับสัมปทาน	26 พฤษภาคม 2541
อายุสัมปทาน	15 ปี นับจากวันที่ 26 พฤษภาคม 2541 ถึงวันที่ 25 พฤษภาคม 2556 (อายุสัมปทานครอบคลุมตั้งแต่การก่อสร้าง การตั้งโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ และการจำหน่ายไฟฟ้า)

สาระสำคัญ	<ul style="list-style-type: none"> - บริษัทจะคิดค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้ไม่เกินอัตราที่กระทรวงมหาดไทยกำหนด คือ ไม่เกินอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟภ. - สัมปทานครอบคลุมการติดตั้งเครื่องและการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่กำหนดโดยกระทรวงมหาดไทย รวมถึงการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่ร้องขอใช้ไฟฟ้าภายในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์ - ศรีราชา - เมื่อบริษัทต้องการเลิกกิจการเพื่อคืนสัมปทาน บริษัทจะต้องแจ้งให้กระทรวงมหาดไทยทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 6 เดือน - กระทรวงมหาดไทยมีสิทธิยกเลิกการให้สัมปทาน โดยต้องแจ้งให้บริษัททราบเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้าอย่างน้อย 15 วัน ก่อนคำสั่งเพิกถอนสัมปทาน ในกรณีที่บริษัทละเลยไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขข้อใดข้อหนึ่งซึ่งได้กำหนดไว้ในสัมปทาน กระทรวงมหาดไทยจะเพิกถอนสัมปทานนี้ไม่ได้ เว้นแต่บริษัทยังคงฝ่าฝืนเป็นเวลาเดือนหนึ่งหรือกว่านั้นตามแต่ กระทรวงมหาดไทยจะเห็นสมควร และกระทรวงมหาดไทยได้เตือนบริษัทเป็นหนังสือไม่น้อยกว่า 15 วัน ก่อนมีคำสั่งเพิกถอนสัมปทาน - ในระหว่างอายุของสัมปทานหากโรงไฟฟ้าและเครื่องอุปกรณ์ใช้การได้ไม่ดีหรือไม่เพียงพอหรือไม่ปลอดภัย กระทรวงมหาดไทยมีสิทธิสั่งให้บริษัทซ่อมแซม ปรับปรุงแก้ไข หรือเพิ่มเติมตามที่จำเป็น ในกรณีที่บริษัทไม่ดำเนินการภายในระยะเวลาที่ กระทรวงมหาดไทยกำหนด กระทรวงมหาดไทยจะปรับบริษัทเป็นเงินไม่เกิน 5,000 บาท และปรับเป็นรายวันอีกวันละ 300 บาท ตลอดระยะเวลาที่บริษัทไม่ปฏิบัติตามคำสั่ง และในกรณีที่สภาพของโรงไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ของบริษัทอาจเป็นอันตรายต่อชีวิต ทรัพย์สินโยธาธิการมีสิทธิสั่งให้บริษัทหยุดการเดินเครื่องหรือหยุดจ่ายไฟฟ้าได้ - เมื่อสัมปทานสิ้นอายุหรือถูกเพิกถอน กระทรวงมหาดไทยมีสิทธิที่จะซื้อหรือไม่ซื้อกิจการไฟฟ้าทั้งหมดของบริษัท หากซื้อ จะต้องซื้อตามราคาที่คุณคณะกรรมการที่คณะรัฐมนตรีเห็นชอบเป็นผู้กำหนด - เมื่อสัมปทานสิ้นอายุหรือถูกเพิกถอน หากบริษัทมิได้ตกลงซื้อขายโรงไฟฟ้ากับกระทรวงมหาดไทย บริษัทต้องรื้อถอนโรงเรือน เสา สาย หรือเครื่องติดตั้งที่ได้สร้างขึ้น หรือติดตั้งไว้ในที่สาธารณะ และต้องจัดให้ทางหรือสถานที่นั้นคืนดีคงสภาพเดิม ถ้าบริษัทมิได้ปฏิบัติตามที่กล่าวมาภายใน 6 เดือนนับตั้งแต่วันสัมปทานสิ้นอายุหรือวันเพิกถอนสัมปทาน กระทรวงมหาดไทยมีอำนาจจัดการดังกล่าวเสียเอง โดยที่บริษัทต้องออกค่าใช้จ่ายให้ทั้งสิ้น
ค่าธรรมเนียม	<ul style="list-style-type: none"> - ค่าธรรมเนียมแรกเข้า : บริษัทต้องเสียค่าธรรมเนียมในการรับสัมปทานเป็นเงินหนึ่งพันบาท - ค่าธรรมเนียมรายปี : ตั้งแต่วันเริ่มทำการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นต้นไป บริษัทจะต้องส่งเงินให้ผู้ให้สัมปทานเป็นรายปี ในอัตราเควีเอ. ละ สองบาทห้าสิบสตางค์ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องรวมกัน แต่เงินจำนวนนี้ต้องไม่น้อยกว่าสองร้อยบาทต่อปี

2) สิทธิหรือข้อจำกัดในการประกอบธุรกิจ

บริษัทได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากสำนักงานส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment of Thailand : BOI) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- ไฟฟ้า 122 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 41 ตันต่อชั่วโมง และไฟฟ้า 9.8 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 20 ตันต่อชั่วโมง

วันที่ได้รับการอนุมัติการส่งเสริม	เฟสแรก (ไฟฟ้า 122 เมกะวัตต์และไอน้ำ 41 ตันต่อชั่วโมง) : วันที่ 9 กรกฎาคม 2540 เฟสที่สอง (ไฟฟ้า 9.8 เมกะวัตต์และไอน้ำ 20 ตันต่อชั่วโมง) : วันที่ 14 มีนาคม 2544
บัตรส่งเสริมการลงทุน	เฟสแรก (ไฟฟ้า 122 เมกะวัตต์และไอน้ำ 41 ตันต่อชั่วโมง) : เลขที่ 1697/2540 ลงวันที่ 13 พฤศจิกายน 2540 เฟสที่สอง (ไฟฟ้า 9.8 เมกะวัตต์และไอน้ำ 20 ตันต่อชั่วโมง) : เลขที่ 1403(1)/2544 ลงวันที่ 15 มิถุนายน 2544
ประเภทกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน	ประเภท 7.1 กิจการผลิตไฟฟ้าหรือไอน้ำ
ระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์	เฟสแรก (ไฟฟ้า 122 เมกะวัตต์และไอน้ำ 41 ตันต่อชั่วโมง) : ตั้งแต่วันที่ 17 มีนาคม 2542 ถึงวันที่ 16 มีนาคม 2550 เฟสที่สอง (ไฟฟ้า 9.8 เมกะวัตต์และไอน้ำ 20 ตันต่อชั่วโมง) : ตั้งแต่วันที่ 20 พฤศจิกายน 2545 ถึงวันที่ 19 พฤศจิกายน 2553
สิทธิและประโยชน์	ให้บริษัทได้รับสิทธิและประโยชน์ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการลงทุน พ.ศ. 2520 ดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> - ให้ได้รับอนุญาตนำคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักร ตามมาตรา 25 - ให้คนต่างด้าวได้รับอนุญาตทำงานตามมาตรา 25 และ 26 - ให้ได้รับอนุญาตให้ถือกรรมสิทธิ์ในที่ดินตามจำนวนที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (“คณะกรรมการ BOI”) พิจารณาเห็นสมควร ตามมาตรา 27 - ให้ได้รับยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร ตามมาตรา 28 - ให้ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล ตามมาตรา 31 เป็นระยะเวลา 8 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการ - ให้ได้รับยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม ซึ่งได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลตามมาตรา 31 ไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ผู้ได้รับการส่งเสริมได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล ตามมาตรา 34 - ให้ได้รับอนุญาตให้นำหรือส่งเงินออกนอกราชอาณาจักรเป็นเงินตราต่างประเทศได้ ตามมาตรา 37

3.2 การตลาดและภาวะการแข่งขัน

3.2.1 อุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย

1) การดำเนินการผลิตและส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) จัดตั้งขึ้น ตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2511 มีอำนาจหน้าที่ในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน โดยการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง (“กฟน.”) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) และผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ตามที่กฎหมายกำหนด และดำเนินการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทางด้านไฟฟ้า

ในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่และระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศไทย อยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการดับปลั๊กนั้น อยู่ในความดูแลของ กฟน. และ กฟภ. เท่านั้น โดย กฟผ. ทำการผลิตและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดเพื่อขายให้แก่ กฟน. และ กฟภ. เพื่อจัดจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ต่อไป โดยที่ กฟน. จะรับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ ส่วน กฟภ. รับผิดชอบในเขตจังหวัดอื่นๆ ที่เหลือทั้งหมดของประเทศ

จากอัตราการเจริญเติบโตอย่างรวดเร็วของความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ทำให้กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าวรวมจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เพียงอย่างเดียวไม่สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศได้ รัฐบาลจึงได้ให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการให้บริการในส่วนขอระบบผลิตผ่านโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) ซึ่งจะทำการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. เพื่อขายต่อให้แก่ กฟน. และ กฟภ. ต่อไป การส่งเสริมการ

ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนนี้ เป็นการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมภายในประเทศ อีกทั้งเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ประเทศไทยยังมีการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ประเทศสหภาพพม่า และสาธารณรัฐประชาชนจีน โดยในปัจจุบันมีการรับซื้อไฟฟ้าจากลาวเป็นจำนวน 340 เมกะวัตต์ และมีข้อตกลงจะรับซื้อไฟฟ้าจากลาวจำนวนรวม 3,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2549 จากพม่าจำนวน 1,500 เมกะวัตต์ภายในปี 2553 และจากจีนจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2560

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 คณะรัฐมนตรีได้กำหนดให้มีการลงทุนโดยภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ("IPP") ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนในลักษณะ IPP จะต้องขายไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่ กฟผ. โดยที่ กฟผ. ยังคงรับผิดชอบในด้านการวางแผน ขยายแหล่งผลิตและระบบส่ง รวมทั้งการควบคุมการผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ

ทั้งนี้ กฟผ. ได้มีการแปรรูปส่วนการผลิตไฟฟ้าบางส่วน โดยได้จัดตั้งบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) เพื่อดำเนินธุรกิจในรูปแบบบริษัทโฮลดิ้ง ซึ่งได้มีการลงทุนจัดตั้ง บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด และ บริษัทผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ มีกำลังการผลิตรวม 2,056 เมกะวัตต์ และมีการร่วมลงทุนในบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ซึ่งมีกำลังการผลิตทั้งหมด 3,645 เมกะวัตต์ โดยทั้ง 3 บริษัทมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในระยะยาวกับ กฟผ.

นอกจากนี้ กฟผ. ยังรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่อีก 7 ราย กำลังการผลิตรวม 5,943 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

รายชื่อผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต	กำหนดเริ่มดำเนินการผลิตไฟฟ้า
1. บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	700.00	ก๊าซธรรมชาติ	ปี 2543
2. บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี จำกัด	700.00	ก๊าซธรรมชาติ	ปี 2543
3. บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ แอนด์ อีเล็กตริค จำกัด	350.00	ก๊าซธรรมชาติ	ปี 2545
4. บริษัท ป่อวินเพาเวอร์ จำกัด	713.00	ก๊าซธรรมชาติ	ปี 2545
5. บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด	734.00	ถ่านหิน	ดูหมายเหตุ
6. บริษัท ยูเนียนเพาเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด	1,400.00	ถ่านหิน	ดูหมายเหตุ
7. บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	1,346.50	ถ่านหิน	ดูหมายเหตุ

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ : ในปัจจุบัน บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด ได้มีการขอเลื่อนการจ่ายไฟฟ้าในปี 2550 ไปแล้ว ส่วนบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด และ บริษัท ยูเนียนเพาเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด ทาง กฟผ. ยังอยู่ในระหว่างการเจรจาให้มีการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าออกไป เนื่องจากมีการประมาณการว่าปริมาณสำรองไฟฟ้าของประเทศจะอยู่ในระดับสูงเกินค่ามาตรฐานที่ กฟผ. กำหนดไว้

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 คณะรัฐมนตรีมีการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกกรอบแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และจากผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) โดย กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละราย ส่วนที่เหลือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถนำไปจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมภาคเอกชนอื่นๆ ได้

กฟผ. มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้างับผู้ผลิตรายเล็ก โดยมีประเภทของสัญญา 2 ประเภท ได้แก่ ประเภท Firm ซึ่งเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 20-25 ปี และประเภท Non-Firm ซึ่งเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอายุ 1 ปี และมีการทบทวนต่อสัญญาทุกปี

ณ สิงหาคม 2546 กฟผ. มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm จากผู้ผลิตรายเล็ก 31 บริษัท รวมปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 1,917.40 เมกะวัตต์ และทำสัญญาซื้อขายประเภท Non-Firm จากผู้ผลิต 34 บริษัท ปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 281.90 เมกะ

วัตต์ จากสัญญาการซื้อขายดังกล่าว มีการนำไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายไฟแล้วรวม 2,098.90 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นจากผู้ผลิตประเภท Firm จำนวน 1,837.20 เมกะวัตต์ และจากผู้ผลิตประเภท Non-Firm จำนวน 261.70 เมกะวัตต์

2) อุปทานไฟฟ้ารวมของประเทศ

ณ 31 สิงหาคม 2546 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบไฟฟ้าทั้งสิ้น 25,646.99 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังการผลิตจาก กฟผ. จำนวน 15,035.79 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 58.63 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด และมีกำลังการผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนและจากประเทศเพื่อนบ้าน จำนวน 10,611.20 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 41.37 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด ดังรายละเอียดต่อไปนี้

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	6,255.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	5,074.60
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	2,921.66
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	778.00
โรงไฟฟ้าพลังดีเซล	6.00
โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (Renewable Energy)	0.53
รวม	15,035.79
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน	
บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด	1,232.00
บริษัท ผลิตไฟฟ้าขอนแก่น จำกัด	824.00
บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด	3,615.00
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	700.00
บริษัท ไตรเอนเนอร์ยี จำกัด	700.00
บริษัท บ่อวิน เพาเวอร์ จำกัด	713.00
บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ จำกัด	350.00
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	1,837.20
รวม	9,971.20
โรงไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน	
บริษัท เทิน-หิบบุน เพาเวอร์ จำกัด	214.00
บริษัท ห้วยเหาะ เพาเวอร์ จำกัด	126.00
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย (ระยะที่ 2)	300.00
รวม	640.00
รวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด	25,646.99

ที่มา: รายงานข้อมูลสำคัญรายเดือน ประจำเดือน สิงหาคม 2546 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3) ความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศ

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดหรือการผลิตไฟฟ้าสูงสุด เป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผู้บริโภคใช้ร่วมกันสูงสุด ณ วันใดวันหนึ่งของแต่ละปี ซึ่งปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ได้แก่ ช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้า ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือภาวะเศรษฐกิจ เป็นต้น

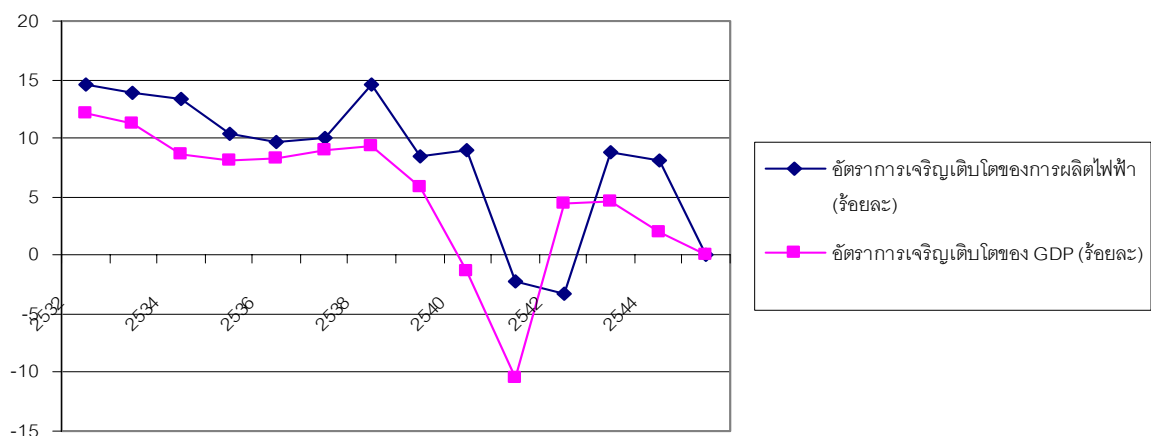
อัตราการเจริญเติบโตของการผลิตไฟฟ้าสูงสุด และอัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ (GDP) ระหว่างปี 2532-2545

ปี	การผลิตไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	อัตราการเจริญเติบโตของการผลิตไฟฟ้า (ร้อยละ)	อัตราการเจริญเติบโตของ ผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ (ร้อยละ)
2532	6,232.70	14.49	12.20
2533	7,093.70	13.81	11.20
2534	8,045.00	13.41	8.60
2535	8,876.90	10.34	8.08
2537	10,708.80	10.06	8.99
2538	12,267.90	14.56	9.24
2539	13,310.90	8.50	5.90
2540	14,506.30	8.98	-1.37
2541	14,179.90	-2.25	-10.51
2542	13,712.40	-3.30	4.45
2543	14,918.30	8.79	4.65
2544	16,126.40	8.10	1.94
ม.ค. - พ.ย.			
2545	16,074.20	-0.32*	4.90**

ที่มา: ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุดมาจากรายงานผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และอัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศมาจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

หมายเหตุ:

- * อัตราการเจริญเติบโตของการผลิตไฟฟ้าสูงสุดระหว่างเดือน มกราคม-พฤศจิกายน 2545 เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ณ สิ้นปี 2544
- ** อัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศระหว่างเดือน มกราคม-กันยายน 2545 เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน



เห็นได้ว่าอัตราการเจริญเติบโตของปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย จะเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางเดียวกันกับอัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ โดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะเพิ่มขึ้นเมื่อผลผลิตมวลรวมภายในประเทศเพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2535-2538 ประเทศไทยมีอัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมของประเทศ อยู่ในช่วงร้อยละ 8.08-9.24 และมีอัตราการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดร้อยละ 9.61-14.56 ในปี 2539 อัตราการเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศเพิ่มขึ้นในอัตราที่ลดลง ส่งผลให้อัตราการเจริญเติบโตของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลงด้วย ส่วนปี 2541 ประเทศไทยมีอัตราการเติบโตของ

ผลผลิตมวลรวมภายในประเทศลดลงร้อยละ (10.51) เมื่อเทียบกับปี 2540 เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจถดถอยและความผันผวนของค่าเงินบาท อัตราการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าจึงลดลงจาก 14,506.30 เมกะวัตต์ ในปี 2539 เหลือ 14,179.90 หรือคิดเป็นการลดลงในอัตราร้อยละ 2.25 นอกจากนี้ยังส่งผลต่อเนื้อให้ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2542 ลดลงมาเหลือเพียง 13,172.40 หรือลดลงร้อยละ 3.30 เมื่อเทียบกับปี 2541 อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยยังคงขยายตัวอย่างต่อเนื่อง แม้ภาวะทางเศรษฐกิจของประเทศถดถอยและมีอัตราการเติบโตลดลงหลังจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำในปี 2542 ประเทศไทยมีอัตราการเจริญเติบโตของผลผลิตมวลรวมภายในประเทศเพิ่มขึ้นในระหว่างปี 2543-2544 และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2545 จึงทำให้มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอัตราที่เพิ่มขึ้น โดยเพิ่มขึ้นจาก 13,172.40 เมกะวัตต์ในปี 2542 เป็น 16,126.40 เมกะวัตต์ในปี 2544 ส่วนในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2545 ประเทศไทยมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นเป็น 16,074.20 เมกะวัตต์ ใกล้เคียงกับปี 2544

4) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเกิดจากการที่กำลังผลิตของระบบมากกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ปัจจุบัน กฟผ. กำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในอัตราร้อยละ 20-25 ตามเป้าหมายในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 7-8 เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่า กฟผ. จะมีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเป็นหลักประกันการมีไฟฟ้าใช้ตลอดทั้งปี

ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยระหว่างปี 2532-2544

ปี	กำลังผลิตสำรอง (ร้อยละ)
2533	6.05
2534	12.08
2535	14.00
2536	17.42
2537	15.08
2538	12.69
2539	17.54
2540	14.77
2541	22.44
2542	34.46
2543	33.44
2544	35.64

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ในปี 2533 ถึง 2540 ประเทศไทยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว จึงทำให้กำลังผลิตสำรองต่ำกว่าค่ามาตรฐานที่ กฟผ. กำหนดไว้ ในปี 2541 ภาวะเศรษฐกิจถดถอยทำให้มีการชะลอการผลิตและการดำเนินงานของธุรกิจต่างๆ ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าภายในประเทศลดลง และกำลังผลิตสำรองเพิ่มขึ้นเป็นอันมาก การที่มีกำลังผลิตสำรองมากเกินไปจะเป็นภาระในการลงทุนของ กฟผ. ซึ่งจะมีผลให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นโดยไม่จำเป็น ดังนั้น กฟผ. จึงได้แก้ปัญหาโดยการเจรจาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และรายเล็กเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าออกไปอีก 1-4 ปี โดยที่ บริษัท กัลฟ์อิลเลคตริค จำกัด และ บริษัท ยูเนียนเพาเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด อยู่ในระหว่างการเจรจาขอเลื่อนการนำไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย และ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด ได้ขอเลื่อนการจ่ายไฟฟ้าในปี 2550 ไปแล้ว

5) ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในอนาคต

ตารางแสดงค่าพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าสูงสุดระหว่างปี 2545 - 2559

ปี	การผลิตไฟฟ้าสูงสุดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ประจำปี 2544 (เมกะวัตต์)	อัตราการเจริญเติบโต (ร้อยละ)	การผลิตไฟฟ้าสูงสุดตามการปรับค่าพยากรณ์ ปี 2545 (เมกะวัตต์)	อัตราการเจริญเติบโต (ร้อยละ)
2545	17,388	7.44	16,700	3.56
2546	18,587	6.90	17,843	6.84
2547	19,913	7.13	19,029	6.65
2548	21,222	6.57	20,295	6.65
2549	22,552	6.27	21,648	6.67
2550	23,951	6.20	23,020	6.34
2551	25,450	6.26	24,450	6.21
2552	27,232	7.00	26,143	6.92
2553	28,912	6.17	27,711	6.00
2554	30,587	5.79	29,321	5.81
2555	32,405	5.94	31,014	5.77
2556	34,352	6.01	32,842	5.89
2557	36,366	5.86	34,743	5.79
2558	38,519	5.92	36,754	5.79
2559	40,699	5.66	38,851	5.71

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ตารางแสดงค่าพยากรณ์กำลังผลิตสำรองต่ำสุดระหว่างปี 2544 - 2551

ปี	กำลังผลิตสำรองต่ำสุดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ประจำปี 2544 (ร้อยละ)	กำลังผลิตสำรองต่ำสุดตามการปรับค่าพยากรณ์ ปี 2545 (ร้อยละ)
2545	32.20	27.49
2546	35.10	40.38
2547	23.00	28.36
2548	18.30	20.65
2549	15.30	10.20
2550	16.90	14.10
2551	22.50	5.30

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้ปรับค่าการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 9 (ปี 2545-2549) ลดลงจากค่าพยากรณ์ปัจจุบัน กล่าวคือ มีการปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากเดิมประมาณการไว้ว่าในปี 2549 ประเทศไทยจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 22,552 เมกะวัตต์ มาเป็น 21,648 เมกะวัตต์ ซึ่งการปรับลดค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดนี้เป็นผลมาจากมาตรการประหยัดพลังงานต่างๆ ที่ทำให้การใช้ไฟฟ้าภายในประเทศลดลง

การปรับลดค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะส่งผลกระทบต่อกรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่มีแผนจะขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายให้กับ กฟผ. โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ผลิตที่มีสัญญาจะขายไฟฟ้าในระหว่างปี 2545-2559 อันได้แก่ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด เจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และบริษัท ยูเนียนเพาเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด เจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าหินกูด และบริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด เจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี

เพื่อลดปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน กฟผ. จึงมีการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน เพื่อเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการรับซื้อไฟฟ้าออกไป นอกจากนี้ กฟผ. ยังมีการเจรจาเลื่อนการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวออกไปด้วย การเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการรับซื้อไฟฟ้าจะส่งผลให้ปริมาณสำรองไฟฟ้าของประเทศลดลง โดยเมื่อเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประจำปี 2544 กับค่าพยากรณ์ที่ได้มีการปรับลดลงเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง จะเห็นได้ว่ากำลังผลิตสำรองต่ำสุดได้มีการปรับเพิ่มขึ้นในช่วงระหว่างปี 2546-2548 โดยในปี 2548 มีการปรับค่าพยากรณ์กำลังผลิตสำรองต่ำสุดจากร้อยละ 18.30 เป็นร้อยละ 20.65

อย่างไรก็ตาม คาดว่า กฟผ. จะไม่เลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าออกไปเป็นเวลานาน เนื่องจากมีการประมาณการว่ากำลังผลิตสำรองต่ำสุดจะมีเพียงร้อยละ 10.20 ในปี 2549 ซึ่งต่ำกว่าค่ามาตรฐานที่ กฟผ. กำหนดไว้ กฟผ. อาจไม่สามารถเพิ่มปริมาณสำรองไฟฟ้าให้ได้ตามค่าที่กำหนดได้ทันในปี 2549 หากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ล่าช้าเกินไป

3.2.2 นโยบายและลักษณะการตลาด

บริษัทดำเนินธุรกิจภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer) โดยมีนโยบายผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้กับ กฟผ. และโรงงานอุตสาหกรรมในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชาเท่านั้น โดยการซื้อขายมีการตกลงทำเป็นสัญญาระยะยาว

ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. นั้นบริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายโดยตรงกับ กฟผ. เป็นระยะเวลา 25 ปี ซึ่ง กฟผ. ตกลงซื้อพลังไฟฟ้าในปริมาณ 90 เมกะวัตต์ โดยตั้งแต่วันที่สองจนถึงปีก่อนสุดท้ายของสัญญา กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

สำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชานั้น บริษัทไม่ได้ทำสัญญาซื้อขายโดยตรงกับลูกค้า แต่จะทำสัญญาซื้อขายกับ SPI แล้ว SPI จะเป็นผู้ทำสัญญาซื้อขายกับลูกค้ารายย่อยในสวนอุตสาหกรรมอีกทีหนึ่ง สัญญาซื้อขายที่ทำกับ SPI มีอายุสัญญา 15 ปี โดยกำหนดให้ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (Total Contract Capacity) เท่ากับ 32 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดรายปี (Maximum Total Annual Energy) เท่ากับ 159,551 เมกะวัตต์-ชั่วโมง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำรายปี (Minimum Total Annual Energy) เท่ากับ 110,992 เมกะวัตต์-ชั่วโมง

ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ที่ตั้งอยู่ในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา ซึ่งใช้ไฟฟ้าที่ผลิตโดยบริษัท สามารถสรุปแยกตามประเภทอุตสาหกรรมได้ดังนี้

ประเภทอุตสาหกรรม	ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ในปี 2545		ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ในปี 2546 (ม.ค. - ก.ย.)	
	กิโลวัตต์-ชั่วโมง	ร้อยละ	กิโลวัตต์-ชั่วโมง	ร้อยละ
สิ่งทอ	50,156,914	27.09	40,405,787	25.03
ผลิตภัณฑ์พลาสติก	33,517,926	18.10	29,452,541	18.24
อิเล็กทรอนิกส์	29,208,940	15.78	30,265,434	18.75
เคมีภัณฑ์	23,445,028	12.66	14,882,306	9.22
รองเท้า	18,236,036	9.85	19,063,131	11.81
ชิ้นส่วน	11,144,533	6.02	9,651,692	5.98
อาหาร	7,481,904	4.04	5,502,592	3.41
บริการ	5,370,472	2.90	6,849,467	4.24
อื่นๆ	6,576,087	3.55	5,380,855	3.33
รวม	185,137,840	100.00	161,453,807	100.00

บริษัทมีนโยบายที่สร้างจุดขายโดยเน้นในเรื่องความมีเสถียรภาพในการผลิตและจ่ายไฟฟ้า (Plant Reliability) เพื่อให้ลูกค้ามีความมั่นใจในคุณภาพและความสามารถในการส่งมอบไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าได้ตามปริมาณที่กำหนดอย่างสม่ำเสมอ ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบโดยตรงที่อาจเกิดขึ้นในกระบวนการผลิตสินค้าของลูกค้าได้ สำหรับลูกค้าในส่วนของโรงงานอุตสาหกรรมนอกจากจะใช้ความมีเสถียรภาพของไฟฟ้าเป็นกลยุทธ์ทางการตลาดหลักแล้ว บริษัทยังได้ใช้กลยุทธ์ทางด้านราคาอีกด้วยโดยกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่คิดกับลูกค้าต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.2.3 ภาวะการแข่งขัน

ปัจจุบันมีผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าหลายราย นอกจาก กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าหลักของประเทศไทยแล้ว ยังมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) โดยภาครัฐบาลได้พยายามส่งเสริมให้ภาคเอกชนได้เข้ามาจับบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพื่อขยายภายในประเทศมากขึ้น นอกจากนี้ ยังมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดย กฟผ. จะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้เกือบทั้งหมด ผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวที่จัดทำขึ้นระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับ กฟผ.

สำหรับสภาพการแข่งขันภายในอุตสาหกรรมนี้จัดได้ว่าไม่รุนแรง เนื่องจากเป็นธุรกิจที่ต้องใช้เงินลงทุนสูง และต้องอาศัยความชำนาญในการดำเนินการ การแข่งขันกันจะมีเพียงในช่วงการขออนุญาตดำเนินการและเจรจาขายไฟฟ้ากับ กฟผ. เท่านั้น หลังจากเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าแล้วการแข่งขันมีน้อย เนื่องจากผู้ผลิตแต่ละรายต่างส่งมอบไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไขสัญญาที่แต่ละรายได้ทำกับ กฟผ. ในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งมีการจำหน่ายไฟฟ้าบางส่วนให้กับภาคเอกชนโดยตรงนั้น ส่วนใหญ่เป็นการจำหน่ายให้กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมต่างๆ โดยที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณนิคมอุตสาหกรรมและดำเนินการโดยเจ้าของนิคมอุตสาหกรรม หรือมีเจ้าของนิคมอุตสาหกรรมเป็นผู้ร่วมทุน จึงไม่มีการแข่งขันกันข้ามพื้นที่ คู่แข่งขันจะมีเพียง กฟผ. เท่านั้น ซึ่งโดยปกติลูกค้าจะเปลี่ยนมาใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแทนที่การใช้บริการของ กฟผ. เนื่องจากต้องการความมีเสถียรภาพของไฟฟ้า (Reliability)

3.3 การจัดหาผลิตภัณฑ์หรือบริการ

3.3.1 ลักษณะการจัดให้ได้มาซึ่งผลิตภัณฑ์เพื่อจำหน่าย

บริษัทมีโรงไฟฟ้าเพียงแห่งเดียว ตั้งอยู่บนพื้นที่ประมาณ 18 ไร่ ภายในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา ตำบลหนองขาม อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี โดยมีกำลังการผลิต ปริมาณการผลิต และอัตรากำลังการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในช่วงปี 2543 – 2545 และในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2546 ดังนี้

ไฟฟ้า	ปี 2543	ปี 2544	ปี 2545	ปี 2546 (ม.ค. – ก.ย.)
กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) (เมกะวัตต์) 1/	122.0	122.0	131.8	131.8
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ (Available Energy) (เมกะวัตต์-ชั่วโมง) 2/	1,071,648	1,068,720	1,078,363 ^{3/}	863,554
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าผลิตจริง (Net Exported Energy) (เมกะวัตต์-ชั่วโมง) 4/	780,546	773,295	788,329	629,635
ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน (Monthly Exported Energy) (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	65,045	64,441	65,694	69,959
อัตราการใช้ประโยชน์ (Utilization Factor) 5/	ร้อยละ 72.84	ร้อยละ 72.36	ร้อยละ 73.10	ร้อยละ 72.91

หมายเหตุ : 1/ กำลังการผลิตไฟฟ้า ณ เวลาที่ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2/ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ทั้งหมดในแต่ละปี โดยคิดจากจำนวนชั่วโมงทั้งหมด

3/ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในปี 2545 คำนวณจากกำลังการผลิต 2 ช่วง ได้แก่ ช่วงตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ถึงวันที่ 19 พฤศจิกายน ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 122 เมกะวัตต์ และในช่วงตั้งแต่วันที่ 20 พฤศจิกายน ถึงวันที่ 31 ธันวาคม มีกำลังการผลิตติดตั้ง 131.8 เมกะวัตต์

4/ ปริมาณการผลิตที่โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า

5/ คำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าผลิตจริงหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ โดยอัตราการใช้ประโยชน์ของโรงไฟฟ้าจะไม่สามารถเท่ากับร้อยละ 100 ได้ เนื่องจากบริษัทลูกค้าไม่ได้ใช้ไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง และอัตราการใช้ไฟฟ้าจะไม่เท่ากันในแต่ละช่วงเวลา อย่างไรก็ตามบริษัทจะสามารถเพิ่มอัตราการใช้ประโยชน์ได้หากมีการส่งเสริมการขาย เช่น ให้ส่วนลดในช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้าต่ำ หรือการจูงใจให้บริษัทที่มีอัตราการใช้ไฟฟ้าสูงมาอยู่ในสวนอุตสาหกรรม

ไอน้ำ	ปี 2543	ปี 2544	ปี 2545	ปี 2546 (ม.ค. - ก.ย.)
กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) (ต้นต่อชั่วโมง) 1/	41	41	61	61
ปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้ (Available Steam) (ตัน) 2/	360,144	359,160	378,840 ^{3/}	399,672
ปริมาณไอน้ำผลิตจริง (Net Exported Steam) (ตัน) 3/	174,171	185,946	190,482	143,187
ปริมาณการผลิตไอน้ำเฉลี่ยต่อเดือน (Monthly Exported Steam) (ตัน)	14,514	15,495	15,628	15,910
อัตราการใช้ประโยชน์ (Utilization Factor) 4/	ร้อยละ 48.36	ร้อยละ 51.77	ร้อยละ 50.28	ร้อยละ 35.83

หมายเหตุ : 1/ กำลังการผลิตไอน้ำ ณ เวลาที่ทำการติดตั้งเครื่องผลิตไอน้ำ

2/ ปริมาณการผลิตไอน้ำที่สามารถผลิตได้ทั้งหมดในแต่ละปี โดยคิดจากจำนวนชั่วโมงทั้งหมด

3/ ปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้ในปี 2545 คำนวณจากกำลังการผลิต 2 ช่วง ได้แก่ ช่วงตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ถึง วันที่ 19 พฤศจิกายน ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 41 ต้น และในช่วงตั้งแต่วันที่ 20 พฤศจิกายน ถึง วันที่ 31 ธันวาคม มีกำลังการผลิตติดตั้ง 61 ต้น

4/ ปริมาณการผลิตไอน้ำและจ่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้า

5/ คำนวณจากปริมาณไอน้ำผลิตจริงหารด้วยปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้

สำหรับในเดือนพฤศจิกายน 2545 ที่ผ่านมา บริษัทได้ขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำเป็น 131.8 เมกะวัตต์และ 61 ต้นต่อชั่วโมงตามลำดับ เพื่อรองรับการขยายตัวของปริมาณความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยบริษัทมุ่งเน้นให้ได้รับคำสั่งซื้อไฟฟ้าและไอน้ำจากโรงงานอุตสาหกรรมภายในเขตสวนอุตสาหกรรมศรีราชาทั้งหมดเป็นหลัก

ยกเว้นกรณีที่ต้องปิดเพื่อซ่อมบำรุงหรือตรวจสอบสภาพเครื่องจักร บริษัทจะเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อส่งมอบให้กับ กฟผ. และ SPI แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ เพื่อให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำที่ทำไว้กับ กฟผ. และ SPI

3.3.2 วัตถุดิบหลักที่ใช้ในการผลิต

เชื้อเพลิงเป็นวัตถุดิบหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยมีก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และมีน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง นอกจากนี้ยังมีน้ำ และสารเคมีต่างๆ เช่น สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำ สารเติมแต่งในเชื้อเพลิง ซึ่งมีส่วนสำคัญในกระบวนการผลิตด้วยเช่นกัน รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังนี้

1) ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบหลักที่สำคัญที่สุดต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วม โดยปี 2545 มูลค่าก๊าซธรรมชาติคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 99.33 ของมูลค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำทั้งหมด บริษัทจึงได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวกับ ปตท. เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2541 อายุสัญญา 21 ปี นับจากวันที่ 14 เมษายน 2542 ซึ่งเป็นวันแรกที่บริษัทได้เริ่มดำเนินการใช้ประโยชน์เพื่อการค้า สัญญาดังกล่าวสามารถต่ออายุสัญญาได้อีก 4 ปี โดยความเห็นชอบของคู่สัญญาทั้ง 2 ฝ่ายก่อนจะหมดอายุสัญญา 1 ปี

ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างกัน ปตท. ตกลงขายก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมให้กับบริษัท โดยที่ ปตท. จะเป็นผู้จัดหาและส่งก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการของบริษัท โดยกำหนดปริมาณการซื้อก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำไว้ที่ปริมาณ 18 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และบริษัทสามารถใช้ก๊าซได้สูงสุดไม่เกินวันละ 20.7 ล้านลูกบาศก์ฟุต ทั้งนี้ ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขายที่บริษัทต้องจ่ายให้กับ ปตท. จะประกอบด้วยราคาเนื้อก๊าซและอัตราค่าผ่านท่อ

ในการส่งมอบก๊าซธรรมชาติให้บริษัท ปตท. จะขนส่งก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อส่งก๊าซที่ต่อจากระบบท่อส่งก๊าซของ ปตท. จนถึงริมรั้วโรงไฟฟ้าของบริษัท โดยบริษัทและ ปตท. ตกลงกำหนดให้จุดส่งมอบก๊าซอยู่ที่หน้าแปลน (Flange) ตัวแรกของวาล์วตัวแรกหลังระบบมาตรวัดก๊าซ ทั้งนี้ บริษัทจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซที่ต่อจากระบบท่อส่งก๊าซของ ปตท. จนถึงริมรั้วโรงไฟฟ้าของบริษัททั้งหมด และเพื่อให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. บริษัทได้อนกรรมสิทธิ์ระบบท่อส่งก๊าซให้แก่ ปตท. เป็นที่เรียบร้อยแล้วตามหนังสือมอบโอนกรรมสิทธิ์ทรัพย์สินระหว่างบริษัทกับ ปตท. ลงวันที่ 9 พฤศจิกายน 2544 อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ ปตท. ต้องการให้บริษัทเพิ่มขนาดท่อส่งก๊าซข้างต้น ปตท. จะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายเฉพาะขนาดท่อส่วนที่เพิ่มขึ้นเท่านั้น

ในกรณีที่ ปตท. ไม่สามารถส่งก๊าซที่มีคุณสมบัติตามที่ตกลงในสัญญาให้แก่บริษัทได้ครบตามปริมาณที่บริษัทมีความผูกพันต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. บริษัทจะทำการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำโดยใช้น้ำมันดีเซลที่ได้สำรองไว้แทน ซึ่ง ปตท. จะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายส่วนต่างอันเนื่องมาจากการเดินเครื่องจักรด้วยน้ำมันดีเซลแทนก๊าซธรรมชาติ แต่ทั้งนี้ความรับผิดชอบของ ปตท. จะ

จำกัดไม่เกินค่าตอบแทนในการจัดหา/การตลาดก๊าซที่ ปตท. ขยายให้บริษัทในแต่ละปีสัญญา นับตั้งแต่บริษัทเริ่มดำเนินการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า บริษัทไม่เคยประสบปัญหาเรื่องคุณภาพก๊าซและเรื่องปริมาณก๊าซที่ไม่เพียงพอ

2) น้ำมันดีเซล

น้ำมันดีเซลจะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับผลิตไอน้ำในกรณีที่ไม่สามารถผลิตไอน้ำจากโรงไฟฟ้าเนื่องจากไม่มีก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิต โดยบริษัทได้สำรองน้ำมันดีเซลไว้ให้เพียงพอต่อการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตไอน้ำสำหรับจำหน่ายให้ลูกค้าได้อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ น้ำมันดีเซลจะถูกขนส่งมายังบริษัทโดยรถบรรทุกน้ำมัน

3) น้ำ

น้ำที่ใช้ในโรงไฟฟ้าของบริษัทซื้อมาจาก บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (“EASTW”) โดยทำเป็นสัญญาซื้อขายน้ำดิบระหว่างกันเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2541 สัญญามีอายุ 25 ปี นับตั้งแต่วันที่บริษัทก่อสร้างทางแยกจ่ายน้ำแล้วเสร็จสมบูรณ์ และ EASTW ได้รับหนังสือแจ้งกำหนดวันเริ่มใช้น้ำดิบจากบริษัทล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน ซึ่งตรงกับวันที่ 18 พฤศจิกายน 2541

ตามสัญญาซื้อขายน้ำดิบระหว่างกันดังกล่าว EASTW ตกลงขายน้ำดิบให้แก่บริษัทเพื่อนำไปใช้ในกิจการผลิตไฟฟ้าของบริษัทในปริมาณไม่เกิน 137,500 ลูกบาศก์เมตรต่อเดือน หากบริษัทต้องการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้น้ำดิบต้องแจ้งให้ EASTW ทราบและต้องได้รับความยินยอมจาก EASTW ก่อน ทั้งนี้ ในการขนส่งน้ำดิบ EASTW ยินยอมให้บริษัทประสานท่อรับน้ำเข้ากับท่อส่งน้ำหนองค้อ - แหลมฉะบ้ง ของ EASTW ณ บริเวณสถานีรับน้ำแหลมฉะบ้งมายังสถานีกักเก็บน้ำหรือสระเก็บน้ำดิบของบริษัท

นอกจากแหล่งน้ำดิบจาก EASTW บริษัทยังมีแหล่งน้ำดิบสำรองเพื่อใช้ในกรณีที่ฉุกเฉินอีกแห่งหนึ่งคือน้ำในอ่างเก็บน้ำภายในเขตสวนอุตสาหกรรมศรีราชา จังหวัดชลบุรี ซึ่งมีขนาดความจุของอ่างเก็บน้ำทั้งสิ้นเท่ากับ 120,000 ลูกบาศก์เมตร

4) สารเคมี

สารเคมีที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัทเป็นสารเคมีสำหรับปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อใช้ในการผลิตน้ำเลี้ยงหม้อน้ำ (Demineralized Water) โดยสารเคมีทั้งหมดสามารถจัดหาได้จากผู้ผลิตภายในประเทศ

ทั้งนี้ บริษัทไม่มีความเกี่ยวข้องกับผู้จัดส่งวัตถุดิบทุกประเภท ยกเว้นน้ำจากอ่างเก็บน้ำในสวนอุตสาหกรรมที่ซื้อจาก SPI ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกัน

3.4 การปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

3.4.1 ผู้ดำเนินการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

ในด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Power Plant) ระบบสายส่ง (Transmission System) และระบบท่อ (Pipeline System) ของบริษัท บริษัทได้จ้าง OEG ให้เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการให้แก่เพียงผู้เดียว โดยบริษัทและ OEG ได้ตกลงทำสัญญาการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Operational and Maintenance Agreement) ร่วมกันเป็นที่เรียบร้อยแล้ว สัญญามีอายุ 7 ปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2548 ซึ่งในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทนั้น OEG ได้ใช้บุคลากรในการดำเนินงานเป็นจำนวนทั้งสิ้น 41 คน โดยแบ่งเป็นวิศวกร 8 คน และพนักงานปฏิบัติการและประสานงาน 33 คน

การที่บริษัทว่าจ้าง OEG ให้เป็นผู้ดำเนินการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและการบำรุงรักษา แทนที่จะบริหารโรงไฟฟ้าเอง เนื่องจาก OEG มีผู้บริหารและพนักงานที่มีความเชี่ยวชาญและประสบการณ์ในการบริหารโรงไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งการว่าจ้างผู้เชี่ยวชาญจากภายนอกมาบริหารงานนั้นมีข้อดีในแง่ที่ว่า กรณีมีการลาออกของบุคลากรที่รับผิดชอบในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัท OEG สามารถส่งบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญมาทดแทนได้ทันที ทำให้การปฏิบัติการสามารถดำเนินต่อไปได้อย่างราบรื่น นอกจากนี้ OEG ยังสามารถนำประสบการณ์ในการบริหารโรงไฟฟ้าหลายแห่งมาช่วยพัฒนาให้การปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ รวมไปถึงการลดต้นทุนในการดำเนินการต่างๆ

OEG จัดทะเบียนก่อตั้งในปี 2539 โดย บริษัท ออปอเรชั่นอล เอ็นเนอร์ยี่ คอร์ปอเรชั่น แห่งประเทศสหรัฐอเมริกา โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อดำเนินธุรกิจเป็นผู้ให้บริการในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในประเทศไทย กลุ่มเชิรินซึ่งเป็นผู้ร่วมก่อตั้ง บริษัท

สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน) ได้เป็นผู้คัดเลือก OEG ให้เข้ามาเป็นผู้ให้บริการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)

OEG มีการเปลี่ยนแปลงผู้ถือหุ้นหลายครั้ง ผู้ถือหุ้นเดิมประกอบด้วย กลุ่มออปอเรชั่นนอล เอ็นเนอร์ยี คอร์ปอเรชั่น กลุ่มเชิริน กลุ่มฮ็อคเดน และกลุ่มโคแวนต้า ซึ่งเป็นผู้ที่มีความเชี่ยวชาญและประสบการณ์ในการบริหารโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ ทำให้ OEG ได้รับการสนับสนุนและถ่ายทอดด้านเทคโนโลยีจากกลุ่มผู้ถือหุ้นดังกล่าว ทั้งนี้ ในเดือนมีนาคม 2545 กลุ่มโคแวนต้าซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นหลักใน OEG ได้จำหน่ายหุ้นใน OEG ให้กับกลุ่มสหพัฒน์ บริษัท สวนอุตสาหกรรมโรจนะ จำกัด (มหาชน) และบริษัท เอ็นเนอร์ยี เทคโนโลยี เซอร์วิส จำกัด

ปัจจุบันนอกเหนือจากการบริหารโรงไฟฟ้าในประเทศไทยแล้ว OEG ยังได้ขยายการให้บริการไปยังประเทศอื่นในภูมิภาค อาทิ อินเดีย ฟิลิปปินส์ ไต้หวัน เป็นต้น

ข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับ OEG สรุปดังนี้คือ

ชื่อบริษัท	: บริษัท ออปอเรชั่นนอล เอ็นเนอร์ยี กรุ๊ป จำกัด
ที่ตั้งสำนักงาน	: 99/99 ชั้น 3 อาคารพหุมิตราวัง หมู่ที่ 6 ถนนศรีนครินทร์ แขวงหนองบอน เขตประเวศ กทม. 10260
โทรศัพท์	: 0-2720-2166
ประเภทธุรกิจ	: ให้บริการทางด้านปฏิบัติการโรงไฟฟ้า
จดทะเบียนก่อตั้ง	: 22 พฤศจิกายน 2539
ทุนที่ออกและเรียกชำระแล้ว	: 30,000,000 บาท
โครงสร้างผู้ถือหุ้น	: ณ 24 เมษายน 2545 มีดังนี้

รายชื่อผู้ถือหุ้น	จำนวนหุ้น	สัดส่วนการถือหุ้น (ร้อยละ)
1. บจก. เอ็นเนอร์ยี เทคโนโลยี เซอร์วิส *	1,171,600	39.05
2. บมจ. เอสแอนด์ไจ อินเตอร์เนชั่นแนล เอ็นเตอร์ไพรส์	778,399	25.95
3. บมจ. สวนอุตสาหกรรมโรจนะ	750,000	25.00
4. นายณรงค์ วงศ์ไพบูลย์	150,000	5.00
5. นายสุรงค์ องค์กรโชค	149,999	5.00
6. นายบุญเกียรติ โชควัฒนา	1	0.00
7. นายพิชัย อธิพานิช	1	0.00
รวม	3,000,000	100.00
หมายเหตุ : *เป็นบริษัทสัญชาติอเมริกัน ถือหุ้นโดยผู้บริหารชาวต่างประเทศของ OEG		

กรรมการ	: 1) นายดิเรก วินิชบุตร
	2) นายจิระพงษ์ วินิชบุตร
	3) นายธีระศักดิ์ วิจิตเศรษฐ์
	4) นายอัษฎกร กลั่นความดี
	5) นายสุรงค์ องค์กรโชค
	6) นายณรงค์ วงศ์ไพบูลย์
	7) นายพิชัย อธิพานิชกุล
	8) นายลาร์รี่ ออยด์ สเตอริน
	9) นายจอห์น เฮนรี่ เซ็งค์

ประสบการณ์ : โครงการในประเทศไทย

บริหารงาน

โครงการ	ที่ตั้งของโครงการ	ขนาดโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	วัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ปีที่ให้บริการ
สหโคเจน	จ.ชลบุรี	122	Gas Combined Cycle	2540 – ปัจจุบัน
โจจนะ เพาเวอร์	จ.อยุธยา	122	Gas Combined Cycle	2540 – ปัจจุบัน
กัลฟ์ โคนเนอเรชั่น	จ.สระบุรี	110	Gas Combined Cycle	2540 – 2542
อินดีสเตรียล เพาเวอร์	จ.ระยอง	124	Gas Combined Cycle	2540 – 2541

โครงการในต่างประเทศ

ในปัจจุบัน OEG ได้ให้บริการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในต่างประเทศรวมทั้งสิ้น 4 โครงการ ซึ่งมีขนาดโรงไฟฟ้าวรวม 251 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโครงการในประเทศอินเดีย 2 โครงการ และโครงการในประเทศซาอุดีอาระเบีย 2 โครงการ

จำนวนบุคลากร : ปัจจุบัน OEG มีพนักงานทั้งสิ้นประมาณ 300 คน แบ่งเป็นพนักงานที่ประจำที่ประเทศไทยประมาณ 101 คน ส่วนที่เหลืออีก 199 คนประจำอยู่ที่ประเทศอื่น

ผลการดำเนินงานของ OEG

งบการเงิน ซึ่งผ่านการตรวจสอบจากผู้สอบบัญชีแล้ว 4 ปีย้อนหลังของ OEG ณ 31 ธันวาคม 2542 – 2545 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : พันบาท

รายการ	ปี 2542	ปี 2543	ปี 2544	ปี 2545
ลูกหนี้การค้า	13,151.46	14,515.84	13,448.55	13,582.90
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ – สุทธิ	6,847.43	3,929.61	4,667.29	4,388.10
สินทรัพย์รวม	108,824.00	93,935.63	106,146.83	62,077.71
เจ้าหนี้การค้า	10,396.60	3,894.99	7,868.33	6,037.02
หนี้สินรวม	30,112.16	7,898.52	14,243.88	12,979.93
ทุนเรียกชำระแล้ว	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	78,711.85	86,037.11	91,902.95	49,097.78
รายได้รวม	212,752.62	132,379.08	128,634.13	122,123.20
กำไรสุทธิ	43,867.32	7,325.26	5,865.84	11,194.83

ที่มา : www.bol.co.th

3.4.2 มาตรฐานผลการดำเนินงาน

การปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าโดย OEG กำหนดให้มีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพตามมาตรฐานสากล สำหรับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (Good Utility Practices) เงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพึงต้องปฏิบัติ ข้อกำหนดของนโยบายประกันภัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า และคู่มือปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (Plant Manual)

3.4.3 การรับประกันผลการดำเนินงาน

ในการให้บริการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทนั้น ได้มีการกำหนดข้อตกลงให้ OEG รับประกันผลการดำเนินงาน (Performance Guarantee) ให้แก่บริษัท โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

รายการที่รับประกันผลการดำเนินงาน	เงื่อนไข	ค่าความเสียหาย	โบนัส
1. ความไม่พร้อมจ่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าในสวนอุตสาหกรรม (Industrial Power Capacity Unavailability)	ในแต่ละปีต้องเกิดขึ้นไม่เกิน 2 ครั้งในเดือนที่แตกต่างกัน	มี	มี
2. ความพร้อมจ่ายไอน้ำ (Steam Availability)	ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 99.8 ในแต่ละเดือน	มี	ไม่มี
3. กำลังการผลิตสำหรับ กฟผ. ในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (EGAT Peak Period Capacity)	จำนวนระยะเวลาที่ไม่สามารถส่งไฟฟ้าให้ กฟผ. ได้ (EGAT Unavailability) ต้องไม่เกิน 30 ชั่วโมงภายในรอบ 12 เดือน	ไม่มี	ไม่มี
4. ความมีเสถียรภาพของการผลิตและจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า (Plant Reliability)	ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 95.5 ในปีแรกของสัญญา และไม่ต่ำกว่าร้อยละ 97.0 ในแต่ละปีถัดไป	มี	มี

ในกรณีที่ OEG ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ดังกล่าวได้ OEG จะต้องจ่ายค่าความเสียหายให้กับบริษัท หนึ่งในกรณีที่ OEG สามารถดำเนินงานได้ดีกว่าเงื่อนไขในการรับประกัน บริษัทก็จะมีการจ่ายโบนัสตอบแทนให้กับ OEG ทั้งนี้จำนวนเงินสูงสุดสำหรับค่าความเสียหายรวมและโบนัสรวมในแต่ละปีกำหนดไว้ไม่เกินค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (Operational Period Fee) ในปีนั้นๆ

3.4.4 มาตรการรองรับในกรณีที่โรงไฟฟ้าประสบปัญหาทางการผลิต

ด้านการปฏิบัติการเดินเครื่อง บริษัทมีมาตรการรองรับในกรณีที่บริษัทไม่สามารถส่งมอบไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าของ SPI ในสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชาได้ ไม่ว่าจะด้วยเหตุผลว่าเครื่องจักรที่บริษัทใช้ในการผลิตอยู่ในระหว่างการปิดเพื่อซ่อมบำรุงหรือประสบกับปัญหาในการผลิต บริษัทจะรับไฟฟ้าจาก กฟผ. มาจ่ายต่อให้กับลูกค้าอีกทอดหนึ่งทันที เพื่อให้ลูกค้าของ SPI ยังคงได้รับไฟฟ้าที่สม่ำเสมอ และในกรณีที่เครื่องจักรต้องมีการซ่อมแซมใหญ่ บริษัทได้มีการทำสัญญาเช่าเครื่องจักรสำรองไว้ใช้ในการผลิต เพื่อสร้างความมั่นใจแก่ลูกค้าของบริษัทว่าบริษัทจะไม่มีปัญหาในการผลิตและการจัดส่งไฟฟ้าให้กับลูกค้าแต่ละราย

3.4.5 ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

บริษัทจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าทั้งหมด ยกเว้นกรณีที่ค่าใช้จ่ายดังกล่าวเกิดจากความผิดพลาดในการบริหารงานของ OEG ซึ่งตามสัญญาแล้ว OEG จะต้องรับผิดชอบเป็นจำนวนเท่ากับส่วนต่างทั้งหมดของค่าใช้จ่ายดังกล่าวกับเงินที่บริษัทสามารถเรียกคืนได้จากบริษัทประกันภัย

ในแต่ละปีบริษัทและ OEG จะมีการกำหนดงบประมาณในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าร่วมกัน โดยที่ค่าตอบแทนการให้บริการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาทั้งหมดที่บริษัทจ่ายให้ OEG ประกอบด้วยรายการต่อไปนี้

ประเภทค่าใช้จ่ายหรือค่าธรรมเนียม	ลักษณะค่าใช้จ่าย	หมายเหตุ
1. ค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินงาน (Fixed Operational Costs)	ประกอบด้วยเงินเดือน ค่าฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป ค่ายานพาหนะ ค่าบริการตามสัญญา และค่าประกันภัยโดยทั่วไป	มีการเจรจาในแต่ละปีกำหนดเป็นงบประมาณโดยกำหนดเป็นเงินบาท
2. ค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (Operational Period Fee)	-	กำหนดเป็นเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา และมีการปรับขึ้นร้อยละ 5 ทุกปี
3. ค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน (Recoverable Operational Costs)	ประกอบด้วยค่าวัสดุสิ้นเปลือง ค่าเครื่องมือและอุปกรณ์ ค่าบำรุงรักษาทั่วไป ค่าซ่อมแซมย่อย ค่าซ่อมใหญ่ที่ระบุในแผนการซ่อมบำรุง	-

การบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทแบ่งเป็น 3 ประเภทดังนี้ คือ

ประเภทการบำรุงรักษา	ลักษณะการบำรุงรักษา	กำหนดเวลา	งบประมาณโดยประมาณ
1. การตรวจสอบสภาพและซ่อมบำรุงรักษาทั่วไป (Routine Maintenance)	การตรวจสอบสภาพและซ่อมแซมชิ้นส่วนอุปกรณ์ตามวาระหรือตามสภาพความเสียหายที่ตรวจพบ	ทุกปี	40-50 ล้านบาท/ปี
2. การบำรุงรักษาครั้งใหญ่ (Major Maintenance)	การตรวจสอบสภาพและซ่อมแซมชิ้นส่วนสำคัญของอุปกรณ์ตามที่ผู้ผลิตแนะนำ	เมื่อเดินเครื่องครบทุก 25,000 ชั่วโมง (ประมาณทุกๆ 3 ปี)	60 ล้านบาท/ครั้ง/เครื่อง
3. การซ่อมใหญ่ (Major Overhaul)	การตรวจสอบสภาพและซ่อมแซมชิ้นส่วนทั้งหมดของอุปกรณ์	เมื่อเดินเครื่องครบทุก 50,000 ชั่วโมง (ประมาณทุกๆ 6 ปี)	130 ล้านบาท/ครั้ง/เครื่อง
4. การซ่อมที่ไม่ได้วางแผนล่วงหน้า (Unplanned Maintenance)	การซ่อมแซมชิ้นส่วนอุปกรณ์ตามสภาพความเสียหายที่ตรวจพบ	ไม่สามารถระบุได้	ไม่สามารถระบุได้

หมายเหตุ: โดยปกติบริษัทมีการเดินเครื่องประมาณ 8,000 ชั่วโมงต่อปี

บริษัทมีการวางแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในช่วงปี 2546 – 2551 รวมทั้งมีการตั้งงบประมาณค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาดังต่อไปนี้

ประเภทการบำรุงรักษา	กำหนดการดำเนินการและงบประมาณ						
	ปี 2545 (จ่ายจริง)	ปี 2546	ปี 2547	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551
1. การตรวจสอบสภาพและซ่อมบำรุงรักษาทั่วไป (Routine Maintenance)	38.2 ล้านบาท	43 ล้านบาท	44 ล้านบาท	49 ล้านบาท	55 ล้านบาท	56 ล้านบาท	57 ล้านบาท
2. การบำรุงรักษาครั้งใหญ่ (Major Maintenance)	เครื่องที่ 1 (1.36 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	-	-	เครื่องที่ 2 (1.49 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	-	เครื่องที่ 1 (1.60 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	-
3. การซ่อมใหญ่ (Major Overhaul)	เครื่องที่ 2 (1.59 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	เครื่องที่ 1 (1.20 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	เครื่องที่ 1 (1.60 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	เครื่องที่ 3 (0.60 ล้าน เหรียญสหรัฐ)	-	-	เครื่องที่ 2 (1.50 ล้าน เหรียญสหรัฐ)

ในการบำรุงรักษาครั้งใหญ่และการซ่อมใหญ่ บริษัทจะต้องมีภาระค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าปกติ ดังนั้นบริษัทจึงได้มีการสำรองเงินสดทุกปีเพื่อการนี้โดยเฉพาะ (Maintenance Reserve Account) เพื่อเป็นหลักประกันว่าบริษัทจะมีเงินสดเพียงพอสำหรับดำเนินการบำรุงรักษาครั้งใหญ่และการซ่อมใหญ่ตามแผนงาน

3.5 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

3.5.1 นโยบายด้านสิ่งแวดล้อมของบริษัท

บริษัทเป็นผู้ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าและไอน้ำรายเล็กที่ยึดมั่นและรับผิดชอบต่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม โดยมีการควบคุมและป้องกันปัญหาผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดของมาตรการลดผลกระทบและติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ได้รับอนุมัติจากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม รวมทั้งข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ด้วยระบบการจัดการตามมาตรฐาน ISO 14001 พร้อมทั้งตระหนักถึงความสำคัญของการอนุรักษ์พลังงานและการใช้ทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งมีแนวทางการปฏิบัติดังนี้

- 1) ควบคุมมลภาวะด้านอากาศ น้ำ เสียง จากกระบวนการผลิต รวมทั้งอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ให้สอดคล้องตามที่กฎหมายและระเบียบต่างๆ กำหนด
- 2) จัดเก็บขยะและสิ่งปฏิกูลอย่างมีระบบ และดำเนินการส่งกำจัดให้สอดคล้องกับข้อกำหนดของกฎหมาย
- 3) จัดทำวิธีป้องกันและแผนปฏิบัติให้ครอบคลุมกรณีเหตุฉุกเฉินต่างๆ เพื่อลดผลกระทบที่จะเกิดต่อสิ่งแวดล้อม
- 4) มุ่งมั่นและส่งเสริมการลดการใช้พลังงานอย่างสิ้นเปลือง รวมทั้งการใช้ทรัพยากรธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ
- 5) สื่อสาร สร้างจิตสำนึก และสนับสนุนให้พนักงานและผู้เกี่ยวข้องทุกคนมีส่วนร่วมในการปฏิบัติเพื่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมและพลังงาน
- 6) ดำเนินการพัฒนาและปรับปรุงระบบการจัดการสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง

บริษัทจะสร้างความเข้าใจและผลักดันการดำเนินการตามนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมของบริษัท ให้มีการปฏิบัติอย่างจริงจัง โดยมีความพร้อมที่จะเปิดเผยต่อสาธารณชนทั่วไปอยู่เสมอ

3.5.2 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าของบริษัท

นับตั้งแต่โรงไฟฟ้าของบริษัทเริ่มต้นผลิตไฟฟ้าได้เมื่อเดือนเมษายน 2542 เป็นต้นมา บริษัทได้ทำการตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง โดยว่าจ้างบริษัท อีสเทิร์น ไทยคอนซัลติ้ง 1992 จำกัด จัดทำรายงานติดตามมาตรการลดผลกระทบและติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมนำเสนอต่อสำนักงานนโยบายและสิ่งแวดล้อม สำนักงานอุตสาหกรรม จังหวัดชลบุรี เป็นประจำทุก 6 เดือน ทำให้คุณภาพสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ อันประกอบด้วย คุณภาพอากาศในบรรยากาศทั่วไป คุณภาพอากาศในปล่องโรงไฟฟ้า คุณภาพเสียงภายในโรงไฟฟ้า และคุณภาพน้ำทิ้งของบริษัทอยู่ในเกณฑ์ที่ดีกว่ามาตรฐานที่กำหนด จนส่งผลให้โรงไฟฟ้าของบริษัทได้รับรางวัล “สถานประกอบการที่ปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามข้อกำหนดรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมดีเด่น โครงการประเภทโรงไฟฟ้า ประจำปี พ.ศ. 2543” เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2543 จากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม กระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม และได้รับการรับรองระบบการจัดการสิ่งแวดล้อมตามมาตรฐาน ISO 14001 จากสถาบันสิ่งแวดล้อมไทย เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2545

บริษัทมีการจัดสรรงบประมาณสำหรับการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมไว้ในวงเงิน 5 ล้านบาทต่อปี อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมามีบริษัทมีค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดการสิ่งแวดล้อมในปี 2543 - 2545 อยู่ในวงเงินเพียง 2-3 ล้านบาทต่อปี ซึ่งต่ำกว่างบประมาณที่จัดสรรไว้ ทั้งนี้เป็นผลมาจากการออกแบบโรงไฟฟ้าและระบบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างเหมาะสม รวมทั้งได้มีการบำรุงรักษาและปรับปรุงอุปกรณ์ต่างๆ อย่างมีประสิทธิภาพ

3.6 งานที่ยังไม่ได้ส่งมอบ

- ไม่มี -