

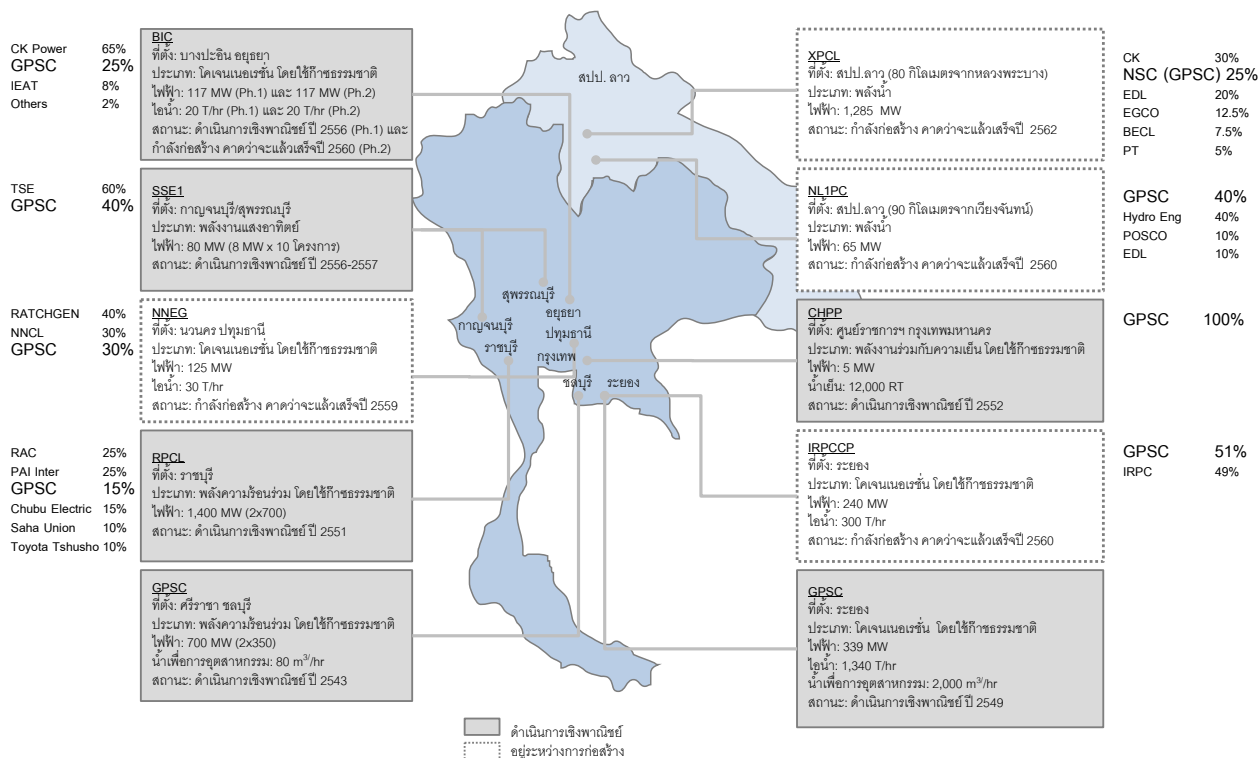
2. ลักษณะการประกอบธุรกิจ

บริษัทประกอบธุรกิจหลักในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และสาธารณูปโภคต่างๆ นอกจากนี้ บริษัทยังดำเนินธุรกิจในการให้บริการถือหุ้นในบริษัทที่ประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และสาธารณูปโภคต่างๆ รวมถึงธุรกิจเกี่ยวเนื่องทั้งในและต่างประเทศเช่น การวิจัยและพัฒนาแบตเตอรี่เพื่อเป็นระบบกักเก็บไฟฟ้าสำรองสำหรับภาคอุตสาหกรรม การบริหารจัดการทรัพยากรบุคคลของกลุ่ม ปตท. เป็นต้น

เมื่อโรงไฟฟ้าที่บริษัทเข้าไปลงทุนเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ บริษัทจะมีกำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นจากการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 1,851 เมกะวัตต์ (ประกอบด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศประมาณ 1,504 เมกะวัตต์ หรือประมาณร้อยละ 81.2 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม และกำลังการผลิตไฟฟ้าในต่างประเทศประมาณ 347 เมกะวัตต์ หรือประมาณร้อยละ 18.8 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม) ไอน้ำรวมประมาณ 1,512 ตันต่อชั่วโมง น้ำเย็นรวมประมาณ 12,000 ตันความเย็น และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวมประมาณ 2,080 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง

ทั้งนี้ บริษัทมีกำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นของโรงไฟฟ้าที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว จากการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 1,315 เมกะวัตต์ ไอน้ำรวมประมาณ 1,345 ตันต่อชั่วโมง น้ำเย็นรวมประมาณ 12,000 ตันความเย็น และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวมประมาณ 2,080 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ในขณะที่มีกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง จากการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 536 เมกะวัตต์ และไอน้ำรวมประมาณ 167 ตันต่อชั่วโมง

2.1 การประกอบธุรกิจของกลุ่มบริษัท



2.1.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (Conventional Energy) ในประเทศ

โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์

(1) บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน)

บริษัทเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. และผู้ประกอบการอุตสาหกรรม มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 1,039 เมกะวัตต์ และให้บริการด้านสาธารณูปโภคโดยผลิตและจำหน่ายไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียง มีกำลังการผลิตไอน้ำรวมประมาณ 1,340 ตันต่อชั่วโมง และกำลังการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวมประมาณ 2,080 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง สามารถจำหน่ายรายละเอียดโรงไฟฟ้าและโรงผลิตสาธารณูปการของบริษัทได้ดังนี้

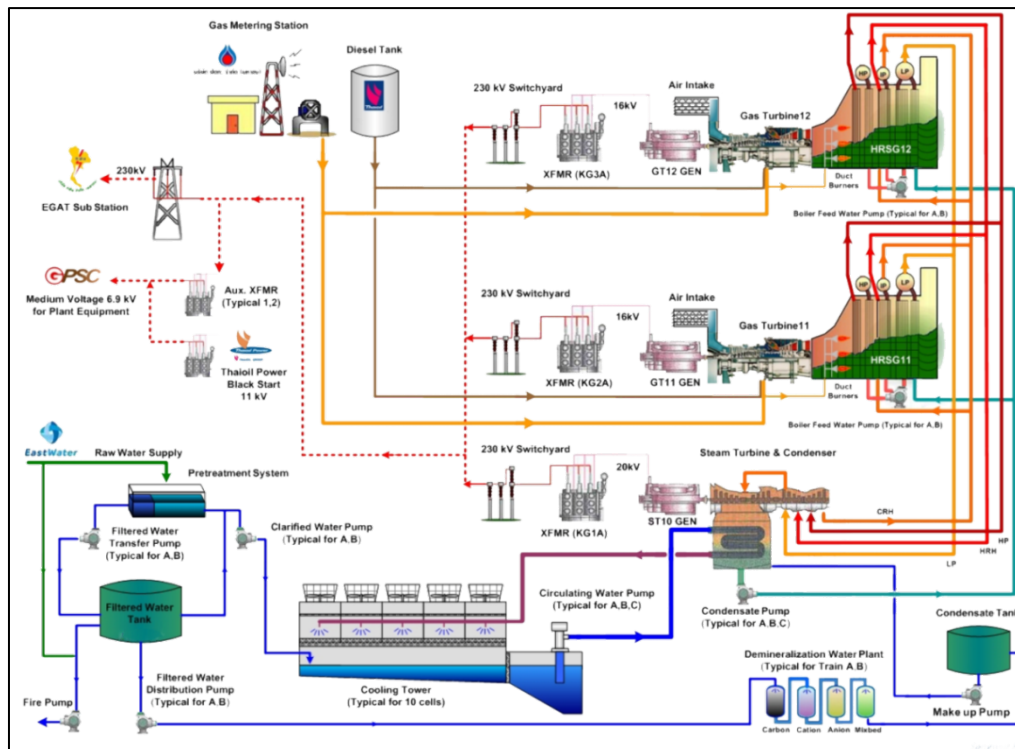
1. โรงไฟฟ้าศรีราชา

โรงไฟฟ้าศรีราชาเป็นโรงไฟฟ้าตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 700 เมกะวัตต์ และมีกำลังการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมประมาณ 80 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ตั้งอยู่ที่ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี โดยจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอายุสัญญา 25 ปี นับจากวันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2543 ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2568 โดยการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเป็นไปตามเงื่อนไขและการส่งเดินเครื่องของ กฟผ.

กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าศรีราชาเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และมีน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง โดยกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นจะเริ่มจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น ต่อมาอากาศที่ผ่านเครื่องอัดอากาศจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เพื่อสันดาปร่วมกับก๊าซธรรมชาติ ก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ซึ่งมีความร้อนและแรงดันสูงจะไปขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (Gas Turbine: GT) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator: GTG) ขนาด 235 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด โดยไอลเสียจากกังหันก๊าซจะนำไปถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำเพื่อผลิตเป็นไอน้ำความดันสูงด้วยเครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) จำนวน 2 ชุด และไอน้ำที่ผลิตได้จะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ (Steam Turbine: ST) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator: STG) ขนาด 240 เมกะวัตต์จำนวน 1 ชุด

แผนผังอย่างง่าย แสดงการผลิตของโรงไฟฟ้าศรีราชา



ทั้งนี้ บริษัทได้ทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงรักษาระยะยาว (Long Term Maintenance Contract) กับ Siemens Limited (Thailand) สำหรับเครื่องกังหันก๊าซ (GT) ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2562 ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญากับ Siemens ก่อนสิ้นสุดสัญญา

แผนการซ่อมบำรุงรักษา

แผนการซ่อมบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าศรีราชาสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ (1) Combustion Inspection (CI) เป็นการตรวจซ่อมบำรุงรักษาและเปลี่ยนชิ้นส่วนของห้องเผาไหม้ ใช้เวลาประมาณ 200 ชั่วโมง หรือ 8.33 วันต่อครั้ง (2) Hot Gas Path Inspection (HGP) เป็นการตรวจซ่อมบำรุงรักษาห้องเผาไหม้ไปจนถึงกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำซึ่งเป็นส่วนของเครื่องจักรที่ได้รับความร้อนจากกระบวนการผลิต ใช้เวลาประมาณ 640 ชั่วโมง หรือ 26.67 วันต่อครั้ง และ (3) Major Overhaul (MO) เป็นการตรวจซ่อมบำรุงรักษาทั้งโรงไฟฟ้า ใช้เวลาประมาณ 800 ชั่วโมง หรือ 33.33 วันต่อครั้ง ทั้งนี้ แผนการซ่อมบำรุงรักษาของอุปกรณ์ในส่วนอื่น เช่น Steam Turbine จะวางแผนตามการซ่อมบำรุงรักษาของ Gas Turbine เป็นหลัก

การจัดหาวัตถุดิบ

โรงไฟฟ้าศรีราชาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับปตท. เป็นระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2568 ที่ราคาก๊าซสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP Gas Price) โดยบริษัทสามารถส่งผ่านค่าเชื้อเพลิงรวมอยู่ในค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ไปยัง กฟผ. ทั้งนี้ กรณีที่ ปตท. ไม่สามารถจัดส่งปริมาณก๊าซธรรมชาติได้ตามสัญญาดังกล่าวและ กฟผ. สั่งให้บริษัทเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงสำรอง กฟผ. จะเป็นผู้ชดเชยค่าเชื้อเพลิงส่วนที่เพิ่มขึ้นให้แก่บริษัท โดยโรงไฟฟ้าศรีราชาได้ทำสัญญาซื้อขายน้ำมันดีเซลกับ TOP เพื่อใช้

เป็นเชื้อเพลิงสำรองในกรณีที่ไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้ โดยสัญญาจะมีระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2568 รวมถึงได้เข้าทำสัญญาซื้อขายน้ำดิบ (Raw Water Agreement) กับบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) เป็นระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2568

นอกจากนี้โรงไฟฟ้าศรีราชาได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองกับ กฟผ. จำนวน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นสัญญาปีต่อปี และได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองกับ TP จำนวน 1 เมกะวัตต์ โดยสัญญาจะมีระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2568

ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ สัญญาซื้อขายน้ำมันดีเซล สัญญาซื้อขายน้ำดิบและสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองกับคู่สัญญาก่อนสิ้นสุดสัญญา

การจัดจำหน่าย

โรงไฟฟ้าศรีราชาผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ทั้งนี้ ตามเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้างดงามได้ให้สิทธิแก่ กฟผ. เป็นผู้กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าผ่านแผนการรับซื้อไฟฟ้าระยะยาวแบบรายปีและรายเดือน และแผนการรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นแบบรายวัน โดยโรงไฟฟ้าศรีราชาต้องแจ้งความพร้อมจ่าย (Availability) ในการผลิตไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ทั้งระยะยาวและระยะสั้นเช่นกัน ซึ่งค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้แก่โรงไฟฟ้าศรีราชาในการรักษาระดับความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าโดยไม่คำนึงถึงปริมาณไฟฟ้าที่ได้ขายให้แก่ กฟผ. ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าศรีราชาจะได้รับรายได้จาก AP ตามความพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าศรีราชาแจ้งและเป็นไปตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าศรีราชายังได้รับรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามปริมาณที่ผลิตจริงตามคำสั่งการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งนี้ กฟผ. มีสิทธิตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในการสั่งการให้โรงไฟฟ้าศรีราชาหยุดผลิตไฟฟ้าหรือผลิตไม่เต็มกำลังการผลิต โดย กฟผ. ยังคงต้องจ่ายค่า AP ให้กับโรงไฟฟ้าศรีราชาตามความพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าศรีราชาเป็นผู้แจ้ง

นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าศรีราชาได้ทำสัญญาซื้อขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวม 50 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 1 ราย มีอายุสัญญา 16 ปี สิ้นสุดในปี 2568 ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจากับลูกค้าดังกล่าวก่อนสิ้นสุดสัญญา

2. โรงผลิตสาธารณูปการระยอง

โรงผลิตสาธารณูปการระยองประกอบธุรกิจการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับกลุ่ม ปตท. และลูกค้าอุตสาหกรรมทั่วไป และมีการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับ กฟผ. เพื่อเป็นการรักษาสสมดุลของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ (Balance load) ในกรณีที่ลูกค้าอุตสาหกรรมมีความต้องการใช้ไอน้ำสูง ส่งผลให้โรงผลิตสาธารณูปการระยองเพิ่มอัตราการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้นเพื่อให้ได้ปริมาณไอน้ำที่เพียงพอต่อความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรม โดยไฟฟ้าส่วนเกินดังกล่าวจะจัดจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Non-firm ทั้งนี้ การจำหน่ายไฟฟ้าบางส่วนให้กับ กฟผ. นอกจากจะเป็นการเพิ่มความยืดหยุ่นในการดำเนินธุรกิจแล้ว ยังเป็นการเพิ่มเสถียรภาพให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมอีกด้วย โดยปัจจุบันโรงผลิตสาธารณูปการระยองประกอบด้วยโรงผลิตสาธารณูปการจำนวน 3 แห่ง ได้แก่

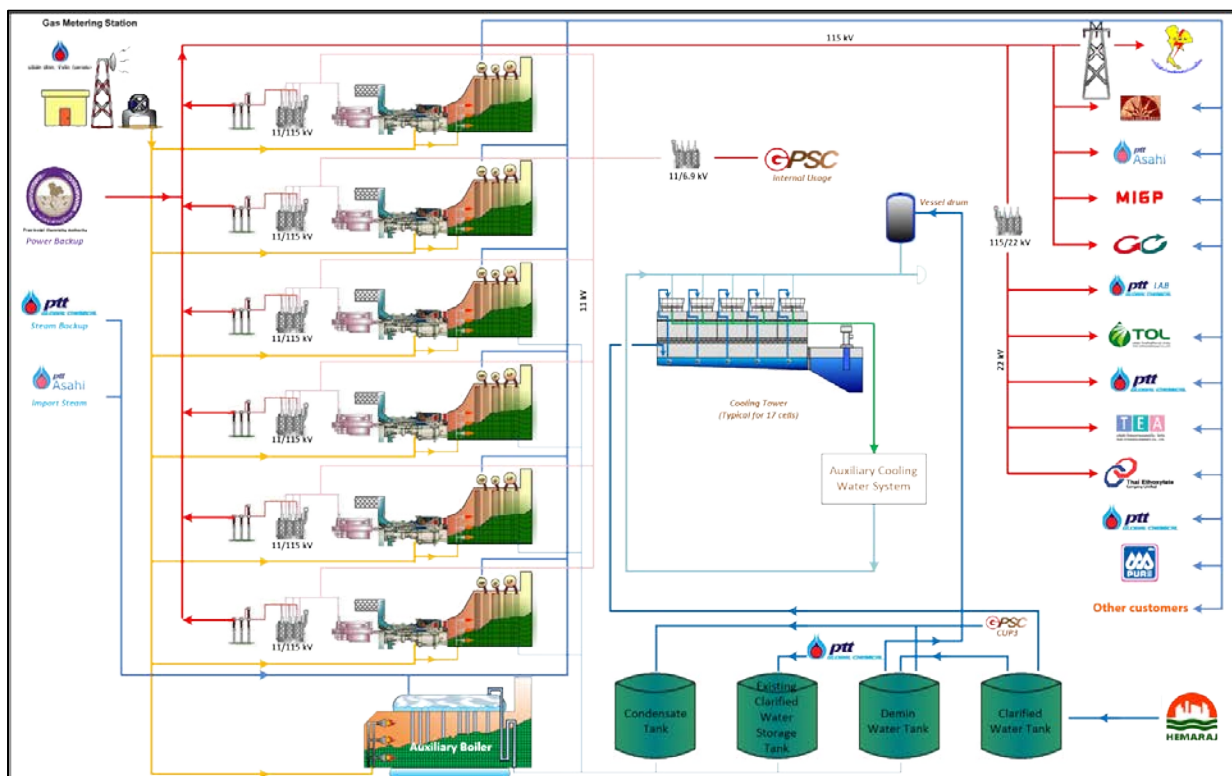
2.1 โรงผลิตสาธารณูปการ 1 (Central Utility Plant 1: CUP-1)

โรงผลิตสาธารณูปการ 1 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 226 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำประมาณ 890 ตันต่อชั่วโมง และกำลังการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมประมาณ 720 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมงตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก (มาบตาพุด) จังหวัดระยอง โดยจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเป็นหลักและจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับ กฟผ. โดยเริ่มทยอยดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี 2549

กระบวนการผลิต

โรงผลิตสาธารณูปการ 1 เป็นโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant) ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยการผลิตไฟฟ้านั้นจะเริ่มจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น ต่อมาอากาศที่ผ่านเครื่องอัดอากาศจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เพื่อสันดาปร่วมกับก๊าซธรรมชาติ ก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ซึ่งมีความร้อนและแรงดันสูงจะไปขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (GT) เพื่อขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ (GTG) ขนาด 37.6 เมกะวัตต์ จำนวน 6 ชุด โดยไอเสียจากกังหันก๊าซจะนำไปถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำเพื่อผลิตเป็นไอน้ำความดันสูงด้วยเครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) ขนาด 70/140 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 6 ชุดเพื่อจำหน่ายไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม นอกจากนี้ ยังมีการผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำสำรอง (Auxiliary Boiler) จำนวน 1 หน่วย ขนาด 50 ตันต่อชั่วโมง อีกด้วย

แผนผังอย่างง่าย แสดงการผลิตของโรงผลิตสาธารณูปการ 1



ทั้งนี้ บริษัทได้ทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงรักษาระยะยาว (Long Term Service Agreement) กับ GE Energy Parts Inc. และ General Electric International Operations Company Inc. สำหรับเครื่องกังหันก๊าซ (GT) ของโรงผลิต

สาธารณูปการ 1 และ 2 ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2566 ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญากับคู่สัญญาก่อนสิ้นสุดสัญญา

แผนการซ่อมบำรุงรักษา

แผนการซ่อมบำรุงรักษาของโรงผลิตสาธารณูปการระยองทั้ง 3 แห่ง สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ Hot Gas Path Inspection (HGP) และ Major Overhaul (MO) ซึ่งบริษัทมีแผนในการซ่อมบำรุงรักษา HGP และ MO สลับกันทุกๆ 3 ปี โดยใช้ระยะเวลาประมาณ 10 และ 18 วันต่อครั้ง ตามลำดับ ทั้งนี้ โรงผลิตสาธารณูปการระยองไม่มีการทำ Combustion Inspection เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าศรีราชาเนื่องจากจะมีการเปลี่ยนชิ้นส่วนเครื่องจักรทุกครั้งที่มีการทำ HGP และ MO ดังนั้น จึงไม่ต้องทำการ Inspection ในส่วนดังกล่าว นอกจากนี้ ในส่วนของแผนการซ่อมบำรุงรักษาของ Steam Turbine บริษัทจะดำเนินการให้สอดคล้องกับแผนการซ่อมบำรุงรักษา Gas Turbine โดยจะทำ MO ในช่วงเวลาเดียวกับ Gas Turbine และจะซ่อมบำรุงรักษาแบบ Minor Inspection (MI) ในช่วงที่ Gas Turbine ทำการซ่อมบำรุงรักษาแบบ HGP นอกจากนี้ โรงผลิตสาธารณูปการระยองได้กำหนดแผนการซ่อมบำรุงรักษาของ Auxiliary Boiler และ HRSG ไว้เป็นประจำทุกปี (Yearly Inspection)

การจัดหาวัตถุดิบ

โรงผลิตสาธารณูปการ 1 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 15 ปี สิ้นสุดปี 2564 และมีสิทธิใช้น้ำตามสัญญาซื้อขายที่ดินกับนิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก (มาบตาพุด) นอกจากนี้ ยังได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อสำรองไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 93.5 เมกะวัตต์ มีระยะเวลา 1 ปีและต่ออายุโดยอัตโนมัติอีกครั้งละ 1 ปีหากไม่มีการยกเลิกสัญญา ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อสำรองกับคู่สัญญาก่อนสิ้นสุดสัญญา

การจัดจำหน่าย

โรงผลิตสาธารณูปการ 1 ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมประกอบด้วย สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมประมาณ 124 เมกะวัตต์ กับลูกค้าจำนวน 11 ราย อายุสัญญา 10-15 ปีและสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี สัญญาซื้อขายไอน้ำรวมประมาณ 280 ตันต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 7 ราย อายุสัญญา 10 - 15 ปี และสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี และสัญญาซื้อขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวมประมาณ 300 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 6 ราย อายุสัญญา 10 - 15 ปี และสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี นอกจากนี้ ยังมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 40 เมกะวัตต์ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Non-firm โดยสัญญาดังกล่าวมีอายุสัญญา 5 ปีและต่ออายุโดยอัตโนมัติอีกทุก 5 ปีนับตั้งแต่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ.

ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมก่อนสิ้นสุดสัญญา โดยคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายสามารถตกลงกันและต่ออายุสัญญาได้อีก 5 ปี

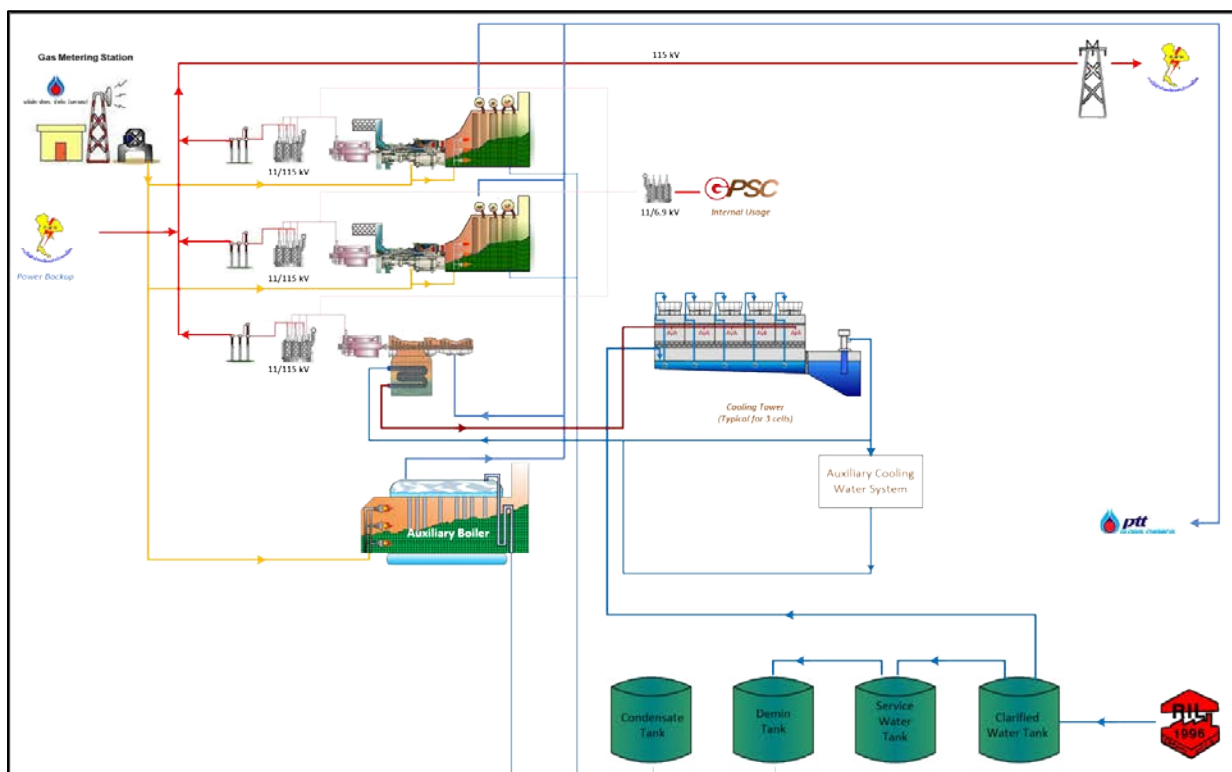
2.2 โรงผลิตสาธารณูปการ 2 (Central Utility Plant 2: CUP-2)

โรงผลิตสาธารณูปการ 2 ตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับนิคมอุตสาหกรรมอาร์ไอแอล (Rayong Industrial Land: RIL) จังหวัดระยองมีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 113 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำประมาณ 170 ตันต่อชั่วโมง และกำลังการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมประมาณ 510 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง โดยจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเป็นหลัก และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับ กฟผ. ทั้งนี้ เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่ปี 2551

กระบวนการผลิต

โรงผลิตสาธารณูปการ 2 เป็นโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นจะเริ่มจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น ต่อมาอากาศที่ผ่านเครื่องอัดอากาศจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เพื่อสันดาปร่วมกับก๊าซธรรมชาติ ก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ซึ่งมีความร้อนและแรงดันสูงจะไปขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (GT) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ (GTG) ขนาด 37.6 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยไอเสียจากกังหันก๊าซจะนำไปถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำเพื่อผลิตเป็นไอน้ำด้วยเครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) ขนาด 70/140 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 2 ชุด โดยไอน้ำที่ผลิตได้จำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม และไอน้ำส่วนที่เหลือจะนำไปผ่านกังหันไอน้ำ (ST) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ (STG) ขนาด 38 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด นอกจากนี้ยังมีการผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำสำรอง (Auxiliary Boiler) จำนวน 1 หน่วย ขนาด 50 ตันต่อชั่วโมง อีกด้วย

แผนผังอย่างง่าย แสดงการผลิตของโรงผลิตสาธารณูปการ 2



การจัดหาวัตถุดิบ

โรงผลิตสาธารณูปการ 2 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 15 ปี สิ้นสุดในปี 2565 และมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายน้ำดิบ (Raw Water) จากนิคมอุตสาหกรรมอาร์ไอแอล เป็นระยะเวลา 15 ปี สิ้นสุดปี 2565 ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และสัญญาซื้อขายน้ำดิบกับคู่สัญญาก่อนสิ้นสุดสัญญา นอกจากนี้ บริษัทยังได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองกับ กฟผ. จำนวน 37.5 เมกะวัตต์ มีระยะเวลา 1 ปีและต่ออายุโดยอัตโนมัติอีกครั้งละ 1 ปีหากไม่มีการยกเลิกสัญญา

การจัดจำหน่าย

โรงผลิตสาธารณูปการ 2 ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอาร์ไอแอล ประกอบด้วย สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวม 42.75 เมกะวัตต์ สัญญาซื้อขายไอน้ำรวม 95 ตันต่อชั่วโมง และสัญญาซื้อขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวม 178 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 1 ราย อายุสัญญา 15 ปีและสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี นอกจากนี้ ยังมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 60 เมกะวัตต์ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Non-firm อายุสัญญา 5 ปีและต่ออายุโดยอัตโนมัติทุก 5 ปีนับตั้งแต่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ.

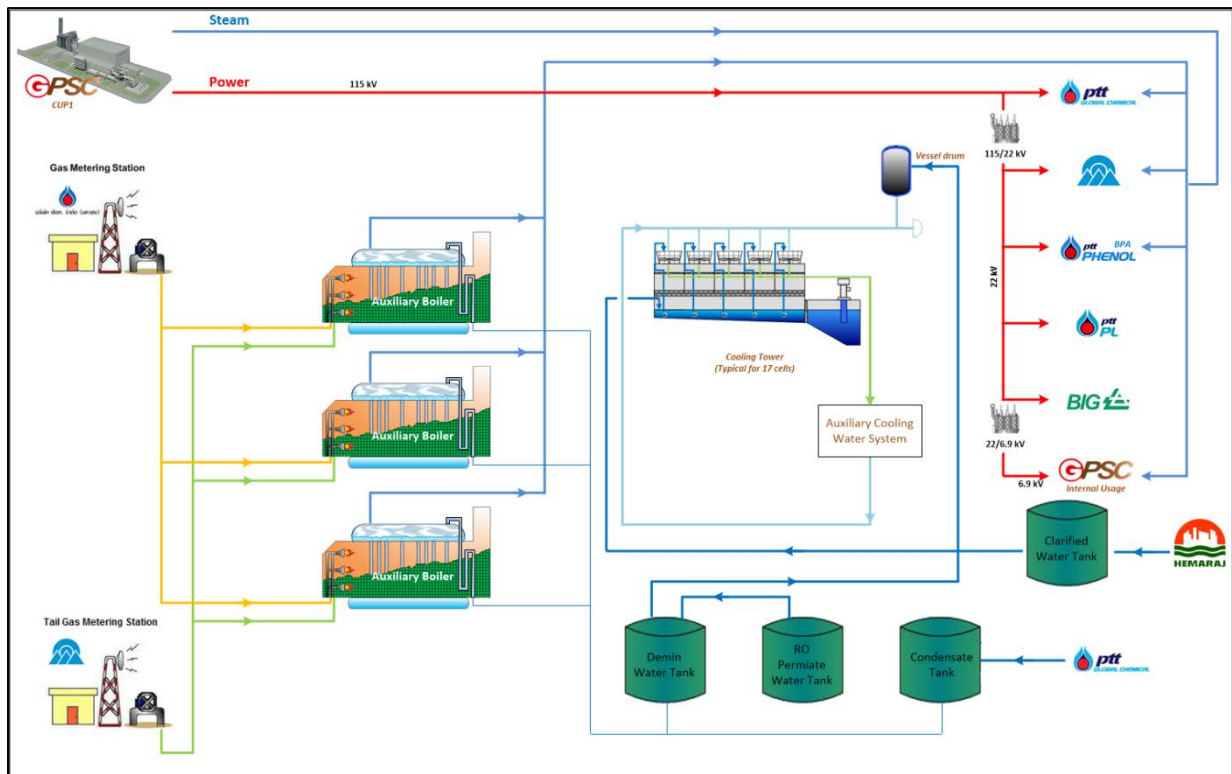
ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมก่อนสิ้นสุดสัญญา

2.3 โรงผลิตสาธารณูปการ 3 (Central Utility Plant 3: CUP-3)

โรงผลิตสาธารณูปการ 3 ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก (มาบตาพุด) จังหวัดระยอง มีกำลังการผลิตไอน้ำประมาณ 280 ตันต่อชั่วโมง และกำลังการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมประมาณ 770 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง โดยมีอุปกรณ์หลักประกอบด้วยหม้อไอน้ำสำรอง (Auxiliary Boiler) จำนวน 3 หน่วย และระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ทั้งนี้ เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี 2552

ทั้งนี้ โรงผลิตสาธารณูปการ 1 และ 3 ได้ถูกออกแบบระบบส่งไฟฟ้าและไอน้ำให้เชื่อมโยงกัน (Power and Steam Distribution Tie-up) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ สร้างความสมดุลและสำรองระหว่างกันได้ ประกอบกับโรงผลิตสาธารณูปการ 1 เป็นโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) ที่สามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้ มีประสิทธิภาพสูงกว่าการผลิตไอน้ำของโรงผลิตสาธารณูปการ 3 ส่งผลให้มีการส่งไอน้ำ รวมทั้งไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงผลิตสาธารณูปการ 1 ไปยังโรงผลิตสาธารณูปการ 3 เพื่อจ่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงผลิตสาธารณูปการ 3

แผนผังอย่างง่าย แสดงการผลิตของโรงผลิตสาธารณูปการ 3



การจัดหาวัตถุดิบ

โรงผลิตสาธารณูปการ 3 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไอน้ำโดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 15 ปีสิ้นสุดปี 2566 และเข้าทำสัญญาซื้อขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับนิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก (มาบตาพุด) เป็นระยะเวลา 15 ปีสิ้นสุดปี 2566

ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและสัญญาซื้อขายน้ำดิบกับคู่สัญญาก่อนสิ้นสุดสัญญา

การจัดจำหน่าย

โรงผลิตสาธารณูปการ 3 ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมเหมราชตะวันออก(มาบตาพุด) ดังนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมประมาณ 56 เมกะวัตต์ กับลูกค้าจำนวน 4 ราย อายุสัญญา 15 ปี และสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี สัญญาซื้อขายไอน้ำรวมประมาณ 223 ตันต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 3 ราย อายุสัญญา 15 ปี และสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี และสัญญาซื้อขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมรวมประมาณ 62 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง กับลูกค้าจำนวน 3 ราย อายุสัญญา 15 ปี และสามารถต่อสัญญาได้ครั้งละ 5 ปี

ทั้งนี้ บริษัทจะทำการเจรจาต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมกับลูกค้าอุตสาหกรรมก่อนสิ้นสุดสัญญา โดยคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายสามารถตกลงกันและต่ออายุสัญญาได้อีก 5 ปี

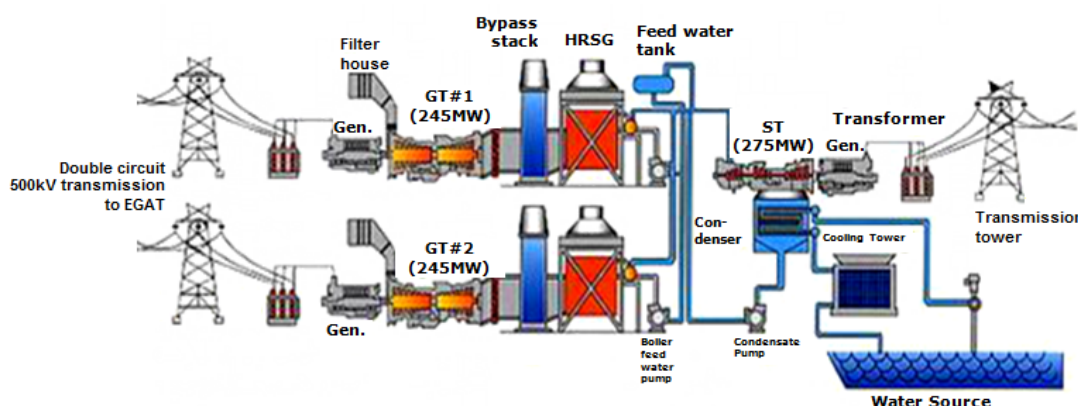
(2) บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (RPCL)

RPCL เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าหน่วยละ 700 เมกะวัตต์ จำนวน 2 หน่วยผลิตรวมเป็น 1,400 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ที่อำเภอดำเนินสะดวก จังหวัดราชบุรี โดยจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งมีอายุสัญญา 25 ปี นับจากวันที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. สำหรับหน่วยผลิตที่ 1 ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2551 และหน่วยผลิตที่ 2 ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2551 ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2576 โดยการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเป็นไปตามเงื่อนไขและการส่งเดินเครื่องของ กฟผ.

กระบวนการผลิต

RPCL เป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และมีน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองซึ่งมีกระบวนการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าศรีราชา โดย RPCL มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) ขนาด 245 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุดต่อ 1 หน่วยผลิต เครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) ขนาด 275 เมกะวัตต์จำนวน 1 ชุด ต่อ 1 หน่วยผลิต

แผนผังอย่างง่าย แสดงการผลิตของ RPCL



หมายเหตุ: แสดงการผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ จำนวน 1 หน่วยผลิต

ทั้งนี้ RPCL ได้ทำสัญญาดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Agreement) กับ Chubu Ratchaburi Electric Services (CRESCO) สำหรับเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องจักรในส่วนอื่นนอกเหนือจากเครื่องกังหันก๊าซ (GT) ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2565 และ CRESCO ได้ทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงรักษาระยะยาว (Long Term Service Agreement) กับ Mitsubishi Hitachi Power System สำหรับเครื่องกังหันก๊าซ (GT) ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2563

การจัดหาวัตถุดิบ

RPCL ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2576 ที่ราคาก๊าซสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP Gas Price) โดย RPCL สามารถส่งผ่านค่าเชื้อเพลิงรวมอยู่ในค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ไปยัง กฟผ. ทั้งนี้ กรณีที่ ปตท. ไม่สามารถจัดส่งปริมาณก๊าซธรรมชาติได้ตามสัญญาดังกล่าวและ กฟผ. สั่งให้ RPCL เดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงสำรองกฟผ. จะเป็นผู้ชดเชย

ค่าเชื้อเพลิงส่วนที่เพิ่มขึ้นให้แก่ RPCL โดย RPCL ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วกับ ปตท.เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในกรณีที่ไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้ โดยสัญญามีระยะเวลา 6 ปี สิ้นสุดในปี 2559

การจัดจำหน่าย

RPCL ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ทั้งนี้ ตามเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้างดไว้ให้สิทธิแก่ กฟผ. เป็นผู้กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าผ่านแผนการรับซื้อไฟฟ้าระยะยาวแบบรายปีและรายเดือน และแผนการรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นแบบรายวัน โดย RPCL ต้องแจ้งความพร้อมจ่าย ในการผลิตไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ทั้งระยะยาวและระยะสั้นเช่นกัน ซึ่งค่า AP เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้แก่ RPCL ในการรักษาระดับความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าโดยไม่คำนึงถึงปริมาณไฟฟ้าที่ได้ขายให้แก่ กฟผ. ทั้งนี้ RPCL จะได้รับรายได้ค่า AP ตามความพร้อมจ่ายที่ RPCL แจ้งและเป็นไปตามเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกจากนี้ RPCL ยังได้รับรายได้ค่า EP จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามปริมาณที่ผลิตจริงตามคำสั่งการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งนี้ กฟผ. มีสิทธิตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในการสั่งการให้ RPCL หยุดผลิตไฟฟ้าหรือผลิตไม่เต็มกำลังการผลิต โดย กฟผ. ยังคงต้องจ่ายค่า AP ให้กับ RPCL ตามความพร้อมจ่ายที่ RPCL เป็นผู้แจ้ง

(3) บริษัท ผลิตไฟฟ้าและพลังงานร่วม จำกัด (CHPP)

CHPP เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 5 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตน้ำเย็นประมาณ 12,000 ตันความเย็น ตั้งอยู่ที่ศูนย์ราชการฯ โดยจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Non-firm จำนวน 6.4 เมกะวัตต์ ให้กับ กฟผ. และจำหน่ายพลังงานความเย็นสำหรับระบบปรับอากาศให้อาคารศูนย์ราชการฯ

CHPP เป็นโรงไฟฟ้าประเภทผลิตไฟฟ้าร่วมกับความเย็น (Combined Heat and Power with District Cooling Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยกระบวนการผลิตไฟฟ้าจะคล้ายกับระบบผลิตไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration) เริ่มต้นจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น ต่อมาอากาศที่ผ่านเครื่องอัดอากาศจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เพื่อสันดาปร่วมกับก๊าซธรรมชาติ ก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ซึ่งมีความร้อนและแรงดันสูงจะไปขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (GT) เพื่อขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ (GTG) โดยไอเสียจากกังหันก๊าซจะนำไปผ่านเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) เพื่อผลิตน้ำเย็น ทั้งนี้ CHPP มีกระบวนการผลิตน้ำเย็นแบ่งเป็น 2 ระบบ คือ

1. ระบบผลิตน้ำเย็นด้วยความร้อนที่ได้จากการผลิตไฟฟ้า มีเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) ขนาด 3,000 ตันความเย็น จำนวน 2 หน่วย ซึ่งยังไม่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เนื่องจากอยู่ระหว่างการปรับปรุงเครื่องจักร คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2559
2. ระบบผลิตน้ำเย็นด้วยไฟฟ้ามีเครื่องผลิตน้ำเย็นโดยใช้ไฟฟ้า (Electric Chiller) ขนาด 2,000 ตันความเย็น จำนวน 2 หน่วย และขนาด 1,000 ตันความเย็น จำนวน 2 หน่วย เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ปี 2552

ที่ผ่านมา CHPP ได้ทำการจำหน่ายไฟฟ้าตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ Non-firm ให้กับ กฟผ. แล้ว อย่างไรก็ตาม ปัจจุบัน CHPP ได้หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. โดยเดินเครื่องจักรผลิตน้ำเย็นโดยใช้ไฟฟ้า (Electric Chiller) เพื่อผลิตน้ำเย็นสำหรับระบบปรับอากาศในอาคารศูนย์ราชการฯ เพียงอย่างเดียว เนื่องจากอยู่ระหว่างทำการปรับปรุงเครื่องจักร

ทั้งนี้ CHPP ได้ทำสัญญาดำเนินงาน (Operation Agreement) กับบริษัท เอ็กโก เอ็นจิเนียริงแอนด์ เซอร์วิส จำกัด สำหรับการเดินเครื่องจักรซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2559 และทำสัญญาบำรุงรักษาเครื่องจักรหลัก (Electric Chiller) กับ บริษัท แอร์โค จำกัด ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2559

การจัดหาวัตถุดิบ

CHPP ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 10 ปี สิ้นสุดปี 2563

การจัดจำหน่าย

CHPP จำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟน. โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ Non-firm เมื่อวันที่ 23 เมษายน 2552 มีอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 5 ปี และต่อสัญญาอัตโนมัติทุก ๆ 5 ปี จนกว่าจะมีการยกเลิกสัญญา สำหรับไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะถูกนำไปใช้ในการผลิตพลังงานความเย็นเพื่อจำหน่ายให้อาคารศูนย์ราชการสำหรับระบบปรับอากาศ โดยทำสัญญาซื้อขายพลังงานความเย็นกับบริษัท ธารักษ์พัฒนาสินทรัพย์ จำกัด มีอายุสัญญา 30 ปี สิ้นสุดในปี 2581

(4) บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)

BIC เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 117 เมกะวัตต์ และมีกำลังการผลิตไอน้ำประมาณ 20 ตันต่อชั่วโมง ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm จำนวน 90 เมกะวัตต์ ให้กับ กฟผ. และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ และไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน

กระบวนการผลิต

BIC เป็นโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งกระบวนการผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น ต่อมาอากาศที่ผ่านเครื่องอัดอากาศจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เพื่อสันดาปรวมกับก๊าซธรรมชาติ ก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ซึ่งมีความร้อนและแรงดันสูงจะไปขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (GT) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันก๊าซ (GTG) ขนาด 47.3 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยไอสายจากกังหันก๊าซจะนำไปถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำเพื่อผลิตเป็นไอน้ำด้วยเครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) จำนวน 2 ชุด ไปผ่านกังหันไอน้ำ (ST) เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ (STG) ขนาด 22.9 เมกะวัตต์จำนวน 1 ชุดและไอน้ำที่เหลือทั้งหมดจำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม

ทั้งนี้ BIC ได้ทำสัญญาบริการซ่อมบำรุงรักษาระยะยาว (Long Term Service Agreement) จำนวน 2 สัญญา กับ General Electric International Operations Company Inc. และ GE Packaged Power Inc. สำหรับเครื่องกังหันก๊าซ (GT) ซึ่งสัญญาจะสิ้นสุดในปี 2570

การจัดหาวัตถุดิบ

BIC ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นระยะเวลา 25 ปีสิ้นสุดในปี 2581 และทำสัญญาซื้อขายน้ำดิบจาก บริษัท ทีทีดับบลิว จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นการต่อสัญญาแบบปีต่อปี

การจัดจำหน่าย

BIC จำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm จำนวน 90 เมกะวัตต์ให้กับ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งมีอายุสัญญา 25 ปี นับจากวันที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. (COD) ตั้งแต่ปี 2556 และสัญญาจะสิ้นสุดปี 2581 และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน ในลักษณะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว อายุสัญญาประมาณ 15 ปี และมีการทำสัญญาซื้อขายไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน

ทั้งนี้ BIC ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm สำหรับโครงการที่ 2 กับ กฟผ. จำนวน 90 เมกะวัตต์ เป็นระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้างดงามกล่าวว่ามีกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ในวันที่ 1 มิถุนายน 2560 โรงไฟฟ้าโครงการที่ 2 เป็นโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงไฟฟ้าโครงการที่ 1 และมีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 117 เมกะวัตต์ และไอน้ำประมาณ 20 ตันต่อชั่วโมง เช่นเดียวกับโครงการที่ 1 โดยไฟฟ้าส่วนที่เหลือและไอน้ำทั้งหมดจะจำหน่ายให้กับผู้ประกอบการอุตสาหกรรมที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน ซึ่งได้เริ่มทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโครงการที่ 2 แล้วในเดือนกุมภาพันธ์ 2558 และคาดว่าจะใช้เวลาในการก่อสร้าง 30 เดือน โดยบริษัทมีภาระผูกพันที่จะใส่เงินเพิ่มทุนตามสัดส่วนการถือหุ้นในวงเงินรวมประมาณ 333 ล้านบาท ทั้งนี้ ในกรณีที่เงินลงทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Undertaking ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้จากผู้ถือหุ้นในวงเงินไม่เกินประมาณ 25 ล้านบาท

โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง

(1) บริษัท ไออาร์พีซี คลีนพาวเวอร์ จำกัด (IRPCCP)

IRPCCP เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าหน่วยผลิตละประมาณ 120 เมกะวัตต์ จำนวน 2 หน่วยผลิต รวมเป็น 240 เมกะวัตต์ และมีกำลังการผลิตไอน้ำ 2 หน่วยผลิต รวมประมาณ 300 ตันต่อชั่วโมง ตั้งอยู่ในเขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี จังหวัดระยอง โดยจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm จำนวน 2 สัญญา สัญญาณละ 90 เมกะวัตต์ รวมเป็น 180 เมกะวัตต์ให้กับ กฟผ.ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งมีอายุสัญญา 25 ปี และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือและไอน้ำให้กับ IRPC

กระบวนการผลิต

IRPCCP เป็นโรงไฟฟ้าประเภทโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีกระบวนการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกับ BIC โดย IRPCCP มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) ขนาดประมาณ 45 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด ต่อ 1 หน่วยผลิต เครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) ขนาดประมาณ 70 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 2 ชุด ต่อ 1 หน่วยผลิต และเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) ขนาดประมาณ 30 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด ต่อ 1 หน่วยผลิต

ปัจจุบัน โรงไฟฟ้างดงามอยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยทำการว่าจ้างผู้รับเหมาเป็นสัญญาการจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (Lump Sum Turnkey Contract) กับกิจการค้าร่วม (Consortium) ซึ่งประกอบด้วยบริษัทที่มีความชำนาญ จำนวน 3 รายคือ Mitsubishi Corporation Toyo-Thai Corporation และ Toyo Thai Malaysia SDN BHD และอยู่

ระหว่างเจรจาสัญญาให้บริการบำรุงรักษา (Maintenance Agreement) กับ IRPC คาดว่าจะใช้ระยะเวลาก่อสร้างรวม 48 เดือน ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2556 – มิถุนายน 2560 โดยสามารถแบ่งได้เป็น 2 ระยะ ดังนี้

1. ระยะที่ 1 - ระยะเวลาการก่อสร้างประมาณ 19 เดือน ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2556 – มกราคม 2558 เพื่อขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่โครงการส่วนขยาย Upstream Project for Hygiene and Value Added Products (UHV) ของ IRPC โดย ณ เดือนธันวาคม 2557 การก่อสร้างระยะที่ 1 มีความคืบหน้าไปแล้วประมาณร้อยละ 92 ซึ่งมีแผนจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนพฤษภาคม 2558
2. ระยะที่ 2 - ระยะเวลาการก่อสร้างประมาณ 29 เดือน ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2558 – มิถุนายน 2560

ทั้งนี้ บริษัทมีภาระผูกพันคงเหลือที่จะใส่เงินเพิ่มทุนอีกประมาณ 942 ล้านบาท และในกรณีที่เงินทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Sponsor Support ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้ในวงเงินไม่เกินประมาณ 347 ล้านบาท

การจัดหาวัตถุดิบ

IRPCCP ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท.เป็นระยะเวลา 27 ปี นับตั้งแต่วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของระยะที่ 1 และมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายน้ำดิบ (Raw Water) กับ IRPC เป็นระยะเวลา 27 ปี นับตั้งแต่วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของระยะที่ 1

การจัดจำหน่าย

IRPCCP ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm กับ กฟผ. ฉบับลงวันที่ 6 มกราคม 2555 จำนวน 2 สัญญา สัญญาละ 90 เมกะวัตต์ รวมเป็น 180 เมกะวัตต์ มีระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. นอกจากนี้ IRPCCP ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจำนวน 60 เมกะวัตต์ และทำสัญญาซื้อขายไอน้ำปริมาณรวมประมาณ 180-300 ตันต่อชั่วโมงกับ IRPC เมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2556 สิ้นสุดปี 2585 หรือสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้วแต่เหตุการณ์ใดจะเกิดขึ้นภายหลัง

(2) บริษัท ผลิตไฟฟ้า นคร จำกัด (NNEG)

NNEG เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 125 เมกะวัตต์ และมีกำลังการผลิตไอน้ำประมาณ 30 ตันต่อชั่วโมง ตั้งอยู่ในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร จังหวัดปทุมธานี โดยจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm จำนวน 90 เมกะวัตต์ ให้กับ กฟผ. และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ และไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร

กระบวนการผลิต

NNEG เป็นโรงไฟฟ้าประเภทโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีกระบวนการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกับ BIC โดย NNEG มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) ขนาด 40-46.5 เมกะวัตต์ จำนวน 2 ชุด เครื่องผลิตไอน้ำจากความร้อนทิ้ง (HRSG) จำนวน 2 ชุด และเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) ขนาด 38 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด

ปัจจุบัน โรงไฟฟ้างดกล่าวอยู่ระหว่างก่อสร้าง โดยทำการว่าจ้างผู้รับเหมาเป็นสัญญาการจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จกับกิจการร่วม (Consortium) ประกอบด้วยบริษัทที่มีความชำนาญจำนวน 2 รายคือ Jurong Engineering Ltd. และ

Thai Jurong Engineering Ltd. ซึ่งบริษัทมีภาระผูกพันคงเหลือที่จะใส่เงินเพิ่มทุนอีกประมาณ 176 ล้านบาท โดย ณ เดือนธันวาคม 2557 การก่อสร้างมีความคืบหน้าไปแล้วประมาณร้อยละ 30 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ใน วันที่ 1 มิถุนายน 2559

การจัดหาวัตถุดิบ

NNEG ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยมีการเข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็น ระยะเวลา 25 ปี สิ้นสุดในปี 2584 และอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาซื้อขายน้ำดิบ (Raw Water) กับเขตส่งเสริม อุตสาหกรรมนวนคร

การจัดจำหน่าย

NNEG ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในรูปแบบ Firm กับ กฟผ.จำนวน 90 เมกะวัตต์ เมื่อ วันที่ 20 สิงหาคม 2555 โดยสัญญามีระยะเวลา 25 ปีนับตั้งแต่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่ เหลือรวมถึงโอนน้ำให้แก่กลุ่มลูกค้าในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร

2.1.2 กลุ่มโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนในประเทศ

โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์

(1) บริษัท ไทย โซลาร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)

TSR ประกอบธุรกิจลงทุน โดยได้ลงทุนร้อยละ 100 ใน SSE1 เพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

SSE1 เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยระบบ โฟโวลตาอิกหรือโซลาร์เซลล์ซึ่งตั้งอยู่บริเวณพื้นดิน (โรงไฟฟ้า PV ประเภท Solar Farm) มีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 8 เมกะวัตต์ จำนวน 10 โครงการ กำลังการผลิตตามสัญญารวม 80 เมกะวัตต์ และจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าระบบของ กฟผ.

โครงการ	ที่ตั้งโครงการ		กำลังการผลิต เสนอขาย (เมกะวัตต์)	ค่าความเข้มรังสี แสงอาทิตย์ (เมกะจูล/ตาราง เมตร-วัน)	เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์
	อำเภอ	จังหวัด			
SSE1-PV01	บ่อพลอย	กาญจนบุรี	8.0	17.63	วันที่ 4 กันยายน 2556
SSE1-PV02	ดอนเจดีย์	สุพรรณบุรี	8.0	18.24	วันที่ 17 กรกฎาคม 2556
SSE1-PV03	หนองหญ้าไซ	สุพรรณบุรี	8.0	18.25	วันที่ 28 ตุลาคม 2556
SSE1-PV04	เดิมบางนางบวช	สุพรรณบุรี	8.0	18.19	วันที่ 21 พฤศจิกายน 2556
SSE1-PV05	เดิมบางนางบวช	สุพรรณบุรี	8.0	18.19	วันที่ 21 พฤศจิกายน 2556
SSE1-PV06	ด่านมะขามเตี้ย	กาญจนบุรี	8.0	17.61	วันที่ 6 มิถุนายน 2557
SSE1-PV07	ท่าม่วง	กาญจนบุรี	8.0	17.77	วันที่ 20 มีนาคม 2557
SSE1-PV08	พนมทวน	กาญจนบุรี	8.0	18.24	วันที่ 6 มิถุนายน 2557
SSE1-PV09	อู่ทอง	สุพรรณบุรี	8.0	18.37	วันที่ 4 เมษายน 2557
SSE1-PV10	สามชุก	สุพรรณบุรี	8.0	17.16	วันที่ 30 พฤษภาคม 2557

SSE1 ทำการว่าจ้างผู้รับเหมาเป็นสัญญาการจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จ 2 รายคือ Conergy และ SunEdison ในการดำเนินการออกแบบและก่อสร้าง จัดหา ทดสอบและรับประกันเพื่อก่อสร้างและพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จได้มีการรับประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ในแต่ละปี (Output Performance Guarantee) ให้กับโครงการเป็นระยะเวลา 10 ปีนับจากวันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยจะชดเชยรายได้ส่วนที่ SSE1 สูญเสียไป หากผลิตไม่ได้ตามจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่รับประกันตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา

นอกจากนี้ SSE1 ได้เข้าทำสัญญาบริหารจัดการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Agreement) กับ บริษัท คอนเนอร์ยี (ไทยแลนด์) จำกัด และบริษัท ชันเฮดสัน โอเปอร์เรชั่นส์ แอนด์ แมนเทนแนนซ์ จำกัด เพื่อบริหารจัดการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า อายุสัญญา 10 ปี นับจากวันที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์

การจัดหาวัตถุดิบ

วัตถุดิบที่สำคัญที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ แสงอาทิตย์ ซึ่งขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้ง สภาพภูมิประเทศและภูมิอากาศเป็นสำคัญ โดยบริษัทได้ทำการศึกษาความเข้มของแสงก่อนการตัดสินใจเลือกทำเล เพื่อเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ความเข้มของแสงอาทิตย์ในบริเวณที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ SSE1 ปรากฏตามตารางข้างต้น

การจัดจำหน่าย

SSE1 จำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าระบบของ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ VSPP ทั้งหมด 10 ฉบับลงวันที่ 11 เมษายน 2555 สำหรับโครงการ SSE1-PV01 ถึง SSE1-PV05 และวันที่ 25 กรกฎาคม 2555 สำหรับโครงการ SSE1-PV06 ถึง SSE1-PV10 โดยมีปริมาณรับซื้อไฟฟ้าสัญญาละ 8 เมกะวัตต์อายุสัญญา 5 ปีและต่ออายุได้อีกครั้งละ 5 ปีแบบอัตโนมัติ ทั้งนี้ สัญญาดังกล่าวเป็นการซื้อขายไฟฟ้าด้วยระบบอัตราซื้อไฟฟ้าแบบส่วนเพิ่มราคาซื้อ ซึ่งรายได้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนที่ 1 เป็นรายได้ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายส่งให้กับ กฟผ. ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง และปริมาณไฟฟ้ารับซื้อสูงสุดไม่เกินที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และส่วนที่ 2 เป็นส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ซึ่งโครงการ SSE1-PV01 ถึง SSE1-PV10 ได้รับ Adder ที่อัตรา 6.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยได้รับการสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์

2.1.3 กลุ่มโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ

โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง

(1) บริษัท นที ซินเนอร์ยี จำกัด (NSC)

NSC ประกอบธุรกิจลงทุน โดยลงทุนร้อยละ 25 ใน XPCL ซึ่งพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

XPCL เป็นบริษัทที่จดทะเบียนจัดตั้งใน สปป.ลาว มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำไซยะบุรี ซึ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดฝายน้ำล้น (run-of-river) ขนาดประมาณ 1,285 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่บนลำน้ำโขงห่างจากตัวเมืองหลวงพระบางทางตอนใต้ประมาณ 100 กิโลเมตร โครงการดังกล่าวใช้เทคโนโลยีกังหันน้ำแบบคัปแลน (Kaplan Turbine) ทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 175 เมกะวัตต์ จำนวน 7 เครื่อง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 60 เมกะวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง

XPCL ได้ลงนามสัญญาสัมปทาน(Concession Agreement) กับรัฐบาลของ สปป.ลาวเมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2553 ในรูปแบบสัญญาประเภทการโอนกรรมสิทธิ์ในระบบผลิตและระบบจ่ายให้แก่รัฐบาลของ สปป.ลาว เมื่อสัญญาสิ้นสุดลง (Build-Own-Operate and Transfer: BOOT) โดยสัญญาสัมปทานจะสิ้นสุดพร้อมกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งมีอายุ 29 ปีนับจากวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ทั้งนี้บริษัทมีภาระผูกพันคงเหลือที่จะใส่เงินเพิ่มทุนอีกประมาณ 4,563 ล้านบาท และในกรณีที่เงินทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Sponsor Support ที่จะต้องให้การสนับสนุนทางการเงินเพิ่มเติมในรูปแบบสัญญากู้ยืมเงินโดยผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan Agreement) ในวงเงินไม่เกินประมาณ 2,463 ล้านบาท

ที่ผ่านมา XPCL ได้ลงนามในสัญญาจ้างเหมาออกแบบและก่อสร้างกับบริษัท ช.การช่าง (ลาว) จำกัด เมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2554 เริ่มก่อสร้างเมื่อวันที่ 15 มีนาคม 2555 มีระยะเวลาก่อสร้างและดำเนินการประมาณ 8 ปี โดย ณ เดือน ธันวาคม 2557 การก่อสร้างมีความคืบหน้าไปแล้วประมาณร้อยละ 40.79 ทั้งนี้มีกำหนดจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในปี 2562

โดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำไซยะบุรีมีการส่งเสริมการรักษาสภาพสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพโดยมีทางปลาผ่าน (Fish Passing Facilities) และระบบระบายตะกอนแม่น้ำ (Sediment Flushing System) รวมถึงสภาพแวดล้อมด้านการคมนาคมโดยมีทางเรือผ่าน (Navigation Lock)

การจัดหาวัตถุดิบ

วัตถุดิบที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ น้ำที่ไหลในแม่น้ำตามธรรมชาติและก่อสร้างฝายกั้นน้ำ (Weir) เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าแทนการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำ แม่น้ำน้ำจะได้มาจากธรรมชาติและไม่มีต้นทุนค่าใช้จ่าย แต่ปริมาณน้ำในแต่ละช่วงเวลามีความไม่แน่นอนและไม่สามารถคาดการณ์ได้ โดยขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลในแต่ละช่วงเวลา บริษัทจึงได้มีการศึกษาความเพียงพอของปริมาณน้ำก่อนการออกแบบโรงไฟฟ้า

การจัดจำหน่าย

XPCL จะจำหน่ายไฟฟ้าจำนวน 1,220 เมกะวัตต์ ให้กับ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวเป็นระยะเวลา 29 ปีนับแต่วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ และจำหน่ายไฟฟ้าจำนวน 60 เมกะวัตต์ ให้กับ EDL ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวเป็นระยะเวลา 29 ปีนับแต่วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์

(2) บริษัท ไฟฟ้าน้ำลึก 1 จำกัด (NL1PC)

NL1PC เป็นบริษัทที่จดทะเบียนจัดตั้งใน สปป.ลาว มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าน้ำลึก 1 ซึ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดฝายน้ำล้น (Run-of-River) ขนาดประมาณ 65 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของนครหลวงเวียงจันทน์ประมาณ 90 กิโลเมตร เป็นเขื่อนคอนกรีตกว้าง 160 เมตร กั้นแม่น้ำลึกซึ่งเป็นแม่น้ำสาขาของแม่น้ำโขงใน สปป.ลาว มีหัวเขื่อน (Head) สูงประมาณ 21.5 เมตร โดยใช้เทคโนโลยีกังหันน้ำแบบบัลล์ (Bulb Turbine) ขนาด 32.5 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง

NL1PC ได้ลงนามในสัญญาสัมปทาน (Concession Agreement) กับรัฐบาลของ สปป.ลาว เมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2556 ในรูปแบบสัญญาประเภทการสร้าง ดำเนินงาน และโอนให้แก่รัฐบาลของ สปป.ลาว เมื่อสัญญาสิ้นสุดลง (Build-Operate and Transfer: BOT) โดยมีอายุสัญญาสัมปทาน 30 ปีนับจากวันที่รัฐบาลของ สปป.ลาว ปฏิบัติตามเงื่อนไข

บังคับก่อนตามสัญญาสัมปทานครบถ้วน และมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EDL ไปจนถึงสิ้นสุดสัญญาสัมปทาน เป็นระยะเวลาประมาณ 27 ปี ทั้งนี้ บริษัทมีภาระผูกพันคงเหลือที่จะใส่เงินเพิ่มทุนอีกประมาณ 365 ล้านบาท และในกรณีที่เงินทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้ Letter of Sponsor Support ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้ในวงเงินไม่เกินประมาณ 3.12 ล้านเหรียญสหรัฐ

ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า NL1PC ได้ลงนามในสัญญาจ้างเหมาออกแบบและก่อสร้างกับ บริษัท พอสโก้ เอ็นจิเนียริง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2556 เริ่มก่อสร้างในช่วงไตรมาสที่สองของปี 2557 โดยมีระยะเวลาก่อสร้างและดำเนินการประมาณ 39 เดือน ณ เดือนธันวาคม 2557 การก่อสร้างมีความคืบหน้าไปแล้วประมาณร้อยละ 14.7 คาดว่าจะดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จและมีกำหนดจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในปี 2560

หากดำเนินการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้ตามเป้าหมายโครงการดังกล่าวจะสามารถช่วยบรรเทาปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าในอาณาเขตนครหลวงเวียงจันทน์ได้ จึงเป็นโอกาสสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับ สปป.ลาว และส่งเสริมโอกาสในการลงทุนโครงการลักษณะดังกล่าวในอนาคต นอกจากนี้ ยังเป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก ซึ่งสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้าสู่ชั้นบรรยากาศได้ประมาณ 120,000 ตันต่อปี ด้วยเหตุนี้ โครงการดังกล่าวจึงได้รับการเสนอชื่อเป็นโครงการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ของ United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC อีกด้วย

การจัดหาวัตถุดิบ

วัตถุดิบที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ น้ำที่ไหลในแม่น้ำตามธรรมชาติและก่อสร้างฝายกั้นน้ำ (Weir) เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าแทนการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำ แม้ว่าน้ำจะได้มาจากธรรมชาติและไม่มีต้นทุนค่าใช้จ่าย แต่ปริมาณน้ำในแต่ละช่วงเวลามีความไม่แน่นอนและไม่สามารถคาดการณ์ได้ โดยขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลในแต่ละช่วงเวลา บริษัทจึงได้มีการศึกษาความเพียงพอของปริมาณน้ำก่อนการออกแบบโรงไฟฟ้า

การจัดจำหน่าย

NL1PC จะจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดให้กับ EDL ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวไปจนถึงสิ้นสุดสัญญาสัมปทาน เป็นระยะเวลาประมาณ 27 ปี

2.1.4 ธุรกิจอื่น

(1) 24M Technologies, Inc. (24M)

24M เป็นบริษัทจดทะเบียนในประเทศสหรัฐอเมริกา เริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี 2553 ประกอบธุรกิจหลักในการวิจัยและพัฒนาการผลิตแบตเตอรี่ประเภทลิเทียม-ไอออน (Lithium-Ion) เพื่อเป็นระบบกักเก็บไฟฟ้าสำรองสำหรับภาคอุตสาหกรรม เช่น การเก็บไฟฟ้าสำรองสำหรับกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อให้เกิดการต่อเนื่องของกระบวนการผลิตในกรณีที่การจ่ายกระแสไฟฟ้าเกิดหยุดชะงัก หรือใช้กักเก็บไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้จ่ายไฟฟ้าในช่วงที่ไม่มีแสงอาทิตย์ ซึ่งแบตเตอรี่ชนิดนี้จะใช้วัตถุดิบและเวลาในการผลิตลดลงทำให้ต้นทุนในการผลิตต่ำ

กว่าแบตเตอรี่ลิเทียม-ไอออนทั่วไป และโอกาสที่จะเกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรลดลงทำให้มีความปลอดภัยมากขึ้นซึ่งการทดสอบผลิตภัณฑ์ในระดับห้องปฏิบัติการ (Lab Scale) และการทดสอบการผลิตในระดับ Pilot Plant ให้ผลเป็นที่น่าพอใจ ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มต้นการผลิตและจำหน่ายสินค้าในเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2559

(2) บริษัท บีซีเนส เซอร์วิสเอสแอลไอแอนซ์ จำกัด (BSA)

BSA เป็นบริษัทร่วมทุนของบริษัทในกลุ่ม ปตท. เพื่อบริหารจัดการทรัพยากรบุคคล (Outsourcing) แบบครบวงจรของกลุ่ม ปตท. โดยธุรกิจของ BSA แบ่งได้เป็น 4 ประเภท ดังนี้

1. รับจ้างบริหารสถานีบริการน้ำมัน/NGV – จัดส่งพนักงานปฏิบัติงานในสถานีน้ำมันของ ปตท. และให้ความรู้และวิธีปฏิบัติงานเพื่อปฏิบัติงานได้ถูกต้องและเป็นไปตามระบบงานคุณภาพ ISO 9001 ISO 14001 และ มอก.18001 ตลอดจนจัดให้มีคณะทำงานเพื่อศึกษาและแก้ปัญหา Oil Loss อย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายที่ ปตท.กำหนด และมีคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อมในสถานีน้ำมัน
2. รับจ้างบริหารร้านกาแฟ Café Amazon – จัดส่งพนักงานให้มาปฏิบัติงานในร้านกาแฟ Café Amazon ของ ปตท.โดยจัดให้มีการอบรมหลักสูตรการบริหารร้านก่อนเข้าปฏิบัติงานตลอดจนทำการจัดหาวัตถุดิบ เครื่องมือ และช่างฝีมือดีเพื่อประกอบการดำเนินงานของร้านกาแฟ
3. รับจ้างบริหารร้านสะดวกซื้อ 7-Eleven ภายในสถานีบริการน้ำมันของ ปตท. – จัดหาบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถตามที่ 7-Eleven กำหนด โดยบุคลากรดังกล่าวจะต้องเข้ารับการฝึกอบรมการบริหารงานร้านค้านอกจากนี้ ยังทำการส่งสินค้าที่จะนำมาขายในร้านค้าตามชนิด ปริมาณและคุณภาพตามที่ 7-Eleven กำหนด และให้บริการในร้านค้าซึ่งตั้งอยู่ในสถานีบริการน้ำมันของ ปตท.
4. รับจ้างบริหารงานสนับสนุนในกลุ่ม ปตท. – จัดหาบุคลากรเพื่อประจำสำนักงานใหญ่ สำนักงานพระโขนง และสำนักงานระยอง

นอกจากนี้ BSA ยังเข้าลงทุนในบริษัท สपोर्ट เซอร์วิส เอสแอลไอแอนซ์ จำกัด (SSA) ในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งประกอบธุรกิจบริการจัดการฟุตบอลของกลุ่ม ปตท.

2.1.5 โครงสร้างรายได้ของบริษัท

รายได้รวมจากการขายและการให้บริการของบริษัทแบ่งตามประเภทผลิตภัณฑ์ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ผลิตภัณฑ์/ บริการ	ดำเนินการ โดย	ร้อยละการ ถือหุ้นของ บริษัท	ข้อมูลทางการเงินเสมือนเฉพาะกิจการ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ⁽¹⁾				งบการเงิน เฉพาะกิจการ สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม		ข้อมูลทางการเงิน เสมือนรวม สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม ⁽¹⁾		งบการเงินรวม สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม	
			2555		2556		2557		2556		2557	
			ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
ไฟฟ้า	บริษัท		17,936	71.93	19,370	73.05	15,828	66.43	19,370	73.05	15,828	66.25
ไอน้ำ	บริษัท		5,596	22.44	5,806	21.90	6,644	27.89	5,806	21.90	6,644	27.81
น้ำเพื่อการ อุตสาหกรรม	บริษัท		276	1.11	270	1.02	280	1.18	270	1.02	280	1.17
น้ำเย็น	CHPP	100	-	-	-	-	-	-	1	0.00	173	0.72
สัญญาเช่า การเงิน ⁽²⁾	บริษัท		817	3.28	774	2.92	730	3.06	774	2.92	730	3.06
ไนโตรเจน	บริษัท		94	0.38	107	0.40	101	0.42	107	0.40	101	0.42
อื่นๆ ⁽³⁾	กลุ่ม บริษัท		218	0.87	191	0.72	243	1.02	189	0.71	135	0.57
รวมรายได้			24,937	100.00	26,517	100.00	23,826	100.00	26,517	100.00	23,891	100.00

ที่มา: บริษัท

- หมายเหตุ: ⁽¹⁾ ข้อมูลทางการเงินเสมือนจัดทำขึ้นเพื่อแสดงฐานะการเงินและผลการดำเนินงานของบริษัท โดยเสมือนว่าบริษัทได้เกิดการควบรวมกิจการระหว่าง PTTUT และ IPT ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 และเสมือนว่าเป็นการรวมธุรกิจภายใต้การควบคุมเดียวกัน เนื่องจากกลุ่มบริษัทก่อนและหลังการควบรวมกิจการอยู่ภายใต้การควบคุมของบริษัทใหญ่ลำดับสูงสุดแห่งหนึ่ง ทั้งนี้ บริษัทได้รวมงบการเงินของ PTTUT และ IPT สำหรับระยะเวลาตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2556 ถึงวันที่ 9 มกราคม 2556 และงบการเงินของบริษัทสำหรับระยะเวลาตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2556 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2556 เพื่อแสดงเป็นงบการเงินเสมือนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556
- ⁽²⁾ รายได้จากสัญญาเช่าการเงิน เป็นรายได้ในส่วนของค่า APR1 ซึ่งเป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้แก่บริษัท สำหรับค่าก่อสร้างโรงงาน รวมถึงภาระเงินกู้และผลตอบแทนของบริษัท (Capacity Cost) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท IPP ของโรงไฟฟ้าศรีราชา จากเดิมซึ่งบันทึกอยู่ในรายได้จากการขายสินค้าและให้บริการ เปลี่ยนเป็นรายได้จากสัญญาเช่าการเงิน ซึ่งเป็นไปตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 4 (TFRIC4) ที่กำหนดให้ประเมินข้อตกลงซึ่งไม่ได้มีรูปแบบของสัญญาเช่าทางกฎหมายแต่มีการให้สิทธิในการใช้สินทรัพย์ตามระยะเวลาที่กำหนดและมีการให้ผลตอบแทนในลักษณะของการจ่ายเงินครั้งเดียวหรือหลายครั้ง ซึ่งโรงไฟฟ้าศรีราชา มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับ กฟผ. ที่เข้าเงื่อนไขว่าเป็นข้อตกลงที่ประกอบไปด้วยสัญญาเช่าการเงิน
- ⁽³⁾ รายได้จากธุรกิจอื่นๆ ได้แก่ ดอกเบี้ยรับ รายได้ค่าเช่าโครงสร้างสำหรับวางท่อผลิตภัณฑ์ (Pipe Rack) รายได้จากการส่งพนักงานไปปฏิบัติงานสมทบที่บริษัทในเครือ (Secondment) และค่าใบรับรองคุณภาพน้ำ

2.1.6 เงินลงทุนในโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

รายละเอียดเงินลงทุนของบริษัทในโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 สรุปได้ดังนี้

โครงการ	สัดส่วน การถือหุ้น (ร้อยละ)	ปีที่เริ่ม ดำเนินการ เชิงพาณิชย์	เงินลงทุนจนถึง 31 ธ.ค. 2557 (ล้านบาท)	ภาระผูกพัน คงเหลือที่จะใส่ เงินเพิ่มทุน (ล้านบาท)	รวมเงินลงทุน ทั้งหมด (ล้านบาท)	สัดส่วนภาระผูกพัน คงเหลือเมื่อเทียบกับ สินทรัพย์รวม ณ 31 ธ.ค. 2557 (ร้อยละ)	ภาระผูกพันอื่นๆ (ถ้ามี)
IRPCCP	51	2560	1,023	942	1,965	2.19	ในกรณีที่เงินลงทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Sponsor Support ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปแบบของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้ในวงเงินไม่เกินประมาณ 347 ล้านบาท
NL1PC	40	2560	116	365	481	0.85	ในกรณีที่เงินลงทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้ Letter of Sponsor Support ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปแบบของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้ในวงเงินไม่เกินประมาณ 3.12 ล้านเหรียญสหรัฐ
NNEG	30	2559	324	176	500	0.40	-
NSC (ลงทุนใน XPCL)	25	2562	2,610	4,563	7,173	10.63	ในกรณีที่เงินลงทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Sponsor Support ที่จะต้องให้การสนับสนุนทางการเงินเพิ่มเติมในรูปแบบสัญญาในวงเงินไม่เกินประมาณ 2,463 ล้านบาท
BIC2	25	2560	-	333	333	0.78	ในกรณีที่เงินลงทุนในการดำเนินการตามโครงการไม่เพียงพอ (Cost Overrun) บริษัทมีภาระผูกพันภายใต้สัญญา Undertaking ที่จะต้องใส่เงินเพิ่มเติมในรูปแบบของการเพิ่มทุนหรือการให้เงินกู้จากผู้ถือหุ้นในวงเงินไม่เกินประมาณ 25 ล้านบาท
รวม			4,073	6,379	10,452	14.85	

ที่มา: บริษัท

2.2 ผลิตภัณฑ์และการผลิต

2.2.1 ผลิตภัณฑ์

ธุรกิจหลักของกลุ่มบริษัท คือ การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ. กฟน. และลูกค้าอุตสาหกรรม รวมถึงการผลิตและจำหน่ายไอน้ำ น้ำเย็น และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้จากระบบการผลิตไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ตลอดจนจำหน่ายไนโตรเจนให้แก่บริษัทในกลุ่ม ปตท. โดยมีรายละเอียดแต่ละผลิตภัณฑ์ดังต่อไปนี้

(1) ไฟฟ้า

กลุ่มบริษัทได้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. โดยเงื่อนไขและข้อกำหนด รวมทั้งเงื่อนไขด้านราคาซื้อขายไฟฟ้าในสัญญาของแต่ละโรงไฟฟ้ามีความแตกต่างกันตามขนาดและประเภทของโรงไฟฟ้า ในกรณีจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม บริษัทที่ดำเนินกิจการโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจะเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ประกอบการอุตสาหกรรมที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้านั้นๆ โดยตรง และจัดจำหน่ายผ่านระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรงสำหรับลูกค้าแต่ละราย

(2) ไอน้ำ

ไอน้ำเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้จากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น ซึ่งจะขายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้านั้นๆ อันเนื่องจากการจัดส่งให้กับลูกค้ามีข้อจำกัดเรื่องระยะทาง โดยไอน้ำที่จำหน่ายมีทั้งระดับแรงดันต่ำ ปานกลาง และสูง เพื่อใช้ในกิจการอุตสาหกรรมด้านต่างๆ

(3) น้ำเย็น

น้ำเย็นหรือพลังงานความเย็นเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้จากระบบการผลิตไฟฟ้าร่วมกับน้ำเย็น หรือที่เรียกว่าระบบ Absorption Chiller ปัจจุบัน CHPP เป็นโรงไฟฟ้าโรงเดียวในกลุ่มบริษัทที่ผลิตและจำหน่ายน้ำเย็นให้กับบริษัท ธนารักษ์พัฒนาทรัพยากร จำกัด เพื่อใช้ในระบบให้ความเย็นของศูนย์ราชการฯ

(4) น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

ในการผลิตไฟฟ้าจะต้องมีการผลิตน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม ได้แก่ น้ำ (Clarified Water) น้ำป้อนหม้อไอน้ำ (Boiler Feed Water) และน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) เพื่อใช้เป็นส่วนหนึ่งของการผลิตไฟฟ้า น้ำเพื่อการอุตสาหกรรมที่เหลือจากการผลิตสำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมและโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น จะจำหน่ายให้กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรม และบริเวณใกล้เคียง

(5) ไนโตรเจน

ไนโตรเจนมิใช่ผลิตภัณฑ์พลอยได้จากการผลิตไฟฟ้า แต่เป็นผลิตภัณฑ์ที่ใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีของกลุ่ม ปตท. โดยบริษัททำหน้าที่เป็นตัวแทนในการซื้อไนโตรเจนจากบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด และจำหน่ายต่อให้กับบริษัทในกลุ่ม ปตท.

2.2.2 โรงไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง/กำลังการผลิตสูงสุด

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทและบริษัทในเครือมีกำลังการผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภคอื่น แยกตามประเภทพลังงานที่ใช้ในการผลิตทั้งที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์และอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง ดังนี้

บริษัท/ โครงการ	ที่ตั้ง	กำลังการผลิต								ประเภท โรงไฟฟ้า	เครื่องจักร	เชื้อเพลิง	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ⁽¹⁾
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		ไอน้ำ ⁽³⁾ (ตัน/ชม.)		น้ำเย็น (ตันความเย็น)		น้ำเพื่ออุตสาหกรรม (ลบ.ม./ชม.)						
		กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด ⁽²⁾	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน ถือหุ้น	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น					
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม / โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น														
บริษัท	อำเภอศรีราชา ชลบุรี	700	700	-	-	-	-	80	80	IPP	- GT: Siemens - HRSG: Vogt-Nem - ST: Westinghouse	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2568	กฟผ. 700MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2568	ปี 2543
บริษัท	CUP-1 นิคมอุตสาหกรรมเหม ราชตะวันออก (มาบตาพุด)	226	226	890	890	-	-	720	720	SPP (Non-firm)	- GT: GE - HRSG: Deltak - AB: Cheng Chen	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 15 ปี สิ้นสุดปี 2564	กฟผ. 40MW สัญญา 5 ปีต่ออัตโนมัติทุก 5 ปี สิ้นสุดปี 2558	ปี 2549
													อุตสาหกรรม 124 MW สัญญา 10-15 ปี สิ้นสุดปี 2560-2569	
	CUP-2 อยู่ใกล้บริเวณนิคม อุตสาหกรรมอาร์ไอแอล	113	113	170	170	-	-	510	510	SPP (Non-firm)	- GT: GE - HRSG: NEM - ST: Shin Nippon - AB: Getabec	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 15 ปี สิ้นสุดปี 2566	กฟผ. 60MW สัญญา 5 ปีต่ออัตโนมัติทุก 5 ปีสิ้นสุดปี 2558	ปี 2551
													อุตสาหกรรม 43 MW สัญญา 15 ปีต่อได้ครั้งละ 5 ปีสิ้นสุดปี 2569	
	CUP-3 นิคมอุตสาหกรรมเหม ราชตะวันออก (มาบตาพุด)	-	-	280	280	-	-	770	770	-	- AB: Macchi, Getabec	-	อุตสาหกรรม 56 MW สัญญา 15 ปีต่อได้ครั้งละ	ปี 2552

บริษัท/ โครงการ	ที่ตั้ง	กำลังการผลิต								ประเภท โรงไฟฟ้า	เครื่องจักร	เชื้อเพลิง	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ⁽¹⁾
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		ไอน้ำ ⁽³⁾ (ตัน/ชม.)		น้ำเย็น (ตันความเย็น)		น้ำเพื่ออุตสาหกรรม (ลบ.ม./ชม.)						
		กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด ⁽²⁾	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น					
													5 ปีสิ้นสุดปี 2567-2570	
RPCL	ราชบุรี	1,400	210	-	-	-	-	-	-	IPP	- GT: MHI - HRSG: MHI - STG: MHI	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2576	กฟผ. 1400MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2576	ปี 2551
CHPP	ศูนย์ราชการ กรุงเทพฯ	5	5	-	-	12,000	12,000	-	-	VSPP	- GT: Turbomach - AC: Broad - EC: Trane	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 10 ปี สิ้นสุดปี 2563	กฟผ. 6.4MW สัญญา 5 ปีต่ออัตโนมัติทุก 5 ปีสิ้นสุดปี 2558	ปี 2552
BIC	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน โครงการที่ 1	117	29	20	5	-	-	-	-	SPP (Firm)	- GT: GE - HRSG: VOGT - ST: Shin Nippon	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2581	กฟผ. 90MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2581 อุตสาหกรรม สัญญา 15 ปี สิ้นสุดปี 2568-2572	ปี 2556
	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน โครงการที่ 2	117	29	20	5	-	-	-	-	SPP (Firm)	- GT: GE - HRSG และ ST: อยู่ระหว่างการ คัดเลือก	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2585	กฟผ. 90MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2585	
NNEG	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรม นวนคร	125	38	30	9	-	-	-	-		- GT: Siemens - HRSG: VOGT - ST: Siemens	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2584	กฟผ. 90MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2584	กำลังก่อสร้างและ คาดว่าจะแล้วเสร็จปี 2559
													อุตสาหกรรม สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2584	

บริษัท/ โครงการ	ที่ตั้ง	กำลังการผลิต								ประเภท โรงไฟฟ้า	เครื่องจักร	เชื้อเพลิง	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ⁽¹⁾
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)		ไอน้ำ ⁽³⁾ (ตัน/ชม.)		น้ำเย็น (ตันความเย็น)		น้ำเพื่ออุตสาหกรรม (ลบ.ม./ชม.)						
		กำลังการผลิต ติดตั้งสูงสุด ⁽²⁾	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น	กำลังการผลิต สูงสุด	กำลังการผลิต ตามสัดส่วน การถือหุ้น					
IRPCCP	ระยอง	240	122	300	153	-	-	-	-	SPP (Firm)	- GT: Siemens - HRSG: VOGT - ST: MES	ก๊าซธรรมชาติ สัญญา 27 ปี สิ้นสุดปี 2587	กฟผ.180MW สัญญา 25 ปี สิ้นสุดปี 2584 อุตสาหกรรม 60 MW สัญญา 27 ปี สิ้นสุดปี 2584	กำลังก่อสร้างและ คาดว่าจะแล้วเสร็จปี 2560
รวม		3,043	1,472	1,710	1,512	12,000	12,000	2,080	2,080					
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์														
SSE1	กาญจนบุรี/สุพรรณบุรี	80	32	-	-	-	-	-	-	VSP	- PV Panel: Hanhwa, JV Solar, Chint, Jinko - Inverter: SMA - Transformer: Tirathai	แสงอาทิตย์	กฟผ. 80MW สัญญา 5 ปีต่ออัตโนมัติทุก 5 ปีสิ้นสุดปี 2561-2562	ปี 2556 - 2557
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ														
XPCL	สปป.ลาว	1,285	321	-	-	-	-	-	-	-	- Turbine : Andriz	น้ำ	กฟผ. 1220MW EDL 60 MW สัญญา 29 ปี สิ้นสุดปี 2592	กำลังก่อสร้าง และ คาดว่าจะแล้วเสร็จปี 2562
NL1PC	สปป.ลาว	65	26	-	-	-	-	-	-	-	- Turbine : Andriz	น้ำ	EDL 65MW สัญญา 27 ปี สิ้นสุดปี 2586	กำลังก่อสร้าง และ คาดว่าจะแล้วเสร็จปี 2560
รวม		1,350	347	-	-	-	-	-	-	-				
รวมทั้งหมด		4,473	1,851	1,710	1,512	12,000	12,000	2,080	2,080					

ที่มา: บริษัท

- หมายเหตุ:
- (1) เป็นวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า ซึ่งวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของผลิตภัณฑ์พลอยได้จากการผลิตไฟฟ้าอาจจะไม่ตรงกับวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า
 - (2) สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กฟภ. หรือ กฟน. เพียงรายเดียว จะแสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้างกล่าว
 - (3) กำลังการผลิตสูงสุดของไอน้ำเป็นกำลังการผลิตที่รวมกำลังการผลิตสำรองที่เตรียมไว้รองรับกรณีที่ถูกค่ามีความต้องการใช้ไอน้ำในปริมาณสูงสุดแตกต่างจากปริมาณการใช้ปกติ

กำลังการผลิตฐาน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทมีกำลังการผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภคอื่นตามกำลังการผลิตฐาน ดังนี้

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตฐาน		
	ไฟฟ้า(เมกะวัตต์)	ไอน้ำ ⁽²⁾ (ตัน/ชม.)	น้ำเพื่ออุตสาหกรรม ⁽³⁾ (ลบ.ม./ชม.)
โรงไฟฟ้าศรีราชา	700	-	80
CUP-1	226	420	540
CUP-2	101 ⁽¹⁾	140	459
CUP-3	-	84	450

ที่มา: บริษัท

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ กำลังการผลิตฐานของไฟฟ้าของ CUP-2 ในส่วนของ STG ที่ติดตั้งจำนวน 38 เมกะวัตต์ เป็นการติดตั้งเพื่อรองรับ GTG/HRSG 3 ชุด ปัจจุบันมีการติดตั้ง GTG/HRSG เพียง 2 ชุด ดังนั้น กำลังการผลิตของ STG จำนวน 38 เมกะวัตต์นี้ จึงเป็นการติดตั้งสำรองสำหรับการขยายการผลิตในอนาคต กำลังการผลิตฐานของ STG จึงคิดเพียง 2 ใน 3 ของกำลังการผลิตติดตั้ง

⁽²⁾ กำลังการผลิตฐานของไอน้ำ คือ กำลังการผลิตที่ไม่รวมกำลังการผลิตสำรอง สำหรับกรณีที่หยุดซ่อมบำรุงเครื่องจักรและใช้กำลังการผลิตสำรองนี้ทดแทน หรือในกรณีที่ลูกค้ามีความต้องการใช้ปริมาณไอน้ำสูงสุดแตกต่างจากปริมาณการใช้ปกติ กำลังการผลิตสำรองส่วนนี้ จะได้รับค่าชดเชยการสำรองกำลังการผลิตตามสัญญาที่ตกลงกัน

⁽³⁾ กำลังการผลิตฐานของน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม ไม่รวมช่วงเวลาที่ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำตามกระบวนการผลิต

การใช้กำลังการผลิต

บริษัทมีการใช้กำลังการผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภคอื่น โดยวัดจากค่าดัชนีกำลังการผลิต (Capacity Factor) ซึ่งเป็นอัตราส่วนปริมาณการผลิตจริงต่อปริมาณการผลิตฐาน ดังนี้

โรงไฟฟ้า	ผลิตภัณฑ์	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557
โรงไฟฟ้าศรีราชา	ไฟฟ้า	85.2%	93.3%	53.5% ⁽³⁾
CUP-1	ไฟฟ้า	81.8%	81.7%	84.1%
	ไอน้ำ ⁽¹⁾	108.2%	100.5%	118.3%
	น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	92.7%	81.3%	108.5%
CUP-2	ไฟฟ้า	75.7%	75.2%	78.2%
	ไอน้ำ ⁽²⁾	101.0%	102.1%	104.8%
	น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	80.7%	73.9%	83.4%
CUP-3	ไอน้ำ	68.6%	63.4%	58.1%
	น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	76.4%	79.7%	90.5%

ที่มา: บริษัท

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ CUP-1 มีดัชนีกำลังการผลิตสูงกว่าร้อยละ 100 เนื่องจาก CUP-1 และ CUP-3 มีการเชื่อมระบบส่งไอน้ำเข้าด้วยกัน ทำให้สามารถใช้ไอน้ำของ CUP-1 ไปจำหน่ายให้กับลูกค้าของ CUP-3 ได้ ประกอบกับต้นทุนการผลิตไอน้ำของ CUP-1 ต่ำกว่า CUP-3 (เนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้า/ไอน้ำด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น) ดังนั้น จึงดำเนินการผลิตไอน้ำจาก CUP-1 ให้ถึงจุดที่คุ้มค่าที่สุดก่อนที่จะผลิตที่ CUP-3 โดยใช้กำลังการผลิตสำรอง ทำให้การใช้กำลังการผลิตไอน้ำของ CUP-1 สูงกว่าร้อยละ 100 และ CUP-3 มีดัชนีกำลังการผลิตที่ต่ำลง

⁽²⁾ CUP-2 มีดัชนีกำลังการผลิตสูงกว่าร้อยละ 100 เนื่องจากมีความต้องการไอน้ำสูง จึงมีการเดินเครื่องผลิตไอน้ำที่กำลังการผลิตสูงกว่ากำลังการผลิตฐาน โดยใช้กำลังการผลิตสำรองส่วนหนึ่ง

(3) ดัชนีกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าศรีราชาปี 2557 ลดลงเนื่องจาก กฟผ. มีคำสั่งให้ลดการผลิตในช่วง

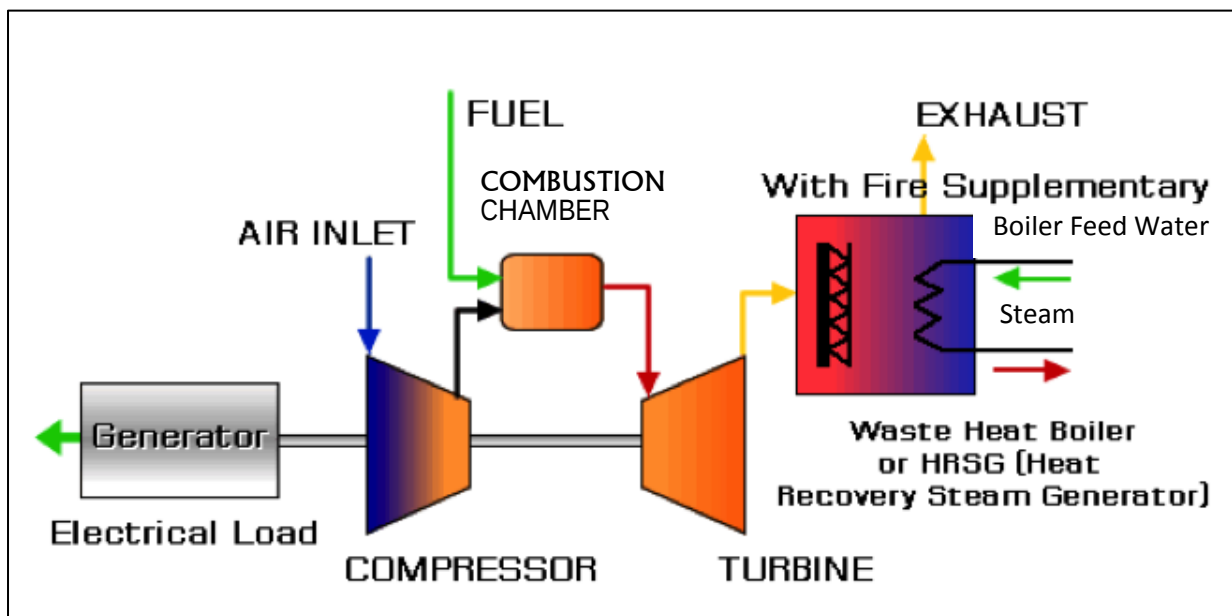
2.2.3 กระบวนการผลิต

(1) โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant)

ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมีหลักการคือการแปลงพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติไปเป็นพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์หลักที่สำคัญ คือ เครื่องอัดอากาศ (Compressor) เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนี้จะเริ่มจากการดูดอากาศจากภายนอกเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) จนมีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น โดยจะถูกส่งต่อไปยังห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) ซึ่งมีหัวฉีดเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเพื่อให้เกิดการสันดาป ทำให้เกิดก๊าซร้อนที่มีความดันและอุณหภูมิสูง โดยก๊าซดังกล่าวจะขยายตัวผ่านกังหันก๊าซ (Gas Turbine) ทำให้กังหันก๊าซหมุน เนื่องจากเครื่องกังหันก๊าซต่อบนเพลลาเดียวกันกับเครื่องอัดอากาศ การหมุนของเครื่องกังหันก๊าซส่งผลให้เครื่องอัดอากาศทำงาน และขณะเดียวกันจะขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังจากผ่านเครื่องกังหันก๊าซก๊าซร้อนหรือไอเสียจะมีอุณหภูมิลดลงเหลือประมาณ 500-600 องศาเซลเซียสซึ่งสามารถนำไปใช้ต้มน้ำเพื่อผลิตเป็นไอน้ำ สำหรับจำหน่ายให้ลูกค้าอุตสาหกรรม หรือนำไอน้ำบางส่วนไปผลิตไฟฟ้าผ่านกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

แผนผังอย่างง่าย แสดงตัวอย่างกระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ของโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน



โรงผลิตสาธารณูปการระยองของบริษัทรับน้ำที่เป็นวัตถุดิบจากนิคมอุตสาหกรรมที่โรงงานนั้นๆตั้งอยู่ ทั้งในรูปแบบของน้ำสะอาด (Clarified Water) และน้ำดิบ (Raw Water) ซึ่งน้ำดิบจะต้องผ่านกระบวนการปรับปรุงคุณภาพ โดยการกรองและลดสารแขวนลอยเสียก่อนเพื่อให้น้ำสะอาด โดยน้ำสะอาดจะถูกผ่านกระบวนการเพื่อแปรสภาพให้เป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) โดยสามารถทำได้ด้วยทั้งกระบวนการ Reverse Osmosis ผ่านไส้กรองคุณภาพสูง หรือกระบวนการ Ion Exchange ผ่านถังบรรจุเรซินจากนั้นน้ำที่ได้จะถูกส่งเข้าถังแลกเปลี่ยนประจุชนิดประจุบวกและประจุลบผสมกัน (Mixed Bed Polisher) เป็นการขจัดแร่ธาตุโลหะละลายน้ำที่มีประจุไฟฟ้าที่หลงเหลืออยู่ออก

จากน้ำ ทั้งนี้เพื่อประโยชน์ในการป้องกันตะกอนในกระบวนการผลิตไอน้ำ น้ำปราศจากแร่ธาตุส่วนหนึ่งสามารถจำหน่ายให้กับลูกค้าโดยตรงเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต หรือใช้เป็นส่วนผสมของผลิตภัณฑ์และน้ำปราศจากแร่ธาตุส่วนที่เหลือจะถูกนำไปเพิ่มอุณหภูมิ และแรงดัน กำจัดออกซิเจน และเติมสารเคมีบางชนิด เพื่อใช้เป็นน้ำร้อนสำหรับผลิตไอน้ำ (Boiler Feed Water)

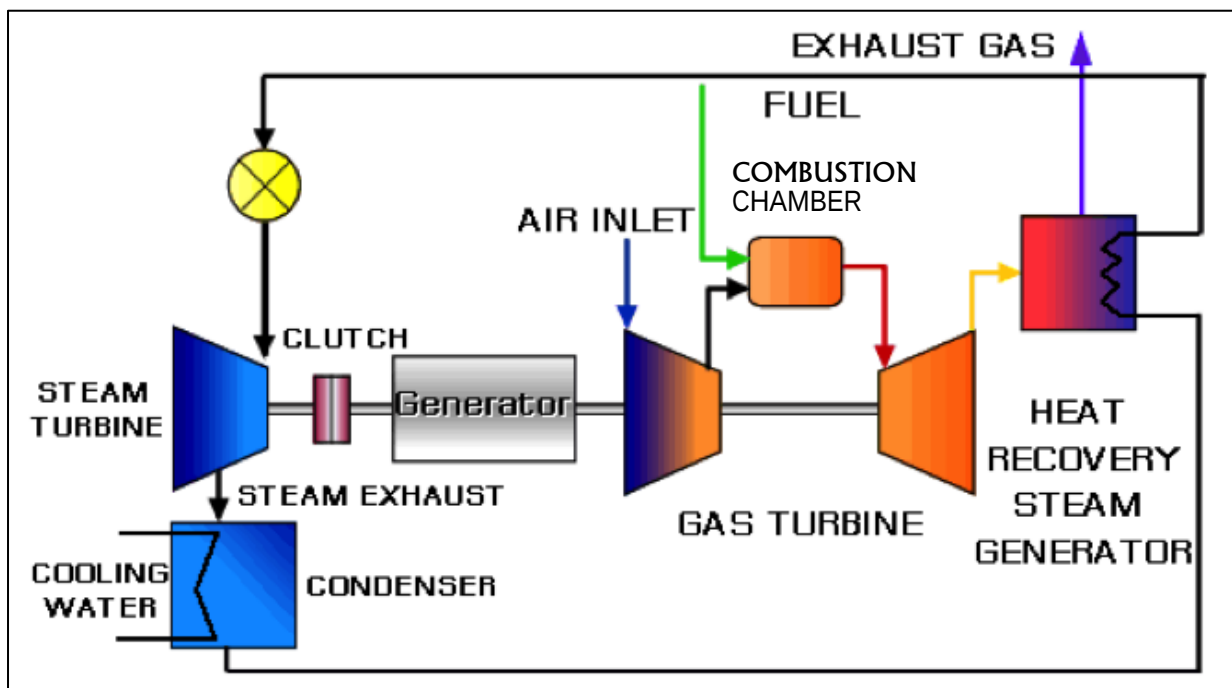
โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทมีโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) 2 แห่งคือ โรงผลิตสาธารณูปการ 1 และโรงผลิตสาธารณูปการ 2 และลงทุนในบริษัทที่มีโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) 3 แห่ง ได้แก่ IRPCCP BIC และ NNEG

(2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant)

การผลิตไฟฟ้าแบบระบบพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) มีขั้นตอนการผลิตคล้ายคลึงกับโรงไฟฟ้าระบบโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration Power Plant) โดยก๊าซธรรมชาติจะถูกนำไปเผาไหม้เพื่อขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ และนำไอเสียไปผลิตเป็นไอน้ำ แต่แทนที่จะจำหน่ายไอน้ำให้โรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ จะนำไอน้ำที่ได้ไปผ่านกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) เพื่อไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป

โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทมีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) 1 แห่งคือ โรงไฟฟ้าศรีราชา และลงทุนในบริษัทที่มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) 1 แห่ง คือ RPCL

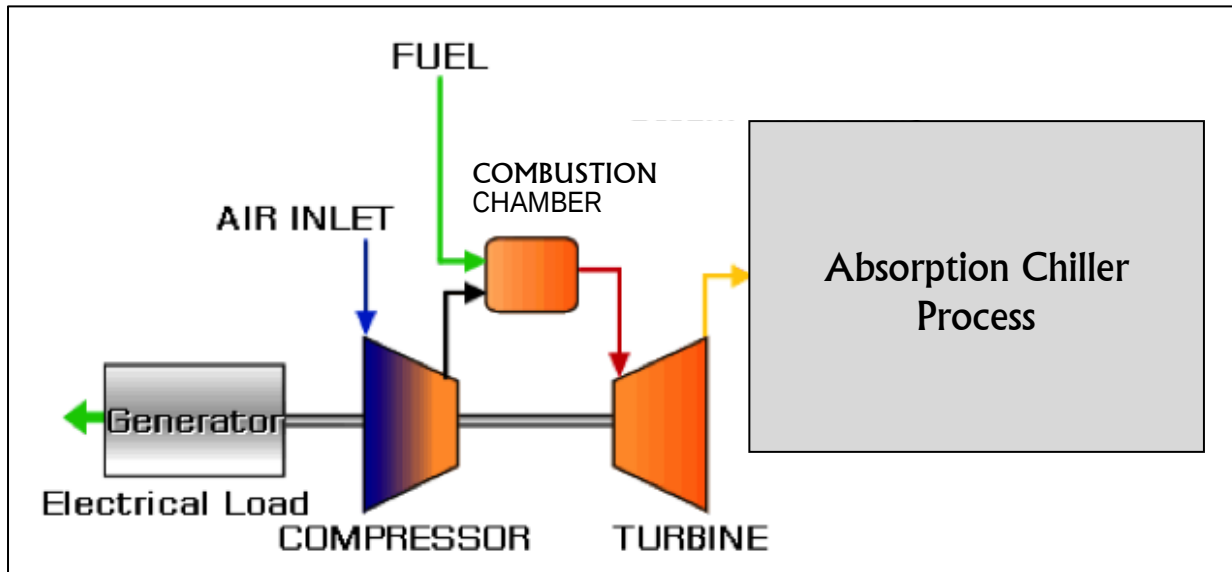
แผนผังอย่างง่าย แสดงตัวอย่างกระบวนการผลิตไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



(3) โรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับความเย็น (Combined Heat and Power with District Cooling Power Plant)

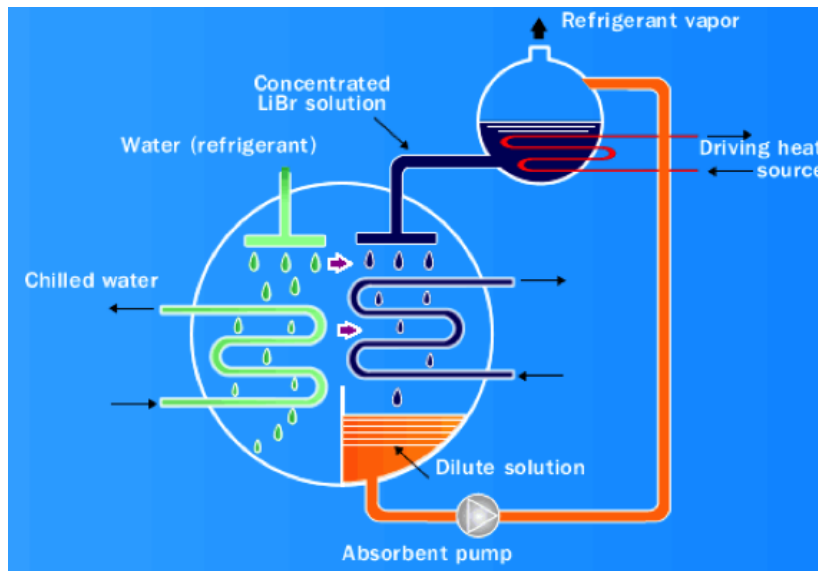
การผลิตไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับความเย็น (Combined Heat and Power with District Cooling) มีกระบวนการที่คล้ายกับระบบพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) แต่จะเปลี่ยนจากการนำไอเสียไปแลกเปลี่ยนความร้อนให้กับน้ำเพื่อผลิตไอน้ำเป็นการผลิตน้ำเย็นโดยตรงแทน โดยผ่านกระบวนการ Absorption Chiller

แผนผังอย่างง่าย แสดงตัวอย่างกระบวนการผลิตไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับความเย็น



การทำงานของ Absorption Chiller เป็นหลักการของคุณสมบัติการกลายเป็นไอของน้ำที่อุณหภูมิต่ำลง ณ สภาพความดันอากาศที่ต่ำลง เมื่อมีการพ่นละอองน้ำในถังควบคุมความดัน (Pressure vessel) ที่ปรับความดันให้ต่ำกว่าความดันบรรยากาศ (Vacuum pressure) จะทำให้น้ำระเหยกลายเป็นไอที่อุณหภูมิตั้งแต่ประมาณ 4-5 องศาเซลเซียส จากนั้นจึงใช้ท่อน้ำไปปรับความเย็นจากการระเหยของละอองน้ำโดยกระบวนการทั้งหมดที่กล่าวถึงเกิดขึ้นในอุปกรณ์ที่เรียกว่า Absorption Chiller ซึ่งน้ำเย็นเมื่อไหลผ่าน Absorption Chiller แล้วจะมีอุณหภูมิลดลงจากประมาณ 12 องศาเซลเซียส เหลือประมาณ 7 องศาเซลเซียส หลังจากนั้นบริษัทจะจำหน่ายน้ำเย็นที่ได้ให้กับผู้ซื้อเพื่อใช้กับอุปกรณ์ทำความเย็นของอาคารขนาดใหญ่ต่อไป ในส่วนของไอน้ำที่ระเหยจะถูกดักจับด้วยสารละลายดูดความชื้น (Lithium Bromide) ความเข้มข้นสูง หลังจากดูดความชื้นจะทำให้ความเข้มข้นลดลงจากความชื้นที่ถูกดูดเข้าไป และเมื่อสารละลายดูดความชื้นจะคืนสู่สภาพเดิมที่ความเข้มข้นสูงโดยใช้ความร้อนจากไอเสียที่เกิดจากการกระบวนการผลิตไฟฟ้า มาแยกออกโดยการระเหยกลายเป็นไอ และไอน้ำที่ระเหยออกไปนั้นจะถูกลดอุณหภูมิและควบแน่นกลายเป็นน้ำ และนำกลับมาใช้ในกระบวนการผลิตน้ำเย็นต่อไป

แผนผังอย่างง่าย แสดงตัวอย่างกระบวนการผลิตน้ำเย็นโดยระบบ Absorption Chiller

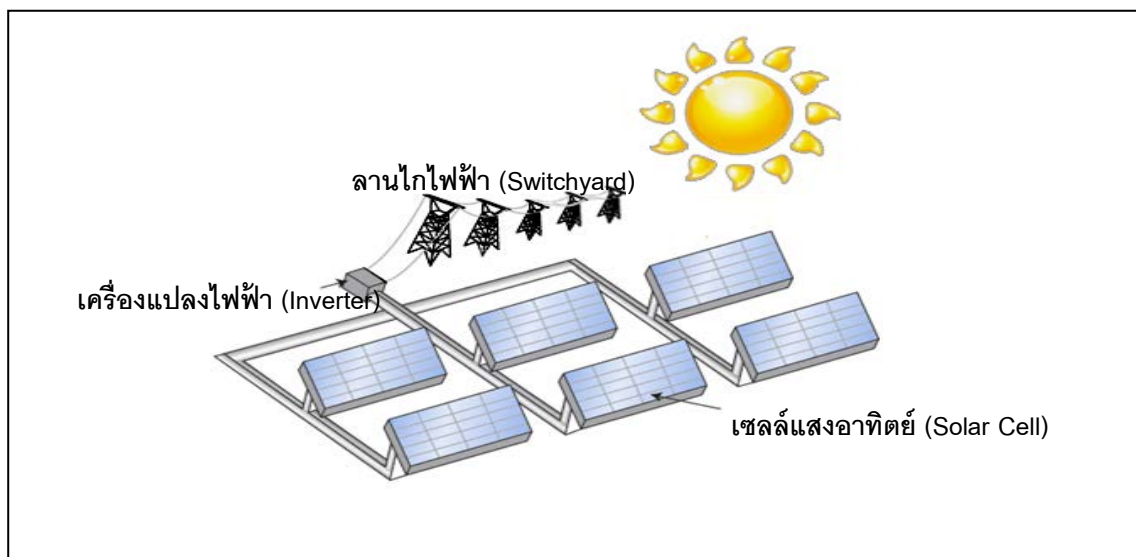


โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทลงทุนในบริษัทที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับความเย็น (Combined Heat and Power with District Cooling) 1 แห่ง คือ CHPP

(4) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 10 โครงการของ SSE1 เป็นโครงการที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าประเภทเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) โดยแผ่นเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท Polycrystalline ซึ่งทำมาจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงการตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกันเป็นแถวหรือเป็นชุด (Solar Array) เพื่อให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามที่ต้องการ ต่อจากนั้นกระแสไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านสายไฟไปยัง String Combiner Box ที่ทำหน้าที่ในการรวมกระแสไฟฟ้าก่อนส่งไปยังเครื่องแปลงไฟฟ้า (Inverter) ซึ่งแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับเพื่อให้สามารถใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั่วไป และต้องทำการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าโดยใช้หม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มระดับแรงดันเป็นที่ระดับ 22 กิโลโวลต์ เพื่อให้สามารถส่งจ่ายไฟฟ้าไปในระยะทางไกลและเชื่อมต่อกับระบบสายจำหน่ายของ กฟภ.ได้

แผนผังอย่างง่าย แสดงตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



(5) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant)

โครงการ XPCL และ NL1PC เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำลักษณะแบบฝายน้ำล้น (Run-of-river) กล่าวคือ ไม่มีอ่างเก็บน้ำเป็นองค์ประกอบ แต่จะทำงานโดยอาศัยปริมาณน้ำที่ไหลในแม่น้ำตามธรรมชาติ โดยก่อสร้างฝายกั้นน้ำ (Weir) เพื่อให้ความสูงของระดับน้ำเหนือฝายและทำฝายต่างกัน จากนั้นจะผันน้ำเข้าสู่กังหันน้ำที่อยู่กับแกนเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อน้ำไหลเข้าสู่กังหันน้ำจะเกิดแรงดันหมุนกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดเป็นพลังงานไฟฟ้าส่งต่อไปยังหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เพื่อเพิ่มแรงดันก่อนที่จะส่งเข้าระบบส่งไฟฟ้าต่อไป

2.3 การจัดหาผลิตภัณฑ์

2.3.1 การจัดหาวัตถุดิบ

วัตถุดิบหรือเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจะแตกต่างกันไปตามประเภทของโรงไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังมีวัตถุดิบอื่นๆ เช่น น้ำ และสารเคมีอื่นๆ ที่ใช้ในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำ ซึ่งมีความสำคัญในกระบวนการผลิตด้วยเช่นกันโดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่นโดยบริษัทและบริษัทในกลุ่มได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. ซึ่งจะจัดหาก๊าซธรรมชาติตามปริมาณ คุณภาพ และราคาที่กำหนดไว้ในสัญญา ทั้งนี้ เงื่อนไขด้านราคาซื้อขายในสัญญาจะแตกต่างกันตามขนาดของผู้ผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะมีราคาต่ำสุด โดยที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่นและลูกค้าอุตสาหกรรม (Industrial) จะมีราคาสูงขึ้นตามลำดับ โดยอัตราค่าก๊าซธรรมชาติที่จำหน่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าจะเป็นไปตามโครงสร้างราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วนหลักได้แก่ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าผ่านท่อ โดยอัตราค่าก๊าซธรรมชาติดังกล่าวอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กพข. และสพข. ที่ผ่านมากลุ่มบริษัทไม่เคยประสบปัญหาเกี่ยวกับการจัดส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. อย่างมีนัยสำคัญ

ทั้งนี้ บริษัทมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 97.56 และ 95.76 ของต้นทุนวัตถุดิบทั้งหมดของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557 ตามลำดับ

(2) น้ำมันดีเซลและไอน้ำ

น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซในการผลิตไฟฟ้า แม้ว่าโรงไฟฟ้าตามสัญญาโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ของบริษัทจะถูกออกแบบมาให้สามารถใช้น้ำมันดีเซลได้แต่น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาสูงมากจึงถูกใช้ให้เป็นเชื้อเพลิงสำรองโดยน้ำมันดีเซลจะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงในการทดสอบความพร้อมของการใช้เชื้อเพลิงสำรองในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และใช้เป็นเชื้อเพลิงในกรณีที่ปริมาณเชื้อเพลิงหลักไม่เพียงพอโดยที่ผ่านมากลุ่มบริษัทไม่เคยประสบปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติอย่างรุนแรง จึงใช้น้ำมันดีเซลในการทดสอบความพร้อมในการเดินเครื่องเท่านั้น

สำหรับไอน้ำ ในบางกรณีที่เหมาะสมในการบริหารจัดการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ บริษัทจะซื้อไอน้ำจากลูกค้าอุตสาหกรรมบางรายที่มีไอน้ำเหลือจากกระบวนการผลิตเพื่อจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมรายอื่นที่มีความต้องการไอน้ำ

ทั้งนี้ บริษัทมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อน้ำมันดีเซลและไอน้ำ คิดเป็นร้อยละ 0.61 และ 1.95 ของต้นทุนวัตถุดิบทั้งหมดของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557ตามลำดับ

(3) น้ำดิบและสาธารณูปโภคอื่นๆ

การจัดหาน้ำดิบและสาธารณูปโภคจะเป็นการเข้าทำสัญญาระหว่างโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งกับนิคมอุตสาหกรรมที่โรงไฟฟ้านั้นตั้งอยู่ ซึ่งที่ผ่านมาบริษัทและบริษัทในกลุ่มไม่เคยประสบปัญหาเกี่ยวกับการจัดหาวัตถุดิบและสาธารณูปโภคของนิคมอุตสาหกรรมแต่ละแห่งอย่างมีนัยสำคัญ

ทั้งนี้ บริษัทมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อน้ำดิบและสาธารณูปโภคคิดเป็นร้อยละ 0.82 และ 0.90 ของต้นทุนวัตถุดิบทั้งหมดของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557ตามลำดับ

(4) สารเคมี

โรงไฟฟ้าจำเป็นต้องใช้สารเคมีในการปรับปรุงคุณภาพน้ำปรับสภาพน้ำเสียควบคุมค่าความเป็นกรด-ด่าง กำจัดออกซิเจนและกรองแร่ธาตุออกจากน้ำ เพื่อป้องกันการกัดกร่อนของอุปกรณ์และคงประสิทธิภาพการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการดังกล่าว เช่น กรดไฮโดรคลอริก (HCL) กรดซัลฟูริก(H₂SO₄) โซเดียมไฮดรอกไซด์ (NaOH) และโพสิออลูมิเนียมคลอไรด์ (PAC) เป็นต้น นอกจากนี้ ยังใช้แอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ (NH₄OH) ในการกำจัดออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ที่อยู่ในไอเสียจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นการลดมลสารที่ปล่อยปล่องไอเสีย ซึ่งสารเคมีดังกล่าวข้างต้นสามารถซื้อได้จากผู้ผลิตภายในประเทศ โดยที่ผ่านมากลุ่มบริษัทไม่เคยประสบปัญหาเกี่ยวกับการจัดหาสารเคมีอย่างมีนัยสำคัญ

ทั้งนี้ บริษัทมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อสารเคมีคิดเป็นร้อยละ 0.26 และ 0.29 ของต้นทุนวัตถุดิบทั้งหมดของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557ตามลำดับ

(5) แสงอาทิตย์

แหล่งพลังงานที่สำคัญที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ แสงอาทิตย์ ซึ่งไม่มีต้นทุนค่าใช้จ่าย แต่เนื่องจากเป็นวัตถุดิบที่ได้มาตามธรรมชาติจึงมีข้อจำกัดในการนำมาใช้ เพราะแสงอาทิตย์มีเฉพาะเวลากลางวัน และความเข้มของแสงอาทิตย์ไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับเวลา ฤดูกาล สภาพทางภูมิศาสตร์ และสภาพภูมิอากาศ ดังนั้นการเลือกทำเลที่ตั้งของโรงไฟฟ้าจึงส่งผลให้กำลังการผลิตแตกต่างกันไปตามความเข้มของแสงที่ต่างกัน

(6) น้ำ

ปัจจุบันมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำไซยะบุรี ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างโดยแหล่งพลังงานสำคัญในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ น้ำที่ไหลในแม่น้ำตามธรรมชาติแม้ว่าน้ำที่ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะได้มาจากธรรมชาติและไม่มีต้นทุนค่าใช้จ่าย แต่ปริมาณน้ำในแต่ละช่วงเวลามีความไม่แน่นอนและไม่สามารถคาดการณ์ได้ โดยขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลในแต่ละช่วงเวลา อย่างไรก็ตาม บริษัทได้มีการศึกษาความเพียงพอของปริมาณน้ำก่อนการออกแบบก่อสร้างเขื่อนของโรงไฟฟ้างดังกล่าว

ต้นทุนวัตถุดิบของกลุ่มบริษัทสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ต้นทุนขายสินค้า และต้นทุนการให้บริการ	ข้อมูลทางการเงินเสมือนเฉพาะกิจการ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม				งบการเงินเฉพาะกิจการ สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม		ข้อมูลทางการเงิน เสมือนรวม สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม		งบการเงินรวม สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม	
	2555		2556		2557		2556		2557	
	ล้านบาท	%	ล้านบาท	%	ล้านบาท	%	ล้านบาท	%	ล้านบาท	%
ต้นทุนวัตถุดิบ	20,514	90.48%	21,837	90.11%	18,853	87.88%	21,838	90.11%	18,924	87.73%
ก๊าซธรรมชาติ	20,048	88.43%	21,305	87.91%	18,121	84.46%	21,305	87.90%	18,122	84.01%
น้ำมันดีเซลและไอน้ำ	26	0.11%	133	0.55%	369	1.72%	133	0.55%	369	1.71%
น้ำ	171	0.75%	179	0.74%	171	0.79%	179	0.74%	171	0.79%
สารเคมี	52	0.23%	56	0.23%	54	0.25%	56	0.23%	54	0.25%
อื่นๆ	218	0.96%	164	0.68%	139	0.65%	165	0.68%	209	0.97%
ค่าบำรุงรักษา	666	2.94%	770	3.18%	1,022	4.76%	770	3.18%	1,024	4.75%
ค่าเสื่อมราคา	972	4.29%	1,034	4.27%	1,004	4.68%	1,035	4.27%	1,025	4.75%
อื่นๆ	520	2.29%	593	2.45%	576	2.68%	593	2.45%	597	2.77%
รวม	22,672	100.00%	24,234	100.00%	21,454	100.00%	24,236	100.00%	21,571	100.00%

ที่มา: บริษัท

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ ข้อมูลทางการเงินเสมือนจัดทำขึ้นเพื่อแสดงฐานะการเงินและผลการดำเนินงานของบริษัท โดยเสมือนว่าบริษัทได้เกิดการควบรวมกิจการระหว่าง PTTUT และ IPT ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 และเสมือนว่าเป็นการรวมธุรกิจภายใต้การควบคุมเดียวกัน เนื่องจากกลุ่มบริษัทก่อนและหลังการควบรวมกิจการอยู่ภายใต้การควบคุมของบริษัทใหญ่ลำดับสูงสุดแห่งหนึ่ง ทั้งนี้ บริษัทได้รวมงบการเงินของ PTTUT และ IPT สำหรับระยะเวลาตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2556 ถึงวันที่ 9 มกราคม 2556 และงบการเงินของบริษัทสำหรับระยะเวลาตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2556 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2556 เพื่อแสดงเป็นงบการเงินเสมือนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556

⁽²⁾ อื่นๆ ได้แก่ เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ค่าไฟฟ้ารับซื้อจาก กฟผ. และค่าไฟฟ้าสำรอง

2.3.2 การบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้า

บริษัทได้มีการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ให้มีประสิทธิภาพการผลิตและเพิ่มความมั่นคง (Reliability) ของระบบโดยมีกลยุทธ์หลักต่างๆ ดังนี้

(1) การก่อสร้างโรงไฟฟ้า

บริษัทมีทีมผู้บริหารที่มีความรู้ ความเชี่ยวชาญด้านเทคนิค และประสบการณ์ในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า โดยให้ความสำคัญตั้งแต่การออกแบบและก่อสร้าง กระบวนการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า รวมทั้งมีทีมที่ปรึกษาที่มีความเชี่ยวชาญด้านเทคนิคในการให้คำปรึกษาในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

การคัดเลือกผู้รับเหมาในการก่อสร้าง บริษัทจะทำผ่านกระบวนการจัดจ้างที่รัดกุม โดยมีข้อกำหนดและขอบเขตงาน (Term of Reference: TOR) เพื่อจัดจ้างผู้รับเหมาเป็นสัญญาการจ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จที่มีความน่าเชื่อถือมีประสิทธิภาพ มีความชำนาญ มีผลงานในอดีตที่เป็นที่ยอมรับ และมีฐานะทางการเงินมั่นคง รวมทั้งมีเงื่อนไขให้ผู้รับเหมา มีการวางหลักประกันการก่อสร้าง เพื่อให้มั่นใจว่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจะเสร็จตามแผนงานที่กำหนดไว้ และ

สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามเป้าหมาย โดยมีทีมที่ปรึกษาทางเทคนิคทำการตรวจสอบและประเมินโครงการในระหว่างก่อสร้าง เพื่อให้มั่นใจว่าผู้รับเหมาได้ก่อสร้าง ส่งมอบงานและดำเนินการได้ตามเงื่อนไขสัญญาการก่อสร้าง

สำหรับการจัดหาอุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้า บริษัทจัดให้มีการเลือกใช้อุปกรณ์และเทคโนโลยีจากผู้ผลิตที่เป็นผู้นำในอุปกรณ์นั้นๆ ทั้งด้านเทคโนโลยี คุณภาพ และอายุการใช้งาน นอกจากนี้ ยังพิจารณาคุณสมบัติของผู้จัดจำหน่าย เช่น สถานะทางการเงิน การดูแลและรับประกันคุณภาพสินค้าอีกด้วย

(2) การบริหารจัดการการดำเนินงานโรงไฟฟ้า

บริษัทให้ความสำคัญกับความมั่นคง (Reliability) ของระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้า รวมทั้งมีแผนการซ่อมแซมบำรุงรักษาและจัดทำสัญญาซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรหลักจากผู้ผลิตโดยตรง ส่งผลให้บริษัทมีความพร้อมจ่าย (Availability) เพิ่มขึ้น และระยะเวลาการหยุดเพื่อซ่อมแซม (Down Time) ลดลงเพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าได้ตามเป้าหมาย

นอกจากนี้ การเพิ่มประสิทธิภาพ (Efficiency) เป็นแนวทางหนึ่งที่สำคัญในการบริหารดำเนินงานโรงไฟฟ้า ซึ่งบริษัทมีการวางแผนการเดินเครื่องจักรแต่ละชุดให้เหมาะสม และตรวจสอบการทำงานของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อให้มีการใช้เชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพ ลดต้นทุนการผลิต และก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อบริษัท

(3) การริเริ่มโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ๆ

ตามที่บริษัทมีเป้าหมายในการเป็นผู้นำในธุรกิจไฟฟ้าด้วยการขยายการลงทุนและพัฒนาโครงการทั้งในและต่างประเทศนั้น บริษัทได้จัดให้มีการศึกษาเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าหรือเข้าร่วมลงทุนกับผู้ประกอบการรายอื่นอย่างต่อเนื่อง โดยบริษัทมีการกำหนดมาตรการในการคัดเลือกโครงการลงทุนและผู้ร่วมลงทุนอย่างรอบคอบ ทั้งการวิเคราะห์ปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องไม่ว่าจะเป็นนโยบายด้านเศรษฐกิจ การเมือง สังคมของประเทศที่จะร่วมลงทุน และนำสภาวะการณ์ทางเศรษฐกิจ อุตสาหกรรม ต้นทุนทางการเงิน ต้นทุนเครื่องจักรอุปกรณ์ และต้นทุนการก่อสร้าง รวมถึงกฎหมายที่เกี่ยวข้องมาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุน และผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจากการลงทุนนั้นๆ นอกจากนี้ ยังมีการวิเคราะห์ปัจจัยแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงไป (Sensitivity Analysis) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อโครงการดังกล่าว เพื่อเตรียมหาแนวทางป้องกันความเสี่ยงไว้ล่วงหน้า

ในกรณีที่บริษัทจะมีการเข้าร่วมทุนในโครงการใหม่ๆ บริษัทให้ความสำคัญระมัดระวังในการพิจารณาการคัดเลือกผู้ร่วมลงทุน โดยพิจารณาจากชื่อเสียง ความรู้ ประสบการณ์ ความเชี่ยวชาญ ความมั่นคงและฐานะทางการเงิน รวมทั้งผลการดำเนินงานที่ผ่านมาในอดีต เพื่อให้มั่นใจว่าจะสามารถดำเนินธุรกิจร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพในระยะยาว

2.3.3 ประกันภัย

โรงไฟฟ้าของบริษัทได้มีการทำประกันภัยดังต่อไปนี้

(1) การประกันภัยความเสี่ยงทุกประเภท (All Risks)

โรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัททุกแห่งมีการทำประกันภัยความเสี่ยงทุกประเภท (All Risks) โดยการประกันภัยดังกล่าวให้ความคุ้มครองความเสี่ยงทุกประเภทสำหรับความสูญเสียหรือเสียหายต่อทรัพย์สินของโรงไฟฟ้า ตลอดจนทรัพย์สินที่อยู่ในความควบคุมดูแลและเก็บรักษาของบริษัทที่บริหารจัดการโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง ได้แก่ เครื่องจักร โรงงาน อุปกรณ์ เครื่องกังหัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อต้มไอน้ำ และทรัพย์สินที่อยู่ระหว่างการขนส่ง ทั้งนี้การทำประกันภัยความเสี่ยงทุกประเภทดังกล่าวมีข้อกำหนดเกี่ยวกับความรับผิดชอบส่วนแรก (Deductibles) ตามวงเงินเสียหายที่ผู้เอาประกันภัยจะต้องรับผิดชอบเอง และกรมธรรม์ประกันภัยดังกล่าวมีข้อยกเว้นการคุ้มครองตามแบบกรมธรรม์มาตรฐานทั่วไป

(2) การประกันภัยธุรกิจหยุดชะงัก (Business Interruption)

การประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักเป็นการทำประกันภัยภายใต้กรมธรรม์ประกันภัยความเสี่ยงทุกประเภทโดยเป็นการประกันภัยที่คุ้มครองความสูญเสียทางกำไร (รวมทั้งการสูญเสียสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่ได้รับจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน) และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนการดำเนินงาน (เป็นรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการป้องกันหรือการลดการสูญเสียกำไร) ซึ่งเป็นผลสืบเนื่องมาจากการหยุดชะงักของธุรกิจเนื่องจากความเสียหายของทรัพย์สินที่ได้ทำประกันภัยไว้ ทั้งนี้การทำประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักดังกล่าวมีข้อกำหนดเกี่ยวกับความรับผิดชอบส่วนแรก (Deductibles) ตามระยะเวลาที่ธุรกิจหยุดชะงักที่ผู้เอาประกันภัยจะต้องรับผิดชอบเอง และกรมธรรม์ประกันภัยดังกล่าวมีข้อยกเว้นการคุ้มครองตามแบบกรมธรรม์มาตรฐานทั่วไป

(3) การประกันภัยบุคคลที่สาม (Third Party Liability)

บริษัทมีการทำประกันภัยบุคคลที่สามเป็นรายปี เพื่อเป็นการประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอกซึ่งคุ้มครองการชดเชยค่าเสียหายที่เกิดจากการบาดเจ็บทางร่างกายหรือความเสียหายต่อทรัพย์สิน ทั้งนี้การทำประกันภัยบุคคลที่สามดังกล่าวมีข้อกำหนดเกี่ยวกับความรับผิดชอบส่วนแรก (Deductibles) ตามวงเงินเสียหายที่ผู้เอาประกันภัยจะต้องรับผิดชอบเอง และมีข้อยกเว้นการคุ้มครองตามแบบกรมธรรม์มาตรฐานทั่วไป

ทั้งนี้ ในกรณีที่โรงไฟฟ้าอยู่ระหว่างการก่อสร้าง จะเป็นการทำประกันภัยช่วงก่อสร้าง (Construction All Risks Insurance: CAR) โดยจะเป็นการคุ้มครองความเสี่ยงจากการสูญเสียหรือเสียหายอันเกิดขึ้นต่อทรัพย์สินทุกอย่างของผู้เอาประกันภัยที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างโครงการ นอกจากนี้ ยังได้จัดทำประกันภัยขนส่งทางทะเล (Marine Cargo) สำหรับเครื่องจักรหลักเพื่อป้องกันอุบัติเหตุในการขนส่งเครื่องจักรทางทะเล ตลอดจนการประกันภัยจากสูญเสยรายได้จากการก่อสร้างแล้วเสร็จล่าช้า (Delay Start-up : DSU) อันเนื่องมาอุบัติเหตุจากการติดตั้งและทดสอบเดินเครื่องจักรหลักและการเกิดอุบัติเหตุจากการขนส่ง ภายในระยะเวลาขดเขยรายได้ที่จะตกลงกันตามระยะเวลาการก่อสร้าง โดยมีข้อกำหนดเกี่ยวกับความรับผิดชอบส่วนแรก (Deductibles) ตามที่ผู้เอาประกันภัยจะต้องรับผิดชอบเอง และกรมธรรม์ประกันภัยดังกล่าวมีข้อยกเว้นการคุ้มครองตามแบบกรมธรรม์มาตรฐานทั่วไป

โรงไฟฟ้าของบริษัทและบริษัทย่อยมีวงเงินเอาประกันภัย ดังนี้

จำนวนเงินจำกัดความรับผิด (ต่อครั้ง)	โรงไฟฟ้า ศรีราชา	CUP-1	CUP-2	CUP-3	CHPP	IRPCCP ¹
การประกันภัยความเสี่ยงทุกประเภท	424 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	305 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	126 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	76 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	727.8 ล้านบาท	562 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ
การประกันภัยธุรกิจหยุดชะงัก (Business Interruption: BI) / การ สูญเสียรายได้จากการก่อสร้างแล้ว เสร็จล่าช้า (Delay Start-up)	83 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	3,869 ล้านบาท บาท	783 ล้านบาท บาท	927 ล้านบาท บาท	108.7 ล้านบาท บาท	68 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ
การประกันภัยบุคคลที่สาม	25 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	10 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	10 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	10 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ	100 ล้านบาท บาท	10 ล้านบาท เหี่ยวย่นสหรัฐ

ที่มา: บริษัท

หมายเหตุ: 1. IRPCCP อยู่ระหว่างก่อสร้างโครงการ การทำประกันภัย จะเป็นการทำประกันภัยช่วงก่อสร้าง (Construction All Risks Insurance: CAR)

2.3.4 สิทธิประโยชน์จากการลงทุน

บริษัทและบริษัทย่อยได้รับสิทธิประโยชน์จากการลงทุนดังนี้

โครงการ		CUP-1 Ph 1-6					CUP-2	CUP-3	SRC	SRC	CHPP	IRPCCP ⁽¹⁾
บัตรส่งเสริมการลงทุนเลขที่		Ph 1-2 - 1031(2)/อ./ 2556	Ph 3 - 1032(2)/อ./ 2556	Ph 4 - 1034(2)/อ./ 2556	Ph 5 - 1035(2)/อ./ 2556	Ph 6 - 1037(2)/อ./ 2556	1033(2)/อ./ /2556	1036(2)/อ./ /2556	1038(2)/อ./ /2556	9001(2)/อ./ /2556	1918(2) /2550	1492(2) /2557
ผลิตภัณฑ์และ กำลังผลิตตาม BOI	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์/ชม.)	37.6	37.6	37.6	37.6	90.2	122.2	140	-	700	9.8	240
	ไอน้ำ (ตัน/ชม.)	190	140	140	140	280	330	-	-	-	-	100
	น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม (ลบ.ม./ชม.)	170	-	600	-	300	590	170	80	-	-	75
	น้ำเย็น (ตันความเย็น)	-	-	-	-	-	-	-	6,000	-	12,000	-
1. อนุญาตให้นำคนต่างด้าวซึ่งเป็น ผู้ชำนาญการเข้ามาได้ตามจำนวนและ ระยะเวลาที่กำหนด		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
2. ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับ กำไรสุทธิที่ได้จากการประกอบกิจการที่ ได้รับการส่งเสริมรวมกันไม่เกินร้อยละ 100 เป็นระยะเวลา 8 ปี (ระยะเวลาสิ้นสุด สิทธิประโยชน์)		✓ (พ.ค. 2557)	✓ (มิ.ย. 2558)	✓ (เม.ย. 2559)	✓ (ก.ค. 2560)	✓ (ก.ค. 2560)	✓ (เม.ย. 2559)	✓ (ก.ค. 2560)	✓ (ส.ค. 2560) (ยังไม่ใช้ สิทธิ)	✓ (ใช้สิทธิภาษี ครบแล้ว)	✓ (ธ.ค. 2559)	✓ ⁽²⁾ (พ.ค. 2566) (โดยประมาณ)
3. ได้รับลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับ กำไรสุทธิที่ได้จากการลงทุนในอัตราอ้อย ละ 50 ของอัตราปกติที่กำหนด 5 ปี นับ จากการสิ้นสุดการส่งเสริมเกี่ยวกับการ ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลในข้อ 2. (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)		✓ (พ.ค. 2562)	✓ (มิ.ย. 2563)	✓ (เม.ย. 2564)	✓ (ก.ค. 2565)	✓ (ก.ค. 2565)	✗	✓ (ก.ค. 2565)	✗	✗	✗	✓ (พ.ค. 2571) (โดยประมาณ)

โครงการ	CUP-1 Ph 1-6					CUP-2	CUP-3	SRC	SRC	CHPP	IRPCCP ⁽¹⁾
บัตรส่งเสริมการลงทุนเลขที่	Ph 1-2 - 1031(2)/อ./ 2556	Ph 3 - 1032(2)/อ./ 2556	Ph 4 - 1034(2)/อ./ 2556	Ph 5 - 1035(2)/อ./ 2556	Ph 6 - 1037(2)/อ./ 2556	1033(2)/อ./ 2556	1036(2)/อ./ 2556	1038(2)/อ./ 2556	9001(2)/อ./ 2556	1918(2)/ 2550	1492(2)/ 2557
4. ได้รับยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักรตามที่คณะกรรมการอนุมติ	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
5. ได้รับยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมซึ่งได้รับยกเว้นภาษีตามมาตรา 31 ไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริม	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
6. ได้รับอนุญาตให้หักค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า และค่าประปา 2 เท่าของค่าใช้จ่ายดังกล่าวเป็นระยะเวลา 10 ปีนับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการ (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)	✓ (พ.ค. 2559)	✓ (มิ.ย. 2560)	✓ (เม.ย. 2561)	✓ (ก.ค. 2562)	✓ (ก.ค. 2562)	✗	✓ (ก.ค. 2562)	✗	✗	✗	✓ (พ.ค. 2568) (โดยประมาณ)
7. ได้รับอนุญาตให้หักเงินลงทุนในการติดตั้งหรือก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกร้อยละ 25 ของเงินลงทุน นอกเหนือไปจากการหักค่าเสื่อมราคาตามปกติเป็นเวลา 10 ปี (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)	✓ (พ.ค. 2559)	✓ (มิ.ย. 2560)	✓ (เม.ย. 2561)	✓ (ก.ค. 2562)	✓ (ก.ค. 2562)	✗	✓ (ก.ค. 2562)	✗	✗	✗	✓ (พ.ค. 2568) (โดยประมาณ)

หมายเหตุ: (1) IRPCCP อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์จึงประมาณการจากวันที่คาดว่าจะเริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการตามเงื่อนไขของ BOI

(2) ไม่เกินร้อยละ 100 ของมูลค่าเงินลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตด้านสิ่งแวดล้อมโดยไม่รวมค่าที่ดินและทุนหมุนเวียน

2.3.5 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม อาชีวอนามัย และความปลอดภัย

ในส่วนของการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของการประกอบธุรกิจ บริษัทอยู่ภายใต้การดูแลของหน่วยงานราชการที่สำคัญ คือ (1) คณะกรรมการนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม (สผ.) กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (2) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กรมนโยบายพลังงาน กระทรวงพลังงาน (3) การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) กระทรวงอุตสาหกรรม และ (4) กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กรอ.) กระทรวงอุตสาหกรรม

ในส่วนของมาตรฐานคุณภาพอากาศ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่นของบริษัทต้องปฏิบัติตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547 ประเภทโรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเกณฑ์ที่กำหนดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment: EIA) มีการตรวจวัดคุณภาพอากาศในสถานประกอบการเพิ่มเติมจากรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพื่อเฝ้าระวังการสัมผัสสัมผัสกับสารเคมีต่างๆ โดยเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานตามประกาศกระทรวงมหาดไทย พ.ศ. 2520 เรื่อง ความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับภาวะแวดล้อม (สารเคมี)

การตรวจวัดระดับเสียงโดยทั่วไป บริเวณริมรั้วโรงงานด้านทางเข้าโรงงาน โดยเทียบมาตรฐานตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 15 ปี 2540 เรื่อง กำหนดมาตรฐานระดับเสียงโดยทั่วไป และการตรวจวัดระดับเสียงบริเวณสถานประกอบการ ตามข้อกำหนดที่นำเสนอในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม เทียบกับเกณฑ์มาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ปี 2546 เรื่อง มาตรฐานการคุ้มครองความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานเกี่ยวกับสภาวะแวดล้อมในการทำงาน และมาตรฐานตามประกาศกฎกระทรวง ปี 2549 เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง

ในส่วนของคุณภาพน้ำทิ้งที่ปล่อยออกจากโรงงานต้องเป็นไปตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 2 (ปี 2539) เรื่อง กำหนดคุณลักษณะของน้ำทิ้งที่ระบายออกจากโรงงานโดยบริษัทได้มีการว่าจ้างบริษัทภายนอกที่ผ่านการขึ้นทะเบียนจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งที่ปล่อยออกจากโรงงาน

สำหรับการกำจัดของเสียอื่นๆ บริษัทอยู่ภายใต้ข้อบังคับตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ปี 2548 ซึ่งบริษัทได้ดำเนินการตามที่ประกาศดังกล่าวกำหนด โดยว่าจ้างบริษัทรับกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมมาขนส่งออกไปจากโรงงาน

ที่ผ่านมาบริษัทได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอย่างเคร่งครัด ซึ่งผลการตรวจสอบจัดการด้านสิ่งแวดล้อมในด้านคุณภาพอากาศ การตรวจวัดระดับเสียง และกากของเสีย ผ่านค่าควบคุมตาม EIA หรือมาตรฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง และบริษัทยังไม่เคยถูกฟ้องร้องในคดีที่เกี่ยวข้องกับสิ่งแวดล้อมนอกจากนี้ บริษัทตระหนักและให้ความสำคัญในการดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมมาโดยตลอด และถือเป็นหนึ่งในภารกิจหลักในการบริหารจัดการองค์กร โดยบริษัทได้ใช้มาตรการเชิงรุกและป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้น ทั้งจากเครื่องจักรโรงงาน สถานงาน หรือจากขั้นตอนการทำงานด้วยมาตรการต่างๆ ดังนี้

- กำหนดนโยบายคุณภาพ ความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม โดยกำหนดให้มีตัวชี้วัดการติดตามตรวจสอบและรายงานผลประสิทธิภาพด้านคุณภาพ ความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมต่อคณะกรรมการฝ่ายบริหารเป็นระยะๆ อย่างต่อเนื่อง
- จัดอบรมการจัดทำแผนงานโดยคำนึงถึงคุณภาพ ความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมเป็นประการแรก อีกทั้งมีระบบการตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอเพื่อให้แผนงานดังกล่าวตอบสนองต่อประสิทธิภาพและสภาพแวดล้อมในการทำงานอย่างแท้จริง
- การวิเคราะห์พฤติกรรมการทำงานที่ไม่ปลอดภัยการสำรวจจุดเสี่ยงต่อความมั่นคงและปลอดภัย และกำหนดพื้นที่อันตราย รวมถึงการตรวจสอบสภาพแวดล้อมในการทำงาน (แสง เสียง ความร้อน และฝุ่นละออง) และวิธีการทำงานที่อาจส่งผลกระทบต่อสุขภาพของพนักงานและผู้เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นข้อมูลในการออกแบบและกำหนดมาตรการป้องกันหรือแก้ปัญหาอย่างถูกต้องและเหมาะสม
- การพัฒนาฝีมือความปลอดภัยในการทำงาน การส่งเสริมความรู้และความเข้าใจที่ถูกต้องเรื่องคุณภาพ ความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมให้แก่พนักงาน คู่ค้าทางธุรกิจ และผู้มีส่วนได้เสียกับองค์กร

ด้วยการดำเนินงานที่เข้มแข็งและต่อเนื่องทำให้บริษัทไม่มีสถิติการเกิดอุบัติเหตุด้าน Quality, Safety, Health and Environment (QSHE) ถึงขั้นสูญเสียวันทำงานหรือสูญเสียโอกาสในการผลิต และยังรักษามาตรฐานการรับรองตามระบบสากล ได้แก่ ISO 9001-2008 ISO 14001-2004 OHSAS 18001-2007 และ TIS 18001-2011 ได้เป็นอย่างดีรวมถึงการได้รับรางวัลและการรับรองจากหน่วยงานราชการต่างๆ อย่างต่อเนื่อง ทั้งในด้านการดำเนินการติดตามและตรวจวัดด้านสิ่งแวดล้อมตามหลัก EIA การจัดการของเสียในโรงงานโครงการธรรมาภิบาลสิ่งแวดล้อม การนำของเสียจากระบบการผลิตมาใช้ให้เกิดประโยชน์ และการรักษาสถิติอุบัติเหตุให้เป็นศูนย์ เป็นต้น รวมทั้งมีการนำระบบบริหารจัดการที่เป็นเลิศ (Operational Excellence Management System: OEMS) มาใช้ เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นว่าบริษัทมีการบริหารงานอย่างมืออาชีพและมีประสิทธิภาพ

2.4 การตลาดและการแข่งขัน

2.4.1 การจัดจำหน่ายและกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย

การจัดจำหน่าย

บริษัทจัดส่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการยกระดับแรงดันไฟฟ้าตามลักษณะการใช้งานของลูกค้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) ไปยังระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าร่วมที่สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) หลังจากนั้นกระแสไฟฟ้าจะถูกส่งต่อไปตามสายส่งไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบกระแสไฟฟ้าของ กฟผ. กฟภ. กฟน. และลูกค้าอุตสาหกรรมต่อไป

นอกจากนี้ บริษัทจะทำการจำหน่ายไอน้ำ น้ำเย็น และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้เคียงกับที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง ผ่านระบบขนส่งทางท่อส่งผลิตภัณฑ์นั้นๆ

กลุ่มลูกค้าเป้าหมาย

กลุ่มลูกค้าของบริษัทแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มหลัก ดังนี้

(1) กฟผ. กฟภ. และ กฟน.

ตามลักษณะโครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศไทย กฟผ. กฟภ. และ กฟน. จะเป็นผู้ประกอบการรายใหญ่ในการจัดหาไฟฟ้าให้กับภาคอุตสาหกรรมและประชาชนทั่วไป ทำให้มีความจำเป็นที่หน่วยงานทั้ง 3 แห่งจะต้องจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอตามความต้องการ ดังนั้นหน่วยงานดังกล่าวจึงรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน ผ่านการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 3 ประเภทหลัก คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทมีการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ผ่านการทำสัญญาทั้ง 3 ประเภท

โดยสัดส่วนรายได้ของการจำหน่ายไฟฟ้า (รวมรายได้จากสัญญาเช่าทางการเงิน) ให้กับหน่วยงานทั้ง 3 แห่ง รวมเป็นสัดส่วนร้อยละ 55 และร้อยละ 46 ของรายได้รวมของบริษัทในปี 2556 และปี 2557 ตามลำดับ

(2) ลูกค้าอุตสาหกรรม

นอกจากการจำหน่ายให้กับ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. บริษัทยังมีการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยบริษัทมียอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทคิดเป็นร้อยละ 21 และร้อยละ 24 ของรายได้รวมของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557 ตามลำดับ

ในฐานะผู้ผลิตสาธารณูปโภคพื้นฐาน ได้แก่ ใอน้ำ น้ำเย็น และน้ำเพื่ออุตสาหกรรม บริษัทให้ความสำคัญกับความมั่นคงและต่อเนื่องในการจัดจำหน่าย รวมถึงการกำหนดราคาที่มีมาตรฐานเทียบเคียงได้กับผู้ผลิตรายอื่นในตลาด โดยลูกค้าอุตสาหกรรมของบริษัทส่วนใหญ่อยู่ในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมี โดยมียอดจำหน่ายคิดเป็นร้อยละ 23 และร้อยละ 30 ของรายได้รวมของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557 ตามลำดับ

นอกจากนี้ บริษัทยังมีการจำหน่ายไนโตรเจนให้กับบริษัทในกลุ่ม ปตท. โดยมียอดจำหน่ายคิดเป็นร้อยละ 0.4 และร้อยละ 0.4 ของรายได้รวมของบริษัทสำหรับปี 2556 และปี 2557 ตามลำดับ

2.4.2 การกำหนดราคา

การกำหนดราคาค่าไฟฟ้า

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยให้สะท้อนถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาในแต่ละวัน โดยอัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งจำแนกตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้างดังต่อไปนี้

(1) การกำหนดราคาของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่โดยทั่วไปจะมีการกำหนดโครงสร้างราคาหลักเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกคือค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ซึ่งเป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้แก่โรงไฟฟ้าเป็นรายเดือนในการรักษาระดับความพร้อมจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ไม่คำนึงถึงจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อขายตามจริงจากโรงไฟฟ้าทั้งนี้การกำหนดค่าความพร้อมจ่ายจะคำนวณจากต้นทุนการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ซึ่งครอบคลุมถึงค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษาหลัก ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และค่าใช้จ่ายทางการเงินต่างๆ และส่วนที่สอง คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จะกำหนดราคาโดยคำนึงถึงต้นทุนการผลิตผันแปร

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ จำนวน 2 สัญญา ได้แก่ โรงไฟฟ้าศรีราชา และ RPCL โดยมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าภายใต้สัญญาเท่ากับ 700 และ 1,400 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ซึ่งสัญญาแต่ละฉบับมีอายุสัญญา 25 ปี นับตั้งแต่วันที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ.

(2) การกำหนดราคาของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP)

การกำหนดราคาไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กขึ้นอยู่กับประเภทของเชื้อเพลิง และประเภทของสัญญา ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

(2.1) การกำหนดราคาของสัญญา Firm

สัญญา Firm คือ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีการกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะจ่ายให้ กฟผ. ตลอดอายุสัญญา ซึ่งสัญญาจะมีระยะเวลาดังตั้ง 5 ปีขึ้นไป โดยการกำหนดราคาของสัญญาประเภทนี้ ประกอบด้วย ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP) ซึ่งพิจารณาจากค่าลงทุนของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการที่รับซื้อพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ซึ่งกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Energy Cost) และค่าประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving) ซึ่งจะได้รับรายได้ส่วนนี้เมื่อสามารถใช้เชื้อเพลิงได้น้อยกว่าค่ามาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด นอกจากนี้ กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าตามปริมาณที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และมีค่าปรับหาก SPP ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามปริมาณที่กำหนดไว้

(2.2) การกำหนดราคาของสัญญา Non-firm

สัญญา Non-firm คือ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีการกำหนดพลังไฟฟ้าที่จะจ่ายให้ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาที่มีระยะเวลาสัญญาไม่เกิน 5 ปี โดยสัญญาประเภทนี้จะไม่ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้า (CP) ได้รับเพียงแต่ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ซึ่งกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการ และค่าบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในระยะสั้น (Short Run Avoided Energy Cost) จากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กทำให้ราคาซื้อขายไฟฟ้าเฉลี่ยของสัญญา Non-firm ต่ำกว่าสัญญา Firm ทั้งนี้ หากเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าระบบพลังงานหมุนเวียนจะมีส่วนเพิ่มารับซื้อไฟฟ้า (Adder) หรือรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ (Feed in Tariff)

(3) การกำหนดราคาของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการจำหน่ายให้ กฟผ. หรือ กฟน. ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อสัญญา โดยอัตราการรับซื้อไฟฟ้าเท่ากับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ VSPP ทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้ารวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรค่าเอฟทีขายส่งเฉลี่ย ทั้งนี้ หากเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าระบบพลังงานหมุนเวียนจะมีส่วนเพิ่มารับซื้อไฟฟ้า (Adder) หรือรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ (Feed in Tariff) เป็นไปตามประกาศของ กฟผ. หรือ กฟน.

อัตราารับซื้อไฟฟ้าของลูกค้านักอุตสาหกรรม

ลูกค้าอุตสาหกรรมส่วนใหญ่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมในกลุ่มผู้ผลิตผลิตภัณฑ์ด้านปิโตรเคมี โดยบริษัทมีการตกลงซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าแต่ละรายที่อ้างอิงกับอัตราค่าไฟฟ้าของ กก. ซึ่งจะมีการปรับเปลี่ยนค่าเอฟทีตามต้นทุนเชื้อเพลิง

การกำหนดราคาค่าไอน้ำ และน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

ราคาขายไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรมให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมกำหนดจากต้นทุนการผลิตของบริษัท และมีการบวกกำไรส่วนเพิ่ม (Cost plus) และปรับราคาได้ตามต้นทุนการผลิตที่เกิดขึ้นจริงโดยใช้สูตรราคา ซึ่งรวมถึงการลงทุน ต้นทุนผันแปรและค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและการซ่อมบำรุง การลงทุนในระบบจำหน่าย (Distribution System) ที่จัดเตรียมให้ลูกค้าแต่ละรายเป็นการเฉพาะ (Dedicated) พลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย (Energy Loss) และอื่นๆ

2.4.3 การแข่งขัน

บริษัทไม่เผชิญกับการแข่งขันสำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับหน่วยงานไฟฟ้าภาครัฐ (กกพ. กก. และ กกน.) เนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นสัญญาระยะยาวอายุสัญญา 5-25 ปี แต่บริษัทอาจประสบกับภาวะการแข่งขันค่อนข้างสูงในการประมูลหรือยื่นขออนุญาตขายไฟฟ้าให้กับหน่วยงานภาครัฐสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ อย่างไรก็ตาม บริษัทเชื่อว่าด้วยผลการดำเนินงานโรงไฟฟ้าในอดีตของบริษัท ความเชี่ยวชาญและประสบการณ์ทางธุรกิจ จะส่งผลให้บริษัทสามารถแข่งขันกับผู้ประกอบการด้านกิจการพลังงานได้

นอกจากนี้ บริษัทเผชิญกับภาวะการแข่งขันในการจำหน่ายไฟฟ้าหรือไอน้ำค่อนข้างต่ำสำหรับลูกค้าในกลุ่ม ปตท. และโครงการที่จะเกิดขึ้นในอนาคตจากการขยายการลงทุนของกลุ่ม ปตท. รวมทั้งลูกค้าอุตสาหกรรมต่างๆ ที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรมหรือบริเวณใกล้เคียงกับที่บริษัทมีโรงไฟฟ้าเปิดดำเนินการอยู่ เนื่องจากบริษัทมีความได้เปรียบจากการเป็นบริษัทแกนนำธุรกิจพลังงานไฟฟ้าของกลุ่ม ปตท. (PTT Group's Power Flagship) ประกอบกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำดังกล่าวเป็นสัญญาระยะยาวและมีการรับประกันความมั่นคงในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ และบริษัทได้ลงทุนวางสายส่งไฟฟ้าและท่อส่งไอน้ำไปยังโรงงานของลูกค้าแต่ละรายโดยตรง ดังนั้นหากลูกค้าเปลี่ยนผู้จำหน่ายไฟฟ้าหรือไอน้ำจะต้องมีต้นทุนที่สูงในการเปลี่ยนแปลงและติดตั้งอุปกรณ์ใหม่

จากการที่รัฐบาลได้วางนโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจซึ่งส่งผลให้มีแนวโน้มที่จะมีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ได้มีการสนับสนุนให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่งผลให้บริษัทในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้ามีการกระจายการพัฒนาโรงไฟฟ้าไปใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น ซึ่งบริษัทได้ให้ความสำคัญกับการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 10 ปี (ปี 2555 - ปี 2564) เพื่อใช้เป็นแนวทางในการวางแผนการดำเนินการและลงทุนธุรกิจไฟฟ้าที่มีความหลากหลาย จึงอาจส่งผลให้บริษัทมีคู่แข่งที่เพิ่มมากขึ้น

ทั้งนี้ บริษัทได้คำนึงถึงปัจจัยสำคัญอื่นที่อาจส่งผลกระทบต่อการแข่งขันในการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ของบริษัท เพื่อประเมินความสามารถในการแข่งขันของบริษัทในอนาคต เช่น การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ (New PDP) การเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงานของภาครัฐ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (New AEDP) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (New EEDP) รวมทั้งการเปิดประชาคมอาเซียนในปี 2558 เป็นต้น

นอกจากนี้ เนื่องจากธุรกิจผลิตไฟฟ้าในประเทศมีการแข่งขันสูงขึ้น ประกอบกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าภายในประเทศมีข้อจำกัดเพิ่มขึ้น ทำให้บริษัทต้องแสวงหาโอกาสการขยายธุรกิจโดยการลงทุนในต่างประเทศ ซึ่งบริษัทมีแผนร่วมมือกับ

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่อื่นๆ ทั้งในและต่างประเทศที่มีทั้งความร่วมมือในด้านประสิทธิภาพ และฐานะทางการเงิน ที่ต้องการขยายธุรกิจลักษณะนี้เช่นกัน

2.4.4 กลยุทธ์ในการประกอบธุรกิจ

(1) การเติบโตไปพร้อมกับการขยายธุรกิจของบริษัทในกลุ่ม ปตท. (Growth along with PTT Group)

เนื่องจากความมีเสถียรภาพด้านไฟฟ้าและสาธารณูปโภคถือเป็นสิ่งสำคัญยิ่งต่อกระบวนการผลิตของบริษัทต่างๆ ในกลุ่ม ปตท. ดังนั้น บริษัทซึ่งมีความเชี่ยวชาญในด้านนี้ จึงได้รับความไว้วางใจและมีแผนที่จะขยายธุรกิจของบริษัทให้สอดคล้องกับความต้องการที่เพิ่มมากขึ้นตามแผนการขยายธุรกิจทั้งในและต่างประเทศของบริษัทในกลุ่ม ปตท. เช่น การพัฒนาโรงผลิตสาธารณูปการ 4 (“CUP-4”) เพื่อรองรับการเติบโตของธุรกิจปิโตรเคมีของกลุ่ม ปตท. เป็นต้น

(2) การเติบโตอย่างรวดเร็วผ่านการพัฒนาโครงการระยะสั้น หรือการเข้าซื้อกิจการ (Quick Win)

เพื่อให้บริษัทสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ในระยะสั้น บริษัทจึงมีแผนพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ เช่น การลงทุนต่อเนื่องใน BIC สำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Power Plant) โครงการที่ 2 และร่วมลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ก๊าซชีวภาพ และชีวมวล ซึ่งใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างค่อนข้างสั้น นอกจากนี้ บริษัทมีนโยบายที่จะเข้าซื้อกิจการทั้งหมดหรือบางส่วน (Merger & Acquisition: M&A) ในโครงการผลิตไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ ทั้งที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วหรืออยู่ระหว่างการก่อสร้าง

ปัจจุบันบริษัทมีโครงการที่จะดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติม และมีการเตรียมความพร้อมที่จะดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อรองรับกับแผน PDP ปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ที่ให้ความสำคัญในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่างๆ ทั้งนี้ ที่ประชุม กพข. เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2557 ได้พิจารณาขยายกรอบการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์ฟาร์มของภาคเอกชนเพิ่มเติมจากเดิม 576 เมกะวัตต์ เพื่อให้ครบ 2,000 เมกะวัตต์ เป็นรับเพิ่ม 800 เมกะวัตต์ ซึ่งจะทำให้มีโซลาร์ฟาร์มมากกว่า 2,200 เมกะวัตต์ หากทางหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเปิดรับคำขอจำหน่ายไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่ทั้งในรูปแบบของโซลาร์ฟาร์มและโซลาร์รูฟท็อป (Solar Rooftop) บริษัทหรือบริษัทในกลุ่มจะดำเนินการยื่นคำขอและพร้อมที่จะดำเนินการ

ปัจจุบันบริษัทได้ทำการศึกษาข้อมูลและพิจารณาถึงความเป็นไปได้ในการร่วมลงทุนหรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 90 เมกะวัตต์คาดว่าจะใช้เวลาก่อสร้างประมาณ 1 ปีหลังจากลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. หรือ กฟภ. นอกจากนี้ บริษัทยังได้ร่วมกับผู้ร่วมทุนรายหนึ่งเพื่อสำรวจและประเมินศักยภาพโครงการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนที่ดินของผู้ร่วมทุนรายดังกล่าว

(3) การเติบโตโดยการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในประเทศและภูมิภาคใกล้เคียง (Big Win)

เพื่อให้บริษัทสามารถเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ในระยะยาว บริษัทจึงมีแผนที่จะพัฒนาและร่วมลงทุนในโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ในประเทศและภูมิภาคใกล้เคียง เช่น เมียนมาร์ สปป.ลาว กัมพูชา และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย เป็นต้น โดยบริษัทได้เข้าร่วมลงทุนใน XPCL ผ่านการถือหุ้นใน NSC และเข้าซื้อหุ้น NL1PC

ทั้งนี้ บริษัทอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าในต่างประเทศหลายโครงการ เช่น โครงการพัฒนาโรงไฟฟ้าใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในตอนกลางของเมียนมาร์ขนาดประมาณ 500 เมกะวัตต์ โดยจะเป็นการร่วมทุนกับบริษัทอื่นซึ่งบริษัทมีแผนที่จะถือหุ้นประมาณร้อยละ 25 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ ตลอดจนเจรจา

เงื่อนไขโครงการกับรัฐบาลเมียนมาร์และสถาบันการเงินที่สนับสนุนโครงการ และโครงการพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหินในทางตอนใต้ของเมียนมาร์โดยมีขนาดในเบื้องต้นประมาณ 1,800 เมกะวัตต์ ซึ่งมีแนวทางที่จะผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ Myanmar Electric Power Enterprise: MEPE และ กฟผ. โดยจะเป็นการร่วมทุนกับบริษัทอื่นซึ่งบริษัทมีแผนที่จะถือหุ้นประมาณร้อยละ 45 ปัจจุบันได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) กับกระทรวงไฟฟ้าของรัฐบาลเมียนมาร์เพื่อเข้าศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

(4) การลงทุนในธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (Adjacent and Support Opportunities)

นอกจากการลงทุนในธุรกิจผลิตไฟฟ้า บริษัทมีแผนขยายธุรกิจไปยังธุรกิจเกี่ยวเนื่องอื่นๆ เช่น

(4.1) ธุรกิจระบบโครงข่ายสายส่งไฟฟ้า (Transmission and Distribution)

บริษัทเล็งเห็นว่าการเข้าถึงไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนาสังคมและประเทศ โดยบริษัทมีความสนใจที่จะลงทุนพัฒนาและให้เข้าโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าที่จะมุ่งเน้นตลาดในประเทศเพื่อนบ้านที่ยังมีระบบโครงข่ายสายส่งที่ยังไม่เพียงพอและทั่วถึง ได้แก่ สปป.ลาว เมียนมาร์ และกัมพูชา เป็นต้น เพื่อให้ประชาชนและภาคอุตสาหกรรมสามารถเข้าถึงการใช้ไฟฟ้าได้อย่างครอบคลุมและเพียงพอ ซึ่งโครงการดังกล่าวจะช่วยสนับสนุนการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าของบริษัทในประเทศนั้นๆ และจะช่วยสร้างผลตอบแทนระยะยาวให้กับบริษัท รวมทั้งเป็นการช่วยพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานในการพัฒนาประเทศนั้นๆ ต่อไปทั้งนี้ ปัจจุบันบริษัทอยู่ระหว่างการเจรจากับรัฐบาลเมียนมาร์เรื่องโครงการสายส่งไฟฟ้าในบางพื้นที่ของประเทศ

(4.2) ธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company: ESCO)

บริษัทมีแผนที่จะขยายไปยังธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน ซึ่งให้บริการในด้านการอนุรักษ์พลังงาน และ/หรือพลังงานทดแทนที่ให้บริการครบวงจร โดยการบริการจะครอบคลุมถึงการให้คำปรึกษา การเสนอโครงการ การบริหารโครงการ การออกแบบทางวิศวกรรม วิเคราะห์การใช้พลังงาน ติดตั้งอุปกรณ์ และดำเนินงานสำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงาน และ/หรือพลังงานทดแทน การจัดหาแหล่งเงินทุนสำหรับโครงการด้านพลังงาน ตลอดจนการลงทุนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการพลังงาน

(4.3) ธุรกิจระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าและแบตเตอรี่ (Energy Storage System and Battery)

การขยายสู่ธุรกิจระบบกักเก็บพลังงานไม่เพียงแต่เพิ่มสายธุรกิจของบริษัท แต่ยังช่วยส่งเสริมธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นธุรกิจหลักของบริษัทอีกด้วย นอกจากนี้ บริษัทยังมีโอกาสในการขยายสู่ตลาดแบตเตอรี่สำหรับยานยนต์ไฟฟ้าตามการเติบโตของตลาดยานยนต์ไฟฟ้าที่มีการเติบโตอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ปัจจุบันบริษัทได้เข้าร่วมทุนกับ 24M ที่ตั้งอยู่ในประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ทำการวิจัยและพัฒนาการผลิตและจำหน่ายแบตเตอรี่ด้วยเทคโนโลยีการผลิตแบบใหม่ที่ลดการใช้วัตถุดิบและระยะเวลาในการผลิต ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตแบตเตอรี่ประเภทลิเทียม-ไอออน (Lithium-Ion) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยมีประสิทธิภาพและความปลอดภัยของการใช้แบตเตอรี่สูงขึ้น คาดว่าจะเริ่มทำการจำหน่ายแบตเตอรี่ในเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2559

นอกจากนี้ บริษัทยังมีแผนที่จะให้บริการติดตั้งและบริหารจัดการสถานีจ่ายประจุไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในบริเวณลาดจอดรถของห้างสรรพสินค้า อาคารสำนักงาน และโรงแรม เป็นต้น

2.4.5 จุดเด่นในการดำเนินธุรกิจ

(1) เป็นแกนนำในการขับเคลื่อนธุรกิจด้านพลังงานไฟฟ้าของกลุ่ม ปตท. (PTT Group's Power Flagship)

จากวิสัยทัศน์ของกลุ่ม ปตท. ที่จะเป็นบริษัทพลังงานไทยชั้นนำระดับแนวหน้า กลุ่มปตท. จึงมีการดำเนินกลยุทธ์ทางธุรกิจที่หลากหลาย โดยธุรกิจผลิตไฟฟ้าเป็นหนึ่งในธุรกิจหลักที่กลุ่ม ปตท. ให้ความสำคัญนอกเหนือจากธุรกิจน้ำมัน ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ และธุรกิจปิโตรเคมี ด้วยเหตุนี้ บริษัทในฐานะผู้ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าของกลุ่มปตท. จึงมุ่งเน้นการพัฒนาธุรกิจให้เติบโตอย่างต่อเนื่องและยั่งยืน ควบคู่ไปกับการขยายธุรกิจไปสู่ตลาดต่างประเทศเพื่อเป็นส่วนหนึ่งในการสนับสนุนเจตนารมณ์อันมุ่งมั่นดังกล่าวของกลุ่ม ปตท.

ด้วยเจตนารมย์ดังกล่าว บริษัทจึงได้ถูกก่อตั้งขึ้นมาเพื่อเป็นแกนนำในการดำเนินธุรกิจไฟฟ้าของกลุ่ม ปตท. (PTT Group's Power Flagship) ในการพัฒนา ลงทุนและดำเนินการด้านธุรกิจไฟฟ้าทั้งในและต่างประเทศ ปัจจุบันบริษัทมีการดำเนินการในการขยายธุรกิจไฟฟ้าที่หลากหลาย ทั้งการพัฒนาโครงการใหม่ด้วยตนเอง และการขยายธุรกิจรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของบริษัทในกลุ่ม ปตท. ทั้งในและต่างประเทศ อาทิ โครงการ CUP-4 และโครงการลงทุนต่างๆ ที่เกิดขึ้นในอนาคต

นอกจากนี้ บริษัทจะประสานความร่วมมือในการต่อยอดจากความสัมพันธ์อันดีระหว่างผู้ถือหุ้นใหญ่ และคู่ค้าในประเทศต่างๆ ของกลุ่ม ปตท. เพื่อสนับสนุนการแสวงหาโอกาสทางธุรกิจ รวมทั้งสร้างความร่วมมือระหว่างบริษัทกับหน่วยงานของรัฐ และ/หรือบริษัทอื่นๆ ทั้งในและต่างประเทศ เพื่อเข้าร่วมลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าและธุรกิจต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอีกด้วย

(2) การได้เปรียบเชิงกลยุทธ์จากทำเลที่ตั้ง กลุ่มลูกค้า และชนิดของเชื้อเพลิงที่หลากหลายรวมถึงความสมดุลของสถานะการดำเนินการของโรงไฟฟ้าในเครือของบริษัท

ปัจจุบัน โรงไฟฟ้าของบริษัทมีการกระจายตัวในมิติต่างๆ ทั้งในด้านทำเลที่ตั้ง กลุ่มลูกค้า และชนิดของเชื้อเพลิงซึ่งเป็นกระจายความเสี่ยงโดยธรรมชาติ ดังนี้

ในส่วนของทำเลที่ตั้งทั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทและบริษัทในเครือ มีการกระจายตัวในหลายจังหวัดของประเทศไทย และบางส่วนตั้งอยู่ในต่างประเทศ ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาการเติบโตของความต้องการการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง หรือในประเทศใดประเทศหนึ่ง

ในส่วนของกลุ่มลูกค้า บริษัทและบริษัทในเครือได้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่หน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ กฟผ. กฟภ. กฟน. และลูกค้าอุตสาหกรรม และจำหน่ายผลิตภัณฑ์พลอยได้จากการผลิตไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะไม่เป็นการพึ่งพิงลูกค้ารายใดรายหนึ่งเพียงรายเดียว

ในส่วนของชนิดของเชื้อเพลิง บริษัทมีโรงไฟฟ้าของบริษัทและบริษัทในเครือซึ่งเป็นทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (Conventional Energy) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Energy) และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ทำให้บริษัทมีรูปแบบทางธุรกิจที่กระจายความเสี่ยงจากการพึ่งพิงเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าประเภทใดประเภทหนึ่ง

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาในด้านสถานะการดำเนินการของโรงไฟฟ้าในเครือของบริษัท บริษัทมีโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวนหนึ่งที่เป็นโรงไฟฟ้าที่สามารถสร้างรายได้ให้แก่บริษัทได้ทันที และยังมีโรงไฟฟ้าบางส่วนที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างซึ่งจะเป็นส่วนที่เสริมสร้างการเติบโตของรายได้ให้แก่บริษัทต่อไปในอนาคต

(3) โอกาสในการต่อยอดทางธุรกิจ

นอกเหนือจากการดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภคซึ่งเป็นธุรกิจหลักของบริษัทแล้วนั้น บริษัทยังมีนโยบายในการแสวงหาโอกาสทางธุรกิจใหม่ๆ เพื่อต่อยอดจากธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง เช่น ธุรกิจระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าและแบตเตอรี่ (Energy Storage System and Battery) และธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company) เป็นต้น

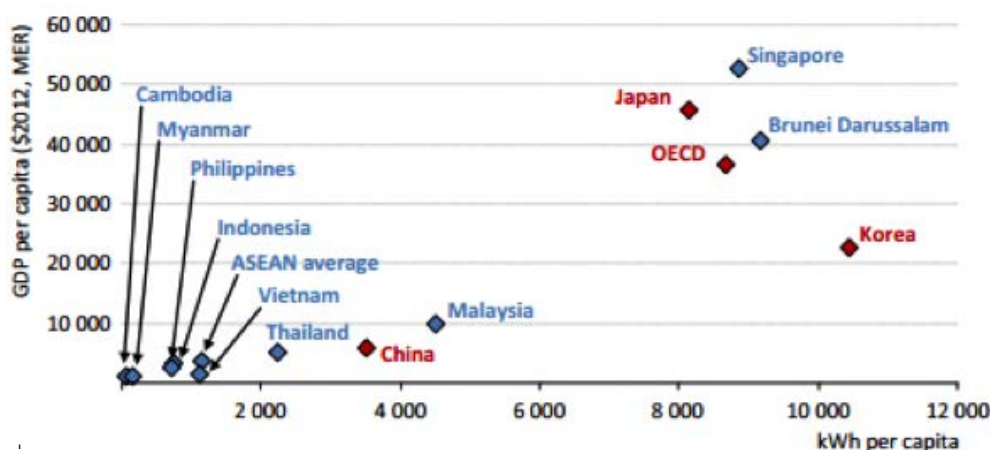
โดยบริษัทได้เข้าลงทุนใน 24M ซึ่งเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจประเภทระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าและแบตเตอรี่ ทั้งนี้ ปัจจุบัน 24M อยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนาการผลิตแบตเตอรี่ประเภทลิเทียม-ไอออน (Lithium – Ion) เพื่อเป็นระบบกักเก็บไฟฟ้าสำรองสำหรับภาคอุตสาหกรรม ที่ใช้เทคโนโลยีใหม่ ซึ่งจะช่วยให้แบตเตอรี่มีต้นทุนการผลิตที่ต่ำลง มีประสิทธิภาพและความปลอดภัยมากขึ้น โดยคาดว่าจะเริ่มต้นการผลิตและขายสินค้าในเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2559

สำหรับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน ถือเป็นการต่อยอดโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจหลักของบริษัท โดยบริษัทมีแผนในการให้คำปรึกษาการออกแบบทางวิศวกรรม วิเคราะห์การใช้พลังงาน ติดตั้งอุปกรณ์ การจัดหาแหล่งเงินทุน สำหรับโครงการด้านพลังงาน และวางแผนจัดการการประหยัพลังงานให้แก่ระบบต่างๆ เช่น ระบบการบริหารจัดการอาคารเพื่อการประหยัพลังงาน ตลอดจนการบริการติดตั้งและบริหารจัดการสถานีจ่ายประจุไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในบริเวณลานจอดรถของห้างสรรพสินค้า อาคารสำนักงาน และโรงแรม เป็นต้น

2.5 ภาวะอุตสาหกรรม

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดด จากการศึกษาของ International Energy Agency พบว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าระหว่างปี 2533 – ปี 2554 ได้เพิ่มขึ้นกว่า 5 เท่าเป็นกว่า 700 พันล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งประเทศที่ยังไม่พัฒนามีการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหัวค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นในภูมิภาคเอเชียที่มีความก้าวหน้าทางภาวะเศรษฐกิจมากกว่า โดยในปี 2554 สปป.ลาว และเมียนมามีการใช้ไฟฟ้าต่อหัวต่ำกว่า 2 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในขณะที่ญี่ปุ่นและเกาหลีใต้มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อหัวมากกว่า 8 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง และไทยและมาเลเซียมีการใช้ไฟฟ้าต่อหัวอยู่ที่ 2.2 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 4.5 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ ทั้งนี้ มีการคาดการณ์ว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในภูมิภาคจะเติบโตขึ้นอีกจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นของภาคอุตสาหกรรมและการเติบโตของประชากร รวมทั้งการรวมกันของประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC) ในปี 2558

ภาพแสดงความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเทียบกับผลิตภัณฑ์มวลรวมต่อหัวของประเทศในเอเชียในปี 2555



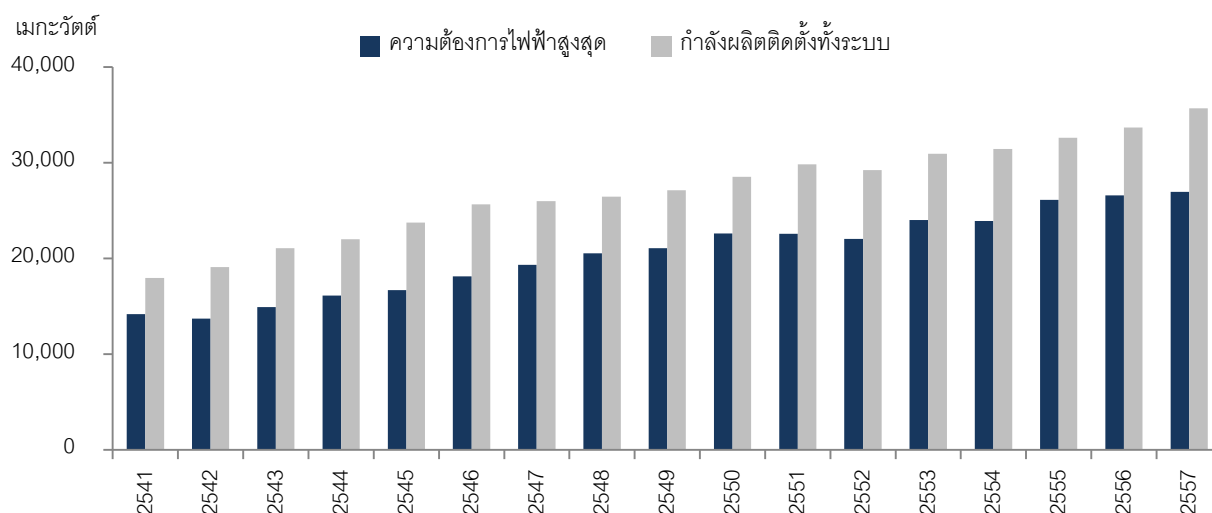
ที่มา: International Energy Agency

จากการศึกษาของ International Energy Agency พบว่า ในปี 2555 ไทยเป็นประเทศที่มีอุปสงค์การใช้ไฟฟ้าเป็นอันดับสองในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และมีการพึ่งพิงการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับประเทศอื่นในภูมิภาคเดียวกันนอกจากนี้ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น โดยปริมาณการใช้ไฟฟ้าจะแปรผันตามอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจไทย จากการศึกษาศักยภาพและสังคมแห่งชาติ (สศช.) พบว่าเศรษฐกิจไทยมีแนวโน้มที่จะขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปัจจัยหนุนจากการปรับตัวดีขึ้นของเศรษฐกิจโลก การที่รัฐบาลมีแผนขยายการลงทุนในด้านต่างๆ ซึ่งรวมถึงโครงสร้างพื้นฐานของประเทศ โดยคาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของไทยภายหลังการเปิดประชาคมอาเซียนจะเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 5 จนถึงปี 2563 ซึ่งแรงขับเคลื่อนหลักจะมาจากพื้นที่เขตอุตสาหกรรมใหม่ที่จะเกิดขึ้น

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของไทย

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นผลมาจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากรและการขยายตัวทางเศรษฐกิจเป็นหลักโดย กฟผ. จะต้องจัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมสูงกว่าจำนวนความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเสมอโดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดคือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผู้บริโภคใช้รวมกันทั้งระบบสูงสุด ณ วันใดวันหนึ่งของแต่ละปี เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในประเทศให้มีความมั่นคงซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการขยายการผลิตและรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มของประเทศทั้งนี้ในปี 2557 มีความต้องการไฟฟ้าใช้สูงสุดของระบบ เท่ากับ 26,942 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมที่ 35,668 เมกะวัตต์

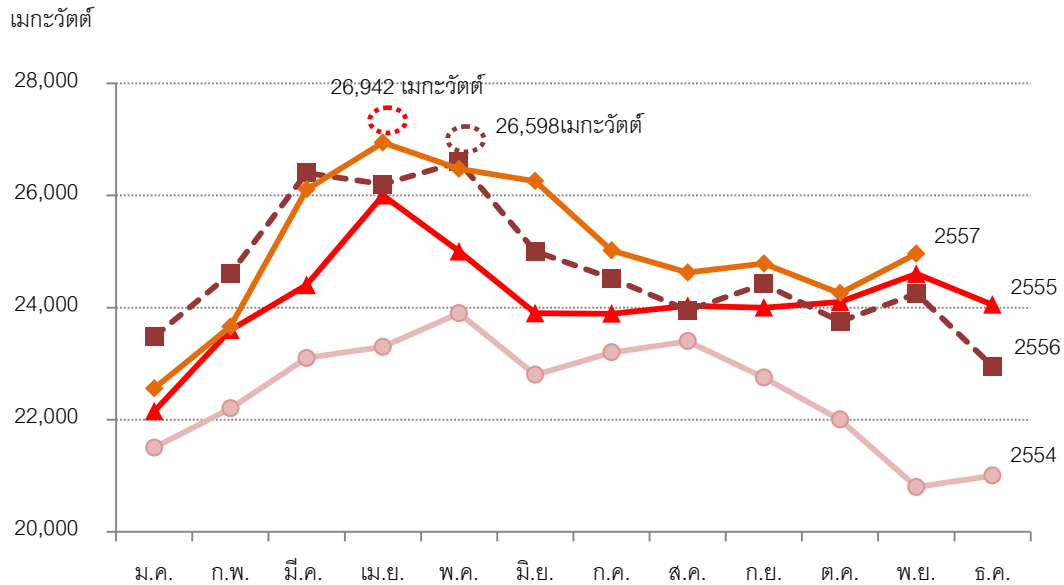
สถิติความต้องการไฟฟ้าสูงสุด และกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวมทั้งระบบ ปี 2541 – 2557



ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ทั้งนี้ จากสถิติย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2554 พบว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4 สำหรับ ในปี 2557 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 26,942 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจากปี 2556 ร้อยละ 1.3

ภาพแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ของ กฟผ. ในช่วงปี 2554 จนถึงเดือน พฤศจิกายน 2557

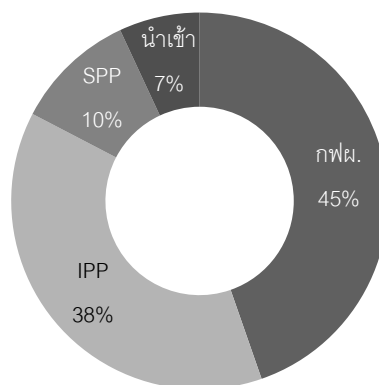


ที่มา:

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ที่ผ่านมา กฟผ. ได้ทำการจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากกำลังการผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดย ณ เดือน ธันวาคม 2557 กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการด้านการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนประมาณร้อยละ 45 ของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ทั้งระบบ ส่วนกำลังการผลิตอีกประมาณร้อยละ 48 เป็นการผลิตโดยภาคเอกชน และร้อยละ 7 เป็นการนำเข้าไฟฟ้าจาก ต่างประเทศ

ภาพแสดงสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ผลิต ณ เดือน ธันวาคม 2557



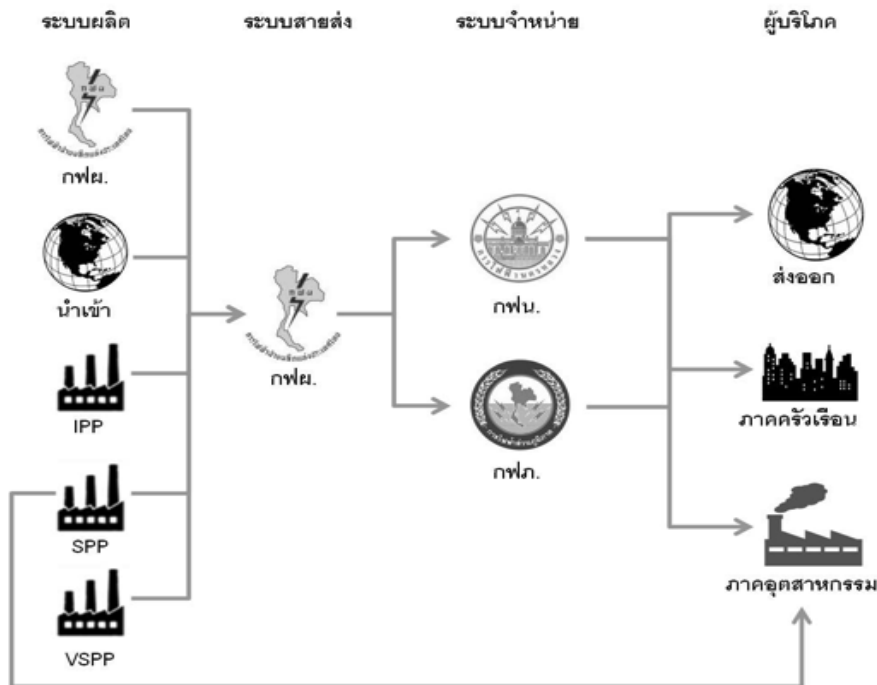
ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าของไทย

หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าของไทยประกอบด้วย กระทรวงพลังงานซึ่งเป็นผู้กำหนดนโยบายพลังงานต่างๆ ของประเทศ คณะที่ สนพ. เป็นผู้บริหารจัดการนโยบายและแผน รวมทั้งมาตรการด้านพลังงานของประเทศ และ กกพ. ทำหน้าที่กำกับดูแลการประกอบกิจการพลังงานในประเทศ

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าของไทยแบ่งได้เป็น 3 ประเภทหลัก ดังนี้

ภาพแสดงระบบการผลิต ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของไทย



กฟผ. ทำหน้าที่เป็นผู้ซื้อไฟฟ้าหลัก ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าหลัก และผู้ขายไฟฟ้าแบบขายส่งหลักของประเทศ โดย กฟผ. และ กกพ. เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวในเขตนครหลวงและภูมิภาค ตามลำดับ (ยกเว้นลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหญ่ บางรายที่ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจาก กฟผ. ด้วยการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. และซื้อโดยตรงจากผู้ผลิตเอกชน)

(1) ระบบผลิตไฟฟ้า

การจำหน่ายไฟฟ้าในไทยเป็นระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer Model: ESB) โดยมี กฟผ. เป็นผู้ซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Sole Purchaser) และรับผิดชอบในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งโครงสร้างดังกล่าว มีจุดเด่นที่ กฟผ. เป็นหน่วยงานภาครัฐที่มีได้แสวงหาผลกำไรและดูแลรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ

ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทยประกอบด้วย 4 กลุ่มใหญ่ ดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

กฟผ. เป็นผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดในประเทศ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2557 รวม 15,482.13 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 44.66 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบและจะเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 4,457.9 เมกะวัตต์จากโครงการโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างระหว่างปี 2557 – 2562 ดังนี้

โครงการ	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ	เชื้อเพลิง
โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4	768.7	2557	ก๊าซธรรมชาติ
โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2	782.2	2557	ก๊าซธรรมชาติ

โครงการ	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ	เชื้อเพลิง
โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 2	848.3	2559	ก๊าซธรรมชาติ
โรงไฟฟ้าทดแทนแม่เมาะเครื่องที่ 4-7	540.0	2561	ลิกไนต์
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	800.0	2562	ถ่านหิน
โรงไฟฟ้าพลังงานทางเลือก	718.7	2557-2562	ลม แสงอาทิตย์ น้ำ

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่หรือ IPP (Independent Power Producer)

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะเป็นผู้ผลิตเอกชนที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในการผลิตไฟฟ้า โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบไม่ต่ำกว่า 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ จากการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในธุรกิจไฟฟ้ามากขึ้น ภาครัฐจึงได้ริเริ่มโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) โดยมี กฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าของ IPP ทั้งหมด ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 25 ปี ปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าIPP จำนวน 11 โครงการ มีกำลังการผลิตรวม 13,541.7 เมกะวัตต์ ดังนี้

โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	สัดส่วนต่อกำลังการผลิต รวมทั้งระบบ (ร้อยละ)	เชื้อเพลิง
บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด	1,923.2	5.63	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)	3,481.0	10.18	ก๊าซธรรมชาติ
GPSC	700.0	2.05	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท ไตรเอนเนอจี จำกัด	700.0	2.05	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท โกลว์ อีพีพี จำกัด (บอวิน)	713.0	2.09	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ อีเล็คทริค จำกัด	350.0	1.02	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท บีแอลซีพีเพาเวอร์ จำกัด	1,346.5	3.94	ถ่านหิน
บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด	1,468.0	4.30	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (ชุดที่ 1)	1,400.0	4.10	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท เก็คโค-วัน จำกัด	660.0	1.93	ถ่านหิน
บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด (เฟส 1)	800.0	2.34	ก๊าซธรรมชาติ
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)	13,541.7	38.75	

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อย่างไรก็ตาม มีโครงการIPP จำนวน 6 โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างมีกำลังการผลิตรวม 8,870 เมกะวัตต์ ดังนี้

โครงการ	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ	เชื้อเพลิง
บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด (เฟส 2)	800	2557	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด	1,600	2558	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด	930	2559	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	540	2560	ถ่านหิน
บริษัท ChonburiPowerGeneration จำกัด	2,500	2565	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท Siam EasternPower จำกัด	2,500	2567	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตรวม	8,870		

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหรือ SPP (Small Power Producer)

จากการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ภาครัฐจึงได้ริเริ่มโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เข้าระบบของ กฟผ. ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อสัญญา โดยมีเงื่อนไขว่าต้อง ใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration) หรือใช้พลังงานหมุนเวียนเช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำขนาดเล็ก พลังงานจากกากหรือเศษวัสดุจากการเกษตร เป็นต้น โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำกับ กฟผ. จะมี 2 ลักษณะ คือ สัญญาซื้อขายประเภท Firm มีอายุสัญญา 5 ปีขึ้นไป โดย กฟผ. จ่ายค่า CP และ EP ในขณะที่สัญญาซื้อขายประเภท Non-firm มีอายุสัญญาไม่เกิน 5 ปี โดยผู้ผลิตจะได้รับเฉพาะค่า EP

ทั้งนี้ กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ของความพร้อมของ SPP ในรอบหนึ่งปี หากรับซื้อไม่ครบในปีดังกล่าว กฟผ. จะรับซื้อให้ครบในปีถัดไป โดยตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของไทยระหว่างปี 2557 – 2562 จะมีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP รวมทั้งสิ้น 5,258.1 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นปริมาณรับซื้อไฟฟ้าแบบสัญญา Firm ระบบโคเจนเนอเรชั่นจำนวน 3,600 เมกะวัตต์ และปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวน 1,658.1 เมกะวัตต์

4. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากหรือ VSPP (Very Small Power Producer)

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกและการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration) โดยมีการใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี โดย VSPP จะจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. หรือ กฟภ. ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อสัญญา ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขว่าต้องใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่นหรือใช้พลังงานหมุนเวียน

นอกเหนือจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศ 4 กลุ่มข้างต้น ทาง กฟผ. มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ ดังนี้

1. สปป.ลาว

โรงไฟฟ้าใน สปป.ลาว ส่วนใหญ่ใช้พลังน้ำในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ร้อยละ 80 จะถูกส่งออกไปยังประเทศเพื่อนบ้านรวมถึงไทยเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของ สปป.ลาว ถูกจำกัดด้วยจำนวนประชากรในประเทศ

ปัจจุบัน กฟผ. มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาวจำนวน 4 โครงการ มีกำลังผลิตตามสัญญา รวม 2,105 เมกะวัตต์ และตามแผน PDP ระหว่างปี 2557-2562 จะมีการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว เพิ่มขึ้นอีก 3,316 เมกะวัตต์ดังนี้

โครงการ	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเหิน-หินบูน	น้ำ	434	ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ	น้ำ	126	ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเหิน 2	น้ำ	948	ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2	น้ำ	597	ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว
โครงการหงสาลิคนัด	ถ่านหิน	1,473	2559
โครงการเขเปียน-เซ่นน้อย	น้ำ	354	2562
โครงการน้ำเจียบ 1	น้ำ	269	2562

โครงการ	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
โครงการไชยะบุรี	น้ำ	1,220	2562

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

2. มาเลเซีย

ปัจจุบัน กฟผ. มีการซื้อขายพลังงานไฟฟ้ากับการไฟฟ้ามาเลเซีย (Tenaga Nasional Berhad หรือ TNB) ผ่านจุดเชื่อมโยงโดยระบบสายส่งกระแสตรงความดันสูง 2 จุดคือ สถานีไฟฟ้าบูกิตเกตรี จำนวน 30 เมกะวัตต์ ซึ่งทั้งสองฝ่ายจะทำสัญญาตกลงราคาขายไฟฟ้าล่วงหน้าเดือนต่อเดือน และสถานีไฟฟ้ากูรูน ปริมาณไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ โดยเป็นการซื้อขายไฟฟ้าแบบ SPP ในลักษณะ Non-firm โดยคิดราคาเป็นขั้นบันไดตามปริมาณซื้อขาย

3. อื่นๆ

ไทยได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากจีนจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2560 และลงนามในบันทึกความเข้าใจในการซื้อไฟฟ้าจากกัมพูชาซึ่งยังไม่ได้ระบุถึงปริมาณที่จะซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกัน นอกจากนี้ ยังมี การลงนามในบันทึกความเข้าใจที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากเมียนมาร์อีกด้วย

(2) ระบบสายส่ง

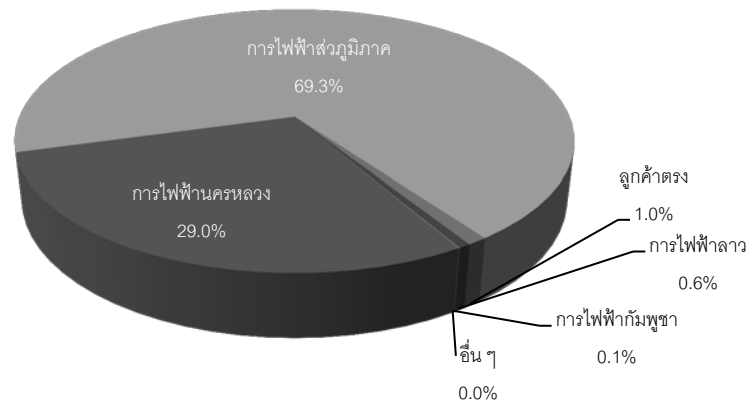
ระบบส่งไฟฟ้าประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission Lines) และสถานีไฟฟ้า (Substations) เป็นส่วนสำคัญในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตมาสู่ผู้ใช้ไฟ สายส่งไฟฟ้าเปรียบเสมือนเส้นทางลำเลียงพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังอีกจุดหนึ่งที่อยู่ไกลออกไป โดยมีสถานีไฟฟ้าเป็นจุดที่เชื่อมโยงระหว่างสายส่งไฟฟ้าจากจุดต่างๆ ซึ่งเป็นจุดที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากแรงดันสูงที่ส่งไปในสายส่ง ลงเป็นแรงดันต่ำเพื่อส่งจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากเพราะว่ามีสายส่งไฟฟ้าหลายเส้น มีสถานีไฟฟ้าหลายแห่งเชื่อมโยงรับ-ส่งพลังงานไฟฟ้าทั่วถึงกันเป็นร่างแหเรียกว่า Network หรือ Grid ระบบส่งไฟฟ้าหลักที่เชื่อมโยงการจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าต่างๆ รวมทั้งสายส่งเชื่อมโยงระหว่างระบบไฟฟ้าในประเทศนี้ เรียกว่า Main Grid หรือ National Transmission Grid

กฟผ. ดำเนินการจัดส่งไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมีโครงข่ายครอบคลุมทั่วประเทศ ที่ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์ และ 69 กิโลโวลต์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟน. กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับซื้อโดยตรง นอกจากนี้ กฟผ. ยังจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าของประเทศเพื่อนบ้านด้วย ได้แก่ สปป.ลาว ด้วยระบบส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ และ 22 กิโลโวลต์ และมาเลเซีย ด้วยระบบไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรง (HVDC) 300 กิโลโวลต์

(3) ระบบจำหน่าย

กฟน. และ กฟภ. ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้บริโภคในประเทศ โดย กฟน. รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ได้แก่ กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ขณะที่ กฟภ. จะทำการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยและลูกค้าอุตสาหกรรมในจังหวัดอื่นๆ ที่ไม่ใช่เขตให้บริการของ กฟน. และไฟฟ้าบางส่วน กฟผ. ทำการจำหน่ายตรงให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่บางราย นอกจากนี้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนบางรายมีเครือข่ายไฟฟ้าของตนเองที่ส่งไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรง

ภาพแสดงสัดส่วนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทลูกค้า ณ สิ้นเดือนพฤศจิกายน 2557



ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า

สนพ. ได้จัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของไทย ปี 2555 – 2573 (“PDP 2010”) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ตามประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นจาก 26,355 เมกะวัตต์ ในปี 2558 เป็น 52,256 เมกะวัตต์ ในปี 2573 ตามที่คณะกรรมการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้ประมาณการอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ หรืออัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) ไว้ที่อัตราเฉลี่ยร้อยละ 4.4 ต่อปี ระหว่างปี 2556 – 2564

คาดการณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดปี 2558 - 2573

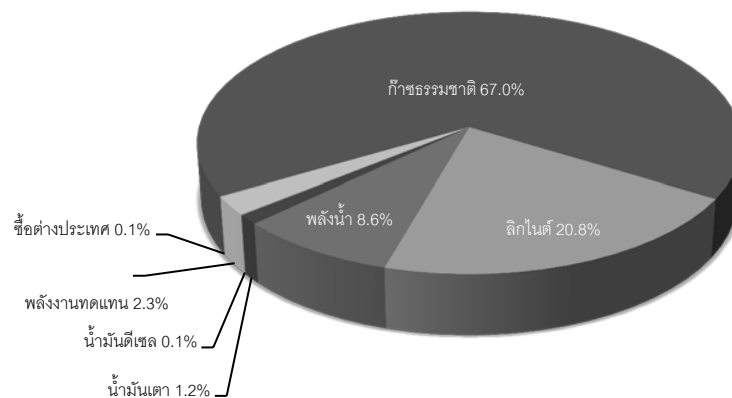


ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

นอกจากนี้ สนพ. ยังคำนึงถึงการดูแลรักษาสิงแวดล้อม โดยในแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 มีการปรับปรุงให้สอดคล้องกับแผนการพัฒนาด้านพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ปี 2555 – 2564 (Alternative Energy Development Plan: AEDP) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ระหว่างปี 2554 – 2573 (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) โดย ณ เดือนกันยายน 2557 ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสัดส่วนสูงถึง 67 ของเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งการกระจายสัดส่วนพลังงานอย่างสมดุลมีความสำคัญต่อการรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของประเทศ และรักษาระดับราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังนั้น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงหลักและพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมล้วนอยู่ในแผน PDP 2010 ซึ่งผลักดันให้มีสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น

โดยที่ผ่านมาระทรวงพลังงานได้มีการออกนโยบายสนับสนุนการกระจายการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทางเลือก เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และลดการนำเข้าน้ำมันอย่างยั่งยืนในอนาคต ซึ่งจะส่งผลให้สัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินลิกไนต์ ให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ของการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในระบบ ภายใน 10 ปี ซึ่งจะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมสุทธิ ณ สิ้นแผนฯ ในปี 2573 เท่ากับ 20,546 เมกะวัตต์หรือคิดเป็นร้อยละ 29 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ โดยแบ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนในประเทศ 13,688 เมกะวัตต์ และพลังงานหมุนเวียนจากต่างประเทศ 6,858 เมกะวัตต์

ภาพแสดงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นเดือน กันยายน 2557



ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ทั้งนี้ กพข. ได้มีมติเมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 ให้มีการปรับเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกจากเดิม 9,201 เมกะวัตต์ เป็น 13,927 เมกะวัตต์ในปี 2564 เพื่อทดแทนการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่นจากต่างประเทศ ดังนี้

พลังงานทางเลือก	กำลังการผลิตเป้าหมายปี 2564 (เมกะวัตต์)		กำลังการผลิตติดตั้ง ณ 31 ธันวาคม 2556
	เดิม	ใหม่	
(1) พลังงานชีวมวล	3,630	4,800	2,230
(2) ก๊าซชีวภาพ	600	3,600	263
(3) พลังงานแสงอาทิตย์	2,000	3,000	635
(4) พลังงานลม	1,200	1,800	223
(5) พลังงานจากขยะ	160	400	47
(6) พลังงานน้ำ	1,608	324	105
(7) พลังงานรูปแบบใหม่	3	3	0
รวม	9,201	13,927	3,503

ที่มา: คณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ

หมายเหตุ:

- (1) พลังงานชีวมวล มีผู้ประกอบการเสนอขอรับการสนับสนุนจากภาครัฐในการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ขนาด 1 เมกะวัตต์ เป็นจำนวนมาก ซึ่งใช้เชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารา โดยเฉพาะโรงงานน้ำตาลที่สามารถปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์

- (2) ก๊าซชีวภาพ มีเชื้อเพลิงหลักจากของเสียอุตสาหกรรมและมูลสัตว์ และพืชพลังงาน ซึ่งในปี 2556 กระทรวงพลังงานได้ดำเนินโครงการศึกษาวิจัยต้นแบบวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน (ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน) ซึ่งมีเป้าหมายจัดตั้งต้นแบบโรงงานผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ขนาด 1 เมกะวัตต์ จำนวน 12 โรง กระจายตามภูมิภาคต่างๆ เพื่อเป็นต้นแบบในการขยายผลตามเป้าหมาย 3,000 เมกะวัตต์
- (3) พลังงานแสงอาทิตย์ กระทรวงพลังงานมีแผนงานส่งเสริมให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคาร (Solar PV Rooftop) โดยมีเป้าหมาย 800 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชุมชน เป้าหมาย 800 เมกะวัตต์
- (4) พลังงานลม ผลการศึกษาพบว่าในจังหวัดเพชรบูรณ์ กาญจนบุรี ราชบุรี สุราษฎร์ธานี พัทลุง สงขลา และยะลา มีศักยภาพสามารถติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ และมีข้อมูลจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) พบว่ามีผู้สนใจขอรับการส่งเสริมการลงทุนพัฒนาพลังงานลมเพิ่มเติมอีกมากกว่า 900 เมกะวัตต์
- (5) พลังงานจากขยะ กระทรวงพลังงานมีนโยบายส่งเสริมสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด โดยส่งเสริมให้องค์การบริหารส่วนท้องถิ่น (อปท.) นำขยะมาผลิตพลังงาน
- (6) พลังงานน้ำ เป้าหมายเดิม 1,608 เมกะวัตต์ (โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ 1,284 เมกะวัตต์ และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก 324 เมกะวัตต์) เป้าหมายใหม่ ลดลงเหลือ 324 เมกะวัตต์ เนื่องจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pump storage) ไม่ก่อให้เกิดการผลิตพลังงาน ที่เป็นพลังงานทดแทนสุทธิ
- (7) พลังงานรูปแบบใหม่ ได้แก่ พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานคลื่นหรือกระแสน้ำ และไฮโดรเจน

นอกจากนี้ กพข. ได้มีมติเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2557 เห็นชอบกรอบแนวการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2558 – 2579 (“Power Development Plan 2015: PDP 2015”) รวมทั้งให้มีการปรับปรุงแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) ให้มีกรอบระยะเวลาสิ้นสุดของแผนเช่นเดียวกับแผน PDP 2015 การจัดทำแผน PDP 2015 เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคตและสอดคล้องกับการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจ โดยหลักการในการจัดทำแผน PDP 2015 จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยความยั่งยืนทางพลังงาน ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สำหรับกรอบของแผน PDP 2015 มีการลดสัดส่วนพลังงานจากก๊าซธรรมชาติ และเพิ่มการใช้พลังงานประเภทอื่นทดแทน โดยพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเมื่อสิ้นสุดแผน PDP 2015 แบ่งได้ดังนี้ ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 30 ถ่านหินสะอาด ร้อยละ 30 พลังงานหมุนเวียน ร้อยละ 20 นิวเคลียร์ ร้อยละ 5 และนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ ร้อยละ 15 สำหรับประโยชน์ของแผน PDP 2015 จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานไฟฟ้า เพิ่มศักยภาพการแข่งขันด้านราคา และเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน และช่วยลดการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศในอนาคต

2.6 งานที่ยังไม่ได้ส่งมอบ

ไม่มี