

ส่วนที่ 1 การประกอบธุรกิจ

1-1 นโยบายและภาพรวมการประกอบธุรกิจ

1.1.1 วิสัยทัศน์ วัตถุประสงค์ เป้าหมาย หรือกลยุทธ์ในการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

1.1.1.1 วิสัยทัศน์

บริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน) (“BCPG” หรือ “บริษัทฯ”) และบริษัทย่อยของบริษัทฯ (รวมเรียกว่า “กลุ่มบริษัทฯ”) มีวิสัยทัศน์ในการดำเนินธุรกิจ คือ “สร้างสรรค์ธุรกิจพลังงานด้วยนวัตกรรมอันเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และมุ่งมั่นพัฒนาองค์กรสู่ความเป็นเลิศอย่างยั่งยืน ด้วยบุคลากรที่รู้รอบและชาญฉลาด”

1.1.1.2 พันธกิจ

ลงทุน พัฒนา และดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดทั่วโลกด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัย บนรากฐานของคตินิยมร่วมขององค์กร การจัดการและหลักบริหารธุรกิจ เพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

1.1.1.3 เป้าหมายและกลยุทธ์ในการดำเนินงานของบริษัทฯ

กลุ่มบริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้น 1,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2563 ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ทั้งนี้กลุ่มบริษัทฯ มีแผนที่จะเข้าลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรูปแบบต่างๆ เช่น โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล และโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ เป็นต้น ผ่านการเข้าซื้อธุรกิจ และ/หรือพัฒนาโครงการใหม่ทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งรวมถึงประเทศในทวีปเอเชีย โดยเฉพาะในแถบเอเชียเหนือ และเอเชียแปซิฟิก

1.1.2 การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ

1.1.2.1 ประวัติความเป็นมาที่สำคัญ

บริษัทฯ จดทะเบียนจัดตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 17 กรกฎาคม 2558 ด้วยทุนจดทะเบียนแรกเริ่มจำนวน 20.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 2.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 10.0 บาท โดยมีบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (“BCP”) เป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ร้อยละ 99.9 ของทุนเรียกชำระ

ต่อมาที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCP ครั้งที่ 1/2558 เมื่อวันที่ 9 ตุลาคม 2558 มีมติอนุมัติแผนการปรับโครงสร้างกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและแผนการเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทฯ ต่อประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) เพื่อรองรับการปรับโครงสร้างกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและการขยายธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคต โดยให้บริษัทฯ รับโอนสินทรัพย์และการถือครองสินทรัพย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 38 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสั้น อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (“โครงการระยะที่ 1”) จาก BCP และเข้าซื้อหุ้นบริษัทย่อยของ BCP ที่ดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด ส่งผลให้บริษัทฯ เป็นเจ้าของโครงการระยะที่ 1 และเข้าถือหุ้นร้อยละ 99.9 ในบริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด (“BSE”) บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (บุรีรัมย์) จำกัด (“BSE-BRM”) บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (บุรีรัมย์1) จำกัด (“BSE-BRM 1”) บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ชัยภูมิ1) จำกัด (“BSE-CPM 1”) บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (นครราชสีมา) จำกัด (“BSE-NMA”) และ บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ปราจีนบุรี) จำกัด (“BSE-PRI”)

ปัจจุบัน บริษัทฯ ลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยในประเทศไทยบริษัทฯ มีกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภายใต้การดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ซึ่งได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 118 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 170 เมกะวัตต์) แบ่งระยะเวลาการพัฒนาโครงการได้เป็น 3 ระยะ มีรายละเอียด ดังนี้

โครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ดำเนินการโดย	ประเภทโรงไฟฟ้า
ระยะที่ 1	38	▪ บริษัทฯ	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ระยะที่ 2	32	▪ BSE	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ระยะที่ 3	48	<ul style="list-style-type: none"> ▪ BSE-BRM ▪ BSE-BRM 1 ▪ BSE-CPM 1 ▪ BSE-NMA ▪ BSE-PRI 	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ต่อมาในไตรมาสที่ 1 ปี 2559 กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งตั้งอยู่ที่ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 164.1 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 200 เมกะวัตต์) และ ณ สิ้นปี 2559 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นสามารถแบ่งเป็นโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 19.5 เมกะวัตต์ และโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 144.6 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 174 เมกะวัตต์)

ในไตรมาสที่ 2 ปี 2559 กลุ่มบริษัทฯ ได้ซื้อหุ้นของ Huang Ming Japan Company Limited (“HMJ”) และลงนามในสัญญาซื้อขายสินทรัพย์ (Asset Purchase Agreement) กับนิติบุคคลรายหนึ่ง¹ ทำให้ได้มาซึ่งใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งตั้งอยู่ที่ประเทศญี่ปุ่นจำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 30 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 36 เมกะวัตต์)

นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 26 เมษายน 2559 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร (โครงการฯ) ที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับคัดเลือกให้เข้าร่วม โครงการฯ โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 12.0 เมกะวัตต์ โครงการตั้งอยู่ที่อำเภอพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (ขนาด 2 เมกะวัตต์) และที่อำเภอวิเศษชัยชาญ จังหวัดอ่างทอง (ขนาด 5 เมกะวัตต์) ได้ก่อสร้างแล้วเสร็จและเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อเดือนธันวาคม 2559 สำหรับโครงการที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (ขนาด 5.0 เมกะวัตต์) ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2560

ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งประเทศไทยและประเทศญี่ปุ่น โดยมีโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วขนาดกำลังการผลิตตามสัญญา 164.0 เมกะวัตต์ และอยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนา กำลังการผลิตขนาดกำลังการผลิตตามสัญญา 125.4 เมกะวัตต์ รวมทั้งสิ้น 289.4 เมกะวัตต์ (คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 392.1 เมกะวัตต์)

¹ นิติบุคคลดังกล่าวมิได้เป็นนิติบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ กว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2559 บริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยภายใต้หมวดพลังงานและสาธารณูปโภค มีขนาดทะเบียนทั้งสิ้น 10,000.00 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 2,000.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.00 บาท โดยเป็นขนาดทะเบียนชำระแล้ว 9,950.00 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 1,990.00 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.00 บาท และ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัทฯ มีขนาดทะเบียนชำระแล้วจำนวน 9,961.5 ล้านบาท ทั้งนี้ในช่วงปีมีการใช้สิทธิ ESOP ทำให้มีหุ้นสามัญเพิ่มขึ้นเป็นจำนวน 1,992.3 ล้านหุ้น มูลค่าหลักทรัพย์ตามราคาตลาดรวมเท่ากับ 47,416.8 ล้านบาท

1.1.2.2 พัฒนาการที่สำคัญของกลุ่มบริษัทฯ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ได้เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่ปี 2554 โดยมีรายละเอียดพัฒนาการที่สำคัญ ดังนี้

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
มิถุนายน 2553	<ul style="list-style-type: none"> BCP ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-038/2553 กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) กำลึงการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยสัญญาดังกล่าวได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอัตรา 8.0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 10 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
กรกฎาคม 2553	<ul style="list-style-type: none"> BCP ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังต่อไปนี้ กับ กฟภ. กำลึงการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ จำนวน 10 สัญญา รวมกำลึงการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 80 เมกะวัตต์ โดยสัญญาดังกล่าวได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอัตรา 8.0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 10 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-051/2553 และ VSPP-PEA-052/2553 ที่ตำบลบ้านม้า อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-053/2553 และ VSPP-PEA-054/2553 ที่ตำบลดอนพุท อำเภอดอนพุท จังหวัดสระบุรี สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-055/2553 และ VSPP-PEA-056/2553 ที่ตำบลนายาว อำเภอพระพุทธรบาท จังหวัดสระบุรี สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-057/2553 และ VSPP-PEA-058/2553 ที่ตำบลพุกาาน อำเภอพระพุทธรบาท จังหวัดสระบุรี สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-059/2553 และ VSPP-PEA-060/2553 ที่ตำบลบ้านเพชร อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ
สิงหาคม 2553	<ul style="list-style-type: none"> BCP ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ PPA-SPP/NF-2010-004 กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) กำลึงการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 30 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยสัญญาดังกล่าวได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอัตรา 8.0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 10 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
มีนาคม 2554	<ul style="list-style-type: none"> BCP จดทะเบียนจัดตั้ง BSE ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 150.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 1.5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยเป็นบริษัทย่อยซึ่ง BCP ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9
พฤษภาคม 2554 – พฤษภาคม 2557	<ul style="list-style-type: none"> โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ได้รับมาตรฐานมวกฎไทย (Crown Standard) จากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากเป็นโครงการที่มีความรับผิดชอบต่อสังคม ซึ่งเป็นมาตรฐานแสดงคุณภาพโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดของประเทศไทยที่เทียบเท่ามาตรฐานระดับสากล
สิงหาคม 2554	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BCP เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
กันยายน 2554	<ul style="list-style-type: none"> BCP โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-051/2553 VSPP-PEA-052/2553 VSPP-PEA-053/2553 VSPP-PEA-054/2553 VSPP-PEA-055/2553 VSPP-PEA-056/2553 VSPP-PEA-057/2553 VSPP-PEA-058/2553 VSPP-PEA-059/2553 และ VSPP-PEA-060/2553 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 80 เมกะวัตต์ ให้แก่ BSE
ตุลาคม 2554	<ul style="list-style-type: none"> โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ประสบความสำเร็จ ส่งผลให้โครงการดังกล่าวหยุดดำเนินการชั่วคราว
เมษายน 2555	<ul style="list-style-type: none"> โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสัน อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ซึ่งหยุดดำเนินการชั่วคราวตั้งแต่เดือนตุลาคม 2554 กลับมาเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายหลังจากที่ BCP ได้ดำเนินการปรับปรุงพื้นที่โครงการเพื่อป้องกันอุทกภัยที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้รับสินไหมทดแทนจากการประกันภัยทรัพย์สินเสียหายและธุรกิจหยุดชะงัก
พฤษภาคม 2555	<ul style="list-style-type: none"> BSE เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 1,850.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 18.5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท ส่งผลให้ BSE มีทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 150.0 ล้านบาท เป็น 2,000.0 ล้านบาท โดยทยอยเรียกชำระค่าหุ้นเพิ่มทุนจากผู้ถือหุ้นเดิม เพื่อลงทุนขยายกิจการ โครงการระยะที่ 2

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
กรกฎาคม 2555	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 30 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BCP เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลบางกระสั้น อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา BSE ดำเนินการเปลี่ยนแปลงจุดรับซื้อไฟฟ้า ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-053/2553 และ VSPP-PEA-054/2553 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 16 เมกะวัตต์ จากตำบลดอนพุด อำเภอดอนพุด จังหวัดสระบุรี เป็นตำบลนาแขม อำเภอกบินทร์บุรี จังหวัดปราจีนบุรี ซึ่งเป็นที่ตั้งโครงการในปัจจุบัน เพื่อความเหมาะสมในการดำเนินโครงการ เนื่องจากพื้นที่เดิมอยู่ในเขตพื้นที่ประสบอุทกภัย BSE จดทะเบียนจัดตั้ง BSE-PRI ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 60.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.6 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดย BSE ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9 เพื่อรับโอนสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการระยะที่ 3 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลนาแขม อำเภอกบินทร์บุรี จังหวัดปราจีนบุรี จาก BCP
กันยายน 2555	<ul style="list-style-type: none"> BSE จดทะเบียนจัดตั้ง BSE-CPM 1 ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 30.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.3 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดย BSE ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9 เพื่อรับโอนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการระยะที่ 3 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยทะเล อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ จาก BCP
พฤศจิกายน 2555	<ul style="list-style-type: none"> BSE จดทะเบียนจัดตั้ง BSE-BRM ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 50.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดย BSE ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9 เพื่อรับโอนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการระยะที่ 3 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลแสลงโทน อำเภอประโคนชัย จังหวัดบุรีรัมย์ จาก BCP BSE ได้โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-053/2553 และ VSPP-PEA-054/2553 ให้แก่ BSE-PRI กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 16 เมกะวัตต์ ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลนาแขม อำเภอกบินทร์บุรี จังหวัดปราจีนบุรี
ธันวาคม 2555	<ul style="list-style-type: none"> BSE จดทะเบียนจัดตั้ง BSE-NMA ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 1.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.01 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดย BSE ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9 เพื่อรับโอนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการระยะที่ 3 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลตะเคียน อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา จาก BCP BSE จดทะเบียนจัดตั้ง BSE-BRM 1 ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 1.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.01 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดย BSE ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9 เพื่อรับโอนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการระยะที่ 3 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลบึงกระบัว อำเภอหนองกี่ จังหวัดบุรีรัมย์ จาก BCP

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
กุมภาพันธ์ 2556	<ul style="list-style-type: none"> BSE ดำเนินการเปลี่ยนแปลงจตุรับซื้อไฟฟ้า ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จำนวน 4 สัญญา กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 32 เมกะวัตต์ ซึ่งจตุรับซื้อไฟฟ้าที่ยื่นขอเปลี่ยนแปลงนั้น เป็นที่ตั้งโครงการในปัจจุบัน การเปลี่ยนแปลงจตุรับซื้อไฟฟ้านี้ เป็นไปเพื่อความเหมาะสมในการดำเนินโครงการ เนื่องจากพื้นที่เดิมได้มีประกาศกฎกระทรวงให้ใช้บังคับผังเมืองรวมจังหวัดสระบุรี พ.ศ. 2554 กำหนดให้พื้นที่ของโครงการเป็นที่ดินประเภทชนบทและปศุสัตว์ ซึ่งห้ามใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อกิจการโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีรายละเอียด ดังนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-055/2553 ย้ายจากตำบลนายาว อำเภอพระพุทธบาท จังหวัดสระบุรี ไปที่ ตำบลห้วยกะเล อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-056/2553 ย้ายจากตำบลนายาว อำเภอพระพุทธบาท จังหวัดสระบุรี ไปที่ ตำบลแสลงโทน อำเภอประโคนชัย จังหวัดบุรีรัมย์ สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-057/2553 ย้ายจากตำบลพุดำจาน อำเภอพระพุทธบาท จังหวัดสระบุรี ไปที่ตำบลตะเคียน อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ VSPP-PEA-058/2553 ย้ายจากตำบลพุดำจาน อำเภอพระพุทธบาท จังหวัดสระบุรี ไปที่ตำบลบุกระสำ อำเภอหนองกี่ จังหวัดบุรีรัมย์
มีนาคม 2556	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 16 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลบ้านเพชร อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ
เมษายน 2556	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 2 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 16 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลบ้านม้า อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
พฤษภาคม 2556	<ul style="list-style-type: none"> BSE ได้โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-055/2553 และ VSPP-PEA-056/2553 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสัญญาละ 8 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 16 เมกะวัตต์ ให้แก่ BSE-CPM 1 และ BSE-BRM ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยกะเล อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ และตำบลแสลงโทน อำเภอประโคนชัย จังหวัดบุรีรัมย์ ตามลำดับ
มิถุนายน 2556	<ul style="list-style-type: none"> BSE เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 150.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 1.5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท ทำให้ BSE มีทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นเป็น 2,150.0 ล้านบาท เพื่อลงทุนขยายกิจการโครงการระยะที่ 3 ผ่านบริษัทย่อยที่ BSE เป็นผู้ถือหุ้น ร้อยละ 99.9 จำนวน 5 บริษัท ได้แก่ BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
กรกฎาคม 2556	<ul style="list-style-type: none"> BSE ได้โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-058/2553 กำลัการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ให้แก่ BSE-BRM 1 ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลบุงกระสัว อำเภอนบพิตำ จังหวัดบุรีรัมย์ BSE ได้โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ VSPP-PEA-057/2553 กำลัการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ให้แก่ BSE-NMA ซึ่งตั้งอยู่ที่ตำบลตะเคียน อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา
กันยายน 2556	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCP ครั้งที่ 9/2556 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2556 และ ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BSE ครั้งที่ 9/2556 เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2556 มีมติเห็นชอบให้เสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของ BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI ให้แก่ BCP ส่งผลให้ภายหลังการเสนอขายหุ้นดังกล่าว BCP และ BSE ถือหุ้นในบริษัทข้างต้น ร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ
ตุลาคม 2556	<ul style="list-style-type: none"> BSE เพิ่มทุนจดทะเบียน จำนวน 1,950.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 19.5 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ทำให้ BSE มีทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วเพิ่มขึ้นเป็น 4,100.0 ล้านบาท เพื่อลงทุนเพิ่มเติมในการขยายกิจการโครงการระยะที่ 3 ผ่านบริษัทย่อยที่ BSE เป็นผู้ถือหุ้นร้อยละ 51.0 จำนวน 5 บริษัท BSE-CPM 1 เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 750.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 7.5 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP และ BSE โดยถือหุ้นร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ ทำให้ BSE-CPM 1 มีทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 30.0 ล้านบาท เป็น 780.0 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-CPM 1 BSE-NMA เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 759.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 7.6 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP และ BSE โดยถือหุ้นร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ ทำให้ BSE-NMA มีทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 1.0 ล้านบาท เป็น 760.0 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-NMA BSE-BRM เพิ่มทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วจำนวน 705.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 7.1 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP และ BSE โดยถือหุ้นร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ ทำให้ BSE-BRM มีทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วเพิ่มขึ้นจากเดิม 50.0 ล้านบาทเป็น 755.0 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-BRM BSE-BRM 1 เพิ่มทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วจำนวน 764.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 7.6 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP และ BSE โดยถือหุ้นร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ ทำให้ BSE-BRM 1 มีทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วเพิ่มขึ้นจากเดิม 1.0 ล้านบาท เป็น 765.0 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-BRM 1 BSE-PRI เพิ่มทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วจำนวน 1,340.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 13.4 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP และ BSE โดยถือหุ้นร้อยละ 49.0 และร้อยละ 51.0 ตามลำดับ ทำให้ BSE-PRI มีทุนจดทะเบียนและเรียก

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
	ชำระแล้วเพิ่มขึ้นจากเดิม 60.0 ล้านบาท เป็น 1,400.0 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-PRI
มีนาคม 2557	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE-BRM เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลแสงโสม อำเภอประโคนชัย จังหวัดบุรีรัมย์
เมษายน 2557	<ul style="list-style-type: none"> โครงการระยะที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE-NMA เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลตะเคียน อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา โครงการระยะที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE-BRM 1 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลบุกระสำ อำเภอหนองกี่ จังหวัดบุรีรัมย์ โครงการระยะที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 16 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE-PRI เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลนาแซง อำเภอกบินทร์บุรี จังหวัดปราจีนบุรี โครงการระยะที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ BSE-CPM 1 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยทะเล อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ
กรกฎาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCP ครั้งที่ 8/2558 เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2558 มีมติอนุมัติให้จัดตั้งบริษัท BCPG ขึ้น BCP จึงจดทะเบียนจัดตั้ง BCPG ขึ้นเมื่อวันที่ 17 กรกฎาคม 2558 ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 20.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 2.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 10.0 บาท เพื่อรองรับการปรับโครงสร้างธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และเตรียมความพร้อมสำหรับการนำ BCPG เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ("ตลาดหลักทรัพย์ฯ") โดย BCPG เป็นบริษัทย่อยซึ่ง BCP ถือหุ้นในสัดส่วน ร้อยละ 99.9
สิงหาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCP ครั้งที่ 10/2558 เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2558 มีมติอนุมัติแผนการปรับโครงสร้างกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและแผนการเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทฯ ต่อประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) และการนำบริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และเห็นชอบให้นำเสนอต่อที่ประชุมผู้ถือหุ้นของ BCP เพื่อพิจารณาอนุมัติการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง
กันยายน 2558	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้น BSE ครั้งที่ 1/2558 เมื่อวันที่ 25 กันยายน 2558 มีมติอนุมัติการลดทุนจดทะเบียนชำระแล้วจำนวน 2,300.0 ล้านบาท ส่งผลให้ BSE มีทุนจดทะเบียนลดลงจาก 4,100.0 ล้านบาท เป็น 1,800.0 ล้านบาท ทั้งนี้ จากการลดทุนดังกล่าว ส่งผลให้ BCP ถือหุ้นสามัญใน BSE ลดลงจำนวน 23.0 ล้านหุ้น จากเดิมถืออยู่จำนวน 41.0 ล้านหุ้น เป็น 18.0 ล้านหุ้น อย่างไรก็ตาม BCP ยังคงสัดส่วนการถือหุ้น ร้อยละ 99.9 ใน BSE หลังการลดทุน

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
ตุลาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCP ครั้งที่ 1/2558 และที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCPG ครั้งที่ 1/2558 เมื่อวันที่ 9 ตุลาคม 2558 มีมติอนุมัติแผนการปรับโครงสร้างกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและแผนการเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทย่อยต่อประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) และการนำบริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ และการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง
ตุลาคม – ธันวาคม 2558	<ul style="list-style-type: none"> BCPG ได้ดำเนินการตามแผนการปรับโครงสร้างกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCP ครั้งที่ 1/2558 และที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCPG ครั้งที่ 1/2558 เมื่อวันที่ 9 ตุลาคม 2558 โดยมีรายละเอียดการดำเนินการดังนี้ เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2558 บริษัทฯ เพิ่มทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วจำนวน 3,680.0 ล้านบาท เพื่อใช้ในการซื้อหุ้นของบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการปรับโครงสร้าง โดยแบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 368.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 10.0 บาท โดยจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิม ซึ่งได้แก่ BCP ส่วนผลให้บริษัทฯ มีทุนจดทะเบียนและเรียกชำระแล้วเพิ่มขึ้นจาก 20.0 ล้านบาท เป็น 3,700.0 ล้านบาท เมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2558 บริษัทฯ เข้าซื้อหุ้นสามัญร้อยละ 49.0 ของ BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI จาก BCP เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2558 บริษัทฯ รับโอนสิทธิประโยชน์และการขอโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลึงการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 38 เมกะวัตต์ ที่ตำบลบางกระสั้น อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยการซื้อสิทธิประโยชน์โครงการดังกล่าวจาก BCP รวมถึงเช่าที่ดินระยะยาว ซึ่งเป็นที่ดินสิทธิประโยชน์ของโครงการดังกล่าว เมื่อวันที่ 2 ธันวาคม 2558 บริษัทฯ เข้าซื้อหุ้นสามัญทั้งหมดของ BSE จาก BCP ภายหลังจากที่ BSE ดำเนินการจดทะเบียนลดทุนจดทะเบียนชำระแล้วของ BSE จากทุนจดทะเบียนชำระแล้ว 4,100.0 ล้านบาท เป็น 1,800.0 ล้านบาท ส่วนผลให้บริษัทฯ เป็นผู้ถือหุ้นร้อยละ 99.9 ใน BSE เมื่อวันที่ 3 ธันวาคม 2558 บริษัทฯ เข้าซื้อหุ้นสามัญร้อยละ 51.0 ของ BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI จาก BSE <p>ทั้งนี้ภายหลังจากการปรับโครงสร้างดังกล่าว BCPG เป็นผู้ถือหุ้นร้อยละ 99.9 ใน BSE BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI</p>
มกราคม 2559	<ul style="list-style-type: none"> บริษัทฯ ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (Purchase and Sale Agreement) กับ SunEdison International LLC. ("SEI") และ SunEdison Energy Holding (Singapore) Pte. Ltd. ("SEH") ในเดือนมกราคม 2559 เพื่อเข้าซื้อธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นจากกลุ่ม SunEdison ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCPG ครั้งที่ 1/2559 เมื่อวันที่ 27 มกราคม 2559

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
กุมภาพันธ์ 2559	<ul style="list-style-type: none"> • บริษัทฯ จดทะเบียนจัดตั้ง BCPG Investment Holdings Pte. Ltd. (“BCPGI”) เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2559 ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 40,000.0 ดอลลาร์สิงคโปร์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อดำเนินธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่นในต่างประเทศ • BSE-PRI จดทะเบียนจัดตั้ง BSE Energy Holdings Pte. Ltd. (“BSEH”) เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2559 ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 4,000.0 ดอลลาร์สิงคโปร์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อดำเนินธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่นในต่างประเทศ
มีนาคม 2559	<ul style="list-style-type: none"> • ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2559 วันที่ 24 มีนาคม 2559 มีมติดังนี้ • อนุมัติการแปรสภาพจากบริษัทจำกัดเป็นบริษัทมหาชนจำกัด และเปลี่ยนชื่อเป็นบริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน) ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้จดทะเบียนแปรสภาพจากบริษัทจำกัดเป็นบริษัทมหาชนจำกัดเมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2559 • เปลี่ยนแปลงมูลค่าที่ตราไว้ของหุ้นสามัญของบริษัทฯ จากเดิมหุ้นละ 10.0 บาท เป็นหุ้นละ 5.0 บาท ส่งผลให้จำนวนหุ้นสามัญของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจาก 370.0 ล้านหุ้น เป็น 740.0 ล้านหุ้น • เพิ่มทุนจดทะเบียน จำนวนไม่เกิน 6,300.0 ล้านบาท ส่งผลให้ทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจาก 3,700.0 ล้านบาท เป็น 10,000.0 ล้านบาท โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนจำนวนไม่เกิน 1,260.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.0 บาท เพื่อ (1) เสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทฯ ตามสัดส่วนการถือหุ้น (Right Offering) และ (2) เสนอขายให้แก่ประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) • จัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ จำนวนไม่เกิน 1,260.0 ล้านหุ้น มูลค่าหุ้นที่ตราไว้หุ้นละ 5.0 บาท โดยแบ่งออกเป็น • จัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนจำนวนไม่เกิน 660.0 ล้านหุ้น มูลค่าหุ้นที่ตราไว้หุ้นละ 5.0 บาท เพื่อเสนอขายให้แก่ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทฯ ตามสัดส่วนการถือหุ้น (Right Offering) ทั้งนี้การชำระค่าหุ้นสามัญเพิ่มทุนในส่วนนี้ ได้ดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2559 • จัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุน จำนวนไม่เกิน 600.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.0 บาท เพื่อเสนอขายให้แก่ประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) ซึ่งรวมถึงแต่ไม่จำกัดเพียงการเสนอขายให้แก่ (I) ผู้ถือหุ้นของ BCP เพื่อรักษาสถานะ (Pre-emptive Rights) และ (II) ประชาชนทั่วไป โดยให้สอดคล้องกับมติของที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น BCP ครั้งที่ 1/2558 เมื่อวันที่ 9 ตุลาคม 2558 • BSE-BRM ได้เข้าซื้อหุ้นของ Huang Ming Japan Company Limited (“HMJ”) จากผู้ถือหุ้นรายเดิม² ส่งผลให้ BSE-BRM เป็นผู้ถือหุ้นร้อยละ 100.0 ในบริษัทดังกล่าว

2 บุคคลดังกล่าวมิได้เป็นบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
เมษายน 2559	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มบริษัทฯ ลงนามในสัญญาซื้อขายสินทรัพย์ (Asset Purchase Agreement) กับนิติบุคคลรายหนึ่ง³ ในเดือนเมษายน 2559 เพื่อเข้าซื้อใบอนุญาตที่สำคัญและที่ดินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 30 เมกะวัตต์ ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCPG ครั้งที่ 2/2559 เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2559 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินซึ่งกลุ่มบริษัทฯ เป็นผู้สนับสนุนโครงการ ได้รับคัดเลือกโดยวิธีการจับฉลากเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 12 เมกะวัตต์
พฤษภาคม 2559	<ul style="list-style-type: none"> บริษัทฯ จัดทะเบียนจัดตั้งบริษัทย่อยจำนวน 2 บริษัทเพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต โดยมีรายละเอียดดังนี้ (1) บริษัท บีซีพีจี ไบโอเพาเวอร์ 1 จำกัด (“BBP 1”) ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 60.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.6 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท และ (2) บริษัท บีซีพีจี ไบโอเพาเวอร์ 2 จำกัด (“BBP 2”) ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 20.0 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 0.2 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100.0 บาท โดยเป็นบริษัทย่อยซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99.9
กรกฎาคม 2559	<ul style="list-style-type: none"> โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นที่ Nikaho ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8.8 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ Nikaho เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่อำเภอ ประเทศญี่ปุ่น
กันยายน 2559	<ul style="list-style-type: none"> บริษัทฯ เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยภายใต้หมวดพลังงานและสาธารณูปโภค มีทุนจดทะเบียนทั้งสิ้น 10,000.00 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 2,000.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.00 บาท โดยเป็นทุนจดทะเบียนชำระแล้ว 9,950.00 ล้านบาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 1,990.0 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5.00 บาท
พฤศจิกายน 2559	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 10/2559 เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2559 มีมติอนุมัติให้เข้าลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ในประเทศฟิลิปปินส์ โดยบริษัทฯ ได้ลงนามสัญญาซื้อขายหุ้นกับบริษัท CAIF III Pte.Ltd. เพื่อเข้าซื้อเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท CapAsia Asean Wind Holdings Cooperatief U.A. ประเทศเนเธอร์แลนด์ เมื่อเดือนมีนาคม 2560
ธันวาคม 2559	<ul style="list-style-type: none"> โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ 7.0 เมกะวัตต์

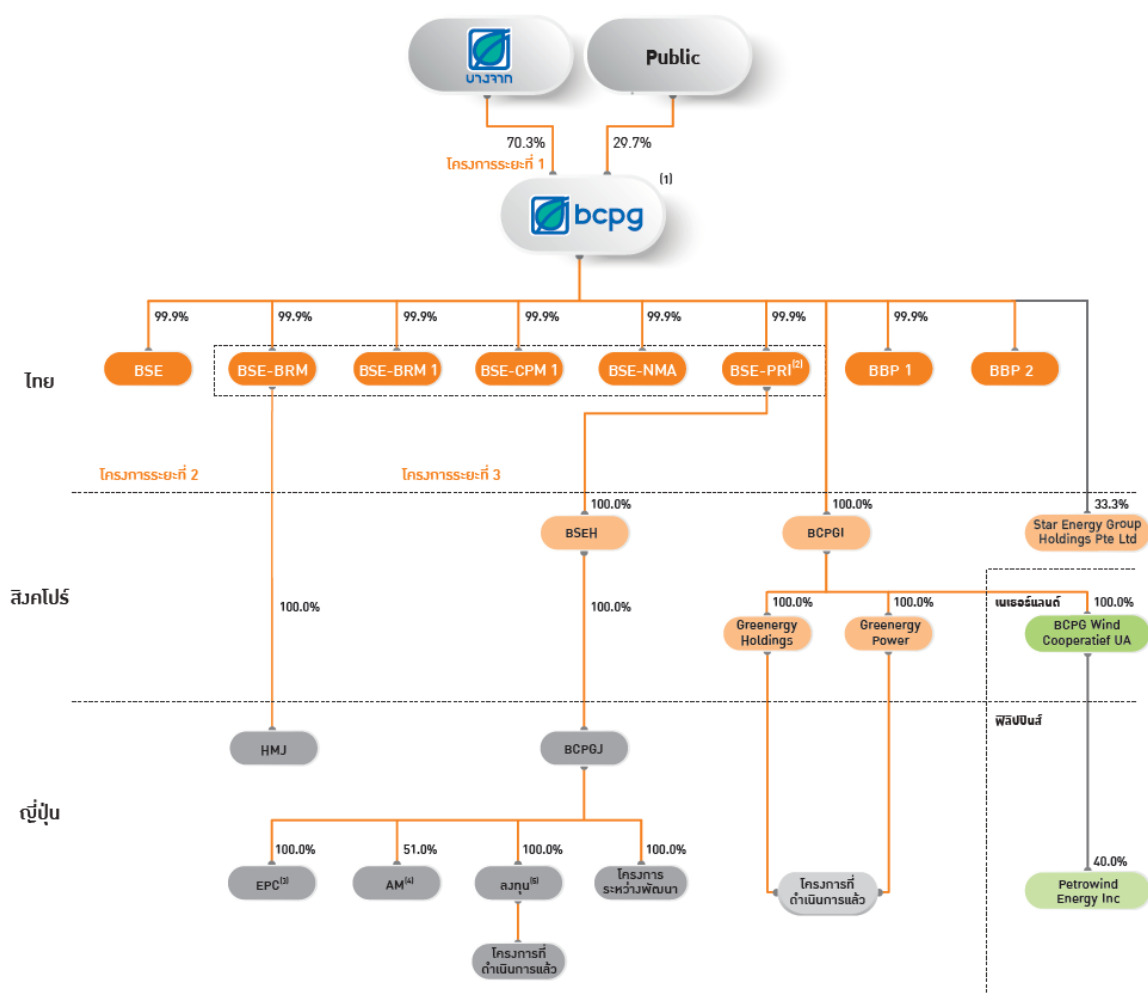
3 นิติบุคคลดังกล่าวมิได้เป็นนิติบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ กว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
ไตรมาสที่ 1 ปี 2560	<ul style="list-style-type: none"> จำหน่ายทรัพย์สินของโครงการ Suimei ที่ประเทศญี่ปุ่น ในราคา 1,600 ล้านเยน หรือประมาณ 495 ล้านบาท การจำหน่ายทรัพย์สินที่เกี่ยวข้องกับโครงการ Suimei คิดเป็นร้อยละ 1.9 ของทรัพย์สินรวม โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร จำนวน 5.0 เมกะวัตต์เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Nagi ที่ประเทศญี่ปุ่น ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 10.5 เมกะวัตต์ ภายใต้การดำเนินงานของ Nagi PV เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ที่โอกายามา ประเทศญี่ปุ่น ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นแบบมีเงื่อนไขบังคับก่อนเพื่อเข้าซื้อกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์กับบริษัท CAIF III Pte. Ltd.
ไตรมาสที่ 2 ปี 2560	<ul style="list-style-type: none"> ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้น ประจำปี 2560 วันที่ 4 เมษายน 2560 มีมติดังนี้ อนุมัติการออกและเสนอขายใบสำคัญแสดงสิทธิที่จะซื้อหุ้นสามัญของบริษัทฯ ให้แก่กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (โครงการ BCPG ESOP WARRANT) จำนวนไม่เกิน 10,000,000 หน่วย ซึ่งคิดเป็นหุ้นสามัญที่จัดสรรไว้เพื่อรองรับการใช้สิทธิจำนวนไม่เกิน 10,000,000 หุ้น (ประมาณร้อยละ 0.50 ของจำนวนหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัทฯ) โดยเป็นโครงการ 5 ปีทยอยใช้สิทธิแปลงเป็นหุ้นตามเงื่อนไขและระยะเวลาที่กำหนด อนุมัติการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดการจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ จำนวน 10,000,000 หุ้น ในส่วนที่ได้จัดสรรไว้เพื่อรองรับการเสนอขายให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) แต่ยังออกจำหน่ายไม่หมด โดยนำมาจัดสรรเพื่อรองรับการใช้สิทธิตามใบสำคัญแสดงสิทธิที่จะออกให้แก่กรรมการ ผู้บริหารและพนักงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (โครงการ BCPG ESOP WARRANT) แทน อนุมัติการแก้ไขเพิ่มเติมหนังสือบริคณห์สนธิ ข้อ 5 เพื่อให้สอดคล้องกับการย้ายที่ตั้งสำนักงานใหญ่ของบริษัทฯ จากเดิมกำหนดไว้ว่า “ที่ตั้งสำนักงานใหญ่ จะตั้งอยู่ ณ จังหวัด พระนครศรีอยุธยา” เป็น “ที่ตั้งสำนักงานใหญ่ จะตั้งอยู่ ณ จังหวัด กรุงเทพมหานคร” บริษัทฯ ลงทุนผ่านบริษัทย่อยโดยซื้อหุ้น CapAsia ASEAN Wind Holdings Cooperatief U.A. ประเทศเนเธอร์แลนด์ (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น BCPG Wind Holdings Cooperatief U.A.) ร้อยละ 100 ของทุนเรียกชำระ โดย CapAsia ถือหุ้นร้อยละ 40.0 ของทุนเรียกชำระ ใน PetroWind Energy Inc. ซึ่งเป็นบริษัทที่ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่เมือง Nabas ประเทศฟิลิปปินส์ ขนาดกำลังการผลิตที่เปิดดำเนินการแล้ว 36.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 20.0 เมกะวัตต์) และอยู่ระหว่างการพัฒนาอีก 14.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 5.6 เมกะวัตต์) การลงทุนในโครงการนี้ใช้เงินทั้งสิ้น 26.49 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 921.57 ล้านบาท ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2560 วันที่ 13 มิถุนายน 2560 มีดังนี้ อนุมัติการเข้าซื้อหุ้นในบริษัท สตาร์ เอ็นเนอร์ยี่ กรุ๊ป โฮลดิ้งส์ จำกัด (Star Energy Group Holding Pte. Ltd.) เพื่อร่วมลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ โดยบริษัทฯ นั้น จะเข้าซื้อ

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
	<p>หุ้นส่วนร้อยละ 33.33 ในบริษัท สตาร์ เอ็นเนอร์ยี กรุ๊ป โฮลดิ้ง จำกัด (Star Energy Group Holdings Pte. Ltd.) โดยกำหนดมูลค่าซื้อขายไม่เกิน 357.5 ล้านเหรียญสหรัฐ ทำให้บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้นในลำดับขั้นสุดท้ายร้อยละ 20 ในโครงการ Wayang Windu และร้อยละ 17.3 ในโครงการ Salak และ Darajat</p>
ไตรมาสที่ 3 ปี 2560	<ul style="list-style-type: none"> • บริษัทฯ ลงทุนซื้อหุ้นจำนวน 280,000 หุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 33.3 ของทุนเรียกชำระใน Star Energy Group Holdings Pte. Ltd. (SEGHPL) ประเทศสิงคโปร์ ใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 355.69 ล้านเหรียญสหรัฐ หรือประมาณ 11,956.43 ล้านบาท SEGHPL เป็นบริษัทที่ลงทุนผ่านบริษัทในกลุ่ม Star Energy ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ จำนวน 3 โครงการ ตั้งในเขต West Java ประเทศอินโดนีเซีย ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เปิดดำเนินการแล้วรวม 875.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 157.5 เมกะวัตต์) และอยู่ระหว่างการพัฒนา 120.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 24.0 เมกะวัตต์) • ลงนามสัญญาร่วมลงทุนให้สิทธิขายไฟฟ้าตามโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (โซลาร์ฟาร์ม) สำหรับหน่วยงานราชการและอศ. จำนวน 2 โครงการ ขนาด 8.94 เมกะวัตต์
ไตรมาสที่ 4 ปี 2560	<ul style="list-style-type: none"> • ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือกับบริษัท แชนสิริ จำกัด (มหาชน) ในโครงการศึกษาความเป็นไปได้และการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงานบนโครงการอสังหาริมทรัพย์ (Smart Green Energy Community) อาทิเช่น บ้านพักอาศัย อาคารชุดพักอาศัย อาคารพาณิชย์ โรงแรม โรงงาน ศูนย์การค้า และโครงการอสังหาริมทรัพย์อื่นๆ • ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือกับบริษัท พาวเวอร์เลดเจอร์ (Power Ledger) จากประเทศออสเตรเลียในการนำเทคโนโลยี Blockchain มาเป็นกลไกในการบริหารจัดการซื้อขายไฟฟ้าผ่านอินเทอร์เน็ตแบบ Peer-to-Peer เป็นรายแรกในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้
ไตรมาสที่ 1 ปี 2561	<ul style="list-style-type: none"> • ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ ระยะที่ 2 โดยบริษัทฯ เป็นผู้สนับสนุนโครงการขององค์การสงเคราะห์ทหารผ่านศึกเขตสุพรรณบุรีและองค์การทหารผ่านศึกเขตลพบุรีกำลังติดตั้งตามสัญญารวม 8.94 เมกะวัตต์ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าที่ 4.12 บาท/หน่วย เป็นระยะเวลา 25 ปี • ลงนามบันทึกข้อตกลงกับการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) ร่วมกับพันธมิตรอีก 5 หน่วยงาน เพื่อพัฒนานิคมอุตสาหกรรมในพื้นที่ระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก โดยบริษัทฯ จะนำนวัตกรรมระดับโลกมาใช้ในการสร้างระบบเศรษฐกิจพลังงานแบบใหม่ (New Energy Economy) รวมทั้งพัฒนาระบบการบริหารจัดการพลังงาน นอกเหนือจากการติดตั้งโซลาร์ฟาร์มก๊อปปี้และการซื้อขายไฟฟ้าผ่านอินเทอร์เน็ต ทั้งนี้ กนอ. คาดว่าโครงการจะเปิดดำเนินการได้ในปี 2563 • ลงนามบันทึกข้อตกลงกับ BCP เพื่อที่จะติดตั้งโซลาร์ฟาร์มก๊อปปี้บนหลังคาสถานบริการน้ำมันและอาคารร้านค้าภายในสถานีบริการน้ำมันบางจาก รวมทั้งพัฒนานวัตกรรมอนุรักษ์พลังงานที่ใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่ เพื่อช่วยให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการได้ภายในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 นี้ • ลงนามบันทึกข้อตกลงกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในโครงการส่งเสริมและพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน รวมทั้งบริหารจัดการพลังงานของประเทศไทยภายใต้นโยบาย PEA 4.0 โดยเป้าหมาย

เดือน ปี	การเปลี่ยนแปลงและพัฒนาการที่สำคัญ
	โดยเป้าหมายในการพัฒนาเบื้องต้นอยู่ใน 5 จังหวัด ประกอบด้วย จังหวัดเชียงใหม่ ระยอง ภูเก็ต นครราชสีมา และอุบลราชธานี เป็นต้น

1.1.3 โครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่มบริษัทฯ



កម្មវិធី :

(1) BCPG เป็นผู้สนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร ระยะ 2 (โซลาร์ฟาร์ม) โดยลงนามในสัญญาร่วมลงทุนกับ อผศ.จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและตามสัญญารวม 8.94 เมกะวัตต์

(2) BSE-PR1 เป็นผู้สนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิต ไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้ง บนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ. 2558 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 12 เมกะวัตต์

(3) EPC หมายถึง กลุ่มบริษัทที่ดำเนินธุรกิจ (1) ผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor) และ (2) ดำเนินการและซ่อมบำรุง (O&M) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

(4) AM หมายถึง บริษัทที่ดำเนินธุรกิจบริหารจัดการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น ในฐานะบริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company)

(5) ลงทุน (Investment) หมายถึง บริษัทที่ลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นในฐานะนักลงทุนที่เค

รายละเอียดบริษัทย่อย

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศที่จดทะเบียนจัดตั้ง	ทุนจดทะเบียนชำระแล้ว	สัดส่วนการถือหุ้น ⁽¹⁾ (ร้อยละ)
1	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("BSE")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 2 ที่อำเภอบ้านนาหว้า จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา	ไทย	1,800.00 ล้านบาท	99.9
2	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (บุรีรัมย์) จำกัด ("BSE-BRM")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 3 ที่อำเภอประโคนชัย จังหวัดบุรีรัมย์	ไทย	755.00 ล้านบาท	99.9
3	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (บุรีรัมย์ 1) จำกัด ("BSE-BRM 1")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 3 ที่อำเภอหนองกี่ จังหวัดบุรีรัมย์	ไทย	765.00 ล้านบาท	99.9
4	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ชัยภูมิ 1) จำกัด ("BSE-CPM 1")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 3 ที่อำเภอบ้านนาหว้า จังหวัดชัยภูมิ	ไทย	705.00 ล้านบาท	99.9
5	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (นครราชสีมา) จำกัด ("BSE-NMA")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 3 ที่อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา	ไทย	684.10 ล้านบาท	99.9
6	บริษัท บางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (ปราจีนบุรี) จำกัด ("BSE-PRI")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 3 ที่อำเภอบ้านนา จังหวัดปราจีนบุรี และดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร	ไทย	1,400.00 ล้านบาท	99.9
7	BCPG Investment Holdings Pte. Ltd. ("BCPGI")	ดำเนินธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่นในต่างประเทศ	สิงคโปร์	1.00 ดอลลาร์สิงคโปร์	100.0
8	BSE Energy Holdings Pte. Ltd. ("BSEH")	ดำเนินธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่นในต่างประเทศ	สิงคโปร์	1.00 ดอลลาร์สิงคโปร์	100.0

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศที่จดทะเบียนจัดตั้ง	ทุนจดทะเบียนชำระแล้ว	สัดส่วนการถือหุ้น ⁽¹⁾ (ร้อยละ)
9	BCPG Japan Corporation (“BCPGJ”)	ดำเนินธุรกิจพัฒนาโครงการ บริหารจัดการ ก่อสร้างและดำเนินการ รวมถึงบริหารเงินลงทุนใน โครงการโรงไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	249.50 ล้านบาท	100.0
10	Greenery Holdings Pte. Ltd. (“Greenery Holdings”)	ลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่นในฐานะนักลงทุนที่เค	สิงคโปร์	2.00 ดอลลาร์ สิงคโปร์	100.0
11	Greenery Power Pte. Ltd. (“Greenery Power”)	ลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่นในฐานะนักลงทุนที่เค	สิงคโปร์	2.0 ดอลลาร์ สิงคโปร์	100.0
12	Tarumizu Solar Solutions Godo Kaisha (“TSS”)	บริหารจัดการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ในฐานะบริษัทบริหารสินทรัพย์ (Asset Management Company) ของ Tarumizu	ญี่ปุ่น	1.00 ล้านบาท	51.0 ⁽²⁾
13	Nakatsugawa PV Godo Kaisha (“Nakatsugawa”)	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่คาโงะชิ มะ ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน (BCPGJ เป็นผู้ถือหุ้นบุริมสิทธิ 1.9 ล้านบาท) ⁽³⁾	⁽³⁾
14	Godo Kaisha Inti	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
15	Takamori PV Godo Kaisha (“Takamori”)	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่คุมาโม โตะ ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน (BCPGJ เป็นผู้ถือหุ้นบุริมสิทธิ 2.7 ล้านบาท) ⁽³⁾	⁽³⁾
16	Nojiri PV Godo Kaisha (“Nojiri”)	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มิยาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน (BCPGJ เป็นผู้ถือหุ้นบุริมสิทธิ 2.6 ล้านบาท) ⁽³⁾	⁽³⁾
17	Godo Kaisha Aten	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่น โดยโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนา	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
18	Nikaho PV Godo Kaisha (“Nikaho PV”)	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อาคิตะ ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	21.00 ล้านบาท	100.0
19	Gotenba 2 PV Godo Kaisha	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
20	Godo Kaisha Horus	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
21	Yabuki PV Godo Kaisha	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่น โดยโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนา	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
22	Komagane PV Godo Kaisha	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศ ญี่ปุ่น โดยโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนา	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศที่จดทะเบียนจัดตั้ง	ทุนจดทะเบียนชำระแล้ว	สัดส่วนการถือหุ้น ⁽¹⁾ (ร้อยละ)
23	Godo Kaisha Helios	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
24	Godo Kaisha Lugh	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
25	Godo Kaisha Phoenix	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
26	Gotenba 1 PV Godo Kaisha	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
27	Komagane Land Lease Godo Kaisha	ที่ดินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ระหว่างการพัฒนาที่ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
28	Nagi PV Godo Kaisha ("Nagi")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
29	Godo Kaisha Natosi	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
30	Godo Kaisha Amaterasu	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
31	Godo Kaisha Mithra	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
32	Godo Kaisha Sol	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
33	Godo Kaisha Saule	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
34	Godo Kaisha Shamash	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
35	Godo Kaisha Pusan	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
36	Godo Kaisha Apolo	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
37	Godo Kaisha Surya	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
38	Nagi Land Lease Godo Kaisha ("Nagi Land")	ที่ดินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
39	Godo Kaisha Rangi	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
40	Godo Kaisha Dazbog	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศที่จดทะเบียนจัดตั้ง	ทุนจดทะเบียนชำระแล้ว	สัดส่วนการถือหุ้น ⁽¹⁾ (ร้อยละ)
41	Godo Kaisha Narang	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
42	Godo Kaisha Malina	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
43	Godo Kaisha Legba	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
44	J2 Investor Godo Kaisha	ลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นในฐานะนักลงทุนที่เค	ญี่ปุ่น	1.00 เยน	100.0
45	J1 Investor Godo Kaisha ("J1")	ลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นในฐานะนักลงทุนที่เค	ญี่ปุ่น	107.00 ล้านบาท	100.0
46	BCPG Engineering Company ("BCPGE")	ดำเนินธุรกิจเป็นผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor) และให้บริการและซ่อมบำรุง (O&M) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	ญี่ปุ่น	40.00 ล้านบาท	100.0
47	Godo Kaisha Tarumi Takatoge ("Tarumizu")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 4 ที่คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	ญี่ปุ่น	0.10 ล้านบาท (BCPGJ เป็นผู้ถือหุ้นบุริมสิทธิ์ 19.3 ล้านบาท) ⁽³⁾	⁽³⁾
48	Huang Ming Japan Co., Ltd. ("HMJ")	ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ซิบะ ประเทศญี่ปุ่น โดยโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนา	ญี่ปุ่น	0.10 ล้านบาท	100.0
49	บริษัท บีซีพีจี ไบโอเพาเวอร์ 1 จำกัด ("BBP 1")	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ไทย	15.00 ล้านบาท	99.9
50	บริษัท บีซีพีจี ไบโอเพาเวอร์ 2 จำกัด ("BBP 2")	เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต	ไทย	5.00 ล้านบาท	99.9
51	BCPG Wind Cooperatief U.A.	เพื่อการลงทุน	เนเธอร์แลนด์	14.16 ล้านเหรียญสหรัฐ	100.0
52	PetroWind Energy Inc.	ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานลม	ฟิลิปปินส์	1,900.00 ล้านบาท	40.0
53	Star Energy Group Holdings Pte., Ltd.	เพื่อการลงทุน	สิงคโปร์	840.01 ล้านเหรียญสหรัฐ	33.33

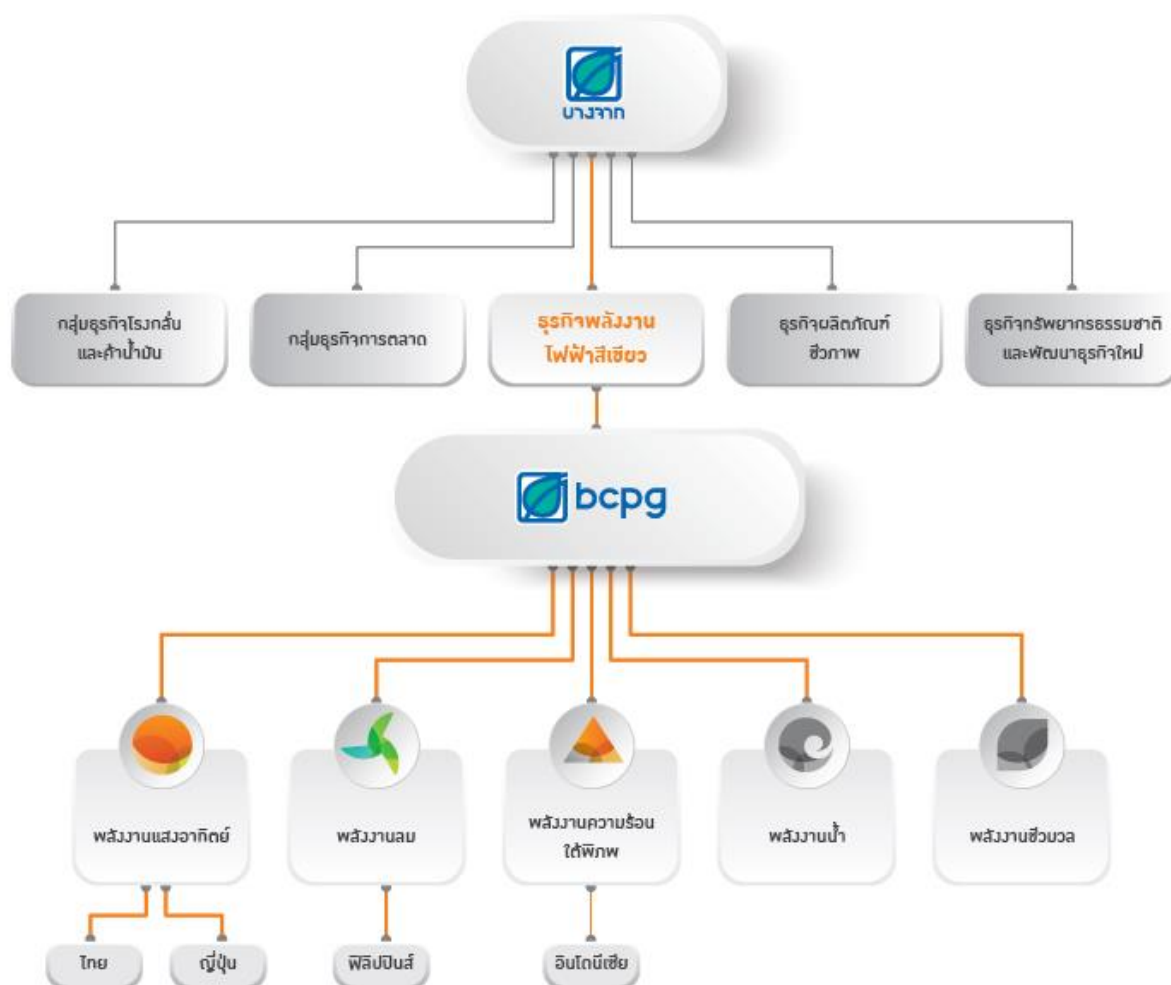
หมายเหตุ :

⁽¹⁾ สัดส่วนการถือหุ้นนับรวมการถือหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อม

⁽²⁾ หุ้นส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 49.0 ถือโดยนิติบุคคลที่มีได้เป็นนิติบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ กว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

⁽³⁾ ทุนจดทะเบียนในรูปแบบหุ้นบุริมสิทธิ์แสดงจำนวนเงินลงทุนในบริษัทที่เค ที่ไม่มีสิทธิออกเสียง

1.1.4 ความสัมพันธ์กับกลุ่มธุรกิจของผู้ถือหุ้นรายใหญ่



ที่มา : www.bangchak.co.th ข้อมูล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 และบริษัทฯ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) หรือ BCP ถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 70.3 ของทุนเรียกชำระ โดยที่กลุ่มบริษัทฯ และ BCP มีขอบเขตการดำเนินธุรกิจและทรัพยากรหลักในการดำเนินธุรกิจที่แยกจากกันอย่างชัดเจน ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ เป็นผู้ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (หรือ “พลังงานสีเขียว”) เชื้อพาณิชย์ในรูปแบบต่างๆ ทั้งในประเทศและต่างประเทศ เช่น โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล และโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ และ BCP ยังคงมีรายการระหว่างกันในลักษณะสนับสนุนการดำเนินธุรกิจและส่งเสริมภาพลักษณ์ของกลุ่มบริษัท BCP (ซึ่งหมายรวมถึงภาพลักษณ์ของบริษัทฯ) ซึ่งเปิดเผยรายละเอียดในหัวข้อเรื่องรายการระหว่างกัน

1-2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ

1.2.1 ลักษณะการประกอบธุรกิจ

กลุ่มบริษัทฯ ดำเนินการผลิตและลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้น 138.9 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 190.9 เมกะวัตต์) โดยแบ่งเป็น

- โครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 130.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวม 182.0 เมกะวัตต์) ซึ่งประกอบไปด้วย
 - โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บริษัทฯ เป็นผู้ดำเนินการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 38 เมกะวัตต์ และมีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน (Base Tariff + Ft)
 - โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดำเนินการโดยบริษัทย่อยซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 99.9 ได้แก่ BSE BSE-BRM BSE-BRM 1 BSE-CPM 1 BSE-NMA และ BSE-PRI กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 80 เมกะวัตต์ และมีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน (Base Tariff + Ft)
 - ผู้สนับสนุนในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร โดยดำเนินการผ่าน BSE-PRI ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 99.9 จำนวน 3 โครงการ กำลังการผลิตตามสัญญาและกำลังการผลิตติดตั้งรวม 12.0 เมกะวัตต์ มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (บาท-kWh)
- โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร ระยะ 2 (โซลาร์ฟาร์ม) ซึ่งให้การสนับสนุนโครงการฯ กับ อผศ. จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาและกำลังการผลิตติดตั้งรวม 8.9 เมกะวัตต์ และคาดว่าจะสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2561 มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ FiT 4.12 บาท-kWh

(2) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น จำนวน 15 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา¹ ประมาณ 150.5 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 190.3 เมกะวัตต์) อายุโครงการ 20 ปี อัตราค่าไฟฟ้าแบบ FiT 32-40 เยน-kWh โดยแบ่งเป็น

- โครงการที่เปิดดำเนินการ จำนวน 7 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาประมาณ 34.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวม 45.0 เมกะวัตต์)
- โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาประมาณ 116.5 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 147.3 เมกะวัตต์)

ปี 2560 กลุ่มบริษัทฯ มีโครงสร้างรายได้ส่วนใหญ่มาจากการประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ร้อยละ 91.3 ของรายได้รวม โดยสามารถจำแนกได้ดังนี้

โครงสร้างรายได้ของกลุ่มบริษัทฯ

รายการ	สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม					
	2558 ⁽¹⁾		2559		2560	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
1. รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า						
- รายได้ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	912.95	30.0	804.63	23.8	770.59	21.2
- รายได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder)	2,111.27	69.5	2,022.92	59.9	1,972.85	54.2
- รายได้ตามอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT	-	-	255.36	7.6	579.04	15.9
รวมรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า	3,024.23	99.5	3,083.91	91.2	3,322.48	91.3
2. รายได้จากการลงทุน ⁽²⁾	13.68	0.5	26.76	0.8	40.94	1.1
2. กำไรจากการต่อรองราคาซื้อ	-	-	226.59	6.7	-	-
4. รายได้อื่น ⁽³⁾	0.34	-	43.10	1.3	276.50	7.6
รวมรายได้	3,038.24	100.0	3,380.37	100.0	3,639.92	100.0

หมายเหตุ :

⁽¹⁾ ข้อมูลทางการเงินรวมเสมือน

⁽²⁾ รายได้จากการลงทุน ได้แก่ รายได้ดอกเบี้ยรับ

⁽³⁾ รายได้อื่น เช่น กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน กำไรจากการจำหน่ายสินทรัพย์ กำไรจากการชำระค่าซื้อกิจการงวดสุดท้ายให้แก่กลุ่มบริษัท SunEdison เบี้ยปรับค่าส่วนงานล่าช้า และกำไรจากการขายอุปกรณ์ เป็นต้น

1.2.2 ลักษณะผลิตภัณฑ์หรือบริการ

กลุ่มบริษัทฯ เป็นตัวแทนในการลงทุนและพัฒนาโครงการในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของ BCP ทั้งนี้ ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมทั้งสิ้นประมาณ 164.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 235.9 เมกะวัตต์) แบ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 130.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 190.9 เมกะวัตต์) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาประมาณ 34 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 45.0 เมกะวัตต์)

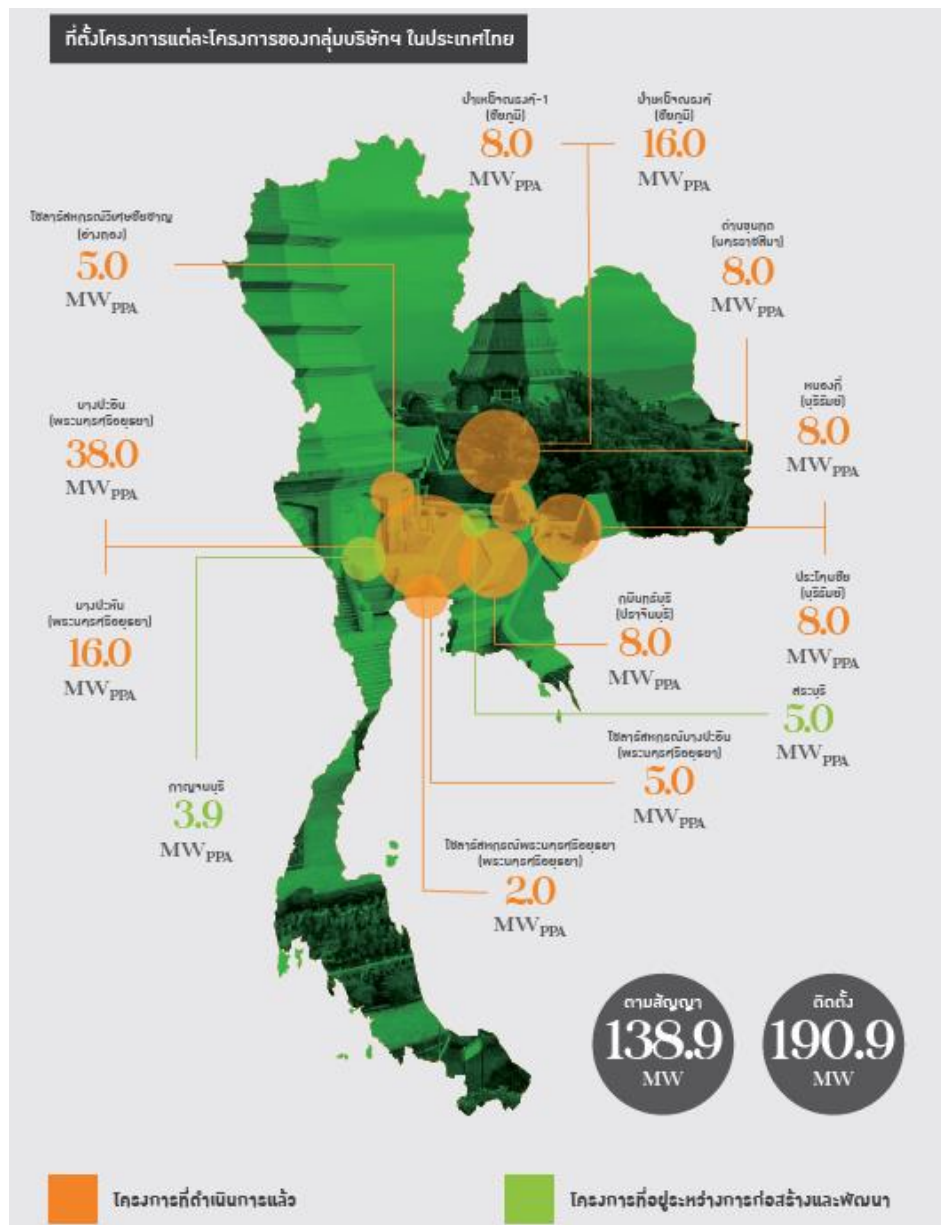
1.2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

กลุ่มบริษัทฯ ดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement (“PPA”)) ทั้งสิ้น 15 สัญญา โดยแบ่งเป็น (1) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) จำนวน 1 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 30.0 เมกะวัตต์ ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก และ (2) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) จำนวน 14 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา สัญญาละ 8.0 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 88.0 เมกะวัตต์ ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตาม (1) และ (2) ดังกล่าวเป็นสัญญาประเภท Non-Firm มีอายุสัญญา 5 ปี และต่ออายุได้ครั้งละ 5 ปี

ซึ่งได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอัตรา 8.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (บาท-kWh) เป็นระยะเวลา 10 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายที่จะต่ออายุสัญญาเมื่อครบกำหนด 5 ปี จนสิ้นอายุโครงการดังกล่าว ซึ่งโดยทั่วไปมีอายุโครงการ 25 ปี

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร (“โครงการฯ”) จำนวนทั้งสิ้น 3 สัญญา รวมทั้งสิ้น 12.0 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะเวลา 25 ปี ในราคา 5.66 บาท-kWh และได้ทำการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเชิงพาณิชย์ครบแล้วทั้ง 3 สัญญา ประกอบด้วยโครงการฯ สหกรณ์การเกษตรวิเศษชัยชาญ จำกัด จังหวัดอ่างทอง กำลังการผลิต 5.0 เมกะวัตต์ และโครงการฯ สหกรณ์การเกษตร บางปะอิน จำกัด จังหวัดพระนครศรีอยุธยา กำลังการผลิต 2.0 เมกะวัตต์ และโครงการฯ สหกรณ์การเกษตร พระนครศรีอยุธยา จำกัด จังหวัดพระนครศรีอยุธยา กำลังการผลิต 5.0 เมกะวัตต์

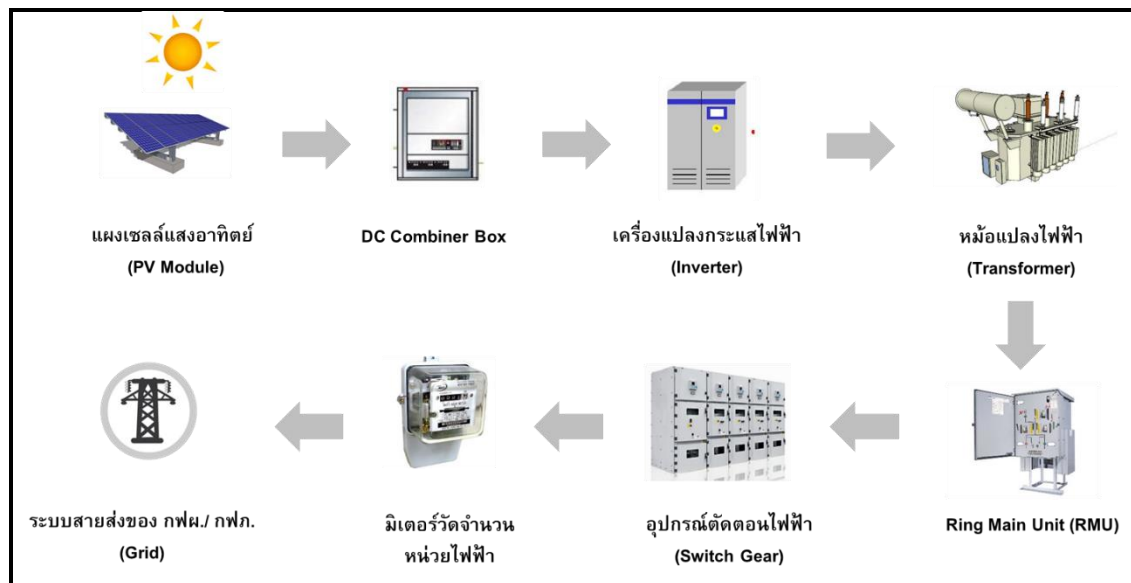
ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังได้ลงนามร่วมลงทุนให้สิทธิขายไฟตามโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (โซลาร์ฟาร์ม) สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตรกับองค์การส่งเสริมการค้าผ่านศีกในพระบรมราชูปถัมภ์ (อผศ.) จำนวน 2 โครงการฯ จำนวน 8.94 เมกะวัตต์ ได้แก่ (1) โครงการฯ อำเภอพระพุทธรบาท จังหวัดสระบุรี ร่วมกับสำนักงานส่งเสริมการค้าผ่านศีกเขตลพบุรี กำลังการผลิตติดตั้งตามสัญญา 5 เมกะวัตต์ (2) โครงการอำเภอกำแพง จังหวัดกาญจนบุรี ร่วมกับสำนักงานส่งเสริมการค้าผ่านศีกเขตสุพรรณบุรี กำลังการผลิตตามสัญญาประมาณ 3.94 เมกะวัตต์ โดยทั้งสองโครงการฯ นี้เป็นผู้มีสิทธิในการเข้าทำสัญญาซื้อไฟ โดยจะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยกลุ่มบริษัทฯ คาดว่าจะเริ่มดำเนินการก่อสร้างโครงการดังกล่าวได้ และแล้วเสร็จในไตรมาสที่ 2 ในปี 2561 ทั้งนี้บริษัทฯ สามารถรับรู้รายได้ด้วยอัตราารับซื้อไฟฟ้าที่ 4.12 บาท-kWh เป็นระยะเวลา 25 ปี



(1) กระบวนการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เทคโนโลยีกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์หรือวิธีโฟโตโวลตาอิกส์ (Photovoltaics) ซึ่งเป็นการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell หรือ Photovoltaic cell (PV)) โดยมีรายละเอียดกระบวนการผลิตไฟฟ้าดังนี้

แผนภาพแสดงกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
ด้วยวิธีโฟโตโวลตาอิกส์ (Photovoltaics) ในประเทศไทย



- เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบ (อิเล็กตรอน) และประจุบวก (โฮล) ขึ้น โครงสร้างเซลล์แสงอาทิตย์แบบรอยต่อ p-n จะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์ เพื่อแยกอิเล็กตรอนให้ไหลผ่านสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น (n-type) ไปที่ขั้วลบ และทำให้โฮลไหลผ่านสารกึ่งตัวนำชนิดพี (p-type) ไปที่ขั้วบวก ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง จากนั้นไฟฟ้ากระแสตรงดังกล่าวจะถูกส่งผ่านสายไฟไปยัง DC Combiner Box ซึ่งทำหน้าที่รวมกระแสไฟฟ้า
- ไฟฟ้ากระแสตรงจาก DC Combiner Box จะผ่านไปสู่เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ซึ่งเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ
- ไฟฟ้ากระแสสลับดังกล่าวจะถูกส่งผ่านไปยังหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เพื่อเพิ่มแรงดันให้สูงขึ้นเป็น 22 กิโลโวลต์ สำหรับโรงไฟฟ้าที่ทำการจ่ายไฟเข้าระบบสายส่งของ กฟภ. หรือ 115 กิโลโวลต์ สำหรับโรงไฟฟ้าที่ทำการจ่ายไฟเข้าระบบสายส่งของ กฟผ.
- กระแสไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์ตัดตอนสายป้อนไฟฟ้าแรงสูง (Ring Main Unit) อุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้า (Switch Gear) ซึ่งทำหน้าที่ตัดต่อการเชื่อมต่อไฟฟ้าในระบบ
- จากนั้นกระแสไฟฟ้าจะถูกส่งเข้ามิเตอร์วัดจำนวนหน่วยไฟฟ้า และผ่านไปยังระบบสายส่งไฟฟ้าของ กฟภ. หรือ กฟผ. ตามจุดรับซื้อไฟฟ้าที่กำหนดต่อไป

(2) กระบวนการติดตามการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

กลุ่มบริษัทฯ ให้ความสำคัญอย่างสูงสุดในการติดตามการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเพื่อให้มั่นใจว่าโรงไฟฟ้าในปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ สามารถผลิตได้อย่างมีประสิทธิภาพและจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง โดยกลุ่มบริษัทฯ จัดให้มีพนักงานของกลุ่มบริษัทฯ ประจำโครงการแต่ละแห่ง ประกอบด้วยวิศวกรประจำโครงการและเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ พนักงานของกลุ่มบริษัทฯ มีหน้าที่ติดตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง ผ่านระบบคอมพิวเตอร์ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)

ระบบดังกล่าวนอกจากจะสามารถดูข้อมูลได้ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละแห่งแล้ว ยังมีการเชื่อมโยงข้อมูลและแสดงข้อมูลสรุปมากที่สุดสำหรับทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยาอีกด้วย ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละแห่งจะมีการจัดเก็บข้อมูลเพื่อจัดทำรายงานผลการดำเนินงานรายวัน (Daily Report) และประมวลผลการดำเนินงานรายเดือน (Monthly Report) เพื่อนำเสนอต่อผู้บริหาร โดยหากพบว่าโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าได้แตกต่างจากการดำเนินงานตามปกติ ทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ จะร่วมกับผู้รับจ้างซ่อมบำรุงภายใต้สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) หาสาเหตุของความผิดปกติดังกล่าวโดยเร็ว เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ

(3) การดำเนินงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Operation and Maintenance)

กลุ่มบริษัทฯ ได้ว่าจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จภายในประเทศ (Onshore EPC Contractor) ของแต่ละโครงการเพื่อให้บริการและซ่อมบำรุงภายใต้สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) โดยมีระยะเวลาสัญญาคราวละ 2 ปี

ในการดำเนินงานในแต่ละวัน ทีมงานของผู้รับเหมาบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะล้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงดูแลตัดหญ้าบริเวณใต้แผงและบริเวณโดยรอบโครงการ โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องได้รับการทำความสะอาดเป็นประจำ ทั้งนี้ การดำเนินงานประจำวันจะถูกควบคุมโดยแผนการดำเนินงานประจำวันที่ได้รับอนุมัติโดยทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ ที่ประจำแต่ละโครงการเพื่อให้มั่นใจว่าโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ได้รับการดูแลทั้งโครงการ

ในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ขอบเขตของผู้รับเหมาบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะประกอบไปด้วย (ก) งานตรวจสอบ และ (ข) งานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(ก) งานตรวจสอบ

ทีมงานของผู้รับจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะตรวจสอบอุปกรณ์และระบบต่างๆ ตามที่ตกลงร่วมกันในสัญญาบริหารจัดการและบำรุงรักษา (O&M Contract) โดยหากตรวจพบว่าอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้ามีการชำรุดเสียหาย ทีมงานของผู้รับจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าจะแจ้งให้ทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ ทราบและดำเนินการเปลี่ยนอุปกรณ์ดังกล่าวทันที ทั้งนี้ ภายหลังการซ่อมบำรุง ทีมงานของผู้รับจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าจะแจ้งให้ทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ ตรวจสอบความเรียบร้อยเพื่ออนุมัติผลการซ่อมบำรุงด้วย นอกจากนี้ ทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ จะจัดทำรายงานสรุปการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าเพื่อนำเสนอต่อผู้บริหารในการสรุปผลการดำเนินงานรายเดือนต่อไป

(ข) งานบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)

กลุ่มบริษัทฯ และผู้รับเหมาบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะร่วมกันกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) สำหรับอุปกรณ์สำคัญของโรงไฟฟ้าตามที่ตกลงร่วมกันในสัญญาบริหารจัดการและบำรุงรักษา (O&M Contract) เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module) เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) โครงสร้างรองรับแผง ระบบควบคุมโรงไฟฟ้า เป็นต้น นอกจากนี้ ผู้รับเหมาบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าจะจัดทำรายงานติดตามผลการซ่อมบำรุงเป็นประจำ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการบริหารจัดการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพดี และสามารถแก้ไขปัญหที่เกิดขึ้นได้อย่างรวดเร็วเพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ

(4) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

ณ ปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วของกลุ่มบริษัทฯ ทุกแห่ง มีประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Energy Output Warranty) เป็นระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จของแต่ละโครงการ ในกรณีที่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการใดผลิตไฟฟ้าได้ต่ำกว่าปริมาณที่ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน (Energy Output Warranty) ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จจะต้องชดเชยส่วนต่างระหว่างค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับประกันและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงให้แก่กลุ่มบริษัทฯ ตามสูตรการคำนวณที่กำหนดในสัญญาผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Agreement) ทั้งนี้ นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ในประเทศไทยทุกแห่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน (Energy Output Warranty)

(5) โครงสร้างราคา

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ มีรายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กจำนวน 1 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 30 เมกะวัตต์ กับ กฟผ. ในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมากจำนวน 14 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 88 เมกะวัตต์ เป็นสัญญาประเภท Non-Firm⁴ ซื้อขายไฟฟ้าด้วยระบบอัตราซื้อไฟฟ้าแบบ ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) โดยมีรายละเอียดโครงสร้างราคาดังนี้

โครงสร้างราคาตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

(1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) เท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

(2) รายได้จากส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ได้รับ Adder ที่อัตรา 8.0 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยโครงการทั้งหมดจะได้รับ การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์

ที่มา : สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประกาศเรื่องอัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm โดย กฟผ. วันที่ 18 เมษายน 2550 และประกาศเรื่องกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน โดย กฟผ. วันที่ 15 มกราคม 2553

⁴ สัญญาประเภท Non-Firm หมายถึง สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ไม่มีการกำหนดพลังไฟฟ้าขั้นต่ำที่จะต้องจ่ายให้การไฟฟ้า (ที่มา : <http://www2.eppo.go.th/>)

โครงสร้างราคาตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

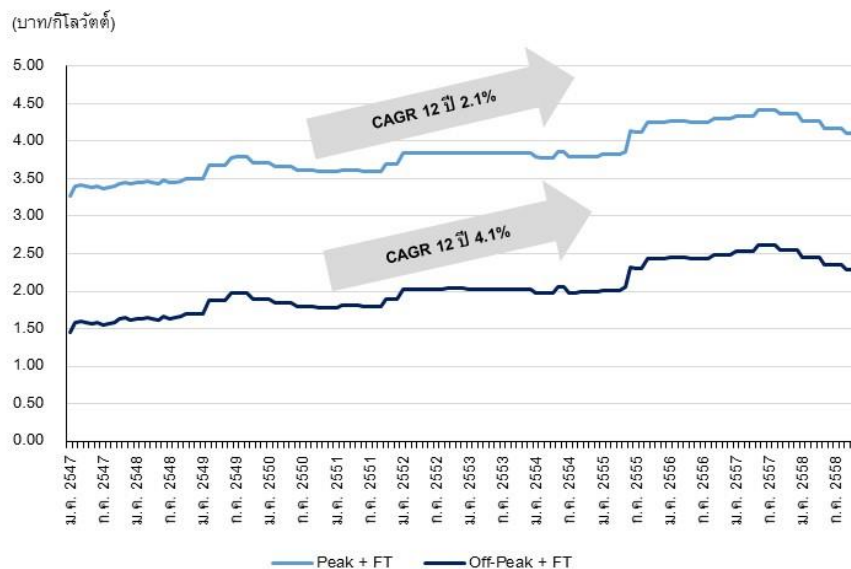
(1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เนื่องจากกลุ่มบริษัทฯ เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

(2) รายได้จากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ได้รับ Adder ที่อัตรา 8.0 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยโครงการทั้งหมดจะได้รับการสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์

ที่มา : สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) โดย กฟผ. และประกาศเรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดย กฟผ. วันที่ 19 สิงหาคม 2552

ภายใต้การซื้อขายไฟฟ้าด้วยระบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะได้รับการสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายหลังครบระยะเวลานับสนับดังกล่าว อัตราซื้อขายไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับจะเป็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น

แผนภาพแสดงอัตราค่าไฟฟ้า รวมค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ยในปี 2547-2558



ที่มา : ราคารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP, www.mea.or.th และอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟผ. และ กฟภ. โดย กฟผ.

โครงสร้างราคาตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร

ในไตรมาสที่ 2 ปี 2559 โครงการที่กลุ่มบริษัทฯ เป็นผู้สนับสนุนโครงการได้รับคัดเลือกเข้าทำสัญญากับ กฟผ. ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร จำนวน 3 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 12 เมกะวัตต์ เป็นการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) เท่ากับ 5.66 บาทต่อหน่วย ควที่ตลอดระยะเวลานับสนับ 25 ปี และได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ครบแล้วทั้ง 3 โครงการ ตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2560

สิทธิประโยชน์ทางภาษี

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ทุกโครงการในประเทศไทยได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน โดยจะได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากการลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีรายละเอียดดังนี้

โครงการ	BCPG 1	BSE-BNN	BSE-BPH	BSE-BRM	BSE-BRM 1	BSE-CPM 1	BSE-NMA	BSE-PRI	BSE-PRI (WSC)	BSE-PRI (AYA)	BSE-PRI (BPI)
บัตรส่งเสริมการลงทุนเลขที่	59-0267-0-12-2-2 ⁽¹⁾	1828(1)/2555 และ 1829(1)/2555	1830(1)/2555 และ 1831(1)/2555	2506(1)/2556	2507(1)/2556	2505(1)/2556	2508(1)/2556	2503(1)/2556 และ 2504(1)/2556	59-1212-1-00-1-0	59-1246-1-00-1-0	59-1211-1-00-1-0
ผู้ได้รับบัตรส่งเสริม	BCPG	BSE	BSE	BSE-BRM	BSE-BRM 1	BSE-CPM 1	BSE-NMA	BSE-PRI	BSE-PRI	BSE-PRI	BSE - PRI
ชนิดผลิตภัณฑ์	ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์										
กำลังการผลิตรวม (เมกะวัตต์)	41.0	16.0	16.0	8.0	8.0	8.0	8.0	16.0	5.0	2.0	5.0
1. ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้รับจากการประกอบกิจการมีกำหนด 8 ปี นับจากวันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการนั้น (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)	✓ (ก.ก. 2563)	✓ (มี.ก. 2564)	✓ (พ.ย. 2564)	✓ (มี.ก. 2565)	✓ (พ.ย. 2565)	✓ (พ.ย. 2565)	✓ (พ.ย. 2565)	✓ (พ.ย. 2565)	✓ (ร.ก. 2567)	✓ (ร.ก. 2567)	✓ (มี.ก. 2568)
2. ได้รับลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 50 ของอัตราปกติ มีกำหนด 5 ปี หลังจากครบกำหนด 8 ปี ที่ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล	✓ (ก.ก. 2568)	✓ (มี.ก. 2569)	✓ (พ.ย. 2569)	✓ (มี.ก. 2570)	✓ (พ.ย. 2570)	✓ (พ.ย. 2570)	✓ (พ.ย. 2570)	✓ (พ.ย. 2570)	-	-	-

โครงการ	BCPG 1	BSE-BNN	BSE-BPH	BSE-BRM	BSE-BRM 1	BSE-CPM 1	BSE-NMA	BSE-PRI	BSE-PRI (WSC)	BSE-PRI (AYA)	BSE-PRI (BPI)
สำหรับทำโรสุท (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)											
3. ได้รับยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากการที่ได้รับการส่งเสริม ซึ่งได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลตามมาตรา 31 ไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริม	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4. ได้รับยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5. อนุญาตให้หักค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า และค่าประปาสองเท่าของค่าใช้จ่ายดังกล่าวเป็นระยะเวลา 10 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการ (ระยะเวลาสิ้นสุดสิทธิประโยชน์)	✓ (ก.ค. 2565)	✓ (มี.ค. 2566)	✓ (พ.ย. 2566)	✓ (มี.ค. 2567)	✓ (พ.ย. 2567)	✓ (พ.ย. 2567)	✓ (พ.ย. 2567)	✓ (พ.ย. 2567)	-	-	-
6. อนุญาตให้หักเงินลงทุนในการติดตั้งหรือก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกจากทำโรสุทร้อยละ 25.0 ของเงินลงทุนในกิจการที่ได้รับการส่งเสริม	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-

โครงการ	BCPG 1	BSE-BNN	BSE-BPH	BSE-BRM	BSE-BRM 1	BSE-CPM 1	BSE-NMA	BSE-PRI	BSE-PRI (WSC)	BSE-PRI (AYA)	BSE-PRI (BPI)
นอกเหนือไปจากการหักค่าเสื่อมราคาปกติ											
7. ได้รับอนุญาตให้นำคนต่างด้าวซึ่งเป็นชาวญี่ปุ่นหรือผู้ชำนาญการได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่กำหนด	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

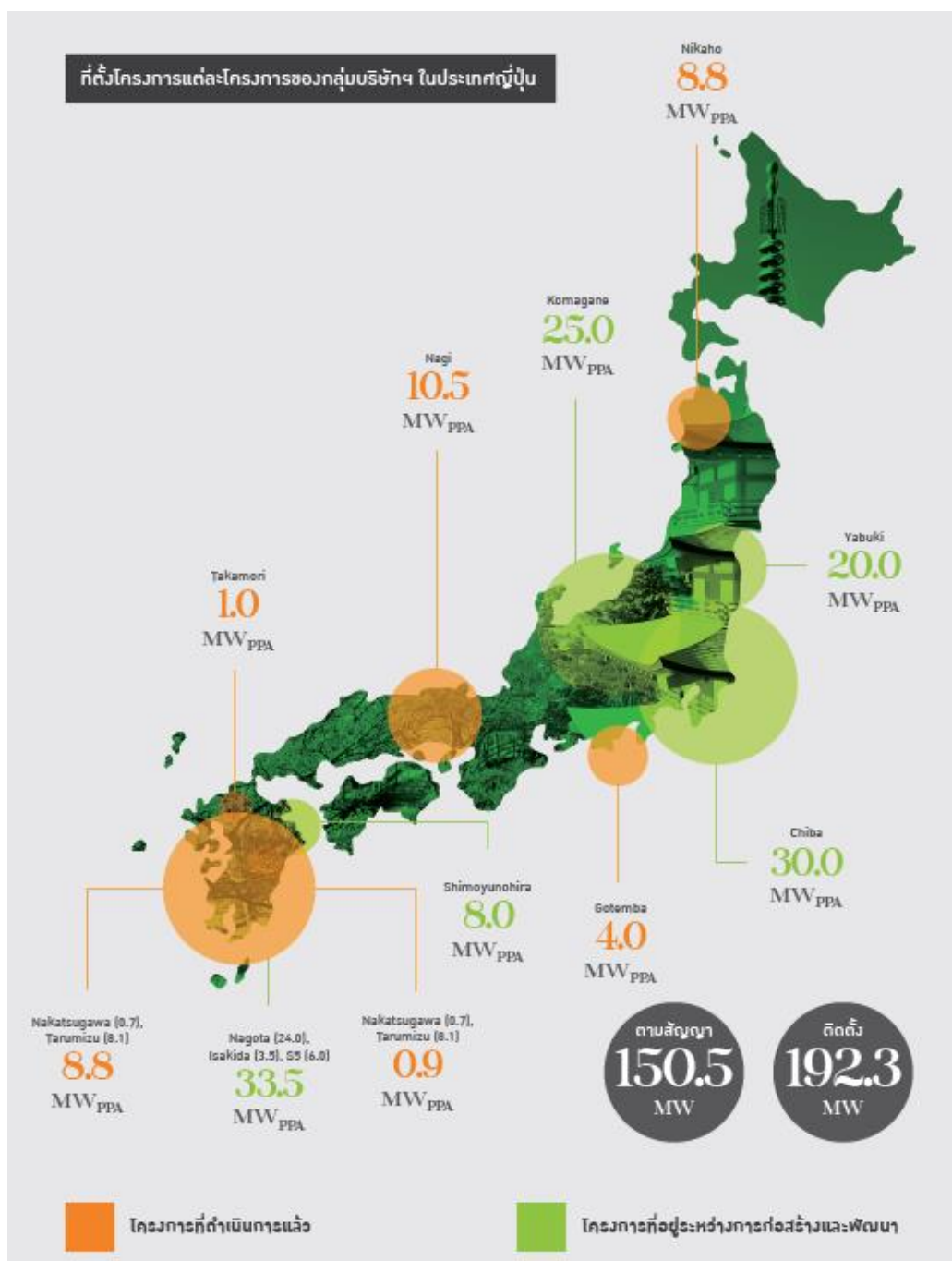
หมายเหตุ : ⁽¹⁾ บัตรส่งเสริมการลงทุนดังกล่าวเป็นการโอนสิทธิและประโยชน์เท่าที่เหลืออยู่ตามบัตรส่งเสริมเลขที่ 5047(1)/2555 ลงวันที่ 21 กันยายน 2555 จาก BCP ให้กับบริษัทฯ

1.2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

กลุ่มบริษัทฯ มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว รวมทั้งสิ้น 7 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 34.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 45.0 เมกะวัตต์) ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement : PPA) ทั้งสิ้น 7 สัญญา มีอายุสัญญา 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก โดยที่

- 5 โครงการแรก (ได้แก่ Takamori Nakatsugawa Nojiri Tarumizu และ Nikaho) มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 19.5 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 26.6 เมกะวัตต์)และอัตรารับซื้อแบบ Feed-in Tariff (FiT) อยู่ที่ 40 เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (เยน-kWh)
- 1 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Nagi ที่เปิดดำเนินการเมื่อไตรมาสที่ 1 ปี 2560 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 10.5 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 14.0 เมกะวัตต์) โดยมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff (FiT) อยู่ที่ 36 เยน-kWh และ
- 1 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Gotemba ตั้งอยู่ที่แขวง Shizuoka ได้เชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งและเปิดดำเนินการเมื่อปลายเดือนธันวาคม 2560 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 4.0 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งรวม 4.4 เมกะวัตต์) มีอายุสัญญา 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ครั้งแรกและมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff (FiT) ที่ 32 เยน-kWh

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังมีโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนาอีก 116.5 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้ง รวม 147.3 เมกะวัตต์) โดยมีอัตราการรับซื้อแบบ Fit ที่ 32-36 เยน-kWh



(1) กระบวนการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นในปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เทคโนโลยีกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์หรือวิธีโฟโตโวลตาอิกส์ (Photovoltaics) ซึ่งเป็นการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell หรือ Photovoltaic cell (PV)) โดยมีรายละเอียดกระบวนการผลิตไฟฟ้าเหมือนกระบวนการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

(2) กระบวนการติดตามการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

กลุ่มบริษัทฯ ติดตามผลการดำเนินงานโรงไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นด้วยระบบติดตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด (Renewable Operation Center (ROC) Monitoring System) ซึ่งเป็นระบบเชื่อมโยงข้อมูลและแสดงผลการดำเนินงานแต่ละโครงการมาที่สำนักงานของกลุ่มบริษัทฯ ที่กรุงโตเกียว ประเทศญี่ปุ่น ผ่านระบบคอมพิวเตอร์ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังจัดให้มีวิศวกรไฟฟ้าระดับผู้คุมงาน (Chief Electrical Engineer) ทำหน้าที่กำกับดูแลมาตรการความปลอดภัยในงานก่อสร้าง การดำเนินงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Operation and Maintenance) ซึ่งเป็นไปตามแนวทางในการตีความกฎเกณฑ์เกี่ยวกับการดำเนินการตามมาตรา 43 ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า (The Ordinance for Implementing Regulations related to the Article 43 of the Electricity Business Act) ออกโดยกระทรวงเศรษฐกิจ การค้าและอุตสาหกรรม (Ministry of Economy, Trade and Industry (“METI”))

ทั้งนี้ ทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ ที่ประเทศญี่ปุ่นจะรวบรวมและประมวลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วและความก้าวหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนาเพื่อนำเสนอต่อทีมงานผู้บริหารของบริษัทฯ ที่ประเทศไทยเป็นประจำทุกเดือน

(3) การดำเนินงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Operation and Maintenance)

บริษัทย่อยในประเทศญี่ปุ่นที่บริษัทถือหุ้นร้อยละ 100.0 เป็นผู้ให้บริการและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วทั้ง 7 โครงการ ภายใต้สัญญาดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) ระหว่างบริษัทย่อยในประเทศญี่ปุ่นและผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) โดยมีระยะเวลาสัญญา 20 ปี

อย่างไรก็ดี ผู้ให้บริการดังกล่าวได้ทำสัญญาจ้างงานช่วง (Subcontract) กับบุคคลภายนอก โดยมีขอบเขตการดำเนินงานตามสัญญาประกอบไปด้วยงานล้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ งานตัดหญ้าและดูแลพื้นที่ภายในบริเวณโครงการ และงานตรวจสอบระบบไฟฟ้า โดยกลุ่มบริษัทฯ จะเป็นผู้กำหนดตารางเวลาการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามความเหมาะสม

(4) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

ณ ปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วของกลุ่มบริษัทฯ ทุกแห่ง มีประกันอุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 ประเภท คือ

(ก) การรับประกันผลงานโดยผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการทั้ง 7 โครงการได้รับประกันเกี่ยวกับคุณภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) โดยผู้รับเหมา ก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จของแต่ละโครงการ

(ข) การรับประกันโดยผู้ผลิตอุปกรณ์หลัก

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ มีประกันคุณภาพวัสดุและคุณภาพการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลา 10 ปี และประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เป็นระยะเวลา 25 ปี จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และประกันระยะยาวสำหรับคุณภาพของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)

(5) โครงสร้างราคา

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ มีรายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าทั้งสิ้น 7 สัญญา แบ่งเป็น

(ก) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Kyushu Electric Power Company จำนวน 4 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 10.7 เมกะวัตต์ มีอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 40 เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก

(ข) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Tohoku Electric Power Company จำนวน 1 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8.8 เมกะวัตต์ มีอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 40 เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก อัตราซื้อดังกล่าวเป็นอัตราซื้อที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับอนุมัติจาก METI

(ค) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Chugoku Electric Power Company จำนวน 1 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 10.5 เมกะวัตต์ มีอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 36 เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก

(ง) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Tokyo Electric Power Company จำนวน 1 สัญญา ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 4.0 เมกะวัตต์ มีอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 32 เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดระยะเวลาสนับสนุน 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก

ในแต่ละปี METI จะกำหนดอัตรา Feed-in Tariff (FiT) และระยะเวลาการสนับสนุน ซึ่งจะแตกต่างกันไปตามประเภทพลังงานหมุนเวียนและขนาดของโรงไฟฟ้า โดยพิจารณาจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า รูปแบบการติดตั้งอุปกรณ์ และอัตราค่าไฟฟ้าที่เป็นธรรมสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนควรได้รับ ทั้งนี้ ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับพลังงานหมุนเวียน (Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy) ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเอกชนจะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในอัตรา Feed-in Tariff (FiT) และระยะเวลาการสนับสนุนที่ METI กำหนด⁵

อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของโครงการที่ยื่นคำขอในแต่ละปี

ระยะเวลายื่นคำขอ	Feed-in Tariff (FiT) เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
1 กรกฎาคม 2555 – 31 มีนาคม 2556	40
1 เมษายน 2555 – 31 มีนาคม 2557	36
1 เมษายน 2557 – 31 มีนาคม 2558	32
1 เมษายน 2558 – 30 มิถุนายน 2558	29
1 กรกฎาคม 2558 – 30 มีนาคม 2559	27
1 เมษายน 2559 – 31 มีนาคม 2560	24
1 เมษายน 2560 – 31 มีนาคม 2561	21 (< 2 MW) หรือวิธีประมูลราคา (>2 MW)

ที่มา: Japan's Electricity Market Reform and Beyond วันที่ 7 กรกฎาคม 2558, METI และ Inside Japan's Long-term Energy Policy, IEEJ: กันยายน 2558

⁵ Cross Border Newsletter, Feed-in Tariff Act for Renewable Energy by Nishimura & Asahi, ธันวาคม 2554

(6) สิทธิประโยชน์ทางภาษี

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นของกลุ่มบริษัทฯ ไม่ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่เทียบเคียงกับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยของกลุ่มบริษัทฯ ได้รับ อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากรูปแบบการเข้าลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น ตามโครงสร้างการลงทุนแบบบีเค-ทีเค

โครงสร้างรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าแยกตามโครงการ

รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ตามข้อมูลทางการเงินรวม ในปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558, 2559 และ 2560 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

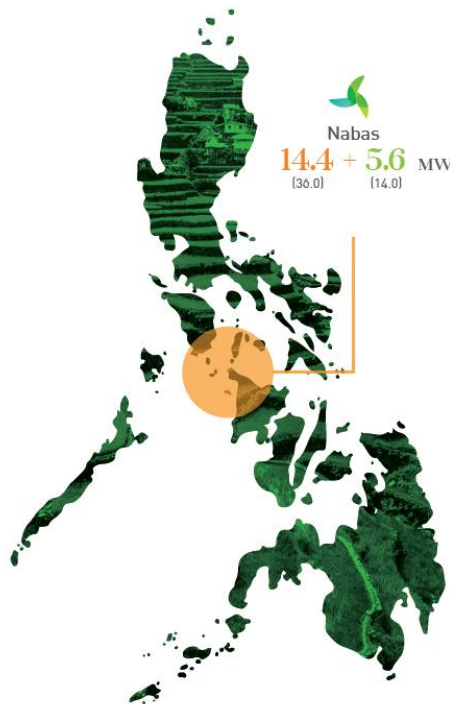
		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม					
		2558 ⁽¹⁾		2559		2560	
		ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
ระยะที่ 1	BCPG						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	245.44	8.1	204.46	6.6	194.13	5.8
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	567.27	18.8	513.59	16.7	497.63	15.0
ระยะที่ 2	BSE						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	269.05	8.9	240.17	7.8	235.34	7.1
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	620.48	20.5	602.49	19.5	600.49	18.1
ระยะที่ 3	BSE-BRM						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	66.65	2.2	61.50	2.0	58.87	1.8
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	154.46	5.1	155.04	5.0	150.61	4.5
	BSE-BRM 1						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	66.08	2.2	59.46	1.9	56.17	1.7
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	153.25	5.1	148.82	4.9	143.49	4.3
	BSE-CPM 1						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	68.37	2.3	61.37	2.0	57.81	1.7
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	158.21	5.2	154.98	5.0	147.94	4.5
	BSE-NMA						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	65.96	2.2	59.00	1.9	56.60	1.7
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	152.87	5.1	148.56	4.8	144.95	4.4
	BSE-PRI						
	รายได้จากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐาน	131.40	4.3	118.67	3.8	111.68	3.4
	รายได้ส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	304.73	10.1	299.44	9.7	287.74	8.7
	รายได้ตามอัตราการรับซื้อในรูปแบบ FiT	-	-	2.05	0.1	97.56	2.9
รวมโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศไทย		3,024.23	100.0	2,830.60	91.8	2,841.00	85.5
Natkatsugawa		-	-	12.59	0.4	12.59	0.4
Takamori		-	-	17.87	0.6	17.35	0.5
Nojiri		-	-	17.32	0.6	16.31	0.5
Tarumizu		-	-	130.31	4.2	125.51	3.8
Nikaho		-	-	75.22	2.4	143.96	4.3
Nagi		-	-	-	-	165.76	5.0
รวมโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น		-	-	253.31	8.2	481.48	14.5
รวม		3,024.23	100.0	3,083.91	100.0	3,322.48	100.0

หมายเหตุ: (1) ข้อมูลจากการเงินเสมือน

1.2.2.3 การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าผ่านบริษัทร่วม โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์

กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ เมื่อวันที่ 16 พฤษภาคม 2560 การลงทุนในโครงการนี้ใช้เงินทั้งสิ้น 26.49 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 921.57 ล้านบาท โดยบริษัทฯ ลงทุนผ่านบริษัทย่อย โดยถือหุ้น CapAsia ASEAN Wind Holdings Cooperatief U.A. ประเทศเนเธอร์แลนด์ (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น BCPG Wind Holdings Cooperatief U.A.) ร้อยละ 100 ของทุนเรียกชำระ โดย CapAsia ถือหุ้นร้อยละ 40.0 ของทุนเรียกชำระ ใน PetroWind Energy Inc. ซึ่งเป็นบริษัทที่ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่เมือง Nabas ประเทศฟิลิปปินส์ ขนาดกำลังการผลิตที่เปิดดำเนินการตั้งแต่ 10 มิถุนายน 2558 มีขนาดกำลังการผลิต 36.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 20.0 เมกะวัตต์) และอยู่ระหว่างการพัฒนาอีก 14.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 5.6 เมกะวัตต์) โครงการดังกล่าวมีอัตราค่าไฟแบบ FiT ที่ 7.40 เปโซ-kWh เป็นระยะเวลา 20 ปี และเมื่อครบกำหนดระยะเวลาดังกล่าวสามารถขายไฟได้ในราคาตลาด

สำหรับในปี 2560 กลุ่มบริษัทฯ บันทึกส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมเท่ากับ 1.06 ล้านบาท (ซึ่งเป็นกำไรจากผลการดำเนินงานในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนธันวาคม 2560)



1.2.2.4 การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าผ่านบริษัทร่วม โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพประเทศอินโดนีเซีย

กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศอินโดนีเซีย เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2560 บริษัทฯ ได้เงินลงทุนทั้งสิ้น 355.69 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 11,956.43 ล้านบาท โดยการถือหุ้นจำนวน 280,000 หุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 33.3 ของทุนเรียกชำระใน Star Energy Group Holdings Pte. Ltd. (SEGHPL) ประเทศสิงคโปร์ ซึ่ง SEGHPL เป็นบริษัทที่ลงทุนผ่านบริษัทในกลุ่ม Star Energy ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ จำนวน 3 โครงการ ตั้งในเขต West Java ประเทศอินโดนีเซีย ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เปิดดำเนินการแล้วรวม 875.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 157.5 เมกะวัตต์) และอยู่ระหว่างการพัฒนา 120.0 เมกะวัตต์ (คำนวณตามสัดส่วนการลงทุนเทียบเท่า 24.0 เมกะวัตต์) โครงการดังกล่าวมีอัตราค่าไฟฟ้าที่แน่นอน

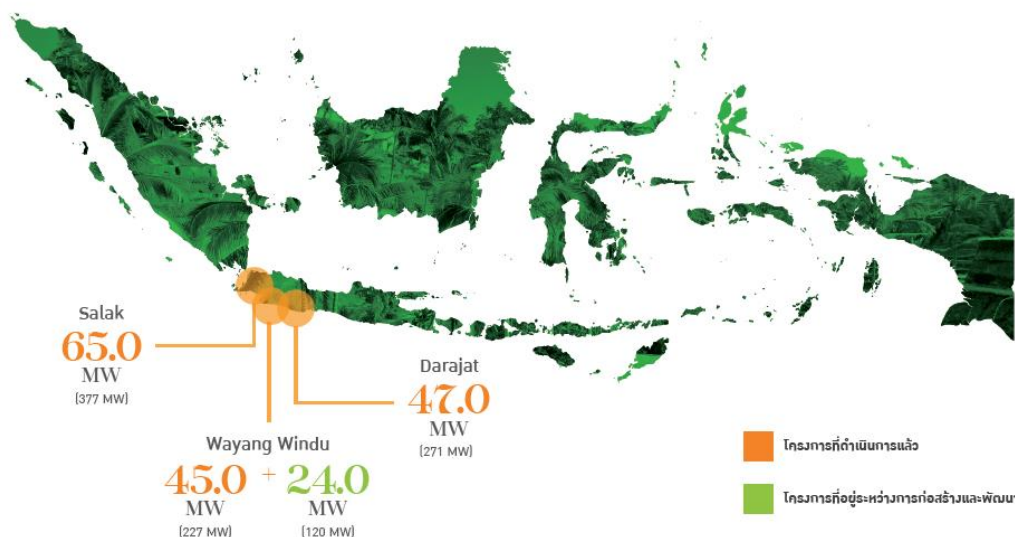
0.06 – 0.09 เหรียญสหรัฐ-kWh จะถูกคำนวณเป็นรายเดือน ซึ่งแปรผันตามดัชนีเงินเฟ้อต่างๆ ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยน ดัชนีราคาผู้บริโภค และดัชนีน้ำมัน เป็นต้น สำหรับรายละเอียดโครงการเป็นดังนี้

ชื่อโครงการ	โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ		
	Wayang-Windu	Salak ⁽¹⁾	Darajat ⁽¹⁾
ที่ตั้ง	Pangaiengan Regency	Sukabumi Regency	Garat Regency และ Bandung regency
สัดส่วนการถือหุ้นทางอ้อม	ร้อยละ 20.0	ร้อยละ 17.3	ร้อยละ 17.3
ผู้รับซื้อไฟฟ้า	PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) ⁽²⁾	PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) ⁽²⁾	PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) ⁽²⁾
กำลังการผลิตตามสัญญา ไอน้ำ: (เพื่อให้ PLN ผลิตไฟฟ้า) ไฟฟ้า: (1) โครงการที่เปิดดำเนินการ (2) โครงการระหว่างพัฒนา	- ยูนิต 1-2: 227 เมกะวัตต์ ยูนิต 3-4: 120 เมกะวัตต์	ยูนิต 1-3: 180 เมกะวัตต์ ยูนิต 4-6: 197 เมกะวัตต์ -	ยูนิต 1: 55 เมกะวัตต์ ยูนิต 2-3: 216 เมกะวัตต์ -
กำลังการผลิตรวม	347.0 เมกะวัตต์	377.0 เมกะวัตต์	271.0 เมกะวัตต์
กำลังการผลิตตามสัดส่วนลงทุน ไอน้ำ: ไฟฟ้า: (3) โครงการที่เปิดดำเนินการ (4) โครงการระหว่างพัฒนา	- ยูนิต 1-2: 45.4 เมกะวัตต์ ยูนิต 3-4: 24.0 เมกะวัตต์ ⁽³⁾	ยูนิต 1-3: 31.1 เมกะวัตต์ ยูนิต 4-6: 34.1 เมกะวัตต์ -	ยูนิต 1: 9.5 เมกะวัตต์ ยูนิต 2-3: 37.4 เมกะวัตต์ -
กำลังการผลิตรวม	69.4 เมกะวัตต์	65.2 เมกะวัตต์	46.9 เมกะวัตต์

หมายเหตุ

- (1) กลุ่ม Star Energy เข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้า Salak และ โครงการ Darajat จาก Chevron เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2560
- (2) หมายถึง การไฟฟ้าอินโดนีเซีย ซึ่งเป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจเพียงแห่งเดียวที่มีหน้าที่หลักในการให้บริการด้านระบบไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซีย
- (3) อยู่ระหว่างการขุดหลุมสำรวจเพื่อพิจารณายืนยันความเป็นไปได้

ในปี 2560 ส่วนแบ่งกำไรจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ เท่ากับ 332.59 ล้านบาท และกำไรเบ็ดเสร็จรวมเท่ากับ 312.58 ล้านบาท (กำไรจากผลการดำเนินงานในช่วงเดือนกรกฎาคม ถึง ธันวาคม 2560)



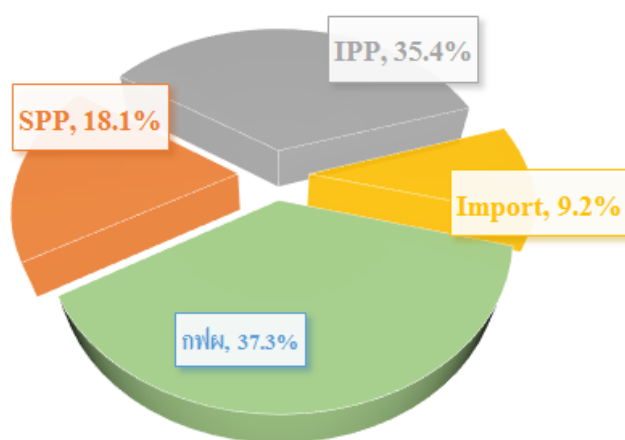
1.2.3 การตลาดและการแข่งขัน

1.2.3.1 การตลาด

1.2.3.1.1 กลยุทธ์การแข่งขันและระบบผลิตไฟฟ้า

กำลังผลิตในระบบไฟฟ้าในประเทศไทยแบ่งได้เป็น 5 กลุ่มหลัก ได้แก่ (1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer (IPP)) (3) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer (SPP)) (4) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer (VSPP)) และ (5) ไฟฟ้านำเข้าจากต่างประเทศ โดย ณ เดือนมกราคม 2561 มีกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดรวมทั้งสิ้น 42,209.25 เมกะวัตต์ มีรายละเอียดดังนี้

แผนภาพแสดงกำลังผลิตในระบบไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า ณ เดือนมกราคม 2561

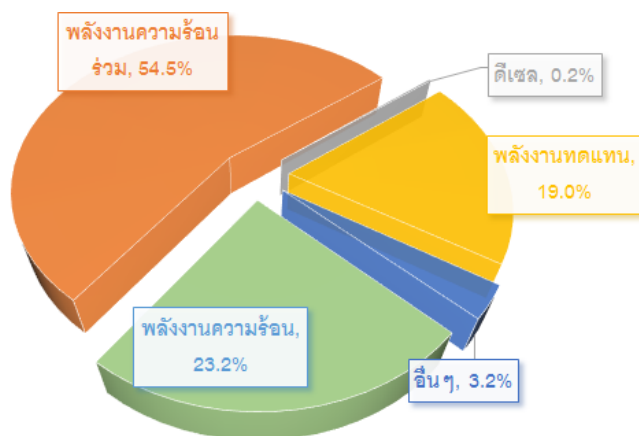


ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th และ กกพ., www.erc.or.th

1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

กฟผ. เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ณ เดือนมกราคม 2561 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 16,376 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 38.7 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบ โดยแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิงได้ดังนี้

แผนภาพแสดงกำลังผลิตแยกตามประเภทโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ณ เดือนมกราคม 2561



ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th

2) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer (IPP))

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ คือ ผู้ผลิตเอกชนที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในการผลิตไฟฟ้า โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบไม่ต่ำกว่า 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2561 มีโรงไฟฟ้า IPP ทั้งสิ้น 12 โครงการ มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 14,949 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 35.4 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบ โดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการ	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	เชื้อเพลิง
บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด	930	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเตา
บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)	3,481	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเตา
บริษัท ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี จำกัด	700	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด	700	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท โกลว์ โอพีพี จำกัด	713	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก จำกัด	350	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	1,347	ถ่านหินบิทูมินัส
บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เอนเนอร์เรชั่น จำกัด	1,468	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด	1,400	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท เท็กโค-วัน จำกัด	660	ถ่านหินบิทูมินัส
บริษัท กัลฟ์ เพี เอนเอส จำกัด	1,600	ก๊าซธรรมชาติ
บริษัท กัลฟ์ เพี ยูที จำกัด	1,600	ก๊าซธรรมชาติ
รวม	14,949	

ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th

3) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer (SPP))

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก คือ ผู้ผลิตเอกชนที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบตั้งแต่ 10-90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2561 มีโรงไฟฟ้า SPP ทั้งสิ้น 128 โครงการ มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 7,626 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 18.1 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบ โดยแบ่งเป็นกำลังการผลิตตามสัญญาประเภท Firm 5,910 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตตามสัญญาประเภท Non-Firm 1,716 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2561 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 436 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

เจ้าของโครงการ	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)
บริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน)	30
บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	55
บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	40

เจ้าของโครงการ	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)
บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	90
บริษัท อีเอ โซล่า ลำปาง จำกัด	90
บริษัท เอสพีพี ชิค จำกัด	41
บริษัท อีเอ โซล่า พิชญโลก จำกัด	90
รวม	436

ที่มา : ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้า SPP /VSPP โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, www.erc.or.th

4) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer (VSPP))

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก คือ ผู้ผลิตเอกชนที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 61 มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมากร้อยละ 9.2 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบ

ทั้งนี้ ณ วันที่ 29 กุมภาพันธ์ 2559 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมากที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีจำนวน 361 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาทั้งสิ้น 1,327 เมกะวัตต์⁶

5) ไฟฟ้านำเข้าจากต่างประเทศ

นอกจากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศ 4 กลุ่มข้างต้นแล้ว ณ เดือนมกราคม 2561 กฟผ. ยังรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และมาเลเซีย กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 3,877 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 9.2 ของกำลังการผลิตรวมทั้งระบบ โดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการ	ประเทศ	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	เชื้อเพลิง
โรงไฟฟ้าเกิน-หินบุน	สปป.ลาว	434	พลังน้ำ
โรงไฟฟ้าห้วยเฮาะ	สปป.ลาว	126	พลังน้ำ
โรงไฟฟ้าน้ำเกิน 2	สปป.ลาว	948	พลังน้ำ
โรงไฟฟ้าน้ำวึม 2	สปป.ลาว	597	พลังน้ำ
โรงไฟฟ้าหงสา	สปป.ลาว	1,473	ถ่านหินลิกไนต์
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2	มาเลเซีย	300	-
รวม		3,877	

ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th

⁶ ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้า SPP/VSPV โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, www.erc.or.th

ระบบส่ง

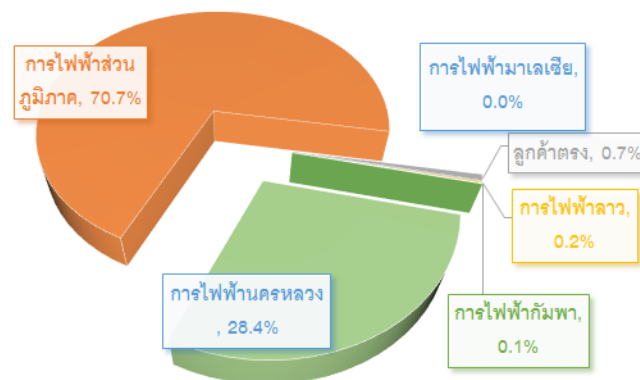
ระบบส่งไฟฟ้าประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission Lines) และสถานีไฟฟ้า (Substations) ระบบส่งไฟฟ้าเป็นส่วนสำคัญในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตมาสู่ผู้ใช้ไฟ สายส่งไฟฟ้าเปรียบเสมือนเส้นทางลำเลียงพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังอีกจุดหนึ่งที่อยู่ไกลออกไป โดยมีสถานีไฟฟ้าเป็นจุดที่เชื่อมโยงระหว่างสายส่งไฟฟ้าจากจุดต่างๆ ซึ่งเป็นจุดที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากแรงดันสูงที่ส่งไปในสายส่ง ลงเป็นแรงดันต่ำเพื่อส่งจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า

กฟผ. ดำเนินการจัดส่งไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นตามสถานีไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมีโครงข่ายครอบคลุมทั่วประเทศ ที่ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ 230 กิโลโวลต์ 132 กิโลโวลต์ 115 กิโลโวลต์ และ 69 กิโลโวลต์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟน. กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับซื้อโดยตรงจาก กฟผ. นอกจากนี้ กฟผ. ยังจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าของประเศเพื่อนบ้านด้วย ได้แก่ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ด้วยระบบส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ และ 22 กิโลโวลต์ และมาเลเซียด้วยระบบไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรง (HVDC) 300 กิโลโวลต์

ระบบการจัดจำหน่าย

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการค่าปลั๊กอยู่ในความดูแลของ กฟน. และ กฟภ. ทั้งนี้ กฟผ. ทำการผลิตและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดเพื่อขายให้แก่ กฟน. และ กฟภ. เพื่อจัดจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ต่อไป โดย กฟน. รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ และกฟภ. รับผิดชอบการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนที่เหลือของประเทศ นอกจากนี้ กฟผ. ยังจำหน่ายไฟฟ้าบางส่วนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามกฎหมายกำหนดและประเทศใกล้เคียง

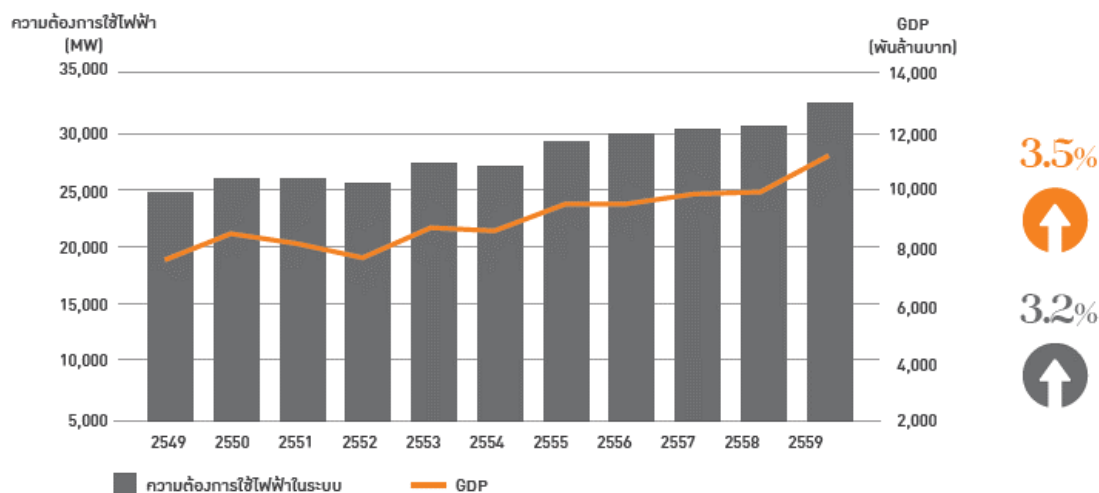
แผนภาพแสดงการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทลูกค้าของ กฟผ. ณ เดือนมกราคม 2561



ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th

1.2.3.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

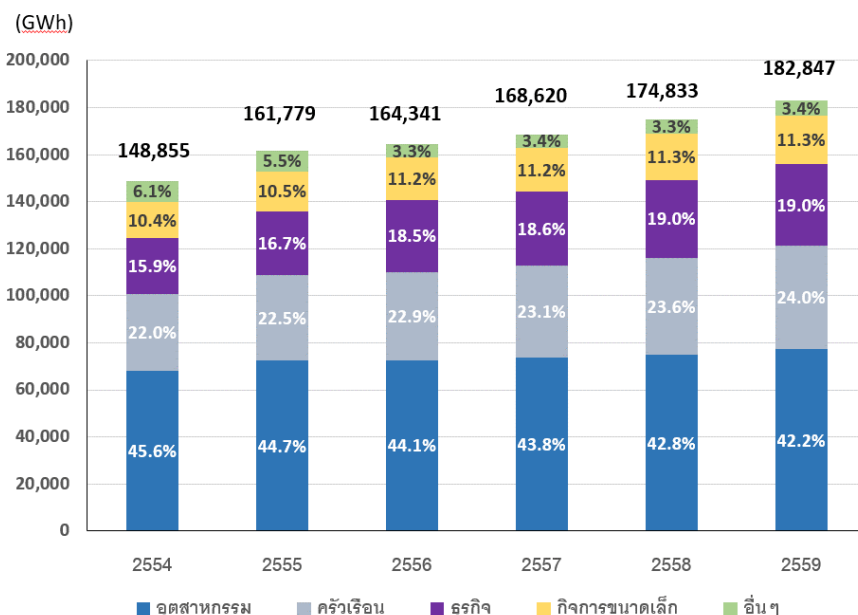
แผนภาพแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศในปี 2549-2559



ที่มา : กฟผ., www.egat.co.th และ ธนาคารแห่งประเทศไทย, www.bot.or.th

จากข้อมูลของ กฟผ. พบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการเพิ่มขึ้นของมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product (GDP)) โดยระหว่างปี 2549 – 2559 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบเพิ่มขึ้นจาก 21,064 เมกะวัตต์ เป็น 29,619 เมกะวัตต์ คิดเป็นอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 3.5 ในขณะที่มูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศเพิ่มขึ้นจาก 7,188.80 พันล้านบาท เป็น 9,823.10 พันล้านบาท คิดเป็นอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 3.2

แผนภาพแสดงสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้นปี 2552-2557



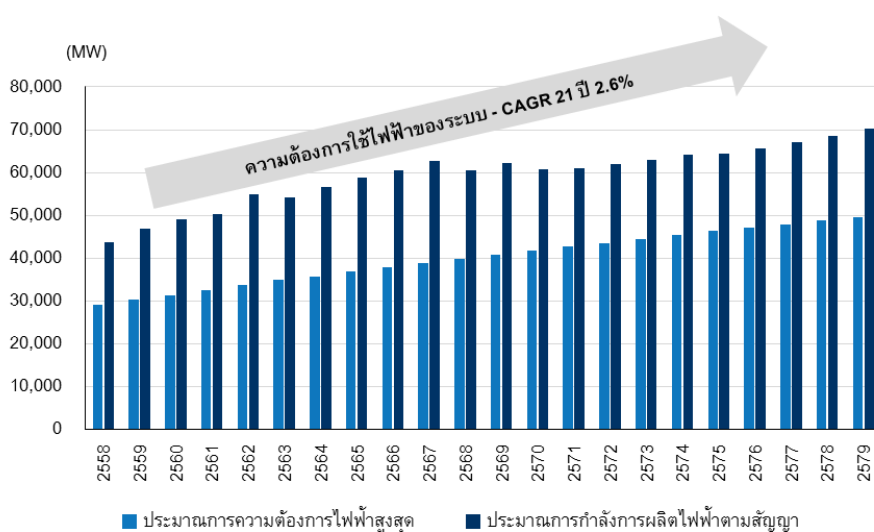
ที่มา : ศูนย์ข้อมูลพลังงาน กระทรวงพลังงาน, www.energy.go.th

ในปี 2554-2559 ภาคอุตสาหกรรมมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยในปี 2559 ภาคอุตสาหกรรมมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 42.2 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ในขณะที่ภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ การพาณิชย์ และอื่นๆ มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24.0 ร้อยละ 19.2 ร้อยละ 11.3 และร้อยละ 3.4 ตามลำดับ

1.2.3.1.3 แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

แผนพัฒนาการดำเนินการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) ที่จัดทำโดยสำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ให้ความสำคัญต่อความมั่นคงทางพลังงาน โดยแผนพัฒนาการดำเนินการผลิตไฟฟ้าจะต้องสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราการเพิ่มของประชากร และอัตราการขยายตัวของเขตเมือง รวมถึงการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

แผนภาพแสดงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาปี 2558-2579

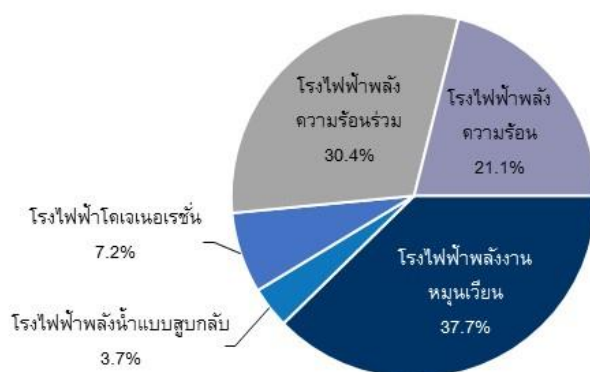


ที่มา : แผนพัฒนาการดำเนินการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015)

แผน PDP 2015 ได้มีการจัดทำคำพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ภายใต้สมมติฐานแนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจระยะยาวระหว่างปี 2557-2579 ที่ร้อยละ 3.9 ต่อปี ตามประมาณการของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และอัตราการเพิ่มประชากรเฉลี่ยร้อยละ 0.03 ต่อปี รวมถึงพิจารณาผลการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ได้อัตราการเติบโตเฉลี่ยของความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิของประเทศที่ร้อยละ 2.7 ต่อปี ระหว่างปี 2557-2579 โดยคาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในอนาคตจะเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จาก 27,633 เมกะวัตต์ในปี 2557 เป็น 49,655 เมกะวัตต์ในปี 2579

โดยแผน PDP 2015 ได้กำหนดแนวทางการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงให้กับการผลิตสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15.0 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ และกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงเพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง โดยประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อสิ้นแผน PDP 2015 ในสิ้นปี 2579 ที่ 70,335 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2557 จำนวน 37,612 เมกะวัตต์ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 57,459 เมกะวัตต์ สุกกับการปลดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าเก่าทั้งหมดอายุในช่วงปี 2558-2579 จำนวน 24,736 เมกะวัตต์

แผนภาพแสดงสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

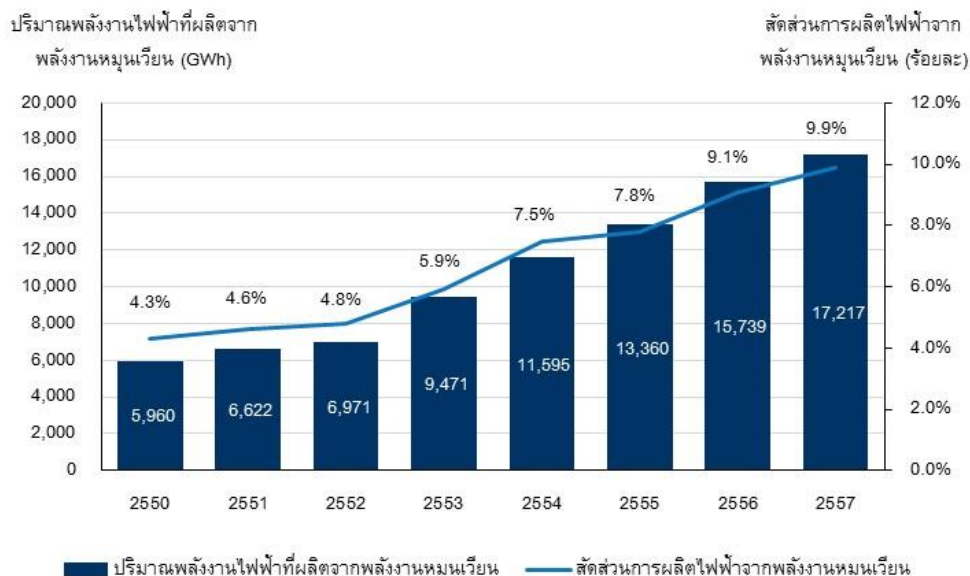


ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015)

ทั้งนี้ จากกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 57,459 เมกะวัตต์ จะเป็นกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงสุด คิดเป็นร้อยละ 37.7 ของกำลังการผลิตใหม่ทั้งหมด ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) ภาครัฐต้องการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 20.1 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 จากสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากร้อยละ 9.9 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมในปี 2557

1.2.3.1.4 แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

แผนภาพแสดงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนปี 2550-2557

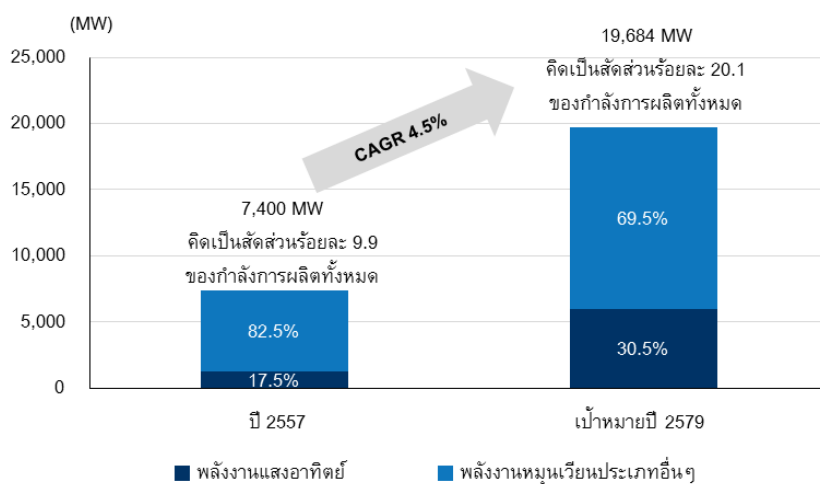


ที่มา : แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015)

ตั้งแต่ปี 2532 กระทรวงพลังงานมีนโยบายส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า และลดภาระการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อจำหน่ายไฟฟ้า

จากมาตรการสนับสนุนดังกล่าวส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพิ่มสูงขึ้นทุกปี โดย ณ เดือน ธันวาคม 2557 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจากพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณรวม 7,400 เมกะวัตต์ โดยเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจากพลังงานแสงอาทิตย์ ร้อยละ 17.5 และพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ร้อยละ 82.5

แผนภาพแสดงสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจากพลังงานหมุนเวียนปี 2557
เปรียบเทียบกับเป้าหมายในปี 2579 ตามแผน AEDP 2015



ที่มา: แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015)

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP 2015) ที่จัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ตั้งเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากร้อยละ 9.9 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมในปี 2557 เป็นร้อยละ 20.1 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมในปี 2579 คือจากกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 7,400 เมกะวัตต์ เป็น 19,684 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 4.5 ซึ่งสอดคล้องกับแผน PDP 2015 ที่ตั้งเป้าหมายสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในช่วงร้อยละ 15.0-20.0 ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมภายในปี 2579

ทั้งนี้ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง ตามแผน AEDP 2015 มีรายละเอียดดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	ปี 2557 (เมกะวัตต์) ⁽¹⁾	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์) ⁽²⁾	กำลังการผลิตที่ เพิ่มขึ้น (เมกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	66	500	434
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50	50
3. ชยะมวล	2,452	5,570	3,118
4. ก๊าซชีวภาพ	312	1,280	969
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142	376	234
6. พลังงานลม	224	3,002	2,778
7. พลังงานแสงอาทิตย์	1,299	6,000	4,701

ประเภทเชื้อเพลิง	ปี 2557 (เมกะวัตต์) ⁽¹⁾	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์) ⁽²⁾	กำลังการผลิตที่ เพิ่มขึ้น (เมกะวัตต์)
8. พลังน้ำขนาดใหญ่	2,906 ⁽³⁾	2,906 ⁽³⁾	-
รวม (เมกะวัตต์)	7,400	19,684	12,284

ที่มา: ^{(1), (2)} แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015)

หมายเหตุ : ⁽³⁾ เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแผน AEDP 2015

ตามเป้าหมายการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดในแผน AEDP 2015 จะเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสูงที่สุดจำนวน 4,701 เมกะวัตต์ รองลงมาคือโรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าพลังงานลม ซึ่งจะมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นจำนวน 3,118 เมกะวัตต์ และ 2,778 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

1.2.3.1.5 แนวโน้มการแข่งขันในอุตสาหกรรม

ตั้งแต่ปี 2532 เป็นต้นมา ภาครัฐมีนโยบายสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพื่อเพิ่มการแข่งขันในกิจการพลังงาน ลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และลดภาระหนี้สินของประเทศ โดยมีนโยบายให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer (SPP)) ที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรเป็นเชื้อเพลิง ต่อมาได้ขยายการดำเนินการสู่การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ ชยะพลังน้ำ และพลังงานลม เป็นต้น โดยในปี 2549 กพช. ได้เห็นชอบมาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP โดยสนับสนุนผ่านมาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

ทั้งนี้ โครงสร้างราคาตามระบบอัตราซื้อไฟฟ้าแบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงตามค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ และ (2) รายได้จากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ซึ่งเป็นอัตราคงที่ตลอดระยะเวลาที่ให้การสนับสนุน โดยแตกต่างกันตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้า

ต่อมาในปี 2557 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้อนุมัติหลักการในการปรับเปลี่ยนมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) โดยเป็นอัตราซื้อคงที่ตลอดอายุสัญญา ทั้งนี้ พลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีอัตราซื้อแบบ Feed-in Tariff (FiT) แตกต่างกันไป โดยอัตราซื้อแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินทุกขนาดเท่ากับ 5.66 บาทต่อหน่วย คงที่ตลอดระยะเวลานับสนับสนุน 25 ปี

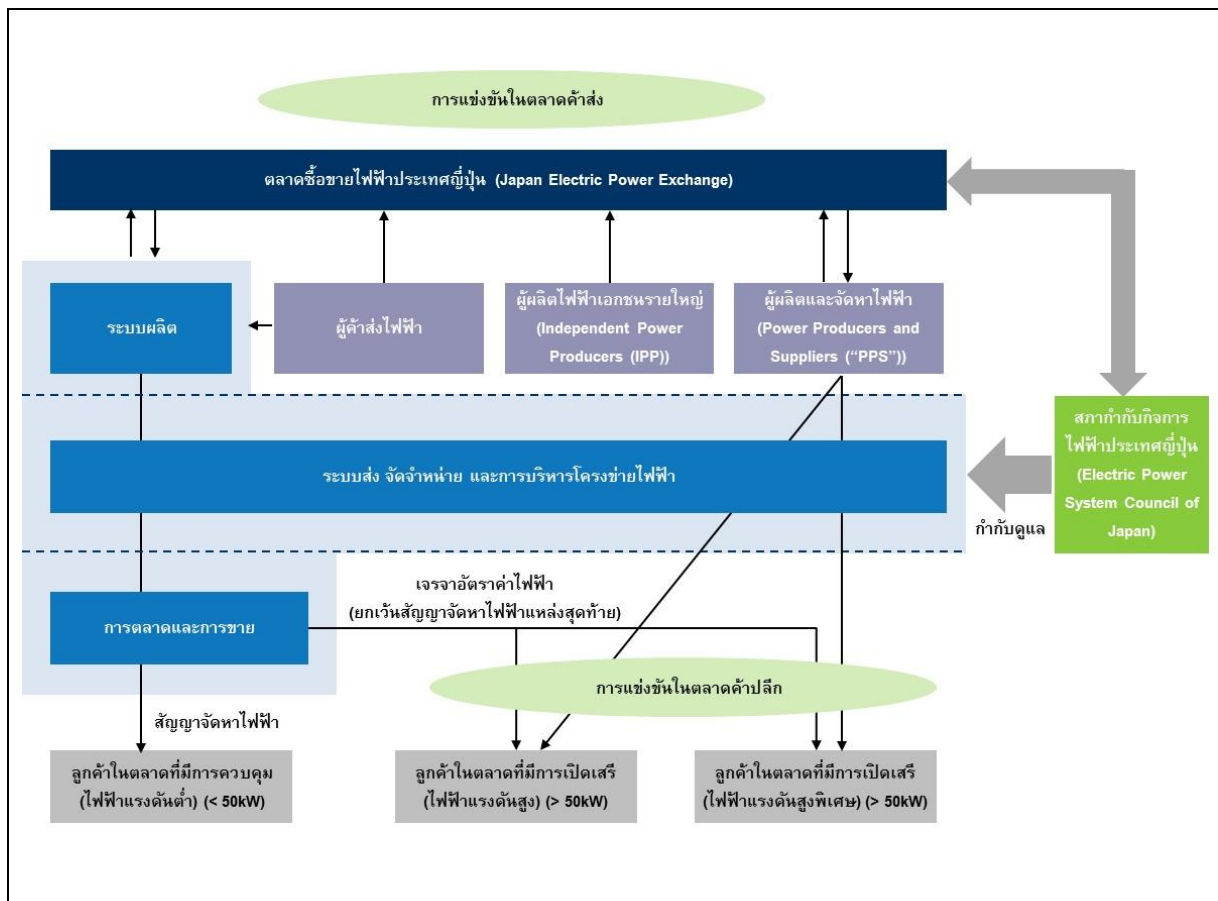
การส่งเสริมจากภาครัฐโดยมีนโยบายผลักดันให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง นอกจากจะส่งผลให้มีการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นแล้ว ยังส่งผลให้ภาคเอกชนมีความสนใจที่จะลงทุนในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นอีกด้วย ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ คาดว่าการพัฒนาโรงไฟฟ้าโครงการใหม่ของกลุ่มบริษัทฯ จะต้องเผชิญกับการแข่งขันที่เพิ่มขึ้นในการประมูลหรือยื่นขออนุญาตขายไฟฟ้า การจัดหาที่ดินขนาดใหญ่ในทำเลที่เหมาะสมในการประกอบธุรกิจ เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ ตระหนักถึงการแข่งขันดังกล่าว จึงได้มีการติดตามปัจจัยสำคัญที่อาจส่งผลต่อการแข่งขันในการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต เช่น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) และประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ เป็นต้น เพื่อเตรียมความพร้อมของกลุ่มบริษัทฯ ในการประมูลหรือยื่นขออนุญาตขายไฟฟ้าโครงการใหม่ๆ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว อาจถือว่าไม่มีการแข่งขันโดยตรงกับผู้ประกอบการรายอื่น เนื่องจากการดำเนินการโรงไฟฟ้าดังกล่าวมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ กฟภ. ซึ่งภายใต้สัญญาดังกล่าวได้มีการกำหนดปริมาณและราคารับซื้อไว้อย่างแน่นอน

ระบบผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรมในประเทศญี่ปุ่น

(1) โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น

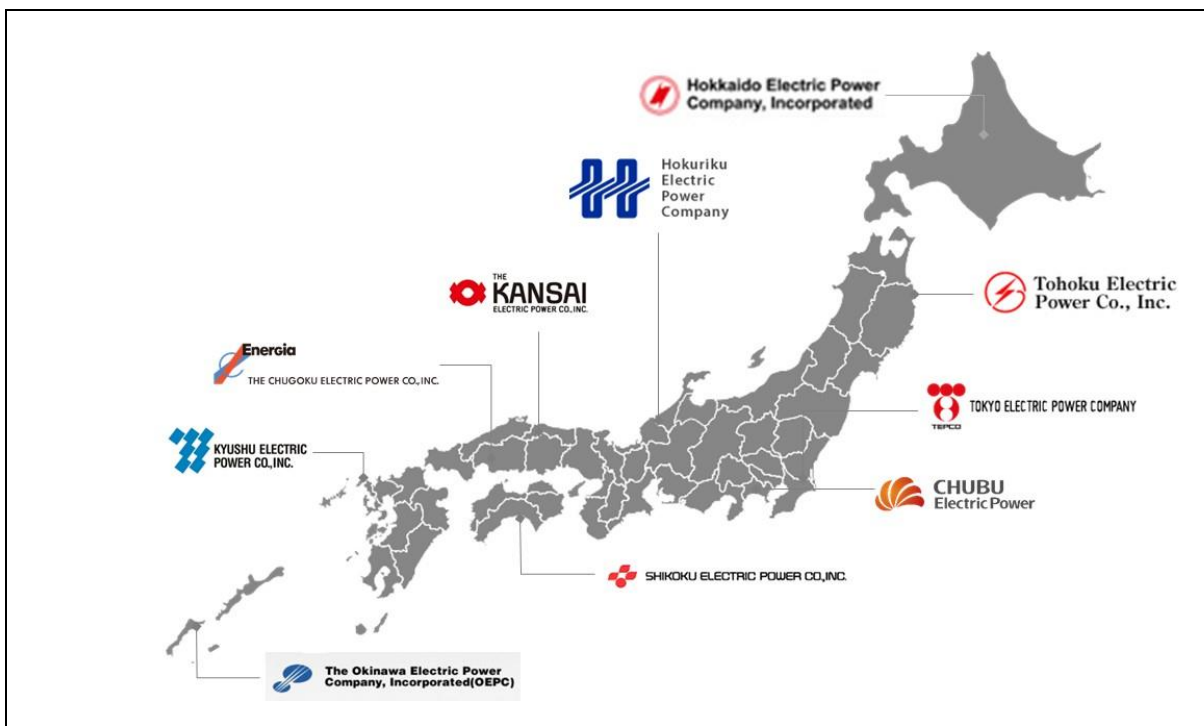


ที่มา: Electricity Review Japan 2015, The Federation of Electric Power Companies of Japan, www.fepc.or.jp

ตั้งแต่ปี 2538 เป็นต้นมา รัฐบาลญี่ปุ่นได้เปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้เกิดการแข่งขันอย่างเป็นธรรมและมีความโปร่งใส

ณ ปัจจุบัน โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นมีผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง 3 ส่วนหลัก ได้แก่ (1) ระบบผลิตไฟฟ้า (2) ระบบส่ง จัดจำหน่าย และการบริหารโครงข่ายไฟฟ้า และ (3) การตลาดและการขาย โดยมีผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชนจำนวน 10 ราย เป็นผู้ให้บริการโครงสร้าง 3 ส่วนหลักข้างต้นในแต่ละภูมิภาค ทั้งนี้ ผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชนแต่ละรายเป็นผู้ให้บริการจัดหาไฟฟ้าและรับผิดชอบระบบส่งไฟฟ้าจากระบบผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคที่แต่ละบริษัทรับผิดชอบ ทั้งนี้ บริษัทเหล่านี้มีการกำหนดเงื่อนไขในการจัดหาไฟฟ้า เช่น อัตราค่าไฟฟ้า เป็นเงื่อนไขทั่วไปในการจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคในตลาดที่มีการควบคุม นอกจากนี้ ในกรณีที่ผู้บริโภคในตลาดที่มีการเปิดเสรีไม่สามารถตกลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตและจัดหาไฟฟ้า (Power Producers and Suppliers (“PPS”) ได้ บริษัทเหล่านี้ยังมีหน้าที่ในการจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคกลุ่มนี้ในฐานะผู้จัดหาไฟฟ้าแหล่งสุดท้ายอีกด้วย ผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้าเอกชนทั้ง 10 ราย มีการทำงานร่วมกันอย่างใกล้ชิดเพื่อพัฒนาเสถียรภาพของการจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

แผนภาพแสดงผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชนจำนวน 10 ราย แยกตามพื้นที่ให้บริการ



ที่มา: Electricity Review Japan 2015, The Federation of Electric Power Companies of Japan, www.fepc.or.jp

ในส่วนของการกำกับดูแลอุตสาหกรรมไฟฟ้า สภากำกับกิจการไฟฟ้าประเทศญี่ปุ่น (Electric Power System Council of Japan (“ESCJ”)) ได้ถูกจัดตั้งขึ้นและเริ่มดำเนินงานอย่างเต็มรูปแบบในเดือนเมษายน 2548 หน่วยงานดังกล่าวมีหน้าที่ในการออกกฎเกณฑ์ กำกับดูแลการดำเนินงาน ในฐานะองค์กรที่เป็นกลางเพื่อให้ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้า มีความโปร่งใสและเป็นธรรม

นอกจากนี้ ตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเทศญี่ปุ่น (Japan Electric Power Exchange (“JEPX”)) ได้ถูกจัดตั้งขึ้นในเดือนพฤศจิกายน 2546 และเริ่มดำเนินธุรกิจในเดือนเมษายน 2548 จากการลงทุนของผู้ประกอบการไฟฟ้า PPS และผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง เป็นต้น ทั้งนี้ JEPX เปิดดำเนินการเป็นตลาดค้าส่งไฟฟ้าทั้งการซื้อขายแบบส่งมอบทันที (Spot) และการซื้อขายล่วงหน้า (Forward) มีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างตัวชี้วัดด้านราคาเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาความเสี่ยงจากการลงทุนในอุตสาหกรรมไฟฟ้า และเป็นตลาดกลางให้ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินและส่วนขาดสามารถซื้อขายแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากันได้

(2) แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศญี่ปุ่น

เหตุการณ์อุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟูกูชิมะไดอิจิหลังจากเหตุแผ่นดินไหวและสึนามิครั้งใหญ่ในปี 2554 ส่งผลให้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เหลืออีก 48 แห่งในประเทศญี่ปุ่นต้องปิดดำเนินการเพื่อทดสอบความปลอดภัย การปิดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทำให้สัดส่วนประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง ซึ่งส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก เนื่องจากการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงนิวเคลียร์

อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับภาคครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรมระหว่างปี 2553 - 2557 เพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 25.2 และร้อยละ 38.2 ตามลำดับ⁷ ในขณะเดียวกัน อัตราการพึ่งพาตัวเองทางด้านพลังงาน (Energy Self-Sufficiency Rate) ของประเทศญี่ปุ่นปรับตัวลดลงอย่างมาก ทั้งนี้ อัตราการพึ่งพาตัวเองทางด้านพลังงาน (Energy Self-Sufficiency Rate) เป็นอัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานพื้นฐานที่ผลิตได้ในประเทศและการบริโภคพลังงานพื้นฐานของประเทศในปีที่คำนวณ⁸ โดยอัตราดังกล่าวลดลงจากร้อยละ 19.9 ในปี 2553 เหลือเพียงร้อยละ 6.0 ในปี 2555⁹ เหตุการณ์ดังกล่าวสะท้อนให้เห็นถึงปัญหาการขาดความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนสัดส่วนประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และการพึ่งพิงเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว รัฐบาลญี่ปุ่นได้ออกนโยบายและมาตรการหลายรูปแบบเพื่อสร้างความมั่นคงและเสถียรภาพทางพลังงานทั้งในภาวะปกติและภาวะวิกฤต โดยกระจายประเทศแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงนำเข้า และพัฒนาแหล่งพลังงานภายในประเทศ

หนึ่งในนโยบายและมาตรการพัฒนาแหล่งพลังงานภายในประเทศที่สำคัญคือการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยการพัฒนาโครงข่ายระบบไฟฟ้า การสนับสนุนด้านกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง และการวิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนการดำเนินการ เป็นต้น

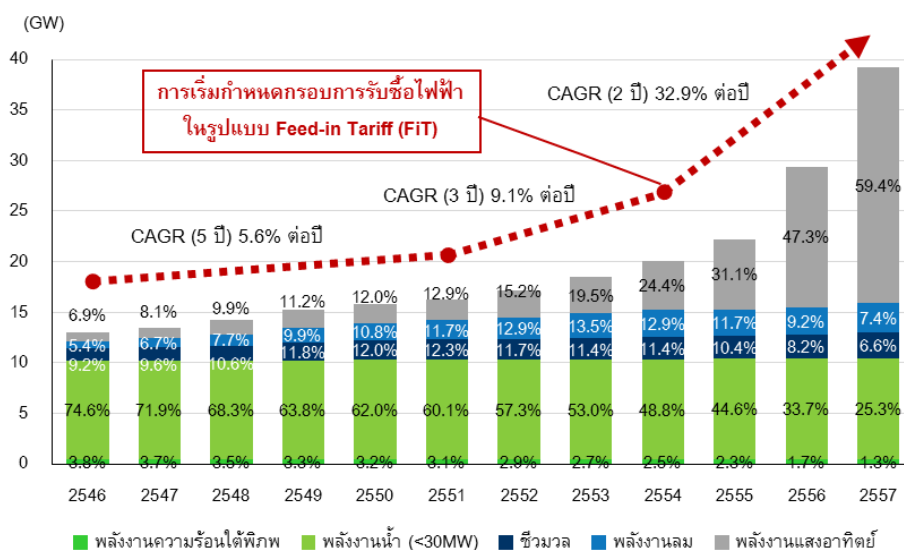
นอกจากนี้ สภานิติบัญญัติญี่ปุ่นได้ประกาศใช้พระราชบัญญัติการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยบริษัทผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า (The Act on Purchase of Renewable Energy Sourced Electricity by Electric Utilities) เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2555 พระราชบัญญัตินี้ได้กำหนดกรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกำหนดให้ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าต้องรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาและระยะเวลาที่กำหนดโดย METI ทั้งนี้ METI จะกำหนดอัตราค่าการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) รายปี โดยปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีผลกระทบต่อการกำหนดอัตราค่าการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)

⁷ FY2014 Annual Report on Energy, (Energy White Paper 2015) Outline, July 2015, Agency for Natural Resources and Energy

⁸ National Institute of Statistics and Economic Studies (INSEE), www.insee.fr

⁹ FY2013 Annual Report on Energy, (Energy White Paper 2014) Outline, June 2014, Agency for Natural Resources and Energy

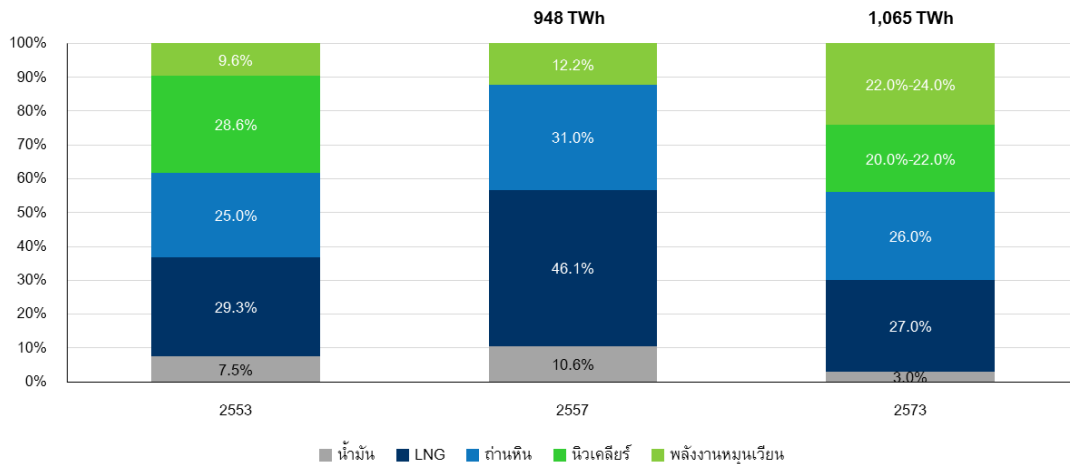
แผนภาพแสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2553 และปี 2557 และเป้าหมายในปี 2573



ที่มา : Japan Renewable Energy Foundation, www.jref.or.jp

METI วางเป้าหมายเบื้องต้นในการเพิ่มสัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 22.0-24.0 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2573 เพื่อปรับสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจ ผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม และความมั่นคงทางพลังงาน และเพื่อลดการพึ่งพิงการใช้พลังงานนิวเคลียร์ภายใต้ขอบเขตที่สามารถทำได้ ทั้งนี้ ภายหลังการประกาศใช้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจาก ร้อยละ 9.6 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้ารวมในปี 2553 เป็นร้อยละ 12.2 ในปี 2557 และคาดว่าจะเพิ่มเป็น ร้อยละ 22.0 ถึงร้อยละ 24.0 ในปี 2573

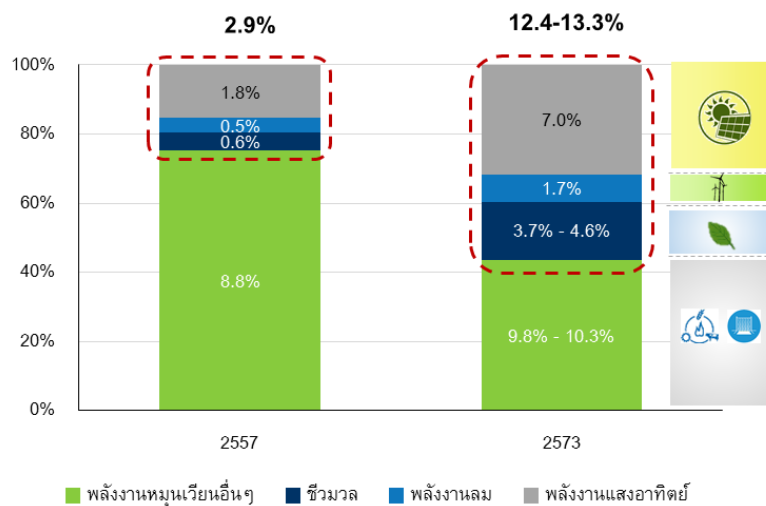
แผนภาพแสดงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2553 และปี 2557 และเป้าหมายในปี 2573



ที่มา : Japan's Electricity Market Reform and Beyond วันที่ 7 กรกฎาคม 2558, METI และ Inside Japan's Long-term Energy Policy, IEEJ : กันยายน 2558

ทั้งนี้ สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2573 คาดว่าจะมาจากพลังงานแสงอาทิตย์ ร้อยละ 7.0 ชีวมวล ร้อยละ 3.7 ถึงร้อยละ 4.6 พลังงานลม ร้อยละ 1.7 และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ร้อยละ 9.8 ถึงร้อยละ 10.3

แผนภาพแสดงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามประเภทเชื้อเพลิงในปี 2557 และเป้าหมายในปี 2573



ที่มา : Japan Renewable Energy Foundation, www.jref.or.jp และ Long-term Energy Supply and Demand Outlook, กรกฎาคม 2558 โดย METI

(3) แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

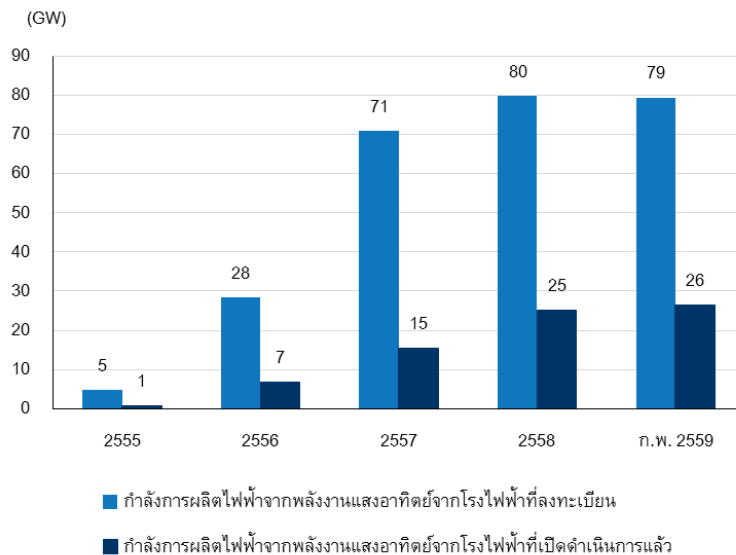
แผนกลยุทธ์พลังงานของประเทศไทยปี 2557 (Strategic Energy Plan 2014) มีนโยบายสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อเป็นแหล่งพลังงานที่จะเข้ามาช่วยตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันที่มีความ

ต้องการไฟฟ้าสูง (On Peak) ทั้งนี้ ภายใต้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) METI ได้กำหนดอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของโครงการที่ยื่นคำขอในแต่ละปีดังนี้

ระยะเวลาที่ยื่นคำขอ	Feed-in Tariff (FiT) (เยนต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1 กรกฎาคม 2555 – 31 มีนาคม 2556	40
1 เมษายน 2556 – 31 มีนาคม 2557	36
1 เมษายน 2557 – 31 มีนาคม 2558	32
1 เมษายน 2558 – 30 มิถุนายน 2558	29
1 กรกฎาคม 2558 – 31 มีนาคม 2559	27
1 เมษายน 2559 – 31 มีนาคม 2560	24
1 เมษายน 2560 – 31 มีนาคม 2561	21 (<2MW) หรือวิธีประมูล ราคา (>2MW)

ที่มา : Settlement of FY2013 Purchase Prices for Newcomers and FY2013 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy, Settlement of FY2014 Purchase Prices and FY2014 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy, Settlement of FY2015 Purchase Prices and FY2015 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy และ Settlement of FY2016 Purchase Prices and FY2016 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy, www.meti.go.jp

แผนภาพแสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ในปี 2555-กุมภาพันธ์ 2559



ที่มา : Japan Renewable Energy Foundation, www.jref.or.jp

หมายเหตุ : นับตั้งแต่เดือนเมษายน 2557 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สะสมของโครงการที่มีการดำเนินการแล้วนับรวมเพียงโครงการที่มีการลงทะเบียนภายใต้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) เท่านั้น

ภายหลังการประกาศใช้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ในปี 2555 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีการปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จากโรงไฟฟ้า

ที่ลงทะเบียนภายใต้กรอบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) เพิ่มขึ้นจาก 5 กิกะวัตต์ ในปี 2555 เป็น 79 กิกะวัตต์ ในเดือนกุมภาพันธ์ 2559 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1,586 ในขณะที่กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จากโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการแล้วเพิ่มขึ้นจาก 1 กิกะวัตต์ ในปี 2555 เป็น 26 กิกะวัตต์ ในเดือนกุมภาพันธ์ 2559 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3,138

อย่างไรก็ดี การเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ส่งผลให้ผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชนบางรายเริ่มประสบข้อจำกัดด้านความสามารถของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในการรับปริมาณพลังงานไฟฟ้า และไม่สามารถปรับสมดุลระหว่างปริมาณการผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้าในภูมิภาคที่ตนรับผิดชอบได้ ซึ่งส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในช่วงต้นปี 2558 หน่วยงานทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน (The Agency for Natural Resources and Energy (“ANRE”)) ประเทศญี่ปุ่น ได้ประกาศใช้พระราชกฤษฎีกาและแนวทางในการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องเพื่อแก้ไขแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยบริษัทผู้ประกอบการไฟฟ้า ซึ่งรวมถึงการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment) โดยมีรายละเอียดดังนี้

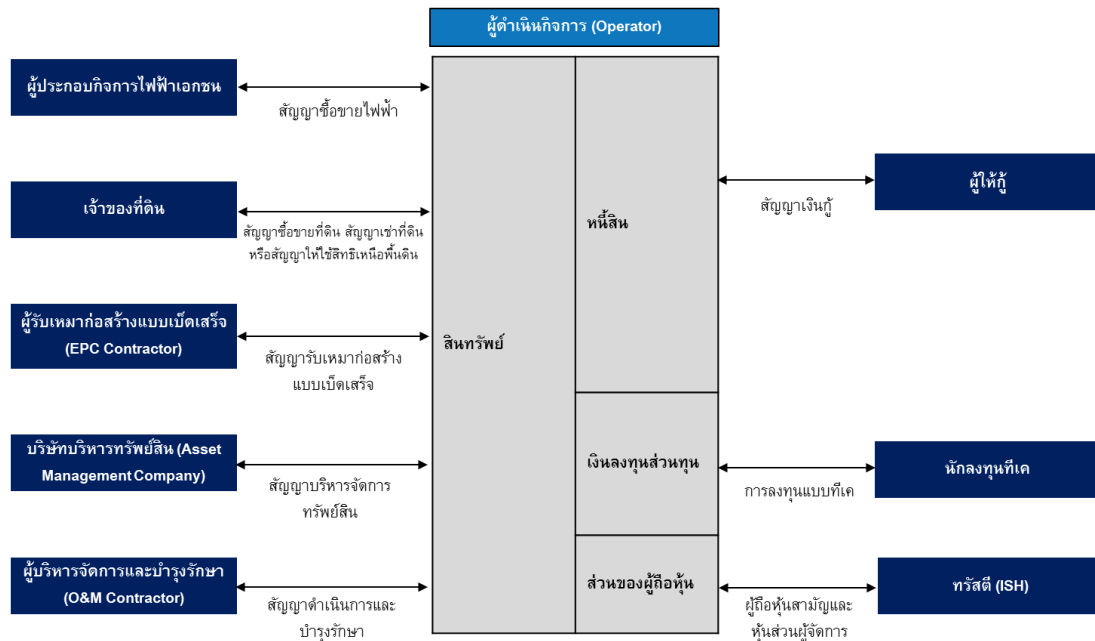
หัวข้อ	ก่อนประกาศแก้ไข	หลังประกาศแก้ไข
(1) โครงการที่ถูกจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment)	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 500 กิโลวัตต์	โรงไฟฟ้าทุกขนาด (ทั้งนี้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีนโยบายจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment) โรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 10 กิโลวัตต์ขึ้นไปก่อน)
(2) การจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าโดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชย	<ul style="list-style-type: none"> จำกัดการรับซื้อไฟฟ้าเป็นรายวัน (Daily basis) ระยะเวลาจำกัดการรับซื้อสูงสุด 30 วันต่อปี 	<ul style="list-style-type: none"> จำกัดการรับซื้อไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง (Hourly basis) ระยะเวลาจำกัดการรับซื้อสูงสุด 360 ชั่วโมงต่อปี สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ 720 ชั่วโมงต่อปี สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม

ที่มา : Revision of FIT Scheme to Promote Usage of Renewable Electric Energy โดย Anderson Mori และ Tomotsune, กุมภาพันธ์ 2558

(4) โครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค สำหรับธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค เป็นโครงสร้างการร่วมทุนรูปแบบหนึ่งของประเทศญี่ปุ่น โดยการทำสัญญาการลงทุนที่กระหว่างนักลงทุนทีเคและผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) โดยสัญญาการลงทุนทีเคนี้อยู่ภายใต้ประมวลกฎหมายพาณิชย์ของประเทศญี่ปุ่น (Commercial Code of Japan) มาตรา 535 ทั้งนี้ โดยทั่วไปโครงสร้างการลงทุนดังกล่าวมีผู้เกี่ยวข้องที่สำคัญดังนี้

แผนภาพแสดงผู้ที่เกี่ยวข้องของการดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่น ภายใต้โครงสร้างการ
ลงทุนแบบบีเค-ทีเค



- (ก) **ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator)** : เป็นบริษัทที่มักจะจดทะเบียนในรูปแบบบริษัทจำกัดรูปแบบใดรูปแบบหนึ่งภายใต้พระราชบัญญัติว่าด้วยบริษัทของประเทศญี่ปุ่น (Companies Act) ที่เรียกว่าบริษัทบีเค ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) เป็นผู้ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และมีสิทธิและหน้าที่ตามกฎหมายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) จะดำเนินการกิจการและมีความรับผิดชอบต่อนักลงทุนที่เคตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เคภายใต้หลักการปฏิบัติหน้าที่ด้วยความระมัดระวัง (Duty of Care) โดยอาจพิจารณาว่าจ้างบริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company) หรือผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา (O&M Contractor) ตามขอบเขตการดำเนินงานและเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาที่เค
- (ข) **นักลงทุนที่เค** : เป็นผู้จัดหาเงินลงทุนส่วนทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้แก่ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) และมีสิทธิได้รับส่วนแบ่งกำไรที่ได้จากการประกอบธุรกิจของผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) เป็นผลตอบแทนจากการลงทุนตามที่ตกลงในสัญญาการลงทุนที่เค ทั้งนี้ ภายใต้ประมวลกฎหมายพาณิชย์ของประเทศญี่ปุ่น (Commercial Code of Japan) นักลงทุนที่เคเป็นนักลงทุนที่ไม่สามารถมีส่วนร่วมในการบริหารหรือดำเนินงานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Silent Investor) รวมทั้งไม่มีอำนาจกระทำการแทนและไม่มีสิทธิออกเสียงเรื่องที่อยู่ภายใต้อำนาจการตัดสินใจของผู้ดำเนินการกิจการ (Operator)
- (ค) **ทริสตี (ISH)** : เป็นผู้ถือหุ้นสามัญ (Normal Membership Interest) และ/หรือผู้ถือหุ้นส่วนผู้จัดการ (Managing Membership Interest) ในผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) ทั้งนี้โดยทั่วไป ISH มักจะไม่ดำเนินการบริหารงานในบริษัทผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) เอง ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) จึงว่าจ้างบริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company) ให้ดำเนินการแทน
- (ง) **ผู้ให้กู้** : เป็นผู้ให้เงินกู้เพื่อพัฒนาและก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แก่ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) โดยผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) จะเข้าทำสัญญาเงินกู้กับผู้ให้กู้เพื่อกำหนดวงเงินกู้ อัตราดอกเบี้ย การผ่อนชำระเงินกู้ และเงื่อนไขต่างๆ ที่ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) ในฐานะผู้กู้จะต้องปฏิบัติตาม

- (จ) **ผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชน** : เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ดำเนินการ (Operator) ตามอัตราการรับซื้อไฟฟ้าและระยะเวลาการรับซื้อที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- (ฉ) **เจ้าของที่ดิน** : ผู้ดำเนินการ (Operator) จะเข้าทำสัญญาซื้อขายที่ดิน หรือสัญญาเช่าที่ดิน หรือสัญญาให้ใช้สิทธิเหนือพื้นดิน (แล้วแต่กรณี) กับเจ้าของที่ดิน เพื่อใช้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (ช) **ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor)** : เป็นผู้ให้บริการออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ขอบเขตงานตามสัญญาจ้างก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จอาจแตกต่างกันไปในแต่ละโครงการ เช่น เป็นสัญญาจ้างเหมา (Lump Sum Turnkey) หรือแยกขอบเขตงานออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างออกจากกัน
- (ซ) **บริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company)** : ทำหน้าที่บริหารจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาบริหารจัดการทรัพย์สิน (Asset Management Agreement) ระหว่างผู้ดำเนินการ (Operator) และบริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company)
- (ณ) **ผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา (O&M Contractor)** : ทำหน้าที่ให้บริการและซ่อมบำรุงภายใต้สัญญาดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Contract) ระหว่างผู้ดำเนินการ (Operator) และผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา

ภายใต้การลงทุนแบบจีเค-ทีเค กลุ่มบริษัทฯ เป็นนักลงทุนที่ไม่มีส่วนร่วมในการบริหารงานหรือดำเนินการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Silent Investor) ซึ่งเรียกว่านักลงทุนที่เค อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีการควบคุมดูแลการจัดการและการดำเนินงานของผู้ดำเนินการ (Operator) โดยกลุ่มบริษัทฯ จะคัดเลือกผู้ที่เกี่ยวข้องสำหรับกิจกรรมการดำเนินงานที่สำคัญของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามรายละเอียดในข้อ (ค) – (ณ) และกำหนดให้ผู้ดำเนินการ (Operator) เข้าทำสัญญากับผู้ที่เกี่ยวข้องดังกล่าว โดยระบุในสัญญาการลงทุนที่ระหว่างนักลงทุนที่เคและผู้ดำเนินการ (Operator) ทั้งนี้ ผู้ดำเนินการ (Operator) มีการผูกพันต้องปฏิบัติตามสัญญาการลงทุนที่เคดังกล่าว

ในส่วนของทรัสต์ (ISH) จะไม่ดำเนินการบริหารงานในบริษัทผู้ดำเนินการ (Operator) เอง เนื่องจากโครงสร้างของ ISH เป็นองค์กรที่ไม่มีเจ้าของ (Orphaned Entity)

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว มีผู้เกี่ยวข้องที่สำคัญดังนี้

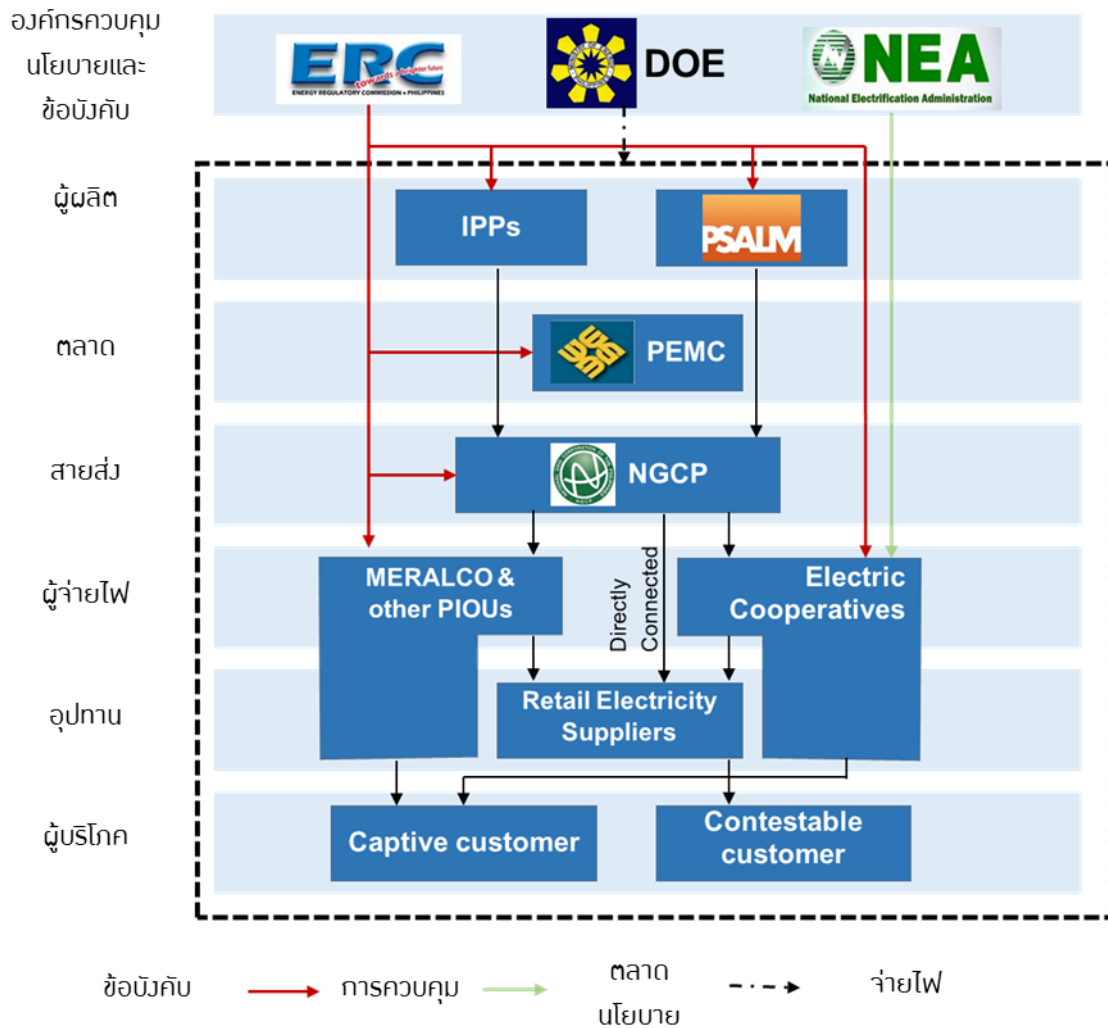
ลำดับ	โครงการ	ผู้ดำเนินการ	นักลงทุนที่	กรีสตี (ISH)	ผู้ให้กู้	ผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชน	ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor)	บริษัทบริหารทรัพย์สิน (Asset Management Company)	ผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา (O&M Contractor)
1	โครงการที่ 1	Nakatsugawa	Greenenergy Holdings	Ippan Shadan Hojin SE Solar Holdings	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1	Kyushu Electric Power Company	BCPGE	BCPGJ	BCPGE
2	โครงการที่ 2	Takamori	Greenenergy Holdings	Ippan Shadan Hojin SE Solar Holdings	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1	Kyushu Electric Power Company	BCPGE	BCPGJ	BCPGE
3	โครงการที่ 3	Nojiri	Greenenergy Holdings	Ippan Shadan Hojin SE Solar Holdings	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1	Kyushu Electric Power Company	BCPGE	BCPGJ	BCPGE
4	โครงการที่ 4	Tarumizu	Greenenergy Power	Ippan Shadan Hojin SE Solar Holdings	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 2	Kyushu Electric Power Company	JFE Electrical & Control Systems, Inc.	TSS	BCPGE
5	โครงการที่ 5	Nikaho	J1	-	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 3	Tohoku Electric Power Company	Daiwa House Industry Co., Ltd.	BCPGJ	BCPGE
6	โครงการที่ 6	Nagi	-	-	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 4	Chubu Electric Power Company	IHI Plant Construction Co., Ltd.	BCPGJ	BCPGE

ลำดับ	โครงการ	ผู้ดำเนินงาน	นิคมอุตสาหกรรม	กรณี (ISH)	ผู้ให้กู้	ผู้ประกอบการ ไฟฟ้าเอกชน	ผู้รับเหมา ก่อสร้างแบบ เบ็ดเสร็จ (EPC Contractor)	บริษัทบริหาร ทรัพย์สิน (Asset Management Company)	ผู้บริหารจัดการ และบำรุงรักษา (O&M Contractor)
7	โครงการที่ 7	Gotemba	J2	-	-	Tokyo Electric Power Company	Japan Energy Bank Co., Ltd.	BCPGJ	BCPGE

ภาวะอุตสาหกรรมและการแข่งขันในประเทศฟิลิปปินส์

(1) โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฟิลิปปินส์

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฟิลิปปินส์มีความคล้ายคลึงกับโครงสร้างของประเทศไทย แต่มีการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ



- กระทรวงพลังงาน (The Department of Energy: DOE) เป็นผู้ออกนโยบายด้านพลังงาน กรมควบคุมพลังงาน (The Energy Regulatory Commission: ERC) เป็นหน่วยงานอิสระ การไฟฟ้า (The National Electrification Agency: NEA) รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับประชาชน
- สำนักงานส่งเสริมการแข่งขันทางการค้า รับผิดชอบและบังคับใช้กฎหมายด้านการแข่งขันทางการค้าอย่างเสรีและเป็นธรรม (the Philippines competition commission: PCC)
- The Power Sector Assets & liabilities Management Corporation (PSALM) เริ่มดำเนินการกิจการในปี 2544 ดูแลด้านการแปรรูปรัฐวิสาหกิจของ National Power Corporation's (NPC) ทรัพย์สินในด้านการผลิต สายส่ง และการบริหารหนี้ รวมถึงรายได้ในอนาคตที่จะได้รับจากผู้ผลิต (IPPs)

- ในส่วนของตลาดซื้อขายไฟ (The Philippines Electricity Market Corporation: PEMC) หลังจากที่ได้มีการเปิด Wholesale Electricity Spot Market (WESM) ในปี 2549 ผู้ผลิตและ PSALM ทำการซื้อขายไฟในตลาดซื้อขายทันที (Spot Market) และมีการซื้อขายล่วงหน้าผ่านสัญญาจัดหาไฟระหว่างผู้จัดหาและผู้จำหน่าย
- ในด้านระบบส่ง (Transmission) The National Grid Corporation of the Philippines (NGCP) ทางสมาคมมีสมาชิกเป็น China State Grid (ถือหุ้นคิดเป็น 40%) ซึ่งได้รับสัญญา 50 ปีในการดูแลระบบสายส่งในปี 2551
- กิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Utilities: DUs) ซึ่งรวมถึง Private Investor Owned Utilities (PIOUs) และ Electric Cooperatives (ECs) ได้รับอนุญาตให้จำหน่ายไฟฟ้าได้ในเขตที่กำหนด อย่างไรก็ตามหลังจากที่มีการเปิดเสรีในการแข่งขันแล้ว ผู้จำหน่ายไฟฟ้ารายย่อยสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้บริโภคเช่นกัน

(2) แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศฟิลิปปินส์

ประเทศฟิลิปปินส์ เป็นประเทศที่มีความน่าสนใจในการลงทุนจากต่างประเทศ เนื่องจากตลาดในประเทศที่มีจำนวนประชากรเกือบ 100 ล้านคน และมีขนาดเศรษฐกิจใหญ่เป็นลำดับที่ 5 ในกลุ่มอาเซียน (รองจากอินโดนีเซีย ไทย มาเลเซีย และสิงคโปร์) ชาวฟิลิปปินส์ส่วนใหญ่สามารถสื่อสารภาษาอังกฤษได้ดีและมีค่าจ้างแรงงานไม่สูงมากนัก อีกทั้งยังมีทรัพยากรธรรมชาติและสินแร่อยู่เป็นจำนวนมาก รวมถึงสัตว์น้ำและพืชผลการเกษตรต่าง ๆ จึงเป็นประเทศที่มีนักลงทุนให้ความสนใจเป็นอย่างมาก นอกจากนั้นแล้ว ประเทศฟิลิปปินส์ยังเป็นประเทศที่มีอัตราค่าไฟฟ้าสูงที่สุดแห่งหนึ่งในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ค่าไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมอยู่ที่ประมาณ 5.84 เปโซ ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมง ถือว่าอยู่ในระดับใกล้เคียงกับประเทศสิงคโปร์ ขณะที่ค่าไฟฟ้าในภาคพาณิชย์ ฟิลิปปินส์มีอัตราค่าไฟฟ้าสูงที่สุดอยู่ที่ 7.49 เปโซ ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมง และค่าไฟฟ้าภาคครัวเรือนอยู่ที่ 8.90 เปโซ ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมง หรือตกประมาณเกือบ 7 บาท ต่อหน่วย ขณะที่ค่าไฟฟ้าภาคครัวเรือนของไทยเฉลี่ยอยู่ที่หน่วยละ 3 บาทกว่า เวียดนามอยู่ที่ 1.87 และอินโดนีเซียอยู่ที่ 2.31 บาท ต่อหน่วย โดยเฉลี่ย สาเหตุหนึ่งที่ทำให้อัตราค่าไฟฟ้าในประเทศฟิลิปปินส์ยังอยู่ในระดับสูงนั้น เนื่องจากขาดการอุดหนุนของรัฐบาล และสภาพภูมิประเทศที่เป็นหมู่เกาะ

ณ สิ้นปี 2559 ประเทศฟิลิปปินส์มีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ประมาณ 18,000 เมกะวัตต์ และมีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 ต่อปี โดยโรงไฟฟ้าฐานในประเทศจะมาจากเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นหลัก และได้มีการส่งเสริมการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน โดยได้กำหนดเป้าหมายกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนรวมให้ได้ 15,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2573

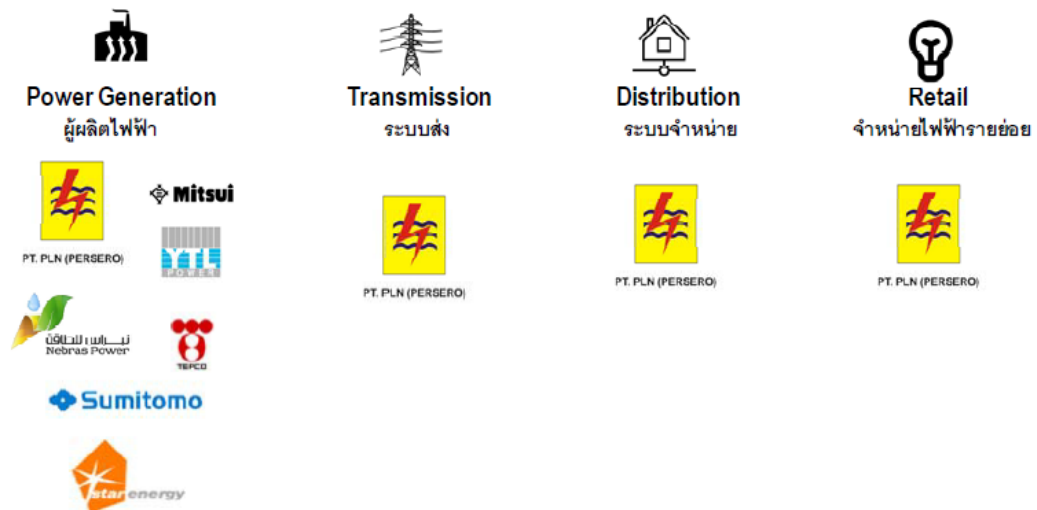
ภาวะอุตสาหกรรมและการแข่งขันในประเทศอินโดนีเซีย

(1) โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซีย

PT Perusahaan Listrik Negara ("Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara" or "PLN") คือ การไฟฟ้าอินโดนีเซีย หรือหน่วยงานรัฐวิสาหกิจเพียงแห่งเดียวของอินโดนีเซียซึ่งมีหน้าที่หลักในการให้บริการด้านระบบไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซีย PLN ยังเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า

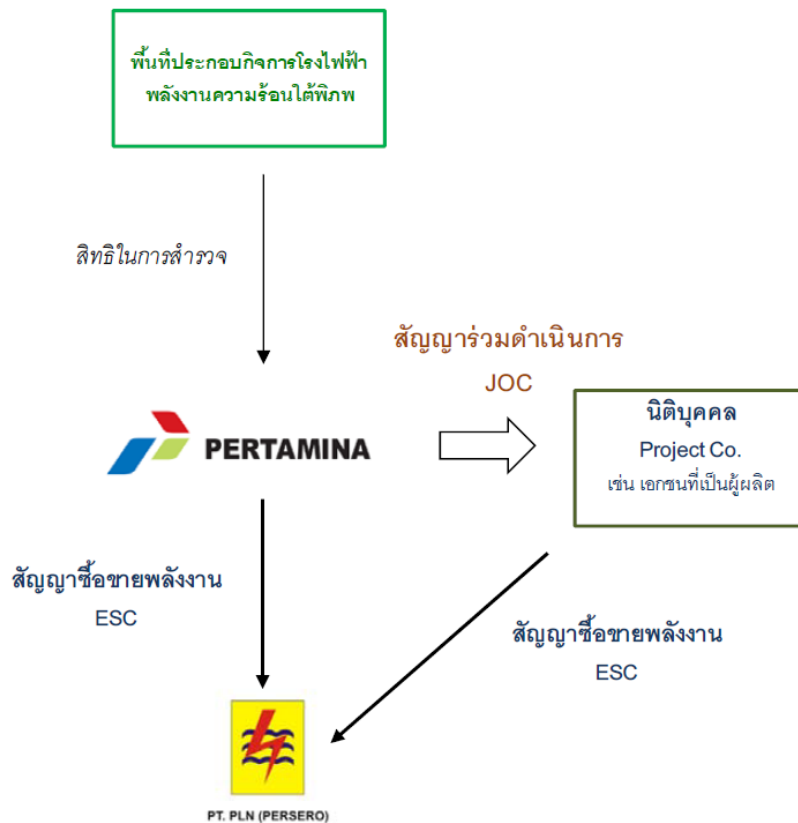
หรือ Off-taker เพื่อบริการเกี่ยวกับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นซึ่งมีหน้าที่รับผิดชอบในการส่งและจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

แผนภาพอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซีย



การดำเนินงานธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศอินโดนีเซียจะเกี่ยวข้องกับ 2 สัญญาหลัก และ 2 หน่วยงานสำคัญ ได้แก่ (1) สัญญาร่วมดำเนินงาน ("JOC"): ให้สิทธิแต่ผู้เดียว (Exclusive Rights) ในการพัฒนากิจการ พลังงานความร้อนใต้พิภพในพื้นที่ที่มีแหล่งพลังงาน (2) สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ("ESC"): ให้สิทธิการขายไฟฟ้าให้ PT

Perusahaan Listrik Negara ("PLN") ทั้งนี้หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ (1) Pertamina Geothermal Energy ("PGE"): หน่วยงานรัฐวิสาหกิจด้านน้ำมันและก๊าซธรรมชาติโดยมีรัฐบาลอินโดนีเซียเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ที่สุดและเป็นผู้ที่ได้สิทธิในการสำรวจและใช้ประโยชน์พื้นที่ในแหล่งพลังงานความร้อนใต้พิภพ (2) PLN: บริษัทในเครือของรัฐในประเทศอินโดนีเซียที่มีหน้าที่รับผิดชอบด้านการจัดส่ง จ่ายไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับประชาชน



ที่มา: Electricity Power Supply Business Plan (RUPTL) by PT PLN (Persero) 2015 – 2024
การประมวลผลโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

สัญญาร่วมดำเนินงาน (JOC) เป็นข้อตกลงทางกฎหมายระหว่างผู้รับเหมา (บริษัทเอกชน เช่น บริษัทย่อยของ SEGHL) และ PGE ซึ่งเป็นตัวแทนรัฐบาล โดย PGE มีหน้าที่บริหารการดำเนินงาน ในขณะที่ผู้รับเหมาทำหน้าที่รับผิดชอบ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนใต้พิภพในพื้นที่แหล่งพลังงาน และจัดส่งพลังงานความร้อนใต้พิภพหรือไฟฟ้า

โดยทั่วไป JOC จะครอบคลุมการดำเนินงานเป็นระยะเวลา 42 ปี ซึ่งรวมระยะเวลาการผลิต 30 ปี หรือ วนหมดอายุของ สัญญาร่วมดำเนินงาน (JOC) จะตรงกับวันครบอายุของการผลิตสำหรับการส่งมอบพลังงานความร้อนใต้พิภพ ทั้งนี้ ระยะเวลาการผลิตสำหรับการส่งมอบพลังงานความร้อนใต้พิภพของแต่ละยูนิตจะเท่ากับ 30 ปี นับจากวันเริ่มต้นการผลิตเชิงพาณิชย์ของยูนิตสุดท้าย อนึ่ง สัญญาร่วมดำเนินงาน (JOC) ส่วนใหญ่เป็นรูปแบบของ Build-Own-Operate หรือ Build-Own-Transfer โดยมีอัตราส่วนการถือหุ้น 90-10 โดยมีอัตราส่วนการถือหุ้น 90 – 10 โดยปัจจุบัน PGE ไม่มีหุ้นส่วนในโครงการใดๆ แต่มีบทบาทหลักในการ เก็บค่าชดเชยในฐานะเจ้าของทรัพยากร ทั้งนี้การจำหน่ายไฟฟ้าจะอยู่บนพื้นฐานของสัญญาซื้อขายพลังงาน (Energy Sales Contract: ESC) ซึ่งโดยปกติ จะอยู่ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และมีการกำหนดให้ PLN ซื้อไฟฟ้าตามรูปแบบ Take-or-Pay เป็นระยะเวลา 30 ปีขึ้นไป

สัญญาซื้อขายพลังงาน (ESC) เป็นข้อตกลงระหว่างผู้รับเหมาและผู้จัดหาไอน้ำและหรือไฟฟ้าจากแหล่งพลังงาน ความร้อนใต้พิภพ โดยมี PGE ในฐานะผู้ขาย (ทั้งนี้ในทางปฏิบัติ ผู้รับเหมาเอกชนจะอยู่ในฐานะตัวแทนของผู้ขาย) และ PLN ในฐานะผู้ซื้อพลังงานความร้อนใต้พิภพ โดยทั่วไป ภายใต้ข้อตกลงนี้ ระยะเวลาการผลิตสำหรับ

การส่งมอบพลังงานความร้อนใต้พิภพจากแต่ละยูนิตของโรงไฟฟ้าจะเท่ากับ 30 ปีนับจากวันเริ่มต้นการผลิตเชิงพาณิชย์ของยูนิต สุดท้าย และสัญญาซื้อขายพลังงาน (ESC) จะตรงกับวันครบอายุของการผลิตสำหรับการส่งมอบพลังงานความร้อนใต้พิภพ

(2) แนวโน้มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศอินโดนีเซีย

ความต้องการไฟฟ้าจากภาคครัวเรือนคาดว่าจะได้รับแรงหนุนจากการริเริ่มของรัฐบาลอินโดนีเซีย ในการเพิ่มจำนวนครัวเรือนที่มีไฟฟ้าใช้ (Electrification Ratio) และปัจจัยทางเศรษฐกิจมหภาค เช่น จำนวนประชากร 250 ล้านคนและการเติบโตของจำนวนครัวเรือน ความต้องการไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมมีแรงขับเคลื่อนโดยภาคการผลิตซึ่งมีอาหารและเครื่องดื่มเป็นองค์ประกอบสำคัญ ซึ่งเป็นเป้าหมายที่น่าสนใจสำหรับนักลงทุนทั้งในประเทศและต่างประเทศ เนื่องมาจากจำนวนประชากรของประเทศอินโดนีเซีย และการขยายตัวของชนชั้นกลาง ทั้งนี้ความต้องการใช้พลังงานของภาคพาณิชย์ เป็นผลมาจากภาคธุรกิจค้าปลีกและภาคบริการของอินโดนีเซียที่มีการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโดยการลงทุนและการใช้จ่ายภาครัฐและอัตราเงินเฟ้อที่ลดลง นอกจากนี้ผู้ค้าปลีกและผู้ให้บริการคาดว่าจะได้รับประโยชน์จากการเติบโตอย่างต่อเนื่องของการบริโภคจากภาคเอกชนอีกด้วย

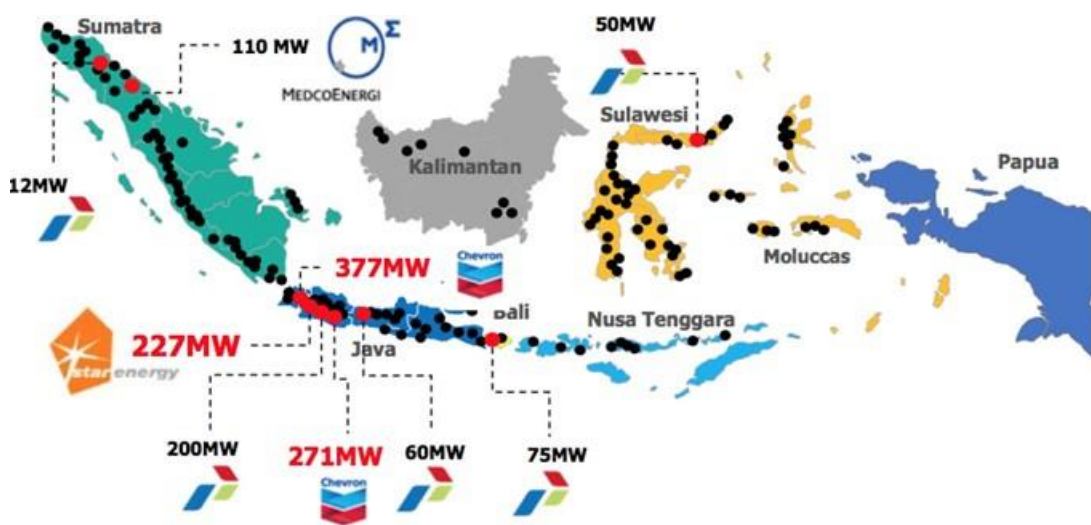
อินโดนีเซียเป็นประเทศมุสลิมขนาดใหญ่ที่สุดในโลก มีประชากรคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 12 ของ AEC PLUS เป็นรองเพียงประเทศจีน และเมื่อเทียบกับกลุ่มอาเซียน มีขนาดประชากรและขนาดเศรษฐกิจ ใหญ่ที่สุดถึงร้อยละ 40 จึงเป็นทั้งตลาดบริโภคและตลาดแรงงานต้นทุนต่ำ นอกจากนี้เสถียรภาพทางการเมือง รวมทั้งการปรับปรุงกฎระเบียบและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานในประเทศ จะเสริมให้อินโดนีเซียมีความน่าสนใจสำหรับนักลงทุน และมีการเติบโตทาง เศรษฐกิจโดดเด่นกว่าหลายประเทศในภูมิภาค ทั้งนี้อินโดนีเซียรักษาการเติบโตทางเศรษฐกิจราวร้อยละ 6 ต่อปีมาอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งยังมีศักยภาพเพียงพอที่จะปรับเปลี่ยนนโยบายการเงินการคลัง เพื่อรับมือกับวิกฤตเศรษฐกิจโลกได้อีก มูลค่าการค้ากับต่างประเทศแม้อยู่ในเกณฑ์สูง เมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ ในอาเซียน แต่แกนหลัก ของเศรษฐกิจยังพึ่งพิงการบริโภคในประเทศกว่าร้อยละ 60 ดังนั้นวิกฤตเศรษฐกิจโลกในแต่ละครั้ง จึงไม่กระทบเศรษฐกิจอินโดนีเซียมากนัก สำหรับภูมิประเทศมีลักษณะเป็นหมู่เกาะกว่า 17,000 เกาะ จึงมีความหลากหลายทางภูมิประเทศและทรัพยากร โดยเฉพาะสินค้าโภคภัณฑ์ที่สร้างรายได้และดึงดูดนักลงทุน ได้แก่ ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และแร่ธาตุต่างๆ

ประเทศอินโดนีเซียมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ประมาณ 59,656 เมกะวัตต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 290 เทราวัตต์ (ล้านล้านวัตต์) และมีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงถึง 247 เทราวัตต์ และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นโดยประมาณร้อยละ 8.5 ต่อปี และตั้งเป้าหมายจะเพิ่มอัตราครัวเรือนที่มีไฟฟ้าใช้จากร้อยละ 91 เป็นร้อยละ 95 ภายในปี 2562 รัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนจะขยายกำลังการผลิตเพิ่มอีกจำนวน 35,000 เมกะวัตต์ ในช่วงระหว่างปี 2558 ถึง 2562 เพื่อรับมือกับความขาดแคลนพลังงานในอนาคต โดยมีสถานภาพการรับซื้อ ณ เดือนพฤศจิกายน 2559 แบ่งเป็น โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 4,564 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างจำนวน 1,922 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการจัดหาจำนวน 1,025 เมกะวัตต์

รัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนที่จะกระจายการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ลดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติสืบเนื่องจากปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองที่ลดลง ในขณะเดียวกันก็มีแผนเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมุ่งเน้นพลังงานความร้อนใต้พิภพเป็นหลัก เนื่องด้วยอินโดนีเซียเป็นหนึ่งในประเทศที่มีแหล่งพลังงาน

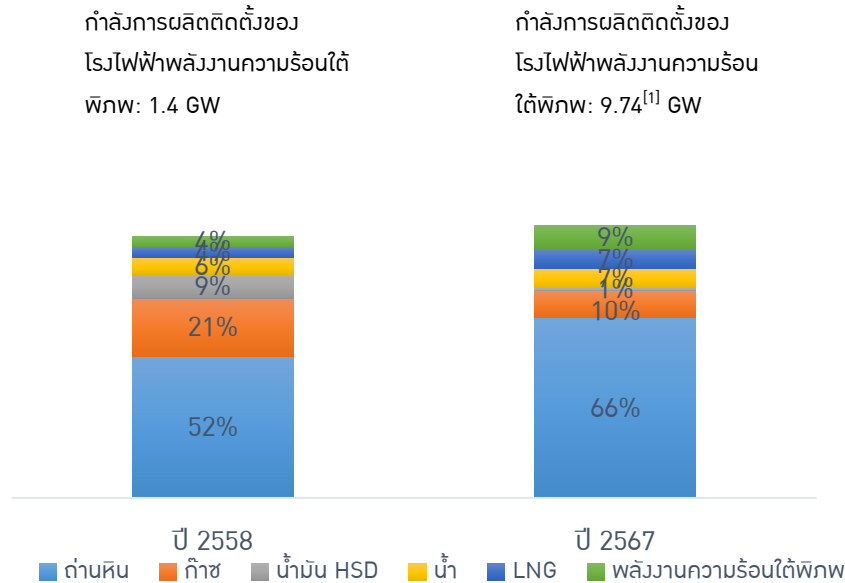
ความร้อนใต้พิภพที่มีศักยภาพใหญ่ที่สุดในโลก และมีศักยภาพในการใช้พลังงานความร้อนใต้พิภพประมาณ 29.4 กิกะวัตต์ (GW) แต่ถูกใช้ประโยชน์เพียงร้อยละ 4.9 หรือ 1.4 กิกะวัตต์ (GW) เท่านั้น ปัจจุบันประเทศอินโดนีเซียมีกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพอยู่ที่ 1,300 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นอันดับที่สามของโลกตามหลังสหรัฐอเมริกาและฟิลิปปินส์ ความต้องการไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซียคาดว่าจะเติบโตอย่างมากซึ่งเป็นผลมาจากการที่รัฐบาลเน้นการเพิ่มอัตราครัวเรือนที่มีไฟฟ้าใช้ (Electrification Ratio) และการสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศโดยรวม

แผนภาพ: การพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศอินโดนีเซียในปัจจุบันและที่เป็นไปได้ในอนาคต



ที่มา: Electricity Power Supply Business Plan (RUPTL) by PT PLN (Persero) 2015 – 2024

แผนการติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพของประเทศอินโดนีเซียจากปี พ.ศ. 2558 – 2567



ที่มา: PLN RUPTL (แผนธุรกิจจัดหาไฟฟ้า) ปี พ.ศ. 2558-2567, EBTKE Statistics ปี 2558, Economist intelligence Unit, Frost and Sullivan Estimates, IMF estimates

หมายเหตุ: [1] คิดจาก 9% ของประมาณการกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะใช้ในปีพ.ศ. 2567 ซึ่งจะอยู่ที่ประมาณ 108 กิกะวัตต์

รัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนที่จะขยายกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า พลังงานความร้อนใต้พิภพให้อยู่ที่ 6,000 เมกะวัตต์ภายใน พ.ศ. 2563 อย่างไรก็ตาม รัฐบาลยังคงเผชิญความท้าทายในการเพิ่มการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ เนื่องจากปัจจุบัน อัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานยังไม่น่าสนใจพอที่จะดึงดูดนักลงทุนรายใหม่ ดังนั้น สัดส่วนของการขยายตัวของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนใต้พิภพที่ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย จะถูกทดแทนด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน

นโยบายการริเริ่มของรัฐบาล กรอบการกำกับดูแล และปัจจัยที่เป็นอุปสรรค

พระราชบัญญัติสาธารณรัฐ หมายเลข 9513 เป็นพระราชบัญญัติที่มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการพัฒนาการใช้ ประโยชน์และการใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยการเสนอแรงจูงใจที่สำคัญให้แก่ผู้ผลิต

- ยกเว้นภาษีรายได้ 7 ปี สำหรับการลงทุนใหม่หรือเพิ่มเติม
- อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 10 จากโดยทั่วไปประมาณร้อยละ 30
- ระยะเวลาปลอดภาษี 10 ปี ในการนำเข้าเครื่องจักรอุปกรณ์และวัสดุในการผลิต
- อัตราภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละศูนย์
- เครดิตภาษีร้อยละ 100 สำหรับทุนค่าอุปกรณ์และบริการในประเทศ
- อนุญาตให้ใช้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาและวิธีการตัดจำหน่ายในวิธีอัตราเร่ง
- ชดเชยความเสียหายเป็นเวลา 5 ปี และสามารถขยายเวลาได้ถึง 10 ปี ภายใต้ภาคปฏิบัติตามกฎหมายที่กำหนด

- จัดตั้งศูนย์อบรมด้านไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพภายใต้การประสานงานกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องด้านพลังงาน ทดแทน
- ให้การสนับสนุนเพื่อลดความเสี่ยงและให้ข้อมูลเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายล่วงหน้าที่ยาวขึ้นสำหรับการพัฒนาระบบ ไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพผ่านโครงการกองทุนสำรองพลังงานความร้อนใต้พิภพ (The Geothermal Fund Facility หรือ "GFF")

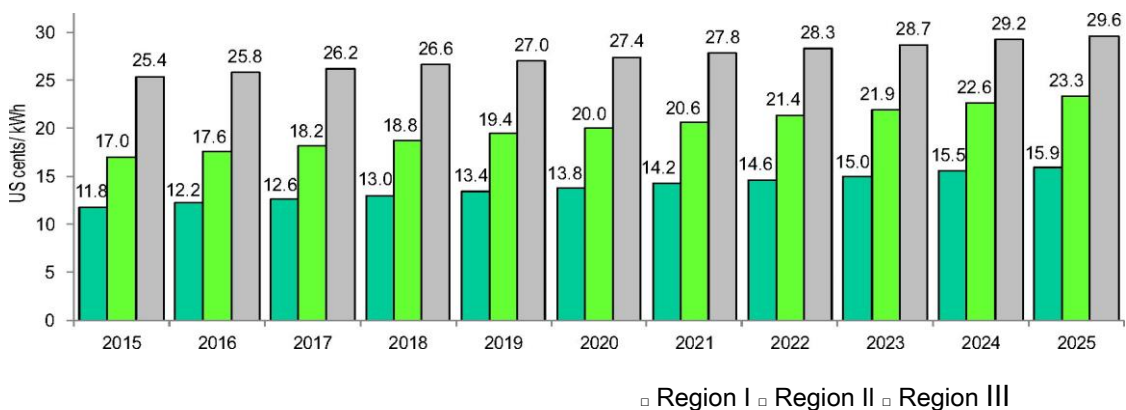
ปัจจัยที่เป็นอุปสรรค

- อัตราซื้อไฟฟ้า (Feed-in-Tariff) ของประเทศอินโดนีเซียไม่สูงพอที่จะดึงดูดนักลงทุน
- บริษัทรัฐวิสาหกิจ PLN ถือเป็นผู้ผูกขาดในการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซีย ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ("IPP") จึงต้องขายไฟฟ้าให้แก่ PLN
- การพัฒนาสาธารณูปโภคที่ไม่ดีพอควรจึงเป็นข้อจำกัดการลงทุนในแหล่งพลังงานความร้อนใต้พิภพในอินโดนีเซีย โดยเฉพาะในพื้นที่ชุมชนท้องถิ่นที่ห่างไกล

อัตราซื้อไฟฟ้า (Feed-in-Tariff)

- เพื่อให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุนและการเพิ่มความเป็นไปได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ คณะกรรมการด้านพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน ("EBTKE") ได้เสนออัตราซื้อไฟฟ้า Feed-in-Tariff สำหรับการพัฒนาใหม่ที่เริ่มต้นในปี พ.ศ. 2559

แผนภาพ: เพดานของอัตราซื้อไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพปีตั้งแต่ พ.ศ. 2558 ถึง พ.ศ. 2568 ตามปีที่ COD และรายภูมิภาค





ที่มา: PLN RUPTL 2015 – 2024, Economist Intelligence Unit, Freedonia

หมายเหตุ: Region I ได้แก่ Sumatra, Java, Bali

Region II ได้แก่ Sulawesi, West Natuna, East Natuna, Halmhera, Moluccas, Papua, Borneo

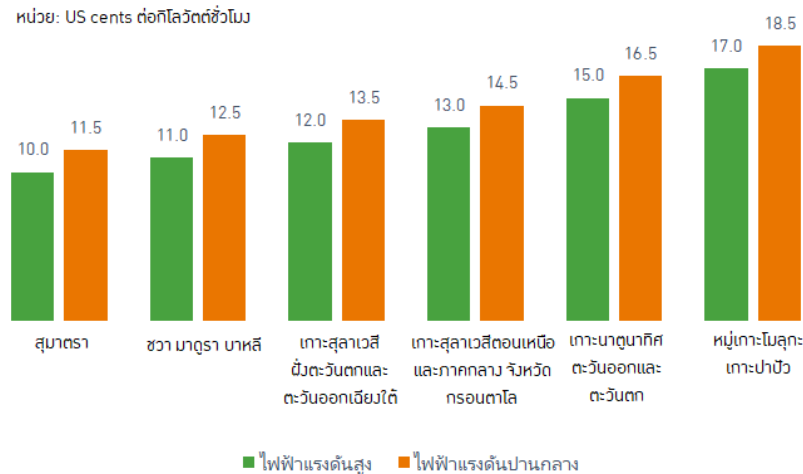
Region III ได้แก่ พื้นที่ Region I และ II ที่มีระบบการส่งไฟฟ้าเป็นของพื้นที่นั้นๆ โดยใช้ไขมันในการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก

ภายใต้กฎกระทรวงฉบับที่ 17/2017 ("MEMR") เพดานอัตราซื้อไฟฟ้าซึ่งเป็นที่รู้จักว่าเป็นอัตราค่าไฟฟ้าสูงสุดที่ผู้ประกอบการจะได้รับอนุญาตให้ยื่นเสนอเพื่อขอใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพนั้นมีเพดานอัตราซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามลำดับจากภูมิภาคที่ 1 ไปจนถึงภูมิภาคที่ 3 ตามความสะดวกในการเข้าถึงสายส่งไฟฟ้า (Transmission Line) ทั้งนี้เกาะต่าง ๆ ในชนบทหรือภูมิภาคที่มีสายส่งไฟฟ้าที่ห่างไกลจะมีอัตราซื้อไฟฟ้าสูงที่สุด ในขณะที่เกาะที่มีการเข้าถึงสายส่งไฟฟ้าที่ง่าย จะมีอัตราซื้อไฟฟ้าต่ำสุด อย่างไรก็ตาม จะไม่มีการเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้าจนกว่าจะถึงวันที่เปิดเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ("COD")

EBTKE และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องได้หารือเกี่ยวกับมาตรการใหม่ในระบบอัตราซื้อไฟฟ้า ซึ่งอาจมีลักษณะดังต่อไปนี้ อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนใต้พิภพจะถูกกำหนดโดยกฎกระทรวงแผนตามภาพที่ 2-19 ดังนั้น ขั้นตอนการกำหนดราคาที่ต้องชำระโดย PLN อาจเปลี่ยนไปจากปัจจุบันที่ขึ้นอยู่กับข้อเสนอราคาของนักพัฒนา โครงการ (Developer) ในรูปแบบเงินสกุลเหรียญสหรัฐ/กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง

แผนภาพ: อัตราซื้อไฟฟ้าที่เป็นไปได้ภายใต้ระบบที่พัฒนาใหม่

หน่วย: US cents ต่อกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง



ที่มา: รายงานของ MEMR และ EBTKE รายงานของ Hogan Lovells Lee&Lee และรายงาน Baker&McKenzie

1.2.4 งานที่ยังไม่ได้ส่งมอบ

-ไม่มี-

1-3 ปัจจัยความเสี่ยง

1.3.1 ความเสี่ยงในการประกอบธุรกิจ

1.3.1.1 ความเสี่ยงจากปัจจัยที่ทำให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้

1.3.1.1.1 ความเสี่ยงจากแสงอาทิตย์มีความเข้มของแสงน้อยกว่าปกติและการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องพึ่งพียงแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก หากแสงอาทิตย์มีความเข้มแสงน้อยกว่าปกติ หรือในบางปีประเทศไทยและประเทศญี่ปุ่นมีสภาพอากาศแปรปรวน อาจส่งผลให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่ ซึ่งอาจส่งผลถึงรายได้จากการขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการที่แสงอาทิตย์มีความเข้มของแสงน้อยกว่าปกติและการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศเช่นเดียวกับผู้ประกอบการทั่วไปในอุตสาหกรรม

อย่างไรก็ดี เนื่องจากประเทศไทยมีที่ตั้งอยู่ใกล้กับเส้นศูนย์สูตร จึงทำให้มีความเข้มของแสงสูง นอกจากนี้ ในขั้นตอนการจัดหาพื้นที่เพื่อเป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยของกลุ่ม บริษัทฯ กลุ่มบริษัทฯ ได้ทำการศึกษาความเข้มของแสงในแต่ละพื้นที่โดยใช้ข้อมูลความเข้มของแสงย้อนหลัง 10 ปี ขอองค์การบริหารการบินและอวกาศแห่งชาติของประเทศสหรัฐอเมริกา หรือองค์การนาซ่า สำหรับการเลือกที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น กลุ่มบริษัทฯ ได้ทำการศึกษาข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ขององค์การนาซ่า และองค์การพลังงานใหม่และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม (New Energy and Industrial Technology Development Organization (“NEDO”)) ประเทศญี่ปุ่น เพื่อให้แน่ใจว่าบริเวณที่สร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ มีความเข้มแสงอยู่ในระดับสูง

1.3.1.1.2 ความเสี่ยงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เสื่อมสภาพเร็วกว่าที่คาดการณ์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นหนึ่งในอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการเสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติ อาจส่งผลต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยอาจทำให้ผลิตไฟฟ้าได้น้อยลง และจะส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ

อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ มีประกันคุณภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลา 120 – 144 เดือน นับจากวันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละแห่ง นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ทุกแห่งในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว มีการรับประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Energy Output Warranty) เป็นระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor) ของแต่ละโครงการ

ทั้งนี้ หากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วโครงการใด ผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณต่ำกว่าที่ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน (Energy Output Warranty) ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จต้องชดเชยส่วนต่างระหว่างค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับประกันและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงให้แก่กลุ่มบริษัทฯ ตามสูตรการคำนวณที่กำหนดในสัญญา

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วได้รับประกันเกี่ยวกับประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio) จากผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จเป็นระยะเวลา 2 ปี โดยหากโครงการดังกล่าวมีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio) ต่ำกว่าที่ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จต้องชดเชยให้แก่กลุ่มบริษัทฯ ตามสูตรการคำนวณที่

กำหนดในสัญญา นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ มีประกันคุณภาพวัสดุและมีผลการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลา 10 ปี และประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เป็นระยะเวลา 25 ปี จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานการรับประกันอุปกรณ์โดยทั่วไปสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

1.3.1.1.3 ความเสี่ยงเกี่ยวกับประสิทธิภาพและเสถียรภาพของกระบวนการผลิตไฟฟ้า

ปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพและเสถียรภาพของกระบวนการผลิตไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ประกอบไปด้วยหลายปัจจัย เช่น ประสิทธิภาพและอายุการใช้งานของอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าที่คาดการณ์ การสูญเสียที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงจากสภาพอากาศร้อน การที่โรงไฟฟ้าต้องหยุดการผลิตไม่ว่าจะมีสาเหตุจากปัจจัยภายใน เช่น ปัญหาด้านเทคนิคในกระบวนการผลิตไฟฟ้า หรือปัจจัยภายนอก เช่น ระบบสายส่งของการไฟฟ้าไม่เสถียรหรือต้องหยุดซ่อมบำรุง หรือปริมาณไฟที่ส่งเข้าสู่ระบบสายส่งเกินความต้องการทำให้กลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถส่งไฟเข้าระบบสายส่งได้ เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ ได้มีการบริหารจัดการความเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายในโดย (1) จัดให้มีการติดตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) เพื่อให้สามารถระบุและแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นได้อย่างรวดเร็วและดำเนินการให้โรงไฟฟ้ากลับมาจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ (2) จัดให้มีการตรวจสอบและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และ (3) กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายให้ซื้อประกันอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้า โดยปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ได้ซื้อประกันเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เพิ่มเติมสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจได้ว่ามีความต่อเนื่องในการดำเนินการโครงการของกลุ่มบริษัทฯ

1.3.1.2 ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor)

กลุ่มบริษัทฯ พัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า โดยว่าจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จในการออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ซึ่งต้องอาศัยประสบการณ์ ความชำนาญในด้านต่างๆ และความรู้ด้านเทคโนโลยี รวมถึงความแข็งแกร่งของฐานทางการเงินของผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ เนื่องจากผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จเป็นผู้ให้การรับประกันผลรวม เช่น ประสิทธิภาพและประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module) และเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Energy Output Warranty) หากผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จมีเหตุขัดข้องในการดำเนินงานที่ส่งผลกระทบต่อฐานะ และ/หรือสภาพคล่องทางการเงิน อันเป็นเหตุให้ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไข และ/หรือ ภาระหน้าที่ตามสัญญา เช่น กลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถเรียกร้องค่าชดเชยในกรณีที่โรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณต่ำกว่าที่ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน (Energy Output Warranty) หรือกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถเรียกร้องให้ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จปฏิบัติตามหน้าที่และความรับผิดชอบในการรับประกันผลรวมตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญาซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ

อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีกระบวนการคัดเลือกผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จที่เข้มงวด โดยพิจารณาจากข้อมูลทางเทคนิคของผู้รับเหมาแต่ละรายเป็นหลัก ได้แก่ ประสบการณ์ ความชำนาญ ความรู้ด้านเทคโนโลยี ประสิทธิภาพและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ที่ใช้ และขอบเขตการรับประกันผลรวมและการบริการ รวมทั้งฐานะทางการเงินของผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ หลังจากนั้น จึงพิจารณาความเหมาะสมทางด้านราคา เพื่อให้มั่นใจว่ากลุ่มบริษัทฯ ได้ว่าจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จที่มีคุณภาพ ในระดับราคาที่เหมาะสม

อีกทั้ง สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กลุ่มบริษัทฯ สามารถเรียกร้องค่าชดเชยได้จากทั้งผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จภายในประเทศ (Onshore EPC Contractor) และ/

หรือผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จต่างประเทศ (Offshore EPC Contractor) เนื่องจากผู้รับเหมาทั้งสองฝ่ายมีความรับผิดชอบร่วมกันและแยกกัน (Jointly and Severally) ตามสัญญา นอกจากนี้ สัญญาก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บางแห่งยังกำหนดให้ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จต้องวางหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา โดยกลุ่มบริษัทฯ สามารถเรียกร้องและหักค่าชดเชยจากหลักประกันดังกล่าวหากผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกระทำหรือละเว้นการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาได้

1.3.1.3 ความเสี่ยงจากการที่ประกันอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้ามีระยะเวลาคืนคือน้อยกว่าอายุโครงการ

อุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วของกลุ่มบริษัทฯ เช่น เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) ปัจจุบันประกันเริ่มทยอยหมดอายุรับประกัน ทำให้บริษัทฯ เริ่มมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นบางส่วนสำหรับการทำประกันเพิ่มในส่วนนี้ ทั้งนี้ การรับประกันผลงานโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ มีตัวอย่างรายละเอียดดังนี้

ประเภทงาน	ระยะเวลาการรับประกันผลงาน
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว	
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module)	120 – 144 เดือน
งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)	60 เดือน
งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work)	36 เดือน
งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure)	60 เดือน

สำหรับโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วได้รับการรับประกันอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้า 2 ประเภท คือ

(1) การรับประกันผลงานโดยผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จของแต่ละโครงการ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วได้รับประกันจากผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จเกี่ยวกับอุปกรณ์หลักดังนี้

ประเภทงาน	ระยะเวลาการรับประกันผลงาน
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว	
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module)	2-25 ปี
งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)	1-2 ปี
งานเกี่ยวกับหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)	2 ปี
งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure)	2-10 ปี

โดยหากกลุ่มบริษัทฯ ตรวจพบความชำรุดเสียหาย ผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จจะเป็นผู้รับผิดชอบในการซ่อมแซมความเสียหาย และ/หรือเปลี่ยนอุปกรณ์ และ/หรือชำระเงินชดเชยความเสียหายดังกล่าว

(2) การรับประกันอุปกรณ์โดยผู้ผลิตอุปกรณ์หลัก โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ มีประกันคุณภาพวัสดุและมีผลการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลา 10 ปี และประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เป็นระยะเวลา 25 ปี จากผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และประกันระยะยาวสำหรับคุณภาพของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)

อย่างไรก็ตาม หากกลุ่มบริษัทฯ มีความประสงค์ต่ออายุระยะเวลาการรับประกันดังกล่าวเพื่อให้มีระยะเวลาคุ้มครองตามอายุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 20-25 ปี กลุ่มบริษัทฯ อาจมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจากการซื้อประกันอุปกรณ์หลักในการผลิตไฟฟ้า เช่น เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เพิ่มเติม ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จะพิจารณาความคุ้มค่าในการซื้อประกันอุปกรณ์เพิ่มเติมเปรียบเทียบกับการซ่อมแซมด้วยตนเอง และการเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ เพื่อให้มั่นใจว่าค่าใช้จ่ายดังกล่าวมีความเหมาะสม

1.3.1.4 ความเสี่ยงจากการมีค่าใช้จ่ายในการดูแลบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ว่าจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จภายในประเทศ (Onshore EPC Contractor) ของแต่ละโครงการเป็นผู้ให้บริการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว โดยสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีอายุสัญญาคราวละ 2 ปี ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงหากค่าบริการในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเมื่อมีการต่ออายุสัญญา

สำหรับการดูแลบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กลุ่มบริษัทฯ ว่าจ้าง BCPGE ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 100.0 เป็นผู้ให้บริการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าว สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวมีอายุสัญญา 20 ปี โดย BCPGE ได้ทำสัญญาจ้างงานช่วง (Subcontract) กับบุคคลภายนอก สัญญาจ้างงานช่วงดังกล่าวเป็นสัญญาระยะสั้น เพื่อให้บริการตามขอบเขตการดำเนินงานตามที่ตกลงกันระหว่างคู่สัญญา ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงหากค่าบริการตามสัญญาจ้างงานช่วงเพิ่มขึ้นเมื่อมีการต่ออายุสัญญา

อย่างไรก็ตาม หากกลุ่มบริษัทฯ พิจารณาแล้วเห็นว่าการต่อสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ กลุ่มบริษัทฯ อาจพิจารณา (1) เปิดประมูลว่าจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อคัดเลือกผู้รับจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รายที่มีข้อเสนอที่ดีที่สุด หรือ (2) ดำเนินการบำรุงรักษาด้วยพนักงานของกลุ่มบริษัทฯ เอง เนื่องจากพนักงานของกลุ่มบริษัทฯ มีการทำงานร่วมกับผู้รับจ้างซ่อมบำรุงภายใต้สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) อย่างใกล้ชิด กลุ่มบริษัทฯ จึงมั่นใจได้ว่าทีมงานของกลุ่มบริษัทฯ สามารถดำเนินการดังกล่าวได้ด้วยตนเองอย่างมีประสิทธิภาพ

1.3.1.5 ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงลูกค้ารายใหญ่

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ มีลูกค้ารายใหญ่จำนวน 4 ราย คือ กฟผ. กฟภ. Kyushu Electric Power Company และ Tohoku Electric Power Company ซึ่งเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ ผลิตได้ทั้งหมดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ดังนั้น หาก กฟผ. และ/หรือ กฟภ. และ/หรือ Kyushu Electric Power Company และ/หรือ Tohoku Electric Power Company บอกลีกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าว อาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ อย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ แบ่งออกเป็น 4 ประเภทตามคู่สัญญา โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ประเภทสัญญา	ระยะเวลาสัญญา
1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.	(1) สัญญามีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญานับตั้งแต่วันที่เริ่มขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เป็นระยะเวลา 5 ปี (2) เมื่ออายุสัญญาจะสิ้นสุดลง หากคู่สัญญาฝ่ายใดประสงค์ที่จะต่ออายุสัญญาออกไป คู่สัญญาฝ่ายนั้นจะต้องแจ้งเป็นหนังสือให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนครบกำหนดอายุสัญญา และให้สัญญานี้มีอายุต่อไปอีกคราวละ 5 ปี
2. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ.	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 5 ปีนับจากวันที่ลงนามในสัญญา และต่อเมื่ออีกครึ่งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญา
3. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Kyushu Electric Power Company	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าเป็นครั้งแรก
4. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Tohoku Electric Power Company	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 20 ปีนับจากวันที่อ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าเป็นครั้งแรก

อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีการควบคุมการปฏิบัติงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด รวมถึงปฏิบัติตามมาตรฐานสากล โดยมาตรฐานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ได้แก่ มาตรฐาน OHSAS 18001 : 2007 มาตรฐาน ISO 9001:2008 มาตรฐาน TIS 18001:2011 ISO 14001:2004 และข้อกำหนดอื่นๆ ของ กฟผ. และ กฟภ. สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของ Kyushu Electric Power Company และ Tohoku Electric Power Company ในการปฏิบัติงาน เพื่อให้กลุ่มบริษัทฯ มีคุณสมบัติครบถ้วนตามสัญญาและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

นอกจากนี้ สำหรับโครงการในประเทศไทย รัฐบาลยังมีนโยบายสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ เชื่อว่า กฟผ. และ/หรือ กฟภ. จะไม่บอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกลุ่มบริษัทฯ สำหรับโครงการในประเทศญี่ปุ่นนั้น หากกลุ่มบริษัทฯ สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่กำหนดในพระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า (The Electricity Business Act) ได้ กลุ่มบริษัทฯ มีโอกาสที่จะขายไฟฟ้าให้กับผู้ประกอบการไฟฟ้าเอกชนต่อไปได้ภายหลังครบกำหนดอายุสัญญา 20 ปี โดยเราเชื่อมั่นในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าใหม่¹⁰ ทั้งนี้ เงื่อนไขดังกล่าวต้องไม่ขัดต่อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

¹⁰ Cross Border Newsletter, Feed-in Tariff Act for Renewable Energy by Nishimura & Asahi, ธันวาคม 2554 และ กันยายน 2555

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังมีนโยบายแสวงหาโอกาสการขยายธุรกิจโดยการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ เพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพิง กฟผ. กฟภ. Kyushu Electric Power Company และ Tohoku Electric Power Company อีกด้วย

1.3.1.6 ความเสี่ยงจากการที่ประกันภัยของกลุ่มบริษัทฯ อาจมีความคุ้มครองไม่เพียงพอ

กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายทำประกันภัยที่เกี่ยวข้องเนื่องจากการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ เพื่อลดความเสี่ยงอันเนื่องมาจากความสูญเสีย และ/หรือความเสียหายของสินทรัพย์หลักของกลุ่มบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ ยังมีความเสี่ยงจากการที่ (1) กรมธรรม์ประกันภัยไม่ครอบคลุมความสูญเสีย และ/หรือความเสียหายสืบเนื่องทั้งหมด อาทิ ความเสียหายซึ่งเกิดขึ้นจากสงครามและภัยก่อการร้าย หรือในกรณีที่มูลค่าความเสียหายมากกว่าจำนวนเงินประกันภัย (2) บริษัทประกันภัยไม่สามารถจ่ายค่าสินไหมทดแทนตามที่ระบุไว้ในกรมธรรม์ได้ (3) กลุ่มบริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงที่ไม่สามารถต่อกรมธรรม์ได้ในราคาที่เหมาะสมหากราคาของกรมธรรม์ปรับตัวสูงขึ้น และ (4) กลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถเรียกร้องค่าสินไหมทดแทนจากบริษัทประกันภัย เนื่องจากกลุ่มบริษัทฯ ไม่ได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่กำหนดในกรมธรรม์ ซึ่งความเสี่ยงทั้งหมดดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทฯ ได้

อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายการทำประกันภัยในระดับเทียบเคียงกับผู้ประกอบการทั่วไปในอุตสาหกรรม โดยจะจัดให้มีประกันภัยความคุ้มครองสูงที่สุดภายใต้เบี้ยประกันที่เหมาะสม

1.3.2 ความเสี่ยงในการประกอบธุรกิจในประเทศไทย

1.3.2.1 ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายของภาครัฐและหน่วยงานราชการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

กลุ่มบริษัทฯ ประกอบธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ กฟภ. หากภาครัฐและหน่วยงานราชการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เปลี่ยนแปลงหรือยกเลิกเงื่อนไขในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อาจส่งผลกระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โครงการระยะที่ 1-3 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวม 118 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 170 เมกะวัตต์) ได้รับ Adder ที่อัตรา 8.0 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยโครงการทั้งหมดจะได้รับการสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ ข้อมูลจากการเงินรวม สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าว มีรายได้จากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) คิดเป็นประมาณร้อยละ 65.6 ของรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โครงการระยะที่ 1-3 มีรายละเอียดระยะเวลาได้รับการสนับสนุน Adder ดังนี้

ลำดับ	โครงการ	ที่ตั้งโครงการ		กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์	ระยะเวลาสิ้นสุดการได้รับการสนับสนุน Adder	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเทียบกับการดำเนินการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา รวมของโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในประเทศไทย (ร้อยละ)
		อำเภอ	จังหวัด				
1	BCPG 1	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	8	5 ส.ค. 54	ส.ค. 64	6.8
	BCPG 2	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	30	16 ก.ค. 55	ก.ค. 65	25.4

ลำดับ	โครงการ	ที่ตั้งโครงการ		กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์	ระยะเวลาสิ้นสุดการได้รับการสนับสนุน Adder	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเทียบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวมของโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในประเทศไทย (ร้อยละ)
		อำเภอ	จังหวัด				
2	BSE-BNN	บ้านเขาน้อย	ชัยภูมิ	8	6 มี.ค. 56	มี.ค. 66	6.8
				8	6 มี.ค. 56	มี.ค. 66	6.8
3	BSE-BPH	บางปะหัน	พระนครศรีอยุธยา	8	5 เม.ย. 56	เม.ย. 66	6.8
				8	5 เม.ย. 56	เม.ย. 66	6.8
4	BSE-BRM	ประโคนชัย	บุรีรัมย์	8	19 มี.ค. 57	มี.ค. 67	6.8
5	BSE-BRM1	หนองกี่	บุรีรัมย์	8	11 เม.ย. 57	เม.ย. 67	6.8
6	BSE-CPM1	บ้านเขาน้อย	ชัยภูมิ	8	24 เม.ย. 57	เม.ย. 67	6.8
7	BSE-NMA	ด่านขุนทด	นครราชสีมา	8	10 เม.ย. 57	เม.ย. 67	6.8
8	BSE-PRI	กบินทร์บุรี	ปราจีนบุรี	8	21 เม.ย. 57	เม.ย. 67	6.8
				8	21 เม.ย. 57	เม.ย. 67	6.8
			รวม	118			100.0

ในปี 2564-2567 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โครงการระยะที่ 1-3 จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่ครบกำหนดการได้รับการสนับสนุน Adder เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในประเทศไทย คิดเป็นร้อยละ 6.8 ร้อยละ 25.4 ร้อยละ 27.1 และร้อยละ 40.7 ตามลำดับ

อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ มีแผนขยายการเติบโตของธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งในประเทศและต่างประเทศ หากรัฐบาลและหน่วยงานราชการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องเปลี่ยนแปลงนโยบายของภาครัฐและข้อกำหนดของหน่วยงานราชการอื่นๆ เช่น แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) ข้อกำหนดเกี่ยวกับการขออนุญาตซื้อขายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการขออนุญาตประกอบกิจการโรงงาน และมาตรการเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม เป็นต้น อาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานและการกำหนดแนวทางและแผนธุรกิจในอนาคตของกลุ่มบริษัทฯ

อย่างไรก็ดี ตามแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP 2015) ที่เพิ่งประกาศใช้ ภาครัฐยังคงมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง โดยตั้งเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากร้อยละ 9.9 ในปี 2557 เป็นร้อยละ 20.1 ในปี 2579

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังมีบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถและประสบการณ์ในฝ่ายพัฒนาธุรกิจ ทำหน้าที่ศึกษาติดตามข่าวนโยบายของภาครัฐและหน่วยงานราชการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง และประเมินความสามารถในการแข่งขันของกลุ่มบริษัทฯ เพื่อเตรียมแผนการรองรับการเปลี่ยนแปลงไว้ล่วงหน้า และนำข้อมูลดังกล่าวมาใช้เป็นข้อมูล

ประกอบการจัดทำแผนธุรกิจในอนาคตของกลุ่มบริษัทฯ อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ ยังมีการศึกษาข้อมูลและพิจารณาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเพื่อกระจายความเสี่ยงดังกล่าวอีกด้วย

1.3.2.2 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ต้องหยุดชะงัก

กลุ่มบริษัทฯ ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หากเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ หรือเหตุสุดวิสัยร้ายแรงที่กลุ่มบริษัทฯ คาดไม่ถึง เช่น การขัดข้องของระบบไฟฟ้า พายุ อากาศภัย หรือการก่อวินาศกรรมในพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ตั้งอยู่ อาจส่งผลให้การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ต้องหยุดชะงัก หรือเกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อธุรกิจผลการดำเนินงาน และฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทฯ

ในปี 2554 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ประสบอุบัติเหตุ ส่งผลให้โครงการดังกล่าวหยุดดำเนินการชั่วคราวเป็นเวลาประมาณ 7 เดือน ภายหลังจากภาวะฉุกเฉินในครั้งนั้น กลุ่มบริษัทฯ ได้ดำเนินการก่อสร้างคันกั้นคอนกรีต (Dyke) ป้องกันน้ำท่วมโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา

ในการพัฒนาโครงการอื่นๆ กลุ่มบริษัทฯ มีการเตรียมความพร้อมและจัดวางระบบป้องกันอุทกภัยที่อาจเกิดขึ้นโดยว่าจ้างที่ปรึกษาที่มีความเชี่ยวชาญ ศึกษาความเสี่ยงการเกิดน้ำท่วมและทิศทางของน้ำท่วมในรอบปีการเกิดซ้ำ 100 ปี ของที่ตั้งโครงการต่างๆ ของกลุ่มบริษัทฯ เพื่อหามาตรการในการป้องกัน เช่น สร้างคันป้องกันน้ำท่วม เป็นต้น

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ ได้มีการทำประกันภัยตามมาตรฐานในอุตสาหกรรม โดยกรมธรรม์ประกันภัยทั้งหมดมีความคุ้มครองครอบคลุมถึงความเสียหายต่อทรัพย์สินที่เอาประกันภัย ประกันภัยธุรกิจหยุดชะงัก รวมถึงประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก

1.3.2.3 ความเสี่ยงจากการไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขของใบอนุญาตต่างๆ ได้อย่างครบถ้วน

การประกอบธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของหน่วยงานราชการที่มีหน้าที่กำกับดูแลใบอนุญาตต่างๆ ที่จำเป็นในการดำเนินงาน เช่น กระทรวงอุตสาหกรรม คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เป็นต้น หากกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขของใบอนุญาต ข้อกำหนด หรือคำสั่งต่าง ๆ ของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องได้ครบถ้วน เนื่องจากเหตุสุดวิสัยหรือปัจจัยอื่นๆ อาจส่งผลให้หน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการกำกับดูแลอาจพิจารณาระงับหรือยกเลิกใบอนุญาต และ/หรือก่อให้เกิดความรับผิดทางกฎหมายแพ่ง กฎหมายอาญา และกฎหมายปกครอง ต่อกลุ่มบริษัทฯ ได้ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อธุรกิจ ผลการดำเนินงาน และฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทฯ อย่างมีนัยสำคัญ

อย่างไรก็ดี ในการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ ได้จัดให้มีทีมงานคอยติดตามดูแลเพื่อให้มั่นใจว่าการประกอบธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ เป็นไปตามกฎหมาย และกลุ่มบริษัทฯ สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขของใบอนุญาต หรือปฏิบัติตามข้อกำหนด หรือคำสั่งต่างๆ ของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องได้ครบถ้วน อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ ยังมีระบบการบริหารความเสี่ยงและระบบการควบคุมภายในที่มีหน้าที่ตรวจสอบการปฏิบัติงานของทุกหน่วยงานให้เป็นไปตามข้อกำหนดกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

1.3.2.4 ความเสี่ยงจากการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องไม่ครบถ้วน

การประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายใต้การกำกับดูแลตามหลักเกณฑ์ทางกฎหมายและระเบียบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจำนวนมาก เช่น พระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2518 พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เป็นต้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงในการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องได้ครบถ้วนในทุกช่วงเวลา ซึ่งอาจ

ทำให้การดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ หยุดชะงัก ต้องหยุดดำเนินงาน หรือมีค่าใช้จ่ายในการจัดการต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ ตระหนักถึงความสำคัญของการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง และพยายามลดความเสี่ยงดังกล่าวโดย (1) ปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด และ (2) จัดให้มีทีมงานทำหน้าที่ศึกษาและติดตามการเปลี่ยนแปลงของกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ อาจพิจารณาว่าจ้างที่ปรึกษาทางกฎหมายภายนอก หากพบว่ามีประเด็นทางกฎหมายที่ซับซ้อนเกี่ยวข้อง

1.3.2.5 ความเสี่ยงจากการปฏิบัติตามกฎหมายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม

การประกอบธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ อยู่ภายใต้กฎหมายและกฎระเบียบเกี่ยวกับการป้องกันและแก้ไขผลกระทบเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมทั้งที่เป็นของหน่วยงานรัฐส่วนกลางและหน่วยงานท้องถิ่น ซึ่งกฎหมายและกฎระเบียบดังกล่าวครอบคลุมถึงเรื่องการควบคุมมลพิษ การกำจัดและจัดการขยะและของเสีย สุขภาพและความปลอดภัยในการทำงาน และการจัดการวัตถุที่เป็นอันตราย หากกลุ่มบริษัทฯ ไม่ได้ปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนแล้ว จะส่งผลกระทบต่อการทำงาน ชื่อเสียง และ/หรือก่อให้เกิดความรับผิดทางกฎหมายต่อกลุ่มบริษัทฯ ได้

ทั้งนี้ ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ได้จัดให้ (1) บริษัทฯ และบริษัทย่อยดำเนินธุรกิจตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด และมีระบบติดตามเมื่อเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ และ (2) ทีมงานส่วนกลางดำเนินการติดตามและตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทฯ เป็นไปตามกฎระเบียบ ข้อบังคับ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับสิ่งแวดล้อมต่างๆ อย่างเคร่งครัด

1.3.2.6 ความเสี่ยงจากความไม่ชัดเจนเกี่ยวกับการสืบค้นที่มาของเอกสารสิทธิ น.ส.3ก ของ BSE-BRM 1

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BSE-BRM 1 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8 เมกะวัตต์ ซึ่งเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2557 ตั้งอยู่บนที่ดินซึ่งมีเอกสารสิทธิเป็น น.ส.3ก จำนวน 3 แปลง (พื้นที่ 116 ไร่ 2 งาน 86 ตารางวา) ทั้งนี้ ที่ดินจำนวน 1 แปลง (พื้นที่ 107 ไร่ 61 ตารางวา) มีเอกสารสิทธิประเภท น.ส.3ก โดย น.ส.3ก ที่กลุ่มบริษัทฯ ครอบครองนั้น (1) เป็นเอกสารสิทธิที่เกิดจากการรวม น.ส.3ก จำนวนหลายฉบับ ซึ่งมีการออกเอกสารสิทธิตั้งแต่ประมาณปี 2538 เป็นต้นมา (2) ผ่านการซื้อขายเปลี่ยนมือมาแล้วหลายครั้ง และ (3) น.ส. 3ก บางส่วนเคยมีการจดทะเบียนนิติกรรมสำหรับธุรกรรมที่ธนาคารพาณิชย์เข้าเป็นคู่สัญญา ซึ่งแสดงให้เห็นว่าสิทธิในที่ดินดังกล่าวได้เคยมีการยอมรับได้ตามมาตรฐานการตรวจสอบในระดับเดียวกันกับการตรวจสอบโดยผู้ประกอบการธนาคารพาณิชย์

ซึ่งในขั้นตอนการตรวจสอบความถูกต้องครบถ้วนของกระบวนการออกเอกสารสิทธิ น.ส.3ก ของที่ดินดังกล่าว ณ สำนักงานที่ดินที่เกี่ยวข้อง ปรากฏว่าไม่สามารถสืบค้นที่มาของเอกสารต้นฉบับแสดงการครอบครอง (สค.1) ที่ใช้เป็นหลักฐานประกอบการขออนุญาตออกเอกสารสิทธิ น.ส.3ก ดังกล่าวได้ ดังนั้น หากในอนาคตปรากฏข้อเท็จจริงเพิ่มเติมที่มีผลกระทบในทางลบทำให้ BSE-BRM 1 ไม่สามารถใช้ประโยชน์จากที่ดินแปลงดังกล่าวได้ เหตุการณ์ข้างต้นอาจส่งผลกระทบต่อกลุ่มบริษัทฯ (1) สูญเสียรายได้และกำไรสุทธิ และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพิ่มเติมในกรณีที่ดินกลุ่มบริษัทฯ พิจารณาย้ายที่ตั้งโครงการของ BSE-BRM 1 และ (2) มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจากกระบวนการตรวจสอบเพื่อยืนยันสิทธิในที่ดินรวมไปถึงการดำเนินคดีในชั้นศาล

อย่างไรก็ดี จากข้อพิจารณาและบทวิเคราะห์ทางกฎหมายพบว่า (1) แม้ว่าจะมีความไม่ชัดเจนเกี่ยวกับการสืบค้นที่มาของเอกสารต้นฉบับแสดงการครอบครอง (สค.1) ที่ใช้ประกอบในการขออนุญาตออกเอกสารสิทธิ น.ส.3ก แต่ก็มีได้หมายความว่า เอกสารสิทธิ น.ส.3ก ดังกล่าวจะมีการออกโดยมิชอบตามกฎหมาย และ (2) ข้อมูลรวมถึงเอกสารเท่าที่สามารถตรวจสอบได้นั้นมิได้กระทบต่อความสมบูรณ์ของ น.ส.3ก ฉบับดังกล่าวแต่อย่างใด

1.3.2.7 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 1 หยุดชะงัก เนื่องจากบริษัทฯ ไม่สามารถใช้ประโยชน์บนที่ดินโครงการระยะที่ 1

บริษัทฯ ทำสัญญาเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ดินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 38 เมกะวัตต์ จาก BCP สัญญาดังกล่าวเป็นสัญญาระยะยาว 22 ปี จากวันที่ทำสัญญา ตามอายุคงเหลือของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยที่ดินโครงการระยะที่ 1 ตั้งอยู่ในพื้นที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ซึ่งมีการประกาศกำหนดให้เป็นบริเวณห้ามก่อสร้าง ดัดแปลง หรือเปลี่ยนการใช้อาคาร หรือตั้งโรงงานบางชนิด หรือประเภท ตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง อย่างไรก็ตาม การใช้พื้นที่ดังกล่าวเพื่อก่อสร้างและเป็นที่ตั้งอาคารและโรงงานของศูนย์ผลิตและวิจัยพลังงานทดแทนของ BCP หรือบริษัทร่วมทุนของ BCP ได้รับการยกเว้นไว้เป็นการเฉพาะให้สามารถกระทำได้

บริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงจากการไม่สามารถใช้ที่ดินดังกล่าวเพื่อการตั้งอาคารและโรงงานได้หากบริษัทฯ ไม่เข้าข่ายเป็นบริษัทร่วมทุนของ BCP ตามเงื่อนไขข้อยกเว้นของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งกรณีดังกล่าวอาจส่งผลให้บริษัทฯ มีข้อจำกัดการใช้ที่ดินโครงการระยะที่ 1 รวมไปถึงอาจส่งผลกระทบต่อให้บริษัทฯ สูญเสียรายได้และทำกำไรสุทธิ และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพิ่มเติมในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถใช้ที่ดินโครงการระยะที่ 1 ได้อันเนื่องมาจากข้อจำกัดในการดำเนินการตามกฎหมายดังกล่าว หรือมีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาย้ายที่ตั้งโครงการระยะที่ 1 อย่างไรก็ดี ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2558 ของ BCP มีอนุมัติกำหนดสัดส่วนจำนวนหุ้นที่จะเสนอขายต่อประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) เป็นจำนวนไม่เกินร้อยละ 30.0 ของทุนจดทะเบียนทั้งหมดของ BCPG ภายหลังการเสนอขายหุ้นต่อประชาชนทั่วไปเป็นครั้งแรก (IPO) ซึ่งทำให้ BCPG มีสถานะเป็นบริษัทร่วมทุนของ BCP รวมถึงที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท BCP ครั้งที่ 7/2559 เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2559 มีมติอนุมัติแนวทางการถือหุ้นของ BCP ในบริษัทฯ เพื่อให้บริษัทฯ คงสถานะเป็นบริษัทร่วมทุนของ BCP ตลอดระยะเวลาที่ BCPG ยังคงดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นที่ดังกล่าว เพื่อให้บริษัทฯ สามารถใช้พื้นที่ดังกล่าวในการประกอบธุรกิจได้ตามเงื่อนไขข้อยกเว้นของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ ตามสัญญาเช่าที่ดินระหว่างบริษัทฯ และ BCP กำหนดว่าในกรณีที่การเช่าที่ดินตามสัญญานี้ไม่เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการเช่า และผลประโยชน์ที่คู่สัญญาตกลงกันไว้แต่แรก คู่สัญญาจะทำความตกลงร่วมกันเพื่อแก้ไขเพื่อให้การเช่าที่ดินตามข้อสัญญามีผลสมบูรณ์และสอดคล้องกับบทบัญญัติแห่งกฎหมาย BCP จึงมีความผูกพันตามสัญญาที่จะดำเนินการเพื่อให้การเช่าที่ดินเพื่อเป็นที่ตั้งโครงการระยะที่ 1 ตามสัญญานี้เป็นไปตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

1.3.3 ความเสี่ยงในการประกอบธุรกิจในประเทศญี่ปุ่น

1.3.3.1 ความเสี่ยงจากการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นไม่เป็นไปตามแผนที่วางไว้

ความสำเร็จในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น การดำเนินการเพื่อขอใบอนุญาตที่จำเป็นในการดำเนินธุรกิจ การขออนุญาตเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connection) การจัดหาที่ดินสำหรับการพัฒนาโครงการ และความสามารถในการจัดหาแหล่งเงินกู้ในรูปแบบของการเพิ่มทุนและการกู้ยืมเงิน เป็นต้น หากกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถดำเนินการดังกล่าวได้ตามแผนการลงทุนที่วางไว้ กลุ่มบริษัทฯ จะมีความเสี่ยงจาก (1) วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการต้องล่าช้าออกไป หรือก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่ม ทำให้กลุ่มบริษัทฯ ได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนแตกต่างจากที่คาดการณ์ และ (2) ไม่ได้ลงทุนในบางโครงการทำให้แผนการลงทุนของกลุ่มบริษัทฯ แตกต่างจากที่คาดการณ์ไว้

นอกจากนี้ หากโครงการดังกล่าวเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว กลุ่มบริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงจากปัจจัยที่ทำให้ผลประกอบการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นของกลุ่มบริษัทฯ ไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ เช่น สภาพอากาศ ค่าความเข้มแสง เป็นต้น ซึ่งอาจทำให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำกว่าที่ประมาณการ รวมถึงต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการโครงการแตกต่างจากที่ประมาณการไว้

อย่างไรก็ดี ในการพิจารณาตัดสินใจลงทุนโครงการดังกล่าว กลุ่มบริษัทฯ ได้ตระหนักถึงปัจจัยที่สำคัญข้างต้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีการดำเนินการดังนี้

- (1) คัดเลือกพันธมิตรทางธุรกิจที่มีประสบการณ์ในการดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่เชื่อถือได้
- (2) คำนวณผลตอบแทนจากการลงทุนโดยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) ที่ครอบคลุมกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst Case Scenario) เพื่อศึกษาถึงผลกระทบทางการเงินและผลตอบแทนในกรณีเลวร้ายที่สุดที่กลุ่มบริษัทฯ อาจได้รับ นอกจากนี้ ในการประเมินเงินลงทุนในโครงการต่างๆ กลุ่มบริษัทฯ ได้คำนวณเงินลงทุนสำรอง (Contingency) ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ คาดว่าจะครอบคลุมค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มได้เพียงพอหากค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการเพิ่มขึ้นระดับหนึ่ง
- (3) ศึกษาข้อมูล (Due Diligence) และความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยละเอียด โดยจัดให้มีที่ปรึกษาด้านต่างๆ เช่น
 - (3.1) ที่ปรึกษาด้านเทคนิค/ วิศวกร เพื่อ (ก) ประเมินค่าความเข้มแสงอาทิตย์โดยการอ้างอิงจากข้อมูลสถิติ (ข) ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน (Feasibility Study) (ค) ให้คำแนะนำด้านเทคนิคและวิศวกรรมที่เกี่ยวข้องในการพัฒนาโครงการ และ (ง) ติดตามขั้นตอนการพัฒนาโครงการ/ ก่อสร้างโครงการ ให้เป็นไปตามแผนที่วางไว้
 - (3.2) ที่ปรึกษากฎหมาย เพื่อให้คำแนะนำเกี่ยวกับกฎหมายและขั้นตอนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน ตรวจสอบเอกสารสิทธิที่ดิน เอกสารสัญญาโครงการ และใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง และการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการเจรจาสัญญาอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อประโยชน์สูงสุดของกลุ่มบริษัทฯ และผู้ถือหุ้นเป็นสำคัญ
 - (3.3) ที่ปรึกษาเฉพาะทางอื่นๆ เช่น ที่ปรึกษาทางการเงิน และที่ปรึกษาทางบัญชีและภาษี เพื่อให้มั่นใจได้ว่ากลุ่มบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการเข้าทำรายการที่สมเหตุสมผล และมีการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างถูกต้องครบถ้วน

ทั้งนี้ ข้อมูลจากการศึกษาข้างต้นจะถูกนำเสนอต่อคณะกรรมการบริหารและจัดการการลงทุน ซึ่งประกอบด้วยกรรมการและที่ปรึกษาที่มีความรู้ความสามารถ และประสบการณ์ในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าลงทุน รวมถึงการขออนุมัติจากคณะกรรมการบริษัท

1.3.3.2 ความเสี่ยงจากการควบคุมการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น โดยมีโครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค ซึ่งเป็นโครงสร้างเพื่อบริหารจัดการภาษีสำหรับนักลงทุนที่ลงทุนในประเทศญี่ปุ่น

ในการลงทุนภายใต้โครงสร้างแบบจีเค-ทีเค กลุ่มบริษัทฯ เป็นนักลงทุนที่ไม่มีส่วนร่วมในการบริหารงานหรือดำเนินการกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Silent Investor) ซึ่งเรียกว่านักลงทุนที่เค โดยกลุ่มบริษัทฯ มีสิทธิได้รับส่วนแบ่งกำไรที่ได้จากการประกอบธุรกิจ โดยผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) จะทำหน้าที่เป็นผู้บริหารงานภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เค ระหว่างผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) กลุ่มบริษัทฯ และพันธมิตรทางธุรกิจของแต่ละโครงการ (ถ้ามี) นอกจากนี้ ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) อาจเข้าทำ (1) สัญญาบริหารจัดการทรัพย์สิน (Asset

Management Agreement) กับบริษัทบริหารสินทรัพย์ (Asset Management Company) ให้ทำหน้าที่บริหารจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ (2) สัญญาดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Contract) กับผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา เพื่อกำหนดให้ให้บริการและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงจากการพึ่งพิงบริษัทบริหารสินทรัพย์ (Asset Management Company) และผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษา หากบริษัทดังกล่าวไม่สามารถปฏิบัติหน้าที่ตามที่ตกลงไว้ในสัญญา

อย่างไรก็ดี ในการลงทุนภายใต้โครงสร้างแบบจีเค-ทีเค กลุ่มบริษัทฯ ยังมีสิทธิตามกฎหมายในการตรวจสอบการทำงานของผู้ดำเนินการ (Operator) และสิทธิในการคัดค้านการตัดสินใจเกี่ยวกับบริษัทที่ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญาการลงทุนทีเค トラบแท่ที่ไม่ขัดต่อกฎหมาย อีกทั้งกลุ่มบริษัทฯ ได้จัดให้มีแนวทางการกำกับดูแล เพื่อให้กลุ่มบริษัทฯ สามารถควบคุมดูแลการจัดการ การดำเนินงาน และการบริหารงานของโครงการดังกล่าว โดย

- (1) คัดเลือกพันธมิตรทางธุรกิจที่มีประวัติการดำเนินธุรกิจที่เชื่อถือได้ และมีประสบการณ์และความเชี่ยวชาญในการดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น (ถ้ามี)
- (2) ทำสัญญาการลงทุนที่เคร่งครัดระหว่างกลุ่มบริษัทฯ กับพันธมิตรทางธุรกิจของแต่ละโครงการ (ถ้ามี) และผู้ดำเนินการ (Operator) เพื่อกำหนดขอบเขตการดำเนินงานและอำนาจการตัดสินใจของผู้ดำเนินการ (Operator) อย่างชัดเจนและครอบคลุมการดำเนินธุรกิจปกติของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อป้องกันการถ่ายเทผลประโยชน์ และเพื่อให้มั่นใจว่าการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไปเพื่อผลประโยชน์สูงสุดของกลุ่มบริษัทฯ และผู้ถือหุ้น

นอกจากนี้ หากกลุ่มบริษัทฯ ในฐานะนักลงทุนทีเคดำเนินการใดๆ ที่ถือว่ามียกยสิทธิ์ต่อการบริหารงานหรือดำเนินการกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อาจมีความเป็นไปได้ที่การดำเนินการดังกล่าวจะกระทบต่อลักษณะของความเป็นนักลงทุนที่ไม่มีส่วนร่วมในการบริหารงาน (Silent Investor) ภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค ซึ่งอาจส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ สูญเสียผลประโยชน์และข้อได้เปรียบ (รวมถึงสิทธิประโยชน์ทางภาษี) ที่ควรจะได้รับภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค

ทั้งนี้ ปัจจุบันส่วนแบ่งกำไร (TK Distribution) จากการประกอบธุรกิจซึ่งผู้ดำเนินการ (Operator) จ่ายให้กับนักลงทุนทีเค จะต้องเสียภาษีหัก ณ ที่จ่ายในอัตราร้อยละ 20.42 อย่างไรก็ดี หากกลุ่มบริษัทฯ ในฐานะนักลงทุนทีเคถูกจัดประเภทใหม่ (re-characterization) เป็นห้างหุ้นส่วนจำกัดทั่วไป (เอ็นเค หรือ nin-i-kumiai) เงินปันผลจากการประกอบธุรกิจซึ่งผู้ดำเนินการ (Operator) จ่ายให้กับห้างหุ้นส่วนจำกัดทั่วไปจะต้องเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราร้อยละ 35.011 นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังอาจต้องเสียเบี้ยปรับในอัตราร้อยละ 10.0-15.0 และจ่ายอัตราดอกเบี้ยบนภาษีส่วนเพิ่มที่ต้องชำระ โดยการตรวจสอบภาษีในกรณีทั่วไปมีระยะเวลาย้อนหลัง 5 ปี

อย่างไรก็ดี จากการวิเคราะห์ตัวอย่างโครงสร้างการลงทุนของกลุ่มบริษัทฯ สัญญาการลงทุนทีเค (TK Agreement) และสัญญาบริหารจัดการทรัพย์สิน (Asset Management Agreement) มีวัตถุประสงค์เพื่อเข้าทำรายการตามที่ระบุไว้ในสัญญาทั้งสอง โดยบริษัท โมริ ฮะมะดะ แอนด์ มัตสึโมโตะ¹² ซึ่งเป็นที่ปรึกษากฎหมายประเทศญี่ปุ่นของกลุ่มบริษัทฯ ได้ให้ความเห็นว่า ภายใต้ข้อสมมติฐานและข้อจำกัดบางประการ การตีความว่าโครงสร้างการลงทุนของกลุ่มบริษัทฯ เป็นโครงสร้างการลงทุนแบบจีเค-ทีเค โดยสัญญาการลงทุนทีเค (TK Agreement) ของ

¹¹ TK Investments in PV Facilities, KPMG Tax Corporation, Transaction Advisory Group

¹² บริษัท โมริ ฮะมะดะ และมัตสึโมโตะ จำกัด เป็นหนึ่งในสี่ของบริษัทที่ปรึกษากฎหมายขนาดใหญ่ในประเทศญี่ปุ่น โดยมีสาขาในทวีปเอเชีย เช่น ประเทศไทย ประเทศจีน ประเทศสิงคโปร์ ประเทศพม่า และประเทศอินโดนีเซีย ข้อมูลจาก www.legalbusinessonline.com และ www.mhmjapan.com/en/firm/

กลุ่มบริษัทฯ เป็นสัญญาของนักลงทุนที่ไม่มีสิทธิออกเสียงในกิจการ (Silent Partnership) ภายใต้ประมวลกฎหมายพาณิชย์ของประเทศญี่ปุ่น (Commercial Code of Japan) นั้นสมเหตุสมผล

นอกจากนี้ จากการวิเคราะห์ตัวอย่างสัญญาการลงทุนที่เค (TK Agreement) ของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งไม่รวมการวิเคราะห์ทางด้านภาษี โดยบริษัท นิชิมูระ แอนด์ อาซาฮิ¹³ ซึ่งเป็นที่ปรึกษากฎหมายของกลุ่มบริษัทฯ ได้ให้ความเห็นว่าสัญญาการลงทุนที่เค (TK Agreement) ดังกล่าว ไม่ขัดต่อกฎหมายและกฎระเบียบของประเทศญี่ปุ่น และความสัมพันธ์ดังกล่าวมีผลทางกฎหมายและสามารถบังคับใช้ได้

1.3.3.3 ความเสี่ยงจากการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องไม่ครบถ้วน

การประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง กลุ่มบริษัทฯ ได้ใช้ความพยายามอย่างดีที่สุดเพื่อให้มั่นใจว่ากลุ่มบริษัทฯ มีการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องครบถ้วน อย่างไรก็ตาม ในอนาคตประเทศญี่ปุ่นอาจมีการแก้ไข เปลี่ยนแปลง ตีความ หรือบังคับใช้กฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แตกต่างไปจากฉบับที่มีผลบังคับใช้ในปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องไม่ครบถ้วน ซึ่งอาจส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เปลี่ยนแปลงดังกล่าว หรือได้รับบทลงโทษในทางแพ่งหรือทางอาญา หรือถูกเพิกถอนใบอนุญาต หรือสั่งปิดโรงไฟฟ้าชั่วคราวหรือถาวร

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีทีมงานทำหน้าที่ศึกษาและติดตามการเปลี่ยนแปลงของกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องเพื่อให้มั่นใจว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ มีการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วน

1.3.3.4 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ต้องหยุดชะงัก

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ มีที่ตั้งอยู่ในหลายภูมิภาคในประเทศญี่ปุ่น หากเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ หรือเหตุสุดวิสัยร้ายแรงที่กลุ่มบริษัทฯ ควบคุมไม่ได้ เช่น แผ่นดินไหว ภูเขาไฟระเบิด การขัดข้องของระบบไฟฟ้า พายุหิมะ อัคคีภัย หรือการก่อวินาศกรรมในพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ตั้งอยู่ อาจส่งผลให้การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ต้องหยุดชะงัก หรือเกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อธุรกิจ ผลการดำเนินงาน และฐานะทางการเงินของกลุ่ม บริษัทฯ อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายในการกำกับกันภัยตามมาตรฐานในอุตสาหกรรม

1.3.3.5 ความเสี่ยงจากการสูญเสียรายได้จากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment)

การประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น กลุ่มบริษัทฯ จะต้องเข้าลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเอกชนตามพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งตั้งอยู่ โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีอายุสัญญา 20 ปี ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้างดากล่าว กลุ่มบริษัทฯ ไม่มีการผูกพันที่จะต้องขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเอกชน แต่ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเอกชนมีการผูกพันที่จะต้องซื้อไฟฟ้าทั้งหมดที่แต่ละโครงการผลิตได้

อย่างไรก็ดี ในช่วงต้นปี 2558 หน่วยงานทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน (The Agency for Natural Resources and Energy (“ANRE”)) ประเทศญี่ปุ่น ได้ประกาศใช้พระราชกฤษฎีกาและแนวทางในการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องเพื่อแก้ไขแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยบริษัทผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งรวมถึงการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment) โดยบริษัทผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ามีสิทธิที่จะสามารถสั่งให้กลุ่มบริษัทฯ ลด

¹³ บริษัท นิชิมูระ แอนด์ อาซาฮิ เป็นบริษัทที่ปรึกษากฎหมายขนาดใหญ่อันดับ 1 ในประเทศญี่ปุ่น โดยมีสาขาอยู่ในทวีปเอเชีย เช่น ประเทศไทย ประเทศจีน ประเทศสิงคโปร์ ประเทศพม่า และประเทศเวียดนาม ข้อมูลจาก www.legalbusinessonline.com และ www.jurists.co.jp/en/

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายได้เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้นไม่เกิน 30 วัน ต่อรอบปีบัญชี หรือ 360 ชั่วโมงต่อปี (แล้วแต่กรณี) โดยไม่ต้องชดใช้ความเสียหายที่เกิดขึ้น ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการสูญเสียรายได้หากถูกจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า

1.3.3.6 ความเสี่ยงจากการไม่สามารถหาวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) เพื่อดูแลการดำเนินงานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นของกลุ่มบริษัทฯ

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการไฟฟ้า (The Electricity Business Act) ของประเทศญี่ปุ่น กำหนดให้ผู้ประกอบการ ต้องจัดให้มีวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) ทำหน้าที่กำกับดูแลมาตรการความปลอดภัยในวังก่อสร้าง การดำเนินงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า (Operation and Maintenance) โดยระดับใบอนุญาตของวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) จะแตกต่างกันไป ขึ้นอยู่กับขนาดของโรงไฟฟ้า ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากความล่าช้าของวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ หรืออาจมีค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่ม หากไม่สามารถหาวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) ได้

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีการเตรียมความพร้อมในการหาวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) ก่อนเริ่มพัฒนาโครงการ และมีความสัมพันธ์ที่ดีกับบริษัทจัดหางานเพื่อจัดหาวิศวกรไฟฟ้า (Chief Electrical Engineer) ที่มีคุณสมบัติตามที่กลุ่มบริษัทฯ ต้องการ

1.3.4 ความเสี่ยงด้านการบริหารจัดการ

1.3.4.1 ความเสี่ยงจากการถูกผู้ถือหุ้นรายใหญ่ควบคุมเสียงของที่ประชุมผู้ถือหุ้น

ข้อมูล ณ วันที่ 12 ธันวาคม 2560 BCP ถือหุ้นในบริษัทฯ ร้อยละ 70.3 ของจำนวนทุนเรียกชำระแล้วทั้งหมด นอกจากนี้ BCP ยังมีกรรมการที่เป็นตัวแทนผู้ถือหุ้นในคณะกรรมการบริษัทฯ และเป็นกรรมการผู้มีอำนาจลงนามของบริษัทฯ ด้วย จึงทำให้ผู้ถือหุ้นรายใหญ่มักมีอำนาจในการควบคุมการบริหารจัดการบริษัทฯ รวมถึงสามารถควบคุมเสียงของที่ประชุมผู้ถือหุ้นได้เกือบทั้งหมด ไม่ว่าจะเป็นเรื่องการแต่งตั้งกรรมการหรือการขออนุมัติในเรื่องอื่นที่ต้องใช้เสียงส่วนใหญ่ของที่ประชุมผู้ถือหุ้น ยกเว้นเรื่องที่กฎหมายหรือข้อบังคับของบริษัทฯ กำหนดให้ต้องได้รับเสียง 3 ใน 4 ของที่ประชุมผู้ถือหุ้น ดังนั้นผู้ถือหุ้นรายย่อยอาจไม่สามารถรวบรวมคะแนนเสียงเพื่อตรวจสอบและถ่วงดุลเรื่องที่ผู้ถือหุ้นรายใหญ่เสนอได้

อย่างไรก็ดี โครงสร้างคณะกรรมการของบริษัทฯ ประกอบด้วยกรรมการอิสระมากกว่ากึ่งหนึ่ง (กรรมการอิสระ 6 ท่าน จากกรรมการทั้งหมด 10 ท่าน) โดยกรรมการอิสระ 3 ท่านดำรงตำแหน่งกรรมการตรวจสอบ เพื่อกำหนดให้มั่นใจได้ว่าการดำเนินการใดๆ ของบริษัทฯ เป็นไปเพื่อประโยชน์ของบริษัทฯ โดยเฉพาะผู้ถือหุ้นรายย่อย และผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ และบริษัทฯ ยังจัดให้มีช่องทางที่ผู้ถือหุ้นรายย่อยสามารถเสนอเพิ่มวาระการประชุม หรือเสนอชื่อบุคคลเพื่อเป็นกรรมการ เป็นการล่วงหน้าก่อนวันประชุมผู้ถือหุ้น ตามแนวทางที่บริษัทฯ กำหนด นอกจากนั้นแล้ว บริษัทฯ ยังจัดให้มีกลไกในการตรวจสอบการดำเนินงานของคณะกรรมการบริษัทฯ อีกทั้งได้มีแนวปฏิบัติที่คณะกรรมการกำหนดกรณีที่มีการทำรายการระหว่างกันหรือรายการที่เกี่ยวข้องกับกรรมการ หรือผู้ถือหุ้นรายใหญ่ หรือผู้มีอำนาจควบคุมภายในกิจการ รวมทั้งบุคคลที่อาจมีความขัดแย้ง โดยบุคคลดังกล่าวจะไม่มีอำนาจอนุมัติในการทำรายการนั้นๆ

1.3.4.2 ความเสี่ยงจากความต่อเนื่องในการบริหารและดำเนินงานของบริษัทฯ

ณ ปัจจุบัน บริษัทฯ ได้มีการทำสัญญาจ้างบริหารงานกับ BCP ระยะเวลาประมาณ 4 ปี อายุสัญญาสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2562 โดย BCP จะส่งผู้บริหารและพนักงานเพื่อมาปฏิบัติงานที่บริษัทฯ ตามขอบเขตการปฏิบัติงานที่บริษัทฯ เป็นผู้กำหนด โดยบุคคลที่ BCP จัดส่งมาจะต้องสามารถปฏิบัติงานได้ตามคำบรรยายลักษณะงาน (Job Description) ที่กำหนด และมีคุณสมบัติตามมาตรฐานที่ยอมรับโดยทั่วไปในธุรกิจเดียวกัน

หาก BCP ไม่ต่อสัญญาดังกล่าว อาจส่งผลกระทบต่อความต่อเนื่องในการบริหารงานและดำเนินงานของบริษัทฯ อย่างไรก็ดี บริษัทฯ มีการเตรียมความพร้อมด้านศักยภาพของบุคลากรเพื่อรองรับทิศทางและการขยายตัวของธุรกิจในอนาคต โดยมีนโยบายในการพัฒนาบุคลากรทุกระดับให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น เพื่อลดการพึ่งพิงบุคลากรจาก BCP

1.3.5 ความเสี่ยงจากการลงทุนในประเทศฟิลิปปินส์

1.3.5.1 ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงลูกค้ารายใหญ่

บริษัทย่อยในประเทศฟิลิปปินส์ มีลูกค้าเพียงรายเดียว ได้แก่ Philippine Electricity Market Corporation ซึ่งเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่บริษัทย่อยผลิตได้ทั้งหมดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายไฟเป็นระยะเวลา 20 ปี หลังจากเปิดดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์ ดังนั้น หากลูกค้าเพียงรายเดียวดังกล่าวบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า อาจส่งผลต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ อย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ ความเสี่ยงดังกล่าวเป็นความเสี่ยงของผู้ประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการทั่วไป

1.3.5.2 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ร่วมลงทุนในบริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ ซึ่งบริษัทดังกล่าวมีรายได้เป็นสกุลเงินตราต่างประเทศ ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงในการบันทึกส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนและการรับปันผลจากบริษัทย่อยดังกล่าว หากเงินบาทมีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นจะส่งผลให้ส่วนแบ่งกำไรและเงินปันผลจากการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานลมนั้นจะลดลงเมื่อแปลงค่าจากสกุลเงินต่างประเทศเป็นเงินบาท ซึ่งจะทำให้การดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ มีผลการดำเนินงานที่ลดลง

อย่างไรก็ดี บริษัทฯ ได้จัดตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงทั่วองค์กรเพื่อทำหน้าที่กลั่นกรองนโยบายและแนวทางการบริหารความเสี่ยงในด้านต่างๆ ซึ่งรวมถึงความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายในการใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวตามความเหมาะสมอีกด้วย

1.3.5.3 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานของบริษัทร่วมในประเทศฟิลิปปินส์

ผลประโยชน์และส่วนแบ่งรายได้ของบริษัทร่วมอาจไม่เป็นไปตามแผนธุรกิจ เนื่องจากมีข้อจำกัดบางประการ เช่น การคาดการณ์ความแรงของลมไม่เป็นไปตามเป้าของปี อย่างเช่น ในช่วงไตรมาสที่ 3 ของปี 2560 นั้นความแรงลมอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ เป็นผลจากพายุไม่เข้าตามปกติ หรือ เกิดภัยธรรมชาติ เช่น พายุที่มีระดับลมแรงเกินกว่าโรงไฟฟ้าจะดำเนินการได้ รวมถึงภัยธรรมชาติต่างๆ ที่เกิดขึ้น รวมถึงการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่าย ที่จะส่งผลกระทบต่อ การดำเนินงานของบริษัทฯ โดยในปัจจุบันบริษัทถือหุ้นอยู่ในบริษัทร่วมในประเทศฟิลิปปินส์อยู่ร้อยละ 40 และมีกรรมการบริหารอยู่ 2 ตำแหน่ง และคณะทำงานที่ดูแลการบริหารงานและการลงทุนอย่างใกล้ชิด

1.3.5.4 ความเสี่ยงจากความล่าช้าในการพัฒนาโครงการ

บริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ ปัจจุบันมีการผลิตไฟฟ้าด้วยกำลังการผลิต 14 เมกะวัตต์ และได้เริ่มดำเนินการพัฒนาโครงการในระยะที่ 2 ซึ่งจะมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 6 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม รายได้จากโครงการในส่วนนี้ไม่ได้รวมอยู่ในผลตอบแทนการลงทุนที่ประเมินตอนเข้าลงทุน

1.3.5.5 ความเสี่ยงจากความสามารถในการจ่ายเงินปันผล

ความสามารถในการจ่ายเงินปันผลของบริษัทฯ ในอนาคต ขึ้นอยู่กับกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน ความจำเป็นในการสำรองเงินทุนเพื่อการขยายธุรกิจ รวมถึงข้อกำหนดทางกฎหมาย

สำหรับบริษัทร่วมในประเทศฟิลิปปินส์นั้น ทางโครงการมีเงินกู้ยืมกับธนาคารพาณิชย์เพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า โดย จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของธนาคารพาณิชย์ดังกล่าวก่อนจึงจะสามารถจ่ายเงินปันผลให้ผู้ถือหุ้นได้ ดังนั้น บริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการไม่ได้รับเงินปันผลจากโครงการ หากมีผลประกอบการและสภาพคล่องไม่เพียงพอที่จะจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้น อย่างไรก็ตามกรรมการผู้มีอำนาจในบริษัทร่วมนั้นได้ดูแลอย่างใกล้ชิดเพื่อให้การดำเนินงานและการจ่ายเงินปันผลเป็นไปตามแผนธุรกิจ

1.3.6 ความเสี่ยงจากการลงทุนในประเทศอินโดนีเซีย

1.3.6.1 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ร่วมลงทุนในบริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศอินโดนีเซียส่งผลให้กลุ่ม บริษัทฯ มีรายได้เป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ

ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงหากอัตราแลกเปลี่ยนมีความผันผวนอย่างมีนัยสำคัญ โดยหากเงินบาทมีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นจะส่งผลให้ส่วนแบ่งกำไรและเงินปันผลจากการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพนั้นจะลดลงเมื่อแปลงค่าเป็นเงินบาท ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท อย่างไรก็ตาม หากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น กลุ่มบริษัทฯ จะชำระคืนเงินกู้ยืมและดอกเบี้ยบางส่วนที่มีค่าใช้จ่ายเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐถูกลง

อย่างไรก็ดี บริษัทฯ ได้จัดตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงทั่วองค์กรเพื่อทำหน้าที่กลั่นกรองนโยบายและแนวทางการบริหารความเสี่ยงในด้านต่างๆ ซึ่งรวมถึงความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายในการใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวตามความเหมาะสมอีกด้วย

1.3.6.2 ความเสี่ยงจากความสามารถในการจ่ายเงินปันผล

ความสามารถในการจ่ายเงินปันผลของบริษัทฯ ในอนาคต ขึ้นอยู่กับกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน ความจำเป็นในการสำรองเงินทุนเพื่อการขยายธุรกิจ รวมถึงข้อกำหนดทางกฎหมาย

สำหรับบริษัทร่วมในประเทศอินโดนีเซียนั้น ทางโครงการมีเงินกู้ยืมกับธนาคารพาณิชย์เพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า โดยจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของธนาคารพาณิชย์ดังกล่าวก่อนจึงจะสามารถจ่ายเงินปันผลให้ผู้ถือหุ้นได้ ดังนั้น บริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการไม่ได้รับเงินปันผลจากโครงการ หากมีผลประกอบการและสภาพคล่องไม่เพียงพอที่จะจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้น อย่างไรก็ตามกรรมการผู้มีอำนาจในบริษัทร่วมนั้นได้ดูแลอย่างใกล้ชิดเพื่อให้การดำเนินงานและการจ่ายเงินปันผลเป็นไปตามแผนธุรกิจ

1.3.6.3 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพต้องหยุดชะงัก

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพทั้ง 3 แห่ง ที่บริษัทฯ เข้าลงทุนตั้งอยู่ในประเทศอินโดนีเซีย หากเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ หรือเหตุสุดวิสัยร้ายแรงที่ไม่คาดถึง เช่น แผ่นดินไหว แผ่นดินถล่ม พายุ อากาศภัย หรือ การขัดข้องของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ อาจส่งผลให้การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งต้องหยุดชะงัก หรือเกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินของโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ การหยุดชะงักของโรงไฟฟ้าอาจส่งผลกระทบต่อธุรกิจ ผลการดำเนินงาน และฐานะทางการเงินของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง มีนโยบายการรับประกันภัยในระดับเทียบเคียงกับผู้ประกอบการทั่วไปในอุตสาหกรรมซึ่งได้รวมถึงการประกันภัยทรัพย์สิน (Property All Risks) และประกันภัยธุรกิจหยุดชะงัก (Business Interruption) โดยหากสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าเกิดความเสียหายจากเหตุการณ์ต่างๆ อาทิ เช่น อุบัติเหตุในกระบวนการทำงานหรือภัยธรรมชาติ บริษัทประกันจะจ่ายค่าชดเชยให้กับโรงไฟฟ้าตามค่าใช้จ่ายที่โรงไฟฟ้าใช้ในการซ่อมแซมทรัพย์สินที่เสียหาย ทั้งนี้ มูลค่าการชดเชยของเครื่องจักรหรืออุปกรณ์แต่ละประเภทขึ้นกับวงเงินประกันที่ระบุในกรมธรรม์ นอกจากนี้หากโรงไฟฟ้ามีการหยุดชะงักไม่สามารถดำเนินงานได้ โรงไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยตามระยะเวลาที่หยุดการดำเนินงานจริง แต่ไม่เกิน 24 เดือน และจะเริ่มจ่ายเงินชดเชยนับจากวันที่โรงไฟฟ้าหยุดทำงานมาเป็นระยะเวลา 45 – 60 วัน ขึ้นอยู่กับสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดชะงัก โดยวัตถุประสงค์ในการรับประกันภัยแบบธุรกิจหยุดชะงัก เพื่อให้ครอบคลุม ค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย และเงินต้นที่ครบกำหนดชำระคืน

1.3.6.4 ความเสี่ยงจากการพึ่งพาลูกค้ารายใหญ่

โรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง มีลูกค้าเพียงรายเดียว คือ PT Perusahaan Listrik Negara (“Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara” or “PLN”) ซึ่งเป็นการไฟฟ้าอินโดนีเซีย หรือ หน่วยงานรัฐวิสาหกิจเพียงแห่งเดียวของอินโดนีเซียซึ่งมีหน้าที่หลักในการให้บริการด้านระบบไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซียและจะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าและ/หรือไฟฟ้าที่จะผลิตจากโรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในอัตราซื้อไฟฟ้าตามสัญญา เป็นระยะเวลา 30 ปี นับจากวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของยูนิทที่เปิดทำการในลำดับสุดท้าย ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้าทุกแห่ง จะต้องปฏิบัติตามข้อตกลงของ PLN ในการปฏิบัติงาน เพื่อให้มีคุณสมบัติครบถ้วนตามสัญญาและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ความเสี่ยงดังกล่าวเป็นความเสี่ยงของผู้ประกอบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการทั่วไป

1.3.6.5 ความเสี่ยงจากการเปิดดำเนินการยูนิท 3 ของโรงไฟฟ้า Wayang Windu ล่าช้ากว่าแผนที่วางไว้

บริษัทย่อย Star Energy Group Holdings Pte. Ltd. หรือ SEGHL อยู่ระหว่างการพัฒนายูนิทที่ 3 ของโรงไฟฟ้า Wayang Windu ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งที่ 60 เมกะวัตต์ โดยมีแผนที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมิถุนายน 2563 แต่หากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของยูนิทดังกล่าวมีความล่าช้าออกไป อาจส่งผลกระทบต่อรายได้และกำไรของ SEGHL ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อส่วนแบ่งกำไรและ/หรือเงินปันผลที่บริษัทฯ จะได้รับ

สำหรับกำลังการผลิตติดตั้งรวมของยูนิทที่ 3 ของโรงไฟฟ้า Wayang Windu นั้นคิดเป็นร้อยละ 6.4 ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ทั้งนี้ ยูนิทดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนาซึ่งเป็นไปตามแผน

1.3.7 ความเสี่ยงด้านการเงิน

1.3.7.1 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย

โดยทั่วไปในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ผู้ประกอบการมักมีการกู้ยืมเงินในรูปแบบวงเงินกู้สินเชื่อโครงการ (Project Finance) จากสถาบันการเงิน โดยอัตราส่วนเงินกู้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ระยะเวลาการให้

สินเชื่อ และอัตราดอกเบี้ยจะขึ้นอยู่กับลักษณะโครงการและเครดิตของผู้กู้แต่ละรายเป็นสำคัญ ในกรณีที่กลุ่มบริษัทฯ มีการกู้ยืมเงินโดยมีอัตราดอกเบี้ยตามสัญญาเงินกู้เป็นอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัว หากอัตราดอกเบี้ยดังกล่าวมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญ อาจส่งผลกระทบต่อในทางลบต่อธุรกิจ ผลการดำเนินงาน และฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทฯ

ทั้งนี้ ตามที่ปรากฏในงบการเงินรวม สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560 กลุ่มบริษัทฯ มียอดเงินกู้ยืมรวมทั้งสิ้น 17,028.39 ล้านบาท สำหรับสัดส่วนอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัวและอัตราดอกเบี้ยแบบคงที่นั้นอยู่ที่ 21.5 ต่อ 78.5

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้จัดตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงเพื่อทำหน้าที่กลั่นกรองนโยบายและแนวทางการบริหารความเสี่ยงในด้านต่างๆ ซึ่งรวมถึงความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย เพื่อป้องกันความเสี่ยงด้านต่างๆ ให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้

1.3.7.2 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายการลงทุนธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งในประเทศและต่างประเทศ ทั้งนี้ ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ ได้ขยายการลงทุนไปยังต่างประเทศ เช่น ญี่ปุ่น อินโดนีเซีย และฟิลิปปินส์ จึงทำให้กลุ่มบริษัทฯ มีเงินลงทุนและเงินกู้ในสกุลเงินต่างๆ เช่น ดอลลาร์สหรัฐ และเยน เป็นต้น ความหลากหลายของสกุลเงินดังกล่าวทำให้เกิดความผันผวนของค่าเงินตราต่างประเทศที่อาจกระทบต่อการเงินและผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ

อย่างไรก็ดี บริษัทฯ ได้จัดตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงทั่วองค์กรเพื่อทำหน้าที่กลั่นกรองนโยบายและแนวทางการบริหารความเสี่ยงในด้านต่างๆ ซึ่งรวมถึงความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายในการใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าว เช่น สัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward Contract) ตามความเหมาะสมอีกด้วย

1.3.7.4 ความเสี่ยงจากความสามารถในการจ่ายเงินปันผลของบริษัทย่อย

ปัจจุบัน บริษัทฯ ถือหุ้นบริษัทย่อยในประเทศไทยที่ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และถือหุ้นบริษัทร่วมในประเทศฟิลิปปินส์และอินโดนีเซีย หากบริษัทย่อยและบริษัทร่วมไม่จ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้นเนื่องจากมีข้อจำกัดบางประการ เช่น ข้อจำกัดตามเงื่อนไขสัญญาเงินกู้ยืมกับธนาคารพาณิชย์ในการดำรงอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio (DSCR)) รวมทั้งผลประโยชน์และสภาพคล่องไม่เพียงพอที่จะจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้น อาจส่งผลให้บริษัทฯ มีรายได้จากเงินปันผลลดลง และส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัทฯ

สำหรับบริษัทย่อยในประเทศญี่ปุ่นที่เป็นผู้ดำเนินการ (Operator) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว การจ่ายส่วนแบ่งกำไร (TK Distribution) จะเป็นไปตามอัตราที่กำหนดไว้ในสัญญาการลงทุนที่ระหว่างผู้ดำเนินการ (Operator) และนักลงทุนที่เค อย่างไรก็ตามกรรมการผู้มีอำนาจในบริษัทร่วมนั้นได้ดูแลอย่างใกล้ชิดเพื่อให้การดำเนินงานและการจ่ายเงินปันผลเป็นไปตามแผนธุรกิจ

1.3.7.5 ความเสี่ยงจากความสามารถในการจ่ายเงินปันผล

ความสามารถในการจ่ายเงินปันผลของบริษัทฯ ในอนาคต ขึ้นอยู่กับกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน เมื่อไรก็ตามที่สัญญาสินเชื่อทางการเงิน ความจำเป็นในการสำรองเงินกู้ยืมเพื่อการขยายธุรกิจ รวมถึงข้อกำหนดทางกฎหมาย หากปัจจัยดังกล่าวเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ บริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงที่จะจ่ายเงินปันผลได้ในอัตราต่ำกว่าที่กำหนดในนโยบายการจ่ายเงินปันผล หรือไม่สามารถจ่ายเงินปันผลได้

อย่างไรก็ดี ตั้งแต่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ กลุ่มบริษัทฯ มีผลประกอบการและสภาพคล่องเพียงพอที่จะสามารถจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้นมาโดยตลอด

1.3.7.6 ความเสี่ยงจากความสามารถในการชำระหนี้

ข้อมูลตามงบการเงินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 กลุ่มบริษัทฯ มีการกู้ยืมเงินทั้งเพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การปรับโครงสร้างธุรกิจ รวมถึงการขยายธุรกิจและการลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จำนวน 17,028.39 ล้านบาท กลุ่มบริษัทฯ จึงมีการระดมชำระดอกเบี้ยและคืนเงินกู้ยืมให้แก่เจ้าหนี้ตามที่กำหนด และปฏิบัติตามเงื่อนไขทางการเงินตามที่ได้ระบุในสัญญากู้ยืมเงิน หากกลุ่มบริษัทฯ มีผลประกอบการไม่ดี หรือไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขทางการเงินดังกล่าวได้ กลุ่มบริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถชำระหนี้ได้ตามที่กำหนด หรืออาจถูกเรียกให้ชำระหนี้คืนทั้งจำนวนทันที

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีกระแสเงินสดรับจากการดำเนินงานที่ค่อนข้างสม่ำเสมอ รวมทั้งกลุ่มบริษัทฯ มีหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net Debt to Equity Ratio) เพียง 1.05 เท่า ณ สิ้นปี 2560 หรืออัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Total Liability to Equity) เท่ากับ 1.23 เท่า ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับต่ำหากเทียบกับข้อจำกัดทางการเงิน (Debt Covenant) ที่ 3 เท่า นอกจากนี้ ที่ผ่านมากลุ่มบริษัทฯ มีการวางแผนทางการเงินระยะยาวและมีการติดตามผลการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง เพื่อสร้างความมั่นใจว่ากลุ่ม บริษัทฯ จะมีกระแสเงินสดเพียงพอสำหรับชำระดอกเบี้ยและเงินกู้ยืม และสามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขทางการเงินที่กำหนดในสัญญากู้ยืมเงิน รวมทั้งสามารถขยายการลงทุนได้อย่างมีประสิทธิภาพตามเป้าหมายที่วางไว้

1.3.8 ความเสี่ยงจากการลงทุนในโครงการใหม่

1.3.8.1 ความเสี่ยงจากการจัดหาเงินลงทุนสำหรับการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในการลงทุนพัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เงินลงทุนจะประกอบไปด้วยเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินและเงินเพิ่มทุนของผู้ถือหุ้น หากกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถจัดหาเงินลงทุนทั้งส่วนเงินกู้ยืมและส่วนของผู้ถือหุ้นเพื่อมาใช้ในการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าดังกล่าว จะส่งผลให้การลงทุนในอนาคตไม่เป็นไปตามแผนที่วางไว้

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีความเชี่ยวชาญในการพัฒนาโครงการ และมีประสบการณ์จากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 164 เมกะวัตต์ และกลุ่มบริษัทฯ มีความสัมพันธ์ที่ดีกับสถาบันการเงินหลายแห่ง ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทฯ จะใช้การประกวดราคา (Bidding) เพื่อเป็นทางเลือกให้กลุ่มบริษัทฯ ได้เงินกู้ยืมที่มีเงื่อนไขที่ดีที่สุด

1.3.8.2 ความเสี่ยงจากการจัดหาที่ดินสำหรับการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในการลงทุนพัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน กลุ่มบริษัทฯ จะต้องจัดหาที่ดินเพื่อพัฒนาโครงการ ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการจัดหาที่ดินในพื้นที่ตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีขนาดเพียงพอสอดคล้องกับแผนการลงทุน และ/หรือ ความเสี่ยงจากต้นทุนการได้มาซึ่งที่ดินสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ ซึ่งจะส่งผลให้การลงทุนของกลุ่มบริษัทฯ ลำบาก และโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ อาจไม่สามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ทันตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ ดำเนินการจัดหาที่ดินโดยมอบหมายให้ตัวแทนเป็นผู้ดำเนินการรวบรวมที่ดินตามหลักเกณฑ์ที่กลุ่มบริษัทฯ กำหนด โดยกลุ่มบริษัทฯ รักษาความสัมพันธ์กับตัวแทนรวบรวมที่ดินหลายราย ซึ่งมี

ความเชี่ยวชาญในการจัดหาที่ดินในหลายพื้นที่ทั่วประเทศ ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทฯ จะเข้าทำสัญญาซื้อขายกับเจ้าของที่ดินโดยตรง เพื่อให้มั่นใจได้ว่าราคาที่ดินที่กลุ่มบริษัทฯ เข้าทำสัญญาเป็นราคาที่เหมาะสมในการประกอบธุรกิจ

1.3.8.3 ความเสี่ยงจากการที่ผลตอบแทนจากการลงทุนอาจไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ และ/หรือกลุ่มบริษัทฯ อาจสูญเสียโอกาสในการลงทุน

กลุ่มบริษัทฯ มีเป้าหมายลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ก่อนการเข้าลงทุนโครงการใดๆ กลุ่มบริษัทฯ มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ รวมถึงประมาณการรายได้ กำไร และผลตอบแทนของโครงการดังกล่าวบนสมมติฐานต่างๆ หากปัจจัยที่ส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อการพัฒนาและประกอบธุรกิจเปลี่ยนแปลงไป อาจทำให้ผลตอบแทนที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับจากการลงทุนในโครงการดังกล่าวไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ หรือสูญเสียโอกาสในการลงทุน ทั้งนี้ ความเสี่ยงดังกล่าวมีสาเหตุที่สำคัญ เช่น

(1) กลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถจัดหาพื้นที่พัฒนาโครงการเพื่อใช้ในการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน หรือมีต้นทุนการได้มาซึ่งพื้นที่พัฒนาโครงการสูงกว่าที่คาดการณ์ เนื่องจากข้อจำกัดในการขออนุญาตเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connection)

(2) เงินลงทุนในโครงการดังกล่าวสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ เนื่องจากราคาราคาการจัดจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ เป็นต้น

(3) ผลประกอบการของโครงการไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ เนื่องจาก

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และ/หรือ จำหน่ายได้ ต่ำกว่าที่ประมาณการไว้
- สมมติฐานเกี่ยวกับการดำเนินงาน เช่น ค่าความเข้มแสง แตกต่างจากที่ประมาณการไว้
- ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการโครงการแตกต่างจากที่ประมาณการไว้

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีประสบการณ์และความเชี่ยวชาญในการพัฒนาและบริหารโครงการโรงไฟฟ้า และได้กำหนดให้มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการอย่างละเอียดก่อนที่จะตัดสินใจลงทุน เช่น หากเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กลุ่มบริษัทฯ จะตรวจสอบข้อมูลความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้แหล่งข้อมูลจากองค์การบริหารการบินและอวกาศแห่งชาติของประเทศสหรัฐอเมริกา หรือองค์การนาซา เพื่อใช้ประกอบการกำหนดที่ตั้งโครงการ เป็นต้น อีกทั้ง กลุ่มบริษัทฯ ได้มีการว่าจ้างที่ปรึกษาด้านเทคนิคที่เชี่ยวชาญเพื่อควบคุมและดูแลการพัฒนาโครงการให้เป็นไปตามแผนการและระยะเวลาที่กำหนดไว้ และในการประเมินเงินลงทุนในโครงการต่างๆ กลุ่มบริษัทฯ ได้คำนวณเงินลงทุนสำรอง (Contingency) ซึ่งเพียงพอที่จะครอบคลุมหากค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการเพิ่มขึ้นระดับหนึ่ง

นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วของกลุ่มบริษัทฯ ทุกแห่งในปัจจุบัน มีประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Energy Output Warranty) เป็นระยะเวลา 25 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor) ของแต่ละโครงการ และกลุ่มบริษัทฯ ยังมีนโยบายในการทำประกันอุปกรณ์ที่สำคัญในกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามความเหมาะสม

ในการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายคัดเลือกผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contractor) ในลักษณะสัญญาจ้างเหมา (Lump Sum Turnkey) โดยจะพิจารณาเลือกผู้รับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จที่เสนอข้อเสนอราคาและเงื่อนไขที่ให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงที่สุด โดยเงื่อนไขดังกล่าวรวมถึงการรับประกันคุณภาพงานและปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Energy

Output Warranty) หรือการรับประกันอื่นใดที่มีลักษณะเทียบเคียงได้กับการรับประกันที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับในปัจจุบัน หรือเทียบเคียงได้กับเงื่อนไขการรับประกันใดๆ ที่บริษัทอื่นในอุตสาหกรรมฟิวได้รับเป็นการทั่วไป

1.3.6.2 ความเสี่ยงจากการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายที่จะลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ ดังนั้น กลุ่มบริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงสถานะเศรษฐกิจ สังคม การเมือง กฎหมาย และนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศที่กลุ่มบริษัทฯ จะลงทุน รวมถึงความเสี่ยงด้านการเงินที่อาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ เช่น ความเสี่ยงด้านเงินเฟ้อ ข้อจำกัดในการแลกเปลี่ยนเงินตรา และความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน เป็นต้น นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ อาจมีความเสี่ยงจากการไม่สามารถจัดหาบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในการบริหารโครงการในต่างประเทศได้ทันตามกำหนด

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ มีการศึกษาข้อมูลและพิจารณาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในหลายประเทศเพื่อกระจายความเสี่ยงดังกล่าว และมีการเตรียมความพร้อมในการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศโดยจัดจ้างที่ปรึกษาในระหว่างการพัฒนาโครงการ และมีนโยบายในการสรรหาและพัฒนาบุคลากรเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

1-4 กรณียสิินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ

1.4.1 ลักษณะของกรณียสิินที่สำคัญ

1.4.1.1 สินกรณียถาวร

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 สินกรณียถาวรที่ใช้ในการประกอบธุรกิจของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีมูลค่าสุทธิตามบัญชีหลังหักค่าเสื่อมราคาสะสมและสำรองการด้อยค่าต่างๆ ตามที่แสดงในงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เท่ากับ 14,194.63 ล้านบาท และ 13,890.32 ล้านบาท ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ลำดับ	รายการ	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
1	ที่ดิน	741.80	689.49	เป็นเจ้าของ และสิทธิ การเช่า	ติดภาระจำนอง บางส่วน
2	อาคาร	185.53	194.16	เป็นเจ้าของ และสิทธิ การเช่า	ติดภาระจำนอง บางส่วน
3	ส่วนปรับปรุงที่ดินและระบบ สาธารณูปโภค	982.14	1,020.45	เป็นเจ้าของ	ไม่มีภาระผูกพัน
4	เครื่องจักร และอุปกรณ์	10,524.91	11,145.46	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนอง
5	เครื่องใช้สำนักงาน	75.62	73.33	เป็นเจ้าของ	ไม่มีภาระผูกพัน
6	ยานพาหนะ	7.86	7.10	เป็นเจ้าของ	ไม่มีภาระผูกพัน
7	งานระหว่างก่อสร้าง	1,676.77	760.33	เป็นเจ้าของ	ไม่มีภาระผูกพัน
รวม		14,194.63	13,890.32		

ทั้งนี้ รายการสินทรัพย์ถาวรของบริษัทฯ และบริษัทย่อยตามที่แสดงไว้ข้างต้นสามารถแสดงรายละเอียดจำแนกตามประเภทของสินทรัพย์และจำแนกตามบริษัทได้ดังนี้

1.4.1.1.1 ที่ดิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของที่ดินตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	ขนาดพื้นที่ (ไร่-งาน-ตร.ว.)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	วัตถุประสงค์ในการถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	457-2-53	-	-	เพื่อใช้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้า พลังงาน แสงอาทิตย์	สิทธิการเช่า ⁽¹⁾	ติดภาระโอนสิทธิการเช่าเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE	อ.บางปะหัน จ.อยุธยา	297-2-2	185.95	185.95		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	257-2-74					
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	137-2-46.9	40.56	40.56		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	116-2-86	32.45	32.45		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-CPM1	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	149-1-16	25.29	25.29		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	147-2-31	30.57	30.57		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	ขนาดพื้นที่ (ไร่-งาน-ตร.ว.)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	วัตถุประสงค์ในการถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	254-3-47	53.52	53.52		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BCPGI	ประเทศญี่ปุ่น	117-0-92	-	-		สิทธิการเช่า ⁽¹⁾	ไม่มีการผูกพัน
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	934-4-293	128.48	65.46		เป็นเจ้าของและสิทธิการเช่า	ไม่มีการผูกพัน
HMJ	ประเทศญี่ปุ่น	274-2-9	244.98	255.69		เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
รวม			741.80	689.49			

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ สิทธิการเช่าที่ดินมีระยะเวลา 20 ปีนับจากวัน COD ยกเว้นสิทธิการเช่าที่ดินบางแปลงของโครงการที่ 4 มีระยะเวลาดำเนินการเกินวันรวม 2576

1.4.1.1.2 อาคาร

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของอาคารตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	วัตถุประสงค์ในการถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	-	-	เพื่อใช้เป็นที่ตั้งสำนักงานใหญ่และห้องควบคุม	สิทธิการเช่า ⁽¹⁾	ติดภาระโอนสิทธิการเช่าเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	16.29	15.90	เพื่อใช้เป็นที่ตั้งเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE	อ.บางปะหัน จ.พระนครศรีอยุธยา	61.16	59.79	เพื่อใช้เป็นที่ตั้งห้องควบคุม และ	เป็นเจ้าของ	

ชื่อบริษัท ผู้ถือ กรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	วัตถุประสงค์ ในการถือครอง	ลักษณะ กรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
	อ.บ่อน้ำเค็ม จ.ชัยภูมิ			เครื่องแปลง กระแสไฟฟ้า		ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	23.50	26.56		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	26.10	26.44		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
BSE-CPM1	อ.บ่อน้ำเค็ม จ.ชัยภูมิ	9.40	8.99		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	6.57	7.78		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	38.70	31.56		เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน
	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา อ.วิเศษชัยชาญ จ.อ่างทอง อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา		12.76		เป็นเจ้าของ	ไม่ติดภาระ
BCPGI	ประเทศญี่ปุ่น	2.08	1.21	เพื่อใช้เป็นที่ตั้ง เครื่องแปลง กระแสไฟฟ้า	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อ เป็นหลักประกันกับ สถาบันการเงิน (Tarumizu)
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	1.73	3.17		เป็นเจ้าของ	-
รวม		185.53	194.16			

1.4.1.1.3 ส่วนปรับปรุงที่ดินและสาธารณูปโภค

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของส่วนปรับปรุงที่ดินและสาธารณูปโภคตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ. พระนครศรีอยุธยา	211.08	222.28	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE	อ.บางปะหัน จ. พระนครศรีอยุธยา	286.15	272.72	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บ้านฉาง จ. ชัยภูมิ				
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ. บุรีรัมย์	78.52	75.08	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ. บุรีรัมย์	69.54	66.68	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-CPM1	อ.บ้านฉาง จ. ชัยภูมิ	67.62	68.02	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ. นครราชสีมา	66.32	63.79	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ. ปราจีนบุรี	146.21	139.67	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บางปะอิน จ. พระนครศรีอยุธยา		53.13	เป็นเจ้าของ	ไม่ติดภาระ
	อ.วิเศษชัยชาญ จ. อ่างทอง				
	อ.พระนครศรีอยุธยา จ. พระนครศรีอยุธยา				
BCPGI	ประเทศญี่ปุ่น	36.99	31.27	เป็นเจ้าของ	ไม่มีภาระผูกพัน

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	-	27.81	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
รวม		982.14	1,020.45		

1.4.1.1.4 เครื่องจักร และอุปกรณ์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของเครื่องจักร และอุปกรณ์ตามงบการเงินรวมของ บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	2,845.50	2,701.25	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE	อ.บางปะหัน จ.พระนครศรีอยุธยา	2,378.01	2,266.42	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี				
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	502.61	479.27	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	505.38	481.98	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-CPM1	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	485.91	463.03	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	500.55	477.14	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	1,288.22	948.24	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็นหลักประกันกับสถาบันการเงิน
	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา อ.วิเศษชัยชาญ จ.อ่างทอง		505.77	เป็นเจ้าของ	ไม่ติดภาระ

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะ กรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
	อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา				
BCPGI	ประเทศญี่ปุ่น	969.53	867.68	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็น หลักประกันกับสถาบัน การเงิน
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	1,049.19	1,954.68	เป็นเจ้าของ	ติดภาระจำนองเพื่อเป็น หลักประกันกับสถาบัน การเงิน
รวม		10,524.90	11,145.46		

1.4.1.1.5 เครื่องใช้สำนักงาน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของเครื่องใช้สำนักงานตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	20.52	29.60	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE	อ.บางปะหัน จ.พระนครศรีอยุธยา	22.08	8.32	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี				
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	3.45	2.51	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	3.96	2.40	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-CPM1	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	10.30	9.67	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	1.30	1.02	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา อ.วิเศษชัยชาญ จ.อ่างทอง อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา	5.98	15.47	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	8.03	4.34	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน

ชื่อบริษัทผู้ถือ กรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
รวม		75.62	73.33		

1.4.1.1.6 ยานพาหนะ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของยานพาหนะตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และ
บริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือ กรรมสิทธิ์	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	2.76	2.35	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE	2.87	2.22	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-BRM	0.24	0.35	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-BRM1	0.24	0.36	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-CPM1	0.24	0.35	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-NMA	0.24	0.36	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-PRI	0.24	0.35	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BCPGI	1.03	0.76	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
รวม	7.86	7.10		

1.4.1.1.7 งานระหว่างก่อสร้าง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของงานระหว่างก่อสร้างตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ
และบริษัทย่อยมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อบริษัทผู้ถือ กรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี สุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
บริษัทฯ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	4.72	11.65	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE	อ.บางปะหัน จ.พระนครศรีอยุธยา	2.02	0.06	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
	อ.บ้านฉาง จ.ระยอง			เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน

ชื่อบริษัทผู้ถือกรรมสิทธิ์	ที่ตั้ง	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
	จ.ชัยภูมิ				
BSE-BRM	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	3.94	0.02	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-BRM1	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	1.26	1.05	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-CPM1	อ.บ้านหินแร่ จ.ชัยภูมิ	0.02	0.02	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-NMA	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	1.26	0.02	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSE-PRI	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	142.60	0.39	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
BSEH	ประเทศญี่ปุ่น	1,541.71	732.77	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
HMJ	ประเทศญี่ปุ่น	6.24	14.35	เป็นเจ้าของ	ไม่มีการผูกพัน
รวม		1,676.77	760.33		

1.4.1.2 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และ 2560 มูลค่าตามบัญชีสุทธิของสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อยมีดังนี้

ชื่อบริษัท	รายละเอียดสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)
บริษัทฯ	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์ ค่าก่อสร้างระบบเชื่อมโยงไฟฟ้าไปยังจุดเชื่อมต่อของ กฟผ. ซึ่งระบบเชื่อมโยงดังกล่าวเป็นกรรมสิทธิ์ของ กฟผ. ตาม เงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สิทธิการใช้ที่ดิน สินทรัพย์ไม่มีตัวตนระหว่างการพัฒนา	18.65	17.82 16.10 22.08 0.82
BSE	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.32	0.00
BSE-BRM	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.00	0.00
BSE-BRM1	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.00	0.00
BSE-CPM1	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.00	0.00

ชื่อบริษัท	รายละเอียดสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 59 (ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชีสุทธิ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 60 (ล้านบาท)
BSE-NMA	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.00	0.00
BSE-PRI	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	0.00	0.00
BCPGI	สิทธิในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แบบ Feed – in Tariff	31.63	28.13
BSEH	ค่าลิขสิทธิ์คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์ สิทธิในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Feed – in Tariff สินทรัพย์ไม่มีตัวตนระหว่างการพัฒนา	0.04 69.14 1,706.27 54.26	3.36 40.04 1,558.86 2.64
HMJ	สินทรัพย์ไม่มีตัวตนระหว่างการพัฒนา	135.52	202.42
รวม		2,015.83	1,892.27

1.4.1.3 สัญญาประกันภัย

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วทุกโครงการ มีการทำประกันภัย โดยสาระสำคัญของสัญญาประกันภัยสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางสรุปสัญญาประกันภัยของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว

ผู้เอา ประกันภัย	โครงการ			วงเงินเอาประกันภัย (ล้านบาท)			ระยะเวลาเอา ประกันภัย
	กำลังการผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ที่ตั้ง		ประกันภัย ความเสียหาย ต่อทรัพย์สิน	ประกันภัย ธุรกิจ หยุดชะงัก	ประกันภัยความ รับผิดชอบต่อ บุคคลภายนอก	
		อำเภอ	จังหวัด				
บริษัทฯ	38	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	2,250.00	340.00	80.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE	16	บางปะหัน	พระนครศรีอยุธยา	1,250.00	200.00	110.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
	16	บำเหน็จณรงค์	ชัยภูมิ	1,250.00	200.00	110.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-BRM	8	ประโคนชัย	บุรีรัมย์	625.00	100.00	30.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-BRM1	8	หนองกี่	บุรีรัมย์	625.00	100.00	30.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-CPM1	8	บำเหน็จณรงค์	ชัยภูมิ	625.00	100.00	30.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-NMA	8	ด่านขุนทด	นครราชสีมา	625.00	100.00	30.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-PRI	16	กบินทร์บุรี	ปราจีนบุรี	1,250.00	195.00	60.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-PRI (WSC)	5	วิเศษชัยชาญ	อ่างทอง	240.00	13.00	10.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-PRI (AYA)	2	พระนครศรีอยุธยา	พระนครศรีอยุธยา	104.00	5.00	5.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60
BSE-PRI (BPI)	5	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	240.00	13.00	10.00	1 พ.ย. 60 – 31 ธ.ค. 60

ตารางสรุปสัญญาประกันภัยของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว

ผู้เอาประกันภัย	โครงการ	วงเงินเอาประกันภัย (ล้านบาท)					ระยะเวลาเอาประกันภัย
	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ที่ตั้ง	ประกันภัยการเสียหายทุกชนิดสำหรับทรัพย์สินที่เคลื่อนที่ได้	ประกันภัยอุบัติเหตุ	ประกันภัยความรับผิดชดเชยต่อบุคคลภายนอก	ความรับผิดต่อข้อบกพร่องของเซลล์แสงอาทิตย์	
Nakatsugawa	0.7	คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	223.08	37.14	500.00	-	15 ส.ค. 60 – 15 ส.ค. 61
Takamori	1.0	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	348.84	57.00	500.00	-	16 ก.พ. 60 – 16 ก.พ. 61
Nojiri	0.9	มียาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	308.51	52.00	500.00	-	24 ก.พ. 60 – 24 ก.พ. 61
Tarumizu	8.1	คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	2,656.26	446.00	1,000.00	776.72	22 ธ.ค. 60 – 22 ธ.ค. 61
Nikaho	8.8	อากิตะ ประเทศญี่ปุ่น	3,563.63	562	1,000.00	-	1 ส.ค. 60 – 1 ส.ค. 61
Nagi	10.5	โอคายาม่า ประเทศญี่ปุ่น	3,314.07	594	1,000.00	-	31 มี.ค. 60 – 31 มี.ค. 61

1.4.2 นโยบายการลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วม

บริษัทฯ มีนโยบายการลงทุนในบริษัทร่วมทุนที่สนับสนุนการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ และก่อให้เกิดประโยชน์ร่วมเพิ่มช่องทางในการหารายได้ และเพิ่มความสามารถในการทำกำไรของบริษัทฯ ทั้งนี้ การลงทุนจะต้องมีความสอดคล้องเหมาะสมกับสภาพธุรกิจและแผนยุทธศาสตร์ของบริษัทฯ โดยบริษัทฯ จะพิจารณาสัดส่วนการลงทุนกำไรที่คาดว่าจะได้รับ ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้น สถานะทางการเงินของบริษัทที่จะลงทุน รวมถึงวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการและพิจารณาถึงศักยภาพ ก่อนการตัดสินใจลงทุนในโครงการต่างๆ และจะต้องได้รับความเห็นชอบหรืออนุมัติจากที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท หรือที่ประชุมผู้ถือหุ้น (แล้วแต่กรณี) ก่อน ในการนี้ บริษัทฯ จะแต่งตั้งตัวแทน ที่มีคุณสมบัติ และประสบการณ์ เพื่อเข้าร่วมเป็นกรรมการในบริษัทนั้นๆ เพื่อกำหนดนโยบายที่สำคัญ และกำกับดูแลการดำเนินงานของบริษัทร่วมทุนดังกล่าว

ทั้งนี้ การลงทุนในบริษัทร่วมทุน บริษัทฯ จะต้องดำเนินการให้สอดคล้องกับกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงหลักเกณฑ์เกี่ยวกับการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สิน การทำรายการที่เกี่ยวข้องโยกกัน และการเปิดเผยสารสนเทศ

1-5 ข้อพิพาททางกฎหมาย

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัทฯ และบริษัทย่อยไม่มีข้อพิพาททางกฎหมายที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อยอย่างมีนัยสำคัญ

1-6 ข้อมูลทั่วไปและข้อมูลสำคัญอื่น

1.6.1 สรุปสัญญาสำคัญที่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

1.6.1.1 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

1.6.1.1.1 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

บริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สำหรับโครงการระยะที่ 1 จำนวน 1 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

โครงการ	BCPG 2
คู่สัญญา	บริษัทฯ และ กฟผ.
สัญญาเลขที่	PPA-SPP/NF-2010-004
ที่ตั้งโครงการ	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา
วันที่ลงนามในสัญญา	10 ส.ค. 2553 (บริษัทฯ และ บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ได้ลงนามในบันทึกข้อตกลงเปลี่ยนคู่สัญญากับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 พ.ย. 2558 เพื่อโอนสิทธิและหน้าที่ต่างๆ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้กับบริษัทฯ)
วันที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ("COD")	16 ก.ค. 2555
อายุสัญญา	สัญญามีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญานับตั้งแต่วันที่ที่มีการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เป็นระยะเวลา 5 ปี เมื่ออายุสัญญาจะสิ้นสุดลง หากคู่สัญญาฝ่ายใดประสงค์ที่จะต่ออายุสัญญาออกไป คู่สัญญาฝ่ายนั้นจะต้องแจ้งเป็นหนังสือให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนครบกำหนดอายุสัญญา และให้สัญญานี้มีอายุต่อไปอีกคราวละ 5 ปี
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา	กฟผ. ตกลงรับซื้อพลังไฟฟ้าในปริมาณ 30 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์
อัตราค่าไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm ฉบับ พ.ศ. 2550
ส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้า	8.0 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวัน COD
การโอนสิทธิ และ/หรือหน้าที่	1. ห้าม กฟผ. โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก บริษัทฯ เว้นแต่เป็นการโอนสิทธิและหน้าที่ของ กฟผ. ตามสัญญาให้แก่บริษัทในเครือของ กฟผ. ซึ่ง กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของหุ้นทั้งหมด 2. ห้ามบริษัทฯ โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก กฟผ.
การยกเลิกสัญญา	หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้

1.6.1.1.2 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) สำหรับโครงการระยะที่ 1-3 และโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร รวมทั้งสิ้น 14 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	โครงการ	ที่ตั้งโครงการ		ดำเนินการ โดย	กำลังการ ผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา (เมกะวัตต์)	เลขที่สัญญา	วันที่ลงนาม	วันที่ COD
		อำเภอ	จังหวัด					
โครงการระยะที่ 1								
1	BCPG 1	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	BCPG	8	VSPP-PEA-038/2553 ⁽¹⁾	23 มิ.ย. 53	5 ส.ค. 54
โครงการระยะที่ 2								
2	BSE-BNN	บ้านเนินนรงค์	ชัยภูมิ	BSE	8	VSPP-PEA-059/2553	16 ก.ค. 53	6 มี.ค. 56
					8	VSPP-PEA-060/2553	16 ก.ค. 53	6 มี.ค. 56
3	BSE-BPH	บางปะหัน	พระนครศรีอยุธยา	BSE	8	VSPP-PEA-051/2553	16 ก.ค. 53	5 เม.ย. 56
					8	VSPP-PEA-052/2553	16 ก.ค. 53	5 เม.ย. 56
โครงการระยะที่ 3								
4	BSE-BRM	ประโคนชัย	บุรีรัมย์	BSE-BRM	8	VSPP-PEA-056/2553	16 ก.ค. 53	19 มี.ค. 57
5	BSE-BRM 1	หนองกี่	บุรีรัมย์	BSE-BRM 1	8	VSPP-PEA-058/2553	16 ก.ค. 53	11 เม.ย. 57
6	BSE-CPM 1	บ้านเนินนรงค์	ชัยภูมิ	BSE-CPM 1	8	VSPP-PEA-055/2553	16 ก.ค. 53	24 เม.ย. 57
7	BSE-NMA	ด่านขุนทด	นครราชสีมา	BSE-NMA	8	VSPP-PEA-057/2553	16 ก.ค. 53	10 เม.ย. 57
8	BSE-PRI	กบินทร์บุรี	ปราจีนบุรี	BSE-PRI	8	VSPP-PEA-053/2553	16 ก.ค. 53	21 เม.ย. 57
					8	VSPP-PEA-054/2553	16 ก.ค. 53	21 เม.ย. 57

ลำดับ	โครงการ	ที่ตั้งโครงการ		ดำเนินการโดย	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	เลขที่สัญญา	วันที่ลงนาม	วันที่ COD
		อำเภอ	จังหวัด					
9	CWSC	วิเศษชัยชาญ	อ่างทอง	BSE-PRI	5	PVF2-PEA-048/2559	26 ส.ค. 59	23 ธ.ค. 59
10	CAYA	พระนครศรีอยุธยา	พระนครศรีอยุธยา	BSE-PRI	2	PVF2-PEA-050/2559	26 ส.ค. 59	23 ธ.ค. 59
11	CBPI	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	BSE-PRI	5	PVF2-PEA-044/2559	26 ส.ค. 59	14 มี.ค. 60

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ บริษัทฯ และ BCP ได้ลงนามในบันทึกข้อตกลงเปลี่ยนคู่สัญญากับ กฟภ. เมื่อวันที่ 1 ธ.ค. 58 เพื่อโอนสิทธิและหน้าที่ต่างๆ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจาก BCP ให้กับบริษัทฯ

สาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งเข้าทำกับ กฟภ. มีดังนี้

อายุสัญญา	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 5 ปีนับจากวันที่ลงนามในสัญญา และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผลบังคับหากจะมีการยุติสัญญา
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา	กฟภ. ตกลงรับซื้อพลังไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด 8 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน 22,000 โวลต์
อัตราค่าไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)
ส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้า	8.0 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันที่ COD
การยกเลิกสัญญา	1. บริษัทฯ ยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึง กฟภ. แสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้าโดยการยกเลิกสัญญา 2. หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้

สาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับสหกรณ์ภาคการเกษตร มีดังนี้

อายุสัญญา	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 25 ปีนับจากวันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา	กฟภ. ตกลงรับซื้อพลังไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด 2-5 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน 22,000 โวลต์ (แล้วแต่กรณี)
อัตราค่าไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)
การยกเลิกสัญญา	1. บริษัทฯ ยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึง กฟภ. แสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้าโดยการยกเลิกสัญญา

	2. หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้
--	---

1.6.1.2 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Contract)

กลุ่มบริษัทฯ มีสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วซึ่งยังมีผลบังคับใช้จำนวนทั้งหมด 10 สัญญา โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.6.1.2.3 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จโครงการระยะที่ 1

(1) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ Wuxi Suntech Power Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

บริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ Wuxi Suntech Power Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) รวมจำนวน 2 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ที่ตั้งโครงการ		วันที่ลงนาม
		อำเภอ	จังหวัด	
1	บริษัทฯ	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	5 ส.ค. 53
2	บริษัทฯ	บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	8 ต.ค. 53

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้รับจ้าง	Wuxi Suntech Power Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)
ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงาน	ผู้รับจ้างรับประกันงานตามสัญญา 12 เดือน นับจากวันที่ผู้ว่าจ้างได้ออกหนังสือรับมอบงาน (Certificate of Acceptance) เว้นแต่ 1. งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work) รับประกันเป็นระยะเวลา 36 เดือน นับจากวันแรกที่เริ่มใช้งาน (commissioning) 2. งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวันแรกที่เริ่มใช้งาน (commissioning) 3. งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวันแรกที่เริ่มใช้งาน (commissioning)
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty Energy Output)	ผู้รับจ้างรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ต่อปี เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากวัน COD หากจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่ำกว่าจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างจะชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่ตกลงไว้ในสัญญา ทั้งนี้หากในปีใดจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงกว่าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างสามารถนำพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกว่าที่ผู้รับจ้างรับประกันนั้น ("พลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน") ไปหักออกจากพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างต้องชดเชยในปีถัดไป หากในปีถัดไปพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำกว่าที่รับประกัน โดยพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินดังกล่าวสามารถยกยอดสะสมได้เพียง 1 ปีเท่านั้น

การเลิกสัญญา	การบอกเลิกสัญญาตามความต้องการ (Termination for Convenience) เมื่อมีเหตุผลอันสมควรผู้ว่าจ้างสามารถใช้สิทธิบอกเลิกสัญญาในเวลาใดก็ได้ โดยส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรระบุวันเลิกสัญญาให้แก่ผู้รับจ้าง การบอกเลิกสัญญาเมื่อมีเหตุผิดนัดผิดสัญญา (Termination for Default) เป็นไปตามเหตุแห่งการเลิกสัญญาทั่วไป
--------------	---

1.6.1.2.4 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จโครงการระยะที่ 2

(1) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ Wuxi Suntech Power Co., Ltd. GD Solar (Jiangsu) Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ โครงการระยะที่ 2 กับ Wuxi Suntech Power Co., Ltd. GD Solar (Jiangsu) Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) รวมจำนวน 2 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ที่ตั้งโครงการ		วันที่ลงนาม
		อำเภอ	จังหวัด	
1	BSE	บ้านเขาน้อย	ชัยภูมิ	18 มี.ย. 55
2	BSE	บางปะหัน	พระนครศรีอยุธยา	24 ส.ค. 55

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้รับจ้าง	Wuxi Suntech Power Co., Ltd. บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) และ GD Solar (Jiangsu) Co., Ltd.
ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงาน	ผู้รับจ้างรับประกันงานตามสัญญา 12 เดือน นับจากวันที่ผู้ว่าจ้างได้ออกหนังสือรับมอบงาน (Certificate of Acceptance) เช่นแต่ 1. งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work) รับประกันเป็นระยะเวลา 36 เดือน นับจากวัน COD 2. งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD 3. งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty Energy Output)	ผู้รับจ้างรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ต่อปี เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากวัน COD หากจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่ำกว่าจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างจะชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่ตกลงไว้ในสัญญา ทั้งนี้หากในปีใดจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงกว่าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างสามารถนำพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินกว่าที่ผู้รับจ้างรับประกันนั้น ("พลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน") ไปหักออกจากพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างต้องชดเชยในปีถัดไป หากในปีถัดไปพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำกว่าที่รับประกัน โดยพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินดังกล่าวสามารถยกยอดสะสมได้เพียง 1 ปีเท่านั้น

การเลิกสัญญา	การบอกเลิกสัญญาตามความต้องการ (Termination for Convenience) เมื่อมีเหตุผลอันสมควรผู้ว่าจ้างสามารถใช้สิทธิบอกเลิกสัญญาในเวลาใดก็ได้ โดยส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรระบุวันเลิกสัญญาให้แก่ผู้รับจ้าง การบอกเลิกสัญญาเมื่อมีเหตุผิดนัดผิดสัญญา (Termination for Default) เป็นไปตามเหตุแห่งการเลิกสัญญาทั่วไป
--------------	---

1.6.1.2.5 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จโครงการระยะที่ 3

(1) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ China Triumph International Engineering Co., Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ โครงการระยะที่ 3 กับ China Triumph International Engineering Co.,Ltd. และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) รวมจำนวน 3 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ที่ตั้งโครงการ		วันทีลงนาม
		อำเภอ	จังหวัด	
1	BSE-BRM	ประโคนชัย	บุรีรัมย์	3 ต.ค. 56
2	BSE-BRM 1	หนองกี่	บุรีรัมย์	3 ต.ค. 56
3	BSE-PRI	กบินทร์บุรี	ปราจีนบุรี	3 ต.ค. 56

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้รับจ้าง	China Triumph International Engineering Co., Ltd.และ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)
ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงาน	ผู้รับจ้างรับประกันงานตามสัญญา 12 เดือน นับจากวันที่ผู้ว่าจ้างได้ออกหนังสือรับมอบงาน โดยไม่มีเงื่อนไข (Certificate of Final Acceptance) เว้นแต่ <ol style="list-style-type: none"> งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work) รับประกันเป็นระยะเวลา 36 เดือน นับจากวัน COD งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้า ขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty Energy Output)	ผู้รับจ้างรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ต่อปี เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากวัน COD หากจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่ำกว่าจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างจะชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่ตกลงไว้ในสัญญา
การเลิกสัญญา	การบอกเลิกสัญญาตามความต้องการ (Termination for Convenience) เมื่อมีเหตุผลอันสมควรผู้ว่าจ้างสามารถใช้สิทธิบอกเลิกสัญญาในเวลาใดก็ได้ โดยส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรระบุวันเลิกสัญญาให้แก่ผู้รับจ้าง การบอกเลิกสัญญาเมื่อมีเหตุผิดนัดผิดสัญญา (Termination for Default) เป็นไปตามเหตุแห่งการเลิกสัญญาทั่วไป

(2) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ Trina Solar Energy Development PTE Ltd. และ บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ โครงการระยะที่ 3 กับ Trina Solar Energy Development Pte Ltd. และ บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน) รวมจำนวน 2 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ที่ตั้งโครงการ		วันที่ลงนาม
		อำเภอ	จังหวัด	
1	BSE-CPM 1	บ้านนาปรัง	ชัยภูมิ	31 ต.ค. 56
2	BSE-NMA	ด่านขุนทด	นครราชสีมา	31 ต.ค. 56

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้รับจ้าง	Trina Solar Energy Development PTE Ltd. บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน)
ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงาน	ผู้รับจ้างรับประกันงานตามสัญญา 12 เดือน นับจากวันที่ผู้ว่าจ้างได้ออกหนังสือรับมอบงานโดยไม่มีเงื่อนไข (Certificate of Final Acceptance) เว้นแต่ <ol style="list-style-type: none"> งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work) รับประกันเป็นระยะเวลา 36 เดือน นับจากวัน COD งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty Energy Output)	ผู้รับจ้างรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ต่อปี เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากวัน COD หากจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่ำกว่าจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างจะชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่ตกลงไว้ในสัญญา
การเลิกสัญญา	<u>การบอกเลิกสัญญาตามความต้องการ (Termination for Convenience)</u> เมื่อมีเหตุฉุกเฉินสมควรให้ผู้ว่าจ้างสามารถใช้สิทธิบอกเลิกสัญญาในเวลาใดก็ได้ โดยส่วนค่าบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรระบุวันเลิกสัญญาให้แก่ผู้รับจ้าง <u>การบอกเลิกสัญญาเมื่อมีเหตุผิดนัดผิดสัญญา (Termination for Default)</u> เป็นไปตามเหตุแห่งการเลิกสัญญาทั่วไป

1.6.1.2.6 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร

(1) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จกับ JA Solar Hong Kong Limited และ บริษัท โปรเซส เอ็นจิเนียริ่ง เซอร์วิส จำกัด

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร กับ JA Solar Hong Kong Limited และ บริษัท โปรเซส เอ็นจิเนียริ่ง เซอร์วิส จำกัด จำนวน 1 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ที่ตั้งโครงการ		วันที่ลงนาม
		อำเภอ	จังหวัด	
1	BSE-PRI	วิเศษชัยชาญ	อ่างทอง	7 ก.ย. 2559
		พระนครศรีอยุธยา	พระนครศรีอยุธยา	
		บางปะอิน	พระนครศรีอยุธยา	

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้รับจ้าง	JA Solar Hong Kong Limited และ บริษัท โปรเซส เอ็นจิเนียริ่ง เซอร์วิส จำกัด
ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงาน	ผู้รับจ้างรับประกันงานตามสัญญา 12 เดือน นับจากวันที่ผู้ว่าจ้างได้ออกหนังสือรับมอบงาน (Certificate of Acceptance) เว้นแต่ 1. งานเกี่ยวกับการทาสี (Paint Work) รับประกันเป็นระยะเวลา 36 เดือน นับจากวัน COD 2. งานเกี่ยวกับโครงสร้างทางวิศวกรรม (Civil Structure) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD 3. งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) รับประกันเป็นระยะเวลา 60 เดือน นับจากวัน COD
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty Energy Output)	ผู้รับจ้างรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่ผลิตได้ต่อปี เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากวัน COD หากจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่ำกว่าจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รับจ้างรับประกัน ผู้รับจ้างจะชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่ตกลงไว้ในสัญญา
การเลิกสัญญา	<u>การบอกเลิกสัญญาตามความต้องการ (Termination for Convenience)</u> เมื่อมีเหตุอันสมควรผู้ว่าจ้างสามารถใช้สิทธิบอกเลิกสัญญาในเวลาใดก็ได้ โดยส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรระบุวันเลิกสัญญาให้แก่ผู้รับจ้าง <u>การบอกเลิกสัญญาเมื่อมีเหตุผิดนัดผิดสัญญา (Termination for Default)</u> เป็นไปตามเหตุแห่งการเลิกสัญญาทั่วไป

1.6.1.3 สัญญาเช่าทรัพย์สิน

ณ ปัจจุบัน บริษัทฯ มีสัญญาเช่าทรัพย์สินเพื่อใช้ในการดำเนินธุรกิจรวมจำนวนทั้งหมด 4 สัญญา ดังนี้

1.6.1.3.1 สัญญาเช่าที่ดิน

ผู้เช่า	บริษัทฯ
ผู้ให้เช่า	บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)
ทรัพย์สินที่เช่า	ที่ดินจำนวน 6 แปลง เนื้อที่รวม 457 ไร่ 2 งาน 53 ตารางวา ตั้งอยู่ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
วัตถุประสงค์ในการเช่า	เพื่อเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการระยะที่ 1
วันที่ลงนาม	1 ธ.ค. 2558
ระยะเวลาเช่า	22 ปี (1 ธ.ค. 2558 – 30 พ.ย. 2580)

การต่ออายุสัญญา	หากผู้เช่าประสงค์จะต่ออายุสัญญา ผู้เช่าจะต้องแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ให้เช่าทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 180 วัน ก่อนวันครบกำหนดระยะเวลาเช่า
ค่าเช่า	<ul style="list-style-type: none"> - ปีที่ 1-5 : ค่าเช่า 5,950,000 บาท ต่อปี - ปีที่ 6-10 : ค่าเช่า 6,545,000 บาท ต่อปี - ปีที่ 11-15 : ค่าเช่า 7,199,500 บาท ต่อปี - ปีที่ 16-20 : ค่าเช่า 7,919,450 บาท ต่อปี - ปีที่ 21-22 : ค่าเช่า 8,711,395 บาท ต่อปี
การสิ้นสุดของสัญญา	<p>1. เมื่อสัญญาเช่าครบกำหนดระยะเวลาเช่า โดยผู้เช่ามิได้มีหนังสือแจ้งความประสงค์ต่อสัญญาเช่าล่วงหน้าตามที่กำหนด</p> <p>2. หากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในส่วนขอโครงการระยะที่ 1 ของผู้เช่าสิ้นสุดลงไม่ว่าด้วยเหตุใดๆ ผู้เช่าสามารถบอกเลิกสัญญาเช่าก่อนครบกำหนดระยะเวลาเช่าได้ โดยการส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรไปยังผู้ให้เช่าล่วงหน้าอย่างน้อย 180 วัน ก่อนวันที่จะมีผลเป็นการสิ้นสุดของสัญญา โดยผู้ให้เช่าจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายหรือค่าขาดประโยชน์ใดๆ จากผู้เช่า</p> <p>3. ในกรณีที่เกิดเหตุสุดวิสัยซึ่งส่งผลให้ผู้เช่าไม่สามารถให้ผู้เช่าเช่าหรือใช้ประโยชน์ในทรัพย์สินที่เช่าได้ต่อไป ผู้ให้เช่าสามารถบอกเลิกสัญญาฉบับนี้ก่อนครบกำหนดระยะเวลาเช่าได้ โดยการส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรไปยังผู้เช่าล่วงหน้าอย่างน้อย 180 วัน ก่อนวันที่จะมีผลเป็นการสิ้นสุดของสัญญา โดยผู้ให้เช่าจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายหรือค่าขาดประโยชน์ใดๆ จากผู้ให้เช่า</p> <p>4. หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่ปฏิบัติตามสัญญา และไม่ดำเนินการแก้ไขและปฏิบัติให้ถูกต้องภายในระยะเวลา 90 วัน นับจากวันที่ทราบถึงเหตุแห่งการผิดสัญญานั้นหรือวันที่ได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิในการบอกเลิกสัญญา และมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายอันเกิดจากการผิดสัญญาได้</p> <p>5. หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งล้มละลาย หรือศาลมีคำสั่งพิทักษ์ทรัพย์เด็ดขาดของคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาที่ล้มละลายหรือถูกพิทักษ์ และมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายอันเกิดจากการผิดสัญญาได้</p> <p>ในกรณีที่มีการเวนคืนทรัพย์สินที่เช่าทั้งหมดหรือบางส่วนซึ่งเป็นสาระสำคัญและส่งผลให้ผู้เช่าไม่สามารถใช้ประโยชน์ในทรัพย์สินที่เช่าได้ ให้ถือว่าสัญญาฉบับนี้สิ้นสุดลงโดยที่คู่สัญญาแต่ละฝ่ายไม่มีสิทธิเรียกค่าเสียหาย ค่าใช้จ่าย หรือเงินหรือประโยชน์ตอบแทนอื่นใดจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้</p>

1.6.1.3.2 สัญญาเช่าพื้นที่อาคาร และห้องควบคุม

ผู้เช่า	บริษัทฯ
ผู้ให้เช่า	บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)
ทรัพย์สินที่เช่า	ที่ดินจำนวน 4 แปลง เนื้อที่รวม 32 ไร่ 3 งาน 70 ตารางวา ตั้งอยู่ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
วัตถุประสงค์ในการเช่า	เพื่อเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โครงการระยะที่ 1
วันที่ยลงนาม	1 ต.ค. 2559

ระยะเวลาเช่า	21 ปี 2 เดือน (1 ต.ค. 2559 – 30 พ.ย. 2580)
การต่ออายุสัญญา	หากผู้เช่าประสงค์ต่ออายุสัญญา ผู้เช่าจะต้องแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ให้เช่าทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 180 วัน ก่อนวันครบกำหนดระยะเวลาเช่า
ค่าเช่า	<ul style="list-style-type: none"> - ปีที่ 1-5 : ค่าเช่า 428,025 บาท ต่อปี - ปีที่ 6-10 : ค่าเช่า 470,827.50 บาท ต่อปี - ปีที่ 11-15 : ค่าเช่า 517,910.25 บาท ต่อปี - ปีที่ 16-20 : ค่าเช่า 569,701.28 บาท ต่อปี - ปีที่ 21 : ค่าเช่า 626,671.40 บาท ต่อปี - ปีที่ 22 : ค่าเช่า 104,445.23 บาท
การสิ้นสุดของสัญญา	<ol style="list-style-type: none"> 1.เมื่อสัญญาเช่าครบกำหนดระยะเวลาเช่า โดยผู้เช่ามิได้มีหนังสือแจ้งความประสงค์ต่อสัญญาเช่าล่วงหน้าตามที่กำหนด 2.หากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในส่วนของการระยะที่ 1 ของผู้เช่าสิ้นสุดลงไม่ว่าด้วยเหตุใดๆ ผู้เช่าสามารถบอกเลิกสัญญาเช่าก่อนครบกำหนดระยะเวลาเช่าได้ โดยการส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรไปยังผู้ให้เช่าล่วงหน้าอย่างน้อย 180 วัน ก่อนวันที่จะมีผลเป็นการสิ้นสุดของสัญญา โดยผู้ให้เช่าจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายหรือค่าขาดประโยชน์ใดๆ จากผู้เช่า 3.ในกรณีที่เกิดเหตุสุดวิสัยซึ่งส่งผลให้ผู้ให้เช่าไม่สามารถให้ผู้เช่าเช่าหรือใช้ประโยชน์ในทรัพย์สินที่เช่าได้ต่อไป ผู้ให้เช่าสามารถบอกเลิกสัญญาฉบับนี้ก่อนครบกำหนดระยะเวลาเช่าได้ โดยการส่งคำบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรไปยังผู้เช่าล่วงหน้าอย่างน้อย 180 วัน ก่อนวันที่จะมีผลเป็นการสิ้นสุดของสัญญา โดยผู้ให้เช่าจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายหรือค่าขาดประโยชน์ใดๆ จากผู้ให้เช่า 4.หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่ปฏิบัติตามสัญญา และไม่ดำเนินการแก้ไขและปฏิบัติให้ถูกต้องภายในระยะเวลา 90 วัน นับจากวันที่ทราบถึงเหตุแห่งการผิดสัญญานั้นหรือวันที่ได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิในการบอกเลิกสัญญา และมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายอันเกิดจากการผิดสัญญาได้ 5.หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งล้มละลาย หรือศาลมีคำสั่งพิทักษ์ทรัพย์เด็ดขาดของคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาที่ล้มละลายหรือถูกพิทักษ์ และมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายอันเกิดจากการผิดสัญญาได้ 6. ในกรณีที่มีการเวนคืนทรัพย์สินที่เช่าทั้งหมดหรือบางส่วนซึ่งเป็นสาระสำคัญและส่งผลให้ผู้เช่าไม่สามารถใช้ประโยชน์ในทรัพย์สินที่เช่าได้ ให้ถือว่าสัญญาฉบับนี้สิ้นสุดโดยที่คู่สัญญาแต่ละฝ่ายไม่มีสิทธิเรียกค่าเสียหาย ค่าใช้จ่าย หรือเงินหรือประโยชน์ตอบแทนอื่นใดจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้

1.6.1.3.3 สัญญาเช่าพื้นที่อาคารและห้องควบคุม

ผู้เช่า	บริษัทฯ
ผู้ให้เช่า	บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)
ทรัพย์สินที่เช่า	พื้นที่อาคารบางส่วน ได้แก่ (1) พื้นที่สำนักงาน เนื้อที่ 223 ตารางเมตร (2) ห้องควบคุม เนื้อที่ 36 ตารางเมตร (3) ห้องวางระบบไฟฟ้า เนื้อที่ 118 ตารางเมตร ตั้งอยู่ที่อำเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา

วัตถุประสงค์ในการเช่า	เพื่อใช้ประกอบธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
ระยะเวลาเช่า	3 ปี (1 ธ.ค. 2558 – 30 พ.ย. 2561)
การต่ออายุสัญญา	หากผู้เช่าประสงค์ต่ออายุสัญญา ผู้เช่าจะต้องแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ให้เช่าทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 180 วัน ก่อนวันครบกำหนดระยะเวลาเช่า
ค่าเช่า	กำหนดชำระเป็นรายเดือน โดยมีอัตราค่าเช่าดังนี้ - อัตราค่าเช่าสำนักงาน เดือนละ 53,520 บาท - อัตราค่าเช่าห้องควบคุม เดือนละ 8,640 บาท - อัตราค่าเช่าห้องวางระบบไฟฟ้า เดือนละ 14,160 บาท
การสิ้นสุดของสัญญา	1. เมื่อสัญญาเช่าครบกำหนดระยะเวลาเช่า โดยผู้เช่ามิได้มีหนังสือแจ้งความประสงค์ต่อสัญญาเช่าล่วงหน้าตามที่กำหนด 2. กรณีที่ผู้เช่าผิดนัดชำระค่าเช่างวดใดงวดหนึ่ง หรือผิดสัญญาหรือฝ่าฝืนเงื่อนไขข้อใดข้อหนึ่ง หรือศาลมีคำสั่งพิทักษ์ทรัพย์ผู้เช่า หรือผู้เช่าตกเป็นบุคคลล้มละลาย ผู้ให้เช่ามีสิทธิบอกเลิกสัญญาโดยทันที และมีสิทธิเข้าครอบครองสถานที่เช่าได้ 3. กรณีเกิดเพลิงไหม้ หรือเกิดภัยอื่นใด ซึ่งทำความเสียหายให้แก่สถานที่เช่าทั้งหมดหรือส่วนหนึ่งส่วนใด ซึ่งผู้ให้เช่าและผู้เช่าเห็นว่าเป็นเหตุที่ไม่สามารถใช้บริการของการของผู้เช่าได้ ให้ถือว่าสัญญาสิ้นสุดลง

1.6.1.3.4 สัญญาเช่าพื้นที่สำนักงาน

ผู้เช่า	บริษัทฯ
ผู้ให้เช่า	บริษัท มนตร์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
ทรัพย์สินที่เช่า	พื้นที่อาคารบางส่วน ได้แก่ พื้นที่ชั้น 12 ของอาคาร เอ็ม ทาวเวอร์ เนื้อที่ 1,143 ตารางเมตร ตั้งอยู่ที่ ถนนสุขุมวิท กรุงเทพมหานคร
วัตถุประสงค์ในการเช่า	เพื่อใช้เป็นสำนักงาน
ระยะเวลาเช่า	12 ปี (1 ก.พ. 2560 – 31 ม.ค. 2572)
การต่ออายุสัญญา	หากผู้เช่าประสงค์ต่ออายุสัญญา ผู้เช่าจะต้องแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ให้เช่าทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 6 เดือน ก่อนวันครบกำหนดระยะเวลาเช่า
ค่าเช่า	กำหนดชำระเป็นรายเดือน โดยคำนวณจากพื้นที่เช่า - ปีที่ 1 : ค่าเช่า 227,685.60 บาท ต่อเดือน - ปีที่ 2 : ค่าเช่า 228,142.80 บาท ต่อเดือน - ปีที่ 3 : ค่าเช่า 228,600.00 บาท ต่อเดือน - ปีที่ 4-6 : ค่าเช่า 251,460.00 บาท ต่อเดือน - ปีที่ 7-9 : ค่าเช่า 276,606.00 บาท ต่อเดือน - ปีที่ 10-12 : ค่าเช่า 304,266.60 บาท ต่อเดือน

การสิ้นสุดของสัญญา	<p>1. ผู้ให้เช่ามีสิทธิบอกเลิกสัญญากันที่ ในกรณี (1) ผู้เช่าไม่ชำระเงินที่ต้องชำระภายใต้สัญญา (2) ผู้เช่าทำผิดสัญญาร้ายแรงหรือฝ่าฝืนข้อสัญญาที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อผู้ให้เช่า ผู้เช่ารายอื่น หรือผู้ใช้อาคาร (3) ผู้เช่าถูกฟ้องร้องในคดีล้มละลาย หรือตกเป็นผู้มีหนี้สินล้นพ้นตัว หรือได้รับการเรียกร้องให้ปรับโครงสร้างทางธุรกิจของผู้เช่าใหม่ตามกฎหมายล้มละลาย</p> <p>2. กรณีเกิดอภัพภัยหรือภัยพิบัติอื่นใดทำให้เกิดความเสียหายต่อสถานที่เช่าไม่ว่าทั้งหมดหรือเป็นบางส่วน โดยผู้ให้เช่ามีความเห็นว่าผู้เช่าจะไม่สามารถประกอบธุรกิจของผู้เช่าในสถานที่เช่าได้</p> <p>3. กรณีที่หน่วยงานราชการหรือหน่วยงานรัฐวิสาหกิจประกาศเวนคืนโครงการหรือที่ดินส่วนใดๆ ซึ่งเป็นที่ตั้งของสถานที่เช่า</p>
--------------------	---

1.6.1.4 สัญญาเกี่ยวกับบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.6.1.4.1 สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) กับ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย สำหรับโครงการระยะที่ 1 และโครงการระยะที่ 2 กับ บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) รวมจำนวน 3 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันทีลงนาม	อายุสัญญา
1	บริษัทฯ	บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	6 ม.ค. 2559	25 เดือน
2	BSE	บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	6 ม.ค. 2559	27 เดือน
3	BSE	บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)	อ. บางปะหัน จ.พระนครศรีอยุธยา	6 ม.ค. 2559	27 เดือน

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	ดำเนินงาน และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้รับจ้างต้องตรวจสอบการดำเนินการ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงดำเนินการอื่นๆ ตามที่กำหนดในสัญญา
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าจ้างตามปริมาณงานที่เกิดขึ้นจริง เป็นรายเดือน
การเลิกสัญญา	ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดกระทำผิดสัญญาในสาระสำคัญและมิได้แก้ไขการผิดสัญญาดังกล่าวภายใน 15 วัน นับแต่วันที่ได้รับแจ้งเป็นหนังสือจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิเลิกสัญญาได้ทันที โดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาฝ่ายที่กระทำผิดสัญญา

1.6.1.4.2 สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract) กับ บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย สำหรับโครงการระยะที่ 3 กับ บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด รวมจำนวน 5 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันทีลงนาม	อายุสัญญา
1	BSE-BRM	บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด	อ.ประโคนชัย จ.บุรีรัมย์	7 มิ.ย. 2560	2 ปี
2	BSE-BRM1	บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด	อ.หนองกี่ จ.บุรีรัมย์	7 มิ.ย. 2560	2 ปี
3	BSE-CPM1	บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด	อ.บ้านฉาง จ.ชลบุรี	22 ก.พ. 2560	2 ปี

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ลงนาม	อายุสัญญา
4	BSE-NMA	บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด	อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา	22 ก.พ. 2560	2 ปี
5	BSE-PRI	บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ ยูเอซี (ประเทศไทย) จำกัด	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	7 มิ.ย. 2560	2 ปี

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	ดำเนินงาน และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้รับจ้างต้องตรวจสอบการดำเนินการ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงดำเนินการอื่นๆ ตามที่กำหนดในสัญญา
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าจ้างให้แก่ผู้รับจ้างตามอัตราต่อกิโลวัตต์ติดตั้ง โดยชำระเป็นรายเดือน
การเลิกสัญญา	ในกรณีที่ผู้รับจ้างกระทำผิดสัญญาในสาระสำคัญและผู้ว่าจ้างได้มีหนังสือแจ้งให้แก้ไขการผิดสัญญานั้น ให้ผู้รับจ้างแก้ไขภายใน 30 วัน หากผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินการได้ภายในระยะเวลาที่กำหนด ให้ถือว่า เป็นการเลิกสัญญา

1.6.1.4.3 สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กับ BCPGE

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นกับ BCPGE รวมจำนวน 5 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ลงนาม	อายุสัญญา
1	Nakatsugawa	BCPGE ⁽¹⁾	คาโงะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	26 ธ.ค. 2557	20 ปี
2	Takamori	BCPGE ⁽¹⁾	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	24 มิ.ค. 2558	20 ปี
3	Nojiri	BCPGE ⁽¹⁾	มิยาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	24 มิ.ค. 2558	20 ปี
4	Tarumizu	BCPGE ⁽¹⁾	คาโงะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	29 มิ.ย. 2558	20 ปี
5	Nikaho	BCPGE ⁽¹⁾	อาทิตะ ประเทศญี่ปุ่น	12 พ.ย. 2558	5 ปี และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ จนกว่าจะมีการยุติสัญญา

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ BCPGE เป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 100.0

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	ดำเนินงาน และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้รับจ้างต้องตรวจสอบการดำเนินการ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงดำเนินการอื่นๆ ตามที่กำหนดในสัญญา
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าตอบแทนรายปีสำหรับโครงการที่ 1-3 ในอัตราปีละประมาณ 2.9 – 4.3 ล้านบาท และสำหรับโครงการที่ 4 ปีละประมาณ 28.0 ล้านบาท โดยจะชำระเป็นรายไตรมาส และชำระค่าตอบแทนจากการให้บริการเพิ่มเติมที่นอกเหนือไปจากแผนการให้บริการที่กำหนดไว้ นอกจากนี้ในกรณีที่อัตราความพร้อมในการผลิตพลังงาน (Availability rate) เกินกว่าอัตราตามที่ระบุในสัญญา ผู้ว่าจ้างตกลงจะชำระส่วนแบ่งเพิ่มเติมให้แก่ผู้รับจ้างในปีถัดไป
การเลิกสัญญา	1.ผู้ว่าจ้างยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 1 ปี ถึงผู้รับจ้างแสดงความประสงค์ที่จะยกเลิกสัญญา 2.ในกรณีที่ผู้ว่าจ้างไม่ชำระหนี้ภายในเวลาที่กำหนด และเมื่อผู้รับจ้างเรียกให้ชำระหนี้ ผู้ว่าจ้างยังคงไม่ชำระหนี้ ภายใน 15 วัน นับแต่วันที่เรียกให้ชำระหนี้ ผู้รับจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันทีโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังผู้ว่าจ้าง

	3. ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดกระทำผิดสัญญาในสาระสำคัญและมีได้แก้ไขการผิดสัญญาดังกล่าวภายใน 30 วัน หลังจากได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันทีโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาฝ่ายที่กระทำผิดสัญญา
--	---

1.6.1.4.4 สัญญาจ้างบริการตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ (Sunny Central Service Agreement)

บริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างบริการตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์กับ SMA Solar Technology AG สำหรับโครงการระยะที่ 1 รวมจำนวน 2 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ยลงนาม	อายุสัญญา
1	บริษัทฯ ⁽¹⁾	SMA Solar Technology AG	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	2 เม.ย. 2555	10 ปี
2	บริษัทฯ ⁽¹⁾	SMA Solar Technology AG	อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	2 ก.ค. 2555	10 ปี

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ บริษัทฯ และ บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ได้ลงนามในบันทึกข้อตกลงโอนสิทธิและหน้าที่ เมื่อวันที่ 25 ก.ย. 2560 เพื่อโอนสิทธิและหน้าที่ต่างๆ ตามสัญญาให้กับบริษัทฯ

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	รับประกันการทำงานของอุปกรณ์ วิศวกร และซ่อมบำรุงอุปกรณ์
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	- ปีที่ 1-5 : ไม่มีค่าบริการ - ปีที่ 6-10 : 49,500 ยูโร ต่อปี
การเลิกสัญญา	1. การเลิกสัญญาต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษร 2. ในกรณีที่อุปกรณ์ทั้งหมดหรืออุปกรณ์ที่สำคัญของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (มากกว่า 80% ของกำลังไฟที่ระบุของโรงงานทั้งหมด) ไม่สามารถใช้งานได้อีกต่อไป ผู้ว่าจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญา โดยทำเป็นหนังสือบอกว่าการเลิกสัญญาเป็นเวลา 6 เดือนล่วงหน้าก่อนสิ้นปี โดยผู้ว่าจ้างต้องชำระเงินให้แก่ผู้รับจ้างร้อยละ 20 ของค่าจ้างส่วนที่เหลือ 3. คู่สัญญาสามารถเลิกสัญญาได้โดยไม่ต้องบอกกล่าวล่วงหน้า ในกรณีที่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งล้มละลายหรือมีหนี้สินล้นพ้นตัว

1.6.1.5 สัญญาที่เกี่ยวกับการดำเนินงานอื่นๆ

1.6.1.5.1 สัญญาจะซื้อขายที่ดิน

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจะซื้อขายที่ดิน กับ นายกฤษฎา ไพเจริญ เพื่อการปรับปรุงระบบระบายน้ำของโครงการระยะที่ 3 จำนวน 1 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ซื้อ	ผู้ขาย	ที่ตั้ง	วันที่ยลงนาม
1	BSE-PRI	นายกฤษฎา ไพเจริญ ⁽¹⁾	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	1 พ.ย. 2560

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ BSE-PRI ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายและโอนกรรมสิทธิ์ที่ดิน เมื่อวันที่ 3 มกราคม 2561

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

รายละเอียดที่ดิน	ที่ดินมีโฉนด เนื้อที่ 43 ไร่ 1 งาน 79 ตารางวา ตั้งอยู่ที่ ต.นาแขม อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี
การชำระเงิน	ไร่ละ 160,000 บาท

1.6.1.5.2 สัญญาจ้างงานติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบติดตั้งบนหลังคาสำนักงาน โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สหกรณ์การเกษตร จำนวน 3 โครงการ รวม 30 กิโลวัตต์

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างงานติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งบนหลังคาสำนักงาน กับ บริษัท เอ็นเอส สยาม เอ็นจิเนียริ่ง ซอร์วิส จำกัด เพื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งบนหลังคาสำนักงาน ที่โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สหกรณ์การเกษตร จำนวน 3 โครงการ รวม 30 กิโลวัตต์ จำนวน 1 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้ง	วันลงนาม	อายุสัญญา
1	BSE-PRI	บริษัท เอ็นเอส สยาม เอ็นจิเนียริ่ง เซอร์วิส จำกัด	อ.วิเศษชัยชาญ จ.อ่างทอง อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา อ.บางปะอิน จ.พระนครศรีอยุธยา	20 ธ.ค. 2560	68 วัน

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบติดตั้งบนหลังคาสำนักงาน ที่โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สหกรณ์การเกษตร จำนวน 3 โครงการ รวม 30 กิโลวัตต์
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	1,432,200 บาท โดยชำระตามความก้าวหน้าของงาน
การเลิกสัญญา	กรณีและผู้รับจ้างปฏิบัติผิดสัญญา ผู้ว่าจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาทั้งหมดหรือบางส่วนก็ได้

1.6.1.6 สัญญาเงินกู้ที่สำคัญ

ณ ปัจจุบัน กลุ่มบริษัทฯ มีสัญญาเงินกู้ที่สำคัญที่ยังมีผลบังคับใช้ดังต่อไปนี้

1.6.1.4.1 สัญญาเงินกู้ระยะยาวสำหรับโครงการระยะที่ 2

BSE ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาเงินกู้ระยะยาวสำหรับพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โครงการระยะที่ 2 กับ สถาบันการเงินต่างประเทศ 2 แห่ง และธนาคารพาณิชย์ในประเทศ 1 แห่ง โดยสาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

สัญญาเงินกู้ระยะยาวกับสถาบันการเงินต่างประเทศ

ผู้กู้	BSE
คู่สัญญา	ผู้กู้ : BSE ผู้ให้กู้ : สถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 1 และสถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 2
วันลงนามในสัญญา	12 ธ.ค. 55
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ จำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตจำหน่ายโครงการละ 8 เมกะวัตต์ และโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตจำหน่ายโครงการละ 8 เมกะวัตต์

วงเงินกู้	วงเงินกู้แบ่งเป็น 2 วงเงินหลัก <ul style="list-style-type: none"> - วงเงินกู้จากสถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 1 : 753,783,000 บาท - วงเงินกู้จากสถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 2 : 12,158,000 เหรียญสหรัฐ
อัตราดอกเบี้ย	<ul style="list-style-type: none"> - วงเงินกู้จากสถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 1 : Fixed Rate Swap Cost + อัตราส่วนเพิ่ม ตามที่กำหนดในสัญญา - วงเงินกู้จากสถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 2 : ร้อยละ 1
การชำระคืนเงินกู้	ชำระคืนเงินต้นทุก 6 เดือน รวมทั้งสิ้น 34 งวด เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ส.ค. 56 และชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ก.พ. 2556
เงื่อนไขทางการเงิน	ผู้กู้จะต้องดำรงอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) ไม่น้อยกว่า 1.10 เท่า ทุกสิ้นไตรมาสหรือเมื่อผู้กู้ชำระเงินต้นใดตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาเงินกู้ระยะยาวดังกล่าว

สัญญาเงินกู้ระยะยาวกับธนาคารพาณิชย์ในประเทศแห่งที่ 1

ผู้กู้	BSE
ผู้ให้กู้	ธนาคารพาณิชย์ในประเทศแห่งที่ 1
วันลงนามในสัญญา	12 ส.ค. 55
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อำเภอบำเหน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ จำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาโครงการละ 8 เมกะวัตต์ และ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อำเภอบางปะหัน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาโครงการละ 8 เมกะวัตต์
วงเงินกู้	วงเงินกู้รวม 753,783,000 บาท
อัตราดอกเบี้ย	THBFIX + ร้อยละ 2.0
การชำระคืนเงินกู้	ชำระคืนเงินต้นทุก 6 เดือน รวมทั้งสิ้น 20 งวด เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ส.ค. 56 และชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ก.พ. 56
เงื่อนไขทางการเงิน	ผู้กู้จะต้องดำรงอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) ไม่น้อยกว่า 1.10 เท่า ทุกสิ้นไตรมาสหรือเมื่อผู้กู้ชำระเงินต้นใดตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาเงินกู้ระยะยาวดังกล่าว

1.6.1.4.2 สัญญาเงินกู้ระยะยาวของบริษัทฯ

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาเงินกู้ระยะยาวเพื่อชำระคืนเงินกู้ยืมทั้งหมดจาก BCP และเพื่อใช้เป็นเงินลงทุนโครงการในอนาคต กับสถาบันการเงินต่างประเทศ 1 แห่ง และธนาคารพาณิชย์ในประเทศ 3 แห่ง โดยสาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้กู้	บริษัทฯ
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 1 ธนาคารพาณิชย์ในประเทศแห่งที่ 1 2 และ 3
วันลงนามในสัญญา	22 มิ.ย. 59
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	1) เพื่อชำระคืนเงินกู้ยืมทั้งหมดจากบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในฐานะผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ 2) เพื่อใช้เป็นเงินทุนในการขยายกิจการและลงทุนในโครงการต่างๆ ในอนาคต
วงเงินกู้	วงเงินกู้แบ่งตามระยะเวลาการเบิกเงินกู้ - วงเงินกู้ที่ต้องเบิกเงินกู้ภายใน 30 วันนับจากวันลงนามในสัญญา: 1,470,000,000 บาท และ 4,770,000,000 เยน - วงเงินกู้ที่ต้องเบิกเงินกู้ภายในเดือน ธ.ค. 60 : 3,430,000,000 บาท และ 11,130,000,000 เยน วงเงินกู้แบ่งตามระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ - วงเงินกู้ที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 67 : 2,400,000,000 บาท และ 15,900,000,000 เยน - วงเงินกู้ที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 73 : 2,500,000,000 บาท
อัตราดอกเบี้ย	อัตราดอกเบี้ยแบ่งได้เป็น 3 ประเภทตามระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้และสกุลเงินดังนี้ - วงเงินกู้สกุลเงินบาทที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 67 : THBFIX บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา - วงเงินกู้สกุลเงินเยนที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 67 : TIBOR บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา - วงเงินกู้สกุลเงินบาทที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 73 : FDR บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา
การชำระคืนเงินกู้	- วงเงินกู้ที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 67 ชำระคืนเงินต้นทุก 6 เดือน รวมทั้งสิ้น 17 งวด เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ธ.ค. 59 และชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน เริ่มชำระงวดแรกในเดือน มิ.ย. 59 - วงเงินกู้ที่มีอายุเงินกู้สิ้นสุดเดือน ธ.ค. 73 ชำระคืนเงินต้นทุก 6 เดือน รวมทั้งสิ้น 29 งวด เริ่มชำระงวดแรกในเดือน ธ.ค. 59 และชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน เริ่มชำระงวดแรกในเดือน มิ.ย. 59
เงื่อนไขทางการเงิน	ผู้กู้จะต้องดำรงอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Debt to Equity Ratio) ไม่เกินกว่า 3.00 เท่าในทุกๆ ขณะ และต้องดำรงอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) ไม่น้อยกว่า 1.15 เท่า ทุกสิ้นไตรมาสหรือเมื่อผู้กู้ชำระเงินอื่นใดตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาเงินกู้ระยะยาวดังกล่าว

1.6.1.4.3 สัญญาเงินกู้ระยะยาวของบริษัทฯ

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาเงินกู้ระยะยาว เพื่อใช้เป็นเงินลงทุนในการซื้อกิจการโครงการพลังงานความร้อนใต้พิภพในประเทศอินโดนีเซีย กับสถาบันการเงินต่างประเทศ 2 แห่ง และธนาคารพาณิชย์ในประเทศ 1 แห่ง โดยสาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ผู้กู้	บริษัทฯ
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินต่างประเทศแห่งที่ 1 และ 2 ธนาคารพาณิชย์ในประเทศแห่งที่ 1
วันลงนามในสัญญา	20 ก.ค. 60
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อใช้เป็นเงินลงทุนในการซื้อกิจการโครงการพลังงานความร้อนใต้พิภพ ในประเทศอินโดนีเซีย
วงเงินกู้	วงเงินที่กำหนดให้บริษัทฯ ต้องเบิกรับเงินกู้ทั้งหมดภายในเดือน ธ.ค. 61 โดยแบ่งวงเงินออกเป็น <ol style="list-style-type: none"> 1. วงเงิน A : 2,400,000,000 บาท 2. วงเงิน B : 7,896,000,000 เยน 3. วงเงิน C : 10,000,000 เหรียญสหรัฐ 4. วงเงิน D : 2,740,000,000 บาท 5. วงเงิน E : 1,128,000,000 เยน 6. วงเงิน F : 60,000,000 เหรียญสหรัฐ
อัตราดอกเบี้ย	อัตราดอกเบี้ยแบ่งได้เป็น 3 ประเภทตามสกุลเงินดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> - วงเงินกู้สกุลเงินบาท : THBFIX บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา - วงเงินกู้สกุลเงินเยน : TIBOR บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา - วงเงินกู้สกุลเหรียญสหรัฐ : USDLIBOR บวกอัตราส่วนเพิ่มตามสัญญา
การชำระคืนเงินกู้	ชำระคืนเงินต้นที่จำนวนในคราวเดียว เมื่อสิ้นสุดอายุเงินกู้ในเดือน ก.ค. 66 โดยชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน เริ่มชำระดอกเบี้ยงวดแรกในเดือน ธ.ค. 60
เงื่อนไขทางการเงิน	ผู้กู้จะต้องดำรงอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (Debt to Equity Ratio) ไม่เกินกว่า 3.00 เท่าในทุกๆ ขณะ และต้องดำรงอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) ไม่น้อยกว่า 1.15 เท่า ทุกสิ้นไตรมาสหรือเมื่อผู้กู้ชำระเงินอื่นใดตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาเงินกู้ระยะยาวดังกล่าว

1.6.2 สรุปสัญญาสำคัญที่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

สรุปสัญญาสำคัญในส่วนนี้จัดทำขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์ในการให้ข้อมูลโดยสังเขปและเพื่อความสะดวกในการพิจารณาของนักลงทุนเท่านั้น ข้อมูลทั้งหมดจัดทำขึ้นโดยอ้างอิงจากเอกสารฉบับแปลภาษาอังกฤษของสัญญาที่เกี่ยวข้องจากต้นฉบับซึ่งเป็นภาษาญี่ปุ่น โดยบริษัทฯ และที่ปรึกษาได้ใช้ความพยายามอย่างเต็มที่ในการทำความเข้าใจถึงสาระสำคัญของสัญญา ตลอดจนพยายามอย่างเต็มที่ที่จะสื่อความหมายที่ถูกต้องของข้อมูลดังกล่าว ทั้งนี้ ในกรณีที่มีข้อสงสัย หรือหากปรากฏว่าข้อความหรือรายละเอียดส่วนหนึ่งส่วนใดของคำแปลภาษาไทย หรือภาษาอังกฤษไม่ตรงกับต้นฉบับภาษาญี่ปุ่นให้ยึดถือความถูกต้องของข้อมูลตามเอกสารต้นฉบับที่ได้จัดทำขึ้นเป็นภาษาญี่ปุ่นในทุกกรณี

1.6.2.1 สัญญาซื้อขายหุ้น (Purchase and Sale Agreement)

คู่สัญญา	<p>ผู้ซื้อ : บริษัทฯ</p> <p>ผู้ขาย : (1) SunEdison International LLC ("SEI")⁽¹⁾</p> <p>(2) SunEdison Energy Holding (Singapore) Pte. Ltd. ("SEH")</p> <p>ทั้งนี้ ผู้ขายมิได้เป็นนิติบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำการค้าที่เกี่ยวข้องกัน</p>
วันลงนามในสัญญา	29 ม.ค. 2559
วัตถุประสงค์ของสัญญา	<p>เพื่อทำความตกลงและกำหนดเงื่อนไขเกี่ยวกับการซื้อหุ้นทั้งหมดใน SunEdison Japan Corporation ("SEJ")⁽²⁾ ที่ถือโดย SEI และหุ้นทั้งหมดใน SEDF⁽³⁾ และ SETI⁽³⁾ ที่ถือโดย SEH เพื่อเข้าลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นจำนวนทั้งสิ้น 14 โครงการ (โปรดดูรายละเอียดโครงการในส่วนที่ 2.2 หัวข้อ 6 โครงการในอนาคต)</p>
คำตอบแทน	<ul style="list-style-type: none"> คำตอบแทนครั้งแรก (Upfront Purchase Price) : ผู้ซื้อจะมีหน้าที่ชำระคำตอบแทนครั้งแรกตามที่กำหนดในสัญญา โดยอ้างอิงจากการประเมินมูลค่าของโครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และโครงการที่คาดว่าจะเริ่มก่อสร้างได้ในระยะเวลาอันใกล้บางโครงการ รวมถึงมูลค่าของ SEJ(2) ซึ่งดำเนินการธุรกิจพัฒนาโครงการใหม่และบริหารจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้ชำระคำตอบแทนในส่วนนี้ให้แก่ผู้ขายแล้ว คำตอบแทนที่อาจต้องชำระในอนาคต : ผู้ซื้อจะชำระคำตอบแทนในส่วนนี้ตามเงื่อนไขความสำเร็จของแต่ละโครงการ และ/หรือ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามเงื่อนไขที่ตกลงกันระหว่างคู่สัญญา โดยมีกำหนดระยะเวลาการดำเนินการตามที่คู่สัญญาตกลงกัน <p>ทั้งนี้ สำหรับเงื่อนไขคำตอบแทนที่อาจต้องชำระในอนาคต ผู้ซื้อจะมีสิทธิเสนอราคาที่จะซื้อใหม่ในกรณีที่เงื่อนไขความสำเร็จของโครงการไม่เป็นไปตามที่คู่สัญญาตกลงกันไว้</p>

ข้อตกลงกระทำการที่สำคัญ	<ul style="list-style-type: none"> ภายในระยะเวลา 3 ปี นับแต่วันที่การซื้อขายเสร็จสมบูรณ์ ผู้ขายแต่ละราย และบริษัทต่างๆ ในเครือของตนไม่ว่าจะโดยทางตรงหรือทางอ้อม จะไม่ดำเนินการประกอบธุรกิจการขายหรือให้บริการใดๆ ในประเทศญี่ปุ่น ซึ่งอยู่ในขอบเขตการประกอบธุรกิจในลักษณะที่เป็นการแข่งขันกับบริษัทเป้าหมาย⁽³⁾ โดยมีรายละเอียดและเงื่อนไขตามที่คู่สัญญาตกลงกัน ภายในระยะเวลา 3 ปี นับแต่วันที่การซื้อขายเสร็จสมบูรณ์ ผู้ซื้อและบริษัทในเครือสามารถเป็นเจ้าของหลักทรัพย์สินของบุคคลใดๆ ที่ประกอบธุรกิจที่เป็นการแข่งขัน ก็ต่อเมื่อ (1) ผู้ขายและบริษัทในเครือเป็นเจ้าของกิจการดังกล่าวในสัดส่วนตามที่คู่สัญญาตกลงกัน และ (2) ธุรกิจที่เป็นการแข่งขันดังกล่าวมีรายได้หรือสินทรัพย์เทียบกับรายได้รวมหรือสินทรัพย์รวมของบุคคลนั้นในสัดส่วนตามที่คู่สัญญาตกลงกัน
การชดเชยความเสียหาย	ผู้ขายตกลงรับผิดชอบใช้ต่อผู้ซื้อจากการที่ผู้ขายปฏิบัติผิดคำรับรองหรือข้อกำหนดใดๆ ตามสัญญา ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา โดยความรับผิดชอบของผู้ขายตามสัญญานี้ในทุกกรณีจะไม่เกินกว่าจำนวนร้อยละ 20 ของมูลค่าคำตอบแทนที่ง่าย เว้นแต่สัญญาจะกำหนดไว้เป็นอย่างอื่น ทั้งนี้ คำรับรองของผู้ขายจะมีผลคงอยู่เป็นระยะเวลาทั้งสิ้น 18 เดือนนับจากวันที่การซื้อขายเสร็จสมบูรณ์ ยกเว้นคำรับรองในบางเรื่องซึ่งจะมีผลคงอยู่ตลอดไป หรือ เป็นระยะเวลาทั้งสิ้น 5 ปี แล้วแต่กรณี
กฎหมายที่ใช้บังคับ	กฎหมายแห่งประเทศไทย

หมายเหตุ :

⁽¹⁾ เมื่อวันที่ 21 เมษายน 2559 กลุ่ม SunEdison ซึ่งรวมถึง SEI ได้ยื่นคำร้องต่อศาลเพื่อเข้าสู่กระบวนการฟื้นฟูกิจการโดยสมัครใจภายใต้ส่วนที่ 11 (Chapter 11) ต่อศาลล้มละลายสำหรับเขตใต้ของเมืองนิวยอร์ก ประเทศสหรัฐอเมริกา (Bankruptcy Court in the Southern District of New York)

⁽²⁾ ปัจจุบัน SEJ เปลี่ยนชื่อเป็น BCPGJ

⁽³⁾ บริษัทเป้าหมาย หมายถึง SEJ SEDF (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น Greenergy Holdings) และ SETI (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น Greenergy Power) รวมถึงบริษัทและกิจการในเครือของบริษัทข้างต้น

1.6.2.2 สัญญาซื้อขายสินทรัพย์ (Asset Purchase Agreement)

คู่สัญญา	<p>ผู้ซื้อ : HMJ</p> <p>ผู้ขาย : นิติบุคคลรายหนึ่ง</p> <p>ทั้งนี้ ผู้ขายมิได้เป็นนิติบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทว.21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการกำรายการที่เกี่ยวข้องกัน</p>
วันลงนามในสัญญา	1 เม.ย. 59
วัตถุประสงค์ของสัญญา	เพื่อทำความเข้าใจและกำหนดเงื่อนไขเกี่ยวกับการซื้อใบอนุญาตและที่ดินที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นจำนวน 2 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 30 เมกะวัตต์
คำตอบแทน	ผู้ซื้อทำหน้าที่ชำระคำตอบแทนในแต่ละงวดตามเงื่อนไขความสำเร็จของแต่ละโครงการ โดยมีกำหนดระยะเวลาการดำเนินการตามที่คู่สัญญาตกลงกัน

การชดเชยความเสียหาย	<p>7. คู่สัญญาตกลงรับผิดชอบชดเชยคู่สัญญาอีกฝ่ายจากการที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งปฏิบัติผิดคำรับรองหรือข้อกำหนดใดๆ ตามสัญญา ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา</p> <p>8. คู่สัญญาตกลงรับผิดชอบชดเชยคู่สัญญาในกรณีที่มีข้อผิดพลาดจากการที่คู่สัญญาปฏิบัติผิดคำรับรองหรือข้อกำหนดใดๆ ตามสัญญา ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา</p> <p>9. คู่สัญญาตกลงรับผิดชอบชดเชยคู่สัญญาในกรณีที่ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าของผู้ซื้อเกินกว่าอัตราที่กำหนดในสัญญา</p> <p>โดยความรับผิดชอบของคู่สัญญาตามสัญญานับนี้ในทุกกรณีจะมีผลคงอยู่ตลอดไป</p>
กฎหมายที่ใช้บังคับ	กฎหมายแห่งประเทศไทย

1.6.2.3 สัญญาการลงทุนที่

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาการลงทุนที่โครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว รวมทั้งสิ้น 4 สัญญา ดังนี้

โครงการที่	โครงการ	คู่สัญญา		วันที่ลงนาม
		นักลงทุนที่	ผู้ดำเนินการ (Operator)	
1	Nakatsugawa	Greenenergy Holdings	Nakatsugawa PV	24 ธ.ค. 57
2	Takamori	Greenenergy Holdings	Takamori PV	24 มี.ค. 58
3	Nojiri	Greenenergy Holdings	Nojiri PV	24 มี.ค. 58
4	Tarumizu	Greenenergy Power	Tarumizu GKTT	20 ต.ค. 57
5	Nikaho	J1	Nikaho PV	15 ก.ย. 58

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

วัตถุประสงค์ของสัญญา	เพื่อทำความเข้าใจและกำหนดเงื่อนไขเกี่ยวกับการเข้าร่วมลงทุนประเภทที่ ภายใต้กฎหมายของประเทศญี่ปุ่น โดยนักลงทุนที่แต่ละรายเป็นผู้สนับสนุนเงินลงทุนในโครงการที่เฉพาะที่กำหนดในสัญญา และผู้ดำเนินการเป็นผู้ประกอบธุรกิจ โดยผู้ดำเนินการจะแบ่งผลกำไร ขาดทุน รวมถึงเงินได้ต่างๆ จากโครงการที่ให้แก่นักลงทุนที่
สิทธิและหน้าที่ของผู้ดำเนินการ	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ดำเนินการมีสิทธิที่จะดำเนินการธุรกิจภายใต้ชื่อของตนเอง อีกทั้งมีภาระหน้าที่ และความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอกที่เกี่ยวข้องกับโครงการที่ - ผู้ดำเนินการจะต้องปฏิบัติตามหน้าที่ในฐานะผู้จัดการด้วยความรับผิดชอบ สุจริต และใช้สิทธิและอำนาจที่มีภายใต้กฎหมายและเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เพื่อประโยชน์/กำไรสูงสุด ของโครงการที่ - ผู้ดำเนินการสามารถดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น <ul style="list-style-type: none"> • การครอบครองหรือเช่าทรัพย์สินที่ใช้ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

	<ul style="list-style-type: none"> • การติดต่อและดำเนินการเกี่ยวกับการขอใบอนุญาตเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connection) • การขออนุญาตดำเนินการใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ • การเข้าทำสัญญาเพื่อวัตถุประสงค์ในการดำเนินการธุรกิจ รวมถึงสัญญาว่าจ้างผู้บริหารจัดการทรัพย์สิน (Asset Management Agreement) สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Agreement) และสัญญาดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Contract) เป็นต้น โดยเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เค
สิทธิและหน้าที่ของนักลงทุนที่เค	<ul style="list-style-type: none"> - นักลงทุนที่เคจะต้องชำระเงินลงทุนให้แก่ผู้ดำเนินการตามจำนวนและเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เค - นักลงทุนที่เคไม่มีสิทธิใดๆ ในการดำเนินการธุรกิจ และไม่มีหน้าที่ต้องรับผิดชอบต่อหนี้สิน หรือ ความรับผิดใดๆ ในหนี้สิน ข้อเรียกร้องที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการธุรกิจในจำนวนเงินที่เกินกว่า เงินลงทุนในธุรกิจ - นักลงทุนที่เคไม่มีกรรมสิทธิ์หรือสิทธิอื่นใดในทรัพย์สินของผู้ดำเนินการ
การจัดสรรส่วนแบ่งกำไร/ขาดทุน	ผู้ดำเนินการกิจการจะต้องจัดสรรส่วนแบ่งกำไร/ขาดทุนให้แก่ นักลงทุนที่เคในอัตราร้อยละ 97.0 ของ กำไร/ขาดทุน ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาการลงทุนที่เค
กฎหมายที่ใช้บังคับ	กฎหมายแห่งประเทศญี่ปุ่น

1.6.2.4 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Kyushu Electricity Power Company

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Kyushu Electricity Power Company รวมทั้งสิ้น 4 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

โครงการที่	ผู้ดำเนินการ (Operator)	ที่ตั้งโครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (กิโลวัตต์)	แรงดันไฟฟ้า (โวลต์)	วันที่ลงนาม	COD
โครงการที่ 1	Nakatsugawa	คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	675	6,000	30 ก.ค. 57	15 ส.ค. 57
โครงการที่ 2	Takamori	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	1,000	6,600	28 ม.ค. 58	16 ก.พ. 58
โครงการที่ 3	Nojiri	มิยาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	850	6,600	9 ก.พ. 58	12 ก.พ. 58
โครงการที่ 4	Tarumiza	คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	8,100	66,000	31 ต.ค. 57	31 ส.ค. 58
โครงการที่ 5	Nikaho	อาคิตะ ประเทศญี่ปุ่น	8,833	60,000	25 ก.ย. 2558	15 ก.ค. 59

สาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทผู้ดำเนินการ (Operator) ในประเทศญี่ปุ่นแต่ละโครงการเข้าทำกับ Kyushu Electricity Power Company มีดังนี้

อายุสัญญา	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 20 ปีนับจากวันที่วันอ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก
อัตราารับซื้อไฟฟ้า	อัตราารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 40 เยน/กิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดอายุสัญญา
การจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment)	Kyushu Electricity Power Company มีสิทธิจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าโดยไม่ต้องชดใช้ความเสียหายที่เกิดขึ้นเป็นจำนวนรวมทั้งสิ้นไม่เกิน 30 วัน ต่อรอบปีบัญชี หรือตามกรณีอื่นใดที่กำหนดในสัญญา โดยการยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงกลุ่มบริษัทฯ เพื่อแจ้งการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดตามที่ระบุในสัญญา
การยกเลิกสัญญา	<ol style="list-style-type: none"> กลุ่มบริษัทฯ ยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึง Kyushu Electricity Company แสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้าโดยการยกเลิกสัญญา หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้โดยการส่งหนังสือไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

1.6.2.5 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Tohoku Electric Power Company

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ Tohoku Electricity Power Company รวมทั้งสิ้น 1 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

โครงการ	Nikaho
ผู้ดำเนินการ (Operator)	SunEdison Japan SPC 8 Godo Kaisha (ปัจจุบันชื่อ Nikaho PV)
อายุสัญญา	สัญญามีกำหนดระยะเวลา 20 ปีนับจากวันที่วันอ่านมิเตอร์ขายไฟฟ้าครั้งแรก
อัตราารับซื้อไฟฟ้า	อัตราารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) 40 เยน/กิโลวัตต์-ชั่วโมง คงที่ตลอดอายุสัญญา
การจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (Curtailment)	Tohoku Electricity Power Company มีสิทธิจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าโดยไม่ต้องชดใช้ความเสียหายที่เกิดขึ้นเป็นจำนวนรวมทั้งสิ้นไม่เกิน 30 วัน ต่อรอบปีบัญชี หรือตามกรณีอื่นใดที่กำหนดในสัญญา โดยการยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงกลุ่มบริษัทฯ เพื่อแจ้งการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าพร้อมรายละเอียดตามที่ระบุในสัญญา
การยกเลิกสัญญา	<ol style="list-style-type: none"> กลุ่มบริษัทฯ ยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึง Tohoku Electricity Company แสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้าโดยการยกเลิกสัญญา หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้โดยการส่งหนังสือไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

1.6.2.6 สัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จ (EPC Agreement)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญารับเหมาก่อสร้างแบบเบ็ดเสร็จสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นกับ SunEdison Construction Company (ปัจจุบันชื่อ BCPGE) และ JFE Electrical & Control Systems Incorporation รวมจำนวน 5 สัญญา ดังนี้

โครงการที่	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จ	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ลงนาม
1	Nakatsugawa	BCPGE	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	25 เม.ย. 57
2	Takamori	BCPGE	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	1 ต.ค. 57
3	Nojiri	BCPGE	มียาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	1 ต.ค. 57
4	Tarumizu	JFE Electrical & Control Systems Incorporation	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	29 ส.ค. 57
5	Nikaho	Daiwa House Indutry Co., Ltd.	อาคิตะ ประเทศญี่ปุ่น	30 มิ.ย. 58

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	ออกแบบ จัดหาอุปกรณ์ และก่อสร้างโรงไฟฟ้า
การรับประกันผลงานโดยผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จ	<p>การรับประกันผลงานโดยผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ ดังนี้</p> <p>(1) การรับประกันคุณภาพของอุปกรณ์หลัก ภายในระยะเวลานับจากวันที่ผู้รับจ้างได้ส่งมอบงานเสร็จสิ้น โดยมีรายละเอียดดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module) 2 – 25 ปี ▪ งานเกี่ยวกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) 1 – 2 ปี ▪ งานเกี่ยวกับหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) 2 ปี ▪ งานอื่นๆ 2 – 10 ปี <p>(2) การรับประกันประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio)</p> <p>ผู้รับจ้างรับประกันว่าในช่วงระยะเวลา 2 ปีแรกจากวันที่ส่งมอบ ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio) จะต้องเป็นไปตามระดับตามที่กำหนดในสัญญา หากประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio) ต่ำกว่าที่ผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จรับประกัน ผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จต้องชดเชยค่าชดเชยหรือดำเนินการแก้ไขให้แก่ผู้ว่าจ้าง ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา</p>
การรับประกันผลงานโดยผู้ผลิตอุปกรณ์หลัก	<p>ผู้รับเหมาแบบเบ็ดเสร็จได้โอนสิทธิการเรียกร้องตามเงื่อนไขการรับประกันอุปกรณ์โดยผู้ผลิตอุปกรณ์หลักให้แก่ผู้ดำเนินการกิจการ (Operator) ได้แก่ ประกันคุณภาพวัสดุและฝีมือการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระยะเวลา 10 ปี และประกันปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เป็นระยะเวลา 25 ปี และประกันระยะยาวสำหรับคุณภาพของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)</p>
การรับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำที่สามารถผลิตได้ (Warranty for Power Output)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ โครงการที่ 1-3 : ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 25 ปี โดยหากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูญเสียเกินกว่าร้อยละ 3.5 ในปีแรก และร้อยละ 0.7 ในปีที่เหลือ ของกำลังการผลิตสูงสุดตามเงื่อนไขการคำนวณในเอกสารการรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จะจัดหาแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมให้แก่ผู้ว่าจ้างเพื่อชดเชยพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียไปนั้น หรือเปลี่ยนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เสียหายดังกล่าว

	<ul style="list-style-type: none"> โครงการที่ 4 : ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันจำนวนพลังงานไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 25 ปี โดยหากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูญเสียเกินกว่าร้อยละ 3.0 ในปีแรก และร้อยละ 0.7 ในปีที่เหลือ ขอทําลายการผลิตสูงสุดตามเงื่อนไขการคำนวณในเอกสารการรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จะจัดหาแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมให้แก่ผู้ว่าจ้างเพื่อชดเชยพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียไปนั้น หรือเปลี่ยนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เสียหายดังกล่าว
การเลิกสัญญา	<p>คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดสามารถบอกเลิกสัญญาได้หากเกิดเหตุการณ์ตามที่ระบุไว้ในสัญญา รวมถึงในกรณีที่คู่สัญญาอีกฝ่ายกระทำผิดสัญญาในสาระสำคัญและมิได้แก้ไขการผิดสัญญาดังกล่าวภายในระยะเวลาที่กำหนด หลังจากได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญา</p>

1.6.2.7 สัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (O&M Contract)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาจ้างบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นกับ BCPGE รวมจำนวน 5 สัญญา โดยมีสาระสำคัญของสัญญาดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ลงนาม	อายุสัญญา
1	Nakatsugawa	BCPGE ⁽¹⁾	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	26 ธ.ค. 57	20 ปี
2	Takamori	BCPGE ⁽¹⁾	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	24 มี.ค. 58	20 ปี
3	Nojiri	BCPGE ⁽¹⁾	มียาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	24 มี.ค. 58	20 ปี
4	Tarumizu	BCPGE ⁽¹⁾	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	29 มี.ย. 58	20 ปี
5	Nikaho	BCPGE ⁽¹⁾	อาคิตะ ประเทศญี่ปุ่น	12 พ.ย. 58	5 ปี และต่อเมื่อครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติจนกว่าจะมีการยุติสัญญา

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ BCPGE เป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 100.0

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	<p>ดำเนินการ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้รับจ้างต้องตรวจสอบการดำเนินการ และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงดำเนินการอื่นๆ ตามที่กำหนดในสัญญา</p>
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	<p>ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าตอบแทนรายปีสำหรับโครงการที่ 1-3 ในอัตราปีละประมาณ 2.9 – 4.3 ล้านเยน และสำหรับโครงการที่ 4 ปีละประมาณ 28.0 ล้านเยน โดยจะชำระเงินเป็นรายไตรมาส และชำระค่าตอบแทนจากการให้บริการเพิ่มเติมที่นอกเหนือไปจากแผนการให้บริการที่กำหนดไว้ นอกจากนี้ในกรณีที่อัตราความพร้อมในการผลิตพลังงาน (Availability rate) เกินกว่าอัตราตามที่ระบุในสัญญา ผู้ว่าจ้างตกลงจะชำระส่วนแบ่งเพิ่มเติมให้แก่ผู้รับจ้างในปีถัดไป</p>

การเลิกสัญญา	<p>4. ผู้ว่าจ้างยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 1 ปี ถึงผู้รับจ้างแสดงความประสงค์ที่จะยกเลิกสัญญา</p> <p>5. ในกรณีที่ผู้ว่าจ้างไม่ชำระหนี้ภายในเวลาที่กำหนด และเมื่อผู้รับจ้างเรียกให้ชำระหนี้ ผู้ว่าจ้างยังคงไม่ชำระหนี้ ภายใน 15 วัน นับแต่วันที่เรียกให้ชำระหนี้ ผู้รับจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันทีโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังผู้ว่าจ้าง</p> <p>6. ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดกระทำความผิดสัญญาในสาระสำคัญและมิได้แก้ไขการผิดสัญญาดังกล่าวภายใน 30 วัน หลังจากได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันทีโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาฝ่ายที่กระทำความผิดสัญญา</p>
--------------	--

1.6.2.8 สัญญาบริหารจัดการทรัพย์สิน (Asset Management Agreement)

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาบริหารจัดการทรัพย์สินโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นกับ BCPGJ และ TSS รวมจำนวน 5 สัญญา ดังนี้

ลำดับ	ผู้ว่าจ้าง	ผู้รับจ้าง	ที่ตั้งโครงการ	วันที่ลงนาม	อายุสัญญา
1	Nakatsugawa	BCPGJ ⁽¹⁾	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	20 ธ.ค. 57	20 ปี
2	Takamori	BCPGJ ⁽¹⁾	คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น	24 มี.ค. 58	20 ปี
3	Nojiri	BCPGJ ⁽¹⁾	มิยาซากิ ประเทศญี่ปุ่น	24 มี.ค. 58	20 ปี
4	Tarumizu	TSS ⁽²⁾	คาโงชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	30 ม.ค. 58	20 ปี
5	Nikaho	BCPGJ ⁽¹⁾	อากิตะ ประเทศญี่ปุ่น	10 ก.ย. 58	5 ปี และต่อเมื่อครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติจนกว่าจะมีการยุติสัญญา

หมายเหตุ :

⁽¹⁾ BCPGJ เป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 100.0

⁽²⁾ TSS เป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 51.0

สาระสำคัญของสัญญาสรุปได้ดังนี้

ขอบเขตงานที่สำคัญ	เรียกเก็บเงิน ชำระเงิน จัดทำงบประมาณประจำปี จัดทำและต่ออายุประกันภัย จัดทำรายงานจัดการการได้มาและจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สินของผู้ว่าจ้าง ประสานงานสำหรับการดำเนินการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จัดเตรียมและนำส่งเอกสารและรายงานตามที่ระบุไว้ในสัญญาการลบกู้เงิน สัญญากู้ยืมเงิน และสัญญาอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงดูแลการปฏิบัติตามสัญญาและกฎหมาย
ค่าจ้าง และการชำระค่าจ้าง	ผู้ว่าจ้างตกลงชำระค่าตอบแทนรายปีสำหรับโครงการที่ 1-3 ในอัตราปีละประมาณ 1.0 – 3.0 ล้านบาท และสำหรับโครงการที่ 4 และ 5 ในอัตราปีละประมาณ 9.0 – 10.0 ล้านบาท ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญา โดยจะชำระเป็นรายไตรมาส

การเลิกสัญญา	<ol style="list-style-type: none"> 1. ผู้ว่าจ้างยื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงผู้รับจ้างแสดงความประสงค์ที่จะยกเลิกสัญญาเป็นลายลักษณ์อักษรไม่น้อยกว่า 3 เดือน 2. ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดกระทำผิดสัญญาในสาระสำคัญและมิได้แก้ไขการผิดสัญญาดังกล่าวภายใน 30 วัน หลังจากได้รับแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ทันทีโดยแจ้งเป็นหนังสือไปยังคู่สัญญาฝ่ายที่กระทำผิดสัญญา
--------------	--

1.6.2.9 สัญญาเงินกู้ที่สำคัญ

กลุ่มบริษัทฯ มีการเข้าทำสัญญาเงินกู้กับกลุ่มสถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นรวมจำนวน 5 สัญญา โดยมีอัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 2.6 - 3.6 ต่อปี ดังนี้

1.6.2.9.1 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการที่ 1

ผู้กู้	Nakatsugawa
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 0.675 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	ร.ค. 57 – ม.ค. 75
วงเงินกู้รวม	254 ล้านบาท

1.6.2.9.2 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการ ที่ 2

ผู้กู้	Takamori
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่คุมาโมโตะ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 1.0 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	มี.ค. 58 – เม.ย. 75
วงเงินกู้รวม	355 ล้านบาท

1.6.2.9.3 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการ ที่ 3

ผู้กู้	Nojiri
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 1
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่นิยาซากิ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 0.85 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	มี.ค. 58 – เม.ย. 75

วงเงินกู้รวม	349 ล้านบาท
--------------	-------------

1.6.2.9.4 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการที่ 4

ผู้กู้	Tarumizu
ผู้ให้กู้	สถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 2
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่คาโมะชิมะ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8.1 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	ม.ค. 59 – ธ.ค. 75
วงเงินกู้รวม	2,811 ล้านบาท

1.6.2.9.5 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการที่ 5

ผู้กู้	Nikaho
ผู้ให้กู้	กลุ่มสถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 3
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อาคิตะ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 8.8 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	ก.ย. 58 – มี.ย. 76
วงเงินกู้รวม	4,277 ล้านบาท

1.6.2.9.6 สัญญาเงินกู้สำหรับโครงการที่ 6

ผู้กู้	Nagi
ผู้ให้กู้	กลุ่มสถาบันการเงินในประเทศญี่ปุ่นแห่งที่ 4
วัตถุประสงค์ในการกู้ยืม	เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่โอะกะยะมะ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 10.5 เมกะวัตต์
ระยะเวลา	ส.ค. 59 – มี.ค. 77
วงเงินกู้รวม	4,176 ล้านบาท