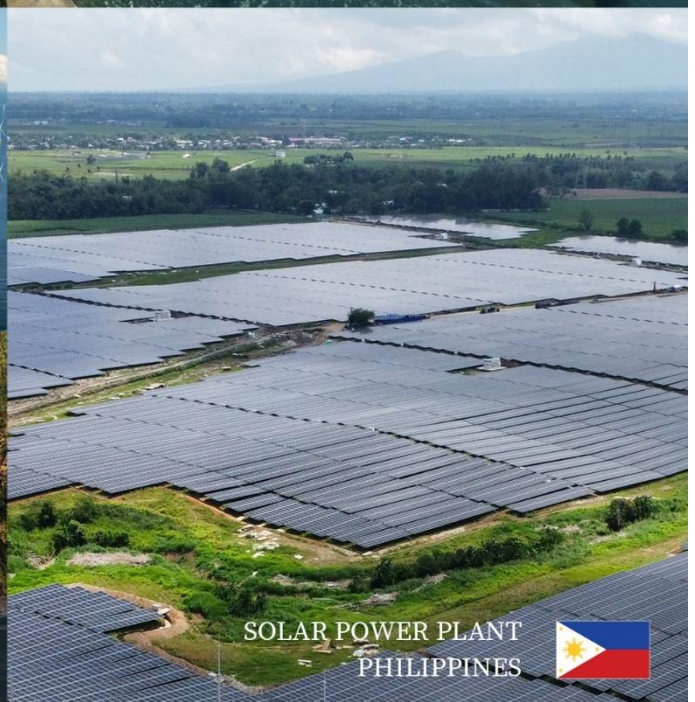
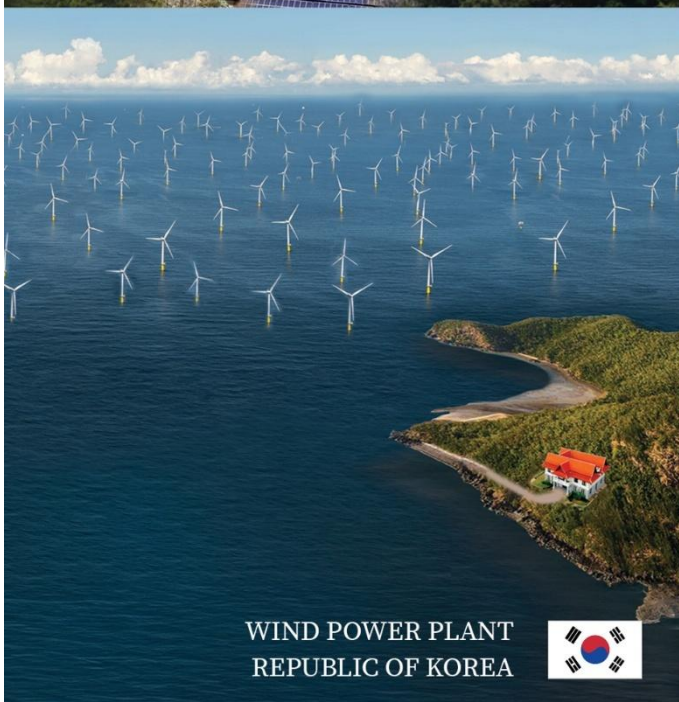
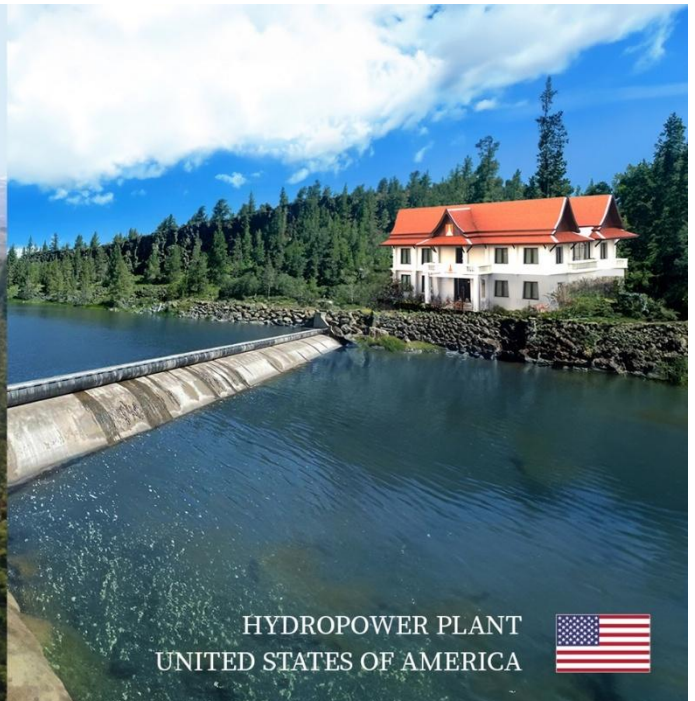
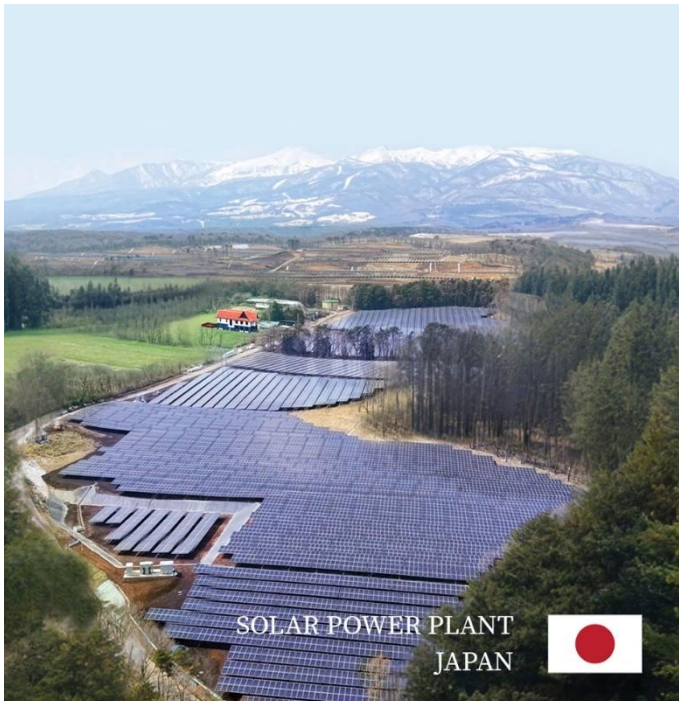


คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569

สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569



ข้อมูลสรุป



ผลการดำเนินงาน Q2'2569 แข็งแกร่งอย่างต่อเนื่อง

แม้ต้องเผชิญกับความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์อย่างต่อเนื่องใน Q2'2569 แต่ บี.กริม เพาเวอร์ ยังคงรักษาผลการดำเนินงานที่แข็งแกร่ง โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากการปรับใช้สูตรค่าไฟใหม่ (New Tariff Formula) ซึ่งสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนก๊าซธรรมชาติได้ดียิ่งขึ้น และมาตรการลดต้นทุนที่มีประสิทธิภาพ รวมถึงการเริ่มรับรู้ผลประกอบการจากโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) นอกจากนี้ ปริมาณการขายไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า (y-on-y) ร้อยละ 2.7 มาอยู่ที่ 4,003 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจาก 1) ปริมาณไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.9 2) ปริมาณไฟฟ้าขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 และ 3) ปริมาณไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากโครงการพลังงานหมุนเวียน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนามและฟิลิปปินส์ อย่างไรก็ตาม รายได้รวมเพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.4 จากปีก่อน มาอยู่ที่ 15,123 ล้านบาท ใน Q2'2569 สาเหตุหลักจากการลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำ ซึ่งสอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง ประกอบกับการลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ IUs ตามการปรับลดของค่า Ft รวมถึงรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่ลดลง

ในส่วนของ EBITDA ลดลงร้อยละ 6.0 จากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 3,509 ล้านบาท โดยมีปัจจัยหลักมาจากรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่ลดลง ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งบันทึกในส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า และการบันทึกค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากลูกหนี้การค้าใน Q2'2569 การลดลงดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ลดลง เนื่องจากการปรับค่าก๊าซย้อนหลังที่รับรู้ใน Q2'2568

โดยบริษัทฯ มีกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 478 ล้านบาท เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 โดยมีปัจจัยหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีที่ลดลงเนื่องจากการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ประกอบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงที่เพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญมาอยู่ที่ 676 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ 7 ล้านบาท ใน Q2'2568 สะท้อนผลจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้นและจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด จากการแปลงมูลค่าเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศ

เหตุการณ์สำคัญใน Q2'2569 และพัฒนาการล่าสุด

การเชื่อมระบบของลูกค้ายุทธศาสตร์รายใหม่ในประเทศไทย จำนวน 0.7 เมกะวัตต์ ใน Q2'2569 จากกลุ่มก๊าซอุตสาหกรรม ซึ่งคิดเป็นการเชื่อมเข้าระบบในช่วง 6M'2569 รวมทั้งสิ้น 18.7 เมกะวัตต์

บี.กริม แอลเอ็นจี นำเข้า LNG จำนวน 1 ลำ ในเดือนมิถุนายน 2569 รวมจำนวนประมาณ 68,000 ตัน (3.5 ล้านล้านบีทียู) เข้าสู่ระบบ Pool Gas เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมของเรา

ใน Q2'2569 บริษัท B.Grimm Power Korea Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้เข้าทำรายการซื้อหุ้นกู้แปลงสภาพที่ออกโดยบริษัท Unison Co., Ltd. ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 85 (มูลค่า 32,000 ล้านบาท) โดยการลงทุนในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนห่วงโซ่อุปทานพลังงานหมุนเวียน เพิ่มความยืดหยุ่นทางกลยุทธ์ผ่านการใช้สิทธิแปลงสภาพเป็นหุ้นในอนาคต และเพื่อสนับสนุนการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง Nakwol ขนาด 364.8 เมกะวัตต์ ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 49

เดือนมิถุนายน 2569 บริษัท บี.กริม กรีนเนอร์ยี จำกัด (บริษัทย่อย) ได้เข้าซื้อหุ้นทั้งหมดใน บริษัท ฟิวเจอร์ กรีน เทคโนโลยี จำกัด ("FGT") จากบริษัท กรีนเนอร์ยี โซลติง (ประเทศไทย) จำกัด การเข้าซื้อหุ้นนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อขยายการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ FGT มีบริษัทย่อยที่ถือหุ้นทั้งหมดซึ่งประกอบธุรกิจผลิตและส่งไฟฟ้า ส่งผลให้บริษัทย่อยดังกล่าวมีสถานะเป็นบริษัทย่อยของ บี.กริม เพาเวอร์ ด้วยเช่นกัน

บริษัท บี.กริม บียอนด์บริดจ์ จำกัด ("บี.กริม บียอนด์บริดจ์") ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้จัดตั้งบริษัทย่อยแห่งใหม่ บริษัท บี.กริม ไอเน็ต จำกัด ("บี.กริม ไอเน็ต") โดย บี.กริม บียอนด์บริดจ์ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 และอีกร้อยละ 49 ถือโดยบริษัท แมนดาลา คอมมูนิเคชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท อินเทอร์เน็ตประเทศไทย จำกัด (มหาชน) โดย บี.กริม ไอเน็ต จะพัฒนาและดำเนินการเชิงพาณิชย์ด้านโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลและโซลูชันเทคโนโลยี เพื่อสนับสนุนนิคมอุตสาหกรรมอัจฉริยะของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

เดือนกรกฎาคม 2569 บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ ฟิวเจอร์ โซลูชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้เข้าซื้อหุ้นร้อยละ 51 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมดใน บริษัท อรุณา เอ็กซ์ โซลติงส์ จำกัด ("ARUNA X") เพื่อเสริมความแข็งแกร่งให้แก่พอร์ตพลังงานหมุนเวียนของ บี.กริม เพาเวอร์ ผ่านการลงทุนในโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ เนื่องจาก ARUNA X มีบริษัทย่อย 2 บริษัทที่ประกอบธุรกิจผลิตและส่งไฟฟ้า จึงส่งผลให้บริษัทย่อยดังกล่าวมีสถานะเป็นบริษัทย่อยของ บี.กริม เพาเวอร์ ด้วยเช่นกัน

รางวัลและประกาศเกียรติคุณ

เดือนมิถุนายน 2569 บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับรางวัลทั้งสิ้น 11 รางวัลจาก FinanceAsia Awards 2026 ซึ่งจัดโดย FinanceAsia สื่อชั้นนำด้านการเงินการลงทุนของภูมิภาคเอเชีย ประกอบด้วยรางวัล Best CEO, Best Managed Company, Best Investor Relations, Best CFO, Best CTO, Most Committed to DEI, Best Small Cap Company, Best Managed - Renewable Energy, Best Managed Company - Utility Services, Most Committed to ESG และ Best Managed Company - Energy

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับ 6 รางวัล จากงาน The 16th Asian Excellence Awards 2026 ซึ่งจัดโดย Corporate Governance Asia สื่อชั้นนำด้านเศรษฐกิจและการกำกับดูแลกิจการที่ดีของเอเชีย รางวัลที่ได้รับประกอบด้วย Asia's Best CEO, Asia's Best CFO, Best Investor Relations Professional, Sustainable Asia Award, Best Environmental Responsibility และ Best Investor Relations Company รางวัลเหล่านี้ตอกย้ำถึงความมุ่งมั่นของ บี.กริม เพาเวอร์ ในการบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาลที่ดี การดำเนินธุรกิจที่ยั่งยืน และการสร้างมูลค่าในระยะยาวให้กับองค์กร

แนวโน้มปี 2569 และปัจจัยสำคัญ

ภาวะเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

เศรษฐกิจไทยในปี 2569 คาดว่าจะขยายตัวที่ร้อยละ 2.3 โดยมีแรงส่งที่ดีกว่าคาดจากการส่งออกและการลงทุนภาคเอกชน ตามวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ มาตรการบรรเทาผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตพลังงานของภาครัฐ รวมถึงสถานการณ์สงครามในตะวันออกกลางที่มีแนวโน้มปรับดีขึ้น ทั้งนี้ ผลกระทบของสงครามต่อภาคการผลิตและภาคท่องเที่ยวมีน้อยกว่าที่ประเมินไว้ โดยธุรกิจขนาดใหญ่สามารถปรับตัวได้ดีกว่าคาด อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจในภาพรวมยังขยายตัวต่ำและไม่ทั่วถึง โดยผู้ประกอบการ SMEs ปรับตัวได้จำกัดและยังคงเผชิญการแข่งขันที่รุนแรง ขณะที่ครัวเรือนส่วนใหญ่ถูกกดดันจากการเติบโตของรายได้ที่ชะลอตัวและค่าครองชีพที่เพิ่มขึ้น ซึ่งจะกระตุ้นการบริโภคภาคเอกชนหลังมาตรการภาครัฐสิ้นสุดลง (อ้างอิง: ธนาคารแห่งประเทศไทย, 24 มิถุนายน 2569)

ในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 บี.กริม เพาเวอร์ คาดว่าแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) ฉบับใหม่ และกรอบการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) จะมีความชัดเจนมากขึ้น โดยความคืบหน้าดังกล่าวจะสนับสนุนการเติบโตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศในระยะยาว ผ่านการเปิดโอกาสการลงทุนใหม่ทั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม รวมถึงรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอุตสาหกรรมเกิดใหม่ เช่น กลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์ กลุ่มโครงสร้างพื้นฐานด้านปัญญาประดิษฐ์ และอุตสาหกรรมอื่นที่ใช้ไฟฟ้าในระดับสูง ทั้งนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ได้เตรียมความพร้อมที่จะเข้าร่วมโครงการจัดหาไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นภายใต้ PDP ฉบับใหม่ อาทิ โครงการโซลาร์ภาคประชาชน (Community Solar) โครงการ Independent Power Supply (IPS) และโครงการพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ควบคู่ไปกับการขยายโอกาสจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Direct PPA)

อัตราเงินเฟ้อ

อัตราเงินเฟ้อทั่วไปคาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 2.8 ในปี 2569 ก่อนที่จะชะลอมาอยู่ที่ร้อยละ 1.4 ในปี 2570 ตามแรงกดดันด้านอุปทานที่ทยอยคลี่คลาย ทั้งนี้ คาดว่าอัตราเงินเฟ้อจะยังคงอยู่ในระดับสูงตลอดช่วงที่เหลือของปี 2569 จากราคาพลังงานที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ผลกระทบของสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่มีต่อต้นทุนพลังงานยังคงต้องติดตามอย่างใกล้ชิด

ต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้าและราคาก๊าซธรรมชาติ

อุปทานก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลกยังคงอยู่ในระดับตึงตัวในระหว่างไตรมาส จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น และทำให้ต้นทุน Pool Gas ของผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า SPP เพิ่มขึ้น แม้ว่าราคา LNG จะเริ่มปรับตัวลดลงในช่วงปลาย Q2'2569 จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่ทยอยคลี่คลายและการกลับมาเปิดเส้นทางขนส่งสินค้า อย่างไรก็ตาม ราคาต้นทุนเชื้อเพลิงยังคงมีความผันผวนจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ ทั้งนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ยังคงติดตามสถานการณ์ตลาด LNG อย่างใกล้ชิด และบริหารจัดการก๊าซให้สอดคล้องกับสถานะตลาดอย่างต่อเนื่อง

ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ปรับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2569 เพิ่มขึ้นเป็น 0.1623 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 3.95 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยการปรับเพิ่มดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น จากราคาพลังงานในตลาดโลกที่อยู่ในระดับสูงและความไม่แน่นอนของสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ สำหรับงวดเดือนกันยายน-ธันวาคม 2569 อัตราค่า Ft และราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยยังคงอยู่ที่ 0.1623 บาทต่อหน่วย และ 3.95 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ โดยมีเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกิน (Clawback) จำนวน 16,127 ล้านบาท เป็นปัจจัยสนับสนุน

สภาพอากาศ

หน่วยงานด้านภูมิอากาศประเมินว่าปี 2569 มีโอกาสเกิดปรากฏการณ์ Super El Niño ซึ่งอาจเพิ่มความเสี่ยงต่อการผลิตไฟฟ้า โดยผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นได้แก่ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่ลดลงจากประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ลดลง รวมถึงต้นทุนการดำเนินงานที่อาจเพิ่มสูงขึ้นจากสภาพอากาศสุดขั้ว

ความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs)

ต้นทุนวัตถุดิบและค่าขนส่งที่ยังอยู่ในระดับสูง ประกอบกับการฟื้นตัวของเศรษฐกิจที่ยังไม่ทั่วถึง อาจยังคงส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในกลุ่มอุตสาหกรรมยานยนต์ อิเล็กทรอนิกส์ และบรรจุภัณฑ์ อย่างไรก็ตาม ในระยะข้างหน้า บี.กริม เพาเวอร์ เห็นแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าจากกลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์ที่เติบโตอย่างแข็งแกร่ง ซึ่งจะเป็นปัจจัยสำคัญที่สนับสนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมในระยะกลางถึงระยะยาว

อัตราแลกเปลี่ยนและภาวะทางการเงิน

ค่าเงินบาทยังคงผันผวนเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ จากการเปลี่ยนแปลงของนโยบายการเงินและการคาดการณ์ของตลาดต่อทิศทางนโยบายการเงินของสหรัฐอเมริกา ซึ่งส่งผลกระทบต่อต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้าและผลการดำเนินงานของ บี.กริม เพาเวอร์ ขณะที่อัตราดอกเบี้ยภายในประเทศยังคงทรงตัว และสถาบันการเงินยังคงดำเนินนโยบายการปล่อยสินเชื่ออย่างระมัดระวังท่ามกลางความไม่แน่นอนของภาวะเศรษฐกิจ

สรุปการดำเนินกลยุทธ์

บี.กริม เพาเวอร์ จะยังคงติดตามสถานการณ์เศรษฐกิจมหภาค ความคืบหน้าด้านกฎระเบียบ และแนวโน้มของตลาดพลังงานอย่างใกล้ชิด พร้อมทั้งบริหารจัดการความเสี่ยงด้านต้นทุนเชื้อเพลิงและอัตราแลกเปลี่ยนเชิงรุก รวมถึงใช้เครื่องมือทางการเงินที่เหมาะสม เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ จะยังคงนำกลไกการกำหนดราคาผ่านสูตรค่าไฟใหม่ (New Tariff Formula) สำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม และกลไกการส่งผ่านต้นทุนก๊าซธรรมชาติ (Gas-Cost Pass-through) สำหรับลูกค้ากลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์มาใช้อย่างต่อเนื่อง ควบคู่กับการเดินหน้าขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรมโดยมุ่งเน้นลูกค้าที่มีการใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องในระดับสูง เช่น กลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์ พร้อมทั้งเดินหน้านำลงทุนในธุรกิจพลังงานหมุนเวียน การให้บริการโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลแบบครบวงจร (Digital Infrastructure-as-a-Service: DlaaS) และโซลูชันพลังงานสะอาด เพื่อเสริมสร้างการเติบโตในระยะยาวและกระจายแหล่งที่มาของรายได้

แนวโน้มปี 2569 และปัจจัยขับเคลื่อนผลการดำเนินงานของ บี.กริม เพาเวอร์

คาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับ SPP อยู่ที่ 330-350 บาทต่อล้านบีทียู ในขณะที่ปี 2568 ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 323 บาทต่อล้านบีทียู

วางแผนนำเข้า LNG ไม่เกิน 6 ลำ หรือคิดเป็นปริมาณรวมประมาณ 280,000 ตัน (14.4 ล้านล้านบีทียู) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า SPP ของบี.กริม เพาเวอร์ผ่านระบบ Pool Gas

ตั้งเป้าเพิ่มลูกค้า IUs รายใหม่ เชื่อมเข้าระบบรวม 50-60 เมกะวัตต์

โครงการของ บี.กริม เพาเวอร์ ที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) มีดังนี้

- 1) Zhongce Rubber: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ จังหวัดระยอง 35 เมกะวัตต์
- 2) Nakwol 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง 364.8 เมกะวัตต์
- 3) Huong Hoa 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง 48 เมกะวัตต์
- 4) โครงการอื่น ๆ รวมกำลังการผลิตสูงสุด 30 เมกะวัตต์

การจ่ายเงินปันผลระหว่างกาล

ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลที่ 0.18 บาทต่อหุ้นสำหรับผลการดำเนินงาน 6M'2569 มีกำหนดขึ้นเครื่องหมาย XD วันที่ 26 สิงหาคม 2569 และกำหนดจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลในวันที่ 11 กันยายน 2569

ข้อมูลสรุป



ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	28,773	27,848	(3.2%)	15,068	12,726	15,123	0.4%	18.8%
EBITDA*	7,458	7,303	(2.1%)	3,732	3,795	3,509	(6.0%)	(7.5%)
กำไรสุทธิ	1,452	2,101	44.7%	416	989	1,112	167.3%	12.4%
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	661	1,397	111.3%	7	721	676	9557.1%	(6.2%)
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	439	(252)	(157.4%)	331	(113)	(139)	n/a	n/a
(กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	(15)	n/a	0	7	(21)	n/a	(400.0%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	1,890	1,834	(3.0%)	747	883	952	27.4%	7.8%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,224	985	(19.5%)	475	507	478	0.6%	(5.7%)
อัตรากำไร EBITDA (%)	25.9%	26.2%		24.8%	29.8%	23.2%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	6.6%	6.6%		5.0%	6.9%	6.3%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	64.8%	53.7%		63.6%	57.4%	50.2%		

* EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย – และรายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม 1) การตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการ จำนวน 7 ล้านบาท ใน Q1'2569 และ 2) กำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าสินทรัพย์ทางการเงินผ่านกำไรขาดทุน จำนวน 21 ล้านบาท ใน Q2'2569)

** กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ - กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – และรายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม การตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการ และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าสินทรัพย์ทางการเงินผ่านกำไรขาดทุน ตามที่ระบุข้างต้น)

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- ปริมาณขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.7 มาอยู่ที่ 4,003 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ใน Q2'2569 และร้อยละ 2.5 มาอยู่ที่ 7,777 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ใน 6M'2569 ขณะที่รายได้รวมเพิ่มขึ้นเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.4 เป็น 15,123 ล้านบาท สำหรับ Q2'2569 แต่ลดลงร้อยละ 3.2 มาอยู่ที่ 27,848 ล้านบาท สำหรับ 6M'2569 โดยมีสาเหตุหลักจากการปรับลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำ ซึ่งสอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง การลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ IUs ตามการปรับลดของค่า Ft รวมถึงรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่ลดลง ทั้งนี้ การลดลงดังกล่าวได้รับการชดเชยบางส่วนจากการรับรู้รายได้อย่างต่อเนื่องจากโครงการ ARECO ภายหลังการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่เดือนธันวาคมของปีก่อน ซึ่งเป็นปัจจัยสนับสนุนผลการดำเนินงานของบริษัท

EBITDA

- EBITDA สำหรับ Q2'2569 ลดลง y-on-y ร้อยละ 6.0 เป็น 3,509 ล้านบาท และร้อยละ 2.1 สำหรับ 6M'2569 เป็น 7,303 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่ลดลง ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งบันทึกในส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า และการบันทึกค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากลูกหนี้การค้า ทั้งนี้ การลดลงดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ลดลง
- อัตรากำไร EBITDA ลดลงเป็นร้อยละ 23.2 สำหรับ Q2'2569 แต่เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 26.2 สำหรับ 6M'2569 เมื่อเทียบกับร้อยละ 24.8 สำหรับ Q2'2568 และร้อยละ 25.9 สำหรับ 6M'2568 ตามลำดับ

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP)

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q2'2569 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 มาอยู่ที่ 478 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการเติบโตของปริมาณขายไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายภาษีที่ลดลงจากการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงที่เพิ่มขึ้น สำหรับงวด 6M'2569 กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลง y-on-y ร้อยละ 19.5 เป็น 985 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) รายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่ลดลง 2) ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งบันทึกในส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า 3) การบันทึกค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากลูกหนี้การค้าตามที่กล่าวข้างต้น และ 4) ต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิ

- กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 676 ล้านบาท สำหรับ Q2'2569 จาก 7 ล้านบาท ใน Q2'2568 และ 1,397 ล้านบาท สำหรับ 6M'2569 จาก 661 ล้านบาท ใน 6M'2568 โดยความแตกต่างจากกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) มีสาเหตุหลักจาก 1) กำไร/ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเกิดจากการบริหารความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนและสถานะสุทธิของหนี้สินสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมในสกุลเงินต่างประเทศ และ 2) รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นเป็นประจำจากการดำเนินงาน

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
กฟผ.	18,994	18,064	(4.9%)	10,022	7,983	10,081	0.6%	26.3%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	6,163	6,175	0.2%	3,094	3,019	3,156	2.0%	4.5%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	751	752	0.1%	392	351	401	2.3%	14.2%
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	636	717	12.7%	282	371	346	22.7%	(6.7%)
การไฟฟ้าลาว	94	90	(4.3%)	67	36	54	(19.4%)	50.0%
การไฟฟ้าเวียดนาม	1,019	1,044	2.5%	546	482	562	2.9%	16.6%
การไฟฟ้ากัมพูชา	77	80	3.9%	37	40	40	8.1%	0.0%
PG&A – สหรัฐอเมริกา	190	78	(58.9%)	73	54	24	(67.1%)	(55.6%)
WESM / TransCo – ฟิลิปปีนส์	0	182	n/a	0	58	124	n/a	113.8%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	27,925	27,184	(2.7%)	14,511	12,396	14,788	1.9%	19.3%
รายได้จากการขายไอน้ำ	555	496	(10.6%)	293	225	270	(7.8%)	20.0%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	0	0	n/a	0	0	0	n/a	n/a
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ*	293	169	(42.3%)	264	105	64	(75.8%)	(39.0%)
รวมรายได้จากการขายและการ ให้บริการ	28,773	27,848	(3.2%)	15,068	12,726	15,123	0.4%	18.8%

* รวมรายได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในสาธารณรัฐฟิลิปปินส์ รายได้จากการให้บริการอื่นๆ และรายได้จากการรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (REC)

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 ใน Q2'2569 เป็น 10,081 ล้านบาท แต่ลดลง y-on-y ร้อยละ 4.9 ใน 6M'2569 เป็น 18,064 ล้านบาท
 - ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.9 ใน Q2'2569 เป็น 2,628 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจากการปิดซ่อมบำรุงย่อยตามแผนของโครงการโรงไฟฟ้า ABP5 เป็นเวลา 32 วัน ในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน ขณะที่ ใน 6M'2569 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.7 เป็น 5,062 กิกะวัตต์-ชั่วโมง
 - ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.0 ใน Q2'2569 เป็น 3.84 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 5.6 ใน 6M'2569 เป็น 3.57 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง ประกอบกับการปรับปรุงต้นทุนก๊าซย้อนหลัง (AF gas) ใน Q2'2568

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ในประเทศไทย เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.0 ใน Q2'2569 เป็น 3,156 ล้านบาท และเพิ่มขึ้นเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.2 ใน 6M'2569 มาอยู่ที่ 6,175 ล้านบาท
 - ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.8 ใน Q2'2569 เป็น 876 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 5.4 ใน 6M'2569 เป็น 1,740 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ากลุ่มธุรกิจก๊าซอุตสาหกรรม กลุ่มเหล็ก และเคมีภัณฑ์
 - ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศไทยปรับตัวลดลง y-on-y ร้อยละ 1.9 ใน Q2'2569 เป็น 3.60 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปตามการปรับค่า Ft เป็น 16.23 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 จาก 19.72 ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดก่อนหน้า ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าดังกล่าวลดลง y-on-y ร้อยละ 4.8 ใน 6M'2569 เป็น 3.55 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ในประเทศเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนาม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.3 ใน Q2'2569 เป็น 401 ล้านบาท และเพิ่มขึ้นเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.1 ใน 6M'2569 เป็น 752 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนาม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.0 สำหรับ Q2'2569 เป็น 154 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 4.0 สำหรับ 6M'2569 เป็น 293 กิกะวัตต์-ชั่วโมง
- ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนามไม่เปลี่ยนแปลง y-on-y ใน Q2'2569 ที่ 2.60 บาท ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และลดลง y-on-y ร้อยละ 3.0 ใน 6M'2569 เป็น 2.55 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งนี้ การคิดราคาขายไฟฟ้าเป็นวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (cost plus)

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 22.7 ใน Q2'2569 เป็น 346 ล้านบาท และร้อยละ 12.7 ใน 6M'2569 เป็น 717 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ตะเภานาต 18 เมกะวัตต์ ในเดือนกันยายน 2568 และโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของบริษัทย่อย

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวลดลง y-on-y ร้อยละ 19.4 ใน Q2'2569 เป็น 54 ล้านบาท และร้อยละ 4.3 ใน 6M'2569 เป็น 90 ล้านบาท เป็นผลจากปริมาณน้ำที่ลดลงในโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ รวมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการอ่อนค่าของเงินกีบลาวเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.9 ใน Q2'2569 เป็น 562 ล้านบาท และร้อยละ 2.5 ใน 6M'2569 เป็น 1,044 ล้านบาท เนื่องจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการอ่อนค่าของเงินเวียดนามต่องเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 8.1 ใน Q2'2569 เป็น 40 ล้านบาท และร้อยละ 3.9 ใน 6M'2569 เป็น 80 ล้านบาท เนื่องจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ PG&E

- รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการ Malacha ให้แก่ PG&E ลดลง y-on-y ร้อยละ 67.1 ใน Q2'2569 อยู่ที่ 24 ล้านบาท และร้อยละ 58.9 ใน 6M'2569 อยู่ที่ 78 ล้านบาท โดยมีส่วนลดหลักมาจากปริมาณน้ำที่ลดลง

รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo

- รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo ใน Q2'2569 อยู่ที่ 124 ล้านบาท และใน 6M'2569 อยู่ที่ 182 ล้านบาท ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ARECO กำลังการผลิต 65 เมกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2568

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไอน้ำลดลง y-on-y ร้อยละ 7.8 ใน Q2'2569 เป็น 270 ล้านบาท และร้อยละ 10.6 ใน 6M'2569 เป็น 496 ล้านบาท
- ปริมาณไอน้ำที่จำหน่ายเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.9 ใน Q2'2569 เป็น 249,672 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากการความต้องการที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าผู้มียางรถยนต์ อย่างไรก็ตาม ปริมาณไอน้ำลดลง y-on-y ร้อยละ 1.4 ใน 6M'2569 เป็น 492,895 ตัน
- ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยลดลง y-on-y ร้อยละ 9.4 ใน Q2'2569 เป็น 1,083 บาทต่อตัน และร้อยละ 9.5 ใน 6M'2569 เป็น 1,006 บาทต่อตัน สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	5,026	5,062	0.7%	2,580	2,434	2,628	1.9%	8.0%
<u>ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย</u>								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	668	677	1.3%	339	341	336	(0.9%)	(1.5%)
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	396	378	(4.5%)	200	190	188	(6.2%)	(1.0%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	346	336	(2.9%)	175	173	162	(7.1%)	(6.4%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	73	116	58.0%	38	57	59	54.9%	4.6%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	89	96	7.2%	47	47	49	5.3%	4.9%
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	73	124	68.4%	42	50	73	74.0%	45.7%
นิคมอุตสาหกรรมอ่าวทอง	4	14	235.0%	2	6	8	297.1%	31.9%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	1,650	1,740	5.4%	843	864	876	3.8%	1.4%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรม ในเวียดนาม	282	293	4.0%	148	139	154	4.0%	11.3%

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
<u>ปริมาณไอน้ำที่ขาย</u>								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	58,464	63,742	9.0%	28,206	30,812	32,931	16.7%	6.9%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	104,894	100,393	(4.3%)	47,387	51,039	49,354	4.2%	(3.3%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	101,350	95,411	(5.9%)	50,643	47,794	47,617	(6.0%)	(0.4%)
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	235,308	233,348	(0.8%)	118,730	113,578	119,770	0.9%	5.5%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	500,016	492,895	(1.4%)	244,966	243,223	249,672	1.9%	2.7%

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	3.78	3.57	(5.6%)	3.88	3.28	3.84	(1.0%)	17.1%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.73	3.55	(4.8%)	3.67	3.49	3.60	(1.9%)	3.2%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมใน เวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.63	2.55	(3.0%)	2.60	2.49	2.60	0.0%	4.4%
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,110.95	1,005.73	(9.5%)	1,195.56	926.30	1,083.12	(9.4%)	16.9%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อ ล้าน บีทียู	352.70	326.41	(7.5%)	370.45	288.08	362.55	(2.1%)	25.9%

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างต้นทุน

	6M'68	6M'69	เปลี่ยนแปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	18,201	16,990	(6.7%)	9,794	7,277	9,713	(0.8%)	33.5%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	687	690	0.4%	360	322	368	2.2%	14.3%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	1,910	1,956	2.4%	976	939	1,017	4.2%	8.3%
ค่าเสื่อมราคา – COGS	2,740	2,766	0.9%	1,375	1,371	1,395	1.5%	1.8%
ต้นทุนอื่น	352	367	4.3%	175	180	187	6.9%	3.9%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	23,890	22,769	(4.7%)	12,680	10,089	12,680	0.0%	25.7%
ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น	0	87	n/a	0	0	87	n/a	n/a
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	1,175	1,223	4.1%	632	600	623	(1.4%)	3.9%
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	67	64	(4.5%)	34	31	32	(5.9%)	3.2%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	25,132	24,143	(3.9%)	13,346	10,720	13,422	0.6%	25.2%

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติลดลง y-on-y ร้อยละ 0.8 ใน Q2'2569 เป็น 9,713 ล้านบาท และร้อยละ 6.7 ใน 6M'2569 เป็น 16,990 ล้านบาท เนื่องจาก Q2'2568 มีการรับรู้การปรับปรุงต้นทุนก๊าซย้อนหลัง โดยการปรับปรุงต้นทุนก๊าซย้อนหลังดังกล่าวเป็นผลมาจากมติคณะรัฐมนตรีที่กำหนดให้ ปตท. และ กฟผ. ต้องรับภาระส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซใน Pool Gas ที่เกิดขึ้นจริงกับราคาอ้างอิงที่กำหนดไว้ (304.79 บาทต่อล้านบีทียู) ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2566 ซึ่งส่วนต่างดังกล่าวได้ถูกเรียกเก็บย้อนหลังใน Q2'2568

หากไม่รวมการปรับปรุงดังกล่าว ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 17.8 สำหรับ Q2'2569 จาก 8,242 ล้านบาทใน Q2'2568 และร้อยละ 2.0 สำหรับ 6M'2569 จาก 16,649 ล้านบาทในช่วง 6M'2568 ซึ่งสอดคล้องกับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติโดยราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 16.3 เป็น 363 บาทต่อล้านบีทียูใน Q2'2569 จาก 312 บาทต่อล้านบีทียูใน Q2'2568 และร้อยละ 0.9 เป็น 326 บาทต่อล้านบีทียูในช่วง 6M'2569 จาก 323 บาทต่อล้านบีทียูในช่วง 6M'2568

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.2 ใน Q2'2569 เป็น 368 ล้านบาท และร้อยละ 0.4 ใน 6M'2569 เป็น 690 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ การกำหนดราคาขายไฟฟ้าเป็น วิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (Cost Plus)

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.2 ใน Q2'2569 เป็น 1,017 ล้านบาท และร้อยละ 2.4 ใน 6M'2569 เป็น 1,956 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจาก 1) การขยายพอร์ตการลงทุนจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ของโครงการ U-Tapao และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ARECO รวมถึง 2) การปิดซ่อมบำรุงย่อยตามแผนของโครงการโรงไฟฟ้า ได้แก่ ABP2, ABP5 และ BPWHA1 ในระหว่าง Q2'2569

ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

- ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ใน Q2'2569 จำนวน 87 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากลูกหนี้ค่าไฟฟ้าที่ค้างชำระเกินกำหนดของโรงไฟฟ้าในประเทศเวียดนามของบริษัทย่อย

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A) ไม่รวมค่าเสื่อมราคาลดลง y-on-y ร้อยละ 1.4 ใน Q2'2569 มาอยู่ที่ 623 ล้านบาท แต่เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 สำหรับ 6M'2569 เป็น 1,223 ล้านบาท โดยการลดลงใน Q2'2569 เป็นผลจากการบริหารจัดการค่าใช้จ่ายอย่างมีประสิทธิภาพ ขณะที่การเพิ่มขึ้นในช่วง 6M'2569 มีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายพนักงานและค่าที่ปรึกษาซึ่งเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานตามกลยุทธ์ตั้งแต่ Q1'2569

ผลประกอบการ ทางการเงิน



รายการอื่นๆ

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	572	541	(5.4%)	325	236	305	(6.2%)	29.2%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และการร่วมค้า	438	242	(44.7%)	276	144	98	(64.5%)	(31.9%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(744)	860	n/a	(857)	518	342	n/a	(34.0%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	43	82	90.7%	(111)	12	70	n/a	483.3%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(787)	778	n/a	(747)	507	271	n/a	(46.5%)

รายได้อื่น

- รายได้อื่นลดลง y-on-y ร้อยละ 6.2 ใน Q2'2569 เป็น 305 ล้านบาท และร้อยละ 5.4 ใน 6M'2569 เป็น 541 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการดอกเบี้ยรับจากเงินกู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันที่ลดลง อย่างไรก็ตาม การลดลงดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าของสินทรัพย์ทางการเงิน จำนวน 21 ล้านบาท

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 98 ล้านบาท ใน Q2'2569 และ 242 ล้านบาท ใน 6M'2569 โดยการลดลง y-on-y มีสาเหตุหลักมาจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของ KOPOS และ Lohas (ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด โดยผลขาดทุนดังกล่าวเกิดจากยอดหนี้คงเหลือสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่เงินโอนและเงินเยนอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ) ทั้งนี้ การลดลงดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของโครงการ Nakwol 1 หลังทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) และการรับรู้สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีที่เกี่ยวข้องกับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากการลงทุน รวมถึงการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก บริษัท อินทรี บี.กริม โซลาร์ จำกัด (IBS) ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2569

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนในหมวด "รายการอื่น ๆ" มีสาเหตุหลักมาจากเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง เป็นผลมาจากการรับชำระหนี้ และการชำระเงินตามงวดงานให้แก่ supplier ในช่วงเวลานั้น ขณะที่กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง มาจากยอดคงเหลือของการให้กู้ยืมเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลานั้น
- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิอยู่ที่ 342 ล้านบาท ใน Q2'2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ โดยส่วนใหญ่เกิดจากการประเมินมูลค่าใหม่ของเงินให้กู้ยืมระหว่างกัน ดอกเบี้ยค้างรับ และเงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับการพัฒนาโครงการ สำหรับ 6M'2569 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิอยู่ที่ 860 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากปัจจัยข้างต้น ประกอบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงจากการรับชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย รวมถึงสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าสำหรับเงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันซึ่งครบกำหนด

ผลประกอบการ ทางการเงิน



ต้นทุนทางการเงินและค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้

	6M'68	6M'69	เปลี่ยนแปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	2,344	2,413	2.9%	1,162	1,186	1,228	5.7%	3.5%
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	4	6	50.0%	7	(17)	23	228.6%	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	(348)	526	n/a	(415)	393	133	n/a	(66.2%)
ต้นทุนทางการเงินอื่น	142	136	(4.2%)	72	68	69	(4.2%)	1.5%
รวมต้นทุนทางการเงิน	2,141	3,082	44.0%	825	1,630	1,452	76.0%	(10.9%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	386	478	23.8%	229	235	243	6.1%	3.4%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้ รอการตัดบัญชี	(72)	(313)	n/a	(4)	49	(363)	n/a	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	314	165	(47.5%)	225	284	(120)	n/a	n/a

ต้นทุนทางการเงิน

- ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 76.0 ใน Q2'2569 เป็น 1,452 ล้านบาท และร้อยละ 44.0 ใน 6M'2569 เป็น 3,082 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 5.7 ใน Q2'2569 เป็น 1,228 ล้านบาท และร้อยละ 2.9 ใน 6M'2569 เป็น 2,413 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขึ้นดอกเบี้ยเพิ่ม
 - ผลขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากการแปลงมูลค่าเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด รายงานผลขาดทุนที่ 133 ล้านบาท ใน Q2'2569 และ 526 ล้านบาท ใน 6M'2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการอ่อนค่าของเงินบาทและเงินวอนเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้

- ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้ที่ (120) ล้านบาทใน Q2'2569 เทียบกับค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 225 ล้านบาทใน Q2'2568 ขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ใน 6M'2569 ลดลง y-on-y ร้อยละ 47.5 เป็น 165 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจากผลขาดทุนสะสมทางภาษี (Tax Loss Carryforwards) ภายหลังการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่

ผลประกอบการ ทางการเงิน



กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	6M'68	6M'69	เปลี่ยน แปลง	Q2'68	Q1'69	Q2'69	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	661	1,397	111.3%	7	721	676	9,557.1%	(6.2%)
กำไรสุทธิ	1,452	2,101	44.7%	416	989	1,112	167.3%	12.4%
บวก (ถ้าไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	439	(252)	n/a	331	(113)	(139)	n/a	n/a
บวก (ถ้าไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	(15)	n/a	0	7	(21)	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	1,890	1,834	(3.0%)	747	883	952	27.4%	7.8%
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	667	850	27.4%	273	376	474	73.6%	26.1%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,224	985	(19.5%)	475	507	478	0.6%	(5.7%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.47	0.38	(19.5%)	0.18	0.19	0.18	0.6%	(5.7%)
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	2,607	2,607		2,607	2,607	2,607		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 ใน Q2'2569 เป็น 478 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลง และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง ขณะที่กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ใน 6M'2569 ลดลง y-on-y ร้อยละ 19.5 เป็น 985 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งบันทึกในส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า รายได้จากการให้บริการที่ลดลง และการตั้งค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ซึ่งถูกชดเชยบางส่วนด้วยต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ลดลง ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลง การรับรู้รายได้จากโครงการที่ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงานสำหรับ Q2'2569 จากรายการดังนี้:

- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด อยู่ที่ 139 ล้านบาท ใน Q2'2569 และ 252 ล้านบาท ใน 6M'2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการแปลงมูลค่าเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศ จากการอ่อนค่าของค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ
- รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมออยู่ที่ 21 ล้านบาท ใน Q2'2569 จากกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงิน สำหรับ 6M'2569 รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมออยู่ที่ 15 ล้านบาท โดยกำไรดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยรายการตัดจำหน่ายของบางโครงการ ซึ่งรับรู้ใน Q1'2569

กำไรสุทธิ

- กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 676 ล้านบาท ใน Q2'2569 และ 1,397 ล้านบาท ใน 6M'2569 จากเหตุผลข้างต้น

ฐานะการเงิน



งบฐานะการเงิน

	31 ธ.ค. 68	30 มิ.ย. 69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	24,172	20,928	(13.4%)
รวมสินทรัพย์	183,046	196,551	7.4%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	118,411	128,972	8.9%
รวมหนี้สิน	133,686	146,504	9.6%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	49,360	50,047	1.4%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	33,436	34,791	4.1%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.91	2.16	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 196,551 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
 - 1) เงินลงทุนในบริษัทรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 155.4 หรือ 9,420 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการลงทุนใหม่ในบริษัท New England Reliable Hydropower Holdings LLC (โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในสหรัฐอเมริกา) และการขยายการลงทุนอย่างต่อเนื่องในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและธุรกิจดาต้าเซ็นเตอร์
 - 2) ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 26.9 หรือ 3,253 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากลูกหนี้ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นซึ่งเกี่ยวข้องกับมาตรการสนับสนุนราคาก๊าซของภาครัฐตามมติคณะรัฐมนตรี ประกอบกับลูกหนี้คงค้างจาก EVN
 - 3) สินค้าคงเหลือ – ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้น 1,002 ล้านบาท ตามการเตรียมการจัดหา LNG สำหรับโรงไฟฟ้า SPP
 - 4) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.5 หรือ 2,487 ล้านบาท เนื่องจากเงินจ่ายล่วงหน้าเพื่อการพัฒนาโครงการ
- **หนี้สินรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.6** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 146,504 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 โดยมีสาเหตุมาจากการจัดตั้งต่อไปนี้
 - 1) เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 425.5 หรือ 7,504 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่ใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียน
 - 2) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.0 หรือ 4,472 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเงินกู้สำหรับการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 3) เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.7 หรือ 2,258 ล้านบาท จากเจ้าหนี้การค้า ปตท. ที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากมาตรการสนับสนุนราคาก๊าซของภาครัฐตามมติคณะรัฐมนตรี
- 4) เงินกู้ยืมระยะยาวจากกิจการอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 545.4 หรือ 1,020 ล้านบาท
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 50,047 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมและองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น
- **จากที่กล่าวข้างต้น ทำให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** เป็น 2.16 เท่า ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569

งบการเงิน



งบกระแสเงินสด

สำหรับรอบระยะเวลา 6 เดือน สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569	
	ล้านบาท
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	3,882
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	(12,955)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	5,345
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(3,728)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นรอบระยะเวลา	23,080
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	131
หัก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่จัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย	(7)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นรอบระยะเวลา	19,476

สำหรับรอบระยะเวลา 6 เดือน สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569 บี.กริม เพาเวอร์ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงสุทธิ 3,728 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นรอบระยะเวลา จำนวน 23,080 ล้านบาท กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 131 ล้านบาท และหักเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่จัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย จำนวน 7 ล้านบาท เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นรอบระยะเวลาจะอยู่ที่ 19,476 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดของกระแสเงินสดของแต่ละกิจกรรมดังนี้

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน จำนวน 3,882 ล้านบาท โดยหลักมีการเปลี่ยนแปลงมาจาก

- เงินสดได้มาจากการดำเนินงาน จำนวน 6,431 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายสำหรับสินทรัพย์และหนี้สินจากการดำเนินงาน จำนวน 2,549 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน จำนวน 12,955 ล้านบาท ประกอบด้วยรายการหลักดังนี้

- เงินสดจ่ายเพื่อลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และการร่วมค้า จำนวน 8,556 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน และธุรกิจดาต้าเซ็นเตอร์
- เงินสดจ่ายเพื่อการพัฒนาโครงการ จำนวน 2,163 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เพื่อพัฒนาโครงการในต่างประเทศ
- เงินสดจ่ายเพื่อเงินลงทุนระยะสั้นในพันธบัตรรัฐบาล จำนวน 1,946 ล้านบาท

- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ จำนวน 961 ล้านบาท โดยหลักมาจากเงินลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย ประเทศเวียดนาม และฟิลิปปินส์

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน จำนวน 5,345 ล้านบาท โดยหลักมีการเปลี่ยนแปลงมาจาก

- เงินสดรับสุทธิจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจากสถาบันการเงิน จำนวน 10,149 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยและต้นทุนทางการเงิน จำนวน 2,940 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายเพื่อไถ่ถอนหุ้นกู้ จำนวน 1,500 ล้านบาท

อัตราส่วน ทางการเงิน



อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	Q2'2568	Q4'2568	Q2'2569
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน ¹ (บาท)	(0.1)	0.1	0.2
กำไรจากการดำเนินงานต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน ² (บาท)	0.0	0.2	0.3
อัตรากำไรขั้นต้น ³ (ร้อยละ)	15.8	21.1	16.1
อัตรากำไร EBITDA ⁴ (ร้อยละ)	24.8	28.0	23.2
อัตราส่วนกำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ⁵ (ร้อยละ)	2.8	6.9	7.4
อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ⁶ (ร้อยละ)	5.0	6.7	6.3
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น ⁷ (ร้อยละ)	5.3	5.6	5.6
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ ⁸ (ร้อยละ)	1.7	2.0	2.0
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น ⁹ (บาท)	13.4	12.8	13.3
อัตราส่วนสภาพคล่อง ¹⁰ (เท่า)	1.6	1.7	1.2
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว ¹¹ (เท่า)	1.2	1.5	1.0
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ¹² (เท่า)	2.6	2.7	2.9
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ¹³ (เท่า)	1.8	1.9	2.2

หมายเหตุ:

¹ กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน = กำไร (ขาดทุน) สุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่หลังหักดอกเบี้ยจ่ายสะสมในระหว่างรอบระยะเวลาของหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น / หุ้นสามัญจ่ายชำระแล้วเต็มมูลค่า

² กำไรจากการดำเนินงานต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน = อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / หุ้นสามัญจ่ายชำระแล้วเต็มมูลค่า

³ อัตรากำไรขั้นต้น = (รายได้จากการขายและการให้บริการ - ต้นทุนขายและการให้บริการ) / รายได้จากการขายและการให้บริการ

⁴ อัตรากำไร EBITDA = (กำไรสุทธิสำหรับรอบระยะเวลา + ต้นทุนทางการเงิน + ภาษีเงินได้ + ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย + รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ) / รายได้จากการขายและการให้บริการ

⁵ อัตราส่วนกำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ = กำไรสุทธิต่อหุ้นส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / รายได้จากการขายและการให้บริการ

⁶ อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ = กำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / รายได้จากการขายและการให้บริการ

⁷ อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยที่เป็นของบริษัทใหญ่

⁸ มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น = ส่วนของผู้ถือหุ้นที่เป็นของบริษัทใหญ่ / หุ้นสามัญจ่ายชำระแล้วเต็มมูลค่า

¹⁰ อัตราส่วนสภาพคล่อง = สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน

¹¹ อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว = (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนภายในหนึ่งปี + เงินฝากประจำที่ครบกำหนดเกินกว่าสามเดือน + เงินลงทุนระยะสั้นในพันธบัตรรัฐบาล + ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่นสุทธิ) / หนี้สินหมุนเวียน

¹² อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

¹³ อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = (หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย - เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากประจำที่ครบกำหนดเกินกว่าสามเดือน) / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

โครงการโรงไฟฟ้า

ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)

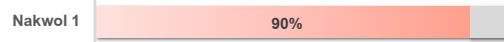


1. NAKWOL 1 Offshore Wind Farm



% ความคืบหน้าโครงการ

	Nakwol 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	364.8
สัดส่วนการถือหุ้น	49.0%
SCOD	Q4 2569
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	364.8 เมกะวัตต์ / 20 ปี
ผู้รับซื้อไฟฟ้า	Korea Southern Power Co., Ltd. (KOSPO)

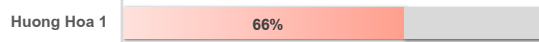


2. Huong Hoa 1 Onshore Wind Farm



% ความคืบหน้าโครงการ

	Huong Hoa 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	48
สัดส่วนการถือหุ้น	80.0%
SCOD	2H 2569
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	48 เมกะวัตต์ / 20 years
ผู้ที่มีแนวโน้มรับซื้อไฟฟ้า	Electricity of Vietnam (EVN)



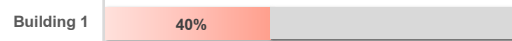
3. Data Centre

3.1 อาคาร 1



% ความคืบหน้าโครงการ

	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q1 2570
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี



3.2 อาคาร 2



% ความคืบหน้าโครงการ

	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q3 2570
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี



คำนิยาม & ชื่อโครงการ



คำนิยาม

COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)	kWh/GWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง / กิกะวัตต์-ชั่วโมง
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา	NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
EDC	การไฟฟ้ากัมพูชา	O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
EDL	การไฟฟ้าลาว	PG&E	Pacific Gas and Electric Company
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง	PPA	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศไทย	SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
Ft	ค่าไฟฟ้าผันแปร	TransCo	National Transmission Corporation
FX	อัตราแลกเปลี่ยน	WESM	Wholesale Electricity Spot Market
IPO	การเสนอขายหุ้นสามัญให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปครั้งแรก	กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
IU	ลูกค้าอุตสาหกรรม	กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง
JV	การร่วมค้า	กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
Kansai TD	Kansai Transmission and Distribution, Inc.	กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
KOMIPO	Korea Midland Power Co., Ltd.	ปตท.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
KOPOS	KOPOS Co., Ltd.	ล้านปี	หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ
KOSPO	Korea Southern Power Co., Ltd.		

ชื่อโครงการ

ABP1R	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	BPLC1R	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
ABP2R	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	BTW	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	DTE	Dau Tieng Tay Ninh Energy Joint Stock Company
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	GIFU	Lohas ECE Spain Gifu Co., Ltd.
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	IBS	บริษัท อินทรี บี.กริม โซลาร์ จำกัด
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	Malacha	Malacha Hydro Power Project
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	Nam Che 1	Nam Che 1 Hydro Power Project
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	NERH	New England Reliable Hydropower Holdings LLC
ARECO	Amatera Renewable Energy Corporation	Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
BGPAT1	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 1 จำกัด	PIC	Progress Interchem
BGPAT2	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 2 จำกัด	Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
BGPAT3	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 3 จำกัด	reNIKOLA	reNIKOLA Holdings Sdn.
BGPMR	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (เอไออี-เอ็มทีพี)	RE Gebeng	RE Gebeng Sdn. Bhd.
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด	SBU Power	SBU Power Sdn. Bhd.
BGSPS1	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด	SEBIT	Saemangeum Sebit Power Co., Ltd.
BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด	Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด	U-TAPAO	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อุตะภา (เฟส 1)
BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด	XXHP	Xenamnoy and Xekatam Hydro Power Company Limited

CONTACT US:

Investor Relations

Email: IR@BGrimmPower.com

Tel: +66 (0) 2710 3528

Nattchanon Chawinsittangkul

Email: Nattchanon.C@Bgrimmpower.com

Yada Keeratipongpakdee

Email: Yada.K@Bgrimmpower.com

Rujirada Kongros

Email: Rujirada.K@Bgrimmpower.com

Chindanai Phithaksak

Email: Chindanai.P@Bgrimmpower.com

Dr. Gerhard Link Building,
5 Krungthepkreetha Road, Huamark,
Bangkapi, Bangkok 10240, Thailand
Tel. +66 (0) 2710 3400
Fax. +66 (0) 2379 4245

Disclaimer

None of the Company makes any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this document or otherwise made available nor as to the reasonableness of any assumption contained herein or therein, and any liability therein (including in respect of any direct, indirect or consequential loss or damage) is expressly disclaimed. Nothing contained herein or therein is, or shall be relied upon as, a promise or representation, whether as to the past or the future and no reliance, in whole or in part, should be placed on the fairness, accuracy, completeness or correctness of the information contained herein. Further, nothing in this document should be construed as constituting legal, business, tax or financial advice.

This material contains "forward-looking" statements that relate to future events, which are, by their nature, subject to significant risks and uncertainties. These forward-looking statements reflect our current views with respect to future events and are not a guarantee of future performance. Actual results may differ materially from information contained in these forward-looking statements as a result of a number of factors. We do not undertake to update our forward-looking statements to reflect future events or circumstances.

The information in these materials is provided as at the date of this document and is subject to change without notice.