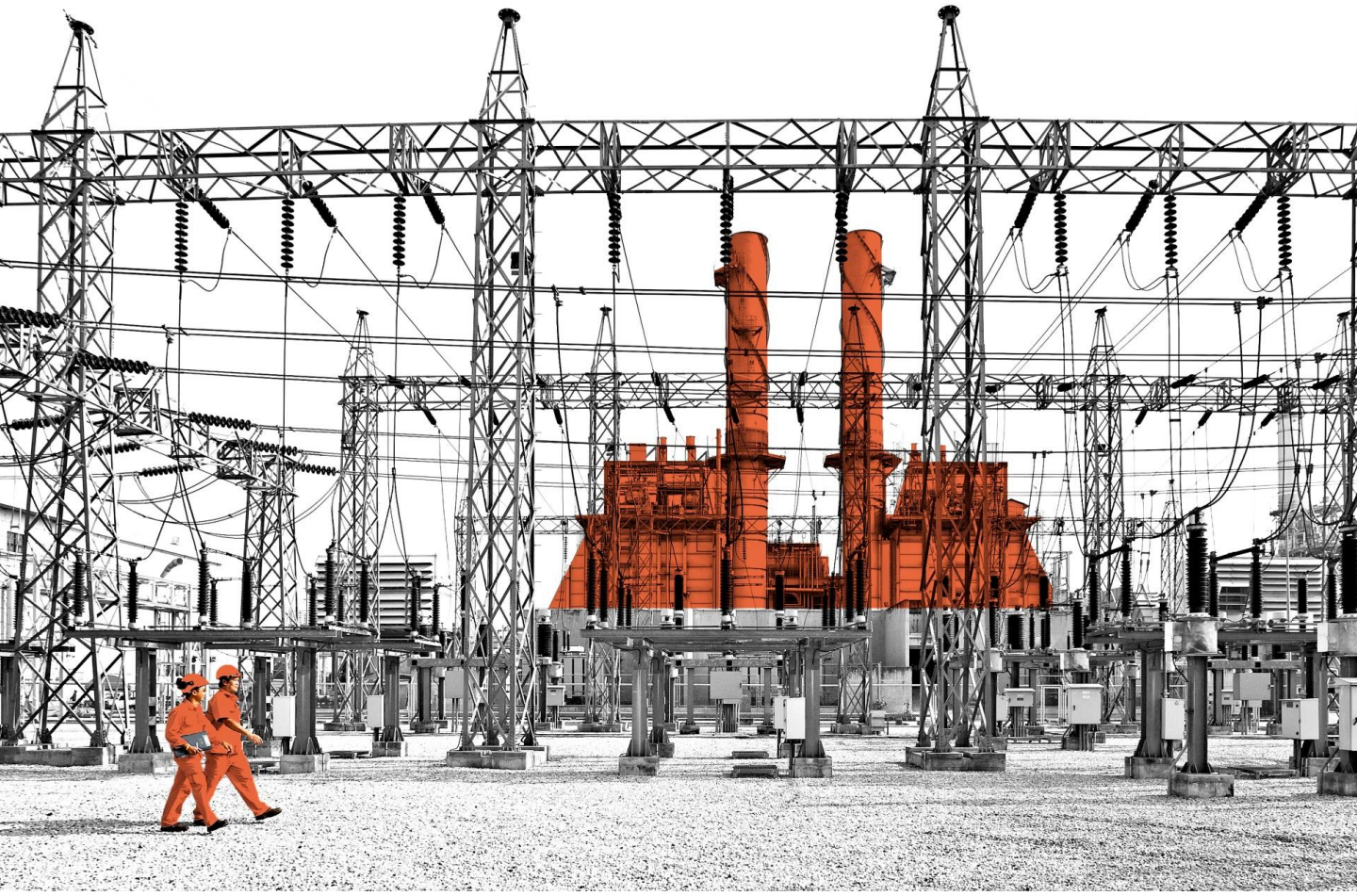
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 3 ปี 2564
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2564

ข้อมูลสรุป

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ 9M'2564 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6 สู่ 2.2 พันล้านบาท

บี.กริม เพาเวอร์ รายงานกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) ที่ 2,228 ล้านบาท สำหรับ 9M'2564 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6 จากปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IU) ในประเทศไทยเติบโตร้อยละ 21.0, SG&A ที่ลดลงร้อยละ 16.9 และการขยายกำลังการผลิตต่อเนื่อง สำหรับ Q3'2564 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU เติบโต y-on-y ร้อยละ 17.1 แตะระดับสูงสุดที่ 844 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หักกลบด้วยราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 เป็น 268 บาทต่อล้าน BTU และการซ่อมบำรุงตามแผนของโรงไฟฟ้า SPP 3 โครงการ ดังนั้น กำไรสุทธิจากการดำเนินงานใน Q3'2564 ลดลง y-on-y ร้อยละ 23.4 เป็น 571 ล้านบาท

กลยุทธ์เพื่อรับมือกับแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น

รายได้ส่วนใหญ่หรือประมาณร้อยละ 75 ของ บี.กริม เพาเวอร์ จะไม่ได้รับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ดี บี.กริม เพาเวอร์ ได้เตรียมรับมือกับแนวโน้มการปรับตัวขึ้นของราคาก๊าซ โดยจะเพิ่มกำไรด้วยการเข้าซื้อโครงการเพิ่มเติมภายในช่วง 12 เดือนข้างหน้า และมีแผนการควบคุมค่าใช้จ่าย โดยตั้งเป้าหมายที่จะลดให้ได้อย่างน้อย 100 ล้านบาทในปีหน้า ทั้งนี้ คาดว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม 5 โครงการ ซึ่งมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน 2H'2565 จะช่วยประหยัดการอัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติลงร้อยละ 15 ขณะที่ บี.กริม เพาเวอร์ จะมีความยืดหยุ่นในการบริหารจัดการต้นทุนค่าก๊าซในอนาคต เมื่อเริ่มนำเข้า LNG ด้วย

การสนับสนุนภาคอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง

มากกว่า 25 ปีที่เราให้การสนับสนุนภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยด้วยการให้บริการด้านสาธารณูปโภคระดับสากล ที่มีความเชื่อถือได้และมีเสถียรภาพในระดับสูงแก่กลุ่มลูกค้า IU โดย บี.กริม เพาเวอร์ ได้ขยายพื้นที่การบริการอย่างต่อเนื่องครอบคลุมทั้งพื้นที่เดิมและพื้นที่ใหม่

เพิ่ม 7 ลูกค้าอุตสาหกรรม PPA 33.5 เมกะวัตต์ ใน 9M'2564

บี.กริม เพาเวอร์ ขยายฐานลูกค้าอย่างต่อเนื่อง สำหรับ 9M'2564 มีการเชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) 33.5 เมกะวัตต์ และอีก 10 เมกะวัตต์ คาดว่าจะเข้ามาใน Q4'2564 และคาดว่าจะมีลูกค้าใหม่มากกว่า 50 เมกะวัตต์ ในปี 2565 ทั้งนี้ในช่วง 9M'2564 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศ เติบโต y-on-y ร้อยละ 21.0 เป็น 2,489 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เทียบกับประมาณการเดิมที่ร้อยละ 10-15

ขยายสู่ 2 นิคมอุตสาหกรรมผ่านการเข้าซื้อ SPP 3 โครงการ

บริษัท ยูนิเวนเจอร์ บีจีพี จำกัด (UVBGP) ซึ่ง บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 45 อยู่ระหว่างการซื้อหุ้นทั้งหมดของ บริษัท อีสเทอร์น โคเจนเนอเรชั่น จำกัด เพื่อให้ได้มาซึ่งการถือหุ้นทางอ้อมในสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 74.5 ในบริษัท พีพีทีซี จำกัด และในสัดส่วนร้อยละ 100 ในบริษัท เอสเอสยูที จำกัด โดยคาดการณ์ว่าจะแล้วเสร็จในเดือน ธ.ค. 2564 ซึ่งจะทำให้ บี.กริม เพาเวอร์ มีโครงการโรงไฟฟ้า SPPs ทั้งสิ้น 23 โครงการ เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้ง 360 เมกะวัตต์ หรืออย่างน้อย 148.2 เมกะวัตต์ ตามสัดส่วนการถือหุ้น เพิ่มกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. 270 เมกะวัตต์ และขยายพื้นที่ให้บริการสู่นิคมอุตสาหกรรมลาดกระบังและนิคมอุตสาหกรรมบางปู

ขยายการบริการสู่นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย (สุวรรณภูมิ)

บี.กริม เพาเวอร์ และนิคมอุตสาหกรรมเอเชีย จำกัด (AIE) ได้ทำข้อตกลงร่วมกันเพื่อขยายการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า และระบบสายส่งอัจฉริยะแบบผสมผสาน ในนิคมอุตสาหกรรมเอเชีย (สุวรรณภูมิ) ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 4,000 ไร่ ด้วยลูกค้า IU จากหลายกลุ่มอุตสาหกรรม ประกอบด้วย กลุ่มยานยนต์ เวชภัณฑ์ และดาต้าเซ็นเตอร์

ขยายสู่โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

เข้าลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในยุโรปตะวันออกประเทศโปแลนด์

ในเดือน ต.ค. บี.กริม เพาเวอร์ ประกาศการอนุมัติจากคณะกรรมการบริษัท เพื่อเข้าถือหุ้นร้อยละ 90.0 ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาด 14 เมกะวัตต์ ที่อยู่ระหว่างการพัฒนาในประเทศโปแลนด์ โดยมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2566 นับเป็นก้าวแรกของ บี.กริม เพาเวอร์ ในการเข้าลงทุนในยุโรปตะวันออก ด้วยเป้าหมายการมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มอีก 50-100 เมกะวัตต์ ในอนาคต

COD โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทองวินด์ฟาร์ม 1&2 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 16 เมกะวัตต์ เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์สำเร็จในเดือน ส.ค. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงจากอัตราค่าไฟฟ้าฐาน เป็นระยะเวลา 10 ปี

ขยายสู่มาเลเซีย ด้วยการเข้าลงทุนใน reNIKOLA

ในเดือน พย. B.Grimm Power Malaysia Sdn. Bhd. บริษัทย่อยซึ่ง บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นร้อยละ 100 ได้เข้าทำสัญญาเพื่อเข้าลงทุนใน reNIKOLA Holdings Sdn. Bhd. เพื่อถือหุ้นร้อยละ 40.6 เพื่อขยายพอร์ตพลังงานทดแทนในประเทศมาเลเซีย ปัจจุบันมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เปิดดำเนินการแล้ว 88 เมกะวัตต์ และมีโครงการตามแผนงานกว่า 500 เมกะวัตต์ ตั้งเป้าขยายกำลังการผลิตสู่ 1 กิกะวัตต์ในอนาคต

โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 5 โครงการ (ABP1, ABP2, BPLC1 และ BGPM1&2) เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม กำลังการผลิตติดตั้งรวม 700 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าร้อยละ 61, 43, 79 และ 40 ตามลำดับ มีกำหนดการ COD ใน 2H'2565

สำหรับการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่ อีก 2 โครงการรวมกำลังการผลิตติดตั้ง 280 เมกะวัตต์นั้น BGPAT2 มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 14.0 ขณะที่ BGPAT3 ได้แจ้งหนังสือให้เริ่มงานก่อสร้างแล้วในเดือน ต.ค. 2564

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสานอู่ตะเภา เฟสแรก มีความคืบหน้าร้อยละ 11.3 ขณะที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสำหรับเฟส 2 คาดว่าจะเริ่มก่อสร้างในปี 2565

ได้รับการยกย่องด้านบรรษัทภิบาลและความยั่งยืน

ในเดือน ต.ค. ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET) ประกาศคัดเลือกให้ บี.กริม เพาเวอร์ อยู่ใน *"รายชื่อหุ้นยั่งยืน (THSI)"* ติดต่อกันเป็นปีที่ 4

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับคะแนนร้อยละ 94 สำหรับโครงการสำรวจและติดตามพัฒนาการด้านการกำกับดูแลกิจการของบริษัทจดทะเบียนในประเทศไทย (CGR) จัดทำโดย สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย ในระดับ "ดีเลิศ" (5 ดาว) ติดต่อกันเป็นปีที่ 2 ซึ่งตอกย้ำความมุ่งมั่นในการดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อม สังคม ตลอดจนการยึดมั่นในการกำกับดูแลกิจการที่ดี

เงินกู้สีเขียว สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT

ในเดือน ต.ค. Climate Bond Initiative (CBI) ได้รับรองเงินกู้ "สีเขียว" แก่โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT ในประเทศเวียดนาม จำนวนรวม 160.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ นับเป็นเงินกู้สีเขียวชุดที่ 2 ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศเวียดนาม

ข้อมูลสรุป

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	33,652	33,642	(0.0%)	11,186	11,475	11,714	4.7%	2.1%
EBITDA*	9,896	9,896	0.0%	3,396	3,524	3,079	(9.3%)	(12.6%)
กำไรสุทธิ	2,700	2,925	8.3%	859	1,471	606	(29.5%)	(58.8%)
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,599	2,080	30.1%	501	1,022	447	(10.8%)	(56.3%)
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	510	538	5.5%	310	73	297	(76.5%)	306.8%
รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	296	0	n/a	77	0	0	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	3,505	3,463	(1.2%)	1,245	1,544	903	(27.5%)	(41.5%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน–ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,101**	**2,228**	**6.0%**	**745**	**1,011**	**571**	**(23.4%)**	**(43.5%)**
อัตรากำไร EBITDA (%)	29.4%	29.4%		30.4%	30.7%	26.3%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	10.4%	10.3%		11.1%	13.5%	7.7%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	59.9%	64.3%		59.8%	65.5%	63.2%		

**EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีเงินได้, ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย - รายได้ (รายจ่าย) ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน*

***กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ -กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – รายได้ (รายจ่าย) ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน*

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้รวมเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.7 เป็น 11,714 ล้านบาท สำหรับ Q3'2564** จากการเติบโตร้อยละ 17.1 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศ จากความต้องการที่เพิ่มขึ้นและการเชื่อมเข้าระบบของลูกค้า IU รายใหม่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 33.5 เมกะวัตต์ ใน 9M'2564 ขณะที่รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศเวียดนามลดลง จากการแบ่งแยกกิจการของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 จากเดิมถือหุ้นร้อยละ 55 ในโครงการ DT1&2 420 เมกะวัตต์ เป็นถือหุ้นร้อยละ 100 ในโครงการ DT2,240 เมกะวัตต์ (โดยจำนวนเมกะวัตต์ ตามสัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 231 เมกะวัตต์ เป็น 240 เมกะวัตต์) และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในประเทศเวียดนาม จากการล็อคดาวน์ชั่วคราวของประเทศเวียดนาม จากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ใน Q3'2564
- **รายได้รวมคงที่ y-on-y อยู่ที่ 33,642 ล้านบาท สำหรับ 9M'2021 ด้วยปริมาณขายไฟฟ้ารวมที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 y-on-y เป็น 11,138 กิกะวัตต์-ชั่วโมง** จากการเติบโตร้อยละ 21.0 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU แม้ว่ารายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนามจะลดลงดังกล่าวข้างต้น

EBITDA

- **EBITDA ลดลง y-on-y ร้อยละ 9.3 สำหรับ Q3'2564** เป็น 3,079 ล้านบาท เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 ใน Q3'2564, การซ่อมบำรุงตามแผนของโรงไฟฟ้า SPP 3 โครงการ, ปริมาณขายไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม จากการล็อคดาวน์และการแบ่งแยกกิจการของโครงการ DT1&2 ในช่วง Q3'2564 ขณะที่ EBITDA 9M'2564 คงที่ y-on-y อยู่ที่ 9,896 ล้านบาท
- **อัตรากำไร EBITDA อยู่ที่ร้อยละ 26.3 สำหรับ Q3'2564** ลดลงจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 ใน Q3'2564 และปริมาณขายไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม ดังกล่าวข้างต้น ขณะที่**ตัวเลข 9M'2564 แข็งแกร่งอยู่ที่ร้อยละ 29.4**

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP)

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลง y-on-y ร้อยละ 23.4 สำหรับ Q3'2564** เป็น 571 ล้านบาท จากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 มาที่ 268 บาทต่อล้าน BTU และการซ่อมบำรุงตามแผนของโรงไฟฟ้า SPP 3 โครงการ แม้ว่าปริมาณขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 17.1 แตะระดับสูงสุดที่ 844 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ใน Q3'2564 อย่างไรก็ดี **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.0 สำหรับ 9M'2564** สู่ 2,228 ล้านบาท จากการเติบโตร้อยละ 21.0 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU, SG&A ลดลงร้อยละ 16.9 และการขยายกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่อง ด้วยการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์โครงการโรงไฟฟ้า ในเดือน ธ.ค. 2563 และ ส.ค. 2564

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลง y-on-y ร้อยละ 10.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 447 ล้านบาท แต่**เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 30.1 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2,080 ล้านบาท โดยส่วนต่างจากกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน มาจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (จากสถานะสุทธิของหนี้และธุรกรรมอื่นที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ) และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมที่เกี่ยวข้อง

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
กฟผ.	21,919	20,930	(4.5%)	7,059	7,159	7,516	6.5%	5.0%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	6,790	8,075	18.9%	2,364	2,682	2,762	16.8%	3.0%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	875	976	11.5%	312	366	300	(3.8%)	(18.0%)
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	621	625	0.6%	200	209	199	(0.5%)	(4.8%)
การไฟฟ้าลาว	226	264	16.8%	151	75	160	6.0%	113.3%
การไฟฟ้าเวียดนาม	2,390	1,889	(21.0%)	771	735	515	(33.2%)	(29.9%)
การไฟฟ้ากัมพูชา	0	113	n/a	0	38	38	n/a	0.0%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**32,821**	**32,871**	**0.2%**	**10,856**	**11,265**	**11,491**	**5.8%**	**2.0%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	662	597	(9.8%)	223	189	209	(6.3%)	10.6%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	32	35	9.4%	10	12	11	10.0%	(8.3%)
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ	136*	138**	1.5%	96*	10**	4**	(95.8%)	(60.0%)
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**33,652**	**33,642**	**(0.0%)**	**11,186**	**11,476**	**11,714**	**4.7%**	**2.1%**

** รวมรายได้จากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ.*

*** รวมรายได้จากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์*

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.5 สำหรับ Q3'2564** เป็น 7,516 ล้านบาท แต่**ลดลง y-on-y ร้อยละ 4.5 สำหรับ 9M'2564** เป็น 20,930 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. ลดลง y-on-y ร้อยละ 2.5 สำหรับ Q3'2564** เป็น 2,445 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการซ่อมบำรุงตามแผนที่เพิ่มขึ้น ใน Q3'2564 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. ใน 9M'2564 **ค่อนข้างคงที่ y-on-y** อยู่ที่ 7,262 กิกะวัตต์-ชั่วโมง
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 8.9 สำหรับ Q3'2564** เป็น 3.07 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และลดลงร้อยละ 3.7 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2.88 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 และลดลงร้อยละ 4.6 ตามลำดับ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 16.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 2,762 ล้านบาท **และร้อยละ 18.9 สำหรับ 9M'2564** เป็น 8,075 ล้านบาท
- **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเติบโต y-on-y ร้อยละ 17.1 สำหรับ Q3'2564** สู่ระดับสูงสุดที่ 844 กิกะวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 21.0 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2,489 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจาก 1) มีลูกค้ารายใหม่เชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 33.5 เมกะวัตต์ ใน 9M'2564 และ 2) ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากหลายกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมหลัก โดยเฉพาะกลุ่มชิ้นส่วนยานยนต์, กลุ่มเครื่องใช้ไฟฟ้าในบ้าน, กลุ่มโลหะ, กลุ่มก๊าซอุตสาหกรรมและยางรถยนต์ ด้วยการเติบโต y-on-y ร้อยละ 31.9, 16.1, 13.6, 9.4 และ 5.2 ตามลำดับ สำหรับ Q3'2564

  นอกจากนี้ เรายังคงขยายฐานลูกค้าอย่างต่อเนื่อง โดยคาดว่าจะมีลูกค้ารายใหม่เชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 43 เมกะวัตต์ ในปี 2564 และมากกว่า 25 เมกะวัตต์ ใน 1H'2565
- **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยคงที่ y-on-y ใน Q3'2564** อยู่ที่ 3.27 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และลดลง y-on-y ร้อยละ 1.8 สำหรับ 9M'2564** เป็น 3.24 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็น ไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ กกพ. ประกาศลดค่า Ft เป็น -15.23 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2564 จาก -11.60 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือน ม.ค.- ส.ค. 2563 และ -12.43 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือน ก.ย. - ธ.ค. 2563

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามลดลง y-on-y ร้อยละ 3.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 300 ล้านบาท **และเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 11.5 สำหรับ 9M'2564** เป็น 976 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามลดลง y-on-y ร้อยละ 10.1 สำหรับ Q3'2564** เป็น 114 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากการล็อคดาวน์ชั่วคราวของประเทศเวียดนาม จากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 **ขณะที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.4 สำหรับ 9M'2564** เป็น 396 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม ในช่วง 1H'2564
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.3 สำหรับ Q3'2564** เป็น 2.63 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 3.8 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2.46 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. / กฟน./ Rooftop คงที่ y-on-y สำหรับ Q3'2564 และ 9M'2564** อยู่ที่ 200 ล้านบาท และ 625 ล้านบาท ตามลำดับ แม้ว่าจะมีการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม BTW ในประเทศไทยในเดือน ส.ค. 2564 แต่ค่าความเข้มแสงลดลงจากสภาพอากาศ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.0 สำหรับ Q3'2564** เป็น 160 ล้านบาท **และร้อยละ 16.8 สำหรับ 9M'2564** เป็น 264 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- **การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าได้รับผลกระทบจากการแบ่งแยกกิจการ**ในเดือน ก.ค. 2564 จากเดิมถือหุ้นร้อยละ 55 ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 420 เมกะวัตต์ เป็นปัจจุบันถือหุ้นร้อยละ 100 ในโครงการ DT2 240 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 231 เมกะวัตต์ เป็น 240 เมกะวัตต์ ดังนั้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามลดลง y-on-y ร้อยละ 33.2 สำหรับ Q3'2564 เป็น 515 ล้านบาท และร้อยละ 21.0 สำหรับ 9M'2564 เป็น 1,889 ล้านบาท

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- การเปิดดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Ray Power ในประเทศกัมพูชา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 39 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 15 ธ.ค. 2563 ทำให้มีรายได้ 38 ล้านบาท สำหรับ Q3'2564 และ 113 ล้านบาท สำหรับ 9M'2564

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 6.3 สำหรับ Q3'2564** เป็น 209 ล้านบาท **และร้อยละ 9.8 สำหรับ 9M'2564** เป็น 597 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาขายไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการโรงไฟฟ้า BGPM ในช่วงต่ออายุโรงไฟฟ้าตามสัญญา ก่อนที่จะมีลูกค้ารายใหม่เชื่อมเข้าระบบ ด้วยสัญญาซื้อขายไอน้ำ 108 ตันต่อชั่วโมง ที่ลงนามกับโครงการโรงไฟฟ้า BGPM replacement (กำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ธ.ค. 2565)
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 19.3 สำหรับ Q3'2564** เป็น 284,238 ตัน **และร้อยละ 18.0 สำหรับ 9M'2564** เป็น 771,924 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการไอน้ำที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่แหลมฉบัง และมาบตาพุด
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 21.5 สำหรับ Q3'2564** เป็น 733.66 บาทต่อตัน **และร้อยละ 23.6 สำหรับ 9M'2564** เป็น 773.89 บาทต่อตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาขายไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการโรงไฟฟ้า BGPM ภายใต้สัญญาช่วงต่ออายุโรงไฟฟ้า

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**7,329**	**7,262**	**(0.9%)**	**2,507**	**2,516**	**2,445**	**(2.5%)**	**(2.8%)**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	937	1,155	23.3%	330	384	385	16.6%	0.1%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	373	499	34.0%	139	170	178	28.0%	4.9%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	462	498	8.0%	154	161	170	10.0%	5.5%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	160	183	14.3%	54	63	60	11.3%	(3.4%)
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	115	142	23.3%	40	50	48	19.7%	(4.3%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	10	11	9.9%	4	4	4	3.1%	0.7%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**2,057**	**2,489**	**21.0%**	**721**	**831**	**844**	**17.1%**	**1.6%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**369**	**396**	**7.4%**	**127**	**150**	**114**	**(10.1%)**	**(24.0%)**

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	94,809	115,826	22.2%	36,122	37,108	40,563	12.3%	9.3%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	89,107	92,955	4.3%	38,134	30,467	31,516	(17.4%)	3.4%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	141,028	182,690	29.5%	47,972	59,967	56,807	18.4%	(5.3%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	319,182	380,454	19.2%	109,966	112,550	155,352	41.3%	38.0%
จังหวัดอ่างทอง	9,803	0	n/a	5,975	0	0	n/a	n/a
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**653,929**	**771,924**	**18.0%**	**238,168**	**240,092**	**284,238**	**19.3%**	**18.4%**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	2.99	2.88	(3.7%)	2.82	2.85	3.07	8.9%	7.7%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.30	3.24	(1.8%)	3.28	3.23	3.27	(0.3%)	1.2%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.37	2.46	3.8%	2.45	2.43	2.63	7.3%	8.2%
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,012.71	773.89	(23.6%)	934.80	786.29	733.66	(21.5%)	(6.7%)
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	254.55	242.96	(4.6%)	235.18	238.98	268.16	14.0%	12.2%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	19,268	19,034	(1.2%)	6,124	6,400	7,096	15.9%	10.9%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	795	886	11.4%	279	332	269	(3.6%)	(19.0%)
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	2,002	2,287	14.2%	729	715	815	11.8%	14.0%
ค่าเสื่อมราคา - COGS	4,018	3,784	(5.8%)	1,367	1,268	1,253	(8.3%)	(1.2%)
ต้นทุนอื่น	597*	605**	1.3%	237*	171**	151**	(36.3%)	(11.7%)
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**26,680**	**26,596**	**(0.3%)**	**8,736**	**8,886**	**9,584**	**9.7%**	**7.9%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	1,346	1,118	(16.9%)	450	370	375	(16.7%)	1.4%
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	93	116	24.7%	28	39	38	35.7%	(2.6%)
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**28,119**	**27,830**	**(1.0%)**	**9,214**	**9,295**	**9,997**	**8.5%**	**7.6%**

** รวมต้นทุนจากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ.*

*** รวมต้นทุนจากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และต้นทุนติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์*

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 15.9 สำหรับ Q3'2564** เป็น 7,096 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0 ขณะที่ **ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.2 สำหรับ 9M'2564** เป็น 19,034 ล้านบาทเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 (ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.)

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ลดลง y-on-y ร้อยละ 3.6 สำหรับ Q3'2564** เป็น 269 ล้านบาท แต่**เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 11.4 สำหรับ 9M'2564** เป็น 886 ล้านบาท ตามปริมาณการขายไฟฟ้า

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 11.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 815 ล้านบาท **และร้อยละ 14.2 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2,287 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายกำลังการผลิต ผ่านการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์, การเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้า และการซ่อมบำรุงตามแผนของ 3 โครงการโรงไฟฟ้า SPP ใน Q3'2564

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารลดลง y-on-y ร้อยละ 16.7 สำหรับ Q3'2564** เป็น 375 ล้านบาท **และร้อยละ 16.9 สำหรับ 9M'2564** เป็น 1,118 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการควบคุมค่าใช้จ่าย

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการอื่นๆ

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	209	130	(37.8%)	40	45	57	42.5%	26.7%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	44	55	25.0%	(10)	(9)	14	n/a	n/a
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(113)	729	n/a	(102)	327	100	n/a	(69.4%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	(6)	366	n/a	(12)	338	24	n/a	(92.9%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(107)	363	n/a	(90)	(11)	75	n/a	n/a

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า สำหรับ Q3'2564** อยู่ที่ 14 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากการบันทึกส่วนแบ่งขาดทุน 10 ล้านบาท สำหรับ Q3'2563 และ**เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 25.0** สำหรับ 9M'2564 เป็น 55 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของรายการส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการตัดจำหน่ายเงินคืนภาษีมูลค่าเพิ่มอันเกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGSENA เมื่อปี 2558

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 100 ล้านบาท สำหรับ Q3'2564 และ 729 ล้านบาท สำหรับ 9M'2564** โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงใน Q2'2564 จากส่วนต่างอัตราแลกเปลี่ยนเมื่อมีการรับชำระคืนหนี้เงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน
- สำหรับกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงนั้นมาจากยอดคงเหลือของเงินให้กู้ยืมระยะสั้นให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน กับการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว

ผลประกอบการทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	2,082	2,369	13.8%	703	748	875	24.5%	17.0%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	75	57	(24.0%)	10	(68)	11	10.0%	n/a
ดอกเบี้ยจ่ายจากเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างที่ครบกำหนดชำระเกินกว่าหนึ่งปี	223	0	n/a	35	0	0	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	(23)	82	n/a	(10)	168	(69)	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	404	901	123.0%	220	63	372	69.1%	490.5%
ต้นทุนทางการเงินอื่น	79	100	26.6%	25	35	36	44.0%	2.9%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**2,840**	**3,509**	**23.6%**	**983**	**946**	**1,226**	**24.7%**	**29.6%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	191	338	77.0%	78	150	93	19.2%	(38.0%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(58)	(46)	n/a	(19)	(22)	(38)	n/a	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**133**	**292**	**119.5%**	**59**	**128**	**55**	**(6.8%)**	**(57.0%)**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 24.7 สำหรับ Q3'2564** เป็น 1,226 ล้านบาท **และร้อยละ 23.6 สำหรับ 9M'2564** เป็น 3,509 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืมของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen ในเดือน ธ.ค. 2563 และการออกหุ้นกู้ในเดือน ก.ค. 2564 รวมทั้งมีการขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง มีรายละเอียดดังนี้:
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 24.5 สำหรับ Q3'2564 เป็น 875 ล้านบาท และร้อยละ 13.8 สำหรับ 9M'2564 เป็น 2,369 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen และการออกหุ้นกู้ระดับบริษัท;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.0 สำหรับ Q3'2564 เป็น 11 ล้านบาท และลดลง y-on-y ร้อยละ 24.0 สำหรับ 9M'2564 เป็น 57 ล้านบาท ตามการกำหนดการโอนผลประโยชน์จากการดำเนินงานของ ABP2 ภายใต้ ABPIF;
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างที่ครบกำหนดชำระเกินกว่าหนึ่งปี ลดลงและไม่มียอดคงเหลือใน Q3'2564 จากการครบกำหนดเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 และ Phu Yen ใน Q3'2563 ซึ่งเป็นรายการที่ไม่เป็นตัวเงินจากการประเมินโดยการคิดลดมูลค่าเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างระยะยาวตามมาตรฐานบัญชี;
  - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่เกิดขึ้นจริง 69 ล้านบาท ใน Q3'2564 อันเนื่องมาจากการชำระคืนหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐกับการเปลี่ยนแปลงของค่าเงิน (อย่างไรก็ดี ภายหลังการรวมกำไรที่เกิดขึ้นจริงอันมาจากการได้รับชำระเงินกู้จากบริษัทที่เกี่ยวข้องกันแล้ว ดังที่กล่าวไว้ในหน้า 7 ทำให้บริษัทมีกำไรสุทธิจาก FX ที่เกิดขึ้นจริง 93 ล้านบาท)
  - ผลขาดทุนจาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม อยู่ที่ 372 ล้านบาท สำหรับ Q3'2564 และ 901 ล้านสำหรับ 9M'2564 ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด สกุลเงินบาทอ่อนค่าเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง y-on-y ร้อยละ 6.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 55 ล้านบาท จากภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม BTW **ขณะที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 119.5 สำหรับ 9M'2564** เป็น 292 ล้านบาท เนื่องจากการเติบโตของกำไร และการสิ้นสุดการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลตามนโยบายส่งเสริมการลงทุน (BOI) สำหรับโครงการ ABP3 ในช่วงปลาย Q3'2563 และการเก็บภาษีลดลงร้อยละ 50 ภายหลังการสิ้นสุด BOI ของโครงการ ABPR2 ในเดือน พ.ค. 2564

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,599**	**2,080**	**30.1%**	**501**	**1,022**	**447**	**(10.8%)**	**(56.3%)**
กำไรสุทธิ	2,700	2,925	8.3%	859	1,471	606	(29.5%)	(58.8%)
ลบ/บวก (กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	510	538	5.5%	310	73	297	(4.2%)	306.8%
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	296	0	n/a	77	0	0	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	3,505	3,463	(1.2%)	1,245	1,544	903	(27.5%)	(41.5%)
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	1,404	1,235	(12.0%)	500	534	331	(33.8%)	(38.0%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,101**	**2,228**	**6.0%**	**745**	**1,011**	**571**	**(23.4%)**	**(43.5%)**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.81*	*0.85*	6.0%	*0.29*	*0.39*	*0.22*	(23.4%)	(43.5%)
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	*2,607*	*2,607*		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่สำหรับ Q3'2564** อยู่ที่ 571 ล้านบาท ลดลง y-on-y ร้อยละ 23.4 โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.0, การซ่อมบำรุงตามแผนของ 3 โครงการโรงไฟฟ้า SPP และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม จากการล็อคดาวน์ชั่วคราวของประเทศเวียดนาม จากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19ใน Q3'2564 ขณะที่**กำไรสุทธิจากการดำเนิน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ 9M'2564 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.0** เป็น 2,228 ล้านบาท

  โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ Q3'2564 และ 9M'2564 จากรายการดังนี้:

  - **รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 297 ล้านบาท และ 538 ล้านบาท ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลักจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการแปลงหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐ

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลง y-on-y ร้อยละ 10.8 สำหรับ Q3'2564** เป็น 447 ล้านบาท **และเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 30.1 สำหรับ 9M'2564** เป็น 2,080 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 63	30 ก.ย. 64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	19,992	27,124	35.7%
รวมสินทรัพย์	130,696	142,512	9.0%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	77,370	87,707	13.4%
รวมหนี้สิน	91,392	102,295	11.9%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	39,304	40,217	2.3%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	27,470	29,414	7.1%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.5***	***1.5***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.0** จาก ณ สิ้นปี 2563 เป็น 142,512 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2564 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายโครงการลงทุนทั้งในและต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.4** จาก ณ สิ้นปี 2563 เป็น 87,707 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2564 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาว สำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3** จาก ณ สิ้นปี 2563 เป็น 40,217 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2564 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมในช่วงดังกล่าว
- **ดังนั้น จากที่กล่าวมาทั้งหมด อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น คงที่ที่** 1.5 เท่า ณ วันที่ 30 ก.ย. 2564

โครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

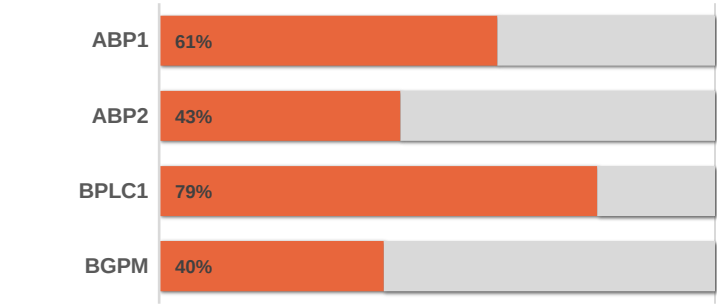
(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)

1 SPP Replacement

โครงการ	ABP1	ABP2	BPLC1	BGPM #1&2
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	140	140	140	280
กำลังการผลิตไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	30	30	30	60
สัดส่วนการถือหุ้น	50.7%	51.2%	100.0%	70.0%
SCOD	2565	2565	2565	2565
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	60 เมกะวัตต์ / 25 ปี

ABP1

% ความคืบหน้าโครงการ



BPLC1

2 U-Tapao (Phase 1 Hybrid Power Plant)

	เฟส 1	เฟส 2
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์ + ระบบกักเก็บพลังงาน	โรงงานไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
กำลังการผลิตติดตั้ง	18 เมกะวัตต์ + 50 เมกะวัตต์-ชั่วโมง	80 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	100.0%	100.0%
SCOD	2H'2565	สิ้นปี 2566
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15 เมกะวัตต์ / 25 ปี	15 เมกะวัตต์ / 25 ปี
% ความคืบหน้าโครงการ	11.3%	NTP 2565

คำนิยาม & ชื่อโครงการ

คำนิยาม

COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
EDL	การไฟฟ้าลาว
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศเวียดนาม
Ft	ค่าไฟฟ้าผันแปร
FX	อัตราแลกเปลี่ยน
IPO	การเสนอขายหุ้นสามัญให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปครั้งแรก
IU	ลูกค้าอุตสาหกรรม
JV	บริษัทร่วมทุน
KWh / GWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง / กิกะวัตต์-ชั่วโมง
mmBtu	ล้านบีทียู (หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ)
NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
q-on-q	เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา
SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
y-on-y	เปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงกับปีที่ผ่านมา
กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ปตท.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ชื่อโครงการ

ABPIF	กองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้า อมตะ บี.กริม เพาเวอร์
ABP1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด
ABP2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด
BGPAT1	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 1 จำกัด
BGPSK	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด
BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด
BTW	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2
BGPM	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (เอไออี-เอ็มทีพี) (เดิมชื่อ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด – SPP1)
BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
DT	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
Nam Che1	Nam Che 1 Hydro Power Project
Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
PIC	Progress Interchem
Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project

B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY

CONTACT US:

Investor Relations
Email: IR@BGrimmPower.com
Tel: +66 (0) 2710 3528

Solaya Na Songkhla
Email: Solaya.N@BGrimmPower.com

Pornratchanee Sethakaset
Email: Pornratchanee.S@BGrimmPower.com

Gunnlapat Wichutarat
Email: Gunnlapat.W@BGrimmPower.com

Thunruethai Makaraphan
Email: Thunruethai.M@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.