บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการ

สำหรับงวดไตรมาส และงวดปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2564

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการมีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอและอธิบายผลการดำเนินงานและฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันสิ้นสุดงวดบัญชี ซึ่งข้อมูลที่นำเสนออาจเปลี่ยนแปลงไปในอนาคต คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการจะใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก ในกรณีที่คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการฉบับภาษาอังกฤษมีเนื้อความขัดแย้งกันหรือ มีการตีความที่แตกต่างกัน ให้ใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก

หากนักลงทุนมีคำถามหรือข้อสงสัยประการใด กรุณาติดต่อสอบถามได้ที่ฝ่ายนักลงทุนสัมพันธ์ โทร. 0-2080-4488 หรืออีเมล ir@gulf.co.th

บทสรุปผู้บริหาร

เหตุการณ์สำคัญในปี 2564

โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

โครงการโรงไฟฟ้า กัลฟ์ เอสอาร์ซี ("GSRC") หน่วยผลิตไฟฟ้าที่ 1-2 กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งหน่วยละ 662.5 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ที่จังหวัดชลบุรี ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้น 70% ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ตามลำดับ โดยโครงการ GSRC เป็นโรงไฟฟ้า IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,650.0 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์หน่วยที่ 3 - 4 ในเดือนมีนาคม และตุลาคม 2565 ตามลำดับ

โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP ระยะที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 40 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ในเขตเศรษฐกิจพิเศษ Duqm ที่ประเทศโอมาน ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้น 49% ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2564 โดยโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP เป็นโรงไฟฟ้า Captive ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมประมาณ 326 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์สำหรับโรงไฟฟ้าระยะที่เหลือ ในปี 2566

การขยายการลงทุนในประเทศ

การเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในบริษัท ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด ("PTT NGD") โดยเข้าซื้อหุ้นสามัญเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 2 จากบริษัท ทุนลดาวัลย์ จำกัด ส่งผลให้ ณ วันที่ 20 เมษายน 2564 บริษัทฯ ถือหุ้นใน PTT NGD ในสัดส่วนร้อยละ 42 ซึ่ง PTT NGD เป็นผู้ดำเนินธุรกิจจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ โดยลงทุนสร้างระบบท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ ไปยังลูกค้าในพื้นที่อุตสาหกรรม 13 แห่ง รอบกรุงเทพมหานคร ปริมณฑล และระยอง

การทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของ INTUCH ในราคาเสนอซื้อหุ้นละ 65 บาท โดยไม่รวมหุ้นสามัญ INTUCH ที่บริษัทฯ ถืออยู่เดิมในสัดส่วน 18.93% มีระยะเวลารับซื้อระหว่างวันที่ 29 มิถุนายน 2564 ถึง 4 สิงหาคม 2564 ส่งผลให้บริษัทฯ ถือหุ้นใน INTUCH รวมทั้งสิ้น 42.25%

การดำรงตำแหน่งกรรมการใน INTUCH, ADVANC และ THCOM โดยที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2564 ของ INTUCH ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งตัวแทนผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 4 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน INTUCH โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564

นอกจากนี้ ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทของ INTUCH ได้เสนอชื่อตัวแทนของ INTUCH เพื่อดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC และ THCOM โดยที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ADVANC ครั้งที่ 11/2564 ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 3 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC และที่ประชุมคณะกรรมการ THCOM ครั้งที่ 12/2564 ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งให้ผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 2 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน THCOM โดยการเข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC และ THCOM ให้มีผลตั้งแต่วันที่ 21 ตุลาคม 2564

การลงนามสัญญา และการได้รับใบอนุญาตต่าง ๆ

การลงนามสัญญาร่วมลงทุนระหว่างหน่วยงานภาครัฐและเอกชน (Public Private Partnership: PPP Gross Cost) ของโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 และหมายเลข 81 ในวันที่ 29 กันยายน 2564 ระหว่างกรมทางหลวง กับ BGSR 6 และ BGSR 81 ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วน 40% เพื่อดำเนินโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 สายบางปะอิน- นครราชสีมา (M6) ระยะทาง 196 กิโลเมตร และโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81 สายบางใหญ่-กาญจนบุรี (M81) ระยะทาง 96 กิโลเมตร โดยสัญญาแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ได้แก่ ระยะที่ 1 – งานออกแบบและก่อสร้างติดตั้งงานระบบ ซึ่งมีกำหนดเวลา 3 ปี และระยะที่ 2 – การดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M) เป็นระยะเวลา 30 ปี โดยมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2567

การลงนามบันทึกความร่วมมือเพื่อจัดตั้งธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) ในประเทศไทย ในวันที่ 30 กันยายน 2564 ระหว่าง บริษัทฯ และ Singtel เพื่อตอบสนองการเติบโตของอุตสาหกรรมโครงสร้างพื้นฐานด้านดิจิทัลในประเทศไทย โดยมุ่งเน้นการใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัย และพลังงานสะอาด เพื่อส่งเสริมนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน

การลงนามสัญญาร่วมลงทุนระหว่างหน่วยงานภาครัฐและเอกชน (Public Private Partnership: PPP) ของโครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ในส่วนของ ท่าเทียบเรือ F ในวันที่ 25 พฤศจิกายน 2564 ระหว่างการท่าเรือแห่งประเทศไทย กับ GPC ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วน 40% เพื่อพัฒนาและดำเนินโครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ในส่วนของท่าเทียบเรือ F ตั้งอยู่ที่จังหวัดชลบุรี โดย GPC จะเป็นผู้ออกแบบ ก่อสร้าง ให้บริการ และซ่อมบำรุงรักษาท่าเทียบเรือ F1 และ F2 เพื่อรองรับการขนถ่ายตู้สินค้าด้วยระบบจัดการตู้สินค้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งมีความสามารถในการรองรับการขนถ่ายตู้สินค้าได้อย่างน้อย 4,000,000 ทีอียูต่อปี โดย GPC จะได้รับสิทธิ์ในการประกอบกิจการท่าเรือ เป็นระยะเวลา 35 ปี ทั้งนี้ ท่าเทียบเรือ F1 และท่าเทียบเรือ F2 มีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2568 และ 2572 ตามลำดับ

กิจกรรมทางการเงิน

การเสนอขายหุ้นกู้ชนิดไม่ด้อยสิทธิและไม่มีประกันของบริษัทฯ มูลค่ารวม 30,000 ล้านบาท เสนอขายต่อผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่ (Institutional Investors & High Net Worth Investors) เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2564 โดยบริษัทฯ ได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือในระดับ “A” และหุ้นกู้ได้รับการจัดอันดับในระดับ “A-” จากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด ทั้งนี้ หุ้นกู้ดังกล่าวแบ่งเป็น 4 ชุด โดยมีอายุ 3, 5, 7 และ 10 ปี มีอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยอยู่ที่ 2.51% ต่อปี และอายุหุ้นกู้เฉลี่ย 5.9 ปี

สถานการณ์ทางเศรษฐกิจ

เศรษฐกิจไทยในปี 2564 แม้จะยังได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 แต่สามารถฟื้นตัวขึ้นได้เล็กน้อยจากปี 2563 โดยปัจจัยหลักเกิดจากการอุปสงค์ในประเทศและกิจกรรมภาคการผลิตที่ปรับตัวดีขึ้นจากการผ่อนปรนมาตรการควบคุมการระบาดในประเทศ และการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวระหว่างประเทศภายใต้นโยบายการเปิดประเทศของภาครัฐ รวมถึงมูลค่าการส่งออกสินค้ายังสามารถขยายตัวได้ ทั้งจากปริมาณที่ขยายตัว และราคาที่เพิ่มขึ้นตามราคาสินค้าโภคภัณฑ์โลก

สำหรับแนวโน้มเศรษฐกิจในปี 2565 ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดว่าเศรษฐกิจไทยจะสามารถเติบโตได้ประมาณ 3.4% โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากการบริโภคและการลงทุนของภาคเอกชนในประเทศ รวมถึงการฟื้นตัวของจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ หลังจากมีอัตราการฉีดวัคซีนกระจายทั่วถึงมากขึ้น รวมทั้งมีแรงสนับสนุนของมาตรการภาครัฐ แม้แผนโครงการลงทุนขนาดใหญ่ของเอกชนบางโครงการมีแนวโน้มล่าช้ากว่าคาด และการส่งออกสินค้ายังได้รับผลกระทบการระบาดของไวรัสโควิด-19 สายพันธุ์ Omicron ทั้งนี้ ปัญหาการหยุดชะงักของห่วงโซ่อุปทานของสินค้าหลายประเภท และการปรับตัวของราคาพลังงานและสินค้าโภคภัณฑ์ รวมถึงความผันผวนของตลาดการเงินโลก ยังเป็นอีกปัจจัยที่กดดันต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในระยะต่อไป

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้รายงานว่า การใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยในปี 2564 ฟื้นตัวขึ้นได้เล็กน้อย (+1.8%) จากปี 2563 โดยปรับเพิ่มขึ้นจากภาคอุตสาหกรรมและภาคครัวเรือนเป็นหลัก ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากฐานความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ต่ำผิดปกติในปี 2563 ซึ่งได้รับผลกระทบจากการระบาดของไวรัสโควิด-19 ระลอกแรก ประกอบกับในปี 2564 การใช้ไฟฟ้าในประเทศ ได้รับอานิสงค์จากการขยายตัวของการส่งออกสินค้าตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกและอุปสงค์จากประเทศคู่ค้า อย่างไรก็ตาม การแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ระลอกที่ 3 ในช่วงปลายปี 2564 ได้ส่งผลกระทบเชิงลบให้การใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจปรับตัวลดลง ทั้งนี้ สถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่ยังมีความไม่แน่นอนนั้น ส่งผลกระทบเพียงเล็กน้อยต่อบริษัทฯ เนื่องจากบริษัทฯ มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) ซึ่งภายใต้สัญญาดังกล่าว โครงการโรงไฟฟ้า IPP จะได้รับค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) จาก กฟผ. แม้ว่าจะไม่ได้มีคำสั่งให้ทางโรงไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าก็ตาม และสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า SPP กฟผ. จะมีกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำ อีกทั้ง ในปัจจุบัน บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ในสัดส่วน 86% และขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพียง 14% เท่านั้น จึงทำให้บริษัทฯ ได้รับผลกระทบอย่างจำกัดจากการระบาดของไวรัสโควิด-19

การเคลื่อนไหวของค่าเงินบาท

ในปี 2564 อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเทียบดอลลาร์สหรัฐมีการปรับตัวอ่อนค่าลงค่อนข้างมาก โดยค่าเงินบาทปรับตัวอ่อนค่าลงในช่วง Q1'64 สอดคล้องกับทิศทางของสกุลเงินเอเชียอื่น ๆ ขณะที่เงินดอลลาร์สหรัฐ แข็งค่าขึ้นจากการออกมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจขนาดใหญ่ของสหรัฐฯ ต่อมาในระหว่างช่วง Q2'64 ถึง Q3'64 ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงต่อเนื่อง ตามสถานการณ์การระบาดของไวรัสโควิด-19 ระลอกที่ 3 ในไทย และการส่งสัญญาณถึงความเป็นไปได้ที่จะปรับเพิ่มอัตราดอกเบี้ยเร็วขึ้นจากธนาคารกลางสหรัฐฯ อย่างไรก็ตาม ค่าเงินบาทกลับมาแข็งค่าขึ้นได้ในช่วงกลาง Q4'64 ตามความเชื่อมั่นที่ดีขึ้นจากแผนการเปิดประเทศของไทย ก่อนจะกลับไปอ่อนค่าลงอีกครั้งในช่วงเดือนธันวาคม 2564 จากแนวโน้มนโยบายการเงินที่เข้มงวดขึ้นในประเทศอุตสาหกรรมหลัก ประกอบกับมีความกังวลต่อการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 สายพันธุ์ Omicron ในประเทศ อย่างไรก็ตาม สำหรับระยะถัดไปในปี 2565 ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่า อัตราแลกเปลี่ยนมีแนวโน้มผันผวนสูง จากความไม่แน่นอนของสถานการณ์แพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 และการดำเนินนโยบายการเงินของประเทศเศรษฐกิจหลักภายใต้แรงกดดันเงินเฟ้อในระดับสูง

ทั้งนี้ เนื่องด้วยสูตรโครงสร้างราคาขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า IPP และ SPP ในประเทศไทย มีบางส่วนที่เชื่อมโยงกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ กลุ่มบริษัทฯ จึงมีการจัดโครงสร้างเงินกู้ยืมระยะยาวของโครงการโรงไฟฟ้าให้บางส่วนอยู่ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ เพื่อบริหารกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายให้มีความสอดคล้องกันในด้านสกุลเงิน (natural hedge) เป็นการป้องกันความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยน

สรุปผลการดำเนินงานสำหรับ Q4'64 และปี 2564

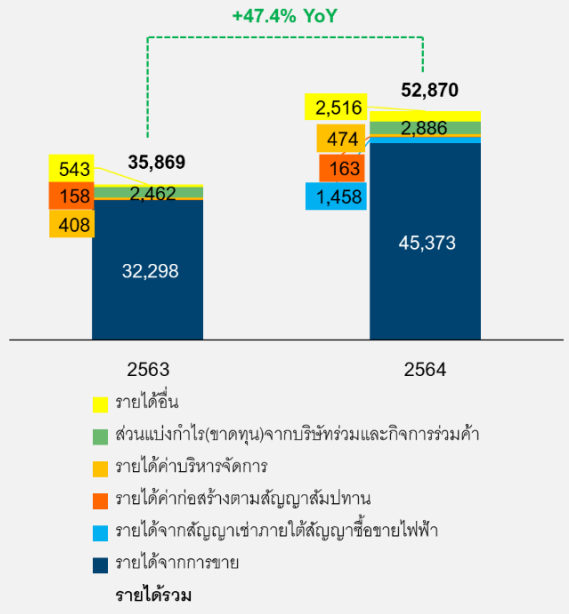
ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
รายได้จากการขาย รายได้จากสัญญาเช่า ค่าบริการและการก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	9,309	11,903	15,287	*28.4%*	*64.2%*	32,863	47,467	*44.4%*
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	979	175	1,936	*1003.6%*	*97.8%*	2,462	2,886	*17.2%*
รายได้อื่น	21	1,702	31	*-98.2%*	*46.9%*	543	2,516	*363.2%*
รายได้รวม	10,309	13,780	17,254	*25.2%*	*67.4%*	35,869	52,870	***47.4%***
EBITDA[1]	4,172	6,034	6,706	*11.1%*	*60.7%*	13,462	22,152	*64.5%*
กำไร (ขาดทุน) สุทธิสำหรับงวด	2,736	1,679	3,864	***130.1%***	***41.3%***	6,144	9,167	***49.2%***
กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,844	1,588	3,043	***91.6%***	***65.0%***	4,282	7,670	***79.1%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	612	(767)	242	*131.6%*	*-60.4%*	(189)	(1,227)	*-549.4%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	(7)	62	73	*18.7%*	*1119.0%*	(7)	86	*1289.7%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)[2]	1,239	2,293	2,728	***18.9%***	***120.1%***	4,478	8,812	***96.8%***
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า[3]	442	690	1,699	*146.1%*	*284.1%*	2,443	3,864	*58.2%*
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.16	0.14	0.26	***91.6%***	***60.7%***	0.39	0.65	***67.6%***

[1] EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทฯ และของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

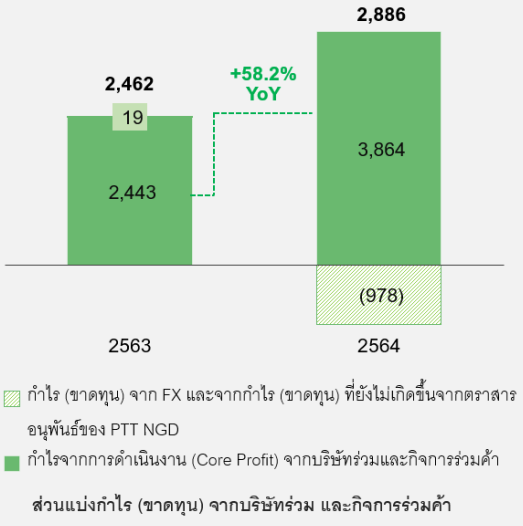
[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า = ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

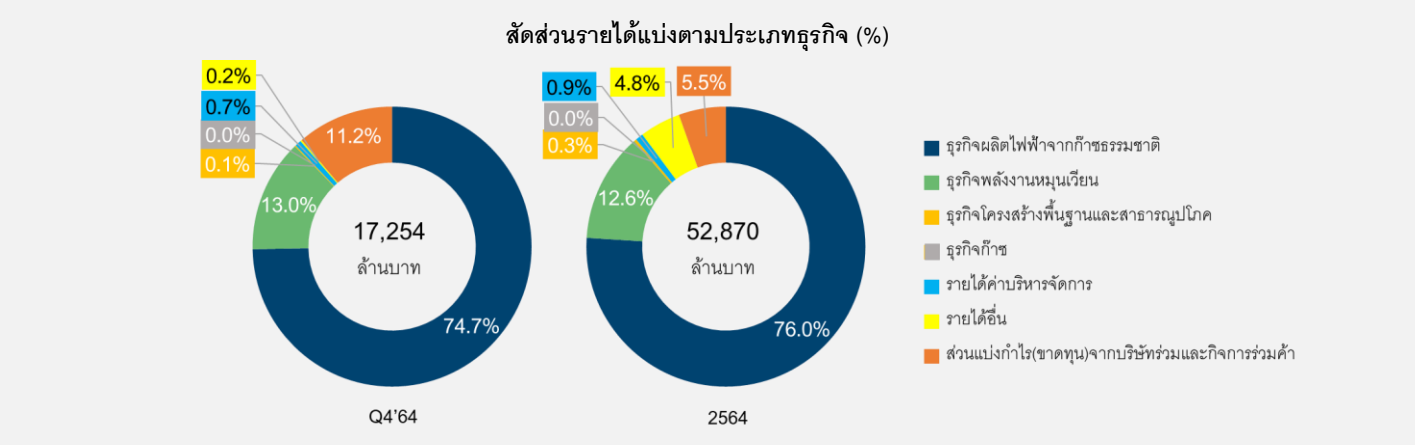
รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจ (ล้านบาท)



ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ล้านบาท)



รายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	6,964	10,414	12,889	*23.8%*	*85.1%*	29,277	40,184	*37.3%*
ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	2,220	1,317	2,248	*70.8%*	*1.3%*	3,021	6,647	*120.0%*
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	27	50	22	*-56.6%*	*-20.3%*	158	163	*3.3%*
ธุรกิจก๊าซ	-	-	-	*n.a.*	*n.a.*	-	-	*n.a.*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	98	123	128	*3.9%*	*30.4%*	408	474	*16.4%*
รายได้อื่น	21	1,702	31	*-98.2%*	*46.9%*	543	2,516	*363.2%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	979	175	1,936	*1003.6%*	*97.8%*	2,462	2,886	*17.2%*
รายได้รวม	10,309	13,780	17,254	***25.2%***	***67.4%***	35,869	52,870	***47.4%***



รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจใน Q4'64 อยู่ที่ 17,254 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 67.4% YoY **และเพิ่มขึ้น** 25.2% QoQ **และในปี 2564 รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจ อยู่ที่ 52,870 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 47.4% YoY ประกอบไปด้วย

1) **รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติใน Q4'64 อยู่ที่ 12,889 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 40,184 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 76.0% **ของรายได้รวมทั้งปี**

   สำหรับ Q4'64 เพิ่มขึ้น 85.1% YoY **และ** 23.8% QoQ **และสำหรับปี 2564 เมื่อเทียบกับปี 2563 ปรับเพิ่มขึ้น** 37.3% YoY โดยหลักมาจากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 หลังจากที่โครงการดังกล่าวได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ตามลำดับ และราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยยังปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ กลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นด้วยเช่นกัน

2) **รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียนใน Q4'64 อยู่ที่ 2,248 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 6,647 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 12.6% **ของรายได้รวมทั้งปี**

   สำหรับ Q4'64 เมื่อเทียบกับ Q4'63 ปรับเพิ่มขึ้น 1.3% YoY มีสาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลง เมื่อเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ และยูโร ส่งผลให้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ที่ประเทศเวียดนาม ที่บันทึกเป็นเงินบาท มีมูลค่ามากขึ้น แม้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่ภายใต้ธุรกิจพลังงานหมุนเวียนจะปรับลดลง อย่างไรก็ตาม **เมื่อเทียบกับ Q3'64 รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียนเติบโตขึ้น** 70.8% QoQ จากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า BKR2 ที่เข้าสู่ช่วง high season ตามฤดูกาล **และสำหรับปี 2564 เมื่อเทียบกับปี 2563 เพิ่มขึ้น** 120.0% YoY โดยหลัก

เป็นผลจากการรับรู้รายได้เต็มปีของโครงการโรงไฟฟ้า BKR2 เมื่อเทียบกับในปี 2563 ที่รับรู้รายได้เพียง 1 ไตรมาส และรับรู้รายได้เต็มปีของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 มีนาคม 2563

3) **รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคใน Q4'64 อยู่ที่ 22 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 163 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 0.3% ของรายได้รวมทั้งปี** โดยเป็นรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานสำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 และบริษัทฯ เริ่มรับรู้รายได้ตั้งแต่ Q3'63 เป็นต้นมา

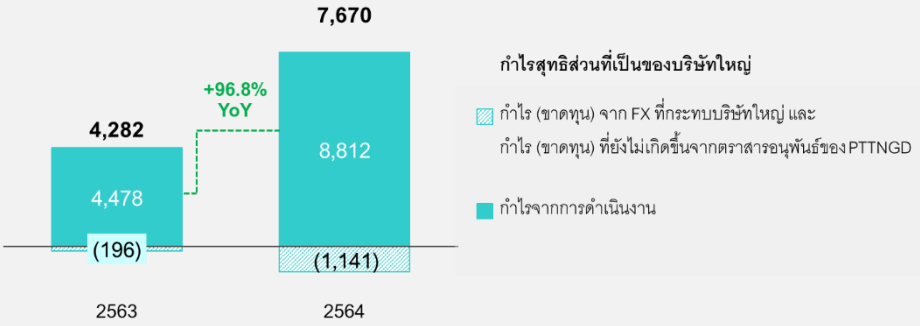
4) **รายได้ค่าบริหารจัดการใน Q4'64 เท่ากับ 128 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 474 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 0.9% ของรายได้รวมทั้งปี** โดยรายได้ค่าบริหารจัดการ ปรับเพิ่มขึ้นจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ รายได้จากการให้บริการแก่ HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ตามสัญญา

5) **รายได้อื่นใน Q4'64 เท่ากับ 31 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 2,516 ล้านบาท** โดยหลักเป็นเงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 2,349 ล้านบาท ซึ่งบันทึกใน Q1'64 และ Q3'64 เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มสัดส่วนการลงทุนใน INTUCH ในระหว่างปี 2564 อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ จะบันทึกส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม แทนการบันทึกรายได้จากเงินปันผล ตั้งแต่ Q4'64 เป็นต้นไป

6) **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ใน Q4'64 อยู่ที่ 1,936 ล้านบาท และสำหรับปี 2564 อยู่ที่ 2,886 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 5.5% ของรายได้รวมทั้งปี**

- **สำหรับ Q4'64 เพิ่มขึ้น 97.8% YoY** โดยหลักมาจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 นอกจากนี้ ยังมีส่วนแบ่ง Core Profit จาก GJP ที่เติบโตจากค่าเงินบาทที่แข็งค่า ทำให้รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นด้วย แม้ใน Q4'64 บริษัทฯ จะบันทึกส่วนแบ่งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวม 238 ล้านบาท ซึ่งน้อยกว่าใน Q4'63 ที่มีผลกำไรจากรายการดังกล่าวสุทธิ 537 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม **เมื่อเทียบกับ Q3'64 เพิ่มขึ้น 1,003.6% QoQ** โดยนอกจากจะได้รับส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH แล้ว บริษัทฯ ยังบันทึกส่วนแบ่งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม ในขณะที่ Q3'64 มีขาดทุนจากรายการดังกล่าวสุทธิ 515 ล้านบาท
- **สำหรับปี 2564 เมื่อเทียบกับปี 2563 เพิ่มขึ้น 17.2% YoY** จากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH และได้รับส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD เพิ่มขึ้น จากการที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุนในสัดส่วน 40% ในเดือนธันวาคม 2563 และเพิ่มสัดส่วนการลงทุนเป็น 42% ในเดือนเมษายน 2564 ทั้งนี้ ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม GJP อยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม อย่างไรก็ตาม ในปี 2564 บริษัทฯ บันทึกส่วนแบ่งขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวมเป็นผลขาดทุนสุทธิ 978 ล้านบาท เทียบกับในปี 2563 ที่มีผลกำไรรายการดังกล่าวสุทธิ 19 ล้านบาท

กำไรสุทธิส่วนผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (ล้านบาท)



- **กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ใน Q4'64 เท่ากับ 2,728 ล้านบาท และในปี 2564 เท่ากับ 8,812 ล้านบาท**
  - **สำหรับ Q4'64 เพิ่มขึ้น 120.1% YoY และ 18.9% QoQ** โดยหลักมาจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1-2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี และรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH เป็นครั้งแรกใน Q4'64 นอกจากนี้ เมื่อเทียบกับ Q3'64 ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ยังปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามปัจจัยด้านฤดูกาล
  - **สำหรับปี 2564 เมื่อเทียบกับปี 2563 ปรับตัวสูงขึ้น 96.8% YoY** โดยหลักเป็นผลจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1-2 การรับรู้ผลการดำเนินงานเต็มปีของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 และโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มโรงไฟฟ้า GMP ยังมีผลกำไรที่ดีขึ้น นอกจากนี้ ยังมีบันทึกรายได้เงินปันผลรับจาก INTUCH ที่เพิ่มขึ้นตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 เป็นต้นไป บริษัทฯ จะรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม และจะไม่มีการบันทึกเงินปันผลรับจาก INTUCH อีกในอนาคต ซึ่งใน Q4'64 ที่ผ่านมา บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH เป็นครั้งแรก
- **กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ใน Q4'64 เท่ากับ 3,043 ล้านบาท และในปี 2564 เท่ากับ 7,670 ล้านบาท**
  - **สำหรับ Q4'64 เพิ่มขึ้น 65.0% YoY และ 91.6% QoQ** โดยเติบโตตามทิศทางเดียวกับ Core Profit ทั้งนี้ ใน Q4'64 มีบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม จำนวนรวมสุทธิ 316 ล้านบาท เทียบกับใน Q4'63 ที่มีผลกำไรจากรายการดังกล่าวรวมสุทธิ 605 บาท และเทียบกับใน Q3'64 ที่มีผลขาดทุนจากรายการดังกล่าวรวมสุทธิ 705 บาท
  - **สำหรับปี 2564 เมื่อเทียบกับปี 2563 ปรับตัวสูงขึ้น 79.1% YoY** ตามทิศทางเดียวกับ Core Profit ทั้งนี้ ในปี 2564 บริษัทฯ บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม ที่มีจำนวนรวมขาดทุนสุทธิ 1,141 ล้านบาท เทียบกับปี 2563 ที่มีจำนวนรวมขาดทุนจากรายการดังกล่าวสุทธิ 196 ล้านบาท ซึ่งเป็นเพียงการบันทึกรายการทางบัญชี จึงไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสดและผลประกอบการของกลุ่มบริษัทฯ แต่อย่างใด

สรุปฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564

- **สินทรัพย์รวม ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 362,674 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 117,093 ล้านบาท (+47.7%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากมูลค่าเงินลงทุนใน INTUCH ภายหลังจากที่บริษัทฯ เพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH เป็น 42.25% และต่อมามีการเปลี่ยนวิธีบันทึกบัญชีจากสินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น มาเป็นเงินลงทุนในบริษัทร่วม โดยมีการปรับมูลค่าต้นทุนเฉลี่ยของ INTUCH ให้เป็นมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่มีการเปลี่ยนวิธีการบันทึกบัญชี
- **หนี้สินรวม ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 255,165 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 81,664 ล้านบาท (+47.1%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินเพื่อใช้ลงทุนในหุ้นสามัญของ INTUCH และการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2564 ของบริษัทฯ เพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ รวมถึงมีการเบิกเงินกู้ของโรงไฟฟ้า GSRC และ GPD ตามความคืบหน้าของงานก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 107,509 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 35,429 ล้านบาท (+49.2%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการปรับมูลค่าต้นทุนเฉลี่ยของ INTUCH ให้เป็นมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564 และการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 ซึ่งบันทึกอยู่ในองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น
- **ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 กลุ่มบริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่ 1.77 เท่า** ซึ่งต่ำกว่าเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ ที่ 3.50 เท่า

ผลการดำเนินงานแบ่งตามประเภทธุรกิจ

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	5,106	8,010	10,078	*25.8%*	*97.4%*	22,500	30,745	*36.6%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	1,729	1,853	1,921	*3.7%*	*11.1%*	6,318	7,323	*15.9%*
รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	129	160	196	*22.6%*	*52.1%*	460	659	*43.4%*
รายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	-	390	694	*78.2%*	*n.a.*	-	1,458	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	6,964	10,414	12,889	***23.8%***	***85.1%***	29,277	40,184	***37.3%***

รายได้จากการขาย

ใน Q4'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า 12,889 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 85.1% YoY **เมื่อเปรียบเทียบกับ Q4'63** โดยหลักเป็นผลมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และรายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมาตรฐานการบัญชี TFRS 16 จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 หลังจากที่โครงการดังกล่าวได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ทั้ง กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่มากขึ้นด้วยเช่นกัน เป็นผลมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ทั้งจากฐานลูกค้าเก่าและจากการขยายฐานลูกค้าของกลุ่มบริษัทฯ โดยนอกจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นแล้ว รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับราคาค่าก๊าซธรรมชาติด้วย โดยค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ปรับเพิ่มขึ้นจาก 214.03 บาท/ ล้านบีทียูใน Q4'63 เป็น 336.74 บาท/ ล้านบีทียูใน Q4'64 (+57.3% YoY)

เมื่อเทียบกับ Q3'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้น 23.8% QoQ ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564 นอกจากนี้ รายได้จากการขายไฟฟ้าและไอน้ำของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังเพิ่มขึ้นจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้น จาก 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 เป็น 336.74 บาท/ ล้านบีทียูใน Q4'64 (+25.4% QoQ) ส่งผลให้รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าปรับเพิ่มขึ้นด้วย ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ของโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ปรับลดลง 6.8% จากการหยุดซ่อมบำรุง (B-Inspection) ของโรงไฟฟ้าจำนวน 2 แห่ง เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ที่ไม่มีโรงไฟฟ้าหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้กลุ่ม GSRC ปรับตัวลดลงจากการที่ กฟผ. มีการเรียกไฟน้อยลง ตามทิศทางความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศที่อ่อนตัวลง

สำหรับปี 2564 รายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า ของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ 40,184 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37.3% YoY โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีรายได้เพิ่มขึ้น ตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ โดย Load Factor ของกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้นจาก 56% ในปี 2563 มาอยู่ที่ 60% ในปี 2564 โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของลูกค้ากลุ่มชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์ ยานยนต์ บรรจุภัณฑ์ และ เหล็ก นอกจากนี้ ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำ เฉลี่ยต่อหน่วย ยังปรับเพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งเป็นไปตามการปรับสูงขึ้นของต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPP จาก 244.51 บาท/ ล้านบีทียูในปี 2563 เป็น 266.02 บาท/ ล้านบีทียูในปี 2564 (+8.8% YoY)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณการขายไฟฟ้าและขายไอน้ำ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,854	1,983	1,848	*-6.8%*	*-0.3%*	7,541	7,559	*0.2%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	519	568	592	*4.2%*	*14.1%*	1,914	2,238	*16.9%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	180,262	163,081	183,044	*12.2%*	*1.5%*	649,497	713,329	*9.8%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้กฟผ. (GWh)	-	878	857	*-2.42%*	*n.a.*	-	2,946	*n.a.*

ราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	2.74	3.17	3.75	*18.3%*	*36.9%*	2.98	3.16	*6.1%*
ราคาขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (บาท / kWh)	3.21	3.21	3.26	*1.4%*	*1.5%*	3.26	3.20	*-1.6%*
ราคาขายไอน้ำ (บาท / ตัน)	640.6	962.5	1,050.1	*9.1%*	*63.9%*	701.03	908.10	*29.5%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ราคาขายไฟฟ้าให้กฟผ. (GWh)	-	2.08	4.58	*120.0%*	*n.a.*	-	2.76	*n.a.*

ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	177	184	172	*-6.1%*	*-2.7%*	569	698	*22.8%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	-	0.3	0.6	*136.7%*	*n.a.*	-	0.8	*n.a.*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม	117	126	120	*-4.5%*	*2.8%*	526	494	*-6.1%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ Ørsted Energy	1,926	1,007	1,947	*93.4%*	*1.1%*	1,926	5,445	*182.7%*
รายได้จากการติดตั้ง solar rooftop ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	-	0.3	8	*3113.6%*	*n.a.*	-	8	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	2,220	1,317	2,248	*70.8%*	*1.3%*	3,021	6,647	*120.0%*

รายได้จากการขาย

ใน Q4'64 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน บันทึกรายได้จากการขาย 2,248 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1.3% YoY เมื่อเทียบกับ Q4'63 โดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี มีรายได้อยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม โดยราคาขายต่อหน่วยคิดเป็นสกุลเงินบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นเป็นผลจากอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโรใน Q4'64 ที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับ Q4'63 ซึ่งชดเชยกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่อ่อนตัวลงเล็กน้อย ซึ่งเป็นไปตามความเร็วลมในพื้นที่ โดย Capacity Factor ใน Q4'64 อยู่ที่ 47.5% เมื่อเทียบกับ 52.7% ใน Q4'63 สำหรับการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (curtailment) ของโครงการ BKR2 ไม่ได้มีผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทฯ แต่อย่างใด เนื่องจากโครงการ BKR2 ได้รับรายได้ชดเชยสำหรับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่โดนจำกัด เสมือนว่าไม่ได้มีการ curtailment เกิดขึ้น

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม เพิ่มขึ้น 2.8% YoY จากค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ส่งผลให้ราคาค่าไฟต่อหน่วยเมื่อแปลงเป็นสกุลเงินบาท ปรับตัวสูงขึ้น แม้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าจะลดลงจากการจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศเวียดนามที่ได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ส่งผลให้มีการออกมาตรการ lock down อย่างเข้มงวดขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

ทั้งนี้ สำหรับธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย โรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้ปรับตัวลดลงเล็กน้อยจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งเป็นไปตามทิศทางเดียวกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง 3.8% YoY เนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงเล็กน้อยเป็นระยะเวลา 2 วัน

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีการเริ่มรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1 ทั้งจากการจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการที่ได้เริ่มทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางส่วน และจากรายได้จากการรับติดตั้ง Solar Rooftop ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมอีกด้วย

เมื่อเทียบกับ Q3'64 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 70.8% QoQ โดยหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่ฟื้นตัวขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ภายหลังจากที่ในไตรมาสก่อนอ่อนตัวจากปัจจัยด้านฤดูกาล โดยไตรมาส 4 ถือว่าเป็นช่วง high season ของโครงการ ซึ่งใน Q4'64 มี Capacity Factor อยู่ที่ 47.5% เทียบกับ 24.7% ใน Q3'64

อย่างไรก็ตาม สำหรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม ปรับตัวลดลง 4.5% QoQ โดยได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่มากกว่าไตรมาสก่อน จากผลกระทบของมาตรการ lock down ในประเทศเวียดนามหลังจากพบปริมาณผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ปรับตัวสูงขึ้นมากในช่วง Q4'64

ในด้านโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง ตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการที่ปรับลดลง 6.9% QoQ หลังจากที่โครงการ GCG ได้มีการหยุดซ่อมบำรุงเล็กน้อยตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น

สำหรับในปี 2564 เทียบกับ 2563 รายได้จากการขาย ของกลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน อยู่ที่ 6,647 ล้านบาท (+120.0% YoY) มีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้เต็มปี ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ภายหลังจากที่บริษัทฯ เข้าถือหุ้นในโครงการในสัดส่วน 50% เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2563 สำหรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม ปรับตัวลดลง 6.1% YoY โดยปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าได้ผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า ตามมาตรการ lock down ที่เข้มข้นขึ้นในประเทศเวียดนาม ในขณะที่โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ในปี 2564 มีรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จากการรับรู้รายได้เต็มปีในปี 2564 ภายหลังจากที่โครงการดังกล่าวเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 มีนาคม 2563

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

ปริมาณการขายไฟฟ้า	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	44	46	42	*-6.9%*	*-3.8%*	138	173	*25.0%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ ให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (GWh)	41	40	35	*-12.1%*	*-13.5%*	180	161	*-10.3%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	541	251	483	*92.5%*	*-10.7%*	541	1,348	*149.2%*
ปริมาณการชดเชย (GWh)	39	29	73	*156.5%*	*87.9%*	39	217	*456.4%*

ราคาขายไฟฟ้า	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	3.98	4.01	4.04	*0.7%*	*1.5%*	4.08	4.01	*-1.6%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ราคาขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (บาท / kWh)	2.90	3.11	3.17	*1.8%*	*9.2%*	2.93	3.01	*2.7%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ราคาขายไฟฟ้า (บาท / kWh)	6.71	7.14	7.04	*-1.5%*	*4.8%*	6.71	6.94	*3.4%*

ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	27	50	22	*-56.6%*	*-20.3%*	158	163	*3.3%*

ใน Q4'64 บริษัทฯ บันทึกรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน 22 ล้านบาท เป็นรายได้สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 บริษัทฯ เริ่มรับรู้ใน Q3'63 เป็นต้นมา ตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 12 (TFRIC 12) **โดยรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานที่ลดลง** 20.3% YoY และ 56.6% QoQ ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามต้นทุนงานถมทะเลที่น้อยลง **ทั้งนี้ สำหรับในปี 2564 เทียบกับ 2563 รายได้จากการขาย 163 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 3.3% YoY โดยเป็นการบันทึกรายได้เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	98	123	128	*3.9%*	*30.4%*	408	474	*16.4%*

ใน Q4'64 บริษัทฯ มีรายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 128 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30.4% YoY **และเพิ่มขึ้น** 3.9% QoQ **โดยในปี 2564 รายได้ค่าบริหารจัดการ อยู่ที่ 474 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 16.4% จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ รายได้จากการให้บริการแก่ HKP และ โรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ตามสัญญา

รายได้อื่น

รายได้อื่น	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
เงินปันผลรับ	-	1,681	-	*n.a.*	*n.a.*	440	2,426	*451.1%*
ดอกเบี้ยรับ	19	20	27	*37.7%*	*41.4%*	83	83	*-0.1%*
รายได้อื่น	2	1	3	*192.4%*	*115.3%*	20	8	*-61.9%*
รวมรายได้อื่น	**21**	**1,702**	**31**	***-98.2%***	***46.9%***	**543**	**2,516**	***363.2%***

ใน Q4'64 บริษัทฯ บันทึกรายได้อื่น 31 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 46.9% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q4'63 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยรับตามสัญญาสัมปทานของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 **แต่เมื่อเทียบกับ Q3'64 รายได้อื่นลดลง** 98.2% QoQ โดยหลักลดลงจากรายได้เงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 1,666 ล้านบาท ซึ่งบันทึกใน Q3'64 ในขณะที่ Q4'64 ไม่มีบันทึกรายได้เงินปันผลรับ

สำหรับในปี 2564 เทียบกับ 2563 บริษัทฯ บันทึกรายได้อื่น 2,516 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 363.2% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้เงินปันผลรับจาก INTUCH ซึ่งบันทึกในปี 2564 จำนวน 2,349 ล้านบาท เทียบกับ 440 ล้านบาทในปี 2563 โดยเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนการถือหุ้น INTUCH ของบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 เป็นต้นไป บริษัทฯ จะรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม และจะไม่มีการบันทึกเงินปันผลรับจาก INTUCH อีกในอนาคต

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ต้นทุนจากการขาย	5,870	8,848	10,815	***22.2%***	***84.2%***	23,369	34,027	***45.6%***
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	*3,936*	*6,774*	*8,669*	*28.0%*	*120.3%*	*17,631*	*25,749*	*46.0%*
ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	*436*	*483*	*485*	*0.4%*	*11.3%*	*1,202*	*1,973*	*64.1%*
ค่าเสื่อมราคา	*1,177*	*1,231*	*1,229*	*-0.1%*	*4.4%*	*3,281*	*4,830*	*47.2%*
ต้นทุนอื่น ๆ	*321*	*360*	*431*	*19.9%*	*34.6%*	*1,255*	*1,474*	*17.5%*
ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	25	42	20	*-51.8%*	*-20.2%*	146	146	*0.2%*
ต้นทุนค่าบริหารจัดการ	48	54	55	*2.4%*	*15.6%*	187	215	*14.8%*
รวมต้นทุนขาย ค่าบริหารจัดการ และค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	5,943	8,944	10,890	***21.8%***	***83.2%***	23,702	34,388	***45.1%***
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร (SG&A)	878	589	692	*17.6%*	*-21.2%*	2,116	2,297	*8.6%*
รวมต้นทุนและค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น	6,821	9,533	11,582	***21.5%***	***69.8%***	25,782	36,685	***42.3%***

ต้นทุนจากการขาย

ใน Q4'64 บริษัทฯ มีต้นทุนจากการขาย 10,815 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 84.2% YoY โดยเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของราคาก๊าซธรรมชาติ และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้นถึง 57.3% YoY อีกทั้งโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ที่ผ่านมา จึงทำให้มีการรับรู้ในส่วนของต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา ค่าเสื่อมราคา และต้นทุนอื่นๆ เข้ามาในงบการเงินรวมของบริษัทฯ นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้า GSRC ได้มีการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในบางช่วง จึงทำให้รับรู้ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าด้วยเช่นกัน

เมื่อเทียบกับ Q3'64 ต้นทุนจากการขายของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 22.2% QoQ โดยเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตหลังจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564 ที่ผ่านมา นอกจากนี้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงยังปรับเพิ่มขึ้นตามราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้น 25.4% QoQ และของโรงไฟฟ้า GSRC มีต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับสูงขึ้น 26.3% QoQ ประกอบกับมีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในบางช่วง จึงทำให้รับรู้ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้นด้วย

สำหรับปี 2564 เทียบกับปี 2563 ต้นทุนจากการขายของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 45.6% YoY โดยเพิ่มขึ้นจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ในระหว่างปี 2564 และจากการรับรู้ต้นทุนจากการขายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2

อย่างเต็มปี ภายหลังจากที่บริษัทฯ เข้าถือหุ้นในโครงการดังกล่าวในสัดส่วน 50% ในเดือนกันยายน 2563 อีกทั้งต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติยังปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับราคาก๊าซธรรมชาติ โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ SPPs ปรับเพิ่มขึ้น +8.8% YoY นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย

ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนขายของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัท

ราคาต้นทุนขายต่อหน่วย	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
ก๊าซธรรมชาติ (SPP ภายใต้ GMP)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	17,959	19,162	18,255	*-4.7%*	*1.6%*	71,104	73,755	*3.7%*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/ ล้านบีทียู)	214.03	268.61	336.74	*25.4%*	*57.3%*	244.51	266.02	*8.8%*
ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซล (IPP ภายใต้ GSRC)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	-	5,589	4,468	*-20.1%*	*n.a.*	-	17,685	*n.a.*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท / ล้านบีทียู)	-	259.17	327.41	*26.3%*	*n.a.*	-	263.47	*n.a.*
ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลเฉลี่ย (พันลิตร)	-	-	30,445	*n.a.*	*n.a.*	-	30,445	*n.a.*
ราคาน้ำมันดีเซลเฉลี่ย (บาท / ลิตร)	-	-	28.12	*n.a.*	*n.a.*	-	28.12	*n.a.*
ชีวมวล (ไม้)								
ปริมาณการใช้ (ตัน)	81,877	74,589	83,041	*11.3%*	*1.4%*	239,364	296,865	*24.0%*
ราคาไม้ (บาท / ตัน)	1,202	996	1,047	*5.1%*	*-12.9%*	1,117	1,088	*-2.6%*

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เป็นต้นทุนของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งบันทึก ตาม TFRIC 12 โดย**ใน Q4'64 อยู่ที่ 20 ล้านบาท ปรับลดลง** 20.2% YoY **และ ลดลง** 51.8% QoQ ซึ่งปรับลดลงจากต้นทุนค่าถมทะเล **และสำหรับในปี** 2564 **ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน อยู่ที่** 146 **ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น** 0.2% YoY ซึ่งเป็นไปตามการบันทึกรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการเป็นต้นทุนจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP และ HKP รวมถึงโรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC โดยใน Q4'64 **บริษัทฯ มีต้นทุนค่าบริหารจัดการเท่ากับ** 55 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 15.6% YoY **และ เพิ่มขึ้น** 2.4% QoQ โดยหลักมาจากค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่มากขึ้น **และในปี** 2564 **ต้นทุนค่าบริการจัดหารเท่ากับ** 215 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 14.8% YoY **เมื่อเทียบกับปี** 2563 โดยหลักมาจากต้นทุนการบริหารจัดการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่โรงไฟฟ้า HKP และมีค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่ใช้ปันส่วนมากขึ้นจากปีก่อนหน้า

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ใน Q4'64 **บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการบริหารเท่ากับ** 692 **ล้านบาท ลดลง** 21.2% YoY เนื่องจากในช่วงเดียวกันของปีก่อน มีค่าใช้จ่ายที่ปรึกษาต่าง ๆ จากการเข้าซื้อกิจการโรงไฟฟ้า BKR2 ที่เกิดขึ้นครั้งเดียว **ในขณะที่เมื่อเทียบกับ** Q3'64 **ปรับเพิ่มขึ้น** 17.6% QoQ **และค่าใช้จ่ายในการบริหารในปี** 2564 **เท่ากับ** 2,297 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 8.6% YoY สาเหตุจากการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่มากขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้น

ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ดอกเบี้ยจ่าย	970	1,311	1,618	*23.4%*	*66.8%*	3,358	5,000	*48.9%*
ค่าธรรมเนียมการค้ำประกัน	9	10	9	*-8.6%*	*2.6%*	22	37	*70.5%*
ค่าธรรมเนียมการจัดหาเงินกู้	14	300	32	*-89.4%*	*127.8%*	55	361	*555.5%*
ค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้	36	87	22	*-74.9%*	*-40.0%*	160	162	*1.2%*
อื่นๆ	11	46	57	*23.9%*	*400.2%*	70	35	*-49.6%*
รวมต้นทุนทางการเงิน	1,040	1,753	1,737	***-0.9%***	***67.0%***	3,665	5,596	***52.7%***

ใน Q4'64 ต้นทุนทางการเงิน เท่ากับ 1,737 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 67.0% YoY **และสำหรับปี** 2564 **ต้นทุนทางการเงินเท่ากับ** 5,596 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 52.7% YoY **เมื่อเทียบกับปี** 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากดอกเบี้ยจ่ายและค่าธรรมเนียมต่างๆ จากเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งใช้เป็นเงินทุนในการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH นอกจากนี้ ยังมีดอกเบี้ยจ่ายจากการออกหุ้นกู้เพิ่มเติม และการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินเชิงพาณิชย์ของโครงการ GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 อีกด้วย

เมื่อเทียบกับ Q3'64 ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 0.9% QoQ เนื่องจากในไตรมาสก่อนหน้า มีบันทึกค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ สำหรับเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งใช้เป็นเงินทุนในการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH ซึ่งเป็นรายการที่เกิดขึ้นครั้งเดียว จึงทำให้ต้นทุนทางการเงินรวมใน Q3'64 สูงกว่าปกติ แต่ใน Q4'64 มีบันทึกดอกเบี้ยจ่ายจากการออกหุ้นกู้ครั้งที่ 1/2564 ซึ่งออกในเดือนกันยายน 2564 อย่างเต็มไตรมาส จึงทำให้โดยรวมแล้ว ต้นทุนทางการเงินรวม ไม่เปลี่ยนแปลงจากไตรมาสก่อนหน้า

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าใน Q4'64 จำนวน 1,936 ล้านบาท โดยหากไม่รวมผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP จำนวน 152 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าหนี้ระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นสกุลบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชี ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 12 ล้านบาท และผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD จำนวน 73 ล้านบาท กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าใน Q4'64 เท่ากับ 1,699 ล้านบาท ปรับตัวดีขึ้น 284.1% YoY และ 146.1% QoQ

สำหรับในปี 2564 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าของกลุ่มบริษัทฯ อยู่ที่ 2,886 ล้านบาท โดยหากไม่รวมผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP จำนวน 1,076 ล้านบาท ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 12 ล้านบาท และผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD จำนวน 86 ล้านบาท กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าในปี 2564 เท่ากับ 3,864 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 58.2% YoY ซึ่งสามารถแจกแจงได้ตามตารางต่อไปนี้

ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม INTUCH	-	-	1,105	*n.a.*	*n.a.*	-	1,105	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม GJP	977	34	676	*1869.4%*	*-30.9%*	2,487	1,370	*-44.9%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม PTTNGD	3	129	105	*-18.6%*	*3378.5%*	3	300	*9819.6%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม GJP1	-	-	0	*n.a.*	*n.a.*	-	0	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าจาก Gulf WHA MT	1	1	1	*27.6%*	*-32.2%*	(1)	3	*403.4%*
ส่วนแบ่งขาดทุนจากกิจการร่วมค้าจาก BSE	(0)	(0)	(0)	*-2.8%*	*-1133.3%*	(7)	(1)	*80.7%*
ส่วนแบ่งขาดทุนจากกิจการร่วมค้าจาก HKH	(2)	(2)	(6)	*-155.1%*	*-264.7%*	(8)	(14)	*-88.4%*
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้าจาก BPH	0	0	0	*70.6%*	*61.1%*	1	1	*13.6%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าจาก BGSR 6	0	(0)	(2)	*-609.1%*	*-1400.0%*	0	(2)	*-1441.4%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าจาก BGSR 81	0	(0)	(2)	*-558.3%*	*-1680.0%*	0	(2)	*-1774.5%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าจาก GPC	-	-	(0)	*n.a.*	*n.a.*	-	(0)	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าจาก GMIM	-	5	42	*766.8%*	*n.a.*	-	88	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าในประเทศโอมาน	(1)	10	18	*86.3%*	*1332.4%*	(13)	38	*384.6%*
รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	979	175	1,936	***1003.5%***	***97.8%***	2,462	2,886	***17.2%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ INTUCH	-	-	12	*n.a.*	*n.a.*	-	12	*n.a.*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม INTUCH	-	-	1,093	*n.a.*	*n.a.*	-	1,093	*n.a.*
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ GJP	544	(577)	152	*126.4%*	*-72.0%*	26	(1,076)	*-4162.6%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม GJP	433	611	523	***-14.4%***	***20.7%***	2,461	2,446	***-0.6%***
หัก: กำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD	(7)	62	73	*18.7%*	*1119.0%*	(7)	86	*1289.7%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม PTT NGD	10	67	32	***-52.9%***	***210.0%***	10	214	***1993.1%***
Core Profit จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	442	690	1,699	*146.1%*	*284.1%*	2,443	3,864	*58.2%*

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ที่ไม่รวมผลกระทบจาก FX (Core Profit) ใน Q4'64 เท่ากับ 523 ล้านบาท (+20.7% YoY) แม้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ ให้แก่ กฟผ. ของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GJP จะปรับลดลง แต่จากอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่งผลให้รายได้ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP มีผลการดำเนินงานที่อ่อนตัวลง โดยได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย โดยต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นถึง 57.3% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้ กฟผ.และลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 38.5% และ 1.5% ตามลำดับ ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า และไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ปรับเพิ่มขึ้น ซึ่งโดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของลูกค้ากลุ่มสิ่งทอ อาหารและเครื่องดื่ม และชิ้นส่วนอิเล็กโทรนิกส์

เมื่อเทียบกับ Q3'64 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP ปรับลดลง 14.4% QoQ โดยหลักเป็นผลมาจากโรงไฟฟ้า 7 SPPs ที่ได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย โดยต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้น 25.4% QoQ ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้ กฟผ.และลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 20.3% และ 1.4% ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า และไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ยังคงอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิมจากไตรมาสก่อนหน้า

สำหรับในปี 2564 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP เท่ากับ 2,446 ล้านบาท ซึ่งเป็นระดับที่ใกล้เคียงเดิมจากปี 2563 โดยการจำหน่ายไฟฟ้า และ ไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ที่เติบโตขึ้นจากปีก่อนหน้า สามารถชดเชยผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า 7SPPs ที่ได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย และปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ของกลุ่ม GJP ที่อ่อนตัวลงเล็กน้อย ได้เกือบทั้งหมด

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทร่วม GJP

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
โครงการโรงไฟฟ้า IPP				*% QoQ*	*% YoY*			*% YoY*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	673	301	570	*89.3%*	*-15.3%*	5,476	5,392	*-1.5%*
โครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,093	1,126	1,085	*-3.7%*	*-0.7%*	4,427	4,363	*-1.4%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	281	290	287	*-1.0%*	*2.0%*	1,105	1,168	*5.7%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	78,019	82,376	82,595	*0.3%*	*5.9%*	291,606	336,860	*15.5%*
ปริมาณการขายน้ำเย็น (ล้านตันความเย็น)	7	7	6	*-13.1%*	*-9.0%*	25	27	*8.0%*

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD

ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วม PTT NGD ใน Q4'64 อยู่ที่ 32 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 210.0% เมื่อเทียบกับ Q4'63 โดยบริษัทฯ เริ่มรับรู้ผลกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD หลังจากที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุนในสัดส่วน 40% ในเดือนธันวาคม 2563 และต่อมาเพิ่มสัดส่วนการลงทุนเป็น 42% ในเดือนเมษายน 2564 **และเมื่อเทียบกับ Q3'64 ส่วนแบ่งกำไรจาก PTT NGD ลดลง 52.9% QoQ** โดยหลักเนื่องมาจากกำไรต่อหน่วยที่ปรับตัวลดลงถึง 38% เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน จากราคาต้นทุนที่ปรับตัวสูงขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขาย อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายก๊าซใน Q4'64 เติบโตขึ้นเล็กน้อย โดยอยู่ที่ 8.3 ล้านล้านบีทียู (+6.4% QoQ) ทั้งนี้ ใน Q4'64 บริษัท PTT NGD มีส่วนแบ่งผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาขาย จำนวน 73 ล้านบาท เป็นผลจากราคาน้ำมันเตาปรับเพิ่มขึ้นจากในไตรมาสก่อนหน้า เทียบกับใน Q3'64 ที่มีผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ 62 ล้านบาท

สำหรับในปี 2564 ส่วนแบ่ง Core Profit จากบริษัทร่วม PTT NGD อยู่ที่ 214 ล้านบาท โดยมีปริมาณการจำหน่ายก๊าซอยู่ที่ 31.9 ล้านล้านบีทียู และมีส่วนแบ่งผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาขาย จำนวน 86 ล้านบาท

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH

บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH 1,093 ล้านบาท โดยรับรู้เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 โดยภายหลังจากที่บริษัทฯ เพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH เป็น 42.25% ในวันที่ 4 สิงหาคม 2564 แล้ว ต่อมาที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2564 ของ INTUCH ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งตัวแทนผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 4 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน INTUCH โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 จึงได้ทำให้ INTUCH มีสถานะเป็นบริษัทร่วมของบริษัทฯ นับตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 เป็นต้นมา

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนนั้นโดยหลักมาจากการที่โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP และ IPD มีเงินกู้ยืมระยะยาวในสกุลเงินต่างประเทศ (ดอลลาร์สหรัฐ) จึงทำให้กลุ่มบริษัทฯ ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้น ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าหนี้ระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นสกุลบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชีใด ๆ โดยหากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ จะทำให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากมีการบันทึกมูลค่าเงินกู้ยืมเป็นสกุลบาทในจำนวนที่ลดต่ำลง และผลจะ

เป็นไปในทางตรงกันข้ามหากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม ด้วยเงินกู้ยืมเป็นหนี้ระยะยาวที่ยังไม่ถึงกำหนดชำระ จึงทำให้กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน ดังกล่าวนั้นเป็นเพียงกำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง

นอกจากนี้ ใน Q3'63 บริษัทฯ ได้ให้เงินกู้เป็นสกุลเงินยูโร แก่ GIH ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่สิงคโปร์ เพื่อเข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ในขณะเดียวกัน บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงิน (Cross Currency Swap: CCS) บางส่วนเพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน จึงทำให้บริษัทฯ ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้น จากการแปลงมูลค่าเงินให้กู้ยืมสกุลยูโรให้เป็นสกุลบาท และการวัดมูลค่ายุติธรรมของสัญญา CCS ณ วันสิ้นงวดบัญชี โดยหากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินยูโร จะทำให้บริษัทฯ มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากมีการบันทึกมูลค่าสินทรัพย์เงินให้กู้ยืม เป็นสกุลบาทในจำนวนที่ลดต่ำลง และผลจะเป็นไปในทางตรงกันข้ามหากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินยูโร อย่างไรก็ดี ปัจจุบัน GIH รับเงินกู้จากบริษัทฯ เป็นสกุลเงินยูโร ซึ่งเป็นจำนวนที่มากกว่าเงินให้กู้ยืมกับ BKR2 ตามมาตรฐานบัญชี จะต้องบันทึกผลของการแปลงค่าเงินสกุลของทรัพย์สินและหนี้สินทางการเงินที่มิใช่เงินสกุลที่ใช้ในการดำเนินงาน (functional currency) ของประเทศนั้น ๆ ในงบกำไรขาดทุน ทำให้ GIH ซึ่งมี functional currency เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ แต่มีลูกหนี้และเจ้าหนี้เป็นสกุลเงินยูโร ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากรายการดังกล่าวด้วย ดังนั้น ผลจากการเปลี่ยนแปลงค่าเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร จึงมีผลกระทบต่องบการเงินรวมของบริษัทฯ ด้วย โดยหากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐอ่อนค่าเมื่อเทียบกับเงินยูโร GIH จะบันทึกผลขาดทุนสุทธิที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จาก FX และผลจะเป็นไปในทิศทางตรงกันข้ามหากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐแข็งค่าเมื่อเทียบกับเงินยูโรด้วยเช่นกัน

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้น Q4'64 แข็งค่าขึ้น 0.498 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโร แข็งค่าขึ้น 1.468 บาทต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q3'64 ส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงบนหนี้สินที่เป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ และรับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน บนเงินให้กู้ยืมของบริษัทฯ ที่ให้แก่ GIH ซึ่งเป็นเงินสกุลยูโร อีกทั้งอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร แข็งค่าขึ้น 0.03 ดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q3'64 ทำให้ GIH รับรู้ผลกำไรสุทธจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง บนส่วนต่างของลูกหนี้และเจ้าหนี้ที่เป็นเงินสกุลยูโร ส่งผลรวมให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิใน Q4'64 เท่ากับ 237 ล้านบาท **ใน Q4'64 ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 242 ล้านบาท** แบ่งเป็นผลกระทบจาก FX ของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 164 ล้านบาท และในส่วนของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เฉพาะในส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 78 ล้านบาท

สำหรับปี 2564 กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ จำนวน 1,075 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้นปี 2564 อ่อนค่าลงมากถึง 3.3861 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2563 แม้ว่าบริษัทฯ จะรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโร อ่อนค่า 1.0134 บาทต่อยูโร และอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร แข็งค่าขึ้น 0.0975 ดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร บนส่วนต่างของลูกหนี้และเจ้าหนี้ที่เป็นเงินสกุลยูโร ของ GIH ก็ตาม **อย่างไรก็ดี สำหรับในปี 2564 ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 1,227 ล้านบาท** แบ่งเป็น ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH ที่ 1,064 ล้านบาท และผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ในส่วนของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เฉพาะในส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ที่ 163 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	455	(725)	237	*132.7%*	*-47.8%*	(134)	(1,075)	*-703.5%*
หัก ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	387	(535)	159	*129.8%*	*-58.8%*	89	(912)	*-1125.8%*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ส่วนของบริษัทใหญ่	68	(190)	78	*141.0%*	*14.6%*	(215)	(163)	*24.4%*
บวก กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP และ INTUCH	544	(577)	164	*128.5%*	*-69.8%*	26	(1,064)	*4117.5%*
รวมผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่	612	(767)	242	***131.6%***	***-60.4%***	(189)	(1,227)	***-549.4%***

อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด			
	(บาท / ดอลลาร์สหรัฐ)	(บาท / ยูโร)	(ดอลล่าร์สหรัฐ/ยูโร)*
Q3'63	31.8258	36.7782	-
Q4'63	30.2068	36.4949	1.2290
Q1'64	31.5052	36.3346	1.1706
Q2'64	32.2219	37.7588	1.1902
Q3'64	34.0908	38.9765	1.1604
Q4'64	33.5929	37.5083	1.1315

*อิงกับอัตราแลกเปลี่ยนในประเทศสิงคโปร์

กำไร

กำไรสำหรับงวด	Q4'63	Q3'64	Q4'64	เปลี่ยนแปลง		2563	2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไรขั้นต้น	3,367	2,959	4,397	*48.6%*	*30.6%*	9,161	13,079	*42.8%*
กำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*3,314*	*2,882*	*4,323*	*50.0%*	*30.4%*	*8,929*	*12,804*	*43.4%*
กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	*2*	*8*	*2*	*-80.5%*	*-20.3%*	*12*	*17*	*42.3%*
กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*50*	*69*	*73*	*5.2%*	*44.6%*	*220*	*259*	*17.7%*
EBITDA [1]	4,165	6,034	6,706	*11.1%*	*60.7%*	13,462	22,152	*64.5%*
กำไร(ขาดทุน)สุทธิสำหรับงวด	2,736	1,679	3,864	*130.1%*	*41.3%*	6,144	9,167	*49.2%*
กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่	**1,844**	**1,588**	**3,043**	***91.6%***	***65.0%***	**4,282**	**7,670**	***79.1%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	612	(767)	242	*131.6%*	*-60.4%*	(189)	(1,227)	*-549.3%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	(7)	62	73	*18.7%*	*1119.0%*	(7)	86	*1289.7%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core profit) [2]	1,239	2,293	2,728	*18.9%*	*120.1%*	4,478	8,812	***96.8%***
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*36.1%*	*24.6%*	*28.6%*	*4.0%*	*-7.5%*	*27.6%*	*27.3%*	*-0.3%*
อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*51.4%*	*56.3%*	*56.9%*	*0.7%*	*5.6%*	*54.0%*	*54.6%*	*0.6%*
อัตรากำไร EBITDA	*40.5%*	*43.8%*	*38.9%*	*-4.9%*	*-1.6%*	*37.5%*	*41.9%*	*4.4%*
อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) [3]	*17.9%*	*11.5%*	*17.6%*	*6.1%*	*-0.2%*	*11.9%*	*14.5%*	*2.6%*
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	*29.3%*	*12.3%*	*25.2%*	*12.9%*	*-4.1%*	*18.4%*	*18.3%*	*-0.1%*
อัตรากำไรจากการดำเนินงานสุทธิ (Core profit margin)	*12.0%*	*16.6%*	*15.8%*	*-0.8%*	*3.8%*	*12.5%*	*16.7%*	*4.2%*

[1] EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทฯ และของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH และกำไร (ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) = กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ / รายได้รวม

กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นใน Q4'64 เท่ากับ 4,397 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30.6% YoY เมื่อเทียบกับ Q4'63 โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า จากเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 เมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ซึ่งสามารถชดเชยการอ่อนตัวลงของอัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า ที่ได้รับจากแรงกดดันจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้น ได้ทั้งหมด โดยต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPPs ปรับเพิ่มขึ้นถึง 57.3% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า (ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่กลุ่ม GMP ขายให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 36.9% YoY และ 1.5% YoY ตามลำดับ) อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก บริษัทฯ มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ถึง 86% ซึ่งต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่าน (pass through) ในรูปของรายได้ค่าไฟฟ้าทั้งหมดไปให้ กฟผ. ในขณะที่มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมเพียงแค่ 14% ดังนั้นจึงได้รับผลกระทบอย่างจำกัดจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น สำหรับกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ เติบโตขึ้น 44.6% YoY เป็นผลมาจากการที่บริษัทฯ ได้รับรายได้ค่าบริหารจัดการทั้งกลุ่มบริษัทร่วม GJP, HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC เพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q3'64 กำไรขั้นต้น ปรับเพิ่มขึ้น 48.6% QoQ โดยกำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้นทั้งจากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ปรับตัวขึ้น 99.0% QoQ ตามปัจจัยทางฤดูกาล โดยในไตรมาส 4 ถือว่าเป็นช่วง High Season ของโครงการ ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานลมนั้น โดยธรรมชาติจะมีต้นทุนขายที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซ นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังได้รับค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 แม้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าโดยรวมของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC จะอ่อนตัวลงเล็กน้อย ซึ่งจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่าของกลุ่มบริษัทฯ ปรับตัวดีขึ้น 4.0% QoQ ด้วย แม้จะได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยสำหรับโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้น 25.4% QoQ ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ปรับเพิ่มขึ้น 18.3% QoQ และ 1.4% QoQ ตามลำดับ ทั้งนี้ ในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ ปรับตัวเพิ่มขึ้น 5.2% QoQ จากรายได้ค่าบริหารจัดการให้แก่บริษัทร่วม GJP, HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ที่เพิ่มขึ้นตามที่ได้กล่าวถึงข้างต้น โดยอัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม

สำหรับปี 2564 เทียบกับปี 2563 กำไรขั้นต้น เท่ากับ 13,079 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 42.8% YoY จากการรับรู้กำไรจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี รวมถึงมีการบันทึกผลการดำเนินงานเต็มปีของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 และผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นจากโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ตามทิศทางเดียวกับปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นให้กับ กฟผ.และลูกค้าอุตสาหกรรม อย่างไรก็ตาม อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่าอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิมจากปีก่อนหน้า โดยได้รับปัจจัยบวกจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่โดยปกติจะมีอัตรากำไรขั้นต้นสูงกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซ ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า ได้ทั้งหมด

กำไรก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)

EBITDA ใน Q4'64 เท่ากับ 6,706 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 60.7% YoY และ 11.1% QoQ และสำหรับปี 2564 เท่ากับ 22,152 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 64.5% YoY โดยเปลี่ยนแปลงตามทิศทางเดียวกับ Core Profit

กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)

Core Profit ใน Q4'64 เท่ากับ 2,728 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 120.1% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q4'63 สาเหตุหลักมาจาก

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564
2) รับรู้ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม เพิ่มขึ้น 284.1% YoY สาเหตุหลักมาจาก การรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 1,093 ล้านบาท เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 และ ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ปรับเพิ่มขึ้นจากอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่งผลให้รายได้ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q3'64 Core Profit **เพิ่มขึ้น** 18.9% QoQ **เนื่องจาก**

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564
2) ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น 99.0% QoQ ตามปัจจัยฤดูกาล
3) ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม ปรับตัวสูงขึ้น 146.1% QoQ โดยหลักเป็นผลจากการรับรู้ส่วนแบ่ง Core Profit จาก INTUCH แม้ส่วนแบ่ง Core Profit จาก GJP จะอ่อนตัวลง จากโรงไฟฟ้า 7 SPPs ที่ได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย

สำหรับปี 2564 Core Profit **เท่ากับ 8,812 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 96.8% YoY เป็นผลมาจาก

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี
2) รับรู้ผลการดำเนินงานเต็มปีของของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 เมื่อเทียบกับในปี 2563 ที่รับรู้รายได้เพียง 1 ไตรมาส
3) โรงไฟฟ้า SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นตามทิศทางเดียวกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มสูงขึ้น แม้จะได้รับแรงกดดันจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าก็ตาม
4) เงินปันผลรับในปี 2564 ปรับตัวขึ้น +451.1% จากปี 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากเงินปันผลรับจาก INTUCH หลังจากที่บริษัทฯ เพิ่มสัดส่วนการลงทุนใน INTUCH ในระหว่างปี 2564 อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 เป็นต้นไป บริษัทฯ จะบันทึกส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม แทนการบันทึกรายได้จากเงินปันผล
5) รับรู้ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม เพิ่มขึ้น 58.2% จากปี 2563 สาเหตุหลักมาจากการบันทึกส่วนแบ่งกำไรของบริษัทร่วม INTUCH ใน Q4'64 เป็นไตรมาสแรก และได้รับส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ส่วนแบ่งกำไรของบริษัทร่วม GJP อยู่ในระดับใกล้เคียงเดิมจากปี 2563 โดยปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เติบโตขึ้น รวมถึงอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า 2 IPPs สามารถชดเชยผลกระทบจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่อ่อนตัวลงเล็กน้อย และราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย ได้เกือบทั้งหมด

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ใน Q4'64 **เท่ากับ** 3,043 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 65.0% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 รวมถึงได้รับส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH และส่วนแบ่ง Core Profit จาก บริษัทร่วม GJP ที่เพิ่มขึ้น แต่กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า Core Profit เป็นผลจากใน Q4'64 ที่มีบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวม 316 ล้านบาท ซึ่งน้อยกว่าใน Q4'63 ที่มีกำไรจากรายการดังกล่าวสุทธิ 605 บาท

เมื่อเทียบกับ Q3'64 **กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน เพิ่มขึ้น** 91.6% QoQ โดยหลักโดยหลักเพิ่มขึ้นจากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 รวมถึงได้รับเงินส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH และรับรู้ผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานลมทางทะเล BKR2 แต่กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่า Core Profit

เนื่องจากใน Q3'64 บริษัทฯ บันทึกผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วมที่มีจำนวนรวมขาดทุนสุทธิ 705 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรสุทธิจากรายการดังกล่าว ใน Q4'64

ในปี 2564 กำไรสุทธิที่เป็นส่วนของบริษัทใหญ่ เท่ากับ 7,670 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 79.1% YoY เมื่อเทียบปี 2563 จากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 และรับรู้ผลการดำเนินงานเต็มปีจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมทางทะเล BKR2 รวมถึงได้รับเงินปันผลรับจาก INTUCH เพิ่มขึ้น และรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 อย่างไรก็ตาม ในปี 2564 บริษัทฯ บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวมเป็นผลขาดทุนสุทธิ 1,141 ล้านบาท เทียบกับ ขาดทุนสุทธิจากรายการดังกล่าว ในปี 2563 จำนวน 196 ล้านบาท จึงทำให้**กำไรสุทธิที่เป็นส่วนของบริษัทใหญ่ในปี 2564 ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า Core Profit** ทั้งนี้ กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าว เป็นเพียงการบันทึกรายการทางบัญชี จึงไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสดและผลประกอบการของกลุ่มบริษัทฯ แต่อย่างใด

ฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564

ฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*%*
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	22,998	23,953	*4.2%*
ลูกหนี้การค้า	5,660	9,569	*69.0%*
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	22,079	135,573	*514.0%*
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	6,701	3,017	*-55.0%*
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	129,718	130,128	*0.3%*
สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น	28,523	3,340	*-88.3%*
ลูกหนี้สัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	0	20,931	*n.a.*
สินทรัพย์อื่น	29,901	36,162	*20.9%*
สินทรัพย์รวม	**245,581**	**362,674**	***47.7%***
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	**11,500**	**9,927**	***-13.7%***
เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า	7,170	8,155	*13.7%*
เจ้าหนี้การค้า	1,353	3,080	*127.6%*
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	85,936	141,765	*65.0%*
หุ้นกู้	43,428	71,058	*63.6%*
หนี้สินอื่น	24,113	21,178	*-12.2%*
หนี้สินรวม	**173,501**	**255,165**	***47.1%***
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	11,733	11,733	*0.0%*
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	51,822	51,822	*0.0%*
กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	7,310	35,980	*392.2%*
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(8,670)	(5,064)	*41.6%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นอื่น ๆ	1,831	2,125	*16.0%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นบริษัทใหญ่	**64,027**	**96,596**	***50.9%***
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	8,053	10,913	*35.5%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม	**72,080**	**107,509**	***49.2%***
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม (ไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น)	**80,749**	**112,573**	***39.4%***

สินทรัพย์รวม

สินทรัพย์รวม ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 362,674 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 117,093 ล้านบาท (+47.7%) จาก 31 ธันวาคม 2563 จากปัจจัยหลักดังนี้

1) เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า เพิ่มขึ้น 514.0% หรือ 113,494 ล้านบาท และสินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น ลดลง 88.3% หรือ 25,182 ล้านบาท โดยหลักเปลี่ยนแปลงจากการที่บริษัทฯ ทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของ INTUCH ระหว่างปี และมีการเปลี่ยนวิธีบันทึกบัญชีสำหรับเงินลงทุนใน INTUCH จากสินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น มาเป็นเงินลงทุนในบริษัทร่วม ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564 โดยมีการปรับมูลค่าต้นทุนเฉลี่ยของ INTUCH ให้เป็นมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่มีการเปลี่ยนวิธีการบันทึกบัญชี นอกจากนี้ เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ยังเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วม GJP และ PTT NGD รวมถึงมีการลงทุนในกิจการร่วมค้า GPC ด้วย

2) ลูกหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 69.0% หรือ 3,908 ล้านบาท เป็นไปตามทิศทางเดียวกันกับรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ภายหลังโครงการดังกล่าวเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในระหว่างปี

3) ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิ เพิ่มขึ้น 0.3% หรือ 410 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า GSRC, GPD และ Mekong หักด้วยส่วนที่ลดลงจากการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี TFRS 16 ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ในเดือนมีนาคม และตุลาคม 2564 ตามลำดับ ซึ่งส่งผลให้ลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 20,931 ล้านบาทด้วย

4) เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ลดลง 55% หรือ 3,684 ล้านบาท จากการส่งงานก่อสร้างโรงไฟฟ้าของผู้รับเหมาก่อสร้างซึ่งเป็นไปตามแผนงานที่กำหนดไว้

5) สินทรัพย์อื่น เพิ่มขึ้น 20.9% หรือ 6,261 ล้านบาท เปลี่ยนแปลงจากเงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน เพิ่มขึ้น 43% จากการให้เงินกู้ยืมแก่โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ DIPWP ในประเทศโอมาน เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า สินทรัพย์ทางการเงินหมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 629% จากเงินลงทุนระยะสั้น และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน เพิ่มขึ้น 14% จากสิทธิในการใช้สถานีไฟฟ้าย่อย และสิทธิในการใช้ท่อก๊าซ ภายหลังการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2

หนี้สินรวม

หนี้สินรวม ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 255,165 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 81,664 ล้านบาท (+47.1%) จาก 31 ธันวาคม 2563 จากปัจจัยหลักดังนี้

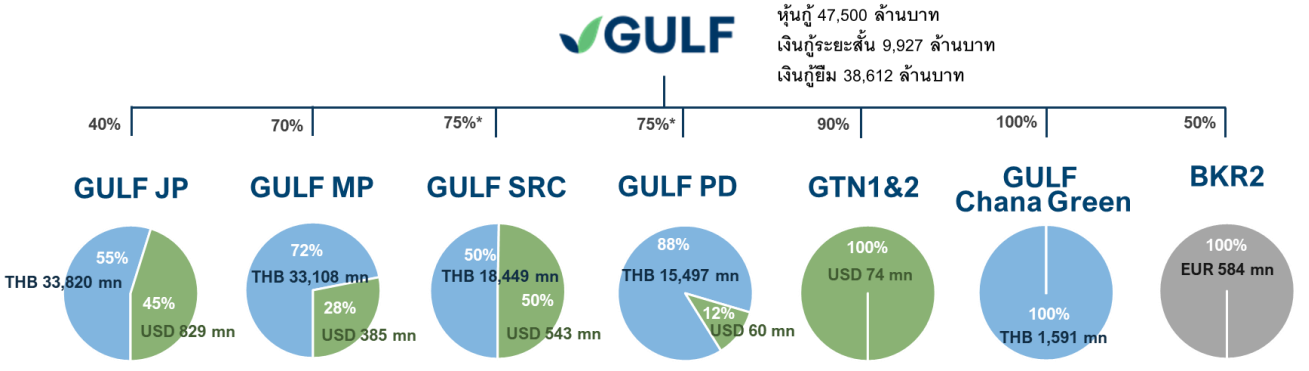
1) หนี้สินระยะสั้นลดลง 13.7% หรือ 1,573 ล้านบาท จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

2) เจ้าหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 127.6% หรือ 1,727 ล้านบาท จากการรับรู้ต้นทุนการขายของโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ภายหลังโครงการดังกล่าวเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในระหว่างปี

3) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน เพิ่มขึ้น 65.0% หรือ 55,829 ล้านบาท จากการเบิกเงินกู้เพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้า GSRC และ GPD และเพื่อใช้ในการซื้อหุ้นสามัญของ INTUCH รวมถึงใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนของบริษัทฯ

4) หุ้นกู้เพิ่มขึ้น 63.6% หรือ 27,630 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2564 ของบริษัทฯ มูลค่ารวมทั้งสิ้น 30,000 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ

หนี้สินคงค้างรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564



หนี้สินคงค้าง (เทียบเท่าสกุลเงินบาท):	61,657 ล้านบาท	46,042 ล้านบาท	36,686 ล้านบาท	17,520 ล้านบาท	2,482 ล้านบาท	1,591 ล้านบาท	22,368 ล้านบาท

** ตามสัดส่วนการได้รับเงินปันผลจาก GSRC และ GPD*

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 31 ธันวาคม 2564 เท่ากับ 107,509 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 35,429 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 49.2% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2563 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

1) องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 3,605 ล้านบาท และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น 2,861 ล้านบาท เกิดจากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 และกำไรสุทธิจากการดำเนินงานในส่วนของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม ทั้งนี้ การบันทึกรายการบัญชีดังกล่าว ไม่ได้มีผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัทฯ แต่อย่างใด
2) กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรรเพิ่มขึ้น 28,669 ล้านบาท จากการรับรู้ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ จำนวน 7,670 ล้านบาท และการเปลี่ยนวิธีบันทึกบัญชีสำหรับเงินลงทุนใน INTUCH จากวิธีการวัดมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น เป็นวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) ส่งผลให้กำไรสะสมเพิ่มขึ้นจากกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการปรับมูลค่าต้นทุนเฉลี่ยของ INTUCH ให้เป็นมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564 (วันที่มีการเปลี่ยนวิธีการบันทึกบัญชี) ทั้งนี้ หักด้วยการจ่ายเงินปันผล 4,459 ล้านบาท และจัดสรรเป็นสำรองตามกฎหมาย 294 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ ณ 31 ธันวาคม 2564 อยู่ที่ 2.37 เท่า อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงสร้างเงินทุนตามเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ จะมี**อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่ 1.77 เท่า**

งบกระแสเงินสด

งบกระแสเงินสด	สำหรับงวดสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม 2564
	ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	14,015
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(78,206)
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	68,128
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**3,937**
ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีต่อเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด	8
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 1 มกราคม	15,902
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	**19,847**

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 19,847 ล้านบาท ประกอบด้วย

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน เท่ากับ 14,015 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากผลการดำเนินงาน 16,385 ล้านบาท
- หักด้วยเงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานสุทธิ 2,370 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน เท่ากับ 78,206 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ 20,848 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโรงไฟฟ้าภายในโครงการ GSRC, GPD และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong
- เงินสดจ่ายซื้อสินทรัพย์ทางการเงินอื่น 59,406 ล้านบาท ซึ่งโดยหลักมาจากการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนเพิ่มเติมในหุ้นสามัญ INTUCH

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน เท่ากับ 68,128 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะยาวสุทธิ 52,528 ล้านบาท
- เงินสดรับสุทธิจากหุ้นกู้ 27,015 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงิน 5,346 ล้านบาท
- เงินปันผลจ่าย 6,293 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงิน	Q4'63	Q3'64	Q4'64	2563	2564
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.16	0.14	0.26	0.36	0.65
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย	36.1%	24.6%	28.6%	27.6%	27.3%
อัตรากำไร EBITDA	40.5%	43.8%	38.9%	37.55%	41.90%
อัตรากำไรสุทธิต่อรายได้รวม [1] (%)	17.9%	11.5%	17.6%	11.95%	14.51%
อัตรากำไรจากการดำเนินงานต่อรายได้รวม (Core profit margin) [1,2] (%)	12.0%	16.6%	15.8%	12.5%	16.7%
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	29.3%	12.3%	25.2%	18.39%	18.34%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%)	10.1%	9.7%	10.2%	10.1%	10.2%
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ [3] (%)	3.2%	2.8%	3.0%	3.2%	3.0%

	31 ธันวาคม 2563	30 กันยายน 2564	31 ธันวาคม 2564
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น (บาท)	5.46	7.60	8.23
อัตราส่วนเงินทุนหมุนเวียน (เท่า)	1.02	1.24	1.11
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.93	1.09	0.92
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	2.41	2.57	2.37
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ [4] (เท่า)	1.47	2.34	1.77

[1] รายได้รวม = รายได้จากการขายและบริหาร รวมถึงรายได้อื่น ดอกเบี้ยรับ เงินปันผลรับ และส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ คำนวนโดยใช้กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (annualized) / สินทรัพย์รวม (เฉลี่ย)

[4] อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ (เท่า) = อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ คำนวณโดยการหาผลต่างของ (ก) หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยรวม (ข) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด และ (ค) เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน แล้วนำมาหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นของผู้ออกหุ้นกู้โดยไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของเจ้าของ ตามที่ปรากฏในงบการเงินรวมที่ได้ผ่านการตรวจสอบโดยผู้สอบบัญชีของผู้ออกหุ้นกู้แล้ว

ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้างและพัฒนา

ธุรกิจพลังงานไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียน

โครงการ Gulf SRC (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิต	2,650 เมกะวัตต์ (4 หน่วย หน่วยละ 662.5 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: 31 มีนาคม 2564 หน่วยที่ 3: 31 มีนาคม 2565 หน่วยที่ 2: 1 ตุลาคม 2564 หน่วยที่ 4: 1 ตุลาคม 2565
สถานะ	หน่วยที่ 1 – 2: เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว หน่วยที่ 3 – 4: อยู่ระหว่างเตรียมเปิดดำเนินงาน - ความคืบหน้าประมาณ 96.1 – 99.2%

โครงการ Gulf PD (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิต	2,650 เมกะวัตต์ (4 หน่วย หน่วยละ 662.5 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: 31 มีนาคม 2566 หน่วยที่ 3: 31 มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: 1 ตุลาคม 2566 หน่วยที่ 4: 1 ตุลาคม 2567
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง โดยมีความคืบหน้าตามรายละเอียดด้านล่างนี้ หน่วยที่ 1: 80.8% หน่วยที่ 3: 47.9% หน่วยที่ 2: 34.4% หน่วยที่ 4: 30.6%

โครงการโรงไฟฟ้าหินกอง (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	1,540 เมกะวัตต์ (2 หน่วย หน่วยละ 770 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: มกราคม 2568
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้า 11.3%

โครงการโรงไฟฟ้าบูรพาพาวเวอร์ (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	600 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	พฤศจิกายน 2570
สถานะ	• ได้รับอนุมัติ EIA แล้ว • คาดว่าเริ่มก่อสร้างได้ภายในปี 2568

DIPWP (ประเทศโอมาน)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	ไฟฟ้า: ประมาณ 326 เมกะวัตต์ น้ำจืด: ประมาณ 1,667 ลูกบาศก์เมตร / ชั่วโมง
กำหนดเปิดดำเนินการ	ระยะที่ 1 (40 เมกะวัตต์): 2564 ระยะที่ 2 (286 เมกะวัตต์): 2566
สถานะ	ระยะที่ 1: เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว (เฉพาะการจำหน่ายไฟฟ้า) ระยะที่ 2: อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้าประมาณ 94.27%

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong (ประเทศเวียดนาม)

เชื้อเพลิง	พลังงานลมในทะเล	
กำลังการผลิตติดตั้ง	เฟส 1: เฟส 2-3:	30 เมกะวัตต์ 98 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	เฟส 1: เฟส 2-3:	SCOD ภายใน Q2'65 SCOD ภายใน Q2'65
สถานะ	เฟส 1: เฟส 2-3:	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางส่วน (4.2 เมกะวัตต์) ส่วนที่เหลืออยู่ระหว่างก่อสร้าง– ความคืบหน้าประมาณ 99.84% อยู่ระหว่างก่อสร้าง – ความคืบหน้าประมาณ 98.68%

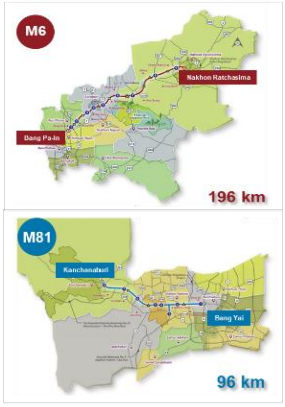
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	Infrastructure: งานขุดลอกและถมทะเล Superstructure: งานก่อสร้างท่าเทียบเรือก๊าซและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG terminal)
ขอบเขตโครงการ	งานขุดลอกและถมทะเล: พื้นที่ประมาณ 1,000 ไร่ LNG terminal: ไม่เกิน 10.8 ล้านตันต่อปี
ระยะเวลาก่อสร้าง	งานขุดลอกและถมทะเล: 2564 – 2567 LNG terminal: 2567 – 2569* *ขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการใช้ LNG ในประเทศ
สถานะ	อยู่ระหว่างเตรียมการก่อสร้าง

โครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ท่าเทียบเรือตู้สินค้า (ท่าเทียบเรือ F1 และ F2)
ความจุ	ประมาณ 4 ล้านตู้ (TEU) ต่อปี (ระยะเวลาการดำเนินงาน 35 ปี)
กำหนดเปิดดำเนินการ	F1 = [2568] F2 = [2572]
สถานะ	ลงนามสัญญา PPP แล้วในเดือนพฤศจิกายน 2564 และคาดว่าจะเริ่มการก่อสร้างได้ภายในปี 2566



โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง (M6 & M81) (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินงานและบำรุงรักษา ด่านเก็บค่าผ่านทาง ระบบบริหารจัดการการจราจร และโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ
ระยะทาง	M6: 196 km M81: 96 km
กำหนดเปิดดำเนินการ	[2567]
สถานะ	ลงนามสัญญา EPC แล้วในเดือนกรกฎาคม 2564 ลงนามสัญญา PPP แล้วในเดือนกันยายน 2564 เริ่มการก่อสร้างแล้ว ในเดือนมกราคม 2565

ONE BANGKOK

โครงการ One Bangkok (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์
กำลังการผลิตติดตั้ง	ไฟฟ้า: 240 เมกะวัตต์ น้ำเย็น: 36,000 ตันความเย็น
กำหนดเปิดดำเนินการ	ระยะที่ 1: 2565 (ไฟฟ้า) ระยะที่ 1-4: 2566 - 2569 (ไฟฟ้า และ น้ำเย็น)
สถานะ	ระบบผลิตน้ำเย็น อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 21.07% ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 43.44%

คำนิยาม

บริษัทฯ	บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)
กลุ่มบริษัทฯ	บริษัทฯ และบริษัทในเครือ
กลุ่มบริษัท GEC	บริษัท กัลฟ์อิเล็คตริก จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
7SPPs	โรงไฟฟ้า SPP จำนวน 7 โครงการภายใต้กลุ่ม GJP ประกอบด้วย GKP1, GKP2, GTLC, GCRN, GNNK, GNLL และ GNK2
12SPPs	โรงไฟฟ้า SPP จำนวน 12 โครงการภายใต้กลุ่ม GMP ประกอบด้วย GVTP, GTS1, GTS2, GTS3, GTS4, GNC, GBL, GBP, GNLL2, GNPM, GNRV1 และ GNRV2
ADVANC	บริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน)
BGSR 6	บริษัท บีจีเอสอาร์ 6 จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
BGSR 18	บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
BKR2	Borkum Riffgrund 2 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเลที่ประเทศเยอรมนี
BPG	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัท BPH
BPH	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
BSE	บริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ 33.3%
DIPWP	Duqm Integrated Power and Water Project ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศโอมาน
EPC	ออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศเวียดนาม (Vietnam Electricity Corporation)
GBL	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GBP	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GCG	บริษัท กัลฟ์ จะนะ กรีน จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
GCRN	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GIH	Gulf International Holding Pte. Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
GJP	บริษัท กัลฟ์ เจพี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
GJP1	บริษัท กัลฟ์ เจพี1 จำกัด ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1
GKP1	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GKP2	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GMP	บริษัท กัลฟ์ เอ็มพี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
GMTP	บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
GNC	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNK2	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNLL	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNLL2	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNNK	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNPM	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNRV1	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNRV2	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNS	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GPC	บริษัท จีพีซี อินเตอร์เนชั่นแนล เทอร์มินอล จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
GPD	บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทย่อย IPD
GSRC	บริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทย่อย IPD

GTLC	บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GTN1	Gulf Tay Ninh 1 Joint Stock Company ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศเวียดนาม
GTN2	Gulf Tay Ninh 2 Joint Stock Company ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศเวียดนาม
GTS1	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS2	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS3	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส3 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS4	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส4 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GULF1	บริษัท กัลฟ์1 จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
Gulf WHA MT	บริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
GUT	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GVTP	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
HKH	บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 49.0%
HKP	บริษัท หินกองเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัท HKH
INTUCH	บริษัท อินทัช โฮลดิ้งส์ จำกัด (มหาชน)
IPD	บริษัท อินดิเพนเดนท์ เพาเวอร์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
IPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากกว่า 90 เมกะวัตต์
Marafiq	Centralised Utilities Company L.L.C. ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 49.0%
Mekong	Mekong Wind Power Joint Stock Company
MTP3	โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3
PTT NGD	บริษัท ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด
Singtel	Singapore Telecommunications Limited
SPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
TFRIC 12	การตีความมาตรฐานการรายงานการเงิน ฉบับที่ 12 เรื่อง ข้อตกลงสัมปทานบริการ
TFRS 9	มาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 9 เรื่อง เครื่องมือทางการเงิน
TFRS 16	มาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 16 เรื่อง สัญญาเช่า
THCOM	บริษัท ไทยคม จำกัด (มหาชน)