บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายรายการและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน
และฐานะการเงินของฝ่ายบริหาร
สำหรับงวด 3 เดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2569

คำนิยาม

บริษัทฯ	บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน)
กลุ่มบริษัทฯ	บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
COD	วันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์
EBITDA	กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่าย ภาษีเงินได้ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
FX	อัตราแลกเปลี่ยน
IPP	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่
PPA	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
SPP	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ชื่อโครงการ/ชื่อบริษัท

CRESCO	บริษัท ชูบุราชบุรี อีเลคทริคเซอร์วิส จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
HKP	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หินกอง ดำเนินการโดย บริษัท หินกองเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 51
HPC	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หงสา ดำเนินการโดย บริษัท ไฟฟ้าหงสา จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40
NN2	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ น้ำงึม2 ดำเนินการโดย บริษัท เซาท์อีสท์ เอเชีย เอนเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 33.33
NNEG	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนวนคร ดำเนินการโดย บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40
PE	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ไพตัน ดำเนินการโดย PT Paiton Energy ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 31.26
PNPC	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เซเปียน-เซน้ำน้อย ดำเนินการโดย บริษัท ไฟฟ้า เซเปียน-เซน้ำน้อย จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 25
RAC	บริษัท ราช-ออสเตรเลียคอร์ปอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RCO	โรงไฟฟ้าราชโคเจนเนอเรชั่น ดำเนินการโดย บริษัท ราช โคเจนเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RER	โรงไฟฟ้าราช เอ็นเนอร์จี ระยอง ดำเนินการโดย บริษัท ราช เอ็นเนอร์จี ระยอง จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RG	โรงไฟฟ้าราชบุรี ดำเนินการโดย บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RPCL	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม RPCL ดำเนินการโดย บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40.625
RPE	บริษัท ราชพัฒนา เอ็นเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 51.67
RHIS	บริษัท อาร์เอช อินเตอร์เนชั่นแนล (สิงคโปร์) คอร์ปอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
SP	โรงไฟฟ้าก๊าซ Snapper Point ดำเนินการโดย Port Adelaide Energy Pty Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวนผ่าน RAC

บทสรุปผู้บริหาร

ภาวะเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

วันที่ 30 เมษายน 2569 ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) รายงานเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ขยายตัวจากไตรมาสก่อน ทั้งจากด้านอุปสงค์และอุปทาน โดยด้านอุปสงค์ปรับดีขึ้นจากการส่งออกสินค้าไม่รวมทองคำที่โดยรวมเพิ่มขึ้นต่อเนื่องในกลุ่มสินค้าเทคโนโลยี และอุปสงค์ในประเทศปรับดีขึ้นจากการบริโภคภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้น รวมถึงการเร่งซื้อน้ำมันเชื้อเพลิงจากความกังวลต่อการปรับขึ้นราคาในช่วงปลายไตรมาส สำหรับด้านอุปทาน การผลิตภาคอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามการผลิตปิโตรเลียมหลังปิดปรับปรุงโรงกลั่นครั้งใหญ่ไปในไตรมาสก่อน ประกอบกับมีการขยายกำลังการผลิตของบริษัทขนาดใหญ่ในอุตสาหกรรมเคมีภัณฑ์ ส่วนภาคบริการปรับเพิ่มขึ้นจากภาคการค้าเป็นหลัก อย่างไรก็ตาม ช่วงปลายไตรมาสเริ่มเห็นผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ทั้งต่อการส่งออกไปยังตะวันออกกลางและจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่ลดลง

สำหรับเดือนมีนาคม 2569 เศรษฐกิจไทยโดยรวมทรงตัวจากเดือนก่อน โดยการส่งออกสินค้าที่ไม่รวมทองคำและการผลิตภาคอุตสาหกรรมยังขยายตัว รวมถึงการใช้จ่ายภาครัฐที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ภาคบริการและการบริโภคภาคเอกชนได้รับแรงกดดันจากจำนวนนักท่องเที่ยวและการใช้จ่ายในหมวดบริการที่ลดลง ส่วนการลงทุนภาคเอกชนยังไม่เห็นผลกระทบจากความขัดแย้งชัดเจน แต่ชะลอลงหลังเร่งตัวไปมากในช่วงก่อนหน้า

กระทรวงการคลังคาดว่าในปี 2569 เศรษฐกิจไทยจะขยายตัวที่ร้อยละ 1.6 ต่อปี (ช่วงคาดการณ์ที่ร้อยละ 1.1 ถึง 2.1) การขยายตัวดังกล่าวมีแรงสนับสนุนหลักจากอุปสงค์ทั้งภายในและภายนอกประเทศ ในด้านการส่งออก คาดว่ามูลค่าการส่งออกสินค้าในรูปเงินดอลลาร์สหรัฐจะขยายตัวที่ร้อยละ 6.2 ได้รับอานิสงส์สำคัญจากการฟื้นตัวของอุปสงค์จากประเทศคู่ค้าหลัก ประกอบกับสัญญาณการส่งออกที่ขยายตัวได้ดีอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ไตรมาสแรก โดยเฉพาะกลุ่มอุตสาหกรรมที่ฟื้นตัวตามวัฏจักรเศรษฐกิจโลก

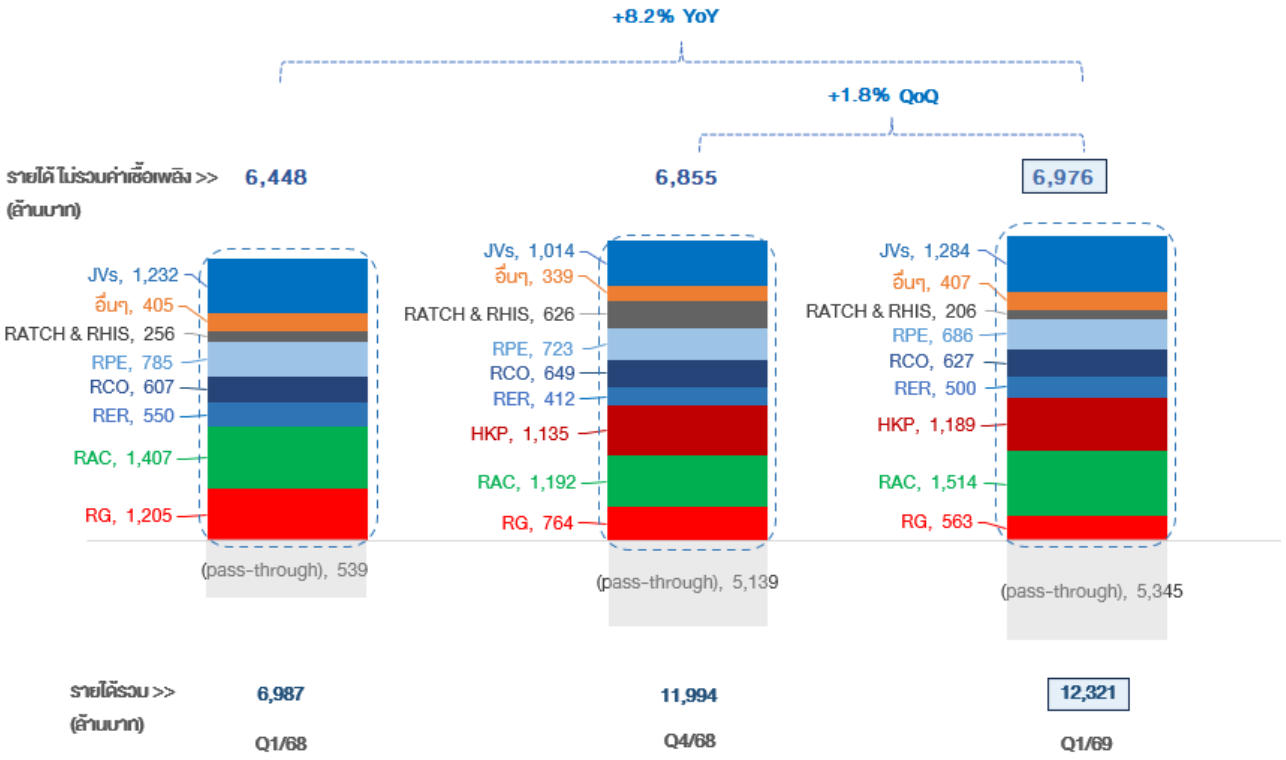
ขณะที่ด้านการนำเข้าคาดว่ามูลค่าการนำเข้าสินค้าในรูปเงินดอลลาร์สหรัฐจะขยายตัวที่ร้อยละ 13.9 ซึ่งเป็นการขยายตัวที่สอดคล้องกับทิศทางการผลิตภาคอุตสาหกรรม โดยส่วนใหญ่เป็นการเร่งนำเข้าสินค้าทุนและวัตถุดิบ เพื่อรองรับแนวโน้มการขยายตัวของการลงทุนภาคเอกชนและการผลิตเพื่อการส่งออกในระยะต่อไป รวมถึงเป็นผลจากราคานำเข้าพลังงานที่ปรับตัวสูงขึ้น

วันที่ 29 เมษายน 2569 คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) มีมติเป็นเอกฉันท์ 6 ต่อ 0 ให้คงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยประเมินว่าเศรษฐกิจไทยมีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงและมีความเสี่ยงด้านต่ำจากสงครามในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบผ่านการเพิ่มภาระต้นทุนของภาคธุรกิจและบั่นทอนกำลังซื้อของภาคครัวเรือน ขณะที่อัตราเงินเฟ้อมีแนวโน้มปรับสูงขึ้นในปี 2569 จากปัจจัยด้านอุปทาน ก่อนทยอยลดลงในปี 2570 หลังแรงกดดันด้านอุปทานคลี่คลาย ด้านสินเชื่อมีแนวโน้มทรงตัวในระดับต่ำ โดยยังต้องติดตามผลของสงครามต่อคุณภาพและการขยายตัวของสินเชื่อ ทั้งนี้ คณะกรรมการฯ เห็นว่าอัตราดอกเบี้ยปัจจุบันอยู่ในระดับที่เหมาะสมต่อการรองรับเศรษฐกิจที่ชะลอลง ท่ามกลางความไม่แน่นอนที่อยู่ในระดับสูง จึงเห็นควรให้คงอัตราดอกเบี้ยนโยบายในการประชุมครั้งนี้ พร้อมติดตามพัฒนาการเงินเฟ้อและเงินเฟ้อคาดการณ์ในระยะปานกลางอย่างใกล้ชิด

สำนักบริหารสารสนเทศพลังงานของสหรัฐ (EIA) ประเมินว่าความขัดแย้งในตะวันออกกลางและข้อจำกัดการขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซยังเป็นปัจจัยกดดันอุปทานน้ำมันโลก โดยคาดว่าการหยุดชะงักของการผลิตน้ำมันในภูมิภาคจะทยอยคลี่คลาย หากสถานการณ์ไม่ยืดเยื้อและการขนส่งกลับเข้าสู่ภาวะปกติ ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบ Brent ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 103 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลในเดือนมีนาคม คาดว่าจะปรับขึ้นสูงสุดที่ 115 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ก่อนลดลงต่ำกว่า 90 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลในไตรมาสที่ 4 ปี 2569 อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันยังมีความเสี่ยงอยู่ในระดับสูงจากความไม่แน่นอนด้านอุปทาน

วันที่ 1 เมษายน 2569 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติปรับค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม–สิงหาคม 2569 เป็น 16.23 สตางค์ต่อหน่วย โดยใช้กลไก Claw Back เพื่อลดภาระค่าไฟฟ้าและบรรเทาผลกระทบต่อประชาชน ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 3.95 บาทต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากค่า Ft งวดเดือนมกราคม–เมษายน 2569 ที่ 9.72 สตางค์ต่อหน่วย สะท้อนแรงกดดันจากต้นทุนพลังงานที่สูงขึ้นในช่วงที่ราคาน้ำมันและก๊าซธรรมชาติได้รับผลกระทบจากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์

รายได้รวม



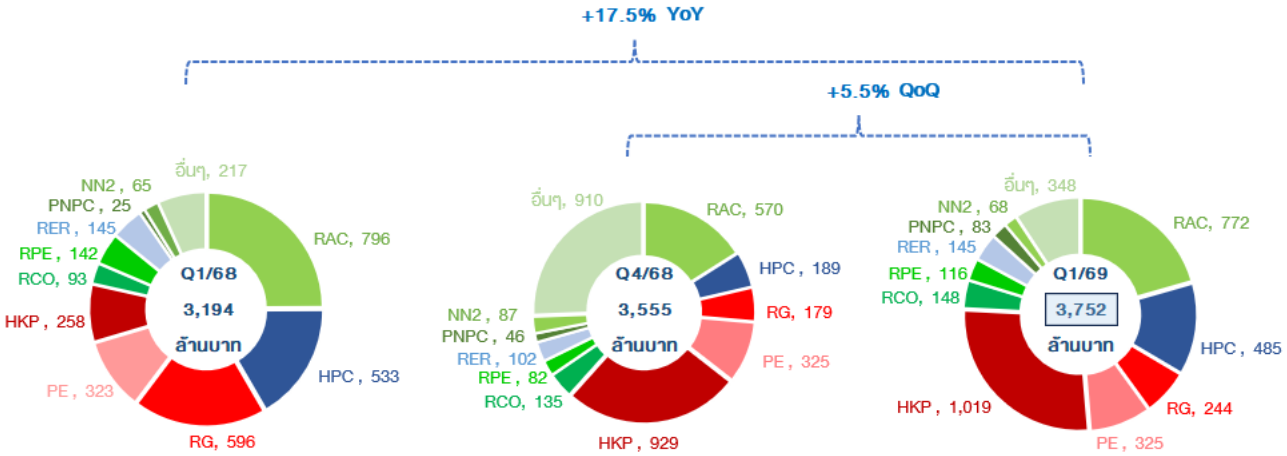
ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีรายได้รวมเท่ากับ 12,321 ล้านบาท ทั้งนี้ หากไม่รวมค่าเชื้อเพลิง (pass-through) รายได้รวมเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY ร้อยละ 1.8 และ ร้อยละ 8.2 ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลัก ดังนี้

- รายได้รวมเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้า SP เดินเครื่องเพิ่มขึ้น เป็นผลมาจากราคาค่าขายไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศออสเตรเลียสูงกว่าไตรมาสก่อน ประกอบกับ บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC เพิ่มขึ้นจากการหยุดซ่อมบำรุงรักษาตามแผนเมื่อไตรมาสที่ 4 ปี 2568 เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและคงความสามารถในการทำกำไรได้อย่างต่อเนื่อง

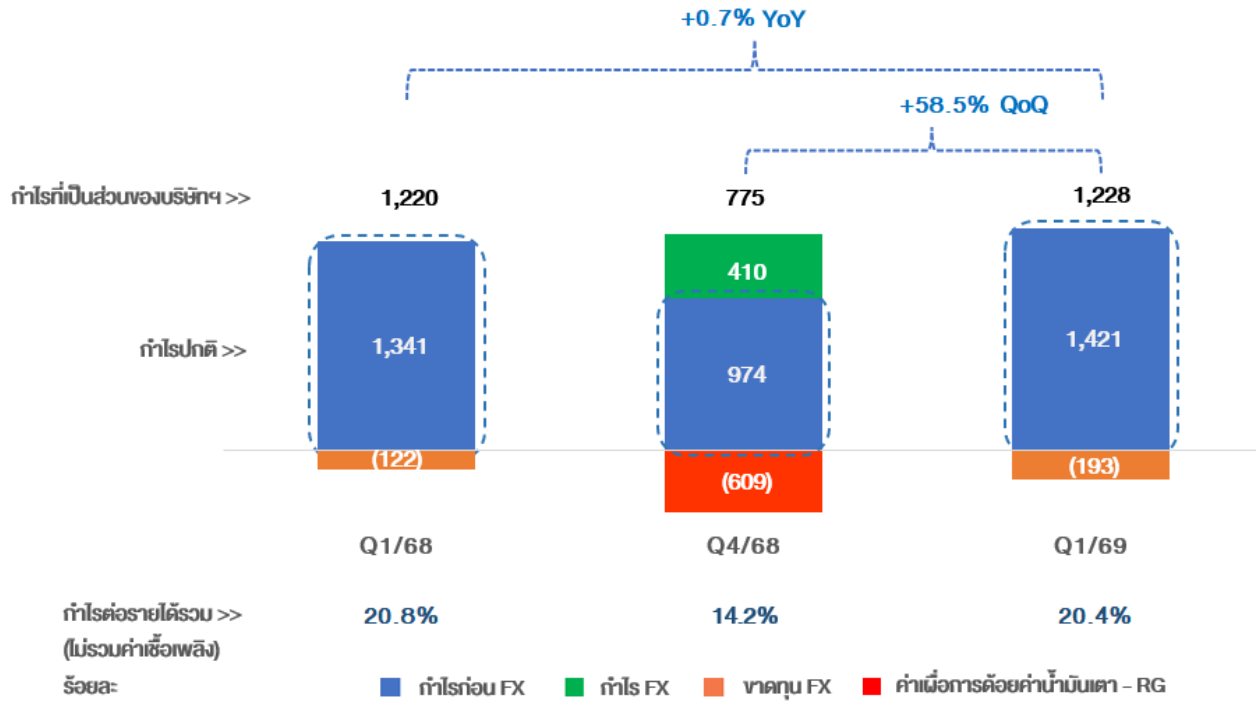
- รายได้รวมเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทฯ รับรู้รายได้จาก HKP ตามเกณฑ์การจัดทำงบการเงินรวม จากการที่ HKP เปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าเป็นบริษัทย่อย ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2568 นอกจากนี้ ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC และ NN2 เพิ่มขึ้นจากการที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม 2568 ส่งผลให้รายได้จาก RG ปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีความสามารถรักษาระดับความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ อาทิ PE, HKP และ HPC ให้อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งมีส่วนสำคัญในการรักษาประสิทธิภาพการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและคงความสามารถในการทำกำไรอย่างมั่นคงในระยะยาว

EBITDA และ กำไรที่เป็นส่วนของบริษัทฯ



- ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA เท่ากับ 3,752 ล้านบาท เพิ่มขึ้น QoQ และ YoY ร้อยละ 5.5 และ ร้อยละ 17.5 ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงตามรายได้ที่กล่าวไว้ข้างต้น



- ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 หากไม่รวมผลกระทบจาก FX บริษัทฯ มีกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทฯ จำนวน 1,421 ล้านบาท เพิ่มขึ้น QoQ และ YoY ร้อยละ 58.5 และ ร้อยละ 0.7 ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลักเป็นไปตามรายได้รวมและ EBITDA ที่ได้ชี้แจงไว้ข้างต้น

1. เหตุการณ์ที่สำคัญในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

เหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีดังต่อไปนี้

1.1 การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81

วันที่ 16 มกราคม 2569 โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81 (M81) ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เรียบร้อยแล้ว ภายหลังจากกรมทางหลวงได้เปิดทดลองให้บริการโครงการ M81 ตลอดเส้นทางตั้งแต่เดือนตุลาคม 2568 ซึ่งมีสถิติปริมาณจราจรสูงสุดมากกว่า 70,000 คันต่อวัน สะท้อนถึงความต้องการใช้เส้นทางของประชาชนและศักยภาพของโครงการได้เป็นอย่างดี

โครงการ M 81 เป็นทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง เส้นทางบางใหญ่-กาญจนบุรี ระยะทางรวมทั้งโครงการ 96 กิโลเมตร ดำเนินการโดย บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด (BGSR 81) (บริษัทร่วมทุนที่บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 10) ซึ่ง BGSR 81 เป็นผู้พัฒนาและดูแลระบบจัดเก็บค่าผ่านทาง, ระบบควบคุมและบริหารจัดการจราจร, ระบบผ่านทางอัตโนมัติแบบไร้ไม้กั้น (M-Flow) รวมถึงระบบความปลอดภัยตลอดแนวเส้นทาง

โครงการ M81 ถือเป็นโครงข่ายคมนาคมเชิงยุทธศาสตร์ที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว ซึ่งจะช่วยเชื่อมโยงกรุงเทพมหานครและปริมณฑลกับภาคตะวันตก พร้อมรองรับการเชื่อมต่อสู่ภาคใต้ได้ในอนาคต อีกทั้งยังมีส่วนในการยกระดับศักยภาพด้านโลจิสติกส์ เพิ่มขีดความสามารถทางเศรษฐกิจ ลดต้นทุนการขนส่ง และยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชน ผ่านความสะดวก รวดเร็ว และความปลอดภัยในการเดินทาง

1.2 เงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน Paiton Energy ในสาธารณรัฐอินโดนีเซีย

วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2569 RHIS ได้จำหน่ายเงินลงทุนในบริษัท PT Paiton Energy และบริษัท Minejesa Capital B.V. ในสัดส่วนร้อยละ 5 ทำให้สัดส่วนการถือหุ้นในการร่วมค้าลดลงจากเดิมร้อยละ 36.26 เป็นร้อยละ 31.26 และจำหน่ายเงินลงทุนในบริษัท IPM Asia Pte. Ltd. ในสัดส่วนร้อยละ 24.50 ทำให้สัดส่วนการถือหุ้นในการร่วมค้าลดลงจากเดิมร้อยละ 65 เป็นร้อยละ 40.50 ทั้งนี้ การลดสัดส่วนการถือหุ้นดังกล่าวสอดคล้องกับแผนการลงทุนและการบริหารสินทรัพย์ของกลุ่มบริษัทฯ

1.3 การปรับโครงสร้างการลงทุนในบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (RPCL)

วันที่ 24 มีนาคม 2569 คณะกรรมการบริษัทฯ มีมติอนุมัติการปรับโครงสร้างการลงทุนใน RPCL (บริษัทร่วมทุนที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมในสัดส่วนร้อยละ 40.625 ผ่านบริษัท ราชบุรี อัลลายแอนซ์ จำกัด (RALC) (บริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน)) โดยวิธีการให้บริษัทฯ รับโอนทรัพย์สินและหนี้สินทั้งหมดของ RALC ซึ่งจะดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการ RALC ภายหลังการโอนกิจการทั้งหมดของ RALC มายังบริษัทฯ มีผลสมบูรณ์ตามกฎหมายแล้ว จะทำให้บริษัทฯ เป็นผู้ถือหุ้น RPCL โดยตรง ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้ดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการ RALC แล้วเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2569

อนึ่ง การปรับโครงสร้างการลงทุนดังกล่าวเป็นการปรับโครงสร้างภายในกลุ่มบริษัทฯ ภายใต้การควบคุมเดียวกัน จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการ ลดความซ้ำซ้อนและลดค่าใช้จ่ายในภาพรวมของกลุ่มบริษัทฯ โดยไม่กระทบต่อสัดส่วนการถือหุ้น รวมถึงไม่กระทบต่อการดำเนินการหรือฐานะการเงินของบริษัทฯ แต่อย่างใด

1.4 การซื้อหุ้นในบริษัท ชูบุราชบุรี อีเลคทริคเซอร์วิส จำกัด (CRESCO)

วันที่ 30 มีนาคม 2569 บริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นใน CRESCO เพื่อเข้าซื้อหุ้นจากผู้ถือหุ้นเดิมจำนวน 200,000 หุ้น หรือร้อยละ 50 โดยได้ชำระค่าหุ้นเป็นจำนวนเงิน 43.83 ล้านบาท การเข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมดังกล่าวส่งผลให้บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 100 ดังนั้น CRESCO จึงเปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าทางตรงเป็นบริษัทย่อยของบริษัท

ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569)

โครงการขยายกำลังการผลิต NNEG เฟส 3	
ประเภทโรงไฟฟ้า	SPP ระบบ Cogeneration
ประเภทเชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	30
ที่ตั้งโครงการ	จ.ปทุมธานี
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 40
ลูกค้า	ลูกค้าอุตสาหกรรม
COD	เดือนเมษายน ปี 2569
ความคืบหน้า	100%

โครงการโรงไฟฟ้า Song Giang 1	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานน้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	12
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Khanh Hoa ประเทศเวียดนาม
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 46.22
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	99%

โครงการโรงไฟฟ้า NPSI	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)	145
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Negros Occidental ประเทศฟิลิปปินส์
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 49
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	84%

โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง บางปะอิน-นครราชสีมา (M6)	
ประเภท	ออกแบบ ก่อสร้างและบำรุงรักษางาน โยธาและงานระบบด่านเก็บค่าผ่านทาง
เส้นทาง	บางปะอิน – นครราชสีมา
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 10
ระยะเวลาสัญญา	ระยะที่ 1 : ออกแบบและก่อสร้าง 3 ปี ระยะที่ 2 : บำรุงรักษา 30 ปี
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	89%

2. รายงานวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามงบการเงินรวม

การวิเคราะห์รายได้

หน่วย : ล้านบาท

	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	**4,883**	**8,989**	**9,516**	***5.9%***	***94.9%***
RG	1,512	934	553	*-40.8%*	*-63.4%*
HKP	-	5,149	5,567	*8.1%*	*n.a.*
RAC	1,330	1,097	1,442	*31.5%*	*8.4%*
RCO	606	649	627	*-3.4%*	*3.5%*
RPE	777	715	682	*-4.6%*	*-12.2%*
RER	550	410	500	*22.0%*	*-9.1%*
อื่นๆ	110	35	146	*320.0%*	*32.9%*
รายได้ตามสัญญาเช่า	**484**	**1,181**	**1,202**	***1.8%***	***148.5%***
ส่วนแบ่งกำไรจากในบริษัทร่วม/การร่วมค้า	**1,232**	**1,014**	**1,284**	***26.5%***	***4.2%***
โครงการ IPP	970	498	785	*57.5%*	*-19.1%*
โครงการ SPP	86	60	80	*32.4%*	*-7.0%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำและพลังงานทดแทน	82	181	192	*5.8%*	*133.4%*
โครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานและอื่นๆ	94	275	227	*-17.3%*	*140.6%*
รายได้อื่น	**388**	**810**	**320**	***-60.4%***	***-17.5%***
รายได้ค่าบริการการจัดการ	99	64	63	*-0.6%*	*-35.9%*
รายได้ดอกเบี้ย	220	232	225	*-3.1%*	*2.2%*
รายได้อื่นๆ	69	514	32	*-93.8%*	*-54.1%*
รายได้รวม	**6,987**	**11,994**	**12,321**	***2.7%***	***76.3%***

- **โรงไฟฟ้าราชบุรี (RG)**

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)					
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100.00	100.00	-	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	99.18	93.16	98.89	*6.2%*	*-0.3%*
Base Availability Credit (บาท/MWh)					
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	177.98	167.23	-	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	276.37	263.12	227.03	*-13.7%*	*-17.9%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)					
ก๊าซธรรมชาติ	31.49	-	-	-	-
ราคาค่าเนื้อก๊าซถัวเฉลี่ย					
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/mmBTU)	317.47	275.08	-	-	-

แผนการบำรุงรักษา	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	-	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	-	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 1	-	CI : 30 ต.ค. - 13 พ.ย. 68 (15 วัน) (GT) MI : 19 ต.ค. - 13 พ.ย. 68 (26 วัน) (ST)	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 2	-	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 3	MI : 26 - 31 มี.ค. 68 (6 วัน) (ST)	-	CI+ : 29 มี.ค. - 19 เม.ย. 69 (22 วัน) (GT)

MO : Major Overhaul , CI : Combustion Inspection , MI : Minor Inspection , GT : Gas Turbine , ST : Steam Turbine

โรงไฟฟ้าสามารถรักษาความพร้อมจ่ายในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่ระดับร้อยละ 98.89 อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแผนการบำรุงรักษาตามที่แสดงข้างต้น ทั้งนี้ รายได้ค่าขายไฟฟ้าที่ลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 ได้ยุติการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเนื่องจากสิ้นสุดสัญญา PPA กับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2568

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหินกอง (HKP)**

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)	97.85	94.86	99.95	*5.4%*	*2.1%*
Dispatch Factor (% DF)	95.86	90.64	95.82	*5.7%*	*0.0%*

รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าสามารถรักษาความพร้อมจ่ายในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ความพร้อมจ่ายในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่ระดับร้อยละ 99.95 อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องมากขึ้นซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.

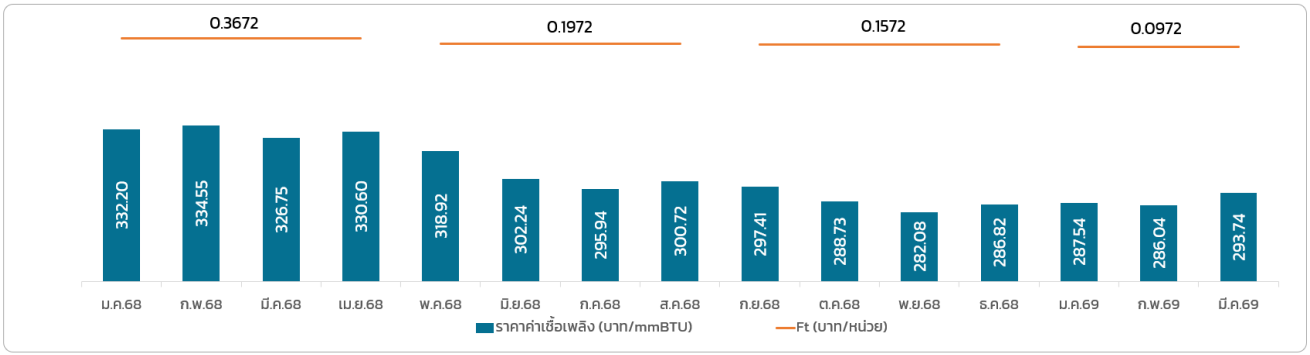
รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก HKP เปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าเป็นบริษัทย่อย ในวันที่ 1 ตุลาคม 2568 จากการที่บริษัทฯ มีอำนาจควบคุม ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้รายได้จาก HKP ตามเกณฑ์การจัดทำงบการเงินรวม นับตั้งแต่วันดังกล่าว

- **โรงไฟฟ้าของ RAC**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้า SP เดินเครื่องเพิ่มขึ้น เป็นผลมาจากราคาค่าขายไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศออสเตรเลียสูงขึ้น ประกอบกับรายได้ค่าขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า Townsville เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mt. Emerald, Collector และ Starfish Hill เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากความเร็วลมเฉลี่ยเพิ่มขึ้น

- **โรงไฟฟ้า SPP**



- **โรงไฟฟ้า RPE**

ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีอัตรากำไรขั้นต้นอยู่ในระดับร้อยละ 24 – 25 ซึ่งเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY

รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ราคาค่าก๊าซปรับตัวเพิ่มขึ้นตามรายละเอียดกราฟข้างต้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากค่า Ft และราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวลดลง

- **โรงไฟฟ้า RCO**

ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีอัตรากำไรขั้นต้นอยู่ในระดับร้อยละ 24 – 25 ซึ่งเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY

รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก ค่า Ft ที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ราคาค่าก๊าซปรับตัวเพิ่มขึ้นตามรายละเอียดกราฟข้างต้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น

- **โรงไฟฟ้า RER**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น และราคาค่าก๊าซปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง ประกอบกับ ราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวลดลง ตามรายละเอียดกราฟข้างต้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) ลดลง

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

โครงการ IPPs

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนไพตัน (PE)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)					
หน่วยที่ 3	94.78	85.20	97.25	*14.1%*	*2.6%*
หน่วยที่ 7/8	69.82	95.39	78.13	*-18.1%*	*11.9%*
Dispatch Factor (% DF)					
หน่วยที่ 3	68.91	68.26	91.41	*33.9%*	*32.7%*
หน่วยที่ 7/8	51.11	74.29	85.02	*14.4%*	*66.3%*

แผนการบำรุงรักษา	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	-	-	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 7	-	MI : 28 - 31 ธ.ค. 68 (4 วัน)	MI : 1 - 30 ม.ค. 69 (30 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 8	MO : 1 ม.ค. - 12 ก.พ. 68 (43 วัน)	-	-

MO : Major Overhaul, MI : Minor Inspection

ส่วนแบ่งกำไรจาก PE เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของการไฟฟ้าอินโดนีเซีย (PLN) โดยโรงไฟฟ้ามีหยุดเดินเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามแผนในตารางข้างต้น

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา (HPC)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
Commercial Equivalent Availability Factor (%)	80.68	72.16	86.20	*19.5%*	*6.8%*
EGAT Dispatch Factor (% DF)	103.24	102.70	103.11	*0.4%*	*-0.1%*
EDL Dispatch Factor (% DF)	119.40	73.07	115.18	*57.6%*	*-3.5%*
FX อัตราเฉลี่ย (บาท/USD)	33.88	32.04	31.76	*-0.9%*	*-6.3%*

แผนการบำรุงรักษา	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 1	YM : 1 - 10 ม.ค. 68 (10 วัน)	-	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 2	-	ME : 23 ต.ค. - 31 ธ.ค. 68 (70 วัน)	ME : 1 - 8 ม.ค. 69 (8 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	YM : 9 ก.พ. - 2 มี.ค. 68 (22 วัน)	-	YM : 8 ก.พ. - 2 มี.ค. 69 (23 วัน)

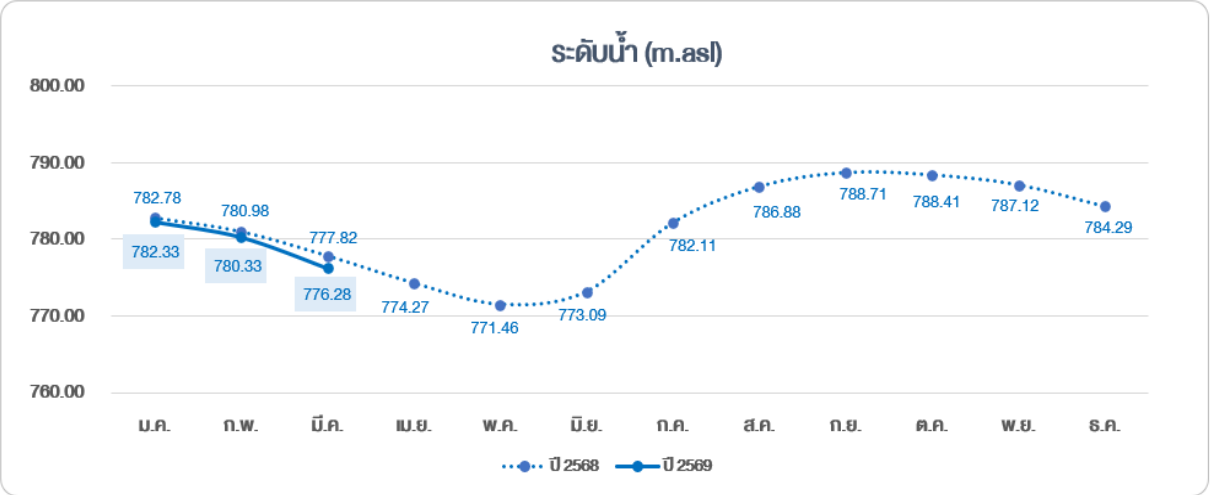
ME : Maintenance Extension, YM : Yearly Maintenance

ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงรักษาตามแผน ส่งผลให้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โรงไฟฟ้ามีค่าความพร้อมเพิ่มขึ้นและเดินเครื่องเพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากสกุลเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้าเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ส่งผลให้ HPC รับรู้รายได้ลดลง ถึงแม้ว่าในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 HPC จะมีความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

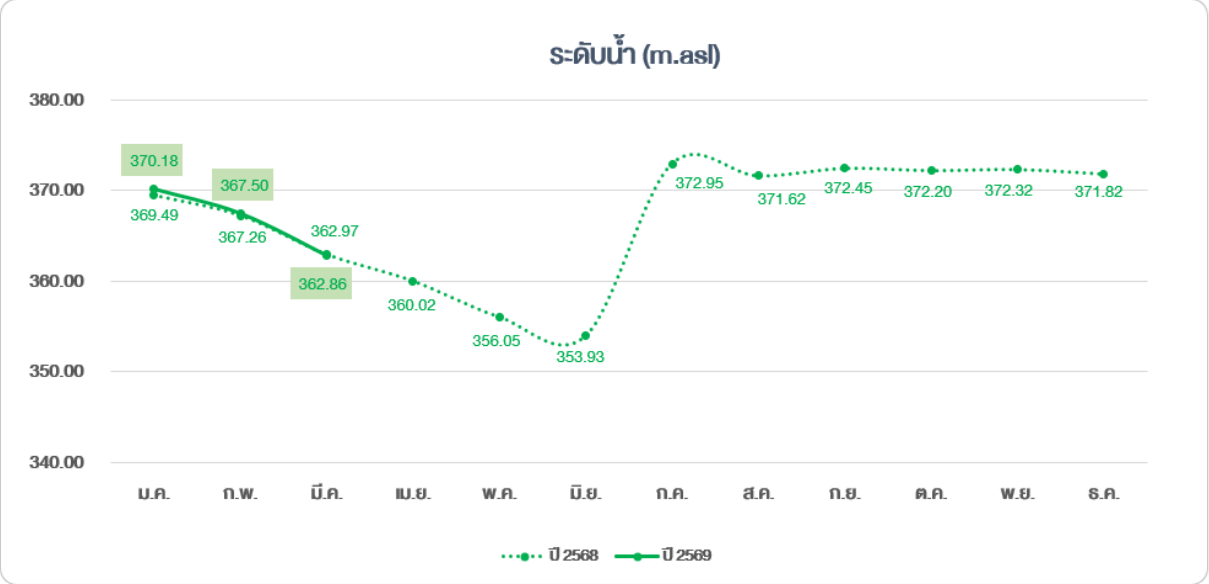
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำเซเปียน-เซน้ำน้อย (PNPC)



ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก PNPC รับรู้กำไรจาก FX ซึ่งเกิดจากการอ่อนค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ ส่งผลให้มูลค่าหนี้สินในสกุลเงินบาทมีมูลค่าลดลง

ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC เพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องมากกว่าปีก่อนจากการบริหารจัดการน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำในช่วงต้นปีซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (NN2)



ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 ลดลง QoQ จากปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำลดลงตามฤดูกาล

ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 เพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำเพิ่มสูงขึ้น และจากการบริหารจัดการน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำในช่วงต้นปี

การวิเคราะห์ EBITDA และกำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ

หน่วย : ล้านบาท

	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY
รวมรายได้	**6,987**	**11,994**	**12,321**	***2.7%***	***76.3%***
ต้นทุนขาย	3,029	7,563	7,675	*1.5%*	*153.4%*
RG	*1,110*	*830*	*438*	*-47.2%*	*-60.6%*
HKP	*-*	*4,932*	*5,341*	*8.3%*	*n.a.*
RAC	*416*	*397*	*539*	*35.8%*	*29.5%*
RCO	*504*	*499*	*472*	*-5.4%*	*-6.5%*
RPE	*589*	*587*	*515*	*-12.2%*	*-12.4%*
RER	*390*	*294*	*346*	*17.7%*	*-11.3%*
อื่นๆ	*20*	*26*	*24*	*-7.6%*	*23.7%*
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	765	875	894	*2.2%*	*16.9%*
รวมค่าใช้จ่าย	3,794	8,438	8,570	*1.6%*	*125.9%*
EBITDA	**3,194**	**3,555**	**3,752**	***5.5%***	***17.5%***
หัก ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	937	1,575	975	*-38.1%*	*4.0%*
(กำไร) ขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์	(611)	99	(97)	*n.a.*	*n.a.*
ต้นทุนทางการเงิน	1,017	1,202	1,161	*-3.4%*	*14.2%*
ภาษีเงินได้	472	(129)	32	*n.a.*	*-93.3%*
กำไรก่อนกำไร (ขาดทุน)จาก FX	**1,378**	**808**	**1,681**	***108.0%***	***22.0%***
กำไร (ขาดทุน) จาก FX	(122)	410	(193)	*n.a.*	*-58.6%*
กำไรสำหรับปี	**1,257**	**1,219**	**1,488**	***22.1%***	***18.4%***
หัก ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	37	444	260	*-41.5%*	*n.a.*
กำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ	**1,220**	**775**	**1,228**	***58.5%***	***0.7%***
หัก ผลกระทบกำไร (ขาดทุน) จาก FX	(122)	410	(193)	*n.a.*	*-58.6%*
ค่าเผื่อการด้อยค่าน้ำมันเตา - โรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG	-	(609)	-	*n.a.*	*n.a.*
กำไรปกติ (Normal Profit)	**1,341**	**974**	**1,421**	***45.9%***	***6.0%***

ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA จำนวน 3,752 ล้านบาท โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยที่มีผลต่อรายได้ ตามที่ได้แจ้งไว้ข้างต้น ขณะที่การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนขาย มีสาเหตุหลัก ดังนี้

ต้นทุนขาย

- **โรงไฟฟ้า RG**

ต้นทุนขายลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 ได้ยุติการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเนื่องจากสิ้นสุดสัญญา PPA กับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2568

- **โรงไฟฟ้า HKP**

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของกฟผ.

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น YoY จากการเปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าเป็นบริษัทย่อย ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้ต้นทุนขายของ HKP ตามเกณฑ์การจัดทำงบการเงินรวม

- **โรงไฟฟ้าของ RAC**

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักสอดคล้องกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า SP ที่เพิ่มขึ้น

- **โรงไฟฟ้า RPE และ RCO**

ต้นทุนขายลดลง QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง

ต้นทุนขายลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากราคาค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวลดลง

- **โรงไฟฟ้า RER**

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาค่าเชื้อเพลิงปรับตัวสูงขึ้น

ต้นทุนขายลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง ประกอบกับราคาค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวลดลง

จาก EBITDA ดังกล่าว บริษัทฯ รับรู้กำไรจากการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย รวมทั้งบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และ ภาษีเงินได้ ส่งผลให้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จำนวน 1,228 ล้านบาท

3. รายงานวิเคราะห์ฐานะการเงิน

สินทรัพย์

สินทรัพย์ เพิ่มขึ้นจำนวน 1,179 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 0.5 สาเหตุหลัก ดังนี้

- ลูกหนี้การค้ากิจการที่เกี่ยวข้องกันเพิ่มขึ้น 1,015 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากในเดือนกุมภาพันธ์และมีนาคม 2569 โรงไฟฟ้า HKP เดินเครื่องมากกว่าในเดือนพฤศจิกายนและธันวาคม 2568 ประกอบกับ รายได้จากค่าความพร้อมของโรงไฟฟ้า RG ในเดือนกุมภาพันธ์และมีนาคม 2569 สูงกว่าในเดือนพฤศจิกายนและธันวาคม 2568
- สินทรัพย์ทางการเงินหมุนเวียนอื่นและสินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 1,081 ล้านบาท และ 186 ล้านบาท ตามลำดับ
- สินทรัพย์อนุพันธ์เพิ่มขึ้น 485 ล้านบาท เป็นผลมาจากมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย (IRS) และ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเสมือน (VPPA) ในประเทศออสเตรเลียปรับเพิ่มขึ้น
- ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 1,282 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสกุลเงินเหรียญออสเตรเลียแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินสหรัฐฯ และสกุลเงินบาท ส่งผลให้ ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ในสกุลเงินออสเตรเลีย มีมูลค่าเพิ่มขึ้น
- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจำนวน 3,293 ล้านบาท รายละเอียดชี้แจงไว้ในข้อ 4

หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น

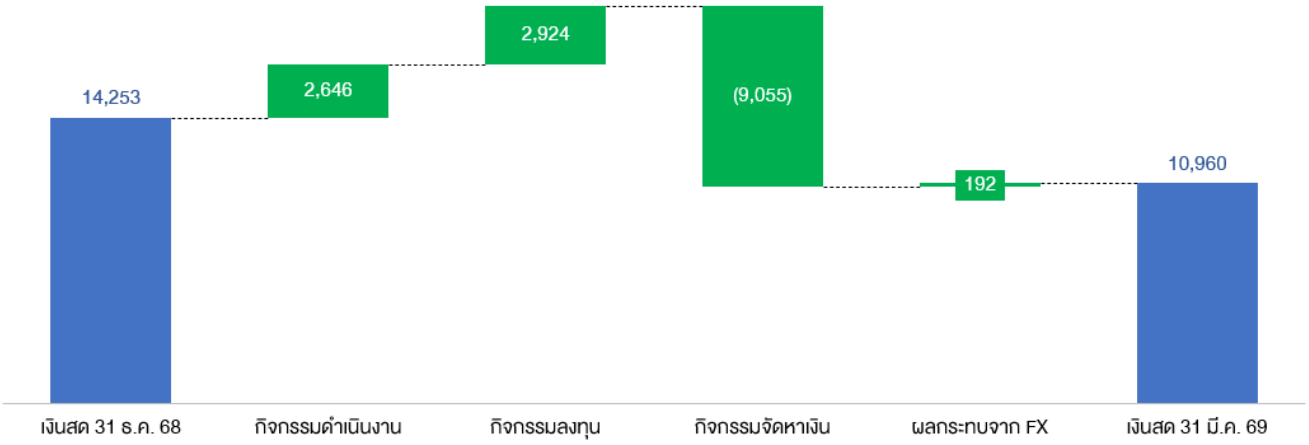
หนี้สิน ลดลงจำนวน 4,697 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 3.6 สาเหตุหลัก ดังนี้

- เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินลดลงสุทธิจำนวน 5,420 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจาก กลุ่มบริษัทฯ ชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 7,435 ล้านบาท ขณะที่สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินบาท ส่งผลให้เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสกุลเหรียญสหรัฐฯ มีมูลค่าเพิ่มขึ้น

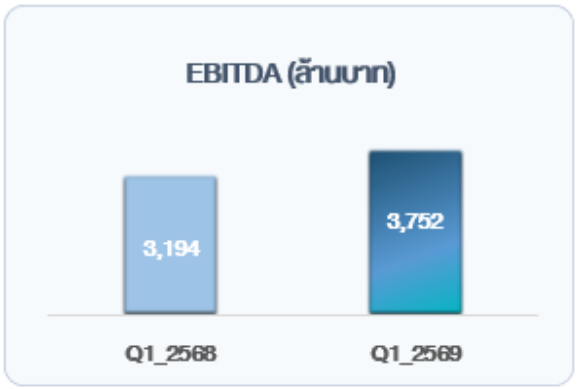
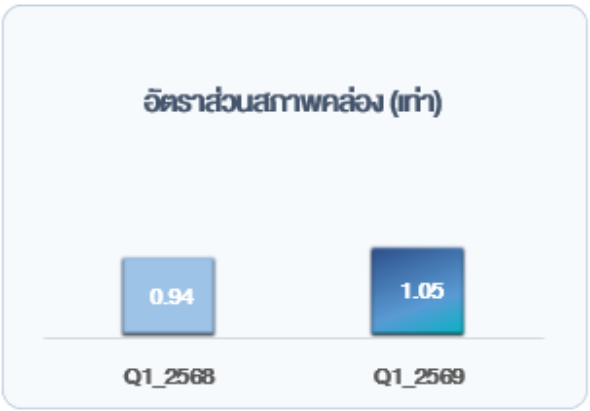
ส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 5,877 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 5.5 สาเหตุหลัก ดังนี้

- รับรู้กำไรสำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 1,228 ล้านบาท
- องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น จำนวน 4,593 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสำรองจากการแปลงค่างบการเงินจำนวน 3,644 ล้านบาท ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นของการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 400 ล้านบาท สำรองการป้องกันความเสี่ยงประแสเงินสดจำนวน 388 ล้านบาท และ สำรองการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมจำนวน 167 ล้านบาท

4. รายงานวิเคราะห์กระแสเงินสด



เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 เป็นจำนวน 10,960 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 (14,253 ล้านบาท) เป็นจำนวน 3,293 ล้านบาท สรุปสาเหตุหลักได้ดังนี้

- เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 2,646 ล้านบาท สาเหตุเนื่องจากผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ทำให้เงินสดเพิ่มขึ้น 2,601 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงของสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานในระหว่างงวดจำนวน 45 ล้านบาท
- เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 2,924 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้
  - บริษัทฯ รับเงินจากการลดสัดส่วนการถือหุ้นใน PE จำนวน 2,648 ล้านบาท
  - บริษัทฯ รับเงินปันผล และ ดอกเบี้ยรับ เป็นจำนวน 1,170 ล้านบาท และ 168 ล้านบาท ตามลำดับ
  - บริษัทฯ จ่ายเงินสุทธิในสินทรัพย์ทางการเงินจำนวน 940 ล้านบาท
- เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 9,055 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้
  - บริษัทฯ จ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 7,435 ล้านบาท
  - บริษัทฯ จ่ายชำระดอกเบี้ยในระหว่างงวด เป็นจำนวน 1,269 ล้านบาท

5. อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ (คำนวณโดยใช้กำไรปกติ)