บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน)



คำอธิบายรายการและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน
และฐานะการเงินของฝ่ายบริหาร
สำหรับงวดสามเดือนและเก้าเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 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

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
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

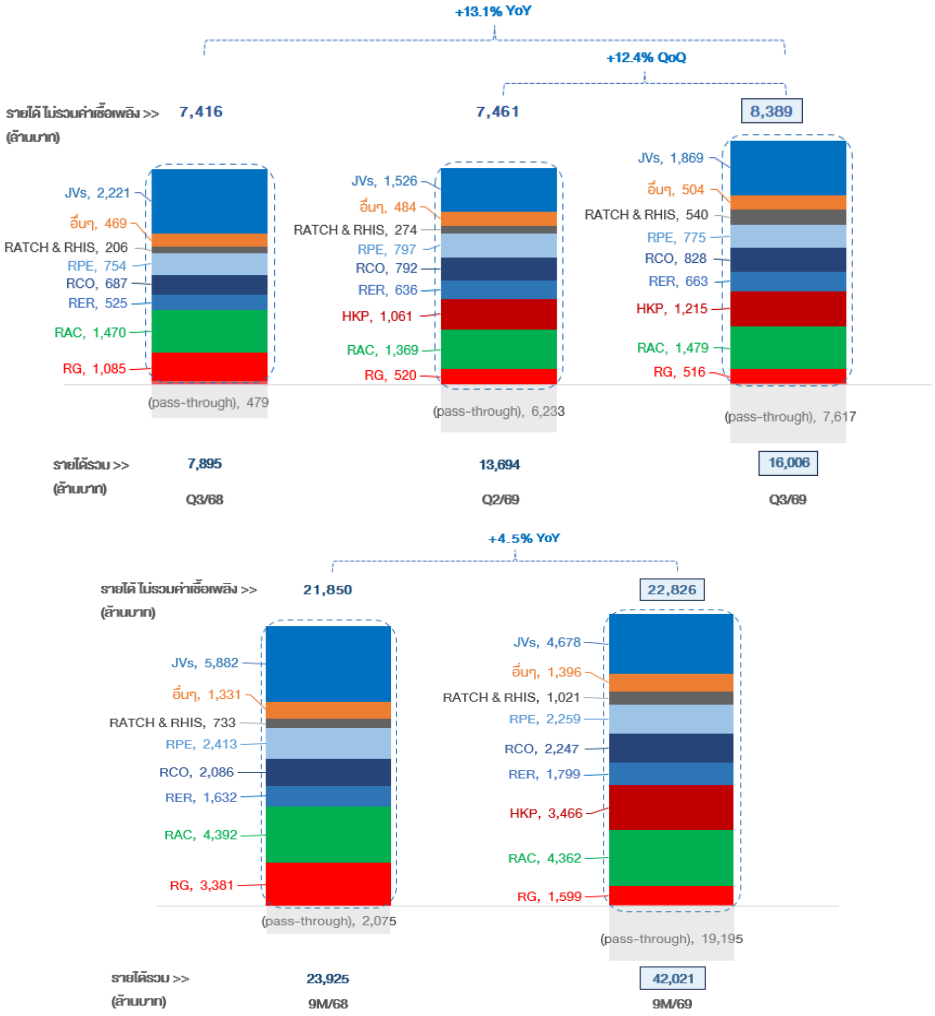
วันที่ 30 ตุลาคม 2569 ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) รายงานว่า เศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปรับดีขึ้นจากไตรมาสก่อน โดยมีแรงขับเคลื่อนหลักจากการส่งออกสินค้าที่ไม่รวมทองคำซึ่งขยายตัวต่อเนื่องตามแรงส่งจากวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ (AI) ของโลก ประกอบกับอุปสงค์ในประเทศที่ปรับดีขึ้นจากการลงทุนภาคเอกชน โดยเฉพาะการลงทุนด้านศูนย์ข้อมูล (Data Center) และการบริโภคภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นในเกือบทุกหมวด โดยได้รับแรงสนับสนุนบางส่วนจากมาตรการภาครัฐ ส่งผลให้การผลิตภาคอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่กิจกรรมภาคบริการเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากภาคการค้าและขนส่ง อย่างไรก็ตาม ภาคการท่องเที่ยวชะลอลงตามจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ โดยเฉพาะกลุ่มตลาดระยะใกล้ที่ลดลงจากต้นทุนการเดินทางที่สูงขึ้น ขณะที่รายรับนักท่องเที่ยวต่างชาติยังทรงตัวจากจำนวนวันพักที่นานขึ้น

สำหรับเดือนกันยายน 2569 เศรษฐกิจไทยโดยรวมปรับดีขึ้นจากเดือนก่อน โดยการส่งออกสินค้าที่ไม่รวมทองคำเพิ่มขึ้นมากจากหมวดอิเล็กทรอนิกส์ตามแรงส่งของวัฏจักรเทคโนโลยีและ AI ของโลก ขณะที่การลงทุนภาคเอกชนเพิ่มขึ้นตามการนำเข้าอุปกรณ์ประมวลผลข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ Data Center และส่งผลให้การผลิตภาคอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นสอดคล้องกัน ด้านการท่องเที่ยว รายรับนักท่องเที่ยวต่างชาติเพิ่มขึ้นจากจำนวนวันพักที่นานขึ้น แม้ว่าจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติจะลดลงโดยเฉพาะกลุ่มตลาดระยะใกล้ ส่วนการบริโภคภาคเอกชนชะลอลงจากหมวดบริการท่ามกลางค่าครองชีพที่ยังอยู่ในระดับสูง ขณะที่อัตราเงินเฟ้อทั่วไปเพิ่มขึ้นจากหมวดพลังงานตามราคาน้ำมันในประเทศที่ปรับเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกภายหลังสถานการณ์ในตะวันออกกลางกลับมาตึงเครียด

วันที่ 28 ตุลาคม 2569 คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) มีมติเป็นเอกฉันท์ให้คงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยประเมินว่าเศรษฐกิจไทยปี 2569 และ 2570 จะขยายตัวร้อยละ 2.4 และร้อยละ 2.1 ตามลำดับ จากแรงส่งที่ดีกว่าคาดของการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนที่เกี่ยวเนื่องกับวัฏจักรเทคโนโลยีและ AI อย่างไรก็ตาม การขยายตัวโดยรวมยังต่ำกว่าศักยภาพและผลดียังกระจุกตัว ขณะที่การบริโภคภาคเอกชนยังถูกกดดันจากหนี้ครัวเรือนที่อยู่ในระดับสูง ตลาดแรงงานและกำลังซื้อที่เปราะบาง โดยเฉพาะครัวเรือนรายได้น้อยที่เผชิญแรงกดดันค่าครองชีพ ส่วนอัตราเงินเฟ้อทั่วไปปี 2569 และ 2570 คาดว่าจะเฉลี่ยร้อยละ 2.1 และร้อยละ 1.3 ตามลำดับ โดย กนง. เห็นว่าอัตราดอกเบี้ยนโยบายในปัจจุบันยังเหมาะสมต่อการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ และต้องติดตามความเสี่ยงด้านเงินเฟ้อจากราคาน้ำมันและปรากฏการณ์เอลนีโญอย่างใกล้ชิด

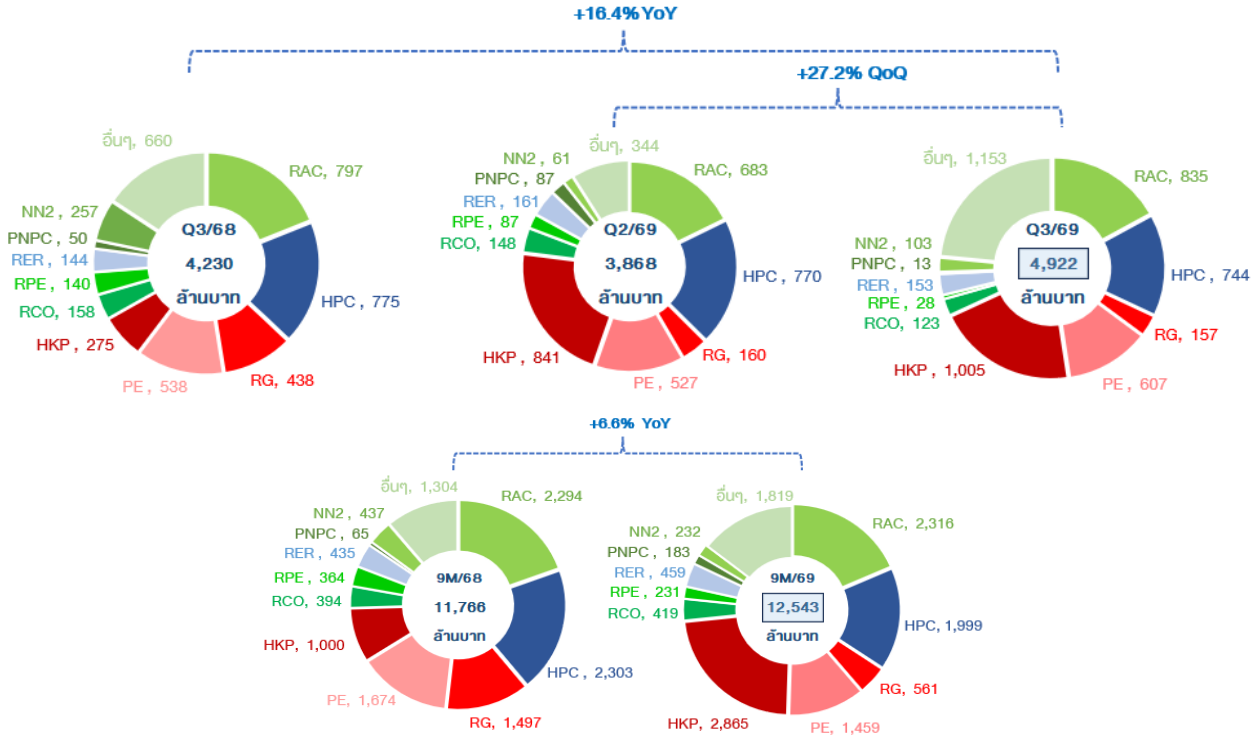
สำนักบริหารสารสนเทศพลังงานของสหรัฐ (EIA) รายงานใน Short-Term Energy Outlook เดือนตุลาคม 2569 ว่า ราคาน้ำมันดิบ Brent เฉลี่ยอยู่ที่ 114 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลในเดือนกันยายน สูงขึ้น 23 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจากเดือนสิงหาคม โดยราคาปรับเพิ่มขึ้นภายหลังการโจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านน้ำมันและเรือบรรทุกน้ำมันในตะวันออกกลางที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ EIA คาดว่าราคาน้ำมันดิบ Brent จะเฉลี่ยอยู่ที่ 105 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลในไตรมาสที่ 4 ปี 2569 แม้ EIA คาดว่าการผลิตและการขนส่งน้ำมันจากตะวันออกกลางจะเพิ่มขึ้น แต่การลดลงอย่างต่อเนื่องของปริมาณน้ำมันคงคลังโลกและความผันผวนของการขนส่งน้ำมันยังคงเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ราคาน้ำมันอยู่ในระดับสูง

รายได้รวม

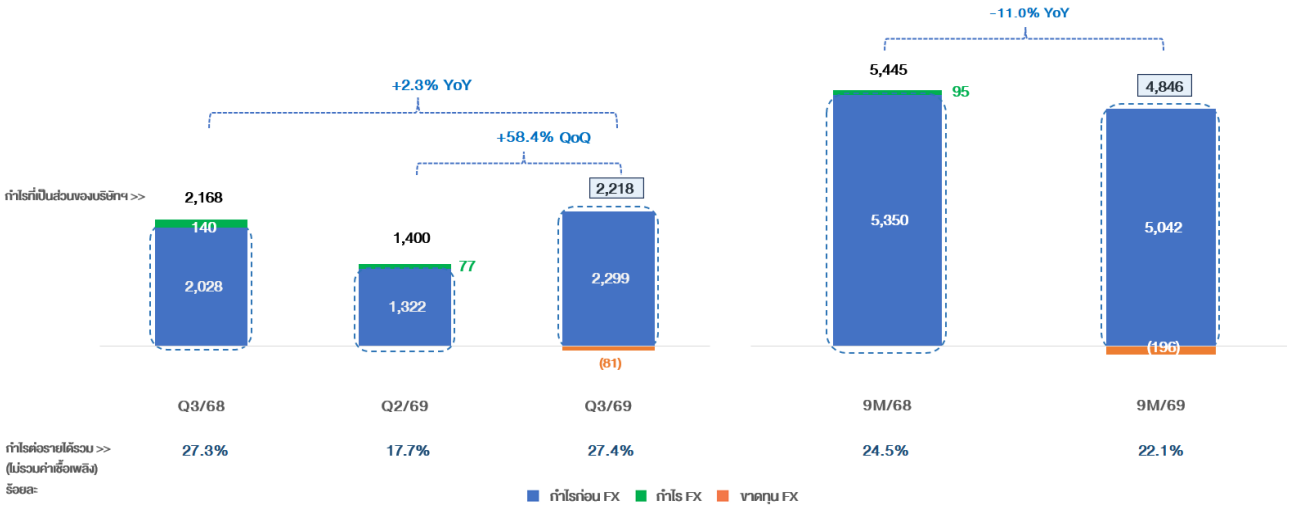


- ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม 2568 ส่งผลให้รายได้จาก RG ปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีความสามารถรักษาระดับความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ อาทิ PE, HKP และ HPC ให้อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งมีส่วนสำคัญในการรักษาประสิทธิภาพการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและคงความสามารถในการทำกำไรอย่างมั่นคงในระยะยาว
- ในไตรมาสที่ 3 และ งวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีรายได้รวมเท่ากับ 16,006 ล้านบาท และ 42,021 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งนี้ หากไม่รวมค่าเชื้อเพลิง (pass-through) รายได้รวมเพิ่มขึ้น YoY ร้อยละ 13.1 และ ร้อยละ 4.5 ตามลำดับ สาเหตุหลักเนื่องจาก HKP เดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. นอกจากนี้ จากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ราคาค่าก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น ซึ่งเป็นอีกหนึ่งปัจจัยสนับสนุนให้รายได้จากการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ HKP และกลุ่มโรงไฟฟ้า SPPs ปรับตัวเพิ่มขึ้น
- ขณะที่รายได้รวมเพิ่มขึ้น QoQ ร้อยละ 12.4 สาเหตุหลักเนื่องจาก HKP มีความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น ภายหลังการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสก่อนหน้า นอกจากนี้ ส่วนแบ่งกำไรจาก PE เพิ่มขึ้นจากค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าหน่วยที่ 7 และ 8 ที่ปรับตัวสูงขึ้น เป็นผลมาจากการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ ขณะเดียวกัน ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 เพิ่มขึ้น เป็นผลมาจากปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล

EBITDA และ กำไรที่เป็นส่วนของบริษัทฯ



- ในไตรมาสที่ 3 และงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA เท่ากับ 4,922 ล้านบาท และ 12,543 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงตามรายได้ที่กล่าวไว้ข้างต้น



- ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทฯ จำนวน 2,218 ล้านบาท เพิ่มขึ้น QoQ และ YoY ร้อยละ 58.4 และ 2.3 ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลัก เป็นไปตามรายได้รวมและ EBITDA ที่ได้ชี้แจงไว้ข้างต้น
- อย่างไรก็ตาม สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทฯ จำนวน 4,846 ล้านบาท ลดลง YoY ร้อยละ 11.0 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม 2568 ประกอบกับ บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง จากปัจจัยการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า รวมทั้ง รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก PE ลดลง จากการที่บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นจากเดิมร้อยละ 36.26 เป็นร้อยละ 31.26 ตั้งแต่วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2569 ทั้งนี้ การลดสัดส่วนดังกล่าวเป็นไปตาม Energy Transition Plan ของกลุ่มบริษัทฯ

1. เหตุการณ์ที่สำคัญในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

เหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีดังต่อไปนี้

1.1 การอนุมัติจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานงวด 6 เดือนแรก ปี 2569

วันที่ 25 สิงหาคม 2569 ในการประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 9/2569 คณะกรรมการมีมติอนุมัติจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานงวด 6 เดือนแรก ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2569 ถึง วันที่ 30 มิถุนายน 2569 ให้แก่ผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ในอัตราหุ้นละ 0.70 บาท รวมเป็นเงิน 1,522.50 ล้านบาท ซึ่งได้จ่ายแก่ผู้ถือหุ้นแล้ว ในวันที่ 24 กันยายน 2569

ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (ณ วันที่ 30 กันยายน 2569)



โครงการโรงไฟฟ้า Song Giang 1	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานน้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	12
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Khanh Hoa ประเทศเวียดนาม
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 46.22
COD	ปี 2570
ความคืบหน้า	99%



โครงการโรงไฟฟ้า NPSI	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)	145
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Negros Occidental ประเทศฟิลิปปินส์
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 49
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	90%



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 2570
ความคืบหน้า	95%

2. รายงานวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามงบการเงินรวม

การวิเคราะห์รายได้

หน่วย : ล้านบาท

	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	**4,910**	**10,646**	**12,177**	***14.4%***	***148.0%***	**15,541**	**32,339**	***108.1%***
RG	1,365	521	539	*3.5%*	*-60.5%*	4,810	1,613	*-66.5%*
HKP	-	6,499	7,961	*22.5%*	*n.a.*	-	20,026	*n.a.*
RAC	1,402	1,273	1,253	*-1.6%*	*-10.6%*	4,173	3,969	*-4.9%*
RCO	687	787	828	*5.3%*	*20.5%*	2,084	2,241	*7.6%*
RPE	750	791	771	*-2.6%*	*2.9%*	2,388	2,245	*-6.0%*
RER	525	634	663	*4.5%*	*26.3%*	1,631	1,797	*10.2%*
อื่นๆ	181	140	162	*15.1%*	*-10.8%*	455	448	*-1.5%*
รายได้ตามสัญญาเช่า	**431**	**1,022**	**1,085**	***6.2%***	***152.1%***	**1,371**	**3,309**	***141.4%***
ส่วนแบ่งกำไรจากในบริษัทร่วม/การร่วมค้า	**2,221**	**1,526**	**1,869**	***22.4%***	***-15.9%***	**5,882**	**4,678**	***-20.5%***
โครงการ IPP	1,653	1,478	1,477	*-0.1%*	*-10.6%*	4,996	3,739	*-25.2%*
โครงการ SPP	68	8	46	*439.1%*	*-32.8%*	215	134	*-37.5%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำและพลังงานทดแทน	287	(90)	126	*239.4%*	*-56.2%*	427	228	*-46.7%*
โครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานและอื่นๆ	212	130	220	*68.8%*	*3.6%*	245	577	*136.1%*
รายได้อื่น	**333**	**500**	**875**	***75.1%***	***162.6%***	**1,131**	**1,695**	***49.9%***
รายได้ค่าบริการการจัดการ	77	62	71	*15.7%*	*-7.2%*	270	196	*-27.5%*
รายได้ดอกเบี้ย	214	237	262	*10.6%*	*22.2%*	656	724	*10.3%*
รายได้เงินปันผล	-	19	-	*n.a.*	*n.a.*	14	19	*35.2%*
รายได้อื่นๆ	42	182	542	*197.5%*	*1188.1%*	190	756	*298.4%*
รายได้รวม	**7,895**	**13,694**	**16,006**	***16.9%***	***102.7%***	**23,925**	**42,021**	***75.6%***

- **โรงไฟฟ้าราชบุรี (RG)**

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)								
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100.00	-	-	*n.a.*	*n.a.*	100.00	-	*n.a.*
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	84.42	90.02	100.00	*11.1%*	*18.5%*	89.70	96.31	*7.4%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)								
ก๊าซธรรมชาติ	-	-	-	*n.a.*	*n.a.*	35	-	*n.a.*
ราคาค่าเนื้อก๊าซถัวเฉลี่ย								
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/mmBTU)	285	-	-	*n.a.*	*n.a.*	303	-	*n.a.*

แผนการบำรุงรักษา	งวด 9 เดือน ปี 2568	งวด 9 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 1	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 2	MO : 22 มิ.ย. - 12 ส.ค. 68 (52 วัน) (GT) MI : 18 ก.ค. - 12 ส.ค. 68 (26 วัน) (ST)	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 3	CI : 6 - 20 เม.ย. 68 (15 วัน) (GT) MI : 26 มี.ค. - 20 เม.ย. 68 (26 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

ในงวด 9 เดือน ปี 2569 โรงไฟฟ้าสามารถรักษาความพร้อมจ่ายในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมอยู่ที่ระดับร้อยละ 96.31 อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแผนการบำรุงรักษาตามที่แสดงข้างต้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นจากการหยุดซ่อมบำรุงรักษาตามแผน ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

อย่างไรก็ตาม รายได้ค่าขายไฟฟ้าที่ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 ได้ยุติการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ เนื่องจากสิ้นสุดสัญญา PPA กับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2568

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหินกอง (HKP)**

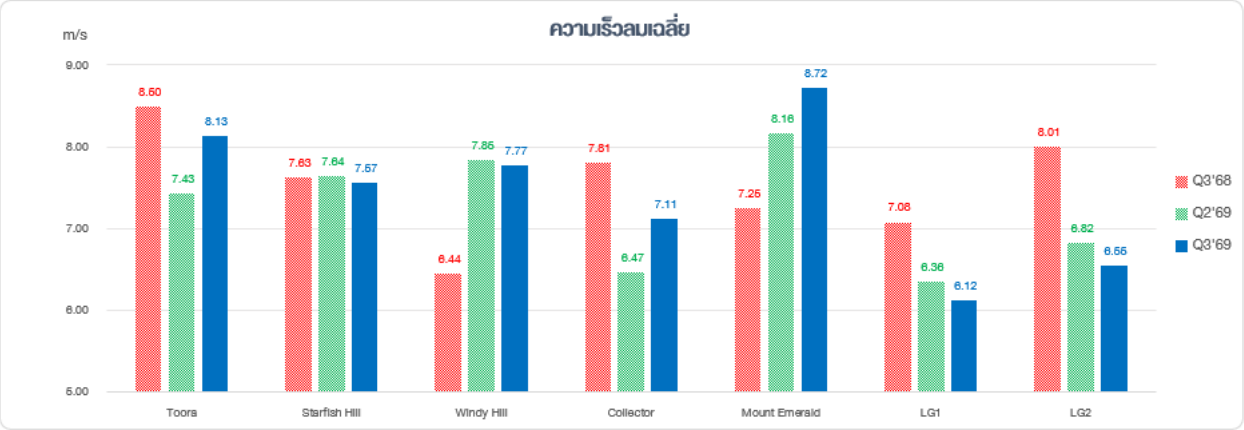
ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)	88.18	88.05	99.12	*12.6%*	*12.4%*	94.24	95.70	*1.5%*
Dispatch Factor (%DF)	85.80	93.15	98.21	*5.4%*	*14.5%*	90.63	95.78	*5.7%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)								
ก๊าซธรรมชาติ	2,472	2,676	3,010	*12.5%*	*21.8%*	7,983	8,582	*7.5%*
ราคาค่าเนื้อก๊าซถัวเฉลี่ย								
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/mmBTU)	284	350	389	*11.3%*	*36.8%*	302	338	*12.0%*

แผนการบำรุงรักษา	งวด 9 เดือน ปี 2568	งวด 9 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 1	CI Plus : 29 มิ.ย. - 21 ก.ค. 68 (23 วัน)	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 2	-	CI Plus : 1 - 21 เม.ย. 69 (21 วัน)

CI : Combustion Inspection

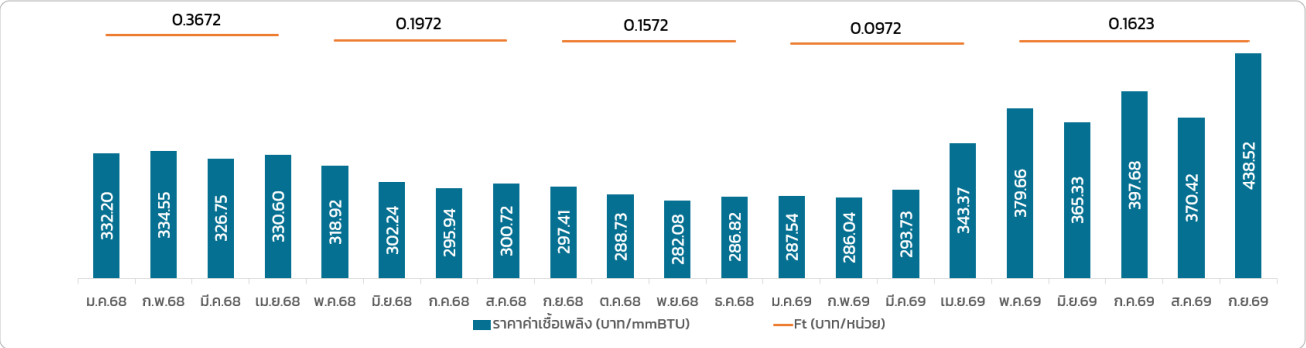
รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของกฟผ. ประกอบกับ ราคาค่าเชื้อเพลิง Energy Pool Price (EPP) ปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้ง โรงไฟฟ้ามีค่าความพร้อมจ่ายมากขึ้น อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแผนการบำรุงรักษาตามตารางข้างต้น

- **โรงไฟฟ้าของ RAC**



รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากราคาค่าขายไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศออสเตรเลียลดลง ส่งผลให้โรงไฟฟ้า LG และ SP ได้รับรายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mt. Emerald และ Windy Hill เพิ่มขึ้น โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากความเร็วลมเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น

- **โรงไฟฟ้า SPPs**



ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
RPE								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	66	63	52	*-17.6%*	*-21.1%*	190	179	*-5.6%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) (GWh)	86	89	90	*1.4%*	*4.4%*	264	257	*-2.7%*
Gross Profit Margin (%)	22.2%	17.6%	10.6%	*-39.9%*	*-52.3%*	20.2%	17.3%	*-14.4%*
RCO								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	161	165	161	*-2.4%*	*-0.1%*	450	472	*4.8%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) (GWh)	37	39	40	*2.6%*	*5.8%*	108	114	*5.7%*
Gross Profit Margin (%)	24.5%	19.2%	15.9%	*-17.4%*	*-35.3%*	20.2%	19.5%	*-3.2%*
RER								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	158	167	162	*-3.0%*	*2.6%*	471	482	*2.2%*
Gross Profit Margin (%)	30.1%	26.4%	24.4%	*-7.6%*	*-18.7%*	29.3%	26.9%	*-8.0%*

- **โรงไฟฟ้า RPE**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง QoQ และ YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง จากการหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงตามแผน ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

- **โรงไฟฟ้า RCO**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากค่า Ft และ ราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น ถึงแม้ว่า โรงไฟฟ้าจะเดินเครื่องลดลงเล็กน้อย ตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

ขณะเดียวกัน รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. และความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น

- **โรงไฟฟ้า RER**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น ถึงแม้ว่า โรงไฟฟ้าจะเดินเครื่องลดลงเล็กน้อย ตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

ขณะเดียวกัน รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ประกอบกับราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

โครงการ IPPs

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนไพตัน (PE)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
Availability Factor (%)								
หน่วยที่ 3	64.79	93.46	90.32	*-3.4%*	*39.4%*	84.98	93.67	*10.2%*
หน่วยที่ 7/8	97.54	95.80	97.29	*1.6%*	*-0.3%*	88.90	90.38	*1.7%*
Dispatch Factor (%DF)								
หน่วยที่ 3	83.29	88.54	84.93	*-4.1%*	*2.0%*	75.74	88.33	*16.6%*
หน่วยที่ 7/8	73.34	90.52	89.99	*-0.6%*	*22.7%*	74.14	88.96	*20.0%*

แผนการบำรุงรักษา	งวด 9 เดือน ปี 2568	งวด 9 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	MI : 14 ส.ค. - 8 ก.ย. 68 (26 วัน)	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 7	-	MI : 1 - 30 ม.ค. 69 (30 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 8	MO : 22 ธ.ค. 67 - 12 ก.พ. 68 (53 วัน) (ST)	-

MO : Major Overhaul, MI : Minor Inspection, ST : Stream Turbine

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรจาก PE เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้า หน่วยที่ 7 และ 8 มีค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นจากการรักษาระดับความพร้อมจ่ายให้อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ขณะเดียวกัน ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้น YoY จากการที่โรงไฟฟ้ามีค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เป็นผลมาจากโรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามแผนในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ตามตารางข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ในงวด 9 เดือน ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรจาก PE ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทฯ ได้จำหน่ายเงินลงทุนใน PE ในสัดส่วนร้อยละ 5 ทำให้สัดส่วนการถือหุ้นใน PE ลดลงจากเดิมร้อยละ 36.26 เป็นร้อยละ 31.26 ทั้งนี้ การลดสัดส่วนดังกล่าวเป็นไปตาม Energy Transition Plan ของกลุ่มบริษัทฯ

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา (HPC)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง %YoY
Commercial Equivalent Availability Factor (%)	91.88	90.16	91.48	*1.5%*	*-0.4%*	89.79	89.30	*-0.5%*
EGAT Dispatch Factor (% DF)	105.09	103.42	106.75	*3.2%*	*1.6%*	103.85	104.48	*0.6%*
EDL Dispatch Factor (% DF)	26.08	117.34	48.95	*-58.3%*	*87.7%*	86.17	94.26	*9.4%*
FX ถัวเฉลี่ย (บาท/USD)	32.30	32.59	33.24	*2.0%*	*2.9%*	33.12	32.48	*-1.9%*

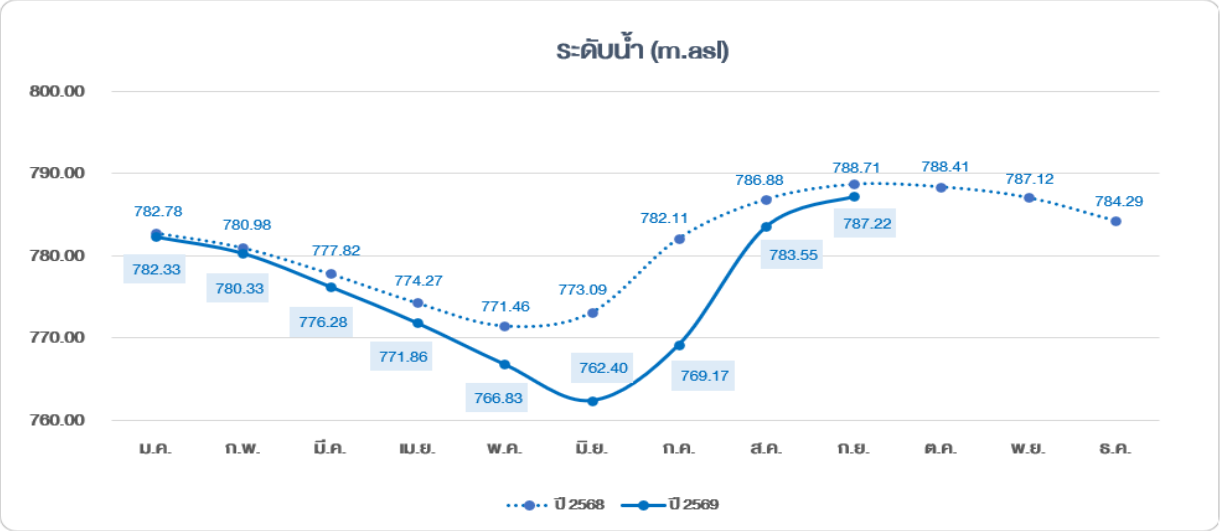
แผนการบำรุงรักษา	งวด 9 เดือน ปี 2568	งวด 9 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 1	YM : 21 ธ.ค. 67 - 10 ม.ค. 68 (21 วัน)	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 2	-	ME : 1 - 8 ม.ค. 69 (8 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	YM : 11 ก.พ. - 2 มี.ค. 68 (20 วัน)	YM : 8 ก.พ. - 2 มี.ค. 69 (23 วัน)

ME : Maintenance Extension, YM : Yearly Maintenance

ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง สาเหตุหลักเนื่องจาก รายได้ตามสัญญาเช่าลดลง ประกอบกับ รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลงจากปัจจัยการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า และต้นทุนค่าถ่านหินที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

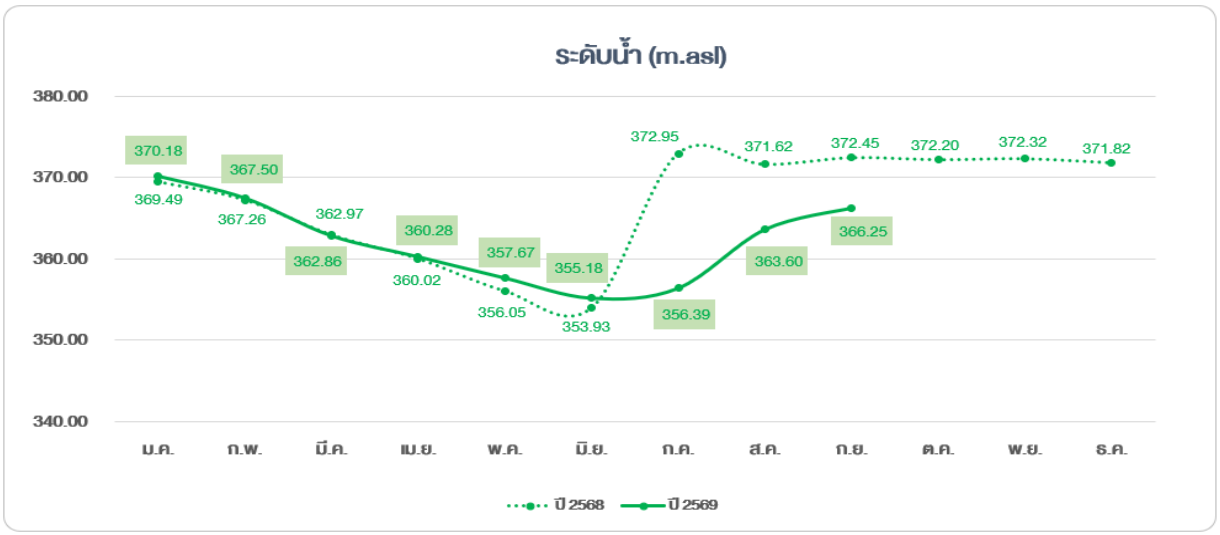
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำเซเปียน-เซน้ำน้อย (PNPC)



ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC ลดลง QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง ทั้งนี้ PNPC ได้รับรายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มเติมในรูปแบบของ Excess Energy ในช่วงเดือน เมษายนและพฤษภาคม 2569

ขณะเดียวกัน ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง จากปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำลดลง

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (NN2)



ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 เพิ่มขึ้น QoQ จากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ตามปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล

ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง จากปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำลดลง เป็นผลมาจากอิทธิพลของพายุโซนร้อน “วิภา” ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงไตรมาสที่ 3 ปี 2568

การวิเคราะห์ EBITDA และกำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ

หน่วย : ล้านบาท

	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	เปลี่ยนแปลง %QoQ	เปลี่ยนแปลง %YoY	9M/2568	9M/2569	เปลี่ยนแปลง % YoY
รวมรายได้	**7,895**	**13,694**	**16,006**	***16.9%***	***102.7%***	**23,925**	**42,021**	***75.6%***
ต้นทุนขาย	3,071	9,072	10,500	*15.7%*	*241.9%*	10,083	27,247	*170.2%*
RG	*1,090*	*455*	*450*	*-1.1%*	*-58.7%*	*3,841*	*1,343*	*-65.1%*
HKP	*-*	*6,282*	*7,653*	*21.8%*	*n.a.*	*-*	*19,276*	*n.a.*
RAC	*485*	*496*	*436*	*-12.2%*	*-10.0%*	*1,454*	*1,471*	*1.2%*
RCO	*519*	*636*	*696*	*9.6%*	*34.2%*	*1,664*	*1,804*	*8.4%*
RPE	*584*	*653*	*691*	*5.8%*	*18.2%*	*1,908*	*1,859*	*-2.5%*
RER	*367*	*467*	*501*	*7.4%*	*36.5%*	*1,154*	*1,313*	*13.8%*
อื่นๆ	*26*	*84*	*73*	*-12.3%*	*185.2%*	*63*	*181*	*189.8%*
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	*593*	753	583	*-22.6%*	*-1.6%*	*2,076*	2,231	*7.5%*
รวมค่าใช้จ่าย	3,664	9,825	11,084	*12.8%*	*202.5%*	12,159	29,479	*142.4%*
EBITDA	**4,230**	**3,868**	**4,922**	***27.2%***	***16.4%***	**11,766**	**12,543**	***6.6%***
หัก ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	953	1,007	1,035	*2.8%*	*8.6%*	2,857	3,017	*5.6%*
(กำไร) ขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลง มูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์	(113)	(10)	(76)	*-659.1%*	*32.7%*	(478)	(184)	*61.5%*
ต้นทุนทางการเงิน	1,092	1,139	1,159	*1.8%*	*6.1%*	3,129	3,459	*10.5%*
ภาษีเงินได้	170	150	117	*-21.7%*	*-30.8%*	704	299	*-57.5%*
กำไรก่อนกำไร (ขาดทุน) จาก FX	**2,129**	**1,583**	**2,687**	***69.8%***	***26.2%***	**5,554**	**5,951**	***7.2%***
กำไร (ขาดทุน) จาก FX	140	77	(81)	*-204.4%*	*-157.6%*	95	(196)	*-305.9%*
กำไรสำหรับงวด	**2,269**	**1,660**	**2,606**	***57.0%***	***14.8%***	**5,649**	**5,755**	***1.9%***
หัก ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	101	261	389	*49.1%*	*284.3%*	204	909	*346.6%*
กำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ	**2,168**	**1,400**	**2,218**	***58.4%***	***2.3%***	**5,445**	**4,846**	***-11.0%***
หัก ผลกระทบกำไร (ขาดทุน) จาก FX	140	77	(81)	*-204.4%*	*-157.6%*	95	(196)	*-305.9%*
กำไรปกติ (Normal Profit)	**2,028**	**1,322**	**2,299**	***73.8%***	***13.4%***	**5,350**	**5,042**	***-5.8%***

ในไตรมาสที่ 3 และงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA จำนวน 4,922 ล้านบาท และ 12,543 ล้านบาท ตามลำดับ โดย EBITDA เปลี่ยนแปลงจากปัจจัยที่มีผลต่อรายได้ ตามที่ได้แจ้งไว้ข้างต้น ขณะที่การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนขาย มีสาเหตุหลัก ดังนี้

ต้นทุนขาย

- **โรงไฟฟ้า RG**

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

- **โรงไฟฟ้า HKP**

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาค่าเชื้อเพลิงปรับตัวสูงขึ้น

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น YoY จากการเปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าเป็นบริษัทย่อย ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้ต้นทุนขายของ HKP ตามเกณฑ์การจัดทำงบการเงินรวม

- **โรงไฟฟ้าของ RAC**

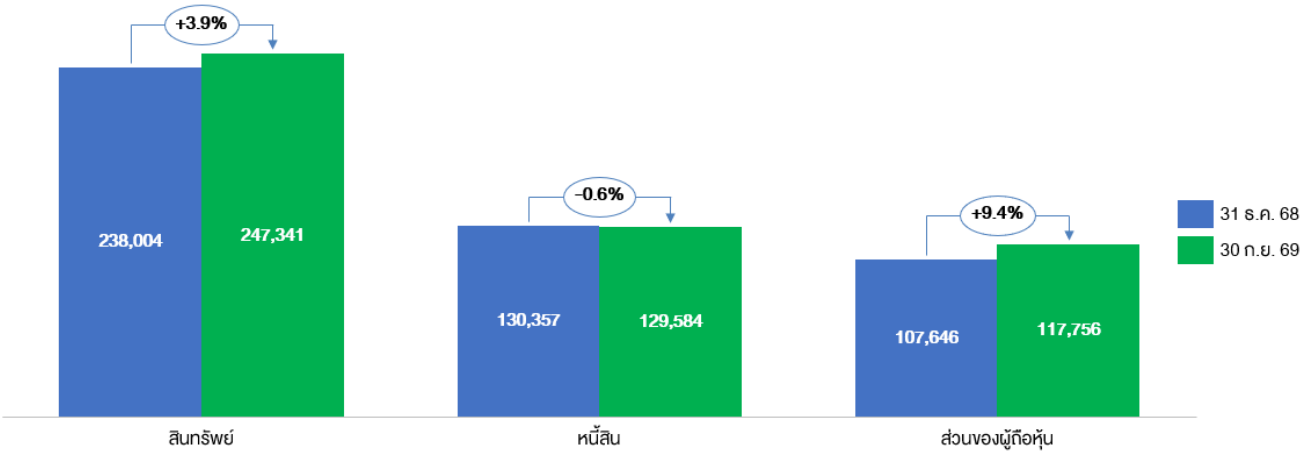
ต้นทุนขายลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงลดลง ซึ่งสอดคล้องกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า SP เป็นผลมาจากราคาค่าขายไฟฟ้าใน South Australia ลดลง

- **โรงไฟฟ้า RPE, RCO และ RER**

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้นสาเหตุหลักเนื่องจากค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น

จาก EBITDA ดังกล่าว บริษัทฯ รับรู้กำไรจากการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย รวมทั้งบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และ ภาษีเงินได้ ส่งผลให้ในไตรมาสที่ 3 และงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จำนวน 2,218 ล้านบาท และ 4,846 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งนี้ หากไม่รวมผลกระทบจาก FX ในไตรมาสที่ 3 และ งวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรปกติจำนวน 2,299 ล้านบาท และ 5,042 ล้านบาท ตามลำดับ

3. รายงานวิเคราะห์ฐานะการเงิน



สินทรัพย์

สินทรัพย์ เพิ่มขึ้นจำนวน 9,337 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 3.9 สาเหตุหลัก ดังนี้

- ลูกหนี้การค้ากิจการที่เกี่ยวข้องกันเพิ่มขึ้น 2,920 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าขายไฟฟ้าของ HKP ในเดือนสิงหาคมและกันยายน 2569 สูงกว่าในเดือนพฤศจิกายนและธันวาคม 2568 เนื่องจาก HKP เดินเครื่องเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาเชื้อเพลิง Energy Pool Price (EPP) ปรับตัวสูงขึ้น
- เงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นจำนวน 2,622 ล้านบาท สาเหตุหลัก ดังนี้

  ปัจจัยเพิ่มเงินลงทุน

  - รับรู้ส่วนแบ่งกำไร และส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จ ในระหว่างงวดจำนวนทั้งสิ้น 5,224 ล้านบาท
  - ชำระเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมเป็นเงินจำนวนรวม 193 ล้านบาท
  - ขายเงินลงทุนและจัดประเภทใหม่ ผลกระทบจาก FX และอื่นๆ จำนวนรวม 772 ล้านบาท

  ปัจจัยลดเงินลงทุน

  - รับเงินปันผลจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมเป็นจำนวนเงินรวม 3,566 ล้านบาท
- สินทรัพย์ทางการเงินหมุนเวียนอื่นและสินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 2,595 ล้านบาท
- ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 1,009 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสกุลเงินเหรียญออสเตรเลียแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ และสกุลเงินบาท ส่งผลให้ ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ในสกุลเงินออสเตรเลีย มีมูลค่าเพิ่มขึ้น
- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจำนวน 348 ล้านบาท รายละเอียดชี้แจงไว้ในข้อ 4

หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น

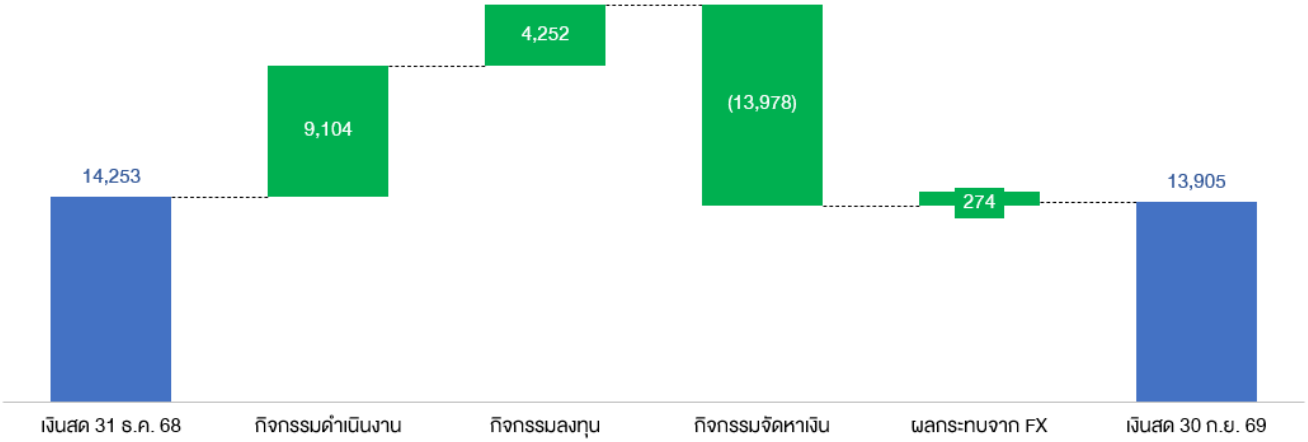
หนี้สิน ลดลงจำนวน 773 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 0.6 สาเหตุหลัก ดังนี้

- เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินลดลงสุทธิจำนวน 2,790 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจาก กลุ่มบริษัทฯ ชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 6,119 ล้านบาท ขณะที่สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินบาท ส่งผลให้เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสกุลเหรียญสหรัฐฯ มีมูลค่าเพิ่มขึ้น
- หุ้นกู้เพิ่มขึ้นจำนวน 1,059 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจาก วันที่ 10 เมษายน 2569 บริษัทฯ ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้เพื่ออนุรักษ์สิ่งแวดล้อมต่อผู้ลงทุนสถาบัน มูลค่า 3,500 ล้านบาท ขณะที่ RHIS จ่ายชำระคืนหุ้นกู้มูลค่า 15,000 ล้านเยน ซึ่งครบกำหนดไถ่ถอน เมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2569 นอกจากนี้ สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินบาท ส่งผลให้หุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ มีมูลค่าเพิ่มขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 10,110 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 9.4 สาเหตุหลัก ดังนี้

- รับรู้กำไรสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 จำนวน 4,846 ล้านบาท
- บริษัทฯ จ่ายปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นระหว่างงวด ทำให้กำไรสะสมลดลงจำนวน 3,263 ล้านบาท
- องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น จำนวน 8,641 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสำรองจากการแปลงค่างบการเงินจำนวน 6,106 ล้านบาท สำรองการป้องกันความเสี่ยงประแสเงินสดจำนวน 1,485 ล้านบาท ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นของการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 546 ล้านบาท และ สำรองการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมจำนวน 506 ล้านบาท

4. รายงานวิเคราะห์กระแสเงินสด



เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 เป็นจำนวน 13,905 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 (14,253 ล้านบาท) เป็นจำนวน 348 ล้านบาท สรุปสาเหตุหลักได้ดังนี้

- เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 9,104 ล้านบาท สาเหตุเนื่องจากผลการดำเนินงานสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ทำให้เงินสดเพิ่มขึ้น 7,637 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงของสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานในระหว่างงวดจำนวน 1,467 ล้านบาท
- เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 4,252 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้
  - บริษัทฯ รับเงินจากการลดสัดส่วนการถือหุ้นใน PE จำนวน 2,648 ล้านบาท
  - บริษัทฯ รับเงินปันผล และ ดอกเบี้ยรับ เป็นจำนวน 3,526 ล้านบาท และ 446 ล้านบาท ตามลำดับ
  - บริษัทฯ จ่ายเงินสุทธิในสินทรัพย์ทางการเงิน จำนวน 1,781 ล้านบาท
  - บริษัทฯ จ่ายเงินเพื่อซื้ออาคารและอุปกรณ์ จำนวน 409 ล้านบาท
- เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 13,978 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้
  - บริษัทฯ จ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 6,119 ล้านบาท
  - บริษัทฯ จ่ายชำระดอกเบี้ยในระหว่างงวด เป็นจำนวน 3,441 ล้านบาท
  - บริษัทฯ จ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จำนวน 3,260 ล้านบาท
  - RHIS ไถ่ถอนหุ้นกู้ซึ่งครบกำหนดในเดือนสิงหาคม 2569 จำนวน 15,000 ล้านเยน
  - เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ จำนวน 3,500 ล้านบาท

5. อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ (คำนวณโดยใช้กำไรปกติ)

















6. ปัจจัยที่อาจมีผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต

ภาคธุรกิจพลังงานจะยังคงเผชิญกับการเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยทั้งด้านการเปลี่ยนแปลงด้านสภาพภูมิอากาศ ความเสี่ยงด้านนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า ภูมิรัฐศาสตร์ เทคโนโลยี นโยบายด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม ตลอดจนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ซึ่งส่งผลต่อรูปแบบการแข่งขัน โอกาสการลงทุน ต้นทุนทางการเงิน และผลตอบแทนของโครงการลงทุนทั้งในประเทศและต่างประเทศ

บริษัทฯ ได้ติดตามและประเมินปัจจัยแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจเชิงกลยุทธ์ การบริหารพอร์ตการลงทุน และการบริหารความเสี่ยงในระดับองค์กร และระดับโครงการ โดยปัจจัยสำคัญที่อาจส่งผลต่อการดำเนินงานและการเติบโตในอนาคต ประกอบด้วย

1. **การเปลี่ยนแปลงด้านสภาพภูมิอากาศ** ซึ่งส่งผลต่อการดำเนินงานของสินทรัพย์ในภูมิภาคต่าง ๆ และนโยบายด้านพลังงานของภาครัฐในแต่ละประเทศ เพื่อส่งเสริมการลงทุนตามแนวทาง ESG (Environment, Social, Governance)

   แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ แต่งตั้งคณะทำงานบูรณาการความยั่งยืน เพื่อดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐ

2. **ความเสี่ยงด้านนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า** ภาครัฐมีนโยบายที่จะลดค่าไฟฟ้าภายในประเทศเพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายของประชาชน และเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของประเทศซึ่งกระทบรายได้ของสินทรัพย์โรงไฟฟ้า SPP และ VSPP

   แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ บริหารจัดการเพื่อควบคุมต้นทุนของโครงการ และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าให้ลดลงอยู่ในระดับที่เหมาะสม และแสวงหาลูกค้าอุตสาหกรรม (Industrial Users : IUs) ที่มีศักยภาพเพิ่มมากขึ้น

3. **ความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์** จากความขัดแย้งระหว่างประเทศมีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจโดยวงกว้างไม่ว่าจะเกิดจากสงครามการค้าระหว่างประเทศ, ความตึงเครียดในภูมิภาคต่าง ๆ รวมไปถึงการเกิดสงครามระหว่างประเทศ ล้วนส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า SPP เพิ่มขึ้น หรืออาจทำให้เกิด Supply Chain Disruption ของโรงไฟฟ้าทั้งที่เดินเครื่องแล้ว หรืออยู่ระหว่างการพัฒนา

   แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ ติดตามสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างประเทศที่มีแนวโน้มจะส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญกับสินทรัพย์และความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานในประเทศต่างๆ

4. **ความเสี่ยงด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ และการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA)** ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศเป็นส่วนประกอบที่สำคัญขององค์กรในการทำหน้าที่จัดเก็บข้อมูล (ทั้งขององค์กร และข้อมูลส่วนบุคคลที่เกี่ยวข้อง) เพื่อใช้ในการประมวล และวิเคราะห์สำหรับงานในส่วนต่าง ๆ ซึ่งในปัจจุบันต้องเผชิญกับภัยคุกคามทางไซเบอร์ที่มีแนวโน้มจะมีความซับซ้อน และสร้างความเสียหายมากยิ่งขึ้น

   แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ ทบทวนนโยบายและแนวปฏิบัติด้านการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคลอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้เป็นไปตามกฎหมายว่าด้วยการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA) และข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องและดำเนินการประเมินความเสี่ยง 4 ประเภท ตามแนวปฏิบัติด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ และปัญญาประดิษฐ์ เพื่อระบุ ประเมิน และกำหนดมาตรการจัดการความเสี่ยงอย่างเหมาะสม

5. **การเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยีที่มีนัยสำคัญ** นวัตกรรมด้านพลังงานมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว ได้แก่ Smart Grid และ Smart Metering เพื่อการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer, ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage), เทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอนในแบบต่าง ๆ และเทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยี Artificial Intelligence (AI) ที่จะเข้ามีบทบาทในธุรกิจด้านพลังงานมากขึ้นในอนาคต เหล่านี้ล้วนทำให้เกิดมีความเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญต่อทิศทางอุตสาหกรรมพลังงาน และการผลิตไฟฟ้าในอนาคต

   แนวทางบริหารความเสี่ยง ติดตามและประเมินศักยภาพของเทคโนโลยีพลังงานแห่งอนาคต อาทิ พลังงานไฮโดรเจน เชื้อเพลิงแอมโมเนียสีเขียว และเทคโนโลยีเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (Small Modular Reactor: SMR) ตลอดจนแนวโน้มโครงสร้างพื้นฐานพลังงานอัจฉริยะ เช่น ธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) และระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management System) เพื่อรองรับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เสริมสร้างความยืดหยุ่นของระบบพลังงาน และเตรียมความพร้อมต่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในระยะยาว