

MD&A

Q2/2569

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ
ไตรมาสที่ 2 ปี 2569

SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

ราคาก๊าซธรรมชาติ: **ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ Pool Gas ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 345 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 จากค่าเฉลี่ย 271 บาทต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 1 ปี 2569** โดยมีสาเหตุสำคัญจากราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่เดือนมีนาคม 2569 อันเป็นผลจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกากับสาธารณรัฐอิสลามอิหร่านในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อการผลิตก๊าซธรรมชาติในพื้นที่อ่าวเปอร์เซีย และทำให้การขนส่งพลังงานผ่านช่องแคบฮอร์มุส ซึ่งเป็นเส้นทางขนส่งพลังงานที่สำคัญของโลก เผชิญข้อจำกัดอย่างต่อเนื่อง โดยปกติช่องแคบฮอร์มุสรองรับการขนส่ง LNG คิดเป็นประมาณร้อยละ 20 ของปริมาณการค้า LNG ทั่วโลก และกว่าร้อยละ 80 ของปริมาณดังกล่าวมีปลายทางอยู่ในภูมิภาคเอเชีย ข้อจำกัดด้านการขนส่งดังกล่าวจึงส่งผลให้ปริมาณ LNG ในตลาดเอเชียตึงตัว และทำให้**ราคา LNG ตลาดจร (Spot LNG) เมื่อเดือนมีนาคม ปี 2569 ปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ประมาณ 18–20 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู จากระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูช่วงเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2569 ก่อนเกิดสถานการณ์ความขัดแย้ง** นอกจากนี้ ประเทศไทยอยู่ในช่วงฤดูร้อนและมีสภาพอากาศร้อนกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าและการใช้ก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน ขณะที่ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.5 (ที่มา:สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ประกอบกับต้นทุน LNG นำเข้าที่อยู่ในระดับสูง จึงส่งผลให้ราคา Pool Gas ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ในช่วงระดับราคา 325 – 360 บาทต่อล้านบีทียู

ราคาถ่านหิน: **ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ดัชนีราคาถ่านหิน (อ้างอิง Newcastle Coal: NEWC) มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 136 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 13 จากค่าเฉลี่ย 120 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โดยมีปัจจัยสนับสนุนสำคัญจากแนวโน้มอุปทานถ่านหินในตลาดโลกที่ตึงตัวมากขึ้น ประกอบกับความต้องการใช้ถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าที่ปรับเพิ่มขึ้นในหลายประเทศในภูมิภาคเอเชีย** โดยประเทศอินโดนีเซียซึ่งเป็นหนึ่งในผู้ส่งออกถ่านหินรายสำคัญของโลก ได้เพิ่มความเข้มงวดในการกำกับดูแลการส่งออกสินค้าโภคภัณฑ์ผ่านหน่วยงาน Danantara Sumberdaya Indonesia (DSI) เพื่อยกระดับการตรวจสอบข้อมูลการส่งออกและป้องกันการสำแดงราคาส่งออกต่ำกว่าความเป็นจริง โดยเริ่มเข้าสู่ช่วงเปลี่ยนผ่านตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2569 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2569 ซึ่งผู้ส่งออกยังสามารถดำเนินการตามกลไกเดิมแต่ต้องรายงานเอกสารการส่งออกผ่านระบบที่กำหนด ก่อนมีเป้าหมายบังคับใช้ระบบอย่างเต็มรูปแบบในปี 2570 ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดและขั้นตอนภายใต้ระบบใหม่ยังอยู่ระหว่างการประเมินและปรับปรุง ดังนั้นจากความไม่ชัดเจนของขั้นตอนการส่งออกในช่วงเปลี่ยนผ่าน รวมถึงโครงสร้างค่าธรรมเนียมและต้นทุนในการปฏิบัติตามข้อกำหนดของ DSI ที่ยังไม่ได้ข้อสรุป อาจทำให้ผู้ส่งออกชะลอการดำเนินธุรกรรมหรือเผชิญความล่าช้าในการขนส่ง ส่งผลให้อุปทานถ่านหินในตลาดตึงตัวเป็นการชั่วคราว นอกจากนี้สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกากับสาธารณรัฐอิสลามอิหร่านในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ปรับตัวสูงขึ้น หลายประเทศในภูมิภาคเอเชียจึงปรับเพิ่มการใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าเพื่อทดแทน LNG เพื่อลดผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น ส่งผลให้ความต้องการถ่านหินในตลาดเพิ่มขึ้น และเป็นอีกปัจจัยที่สนับสนุนให้ราคาถ่านหินปรับตัวสูงขึ้นในช่วงไตรมาสดังกล่าว

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ: ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ (Peak Demand **ในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า) อยู่ที่** 36,759 **เมกะวัตต์ (เดือนเมษายน** 2569) **เพิ่มขึ้นร้อยละ** 5 **จากระดับ** 34,881 **เมกะวัตต์(เดือนมีนาคม** 2569) **ซึ่งเป็นระดับสูงสุดของไตรมาสที่** 1 **ปี** 2569 **และเพิ่มขึ้นร้อยละ** 6 **เมื่อเทียบกับระดับ** 34,620 **เมกะวัตต์ (เดือน เมษายน** 2568) **ในไตรมาสที่** 2 **ปี** 2568 การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุสำคัญจากปัจจัยด้านฤดูกาล เนื่องจากไตรมาสที่ 2 เป็นช่วงฤดูร้อนของประเทศไทย ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะจากการใช้อุปกรณ์ปรับอากาศ ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้ ในช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน 2569 ประเทศไทยมีสภาพอากาศร้อนและมีปริมาณฝนต่ำกว่าปีก่อน โดยปริมาณฝนสะสมต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 10 ปี ประมาณร้อยละ 9 ซึ่งเป็นอีกปัจจัยที่สนับสนุนให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทั้งนี้ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ระดับ 36,759 เมกะวัตต์ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อยู่ใกล้เคียงกับสถิติสูงสุดของประเทศที่ระดับ 36,792 เมกะวัตต์ ซึ่งเกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม 2567 สะท้อนให้เห็นถึงแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่อยู่ในระดับสูง โดยได้รับแรงสนับสนุนจากสภาพอากาศที่ร้อนขึ้น ตลอดจนการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจและการใช้ไฟฟ้าในทุกภาคส่วน

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ:ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 **ปี** 2569 **อยู่ที่ระดับ** 33.27 **บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ อ่อนค่าลงประมาณร้อยละ** 1 **เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นไตรมาสที่** 1 **ปี** 2569 **ซึ่งอยู่ที่ระดับ** 32.84 **บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ** โดยทิศทางการอ่อนค่าของเงินบาทสอดคล้องกับสกุลเงินส่วนใหญ่ในภูมิภาค และมีปัจจัยหลักจากการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐ และการเคลื่อนย้ายเงินทุนระหว่างประเทศยังเป็นอีกปัจจัยที่กดดันค่าเงินบาท โดยในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีเงินลงทุนของนักลงทุนต่างชาติไหลออกสุทธิจากตลาดการเงินไทยประมาณ 0.31 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ เทียบกับเงินทุนไหลเข้าสุทธิ 1.65 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในไตรมาสก่อนหน้า ทั้งนี้ มีเงินทุนไหลออกสุทธิจากตลาดตราสารทุนประมาณ 0.37 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ สอดคล้องกับภาวะหลีกเลี่ยงความเสี่ยงจากสถานการณ์ความขัดแย้ง และแรงขายทำกำไรในหุ้นกลุ่มเทคโนโลยี ขณะที่ตลาดตราสารหนี้มีเงินทุนไหลเข้าสุทธิเล็กน้อยประมาณ 0.06 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยเป็นการไหลออกจากตราสารหนี้ระยะสั้นประมาณ 0.52 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ในขณะที่ไหลเข้าสู่ตราสารหนี้ระยะยาวประมาณ 0.58 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ (ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย) โดยในช่วงต้นไตรมาสค่าเงินบาทเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบจำกัดจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลให้นักลงทุนลดการถือครองสินทรัพย์เสี่ยง อย่างไรก็ตาม **ในช่วงปลายไตรมาสค่าเงินบาทอ่อนค่าลงชัดเจนขึ้นตามการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐ จากการคาดการณ์ว่าธนาคารกลางสหรัฐอาจดำเนินนโยบายการเงินในทิศทางเข้มงวดมากขึ้น**

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ: ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 **ปี** 2569 **อยู่ที่ระดับ** 31.85 **ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ แข็งค่าขึ้นประมาณร้อยละ** 0.5 **เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นไตรมาสที่** 1 **ปี** 2569 **ซึ่งอยู่ที่** 32.00 **ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ โดยได้รับแรงสนับสนุนจากการส่งออกของไต้หวันที่ขยายตัวในระดับสูง** โดยเฉพาะสินค้าอิเล็กทรอนิกส์ เซมิคอนดักเตอร์ และผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์และศูนย์ข้อมูล ส่งผลให้ผู้ส่งออกมีรายรับสกุลดอลลาร์สหรัฐเพิ่มขึ้นและทยอยแลกกลับเป็นเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ อย่างไรก็ตาม การแข็งค่าของเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เป็นไปอย่างจำกัด เนื่องจากในช่วงปลายไตรมาสเงินดอลลาร์สหรัฐกลับมาแข็งค่าตามการคาดการณ์นโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐที่เข้มงวดขึ้น ประกอบกับการไหลออกของเงินทุนต่างชาติจากตลาดหุ้นไต้หวัน

ผลประกอบการไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และงวด 6 เดือน ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,819 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 100 ล้านบาทหรือร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรขั้นต้น** จำนวน 5,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 901 ล้านบาทหรือร้อยละ 18 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมจ่ายไฟฟ้าและสามารถรองรับการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เต็มไตรมาสในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ขณะที่ **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลงเนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft อย่างไรก็ตามการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft สามารถบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นได้บางส่วน รวมทั้งในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตามปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ทั้งมีค่าใช้จ่ายคงที่ เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 285 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 244 ล้านบาทหรือร้อยละ 595 สาเหตุหลักมาจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,109 ล้านบาท ลดลง 28 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 171 ล้านบาท ลดลง 220 ล้านบาทหรือร้อยละ 56 สาเหตุหลักเนื่องจาก XPCL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงจำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินที่มีต้นทุนทางการเงินลดลงและการขยายระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ ทั้งนี้ หากไม่รวมรายการดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จะเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น CFXD ผลประกอบการปรับตัวลดลงตามปัจจัยฤดูกาล AEPL ผลประกอบการปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 68 ล้านบาท ลดลง 158 ล้านบาทหรือร้อยละ 70 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าลดลง **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,368 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 96 ล้านบาทหรือร้อยละ 4 โดยมีสาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) รวมถึงค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันจากงานซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งเป็นไปตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อเสริมสร้างประสิทธิภาพและความพร้อมในการเดินเครื่องในระยะยาว **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** จำนวน 562 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 73 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 สาเหตุหลักมาจากเงินบริจาคเพื่อสนับสนุนทางการศึกษาสถาบันวิทยสิริเมธีและโรงเรียนกำเนิดวิทย์ ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และค่าใช้จ่ายในการพัฒนาธุรกิจ **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 135 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 62 ล้านบาทหรือร้อยละ 70 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ในไตรมาสดังกล่าวอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ **ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม** กลับเข้าสู่ระดับปกติในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ซึ่งส่วนได้เสียดังกล่าวเป็นยอดบวกจากผลขาดทุนของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน

ผลประกอบการไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และงวด 6 เดือน ปี 2569 (ต่อ)

ผลประกอบการของบริษัทฯ งวด 6 เดือนปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 3,538 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 379 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 2,245 ล้านบาท ลดลง 428 ล้านบาทหรือร้อยละ 16 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **กำไรขั้นต้น** จำนวน 10,649 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 278 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่ลดลง แม้ว่าจะถูกชดเชยบางส่วนจากการปรับลดลงของค่า Ft ในขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1(“GSPP11 Phase1”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นสาเหตุหลักมาจาก โรงไฟฟ้าขยะ RDF รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GRP รายได้เพิ่มขึ้นตามความเข้มแสงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ประกอบกับค่าใช้จ่ายคงที่ เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 326 ล้านบาท ลดลง 209 ล้านบาทหรือร้อยละ 39 สาเหตุหลักมาจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 562 ล้านบาท ลดลง 147 ล้านบาทหรือร้อยละ 21 สาเหตุหลักเนื่องจาก **เงินปันผลรับ** จำนวน 5 ล้านบาท ลดลง 40 ล้านบาทหรือร้อยละ 90 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCLจากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่มีการบันทึกรับเงินปันผลตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป CFXD ผลประกอบการลดลง เนื่องจากผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ซึ่งปรับลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตาม ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในครึ่งปีแรกของปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับครึ่งปีแรกของปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ XPCL ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินที่มีต้นทุนทางการเงินลดลง รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 208 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 152 ล้านบาทหรือร้อยละ 271 สาเหตุหลักเนื่องจากในปี 2568 บริษัทฯมีการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงการบันทึกบัญชีสัญญาเช่าทางการเงินตามมาตรฐาน TFRS16 ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้อยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ

ผลประกอบการไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และงวด 6 เดือน ปี 2569

หน่วย (ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้รวม	22,476	16,640	21,714	(3%)	30%	43,890	38,354	(13%)
รายได้จากการขาย	22,462	16,640	21,713	(3%)	30%	43,842	38,353	(13%)
EBITDA	4,666	4,427	5,278	13%	19%	9,456	9,705	3%
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	**2,019**	**1,719**	**1,819**	(10%)	6%	**3,159**	**3,538**	12%
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: บาท)	0.72	0.61	0.65	(10%)	6%	1.12	1.25	12%
กำไรจากการดำเนินการปกติก่อนผลจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง และมูลค่าตัดจำหน่ายจากการเข้าซื้อ GLOW	2,117	1,785	2,019	(5%)	13%	3,653	3,804	4%
อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง	273	218	81	(70%)	63%	249	299	20%
ค่าตัดจำหน่ายมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้จากการเข้าซื้อ GLOW	(371)	(284)	(281)	24%	1%	(743)	(565)	24%

ตารางที่ 1 : สรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

กำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย คือ กำไรสุทธิของบริษัทฯ ที่ไม่รวมค่าตัดจำหน่าย “มูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้จากการเข้าซื้อกิจการ GLOW” จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิและการปันส่วนต้นทุนการรวมธุรกิจ โดยคำนวณย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 14 มีนาคม 2562 (วันที่รับรู้ผลประกอบการของ GLOW ในงบการเงินรวม) ซึ่งกำไรสุทธิของบริษัทฯ ที่ไม่รวมอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และค่าตัดจำหน่าย (Adjusted Net Income) นี้ สามารถสะท้อนให้เห็นถึงผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ได้อย่างแท้จริง

โดยในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงมีมูลค่า 81 ล้านบาท และค่าตัดจำหน่ายดังกล่าวมีมูลค่าสุทธิรวม 281 ล้านบาท ดังนั้นกำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 2,019 ล้านบาท

ขณะที่ในงวด 6 เดือนปี 2569 มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงมีมูลค่า 299 ล้านบาท และค่าตัดจำหน่ายดังกล่าวมีมูลค่าสุทธิรวม 565 ล้านบาท ดังนั้นกำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย งวด 6 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 3,804 ล้านบาท

ทั้งนี้ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 บริษัทฯ มี**สินทรัพย์รวม** 260,118 **ล้านบาท หนี้สินรวม** 142,548 **ล้านบาท** ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 105,207 ล้านบาท สินทรัพย์และหนี้สินลดลงเมื่อเทียบ ณ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักจากเงินสดลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว ซึ่งทำให้หนี้สินและหนี้สินที่มีดอกเบี้ยลดลง และบริษัทฯ มี **ส่วนของผู้ถือหุ้น** 117,570 **ล้านบาท** ทำให้อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ที่ 0.72 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงิน

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569

ภาพรวมเศรษฐกิจไทย: ในปี 2569 **มีแนวโน้มทยอยฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป หลังจากที่ชะลอตัวในช่วงครึ่งปีแรก โดยในการประชุมคณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) ครั้งที่** 3/2569 **เมื่อวันที่** 24 **มิถุนายน** 2569 **ได้ปรับเพิ่มประมาณการการเติบโตทางเศรษฐกิจ สำหรับปี** 2569 **ขึ้นมาอยู่ที่ระดับร้อยละ** 2.3 **จากประมาณการเดิมที่อยู่ที่ร้อยละ** 1.5 **(การประชุมคณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) ครั้งที่** 2/2569 **เมื่อวันที่** 29 **เมษายน** 2569) **และคาดการณ์การเติบโตต่อเนื่องในปี** 2570 **ที่ร้อยละ** 1.8 โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักมาจากการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนที่ได้รับแรงส่งจากวัฏจักรอุตสาหกรรมเทคโนโลยี รวมถึงอุปสงค์ที่ขยายตัวในกลุ่มโครงสร้างพื้นฐานด้านดิจิทัล เช่น ปัญญาประดิษฐ์ (AI) และศูนย์ข้อมูล (Data Center) นอกจากนี้ มาตรการบรรเทาภาระค่าครองชีพของภาครัฐยังเป็นปัจจัยสนับสนุนการบริโภคภาคเอกชนระยะสั้น จากปัจจัยสนับสนุนดังกล่าว **กนง. จึงมีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ** 1.00 **ต่อปี** ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยที่อยู่ในระดับผ่อนคลาย และเอื้อต่อการเข้าถึงแหล่งเงินทุนและการบริหารต้นทุนทางการเงินของภาคธุรกิจ ตลอดจนสนับสนุนการลงทุนและการขยายกิจกรรมทางเศรษฐกิจ ซึ่งอาจช่วยเพิ่มโอกาสทางธุรกิจและส่งผลดีต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมในระยะต่อไป ประกอบกับผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ต่ำกว่าที่ประเมินไว้ในช่วงแรก โดย ธปท. คาดว่า**มูลค่าการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนในปี** 2569 **จะขยายตัวร้อยละ** 14.0 **และร้อยละ** 6.0 ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม การขยายตัวของเศรษฐกิจยังมีลักษณะไม่ทั่วถึงและกระจุกตัวในบางภาคธุรกิจ โดยเฉพาะอุตสาหกรรมเทคโนโลยีและผู้ประกอบการรายใหญ่ ขณะที่ธุรกิจขนาดกลางและขนาดย่อม รวมถึงครัวเรือนกลุ่มเปราะบาง ยังคงเผชิญข้อจำกัดจากรายได้ที่ฟื้นตัวช้า ภาระหนี้ในระดับสูง และค่าครองชีพที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้การฟื้นตัวของอุปสงค์ภายในประเทศยังเป็นไปอย่างค่อยเป็นค่อยไป

สำหรับในด้านการลงทุน การพัฒนาเทคโนโลยี ปัญญาประดิษฐ์ ระบบคลาวด์ และศูนย์ข้อมูลมีแนวโน้มเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญของการลงทุนภาคเอกชนและความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะต่อไป **โดยในช่วงครึ่งแรกของปี** 2569 **มีคำขอรับการส่งเสริมการลงทุนจำนวน** 1,299 **โครงการ คิดเป็นมูลค่ารวมประมาณ** 1.47 **ล้านล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ** 37 **จากช่วงเดียวกันของปีก่อน ในจำนวนดังกล่าวเป็นคำขอรับการส่งเสริมการลงทุนในกิจการดิจิทัลประมาณ** 1.12 **ล้านล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นโครงการศูนย์ข้อมูล โครงสร้างพื้นฐานด้านปัญญาประดิษฐ์ บริการรับฝากข้อมูล และบริการคลาวด์** สะท้อนถึงศักยภาพของประเทศไทยในการพัฒนาเป็นศูนย์กลางโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลของภูมิภาคการขยายตัวของอุตสาหกรรมศูนย์ข้อมูลคาดว่าจะสนับสนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว เนื่องจากเป็นกิจการที่ต้องการพลังงานอย่างต่อเนื่องและมีความต้องการใช้พลังงานสะอาดตามเป้าหมายด้านความยั่งยืนของผู้ประกอบการระดับโลก จึงเป็นโอกาสต่อการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน ระบบกักเก็บพลังงาน ตลอดจนโครงสร้างพื้นฐานด้านระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การสร้างประโยชน์ทางเศรษฐกิจจากการลงทุนดังกล่าวอย่างเต็มที่ยังขึ้นอยู่กับความเพียงพอของกำลังผลิตและโครงข่ายไฟฟ้า ความพร้อมของพื้นที่ ระบบสื่อสารและการบริหารจัดการน้ำ รวมถึงความสามารถในการพัฒนาบุคลากรทักษะสูงและเชื่อมโยงการลงทุนเข้ากับห่วงโซ่อุปทานภายในประเทศ

สำหรับแนวโน้มเงินเฟ้อ **อัตราเงินเฟ้อทั่วไปปรับเพิ่มขึ้นตามราคาพลังงาน โดยอยู่ที่ร้อยละ** 2.4 **ในเดือนมิถุนายน** 2569 ทั้งนี้ ธปท. ประเมินว่าแรงกดดันเงินเฟ้อส่วนใหญ่เป็นผลกระทบในระยะแรกจากการส่งผ่านราคาพลังงานเข้าสู่ดัชนีราคาผู้บริโภคโดยตรง ขณะที่ยังไม่พบสัญญาณการปรับขึ้นราคาสินค้าและบริการที่กระจายตัวเป็นวงกว้างอย่างต่อเนื่อง หรือการคาดการณ์เงินเฟ้อที่เบี่ยงเบนออกจากกรอบเป้าหมาย จึงคาดว่าอัตราเงินเฟ้อจะเร่งขึ้นเป็นการชั่วคราวในปี 2569 ก่อนทยอยลดลงในปี 2570 เมื่อแรงกดดันด้านอุปทานคลี่คลายและผลของฐานราคาพลังงานที่สูงลดลง

สำหรับสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง แม้จะมีพัฒนาการเชิงบวกจากการเจรจาหยุดยิงชั่วคราวและการอนุญาตให้เรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซได้เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับลดลงจากระดับสูงสุดในช่วงความขัดแย้ง แต่สถานการณ์ยังคงมีความไม่แน่นอน ทั้งในด้านการปฏิบัติตามข้อตกลง ความปลอดภัยของเส้นทางขนส่งพลังงาน และความเสี่ยงต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านการผลิตและการขนส่งในภูมิภาค (ต่อ...)

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ภาพรวมเศรษฐกิจไทย: (ต่อ..) ธปท. จึงยังคงติดตามผลกระทบต่อราคาน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติเหลว ต้นทุนวัตถุดิบ กำลังซื้อของครัวเรือน และอัตราเงินเฟ้ออย่างใกล้ชิดประเทศไทยมีความอ่อนไหวต่อความผันผวนของราคาพลังงานในตลาดโลก เนื่องจากพึ่งพาการนำเข้าพลังงานคิดเป็นประมาณร้อยละ 7 ของ GDP และสินค้าพลังงานมีน้ำหนักประมาณร้อยละ 13 ในตะกร้าเงินเฟ้อ การเพิ่มขึ้นของราคาพลังงานจึงส่งผลโดยตรงต่อต้นทุนการผลิต การขนส่ง และค่าครองชีพ รวมถึงอาจส่งผ่านไปยังราคาสินค้าและบริการประเภทอื่น อย่างไรก็ตาม ความสามารถของภาคธุรกิจในการส่งผ่านต้นทุนไปยังผู้บริโภคยังอยู่ในระดับจำกัดเนื่องจากการแข่งขันในตลาดที่อยู่ในระดับสูง และกำลังซื้อภายในประเทศที่ยังฟื้นตัวไม่เต็มที่

ในระยะต่อไป ทิศทางนโยบายการเงินจะขึ้นอยู่กับพัฒนาการของเศรษฐกิจ อัตราเงินเฟ้อ และการคาดการณ์เงินเฟ้อ โดยระดับอัตราดอกเบี้ยนโยบายปัจจุบันถือว่าอยู่ในระดับผ่อนคลายและเอื้อต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ ขณะที่การปรับอัตราดอกเบี้ยมีข้อจำกัดในการแก้ไขแรงกดดันเงินเฟ้อที่เกิดจากปัจจัยด้านอุปทาน ดังนั้น การดำเนินมาตรการทางการคลังและมาตรการทางการเงินเฉพาะจุดเพื่อช่วยเหลือครัวเรือนและผู้ประกอบการที่ได้รับผลกระทบ ควบคู่กับการยกระดับผลิตภาพ การพัฒนาทักษะแรงงาน และการเสริมสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ จึงมีความสำคัญต่อการรักษาเสถียรภาพทางเศรษฐกิจและสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืน

ค่าเอฟที (Ft): สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) **กำหนดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม–สิงหาคม 2569 ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย** เพิ่มขึ้นจาก 9.72 สตางค์ต่อหน่วยในงวดเดือนมกราคม–เมษายน 2569 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 3.95 บาทต่อหน่วย ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม การปรับเพิ่มขึ้นดังกล่าวเป็นผลจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นโดยเฉพาะราคาก๊าซธรรมชาติและ LNG ในตลาดโลก ท่ามกลางความผันผวนของสถานการณ์พลังงานและความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ ประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและการนำเข้า LNG ที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูร้อนอย่างไรก็ดี อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวยังได้รับการบรรเทาผ่านกลไกบริหารต้นทุนหลายประการ โดย กฟผ. รับภาระต้นทุนคงค้างสะสมแทนผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบกับการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของการไฟฟ้า (Claw back) มาช่วยลดค่า Ft รวมถึงการนำผลประโยชน์จากการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซธรรมชาติ หรือ Bypass Gas มาใช้สนับสนุนส่วนลดค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 200 หน่วยต่อเดือน สะท้อนแนวนโยบายภาครัฐในการบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ควบคู่กับการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าและฐานะทางการเงินของรัฐวิสาหกิจด้านพลังงานล่าสุด

เมื่อวันที่ 22 กรกฎาคม 2569 กกพ. มีมติกำหนดค่า Ft สำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2569 ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยยังคงอยู่ที่ 3.95 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับงวดก่อนหน้า โดย กฟผ. ยังคงรับภาระต้นทุนคงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาทไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ขณะที่มีการนำเงิน Claw back จำนวนประมาณ 16,127 ล้านบาท หรือ 25.04 สตางค์ต่อหน่วย มาช่วยชดเชยต้นทุนเชื้อเพลิงตามประมาณการ ซึ่งหากไม่มีมาตรการดังกล่าว ค่า Ft ที่สะท้อนต้นทุนเชื้อเพลิงของงวดจะอยู่ที่ประมาณ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณ 4.20 บาทต่อหน่วย แม้ค่าไฟฟ้าสำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2569 จะได้รับการตรึงไว้ แต่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ายังคงเผชิญแรงกดดันจากราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินนำเข้า ตลอดจนความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน โดยสมมติฐานที่ใช้ในการประเมินต้นทุนงวดดังกล่าวกำหนดราคา Pool Gas ที่ประมาณ 375 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจาก 347 บาทต่อล้านบีทียูในงวดก่อนหน้า ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจาก 3,107 บาทต่อตันเป็น 3,429 บาทต่อตัน และอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าจาก 31.27 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐเป็น 32.51 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม สมมติฐานราคา Spot LNG ลดลงเล็กน้อยจาก 18.80 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูเป็น 18.60 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู

ในระยะถัดไป ทิศทางค่า Ft จะยังขึ้นอยู่กับราคาพลังงานในตลาดโลก ความต่อเนื่องของอุปทาน LNG อัตราแลกเปลี่ยน สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า และแนวทางการทยอยบริหารภาระต้นทุนคงค้างของ กฟผ. ซึ่งจำเป็นต้องดำเนินการโดยคำนึงถึงทั้งภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าและเสถียรภาพทางการเงินของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ ภาครัฐอยู่ระหว่างดำเนินมาตรการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 โดยมีเป้าหมายลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ส่งเสริมการแข่งขันและการใช้พลังงานสะอาด ตลอดจนกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปริมาณมาก เช่น Data Center และผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง รับผิดชอบต้นทุนที่เกี่ยวข้องอย่างเหมาะสม โดยไม่ผลักภาระให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ราคาก๊าซธรรมชาติ: **ภาพรวมราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศ หรือ** Pool Gas **ในปี** 2569 **มีแนวโน้มปรับตัวสูงกว่าสมมติฐานเดิม ซึ่งคาดว่าราคา** LNG **ในตลาดโลกจะทยอยลดลงตามกำลังการผลิตใหม่ที่มีกำหนดเข้าสู่ตลาดในช่วงปี** 2569–2570 โดยเฉพาะจากสหรัฐอเมริกาและกาตาร์ ทั้งนี้ ก่อนเกิดความขัดแย้งในตะวันออกกลาง สำนักงานพลังงานระหว่างประเทศประเมินว่าอุปทาน LNG โลกในปี 2569 จะขยายตัวในอัตราสูงที่สุดเป็นประวัติการณ์ และช่วยให้ภาวะอุปสงค์และอุปทานในตลาดผ่อนคลายลง

อย่างไรก็ดี ความขัดแย้งในตะวันออกกลางได้เพิ่มความเสี่ยงต่อการผลิตและการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ รวมถึงส่งผลให้ค่าระวางเรือ ค่าประกันภัย และต้นทุนการจัดหาอุปทานทดแทนปรับตัวสูงขึ้น โดย ณ วันที่ 23 กรกฎาคม 2569 กาตาร์ ซึ่งเป็นผู้ส่งออก LNG รายสำคัญของโลก ยังคงประสบข้อจำกัดด้านการผลิตและการส่งมอบ และได้ขยายระยะเวลาเหตุสุดวิสัย หรือ Force Majeure สำหรับลูกค้าบางรายในเอเชียไปถึงช่วงกลางเดือนกันยายน 2569 และอาจต่อเนื่องถึงเดือนตุลาคม 2569 สถานการณ์ดังกล่าวอาจทำให้ประเทศผู้นำเข้าต้องจัดหา Spot LNG จากแหล่งอื่นในราคาที่สูงขึ้น และเพิ่มการแข่งขันระหว่างประเทศในเอเชียและยุโรป โดยเฉพาะก่อนเข้าสู่ฤดูหนาวของซีกโลกเหนือ สำหรับประเทศไทย หาก LNG ภายใต้สัญญาระยะยาวจากกาตาร์ไม่สามารถส่งมอบได้ตามแผน อาจจำเป็นต้องจัดหา Spot LNG ซึ่งมีราคาสูงและผันผวนกว่าเข้ามาทดแทน ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามความต้องการใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ราคา Pool Gas ในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 มีโอกาสปรับเพิ่มขึ้นจากช่วงครึ่งปีแรก อย่างไรก็ดี ผลกระทบคาดว่าจะเกิดขึ้นอย่างค่อยเป็นค่อยไป ขึ้นอยู่กับสัดส่วน LNG ในโครงสร้างการจัดหาก๊าซ ปริมาณก๊าซจากอ่าวไทยและเมียนมา และช่วงเวลาที่ LNG ต้นทุนสูงถูกนำมาคำนวณในโครงสร้างราคา **ในกรณีที่สถานการณ์คลี่คลาย**และการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซกลับมาดำเนินการได้อย่างปลอดภัย กาตาร์อาจทยอยฟื้นกำลังการผลิต LNG เป็นประมาณร้อยละ 50 ภายในหนึ่งเดือน และร้อยละ 80 ภายในสองเดือนหลังเปิดเส้นทางเดินเรือ อย่างไรก็ดี การฟื้นตัวขึ้นอยู่กับระดับความเสียหายของโรงงาน ความพร้อมของระบบขนส่ง และความปลอดภัยของเส้นทางเดินเรือ ส่งผลให้ **ราคา** Spot LNG **ในช่วงปลายปี** 2569 **อาจยังอยู่ในกรอบประมาณ** 14–15 **เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ก่อนทยอยลดลงในปี** 2570 ตามการฟื้นตัวของอุปทานและกำลังการผลิตใหม่ที่เข้าสู่ตลาดใน **หากกรณีที่ความขัดแย้งยืดเยื้อจนเข้าสู่ฤดูหนาว** หรือการผลิตและการส่งออก LNG จากกาตาร์ฟื้นตัวช้ากว่าคาด ตลาด LNG โลกอาจตึงตัวมากขึ้น และทำให้**ราคา** Spot LNG **ปรับขึ้นสู่ระดับประมาณ** 20 **เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียูหรือสูงกว่า** ขึ้นอยู่กับระยะเวลาของการหยุดชะงัก ความต้องการนำเข้าของยุโรปและเอเชีย และความสามารถของผู้ผลิตรายอื่นในการเพิ่มอุปทานทดแทนดังนั้น

ในช่วงที่เหลือของปี 2569 **ราคา** Pool Gas **ของประเทศไทยมีแนวโน้มอยู่ในระดับสูงและผันผวน** โดยมีปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ สถานการณ์ในตะวันออกกลาง การฟื้นตัวของอุปทาน LNG จากกาตาร์ และความต้องการใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาวของซีกโลกเหนือ ซึ่งอาจส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในระยะถัดไป

ราคาถ่านหิน: **ราคาถ่านหินอ้างอิง** Newcastle Export Index (NEWC) **ในตลาดโลกมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น**อย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากความกังวลด้านอุปทาน ภายหลังรัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนปรับลดโควตาการผลิตถ่านหินประจำปี 2569 และดำเนินมาตรการควบคุมการส่งออกผ่านหน่วยงาน Danantara Sumberdaya Indonesia (DSI) นอกจากนี้ ราคา LNG ในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงต่อการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในบางประเทศเพิ่มสัดส่วนการใช้ถ่านหินทดแทนก๊าซธรรมชาติ หรือ Gas-to-Coal Switching เพื่อบริหารต้นทุนและลดความเสี่ยงด้านการจัดหาเชื้อเพลิง ส่งผลให้ความต้องการใช้ถ่านหินในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปัจจัยดังกล่าว คาดว่า **ราคาถ่านหิน** NEWC **ในช่วงที่เหลือของปี** 2569 **อาจจะเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ** 130–150 **เหรียญสหรัฐต่อตัน** สูงกว่าสมมติฐานเดิมที่คาดไว้ประมาณ 100–110 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ นโยบายด้านการผลิตและการส่งออกถ่านหินของอินโดนีเซีย ทิศทางราคา LNG ในตลาดโลก และการปรับเปลี่ยนสัดส่วนเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ **อย่างไรก็ดีคาดว่าการปรับเพิ่มขึ้นของราคาถ่านหินจะยังอยู่ในกรอบจำกัด และมีโอกาสน้อยที่จะกลับไปสู่ระดับสูงเช่นในช่วงปี** 2565–2566 เนื่องจากจีนและอินเดีย ซึ่งเป็นประเทศผู้ใช้ถ่านหินรายใหญ่ยังคงเพิ่มกำลังการผลิตถ่านหินภายในประเทศเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานและเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ประกอบกับหลายประเทศเร่งขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งช่วยลดการพึ่งพาถ่านหินในระยะยาว แม้ว่าถ่านหินยังคงมีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้าฐานในหลายประเทศ

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : **สำหรับปี 2569 ค่าเงินบาทมีแนวโน้มเคลื่อนไหวผันผวนโดยมีแนวโน้มอ่อนค่าจากการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐ** ภายใต้การคาดการณ์ ว่าธนาคารกลางสหรัฐอาจคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายในระดับสูงเป็นระยะเวลานานขึ้น ประกอบกับความไม่แน่นอนจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจทำให้ราคาพลังงานปรับตัวสูงขึ้นและส่งผลให้นักลงทุนลดการถือครองสินทรัพย์เสี่ยง รวมถึงการไหลออกของเงินทุนต่างชาติจากตลาดการเงินไทย อย่างไรก็ตามค่าเงินบาทอาจได้รับแรงสนับสนุนจากการขยายตัวของรายได้ภาคการส่งออกและการท่องเที่ยว รวมถึงดุลบัญชีเดินสะพัดที่มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้น หากราคาพลังงานลดลงและสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางคลี่คลาย ทั้งนี้ทิศทางค่าเงินบาทในช่วงที่เหลือของปีจะขึ้นอยู่กับการดำเนินนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ ส่วนต่างอัตราดอกเบี้ยระหว่างไทยและสหรัฐ กระแสเงินทุนเคลื่อนย้าย และพัฒนาการของเศรษฐกิจไทยเป็นสำคัญ **โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในปี 2569 จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ 32.00 – 33.50 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ**

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : **สำหรับปี 2569 ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่มีแนวโน้มเคลื่อนไหวผันผวน** โดยมีปัจจัยสนับสนุนการแข็งค่าจากการขยายตัวของภาคการส่งออก โดยเฉพาะสินค้าเซมิคอนดักเตอร์ อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์และระบบประมวลผลสมรรถนะสูง ซึ่งช่วยเพิ่มรายรับเงินตราต่างประเทศและความต้องการเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ ทั้งนี้ ธนาคารกลางไต้หวันได้ปรับเพิ่มประมาณการการขยายตัวทางเศรษฐกิจปี 2569 จากร้อยละ 7.71 เป็นร้อยละ 9.64 ตามแนวโน้มการส่งออกและการลงทุนที่แข็งแกร่ง อย่างไรก็ตามการแข็งค่าของเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่อาจเป็นไปอย่างจำกัดจากทิศทางเงินดอลลาร์สหรัฐที่ยังมีโอกาสแข็งค่า ความผันผวนของเงินทุนต่างชาติในตลาดหุ้นไต้หวัน และความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ โดยทิศทางของเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ในช่วงที่เหลือของปีจะขึ้นอยู่กับนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ แนวโน้มอุตสาหกรรมเทคโนโลยี และกระแสเงินทุนเคลื่อนย้ายระหว่างประเทศเป็นสำคัญ **โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐในปี 2569 จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ 31.00 – 32.00 ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ**

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต

ความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ: **ในปี 2569 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนกว่าปี 2568 และการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศหรือ Peak Demand ในระบบของ 3 การไฟฟ้า อยู่ที่ 36,759 เมกะวัตต์** ใกล้เคียงกับสถิติสูงสุดเดิมที่ 36,792 เมกะวัตต์ในเดือนพฤษภาคม 2567 แม้ช่วงฤดูร้อนซึ่งโดยปกติเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ผ่านพ้นไปแล้ว สะท้อนว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศยังอยู่ในระดับสูงและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง ทั้งนี้ หากประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากปรากฏการณ์เอลนีโญ ซึ่งอาจทำให้อุณหภูมิสูงขึ้นและปริมาณฝนลดลงจนถึงกลางปี 2570 อาจสนับสนุนให้ Peak Demand ทำสถิติใหม่ในระยะถัดไป

ในระยะปานกลางถึงระยะยาว ความต้องการใช้ไฟฟ้าคาดว่าจะได้รับแรงสนับสนุนจากปัจจัยเชิงโครงสร้าง ได้แก่ การเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้า การขยายตัวของธุรกิจศูนย์ข้อมูล หรือ Data Center และการส่งเสริมอุตสาหกรรมเซมิคอนดักเตอร์ **ซึ่งมีเป้าหมายการลงทุนของอุตสาหกรรมเซมิคอนดักเตอร์รวมประมาณ 500,000 ล้านบาทภายในปี 2572** แม้เศรษฐกิจไทยโดยรวมอาจขยายตัวในระดับไม่สูงมากนัก แต่ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากอุตสาหกรรมเทคโนโลยีขั้นสูงมีแนวโน้มเติบโตอย่างมีนัยสำคัญ และจะเป็นปัจจัยสำคัญที่ผลักดัน Peak Demand ของประเทศ **อย่างไรก็ดี กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ของประเทศยังเพิ่มขึ้นในระดับจำกัด ขณะที่การพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่มีความเสี่ยงล่าช้าจากการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ หรือ PDP ซึ่งยังอยู่ระหว่างการปรับปรุง รวมถึงข้อจำกัดด้านห่วงโซ่อุปทานของเครื่องจักร Gas Turbine** ในตลาดโลกจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของ Data Center ส่งผลให้ระยะเวลาการจัดหาเครื่องจักรอาจยาวนานถึงประมาณ 6–7 ปี และราคาปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้โครงการ Data Center ที่ยื่นขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน หรือ BOI มีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมเกือบ 20 กิกะวัตต์ หากโครงการดังกล่าวทยอยเปิดดำเนินการตามแผน อาจเพิ่มแรงกดดันต่อความเพียงพอของกำลังผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ตลอดจนทำให้มีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นในบางช่วง ขณะเดียวกัน ภาครัฐและการไฟฟ้ายังต้องลงทุนเพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้า รองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน และสนับสนุนเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของประเทศภายในปี 2593 **ภายใต้ข้อจำกัดดังกล่าว มีความเป็นไปได้ที่ภาครัฐอาจพิจารณาต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภท IPP ที่ใกล้ครบกำหนด เพื่อรักษาความเพียงพอและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงรอการพัฒนาโครงการใหม่ตามแผน PDP** การขยายตัวของอุตสาหกรรมยุคใหม่จึงเป็นโอกาสสำคัญของบริษัทฯ ทั้งจากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ และการจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ลูกค้า Data Center ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง หรือ Direct PPA ซึ่งภาครัฐอยู่ระหว่างผลักดันกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ แนวทางกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าสำหรับ Data Center ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 ซึ่งมุ่งให้ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าวมีส่วนรับผิดชอบต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบผลิตและส่งไฟฟ้า ที่สามารถแข่งขันกับต้นทุนค่าไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน อาจสนับสนุนให้ราคาขายไฟฟ้าแก่ Data Center อยู่ในระดับที่สะท้อนต้นทุนมากขึ้น และเป็นโอกาสเชิงบวกต่อบริษัทฯ ในระยะต่อไป

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า: การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยคาดว่าจะมีความชัดเจนมากขึ้นภายหลังการประกาศใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ หรือ PDP โดยอาจส่งผลต่ออัตราจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โดยเฉพาะกลุ่มที่อ้างอิงอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. โดยประเทศไทยมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าครั้งใหญ่ล่าสุดในปี 2558 แม้โดยหลักนโยบายจะกำหนดให้มีการทบทวนทุก 3–5 ปี แต่การดำเนินการในช่วงที่ผ่านมาล่าช้าจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 และวิกฤติราคาพลังงานโลก ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หรือ กกพ. อยู่ระหว่างจัดทำกรอบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฉบับใหม่ ซึ่งคาดว่าจะทยอยมีความชัดเจนในช่วง 1–2 ปีข้างหน้า เพื่อให้สอดคล้องกับต้นทุนพลังงาน รูปแบบการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป และความจำเป็นในการลงทุนเพื่อรองรับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ทั้งนี้ **เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือ กพช. มีมติเห็นชอบมาตรการสำคัญด้านไฟฟ้า ดังนี้**

- **การแยกต้นทุนค่าไฟฟ้าสาธารณะ** เช่น ค่าไฟฟ้าสำหรับไฟถนน ออกจากอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป และกำหนดอัตราเฉพาะสำหรับค่าใช้จ่ายดังกล่าว
- **การปรับอัตราค่าไฟฟ้าแบบก้าวหน้าสำหรับบ้านอยู่อาศัย** โดยปรับลดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับการใช้ไฟฟ้าในช่วง 1–200 หน่วยแรก เหลือ 3 บาทต่อหน่วย ขณะที่อัตราสำหรับช่วง 201–400 หน่วย และตั้งแต่ 401 หน่วยขึ้นไปยังคงเดิม
- **การขยายขอบเขต** Direct PPA สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ Third Party Access หรือ TPA ให้ครอบคลุมทั้งธุรกิจ Data Center และภาคอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาด
- **การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ** Data Center **เป็นการเฉพาะ** เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงจากการจัดหาไฟฟ้า การนำเข้า LNG และการลงทุนขยายหรือปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ผลักภาระต้นทุนดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป
- **การกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมสำหรับ** Data Center **รายใหญ่** โดยให้วางหลักประกันการใช้ระบบสายส่งไฟฟ้า และจัดทำแผนบริหารจัดการน้ำประกอบการดำเนินโครงการ
- **การทบทวนสัญญารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน** โดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP แบบ Non Firm ที่มีการต่ออายุสัญญาโดยอัตโนมัติ เพื่อกำหนดวันสิ้นสุดสัญญาให้ชัดเจน และปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าให้สอดคล้องกับต้นทุนที่แท้จริง
- **การเดินหน้าโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน ขนาดรวมไม่เกิน** 1,500 **เมกะวัตต์** โดยกำหนดขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อโครงการ ภายใต้หลักการ 1 ตำบลต่อ 1 โครงการ มี กฟน. และ กฟภ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ภายใต้สัญญา Non-Firm ระยะเวลา 25 ปี

โดยภาพรวม**มาตรการส่วนใหญ่เป็นโอกาสเชิงบวกต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ** ในด้านของการขยายขอบเขต Direct PPA ไปยังภาคอุตสาหกรรมจะเปิดโอกาสให้บริษัทฯ ขยายธุรกิจพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ TPA และให้บริการแก่ลูกค้าที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดได้มากขึ้น ขณะเดียวกัน การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Data Center ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง อาจสนับสนุนให้ราคาจำหน่ายไฟฟ้าแก่ลูกค้ากลุ่มดังกล่าวอยู่ในระดับที่ เหมาะสมกับต้นทุนเชื้อเพลิงและการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานบริษัทฯ จึงมีโอกาสนำศักยภาพของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่มาใช้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพสูงของกลุ่ม Data Center รวมถึงต่อยอดธุรกิจของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 100 ในการให้บริการด้านการจัดการพลังงานและงานวิศวกรรม การจัดซื้อ และการก่อสร้าง หรือ EPC สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (ต่อ): ทั้งนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาต้นทุนตลอดห่วงโซ่ ตั้งแต่การผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่งและระบบจำหน่าย ต้นทุนการรักษาเสถียรภาพของระบบจากการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน รวมถึงต้นทุนเชิงนโยบายที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เช่น กลไกด้านคาร์บอน ขณะเดียวกัน ภาครัฐต้องสร้างสมดุลระหว่างการสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ความสามารถในการจ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้า และการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ

ในระยะยาว ประเทศไทยยังมีความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติมในระบบผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานสูง โดยเฉพาะธุรกิจ Data Center และอุตสาหกรรมเป้าหมาย การเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการลงทุนจึงมีความสำคัญ และเป็นโอกาสของบริษัทฯ ในการขยายธุรกิจพลังงานรูปแบบใหม่ สร้างมูลค่าเพิ่มในระยะยาว และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านระบบพลังงานของประเทศไทยอย่างยั่งยืน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) ฉบับใหม่: คาดว่าจะมีการเผยแพร่ร่างแผนเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากสาธารณะและประกาศใช้ภายในปี 2569 โดยแผนดังกล่าวจะเป็นกรอบสำคัญในการกำหนดทิศทางการพัฒนาและการลงทุนในภาคพลังงานของประเทศไทยในระยะยาว ตลอดจนสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

PDP ฉบับใหม่คาดว่าจะปรับโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายใต้พันธกรณีการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution: NDC) และเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในปี 2593 โดยมุ่งเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน ควบคู่กับการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) และเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่ช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบโมดูลาร์ขนาดเล็ก (Small Modular Reactor: SMR) เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) รวมถึงการใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล

จากข้อมูลเบื้องต้นในการรับฟังความคิดเห็นด้านการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า **คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ สิ้นแผนอาจเพิ่มขึ้นมากกว่า 2 เท่าจากระดับปัจจุบัน โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และปริมาณการใช้ไฟฟ้าโดยรวมมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 2–3 ต่อปี ขณะที่พลังงานหมุนเวียนอาจมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 50–70 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ตลอดช่วงแผน** ส่งผลให้ภาครัฐมีแนวโน้มเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใหม่เพิ่มเติมในช่วง 10 ปีข้างหน้า ซึ่งถือเป็นโอกาสสำคัญสำหรับการลงทุนของบริษัทฯ

นอกจากนี้ PDP ฉบับใหม่คาดว่าจะได้รับการพิจารณาควบคู่กับการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและโครงสร้างตลาดไฟฟ้า เพื่อรองรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจพลังงานที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้น ตลอดจนเสริมสร้างเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ความมั่นคงด้านพลังงาน และความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว สำหรับบริษัทฯ การเปลี่ยนแปลงเชิงโครงสร้างดังกล่าวถือเป็นโอกาสในการขยายการลงทุนในธุรกิจพลังงานสะอาดและห่วงโซ่คุณค่าที่เกี่ยวเนื่อง ทั้งการพัฒนาโครงการใหม่ การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีขั้นสูง และการสร้างความร่วมมือทางธุรกิจ เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของประเทศและสอดคล้องกับทิศทางการเติบโตอย่างยั่งยืนของบริษัทฯ ในระยะยาว

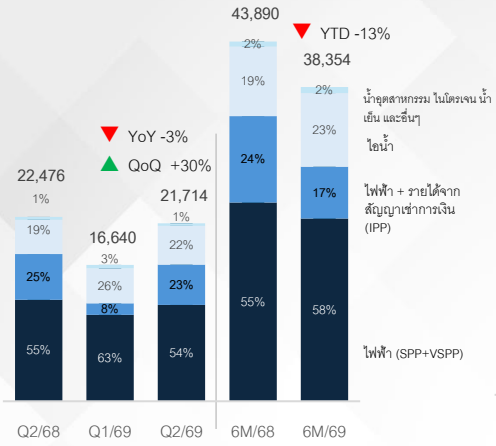
ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA): ถือเป็นกลไกสำคัญในการสนับสนุนการปรับโครงสร้างและการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าของประเทศ โดยเปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยส่งเสริมการแข่งขัน เพิ่มทางเลือกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และสนับสนุนการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับความต้องการของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น **ภายหลังมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่** 15 **กรกฎาคม** 2569 **คาดว่าภาครัฐจะเร่งจัดทำหลักเกณฑ์และกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อรองรับการทดลองซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ** TPA **สำหรับศูนย์ข้อมูล** (Data Center) **และภาคอุตสาหกรรม** โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถเลือกแหล่งพลังงานที่เหมาะสมกับเป้าหมายด้านต้นทุน ความมั่นคงในการจัดหาพลังงาน และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กร

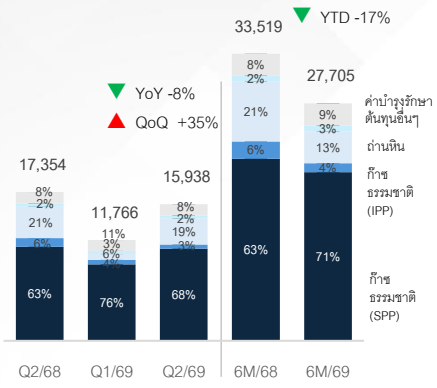
สำหรับบริษัทฯ การพัฒนาระบบ TPA และ Direct PPA ถือเป็นโอกาสสำคัญในการขยายการลงทุนด้านพลังงานสะอาดในประเทศไทย เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานหมุนเวียนและแนวโน้มการลดการปล่อยคาร์บอน (Decarbonization) ของลูกค้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

ผลการดำเนินงานภาพรวมของบริษัท : ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และงวด 6 เดือนปี 2569

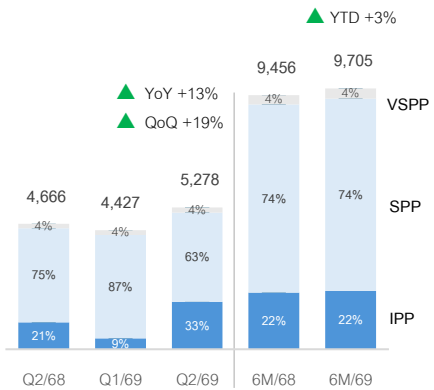
รายได้จากการดำเนินงาน (ล้านบาท, %)



ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ล้านบาท, %)



EBITDA (ล้านบาท, %)



ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
รายได้จากการดำเนินงาน	22,476	16,640	21,714	(3%)	30%	43,890	38,354	(13%)
ต้นทุนขาย (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	(17,354)	(11,766)	(15,938)	(8%)	35%	(33,519)	(27,705)	(17%)
กำไรขั้นต้น	**5,123**	**4,874**	**5,775**	**13%**	**18%**	**10,371**	**10,649**	**3%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	(517)	(489)	(562)	9%	15%	(1,037)	(1,051)	1%
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	60	42	64	7%	52%	121	106	(12%)
EBITDA	**4,666**	**4,427**	**5,278**	**13%**	**19%**	**9,456**	**9,705**	**3%**
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	(2,347)	(2,290)	(2,386)	2%	4%	(4,671)	(4,676)	0.1%
EBIT	**2,319**	**2,137**	**2,892**	**25%**	**35%**	**4,785**	**5,029**	**5%**
ต้นทุนทางการเงิน	(1,292)	(1,137)	(1,109)	(14%)	(2%)	(2,673)	(2,245)	(16%)
รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น	293	41	285	(3%)	595%	535	326	(39%)
เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	588	391	171	(71%)	(56%)	709	562	(21%)
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	11	(73)	(135)	N/A	85%	(56)	(208)	271%
กำไรก่อนผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและรายการพิเศษ	**1,919**	**1,360**	**2,104**	**10%**	**55%**	**3,300**	**3,464**	**5%**
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ-สุทธิ	301	226	68	(77%)	(70%)	244	294	20%
กำไรสุทธิ	**2,220**	**1,586**	**2,172**	**(2%)**	**37%**	**3,545**	**3,757**	**6%**
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(201)	134	(353)	76%	(363%)	(385)	(219)	(43%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	**2,019**	**1,719**	**1,819**	**(10%)**	**6%**	**3,159**	**3,538**	**12%**
อัตรากำไรขั้นต้น (%)	**23%**	**29%**	**27%**	**4%**	**(2%)**	**24%**	**28%**	**4%**
อัตรากำไรสุทธิ (%)	**9%**	**10%**	**8%**	**(1%)**	**(2%)**	**7%**	**9%**	**2%**

ตารางที่ 2 : ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	100%	-	-	-	-	100%	-	-
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	96%	77%	100%	4%	23%	98%	89%	(11%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	93%	2%	100%	7%	98%	95%	51%	(44%)

ตารางที่ 3 : อัตราค่าความพร้อมจ่าย

- **อัตราค่าความพร้อมจ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)**

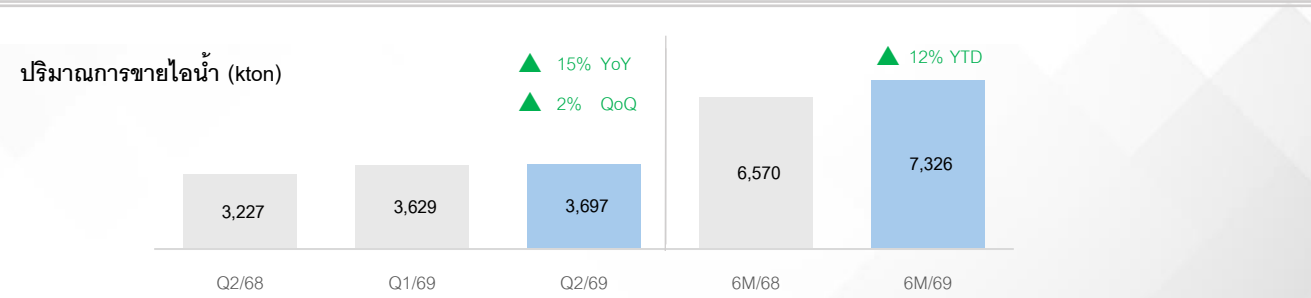
โรงไฟฟ้าศรีราชา การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญากับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา

โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 100 เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุง ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน และในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 7 วัน **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 89 ลดลง เทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน

โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 100 เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจำนวน 88 วัน และในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 6 วัน **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 51 ลดลง เทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน

ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำ





- **ปริมาณการขายไฟฟ้า**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 1,820 GWh เพิ่มขึ้น 1,398 GWh หรือร้อยละ 331 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของ **โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน** เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.เต็มไตรมาส

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้ (ต่อ)

- **ปริมาณการขายไฟฟ้า (ต่อ)**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 78 GWh หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ, โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน และโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี** เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ขณะที่ **โรงไฟฟ้าศรีราชา** มีปริมาณการขายไฟฟ้าลดลง เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญากับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไฟฟ้า 2,243 GWh ลดลง 828 GWh หรือร้อยละ 27 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของ **โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน** เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน **โรงไฟฟ้าศรีราชา** การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญากับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา ขณะที่ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะและโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี** มีปริมาณการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 3,213 GWh เพิ่มขึ้น 93 GWh หรือร้อยละ 3 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้ารวมถึงอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ลดลง 105 GWh หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 ลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไฟฟ้า 6,332 GWh ลดลง 224 GWh หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 ลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้าและอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 70 GWh เพิ่มขึ้น 9 GWh หรือร้อยละ 15 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ปรับตัวดีขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ตามความเข้มแสงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล และปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขยะ RDF เพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมดำเนินงานนอกแผนงาน จำนวน 19 วัน เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 10 GWh หรือร้อยละ 17 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขยะ RDF เนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานในเดือน มิถุนายน 2568 **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไฟฟ้า 131 GWh เพิ่มขึ้น 11 GWh หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขยะ RDF ตามการเรียกรับไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้นของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ Glow

- **ปริมาณการขายไอน้ำ**

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีปริมาณการขายไอน้ำ 3,697 kton เพิ่มขึ้น 68 kton หรือร้อยละ 2 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 470 kton หรือร้อยละ 15 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไอน้ำ 7,326 kton เพิ่มขึ้น 756 kton หรือร้อยละ 12 เนื่องจากความต้องการไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมปรับตัวเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้ารวมถึงอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)								
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	3.20	3.35	2.71	(15%)	(19%)	3.41	2.83	(17%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)	3.65	3.29	3.55	(3%)	8%	3.61	3.42	(5%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ	4.67	4.76	4.83	3%	1%	4.81	4.80	(0.2%)
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย								
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,303	1,169	1,280	(2%)	9%	1,293	1,225	(5%)
น้ำเย็น								
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)*	7.12	7.33	6.72	(6%)	(8%)	7.42	7.00	(6%)

ตารางที่ 4 : ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)	1,475	435	1,656	12%	281%	3,006	2,091	(30%)
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)	4,088	977	3,274	(20%)	235%	7,451	4,251	(43%)
เงินรับเพื่อนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	3	2	2	(33%)	-	6	3	(50%)
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	5,566	1,414	4,932	(11%)	249%	10,464	6,345	(39%)
รายได้จากสัญญาเช่าทางการเงิน	15	0.4	0.4	(97%)	-	48	0.8	(98%)
รายได้จากการขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	-	-	-	-	-	-	-	-
รวมรายได้	5,581	1,414	4,932	(12%)	249%	10,512	6,346	(40%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	12,094	10,263	11,405	(6%)	11%	23,692	21,669	(9%)
รวมรายได้จากการขายไอน้ำ	4,205	4,242	4,731	13%	12%	8,495	8,973	6%
รายได้จากการขายผลิตภัณฑ์อื่น ๆ	196	296	224	14%	(24%)	410	520	27%
รวมรายได้	16,495	14,802	16,361	(1%)	11%	32,597	31,162	(4%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
รายได้จากการขายไฟฟ้า	278	288	338	22%	17%	574	627	9%
รายได้ขายน้ำเย็น	45	39	43	(4%)	10%	86	82	(5%)
รายได้อื่น ๆ	77	98	40	(48%)	(59%)	121	138	14%
รวมรายได้	400	425	421	5%	(1%)	781	846	8%
รวมรายได้ของโรงไฟฟ้า (IPP + SPP + VSPP)	22,476	16,640	21,714	(3%)	30%	43,890	38,354	(13%)

ตารางที่ 5 : รายได้แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 4,932 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,518 ล้านบาทหรือร้อยละ 249 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ **โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน** เพิ่มขึ้น 3,331 ล้านบาท จากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมจ่ายไฟฟ้าและสามารถรองรับการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เต็มไตรมาสในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจำนวน 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ประกอบกับค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) เพิ่มขึ้น ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่เพิ่มขึ้น (ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จำนวน 91 วัน, ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน) โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ เพิ่มขึ้น 133 ล้านบาท จากรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี เพิ่มขึ้น 52 ล้านบาท จากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 16,361 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,559 ล้านบาทหรือร้อยละ 11 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากค่า FT ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น, ราคาขายไอน้ำเพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย(Passthrough Structure) และปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้าและอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวดีขึ้น

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 421 ล้านบาท ลดลง 4 ล้านบาทหรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักเนื่องจาก รายได้อื่นๆ ลดลง 58 ล้านบาท จากรายได้การออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของบริษัท บริษัท เกทซ์เอนเนอร์ยี่ จำกัด (Getz) เพิ่มขึ้นตามงวดงานของสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง ขณะที่รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 50 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากรายได้ขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขยะ RDF เพิ่มขึ้น 24 ล้านบาท ตามปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากมีจากการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และรายได้ขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้บริษัท GRP เพิ่มขึ้น 24 ล้านบาทตามฤดูกาล

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 4,932 ล้านบาท ลดลง 649 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ โรงไฟฟ้าศรีราชา ลดลง 660 ล้านบาท เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ลดลง 378 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลงตามราคาถ่านหินที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ เพิ่มขึ้น 252 ล้านบาท ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี เพิ่มขึ้น 136 ล้านบาท จากค่า Energy Payment ที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โดยในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 12 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 8 วัน

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 16,361 ล้านบาท ลดลง 134 ล้านบาทหรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจากค่า FT ที่ปรับตัวลดลง และราคาขายเฉลี่ยไอน้ำลดลงเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติลดลงตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ ขณะที่ ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้าและอุปสงค์ของตลาดที่เพิ่มขึ้น

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 421 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20 ล้านบาทหรือร้อยละ 5 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 60 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากรายได้ขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขยะ RDF เพิ่มขึ้น 53 ล้านบาท เนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน 30 วันในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ขณะที่รายได้อื่นๆ ลดลง 37 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้การออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของบริษัท บริษัท เกทซ์เอนเนอร์ยี่ จำกัด (Getz) ลดลงตามงวดงานของสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 6,346 ล้านบาท ลดลง 4,166 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 40 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ลดลง 3,333 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้า ลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. (งวด 6 เดือน ปี 2569 จำนวน 95 วัน, งวด 6 เดือน ปี 2568 จำนวน 153 วัน) โรงไฟฟ้าศรีราชา ลดลง 1,633 ล้านบาท เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ เพิ่มขึ้น 377 ล้านบาท ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี เพิ่มขึ้น 416 ล้านบาท จากค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. (งวด 6 เดือน ปี 2569 จำนวน 29 วัน, งวด 6 เดือน ปี 2568 จำนวน 10 วัน)

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 31,162 ล้านบาท ลดลง 1,435 ล้านบาทหรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจากค่า FT ที่ปรับตัวลดลง และราคาขายเฉลี่ยไอน้ำลดลงเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติลดลงตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) รวมทั้งปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ ขณะที่ ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 846 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 64 ล้านบาทหรือ ร้อยละ 8 สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ของโรงไฟฟ้าขยะ RDF เพิ่มขึ้น จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 หยุดซ่อม 19 วัน ขณะที่ช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 หยุดซ่อม 30 วัน) และรายได้ของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากความเข้มแสงที่มากกว่าช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ

ปริมาณการใช้ ราคา : ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	1,652	-	-	(100%)	-	3,863	-	(100%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	694	1,480	1,056	52%	(29%)	839	2,537	202%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	**2,346**	**1,480**	**1,056**	**(55%)**	**(29%)**	**4,702**	**2,537**	**(46%)**
ถ่านหิน								
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU**)	475,980	22,852	510,465	7%	N/A	809,740	533,317	(34%)
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU**)	198	169	138	(30%)	(18%)	205	140	(32%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	13,555	13,841	14,288	5%	3%	26,914	28,129	5%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	16,931	15,572	15,567	(8%)	0.03%	32,954	31,139	(6%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	**30,486**	**29,413**	**29,855**	**(2%)**	**2%**	**59,868**	**59,268**	**(1%)**
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ								
ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย (บาท/MMBTU)	360	299	358	(1%)	20%	352	329	(7%)
ถ่านหิน								
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU)	126,772	167,892	180,450	42%	7%	331,386	348,342	5%
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU)	109	104	116	6%	12%	116	110	(5%)

* รวมค่าขนส่ง และได้รับการยกเว้นภาษีนำเข้าศุลกากร

** อ้างอิงค่าความร้อน 6,322 kcal/kg

ตารางที่ 6 : ตารางแสดงเชื้อเพลิงการผลิต

- **ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 1,056,000 MMBTU ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โดยสาเหตุหลักมาจากปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี ตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง และลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ** 2,537,000 MMBTU ลดลงจากงวด 6 เดือน ปี 2568 โดยหลักมาจากโรงไฟฟ้าศรีราชาสิ้นสุดการผลิตไฟฟ้าตามจำนวนชั่วโมงที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 อย่างไรก็ตาม ปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 29,855,000 MMBTU เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนงานการเดินเครื่องของลูกค้า ในขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ** 59,268,000 MMBTU ลดลงจากงวด 6 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนงานการเดินเครื่องของลูกค้า

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ต่อ)

- **ปริมาณการใช้ถ่านหิน**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 510,465 TonJPU เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุเนื่องจาก ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน และเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินรวมประมาณ 533,317 TonJPU** ลดลงเมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 จากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 180,450 TonJPU เพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ขณะที่**สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินรวมประมาณ 348,342 TonJPU เพิ่มขึ้น**เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สอดคล้องกับความต้องการไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น

- **ราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ที่มีการเปลี่ยนแปลง สาเหตุหลักมีดังนี้**

ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของ SPP ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อยู่ที่ 358 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้น 59 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 20 จากไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และอยู่ในระดับใกล้เคียงกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตาม ราคาก๊าซธรรมชาติในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เฉลี่ยอยู่ที่ 360 บาทต่อล้านบีทียู รวมผลจากการบันทึกรายการปรับเพิ่มค่าก๊าซธรรมชาติสำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2566 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า SPP ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 จะอยู่ที่ 329 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เพิ่มขึ้น 29 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 9 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน **การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากราคา LNG ในตลาดจรที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงด้านการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ** โดยราคา LNG ในตลาดจรเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ประมาณ 18–20 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงเดือนมีนาคม ปี 2569 จากระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2569 ก่อนเกิดความขัดแย้ง ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลในช่วงฤดูร้อน ส่งผลให้ราคา Pool Gas ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของต้นทุนก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า SPP ปรับตัวสูงขึ้นในไตรมาสดังกล่าว **สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า SPP อยู่ที่ 329 บาทต่อล้านบีทียู** ลดลง 23 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 7 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากในช่วงครึ่งแรกของปี 2568 ราคา LNG อยู่ในระดับค่อนข้างสูงที่ประมาณ 12–15 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู จากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ โดยเฉพาะความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและอิหร่าน รวมถึงการสิ้นสุดสัญญาการส่งผ่านก๊าซธรรมชาติของรัสเซียไปยังยุโรปผ่านยูเครน ภายหลังสถานการณ์ดังกล่าวเริ่มคลี่คลาย ประกอบกับตลาดคาดการณ์ว่าอุปทาน LNG ใหม่จะทยอยเข้าสู่ตลาดในช่วงปี 2569–2570 ราคา LNG จึงปรับลดลงมาอยู่ที่ประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ก่อนกลับมาปรับตัวสูงขึ้นในไตรมาสที่ 2 จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางระลอกใหม่ ทั้งนี้ ระดับราคาที่ลดลงในไตรมาสแรกยังส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2569 อยู่ในระดับต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน IPP ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อยู่ที่อยู่ที่ 138 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU ลดลง 31 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 18 จากไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และลดลง 60 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 30 จากไตรมาสเดียวกันของปีก่อน สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2569 ราคาเฉลี่ยถ่านหินอยู่ที่ 140 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU ลดลง 65 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 32 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนการลดลงดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากโครงสร้างราคาถ่านหินของโรงไฟฟ้า IPP ซึ่งอ้างอิงค่าเฉลี่ยของดัชนี BREE และ ACR ย้อนหลังประมาณ 1 ปี ประกอบกับบริษัทบันทึกต้นทุนถ่านหินตามวิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ส่งผลให้ต้นทุนถ่านหินทยอยสะท้อนแนวโน้มราคาถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงในช่วงปีก่อนหน้า

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ต่อ)

- **ราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ที่มีการเปลี่ยนแปลง สาเหตุหลักมีดังนี้**

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน SPP **ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 อยู่ที่ 116 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU** เพิ่มขึ้น 12 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 12 จากไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 7 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 6 จากไตรมาสเดียวกันของปีก่อน **การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากภาวะอุปทานถ่านหินในภูมิภาคที่ตึงตัวขึ้น โดยปริมาณการผลิตและการส่งออกถ่านหินจากอินโดนีเซีย** ซึ่งเป็นแหล่งส่งออกถ่านหินสำคัญของภูมิภาค ปรับตัวลดลง ประกอบกับการเปลี่ยนแปลงด้านนโยบายและการบริหารจัดการการส่งออกของอินโดนีเซีย ส่งผลให้ความกังวลด้านความเพียงพอของอุปทานในตลาดเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ **สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงต่อการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ**ส่งผลให้ราคา LNG ปรับตัวสูงขึ้นและอุปทานมีความไม่แน่นอน **ผู้ผลิตไฟฟ้าในหลายประเทศของภูมิภาคเอเชียจึงเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติ** ส่งผลให้อุปสงค์ถ่านหินนำเข้าปรับตัวสูงขึ้นและเป็นปัจจัยสนับสนุนราคาถ่านหินในช่วงไตรมาสดังกล่าว **สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ราคาเฉลี่ยถ่านหินของโรงไฟฟ้า SPP อยู่ที่ 110 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU** ลดลง 6 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 5 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยราคาที่อยู่ในระดับต่ำในช่วงไตรมาสแรกยังส่งผลให้ราคาเฉลี่ยสำหรับงวด 6 เดือนลดลง แม้ว่าราคาจะปรับตัวสูงขึ้นในไตรมาสที่ 2 ตามภาวะอุปสงค์และอุปทานในตลาดโลก

ทั้งนี้ **ต้นทุนถ่านหินของโรงไฟฟ้า SPP อ้างอิงดัชนีราคาถ่านหินอินโดนีเซีย ICI 2 และ ICI 3** ซึ่งเคลื่อนไหวตามภาวะตลาดถ่านหินในภูมิภาคและทิศทางของดัชนี NEWC บางส่วน ขณะที่ราคาถ่านหินของ**โรงไฟฟ้า IPP อ้างอิงราคาเฉลี่ยของดัชนี BREE และ ACR ย้อนหลังประมาณ 1 ปี** นอกจากนี้ บริษัทบันทึกต้นทุนถ่านหินตามวิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ส่งผลให้ต้นทุนถ่านหินที่รับรู้ในงบการเงินทยอยสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของราคาตลาด และอาจแตกต่างจากราคาถ่านหินอ้างอิง ณ ช่วงเวลาเดียวกัน

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ต้นทุนของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ก๊าซธรรมชาติ	1,013	534	495	(51%)	(7%)	2,029	1,028	(49%)
ถ่านหิน	3,214	122	2,330	(28%)	N/A	5,657	2,453	(57%)
อื่น ๆ	88	93	68	(23%)	(27%)	177	161	(9%)
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	4,315	749	2,893	(33%)	286%	7,864	3,642	(54%)
ค่าบำรุงรักษา	31	84	74	139%	(12%)	68	158	132%
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	186	162	186	-	15%	371	349	(6%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	4,532	995	3,154	(30%)	217%	8,303	4,148	(50%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ก๊าซธรรมชาติ	10,964	8,796	10,676	(3%)	21%	21,061	19,472	(8%)
ถ่านหิน	470	553	690	47%	25%	1,317	1,243	(6%)
วัตถุดิบอื่น ๆ	320	396	392	23%	(1%)	778	788	1%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	11,754	9,745	11,758	-	21%	23,156	21,504	(7%)
ค่าบำรุงรักษา	308	245	286	(7%)	17%	588	532	(10%)
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	590	595	600	2%	1%	1,157	1,195	3%
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	12,652	10,585	12,645	(0.1%)	19%	24,901	23,230	(7%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ								
ก๊าซธรรมชาติและวัตถุดิบอื่น ๆ	103	130	88	(15%)	(32%)	194	218	12%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	103	130	88	(15%)	(32%)	194	218	12%
ค่าบำรุงรักษา	22	16	19	(14%)	19%	38	35	(8%)
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	46	40	33	(28%)	(18%)	82	73	(11%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	171	186	140	(18%)	(25%)	314	326	4%
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (IPP + SPP + VSPP)	17,354	11,766	15,938	(8%)	35%	33,519	27,705	(17%)

ตารางที่ 7 : ต้นทุนแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 3,154 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,159 ล้านบาท หรือร้อยละ 217 สาเหตุหลักมาจากต้นทุนค่าถ่านหินเพิ่มขึ้น 2,208 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณการใช้ถ่านหินที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน เนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.เต็มไตรมาส ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ในขณะที่ ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 39 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีที่ลดลงตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 12,645 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,060 ล้านบาท หรือร้อยละ 19 โดยมีสาเหตุหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นตามการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งเป็นไปตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 140 ล้านบาท ลดลง 46 ล้านบาท หรือร้อยละ 25 สาเหตุหลักมาจากการปรับปรุงต้นทุนสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของ บริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด (Getz) ให้สอดคล้องกับความสำเร็จของงานในแต่ละช่วงเวลา

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 3,154 ล้านบาท ลดลง 1,378 ล้านบาท หรือร้อยละ 30 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 884 ล้านบาท จากปริมาณการใช้ถ่านหินของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ตามการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. และ ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 483 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 12,645 ล้านบาท ลดลง 7 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.1 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 288 ล้านบาท จากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ลดลงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ GSPP11 Phase กับ กฟผ.หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 ขณะที่ ต้นทุนค่าถ่านหินเพิ่มขึ้น 220 ล้านบาท สาเหตุจากปริมาณการใช้ถ่านหินที่เพิ่มขึ้น โดยเป็นไปตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาถ่านหินที่ปรับตัวสูงขึ้นสอดคล้องกับราคาถ่านหินในตลาดโลก

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 140 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43 ล้านบาท หรือร้อยละ 30 จากสาเหตุหลักมาจากการปรับปรุงต้นทุนสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด (Getz) ให้สอดคล้องกับความสำเร็จของงานในแต่ละช่วงเวลา

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) งวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 4,148 ล้านบาท ลดลง 4,155 ล้านบาทหรือร้อยละ 50 จากสาเหตุหลัก จากต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 3,204 ล้านบาท จากปริมาณการใช้ถ่านหินที่ลดลงของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าจำนวน 88 วัน และต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติลดลง 1,001 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีที่ลดลงตามการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 ขณะที่ ค่าบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายอื่นๆ เพิ่มขึ้น 68 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน จากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) งวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 23,230 ล้านบาท ลดลง 1,671 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติลดลง 1,589 ล้านบาท สาเหตุจากมีการบันทึกปรับเพิ่มค่าก๊าซธรรมชาติงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 หากไม่รวมรายการปรับปรุงดังกล่าวต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ งวด 6 เดือน ปี 2569 ลดลง 660 ล้านบาท เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง รวมทั้งต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 74 ล้านบาท จากราคาเฉลี่ยถ่านหินที่ปรับตัวลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ งวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 326 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 12 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจากการปรับปรุงต้นทุนสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของบริษัท บริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด (Getz) ให้สอดคล้องกับความสำเร็จของงานในแต่ละช่วงเวลา

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
กำไรขั้นต้น	1,049	419	1,778	69%	324%	2,209	2,197	(1%)
อัตรากำไรขั้นต้น	19%	30%	36%	17%	6%	21%	35%	14%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
กำไรขั้นต้น	3,844	4,216	3,716	(3%)	(12%)	7,695	7,932	3%
อัตรากำไรขั้นต้น	23%	28%	23%	-	(5%)	24%	25%	1%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ								
กำไรขั้นต้น	230	239	281	22%	18%	467	520	11%
อัตรากำไรขั้นต้น	57%	56%	67%	10%	11%	60%	61%	1%

ตารางที่ 10 : กำไรขั้นต้นแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)** ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 1,778 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,359 ล้านบาท หรือร้อยละ 324 เมื่อสาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมจ่ายไฟฟ้าและสามารถรองรับการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เต็มไตรมาสในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 3,716 ล้านบาท ลดลง 500 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลง เนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft แต่การปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft สามารถบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นได้บางส่วน รวมทั้งในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตามปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ในขณะที่ ค่าใช้จ่ายคงที่เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)** และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 281 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 42 ล้านบาท หรือร้อยละ 18 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรขั้นต้นของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ที่ปรับตัวดีขึ้นตามความเข้มแสงที่ปรับตัวดีขึ้นตามฤดูกาล ประกอบกับกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า RDF ปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงาน 18 วัน

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)** ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 1,778 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 729 ล้านบาท หรือร้อยละ 69 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลทางบัญชีที่ราคาต้นทุนถ่านหินเฉลี่ยจากถ่านหินคงคลังมีความใกล้เคียงกับรายได้ที่สามารถเรียกเก็บจาก กฟผ. โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 3,716 ล้านบาท ลดลง 128 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรผันแปร** (Contribution Margin) **ลดลง** จากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.ลดลง จากการหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับทาง กฟผ.ของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 ในเดือนตุลาคม 2568 อย่างไรก็ตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมปรับตัวเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 281 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 51 ล้านบาท หรือร้อยละ 22 โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า RDF ปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน 30 วันในไตรมาสที่ 2 ปี 2568

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) งวด 6 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 2,197 ล้านบาท** ลดลง 12 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 จากงวด 6 เดือนแรก ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ประกอบกับค่าใช้จ่ายคงที่ เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) งวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 7,932 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 237 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จากงวด 6 เดือนแรก ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่ลดลง แม้ว่าจะถูกชดเชยบางส่วนจากการปรับลดลงของค่า Ft รวมทั้งในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1(“GSPP11 Phase1”) ในเดือนตุลาคม 2568
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ งวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 520 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 53 ล้านบาท หรือร้อยละ 11 จากงวด 6 เดือนแรก ปี 2568 โดยมีสาเหตุหลักกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า RDF ปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากมีมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 หยุดซ่อม 19 วัน ขณะที่ช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 หยุดซ่อม 30 วัน) และกำไรขั้นต้นของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ที่ปรับตัวดีขึ้นจากความเข้มแสงที่มากกว่าช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว

ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร และอื่น ๆ (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
ค่าใช้จ่ายในการขายและการบริหาร	517	489	562	9%	15%	1,037	1,051	1%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	2,347	2,290	2,386	2%	4%	4,671	4,676	0.1%
ต้นทุนทางการเงิน	1,292	1,137	1,109	(14%)	(2%)	2,673	2,245	(16%)
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(11)	73	135	N/A	85%	56	208	271%
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	(301)	(226)	(68)	(77%)	(70%)	(244)	(294)	20%
รวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	**3,844**	**3,762**	**4,124**	**7%**	**10%**	**8,192**	**7,886**	**(4%)**

ตารางที่ 9 : ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีจำนวน 4,124 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 362 ล้านบาท หรือร้อยละ 10 สาเหตุหลัก เพราะ **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** มีจำนวน 68 ล้านบาท ลดลง 158 ล้านบาท หรือร้อยละ 70 (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 : กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 226 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าในระดับที่น้อยกว่าช่วงไตรมาสที่แล้ว **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** เพิ่มขึ้น 96 ล้านบาทหรือร้อยละ 4 จากกค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) รวมถึงค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันจากงานซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งเป็นไปตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อเสริมสร้างประสิทธิภาพและความพร้อมในการเดินเครื่องในระยะยาว **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** เพิ่มขึ้น 73 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 สาเหตุหลักมาจากเงินบริจาคเพื่อสนับสนุนสถาบันวิทยสิริเมธีและโรงเรียนกำเนิดวิทย์ ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และค่าใช้จ่ายในการพัฒนาธุรกิจ **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** เพิ่มขึ้น 62 ล้านบาท หรือร้อยละ 86 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 4,124 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 280 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** มีจำนวน 68 ล้านบาท ลดลง 233 ล้านบาท (ไตรมาสที่ 2 ปี 2568: กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 301 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าลดลง เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ส่งผลให้เกิดกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการบันทึกปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่บริษัท โกลบอล รีนิวเอเบิล ชินเนอร์ยี่ จำกัด (“GRSCTW”) กู้ผ่านบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด(“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีที่แล้ว **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** เพิ่มขึ้น 146 ล้านบาท เนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกจำหน่ายสินทรัพย์ในโรงไฟฟ้า **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** เพิ่มขึ้น 45 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักมาจากเงินบริจาคเพื่อสนับสนุนสถาบันวิทยสิริเมธีและโรงเรียนกำเนิดวิทย์ ร่วมกับกลุ่ม ปตท. **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** เพิ่มขึ้น 39 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 จากกค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) รวมถึงค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันจากงานซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งเป็นไปตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อเสริมสร้างประสิทธิภาพและความพร้อมในการเดินเครื่องในระยะยาว ในขณะที่**ต้นทุนทางการเงิน** ลดลง 183 ล้านบาทหรือร้อยละ 14 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วนและอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในงวด 6 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 7,886 ล้านบาท ลดลง 306 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักเนื่องจาก **ต้นทุนทางการเงิน** ลดลง 428 ล้านบาทหรือร้อยละ 16 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วนและอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** เพิ่มขึ้น 50 ล้านบาท (งวด 6 เดือน ปี 2568: กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 244 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า ในขณะที่**ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** เพิ่มขึ้น 152 ล้านบาท เนื่องจากในงวด 6 เดือน ปี 2568 บริษัทฯมีการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงการบันทึกบัญชีสัญญาเช่าทางการเงินตามมาตรฐาน TFRS16 ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้อยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไซยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	112	377	**232**	107%	(38%)	102	**609**	497%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	(23)	**49**	100%	313%	-	**27**	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	27	(2)	**9**	(67%)	550%	52	**6**	(88%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	3	16	**(16)**	(633%)	(200%)	13	-	(100%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	2	26	**(5)**	(350%)	(119%)	1	**21**	N/A
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	8	-	-	(100%)	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	8	-	-	(100%)	-	5	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	239	16	**155**	(35%)	869%	447	**171**	(62%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(18)	(16)	**(21)**	(17%)	(31%)	(30)	**(37)**	(23%)
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	204	(3)	**(238)**	(217%)	N/A	47	**(241)**	(613%)
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	0.3	**2**	100%	567%	-	**2**	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		**584**	**391**	**166**	**(72%)**	**(58%)**	**664**	**557**	**(16%)**

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัทฯ ได้รับ**ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 166 ล้านบาท** ขณะที่ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 391 ล้านบาท และ ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีมูลค่า 584 ล้านบาท ตามลำดับ สำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า มีมูลค่า 557 ล้านบาท ขณะที่งวด 6 เดือน ปี 2568 มีมูลค่า 664 ล้านบาท

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ลดลง 145 ล้านบาท หรือร้อยละ 38 สาเหตุหลักมาจาก

- CFXD ผลประกอบการปรับตัวลดลงตามปัจจัยฤดูกาล ในขณะที่
- XPCL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงจำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินและการขยายระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ ทั้งนี้ หากไม่รวมรายการดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จะเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น
- AEPL ผลประกอบการปรับตัวดีขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น

yoy ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ลดลง 418 ล้านบาท หรือร้อยละ 72 สาเหตุหลักมาจาก

- CFXD ผลประกอบการลดลง สาเหตุหลักจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากค่าเงินดอลล่าร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าลดลง
- AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
- XPCL ผลประกอบการดีขึ้น ตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการระบายน้ำของเขื่อนในประเทศจีน

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 ลดลง 107 ล้านบาทหรือร้อยละ 16 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- CFXD ผลประกอบการลดลง เนื่องจากผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ซึ่งปรับลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตามในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน
- AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในครึ่งปีแรกของปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับครึ่งปีแรกของปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
- XPCL ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) จำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	112	377	232	107%	(38%)	102	609	497%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	(23)	49	100%	313%	-	27	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	27	(2)	9	(67%)	550%	52	6	(88%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	3	16	(16)	(633%)	(200%)	13	-	(100%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	2	26	(5)	(350%)	(119%)	1	21	N/A
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	8	-	-	(100%)	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	8	-	-	(100%)	-	5	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	239	16	155	(35%)	869%	447	171	(62%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(18)	(16)	(21)	(17%)	(31%)	(30)	(37)	(23%)
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	204	(3)	(238)	(217%)	N/A	47	(241)	(613%)
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	0.3	2	100%	567%	-	2	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		584	391	166	(72%)	(58%)	664	557	(16%)

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 232 ล้านบาท ลดลง 145 ล้านบาทหรือร้อยละ 38 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โดยมีสาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงจำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินและการขยายระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ ทั้งนี้ หากไม่รวมรายการดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จะเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้น 120 ล้านบาท หรือร้อยละ 107 ตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการระบายน้ำของเขื่อนในประเทศจีน **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 609 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 507 ล้านบาท หรือร้อยละ 497 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยมีสาเหตุหลักจากผลการดำเนินงานที่ปรับตัวดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับมีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน BIC ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 9 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11 ล้านบาทหรือร้อยละ 550 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักมาจากจำนวนวันหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ลดลง 18 ล้านบาทหรือร้อยละ 67 สาเหตุหลักเนื่องจากกำไรผันแปรลดลงตามต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นและมีการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 6 ล้านบาท** ลดลง 46 ล้านบาทหรือร้อยละ 88 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า และมีกำไรผันแปรลดลงจากค่า Ft ที่ปรับลดลง

บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน NL1PC ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 5 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 31 ล้านบาทหรือร้อยละ 119 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 7 ล้านบาท หรือร้อยละ 350 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 จากการปรับปรุงวิธีการบันทึกบัญชีให้สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟกับ EDL ที่ปรับปรุงใหม่ **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569** ส่วนแบ่งกำไร มีมูลค่า 21 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20 ล้านบาท เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 จากการปรับปรุงวิธีการบันทึกบัญชีให้สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟกับ EDL ที่ปรับปรุงใหม่ ซึ่งบันทึกตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตและจำหน่ายตามจริง รวมทั้งปริมาณขายไฟฟ้าสูงขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน RPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 49 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 72 ล้านบาทหรือร้อยละ 313 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 โรงไฟฟ้ามีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 40 วัน ส่งผลให้ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าว ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 กลับมาดำเนินการตามปกติเต็มไตรมาส เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 49 ล้านบาท หรือร้อยละ 100 และสำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 เพิ่มขึ้น 27 ล้านบาท หรือร้อยละ 100 เนื่องจาก RPCL ได้เปลี่ยนสถานะจากเงินลงทุนในตราสารทุน เป็นบริษัทร่วมฯ (บันทึกเป็นส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน) ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ภายหลังการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นจากร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 24.375

บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน NNEG ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 16 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32 ล้านบาทหรือร้อยละ 200 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 19 ล้านบาทหรือร้อยละ 633 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 เนื่องจากกำไรผันแปรปรับตัวลดลง ตามต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า NNEG Phase 3 ที่เพิ่มขึ้นภายหลังเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนเมษายนปี 2569 **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 ไม่มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน NNEG** หรือลดลง 13 ล้านบาท เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 จากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า NNEG Phase 3 ที่เพิ่มขึ้นภายหลังเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน เดือนเมษายน 2569

บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน TSR ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ TSR ตั้งแต่เดือน มิถุนายน 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ TSR กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
					YoY	QoQ			YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	112	377	232	107%	(38%)	102	609	497%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	(23)	49	100%	313%	-	27	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	27	(2)	9	(67%)	550%	52	6	(88%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	3	16	(16)	(633%)	(200%)	13	-	(100%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	2	26	(5)	(350%)	(119%)	1	21	N/A
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	8	-	-	(100%)	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	8	-	-	(100%)	-	5	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	239	16	155	(35%)	869%	447	171	(62%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(18)	(16)	(21)	(17%)	(31%)	(30)	(37)	(23%)
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	204	(3)	(238)	(217%)	N/A	47	(241)	(613%)
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	0.3	2	100%	567%	-	2	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		584	391	166	(72%)	(58%)	664	557	(16%)

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน ESCE ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ ESCE ตั้งแต่เดือน กรกฎาคม 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ ESCE กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว

บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน AEPL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 139 ล้านบาท หรือร้อยละ 869 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ตามความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล ประกอบกับมีโครงการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ลดลง 84 ล้านบาท หรือร้อยละ 35 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จำนวน 192 ล้านบาท จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้น 108 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 171 ล้านบาท** ลดลง 276 ล้านบาทหรือร้อยละ 62 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการรับรู้รายได้ทางภาษีย้อนหลังและการปรับปรุงบการเงินของ AEPL จำนวน 327 ล้านบาท หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในครึ่งปีแรกของปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้น 51 ล้านบาทเมื่อเทียบกับครึ่งปีแรกของปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

บริษัท บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน KD ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 2 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญโดยรายได้หลักจะมาจากการจัดจำหน่ายน้ำเย็นให้กับลูกค้า

บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน NUOVO PLUS ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 21 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 5 ล้านบาท หรือร้อยละ 31 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และขาดทุนเพิ่มขึ้น 3 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 มีส่วนแบ่งขาดทุนมูลค่า 37 ล้านบาท** ขาดทุนเพิ่มขึ้น 7 ล้านบาทหรือร้อยละ 23 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 โดยมีสาเหตุหลักจากขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการปรับมูลค่าเจ้าหนี้ค่าวัตถุดิบสกุลเงินหยวนและค่าใช้จ่ายพนักงานที่เพิ่มขึ้น

บริษัท CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 238 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 235 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักมาจากปัจจัยฤดูกาล อย่างไรก็ตาม บริษัทรับรู้ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงการปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลล่าร์สหรัฐที่โครงการ CFXD เพิ่มขึ้นเนื่องจากค่าเงินดอลล่าร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ส่วนแบ่งกำไรลดลง 442 ล้านบาทหรือร้อยละ 217 สาเหตุหลักจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน **สำหรับงวด 6 เดือนปี 2569 มีส่วนแบ่งขาดทุนมูลค่า 241 ล้านบาท ลดลง 288 ล้านบาท หรือร้อยละ** 616 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือนปี 2568 เนื่องจากผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ซึ่งปรับลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตามในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) จำนวน 339 ล้านบาท ขณะที่ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน

กำไรสุทธิ

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	2,220	1,586	2,172	(2%)	37%	3,545	3,757	6%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(201)	134	(353)	76%	(364%)	(385)	(219)	(43%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	2,019	1,719	1,819	(10%)	6%	3,159	3,538	12%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

qoq ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,819 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 100 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **กำไรขั้นต้น จำนวน 5,775 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 901 ล้านบาทหรือร้อยละ 18 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมจ่ายไฟฟ้าและสามารถรองรับการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เต็มไตรมาสในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ขณะที่ **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลง เนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft อย่างไรก็ตามการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft สามารถบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นได้บางส่วน รวมทั้งในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตามปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ทั้งมีค่าใช้จ่ายคงที่เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา

- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 285 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 244 ล้านบาทหรือร้อยละ 595 สาเหตุหลักมาจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว

- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,109 ล้านบาท ลดลง 28 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 171 ล้านบาท ลดลง 220 ล้านบาทหรือร้อยละ 56 สาเหตุหลักเนื่องจาก XPCL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงจำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินที่มีต้นทุนทางการเงินลดลงและการขยายระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ ทั้งนี้ หากไม่รวมรายการดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จะเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น CFXD ผลประกอบการปรับตัวลดลงตามปัจจัยฤดูกาล AEPL ผลประกอบการปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปัจจัยฤดูกาลประกอบกับมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น

- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 68 ล้านบาท ลดลง 158 ล้านบาทหรือร้อยละ 70 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าลดลง

- **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,368 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 96 ล้านบาทหรือร้อยละ 4 โดยมีสาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) รวมถึงค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันจากงานซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งเป็นไปตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อเสริมสร้างประสิทธิภาพและความพร้อมในการเดินเครื่องในระยะยาว

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** จำนวน 562 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 73 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 สาเหตุหลักมาจากเงินบริจาคเพื่อสนับสนุนทางการศึกษาสถาบันวิทยสิริเมธีและโรงเรียนกำเนิดวิทย์ ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และค่าใช้จ่ายในการพัฒนาธุรกิจ

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 135 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 62 ล้านบาทหรือร้อยละ 70 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ในไตรมาสดังกล่าวอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ

- **ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม** กลับเข้าสู่ระดับปกติในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ซึ่งส่วนได้เสียดังกล่าวเป็นยอดบวกจากผลขาดทุนของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน

กำไรสุทธิ (ต่อ)

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	2,220	1,586	2,172	(2%)	37%	3,545	3,757	6%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(201)	134	(353)	76%	(364%)	(385)	(219)	(43%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	2,019	1,719	1,819	(10%)	6%	3,159	3,538	12%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

YoY ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,819 ล้านบาท ลดลง 200 ล้านบาท หรือร้อยละ 10 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 171 ล้านบาท ลดลง 417 ล้านบาทหรือร้อยละ 71 สาเหตุหลักเนื่องจาก CFXD ผลประกอบการลดลง สาเหตุหลักจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าลดลง AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ XPCL ผลประกอบการดีขึ้น ตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการระบายน้ำของเขื่อนในประเทศจีน

- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 68 ล้านบาท ลดลง 233 ล้านบาทหรือร้อยละ 77 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าลดลง เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ส่งผลให้เกิดกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการบันทึกปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่บริษัท โกลบอล รีนิวเอเนิล ชินเนอร์ยี่ จำกัด (“GRSCTW”) กู้ผ่านบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด(“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีที่แล้ว

- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 5,755 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 623 ล้านบาทหรือร้อยละ 13 **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลทางบัญชีที่ราคาต้นทุนถ่านหินเฉลี่ยจากถ่านหินคงคลังมีความใกล้เคียงกับรายได้ค่าถ่านหินที่สามารถเรียกเก็บจาก กฟผ.มากขึ้น จากการจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพของบริษัทและราคาถ่านหินในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงสาเหตุหลักจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.ลดลงจากการหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับทาง กฟผ.ของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 ในเดือนตุลาคม 2568 อย่างไรก็ตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมปรับตัวเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า RDF ปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน 30 วันในไตรมาสที่ 2 ปี 2568

- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,109 ล้านบาท ลดลง 183 ล้านบาทหรือร้อยละ 14 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง
- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 135 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 146 ล้านบาท เนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกจำหน่ายสินทรัพย์ในโรงไฟฟ้า

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** จำนวน 562 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 45 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักมาจากเงินบริจาคเพื่อสนับสนุนสถาบันวิทยสิริเมธีและโรงเรียนกำเนิดวิทย์ ร่วมกับกลุ่ม ปตท.

- **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,386 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 39 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 จากกค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) รวมถึงค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน จากงานซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งเป็นไปตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อเสริมสร้างประสิทธิภาพและความพร้อมในการเดินเครื่องในระยะยาว

กำไรสุทธิ

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M/68	6M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	2,220	1,586	2,172	(2%)	37%	3,545	3,757	6%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(201)	134	(353)	76%	(364%)	(385)	(219)	(43%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	2,019	1,719	1,819	(10%)	6%	3,159	3,538	12%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

YTD งวด 6 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 6 เดือน ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ งวด 6 เดือน ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 3,538 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 379 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับงวด 6 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 2,245 ล้านบาท ลดลง 428 ล้านบาทหรือร้อยละ 16 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง

- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 10,649 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 278 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่ลดลง แม้ว่าจะถูกชดเชยบางส่วนจากการปรับลดลงของค่า Ft ในขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1(“GSPP11 Phase1”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นสาเหตุหลักมาจาก โรงไฟฟ้าขยะ RDF รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GRP รายได้เพิ่มขึ้นตามความเข้มแสงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ประกอบกับค่าใช้จ่ายคงที่ เพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.

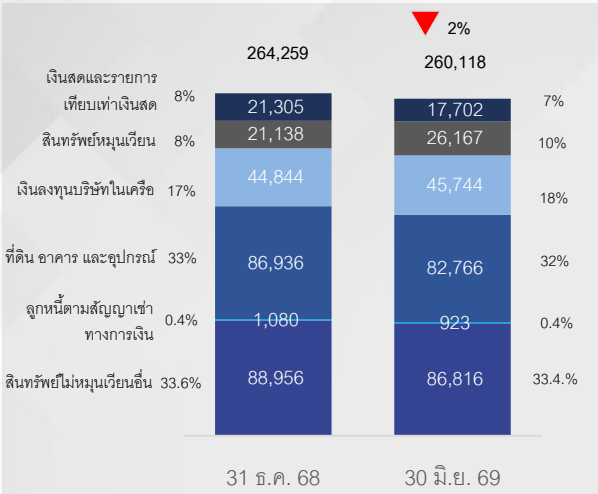
- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 326 ล้านบาท ลดลง 209 ล้านบาทหรือร้อยละ 39 สาเหตุหลักมาจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 562 ล้านบาท ลดลง 147 ล้านบาทหรือร้อยละ 21 สาเหตุหลักเนื่องจาก เงินปันผลรับ จำนวน 5 ล้านบาท ลดลง 40 ล้านบาทหรือร้อยละ 90 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCLจากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่มีการบันทึกรับเงินปันผลตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป CFXD ผลประกอบการลดลง เนื่องจากผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ซึ่งปรับลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตามในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 หากไม่รวมรายการดังกล่าว ในครึ่งปีแรกของปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับครึ่งปีแรกของปี 2568 จากรายได้การจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ XPCL ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินที่มีต้นทุนทางการเงินลดลง รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม

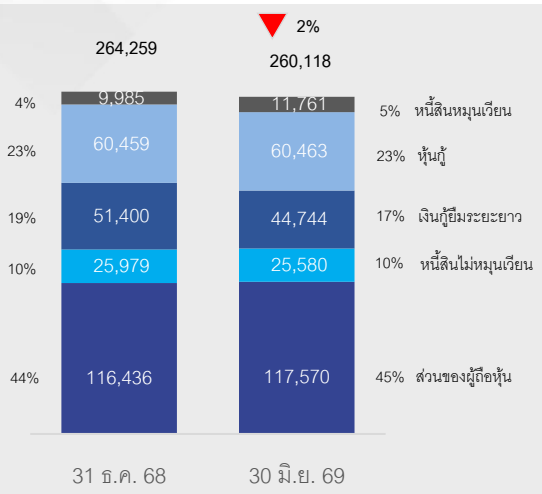
- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 208 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 152 ล้านบาทหรือร้อยละ 271 สาเหตุหลักเนื่องจากในปี 2568 บริษัทฯมีการบันทึกสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงการบันทึกบัญชีสัญญาเช่าทางการเงินตามมาตรฐาน TFRS16 ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้อยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ

บทวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

สินทรัพย์รวม (ล้านบาท, %)



หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น (ล้านบาท, %)



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวม มูลค่า 260,118 ล้านบาท ลดลง 4,141 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด** จำนวน 17,702 ล้านบาท ลดลง 3,603 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 สาเหตุหลักมาจากเงินสดใช้ไปชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวตามกำหนดชำระ ประกอบกับมีการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาล ในขณะที่เงินสดรับจากรายได้จากการขาย
- **สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น** จำนวน 26,167 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,028 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 24 จากการเพิ่มขึ้นของลูกหนี้การค้า และการจัดประเภทสินทรัพย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ SYE เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย ภายหลังบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาจำหน่ายเงินลงทุนในโครงการดังกล่าว
- **เงินลงทุนบริษัทในเครือ** จำนวน 45,744 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 900 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 2 สาเหตุหลักมาจากส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569
- **ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์** จำนวน 85,690 ล้านบาท ลดลง 4,170 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 5 จากการตัดค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสำหรับรอบระยะเวลา
- **ลูกหนี้ตามสัญญาเช่าทางการเงิน** จำนวน 923 ล้านบาท ลดลง 157 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 15 ตามการรับรู้รายได้ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับ กฟผ.
- **สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 86,816 ล้านบาท ลดลง 2,140 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 จากค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนสำหรับรอบระยะเวลา

หนี้สิน

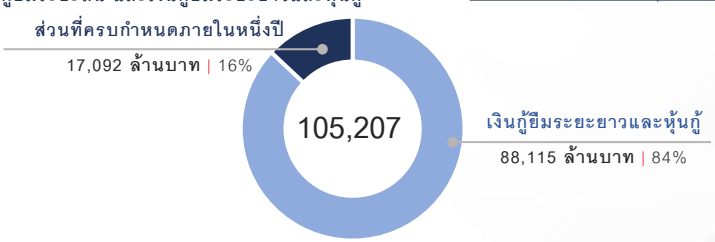
ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวม มูลค่า 142,548 ล้านบาท ลดลง 5,275 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **หนี้สินหมุนเวียน** จำนวน 11,761 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,776 ล้านบาท หรือร้อยละ 18 สาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้าและการจัดประเภทหนี้สินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ SYE เป็นหนี้สินที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย ภายหลังบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาจำหน่ายเงินลงทุนในโครงการดังกล่าว
- **หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว** จำนวน 105,207 ล้านบาท ลดลง 6,652 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 6 สาเหตุหลักมาจากการชำระคืนเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงินตามกำหนด จำนวน 5,257 ล้านบาท
- **หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 25,580 ล้านบาท ลดลง 399 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 สาเหตุหลักจากการลดลงของเงินรับล่วงหน้าสำหรับค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าที่เป็นไปตามสัญญา PPA และหนี้สินภาษีเงินได้ตามบัญชีที่ลดลง

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 มีมูลค่ารวม 117,570 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,134 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักมาจากกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากกำไรผลการดำเนินงานในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 จำนวน 3,757 ล้านบาท (รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม) ในขณะที่มีการจ่ายเงินปันผลจำนวน 2,963 ล้านบาท

เงินกู้ยืมระยะสั้น และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้

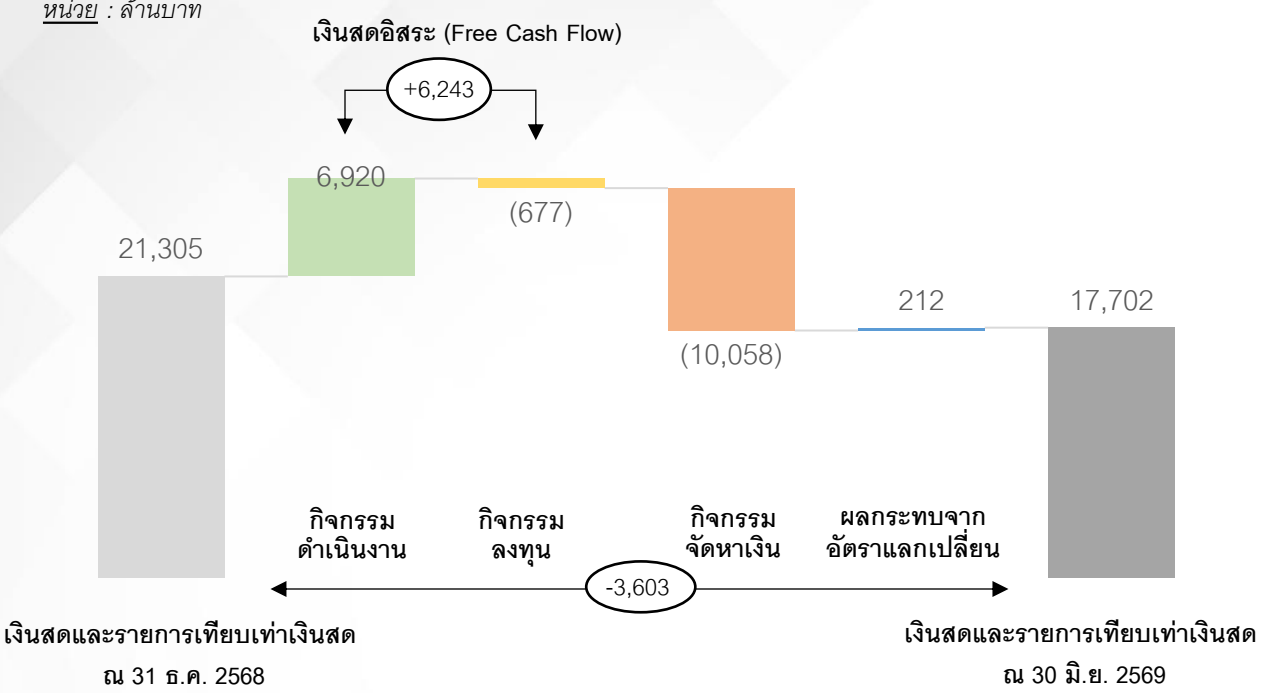


หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย (ล้านบาท)

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย (ไม่รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) จำนวน 105,207 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นส่วนเงินกู้ยืมระยะสั้นและเงินกู้ยืมและหุ้นกู้ส่วนที่ครบกำหนดภายในหนึ่งปีจำนวน 17,092 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 16 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ จำนวน 88,115 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 84 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย

กระแสเงินสดของบริษัท

หน่วย : ล้านบาท



ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 17,702 **ล้านบาท ลดลงจำนวน 3,603 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 21,305 ล้านบาท**

กิจกรรมดำเนินงาน ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมี**กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 6,920 ล้านบาท** โดยเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

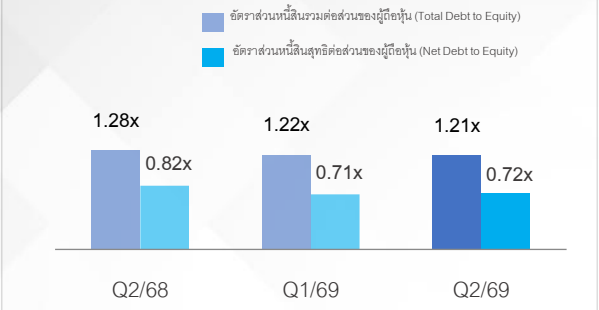
กิจกรรมลงทุน ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีการใช้**เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 677 ล้านบาท** สาเหตุหลักเนื่องจากมีเงินสดจ่ายลงทุนในสินทรัพย์ถาวร จำนวน 1,233 ล้านบาท เช่น ค่าบำรุงรักษาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า GHECO-1 และ โรงไฟฟ้า GEN CFB3 และการขยายการลงทุน ใน solar rooftop เป็นต้น ในขณะที่มีเงินสดรับจากการคืนเงินกู้ยืมระยะยาวของ XPCL ให้แก่บริษัทฯ รวมจำนวน 1,178 ล้านบาท ขณะที่มีเงินฝากประจำเกิน 3 เดือน จำนวน 825 ล้านบาท

กิจกรรมจัดหาเงิน ณ สิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมี**กระแสเงินสดใช้ไปสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 10,058 ล้านบาท** ประกอบด้วย การชำระคืนเงินกู้ยืมเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงิน จำนวน 5,257 ล้านบาท การจ่ายเงินปันผล จำนวน 2,679 ล้านบาท และการจ่ายดอกเบี้ย จำนวน 1,765 ล้านบาท

อัตราส่วนและข้อมูลการเงินที่สำคัญ

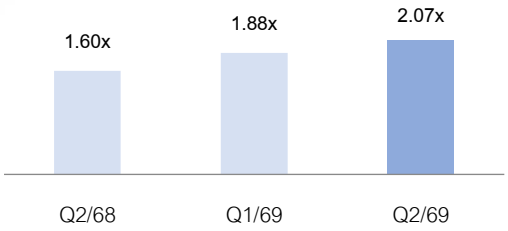
อัตราส่วนหนี้สินรวมและหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น | เท่า

Total Debt to Equity & Net Debt to Equity | times



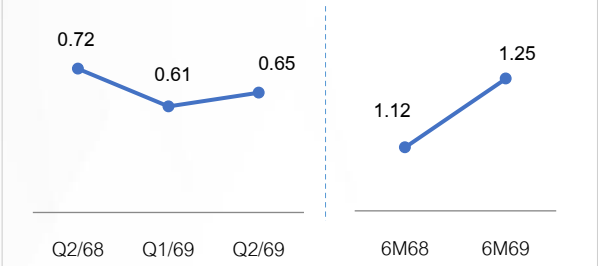
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย | เท่า

Interest Coverage Ratio | times



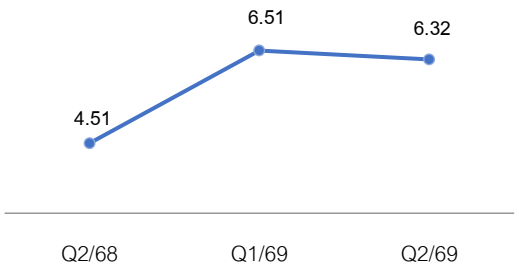
กำไรต่อหุ้น | บาท/หุ้น

EARNING PER SHARE (EPS) | THB/Share



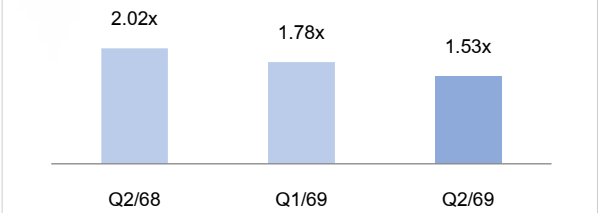
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น | %

RETURN ON EQUITY (ROE) | %



อัตราส่วนสภาพคล่อง | เท่า

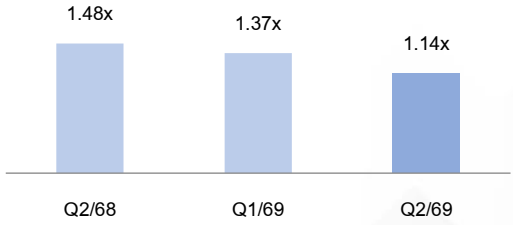
CURRENT RATIO | times



หมายเหตุ: ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ ได้ดำเนินการจัดประเภทหนี้สินใหม่สำหรับหุ้นกู้มูลค่า 3,000 ล้านบาท ที่จะครบกำหนดไถ่ถอนภายใน 1 ปี จากหนี้สินไม่หมุนเวียนเป็นหนี้สินหมุนเวียน ส่งผลให้อัตราส่วนสภาพคล่องลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า

อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว | เท่า

QUICK RATIO | times



อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	(หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย – (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว)) / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย	กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษีเงินได้ / ดอกเบี้ยจ่าย
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
อัตราส่วนสภาพคล่อง	สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	(เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว + ลูกหนี้การค้า) / หนี้สินหมุนเวียน

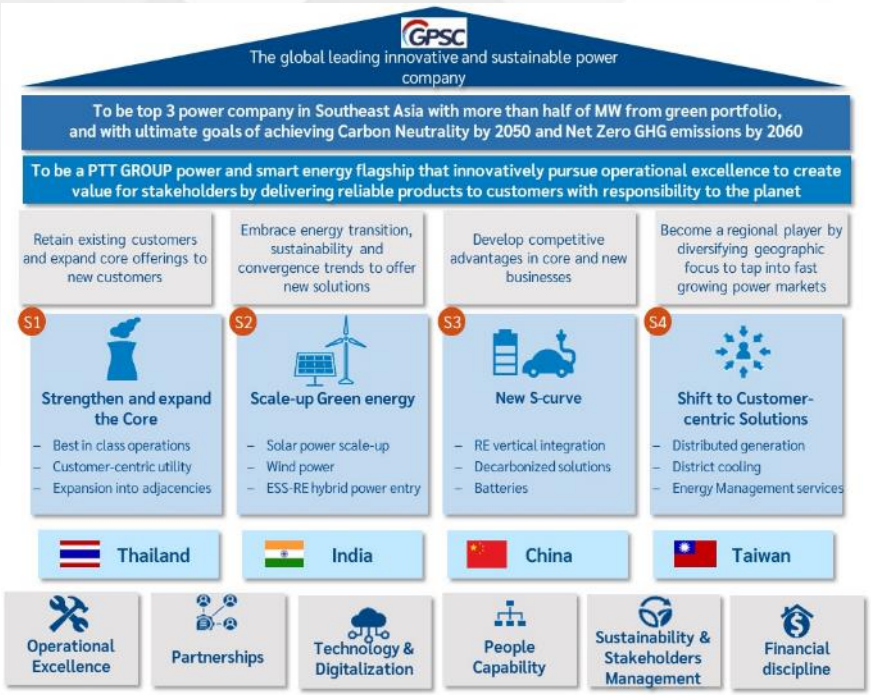
SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

เอกสารแนบ

Appendix

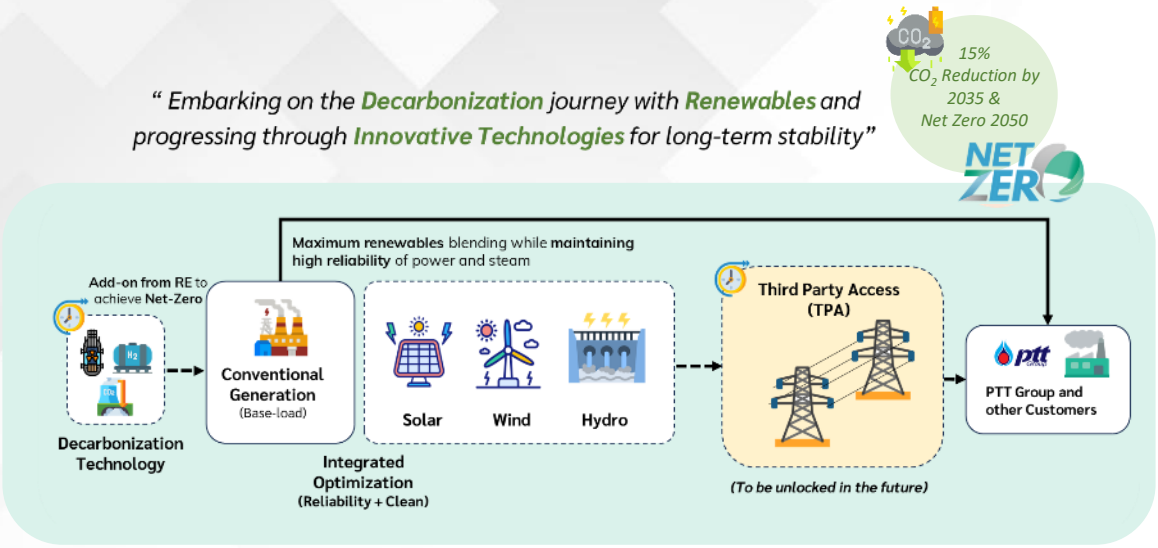


กลยุทธ์และการบริหารจัดการของบริษัท



บริษัทฯ ได้จัดทำร่างแผนกลยุทธ์และการบริหารจัดการประจำปี 2569 (4S) โดยพิจารณาทั้งปัจจัยภายนอกและภายในที่เกี่ยวข้อง รวมถึงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างธุรกิจพลังงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ทั้งนี้ บริษัทฯ มุ่งเน้นการยกระดับความสามารถในการแข่งขัน ทั้งในแง่ของผลประกอบการ ผลิตภัณฑ์ที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม การเติบจากการลงทุนใหม่ และประสิทธิภาพของ Portfolio ให้มีผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม ควบคู่ไปกับความหลากหลายของธุรกิจ (Diversification) นอกจากนี้ยังครอบคลุมถึงพันธกิจในการเป็นผู้นำในการพัฒนาไฟฟ้าพลังงานสะอาดให้กลุ่ม ปตท. (PTT Group Decarbonization) ด้วย โดยกลยุทธ์ 4S มีรายละเอียดดังนี้

- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 1 (Strengthen and Expand the Core): **มุ่งเน้นสร้างความแข็งแกร่งของธุรกิจการผลิตและส่งจ่ายสาธารณูปการให้เป็นเลิศ** (Best-in-Class Strategy) ในระดับสากลโดยใช้ระบบปฏิบัติการสู่ความเป็นเลิศ หรือ Operation Excellence Management System (OEMS) ของกลุ่ม ปตท. เป็นเครื่องมือในการดำเนินการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างมีประสิทธิภาพภายใต้หลักการให้ลูกค้าเป็นศูนย์กลาง สามารถรักษาฐานลูกค้าปัจจุบัน พร้อมทั้งขยายฐานลูกค้าเพิ่มเติมในอนาคต และสร้างความพึงพอใจให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย **โดยมุ่งเน้นความเป็นเลิศ ใน 4 ด้าน ได้แก่ ความปลอดภัย** (Safety) **ความมีเสถียรภาพ** (Reliability) **ความสามารถในการทำกำไร** (Profitability) **และความยั่งยืน** (Sustainability) ซึ่งจะครอบคลุมไปถึงการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่จะหมดสัญญา และการเพิ่มศักยภาพของบุคลากรเพื่อรองรับธุรกิจไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงการขยายธุรกิจไปสู่สาธารณูปโภคชนิดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย (Expansion into adjacent business)
- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 2 (Scale-up Green Energy): **มุ่งเน้นการขยายธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน** (Renewable Energy) **โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน** (Renewable Hybrid System) **ทั้งในประเทศและต่างประเทศ** โดยในประเทศจะมีการลงทุนเพื่อตอบโจทย์แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan : PDP) และการลงทุนในรูปแบบ Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ผ่านการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access : TPA) ในอนาคต เพื่อตอบโจทย์ลูกค้าที่ต้องการพลังงานสะอาด ในขณะที่การพัฒนาธุรกิจในต่างประเทศ บริษัทฯจะเน้นการลงทุนในประเทศเป้าหมายซึ่งมีการขยายตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดสูง และมีนโยบายสนับสนุนที่ดีจากภาครัฐ ได้แก่ อินเดีย จีน และไต้หวัน
- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 3 (New S-curve): **มุ่งเน้นการพัฒนาด้วยการลงทุนด้านนวัตกรรม** New S-curves **ในหลายรูปแบบเพื่อเพิ่มรายได้ และรองรับการเปลี่ยนแปลงของธุรกิจพลังงานและธุรกิจไฟฟ้าในอนาคต** ที่สำคัญได้แก่ ธุรกิจ Renewable Value Chain เนื่องจากรัฐบาลในหลายประเทศมีนโยบายสนับสนุน นอกจากนี้ บริษัทฯ ให้ความสำคัญกับการศึกษาเทคโนโลยีพลังงานสะอาดเพื่อลดระดับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Decarbonized Solutions) เพื่อต่อยอดจากการใช้พลังงานหมุนเวียนซึ่งจะมีข้อจำกัดในด้านเสถียรภาพ โดยบริษัทฯ จะร่วมกับพันธมิตรในการศึกษา ระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Base Load ที่มีความจำเป็นสำหรับการรักษาเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ เช่น เทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage : CCUS) ไฮโดรเจน (Hydrogen) และโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในรูปแบบ Small Modular Reactor (SMR)
- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 4 (Shift to Customer-centric Solutions): มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจในรูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Generation) ระบบทำความเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) และการบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management Services) ภายใต้นวัตกรรมพลังงานเพื่อธุรกิจ (Smart Power Solution Business) โดยมีเป้าหมายเพื่อลดค่าใช้จ่ายและเพิ่มเสถียรภาพทางด้านพลังงานให้แก่ผู้ใช้บริการไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial) และอุตสาหกรรม (Industrial)



บริษัทฯ วางเป้าหมายที่จะ**ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ** 15 **ภายในปี** 2578 **และก้าวสู่องค์กรที่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์** (Net-Zero GHG Emissions) **ในปี พ.ศ.** 2593 ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และสอดรับกับนโยบายประเทศผ่าน 4 กลยุทธ์หลัก หรือ 4S ที่จะขับเคลื่อนให้ GPSC ก้าวสู่การเป็นบริษัทฯ ชั้นนำด้านนวัตกรรมพลังงานเพื่อความยั่งยืนระดับโลกภายใต้แผนกลยุทธ์ของกลุ่ม ปตท.

บริษัทฯ ได้รับมอบหมายภารกิจให้เป็นแกนนำในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการใช้ไฟฟ้า หรือ Emissions Scope 2 Decarbonization ให้แก่กลุ่ม ปตท. โดยเน้นการเพิ่มสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่าน Third Party Access (TPA) เข้ามาบูรณาการร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิลเดิมที่บริษัทฯ มีอยู่เพื่อให้ยังคงสามารถรักษาเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำให้อยู่ในระดับสูงไว้ได้ นอกจากนี้บริษัทฯ ยังวางแผนศึกษาเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดประเภท Base Load อื่นๆ เช่น การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาแทนที่ฟอสซิล การใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) และอาจรวมถึงการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอนาคต เพื่อนำมาทดแทนโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิลในอนาคต ซึ่งจะช่วยให้สามารถขยายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้มากยิ่งขึ้นในระยะยาว และช่วยให้บริษัทฯ และกลุ่ม ปตท. มุ่งสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero Greenhouse Gas Emissions) ในที่สุด

ความยั่งยืนและการยกระดับมาตรฐาน ESG

ในปี 2568 GPSC ได้รับการจัดอันดับให้อยู่ในกลุ่ม **Top Decile** จากผลการประเมิน **Corporate Sustainability Assessment** (CSA) 2025 โดย **S&P Global และได้รับการคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของ S&P Global ต่อเนื่องเป็นปีที่** 4 (2566 – 2568) สะท้อนถึงศักยภาพการดำเนินธุรกิจตามหลักความยั่งยืนในระดับสากล รวมถึงความมุ่งมั่นในการยกระดับมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG) อย่างต่อเนื่อง การได้รับการยอมรับดังกล่าวเกิดขึ้นภายใต้บริบทที่ภาคธุรกิจพลังงานเผชิญความท้าทายหลายด้าน ทั้งการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ความผันผวนของเศรษฐกิจและภูมิรัฐศาสตร์ รวมถึงการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถของบริษัทฯ ในการปรับตัวและพัฒนาการดำเนินงานให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล

ทั้งนี้ บริษัทฯ ยังคงมุ่งมั่นพัฒนาโซลูชันด้านพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ควบคู่กับการดำเนินธุรกิจตามหลัก ESG เพื่อสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืน เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว และสร้างคุณค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกภาคส่วนอย่างต่อเนื่อง.

- ***GPSC ส่งมอบโครงการพลังงานสะอาดให้วัดไทยพุทธคยา ต่อยอด Light for a Better Life สู่เวทีโลก***



เมื่อวันที่ 26 มิถุนายน 2569 บริษัทฯ ส่งมอบโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมระบบกักเก็บพลังงาน ภายใต้โครงการ “Light for a Better Life” ณ วัดไทยพุทธคยา เมืองพุทธคยา รัฐพิหาร สาธารณรัฐอินเดีย เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด ลดค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้า และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้แก่ชุมชนและผู้ใช้ประโยชน์ในพื้นที่โครงการดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืนในพื้นที่ที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุน โดย GPSC ได้ขยายธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศอินเดียผ่านการถือหุ้นใน Avaada Energy Private Limited (AEPL) ปัจจุบันโครงการ “Light for a Better Life” ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานในประเทศไทยและต่างประเทศรวมกว่า 850 กิโลวัตต์ ครอบคลุมหน่วยงานและองค์กรที่ได้รับประโยชน์มากกว่า 60 แห่ง สอดคล้องกับเป้าหมายการยกระดับคุณภาพชีวิตและสนับสนุนการมุ่งสู่ Net Zero ของบริษัทฯ

- ***GPSC หนุนเยาวชนไทยสู่เวทีโลก INSO 2026 ต่อยอดวิทยาศาสตร์สู่นวัตกรรมพลังงานแห่งอนาคต***



เมื่อวันที่ 7 กรกฎาคม 2569 บริษัทฯร่วมสนับสนุนค่ายพัฒนาความรู้ด้านวิทยาศาสตร์นิวเคลียร์ ประจำปี 2569 ซึ่งจัดโดยสถาบันเทคโนโลยีนิวเคลียร์แห่งชาติ (องค์การมหาชน) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 เพื่อเตรียมความพร้อมเยาวชนไทยสำหรับการแข่งขัน International Nuclear Science Olympiad 2026 (INSO 2026) ณ ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย ความร่วมมือดังกล่าวมุ่งพัฒนาองค์ความรู้ ทักษะการคิดวิเคราะห์ และประสบการณ์ด้านวิทยาศาสตร์นิวเคลียร์ พร้อมส่งเสริมให้เยาวชนตระหนักถึงบทบาทของวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรมในการพัฒนาพลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สะท้อนความมุ่งมั่นของ GPSC ในการขับเคลื่อนนวัตกรรมพลังงานควบคู่กับการพัฒนาศักยภาพคนรุ่นใหม่และขีดความสามารถของประเทศอย่างยั่งยืน

- ***GPSC เปิดเวทีสัมมนา ‘Knowledge Sharing 2026’ แลกเปลี่ยนองค์ความรู้ SMR หนุนลูกค้าอุตสาหกรรม ขับเคลื่อนไทยสู่ Net Zero***



เมื่อวันที่ 13 กรกฎาคม 2569 บริษัทฯ จัดงานสัมมนา “GPSC MTP Customer Knowledge Sharing Conference 2026” ณ โรงแรมอมารี พัทยา โดยมีลูกค้าภาคอุตสาหกรรมเข้าร่วมกว่า 100 คน เพื่อแลกเปลี่ยนองค์ความรู้ด้านพลังงานคาร์บอนต่ำ และสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับบทบาทของเทคโนโลยีเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (Small Modular Reactor: SMR) ต่อการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดของประเทศภายในงานมีการแลกเปลี่ยนมุมมองด้านนโยบาย การกำกับดูแล และศักยภาพของเทคโนโลยี SMR ในการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคอุตสาหกรรม การจัดงานดังกล่าวสะท้อนบทบาทของ GPSC ในฐานะพันธมิตรด้านพลังงานของลูกค้าอุตสาหกรรมที่มุ่งนำเสนอโซลูชันพลังงานสะอาด และร่วมขับเคลื่อนเป้าหมาย Sustainability to Net Zero อย่างเป็นรูปธรรม

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

1) โครงการหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากกากน้ำมัน
Energy Recovery Unit (ERU)

SCOD | 2571



ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน

ณ ปัจจุบัน จากการปรับเปลี่ยนแนวทางการบริหารงานโครงการ CFP รวมทั้งโครงการ ERU โดยบริษัทฯ ไทยออยล์จำกัด (มหาชน) (“ไทยออยล์”) ภายหลังจากที่ไทยออยล์พิจารณาบอกเลิกสัญญา EPC กับผู้รับเหมาหลักเดิมในเดือนเมษายน 2568 ไทยออยล์ได้จัดจ้างที่ปรึกษา EPC เพื่อทำหน้าที่บริหารงานโครงการ รวมทั้งจัดจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างในส่วนงานต่างๆ ของโครงการ ERU เพื่อดำเนินโครงการต่อจากผู้รับเหมาหลักเดิม

ภายหลังจากการกลับมาก่อสร้างใหม่ ตั้งแต่ช่วงเดือนกรกฎาคม 2568 ความคืบหน้าโดยรวมของโครงการ ERU เมื่อประเมินตามผลสำเร็จของงานโดยกลุ่มผู้รับเหมาชุดใหม่ ณ สิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2569 จะอยู่ที่ร้อยละ 37.24 โดยมีการเร่งดำเนินงานอย่างต่อเนื่องในทุกพื้นที่ ทั้งส่วนของงานโครงสร้างและระบบท่อ (Structure, Mechanic and Piping), งานไฟฟ้า เครื่องมือวัดและโทรคมนาคม (Electrical, instrument and Telecom) และงานโยธา (Civil) เพื่อให้โครงการแล้วเสร็จตามแผนที่ไทยออยล์ได้แจ้งต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นของบริษัทไทยออยล์ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 คือ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2571 และคาดการณ์ว่าจะสามารถส่งมอบโครงการให้บริษัทฯ ได้ในไตรมาสที่ 2 ปี 2572

2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอินเดีย
Avaada Energy Private Limited (AEPL)

SCOD | 2569-2573



กำลังการผลิตไฟฟ้า (Committed Capacity) รวมทั้งสิ้น 22,242 เมกะวัตต์ โดยบริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้น ร้อยละ 39.90 ของทุนทั้งหมดของ AEPL

โครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	แผนดำเนินงานเชิงพาณิชย์
ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว (Operating Capacity)	7,256	-
อยู่ระหว่างการก่อสร้าง	6,838	2569-2573
อยู่ระหว่างการพัฒนา	8,148	2569-2573
กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม (Total Committed Capacity)	22,242	-

โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	สถานที่ตั้ง	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้น (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ดำเนินการแล้ว (MW)	กำลังการผลิตไอน้ำตามสัดส่วนการถือหุ้น (ตัน/ชั่วโมง)	ลูกค้า	COD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
โกลว์ไอพีพี	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	GLOW (95%)	713	677	677	-	EGAT	2003
ห้วยเหาะ	พลังงานน้ำ	จ. อัตตะปือ สปป. ลาว	GLOW (67%)	152	102	102	-	EGAT/EDL	1999
เก็คโค่-วัน	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (65%)	660	429	429	-	EGAT	2012
XPCL	พลังงานน้ำ	ลาว	GPSC (25%)	1,285	321	321	-	EGAT/EDL	2019
RPCL	ก๊าซธรรมชาติ	ราชบุรี	GPSC (24.38%)	1,400	341	341	-	EGAT	2008
รวมกำลังการผลิต IPP				**4,210**	**1,870**	**1,870**	-		
โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)									
CUP-1	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	226	226	226	890	EGAT/IU	2006
CUP-2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมอาร์ไอแอล	GPSC (100%)	113	113	113	170	EGAT/IU	2008
CUP-3	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	-	-	-	280	IU	2009
ระยองส่วนขยาย (CUP-3)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	15	15	15	-	IU	2019
CUP-4	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย	GPSC (100%)	49	49	49	140	IU	2019
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	70	70	70	206	IU	1996
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	200	200	200	460	EGAT/IU	2022-23
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	77	77	77	137	EGAT/IU	2005
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 5	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	328	328	328	160	IU	2011
โกลว์ เอสพีพี 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	213	213	213	140	IU	1999
โกลว์ เอสพีพี 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	100	100	100	230	EGAT/IU	2024
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 1	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	120	120	120	-	EGAT/IU	2000
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	42	42	42	-	IU	2006
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	110	110	110	-	EGAT/IU	2012
โกลว์ พลังงาน ซีเอฟบี 1 และ 2	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	300	300	300	50	IU	1999
โกลว์ พลังงาน ซีเอฟบี 3	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	85	85	85	79	IU	2010

ตารางที่ 12 : โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ต่อ)

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	สถานที่ตั้ง	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้น (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ดำเนินการแล้ว (MW)	กำลังการผลิตไอน้ำตามสัดส่วนการถือหุ้น (ตัน/ชั่วโมง)	ลูกค้า	COD
IRPC-CP ระยะที่ 1 - 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี	GPSC (51%)	240	122.4	122.4	153	EGAT/IU	2015, 2017
IRPC-CP CHP 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี	GPSC (51%)	70	35.7	35.7	-	IU	2024
NNEG ระยะที่ 1 - 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร	GPSC (30%)	185	56	56	12	EGAT/IU	2016, 2020
NNEG ระยะที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร	GPSC (30%)	30	9	9	1.59	IU	2026
BIC-1	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน	GPSC (25%)	117	29.25	29.25	5	EGAT/IU	2013
BIC-2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน	GPSC (25%)	117	29.25	29.25	5	EGAT/IU	2017
รวมกำลังการผลิต SPP				**2,807**	**2,329**	**2,329**	**3,119**		
โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ									
Rayong Waste to Energy (WTE)	RDF	ระยอง	GPSC (100%)	9.8	9.8	9.8	-	PEA	2021
GETZ (Solar)	พลังงานแสงอาทิตย์	จันทบุรี	GPSC (100%)	5	5	5	-	PEA	2016
GRP (NPS,WXA,PPS)	พลังงานแสงอาทิตย์	พิจิตร สุพรรณบุรี ลพบุรี ขอนแก่น	GPSC (100%)	40	40	40	-	PEA	2014-15
GRP1 (Sheng Yang)	พลังงานแสงอาทิตย์	ไต้หวัน	GPSC (90%)	56	50	50	-	TaiPower	2016-21
AEPL (Renewable Energy Platform)	พลังงานแสงอาทิตย์	อินเดีย	GPSC (40%)	22,242	8,875	2,895	-	Central and State Gov. and C&I	2018-30 (รายละเอียดหน้า 39)
NL1PC	พลังงานน้ำ	ลาว	GPSC (40%)	65	26	26	-	EDL	2019
CFXD (Offshore wind farm)	พลังงานลม	ไต้หวัน	GPSC (25%)	595	149	149	-	TaiPower	2022-25
Helios 3 – 4	พลังงานแสงอาทิตย์	นครราชสีมา	GPSC (50%)	24	12	-	-	PEA	2028-2030
Private PPA (กลุ่มจีพีเอสซี)	พลังงานแสงอาทิตย์	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนหลายแห่ง	GPSC Gr. (100%)	50	50	47	-	IU	2012-27
รวมกำลังการผลิต VSPP และอื่นๆ				**23,087**	**9,217**	**3,222**	-		
อื่นๆ									
ERU (กำลังก่อสร้าง)	กากน้ำมัน (Petroleum Pitch)	ชลบุรี	GPSC (100%)	250	250	-	175	Thai Oil PLC	2028 (รายละเอียดหน้า 39)
รวม ERU				**250**	**250**	-	**175**		
รวม				**30,354**	**13,666**	**7,421**	**3,294**		

ตารางที่ 12 : โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ต่อ)

หมายเหตุ:
- ข้อมูล ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569
- กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้น รวมถึงการถือหุ้นร้อยละ 100 ใน GLOW, Private PPA and ERU

สรุปปัจจัยที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q2/68	Q1/69	Q2/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		6M68	6M69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YoY
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	100%	-	-	-	-	100%	-	-
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	96%	77%	100%	4%	23%	98%	89%	(11%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	93%	2%	100%	7%	98%	95%	51%	(44%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)								
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าศรีราชา	211	-	-	(100%)	-	487	-	(100%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	95	196	146	54%	(26%)	113	434	284%
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	1,336	62	1,447	8%	N/A	2,276	1,509	34%
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ	100	164	227	127%	38%	195	391	101%
รวม ปริมาณการขายไฟฟ้า	**1,742**	**422**	**1,820**	**4%**	**331%**	**3,071**	**2,243**	**(27%)**
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย								
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	3.20	3.35	2.71	(15%)	(19%)	3.41	2.83	(17%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ปริมาณการขายไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GPSC (GWh)	1,280	1,233	1,297	1%	5%	2,506	2,530	1%
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GLOW (GWh)	2,038	1,887	1,916	(6%)	2%	4,050	3,802	(6%)
รวมปริมาณขาย (GWh)	**3,318**	**3,120**	**3,213**	(3%)	3%	**6,556**	**6,332**	(3%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย								
ราคาขายไฟฟ้ารวมเฉลี่ย (บาท/kWh)	3.65	3.29	3.55	(3%)	8%	3.61	3.42	(5%)
ปริมาณการขายไอน้ำรวม								
ปริมาณการขายไอน้ำของ GPSC (พันตัน)	1,464	1,714	1,722	18%	0.5%	2,999	3,436	15%
ปริมาณการขายไอน้ำของ GLOW (พันตัน)	1,763	1,915	1,975	12%	3%	3,571	3,890	9%
ปริมาณการขายไอน้ำรวม (พันตัน)	**3,227**	**3,629**	**3,697**	15%	2%	**6,570**	**7,326**	12%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย								
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,303	1,169	1,280	(2%)	9%	1,293	1,225	(5%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
ไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	60	60	70	17%	17%	120	130	8%
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	4.67	4.81	4.83	3%	0%	4.81	4.82	0%
น้ำเย็น								
ปริมาณการขายน้ำเย็น (พันตันความเย็น)	6,325	5,276	6,433	2%	22%	11,576	11,709	1%
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)	7.12	7.33	6.72	(6%)	(8%)	7.42	7.00	(6%)

ตารางที่ 13 : ปัจจัยที่มีผลต่อรายได้

SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

IR Contact:

+662 140 4600

ir@gpscgroup.com

www.gpscgroup.com

