bangchak

บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 3
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569

S&P Global

FORTUNE SOUTHEAST ASIA 500 2026

MSCI ESG RATINGS A

CCC | B | BB | BBB | A | AA | AAA

SET50



www.bangchak.co.th ir@bangchak.co.th +66 2335 4231/8662/8663/8040 @bcpir

สารบัญ

01 บทสรุปผู้บริหาร

04 เหตุการณ์สำคัญใน Q3/2569 ถึงปัจจุบัน

05 สถานการณ์ราคาน้ำมัน

07 ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

- 07 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ
- 14 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน
- 16 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ
- 18 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน

21 งบกำไรขาดทุน

24 งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

26 แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

บทสรุปผู้บริหาร

ข้อมูลสำคัญทางการเงิน

หน่วย: ล้านบาท	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้จากการขายและให้บริการ[1/]	**123,305**	**183,553**	**182,296**	**-1%**	**48%**	**383,780**	**508,377**	**32%**
Accounting EBITDA	**10,269**	**25,968**	**22,920**	**-12%**	**>100%**	**26,600**	**66,683**	**>100%**
กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	4,603	17,186	14,239	-17%	>100%	8,778	43,741	>100%
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน	183	784	594	-24%	>100%	577	1,644	>100%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ	4,039	7,062	5,829	-17%	44%	14,167	17,199	21%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน	1,620	1,065	2,235	>100%	38%	3,501	4,696	34%
รายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ[2/]	(176)	(129)	23	>100%	>100%	(423)	(598)	-41%
กำไรสำหรับงวดส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,108**	**12,239**	**9,849**	**-20%**	**>100%**	**663**	**28,232**	**>100%**
กำไรต่อหุ้น (บาท)	**0.80**	**8.34**	**6.73**			**0.48**	**19.24**	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ไม่รวมรายการพิเศษ)[3/]	**1,976**	**11,875**	**8,962**	**-25%**	**>100%**	**5,009**	**21,270**	**>100%**

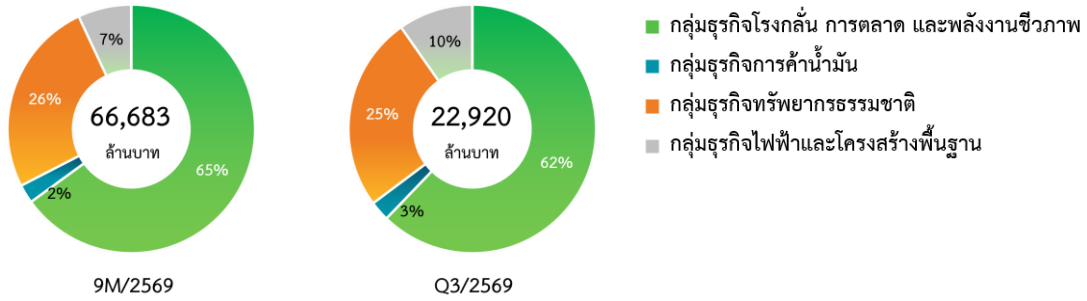
หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจ
2/ รายการอื่นๆ รวมกลุ่มธุรกิจใหม่และโฮลดิ้งส์
3/ ปรับการคำนวณกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) โดยคำนวณจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ หักรายการพิเศษตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษีประกอบด้วย Inventory Gain (loss), กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน, รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9

ข้อมูลสำคัญรายกลุ่มธุรกิจ

กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
ธุรกิจโรงกลั่น								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	**264.9**	**272.6**	**262.5**	**(10.0)**	**(2.4)**	**258.3**	**271.6**	**13.3**
อัตรากำลังการผลิต (%)	**90%**	**93%**	**89%**			**88%**	**92%**	
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US$/BBL)	**7.38**	**18.41**	**17.36**	**(1.05)**	**9.98**	**5.28**	**18.10**	**12.82**
ค่าการกลั่นรวม (US$/BBL)	**4.48**	**17.15**	**13.72**	**(3.43)**	**9.24**	**2.65**	**15.00**	**12.35**
กำลังการผลิตเฉลี่ยของหน่วยผลิต SAF (KBD)	**-**	**6.9**	**6.6**	**(0.3)**	**6.6**	**-**	**6.7**	**6.7**
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ SAF (ล้านลิตร)	**-**	**39.2**	**53.6**	**37%**	**-**	**-**	**92.8**	**-**
ธุรกิจการตลาด								
ปริมาณการจำหน่ายในประเทศรวม (ล้านลิตร)	**3,393**	**3,186**	**3,262**	**2%**	**-4%**	**10,284**	**10,147**	**-1%**
- ค้าปลีก	*2,029*	*1,963*	*2,059*	*5%*	*1%*	*6,230*	*6,217*	*-0.2%*
- อุตสาหกรรม	*1,364*	*1,223*	*1,203*	*-2%*	*-12%*	*4,054*	*3,930*	*-3%*
ค่าการตลาดสุทธิ (บาท/ลิตร)	**0.85**	**1.26**	**0.80**	**-37%**	**-6%**	**0.80**	**0.92**	**15%**
จำนวนสถานีบริการน้ำมัน (สาขา)	**2,173**	**2,191**	**2,194**	**3**	**21**	**2,173**	**2,194**	**21**
Bangchak Hong Kong (BHK)								
ปริมาณการจำหน่ายรวม (ล้านลิตร)	-	-	261	-	-	-	261	-
จำนวนสถานีบริการน้ำมัน (สาขา)	-	-	31	-	-	-	31	-
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ								
ปริมาณการจำหน่ายรวมของพลังงานชีวภาพ (ล้านลิตร)	**162.5**	**182.8**	**204.4**	**12%**	**26%**	**446.7**	**550.8**	**23%**
- ผลิตภัณฑ์เอทานอล	*82.7*	*67.3*	*73.4*	*9%*	*-11%*	*196.3*	*209.4*	*7%*
- ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	*79.9*	*115.5*	*131.0*	*13%*	*64%*	*250.4*	*341.4*	*36%*
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน								
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ (ล้านบาร์เรล)	**27.1**	**33.0**	**31.9**	**-3%**	**18%**	**79.9**	**92.7**	**16%**
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	*21.7*	*25.0*	*24.7*	*-1%*	*14%*	*60.7*	*73.3*	*21%*
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	*5.4*	*8.0*	*7.2*	*-9%*	*33%*	*19.2*	*19.4*	*1%*
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ								
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	**36.3**	**34.4**	**33.4**	**-3%**	**-8%**	**36.1**	**35.7**	**-1%**
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US$/BBL)	65.3	104.2	94.6	-9%	45%	67.0	90.4	35%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US$/BBL)	65.7	88.1	121.3	38%	85%	73.8	94.9	29%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน								
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	**2,009.9**	**1,642.1**	**2,248.1**	**37%**	**12%**	**5,296.4**	**5,878.8**	**11%**

บทสรุปผู้บริหาร

Accounting EBITDA รายกลุ่มธุรกิจ



สำหรับ 9M/2569 กลุ่มบริษัทบางจาก มีผลการดำเนินงานเติบโตสูงสุดเป็นประวัติการณ์ สามารถสร้างรายได้จากการขายและการให้บริการ 508,377 ล้านบาท (32% YoY) EBITDA 66,683 ล้านบาท (>100% YoY) และมี**กำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 28,232 ล้านบาท** (>100% YoY) คิดเป็น**กำไรต่อหุ้น 19.24 บาท** โดยมี**กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 21,270 ล้านบาท** (>100% YoY) ทั้งนี้ จากสถานการณ์ตลาดพลังงานโลกได้รับผลกระทบจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในตะวันออกกลาง รวมถึงความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังยืดเยื้อและทวีความรุนแรง ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้นราว 30% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน **กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ** เติบโตอย่างมาก ได้รับปัจจัยสนับสนุนจากกำลังการผลิตเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นเป็น 271.6 KBD จากการเพิ่มกำลังการกลั่นของโรงกลั่นศรีราชาเพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันและสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ประกอบกับส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมัน (Crack Spread) ที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ค่าการกลั่นพื้นฐานปรับขึ้นมาอยู่ที่ US$18.10/BBL นอกจากนี้ ราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูงส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) เฉพาะธุรกิจโรงกลั่นน้ำมัน และธุรกิจการตลาดในประเทศ รวม 8,355 ล้านบาท ซึ่งช่วยชดเชยผลขาดทุนที่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (Realized Loss) จำนวน 11,337 ล้านบาท ได้บางส่วน อีกทั้งกลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลการดำเนินงานจากหน่วยผลิต SAF ซึ่งเปิดดำเนินการตั้งแต่เดือนพ.ค. 69 จำนวน 1,957 ล้านบาท ขณะที่*ธุรกิจการตลาด*ในประเทศ มีผลการดำเนินงานดีขึ้นจากค่าการตลาดสุทธิที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ยังมีการรับรู้ EBITDA จำนวน 656 ล้านบาท จาก Bangchak Hong Kong Limited (BHK) ตั้งแต่ 1 ก.ค. 69 *ธุรกิจพลังงานชีวภาพ* มีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซลและเอทานอลเพิ่มขึ้นจากมาตรการภาครัฐที่เพิ่มสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซล รวมถึงการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ **กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน** มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของปริมาณซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) เพื่อรองรับกำลังการผลิตของโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้น **กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ** ได้รับปัจจัยหนุนจากราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว รวมถึงราคาขายก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามภาวะตลาดพลังงานโลก ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากปริมาณการจำหน่ายที่อ่อนตัวลงได้ทั้งหมด **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน** รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นของในโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ จากค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่สูงขึ้น และส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน Q3/2568

สำหรับ Q3/2569 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 182,296 ล้านบาท (-1% QoQ, 48% YoY) EBITDA 22,920 ล้านบาท (-12% QoQ, >100% YoY) และมี**กำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 9,849 ล้านบาท** (-20% QoQ, >100% YoY) คิดเป็น**กำไรต่อหุ้น 6.73 บาท** ทั้งนี้ บริษัทฯ มี**กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 8,962 ล้านบาท** (-25% QoQ, >100% YoY) โดย EBITDA ที่ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน มีสาเหตุหลักจาก **กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ** มีการชะลอการกลั่นตามแผน (Slowdown) ของโรงกลั่นศรีราชาเป็นเวลา 28 วัน เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่น ส่งผลให้กำลังการผลิตเฉลี่ยลดลงมาอยู่ที่ 262.5 KBD อีกทั้งได้รับผลกระทบจากผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (Oil Hedging) รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี จำนวน 3,360 ล้านบาท

บทสรุปผู้บริหาร

สำหรับค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มบริษัทฯ ลดลงเล็กน้อยจากไตรมาสก่อนมาอยู่ที่ US$17.36/BBL โดยมีปัจจัยกดดันจากต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบที่สูงขึ้น และผลกระทบจากการปรับลดราคาหน้าโรงกลั่นของน้ำมันดีเซลตามมาตรการภาครัฐที่เพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) เฉพาะธุรกิจโรงกลั่นน้ำมัน และธุรกิจการตลาดในประเทศรวม 101 ล้านบาท สำหรับหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (Sustainable Aviation Fuel: SAF) แม้ปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้น 37% QoQ แต่ EBITDA ลดลงเล็กน้อย เนื่องจากการเลื่อนรับรู้ยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์บางส่วนไปยังไตรมาสถัดไป ส่งผลให้ปริมาณจำหน่ายในไตรมาสนี้ต่ำกว่าปริมาณการผลิต *ธุรกิจการตลาด* มีปริมาณการจำหน่ายรวมเพิ่มขึ้นจากการฟื้นตัวของยอดจำหน่ายในตลาดค้าปลีก ซึ่งเติบโตสูงกว่าค่าเฉลี่ยของอุตสาหกรรม ส่งผลให้ส่วนแบ่งทางการตลาดผ่านสถานีบริการเพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับ 28.6% ขณะที่ค่าการตลาดสุทธิอ่อนตัวลงจากการแข่งขันในตลาดอุตสาหกรรมที่สูงขึ้น เนื่องจากมาตรการจำกัดการส่งออก รวมถึงกิจกรรมส่งเสริมการขายเพื่อกระตุ้นยอดจำหน่ายในช่วงฤดูฝน นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ได้เริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานของ BHK ตั้งแต่ 1 ก.ค. 69 ภายหลังจากการเข้าซื้อกิจการแล้วเสร็จ ด้าน*ธุรกิจพลังงานชีวภาพ* ได้รับปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซลเพิ่มขึ้นตามมาตรการภาครัฐในการคงสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลที่ระดับ B7 จนถึงวันที่ 13 ธ.ค. 69 ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายเอทานอลปรับเพิ่มขึ้นตามการบริโภคน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 **กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน** มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันอ่อนตัวเล็กน้อยตามแผนชะลอการกลั่นของโรงกลั่นศรีราชา ขณะที่กิจกรรมการให้บริการเช่าเหมาเรือแบบมีกำหนดระยะเวลา (Time Charter) ยังคงช่วยสนับสนุนผลการดำเนินงานของธุรกิจอย่างต่อเนื่อง **กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ** มีปริมาณการจำหน่ายลดลงเล็กน้อย QoQ ขณะที่ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลวปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในตลาดโลกที่อ่อนตัวลงในไตรมาสนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญสามารถชดเชยผลกระทบได้บางส่วน **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน** รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY จากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ ที่ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสนี้ ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว ได้รับอานิสงส์จากกำลังลมที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลในช่วงฤดูมรสุม นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใน สปป. ลาว ยังมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปริมาณน้ำที่มากขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล

ตลอดช่วง 9 เดือนของปี 2569 กลุ่มบริษัทบางจากเดินหน้าต่อยอดการบูรณาการผ่านกลุ่มธุรกิจหลักตลอดห่วงโซ่คุณค่า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินงานและยกระดับศักยภาพในการแข่งขันของกลุ่มบริษัทฯ ในระดับภูมิภาค ส่งผลให้**สามารถรับรู้ผลจากความร่วมมืออย่างต่อเนื่อง (Recurring Synergy) และรับรู้ผลประโยชน์จากการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน (Business Improvement) รวมประมาณ 9,000 ล้านบาท** เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 5,000 ล้านบาท ในช่วงเดียวกันของปีก่อน

สรุปฐานะการเงิน ณ 30 ก.ย. 69 กลุ่มบริษัทบางจาก มี**เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 26,922 ล้านบาท** และมี**สินทรัพย์รวม 376,039 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 77,233 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ ณ 31 ธ.ค. 68 มี**หนี้สินรวม 269,648 ล้านบาท** ปรับเพิ่มขึ้น 54,984 ล้านบาท และ**ส่วนผู้ถือหุ้นรวม 106,391 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 22,250 ล้านบาท โดยเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนของบริษัทใหญ่ 86,088 ล้านบาท และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นลดลงอย่างมีนัยสำคัญอยู่ที่ 0.91 เท่า

เหตุการณ์สำคัญใน Q3/2569 ถึงปัจจุบัน

สิงหาคม 2569

- 4 ส.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจการค้าน้ำมัน BCPT ได้จัดตั้งบริษัทย่อยแห่งใหม่ Mobius Maritime Pte. Ltd. ในประเทศสิงคโปร์ ด้วยทุนจดทะเบียน 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ เพื่อดำเนินธุรกิจการเดินเรือและการให้เช่าเหมาลำเรือพร้อมลูกเรือ สำหรับการขนส่งสินค้าและการขนส่งทางน้ำ มีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนการดำเนินธุรกิจด้านการขนส่งทางทะเลของกลุ่มบริษัท โดยใช้เงินทุนหมุนเวียนของ BCPT และ BCPT ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100
- 25 ส.ค. 69 บริษัทฯ ประกาศจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานงวด 6 เดือนแรกของปี 2569 ในอัตราหุ้นละ 3.00 บาท คิดเป็นเงินประมาณ 4,417.92 ล้านบาท และได้จ่ายเงินปันผลจำนวนดังกล่าวให้แก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 17 ก.ย. 69

กันยายน 2569

- 30 ก.ย. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ OKEA รับรู้กำไรจากการจำหน่ายแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ Mistral ซึ่งเป็นสัดส่วนการลงทุน 20% ให้กับบริษัท Japex Norge AS คิดเป็นจำนวนเงิน 421 ล้านบาท (คำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลังหักภาษี)

ตุลาคม 2569

- 30 ต.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน BCPG ดำเนินการจำหน่ายเงินลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 2 แห่งในสหรัฐฯ (Hamilton Liberty และ Hamilton Patriot) (คิดเป็นกำลังการผลิตตามสัดส่วนที่ 426 เมกะวัตต์) ซึ่งเป็นการจำหน่ายหุ้นร่วมกับผู้ถือหุ้นรายอื่นทั้งหมดภายใต้เงื่อนไขสิทธิบังคับเข้าร่วมขายหุ้น (Drag-along Rights) แล้วเสร็จ โดยคาดว่าได้รับเงินสดจากการขายประมาณ 354 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ซึ่งจะนำไปเสริมความแข็งแกร่งด้านฐานะการเงิน และเพิ่มความยืดหยุ่นในการบริหารเงินทุนรองรับการลงทุนตามยุทธศาสตร์ในอนาคต

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (Crack Spread)

ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ย (US$/BBL)	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
Dubai (DB)	70.11	95.87	92.95	(2.92)	22.84	71.25	92.25	21.00
Dated Brent (DTD)	69.13	103.85	96.99	(6.86)	27.86	70.93	93.92	22.99
DTD-DB	(0.98)	7.98	4.04	(3.94)	5.02	(0.33)	1.67	2.00
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (US$/BBL)								
Gasoline 95-DB	10.31	28.97	29.17	0.20	18.86	9.88	22.74	12.86
Jet/Kerosene-DB	16.09	63.40	59.36	(4.04)	43.27	14.55	53.56	39.01
Gasoil (10 ppm)-DB	18.74	63.38	65.71	2.33	46.97	16.34	55.45	39.11
Low Sulphur Fuel Oil-DB	1.95	11.36	15.46	4.10	13.51	8.48	15.38	6.90

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q3/2569 อยู่ที่ US$92.95/BBL ปรับลดลง US$2.92/BBL QoQ โดยราคาน้ำมันปรับตัวลดลงในช่วงเดือนก.ค.-ส.ค. 69 หลังความตึงเครียดในตะวันออกกลางผ่อนคลายลงจากข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่งผลให้การขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยกลับสู่ภาวะปกติ ประกอบกับการฟื้นตัวของการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางและอุปสงค์น้ำมันจากจีนที่ขยายตัวต่ำกว่าคาด อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงเดือนก.ย. 69 จากเหตุการณ์โจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและความกังวลต่อความเสี่ยงด้านอุปทานในตะวันออกกลางและรัสเซีย ซึ่งส่งผลให้ตลาดกลับมาสะท้อนค่าความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ (Geopolitical Risk Premium) อีกครั้ง แม้ว่าราคาจะฟื้นตัวในช่วงปลายไตรมาส แต่ยังไม่สามารถชดเชยการปรับลดลงในช่วงต้นไตรมาสได้ ส่งผลให้ราคาเฉลี่ยใน Q3/2569 ยังคงต่ำกว่า Q2/2569

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเดทเบรนท์กับดูไบ (DTD-DB) เฉลี่ย Q3/2569 ปรับลดลง US$3.94/BBL QoQ เนื่องจากความตึงเครียดในตะวันออกกลางผ่อนคลายลงหลังการบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่งผลให้การขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยฟื้นตัวและช่วยลดความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง โรงกลั่นในเอเชียจึงหันกลับมาจัดหาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากขึ้น ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันดิบจาก Atlantic Basin ลดลง และกดดันให้ส่วนต่างราคา DTD-DB ปรับแคบลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายไตรมาส ความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่กลับมาสูงขึ้นจากเหตุโจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและความกังวลต่อการส่งออกน้ำมันจากรัสเซีย ได้จำกัดการปรับลดลงของส่วนต่างราคาไว้บางส่วน

ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับราคาน้ำมันดิบดูไบ

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน 95 – ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2569 ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อย QoQ จากภาวะอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคเอเชียที่ยังคงตึงตัว แม้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยกลับสู่ภาวะปกติ โดยการส่งออกน้ำมันเบนซินจากจีนยังอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ เนื่องจากรัฐบาลยังคงให้ความสำคัญกับการรักษาอุปทานภายในประเทศ ส่งผลให้อุปทานส่วนเกินในภูมิภาคมีจำกัด นอกจากนี้การปิดซ่อมบำรุงตามฤดูกาลของโรงกลั่นหลายแห่งในเอเชีย และความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่ยังแข็งแกร่งในช่วงฤดูท่องเที่ยวภาคฤดูร้อน ยังเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินทรงตัวอยู่ในระดับสูงตลอดไตรมาส

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ท/เคโรซีน – ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2569 ปรับลดลง QoQ จากการฟื้นตัวของอุปทานน้ำมันเจ็ทในภูมิภาคเอเชียภายหลังการเปิดเส้นทางขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซมากขึ้น ประกอบกับการที่จีนทยอยเพิ่มการส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมัน โดยเฉพาะน้ำมันเจ็ท ซึ่งได้รับการจัดสรรโควตาการส่งออกเพิ่มเติมในช่วงครึ่งหลังของปี อีกทั้งผู้ส่งออกหลักในเอเชียยังคงส่งมอบผลิตภัณฑ์อย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ภาวะตึงตัวด้านอุปทานผ่อนคลายลงจากไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ทยังคงอยู่ในระดับสูงจากอุปสงค์การเดินทางทางอากาศที่ยังแข็งแกร่ง และระดับสินค้าคงคลังในหลายภูมิภาคที่ยังอยู่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในอดีต

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล (10 ppm) – ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2569 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ จากภาวะตึงตัวของตลาดน้ำมันกลุ่ม Middle Distillates ทั่วโลก โดยระดับสินค้าคงคลังน้ำมันดีเซลในยุโรปและสหรัฐฯ ยังคงอยู่ในระดับต่ำ ประกอบกับความเสี่ยงด้านอุปทานจากรัสเซียที่ได้รับผลกระทบจากเหตุโจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและเส้นทางการส่งออก ส่งผลให้ตลาดยังคงกังวลต่อความต่อเนื่องของอุปทาน แม้ว่าการส่งออกน้ำมันดีเซลจากจีนและผู้ผลิตหลักในเอเชียจะทยอยเพิ่มขึ้นในช่วงครึ่งหลังของปี แต่อุปทานที่เพิ่มขึ้นยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยความเสี่ยงด้านอุปทานดังกล่าว

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำ-ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2569 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปทานน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำ (LSFO) ในสิงคโปร์ที่ยังคงตึงตัว เนื่องจากปริมาณ Arbitrage Cargoes จากตลาดตะวันตกอยู่ในระดับจำกัดจากค่าระวางเรือที่สูงและส่วนต่างราคาที่ไม่เอื้อต่อการขนส่ง ขณะที่อุปทานวัตถุดิบผสมเกรดกำมะถันต่ำจากตะวันออกกลางยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงภาคการเดินเรือที่ทรงตัวและปริมาณสินค้าคงคลังที่เพิ่มขึ้นอย่างจำกัด ส่งผลให้ราคาน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำปรับลดลงช้ากว่าราคาน้ำมันดิบดูไบ

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ

สำหรับ 9M/2569 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพมีรายได้ 415,376 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 33% YoY และมี EBITDA 43,741 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY **ส่วน Q3/2569** กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพมีรายได้ 147,465 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 2% QoQ และ 43% YoY และมี EBITDA 14,239 ล้านบาท ปรับลดลง 17% QoQ แต่เพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

ผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	**102,959**	**144,177**	**147,465**	***2%***	***43%***	**312,405**	**415,376**	*33%*
ธุรกิจโรงกลั่น	*103,158*	*152,272*	*163,068*	*7%*	*58%*	*313,951*	*444,794*	*42%*
ธุรกิจการตลาด	*96,627*	*123,847*	*122,183*	*-1%*	*26%*	*299,395*	*354,652*	*18%*
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ	*4,363*	*6,388*	*7,323*	*15%*	*68%*	*13,540*	*18,560*	*37%*
รายการระหว่างกัน[1/]	*(101,189)*	*(138,330)*	*(145,109)*	*-5%*	*-43%*	*(314,480)*	*(402,630)*	*-28%*
EBITDA (ล้านบาท)	**4,603**	**17,186**	**14,239**	*-17%*	*>100%*	**8,778**	**43,741**	*>100%*
ธุรกิจโรงกลั่น	*2,547*	*14,029*	*11,672*	*-17%*	*>100%*	*3,711*	*35,946*	*>100%*
ธุรกิจการตลาด	*1,564*	*2,831*	*2,140*	*-24%*	*37%*	*4,418*	*6,534*	*48%*
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ	*272*	*794*	*991*	*25%*	*>100%*	*710*	*2,193*	*>100%*
รายการระหว่างกัน[1/]	*220*	*(468)*	*(564)*	*-20%*	*<-100%*	*(60)*	*(932)*	*<-100%*
ธุรกิจโรงกลั่น								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	**264.9**	**272.6**	**262.5**	**(10.0)**	**(2.4)**	**258.3**	**271.6**	**13.3**
อัตรากำลังการผลิต (%)	**90%**	**93%**	**89%**			**88%**	**92%**	
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US$/BBL)	**7.38**	**18.41**	**17.36**	**(1.05)**	**9.98**	**5.28**	**18.10**	**12.82**
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นพระโขนง	*8.22*	*23.04*	*22.47*	*(0.57)*	*14.25*	*6.32*	*22.73*	*16.41*
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นศรีราชา	*6.66*	*14.79*	*13.24*	*(1.55)*	*6.59*	*4.34*	*14.45*	*10.11*
Oil Hedging (US$/BBL)	*(1.36)*	*(1.09)*	*(4.18)*	*(3.10)*	*(2.82)*	*(0.50)*	*(6.32)*	*(5.82)*
Inventory Gain/ (Loss)[2/] (US$/BBL)	*(1.54)*	*(0.17)*	*0.54*	*0.72*	*2.08*	*(2.12)*	*3.22*	*5.34*
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US$/BBL)[3/]	**4.48**	**17.15**	**13.72**	**(3.43)**	**9.24**	**2.65**	**15.00**	**12.35**
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	32.47	32.59	33.24	0.65	0.77	33.28	32.52	(0.76)
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ก๊าซ LPG	*5%*	*4%*	*4%*	*0%*	*-0.5%*	*5%*	*4%*	*-0.3%*
แนฟทา	*1%*	*2%*	*1%*	*-1%*	*0%*	*1%*	*2%*	*0.5%*
น้ำมันเบนซิน	*26%*	*25%*	*25%*	*0.6%*	*-0.5%*	*26%*	*25%*	*-1%*
น้ำมันเครื่องบิน	*9%*	*9%*	*9%*	*0%*	*0%*	*9%*	*9%*	*0%*
น้ำมันดีเซล	*44%*	*42%*	*41%*	*-0.1%*	*-3%*	*44%*	*42%*	*-2%*
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	*0%*	*0.1%*	*0%*	*-0.1%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Unconverted Oil (UO)	*4%*	*3%*	*4%*	*0.3%*	*0%*	*3%*	*3%*	*0%*
น้ำมันเตา	*9%*	*11%*	*12%*	*0.4%*	*2%*	*9%*	*11%*	*2%*
ยางมะตอย	*2%*	*0.7%*	*0.4%*	*-0.2%*	*-1%*	*1%*	*1%*	*0%*
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของบริษัทฯ[4/] (ล้านลิตร)	**4,206**	**4,119**	**4,101**	**-0.4%**	**-3%**	**12,394**	**12,703**	**2%**
ธุรกิจการตลาด	*3,393*	*3,186*	*3,262*	*2%*	*-4%*	*10,284*	*10,147*	*-1%*
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	*312*	*307*	*298*	*-3%*	*-5%*	*898*	*1,041*	*16%*
ส่งออก	*501*	*626*	*541*	*-14%*	*8%*	*1,212*	*1,515*	*25%*

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

ธุรกิจโรงกลั่น	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
หน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF)								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)[5/]	-	6.9	6.6	(0.3)	6.6	-	6.7	6.7
อัตรากำลังการผลิต (%)[6/]	-	99%	94%			-	96%	
ปริมาณการจำหน่ายเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (ล้านลิตร)	-	39.2	53.6	37%	-	-	92.8	-
ราคาอ้างอิงเฉลี่ย (US$/Liter)[7/]								
SAF fob ARA	-	*2.16*	*2.15*	*-0.5%*	-	-	*2.05*	-
Premium UCO fob China	-	*1.08*	*1.09*	*1%*	-	-	*1.07*	-
ธุรกิจการตลาด								
ค่าการตลาด (บาท/ลิตร)	**0.90**	**1.23**	**0.91**	**-26%**	**1%**	**0.87**	**0.87**	**0%**
ค่าการตลาดสุทธิ[8/] (บาท/ลิตร)	**0.85**	**1.26**	**0.80**	**-37%**	**-6%**	**0.80**	**0.92**	**15%**
ปริมาณการจำหน่ายในประเทศรวม (ล้านลิตร)	**3,393**	**3,186**	**3,262**	**2%**	**-4%**	**10,284**	**10,147**	**-1%**
- ค้าปลีก	*2,029*	*1,963*	*2,059*	*5%*	*1%*	*6,230*	*6,217*	*-0.2%*
- อุตสาหกรรม	*1,364*	*1,223*	*1,203*	*-2%*	*-12%*	*4,054*	*3,930*	*-3%*
ปริมาณการจำหน่ายในประเทศตามผลิตภัณฑ์ (ล้านลิตร)	**3,393**	**3,186**	**3,262**	**2%**	**-4%**	**10,284**	**10,147**	**-1%**
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	*171*	*160*	*156*	*-3%*	*-9%*	*492*	*477*	*-3%*
แก๊สโซลีน	*939*	*878*	*908*	*3%*	*-3%*	*2,759*	*2,721*	*-1%*
น้ำมันเครื่องบิน	*335*	*308*	*334*	*8%*	*-0.3%*	*1,052*	*1,048*	*-0.4%*
น้ำมันดีเซล	*1,695*	*1,625*	*1,651*	*2%*	*-3%*	*5,295*	*5,166*	*-2%*
น้ำมันเตา และอื่นๆ	*253*	*213*	*213*	*0%*	*-16%*	*686*	*734*	*7%*
สถานีบริการน้ำมัน (สาขา)	**2,173**	**2,191**	**2,194**	**3**	**21**	**2,173**	**2,194**	**21**
สถานีอัดประจุไฟฟ้า (EV Chargers) (สาขา)	**502**	**652**	**723**	**71**	**221**	**502**	**723**	**221**
ร้านกาแฟ Inthanin (สาขา)	**1,108**	**1,207**	**1,206**	**-1**	**98**	**1,108**	**1,206**	**98**
Bangchak Hong Kong (BHK)[9/]								
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)	**-**	**-**	**261**	**-**	**-**	**-**	**261**	**-**
สถานีบริการน้ำมันในฮ่องกง (สาขา)	**-**	**-**	**31**	**-**	**-**	**-**	**31**	**-**
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ								
กำไรขั้นต้น	**275**	**631**	**730**	**16%**	**>100%**	**601**	**1,770**	**>100%**
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)	**162.6**	**182.8**	**204.4**	**12%**	**26%**	**446.7**	**550.8**	**23%**
ผลิตภัณฑ์เอทานอล	*82.7*	*67.3*	*73.4*	*9%*	*-11%*	*196.3*	*209.4*	*7%*
ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	*79.9*	*115.5*	*131.0*	*13%*	*64%*	*250.4*	*341.4*	*36%*

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ

2/ Inventory Gain/(Loss) รวม (กลับรายการ) ขาดทุนจากการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV)

3/ ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก คำนวณเฉพาะโรงกลั่นน้ำมัน โดยไม่รวมหน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF)

4/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

5/ กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD) คำนวณเฉพาะวันที่มีการผลิตใน Q2/2569

6/ อัตรากำลังการผลิตของ SAF (%) คำนวณจากกำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD) เทียบกับกำลังการผลิตเต็มที่ 7 KBD

7/ ราคาอ้างอิงเฉลี่ยจาก Argus Media โดย SAF fob ARA เป็นราคาอ้างอิงของผลิตภัณฑ์เชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ในตลาด Amsterdam-Rotterdam-Antwerp (ARA) เป็นศูนย์กลางการซื้อขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่สำคัญของยุโรป ขณะที่ Premium UCO fob China เป็นราคาอ้างอิงของน้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว (Used Cooking Oil: UCO) ในตลาดประเทศจีน

8/ ค่าการตลาดสุทธิ รวม Inventory Gain/(Loss) และ NRV

9/ เริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานของ Bangchak Hong Kong (BHK) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.ค. 69

ธุรกิจโรงกลั่น

สำหรับ 9M/2569 ธุรกิจโรงกลั่น มีรายได้ 444,794 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 42% YoY และมี EBITDA 35,946 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY
(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานภายหลังปรับผลกระทบจากการปรับลดราคาน้ำมันดีเซลหน้าโรงกลั่นตามมาตรการภาครัฐอยู่ที่ US$18.10/BBL สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนซึ่งอยู่ที่ US$5.28/BBL โดยได้รับแรงหนุนจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ สะท้อนภาวะอุปทานที่ตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อและทวีความรุนแรงขึ้น รวมถึงการปรับลดกำลังการผลิต และการหยุดซ่อมบำรุงของโรงกลั่นหลายแห่งในเอเชีย ประกอบกับสต็อกน้ำมันสำเร็จรูปทั่วโลกที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี (+) โรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 271.6 KBD เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ 13.3 KBD YoY จากการเพิ่มกำลังการผลิตของโรงกลั่นศรีราชา เพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันและสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตเฉลี่ย 258.3 KBD ใน 9M/2568 (+) รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) ที่ US$3.22/BBL (เทียบเท่า 7,776 ล้านบาท) ตามราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นจากข้อจำกัดด้านอุปทานอันเป็นผลจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ขณะที่ 9M/2568 รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) ที่ US$2.12/BBL (เทียบเท่า 4,968 ล้านบาท) (+) รับรู้ EBITDA เพิ่มขึ้นจากหน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) จำนวน 1,957 ล้านบาท ภายหลังการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนพ.ค. 69 โดยมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 6.7 KBD และมีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ SAF จำนวน 92.8 ล้านลิตร (-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) อยู่ที่ US$6.32/BBL (เทียบเท่า 15,242 ล้านบาท) เนื่องจากการปรับเพิ่มขึ้นของ Crack Spread จากอุปทานในตลาดโลกที่ตึงตัว เทียบกับ 9M/2568 ที่รับรู้ผลขาดทุนที่ US$0.50/BBL (เทียบเท่า 1,182 ล้านบาท)

สำหรับ Q3/2569 ธุรกิจโรงกลั่น มีรายได้ 163,068 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 7% QoQ และ 58% YoY และมี EBITDA 11,672 ล้านบาท ปรับลดลง 17% QoQ แต่เพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -17% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) US$4.18/BBL (เทียบเท่า 3,360 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นจาก Q2/2569 ที่รับรู้ผลขาดทุนอยู่ที่ US$1.09/BBL (เทียบเท่า 879 ล้านบาท) (-) ค่าการกลั่นพื้นฐานอยู่ที่ US$17.36/BBL ลดลงเล็กน้อยจาก US$18.41/BBL ใน Q2/2569 เนื่องจากต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่สูงขึ้น ซึ่งลดทอนผลบวกจาก Crack Spread ของผลิตภัณฑ์น้ำมันที่ยังอยู่ในระดับสูง ประกอบกับผลกระทบของการปรับลดราคาน้ำมันดีเซลหน้าโรงกลั่นตามมาตรการภาครัฐที่เพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้	(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นจำนวน US$9.98/BBL ตามการปรับเพิ่มขึ้นของ Crack Spread ในทุกผลิตภัณฑ์ เมื่อเทียบกับค่าการกลั่นที่ US$7.38/BBL ใน Q3/2568 (+) รับรู้ Inventory Gain ในไตรมาสนี้เมื่อเทียบกับ Q3/2568 ที่รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US$1.54/BBL (เทียบเท่า 1,218 ล้านบาท) (+) รับรู้ EBITDA จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ตั้งแต่เดือนพ.ค. 69 (-) โรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยลดลง 2.4 KBD จาก 264.9 KBD ใน Q3/2568 เนื่องจากมีการชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงหน่วยกลั่นตามแผนของโรงกลั่นศรีราชา (-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตาม

EBITDA -17% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(-) โรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 262.5 KBD ลดลง 10.0 KBD เนื่องจากการชะลอการกลั่นตามแผน (Slowdown) ของโรงกลั่นศรีราชา เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่น เป็นเวลา 28 วันในเดือนก.ย. 69 (0) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) เพิ่มขึ้น 37% QoQ แต่กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ EBITDA ของธุรกิจ SAF จำนวน 969 ล้านบาท ใกล้เคียงกับไตรมาสก่อนหน้า เนื่องจากการเลื่อนรับรู้ยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์บางส่วนไปยังไตรมาสถัดไป ส่งผลให้ปริมาณจำหน่ายในไตรมาสนี้ต่ำกว่าปริมาณการผลิต (+) รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) อยู่ที่ US$0.54/BBL (เทียบเท่า 437 ล้านบาท) จากการปรับเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันในตลาดโลกในเดือนก.ย. 69 เนื่องจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านที่ทวีความรุนแรงขึ้น รวมถึงการหยุดดำเนินงานชั่วคราวของท่อส่งน้ำมัน East-West Pipeline ของซาอุดีอาระเบีย อย่างไรก็ตาม การรับรู้กำไรสต็อกน้ำมันในไตรมาสนี้อยู่ในระดับจำกัด เนื่องจากราคาน้ำมันดิบในเดือนก.ค.-ส.ค. 69 เคลื่อนไหวในทิศทางอ่อนตัว ขณะที่ Q2/2569 รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US$0.17/BBL (เทียบเท่า 141 ล้านบาท)	มาตรฐานบัญชี) เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/2568 ที่รับรู้ผลขาดทุน US$1.36/BBL (เทียบเท่า 1,079 ล้านบาท)

ธุรกิจการตลาด

สำหรับ 9M/2569 ธุรกิจการตลาด มีรายได้ 354,652 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 18% YoY และมี EBITDA 6,534 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 48% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +48% YoY
(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากเพิ่มขึ้น 15% มาอยู่ที่ 0.92 บาท/ลิตร โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากการรับรู้ Inventory Gain สวนทางกับการรับรู้ Inventory Loss ในช่วง 9M/2568 อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมผลกระทบดังกล่าว ค่าการตลาดโดยรวมทรงตัว แม้ตลาดค้าปลีกจะได้รับแรงกดดันจากมาตรการตรึงราคาน้ำมันในช่วงปลาย Q1/2569 แต่ได้รับแรงหนุนจากอัตรากำไรที่ดีขึ้นของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง ได้แก่ น้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทรและยางมะตอย ช่วยชดเชยแรงกดดันดังกล่าว
(+) บริษัทฯ ประสบความสำเร็จในการเข้าซื้อกิจการ Chevron Hong Kong Limited และเปลี่ยนชื่อเป็น Bangchak Hong Kong (BHK) สะท้อนความคืบหน้าของกลยุทธ์การขยายธุรกิจการค้าน้ำมันในภูมิภาค โดยเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานตั้งแต่วันที่ 1 ก.ค. 69 ส่งผลให้ใน Q3/2569 มีการรับรู้ปริมาณการจำหน่ายน้ำมัน 261 ล้านลิตร และ EBITDA จำนวน 656 ล้านบาทเป็นไตรมาสแรก
(-) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันในประเทศรวมอ่อนตัวเล็กน้อยเมื่อเทียบกับช่วง 9M/2568 จากความต้องการใช้น้ำมันในประเทศที่ชะลอตัว โดยเฉพาะในตลาดอุตสาหกรรม รวมถึงยอดจำหน่ายในตลาดค้าปลีกที่ได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูงกว่าปีก่อน อย่างไรก็ตาม การเติบโตอย่างต่อเนื่องของยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง โดยเฉพาะน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทร ช่วยชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้เกือบทั้งหมด

สำหรับ Q3/2569 ธุรกิจการตลาด มีรายได้ 122,183 ล้านบาท ปรับลดลง 1% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 26% YoY และมี EBITDA 2,140 ล้านบาท ปรับลดลง 24% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 37% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -24% QoQ	EBITDA +37% YoY
(-) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากปรับลดลงมาอยู่ที่ 0.80 บาท/ลิตร โดยตลาดค้าปลีกถูกกดดันจากการทิศทางราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นในเดือนก.ย. 69 ส่งผลให้ราคาขายปลีกหน้าสถานีบริการไม่สะท้อนต้นทุนน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้น และการจัดกิจกรรมส่งเสริมการขายเพื่อกระตุ้นยอดจำหน่ายในช่วงฤดูฝน ขณะที่ตลาดอุตสาหกรรมมีการแข่งขันด้านราคาจากการเร่งระบายสต็อกของผู้ประกอบการ เนื่องจากข้อจำกัดด้านการส่งออก นอกจากนี้ ยังรับรู้ผลกระทบจาก Inventory Loss เทียบกับ Inventory Gain ในไตรมาสก่อนหน้า	(+) เริ่มรับรู้ EBITDA จำนวน 656 ล้านบาท จาก Bangchak Hong Kong (BHK) เป็นไตรมาสแรก
(+) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันรวมปรับเพิ่มขึ้น 2% มาอยู่ที่ 3,262 ล้านลิตร จากการฟื้นตัวของยอดจำหน่ายในตลาดค้าปลีกซึ่งเติบโตกว่า 5% หลังจาก Q2/2569 ที่ปริมาณการจำหน่ายอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ อันเป็นผลจากการซื้อสะสมล่วงหน้าในเดือนมี.ค. 69 ขณะที่ยอดจำหน่ายในตลาดอุตสาหกรรมอ่อนตัวเล็กน้อย	(-) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากอ่อนตัวเล็กน้อยมาอยู่ที่ 0.80 บาท/ลิตร จากผลกระทบของ Inventory Loss ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/2568
	(-) ปริมาณการจำหน่ายรวมอ่อนตัวเล็กน้อย จากความต้องการใช้น้ำมันในตลาดอุตสาหกรรมที่ชะลอตัว ท่ามกลางราคาน้ำมันที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน และข้อจำกัดด้านการส่งออกที่ทำให้เกิดอุปทานส่วนเกินในตลาด อย่างไรก็ดี ปริมาณการจำหน่ายในตลาดค้าปลีกยังคงเติบโตได้เล็กน้อย

EBITDA -24% QoQ	EBITDA +37% YoY
จากการแข่งขันที่รุนแรงภายใต้ข้อจำกัดด้านการส่งออก อย่างไรก็ดี ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันเครื่องบินที่ฟื้นตัวช่วยชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้บางส่วน (+) เริ่มรับรู้ EBITDA จาก Bangchak Hong Kong (BHK) เป็นไตรมาสแรก จำนวน 656 ล้านบาท โดยมีปริมาณการจำหน่ายรวม 261 ล้านลิตร ช่วยสนับสนุนการเติบโตและขยายฐานการดำเนินธุรกิจการตลาดในต่างประเทศ	

บางจากฯ มุ่งมั่นในการส่งมอบผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีคุณภาพระดับมาตรฐานสากล ควบคู่กับการพัฒนาธุรกิจ Retail Experience ด้วยความใส่ใจในทุกรายละเอียดและการบริการที่เป็นเลิศ เพื่อยกระดับความประทับใจและสร้างความพึงพอใจสูงสุดให้แก่ลูกค้า ภายใต้แนวคิด “**Greenovative Destination for Intergeneration**” โดยมุ่งเน้นในการนำเสนอสินค้าและผลิตภัณฑ์ที่มีความหลากหลาย เพื่อให้สถานีบริการน้ำมันบางจากเป็นจุดหมายปลายทางที่ตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้บริการทุกช่วงวัย โดย ณ สิ้นไตรมาส 3/2569 กลุ่มบริษัทบางจากมีสถานีบริการรวม 2,194 สถานี จุดชาร์จ EV กว่า 723 สถานี เพิ่มขึ้น 180 สถานีในปี 2569 มีส่วนแบ่งทางการตลาดผ่านสถานีบริการที่ระดับ 28.6% และยังคงมุ่งนำเสนอผลิตภัณฑ์คุณภาพสูงทั้ง Premium Gasohol 98+ และ Premium Diesel ผ่านการขยาย Network Coverage ให้ครอบคลุมมากขึ้น โดยมีส่วนแบ่งการตลาดในตลาดน้ำมันพรีเมี่ยม 15.3% นอกจากนี้ **บางจากฯ ได้ขยายจุดจำหน่ายน้ำมันดีเซล B20 ผ่านสถานีบริการกว่า 606 สถานี** เพื่อสนับสนุนนโยบายส่งเสริมพลังงานทางเลือกของภาครัฐ และรองรับความต้องการของภาคขนส่ง ภาคเกษตร และภาคอุตสาหกรรม โดย **ณ สิ้นเดือนก.ย. 69 บางจากฯ มีส่วนแบ่งการตลาดน้ำมันดีเซล B20 สูงสุดในตลาดที่ 47.3%** ขณะที่ธุรกิจ Retail Experience บางจากฯ มีเป้าหมายในการเพิ่ม EBITDA จากการขยายตัวของร้านกาแฟอินทนิล ซึ่ง ณ ปัจจุบันมี 1,206 สาขา ทั้งในและนอกสถานีบริการน้ำมันบางจากทั่วประเทศ และได้มีการเพิ่มความหลากหลายของบริการเพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างต่อเนื่อง ทั้งการเพิ่มร้านค้าสะดวกซื้อร้านค้าพันธมิตรที่มีศักยภาพในสถานีบริการบางจาก เพื่อรองรับทุกไลฟ์สไตล์ได้อย่างลงตัว



ธุรกิจพลังงานชีวภาพ

สำหรับ 9M/2569 ธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ 18,560 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 37% YoY และมี EBITDA 2,193 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY
(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 36% จากการปรับสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วจาก B5 เป็น B7 ตามมาตรการภาครัฐ ซึ่งขยายเวลาการคงสัดส่วนดังกล่าวจนถึงวันที่ 13 ธ.ค. 69 และการส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซล B20 เป็นทางเลือกสำหรับกลุ่มอุตสาหกรรม ส่งผลให้ความต้องการใช้ไบโอดีเซลอยู่ในระดับสูงต่อเนื่อง นอกจากนี้ ราคาผลิตภัณฑ์พลอยได้เฉลี่ยยังปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางตลาดโลกเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน (+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอลมีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายที่สูงขึ้นตามความต้องการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 ในประเทศ และราคาขายเฉลี่ยที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ควบคู่กับการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการบริหารต้นทุนวัตถุดิบอย่างต่อเนื่อง ซึ่งช่วยลดผลกระทบจากต้นทุนวัตถุดิบที่ยังอยู่ในระดับสูง

สำหรับ Q3/2569 ธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพมีรายได้ 7,323 ล้านบาท เติบโต 15% QoQ และ 68% YoY และมี EBITDA 991 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 25% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +25% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอลมีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายและราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน โดยบริษัทฯ ยังคงให้ความสำคัญกับการบริหารต้นทุนและการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตอย่างต่อเนื่อง เพื่อรักษาความสามารถในการทำกำไร (-) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นปรับลดลง จากต้นทุนวัตถุดิบ พลังงาน และเคมีภัณฑ์ที่ยังอยู่ในระดับสูง รวมถึงการแข่งขันในตลาดที่เพิ่มขึ้น แม้ปริมาณการจำหน่ายจะได้รับแรงสนับสนุนจากการคงสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลที่ระดับ B7 ตลอดทั้งไตรมาส และราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น	(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอลมีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น จากราคาเฉลี่ยที่ปรับสูงขึ้นตามต้นทุนวัตถุดิบ แม้ปริมาณการจำหน่ายจะลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนตามแผนการจำหน่าย อีกทั้งการบริหารประสิทธิภาพการผลิตและต้นทุนวัตถุดิบอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยลดลงและช่วยสนับสนุนความสามารถในการทำกำไรของธุรกิจ (+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายที่สูงขึ้นตามการปรับสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลเป็น B7 และการใช้ B20 ประกอบกับราคาเฉลี่ยอ้างอิงที่ปรับสูงขึ้นตามราคาในตลาดโลก

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน

ผลการดำเนินงานของธุรกิจการค้าน้ำมัน	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท)[1/]	**64,944**	**129,205**	**118,176**	**-9%**	**82%**	**201,879**	**313,761**	**55%**
EBITDA (ล้านบาท)	**183**	**784**	**594**	**-24%**	**>100%**	**577**	**1,644**	**>100%**
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวม (ล้านบาร์เรล)	**27.1**	**33.0**	**31.9**	**-3%**	**18%**	**79.9**	**92.7**	**16%**
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	*21.7*	*25.0*	*24.7*	*-1%*	*14%*	*60.7*	*73.3*	*21%*
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	*5.4*	*8.0*	*7.2*	*-9%*	*33%*	*19.2*	*19.4*	*1%*

สำหรับ 9M/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีรายได้ 313,761 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 55% YoY และมี EBITDA 1,644 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY
(+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเติบโต 16% จากการขยายตัวของปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) เพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจโรงกลั่น โดยเฉพาะโรงกลั่นศรีราชา ประกอบกับการเริ่มดำเนินการผลิตและจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยั่งยืน (SAF) ตั้งแต่เดือนพ.ค. 69 เป็นต้นมา ส่งผลให้ปริมาณการซื้อขายโดยรวมเติบโตขึ้น
(+) รับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือจากการเช่าเหมาแบบมีกำหนดระยะเวลา (Time Charter) ซึ่งเริ่มดำเนินการตั้งแต่ Q4/2568 เติบโตจากการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพ ความต้องการใช้เรือที่เพิ่มขึ้น และการใช้โอกาสจากตลาด Spot Charter ที่ค่าระวางเรืออยู่ในระดับสูง ณ สิ้น Q3/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันมีสิทธิการใช้เรือ Aframax ภายใต้สัญญา Time Charter รวม 3 ลำ และจะรับมอบเรือ VLCC ภายใต้สัญญา Time Charter เพิ่ม 1 ลำในเดือนพ.ย. 69
(+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

สำหรับ Q3/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีรายได้ 118,176 ล้านบาท ลดลง 9% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 82% YoY และมี EBITDA 594 ล้านบาท ลดลง 24% QoQ แต่เพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -24% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(-) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมอ่อนตัว 3% จากปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) ที่ลดลงตามแผนชะลอการกลั่นของโรงกลั่นศรีราชาเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยกลั่นในเดือนก.ย. 69 ขณะที่ปริมาณการซื้อขายภายนอกกลุ่ม (Out-Out) ลดลงจากการชะลอการขนส่งจากแหล่งน้ำมันในตะวันออกกลางในช่วงเดือนมิ.ย. 69	(+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้นจากปริมาณการซื้อขาย Out-Out ที่เติบโต 33% และปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มที่ขยายตัวต่อเนื่อง เพื่อรองรับกำลังการผลิตของธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/2568 แม้โรงกลั่นศรีราชาจะมีการชะลอการกลั่นตามแผนในไตรมาสนี้ (+) รับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรืออย่างต่อเนื่อง ภายหลังเริ่มดำเนินการใน Q4/2568

EBITDA -24% QoQ	EBITDA +>100% YoY
ทั้งนี้ รับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือจากการให้บริการต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นการบริหารจัดการกองเรืออย่างมีประสิทธิภาพ ควบคู่กับการใช้ประโยชน์จากโอกาสในตลาด Spot Charter ที่มีค่าระวางเรืออยู่ในระดับสูง เพื่อเพิ่มผลตอบแทนจากการดำเนินธุรกิจ (+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า	(+) รับรู้ผลกำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/2568

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

ผลการดำเนินงานของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ (ล้านบาท)	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้	**7,056**	**10,172**	**10,500**	**3%**	**49%**	**22,595**	**29,009**	**28%**
EBITDA	**4,039**	**7,062**	**5,829**	**-17%**	**44%**	**14,167**	**17,199**	**21%**
ผลการดำเนินงาน - OKEA								
รายได้จากการขายน้ำมันดิบและก๊าซ	7,056	10,172	10,500	3%	49%	22,595	29,009	28%
EBITDA	4,004	7,052	5,828	-17%	46%	14,037	17,217	23%
ปริมาณการผลิต-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	31.7	26.0	29.1	8%	-8%	32.5	30.3	-7%
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	36.3	34.4	33.4	-3%	-8%	36.1	35.7	-1%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US$/BBL)	65.3	104.2	94.6	-9%	45%	67.0	90.4	35%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US$/BBL)	65.7	88.1	121.3	38%	85%	73.8	94.9	29%

สำหรับ 9M/2569 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 29,009 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 28% YoY และมี EBITDA 17,199 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 21% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +21% YoY
(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลวปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญที่ 35% จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ขณะที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติปรับเพิ่มขึ้น 29% จากอุปทานที่ตึงตัวตามสถานการณ์ในตลาดโลก อีกทั้งปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติในยุโรปที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี
(-) ปริมาณการผลิตปรับลดลง 7% จากการซ่อมบำรุงแหล่งผลิตตามแผน ซึ่งการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Talisker East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ช่วง Q1/2568 และหลุม Garn West South ในพื้นที่แหล่งผลิต Draugen ช่วง Q3/2568 สามารถชดเชยผลกระทบได้บางส่วน ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายปรับลดลงเล็กน้อย
(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้ารวม 1,173 ล้านบาท (คิดเป็น 417 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลักหักภาษี) เนื่องจากราคาน้ำมันปรับเพิ่มสูงกว่าราคาตามสัญญาซื้อขายล่วงหน้า ขณะที่ช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้ามีกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ

สำหรับ Q3/2569 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 10,500 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 3% QoQ และ 49% YoY และมี EBITDA 5,829 ล้านบาท ปรับลดลง 17% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 44% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -17% QoQ	EBITDA +44% YoY
(-) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) ปรับลดลง 9% จากไตรมาสก่อนแต่ยังคงเคลื่อนไหวอยู่ในระดับสูงตามราคาในตลาดโลกจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง	(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) และราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญที่ 45% และ 85% ตามลำดับ จากความกังวลด้านอุปทานท่ามกลางสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

EBITDA -17% QoQ	EBITDA +44% YoY
(-) ปริมาณการจำหน่ายปรับลดลง 3% จากการซ่อมบำรุงตามแผนของแหล่งผลิต Draugen ในเดือนก.ย. 69 ขณะที่มีการจำหน่ายมากกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา (Overlift) ในแหล่งผลิต Draugen และ Brage ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากการปิดซ่อมบำรุงได้บางส่วน (-) รับรู้ขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้ารวม 669 ล้านบาท (คิดเป็น 238 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลังหักภาษี) จากสถานการณ์ราคาน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่ยังเคลื่อนไหวในระดับสูง และปรับเพิ่มขึ้นช่วงปลาย Q3/2569 ส่งผลให้ราคาที่ปรับสูงกว่าสัญญาซื้อขายล่วงหน้าที่ครบกำหนด รวมถึงราคาซื้อขายล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ขณะที่ใน Q2/2569 มีผลกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (+) ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับเพิ่มขึ้น 38% ตามอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติในนอร์เวย์ช่วงเดือนก.ย. 69 ประกอบกับปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติในยุโรปอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี (+) ปริมาณการผลิตปรับเพิ่มขึ้น 8% จากการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุม Garn West South ในพื้นที่แหล่งผลิต Draugen	(-) ปริมาณการผลิตและการจำหน่ายปรับลดลง 8% เท่ากัน จากการซ่อมบำรุงตามแผนของแหล่งผลิต Draugen ขณะที่มีการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุม Garn West South ในแหล่งผลิต Draugen รวมถึงการจำหน่ายมากกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา (Overlift) ในแหล่งผลิต Draugen และ Brage ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบได้บางส่วน (-) รับรู้ขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า จากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่สูงขึ้นตามสถานการณ์ตลาดโลก ขณะที่ใน Q3/2568 มีผลกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ

ใน Q3/2569 OKEA มีการรับรู้กำไรจากการจำหน่ายแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ Mistral จำนวนเงิน 421 ล้านบาท (คำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลังหักภาษี) ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบทั้งหมดจากการรับรู้ขาดทุนจากมูลค่าสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า (Net Hedging Loss) จำนวนเงิน 238 ล้านบาท (คำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลังหักภาษี) และการด้อยค่าสินทรัพย์ในแหล่งผลิต Statfjord จากการปรับลดประมาณการปริมาณสำรอง ค่าใช้จ่ายเงินลงทุน (CAPEX) ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า (Forward Price) สามารถชดเชยผลกระทบขาดทุนจากการด้อยค่าดังกล่าวได้บางส่วน คิดเป็นภาพรวมการด้อยค่าใน Q3/2569 110 ล้านบาท (คำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลังหักภาษี)

สำหรับประมาณการการผลิตในปี 2569 OKEA ได้ปรับประมาณการขึ้นเป็น 31-32 kboepd (เดิม 29-32 kboepd) **โดยหลักจากการพัฒนาแหล่งผลิต Bestla เพื่อเชื่อมต่อโครงสร้างพื้นฐาน (Tie Back) กับแหล่งผลิต Brage ที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน Q4/2569 เร็วขึ้นจากประมาณการเดิมที่ Q1/2570** ส่วนในปี 2570 ประมาณการการผลิต 39-43 kboepd เพิ่มขึ้นจากปี 2569 ที่ 26-34%

ทั้งนี้ จากสภาวะตลาดและสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง OKEA อนุมัติจ่ายเงินปันผลในอัตราหุ้นละ 2.00 โครนนอร์เวย์ โดยคาดว่าจะจ่ายปันผลในวันที่ 15 ธ.ค. 69 และตั้งเป้าหมายจ่ายเงินปันผลขั้นต่ำที่ 1.00 โครนอร์เวย์ เป็นรายไตรมาสตลอดปี 2570

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน

ผลการดำเนินงานของธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน (ล้านบาท)	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	**1,100**	**807**	**1,117**	**38%**	**2%**	**2,611**	**3,022**	**16%**
EBITDA *(รวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน)*	**1,620**	**1,065**	**2,235**	**>100%**	**38%**	**3,501**	**4,696**	**34%**
- ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุน	757	556	1,395	>100%	84%	1,524	2,799	84%
กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทย่อย[1/])								
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศไทย	187.7	206.0	206.0	0%	10%	187.7	206.0	10%
พลังงานลม-ประเทศไทย	9.0	9.0	9.0	0%	0%	9.0	9.0	0%
พลังงานน้ำ-สปป. ลาว	114.0	114.0	114.0	0%	0%	114.0	114.0	0%
พลังงานลม-สปป. ลาว	289.5	289.5	289.5	0%	0%	289.5	289.5	0%
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์[2/]	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	857.2	857.2	857.2	0%	0%	857.2	857.2	0%
รวม	**1,457.5**	**1,475.8**	**1,475.8**	0%	1%	**1,457.5**	**1,475.8**	**1%**
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)								
พลังงานแสงอาทิตย์ - ประเทศไทย	76.2	90.4	77.1	-15%	1%	245.7	258.1	5%
พลังงานลม - ประเทศไทย	4.4	2.4	4.1	71%	-7%	10.9	9.9	-9%
พลังงานน้ำ - สปป.ลาว	244.6	104.7	240.9	>100%	-2%	398.4	417.6	5%
พลังงานลม - สปป.ลาว	63.1	105.7	252.2	>100%	>100%	63.1	610.2	>100%
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ [2/]	-	-	-	N/A	N/A	27.0	-	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	1,621.6	1,338.9	1,673.8	25%	3%	4,551.3	4,583.0	1%
รวม	**2,009.9**	**1,642.1**	**2,248.1**	**37%**	**12%**	**5,296.4**	**5,878.8**	**11%**
ปริมาณการใช้ถังน้ำมันและการใช้ท่อเฉลี่ย (ล้านลิตร)								
ปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมัน	716.5	677.9	716.5	6%	0%	707.8	703.6	-1%
ปริมาณการใช้ท่อ	323.3	343.8	315.5	-8%	-2%	322.9	321.3	-1%

หมายเหตุ: 1/ กำลังผลิตตามสัญญาของบริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน) ซึ่งถือเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้น 57.81%

2/ เมื่อเดือนมิ.ย. 68 ธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานได้หยุดรับรู้รายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ทั้งหมด จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังผลิตตามสัญญารวม 19.7 เมกะวัตต์

สำหรับ 9M/2569 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานมีรายได้ 3,022 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 16% YoY และมี EBITDA 4,696 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 34% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +34% YoY
(+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 2,799 ล้านบาท เติบโตจากปีก่อนหน้าอย่างมีนัยสำคัญ โดยมีรายละเอียดดังนี้ (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 2,502 ล้านบาท จากการรับรู้ค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก $29/MW-day เป็น $270/MW-day ในเดือนม.ค.-พ.ค. 69 และ $270/MW-day เป็น $329/MW-day ตั้งแต่เดือนมิ.ย. 69 (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 297 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบในเดือนส.ค. 68 ด้วยกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งโครงการ 600 เมกะวัตต์ (คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนที่ 290 เมกะวัตต์) (-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากแผนการจำหน่ายเงินลงทุนตั้งแต่เดือนมิ.ย. 68 ขณะที่การดำเนินงานของธุรกิจโรงไฟฟ้าในประเทศสหรัฐฯ และสปป. ลาว สามารถชดเชยส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนที่ลดลงได้ทั้งหมด (+) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีรายได้เพิ่มขึ้นจากการปรับราคาตามสัญญาการให้บริการ รวมถึงการเริ่มให้บริการกับหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนพ.ค. 69 ขณะที่มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันและปริมาณการใช้ท่อลดลงเล็กน้อยจากการซ่อมบำรุงถังเก็บน้ำมันในช่วง Q2/2569 และการใช้บริการขนถ่ายน้ำมันที่ลดลง (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใน สปป. ลาว มี EBITDA ลดลงเล็กน้อยจากค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5% จากปริมาณน้ำสะสมที่สูงกว่าปีก่อนหน้า และในช่วง Q2/2568 มีการหยุดดำเนินการชั่วคราวเพื่อปรับปรุงอุปกรณ์ระยะสั้น (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศไทย มีรายได้ลดลงเล็กน้อยจากค่า Ft ที่ลดลง ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5% แม้ว่าประสิทธิภาพของแผงในบางโครงการลดลงและค่าความเข้มแสงที่ลดลงเล็กน้อย เนื่องจากมีกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่รับโอนหุ้นจาก บริษัท สแกน เพาเวอร์ จำกัด เมื่อวันที่ 23 มี.ค. 69 ขนาดกำลังการผลิต 17.5 เมกะวัตต์ ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากค่า Ft ที่ลดลงจากปีก่อนหน้าได้บางส่วน (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 9% จากความเร็วลมที่ลดลง

สำหรับ Q3/2569 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานมีรายได้ 1,117 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 38% QoQ และ 2% YoY และมี EBITDA 2,235 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% QoQ และ 38% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +38% YoY
(+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,395 ล้านบาท เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากไตรมาสก่อนหน้า โดยมีรายละเอียดดังนี้ (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,208 ล้านบาท จากภาวะคลื่นความร้อน (Heatwave) ในช่วงต้นฤดูร้อน รวมถึงการกลับมาเดินเครื่องได้ตามปกติภายหลังการทำ Rotor Upgrade ที่โรงไฟฟ้า Hamilton ในไตรมาสก่อน	(+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,395 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า โดยมีรายละเอียดดังนี้ (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,208 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากการรับรู้ Capacity Revenue เพิ่มขึ้น และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากภาวะคลื่นความร้อน (Heatwave) ในปีนี้

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +38% YoY
(+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 187 ล้านบาท จากปัจจัยตามฤดูกาลและกำลังลมที่แรงขึ้นในช่วงฤดูมรสุม (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น >100% จากปัจจัยตามฤดูกาลที่ส่งผลให้ปริมาณน้ำเพิ่มขึ้น (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 71% ตามปัจจัยฤดูกาล (+) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันเพิ่มขึ้น 6% ภายหลังการซ่อมบำรุงถังเก็บน้ำมันในไตรมาสก่อนหน้า ขณะที่ปริมาณการใช้ท่อลดลง 8% ตามรอบการขนส่งน้ำมันดิบของลูกค้า ซึ่งบางส่วนสามารถชดเชยด้วยปริมาณการใช้ท่อในการขนส่งน้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว (UCO) และน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ที่เพิ่มขึ้น (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 15% จากค่าความเข้มแสงที่ลดลงในช่วงฤดูฝน	(+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 187 ล้านบาท จากการรับรู้ปริมาณการจำหน่ายเต็มไตรมาสเปรียบเทียบกับ Q3/2568 ที่เริ่มรับรู้ในเดือนส.ค. 68 อีกทั้งได้รับอิทธิพลจากพายุไต้ฝุ่นในไตรมาสนี้ (+) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีรายได้เพิ่มขึ้นจากการปรับราคาตามสัญญาการให้บริการ ขณะที่ปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันเต็มความจุคงที่ และปริมาณการใช้ท่อลดลง 2% จากปริมาณน้ำมันดิบของลูกค้าที่ลดลง ซึ่งสามารถชดเชยได้ด้วยการให้บริการกับหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน พ.ค.69 (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 2% เนื่องจากปีก่อนหน้าเข้าสู่ช่วงฤดูฝนเร็ว จึงมีปริมาณน้ำสะสมมากกว่า (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้ลดลงเล็กน้อยค่า Ft ที่ลดลง ขณะที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1% โดยหลักจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการในปีนี้ (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 7% ตามความเร็วลมที่ลดลง

งบกำไรขาดทุน

ภาพรวมงบกำไรขาดทุน

หน่วย: ล้านบาท	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	123,305	183,553	182,296	-1%	48%	383,780	508,377	32%
ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์	(1,097)	(538)	(4,191)	<-100%	<-100%	(892)	(16,957)	<-100%
Accounting EBITDA	**10,269**	**25,968**	**22,920**	**-12%**	**>100%**	**26,600**	**66,683**	**>100%**
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน	163	785	448	-43%	>100%	659	1,900	>100%
กลับรายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9	(4,814)	(3,139)	(1,397)	55%	71%	(6,880)	(1,356)	80%
ต้นทุนทางการเงิน	(1,482)	(1,478)	(1,567)	-6%	6%	(4,918)	(4,444)	10%
รายได้ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	1,523	(4,632)	(4,771)	-3%	<-100%	(2,883)	(17,942)	<-100%
กำไรสำหรับงวด	**802**	**13,191**	**11,296**	**-14%**	**>100%**	**55**	**31,665**	**>100%**
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,108**	**12,239**	**9,849**	**-20%**	**>100%**	**663**	**28,232**	**>100%**
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	**0.80**	**8.34**	**6.73**			**0.48**	**19.24**	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ)[1/]	**1,976**	**11,875**	**8,962**	**-25%**	**>100%**	**5,009**	**21,270**	**>100%**
รายการพิเศษ (ก่อนหักภาษี)	**(1,963)**	**(1,939)**	**4,982**	**>100%**	**>100%**	**(6,532)**	**15,643**	**>100%**
โดยมีรายการหลักดังนี้								
Inventory Gain (loss) (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)	(1,271)	326	208	-36%	>100%	(5,535)	8,831	>100%
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน	163	785	448	-43%	>100%	659	1,900	>100%
รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ (จากปัจจัยด้านราคา)	(855)	(3,050)	4,326	>100%	>100%	(2,323)	4,912	>100%
- ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี	*(86)*	*(550)*	*434*	*65%*	*>100%*	*(755)*	*(1,412)*	*-87%*

หมายเหตุ: 1/ ปรับการคำนวณกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) โดยคำนวณจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ หักรายการพิเศษตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี ประกอบด้วย Inventory Gain (loss), กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน, รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ (จากปัจจัยด้านราคา)

ผลการดำเนินงาน 9M/2569 เทียบกับ 9M/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 508,377 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32% โดยหลักจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจการตลาด ตามราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมถึงความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน ประกอบกับธุรกิจโรงกลั่นมีกำลังการผลิตเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นเป็น 271.6 KBD (จากช่วงเดียวกันของปีก่อนที่ 258.3 KBD) จากการเพิ่มกำลังการกลั่นของโรงกลั่นศรีราชา ประกอบกับกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันที่มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของบริษัทฯ เพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจโรงกลั่น

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 16,957 ล้านบาท โดยหลักจากการบริหารความเสี่ยงส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าของธุรกิจโรงกลั่น และมีผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้นของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

Accounting EBITDA 66,683 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% โดยหลักจากปัจจัยด้านราคาราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก รวมถึงอุปทานที่ยังคงตึงตัว ส่งผลให้ธุรกิจโรงกลั่นมีค่าการกลั่นพื้นฐานภายหลังปรับผลกระทบจากการปรับลดราคาหน้าโรงกลั่นตาม

มาตรการภาครัฐสูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า โดยได้รับแรงหนุนจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ ส่วนกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติได้รับปัจจัยบวกจากราคาขายที่ปรับเพิ่มขึ้น

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Gain (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 8,831 ล้านบาท โดยหลักจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจการตลาดสอดคล้องกับทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 1,900 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ส่งผลให้มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการตลาด ที่มีเงินฝากธนาคารและลูกหนี้การค้าในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ อีกทั้งกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานที่มีสินทรัพย์ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐเช่นกัน นอกจากนี้การแข็งค่าของโครนนอร์เวย์เทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ยังส่งผลให้กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติซึ่งมีหนี้สินสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน
- **กลับรายการด้อยค่าสินทรัพย์ (จากปัจจัยด้านราคา)** 4,912 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติบันทึกกลับรายการด้อยค่าจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลกรวม 6,145 ล้านบาท (คิดเป็น 372 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) ประกอบกับใน Q1/2569 มีบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าเงินลงทุนรวม -1,233 ล้านบาท (คิดเป็น -1,784 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) ทำให้รายการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9 สุทธิตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี คิดเป็น -1,412 ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 17,942 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกำไรจากการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ และธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ใน 9M/2569 บริษัทฯ มีอัตราภาษีที่แท้จริง (Effective Tax Rate) อยู่ที่ 36%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 28,232 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 19.24 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 21,270 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% โดยหลักมาจากกำไรจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นตามราคาน้ำมันและค่าการกลั่นที่เพิ่มขึ้นตามตลาดโลก

ผลการดำเนินงาน Q3/2569 เทียบกับ Q2/2569

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 182,296 ล้านบาท ลดลง 1% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันที่ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมปรับลดลง ขณะที่ราคาน้ำมันปรับตัวลดลงแต่ยังคงเคลื่อนไหวในระดับสูงจากสถานการณ์ความขัดแย้งที่ผ่อนคลายลงจากไตรมาสก่อนหน้า รวมถึงมีการชะลอการกลั่นตามแผน (Slowdown) ของโรงกลั่นศรีราชาเป็นเวลา 28 วัน เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่นส่งผลให้กำลังการผลิตเฉลี่ยลดลงมาอยู่ที่ 262.5 KBD

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 4,191 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า

Accounting EBITDA 22,920 ล้านบาท ลดลง 12% โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่มีค่าการกลั่นพื้นฐานลดลงตามต้นทุนน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้ง และมาตรการของภาครัฐในการปรับลดราคาน้ำมันดีเซลหน้าโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบได้บางส่วนจากกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานที่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ และโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป.ลาวตามปัจจัยฤดูกาล รวมถึงการเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานจาก Bangchak Hong Kong (BHK) ในไตรมาสนี้

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Gain (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 208 ล้านบาท โดยหลักจากธุรกิจโรงกลั่น และการเริ่มดำเนินงานของ Bangchak Hong Kong (BHK) ที่ได้รับปัจจัยเชิงบวกจากราคาน้ำมันในตลาดโลกยังคงผันผวนอยู่ในระดับสูง
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 448 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของเงินบาทเทียบดอลลาร์สหรัฐ ส่งผลให้ธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการตลาดที่มีเงินฝากธนาคารและลูกหนี้การค้าในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน อีกทั้งการอ่อนค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับโครนนอร์เวย์ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีหนี้สินในสกุลดอลลาร์สหรัฐรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเช่นกัน
- **กลับรายการด้อยค่าสินทรัพย์ (จากปัจจัยด้านราคา)** 4,326 ล้านบาท (หรือ 434 ล้านบาท เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) จากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติบันทึกกลับรายการด้อยค่าจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลก

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 4,771 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน โดยหลักมาจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีภาระภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นจากการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ Statfjord ลดลง ทั้งนี้ใน Q3/26 บริษัทฯ มีอัตราภาษีที่แท้จริง (effective tax rate) อยู่ที่ 30%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 9,849 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 6.73 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 8,962 ล้านบาท ลดลง 25%

ผลการดำเนินงาน Q3/2569 เทียบกับ Q3/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 182,296 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 48% โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งได้รับอานิสงค์จากราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

Accounting EBITDA 22,920 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น เนื่องจากค่าการกลั่นที่เพิ่มขึ้นตาม Crack Spread จากข้อจำกัดด้านอุปทานในตลาดโลก

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 4,771 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกำไรที่เพิ่มขึ้นของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ ธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการตลาดเนื่องจากราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 9,849 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 6.73 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 8,962 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100%

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

ณ 30 ก.ย. 69 กลุ่มบริษัทบางจากมีสินทรัพย์รวม 376,039 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 77,233 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักมาจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจการตลาด เนื่องจากราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลก ส่งผลต่อรายการสินทรัพย์หมุนเวียนปรับเพิ่มขึ้นจากรายการสินค้าคงเหลือ เงินชดเชยกองทุนน้ำมันค้างรับ และลูกหนี้การค้า ประกอบกับกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันมีการบันทึกสินทรัพย์สิทธิการใช้จากสัญญาเช่าระยะยาวเพิ่มขึ้น ขณะที่หนี้สินรวมอยู่ที่ 269,648 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54,984 ล้านบาท โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้าตามราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น ประกอบกับหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) จากการวัดมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน รวมถึงการเพิ่มขึ้นของหนี้สินตามสัญญาเช่าของกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน และภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่ายของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ อีกทั้งมีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมอยู่ที่ 106,391 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าทางบัญชีต่อหุ้น 58.84 บาท เพิ่มขึ้น 22,250 ล้านบาทจาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักเป็นผลจากกำไรสำหรับงวดจำนวน 31,665 ล้านบาท

กลุ่มบริษัทบางจากมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 26,922 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 1,634 ล้านบาท จากสิ้นปี 2568 ทั้งนี้เป็นผลจากการใช้เงินสดเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ของกลุ่มบริษัท และเพื่อการลงทุนเข้าซื้อหุ้นในบริษัท Chevron Hong Kong Limited เมื่อวันที่ 30 มิ.ย. 69 ซึ่งเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานแล้วในนาม Bangchak Hong Kong Limited (BHK) ตั้งแต่เดือนก.ค. 69 และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นลดลงอย่างมีนัยสำคัญอยู่ที่ 0.91 เท่า และมีอันดับเครดิตองค์กรและตราสารหนี้ของบริษัทที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” หรือ “Stable” จากทริสเรทติ้ง

งบฐานะการเงิน

(หน่วย : ล้านบาท)	31 ธ.ค. 68	%ต่อสินทรัพย์รวม	30 ก.ย. 69	%ต่อสินทรัพย์รวม	%เปลี่ยนแปลง
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	28,555	10%	26,922	7%	-6%
สินค้าคงเหลือ	32,803	11%	58,085	15%	77%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	33,553	11%	59,757	16%	78%
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์	114,934	38%	121,595	32%	6%
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	28,042	9%	28,541	8%	2%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	60,918	20%	81,139	22%	33%
รวมสินทรัพย์	**298,805**		**376,039**		
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	26,449	9%	44,952	12%	70%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	122,818	41%	125,606	33%	2%
ประมาณการหนี้สินสำหรับต้นทุนในการรื้อถอน	30,306	10%	34,112	9%	13%
หนี้สินอื่น	35,091	12%	64,978	17%	85%
รวมหนี้สิน	**214,664**	**72%**	**269,648**	**72%**	**26%**
ส่วนของผู้ถือหุ้น	**84,141**	**28%**	**106,391**	**28%**	**26%**

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

งบกระแสเงินสด

(หน่วย : ล้านบาท)	30 ก.ย. 68	30 ก.ย. 69
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด (1 มกราคม)	28,626	28,555
กำไรสำหรับงวด	55	31,665
ปรับปรุงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจากกำไรจากการดำเนินงาน	13,899	13,862
ปรับปรุงรายการอื่น	7,691	17,173
การเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	2,835	(35,116)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	**24,481**	**27,583**
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมการลงทุน	**(14,359)**	**(20,021)**
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	**(12,058)**	**(10,379)**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงสุทธิ	(1,937)	(2,817)
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	558	1,183
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด (สุทธิจากเงินเบิกเกินบัญชี) ณ วันสิ้นงวด	27,248	26,922

อัตราส่วนทางการเงิน

	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	9M/2568	9M/2569
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (%)					
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Gross Profit Margin)	6.63%	13.56%	13.77%	5.27%	15.64%
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (EBITDA Margin)	8.33%	14.71%	13.47%	6.94%	13.95%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Net Profit Margin)	0.65%	7.47%	6.64%	0.01%	6.63%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE)	1.17%	30.94%	42.27%	1.17%	42.27%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน (%)					
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA)	3.36%	11.74%	16.71%	3.36%	16.71%

	30 ก.ย. 68	30 มิ.ย. 69	30 ก.ย. 69
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)			
อัตราส่วนสภาพคล่อง (Current Ratio)	1.40	1.21	1.20
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (Quick Ratio)	0.85	0.57	0.56
อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (Inventory Turnover)	11.56	9.99	11.32
ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน)	32	37	32
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (AR Turnover)	23.66	23.68	26.39
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (Collection Period) (วัน)	15	15	14
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (AP Turnover)	21.72	20.55	21.86
ระยะเวลาชำระหนี้ (Payment Period) (วัน)	17	18	17
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net IBD to Equity)	1.12	1.05	0.91

แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจ

เศรษฐกิจโลกใน Q4/2569 ยังคงขยายตัวท่ามกลางความไม่แน่นอน โดยกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) คาดว่าเศรษฐกิจโลกจะขยายตัว 3.1% ในปี 2569 ก่อนฟื้นตัวเป็น 3.4% ในปี 2570 จากแรงขับเคลื่อนของการลงทุนด้านปัญญาประดิษฐ์ (AI) โดยเฉพาะในภูมิภาคเอเชีย ซึ่งจีนและอินเดียยังคงมีบทบาทสำคัญต่อการเติบโต อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจโลกยังเผชิญความเสี่ยงจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ความผันผวนของราคาพลังงาน การลงทุนด้าน AI ที่กระจุกตัว รวมถึงระดับหนี้สาธารณะที่อยู่ในระดับสูง ซึ่งอาจกระทบต่อเสถียรภาพและแนวโน้มการเติบโตในระยะข้างหน้า ขณะที่ทิศทางอัตราดอกเบี้ยโลกมีความแตกต่างกันตามภาวะเศรษฐกิจและเงินเฟ้อของแต่ละประเทศ โดยบางประเทศยังคงนโยบายการเงินเข้มงวด ขณะที่บางประเทศเริ่มผ่อนคลายเพื่อสนับสนุนเศรษฐกิจ

เศรษฐกิจไทยใน Q4/2569 มีแนวโน้มขยายตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป แต่การฟื้นตัวยังไม่ทั่วถึง แม้ได้รับแรงสนับสนุนจากการส่งออกสินค้าเทคโนโลยีและการลงทุนภาคเอกชน รวมถึงการลงทุนจากต่างประเทศในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวเนื่องกับ AI อย่างไรก็ตาม ผลบวกยังส่งผ่านสู่เศรษฐกิจในประเทศได้ไม่เต็มที่ เนื่องจากกิจกรรมดังกล่าวพึ่งพาการนำเข้าสูง ขณะที่การบริโภคภาคเอกชนยังถูกกดดันจากรายได้ที่เติบโตต่ำและไม่ทั่วถึง ภาระหนี้ครัวเรือนในระดับสูง และความเปราะบางของภาคธุรกิจ SMEs ชณะที่ยังมีปัจจัยเสี่ยงจากความไม่แน่นอนด้านนโยบายการค้าของสหรัฐฯ และมาตรการภาษีนำเข้ารูปแบบใหม่ ตลอดจนความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ความผันผวนของราคาพลังงาน และผลกระทบจากสถานการณ์น้ำท่วม ด้านนโยบายการเงิน คาดว่า กนง. อาจคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ 1.00% เพื่อสนับสนุนเศรษฐกิจที่ยังฟื้นตัวไม่ทั่วถึง

แนวโน้มสถานการณ์ราคาน้ำมัน

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q4/2569 มีแนวโน้มเคลื่อนไหวในระดับสูงที่ US$100-120/BBL จากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงด้านอุปทานน้ำมันโลก แม้การส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางจะทยอยฟื้นตัวหลังการเปิดเส้นทางขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ แต่ความตึงเครียดระหว่างอิหร่านและชาติตะวันตก รวมถึงความขัดแย้งรัสเซีย-ยูเครนที่ยังยืดเยื้อ ยังคงเป็นปัจจัยสนับสนุนราคาน้ำมัน ขณะที่ระดับน้ำมันสำรองเชิงยุทธศาสตร์ (SPR) ของหลายประเทศที่ลดลง ทำให้ตลาดมีความเปราะบางต่อความเสี่ยงด้านอุปทานมากขึ้น และอาจส่งผลให้ราคาน้ำมันผันผวนในระดับสูงหากเกิดเหตุการณ์หยุดชะงักเพิ่มเติม แม้อุปสงค์น้ำมันโลกจะเผชิญแรงกดดันจากเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัวและการเพิ่มกำลังการผลิตจากประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ ก็ตาม

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเดทเบรนท์กับดูไบ (DTD–DB) ใน Q4/2569 คาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบ US$(5)/BBL ถึง US$10/BBL โดยยังขึ้นอยู่กับพัฒนาการของสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์และความเสี่ยงด้านการขนส่งน้ำมัน หากความตึงเครียดในตะวันออกกลางยืดเยื้อและต้นทุนการขนส่งยังอยู่ในระดับสูง อาจส่งผลให้ความต้องการน้ำมันดิบจาก Atlantic Basin เพิ่มขึ้นและหนุนให้ DTD-DB ปรับกว้างขึ้น ขณะที่หากความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์คลี่คลายและการขนส่งกลับสู่ภาวะปกติ โรงกลั่นในเอเชียมีแนวโน้มเพิ่มการใช้น้ำมันดิบดูไบ ส่งผลให้ DTD-DB ปรับแคบลง ทั้งนี้ ในระยะยาว DTD-DB มีแนวโน้มกลับเข้าสู่ระดับสมดุลในกรอบ US$(1) ถึง US$1/BBL แม้ว่าต้นทุนการขนส่งที่สูงขึ้นอาจเป็นปัจจัยหนุนให้ระดับสมดุลดังกล่าวปรับเพิ่มขึ้นได้

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking ในสิงคโปร์ใน Q4/2569 คาดว่าจะอ่อนตัวจากระดับสูงสุดในช่วงกลางปี แต่ยังอยู่ในระดับสูงกว่าปี 2568 โดยได้รับแรงกดดันจากต้นทุนน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นตามค่าระวางเรือและ Premium น้ำมันดิบที่ยังอยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม ค่าการกลั่นยังได้รับแรงสนับสนุนจากตลาดน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานที่ยังค่อนข้างตึงตัว จากระดับสินค้าคงคลังที่อยู่ในระดับต่ำและความเสี่ยงด้านอุปทานที่ยังคงมีอยู่ แม้ว่าการส่งออกจากจีนจะทยอยฟื้นตัว ทั้งนี้ การปรับตัวสูงขึ้นของราคาพลังงานอาจส่งผลกระทบต่ออุปสงค์และจำกัดการฟื้นตัวของค่าการกลั่นในระยะข้างหน้า

ธุรกิจโรงกลั่น

ธุรกิจโรงกลั่น	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	**103,158**	**152,272**	**163,068**	**7%**	**58%**	**313,951**	**444,794**	**42%**
EBITDA (ล้านบาท)	**2,547**	**14,029**	**11,672**	**-17%**	**>100%**	**3,711**	**35,946**	**>100%**
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	**264.9**	**272.6**	**262.5**	**(10.0)**	**(2.4)**	**258.3**	**271.6**	**13.3**
อัตรากำลังการผลิต (%)	**90%**	**93%**	**89%**			**88%**	**92%**	
ค่ากำกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US$/BBL)	**7.38**	**18.41**	**17.36**	**(1.05)**	**9.98**	**5.28**	**18.10**	**12.82**
- Oil Hedging (US$/BBL)	*(1.36)*	*(1.09)*	*(4.18)*	*(3.10)*	*(2.82)*	*(0.50)*	*(6.32)*	*(5.82)*
- Inventory Gain/ (Loss) [1/] (US$/BBL)	*(1.54)*	*(0.17)*	*0.54*	*0.72*	*2.08*	*(2.12)*	*3.22*	*5.34*
ค่ากำกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US$/BBL)	**4.48**	**17.15**	**13.72**	**(3.43)**	**9.24**	**2.65**	**15.00**	**12.35**
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	32.47	32.59	33.24	0.65	0.77	33.28	32.52	(0.76)
โรงกลั่นพระโขนง								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	122.9	119.6	117.1	(2.5)	(5.8)	121.6	119.5	(2.2)
อัตรากำลังการผลิต (%)	102%	100%	98%			101%	100%	
ค่ากำกลั่นพื้นฐาน (US$/BBL)	8.22	23.04	22.47	(0.57)	14.25	6.32	22.73	16.41
- Oil Hedging (US$/BBL)	*(1.67)*	*(1.73)*	*(5.09)*	*(3.36)*	*(3.42)*	*(0.58)*	*(8.12)*	*(7.54)*
- Inventory Gain/ (Loss) [1/] (US$/BBL)	*(0.85)*	*(2.83)*	*(4.66)*	*(1.83)*	*(3.81)*	*(1.48)*	*(0.39)*	*1.09*
ค่ากำกลั่นรวม (US$/BBL)	5.71	18.48	12.72	(5.76)	7.01	4.26	14.23	9.96
โรงกลั่นศรีราชา								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	142.0	152.9	145.5	(7.5)	3.4	136.7	152.1	15.5
อัตรากำลังการผลิต (%)	82%	88%	84%			79%	87%	
ค่ากำกลั่นพื้นฐาน (US$/BBL)	6.66	14.79	13.24	(1.55)	6.59	4.34	14.45	10.11
- Oil Hedging (US$/BBL)	*(1.10)*	*(0.59)*	*(3.46)*	*(2.87)*	*(2.35)*	*(0.43)*	*(4.91)*	*(4.47)*
- Inventory Gain/ (Loss) [1/] (US$/BBL)	*(2.14)*	*1.90*	*4.74*	*2.83*	*6.87*	*(2.69)*	*6.06*	*8.75*
ค่ากำกลั่นรวม (US$/BBL)	3.42	16.11	14.53	(1.59)	11.11	1.22	15.61	14.39
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ภาพรวมกลุ่มบริษัทบางจาก								
ก๊าซ LPG	*5%*	*4%*	*4%*	*0%*	*-0.5%*	*5%*	*4%*	*-0.3%*
แนฟทา	*1%*	*2%*	*1%*	*-1%*	*0%*	*1%*	*2%*	*0.5%*
น้ำมันเบนซิน	*26%*	*25%*	*25%*	*0.6%*	*-0.5%*	*26%*	*25%*	*-1%*
น้ำมันเครื่องบิน	*9%*	*9%*	*9%*	*0%*	*0%*	*9%*	*9%*	*0%*
น้ำมันดีเซล	*44%*	*42%*	*41%*	*-0.1%*	*-3%*	*44%*	*42%*	*-2%*
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	*0%*	*0.1%*	*0%*	*-0.1%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Unconverted Oil (UO)	*4%*	*3%*	*4%*	*0.3%*	*0%*	*3%*	*3%*	*0%*
น้ำมันเตา	*9%*	*11%*	*12%*	*0.4%*	*2%*	*9%*	*11%*	*2%*
ยางมะตอย	*2%*	*0.7%*	*0.4%*	*-0.2%*	*-1%*	*1%*	*1%*	*0%*

ธุรกิจโรงกลั่น	Q3/2568	Q2/2569	Q3/2569	QoQ	YoY	9M/2568	9M/2569	YoY
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
โรงกลั่นพระโขนง								
ก๊าซ LPG	*3%*	*2%*	*2%*	*0%*	*-1%*	*3%*	*2%*	*-1%*
น้ำมันเบนซิน	*23%*	*23%*	*23%*	*0%*	*0%*	*22%*	*23%*	*0.2%*
น้ำมันเครื่องบิน	*12%*	*10%*	*9%*	*-1%*	*-3%*	*12%*	*10%*	*-2%*
น้ำมันดีเซล	*46%*	*45%*	*47%*	*1%*	*0%*	*49%*	*47%*	*-2%*
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	*0%*	*0.2%*	*0%*	*-0.2%*	*0%*	*0.1%*	*0%*	*0%*
Unconverted Oil (UO)	*8%*	*7%*	*8%*	*1%*	*0%*	*6%*	*7%*	*1%*
น้ำมันเตา	*9%*	*11%*	*11%*	*0%*	*2%*	*8%*	*10%*	*2%*
โรงกลั่นศรีราชา								
ก๊าซ LPG	*6%*	*6%*	*6%*	*0%*	*0%*	*6%*	*6%*	*0%*
แนฟทา	*2%*	*4%*	*2%*	*-2%*	*0%*	*3%*	*4%*	*1%*
น้ำมันเบนซิน	*28%*	*26%*	*27%*	*1%*	*-1%*	*29%*	*26%*	*-3%*
น้ำมันเครื่องบิน	*6%*	*9%*	*9%*	*1%*	*4%*	*6%*	*9%*	*2%*
น้ำมันดีเซล	*43%*	*39%*	*37%*	*-1%*	*-5%*	*40%*	*38%*	*-2%*
น้ำมันเตา	*9%*	*11%*	*12%*	*1%*	*3%*	*9%*	*11%*	*2%*
ยางมะตอย	*3%*	*1%*	*1%*	*0%*	*-2%*	*3%*	*2%*	*-1%*
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของธุรกิจโรงกลั่น [2/] **(ล้านลิตร)**	**4,206**	**4,119**	**4,101**	**-0.4%**	**-3%**	**12,394**	**12,703**	**2%**
ธุรกิจการตลาด	*3,393*	*3,186*	*3,262*	*2%*	*-4%*	*10,284*	*10,147*	*-1%*
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	*312*	*307*	*298*	*-3%*	*-5%*	*898*	*1,041*	*16%*
ส่งออก	*501*	*626*	*541*	*-14%*	*8%*	*1,212*	*1,515*	*25%*

หมายเหตุ: 1/ ตัวเลข Inventory Gain/ (Loss) ที่แสดงในตารางรวม (กลับรายการ) ขาดทุนจากการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV)

2/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร

• อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Gross Profit Margin)	=	กำไรขั้นต้น / รายได้จากการขายและการให้บริการ
• อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (EBITDA Margin)	=	EBITDA / รายได้จากการขายและการให้บริการ
• อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Net Profit Margin)	=	กำไร (ขาดทุน) สุทธิ / รายได้จากการขายและการให้บริการ
• อัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%) (ROE)	=	กำไร (ขาดทุน) ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ / รวมส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (เฉลี่ย)

อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

• อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (%) (ROA)	=	กำไร (ขาดทุน) ก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้ / รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย)

อัตราส่วนสภาพคล่อง

• อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า) (Current Ratio)	=	สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน
• อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า) (Quick Ratio)	=	(เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินลงทุนระยะสั้น + ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่น) / หนี้สินหมุนเวียน
• อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (เท่า) (Inventory Turnover)	=	ต้นทุนขายและการให้บริการ / สินค้าคงเหลือก่อนค่าเผื่อการลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ (เฉลี่ย)
• ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน)	=	365 / อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ
• อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (เท่า) (AR Turnover)	=	รายได้จากการขายและการให้บริการ / ลูกหนี้การค้าก่อนหนี้สงสัยจะสูญ (เฉลี่ย)
• ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (วัน) (Collection Period)	=	365 / อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า
• อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (เท่า) (AP Turnover)	=	ต้นทุนขายและการให้บริการ / เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย)
• ระยะเวลาชำระหนี้ (วัน) (Payment Period)	=	365 / อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)

• อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า) (Net IBD to Equity)	=	(หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย - เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด - เงินลงทุนระยะสั้น) / ส่วนของผู้ถือหุ้น

<u>หมายเหตุ:</u>

1/ รวมส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
- รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
- รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2

2/ รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
- รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
- รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2

3/ การคำนวณอัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE) ข้อมูลตัวเศษคือ กำไร (ขาดทุน) ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ จะต้องถูกปรับเป็นตัวเลขเต็มปี (Annualized)

4/ การคำนวณอัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA) ข้อมูลตัวเศษคือ กำไร (ขาดทุน) ก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้ จะต้องถูกปรับเป็นตัวเลขเต็มปี (Annualized)

5/ ลูกหนี้การค้าก่อนหนี้สงสัยจะสูญ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
- รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
- รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2

6/ เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
- รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
- รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2

7/ หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย คำนวณโดย (เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน + เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน (รวมที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี)