

ส่วนที่ 3 ฐานะการเงินและผลการดำเนินงาน

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

13.1 งบการเงินรวม

ฐานะการเงินและผลการดำเนินงานที่นำเสนอประกอบด้วย ผลการดำเนินงานจากงบการเงินสำหรับสำหรับสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561 ที่ผ่านการตรวจสอบจาก สตง. โดยแสดงเปรียบเทียบกับฐานะทางการเงินและผลการดำเนินงานจากงบการเงินสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560 และ 31 ธันวาคม 2559 ดังนี้

13.1.1 งบแสดงฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	215,566.41	166,189.02	292,184.32
เงินลงทุนชั่วคราว	176,813.63	229,651.26	142,420.73
ลูกหนี้การค้า	143,191.05	174,916.24	174,604.70
ลูกหนี้อื่น	49,171.42	50,602.70	78,827.07
เงินให้กู้ยืมระยะสั้น	530.37	1,231.33	1,782.92
สินค้าคงเหลือ	116,883.54	121,871.80	125,279.81
พัสดुकงเหลือ	31,026.27	28,942.45	28,871.65
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์หมุนเวียน	2,278.95	1,997.55	5,097.69
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	6,122.03	6,768.01	7,894.47
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	741,583.67	782,170.36	856,963.36
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
เงินลงทุนเพื่อขาย	23,839.54	17,602.41	10,875.93
เงินลงทุนในการร่วมค้า	36,843.81	37,937.15	41,317.06
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	19,429.58	21,979.62	24,368.26
เงินลงทุนระยะยาวอื่น	2,205.88	27,668.66	26,970.81
ลูกหนี้อื่นระยะยาว-กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	-	-
เงินให้กู้ยืมระยะยาว	15,017.83	19,078.60	13,862.71
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	6,227.55	6,233.43	5,605.70
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	1,106,702.66	1,076,905.90	1,114,174.74
ค่าความนิยม	50,778.17	46,688.26	48,924.92
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	33,500.33	32,107.68	34,200.40
สินทรัพย์เหมือง	-	-	-
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า	137,449.97	108,759.72	108,162.57
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	10,581.20	15,101.22	28,498.93
เงินจ่ายล่วงหน้าซื้อก๊าซ	-	-	-
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์ไม่หมุนเวียน	246.85	3,734.36	2,079.49
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	47,924.04	36,346.79	39,478.99
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	1,490,747.41	1,450,143.80	1,498,520.51
รวมสินทรัพย์	2,232,331.08	2,232,314.16	2,355,483.87



หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน (ต่อ)	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น			
หนี้สินหมุนเวียน			
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	30,527.00	18,126.63	25,561.80
เจ้าหนี้การค้า	150,238.14	160,301.29	160,323.07
เจ้าหนี้อื่น	57,792.82	71,526.78	96,961.61
เงินกู้ยืมระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	64,055.69	66,433.93	63,108.60
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	21,193.49	24,094.73	46,487.81
ประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนระยะสั้น	-	-	1,090.30
หนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียน	7,823.99	4,954.84	2,545.87
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	7,961.08	8,958.51	10,801.97
รวมหนี้สินหมุนเวียน	339,592.21	354,396.71	406,881.03
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
เจ้าหนี้อื่นระยะยาว	-	-	-
เงินกู้ยืมระยะยาว	519,266.90	444,919.65	454,964.32
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	44,020.39	35,795.72	32,868.29
ประมาณการหนี้สินสำหรับผลประโยชน์พนักงาน	21,072.33	23,313.07	23,921.03
ประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนระยะยาว	72,751.56	74,865.44	73,632.22
เงินมัดจำถึงก๊าซ	9,898.53	10,519.25	11,082.66
หนี้สินตราสารอนุพันธ์ไม่หมุนเวียน	4,856.90	2,104.35	668.92
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	49,275.25	37,844.23	32,971.05
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	721,141.86	629,361.71	630,108.49
รวมหนี้สิน	1,060,734.07	983,758.42	1,036,989.52
ส่วนของผู้ถือหุ้น			
ทุนจดทะเบียน	28,572.46	28,572.46	28,563.00
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	28,563.00	28,563.00	28,563.00
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	29,211.13	29,211.13	29,211.13
ส่วนขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย	(24,327.31)	(24,311.63)	(28,483.97)
กำไรสะสม			
จัดสรรแล้ว			
ทุนสำรองตามกฎหมาย	2,857.25	2,857.25	2,857.25
ทุนสำรองเพื่อกองทุนประกันวินาศภัย	1,174.39	1,199.99	1,222.68
ยังไม่ได้จัดสรร	694,362.56	775,959.28	838,208.85
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	31,106.63	5,192.73	3,504.89
รวมส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	762,947.65	818,671.75	875,083.83
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	408,649.36	429,883.99	443,410.52
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	1,171,597.01	1,248,555.74	1,318,494.35
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	2,232,331.08	2,232,314.16	2,355,483.87

13.1.2 งบกำไรขาดทุน

หน่วย : ล้านบาท

งบกำไรขาดทุน	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
รายได้จากการขายและการให้บริการ	1,718,846.04	1,995,722.07	2,336,154.91
ต้นทุนขายและการให้บริการ	1,464,614.45	1,688,461.46	2,023,001.85
กำไรขั้นต้น	254,231.59	307,260.61	313,153.06
รายได้อื่น	9,682.64	28,268.52	16,935.10
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	4,472.68	13,650.64	6,353.51
กำไรก่อนค่าใช้จ่าย	268,386.91	349,179.77	336,441.67
ค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย	21,652.96	24,624.95	26,653.50
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	53,123.38	75,974.03	55,183.57
ค่าขาดผลและค่าตอบแทนสำหรับปีโตรเลียม	13,570.43	13,877.33	16,435.23
กำไรจากการดำเนินงาน	180,040.14	234,703.46	238,169.37
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	4,143.21	7,310.42	8,515.02
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้	184,183.35	242,013.88	246,684.39
ต้นทุนทางการเงิน	28,887.26	29,085.93	27,627.59
กำไรก่อนภาษีเงินได้	155,296.09	212,927.95	219,056.80
ภาษีเงินได้	26,593.07	28,306.58	53,646.55
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	128,703.02	184,621.37	165,410.25
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก- สุทธิภาษี	872.07	(11.35)	-
กำไรสำหรับปี	129,575.09	184,610.02	165,410.25
การแบ่งปันกำไร			
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	34,966.01	49,430.41	45,726.31
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	34,663.28	49,434.35	45,726.31
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิภาษี	302.73	(3.94)	-
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	94,609.08	135,179.60	119,683.94
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	94,039.73	135,187.01	119,683.94
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิภาษี	569.35	(7.41)	-
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	3.27	4.67	4.15
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	3.25	4.67	4.15
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	0.02	-	-



13.1.3 งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ

หน่วย : ล้านบาท

งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	128,703.02	184,621.37	165,410.25
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่น			
รายการที่อาจถูกจัดประเภทใหม่ไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน	(4,209.67)	(34,470.39)	(2,591.71)
ผลกำไร(ขาดทุน)จากการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	5,055.50	(5,031.96)	(881.07)
กำไรเงินได้เกี่ยวกับการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	(1,001.67)	1,135.36	410.46
ผลกำไร(ขาดทุน)จากเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	406.70	(367.55)	684.96
กำไรเงินได้เกี่ยวกับเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	1,807.29	(88.02)	(3.03)
ส่วนแบ่งกำไรเบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	104.92	287.74	(380.45)
รายการที่จะไม่ถูกจัดประเภทใหม่ไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลขาดทุนจากการวัดมูลค่าใหม่ของผลประโยชน์พนักงานที่กำหนดไว้	(1,136.39)	(1,020.62)	946.68
กำไรเงินได้เกี่ยวกับการวัดมูลค่าใหม่ของผลประโยชน์พนักงานที่กำหนดไว้	230.90	177.67	(183.16)
ส่วนแบ่งขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(73.49)	(54.63)	27.57
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี-สุทธิจากภาษี	1,184.09	(39,432.40)	(1,969.75)
กำไรเบ็ดเสร็จสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	129,887.11	145,188.97	163,440.50
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จสำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	725.58	(11.35)	-
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	130,612.69	145,177.62	163,440.50
การแบ่งปันกำไรเบ็ดเสร็จรวม			
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	96,365.24	108,727.23	118,816.47
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	95,891.53	108,734.64	118,816.47
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษี	473.71	(7.41)	-
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	34,247.45	36,450.39	44,624.03
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	33,995.57	36,454.33	44,624.03
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษี	251.88	(3.94)	-



13.1.4 งบกระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
กำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	94,609.08	135,179.60	119,683.94
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน:			
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	128,733.80	116,289.18	123,556.27
ขาดทุนจากการซื้อขายของสินทรัพย์	2,587.86	25,409.64	16.83
(โอนกลับ)ขาดทุนจากการซื้อขายของเงินลงทุน	4,615.14	(562.00)	-
(กำไร)ขาดทุนจากการจำหน่ายสินทรัพย์	(33.54)	60.21	2,154.90
กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุน	(1,887.21)	(2,673.80)	(0.30)
กำไรจากการซื้อในราคาต่ำกว่ามูลค่าบัญชี	-	-	(1,354.90)
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(4,143.21)	(7,310.42)	(8,515.02)
กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	34,966.01	49,430.41	45,726.31
ประมาณการหนี้สินสำหรับผลประโยชน์ของพนักงาน	2,121.89	2,375.52	2,487.98
(กำไร)ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน	588.65	(6,421.92)	(809.18)
(กำไร)ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	4,573.36	(3,536.54)	(4,032.10)
(โอนกลับ)หนี้สงสัยจะสูญ	276.28	(149.73)	2,320.29
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจำหน่าย	1,023.21	858.04	21.47
(โอนกลับ)ค่าเผื่อการลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ	(3,132.53)	(394.45)	4,217.02
สำรองพิสูจน์เปลี่ยนแปลงเสื่อมสภาพ	51.61	489.58	157.22
เงินปันผลรับ	(797.96)	(5,008.55)	(347.32)
ภาษีเงินได้	26,593.08	28,306.58	53,646.55
ดอกเบี้ยรับ	(5,625.34)	(8,630.25)	(9,435.82)
ต้นทุนทางการเงิน	28,887.25	29,085.93	27,627.59
อื่นๆ	183.66	495.49	93.33
กำไรจากการดำเนินงานก่อนการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	314,191.09	353,292.52	357,215.06
สินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานลดลง (เพิ่มขึ้น)	(13,147.23)	(13,234.64)	(44,043.27)
เงินสดรับจากการดำเนินงาน	301,043.86	340,057.88	313,171.79
เงินสดจ่ายภาษีเงินได้	(30,608.63)	(33,957.54)	(45,370.80)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	270,435.23	306,100.34	267,800.99
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
เงินรับจากการขายที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และ	196.43	234.61	4,646.91
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน			
เงินจ่ายสำหรับที่ดิน อาคารและอุปกรณ์และอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	(105,625.74)	(110,592.67)	(107,143.10)
เงินจ่ายสำหรับสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	(2,896.18)	(2,467.62)	(2,398.01)
เงินจ่ายสำหรับการสำรวจและประเมินค่า	(6.78)	(1,783.75)	(1,962.67)
เงินจ่ายสำหรับค่าเช่าที่ดินและอาคารตามสัญญาเช่าระยะยาว	(879.40)	(1,205.18)	(105.00)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะสั้น	(53.05)	(96.42)	(1,984.41)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะยาว	(4,926.06)	(9,222.04)	(118.54)



หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)	ปี 2561 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน (ต่อ)			
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในการร่วมค้า	(238.28)	(26.12)	(155.36)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม	(1,099.19)	(1,720.40)	(1,368.07)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนระยะยาวอื่น	(236.75)	(25,389.77)	(5,226.94)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนเพื่อขาย	(7,241.57)	(7,460.17)	(540.51)
เงินจ่ายเพื่อซื้อธุรกิจ	-	-	(36,464.07)
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทย่อย	307.18	-	-
เงินรับจากการคืนทุนของการร่วมค้า	1,371.27	13.34	33.87
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	50.63	-
เงินรับจากการขายเงินลงทุนเพื่อขาย	-	11,302.91	2,944.67
รับคืนเงินให้กู้ยืมระยะสั้น	-	-	1,659.75
รับคืนเงินให้กู้ยืมระยะยาว	-	3,158.63	4,294.18
เงินรับจากการขายเงินลงทุนระยะยาวอื่น	-	-	2,741.00
เงินสดรับจากการยกเลิกสัญญาเช่าในสถานีนํ้ามัน	12.84	-	4.71
เงินรับค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	6.00	-	-
เงินลงทุนชั่วคราวลดลง(เพิ่มขึ้น)	(68,185.07)	(52,837.63)	93,820.52
เงินสดรับจากดอกเบี้ย	4,492.26	7,502.50	8,358.99
เงินปันผลรับ	6,087.70	10,014.08	4,814.11
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(178,914.39)	(180,525.07)	(34,147.97)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญของบริษัทย่อย	101.78	3,055.73	92.81
เงินสดรับจากการขายหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	32.56	3,788.79	-
เงินสดรับจากการกู้ยืมระยะสั้น	-	6,745.01	-
เงินสดรับจากการกู้ยืมระยะยาว	26,651.89	43,920.21	143,626.65
เงินสดรับสุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	5,491.17	-	-
เงินสดรับจากการเปลี่ยนสัดส่วนเงินลงทุนในบริษัทย่อย	-	1,469.53	4,670.96
จ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	(6,745.01)	-
จ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาว	(74,153.08)	(94,935.79)	(136,795.44)
เงินจ่ายค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	(841.57)	(833.25)	(974.56)
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้น (ลดลง)	4,051.85	(12,400.37)	4,967.93
เงินสดรับจากการจำหน่ายหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	-	28,984.71	-
เงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงิน	(32,618.02)	(30,892.74)	(28,147.86)
เงินปันผลจ่าย	(44,589.91)	(73,833.85)	(85,035.35)
เงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนเงินลงทุนในบริษัทย่อย	-	(1,168.63)	(13,872.69)
เงินสดจ่ายชำระหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	(330.08)	-	-
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	-	(29,652.23)	-
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(116,203.41)	(162,497.89)	(111,467.55)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(447.88)	(750.26)	636.62
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	718.91	(11,704.51)	3,173.21
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ถูกจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ไม่หมุนเวียนที่ถือไว้เพื่อขาย	-	-	-
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(24,411.54)	(49,377.39)	125,995.30
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	239,977.95	215,566.41	166,189.02
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	215,566.41	166,189.02	292,184.32



13.1.5 ผลดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ: EBITDA และ กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน

หน่วย : ล้านบาท

กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษีและ กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2561 (ตรวจสอบ) ^{1/}
กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ			
การจัดหา ขนส่ง และจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจแยกก๊าซธรรมชาติ			
รายได้จากการขาย	457,985.60	443,739.96	489,548.81
ต้นทุนขาย	373,754.06	348,964.22	383,524.51
กำไรขั้นต้น	84,231.54	94,775.74	106,024.30
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	12,951.96	11,810.96	13,465.20
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	802.71	827.42	1,524.65
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	72,082.29	83,792.20	94,083.75
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	18,116.02	16,341.38	17,996.29
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	53,966.27	67,450.82	76,087.46
ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
รายได้จากการขาย	150,217.05	147,724.66	171,809.16
ต้นทุนขาย	21,957.76	22,274.14	21,982.60
กำไรขั้นต้น	128,259.29	125,450.52	149,826.56
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	8,925.26	9,321.10	9,426.04
ค่าภาคหลวง	12,464.25	12,472.10	15,204.94
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	594.61	1,811.07	1,647.05
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	107,464.39	105,468.39	126,842.63
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	73,518.95	55,769.82	60,141.43
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	33,945.44	49,698.57	66,701.20
ธุรกิจถ่านหิน			
รายได้จากการขาย	16,306.83	19,575.14	20,527.20
ต้นทุนขาย	10,856.81	11,576.68	11,344.98
กำไรขั้นต้น	5,450.02	7,998.46	9,182.22
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	402.59	553.72	513.28
ค่าภาคหลวง	1,106.19	1,405.23	1,230.29
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	236.57	74.46	6.15
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	4,177.81	6,113.97	7,444.80
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,934.45	1,890.34	1,928.95
รวมกำไร (ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	2,243.36	4,223.63	5,515.85
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ	90,155.07	121,373.02	148,304.51
กลุ่มธุรกิจน้ำมัน			
รายได้จากการขาย	484,429.31	547,295.78	601,063.75
ต้นทุนขาย	448,533.27	512,571.91	567,391.49
กำไรขั้นต้น	35,896.04	34,723.87	33,672.26
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	16,707.34	20,114.66	21,768.25
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	3,728.93	4,988.78	3,366.92
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	22,917.63	19,597.99	15,270.93
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	3,440.64	4,143.70	4,316.17
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	19,476.99	15,454.29	10,954.76



หน่วย : ล้านบาท

กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษีและ กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2561 (ตรวจสอบ) ^{1/}
กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม			
รายได้จากการขาย	748,428.97	935,615.68	1,239,121.09
ต้นทุนขาย	744,567.28	932,536.09	1,233,799.00
กำไรขั้นต้น	3,861.69	3,079.59	5,322.09
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	7,894.75	7,331.46	7,425.67
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	6,898.31	4,779.11	4,805.04
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	2,865.25	527.24	2,701.46
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	32.73	33.31	110.21
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	2,832.52	493.93	2,591.25
ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น			
รายได้จากการขาย	785,362.44	950,727.39	1,132,080.04
ต้นทุนขาย	666,612.19	806,819.79	1,013,756.79
กำไรขั้นต้น	118,750.25	143,907.60	118,323.25
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	18,933.58	22,219.83	22,928.80
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	2,806.25	2,147.38	2,426.47
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	102,622.92	123,835.15	97,820.92
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	30,672.64	34,519.22	34,898.87
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	71,950.28	89,315.93	62,922.05
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย	94,259.79	105,264.15	76,468.06
กลุ่มธุรกิจอื่น ๆ^{2/}			
รายได้จากการขาย	4,497.40	26,133.74	32,243.89
ต้นทุนขาย	4,909.84	21,419.34	25,808.12
กำไรขั้นต้น	(412.44)	4,714.40	6,435.77
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	-	1,273.53	2,490.67
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	1,082.17	1,096.87	1,707.99
รวมกำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	669.73	4,537.74	5,653.09
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,018.37	3,591.41	4,164.35
รวม(ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	(348.64)	946.33	1,488.74
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานก่อนหักรายการที่ยังไม่ได้จัดสรรและรายการระหว่างกัน	184,066.22	227,583.50	226,261.31
บวก (หัก) รายการระหว่างกัน	(273.98)	1,522.53	1,578.32
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	183,792.24	229,106.03	227,839.63

หมายเหตุ : ^{1/} ผลดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ: EBITDA และ กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน สำหรับงวดปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561 และ 2560 มีการเปลี่ยนแปลงการจัดประเภทส่วนงานดำเนินงานของ GPSC EnCo PTES และ DCAP จากส่วนงานดำเนินงานธุรกิจก๊าซธรรมชาติเป็นการดำเนินงานอื่น เพื่อให้สอดคล้องกับการดำเนินธุรกิจและการรายงานภายในของกลุ่มบริษัท

^{2/} ธุรกิจอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ประกอบด้วย ส่วนงานอื่นๆ และ การบริการอื่นๆ

13.1.6 อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้น	หน่วย	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.18	2.21	2.11
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.58	1.61	1.50
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	11.75	12.28	13.13
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	30.64	29.32	27.42
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	9.48	10.87	12.62
ระยะเวลารับหนี้	วัน	37.97	33.12	28.53
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร				
อัตรากำไรขั้นต้น	%	14.79%	15.40%	13.40%
อัตรากำไรสุทธิต่อยอดขายสุทธิ	%	7.54%	9.25%	7.08%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	12.96%	17.09%	14.13%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน				
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	5.88%	8.27%	7.21%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	11.69%	16.91%	15.10%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.78	0.89	1.02
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน				
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ^{1/}	เท่า	0.52	0.42	0.41
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	9.23	11.01	11.13
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้น ^{2/}	บาท/หุ้น	3.27	4.67	4.15

หมายเหตุ:

^{1/} อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย หัก ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

^{2/} คำนวณจากจำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ณ 31 ธันวาคม 2559 วันที่ 31 ธันวาคม 2560 และวันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 2,856.30 ล้านหุ้น

14. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

14.1 คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ (Management Discussion & Analysis)

ในการอ่านคำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ นักลงทุนควรศึกษาเอกสารประกอบ ซึ่งได้แก่ งบการเงินรวม ข้อมูลทางการเงินที่มีการปรับปรุง ตัวเลขการดำเนินงานโดยสรุปทั้งในอดีตและที่มีการปรับปรุง ควบคู่ไปกับหมายเหตุประกอบ งบการเงินและข้อมูลที่น่าสนใจอื่นในเอกสารนี้

14.1.1 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับผลการดำเนินงานงวดปี 2561

บทสรุปผลการดำเนินงาน

หน่วย : ล้านบาท	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ยอดขาย	1,995,722	2,336,155	17.1%
EBITDA	345,395	351,396	1.7%
กำไรสุทธิ	135,180	119,684	(11.5%)
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	4.67	4.15	(11.1%)

ในปี 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ 119,684 ล้านบาท ลดลง 15,496 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 11.5 จาก 135,180 ล้านบาท ในปี 2560 เนื่องจากผลการดำเนินงานของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมปรับเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น โดยในปี 2560 มีการบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน ประมาณ 18,505 ล้านบาท อีกทั้งกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นทั้งในส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและที่ดำเนินการโดยบริษัทในกลุ่ม ปตท. ยกเว้นธุรกิจ NGV อย่างไรก็ตามผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นปรับลดลงตามกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี (Accounting GIM) ที่ลดลงจากขาดทุนสต็อกน้ำมันเป็นผลมาจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงมากใน ไตรมาสที่ 4 ปี 2561 ในขณะที่ในปี 2560 มีกำไรสต็อกน้ำมัน นอกจากนี้ธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์และสายโพลิเอทิลีนส์ที่มีผลการดำเนินงานลดลงตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีที่ลดลงโดยเฉพาะในช่วงสิ้นปี 2561 เนื่องจากความกังวลต่ออุปสงค์จากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีน แม้ว่าปริมาณขายโดยรวมเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับกลุ่มธุรกิจน้ำมันที่ผลการดำเนินงานลดลงจากผลขาดทุนสต็อกน้ำมัน ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรจากสต็อกน้ำมัน

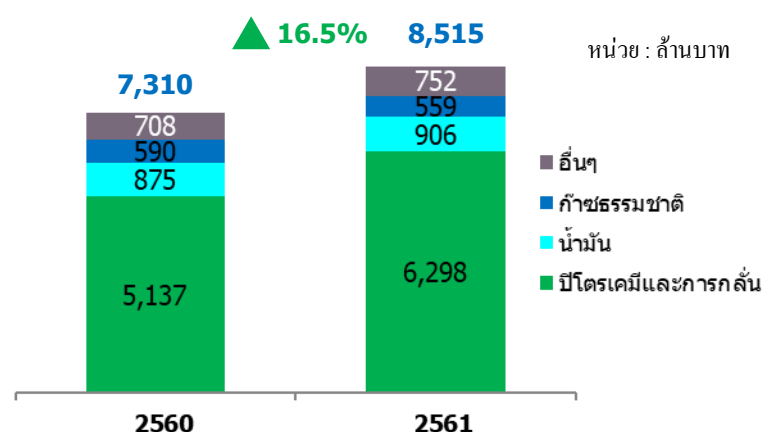
ทั้งนี้ ในปี 2561 ค่าเสื่อมราคาของกลุ่ม ปตท. เพิ่มขึ้นจากการซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกชของ ปตท. สผ. รวมถึงมีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้นตามผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ภาษีเงินได้จากการปรับโครงสร้างหน่วยธุรกิจน้ำมัน ในขณะที่การใช้สิทธิประโยชน์ทางภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ครบวงเงินแล้ว ประกอบกับ กลุ่ม ปตท. มีผลขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงของตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจากค่าเงินบาทในปี 2561 ที่แข็งค่าน้อยกว่า ปี 2560

สถานะการเงินของบริษัทของปตท. และบริษัทย่อย ณ สิ้นปี 2561 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 2,355,484 ล้านบาท โดยเป็นที่ดินอาคารและอุปกรณ์ทั้งสิ้น 1,114,174 ล้านบาท ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 1,036,989 ล้านบาท เป็นส่วนของหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 543,634 ล้านบาท และส่วนของผู้ถือหุ้น 1,318,495 ล้านบาท

**ภาพรวมผลการดำเนินงานของปตท.และบริษัทย่อย**

ในปี 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 2,336,155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 340,433 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.1 โดยเพิ่มขึ้นในทุกกลุ่มธุรกิจเมื่อเทียบกับปีก่อน ตามราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมส่วนใหญ่ที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้นจาก 53.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ในปี 2560 เป็น 69.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ในปี 2561 หรือคิดเป็นร้อยละ 30.53 และเพิ่มขึ้นจากราคาปิโตรเคมีเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยในปี 2561 ปตท.และบริษัทย่อยมีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) จำนวน 351,396 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,001 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.7 โดยหลักจากธุรกิจสำรวจและผลิตฯ ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น และผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ดีขึ้นในทุกธุรกิจยกเว้น NGV โดยเฉพาะจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ ที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้นทั้งปริมาณขาย โดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และราคาขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวดีขึ้นโดยเฉพาะลูกค้ากลุ่มไฟฟ้า รวมทั้งผลการดำเนินงานของบริษัทในเครือในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ที่ดีขึ้นจาก PTT LNG ที่เริ่มรับรู้รายได้ของ LNG Terminal 1 Phase 2 และผลการดำเนินงานจาก PTTNGD ที่ดีขึ้นตามราคาขายอ้างอิงเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานโดยรวมลดลง สาเหตุหลักกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี (Accounting GIM) ที่ลดลงจากขาดทุนสต็อกน้ำมัน 4Q2561 ตามราคาน้ำมันดิบที่ลดลงอย่างมากใน 4Q2561 ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรสต็อกน้ำมัน อีกทั้งผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ลดลงตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ที่ลดลงโดยเฉพาะในช่วงสิ้นปี 2561 เนื่องจากความกังวลต่ออุปสงค์จากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีน ประกอบกับความผันผวนของวัตถุดิบกดดันความต้องการของผลิตภัณฑ์ รวมทั้งการลดระดับสินค้าคงเหลือในช่วงปลายปี แม้ว่าปริมาณการผลิตและปริมาณขายของธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นในปี 2561 โดยรวมสูงขึ้นเนื่องจากในปี 2561 อัตราการกลั่นและการผลิตปิโตรเคมีในปี 2561 สูงกว่าปี 2560 เนื่องจากปี 2561 PTTGC เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรง LLDPE แห่งที่ 2 ในขณะที่ในปี 2560 PTTGC มีการปรับปรุงประสิทธิภาพและการหยุดซ่อมบำรุงของปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ และ IRPC มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน ประกอบกับธุรกิจน้ำมันมีผลการดำเนินงานที่ลดลงจากกำไรขั้นต้นที่ปรับลดลงตามขาดทุนสต็อกน้ำมัน ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรสต็อกน้ำมัน

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 123,495 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,206 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.2 จาก 116,289 ล้านบาท ในปี 2560 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตฯ จากการเข้าซื้อสัดส่วนลงทุนเพิ่มโครงการบงกช

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ในปี 2561 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 8,515 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,205 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.5 จาก 7,310 ล้านบาท ในปี 2560 โดยหลักเพิ่มขึ้นจาก PTTAC และจาก NatureWorks LLC ซึ่งเป็นการร่วมค้าของ PTTGC ที่มีราคาขายของผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มขึ้น

ในปี 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 2,369 ล้านบาท ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์จำนวน 693 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนของสัญญาประกันความเสี่ยงทางการเงินของ ปตท. และ TOP

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน ลดลง 7,296 ล้านบาท จาก 13,650 ล้านบาท ในปี 2560 เป็น 6,354 ล้านบาท โดยหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐที่ลดลง ของ ปตท. TOP และ PTTGC รวมถึงกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นแล้วและยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าลูกหนี้ลดลง ของ PTTEP จากค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐในปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปี 2560

ในปี 2561 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) โดยหลัก ได้แก่ การรับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอทรารของ PTTEP จำนวน 1,886 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายจากความเสียหายจากอุบัติเหตุคลังกัญจิ GGC 2,004 ล้านบาท รวมถึงการรับรู้กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม ของ PTTGC จำนวน 1,355 ล้านบาท ขณะที่ในปี 2560 ปตท. มี Non-recurring Items โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ของ PTTEP จำนวน 18,505 ล้านบาท และการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในธุรกิจถ่านหินของ PTTGM และธุรกิจปิโตรเคมีของ PTTGC จำนวน 4,229 ล้านบาท และ 2,296 ล้านบาท ตามลำดับ รวมถึงรับรู้รายได้เงินปันผลจากกองทุนรวม EPIF 4,310 ล้านบาท และกำไรจากการขายเงินลงทุนใน SPRC และกองทุนรวม 2,780 ล้านบาท ทั้งนี้รายการดังกล่าวรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายสุทธิในส่วนของบริษัทใหญ่ของปี 2561 ประมาณ 2,300 ล้านบาท และปี 2560 ประมาณ 9,000 ล้านบาท

ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 1,458 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.0 จาก 29,086 ล้านบาทในปี 2560 เป็น 27,628 ล้านบาทในปี 2561 สาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะยาวเฉลี่ยของปี 2561 ลดลง เมื่อเทียบกับปีก่อน จากการชำระคืนเงินกู้/หุ้นกู้ในระหว่างปี 2561

ภาษีเงินได้ เพิ่มขึ้น 25,341 ล้านบาท หรือร้อยละ 89.5 จาก 28,306 ล้านบาทในปี 2560 เป็น 53,647 ล้านบาทในปี 2561 โดยหลักมาจาก ปตท. มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการปรับโครงสร้างหน่วยธุรกิจน้ำมันในปี 2561 จำนวน 6,033 ล้านบาท รวมถึงจากการใช้สิทธิประโยชน์ยกเว้นภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนลดลงเนื่องจากใช้สิทธิครบวงเงินเมื่อ 4Q2560 ของ ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ และค่าใช้จ่ายภาษีที่เพิ่มขึ้นของ PTTEP ตามกำไรปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นในปี 2561

ดังนั้น กำไรสุทธิของ ปตท. และบริษัทย่อยในปี 2561 มีกำไรสุทธิ 119,684 ล้านบาท ลดลง 15,496 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 11.5 จากกำไรสุทธิจำนวน 135,180 ล้านบาท ในปี 2560



ตารางผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจและการร่วมค้า

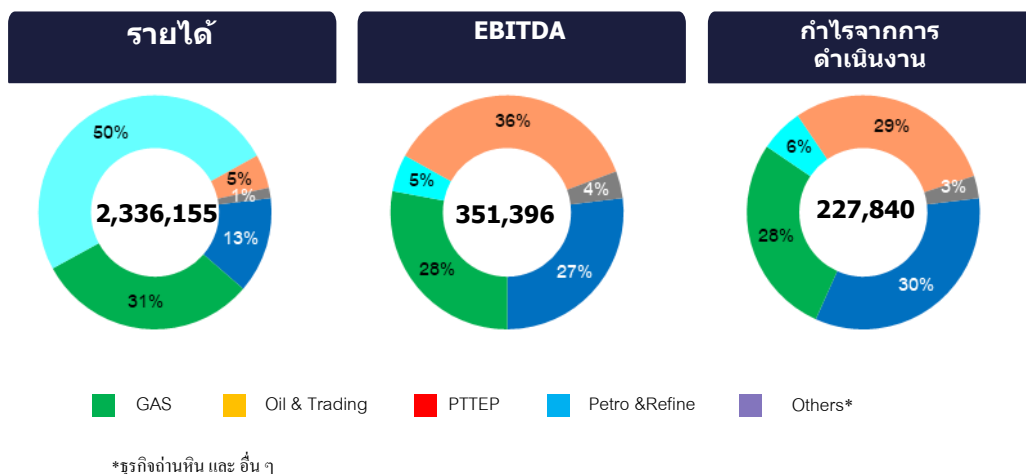
หน่วย : ล้านบาท	Y2560	Y2561	%เพิ่ม (ลด)
ยอดขาย	1,995,722	2,336,155	17.1%
: สํารวจและผลิตฯ	147,725	171,809	16.3%
: ก๊าซ	443,740	489,549	10.3%
: ถ่านหิน	19,575	20,527	4.9%
: น้ำมัน	547,296	601,064	9.8%
: การค้าระหว่างประเทศ	935,616	1,239,121	32.4%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	950,727	1,132,080	19.1%
: อื่นๆ ^{1/}	26,134	32,244	23.4%
กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา	345,395	351,397	1.7%
ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)			
: สํารวจและผลิตฯ	105,468	126,843	20.3%
: ก๊าซ	83,792	94,084	12.3%
: ถ่านหิน	6,114	7,445	21.8%
: น้ำมัน	19,598	15,271	(22.1%)
: การค้าระหว่างประเทศ			
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	527	2,702	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ	5,387	5,929	10.1%
การป้องกันความเสี่ยง			
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	123,835	97,821	(21.0%)
: อื่นๆ	4,538	5,653	24.5%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	116,289	123,556	6.2%
กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	229,106	227,840	(0.6%)
: สํารวจและผลิตฯ	49,699	66,701	34.2%
: ก๊าซ	67,451	76,088	12.8%
: ถ่านหิน	4,224	5,516	30.6%
: น้ำมัน	15,454	10,955	(29.1%)
: การค้าระหว่างประเทศ			
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	494	2,591	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ	5,354	5,818	8.7%
การป้องกันความเสี่ยง			
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	89,316	62,922	(29.6%)
: อื่นๆ	946	1,489	57.4%
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม	7,310	8,515	16.5%
ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์	24,848	17	(99.9%)
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยน	13,650	6,354	(53.5%)
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)	242,014	246,684	1.9%
ต้นทุนทางการเงิน	29,086	27,628	(5.0%)
ภาษีเงินได้	28,306	53,647	89.5%
กำไรสุทธิ	135,180	119,684	(11.5%)
กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)	4.67	4.15	(11.1%)

^{1/} รวมธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจและการร่วมค้า

รายละเอียดการจำแนกตามกลุ่มธุรกิจของ ยอดขาย กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และ ภาษีเงินได้ (EBITDA) และ กำไรจากการดำเนินงาน สำหรับผลการดำเนินงานงวดปี 2561 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท



กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ

- ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม : บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือ ปตท.สผ.

	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/BOE)	39.2	46.7	19.1%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED)	299,206	305,522	2.1%

ในปี 2561 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 171,809 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 24,084 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.3 จากปี 2560 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.1 จาก 39.2 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ในปี 2560 เป็น 46.7 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ในปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 จาก 299,206 BOED ในปี 2560 เป็น 305,522 BOED ในปี 2561 โดยหลักจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.22 ตั้งแต่เดือน มิถุนายน 2561 และผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากโครงการคอนแท็ค 4

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 126,843 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,375 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.3 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 24,376 ล้านบาท จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 2,733 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 4,373 ล้านบาท จากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการคอนแท็ค 4 และ โครงการเอส 1 ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานในปี 2561 มีจำนวน 66,701 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,002 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.2

ทั้งนี้ผลการดำเนินงานภาพรวมดีขึ้น ตามกำไรการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าในปี 2561 จะมีค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เพิ่มขึ้นจากอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้นกว่าปีที่ผ่านมา อีกทั้งในปี 2560 มีการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมารินา ออย์ แชนด์ จำนวน 18,505 ล้านบาท ขณะที่ในปี 2561 รับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอนทารา 1,886 ล้านบาท รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของบริษัท พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย 1,754 ล้านบาท

• **กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ**

รายละเอียดปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : ตัน	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
LPG	2,919,062	3,203,338	9.7%
Ethane	2,333,234	2,389,118	2.4%
Propane	826,526	907,028	9.7%
NGL ^{1/}	732,192	692,853	(5.4%)
รวม	6,811,014	7,192,337	5.6%

หมายเหตุ 1/ รวมผลิตภัณฑ์ Pentane

รายละเอียดราคาผลิตภัณฑ์อ้างอิงของโรงแยกก๊าซฯ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/ตัน	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
LPG ^{1/4/}	485	539	11.1%
Ethylene ^{2/}	1,092	1,149	5.2%
Propylene ^{2/}	823	990	20.3%
HDPE ^{2/}	1,168	1,335	14.3%
PP ^{2/}	1,155	1,273	10.2%
Naphtha ^{3/}	449	576	28.3%

หมายเหตุ 1/ เป็นราคา Contract Price (CP) 50:50

2/ ราคาตลาดจริงของเอเชียตะวันออกเฉียใต้ (South East Asia – Spot)

3/ ราคาตลาดจริงของประเทศสิงคโปร์ (MOP'S)

4/ ที่ประชุม กพข. รับทราบข้อสรุปการดำเนินงานเพื่อเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG ตามที่ประชุม กบง. วันที่ 2 ธ.ค. 2559 กบง. มีมติเห็นชอบแนวทางเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG เป็น 2 ระยะ โดยระยะแรกเป็นช่วงเวลาเปลี่ยนผ่านก่อนจะเปิดเสรีทั้งระบบ(ช่วงปี 2560) จะเปิดเสรีเฉพาะในส่วนการนำเข้าแต่ยังคงควบคุมราคาโรงกลั่นน้ำมันและ โรงแยกก๊าซธรรมชาติผ่านกลไกของกองทุนน้ำมัน และระยะที่สองเป็นการเปิดเสรีทั้งระบบ มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ส.ค.2560 โดยยกเลิกการกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่น สำหรับโรงแยกก๊าซฯ และ โรงกลั่น โดย สนพ. จะประกาศราคาอ้างอิงสำหรับกำกับราคาขายปลีก LPG ในประเทศเท่านั้น ทั้งนี้ สนพ. จะมีกลไกติดตามกรณีที่ราคานำเข้า LPG มีความแตกต่างจากต้นทุนโรงแยกก๊าซฯ อย่างมีนัยสำคัญ และจะเสนอให้ กบง. พิจารณาดำเนินการตามนั้นๆ เป็นรายเดือน

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 489,549 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 45,809 ล้านบาทหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) โดยรวมลดลงเล็กน้อยจาก 4,716 MMSCFD ในปี 2560 เป็น 4,710 MMSCFD ในปี 2561 โดยปริมาณขายให้แก่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าใกล้เคียงกับปีก่อน ในขณะที่ปริมาณขาย NGV ลดลง

นอกจากนี้ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้นจาก 6,811,014 ตัน ในปี 2560 เป็น 7,192,337 ตัน ในปี 2561 หรือร้อยละ 5.6 โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์ LPG ที่ขายให้ PTTOR และ Propane ที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากลูกค้า PTTGC และ HMC กลับมารับผลิตภัณฑ์ตามปกติ จากที่ปิดซ่อมบำรุงในปี 2560 และโรงแยกก๊าซฯ มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนในปี 2561 น้อยกว่าปี 2560 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยในปี 2561 เพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีอ้างอิงในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้น

EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ในปี 2561 มีจำนวน 94,084 ล้านบาท และ 76,088 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,292 ล้านบาท และ 8,637 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจากผลการดำเนินงานของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ และธุรกิจท่อส่งก๊าซฯ รวมถึง ผลการดำเนินงานของบริษัทในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ดีขึ้นจาก PTT LNG ที่เริ่มรับรู้รายได้ของ LNG Terminal 1 Phase 2 (กำลังการผลิต 5 ล้านตันต่อปี) ตั้งแต่เดือน มีนาคม 2561 และผลการดำเนินงานจาก PTTNGD ที่ดีขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

ในขณะที่ธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้นตามราคาต้นทุนก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง และราคาขายได้ปรับเพิ่มขึ้นกล่าวคือกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะได้ปรับขึ้นจาก 10.00 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 10.62 บาทต่อกิโลกรัม. ตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม 2561 และราคาขายของกลุ่มลูกค้ารถยนต์ส่วนบุคคลได้ปรับเพิ่มขึ้นในส่วนของการใช้จ่ายการปรับปรุงคุณภาพก๊าซที่ได้ปรับเพิ่มขึ้นจำนวน 0.4553 บาทต่อกิโลกรัม จาก 3.4367 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 3.8920 บาท/กิโลกรัม โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 16 กันยายน 2560

• **กลุ่มธุรกิจถ่านหิน**

	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ราคาอ้างอิงนิวคาสเซิล (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	88.5	107.3	21.2%
ราคาขายเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	70.3	77.6	10.4%
ปริมาณขาย (ล้านตัน)	8.3	8.2	(1.2%)

รายได้จากการขายในปี 2561 มีจำนวน 20,527 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 952 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.9 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้น 7.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 10.4 จาก 70.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในปี 2560 มาอยู่ที่ 77.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในปี 2561 ตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.2 ขณะที่ปริมาณขายถ่านหินลดลงเล็กน้อย 0.1 ล้านตัน หรือร้อยละ 1.2 จาก 8.3 ล้านตัน มาอยู่ที่ 8.2 ล้านตัน ในปี 2561 เนื่องจากความต้องการในช่วงครึ่งหลังของปี 2561 ลดลงตามราคาถ่านหินที่ปรับสูงขึ้นมากใน 3Q2561 ทำให้มีการชะลอการซื้อ

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 7,445 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,331 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.8 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 1,184 ล้านบาท จากราคาขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าต้นทุนเพิ่มขึ้นจากค่าทำเหมืองที่สูงขึ้น และต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากผลตัดสินคดีความด้านภาษีในอดีต ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของปี 2561 มีจำนวน 5,516 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,292 ล้านบาท เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและค่าจัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 39 ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย

• **กลุ่มธุรกิจน้ำมัน**

หน่วย: ล้านลิตร	2560	2561	%เพิ่ม (ลด)
ปริมาณขายเฉลี่ย	26,006	26,351	1.3%

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 601,064 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 53,768 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.8 จากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลกโดยเฉพาะในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 345

ล้านลิตร หรือร้อยละ 1.3 จาก 26,006 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 448,159 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 เป็น 26,351 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 454,103 บาร์เรลต่อวันในปี 2561 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ดีเซล เบนซิน ที่เพิ่มขึ้นจากการขยายสถานีบริการ และผลิตภัณฑ์อากาศยานที่เพิ่มขึ้นภายหลังจาก International Civil Aviation Organization (ICAO) ประกาศถอดประเทศไทยออกจากรายชื่อประเทศที่มีความเสี่ยงด้านความปลอดภัยด้านการบินพลเรือนเมื่อช่วงต้นปี 2561 ทำให้หลายสายการบินสามารถกลับมาดำเนินการตามปกติได้

EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานในปี 2561 มีจำนวน 15,271 ล้านบาท และ 10,955 ล้านบาท ลดลง 4,327 ล้านบาท และ 4,499 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจาก ขาดทุนสต็อกน้ำมันในปี 2561 ในขณะที่ปี 2560 มีกำไร สต็อกน้ำมัน สำหรับค่าโฆษณา ส่งเสริมการขาย และค่าดำเนินงานเพิ่มขึ้นตามจำนวนสาขาที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าธุรกิจเสริม (non-oil) ปรับตัวดีขึ้น ประมาณร้อยละ 7 ตามการขยายสาขาของคาเฟ่ อเมซอน (Café Amazon) และกำไรขั้นต้นที่ไม่รวมสต็อกน้ำมันของผลิตภัณฑ์ดีเซล และเบนซินเพิ่มขึ้น

• กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	2560	2561	%เพิ่ม (ลด)
ปริมาณขายเฉลี่ย	75,638	80,481	6.4%

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีรายได้จากการขายจำนวน 1,239,121 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 303,505 ล้านบาท หรือร้อยละ 32.4 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลกโดยเฉพาะในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 4,843 ล้านลิตรหรือร้อยละ 6.4 จาก 75,638 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,303,442 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 เป็น 80,481 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,386,912 บาร์เรลต่อวันในปี 2561 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้าเนื่องจากไตรมาส 1 ปี 2560 โรงกลั่น IRPC ปิดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน และ ปริมาณการค้าผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสท (Out – Out Trading) เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงในปี 2561 มีจำนวน 5,929 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 542 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.1 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อหน่วยของผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้า และคอนเดนเสทในประเทศเพิ่มขึ้นซึ่งเป็นผลจากราคาน้ำมันใน Crude Basket เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ของกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ในปี 2561 เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 5,818 ล้านบาท จาก 5,354 ล้านบาท ในปี 2560 ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

• กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
Market GRM	5.74	4.69	(18.3%)
Inventory gain (loss)	1.04	(0.28)	<(100%)
Accounting GRM	6.40	4.36	(31.9%)
Refinery Utilization rate (%)	100.0%	104.4%	4.4%

หน่วย: เหรียญสหรัฐต่อตัน	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
โอเลฟินส์			
Naphtha (MOPJ)	496	614	23.8%
HDPE	1,168	1,330	13.9%
HDPE - Naphtha	672	716	6.5%
LLDPE	1,178	1,181	0.3%
LLDPE - Naphtha	682	567	(16.9%)
LDPE	1,277	1,207	(5.5)%
LDPE - Naphtha	781	593	(24.1)%
PP	1,155	1,269	9.9%
PP - Naphtha	659	655	(0.6)%
อะโรเมติกส์			
Condensate	467	606	29.8%
BZ	823	821	(0.2)%
BZ – Cond	357	215	(39.8)%
PX	847	1,057	24.8%
PX – Cond	380	451	18.7%

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 1,132,080 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 181,353 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.1 ส่วนใหญ่จากราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และสายโอเลฟินส์ที่เพิ่มขึ้นเกือบทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบและความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีของตลาดผลิตภัณฑ์ปลายน้ำที่เพิ่มขึ้น

สำหรับปริมาณขายในธุรกิจการกลั่นเพิ่มขึ้น ตามอัตราการใช้กำลังการกลั่นโดยรวมที่เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 100.0 ในปี 2560 เป็นร้อยละ 104.4 ในปี 2561 เช่นเดียวกับปริมาณขายและอัตราการใช้กำลังการผลิตของธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์สูงขึ้น เนื่องจากปี 2561 PTTGC เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรง LLDPE แห่งที่ 2 ในขณะที่ปี 2560 PTTGC มีการปรับปรุงประสิทธิภาพและการหยุดซ่อมบำรุงของโรงปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ IRPC มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน

ในปี 2561 EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 97,821 ล้านบาท ลดลง 26,014 ล้านบาท และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 62,922 ล้านบาท ลดลง 26,394 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับลดลงจาก Accounting GRM ที่ลดลงจาก 6.40 US\$/BBL ในปี 2560 เป็น 4.36 US\$/BBL ในปี 2561 ตาม Market GRM ที่ลดลงจาก crude premium ที่เพิ่มขึ้น และส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินและน้ำมันเตากับน้ำมันดิบปรับลดลง นอกจากนี้ กำไรจากสต็อกน้ำมันปรับลดลงจาก 1.04 US\$/BBL เป็นขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 0.28 US\$/BBL ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลงมากใน 4Q2561
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ในภาพรวมปรับลดลง จากราคาผลิตภัณฑ์ที่ลดลง โดยเฉพาะใน 4Q2561 ขณะที่ต้นทุนวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 4Q2561 แม้ปริมาณขายจะสูงขึ้นโดยเฉพาะจาก PTTGC ซึ่งมีกำลังการผลิตเพิ่มจากโรง LLDPE แห่งที่ 2 สำหรับผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ลดลง จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ กับวัตถุดิบปรับตัวลดลง เนื่องจากอุปทานเบนซินที่เพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะในประเทศจีนเนื่องจากมีปริมาณสำรองเบนซินอยู่ในระดับสูงกว่าปกติ แม้ว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบในปี 2561 ปรับสูงขึ้นเนื่องจากอุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ PX ของโลกเพิ่มขึ้นจากการเติบโตของผลิตภัณฑ์ขึ้นปลายโพลีเอสเตอร์และผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ PTA เพื่อผลิตผลิตภัณฑ์ PET ทดแทน recycle PET ที่หายไปในประเทศจีน



- กลุ่มธุรกิจอื่นๆ

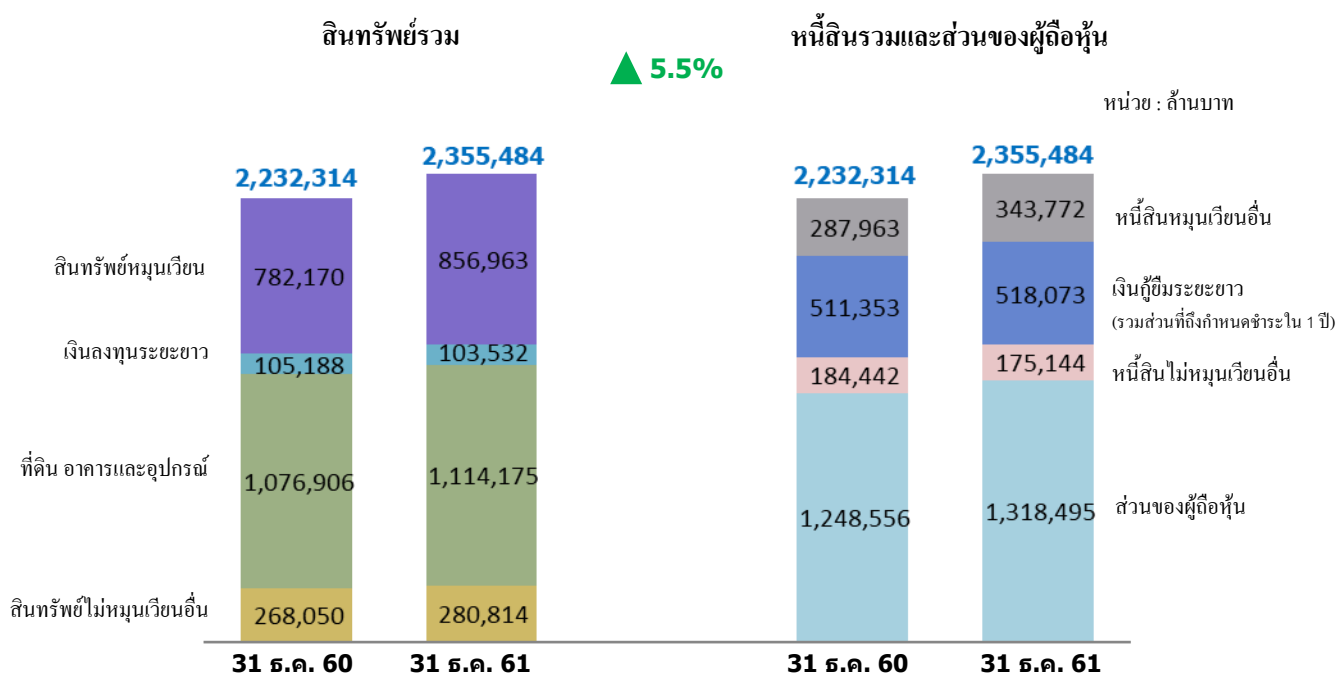
ธุรกิจอื่นๆ ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม ซึ่งโดยหลักมาจาก GPSC

ในปี 2561 GPSC มีรายได้จากการขายจำนวน 24,777 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 4,860 ล้านบาท ร้อยละ 24.4 จากปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 240 เมกกะวัตต์ ได้ดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ และโรงไฟฟ้า ISP1 ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 20.8 เมกกะวัตต์ เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ 4Q2560 รวมถึงปริมาณขายของโรงผลิตสาธารณูปการระยองสูงขึ้นตามการขยายกำลังผลิตของลูกค้า นอกจากนี้อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Fi) ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 5,457 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1,270 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.3 จากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น แม้ต้นทุนราคาก๊าซฯ รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารปรับตัวสูงขึ้น

ทั้งนี้ภาพรวมผลการดำเนินงานในปี 2561 ของ GPSC ปรับเพิ่มขึ้นตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่ายสูงขึ้นจากการดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มของ IRPC-CP และ ISP1 รวมถึงมีรายได้เงินปันผลรับจาก RPCL ลดลงจากปีก่อน

การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินปตท. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,355,484 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 123,170 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.5 เป็นผลจาก

: สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้น 74,793 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.6 สาเหตุหลักมาจาก

- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นสุทธิ 38,765 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากเงินสดสุทธิจากการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นของ ปตท.และบริษัทในเครือ
- สินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น 3,408 ล้านบาท โดยหลักจากปริมาณสินค้าคงคลังเพิ่มสูงขึ้น ทั้งผลิตภัณฑ์น้ำมันและผลิตภัณฑ์ก๊าซฯ
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 32,931 ล้านบาท โดยหลักจากลูกหนี้อื่นที่เพิ่มขึ้น จากภาษีซื้อคืนจากเงินจ่ายจากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. ของ PTTOR และ เงินจ่ายล่วงหน้าค่าเข้าซื้อสัดส่วนเงินลงทุนเพิ่มในโครงการบงกชของ PTTEP

: เงินลงทุนระยะยาว ลดลง 1,656 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.6 โดยหลักจากการโอนเปลี่ยนประเภทเงินลงทุนเพื่อขายของ TOP และ PTTGC เป็นเงินลงทุนชั่วคราว

: ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ เพิ่มขึ้น 37,269 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.5 โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างโครงการต่าง ๆ ของกลุ่มบริษัท เช่น โครงการ Olefins Reconfiguration โครงการผลิต Propylene Oxide และ โครงการผลิต Polyols ของ PTTGC, โครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 ของ ปตท., โครงการอาคารสำนักงานไทยอยล์ ศรีราชา โครงการก่อสร้างถังน้ำมันดิบ และโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ 7 และ 8 ของ TOP และ โครงการ Catalyst Cooler ของ IRPC ประกอบกับการที่ PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกชร้อยละ 22.22 การลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการชอติกา และ เอส 1 แม้ว่าจะมีค่าเสื่อมราคา สำหรับปี 2561 จำนวน 117,703 ล้านบาท

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 12,764 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.8 โดยหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชี ของ PTTOR ที่เพิ่มขึ้นจากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. รวมทั้งค่าความนิยม ที่เพิ่มขึ้นจาก PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,036,989 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 53,231 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.4 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 55,809 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.4 ส่วนใหญ่มาจากเจ้าหนี้อื่น ของ PTTEP ที่เพิ่มขึ้นจาก สิ่งตอบแทนที่จะต้องจ่ายจากการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมใน โครงการบงกช และเจ้าหนี้งานก่อสร้างของ PTTGC ในโครงการ Olefins Reconfiguration ประกอบกับภาษีเงินได้ค้างจ่าย ของ ปตท. ที่เพิ่มสูงขึ้นจากกำไรจากการโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันให้ PTTOR รวมทั้งสิทธิในบัตรส่งเสริมการลงทุนที่หมดอายุของโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2560

: เงินกู้ยืมระยะยาว (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระในปี) เพิ่มขึ้น 6,720 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.3 ส่วนใหญ่เป็นการกู้ยืม ระยะยาวที่เพิ่มขึ้น 6,832 ล้านบาท จากการกู้ยืมเพิ่มเติมในงวดจำนวน 143,627 ล้านบาท โดยหลักจาก TOP PTTOR PTTGC และ IRPC อย่างไรก็ตามมีการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวและไถ่ถอนหุ้นกู้ จำนวน 136,795 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTGC PTTEP PTT TOP และ IRPC ทั้งนี้มีผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและค่าธรรมเนียม ทำให้เงินกู้ยืมระยะยาวเพิ่มขึ้น 198 ล้านบาท

: หนี้สินไม่หมุนเวียนลดลง 9,298 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.0 ส่วนใหญ่จากเงินรับล่วงหน้าระยะยาวที่ลดลงของ PTTT และ หนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีของ PTTEP ที่ลดลงตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,318,495 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2560 จำนวน 69,939 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.6 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับงวดปี 2561 จำนวน 119,684 ล้านบาท ทั้งนี้ มีการจ่ายเงินปันผลจากผลการดำเนินงานงวดครึ่งปีหลังของปี 2560 จำนวน 12 บาทต่อหุ้น และ งวดครึ่งปีแรกของปี 2561 ที่ 0.80 บาทต่อหุ้น (ภายหลังจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นสามัญที่ตราไว้ของปตท. จาก 10 บาทต่อหุ้น เป็น 1 บาทต่อหุ้น) เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 57,108 ล้านบาท

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 125,995 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด จำนวน 166,189 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการ เทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 292,184 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	267,801
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปจากกิจกรรมลงทุน	(34,148)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(111,468)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	637
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	3,173
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	125,995
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	166,189
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	292,184

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 267,801 ล้านบาท มาจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ตามงบกำไรขาดทุนจำนวน 119,684 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย) จากกิจกรรมดำเนินงาน โดยรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายรวมจำนวน 123,556 ล้านบาท ภาษีเงินได้จำนวน 53,647 ล้านบาท กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 45,726 ล้านบาท และ ต้นทุนทางการเงินจำนวน 27,627 ล้านบาท รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิลดลงจำนวน 44,043 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 45,371 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปจากกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 34,148 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินรับจากเงินลงทุนชั่วคราว รวมจำนวน 93,821 ล้านบาท โดยหลักมาจากเงินฝากประจำที่ครบกำหนด ของ PTTEP และ ปตท.จำนวน 68,901 และ 49,530 ล้านบาท ตามลำดับ

: เงินจ่ายลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า รวมจำนวน 106,958 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการซอดิก้า และ โครงการเอส 1, การลงทุนในโครงการ Olefins Reconfiguration, Propylene Oxide และ Polyols ของ PTTGC, การลงทุนในโครงการต่างๆ ของ ปตท. โดยโครงการหลัก ได้แก่ โครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5, การลงทุนในโครงการอาคารสำนักงาน โครงการก่อสร้างถังน้ำมันดิบ โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือของ TOP นอกจากนี้ยังมี โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรพิลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) และ โครงการ Catalyst Cooler ของ IRPC เป็นต้น

: เงินจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะยาว จำนวน 38,035 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายลงทุนในการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช ของ PTTEP และการเข้าซื้อกิจการในกลุ่มปิโตรเคมีของ PTTGC

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 111,468 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายปันผลจำนวน 85,035 ล้านบาทโดยหลักเป็นของ ปตท. PTTGC PTTEP TOP และ IRPC และเงินจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 28,148 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	2560	2561
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.21	2.11
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.61	1.50
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	12.28	13.13
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	29.32	27.42
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	10.87	12.62
ระยะเวลารับหนี้	วัน	33.12	28.53
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรจาก</u>			
<u>การดำเนินงานต่อเนื่อง</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	15.40%	13.40%
อัตรากำไรสุทธิ	%	9.25%	7.08%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	17.09%	14.13%
<u>อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน</u>			
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	8.27%	7.21%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	16.91%	15.10%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.89	1.02
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.42	0.41
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	11.01	11.13
<u>กำไรสุทธิต่อหุ้น</u>			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	4.67	4.15

ปัจจัยที่อาจมีผลกระทบต่อการดำเนินงานในอนาคต

เศรษฐกิจโลกในปี 2562 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอตัวลงจากปี 2561 จากเศรษฐกิจสหรัฐฯ ที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอตัวลงท่ามกลางแรงส่งจากนโยบายปรับลดภาษีของรัฐบาลที่แผ่วลง ตลอดจนความไม่แน่นอนอันเนื่องมาจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้าระหว่างสหรัฐฯ กับจีน แม้จะยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากตลาดแรงงานที่เข้มแข็ง ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรคาดว่าจะขยายตัวชะลอตัวลงเล็กน้อยท่ามกลางการดำเนินนโยบายการเงินของธนาคารกลางยุโรปที่ผ่อนคลายน้อยลง ตลอดจนความไม่แน่นอนทางการเมืองในหลายประเทศที่อาจส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นและการลงทุนภาคเอกชน สำหรับเศรษฐกิจจีนคาดว่าจะสามารถขยายตัวที่ระดับเป้าหมายของรัฐบาลที่ร้อยละ 6-6.5 ท่ามกลางการผ่อนปรนมาตรการชะลอการขยายตัวของสินเชื่อและการออกมาตรการช่วยสนับสนุนการขยายตัวของเศรษฐกิจของรัฐบาลเพื่อรองรับผลกระทบทางลบจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้ากับสหรัฐฯ โดยเศรษฐกิจโลกยังคงมีความเสี่ยงจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้าที่อาจรุนแรงขึ้น ภาวะการเงินโลกที่อาจตึงตัวขึ้นอย่างรวดเร็ว และปัญหาความไม่แน่นอนทางการเมือง/ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์/การก่อการร้าย ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2562 IMF คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจโลกในปี 2562 จะขยายตัวร้อยละ 3.5

ตามรายงานของ IEA ณ เดือนมกราคม 2562 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2562 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.5 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอยู่ที่ระดับ 100.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน นำโดยกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนาโดยเฉพาะประเทศในทวีปเอเชียและจีน ส่วนความต้องการใช้น้ำมันของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วคาดว่าจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากปีก่อน เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวที่อาจจะส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้น้ำมัน สำหรับภาวะอุปทานด้านตลาดคาดว่าจะลดลงอย่างต่อเนื่องเนื่องจากความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 (1Q2562) คาดว่าจะลดลง 0.6 ล้านบาร์เรลต่อวันจาก 4Q2018 ไปอยู่ที่ระดับ 99.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบจะเฉลี่ยอยู่ที่ 60-70 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2562

ค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์ในปี 2562 คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 5-6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับลดลงจากปี 2561 เนื่องจากภาวะอุปทานส่วนเกินของน้ำมันเบนซินจะยังคงเป็นปัจจัยกดดัน โดยเฉพาะใน 1Q2562

ราคาผลิตภัณฑ์กลุ่มโพลีเอทิลีนและกลุ่มอะโรเมติกส์ในปี 2562 มีแนวโน้มปรับลดลงจากปี 2561 โดยราคา HDPE คาดว่าจะเฉลี่ยที่ระดับ 1,120-1,130 เหรียญสหรัฐฯ ต่อดัน โดยมีแรงกดดันจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากสหรัฐฯ ส่วนราคา PP เฉลี่ยคาดว่าจะอยู่ที่ 1,160-1,170 เหรียญสหรัฐฯ ต่อดัน โดยมีอุปทานใหม่จากมาเลเซียกดดันราคา ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์ มีแรงกดดันจากกำลังการผลิตขนาดใหญ่ที่ขึ้นใหม่ในจีน โดยราคา PX คาดว่าจะเฉลี่ยที่ระดับ 940-950 เหรียญสหรัฐฯ ต่อดัน ส่วนราคา BZ เฉลี่ยคาดว่าจะอยู่ที่ 650-660 เหรียญสหรัฐฯ ต่อดัน จากอุปทานส่วนเกินของ BZ ที่ยังคงสูงในปี 2562

เศรษฐกิจไทยในปี 2562 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอตัวลงเล็กน้อยจากปี 2561 ตามการส่งออกสินค้าที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอตัวลงตามอุปสงค์จากประเทศคู่ค้าที่มีแนวโน้มขยายตัวลดลง ตลอดจนการลงทุนภาคเอกชนที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอตัวลงเล็กน้อยจากการระบายสินค้าคงคลัง เนื่องจากมีการสะสมสินค้าคงคลังไปมากแล้วในปี 2561 ในขณะที่การสะสมทุนถาวร (gross fixed capital formation) มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องตามความคืบหน้าของโครงการลงทุนขนาดใหญ่ของภาครัฐที่เข้าสู่ขั้นตอนการก่อสร้างมากขึ้น ในขณะที่การท่องเที่ยวคาดว่าจะค่อยๆ ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ท่ามกลางแรงกระตุ้นจากมาตรการภาครัฐด้านการส่งเสริมการท่องเที่ยวที่เข้มข้น ส่วนการบริโภคภาคเอกชนมีแนวโน้มขยายตัวต่อไปได้ ส่วนหนึ่งจากมาตรการดูแลผู้มีรายได้น้อยของภาครัฐ อย่างไรก็ตาม หนี้ครัวเรือนที่อยู่ในระดับสูงจะยังคงเป็นปัจจัยถ่วงต่อไป ทั้งนี้ เศรษฐกิจไทยยังมีความเสี่ยงจากการชะลอตัวของเศรษฐกิจประเทศคู่ค้า การฟื้นตัวช้าของภาคการท่องเที่ยว และความไม่แน่นอนทางการเมืองในประเทศ

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

- **โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติภูมิภาคบนบก นครราชสีมา (แล้วเสร็จในปี 2561)**
ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1 : เป็นการวางท่อก๊าซฯ จาก จ.สระบุรี ไป จ.นครราชสีมา โดยการก่อสร้างแล้วเสร็จ เป็นระยะทางประมาณ 112 กม.และเริ่ม Regular Operation เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2560
ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2 : เป็นการวางท่อก๊าซฯ จาก จ.นครราชสีมา (KP112) ไปบริเวณนิคมอุตสาหกรรมสุรนารี เป็นระยะทางประมาณ 34 กม. ความก้าวหน้าของการก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยมีการทดสอบการใช้ระบบ (Commissioning) เมื่อเดือนตุลาคม 2561 และเริ่ม Normal Operation เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2561 โดยเริ่มส่งก๊าซฯตั้งแต่วันที่ 14 ธันวาคม 2561
- **ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นทาง 5 จากระยองไปไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้ ความคืบหน้าโครงการ ณ เดือน ธันวาคม 2561 : ร้อยละ 56**
ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1 : เป็นการวางท่อก๊าซฯ จาก จังหวัดระยอง ไปยังจังหวัดฉะเชิงเทรา โดยดำเนินการก่อสร้างวางท่อก๊าซฯแล้วเสร็จเป็นระยะทางประมาณ 60 กม.จากระยะทางแนวท่อก๊าซฯระยะที่ 1 ทั้งหมด 208 กม.
ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2 : เป็นการวางท่อก๊าซฯ จากจังหวัดฉะเชิงเทรา ไปยังจังหวัดนนทบุรี อยู่ระหว่างก่อสร้างท่อก๊าซฯ และเริ่มงานปรับพื้นที่เตรียมก่อสร้างสถานีควบคุมก๊าซฯ
- **ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี**
ความคืบหน้าโครงการ ณ เดือนธันวาคม 2561: ร้อยละ 63
 - ดำเนินการวางท่อก๊าซฯ จาก สถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี แล้วเสร็จเป็นระยะทางประมาณ 32 กม. และมีแนวท่อที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างระยะทางประมาณ 24 กม. จากระยะทางแนวท่อก๊าซฯทั้งหมด 120 กม.
 - ดำเนินงานสร้างเสาเข็มและรากฐานของพื้นที่สถานีควบคุมก๊าซฯแล้วเสร็จทุกสถานี และอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างอาคารสถานีของทุกสถานีแนวท่อก๊าซฯ
- **โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ วังน้อย – แก่งคอย**
ความก้าวหน้าโครงการ ณ เดือนธันวาคม 2561: ร้อยละ 100
 - ดำเนินการทดสอบการใช้ระบบ Commissioning ต่างๆ และระบบสถานี แล้วเสร็จในเดือน ธันวาคม 2561
 - โครงการได้รับ Performance Acceptance Certificate (PAC) เมื่อ 21 ธันวาคม 2561

โครงการ LNG:

ปตท. มีแผนในการเติบโตธุรกิจ LNG Terminal เพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯในประเทศ โดยมีแผนการลงทุนระยะยาว เพื่อขยายโครงการ LNG terminal ปัจจุบันเพื่อรองรับก๊าซฯได้รวม 10 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี 2560 และจะขยายเป็น 11.5 ล้านตันต่อปี โดยมีกำหนดส่งก๊าซฯ ได้ภายใน ปี 2562 และมีแผนลงทุนโครงการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งใหม่ที่รองรับความต้องการก๊าซฯในอนาคตอีก 7.5 ล้านตัน รวมทั้งสิ้นเป็น 19 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ ปัจจุบัน มีสัญญาซื้อ LNG ระยะยาวกับ Qatargas, Shell, BP และ Petronas จำนวนทั้งสิ้น 5.2 ล้านตันต่อปี และยังคงเดินหน้าเพื่อจัดหา LNG ในรูปแบบสัญญาระยะยาวเพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯที่เพิ่มขึ้นของประเทศอย่างต่อเนื่อง

- **โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 Extension :**
ความก้าวหน้างานก่อสร้าง ณ กันยายน 2561 : ร้อยละ 100
 - ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 มีมติให้ ปตท. ขยายกำลังการแปรรูป LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเดิมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี จาก 10 เป็น 11.5 ล้านตันต่อปี



- 17 ธ.ค. 61 แจ้ง กกพ. สำหรับความพร้อมในการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
- กำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2562
- **โครงการ LNG Receiving Terminal 2:**
 - ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2560 มีมติให้ ปตท. ดำเนินการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ที่ 7.5 ล้านตันต่อปี
 - อยู่ระหว่างการจัดเตรียมพื้นที่บริเวณถึงเก็บ
 - มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2565
- **โครงการลงทุน LNG อื่นๆ :** การประชุม กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 รับทราบผลการศึกษา โครงการ FSRU ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศ (พื้นที่ อำเภอนะจะ จังหวัดสงขลา) (F-2) และ โครงการ FSRU Myanmar (F-3) ว่าในทางเทคนิค สามารถดำเนินโครงการได้

แผนงาน NGV

ปตท. มีนโยบายเน้นการขายก๊าซฯแบบ Wholesale ส่งเสริมภาคเอกชนในการลงทุนสถานีบริการ และปรับลดสถานีที่ห่างจากแนวท่อก๊าซฯ

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2562

- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 1
 - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 15 ช่วง ม.ค. – มี.ค. 2562 (45 วัน)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6
 - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 50 เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ ช่วง พ.ค. 2562 (10 วัน)
 - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 20 เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ ช่วง พ.ค. 2562 (10 วัน)
 - ปิดซ่อมบำรุง ช่วง มิ.ย. 2562 (6 วัน)
- โรงแยกก๊าซฯ อีเทน
 - ปิดซ่อมบำรุง ช่วง ก.ย. 2562 (15 วัน)

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2561

- แหล่งเอราวัณ คอมเพล็กซ์ หยุดซ่อมบำรุง ช่วง ม.ค. 2561 14 วัน ทำให้โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 1 – 3 และ โรงแยกก๊าซฯ อีเทน ต้องลดกำลังการผลิตลง 50 – 86%
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 2
 - GSP 2 ปิดซ่อมบำรุง ช่วง มี.ค. 2561 (16 วัน)
 - โรงแยกก๊าซฯอีเทน ลดกำลังการผลิตลง 43% (16 วัน เนื่องจาก GSP2 ปิดซ่อมบำรุง)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 3
 - GSP 3 ปิดซ่อมบำรุง ช่วง ก.ย. – ต้น ต.ค. 2561 (18 วัน)
 - โรงแยกก๊าซฯอีเทน ลดกำลังการผลิตลง 60% (18 วัน เนื่องจาก GSP3 ปิดซ่อมบำรุง)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6
 - ลดกำลังการผลิตลง 40% เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ตามวาระ ช่วง ต้น ก.ย. 2561 (10 วัน)

14.2 ภาระการให้ความสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัทในเครือ

ณ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. มีภาระในการให้การสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัทในกลุ่ม รายละเอียด ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

บริษัท	สกุลเงิน	วงเงิน	ให้ความสนับสนุนแล้ว			ยังไม่ได้ให้ ความ สนับสนุน
			ยอดเงินกู้ ค้างชำระ	การขยาย วงเงิน สินเชื่อ ทางการค้า	อื่นๆ	
บริษัทในกลุ่ม ปตท.ที่ ปตท.ถือหุ้นน้อยกว่า 100%						
บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซีย (ไทย) จำกัด (TTM(T))	เหรียญสหรัฐ	17 ¹	-	-	-	17
บริษัท เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo)	บาท	1,250	580	-	-	-
รวม	เหรียญสหรัฐ	17	-	-	-	17
	บาท	1,250	580	-	-	-
บริษัทในกลุ่ม ปตท.ที่ ปตท.ถือหุ้น 100%						
บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG)	บาท	55,527	17,644	-	-	16,003
บริษัท ปตท. น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (มหาชน) (PTTOR)	บาท	25,500 ²	17,000	-	-	1,500
PTT Regional Treasury Center Pte Ltd. (PTTRTC)	เหรียญสหรัฐ	93	78	-	-	-
PTT International Trading Pte Ltd. (PTTT)	เหรียญสหรัฐ	40 ³	-	-	-	40
รวม	เหรียญสหรัฐ	133	78	-	-	40
	บาท	81,027	34,644	-	-	17,503
รวม	เหรียญสหรัฐ	150	77.62	-	-	57
	บาท	82,277	35,224.00	-	-	17,503

/1 ตามหนังสือ Construction Cost Undertaking ระหว่าง ปตท. เปโตรนาส และ TTM(T) ลงวันที่ 3 พฤศจิกายน 2553 ที่กำหนดให้ ปตท. และเปโตรนาสในฐานะผู้ถือหุ้นต้องให้ความช่วยเหลือทางการเงินตามสัดส่วนการถือหุ้น 50 : 50 ในกรณีที่ TTM(T) ไม่สามารถชำระค่า Claims ที่ผู้รับเหมาก่อสร้างโครงการเรียกเก็บได้ (วงเงิน 16.91 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ เป็นตัวเลขประมาณการ)

/2 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTOR ลงวันที่ 12 มิถุนายน 2561 และสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1 ลงวันที่ 26 กันยายน 2561 วงเงิน 25,500 ล้านบาท แบ่งเป็นวงเงินกู้ระยะยาวจำนวน 24,000 ล้านบาท เพื่อใช้ในการปรับโครงสร้างกลุ่มบริษัท PTTOR และ/หรือรองรับแผนการลงทุนของบริษัท และวงเงินกู้หมุนเวียนระยะสั้นจำนวน 1,500 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนหมุนเวียนในการดำเนินกิจการ

/3 ตามสัญญา Sponsor Support Agreement ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTT ลงวันที่ 25 กันยายน 2558 วงเงิน 40 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อใช้สนับสนุนทางการเงินแก่บริษัท PTTT เพื่อเป็นหลักประกันตามสัญญาสำหรับการจัดหาเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์

ปตท.จะพิจารณาให้ความสนับสนุนทางการเงินในรูปของเงินกู้ เงินทุน และ/หรือ สินเชื่อทางการค้าในกรณีที่จำเป็นและเป็นประโยชน์ต่อ ปตท. และกลุ่ม ปตท. ในระยะยาว ซึ่ง ปตท. มีความเชื่อว่านโยบายและการดำเนินการดังกล่าวจะสามารถสร้างความแข็งแกร่งให้กับบริษัทในกลุ่ม ปตท. ได้

14.3 แผนการลงทุนในอนาคต

ปตท. มีแผนการลงทุนภายใน 5 ปีข้างหน้า (ปี 2562-2566) เป็นเงินรวมประมาณ 167,114 ล้านบาท โดยมีสรุปรายละเอียดประมาณการใช้จ่ายเงินรายปี ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

ธุรกิจ	2562	2563	2564	2565	2566	รวม
ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ	3,920	3,786	2,543	203	456	10,908
ธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	18,702	6,567	2,113	118	27	27,527
ธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย	4,395	2,653	2,553	2,175	3	11,779
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	6,384	4,402	2,063	1,927	919	15,695
การร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท.ถือหุ้นร้อยละ 100	37,100	28,773	14,526	12,761	8,045	101,205
รวม	70,501	46,181	23,798	17,184	9,450	167,114

คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติแผนการลงทุนใน 5 ปี (ปี 2562-2566) ทั้งนี้ การลงทุนส่วนใหญ่ของ ปตท. เป็นการลงทุนในกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ และการร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท.ถือหุ้นร้อยละ 100 อาทิ ระบบท่อส่งก๊าซ การขยายขีดความสามารถนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (แอลเอ็นจี) การขยายงานของธุรกิจน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกทั้งในประเทศและต่างประเทศ

แหล่งเงินหลักที่ ปตท. คาดว่าจะนำมาใช้ในการลงทุนตามแผนดังกล่าวข้างต้น จะมาจากเงินสดจากการดำเนินงาน รวมถึงจากการก่อหนี้ทั้งระยะสั้นและระยะยาว ทั้งนี้ แผนการลงทุนข้างต้นเป็นแผนการลงทุนของ ปตท. เท่านั้น ไม่รวมแผนการลงทุนของบริษัทในเครือ อนึ่ง แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทในเครือหลัก ได้นำเสนอในส่วนที่ 1 (2) ลักษณะการประกอบธุรกิจ

14.4 โครงการหลักในอนาคตของ ปตท.

14.4.1 โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Transmission Pipeline)

เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพช.) ในการขยายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) จำนวน 14 โครงการ โดยแบ่งการลงทุนเป็น 3 ระยะ และการเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล ในวงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 165,077 ล้านบาท

ต่อมา เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. โดยความต้องการไฟฟ้ามีการขยายตัวที่ลดลงตามวิกฤติเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง ต่อมาคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2555 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งมีการปรับเปลี่ยนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569 และลดการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน นอกจากนั้นได้กำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศไม่เกิน 15% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ ทั้งนี้ได้เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ลดลง ส่งผลให้ ปตท. จำเป็นต้องจัดทำแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และ ทบทวนรายละเอียดแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 2 เพื่อให้สอดคล้องกับประมาณการความต้องการก๊าซธรรมชาติล่าสุดข้างต้น

ทั้งนี้การทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 2 ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจำนวน 18 โครงการ

ในวงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 217,372 ล้านบาท โดยแบ่งการลงทุนเป็น 3 ระยะ และการเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเลโดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการในระยะที่ 1

- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันที่ Block Valve West 7 (BVW#7) จังหวัดกาญจนบุรี เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับและส่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากสหภาพมา ซึ่งโครงการนี้ก่อสร้างแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2549
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 24 นิ้ว เป็นระยะทาง 10 กิโลเมตร จากบางใหญ่ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 30 นิ้ว เป็นระยะทางประมาณ 70 กิโลเมตร โดยจะเชื่อมจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย ที่อำเภอไทรน้อยไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากไทรน้อยไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ก่อสร้างแล้วเสร็จ และเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2552 และไตรมาสที่ 4 ปี 2549 ตามลำดับ
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันสำรองที่เขตปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จังหวัดราชบุรี เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและความยืดหยุ่นในการส่งก๊าซธรรมชาติจากสหภาพมาไปยังผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนกลาง ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินงานเมื่อต้นเดือนพฤษภาคม 2549
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก ซึ่งประกอบด้วย
 - โครงการก่อสร้างแท่นพักท่อพีอาร์พี (PTT Riser Platform – PRP) โครงการแล้วเสร็จเมื่อต้นปี 2551
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแท่นพักท่อพีอาร์พี ต่อไปยังจังหวัดระยอง เป็นระยะทาง 418 กิโลเมตร ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อต้นปี 2550
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งอาทิตย์ไปยังแท่นพักท่อพีอาร์พี เป็นระยะทาง 200 กิโลเมตร โครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติเมื่อต้นปี 2551
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากระยองเพื่อเชื่อมกับระบบท่อดู๋นานบนบกที่สถานีเพิ่มความดันบางปะกง เป็นระยะทางรวม 110 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2549

โครงการระยะที่ 2

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งเจดีเอไปยังแหล่งอาทิตย์ เป็นระยะทาง 95 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2551
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 20 นิ้ว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท TTM อำเภोजะนะ ไปยังโรงไฟฟ้าจะนะ อำเภोजะนะ จังหวัดสงขลา เป็นระยะประมาณ 8 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงสิ้นปี 2550
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากโรงไฟฟ้าวังน้อย (กฟผ.) อำเภोजังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังโรงไฟฟ้าแก่งคอย อำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี เป็นระยะประมาณ 72 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2549
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากจังหวัดระยอง ไปยังอำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี (โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4) เป็นระยะประมาณ 300 กิโลเมตร ทั้งนี้ ปตท. ได้เริ่มดำเนินโครงการในส่วนของการเชื่อมระหว่าง LNG Receiving Terminal กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่จังหวัดระยอง ระยะทางประมาณ 13 กม. แล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนกรกฎาคม 2554 สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก (ระยอง – แก่งคอย) ดำเนินโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558

โครงการในระยะที่ 3

- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากชายแดนไทยสหภาพพม่า ไปยังอำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี เป็นระยะประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี ไปยังจังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะประมาณ 160 กิโลเมตร โดยโครงการนี้แบ่งการก่อสร้างออกเป็น 2 ระยะ โดยระยะที่ 1 เป็นการวางท่อจากอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี ไปอำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะทางประมาณ 112 กิโลเมตร ซึ่งในส่วนนี้โครงการดำเนินการแล้วเสร็จ (Mechanical completion) เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2559 และได้เริ่มดำเนินการทดสอบระบบ (Commissioning) เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2560 สำหรับระยะที่ 2 เป็นการวางท่อจากอำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมาไปบริเวณนิคมอุตสาหกรรมสุรนารี เป็นระยะทางประมาณ 48 กิโลเมตร โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2561
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภอน้ำน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังจังหวัดนครสวรรค์ เป็นระยะประมาณ 210 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558
- โครงการติดตั้งสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติกลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 (Onshore #4 Midline Compressor) เพื่อเพิ่มกำลังการส่งก๊าซธรรมชาติของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 ดำเนินการเมื่อปลายปี 2560
- โครงการติดตั้งหน่วยผสม (Mixing) ก๊าซธรรมชาติที่สถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี – วังน้อย 6 (RA#6) บนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี – วังน้อย เพื่อควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่จัดหาจากฝั่งตะวันออก (อ่าวไทย และ ก๊าซธรรมชาติเหลว) และฝั่งตะวันตก (สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์) ที่จะจัดส่งให้แก่ลูกค้าในกลุ่มต่างๆ ให้มีคุณภาพที่เหมาะสม ดำเนินการแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2557

การเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 18 นิ้ว จากแหล่งผลิตอาทิตย์เหนือส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 40 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2551
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 28 นิ้ว จากแหล่งผลิตเซฟรอนส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 48 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2554
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 24 นิ้ว จากแหล่งผลิตบงกชใต้ส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 38 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปี 2555

ต่อมา เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2558 กรม มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (แผน PDP 2015) โดยจากแผน PDP 2015 นี้ภาครัฐมีนโยบายที่จะลดการพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าลง ซึ่งส่งผลให้ในระยะยาวสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าลดลง และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยเชื้อเพลิงชนิดอื่น (ตัวอย่างเช่น ถ่านหิน) อย่างไรก็ตามความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศในระยะยาวจะยังอยู่ในระดับเดียวกับปัจจุบัน ในขณะที่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่เดิมนั้นมีการใช้มายาวนานและมีความจำเป็นที่จะต้องลด



ความสามารถในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติลงเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติได้อย่างปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ดังนั้นเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศ และเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในภาพรวม รวมถึงเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่โรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 กพข. จึงมีมติเห็นชอบกรอบการลงทุนตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคงจำนวน 9 โครงการ โดยออกเป็น 2 ส่วน ซึ่งได้แก่ ส่วนที่ 1 : โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) จำนวน 7 โครงการ (แบ่งการลงทุนออกเป็น 3 ระยะ) และ ส่วนที่ 2 : โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) จำนวน 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 201,500 ล้านบาท ทั้งนี้ กพข. มีมติเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ ในส่วนของโครงการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 1 ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง จำนวน 3 โครงการ โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการทั้ง 3 โครงการ ต่อมา เมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2558 กรม มีมติรับทราบมติ กพข. เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2558 ที่มีมติให้ดำเนินโครงการ โครงการลงทุนส่วนที่ 1 ระยะที่ 2 ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง จำนวน 2 โครงการ โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการทั้ง 2 โครงการ ทั้งนี้มีรายละเอียดของโครงการที่ กพข. เห็นชอบและมอบหมายให้ ปตท. ดำเนินโครงการ ดังนี้

โครงการการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 1

- โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Compressor) บนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ วังน้อย-แก่งคอย โครงการแล้วเสร็จ เมื่อเดือนธันวาคม 2561
- โครงการการปรับปรุงแท่นผลิต อุปกรณ์ และ ระบบท่อ เพื่อรองรับการส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่ โรงไฟฟ้าชนอมใหม่ คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2562
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล เชื่อมแหล่งอูบล (อ่าวไทย) เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล 16 นิ้ว จากแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ อูบล (ในอ่าวไทย) มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวมประมาณ 76 กิโลเมตร อยู่ระหว่างเจรจาสัญญาจัดหาก๊าซธรรมชาติ

โครงการการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 2

- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบกเส้นที่ 5 จาก ระยอง ไปยัง ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาด 42 นิ้ว (ท่อหลักขนาด 42 นิ้ว และท่อกิ่งขนาด 36 นิ้ว) จาก จังหวัดระยอง ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ ระยะทางรวมประมาณ 435 กิโลเมตร คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2564
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปยังจังหวัดราชบุรี เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาด 30 นิ้ว จากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ RA#6 จังหวัดนนทบุรี ไปยัง จังหวัดราชบุรีระยะทางรวมประมาณ 120 กิโลเมตร คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2564

ทั้งนี้ ปตท. ได้ดำเนินการขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ซึ่งเมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2547 คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนมีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครใต้และเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2547 มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนกับโครงการต่างๆ ตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังนี้

- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล จากแหล่งเจดีเอ - แหล่งอาทิตย์
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ทั้งในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติวังน้อย - แก่งคอย

นอกจากนี้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนกับโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ FPSO มายังท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 และโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 และโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 (ระยอง-แก่งคอย) เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2551 ตามลำดับ

คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนของ ปตท. อีกหลายโครงการโดยรายละเอียดโครงการและวันที่ BOI มีมติเห็นชอบ เป็นดังนี้

- โครงการโรงแยกก๊าซอีเทน (เห็นชอบเมื่อ 17 ตุลาคม 2548)
- โครงการโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 (เห็นชอบเมื่อ 1 กุมภาพันธ์ 2550)
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติระยอง-แก่งคอย (เส้นที่ 4) (เห็นชอบเมื่อวันที่ 2 เมษายน 2551)
- โครงการการลงทุนเพื่อการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต ในพื้นที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติระยอง (เห็นชอบเมื่อวันที่ 19 กรกฎาคม 2553)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากชายแดนไทยสหภาพเมียนมาร์ มายังสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ฟังตะวันตกที่ 1 (BVW#1) (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปสู่ภูมิภาค – โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ นครราชสีมา (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปสู่ภูมิภาค – โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ นครสวรรค์ (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก เส้นที่ 5 (เห็นชอบเมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2559)
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก จากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปจังหวัดราชบุรี (เห็นชอบเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2559)
- โครงการขยายอายุการใช้งานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 1 ส่วนที่มีการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติใหม่ในพื้นที่จังหวัดระยอง ชลบุรี และสระบุรี (เห็นชอบเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2560)

14.4.2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities)

เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 ซึ่งเห็นชอบแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวของประเทศ และเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal) โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ ทั้งนี้โครงการนี้ได้มีการแบ่งขอบเขตของโครงการออกเป็น 2 ระยะ ซึ่ง กพช. ได้เห็นชอบให้ดำเนินโครงการในระยะที่ 1 ซึ่งประกอบด้วย ท่าเทียบเรือขนาดรับเรือ LNG สูงสุด 264,000 ลบ. เมตร จำนวน 1 ท่า ถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร จำนวน 2 ถัง และหน่วยแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีกำลังการแปรสภาพ 5 ล้านตันต่อปี โดยโครงการในระยะที่ 1 นี้แล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2554

ต่อมาเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 ซึ่งเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (พ.ศ. 2555 - 2573) รวมถึงเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal ระยะที่ 2) โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ โดยโครงการในระยะที่ 2 นี้ประกอบด้วย ท่าเทียบเรือขนาดรับเรือ LNG สูงสุด 264,000 ลบ. เมตร จำนวน 1 ท่า (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีท่าเทียบเรือรวม 2 ท่า) ถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร จำนวน 2 ถัง (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร รวม 4 ถัง) และหน่วยแปรสภาพ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีกำลังการแปรสภาพ 5 ล้านตันต่อปี



(เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีความสามารถในการแปรรูป LNG รวมที่ 10 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2560

เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 ซึ่ง กพข. มีมติเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ ในส่วนของโครงการลงทุนในส่วนที่ 2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดการ/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง โดยมอบหมายให้ ปตท. หรือ บริษัทในกลุ่ม ปตท. ที่ ปตท. มอบหมาย เป็นผู้ดำเนินโครงการ จำนวน 2 โครงการ ซึ่งประกอบไปด้วย

- โครงการขยายกำลังการแปรรูป LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเดิมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี [T-1 ext.] กำหนดการแล้วเสร็จภายในปี 2562
- โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี กำหนดการแล้วเสร็จภายในปี 2565 ทั้งนี้สำหรับโครงการนี้ กพข. มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินการก่อสร้างเพื่อเตรียมความพร้อมของฐานรากทั้งหมดให้มีความพร้อมที่จะสามารถขยายกำลังการแปรรูป LNG จากของเหลวเป็นก๊าซเพิ่มได้อีก 2.5 ล้านตัน (รวมกำลังการแปรรูป LNG สูงสุดเป็น 7.5 ล้านตัน/ปี) เพื่อรองรับความเสี่ยงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ

อนึ่ง เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2559 คณะกรรมการ ปตท. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการขยายกำลังการแปรรูป LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเดิมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี [T-1 ext.] และ โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ ต่อมาเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ที่ประชุม กพข. มีมติเห็นชอบให้ทบทวนประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (แผน Gas Plan 2015) พร้อมเห็นชอบขยายให้ดำเนินการขยายกำลังการแปรรูป LNG ของโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] ที่มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินโครงการ ให้สามารถรองรับการนำเข้า LNG สูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 5 ล้านตันต่อปี เป็น 7.5 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จในปี 2565

14.4.3 โครงการเขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก Eastern Economic Corridor of Innovation (EECi)

จากมติคณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบหลักการ โครงการพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor Development) เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2559 ให้เป็นเขตเศรษฐกิจชั้นนำของอาเซียน เพื่อส่งเสริม 10 อุตสาหกรรมเป้าหมายให้เป็นกลไกขับเคลื่อนเศรษฐกิจเพื่ออนาคต (New Engine of Growth) โดยดำเนินการใน 3 จังหวัดภาคตะวันออก ได้แก่ ชลบุรี ระยอง และฉะเชิงเทรา นั้น กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีเห็นว่า การส่งเสริมให้เกิดการวิจัยและพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีและนวัตกรรมในพื้นที่ระเบียงเศรษฐกิจตะวันออก จะเป็นกลไกสำคัญประการหนึ่งที่จะส่งเสริมให้ระเบียงเศรษฐกิจตะวันออกของไทยเป็นศูนย์กลางการค้า การลงทุน และกำลังคนของประเทศและภูมิภาค เนื่องจากการพัฒนาอุตสาหกรรมเป้าหมายนั้นจำเป็นต้องอาศัยองค์ความรู้ ความเชี่ยวชาญทางด้านเทคโนโลยีและนวัตกรรมขั้นสูง เพื่อปรับเปลี่ยนภาคอุตสาหกรรมไปสู่ประเทศไทย 4.0 และเพื่อเชื่อมโยงระบบการค้าและการขนส่งสมัยใหม่ด้วยเทคโนโลยีและนวัตกรรม จึงเสนอแนวทางการยกระดับและพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจตะวันออกด้วยเทคโนโลยีและนวัตกรรม (EECi) เพื่อสร้างพื้นที่นวัตกรรมใหม่ในเขตระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก ที่มีระบบนิเวศนวัตกรรมที่เหมาะสม ช่วยส่งเสริมให้เกิดการทำวิจัยพัฒนาและนวัตกรรมร่วมกันระหว่างภาครัฐ เอกชน มหาวิทยาลัย รวมถึงชุมชนในพื้นที่ เพื่อช่วยยกระดับและพัฒนาอุตสาหกรรมเดิม รวมถึงสร้างให้เกิดอุตสาหกรรมใหม่ ทั้งในพื้นที่ระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออกและในพื้นที่อื่นๆ ทั่วประเทศ อันจะนำไปสู่การเป็นประเทศแห่งนวัตกรรม ควบคู่กับการยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่ด้วยเทคโนโลยีและนวัตกรรม ตลอดจนนำไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืนต่อไปในอนาคต

กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มอบหมายให้ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.) ได้จัดทำ "กรอบแนวคิดการยกระดับและพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออกด้วยเทคโนโลยีและนวัตกรรม (Conceptual Framework of Eastern Economic Corridor of Innovation: EECi)" ซึ่ง สวทช. มีการดำเนินงานด้านอุทยานวิทยาศาสตร์มาหลายปี

และประสบความสำเร็จมีสถาบันวิจัย บริษัทเอกชน มาตั้งหน่วยวิจัยมากกว่า 80 หน่วยงาน/บริษัท จากความสำเร็จนี้เป็นองค์ประกอบหนึ่งในการผลักดันให้ EECi ประสบความสำเร็จขับเคลื่อนประเทศไปสู่ไทยแลนด์ 4.0 โดยวัตถุประสงค์หลักของ EECi ได้แก่

- การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม โดยมุ่งเน้นการวิจัยเพื่อต่อยอดไปสู่การใช้งานจริง (Translation Research)
- ถ่ายทอดเทคโนโลยีให้กับภาคอุตสาหกรรม เพื่อพัฒนา 10 อุตสาหกรรมเป้าหมายของประเทศ ด้วยการยกระดับอุตสาหกรรมเดิมและสร้างอุตสาหกรรมใหม่ สร้างความเข้มแข็งให้อุตสาหกรรมในพื้นที่ควบคู่ไปกับการสร้างอุตสาหกรรมใหม่ที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูง ตลอดจนส่งเสริมให้เกิดวิสาหกิจเริ่มต้น (Startup) ทางด้านเทคโนโลยีและนวัตกรรมสำหรับเป็นพื้นฐานรองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมใหม่ ทั้งอุตสาหกรรมในระบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออกและอุตสาหกรรมอื่นๆ ทั่วประเทศ
- เชื่อมโยงเครือข่ายการวิจัยและพัฒนาทั้งในประเทศและต่างประเทศ เพื่อสร้างสังคมนวัตกรรมของประเทศ รองรับความต้องการใช้เทคโนโลยีขั้นสูง ในลักษณะบูรณาการการทำงานร่วมกันระหว่างหน่วยงานภาคเอกชน สถาบันการศึกษา/สถาบันวิจัย และหน่วยงานภาครัฐ ในลักษณะการทำงานร่วมแบบ Triple Helix และขยายผลต่อยอดไปสู่การมีส่วนร่วมของประชาชนในชุมชน ในลักษณะการทำงานร่วมแบบ Quadruple Helix

ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2560 ได้มีการประชุมคณะทำงานขับเคลื่อนการจัดตั้งเขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor of Innovation, EECi) ครั้งที่ 1/2560 โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีเป็นประธาน และผู้บริหารของกระทรวงวิทย์ฯ เป็นคณะทำงานฯ ได้พิจารณาจัดหาพื้นที่และความเหมาะสมในการจัดตั้งพื้นที่นวัตกรรมใหม่ในเขตระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก โดยที่ประชุมมีมติให้มีที่ตั้ง EECi ณ วังจันทร์วัลเลย์ ซึ่งเป็นที่ดินของ ปตท. ตั้งอยู่ที่ตำบลปายุบใน อำเภовังจันทร์ จังหวัดระยอง อยู่ติดถนนทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 344 (ชลบุรี – แกลง) มีระยะทางห่างจากกรุงเทพมหานครประมาณ 160 กิโลเมตร จากท่าอากาศยานนานาชาติสุวรรณภูมิประมาณ 130 กิโลเมตร จากท่าอากาศยานนานาชาติอุบลราชธานีประมาณ 90 กิโลเมตร และห่างจากตัวเมืองพัทยาประมาณ 90 กิโลเมตร และระยะของประมาณ 70 กิโลเมตร

เขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก ณ วังจันทร์วัลเลย์ มีเนื้อที่โดยรวมประมาณ 3,000 ไร่ แบ่งเป็นพื้นที่ของโรงเรียนกำเนิดวิทย์ (KVIS) สถาบันวิทยสิริเมธี (VISTEC) และโครงการปลูกป่าวังจันทร์รวมกันประมาณ 1,000 ไร่ และพื้นที่รอบการพัฒนาความร่วมมือระหว่างกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีและ ปตท. ประมาณ 2,000 ไร่ ซึ่งในพื้นที่วังจันทร์วัลเลย์นี้ จะถูกออกแบบให้มีโครงสร้างพื้นฐานด้านวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรมของประเทศ ที่พร้อมรองรับกิจกรรมวิจัย พัฒนา และนวัตกรรมของทุกภาคส่วนในพื้นที่ EECi ได้แก่ พื้นที่รองรับการดำเนินกิจกรรมวิจัยพัฒนาของภาคเอกชน ศูนย์พัฒนาวิสาหกิจเริ่มต้น (Startups and Innovation Center) แหล่งรวมศูนย์วิเคราะห์ทดสอบและโครงสร้างพื้นฐานคุณภาพของประเทศ (National Quality Infrastructure) รวมถึงโครงสร้างพื้นฐานเพื่อขยายผลงานวิจัยไปสู่การใช้ประโยชน์ (Translational Research Infrastructure) เช่น โรงงานต้นแบบ (Pilot Plant) โรงงานสาธิต (Demonstration Plant) และพื้นที่ทดลองผลิตและพื้นที่ทดสอบตลาด (Living Lab) เป็นต้น นอกจากนี้ ในบริเวณพื้นที่วังจันทร์วัลเลย์ยังมีพื้นที่พักอาศัย สถานที่พบปะสังสรรค์ สถานที่ออกกำลังกาย พื้นที่สีเขียวยั่งยืน โรงแรม และสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ รวมถึงโรงเรียนนานาชาติ/โรงเรียนสองภาษา เพื่อรองรับนักวิจัย ผู้เชี่ยวชาญไทยและต่างประเทศ เอกชน ตลอดจนกลุ่มเป้าหมายอื่นๆ เพื่อให้เป็นพื้นที่เพื่อการพัฒนาของนวัตกรรมของประเทศไทย

อนึ่ง คณะกรรมการ ปตท. ได้อนุมัติการลงทุนโครงการก่อสร้างระบบสาธารณูปโภคพื้นฐาน เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2561 เพื่อรองรับการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมต่างๆในอนาคต