



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ กระทรวงการคลัง STATE ENTERPRISE REVIEW: รายงาน

สาขาพลังงาน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
ประจำไตรมาส 3 ปี 2559 (1 ก.ค. 59 – 30 ก.ย. 59)

SOD : มุ่งพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าและโครงการโรงไฟฟ้าให้มีคุณภาพและเพียงพอต่อความต้องการของประเทศ และพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน รวมถึงบริหารต้นทุนให้มีประสิทธิภาพ

สถานะการดำเนินงาน



ไม่มีปัญหา มีปัญหาบางเรื่อง รมักระวัง วิกฤติ

- ความล่าช้าในการขยายการผลิตการไฟฟ้า เนื่องจากการสร้าง ความเข้าใจและการยอมรับจากชุมชนเพื่อสนับสนุน การลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ ของ กฟผ. ยังไม่ ประสพผลสำเร็จเท่าที่ควร
- ข้อจำกัดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สอดคล้อง กับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามการขยายตัวทาง เศรษฐกิจ

ข้อมูลทั่วไป

สังกัด : กระทรวงพลังงาน

ประธานกรรมการ : นายอารีพงศ์ ภู่ชอุ่ม

กรรมการผู้แทน กค. : นายจุมพล ริมสาด

ผู้อำนวยการ : นายกรศิษฐ์ ภัคโชตานนท์

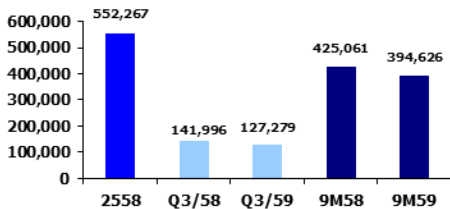
CFO : นายวันชัย หงส์เชิดชัย

จำนวนพนักงาน: 22,906 คน

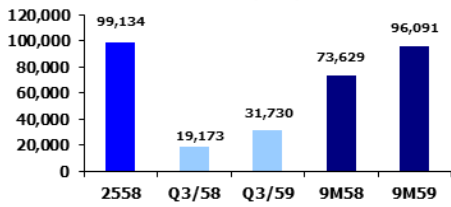
Website: www.egat.co.th

ข้อมูลด้านการดำเนินงาน

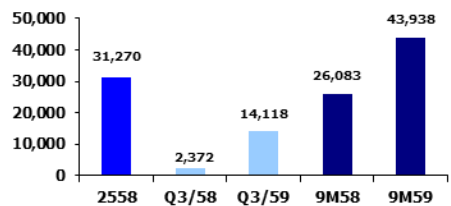
รายได้รวม (ลบ.)



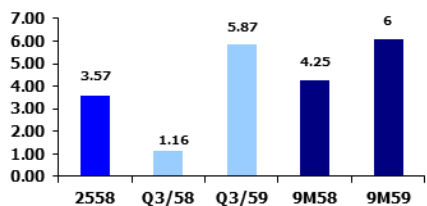
EBITDA (ลบ.)



กำไรสุทธิ (ลบ.)



ROA



กำลังการผลิตไฟฟ้า

เดือนกันยายน 2559 โรงไฟฟ้าของ กฟผ. มีกำลังผลิตติดตั้ง 16,385 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 40 ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) กำลังผลิตรวม 14,948 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 36 รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) 5,885 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 14 และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศอีก 3,878 เมกะวัตต์ คิดเป็น ร้อยละ 9 ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ ตามลำดับ

การจำหน่ายไฟฟ้า

การจำหน่ายไฟฟ้าสะสมในช่วงเดือนกรกฎาคม - กันยายน 2559 กฟผ. จำหน่ายพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งสิ้น 46,925 จิกะวัตต์ โดยจำหน่ายให้ลูกค้าหลัก คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 31,994 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 68 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จำนวน 14,464 จิกะวัตต์ คิดเป็น ร้อยละ 68 ลูกค้าตรงและขายไฟฟ้าให้ประเทศเพื่อนบ้าน (สปป.ลาว และมาเลเซีย) จำนวน 466 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 1

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงสะสมเดือนกรกฎาคม - กันยายน 2559 แบ่งเป็น 7 ประเภท ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ จำนวน 30,936 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 65 ถ่านหิน จำนวน 8,800 จิกะวัตต์ คิดเป็น ร้อยละ 18 พลังน้ำ จำนวน 850 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 2 น้ำมันเตา จำนวน 72 จิกะวัตต์ คิดเป็น ร้อยละ 0.1 น้ำมันดีเซล จำนวน 133 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 2 พลังงานทดแทน จำนวน 1,139 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 1 และรับซื้อต่างประเทศ จำนวน 5,909 จิกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 12

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในเดือนกรกฎาคม - กันยายน 2559 มีค่าเท่ากับ 26,329 เมกะวัตต์ ซึ่งตั้งแต่เดือนมกราคม - กันยายน 2559 มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ ระบบ ณ วันที่ 11 พฤษภาคม 2559 เวลา 14.02 น. มีค่าเท่ากับ 29,619 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าความ ต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในปี 2558 ณ วันที่ 11 มิถุนายน 2558 จำนวน 2,273 เมกะวัตต์ (ปี 2558 มีค่าเท่ากับ 27,346 เมกะวัตต์)

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

หน่วย: ล้านบาท	2558	9M/58 (ม.ค.- ก.ย. 58)	9M/59 (ม.ค.- ก.ย. 59)	%Chg	ก.ค.- ก.ย. 58	ก.ค.- ก.ย. 59	%Chg	ม.ม.- มี.ย. 59	%Chg (QoQ)
ฐานะทางการเงิน									
เงินสด	103,051	110,430	117,627	6.5%	110,430	117,627	6.5%	116,159	1.3%
สินทรัพย์รวม	876,493	817,971	961,883	17.6%	817,971	961,883	17.6%	941,937	2.1%
หนี้สินรวม	495,820	437,620	555,775	27.0%	437,620	555,775	27.0%	548,584	1.3%
ทุนรวม	380,673	380,351	406,109	6.8%	380,351	406,109	6.8%	393,353	3.2%
กำไร(ขาดทุน)สะสม	336,717	336,497	362,564	7.7%	336,497	362,564	7.7%	348,893	3.9%
ผลการดำเนินงาน									
รายได้จากการดำเนินงาน	546,480	420,438	381,993	(9.1%)	140,514	122,583	(12.8%)	132,482	(7.5%)
รายได้รวม	552,267	425,061	394,626	(7.2%)	141,996	127,279	(10.4%)	134,685	(5.5%)
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	486,324	375,249	319,084	(15.0%)	130,686	102,104	(21.9%)	111,220	(8.2%)
ค่าใช้จ่ายรวม	519,418	398,979	350,689	(12.1%)	139,623	113,160	(19.0%)	121,649	(7.0%)
กำไรจากการดำเนินงาน	60,156	45,189	62,909	39.2%	9,828	20,479	108.4%	21,262	(3.7%)
ดอกเบี้ยจ่าย	31,686	22,472	30,896	37.5%	8,575	10,876	26.8%	10,212	6.5%
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	1,408	1,258	708	-	363	181	-	218	-
EBITDA	99,134	73,629	96,091	30.5%	19,713	31,730	61.0%	32,342	(1.9%)
กำไร(ขาดทุน)สุทธิ	31,270	26,083	43,938	68.5%	2,372	14,118	495.2%	13,035	8.3%
อื่นๆ									
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	29,175	18,510	18,578	0.4%	6,224	6,170	-0.9%	6,214	(0.7%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(1,292)	1,462	232	(84.1%)	1,266	(131)	(110.3%)	227	(157.7%)
ค่าเสื่อมราคา/ค่าตัดจำหน่าย	38,978	28,440	33,182	16.7%	9,885	11,251	13.8%	11,080	1.5%
เงินนำส่ง/เงินปันผล	19,833	8,441	10,000	18.5%	-	-	100%	10,000	100.0%
เงินอุดหนุนจากงบประมาณ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
งบลงทุน (เป้าหมาย)	39,759	29,390	33,027	12.647	12,647	13,859	10,166	10,166	
งบลงทุนเมื่อกำจ่าย	42,075	29,390	33,470	12,647	14,302	10,166	10,166	10,166	
อัตราการเบิกจ่าย (%)	105.8%	100.0%	101.3%	100.0%	103.2%	100.0%	100.0%	100.0%	
อัตราส่วนทางการเงิน									
ROA	3.57%	4.25%	6.09%	1.16%	5.87%	5.54%			
ROE	8.21%	9.14%	14.43%	2.49%	13.91%	13.26%			
D/E (เท่า)	1.30	1.15	1.37	1.15	1.37	1.39			
Net Profit Margin	5.66%	6.14%	11.13%	1.67%	11.09%	9.68%			

ที่มา : งบการเงินประจำปี 2558 เป็นงบการเงินที่ สดง. ตรวจสอบและรับรองแล้ว
: งบการเงินไตรมาส 3/58 และไตรมาส 3/59 เป็นงบการเงินที่ สดง. สอดทาน



สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ
สาขาพลังงาน

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ กระทรวงการคลัง STATE ENTERPRISE REVIEW: รายงาน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
ประจำปีงบประมาณ 3 ปี 2559 (1 ก.ค. 59 – 30 ก.ย. 59)

นโยบายรัฐ

การดำเนินงานตามนโยบายรัฐบาล

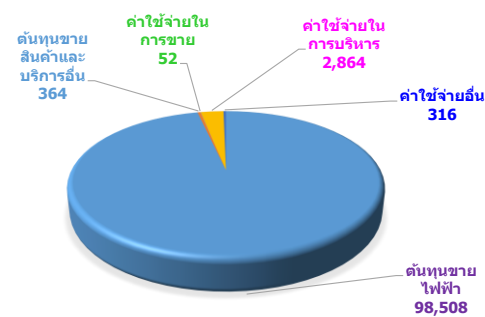
- กฟผ. ร่วมกับชุมชนเทพาและคณะอาจารย์ด้านสิ่งแวดล้อม ลงพื้นที่อำเภอเทพา ให้ความรู้การติดตามและตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมแก่ชุมชนและภาคีองค์กรพลังงาน เพื่อจัดทำฐานข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อมทั้งก่อนและหลังมีโรงไฟฟ้า สร้างกระบวนการมีส่วนร่วมภาคประชาชนและสร้างความเข้มแข็งของชุมชน ให้ชุมชนสามารถติดตามและตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมอย่างถูกต้อง รักษาสิ่งแวดล้อมของชุมชนได้อย่างยั่งยืน ผ่านกิจกรรมสามเสนา "ความรู้ คู่ความจริง การติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าเทพา"
- กฟผ. ได้พัฒนาระบบระบบคาดการณ์ข้อมูลลมในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นการรองรับโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินให้สามารถคาดการณ์ข้อมูลลมเพิ่มเติมในอีก 2 พื้นที่คือพื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่และโรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา ซึ่งเป็นไปตามเป้าหมายการขยายผลการใช้งานระบบคาดการณ์ข้อมูลลมฯ ไปยังโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ทั่วประเทศ หลังจากทีระบบดังกล่าวสามารถใช้งานได้ในพื้นที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะและโรงไฟฟ้าบางปะกงแล้ว โดยโรงไฟฟ้าแม่เมาะซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินหลักในตแห่งชาติของประเทศยังมีความสนใจและต้องการให้ดำเนินการคาดการณ์การแปรกระจายของลมสารในพื้นที่แม่เมาะเพิ่มเติม รวมทั้งจะนำผลที่ได้ทั้งหมดมาประยุกต์ใช้งานจริง และนำขึ้นแสดงผลพร้อมทั้งให้คำอธิบายแก่ผู้ที่เข้ามาเยี่ยมชมโรงไฟฟ้าต่อไป

ข้อมูลอื่นๆ ที่สำคัญ

รายได้ (ล้านบาท)



ค่าใช้จ่าย (ล้านบาท)



การประเมินผลการดำเนินงาน

เกณฑ์วัดการดำเนินงาน	น้ำหนัก (ร้อยละ)	ผลการดำเนินงาน คะแนนที่ได้
1. ผลการประเมินกระบวนการ / ระบบของรัฐวิสาหกิจ หมวด 1 - 6	50	2.5
2. ผลลัพธ์	50	2.4626
รวม	100	4.9626

ผู้จัดทำ: นายทรงพล คำยัง

กอง : พัฒนารัฐวิสาหกิจ 2

ผู้อำนวยการกอง : นางสาวรา สากัญจนสาย

โทรศัพท์ : 02-298-5880-7 ต่อ 2157

วันที่จัดทำ : 30 พฤศจิกายน 2559

วิเคราะห์ผลการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิ** กฟผ. มีกำไรสุทธิจำนวน 43,938 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 9M/58 (26,083 ล้านบาท) จำนวน 17,855 ลบ. คิดเป็นร้อยละ 68.5
- **รายได้** กฟผ. มีรายได้รวม จำนวน 425,061 ล้านบาท ลดลงจาก 9M/58 (394,626 ล้านบาท) จำนวน 30,435 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 7.2 โดยมีรายได้หลักจากการขายไฟฟ้า จำนวน 373,829 ล้านบาท ลดลงจาก 9M/58 (407,342 ล้านบาท) จำนวน 33,513 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 8.23 เนื่องจากราคาขายพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับในงวดนี้เท่ากับ 2.67 บาทต่อหน่วย ลดลงจาก 9M/58 (3.02 บาทต่อหน่วย) จำนวน 0.35 บาทต่อหน่วย เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าน้ำมันดิบ ในขณะที่ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย จำนวน 140,155 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจาก 9M/58 (134,894 ล้านหน่วย) จำนวน 5,261 ล้านหน่วย หรือร้อยละ 3.9 เนื่องจากอัตราค่าขายต่อหน่วยทางเศรษฐกิจเพิ่มขึ้น และอุณหภูมิที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/58 แต่อย่างไรก็ตามค่าเชื้อเพลิงที่ลดต่ำลง ส่งผลให้รายได้จากการขายไฟฟ้าในภาพรวมลดลงตามลำดับ รายได้อื่น จำนวน 4,860.13 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 9M/58 จำนวน 91.69 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.92 มีสาเหตุส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากเงินปันผลรับกองทุนรวมฯ EGATIF จำนวน 216.37 ล้านบาท บมจ. ผลิตไฟฟ้า (EGCO) จำนวน 33.44 ล้านบาท และกำไรจากการจำหน่ายโรงไฟฟ้าหนองจอกให้ประเทศญี่ปุ่น จำนวน 292.66 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กำไรจากการเปลี่ยนแปลงในมูลค่าดีเดียมของตราสารอนุพันธ์ ลดลง จำนวน 105.52 ล้านบาท และรายได้จากการขายสินค้าและบริการอื่นลดลงจาก 9M/58 จำนวน 5,911.03 ล้านบาท หรือร้อยละ 45.87 ส่วนใหญ่เนื่องจากรายได้จากการขายน้ำมันก๊าซธรรมชาติลดลง จำนวน 5,299.31 ล้านบาท
- **ค่าใช้จ่าย** กฟผ. มีค่าใช้จ่ายรวม จำนวน 350,689 ล้านบาท ลดลงจาก 9M/58 (398,979 ล้านบาท) จำนวน 48,290 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.1 โดยมีต้นทุนขายไฟฟ้า จำนวน 303,999 ล้านบาท ลดลงจาก 9M/58 (344,485 ล้านบาท) จำนวน 40,486 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.75 ซึ่งประกอบด้วยค่าซื้อไฟฟ้าลดลง จาก 9M/58 จำนวน 10,620 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.31 เนื่องจากราคาซื้อไฟฟ้าลดลง 0.31 บาทต่อหน่วย ค่าเชื้อเพลิงลดลงจาก 9M/58 จำนวน 23,143 ล้านบาท หรือร้อยละ 24.91 สาเหตุหลักจากราคาเชื้อเพลิงธรรมชาติปรับตัวลดลง 50.43 บาท/ล้านบีทียู รวมทั้งมีปริมาณการใช้น้ำมันเตาลดลง จำนวน 63.28 ล้านลิตร ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารลดลงจาก 9M/58 จำนวน 1.34 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.02 แต่อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 9M/58 จำนวน 283.26 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.29 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากค่าเสื่อมราคาเนื่องจากการโอนงานระหว่างก่อสร้างขึ้นเป็นทรัพย์สิน และค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 9M/58 จำนวน 278.50 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.47 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากค่าเสื่อมราคาเนื่องจากมีมูลค่าทรัพย์สินสูงกว่า 9M/58

สรุปการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

สรุปการดำเนินงาน

- กฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ โดย กฟผ. เป็นผู้ผลิตกระแสไฟฟ้าหลักของประเทศ คิดเป็นร้อยละ 40 ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ นอกจากนี้ กฟผ. ยังรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและประเทศเพื่อนบ้าน คิดเป็นร้อยละ 59 รวมทั้งรับผิดชอบดูแลระบบส่ง โดยจำหน่ายกระแสไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมทั้งขายตรงไปยังผู้ซื้อภาคอุตสาหกรรมบางส่วน ภายใต้โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer

- กฟผ. มีโรงไฟฟ้าทั้งสิ้นจำนวน 55 แห่ง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 3 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวม 13 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 25 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน 10 แห่ง และโรงไฟฟ้าดีเซล 4 แห่ง

ข้อเสนอแนะในการปรับปรุง/พัฒนารัฐวิสาหกิจ

1. กฟผ. ควรเร่งแก้ไขปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในเชิงรุกผ่านการทำความเข้าใจกับประชาชนในพื้นที่ รวมถึงควรมีมาตรการที่จะดำเนินการเพื่อให้ชุมชนที่อยู่รอบๆ โรงไฟฟ้าได้รับประโยชน์จากการสร้างโรงไฟฟ้า และควรดำเนินการเพื่อเป็นองค์กรเพื่อสังคมอย่างต่อเนื่อง ตลอดจนการพัฒนา
2. กฟผ. ควรดำเนินการตามแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้เป็นไปตามเป้าหมาย และติดตามผลการดำเนินงานตามแผนอย่างใกล้ชิด เพื่อให้การพัฒนาโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตสำเร็จได้ตามแผนที่กำหนด รวมถึงควรมีการดูแล และซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าและระบบส่งเป็นพิเศษในส่วนที่มีอายุการใช้งานสูง ซึ่งมีโอกาสที่จะเกิดความเสียหายหรือขัดข้องสูง
3. กฟผ. ควรกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงในการพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาปัจจัยด้านต่างๆ เช่น ราคา ปริมาณที่เพียงพอ ความแน่นอนในการจัดหา และเป็นเชื้อเพลิงที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระดับต่ำ เป็นต้น