2. ลักษณะการประกอบธุรกิจ

2.1 โครงสร้างรายได้

ตารางต่อไปนี้แสดงรายละเอียดรายได้จากการขายและการให้บริการของบริษัทฯ และส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าตามแหล่งเงินได้สำหรับรอบระยะเวลาที่ระบุไว้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						รอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน			
	2555		2556		2557		2557		2558	
	พันบาท	ร้อยละ	พันบาท	ร้อยละ	พันบาท	ร้อยละ	พันบาท	ร้อยละ	พันบาท	ร้อยละ
รายได้จากการขายและการให้บริการ										
ไฟฟ้า										
โรงงานไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง	620,831	7.7	652,431	8.1	683,144	8.6	337,243	6.8	395,345	9.9
โรงงานไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน	1,093,355	13.6	1,124,528	14.0	1,177,421	14.7	646,204	13.1	638,045	16.0
โรงงานไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง	1,261,341	15.7	1,381,232	17.2	1,159,571	14.5	645,086	13.1	558,613	14.0
รายได้จากการขายไฟฟ้ารวม	2,975,527	37.0	3,158,191	39.3	3,020,136	37.8	1,628,533	33.0	1,592,003	40.0
ไอน้ำ										
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง	637,145	7.9	574,633	7.1	644,031	8.1	373,689	7.6	407,993	10.2
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน	313,331	3.9	331,984	4.1	377,814	4.7	203,787	4.1	191,564	4.8
โรงงานไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง	1,578,845	19.6	1,586,708	19.7	1,123,778	14.1	700,797	14.2	514,396	12.9
รายได้จากการขายไอน้ำรวม	2,529,321	31.4	2,493,325	31.0	2,145,623	26.9	1,278,273	25.9	1,113,953	28.0
รายได้จากการขายและการให้บริการอื่น	178,051	2.2	226,001	2.8	303,006	3.8	105,932	2.1	149,203	3.7
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการรวม	5,682,899	70.6	5,877,517	73.1	5,468,765	68.5	3,012,738	61.1	2,855,159	71.7
รายได้อื่น ๆ[(1)]	587,744	7.3	346,182	4.3	357,339	4.5	184,256	3.7	201,976	5.1
รายได้รวม	6,270,643	77.9	6,223,699	77.4	5,826,104	73.0	3,196,994	64.8	3,057,135	76.8
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้า										
บจ. บีแอลซีพี	2,263,273	28.1	2,256,067	28.0	2,273,929	28.5	1,645,261	33.4	1,161,102	29.2
บริษัทหงสา[(2)]	(486,930)	(6.1)	(436,540)	(5.4)	(114,524)	(1.4)	87,646	1.8	(224,932)	(5.6)
บริษัทภูไฟมายนิ่ง[(3)]	(56)	(0.0)	(75)	(0.0)	(74)	(0.0)	(19)	(0.0)	3,073	0.1
บริษัทซานซีลู่กวง[(4)]	—	—	—	—	—	—	—	—	(4.275)	(0.0)
บริษัทอะกิระเอนเนอร์จี[(5)]	—	—	—	—	(706)	(0.0)	—	—	(6,974)	(0.2)
บริษัทไอสีเอนเนอร์จี[(5)]	—	—	—	—	(172)	(0.0)	—	—	(2,452)	(0.1)
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้ารวม	1,776,287	22.1	1,819,452	22.6	2,158,453	27.0	1,732,868	35.2	925,542	3.2
รายได้และส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้ารวม	8,046,930	100.0	8,043,151	100.0	7,984,557	100.0	4,929,862	100.0	3,982,677	100.0

หมายเหตุ:

(1) รายได้อื่นโดยหลักได้แก่ ค่าบริหารจัดการและอื่น ๆ

(2) บริษัทหงสาเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าหงสาซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์โรงไฟฟ้าหน่วยที่ 1 เมื่อเดือนมิถุนายน 2558 จึงยังไม่มีส่วนแบ่งกำไรสำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 และ รอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 อย่างไรก็ดี สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2557 บริษัทหงสามีกำไรจากการแปลงเงินตราต่างประเทศ

(3) บริษัทภูไฟมายนิ่งเป็นผู้ได้รับสัมปทานเหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสาซึ่งเป็นเหมืองถ่านหินลิกไนต์ที่จัดหาถ่านหินลิกไนต์ให้กับโรงไฟฟ้าหงสาและโอนสิทธิในการทำเหมืองดังกล่าวให้กับโรงไฟฟ้าหงสา ดังนั้น บริษัทภูไฟมายนิ่งจึงไม่มีรายได้ที่มีนัยสำคัญ

(4) โรงไฟฟ้าของบริษัทซานซีลู่กวง (โรงไฟฟ้าซานซีลู่กวง) ยังไม่เปิดดำเนินการ จึงยังไม่มีส่วนแบ่งกำไรสำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558

(5) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัทฯ ในประเทศญี่ปุ่น ของบริษัทอะกิระเอนเนอร์จี และบริษัทไอสีเอนเนอร์จี ยังไม่ได้เปิดดำเนินการอย่างเต็มรูปแบบ จึงยังไม่มีส่วนแบ่งกำไรสำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2557 และ รอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558

กำไรของบริษัทฯ ในสัดส่วนที่มีนัยสำคัญได้มาจากการลงทุนในกิจการร่วมค้าต่าง ๆ ของบริษัทฯ โดยสำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 และรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2557 และ 2558 บริษัทฯ ได้รับส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าจำนวน 1,776.3 ล้านบาท 1,819.5 ล้านบาท 2,158.5 ล้านบาท 1,732.9 ล้านบาท และ 925.5 ล้านบาท ตามลำดับ

สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 และรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2557 และ 2558 บริษัทฯ มีรายได้จากการขายและการให้บริการจำนวนทั้งสิ้น 5,682.9 ล้านบาท 5,877.5 ล้านบาท 5,468.8 ล้านบาท 3,012.7 ล้านบาท และ 2,885.2 ล้านบาท ตามลำดับ และ มีกำไรสำหรับระยะเวลาดังกล่าวจำนวน 2,160.1 ล้านบาท 2,627.7 ล้านบาท 2,997.4 ล้านบาท 2,290.5 ล้านบาท และ 1,577.6 ล้านบาท ตามลำดับ *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.4.16 การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ ข้อ 16.4.1 รายได้จากการขายและการให้บริการ*

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทฯ มีสินทรัพย์สุทธิจำนวน 22,383.6 ล้านบาท และหนี้สินสุทธิจำนวน 19,993.3 ล้านบาท

2.2 กำลังการผลิต

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการลงทุนของบริษัทฯ โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วรวมทั้งสิ้นจำนวน 1,358.0 เมกะวัตต์เทียบเท่า โดยแบ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 1,210.4 เมกะวัตต์ การผลิตไอน้ำจำนวน 813.0 ตันต่อชั่วโมง และการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2.4 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) และมีกำลังการผลิตติดตั้ง (ตามสัดส่วนการลงทุน) ซึ่งอยู่ในระหว่างการพัฒนารวมทั้งสิ้นจำนวน 1,036.5 เมกะวัตต์เทียบเท่า แบ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 939.3 เมกะวัตต์ การผลิตไอน้ำจำนวน 255.0 ตันต่อชั่วโมง และการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 51.7 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)

ตารางต่อไปนี้แสดงข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ

ชื่อโรงไฟฟ้า/โครงการ	ที่ตั้ง	ประเภทของโรงไฟฟ้า/โครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง/กำลังการผลิตไอน้ำ	สัดส่วนการลงทุน	กำลังการผลิตติดตั้งเมื่อคิดตามสัดส่วนการลงทุน	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
โครงการที่เปิดดำเนินการแล้ว						
โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี	จังหวัดระยอง ประเทศไทย	พลังงานถ่านหิน	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 1,434.0 เมกะวัตต์	ร้อยละ 50.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 717.0 เมกะวัตต์	หน่วยที่ 1: ตุลาคม 2549 หน่วยที่ 2: กุมภาพันธ์ 2550
โรงไฟฟ้าหงสา (หน่วยที่ 1)	เมืองหงสา แขวงไชยบุรี ประเทศลาว	พลังงานถ่านหินลิกไนต์ปากเหมือง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 626.0 เมกะวัตต์	ร้อยละ 40.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 250.4 เมกะวัตต์	มิถุนายน 2558
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง	เขตเจิ้งติ้ง เมืองสือเจียจวง มณฑลเหอเป่ย ประเทศจีน	พลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 73.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 370.0 ตันต่อชั่วโมง	ร้อยละ 100.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 73.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 370.0 ตันต่อชั่วโมง	ระยะที่ 1: ตุลาคม 2543 ระยะที่ 2: พฤศจิกายน 2548

ชื่อโรงไฟฟ้า/โครงการ	ที่ตั้ง	ประเภทของโรงไฟฟ้า/โครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง/กำลังการผลิตไอน้ำ	สัดส่วนการลงทุน	กำลังการผลิตติดตั้งเมื่อคิดตามสัดส่วนการลงทุน	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
			รวม: 139.1 เมกะวัตต์เทียบเท่า		รวม: 139.1 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ระยะที่ 3: มกราคม 2558
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน (ระยะที่ 1)	เขตหลวนหนาน เมืองถางซาน มณฑลเหอเป่ย ประเทศจีน	พลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 100.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 128.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 122.9 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ร้อยละ 100.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 100.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 128.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 122.9 เมกะวัตต์เทียบเท่า	มิถุนายน 2544
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง (ระยะที่ 1 -3)	เขตโจวผิง เมืองบินโจว มณฑลซานตง ประเทศจีน	พลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 100.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 450.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 180.4 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ร้อยละ 70.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 70.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 315.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 126.3 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ระยะที่ 1: มิถุนายน 2544 ระยะที่ 2: ตุลาคม 2549 ระยะที่ 3: ธันวาคม 2550
โครงการโอลิมเปีย (โอเซโนะซาโตะ คาตะชินะ ฮิตาชิโอมิยะ 1 และ ฮิตาชิโอมิยะ 2)	จังหวัดกุนมะ และ จังหวัดอิบารากิประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 6.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 40.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 2.4 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ฮิตาชิโอมิยะ 1: กรกฎาคม 2556 ฮิตาชิโอมิยะ 2: มกราคม 2558 โอเซโนะซาโตะคาตะชินะ: มกราคม 2558
รวมกำลังการผลิตตามสัดส่วนการลงทุน					**กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน**: 1,210.4 **เมกะวัตต์** **กำลังการผลิตไอน้ำ**: 813.0 **ตันต่อชั่วโมง** **กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์**: 2.4 **เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)** **รวม**: 1,358.0 **เมกะวัตต์เทียบเท่า**	

ชื่อโรงไฟฟ้า/โครงการ	ที่ตั้ง	ประเภทของโรงไฟฟ้า/โครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง/กำลังการผลิตไอน้ำ	สัดส่วนการลงทุน	กำลังการผลิตติดตั้งเมื่อคิดตามสัดส่วนการลงทุน	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา						
โรงไฟฟ้าหงสา (หน่วยที่ 2-3)	เมืองหงสา แขวงไชยบุรี ประเทศลาว	พลังงานถ่านหินลิกไนต์ปากเหมือง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 1,252.0 เมกะวัตต์	ร้อยละ 40.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 500.8 เมกะวัตต์	หน่วยที่ 2: พฤศจิกายน 2558 (คาดการณ์) หน่วยที่ 3: มีนาคม 2559 (คาดการณ์)
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน (ระยะที่ 2)	เขตหลวนหนาน เมืองถางซาน มณฑลเหอเป่ย ประเทศจีน	พลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 25.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 150.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 51.8 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ร้อยละ 100.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 25.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 150.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 51.8 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ปี 2562 (คาดการณ์)
โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง (ระยะที่ 4)	เขตโจวผิง เมืองบินโจว มณฑลซานตง ประเทศจีน	พลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 25.0 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 150.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 51.8 เมกะวัตต์เทียบเท่า	ร้อยละ 70.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 17.5 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตไอน้ำ: 105.0 ตันต่อชั่วโมง รวม: 36.3 เมกะวัตต์เทียบเท่า	2563 (คาดการณ์)
โรงไฟฟ้าซานซีลู่กวง	มณฑลซานซี ประเทศจีน	พลังงานถ่านหินที่ใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด "อัลตรา-ซูเปอร์คริทิเคิล"	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 1,320.0 เมกะวัตต์	ร้อยละ 30.00	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน: 396.0 เมกะวัตต์	หน่วยที่ 1: ตุลาคม 2560 (คาดการณ์) หน่วยที่ 2: ธันวาคม 2560 (คาดการณ์)
โครงการโอลิมเปีย (ซากุระ 1 และซากุระ 2)	จังหวัดโทชิงิ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 4.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 40.00[(1)]	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 1.6 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ซากุระ 1: ธันวาคม 2558 (คาดการณ์) ซากุระ 2: กันยายน 2558 (คาดการณ์)

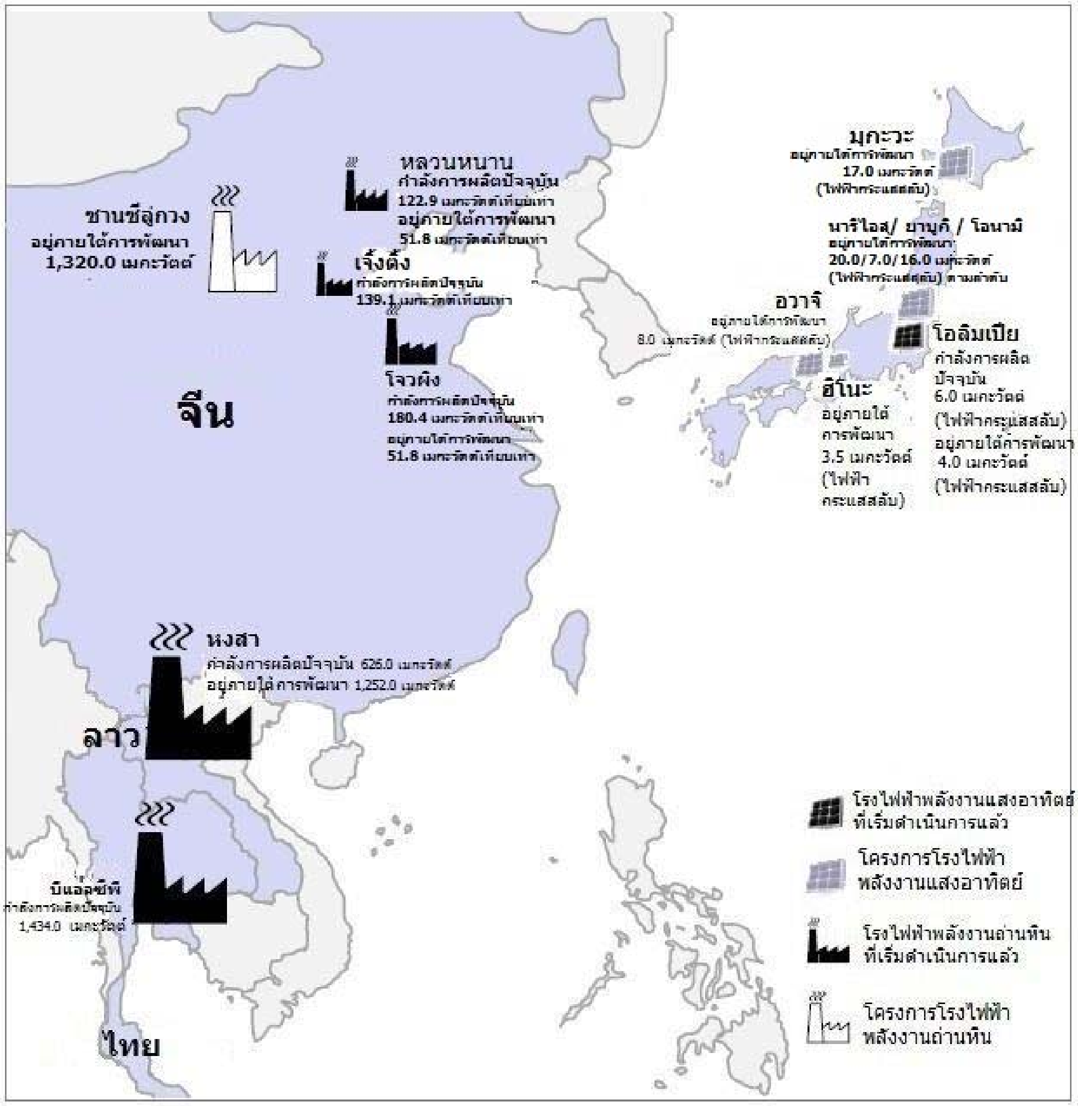
ชื่อโรงไฟฟ้า/โครงการ	ที่ตั้ง	ประเภทของโรงไฟฟ้า/โครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง/กำลังการผลิตไอน้ำ	สัดส่วนการลงทุน	กำลังการผลิตติดตั้งเมื่อคิดตามสัดส่วนการลงทุน	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
โครงการมุกะวะ	จังหวัดฮอกไกโด ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 17.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 54.00(2)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 9.2 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	สิงหาคม 2560 (คาดการณ์)
โครงการ นาริไอสึ	จังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้า: 20.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 75.00(1)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 15.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ธันวาคม 2560 (คาดการณ์)
โครงการอวาจิ	จังหวัดเฮียวโงะ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 8.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 75.00(2)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 6.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	กันยายน 2559 (คาดการณ์)
โครงการฮิโนะ	จังหวัดชิงะ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 3.5 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 75.00(2)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 2.6 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	เมษายน 2559 (คาดการณ์)
โครงการยาบูกิ	จังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้า: 7.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 75.00(2)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 5.3 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	กันยายน 2560 (คาดการณ์)
โครงการโอนามิ	จังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น	พลังงานแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้า: 16.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	ร้อยละ 75.00(2)	กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์: 12.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)	พฤศจิกายน 2560 (คาดการณ์)
รวมกำลังการผลิตตามสัดส่วนการลงทุน					**กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน**: 939.3 **เมกะวัตต์** **กำลังการผลิตไอน้ำ**: 255.0 **ตันต่อชั่วโมง** **กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์**: 51.7 **เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ)** **รวม**: 1,036.5 **เมกะวัตต์เทียบเท่า**	

หมายเหตุ

(1) การลงทุนของบริษัทฯ ในโครงการโอลิมเปียและโครงการนาริไอสึอยู่ภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อที่ 2.3.1(ซ) การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัทฯ ในประเทศญี่ปุ่น

(2) บริษัทฯ กำลังอยู่ในระหว่างการเข้าลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคในโครงการอวาจิ และโครงการฮิโนะ

แผนที่ต่อไปนี้แสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ



2.3 **ลักษณะการประกอบธุรกิจ**

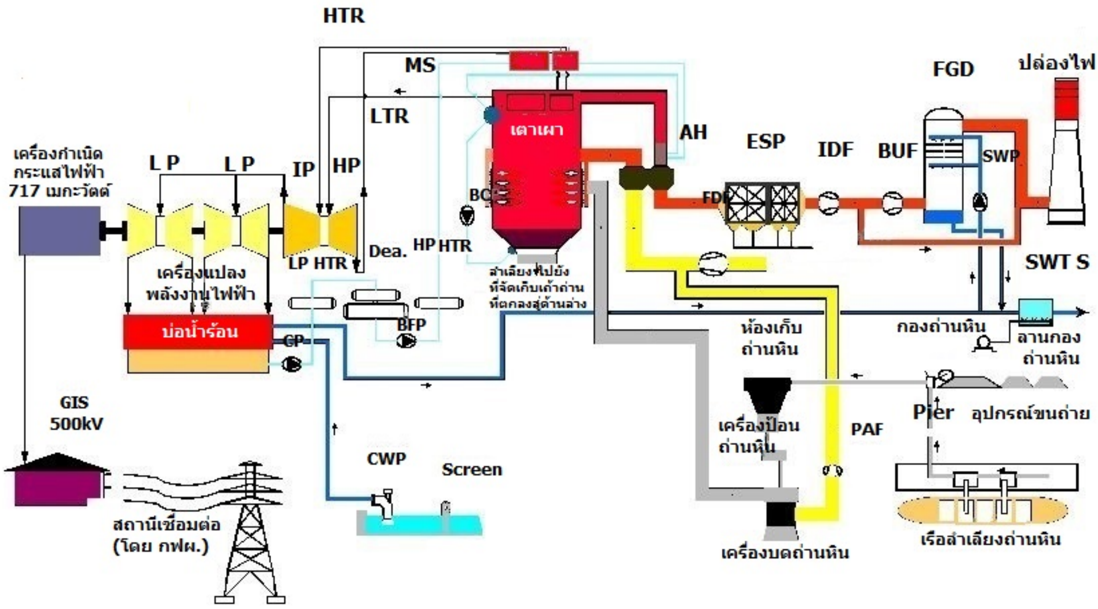
2.3.1 **ธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ**

(ก) **โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี**

บจ. บีแอลซีพีซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ เป็นเจ้าของและประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 1,434.0 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง โดยโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีมีหน่วยผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 หน่วย ซึ่งแต่ละหน่วยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 717.0 เมกะวัตต์ โดย บีแอลซีพีหน่วยที่ 1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนตุลาคม 2549 และบีแอลซีพีหน่วยที่ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนกุมภาพันธ์ 2550 ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีตั้งอยู่บนที่ดินขนาด 950,000 ตารางเมตรซึ่งเช่าจากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยภายใต้สัญญาเช่าเป็นระยะเวลา 30 ปี ซึ่งจะครบกำหนดระยะเวลาการเช่าในปี 2575 ทั้งนี้ บมจ. เอ็กโก และบริษัทฯ แต่ละฝ่ายต่างถือหุ้นในบจ. บีแอลซีพี คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 50.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด

(1) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน ซึ่งผลิตไฟฟ้าจากการเผาไหม้ถ่านหิน เพื่อให้เกิดพลังงานในการหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โดยแผนภาพต่อไปนี้แสดงกระบวนการผลิตไฟฟ้า ณ โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ซึ่งเริ่มต้นจากการรับมอบถ่านหิน ณ ท่าเทียบเรือนำเข้าถ่านหิน จนถึงการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.



วัตถุดิบที่ใช้ในโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ได้แก่ ถ่านหินบิทูมินัสซึ่งนำเข้ามาจากประเทศออสเตรเลียเป็นหลัก โดยถ่านหินบิทูมินัสเป็นถ่านหินที่ใช้กันอย่างแพร่หลายเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า เนื่องจากเป็นถ่านหินที่ให้ความร้อนสูงและมีสารซัลเฟอร์ต่ำ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ *2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1 (ก)(3) การจัดหาเชื้อเพลิง* ทั้งนี้ ถ่านหินจะถูกลำเลียงไปยังลานกองถ่านหินที่มีความจุ 750,000 ตัน ซึ่งเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเป็นเวลาประมาณ 60 วัน

ต่อมา ถ่านหินจะถูกลำเลียงจากลานกองถ่านหินไปยังห้องเก็บถ่านหินโดยสายพานลำเลียงและจะลำเลียงต่อไปยังเครื่องบดถ่านหินซึ่งจะบดถ่านหินให้มีขนาดพอดีต่อการเผาไหม้ในโรงไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าจะใช้น้ำมันเตาชนิดเบาสำหรับการเผาในโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นตัวเริ่มต้นกระบวนการเผาไหม้ ในการนี้ การเผาไหม้ของผงถ่านหินที่ถูกบดแล้วในเตาเผา (furnace) จะถ่ายเทพลังงานความร้อนให้น้ำในท่อบริเวณรอบ ๆ เดือดและน้ำบางส่วนจะระเหยเป็นไอน้ำที่ใช้หมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำจะถูกส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้ถึงระดับที่กำหนดและเป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ก่อนที่โรงไฟฟ้าจะจ่ายไฟให้แก่สายส่งไฟฟ้า

อากาศที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหินจะถูกดักจับโดยเครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิตในโรงไฟฟ้าซึ่งจะดักจับเถ้าลอยที่ปนอยู่ในอากาศที่เกิดจากการเผาไหม้ดังกล่าว จากนั้นอากาศที่เกิดจากการเผาไหม้จะถูกนำเข้าสู่กระบวนการแยกสารประกอบซัลเฟอร์ก่อนที่จะถูกปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศต่อไป

นอกจากนี้ เถ้าลอยจะถูกดักจับออกจากไอเสียโดยเครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิตในโรงไฟฟ้า ส่วนเถ้าหนักจะตกลงสู่ด้านล่างของเตาเผา ซึ่งบจ. บีแอลซีพี จะดำเนินการจัดเก็บทั้งเถ้าลอยและเถ้าหนักเพื่อขายให้แก่ผู้ประกอบการอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดซึ่งจะนำเถ้าดังกล่าวไปใช้การผลิตปูนซีเมนต์ ใช้เป็นปุ๋ย หรือใช้เพื่อวัตถุประสงค์อื่น ๆ

น้ำเสียจากโรงไฟฟ้าจะถูกจัดเก็บในบ่อพักน้ำเสียก่อนที่จะถูกลำเลียงไปยังโรงบำบัดน้ำเสียซึ่งโรงบำบัดน้ำเสียจะบำบัดน้ำเสียในรูปแบบต่าง ๆ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานทางสิ่งแวดล้อมต่อไป

น้ำในระบบหล่อเย็นจะถูกสูบจากทะเลเพื่อลำเลียงสู่ระบบลำเลียงน้ำหล่อเย็นหลัก ซึ่งหลังจากนั้นจะถูกสูบต่อไปยังเครื่องควบแน่นของกังหันไอน้ำเพื่อใช้เป็นสารช่วยลดความร้อน และทำให้ไอน้ำในกังหันไอน้ำควบแน่นเป็นน้ำเพื่อนำไปใช้ในระบบหม้อต้ม จากนั้น น้ำหล่อเย็นที่ได้จากเครื่องควบแน่นของกังหันไอน้ำจะถูกสูบและระบายกลับไปยังทะเลผ่านแอ่งระบายน้ำหล่อเย็น

(2) การจำหน่ายไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีจำหน่ายไฟฟ้าตามกำลังการผลิตตามสัญญาจำนวน 1,346.5 เมกะวัตต์ ให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพี ซึ่งลงนามในเดือนพฤศจิกายน 2540 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) โดยบจ. บีแอลซีพี อาจจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่ผลิตได้เกินจากที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพีให้แก่ กฟผ. ได้หากมีการร้องขอโดย กฟผ. ทั้งนี้ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพี บจ. บีแอลซีพีจะได้รับค่าไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนี้

- **ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า** - บจ. บีแอลซีพีจะได้รับค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าจาก กฟผ. สำหรับการจัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 1,347.0 เมกะวัตต์เพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. โดยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้านี้ครอบคลุมถึงต้นทุนคงที่ต่าง ๆ และค่าใช้จ่ายในการชำระหนี้ของโรงไฟฟ้า รวมทั้งช่วยให้บจ. บีแอลซีพีมีผลตอบแทนจากการลงทุนจำนวนหนึ่ง ทั้งนี้ หาก บจ. บีแอลซีพีได้จัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. และปฏิบัติให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพีแล้ว กฟผ. จะต้องชำระค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้แก่บจ. บีแอลซีพี ตามกำลังการผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายโดยไม่คำนึงว่าจะได้มีการจ่ายไฟฟ้าจริงให้แก่ กฟผ. หรือไม่ ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าที่ได้รับเป็นสกุลเงินบาท โดยการคำนวณค่า

ความพร้อมจ่ายไฟฟ้าบางส่วนอ้างอิงกับอัตราแลกเปลี่ยนของสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐต่อสกุลเงินบาทในขณะนั้น

- **ค่าพลังงานไฟฟ้า** - บจ. บีแอลซีพีจะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ซึ่งประกอบด้วยค่าเชื้อเพลิงที่ครอบคลุมต้นทุนเชื้อเพลิงต่าง ๆ ของ บจ. บีแอลซีพี และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา ค่าพลังงานไฟฟ้าจะได้รับการคำนวณจากต้นทุนถ่านหินและต้นทุนด้านเชื้อเพลิง รวมทั้งต้นทุนในการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า และในการคำนวณจะใช้สมมติฐานของประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีบนสมมติฐานที่ว่าถ่านหินที่โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีจัดหามามีค่าความร้อน (gross calorific value) ตามที่กำหนด

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพี บจ. บีแอลซีพีไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลอื่นตลอดระยะเวลาของสัญญา นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพียังระบุให้บจ. บีแอลซีพีต้องรักษาระดับคงคลังและการจัดหาเชื้อเพลิงไว้ให้อยู่ระดับที่เพียงพอ เช่น บจ. บีแอลซีพีจะต้องรักษาระดับเชื้อเพลิงคงคลังให้เพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าเป็นเวลา 30 วัน และโรงไฟฟ้าของบจ. บีแอลซีพีจะต้องผูกพันในการจัดหาถ่านหินเพื่อให้หน่วยการผลิตไฟฟ้าแต่ละหน่วยสามารถดำเนินการผลิตได้ในอัตราอย่างน้อยร้อยละ 85.0 ของกำลังการผลิตตามสัญญารายปี

นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพียังกำหนดให้บจ. บีแอลซีพีต้องขอความยินยอมจาก กฟผ. ก่อนที่จะเข้าลงนามในสัญญาจัดหาและขนส่งเชื้อเพลิงใด ๆ และ บจ. บีแอลซีพีไม่อาจเลิกหรือแก้ไขสัญญาจัดหาและขนส่งเชื้อเพลิงดังกล่าวได้ เว้นแต่จะได้รับความยินยอมล่วงหน้าเป็นลายลักษณ์อักษรจาก กฟผ. และหากบจ. บีแอลซีพีมีหน้าที่จะต้องรับหรือขนส่งเชื้อเพลิงตามปริมาณขั้นต่ำภายใต้สัญญาดังกล่าว กฟผ. ตกลงที่จะร่วมรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นกับบจ. บีแอลซีพีอันเนื่องมาจากการไม่รับหรือไม่ขนส่งเชื้อเพลิงในปริมาณขั้นต่ำดังกล่าว ตามสูตรการคำนวณซึ่งได้ตกลงไว้ล่วงหน้าดังที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพี อย่างไรก็ดี บจ. บีแอลซีพีได้เข้าลงนามในสัญญาจัดหาถ่านหินระยะยาวและไม่คาดว่าจะเข้าลงนามในสัญญาจัดหาเชื้อเพลิงอื่นใดอีก *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ก)(3) การจัดหาเชื้อเพลิง”*

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพีมีกำหนดระยะเวลา 25 ปีนับแต่วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของบีแอลซีพีหน่วยที่ 2 โดยจะครบกำหนดระยะเวลาตามสัญญาในเดือนกุมภาพันธ์ 2575

(3) การจัดหาเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งในการจัดหาถ่านหินสำหรับการดำเนินงานของบจ. บีแอลซีพี บจ. บีแอลซีพีได้เข้าทำสัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพีเป็นเวลา 25 ปี กับ บริษัทเอซีเอชซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทริโอตินโตซึ่งเป็นหนึ่งในผู้นำ

ในธุรกิจเหมืองแร่ของโลกที่มุ่งเน้นการดำเนินงานด้านการสำรวจ ขุดเจาะ และสกัดทรัพยากรแร่ ซึ่งรวมถึงถ่านหินด้วย โดยสัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพีจะครบกำหนดระยะเวลาตามสัญญาในเดือนกุมภาพันธ์ 2575 โดยระยะเวลาตามสัญญาดังกล่าวอาจถูกขยายหากมีการขยายระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบีแอลซีพี

ทั้งนี้ ภายใต้สัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพี บจ. บีแอลซีพีผูกพันที่จะซื้อถ่านหินชนิดมาตรฐานเป็นปริมาณขั้นต่ำ 2,560,000 ตันต่อปี ในกรณีที่บจ. บีแอลซีพีมีถ่านหินคงคลังเกินกว่า 750,000 และไม่สามารถรับมอบการขนส่งถ่านหินได้ บจ. บีแอลซีพีอาจแจ้งไปยังบริษัทเอซีเอชเป็นลายลักษณ์อักษรเพื่อให้ (1) บริษัทเอซีเอชใช้ความพยายามตามสมควรเพื่อขายถ่านหินดังกล่าวแก่บุคคลอื่น โดยได้รับความยินยอมจากบจ. บีแอลซีพี ทั้งนี้ เพื่อลดความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นจากการที่บจ. บีแอลซีพี ไม่สามารถรับมอบถ่านหินดังกล่าวได้ หรือ (2) บริษัทเอซีเอชส่งมอบถ่านหินที่ขนส่งไปยังสถานที่อื่นตามคำสั่งของ กฟผ. หรือให้แก่โครงการผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ ที่บมจ. บ้านปู บริษัทซีแอลพีอินเตอร์ หรือบริษัทเพาเวอร์เจ็นพีแอลซี มีส่วนเป็นเจ้าของอยู่ด้วยไม่ว่าโดยทางตรงหรือทางอ้อม นอกจากนี้ สัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพียังกำหนดห้ามมิให้บจ. บีแอลซีพีซื้อถ่านหินจากบุคคลภายนอกจนกว่าบจ. บีแอลซีพีจะได้ซื้อถ่านหินชนิดมาตรฐานเป็นจำนวนขั้นต่ำ 3,627,000 ตันจากบริษัทเอซีเอชในปีนั้น ๆ แล้ว ในการนี้ บจ. บีแอลซีพีจะต้องชำระราคาถ่านหินที่ซื้อขายตามสัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพี (ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ)

- **<u>ราคา FOB</u> ของถ่านหิน** - ราคา FOB ซึ่งคำนวณ ณ วันที่ 1 กรกฎาคมของทุกปี โดยจะเป็นจำนวนที่ต่ำกว่าระหว่าง (1) อัตราร้อยละ 98.0 ของดัชนีราคาเปรียบเทียบสำหรับสาธารณูปโภคด้านพลังงานของประเทศญี่ปุ่น (Japanese Power Utility Benchmark Price) ณ เวลาที่การขนถ่ายสินค้าสำเร็จ หรือ (2) ราคาที่ระบุเป็นดอลลาห์สหรัฐต่อเมตริกตันซึ่งปรับราคาโดยดัชนีราคาผู้บริโภคของสหรัฐอเมริกา ลบด้วยร้อยละ 1.02 โดยที่การปรับราคาประจำปีขั้นต่ำจะอยู่ที่ร้อยละ 2.48
- **<u>ค่าระวาง</u>** - ค่าระวางซึ่งเป็นผลรวมของ (1) จำนวนคงที่ต่อเมตริกตันสำหรับระยะเวลา 15 ปีแรกของระยะเวลาตามสัญญา และคู่สัญญาจะได้ตกลงกันต่อไปสำหรับระยะเวลาที่เหลือหลังจากนั้น และ (2) ค่าที่เก็บเชื้อเพลิงตามดัชนีที่ราคา 1 ดอลลาห์สหรัฐต่อเมตริกตัน ซึ่งจะปรับเพิ่มขึ้นเมื่อราคาซื้อขายทันที (spot price) ของน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือมีราคาเกินกว่าราคาที่ระบุเป็นดอลลาร์สหรัฐต่อเมตริกตัน
- **<u>ค่าประกันภัย</u>** - ค่าประกันภัย หมายถึง ต้นทุนการประกันภัยสำหรับการขนส่งถ่านหินทางเรือ ซึ่งเสนอโดยบริษัทเอซีเอชและอนุมัติโดยบจ. บีแอลซีพี

เนื่องจากการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าจะใช้สมมติฐานของประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีบนสมมติฐานที่ว่าถ่านหินที่โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีจัดหามามีค่าความร้อน (gross calorific value) ตามที่กำหนด ดังนั้น คุณภาพของถ่านหินที่

จัดหาโดยบริษัทเอซีเอชจะมีผลกระทบสำคัญต่อการดำเนินงานของบริษัทฯ ในการนี้ เพื่อคงไว้ซึ่งความต่อเนื่องของคุณภาพของถ่านหิน ถ่านหินที่จัดส่งให้บจ. บีแอลซีพีจะต้องเป็นถ่านหินตามที่กำหนดไว้ในสัญญาจัดหาถ่านหินของบีแอลซีพีเท่านั้น และ บจ. บีแอลซีพีอาจปฏิเสธการรับมอบถ่านหินที่ไม่เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในสัญญา นอกจากนี้ บจ. บีแอลซีพีอาจให้บริษัทเอซีเอชส่งมอบถ่านหินตามที่กำหนดในสัญญาทดแทนถ่านหินที่ไม่ได้มาตรฐานดังกล่าว หากบริษัทเอซีเอชไม่สามารถส่งมอบถ่านหินทดแทนดังกล่าวได้ บจ. บีแอลซีพีมีสิทธิที่จะจัดซื้อถ่านหินจากแหล่งอื่นโดยบริษัทเอซีเอชจะต้องรับผิดชอบต่อค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เพิ่มขึ้นจากราคาที่ บจ. บีแอลซีพีต้องจ่ายตามสัญญา

(4) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

บจ. บีแอลซีพีดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีด้วยหน่วยงานภายในของตนเอง ในบางกรณี บจ. บีแอลซีพีอาจจัดจ้างบุคคลภายนอกสำหรับการดำเนินการซ่อมครั้งใหญ่ (Major Overhaul)

(5) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้สรุปสถิติการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีสำหรับช่วงเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2555	2556	2557	2557	2558
<u>บีแอลซีพีหน่วยที่ 1</u>					
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)	673.3	673.3	673.3	673.3	673.3
จำนวนขายสุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	5,148.0	4,764.3	5,448.0	2,781.7	2,356.2
จำนวนที่ผลิตได้สุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	5,617.4	5,289.0	5,811.1	2,989.4	2,520.5
จำนวนชั่วโมงตามสัญญา (ชั่วโมง)	8,030.1	7,806.4	7,981.0	4,337.0	3,593.0
ดัชนีความพร้อม[(1)] (ร้อยละ)	99.4	95.8	104.7	99.9	82.8
อัตราการจ่ายไฟ (ร้อยละ)	96.2	95.0	98.3	97.5	97.9
อัตราการใช้ความร้อน (กิโลจูลต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	9,562.7	9,542.7	9,412.2	9,411.6	9,368.0
การใช้ถ่านหิน (พันตัน)	2,063.8	1,933.1	2,077.5	1,068.3	885.8
<u>บีแอลซีพีหน่วยที่ 2</u>					
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)	673.3	673.3	673.3	673.3	673.3
จำนวนขายสุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	5,280.8	4,806.5	5,190.1	2,787.8	2,572.7
จำนวนที่ผลิตได้สุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	5,685.0	5,381.3	5,533.5	2,994.2	2,734.2
จำนวนชั่วโมงตามสัญญา (ชั่วโมง)	7,762.8	7,636.0	7,178.0	4,339.0	3,899.0
ดัชนีความพร้อม[(1)] (ร้อยละ)	98.3	98.1	102.4	99.9	89.5
อัตราการจ่ายไฟ (ร้อยละ)	97.5	94.3	98.4	97.6	98.7
อัตราการใช้ความร้อน (กิโลจูลต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	9,512.2	9,510.1	9,414.1	9,422.4	9,371.0
การใช้ถ่านหิน (พันตัน)	2,084.5	1959.9	1,942.7	1,055.7	956.9

หมายเหตุ (1) ดัชนีความพร้อมจะเกินกว่าร้อยละ 100.0 เมื่อโรงไฟฟ้าดำเนินงานเกินกว่าจำนวนชั่วโมงตามสัญญาที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

(6) สิทธิประโยชน์ทางภาษี

บจ. บีแอลซีพีได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ("**บีโอไอ**") เมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2543 โดยได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเต็มจำนวนสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าเป็นเวลา 8 ปีนับจากวันที่บจ. บีแอลซีพีเริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ แม้ว่าระยะเวลาการยกเว้นภาษีเต็มจำนวนดังกล่าวจะครบกำหนดลงแล้วเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2557 แต่ บจ. บีแอลซีพียังคงได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราร้อยละ 50.0 สำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าต่อไปอีกเป็นเวลา 5 ปี ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2557 จนถึงวันที่ 31 มีนาคม 2562 ทั้งนี้ หากในอนาคตบีโอไอไม่สามารถให้สิทธิประโยชน์ในการยกเว้นภาษีแก่บจ. บีแอลซีพีตามอัตราข้างต้นอันเป็นเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของกฎหมายหรือด้วยเหตุอื่นใด บจ. บีแอลซีพีอาจร้องขอให้ กฟผ. ปรับเปลี่ยนค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับผลกระทบจากการที่ บจ. บีแอลซีพี ไม่ได้รับสิทธิประโยชน์ในการยกเว้นภาษีข้างต้น อย่างไรก็ตาม การได้รับยกเว้นภาษีข้างต้นนั้นอยู่ภายใต้เงื่อนไขต่าง ๆ ที่บีโอไอกำหนด ซึ่งรวมถึงการกำหนดให้ บจ.บีแอลซีพี ต้องมีผู้ถือหุ้นสัญชาติไทยถือหุ้นอยู่อย่างน้อยร้อยละ 51.00 ของทุนจดทะเบียน

(7) สัญญาระหว่างผู้ถือหุ้น

บริษัทฯ และบริษัทบ้านปูโคล ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด ได้เข้าทำสัญญาระหว่างผู้ถือหุ้นกับ บมจ. เอ็กโก ฉบับลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2543 (รวมทั้งที่ได้แก้ไขเพิ่มเติมและทำขึ้นใหม่เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2554 ซึ่งเป็นไปตามสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมครั้งที่ 2 ระหว่างคู่สัญญา) เพื่อกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างคู่สัญญาแต่ละฝ่ายในฐานะผู้ถือหุ้นของบจ. บีแอลซีพี ทั้งนี้ ผู้ถือหุ้นของบจ. บีแอลซีพีได้ตกลงร่วมลงทุนในบจ. บีแอลซีพี ตามสัดส่วนทุน ได้แก่ บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 50.00 และบมจ. เอ็กโกถือหุ้นคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 50.00 ของหุ้นที่จำหน่ายแล้วทั้งหมดของบจ. บีแอลซีพี

ข้อกำหนดที่สำคัญของสัญญาระหว่างผู้ถือหุ้นมีดังต่อไปนี้

- ผู้ถือหุ้นแต่ละฝ่ายมีสิทธิที่จะเสนอชื่อบุคคลเพื่อดำรงตำแหน่งคณะกรรมการของบจ. บีแอลซีพี จำนวนหนึ่งคนต่อสัดส่วนการถือหุ้นในบจ. บีแอลซีพีทุกร้อยละ 10.00
- คณะกรรมการของบจ. บีแอลซีพีเป็นผู้แต่งตั้งกรรมการผู้จัดการและประธานบริหารฝ่ายการเงิน
- บจ. บีแอลซีพีจะจ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นตามสัดส่วนการถือหุ้นในทุกรอบระยะเวลาครึ่งปี โดยจ่ายจากรายได้ที่จำหน่ายได้ของบจ. บีแอลซีพี

(8) การจัดหาแหล่งเงินทุน

โครงสร้างแหล่งเงินทุนหลักของบจ. บีแอลซีพีประกอบด้วยวงเงินกู้ยืมระยะยาวหลักและวงเงินกู้ยืมเสริม ทั้งที่เป็นสกุลเงินบาทและสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ โดยวงเงินกู้ยืมหลักประกอบด้วยการกู้ยืมเงินเพื่อการพาณิชย์ที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายสำหรับสัญญาจ้างเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาสถานที่ตั้ง ค่าใช้จ่ายทางอ้อม และภาระผูกพันต่าง ๆ ในขณะที่วงเงินกู้ยืมเสริมประกอบด้วย เงินกู้ยืมเพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียน และเงินกู้ยืมเพื่อใช้เสริมหลักประกัน

เงินกู้ยืมในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐของบจ. บีแอลซีพีมีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยคงที่และอัตราดอกเบี้ยลอยตัว ซึ่งใช้อัตราเทียบเคียงกับอัตราดอกเบี้ยระหว่างธนาคารในตลาดลอนดอน (LIBOR) ส่วนเงินกู้ยืมในสกุลเงินบาท จะใช้อัตราดอกเบี้ยลอยตัวเทียบเคียงกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำอ้างอิงโดยธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย (MLR) บจ. บีแอลซีพีได้เข้าทำข้อตกลงแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยจากอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่สำหรับเงินกู้ทั้งหมดเพื่อลดความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย

เงินกู้ยืมของบจ. บีแอลซีพี ทั้งในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐและเงินบาทมีงวดการชำระคืนทั้งแบบรายเดือนและรายครึ่งปี ซึ่งเงินกู้ยืมดังกล่าวจะครบกำหนดชำระในช่วงระหว่างปี 2562 ถึงปี 2564 โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บจ. บีแอลซีพี มียอดหนี้เงินกู้ยืมในสกุลเงินบาทค้างชำระเป็นจำนวนทั้งสิ้น 7,094 ล้านบาท และยอดหนี้เงินกู้ยืมในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐค้างชำระเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 168.0 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

(9) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน

ในปี 2555 2556 และ 2557 บจ. บีแอลซีพี มีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ที่จำนวน 380.4 ล้านบาท 173.0 ล้านบาท และ 59.6 ล้านบาทตามลำดับ และบริษัทฯ คาดว่าในปี 2558 ถึงปี 2560 บจ. บีแอลซีพีจะมีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี เป็นจำนวน 525.6 ล้านบาท

(10) การควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศ

มลพิษที่ถูกปล่อยสู่บรรยากาศจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง เช่น ถ่านหิน โดยหลักประกอบด้วยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) และอนุภาคฝุ่นละออง (PM) โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีใช้ระบบดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสีย (FGD) และเครื่องบำบัดน้ำทะเลเพื่อลดการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์โดยการกำจัดซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสีย ในการนี้ เครื่องกำจัดซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสียจะมีประสิทธิภาพในการกำจัดอนุภาคออกจากไอเสียประมาณร้อยละ 70.0 และการใช้เครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิต (ESP) จะมีประสิทธิภาพในการกำจัดอนุภาคออกจากไอเสียมากกว่าร้อยละ 99.0 และในขั้นตอนสุดท้าย โรงไฟฟ้าบีแอลซีพีจะลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์โดยใช้เตาเผาที่ใช้ไนโตรเจนออกไซด์ในระดับต่ำ อย่างไรก็ดี บจ. บีแอลซีพี ได้กำหนดมาตรการ

ในการควบคุมการปล่อยมลพิษเพื่อจำกัดการปล่อยมลพิษให้อยู่ในระดับต่ำกว่าระดับที่มาตรฐานกำหนดไว้ โดยโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีได้จำกัดอัตราการปล่อยมลพิษ รวมถึง อัตราการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ 170.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร อัตราการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ที่ 138.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และอัตราการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองที่ 20.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ทั้งนี้ ภายใต้มาตรฐานการปล่อยมลพิษของไทยได้จำกัดอัตราการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ไว้ที่ 350.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร อัตราการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ 320.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และอัตราการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองที่ 120.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และภายใต้มาตรฐานการปล่อยมลพิษของธนาคารโลก การจำกัดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์จะอยู่ในอัตรา 510.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร การปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในอัตรา 230.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองในอัตรา 50.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

(ข) โรงไฟฟ้าหงสา

บริษัทหงสาซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ เป็นเจ้าของและประกอบกิจการโรงไฟฟ้าหงสาซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าปากเหมืองที่ใช้พลังงานถ่านหินลิกไนต์ ประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าจำนวน 3 หน่วย ตั้งอยู่ที่เมืองหงสา แขวงไชยบุรี ในประเทศลาว โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมจำนวน 1,878.0 เมกะวัตต์ โดย หงสาหน่วยที่ 1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อเดือนมิถุนายน 2558 มีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 626.0 เมกะวัตต์ หงสาหน่วยที่ 2 และหงสาหน่วยที่ 3 อยู่ระหว่างการก่อสร้างและผ่านการตรวจสอบความน่าเชื่อถือของระบบแล้วโดยคาดว่าแต่ละหน่วยจะมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวนหน่วยละ 626.0 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ คาดว่าหงสาหน่วยที่ 2 และหงสาหน่วยที่ 3 จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนพฤศจิกายน 2558 และเดือนมีนาคม 2559 ตามลำดับ

บริษัทฯ ถือหุ้นในบริษัทหงสาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 40.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด นอกจากบริษัทฯ แล้ว บริษัทหงสายังมีผู้ถือหุ้นอื่น ได้แก่ บริษัทย่อยของบมจ. ราชบุรี ซึ่ง บมจ. ราชบุรีเป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด บริษัทย่อยดังกล่าวถือหุ้นอยู่ในบริษัทหงสาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 40.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด ทั้งนี้ บมจ. ราชบุรีเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และเป็นหนึ่งในบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนชั้นนำของประเทศไทย ซึ่งมี กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ นอกจากนั้น รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจในประเทศลาวยังเป็นผู้ถือหุ้นในบริษัทหงสาส่วนที่เหลือจำนวนร้อยละ 20.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด

(1) สัมปทาน

ในเดือนพฤศจิกายน 2552 บริษัทหงสาได้รับสัมปทานจากรัฐบาลลาวให้เป็นผู้ที่มีสิทธิแต่ผู้เดียวในการพัฒนา ก่อสร้าง และประกอบกิจการโรงไฟฟ้าหงสา โดยมีสิทธิตามสัมปทานเป็นระยะเวลา 25 ปีนับแต่วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 ซึ่งในปัจจุบันคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมีนาคม 2559 ทั้งนี้ สัมปทานดังกล่าวยังรวมถึงสิทธิอื่น ๆ เช่น สิทธิในการใช้พื้นที่จำนวน 77.79 ตารางกิโลเมตรเพื่อเป็นที่ตั้งของโครงการตลอดระยะเวลาสัมปทาน และสิทธิในการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าหงสาให้แก่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว

เพื่อเป็นการตอบแทนสิทธิตามสัมปทานข้างต้น บริษัทหงสาจะต้องชำระเงินให้แก่รัฐบาลลาวเป็นค่าสิทธิรายเดือนจำนวนร้อยละ 1.5 ของรายได้รวมจากการดำเนินงานของ

โครงการ นอกจากนี้ หากอัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of retrun) ของโรงไฟฟ้าหงสาสูงกว่าร้อยละ 15.0 บริษัทหงสาและรัฐบาลลาวจะได้รับส่วนแบ่งกำไร (ตามที่ได้กำหนดไว้ในเอกสารสิทธิสัมปทาน) ในจำนวนที่เท่ากัน ทั้งนี้ ค่าสิทธิและภาษีเงินได้อาจมีการปรับเพิ่มขึ้นหากอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสูงกว่าร้อยละ 15.0 ทั้งนี้ บริษัทหงสาต้องชำระค่าสิทธิจำนวนร้อยละ 50.0 ของจำนวนค่าสิทธิทั้งหมดเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และจำนวนที่เหลืออีกร้อยละ 50.0 เป็นสกุลเงินบาท โดยคำนวณตามอัตราแลกเปลี่ยนต่อสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐที่กำหนดในสัญญา

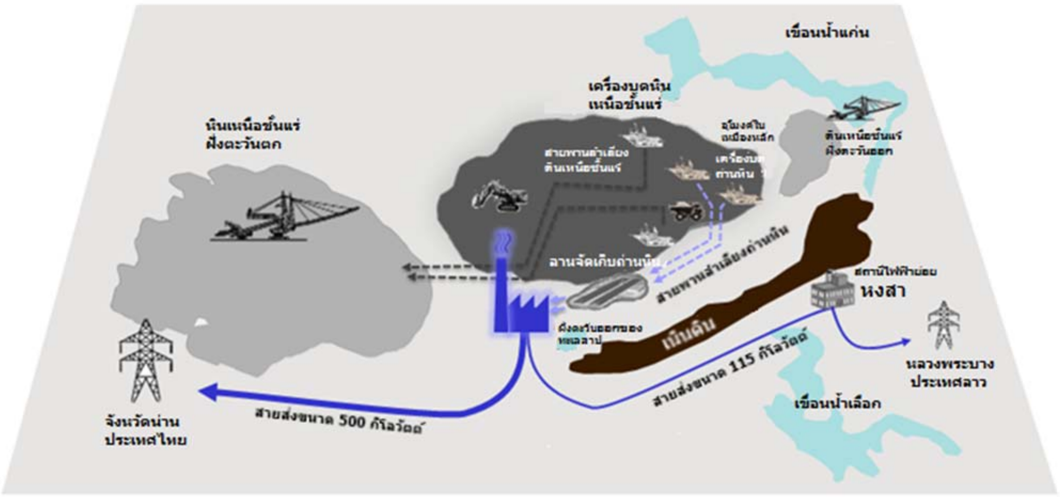
อนึ่ง บริษัทหงสายังคงต้องชำระค่าภาษีที่เกี่ยวข้องให้แก่รัฐบาลลาวด้วย *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ข)(7) สิทธิประโยชน์ทางภาษี”*

(2) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าหงสาผลิตไฟฟ้าจากการเผาถ่านหินลิกไนต์ซึ่งเป็นถ่านหินประเภทที่ให้ความร้อนต่ำ ซึ่งแตกต่างจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าหงสาเป็นโรงไฟฟ้าปากเหมืองซึ่งตั้งอยู่ติดกับเหมืองถ่านหินลิกไนต์ ซึ่งเป็นแหล่งถ่านหินที่จำเป็นต้องใช้ในกิจการโรงไฟฟ้าหงสา

ถ่านหินลิกไนต์จะถูกขุดขึ้นมาจากเหมือง และขนไปยังลานกองถ่านหินและลำเลียงไปยังโรงไฟฟ้าหงสาโดยระบบลำเลียง

แผนภาพด้านล่างนี้แสดงกระบวนการผลิตไฟฟ้า ณ โรงไฟฟ้าหงสา โดยเริ่มต้นจากการขุดถ่านหินลิกไนต์จากเหมืองถ่านหินลิกไนต์ซึ่งอยู่ติดกับโรงไฟฟ้า จนกระทั่งการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว



โรงไฟฟ้าหงสาตั้งอยู่ติดกับทะเลสาบ น้ำจากทะเลสาบที่สูบมาจากเขื่อนน้ำแก่นและเขื่อนน้ำเลือกจะถูกนำมาใช้ในกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ เขื่อนน้ำเลือกมีความสูง 58.5 เมตร ความกว้าง 100.0 เมตร ส่วนเขื่อนน้ำแก่นมีความสูง 54.5 เมตร ความกว้าง 320.0 เมตร โดยทะเลสาบ เขื่อนน้ำเลือก และเขื่อนน้ำแก่น มีปริมาณความจุน้ำจำนวน 0.6 ล้านลูกบาศก์เมตร 19.0 ล้านลูกบาศก์เมตร และ 16.4 ล้านลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ ในขณะที่น้ำจากเขื่อนน้ำเลือกซึ่งตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของโรงไฟฟ้าจะไหลลงมาตามแรงโน้มถ่วง การนำน้ำจากเขื่อนน้ำแก่นเข้าสู่โรงไฟฟ้าหงสาต้องอาศัยการสูบน้ำโดยโรงสูบน้ำที่ถูกสร้างขึ้น ทั้งนี้ หากมีปริมาณน้ำเต็มตามปริมาณความจุน้ำสูงสุด น้ำจากทะเลสาบตะวันออกสามารถนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าได้อย่างน้อย 5 วัน ในอดีตที่ผ่านมาโรงไฟฟ้าหงสาไม่เคยประสบกับสภาวะการขาดแคลนน้ำ และบริษัทเชื่อว่าปริมาณน้ำฝนจะช่วยให้ระดับน้ำแหล่งน้ำมีปริมาณเพียงพอต่อการใช้งานของบริษัทฯ

เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี โรงไฟฟ้าหงสาเป็นโรงไฟฟ้าประเภทใช้ความร้อนและผลิตไฟฟ้าโดยการเผาไหม้ถ่านหินเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ดังนั้น กระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหงสาจึงมีลักษณะเช่นเดียวกันกับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี

โรงไฟฟ้าหงสามีสายส่งไฟฟ้าจำนวนสองสายสำหรับจ่ายไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าไปยังเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในประเทศไทยและประเทศลาว สำหรับการนำส่งไฟฟ้าไปยังเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในประเทศไทย โรงไฟฟ้าหงสาใช้สายส่งวงจรคู่ขนาด 500.0 กิโลโวลต์ ความยาว 67.0 กิโลเมตร เพื่อเชื่อมโยงไปยังชายแดนไทย-ลาว ที่อำเภอสองแคว จังหวัดน่าน ประเทศไทย และสำหรับการนำส่งไฟฟ้าไปยังเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในประเทศลาว โรงไฟฟ้าหงสาใช้สายส่งวงจรคู่ขนาด 115.0 กิโลโวลต์ ความยาว 115.0 กิโลเมตร เชื่อมโยงไปยังเมืองหงสา เพื่อนำส่งต่อไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยในเมืองหลวงพระบาง

ภายใต้สัญญาสัมปทานของบริษัทหงสาสำหรับโรงไฟฟ้าหงสา บริษัทหงสาต้องโอนกรรมสิทธิ์ในสายส่งวงจรคู่ขนาด 500.0 กิโลโวลต์ และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องให้แก่รัฐบาลลาวภายหลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 และต้องโอนกรรมสิทธิ์ในสายส่งวงจรคู่ขนาด 115.0 กิโลโวลต์และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องให้แก่รัฐบาลลาวภายหลังการสิ้นสุดระยะเวลาสัมปทานแล้ว นอกจากนี้ บริษัทหงสาตกลงที่จะดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งวงจรคู่ดังกล่าวต่อไปภายหลังจากการโอนกรรมสิทธิ์ดังกล่าวแล้ว

บริษัทหงสาเก็บเถ้าถ่านที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้แก่รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวซึ่งเป็นผู้มีกรรมสิทธิ์เหนือเถ้าถ่านดังกล่าว โดยรัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวจะขายเถ้าถ่านดังกล่าวให้แก่บริษัทผู้ผลิตปูนซีเมนต์ในท้องถิ่นต่อไป

ส่วนน้ำเสียที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าจะถูกบำบัดตามข้อกำหนดและระเบียบท้องถิ่นในประเทศลาว

(3) การจำหน่ายไฟฟ้า

บริษัทหงสาเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับ กฟผ. ในเดือนเมษายน 2553 ภายใต้สัญญาดังกล่าว กฟผ. ตกลงซื้อไฟฟ้าตามกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 1,473.0 เมกะวัตต์จากบริษัทหงสา และไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตส่วนที่เหลือสามารถนำไปใช้สำหรับวัตถุประสงค์อื่น โดยตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับ กฟผ. บริษัทหงสาจะจัดเก็บค่าไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

- **ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า** - กฟผ.จะชำระค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทหงสาสำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บริษัทหงสาจัดให้มีเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. ตามจริง แต่ต้องไม่เกินกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 1,473.0 เมกะวัตต์ โดยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้านี้ครอบคลุมถึงต้นทุนคงที่ต่าง ๆ และค่าใช้จ่ายในการชำระหนี้ของโรงไฟฟ้าหงสา รวมทั้งช่วยให้บริษัทหงสามีผลตอบแทนจากการลงทุนจำนวนหนึ่ง ทั้งนี้ หากบริษัทหงสาได้จัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. และปฏิบัติตามเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับ กฟผ. แล้ว กฟผ. จะต้องชำระค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทหงสา โดยไม่ต้องคำนึงว่าจะได้มีการจ่ายไฟฟ้าจริงให้แก่ กฟผ. หรือไม่ ทั้งนี้ ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าดังกล่าวอาจถูกปรับลดลงตามการลดลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่าย ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าที่ได้รับเป็นสกุลเงินบาท โดยการคำนวณค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าบางส่วนอ้างอิงกับอัตราแลกเปลี่ยนของสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐต่อสกุลเงินบาทในขณะนั้น
- **ค่าพลังงานไฟฟ้า** - กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้าให้แก่บริษัทหงสาซึ่งจะครอบคลุมต้นทุนราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนในการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ต้นทุนเชื้อเพลิงจะถูกคำนวณจากต้นทุนถ่านหินลิกไนต์ซึ่งถูกกำหนดไว้และปรับตามความผันผวนของราคาน้ำมันดีเซลในกรุงเทพมหานคร ต้นทุนการดำเนินงานแปรผันได้ถูกกำหนดไว้แล้วเช่นกัน โดยปรับตามดัชนีราคาผู้บริโภคของประเทศไทยตามที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง ข้อ 3.1.9 การเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการผลิตถ่านหินที่เหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสาอาจส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน และกระแสเงินสดของบริษัทฯ*

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับกฟผ. จะครบกำหนดระยะเวลาตามสัญญาเมื่อครบ 25 ปีนับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 ซึ่งคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมีนาคม 2559

นอกจากนี้ บริษัทหงสาได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว ในเดือนพฤษภาคม 2554 ภายใต้สัญญาดังกล่าว รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวตกลงซื้อไฟฟ้าตามกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 100.0 เมกะวัตต์จากบริษัทหงสา ตามอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าระบบส่งไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

- **ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า** - รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวจะชำระค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทหงสาสำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บริษัทหงสาจัดให้มีเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวตามจริง แต่ต้องไม่เกินกำลังการผลิตตามสัญญาที่ 100.0 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ หากบริษัทหงสาได้จัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว และปฏิบัติตามเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวแล้ว รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวจะต้องชำระค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าแก่บริษัทหงสาโดยไม่ต้องคำนึงว่าจะได้มีการจ่ายไฟฟ้าจริงให้แก่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวหรือไม่ ทั้งนี้ ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าดังกล่าวอาจถูกปรับลดลงตามการลดลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่าย
- **ค่าพลังงานไฟฟ้า** - รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวจะต้องชำระค่าพลังงานไฟฟ้าแก่บริษัทหงสาซึ่งจะครอบคลุมต้นทุนราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนในการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ต้นทุนเชื้อเพลิงจะถูกคำนวณจากต้นทุนถ่านหินลิกไนต์ซึ่งถูกกำหนดไว้และปรับตามความผันผวนของราคาน้ำมันดีเซลในกรุงเทพมหานคร ต้นทุนการดำเนินงานแปรผันได้ถูกกำหนดไว้แล้วเช่นกัน โดยปรับตามดัชนีราคาผู้บริโภคของประเทศไทยตามที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง ข้อ 3.1.9 การเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการผลิตถ่านหินที่เหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสาอาจส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน และกระแสเงินสดของบริษัทฯ*
- **ค่าระบบส่งไฟฟ้า** - รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวจะต้องชำระค่าระบบส่งไฟฟ้าส่วนเพิ่มแก่บริษัทหงสาทุก ๆ ไตรมาส ซึ่งจะครอบคลุมค่าใช้ระบบส่งไฟฟ้าล่วงหน้าและค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนสะสม

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของหงสากับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว จะครบกำหนดระยะเวลาตามสัญญาเมื่อครบ 25 ปีนับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าหงสาหน่วยที่ 3 ซึ่งคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมีนาคม 2559

(4) การจัดหาเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าหงสาใช้ถ่านหินลิกไนต์เป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยบริษัทหงสาได้รับสิทธิในการทำเหมืองถ่านหินลิกไนต์ซึ่งตั้งอยู่ในบริเวณถัดจากที่ตั้งของโรงไฟฟ้า (เหมือง

ถ่านหินลิกไนต์หงสา) โดยถือเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนาโรงไฟฟ้าหงสา ตามข้อมูลล่าสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2557 เหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสามีปริมาณถ่านหินลิกไนต์สำรองจำนวน 487 ล้านตัน และมีกำลังการผลิตจำนวน 14.3 ล้านตันต่อปี บริษัทฯ ร่วมลงทุนในเหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสาคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 37.50 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด โดยการถือหุ้นในบริษัทภูไฟมายนิ่งร่วมกับบมจ. ราชบุรี (โดยผ่านบริษัทย่อย) และรัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาว ซึ่งถือหุ้นร้อยละ 37.50 และร้อยละ 25.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมดของบริษัทดังกล่าว ตามลำดับ ทั้งนี้ ผลผลิตที่ได้จากเหมืองถ่านหินลิกไนต์หงสาดังกล่าวจะนำมาใช้สำหรับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าหงสาเท่านั้น

เพื่อเป็นการตอบแทนสิทธิตามสัมปทานเหมืองถ่านหินลิกไนต์ บริษัทหงสาจะต้องชำระค่าธรรมเนียมเหมืองแร่แก่รัฐบาลลาวในรูปแบบของค่าสิทธิตามจำนวนดังต่อไปนี้

- 0.4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน สำหรับถ่านหินจำนวน 4.5 ล้านตันแรกซึ่งใช้ในโรงไฟฟ้าหงสา
- 1.03 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน สำหรับจำนวนถ่านหินซึ่งใช้ในโรงไฟฟ้าหงสา โดยอัตราดังกล่าวจะมีการปรับขึ้นทุกปีในอัตราร้อยละ 1.0 ต่อปี นับจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 1 และ
- 0.07 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน สำหรับจำนวนหินปูนซึ่งใช้ในโรงไฟฟ้าหงสา โดยอัตราดังกล่าวจะมีการปรับขึ้นทุกปีในอัตราร้อยละ 1.0 ต่อปี นับจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 1

นอกจากนี้ บริษัทหงสาจะต้องชำระค่าภาษีที่เกี่ยวข้องให้แก่รัฐบาลลาวด้วย *โปรดพิจารณาในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ข)(7) สิทธิประโยชน์ทางภาษี* ทั้งนี้ บริษัทหงสาจะต้องชำระเงินค่าธรรมเนียมเหมืองแร่และภาษีอากรจำนวนร้อยละ 50.0 ของจำนวนเงินค่าธรรมเนียมเหมืองแร่และภาษีอากรทั้งหมดเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และจำนวนที่เหลืออีกร้อยละ 50.0 เป็นสกุลเงินบาทโดยคำนวณตามอัตราแลกเปลี่ยนต่อสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐที่กำหนดในสัญญา

สัมปทานเหมืองแร่ข้างต้นจะครบกำหนดระยะเวลาสัมปทานเมื่อครบ 25 ปีนับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 ซึ่งคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมีนาคม 2559

(5) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

การดำเนินงานและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าหงสาเป็นไปตาม สัญญาให้บริการงานเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ระหว่างบริษัทหงสาและ กฟผ. โดย กฟผ. ในฐานะผู้รับจ้างอาจว่าจ้างผู้รับจ้างช่วงในการดำเนินการบางอย่างตามที่ได้ตกลงกันหรือภายใต้วงเงินที่กำหนด แต่ กฟผ. ยังคงต้องรับผิดชอบต่อการดำเนินการใด ๆ ของผู้รับจ้างช่วงนั้น สัญญาให้บริการงานเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า จะครบกำหนดระยะเวลาตามสัญญาเมื่อครบ 15 ปีนับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 ซึ่งปัจจุบัน

คาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมีนาคม 2559 ทั้งนี้ ภายใต้สัญญาการดำเนินงานและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าหงสา กฟผ. มีสิทธิได้รับเงิน ได้แก่ ค่าธรรมเนียมการดำเนินการรายปีในอัตราคงที่ ซึ่งจะแบ่งชำระเป็นรายเดือนในจำนวนที่เท่ากัน ตามที่ระบุไว้ในสัญญาการดำเนินงานและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าหงสา โดยเริ่มจากเดือนมกราคม 2559 ทั้งนี้ ค่าธรรมเนียมการดำเนินการรายปีดังกล่าวจะปรับเพิ่มขึ้นตามการคำนวณปัจจัยในดัชนีราคาผู้บริโภคของประเทศไทย

(6) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้สรุปสถิติการดำเนินงานของหงสาหน่วยที่ 1 สำหรับช่วงเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
หงสาหน่วยที่ 1	2555[1]	2556[1]	2557[1]	2557[1]	2558
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)......................................	---	—	—	—	551.0
จำนวนขายสุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	—	—	—	262.5
จำนวนที่ผลิตได้สุทธิ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง).........................	—	—	—	—	305.6
จำนวนชั่วโมงตามสัญญา (ชั่วโมง)	—	—	—	—	672.0
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)..	—	—	—	—	77.6
อัตราการจ่ายไฟ (ร้อยละ)..	—	—	—	—	77.9
อัตราการใช้ความร้อน (กิโลจูลต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	—	—	—	—	12,994.0
การใช้ถ่านหิน (พันตัน)..	—	—	—	—	350.0

หมายเหตุ:

(1) หงสาหน่วยที่ 1 เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมิถุนายน 2558 และไม่มีการดำเนินงานในช่วงรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคมในปี 2555 2556 และ 2557 และรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2557

(2) ดัชนีความพร้อมจะเกินกว่าร้อยละ 100.0 เมื่อโรงไฟฟ้าดำเนินงานเกินกว่าจำนวนชั่วโมงตามสัญญาที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

(7) สิทธิประโยชน์ทางภาษี

บริษัทหงสาได้รับสิทธิประโยชน์จากคณะกรรมาธิการสามัญสมัชชาแห่งชาติของประเทศลาวให้ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีบางประการเป็นระยะเวลา 7 ปี ภายหลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3 และจะต้องเสียภาษีในอัตราภาษีที่ใช้บังคับในขณะนั้น ซึ่งในปัจจุบันเท่ากับอัตราร้อยละ 15.0 ของเงินได้สุทธิที่ต้องเสียภาษีสำหรับปีต่อ ๆ ไปภายหลังจากช่วงระยะเวลาดังกล่าว

(8) สัญญาระหว่างผู้ถือหุ้น

บริษัทฯ เข้าทำสัญญาระหว่างผู้ถือหุ้นกับบมจ. ราชบุรี และรัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวในเดือนกุมภาพันธ์ 2552 เพื่อกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างคู่สัญญาแต่ละฝ่ายในฐานะผู้ถือหุ้นของบริษัทหงสา ผู้ถือหุ้นของบริษัทหงสาได้ตกลงร่วมลงทุนในบริษัทหงสาตามสัดส่วนทุน ได้แก่ บริษัทฯ ถือหุ้นโดยตรงร้อยละ 40.00 บมจ. ราชบุรีถือหุ้นทางอ้อมร้อยละ 40.00 และรัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวถือหุ้นอีกร้อยละ 20.00 ของหุ้นที่จำหน่ายแล้วทั้งหมดของบริษัทหงสา

ข้อกำหนดที่สำคัญของสัญญาระหว่างผู้ถือหุ้นดังกล่าว มีดังต่อไปนี้

- ผู้ถือหุ้นแต่ละฝ่ายมีสิทธิเสนอชื่อบุคคลเพื่อดำรงตำแหน่งคณะกรรมการของบริษัทหงสาจำนวนหนึ่งคนต่อสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทหงสาทุกร้อยละ 10.00
- สำหรับช่วงเวลาระหว่างวันที่จัดตั้งบริษัทหงสาจนถึงวันสุดท้ายของปีบัญชีที่สองถัดจากปีบัญชีที่มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ตามที่นิยามไว้ในสัญญาระหว่างผู้ถือหุ้น) ("**ระยะเวลาดำเนินงานแรกของบริษัทหงสา**") บริษัทหงสาจะมีกรรมการผู้จัดการหนึ่งคน ซึ่งเสนอชื่อโดยบริษัทฯ และภายหลังจากระยะเวลาดำเนินงานแรกของบริษัทหงสา สิ้นสุดลง บมจ. ราชบุรีและบริษัทฯ จะร่วมกันเสนอชื่อผู้ที่จะดำรงตำแหน่งกรรมการผู้จัดการของบริษัทหงสาต่อไป
- ในระยะเวลาดำเนินงานแรกของบริษัทหงสา บริษัทฯ จะเป็นผู้เสนอชื่อรองกรรมการผู้จัดการ (ฝ่ายการเงิน)
- ผู้ถือหุ้นของบริษัทหงสาตกลงและยอมรับว่าหากอัตราผลตอบแทนภายในของโรงไฟฟ้าหงสาสูงกว่าอัตราที่กำหนดไว้ ผลตอบแทนใด ๆ ซึ่งสูงกว่าอัตราดังกล่าวจะถูกแบ่งระหว่างรัฐบาลลาวกับผู้ถือหุ้นของบริษัทหงสาตามเงื่อนไขที่ได้กำหนดไว้ในสัมปทานของบริษัทหงสา *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ข)(1) สัมปทาน*
- ภายใต้ข้อกำหนดทางบัญชี การจัดการทางการเงิน สัญญาเกี่ยวกับการดำเนินงานที่สำคัญ และการสำรองเงินตามสมควรสำหรับการปรับปรุงและบำรุงรักษาเครื่องจักร รวมทั้งภาระผูกพันอื่น ๆ ผู้ถือหุ้นของบริษัทหงสาจะต้องกระทำการใด ๆ อันจำเป็นเพื่อให้บริษัทหงสาจ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นตามสัดส่วนการถือหุ้นทุก ๆ 6 เดือน ในจำนวนที่บริษัทหงสาสามารถจ่ายให้แก่ผู้ถือหุ้นได้ตามกฎหมายในแต่ละปีบัญชี

(9) การจัดหาแหล่งเงินทุน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 โครงสร้างแหล่งเงินทุนหลักของบริษัทหงสาประกอบด้วยวงเงินกู้ยืมหลักและวงเงินกู้ยืมเสริม ทั้งที่เป็นสกุลเงินบาทและสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ โดยวงเงินกู้ยืมหลักประกอบด้วยการกู้ยืมเงินเพื่อการพาณิชย์ที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าหงสา ซึ่งรวมถึง ค่าใช้จ่ายสำหรับสัญญาจ้างเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาสถานที่ตั้ง ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับเหมืองแร่ถ่านหิน ค่าใช้จ่ายทางอ้อมและภาระผูกพันต่าง ๆ ในขณะที่วงเงินกู้ยืมเสริมประกอบด้วย เงินกู้ยืมเพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียน และเงินกู้ยืมเพื่อใช้เสริมหลักประกัน

เงินกู้ยืมในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐของบริษัทหงสามีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัวโดยใช้อัตราเทียบเคียงกับอัตราดอกเบี้ยระหว่างธนาคารในตลาดลอนดอน (LIBOR) ส่วนเงินกู้ยืมในสกุลเงินบาทบางส่วนมีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยแบบคงที่และบางส่วนมีการ

กำหนดอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัวโดยใช้อัตราเทียบเคียงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำอ้างอิงโดยธนาคารพาณิชย์ในประเทศไทย (MLR) บริษัทหงสาต้องเข้าทำข้อตกลงแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยจากอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่สำหรับเงินกู้จำนวนร้อยละ 50.0 ของจำนวนเงินกู้ทั้งหมดเพื่อลดความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย

เงินกู้ยืมในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐและสกุลเงินบาทของบริษัทหงสามีกำหนดระยะเวลาชำระ 25 ปี โดยถึงกำหนดชำระทุก ๆ งวดหกเดือน เริ่มต้นในวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหงสาหน่วยที่ 3

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทหงสามียอดหนี้เงินกู้ยืมในสกุลเงินบาทค้างชำระเป็นจำนวนทั้งสิ้น 63,000.0 ล้านบาท และยอดหนี้เงินกู้ยืมในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐค้างชำระเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 930.0 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

(10) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน

บริษัทหงสามีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าหงสา จำนวน 103,154.4 ล้านบาท และบริษัทหงสาคาดว่าในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2558 และในปี 2559 และ 2560 จะมีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าหงสา จำนวน 81.1 ล้านบาท 709.3 ล้านบาท และ 793.8 ล้านบาท ตามลำดับ

(11) การควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศ

โรงไฟฟ้าหงสาใช้ระบบดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสีย (FGD) และการฟอกแบบเปียก (Wet Scrubbing) เพื่อลดการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และใช้เครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิต เพื่อกำจัดอนุภาคฝุ่นละอองออกจากไอเสีย โดยระบบดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสีย จะมีประสิทธิภาพในการกำจัดอนุภาคออกจากไอเสียสูงถึงร้อยละ 92.0 ในขณะที่การใช้เครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิตจะมีประสิทธิภาพในการกำจัดอนุภาคฝุ่นละอองสูงถึงร้อยละ 99.83 นอกจากนี้ ยังมีการติดตั้งเตาเผาที่ใช้ไนโตรเจนออกไซด์ในระดับต่ำเพื่อลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าหงสาได้มีการติดตั้งระบบการตรวจสอบการระบายมลพิษอย่างต่อเนื่อง (CEM) ที่ปากปล่องควันเพื่อวัดปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ อุณหภูมิและข้อมูลอื่น ๆ โดยข้อมูลจากเครื่องตรวจสอบการระบายมลพิษอย่างต่อเนื่อง (CEM) จะถูกตรวจสอบทันทีในห้องควบคุมที่เชื่อมต่อกับหน่วยงานภาครัฐ ทั้งนี้ บริษัทหงสาต้องควบคุมระดับการปล่อยมลพิษที่ปล่องควันให้อยู่ภายใต้มาตรฐานของธนาคารโลกซึ่งจำกัดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ในอัตรา 510.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร การปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในอัตรา 230.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองในอัตรา 50.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

(12) การย้ายถิ่นฐาน

บริษัทหงสาได้ดำเนินการเพื่อลดผลกระทบของโครงการต่อประชากรในท้องถิ่นภายใต้แผนงานสำหรับการย้ายถิ่นฐาน (resettlement action plan) โดยประชากรที่

ได้รับผลกระทบของโครงการจะสามารถย้ายถิ่นฐานไปยัง 2 พื้นที่ ได้แก่ พื้นที่ในบ้าน นา บาโลน (Na Balone) และ บ้านนาจาน (Na Chan) และจะมีการสร้างสาธารณูปโภคเพื่อรองรับประชากรที่ย้ายถิ่นฐานดังกล่าวด้วย โดยมีการจัดสรรงบประมาณจำนวนประมาณ 31.8 ล้านดอลลาร์สหรัฐเพื่อดำเนินการตามแผนงานดังกล่าว นอกจากนี้ เมืองหงสาได้จัดให้มีการตรวจประเมินทางสังคม (social audit) และการสังเกตการณ์โดยบุคคลภายนอกสำหรับการดำเนินการตามแผนงานสำหรับการย้ายถิ่นฐานให้เป็นไปตามมาตรฐานที่ 5 ของบรรษัทเงินทุนระหว่างประเทศ (International Finance Corporation Performance Standard 5) และมาตรฐานสากลอื่น ๆ

(ค) โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง

บริษัทฯ โดยบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิง ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งหมด เป็นเจ้าของและประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง ตั้งอยู่บนพื้นที่ประมาณ 115,501 ตารางเมตร ในเขตเจิ้งติ้ง เมืองสือเจียจวง มณฑลเหอเป่ย ประเทศจีน โดยบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงเป็นผู้มีสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งบนที่ดินดังกล่าว

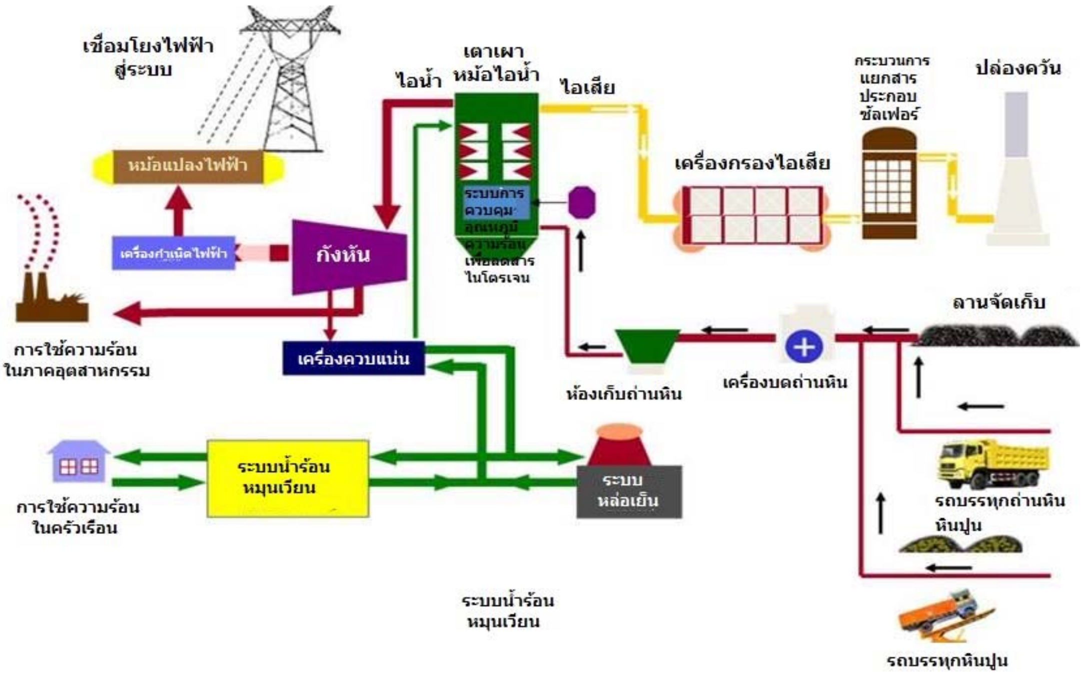
การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง แบ่งเป็นสามโครงการ โดยโครงการที่ 1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนตุลาคม 2543 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 24.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 95.0 ตันต่อชั่วโมง โครงการที่ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนพฤศจิกายน 2557 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 24.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 102.0 ตันต่อชั่วโมง และโครงการที่ 3 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนมกราคม 2558 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 25.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 173.0 ตันต่อชั่วโมง

(1) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งผลิตทั้งไฟฟ้า ไอน้ำ น้ำร้อน และน้ำเย็นซึ่งแตกต่างจากโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีและโรงไฟฟ้าหงสาซึ่งผลิตแต่ไฟฟ้าเท่านั้น โดยกระบวนการผลิตความร้อนร่วมนั้นประกอบด้วยกังหันไอน้ำและเครื่องผลิตไอน้ำแรงดันสูง ทั้งนี้ ภายในกังหันไอน้ำ อากาศจะถูกบีบอัดและผสมเข้ากับถ่านหินซึ่งเผาไหม้อยู่ในห้องเผาไหม้ ก๊าซร้อนที่ถูกเผาไหม้จะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำซึ่งจะหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะถูกเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้ถึงระดับที่กำหนดโดยหม้อแปลงไฟฟ้าก่อนที่จะจ่ายให้แก่สายส่งไฟฟ้าเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัทที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในภูมิภาค

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งได้ติดตั้งอุปกรณ์กังหันชนิดที่สามารถแยกไอน้ำออกจากตัวกังหันได้ เป็นผลให้โรงไฟฟ้าสามารถจัดส่งไฟฟ้าและไอน้ำได้พร้อมกัน โดยส่วนของไอน้ำจะถูกแยกออกจากกังหันและนำส่งให้แก่ลูกค้าผ่านทางท่อจ่ายไอน้ำ ทั้งนี้ ในฤดูหนาวโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งจะจัดส่งความร้อนให้แก่ครัวเรือนผ่านทางท่อจ่ายความร้อนในรูปของน้ำร้อน

แผนภาพด้านล่างนี้แสดงขั้นตอนกระบวนการผลิตไฟฟ้าร่วมของวงจรกังหันไอน้ำ



บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงจะจัดเก็บเถ้าถ่านที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนเพื่อขายให้แก่ลูกค้าในภาคอุตสาหกรรมในท้องถิ่นต่อไป

(2) การจำหน่ายไฟฟ้าและความร้อน

บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงขายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีซึ่งมีเงื่อนไขเกี่ยวกับการต่อสัญญาในทุก ๆ ปี ทั้งนี้ เป็นไปตามแนวปฏิบัติปกติทางการค้าของตลาดในประเทศจีน ในการนี้บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีกับบริษัทเหอเป่ยอิเล็กทริค ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐประจำภูมิภาคที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในมณฑลเหอเป่ยตั้งแต่ปี 2543 จากประสบการณ์ของบริษัทฯ บริษัทฯ คาดว่าจะไม่มีประเด็นปัญหาใด ๆ ในการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีของบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงกับบริษัทเหอเป่ยอิเล็กทริคในอนาคต

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีของบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงกำหนดจำนวนไฟฟ้าที่จะขายในแต่ละปี แต่จำนวนไฟฟ้าที่ขายได้จริงอาจจะมีการปรับเปลี่ยนได้ตามปัจจัยต่าง ๆ เช่น ปริมาณการผลิตไอน้ำที่เพิ่มขึ้น หรือ เครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าต้องการการจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ค)(5) บทวิเคราะห์การดำเนินการ* ทั้งนี้ ค่าไฟฟ้าจะระบุเป็นอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงซึ่งกำหนดโดยคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งชาติจีนซึ่งจะถูกปรับตามราคาถ่านหิน

นอกจากนี้ ในปัจจุบัน บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงเป็นผู้จัดจำหน่ายไอน้ำและน้ำร้อนให้แก่ภาคครัวเรือนแต่เพียงผู้เดียวในเขตเจิ้งติ้ง โดยบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงยังได้ทำสัญญาซื้อขายไอน้ำระยะยาวกับหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ ภาคอุตสาหกรรม และผู้ที่ใช้ไอน้ำเชิงพาณิชย์และครัวเรือนต่าง ๆ ภายในเขตเจิ้งติ้ง เพื่อขายความร้อนในรูปของไอน้ำหรือน้ำร้อน และบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงมิได้มีการขายไอน้ำภายใต้สัญญาซื้อขายระยะสั้น บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงคิดค่าไอน้ำจากลูกค้าโดยอ้างอิงจากอัตราที่กำหนดโดยหน่วยงานควบคุมราคาของเขตเจิ้งติ้ง หรืออ้างอิงจากอัตราที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไอน้ำ ภายใต้การตกลงร่วมกันระหว่างบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงและผู้รับซื้อไอน้ำ ค่าไอน้ำอาจถูกปรับเปลี่ยนได้เป็นครั้งคราวเพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของราคาถ่านหิน

บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงเข้าทำสัญญาจัดหาน้ำร้อนให้แก่ภาคอุตสาหกรรม และผู้ที่ใช้น้ำร้อนเชิงพาณิชย์และครัวเรือนต่าง ๆ เพื่อผลิตความร้อนในช่วงฤดูหนาว โดยราคาค่าน้ำร้อนดังกล่าวจะเป็นไปตามราคาที่กำหนดโดยหน่วยงานควบคุมราคาในท้องที่ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งกำหนดเป็นรายปี และบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงยังขายน้ำเย็นในช่วงฤดูร้อนเพื่อใช้ทำความเย็นอีกด้วย

จากประสบการณ์ของบริษัทฯ บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงได้ประโยชน์จากสิทธิจัดจำหน่ายเป็นลำดับแรก ตามนโยบายของรัฐบาลจีน ทั้งนี้ ภายใต้ประกาศของคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งชาติจีน และกระทรวงการก่อสร้างของประเทศจีน เรื่อง "ข้อบังคับชั่วคราวเกี่ยวกับการก่อสร้างและจัดการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมและกากนิวเคลียร์" เมื่อเดือนมกราคม 2550 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมต่าง ๆ จะได้รับสิทธิในการผลิตไฟฟ้าและจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าเป็นลำดับแรก

(3) การจัดหาเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งใช้ถ่านหินเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยดำเนินการจัดหาถ่านหินเพื่อตอบสนองความต้องการวัตถุดิบโดยการจัดซื้อวัตถุดิบในตลาดซื้อขายแบบทันที (spot market) ในเขตเจิ้งติ้ง

(4) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงเป็นผู้รับผิดชอบต่อการดำเนินงานและการบำรุงรักษาตามปกติของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง ซึ่งในบางกรณี บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงอาจจัดจ้างบุคคลภายนอกสำหรับการดำเนินการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่

(5) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้สรุปสถิติการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง สำหรับช่วงเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือน สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2555	2556	2557	2557	2558
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) (โครงการที่ 1)	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) (โครงการที่ 2)	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) (โครงการที่ 3)	—	—	—	—	25.0
จำนวนที่ขายทั้งหมด (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	319.0	326.0	327.0	160.0	199.0
จำนวนที่ผลิตได้ทั้งหมด (กิกะวัตต์ต่อชั่วโมง)................	372.0	381.0	379.0	186.0	229.0
จำนวนชั่วโมงที่ใช้ได้ (ชั่วโมง)......................................	7,752.0	7,940.0	7,892.0	3,872.0	3,161.0
ปริมาณไอน้ำที่ขาย (พันตัน)..	1,054.0	978.0	1,038.0	599.0	636.0
ค่าความร้อน (กรัม/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	362.0	380.0	369.0	325.0	305.0
ปริมาณการใช้ถ่านหิน (พันตัน)	249.0	262.0	253.0	125.0	139.0

(6) การจัดหาแหล่งเงินทุน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงมีเงินกู้ยืมระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐซึ่งมีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยลอยตัว โดยจะใช้อัตราเทียบเคียงกับอัตราดอกเบี้ยระหว่างธนาคารในตลาดลอนดอน (LIBOR) โดยเงินกู้ยืมดังกล่าวจะครบกำหนดระยะเวลาชำระคืนในเดือนธันวาคม 2561

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงมียอดหนี้เงินกู้ค้างชำระเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

(7) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน

ในปี 2555 2556 และ 2557 บริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงมีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งจำนวน 227.7 ล้านบาท 425.3 ล้านบาท และ 350.7 ล้านบาท ตามลำดับ และบริษัทสือเจียจวงเฉิงเฟิงคาดว่าจะมีรายจ่ายฝ่ายทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งในปี 2558 ถึงปี 2560 เป็นจำนวนรวม 563.2 ล้านบาท

(8) การควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศ

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งใช้การฟอกโดยการเผาไหม้ (Combusting Scrubbing) ผ่านแท่นของเหลวเพื่อลดการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ในขณะที่ใช้ระบบกำจัดก๊าซพิษเฉพาะส่วน (Catalytic System) ร่วมกับวิธีการควบคุมสารเผาไหม้อื่น ๆ เพื่อลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งยังใช้เครื่องกรองอากาศแบบผ้าเพื่อกำจัดอนุภาคฝุ่นละออง ในการนี้ บริษัทฯ ได้ตรวจสอบการปล่อยมลพิษอย่างใกล้ชิดเพื่อรักษาระดับการปล่อยมลพิษให้อยู่ในมาตรฐานท้องถิ่น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งมีระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ 150.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ระดับการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ที่ 115.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และระดับการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองที่ 9.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ในขณะที่มาตรฐานท้องถิ่นกำหนดระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์และอนุภาคฝุ่นละอองที่ 200.0

มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร 200.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และ 20.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ

(ง) โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน

บริษัทฯ โดยบริษัทถังซานบ้านปู ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมทั้งหมด เป็นเจ้าของและประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่บนพื้นที่ประมาณ 443,193 ตารางเมตร ในเขตหลวนหนาน เมืองถางชาน มณฑลเหอเป่ย ประเทศจีน บริษัทถังซานบ้านปูเป็นผู้มีสิทธิในการใช้ที่ดินดังกล่าวสำหรับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วเมื่อเดือนมิถุนายน 2554 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 100.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 128.0 ตันต่อชั่วโมง นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานกำลังอยู่ในระหว่างการขยายกำลังการผลิตซึ่งคาดว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งและกำลังการผลิตไอน้ำขึ้นอีก 25.0 เมกะวัตต์ และ 150.0 ตันต่อชั่วโมง ตามลำดับ โดยคาดว่ากำลังการผลิตส่วนที่เพิ่มดังกล่าวจะสามารถดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2562

(1) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีขั้นตอนการผลิตเบื้องต้นเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ค)(1) กระบวนการผลิต*

บริษัทถังซานบ้านปูจะจัดเก็บเถ้าถ่านที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนเพื่อขายให้แก่ลูกค้าในภาคอุตสาหกรรมในท้องถิ่นต่อไป

(2) การจำหน่ายไฟฟ้าและความร้อน

บริษัทถังซานบ้านปูจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งผลิตขึ้นโดยโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีซึ่งมีเงื่อนไขเกี่ยวกับการต่อสัญญาในทุก ๆ ปี ทั้งนี้ เป็นไปตามแนวปฏิบัติปกติทางการค้าของตลาดในประเทศจีน ในการนี้ ตั้งแต่ปี 2544 เป็นต้นมา บริษัทถังซานบ้านปูเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีกับบริษัทนอร์ธไชน่ากริด จำกัด ("**บริษัทนอร์ธไชน่ากริด**") ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐประจำภูมิภาคที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศจีน จากประสบการณ์ของบริษัทฯ บริษัทฯ คาดว่าจะไม่มีประเด็นปัญหาใด ๆ ในการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีของบริษัทถังซานบ้านปูกับบริษัทนอร์ธไชน่ากริดในอนาคต

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีของบริษัทถังซานบ้านปูกำหนดประมาณการจำนวนไฟฟ้าที่จะขายในแต่ละเดือนของปี และจะมีการปรับจำนวนไฟฟ้าที่ขายได้จริงตามปัจจัยต่าง ๆ เช่น ความไม่เพียงพอและความขาดแคลนเชื้อเพลิงซึ่งไม่เป็นไปตามแผนงาน สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายปีจะระบุอัตราค่าไฟฟ้าคงที่ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงของไฟฟ้าสำหรับปีดังกล่าว ซึ่งโดยปกติจะได้รับการอนุมัติจากหน่วยงานควบคุมราคาระดับมณฑลและขึ้นอยู่กับราคาถ่านหินในตลาด นอกจากนี้ บริษัทถังซานบ้านปูเป็นผู้จัดจำหน่ายไอน้ำแต่เพียง

ผู้เดียวให้แก่ภาคครัวเรือนในเขตหลวนหนานและได้รับสิทธิเป็นรายแรกในการพัฒนาหรือขยายกำลังการผลิตไอน้ำเพื่อตอบสนองความต้องการไอน้ำที่เพิ่มขึ้นในเขตหลวนหนานอันเป็นผลจากการขยายตัวของชุมชนเมืองที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยบริษัทถังซานบ้านปูยังได้ทำสัญญาซื้อขายไอน้ำระยะยาวกับภาคอุตสาหกรรม ผู้ใช้ไอน้ำเชิงพาณิชย์และครัวเรือนในท้องถิ่น สัญญาซื้อขายไอน้ำเหล่านี้มักจะระบุราคาคงที่ต่อกิกะจูลของไอน้ำ และยังระบุด้วยว่าอาจมีการปรับราคาโดยขึ้นอยู่กับราคาถ่านหินในตลาด โดยทั่วไปผู้รับซื้อไอน้ำจะมีภาระผูกพันในการซื้อไอน้ำขั้นต่ำในแต่ละปีและจะต้องชำระค่าชดเชยให้แก่บริษัทถังซานบ้านปูหากจำนวนการซื้อไอน้ำต่ำกว่าจำนวนยอดซื้อขั้นต่ำ โดยระยะเวลาของสัญญาเหล่านี้มีกำหนดตั้งแต่ 5 ปี ถึง 25 ปี

บริษัทถังซานบ้านปูเข้าทำสัญญาจัดหาน้ำร้อนให้แก่ภาคอุตสาหกรรม และผู้ที่ใช้น้ำร้อนเชิงพาณิชย์และครัวเรือนต่าง ๆ เพื่อวัตถุประสงค์ในการผลิตความร้อนในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงเดือนมีนาคมของทุก ๆ ปี โดยราคาจะถูกกำหนดโดยองค์กรควบคุมราคาในท้องถิ่นที่เกี่ยวข้องเป็นรายปี

บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทถังซานบ้านปูได้ประโยชน์จากสิทธิในการจัดจำหน่ายเป็นลำดับแรกภายใต้นโยบายของรัฐบาลจีน

(3) การจัดหาเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานใช้ถ่านหินเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยจัดหาถ่านหินเพื่อตอบสนองความต้องการวัตถุดิบจากการจัดซื้อวัตถุดิบในตลาดซื้อขายแบบทันที (spot market) ในเขตหลวนหนาน

(4) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

บริษัทถังซานบ้านปูเป็นผู้รับผิดชอบต่อการดำเนินงานตามปกติและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน ในบางกรณี บริษัทถังซานบ้านปูอาจจัดจ้างบุคคลภายนอกเพื่อดำเนินการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่

(5) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้สรุปสถิติการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน สำหรับช่วงเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือน สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2555	2556	2557	2557	2558
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
จำนวนที่ขายทั้งหมด (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	517.0	520.0	521.0	285.0	274.0
จำนวนที่ผลิตได้ทั้งหมด (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	588.0	591.0	590.0	320.0	313.0
จำนวนชั่วโมงที่ใช้ได้ (ชั่วโมง)	5,879.0	5,911.0	5,903.0	3,200.0	3,134.0
ปริมาณไอน้ำที่ขาย (พันตัน)..	751.0	747.0	856.0	470.0	494.0
ค่าความร้อน (กรัม/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	354.0	356.0	323.0	298.0	316.0
ปริมาณการใช้ถ่านหิน (พันตัน)	287.0	300.0	274.0	144.0	144 .0

(6) การจัดหาแหล่งเงินทุน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทถังซานบ้านปูมีเงินกู้ยืมระยะสั้นเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐมีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยลอยตัวโดยใช้อัตราเทียบเคียงกับอัตราดอกเบี้ยระหว่างธนาคารในตลาดลอนดอน (LIBOR) โดยเงินกู้ยืมระยะสั้นดังกล่าวมีกำหนดระยะเวลาชำระคืนไม่เกินหนึ่งปี

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทถังซานบ้านปูมียอดหนี้เงินกู้ยืมระยะสั้นค้างชำระเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 3.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

(7) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน

ในปี 2555 2556 และ 2557 บริษัทถังซานบ้านปู มีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน จำนวน 41.4 ล้านบาท 50.5 ล้านบาท และ 194.8 ล้านบาท และในปี 2558 ถึงปี 2560 บริษัทถังซานบ้านปูคาดว่าจะมีรายจ่ายฝ่ายทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานจำนวนรวม 767.3 ล้านบาท

(8) การควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศ

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานใช้การฟอกแบบเปียก (Wet Scrubbing) เพื่อลดการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ในขณะที่ใช้ระบบกำจัดก๊าซพิษเฉพาะส่วน (Catalytic System) ร่วมกับเตาเผาที่ใช้ไนโตรเจนระดับต่ำเพื่อลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานยังใช้เครื่องกรองอากาศแบบผ้าเพื่อกำจัดอนุภาคฝุ่นละออง ในการนี้ บริษัทฯ ได้ตรวจสอบการปล่อยมลพิษอย่างใกล้ชิดเพื่อรักษาระดับการปล่อยมลพิษให้อยู่ในมาตรฐานท้องถิ่น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานมีระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ 64.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ระดับการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ที่ 116.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และระดับการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองที่ 12.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ในขณะที่มาตรฐานท้องถิ่นกำหนดระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์และอนุภาคฝุ่นละอองไว้ที่ 200.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร 200.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และ 20.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ

(จ) โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง

บริษัทโจวผิงพีคซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ เป็นเจ้าของและประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่บนพื้นที่ประมาณ 148,336 ตารางเมตร ในเขตโจวผิง เมืองบินโจว มณฑลซานตง ประเทศจีน บริษัทโจวผิงพีคเป็นผู้มีสิทธิในการใช้ที่ดินดังกล่าวเพื่อการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงแบ่งการดำเนินงานออกเป็นสามโครงการ โดยโครงการที่ 1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนมิถุนายน 2544 มีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 50.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 140.0 ตันต่อชั่วโมง โครงการที่ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนตุลาคม 2549 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 25.0 เมกะวัตต์และกำลังการผลิตไอน้ำจำนวน 155.0 ตันต่อชั่วโมง และโครงการที่ 3 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในเดือนธันวาคม 2550 โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 25.0 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำ

จำนวน 155.0 ตันต่อชั่วโมง นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงกำลังอยู่ระหว่างขยายกำลังการผลิตโดยการพัฒนาโครงการที่ 4 เพิ่มเติม ซึ่งคาดว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งและกำลังการผลิตไอน้ำได้อีกถึง 25.0 เมกะวัตต์และ 150.0 ตันต่อชั่วโมง ตามลำดับ โดยได้กำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของระยะที่ 4 ไว้ในปี 2563

ทั้งนี้ บริษัทโจวผิงพีค (สิงคโปร์) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ ที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมทั้งหมด ถือหุ้นในบริษัทโจวผิงพีคคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด โดยที่ ผู้ถือหุ้นรายอื่น ๆ ของบริษัทโจวผิงพีค ได้แก่ บริษัทฉีซิง และบริษัทซีหวาง ก็ถือหุ้นในบริษัทโจวผิงพีคคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 15.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด โดยทั้งสองต่างเป็นบริษัทที่ประกอบกิจการอุตสาหกรรมหลายประเภทในมณฑลซานตง บริษัทฉีซิงประกอบธุรกิจหลักเกี่ยวกับอุตสาหกรรมการผลิตผลิตภัณฑ์จากอลูมิเนียม ในขณะที่บริษัทซีหวางประกอบธุรกิจหลักเกี่ยวกับอุตสาหรรมอาหารและเครื่องดื่มและการผลิตเหล็ก เป็นต้น

(1) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและมีขั้นตอนการผลิตเบื้องต้นเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งและโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ค)(1) กระบวนการผลิต*

อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงมีการติดตั้งกังหันทั้งแบบกังหันความดันต้านกลับและกังหันชนิดที่สามารถแยกไอน้ำออกจากตัวกังหัน ซึ่งเป็นจุดที่แตกต่างจากโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้งและโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน โดยไอน้ำที่แยกตัวออกจากกังหันความดันต้านกลับจะถูกส่งไปยังลูกค้าโดยตรงผ่านท่อนำส่งไอน้ำ ในขณะที่ ไอน้ำจากกังหันชนิดที่สามารถแยกไอน้ำออกจากตัวกังหันนั้นจะผ่านกระบวนการแยกไอน้ำซึ่งเหมือนกับกระบวนการของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง บริษัทฯ เชื่อว่าการผสานกันระหว่างกังหันความดันต้านกลับและกังหันชนิดที่สามารถแยกไอน้ำออกจากตัวกังหันจะช่วยให้โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงมีประสิทธิภาพในการดำเนินงานสูง นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงไม่ได้มีการแปรรูปไอน้ำให้เป็นน้ำร้อนสำหรับการขายซึ่งแตกต่างกับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง และโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนาน

บริษัทโจวผิงพีคจะจัดเก็บเถ้าถ่านที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนเพื่อขายให้แก่ลูกค้าในภาคอุตสาหกรรมในท้องถิ่นต่อไป

(2) การจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ

บริษัทโจวผิงพีคจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงให้แก่บริษัทฉีซิงและบริษัทซีหวางภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 2 ฉบับ ที่มีระยะเวลา 28 ปี สิ้นสุดในเดือนมิถุนายน 2572 นอกจากนี้ บริษัทโจวผิงพีคได้จำหน่ายไอน้ำซึ่งผลิตโดยโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงให้แก่บริษัทซีหวางภายใต้สัญญาซื้อขายไอน้ำที่มีระยะเวลา 28 ปี สิ้นสุดในเดือนมิถุนายน 2572 ด้วย

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัทฉีซิง และบริษัทซีหวางมิได้ระบุปริมาณไฟฟ้าที่จะต้องจ่าย ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าเป็นอัตราค่าไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงที่ได้ตกลงกันระหว่างคู่สัญญา

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า และจะปรับราคาในแต่ละปีโดยขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุน ค่าใช้จ่ายสำหรับจัดหาถ่านหิน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน หรือหากหน่วยงานรัฐบาลที่เกี่ยวข้องเป็นผู้เสนอ หรือมีการเปลี่ยนแปลงในกฎระเบียบ หรือเกิดการผันผวนอย่างรวดเร็วในราคาถ่านหิน

สัญญาซื้อขายไอน้ำกับบริษัทซีหวางระบุปริมาณการจำหน่ายไอน้ำขั้นต่ำที่จะต้องซื้อและส่งมอบเป็นรายปี ราคาไอน้ำคิดเป็นอัตราคงที่ต่อตัน และอาจปรับตามระยะเวลาโดยขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุน ค่าใช้จ่ายสำหรับจัดหาเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

(3) การจัดหาเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงใช้ถ่านหินเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยดำเนินการจัดหาถ่านหินเพื่อตอบสนองความต้องการวัตถุดิบโดยการจัดซื้อวัตถุดิบในตลาดซื้อขายแบบทันที (spot market) ในเมืองซานตง

(4) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

บริษัทโจวผิงพีคเป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินงานตามปกติและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง ในบางกรณี บริษัทโจวผิงพีคอาจจัดจ้างบุคคลภายนอกเพื่อการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่

(5) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้สรุปสถิติการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงสำหรับช่วงเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือน สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2555	2556	2557	2557	2558
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) โครงการที่ 1	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) โครงการที่ 2	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์) โครงการที่ 3	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
จำนวนที่ขายทั้งหมด (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	601.0	650.0	523.0	295.0	248.0
จำนวนที่ผลิตได้ทั้งหมด (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	724.0	776.0	628.0	355.0	301.0
จำนวนชั่วโมงที่ใช้ได้ (ชั่วโมง)	7,245.0	7,761.0	6,276.0	3,553.0	3,027.0
ปริมาณไอน้ำที่ขาย (พันตัน)	3,173.0	3,505.0	2,543.0	1,573.0	1,224.0
ค่าความร้อน (กรัม/กิโลวัตต์ชั่วโมง)	195.0	188.0	219.0	192.0	216.0
ปริมาณการใช้ถ่านหิน (พันตัน)	494.0	543.0	413.0	239.0	204.0

(6) สัญญาร่วมลงทุน

บริษัทฯ โดยบริษัทโจวผิงพีค (สิงคโปร์) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมทั้งหมดได้ลงนามในสัญญาร่วมลงทุนกับบริษัทโจวผิงอิเล็กทริค ในเดือนเมษายน 2544 เพื่อกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างคู่สัญญาในฐานะผู้ถือหุ้นของบริษัทโจวผิงพีค ภายใต้สัญญาการร่วมลงทุน โดยบริษัทโจวผิงพีค (สิงคโปร์) ถือหุ้นร้อยละ 70.00 ของหุ้นที่ออก

และจำหน่ายแล้วทั้งหมดของบริษัทโจวผิงพีคและบริษัทโจวผิงอิเล็กทริคถือหุ้นร้อยละ 30.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด ทั้งนี้ ต่อมาบริษัทโจวผิงอิเล็กทริคได้โอนหุ้นร้อยละ 30.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมดของบริษัทโจวผิงพีคให้แก่บริษัทซีหวางและบริษัทฉีซิง ฝ่ายละเท่า ๆ กัน

ข้อกำหนดที่สำคัญของสัญญาร่วมลงทุนมีดังนี้

- คณะกรรมการของบริษัทโจวผิงพีคจะต้องประกอบด้วยกรรมการจำนวนเจ็ดคน บริษัทซีหวางและบริษัทฉีซิงแต่ละฝ่ายมีสิทธิในการแต่งตั้งกรรมการฝ่ายละหนึ่งคน และบริษัทโจวผิงพีค (สิงคโปร์) มีสิทธิที่จะแต่งตั้งกรรมการจำนวนห้าคน
- บริษัทโจวผิงพีค (สิงคโปร์) จะเป็นผู้เสนอชื่อผู้ที่จะดำรงตำแหน่งผู้จัดการทั่วไปและประธานเจ้าหน้าที่ฝ่ายการเงินและ บริษัทซีหวางและบริษัทฉีซิงจะเป็นผู้เสนอชื่อผู้ที่จะดำรงตำแหน่งรองผู้จัดการทั่วไป
- บริษัทโจวผิงพีคได้จัดตั้งขึ้นโดยจำกัดระยะเวลาที่ 28 ปี ทั้งนี้ อาจมีการขยายระยะเวลาโดยข้อตกลงร่วมกันระหว่างผู้ถือหุ้น
- บริษัทโจวผิงพีคอาจจ่ายเงินปันผลจากรายได้เงินสดสุทธิให้แก่ผู้ถือหุ้นตามสัดส่วนที่แต่ละฝ่ายถือหุ้นอยู่

(7) การจัดหาแหล่งเงินทุน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทโจวผิงพีคมีเงินกู้ยืมระยะสั้นและเงินกู้ยืมระยะยาวเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งมีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยลอยตัว โดยใช้อัตราเทียบเคียงกับกับอัตราดอกเบี้ยระหว่างธนาคารในตลาดลอนดอน (LIBOR) โดยเงินกู้ยืมระยะสั้นมีกำหนดระยะเวลาชำระคืนไม่เกินหนึ่งปีในขณะที่เงินกู้ยืมระยะยาวมีกำหนดระยะเวลาชำระคืนในเดือนพฤษภาคม 2560

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทโจวผิงพีคมียอดหนี้เงินกู้ยืมระยะสั้นค้างชำระเป็นจำนวนทั้งสิ้น 8.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐและยอดหนี้เงินกู้ยืมระยะยาวค้างชำระเป็นจำนวนทั้งสิ้น 1.2 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

(8) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน

ในปี 2555 2556 และ 2557 บริษัทโจวผิงพีคมีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง จำนวน 33.7 ล้านบาท 52.5 ล้านบาท และ 74.8 ล้านบาท ตามลำดับ และในปี 2558 ถึงปี 2560 บริษัทโจวผิงพีคคาดว่าจะมีค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนรายจ่ายฝ่ายทุนสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิง จำนวนรวม 973.1 ล้านบาท

(9) การควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศ

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงใช้การฟอกแบบเปียก (Wet Scrubbing) เพื่อลดการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ในขณะที่ใช้ระบบกำจัดก๊าซพิษเฉพาะส่วน (Catalytic System) ร่วมกับเตาเผาที่ใช้ไนโตรเจนระดับต่ำเพื่อลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ นอกจากนี้

โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงยังใช้เครื่องกรองอากาศแบบผ้าเพื่อกำจัดอนุภาคฝุ่นละออง ในการนี้ บริษัทฯ ได้ตรวจสอบการปล่อยมลพิษอย่างใกล้ชิดเพื่อรักษาระดับการปล่อยมลพิษให้อยู่ในมาตรฐานท้องถิ่น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมโจวผิงมีระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ 357.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ระดับการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ที่ 140.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และระดับการปล่อยอนุภาคฝุ่นละอองที่ 22.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ในขณะที่มาตรฐานท้องถิ่นกำหนดระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์และอนุภาคฝุ่นละอองไว้ที่ 650.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร 200.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และ 30.0 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ

(ฉ) โรงไฟฟ้าซานซีลู่กวง

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาร่วมลงทุนกับบริษัทซานซีลู่อัน และบริษัทเกอเหมิง ในเดือนกันยายน 2557 เพื่อจัดตั้งบริษัทซานซีลู่กวงเพื่อเป็นบริษัทร่วมทุนสำหรับการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้า (“**โครงการโรงไฟฟ้าซานซีลู่กวง**”)

โครงการโรงไฟฟ้าซานซีลู่กวงเป็นการพัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่ใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด “อัลตรา-ซูเปอร์คริทิเคิล” (Ultra-supercritical) จำนวน 2 หน่วยการผลิต ซึ่งคาดว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวมจำนวน 1,320.0 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ในเมืองฉางจื้อ มณฑลซานซี โดยโครงการดังกล่าวได้รับการอนุมัติในเบื้องต้นจากคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งมณฑลซานซีเมื่อเดือนเมษายน 2558 ขณะนี้ โครงการอยู่ในขั้นตอนการพัฒนาโครงการและอยู่ระหว่างการขอรับอนุมัติโครงการขั้นสุดท้ายจากคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งมณฑลซานซี ทั้งนี้ บริษัทฯ คาดว่าโครงการโรงไฟฟ้าซานซีลู่กวงจะสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2560

(1) กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าซานซีลู่กวงเป็นโรงไฟฟ้าซึ่งผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่มีขั้นตอนการผลิตเบื้องต้นเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี *โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจ ข้อ 2.3.1(ก)(1) กระบวนการผลิต*

(2) สัญญาร่วมลงทุน

บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมในบริษัทซานซีลู่กวงคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30.00 โดยบริษัทซานซีลู่อันและบริษัทเกอเหมิงต่างถือหุ้นคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35.00 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด โดยผู้ถือหุ้นดังกล่าวได้เข้าทำสัญญาร่วมลงทุนในหุ้น โดยมีข้อกำหนดที่สำคัญดังต่อไปนี้

- คณะกรรมการของบริษัทซานซีลู่กวงประกอบด้วยกรรมการจำนวนหกคน บริษัทซานซีลู่อัน บริษัทเกอเหมิง และบริษัทฯ แต่ละฝ่ายมีสิทธิในการเสนอชื่อบุคคลที่จะดำรงตำแหน่งกรรมการได้ฝ่ายละสองคน ประธานคณะกรรมการจะได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทซานซีลู่อันและรองประธานกรรมการจะได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทเกอเหมิง

- ฝ่ายบริหารของบริษัทซานซีลู่กวงจะประกอบด้วยผู้จัดการทั่วไปซึ่งได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทเกอเหมิง รองผู้จัดการทั่วไป (ฝ่ายการเงิน) ซึ่งได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทซานซีลู่อัน รองผู้จัดการทั่วไป (ฝ่ายปฏิบัติงาน) ซึ่งได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทเกอเหมิง และผู้ควบคุมฝ่ายการเงินซึ่งได้รับการเสนอชื่อโดยบริษัทฯ

- บริษัทซานซีลู่กวงจะต้องจัดให้มีคณะกรรมการกำกับดูแลเพื่อดำเนินการต่าง ๆ รวมถึง การตรวจสอบทางการเงินของบริษัท การกำกับดูแลผลการปฏิบัติงานของกรรมการและผู้บริหารระดับสูง การจัดให้มีกรรมการ ผู้จัดการทั่วไป และสมาชิกฝ่ายบริหารระดับสูงอื่น ๆ เพื่อที่จะดำเนินการแก้ไขความเสียหายต่อผลประโยชน์ของบริษัทที่อาจเกิดขึ้นจากการกระทำของบุคคลเหล่านั้น คณะกรรมการกำกับดูแลจะประกอบด้วยสมาชิกทั้งหมดเจ็ดคน โดยบริษัทซานซีลู่อัน บริษัทเกอเหมิง และบริษัทฯ แต่ละฝ่ายมีสิทธิในการเสนอชื่อบุคคลที่จะดำรงตำแหน่งผู้กำกับดูแลฝ่ายละสองคน และตัวแทนสหภาพพนักงานของบริษัทซานซีลู่กวงมีสิทธิในการเสนอชื่อบุคคลที่จะดำรงตำแหน่งผู้กำกับดูแลจำนวนหนึ่งคน

- หลังจากการชำระภาษีและกันสำรองบางส่วนสำหรับกองทุนสำรองตามกฎหมายใด ๆ แล้ว บริษัทซานซีลู่กวงจะจัดสรรผลกำไรให้แก่ผู้ถือหุ้นตามสัดส่วนการถือหุ้น

(3) การลงทุน

ในปี 2557 บริษัทฯ ลงทุนเพิ่มเติมในโรงไฟฟ้าซานซีลู่กวงตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ และ บริษัทฯ คาดว่าจะมีการลงทุนเพิ่มเติมสำหรับโรงไฟฟ้าซานซีลู่กวงตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ อีกเป็นจำนวนรวม 2,588.3 ล้านบาทในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2560

(ซ) การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของบริษัทฯ ในประเทศญี่ปุ่น

ปัจจุบัน บริษัทฯ ถือผลประโยชน์ผ่านโครงสร้างการลงทุนแบบทีเคในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นจำนวน 5 โครงการ ได้แก่ โครงการโอลิมเปีย โครงการนาริไอสึ โครงการมุกะวะ โครงการยาบูกิ และโครงการโอนามิ และบริษัทฯ กำลังอยู่ในระหว่างการจัดตั้งโครงสร้างการลงทุนแบบทีเคในโครงการอวาจิ และโครงการฮิโนะ

โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคเป็นโครงสร้างการร่วมทุนแบบหนึ่งของประเทศญี่ปุ่นภายใต้สัญญาระหว่างนักลงทุนและผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ซึ่งนักลงทุนจะลงทุน (ในรูปของเงินสดหรือทรัพย์สินอื่น) ให้แก่ผู้ดำเนินกิจการ โดยนักลงทุนมีสิทธิได้รับส่วนแบ่งกำไรที่ได้จากการประกอบธุรกิจโดยผู้ดำเนินกิจการเป็นผลตอบแทนการลงทุน ซึ่งภายใต้กฎหมายและกฎเกณฑ์ของประเทศญี่ปุ่น ผู้ลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคและเจ้าหน้าที่ กรรมการ พนักงาน หรือตัวแทนของผู้ลงทุนไม่สามารถที่จะบริหารหรือดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค รวมทั้งไม่มีอำนาจกระทำการเพื่อผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคได้ นอกจากนี้

ผู้ลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคไม่มีสิทธิในการออกเสียงลงคะแนนในเรื่องที่อยู่ภายใต้อำนาจการตัดสินใจของผู้ดำเนินกิจการ หรือไม่มีสิทธิเข้าร่วมในกระบวนการตัดสินใจต่าง ๆ ของกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค อย่างไรก็ดี ผู้ลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคจะมี (ก) สิทธิในการตรวจสอบผู้ดำเนินกิจการและกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ซึ่งเป็นสิทธิตามกฎหมาย และ (ข) สิทธิคัดค้านในประเด็นที่สำคัญของกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคบางประการซึ่งอาจระบุไว้ในสัญญาโครงสร้างการลงทุนแบบทีเคตราบเท่าที่ไม่ขัดต่อกฎหมาย นอกเหนือจากกรณีดังกล่าว ผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคจะมีดุลพินิจแต่เพียงผู้เดียวในการบริหารกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ดังนั้น หากผู้ลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคดำเนินการใด ๆ ที่ถือว่ามีอิทธิพลต่อการบริหารและดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค หรือมีอำนาจในการกระทำการใดเพื่อผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค มีความเป็นไปได้สูงที่เหตุดังกล่าวจะกระทบต่อลักษณะของความเป็น "หุ้นส่วนที่ไม่มีส่วนในการบริหารจัดการ" ภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ซึ่งอาจส่งผลให้ผู้ดำเนินกิจการและผู้ลงทุนภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคสูญเสียผลประโยชน์และข้อได้เปรียบ (รวมถึงผลประโยชน์ทางภาษี) ที่ควรจะได้รับภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค

บริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 40.00 ในโครงการโอลิมเปียซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 10.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) ตั้งอยู่ในจังหวัดกุนมะ จังหวัดโทชิงิ และจังหวัดอิบารากิ ประเทศญี่ปุ่น โครงการโอลิมเปียประกอบด้วยโครงการทั้งหมด 5 ระยะ ได้แก่ โครงการฮิตาชิโอมิยะ 1 โครงการฮิตาชิโอมิยะ 2 โครงการโอเซโนะซาโตะ คาตะชินะ โครงการซากุระ 1 และโครงการซากุระ 2 โดยแต่ละโครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 2.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) โครงการฮิตาชิโอมิยะ 1 โครงการฮิตาชิโอมิยะ 2 และโครงการโอเซโนะซาโตะ คาตะชินะ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนกรกฎาคม 2556 เดือนมกราคม 2558 และเดือนมกราคม 2558 ตามลำดับ ส่วนที่เหลืออีกสองระยะ ได้แก่ โครงการซากุระ1 และโครงการซากุระ 2 อยู่ระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนธันวาคม 2558 และตุลาคม 2558 ตามลำดับ ทั้งนี้ ผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคในโครงการโอลิมเปียได้แต่งตั้ง บริษัท ออคเต็ปเจแปน จำกัดซึ่งเป็นบริษัทบริหารสินทรัพย์ที่มีความเชี่ยวชาญในการบริหารอสังหาริมทรัพย์เป็นผู้บริหารทรัพย์สินของโครงการ

ปัจจุบัน โครงการมุกะวะ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 54.00 ในโครงการมุกะวะซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 17.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) โดยโครงการมุกะวะตั้งอยู่ในเมืองมุกะวะ จังหวัดฮอกไกโด ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการมุกะวะจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนสิงหาคม 2560

ปัจจุบัน โครงการนาริไอสึ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 75.00 ในโครงการนาริไอสึซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 20.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) ตั้งอยู่ในเมืองไอสึ จังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการนาริไอสึจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนธันวาคม 2560 ทั้งนี้ ผู้ดำเนินกิจการภายใต้โครงสร้างการลงทุนแบบทีเคในโครงการนาริไอสึอยู่ในระหว่างการคัดเลือกผู้บริหารทรัพย์สินของโครงการ

ปัจจุบัน โครงการอวาจิ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 75.00 ในโครงการอวาจิซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 8.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้า

กระแสสลับ) โดยโครงการอวาจิตั้งอยู่ในเมืองไอสึ จังหวัดเฮียวโงะ ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการอวาจิจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนกันยายน 2559

ปัจจุบัน โครงการฮิโนะ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 75.00 ในโครงการฮิโนะซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 3.5 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) โดยโครงการฮิโนะตั้งอยู่ในจังหวัดชิงะ ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการฮิโนะจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนเมษายน 2559

ปัจจุบัน โครงการยาบูกิ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 75.00 ในโครงการยาบูกิซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 7.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) โดยโครงการยาบูกิตั้งอยู่ในจังหวัดฟุกุชิม่า ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการยาบูกิจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนกันยายน 2560

ปัจจุบัน โครงการโอนามิ อยู่ระหว่างการพัฒนา โดยบริษัทฯ มีการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 75.00 ในโครงการโอนามิซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 16.0 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้ากระแสสลับ) โดยโครงการโอนามิตั้งอยู่ในจังหวัดฟุกุชิม่า ประเทศญี่ปุ่น โดยคาดว่าโครงการโอนามิจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนพฤศจิกายน 2560

(1) กระบวนการผลิต

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นจะใช้แผงโซลาร์เซลล์ซึ่งประกอบด้วยวัตถุที่มีความสามารถในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า (Photovoltaic cells) ที่ทำจากซิลิกอนสำหรับการแปลงแสงอาทิตย์เป็นพลังงานแสงอาทิตย์ แผงโซลาร์เซลล์เหล่านี้ประกอบด้วยฟิล์มซิลิกอนที่ติดตั้งใต้แผ่นกระจกบาง เมื่อแสงอาทิตย์กระทบกับแผงโซลาร์เซลล์ ฟิล์มซิลิกอนจะสร้างพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถเก็บรวบรวมและส่งต่อไปได้ ในขั้นตอนนี้ พลังงานแสงอาทิตย์ที่เก็บรวบรวมได้จะอยู่ในรูปไฟฟ้ากระแสตรงและจะต้องถูกส่งไปยังเครื่องแปลงไฟฟ้าซึ่งจะแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่เหมาะสมสำหรับการจ่ายไปยังเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า

(2) การจำหน่ายไฟฟ้า

บริษัทที่ดำเนินโครงการ (Project Companies) แต่ละบริษัทได้เข้าลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวสำหรับการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น กับผู้รับซื้อรายต่าง ๆ ซึ่งรวมถึง บริษัท โตเกียว อิเล็กทริค เพาเวอร์ และบริษัท โตโฮคุ อิเล็กทริค เพาเวอร์ อินคอร์ปอเรชั่น โดยแต่ละสัญญามีระยะเวลา 20 ปี ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเหล่านี้ บริษัทที่ดำเนินโครงการไม่มีภาระผูกพันที่จะต้องขายไฟฟ้าให้แก่ผู้รับซื้อ แต่ผู้รับซื้อมีภาระผูกพันที่จะต้องซื้อไฟฟ้าทั้งหมดที่แต่ละโครงการผลิตได้ (หากไม่มีเหตุการณ์พิเศษอื่น) และในกรณีที่ผู้รับซื้อมีคำสั่งให้โครงการใดโครงการหนึ่งลดการจำหน่ายไฟฟ้า ผู้รับซื้อจะต้องจ่ายค่าชดเชยให้แก่บริษัทที่ดำเนินโครงการ ตามสัดส่วนปริมาณที่ควรจะต้องผลิตตามข้อตกลง อย่างไรก็ตาม หากไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายให้แก่ผู้รับซื้อเกินความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้รับซื้อ ผู้รับซื้ออาจสั่งให้บริษัทที่ดำเนินโครงการลดการส่งออกไฟฟ้าได้เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้นไม่เกิน 30 วัน ต่อรอบปีบัญชีโดยไม่ต้องชดใช้ความเสียหายที่เกิดขึ้น

บริษัทที่ดำเนินโครงการคิดค่าไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับไฟฟ้าที่ขายภายใต้โครงการระบบการรับซื้อไฟฟ้าตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่กำหนด (Feed-in-Tariff) ของประเทศญี่ปุ่นซึ่งกำหนดราคาขั้นต่ำสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยราคารับซื้อไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีตั้งแต่อัตรา 36 เยน/กิโลวัตต์ชั่วโมงถึง 40 เยน/กิโลวัตต์ชั่วโมง โดยไม่รวมภาษีเพื่อการบริโภค

(3) การดำเนินงานและบำรุงรักษา

บริษัทที่ดำเนินโครงการได้เข้าลงนามในสัญญาดำเนินงานและบำรุงรักษากับคู่สัญญาบุคคลภายนอกซึ่งรวมถึง บริษัท ชาร์ป คอร์ปอเรชั่น เจแปน บริษัท ซันเทค จำกัด บริษัท เอ็นอีซี ฟีลดิ้ง และ บริษัท ฮิตาชิ จำกัด สำหรับการดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

(4) บทวิเคราะห์การดำเนินงาน

ตารางต่อไปนี้แสดงข้อมูลสรุปเกี่ยวกับสถิติการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าโอลิมเปียตามระยะเวลาที่ระบุไว้

	สำหรับรอบปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			สำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน	
	2555	2556	2557	2557	2558
<u>โครงการฮิตาชิโอมิยะ 1</u>					
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)......................................	---	2.0	2.0	2.0	2.0
จำนวนขายรวม (กิกะวัตต์(กระแสสลับ)ต่อชั่วโมง).........	---	1.2	2.8	1.5	1.5
<u>โครงการฮิตาชิโอมิยะ 2</u>					
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)......................................	---	---	---	---	2.0
จำนวนขายรวม (กิกะวัตต์(กระแสสลับ)ต่อชั่วโมง).........	---	---	---	---	1.8
<u>โครงการโอเซโนะซาโตะคาตะชินะ</u>					
กำลังการผลิตสุทธิ (เมกะวัตต์)......................................	---	---	---	---	2.0
จำนวนขายรวม (กิกะวัตต์(กระแสสลับ)ต่อชั่วโมง).........	---	---	---	---	1.3

2.3.2 ภาวะตลาด

(ก) ภาพรวมอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

(1) แนวโน้มการใช้ไฟฟ้า

การพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เป็นตัวขับเคลื่อนสำคัญในการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในภูมิภาค นอกจากนี้ การปฏิรูปตลาดซื้อขายไฟฟ้าและการลงทุนด้านพลังงานที่มีการขยายเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าในประเทศฟิลิปปินส์ ประเทศอินโดนีเซียและประเทศเวียดนาม เป็นหนึ่งในตัวกระตุ้นการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ความต้องการใช้ไฟฟ้าผนวกกับการขยายตัวของโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน และการเข้าสู่ยุคสมัยใหม่ล้วนเป็นส่วนประกอบสำคัญของการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ นอกเหนือจากการลงทุนจากภาคเอกชนในประเทศแล้ว ปริมาณการลงทุนในภูมิภาคโดยตรงจากต่างประเทศที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง รวมถึงการก่อตั้งธุรกิจโดยบริษัทต่างชาติเป็นปัจจัยสำคัญในการส่งเสริมพัฒนาการด้านอุตสาหกรรมและการค้าในภูมิภาค อีกทั้งการจัดหาแหล่งพลังงานที่มีความน่าเชื่อถือและมีเสถียรภาพก็จะช่วยดึงดูดวิสาหกิจใหม่ให้ขยายการลงทุนเข้ามาในภูมิภาค

ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนประเมินว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้จะมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 8.0 จากประมาณการที่ 862,170.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เพิ่มเป็น 1,263,963 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2563 โดยประเทศลาว ประเทศเวียดนาม ประเทศมาเลเซีย ประเทศอินโดนีเซียและประเทศเมียนมาร์ เป็นตลาดที่มีการเติบโตรวดเร็วที่สุด 5 อันดับแรกในภูมิภาค โดยอ้างอิงจากอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปี ตั้งแต่ปี 2558 ถึงปี 2563

ตาราง (ก)-1: ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) แบ่งตามประเทศ ปี 2555 ถึงปี 2563F

ปี	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)										
	ประเทศลาว	ประเทศเวียดนาม	ประเทศมาเลเซีย	ประเทศอินโดนีเซีย	ประเทศเมียนมาร์	ประเทศกัมพูชา	ประเทศไทย	ประเทศฟิลิปปินส์	ประเทศสิงคโปร์	ประเทศบรูไน	รวม
2555	2,874	114,444	116,354	173,990	7,888	3,004	161,750	59,211	42,569	3,451	685,535
2556E[(1)]	3,381	133,897	121,613	187,800	8,450	3,191	164,323	65,164	44,441	3,530	735,790
2557E[(2)]	3,792	156,678	127,345	198,602	9,040	3,501	168,656	68,201	46,175	3,550	785,540
2558F[(3)]	4,185	183,335	141,456	219,100	9,722	3,803	177,598	71,379	47,987	3,605	862,170
2559F	4,620	203,882	156,292	238,800	10,442	4,098	185,689	74,705	49,854	3,671	932,053
2560F	5,130	226,741	170,726	259,900	11,244	4,446	194,507	78,187	51,992	3,734	1,006,607
2561F	5,736	252,390	185,564	282,900	12,156	4,836	204,090	81,368	53,888	3,840	1,086,768
2562F	6,455	284,104	201,995	306,700	13,210	5,268	213,980	84,933	55,225	3,957	1,175,827
2563F	7,254	312,088	218,695	332,300	14,557	5,268	224,492	87,844	57,377	4,088	1,263,963
อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสม 2555-2557E	14.9%	17.0%	4.6%	6.8%	7.1%	8.0%	2.1%	7.3%	4.1%	1.4%	7.0%
อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสม 2558F-2563F	11.6%	11.2%	9.1%	8.7%	8.4%	6.7%	4.8%	4.2%	3.6%	2.5%	8.0%

แหล่งที่มา:

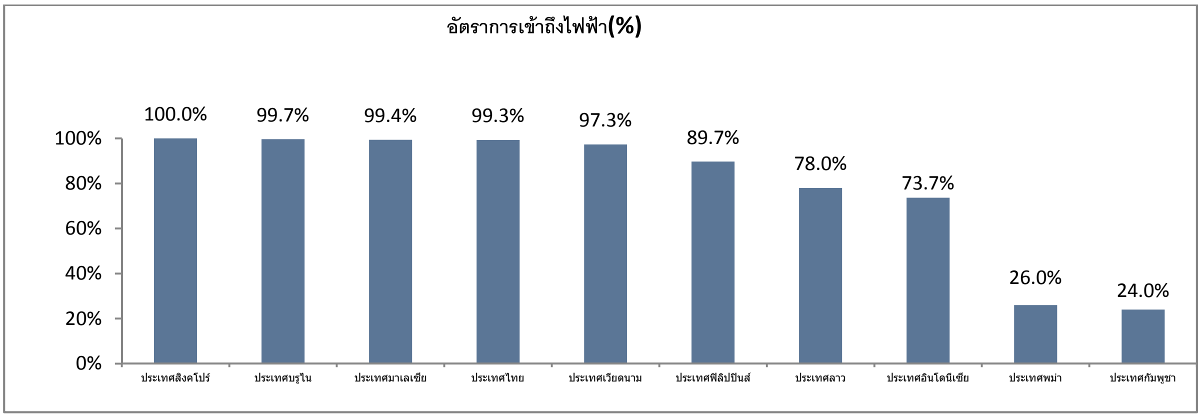
สำหรับประเทศสิงคโปร์: ตัวเลขใน ปี 2555 และปี 2556 ได้มาจาก สำนักงานสถิติพลังงานประเทศสิงคโปร์ (Singapore Energy Statistics) ตัวเลขในปี 2557 ได้มาจาก องค์การตลาดการค้าพลังงาน (Energy Market Authority: EMA) ของประเทศสิงคโปร์ สำหรับประเทศอินโดนีเซีย:ตัวเลขใน ปี 2555 ถึงปี 2557 ได้มาจาก พีแอลเอ็น สตาร์ทิสติค (PLN Statistik) สำหรับประเทศไทย: ตัวเลขใน ปี 2555 ถึงปี 2557 ได้มาจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ประเทศไทย สำหรับประเทศฟิลิปปินส์: ตัวเลขใน ปี 2555 ได้มาจากสถิติพลังงานของกระทรวงพลังงาน (Department of Energy's Power) สำหรับประเทศเมียนมาร์: ตัวเลขใน ปี 2555 ถึงปี 2557 ได้มาจากกระทรวงพลังงานไฟฟ้า (Ministry of Electric Power) ตัวเลขในอดีตสำหรับประเทศอื่น ๆ ทั้งหมดได้มาจากสิ่งพิมพ์ของ EIA

- **ปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตของอุตสาหกรรม**

อัตราการอยู่อาศัยในเขตเมืองที่เพิ่มขึ้น

ผลจากการเพิ่มขึ้นของอัตราการอยู่อาศัยในเขตเมือง[1] ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ทำให้ความต้องการใช้พลังงานของประชากรในเขตเมืองเพิ่มขึ้น ซึ่งเห็นได้จากความต้องการในส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างชัดเจนในประเทศเศรษฐกิจเกิดใหม่ เช่น ประเทศไทย ประเทศเวียดนาม ประเทศอินโดนีเซีย และประเทศฟิลิปปินส์

แผนภูมิ (ก)-1: การเข้าถึงไฟฟ้าในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ในปี 2555[2]



แหล่งที่มา: South East Asia Centre for Energy's 'South East Asia Guideline on Off-grid Rural Electrification Approaches', 2013

ในประเทศอินโดนีเซีย การเติบโตของกำลังการผลิตที่ไม่สอดคล้องกับการเติบโตของความต้องการไฟฟ้า ทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง ดังนั้นรัฐบาลอินโดนีเซียจึงได้เริ่มโครงการต่าง ๆ เช่น โครงการ Fast Track Program เพื่อขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งเห็นได้จากแผนพัฒนาพลังงานในระยะ 10 ปี และแผนความมั่นคงทางพลังงานในระยะยาวของประเทศอินโดนีเซียที่ประกาศในปี 2553 โดยรัฐบาลอินโดนีเซียวางแผนเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งอีก 55,345.0 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2554 ถึงปี 2563[3]

---

[1] อัตราการอยู่อาศัยในเขตเมืองคำนวณโดยใช้การประมาณการประชากรของธนาคารโลกและอัตราส่วนเขตเมืองจากการคาดการณ์การเกิดเขตเมืองโลกขององค์การสหประชาชาติ อัตราการอยู่อาศัยในเขตเมืองหมายถึงการเพิ่มขึ้นของสัดส่วนของประชากรซึ่งอาศัยในเมืองและเมืองใหญ่ในขณะที่ประเทศมีการพัฒนา การเพิ่มอัตราการอยู่อาศัยในเขตเมืองทำให้ความต้องการสินค้าและบริการเพิ่มมากขึ้น

[2] ไม่มีข้อมูลของปี 2556 ซึ่งได้ตีพิมพ์

[3] แผนพัฒนาพลังงาน 10 ปี และความมั่นคงระบบพลังงานในระยะยาวของประเทศอินโดนีเซีย พีที พีแอลเอ็น (เปอเซโร)

การเปิดเสรีของตลาดธุรกิจผลิตไฟฟ้า

การขาดแคลนไฟฟ้า กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่จำกัดและการขาดเงินทุนสำรองของบริษัทที่ให้บริการด้านไฟฟ้า เป็นแรงผลักดันให้มีการเปิดเสรีของตลาดธุรกิจพลังงาน ดังนั้นเพื่อสนับสนุนให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเข้ามาลงทุนในตลาดการผลิตไฟฟ้าที่มีการแข่งขันสูง ประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ส่วนใหญ่ จึงมุ่งสู่การเลือกใช้โครงสร้างแบบผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Single Off-Taker) เพื่อป้องกันผู้สนับสนุนทางการเงินแก่โครงการผลิตไฟฟ้าจากความเสี่ยงของตลาดและความเสี่ยงด้านกฎเกณฑ์ของการจ่ายไฟให้ลูกค้า ทำให้สามารถมีผลกำไรจากการลงทุนได้ นอกจากนี้ รัฐบาลยังเปิดกว้างมากขึ้นให้มีการบูรณาการทางด้านพลังงานในระดับภูมิภาคและภาคเอกชนในโครงการต่าง ๆ การเปิดเสรีของตลาดพลังงานที่กำลังก้าวไปข้างหน้าจะเปิดโอกาสการขยายธุรกิจของผู้ผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

แหล่งเชื้อเพลิงที่อุดมสมบูรณ์

แหล่งถ่านหินและก๊าซธรรมชาติสำรองที่มีอยู่มากมายในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ทำให้ผู้ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าสามารถใช้ทรัพยากรเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในประเทศหรือภายในภูมิภาค ถ่านหินเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงฟอสซิลที่หาได้ง่ายในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้โดยที่ประเทศอินโดนีเซียเป็นผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดในภูมิภาค[4] จากการจัดอันดับโดย Bundesanstaltfür Geowissenschaften und Rohstoffe ("BGR") โดยประเทศอินโดนีเซียเป็นผู้ผลิตถ่านหินรายใหญ่ที่สุดอันดับ 4 ของโลกในปี 2556 โดยมีการผลิตถ่านหิน 430.0 ล้านตัน ดังนั้นการเข้าถึงเชื้อเพลิงที่ต้นทุนต่ำได้ง่ายจึงช่วยส่งเสริมอัตราการใช้เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าที่มีการใช้และพัฒนามาอย่างต่อเนื่อง เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดยเฉพาะในประเทศอินโดนีเซียที่โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซที่ใช้กังหันไอน้ำและเตาเผา

- **ข้อจำกัดด้านอุตสาหกรรม**

อุปสรรคและความโปร่งใสของสัญญาโครงการ

โดยปกติแล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับหน่วยงานของรัฐซึ่งดูแลกิจการสาธารณูปโภคที่มีอำนาจแต่เพียงผู้เดียวในด้านการส่งและจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศนั้น ๆ สำหรับภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระมักเผชิญกับปัญหาในด้านการเจรจาอัตรารับซื้อไฟฟ้า ทั้งการทำสัญญาใหม่และการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม ยิ่งไปกว่านั้น เงื่อนไข

---

[4] จากข้อมูลของ BGR ผู้ผลิตถ่านหินรายใหญ่อันดับหนึ่งในห้าใน ปี 2556 ได้แก่ ประเทศจีน ประเทศอินเดีย ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศอินโดนีเซีย และประเทศออสเตรเลีย โดยประเทศอินโดนีเซียเป็นประเทศที่ตั้งอยู่ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ประเทศเดียวที่ติดอันดับ

ข้อตกลงของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามักไม่ได้ปรับให้เหมาะสมกับสภาวะการดำเนินธุรกิจของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระแต่ละรายและบ่อยครั้งมีข้อกำหนดที่ไม่ชัดเจน ปัญหาดังกล่าวเห็นได้อย่างชัดเจนในประเทศอินโดนีเซีย ประเทศฟิลิปปินส์และประเทศเวียดนาม การขาดความโปร่งใสและความชัดเจนในสัญญาของโครงการและการที่ไม่สามารถตกลงเกี่ยวกับข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ทำให้เกิดความล่าช้าของโครงการในช่วงหลายปีที่ผ่านมา

สำหรับประเทศไทย ขั้นตอนการขายไฟฟ้าไปยังเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าโดยทั่วไปมีความโปร่งใส เนื่องจากประเทศไทยมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ซึ่งได้มีการกำหนดการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าไว้ล่วงหน้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยกฟผ. เป็นผู้รับซื้อเพียงรายเดียว ดังนั้นเช่นเดียวกับประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในประเทศไทยมีอำนาจในการต่อรองอัตรารับซื้อไฟฟ้าน้อยหรือไม่มีอำนาจในการต่อรองอัตรารับซื้อไฟฟ้าเลยกับหน่วยงานรัฐที่ดูแลกิจการสาธารณูปโภค และอาจได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาลในเรื่องของแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย ขณะเดียวกันในประเทศลาว รัฐบาลลาวได้เชิญชวนนักลงทุนต่างชาติให้เข้ามาลงทุนในส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอย่างสม่ำเสมอ โดยมีการอำนวยความสะดวกและเพิ่มความยืดหยุ่นเพื่อตอบสนองความต้องการของนักลงทุนต่างชาติ[5] อย่างไรก็ตาม จากการศึกษาของธนาคารพัฒนาแห่งเอเชีย (ADB) พบว่ารัฐบาลลาวขาดความโปร่งใสในแนวทางปฏิบัติเรื่องการทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และการเจรจาเงื่อนไขของสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ[6]

การเข้าถึงแหล่งเงินทุน

การพัฒนาโรงไฟฟ้าจะต้องใช้เงินทุนที่สูงมากและผู้พัฒนาโรงไฟฟ้าจะต้องลงทุนเป็นจำนวนมาก โดยปกติโครงการด้านพลังงานมักจะต้องพึ่งพาเงินทุนจากสินเชื่อในระยะยาว ดังนั้น การดำเนินโครงการให้สำเร็จตามเวลาที่กำหนดนั้นขึ้นอยู่กับความสามารถของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ หรือความสามารถของบริษัทสาธารณูปโภคในการจัดหาแหล่งเงินทุนด้วย ในประเทศอินโดนีเซีย ประเทศฟิลิปปินส์ ประเทศเมียนมาร์และประเทศเวียดนาม การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีลักษณะเฉพาะตัว โดยมีขั้นตอนการเจรจาและระบบราชการที่ใช้เวลานาน ทำให้ระยะเวลาการพัฒนาโครงการยาวนานขึ้น เป็นเหตุให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะต้องมีความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้ให้สินเชื่อเพื่อให้สามารถเจรจาเลื่อน

---

5 บันทึกด้านเทคนิคข้อกำหนดงบประมาณในภาคส่วนไฟฟ้าพลังน้ำที่จัดทำโดยกระทรวงพลังงานและเหมืองแร่ (Ministry of Energy and Mines)

6 “การประเมินโครงการให้ความช่วยเหลือภาคส่วนพลังงานในประเทศสาธารณประชาธิปไตยประชาชนลาว” ประกาศโดยธนาคารพัฒนาแห่งเอเชีย ในปี 2553

กำหนดเวลาชำระเงินกู้ จนกว่าจะสามารถบรรลุผลการเจรจากับทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องได้

ต้นทุนเชื้อเพลิงและข้อจำกัดด้านอุปทาน

โดยทั่วไป ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะเป็นผู้รับผิดชอบในการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าของตนเองซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระแต่ละรายที่จะเข้าทำสัญญาจัดหาเชื้อเพลิงจากผู้จัดหาทั้งในประเทศและจากประเทศเพื่อนบ้าน ทั้งนี้ ในตลาดบางแห่งหรือสำหรับโรงไฟฟ้าบางประเภท ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอาจเข้าทำสัญญาจัดหาระยะยาวหรือการซื้อเชื้อเพลิงแบบเป็นครั้งคราวในตลาดที่มีการซื้อขายทันที (Spot Market) การมีเสถียรภาพในการจัดหาเชื้อเพลิงที่ต่อเนื่องจึงเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซ เนื่องจากการขาดแคลนเชื้อเพลิงจะทำให้การผลิตไฟฟ้าไม่ต่อเนื่องอันอาจส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระต้องใช้ทางเลือกอื่นที่มีต้นทุนที่สูงขึ้น

(2) **ภาพรวมของอุตสาหกรรมในอนาคต**

โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินเป็นประเภทของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงที่สุดในด้านปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ เนื่องจากภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีแหล่งถ่านหินสำรองจำนวนมากโดยเฉพาะประเทศอินโดนีเซียซึ่งเป็นผู้ผลิตถ่านหินรายใหญ่อันดับที่ 4 ของโลก ในปี 2556 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้คิดเป็น 35.4 กิกะวัตต์ หรือ ร้อยละ 2.2 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหินทั่วโลกที่ 1,605.0 กิกะวัตต์ในปี 2553 และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเป็น 114.9 กิกะวัตต์ หรือ ร้อยละ 5.2 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหินทั่วโลกที่ 2,211.0 กิกะวัตต์ ในปี 2573 ทั้งประเทศอินโดนีเซียและประเทศเวียดนาม เป็นสองตลาดหลักในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่มีการจัดทำแผนพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินสำหรับรองรับการผลิตไฟฟ้าในอนาคต เฉพาะประเทศเวียดนามประเทศเดียวจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินถึงร้อยละ 27.6 จากกำลังการผลิตจากถ่านหินรวมของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ส่วนประเทศไทยซึ่งมีการเพิ่มขึ้นของการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติก็มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินในประเทศและรวมไปถึงโรงไฟฟ้าเพื่อการส่งออกในประเทศลาวด้วย การที่ประเทศไทยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติค่อนข้างมากประกอบกับทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ค่อนข้างจำกัด ทำให้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการในอนาคต แม้ว่าจะมีความกังวลจากกลุ่มนักอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมแต่คาดว่าโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินจะยังคงมีการเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินอย่างต่อเนื่องในช่วงดังกล่าวเนื่องจากถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่หาง่ายและราคาถูก

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้คิดเป็น 69.5 กิกะวัตต์ หรือร้อยละ 5.3 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติของโลกที่ 1,311.5

กิกะวัตต์ในปี 2553 และคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นเป็น 157.0 กิกะวัตต์ หรือร้อยละ 7.8 ของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติของโลกที่ 2,008.0 กิกะวัตต์ ภายในปี 2573

ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้กำลังส่งเสริมการพัฒนาโครงการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน (TAGP) ภายในปี 2563 ซึ่งมีจุดมุ่งหมายเพื่อพัฒนาระบบส่งก๊าซเชื่อมโยงระหว่างประเทศ เมื่อสำเร็จตามแผนแล้วภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้จะมีท่อส่งก๊าซระยะถึง 7,000 กิโลเมตร โครงการนี้จะทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าสะดวกขึ้น โดยรวมแล้ว แม้ว่าจะมีการเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ แต่คาดว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินจะเพิ่มขึ้นเป็นเชื้อเพลิงหลักของภูมิภาคเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีการคาดการณ์สำหรับความต้องการไฟฟ้าช่วงฐาน (base load demand) ที่มากขึ้น ส่วนโครงการพลังงานนิวเคลียร์นั้นคาดว่าจะเริ่มมีการผลิตตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป โดยเฉพาะในประเทศเวียดนาม

ในประเทศอินโดนีเซียและประเทศเวียดนามได้ดำเนินการเชิงรุกสำหรับนโยบายและข้อบังคับใหม่เพื่อพัฒนากรอบการกำกับธุรกิจสร้างบรรยากาศการลงทุนที่ดีสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ ตามข้อมูลเกี่ยวกับกำลังการผลิตติดตั้งที่ผ่านมาในโครงการ Fast Track Program ในประเทศอินโดนีเซียและความคืบหน้าของโครงการที่กำลังดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนคาดว่าประเทศอินโดนีเซียอาจจะไม่สามารถบรรลุเป้าหมายกำลังการผลิตได้ภายในปี 2562 เว้นแต่ว่าจะมีการผลักดันพีที พีแอลเอ็น เพื่อทำให้ข้อตกลงการซื้อพลังงานระหว่าง (สัญญาซื้อขายไฟฟ้า) กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระมีความเรียบง่ายมากขึ้น

แม้ว่าประเทศเมียนมาร์จะเปิดรับการลงทุนจากต่างชาติมากขึ้นในหลายอุตสาหกรรม แต่นักลงทุนยังคงมีความกังวลเรื่องการลงทุนในตลาดพลังงาน จนกว่าประเทศเมียนมาร์จะมีความชัดเจนมากขึ้นในเรื่องของทิศทางและการกำหนดนโยบาย การสร้างเสถียรภาพทางการเงิน การธนาคารและทิศทางการแก้ปัญหาทางการเมืองที่ชัดเจน รัฐบาลเมียนมาร์ได้ส่งเสริมการลงทุนในภาคส่วนของพลังงานจากบริษัทต่างชาติในรูปแบบกิจการร่วมค้ารูปแบบการเป็นผู้ก่อสร้าง บริหารจัดการ และส่งมอบให้รัฐบาลเมื่อสิ้นสุดสัญญา (BOT) และกำหนดให้นักลงทุนส่งข้อเสนอโครงการที่มีรายละเอียดตามข้อบังคับไปยังกระทรวงพลังงานไฟฟ้า (Ministry of Electric Power) เพื่อขออนุมัติโครงการจากคณะรัฐมนตรีของประเทศเมียนมาร์

ในส่วนของประเทศเวียดนามนั้น ประเทศเวียดนามเป็นหนึ่งในประเทศที่ดีที่สุดสำหรับการลงทุนด้านพลังงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ เนื่องจากเป็นประเทศที่มีการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าที่สูง มีข้อบังคับที่ผ่อนปรนและไม่มีข้อจำกัดการเป็นเจ้าของโดยต่างชาติสำหรับการลงทุนของเอกชนในตลาดพลังงาน ภายในปี 2559 ประเทศเวียดนามจะมีการดำเนินการนำร่องการแข่งขันในตลาดพลังงานโดยที่ผู้ขาย

(โรงไฟฟ้า) และผู้รับซื้อ (ผู้จัดจำหน่ายและลูกค้ารายใหญ่) จะดำเนินการซื้อขายในตลาดโดยตรงซึ่งแตกต่างกับปัจจุบันที่การขายไฟฟ้าของประเทศเวียดนามมีผู้ซื้อเพียงรายเดียว โดยการแข่งขันในตลาดพลังงานแบบค้าปลีกของประเทศเวียดนามจึงกำลังจะเริ่มขึ้นในปี 2567

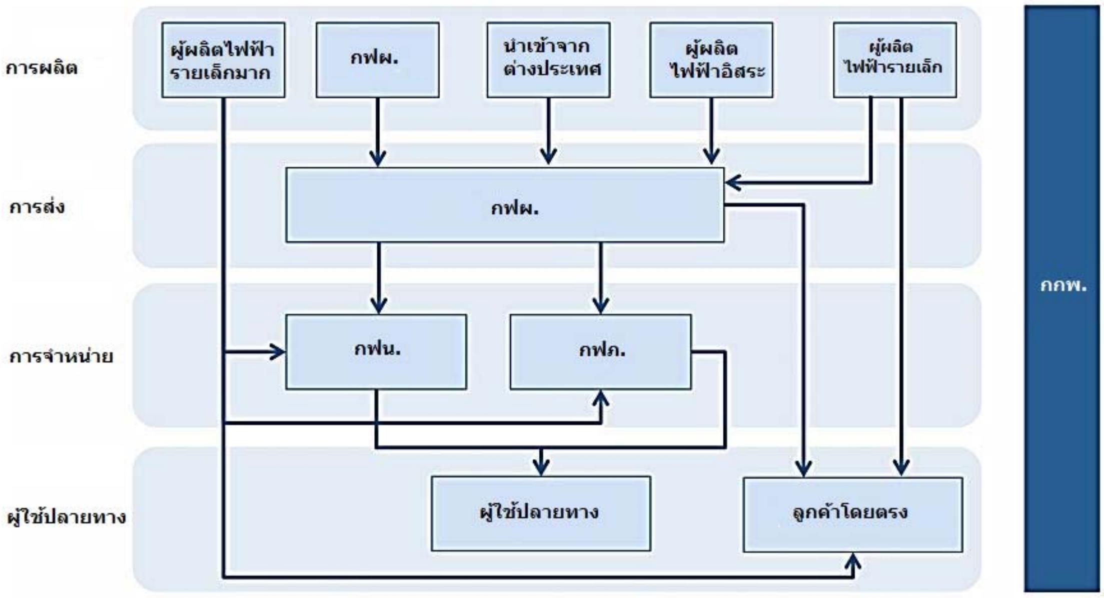
ในส่วนของประเทศฟิลิปปินส์ ประเทศฟิลิปปินส์เป็นหนึ่งในประเทศที่มีตลาดพลังงานไฟฟ้าที่เปิดเสรีมากที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งมีความโปร่งใสในโครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าและรัฐบาลฟิลิปปินส์เองก็มีความพยายามอย่างต่อเนื่องในการแปรรูปภาคการผลิตไฟฟ้าให้มีความเป็นเอกชนซึ่งดึงดูดความสนใจของนักลงทุนต่างชาติ

(ข) บทวิเคราะห์เกี่ยวกับอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

(1) โครงสร้างของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยส่วนใหญ่ดำเนินการโดยรัฐวิสาหกิจซึ่งมีการผลิตไฟฟ้าทั้งจาก กฟผ. และบริษัทเอกชนที่จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านโครงสร้างพื้นฐานของ กฟผ. ทั้งนี้ บริษัทเอกชนประกอบไปด้วยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producers: IPP), ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers: SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers: VSPP) โดยห่วงโซ่คุณค่าทั้งหมดของการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยอยู่ภายใต้การควบคุมของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

รูปที่ (ข)-1: โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย



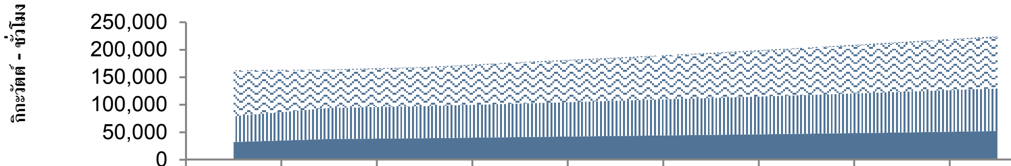
แหล่งที่มา: ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

(2) **สภาวะอุปสงค์**

มีการคาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยจะปรับตัวสูงขึ้นเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากรและดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ โดยมีการคาดการณ์ว่าจำนวนประชากรของประเทศไทยจะเพิ่มจาก 68.8 ล้านคนในปี 2558 เป็น 69.3 ล้านคนในปี 2563[7] ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 0.1 ในขณะที่ดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศจะมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 6.0 จาก 12,718.0 พันล้านบาทในปี 2558 เป็น 17,053.0 พันล้านบาทภายในปี 2563

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยได้เพิ่มมากขึ้นโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 1.2 จาก 162,668.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2555 เป็น 168,656.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2557 ซึ่งฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้ประเมินว่าการใช้ไฟฟ้าจะเติบโตขึ้นด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 4.8 ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 กล่าวคือ จาก 177,597.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็น 224,492.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563

แผนภูมิที่ (ข)-1: การใช้ไฟฟ้าโดยรวมแบ่งตามกลุ่มผู้บริโภคในประเทศไทย ปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
อื่นๆ	1,293	1,499	1,605	1,690	1,767	1,851	1,942	2,036	2,136
ภาคอุตสาหกรรม	82,068	68,607	69,699	73,394	76,738	80,382	84,343	88,430	92,774
ภาคพาณิชยกรรม	47,210	56,428	58,207	61,293	64,085	67,129	70,436	73,849	77,477
ภาคครัวเรือน	32,097	37,789	39,145	41,220	43,098	45,145	47,369	49,665	52,105

แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (Energy Policy and Planning Office - EPPO), กระทรวงพลังงาน, ประเทศไทย, ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

นับตั้งแต่ปี 2555 ถึงปี 2557 ภาคอุตสาหกรรมมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดในประเทศไทย รองลงมาคือพาณิชยกรรมและภาคครัวเรือน อย่างไรตาม การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมนั้นได้ลดลงโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 7.8 จาก 82,068.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2555 เป็น 69,699.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 อันเนื่องจากความไม่แน่นอนทางการเมืองที่เกิดขึ้นเป็นระยะเวลานานและผลกระทบจากมหาอุทกภัยในปี 2554 ทั้งนี้ แม้จะเกิดการชะลอตัวในภาคอุตสาหกรรม แต่การคาดการณ์สำหรับช่วงปี 2563 ได้ชี้ให้เห็นว่าภาคอุตสาหกรรมจะยังคงมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดในบรรดากลุ่มผู้บริโภคทั้งสามอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของนิคมอุตสาหกรรมภายในเขตเศรษฐกิจพิเศษ ในอำเภอแม่สอด จังหวัดตาก อำเภอเมือง

7 กองทุนการเงินระหว่างประเทศ, ฐานข้อมูลภาพรวมเศรษฐกิจโลก, 2558

มุกดาหาร จังหวัดมุกดาหาร อำเภออรัญประเทศ จังหวัดสระแก้ว อำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราด อำเภอเมืองหนองคาย จังหวัดหนองคาย และอำเภอสะเดา จังหวัดสงขลา

- **ปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตที่สำคัญและข้อจำกัดต่าง ๆ**

ปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโต

นโยบายสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า

การพัฒนานโยบายสนับสนุนต่าง ๆ สำหรับอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตที่สำคัญอย่างหนึ่ง เช่น การที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้แก้ไขปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในเดือนสิงหาคม 2557 ที่มีวัตถุประสงค์เพื่อปรับปรุงเนื้อหาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2558 ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ตลอดจนแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Development Plan: EEDP) โดยหลังจากเสร็จสิ้นกระบวนการจัดทำประชาพิจารณ์ในปี 2558 แล้ว คาดว่าแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ปี 2558 จะสามารถสร้างความมั่นใจให้แก่นักลงทุนได้ เนื่องจากจะมีการปรับปรุงกรอบการกำกับดูแลด้านพลังงานของประเทศ ในขณะเดียวกันการผ่านร่างกฎหมายเพื่อปรับปรุงกระบวนการอนุมัติสำหรับการลงทุนในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยยังสามารถช่วยดึงดูดนักพัฒนาและนักลงทุนต่าง ๆ ให้เข้าสู่อุตสาหกรรมนี้ได้มากขึ้นอีกด้วย

ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community: AEC) **มีแนวโน้มช่วยเพิ่มอุปทานและอุปสงค์ในภูมิภาค**

จากแผนงานการจัดตั้งประชาคมเศรษฐกิจอาเซียนที่จะเกิดขึ้นส่งผลให้ประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้กำลังจะรวมกลุ่มเป็นเขตเศรษฐกิจในนามของประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC) ภายในปี 2558 โดยมุ่งเน้นการเคลื่อนย้ายอย่างเสรีของสินค้า บริการ การลงทุนและเงินทุน ซึ่งคาดว่าจะช่วยขับเคลื่อนการเติบโตทางเศรษฐกิจในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้รวมถึงประเทศไทยด้วย และจะทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้พัฒนาการเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าภายในอาเซียน (ASEAN Power Grid) ยังถือเป็นอีกหนึ่งปัจจัยขับเคลื่อนที่ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคด้วยการสร้างระบบเชื่อมโยงการส่งและการจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างกันภายในกลุ่มประเทศในประชาคมเศรษฐกิจอาเซียนรวมทั้งประเทศไทยด้วย

ข้อจำกัดที่สำคัญต่อการเจริญเติบโต

ทัศนคติของประชาชนที่ต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่

การก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ในประเทศไทยมีความแตกต่างจากประเทศกำลังพัฒนาอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อันเนื่องมาจากประเทศไทยประสบกับปัญหาทัศนคติเชิงลบของประชาชน โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน โดยการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงมักถูกมองว่าก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศที่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพและความเป็นอยู่ของประชาชนที่อาศัยอยู่โดยรอบโรงไฟฟ้า

ความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจและปัจจัยเชิงนิเวศที่ส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

การใช้ไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยมีความสัมพันธ์กับสภาวะเศรษฐกิจโลก ตัวอย่างเช่น ประเทศจีนซึ่งเป็นคู่ค้ารายใหญ่ที่สุดของประเทศไทยในปี 2557[8] ด้วยมูลค่าทางการค้ากว่า 25,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยในปี 2557 สินค้าส่งออก 5 อันดับแรกเป็นสินค้าที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานและกระบวนการต่าง ๆ ซึ่งมีสัดส่วนกว่าร้อยละ 63.2 ของมูลค่าทางการค้าทั้งหมด อย่างไรก็ตาม มีการคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจของประเทศจีนจะชะลอตัวลงในปี 2558 โดยมีอัตราการเติบโตที่ร้อยละ 7.4 ในปี 2558[9] รวมทั้งยังอาจทำให้ความต้องการสินค้าส่งออกจากประเทศไทยซบเซาลงด้วยเช่นกัน ดังนั้น จึงอาจส่งผลกระทบต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยตามมาอันเนื่องมาจากกิจกรรมทางอุตสาหกรรมที่ลดลง อย่างไรก็ดี มีการคาดการณ์ว่าการปรับลดค่าเงินหยวนของประเทศจีนในเดือนสิงหาคม 2558 อาจช่วยกระตุ้นกิจกรรมทางอุตสาหกรรมของประเทศจีนให้ฟื้นตัวขึ้นได้ โดยจะช่วยบรรเทาความเสี่ยงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงอันเกิดขึ้นจากภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวของประเทศจีน

(3) **สภาวะอุปทาน**

- **กำลังการผลิตติดตั้ง**

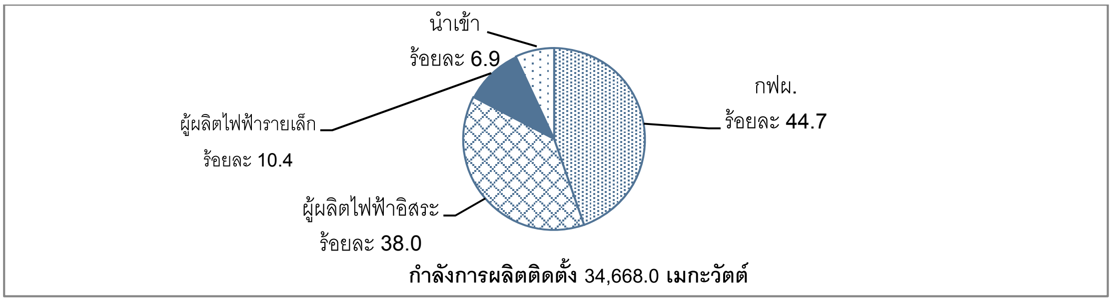
จากสถิติด้านพลังงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในปี 2557 พบว่า กำลังการผลิตติดตั้งรวมของประเทศไทยอยู่ที่ 34,667.2 เมกะวัตต์ ซึ่งในจำนวนนี้ร้อยละ 44.7 หรือ 15,482.1 เมกะวัตต์ผลิตโดยกฟผ. ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทยมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ร้อยละ 38.0 หรือ 13,166.7 เมกะวัตต์ และร้อยละ 10.4 หรือ 3,613.8

8 กระทรวงพาณิชย์, ประเทศไทย

9 สำนักงานสถิติแห่งชาติ, ประเทศจีน

เมกะวัตต์ ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดตามลำดับ นอกจากนี้ประเทศไทยมีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าร้อยละ 6.9 หรือ 2,404.6 เมกะวัตต์ของกำลังการผลิตติดตั้งจากประเทศลาวและประเทศมาเลเซีย

รูปที่ (ข)-2: กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) แบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยปี 2557



หมายเหตุ: กำลังการผลิตติดตั้งหมายรวมถึงกำลังการผลิตตามข้อตกลงของระบบส่งไฟฟ้า กฟผ. แต่ไม่รวมกำลังการผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

แหล่งที่มา: สถิติด้านพลังงานของ สนพ.

กำลังการผลิตติดตั้งในประเทศไทยในระหว่างปี 2553 ถึงปี 2557 ส่วนใหญ่มาจาก กฟผ. และ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยกฟผ. ยังคงมีสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งมากที่สุดในอัตราร้อยละ 48.5 หรือ 14,998.0 เมกะวัตต์ในปี 2553 และร้อยละ 44.7 หรือ 15,482.1 เมกะวัตต์ในปี 2557 ซึ่งมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีต่ำที่สุดประมาณร้อยละ 0.8 ในสัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมด นอกจากนี้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระยังคงมีสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งมากเป็นอันดับสอง ในอัตราร้อยละ 39.9 หรือ 12,152.0 เมกะวัตต์ในปี 2553 และร้อยละ 38.0 หรือ 13,166.7 เมกะวัตต์ ในปี 2557 และมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปี ที่ร้อยละ 2.0 ทั้งนี้ สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและแหล่งพลังงานที่นำเข้ามาได้เพิ่มสูงขึ้นในช่วงปี 2553 ถึงปี 2557 โดยกำลังการผลิตของ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีสูงที่สุดในอัตราร้อยละ 13.4 ซึ่งเพิ่มขึ้นจาก 2,182.0 เมกะวัตต์ในปี 2553 เป็น 3,613.8 เมกะวัตต์ ในปี 2557 ซึ่งเป็นผลมาจากแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้าที่ช่วยส่งเสริมการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และโครงการริเริ่มของรัฐบาลสำหรับการลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ดี กำลังการผลิตติดตั้งจากแหล่งนำเข้าต่าง ๆ จากประเทศลาวและประเทศมาเลเซียมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสม อยู่ที่ร้อยละ 10.9 ในช่วงเวลาเดียวกันจาก 1,588.0 เมกะวัตต์ เป็น 2,404.6 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นนั้นมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนน้ำงึม 2 ในประเทศลาวที่มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 596.6 เมกะวัตต์เป็นหลัก

สำหรับกำลังการผลิตตามสัญญาของโรงไฟฟ้า 10 แห่งที่มีขนาดใหญ่ที่สุดนั้นใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยโรงไฟฟ้าบางปะกงซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าดำเนินการโดย กฟผ. ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดซึ่งมีกำลังการผลิตตามสัญญาที่ 4,384.6 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตามโรงไฟฟ้าราชบุรีเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงขนาดใหญ่ที่สุดที่ดำเนินการโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระซึ่งมีกำลังการผลิตตามสัญญาที่ 3,481.0 เมกะวัตต์ ในขณะเดียวกันโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ซึ่งมีบริษัทฯ และ บมจ. เอ็กโก เป็นเจ้าของร่วมนั้นจัดเป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง และมีกำลังการผลิตตามสัญญาที่ 1,346.5 เมกะวัตต์

ตารางที่ (ข)-1: รายชื่อโรงไฟฟ้า 10 แห่งที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทยปี 2557

ชื่อโรงไฟฟ้า	ประเภท	ความเป็นเจ้าของ	แหล่งเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าบางปะกง	กฟผ.	กฟผ. (100%)	ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมันเตา, น้ำมันดีเซล	4,384.6
โรงไฟฟ้าราชบุรี	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บมจ.ราชบุรี (99.99%)	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเตา	3,481.0
โรงไฟฟ้าแม่เมาะ	กฟผ.	กฟผ. (100%)	ลิกไนต์	2,400.0
โรงไฟฟ้าวังน้อย	กฟผ.	กฟผ. (100%)	ก๊าซธรรมชาติหรือดีเซล	2,027.1
โรงไฟฟ้าพระนครใต้	กฟผ.	กฟผ. (100%)	ก๊าซธรรมชาติ	1,690.6
โรงไฟฟ้าหนองแซง	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บมจ. เจเพาเวอร์ (90%)	ก๊าซธรรมชาติ	1,600.0
โรงไฟฟ้าสระบุรี (แก่งคอย 2)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	EGCO (50%), บมจ. เจเพาเวอร์ (49%)	ก๊าซธรรมชาติ	1,468.0
โรงไฟฟ้าราชบุรีพาวเวอร์	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บมจ. ราชบุรี (25%), บมจ. จีพีเอสซี (15%)	ก๊าซธรรมชาติ	1,400.0
โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ระยอง	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บริษัทฯ (50%), บมจ. เอ็กโก (50%)	บิทูมินัส (ถ่านหิน)	1,346.5
โรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคอง	กฟผ.	กฟผ. (100%)	น้ำ	1,000.0

หมายเหตุ: การจัดอันดับโรงไฟฟ้า 10 แห่งเรียงตามกำลังการผลิตตามข้อตกลงจากขนาดใหญ่ที่สุดไปจนถึงขนาดเล็กที่สุด

แหล่งที่มา: กฟผ., การวิเคราะห์ของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

กฟผ.ได้จัดอันดับโรงไฟฟ้าโดยเรียงตามต้นทุนเชื้อเพลิงซึ่งโรงไฟฟ้าพลังน้ำถูกจัดให้เป็นประเภทการผลิตที่มีต้นทุนต่ำที่สุดและมีความสำคัญมากที่สุด

โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ทั้งหมดนั้นอยู่ภายใต้การดำเนินงานของกฟผ. ในขณะที่โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงถูกจัดให้อยู่ในอันดับที่สองโดยโรงไฟฟ้าแม่เมาะซึ่งดำเนินงานโดยกฟผ. เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินลิกไนต์ขนาดใหญ่เพียงแห่งเดียวในประเทศไทย นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่ดำเนินการในต่างประเทศอยู่ในอันดับที่สามของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ส่วนโรงไฟฟ้าบีแอลซีพี เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีขนาดใหญ่ที่สุดซึ่งใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นแหล่งเชื้อเพลิง และยังถูกจัดให้เป็นหนึ่งในผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุดเป็นอันดับต้น ๆ ในบรรดาผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอีกด้วย

ตารางที่ (ข)-2: อันดับต้นทุนการผลิตต่ำที่สุดของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

อันดับต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด	รูปแบบการใช้เชื้อเพลิง/โรงไฟฟ้า	รายละเอียด	โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุด 3 อันดับแรก แบ่งตามกำลังการผลิตตามสัญญา
1	ไฟฟ้าพลังน้ำ	มีต้นทุนต่ำที่สุดเนื่องจากไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง แต่การดำเนินการจะต้องได้รับการอนุมัติจากกรมชลประทานเพื่อตรวจสอบความต้องการใช้น้ำของพื้นที่เกษตรกรรมในพื้นที่ท้ายเขื่อน	โรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคอง, 1,000.0 เมกะวัตต์ (กฟผ.) เขื่อนภูมิพล, 743.8 เมกะวัตต์ (กฟผ.) เขื่อนศรีนครินทร์, 720.0 เมกะวัตต์ (กฟผ.)
2	ลิกไนต์	มีต้นทุนต่ำที่สุดเป็นอันดับ 2 โดย กฟผ. ได้เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าเหล่านี้ตลอดเวลา ยกเว้นช่วงบำรุงรักษา	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ, 2,400.0 เมกะวัตต์ (กฟผ.)
3	ถ่านหินนำเข้า	โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี และ Gheco-One ได้ถูกจัดอยู่ในหมวดหมู่นี้	1. โรงไฟฟ้าบีแอลซพี, 1346.5 เมกะวัตต์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ) 2. National Power Supply, 180.0 เมกะวัตต์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ) 3. Gheco-One, 660.0 เมกะวัตต์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ)
4	ก๊าซธรรมชาติ	ประเทศไทยมีการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติอย่างมาก จึงทำให้มีต้นทุนสูงกว่าถ่านหิน	1. โรงไฟฟ้าบางปะกง, 4384.6 เมกะวัตต์ (กฟผ.) 2. โรงไฟฟ้าราชบุรี, 3,481.0 เมกะวัตต์ (ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ) 3. โรงไฟฟ้าวังน้อย, 2,027.1 เมกะวัตต์ (กฟผ.)
5	น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล	มีต้นทุนสูงที่สุด โดย กฟผ. จะเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ณ โรงไฟฟ้าเหล่านี้เมื่อมีก๊าซธรรมชาติไม่เพียงพอ	

หมายเหตุ: น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลมักถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริมสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

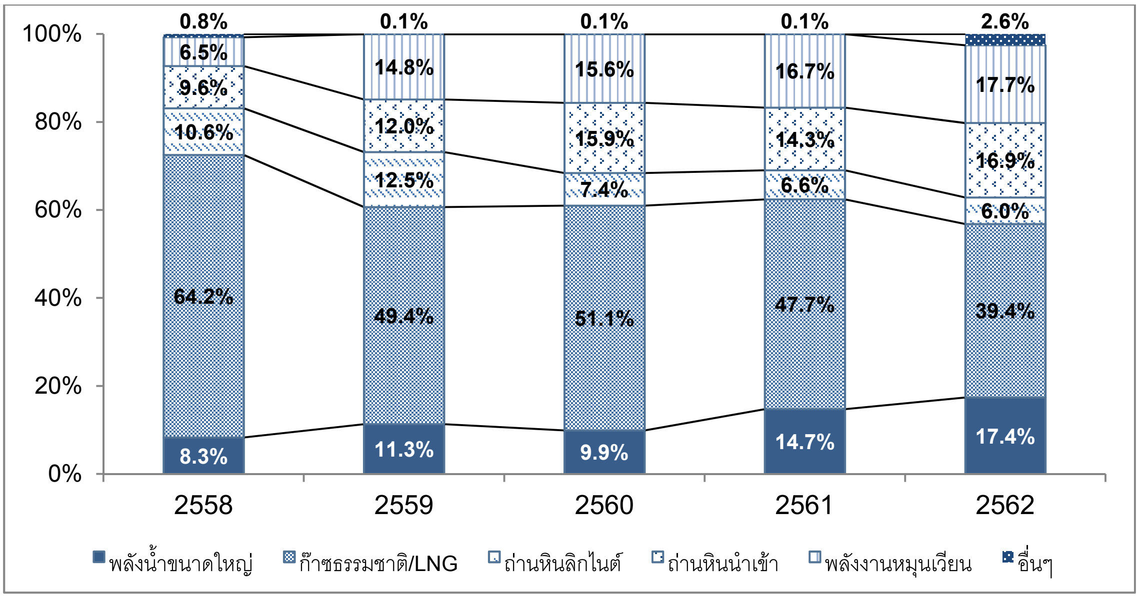
แหล่งที่มา: การนำเสนอของ กกพ. 2555[10], การวิเคราะห์ของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

[10] http://www.thammapiban.com/admin/doc/file/Dr_Kamolparn_Ft_Oct_16_2012_v1.pdf

- **การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของประเภทเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า**

จากข้อมูลของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2558 มีการประเมินว่าการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจะเพิ่มสูงขึ้นจาก 190,285.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็น 228,238.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563 ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 3.7 โดยในปี 2558 การผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะอาศัยก๊าซธรรมชาติหรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นเชื้อเพลิงหลักมีสัดส่วนมากถึงร้อยละ 64.2 หรือ 122,180.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด นอกจากนี้ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2558 ยังได้วางแผนให้มีการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติหรือการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวลงจากเดิมที่ร้อยละ 64.2 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 49.4 ในปี 2563 และให้เหลือเพียงร้อยละ 39.4 ในปี 2578 ทั้งนี้ คาดว่าถ่านหินจะเป็นเชื้อเพลิงที่มีศักยภาพในการใช้แทนที่การพึ่งพาก๊าซธรรมชาติซึ่งการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับถ่านหินลิกไนต์และถ่านหินที่นำเข้ามานั้นคาดว่าจะเพิ่มสูงขึ้นจากร้อยละ 10.6 และร้อยละ 9.6 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 12.5 และ 12.0 ในปี 2563 ตามลำดับ

รูปที่ (ข)-3: การผลิตไฟฟ้าตามการคาดการณ์แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง (ร้อยละ) ในประเทศไทย ระหว่างปี 2558 ถึงปี 2578



แหล่งที่มา: สนพ.

มีการคาดการณ์ว่าตั้งแต่ปี 2558 ถึงปี 2567 กฟผ.จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในโครงการต่าง ๆ กว่า 7 แห่งซึ่งมีกำลังการผลิตรวมเพิ่มเติม 8,070.0 เมกะวัตต์ โดยการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในช่วงปี 2558 ถึงปี 2562 จะมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 5,598.0 เมกะวัตต์ ซึ่งมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม 3,660.0 เมกะวัตต์ และโครงการพลังงานหมุนเวียน 1,938.0 เมกะวัตต์ พร้อมกันนี้ กฟผ. ยังอาจนำเข้ากำลังการผลิต

ไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอีก 3,316.0 เมกะวัตต์ จากโครงการในประเทศลาวจำนวน 5 แห่งในช่วงเวลาเดียวกันนี้ด้วย

รูปที่ (ข)-4: โครงการโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ในประเทศไทยที่ถูกเลือกตามแผนจนถึงปี 2562

ปีที่คาดว่าจะเริ่มต้นจ่ายไฟเชิงพาณิชย์	ชื่อ	สถานที่	ประเภท	แหล่งเชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
2558	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด, บล็อก 1-2	พระนครศรีอยุธยา	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	1,600.0
2558	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ทับสะแก	ประจวบคีรีขันธ์	กฟผ.	แสงอาทิตย์	5.0
2558	เขื่อนขุนด่านปราการชล	นครนายก	กฟผ.	น้ำ	10.0
2558	เขื่อนแม่กลอง	กาญจนบุรี	กฟผ.	น้ำ	12.0
2558	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	ลพบุรี	กฟผ.	น้ำ	6.7
2558	เขื่อนแควน้อยบำรุงแดน	พิษณุโลก	กฟผ.	น้ำ	30.0
2558	โรงไฟฟ้าหงสา, หน่วยที่ 1-2	ประเทศลาว	นำเข้า	ลิกไนต์	982.0
2558	บมจ. เอ็กโก	นครศรีธรรมราช	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	930.0
2559	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด, หน่วยที่ 1-2	ฉะเชิงเทรา	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ถ่านหิน	270.0
2559	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด, หน่วยที่ 3-4	ฉะเชิงเทรา	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ถ่านหิน	270.0
2559	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครเหนือ, บล็อกที่ 2	นนทบุรี	กฟผ.	ก๊าซธรรมชาติ	848.3
2559	โรงไฟฟ้าหงสา, หน่วยที่ 3	ประเทศลาว	นำเข้า	ลิกไนต์	491.0
2560	เขื่อนกิ่วคอหมา	ลำปาง	กฟผ.	น้ำ	5.5
2560	โรงไฟฟ้าพลังงานลมลำตะคอง, เฟส 2	นครราชสีมา	กฟผ.	ลม	24.0
2561	เขื่อนคลองตรอน	อุตรดิตถ์	กฟผ.	น้ำ	2.5
2561	โรงไฟฟ้าพลังน้ำจุฬาภรณ์	ชัยภูมิ	กฟผ.	น้ำ	1.3
2562	โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินกระบี่	กระบี่	กฟผ.	ถ่านหิน	870.0
2562	โรงไฟฟ้าเซเปียน เซน้ำน้อย	ลาว	นำเข้า	น้ำ	354.0
2562	โรงไฟฟ้าเขื่อนน้ำเงี้ยบ 1	ลาว	นำเข้า	น้ำ	269.0
2562	โรงไฟฟ้าไชยบุรี	ลาว	นำเข้า	น้ำ	1,220.0

แหล่งที่มา: กฟผ., การวิเคราะห์ของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

(4) **ภาวะการแข่งขัน**

ณ สิ้นปี 2557 การผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชนในประเทศไทยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมอยู่ที่ 16,781.0 เมกะวัตต์ โดยมาจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระร้อยละ 78.5 หรือราว 13,167.0 เมกะวัตต์ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจากภาคเอกชนของไทย ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ร้อยละ 21.5 หรือ 3,613.8 เมกะวัตต์

จากข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้งของผู้ผลิตรายสำคัญต่าง ๆ พบว่า บมจ. ราชบุรีเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ที่สุดในประเทศด้วยส่วนแบ่งทางการตลาดที่มากถึงร้อยละ 27.2 หรือ 4,566.6 เมกะวัตต์ ในปี 2557 ในขณะที่ บจ. เจพาวเวอร์ มีขนาดใหญ่เป็นอันดับสอง โดยมีส่วนแบ่งทางการตลาดร้อยละ 17.1 หรือ 2,862.5 เมกะวัตต์ ในปี 2557 อย่างไรก็ดี บริษัทฯ มีหุ้นอยู่ในบจ. บีแอลซีพีถึงร้อยละ 50.00 ซึ่งถือเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระด้วยถ่านหินที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทย และยังเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่อันดับที่สี่ในประเทศไทยด้วยกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 1,346.5 เมกะวัตต์ โดยมีสัดส่วนทางการตลาดร้อยละ 4.0 ตามกำลังการผลิตติดตั้งตามข้อตกลงในปี 2557 ส่วนโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีนั้นมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ 1,434.0 เมกะวัตต์

- **ข้อมูลเกี่ยวกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายสำคัญ**

ตารางที่ (ข)-3: ข้อมูลเกี่ยวกับบริษัทต่าง ๆ ที่อยู่ในรายการของตลาดหลักทรัพย์ฯ และบริษัทเอกชนที่ถือหุ้นใน ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย แบ่งตามกำลังการผลิตตามสัญญาและตามสัดส่วนการลงทุน (เมกะวัตต์) ปี 2557

ที่	โรงไฟฟ้า	ชื่อหุ้นส่วน	ประเภท	ประเภทเชื้อเพลิง	สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท (ร้อยละ)	2557	
						กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)
บมจ. ราชบุรี							
1	โรงไฟฟ้าราชบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเตา	99.99	3,481.0	3,480.7
2	โรงไฟฟ้าไตร เอนเนอร์จี้	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	99.99	700.0	699.9
3	โรงไฟฟ้าราชบุรีพาวเวอร์	โกลบอล พาวเวอร์ ซินเนอร์จี้ (ร้อยละ 15.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	25.00	1,400.0	350.0

ที่	โรงไฟฟ้า	ชื่อหุ้นส่วน	ประเภท	ประเภทเชื้อเพลิง	สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท (ร้อยละ)	2557	
						กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)
4	โรงไฟฟ้าราชบุรี เวิลด์ โคเจน	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	40.00	90.0	36.0
	รวม					**5,671.0**	**4,566.6**
บจ. เจพาวเวอร์							
1	ร้อยเอ็ด	เอ็กโก (ร้อยละ 70.30)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	แกลบ	24.70	8.8	2.2
2	เอ็กโก โคเจน ระยอง	เอ็กโก (ร้อยละ 80.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	20.00	60.0	12.0
3	กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่น (แก่งคอย) สระบุรี	เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	49.00	90.0	44.1
4	เอสซีซี สมุทรปราการ	เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	49.00	90.0	44.1
5	หนองแค สระบุรี	เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	49.00	90.0	44.1
6	จีวายจี ยะลา	เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	เศษไม้, ยาง	49.00	20.2	9.9
7	จีพีจี สระบุรี (แก่งคอย 2)	เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	49.00	1,468.0	719.3
8	เคพี1*2 สระบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.0	90.0	81.0
9	เคพี2*2 สระบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	90.0	81.0
10	ทีแอลซี*2 สระบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	90.0	81.0
11	เอ็นเอ็นเค*2 ฉะเชิงเทรา	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	90.0	81.0
12	เอ็นแอลแอล*2 ระยอง	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	67.50	90.0	60.8

ที่	โรงไฟฟ้า	ชื่อหุ้นส่วน	ประเภท	ประเภทเชื้อเพลิง	สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท (ร้อยละ)	2557	
						กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)
13	ซีอาร์เอ็น*2 ปทุมธานี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	90.0	81.0
14	เอ็นเค2*2 สระบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	90.0	81.0
15	กัลฟ์ เจพี หนองแซง	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	90.00	1,600.	1,440.0
	รวม					**4,057.0**	**2,862.5**
บมจ. เอ็กโก							
1	บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด (KEGCO)	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเตา	100.00	748.2	748.2
2	บริษัท กัลฟ์ พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (GPG)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 49.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	50.00	1,468.0	734.0
3	บริษัท บีแอลซีพี พาวเวอร์ จำกัด	บ้านปู เพาเวอร์ (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บิทูมินัส (ถ่านหิน)	50.00	1,346.5	673.3
4	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (เอ็กโก โคเจน)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 20.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	80.00	60.0	48.0
5	บริษัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด (ร้อยเอ็ด กรีน)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 24.70)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	แกลบ	70.30	8.8	62.0
6	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (จีซีซี)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 49.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	50.00	90.0	45.0
7	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (เอสซีซี)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 49.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	50.00	90.0	45.0
8	บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (จีวายจี)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 49.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	50.00	90.0	45.0

ที่	โรงไฟฟ้า	ชื่อหุ้นส่วน	ประเภท	ประเภทเชื้อเพลิง	สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท (ร้อยละ)	2557	
						กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)
9	บริษัท กัลฟ์ ยะลา กรีน จำกัด (จีวายจี)	เจพาวเวอร์ (ร้อยละ 49.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	เศษไม้, ยาง	50.00	20.2	10.1
	รวม					**3,921.7**	**2,354.8**
บมจ. โกลว์							
1	โกลว์ ไอพีพี ชลบุรี	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	95.00	713.0	677.4
2	เก็กโค-วัน ระยอง	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ถ่านหิน	65.00	660.0	429.0
3	โกลว์ เอนเนอร์จี้ เฟส 2	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	100.00	180.0	180.0
4	โกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์เอสพีพี 3	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ / ถ่านหิน	100.00	300.0	300.0
5	โกลว์ เอสพีพี 1	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	100.00	110.0	110.0
6	โกลว์ เอสพีพี 11 เฟส 1 (เดิมรู้จักกันในนาม โกลว์ เอสพีพี 11)	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	100.00	90.0	90.0
7	โกลว์ เอสพีพี 11 เฟส 2 (เดิมรู้จักกันในนาม โกลว์ เอสพีพี 12)	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	100.00	90.0	90.0
	รวม	**ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ**				**2,143.0**	**1,876.4**
บมจ. จีพีเอสซี							
1	จีพีเอสซี ศรีราชา	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	100.00	700.0	700.0
2	อาร์พีซีแอล ราชบุรี พาวเวอร์	บมจ. ราชบุรี (ร้อยละ 25.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	ก๊าซธรรมชาติ	15.00	1,400.0	210.0
3	บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น	-	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	ก๊าซธรรมชาติ	25.00	90.0	22.5
	รวม					**2,190.0**	**932.5**

ที่	โรงไฟฟ้า	ชื่อหุ้นส่วน	ประเภท	ประเภทเชื้อเพลิง	สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท (ร้อยละ)	2557	
						กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)
บริษัทฯ							
1	บจ. บีแอลซีพี ระยอง	บมจ. เอ็กโก (ร้อยละ 50.00)	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ	บิทูมินัส (ถ่านหิน)	50.00	1,346.5	673.3
	รวม					1,346.5	673.3

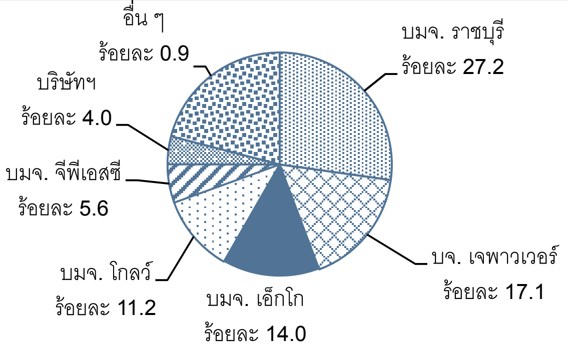
หมายเหตุ: ข้อมูลเกี่ยวกับหุ้นส่วน (ร้อยละ) เป็นข้อมูลสำหรับผู้ผลิตรายสำคัญเท่านั้น

แหล่งที่มา: กฟผ., ข้อมูลบริษัทของผู้ผลิตต่าง ๆ ตามลำดับ, ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **ส่วนแบ่งทางการตลาดและการจัดอันดับ**

  รูปที่ (ข)-5: ส่วนแบ่งทางการตลาด (ร้อยละ) ของบริษัทในประเทศไทยที่เป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และบริษัทเอกชนต่าง ๆ ที่มีการถือหุ้นในผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทยแบ่งตามกำลังการผลิตตามข้อตกลงและตามที่ผลิตจริง (เมกะวัตต์) ปี 2557

รูปที่ (ข)-5: ส่วนแบ่งทางการตลาด (ร้อยละ) ของบริษัทในประเทศไทยที่เป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และบริษัทเอกชนต่าง ๆ ที่มีการถือหุ้นในผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย แบ่งตามกำลังการผลิตตามข้อตกลงและตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์) ปี 2557



หมายเหตุ: อื่น ๆ หมายรวมถึง ไทย พาวเวอร์ ซัพพลาย, บีพีเค พาวเวอร์ ซัพพลาย, อมตะ พาวเวอร์, ทีพีที ยูทิลิตี้, ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์, สยาม พาวเวอร์ เจนเนอเรชั่น, มุ่งเจริญ ไบโอแมส เป็นต้น

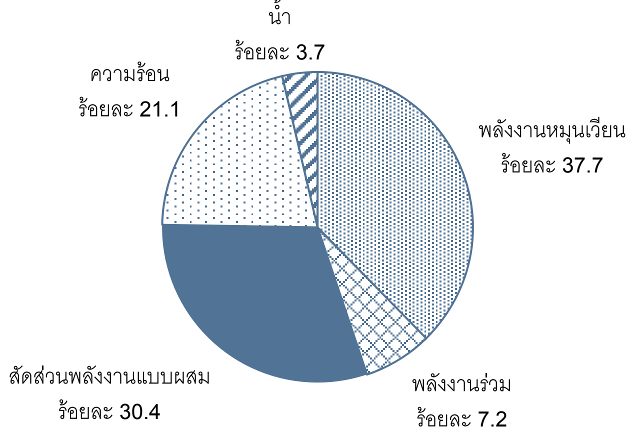
แหล่งที่มา: กฟผ., ข้อมูลบริษัทของผู้ผลิตต่าง ๆ ตามลำดับ, ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

(5) **ภาพรวมในอนาคต**

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยคาดว่าจะอยู่ที่ 228,238.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563 ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 3.7 จาก 190,285 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 นอกจากนี้ ยังมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมอีก 15.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงปี 2555 ถึงปี 2563 ซึ่งร้อยละ 8.7 หรือ 1.3 กิกะวัตต์ มาจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน

จากข้อมูลของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2558 ยังมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมรวมอีก 57.5 กิกะวัตต์ในช่วงปี 2558 ถึงปี 2579 โดยร้อยละ 37.7 หรือ 21.6 กิกะวัตต์ มาจากพลังงานหมุนเวียนโดยข้อมูลนี้ได้แสดงให้เห็นถึงทิศทางที่ชัดเจนของรัฐบาลไทยในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ ทั้งนี้ จากกำลังการผลิตที่เพิ่มเติมซึ่งจะมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแห่งใหม่จำนวน 21.6 กิกะวัตต์ จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่สร้างขึ้นในประเทศไทย จำนวน 12.1 กิกะวัตต์หรือ ร้อยละ 55.9 ในขณะที่กำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติมที่เหลือจะถูกผลิตและนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน การผลิตไฟฟ้าจากพลังความร้อนและพลังงานร่วมมีสัดส่วนกำลังการผลิตอยู่ที่ร้อยละ 30.4 หรือ 17.5 กิกะวัตต์ และร้อยละ 21.1 หรือ 12.1 กิกะวัตต์ของกำลังการผลิตติดตั้งที่เพิ่มเติม ตามลำดับ นอกจากนี้ การใช้ถ่านหินและถ่านหินลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตยังคาดว่าจะอยู่ที่ร้อยละ 61.0 หรือ 7.4 กิกะวัตต์สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่ อีกทั้งยังมีการตั้งเป้าในการเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและถ่านหินลิกไนต์อีกร้อยละ 10.0 หรือ 3.0 กิกะวัตต์ จาก 4.4 กิกะวัตต์ ของโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งใหม่ที่ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ร้อยละ 51.0 ซึ่งเพิ่มขึ้นจาก แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2553 (ฉบับแก้ไขที่ 3)

รูปที่ (ข)-6: กำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า ประเทศไทยปี 2558 ถึงปี 2579



กำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มรวม 57.5 กิกะวัตต์

แหล่งที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศปี 2558

การผลักภาระต้นทุนเชื้อเพลิง

ประเทศไทยยังคงเป็นประเทศที่น่าสนใจในด้านสาธารณูปโภคภาคเอกชน อย่างไรก็ดี ยังคงมีความกังวลเกี่ยวกับความผันผวนด้านต้นทุนเชื้อเพลิงสำหรับโครงการต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าถ่านหินเป็นแหล่งเชื้อเพลิง โดยในปี 2534 กลไกการปรับอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism) ที่รวมเอาสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Fuel Adjustment หรือ Ft) ได้นำมาใช้เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของค่าไฟฟ้าและเพื่อลดผลกระทบของความผันผวนของราคาน้ำมันต่อสถานะทางการเงินของสาธารณูปโภคด้านพลังงาน โดยสำหรับสาธารณูปโภคภาคเอกชน ความเสี่ยงของความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงได้ถูกส่งผ่านต้นทุนเชื้อเพลิงจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระไปยัง กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ขึ้นอยู่กับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

โครงการเชื่อมโยงระหว่างประเทศอาเซียน[11]

ประเทศไทยตั้งอยู่ในจุดยุทธศาสตร์ที่มีความได้เปรียบสำหรับการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าและการพัฒนาโครงสร้างการส่งไฟฟ้าที่จัดตั้งขึ้นแล้วหรือที่กำลังจะมีการพัฒนาในอนาคตกับประเทศเพื่อนบ้านต่าง ๆ เช่น ประเทศลาว ประเทศพม่า ประเทศกัมพูชา และประเทศมาเลเซีย

ประเทศลาวมีการขยายตัวของเครือข่ายการส่งไฟฟ้ามากที่สุดด้วยอัตรา 2,111.0 เมกะวัตต์ และกำลังอยู่ระหว่างการพัฒนาอีก 6,062.0 เมกะวัตต์ เป็นการเชื่อมต่อระหว่างร้อยเอ็ด 2 – น้ำเทิน 2 และสกลนคร 2 – ท่าแขก – เทินหินบุน ระหว่างประเทศไทยกับประเทศเมียนมาร์นั้น มีการจัดเตรียมการเชื่อมต่อเครือข่ายการส่งไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อระหว่างกันนั้นจะมีกำลังการผลิตระหว่าง 11,709.0 ถึง 14,860.0 เมกะวัตต์ในระหว่างปี 2561 ถึงปี 2569 ระหว่างประเทศไทยและประเทศกัมพูชามีการเชื่อมต่อระหว่างกันโดยมีกำลังอยู่ที่ 100.0 เมกะวัตต์ สำหรับการส่งออกไฟฟ้าจากไทยไปประเทศกัมพูชา โดยมีการคาดการณ์ว่าเครือข่ายการส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยและประเทศกัมพูชาจะเพิ่มขึ้นในจำนวน 2,200.0 เมกะวัตต์หลังจากปี 2563 ส่วนระหว่างประเทศไทยและประเทศมาเลเซียนั้นมีสายนำสัญญาณที่มีอยู่ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างสะเดา-บูกิดเคเตอรีและคลองแงะ-กูรัน นอกจากนี้ ยังมีแผนการต่าง ๆ สำหรับการขยายการเชื่อมต่อเพิ่มเติมสำหรับการเชื่อมต่อระหว่างคลองแงะ-กูรันซึ่งมีกำลังอยู่ที่ 300.0 เมกะวัตต์ และคาดว่าจะเริ่มต้นในปี 2559

จากเครือข่ายการส่งไฟฟ้าระหว่างกันตามที่กำหนดไว้ในแผนการต่าง ๆ ระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้านต่าง ๆ ในประเทศในกลุ่มประชาคมอาเซียนดังกล่าว ทำให้

---

11 เอกสารประกอบการบรรยายและการฝึกปฏิบัติ หัวข้อ ASEAN Power Grids Interconnection Projects for Energy Efficiency and Security of Supply โดย Syaiful B Ibrahim ณ กรุงมนิลา ประเทศฟิลิปปินส์ ระหว่างวันที่ 8 ถึง 9 กันยายน ปี 2557 นำมาจาก http://www.carecprogram.org/uploads/events/2014/Regional-Energy-Trade-Workshop/Presentation-Materials/009_104_209_Session3-3.pdf

ประเทศไทยยังคงเป็นแหล่งสาธารณูปโภคด้านพลังงานไฟฟ้าที่น่าสนใจและมีศักยภาพในการลงทุนมากในภูมิภาค

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

ตามข้อมูลของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ปี 2558 พบว่าจะมีการเพิ่มอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่จังหวัดกระบี่ถูกต่อต้านอย่างหนักจากชุมชนท้องถิ่นอันเนื่องมาจากความกังวลเกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ โดยรัฐบาลได้ตัดสินใจเดินหน้าตามแผนการและสร้างความเชื่อมั่นว่าโรงไฟฟ้าที่กำลังจะสร้างนี้จะดำเนินงานด้วยเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดซึ่ง ในอดีตนั้น กฟผ. ได้เริ่มนำเอาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดมาใช้แทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเก่าในโรงไฟฟ้าแม่เมาะด้วยวัฏจักรร่วมแบบรวมเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (Integrated Gasification Combined-cycle: IGCC)

จากมาตรฐานการปล่อยก๊าซต่าง ๆ ของโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ตามกฎกระทรวงของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมนั้น โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งใหม่จะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการปล่อยก๊าซต่าง ๆ ที่เข้มงวดมากยิ่งขึ้น ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 50.0 เมกะวัตต์ จะถูกจำกัดการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์อยู่ที่ 180 พีพีเอ็ม การปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ 200 พีพีเอ็ม และอนุภาคหรือฝุ่นละออง 80 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

ตารางที่ (ข)-4: มาตรฐานการปล่อยก๊าซต่าง ๆ ตามกฎหมายในประเทศไทยสำหรับก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และอนุภาคหรือฝุ่นละอองโดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	สาร	ปริมาณขีดจำกัด
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิต 50.0 เมกะวัตต์ หรือน้อยกว่า	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	360 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิต 50.0 เมกะวัตต์ หรือน้อยกว่า	ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์	200 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิต 50.0 เมกะวัตต์ หรือน้อยกว่า	ฝุ่น	80 มิลลิกรัม ต่อลูกบาศก์เมตร
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 50.0 เมกะวัตต์	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	180 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 50.0 เมกะวัตต์	ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์	200 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 50.0 เมกะวัตต์	ฝุ่น	80 มิลลิกรัม ต่อลูกบาศก์เมตร
โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเตา	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	260 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเตา	ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์	180 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเตา	ฝุ่น	120 มิลลิกรัม ต่อลูกบาศก์เมตร
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	20 พีพีเอ็ม

ประเภทโรงไฟฟ้า	สาร	ปริมาณขีดจำกัด
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์	120 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ฝุ่น	60 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวมวล	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	60 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวมวล	ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์	200 พีพีเอ็ม
โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวมวล	ฝุ่น	120 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์

หมายเหตุ: บังคับใช้กับโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ที่มีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date - COD) หลังจากวันที่ 20 ธันวาคม 2552

แหล่งที่มา: กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

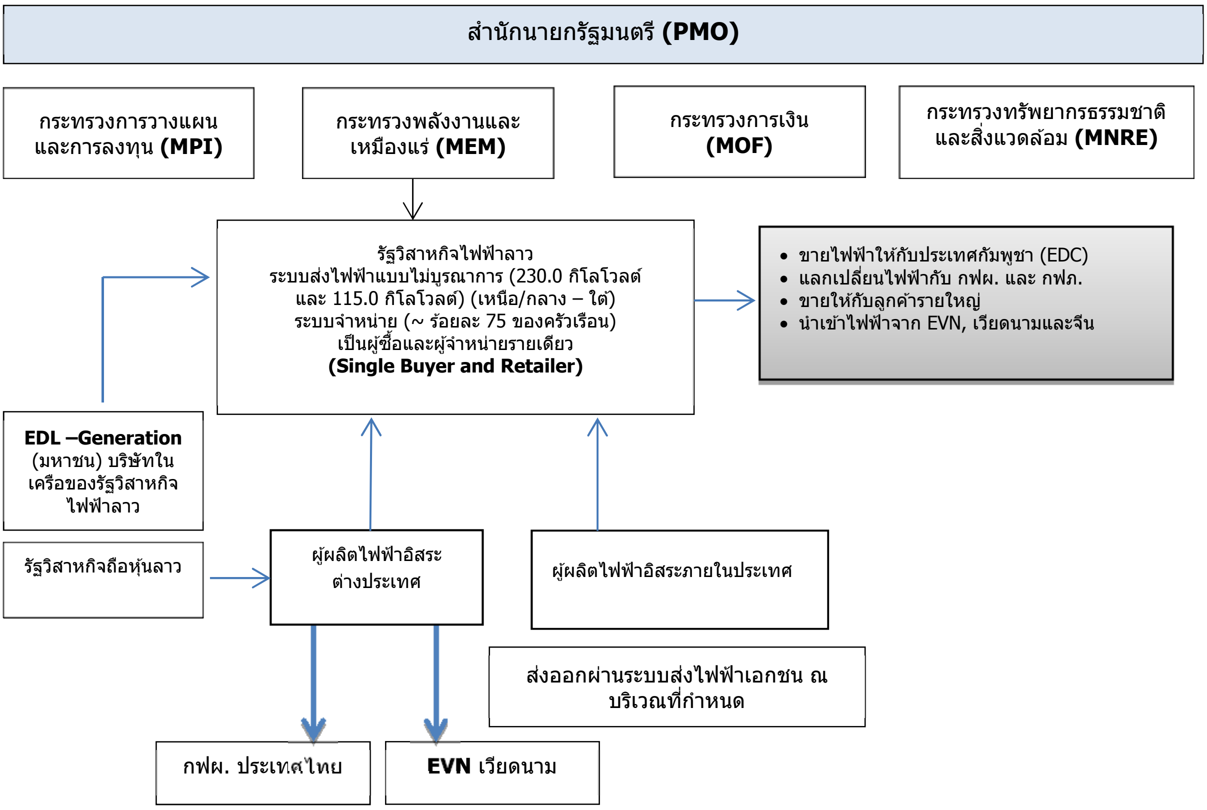
(ค) การวิเคราะห์อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศลาว

(1) โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศลาว

ตั้งแต่ พ.ศ. 2533 ภาคอุตสาหกรรมพลังงานในประเทศลาวได้เปิดกว้างให้มีการลงทุนของภาคเอกชนโดยตรงจากต่างประเทศ เพื่อส่งเสริมการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและบรรเทาปัญหาความยากจน ทั้งนี้ ประเทศลาวมีการปรับปรุงยุทธศาสตร์ในภาคส่วนพลังงานและกรอบกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างสม่ำเสมอโดยกระทรวงพลังงานและเหมืองแร่ เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนดด้านการจัดหาเงินทุนในระดับสากล

รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว คือรัฐวิสาหกิจในสังกัดกระทรวงพลังงานและเหมืองแร่ ซึ่งเป็นทั้งผู้ถือกรรมสิทธิ์และผู้ดำเนินการหลักในระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศลาว รวมถึงการบริหารจัดการการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศเข้ามาในเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าและส่งไฟฟ้าออกจากสถานีไฟฟ้าไปยังต่างประเทศ รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวยังมีบทบาทเป็นผู้พัฒนาโครงการและเป็นหน่วยงานที่ปฏิบัติและดำเนินการตามโครงการไฟฟ้าพลังน้ำที่กำหนดโดยรัฐบาล

รูป (ค)-1: โครงสร้างอุตสาหกรรมของตลาดพลังงานในประเทศลาว ปี 2557



แหล่งที่มา: กรมการส่งเสริมและพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงานและเหมืองแร่ (MEM)

- **โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า**

ประเทศลาวมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพียง 2 รูปแบบ ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งจำแนกด้วยกำลังการผลิตติดตั้งและประเภทของผู้พัฒนาโครงการ (project developer) โดยผู้พัฒนาโครงการที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 15.0 เมกะวัตต์ถือเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและถ้าผลิตได้น้อยกว่า 15.0 เมกะวัตต์จัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ สามารถแยกย่อยได้อีก 2 รูปแบบ คือ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเพื่อใช้ในประเทศ (IPP(d)) คือการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในประเทศเท่านั้น และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเพื่อส่งออก (IPP(e)) คือการผลิตไฟฟ้าที่มุ่งส่งออกต่างประเทศเป็นหลักและใช้ภายในประเทศเพียงเล็กน้อย

อัตราค่าไฟฟ้าของประเทศลาวมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีจนถึงปี 2560 โดยกระทรวงพลังงานและเหมืองแร่เป็นผู้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

ตาราง (ค)-1: อัตราค่าไฟฟ้าที่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวส่งออกไปยัง กฟผ.

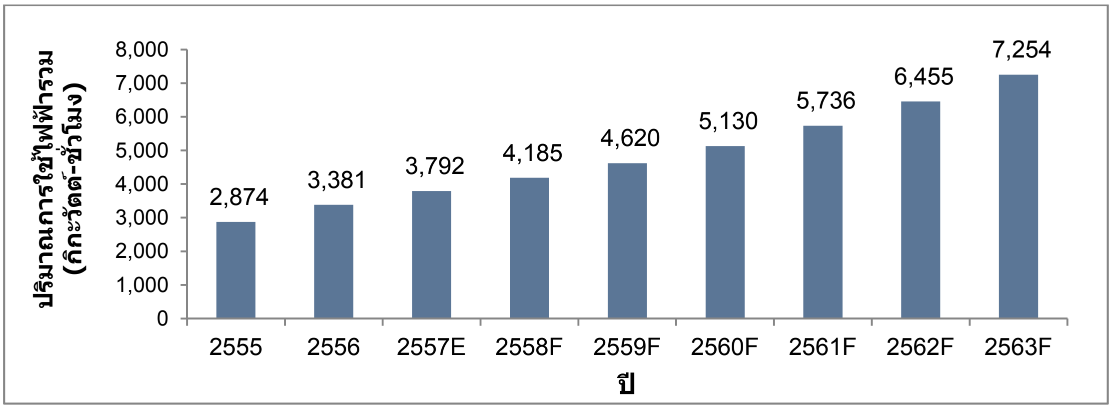
อัตราค่าไฟฟ้าที่รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวส่งออกไปยัง กฟผ. ประเทศไทยที่ 115.0 กิโลโวลต์ (kV)		
ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (09:00-22:00 น.)	1.60 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	วันจันทร์ถึงวันศุกร์
ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (22:00-09:00 น.)	1.20 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	วันจันทร์ถึงวันศุกร์
ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (00:00-24:00 น.)	1.20 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	วันเสาร์ วันอาทิตย์และวันหยุดนักขัตฤกษ์ของประเทศไทย

แหล่งที่มา: รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว

(2) **สภาวะอุปสงค์**

ความต้องการไฟฟ้าในประเทศลาวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องเป็นผลสืบเนื่องมาจากการพัฒนาเข้าสู่สังคมเมืองมากขึ้น ประเทศลาวจึงได้มุ่งเน้นการปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานภายในประเทศซึ่งรวมถึงการให้บริการไฟฟ้าอย่างทั่วถึงและมีเสถียรภาพ จะเห็นว่ารัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวได้นำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากประเทศไทยอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะในช่วงฤดูร้อน เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ

แผนภูมิ (ค)-1: ปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมาและที่คาดการณ์ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) ประเทศลาว ปี 2555 **ถึงปี** 2563F (2012-2020F)



แหล่งที่มา: ข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าสำหรับปี 2555 ถึงปี 2556 โดยรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว; บทวิเคราะห์ของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

ปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโต

การพัฒนาภาคอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง

การพัฒนาอย่างต่อเนื่องของอุตสาหกรรมเหมืองแร่และซีเมนต์ซึ่งเป็นอุตสาหกรรมหลักของประเทศลาวเป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตของภาคพลังงาน ทั้งนี้ในปี 2555 อุตสาหกรรมเหมืองแร่นั้นมีสัดส่วนคิดเป็นร้อยละ 8.0 ถึงร้อยละ 11.0 ของ

ดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ และคิดเป็นร้อยละ 20.0 ของรายได้ภายในประเทศของรัฐบาล[12] นอกจากนี้ การเกิดขึ้นของเขตเศรษฐกิจพิเศษและเขตเศรษฐกิจเฉพาะ (Specific Economic Zones:SEZs) ทั้ง 10 แห่งในประเทศลาวทำให้มีความต้องการโครงสร้างพื้นฐานในการผลิตไฟฟ้าที่ดีขึ้นเพื่อให้การจ่ายพลังงานภายในเขตเศรษฐกิจเพื่อรองรับอุตสาหกรรมเหมืองแร่และซีเมนต์นั้นมีเสถียรภาพ นอกจากนี้ ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2568 รัฐบาลลาวได้วางแผนที่จะสร้างเขตเศรษฐกิจเหล่านี้เพิ่มขึ้นให้ได้มากกว่า 25 แห่งตามบริเวณชายแดนและพื้นที่ทุรกันดารของประเทศ[13]

รัฐบาลมีเป้าหมายให้ประชากรเข้าถึงไฟฟ้าร้อยละ 90.0

ในปี 2557 อัตราการเข้าถึงไฟฟ้าในประเทศลาวคิดเป็นร้อยละ 87.0 ของครัวเรือนทั้งหมด อย่างไรก็ตาม รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวยังจำเป็นต้องเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นเพื่อให้บรรลุเป้าหมายของรัฐบาลที่ต้องการให้ครัวเรือนสามารถเข้าถึงบริการไฟฟ้าได้ร้อยละ 90.0 ภายในปี 2563 เป้าหมายดังกล่าวทำให้มีการลงทุนในภาคพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างมาก เช่น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ การขยายเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า การลดความสูญเสียในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า และการส่งเสริมโครงการพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ชนบทที่ไม่เชื่อมต่อกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าหลัก

ศักยภาพของไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydropower)

ประเทศลาวนั้นมีแหล่งทรัพยากรพลังน้ำที่อุดมสมบูรณ์ เนื่องจากประเทศลาวมีแม่น้ำสายยาวหลายสายทำให้มีศักยภาพที่สามารถสร้างกำลังการผลิตถึง 26,000.0 เมกะวัตต์ รัฐบาลลาวจึงมีความต้องการที่จะนำพลังน้ำที่มีอยู่มหาศาลภายในประเทศมาช่วยเพิ่มรายได้จากการส่งออกพลังงาน ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ทั้งที่กำลังก่อสร้างและที่กำลังวางแผนจะสร้างในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 นั้นเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ข้อจำกัดของการเจริญเติบโต

การต่อต้านของประชาชนในการสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่

การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและโรงไฟฟ้าพลังน้ำแห่งใหม่ได้รับการต่อต้านจากประชาชนอย่างมาก เนื่องจากประชาชนเห็นว่าโครงการดังกล่าวอาจส่งผลกระทบในทางลบต่อประชาชนที่อาศัยในบริเวณโดยรอบโครงการ ดังนั้น ผู้พัฒนาโครงการจึงจำเป็นต้องพูดคุยและให้ความรู้กับประชาชนในพื้นที่ให้เข้าใจถึงประโยชน์ของโครงการ รวมถึงต้องจัดการแก้ปัญหาและข้อกังวลต่าง ๆ ที่ประชาชนมีต่อโครงการในช่วงของการออกแบบและดำเนินการ

---

[12] รายงานจากธนาคารโลกเกี่ยวกับเศรษฐกิจของประเทศลาวในเดือนมิถุนายน 2556 (World Bank report on Lao PDR Economic Monitor June 2013): Sustaining Growth, Maintaining Macroeconomic Stability

[13] ข่าวสารจากสถานฑูตลาว

การขาดแคลนเชื้อเพลิงฟอสซิล

ประเทศลาวพึ่งพาพลังน้ำในการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นหลัก เนื่องจากการขาดแคลนเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมัน ก๊าซ และถ่านหิน ทั้งนี้ ประเทศลาวมีถ่านหินลิกไนต์สำรองในปริมาณที่ค่อนข้างจำกัด โดยมีโดยรวมเพียง 810 ล้านตัน และจากข้อมูลในเดือนมิถุนายน ปี 2557 โดยปริมาณ 487 ล้านตันจากปริมาณถ่านหินลิกไนต์ทั้งหมดนั้นมาจากแหล่งถ่านหินลิกไนต์ที่เมืองหงสา แขวงไชยบุรี นอกจากนี้ยังไม่พบว่ามีแหล่งน้ำมันและก๊าซในประเทศลาว และประเทศลาวยังไม่มีโรงกลั่นน้ำมันอีกด้วย เชื้อเพลิงปิโตรเลียมที่ใช้ในภาคการขนส่ง ภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม การค้าและการบริโภคอื่น ๆ ล้วนมาจากการนำเข้าทั้งสิ้น

(3) **สภาวะอุปทาน**

- **กำลังการผลิตติดตั้ง**

กำลังการผลิตติดตั้งของประเทศลาวในช่วงปี 2555 ถึงปี 2557 มาจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นหลัก โดยมีการประเมินว่าพลังน้ำของประเทศลาวมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าได้ถึง 26,000.0 เมกะวัตต์ ในขณะที่ในปี 2557 กำลังการผลิตที่มีอยู่จริงนั้นมีเพียง 2,994.0 เมกะวัตต์เท่านั้น โดยในจำนวนนี้เป็นการส่งออกจำนวน 2,295.0 เมกะวัตต์ และเป็นการใช้ภายในประเทศเพียง 699.0 เมกะวัตต์ ซึ่งในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 ประเทศลาวได้มีแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตโดยการสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแม่น้ำสายหลัก กระแสไฟฟ้าส่วนใหญ่ที่ได้มาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเหล่านี้น่าจะถูกส่งออกไปยังประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ประเทศจีน (มณฑลยูนนาน) ประเทศเวียดนาม ประเทศเมียนมาร์ ประเทศไทย และประเทศกัมพูชา อนึ่ง ภายในปี 2563 ประเทศลาวได้ตกลงจะทำการส่งออกไฟฟ้าจำนวน 7,000.0 เมกะวัตต์ให้กับประเทศไทย และ 5,000.0 เมกะวัตต์ให้กับประเทศเวียดนาม[14]

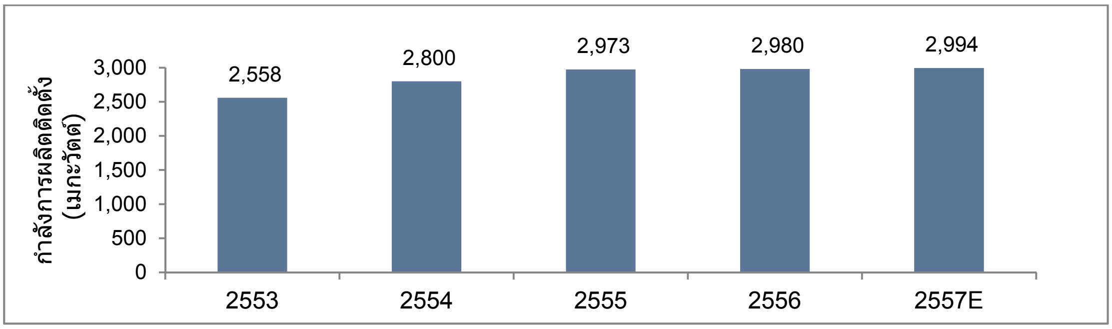
โรงไฟฟ้าหงสาเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดใหญ่แห่งแรกของประเทศลาว มีกำลังการผลิตติดตั้ง 1,878.0 เมกะวัตต์ ในปัจจุบันยังอยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีที่ตั้งในแขวงไชยบุรี ทั้งนี้ หงสาหน่วยที่ 1 สร้างเสร็จและเปิดดำเนินการแล้วในเดือนมิถุนายน 2558 ที่ผ่านมา ทั้งนี้ ตั้งเป้าว่าจะส่งออกไฟฟ้าจำนวน 1,473.0 เมกะวัตต์ให้กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ซื้อรายใหญ่จากประเทศไทยเพียงรายเดียวของโครงการนี้ และอีก 100.0 เมกะวัตต์จะใช้ภายในประเทศ และกำลังการผลิตที่เหลือใช้เป็นพลังงานสำหรับการใช้ในโรงไฟฟ้าเอง ผู้ถือหุ้นในช่วงก่อตั้งโครงการ ได้แก่ บริษัทฯ บมจ. ราชบุรี และรัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาว ต่อมาในเดือนมิถุนายน 2558 บมจ. ราชบุรีมีการปรับโครงสร้างภายในบริษัท

[14] Lao PDR Country Report, ERIA Research Project Report 2012-2019

โดยขายหุ้นโรงไฟฟ้าหงสาที่ถืออยู่ร้อยละ 40.00 ให้กับบริษัทในเครือ ได้แก่ บริษัท อาร์เอช อินเตอร์เนชั่นแนล คอร์ป (สิงคโปร์) พีทีอี ลิมิเต็ด

โรงไฟฟ้าหงสาประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินลิกไนต์ เหมืองลิกไนต์และเหมืองหินปูน โรงไฟฟ้าหงสาได้รับสัญญาสัมปทานเป็นระยะเวลา 25 ปี และคาดว่าจะเริ่มเดินเครื่องได้เต็มพิกัดในปี 2559 ทั้งนี้ เมื่อแล้วเสร็จโรงไฟฟ้าหงสาจะเป็นโรงไฟฟ้าซึ่งจะจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่ประเทศไทยและประเทศลาว โดยปกติแล้ว โรงไฟฟ้าปากเหมืองจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างมีเสถียรภาพกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ เนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะขาดแคลนเชื้อเพลิงต่ำ

แผนภูมิ (ค)-2: ข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้ง (หน่วยเมกะวัตต์) ของประเทศลาว ปี 2553 ถึงปี 2557



แหล่งที่มา: ข้อมูลปี 2553 มาจาก กรมการไฟฟ้า กระทรวงพลังงานและเหมือนแร่ (Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines) ส่วนข้อมูลปี 2554 ถึงปี 2556 มาจาก รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาววิเคราะห์โดยฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **แหล่งพลังงานสำคัญ**

ในปัจจุบัน ประเทศลาวยังไม่พบแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ ส่วนพลังงานจากถ่านหินก็ยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นพัฒนา โดยเป็นการใช้ถ่านหินลิกไนต์[15] สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งแรกของประเทศที่เมืองหงสา ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2559 โดยตัวเหมืองลิกไนต์ซึ่งตั้งอยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้าหงสาเองนั้นยังอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง

ประเทศลาวอยู่ในระหว่างการพัฒนาโครงการบนพื้นฐานของศักยภาพพลังน้ำที่มีอยู่แล้วภายในประเทศ (26,000.0 เมกะวัตต์) โดยประเทศลาวที่มีพื้นที่ครอบคลุมถึงร้อยละ 35 ของแม่น้ำโขง[16] ซึ่งถือได้ว่าเป็นพื้นที่ที่เหมาะสมและน่าสนใจสำหรับการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

ในปี 2554 ประเทศลาวได้ริเริ่มยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนเป็นครั้งแรกซึ่งนำไปสู่การกำหนดแผนงานพัฒนาพลังงานชีวมวล เชื้อเพลิงชีวภาพ

---

15 เป็นที่รู้จักว่าเป็นถ่านหินสีน้ำตาล ลิกไนต์คือหินตะกอนเผาไหม้ได้สีน้ำตาลอ่อนเกิดจากหินเลนถูกกดอัดตามธรรมชาติและมีปริมาณความร้อนค่อนข้างต่ำ

16 International Rivers: Laos

และพลังงานลม โดยตั้งเป้าว่าภายในปี 2568 ปริมาณการใช้พลังงานภายในประเทศร้อยละ 30 จะมาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ปัจจุบันพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในขั้นทดลองใช้ในระบบส่งและจ่ายกระแสไฟฟ้าที่อยู่นอกเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าหลักแต่ยังไม่มีการใช้เชิงพาณิชย์แต่อย่างใด

การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของประเภทเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ประเทศลาวนั้นมีความแตกต่างจากประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้กล่าวคือกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศลาวทั้งหมดล้วนมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพียงอย่างเดียว เนื่องจากประเทศลาวนั้นไม่มีแหล่งน้ำมันและก๊าซสำรอง ทั้งยังมีถ่านหินเชื้อเพลิงในปริมาณจำกัด อย่างไรก็ตามสถานการณ์ดังกล่าวน่าจะเปลี่ยนไปนับแต่ปี 2559 จากการเดินเครื่องเต็มพิกัดของโรงไฟฟ้าหงสา อย่างไรก็ตาม ยังไม่มีโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินอื่นที่มีแผนก่อสร้างในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

(4) **ภาวะการแข่งขัน**

- **รายละเอียดของผู้ผลิตรายหลัก**

ตาราง(ค)-2: ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอ้างอิงจากกำลังการผลิต (เมกะวัตต์) ในประเทศลาว ปี 2557

ที่	โรงไฟฟ้า	สัดส่วนการถือครองหุ้น (ร้อยละ)	ปี 2557			
			กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)	ผู้ซื้อไฟฟ้า	รายชื่อหุ้นส่วน
การไฟฟ้าฝรั่งเศส ประเทศฝรั่งเศส					กฟผ. – ร้อยละ 95.00 รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว – ร้อยละ 5.00	การไฟฟ้าฝรั่งเศส ประเทศฝรั่งเศส, บมจ. เอ็กโก ประเทศไทย, รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาว
1	น้ำเทิน 2	40.00	1,070.0	428.0		
	รวม		1,070.0	428.0		
บมจ. เอ็กโก ประเทศไทย						
1	น้ำเทิน 2	35.00	1,070.0	374.5		
	รวม		1,070.0	374.5		
รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาว						
1	น้ำเทิน 2	25.00	1,070.0	267.5		
	รวม		1,070.0	267.5		
บริษัทซีเค พาวเวอร์ จำกัด(มหาชน)					กฟผ. -ร้อยละ 100.00	ช. การช่าง (ประเทศไทย) ร้อยละ 28.50; รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ประเทศลาว) ร้อยละ 25.00; บมจ. ราชบุรี (ประเทศไทย) ร้อยละ
1	น้ำงึม 2	42.00	615.0	258.3		
	รวม		615.0	258.3		

ที่	โรงไฟฟ้า	สัดส่วนการถือครองหุ้น (ร้อยละ)	ปี 2557			
			กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามที่ผลิตจริงแบ่งตามสัดส่วนการถือหุ้น (เมกะวัตต์)	ผู้ซื้อไฟฟ้า	รายชื่อหุ้นส่วน
บมจ. ราชบุรี						25.00; บริษัท ทางด่วนกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)(ประเทศไทย) ร้อยละ 12.5 Shlapak Group (ประเทศสหรัฐอเมริกา)ร้อยละ 4.00; PT Construction & Irrigation Co., (ประเทศลาว) ร้อยละ 4.00; บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอ็นจิเนียริ่งแอนด์ แมเนจเมนต์ จำกัด(ประเทศไทย) ร้อยละ 1.00
1	น้ำงึม 2	24.75	615.0	152.2		
	รวม		615.0	152.2		
Sinohydro					รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว – ร้อยละ 100.00	Sinohydro (ประเทศจีน) และ รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ประเทศลาว)
1	น้ำงึม 5	85.00	120.0	102.0		
	รวม		120.0	102.0		
บริษัทจี เอ็ม เอส พาวเวอร์ จำกัด					กฟผ. – ร้อยละ 95.00 รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว – ร้อยละ 5.00	รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว ร้อยละ 60.00; Statkraft (ประเทศนอร์เวย์) ร้อยละ 20.00; บริษัท จีเอ็มเอส พาวเวอร์ จำกัด (ประเทศไทย) ร้อยละ 20.00
1	เทินหินบุน	20.00	500.0	100.0		
	รวม		500.0	100.0		
Statkraft						
1	เทินหินบุน	20.00	500.0	100.0		
	รวม		500.0	100.0		
China International Water & Electric Corp. (**บริษัทลูกของ** China Three Gorges Corporation)					รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว – ร้อยละ 100.00	รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว ร้อยละ 20.00; China International Water & Electric Corp ร้อยละ 80.00
1	น้ำลิก 1-2	80.00	100.0	80.0		
	รวม		100.0	80.0		

แหล่งที่มา: รายงานประจำปีของบริษัทต่าง ๆ

การไฟฟ้าฝรั่งเศส ประเทศฝรั่งเศส

การดำเนินงานของกลุ่มการไฟฟ้าฝรั่งเศส ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มุ่งเน้นการพัฒนาอุตสาหกรรมไฟฟ้าในบริเวณอนุภูมิภาคลุ่มแม่น้ำโขงเป็นส่วนใหญ่ ทั้งนี้ บริษัท Nam Theun 2 Power (NTPC) ซึ่ง การไฟฟ้าฝรั่งเศส ถือหุ้นร้อยละ 40.00 ได้ก่อตั้งขึ้นในปี 2545 ในประเทศลาวเพื่อการพัฒนาการก่อสร้างและการดำเนินงานโรงไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งมีกำลังการผลิต 1,070.0 เมกะวัตต์

บมจ. เอ็กโก ประเทศไทย

กลุ่ม บมจ. เอ็กโก ประกอบกิจการโรงไฟฟ้าจำนวน 23 แห่งโดยมีกำลังการผลิตตามสัดส่วนการลงทุนรวม 3,767.0 เมกะวัตต์ ใน 5 ประเทศในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกได้แก่ประเทศไทย ประเทศลาว ประเทศฟิลิปปินส์ ประเทศอินโดนีเซีย และประเทศออสเตรเลีย

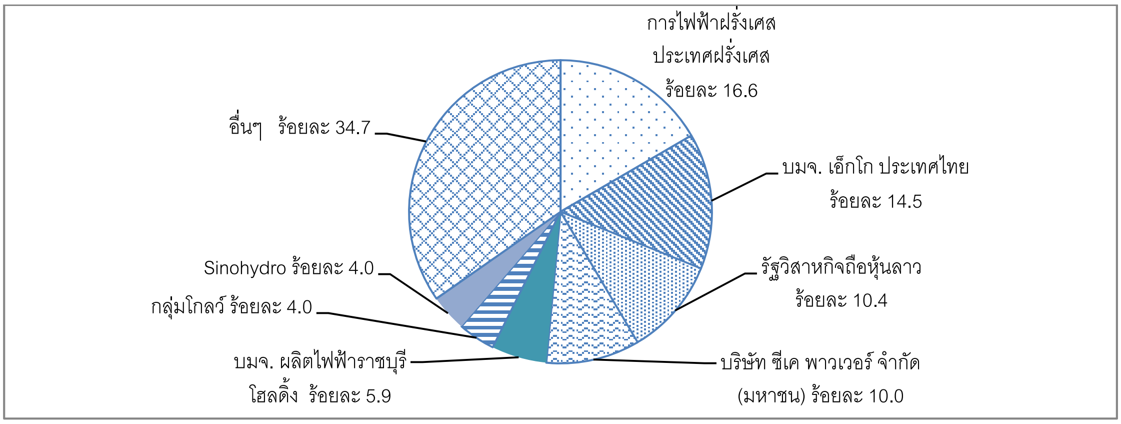
รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาว

รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวเป็นรัฐวิสาหกิจสัญชาติลาว ซึ่งมีหน้าที่ควบคุม จัดการ และดูแลบริษัท Nam Theun 2 Power (NTPC) และบริษัทพลังงานอื่น ๆ ที่รัฐวิสาหกิจถือหุ้นลาวเข้าไปถือหุ้นหรือที่ได้รับโอนจากรัฐบาลอย่างมีประสิทธิภาพ

- **ส่วนแบ่งการตลาดและการจัดอันดับ**

ในปี 2557 กำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในประเทศลาวอยู่ที่ 2,994.0 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาจากกำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในปี 2557 จะพบว่ากลุ่มการไฟฟ้าฝรั่งเศสของประเทศฝรั่งเศสเป็นผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยมีส่วนแบ่งการตลาดร้อยละ 16.6 และตามด้วยกลุ่ม บมจ. เอ็กโกของประเทศไทย ซึ่งมีส่วนแบ่งการตลาดร้อยละ 14.5

แผนภูมิ (ค)-3 ส่วนแบ่งการตลาด (ร้อยละ) ของ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอ้างอิงจากกำลังการผลิต (เมกะวัตต์) ในประเทศลาว ปี พ.ศ. 2557



หมายเหตุ: อื่น ๆ ได้แก่บริษัทอื่น ๆ เช่น GMS Power, Statkraft, China International Water & Electric Corp. เป็นต้น

แหล่งที่มา: Internationalrivers.org, Department of Energy Promotion and Development's “Electric Power Plants in Laos”, Company Annual Reports

ประเทศลาวได้มีการใช้ขั้นตอนการประกวดราคาที่สามารถแข่งขันกันได้อย่างโปร่งใสในการพัฒนาโครงการพลังงานใหม่ ๆ ผู้พัฒนาโครงการที่จดทะเบียนนิติบุคคลตามกฎหมายในประเทศลาวแล้วจะสามารถเข้าร่วมกระบวนการประกวดราคาได้ โดยปกติ ขั้นตอนการประกวดราคาจะจัดทำขึ้นโดยบริษัทที่ปรึกษาของผู้ลงทุนโดยส่วนใหญ่ก็จะประกอบด้วย 2 ขั้นตอน คือการยื่น

ข้อเสนอทางเทคนิค และการยื่นข้อเสนอด้านราคา ทั้งนี้ ในปัจจุบัน กฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดของอุตสาหกรรมพลังงานของประเทศลาว ดังนั้น โครงการพลังน้ำหลาย ๆ โครงการที่กำลังก่อสร้างจะพัฒนาเพื่อส่งออกกระแสไฟฟ้าให้ประเทศไทยเป็นหลัก อย่างไรก็ตาม นักลงทุนต่างชาติก็ยังคงแข่งขันกันเพื่อได้รับสัมปทานในการสร้างโรงไฟฟ้าและขายพลังงานไฟฟ้าให้กับบริษัทให้บริการสาธารณูปโภคของตัวเอง โดยมี รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวเป็นผู้ประสานงานระหว่างผู้ลงทุนและรัฐบาลลาว

(5) **ภาพรวมในอนาคต**

พลังน้ำยังคงมีบทบาทสำคัญในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ประเทศลาวได้ใช้ประโยชน์จากพลังน้ำที่มีในประเทศ ทั้งเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศ และสร้างรายได้จากการส่งออกเนื่องจากยังมีพลังน้ำที่ยังไม่ได้นำมาใช้ประโยชน์อีกเป็นจำนวนมาก ประเทศลาวจึงวางแผนจะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 ปัจจุบันมีโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวนมากอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง โดยมีบางโครงการได้พัฒนาขึ้นมาเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศที่กำลังเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ

การพัฒนาของพลังงานหมุนเวียนที่เป็นไปอย่างช้า ๆ

ในปัจจุบัน ประเทศลาวยังไม่มีกรอบระเบียบข้อบังคับที่ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศอย่างชัดเจน โครงการที่มีอยู่แล้วส่วนมากมักเป็นโครงการเพื่อการศึกษาวิจัยหรือโครงการนำร่องที่ไม่ได้มีจุดประสงค์ในเชิงพาณิชย์[17] ถึงแม้ว่ารัฐบาลจะสร้างสิ่งจูงใจในรูปของเงินสำหรับการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน แต่การนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ก็ยังมีแนวโน้มว่าจะเป็นไปอย่างช้า ๆ ในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 เนื่องจากรัฐบาลยังจำเป็นต้องปรับปรุงโครงข่ายสายส่งไฟฟ้า ต้องจัดการอบรมและให้ข้อมูลแก่เจ้าหน้าที่ทั้งส่วนกลางและส่วนท้องถิ่น รวมถึงการจัดเตรียมหน่วยงานระดับท้องถิ่นให้มีความสามารถเพียงพอ

ความน่าสนใจของประเทศ

ประเทศลาวเป็นตลาดที่น่าสนใจสำหรับการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่ว่าจะเป็นศักยภาพของพลังงานน้ำที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์อีกเป็นจำนวนมาก บรรยากาศการลงทุนที่น่าดึงดูด การเมืองที่มีเสถียรภาพ เขตเศรษฐกิจพิเศษและเขตเศรษฐกิจเฉพาะ ความเสี่ยงจากภัยพิบัติทางธรรมชาติในระดับต่ำ รวมถึงต้นทุนแรงงานที่ต่ำ ล้วนทำให้ประเทศลาวเป็นประเทศที่น่าสนใจในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ อีกทั้งการเป็นประเทศที่ถูกล้อมรอบด้วยประเทศอื่น ๆ ทำให้ประเทศลาวเป็นจุดยุทธศาสตร์สำหรับการส่งออก

---

[17] เอกสารยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในประเทศลาว เดือนตุลาคม ปี 2554 (Renewable Energy Development Strategy in Lao PDR' October, 2011)

พลังงานไฟฟ้าไปยังประเทศเพื่อนบ้านทั้งหลายได้แก่ประเทศจีน ประเทศเวียดนาม ประเทศไทย และประเทศกัมพูชา

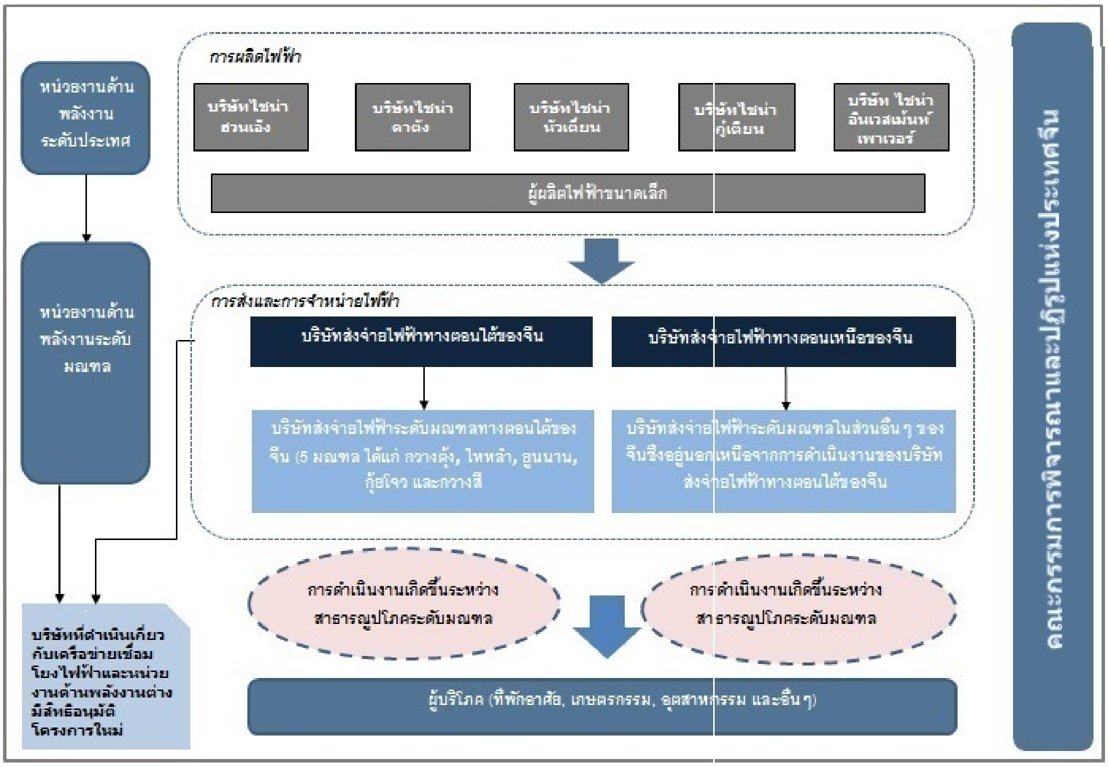
นอกจากนี้ รัฐบาลลาวยังได้สร้างสิ่งจูงใจให้เกิดการลงทุนในรูปแบบของการยกเว้นอากรการนำเข้าและภาษีของสินทรัพย์ การยกเว้นอากรการส่งออกของสินค้า ช่วงเวลายกเว้นภาษีสูงสุดถึง 10 ปี รวมถึงการยินยอมให้มีการเจรจาต่อรองลดอัตราภาษีสำหรับโครงการขนาดใหญ่ที่ได้สัมปทานพิเศษ สิ่งจูงใจต่าง ๆ เหล่านี้ล้วนดึงดูดนักลงทุนต่างชาติให้สนใจลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานของประเทศลาวอย่างต่อเนื่อง

(ง) บทวิเคราะห์อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีน

(1) **โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีน**

อุตสาหกรรมด้านการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีนประกอบไปด้วยบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าและบริษัทที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า (Grid Companies) โดยสภาแห่งรัฐได้มีมติให้แยกธุรกิจในการผลิตไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้การบริหารจัดการของบริษัทไฟฟ้าแห่งชาติ (National Electric Company) ออกเป็นกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าแห่งชาติของจีนจำนวน 5 แห่ง ได้แก่ บริษัทไชน่าดาตัง บริษัทไชน่าฮวนเอ็ง บริษัทไชน่าหัวเตียน บริษัทไชน่ากู๋เตียน และบริษัทไชน่าอินเวสเม้นท์เพาเวอร์ และให้แยกธุรกิจสำหรับการจัดจำหน่ายไฟฟ้าออกเป็นบริษัทที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าจำนวน 2 แห่ง ได้แก่บริษัทการไฟฟ้าแห่งประเทศจีนและบริษัทการไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศจีน ซึ่งนอกเหนือจากกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าแห่งชาติทั้งห้าแห่งดังกล่าวแล้ว ยังมีกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าในระดับภูมิภาคที่สำคัญ อีก 22 รายที่มุ่งเน้นในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าในระดับภูมิภาคหรือการผลิตไฟฟ้ารูปแบบใดรูปแบบหนึ่ง

รูปที่ (ง)-1: โครงสร้างอุตสาหกรรมของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีน



(2) **สภาวะอุปสงค์**

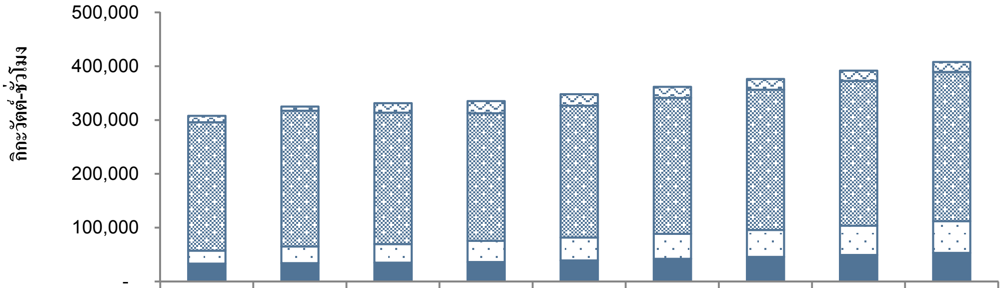
- **มณฑลเหอเป่ย**

ภายใต้ข้อกำหนดของ คณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งประเทศจีน (NDRC) มีการคาดการณ์ว่า มณฑลเหอเป่ยจะต้องหยุดการผลิตเหล็กกล้าที่มีกำลังการผลิตกว่า 60 ล้านตันภายในปี 2560 นอกจากนั้นมณฑลเหอเป่ยได้ออกเอกสารเพื่อย้ายการผลิตซีเมนต์และแก้วไปยังมณฑลอื่น[18] ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมลดลงประมาณร้อยละ 7.4 ในขณะที่อุตสาหกรรมการบริการเติบโตขึ้นประมาณร้อยละ 9.6 นับตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเมษายน 2558 ในขณะเดียวกัน รัฐบาลมณฑลเหอเป่ยได้ริเริ่มกลยุทธ์และแผนงานต่าง ๆ เพื่อส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมอื่นที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า เช่น การผลิตเครื่องมือคุณภาพสูง เทคโนโลยีสารสนเทศ และเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์ เทคโนโลยีชีวภาพ และเภสัชกรรม โดยโครงการต่าง ๆ เหล่านี้ได้สะท้อนให้เห็นถึงความพยายามอันมุ่งมั่นของมณฑลเหอเป่ยและแนวทางจากรัฐบาลกลางที่ทำให้มณฑลเหอเป่ยค่อย ๆ เปลี่ยนผ่านจากอุตสาหกรรมหนักในอดีตมาเป็นภาคอุตสาหกรรมที่มีมูลค่าเพิ่มสูง

---

[18] แผนการดำเนินงานเพื่อย้ายกำลังการผลิตส่วนเกินสำหรับการผลิตเหล็กกล้า ซีเมนต์ และแก้ว ฯลฯ ไปยังต่างประเทศ รัฐบาลมณฑลเหอเป่ย พฤศจิกายน 2557

แผนภูมิที่ (ง)-1: การบริโภคพลังงานไฟฟ้าแยกตามภาคส่วนต่าง ๆ มณฑลเหอเป่ยปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558F	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
เกษตรกรรมและอื่นๆ	11,707	7,709	17,376	22,542	21,640	20,775	19,944	19,146	18,362
อุตสาหกรรม	238,868	252,290	244,500	237,165	244,754	252,586	260,669	269,011	277,474
อุตสาหกรรมการบริการ	23,897	30,910	34,424	39,341	42,685	46,313	50,250	54,521	59,167
ครัวเรือน	33,327	34,210	35,110	36,339	39,210	42,307	45,649	49,256	53,046
รวมทั้งหมด	307,799	325,119	331,410	335,387	348,289	361,982	376,512	391,933	408,049

แหล่งที่มา: สำนักงานสถิติมณฑลเหอเป่ย คณะกรรมการพัฒนาและปฏิรูปมณฑลเหอเป่ย ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **มณฑลซานซี**

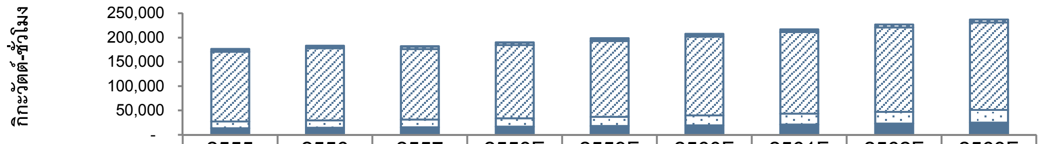
เช่นเดียวกับมณฑลเหอเป่ย โครงสร้างอุตสาหกรรมของมณฑลซานซีนั้นค่อนข้างเอนเอียงไปทางอุตสาหกรรมหนักซึ่งทำให้มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่สูง โดยในปี 2557 อุตสาหกรรมการผลิตถ่านหินถือเป็นอุตสาหกรรมที่มีขนาดใหญ่ที่สุดอุตสาหกรรมเดียวในมณฑลซานซี โดยสามารถสร้างรายได้กว่าร้อยละ 50 ของรายได้ทั้งหมดของภาคอุตสาหกรรมของมณฑล รองลงมาคืออุตสาหกรรมการแยกโลหะออกจากแร่ (ประมาณร้อยละ 15) และอุตสาหกรรมการผลิตอุปกรณ์เครื่องมือ (ประมาณร้อยละ 10)

เนื่องจากมณฑลซานซีเป็นแหล่งที่มีทรัพยากรอุดมสมบูรณ์และตั้งอยู่ในภาคกลางของจีนจึงทำให้พื้นที่แห่งนี้กลายเป็นแหล่งในการจัดหาทรัพยากรให้แก่มณฑลอื่น ในขณะที่แสวงหาโอกาสเพิ่มเติม ในภาคอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานน้อยกว่าเดิมไปด้วย[19] นอกจากนี้ มณฑลซานซียังตั้งเป้าที่จะพัฒนาพื้นที่ของตนให้กลายเป็นฐานสำหรับการผลิตอุปกรณ์เครื่องมือระดับสูงอีกด้วย ไม่ว่าจะเป็นการผลิตอุปกรณ์สำหรับระบบราง อุตสาหกรรมการผลิตสารเคมีระดับสูงจากถ่านหิน การผลิตเครื่องจักรสำหรับเหมืองถ่านหินระดับสูงและการผลิตระบบยานพาหนะที่ใช้พลังงานรูปแบบใหม่ (เช่น เอทานอล ไฟฟ้า และก๊าซ

19 คำแนะนำในการปฏิบัติงานสำหรับการปรับโครงสร้างและการปรับปรุงภาคอุตสาหกรรมให้มีความทันสมัย 2558, โดยสำนักงานอุตสาหกรรมและเทคโนโลยีสารสนเทศมณฑลซานซี, มิถุนายน 2558

ธรรมชาติเชื้อเพลิงเหลว) เป็นต้น ควบคู่ไปกับการดำเนินนโยบายการส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิต รัฐบาลมณฑลซานซีได้เน้นย้ำถึงการพัฒนาระบบโลจิสติกส์ ระบบการวิจัยและพัฒนา ธุรกิจการเงิน บริการเทคโนโลยีสารสนเทศ บริการอนุรักษ์พลังงาน ระบบการรับรองและการตรวจสอบ การพาณิชย์อิเล็กทรอนิกส์ บริการที่ปรึกษาด้านธุรกิจ บริการด้านทรัพยากรบุคคล และการจัดจ้างภายนอกด้านเทคโนโลยี เป็นต้น ว่าเป็นกลยุทธ์ที่สำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจของมณฑลอีกด้วย จากนโยบายเหล่านี้และการสนับสนุนทางการเงินของรัฐเพื่อช่วยพัฒนาภาคอุตสาหกรรมและภาคบริการผนวกกับการพัฒนาการครองชีพของภาคครัวเรือนที่ดำเนินอยู่ ส่งผลให้มีการคาดการณ์ว่าใช้พลังงานไฟฟ้าโดยรวมในมณฑลซานซีจะเพิ่มสูงขึ้นอยู่ที่ 237,350.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี 2563 ด้วย อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปี ที่ร้อยละ 4.5 ระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

แผนภูมิที่ (ง)-2: การบริโภคพลังงานไฟฟ้าแยกตามภาคส่วนต่าง มณฑลซานซี ปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
เกษตรกรรมและอื่นๆ	5,944	5,238	5,710	5,744	5,779	5,813	5,848	5,883	5,934
อุตสาหกรรม	143,405	148,237	145,210	150,583	156,154	161,932	167,924	174,137	180,386
อุตสาหกรรมบริการ	13,750	15,460	16,010	17,371	18,847	20,449	22,188	24,074	26,108
ครัวเรือน	13,480	14,300	15,330	16,618	18,014	19,527	21,167	22,945	24,922
รวมทั้งหมด	176,579	183,235	182,260	190,316	198,794	207,722	217,126	227,039	237,350

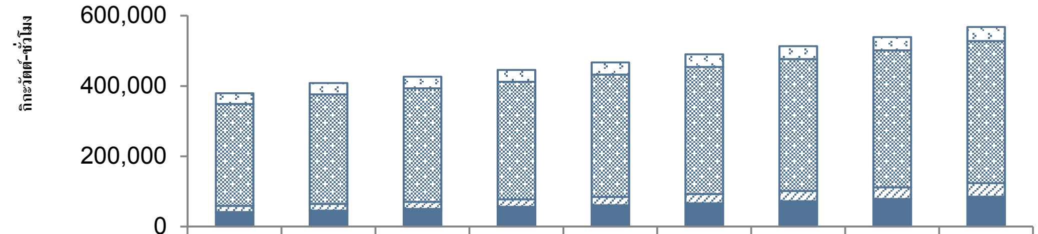
แหล่งที่มา: สำนักงานสถิติมณฑลซานซี; คณะกรรมการพัฒนาและปฏิรูปมณฑลซานซี; การประเมินของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน, 2558

- **มณฑลซานตง**

มณฑลซานตงถือเป็นหนึ่งในเขตอุตสาหกรรมที่มีขนาดใหญ่ที่สุดของประเทศจีน โดยถูกจัดให้เป็นมณฑลที่มีรายได้จากภาคอุตสาหกรรมสูงที่สุดในช่วงระหว่างปี 2548 ถึงปี 2552 โดยเศรษฐกิจของมณฑลซานตงนั้นมุ่งเน้นในเรื่องของอุตสาหกรรมหนักเป็นหลัก เช่น การผลิตอุปกรณ์เครื่องมือ เครื่องหลอม เครื่องถลุงแร่ การผลิตสารเคมีและเหล็กกล้า ตลอดจนอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและซีเมนต์ ซึ่งทำให้มณฑลซานตงต้องพึ่งพาการใช้พลังงานเป็นอย่างมาก ทั้งนี้ มณฑลซานตงได้มีการศึกษาแนวทางต่าง เพื่อปรับเปลี่ยนโครงสร้างอุตสาหกรรมเพื่อให้เป็นอุตสาหกรรมที่พึ่งพาพลังงานลดลงและให้กลายเป็นอุตสาหกรรมที่มีมูลค่าเพิ่มสูงขึ้นที่มีการนำเทคโนโลยีมาใช้และรวมทั้งมุ่งเน้น

ด้านการบริการให้มากขึ้น อย่างไรก็ดี มีการคาดการณ์ว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าในมณฑลซานตงจะยังคงเพิ่มสูงขึ้นด้วยอัตราอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสม ที่ร้อยละ 5.0 ระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

แผนภูมิที่ (ง)-3: **การบริโภคพลังงานไฟฟ้าแยกตามภาคส่วนต่าง ๆ มณฑลซานตง ปี** 2555 **ถึงปี** 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
เกษตรกรรมและอื่นๆ	30,536	31,974	32,901	33,855	34,837	35,847	36,887	37,957	39,815
อุตสาหกรรม	289,900	311,756	322,979	334,283	347,655	361,561	375,300	389,562	404,365
อุตสาหกรรมบริการ	17,640	18,970	20,013	21,514	23,666	26,269	29,159	33,532	38,562
ครัวเรือน	41,324	45,600	50,616	56,184	61,072	66,385	72,160	78,438	85,190
รวมทั้งหมด	379,400	408,300	426,510	445,837	467,230	490,062	513,506	539,489	567,933

แหล่งที่มา: สำนักงานสถิติมณฑลซานตง 2556; การพยากรณ์อุปสงค์ด้านพลังงานไฟฟ้าในช่วงการเปลี่ยนผ่านทางเศรษฐกิจ (มณฑลซานตง), วารสารข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ยุคใหม่, ฉบับที่ 5, 2556; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญต่อการเจริญเติบโตและข้อจำกัดต่าง ๆ**

ปัจจัยขับเคลื่อนการเจริญเติบโต

กระบวนการพัฒนาอุตสาหกรรม

กระบวนการพัฒนาอุตสาหกรรมได้นำไปสู่ยุคที่การบริโภคพลังงานเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว นับตั้งแต่ปี 2538 ถึงปี 2557 การบริโภคพลังงานไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มสูงขึ้นถึง 5.5 เท่าด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 9.4 อย่างไรก็ดี แม้ว่าจะภาคอุตสาหกรรมจะมีการเจริญเติบโตที่ชะลอตัวลง แต่ประเทศจีนยังคงอยู่ในช่วงปลายของกระบวนการพัฒนาไปสู่เศรษฐกิจอุตสาหกรรม[20] โดยในปี 2557 การบริโภคพลังงานไฟฟ้าต่อหัวในประเทศจีนอยู่ที่ 4,095.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งต่ำกว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อหัวในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศแคนาดาอย่างมากโดยอยู่ที่ 13,000.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ 15,630.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ ทั้งนี้ มีการ

[20] เศรษฐกิจจีนแนวใหม่: การเปลี่ยนผ่านแบบพลวัตสู่อนาคต, อีเลียส ซี. กริโวยานนิส, 27 มีนาคม 2555, สำนักพิมพ์พาลเกรฟ แม็คมิลเลน

ประมาณการว่าในปี 2563 ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อหัวในประเทศจีนจะเพิ่มสูงถึง 5,000.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง[21]

การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง

จากเดิมที่เศรษฐกิจของประเทศจีนเป็นเศรษฐกิจแบบปิดและมีการวางแผนเศรษฐกิจจากส่วนกลางเท่านั้น นับตั้งแต่การปฏิรูปทางเศรษฐกิจของจีนในช่วงปี 2523 ถึงปี 2533 เศรษฐกิจของประเทศจีนได้ถูกปรับให้เป็นเศรษฐกิจแบบเปิดที่มุ่งเน้นกลไกตลาดมากขึ้น ทำให้เศรษฐกิจของประเทศจีนได้เจริญเติบโตขึ้นมากอย่างที่ไม่เคยเป็นมาก่อน ซึ่งหากพิจารณาเทียบเท่ากับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐแล้ว ดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศจีนได้เพิ่มขึ้นจาก 189.7 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี 2523 เป็น 10,360.1 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี 2557 ด้วย อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมที่ร้อยละ 12.5[22] ทั้งนี้ เศรษฐกิจของประเทศจีนถูกขับเคลื่อนด้วยภาคการผลิตและการก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่าง ส่งผลให้การบริโภคพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศมีปริมาณสูงกว่าอัตราเฉลี่ยทั่วโลกถึงสองเท่า[23] โดยในปี 2556 ดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศจีนสูงเป็นลำดับที่สองของโลก (สหรัฐอเมริกา: 16,768 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ, ประเทศจีน: 9,490 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ[24]) ในขณะที่ในปี 2556 การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศจีนอยู่ที่ 5,342,400.0 กิกะวัตต์ต่อชั่วโมง ซึ่งมากกว่าประเทศสหรัฐอเมริกาถึงร้อยละ 12.0 (4,686,400.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) ความแตกต่างนี้ได้แสดงให้เห็นว่าเศรษฐกิจของประเทศจีนในปัจจุบันขึ้นอยู่กับภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่มีการใช้พลังงานสูง

การกำหนดมาตรฐานสำหรับราคาพลังงานหมุนเวียน

อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าที่ส่งเข้าเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า (on-grid-tariff) ที่ชัดเจนเป็นปัจจัยสำคัญประการหนึ่งที่ช่วยสร้างความมั่นใจให้แก่นักลงทุนในธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน “มาตรการทดลองสำหรับอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนและการจัดสรรต้นทุน” ที่จัดให้มีขึ้นในปี 2549 โดยคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งประเทศจีนเป็นนโยบายแรกที่ศึกษาวิธีการทางการเงินเพื่อช่วยสนับสนุนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในประเทศจีน ทั้งนี้ มีการเริ่มให้เงินอุดหนุนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในปี 2552 พร้อมด้วยการให้เงินอุดหนุนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน

[21] ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน, 2558

[22] ธนาคารโลก

[23] ข้อมูล-สุทธิเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศในจีน, 3 กรกฎาคม 2557

[24] ธนาคารโลก

แสงอาทิตย์ในปี 2556 ซึ่งนโยบายทั้งสองอย่างนี้ช่วยกระตุ้นการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ได้เป็นอย่างมาก

ข้อจำกัดที่สำคัญต่อการเจริญเติบโต

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างอุตสาหกรรม

เศรษฐกิจของประเทศจีนกำลังอยู่ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากการพึ่งพาการเจริญเติบโตของภาคอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานสูงมาเป็นอุตสาหกรรมที่สะอาดและมีมูลค่าเพิ่มสูงขึ้น โดยมีการประมาณการว่าสัดส่วนดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศจากภาคอุตสาหกรรมจะปรับตัวลดลงจากร้อยละ 46.8 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 46.5 ในปี 2563 และจะลดลงไปจนถึงร้อยละ 45.4 ในปี 2573 ซึ่งหากพิจารณาในเชิงเปรียบเทียบแล้วจะพบว่า สัดส่วนของภาคบริการในดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ อาจมีการปรับตัวสูงขึ้นจากร้อยละ 45.8 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 47.9 ในปี 2563 โดยคาดว่าจะชะลออัตราการบริโภคพลังงานไฟฟ้าลงในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 ด้วย

ประสิทธิภาพของพลังงาน

พลังงานไฟฟ้าของประเทศจีนร้อยละ 78.6[25] ผลิตจากถ่านหิน[26] ซึ่งส่งผลกระทบอย่างรุนแรงต่อคุณภาพอากาศในเมืองขนาดใหญ่ทั่วประเทศ โดยรัฐบาลจีนได้ออกนโยบายจำนวนมากเพื่อกระตุ้นให้เกิดการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพอันจะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนลงได้ นอกจากนี้ อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าและผู้บริโภคพลังงานยังได้รับการสนับสนุนให้ลดการพึ่งพากระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากถ่านหินที่มีคาร์บอนสูง รวมถึงลดการบริโภคพลังงานโดยรวมทั้งหมดอีกด้วย

พันธกิจด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ในการประชุมสุดยอดผู้นำความร่วมมือทางเศรษฐกิจเอเชีย-แปซิฟิค (APEC) ที่จัดขึ้น ณ กรุงปักกิ่งเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2557 ที่ผ่านมา รัฐบาลจีนได้ลงนามในประกาศความร่วมมือกับรัฐบาลสหรัฐอเมริกา โดยจีนสัญญาว่าจะเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่ปิโตรเลียมในปริมาณการบริโภคพลังงานโดยรวมให้สูงขึ้นเป็นร้อยละ 20 ภายในปี 2573 ซึ่งใน “แผนแม่บทรองรับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศแห่งชาติ” (2557-2563) ที่ออกโดย คณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งประเทศจีน ในเดือนกันยายน 2557 ได้ระบุไว้ว่า ‘การอนุรักษ์พลังงาน’ ถือเป็นกลยุทธ์สำคัญนอกเหนือไปจากพันธกิจที่จะเพิ่มสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนในการบริโภคพลังงานประเภทต่าง ๆ นอกจากนี้ ยังมีการให้

[25] สมาคมไฟฟ้าแห่งประเทศจีน, 2557

[26] สมาคมไฟฟ้าแห่งประเทศจีน, 2557

คำมั่นสัญญาว่าภายในปี 2563 พลังงานหลักที่ใช้นั้นจะต้องมีปริมาณน้อยกว่าปริมาณเทียบเท่ากับถ่านหินจำนวน 4,800 ล้านตัน ซึ่งมาตรการต่าง ๆ เหล่านี้ได้สะท้อนให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงจุดมุ่งเน้นของรัฐบาลจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ใช้แล้วหมดไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคต

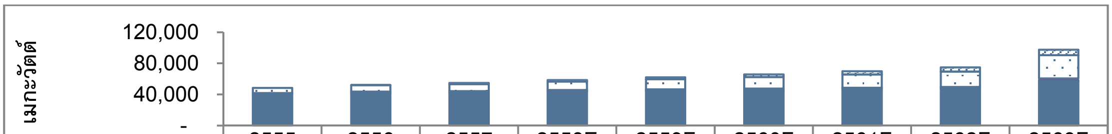
(3) **สภาวะอุปทาน**

- **มณฑลเหอเป่ย**

มณฑลเหอเป่ยมีโครงสร้างอุตสาหกรรมที่มุ่งเน้นอุตสาหกรรมหนัก โดยมณฑลเหอเป่ยได้นำเอามาตรการต่าง ๆ มาปรับใช้อย่างเข้มงวดเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน เนื่องจากตั้งอยู่ในบริเวณที่ต้องมีการมุ่งเน้นเป็นพิเศษตามแผนแม่บทรองรับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (ปี 2557 ถึงปี 2563) โดยจะปิดโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาดเล็กและเปลี่ยนมาใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ทั้งนี้ตามแผนป้องกันมลภาวะในชั้นบรรยากาศในพื้นที่สำคัญต่าง ๆ ฉบับที่ 12 ซึ่งมีระยะเวลาครอบคลุม 5 ปี เมืองที่ได้รับการคัดเลือกในมณฑลเหอเป่ยได้ถูกจัดอยู่ใน “พื้นที่ควบคุมวิกฤต” ซึ่งมีเพียงโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหรือโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาดใหญ่ที่สามารถสร้างแทนที่โรงไฟฟ้าถ่านหินขนาดเล็กที่ไร้ประสิทธิภาพเท่านั้นที่จะได้รับการพิจารณาอนุญาต

นอกจากนี้ มณฑลเหอเป่ยยังอุดมไปด้วยแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่มีศักยภาพมหาศาลในการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจะเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินที่มีกำลังการผลิตขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์แห่งแรกนั้นเป็นของบริษัทไชน่านิวเคลียร์ ซึ่งได้รับการอนุมัติและได้วางแผนที่จะเริ่มการก่อสร้างในปี 2559 ในเมืองชางโจว มณฑลเหอเป่ยโดยคาดว่าจะเปิดการดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปลายปี 2563

แผนภูมิที่ (ง)-4 : กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง, มณฑลเหอเป่ย ปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
อื่นๆ	-	16	25	30	35	42	50	60	65
แสงอาทิตย์	-	251	1,500	1,935	2,496	3,220	4,154	5,358	7,000
ลม	6,750	8,250	9,130	11,000	13,000	14,950	17,193	19,771	30,000
นิวเคลียร์	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000
น้ำ	1,790	1,810	1,837	1,865	1,893	1,921	1,950	1,979	2,009
ถ่านหิน	39,990	41,870	42,500	43,070	43,716	44,372	45,037	45,713	54,000
ก๊าซธรรมชาติ	-	-	-	780	998	1,278	1,636	2,094	2,680
รวมทั้งหมด	48,530	52,197	54,992	58,680	62,138	65,783	70,020	74,976	97,754

แหล่งที่มา: สำนักงานสถิติมณฑลเหอเป่ย; คณะกรรมการพัฒนาและปฏิรูปมณฑลเหอเป่ย; การประเมินของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **มณฑลซานซี**

มณฑลซานซีเป็นมณฑลที่ผลิตถ่านหินได้มากที่สุดในประเทศจีน โดยในปี 2557 โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดที่พิจารณาจากกำลังการผลิตติดตั้ง 10 แห่งล้วนเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน อีกทั้งการผลิตถ่านหินในมณฑลซานซียังมีอัตรามากถึงร้อยละ 25.0 ของปริมาณการผลิตถ่านหินรวมทั้งหมดในประเทศจีน[27] ด้วยการเป็นพื้นที่ที่มีทรัพยากรถ่านหินอุดมสมบูรณ์ มณฑลซานซีได้ส่งออกพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 30.0 ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่มณฑลใกล้เคียง ภายในปี 2563 มณฑลซานซียังได้วางแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งอีกร้อยละ 25.6 สำหรับการผลิตจากจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งรวมถึงซีเอสจีด้วย ทั้งนี้ มีการประมาณการว่ามณฑลซานซีจะมีซีเอสจีสำรองมากกว่า 10,000.0 พันล้านลูกบาศก์เมตร ซึ่งนับเป็นปริมาณราว 1 ใน 3 ของซีเอสจีสำรองของประเทศ[28]

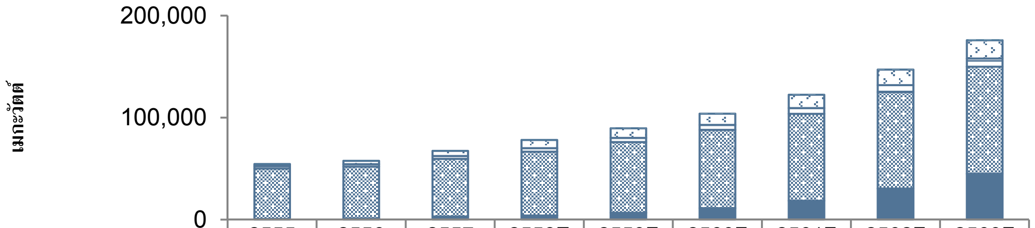
จาก “ข้อแนะนำเกี่ยวกับการส่งเสริมการพัฒนาเพื่อความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม และการใช้ถ่านหินสะอาดและมีประสิทธิภาพสูง” ที่ออกโดยสำนักงานพลังงานแห่งชาติ กระทรวงการคุ้มครองสิ่งแวดล้อม และกระทรวงอุตสาหกรรมและเทคโนโลยีสารสนเทศในเดือนธันวาคม ปี 2557 มณฑลที่มีถ่านหินอุดมสมบูรณ์อย่างมณฑลซานซี มณฑลส่านซี มณฑขมองโกเลียชั้นใน

[27] ตัดตอนมาจาก “Shanxi Province Returns to be the Largest Coal Producer”, ซิโนเออร์จี, ธันวาคม ปี 2557

[28] ตัดตอนมาจากเว็บไซต์ Beijixing Power: http://news.bjx.com.cn/html/20150819/654563.shtml

มณฑลซินเจียงและมณฑลหนิงเซีย ได้รับคำแนะนำให้พัฒนาฐานการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินจำนวน 9 แห่ง โดยแต่ละแห่งมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 10,000.0 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินเหล่านี้จะดำเนินการผลิตไฟฟ้าด้วยแนวทางที่เน้นความสะอาด รวมถึงมีการใช้พลังงานและน้ำอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานถ่านหินที่ผลิตได้ในพื้นที่เหล่านี้สามารถส่งผ่านไปยังบริเวณต่าง ๆ ทางภาคตะวันออกที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าในระดับต่ำกว่า

แผนภูมิที่ (ง)-5: กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง มณฑลซานซี ปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
อื่นๆ	-	-		-	10	20	30	40	50
แสงอาทิตย์	15	35	85	135	153	173	195	221	250
ลม	1,980	3,160	5,000	8,000	9,408	11,064	13,011	15,301	18,000
น้ำ	2,430	2,430	2,882	3,418	4,054	4,808	5,702	6,763	8,000
ถ่านหิน	49,301	50,845	56,387	62,533	69,349	76,909	85,292	94,588	105,000
แอลเอ็นจี (รวม ซีเอสจี)	824	1,200	3,200	4,130	6,810	11,230	18,519	30,537	45,000
รวมทั้งหมด	54,550	57,670	67,554	78,216	89,784	104,203	122,749	147,450	176,300

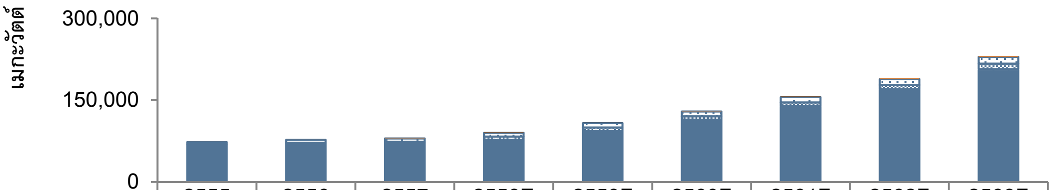
แหล่งที่มา: สมาคมไฟฟ้าแห่งประเทศจีน ปี 2557; แผนดำเนินการเพื่อรองรับแผนปฏิบัติการสำหรับกลยุทธ์ด้านพลังงาน (ปี 2557 ถึงปี 2563), สำนักงานรัฐบาลส่วนภูมิภาคมณฑลซานซี, เดือนมกราคม ปี 2558; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **มณฑลซานตง**

มณฑลซานตงยังคงพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสิ้นเปลืองจากถ่านหินเป็นหลัก ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินในมณฑลซานตงนั้นอยู่ที่ 72,020.0 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 90.0 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2557 ทั้งนี้ เมื่อมณฑลซานตงได้นำนโยบายจากรัฐบาลกลางในการลดการบริโภคพลังงานและปรับปรุงคุณภาพอากาศอย่างจริงจัง ภายใต้ข้อแนะนำของสภาแห่งรัฐที่ได้มีการนำเอา “ข้อแนะนำเกี่ยวกับการเร่งปิดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาดเล็ก” มาใช้ โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดเล็กในมณฑลซานตงได้ปิดลงไปหลายแห่ง พร้อมกับดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีซุปเปอร์คริทิเคิลขนาดใหญ่แห่งใหม่ ซึ่งสอดคล้องกับแผนป้องกันมลภาวะในชั้นบรรยากาศในพื้นที่สำคัญต่าง ๆ ฉบับที่ 12 ซึ่งมีระยะเวลาครอบคลุม 5 ปี

โดยเมืองในมณฑลซานตงที่ได้รับการคัดเลือกได้ถูกจัดอยู่ใน "พื้นที่ควบคุมเข้มงวด" ซึ่งมีเพียงโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม หรือโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดใหญ่ ที่สร้างมาเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดเล็กที่ไม่มีประสิทธิภาพเท่านั้นที่จะเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ได้รับอนุญาต นอกจากนี้ การอนุมัติโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมมีแนวโน้มสูงว่าจะได้รับความเห็นชอบจากรัฐบาลมณฑลเนื่องจากมีประสิทธิภาพในการผลิตที่สูงกว่าโรงไฟฟ้าทั่วไป ในขณะเดียวกัน มณฑลซานตงยังมีการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนอย่างมากอีกด้วย โดยในปี 2555 กำลังการผลิตติดตั้งของฟาร์มพลังงานลมในมณฑลซานตงสูงถึง 5,691.0 เมกะวัตต์ และยังถูกจัดอยู่ในอันดับ 4 จากมณฑลในประเทศจีนทั้งหมดที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยมีอัตราการผลิตกว่าร้อยละ 7.5 ของกำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานลมในประเทศ

แผนภูมิที่ (ง)-6: กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง มณฑลซานตง ปี 2555 ถึงปี 2563



	2555	2556	2557	2558E	2559F	2560F	2561F	2562F	2563F
อื่นๆ	-	-	25	50	53	55	58	61	64
แสงอาทิตย์	66	118	600	690	794	913	1,049	1,207	1,388
ลม	3,820	5,000	6,224	6,971	7,807	8,744	9,794	10,969	12,285
นิวเคลียร์	-	-	-	6,000	6,000	6,000	6,500	8,000	10,200
น้ำ	1,077	1,078	1,164	1,257	1,358	1,467	1,584	1,711	1,848
ถ่านหิน	67,727	70,524	72,020	75,261	91,818	112,018	136,662	166,728	203,408
ก๊าซธรรมชาติ	460	460	561	685	835	1,019	1,243	1,517	1,850
รวมทั้งหมด	73,150	77,180	80,594	90,914	108,665	130,216	156,890	190,192	231,043

แหล่งที่มา: สำนักงานสถิติมณฑลซานตง ปี 2556; การพยากรณ์อุปสงค์ด้านพลังงานไฟฟ้าในช่วงการเปลี่ยนผ่านทางเศรษฐกิจ (มณฑลซานตง), วารสารข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ยุคใหม่, ฉบับที่ 5, ปี 2556; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน.

(4) **ภาวะการแข่งขัน**

- **ข้อมูลเกี่ยวกับผู้ประกอบการรายใหญ่**

การผลิตไฟฟ้าของจีนอยู่ภายใต้การดำเนินงานของกลุ่มผู้ประกอบการหลัก 5 ราย ได้แก่ บริษัทไชน่าดาตัง บริษัทไชน่าฮวนเอ็ง บริษัทไชน่าหัวเตียน บริษัทไชน่ากวนเตียน และ บริษัทไชน่าอินเวสต์เม้นท์เพาเวอร์ ซึ่งจากข้อมูลใน

ปี 2557 พบว่า กลุ่มผลิตไฟฟ้าหลักทั้ง 5 รายนี้ มีกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 46.7 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในประเทศจีน

ตารางที่ (ง)-1: กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ของจีน 5 รายแบ่งตามกำลังการผลิตตามจริง (เมกะวัตต์) และประเภทเชื้อเพลิง ปี 2557

บริษัท	พลังน้ำ	ความร้อน (ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ)	นิวเคลียร์	ลม	รวมทั้งหมด
บริษัทไชน่าฮวนเอ็ง (China HuaNeng Group	20,000.0	118,340.0	0.0	13,138.0	**151,490.0**
บริษัทไชน่าดาตัง (China Datang Corporation)	19,084.0	90,006.0	0.0	11,399.0	**120,489.0**
บริษัทไชน่าหัวเตียน (China HuaDian Corporation)	23,290.0	89,590.0	0.0	8,000.0	**120,880.0**
บริษัทไชน่ากวนเตียน (China GuoDian Corporation)	12,850.0	92,390.0	0.0	19,760.0	**125,000.0**
บริษัทไชน่าอินเวสต์เม้นท์เพาเวอร์ (CIPC (China Investment Power Corporation))	20,699.0	59,000.0	2,100.0	6,524.0	**88,323.0**

แหล่งที่มา: กลุ่มบริษัทบริษัทไชน่ากวนเตียน บริษัทไชน่าดาตัง บริษัทไชน่าอินเวสต์เม้นท์เพาเวอร์ บริษัทไชน่าฮวนเอ็ง บริษัทไชน่าหัวเตียน, สำนักงานคณะกรรมการดูแลและจัดการทรัพย์สินของรัฐแห่งสภาของรัฐ (SASAC), ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน, ปี 2558

- **ส่วนแบ่งตลาดและการจัดอันดับ**

มณฑลเหอเป่ย

จากข้อมูลในปี 2556 กำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมของโรงไฟฟ้าถ่านหินในมณฑลเหอเป่ยอยู่ที่ 41,870.0 เมกะวัตต์ซึ่งฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้ตั้งข้อสังเกตว่า นอกจากโรงไฟฟ้าหม่าตูของบริษัทการไฟฟ้าแห่งประเทศจีนแล้ว ผู้ควบคุมการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินรายอื่น ๆ ในมณฑลเหอเป่ยล้วนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระทั้งสิ้น ดังนั้นจึงมีการคาดการณ์ว่ากำลังการผลิตตามจริงโดยรวมของบริษัทรายใหญ่ที่สุดทั้ง 8 รายจะอยู่ที่ 25,188.0 เมกะวัตต์หรือราวร้อยละ 60.2 ของส่วนแบ่งตลาดทั้งหมดของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน

ตารางที่ (ง)-2: กำลังการผลิตตามจริงของผู้ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน มณฑลเหอเป่ย ปี 2556

บริษัท		จำนวนโรงงาน	กำลังการผลิตตามจริง (เมกะวัตต์)
HPCIC	บริษัทเหอเป่ยการก่อสร้างและการลงทุน (Hebei Province Construction & Investment Co)	16	6,828.0
Datang	ดาตัง กรุ๊ป โซล อินเวสต์เม้นท์ (Datang Group sole investment)	10	6,640.0
Huaneng	ฮวนเอ็ง กรุ๊ป (Huaneng Group)	3	2,800.0
Guohua	บริษัทปักกิ่งกู๋หัวเพาเวอร์ (Beijing Guohua Power Co)	1	2,400.0
Guodian	กู๋เตียน กรุ๊ป (Guodian Group)	6	1,750.0
CPIC	บริษัทไชน่าเพาเวอร์อินเวสต์เม้นท์ (China Power Investment Corporation)	3	1,700.0
Huadian	หัวเตียน กรุ๊ป (Huadian Group)	4	1,600.0
Huarun Power	บริษัทหัวรันเพาเวอร์โฮลดิ้ง (Huarun Power Holding Co)	4	1,470.0
กำลังการผลิตตามจริงรวมของผู้ผลิตรายใหญ่ทั้ง 8 แห่ง (เมกะวัตต์)			25,188.0
กำลังการผลิตติดตั้งรวม (เมกะวัตต์)			41,870.0
กำลังการผลิตของผู้ผลิตรายอื่น ๆ (เมกะวัตต์)			16,682.0

หมายเหตุ: ข้อมูลในปี 2557 ไม่ได้ถูกเปิดเผยแก่สาธารณชนในการเผยแพร่รายงานฉบับนี้

แหล่งที่มา: วู้ดแอนด์แมคเคนซี่ ปี 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

มณฑลซานซี

จากข้อมูลจนถึงปลายปี 2556 มณฑลซานซีมีกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินอยู่ที่ 50,845.0 เมกะวัตต์ โดยอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินในมณฑลซานซีได้ถูกแบ่งออกเป็นส่วนย่อยต่าง ๆ อันประกอบไปด้วยกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ระดับประเทศ กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าระดับท้องถิ่น และกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นของรัฐบาลมณฑล โดยบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินอยู่ที่ 273.0 เมกะวัตต์ ซึ่งคาดการณ์ว่าจะสามารถถือครองส่วนแบ่งทางการตลาดได้ประมาณร้อยละ 0.5 ในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินทั้งหมดในมณฑลซานซี

ตารางที่ (ง)-3: กำลังการผลิตตามจริงของผู้ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินรายใหญ่ มณฑลซานซี ปี 2556

บริษัท		จำนวนโรงงาน	กำลังการผลิตตามจริง (เมกะวัตต์)
Guodian	กั๋วเตียน กรุ๊ป (Guodian Group)	7	6,372.0
SIEG	บริษัทซานซี อินเตอร์เนชั่นแนล อิเล็คทริค กรุ๊ป จำกัด (Shanxi International Electric Group)	7	5,820.0
Datang	ดาตัง กรุ๊ป (Datang Group)	8	5,437.0
CPIC	บริษัทไชน่าเพาเวอร์อินเวสต์เม้นท์ (China Power Investment Corporation)	8	3,820.0
SLPC	บริษัทซานซีโลคัลเพาเวอร์ (Shanxi Local Power Co)	2	1,880.0
WHEC	บริษัทหวูเซียงเหอซิน (Wuxiang Hexin Electric Co)	1	1,200.0
Huaneng	ฮวนเอ็ง กรุ๊ป (Huaneng Group)	2	960.0
Luneng	หลูเหน่ง กรุ๊ป (Luneng Group)	2	720.0
PCIC	บริษัทปิงจูโคล (Pingshuo Coal Industry Co)	1	700.0
SDIC	บริษัทสเตทดีเวลลอปเม้นท์ (State Development & Investment Corp)	1	270.0
กำลังการผลิตตามจริงรวมของผู้ผลิตรายใหญ่ทั้ง 8 แห่ง (เมกะวัตต์)			**27,179.0**
กำลังการผลิตติดตั้งรวม (เมกะวัตต์)			**50,845.0**
กำลังการผลิตของผู้ผลิตรายอื่น ๆ (เมกะวัตต์)			**23,666.0**

หมายเหตุ: ข้อมูลในปี 2557 ไม่ได้ถูกเปิดเผยแก่สาธารณชนในการเผยแพร่รายงานฉบับนี้

แหล่งที่มา: วู้ดแอนด์แมคเคนซี่ ปี 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

มณฑลซานตง

ในปี 2556 กำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมของการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินในมณฑลซานตงอยู่ที่ 70,524.0 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตตามจริงของผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดทั้ง 8 แห่งในตลาดรวมกันเท่ากับร้อยละ 55.6 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด

ตารางที่ (ง)-4: กำลังการผลิตตามจริงของผู้ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินรายใหญ่ มณฑลซานตง ปี 2555 ถึงปี 2563

บริษัท		จำนวนโรงงาน	กำลังการผลิตตามจริง (เมกะวัตต์)
Huaneng	ฮวนเอ็ง กรุ๊ป	17	12,855.0
Huadian	หัวเตียน กรุ๊ป (Huadian Group)	11	12,086.0
Guodian	กู่เตียน กรุ๊ป (Guodian Group)	10	4,630.0
SPITC	บริษัทซานตงอินเตอร์ทรัสต์ (Shandong Province International Trust Investment Co)	3	3,510.0
Datang	ดาตัง กรุ๊ป (Datang Group)	2	1,980.0
Luneng	หลูเหน่ง กรุ๊ป (Luneng Group)	3	1,975.0
SEPGC	กลุ่มบริษัทซานตงอิเล็คทริคเพาเวอร์ (Shandong Electric Power Group Co)	2	1,510.0
REDGC	บริษัทหรีเจ้า (Rizhao Economic Development General Co)	1	200.0
กำลังการผลิตตามจริงรวมของผู้ผลิตรายใหญ่ทั้ง 8 แห่ง (เมกะวัตต์)			**39,201.0**
กำลังการผลิตติดตั้งรวม (2556) (เมกะวัตต์)			**70,524.0**
กำลังการผลิตของผู้ผลิตรายอื่น ๆ (เมกะวัตต์)			**31,323.0**

หมายเหตุ: ข้อมูลในปี 2557 ไม่ได้ถูกเปิดเผยแก่สาธารณชนในการเผยแพร่รายงานฉบับนี้

แหล่งที่มา: วู้ดแอนด์แมคเคนซี่ ปี 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

(5) **ภาพรวมในอนาคต**

การเปิดเสรีตลาดแบบค่อยเป็นค่อยไป

ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศจีนกำลังเผชิญกับการปฏิรูปและการเปลี่ยนผ่านต่าง ๆ ซึ่งคณะกรรมการการพัฒนาและปฏิรูปแห่งประเทศจีนได้กำหนด “ข้อแนะนำเกี่ยวกับการลงรายละเอียดเชิงลึกการปฏิรูปประเบียบข้อบังคับในภาคการผลิตไฟฟ้า” ในเดือนกุมภาพันธ์ 2558 ซึ่งถือเป็นนโยบายฉบับแรกนับจาก “การปฏิรูประบบอุตสาหกรรมไฟฟ้า” ที่ออกมาในปี 2545 อันเป็นเอกสารหลักที่ส่งสัญญาณถึงการเปลี่ยนแปลงสำคัญในด้านต่าง ๆ ต่อไปนี้

- คงสภาพสินทรัพย์สำหรับการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นสินทรัพย์ที่ครอบครองโดยรัฐและรัฐบาลเป็นผู้กำหนดราคาสำหรับบริการส่วนนี้
- เปิดเสรีการผลิตไฟฟ้าและตลาดค้าปลีกพลังงานไฟฟ้า

การแบ่งแยกหน้าที่การค้าปลีกออกจากบริษัทที่ดำเนินการเกี่ยวกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าและการส่งเสริมให้ภาคเอกชนรวมถึงส่วนอื่น ๆ ที่ไม่ใช่ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการค้าปลีกพลังงานไฟฟ้านับเป็นก้าวแรกของการเปิดตลาดตลาดเสรี ซึ่งมีความเป็นไป

ได้สูงว่าจะเป็นการทดสอบกลไกตลาดที่จะช่วยให้ผู้ผลิตและผู้มีส่วนร่วมในตลาดรายอื่น ๆ สามารถกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าที่ส่งเข้าเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า(On-grid-tariff) ซึ่งปัจจุบันรัฐบาลเป็นผู้กำหนดได้

การเจริญเติบโตที่ต่อเนื่องและการเพิ่มกำลังการผลิตที่หลากหลาย รวมถึงการลดการปล่อยคาร์บอน

อุปสงค์ด้านพลังงานไฟฟ้าในประเทศจีนยังคงเติบโตเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยการใช้พลังงานไฟฟ้าของประทศจีนในปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 4,000.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อหัว ซึ่งคิดเป็นเพียง 1 ใน 3 ของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศแคนาดา การที่ประเทศจีนกำลังพยายามพัฒนาเศรษฐกิจของตนเองและปรับปรุงมาตรฐานการครองชีพของประชากร ทำให้อุปสงค์ด้านพลังงานไฟฟ้าคาดว่าจะยังคงสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้คาดการณ์ว่า กำลังการผลิตติดตั้งของประเทศจีนจะเพิ่มขึ้นจาก 1.5 เทราวัตต์ในปี 2558 เป็น 2.0 เทราวัตต์ ในปี 2563 ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 6.2

การลดการพึ่งพาถ่านหินได้กลายเป็นประเด็นสำคัญอย่างยิ่งสำหรับรัฐบาลจีนในการบรรลุเป้าหมายดังกล่าว โดยรัฐบาลได้สนับสนุนเงินช่วยเหลือ ออกระเบียบการวางแผนด้านการบริหารจัดการประจำปีสำหรับแต่ละมณฑล ตลอดจนให้คำแนะนำเชิงกลยุทธ์เพื่อเพิ่มการลงทุนในแหล่งเชื้อเพลิงอื่น ๆ โดยส่วนใหญ่เป็นพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์และแอลเอ็นจีจากโครงการริเริ่มต่าง ๆ ของรัฐบาลได้มีการคาดการณ์ว่า กำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินจะอยู่ที่ร้อยละ 55.0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด ภายในปี 2563 โดยลดลงเกือบร้อยละ 8.0 จากระดับปัจจุบันที่ร้อยละ 62.9 ในปี 2557

นอกจากนี้ ประเทศจีนยังได้ดำเนินกลยุทธ์อย่างเข้มงวดเพื่อปรับปรุงมาตรฐานและประสิทธิภาพการปล่อยก๊าซคาร์บอนจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน ซึ่งรวมถึงการปิดโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดเล็กหลายแห่ง และการบังคับใช้อุปกรณ์ควบคุมมลภาวะต่าง ๆ ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน รวมถึงการบังคับใช้โรงไฟฟ้าแห่งใหม่ต้องเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม และโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดใหญ่ที่มีประสิทธิภาพสูงและมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนต่ำ

สำหรับก้าวต่อไปในอนาคต รัฐบาลจีนอาจมีการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมมากยิ่งขึ้นในการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเนื่องจากโรงไฟฟ้ารูปแบบนี้มีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยเมืองต่าง ๆ ที่ถูกเลือกในมณฑลเหอเป่ย มณฑลซานตง และมณฑลซานซีจัดเป็น “พื้นที่ควบคุมวิกฤต” อันพิจารณาจากมลภาวะในบรรยากาศซึ่งนำไปสู่การระงับการอนุมัติโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งใหม่ เว้นแต่จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม หรือโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินขนาดใหญ่ที่สามารถทดแทนโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไร้ประสิทธิภาพได้

การพัฒนาและการเสริมสร้างความแข็งแกร่งของเครือข่ายการเชื่อมต่อไฟฟ้า (Grid Networks)

ในขณะที่ประเทศจีนกำลังพยายามขยายเครือข่ายการเชื่อมต่อเพื่อให้เข้าถึงพื้นที่ที่ยังไม่มีไฟฟ้าและลดจำนวนประชากรที่ไม่มีไฟฟ้าใช้นั้น ยังได้มีการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแรงสูงสำหรับโครงการ “สายส่งไฟฟ้าแนวตะวันตก-ตะวันออก” ซึ่งจะส่งไฟฟ้าจากมณฑลในพื้นที่ทางตะวันตกที่มีทรัพยากรพลังงานไฟฟ้ามากกว่าไปยังมณฑลในพื้นที่ทางตะวันออกที่มีความหนาแน่นของประชากรมากกว่าแต่มีทรัพยากรสำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำ

(จ) ภาพรวมอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศต่าง ๆ

(1) ภาพรวมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์**

ประเทศญี่ปุ่นเป็นประเทศที่ต้องพึ่งพิงการนำเข้าของพลังงานเป็นอย่างมาก ตามข้อมูลของกระทรวงเศรษฐกิจ การค้าและอุตสาหกรรมของประเทศญี่ปุ่น ในปี 2557 ประเทศญี่ปุ่นนำเข้าน้ำมันดิบจากประเทศแถบตะวันออกกลางมากกว่าร้อยละ 80.0[29] จึงทำให้ประเทศญี่ปุ่นขาดความมั่นคงด้านพลังงาน โดยเฉพาะการหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น การผสมผสานกันอย่างลงตัวของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสิ้นเปลืองและจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ทำให้เกิดความมั่นคงในการจัดหาพลังงานไฟฟ้า รวมถึงยังเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและมีประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจต่อประเทศ

ในปี 2549 กระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรมได้เริ่มใช้ “ยุทธศาสตร์ด้านพลังงานแห่งชาติฉบับใหม่” (New National Energy Strategy) ซึ่งยุทธศาสตร์ด้านพลังงานแห่งชาติฉบับนี้กล่าวถึงนโยบายด้านประสิทธิภาพทางด้านพลังงานและการอนุรักษ์พลังงานโดยกำหนดเป้าหมายให้มีการพัฒนาประสิทธิภาพพลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.0 ภายในปี 2573 รวมถึงให้มีการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์เพิ่มขึ้นอีก จากร้อยละ 30.0 เป็นร้อยละ 40.0 ของการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศ

ในเดือนมิถุนายน 2553 คณะรัฐมนตรีญี่ปุ่นได้ดำเนินการตามแผนพลังงานฉบับที่สาม หรือเรียกว่า “Energy Conservation Frontrunner Plan” โดยมีเป้าหมายคือการเพิ่มปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตโดยพลังงานนิวเคลียร์จาก 288.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2553 เป็น 430.0 เทราวัตต์-ชั่วโมงโดยประมาณในปี 2563 อย่างไรก็ตาม เหตุกาณ์แผ่นดินไหวครั้งใหญ่ที่เมืองเซ็นไดในปี 2554 ได้ส่งผลกระทบทางด้านลบต่อการพึ่งพาพลังงานนิวเคลียร์ของประเทศญี่ปุ่น ในส่วนอุบัติเหตุที่โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ฟูกูชิม่า ดาอิชิ (Fukushima Daiichi) ของบริษัทพลังงานไฟฟ้าโตเกียว (Tokyo Electric Power Company)

---

29 รายงานเบื้องต้นเกี่ยวกับสถิติเชื้อเพลิงปิโตรเลียม เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 โดย METI

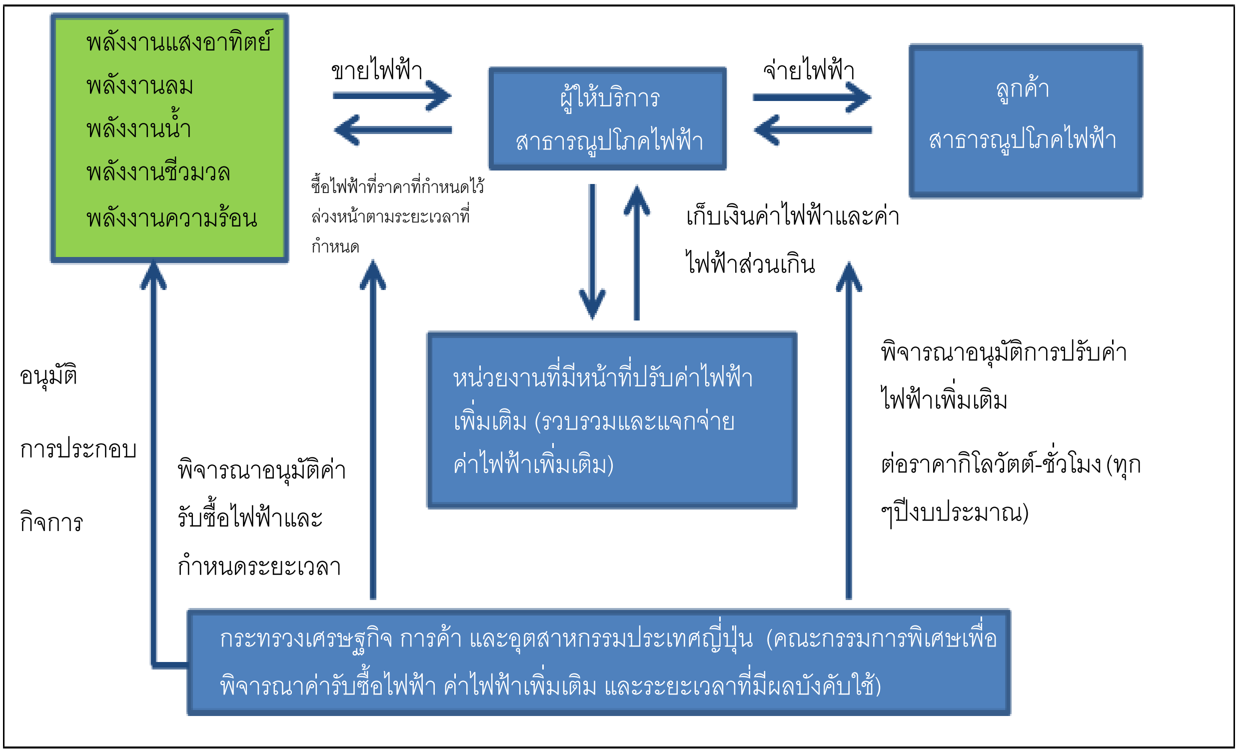
ส่งผลให้ประเทศญี่ปุ่นต้องกลับมาทบทวนเรื่องการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งหลังจากนั้นไม่นาน ในเดือนเมษายน 2557 แผนยุทธศาสตร์ด้านพลังงานฉบับ 4 ถูกนำมาใช้โดยมีสาระสำคัญเกี่ยวกับความเสี่ยงและอุปสรรคหลักของโครงสร้างทางด้านพลังงานของประเทศญี่ปุ่น รวมถึงการกำหนดนโยบายระยะยาวด้านพลังงานอย่างครบถ้วนและเป็นระบบ

แผนการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานถูกกำหนดขึ้นเพื่อรับมือกับอุปสรรคในภาคการผลิตไฟฟ้า เช่น การใช้ประโยชน์จากพลังงานหมุนเวียนที่มีประสิทธิภาพด้านต้นทุน (พลังงานแสงอาทิตย์ พลังลม พลังงานจากคลื่นในมหาสมุทร และพลังงานชีวมวล) การปรับปรุงความปลอดภัยในโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์และการพัฒนาเครือขายการส่งและการจ่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ แผนยุทธศาสตร์ด้านพลังงานฉบับ 4 ยังมุ่งเน้นให้มีโครงสร้างอุปสงค์และอุปทานด้านพลังงานที่ยืดหยุ่นและมีหลายชั้นเพื่อให้แน่ใจว่าการผลิตมีเสถียรภาพและมีการตอบสนองที่ยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงอุปสงค์ของพลังงาน

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมและโซ่คุณค่า**

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนประเภทเดียวที่ถูกระบุไว้ในแผนการซื้อไฟฟ้าส่วนเกินก่อนที่จะมีการนำแผนการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้ามาใช้ในเดือนกรกฎาคม 2555 ภายหลังการนำแผนการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าในอัตราคงที่ที่กำหนดไว้ล่วงหน้ามาใช้ ผู้ให้บริการด้านสาธารณูปโภคไฟฟ้าจะต้องซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทตลอดระยะเวลาที่ได้ตกลงไว้ (10 - 20 ปี) ในราคาที่ถูกกำหนดไว้ล่วงหน้า การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้านี้มีส่วนช่วยในการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนมากกว่าแผนการซื้อพลังงานส่วนเกินซึ่งครอบคลุมเฉพาะไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตจากแผงโซลาร์เซลล์เท่านั้น

รูป (จ)-1: การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้า (Feed-in-Tariff) **สำหรับพลังงานหมุนเวียน**



แหล่งที่มา: สำนักงานทรัพยากรและพลังงานแห่งชาติ กระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรมของประเทศญี่ปุ่น

ความแตกต่างระหว่างราคาซื้อไฟฟ้าและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น ส่วนการเก็บเงินค่าไฟฟ้าส่วนเกินนั้นจะถูกคิดรวมในใบเรียกเก็บค่าไฟฟ้ารายเดือนของผู้บริโภคซึ่งเป็นไปตามสัดส่วนการใช้ไฟฟ้า ดังนั้น ต้นทุนในการซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจะถูกนำไปคิดในรูปแบบของการเก็บเงินค่าไฟฟ้าเพิ่มเติม ซึ่งถูกกำหนดโดยกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรมของประเทศญี่ปุ่นเป็นรายปี

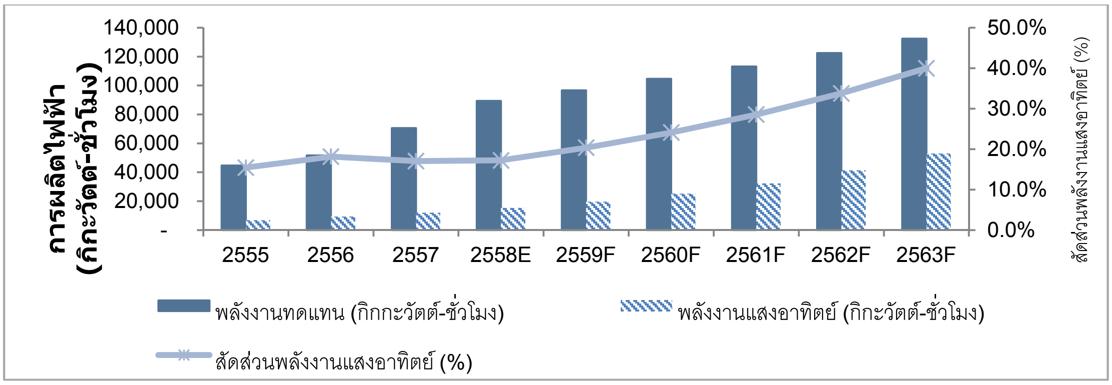
หนึ่งในวิธีลงทุนในธุรกิจพลังงานหมุนเวียนของประเทศญี่ปุ่น คือ การจัดตั้งบริษัทจำกัด ซึ่งเรียกอีกชื่อว่า การลงทุนแบบจีเค โดยทั่วไปบริษัทที่จัดตั้งขึ้นภายใต้การลงทุนแบบจีเคจะทำหน้าที่เป็นผู้ถือครองสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เมื่อมีการลงทุนในสินทรัพย์โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยนักลงทุนต่างชาติ นักลงทุนต่างชาติจะเข้ามามีส่วนร่วมภายใต้สัญญาข้อผูกพันสองฝ่ายหรือที่มีชื่อว่า โครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ซึ่งถูกควบคุมภายใต้ประมวลกฎหมายด้านพาณิชย์ของประเทศญี่ปุ่น มาตรา 535 โดยนักลงทุนต่างชาติที่เป็นนักลงทุนของโครงสร้างการลงทุนแบบทีเคจะไม่มีส่วนร่วมในการบริหารบริษัทที่จัดตั้งขึ้นโดยตามกฎหมายดังกล่าว นักลงทุนสามารถเจรจาต่อรองกำไรหรือขาดทุนที่เป็นผลมาจากการดำเนินการของผู้ดำเนินกิจการของโครงสร้างการลงทุนแบบทีเค ซึ่งโดยปกติแล้วจะเป็นหน่วยงานในประเทศญี่ปุ่นที่ทำหน้าที่บริหารงานสินทรัพย์พลังงานหมุนเวียนนั้น ๆ ในขณะเดียวกัน

นักลงทุนของโครงสร้างการลงทุนแบบทีเคยังคงต้องชำระภาษีตามสัดส่วนของกำไรที่เกิดขึ้นจากสินทรัพย์พลังงานหมุนเวียนตามที่ได้ตกลงกันไว้ก่อนแล้วกับผู้ดำเนินกิจการของโครงสร้างการลงทุนแบบทีเค

- **สภาวะอุปสงค์**

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกคาดการณ์ว่าจะมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 8.2 จาก 89.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็น 133.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563 ในขณะที่คาดการณ์ว่าการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเติบโตโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 28.0 จาก 15.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง เป็น 53.0 เทราวัตต์-ชั่วโมงในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่งเท่ากับร้อยละ 40.0 ของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมภายในปี 2563 ในขณะที่ในปี 2555 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีเพียงประมาณร้อยละ 15.4 เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farms) ใช้เวลาในการติดตั้งสั้นกว่าและใช้พื้นที่ในการดำเนินการน้อยกว่าเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ทำให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่น่าสนใจเมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมซึ่งต้องใช้พื้นที่การดำเนินการที่ใหญ่กว่ามาก อีกทั้งยังใช้เวลาในการพัฒนานานกว่าและเงินลงทุนสูงกว่าอีกด้วย[30] นอกจากนี้ การขยายของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ไปทั่วโลกอย่างรวดเร็วส่งผลให้มีการใช้เทคโนโลยีการผลิตกันอย่างแพร่หลายซึ่งทำให้ต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ลดต่ำลง ส่งผลให้ผลตอบแทนจากการลงทุนเพิ่มสูงขึ้น

แผนภูมิ (จ)-1: ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในอดีตและที่มีการคาดการณ์ในอนาคต (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) ในประเทศญี่ปุ่น ปี 2555 ถึงปี 2563



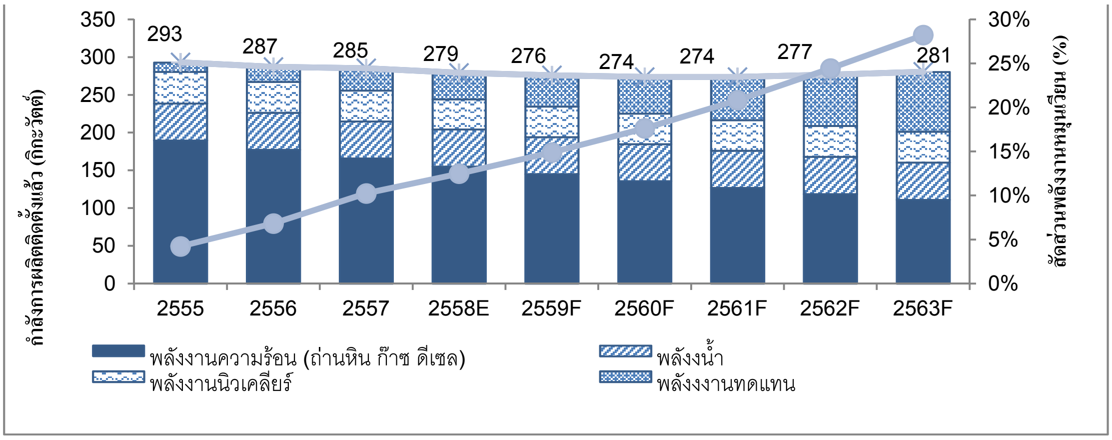
แหล่งที่มา: มูลนิธิพลังงานหมุนเวียนประเทศญี่ปุ่น (JREF) Japan for Sustainability

[30] แผนพลังงานเชิงกลยุทธ์ เมษายนปี 2557 หน่วยงานทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน

- **สภาวะอุปทาน**

เหตุการณ์แผ่นดินไหวครั้งใหญ่ที่เมืองเซ็นไดในปี 2554 มีผลกระทบที่สำคัญต่อสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทของประเทศญี่ปุ่น โดยกำลังการผลิตติดตั้งรวมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน คาดการณ์ว่าจะลดลงจาก 155.0 กิกะวัตต์ หรือเท่ากับร้อยละ 56.0 ในปี 2558 เป็น 111.0 กิกะวัตต์ หรือเท่ากับร้อยละ 40.0 ภายในปี 2563 ในช่วงเวลาเดียวกัน สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกคาดการณ์ว่าจะเติบโตขึ้นจาก 35.0 กิกะวัตต์ หรือเท่ากับร้อยละ 12.0 เป็น 79.0 กิกกะวัตต์ หรือเท่ากับร้อยละ 28.0 ของกำลังการผลิตติดตั้งแล้ว

แผนภูมิ (จ)-2: แนวโน้มการเติบโตของกำลังการผลิตติดตั้งแล้ว (กิกะวัตต์) ในประเทศญี่ปุ่น ปี 2555 ถึงปี 2563



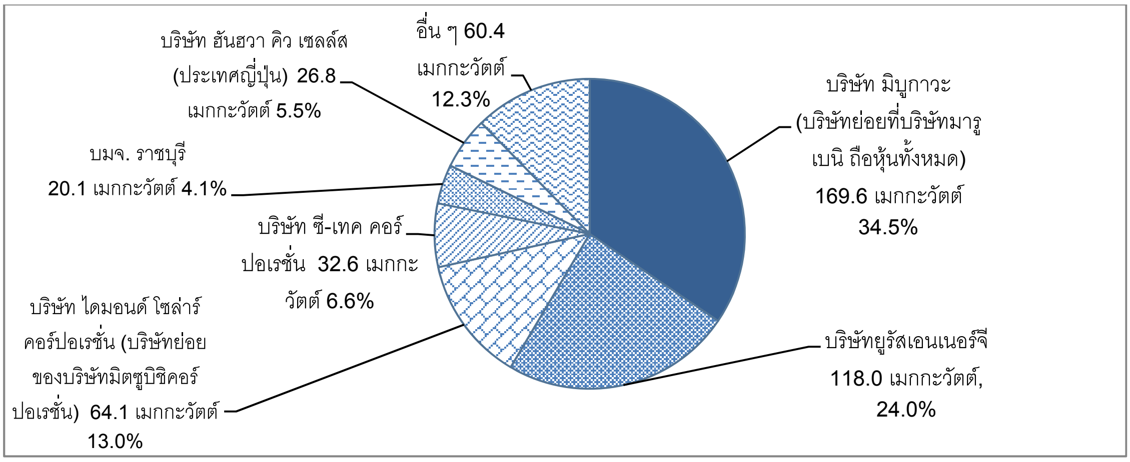
แหล่งที่มา: สมาพันธ์บริษัทพลังงานไฟฟ้าประเทศญี่ปุ่น (FEPC) และ มูลนิธิพลังงานหมุนเวียนประเทศญี่ปุ่น (JREF) สมาคมพลังงานลมประเทศญี่ปุ่น (JWPA) และ สำนักบริหารข้อมูลสารสนเทศพลังงานแห่งสหรัฐอเมริกา (EIA)

ตั้งแต่ปี 2558 ถึงปี 2563 กำลังการผลิตติดตั้งรวมในประเทศญี่ปุ่นมีแนวโน้มว่าจะอยู่ในระดับคงที่ แม้ว่าจะมีการคาดการณ์ไว้ว่าจะมีความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าว ความต้องการพลังงานลดลงมีสาเหตุหลักมาจากการลงทุนของประเทศญี่ปุ่นในโครงการเพื่อการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น มาตรการอนุรักษ์พลังงานในฤดูร้อนและโครงการท็อป รันเนอร์ (Top Runner) (ทุก ๆ ปี อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานต่ำที่สุดในประเภทเดียวกันจะถูกถอดออกจากตลาด) กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนถูกคาดการณ์ว่าจะเติบโตขึ้นจาก 35.0 กิกะวัตต์ ในปี 2558 เป็น 79.0 กิกะวัตต์ ในปี 2563 โดยในช่วงเวลาเดียวกันกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นจาก 28.0 กิกะวัตต์ หรือร้อยละ 79.0 ของกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนรวมเป็น 64.0 กิกะวัตต์ หรือร้อยละ 81.0 ของกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนรวม

- **ภาวะการแข่งขัน**

ในปี 2557 การผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 2.1 (492 เมกะวัตต์) จากกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวม 23,300.0 เมกะวัตต์ในประเทศญี่ปุ่น ตลาดพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในประเทศญี่ปุ่นนั้นมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพียงไม่กี่ราย และมีผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กประมาณ 10 ถึง 15 ราย ซึ่งมีกำลังการผลิตรวมกันน้อยกว่า 30.0 เมกะวัตต์ ในปี 2557 บริษัทมิบูกาวะ เป็นผู้ผลิตขนาดใหญ่ที่สุดซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 170.0 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 34.5 ของกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและ บริษัทยูรัสเอนเนอร์จี ที่มีกำลังการผลิต 118.0 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 24.0 ของกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ

แผนภูมิ (จ)-3: ส่วนแบ่งการตลาดระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระแบ่งตามกำลังการผลิตติดตั้งแล้วของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์) ในประเทศญี่ปุ่น ปี 2557



แหล่งที่มา: รายงานประจำปีของบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในประเทศญี่ปุ่น

- **ภาพรวมในอนาคต**

ประเทศญี่ปุ่นจะยังคงเดินหน้าต่อไปในการผสมผสานแหล่งพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภทอย่างสมดุล การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศญี่ปุ่นจะมีสัดส่วนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลและไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ที่ค่อนข้างแน่นอน เพื่อรับประกันถึงความมั่นคงทางพลังงาน การอนุรักษ์พลังงานและประสิทธิภาพในด้านต้นทุนพลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานยังคงมีแนวโน้มคงที่ในอนาคตอันใกล้เนื่องจากเครื่องใช้ไฟฟ้ามีประสิทธิภาพที่ดีขึ้นและขนาดของครอบครัวที่เล็กลงส่งผลให้

การใช้พลังงานในภาคที่อยู่อาศัยลดลง นอกจากนี้ ความพยายามในการอนุรักษ์พลังงาน การฟื้นฟูเศรษฐกิจและการเป็นเจ้าภาพการแข่งขันกีฬาโอลิมปิกที่กรุงโตเกียวในปี 2563 ที่กำลังจะมาถึง จะเป็นปัจจัยหลักที่กระทบต่อแนวโน้มการใช้พลังงานในประเทศญี่ปุ่น

ตลาดการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นถูกพัฒนาไปในทางบวกตั้งแต่เริ่มดำเนินการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้าในปี 2555 ซึ่งอนุญาตให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เกิน 500.0 กิโลวัตต์เข้าร่วมในโครงการได้ ในขณะเดียวกัน การเติบโตอย่างรวดเร็วของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ยังมีแนวโน้มที่จะส่งเสริมการเติบโตของภาคการผลิตแผงโซลาร์เซลล์และภาคการผลิตองค์ประกอบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง นอกจากนั้นมาตรการสนับสนุนจากรัฐบาลจะส่งเสริมการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และดึงดูดจำนวนนักลงทุนให้เพิ่มมากขึ้น โดยกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์คาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นเป็น 36,426.0 เมกกะวัตต์ ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

(2) **ภาพรวมของการผลิตพลังงานหมุนเวียนและพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย**

- **โครงสร้างของอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์**

รัฐบาลไทยดำเนินงานในภาคพลังงานบนพื้นฐานของการให้การแนะนำเพื่อให้เกิดความมั่นคงด้านพลังงานที่ยั่งยืน การส่งเสริมพลังงานทางเลือก การควบคุมราคาพลังงาน การอนุรักษ์พลังงาน และการปกป้องสิ่งแวดล้อม โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีพันธกิจในการนำพาประเทศให้ผ่านพ้นช่วงภาวะเศรษฐกิจตกต่ำที่เกิดขึ้นทั่วโลกและก้าวเข้าสู่การเจริญเติบโตที่ยั่งยืน ซึ่งได้มีการกำหนดและดำเนินการตามนโยบายพลังงานหมุนเวียนในปี 2551 เพื่อให้บรรลุพันธกิจดังกล่าวด้วย

การปล่อยก๊าซคาร์บอนที่เพิ่มมากขึ้นจากการใช้พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ทำให้สภาพภูมิอากาศเปลี่ยนแปลง อันนำไปสู่ภัยพิบัติร้ายแรงหลายเหตุการณ์ในประเทศไทย โดยเฉพาะอย่างยิ่งอุทกภัยที่เกิดขึ้นในปี 2554 ทั้งนี้ อัตราการปล่อยคาร์บอนของประเทศไทยได้เพิ่มขึ้นในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมา ซึ่งมีสัดส่วนเกือบร้อยละ 1.0 ของการปล่อยคาร์บอนทั่วโลก โดยประเทศไทยอยู่ในอันดับที่ 21 ของประเทศที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุดของโลกและเป็นอันดับ 7 ในกลุ่มความร่วมมือทางเศรษฐกิจเอเชีย-แปซิฟิค นอกจากนี้ ยังมีการคาดการณ์ด้วยว่า ระดับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะเพิ่มสูงขึ้นอีกอันเนื่องมาจากปัจจัยสำคัญหลายประการ ไม่ว่าจะเป็นการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและจำนวนประชากรที่เพิ่มมากขึ้น ดังนั้น แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติระหว่างปี 2555 ถึงปี 2559 (National Economic and Social Development Plans 2012 – 2016) ได้กำหนด

เป้าหมายเพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในปี 2559 ผ่านการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน

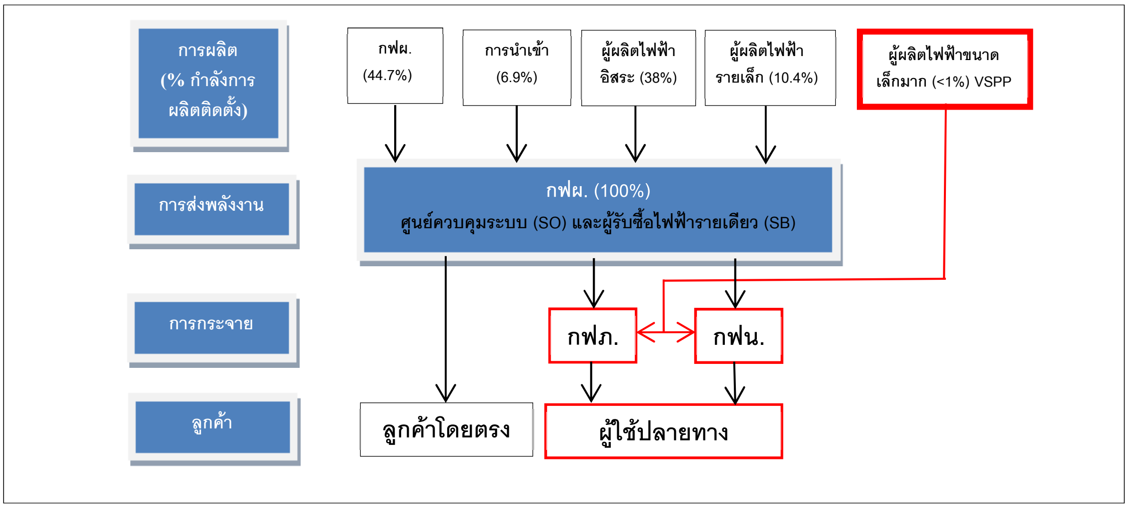
นอกจากนี้ ประเทศไทยยังมีการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศเป็นจำนวนมาก โดยตั้งแต่ช่วงเดือนมกราคม 2529 จนถึงเดือนธันวาคม 2552 สัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบต่อเดือนของประเทศไทยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 80.0 ซึ่งนับว่าเป็นการพึ่งพาพลังงานจากการนำเข้าน้ำมันอย่างมาก ดังนั้น ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมานี้ รัฐบาลไทยจึงมุ่งเน้นให้เพิ่มการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียนผ่านการดำเนินงานตามนโยบายต่าง ๆ ของรัฐบาล

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมและห่วงโซ่คุณค่า**

ผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถูกจัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (มีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 10.0 เมกะวัตต์) ซึ่งมีสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 1.0 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในปี 2557 ทั้งนี้ กระแสไฟฟ้าที่ได้จากผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์นั้นถูกนำไปขายให้แก่ กฟภ. และกฟน. ในขณะที่ กฟผ. ไม่ได้ซื้อกระแสไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากโดยตรงแต่อย่างใด

โดยกฟภ. และกฟน. จะซื้อกระแสไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใต้กฎระเบียบข้อบังคับเกี่ยวกับการซื้อพลังงานจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน) ที่กำหนดขึ้นจากกิจการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเหล่านี้และยังเป็นผู้ที่จำหน่ายกระแสไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคต่าง ๆ ไปในตัว

รูปที่ (จ)-2: โครงสร้างอุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ปี 2557



หมายเหตุ:

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก = ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก(มากกว่า 10.0 เมกะวัตต์และไม่เกิน 90.0 เมกะวัตต์)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก = ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (น้อยกว่า 10.0 เมกะวัตต์)

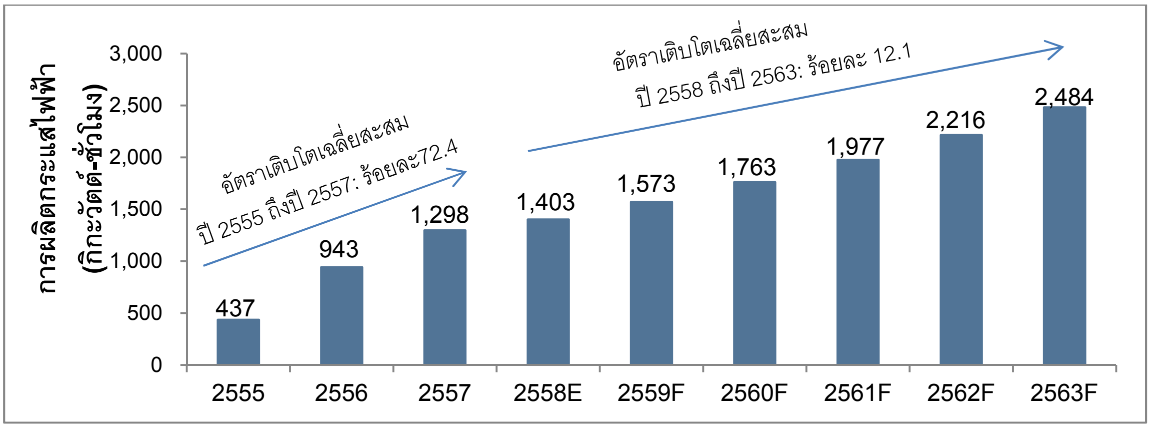
แหล่งที่มา: ปรับปรุงจากรายงานประจำปี 2557 ของ กฟผ., ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **สภาวะอุปสงค์**

ในปี 2555 ประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนอยู่ที่ร้อยละ 2.2 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด หรือ 3,925.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงซึ่งเพิ่มสูงขึ้นเป็นร้อยละ 4.9 หรือ 8,794.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2557 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมอยู่ที่ร้อยละ 49.7 ทั้งนี้ จากข้อมูลของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในปี 2558 พบว่า จะมีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นอย่างมากจากร้อยละ 6.5 หรือ 12,405.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็นร้อยละ 14.8 หรือ 33,805 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี 2563 และมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 22.2

การผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยในปี 2555 มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 437.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ของกระแสไฟฟ้าทั้งหมด และได้เพิ่มขึ้นเป็น 1,298.0 กิกะวัตต์ต่อชั่วโมง ในปี 2557 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 72.4 ซึ่งกระทรวงพลังงานได้คาดการณ์ว่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะเพิ่มสูงขึ้นจาก 1,403.0 กิกะวัตต-ชั่วโมงในปี 2558 เป็น 2,484.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี 2563 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 12.1

แผนภูมิ (จ)-4: ปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ผ่านมาและที่คาดการณ์ในอนาคต (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) ในช่วงปี 2555 ถึงปี 2563



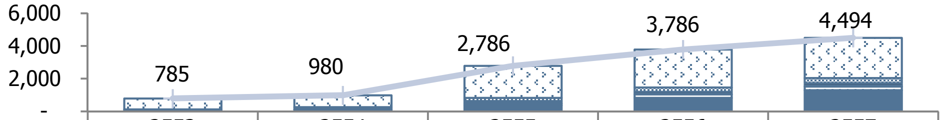
แหล่งที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

- **สภาวะอุปทาน**

ในปี 2553 กำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยได้เพิ่มขึ้นจาก 785.0 เมกะวัตต์ เป็น 4,494.0 เมกะวัตต์ ในปี 2557 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปี อยู่ที่ร้อยละ 54.7 ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์มีสัดส่วนมากที่สุด

ถึงร้อยละ 82.4 ของกำลังการผลิตส่วนเพิ่มจำนวน 3,709.0 เมกะวัตต์โดยมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 1,786.0 เมกะวัตต์และ 1,272.0 เมกะวัตต์ ตามลำดับ นอกจากนี้ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ยังเพิ่มขึ้นจาก 377.0 เมกะวัตต์ ในปี 2555 เป็น 1,268.5 เมกะวัตต์ ในปี 2557 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 85.7 ซึ่งจากร่างแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan) ปี 2558 ของกระทรวงพลังงานได้มีการคาดการณ์ว่ากำลังการผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มสูงขึ้นเป็น 3,000.0 เมกะวัตต์ในปี 2567 และเป็น 6,000.0 เมกะวัตต์ในปี 2579 โดยในปี 2557 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ร้อยละ 43.3 ของกำลังการผลิตที่ตั้งเป้าไว้ที่ 3,000 เมกะวัตต์ในปี 2564 ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้คาดการณ์จากแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือกดังกล่าวว่ากำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นจาก 1,500.0 เมกะวัตต์ในปี 2558 เป็น 2,673.0 เมกะวัตต์ในปี 2563 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 12.2

แผนภูมิที่ (จ)-5: กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) ของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย สำหรับปี 2553 ถึงปี 2557



กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)

	2553	2554	2555	2556	2557
ชีวมวล	666	725	1,960	2,321	2,452
ก๊าซชีวภาพ	61	94	193	263	312
ขยะ	30	37	43	47	66
พลังน้ำขนาดเล็ก	1	13	102	109	142
ลม	0	0	112	223	225
แสงอาทิตย์	26	111	377	823	1,299
รวม	785	980	2,786	3,786	4,494

แหล่งที่มา: กระทรวงพลังงาน

- ***ภาวะการแข่งขัน***

ในปี 2557 การผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยได้ถูกดำเนินการเป็นส่วนย่อยมากมายดังจะเห็นได้จากผู้ผลิตขนาดเล็กมากที่มีจำนวนถึง 288 รายที่อยู่ในอุตสาหกรรมนี้[31] โดยผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์รายใหญ่ 5 อันดับแรกเป็นบริษัทที่จัดตั้งในประเทศไทย ในปัจจุบัน กฟผ. ไม่ได้

[31] จากฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เป็นผู้ครอบครองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่อย่างใด ยกเว้นการถือหุ้นร้อยละ 45.0 ในบมจ. ราชบุรี ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 24.0 เมกะวัตต์สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2557 นอกจากนี้ ยังมีผู้ประกอบการต่างชาติอีก 2 รายจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รายใหญ่ 10 รายตามกำลังการผลิตติดตั้ง ได้แก่ บริษัทซีแอลพี (21.0 เมกะวัตต์) ซึ่งเป็นบริษัทในเขตปกครองพิเศษฮ่องกง และบริษัทซอนนีดิกซ์ (17.0 เมกะวัตต์) ซึ่งเป็นบริษัทในประเทศสหรัฐอเมริกา โดยผู้ผลิตรายใหญ่ 10 อันดับแรกมีกำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ 550.4 เมกะวัตต์คิดเป็นร้อยละ 42.4 ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมในปี 2557 ในขณะที่กำลังการผลิตอีก 748.1 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 57.6) เป็นของผู้ผลิตรายอื่น รวมถึงบริษัทผู้ผลิตขนาดเล็กมากที่ไม่ได้เข้าร่วมอีกหลายแห่งซึ่งส่วนใหญ่เป็นการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ตารางที่ (จ)-1: รายชื่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 10 อันดับแรกของประเทศไทยเรียงตามกำลังการผลิตติดตั้ง ปี 2557

บริษัท		จำนวนโรงงาน	กำลังการผลิตที่ใช้ได้จริง (เมกะวัตต์)
SPCG	บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน)	36	178.7
BCP	บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	8	118.0
EGCO	บมจ. เอ็กโก	7	94.5
TSE	บริษัท ไทย โซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน)	10	48.0
GUNKUL	บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน)	10	26.4
RATCH	บมจ. ราชบุรี	11	24.0
CLP	บริษัทซีแอลพี โฮลดิ้ง จำกัด	1	21.0
Sonnedix	บริษัทซอนนีดิกซ์	2	17.0
IFEC	บริษัท อินเตอร์ ฟาร์อีสท์ วิศวการ จำกัด (มหาชน)	7	11.5
PPP	บริษัท พรีเมียร์ โพรดักส์ จำกัด (มหาชน)	3	11.3
กำลังการผลิตรวมที่เกิดขึ้นจริงของผู้ผลิต 10 อันดับแรก (เมกะวัตต์)			550.4
กำลังการผลิตติดตั้งรวม (2557) (เมกะวัตต์)			1,298.5
กำลังการผลิตของผู้ผลิตและบริษัทผู้ผลิตขนาดเล็กมากที่ไม่ได้เข้าร่วมรายอื่น ๆ (เมกะวัตต์)			748.1

หมายเหตุ:

1. กฟผ. ถือหุ้นในบมจ. ราชบุรี ร้อยละ 45.00
2. บริษัท ซุปเปอร์บล๊อก จำกัด (มหาชน) ไม่ได้ถูกรวมอยู่ในตารางดังกล่าว เนื่องจากไม่มีข้อมูลเกี่ยวกับกำลังการผลิตที่เปิดเผยต่อสาธารณะ

แหล่งที่มา: รายงานประจำปีของบริษัทต่าง ๆ ที่รวบรวมโดย ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **ภาพรวมในอนาคต**

ตลาดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยยังคงมีทิศทางการพัฒนาในเชิงบวกอย่างต่อเนื่องนับตั้งแต่มีการใช้แผนการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้า และนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนฉบับแก้ไขในปี 2556 โดยในปี 2556 ถือเป็นจุดเปลี่ยนสำหรับนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ตลอดจนแผนการดำเนินงานต่าง ๆ ในอนาคตเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ นอกจากนี้ ยังเป็นจุดเริ่มต้นสำหรับภาคเอกชนและภาครัฐในการร่วมมือปรับปรุงพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผ่านการกำหนดนโยบายและการบังคับใช้กฎระเบียบต่าง ๆ โดยรัฐบาลยังได้เริ่มใช้แผนการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้าแทนวิธีกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อช่วยส่งเสริมตลาดพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา อีกทั้งกระทรวงพลังงานยังได้มีโครงการริเริ่มแนวทางสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อกำหนดรูปแบบการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยอีกด้วย

ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้คาดการณ์ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยจะยังเติบโตสูงขึ้นด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 4.8 ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 โดยเพิ่มขึ้นจาก 177,598.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2558 เป็น 224,492.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2563 และอาจมีการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากภาพรวมของเศรษฐกิจและสภาพภูมิอากาศในช่วงระยะเวลาที่มีการคาดการณ์ด้วย ซึ่งจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในปี 2558 นั้นพบว่า สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในฐานะแหล่งพลังงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าจะมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างมากจากร้อยละ 6.5 หรือ 12,405.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็นร้อยละ 14.8 หรือ 33,805.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2563 ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 22.2

ในปี 2557 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 1,298.5 เมกะวัตต์หรือคิดเป็นร้อยละ 43.3 ของกำลังการผลิตที่ตั้งเป้าไว้ที่ 3,000.0 เมกะวัตต์ในปี 2564 นอกจากนี้ ยังมีการคาดการณ์ด้วยว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยนั้นจะเติบโตด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 12.1 จาก 1,403.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2558 เป็น 2,484.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563 ซึ่งสอดคล้องกับการคาดการณ์ว่าอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจะมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องไปพร้อมกับการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อรองรับเป้าหมายที่ตั้งเป้าไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระหว่างปี 2558 ถึงปี 2579 โดยฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้คาดการณ์ว่ากำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีอัตราเติบโตเฉลี่ย

สะสมต่อปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.2 จาก 1,500.0 เมกะวัตต์ในปี 2558 เป็น 2,673.0 เมกะวัตต์ในปี 2563 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 12.2 ซึ่งเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับเป้าหมายของร่างแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan) ปี 2558 ที่กำหนดไว้ให้มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 3,000.0 เมกะวัตต์ภายในปี 2564

(3) **ภาพรวมของการผลิตพลังงานหมุนเวียนและพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศอินเดีย**

- **โครงสร้างของอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์**

การพึ่งพิงแหล่งการผลิตไฟฟ้าใช้แล้วหมดไปได้ก่อให้เกิดความกังวลเกี่ยวกับความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอินเดีย ต้นทุนการผลิตจากแหล่งพลังงานสิ้นเปลืองแบบใช้แล้วหมดไปนั้นยังคงได้เปรียบในการแข่งขันในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาจนถึงปี 2557 แต่ในอนาคตต้นทุนดังกล่าวมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นรวมถึงการใช้ประโยชน์จากแหล่งเชื้อเพลิงประเภทสิ้นเปลือง เช่น ถ่านหิน อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอย่างมาก ดังนั้น เพื่อเป็นการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน รัฐบาลอินเดียจึงได้กำหนดแผนปฏิบัติการแห่งชาติเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (National Action Plan on Climate Change) ในเดือนมิถุนายน 2551 เพื่อให้มีการซื้อพลังงานหมุนเวียนให้ได้กว่าร้อยละ 5.0 ของการใช้พลังงานทั้งหมดในปี 2552 และปี 2553 โดยให้มีอัตราการเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 ในช่วงทศวรรษต่อมาจนกระทั่งถึงปี 2563 ทั้งนี้ แผนปฏิบัติการแห่งชาติเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศมีจุดมุ่งหมายที่จะเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์คิดเป็นร้อยละ 15.0 ของการผลิตทั้งหมดหรือประมาณ 35,700.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี 2563

จากข้อมูลดังกล่าว มีการคาดการณ์ว่าประเทศอินเดียมีแนวโน้มการใช้พลังงานหมุนเวียนในเชิงพาณิชย์ประมาณ 895.0 กิกะวัตต์ โดยปริมาณ 750.0 กิกะวัตต์นั้นมาจากการใช้พลังงานแสงอาทิตย์[32] รัฐบาลอินเดียกำลังพึ่งพาศักยภาพที่สำคัญของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งไม่เพียงแต่เพื่อเป็นการเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศเท่านั้นแต่ยังเป็นก้าวกระโดดทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นจากการบังคับใช้แผนพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติจาวาฮาลาล เนห์รูในเดือนมกราคม 2553 อีกด้วย ทั้งนี้ วัตถุประสงค์ของแผนพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติจาวาฮาลาล เนห์รูนั้นมากกว่าการสร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยได้มุ่งเน้นไปที่การพัฒนาเชิงกลยุทธ์และความรู้ต่าง ๆ

[32] เอกสารแนะนำผู้ลงทุน ในงานประชุมการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนในประเทศอินเดีย ปี 2558

ภายในประเทศผ่านการศึกษาวิจัยและการพัฒนา และสร้างความมั่นคงในการผลิตวัตถุดิบที่สำคัญที่ใช้ในการผลิตพลังงานหมุนเวียน

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมและห่วงโซ่คุณค่า**

  กระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนเป็นหน่วยงานส่วนกลางที่มีหน้าที่ในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนแบบเชื่อมต่อ (Grid-connected) และไม่เชื่อมต่อ (Off-grid) ภายในประเทศ ซึ่งการจัดตั้งแผนพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติจาวาฮาลาล เนห์รู โดยกระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนในปี 2551 เพื่อสร้างความก้าวหน้าด้านพลังงานแสงอาทิตย์นั้นได้นำไปสู่การจัดตั้งหน่วยงานด้านพลังงานหมุนเวียนของรัฐ (State Renewable Agencies) ขึ้นพร้อมทั้งการกำหนดแผนกลยุทธ์สำหรับพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนสำหรับปี 2554 ถึงปี 2560 (Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector 2011-2017) โดยกระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนกำหนดให้พลังงานหมุนเวียนเป็นกลยุทธ์หลักที่มีผลสำคัญต่อความมั่นคงด้านพลังงาน

ตารางที่ (จ)-2: บทบาทสำคัญด้านพลังงานหมุนเวียนและอุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศอินเดีย

บทบาท	ผู้มีบทบาทสำคัญ
ผู้กำหนดนโยบาย	กระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียน Ministry of New and Renewable Energy (MNRE)
	กระทรวงพลังงาน Ministry of Power (MOP)
	หน่วยงานด้านการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนแห่งอินเดีย Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)
	หน่วยงานด้านการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนภาครัฐ State Renewable Development Agencies (SNA)
ผู้ควบคุม	การไฟฟ้าส่วนกลาง Central Electricity Authority (CEA)
	คณะกรรมการกำกับกิจการไฟฟ้าส่วนกลาง Central Electricity Regulatory Commission (CERC)
	คณะกรรมการกำกับกิจการไฟฟ้าภาครัฐ State Electricity Regulatory Commission (SERC)
หน่วยงานที่นำนโยบายไปปฏิบัติ	หน่วยงานความร่วมมือด้านพลังงานแสงอาทิตย์แห่งประเทศอินเดีย Solar Energy Corporation of India (SECI)
	หน่วยงานความร่วมมือด้านพลังงานความร้อนแห่งชาติ Vidyut Vyapar Nigam National Thermal Power Corporation Vidyut Vyapar Nigam (NVVN)

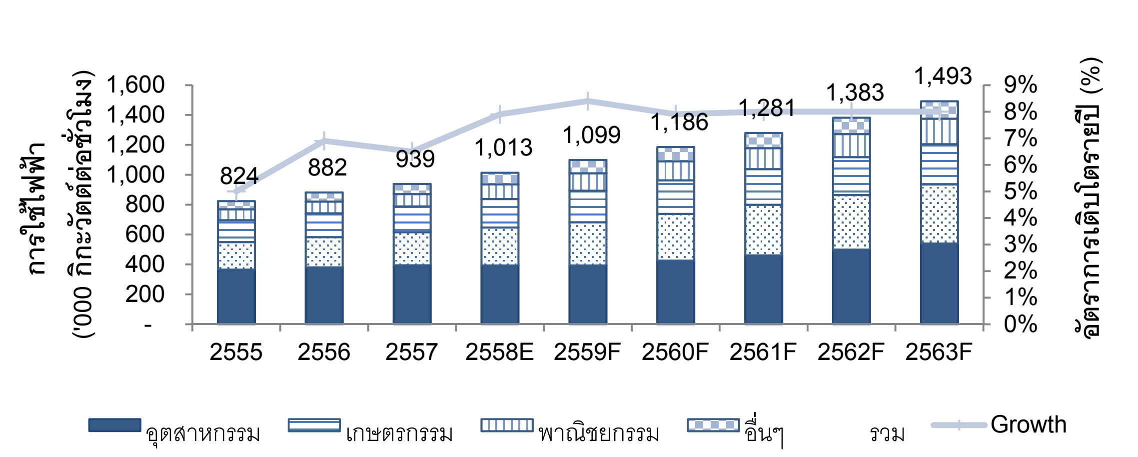
บทบาท	ผู้มีบทบาทสำคัญ
ผู้จัดหาเงินทุน	ธนาคารโลก World Bank
	ธนาคารพัฒนาแห่งเอเชีย Asian Development Bank
การวิจัยและพัฒนา	สถาบันพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติ National Institute of Solar Energy (NISE)
	ศูนย์วิจัยและการศึกษาพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติ National Centre for Photovoltaic Research and Education (NCPRE)
ความร่วมมือต่าง ๆ	สมาคมหน่วยงานด้านพลังงานหมุนเวียนภาครัฐ Association of Renewable Energy Agencies of States (AREAS)
	สมาคมพลังงานแสงอาทิตย์แห่งประเทศอินเดีย Solar Energy Society of India (SESI)
	สมาคมผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์แห่งประเทศอินเดีย Indian Solar Manufacturers Association (ISMA)

แหล่งที่มา: สภาพลังงาน สิ่งแวดล้อมและน้ำแห่งประเทศอินเดีย สภาป้องกันทรัพยากรแห่งชาติ และฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **สภาวะอุปสงค์**

  ในปี 2557 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศอินเดียอยู่ที่ประมาณ 938,823.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 6.7 จากปี 2555 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 824,301.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงทั้งนี้ ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนคาดการณ์ว่า การใช้พลังงานไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 8.1 จากปี 2558 ถึงปี 2563 ซึ่งการใช้พลังงานไฟฟ้าน่าจะสูงถึง 1,492,747.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563

แผนภูมิที่ (จ)-6: ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า (พัน กิกะวัตต์-ชั่วโมง) แบ่งตามประเภทของผู้ใช้อัตราการเจริญเติบโตรายปี (ร้อยละ) ของประเทศอินเดีย ปี 2555 ถึงปี 2563



แหล่งที่มา: การไฟฟ้าส่วนกลางของประเทศอินเดียและฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

ภาคอุตสาหกรรมการผลิตที่กำลังเติบโต

ในปี 2556[33] ภาคอุตสาหกรรมการผลิตของประเทศอินเดียมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 12.9 ของดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ ซึ่งรัฐบาลอินเดียได้วางแผนที่จะลงทุนในภาคอุตสาหกรรมการผลิตเพื่อเพิ่มสัดส่วนดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศที่มาจากภาคอุตสาหกรรมนี้ให้อยู่ที่ร้อยละ 25.0 ภายในปี 2563 ทั้งนี้ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าว รัฐบาลกำลังวางแผนพัฒนา “แนวเขตอุตสาหกรรม” 4 แห่ง เพื่อจัดตั้งเมืองอุตสาหกรรมแห่งใหม่[34] โดยเขตอุตสาหกรรมเหล่านี้กำลังอยู่ภายใต้ขั้นตอนการพัฒนาต่าง ๆ ซึ่งคาดว่าจะเป็นตัวขับเคลื่อนหลักที่มีผลต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สำคัญในอีก 5 ถึง 6 ปีข้างหน้า นอกจากนี้ ภาคอุตสาหกรรมบริการของประเทศอินเดียที่ยังคงขยายตัวอย่างต่อเนื่องยังมีแนวโน้มที่จะเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยเช่นกัน

การขยายตัวของเขตเมืองที่เพิ่มขึ้น

แม้ว่าจำนวนเมืองใหญ่หรือเมืองต่าง ๆ จะเพิ่มขึ้นกว่าร้อยละ 50.0 ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา แต่อัตราการขยายตัวของเขตเมืองในประเทศยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ร้อยละ 32.0[35] ในปี 2557 โดยอัตราการขยายตัวของเขตเมืองนี้ยังมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากการย้ายถิ่นฐานของประชากรภายในประเทศจากพื้นที่ชนบทเข้ามาในเขตเมืองต่าง ๆ เพื่อแสวงหาโอกาสที่ดีกว่า โดยมีการคาดการณ์ว่าอัตราการขยายตัวของเขตเมืองของประเทศอินเดียนั้นจะเพิ่ม

[33] คณะกรรมการวางแผนรัฐบาลอินเดีย เดือนธันวาคม ปี 2557

[34] กรมนโยบายอุตสาหกรรมและการสนับสนุน กระทรวงพาณิชย์และอุตสาหกรรม รัฐบาลอินเดีย

[35] รายงานการอยู่อาศัยในเขตเมืองโดยสหประชาชาติ ปี 2557

สูงขึ้นเป็นร้อยละ 50.0 ภายในปี 2593 ดังนั้นจึงมีการคาดการณ์ว่าประเทศอินเดียจะมีการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ เป็นจำนวนมากและการลงทุนโดยภาคเอกชนในโครงการโครงสร้างพื้นฐานก็คาดว่าจะเพิ่มขึ้น รัฐบาลอินเดียจึงมุ่งเน้นไปที่การสร้างสภาพแวดล้อมที่เอื้อต่อความร่วมมือระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนมากยิ่งขึ้น

การพัฒนาไฟฟ้าในเขตชนบท

รัฐบาลอินเดียมีความมุ่งมั่นที่จะพัฒนาไฟฟ้าในเขตชนบทให้มีความเจริญก้าวหน้าด้วยการวางสายส่งกำลังในพื้นที่ในเขตชนบทต่าง ๆ เพื่อให้ประชาชนสามารถเข้าถึงไฟฟ้าได้อย่างสะดวก เพื่อเพิ่มจำนวนผู้บริโภคอันจะช่วยขับเคลื่อนความต้องการใช้ไฟฟ้าให้เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย ซึ่งจากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนกลาง ในเดือนพฤษภาคม 2558 พบว่า การเข้าถึงไฟฟ้าในชนบทมีจำนวนประมาณร้อยละ 96.7 ของจำนวนหมู่บ้านทั้งหมดทั่วประเทศ[36]

- **สภาวะอุปทาน**

การเปลี่ยนแปลงและการวางกลยุทธ์เกี่ยวกับพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ โดยรัฐบาลอินเดีย เป็นส่วนหนึ่งในการรับมือกับอุปสรรคในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของประเทศ อย่างไรก็ตาม แม้จะมีโครงการริเริ่มใหม่มากมายเพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิตตลอดระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมา ประเทศอินเดียยังคงไม่สามารถดำเนินการให้ประชาชนเข้าถึงพลังงานไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึง ซึ่งในความเป็นจริงนั้น ในเดือนกรกฎาคม 2558 กำลังการผลิตพร้อมจ่าย[37]ของกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานความร้อนได้ลดต่ำลงเรื่อย ๆ จากราวร้อยละ 80.0 ในปี 2551[38] เหลือร้อยละ 60.0[39] โดยในปี 2557 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 148.2 กิกะวัตต์ในขณะที่กำลังการผลิตที่มีอยู่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ 141.2 กิกะวัตต์ส่งผลให้เกิดภาวะขาดแคลนไฟฟ้าตลอดจนช่องว่างระหว่างอุปทาน-อุปสงค์ประมาณ 7.0 กิกะวัตต์อีกด้วย[40]

ดังนั้น รัฐบาลอินเดียจึงมุ่งหวังที่จะลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการผลิตไฟฟ้าโดยได้เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ไขปัญหาความมั่นคงด้านพลังงาน ทั้งนี้ ประเทศอินเดียได้เพิ่มกำลังการผลิตประมาณ 48.4 กิกะวัตต์ในช่วงระหว่างปี 2555 ถึงปี 2557 ซึ่งจากการเพิ่มกำลังการผลิตเป้าหมายภายใต้แผนการดำเนินงาน 5 ปี ฉบับที่ 12 และ 13 ของประเทศอินเดีย (สิ้นสุด

[36] การไฟฟ้าส่วนกลางให้นิยามการเข้าถึงไฟฟ้าไว้ว่าอย่างน้อยร้อยละ 10.0 ของครัวเรือนในหมู่บ้านจะต้องมีไฟฟ้าใช้ รวมทั้งบริการสาธารณูปโภคเช่น โรงเรียน ศูนย์ชุมชน และศูนย์สุขภาพ ต้องมีไฟฟ้าใช้

[37] คำนวณจากตัวคูณอัตรากำลังของโรงไฟฟ้าซึ่งคืออัตราส่วนกำลังที่ผลิตได้จริงต่อกำลังผลิตที่สามารถทำได้ตามเวลา

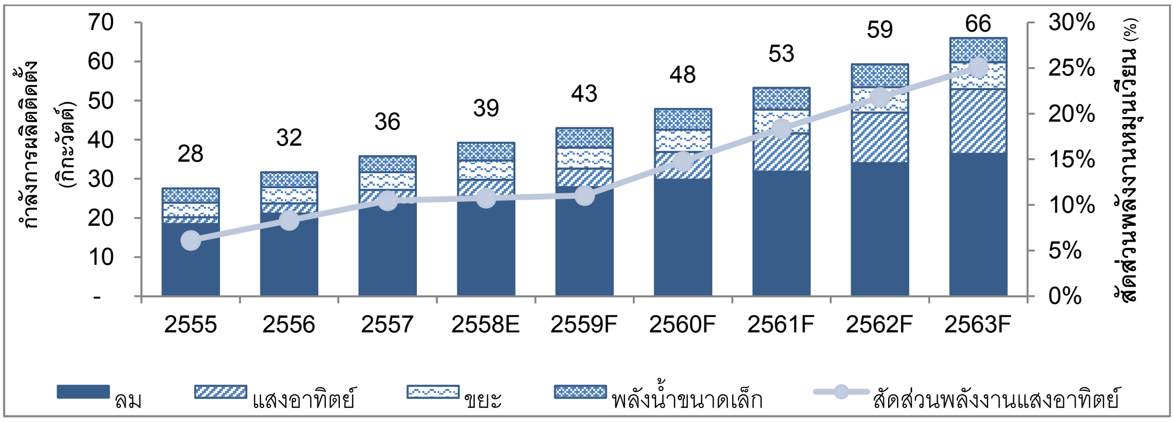
[38] การเติบโตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศอินเดียระหว่างปี 2490 ถึงปี 2558 โดยการไฟฟ้าส่วนกลาง

[39] บทสรุปของผู้บริหารประจำเดือนกรกฎาคม 2015 โดยการไฟฟ้าส่วนกลาง

[40] การเติบโตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศอินเดียระหว่างปี 2490 ถึงปี 2558 โดยการไฟฟ้าส่วนกลาง

ในปี 2560 และปี 2565 ตามลำดับ) กำลังการผลิตติดตั้งรวมจะทำให้อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเพิ่มขึ้นได้ประมาณร้อยละ 6.3 จาก 283.8 กิกะวัตต์ในปี 2558 เป็น 385.0 กิกะวัตต์ในปี 2563 ในช่วงระยะเวลาดังกล่าวนี้ แหล่งพลังงานนิวเคลียร์และพลังงานหมุนเวียนจะมีกำลังการผลิตติดตั้งที่เจริญเติบโตมากที่สุดด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 20.8 และ 11.0 ตามลำดับ

แผนภูมิที่ (จ)-7: กำลังการผลิตติดตั้ง (กิกะวัตต์) และสัดส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานหมุนเวียนของประเทศอินเดีย ในปี 2555 ถึงปี 2563



แหล่งที่มา: การไฟฟ้าส่วนกลางประเทศอินเดีย และฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

กำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานความร้อนและสัดส่วนของกำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมคาดว่าจะมีอัตราลดลงจาก 192.0 กิกะวัตต์หรือร้อยละ 68.6 ในปี 2558 เหลือ 244.3 กิกะวัตต์หรือร้อยละ 63.5 ในปี 2563 ซึ่งในช่วงเวลาเดียวกันนี้กำลังการผลิตติดตั้งและสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจาก 39.2 กิกะวัตต์หรือร้อยละ 12.9 เป็น 66.0 กิกะวัตต์หรือร้อยละ 17.2 ของกำลังการผลิตติดตั้ง ในขณะเดียวกันในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 กำลังการผลิตเสริมจากพลังงานนิวเคลียร์อีก 10.4 กิกะวัตต์และไฟฟ้าพลังน้ำ 13.0 กิกะวัตต์ ซึ่งจะช่วยเพิ่มสัดส่วนของกำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานดังกล่าวเป็นร้อยละ 3.9 และร้อยละ 15.3 ตามลำดับ นอกจากนี้ ในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 กำลังการผลิตติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์จะมีอัตราเพิ่มขึ้นเกือบสิบเท่าจาก 1.7 กิกะวัตต์ เป็น 16.6 กิกะวัตต์ ซึ่งเป็นส่วนที่มีการเจริญเติบโตมากที่สุดในกำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียน และจะส่งผลต่อสัดส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นในบรรดาพลังงานหมุนเวียนทั้งหลาย โดยเพิ่มจากร้อยละ 6.1 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 25.1 ในปี 2563

การพัฒนาสนามพลังงานแสงอาทิตย์และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

ในเดือนกันยายน 2557 กระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนได้ประกาศแผนการสำหรับการพัฒนาสนามพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 25 แห่ง และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ทั่วประเทศ โดยมีเป้าหมายอยู่ที่ 20,000.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี 2565 ทั้งนี้ การวางสายส่งไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานอื่น ๆ ในสนามพลังงานแสงอาทิตย์ ไม่ว่าจะเป็นถนนสำหรับการเข้าถึงพื้นที่ แหล่งน้ำ และอุปกรณ์สื่อสารที่จำเป็นต่อการดำเนินการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งของภาครัฐและบริษัทเอกชนมีความยืดหยุ่นในการเลือกหน่วยงานของตนเองเพื่อมารับช่วงดำเนินงานพัฒนา และบำรุงรักษาสนามพลังงานแสงอาทิตย์นี้ด้วย โดยในปี 2557 กระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียนยังได้ประกาศแผนงานเกี่ยวกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่จะสร้างขึ้นในพื้นที่ที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์ในรัฐราชสถาน (7 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) รัฐคุชราต (4 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) และรัฐเลห์ลาดัค (7 กิกะวัตต์-ชั่วโมง)

การพัฒนาเมืองพลังงานแสงอาทิตย์

นอกเหนือไปจากสนามพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว กระทรวงพลังงานใหม่และพลังงานหมุนเวียน ยังมุ่งเน้นในเรื่องของการเพิ่มโครงการเมืองพลังงานแสงอาทิตย์ดังที่ได้มีการร่างแผนงานตามขั้นตอนที่ 2 ของแผนพลังงานแสงอาทิตย์แห่งชาติจาวาฮาลาล เนห์รุ ซึ่งโครงการนี้จะช่วยให้รัฐบาลท้องถิ่นสามารถลดความต้องการในการใช้พลังงานสิ้นเปลืองอย่างน้อยที่สุดร้อยละ 10.0 ภายในช่วง 5 ปีตั้งแต่ปี 2557 ถึงปี 2562 โดยผ่านการผสมผสานระหว่างประสิทธิภาพการผลิตพลังงานและการเพิ่มกำลังการผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ เมืองต่าง ๆ ทั้งหมดกว่า 60 แห่งที่มีประชากรตั้งแต่ 5 ถึง 25 ล้านคนได้รับการสนับสนุนให้มีการพัฒนาโครงการดังกล่าวในปี 2555 โดยเมืองกว่า 46 แห่งได้รับการอนุมัติโดยแผนแม่บทของ 39 เมืองเสร็จสิ้นแล้วในช่วงปลายปี 2557

- **ภาวะการแข่งขัน**

รัฐที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์สูงสุด 5 แห่ง ได้แก่ รัฐคุชราต (824.1 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) รัฐราชสถาน (442.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) รัฐอานธรประเทศ (23.2 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) รัฐทมิฬนาฑู (17.1 กิกะวัตต์-ชั่วโมง) และรัฐอุตตรประเทศ (12.4 กิกะวัตต์-ชั่วโมง)

ตารางต่อไปนี้ได้แสดงให้เห็นถึงส่วนแบ่งตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในภาคเอกชน 10 อันดับแรกในปี 2556 ซึ่งส่วนใหญ่ดำเนินงานอยู่ในรัฐคุชราตและรัฐราชสถาน โดยกำลังการผลิตติดตั้งแบบรวมของผู้ผลิต

พลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายใหญ่ที่สุดจากภาคเอกชนทั้ง 10 แห่งนี้อยู่ที่ 387.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมงหรือราวร้อยละ 26.9 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศอินเดีย ในขณะที่ส่วนที่เหลือราวร้อยละ 73.1 เป็นส่วนแบ่งของบริษัทต่าง ๆ จากภาครัฐและภาคเอกชนอีกประมาณ 200 แห่ง ซึ่งมีกำลังการผลิตที่แตกต่างกันออกไปตั้งแต่น้อยกว่า 1.0 เมกะวัตต์ไปจนถึง 20.0 เมกะวัตต์

ตารางที่ (จ)-3: ผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์รายใหญ่ที่สุด 10 รายในภาคเอกชนในประเทศอินเดีย เดือนมีนาคม 2555

ลำดับ	บริษัท	รัฐ	โครงการ/แผนงาน	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ส่วนแบ่งตลาด (ร้อยละ)
1	บริษัท อาซูร์ เพาเวอร์ อินเดีย ไพรเวท ลิมิเต็ด (Azure Power)	คุชราต ปัญจาบ ราชสถาน	รัฐ, JNNSM	57.2	3.9
2	บริษัท รีไลแอนซ์ เพาเวอร์ ลิมิเต็ด (Reliance Power)	ราชสถาน นิวเดลี	การเข้าถึงแบบเปิด, GBI	46.0	3.2
3	บริษัท อดานี เพาเวอร์ ลิมิเต็ด (Adani Power)	คุชราต	รัฐ	40.1	2.8
4	บริษัท โซลาร์ ฟิลด์ เอนเนอร์จี ทู ไพรเวท ลิมิเต็ด (Solarfield Energy Two)	คุชราต ราชสถาน	รัฐและ JNNSM	40.1	2.8
5	บริษัท เวลสปัน เอนเนอร์จี ลิมิเต็ด(Welspun Energy)	อานธรประเทศ คุชราต ราชสถาน	รัฐและ JNNSM	40.0	2.8
6	บริษัท ลานโค โซลาร์ ไพรเวท ลิมิเต็ด (Lanco Solar)	คุชราต ราชสถาน	รัฐและ RPSSGP	36.0	2.5
7	บริษัท กรีน อินฟรา โซลาร์ เอนเนอร์จี ลิมิเต็ด (Green Infra Solar Energy Ltd)	คุชราต ราชสถาน	รัฐและ JNNSM	35.0	2.4
8	มหินทรา กรุ๊ป (Mahindra Group)	ราชสถาน	JNNSM	35.0	2.4
9	บริษัท อเล็กซ์ แอสทรัล เพาเวอร์ ไพรเวท ลิมิเต็ด (Alex Astral Power Private Limited)	คุชราต ราชสถาน	รัฐและ JNNSM	30.1	2.1
10	บริษัท ทาทา เพาเวอร์ จำกัด (Tata Power)	คุชราต มหาราษฎระ	รัฐ	28.0	1.9

แหล่งที่มา: การไฟฟ้าส่วนกลางประเทศอินเดีย และการวิเคราะห์ของฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **ภาพรวมในอนาคต**

รัฐบาลอินเดียมีความพยายามอย่างมากในการดำเนินงานตามเป้าหมายสำหรับพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการตั้งเป้าสำหรับกำลังการผลิตติดตั้งแบบเชื่อมต่อไว้ที่ 60.0 กิกะวัตต์ภายในปี 2565 โดยรัฐบาลอินเดียได้เริ่มดำเนินงานตามนโยบายเพิ่มกำลังการผลิตและสนับสนุนการลงทุนในภาคพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ ในปี 2558 รัฐบาลอินเดียได้ขยายระยะเวลาการยกเว้นภาษีสำหรับโครงการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดไปสูงสุด 10 ปี สำหรับทุกโครงการที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในวันที่ 31 มีนาคม 2560 จากเดิมที่กำหนดไว้ถึงวันที่ 31 มีนาคม 2558 นโยบายดังกล่าวส่งผลเชิงบวกต่อโครงการพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระบางแห่งที่ถูกระงับไว้อันเนื่องมาจากปัญหาทางการเงินและเงินลงทุนที่ค่อนข้างสูงสำหรับพลังงานหมุนเวียน

นอกจากนี้ ยังมีนโยบายปัจจุบันที่อนุญาตให้มีการลงทุนโดยตรงจากต่างประเทศได้ทั้งหมด สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าถึงซึ่งรวมถึงการดำเนินการในโครงการพลังงานหมุนเวียนโดยไม่ต้องได้รับการอนุมัติล่วงหน้าทั้งจากรัฐบาลอินเดียหรือธนาคารสำรองแห่งอินเดีย (Reserve Bank of India) โดยคาดว่าการสนับสนุนของรัฐรวมถึงสิทธิประโยชน์ทางภาษีและแผนงานที่ให้สิทธิประโยชน์ต่าง ๆ นี้จะยังคงมีอยู่ต่อไปเพื่อคงไว้ซึ่งผลประโยชน์ของนักลงทุนต่างชาติในส่วนของการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคพลังงานหมุนเวียนและพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมาตรการต่าง ๆ เหล่านี้และระบบนิเวศของพลังงานหมุนเวียนที่ชัดเจนจะทำให้ประเทศอินเดียกลายเป็นแหล่งลงทุนที่น่าสนใจ

(4) **ภาพรวมการผลิตพลังงานหมุนเวียนและไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีน**

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์**

โดยปกติการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีนสามารถแบ่งได้เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจาย และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์กลาง โดยแบ่งตามระยะทางของโรงไฟฟ้ากับตู้ควบคุม (Load Center) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายนั้นเป็นการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่อยู่อาศัยของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือบริเวณใกล้เคียง ผู้ใช้ไฟฟ้านั้นสามารถใช้ไฟฟ้าจากการผลิตได้โดยตรงโดยไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกส่งไปตามเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าและใช้เป็นพลังงานไฟฟ้าสำรองเพื่อชดเชยในกรณีที่ไฟฟ้า ณ เครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้ามีความผันผวนเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าหรือการใช้ไฟฟ้าที่ไม่สมดุล ณ จุดจ่ายไฟฟ้า ในทางกลับกัน การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์กลางเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยโรงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (โดยทั่วไปแล้ว

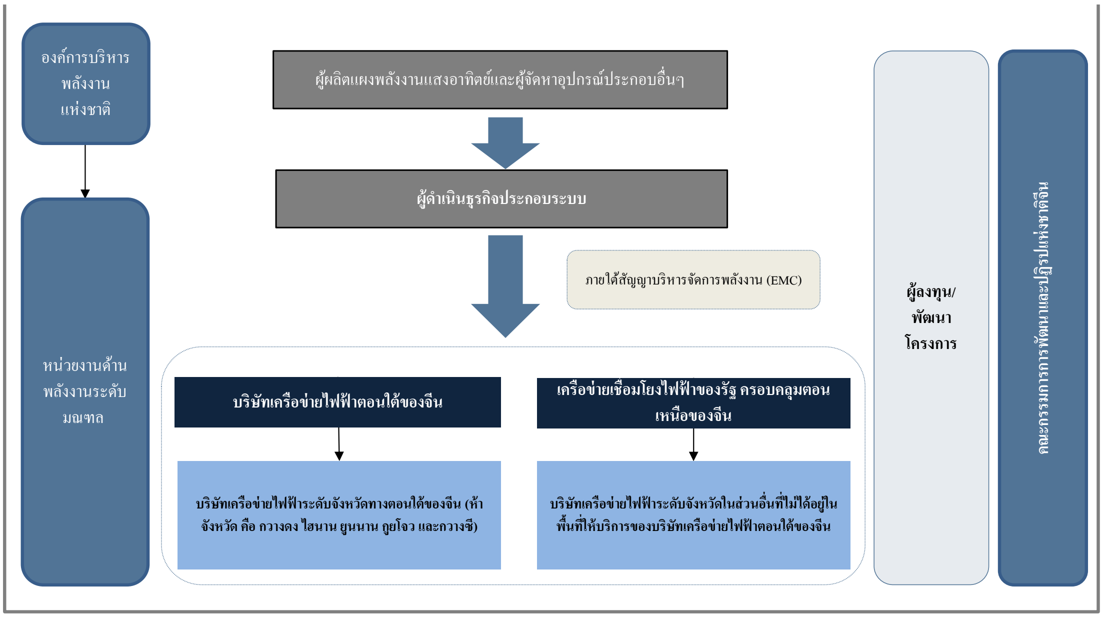
กำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 10.0 เมกะวัตต์) โดยตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ที่ถูกจัดสรรไว้โดยเฉพาะแล้วส่งไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดไปยังจุดเชื่อมต่อไฟฟ้า

ในระหว่างปี 2548 ถึงปี 2555 ประเทศจีนได้พัฒนาฐานการผลิตขนาดใหญ่ในส่วนของอุปกรณ์สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งในปี 2557 ประเทศจีนมีสัดส่วนการผลิตแผงโซลาร์เซลล์ประมาณร้อยละ 35.0 ของผลผลิตทั่วโลก[41] ความสามารถในการผลิตแผงโซลาร์เซลล์และส่วนประกอบสำคัญอื่น ๆ ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น ระบบแปลงไฟ ระบบกรองไฟ หม้อแปลง อุปกรณ์ตัดไฟ ระบบควบคุม เป็นส่วนช่วยสร้างพื้นฐานที่ดีสำหรับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศจีน

- **โครงสร้างอุตสาหกรรมและห่วงโซ่คุณค่า**

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดต้องจดทะเบียนกับองค์การบริหารพลังงานแห่งประเทศจีน และต้องได้รับการอนุมัติทั้งในระดับชาติและระดับท้องถิ่น บริษัทส่งไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในบริเวณท้องถิ่นที่โครงการตั้งอยู่มีหน้าที่ที่จะต้องร่วมมือกับผู้พัฒนาเพื่อพัฒนาแผนการเชื่อมต่อเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าที่คาดว่าจะเป็นไปได้ เมื่อสิ้นสุดโครงการผู้พัฒนาโครงการจึงเข้าร่วมทำสัญญาบริหารพลังงานกับบริษัทเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปตามเครือข่ายต่อไป

รูป (จ)-3: โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีน



แหล่งที่มา: ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

[41] ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน ปี 2558

- **สภาวะอุปสงค์**

ประเทศจีนเป็นประเทศที่มีขนาดใหญ่ซึ่งในปี 2556 ประชากรมากกว่า 3 ล้านคนในประเทศจีนยังไม่มีไฟฟ้าใช้ ทำให้ในเดือนกันยายน 2556 องค์การบริหารพลังงานแห่งประเทศจีน ได้ประกาศแผนเพื่อแก้ไขปัญหาการจ่ายไฟฟ้าที่เครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกันในระยะเวลา 3 ปี ซึ่งแผนนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อเพิ่มการจ่ายไฟฟ้าไปยังประชากรที่อยู่นอกเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า โดยหวังว่าการขับเคลื่อนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือและสามารถนำไปใช้ปฏิบัติได้จริง

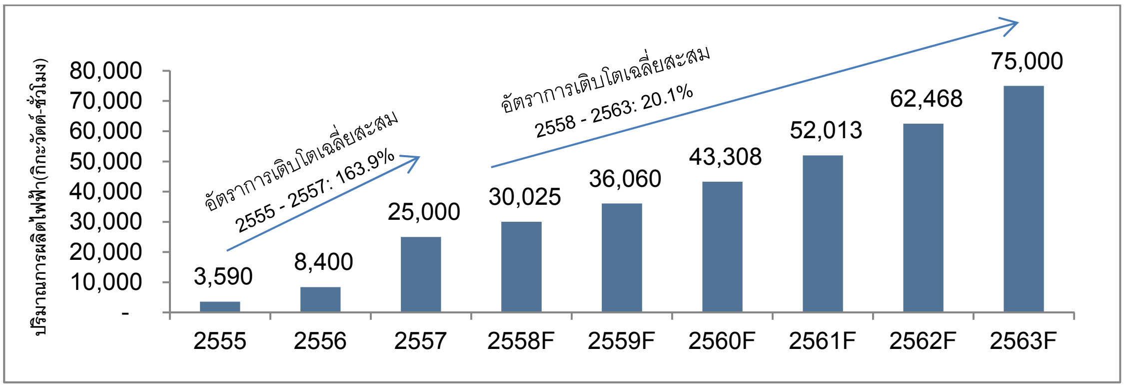
การทดสอบเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นโครงการใหญ่ที่ริเริ่มโดยรัฐบาลเพื่อใช้ในการทดสอบความสามารถทางเทคโนโลยีการผลิตและความต้องการไฟฟ้าในโครงสร้างขนาดใหญ่ นอกจากนั้น ในพื้นที่ทางภาคตะวันตกของประเทศจีนมีแหล่งแสงอาทิตย์จำนวนมากจึงได้รับการสนับสนุนการพัฒนาการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อส่งให้กับจังหวัดทางภาคตะวันออก การใช้สายส่งไฟฟ้าแรงดันสูงคุณภาพดีจะช่วยลดการสูญเสียพลังงานโดยเฉพาะในกรณีการส่งไฟฟ้าระยะทางไกล[42] ทำให้สามารถส่งไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากจังหวัดในภาคตะวันตกไปยังภาคตะวันออกได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นการพัฒนาประสิทธิภาพดังกล่าวมีส่วนช่วยในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบศูนย์กลางและพัฒนาอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์อย่างกว้างขวางตามมาในจังหวัดทางภาคตะวันตก

ด้วยปัจจัยการสนับสนุนที่กล่าวไว้ข้างต้น การผลิตไฟฟ้าพลังงงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีนเพิ่มขึ้นเกือบ 7 เท่า ภายใน 2 ปี จาก 3,590.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2555 เป็น 25,000.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2557 โดยมีการคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จาก 30,025.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2558 เป็น 75,000.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2563 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 20.1

---

42 เกี่ยวกับการส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่งกระแสไฟฟ้าตรงที่มีขนาดเกิน ±500 กิโลโวลต์-แอมแปร์ แทนระบบไฟฟ้ากระแสสลับทั่วไปจำนวนมาก ข้อดีหลักของการส่งไฟฟ้ากระแสตรงไฟฟ้าแรงสูงคือการลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระหว่างการส่ง ซึ่งจำนวนสูงสุดตลอดการส่งพลังงานไฟฟ้าระยะทางไกล

แผนภูมิ (จ)-8: การผลิตไฟฟ้าโซล่าเซลล์โดยรวมประเทศจีน ปี 2558 ถึงปี 2563

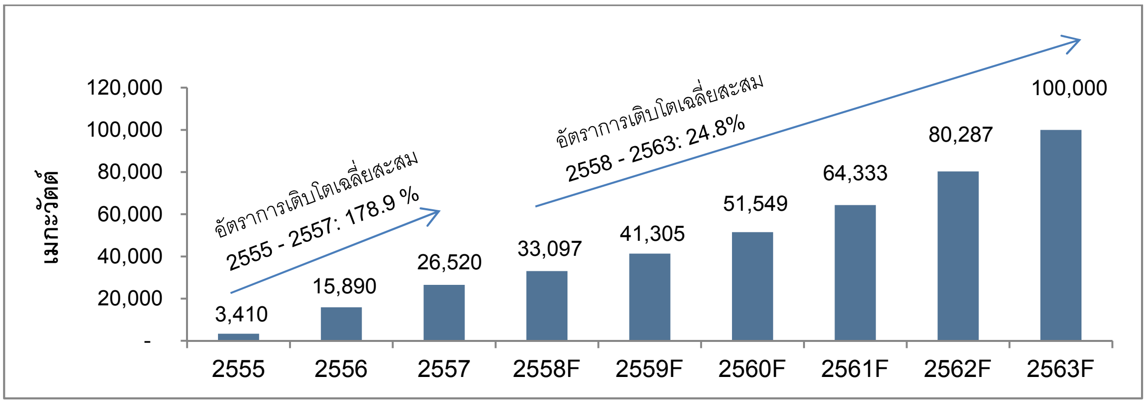


แหล่งที่มา: สถิติประเทศจีนปี 2557; คณะกรรมการภาครัฐแห่งประเทศจีน; กลยุทธ์การเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศแห่งชาติ (ปี2557 ถึงปี 2563)คณะกรรมการภาครัฐแห่งประเทศจีน 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **สภาวะอุปทาน**

แผนพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับ 5 ปี ฉบับที่ 12 ซึ่งประกาศโดยองค์การบริหารพลังงานแห่งประเทศจีน ในปี 2555 เป็นนโยบายส่งเสริมการพัฒนาการติดตั้งโซล่าเซลล์ในประเทศจีน ในทางกลับกันในปี 2556 สภารัฐมนตรีได้เสนอให้ส่งเสริมโครงการ การพัฒนาในอุตสหกรรมโซล่าเซลล์อย่างยั่งยืน และการวัดผลการบริหารชั่วคราวของโครงการสถานีไฟฟ้าโซล่าเซลล์ ซึ่งมีการกำหนดไว้ชัดเจนในส่วนของการตั้งเป้าหมาย กรอบเวลา ขั้นตอนในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานพลังงานและบริษัทเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าระดับท้องถิ่น ส่วนเอกสารเพิ่มเติมที่ออกโดยองค์การบริหารพลังงานแห่งประเทศจีน ในเดือนกันยายน 2557 เพื่อแจ้งนโยบายการดำเนินการและปฏิบัติการในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจาย เน้นไปที่การให้ความสำคัญในการผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย นโยบายทางด้านการเงินมีส่วนส่งเสริมเป็นอย่างมากต่อผู้ที่มีความสนใจในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีนซึ่งช่วยให้เกิดการเติบโตในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นแบบก้าวกระโดด จาก 3,410.0 เมกะวัตต์ ในปี 2555 เป็น 26,520.0 เมกะวัตต์ ในปี 2557 ที่อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 178.9 และถูกคาดการณ์ไว้ว่าจะเพิ่มขึ้นโดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปี ร้อยละ 24.8 จาก 33,097.0 เมกะวัตต์ ในปี 2558 เป็น 100,000.0 เมกะวัตต์ ในปี 2563

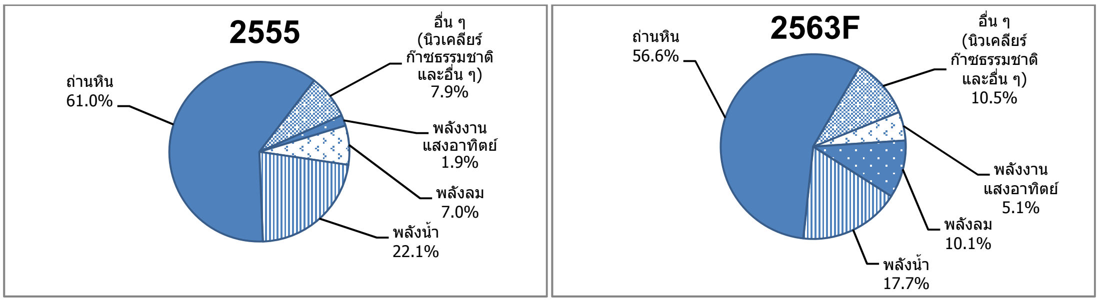
แผนภูมิ (จ)-9: กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ในประเทศจีน ปี 2555 ถึงปี 2563 (2012 – 2020F)



แหล่งที่มา: สถิติแห่งชาติ ประเทศจีน ปี 2557; แผนพัฒนาพลังงานเชิงกลยุทธ์ระหว่างปี 2557 ถึงปี 2563 โดย สภาแห่งรัฐของประเทศจีน (Office of the State Council) เดือนพฤศจิกายน ปี 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน, ปี 2558

ข้อมูลจากแผนพัฒนาพลังงานเชิงกลยุทธ์ ปี 2557 ถึงปี 2563 ที่ออกโดยสำนักคณะกรรมการรัฐในเดือนพฤศจิกายน 2557 ระบุไว้ว่า พลังงานหมุนเวียน เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ รวมไปถึงพลังงานสะอาดจากก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งพลังงานชนิดที่คาดว่าจะมีการเติบโตขึ้นอย่างรวดเร็วที่สุดในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

แผนภูมิ (จ)-10: กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าในประเทศจีน แยกตามประเภทเชื้อเพลิง ปี 2555 และ 2563F



แหล่งที่มา: แผนพัฒนาพลังงานเชิงกลยุทธ์ ปี 2557 ถึงปี 2563 โดยคณะกรรมการรัฐ เดือนพฤศจิกายน ปี 2557; ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน, 2558

- ***ภาวะการแข่งขัน***

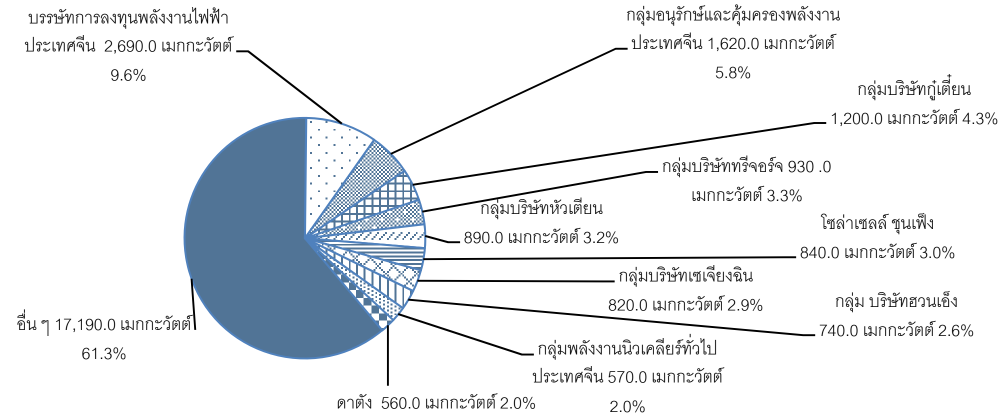
  ปี 2557 กำลังการผลิตติดตั้งรวมของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 26,520.0 เมกะวัตต์

  ในแง่ของกำลังการผลิตติดตั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีน บริษัทไชน่าเพาเวอร์อินเวสต์เม้นท์ มีกำลังการผลิตที่ใช้ได้จริงถึง 2,690.0 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นปริมาณการผลิตที่มีประสิทธิผลมากที่สุดโดยคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 10.1 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนที่ติดตั้งไว้แล้วทั้งหมดในประเทศจีนในปี 2557 ตามด้วยกลุ่มบริษัทอนุรักษ์และคุ้มครองพลังงานที่มีกำลังการผลิตที่ใช้ได้จริง ณ ปลายปี 2557 จำนวน 1,620.0 เมกะวัตต์ หรือมีส่วนแบ่งการตลาดร้อยละ 6.1 ในขณะที่กู๋เตียน กรุ๊ป ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ขนาดใหญ่อันดับ 3 ในประเทศจีนมีกำลังการผลิตที่ใช้ได้จริงเท่ากับ 1,200.0 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นส่วนแบ่ง

การตลาดร้อยละ 4.5 ตามที่ได้ประกาศในเดือนสิงหาคม 2558 โดยเดือนมิถุนายน 2558 กู๋เตียน กรุ๊ปมีกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ได้จริงลดลงเหลือ 211.0 เมกะวัตต์[43] ซึ่งเป็นผลจากการปรับแผนกลยุทธ์ของบริษัทที่จะเลิกการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของบริษัทเพื่อมุ่งเน้นธุรกิจหลักในส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน

แม้ว่า อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีนยังคงถูกควบคุมโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่เป็นรัฐวิสาหกิจขนาดใหญ่ ประกอบไปด้วย 8 บริษัทจาก 10 บริษัทขนาดใหญ่ที่สุดเมื่อพิจารณาจากกำลังการผลิตติดตั้ง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ยังคงได้รับความสนใจจากภาคเอกชน โดยเฉพาะโครงการที่มีกำลังการผลิตขนาดเล็ก อาทิ โครงการที่มีกำลังการผลิต 1.0 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม แนวโน้มการลงทุนจากภาคเอกชนที่เพิ่มขึ้นโดยโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดใหญ่ จะลงทุนโดยบริษัทที่มีความมั่นคงทางด้านการเงิน

แผนภูมิ (จ)-11: ส่วนแบ่งการตลาดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์ ประเทศจีน ปี 2557



แหล่งที่มา: รายงานการประเมินการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าโซล่าเซลล์ของประเทศจีน ปี 2557, องค์การบริหารพลังงานแห่งประเทศจีน, ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

- **ภาพรวมในอนาคต**

การเพิ่มสัดส่วนขึ้นของพลังงานหมุนเวียนในการผลิตพลังงาน

ตั้งแต่ปี 2556 รัฐบาลจีนได้ออกนโยบายและกฎข้อบังคับเพื่อส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อแก้ปัญหาสภาพภูมิอากาศที่เปลี่ยนแปลง การลดลงของสัดส่วนการใช้ถ่านหินในการผลิตพลังงาน และเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นอกเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าหลัก

[43] รายงานประจำครึ่งปี กลุ่ม Guodian ประเทศจีน วันที่27 เดือนสิงหาคม ปี 2558

ทั้งนี้ รัฐบาลจีนวางแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จาก 26.5 กิกะวัตต์ในปี 2557 เป็น 100.0 กิกะวัตต์ภายในปี 2563[44] โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 24.8 ในขณะที่พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวภาพ และพลังงานจากคลื่นในมหาสมุทรล้วนได้รับการพิจารณาให้เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล ทั้งนี้ มีการคาดการณ์ว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานความร้อนใต้พิภพจะเพิ่มกำลังการผลิตได้เทียบเท่าการใช้ถ่านหิน 50 ล้านตันในปี 2563

นโยบายสนับสนุนที่เพิ่มขึ้น

การออกนโยบายเพิ่มเติมตั้งแต่ปี 2556 เกี่ยวกับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ได้ช่วยให้นักลงทุนมีความเข้าใจที่ชัดเจนมากขึ้นทั้งด้านค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้า จำนวนเงินอุดหนุน เป้าหมายสำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของโครงการใหม่ประจำปี เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนทั้งในเรื่องขนาดโครงการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะได้รับอนุมัติและการอนุญาตให้เชื่อมต่อเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้ายังคงมีอยู่ ในส่วนสัญญาซื้อขายไฟฟ้ายังคงไม่มีการอนุมัติอย่างเป็นทางการจากรัฐบาลให้กับนักลงทุนหรือบริษัทโครงข่าย อย่างไรก็ตามมีการคาดการณ์ว่าจะมีแนวทางเพิ่มเติมเกี่ยวกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าออกมาเพื่อทำให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่น มีการเสนอแนะให้ทดลองใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในบางภูมิภาคเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการเชื่อมโยงนักลงทุนในตลาดทุนกับอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อเสนอแนะดังกล่าวคาดว่าจะสามารถดึงดูดนักลงทุนจากตลาดทุนให้มาสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับท้องถิ่นได้มากขึ้นเนื่องจากนักลงทุนเหล่านี้มีความต้องการที่จะได้รับผลตอบแทนที่มีความแน่นอนจากการลงทุน และโครงการที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้นสามารถตอบสนองความต้องการของนักลงทุนได้

ข้อตกลงร่วมกันเพิ่มเติมในระดับท้องถิ่น

นอกจากการออกนโยบายเกี่ยวกับแสงอาทิตย์โดยรัฐบาลกลาง หน่วยงานรัฐระดับท้องถิ่นยังได้ออกนโยบายเพื่อใช้ภายในพื้นที่ของตนเพื่อสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์

โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต

ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนคาดการณ์ว่าการเพิ่มขึ้นของจำนวนโรงไฟฟ้าอิสระในประเทศจีนนั้น ส่วนหนึ่งจะเป็นการลงทุนและดำเนินงานในโครงการผลิตไฟฟ้า

44 แผนพลังงานระดับชาติเชิงกลยุทธ์ (ปี 2557 - 2563) สำนักคณะกรรมการรัฐ เดือนมิถุนายน ปี 2557

จากพลังงานแสงอาทิตย์ และเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในเชิงพาณิชย์ยังอยู่ในขั้นเริ่มต้น จึงยังไม่มีผู้ลงทุนรายใดที่มีส่วนแบ่งการตลาดที่มีนัยสำคัญ ดังนั้นบริษัทที่มีฐานะทางการเงินที่ดีและมีความรู้ความสามารถในเชิงเทคนิคจะได้รับผลประโยชน์อย่างมาก

ศักยภาพและโอกาสในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีน

รัฐบาลจีนได้แสดงความมุ่งมั่นในการปรับปรุงคุณภาพอากาศรวมถึงการปฏิบัติตามข้อตกลงระหว่างประเทศที่จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยดัชนีผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศในสัดส่วนร้อยละ 40.0 ถึงร้อยละ 50.0 ตั้งแต่ปี 2548 ถึงปี 2563 ในการนี้ ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน เห็นว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในเชิงพาณิชย์ควรจะเป็นหนึ่งในตัววัดผลสำหรับเป้าหมายนี้ นอกจากนี้ การผสานเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าขนาดเล็กและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายถือเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพวิธีหนึ่งที่ช่วยลดการพึ่งพิงการใช้พลังงานถ่านหินในเขตเมืองที่มีประชากรอาศัยอยู่อย่างหนาแน่น และด้วยการสนับสนุนทางการเงินจากรัฐบาลกลาง บวกกับกลไกการสนับสนุนในส่วนภูมิภาค อีกทั้งการปรับปรุงกฎระเบียบข้อบังคับต่าง ๆ และการที่ตลาดยังมีผู้ขายน้อยราย ฟรอสต์ แอนด์ซัลลิแวนเห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในระดับใหญ่นั้นน่าจะเติบโตอย่างรวดเร็ว และจะกลายเป็นโอกาสสำหรับนักลงทุน ผู้พัฒนาโครงการ ผู้จัดจำหน่ายอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ติดตั้งระบบในอุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะได้รับผลประโยชน์จากการเติบโตนี้

(ฉ) ภาพรวมอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหินในประเทศอินโดนีเซีย

(1) ภูมิหลังอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหิน

ถ่านหินเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงฟอสซิลที่หาได้ง่ายในประเทศอินโดนีเซียซึ่งเป็นประเทศผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ [45] ตามข้อมูลของ BRG ประเทศอินโดนีเซียเป็นผู้ผลิตถ่านหินรายใหญ่อันดับ 4 ของโลกในปี 2556 ผู้พัฒนาโรงไฟฟ้าในประเทศอินโดนีเซียสามารถจัดหาถ่านหินราคาถูกจากตลาดในประเทศได้เนื่องจากประเทศอินโดนีเซียมีปริมาณถ่านหินสำรองที่มีอุดมสมบูรณ์ จึงส่งผลให้มีการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เชื่อถือได้เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินกันอย่างแพร่หลาย

บริษัทพีทีพีแอลเอ็น เป็นรัฐวิสาหกิจดำเนินการแบบบริษัทจำกัด[46] เป็นผู้จัดจำหน่ายไฟฟ้าเพียงผู้เดียวในประเทศอินโดนีเซียซึ่งกำลังการผลิตติดตั้งของบริษัทพีทีพีแอลเอ็นในปี

---

[45] ตามบีจีอาร์ ผู้ผลิตถ่านหินห้าอันดับแรกในปี 2556 คือ ประเทศจีน ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศอินเดีย ประเทศอินโดนีเซียและประเทศออสเตรเลีย มีประเทศอินโดนีเซียประเทศเดียวที่ตั้งอยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

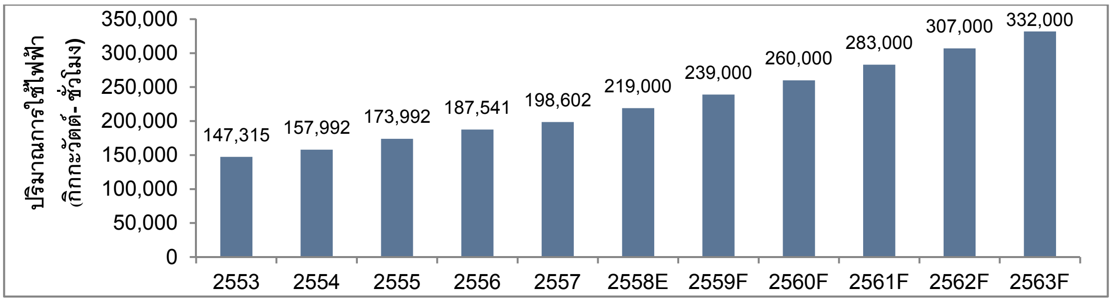
[46] บริษัทพีทีพีแอลเอ็นแปรสภาพจากกิจการสาธารณูปโภคมาเป็นบริษัทจำกัดที่รัฐเป็นเจ้าของใน ปี 2547

2557 เท่ากับ 39,258.0 เมกกะวัตต์ โดยที่กำลังการผลิตร้อยละ 51.2 มาจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน[47] นอกเหนือจากบริษัทพีทีพีแอลเอ็น แล้ว ประเทศอินโดนีเซียยังมีการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอีกด้วยอันเป็นความพยายามของรัฐบาลในการทำให้อุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศทันสมัยบริษัทพีทีพีแอลเอ็น ผูกขาดการเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระแต่เพียงผู้เดียว กำลังการผลิตติดตั้งโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในปี 2557 รวมเท่ากับ 7,950.7 เมกะวัตต์ โดยกำลังการผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินเท่ากับจำนวน 5,358.0 เมกะวัตต์

(2) **สภาวะอุปสงค์**

การพัฒนาด้านเศรษฐกิจที่แข็งแกร่งของประเทศอินโดนีเซียและความมั่งคั่งของประชากรที่มีรายได้ปานกลางเพิ่มสูงขึ้นเป็นตัวเร่งการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ โดยปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นโดยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 7.8 จาก 147,315.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2553 เป็น 198,602.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557

แผนภูมิ (ฉ)-1: ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2553 ถึงปี 2563F



หมายเหตุ: ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงจากข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้า

แหล่งที่มา: รายงานประจำปี 2557 ของบริษัทพีทีพีแอลเอ็น อาร์ยูพีทีแอล (RencanaUsahaPenyediaanTenagaListrik) ปี 2558 ถึง 2567 และฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศอินโดนีเซียจะเพิ่มขึ้นจาก 199.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 332.0 เทราวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2563 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 8.9 ตามการคาดการณ์ที่ปรากฏในรายงานอาร์ยูพีทีแอล ปี 2558 ถึงปี 2567 อัตราการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศคาดการณ์ว่าจะปรับสูงขึ้นเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากร การเพิ่มขึ้นของระดับรายได้ และการเกิดขึ้นของเขตเมืองอย่างรวดเร็ว เมื่ออำนาจการใช้จ่ายของประชากรเพิ่มขึ้นอันส่งผลทำให้ประชากรสามารถยกระดับมาตรฐานการครองชีพของตนเองได้ จึงคาดการณ์ว่าจะมีการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเช่นกัน

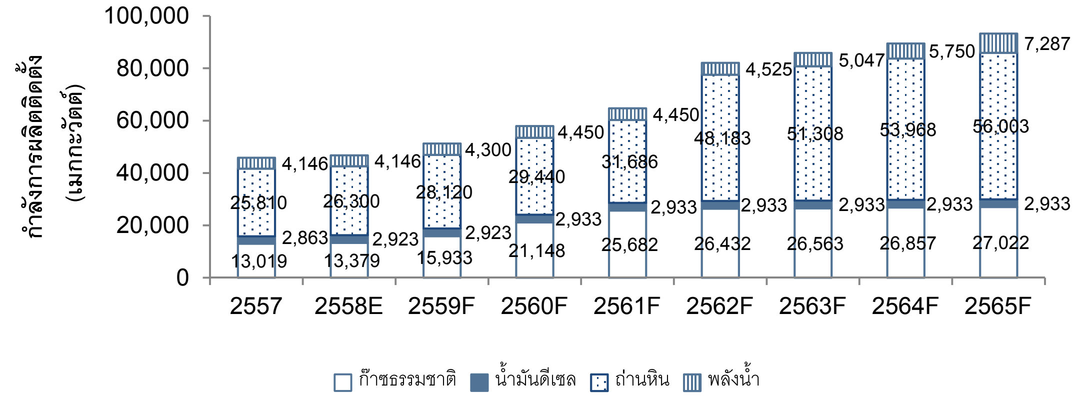
[47] แหล่งที่มา: รายงานประจำปี 2557 ของบริษัทพีทีพีแอลเอ็น

ช่องว่างระหว่างการเติบโตด้านกำลังการผลิตและการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าทำให้เกิดเหตุไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง เหตุไฟฟ้าดับทำให้รัฐบาลริเริ่มนำโครงการเช่นโครงการเร่งด่วนมาใช้เพื่อเพิ่มปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ โดยอ้างอิงจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 10 ปี และแผนความมั่นคงของระบบพลังงานไฟฟ้าในระยะยาวของประเทศอินโดนีเซียที่ประกาศไว้ในปี 2553 รัฐบาลอินโดนีเซียวางแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 55,345.0 เมกะวัตต์ ในช่วงตั้งแต่ปี 2554 ถึงปี 2563

สภาวะอุปทาน

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 10 ปี ของประเทศอินโดนีเซียในปี 2553 รัฐบาลอินโดนีเซียตั้งเป้าเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมอีก 55,345.0 เมกะวัตต์ ภายในปี 2563 กำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมนี้จะมาจากเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นส่วนใหญ่ (35,573.0 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 64.3 ของกำลังการผลิตเพิ่มเติมตามแผน) การดำเนินการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินมีจุดประสงค์เพื่อเข้ามาแทนที่โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันและเพื่อเป็นการใช้ทรัพยากรถ่านหินในท้องถิ่นให้เกิดประโยชน์สูงสุดสำหรับการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย

แผนภูมิ (ฉ)-2: แผนกำลังการผลิตติดตั้ง (หน่วยเมกะวัตต์) ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง ปี 2557 ถึงปี 2565F



หมายเหตุ: การวางแผนข้างต้นไม่รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานหมุนเวียน

แหล่งที่มา: อาร์ยูพีทีแอลของบริษัทพีทีพีแอลเอ็น ปี 2558 ถึงปี 2567 และฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนคาดว่ากำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศอินโดนีเซียจะเพิ่มขึ้นจาก 25,810.0 เมกะวัตต์ ในปี 2557 เป็น 56,003.0 เมกะวัตต์ ในปี 2565 โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีเท่ากับร้อยละ 10.2 ความพยายามของรัฐบาลอินโดนีเซียเพื่อตอบสนองตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่กำลังเพิ่มขึ้นสะท้อนอยู่ในแผนงาน “Pengelolaan Energi Nasional ปี 2548 ถึงปี 2568” ซึ่งมีเป้าหมายบรรลุผลอัตราการเข้าถึงไฟฟ้าร้อยละ 95.0 ภายในปี 2568 และเพื่อให้บรรลุเป้าหมายนี้รัฐบาลวางแผนที่จะ

ขยายโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการส่งจ่ายไฟฟ้าให้คลอบคลุมมากยิ่งขึ้นรวมถึงแผนการสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

การผลิตไฟฟ้าของประเทศอินโดนีเซียพึ่งพาโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินเป็นอย่างมาก กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินมีปริมาณประมาณร้อยละ 50.0 ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมในปี 2557 ซึ่งเท่ากับ 51,620.6 เมกะวัตต์ โดยความต้องการถ่านหินที่ลดลงทั่วโลกโดยเฉพาะจากประเทศจีนบวกกับราคาถ่านหินที่ลดลงในปี 2555 ผลักดันให้บริษัทเหมืองถ่านหินที่เดิมทำการส่งออกถ่านหินเป็นหลักขยายธุรกิจไปยังภาคส่วนอื่นซึ่งรวมถึงธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน การที่บริษัทเหมืองถ่านหินเข้าไปมีส่วนร่วมในภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นสัญญาณที่ดีในประเทศอินโดนีเซียเพราะบริษัทเหมืองถ่านหินมีปริมาณถ่านหินสำรองจำนวนมากและทำให้ประเทศก้าวไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินที่มีประสิทธิภาพ การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าปากเหมืองที่มีการเชื่อมต่อระบบขนส่งถ่านหินเข้าไปยังโรงไฟฟ้าโดยตรง (Mine-mouth) โดยบริษัทเหมืองถ่านหินทำให้บริษัทเหมืองถ่านหินดังกล่าวสามารถดำเนินการธุรกิจได้อย่างต่อเนื่องและมีตลาดรองรับถ่านหินเสมอแม้ราคาจะต่ำลง ยิ่งไปกว่านั้นยังเป็นการลดภาระทางภาษีเพราะถ่านหินสำหรับใช้ในประเทศไม่อยู่ภายใต้ข้อบังคับภาษีเพื่อการส่งออกฉบับใหม่ สัดส่วนการผลิตถ่านหินที่ใช้ในตลาดในประเทศอินโดนีเซียที่เพิ่มมากขึ้นเป็นสิ่งที่พิสูจน์ให้เห็นถึงแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าที่กำลังเพิ่มขึ้นและการเพิ่มของอัตราการเข้าถึงไฟฟ้าตามเป้าหมายของรัฐบาล

(3) **ภาวะด้านการแข่งขัน**

ตารางด้านล่างแสดงรายชื่อผู้พัฒนาโครงการพลังงานไฟฟ้าอิสระ 5 อันดับแรกในประเทศอินโดนีเซียที่กำลังดำเนินกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน

ตาราง (ฉ)-1: ข้อมูลโดยรวมผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) ที่ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน 5 อันดับแรกในประเทศอินโดนีเซีย ปี 2557

ลำดับ	โรงไฟฟ้า	สัดส่วนการลงทุน (ร้อยละ)	ปี พ.ศ. 2557	
			กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า เมกะวัตต์	กำลังการผลิตตามสัดส่วนการลงทุน เมกะวัตต์
บริษัท พีที ไพตั้น เอนเนอร์จี (PT Paiton Energy) (Paiton**หน่วย** 7 **และ** 8)				
1	อีเอ็นจีไออี (ENGIE)	60.0	1,230.0	732.0
2	โตเกียว อิเล็คทริค เพาเวอร์ โค (เจแปน) (Tokyo Electric Power Co (Japan))	26.0		314.0
3	มิตซุย (Mitsui)	15.0		185.0
บริษัท พีที จาวา เพาเวอร์ (PT Paiton Energy) (Paiton**หน่วย** 3)				
1	อีเอ็นจีไออี (ENGIE)	60.0	825.0	491.0
2	โตเกียว อิเล็คทริค เพาเวอร์ โค (เจแปน) (Tokyo Electric Power Co (Japan))	26.0		210.0
3	มิตซุย (Mitsui)	15.0		124.0
บริษัท พีที ซิเรบอน อิเล็คทริค เพาเวอร์ (PT Jawa Power) (Paiton**หน่วน** 5 **และ** 6)				
1	วายทีแอล คอร์ปอเรชั่น (มาเลเซีย) (YTL Corporation (Malaysia))	35.0	1,220.0	427.0
2	ซีเมนส์ (Siemens)	50.0		610.0
3	พีที อันติกา เอนเนอร์จี ที บีเค (PT. BumipertiwiTatapradipta)	15.0		183.0
บริษัท พีที ซัมเบอร์ เซการ์รา พริมาดายา (PT SumberSegaraPrimadaya (S2P) - PLTU Cilacap)				
1	พีที พีเจบี (PT PJB)	49.0	600.0	294.0
2	พีที บูมิเปติวีทาทาปิราป ราดิป ทา (PT SumberSakti Prima)	51.0		306.0
บริษัท พีที ไซร์บอน อิเล็คทริค เพาเวอร์ (PT Cirebon Electric Power)				
1	พีที อินดิกา เอนเนอร์จี ที บีเค (Indika Energy)	20.0	660.0	132.0
2	มารุเบนิ (Marubeni)	33.0		215.0
3	โคมิโป (Komipo)	28.0		182.0

ลำดับ	โรงไฟฟ้า	สัดส่วนการลงทุน (ร้อยละ)	ปี พ.ศ. 2557	
			กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า เมกะวัตต์	กำลังการผลิตตามสัดส่วนการลงทุน เมกะวัตต์
4	สามทาน (Samtan)	20.0		132.0
บริษัท พีแอลทียู เซรัง (PLTU Serang)				
1	พีที เพาเวอร์ จาวา บารัต (PT. Power Jawa Barat)	100.0	600.0	600.0

แหล่งที่มา: รายงานประจำปีของบริษัทแต่ละบริษัทข้างต้น

ในช่วงระยะแรกของการพัฒนาตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระนั้น ผู้ผลิตในตลาดส่วนใหญ่จะเป็นบริษัทสัญชาติยุโรปและบริษัทสัญชาติญี่ปุ่นที่เริ่มขึ้นจากการเข้าเป็นหุ้นส่วนและดำเนินธุรกิจพัฒนาโครงการพลังงานไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในระหว่าง FTP 1 และ FTP 2 ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระสัญชาติเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เริ่มเข้าสู่ตลาด เช่น บริษัทวายทีแอล และบมจ. ราชบุรี นอกจากนี้ บริษัทสัญชาติอินโดนีเซียก็ได้เข้าร่วมในการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระทั้งในรูปแบบของการดำเนินการด้วยตนเองและในรูปแบบดำเนินการด้วยการเป็นหุ้นส่วนกับบริษัทต่างชาติด้วย

(4) **ภาพรวมในอนาคต**

ในเดือนพฤษภาคม 2558 รัฐบาลอินโดนีเซียเริ่มดำเนินการแผนงานเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มเติมจำนวน 35,000.0 เมกะวัตต์ เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่กำลังเพิ่มขึ้น บริษัทพีทีพีแอลเอ็นจะเพิ่มกำลังการผลิตเพิ่มเติมอีก 10,000.0 เมกะวัตต์ ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะรับภาระส่วนที่เหลือเพิ่มเติมอีก 25,000.0 เมกะวัตต์ ซึ่งตามแผนพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวจะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินประมาณ 20,000.0 เมกะวัตต์

รัฐบาลอินโดนีเซียได้ทำการปรับโครงสร้างเงินอุดหนุนด้านไฟฟ้าซึ่งทำให้อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับลูกค้าระดับกลางและระดับสูงปรับเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 34.0 ตั้งแต่ต้นปี 2557 รัฐบาลอินโดนีเซียคาดหวังว่าการปรับโครงสร้างเงินอุดหนุนด้านไฟฟ้าครั้งนี้จะเป็นการลดภาระงบประมาณภาครัฐและทำให้รัฐบาลอินโดนีเซียสามารถใช้ประโยชน์จากการเงินอุดหนุนที่ลดลงโดยนำไปใช้ในการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานอื่น

ในเดือนกันยายนปี 2558 ราคาถ่านหินของประเทศอินโดนีเซียมีราคาเท่ากับ 59.14 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ซึ่งลดลงเป็นจำนวน 11.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน หรือลดลงร้อยละ 15.86 จากในปีก่อนเนื่องจากความต้องการใช้ถ่านหินลดลงทั่วโลกลดลง ดังนั้นแผนพลังงานไฟฟ้า 35,000.0 เมกะวัตต์ อาจช่วยเพิ่มความต้องการใช้ถ่านหินภายในประเทศอันเป็นการชดเชยความต้องการใช้ถ่านหินจากต่างประเทศที่ลดลง

รัฐบาลอินโดนีเซียยังได้เปิดเสรีข้อบังคับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าปากเหมือง กระทรวงพลังงานและทรัพยากรแร่ได้ตราข้อบังคับที่อนุญาตให้บริษัทพีทีพีแอลเอ็นซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากโรงไฟฟ้าปากเหมืองโดยไม่ต้องได้รับการอนุมัติจากกระทรวงตราบเท่าที่ราคายังอยู่ภายในขอบเขตที่ระบุในข้อบังคับ ข้อบังคับใหม่ยังระบุให้เจ้าของเหมืองถ่านหินจะต้องถือหุ้นในบริษัทพลังงานไฟฟ้าปากเหมืองอย่างน้อยร้อยละ 10.0 เพื่อให้มีความมั่นคงด้านการจัดหาเชื้อเพลิง นอกจากนี้บริษัทพีทีพีแอลเอ็นส่งเสริมให้โครงการโรงไฟฟ้าปากเหมืองพัฒนาสายส่งที่จะเชื่อมต่อกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมของบริษัทพีทีพีแอลเอ็น ซึ่งระบบเครือข่ายเชื่อมโยงดังกล่าวอาจตกเป็นทรัพย์สินของบริษัทพีทีพีแอลเอ็นในภายหลังจึงเป็นการเร่งพัฒนากำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าปากเหมือง

นอกจากนั้น แผนการติดตั้งระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงสูงจากเกาะสุมาตราซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงในการเป็นแหล่งโรงไฟฟ้าปากเหมืองไปยังเกาะชวาซึ่งเป็นจุดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นสัญญาณที่ดีสำหรับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน

จากหลากหลายปัจจัยที่มารวมกัน เช่น ความต้องการถ่านหินในตลาดต่างประเทศที่ลดลง ราคาถ่านหินตกต่ำ กำลังการผลิตที่มากเกินในอุตสาหกรรมเหมืองถ่านหินในประเทศอินโดนีเซีย การลดลงของเงินอุดหนุนด้านไฟฟ้าภายในประเทศและแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมอีก 35,000.0 เมกกะวัตต์ของรัฐบาลล้วนเป็นสัญญาณที่ดีว่าถ่านหินจะเป็นทรัพยากรที่มีความมั่นคงและใช้ได้ในระยะยาวซึ่งมีความจำเป็นสำหรับการผลิตไฟฟ้าของประเทศอินโดนีเซีย

(ช) การคาดการณ์เชิงเทคโนโลยีเกี่ยวกับเทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้า

ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมานี้ได้มีนวัตกรรมที่สำคัญเกิดขึ้นหลายอย่างทำให้เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้านำมาประยุกต์ใช้ในเชิงพาณิชย์ได้จริงและช่วยพัฒนาการเข้าถึงพลังงานที่สะอาดมากยิ่งขึ้น ทั้งนี้ จากข้อมูลของสภาพลังงานโลก (World Energy Council) ได้ชี้ให้เห็นว่าการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ถูกขับเคลื่อนด้วยจุดมุ่งหมายสามประการคือ

- การสร้างความมั่นใจว่าประเทศต่าง ๆ จะไม่ประสบกับภาวะขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการสำหรับการเจริญเติบโต (ความมั่นคงด้านพลังงาน) และ
- การทำให้ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ (ความเสมอภาคในการเข้าถึงพลังงาน) และ
- การลดการปล่อยก๊าซให้น้อยลงมากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ (ความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม)

ความพยายามที่จะตอบสนองจุดมุ่งหมายทั้งสามประการที่กล่าวมา เป็นสิ่งที่ผลักดันให้เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ทรัพยากรให้น้อยที่สุด และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากที่สุด อันจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของวงจรการผลิตกระแสไฟฟ้า เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจึงเป็นการผสมผสานระหว่างการพัฒนาด้านเทคโนโลยีด้านเครื่องมือหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ กับเทคโนโลยีด้านกระบวนการโดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดการปล่อยก๊าซให้ได้มากที่สุด

(1) **เทคโนโลยีถ่านหิน**

ด้วยความอุดมสมบูรณ์ของถ่านหินที่มีอยู่ จึงทำให้ถ่านหินยังคงเป็นแหล่งทรัพยากรหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับประเทศกำลังพัฒนาจำนวนมากอันเนื่องมาจากต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ต่ำกว่า โดยประเทศสมาชิกในองค์กรความร่วมมือและพัฒนาทางเศรษฐกิจ (OCED) ได้มีการมุ่งเน้น "เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด" มากยิ่งขึ้น เพื่อลดการปล่อยก๊าซทำให้การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานถ่านหินสามารถแข่งขันกับการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่น ๆ ที่สร้างมลพิษน้อยกว่า นอกจากนี้ ข้อมูลจากทบวงพลังงานระหว่างประเทศ ยังได้แสดงให้เห็นว่า ในปี 2555 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโลกกว่าร้อยละ 40.0 นั้นมาจากการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีกำลังการผลิตทั่วโลกอยู่ที่ 1,617.0 กิกะวัตต์ โดยเทคโนโลยีซับคริทิเคิลได้ถูกนำมาใช้เพื่อรองรับกำลังการผลิตทั่วโลกกว่าร้อยละ 75.0 รองลงมาคือเทคโนโลยีซูเปอร์คริทิเคิล (ร้อยละ 22.0) และเทคโนโลยีอัลตราซูเปอร์คริทิเคิล (ร้อยละ 3.0)

เทคโนโลยีซับคริทิเคิลถือเป็นรูปแบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีประสิทธิภาพน้อยที่สุดและก่อให้เกิดมลภาวะมากที่สุด โดยจำเป็นต้องอาศัยเชื้อเพลิงและน้ำมากกว่าในการผลิตกระแสไฟฟ้าในปริมาณที่เท่ากัน อีกทั้งยังสร้างมลภาวะมากกว่าด้วย โรงไฟฟ้าพลังถ่านหินที่ใช้เทคโนโลยีซับคริทิเคิลทั่วไป มีอัตราการใช้น้ำเท่ากับร้อยละ 67.0 และมีอัตราการปล่อยมลพิษที่เป็นคาร์บอนเท่ากับร้อยละ 75.0 ซึ่งมากกว่าอัตราที่มีจากโรงไฟฟ้าพลังถ่านหินที่ใช้เทคโนโลยีอัลตราซูเปอร์คริทิเคิลซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่ทันสมัยที่สุด

จากข้อมูลของสมาคมพลังงานถ่านหินโลก (World Coal Association)[48] พบว่า ในช่วงปลายปี 2557 มีโรงงานที่ใช้เทคโนโลยีซูเปอร์คริทิเคิล อยู่ใน 18 ประเทศ ซึ่งปัจจุบันได้กลายมาเป็นบรรทัดฐานใหม่สำหรับโรงไฟฟ้าสร้างใหม่ในประเทศอุตสาหกรรม[49] ทั้งนี้ประสิทธิภาพพลังงานโดยเฉลี่ยทั่วโลกของการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานถ่านหินในปี 2554 อยู่ที่ประมาณร้อยละ 35.0[50] ซึ่งจากการใช้เทคโนโลยีการผลิตกระไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้นนี้ ทางทบวงพลังงานระหว่างประเทศได้คาดการณ์ว่าประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยทั่วโลกจะเพิ่มสูงขึ้นร้อยละ 4.0 ในช่วงปี 2555 ถึงปี 2565[51]

---

48 วารสารอย่างเป็นทางการของอุตสาหกรรมถ่านหินโลก ฉบับฤดูใบไม้ผลิ ปี 2558

49 ประเทศสมาชิกในองค์กรความร่วมมือและพัฒนาทางเศรษฐกิจ (OECD)

50 ECOFYS – International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity – Update 2014 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพเชื้อเพลิงฟอสซิลและความเข้มข้นของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ปรับปรุงปี 2557

51 High-Efficiency, Low Emissions (HELE) Technology Roadmap แผนงานเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูงและการปล่อยก๊าซต่ำ

ตารางที่ (ซ)-1: ประสิทธิภาพพลังงานถ่านหิน (ร้อยละ) และผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมแบ่งตามเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า คำนวณจากฐานเท่ากับ 100

เทคโนโลยี	ประสิทธิภาพพลังงาน	ค่าความเข้มของคาร์บอน	มลพิษทางอากาศ	ความเครียดน้ำ
ซับคริทิเคิลแบบเดิมที่ไร้ประสิทธิภาพ	ไม่มีข้อมูล	100	100	100
ซับคริทิเคิลแบบเดิมที่มีประสิทธิภาพ	ไม่มีข้อมูล	84	84	85
ซับคริทิเคิลแบบใหม่	34	68	68	70
ซูเปอร์คริทิเคิล	38	57	57	60
อัลตราซูเปอร์คริทิเคิล	41	52	52	55
อัลตราซูเปอร์คริทิเคิลแบบขั้นสูง	47	48	48	51

แหล่งข้อมูล: ทบวงพลังงาน SSEE แห่งมหาวิทยาลัยอ๊อกซ์ฟอร์ดและฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวน

เทคโนโลยีต่าง ๆ ที่สำคัญสำหรับการพัฒนาประสิทธิภาพในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน[52] ได้แก่

การทำงานแบบอัลตราซูเปอร์คริทิเคิลแบบชั้นสูงของวัฏจักรไอน้ำ

โรงไฟฟ้าพลังถ่านหินที่ทันสมัยในปัจจุบันที่ใช้เทคโนโลยีอัลตราซูเปอร์คริทิเคิลนั้น (อุณหภูมิอยู่ที่ 650 องศาเซลเซียส) จะมีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 45.0 ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังถ่านหินที่มีการใช้เทคโนโลยีอัลตราซูเปอร์คริทิเคิลแบบชั้นสูงคาดว่าจะมีประสิทธิภาพสูงสุดถึงร้อยละ 50.0 ภายในปี 2563

ทั้งนี้ การใช้เทคโนโลยีอัลตราซูเปอร์คริทิเคิลแบบชั้นสูงนั้นได้มีการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับการออกแบบเครื่องผลิตไอน้ำ กังหันไอน้ำ และระบบท่อต่าง ๆ ที่มีการใช้โลหะผสมพิเศษที่มีโครเมียมและนิกเกิลเป็นโลหะหลัก ซึ่งมีความทนทานต่อการใช้งานในสภาวะที่มีการสัมผัสไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูงเป็นเวลานานได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้ การใช้เทคโนโลยีซูเปอร์คริทิเคิลยังช่วยลดการเกิดอนุภาคต่าง ๆ ไนโตรเจนออกไซด์ และซัลเฟอร์ออกไซด์ในก๊าซที่ปล่อยออกมาได้อีกด้วย

การเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบด (Fluidised Bed Combustion)

เป็นวิธีการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นมากซึ่งช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานถ่านหิน โดยสามารถลดการปล่อยซัลเฟอร์ออกไซด์และไนโตรเจนออกไซด์ได้ร้อยละ 90.0[53] ซึ่งระบบการเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบดที่ถูกอัดแรงดันจะทำงานด้วยแรงดันที่สูงขึ้นและผลิตก๊าซแรงดันสูงออกมาเพื่อขับเคลื่อนกังหันก๊าซ อันเป็นกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพมากกว่าร้อยละ 40.0

52 สมาคมพลังงานถ่านหินโลก (World Coal Association) การค้นคว้าชั้นปฐมภูมิ website ของผู้ผลิตเครื่องจักรและอุปกรณ์โรงไฟฟ้า

53 สมาคมพลังงานถ่านหินโลก (World Coal Association)

การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซ (Integrated Gasification combined cycle)

การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซคือเทคนิคใหม่ที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินด้วยการแปรสภาพเชื้อเพลิงถ่านหินให้กลายเป็นก๊าซ และใช้ก๊าซนั้นผลิตพลังงานในระบบการผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซ ซึ่งโดยปกติแล้วจะใช้สำหรับก๊าซธรรมชาติ ปกติแล้วประสิทธิภาพของการผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซจะอยู่ที่ร้อยละ 40.0 ถึงร้อยละ 45.0 ซึ่งการออกแบบล่าสุดนั้นได้ปรับปรุงประสิทธิภาพให้สูงขึ้นถึงร้อยละ 50.0 หรือสูงกว่านั้น อันจะทำให้การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซกลายเป็นเทคโนโลยีที่น่าสนใจสำหรับการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซยังคงอยู่ระหว่างการพัฒนาเพื่อการประยุกต์ใช้ในเชิงพาณิชย์และยังคงมีการปรับเปลี่ยนองค์ประกอบอยู่เสมอเพื่อพัฒนาคุณภาพให้มีความน่าเชื่อถือ การใช้เทคโนโลยีดังกล่าวจึงจำเป็นต้องอาศัยทีมปฏิบัติการผู้เชี่ยวชาญที่มีประสบการณ์ ซึ่งจากข้อมูลของทบวงพลังงานระหว่างประเทศ[54] นั้นได้ชี้ให้เห็นว่า ประเด็นด้านต้นทุนของการผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซยังคงเป็นอุปสรรคต่อการนำไปใช้งานอย่างแพร่หลายอันเนื่องมาจากค่าใช้จ่ายในการผลิตที่สูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังถ่านหินแบบเดิมค่อนข้างมากนั่นเอง

(2) **เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ**

- **เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์**

ในปัจจุบันความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้มุ่งเน้นไปที่เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์ (Concentrated Solar Power) โดยใช้พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ผ่านในวงจรเทอร์โมไดนามิกส์ (Thermodynamic Cycle) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ระบบเหล่านี้สามารถรองรับพลังงานความร้อนที่ต้องการสำหรับกังหันไอน้ำแบบดั้งเดิม (Rankine Cycle) และกังหันก๊าซ (Brayton Cycle) หรือเครื่องยนต์สเตอร์ลิง (Stirling engine) สำหรับกรณีที่มีปัจจัยการรวมแสงที่สูงกว่า เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์ที่มีความก้าวหน้ามากที่สุดในปัจจุบันคือ โรงไฟฟ้าที่ใช้รางพาราโบลิกในการรวมแสงเพื่อผลิตไฟฟ้าซึ่งมีระบบกักเก็บความร้อน โดยจะสะสมความร้อนจากสนามพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงที่มีแดดจัด และปลดปล่อยพลังงานออกมาเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า นอกจากนี้เทคโนโลยีตัวรับยังถือว่าเป็นหัวข้อการวิจัยที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าอีกด้วย โดยมีการใช้เกลือหลอมละลายในตัวรับที่ประกอบไปด้วยหลอดที่ติดไว้ในแนวตั้ง จากนั้นจะมีการนำเกลือมาใช้สำหรับ

[54] Projected Costs of Generating Electricity (2010 Edition)

การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงหรือสำหรับการกักเก็บพลังงานความร้อน (Thermal Energy Storage)

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์ และการกักเก็บพลังงานความร้อนได้ดำเนินมาอย่างต่อเนื่องในการพัฒนาและขยายขีดความสามารถในการแข่งขันของผู้ผลิตพลังงานในปัจจุบันและอนาคตด้วยการใช้เทคโนโลยี CSP แบบผสม ซึ่งการบูรณาการระหว่างเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดความร้อนในระดับกระบวนการจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้นด้วยความร้อนที่มากขึ้นและประสิทธิภาพของเทอร์โมไดนามิกส์ที่ดีขึ้นด้วยเช่นกัน[55] นอกจากนี้พลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณมากในช่วงกลางวันซึ่งเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและยังช่วยให้ผู้ผลิตพลังงานเพิ่มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าได้โดยปราศจากการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มเติม

ความสามารถที่หลากหลายในการบูรณาการนี้ยังช่วยให้เกิดการผสมผสานระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลกับพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ เช่น พลังงานความร้อนใต้พิภพ และด้วยข้อได้เปรียบหลายประการ เช่น การลดการปล่อยคาร์บอนสู่ชั้นบรรยากาศ การปรับปรุงความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล และการเพิ่มขีดความสามารถของการลงทุนด้านพลังงานแสงอาทิตย์ให้สูงสุดจึงมีการคาดการณ์ด้วยว่าเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์แบบผสมผสานจะกลายเป็นเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์หลักในอนาคตอันใกล้

- **พลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ**

  แนวโน้มที่สำคัญบางประการสำหรับแหล่งพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ แต่ละประเภทได้แก่

เทคโนโลยี	การพัฒนา
พลังงานลม	- การพัฒนาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronus Generator) - การพัฒนาฐานลอยน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมนอกชายฝั่งทะเล - การเดินสายแบบนอกชายฝั่ง : สายไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (High-voltage direct current) ที่ช่วยลดการสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า
พลังงานมวลชีวภาพ	- การพัฒนาการการเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบด (FBC) ที่มีประสิทธิภาพสูง - การพัฒนากระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน (การผลิตก๊าซจากการฝังกลบและถังหรือบ่อย่อยสลาย) และกระบวนการแปรสภาพเชื้อเพลิงให้เป็นก๊าซที่ช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพของกระบวนการต่าง ๆ

[55] จากการเปลี่ยนพลังงานเป็นกำลังผลิต

เทคโนโลยี	การพัฒนา
พลังงานความร้อนใต้พิภพ	- ระบบการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานความร้อนใต้พิภพ (Enhanced Geothermal Systems - EGS) ที่เป็นการดึงเอาความร้อนจากแหล่งสะสมต่าง ๆ ผ่านการฉีดของเหลวเข้าไปในชั้นหินที่มีความร้อนมากกว่าและอยู่ลึกกว่า - การพัฒนาอุปกรณ์ตรวจจับวัดอุณหภูมิแบบไฟเบอร์ออพติคและอุปกรณ์ตรวจจับวัดอัตราการไหลที่สามารถช่วยพัฒนาเทคโนโลยีระบบการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานความร้อนใต้พิภพได้
พลังงานทางทะเล	- การพัฒนาตัวตรวจจับที่สามารถจัดเรียงและเปรียบเทียบข้อมูล ซึ่งสามารถนำมาใช้เพื่อระบุแหล่งที่มีศักยภาพสำหรับใช้เป็นแหล่งพลังงานทางทะเล - วัสดุที่ใช้ในการสร้างอุปกรณ์หรือเครื่องมือต่าง ๆ ที่สามารถนำมาใช้ในการจัดเตรียมระบบเพื่อนำไปสู่พลังงานทางทะเลที่มีอยู่มาก

(ซ) ภาพรวมสำหรับบริษัทฯ

ตลาดถ่านหินคาดว่าจะเป็นสัดส่วนขนาดใหญ่ที่สุดในแง่ของการเพิ่มเมกะวัตต์สำหรับตลาดการผลิตไฟฟ้าโดยรวมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งมีสัดส่วน 35.4 กิกะวัตต์ (ร้อยละ 2.2) ของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงของโลกซึ่งอยู่ที่ 1,605.0 กิกะวัตต์ ในช่วงปี 2553 และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างมากจนถึง 114.9 กิกะวัตต์ (ร้อยละ 2.2) ของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงของโลกที่มีการประมาณไว้ที่ 2,211.0 กิกะวัตต์ภายในปี 2573 ทั้งนี้ ประเทศไทยได้มีการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซเป็นจำนวนมาก และกำลังก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินเพิ่มขึ้น รวมถึงโรงไฟฟ้าหงสาซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ส่งออกพลังงานให้แก่ประเทศเพื่อนบ้านในประเทศลาว เป็นต้น นอกจากนี้ ส่วนแบ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซที่ค่อนข้างสูงของประเทศไทยและแหล่งทรัพยากรก๊าซที่มีอยู่อย่างจำกัดยังทำให้ถ่านหินกลายเป็นเชื้อเพลิงสำคัญสำหรับการผลิตไฟฟ้าในอนาคต อีกทั้งสัดส่วนของการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับลิกไนต์และการนำเข้าถ่านหินในประเทศไทยยังคาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 10.6 และ 9.6 ในปี 2558 เป็นร้อยละ 12.5 และ 12.0 ในปี 2563 ตามลำดับ โดยสัดส่วนของการนำเข้าถ่านหินอันเป็นแหล่งเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าคาดว่าจะเพิ่มสูงขึ้นต่อไปอีกถึงร้อยละ 16.9 ในปี 2578 ซึ่งจะถูกขับเคลื่อนด้วยการส่งเสริมเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

ประเทศไทย

ในปี 2563 การผลิตไฟฟ้าในประเทศคาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 228,238.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ ร้อยละ 3.7 จากเดิมซึ่งอยู่ที่ 190,285.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 อีกทั้งยังมีกำลังการผลิตติดตั้งอีก 15.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากปี 2558 ถึงปี 2563 ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 8.7 หรือ 1.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมงจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานถ่านหิน ทั้งนี้ มีการคาดการณ์ว่าอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจะถูกขับเคลื่อนด้วยปัจจัยหลายประการ เช่น นโยบายสนับสนุนของรัฐบาลและการขยายตัวของกำลังการผลิตไฟฟ้าในภูมิภาคตลอดจนความต้องการในภาคสาธารณูปโภคพลังงานไฟฟ้าในอนาคตอันเป็นผลมาจากการเชื่อมต่อเครือข่ายการส่งไฟฟ้าที่ได้มีการวางแผนไว้ระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้านต่าง ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ในขณะเดียวกัน ตลาดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยยังคงมีการพัฒนาเชิงบวกอย่างต่อเนื่องนับตั้งแต่เริ่มมีการนำเอาการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ล่วงหน้าและนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนฉบับแก้ไขเข้ามาใช้ในปี 2556 โดยฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้คาดการณ์ว่า กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์จะเติบโตขึ้นด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 12.2 จาก 1.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เพื่อให้บรรลุเป้าหมายที่ 3.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี 2564 การเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นับตั้งแต่ปี 2564 ไปแล้วนั้นคาดว่าจะยังคงมีสภาวะที่ดีเนื่องจากร่างแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan) ฉบับแก้ไข ปี 2558 ได้กำหนดเป้าหมายสำหรับกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 6.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี 2579 โดยกำหนดยุทธศาสตร์ต่าง ๆ เพื่อช่วยส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง

ประเทศลาว

ประเทศลาวถือเป็นตลาดที่น่าสนใจสำหรับการลงทุนด้านพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากเป็นประเทศที่มีศักยภาพด้านพลังงานน้ำซึ่งยังไม่ได้นำมาใช้ประโยชน์จำนวนมาก สภาวะที่เอื้ออำนวยทางธุรกิจด้วยเสถียรภาพทางการเมือง เขตเศรษฐกิจพิเศษ ความเสี่ยงต่อภัยธรรมชาติที่ต่ำ และต้นทุนแรงงานที่ค่อนข้างต่ำ ล้วนแต่เป็นปัจจัยที่ทำให้ประเทศลาวเป็นพื้นที่ที่น่าสนใจแห่งหนึ่งในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งกำลังการผลิตติดตั้งของประเทศลาวยังมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นหลัก โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งแรกของประเทศ คือ โรงไฟฟ้าหงสามีซึ่งการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของหน่วยแรกในเดือนมิถุนายน 2558 โดยบริษัทฯ มีสัดส่วนการถือครองหุ้นอยู่ถึงร้อยละ 40.0 โดยลิกไนต์ซึ่งใช้ในโรงไฟฟ้าหงสานั้นได้มาจากเหมืองลิกไนต์ที่ปัจจุบันกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างและอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับพื้นที่ของโรงไฟฟ้าหงสา ปริมาณลิกไนต์สำรองในหงสา แขวงไชยบุรีอยู่ที่ 487.0 เมตริกตัน ซึ่งถ่านหินจำนวน 371.0 เมตริกตันต้องใช้ในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าสำหรับระยะเวลา 25 ปี ซึ่งในขณะที่ประเทศลาวมีแผนต่าง ๆ มากมายที่จะช่วยเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งเสริมอีก 5,582.0 เมกะวัตต์ ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 20.9 ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 อย่างไรก็ตาม ยังคงไม่มีแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินแห่งอื่นในช่วงเวลาดังกล่าวแต่อย่างใด ซึ่งการขยายกำลังการผลิตติดตั้งในช่วงเวลาดังกล่าวจะขยายจากโครงการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำเป็นหลักตลอดแม่น้ำสายสำคัญต่าง ๆ ซึ่งหากเสร็จสมบูรณ์แล้ว กำลังการผลิตส่วนใหญ่ที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเหล่านี้อาจถูกส่งออกไปยังประเทศเพื่อนบ้านต่าง ๆ เช่น ประเทศจีน (มณฑลยูนนาน) ประเทศเวียดนาม ประเทศเมียนมาร์ ประเทศไทยและประเทศกัมพูชา

ประเทศจีน

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศจีนได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วนับตั้งแต่การปฏิรูปเศรษฐกิจในช่วงปี 2523 จาก 300,500.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2523 เป็น 5,545,411.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีอยู่ที่ร้อยละ 9.0 อีกทั้งยังคาดว่าอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีจะเติบโตที่ร้อยละ 4.0 จากปี 2558 ถึงปี 2563 โดยมีค่าการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 7,016,714.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง การขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมและการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่ยังคงเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องภายในประเทศถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อนหลักที่สำคัญต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศจีน โดยคาดว่าอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีนจะได้รับประโยชน์จากการเปิดเสรีในตลาดแบบค่อยเป็นค่อยไป อีกทั้งโครงการริเริ่มต่าง ๆ ของรัฐบาลจีนยังมีส่วนช่วยในการพัฒนาและเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับเครือข่ายการเชื่อมโยงไฟฟ้าเพื่อลดจำนวนประชากรที่ยังไม่สามารถเข้าถึงไฟฟ้า

มณฑลเหอเป่ย มณฑลซานซีและมณฑลซานตง ซึ่งบริษัทฯ มีการดำเนินธุรกิจอยู่นั้นเป็นพื้นที่ที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงอันเนื่องมาจากในมณฑลดังกล่าวมีอุตสาหกรรมหนักและภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ โดยกำลังการผลิตติดตั้งในมณฑลเหอเป่ย มณฑลซานซีและมณฑลซานตงคาดว่าจะขยายตัว 39.1 กิกะวัตต์ 98.1 กิกะวัตต์ และ 140.0 กิกะวัตต์ ตามลำดับในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 ทั้งนี้ ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนได้ตั้งข้อสังเกตว่าการผลิตไฟฟ้าจาก

พลังงานถ่านหินจะยังคงเป็นการผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในมณฑลทั้ง 3 แห่งนี้โดยแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิงตั้งแต่ปี 2558 ถึงปี 2563

ในขณะเดียวกัน นับตั้งแต่ปี 2556 รัฐบาลกลางจีนได้เริ่มดำเนินนโยบายและประกาศกฎข้อบังคับต่าง ๆ จำนวนมากเพื่อช่วยสนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นวิธีการหนึ่งในการแก้ปัญหาการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศ ลดสัดส่วนถ่านหินประเภทให้ความร้อนในการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่ยังไม่มีเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าถึง และเนื่องด้วยเงินสนับสนุนจากรัฐบาลกลางพร้อมด้วยกลไกการสนับสนุนในพื้นที่ การปรับปรุงกรอบระเบียบข้อบังคับ และตลาดที่มีผู้ขายน้อยราย ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนคาดว่าการผลิตไฟฟ้าปริมาณมากจากพลังงานแสงอาทิตย์จะยังมีการเติบโตอย่างรวดเร็ว ดังนั้นจึงคาดว่ากำลังการผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศจีนจะเพิ่มขึ้นด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 24.8 จากเดิม 33.1 กิกะวัตต์ ในปี 2558 เป็น 100.0 กิกะวัตต์ ในปี 2563

ประเทศญี่ปุ่น

ประเทศญี่ปุ่นยังคงเดินหน้าไปสู่การใช้แหล่งพลังงานจากสัดส่วนเชื้อเพลิงที่สมดุล แม้ว่าประเทศญี่ปุ่นจะมีการผลิตไฟฟ้าโดยรวมลดลงจากปี 2556 ถึงปี 2557 แต่คาดว่าการผลิตไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นจะยังคงเพิ่มขึ้นอย่างสม่ำเสมออันเนื่องมาจากการฟื้นฟูทางเศรษฐกิจและการเตรียมงานจัดการแข่งขันกีฬาโอลิมปิกฤดูร้อนระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563 ณ กรุงโตเกียวที่กำลังจะมาถึงในปี 2563 นี้ สำหรับตลาดการผลิตไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่นนั้นยังคงมีการพัฒนาเชิงบวกนับตั้งแต่การเริ่มใช้วิธีการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าในอัตราคงที่ไว้ล่วงหน้า ในปี 2555 ซึ่งช่วยให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 500.0 กิโลวัตต์สามารถเข้าร่วมโครงการดังกล่าวได้ โดยการสนับสนุนของรัฐบาลยังได้ก่อให้เกิดการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และดึงดูดนักลงทุนให้เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย จึงคาดว่าในช่วงปี 2558 ถึงปี 2563 นี้ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มสูงขึ้นอีก 36.4 กิกะวัตต์ ด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 18.3 ในระหว่างปี 2558 ถึงปี 2563

ประเทศอินเดีย

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศอินเดียคาดว่าจะถูกขับเคลื่อนโดยภาคการผลิตที่กำลังเติบโตขึ้น ความเป็นเมืองที่เพิ่มขึ้น และการปรับปรุงพัฒนาไฟฟ้าในเขตชนบท ซึ่งรัฐบาลอินเดียได้มีความพยายามที่จะพัฒนาพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์ โดยกำหนดเป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งที่เชื่อมต่อกับเครือข่ายเชื่อมโยงไฟฟ้าสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 60.0 กิกะวัตต์ ภายในปี 2565 นอกจากนี้นโยบายในปัจจุบันได้สนับสนุนให้มีให้กิจกรรมการลงทุนโดยตรงจากต่างประเทศได้ทั้งหมด ในโครงการผลิตไฟฟ้าซึ่งรวมถึงพลังงานหมุนเวียนโดยไม่จำเป็นต้องได้รับการอนุมัติล่วงหน้าทั้งจากรัฐบาลอินเดียหรือธนาคารสำรองแห่งอินเดียพร้อมด้วยปัจจัยกระตุ้นด้านภาษีต่าง ๆ และการผลิตตามแผนกระตุ้นที่เริ่มลงตัว โดยคาดว่าจะสามารถดึงความสนใจของนักลงทุนต่างชาติให้เข้ามาลงทุนในภาคการผลิตพลังงานได้อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานหมุนเวียนและพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ มาตรการต่าง ๆ ข้างต้นและระบบนิเวศน์ด้านพลังงานหมุนเวียนที่น่าสนใจได้ทำให้ประเทศอินเดียกลายเป็นแหล่งลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนที่น่าสนใจอย่างยิ่ง ด้วยเหตุนี้ ฟรอสต์ แอนด์ ซัลลิแวนจึงได้คาดการณ์ว่าในระหว่างปี 2555 ถึงปี 2563 กำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียวจะเพิ่มสูงขึ้น 10 เท่าจาก 1.7 กิกะวัตต์ เป็น 16.6 กิกะวัตต์ และถือเป็นการเจริญเติบโตที่สูงที่สุดในกำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย

ประเทศอินโดนีเซีย

รัฐบาลอินโดนีเซียได้เริ่มดำเนินการตามแผนผลิตพลังงานเพิ่มเติม 35.0 กิกะวัตต์ เมื่อเดือนเมษายน ปี 2558 เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่กำลังเติบโต ซึ่งปริมาณ 25.0 กิกะวัตต์ของกำลังการผลิตเพิ่มเติมดังกล่าวจะผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและจะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินประมาณ 20.0 กิกะวัตต์ตามที่ระบุไว้ในแผนพลังงานข้างต้น นอกจากนี้รัฐบาลยังได้เปิดเสรีสำหรับข้อบังคับต่าง ๆ เกี่ยวกับการพัฒนาโรงไฟฟ้าที่อยู่ปากเหมือง ซึ่งกระทรวงพลังงานและทรัพยากรแร่ได้ออกระเบียบข้อบังคับให้บริษัทพีทีพีแอลเอ็นสามารถจัดซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินที่อยู่ปากเหมืองได้โดยไม่ต้องได้รับอนุมัติจากกระทรวงที่เกี่ยวข้องตราบใดที่ราคายังคงอยู่ภายใต้ขอบเขตที่กำหนดตามระเบียบข้อบังคับ นอกจากนี้แผนการติดตั้งระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงสูงจากเกาะสุมาตราซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงในการเป็นแหล่งโรงไฟฟ้าปากเหมืองไปยังเกาะชวาซึ่งเป็นจุดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นสัญญาณที่ดีสำหรับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินรวมถึงผู้ที่มีบทบาทด้านเหมืองถ่านหินในปัจจุบันอย่างบมจ. บ้านปู ซึ่งมีประสบการณ์ในการร่วมพัฒนาโรงไฟฟ้าบริเวณปากเหมืองแบบครบวงจร

ประเทศฟิลิปปินส์

แผนพลังงานของประเทศฟิลิปปินส์ระหว่างปี 2555 ถึงปี 2573 ได้วางแนวทางสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตเพิ่มเติมในอนาคต ซึ่งจากแผนดังกล่าวกำลังการผลิตติดตั้งคาดว่าจะเพิ่มสูงขึ้นถึง 25.8 กิกะวัตต์ ภายในปี 2573 จากเดิมที่ 17.9 กิกะวัตต์ ในปี 2557 โดยกำลังการผลิตเพิ่มเติมมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ ในขณะที่มีการคาดการณ์ว่าประเทศฟิลิปปินส์จะมีอัตราการเจริญเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย อัตราเติบโตเฉลี่ยสะสมต่อปีที่ร้อยละ 4.2 จาก 71,379.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เป็น 87,844.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ภายในปี 2563 ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าจากภาคพาณิชย์จะยังคงอยู่ในระดับสูงอันเนื่องมาจากการเติบโตภาคบริการต่าง ๆ

นอกจากนี้ ในฐานะที่เป็นหนึ่งในตลาดพลังงานไฟฟ้าที่มีการเปิดเสรีมากที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ความโปร่งใสของโครงสร้างการจัดซื้อไฟฟ้าและความพยายามอย่างต่อเนื่องของรัฐบาลฟิลิปปินส์ในการเดินหน้าโอนกิจการการผลิตไฟฟ้าของรัฐให้เป็นของเอกชนจึงทำให้ประเทศฟิลิปปินส์เป็นแหล่งที่น่าสนใจสำหรับนักลงทุนต่างประเทศแห่งหนึ่งด้วย

ธุรกิจพลังงานของบริษัทฯ

แนวโน้มอุตสาหกรรมข้างต้นมีแนวโน้มที่จะดำเนินไปได้ด้วยดีพร้อมกับการดำเนินธุรกิจของกิจการร่วมค้าและบริษัทย่อยหลายบริษัทในการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหินในประเทศไทย ประเทศลาวและประเทศจีน โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศเหล่านี้คาดว่าจะปรับตัวสูงขึ้นสอดคล้องกับจำนวนประชากรและกิจกรรมทางอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นด้วยเช่นกัน ทั้งนี้ รัฐบาลในทั้ง 3 ประเทศดังกล่าวยังได้มีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมตามแผนที่วางไว้ ในขณะเดียวกัน กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นที่เพิ่มขึ้นของบริษัทฯ นั้นเป็นผลมาจากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าหงสานับตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2558 อันเป็นโรงไฟฟ้าบริเวณปากเหมืองแห่งเดียวในลาว ซึ่งบริษัทฯ ได้ถือหุ้นเป็นจำนวนร้อยละ 40.00 ในบริษัทหงสาโดยนับจากเดือนมิถุนายน 2558 ทั้งโรงไฟฟ้าบีแอลซีพีและโรงไฟฟ้าหงสาต่างยังคงเหลือเวลาในสัญญาการขายไฟฟ้าอีก 21 ปีตามข้อตกลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกจากนี้ปัจจุบันการเข้าไปมีส่วนร่วมของบริษัทฯ ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น ตลอดจนแผนธุรกิจในอนาคตที่มุ่งสำรวจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศต่าง ๆ รวมทั้ง

ประเทศไทย ประเทศอินเดีย และประเทศจีนยังเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับเป้าหมายของรัฐบาลที่ต้องการเพิ่มปริมาณพลังงานหมุนเวียนในการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเหล่านี้คาดว่าจะมีการเจริญเติบโตที่แน่นอนอันเนื่องมาจากนโยบายสนับสนุนของรัฐบาลและสิ่งจูงใจต่าง ๆ ที่ช่วยกระตุ้นการเจริญเติบโตของอุตสาหกรรม ตามข้อมูลที่ปรากฏ ณ เดือนมิถุนายน 2558 บริษัทฯ มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการลงทุนอยู่ที่ 1,358.0 เมกะวัตต์เทียบเท่า โดยประกอบไปด้วยการผลิตไฟฟ้า จำนวน 1,210.4 เมกะวัตต์ การผลิตไอน้ำจำนวน 813.0 ตันต่อชั่วโมง และ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2.4 เมกะวัตต์(กระแสสลับ) และมีกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนการลงทุนที่อยู่ในระหว่างการพัฒนาอีก 1,036.5 เมกะวัตต์เทียบเท่า โดยประกอบไปด้วยการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินจำนวน 939.3 เมกะวัตต์ การผลิตไอน้ำจำนวน 255.0 ตันต่อชั่วโมง และ การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จำนวน 51.7 เมกะวัตต์(กระแสสลับ)

2.3.3 การแข่งขัน

(ก) ประเทศไทยและประเทศลาว

ในปัจจุบัน บจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสามิต้องเผชิญกับภาวะการแข่งขันด้านความสามารถในการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามสัญญาในประเทศไทย และประเทศลาว เนื่องจากสัญญาดังกล่าวเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวซึ่งมีระยะเวลาตามสัญญา 25 ปี อย่างไรก็ตาม หากมีโครงการผลิตไฟฟ้าโครงการใหม่จัดตั้งในพื้นที่ที่บจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสาดำเนินการอยู่ บจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสา อาจเผชิญกับภาวะการแข่งขันกับบริษัทผลิตไฟฟ้าระดับโลกและระดับภูมิภาคที่มีความสามารถในการแข่งขันสูง บริษัทฯ คาดว่าความสามารถในการแข่งขันของบจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสาขึ้นอยู่กับประวัติการปฏิบัติตามข้อกำหนดทางเทคนิคของแต่ละโครงการ และข้อกำหนดภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกจากนี้ บริษัทฯ คาดว่า หากบจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสาตัดสินใจเข้าร่วมในการเสนอราคาสำหรับโครงการใหม่ ๆ บจ. บีแอลซีพี และบริษัทหงสาอาจต้องเผชิญกับภาวะการแข่งขันทางการค้าที่มีนัยสำคัญ

(ข) ประเทศจีน

แม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง และโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานมิได้มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว ในปัจจุบัน บริษัทฯ ก็มิได้เผชิญกับภาวะการแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่น ๆ ในประเทศจีนโดยตรง เนื่องจากบริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ ได้รับประโยชน์จากสิทธิในการจ่ายไฟฟ้าเป็นลำดับแรกสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมภายใต้นโยบายของรัฐบาลจีน นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมเจิ้งติ้ง และโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมหลวนหนานต่างเป็นผู้จัดหาไอน้ำแต่เพียงผู้เดียวให้แก่ภาคครัวเรือนในท้องถิ่น และโรงไฟฟ้าโจวผิงเป็นผู้จัดหาไอน้ำให้แก่ภาคครัวเรือนแต่เพียงผู้เดียวสำหรับผู้รับซื้อไอน้ำของบริษัทฯ ในเขตโจวผิง บริษัทฯ เชื่อว่าสิทธิพิเศษที่บริษัทฯ ได้รับเหล่านี้แสดงให้เห็นถึงข้อได้เปรียบในการแข่งขันของบริษัทฯ ในประเทศจีน

(ค) ประเทศญี่ปุ่น

สำหรับตลาดผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นนั้นมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพียง 2 ถึง 3 ราย และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กประมาณ 10 ถึง 15 รายเท่านั้น โดยในปี 2557 ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้ารวมกันได้ 492.0 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 2.1 ของปริมาณความสามารถในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นทั้งหมด 23,300.0 เมกะวัตต์ เนื่องจากรัฐบาลญี่ปุ่นได้ให้สิทธิประโยชน์ต่าง ๆ แก่โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงมีการคาดการณ์ว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มจำนวนขึ้น อย่างไรก็ดี บริษัทฯ เชื่อว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่

บริษัทฯ ลงทุนอยู่ในประเทศญี่ปุ่นจะไม่ประสบกับภาวะการแข่งขันในส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเนื่องจากการขายไฟฟ้าของโครงการต่าง ๆ ได้อยู่ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวเป็นเวลา 20 ปี

2.3.4 สิ่งแวดล้อม อาชีวอนามัย และความปลอดภัย

โครงการผลิตไฟฟ้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นหรือลงทุนอยู่นั้น อยู่ภายใต้กฎหมายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมซึ่งบังคับใช้ในประเทศต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องซึ่งรวมถึงพระราชบัญญัติส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 (ตามที่ได้มีการแก้ไขเพิ่มเติม) ของประเทศไทย กฎหมายเกี่ยวกับการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2455 และกฎหมายเกี่ยวกับน้ำและทรัพยากรทางน้ำ พ.ศ. 2539 ของประเทศลาว กฎหมายแห่งประเทศจีนว่าด้วยการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม (พ.ศ. 2557) และพระราชบัญญัติสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น พระราชบัญญัติธุรกิจไฟฟ้า พระราชบัญญัติภูมิทัศน์และกฎหมายที่เกี่ยวข้องและระเบียบของจังหวัดของประเทศญี่ปุ่น บริษัทฯ อาจต้องรับผิดต่อการฝ่าฝืนกฎหมายที่เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม และมีหน้าที่ในการปรับปรุงหรือแก้ไขเปลี่ยนแปลงอาคารโรงงานต่าง ๆ เพื่อให้เป็นไปตามที่กฎหมายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมกำหนด ทั้งนี้ ณ วันที่ในเอกสารฉบับนี้ โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งของบริษัทฯ และของกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ ปฏิบัติตามกฎระเบียบและมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่ใช้บังคับอยู่ในส่วนที่เป็นสาระสำคัญทุกประการ และปฏิบัติตามแนวทางการปฏิบัติงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าของธนาคารโลก

บริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ ให้ความสำคัญต่อการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการปล่อยก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน ตลอดจนได้ดำเนินการกำกับดูแล ควบคุม และปรับปรุงกระบวนการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการปล่อยก๊าซอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าระดับสูงสุดที่กฎหมายกำหนด ปัจจุบัน โครงการที่บริษัทฯ ถือหุ้นหรือลงทุนอยู่นั้นใช้เทคโนโลยีในการบำบัดและกำจัดของเสียด้วยวิธีการต่าง ๆ รวมถึงการติดตั้งเตาเผาไหม้ไนโตรเจนออกไซด์ในระดับต่ำ ระบบดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในไอเสียและเทคโนโลยีฟลูอิไดซ์เบดแบบหมุนเวียน ซึ่งนำมาใช้เพื่อลดการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และไนโตรเจนออกไซด์ นอกจากนี้ ยังได้มีการติดตั้งเครื่องดักจับฝุ่นระบบไฟฟ้าสถิตในโรงไฟฟ้าสำหรับการดักจับเถ้าลอยที่หลงเหลือจากกระบวนการเผาไหม้ของถ่านหิน ตลอดจนการติดตั้งระบบการตรวจสอบการระบายมลพิษอย่างต่อเนื่องภายในปล่องควันต่าง ๆ ของโรงไฟฟ้าและชุมชนโดยรอบเพื่อให้มั่นใจว่าคุณภาพอากาศอยู่ในระดับที่กฎหมายกำหนด

บริษัทฯ ได้ดำเนินนโยบาย วิธีการ และกลไกการควบคุมเพื่อลดความเสี่ยงจากการรั่วไหลของสารเคมี ตัวอย่างเช่น การเลือกสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยความระมัดระวัง เพื่อให้มั่นใจว่าสารเคมีดังกล่าวส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด นอกจากนี้ ยังมีกระบวนการแยกและกำจัดของเสียแต่ละประเภทอย่างเหมาะสมตามกฎระเบียบที่ใช้บังคับเพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ของเสียอันตรายจากโรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นหรือลงทุนอยู่นั้นจะไม่ก่อให้เกิดผลกระทบในทางลบอย่างรุนแรงต่อสิ่งแวดล้อม

เนื่องด้วยลักษณะของกิจการโรงไฟฟ้า บริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ ต่างต้องเผชิญต่อความเสี่ยงในการเกิดอุบัติเหตุ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ความเสี่ยงในการใช้เครื่องจักรกลหนักและยานพาหนะ บริษัทฯ จึงส่งเสริมวัฒนธรรมความปลอดภัยแก่พนักงานทุกระดับ และผู้รับเหมาของบริษัทฯ ทุกรายภายใต้นโยบาย “สามศูนย์” (Three Zero) ดังนี้

- อุบัติเหตุเป็นศูนย์ (Zero Incident) คือ การป้องกันและแก้ไขพฤติกรรมและสภาพการทำงานที่ไม่ปลอดภัย
- การเกิดเหตุการณ์ซ้ำเป็นศูนย์ (Zero Repeat) คือ การดำเนินการที่จำเป็นทั้งหลายในการจัดการกับต้นเหตุแห่งปัญหาเพื่อป้องกันมิให้เกิดเหตุการณ์ซ้ำขึ้นอีก
- การผ่อนปรนเป็นศูนย์ (Zero Compromise) คือ การยึดมั่นในกฎความปลอดภัยและมาตรฐานอย่างเคร่งครัด โดยไม่มีการผ่อนปรน

บริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ ได้นำนโยบายการพัฒนาอย่างยั่งยืนมาเป็นกรอบในการปฏิบัติเพื่อความปลอดภัยต่ออาชีวอนามัยและการปฏิบัติงานด้านสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ บริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ ยังได้จัดตั้งคณะกรรมการการพัฒนาอย่างยั่งยืนขึ้นเพื่อกำกับดูแลและตรวจสอบความปลอดภัยต่ออาชีวอนามัยและการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมของบริษัทฯ ตลอดจนได้มอบหมายให้แผนกพัฒนาชุมชนและสิ่งแวดล้อม อาชีวอนามัย และความปลอดภัยปฏิบัติการเพื่อให้มั่นใจได้ว่าอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และการปฏิบัติด้านสิ่งแวดล้อมของบริษัทฯ มีประสิทธิภาพและเป็นไปตามนโยบายของบริษัทฯ บริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะปรับแนวทางการปฏิบัติของบริษัทฯ อย่างต่อเนื่องเพื่อให้ได้มาตรฐานสากล รวมถึงมาตรฐานระบบบริหารงานคุณภาพ (ISO 9001) ระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (OHSAS 18001) และระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001)

สำหรับรอบปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม 2555 2556 และ 2557 และ รอบระยะเวลาหกเดือนสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทฯ มิได้เป็นคู่ความในการฟ้องร้อง ดำเนินคดี การดำเนินการทางอนุญาโตตุลาการ หรือการดำเนินการทางกฎหมายใด ๆ เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม หรือการปฏิบัติตามกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมใด ๆ ตลอดจนการประสบอุบัติเหตุจากเครื่องจักรกล เพลิงไหม้ และอุบัติเหตุทางการจราจรที่รุนแรง