ธุรกิจผลิตไฟฟ้า

เมษายน 2564

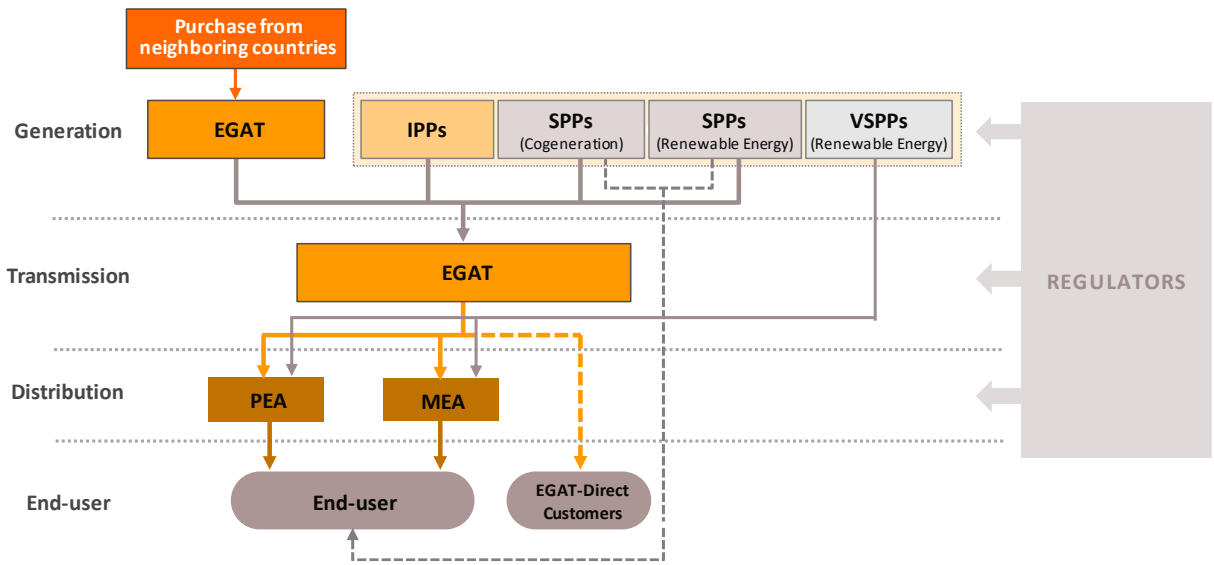
นรินทร์ ตันไพบูลย์
narin.tunpaiboon@krungsri.com
+662 296 2943

ปี 2564-2566 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนมีแนวโน้มเติบโตดี ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่คาดว่าจะขยายตัวเฉลี่ย 2.8-3.8% ต่อปี รวมถึงนโยบายสนับสนุนการลงทุนภาครัฐตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยกลุ่มโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะมีการลงทุนขยายตัวเร่งขึ้น ได้แก่ โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (โรงไฟฟ้าชุมชนและโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้) ก๊าซชีวภาพ (โรงไฟฟ้าชุมชน) และขยะ เนื่องจากเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐมีแผนรับซื้อไฟฟ้าในปี 2564-2567 อีกทั้งเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันทั้งด้านต้นทุนและแหล่งวัตถุดิบ ด้านการแข่งขันของธุรกิจมีแนวโน้มรุนแรงขึ้น จากการขยายการลงทุนต่อเนื่องของผู้ประกอบการรายใหญ่ และการลงทุนผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากผู้ประกอบการรายใหม่ ส่งผลให้รายได้ของธุรกิจโดยรวมเติบโตในระดับปานกลาง

ข้อมูลพื้นฐาน

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยมีรูปแบบโครงสร้างกิจการแบบ Enhanced Single-Buyer Model (ESB) กล่าวคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) เป็นทั้งผู้ผลิตและรับซื้อไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบรายเดียวจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) อีกทั้งยังผูกขาดระบบสายส่งไฟฟ้า (Transmission system) โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) (ภาพที่ 1)

Figure 1: Thailand's Electricity Supply Chain



Source: EPPO, compiled by Krungsri Research

ธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีลักษณะสำคัญคือ (1) ไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่สามารถเก็บเป็นสต็อกเหมือนสินค้าอื่น จำเป็นต้องส่งไปยังลูกค้าหรือผู้ใช้ทันทีผ่านระบบสายส่ง (2) การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ในระยะเวลาอันสั้น เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องใช้เวลา 5-7 ปี (ขึ้นอยู่กับประเภทโรงไฟฟ้า) จึงต้องมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (3) หน่วยงานภาครัฐทำหน้าที่กำกับดูแล ทั้งด้านการผลิต การจำหน่าย รวมถึงการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าและจัดทำแผนการลงทุนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ทิศทางการเติบโตของธุรกิจผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ

- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ** ซึ่งผันแปรตามภาวะเศรษฐกิจ โดยอัตราการเติบโตเฉลี่ยของความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 0.9-1.1 เท่าของอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ (ภาพที่ 2) เมื่อพิจารณาแยกตามภาคเศรษฐกิจ พบว่าปี 2563 ภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ และภาคอื่นๆ มีการใช้ไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วน 43.9% 28.3% 23.5% และ 4.3% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ตามลำดับ (ภาพที่ 3) โดยอุตสาหกรรมอาหารมีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด รองลงมา ได้แก่ อุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐาน อิเล็กทรอนิกส์ ยานยนต์ และพลาสติก สำหรับภาคบริการที่มีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด ได้แก่ อพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ ห้างสรรพสินค้า โรงแรม ขายปลีกและขายส่งตามลำดับ
- **นโยบายภาครัฐ** ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ซึ่งกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท[1/] (2) นโยบายด้านราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน) โดยปัจจุบันราคารับซื้ออยู่ภายใต้ระบบ Feed-in Tariff[2/] (FiT) จากเดิมที่ใช้ระบบ Adder[3/] (Box 1) และ (3) แผนพัฒนาโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ภาคเอกชนไทยมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับโดยเฉพาะกลุ่ม VSPP (ภาพที่ 4) สะท้อนจากปี 2563 ผู้ผลิตภาคเอกชนมีสัดส่วนการผลิตรวมกันที่ 56.1% ของกำลังการผลิตติดตั้งในระบบ แบ่งเป็น IPP สัดส่วน 28.7% SPP สัดส่วน 19.1% และ VSPP สัดส่วน 8.3% ขณะที่ EGAT ผลิตและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีสัดส่วนรวมกัน 43.9%

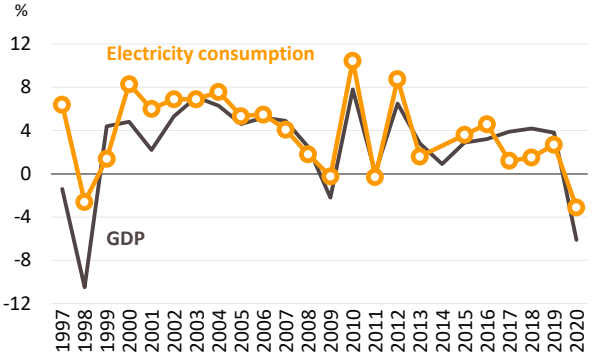
ประเภทของโรงไฟฟ้าจำแนกตามเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตมี 2 กลุ่ม ได้แก่

(1) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหลัก** ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ พลังน้ำขนาดใหญ่ และน้ำมัน โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตมีสัดส่วนสูงสุดอยู่ที่ 55.3% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2563 (ลดลงจาก 72.0% ปี 2553) รองลงมาคือ ถ่านหิน พลังน้ำขนาดใหญ่ และน้ำมัน ตามลำดับ (ภาพที่ 5)

(2) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน** ได้แก่ ชีวมวล (กากสินค้าเกษตร) ก๊าซชีวภาพ (เช่น มูลสัตว์ น้ำเสียจากโรงงานแปรรูปเกษตร และพืชพลังงาน) ขยะ (เช่น ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรม) แสงอาทิตย์ ลม และพลังน้ำขนาดเล็ก มีสัดส่วนรวมกันประมาณ 10.0% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2563 (เพิ่มขึ้นจาก 2.1% ปี 2553)

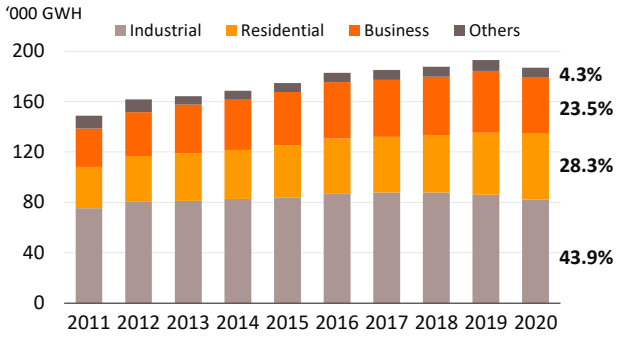
ปัจจุบันปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[4/] (Proved reserve: P1) ในอ่าวไทยอยู่ที่ 4.9 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะที่ความต้องการใช้โดยเฉลี่ยอยู่ที่ 1.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี (ข้อมูลจากกรมเชื้อเพลิง ณ เดือนธันวาคม 2562) ทำให้คาดว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติ (P1) จะเหลือใช้ได้เพียง 4 ปี ดังนั้น ไทยจึงจำเป็นต้องพึ่งการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซนอกประเทศโดยเฉพาะเมียนมา ด้วยเหตุนี้ **การจัดทำแผน** PDP **จึงให้ความสำคัญกับการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีทิศทางเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ**

Figure 2: Correlation between Electricity Demand and Economic Growth



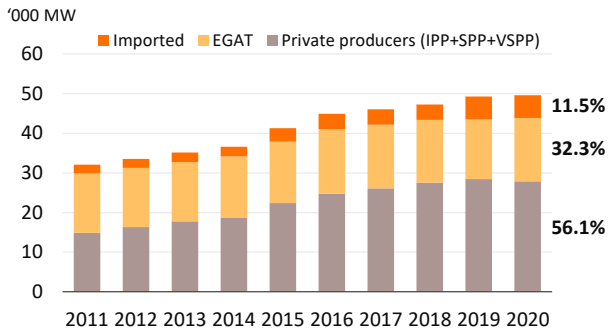
Sources: Energy Policy and Planning Office (EPPO) / NESDC

Figure 3: Electricity Consumption by Segment



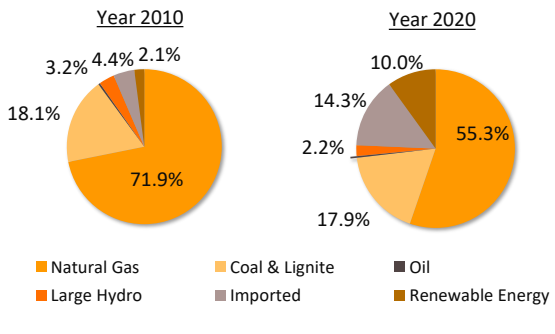
Source: EPPO

Figure 4: Installed Capacity (by producer)



Source: EPPO

Figure 5: Power Generation (GWh) by fuel

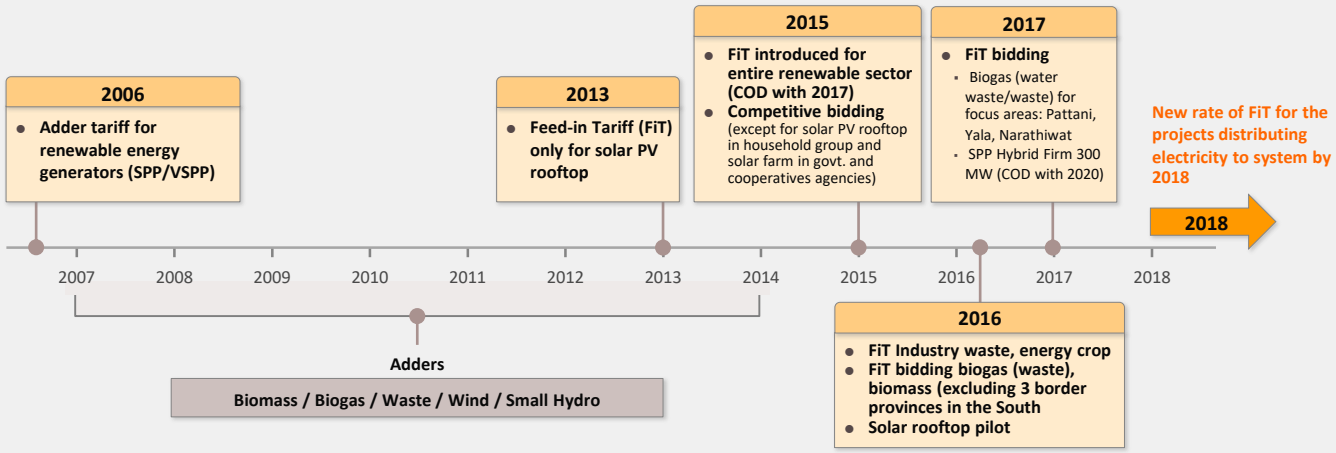


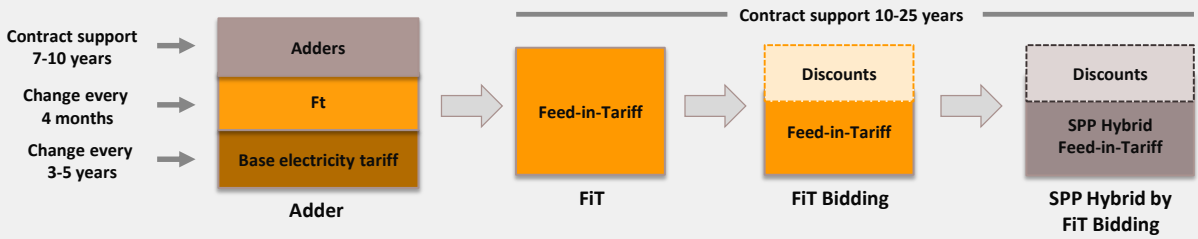
Source: EPPO

1/ สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO) กำหนดแผนร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE) ปัจจุบันอยู่ภายใต้แผน PDP และ AEDP ฉบับพ.ศ. 2561-2580
2/ ราคารับซื้อไฟฟ้าสุทธิในอัตราพิเศษ สะท้อนมูลค่าต้นทุนที่แท้จริงของโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีระยะเวลารับซื้อตามสัญญา 20-25 ปี การเข้าร่วมโครงการใช้วิธีประมูลแข่งขัน (Competitive bidding) ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC)
3/ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ระยะเวลารับซื้อ 7 ปี การเข้าร่วมโครงการมีลักษณะมาก่อนได้ก่อน (First-come first-served)
4/ ปริมาณคงเหลือในแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้วได้รับอนุมัติจากภาครัฐ มีแผนการผลิตที่กำหนดไว้ชัดเจน และคาดว่าจะผลิตได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์

Box 1

Pricing System Development in Thailand (from Adder to Feed-in Tariff)





Source: Compiled by Krungsri Research

Feed-in Tariff for VSPP of Renewable (2021)

Type of renewable energy	FiT (THB/kWh)			Period of support (years)
	FiT(F) 1/	FiT(V2021) 2/	Total caculated FiT	
1. Biomass				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**2.26**	**5.39**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**2.26**	**4.87**	20
Capacity >3 MW	2.39	**1.89**	**4.28**	20
2. Biogas (waste water/other waste)				
All size	3.76	-	**3.76**	20
3. Biogas (energy crop)				
All size	2.79	**2.60**	**5.39**	20
4. MSW (waste management)				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**3.28**	**6.41**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**3.28**	**5.89**	20
Capacity >3 MW	2.39	**2.75**	**5.14**	20
5. MSW (landfill)	5.60	-	**5.60**	10
6. Industry waste (VSPP new plant)	3.39	**2.75**	**6.14**	10
7. Wind				
All size	6.06	-	**6.06**	20
8. Hydropower				
Capacity ≤200 kW	4.9	-	**4.90**	20
9. Solar				
Solar farm	5.66	-	**5.66**	25
Rooftop (residential)				
capacity 0-10 kWp	6.85	-	**6.85**	25
Rooftop (building/factory)				
capacity>10-250 kWp	6.40	-	**6.40**	25
capacity>250-1,000 kWp	6.01	-	**6.01**	25
10. SPP hybrid firm	1.81	**1.89**	**3.70**	20

Source: EPPO, ERC
Note:
1/ FiT (F) is fixed component e.g.cost of electricity plant construction, operating/maintenance expense, land rent.
2/ FiT(V2021) is variable component for some type of renewable energy, which is adjusted depending on feedstock cost and inflation

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (Independent Power Producer: IPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: มากกว่า 90 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลัก ผู้ผลิตได้แก่ (1) บมจ.ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง (2) บจก.กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส (3) บจก.กัลฟ์ เจพี ยูที (4) บจก.กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น (5) บจก.ราชบุรีเพาเวอร์ (6) บจก.บีแอลซีพี เพาเวอร์ (7) บมจ.ผลิตไฟฟ้า (8) บจก.โกลว์ ไอพีพี (บ่อวิน) (9) บมจ.โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี (10) บจก.เก็คโค่-วัน และ (11) บจก.อีสเทิร์น เพาเวอร์

  รายได้ของธุรกิจ: กลุ่มนี้จะมีความเสี่ยงต่ำในการรับรู้รายได้ เนื่องจากมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (อายุสัญญา 25 ปี) กับ EGAT โดยรายได้จะมาจาก 2 ทาง คือ (1) รายได้ขั้นต่ำที่จะได้รับตามที่กำหนดในสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT หรือที่เรียกว่า Minimum take และ (2) รายได้จากปริมาณการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจริงตามปริมาณการใช้ของผู้บริโภคในประเทศ นอกจากนี้ยังมีรายได้จากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ อาทิ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ และออสเตรเลีย

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (Small Power Producer: SPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: 10-90 **เมกะวัตต์** ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน และพลังงานหมุนเวียน ผู้ผลิตกลุ่มนี้ขายไฟฟ้าส่วนใหญ่ให้กับ EGAT ส่วนที่เหลือจะขายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมในสถานที่ใกล้เคียง จำแนกเป็น (1) SPP ประเภท Firm มีสัญญาขายไฟฟ้าให้ EGAT เป็นระยะเวลา 20-25 ปี เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน และ (2) SPP ประเภท Non-firm อายุสัญญา 5 ปี (ต่ออายุได้คราวละ 5 ปี) เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นพลังงานหมุนเวียน อาทิ แสงอาทิตย์ ลม ขยะ และชีวมวล

  รายได้ของธุรกิจ: ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP มีรายได้ 2 ทางคือ (1) รายได้จากสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT มีการประกันรายได้ขั้นต่ำเช่นเดียวกับ IPP ความเสี่ยงในการรับรู้รายได้จึงค่อนข้างต่ำ และ (2) รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้กับลูกค้าโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง รายได้ในส่วนนี้จะผันแปรตามทิศทางเศรษฐกิจและภาวะอุตสาหกรรมของลูกค้า นอกจากนี้ยังมีรายได้จากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในญี่ปุ่น จีนและไต้หวัน และโรงไฟฟ้าพลังงานลมในเวียดนาม เป็นต้น

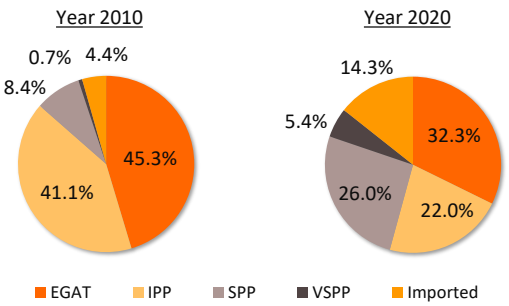
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (Very Small Power Producer: VSPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: น้อยกว่า 10 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ แสงอาทิตย์ ลม พลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ เป็นหลัก โดยทั่วไปผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองเป็นหลัก ส่วนที่เหลือจะขายให้กับ MEA และ PEA ในอัตรารับซื้อภายใต้ระบบ Feed-in Tariff (FiT) ตลอดอายุโครงการ โดยอิงตามประเภทเชื้อเพลิง (Box 1) ผู้ผลิตในกลุ่มนี้ส่วนใหญ่เป็นผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม (EPC) เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า รวมถึงผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลแสงอาทิตย์

  รายได้ของธุรกิจ: มาจากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ MEA และ PEA ตามสัญญา โดยจะรับรู้รายได้หลังจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) แล้ว โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม และน้ำ จะมีผลประกอบการขาดทุนในช่วง 1-2 ปีแรก เนื่องจากมีภาระต้นทุนสูงจากการก่อสร้างและการติดตั้งระบบ จากนั้นผลประกอบการจะปรับดีขึ้นจากการทยอยรับรู้รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ รายได้จากการขายไฟฟ้ามักมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับปริมาณและราคาวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

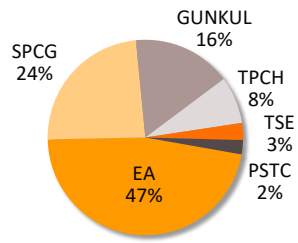
ในช่วงปี 2553-2563 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP และ VSPP มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นมาก ผลจากภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าตามแผน AEDP อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะผู้ผลิต VSPP มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 0.7% ปี 2553 เป็น 5.4% ในปี 2563 (ภาพที่ 6) ทั้งนี้ **ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายสำคัญที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์** ได้แก่ บมจ.พลังงานบริสุทธิ์ (EA) (ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม) บมจ.เอสพีซีจี (SPCG) (พลังงานแสงอาทิตย์) บมจ.กันกุล (GUNKUL) (พลังงานแสงอาทิตย์ ลม และชีวมวล) บมจ. ทีพีซี เพาเวอร์ โฮลดิ้ง (TPCH) (ชีวมวล) บมจ.ไทย โซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ (TSE) (พลังงานแสงอาทิตย์และชีวมวล) บมจ.เพาเวอร์โซลูชั่น เทคโนโลยี (PSTC) (พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ) (ภาพที่ 7) โดยหลายบริษัทมีการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเพื่อสร้างรายได้ในระยะยาว

Figure 6: Power Generation (GWh) by producer



Source: EPPO

Figure 7: Market Share (Revenue) of Listed Companies in Renewable Energy Sector
(average 2017-2019)



Source: Stock Exchange of Thailand

Major Players in Thailand

Table 1: IPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Ratchaburi Electricity Generating Holding	3,481	Gas
Gulf JP NS	1,600	Gas
Gulf JP UT	1,600	Gas
Gulf Power Generation	1,468	Gas
Ratchaburi Power	1,400	Gas
BLCP Power	1,347	Coal
Electricity Generating	930	Gas
Glow IPP	713	Gas
Global Power Synergy	700	Gas
Gheco-One	660	Coal
Eastern Power & Electric	350	Gas

Source: EGAT

Table 2: SPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Firm		
Cogeneration		
Amata B. Grimm Power (10 projects)	870.0	Gas
Gulf JP (6 projects)	540.0	Gas
Glow SPP (8 projects)	590.0	Gas, Coal
Gulf TS (4 projects)	360.0	Gas
Rojana Power (2 projects)	180.0	Gas
Glow Energy (3 projects)	194.0	Gas
National Power Supply (2 projects)	180.0	Coal
Rathcaburi world Congeneration (2 projects)	180.0	Gas
SSUT (2 projects)	180.0	Gas
TOP SPP (2 projects)	180.0	Gas
Bangpa-in Cogeneration (2 projects)	180.0	Gas
B. Grimm BIP Power (2 projects)	180.0	Gas
Banpong Utilities (2 projects)	180.0	Gas
IRPC Clean Power (2 projects)	180.0	Gas
Siam Power Generation (1 project)	90.0	Gas
Renewable		
National Power Plants (3 projects)	116.0	Husk, Biomass
A.T. Power	20.0	Husk
Moong Charoen Biomass	15.5	Husk
Mitrphol Bio-Power (4 projects)	76.8	Bagasse
Khonburi Power Piant	22.0	Bagasse
Khon Kaen Sugar Power Plant	20.0	Bagasse
Gulf Yala Green	20.2	Para-wood residue
Buayai Bio Power	25.0	Biomass

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Non-Firm		
Cogeneration		
Global Power Synergy (2 projects)	100.0	Gas
PTT Global Chemical	60.0	Gas
DCAP	65.0	Gas
IRPC	45.0	Gas, Coal, Fuel
Renewable		
EA Solar (3 projects)	270.0	Solar
Natural Energy Development	55.0	Solar
SPPIC	41.0	Solar
Sermsang Palang Ngan	40.0	Solar
BCPG	30.0	Solar
EA Wind (3 projects)	126.0	Wind
First Korat Wind	90.0	Wind
KR2	90.0	Wind
KRS Tree	90.0	Wind
KR One	90.0	Wind
Chaiyaphum Wind Farm	80.0	Wind
Khaokor Wind Power	60.0	Wind
Watabak Wind	60.0	Wind
TPI Polene Power (3 projects)	163.0	Waste
Mitrphol Bio-Power (5 projects)	103.0	Bagasse, Husk
Kaset Thai Bio Power	60.0	Bagasse
ES Power (2 projects)	40.0	Bagasse
Thai Ekaluck Power	38.0	Bagasse
Ruamphol Biopower	38.0	Bagasse

Source: EGAT, compiled by Krungsri Research

Table 3: VSPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)
Solar	
Solar Power (38 projects)	223.4
Bangchak Solar Energy (13 projects)	95.0
Equator Solar (18 projects)	91.0
Siam Solar Energy (7 projects)	80.0
Rang Ngern Solution (11 projects)	87.0
17 Anyavee Holding (13 projects)	75.0
B.Grim Yanhee Solar Power (8 projects)	59.7
Solarco (6 projects)	57.0
Power Technology International (9 projects)	55.6
Energy Serve (10 projects)	61.5
WRP Energy (8 projects) *	48.0
Solarwa (5 projects)	38.5
Wind	
Wind Energy Development (2 projects)	10.0
Inter Fareast Wind International	10.0
Lom Ligor project	9.0
Theppana Wind Farm	6.9
Lam Takhong Wind	2.5

Companies	Contracted Capacity (MW)
Biomass	
Erawan Power (4 projects)	32.0
Advance Clean Power (3 projects)	24.0
Mitr Phol Bio Power (4 projects)	26.2
Songkhla Biomass (2 projects)	18.2
Oscar Save The World (2 projects)	17.6
Thip Kamphangphet Bio Energy (2 projects)	16.0
Thai Roong Ruang Electricity Generating (2 projects)	16.0
Advance Agro Power Plant (2 projects)	16.0
Biogas	
Energy Plus (6 projects)	13.6
KS Bio-Plus (3 projects)	10.1
KS Bio-Plus (3 projects)	10.1
TSM Bio Energy (2 projects)	8.0
EH & Renewable	8.0
Sanguanwongse Energy	8.0
Waste	
PJT Technology (3 projects)	14.5
C&G Environmental Protection (Thailand)	9.8
Green Power Energy	9.0
Super Earth Energy 6	9.0
Ratchaburi-EEP Renewable Energy	8.0

Source: DEDE, compiled by Krungsri Research

สถานการณ์ที่ผ่านมา

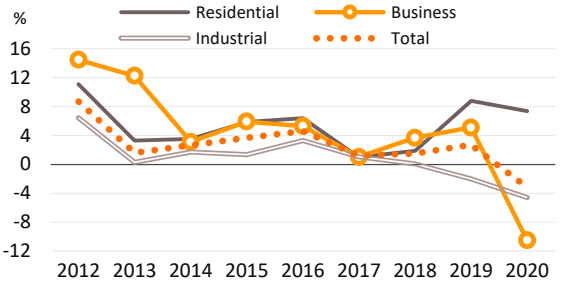
การใช้ไฟฟ้าของไทยปี 2563 อยู่ที่ 187,046 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หดตัว 3.1% จากปี 2562 (ภาพที่ 8) ผลจากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรม (สัดส่วนรวมกัน 67.4% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) หดตัวมากสุดเป็นประวัติการณ์ที่ 10.5% และ 4.6% ตามลำดับ โดยธุรกิจที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงมากส่วนใหญ่เกี่ยวเนื่องกับภาคท่องเที่ยว ได้แก่ โรงแรม (-36.4%) ภัตตาคาร (-18.4%) ห้างสรรพสินค้า (-15.5%) อพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ (-9.6%) ส่วนภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ไฟฟ้าลดลงมากที่สุด ได้แก่ อุตสาหกรรมสิ่งทอ (-18.9%) ยานยนต์ (-18.7%) เหล็กและโลหะพื้นฐาน (-8.9%) และเคมีภัณฑ์ (-4.1%) อย่างไรก็ตาม การใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้น 7.4% จากมาตรการ Work from home โดยเฉพาะช่วงไตรมาส 2/2563 ด้านการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) อยู่ที่ 28,636.7 เมกะวัตต์ ลดลง 7.2% จากปี 2562 ซึ่งทำสถิติสูงสุดเป็นประวัติการณ์ที่ 30,853.2 เมกะวัตต์

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าปี 2563 อยู่ที่ 205,995 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หดตัว 2.9% จากปี 2562 โดย *EGAT* (สัดส่วน 32.3% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) ผลิตเพิ่มขึ้น 1.9% ด้าน ***ผู้ผลิตเอกชน*** (สัดส่วน 53.4%) ผลิตลดลง 9.3% แบ่งเป็น ***กลุ่ม IPP*** (สัดส่วน 22.0%) ลดลง 17.9% ***กลุ่ม SPP*** (สัดส่วน 26.0%) ***และ VSPP*** (สัดส่วน 5.4%) ลดลง 2.1% และ 2.5% ตามลำดับ (ภาพที่ 9) เมื่อพิจารณาแยกตามเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต พบว่า ***การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ*** ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลัก (สัดส่วน 55.3%ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) และ***พลังงานหมุนเวียน*** (สัดส่วน 10.0%) ลดลง 6.3% และ 4.2% ตามลำดับ ขณะที่ ***ถ่านหิน*** (สัดส่วน 17.9%) และ***การนำเข้าไฟฟ้า***จากประเทศเพื่อนบ้าน (สัดส่วน 14.3%) เพิ่มขึ้น 2.8% และ 15.7% ตามลำดับ

เมื่อพิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบตามสัญญาการรับซื้อของรัฐ (Selling to the grid) **พบว่า มีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมทั้งสิ้น 9,053 เมกะวัตต์**[5/] **ในปี 2563** เพิ่มขึ้น 1.4% จากปี 2562 (ภาพที่ 10) โดยกำลังการผลิตจากก๊าซชีวภาพ ขยะ และชีวมวล เพิ่มขึ้น 3.3% 3.1% และ 2.7% ตามลำดับ ด้านปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเทียบกับเป้าหมายตามแผน AEDP2015 พบว่ามีการผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วคิดเป็น 53% ของเป้าหมาย (16,778 เมกะวัตต์ภายในปี 2579) โดยปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลคิดเป็น 63% ของเป้าหมาย รองลงมา ได้แก่ ขยะ 59% พลังน้ำขนาดเล็ก 51% แสงอาทิตย์ 50% ลม 50% และก๊าซชีวภาพ 43% (ภาพที่ 11)

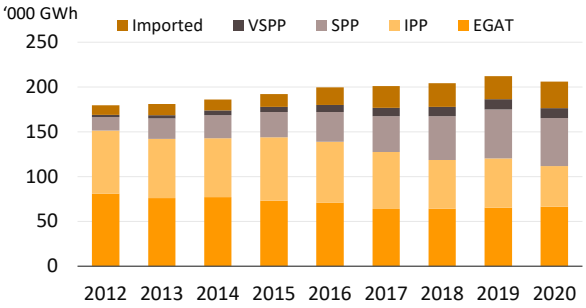
สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิต SPP และ VSPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) แล้ว (รวมโครงการที่ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Adder และ FiT) มีจำนวนทั้งสิ้น 979 โครงการในปี 2563 คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา (Contract capacity) 5,004.1 เมกะวัตต์ โดยโครงการผลิตไฟฟ้าที่มีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2562 ได้แก่ ขยะ (+3.6%) และชีวมวล (+2.0%) (Box 2)

Figure 8: Electricity Consumption Growth (by sector)



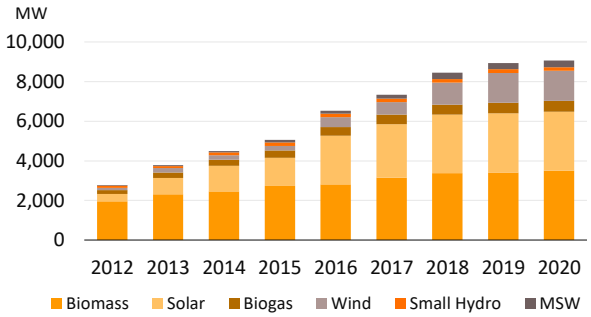
Source: EPPO

Figure 9: Power Generation (by producer)



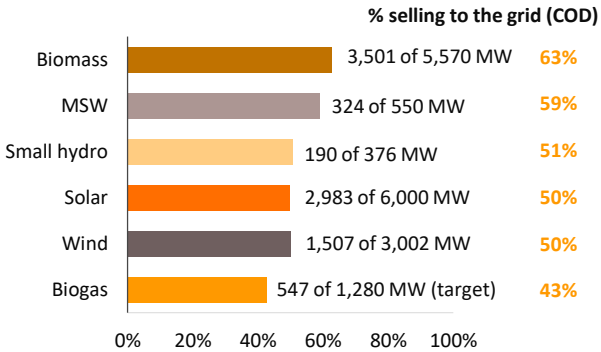
Source: EPPO

Figure 10: Installed Capacity of Renewable Energy



Source: Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)
Note: Data was accumulated, including off grid power generation
Excluding large hydro power 2,906.40 MW

Figure 11: Renewable Energy Generation Capacity and AEDP* Target (as of 2020)



Source: DEDE
Note: Including off grid power generation
* Alternative Energy Development Plan

5/ รวมกำลังการผลิตนอกระบบ (การผลิตไฟฟ้าของเอกชนเพื่อใช้เอง) แต่ไม่รวมกำลังการผลิตจากพลังน้ำขนาดใหญ่ จำนวน 2,906 เมกะวัตต์

Box 2: การดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	การเปลี่ยนแปลง/พัฒนาการ	จำนวนโครงการและกำลังการผลิต (ยอดสะสมปี 2563)

พลังงานแสงอาทิตย์

ตั้งแต่ครึ่งหลังของปี 2559 เป็นต้นมา โครงการพลังงานแสงอาทิตย์มีจำนวนเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง โดยเฉพาะ Solar farm ของส่วนราชการและสหกรณ์การเกษตร รวมถึง Solar rooftop (แผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา) เนื่องจากราคาแผงโซล่าร์และต้นทุนการติดตั้งปรับลดลงต่อเนื่อง (ต้นทุนแผงโซล่าร์ลดลงจาก 79 ดอลลาร์/วัตต์ในปี 2519 เหลือ 23 เซนต์/วัตต์ปี 2562 หรือลดลงเฉลี่ย 12.7%ต่อปี)

Solar	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	-	-	-	-
Selling to the grid (COD)	7	436.0	554	2,280.4	561	2,716.4
Total	7	436.0	554	2,280.4	561	2,716.4

พลังงานลม

ปี 2559 รัฐบาลดำเนินการแก้ไขปัญหาที่ดินสปก. ทำให้ผู้ผลิต SPP ที่ทำสัญญาขายไฟฟ้าภายใต้ระบบ Adder ทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ส่งผลให้ช่วงปี 2559-2561 โครงการพลังงานลมมีจำนวนเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว

Wind	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	2	16.0	2	16.0
Selling to the grid (COD)	3	270.0	8	36.9	11	306.9
Total	3	270.0	10	52.9	13	322.9

ชีวมวล

ปี 2557-2558 ผู้ผลิตประสบปัญหาการแย่งชิงวัตถุดิบ ทำให้ราคาปรับสูงขึ้น (แกลบ ไม้ และทะลายปาล์ม) จึงประสบภาวะขาดทุน และไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสัญญา ส่งผลให้โครงการส่วนใหญ่ซึ่งอยู่ภายใต้ระบบ Adder ถูกยกเลิกสัญญาจำนวนมาก จึงมีการปรับสถานะจากระบบ Adder เป็น FiT ซึ่งสะท้อนต้นทุนได้ดีกว่า ส่งผลให้มีโครงการชีวมวลเข้าระบบเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง

Biomass	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	13	45.5	13	45.5
Selling to the grid (COD)	8	216.7	173	1,102.4	181	1,319.1
Total	8	216.7	186	1,147.9	194	1,364.6

ก๊าซชีวภาพ

ผู้ผลิตส่วนใหญ่เป็นกลุ่มโรงงานปศุสัตว์ และโรงงานที่ต่อยอดจากอุตสาหกรรมการเกษตร ที่เข้าร่วมโครงการส่งเสริมการลงทุนจากภาครัฐ อาทิ โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ และโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ทำให้จำนวนโครงการเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจากศักยภาพด้านวัตถุดิบที่มีเพียงพอ

Biogas	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	3	8.0	3	8.0
Selling to the grid (COD)	-	-	179	332.2	180	332.2
Total	-	-	182	340.2	183	340.2

ขยะ

ปี 2559-2562 ภาครัฐมีนโยบายรับซื้อไฟฟ้าจากขยะเพิ่มขึ้น เพื่อแก้ไขปัญหาขยะจำนวนมาก แต่การขยายตัวของโครงการมีข้อจำกัดจาก พ.ร.บ.ร่วมลงทุนและกฎหมายผังเมือง รวมถึงการต่อต้านปัญหาด้านมลภาวะจากชุมชนในบางพื้นที่ นอกจากนี้ แหล่งขยะขนาดใหญ่ที่อยู่ในพื้นที่เดียวกันยังมีจำกัด ทำให้ทางการกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากกลุ่มนี้เพียง 550 เมกะวัตต์ (3.3% ของเป้าหมายการรับซื้อในแผน AEDP2015)

Waste	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	5	33.5	5	33.5
Selling to the grid (COD)	3	163.0	39	166.4	42	329.4
Total	3	163.0	44	199.9	47	362.9

พลังน้ำขนาดเล็ก

ภาครัฐรับซื้อจากเอกชนไม่มาก เนื่องจากไฟฟ้าส่วนใหญ่ได้จากการสร้างเขื่อนขนาดเล็กหรือฝายทดน้ำกั้นลำน้ำ เพื่อเก็บกักน้ำและผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้ในชุมชน

Small hydro power	SPP		VSPP		Total	
As of 2020	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	-	-	-	-
Selling to the grid (COD)	-	-	4	0.9	4	0.9
Total	-	-	4	0.9	4	0.9

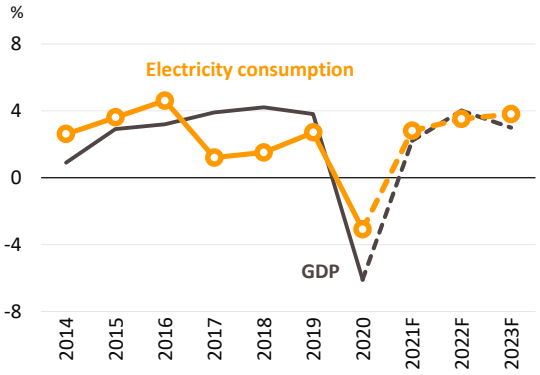
Source: ERC, compiled by Krungsri Research

แนวโน้มอุตสาหกรรม

ปี 2564-2566 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนมีแนวโน้มปรับดีขึ้นตามความต้องการใช้ที่มีทิศทางเติบโตตามภาวะเศรษฐกิจ และด้านอุปทานจากนโยบายสนับสนุนการลงทุนภาครัฐตามแผน PDP

- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศมีแนวโน้มขยายตัวเฉลี่ย** 2.8-3.8% **ต่อปี**[6/] ผลจากภาวะเศรษฐกิจที่คาดว่าจะฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป (ภาพที่ 12) หนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือนยังเติบโตต่อเนื่อง จากมาตรการ Work from home เป็นระยะ โดยเฉพาะในปี 2564
- **แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี** 2561-2580 (PDP 2018) **ฉบับปรับปรุงครั้งที่** 1 เอื้อให้ภาคเอกชนขยายกำลังการผลิตและเพิ่มการลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ โดยมีประเด็นสำคัญคือ
  - **การกำหนดเป้าหมายกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่** 56,431 **เมกะวัตต์** (ตารางที่ 4) ได้แก่ (1) กำหนดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่ระดับเดิม 53% ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2580 (2) ปรับเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าเป็น 21% จากเดิม 20% และ (3) ปรับลดสัดส่วนการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่ 11% จากเดิม 12% (ตารางที่ 5)
  - PDP2018 **และแผน** AEDP2018 **เอื้อประโยชน์ต่อการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน** โดยกำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตโดยภาคเอกชนจำนวน 18,696 เมกะวัตต์ภายในปี 2580 แบ่งเป็น ***(1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายส่งเสริมจากภาครัฐ 520 เมกะวัตต์*** ปี 2565–2567 กำหนดให้ภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขยะรวม 400 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้รวม 120 เมกะวัตต์ และ ***(2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP2018) กำลังการผลิตรวม 18,176 เมกะวัตต์*** (ปี 2563-2567 รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากจากเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน และ Solar hybrid รวม 1,933 เมกะวัตต์ และปี 2565-2567 รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลม 270 เมกะวัตต์) (ตารางที่ 6)
  - **ปี 2567 เป็นต้นไป ประมาณการค่าไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับเฉลี่ย** 3.64 **บาทต่อหน่วย** จากแผนเดิมที่ 3.58 บาทต่อหน่วย ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชน ซึ่งรัฐกำหนดราคารับซื้อเบื้องต้นที่อัตรา 3-5 บาทต่อหน่วย เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเข้ามาลงทุนในพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

Figure 12: Trend of Electricity Demand and Economic Growth



Source: EPPO / forecast by Krungsri Research

Table 4: Total Capacity under PDP2018 Revision 1

Power capacity	PDP2015 (MW)	Power capacity	PDP2018 (MW)
Installed capacity as of 2014	37,612	Installed capacity as of 2018	46,090
Retired capacity (2015-2036)	-24,736	Retired capacity (2018-2037)	-25,310
New capacity (2015-2036)	57,459	New capacity (2018-2037)	56,431
Total capacity as of 2036	**70,335**	**Total capacity as of 2037**	**77,211**

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Oct 2020)

Table 5: Share of Fuel used in Power Generation (%)

Fuel type	PDP2015	PDP2018	PDP2018 rev.1
Natural gas	37	53	53
Coal	23	12	11
Imported hydro	15	9	9
Renewable energy	20	20	21
Nuclear	5	0	0
Energy saving	0	6	6

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Oct 2020)

Table 6: Renewable Energy Capacity under PDP2018 Rev.1

Power plant	Contracted capacity (MW)					
	2020	2021	2022	2023	2024	2037
(1) Government support						**520**
- Waste energy			400	400	400	400
- Biomass			60	120	120	120
(2) Under AEDP						**18,176**
- Biomass (community)	200	300	400	500	600	600
- Biogas-crops (community)	200	300	400	500	600	600
- Biogas-waste (community)	100	150	183	183	183	183
- Solar hybrid (community)	200	300	390	470	550	550
- New wind			90	180	270	1,485
- Small hydro (EGAT)	-	-	-	-	-	69
- Floating solar and hydro (EGAT)	45	45	45	69	69	2,725
- Solar	50	100	150	200	250	8,740
- Biomass	-	-	-	-	-	2,780
- Biogas	-	-	-	-	-	400
- Industrial waste	-	-	-	-	-	44
Total	**795**	**1,195**	**2,118**	**2,622**	**3,042**	**18,696**

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Oct 2020)

6/ สมมติฐานคือ (1) มาตรการประหยัดพลังงานเฉลี่ยปีละ 1,000 ล้านหน่วย และ (2) ผู้ผลิตเอกชนผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (IPS) โดยไม่จำหน่ายเข้าระบบ EGAT และ/หรือ ผลิตเพื่อจำหน่ายให้ลูกค้าโดยตรง ปัจจุบันมีข้อมูลเฉพาะ IPS ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์

ปัจจัยสนับสนุนดังกล่าวข้างต้นจะเอื้อประโยชน์ให้เกิดการลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าเอกชนทั้ง 3 กลุ่ม ดังนี้

- **โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (IPP) คาดจะมีการเปิดประมูลหลายแห่งในระยะข้างหน้า** โดยภาครัฐมีแผนเปิดประมูลโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ต่อปีในพื้นที่ภาคตะวันตกของประเทศช่วงปี 2564-2565 เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่จะทยอยหมดอายุสัญญาและต้องออกจากระบบในช่วงปี 2568-2570 จำนวน 8,300 เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) มีแนวโน้มขยายกำลังการผลิตและลงทุนก่อสร้างใหม่** โดยเฉพาะกลุ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration ซึ่งจะทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562-2568[7/] และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานเชื้อเพลิงที่เรียกกว่า SPP hybrid firm ซึ่งได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐในอัตรารับซื้อ (FiT) 3.69 บาทต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจาก 3.66 บาทต่อหน่วยในปี 2562 โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี
- **โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) คาดว่าการลงทุนจะเติบโตเร่งขึ้นตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป** โดยเฉพาะโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน (Solar rooftop) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (รัฐมีแผนรับซื้อจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนกำลังการผลิต 100 เมกะวัตต์ต่อปี และโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้กำลังการผลิต 60 เมกะวัตต์ต่อปี) ก๊าซชีวภาพ (รัฐมีแผนรับซื้อจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนจากพืชพลังงานกำลังการผลิต 100 เมกะวัตต์ต่อปี) และขยะ (นโยบายการส่งเสริมภาครัฐปี 2561-2580 มีแผนรับซื้อจำนวน 400 เมกะวัตต์) ซึ่งเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน PDP และ AEDP นอกจากนี้ ยังเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันทั้งด้านต้นทุนและแหล่งวัตถุดิบ สำหรับโครงการพลังงานลมภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าจำนวน 270 เมกะวัตต์ในช่วงปี 2565-2567 ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่คาดว่า EGAT จะลงทุนขยายสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้เสร็จสมบูรณ์

ภาวะการแข่งขันของธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มรุนแรงขึ้น ผลจากการเข้ามาลงทุนต่อเนื่องของบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ เนื่องจากแผน PDP ล่าสุด กำหนดให้ต้องมีโรงไฟฟ้าหลักในภาคที่มีความพร้อมด้านสายส่งไฟฟ้า และเปิดโอกาสรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนโดยเฉพาะเชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้ผู้ประกอบการรายใหญ่ (กลุ่ม IPP/SPP) ที่มีศักยภาพด้านการเงินและเทคโนโลยีมีแนวโน้มเข้ามาขยายกำลังการผลิตและลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่จากพลังงานหมุนเวียน ขณะที่กลุ่มผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม/จัดหาออกแบบและก่อสร้าง ซึ่งมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีโซล่าร์เซลล์ ต่างมีแผนแตกไลน์ธุรกิจมาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเช่นกัน ทำให้การแข่งขันมีแนวโน้มสูงขึ้น โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล และก๊าซชีวภาพ ซึ่งต้องประมูลแข่งขันด้านราคา[8/] (Competitive bidding) จึงอาจกดดันการทำกำไรของธุรกิจอยู่บ้าง

ความท้าทายในอนาคตของธุรกิจผลิตไฟฟ้ามาจากการใช้นวัตกรรม/เทคโนโลยีการผลิตเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนชนิดต่าง ๆ ทั้งด้านประสิทธิภาพการผลิต การเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และด้านต้นทุน อาทิ (1) เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีราคาถูกลง ทำให้สามารถแข่งขันด้านราคากับไฟฟ้าที่มาจากแหล่งผลิตอื่นๆ ได้ โดยเฉพาะการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน อาคารสำนักงาน หรือโรงงาน (2) การลงทุนโรงงานผลิตแบตเตอรี่ต้นแบบ Semi solid จะเป็นกลไกสำคัญในการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (อาทิ แสงอาทิตย์ ลม และ Hybrid) และ (3) การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานอัจฉริยะ (Smart Energy Storage System: ESS) ทำให้การจัดเก็บและการใช้พลังงานมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยในปัจจุบัน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) หรือ GPSC ร่วมกับ บริษัท พีทีทีโกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) หรือ GC พัฒนาระบบ ESS เพื่อเพิ่มความมั่นคงและเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าให้แก่อาคารสำนักงานและศูนย์นวัตกรรมและเทคโนโลยีในจังหวัดระยอง รวมถึงโครงกา รนำร่องเมืองอัจฉริยะ (Smart city) ของสถาบันวิทยสิริเมธี

นอกจากนี้ **นโยบายที่เปิดกว้างให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น** ในรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชนกับเอกชน (Private Power Purchase Agreement) ทำให้ผู้บริโภคสามารถผลิตและขายไฟฟ้าเอง[9/](Prosumer) โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ซึ่งต้นทุนการผลิตในปัจจุบันมีราคาน้อยกว่า 2 บาทต่อหน่วย เทียบกับ 6-7 บาทต่อหน่วยปี 2559 จึงคาดว่าจะจูงใจให้ผู้บริโภคหันมาผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้น แม้ในทางปฏิบัติยังมีปัญหาทางเทคนิคที่ต้องแก้ไข เช่น ผลกระทบจากความไม่สม่ำเสมอของกระแสพลังงานที่ผลิตได้ต่อระบบการจำหน่ายไฟฟ้า ปัญหาการจัดเก็บพลังงาน ทั้งยังต้องปรับเปลี่ยนระบบไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นเพื่อรองรับกลุ่ม Prosumer และระบบที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ เช่น การซื้อขายและการบริหารจัดการผู้ใช้ไฟฟ้า

7/ กำหนดให้ SPP ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ EGAT โดยให้ใช้เชื้อเพลิงเดิมและได้รับอัตราซื้อไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน

8/ ข้อเสนอด้านราคาจะถูกเรียงลำดับจากอัตราส่วนลดของ FiT คงที่จากมากไปหาน้อย ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เสนออัตราส่วนลดมากจะได้รับการพิจารณาคัดเลือก โดยคำนึงถึงศักยภาพระบบไฟฟ้า และปริมาณไฟฟ้า ตามเป้าหมายการรับซื้อ

9/ กฟผ. ให้ความหมายว่าเป็น Production by Consumer หรือการผลิตไฟฟ้าโดยผู้บริโภค โครงการนี้ยินยอมให้บ้านที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์สามารถขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือใช้ให้บ้านที่อยู่ใกล้เคียงได้

Box 3: **สรุปแนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนปี 2564-2566 จำแนกตามเชื้อเพลิง**

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าหลักก๊าซธรรมชาติ	• เติบโตดี • มีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าที่หมดอายุสัญญาในปี 2564-2565 (การประมูลล่าช้าจากการแพร่ระบาดของ COVID-19)	• แผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (พ.ศ. 2563-2580) กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าหลักจากก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง (เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็น 53% ภายในปี 2580 จากเดิมแผน PDP2015 อยู่ที่ 37%)	• ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง จึงต้องนำเข้าก๊าซ LNG ซึ่งมีราคาสูงกว่า อาจกระทบค่าไฟฟ้าขายปลีกในประเทศ
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	• เติบโตจำกัด จากความกังวลต่อปัญหาสิ่งแวดล้อม ทำให้การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่อาจมีขึ้นหลังปี 2570	• อยู่ระหว่างการพิจารณาจากคณะกรรมการกำกับการศึกษาประเมินสิ่งแวดล้อมระดับยุทธศาสตร์ (SEA) สำหรับพื้นที่จัดตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ภาคใต้	• กระแสต่อต้านจากชุมชน ทำให้แผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงฯ ปรับลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเหลือ 11% ภายในปี 2580 จากแผน PDP2015 อยู่ที่ 23%
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	• เติบโตต่อเนื่อง • การลงทุนใหม่ส่วนใหญ่เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาภาคประชาชน และโรงไฟฟ้าชุมชน (Solar hybrid)	• ปี 2563-2567 ภาครัฐมีแผนรับซื้อไฟฟ้าติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน 250 เมกะวัตต์ (ปีละ 50 เมกะวัตต์) และจากโรงไฟฟ้าชุมชน 550 เมกะวัตต์ • ต้นทุนติดตั้งโซล่าร์เซลล์มีทิศทางลดลงต่อเนื่อง	• ต้นทุนเทคโนโลยีที่นำมาแปลงเป็นกระแสไฟฟ้ายังค่อนข้างสูง ขึ้นอยู่กับขนาดของโรงไฟฟ้า และประเภทของโซล่าร์เซลล์
โรงไฟฟ้าชีวมวล	• เติบโตต่อเนื่อง • การลงทุนส่วนใหญ่เป็นโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน และโรงไฟฟ้า SPP hybrid firm เนื่องจากมีความสามารถในการแข่งขันด้านราคา	แผน PDP/AEDP กำหนดให้ภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชน ดังนี้ • ปี 2564-2566 รับซื้อไฟฟ้าปีละ 100 เมกะวัตต์ และเพิ่มเป็น 300 เมกะวัตต์ในปี 2567 • ปี 2565–2567 รับซื้อเพิ่มเติมจากโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้รวม 120 เมกะวัตต์ • ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ FiT (ปี 2564) โดยภาครัฐรับซื้อในอัตรา 4.28-5.39 บาทต่อหน่วย (ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง) สูงกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่ 2.8 บาทต่อหน่วย	• อาจเผชิญปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบ ทำให้ราคาวัตถุดิบทรงตัวในระดับสูง และยังต้องประมูลแข่งขันเสนอราคาขายไฟฟ้า (Competitive bidding)

Source: Krungsri Research

Box 3: **สรุปแนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนปี 2564-2566 จำแนกตามเชื้อเพลิง (ต่อ)**

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (จากน้ำเสีย และพืชพลังงาน)	• เติบโตต่อเนื่อง • การลงทุนใหม่จะมาจากผู้ผลิตที่มีวัตถุดิบและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในธุรกิจของตนเอง ส่วนที่เหลือจึงขายให้กับ MEA/PEA	• ปี 2565-2566 แผน PDP/AEDP กำหนดให้รัฐรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน (ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน) ปีละ 100 เมกะวัตต์ และเพิ่มเป็น 300 เมกะวัตต์ในปี 2567 • ปี 2564 และ 2565 รัฐจะรับซื้อไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจากขยะ/น้ำเสีย 50 เมกะวัตต์และ 33 เมกะวัตต์ ตามลำดับ • โครงการก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียและพืชพลังงาน ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ FiT ในอัตรา 3.76 และ 5.39 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	• ศักยภาพน้ำเสีย/ของเสียไม่เพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์ อาจทำให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน
โรงไฟฟ้าจากขยะ	• เติบโตต่อเนื่อง • ผู้ประกอบกิจการด้านการกำจัดและคัดแยกขยะ จะมีศักยภาพในการขยายการลงทุนมากกว่า	• แผน PDP2018 กำหนดให้รัฐรับซื้อไฟฟ้าจากขยะรวม 400 เมกะวัตต์ (เริ่มรับซื้อปี 2565) • รัฐรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนแบบฝังกลบตามต้นทุนเชื้อเพลิงภายใต้ระบบ FiT ในอัตรา 5.60 บาทต่อหน่วย โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	• การรวบรวมขยะปริมาณมากไม่สามารถทำได้จากพื้นที่เดียวกัน (1 MW ต้องใช้ขยะ 100 ตันต่อวัน) และคุณภาพการคัดแยกขยะยังอยู่ในระดับต่ำอาจทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	• เติบโตต่อเนื่อง • เป็นโอกาสของนักลงทุนรายใหญ่ที่มีความพร้อมด้านเงินทุน และเทคโนโลยี อีกทั้งพื้นที่ก่อสร้างต้องมีความพร้อมด้านสายส่ง	• การลงทุนส่วนใหญ่เป็นโครงการ SPP ในพื้นที่ สปก. ที่ผ่านการตรวจสอบแล้ว ปัจจุบันอยู่ในช่วงทยอยก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ • รัฐจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมปีละ 90 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2565-2567	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่อยู่ในเขตพื้นที่อุทยาน หรือพื้นที่ที่ระบบสายส่งเข้าถึงลำบาก
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• เติบโตจำกัด ส่วนใหญ่เป็นโครงการภาครัฐ	• บรรจุในแผน PDP2018 ในรูปแบบการลงทุนพลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่อยู่ในเขตอุทยาน • เป็นการลงทุนเฉพาะของ EGAT

Source: Krungsri Research

◢ มุมมองวิจัยกรุงศรี: **ปี 2564-2566 คาดว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนมีแนวโน้มเติบโต จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่จะฟื้นตัวตามภาวะเศรษฐกิจ อย่างไรก็ตาม การแข่งขันของธุรกิจมีแนวโน้มรุนแรงขึ้น จากการเข้ามาของผู้ผลิตไฟฟ้าในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน จึงอาจกดดันรายได้ของธุรกิจอยู่บ้าง**

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (IPP): **คาดรายได้ปรับดีขึ้นเป็นลำดับ** ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศและผลตอบแทนจากการลงทุนในต่างประเทศ สำหรับการลงทุนใหม่ในประเทศ ผู้ผลิตมีแนวโน้มขยายการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เนื่องจากแผน PDP2018 จะเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่จากก๊าซธรรมชาติ (เชื้อเพลิงหลัก) เพียง 700 เมกะวัตต์ในปี 2564-2565 ขณะที่การลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ (อาทิ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย และญี่ปุ่น) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานหมุนเวียน (โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม)
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (SPP): **รายได้มีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่อง** ผลจาก (1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration (ทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาปี 2562-2568) สามารถผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับนิคมอุตสาหกรรมและสวนอุตสาหกรรมได้ต่อเนื่อง (2) การลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบ SPP hybrid firm จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่าราคาขายปลีกค่าไฟฟ้า (ต้นทุนประมาณ 1.81 บาทต่อหน่วย ขณะที่ราคาขายปลีกประมาณ 3.60 บาทต่อหน่วย) และ (3) การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในเขต EEC เพื่อรองรับความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้น
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (VSPP): **รายได้เติบโตต่อเนื่อง** โดยโอกาสขยายการลงทุนอาจจำกัดอยู่ในกลุ่มที่ได้รับการสนับสนุนตามแผน PDP และ AEDP ได้แก่ กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ซึ่งเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ผู้ประกอบการพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ โดยเฉพาะรายใหม่อาจเผชิญข้อจำกัดด้านการขาดแคลนวัตถุดิบ ส่วนโครงการพลังงานลม ภาครัฐอาจทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการใหม่ในปี 2565-2567 นอกจากนี้ **การแข่งขันของธุรกิจมีแนวโน้มรุนแรง** เนื่องจากผู้ประกอบการรายเดิมเร่งขยายกำลังการผลิต ประกอบกับการเข้ามาลงทุนของผู้ประกอบการรายใหม่ โดยเฉพาะกลุ่มที่มีศักยภาพด้านการเงินและเทคโนโลยี เช่น กลุ่ม IPP / SPP กลุ่มรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม/จัดหาออกแบบและก่อสร้าง ซึ่งมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีโซล่าร์เซลล์ เป็นต้น ซึ่งทั้ง 3 กลุ่มแตกไลน์ธุรกิจมาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเพิ่มรายได้

วิจัยกรุงศรี

ดร.สมประวิณ มันประเสริฐ — **ผู้บริหารสายงานวิจัยและหัวหน้าทีมวิจัยเศรษฐกิจ**

พรพรรณ โกคย์สุพัสตร์ — ผู้บริหารฝ่ายวิจัยเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

ทีมวิจัยเศรษฐกิจ

- สุจิต ชัยวิชญชาติ — ผู้บริหารทีมวิจัยเศรษฐกิจมหภาค
- ดร.ฉมาดนัย มากนวล — เศรษฐกรอาวุโส
- จุไรลักษณ์ พลศรี — เศรษฐกรอาวุโส (พยากรณ์ตัวเลขเศรษฐกิจ)
- สร้อยสนธิ์ หล่อสุวรรณกุล — เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจภูมิภาค)
- สถิตย์ แถลงสัตย์ — เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจภูมิภาค)

ทีมวิจัยอุตสาหกรรม

- ศรันต์ สุนันท์สถาพร — ผู้บริหารทีมวิจัยอุตสาหกรรม
- ธเนศ มหัทธนาลัย — นักวิเคราะห์อาวุโส (Digital)
- พูลสุข นิลกิจศรานนท์ — นักวิเคราะห์อาวุโส (Healthcare, Mobile Operators)
- ปิยะนุช สถาพงศ์ภักดี — นักวิเคราะห์อาวุโส (Transport & Logistics)
- นรินทร์ ตันไพบูลย์ — นักวิเคราะห์อาวุโส (Power Generation, Modern Trade, Chemicals, Medical Devices)
- พุทธชาด ลุนคำ — นักวิเคราะห์ (Hotels, Construction Contractors, Construction Materials, Industrial Estate)
- พัชรา กลิ่นชวนชื่น — นักวิเคราะห์ (Real Estate)
- วรรณา ยงพิศาลภพ — นักวิเคราะห์ (Automobile, Electronics & Electrical Appliances, Food & Beverages)
- ชัยวัช โชวเจริญสุข — นักวิเคราะห์ (Agriculture)
- อภิญญา ขนุนทอง — นักวิเคราะห์ (Energy, Petrochemicals)

ทีมพัฒนางานวิจัย

- ดร.พิมพ์นารา หิรัญกสิ — ผู้บริหารทีมพัฒนางานวิจัย
- ปัญจพัฒน์ ประสิทธิ์เดชสกุล — นักวิเคราะห์อาวุโส
- รชฎ เลียงจันทร์ — นักวิเคราะห์
- อาภากร นพรัตยาภรณ์ — นักวิเคราะห์
- ชุติภา คลังจตุรเวทย์ — นักวิเคราะห์

ทีมบริหารระบบข้อมูลวิจัย

- สุรัชนี สมประสงค์ — เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
- ธมณ เสริญสุขสกุล — เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
- เชิดศักดิ์ ศรีชัยตัน — เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย
- วงศกร แก้วอุดทัง — เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย

สนใจสมัครรับอีเมล์ได้ที่ ***krungsri.research@krungsri.com***

คำสงวนสิทธิ์

เนื้อหาและข้อมูลใดๆ ทั้งหมดที่ปรากฏในรายงานฉบับนี้ หากมิได้ระบุไว้เป็นอย่างอื่น ถือเป็นลิขสิทธิ์ของวิจัยกรุงศรี ห้ามมิให้ผู้ใดกระทำการใดๆ เกี่ยวข้องกับเนื้อหา สำเนา หรือดัดแปลงแก่บุคคลอื่น โดยมิได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากวิจัยกรุงศรี รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยอาศัยข้อมูลจากแหล่งที่เชื่อหรือควรเชื่อว่ามีความ น่าเชื่อถือ อย่างไรก็ตาม วิจัยกรุงศรีไม่อาจรับรองความครบถ้วนสมบูรณ์หรือความถูกต้องของข้อมูลดังกล่าว อีกทั้งไม่รับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งทางตรงหรือทางอ้อมจากการใช้รายงานฉบับนี้หรือเนื้อหาในรายงานฉบับนี้ ข้อมูล ความคิดเห็น และการประมาณการที่ปรากฏในรายงานนี้ถือเป็นความคิดเห็นของวิจัยกรุงศรี ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับ ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ ความคิดเห็นในรายงานฉบับนี้เป็นไปตามสถานการณ์ปัจจุบัน ณ วันที่มีการเผยแพร่รายงาน วิจัยกรุงศรีขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงโดยมิต้องแจ้งให้ทราบล่วงหน้า