ธุรกิจผลิตไฟฟ้า

มิถุนายน 2562

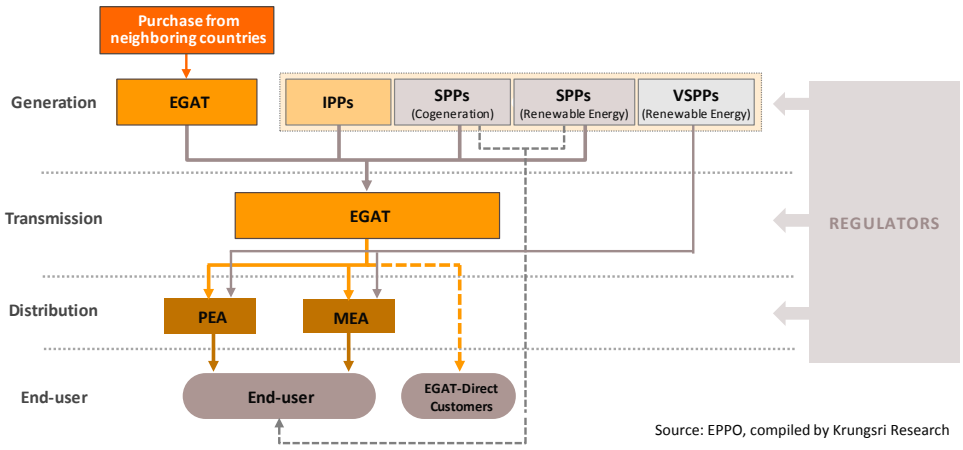
นรินทร์ ตันไพบูลย์
narin.tunpaiboon@krungsri.com
+662 296 2943

- ธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนในปี 2562-2564 มีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่องตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดว่าจะขยายตัวในอัตรา 3-3.5% ปัจจัยหนุนจากด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน และด้านอุปทานจากการสนับสนุนการลงทุนของภาครัฐตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ที่กำหนดแผนเป็นรายภูมิภาค และส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อเนื่อง
- กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีการลงทุนต่อเนื่องจะเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันด้านต้นทุนและแหล่งที่มาของวัตถุดิบ ในอันดับต้นคือ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลจากการเปิดเสรีการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาภาคประชาชนที่ทางการจะเปิดรับซื้อปีละ 100 เมกะวัตต์ เป็นเวลา 10 ปีตั้งแต่ในปี 2562 รองลงมาได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ ตามลำดับ ส่วนกลุ่มโรงไฟฟ้าที่การลงทุนใหม่อาจต้องรอหลังปี 2564 ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และพลังน้ำ หลังจากที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลงทุนขยายสายส่งไฟฟ้าแล้วเสร็จ

ข้อมูลพื้นฐาน

โครงสร้างธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทย เป็นระบบที่รัฐเป็นผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer Model) **โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย** (EGAT) เป็นทั้งผู้ผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) รวมถึงยังผูกขาดระบบสายส่งไฟฟ้า โดยมี**การไฟฟ้านครหลวง** (MEA) **และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค** (PEA) ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าและอาจมีการรับซื้อไฟฟ้าบางส่วนจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) (ภาพที่ 1)

Figure 1: Thailand's Electricity Supply Chain



Source: EPPO, compiled by Krungsri Research

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยมีลักษณะสำคัญคือ 1) ไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่สามารถเก็บเป็นสต็อกเหมือนสินค้าอื่น จำเป็นต้องส่งไปยังลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าทันที โดยผ่านระบบสายส่ง (Transmission system) และระบบจำหน่าย (Distribution system) **2) การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ในระยะเวลาอันสั้น** เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องใช้เวลา 5-7 ปี (ขึ้นอยู่กับประเภทโรงไฟฟ้า) จึงต้องมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือ PDP (Power Development Plan) เพื่อให้เพียงพอกับแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต **3) หน่วยงานภาครัฐมีบทบาทสูงในการกำกับดูแล** ทั้งในด้านการผลิต การจำหน่าย รวมถึงการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าและจัดทำแผนการลงทุนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

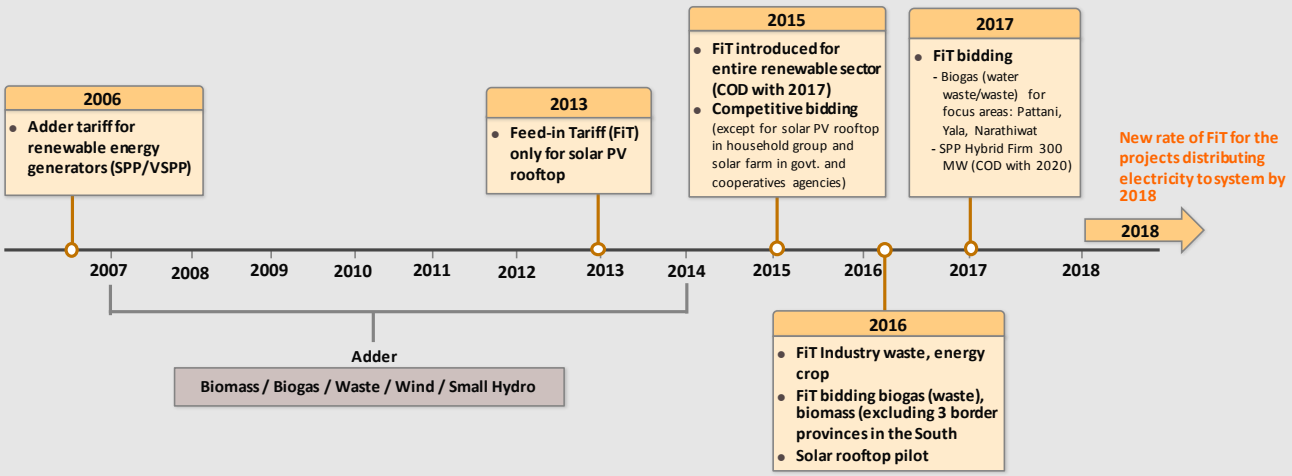
ทิศทางการเติบโตของธุรกิจผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ

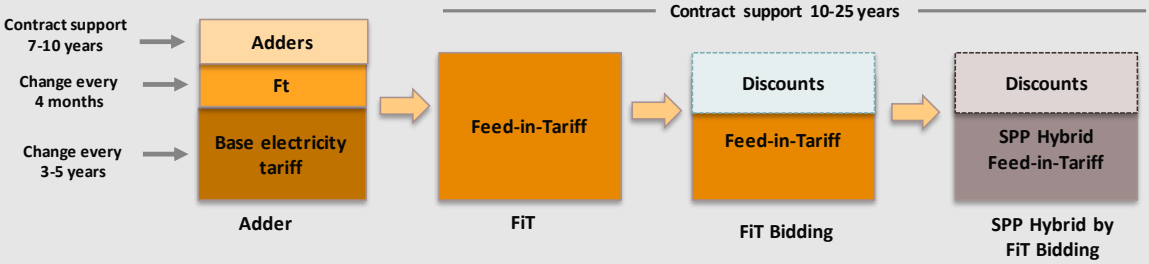
- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ** ซึ่งส่วนใหญ่ผันแปรตามภาวะเศรษฐกิจ โดยเฉลี่ยการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีอัตราประมาณ 0.9-1.1 เท่าของอัตราการเติบโตของ GDP หากพิจารณาสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในปี 2561 พบว่า ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ ภาคครัวเรือน และภาคอื่นๆ มีการใช้ไฟฟ้าในสัดส่วน 47%, 25%, 24% และ 4% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ตามลำดับ
- **นโยบายภาครัฐ** ได้แก่ 1) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือ PDP (Power Development Plan) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก หรือ AEDP (Alternative Energy Development Plan) กำหนดปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศในแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า[1/] 2) นโยบายด้านราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนการผลิตสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน)) ซึ่งปัจจุบันอยู่ภายใต้ระบบ Feed-in Tariff[2/] (FiT) จากเดิมที่ใช้ระบบ Adder[3/] (Box 1) และ 3) แผนพัฒนาโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

1/ ในอดีตเป็นกรอบแผน 15 ปี และได้มีการปรับเปลี่ยนเป็น 20 ปี โดยมีสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO) กำหนดแผนร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE) ปัจจุบันอยู่ภายใต้แผน PDP และ AEDP ฉบับพ.ศ. 2561-2580
2/ ราคารับซื้อไฟฟ้าสุทธิในอัตราพิเศษ ที่สะท้อนมูลค่าต้นทุนที่แท้จริงของโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีระยะเวลารับซื้อตามสัญญา 20-25 ปี การเข้าร่วมโครงการด้วยวิธีประมูลแข่งขัน (competitive bidding) ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC)
3/ เป็นส่วนเพิ่มราคารับซื้อที่บวกเพิ่มจากราคาขายส่งไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระยะเวลารับซื้อ 7 ปี การเข้าร่วมโครงการแบบมาก่อนได้ก่อน (first-come,first-served)

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 (2018)

Type of renewable energy	FiT (THB/kWh)			Period of support
	FiT(F) 1/	FiT(V2018) 2/	Total caculated FiT	
1. Biomass				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**2.22**	**5.35**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**2.22**	**4.83**	20
Capacity >3 MW	2.39	**1.86**	**4.25**	20
2. Biogas (waste water/other waste)				
All size	3.76	-	**3.76**	20
3. Biogas (energy crop)				
All size	2.79	**2.56**	**5.35**	20
4. MSW (waste management)				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**3.23**	**6.36**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**3.22**	**5.83**	20
Capacity >3 MW	2.39	**2.71**	**5.10**	20
5. MSW (landfill)	5.60	-	**5.60**	10
6. Industry waste (VSPP new plant)	3.39	**2.71**	**6.10**	20
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	-		25
Rooftop (residential)				
capacity 0-10 kWp	6.85	-		25
Rooftop (building/factory)				
capacity>10-250 kWp	6.40	-		25
capacity>250-1,000 kWp	6.01	-		25
10. SPP hybrid firm	1.81	**1.86**	**3.67**	20

Source: EPPO, ERC
Note:
1/ FiT is fixed component e.g.cost of electricity plant construction, operating/maintenance expense, land rent.
2/ FiT(v2018) is variable component for some type of renewable energy, which is adjusted depending on feedstock cost and inflation

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ (ภาพที่ 2) ในปี 2560 มีสัดส่วนรวมกัน 57% ของกำลังการผลิตติดตั้งในระบบ (46,090 เมกะวัตต์) (แบ่งเป็น IPP สัดส่วน 33% และ SPP + VSPP สัดส่วน 24%) **ส่วน** EGAT เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีสัดส่วนรวมกัน 43%

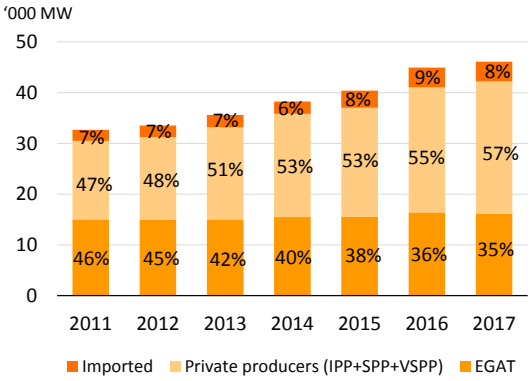
ด้านเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าจำแนกเป็น 2 กลุ่มหลัก คือ

1) **กลุ่มเชื้อเพลิงฟอสซิล** ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ ซึ่งไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วน 57% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมาคือ ถ่านหิน สัดส่วน 17% (ภาพที่ 3)

2) **กลุ่มพลังงานหมุนเวียน** สัดส่วนประมาณ 9% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ได้แก่ เชื้อเพลิงจากพลังงานชีวมวล (กากสินค้าเกษตร) ก๊าซชีวภาพ (เช่น มูลสัตว์ น้ำเสียจากโรงงานแปรรูปเกษตร พืชพลังงาน เป็นต้น) พลังงานขยะ (เช่น ขยะชุมชน ขยะอุตสาหกรรม เป็นต้น) พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังน้ำ

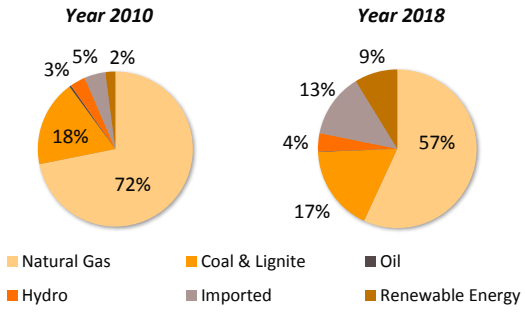
ปัจจุบันปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[4/] (Proved reserve: P1) ในอ่าวไทยอยู่ที่ 6.4 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะที่ความต้องการใช้ของไทยอยู่ที่ 1.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี (ข้อมูลจากกรมเชื้อเพลิง ณ เดือนธันวาคม 2561) ซึ่งคาดว่าจะมีปริมาณก๊าซธรรมชาติใน P1 เหลือใช้ได้จริงเพียง 5-6 ปี ไทยจึงต้องพึ่งการนำเข้าจากแหล่งก๊าซนอกประเทศโดยเฉพาะเมียนมา ดังนั้น **แผน PDP จึงให้ความสำคัญกับการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น** ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเป็น 9% ในปี 2561 จากที่มีสัดส่วนเพียง 2% ในปี 2553

Figure 2: Installed Capacity (by producer)



Source: Energy Policy and Planning Office (EPPO)

Figure 3: Power Generation (GWh) by fuel



Source: EPPO

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง: มากกว่า 90 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงหลัก ผู้ผลิตในกลุ่มนี้ ได้แก่ 1) บมจ.ผลิตไฟฟ้า 2) บมจ.ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง 3) บจก.โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี 4) บจก.ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี 5) บจก.โกลว์ ไอพีพี (บ่อวิน) 6) บจก.อีสเทิร์น เพาเวอร์ 7) บจก.บีแอลซีพี เพาเวอร์ 8) บจก.กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น 9) บจก.ราชบุรีเพาเวอร์ 10) บจก.เก็คโค่-วัน 11) บจก.กัล์ฟ เจพี เอ็นเอส และ 12) บจก.กัล์ฟ เจพี ยูที

  ปัจจัยกำหนดผลประกอบการ: กลุ่มนี้จะมีความเสี่ยงในการรับรู้รายได้ต่ำ เนื่องจากมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT โดยมีรายได้จาก 2 ทาง คือ 1) จากปริมาณการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจริงตามการใช้ของผู้บริโภค และ 2) รายได้ขั้นต่ำที่จะได้รับตามที่กำหนดในสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT หรือที่เรียกว่า Minimum take รายได้ของกลุ่มนี้จึงขึ้นอยู่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศ นอกจากนี้ ยังมีรายได้จากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ อาทิ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง: 10-90 **เมกะวัตต์** ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน และพลังงานหมุนเวียน ผู้ผลิตกลุ่มนี้ขายไฟฟ้าให้กับ EGAT ส่วนที่เหลือจะขายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมในสถานที่ใกล้เคียง จำแนกเป็น 1) SPP ประเภท Firm มีสัญญาขายไฟฟ้าให้ EGAT เป็นระยะเวลา 25 ปี เชื้อเพลิงที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน 2) SPP ประเภท Non-Firm อายุสัญญา 5 ปี (ต่ออายุได้คราวละ 5 ปี) เชื้อเพลิงที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นพลังงานหมุนเวียน อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ขยะ ชีวมวล

  ปัจจัยกำหนดผลประกอบการ: ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP มีรายได้ 2 ทางคือ 1) รายได้จากสัญญาขายไฟฟ้ากับ EGAT ระยะเวลาตั้งแต่ 20-25 ปี มีการประกันรายได้ขั้นต่ำเช่นเดียวกับ IPP ความเสี่ยงในการรับรู้รายได้จึงค่อนข้างต่ำ และ 2) รายได้จากส่วนที่ขายไฟฟ้าโดยตรงให้กับลูกค้าโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง รายได้ในส่วนนี้จะผันผวนตามภาวะเศรษฐกิจและทิศทางของธุรกิจอุตสาหกรรมของลูกค้า

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง: **น้อยกว่า 10 เมกะวัตต์** ใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ เป็นการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง ส่วนที่เหลือจะขายให้กับ MEA และ PEA ในอัตรารับซื้อภายใต้ระบบ Feed-in Tariff (FiT) ตลอดอายุโครงการ โดยอิงตามประเภทเชื้อเพลิง (Box 1) กลุ่มผู้ประกอบการในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม จัดหาออกแบบ และก่อสร้าง เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลแสงอาทิตย์

4/ ปริมาณคงเหลืออยู่ในแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้ว มีแผนการผลิตที่กำหนดไว้ชัดเจน ได้รับอนุมัติจากภาครัฐให้ผลิตเป็นไปตามกฎหมายของประเทศนั้น ๆ และคาดว่าจะผลิตได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์

Major Players in Thailand

Table 1: IPPs

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

Source: EGAT

Table 2: SPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Firm		
Cogeneration		
Amata B. Grimm Power (9 projects)	810.0	Gas
Gulf JP (7 projects)	630.0	Gas
Glow SPP (8 projects)	630.0	Gas, Coal
Gulf TS (4 projects)	360.0	Gas
Rojana Power (3 projects)	270.0	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
EGCO Cogeneration (1 project)	180.0	Gas
Renewable		
National Power Plants (4 projects)	124.0	Husk
Mitrphol Bio-Power (4 projects)	76.6	Bagasse
Khonburi Power Piant (1 project)	22.0	Bagasse
Gulf Yala Green (1 project)	20.2	Para-wood residue
A.T. Power (1 project)	20.0	Husk
Khon Kaen Sugar Power Plant (1 project)	20.0	Bagasse

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Non-Firm		
Cogeneration		
Global Power Synergy (2 projects)	100.0	Gas
PTT Global Chemical (1 project)	60.0	Gas
DCAP (1 project)	65.0	Gas
IRPC (1 project)	45.0	Gas, Coal, Fuel
Renewable		
EA Solar (3 projects)	180.0	Solar
TPI Polene Power (3 projects)	145.0	Waste
EA Wind (3 projects)	126.0	Wind
First Korat Wind (1 project)	90.0	Wind
KR2 (1 project)	90.0	Wind
Chaiyaphum Wind Farm (1 project)	80.0	Wind
Mitrphol Bio-Power (3 projects)	61.0	Bagasse, Husk
Kaset Thai Bio Power (1 project)	60.0	Bagasse
Khaokor Wind Power (1 project)	60.0	Wind
Watabak Wind (1 project)	60.0	Wind
Natural Energy Development (1 project)	55.0	Solar
SPP Six (1 project)	41.0	Solar
Sermsang Palang Ngan (1 Project)	40.0	Solar
Thai Ekaluck Power (1 project)	38.0	Bagasse

Source: EGAT, compiled by Krungsri Research

Table 3: VSPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)
Solar	
Solar Power (36 projects)	211.7
Bangchak Solar Energy (10 projects)	80.0
B.Grimm Yanhee Solar Power (8 projects)	59.7
Gunkul Powergen (5 projects)	59.1
Solarco (6 projects)	57.0
Siam Solar Energy (48 projects)	48.0
N.P.S. Star Group (6 projects)	36.0
S2P Energy (6 projects)	36.0
Saolartra (7 projects)	33.8
EGCP-SPP (4 projects)	30.0
Wind	
Wind Energy Development (2 projects)	12.5
Inter Far East Wind International (1 project)	10.0
Theppana Wind Farm (1 project)	6.9

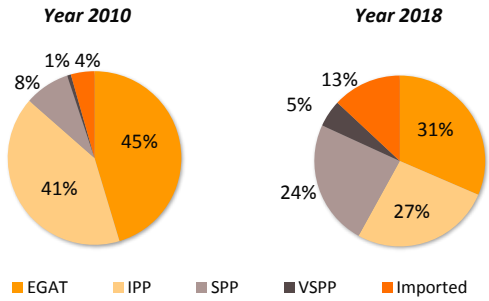
Companies	Contracted Capacity (MW)
Biomass	
Erawan Power (3 projects)	24.0
Thipkamphangphet (2 projects)	16.0
Khonburi Power Plant (2 projects)	16.0
Kaona Power Supply (2 projects)	14.5
Yala Green Energy (1 project)	8.7
Biogas	
EH & Renewable (1 project)	8.0
Sanguan Wongse Energy (1 project)	8.0
VG Energy (2 projects)	7.0
Mitprasong Green power (1 project)	5.0
Waste	
PJT Technology (3 projects)	14.5
Zenithy Green Energy (1 project)	8.0
Bangkok Green Power (1 project)	8.0

Source: DEDE, compiled by Krungsri Research

ปัจจัยกำหนดผลประกอบการ: รายได้ของผู้ผลิตในกลุ่มนี้ ขึ้นอยู่กับ 1) ต้นทุนค่าก่อสร้าง/การติดตั้งระบบ/ราคาวัตถุดิบ 2) การรับรู้รายได้หลังจากขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว โดยโรงไฟฟ้าที่พึ่งพาเชื้อเพลิงธรรมชาติ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังน้ำ ในช่วง 1-2 ปีแรก ผลประกอบการจะอยู่ในภาวะขาดทุน เนื่องจากมีภาระต้นทุนจากการก่อสร้างสูง และจะปรับดีขึ้นหลังรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าแล้ว ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ผลประกอบการมักมีความไม่แน่นอนจากความผันผวนของปริมาณและราคาวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

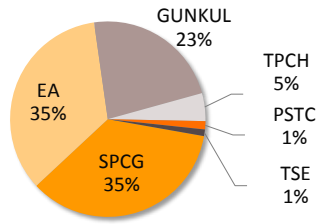
ทั้งนี้ ในช่วงปี 2556-2561 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP และ VSPP มีสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยเฉพาะผู้ผลิต VSPP ซึ่งใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน AEDP อย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2561 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก VSPP เพิ่มขึ้นเป็น 5.0% จากที่มีเพียง 1% ในปี 2553 (ภาพที่ 4) ผู้ประกอบการที่ประกอบธุรกิจผลิตไฟฟ้ารายสำคัญในตลาดหลักทรัพย์ที่ใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ บมจ.พลังงานบริสุทธิ์ (EA) ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม, บมจ.เอสพีซีจี (SPCG) ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์, บมจ.กันกุล (GUNKUL) ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และชีวมวล, บมจ. ทีพีซี เพาเวอร์โฮลดิ้ง (TPCH) ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล และ บมจ. ไทย โซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ (TSE) ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (ภาพที่ 5)

Figure 4: Power Generation (GWh) by producer



Source: EPPO

Figure 5: Market Share of Listed Companies in Renewable Energy Sector
(average 2013-2017)



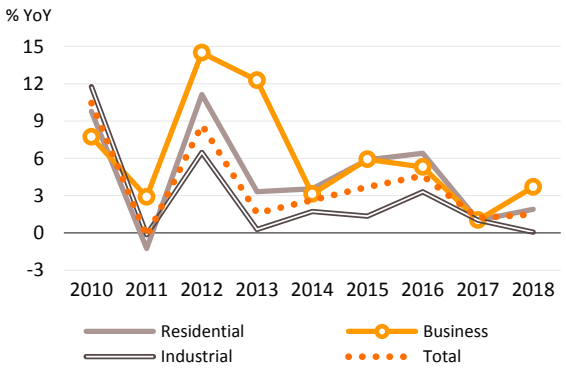
Source: Stock Exchange of Thailand

◢ *สถานการณ์ที่ผ่านมา*

การใช้ไฟฟ้าของไทยในปี 2561 อยู่ที่ 187,832 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ขยายตัวเพิ่มขึ้น 1.5% YoY จาก 1.2% ในปี 2560 ตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและภาคท่องเที่ยวของประเทศ มาตรการประหยัดไฟฟ้าของภาครัฐส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นไม่มาก สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) อยู่ที่ 28,338 เมกะวัตต์ในเดือนเมษายน ลดลงจากสถิติสูงสุดที่ 29,619 เมกะวัตต์ในปี 2559 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมรวมกันขยายตัว 1.3%YoY ส่วนการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนขยายตัว 1.9% YoY (ภาพที่ 6)

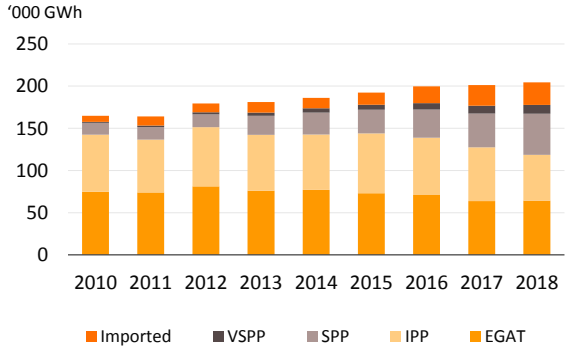
การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2561 อยู่ที่ 204,428 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ขยายตัว 1.6% YoY จากที่ขยายตัวเพียง 0.8% ในปี 2560 โดย***ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากผู้ผลิต EGAT*** (สัดส่วน 31% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) ขยายตัว 0.8% จากที่หดตัว -10.0% ในปี 2560 ขณะที่***ผู้ผลิตไฟฟ้า IPP*** (สัดส่วน 27%) มีการผลิตลดลงต่อเนื่องจากปี 2560 ที่ -14.7% YoY ส่วน***ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP*** (สัดส่วนรวมกัน 29%) ขยายตัวเร่งขึ้นในอัตรา 21.7% YoY และ 12.9% YoY ตามลำดับ (ภาพที่ 7) ผลจากการเร่งรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในช่วงที่ผ่านมาและถึงกำหนดที่ผู้ผลิต SPP และ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามสัญญากับการไฟฟ้า โดยในปี 2561 มี***การใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้า*** เพิ่มขึ้นต่อเนื่องที่ 20.0% YoY ขณะที่***การใช้ก๊าซธรรมชาติ***ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักหดตัวต่อเนื่องที่ -4.0% YoY ส่วนการใช้ถ่านหินและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ขยายตัว 0.2% YoY และ 9.2% YoY ตามลำดับ

Figure 6: Electricity Consumption Growth (by sector)



Source: EPPO

Figure 7: Power Generation (by producer)

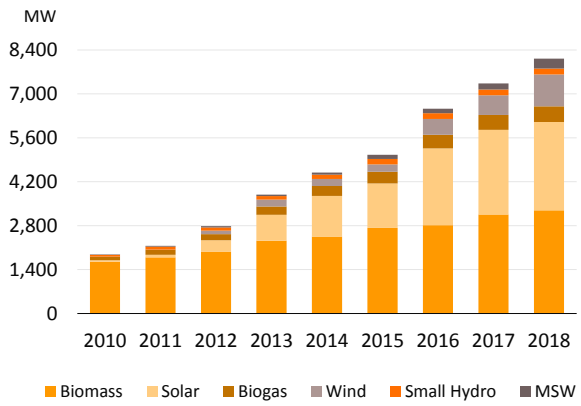


Source: EPPO

ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบตามสัญญาของรัฐ (Selling to the grid) **ในปี 2561 มีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมทั้งสิ้น 8,127 เมกะวัตต์**[5/] เพิ่มขึ้น 10.8% จากสิ้นปี 2560 (ภาพที่ 8) โดยกำลังการผลิตติดตั้งจากพลังงานขยะ และพลังงานลม มีอัตราการขยายตัวสูงสุดที่ 66.5% และ 62.1% ตามลำดับ เนื่องจากในปี 2559 ภาครัฐมีการเร่งรับซื้อไฟฟ้าจากขยะเพื่อลดปัญหาขยะที่มีจำนวนมาก และมีการแก้ไขปัญหาที่ดินสปก.ในโครงการกังหันลม ทำให้ผู้ผลิต SPP โครงการขยะและโครงการกังหันลมสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามสัญญากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาเปรียบเทียบกับเป้าหมายที่วางไว้ในแผนเดิม AEDP2015 ที่ผลักดันให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้า (เป้าหมาย 16,788 เมกะวัตต์ภายในปี 2579) พบว่ามีการผลิตและส่งไฟฟ้าเข้าระบบแล้วคิดเป็น 48.5% ของเป้าหมาย โดยที่ผ่านมาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลมีปริมาณไฟฟ้าเข้าระบบมากที่สุดประมาณ 59% ของเป้าหมาย 5,570 เมกะวัตต์ รองลงมา ได้แก่ พลังงานขยะ พลังน้ำขนาดเล็ก แสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ และพลังงานลม ตามลำดับ (ภาพที่ 9)

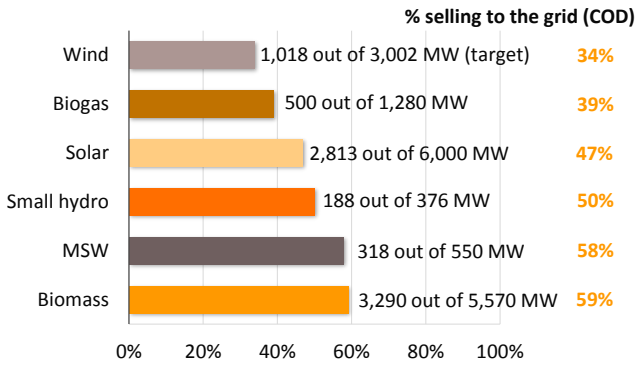
สำหรับสถานะของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามผู้ผลิตเอกชน ซึ่งได้แก่ SPP **และ** VSPP (รวมโครงการที่ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Adder และ FiT) **ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว** (COD) **ในปี 2561 มีประมาณ 937 โครงการ คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา** (Contract capacity) **4,877 เมกะวัตต์** (ตารางที่ 4) โดยโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีจำนวนโครงการมากที่สุด ขณะที่โครงการชีวมวลที่ผ่านมาธุรกิจเกิดปัญหาการแย่งชิงวัตถุดิบ อีกทั้งกระแสการคัดค้านโรงไฟฟ้าชีวมวลจากชุมชนเพิ่มมากขึ้น ทำให้มีโครงการที่ถูกยกเลิกสัญญาไปเป็นจำนวนมาก และบางส่วนรอการปรับเปลี่ยนจากที่ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Adder มาเป็นระบบ FiT (ดูรายละเอียดแต่ละประเภทเชื้อเพลิง/พลังงานหน้าที่ 7)

Figure 8: 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 9: Renewable Energy Generation Capacity and AEDP* Target (as of 2018)



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

Table 4: Accumulated Capacity
(selling to the grid-COD)

As of December 2018	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total	
	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
Solar	7	436.0	554	2,275.4	561	2,711.4
Wind	3	270.0	7	27.9	10	297.9
Biomass	8	216.7	167	1,044.5	175	1,261.2
Biogas	-	-	175	321.9	175	321.9
MSW	3	163.0	30	121.2	33	284.2
Small hydro	-	-	4	0.9	4	0.9
Total	**21**	**1,085.7**	**937**	**3,791.7**	**958**	**4,877.4**

Source: ERC, compiled by Krungsri Research

5/ รวมกำลังการผลิตนอกระบบ (การผลิตไฟฟ้าของเอกชนเพื่อใช้เอง) แต่ไม่รวมกำลังการผลิตจากพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 2,906 เมกะวัตต์

การดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	การเปลี่ยนแปลง/พัฒนาการ	สถานการณ์ปี 2561

● โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การเปิดรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมาก โดยเฉพาะจากโครงการ Solar farm ส่วนราชการและสหกรณ์การเกษตร และการผลิตไฟฟ้าบนหลังคา ต้นทุนการติดตั้งและราคาแผงโซล่าร์ที่ปรับลดลง ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ช่วงครึ่งหลังของปี 2559

Solar	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	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	2,275.4	561	2,711.4
Total	7	436.0	554	2,275.4	561	2,711.4

● โรงไฟฟ้าพลังงานลม

ระหว่างปี 2559-2560 มีโครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว เนื่องจากในปี 2559 ภาครัฐมีการแก้ไขปัญหาที่ดินสปก. ทำให้ผู้ผลิต SPP ที่ค้างท่ออยู่เริ่มทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายใต้การส่งเสริมในระบบ Adder

Wind	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	1	90.0	3	25.0	3	115.0
Selling to the grid (COD)	3	270.0	7	27.9	10	297.9
Total	4	360.0	10	52.9	13	412.9

● โรงไฟฟ้าชีวมวล

ในช่วงปี 2557-2558 โครงการส่วนใหญ่ประสบกับปัญหาการแย่งชิงวัตถุดิบและราคาวัตถุดิบ (แกลบ ไม้ ทะลายปาล์ม) ที่เพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งถูกกระแสการคัดค้านโรงไฟฟ้าชีวมวลจากชุมชน ทำให้มีโครงการถูกปฏิเสธการรับซื้อ/ยกเลิกคำขอและยกเลิกสัญญามากกว่า 300 โครงการ คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าประมาณ 2,800 เมกะวัตต์ โดยส่วนใหญ่เป็นโครงการที่ขอรับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Adder เกือบทั้งหมด

Biomass	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	17	93.0	17	93.0
Selling to the grid (COD)	8	216.7	167	1,044.5	175	1,261.2
Total	8	216.7	184	1,137.5	192	1,354.2

● โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

ส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตที่เข้าร่วมโครงการส่งเสริมการลงทุนจากภาครัฐ อาทิ โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ผู้เข้าร่วมโครงการส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มโรงงานปศุสัตว์ และโรงงานที่ต่อยอดจากอุตสาหกรรมการเกษตร จำนวนโครงการยังคงเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง

Biogas	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	5	14.5	4	14.5
Selling to the grid (COD)	-	-	175	321.9	172	321.9
Total		-	180	336.4	176	336.4

● โรงไฟฟ้าจากขยะ

ระหว่างปี 2559-2560 ภาครัฐมีการเร่งรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากกลุ่มนี้มากขึ้น ส่วนหนึ่งเพื่อแก้ไขปัญหาขยะที่มีจำนวนมาก แต่การขยายตัวของโครงการโรงไฟฟ้าขยะยังมีข้อจำกัดทางด้าน พ.ร.บ.ร่วมลงทุน กฎหมายผังเมือง และยังมีบางพื้นที่ที่ถูกต่อต้านจากชุมชนรอบข้างโรงไฟฟ้า อีกทั้งแหล่งขยะขนาดใหญ่ที่อยู่ในพื้นที่เดียวกันมีจำกัด จึงเป็นอุปสรรคต่อการผลิตกระแสไฟฟ้า

MSW	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	4	32.0	6	32.0
Selling to the grid (COD)	3	163.0	30	121.2	33	284.2
Total	3	163.0	34	153.2	39	316.2

● โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

ภาครัฐเปิดรับซื้อจากเอกชนไม่มาก ส่วนใหญ่เป็นการสร้างเขื่อนขนาดเล็กหรือฝายทดน้ำกั้นลำน้ำเพื่อเก็บกักน้ำและผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้ในชุมชน

Small hydro power	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of December 2018	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	3	-	4	0.9	4	0.9

Source: ERC, compiled by Krungsri Research

◢ แนวโน้มอุตสาหกรรม

ในปี 2562-2564 คาดว่าธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่อง โดยมีปัจจัยหนุนทั้งด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน และด้านอุปทานจากนโยบายสนับสนุนการลงทุนของภาครัฐ

- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศขยายตัวต่อเนื่อง**ตามภาวะเศรษฐกิจ และการลงทุนในภาคธุรกิจ/อุตสาหกรรมที่ทยอยเพิ่มขึ้น จะหนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ (อ้างอิงตามแผน PDP2018 คาดการใช้ไฟฟ้าในประเทศจะขยายตัว 3.6% ในปี 2562-2563 และ 3.2% ในปี 2564 ภายใต้สมมติฐาน GDP ขยายตัวเฉลี่ย 3.8% ต่อปี, ภาพที่ 10)

- **แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปีพ.ศ. 2561-2580 (PDP2018) และการต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration** เอื้อให้เกิดการขยายกำลังการผลิตและการลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในระยะอันใกล้ โดยมีประเด็นสำคัญดังนี้

  - แผน PDP2018 กำหนดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 77,211 เมกะวัตต์ ในปี 2580 เพิ่มขึ้น 9% จากแผน PDP2015 เป็นกำลังการผลิตใหม่ในช่วงปี 2561-2580 จำนวน 56,431 เมกะวัตต์ (รายละเอียดตามตารางที่ 5) โดยจะส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นคิดเป็น 53% ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมในปี 2580 และกำลังการผลิตของพลังงานหมุนเวียนยังคงอยู่ที่ 20% ส่วนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าถ่านหินลดลงเหลือ 12% (ตารางที่ 6) ในส่วนนี้จะเป็นโรงไฟฟ้าใหม่หรือโรงไฟฟ้าทดแทนโรงเดิม ซึ่งจะมีทั้งที่ลงทุนโดย EGAT และเปิดประมูลแข่งขันในภาคเอกชนของ IPP (ตารางที่ 7)

  - การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่รับซื้อจากเอกชน แบ่งออกเป็น 1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐในช่วงปี 2561-2580 กำลังการผลิตไฟฟ้า 520 เมกะวัตต์ จำแนกเป็นโรงไฟฟ้าขยะ 400 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ 120 เมกะวัตต์ 2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP กำลังการผลิตไฟฟ้า 18,176 เมกะวัตต์ (ตารางที่ 8)

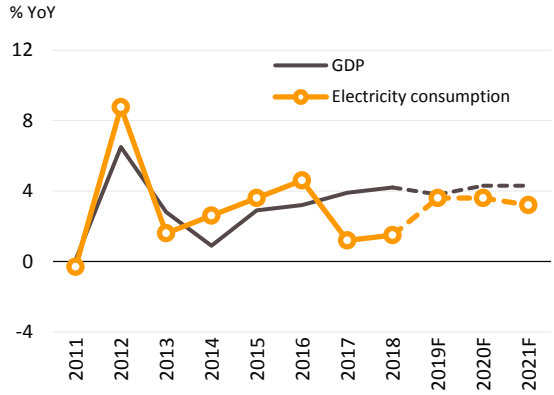
  - ประมาณค่าไฟฟ้าขายปลีกในช่วงปี 2561-2580 อยู่ระหว่าง 3.50-3.63 บาทต่อหน่วย หรือเฉลี่ย 3.58 บาทต่อหน่วย เนื่องจากประเมินว่าราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) นำเข้าจะมีแนวโน้มลดลงจากอุปทานที่เพิ่มขึ้น โดยราคาเฉลี่ย LNG นำเข้าที่ใช้คำนวณตลอดแผน PDP จะอยู่ที่ประมาณ 244 บาทต่อล้านบีทียู เทียบกับปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 266-329 บาทต่อล้านบีทียู[6/]

  - คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เห็นชอบให้ต่ออายุสัญญาโครงการโรงไฟฟ้า SPP Cogeneration ที่สิ้นสุดสัญญาในปี 2559-2568 จำนวน 25 ราย กำลังการผลิตรวม 2,974.2 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 20 ราย และถ่านหิน 5 ราย โดยให้ใช้เชื้อเพลิงตามสัญญาเดิมและได้รับอัตรารับซื้อไฟฟ้าสอดคล้องกับประเภทเชื้อเพลิง โดยให้ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 2.80 บาทต่อหน่วย และถ่านหิน 2.54 บาทต่อหน่วย

ปัจจัยหนุนดังกล่าวข้างต้น จะเอื้อประโยชน์ให้เกิดการลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 ส่วน ดังนี้

- **โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (IPP) คาดจะมีการเปิดประมูลในอีก 3-5 ปีข้างหน้า** เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ทยอยหมดอายุสัญญาและต้องออกจากระบบในช่วงปี 2568-2570 จำนวน 8,300 เมกะวัตต์ โดยจะมีการเปิดประมูล 700 เมกะวัตต์ต่อปีในพื้นที่ภาคตะวันตกของประเทศช่วงปี 2564-2565

Figure 10: Trend of Electricity Demand (PDP2018) and Economic Growth



Source: EPPO
Note: Electricity consumption data from PDP2018
GDP forecast by Krungsri Research

Table 5: Total Capacity under PDP2018 VS PDP2015

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: PDP2018 / EPPO

Table 6: Share of Power Generation (%)

Fuel type	PDP2015	PDP2018
Natural gas	37	53
Coal	23	12
Imported hydro	15	9
Renewable energy	20	20
Nuclear	5	0
Others	0.1	0.06
Energy saving	0	6

Source: PDP2018 / EPPO

Table 7: Additional Capacity by Fuel during 2018-2037

Power capacity	PDP2018 (MW)
Renewable energy	20,766
Hydro power from EGAT	500
Cogeneration	2,112
Combined-cycle (EGAT/IPP)	13,156
Coal/Lignite (EGAT/IPP)	1,740
Purchased from neighboring countries	5,857
IPP bidding (EGAT/IPP)	8,300
Energy Efficiency Plan	4,000
Total	**56,431**

Source: PDP2018 / EPPO

6/ อ้างอิงจากแหล่ง Japan/Korea Marker (Platts) ที่ 8.5-10.5 ดอลลาร์สหรัฐฯต่อล้านบีทียู (อัตราแลกเปลี่ยนที่ 31.4 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐฯ)

- **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) มีแนวโน้มขยายกำลังการผลิตและลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่มากขึ้น** โดยเฉพาะในกลุ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2559-2568 สามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าและ/หรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่เดิมจำหน่ายให้กับนิคมอุตสาหกรรมและสวนอุตสาหกรรม รวมทั้งการลงทุนผลิตไฟฟ้าในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบของการผสมผสานเชื้อเพลิงหรือที่เรียกกว่า SPP Hybrid Firm ที่ทางการสนับสนุนมากขึ้น (เริ่มดำเนินการเปิดรับซื้อรอบแรกในเดือนตุลาคม 2560 ที่ผ่านมา จำนวน 300 เมกะวัตต์ ในอัตรารับซื้อ (FiT) 3.66 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี)
- **การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน** จำแนกได้เป็น

  1) **กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีการลงทุนต่อเนื่อง** ในอันดับต้นคือ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ผลจากการเปิดเสรีการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาภาคประชาชนที่ทางการจะเปิดรับซื้อปีละ 100 เมกะวัตต์ เป็นเวลา 10 ปีตั้งแต่ในปี 2562 และกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันด้านต้นทุนและแหล่งที่มาของวัตถุดิบ ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ ตามลำดับ

  2) **กลุ่มโรงไฟฟ้าที่การลงทุนอาจต้องรอหลังปี** 2564 ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และพลังน้ำ เนื่องจากพื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่เป็นพื้นที่เขตอุทยานซึ่งการขออนุญาตยุ่งยาก และระบบสายส่งเข้าถึงลำบาก โอกาสการลงทุนใหม่อาจต้องรอหลังปี 2564 เป็นต้นไปหลังจากที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดำเนินการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า

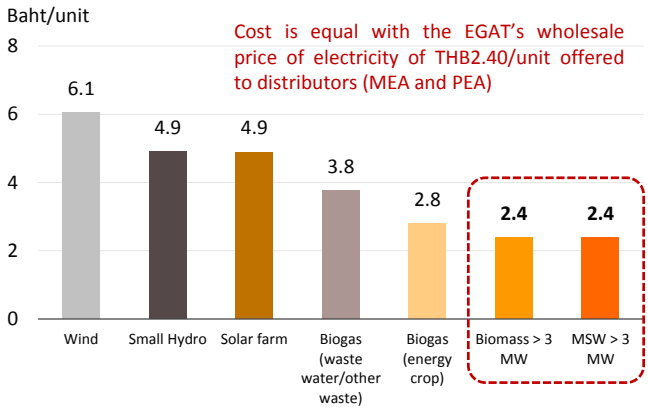
อย่างไรก็ตาม การแข่งขันในธุรกิจมีแนวโน้มสูงขึ้น จากแผนสนับสนุนให้ภาคเอกชนเข้ามาแข่งขันด้านราคา (Competitive bidding) ภายใต้เงื่อนไขที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต้องไม่สูงกว่าราคาค่าไฟฟ้าขายปลีกตามแผน PDP2018 อยู่ระหว่าง 3.50-3.63 บาทต่อหน่วย หรือเฉลี่ย 3.58 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ คาดว่าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ที่มีศักยภาพในการแข่งขันด้านต้นทุนจะเข้ามาขยายการลงทุนมากขึ้นโดยเฉพาะในกลุ่มเชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนที่จะมีความต้องการรับซื้ออย่างต่อเนื่องตามแผนของภาครัฐ

Table 8: Renewable Energy Capacity during 2018-2037

Supported by government policy		*Under new AEDP*	
Power plant	**MW**	**Power plant**	**MW**
Waste energy	400	Solar	10,000
Biomass Energy	120	Biomass	3,376
Total	**520**	Biogas	546
		Floating solar and hydro (EGAT)	2,725
		Wind	1,485
		Industrial waste	44
		Total	**18,176**

Source: PDP2018 / EPPO

Figure 11: Production Cost of RE Power Plants



Note: FIT(Fixed) is a portion of the remuneration that is fixed throughout the whole support period (e.g. cost of electricity plant construction, operating/maintenance expense, land rent and others).

สรุปแนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนในปี 2562-2564 จำแนกตามเชื้อเพลิง

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าหลักก๊าซธรรมชาติ	• เติบโตต่อเนื่อง • มีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงเก่าที่หมดอายุสัญญาในปี 2563-64	แผน PDP ฉบับใหม่ (พ.ศ.2561-2580) กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงจากก๊าซธรรมชาติ (เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็น 53% ภายในปี 2580 จากเดิม 37%)	ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง จึงมีแนวโน้มต้องนำเข้าก๊าซ LNG ซึ่งมีราคาสูงกว่า อาจกระทบค่าไฟฟ้าขายปลีกในประเทศ
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	• เติบโตจำกัด เนื่องจากความกังวลการสร้างโรงไฟฟ้าอาจไม่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ อาจต้องหลังปี 2570	อยู่ระหว่างการพิจารณาจากคณะกรรมการกำกับการศึกษาประเมินสิ่งแวดล้อมระดับยุทธศาสตร์ (SEA) สำหรับพื้นที่จัดตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ภาคใต้	เนื่องจากถูกต่อต้านจากชุมชน ทำให้แผน PDP2018 ปรับลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลงเหลือ 12% ภายในปี 2580 จากแผน PDP เดิมอยู่ที่ 23%
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	• เติบโตในระดับปานกลาง • การลงทุนใหม่ส่วนใหญ่จะเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาภาคประชาชน	• ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน ในรูปแบบใช้เองและรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบ ปีละ 100 เมกะวัตต์ เป็นเวลา 10 ปี • ต้นทุนติดตั้งโซล่าร์เซลมีทิศทางลดลง	แม้ต้นทุนติดตั้งโซล่าร์เซลจะลดลง แต่ต้นทุนเทคโนโลยีที่นำมาแปลงเป็นกระแสไฟฟ้ายังค่อนข้างสูง ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง อาทิ ขนาดของโรงไฟฟ้า ประเภทของเซลแสงอาทิตย์
โรงไฟฟ้าชีวมวล	• เติบโตได้ในระดับปานกลาง • โรงไฟฟ้า SPP Hybrid Firm มีแนวโน้มเข้ามาลงทุนเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีความสามารถในการแข่งขันด้านราคา	• เป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน PDP/AEDP ฉบับใหม่ • ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยเฉลี่ยอยู่ที่ 2.8 บาทต่อหน่วย ซึ่งต่ำกว่าระดับราคาขายปลีก 3.60 บาทต่อหน่วย ตามเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าของภาครัฐ	มีความเสี่ยงด้านวัตถุดิบเชื้อเพลิงค่อนข้างสูง เนื่องจากเป็นกลุ่มแรกที่รัฐบาลให้การสนับสนุนจนนำมาสู่ปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบ ทำให้ราคาวัตถุดิบปรับสูงขึ้น
โรงไฟฟ้าจากขยะ	• เติบโตจำกัด • ผู้ประกอบกิจการด้านการกำจัดและคัดแยกขยะ จะมีศักยภาพในการขยายการลงทุนมากกว่า	ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนตามต้นทุนที่แท้จริง (FiT) ในอัตรา 3.66 บาทต่อหน่วย โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	ขยะปริมาณมากไม่สามารถรวบรวมได้จากพื้นที่เดียวกัน (1 MW ต้องใช้ขยะ 100 ตันต่อวัน) และคุณภาพของการคัดแยกขยะยังอยู่ในระดับต่ำอาจทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	• เติบโตจำกัด • การลงทุนใหม่จะเป็นผู้ผลิตที่มีวัตถุดิบและผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในธุรกิจของตนเอง ส่วนที่เหลือจึงขายให้กับการไฟฟ้า	ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ FiT ในอัตรา 3.76 บาทต่อหน่วย โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	ศักยภาพน้ำเสีย/ของเสียไม่เพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์ จึงทำให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	• เติบโตจำกัด • การลงทุนใหม่จะเอื้อกับกลุ่มนักลงทุนรายใหญ่ที่มีความพร้อมทางด้านเงินทุน เทคโนโลยี และพื้นที่ก่อสร้างต้องมีความพร้อมด้านสายส่ง	การลงทุนจะเป็นโครงการ SPP ในพื้นที่ สปก.ที่ผ่านการตรวจสอบแล้ว ปัจจุบันอยู่ในช่วงทยอยก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่เป็นพื้นที่อุทยาน และอยู่ในพื้นที่ที่ระบบสายส่งเข้าถึงลำบาก • ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าอีกครั้งหลังจากที่กฟผ.ดำเนินการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแล้วเสร็จในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• เติบโตจำกัด ส่วนใหญ่เป็นโครงการของภาครัฐ	บรรจุอยู่ในแผน PDP2018 ในรูปแบบการลงทุนพลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่อยู่ในเขตอุทยาน • เป็นการลงทุนโดยเฉพาะของ กฟผ.

Source: Krungsri Research

◢ *มุมมองวิจัยกรุงศรี:* **ในช่วงปี 2562-2564 คาดว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่มีแนวโน้มเติบโตค่อนข้างดี จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ดี การแข่งขันด้านราคาในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะสูงขึ้น อาจกดดันรายได้ของผู้ผลิตให้เติบโตอยู่ในระดับปานกลางใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา**

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (IPP): **คาดรายได้จากการขายไฟฟ้ามีทิศทางเติบโตต่อเนื่อง** ตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศและยังมีรายได้จากการขายไฟฟ้าที่เข้าไปลงทุนในต่างประเทศ สำหรับการลงทุนใหม่ในประเทศมีแนวโน้มมุ่งสู่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เนื่องจากตาม PDP2018 จะมีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนจากก๊าซธรรมชาติเพียง 700 เมกะวัตต์ในช่วงปี 2563-2564 ขณะที่การลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศมีมากขึ้น อาทิ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย ทั้งในส่วนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (SPP): **ยังสามารถประคองตัวได้** โดยโอกาสการลงทุนจะเอื้อเฉพาะกับ 1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration ที่จะทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2559-2568 โดยสามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายให้กับนิคมอุตสาหกรรมและสวนอุตสาหกรรมได้ต่อเนื่อง 2) การลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ SPP Hybrid Firm เนื่องจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่าราคาขายปลีกค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน (ปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 3.6 บาทต่อหน่วย) และ 3) การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในเขตเศรษฐกิจพิเศษ EEC เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (VSPP): **รายได้ทยอยเติบโตจากปัจจัยหนุนทางด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน แต่โอกาสขยายการลงทุนอาจมีเฉพาะบางกลุ่มที่ได้รับการสนับสนุนจากนโยบายรัฐตามแผน PDP ด้านการแข่งขันในธุรกิจค่อนข้างรุนแรง** จากการขยายกำลังการผลิตของผู้ประกอบการรายเดิมและการเข้ามาลงทุนผลิตไฟฟ้าของผู้ประกอบการรายใหม่ โดยเฉพาะกลุ่มที่มีศักยภาพด้านการเงินและเทคโนโลยี เช่น ผู้ผลิต IPP, SPP ที่แตกไลน์มาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กลุ่มผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม/จัดหาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และจากกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลแสงอาทิตย์

  โอกาสการลงทุนของผู้ผลิต VSPP ในปี 2562-2564 จะเป็นกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน ชีวมวล และขยะ เนื่องจากเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามลำดับตามแผน PDP และ AEDP ฉบับใหม่ อีกทั้งเป็นกลุ่มที่ต้นทุนการผลิตสามารถแข่งขันได้ ส่วนโครงการพลังงานลม ภาครัฐอาจทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าและมีการลงทุนในโครงการใหม่หลังปี 2564 (หลังจากที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลงทุนขยายสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้) อย่างไรก็ตาม การลงทุนในส่วนของโครงการพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ อาจยังมีข้อจำกัดด้านวัตถุดิบสำหรับผู้ประกอบการรายใหม่

วิจัยกรุงศรี

ดร.สมประวิณ มันประเสริฐ	**ผู้บริหารสายงานวิจัยและหัวหน้าทีมวิจัยเศรษฐกิจ**

ทีมวิจัยเศรษฐกิจ

● ศรันต์ สุนันท์สถาพร	เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจโลก)
● สุจิต ชัยวิชญชาติ	เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจไทย)
● จุไรลักษณ์ พลศรี	เศรษฐกรอาวุโส (พยากรณ์ตัวเลขเศรษฐกิจ)
● สร้อยสนธิ์ หล่อสุวรรณกุล	เศรษฐกรอาวุโส (สปป.ลาว, เวียดนาม, อินโดนีเซีย)
● สถิตย์ แถลงสัตย์	เศรษฐกรอาวุโส (กัมพูชา, เมียนมา, ฟิลิปปินส์)
● ลูกหิน วราโชติเศรษฐ์	เศรษฐกร
● ธนาพร ศรีคล้าย	เศรษฐกร

ทีมวิจัยอุตสาหกรรม

● พรพรรณ โภคย์สุพัสตร์	ผู้บริหารฝ่ายวิจัยอุตสาหกรรม
● ธเนศ มหัทธนาลัย	นักวิเคราะห์อาวุโส (Manufacturing and Service Sectors)
● พูลสุข นิลกิจศรานนท์	นักวิเคราะห์อาวุโส (Healthcare, Modern Trade, ICT)
● ปิยะนุช สถาพงศ์ภักดี	นักวิเคราะห์อาวุโส (Transportation & Logistics, Construction Materials, Industry Risk Ratings)
● นรินทร์ ตันไพบูลย์	นักวิเคราะห์อาวุโส (Power Generation, Biofuel, Chemical & Plastic Products, Construction Contractor)
● พุทธชาด ลุนคำ	นักวิเคราะห์ (Tourism Sectors, Real Estate in Upcountry, Steel)
● วรรณา ยงพิศาลภพ	นักวิเคราะห์ (Automobile, Electronics & Electrical Appliances, Beverages)
● พัชรา กลิ่นชวนชื่น	นักวิเคราะห์ (Real Estate in BMR)
● ชัยวัช โชวเจริญสุข	นักวิเคราะห์ (Agricultural Products, Food)

ทีมพัฒนางานวิจัย

● ตลับลักขณ์ ธนดิษฐ์สุวรรณ	นักวิเคราะห์อาวุโส (Financial Sectors)
● รชฎ เลียงจันทร์	นักวิเคราะห์ (Oil & Gas, Petrochemicals, Industry Scenario Analysis)
● อาภากร นพรัตยาภรณ์	นักวิเคราะห์

ทีมบริหารระบบข้อมูลวิจัย

● สุรัชนี สมประสงค์	เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
● ธมณ เสริญสุขสกุล	เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
● เชิดศักดิ์ ศรีชัยต้น	เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย
● วงศกร แก้วอุดทัง	เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย

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

คำสงวนสิทธิ์

เอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้นจากแหล่งข้อมูลที่เปิดเผยต่อสาธารณชนที่น่าเชื่อถือ อย่างไรก็ตามวิจัยกรุงศรีมิอาจรับรองความถูกต้องและความสมบูรณ์ของข้อมูลดังกล่าวได้ ทั้งนี้ข้อคิดเห็นที่ปรากฏเป็นความคิดเห็นของวิจัยกรุงศรี ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับ บมจ. ธนาคารกรุงศรีอยุธยา และขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงความเห็น หรือประมาณการต่างๆ โดยไม่ต้องแจ้งล่วงหน้า