

การสัมมนานำเสนอผลการศึกษา “การศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ในการจัดทำแผน PDP เพื่อรองรับแนวโน้ม Prosumer”

ภายใต้โครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer

โดย สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน



วัตถุประสงค์ของการสัมมนา

- ❖ เพื่อนำเสนอแนวความคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ
 - นำเสนอนิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน หรือ Base Load
 - แนวความคิดกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน หรือ Base Load ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย
 - แนวความคิดกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer
 - แนวความคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่เหมาะสม
- ❖ เพื่อรับฟังความคิดเห็นผลการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) เพื่อรองรับแนวโน้ม Prosumer
- ❖ ไม่ได้เป็นการจัดรับฟังความคิดเห็นเพื่อจัดทำ PDP ฉบับใดๆ



หลักการและเหตุผลของโครงการ

- ❖ ผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันเริ่มมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าด้วย หรือที่เรียกว่าเป็น “Prosumer” ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้น ทั้งนี้ เกิดจากการขับเคลื่อน Disruption technology ที่สำคัญด้านพลังงาน ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงาน
- ❖ อย่างไรก็ตาม ภาครัฐยังคงมีบทบาทสำคัญในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอและเป็นผู้รักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ในการจัดทำแผน PDP จึงต้องรักษาความสมดุลและความเหมาะสมของสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐาน โรงไฟฟ้าเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ❖ เพื่อให้การลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานไฟฟ้ามีประสิทธิภาพและมีภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด จึงควรมีการศึกษาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่เหมาะสม สำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer ที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

3



หัวข้อการนำเสนอ

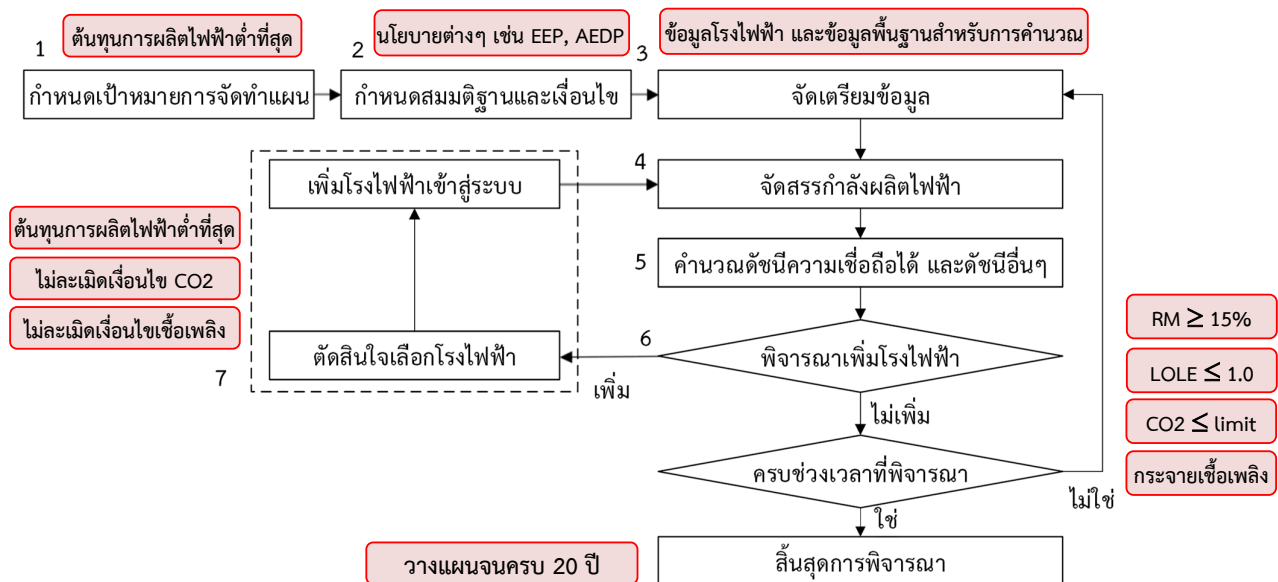
- 1 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา
- 2 นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน
- 3 แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอ
- 4 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำเสนอ
- 5 ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

4



แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

- กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า



แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

◆ **เกณฑ์การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย**

- โดยปกติ ในการจัดทำแผน PDP จะคำนึงถึงเกณฑ์ความมั่นคงขั้นพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้า
 - ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (RM) ไม่ต่ำกว่า เกณฑ์เป้าหมาย
 - โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากระบบผลิต ไม่เกิน เกณฑ์เป้าหมาย
- ที่ผ่านมา ประเทศไทยเคยวางแผนโดยกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) จากระบบผลิต ไม่เกิน 1 วันต่อปี
- อย่างไรก็ตาม แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1) ไม่ได้กำหนดทั้งเกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (RM) และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ

LOLE = 1 day/year $\triangleq$ RM = 15%



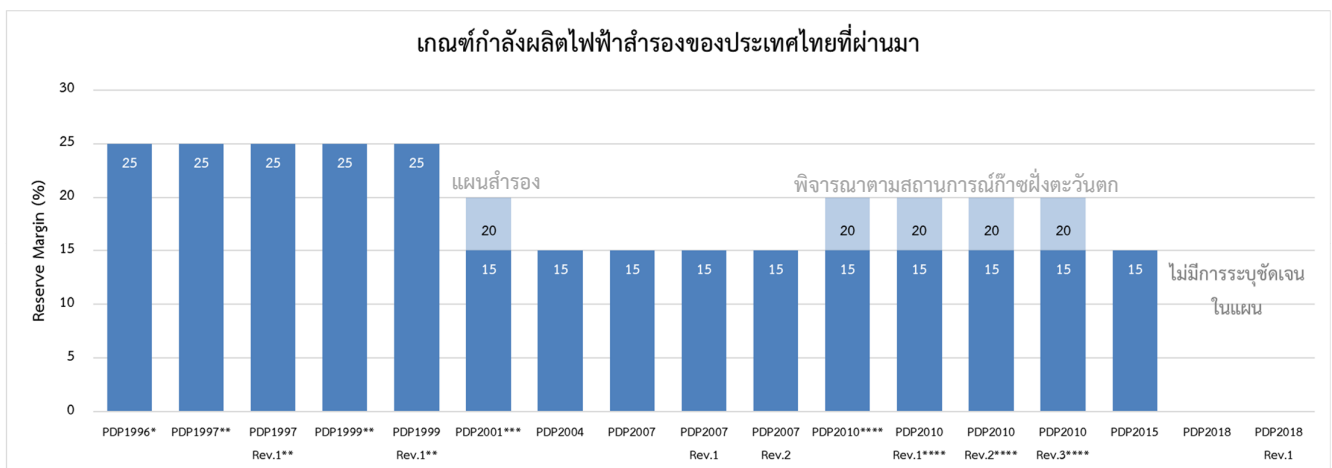
เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ของประเทศไทยเปรียบเทียบกับต่างประเทศ

7



เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา

- ❖ จากการศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2561 ที่ผ่านมานั้น สามารถสรุปการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป้าหมายของประเทศไทยได้ ดังนี้



*ในแผน PDP 1996 กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดเพิ่มจากร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2545 เป็นต้นไป

**ในแผน PDP 1997, 1997 Rev.1, 1999, 1999 Rev.1 กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดเพิ่มจากร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2544 เป็นต้นไป

***ในแผน PDP 2001 กำหนดให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 สำหรับแผนหลัก และไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 สำหรับแผนสำรอง

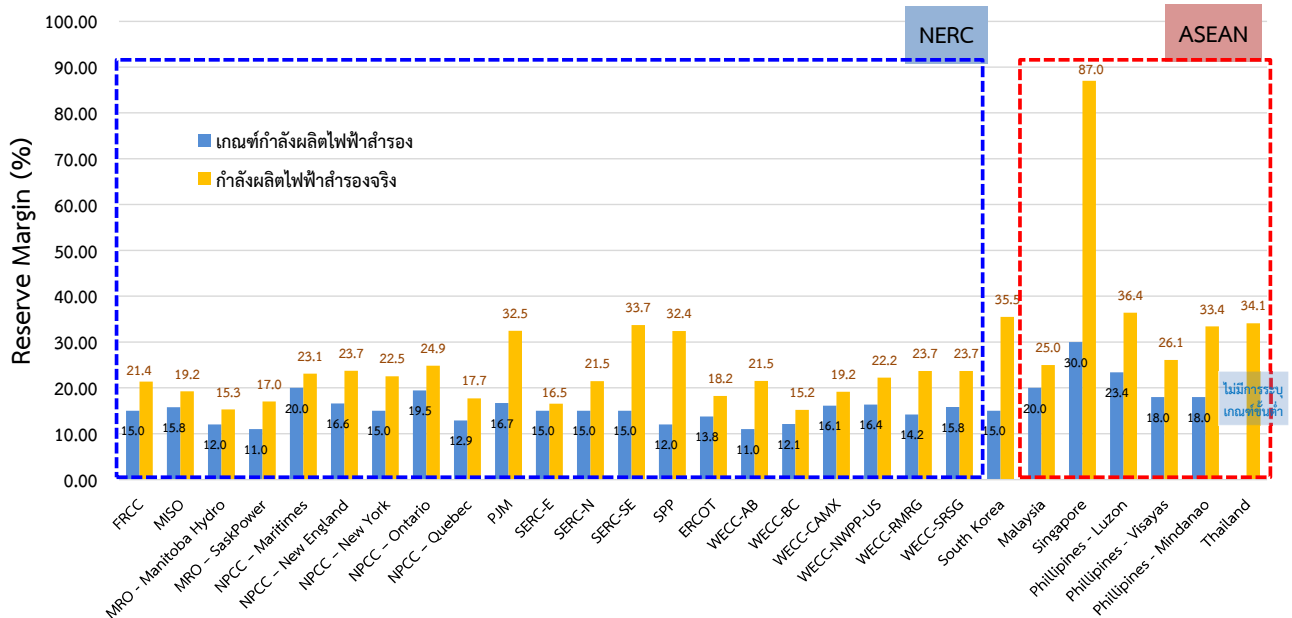
****ในแผน PDP 2010, 2010 Rev.1, 2010 Rev.2 และ 2010 Rev.3 กำหนดให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ทั้งนี้หากพิจารณาตามสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติผิ่วงวันตกเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศอาจปรับสูงกว่าร้อยละ 20

8



ตัวอย่างเกณฑ์และสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในต่างประเทศ

เปรียบเทียบเกณฑ์และสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง



*กรณีของ Malaysia นำเสนอเฉพาะในส่วนของ Peninsular Malaysia เท่านั้น
*กรณีของ ประเทศไทยนั้นเป็นระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ณ ปี 2017

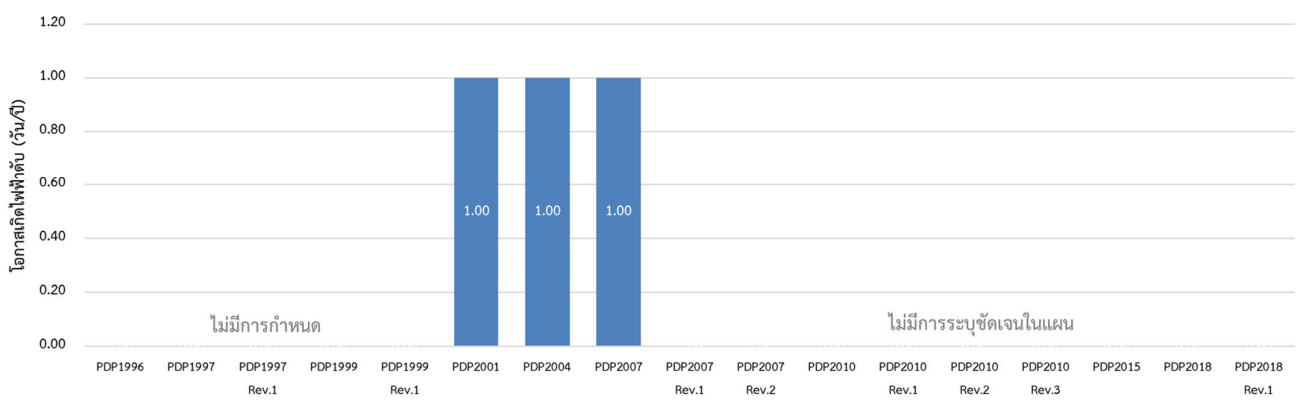
9



เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา

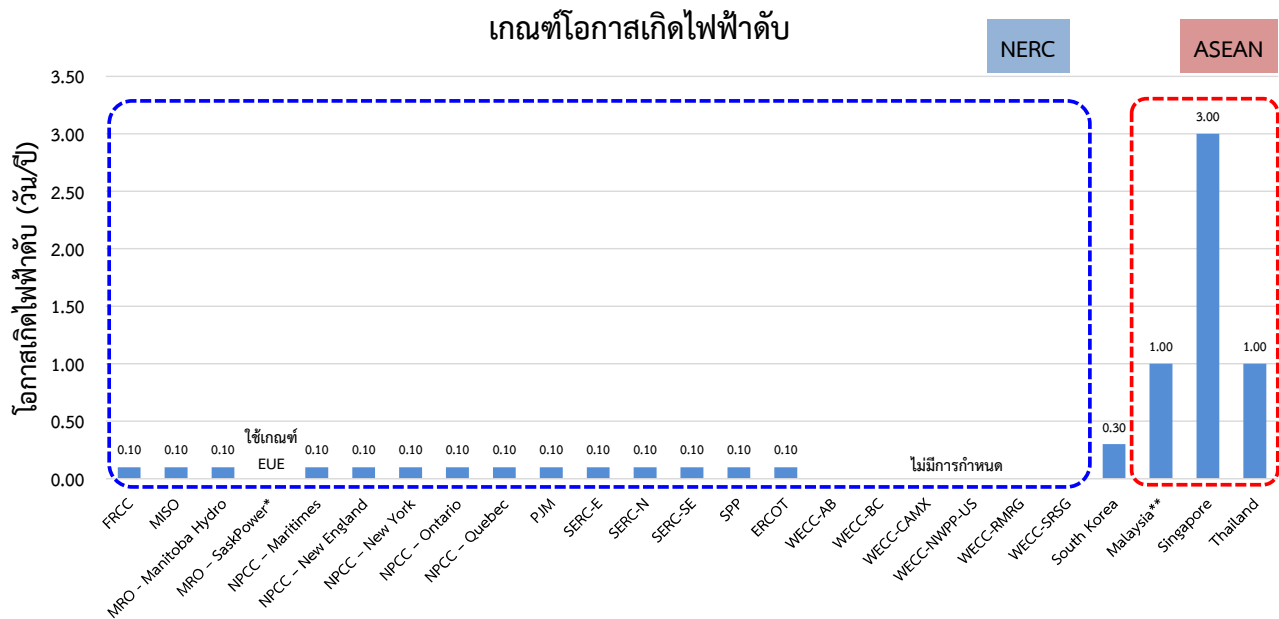
- ❖ จากการศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2561 ที่ผ่านมานั้น สามารถสรุปการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป้าหมายของประเทศไทยได้ ดังนี้

เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา





ตัวอย่างการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับในต่างประเทศ



*สำหรับ NPCC - Maritimes จะใช้ทั้งการวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ) และการวางแผนเชิงตัดสินใจ (เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง)

**กรณีของ Malaysia นำเสนอเฉพาะในส่วนของ Peninsular Malaysia เท่านั้น

11



สรุปสาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับ ปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1)

12



สรุปสาระสำคัญของแผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

- ❖ สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1) มีดังนี้
 - พิจารณามั่นคงของระบบไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาค โดยแบ่งออกเป็น 7 ภาค ได้แก่ เขตนครหลวง ภาคกลางตอนบน ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันตก ภาคตะวันออก ภาคใต้ และภาคเหนือ
 - พิจารณา โรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงรายภูมิภาค ในระดับที่เหมาะสม เพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุวิกฤตด้านพลังงาน รวมถึงมีการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า (Grid Flexibility)
 - พิจารณาแผน EEP เสมือนเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้า ประเภทหนึ่ง ที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่น และสามารถแข่งขันราคาได้ไม่เกินกว่าค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบผลิต (Grid Parity)
 - พิจารณาแผน AEDP โดยส่งเสริมการจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใหม่ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจะรับซื้อที่ราคาไม่เกินกว่า Grid Parity

13



สรุปสาระสำคัญของแผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

- ❖ สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1) (ต่อ)
 - ส่งเสริมการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid) เพื่อรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าแบบ Prosumer
 - ไม่ได้กล่าวถึง สมมติฐานเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุด
 - สนับสนุนนโยบาย Energy for all (โรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก)

14



การวิเคราะห์ความเหมาะสมของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศฉบับปัจจุบัน (PDP2018 Rev.1)

15



สมมติฐานในการวิเคราะห์

- ❖ การวิเคราะห์ความเหมาะสมของแผน PDP2018 Rev.1 นั้นจะทำการวิเคราะห์โดยแบ่งออกเป็น 3 มิติ ได้แก่
 - เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
 - การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
 - ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

16



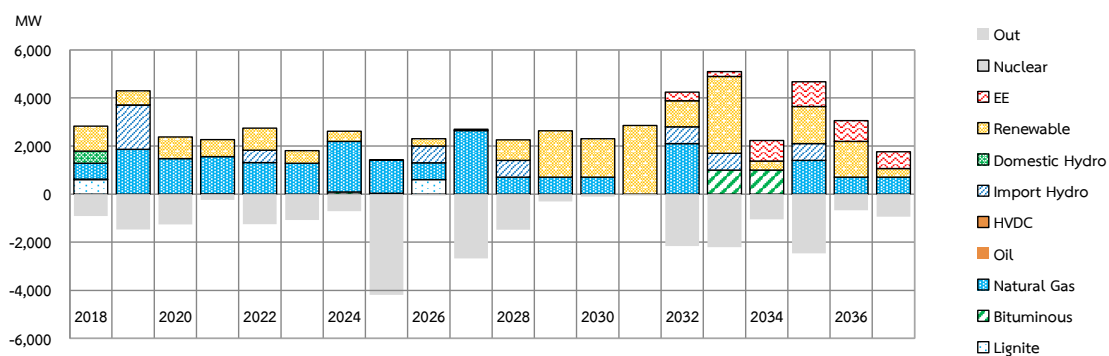
เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

17



ผลการวิเคราะห์

การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าในแต่ละปี



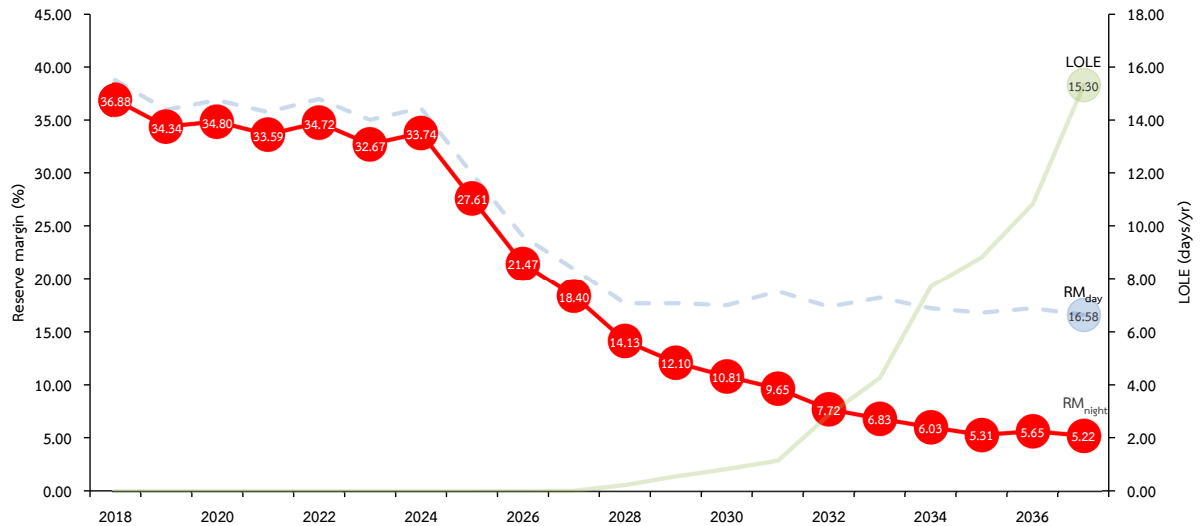
	เมกะวัตต์
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ มกราคม 2561	46,964
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 - 2580	56,431
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561 - 2580	-25,309
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้นถึงปี 2580	78,086

18



การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 Rev.1

ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีตามแผน PDP2018 Rev.1



19



ผลการวิเคราะห์

❖ เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

- จากผลการวิเคราะห์ พบว่าในปี ค.ศ. 2037 (พ.ศ. 2580) โอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าสูงถึง 15.30 วันต่อปี แม้ว่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ณ เวลากลางวันจะมีค่าอยู่ที่ร้อยละ 16.58
- ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะพิจารณาเพียงแค่จุดเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น
- โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ จะพิจารณาครอบคลุมความเพียงพอของพลังงานตลอดทุกช่วงเวลา
- ในปัจจุบัน การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ เวลา 14:30 น. (กลางวัน)
- เมื่อพิจารณาตามแผน PDP2018 Rev.1 การส่งเสริมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบเป็นจำนวนมาก อาจทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าสูง แม้ว่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะมีค่าสูงก็ตาม เนื่องจากเมื่อพิจารณาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลา 19:30 น. (กลางคืน) จะพบว่า มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระบบผลิตเหลือเพียงร้อยละ 5.22
- ใน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ยังไม่มีแผนที่ชัดเจนเกี่ยวกับการติดตั้ง Energy Storage System ที่สามารถนำพลังงานในช่วงเวลากลางวันมาช่วยจ่ายในช่วงเวลากลางคืนได้

20



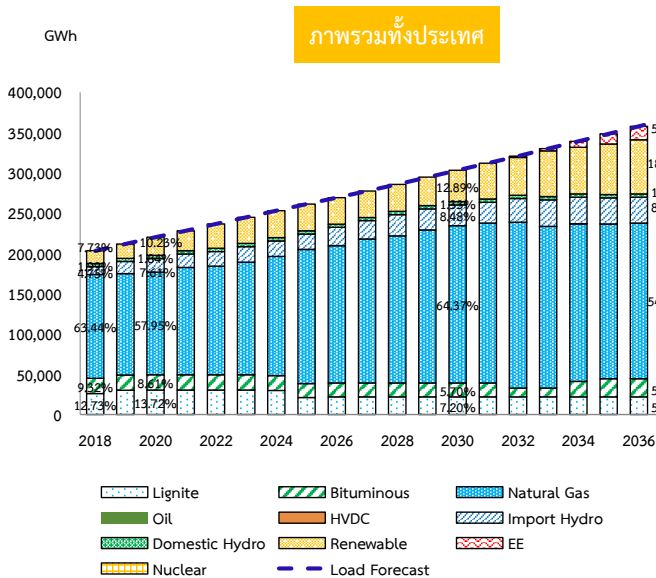
การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

21



ผลการวิเคราะห์

การกระจายเชื้อเพลิงของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละปี



Fuel Type	สัดส่วนพลังงาน (ร้อยละ)			
	2018	2020	2030	2037
EE	0.00	0.00	0.00	5.58
Renewable	7.73	10.23	12.89	18.48
Domestic Hydro	1.99	1.84	1.33	1.10
Import Hydro	4.75	7.61	8.48	8.73
Oil*	0.05	0.05	0.03	0.03
Natural Gas	63.44	57.95	64.37	54.70
Bituminous	9.32	8.61	5.70	5.44
Lignite**	12.73	13.72	7.20	5.94

* น้ำมันเตา และดีเซล

** พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

22



ผลการวิเคราะห์

❖ การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะมีสัดส่วนเพิ่มขึ้น โดยในปี 2037 จะมีสัดส่วนเชื้อเพลิงเป็นอันดับ 2 (ร้อยละ 18.48) รองจาก โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (ร้อยละ 54.70)
- โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำนำเข้าจากต่างประเทศมีสัดส่วนเพิ่มขึ้น โดยจะเพิ่มขึ้นจากปี 2018 (ร้อยละ 4.75) เป็นเกือบสองเท่าในปี 2037 (ร้อยละ 8.73)
- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเป็นโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้อย่างจำกัด
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินรวมทั้ง 2 ประเภท และก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนลดลง

23



ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

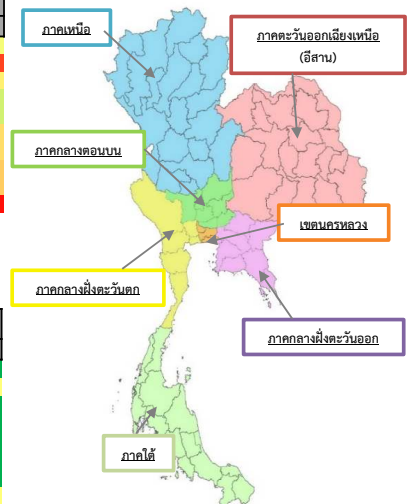
24



ผลการวิเคราะห์

ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจำเพาะพื้นที่

ภูมิภาค	ปี																
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
เหนือ	191.97	188.32	198.27	183.44	171.95	150.56	136.75	77.66	95.79	82.18	77.49	63.69	52.86	58.30	77.46	108.04	103.90
ใต้	62.21	53.19	52.80	48.70	47.70	73.47	67.26	61.70	56.26	48.93	41.88	38.13	49.10	45.60	43.70	25.33	9.77
อีสาน	44.64	72.18	85.31	76.82	71.95	73.49	64.47	24.86	43.03	38.21	39.66	34.86	29.14	37.33	62.30	89.55	86.49
กลาง	438.77	413.91	391.70	371.09	352.33	313.22	297.07	248.44	234.28	196.64	165.03	153.00	143.63	137.22	168.65	176.30	160.61
กลางฝั่งตะวันออก	184.05	166.67	155.75	170.36	189.30	191.61	197.56	189.36	165.85	146.94	127.57	118.65	111.26	105.17	82.65	75.45	82.76
กลางฝั่งตะวันตก	266.17	239.46	212.53	201.47	197.15	191.33	196.82	194.87	144.15	99.39	88.39	80.32	85.86	78.92	74.20	55.35	58.91
นครหลวง	72.04	51.26	52.31	43.75	36.68	26.91	29.37	29.70	13.72	15.48	7.49	11.88	9.49	9.68	8.87	11.73	12.36



โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

ภูมิภาค	ปี																
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
เหนือ	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ใต้	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.003
อีสาน	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.029	0.004	0.020	0.013	0.040	0.125	0.002	0.000	0.000	0.000
กลาง	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
กลางตอนบน	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
กลางฝั่งตะวันออก	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
กลางฝั่งตะวันตก	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
นครหลวง	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

25



ผลการวิเคราะห์

❖ ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

- การคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับนั้นจะพิจารณาครอบคลุมพลังงานตลอดทุกช่วงเวลา ในขณะที่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนั้นจะพิจารณาแค่จุดเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ซึ่งอาจไม่สะท้อนถึงคุณลักษณะของระบบตลอดทุกช่วงเวลา
- สถาบันฯ มีความเห็นว่าควรวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นหลัก
- จากผลการวิเคราะห์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่จะพบว่าภูมิภาคที่มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่สูงที่สุด (อ่อนแอที่สุด) จะได้แก่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ระหว่างปี.ศ.2024 - 2031) และ ภาคใต้ (ระหว่างปี.ศ. 2032 - 2037)
- ทั้งนี้ เหตุที่ทำให้ระบบไฟฟ้าในภูมิภาคข้างต้นมีความอ่อนแอ สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประการหลัก ได้แก่
 - 1) ความไม่เพียงพอของระดับกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่
 - 2) ข้อจำกัดด้านการส่งกำลังไฟฟ้าจากภูมิภาคข้างเคียง

❖ ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศจึงควรพิจารณาความแข็งแรงของระบบไฟฟ้าแต่ละภูมิภาคร่วมด้วย

26



หัวข้อการนำเสนอ

1

แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา

2

นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

3

แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่น่าสนใจ

4

แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าสนใจ

5

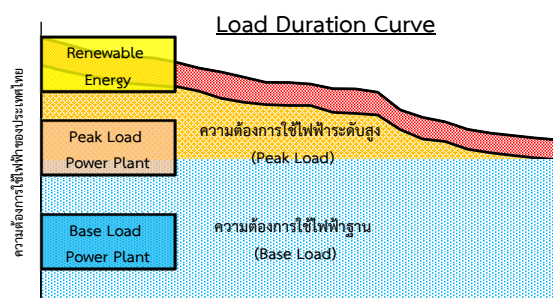
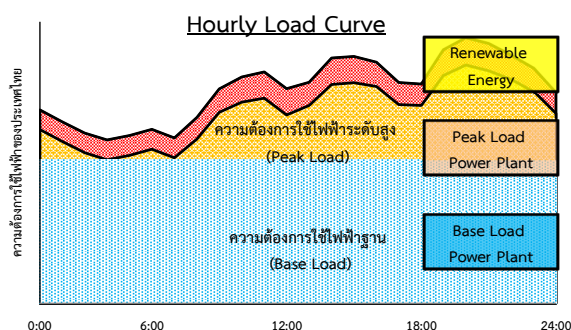
ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

27



นิยามโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยในปัจจุบัน

- ❖ กฟผ. ได้จำแนกความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยออกเป็น 2 กลุ่ม และโรงไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันออกเป็น 3 กลุ่ม*
- ❖ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันได้แบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) และ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)
- ❖ โดยสำหรับโรงไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน กฟผ. แบ่งออกเป็น 3 กลุ่มใหญ่ๆ คือ
 - โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant) ได้แก่ Gas Turbine, Gas Engine และ Hydro
 - โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) ได้แก่ Combined Cycle และ Thermal
 - โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ได้แก่ Solar, Wind และอื่นๆ



*อ้างอิงจากหน่วยงานอื่น เรื่อง "สถานการณ์ระบบไฟฟ้าไทย: บทเรียนจากวิกฤต" จัดทำโดย กฟผ. วันที่ 20 เมษายน 2559

28



แนวคิดในการกำหนดนิยามเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

- ❖ ในการกำหนดนิยาม และสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ จะสัมพันธ์กับแนวคิดในการกำหนดเกณฑ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยจำแนกได้เป็น 2 ประเด็น ดังนี้
 - นิยาม และสมมติฐานของความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load)
 - นิยาม และสมมติฐานของโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant)
- ❖ สำหรับโรงไฟฟ้าฐานนั้นมีการเรียกที่แตกต่างกัน เช่น Base load supply, Base load capacity, Base load plants เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ในโครงการฯ นี้จะกำหนดชื่อโรงไฟฟ้าฐาน เป็น **“Base Load Power Plant”**
- ❖ ในการกำหนดนิยามและสมมติฐานของ Base Load และ Base Load Power Plant นั้น จะพิจารณาถึงการจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย

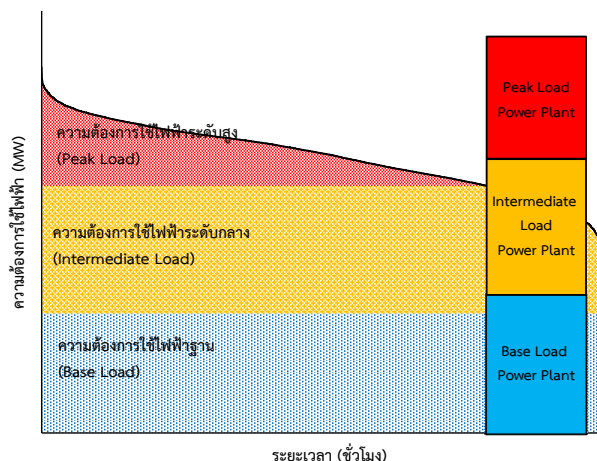
29



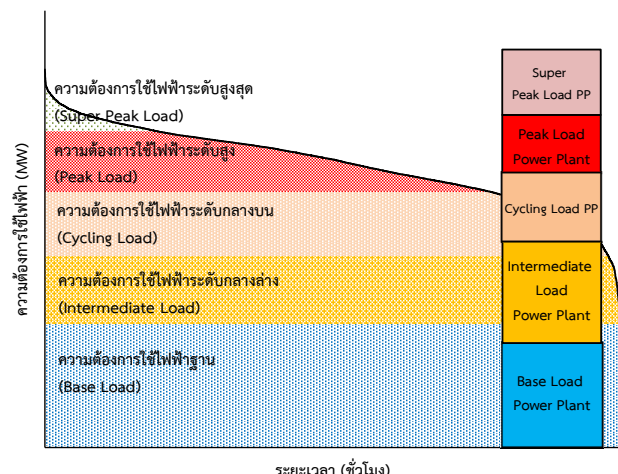
นิยาม และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

- ❖ จากการทบทวนเอกสารต่างๆ จะพบว่า นิยามและหลักการกำหนดสมมติฐานความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน และโรงไฟฟ้าฐาน จะสามารถสรุปแนวทางได้เป็น 2 แนวทาง คือ การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม

1) การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม



2) การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม



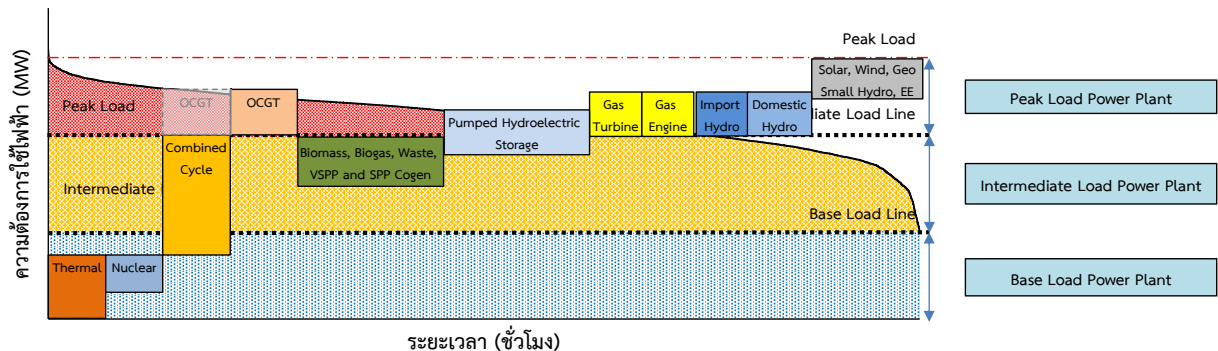
30



การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม

❖ แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

- 1) เส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 2 เส้น
- 2) ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม
- 3) ลักษณะโรงไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า
- 4) ประเภทโรงไฟฟ้า ➡ แบ่งตามคุณสมบัติของโรงไฟฟ้า และลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า



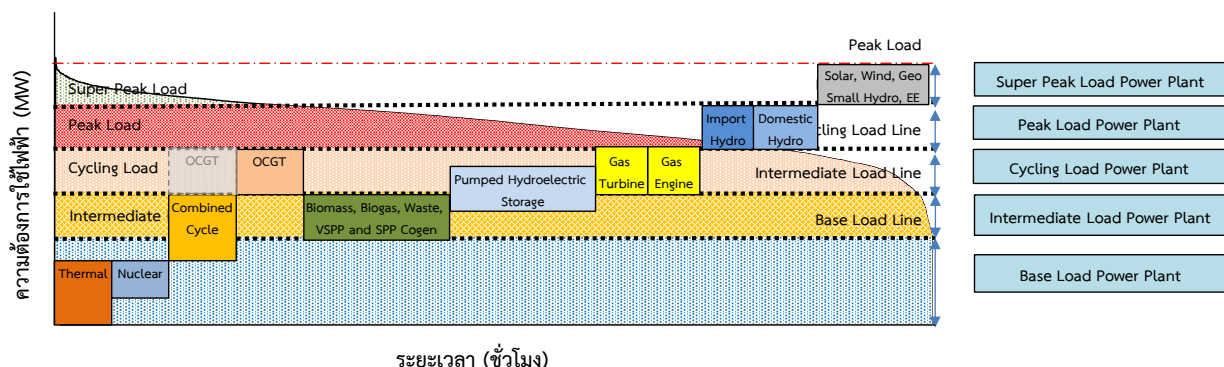
31



การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

❖ แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

- 1) เส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 4 เส้น
- 2) ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม
- 3) ลักษณะโรงไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า
- 4) ประเภทโรงไฟฟ้า ➡ แบ่งตามคุณสมบัติของโรงไฟฟ้า และลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า



32



หัวข้อการนำเสนอ

1

แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา

2

นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

3

แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอ

4

แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำเสนอ

5

ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

33



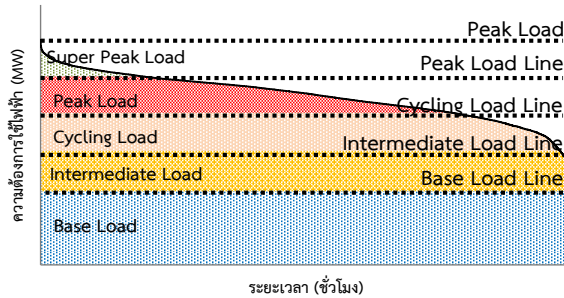
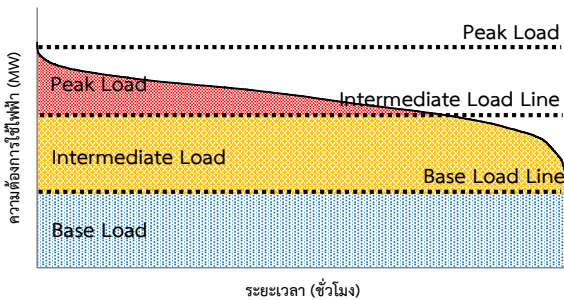
แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย
ภายใต้สมมติฐานแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับปัจจุบัน

34



การเปรียบเทียบวิธีการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

- ❖ สถาบันฯ ได้ทำการวิเคราะห์ และเปรียบเทียบลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่างๆ โดยภายใต้สมมติฐานความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2560
- ❖ ทำการทดลองโดยแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม



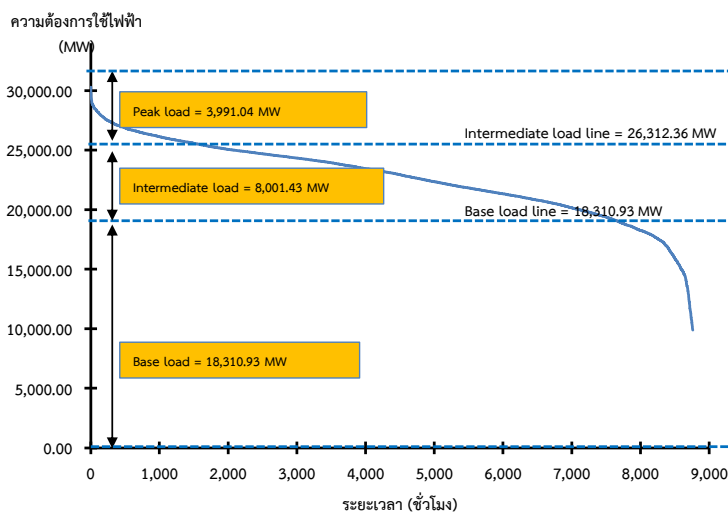
35



การเปรียบเทียบวิธีการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อทดลองพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสม



สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2560

Gen. Group	Gen. Type	Installed Capacity (MW)	Dependable
Peak Load Power Plant	Small Hydro, Solar, Wind, EE, Geo	3,263.14	8,294.53
	Hydro	5,031.39	5,775.99
Intermediate Load Power Plant	Gas Turbine	30.40	30.40
	Gas Engine	-	30.40
Base Load Power Plant	Combined Cycle	20,398.00	
	Biomass, Biogas, Waste, SPP, Cogen	8,500.82	37,465.42
	Thermal	8,566.60	36,446.75

36



ผลการวิเคราะห์

- ❖ เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อทดลองพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม
 - ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน อันได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ไม่ค่อยสอดคล้องกับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน
 - ปัจจุบันประเทศไทยใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมส่วนใหญ่ทำงานในลักษณะโรงไฟฟ้าฐาน
 - ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง ไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง
 - ❖ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเฉพาะส่วนของกังหันก๊าซ (Open-Cycle Gas Turbine; OCGT) อาจถูกนำมาใช้เดินเครื่องเพื่อทำงานในลักษณะโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางได้ แต่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าอาจลดลงและอาจไม่เหมาะสมเท่ากับการสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเพื่อใช้สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางหรือสูงโดยตรง
 - ❖ นอกจากการเดินเครื่องแบบ OCGT แล้ว กฟผ. ก็อาจจะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวนหนึ่งเผื่อไว้เป็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง อย่างไรก็ตามการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ารูปแบบดังกล่าวจะสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าลดลง

37

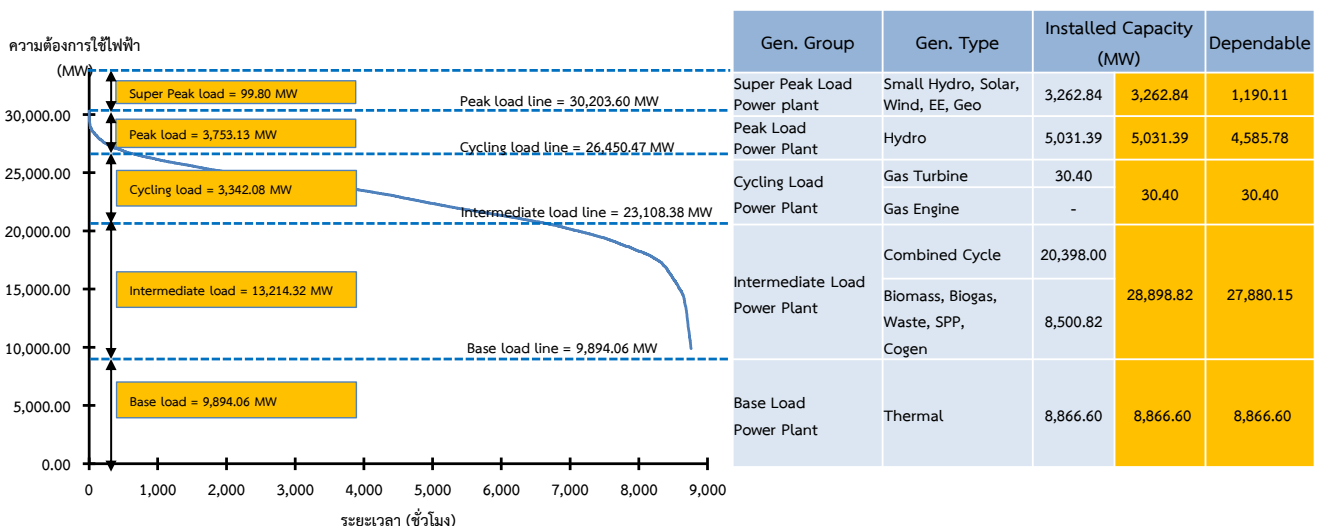


การเปรียบเทียบวิธีการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อทดลองพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสม

สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2560



38



ผลการวิเคราะห์

- ❖ เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อทดลองพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม
 - ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) อยู่ในระดับใกล้เคียงกับปริมาณโรงไฟฟ้าพลังความร้อน
 - ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Power Plant) อันได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน
 - ❖ ในทางปฏิบัติ อาจมีการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในรูปแบบ OCGT ร่วมกับการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวนหนึ่งเพื่อไว้เป็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนในบางช่วงเวลา
 - สำหรับประเทศไทย การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม จะสอดคล้องกับปริมาณโรงไฟฟ้าและรูปแบบการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัจจุบันมากกว่าการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นเพียง 3 กลุ่ม

39



หัวข้อการนำเสนอ

- 1 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา
- 2 นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน
- 3 แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่นำเสนอ
- 4 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำเสนอ
- 5 ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

40



แนวทางการวางแผนพัฒนาของประเทศไทยที่น่าเสนอ

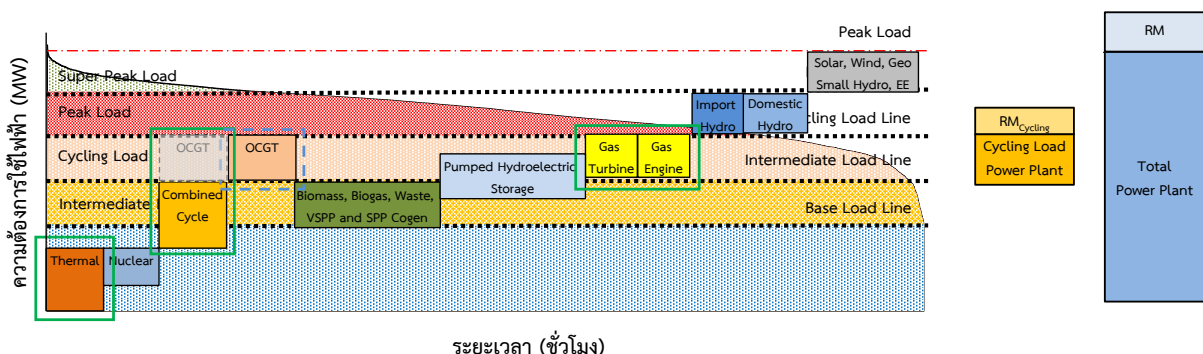
- ❖ จากหัวข้อที่ผ่านมา จะพบว่า Cycling Load Power Plant มีปริมาณไม่เพียงพอกับ Cycling Load เนื่องจาก การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันนั้นไม่ได้มีการพิจารณาถึงเงื่อนไขการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและโรงไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ
- ❖ ด้วยเหตุนี้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสมมากขึ้นในอนาคต จำเป็นต้องเพิ่ม Cycling Load Power Plant เข้ามาในระบบไฟฟ้า
- ❖ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากระดับ RM ในปัจจุบันนั้นมีค่าสูงเกินกว่าเกณฑ์เป้าหมาย การเพิ่มโรงไฟฟ้า เข้าไปในระบบเป็นปริมาณมากอาจ ไม่เหมาะสม ในปัจจุบัน รวมถึงอาจ ส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้
- ❖ แนวทางหนึ่งอาจใช้สำหรับการจัดการ Cycling Load ในปัจจุบัน ก็คือ การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในรูปแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิด (Open-Cycle Gas Turbine: OCGT) ในบางช่วงเวลา
- ❖ ดังนั้น การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอในโครงการฯ นี้ จะ พิจารณาถึงเงื่อนไขการกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าฐานและโรงไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ รวมถึงการสั่งเดินโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในรูปแบบ OCGT ร่วมด้วย

41



แนวทางการวางแผนพัฒนาของประเทศไทยที่น่าเสนอ

- ❖ แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ที่นำเสนอในโครงการฯ นี้มีดังนี้
 - 1) การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า และแบ่งกลุ่มลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ➡ แบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม
 - 2) การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม ➡ พิจารณาการทำงานแบบ OCGT
 - 3) การคำนวณหาดัชนีต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ➡ พิจารณา LOLE และ $RM_{Cycling}$
 - 4) การพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าหากมีการละเมิดเงื่อนไขต่างๆ ➡ พิจารณาสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า, สัดส่วนเชื้อเพลิง, การปลดปล่อย CO_2 , และเงื่อนไขเชิงภูมิภาค

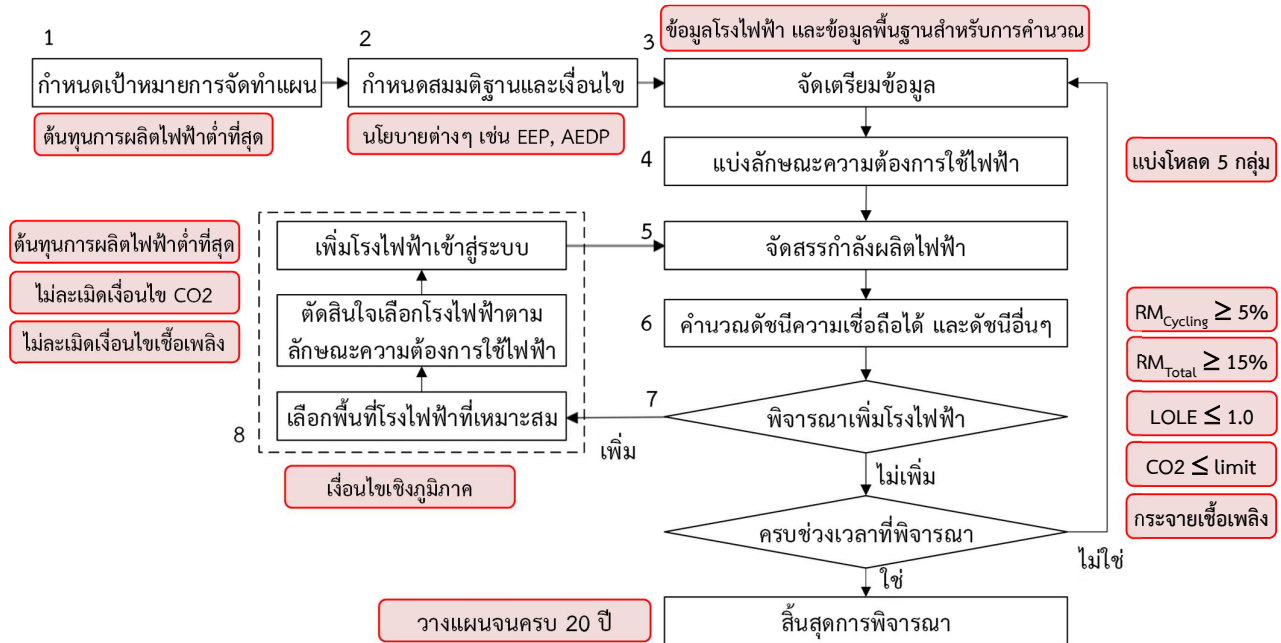


42



แนวทางการวางแผนพัฒนาของประเทศไทยที่น่าเสนอ

• ขั้นตอนการวางแผนที่น่าเสนอ



43



หัวข้อการนำเสนอ

- 1 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา
- 2 นิยาม สมมติฐาน และการประยุกต์ใช้เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน
- 3 แนวทางการกำหนดเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานของประเทศไทยที่น่าเสนอ
- 4 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่น่าเสนอ
- 5 ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

44



สมมติฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

- ❖ พิจารณา**โหลดไฟฟ้าฐาน** ปี พ.ศ. 2560
- ❖ พิจารณา**การพยากรณ์โหลดไฟฟ้า**ตาม **แผน PDP2018 Rev.1**
- ❖ พิจารณา**สถานะโรงไฟฟ้า กฟผ., IPP, SPP, และ VSPP** เริ่มต้น ณ สิ้นเดือน **ธ.ค. 2560** ร่วมกับข้อมูลโรงไฟฟ้าที่จะเข้าสู่ระบบที่มีข้อผูกพันและลงนามซื้อขายไฟตาม **แผน PDP2018 Rev.1**
- ❖ พิจารณา**โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน** โรงไฟฟ้าที่สร้างเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม และโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมตาม **แผน PDP2018 Rev.1**
- ❖ พิจารณา **SPP-COGEN** ที่จะสิ้นสุดอายุภายในปี 2562 ถึง 2568 ให้ต่อสัญญา 25 ปี โดยมีปริมาณรับซื้อไม่เกิน 30 GW และไม่เกินร้อยละ 30 ของกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ พร้อมทั้งไม่เกินกว่าปริมาณขายไฟฟ้าตามสัญญาเดิม

โรงไฟฟ้าตัวแทน	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	ภูมิภาคที่สามารถติดตั้งได้
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	1,000	ภาคใต้ ภาคตะวันออก
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	700	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง
โรงไฟฟ้าระบบเครื่องยนต์เผาไหม้	200	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	250	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก ภาคกลางฝั่งตะวันออก ภาคกลางตอนบน เขตนครหลวง

45



สมมติฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

- ❖ กำหนดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินต้องไม่เกินร้อยละ 30 ตลอดแผน แบ่งเป็น
 - สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินสะอาด (Bituminous) ภายในประเทศ **ไม่เกินร้อยละ 15**
 - สัดส่วนการใช้ถ่านหินลิกไนต์ **ไม่เกินร้อยละ 15**
- ❖ กำหนดอัตราการปลดปล่อย CO₂ ในปี 2560 มีค่า**ไม่เกิน 0.519 kgCO₂/kWh** และลดลง 2% ต่อปี ต่อเนื่องทุกปี
- ❖ กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Power Plant) **ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5** ของ Cycling Load รวมกับ Peak Load และ Super Peak Load
- ❖ กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของ**ทั้งประเทศไม่ต่ำกว่า 15%**
- ❖ กำหนดให้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้งประเทศ หรือ LOLE **ไม่เกิน 1 วันต่อปี**
- ❖ จัดสรรการรับ จ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage Power Plant) ให้เหมาะสม โดยกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำแล้วจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง โดยคำนึงถึงความคุ้มค่าเมื่อเทียบกับประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Round Trip Efficiency)

46



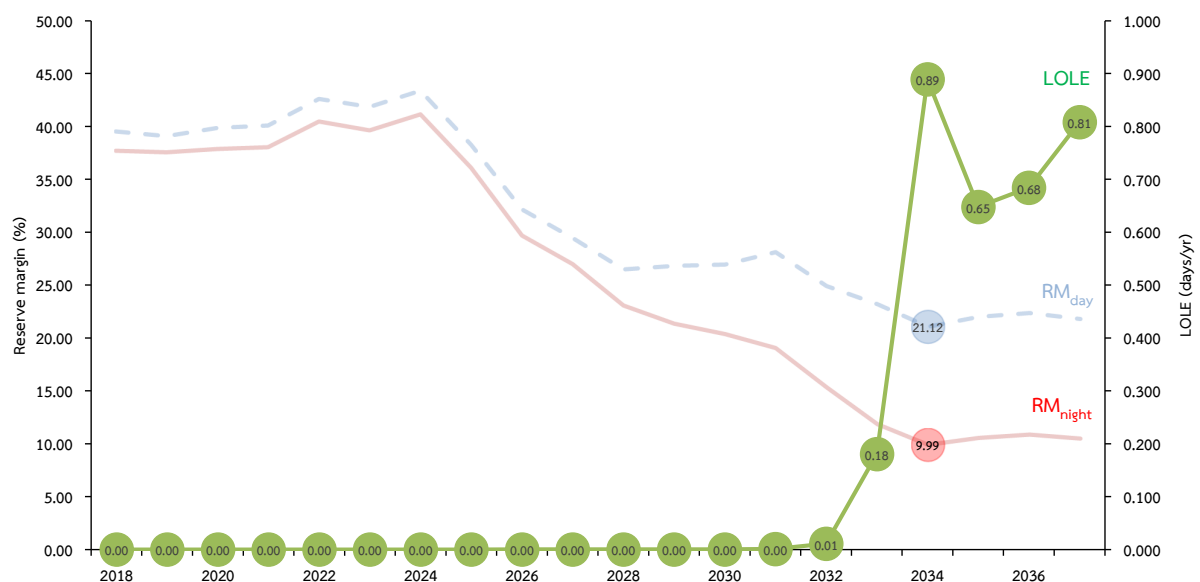
ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เมื่อพิจารณาเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน และความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค

47



ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี

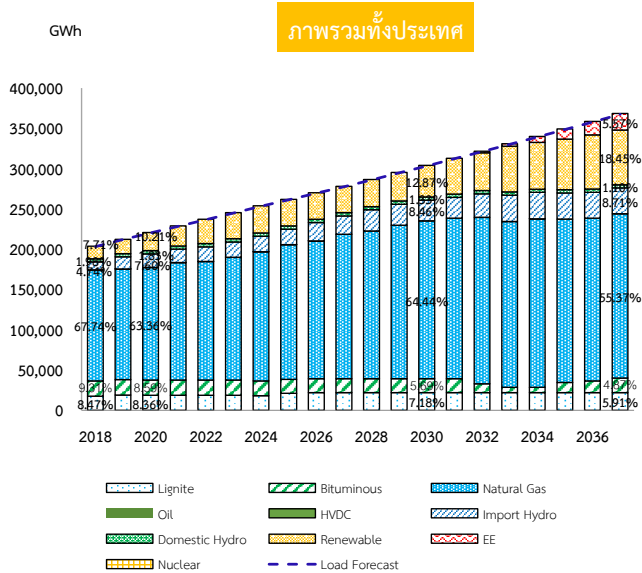


48



ผลการวิเคราะห์

สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย



Fuel Type	สัดส่วนพลังงาน (ร้อยละ)			
	2018	2020	2030	2037
EE	0.00	0.00	0.00	5.57
Renewable	7.71	10.21	12.87	18.45
Domestic Hydro	1.98	1.83	1.33	1.10
Import Hydro	4.74	7.60	8.46	8.71
Oil*	0.05	0.05	0.03	0.03
Natural Gas	67.74	63.36	64.44	55.37
Bituminous	9.31	8.59	5.69	4.87
Lignite**	8.47	8.36	7.18	5.91

* น้ำมันเตา และดีเซล

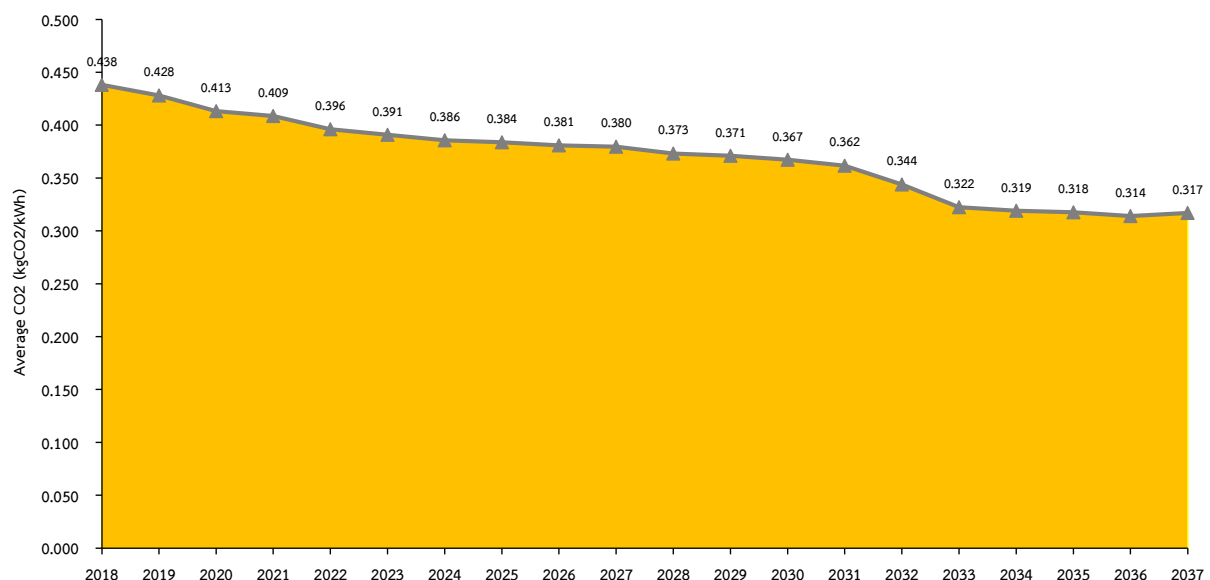
** พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหลาและโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

49



ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละปี



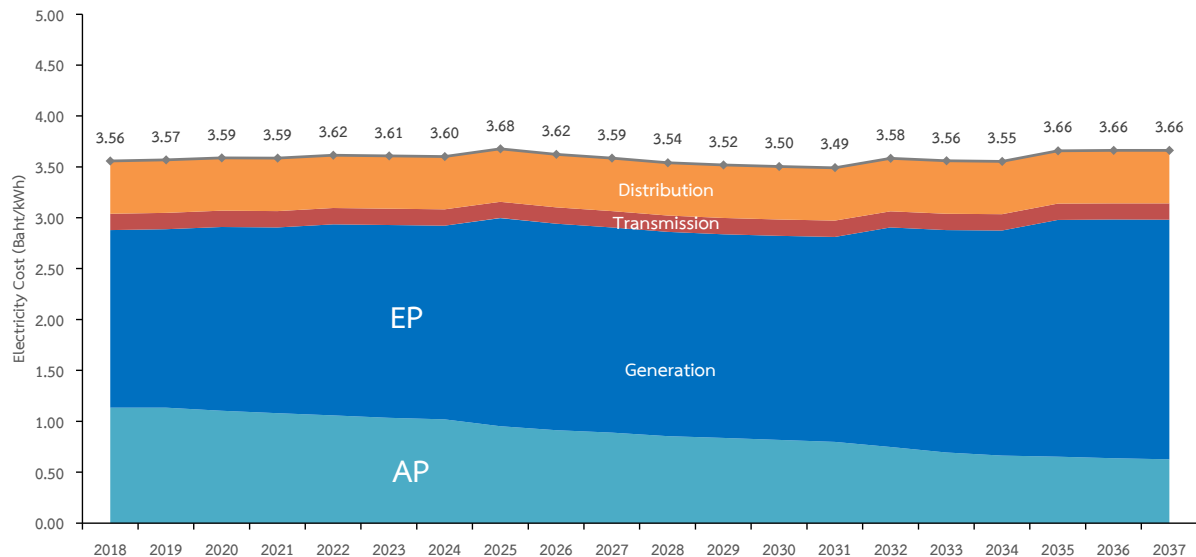
50



ตัวอย่างผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละปี

- ❖ ต้นทุนระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Cost) 0.17 THB/kWh คงที่ตลอดแผน
- ❖ ต้นทุนระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Cost) 0.48 THB/kWh คงที่ตลอดแผน
- ❖ ต้นทุนการค้าปลีก (Retail Cost) 0.05 THB/kWh คงที่ตลอดแผน



อ้างอิงราคาต้นทุนระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการค้าปลีก: https://www.thailand-energy-academy.org/assets/upload/coursedocument/file/PPT_F209%20ไฟฟ้า_240662_V10.pdf

51



ผลการวิเคราะห์แผนที่จัดทำขึ้น

❖ ผลการวางแผน

- จากผลการวางแผนฯ ตามวิธีที่นำเสนอโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุดตลอดการวางแผนจะไม่เกิน 1 วันต่อปี ในขณะที่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำที่สุด ณ เวลากลางวัน จะอยู่ที่ร้อยละ 21.12 และระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำที่สุด ณ เวลากลางคืน จะอยู่ที่ร้อยละ 9.99
- เปลี่ยนรูปแบบการจัดหาโรงไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น ประเภทพลังความร้อนร่วมหรือถ่านหิน เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทกังหันก๊าซ
- สัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงและอัตราการปลดปล่อย CO₂ ใกล้เคียงกับแผน PDP2018 Rev.1 เนื่องจากยังคงใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก
- ประมาณการอัตราค่าไฟฟ้าจะมีค่าเฉลี่ยประมาณ 3.6 บาทต่อหน่วย โดยมีต้นทุนหลักเป็นต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

52

[illegible]

การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าในแต่ละเขตพื้นที่ของประเทศไทยในแต่ละภูมิภาค

ปี	โครงการ	ข่าวกำลังการผลิต (MW)						
		เหมือง	ไฟ	צרמל เนือง	การจ่าย เนือง	การจ่าย צרמל	การจ่าย צרמל	รวม
2018	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ 4-7	600.00						600.00
	เขื่อนลือชัยตอนล่าง 3-4		8.00					500.00
	เขื่อนลือชัย							8.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้า SPP				180.00	492.00		672.00
2019	เขื่อนลือชัย			354.00				354.00
	เขื่อนลือชัย			269.00				269.00
	เขื่อนลือชัย			1,220.00				1,220.00
	เขื่อนลือชัย			1.25				1.25
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน 4-5			250.00				1,220.00
	โรงไฟฟ้า SPP	5.00		90.00	120.00	330.00	90.00	635.00
2020	โรงไฟฟ้าบางปะกง 1-2					1,386.00		1,386.00
	โรงไฟฟ้า SPP					60.00	30.00	90.00
2021	โรงไฟฟ้า Gulf SRC1					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้า Gulf SRC2					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้า SPP				30.00	100.00	180.00	310.00
2022	โรงไฟฟ้า Gulf SRC3					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้า Gulf SRC4					625.00		625.00
	เขื่อนลือชัย 1			514.30				514.30
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน						250.00	250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน						250.00	250.00
	โรงไฟฟ้า SPP				60.00			60.00
2023	โรงไฟฟ้า Gulf PD1					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้า Gulf PD2					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน						250.00	250.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน						250.00	250.00
	โรงไฟฟ้า SPP				30.00			30.00
2024	โรงไฟฟ้า Gulf PD3					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้า Gulf PD4					625.00		625.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน						700.00	700.00
	โรงไฟฟ้าห้วยทับทัน			250.00				250.00
	โรงไฟฟ้า SPP				30.00	210.00		240.00
	รวม	605.00	8.00	6,608.65	340.00	7,168.00	678.00	14,693.65

ปี	โครงการ	ขนาดกำลังการผลิต (MW)							
		หนึ่งปี	1/4	ครึ่งปี เฉลี่ยต่อปี	กลางจนจบปี	กลางจนครึ่งปี	กลางจนวันต้น	ครบรอบ	รวม
2025	โรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินร่วมกับหินกอง 2 โรงไฟฟ้าถ่านหินก๊าซ โรงไฟฟ้าถ่านหินก๊าซ โรงไฟฟ้า SPV			650.00					650.00
				250.00					250.00
				250.00					250.00
					60.00				60.00
2026	โรงไฟฟ้าถ่านหิน 8.9 โรงไฟฟ้าถ่านหิน ป่าจั่ว 1 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน ถังเดิม 1	600.00		700.00					600.00
							700.00		700.00
2027	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน ถังเดิม 2 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน ถังเดิม 3 NPS พลังงานถ่านหินรวม 1-2 NPS พลังงานถ่านหินรวม 3-4 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน 1 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน		700.00						700.00
				250.00					250.00
				300.00					300.00
				250.00					250.00
							700.00		700.00
2029	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน 2 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน	700.00							700.00
				250.00					250.00
2030	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน			250.00					250.00
2031	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน			250.00					250.00
	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน			250.00					250.00
2032	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน ป่าจั่ว 2			700.00					700.00
2033	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน ป่าจั่ว 3 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน			700.00					700.00
				250.00					250.00
2034	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน					250.00			250.00
						250.00			250.00
2035	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหินถ่านหิน ถังเดิม 2 โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน		1,000.00				700.00		700.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
2036	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน					250.00			250.00
						250.00			250.00
						250.00			250.00
2037	โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน โรงไฟฟ้าถ่านหินถ่านหิน		1,000.00				250.00		250.00
							250.00		250.00
							250.00		250.00
		600.00	3,000.00	1,400.00	300.00	100.00	3,700.00	3,700.00	13,500.00

**** ผลที่แสดงไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบในช่วงปี 2018 - 2037**



ปริมาณโรงไฟฟ้าใหม่ที่เข้าสู่ระบบ

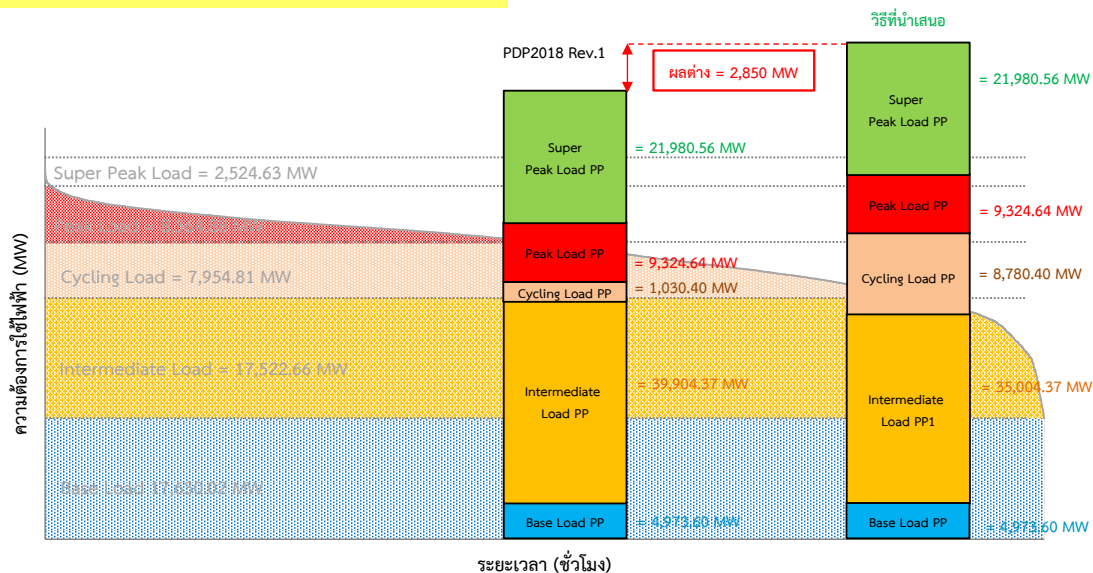
			ปริมาณโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้าสู่ระบบ								ผลต่าง	
Gen. Group	ประเภทโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	PDP 2018rev1				การวางแผนที่น่าเสนอ					
			กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)				กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)					
			ช่วงปี 2018 - 2020	ช่วงปี 2021 - 2032	ช่วงปี 2033 - 2037	รวม	ช่วงปี 2018 - 2020	ช่วงปี 2021 - 2032	ช่วงปี 2033 - 2037	รวม		
Super Peak Load Power plant	Renew	Small hydro	36.5	63.25	37.75	137.5	36.5	63.25	37.75	137.5	0	
		Solar	449.25	8164	3,568.00	12,181.25	449.25	8164	3,568.00	12,181.25	0	
		Wind	897.97	416	1,085.00	2,398.97	897.97	416	1,085.00	2,398.97	0	
		EE	-	354	3,646.00	4,000.00	-	354	3,646.00	4,000.00	0	
Peak Load Power Plant	Domestic Hydro	Hydro	9.25	-	-	9.25	9.25	-	-	9.25	0	
	Import Hydro		1,843.00	2,614.00	1,400.00	5,857.00	1,843.00	2,614.00	1,400.00	5,857.00	0	
Cycling Load Power Plant	Pumped Hydroelectric Storage		Hydro	500.00	-	-	500.00	-	-	500.00	0	
	Gas Engine	มี PPA แล้ว หรือ โรงไฟฟ้านั้นคง	Natural Gas	-	-	-	0	-	-	0	0	
		Additional		-	-	-	0	-	-	0	0	
	Gas Turbine	มี PPA แล้ว หรือ โรงไฟฟ้านั้นคง	Natural Gas	-	-	-	0	-	-	0	0	
		Additional		-	-	-	0	1,000.00	4,000	2,750.00	7,750.00	7,750.00
	Intermediate Load Power Plant	Combined Cycle	มี PPA แล้ว หรือ โรงไฟฟ้านั้นคง	Natural Gas	2,606.00	11,790.00	700	15,096.00	2,606.00	11,790.00	700	15,096.00
Additional					-	2,800.00	2,100.00	4,900.00	-	-	-	0
Renew			Biomass	590.39	1568	1980	4,138.39	590.39	1568	1980	4,138.39	0
		Biogas	346.37	649	250	1,245.37	346.37	649	250	1,245.37	0	
		Waste	209	400	44	653	209	400	44	653	0	
SPP Cogen		Natural Gas	1,388.80	570	-	1,958.80	1,388.80	570	-	1,958.80	0	
		Oil	5	-	-	5	5	-	-	5	0	
		Bituminous	19.99	130	-	149.99	19.99	130	-	149.99	0	
Base Load Power Plant	Thermal	มี PPA แล้ว หรือ โรงไฟฟ้านั้นคง	Lignite	600	600	-	1,200.00	600	600	-	1,200.00	0
		Additional	Bituminous	-	-	-	0	-	-	-	0	0
			Bituminous	-	-	2,000.00	2,000.00	-	0	2,000.00	2,000.00	0

55



ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ ณ สิ้นปี 2037

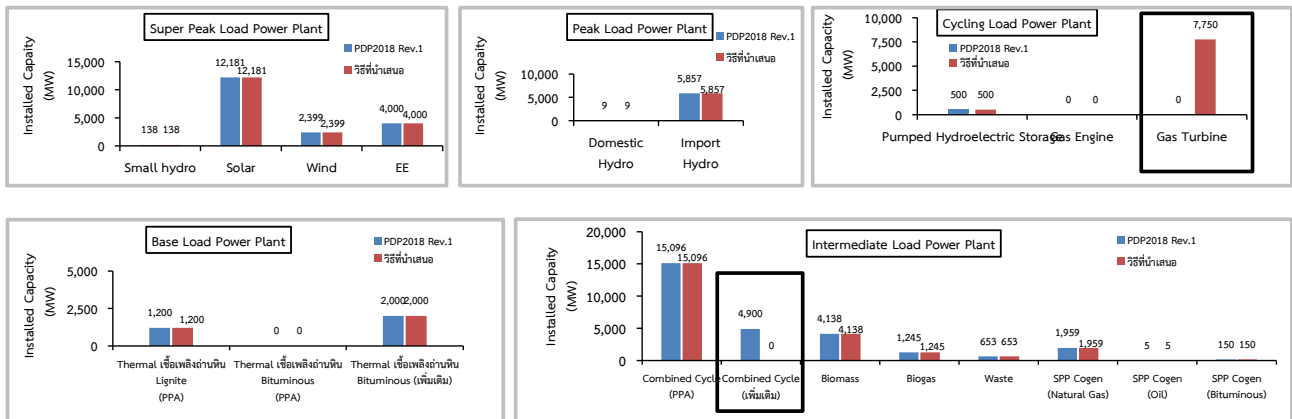


56



ผลการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ ระหว่างปี 2018 - 2037 แยกตามชนิดเชื้อเพลิง



*โรงไฟฟ้าที่มี PPA คือ โรงไฟฟ้าที่ได้รับ PPA แล้วหรือโรงไฟฟ้าที่จะ

57



ผลการวิเคราะห์แผนที่จัดทำขึ้น

❖ ผลการวางแผน

- ผลการวางแผนฯ ตามวิธีที่นำเสนอจะทำให้ปริมาณ Cycling Load Power Plant เมื่อเทียบกับแผน PDP2018 Rev.1 **เพิ่มขึ้น** จาก 1,030.40 MW เป็น 8,780.40 MW ในขณะที่ปริมาณ Intermediate Load Power Plant และ Base Load Power Plant **ลดลง**
- ปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทน (Candidate Plant) ที่เพิ่มเข้าสู่ระบบระหว่างปี 2018 – 2037 ด้วยวิธีการที่นำเสนอจะ **สูงกว่า** ปริมาณตามแผน PDP2018 Rev.1 **อยู่ 2,850 MW** โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ มีปริมาณ **เพิ่มขึ้น** 7,750 MW ในขณะที่ปริมาณโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ) และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) **ลดลง** 4,900 MW
- ในส่วนของ Cycling Load Power Plant นั้น นอกจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแล้ว ในอนาคต โรงไฟฟ้าบางส่วน อาจถูกแทนที่ด้วยเทคโนโลยีประเภทอื่นที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็ว เช่น Energy Storage System, Demand Response หรือ Virtual Power Plant อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีเหล่านี้ยังไม่ได้ถูกนำมาเข้ามาร่วมพิจารณาในการวางแผนในปัจจุบัน

58



ผลการวิเคราะห์แผนที่จัดทำขึ้น

❖ ผลการวางแผน

- ภูมิภาคที่มีปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนเพิ่มเข้าสู่ระบบมากที่สุด คือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (รวม 4,000 MW) รองลง คือ ภาคกลางฝั่งตะวันตก (รวม 2,000 MW) และ ภาคใต้ (รวม 2,000 MW)
- โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ของ ภาคใต้ จะมีค่าสูงสุด (อ่อนแอที่สุด) เมื่อเทียบกับภูมิภาคอื่นตลอดการวางแผนฯ
- โอกาสเกิดไฟฟ้าดับในภาพรวมของทั้งประเทศยังมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด (ไม่เกิน 1 วันต่อปี) แสดงให้เห็นว่าระบบไฟฟ้าของประเทศไทยทั้งระบบยังมีความเชื่อถือได้ในระดับสูงอยู่

59



ขอบคุณครับ

ขอความกรุณาตอบแบบสอบถามความพึงพอใจต่อการสัมมนาตาม QR Code ด้านล่างครับ



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



60