Photo by freepik

การขับเคลื่อน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 – 2580 (PDP 2024) และ แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024)

นายสาร์รัฐ ประกอบชาติ
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ประชุมคณะกรรมการสายงานเศรษฐกิจและวิชาการ ครั้งที่ 3/2567 (3)
วันอังคารที่ 10 กันยายน 2567

เราสร้างสรรค์ เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

การขับเคลื่อน
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
พ.ศ. 2567 – 2580
PDP2024

เราสร้างสรรค์ เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หัวข้อนำเสนอ

01 ภาพรวมการปรับแผน PDP
เพื่อมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

02 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP2024)

03 การขับเคลื่อนและติดตามการดำเนินงาน
ตามแผน PDP2024

1

ภาพรวม
การปรับแผน PDP
เพื่อมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

1 หลักการสำคัญในการจัดทำแผน PDP2024

เน้นความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ
(Security)

ต้นทุนค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสม
(Economy)

ลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม
(Ecology)
และการเพิ่มประสิทธิภาพในระบบไฟฟ้า (Efficiency)

2 นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานสะอาด/เทคโนโลยีทางเลือก เพื่อช่วยลด CO_2

โรงไฟฟ้าฟอสซิล

- ใช้ก๊าซ**ไฮโดรเจน**ผสมก๊าซธรรมชาติ ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ทำไมถึงใช้ H_2 ในโรงไฟฟ้าฟอสซิล

เนื่องจาก **ประเทศไทยยังจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าฐานเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า**

ดังนั้น **การผสม H2 กับก๊าซธรรมชาติ** จึงเป็น**การรักษาความมั่นคง ควบคู่ไปกับการลดการปล่อย CO_2 ในภาคการผลิตไฟฟ้าไปพร้อมกัน**

โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด

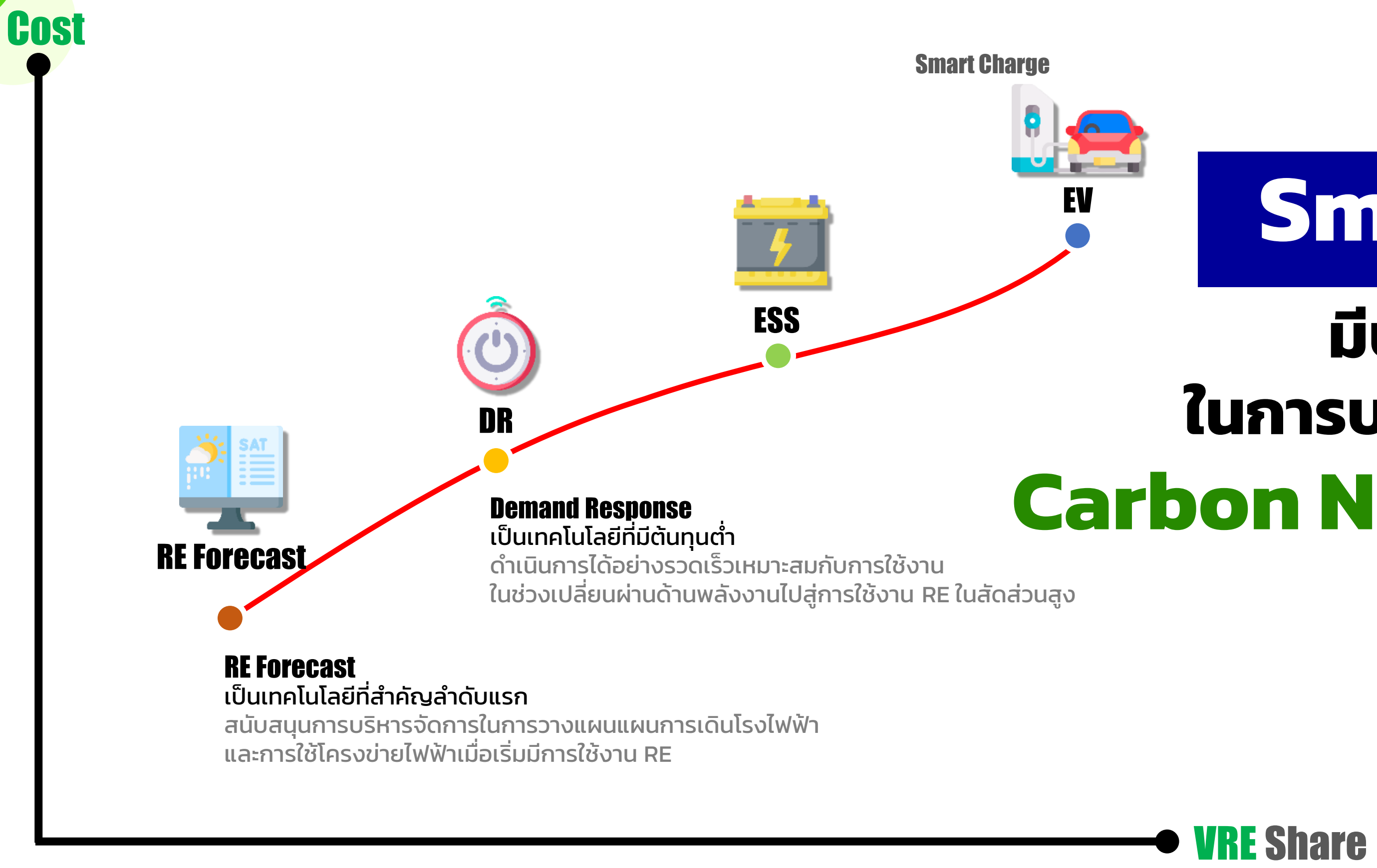
- รฟ.พลังงานหมุนเวียน (Solar/Wind/Biomass/Biogas/Waste)
- รฟ.พลังน้ำสูบกลับ
- รฟ.นิวเคลียร์ ประเภท Small/Micro Modular Reactors (SMR/MMR)

เทคโนโลยีทางเลือกอื่น ๆ

- แบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS)
- Demand Response (DR) / Distributed Energy Resource (DER)

icons created by Freepik - Flaticon

3 นโยบายด้านเทคโนโลยีสมัยใหม่



Smart Grid

มีบทบาทสำคัญ
ในการบรรลุเป้าหมาย
Carbon Neutrality

icons created by Freepik - Flaticon
เราสร้างสรรค์ เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

2

ร่าง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP2024)

เราสร้างสรรค์ เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สมมติฐานที่สำคัญ

ในแผน PDP2024

1 เกณฑ์ความมั่นคง

LOLE

ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation)
เป็นเกณฑ์ที่ใช้วัดระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
ในการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละช่วงเวลาตลอด 1 ปี

ซึ่งคำนวณเป็นจำนวนชั่วโมงต่อปีที่คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า
จะเกินความสามารถในการจ่ายพลังงานของระบบไฟฟ้า

ในภาพรวมของประเทศพบว่า ควรใช้ เกณฑ์ไม่เกิน 0.7 วัน/ปี

โดย สนพ. และสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้ศึกษาเกณฑ์ที่เหมาะสมดังกล่าวและนำมาใช้วางแผน PDP

ทำไมต้องใช้ LOLE

ปัจจุบันสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งมีความหลากหลายของประเภทโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า และ**การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนสูงขึ้น**

LOLE จะคำนึงถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า รวมทั้งลักษณะของ**ความต้องการใช้ไฟฟ้า** (Load Profile) และ**พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าตลอดทุกช่วงเวลา**

ดังนั้น การใช้เกณฑ์ LOLE จึง**มีความเหมาะสมกว่าการใช้เกณฑ์ Reserve Margin** ที่พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าไม่ครอบคลุมในทุกช่วงเวลา และไม่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า

icons created by Freepik - Flaticon

2 การพิจารณาจัดสรรโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ช่วงปี 2564-2573

อ้างอิงการรับซื้อไฟฟ้า
ตามแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด
ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี 2564 – 2573
(ปรับปรุงเพิ่มเติมครั้งที่ 2)

หน่วย : เมกะวัตต์

	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	รวม
พลังงานแสงอาทิตย์	45	10	34	300	400	898	800	1,300	1,600	1,700	7,087.00
Solar Rooftop ปชช.		10	10	10	10	10	10	10	10	10	90
Solar Floating	45	0	24			298	50		280	300	997
Solar Farm + BESS				100	100	100	100	200	200	200	1,000
Solar Farm				190	290	490	640	1,090	1,110	1,190	5,000
พลังงานลม					250	250	250	450	650	650	2,500.00
ก๊าซชีวภาพ						106.5	100				206.50
ชีวมวล						150	150	90			390.00
ขยะชุมชน					200	200					400.00
ขยะอุตสาหกรรม						130	70				200.00
ซื้อไฟฟ้า ตปท.						469				1,400	1,869.00
พลังน้ำขนาดเล็ก		10.81	4.14	1.27	9.84	5.25	5.05	6.51	3.45	5.18	51.50
รวมทั้งหมด	45.00	20.81	38.14	301.27	859.84	2,208.75	1,375.05	1,846.51	2,253.45	3,755.18	12,704.00

หมายเหตุ มติ กพช. 7 มี.ค. 66

ช่วงปี 2574-2580

กำหนดเป้าหมายการผลิตและรับซื้อไฟฟ้า
ตามศักยภาพการผลิตพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

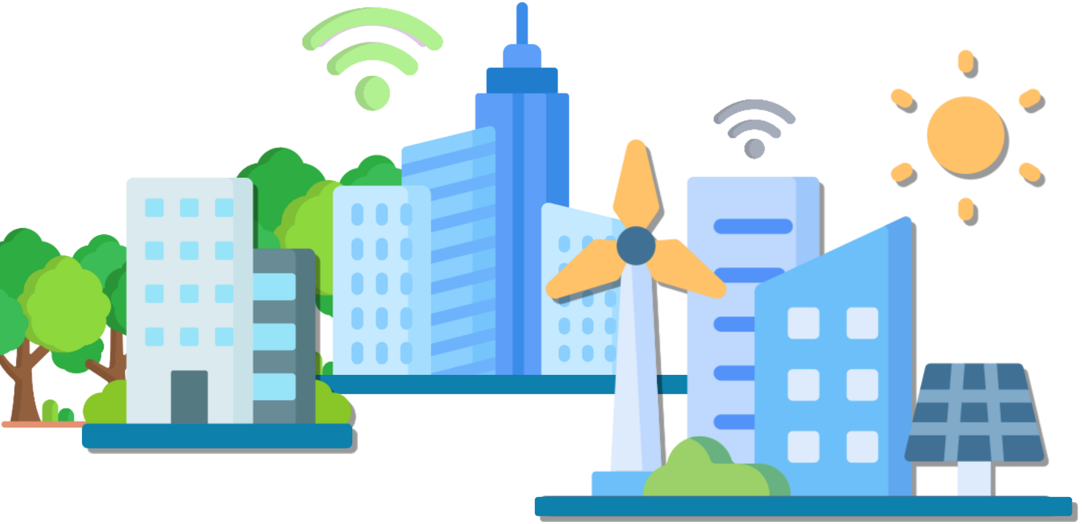
กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (GWh)
จากพลังงานสะอาดหรือพลังงานหมุนเวียนใหม่
ณ ปลายแผน ปี 2580
ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ตามแนวนโยบาย
ของแผนพลังงานชาติ (NEP)

icons created by Flat Icons - Flaticon

3 มาตรการ Demand response

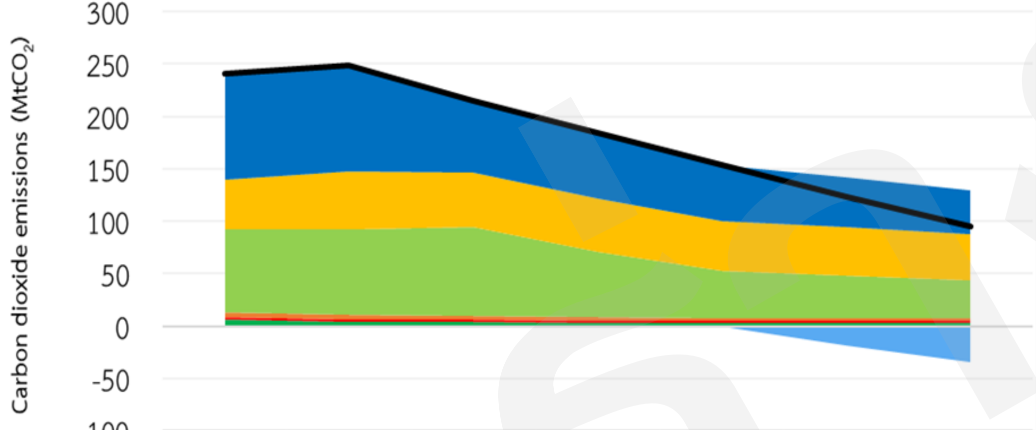
กำหนดเป้าหมายของมาตรการ Demand response
ตามเป้าหมายในแผน Smart Grid 1,000 MW
และมาตรการ Peak Reduction 1,000 MW

โดยการใช้ Distributed Energy Resource (DER)
เพื่อเป็นการรองรับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



icons created by Freepik - Flaticon

4 เป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในภาคการผลิตไฟฟ้า



	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energy industries	101.6	100.9	67.7	63.2	53.0	47.4	41.5
Industry	47.8	54.9	52.3	50.4	48.4	46.5	44.6
Transport	79.0	81.8	84.6	62.2	44.5	41.0	36.1
Residential	3.7	4.2	3.4	3.0	2.5	2.4	2.3
Commercial	2.3	2.4	2.3	2.3	2.4	2.5	2.6
Agriculture	6.9	4.1	4.1	3.5	3.0	2.7	2.6
CCS+BECCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-18.9	-34.2
Net CO2 emissions	241.4	248.2	214.5	184.6	153.7	123.6	95.5

ใช้ตัวเลขเป้าหมายจาก ทส.

(ข้อมูล ณ ตุลาคม 2565)

โดยกำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า

★ **ในปี พ.ศ. 2573** (ค.ศ. 2030)

ประมาณ **84.2 ล้านตัน** (NDC 30%)

ประมาณ **67.7 ล้านตัน** (NDC 40%)

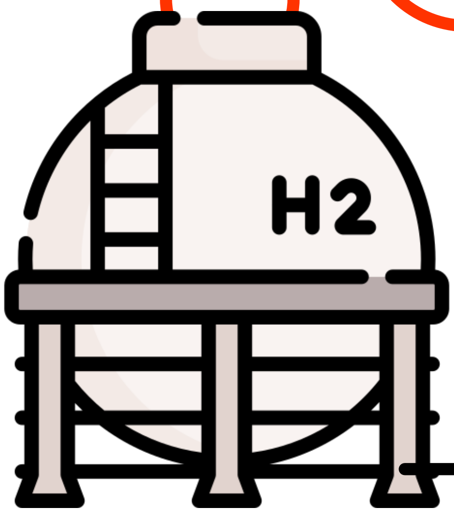
★ **ในปี พ.ศ. 2593** (ค.ศ. 2050)

ประมาณ **41.5 ล้านตัน**

icons created by Freepik - Flaticon

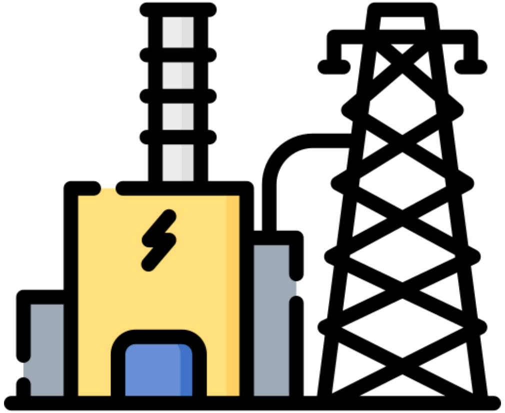
5 การผสมไฮโดรเจน (H_2)

เริ่มมีการ**ผสม H_2 กับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ในท่อก๊าซธรรมชาติต้นทางฝั่งตะวันออก**



5% ของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า ในระบบ 3 การไฟฟ้า (On-grid)

ตั้งแต่ปี 2573 เป็นต้นไป



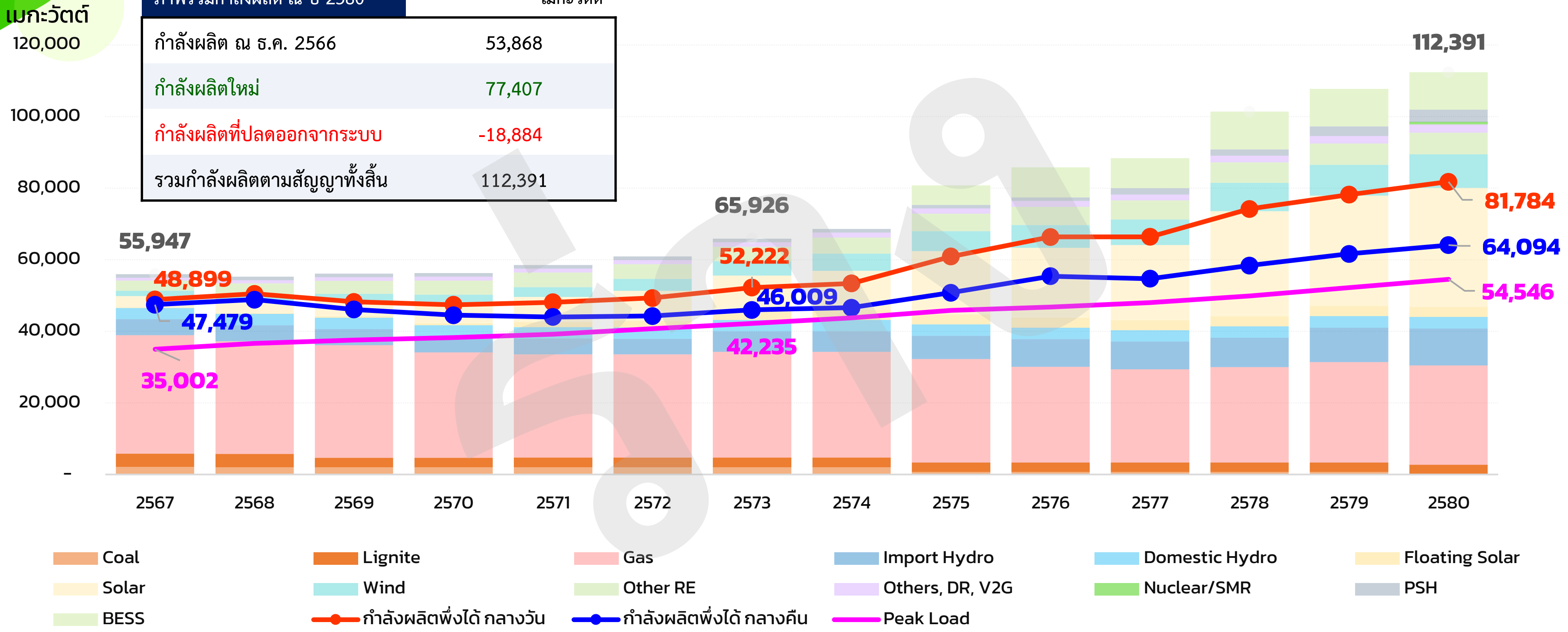
icons created by Freepik - Flaticon

ผลการจัดทำ
ร่างแผน PDP2024

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

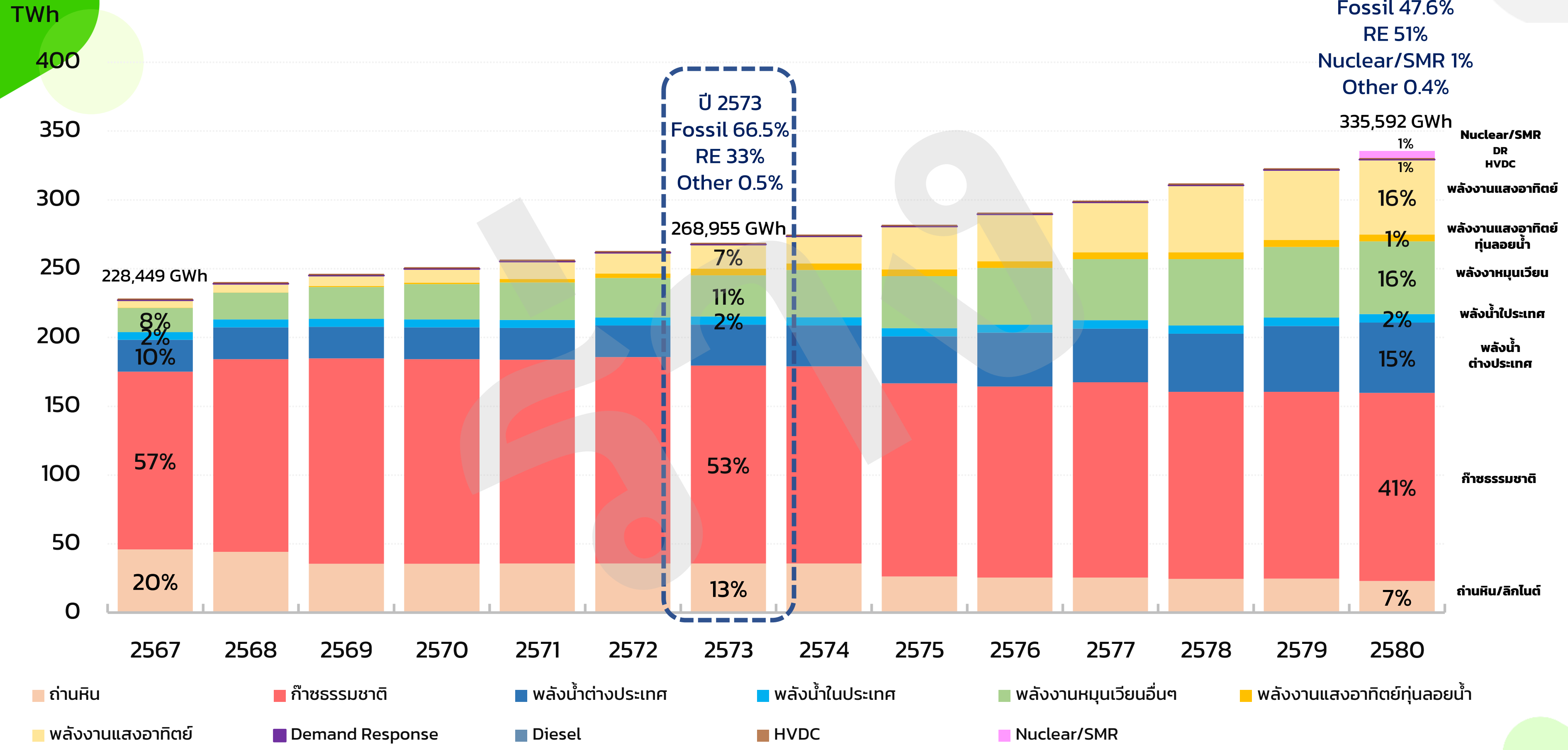
ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

ภาพรวมกำลังผลิต ณ ปี 2580	เมกะวัตต์
กำลังผลิต ณ ธ.ค. 2566	53,868
กำลังผลิตใหม่	77,407
กำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ	-18,884
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งสิ้น	112,391



หมายเหตุ:
- การคำนวณกำลังผลิตพึ่งได้ รวมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ของระบบ 3 การไฟฟ้า ณ เม.ย.-พ.ค. 14.00 – 14.30 น. (ปี 2567-2570) และ ณ เม.ย.-พ.ค. 20.00-22.30น. (ปี2571-2580)
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้นๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตาม คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า



หมายเหตุ: ไม่พิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่ V2G และพลังน้ำแบบสูบกลับ)

สรุปกำลังผลิตใหม่ และระบบกักเก็บพลังงาน ในช่วงปี 2567 – 2580

(หน่วย: เมกะวัตต์)

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตใหม่
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	34,851
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	6,300
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	600
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	3,500
อื่น ๆ (DR, V2G)	2,000
รวม	**47,251**

หมายเหตุ : ไม่รวมกำลังผลิตที่มีข้อผูกพันแล้ว

ประเภทโรงไฟฟ้า	MWh	เมกะวัตต์
พลังน้ำแบบสูบกลับ	19,776	2,472
ระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่	26,010	10,485
รวม	**45,786**	**12,957**

ร่าง

icons created by Freepik - Flaticon

3

การขับเคลื่อนและติดตามการดำเนินงานตามแผน PDP2024

ประเด็นการขับเคลื่อนการดำเนินงาน ตามแผน PDP2024

โดยมีการขับเคลื่อนในด้านต่าง ๆ ดังนี้

1. การขับเคลื่อนนโยบายด้านไฮโดรเจนของประเทศไทย
2. การขับเคลื่อนนโยบายด้านโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (SMR)
3. การขับเคลื่อนนโยบายด้านการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)
4. การบริหารจัดการความต้องการไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า (EV)
5. นโยบายส่งเสริมการพัฒนาตลาดไฟฟ้าสีเขียวเพื่อเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การขับเคลื่อนนโยบาย
ด้านไฮโดรเจนของประเทศไทย

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

การขับเคลื่อนนโยบายด้านไฮโดรเจนของประเทศไทย

การผสม H_2 กับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ที่ต้องมีการเตรียมความพร้อม
ทั้งในด้านโครงสร้างพื้นฐาน ด้านการจัดหา H_2 และมาตรการอื่น ๆ
จะมีการดำเนินงานโดยคณะทำงานขับเคลื่อนด้านนโยบายไฮโดรเจนของประเทศไทย

ซึ่งได้มีการกำหนดแนวทางการส่งเสริมออกเป็น 4 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

1

ยุทธศาสตร์ที่ 1
พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้

2

ยุทธศาสตร์ที่ 2
ส่งเสริมการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ

3

ยุทธศาสตร์ที่ 3
พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

4

ยุทธศาสตร์ที่ 4
ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐาน

เตรียมพร้อม ผสม H_2 ร้อยละ 5 ในปี 2030

การขับเคลื่อนนโยบาย
ด้านโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (SMR)

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

การขับเคลื่อนนโยบายด้านโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (SMR)

โดยจะมีการจัดตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษา/จัดทำมาตรฐานด้านความปลอดภัย กฎหมาย/กฎระเบียบต่าง ๆ รวมทั้งกระบวนการในการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า SMR

ซึ่งคณะทำงานขับเคลื่อนจะประกอบด้วยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ เช่น สำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นต้น

โดยในการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (SMR) มีกระบวนการดำเนินการดังนี้

Nuclear power option included in national energy strategy

MILESTONE 1
Ready to make a knowledgeable commitment to a nuclear programme

MILESTONE 2
Ready to invite bids for the first nuclear power plant

MILESTONE 3
Ready to commission and operate the first nuclear power plant

PHASE 1 — THAILAND
Considerations before a decision to launch a nuclear power programme is taken
PRE-PROJECT

PHASE 2
Preparatory work for the construction of a nuclear power plant after a policy decision has been taken
PROJECT DECISION MAKING

PHASE 3
Activities to implement a first nuclear power plant
CONSTRUCTION

OPERATION OF THE FIRST NUCLEAR POWER PLANT

First nuclear power plant project

FEASIBILITY STUDY

BIDDING PROCESS

COMMISSIONING

Integrated Nuclear Infrastructure Review

การประเมินโครงสร้างพื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในระยะที่ 1 มีประเด็นดังนี้

- นโยบายของประเทศ
- ความปลอดภัยทางนิวเคลียร์
- การบริหารจัดการ
- การจัดหาแหล่งเงินทุน
- กรอบงานด้านกฎหมาย
- การพิทักษ์ความปลอดภัยทางนิวเคลียร์
- การป้องกันรังสี
- กรอบงานการกำกับดูแล
- ระบบไฟฟ้า
- การพัฒนาทรัพยากรมนุษย์
- การมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า
- การคุ้มครองสิ่งแวดล้อม
- แผนฉุกเฉิน
- ความมั่นคงและการป้องกันกายภาพทางนิวเคลียร์
- วัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์
- กากกัมมันตรังสี
- การมีส่วนร่วมของภาคอุตสาหกรรม
- การจัดซื้อจัดจ้าง

ทั้งนี้ จะต้องมีการประเมินโครงสร้างพื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ทั้ง **19 ประเด็น**

โดย **ทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (International Atomic Energy Agency : IAEA)**

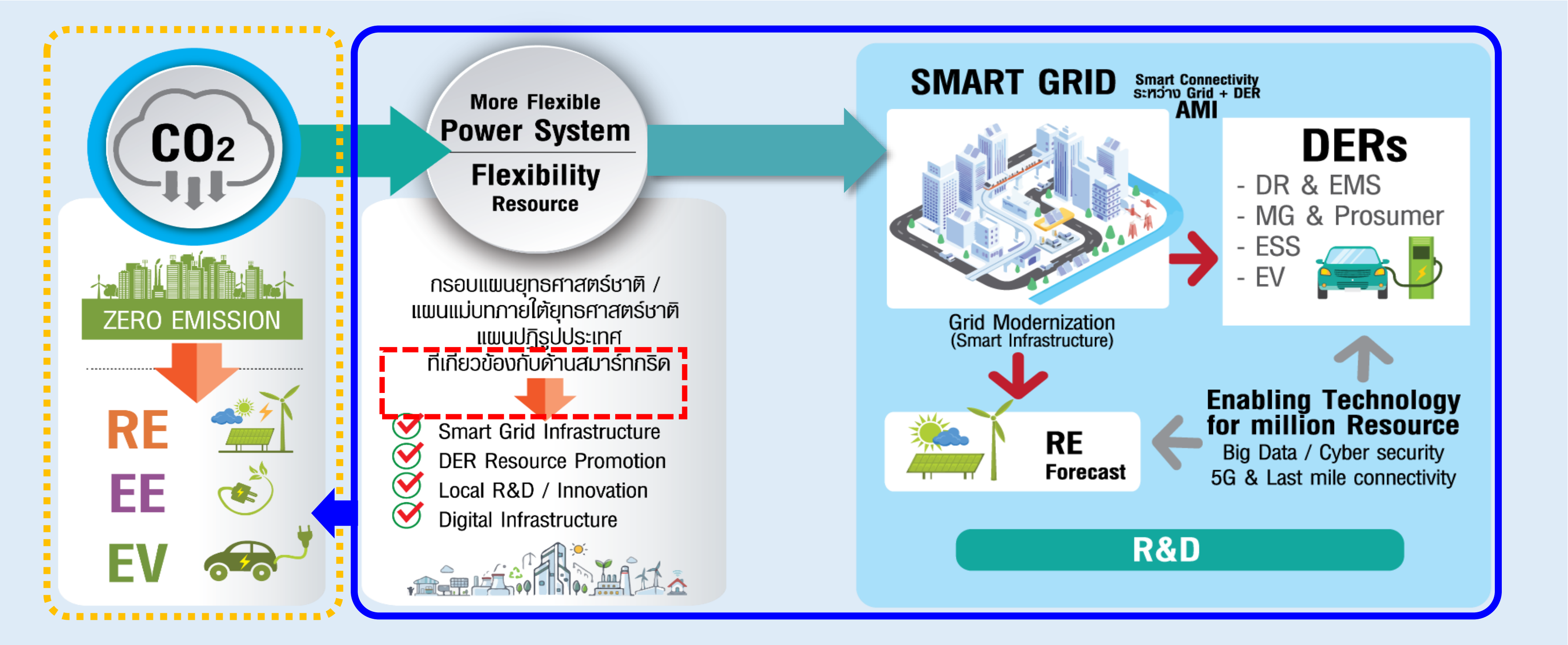
แหล่งข้อมูล : กฟผ.

การขับเคลื่อนนโยบาย ด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย

เราสร้างสรรค์ เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

การขับเคลื่อนนโยบายด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย

การดำเนินงานแผนสมาร์ทกริดจะสามารถช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้สามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของ RE ตามแผน PDP



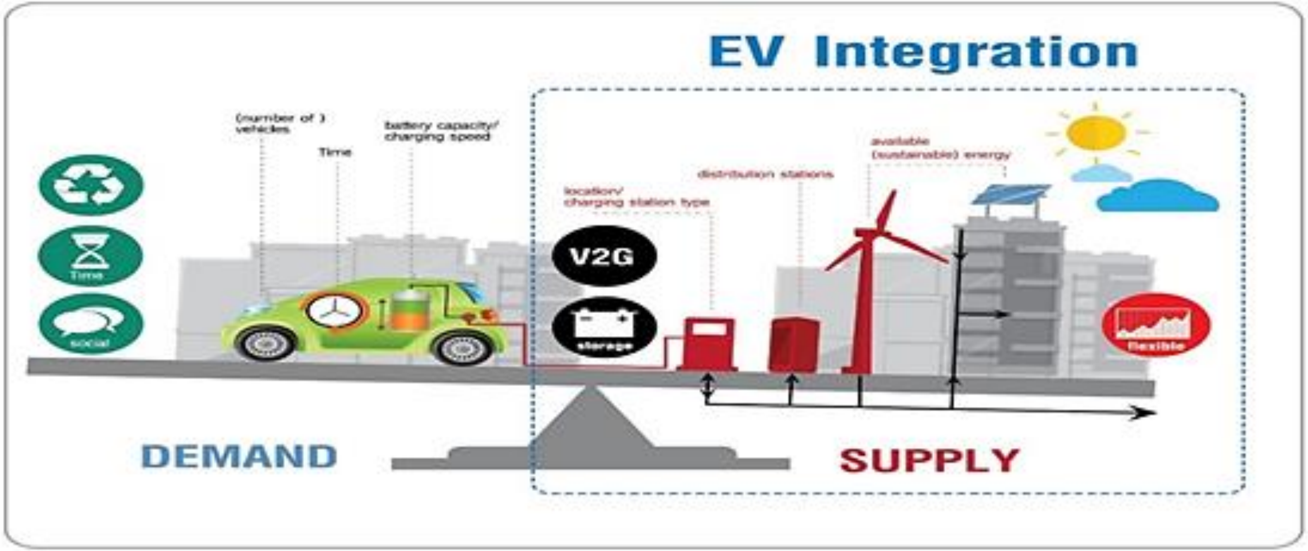
การพัฒนาระบบไฟฟ้าสมัยใหม่เป็นส่วนสำคัญในการปรับ Port สู่ Carbon Neutrality

การบริหารจัดการความต้องการไฟฟ้า จากยานยนต์ไฟฟ้า (EV)

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

การบริหารจัดการความต้องการไฟฟ้าจาก EV



โดยมีแนวทางการบริหารจัดการความต้องไฟฟ้าจาก EV ดังนี้

1. พัฒนาให้เกิดการใช้งานเทคโนโลยีอัดประจุอัจฉริยะ หรือ **Smart Charge** ในการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าจาก EV ตามแผน 30@30 และสอดคล้องกับแนวทาง**การบริหารจัดการ Peak Load จาก EV** ในร่างแผน PDP2024

2. การกำหนด Dynamic Pricing สำหรับการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า เพื่อให้สามารถ**บริหารจัดการ Load** และ**ลดผลกระทบ**ที่อาจจะเกิดขึ้นกับ**โครงข่ายไฟฟ้า**

การพัฒนา
ตลาดไฟฟ้าสีเขียว

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

Direct PPA คืออะไร ?

การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย

Direct PPA ของไทย ในส่วนที่ดำเนินการมาแล้วและที่กำลังอยู่ระหว่างการศึกษา **มี 2 รูปแบบ** ดังนี้

1 Direct PPA ที่มีการส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าของเอกชนเอง ไม่มีการส่งไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า

✪ **ปัจจุบันอนุญาตให้เอกชนสามารถทำได้** โดยต้องมีการขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน ตามที่ กกพ. กำหนด เช่น ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า และใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า และ**การดำเนินการจะต้องไม่ขัดกับกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง** เช่น กฎหมายผังเมือง เป็นต้น

การผลิตและส่งไฟฟ้า ในพื้นที่ของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง

- **การก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเพื่อผลิตไฟฟ้าจ่ายให้โรงงานอุตสาหกรรม** (โรงงานน้ำตาล)
- **การติดตั้ง Solar Rooftop เพื่อผลิตไฟฟ้าจ่ายให้อาคารหรือโรงงานซึ่งอยู่ในพื้นที่เดียวกัน**

! นอกจากการขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน ตามที่ กกพ. กำหนดแล้ว **จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้า**

การผลิตและส่งไฟฟ้า นอกพื้นที่ของผู้ใช้ไฟฟ้า

- **การติดตั้ง Solar Farm หรือการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล บนพื้นที่อื่นภายนอกบริเวณโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อผลิตไฟฟ้าจ่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรม ผ่านสายส่งไฟฟ้าของเอกชนเอง**

!
- **ปัจจุบันไม่มีข้อจำกัดทางกฎหมายที่ห้ามไม่ให้เอกชนทำ** โดยนอกจากการขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน ตามที่ กกพ. กำหนด แล้ว
- **กรณีมีการก่อสร้างสายส่งหรือสายจำหน่ายไฟฟ้า จะต้องปฏิบัติตามประกาศ กกพ.**
- **ในกรณีที่มีการปักเสาพาดสายผ่านในพื้นที่สาธารณะหรือพื้นที่ของประชาชน จะต้องมีการขออนุญาตจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หรือขอใช้พื้นที่จากเจ้าของพื้นที่**
- การดำเนินการจะต้องไม่ขัดกับกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

ผู้ใช้ไฟฟ้าในทั้ง 2 กลุ่ม ยังคงมีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เพื่อสำรองไว้ในช่วงที่โรงไฟฟ้าที่ทำสัญญา Direct PPA ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าให้ได้ เนื่องจากความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน

ดังนั้น ภาครัฐจึงยังต้องทำหน้าที่ในการจัดหาไฟฟ้า Back Up ให้ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการวางแผน PDP และอาจเป็นภาระต้นทุนของระบบไฟฟ้าในการจัดหาไฟฟ้า Back Up ดังกล่าว

2 Direct PPA ที่มีการส่งไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า

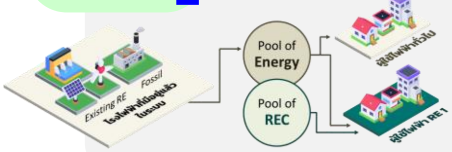
กระทรวงพลังงานอยู่ระหว่างการศึกษาและพิจารณาแนวทางการทำ Direct PPA **โดยมี 2 รูปแบบ ดังนี้**

UGT : อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว หรือ Utility Green Tariff

เป็นกลไกในการตอบสนองและเป็นทางเลือกหนึ่งให้กับ**ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการซื้อไฟฟ้าสีเขียวพร้อมใบรับรองการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน** หรือ REC **ควบคู่มาด้วย** โดยมี**ภาครัฐเป็นตัวกลางในการจัดหาและรวบรวม**ไฟฟ้าสีเขียวให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ.

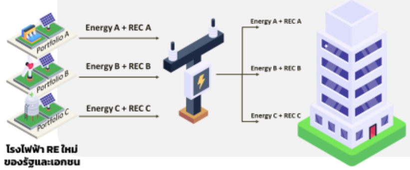
UGT = **ไฟฟ้าที่ผลิตมาจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ปล่อย CO_2**
เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำ
ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ต้องไปทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าเองโดยตรง

UGT 1 โรงไฟฟ้า RE เดิม (ไม่เจาะจงที่มา)



อัตรา UGT1 = อัตราค่าไฟฟ้าปกติ + ส่วนเพิ่ม (PREMIUM) ที่ครอบคลุมค่าใบรับรอง REC

UGT 2 โรงไฟฟ้า RE ใหม่ (เจาะจงที่มา)



อัตรา UGT2 = อัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว จากแหล่งที่ผู้ใช้เลือก + ค่าใบรับรอง REC + ค่าบริการระบบไฟฟ้า

!

อัตราค่าบริการ UGT ทั้ง 2 ประเภท
เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการให้บริการไฟฟ้าสีเขียว

- **มีมาตรฐานเป็นที่ยอมรับของสากล**
- **มีการจัดสรรต้นทุนการให้บริการที่ครอบคลุมต้นทุนสาธารณะ**
- **เป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม**

คาดว่าจะมีการประกาศใช้
อัตรา UGT1 ในปี 2567
อัตรา UGT2 ในปี 2568

TPA : Direct PPA ผ่านกลไก Third Party Access

การเปิดให้เอกชนใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) **เพื่อส่งไฟฟ้าไปยังลูกค้าของตน** (Direct PPA) ซึ่งจะต้องเสียค่าบริการ TPA ให้แก่เจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่กำหนด

กระทรวงพลังงาน โดย**สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน อยู่ระหว่างการศึกษาหลักเกณฑ์และแนวทางการจัดทำข้อกำหนดการเปิด TPA** รวมถึงหลักเกณฑ์การกำกับดูแลและอัตราค่าบริการ TPA ที่ครอบคลุมค่าบริการต่าง ๆ เช่น

- ค่าบริการในการใช้ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge)
- ค่าบริการเชื่อต่อระบบโครงข่าย (Connection Charge)
- ค่าบริการด้านความมั่นคงระบบไฟฟ้า (Ancillary Services Charge)
- ค่าบริการปรับสมดุลปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge)
- ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expense)

การดำเนินการในระยะต่อไป

โครงการนำร่องการซื้อขายไฟฟ้าในจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบ Direct PPA ผ่านการใช้บริการ TPA จำนวน 2,000 MW ในกลุ่มธุรกิจ Data Center

ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024)

วัตถุประสงค์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

1. จัดหาก๊าซธรรมชาติ**ให้เพียงพอกับความต้องการใช้**ของประเทศ
2. บริหารจัดการระบบ**โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้มีความมั่นคง**และมีประสิทธิภาพ

การประมาณการ**ความต้องการใช้**ก๊าซธรรมชาติเพื่อจัดทำร่าง Gas Plan 2024

ไฟฟ้า

ตามร่างแผน PDP2024

(เสนออนุกรรมการ PDP เมื่อวันที่ 20 พ.ค. 67) โดยผสม H2 5% by volume ของ Demand โรงไฟฟ้าก๊าซ on grid ตั้งแต่ปี 2573

อุตสาหกรรม

ตาม GDP

สศช. คาดการณ์ GDP ปี 2565 – 2580 ขยายตัวเฉลี่ย 3.1% ต่อปี และคำนึงถึงแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP)

ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย

ข้อมูลจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ขนส่ง

ตามแนวโน้มจำนวนรถ NGV

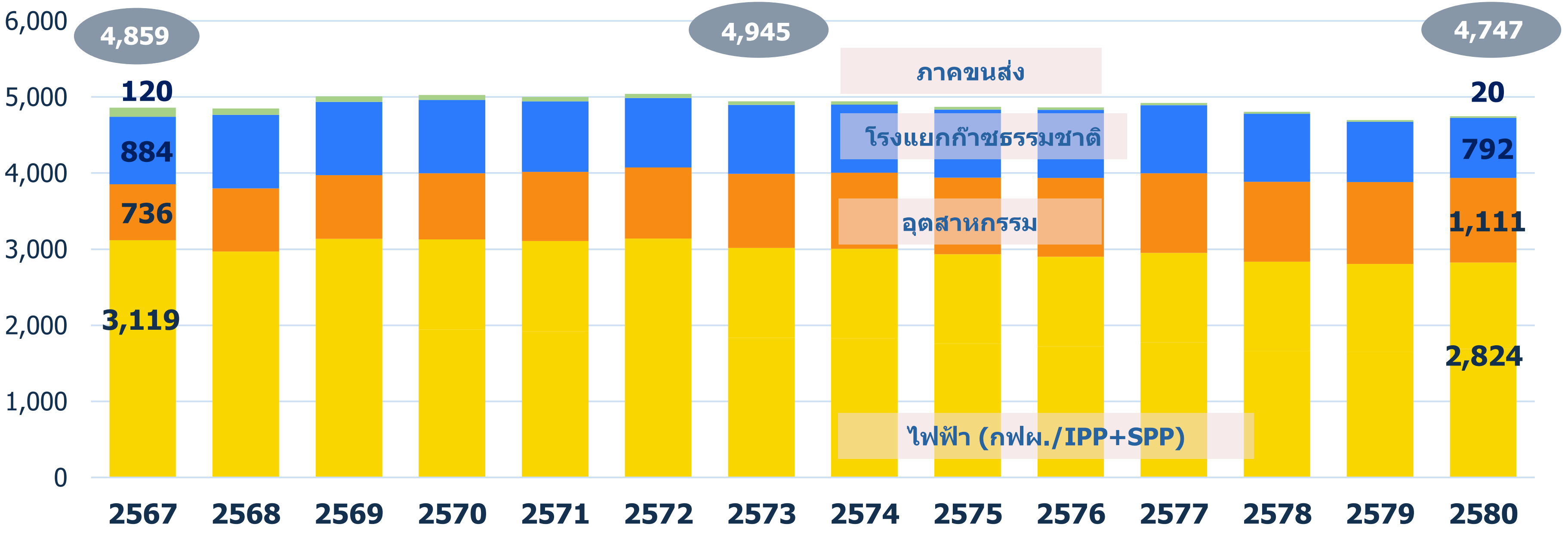
หมายเหตุ ข้อมูลปี 2567 อ้างอิงข้อมูลจากที่ประชุม PMM วันที่ 21 พ.ค. 67 (หน่วย: MMSCFD)

ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

Demand

Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



การประมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ในประเทศ

แหล่งอ่าวไทย และ แหล่งบนบก
อิงปริมาณตาม DCQ
(Daily Contract Quantity คือ ปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน)

LNG

ตามสัญญาปัจจุบันของ PTT Shipper และ Shipper รายอื่น

- ปตท.   ตามสัญญาระยะยาวปัจจุบัน 6.2 ล้านตันต่อปี

Qatar	2 ล้านตัน	(ปี 58-77)
Petronas	1.2 ล้านตัน	(ปี 60-79)
Shell	1 ล้านตัน	(ปี 60-80)
BP	1 ล้านตัน	(ปี 60-84)
PTTGL	1 ล้านตัน	(ปี 69-88)

- กฟผ.   ตามสัญญาระยะสั้นปัจจุบัน 0.9 ล้านตันต่อปี
  ปี 67 ปริมาณ 0.9 ล้านตัน
  ปี 68 – 70 ปริมาณ 0.5 ล้านตัน
- หินกอง   ตามสัญญาระยะสั้นปัจจุบัน
  ปี 67 - 69 ปริมาณ 0.5 ล้านตันต่อปี

Hydrogen

5% by volume ของ Demand โรงไฟฟ้าก๊าซ on grid ตั้งแต่ปี 2030 (ตามร่างแผน PDP 2024)

Potential Gas

(1) Potential A อยู่ระหว่างรอลงนามสัญญา
(**75 - 495** MMscfd)
ประกอบด้วย Pailin
B8/32
Arthit (ส่วนเพิ่ม)
JDA-B-17

(2) Potential B อยู่ระหว่างดำเนินการ
(**129 - 600** MMscfd)
ประกอบด้วย JDA-A18 (อยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางบริหารจัดการหลัง psc)
Yadana (ส่วนต่อสัมปทาน)

(3) 50% ของ Swing ของแหล่งก๊าซฯ อ่าวไทยที่มีสัญญาปัจจุบัน
(ปริมาณ Swing แต่ละสัญญาอยู่ที่ 5 – 15%)

เมียนมา

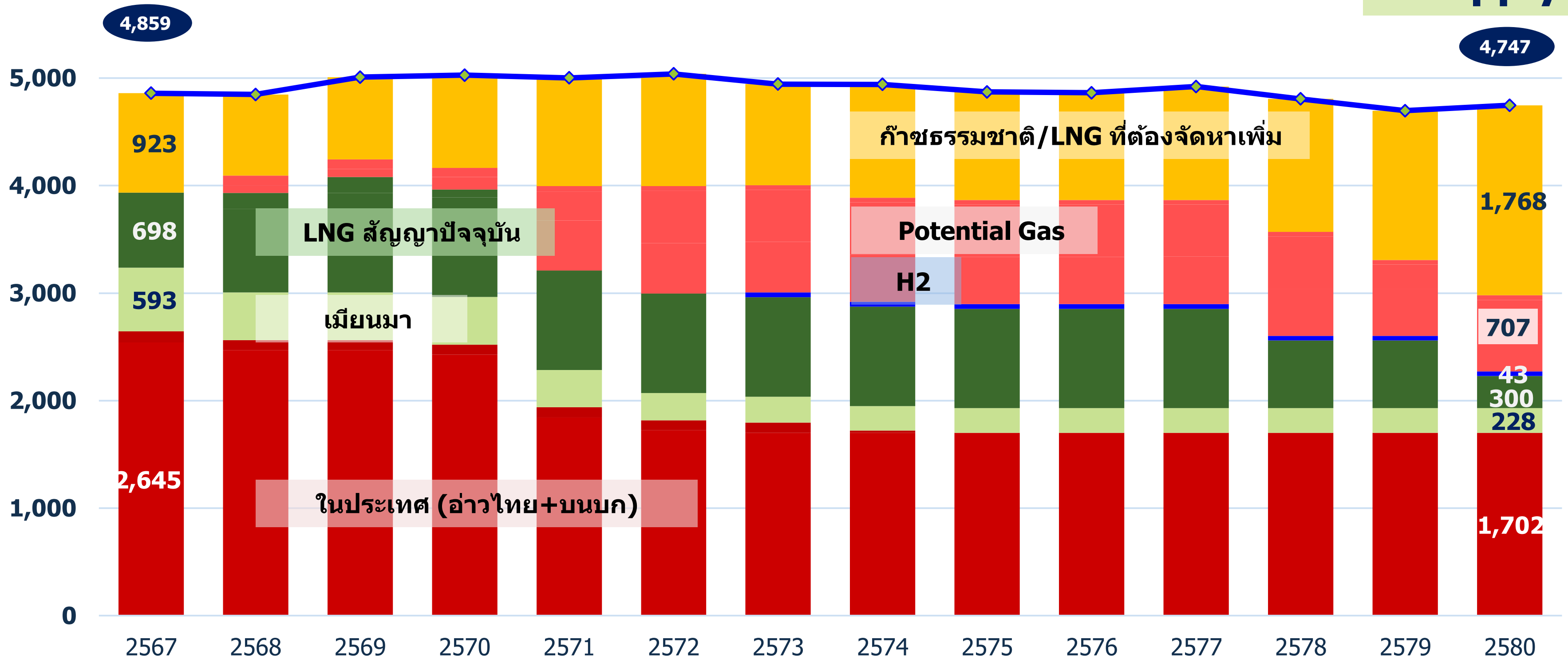
3 แหล่ง (Yadana / Yetagun / Zawtika)
คงกำลังการผลิตตามสัญญา ณ เดือน มิ.ย. 2566

ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

Supply

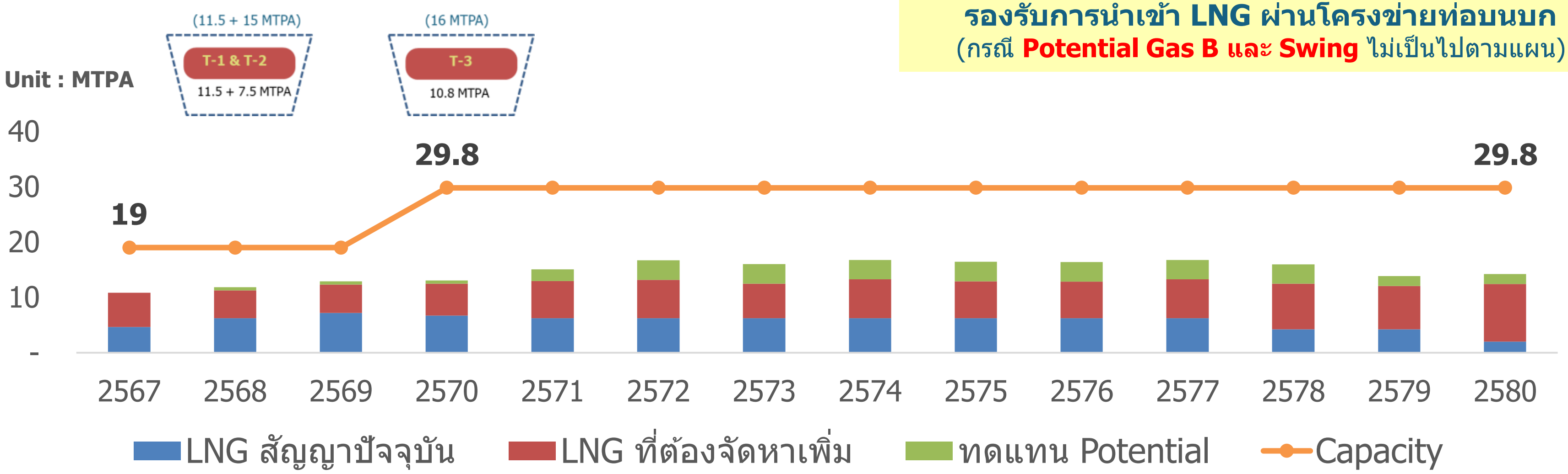
Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

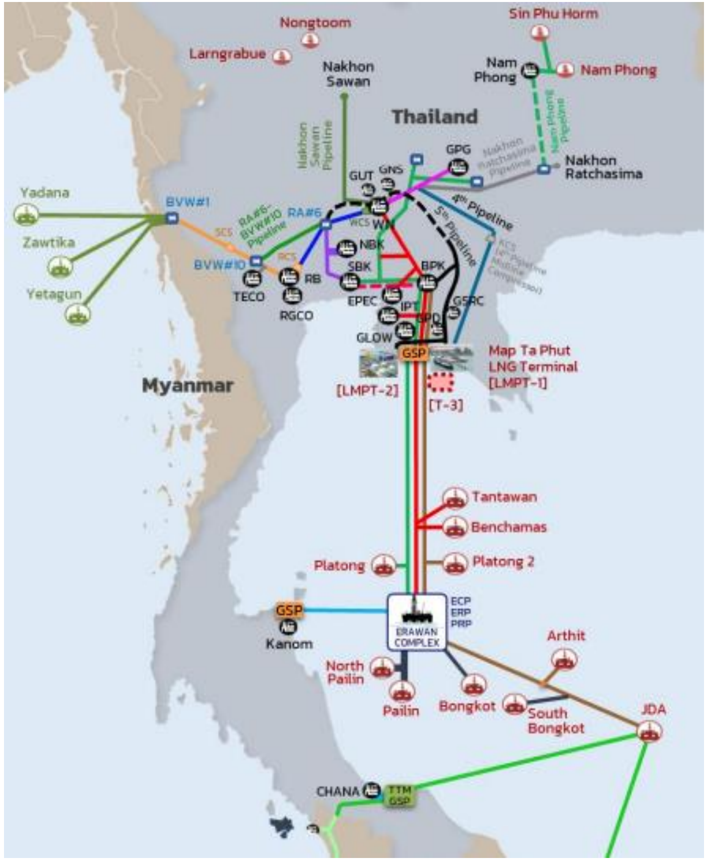
รองรับการนำเข้า LNG ผ่านโครงข่ายท่อบนบก
(กรณี **Potential Gas B** และ **Swing** ไม่เป็นไปตามแผน)



รองรับการนำเข้า LNG สำหรับโรงไฟฟ้าภาคใต้
(หลังจาก JDA-A18 หมดสัญญา)

โครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต

	ณ ธันวาคม 2566	ได้รับอนุมัติแล้ว	ปรับปรุงแผนฯ
ท่อส่งก๊าซ[1]	**4,570 กิโลเมตร** ในทะเล 2,133 กม. บนบก 2,437 กม. (รวมท่อ#5 ระยะ1,3: 216 กม.)	**4,904 กิโลเมตร** ท่อ#5 ระยะ2: 201 กม. ท่อฯ บางปะกงไปยัง รฟ. พระนครใต้ 57 กม. (รวมท่อเชื่อมแหล่งอุบล 76 กม.)	ทบทวนระบบท่อส่งก๊าซฯ รองรับโรงไฟฟ้าใหม่
LNG Terminal	**19 ล้านตัน/ปี** LMPT-1 : 11.5 ล้านตัน/ปี LMPT-2 : 7.5 ล้านตัน/ปี	**29.8 ล้านตัน/ปี** LNG Terminal [T-3] 10.8 ล้านตัน/ปี	**31.8 ล้านตัน/ปี** FSRU/LNG Terminal 2 ล้านตัน/ปี
โรงแยกก๊าซฯ[2]	**2,870 MMSCFD** โรงแยกก๊าซฯ จำนวน 6 หน่วย	**2,910 MMSCFD** โรงแยกก๊าซฯ จำนวน 6 หน่วย (สร้าง GSP7 ที่กำลังการผลิต 460 MMSCFD ทดแทน GSP1)	

<u>หมายเหตุ</u> [1]ความยาวท่อส่งก๊าซฯ ไม่รวมท่อจัดจำหน่ายก๊าซฯ
[2] กำลังผลิตของโรงแยกก๊าซฯ ปตท.

บทสรุป (ร่าง) Gas Plan 2024

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ภาพรวมการจัดหารองรับความต้องการใช้ของประเทศ

- **ภาพรวมความต้องการใช้ก๊าซฯ** ช่วงปี 2567 - 2580 ลดลงจากประมาณการเดิม แต่ยังคงอยู่ในช่วง 4,700 - 4,800 MMSCFD
- **การจัดหาก๊าซฯ** มีความชัดเจนมากขึ้นในการจัดหาจากแหล่งก๊าซฯ Potential ในอ่าวไทยและเมียนมาเพิ่มขึ้น มีการนำเข้า LNG ลดลง

การจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งภายในประเทศ

- **การจัดหาก๊าซจากแหล่งในประเทศเพิ่มเติมจากแหล่งอื่นๆ** (เช่น OCA) แม้ว่าสามารถดำเนินการได้ แต่ยังคงต้องใช้ระยะเวลาเตรียมการที่จะนำก๊าซฯ มาใช้ประโยชน์อย่างแท้จริง
- **การทบทวนแผน**สามารถดำเนินการได้ภายหลังตามสถานการณ์ โดยอาจ**ลดในส่วนการจัดหา LNG ที่มีราคาสูงกว่าลง**

โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

- **โครงสร้างพื้นฐานในปัจจุบัน** (ท่อส่งและถังเก็บ) สามารถรองรับก๊าซฯ ตามแผนได้เพียงพอ
- **ในส่วนถังเก็บก๊าซฯ** ในอนาคตอาจต้องมีการพิจารณาจัดสร้างเพิ่มเติมเพื่อใช้ในการบริหารจัดการรองรับความต้องการใช้ผลิตไฟฟ้าของประเทศในช่วงพีคไฟฟ้า / ใช้เชิงพาณิชย์ / ใช้เฉพาะภาคอุตสาหกรรม / หรือรองรับการเป็น Regional Hub

ผลประโยชน์ในด้านเศรษฐกิจ

เกิดการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง ประกอบด้วย T-3 และโครงการสถานีเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซแบบลอยน้ำ (FSRU) มูลค่า**ประมาณ 55,000 ล้านบาท**

ขอบคุณครับ

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

www.eppo.go.th

EppoThailand

EppoThailand

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน