กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (Gas Plan 2015)

22 ตุลาคม 2558

เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2558 กระทรวงพลังงานได้รับความเห็นชอบครบทั้ง
5 แผนหลักด้านพลังงาน โดย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

TIEB

THAILAND INTEGRATED ENERGY BLUEPRINT

PDP POWER DEVELOPMENT PLAN
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย*

EEP ENERGY EFFICIENCY PLAN
แผนอนุรักษ์พลังงาน*

AEDP ALTERNATIVE ENERGY DEVELOPMENT PLAN
แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

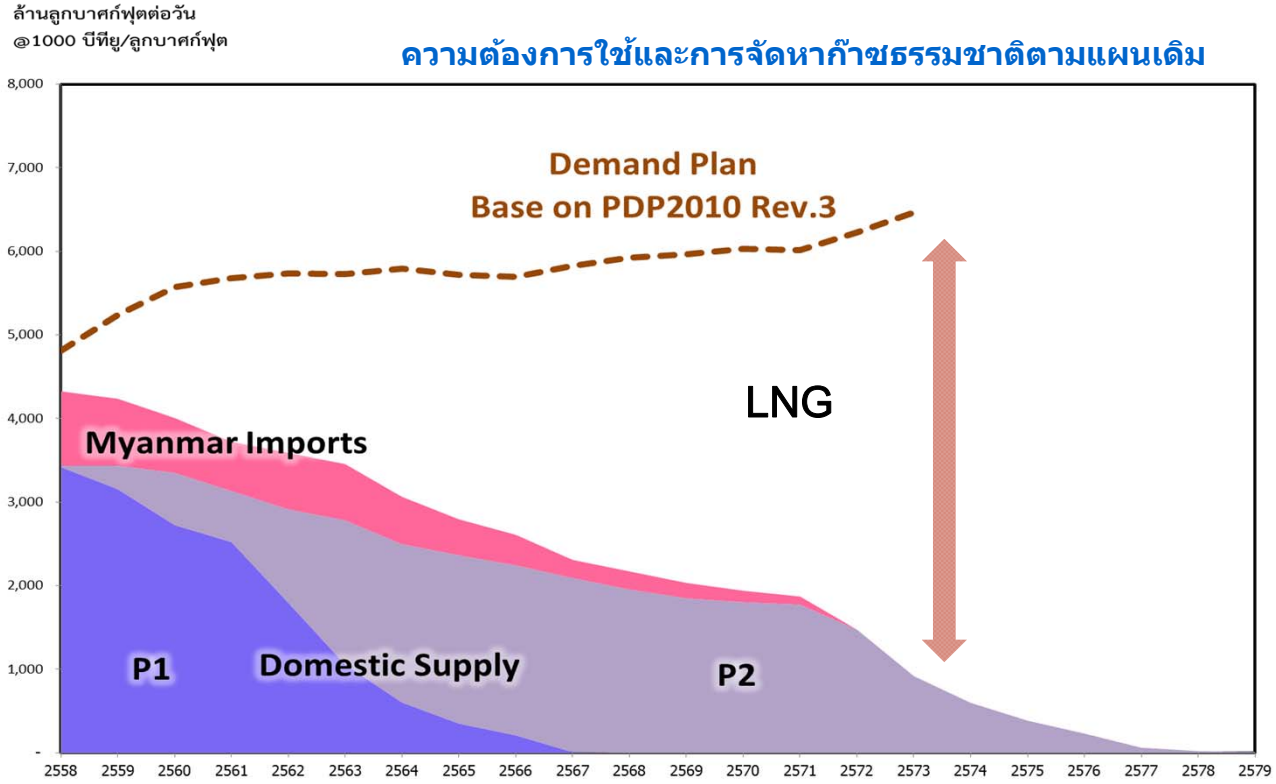
GAS GAS PLAN
แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

OIL OIL PLAN
แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง

* ได้รับอนุมัติก่อนหน้านี้

หลักการของการจัดทำแผน

การใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศมีแนวโน้มสูงขึ้น ขณะที่ปริมาณการผลิตในประเทศกลับลดลง ประเทศจึงต้องพึ่งพา LNG นำเข้ามากขึ้น ทำให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงขึ้น อีกทั้งมีความเสี่ยงที่จะขาดวัตถุดิบป้อนอุตสาหกรรมปิโตรเคมี



แนวโน้มตามแผนเดิม

- การผลิตก๊าซในประเทศเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2560
- โรงแยกก๊าซเริ่มรับก๊าซได้ต่ำกว่า 50% ของกำลังรับ ในปี 2572
- อัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 19.9%/ปี
- ต้องพึ่งพา LNG นำเข้า 100% ตั้งแต่ปี 2577
- นำเข้า LNG มากถึง 5,500 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน หรือ 40 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2573

แผนก๊าซมีเป้าหมายเพื่อบริหารจัดการด้านการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ตามแนวทาง 4 ด้าน คือ

1) ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ

2) รักษาระดับการผลิตจากแหล่งในประเทศให้ยาวนานขึ้น

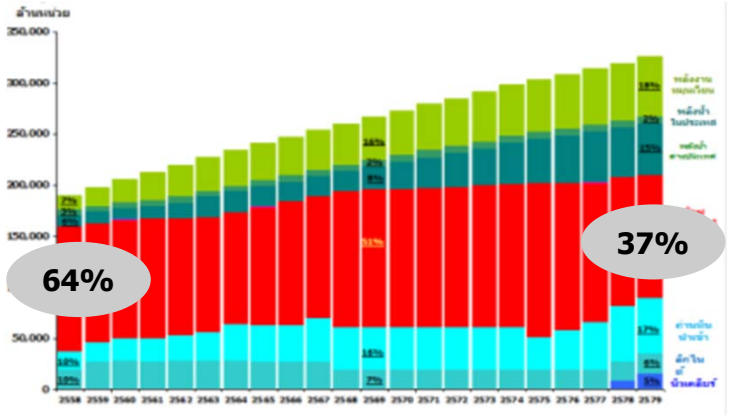
3) จัดหาและบริหารจัดการ LNG

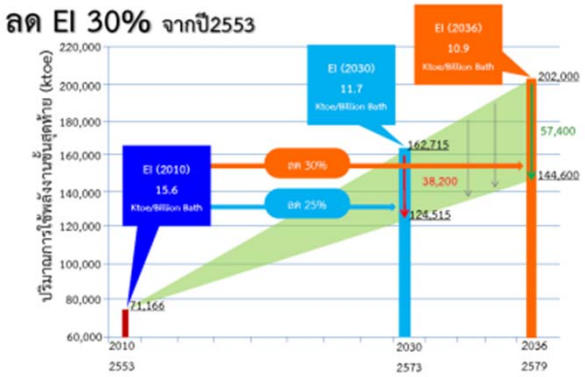
4) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG

1. ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ

ลดการพึ่งพาก๊าซในการผลิตไฟฟ้าโดยกระจายเชื้อเพลิง ตามแผน PDP 2015

จาก 64% ลดลงเหลือ 37% ในปี 2579





ประหยัดพลังงานของก๊าซในอุตสาหกรรมจากแผน EEP 2015

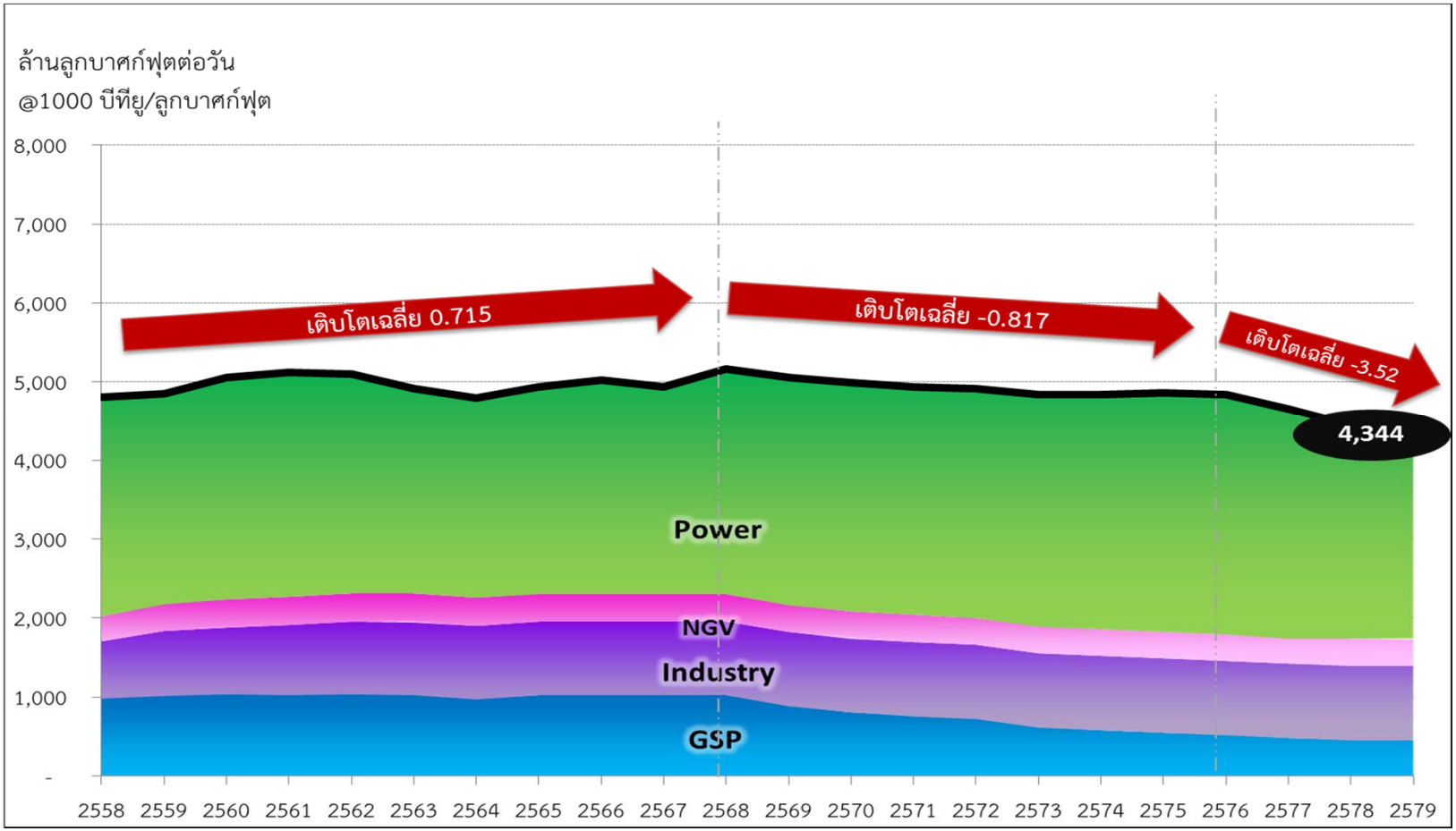
ปี 2579 ลดการใช้พลังงานได้ประมาณ 89,672 GWh และ ลดการสร้างโรงไฟฟ้าได้ประมาณ 10,000 MW [เป้าหมาย – ลด EI ลง 30% จาก ปี 2553]

พัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกตามแผน AEDP 2015

- เพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน จาก 8% เป็น 20%
- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ แสงอาทิตย์และลม
- พัฒนาพลังงานหมุนเวียนตามรายภูมิภาค (Zoning)

ประมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติรองรับ PDP2015 - กรณีฐาน

	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
GSP Utilization	87%	79%	74%	70%	59%	56%	52%	49%	46%	43%	43%



2. รักษาระดับการผลิตจากแหล่งในประเทศให้ยาวนานขึ้น

เร่งรัดการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ เพื่อเพิ่มโอกาสในการสำรวจหาปิโตรเลียมและส่งเสริมการลงทุน

- การประเมินเบื้องต้นคาดว่ามีปริมาณทรัพยากร ก๊าซธรรมชาติ 1–5 ล้านล้าน ลบ.ฟุต และ น้ำมันดิบ 20-50 ล้านบาร์เรล
- เกิดการลงทุนไม่น้อยกว่า 5,000 ล้านบาท

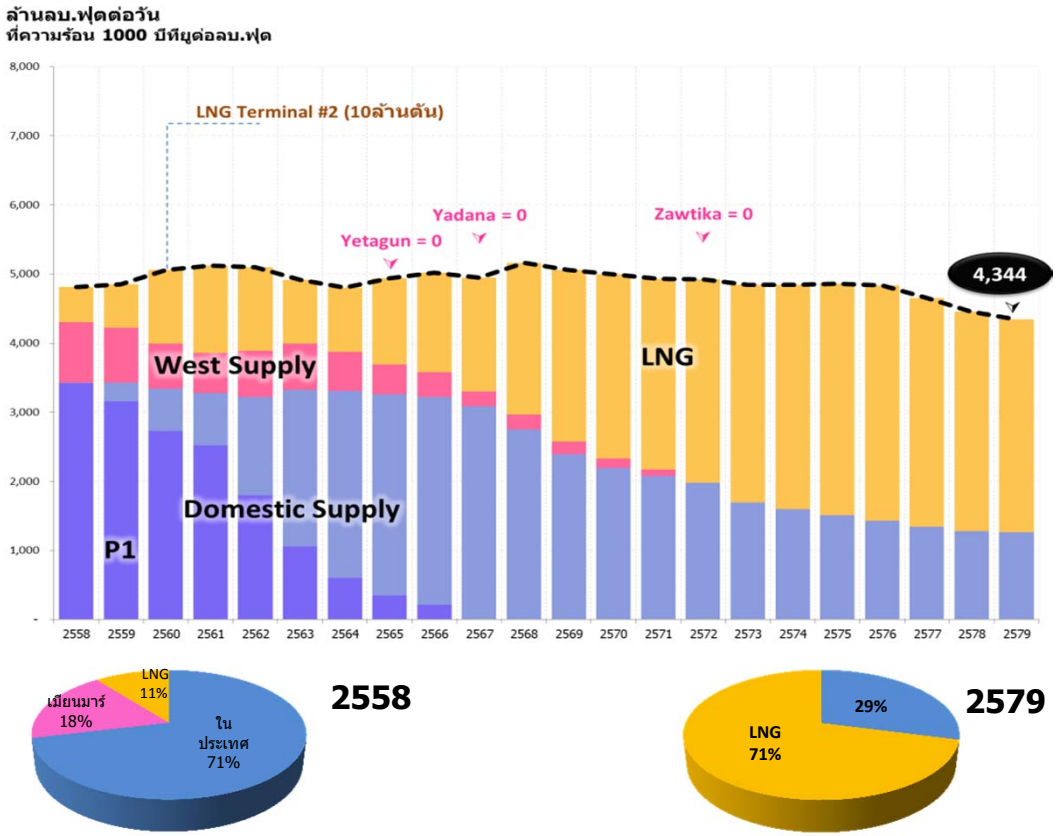
หาแนวทางบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานจะสิ้นอายุในปี'65-66 เพื่อให้การผลิตแหล่งก๊าซสำคัญเป็นไปอย่างต่อเนื่อง

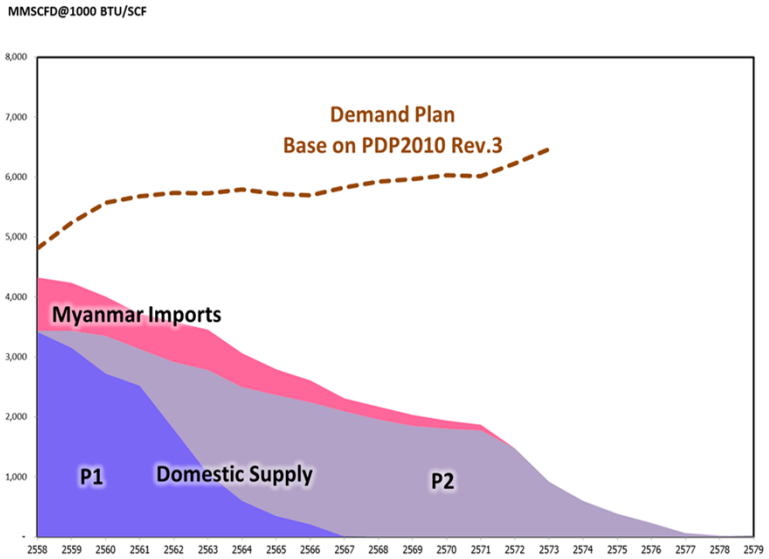
- แหล่งดังกล่าวผลิตก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 76 ของกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติของประเทศ
- จำเป็นต้องหาข้อยุติและได้แนวทางบริหารจัดการฯให้ได้ 5 ปีก่อนสิ้นสุดอายุสัมปทาน (ภายในปี 2560) มิฉะนั้นผู้รับสัมปทานฯจะหยุดลงทุนเจาะหลุมและตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่ม

จัดทำแผนการลดปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซ เพื่อส่งเสริมการใช้ก๊าซอ่าวไทยให้เกิดประโยชน์สูงสุด และรักษาอายุแหล่งก๊าซในอ่าวไทยให้นานขึ้น

- ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมีองค์ประกอบที่มีคุณค่า เมื่อผ่านโรงแยกก๊าซจะได้วัตถุดิบที่สามารถใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี
- ก๊าซธรรมชาติผลิตจากอ่าวไทย 80% ผ่านโรงแยกก๊าซ อีก 20% ส่งตรงเข้าโรงไฟฟ้า จึงควรลดสัดส่วนก๊าซอ่าวไทยที่ส่งตรงเข้าโรงไฟฟ้านี้ โดยนำ LNG มาเสริม เฉพาะในช่วงที่ LNG มีราคาลดลง

แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (กรณีฐาน)



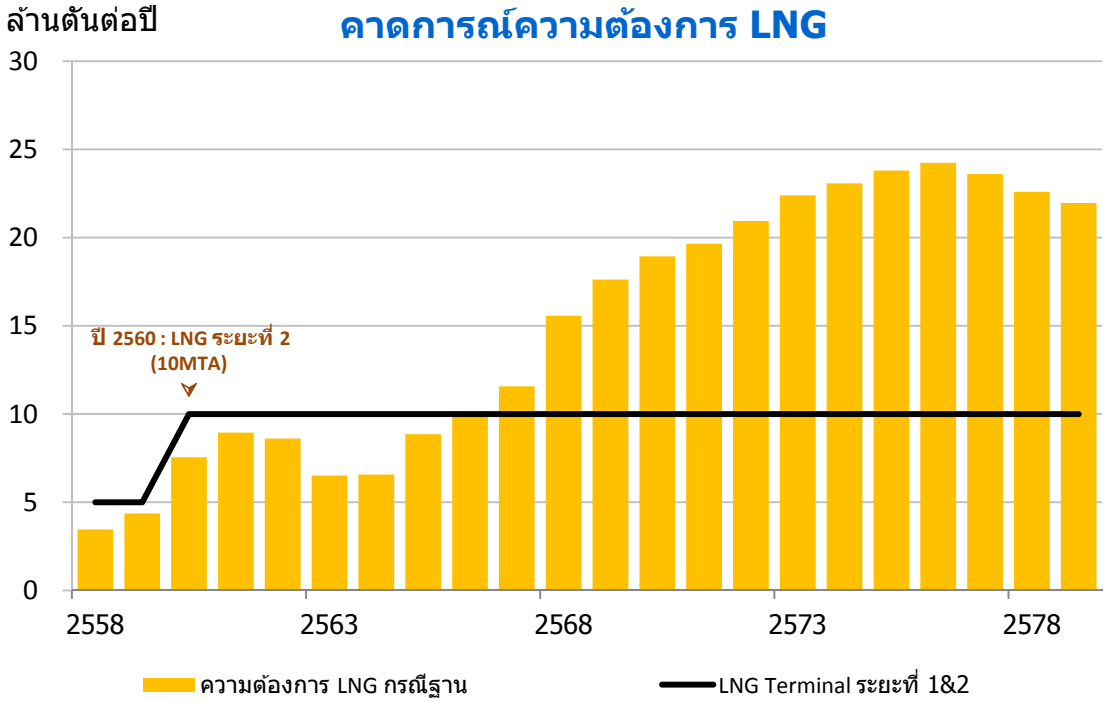


- แหล่งก๊าซในประเทศเริ่มลดลงในปี 2568
- โรงแยกก๊าซรับก๊าซไม่ต่ำกว่า 50% ของกำลังรับ จนถึงปี 2579
- อัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 10%/ปี
- พึ่งพา LNG นำเข้า 71% ในปี 2579
- นำเข้า LNG สูงสุดที่ 24 ล้านตันต่อปี ในระยะ 20 ปีข้างหน้า

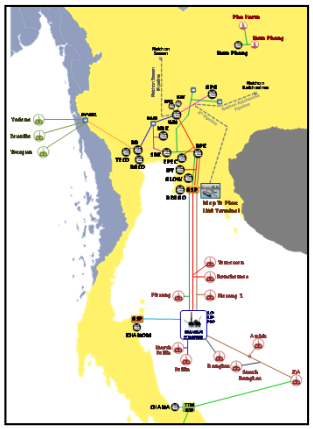
<u>เปรียบเทียบกับแผนเดิม</u>

- ยืดอัตราการผลิตที่ระดับปัจจุบันได้ 7-8 ปี
- มีก๊าซอ่าวไทยป้อนโรงแยกก๊าซเพื่อเป็นวัตถุดิบนอุตสาหกรรมปิโตรเคมีจนถึงปลายแผน
- การเติบโตของการนำเข้า LNG ลดลง 9.9%/ปี จากแผนเดิม
- สัดส่วนการพึ่งพา LNG ลดลง 29% ในปี 2579
- ลดการนำเข้า LNG ลงกว่า 20 ล้านตันต่อปี

3. การหาแหล่งและการบริหารจัดการ LNG ที่มีประสิทธิภาพ
4. มีโครงสร้างพื้นฐาน และกติกาที่สอดรับกับแผนจัดหา



LNG Terminal: **มาบตาพุด จ.ระยอง**
กำลังรับ LNG Terminal:
ระยะที่ 1: 5 MTPA
เริ่มเดินเครื่อง ปี 2554
ระยะที่ 2: เพิ่มเป็น 10 MTPA
ในปี 2560



ระยะ 20 ปีข้างหน้า ความต้องการ LNG นำเข้ามีแนวโน้มสูงขึ้น (เพิ่มเป็น 24 ล้านตัน/ปี จากปัจจุบัน 2 ล้านตัน/ปี) โดยคาดว่ามูลค่าการนำเข้าจะสูงถึงประมาณ 400,000 ล้านบาท/ปี

แผนการดำเนินงาน

1. จัดหา LNG และพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับให้เพียงพอต่อความต้องการ ตามแผนกรณีฐาน
2. ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจ LNG โดยเพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่าย และกำกับให้ Third Party Access :TPA เกิดขึ้นอย่างเต็มรูปแบบ ทั้งระบบท่อส่งก๊าซและ LNG Terminal
3. จัดตั้งหน่วยงาน เพื่อให้การสนับสนุนและกำกับดูแลด้านการจัดหา LNG

แผนระบบรับส่งและแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 3 เงินลงทุนรวม 12,000 ลบ.
- สถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ ราชบุรี-วังน้อย กำหนดแล้วเสร็จปี 2574
- สถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ กลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซฯ บนบกเส้นที่ 5 กำหนดแล้วเสร็จปี 2570

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 2

ระบบ ท่อส่งก๊าซฯ บนบก จาก RA#6 ไป จ.ราชบุรี

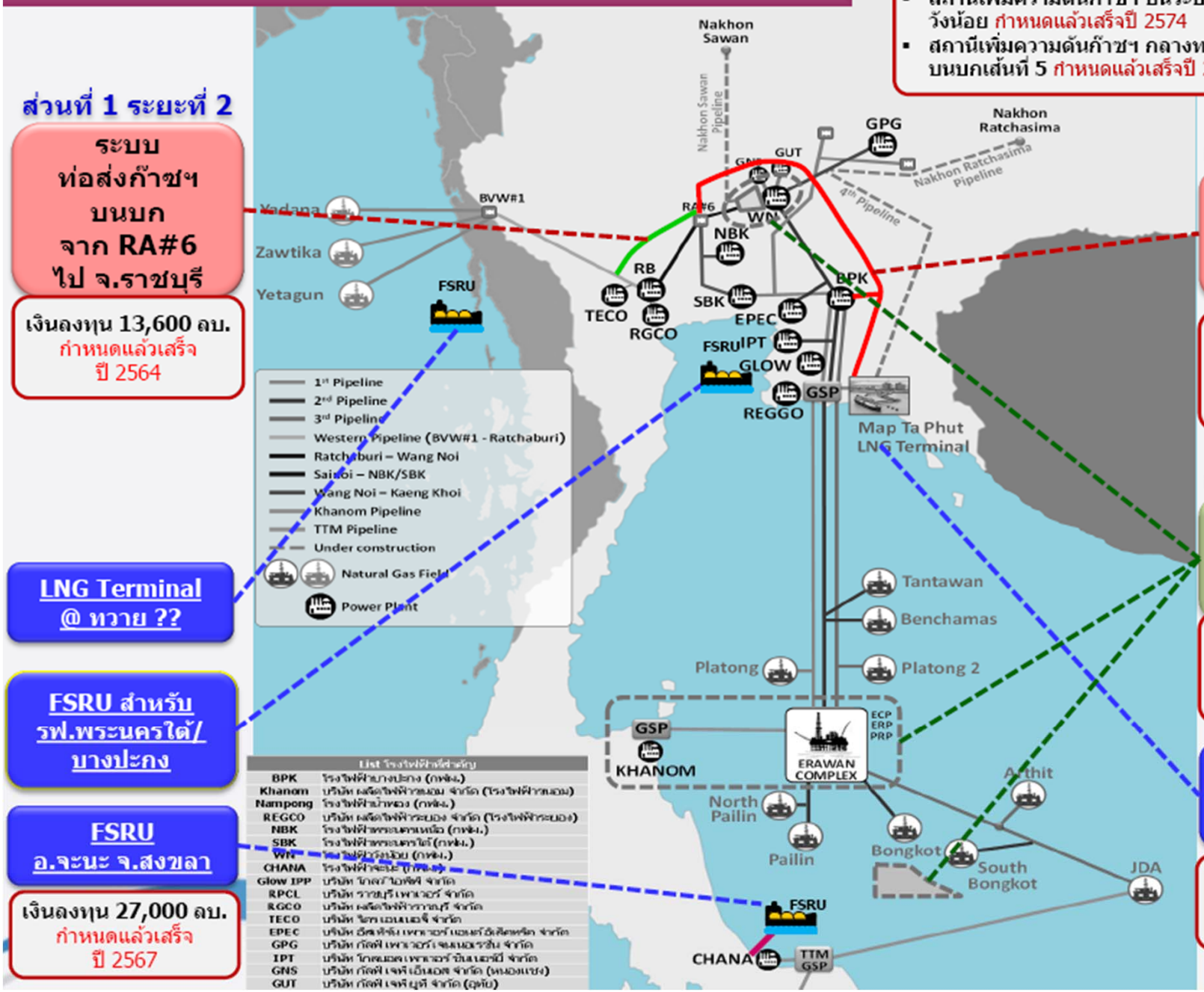
เงินลงทุน 13,600 ลบ. กำหนดแล้วเสร็จ ปี 2564

LNG Terminal @ ทวาย ??

FSRU สำหรับ รฟ.พระนครใต้/ บางปะกง

FSRU อ.จะนะ จ.สงขลา

เงินลงทุน 27,000 ลบ. กำหนดแล้วเสร็จ ปี 2567



List โรงไฟฟ้าที่สำคัญ	
BPK	โรงไฟฟ้าบางปะกง (กฟผ.)
Khanom	บริษัท เผดิมไฟฟ้าขนอม จำกัด (โรงไฟฟ้าขนอม)
Nampong	โรงไฟฟ้าน้ำพอง (กฟผ.)
REGCO	บริษัท เผดิมไฟฟ้าระยอง จำกัด (โรงไฟฟ้าระยอง)
NBK	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (กฟผ.)
SBK	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (กฟผ.)
WN	โรงไฟฟ้าวังน้อย (กฟผ.)
CHANA	โรงไฟฟ้าจะนะ (กฟผ.)
Glow IPP	บริษัท โกลว์ไอพีพี จำกัด
RPCL	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด
RGCO	บริษัท เผดิมไฟฟ้าราชบุรี จำกัด
TECO	บริษัท ไทย เอนเนอจี้ จำกัด
EPEC	บริษัท อีสท์ทัน เพาเวอร์ แอนด์ อินดัสตรีส จำกัด
GPG	บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด
IPT	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด
GNS	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นอลฑ จำกัด (หนองแขง)
GUT	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด (อุทัย)

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 2

ระบบ ท่อส่งก๊าซฯ บนบก เส้นที่ 5

ท่อส่งฯ ขนาด 42 นิ้ว เงินลงทุน 96,500 ลบ. กำหนดแล้วเสร็จ ปี 2564

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 1

ปรับปรุงแท่นผลิตฯ/ ระบบท่อเชื่อมแหล่งอุบล/สถานีเพิ่มความดันวงน้อย-แก่งคอย

วงเงินลงทุนรวม 13,900 ลบ. กำหนดแล้วเสร็จ 2560 - 2562

LNG Receiving Terminal แห่งใหม่

เงินลงทุน 38,500 ลบ. กำหนดแล้วเสร็จ ปี 2565