

แผนบูรณาการพลังงาน ระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579

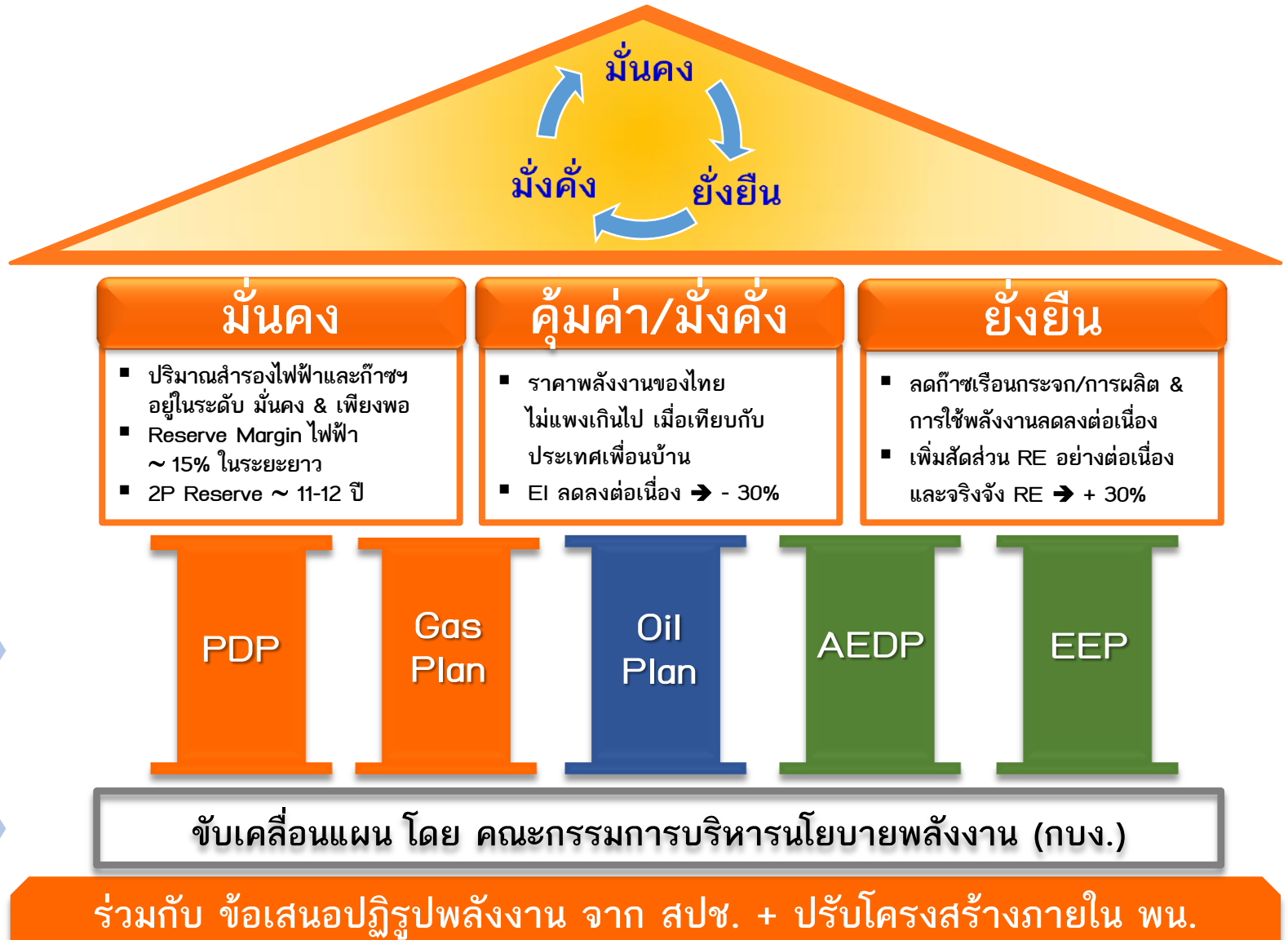
 สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



ดร.ทวารัฐ สุตะบุตร
ผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
8 ตุลาคม 2558



แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579



แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว

บูรณาการการทำงาน

ระยะเวลาดำเนินการสอดคล้องกัน

เน้นการใช้พลังงานที่สมดุลยิ่งขึ้น

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2015) มติ กพช. 14 พ.ค. 58

แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP 2015) มติ กพช. 13 ส.ค. 58

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2015) มติ กพช. 17 ก.ย. 58

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan 2015) มติ กพช. 17 ก.ย. 58

แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan 2015) มติ กพช. 17 ก.ย. 58

2558 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 2579



แผนพัฒนา
เศรษฐกิจและสังคม
แห่งชาติ #12
2560-2564

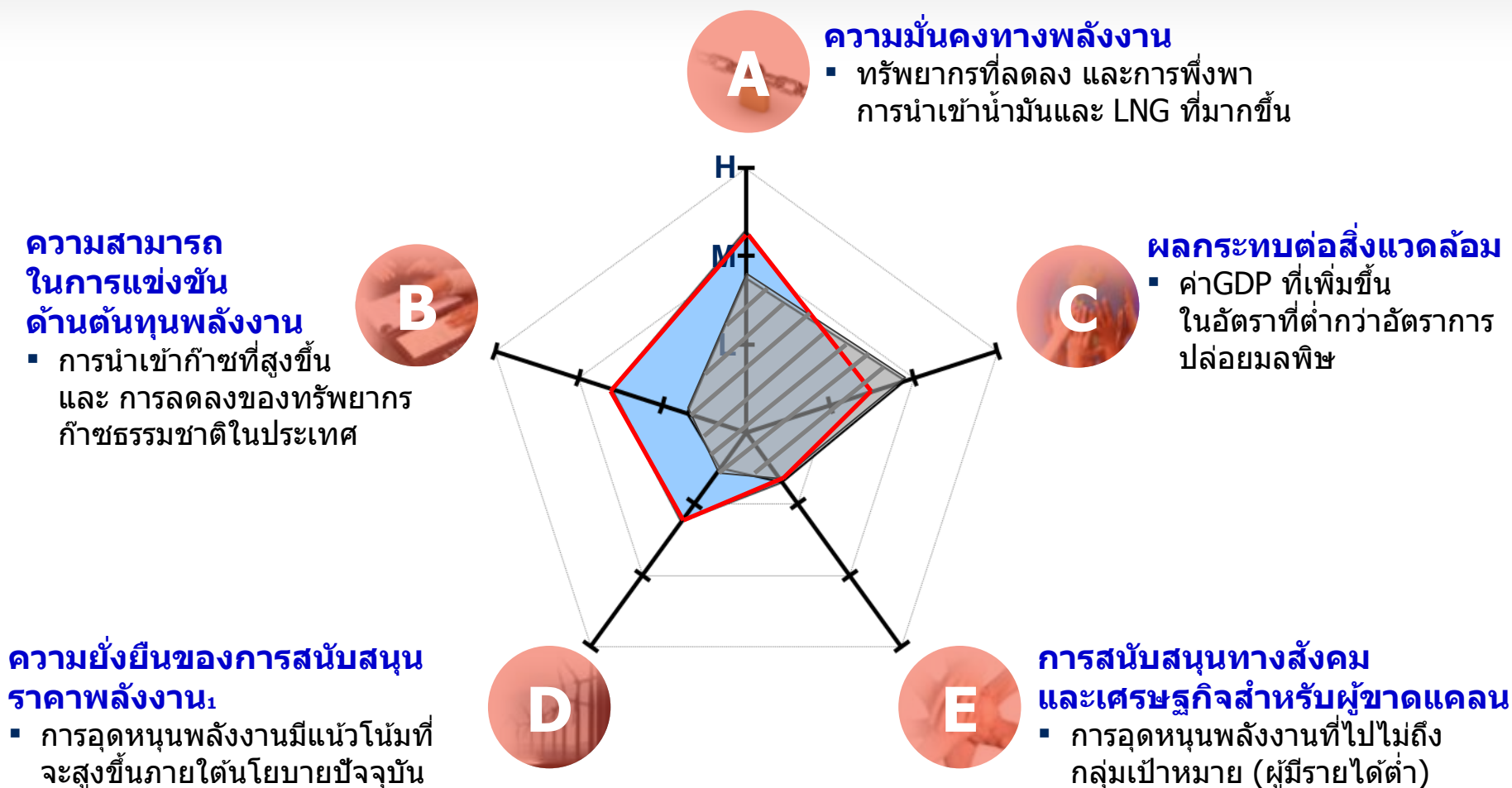
แผนพัฒนา
เศรษฐกิจและสังคม
แห่งชาติ #13
2565-2569

แผนพัฒนา
เศรษฐกิจและสังคม
แห่งชาติ #14
2570-2574

แผนพัฒนา
เศรษฐกิจและสังคม
แห่งชาติ #15
2575-2579

ผลสำรวจสถานะพลังงานของไทยในปัจจุบัน

2035 แผนเดิม
2012



พยากรณ์บนพื้นฐานของการคงไว้ต่อการอุดหนุนพลังงานปัจจุบันต่อหนึ่งหน่วยพลังงานที่ถูกใช้

SOURCE: Team analysis, LEAP data, IEA energy balances, IEA emission factors

เปรียบเทียบสถานการณ์พลังงานของไทยกับประเทศต่าง ๆ ใน 5 มิติ

ข้อมูลปี 2555

XX ร้อยละของการนำเข้าจากประเทศที่นำเข้าสูงสุด

ผลการเปรียบเทียบ

■ สูงกว่าค่าเฉลี่ย ■ ค่าเฉลี่ย ■ ต่ำกว่าค่าเฉลี่ย

	A		B		C		D		E	
	ความมั่นคงทางพลังงาน Import dependency (% (primary energy))		ความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนพลังงาน (Estimated energy cost (USD/TOE))		ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Emission Intensity (tCO ₂ e/Mn GDP PPP))		ความยั่งยืนของการสนับสนุนราคาพลังงาน (Energy subsidies as a % of GDP)		การสนับสนุนทางสังคมและเศรษฐกิจสำหรับผู้ขาดแคลน	
ไทย	44	14	650	280	2.6	20				
บราซิล	12	3	640	155	1.2	N/A				
อินเดีย	11	5	510	313	2.3	N/A				
อิตาลี	84	16	670	187	0.1	N/A				
ญี่ปุ่น	96	17	720	275	0.0	N/A				
มาเลเซีย	-8	7	640	306	2.4	N/A				
เม็กซิโก	-12	10	620	221	1.3	N/A				
เนเธอร์แลนด์	38	14	600	244	0.3	N/A				
สหราชอาณาจักร	45	14	630	207	0.3	N/A				
สหรัฐอเมริกา	18	5	540	318	0.2	N/A				
นอร์เวย์	-578	-	540	115	0.0	N/A				
เยอรมนี	64	14	650	224	0.0	N/A				

1 Consistent country level data is not available

Source: IEA energy balances, McKinsey Global Energy Perspective, eurostat, ADB Asia Pacific energy outlook, UK Government, LVHS Mexico, IEA South East Asia Energy Outlook, IEA WEO 2012

1

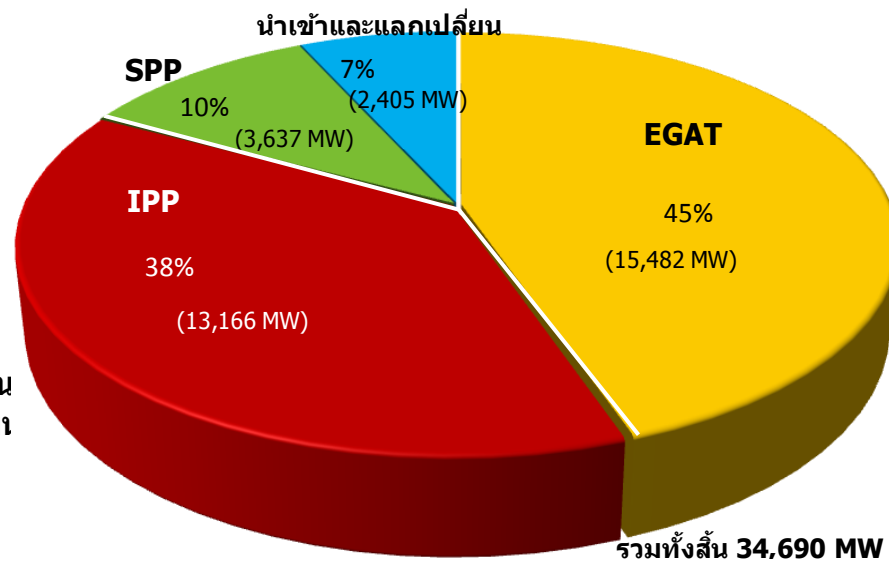
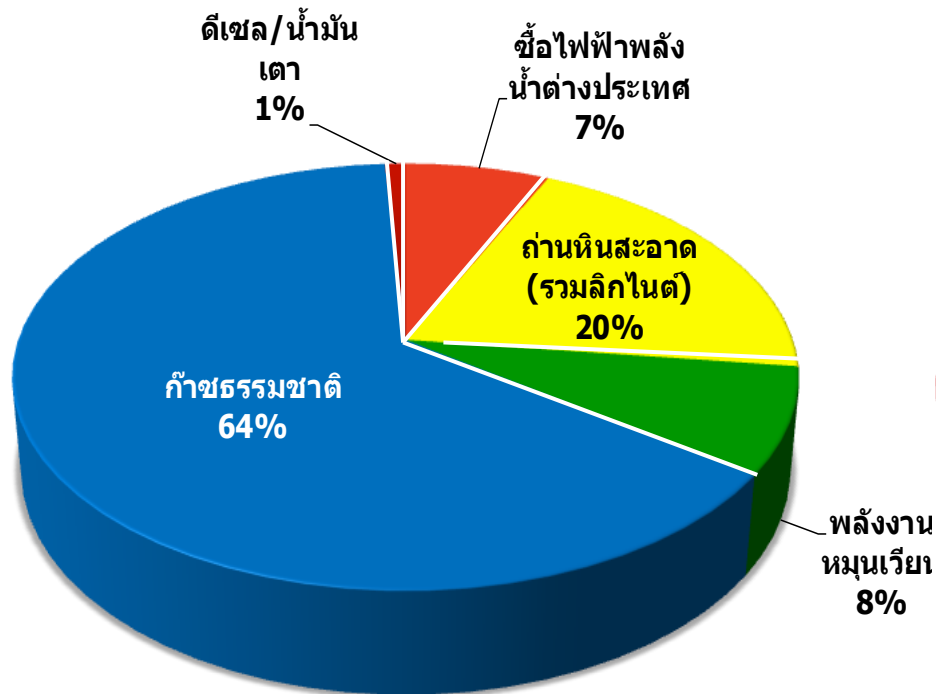
PDP 2015

Power Development Plan

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2558 - 2579

การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง ณ 31 ธ.ค. 2557



การผลิตไฟฟ้าตามชนิดเชื้อเพลิง

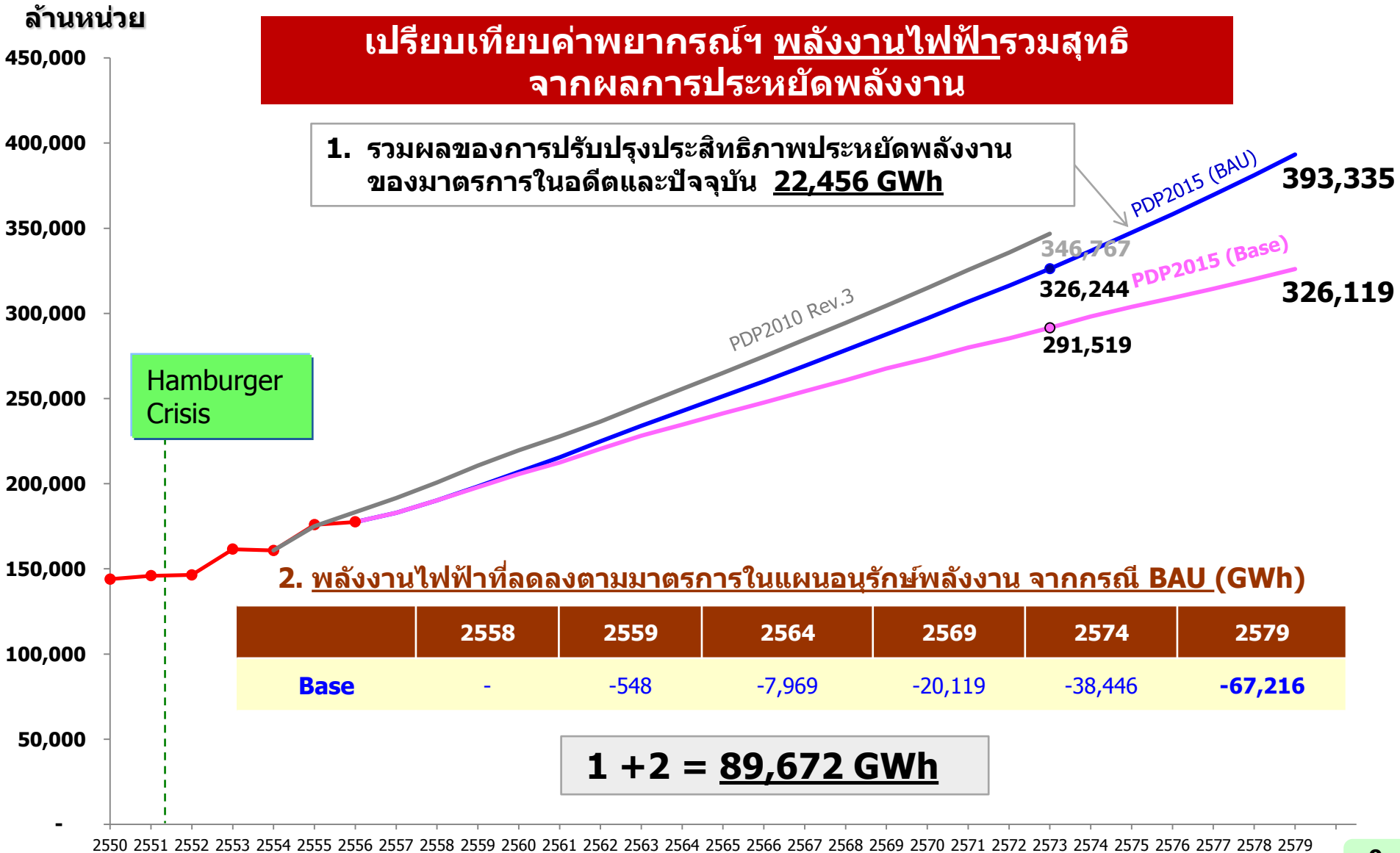
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามประเภทผู้ผลิต

ประมาณการสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง

PDP 2015				PDP2010 Rev.3
ประเภทเชื้อเพลิง	ณ ก.ย. ปี 2557 ร้อยละ	ณ ปี 2569 ร้อยละ	ณ ปี 2579 ร้อยละ	ณ ปี 2573 ร้อยละ
ซื้อไฟฟ้าพลังน้ำ ต่างประเทศ	7	10 - 15	15 - 20	10
ถ่านหินสะอาด (รวมลิกไนต์)	20	20 - 25	20 - 25	19
พลังงานหมุนเวียน	8	10 - 20	15 - 20	8
ก๊าซธรรมชาติ	64	45 - 50	30 - 40	58
นิวเคลียร์	-	-	0 - 5	5
ดีเซล / น้ำมันเตา	1	-	-	-
รวม	100	100	100	100

สรุปแผน PDP 2015

(1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในช่วง ปี 2559-2579



(2) ภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าช่วงปี 2558 – 2579

หน่วย : เมกะวัตต์

กำลังผลิตไฟฟ้าช่วงปี 2558-2579

PDP2015

กำลังผลิตสิ้นปี 2557	37,612
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่	57,459
กำลังผลิตที่ปลดออก	-24,736
กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2579	<u>70,335</u>

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ช่วงปี 2558-2579

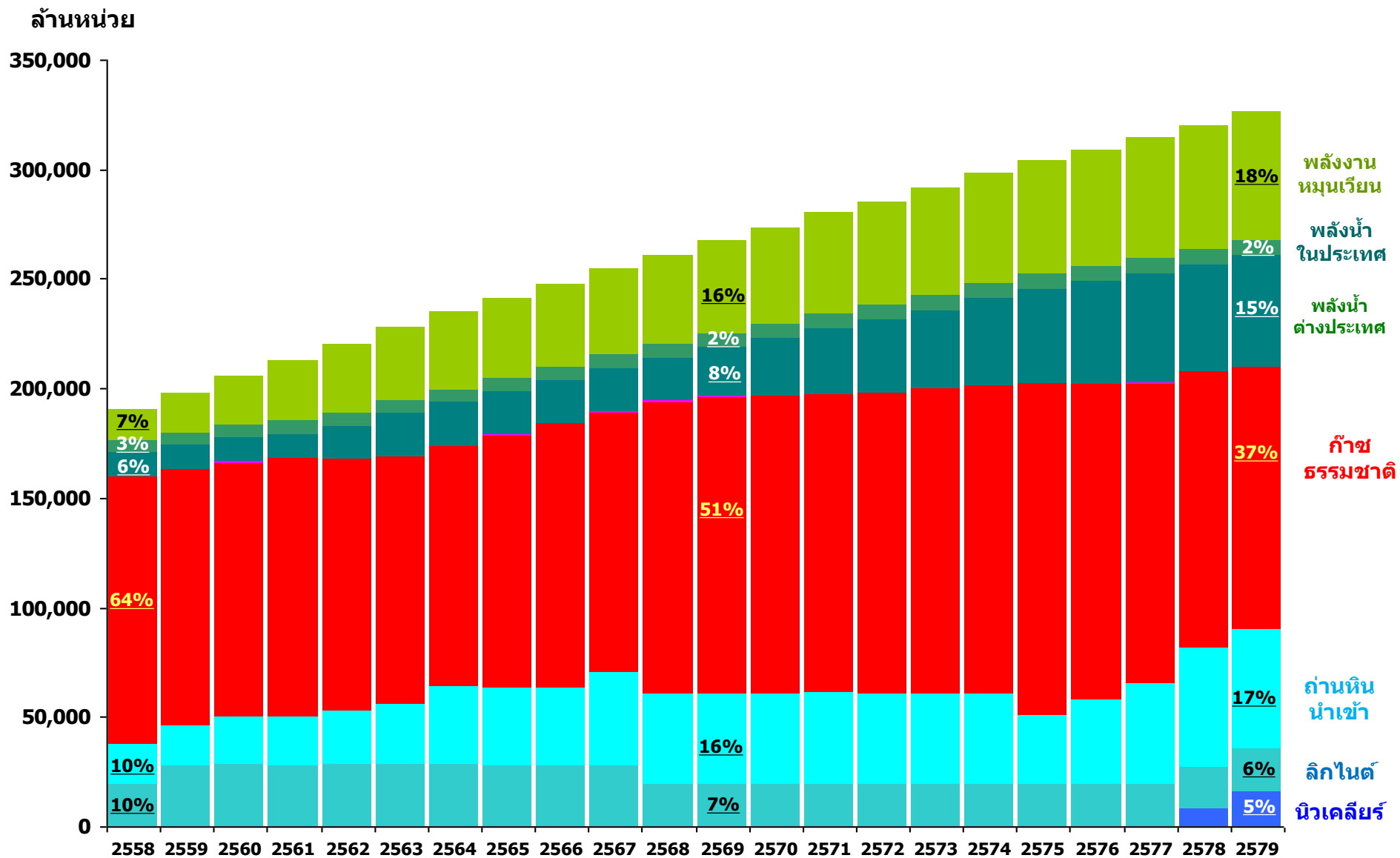
สร้างทดแทน/ มั่นคง

โครงการ โรงไฟฟ้าใหม่

รวม

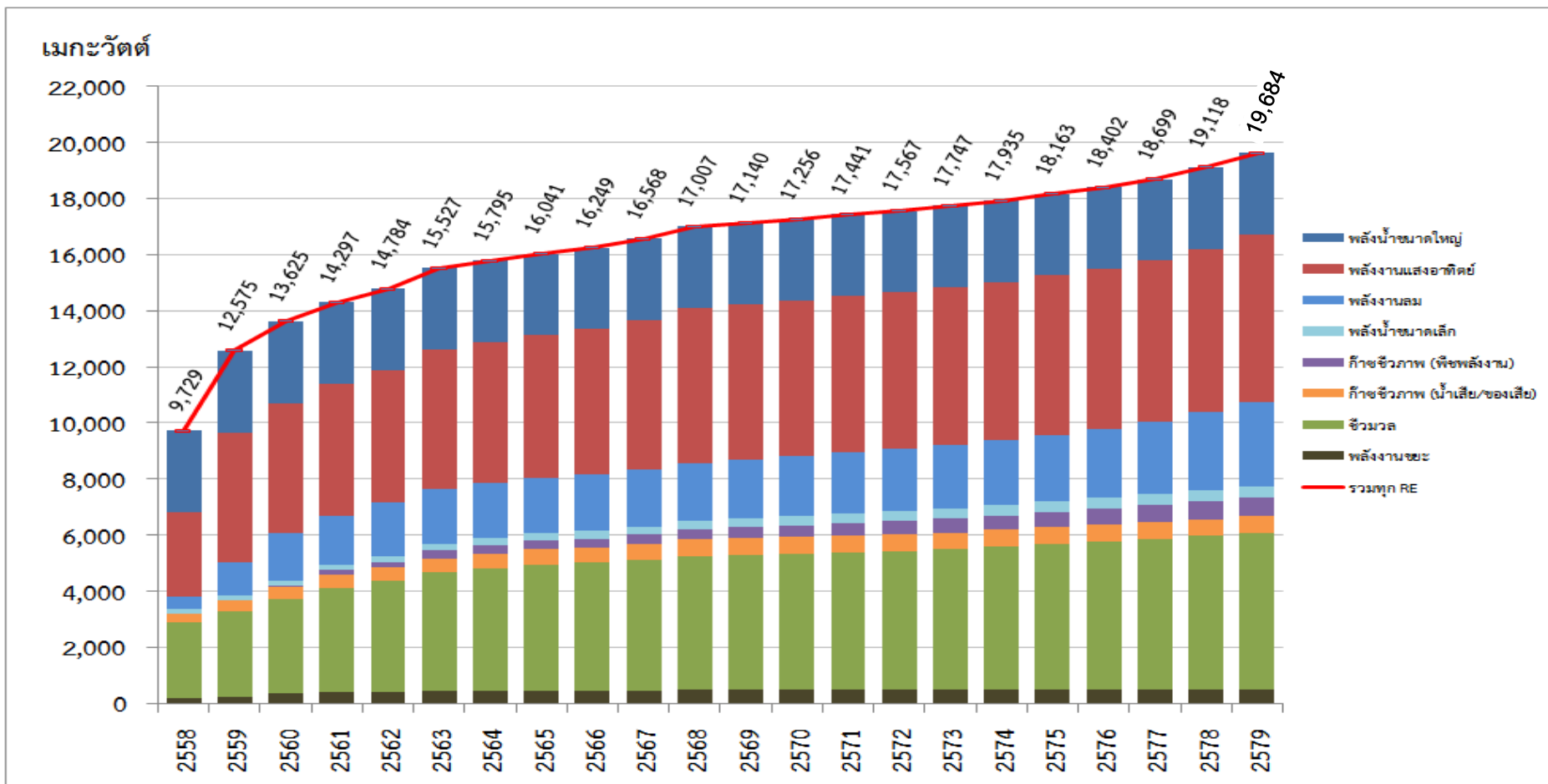
รฟ.ถ่านหินสะอาด	IPP = 540 EGAT = 3,850	4,390 (6 โรง)	3,000 (3 โรง)	7,390 (9 โรง)
รฟ.ก๊าซธรรมชาติ	IPP = 6,600 EGAT = 8,278	14,878 (13 โรง)	2,600 (2 โรง)	17,478 (15 โรง)
รฟ.นิวเคลียร์		-	2,000 (2 โรง)	2,000 (2 โรง)
รฟ.กังหันแก๊ส		-	1,250 (5 โรง)	1,250 (5 โรง)
โคเจนเนอเรชั่น	SPP = 3,695	3,695	424 (25 ราย)	4,119
พลังงานหมุนเวียน		-	12,105	12,105
พลังน้ำสูบกลับ		500 (1 โรง)	1,601 (2 โรง)	2,101 (3 โรง)
ซื้อต่างประเทศ	หงสา = 1,473 พลังน้ำ = 1,843	3,316	7,700	11,016
<u>รวม</u>		<u>26,779</u>	<u>30,680</u>	<u>57,459</u>

(3) สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง

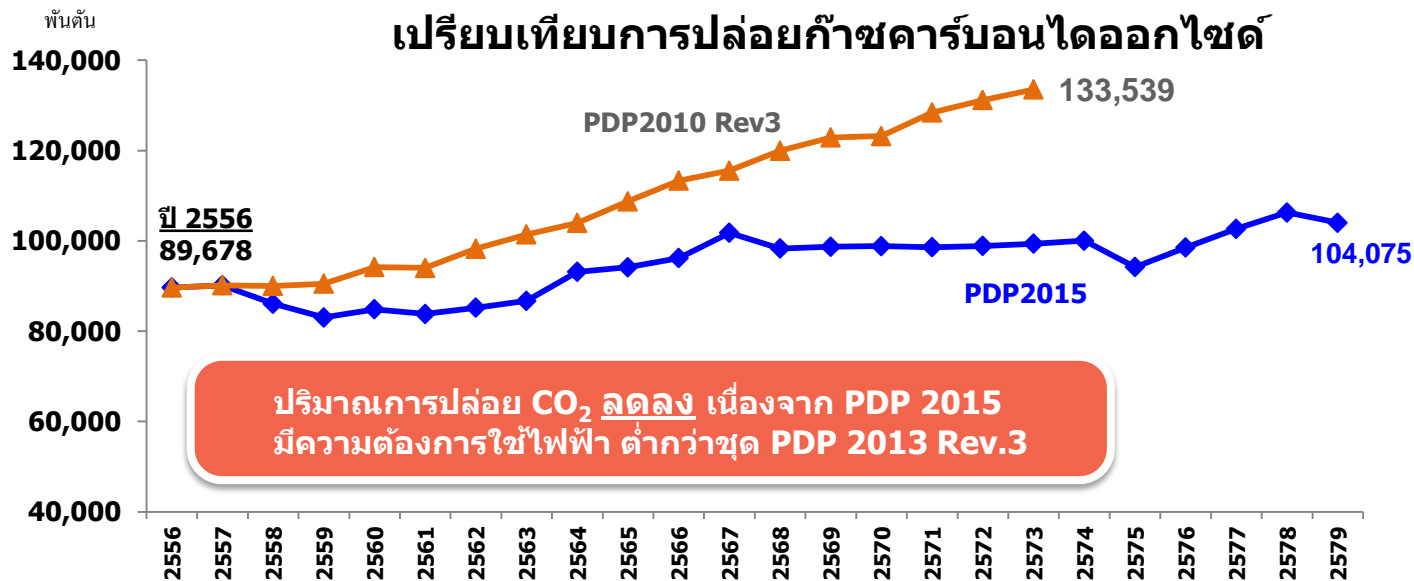


เป้าหมายแผน AEDP ด้านไฟฟ้า

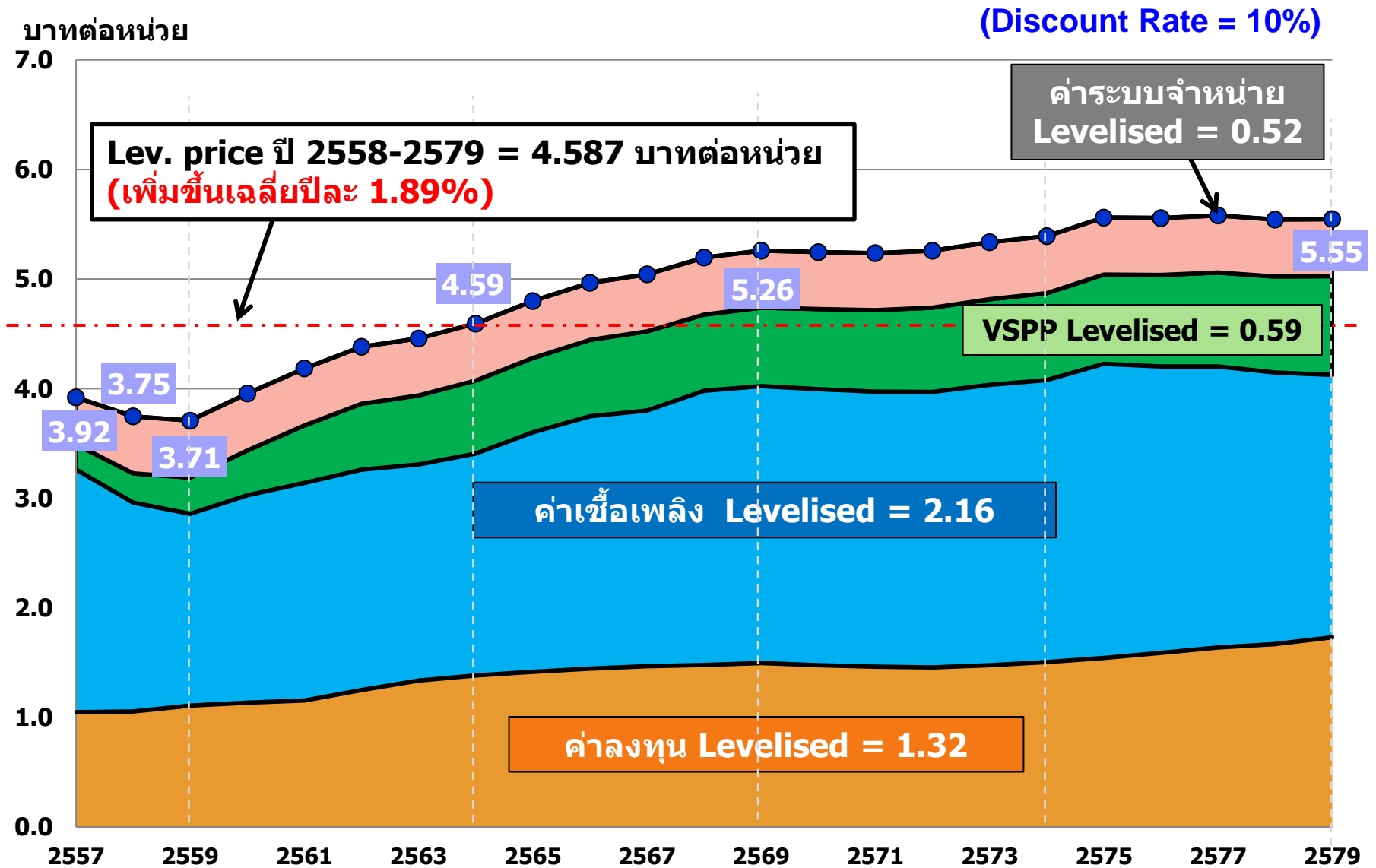
ประเภท	ระยะ ชุมชน	ระยะ อุตสาหกรรม	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของ เสีย)	ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	พลังน้ำ ขนาดเล็ก (<12 MW)	ลม	แสงอาทิตย์	พลังน้ำ ขนาดใหญ่	รวม
กำลังผลิตติดตั้ง ปี 2557 (MW)	65.7	-	2,451.8	311.5	-	142.0	224.5	1,298.5	2,906.4	7,400.4
กำลังผลิตติดตั้ง ปี 2579 (MW)	500.0	50	5,570.0	600.0	680.0	376.0	3,002.0	6,000.0	2,906.4	19,684.4



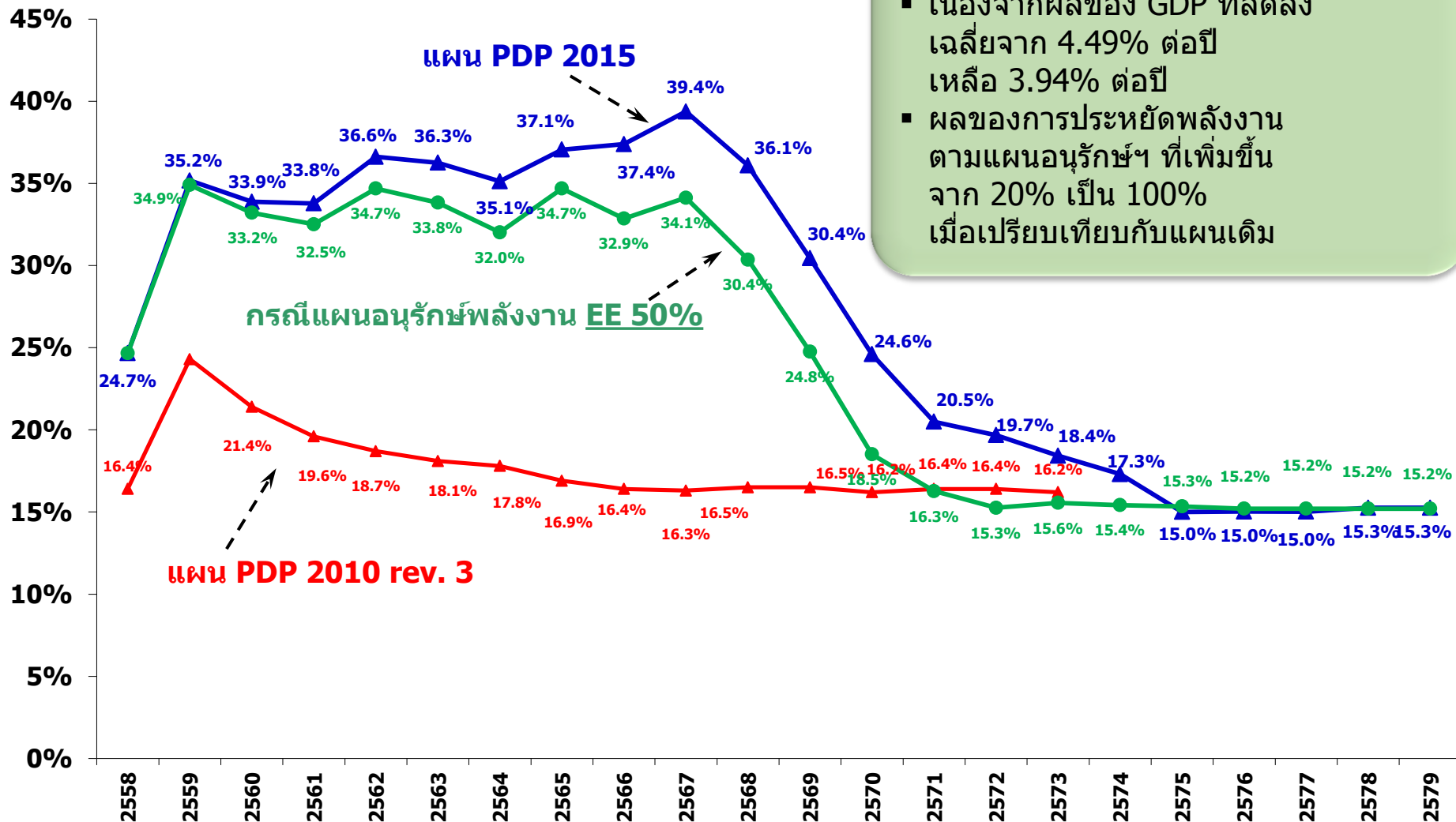
(4) การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)



(5) ประมาณการค่าไฟฟ้าขายปลีก



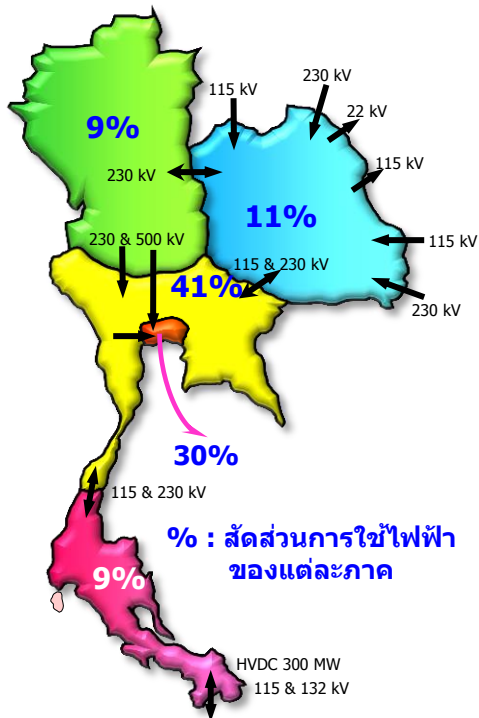
(6) เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง



สาเหตุของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูง

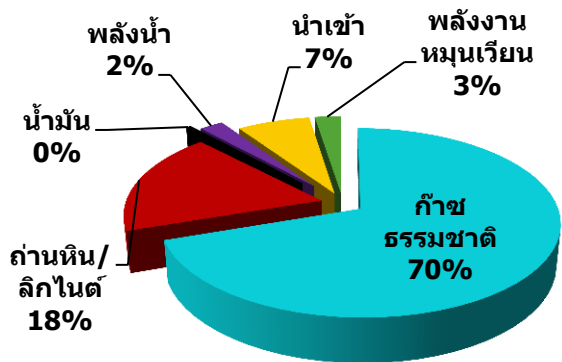
- เนื่องจากผลของ GDP ที่ลดลง เฉลี่ยจาก 4.49% ต่อปี เหลือ 3.94% ต่อปี
- ผลของการประหยัดพลังงาน ตามแผนอนุรักษ์ฯ ที่เพิ่มขึ้น จาก 20% เป็น 100% เมื่อเปรียบเทียบกับแผนเดิม

ภาพรวมการใช้ไฟฟ้าปี 2558



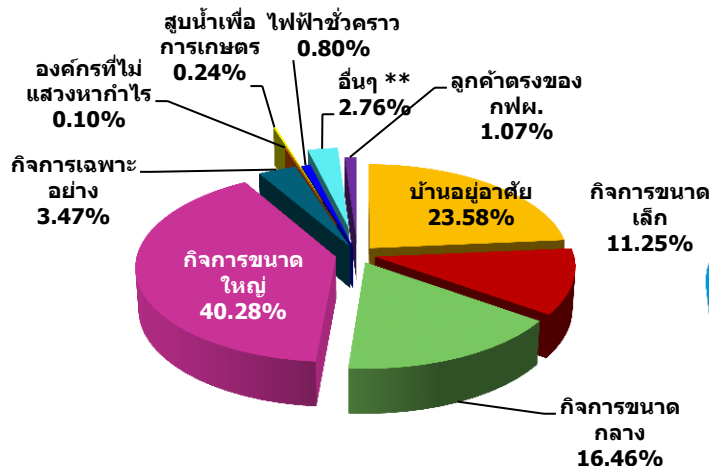
กำลังผลิต (MW)	เขตนครหลวง	ภาคกลาง	ภาคอีสาน	ภาคใต้	ภาคเหนือ	รวม
น้ำมันเตา ดีเซล	-	-	-	315	9	324
ซื้อไฟต่างประเทศ	-	-	2,105	300	491	2,896
พลังงานหมุนเวียน	-	162	123	30	26	341
พลังน้ำ	-	1,088	744	313	1,308	3,453
ถ่านหิน ลิกไนต์	-	2,376	-	-	2,180	4,556
ก๊าซธรรมชาติ	2,698	19,029	650	2,224	-	24,601
รวม	2,698	22,655	3,622	3,182	4,014	36,171
Peak Demand	10,095	9,970	3,693	2,602	2,873	27,346 *
เวลาที่เกิด	7 May / 14:30	11 Jun / 22:30	2 Jul / 20:30	30 Jan / 19:00	7 Jun / 21:00	11 Jun / 14:02

หมายเหตุ : * เป็นความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ณ เวลาเดียวกัน (coincident peak)



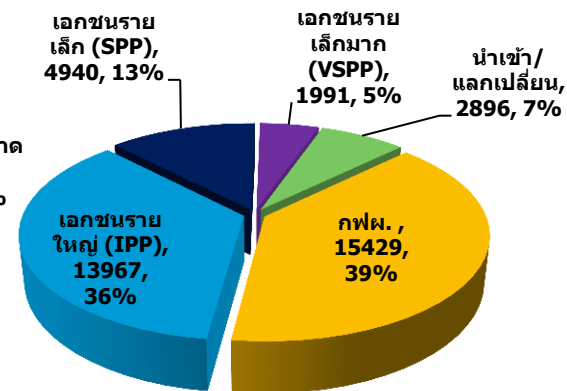
การใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามเชื้อเพลิง

ม.ค.-มิ.ย. 2558



ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายสาขา

ม.ค.-มิ.ย. 2558



กำลังผลิตไฟฟ้า ณ เดือนมิถุนายน 2558

กำลังผลิตไฟฟ้าของภาคใต้

ภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เม.ย.)

กำลังผลิตลดทอน (Derated จากพลังงานหมุนเวียน)

กำลังผลิตฟิ่งได้

กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย/ซ่อม (มาตรฐาน N-1)

กำลังผลิตของ รฟ. ใหญ่สุดจ่ายไฟไม่ได้ (จะนะ ชุดที่ 1)

กำลังผลิตฟิ่งได้ ที่รองรับกรณีเกิดเหตุสุดวิสัย

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้ (เม.ย)

3,272 เมกะวัตต์

- 359 เมกะวัตต์

2,913 เมกะวัตต์

- 710 เมกะวัตต์

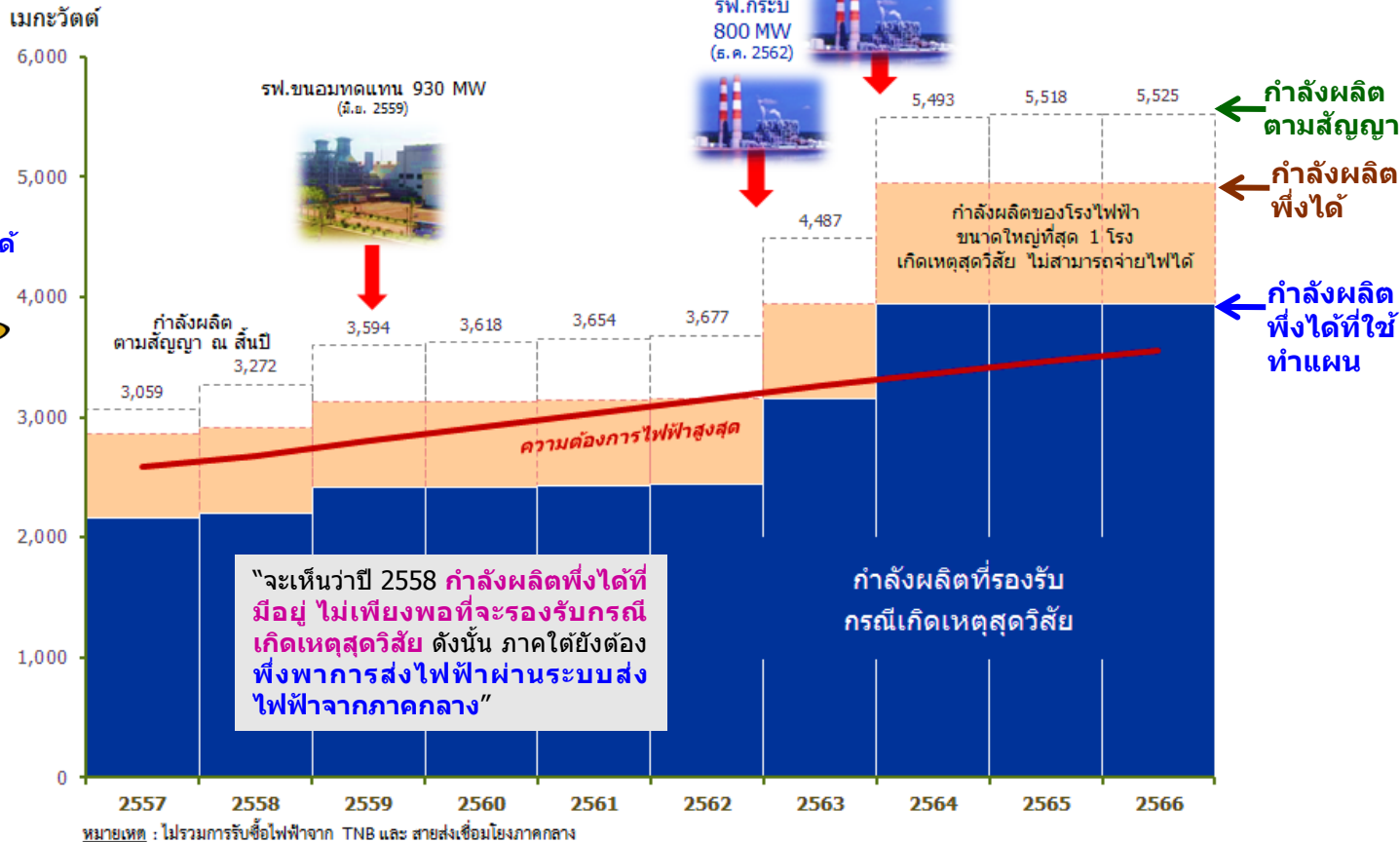
2,203 เมกะวัตต์

2,556 เมกะวัตต์

ปี 2563 คาดการณ์ว่าความต้องการพลังไฟฟ้าของภาคใต้จะเพิ่มขึ้นเป็น 3,200 MW

หากไม่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากระบี่ จะส่งผลให้

- กำลังผลิตไฟฟ้าฟิ่งได้ต่ำกว่ามาตรฐานความมั่นคง กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย (N-1)
- ตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาในพื้นที่ภาคใต้ จะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า



"จะเห็นว่าปี 2558 กำลังผลิตฟิ่งได้ที่มีอยู่ ไม่เพียงพอที่จะรองรับกรณีเกิดเหตุสุดวิสัย ดังนั้น ภาคใต้ยังต้องพึ่งพาการส่งไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าจากภาคกลาง"

2

EEP 2015

Energy Efficiency Plan

แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579

ความเป็นมา

กพช. ได้เห็นชอบแผนอนุรักษ์พลังงานระยะยาวไว้ดังนี้

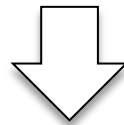
ปณิธานผู้นำกลุ่มความร่วมมือทางเศรษฐกิจเอเชีย-แปซิฟิก



กำหนดเป้าหมายลดการใช้พลังงาน

ลด EI ลงอย่างน้อย **45%** ภายในปี พ.ศ. 2578

โดยมีสัดส่วนที่ประเทศไทยพึงจะสามารถมีส่วนร่วมได้ประมาณร้อยละ 26-30

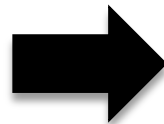


เป้าหมายลดการใช้พลังงานของประเทศไทย

กพช. 27 เม.ย. 54 และ 30 พ.ย. 54

25%
ปี 2573

แผนเดิม



ใหม่
30%
ปี 2579

ปีฐานคือ 2553

แผนใหม่

เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2558 – 2579

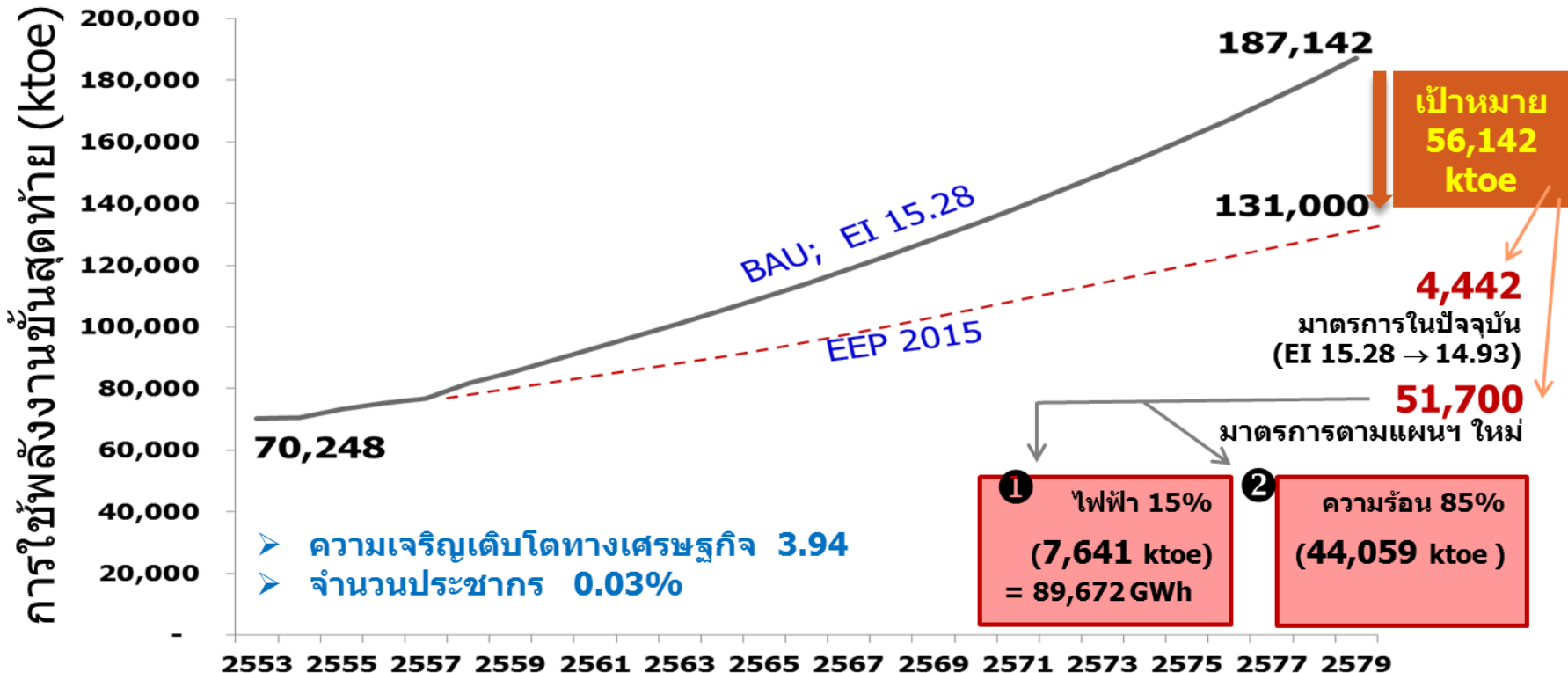
ลด Energy Intensity ลง **30%** ภายในปี **2579** เมื่อเทียบกับปี 2553

EI (2553) จริง
15.28
ktoe/billion baht

EI (2556) จริง
14.93
ktoe/billion baht

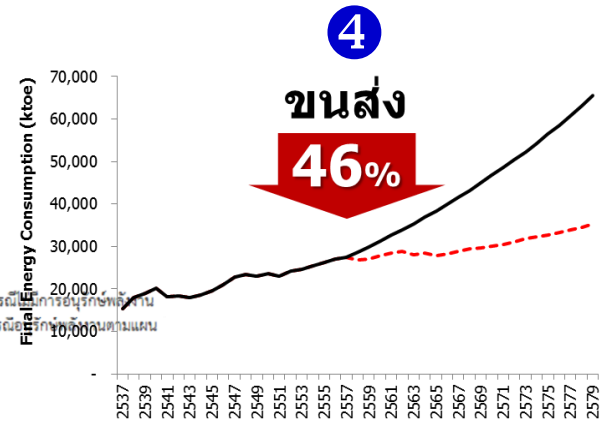
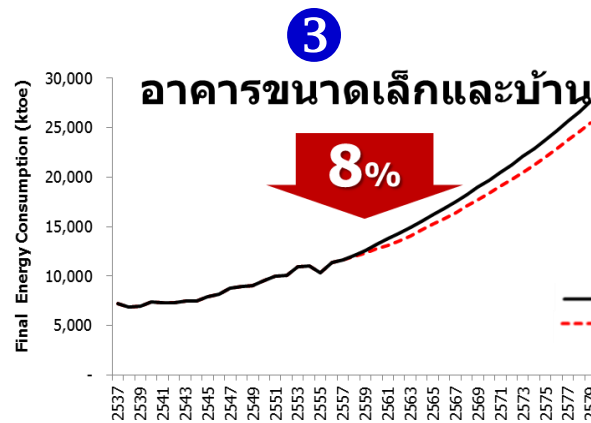
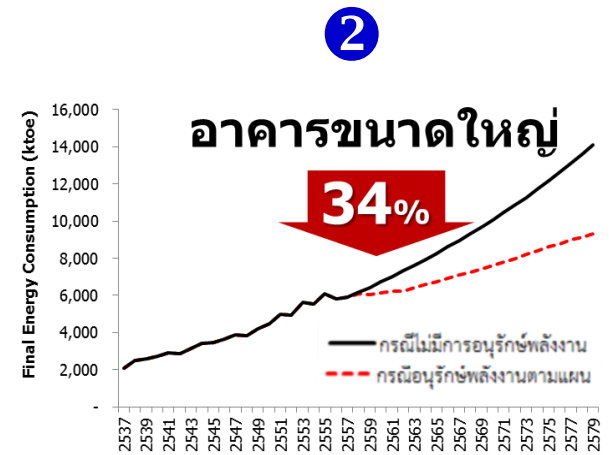
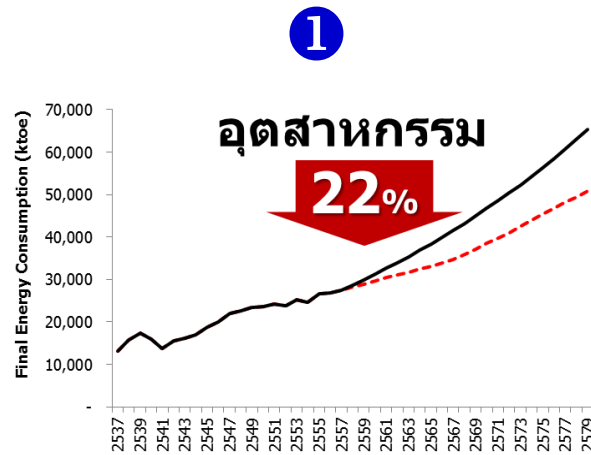
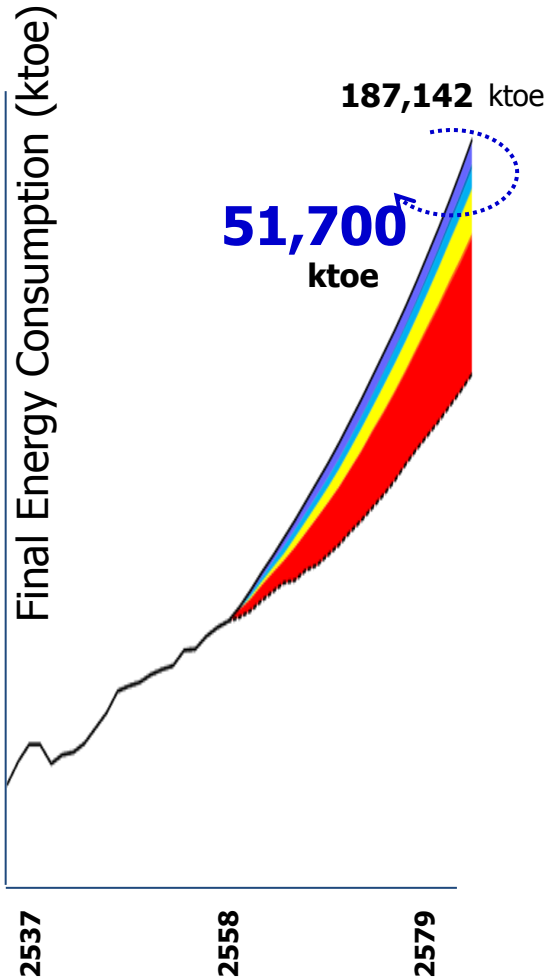
EI (2573) คาดการณ์
11.0
ktoe/billion baht

EI (2579) คาดการณ์
10.7
ktoe/billion baht



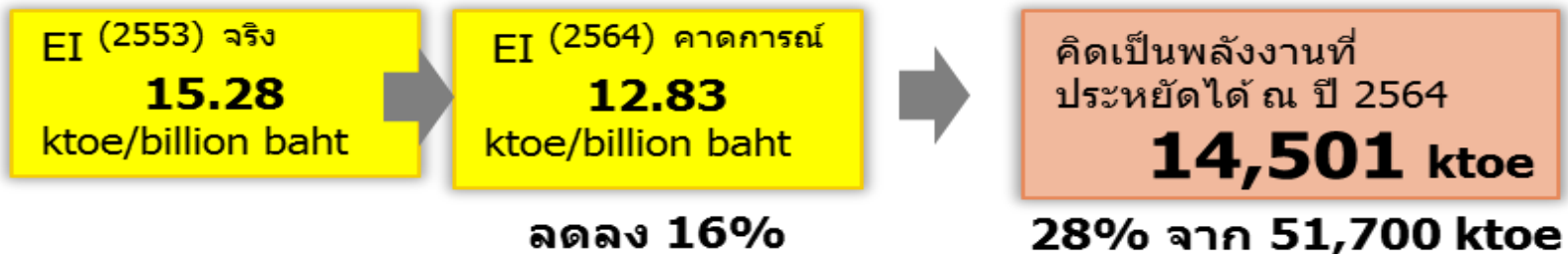
เป้าหมาย 4 กลุ่มเศรษฐกิจ

เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2558–2579



ผลที่คาดว่าจะได้รับ

- จะใช้เงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานรวม 123,200 ล้านบาท หรือเฉลี่ย 5,600 ล้านบาท/ปี
- เกิดการลดใช้พลังงานรวม 22 ปี 558,600 ktoe คิดเป็นมูลค่า 8.5 ล้านล้านบาท
- แผนปฏิบัติการใน 7 ปีแรก (พ.ศ.2558-2564)



มาตรการ	การดำเนินงาน	ผลประหยัด (ktoe) ณ ปี 2564
EE-1	การจัดการใช้พลังงาน โรงงานควบคุม จาก 5,285 เป็น 7,260 แห่ง อาคารควบคุม จาก 3,008 เป็น 4,400 แห่ง	2,237
EE-2	เกณฑ์มาตรฐานอาคาร อาคารใหม่ 2,700 แห่ง	66
EE-3	เกณฑ์มาตรฐานอุปกรณ์ ปรับเกณฑ์ 4 ผลิตภัณฑ์ ดัดจลาจ 27 ผลิตภัณฑ์ ปรับเกณฑ์ แอร์ เบอร์ 5 จาก EER เป็น SEER	1,277
EE-4	EERS	-
EE-5	ด้านการเงิน Standard Offer Program, DSM Bidding, Soft loan, ESCOs, Tax Incentive	2,424
EE-6	ไฟฟ้าแสงสว่าง (LED)	159
EE-7	มาตรการ ภาคขนส่ง เปลี่ยน 13 ล้านหลอด (ไฟถนน, อาคารภาครัฐ) ปรับโครงสร้างภาษีสรรพสามิตรถยนต์ (1 ม.ค.59) รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน 10 สาย รถไฟรางคู่ 3,000 กม. ขยายเส้นทางท่อส่งน้ำมัน 600 กม. (ภาคเหนือ ปี 64) ยางรถยนต์ประหยัดพลังงาน 7.5 ล้านเส้น ระบบจัดการขนส่ง (logistic) /รถบรรทุก 8 หมื่นคัน	8,338
EE-8	R & D	
EE-9	พัฒนาบุคลากร	
EE-10	ประชาสัมพันธ์	
รวมผลประหยัดพลังงาน (ktoe)		14,501



3

AEDP 2015

Alternative Energy Development Plan

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

พ.ศ. 2558 - 2579

ความเป็นมา

มติ กพช.

14 พ.ค. 58 เห็นชอบ “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015)”

สัดส่วนการผลิตไฟฟ้า
ด้วยพลังงานทดแทน

ปัจจุบัน
(ปี 2557)
9%



ปี 79
20%

19,635 เมกะวัตต์

สัดส่วนการใช้
พลังงานทดแทน

แผนเดิม
(ปี 2564)
25%



ปี 79
30%

13 ส.ค. 58 เห็นชอบ “แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579 (EEP 2015)”

ลดความเข้มการใช้พลังงาน
(Energy Intensity; EI)

แผนเดิม
(ปี 2573)
25%



ปี 79
30%

ปีฐาน คือ 2553

แนวคิดในการกำหนดเป้าหมายพลังงาน ไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ ในปี 2579

ความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย
 เมื่อดำเนินมาตรการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (EE-Base)
 EEP 2015 = 131,000 ktoe

สัดส่วน RE/พลังงานรวม
 ร้อยละ **11.9**
 ณ ปี **2557**

สัดส่วน RE/พลังงานรวม
 ปรมาณ ร้อยละ **30**
 ณ ปี **2579**

ความต้องการไฟฟ้า
 PDP2015 = 27,789 ktoe

สัดส่วน RE ไฟฟ้า/ไฟฟ้ารวม
 9%

สัดส่วน RE ไฟฟ้า/ไฟฟ้ารวม
 20%

ความต้องการความร้อน
 68,413 ktoe

สัดส่วน RE ความร้อน/ความร้อนรวม
 17%

สัดส่วน RE ความร้อน/ความร้อนรวม
 30-35%

ความต้องการพลังงานภาคขนส่ง
 Oil plan = 34,798 ktoe

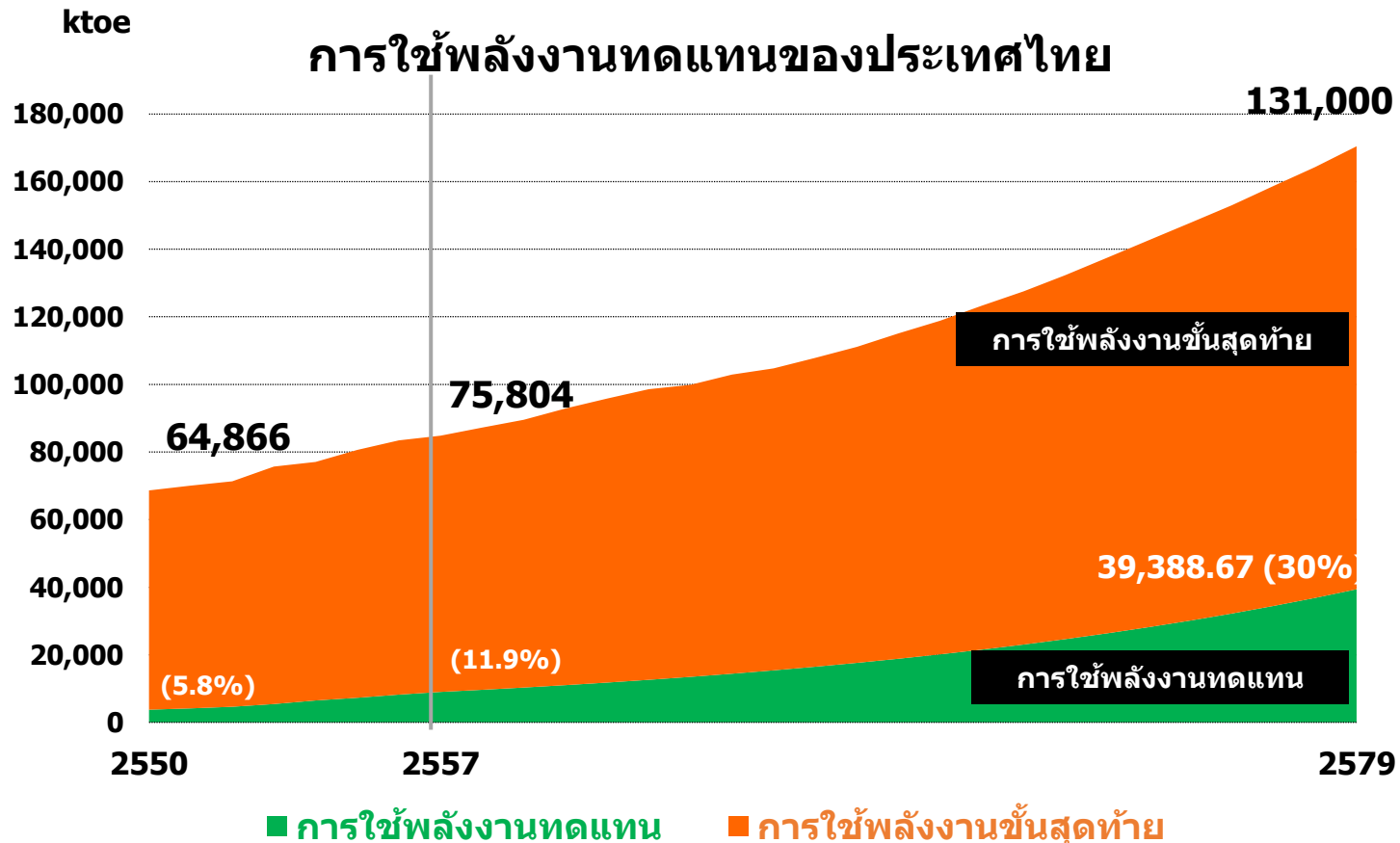
สัดส่วน RE ไบโอฟิว/เชื้อเพลิงรวม
 7%

สัดส่วน RE ไบโอฟิว/เชื้อเพลิงรวม
 20-25%

เป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP2015)

เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเท่ากับ 30% ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ในปี 2579

ผลรวมเป้าหมาย	ktoe
การใช้พลังงานทดแทน (ktoe)	39,388.67
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (ktoe)	131,000
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (%)	30%



ที่มา: ศูนย์สารสนเทศข้อมูลพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

เป้าหมายแต่ละประเภทพลังงาน ในปี 2579

ประเภทพลังงาน	ปี 2557 (MW)	เป้าหมาย (MW)
1. ชยะชุมชน	65.72	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600.00
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680.00
7. พลังงานลม	224.47	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	2,906.40	2,906.40
รวม	7,400.43	19,684.40

ประเภทพลังงาน	ปี 2557 (ktoe)	เป้าหมาย (ktoe)
1. พลังงานชยะ	98.10	495.00
2. ชีวมวล	5,184.00	22,100.00
3. ก๊าซชีวภาพ	488.10	1,283.00
4. พลังงานแสงอาทิตย์	5.12	1,200.00
5. พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น*	-	10.00
รวม	5,775.00	25,088.00

* พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น เช่น พลังงานจากใต้พิภพ น้ำมันจากยางรถยนต์ที่ใช้แล้ว

ประเภทพลังงาน	ปี 2557		เป้าหมาย
	ล้านลิตร/วัน	ล้านลิตร/วัน	ktoe
1. ไบโอดีเซล	2.89	14.00	4,404.82
2. เอทานอล	3.21	11.30	2,103.50
3. น้ำมันไพโรไลซิส	-	0.53	170.87
4. ก๊าซไบโอมีเทนอัด (ตัน/วัน)	-	4,800.00	2,023.24
5. เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น *	-	-	10.00
รวม	6.10	-	8,712.43

* พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น เช่น Bio-oil , Hydrogen เป็นต้น

เป้า RE = 30% ต่อการใช้พลังงานรวม

ไฟฟ้า
5,588.24 ktoe
(4.27%)



สัดส่วนผลิตไฟฟ้า
จาก RE
ต่อปริมาณการใช้ไฟฟ้า
20%

ความร้อน
25,088.00 ktoe
(19.15%)



สัดส่วนผลิตความร้อน
จาก RE
ต่อปริมาณการใช้ความร้อน
36.67%

เชื้อเพลิง
ชีวภาพ
8,712.43 ktoe
(6.65%)



สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง
จาก RE
ต่อปริมาณการใช้เชื้อเพลิง
25.04%

แนวทางดำเนินการที่สำคัญ

ไฟฟ้า



กำหนดเป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเชิงพื้นที่ให้สอดคล้องกับศักยภาพของเชื้อเพลิง (RE Grid Capacity)

พัฒนาและส่งเสริมให้นำวัตถุดิบที่ยังไม่มีการใช้ประโยชน์ และจัดหาแหล่งวัตถุดิบเพิ่มเติม เช่น วัสดุเหลือใช้การเกษตร ของเสียภาคอุตสาหกรรม การปลูกไม้โตเร็ว

สนับสนุนการซื้อขายไฟฟ้าด้วยวิธีการประมูลแข่งขัน (Competitive bidding)

ส่งเสริม สนับสนุน การจัดการขยะโดยแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงขยะ RDF

ส่งเสริม สนับสนุน การผลิตเชื้อเพลิงชีวมวล Wood chip, Wood pellet

สนับสนุนการนำน้ำเสีย/ของเสีย มาผลิตก๊าซชีวภาพใช้เองหรือจำหน่าย

กำหนดมาตรฐาน Building Code สำหรับอาคารที่จะสร้างใหม่

เชื้อเพลิงชีวภาพ



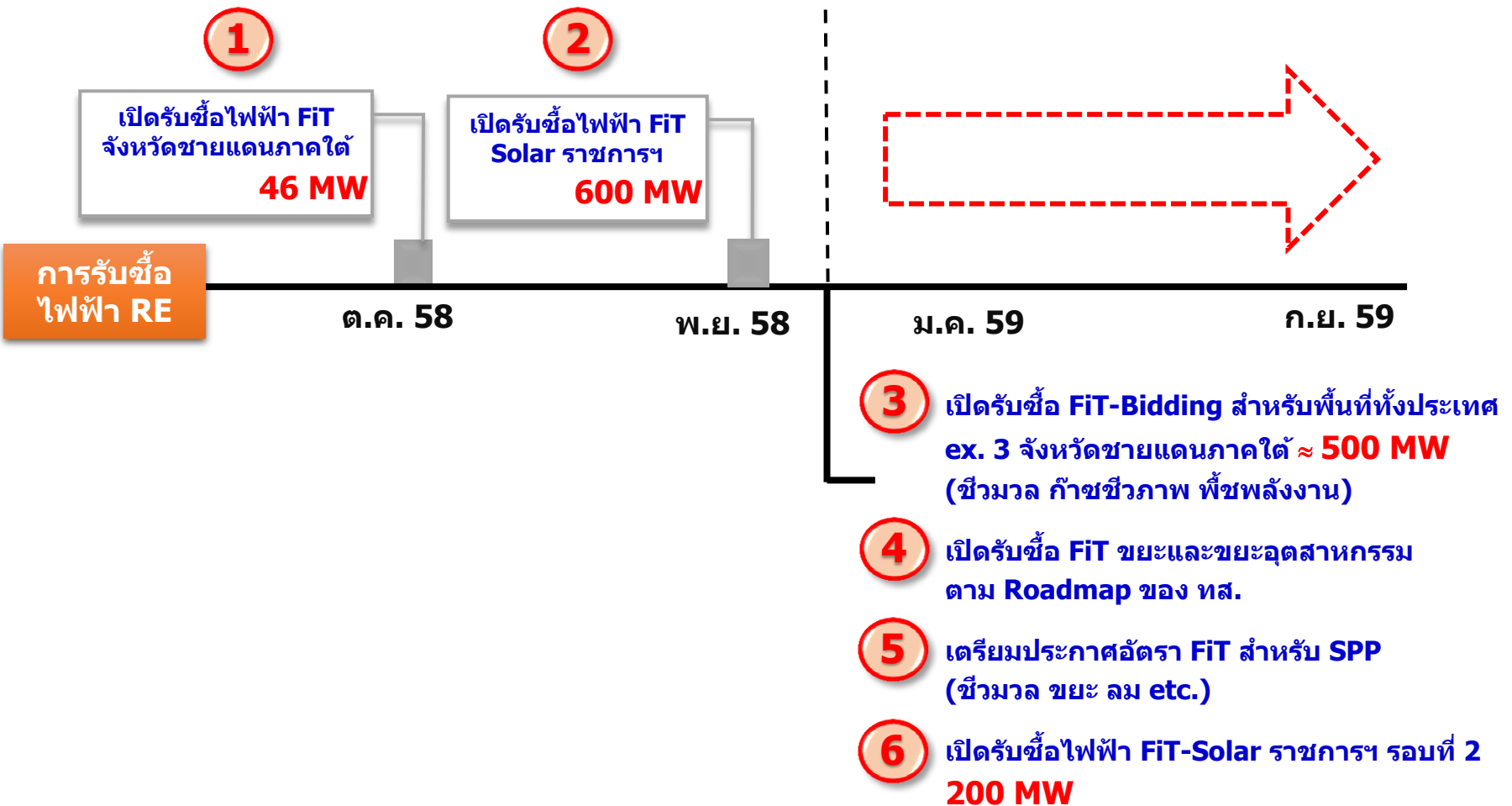
ส่งเสริมการใช้ B10 , B20 ทั้งภาคขนส่งและอุตสาหกรรม

จูงใจให้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซล (กลไกราคา/เปิดหัวจ่าย/ประชาสัมพันธ์)

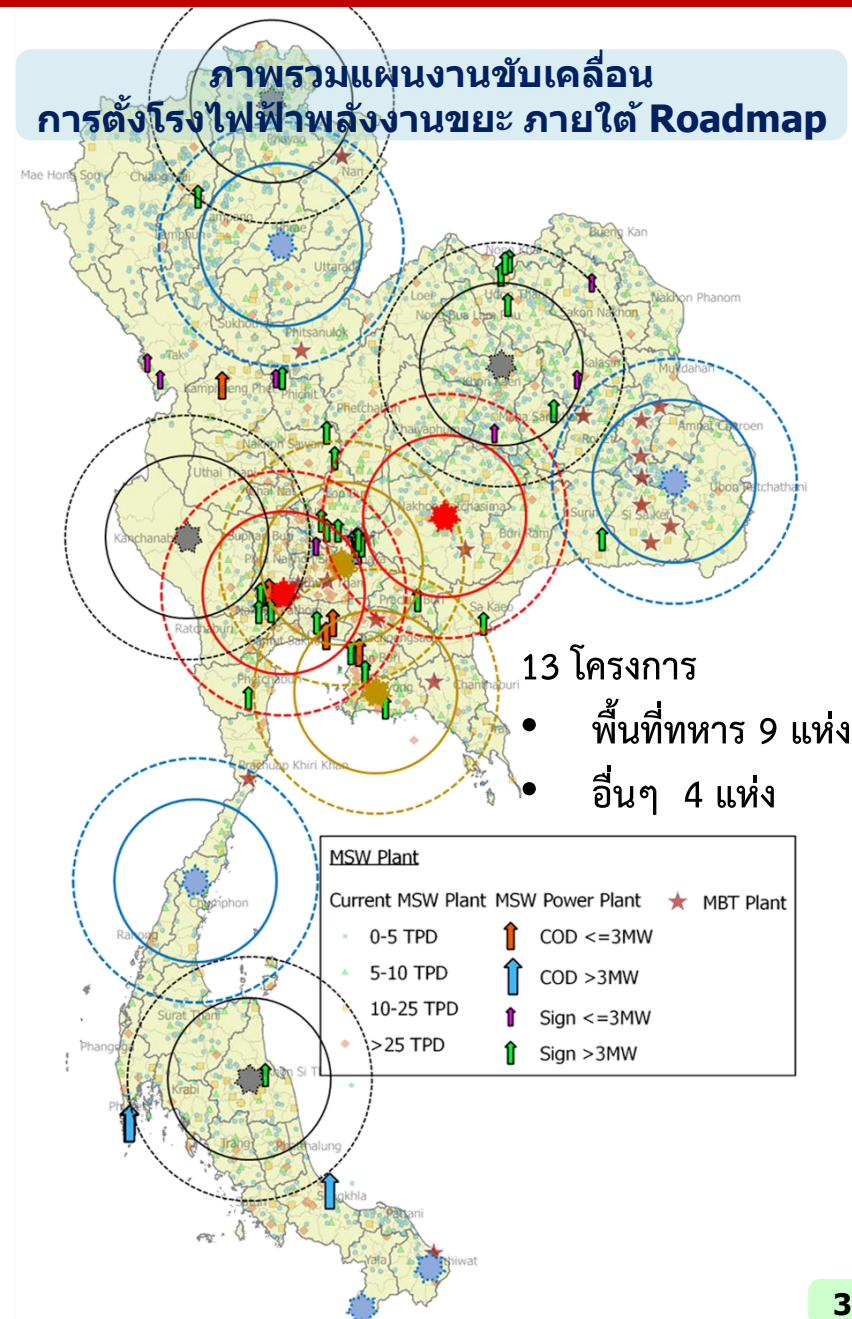
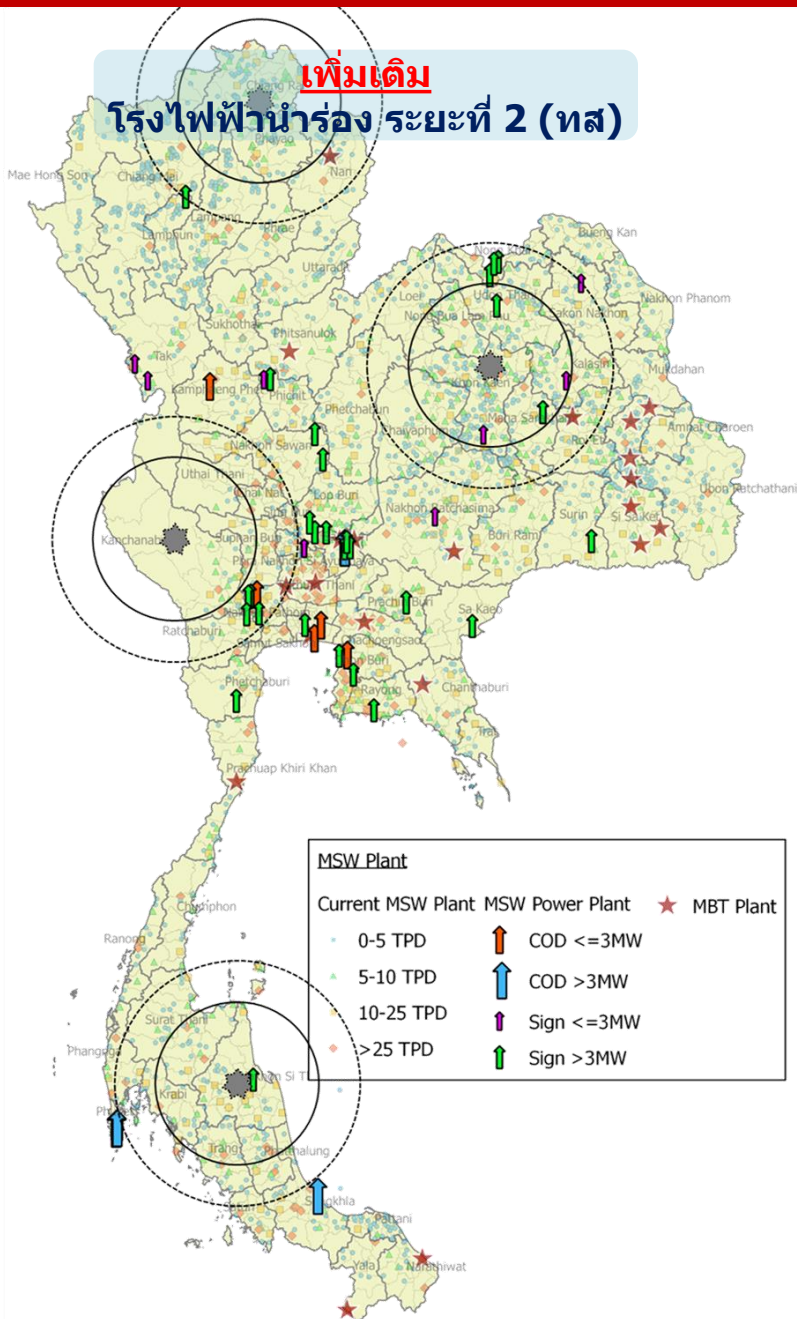
ส่งเสริมการใช้ CBG ในยานพาหนะ หรือโรงงานอุตสาหกรรมที่มี Fleet รถบรรทุก

ส่งเสริมการพัฒนาเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อลดต้นทุน

แผนการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานหมุนเวียน



พิกัดที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานจากขยะ

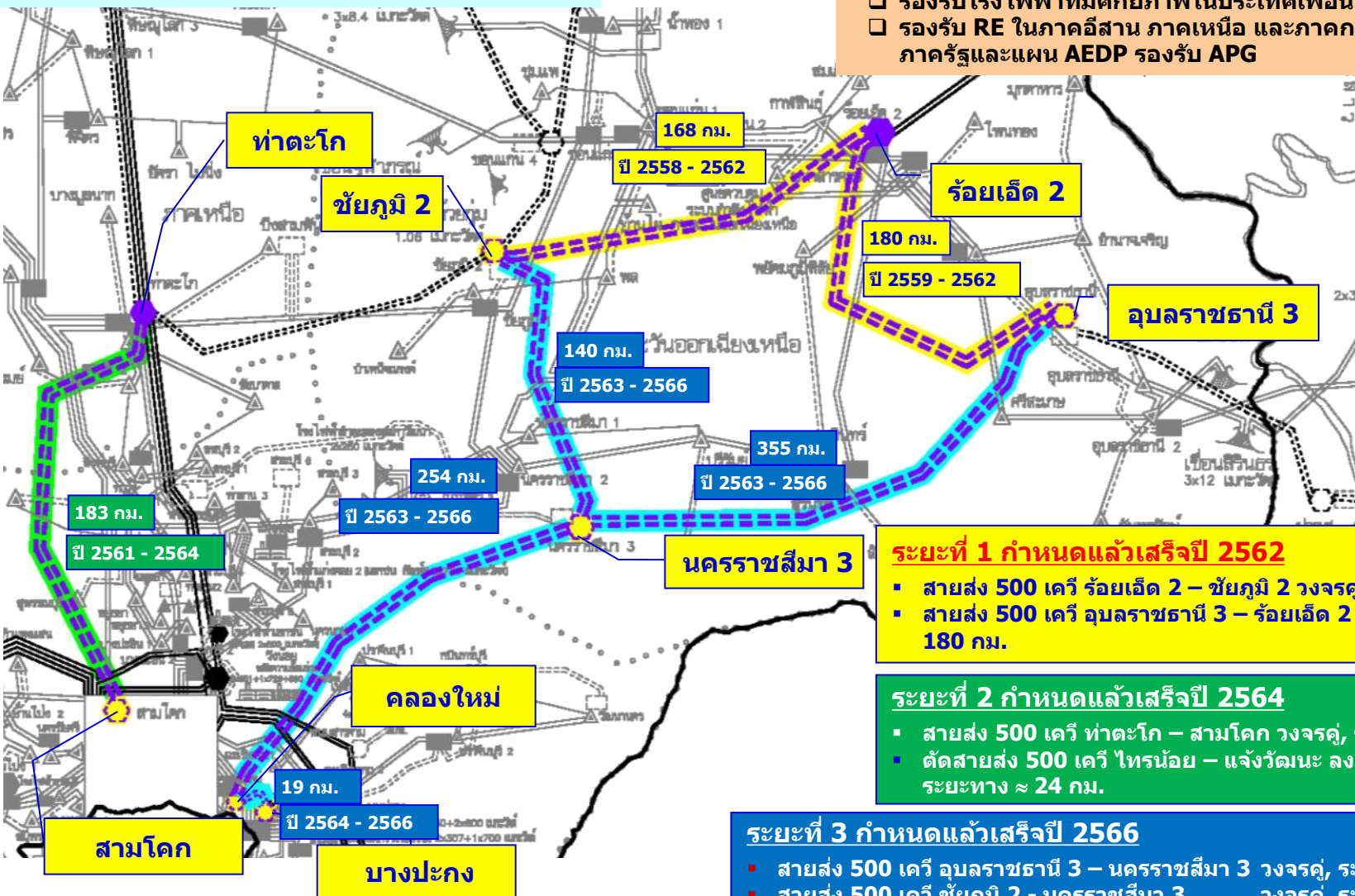


โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือตอนล่าง ภาคกลาง และกรุงเทพมหานคร เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

สถานะโครงการ : **กรม. อนุมัติ 14 ก.ค. 58**
 ระยะเวลาดำเนินการ : **ปี 2558-2566**

ความจำเป็น

- ☐ เสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าภาคอีสาน ภาคเหนือ และภาคกลาง
- ☐ รองรับโรงไฟฟ้าที่มีศักยภาพในประเทศเพื่อนบ้าน
- ☐ รองรับ RE ในภาคอีสาน ภาคเหนือ และภาคกลางตามนโยบายภาครัฐและแผน AEDP รองรับ APG



ระยะที่ 1 กำหนดแล้วเสร็จปี 2562

- สายส่ง 500 เควี ร้อยเอ็ด 2 – ชัยภูมิ 2 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 168 กม.
- สายส่ง 500 เควี อุบลราชธานี 3 – ร้อยเอ็ด 2 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 180 กม.

ระยะที่ 2 กำหนดแล้วเสร็จปี 2564

- สายส่ง 500 เควี ท่าตะโก – สามโคก วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 183 กม.
- ตัดสายส่ง 500 เควี ไทรน้อย – แจ่งวัฒนะ ลงที่สามโคก, ระยะทาง ≈ 24 กม.

ระยะที่ 3 กำหนดแล้วเสร็จปี 2566

- สายส่ง 500 เควี อุบลราชธานี 3 – นครราชสีมา 3 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 355 กม.
- สายส่ง 500 เควี ชัยภูมิ 2 - นครราชสีมา 3 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 140 กม.
- สายส่ง 500 เควี นครราชสีมา 3 – คลองใหม่ วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 254 กม.
- สายส่ง 500 เควี คลองใหม่ – บางปะกง วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 19 กม.

โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

สถานะโครงการ : คสช. อนุมัติเมื่อ 19 ส.ค. 57
ระยะเวลาดำเนินการ : ปี 2557 - 2565

ความจำเป็น

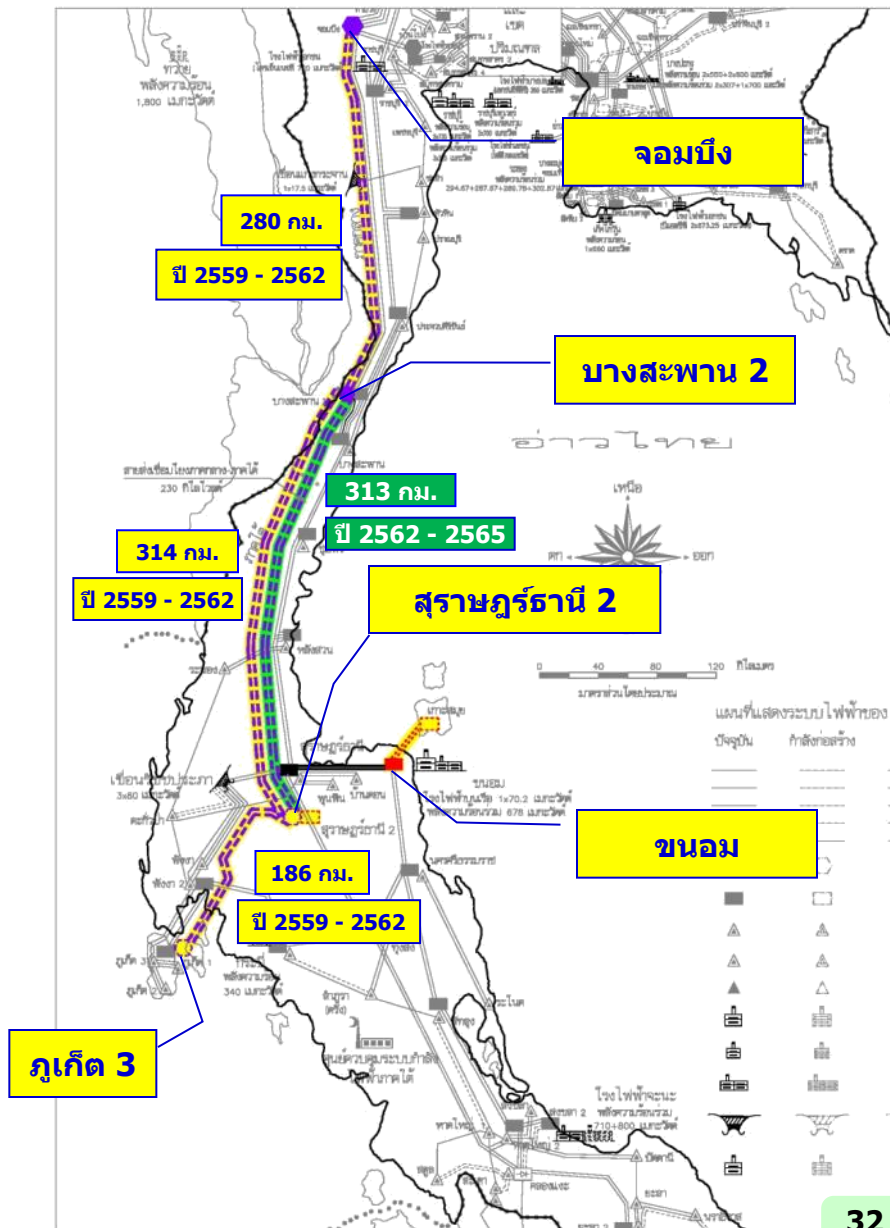
- ❑ เสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในการจ่ายไฟฟ้าจากภาคกลางสู่ภาคใต้จนถึงจังหวัดภูเก็ต
- ❑ รองรับกรณีโรงไฟฟ้าในภาคใต้ไม่เข้าสู่ระบบตามแผน
- ❑ รองรับ RE ในภาคใต้ฝั่งตะวันตกเพิ่มเติม

ระยะที่ 1 กำหนดแล้วเสร็จปี 2562

- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี จอมบึง – บางสะพาน 2 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 280 กม.
- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี บางสะพาน 2 – สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 314 กม.
- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี สุราษฎร์ธานี 2 – ภูเก็ต 3 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 186 กม.

ระยะที่ 2 กำหนดแล้วเสร็จปี 2565

- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี บางสะพาน 2 – สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่, ระยะทาง ≈ 313 กม.



4

Gas Plan 2015

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

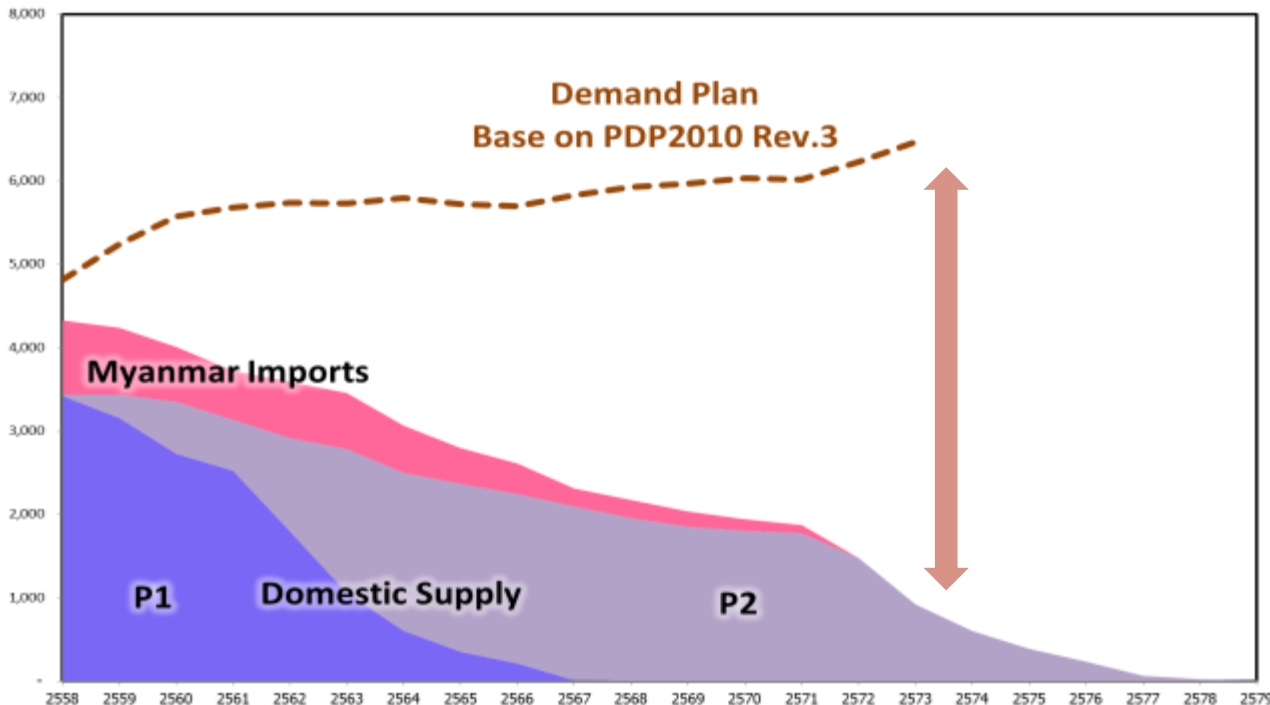
พ.ศ. 2558 - 2579

หลักการในการจัดทำแผนฯ

การใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศมีแนวโน้มสูงขึ้น ขณะที่ปริมาณการผลิตในประเทศกลับลดลง ประเทศจึงต้องพึ่งพา LNG นำเข้ามากขึ้น ทำให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงขึ้น อีกทั้งมีความเสี่ยงที่จะขาดวัตถุดิบปิโตรเคมี

ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
๑๐000 บีทียู/ลูกบาศก์ฟุต

ความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติตามแผนเดิม



แนวโน้มตามแผนเดิม

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

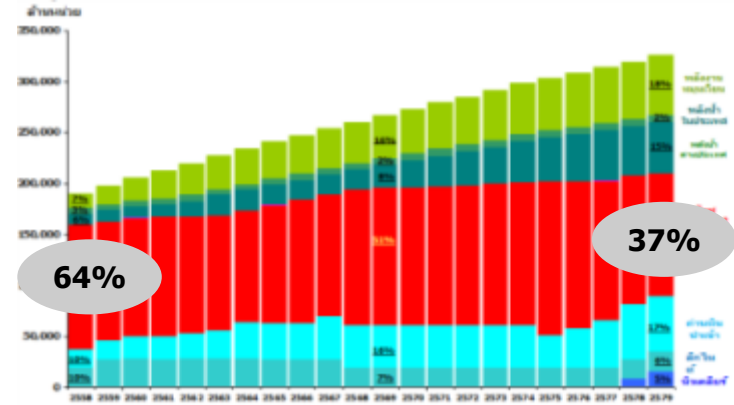
แผนก๊าซจึงมีเป้าหมายเพื่อบริหารจัดการด้านการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ตามแนวทาง 4 ด้าน คือ

- 1) ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ
- 2) รักษาระดับการผลิตจากแหล่งในประเทศให้ยาวนานขึ้น
- 3) จัดหาและบริหารจัดการ LNG
- 4) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG

1. ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ

ลดการพึ่งพาก๊าซในการผลิตไฟฟ้า
โดยกระจายเชื้อเพลิง ตามแผน PDP 2015

จาก 64% ลดลงเหลือ 37% ในปี 2579



ลด EI 30% จากปี 2553



ประหยัดพลังงานของก๊าซฯ ในอุตสาหกรรม
จากแผน EEP 2015

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

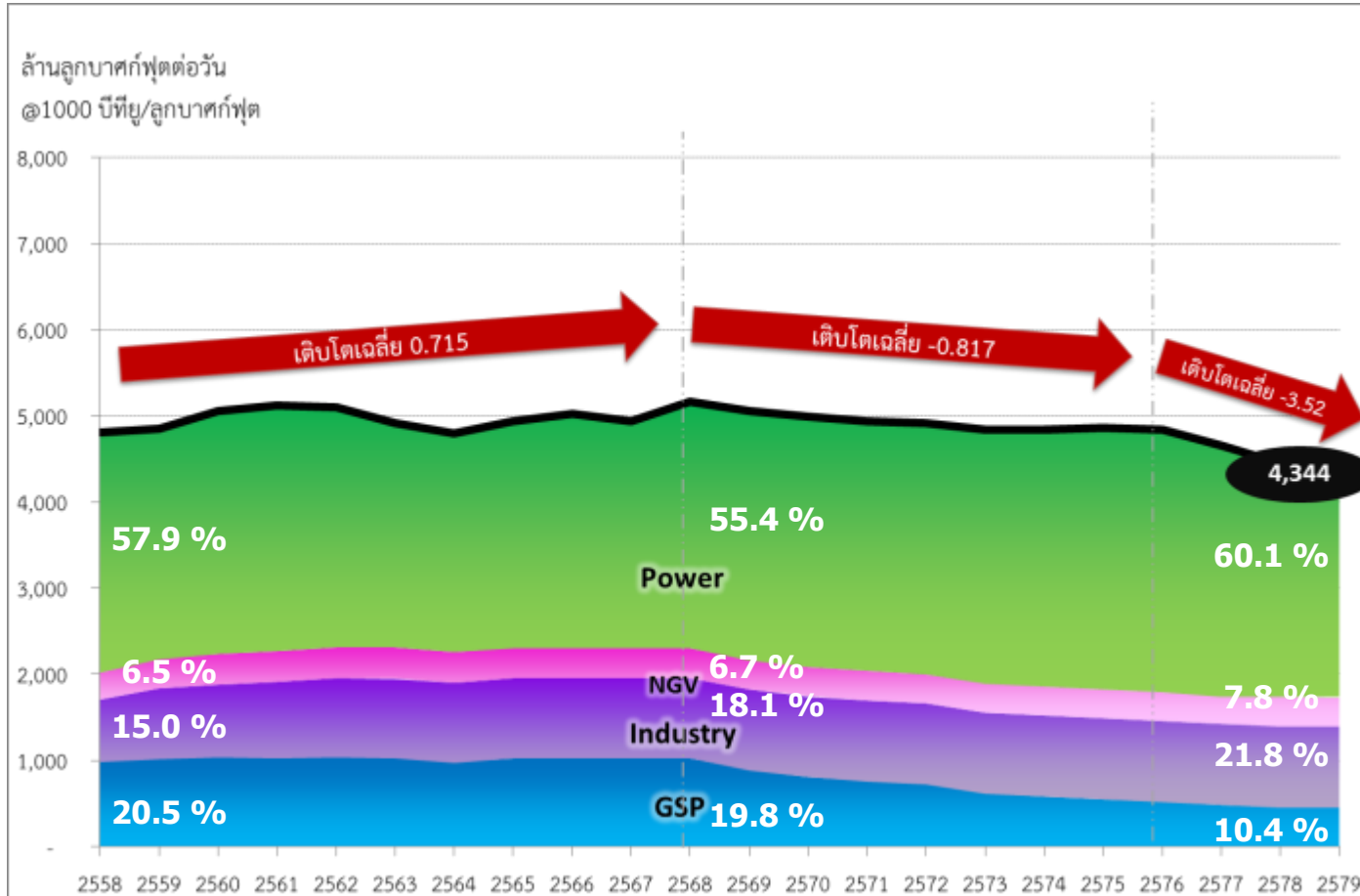


พัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก
ตามแผน AEDP 2015

- 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%



ความต้องการก๊าซฯ ปี 2557 ของประเทศไทย อยู่ที่ระดับ 4,714 ล้าน ลบ.ฟ./วัน โดยส่วนใหญ่อยู่ในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งคาดว่าในปี 2562 จะเพิ่มขึ้นเป็น 5,099 ล้าน ลบ.ฟ./วัน หรือคิดเป็นอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 1.6 ต่อปี

ความต้องการก๊าซฯ ในระยะยาว คาดว่าจะลดลง จากการที่ภาครัฐได้มีนโยบายที่จะลดการพึ่งพาการใช้ก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้า โดยในปี 2563 ความต้องการใช้ก๊าซฯ จะอยู่ที่ประมาณ 4,915 ลบ.ฟ./วัน และในปี 2579 จะลดลงอยู่ที่ประมาณ 4,344 ลบ.ฟ./วัน

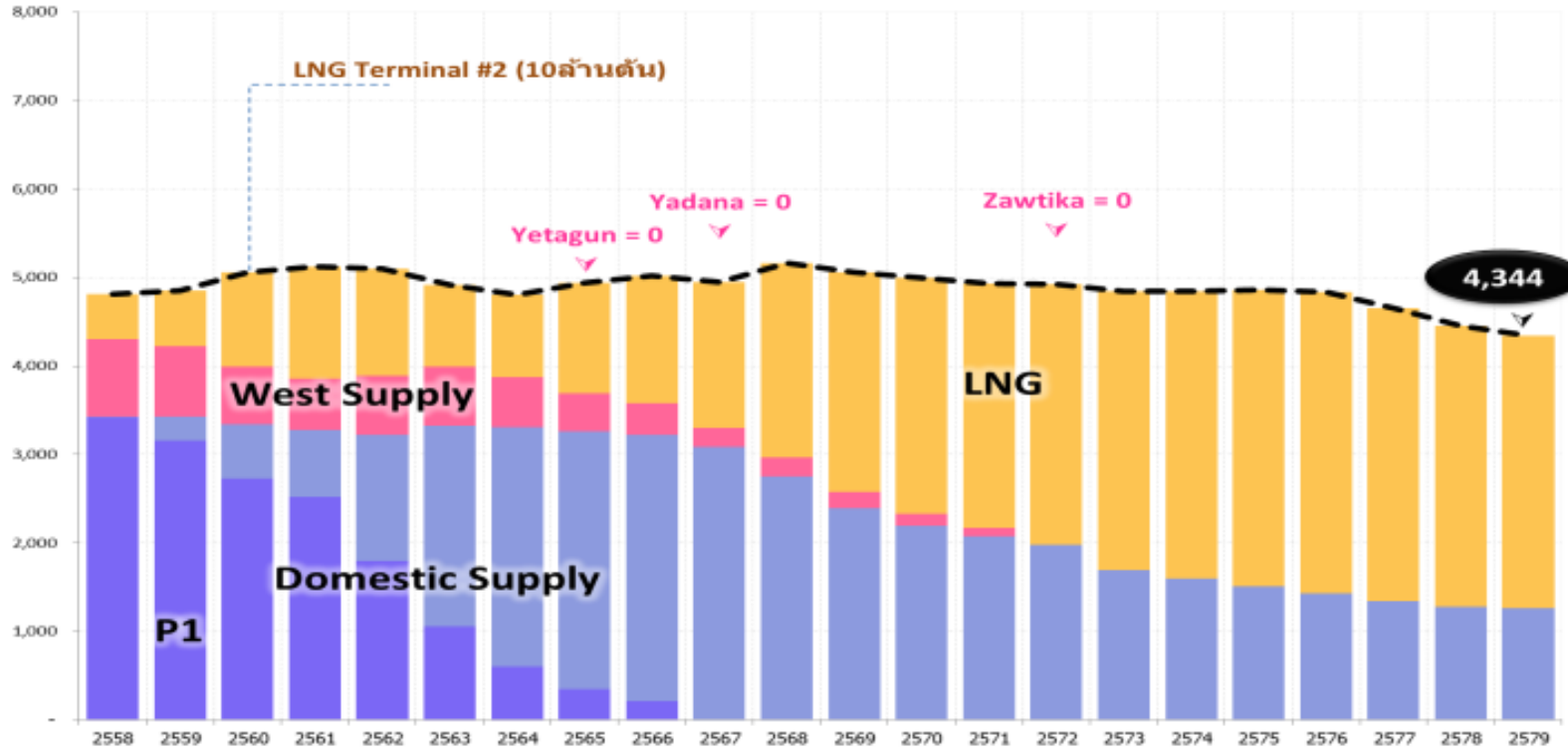
2. รักษาระดับการผลิตจากแหล่งในประเทศให้ยาวนานขึ้น

- เร่งรัดการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ เพื่อเพิ่มโอกาสในการสำรวจหาปิโตรเลียมและส่งเสริมการลงทุน
- หาแนวทางบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานจะสิ้นสุดอายุในปี '65-66 เพื่อให้การผลิตแหล่งก๊าซสำคัญเป็นไปอย่างต่อเนื่อง
- จัดทำแผนการลดปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ไม่ผ่านโรงแยกก๊าซฯ เพื่อส่งเสริมการใช้ก๊าซอ่าวไทยให้เกิดประโยชน์สูงสุด และรักษาอายุแหล่งก๊าซในอ่าวไทยให้นานขึ้น



แผนการจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว

ล้านลบ.ฟุตต่อวัน
ที่ความร้อน 1000 บีทียูต่อลบ.ฟุต



- แหล่งก๊าซในประเทศเริ่มลดลงต่อเนื่อง
- โรงแยกก๊าซเริ่มรับก๊าซได้ไม่ต่ำกว่า 50% ของกำลังรับจนถึงปี 2579
- อัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 10 %/ปี
- ฟังผา LNG นำเข้า 71% ในปี 2579
- นำเข้า LNG สูงสุดที่ 24 ล้านตันต่อปี ในระยะ 20 ปีข้างหน้า

เปรียบเทียบกับแผนเดิม

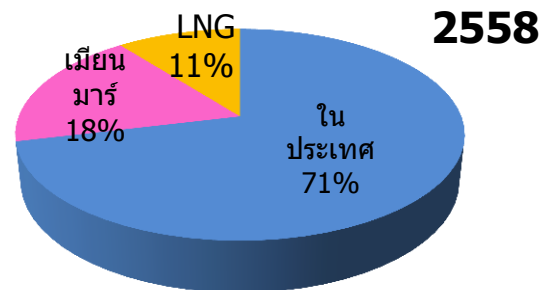
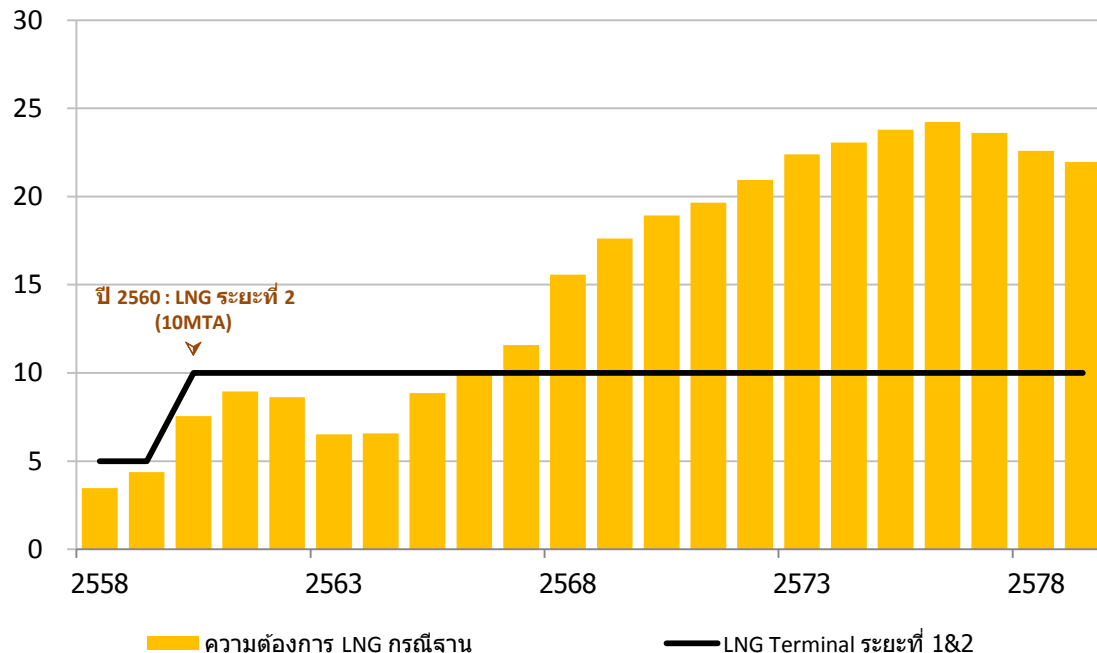
- ยืดการรักษาอัตราการผลิตที่ระดับปัจจุบันได้ไม่น้อยกว่า 7 ปี
- มีผลผลิตจากโรงแยกก๊าซฯ เพียงพอเพื่อใช้รองรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมีจนถึงปลายแผน
- การเติบโตของการนำเข้า LNG ลดลง 9.9%/ปี จากแผนเดิม
- สัดส่วนการฟังผา LNG ลดลง 29% ในปี 2579
- ลดการนำเข้า LNG ลงกว่า 20 ล้านตันต่อปี

3. การหาแหล่งและการบริหารจัดการ LNG ที่มีประสิทธิภาพ

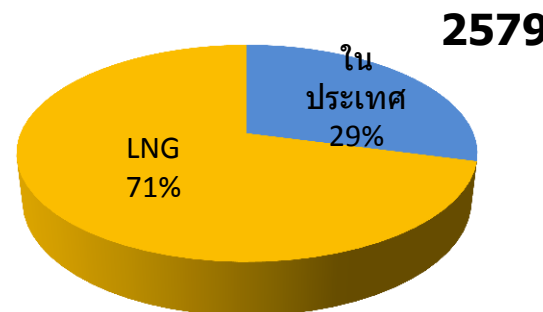
4. มีโครงสร้างพื้นฐาน และกติกาที่สอดคล้องกับแผนจัดหา

ล้านตันต่อปี

คาดการณ์ความต้องการ LNG



2558



2579

สัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

ระยะ 20 ปีข้างหน้า ความต้องการ LNG นำเข้ามีแนวโน้มสูงขึ้น (เพิ่มเป็น 24 ล้านตัน/ปี จากปัจจุบัน 2 ล้านตัน/ปี)

กระทรวงพลังงานเห็นควรดำเนินการ

1. จัดหา LNG และพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับให้เพียงพอต่อความต้องการ ตามแผนกรณีฐาน
2. ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจ LNG โดยเพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่าย และกำกับให้ Third Party Access : TPA เกิดขึ้นอย่างเต็มรูปแบบ ทั้งระบบท่อส่งก๊าซและ LNG Terminal
3. จัดตั้งหน่วยงานกำกับ เพื่อให้การสนับสนุน และดูแลด้านการจัดหา 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

ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนบก จาก RA#6 ไป จ.ราชบุรี

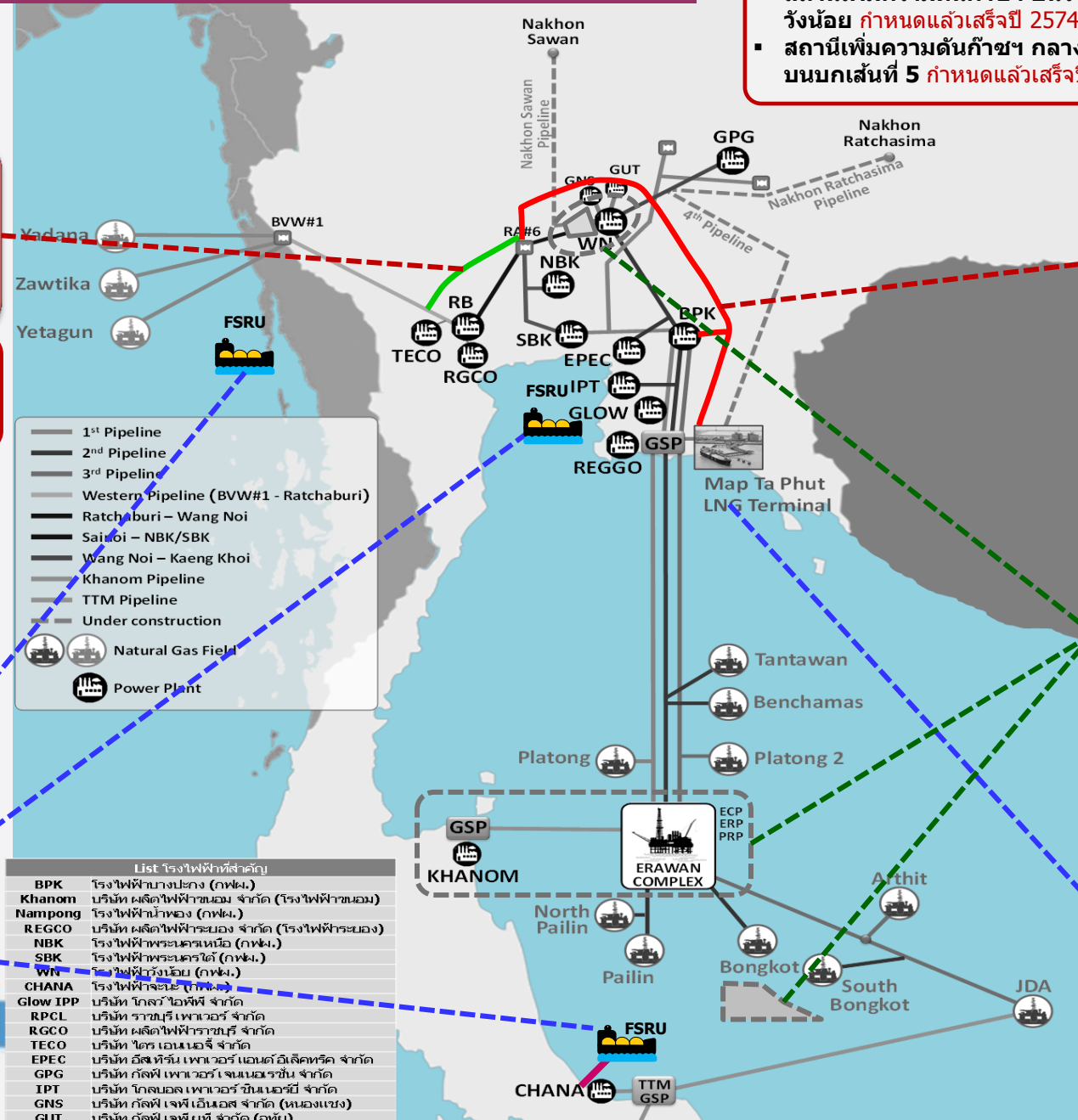
เงินลงทุน 13,600 ลบ.
กำหนดแล้วเสร็จปี 2564

LNG Terminal @ ทวาย ??

FSRU สำหรับ รฟ.พระนครใต้/ บางปะกง

FSRU อ.จนะ จ.สงขลา

เงินลงทุน 27,000 ลบ.
กำหนดแล้วเสร็จปี 2567



- 1st Pipeline
- 2nd Pipeline
- 3rd Pipeline
- Western Pipeline (BVW#1 - Ratchaburi)
- Ratchaburi - Wang Noi
- Sai Noi - NBK/SBK
- Wang Noi - Kaeng Khoi
- Khanom Pipeline
- TTM Pipeline
- Under construction
- Natural Gas Field
- Power Plant

List โรงไฟฟ้าที่สำคัญ

BPK	โรงไฟฟ้าบางปะกง (กฟผ.)
Khanom	บริษัท ผลิตไฟฟ้าขอนแก่น จำกัด (โรงไฟฟ้าขอนแก่น)
Nampong	โรงไฟฟ้าท่าทอง (กฟผ.)
REGCO	บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด (โรงไฟฟ้าระยอง)
NBK	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (กฟผ.)
SBK	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (กฟผ.)
WN	โรงไฟฟ้าวังน้อย (กฟผ.)
CHANA	โรงไฟฟ้าจนะ (กฟผ.)
Glow IPP	บริษัท โกลว์ไอทีพี จำกัด
RPCL	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด
RGCO	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด
TECO	บริษัท ไตร เอนเนอร์จี จำกัด
EPEC	บริษัท อีส ทรีน เพาเวอร์ แอนด์ อีเล็คทริค จำกัด
GPG	บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด
IPT	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด
GNS	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด (หนองแซง)
GUT	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด (อุทัย)

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 2

ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนบก เส้นที่ 5

ท่อส่งฯ ขนาด 42 นิ้ว
เงินลงทุน 96,500 ลบ.
กำหนดแล้วเสร็จปี 2564

ส่วนที่ 1 ระยะที่ 1

ปรับปรุงแทนผลิตฯ/ระบบท่อเชื่อมแหล่งอุบล/สถานีเพิ่มความดันวังน้อย-แก่งคอย

วงเงินลงทุนรวม 13,900 ลบ.
กำหนดแล้วเสร็จปี 2560 - 2562

LNG Receiving Terminal แห่งใหม่

เงินลงทุน 38,500 ลบ.
กำหนดแล้วเสร็จปี 2565

5

Oil Plan 2015

แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง

พ.ศ. 2558 - 2579

หลักการจัดทำแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง

Oil Plan

แผน EEP

มติ กพข. 13 ส.ค.58

แผน AEDP

วัตถุประสงค์

1. เพิ่มความมั่นคงทางพลังงาน (Security)
2. เพิ่มประสิทธิภาพในทางเศรษฐกิจ (Economy)
3. รักษาสิ่งแวดล้อม (Ecology)



สนับสนุนมาตรการ
ประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิง
ในภาคขนส่งตามแผน EEP

1



บริหารจัดการ
ชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิง
ให้เหมาะสม

2



ปรับโครงสร้าง
ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
ให้เหมาะสม

3



ผลักดันการใช้
เชื้อเพลิงชีวภาพ
ตามแผน AEDP

4



สนับสนุนการลงทุน
ในระบบโครงสร้างพื้นฐาน
น้ำมันเชื้อเพลิง

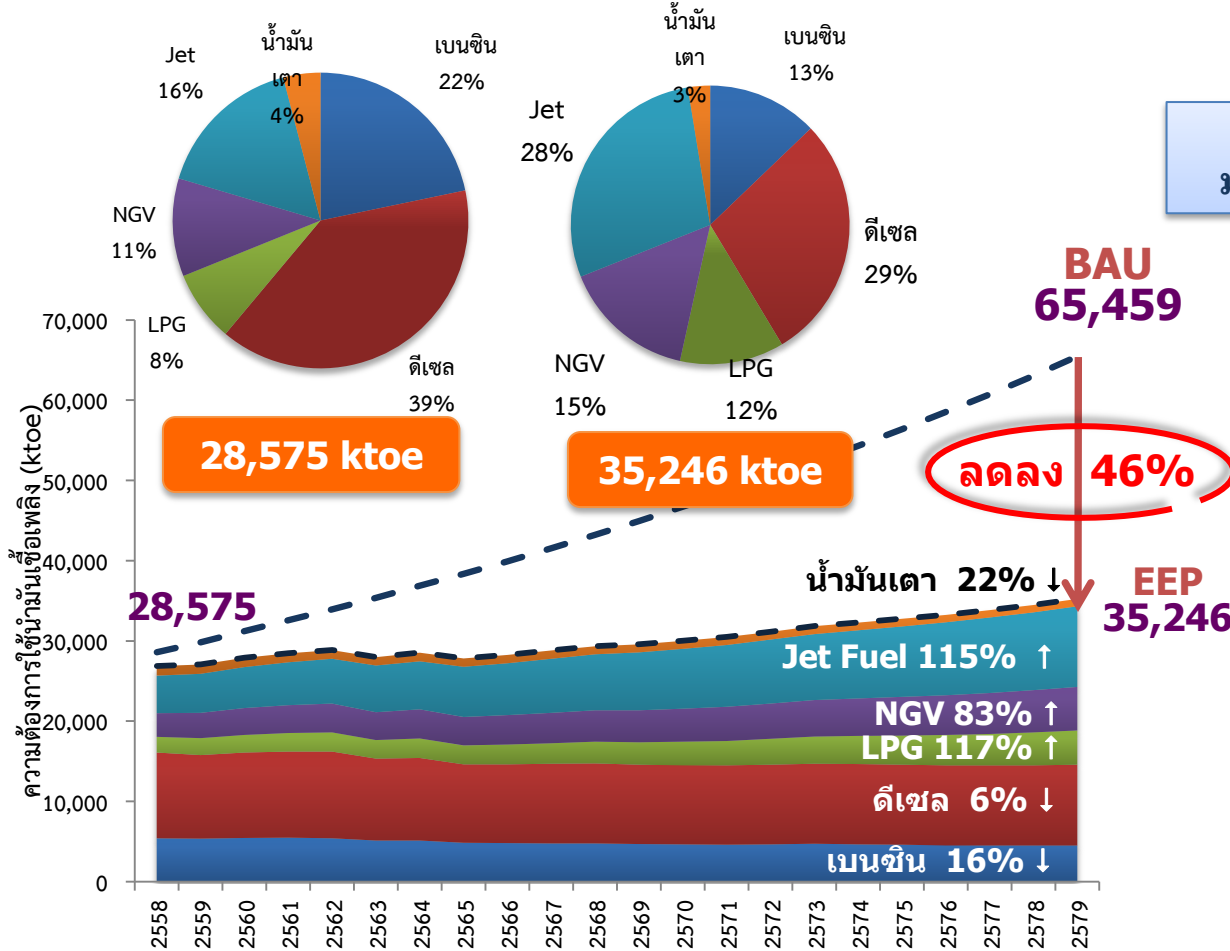
5

ประเมินความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง 2558 - 2579

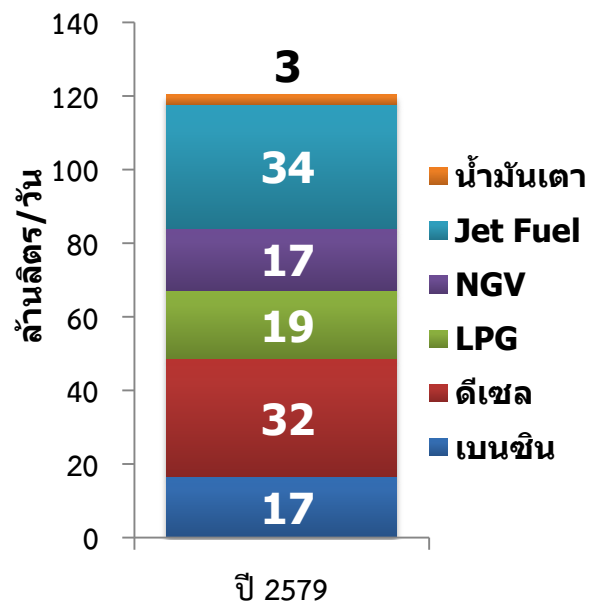
ปี 2558

ปี 2579

ก่อนและหลังมีมาตรการประหยัดพลังงานภาคขนส่ง
ตามแผน EEP



ความต้องการใช้ภาคขนส่งหลังมี
มาตรการตามแผน EEP ในปี 2579



ที่มา: สนพ.

หมายเหตุ: เฉพาะ NGV มีหน่วยเป็น ล้าน กก./วัน

หมายเหตุ: ไม่มีมาตรการประหยัดพลังงานในน้ำมันเตาและน้ำมันเครื่องบิน

สรุป แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2558 - 2579

1 สนับสนุนมาตรการ
ประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิง
ในภาคขนส่งตามแผน EEP

1

- 11 มาตรการประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง (อยู่ในแผน EEP ด้วย)
- ประหยัดได้ **30,213 ktoe หรือ 46%** ในปี 2579

2 บริหารจัดการ
ชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิง
ให้เหมาะสม

2

- **LPG** → ไม่ส่งเสริม แต่ไม่ห้ามใช้ในภาคขนส่ง (ลดตัวราคา + ปรับขึ้นภาษี)
- **NGV** → ส่งเสริมรถบรรทุก และรถสาธารณะ
- **E20** → รถที่ใช้น้ำมัน E20 ได้ จะส่งเสริมให้ใช้น้ำมัน E20

3 ปรับโครงสร้าง
ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
ให้เหมาะสม

3

- ราคาสะท้อนต้นทุนจริง // ไขกักไถตลาด
- ราคาน้ำมันดีเซล-เบนซิน ไม่ต่างกันมากนัก
- LPG + NGV → ราคาลอยตัว

4 ผลักดันการใช้
เชื้อเพลิงชีวภาพ
ตามแผน AEDP

4

- ทยอยลดประเภทน้ำมันเบนซิน → ระยะยาว เหลือไม่เกิน 3 ประเภท
- **เบ้า** เอทานอล 11.3 ล้านลิตร/วัน
 - **เบ้า** ไบโอดีเซล 14.0 ล้านลิตร/วัน
- (อยู่ในแผน AEDP)
- ทยอยปรับ B7 → B10 → B20 (บางกลุ่ม)

5 สนับสนุนการลงทุน
ในระบบโครงสร้างพื้นฐาน
น้ำมันเชื้อเพลิง

5

- ระบบท่อน้ำมัน
- ศึกษาระบบคลังน้ำมันทางยุทธศาสตร์

โอกาสสำคัญของไทยในการพัฒนาด้านพลังงาน (Window of Opportunity)

ทรัพยากรภายในประเทศ

- **ชีวมวล/เชื้อเพลิงชีวภาพ:** ยังมีศักยภาพที่เหลือจากผลผลิตทางการเกษตรของประเทศ
- **แสงอาทิตย์:** หลายพื้นที่มีศักยภาพ
- **พลังน้ำ, น้ำมันและก๊าซ:** อยู่ท่ามกลางประเทศเพื่อนบ้านที่มีศักยภาพและทรัพยากรด้านพลังงาน

เทคโนโลยี

- **พลังงานหมุนเวียน:** ต้นทุนการผลิตจากพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนลดลงอย่างรวดเร็ว
- **เชื้อเพลิงชีวภาพ:** เชื้อเพลิง generation ที่ 2 เช่น Cellulose technology และ generation เช่น สาหร่าย
- **ถ่านหิน:** เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (USC, IGCC)
- **น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ:** เทคโนโลยีในการสำรวจและผลิต (Shale Gas, Unconventional Oil)

โอกาสด้าน
พลังงานของ
ไทย

ทิศทางและการค้าตลาด

- **ราคาน้ำมันลดลง:** เป็นช่วงจังหวะที่เอื้อให้หลายประเทศยกเลิกการอุดหนุนราคา
- **ประชาคมอาเซียน:** จะรวมกันเป็นตลาดเดียว ซึ่งจะเกิดประโยชน์ด้านการต่อรองทางการค้า (Single Market)
- เกิดการพัฒนาเชื่อมโยงโครงสร้างพื้นฐาน

ก้าวสำคัญ (Bold Moves) ภายใต้แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP)



แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)



แผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP): พลังงานหมุนเวียน



แผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP): Bio-fuels



น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ



ภาคเศรษฐกิจ



รายละเอียด

- **เพิ่มสมรรถการใช้พลังงาน**
โดยเพิ่มการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดมาใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น
- Coal Center
- **ยกเลิกการชดเชยราคาน้ำมัน**
เพื่อให้สะท้อนราคาต้นทุนในตลาดโลก
- **กระตุ้นการอนุรักษ์พลังงาน**
ผ่านมาตรการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ
- **แนวทางปฏิบัติสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ตามหลัก cost effectiveness:**
 - ผลักดัน: ชยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ
 - ดำเนินการต่อเนื่อง: พลังงานแสงอาทิตย์
 - ติดตาม: พลังงานลม
- **เพิ่มปริมาณผลผลิตภาคการเกษตร**
เพื่อลดการนำเข้าน้ำมัน, เพิ่มปริมาณ bio-fuels และสร้างรายได้ให้แก่เกษตรกร
- **ยืดอายุแหล่งทรัพยากรในประเทศ**
โดยมีนโยบายกระตุ้นการสำรวจและผลิตในประเทศ และบริหารจัดการสัมปทานที่จะสิ้นสุด
- **มาตรการช่วยเหลือผู้มีรายได้น้อยโดยตรง**
เพื่อตอบสนองความต้องการเฉพาะกลุ่ม

ผลลัพธ์

- เพิ่มสัดส่วนการใช้ถ่านหินจากเดิม 20% เป็น 25 %
- **ใช้ถ่านหินสะอาด 20%**
จากเดิมใช้ถ่านหินปกติทั้งหมด
- เป้าหมายลด **energy intensity 30%**
- เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าเป็นร้อยละ **20** (ปัจจุบันประมาณร้อยละ 9)
- **เป้าหมายใช้เชื้อเพลิงชีวภาพร้อยละ 20 - 25 ในภาคขนส่ง** (ปัจจุบัน 7%)
- เพิ่ม GDP 50,000 ล้านบาท/ปี
- จำกัดอัตราการลดลงของการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ เป็น 2-5% ต่อปี จากเดิม 11% ต่อปี)
- เพิ่มวงเงินในระบบเศรษฐกิจประมาณ 380,800 ล้านบาทเพื่อนำไปใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ก้าวสำคัญ (Bold Moves) จะเพิ่มขีดความสามารถทางการแข่งขันของไทย

ผลลัพธ์ที่ได้

น้ำมันและก๊าซ

- ก๊าซในประเทศลดลงประมาณ 2% ต่อปี
- อัตราการลดลงที่ 2.2 bcf/d ในปี พ.ศ.2579

แผนอนุรักษ์พลังงาน

- ลดปริมาณการใช้พลังงานลง 30%
- ลดการอุดหนุนพลังงาน เปลี่ยนเป็นให้ความช่วยเหลือโดยตรงกับกลุ่มเป้าหมาย

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

- เพิ่มสัดส่วนพลังงานจากถ่านหินสะอาดเป็น 20-25 %

แผนพัฒนาพลังงานทดแทน

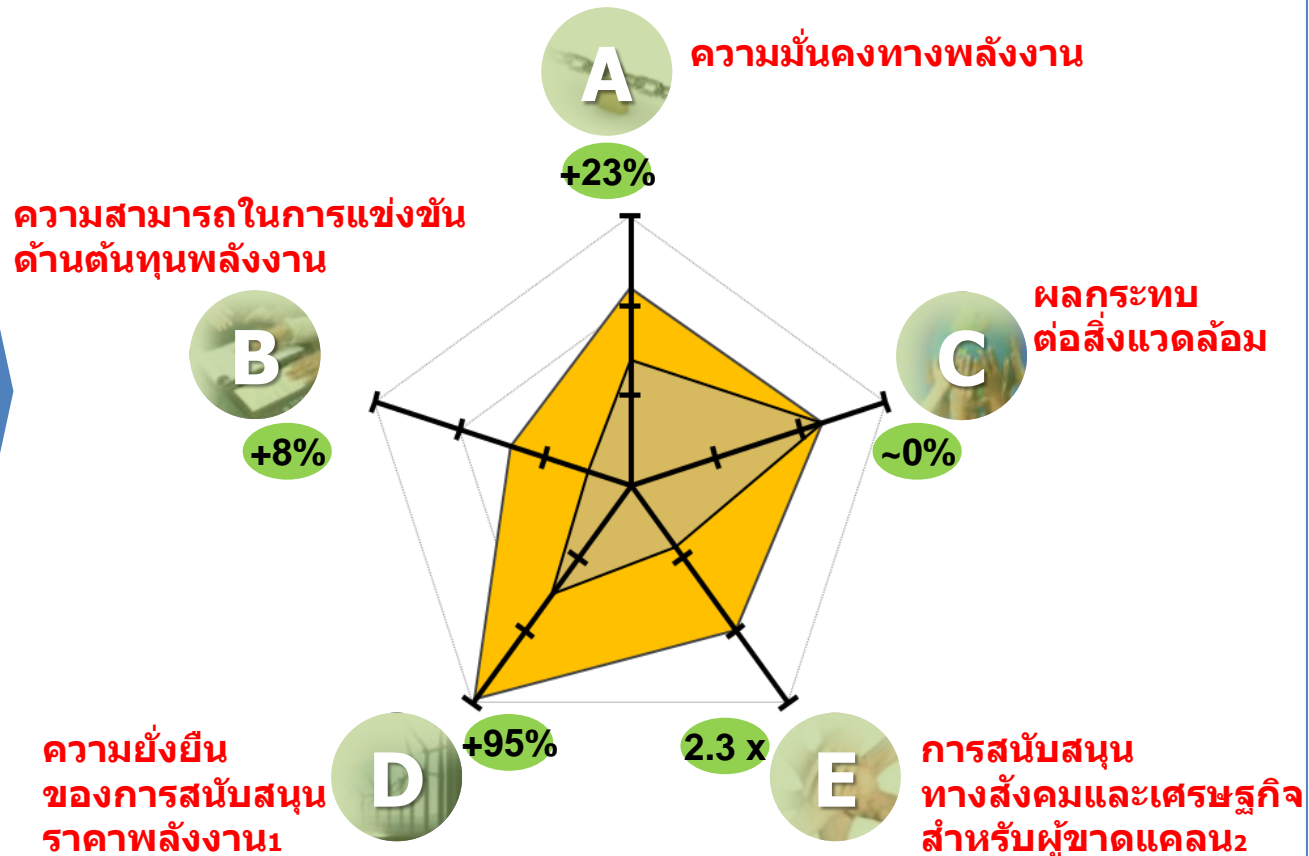
- เพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนเป็น 30%
- ทดแทน 20% ของความต้องการน้ำมันด้วยเชื้อเพลิงชีวภาพที่ราคาที่แข่งขันได้

Impact on energy system

ⓧ % difference of scenario vs. BAU

◆ 2036 delta moves

◊ 2036 BAU



1 Assuming fossil fuel subsidies are removed, but renewables are still subsidised; estimates based on Brazil case study

2 Assuming similar average success rate as other targeted subsidy schemes such as Bolsa Familia in Brazil



- จบการนำเสนอ -
www.eppo.go.th

