สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

การจัดทำแผนยุทธศาสตร์การส่งเสริมไบโอมีเทน เพื่อทดแทนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์

ปัจจัยขับเคลื่อนการส่งเสริมไบโอมีเทน ด้านตลาดผู้ใช้ การจัดหาวัตถุดิบพืชพลังงาน และเทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

22 สิงหาคม 2557

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ข้อจำกัดในศักยภาพการผลิต Biogas จากน้ำเสียและฟาร์มปศุสัตว์

อุตสาหกรรม		น้ำเสีย			ของเสีย	
		เข้าร่วมโครงการ	มีระบบ Biogas แต่ไม่เข้าร่วมโครงการ	ยังไม่มีระบบ Biogas	เข้าร่วมโครงการ	ยังไม่มีระบบ Biogas
		ไฟฟ้า (MW)	ไฟฟ้า (MW)	ไฟฟ้า (MW)	ไฟฟ้า (MW)	ไฟฟ้า (MW)
แป้งมันสำปะหลัง		21.38	42.83	11.62	6.05	154.86
ปาล์ม		41.16	11.12	17.82	2	9.18
เอทานอล	มันเส้น	3	0.43	3.01	0	9.75
	โมลาส	21.16	2.47	9.27	0	0
	มันเส้น+โมลาส	0	0	0	0	0.78
รวม		86.7	56.85	41.73	8.05	174.58

สรุปศักยภาพที่เพิ่ม: จากน้ำเสีย = 41.73 + จากของเสีย = 174.58 + น้ำทิ้งฟาร์สุกร = 10.6 MW

รวม 226.91 MW

ที่มา: โครงการศึกษาการเพิ่มศักยภาพและความเป็นไปได้ในการพัฒนาก๊าซชีวภาพในไทย สนพ.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ศักยภาพของพืชพลังงาน (ตัวอย่างหญ้า Napier)

สายพันธุ์	ผลิตผลน้ำหนักแห้ง (ตันต่อเฮกเตอร์ต่อปี)	น้ำหนักแห้งต่อวัน (กิโลกรัมต่อเฮกเตอร์)
C4		
หญ้า napier	84.7	232.1
หญ้า guinea	51.1	140.0
อ้อย	49.5	135.6
C3		
หญ้า perennail		
rye	26.6	72.8
หญ้า orchad	22.0	60.3
หญ้า tall fescue	15.0	41.1
หญ้า timothy	15.0	41.1

หญ้าเนเปียร์ ให้ผลผลิต13.5 ตันแห้ง/ไร่/ปี หรือ67.5 ตันสด/ไร่/ปี ที่ความชื้น 20%

ในขณะที่ไม้โตเร็วที่ปลูกในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้สามารถให้ผลผลิตไม่เกิน 2.4 ตันแห้ง/ไร่/ปี เท่านั้น

ที่มา : Asia Biomass Handbook

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

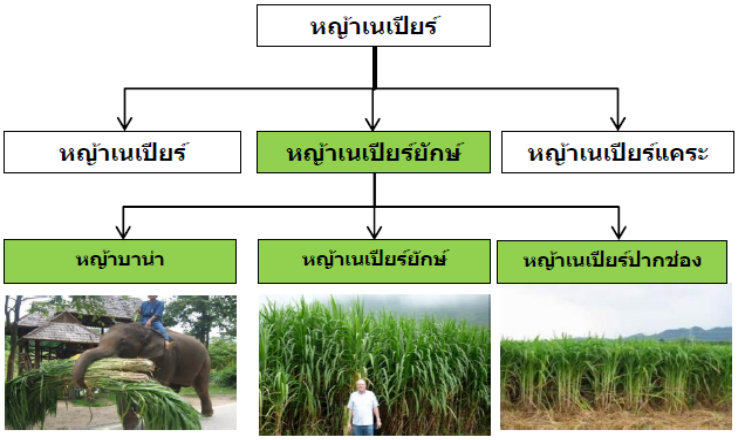
ศักยภาพของพืชพลังงาน (ตัวอย่างหญ้า Napier)

คุณสมบัติและสายพันธุ์หญ้าเนเปียร์

คุณสมบัติเด่นของหญ้าเนเปียร์

- ปลูก ขยายพันธุ์ง่าย โตเร็ว ผลผลิตเฉลี่ย 40 - 80 ตัน (สด)/ไร่/ปี (ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและการบริหารจัดการดินและน้ำ)
- จัดการดูแลง่าย เก็บเกี่ยวโดยใช้เครื่องจักรได้
- ตัดแล้วแตกกอใหม่เก็บเกี่ยวได้อย่างน้อย 7 ปี
- ค่าความร้อนประมาณ 14 – 18 MJ/kg
- ผลิตไฟฟ้าจาก Biogas 1 MW ใช้พื้นที่ปลูก 800 – 1,000 ไร่ (ผลิตไฟฟ้าวันละ 24 ชม. จำนวน 330 วัน)
- การปลูกเตรียมดินและปลูกเหมือนอ้อย
- ระยะปลูก ใช้ท่อนพันธุ์ในการปลูก
- **ชอบแสงเต็มที่ ดินดี มีน้ำเพียงพอ แต่ไม่ท่วมขัง**

ที่มา: ศูนย์วิจัยฯอาหารสัตว์นครราชสีมา



ที่มา: พพ.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ศักยภาพของพืชพลังงาน (ตัวอย่างหญ้า Napier)

พื้นที่เพาะปลูกและกำไรสุทธิของข้าวและพืชไร่ที่มีศักยภาพ

พืช	ต้นทุนเฉลี่ยต่อไร่ต่อปี	รายได้เฉลี่ยต่อไร่ต่อปี	รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อปี	เงื่อนไข	แหล่งข้อมูล
ข้าวนาปี	5,910.00	8,250.00	2,340.00	ผลผลิต 750 กก./ไร่ ราคาตันละ 11,000 บาท	ศูนย์พัฒนาความรู้การซื้อขายสินค้าเกษตรล่วงหน้า
อ้อย	9,808.40	11,865.00	2,056.60	ผลผลิต 11.30 ตัน/ไร่ ราคาตันละ 1,050 บาท	สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาล
มันสำปะหลัง	5,500.00	7,565.80	2,065.80	ผลผลิต 3.439 ตัน/ไร่ ราคาตันละ 2,200 บาท	สถาบันพัฒนามันสำปะหลังแห่งประเทศไทย
หญ้าเนเปียร์	6,932.50	10,500.00	3,567.50	ผลผลิต 35 ตัน/ไร่ ราคาตันละ 300 บาท	รวบรวมข้อมูลจากแหล่งต่างๆ

ที่มา: พพ.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

พื้นที่เป้าหมายและศักยภาพพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงาน

รายการ	ทั้งประเทศ	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้
1) เนื้อที่ทั้งประเทศ (ล้านไร่)	320.70	106.03	105.53	64.94	44.20
1. เนื้อที่ป่าไม้ [ข]	107.24	59.42	17.22	18.91	11.69
2. เนื้อที่ใช้ประโยชน์ทางการเกษตร	149.24	32.49	63.85	31.13	21.77
3. เนื้อที่ใช้ประโยชน์นอกการเกษตร	64.22	14.11	24.47	14.90	10.74
2) เนื้อที่ใช้ประโยชน์ทางการเกษตร (ล้านไร่)	149.24	32.49	63.85	31.13	21.77
1. เนื้อที่ชลประทาน (ล้านไร่) [ข]	**29.78**	**6.64**	**6.34**	**13.94**	**2.86**
- ขนาดใหญ่ - กลาง	24.39	4.73	3.88	13.38	2.40
- ขนาดเล็ก อื่น ๆ	5.39	1.91	2.46	0.55	0.46
2. เนื้อที่นอกเขตชลประทาน	**119.46**	**25.85**	**57.51**	**17.19**	**18.91**

รายการ	ทั้งประเทศ	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้
2.1 เนื้อที่ใช้ประโยชน์ทางการเกษตร (ล้านไร่)	149.24	32.50	63.84	31.13	21.77
1) นาข้าว	69.96	15.79	42.75	10.20	1.22
2) พืชไร่	31.16	10.20	11.94	9.01	0.01
3) สวนไม้ผล ไม้ยืนต้น	34.91	4.05	4.31	7.39	19.16
4) สวนผัก ไม้ดอก/ไม้ประดับ	1.41	0.45	0.32	0.51	0.13
5) เนื้อที่ใช้ประโยชน์ทางการเกษตรอื่นๆ	11.80	2.01	4.52	4.02	1.25
2.2 เนื้อที่ใช้ประโยชน์ทางการเกษตรเฉลี่ยต่อครัวเรือน (ไร่)	25.25	23.93	23.02	36.60	23.43

101.12

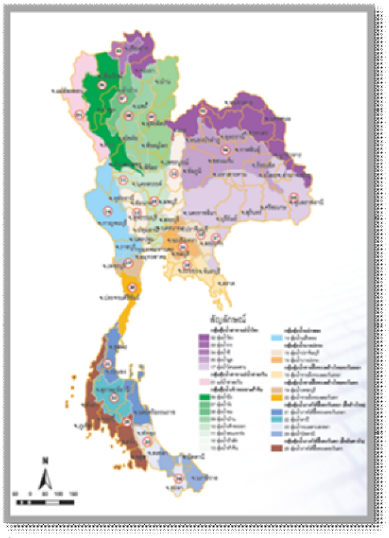
ที่มา ข้อมูลสถิติการใช้พื้นที่ปี 2555:: สำนักเศรษฐกิจการเกษตร, 2557

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

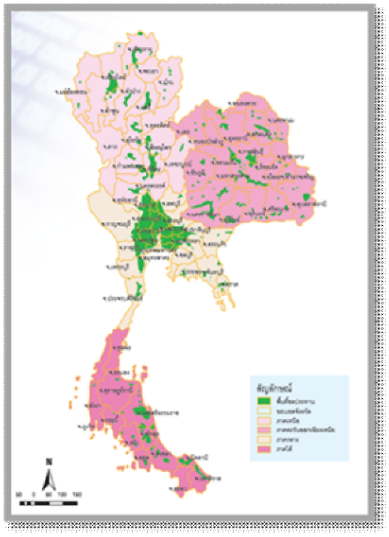
พื้นที่เป้าหมายและศักยภาพพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงาน

แผนที่แสดงกลุ่มลุ่มน้ำของไทย



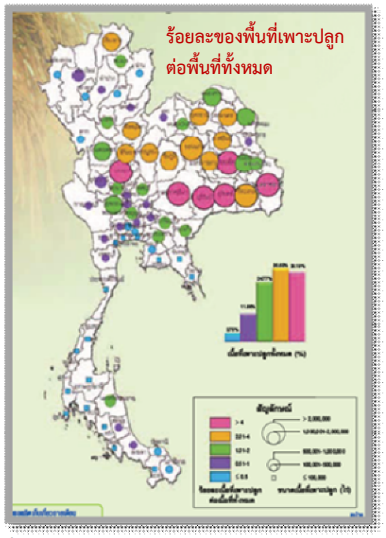
ที่มา: กรมชลประทาน

แผนที่แสดงพื้นที่ชลประทานของไทย



ที่มา: กรมชลประทาน

แผนที่แสดงแหล่งเพาะปลูกข้าวของไทย



ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

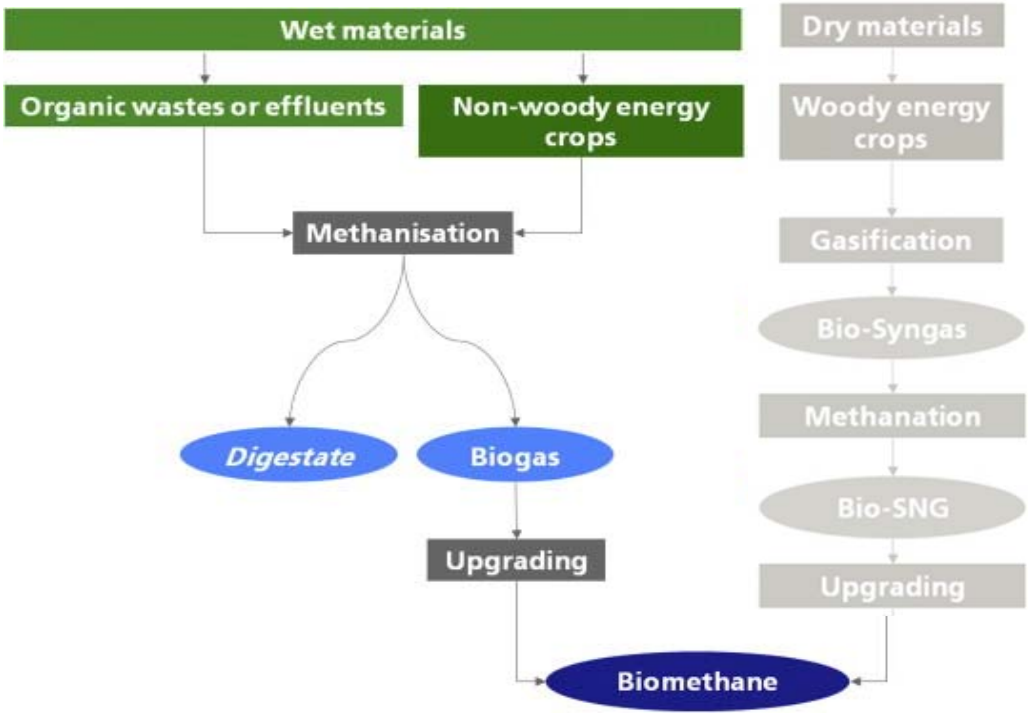
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

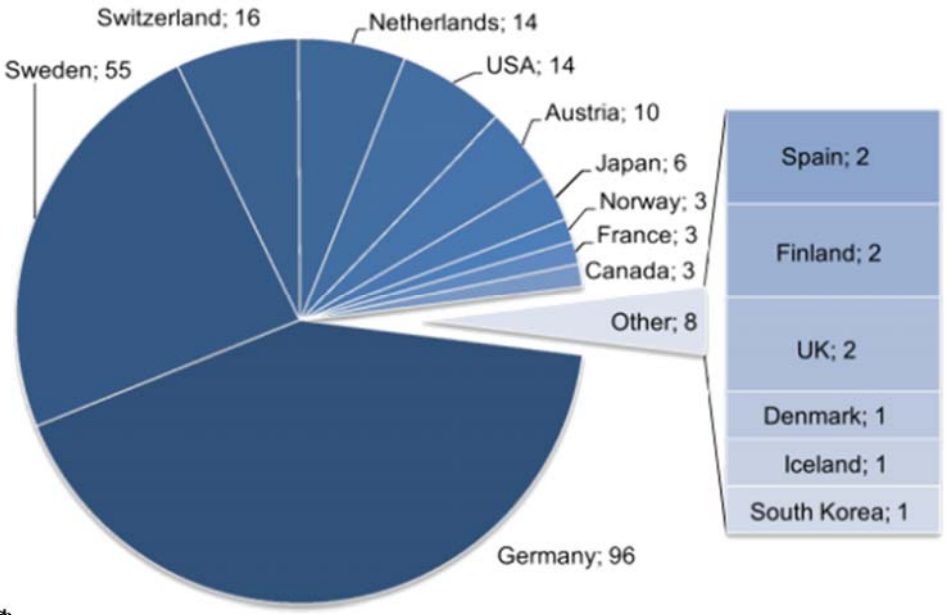
พื้นที่เป้าหมายและศักยภาพพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงาน

- พื้นที่เป้าหมายในการปลูกพืชพลังงานตามแผน AEDP = 1 แสนไร่ในปี 2564
- กำไรสุทธิของการปลูกหญ้าเนเปียร์ (3,567.5 บาท/ไร่/ปี) สูงกว่าพืชไร่โดยเฉลี่ย (2,056 -2,340 บาท/ไร่/ปี)
  - มีความเป็นไปได้ที่จะจูงใจให้เกษตรกรเปลี่ยนจากการปลูกพืชไร่มาปลูกหญ้าเนเปียร์ได้
- พื้นที่ปลูกข้าวและพืชไร่เดิม (ข้าว อ้อย ข้าวโพด มันสำปะหลัง และอื่นๆ) รวมในปี 2555 คิดเป็นประมาณ 101.12 ล้านไร่
  - เป้าหมายการปลูกพืชพลังงานตามสมมติฐานของแผน AEDP ประมาณ 1 แสนไร่ คิดเป็น 0.1% ของพื้นที่ปลูกข้าวและพืชไร่ ณ ปัจจุบัน เท่านั้น

รูปแบบเทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน



จำนวนโรงงานทั่วโลกที่ติดตั้งเทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทนจากก๊าซชีวภาพ

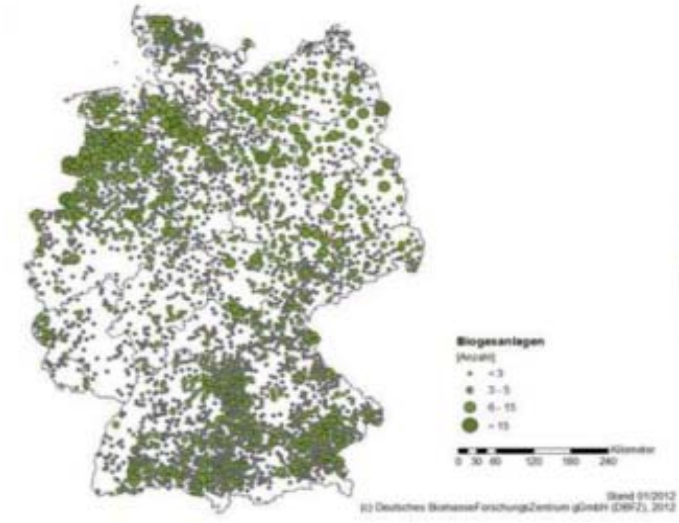


โดย IEA Bioenergy ปี 2013

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

โรงงานผลิตก๊าซชีวภาพและโรงงานผลิตไบโอมีแทนในเยอรมนี



Approximately 7,200 biogas plants
Producing electricity

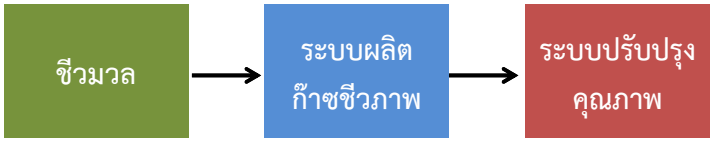
Approximately 83 biogas plants upgrading to biomethane

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

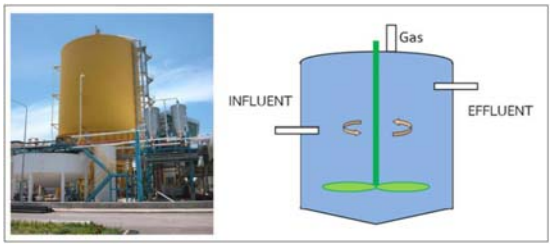
เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทนจากชีวมวลเปียก

- ก๊าซชีวภาพเกิดจากการย่อยสลายของสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียที่ไม่ใช้ออกซิเจน
  - ก๊าซชีวภาพเกิดจากกระบวนการย่อยสลายโดยไร้ออกซิเจน สามารถใช้วัตถุดิบ อันได้แก่ น้ำทิ้งจากอุตสาหกรรมทางการเกษตร (แป้งมัน อ้อย เป็นต้น) มูลสัตว์จากฟาร์ม ของเหลือใช้จากการเกษตร เป็นต้น



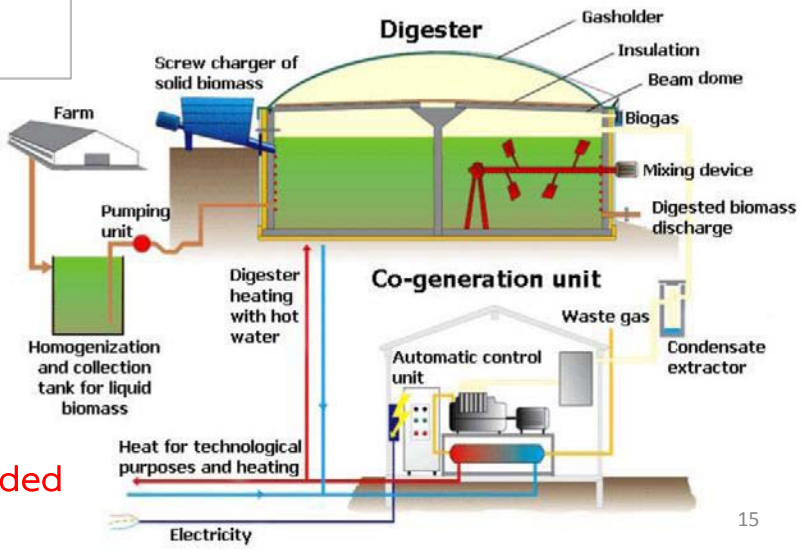
- ก๊าซชีวภาพที่ได้จะถูกปรับคุณภาพให้มีคุณสมบัติที่สามารถเป็นเชื้อเพลิงที่นำไปทดแทนเชื้อเพลิงจากแหล่งอื่นๆ ได้ เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่าน และน้ำมัน เป็นต้น
  - สามารถใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ได้
  - ยังอาจสามารถนำไปใช้เผาไหม้เป็นก๊าซหุงต้มเหมือนกับ LPG ได้ ซึ่งจะทำให้เกิดความสะดวกในการใช้มากกว่าการใช้ฟืนหรือถ่าน ทั้งยังปราศจากควันและเขม่า

เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลเปียก



ระบบแบบถังกวนสมบูรณ์

ผังกระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพ
บริษัท Zorg Biogas จำกัด



อัตราการผลิตก๊าซชีวภาพ

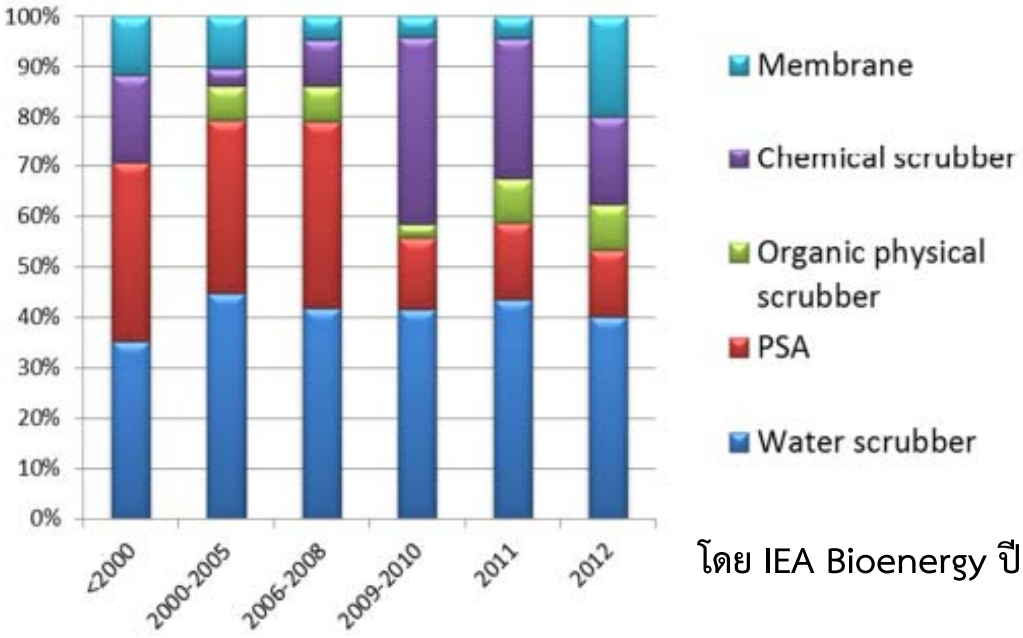
240 – 300 m^3-CH_4/ton-VS Added

เทคโนโลยีการปรับคุณภาพก๊าซชีวภาพให้เป็นไบโอมีเทน

1. Membrane
2. Chemical Scrubber
3. Organic Physical Scrubber
4. PSA
5. Water Scrubber

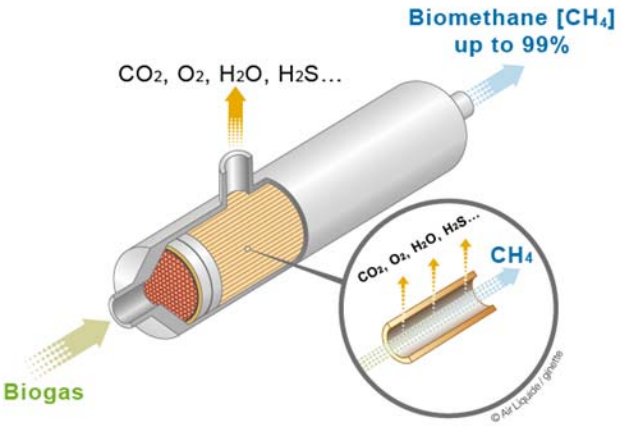
โดย IEA Bioenergy ปี 2013

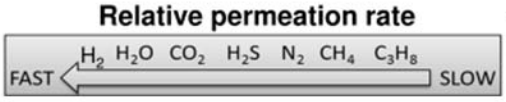
เทคโนโลยีการปรับคุณภาพก๊าซชีวภาพให้เป็นไบโอมีเทน



โดย IEA Bioenergy ปี 2013

เทคโนโลยี Membrane Separation

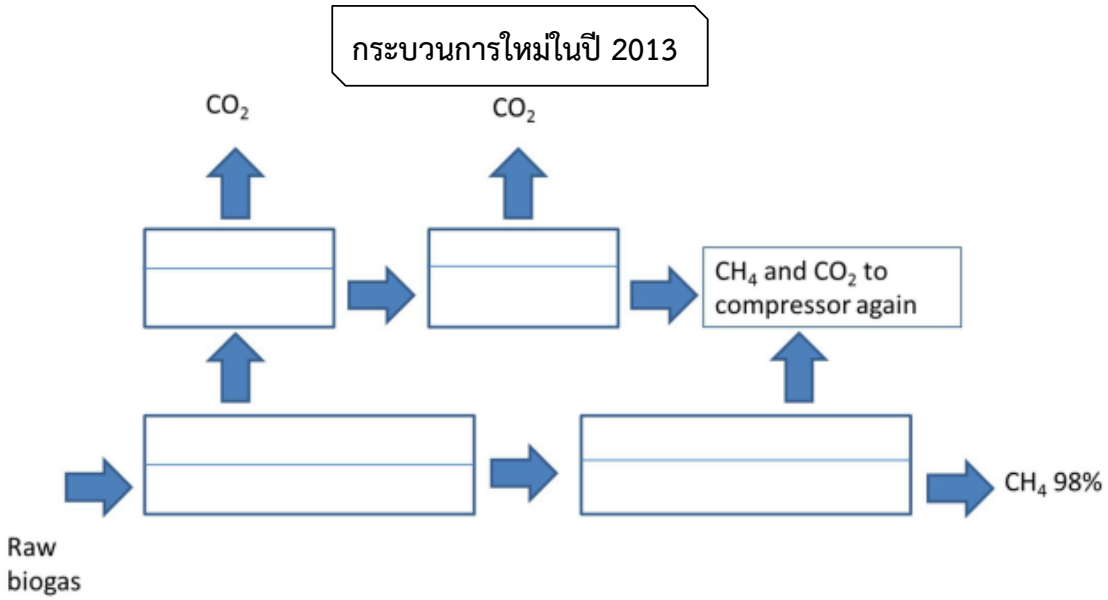




The selectivity (CO_2/CH_4) is increasing

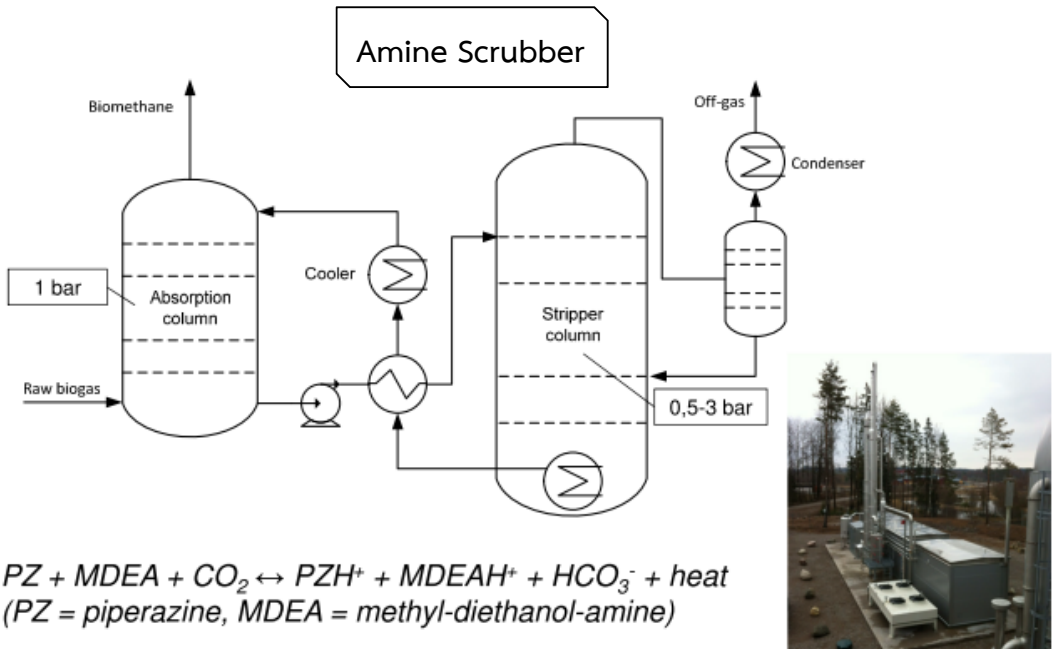
โดย IEA Bioenergy ปี 2013

เทคโนโลยี Membrane Separation



โดย IEA Bioenergy ปี 2013

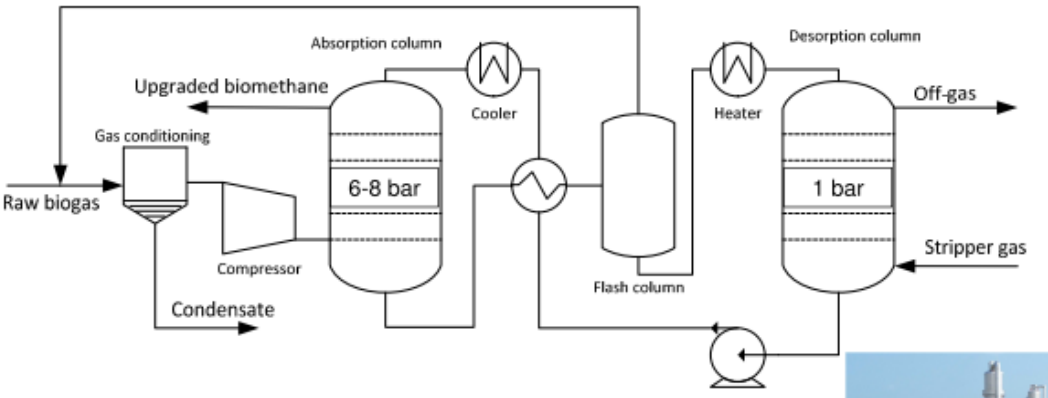
เทคโนโลยี Chemical Scrubber



$PZ + MDEA + CO_2 \leftrightarrow PZH^+ + MDEAH^+ + HCO_3^- + heat$
(PZ = piperazine, MDEA = methyl-diethanol-amine)

โดย IEA Bioenergy ปี 2013

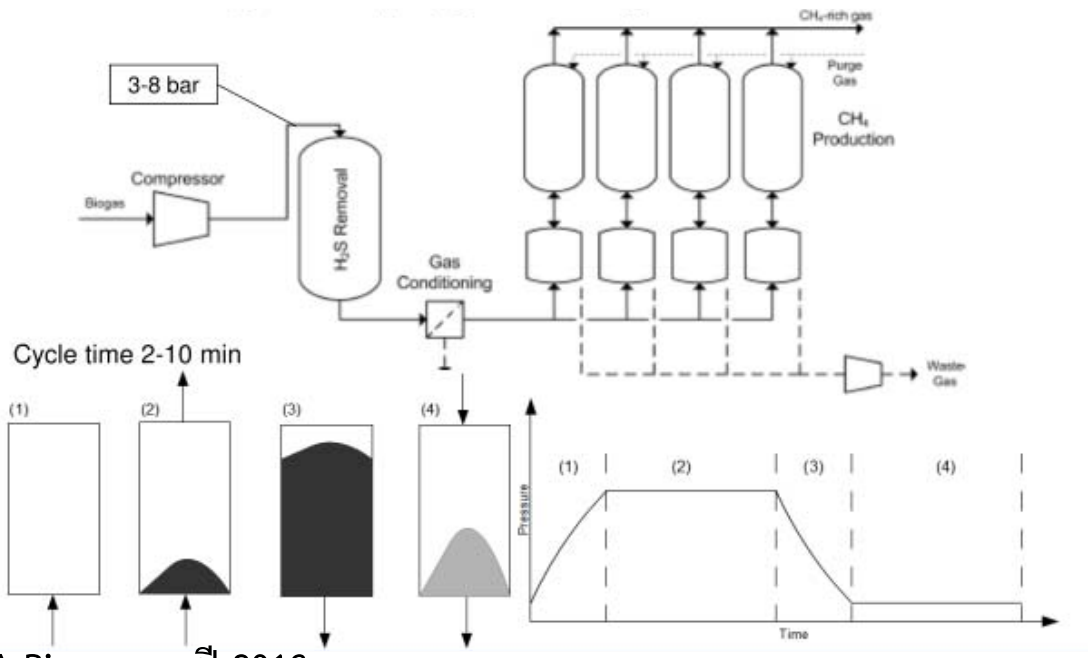
เทคโนโลยี Organic Scrubber



Seleoxol/Genosorb Scrubber

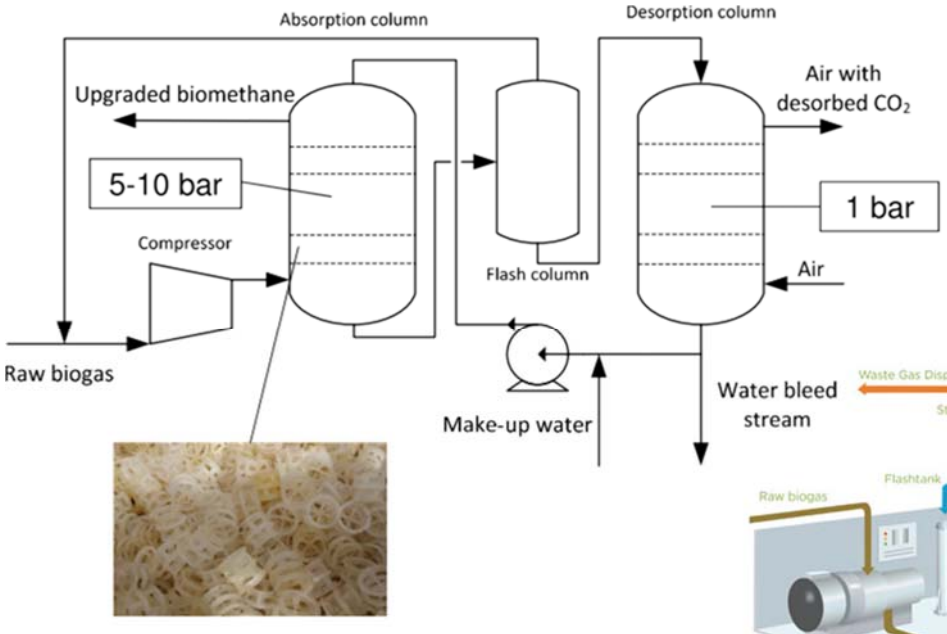
โดย IEA Bioenergy ปี 2013

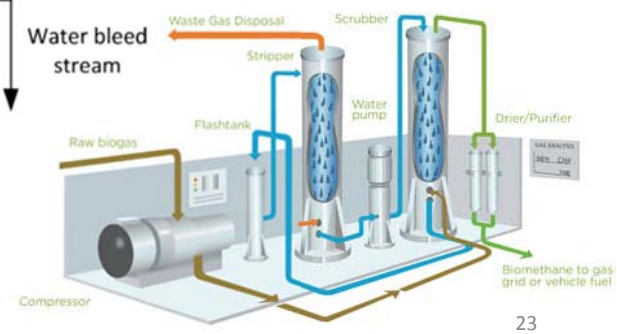
เทคโนโลยี PSA



โดย IEA Bioenergy ปี 2013

เทคโนโลยี Water Scrubber





โดย IEA Bioenergy ปี 2013

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

เปรียบเทียบคุณสมบัติเทคโนโลยีการปรับคุณภาพก๊าซชีวภาพเป็นไบโอมีเทน

Parameter	Membrane	Chemical Scrubbing (Amine)	Organic Physical Scrubbing	PSA	Water Scrubbing
typical methane content in biomethane [vol%]	95.0-99.0	>99.0	95.0-99.0	95.0-99.0	95.0-99.0
methane recovery [%]	80.0-99.5	99.96	96.0	98.0	98.0
methane slip [%]	2.0	0.04	4.0	2.0	2.0
pre-purification	recommended	yes	recommended roughly	yes	recommended roughly
sulfur dioxide co removal	possible	contaminent	possible	possible	yes
nitrogen and oxygen co removal	partial	no	no	possible	no
typical delivery pressure [bar(g)]	4-7	0	4-8	4-7	4-8
typical operation pressure [bar(g)]	4-7	4-7	Atmosferic	3-5	5-7
electric energy demand [kWhel/m3 biomethane]	0.25-0.43	0.27	0.49-0.67	0.46	0.46
heating demand and temperature level (celsius)	-	high 120-160	medium 70-80	-	-
consumables demand	-	amine solution (hazardous, corrosive)	organic solvent (nonhazardous)	activated cabon (nonhazardous)	antifouling agent, drying agent
partial load range [%]	50-105	50-100	50-100	85-115	50-100

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

เปรียบเทียบคุณสมบัติเทคโนโลยีการปรับคุณภาพก๊าซชีวภาพเป็นไบโอมีเทน

Parameter	Membrane	Chemical Scrubbing (Amine)	Organic Physical Scrubbing	PSA	Water Scrubbing
number of reference plant	low	medium	low	high	high
typical investment costs [€/(m3/h) biomethane]					
100 m3/h biomethane	7,300-7,600	9,500	9,500	10,400	10,100
250 m3/h biomethane	4,700-4,900	5,000	5,000	5,400	5,500
500 m3/h biomethane	3,500-3,700	3,500	3,500	3,700	3,500
typical operation costs [ct/m3 biomethane]					
100 m3/h biomethane	10.8-15.8	14.4	13.8	12.8	14
250 m3/h biomethane	7.7-11.6	12	10.2	10.1	10.3
500 m3/h biomethane	6.5-10.1	11.2	9	9.2	9.1

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

รายชื่อผู้ผลิตและจัดจำหน่ายเทคโนโลยีการปรับคุณภาพไบโอมีเทน

EnviTec Biogas, ECONET group., DGC Danish Gas Technology Centre, Svenskt Vatten, Avfall Sverige, Läckeby Water Group, Pentair Haffmans, BioSling, Vattenfall, Stockholm Gas, DMT Environmental Technology, Evonik Industries, Lunds Energi Koncernen, Carbotech, Viessmann Group, Air Liquide, Malmberg, Göteborg Energi, MemfoACT, HAASE Energietechnik, Biogas Greenlane A Flotech Group Company, Metener Oy, bioprocess control, Lunds Universitet, BioMil AB biogas, miljö och kretslopp

โดย IEA Bioenergy ปี 2013

หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

ต้นทุนวัตถุดิบและโลจิสติกส์ของพืชพลังงาน

ต้นทุนชีวมวลเปียก (พืชล้มลุก)

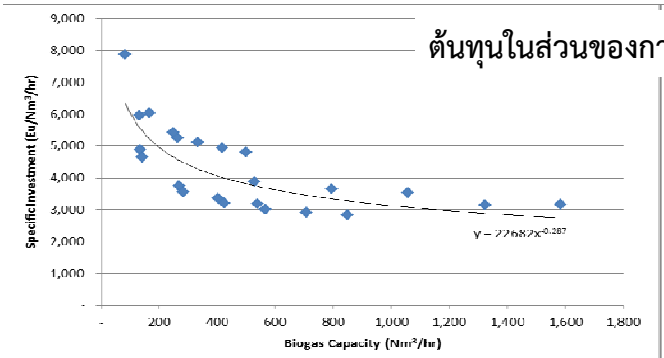
เชื้อเพลิง (บาท/ตัน)	ต้นทุนพืชพลังงาน	การรวบรวม แปรรูป ลำเลียง และการขนส่ง	ต้นทุนรวม (บาท/ตัน)	อัตรา m^3-CH_4/ตัน	ค่าพลังงาน MJ/ตัน	ต้นทุนรวม (B/GJ)	ต้นทุนรวม (B/MBTU)
หญ้าเนเปียร์	300	200	500	57.15	2,057.22	243.2	256.5

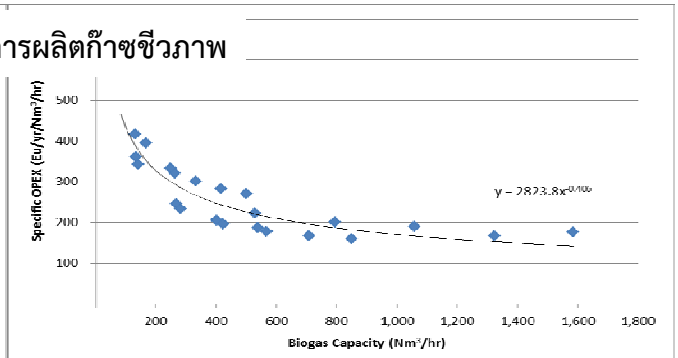
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

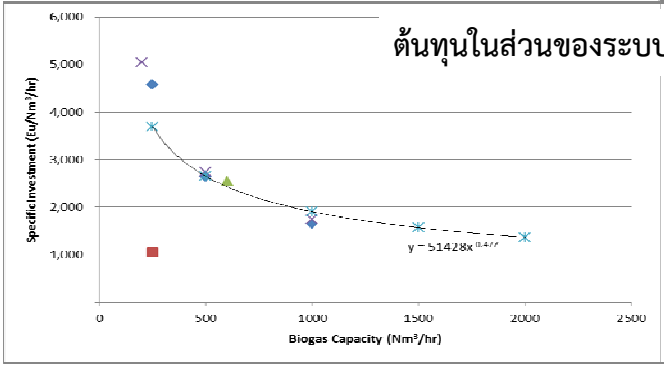
การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทนด้วยระบบก๊าซชีวภาพ

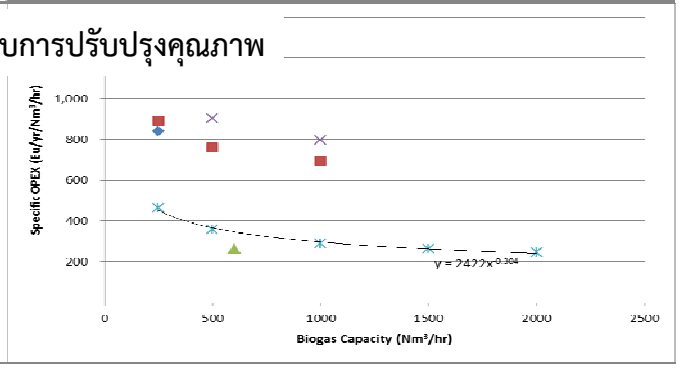
ต้นทุนในส่วนของการผลิตก๊าซชีวภาพ





ต้นทุนในส่วนของระบบการปรับปรุงคุณภาพ





สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

โครงสร้างต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน

BG Capacity	Cost	Unit	BG System	Upgrading System				
				WS	PSA	AS	MS	OS
6,000 m3-BG/day	investment	(MTHB)	52.3	41.5	44.1	62.9	40.7	51.9
(250 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)	3.4	5.1	9.5	6.9	5.4	7.3
(3 ton-CBG/day)		(%)	6.5%	12.2%	21.5%	11.0%	13.3%	14.1%
12,000 m3-BG/day	investment	(MTHB)	85.8	59.7	63.7	82.2	60.1	70.2
(500 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)	5.1	8.2	17.4	11.9	9.4	12.9
(6 ton-CBG/day)		(%)	5.9%	13.8%	27.4%	14.5%	15.6%	18.3%
24,000 m3-BG/day	investment	(MTHB)	140.6	85.8	92.0	107.4	88.6	94.8
(1,000 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)	7.7	13.3	32.1	20.6	16.1	22.6
(12 ton-CBG/day)		(%)	5.5%	15.6%	34.8%	19.2%	18.2%	23.8%
48,000 m3-BG/day	investment	(MTHB)	230.4	123.3	133.0	140.3	130.6	128.1
(2,000 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)	11.6	21.6	59.0	35.5	27.7	39.7
(24 ton-CBG/day)		(%)	5.0%	17.5%	44.4%	25.3%	21.2%	31.0%

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

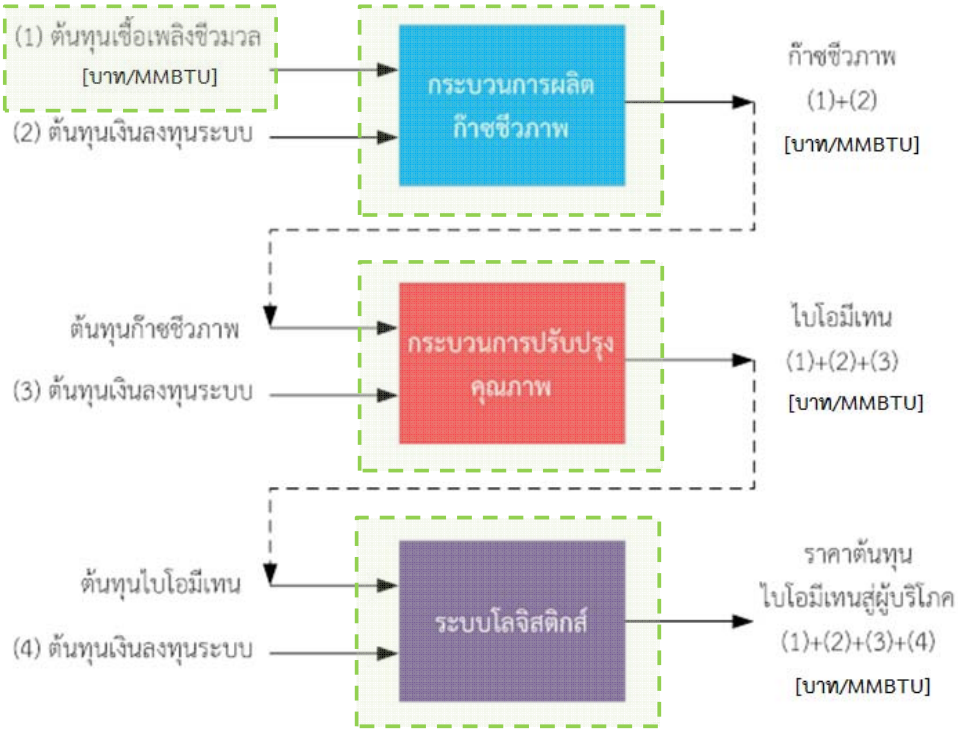
หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. **การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน**
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

แนวคิดในการกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทนที่เหมาะสม



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

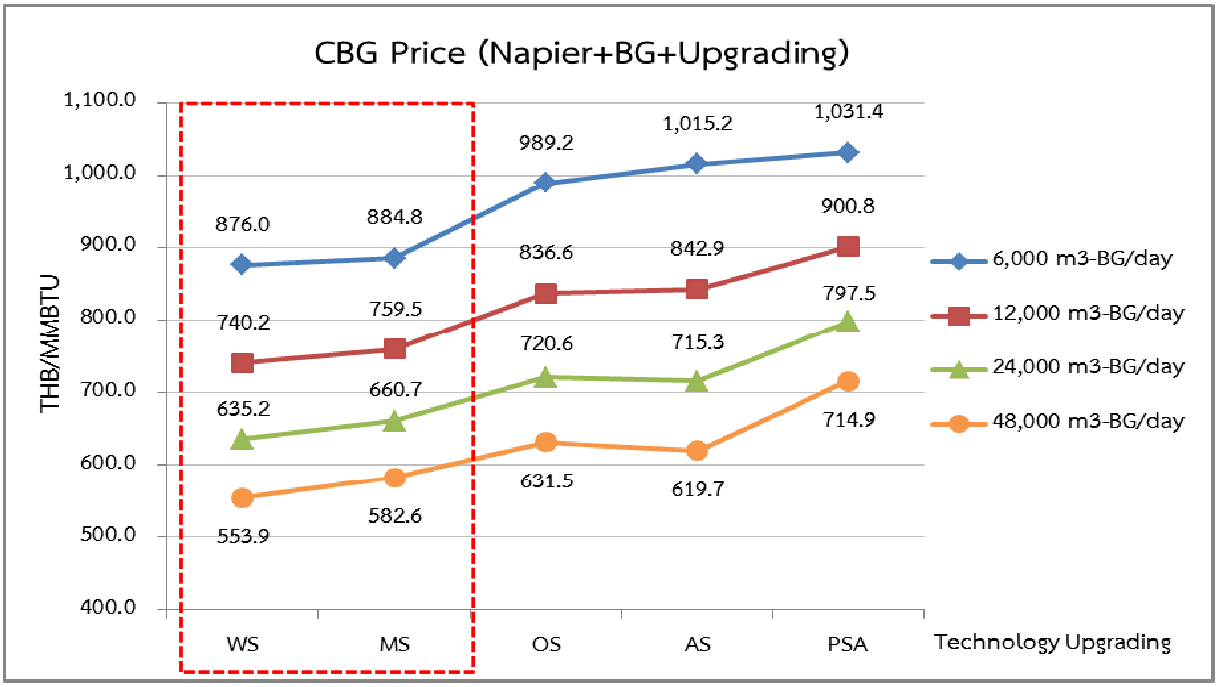
โครงสร้างราคาต้นทุนไบโอมีเทน

BG Capacity	Cost	Unit	Napier	BG System	Upgrading System			
					WS	PSA	AS	MS
6,000 m3-BG/day	Investment	(MTHB)		52.3	41.5	44.1	62.9	40.7
(250 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)		3.4	5.1	9.5	6.9	5.4
(3 ton-CBG/day)		(%)		6.5%	12.2%	21.5%	11.0%	13.3%
	Fuel Cost	(THB/ton)	500.0					
Project IRR 10%	**CBG Price**	**(THB/MMBTU)**	**256.5**	**296.7**	**322.8**	**478.2**	**462.0**	**331.6**
12,000 m3-BG/day	Investment	(MTHB)		85.8	59.7	63.7	82.2	60.1
(500 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)		5.1	8.2	17.4	11.9	9.4
(6 ton-CBG/day)		(%)		5.9%	13.8%	27.4%	14.5%	15.6%
	Fuel Cost	(THB/ton)	500.0					
Project IRR 10%	**CBG Price**	**(THB/MMBTU)**	**256.5**	**236.2**	**247.4**	**408.1**	**350.2**	**266.8**
24,000 m3-BG/day	Investment	(MTHB)		140.6	85.8	92.0	107.4	88.6
(1,000 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)		7.7	13.3	32.1	20.6	16.1
(12 ton-CBG/day)		(%)		5.5%	15.6%	34.8%	19.2%	18.2%
	Fuel Cost	(THB/ton)	500.0					
Project IRR 10%	**CBG Price**	**(THB/MMBTU)**	**256.5**	**188.3**	**190.4**	**352.6**	**270.5**	**215.8**
48,000 m3-BG/day	Investment	(MTHB)		230.4	123.3	133.0	140.3	130.6
(2,000 m3-BG/hr)	O&M	(MTHB)		11.6	21.6	59.0	35.5	27.7
(24 ton-CBG/day)		(%)		5.0%	17.5%	44.4%	25.3%	21.2%
	Fuel Cost	(THB/ton)	500.0					
Project IRR 10%	**CBG Price**	**(THB/MMBTU)**	**256.5**	**150.4**	**146.9**	**308.0**	**212.8**	**175.7**

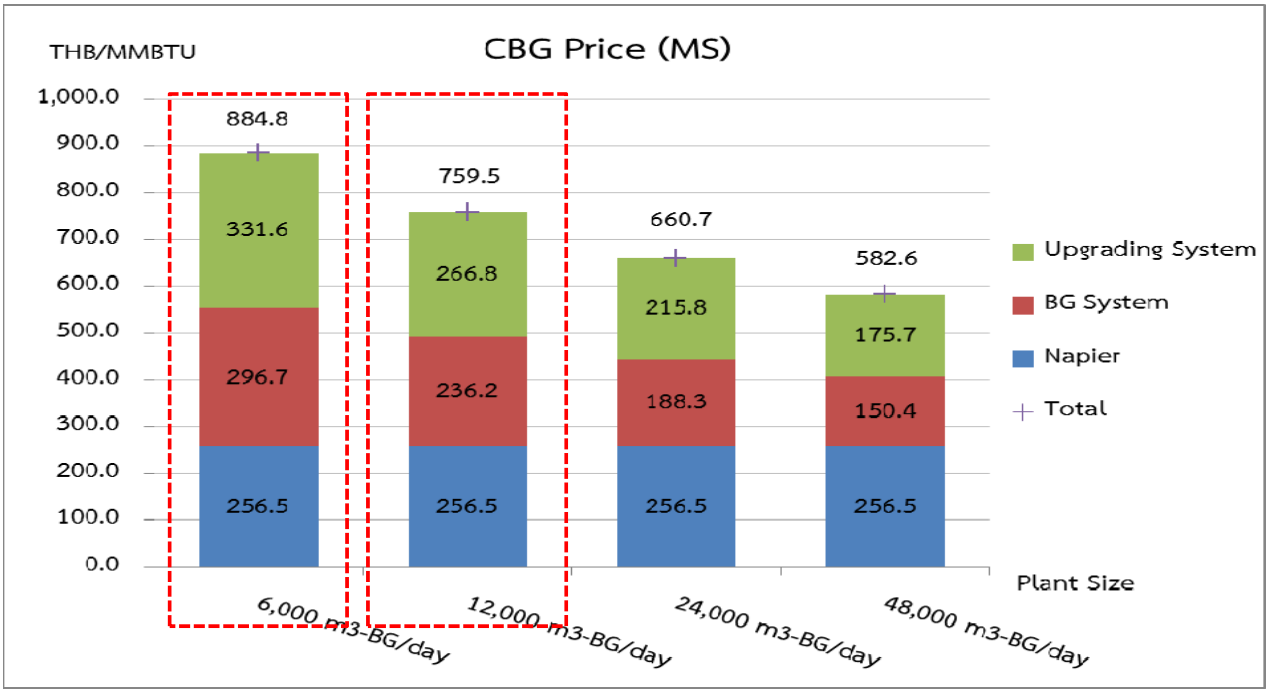
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

เปรียบเทียบโครงสร้างราคาต้นทุนไบโอมีเทน



โครงสร้างราคาต้นทุนไบโอมีเทน

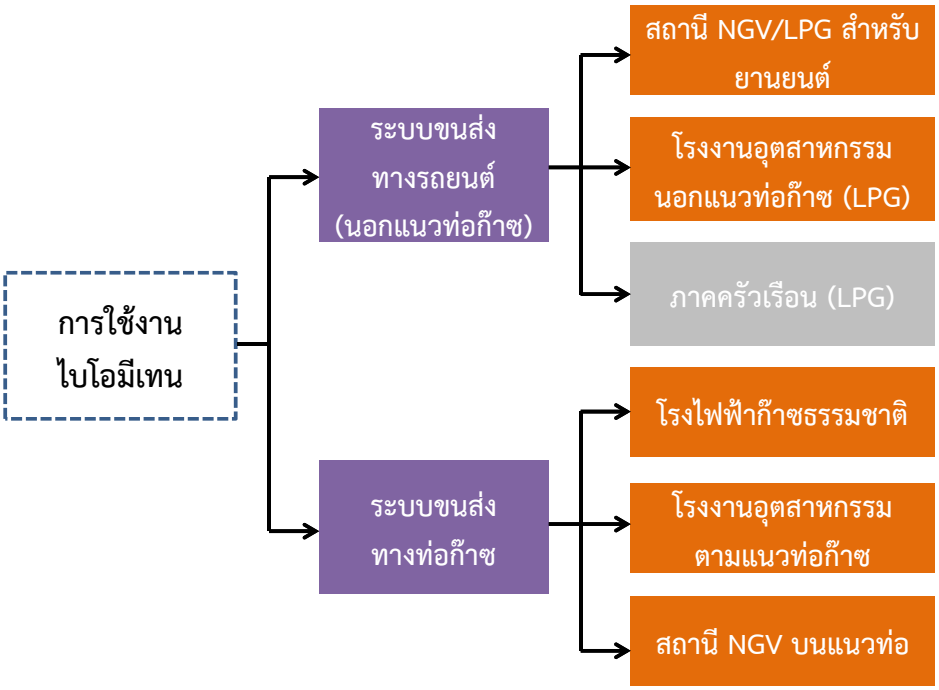


สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

หัวข้อการนำเสนอ

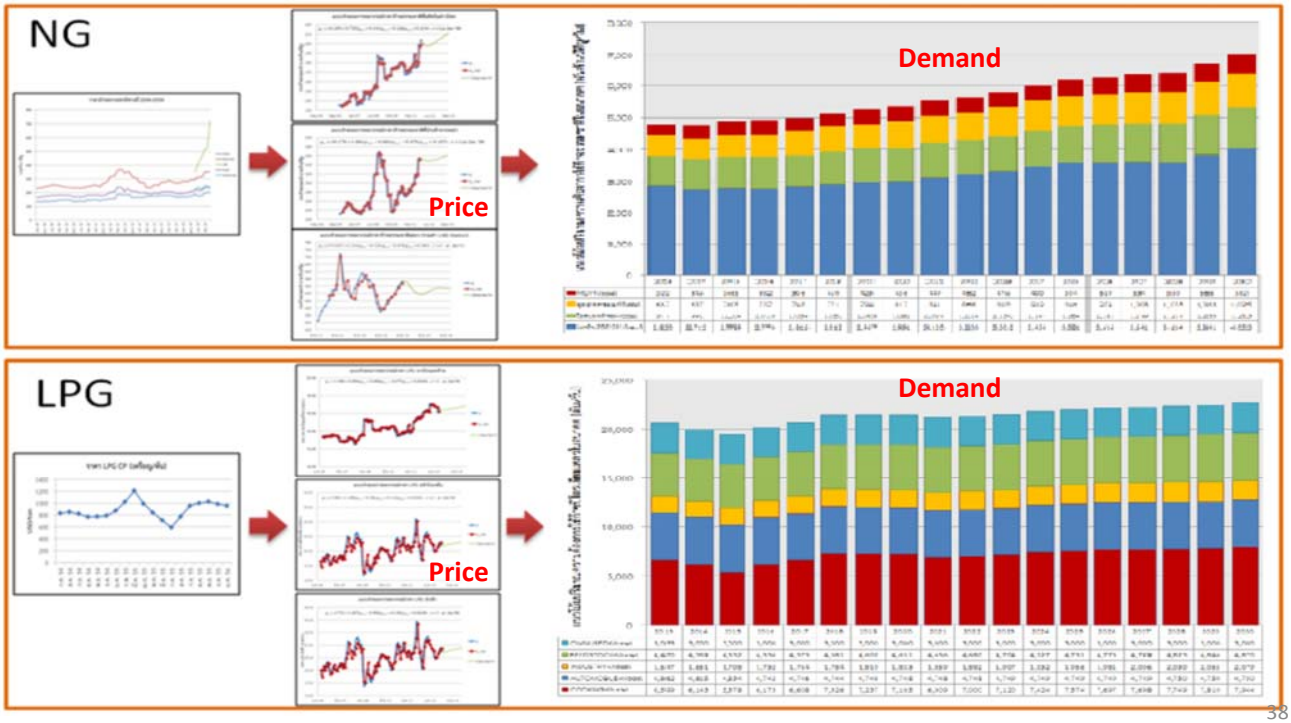
1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. **การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์**
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

รูปแบบการนำไบโอมีเทนไปใช้แทนเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์

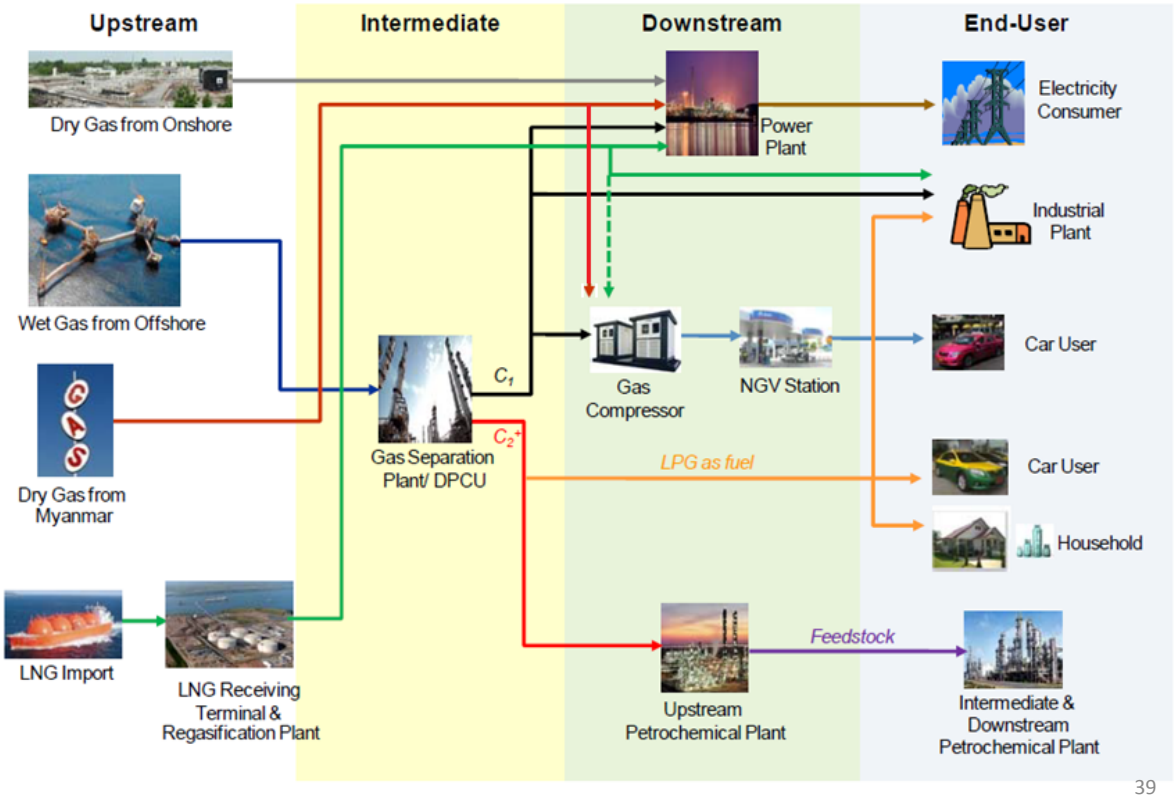


สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

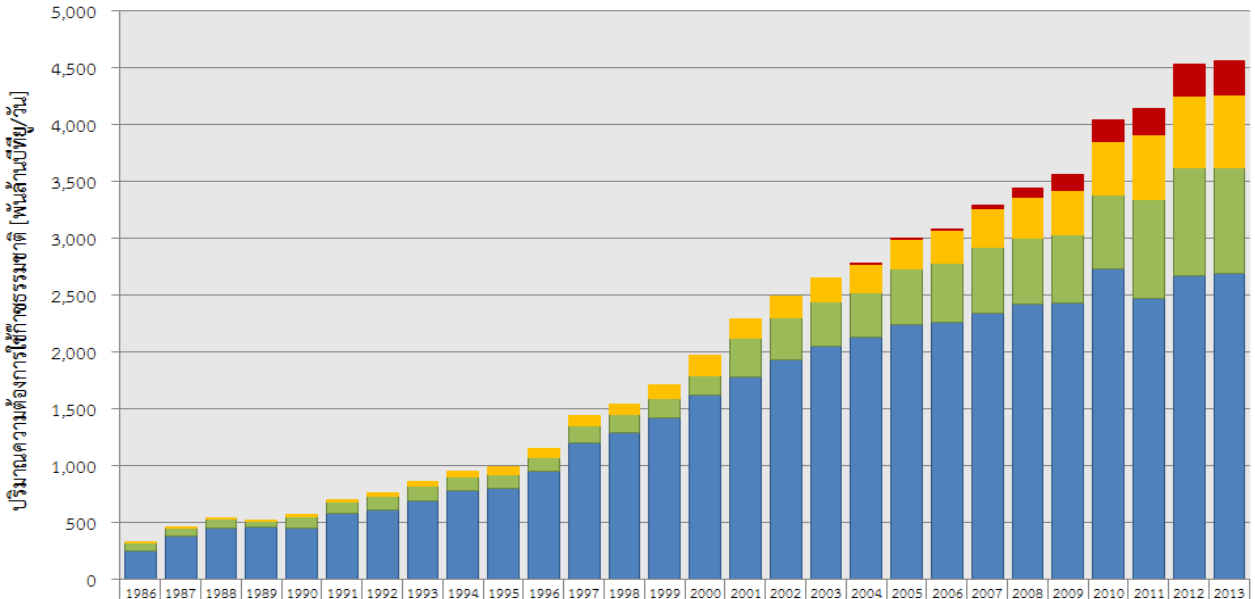
การจัดทำแบบจำลองวิเคราะห์แนวโน้มราคาและความต้องการใช้ NG และ LPG



โครงสร้างการจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทย



ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทย



	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NGV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	6.0	11.0	24.0	77.0	143.0	181.0	231.0	278.0	307.0
อุตสาหกรรม	10.0	4.0	7.0	10.0	17.0	24.0	34.0	41.0	54.0	73.0	78.0	96.0	92.0	123.0	181.0	177.0	198.0	217.0	248.0	258.0	291.0	347.0	361.0	387.0	478.0	569.0	628.0	635.0
โรงแยกก๊าซ	71.0	69.0	74.0	50.0	97.0	98.0	113.0	128.0	117.0	114.0	122.0	146.0	158.0	167.0	175.0	340.0	361.0	385.0	389.0	491.0	527.0	572.0	583.0	599.0	652.0	867.0	958.0	930.0
ไฟฟ้า	246.0	379.0	452.0	463.0	452.0	580.0	612.0	693.0	783.0	801.0	948.0	1,202	1,291	1,423	1,620	1,779	1,936	2,054	2,134	2,242	2,257	2,346	2,423	2,435	2,728	2,476	2,670	2,695

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

การจัดหาก๊าซฯของไทย ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก

1) แหล่งก๊าซฯภายในประเทศ (อ่าวไทย)
2) การนำเข้าก๊าซฯทางท่อจากประเทศพม่า
3) การนำเข้า LNG จากต่างประเทศ

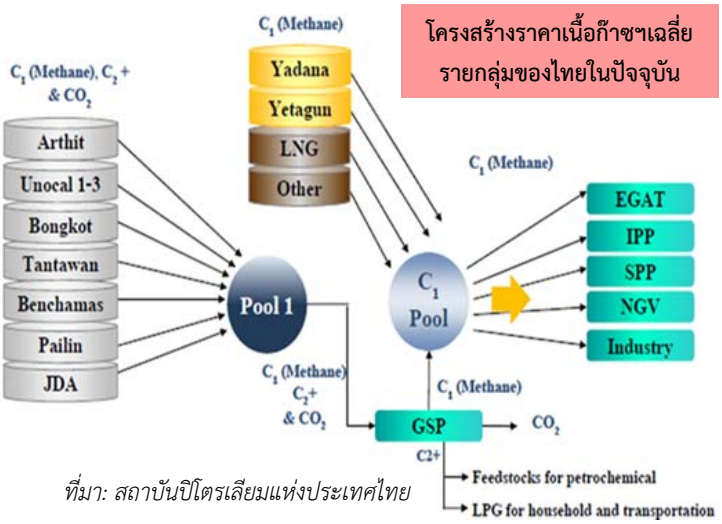
โครงสร้างราคาเนื้อก๊าซฯ แบ่งเป็น 2 กลุ่ม ตามวัตถุประสงค์ของการนำก๊าซธรรมชาติไปใช้ประโยชน์

กลุ่มที่ 1 (Pool 1) เป็นก๊าซฯสำหรับโรงแยกก๊าซของ ปตท. ประกอบด้วย ก๊าซฯจากอ่าวไทย

กลุ่มที่ 2 (Pool 2 หรือ Pool C1) เป็นก๊าซที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของ EGAT IPP SPP และผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วย

- ก๊าซจากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ
- ก๊าซฯจากสหภาพพม่า (ยาดานา, เยตากุน)
- LNG และก๊าซฯจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต

โครงสร้างราคาเนื้อก๊าซฯเฉลี่ยรายกลุ่มของไทยในปัจจุบัน



ที่มา: สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

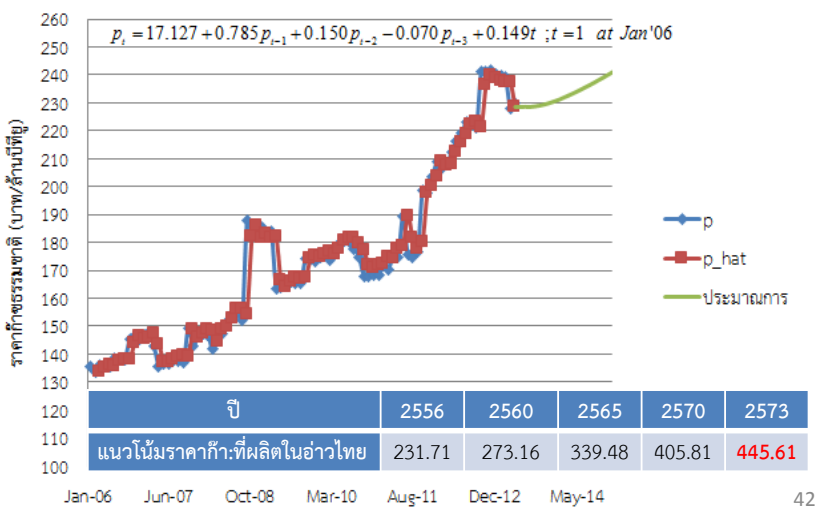
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

(1) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ปากหลุมจากแหล่งในประเทศ

- จากลักษณะของสูตรการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในอ่าวไทยดังกล่าว เราอาจจะกล่าวได้ว่า
- **ราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในอ่าวไทยจะขึ้นอยู่กับแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติในช่วงก่อนหน้าซึ่งสะท้อนสภาวะเศรษฐกิจ อัตราแลกเปลี่ยน และราคาน้ำมันเตาในช่วงที่ผ่านมาเป็นหลัก**

ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซฯ ที่ผลิตในอ่าวไทย

แบบจำลองการพยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในอ่าวไทย

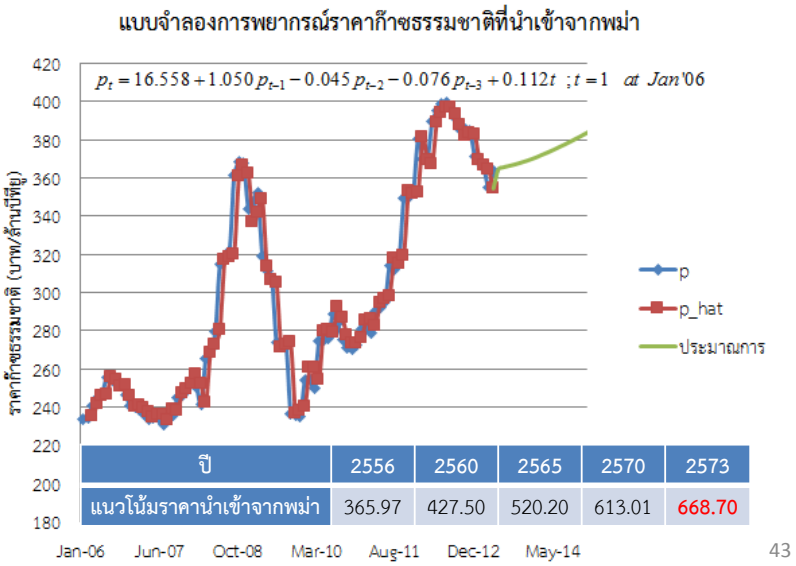


ปี	2556	2560	2565	2570	2573
แนวโน้มราคาก๊าซ:ที่ผลิตในอ่าวไทย	231.71	273.16	339.48	405.81	445.61

(2) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าทางท่อจากประเทศพม่า

- ก๊าซธรรมชาติที่รับซื้อจากพม่ามาจาก 2 แหล่งคือ **แหล่ง Yanada และแหล่ง Yetagun โดยมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 27 ของปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศในปี 2554**
- รูปแบบการรับซื้อเป็นไปตามสัญญาที่ผูกพันแบบรัฐต่อรัฐ (G2G) โดยผ่านความเห็นชอบของรัฐบาล

ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซฯ ที่นำเข้าจากพม่า

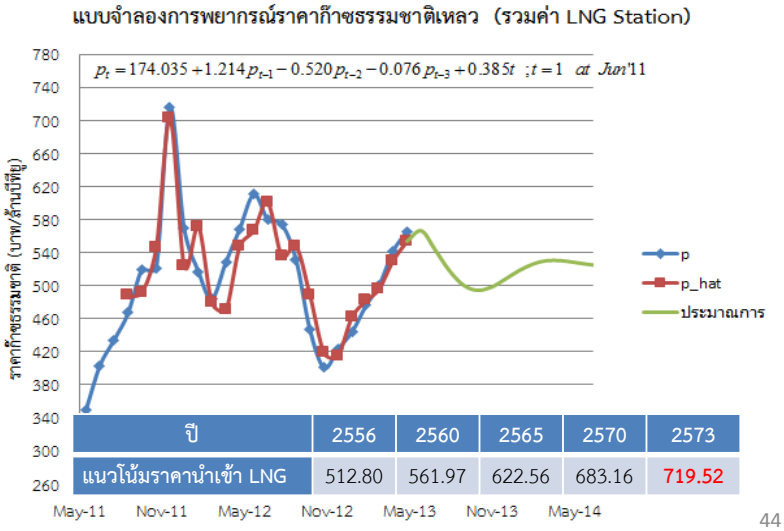


ปี	2556	2560	2565	2570	2573
แนวโน้มราคานำเข้าจากพม่า	365.97	427.50	520.20	613.01	668.70

(3) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าในรูปก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

- ในอนาคตสัดส่วนของความต้องการ LNG มีแนวโน้มสูงมากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเริ่มมีไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ **<u>และจะส่งผลต่อราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซอย่างชัดเจน เนื่องจากต้นทุนราคา LNG มีค่าสูงกว่าก๊าซฯ ที่จัดหาได้จากแหล่งอื่นๆ มาก</u>**
- **หากมีการใช้ไบโอมีเทน เพื่อทดแทนการใช้งานก๊าซธรรมชาติ ไบโอมีเทนจะมาทดแทนการใช้ LNG โดยตรง**

ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซฯ ที่นำเข้าในรูป LNG



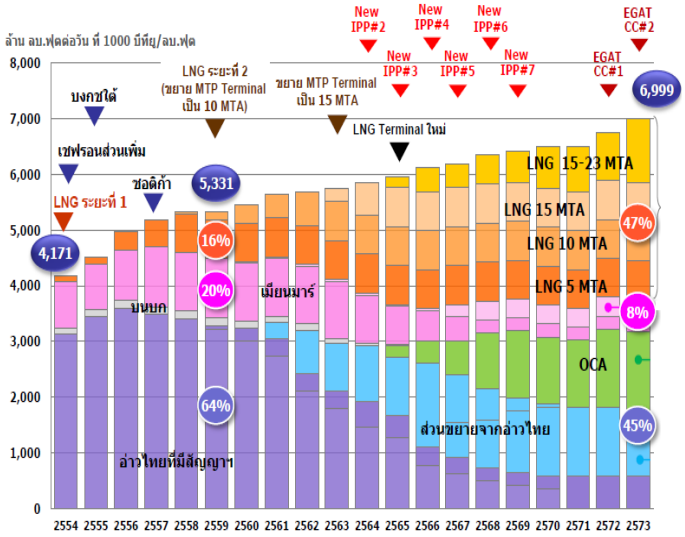
ปี	2556	2560	2565	2570	2573
แนวโน้มราคานำเข้า LNG	512.80	561.97	622.56	683.16	719.52

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ในช่วงปี 2552 – 2573

- แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ในช่วงปี 2552 – 2573 ซึ่งจัดทำโดย ปตท. และสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นดังตาราง



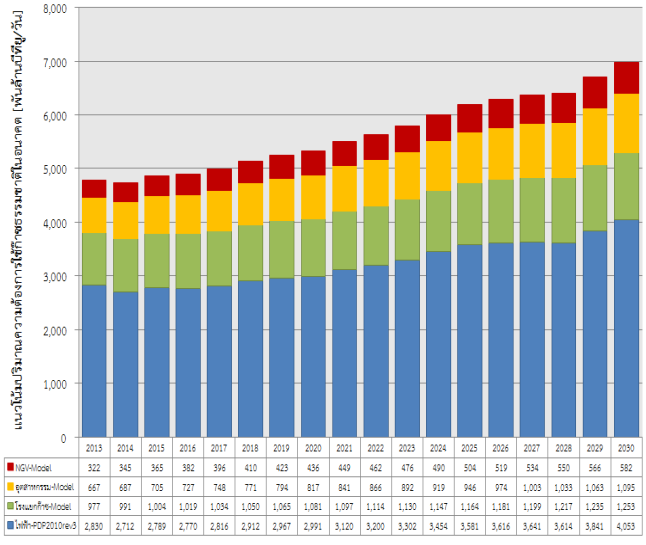
แหล่งก๊าซ	ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (พันล้านบีทียู/วัน)			
	2560	2565	2570	2573
ในประเทศ	3135	1435	360	0
ในประเทศ แหล่งใหม่	225	1307	1518	1576
นำเข้าจากพม่า	1038	683	230	230
นำเข้าจากประเทศอื่น	28	237	1540	1940
LNG	1002	2300	2850	3253
รวม	**5,428**	**5,962**	**6,498**	**6,999**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

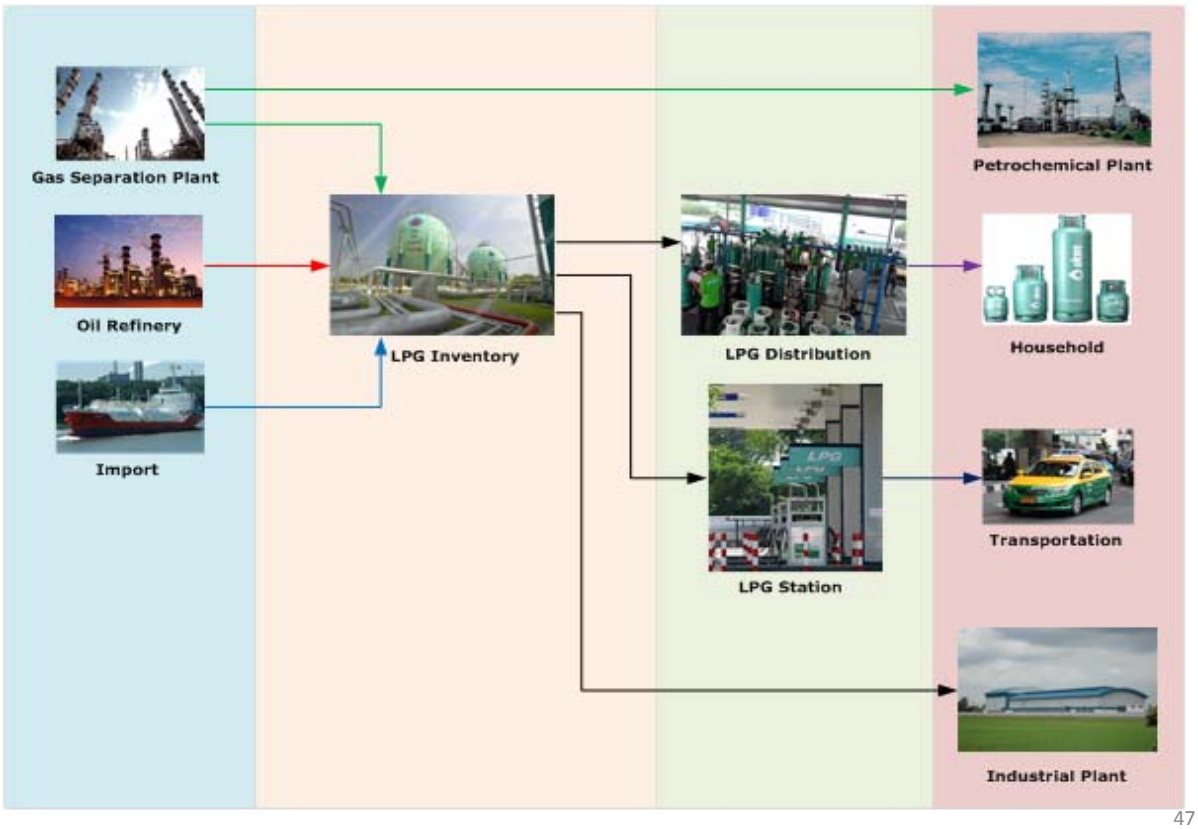
พยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ในช่วงปี 2557 – 2573

- จาก**แบบจำลองที่จัดทำขึ้น** ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยสำหรับผู้ใช้กลุ่มต่างๆ ในช่วงปี 2557 – 2573 เป็นดังตาราง

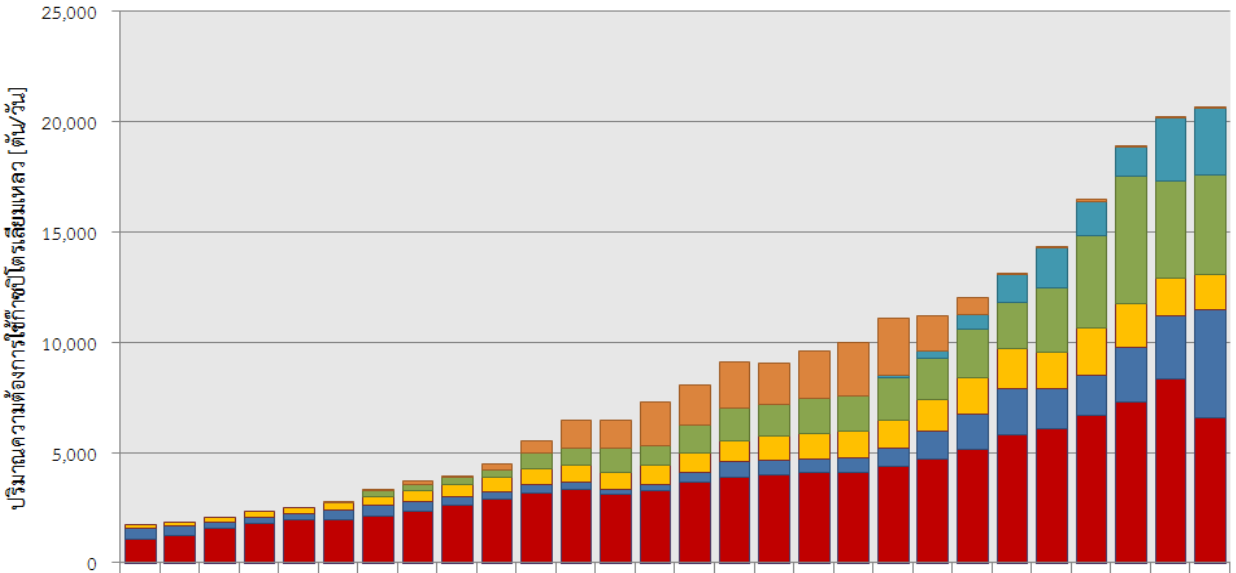


ปี	ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ NG ของประเทศไทย (พันล้านบีทียู/วัน)			
	2560	2565	2570	2573
กลุ่มผู้ใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า	2,816	3,200	3,641	4,053
กลุ่มผู้ใช้ประเภทโรงแยกก๊าซ	1,034	1,114	1,199	1,253
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง	748	866	1,003	1,095
กลุ่มผู้ใช้ภาคขนส่ง	396	462	534	582
รวม	**4,994**	**5,642**	**6,377**	**6,983**

โครงสร้างการจัดหาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของไทย



ความต้องการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวของไทย

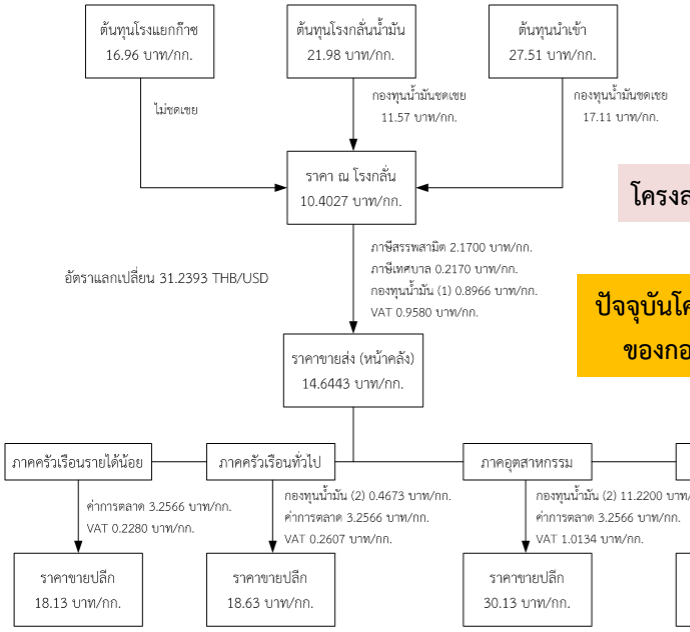


	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EXPORT	-	-	-	-	-	0.24	87.5	129.	39.9	277.	537.	1,29	1,29	1,99	1,83	2,10	1,87	2,10	2,43	2,59	1,57	760.	58.2	41.4	67.6	44.2	27.2	16.5
OWNUSED	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.8	325.	686.	1,27	1,81	1,55	1,32	2,87	3,03
FEEDSTOCK	-	-	-	-	-	-	232.	283.	345.	311.	711.	760.	1,11	881.	1,24	1,52	1,44	1,61	1,59	1,94	1,91	2,18	2,07	2,89	4,18	5,78	4,40	4,47
INDUSTRY	171.	195.	215.	259.	296.	341.	426.	483.	564.	656.	732.	770.	745.	869.	872.	918.	1,09	1,19	1,22	1,25	1,42	1,67	1,81	1,62	2,13	1,96	1,67	1,64
AUTOMOBILE	511.	409.	262.	241.	279.	423.	460.	438.	381.	351.	366.	307.	255.	249.	442.	679.	627.	574.	614.	829.	1,25	1,56	2,11	1,82	1,86	2,52	2,89	4,86
COOKING	1,06	1,25	1,58	1,82	1,96	1,96	2,15	2,36	2,61	2,89	3,19	3,35	3,09	3,30	3,68	3,91	4,02	4,11	4,13	4,39	4,71	5,16	5,80	6,11	6,67	7,27	8,32	6,59

โครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย

การจัดหา LPG ของไทย ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก

1) ผลิตจากโรงแยกก๊าซ
2) ผลิตจากโรงกลั่นภายในประเทศ
3) การนำเข้า LPG จากต่างประเทศ



โครงสร้างราคาก๊าซ LPG ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง ณ วันที่ 1 ก.ย. 56

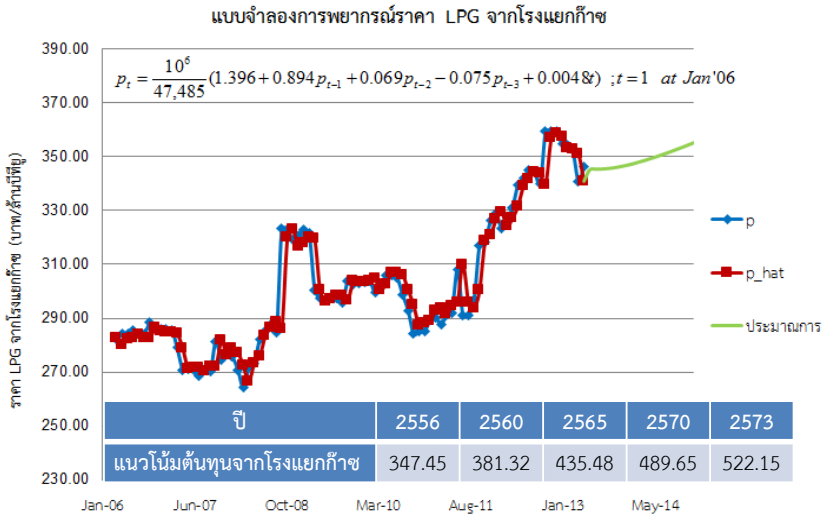
ปัจจุบันโครงสร้างราคา LPG มีการอุดหนุนข้ามกลุ่มเชื้อเพลิงผ่านกลไกของกองทุนน้ำมัน ทำให้ราคาขายมีการบิดเบือนไปจากต้นทุนจริง

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
ENERGY RESEARCH INSTITUTE

(1) ราคาซื้อขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ผลิตจากโรงแยกก๊าซ

- ปัจจุบัน รัฐบาลกำหนดราคารับซื้อ LPG ที่ได้จากโรงแยกก๊าซภายในประเทศให้มีค่าคงที่ ที่ระดับราคา 333 เหรียญสหรัฐต่อตัน และให้โรงแยกก๊าซรับภาระต้นทุนที่เหลือทั้งหมด
- ภาครัฐได้ทำการศึกษาโครงสร้างต้นทุนราคาของ LPG ที่ผลิตได้จากโรงแยกก๊าซเอาไว้ โดย สนพ. ได้ว่าจ้างให้ Deloitte Touche Tohmatsu ร่วมกับ บริษัท เอ็นไวร์เทค คอนซัลแต้นท์ จำกัด เป็นผู้ดำเนินการศึกษาแล้วเสร็จตั้งแต่ปี 2553

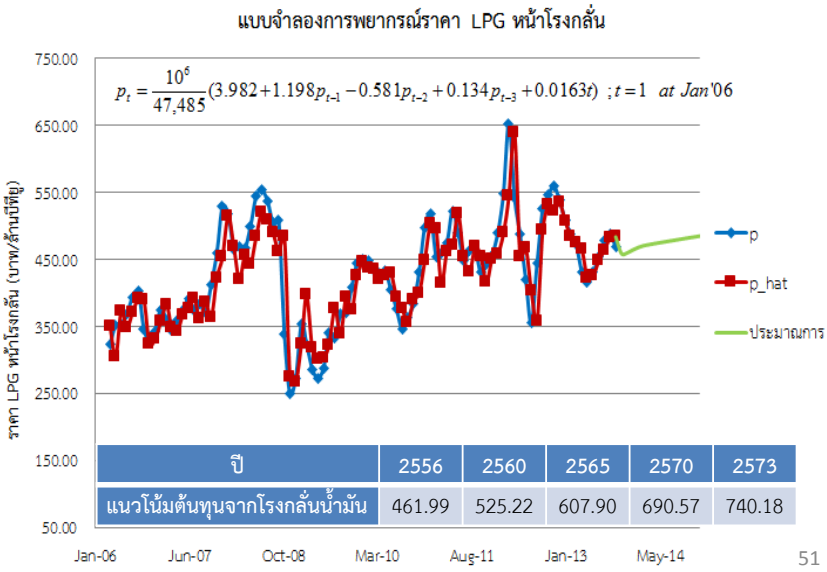
ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้ม<u>ต้นทุน</u> LPG ที่ผลิตจากโรงแยกก๊าซ



(2) ราคาซื้อขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ผลิตจากโรงกลั่นน้ำมัน

- ภาครัฐได้กำหนดให้ต้นทุนการผลิต LPG จากโรงกลั่นน้ำมันคิดเป็นค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักระหว่างราคาประกาศ (Contract Price; CP) ของบริษัท Petromin (ประเทศซาอุดิอาระเบีย) และราคารับซื้อ LPG ของโรงแยกก๊าซซึ่งกำหนดไว้ที่ 333 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยให้น้ำหนักแก่ราคาประกาศ 76% และราคารับซื้อจากโรงแยกก๊าซ 24% ตามลำดับ

ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้ม<u>ต้นทุน</u> LPG ที่ผลิตจากโรงกลั่นฯ

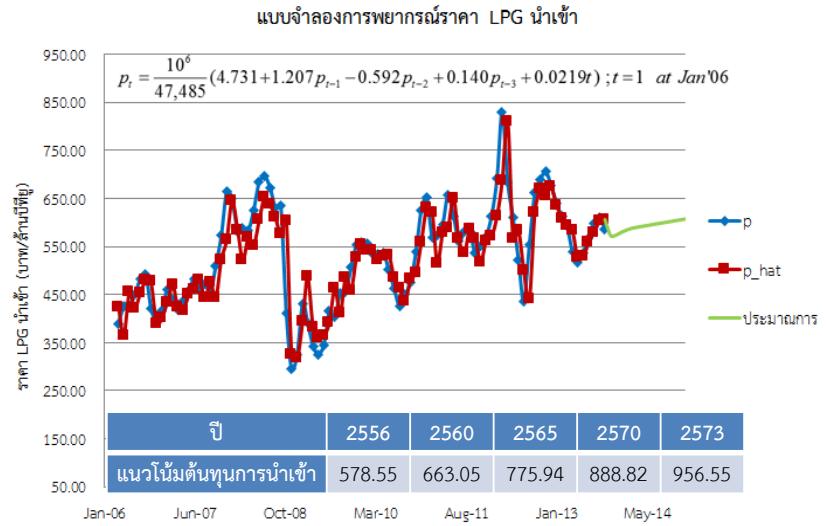


ปี	2556	2560	2565	2570	2573
แนวโน้มต้นทุนจากโรงกลั่นน้ำมัน	461.99	525.22	607.90	690.57	740.18

(3) ราคาซื้อขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่นำเข้าจากต่างประเทศ

- ในอนาคตสัดส่วนของความต้องการ LPG นำเข้า จะมีแนวโน้มสูงมากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากกำลังผลิตในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ <u>และจะส่งผลต่อราคาต้นทุน LPG เฉลี่ยอย่างชัดเจน เนื่องจากต้นทุนราคานำเข้ามีค่าสูงกว่าต้นทุนที่จัดหาได้จากแหล่งอื่นๆ มาก</u>
- หากมีการใช้ไบโอมีเทน เพื่อทดแทนการใช้งาน LPG ในกระบวนการความร้อน ไบโอมีเทนจะมาทดแทนการนำเข้าโดยตรง

ผลการสร้างแบบจำลองพยากรณ์แนวโน้ม<u>ต้นทุน</u> LPG ที่นำเข้าฯ



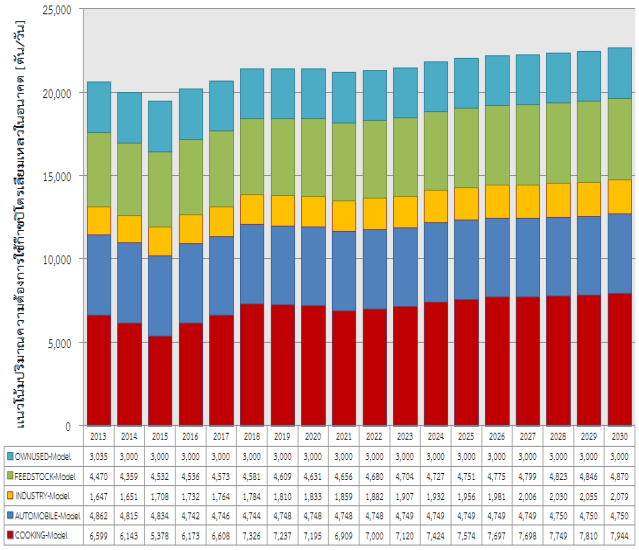
ปี	2556	2560	2565	2570	2573
แนวโน้มต้นทุนการนำเข้า	578.55	663.05	775.94	888.82	956.55

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

พยากรณ์ความต้องการใช้ LPG ของประเทศไทย ในช่วงปี 2557 – 2573

- จาก**แบบจำลองที่จัดทำขึ้น** ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทยสำหรับผู้ใช้กลุ่มต่างๆ ในช่วงปี 2557 – 2573 เป็นดังตาราง



ปี	ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ LPG ของประเทศไทย (พันล้านบีทียู/วัน)			
	2560	2565	2570	2573
กลุ่มผู้ใช้ภาคครัวเรือน	314	332	366	377
กลุ่มผู้ใช้ภาคขนส่ง	225	225	226	226
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี	217	222	228	231
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง	84	89	95	99
ใช้เองในโรงกลั่น	142	142	142	142
รวม	**982**	**1,010**	**1,057**	**1,075**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ปริมาณความต้องการใช้ NG และ LPG ที่สามารถทดแทนได้ด้วยไบโอมีเทน

ปี	ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ NG ของประเทศไทย (พันล้านบีทียู/วัน)			
	2560	2565	2570	2573
กลุ่มผู้ใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า	2,816	3,200	3,641	4,053
กลุ่มผู้ใช้ประเภทโรงแยกก๊าซ	1,034	1,114	1,199	1,253
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง	748	866	1,003	1,095
กลุ่มผู้ใช้ภาคขนส่ง	11,016 396	12,852 462	14,855 534	16,191 582
รวม	**4,994**	**5,642**	**6,377**	**6,983**
รวมศักยภาพ	3,960	4,528	5,178	5,730

ปี	ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ LPG ของประเทศไทย (พันล้านบีทียู/วัน)			
	2560	2565	2570	2573
กลุ่มผู้ใช้ภาคครัวเรือน	314	332	366	377
กลุ่มผู้ใช้ภาคขนส่ง	6,259 225	6,259 225	6,287 226	6,287 226
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี	217	222	228	231
กลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง	2,337 84	2,476 89	2,643 95	2,754 99
ใช้เองในโรงกลั่น	142	142	142	142
รวม	**982**	**1,010**	**1,057**	**1,075**
รวมศักยภาพ	309	314	321	325

เทียบเท่าไบโอมีเทน (ตัน/วัน)	2560	2565	2570	2573
	19,612	21,587	23,785	25,232

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

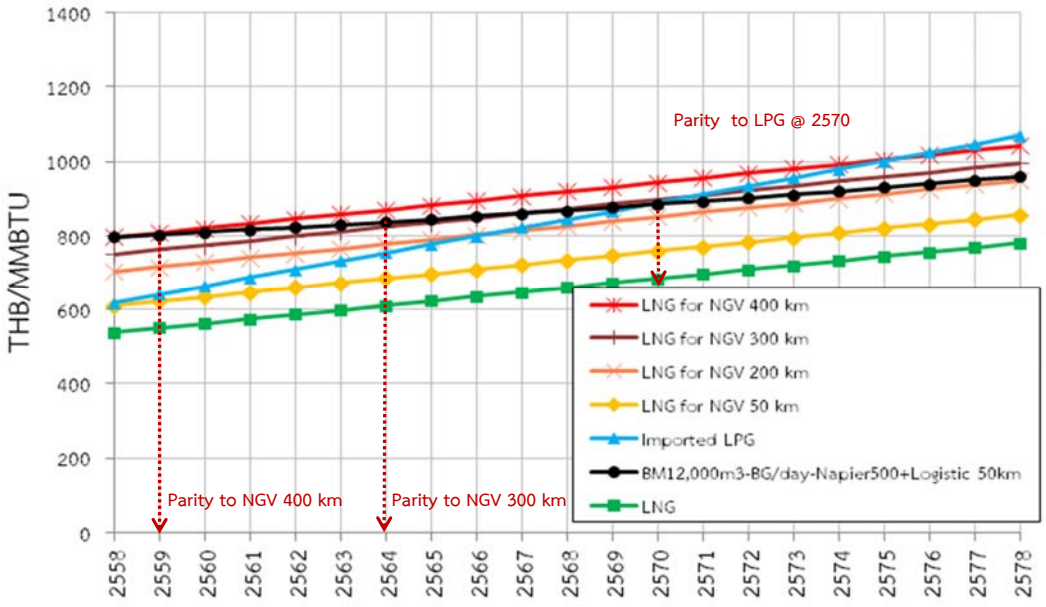
หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. **การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน**
6. ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทนทดแทนเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

หัวข้อการนำเสนอ

1. เทคโนโลยีการผลิตไบโอมีเทน
2. การสำรวจต้นทุนกระบวนการผลิตไบโอมีเทน
3. การกำหนดรูปแบบต้นทุนราคาไบโอมีเทน
4. การวิเคราะห์สถานการณ์พลังงานเชิงพาณิชย์
5. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการใช้ไบโอมีเทน
6. **กลุ่มเป้าหมายของการส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทน**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการใช้งานไบโอมีเทนทดแทนการใช้เชื้อเพลิงความร้อน

- ภาครัฐควรให้ความสำคัญกับการเร่งส่งเสริมการใช้ไบโอมีเทนเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาตินอกแนวท่อก๊าซก่อนโดยเฉพาะพื้นที่ห่างไกลจากแนวท่อมากกว่า 300-400 ก.ม. เนื่องจากมีแนวโน้มเกิดสภาวะสมดุลราคา (Parity) ได้เร็วที่สุด
  - ผู้ใช้กลุ่มรถยนต์ CNG (หรือ NGV)
- ภาครัฐควรให้ความสำคัญกับการเร่งส่งเสริมการใช้ไบโอมีเทนเพื่อทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงความร้อนนอกแนวท่อก๊าซในลำดับถัดมา เนื่องจากมีแนวโน้มเกิดสภาวะสมดุลราคา (Parity) ได้ตั้งแต่ปี 2570 เป็นต้นไป
  - ผู้ใช้กลุ่มรถยนต์ LPG โดยสนับสนุนให้เปลี่ยนมาใช้ CBG/CNG
  - ผู้ใช้กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมนอกแนวท่อที่ต้องการความร้อนที่มีคุณภาพมากกว่าไบโอก๊าซ
- สำหรับการส่งเสริมการใช้ไบโอมีเทนเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติในแนวท่อก๊าซ จะต้องมีมาตรการส่งเสริมพิเศษ เนื่องจากแม้ว่าไบโอมีเทนจะมีราคาสูงกว่า LNG แต่ก็เกิดประโยชน์ต่อประเทศมากกว่า
  - การส่งเสริมด้านการพัฒนาเทคโนโลยี เช่น ด้านเทคโนโลยีการผลิตก๊าซ การพัฒนาผลผลิตด้านเกษตรกรรม ฯลฯ
  - มาตรการช่วยเหลือด้านการเงินจากภาครัฐ
  - มาตรการอื่นๆ

การวิเคราะห์ความสามารถการใช้งานไบโอมีเทนเชิงพื้นที่