



กระจายศูนย์การผลิตไฟฟ้าไทย:
สู่ระบบพลังงานที่ยั่งยืน

DECENTRALIZING THAI POWER:
TOWARDS A SUSTAINABLE
ENERGY SYSTEM

GREENPEACE



www.palangthai.org

กลุ่มพลังไท เป็นกลุ่มองค์กรที่เป็นกลางทางกำไรของประเทศไทย ทำงานเพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีจาก
สังคมสู่สังคมที่ปราศจากมลพิษทางอากาศและสิ่งแวดล้อมในภาคการขนส่งทางบกของประเทศไทย

Palang Thai is a Thailand-based non-profit organization that works to ensure that the transformations
that occur in the region's energy sector are economically rational, and that they augment, rather than
undermine, social and environmental justice and sustainability.

ผู้เขียน : คริส กรีนเจน กับ จิม ฟอเทอ

ชื่อเดิมคือ กรังกร ไรเฟอ-วิเชตกรวิชัย
บทคัดย่อ 2549

- USSTU/กรังกร : สตรา ดะห์กรัส
- กรังกรมูลนิธิ : ไรเฟอวิเชตกร วิชัย
- ผู้แปลภาษาไทย : ธีรวิ วัฒนานนท์
- ออกแบบและจัดเลย์ : สตีเวน นอร์ธเวสท์
- เลย์เอาต์และจัดพิมพ์ : เอมี่ กรูฟลิน่า กรังกรพลังงาน

Author: Chris Greacen
Jim Fotner

Published by Greenpeace Southeast Asia
November 2006

- Editor : Tara Buakamsri
- Contributions : Shalinda Yashwant
- Thai Language Translation : Pipob Udomtippong
- Layout Design : Sorasai Northyasakul
- Printing : AP Graphic Design & Printing

กรังกรพลังงานหมุนเวียนไทย : สู่ระบบพลังงานที่ยั่งยืน
DECENTRALIZING THAI POWER :
TOWARDS A SUSTAINABLE ENERGY SYSTEM



สารบัญ

คำนำ	4
บทสรุปผู้บริหาร	8
1. ระบบพลังงานไทยปัจจุบัน	14
1.1 วัฒนธรรมที่เป็นเจ้าของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์	14
1.2 ลักษณะของระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน	18
2. บทบาทและการปฏิบัติในภาคพลังงานของไทยซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาระบบพลังงานทดแทน	22
2.1 ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ซับซ้อน	22
2.2 บทบาทของรัฐในกระบวนการผลิตไฟฟ้า	24
2.3 การตัดสินใจโดยยึดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	26
2.4 แหล่งรายได้ที่ซับซ้อน	26
2.5 แนวโน้มการขยายตัวของความต้องการไฟฟ้าภาคครัวเรือน	28
2.6 กระบวนการวางแผนพัฒนาพลังงานที่ล่าช้าและไม่โปร่งใส	32
3. การประเมินความต้องการไฟฟ้าในอนาคตที่สอดคล้องกับความจริงของไทย	44
3.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2549 และแผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้า 2549 (ฉบับร่าง)	44
3.2 ภารกิจของประชาสังคมไทยต่อการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า 2549	46
4. ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ทางเลือกที่ยั่งยืนเพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานของไทย	52
4.1 ศักยภาพของพลังงานทดแทน	52
4.2 ศักยภาพของประสิทธิภาพด้านพลังงาน	56
4.3 ศักยภาพของการมีส่วนร่วมไฟฟ้า-ครัวเรือน	60
5. โทศสุจริตแล้วเราทำอะไรได้บ้าง ที่แท้จริงจะเท่า?	66
6. บทสรุปและข้อเสนอแนะ	76
ภาคผนวก 1 ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์คืออะไร?	85
ภาคผนวก 2 ภูมิบทบาทหลัก หน้าที่ และนโยบาย	88
เชิงบรรณ	98
ข้อมูลอ้างอิง	99

Table of Contents

Forward	5
Executive Summary	9
1. The Current Energy System of Thailand	15
1.1 Some Positive Steps for Decentralized Energy	15
1.2 Thailand's Current Electricity Mix	19
2. Barriers to Clean Energy: Thai Power Sector Policies and Practices	23
2.1 A Distorted Regulatory Regime	23
2.2 A Complicated Licensing Cabinet Resolution	25
2.3 EGAT's Unilateral Decision	27
2.4 A Conflict of Interest	27
2.5 A Tendency to Overestimate Future Demand	29
2.6 A Opaque Power Development Planning Process	33
3. A Realistic Assessment of Thailand's Future Electricity Needs	45
3.1 The 2006 Load Forecast and the Preliminary Power Development Plan 2006	45
3.2 Thai Civil Society Response to the 2006 Load Forecast	46
4. Decentralizing Thai Power: A Clean Energy Alternative to Meeting Thailand's Energy Needs	52
4.1 Renewable Energy Potential	52
4.2 Energy Efficiency Potential	57
4.3 Combine Heat and Power Potential	61
5. Putting It Together: What Is Possible If We Put Our Minds To It?	66
6. Conclusions and Recommendations	76
Annex 1: What is Decentralized Energy?	92
Annex 2: Key Players, Roles and Policies	95
Endnotes	98
Reference	99

บทสรุปผู้บริหาร

รายงานฉบับนี้นำเสนอวิสัยทัศน์ของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทนสูงต่อสังคมไทย โดยคำนวณบนพื้นฐานการพิจารณาของรัฐบาลไทยและประชาชาติโลก วิสัยทัศน์ดังกล่าวตั้งอยู่บนสมมติฐานว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ขาดประสิทธิภาพและต้นทุนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นจะถูกลดลง และจะเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของรัฐบาลไทยและการศึกษาของธนาคารโลก การเปรียบเทียบแสดงให้เห็นศักยภาพของประเทศไทยใน

การตอบสนองการเติบโตของความต้องการด้านพลังงานในอนาคต โดยการให้แผนพลังงานแบบบูรณาการและกระจายศูนย์ ซึ่งประกอบด้วยประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้น หลังจกแผนหมุนเวียนที่สะอาด และรวมการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่มีประสิทธิภาพ (Combined Heat and Power: CHP) การอบที่ 1) ซึ่งทำให้เงินลงทุนที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติแบบรวมศูนย์ และการนำไฟฟ้าที่ผลิตจากรถไฟจากประเทศเพื่อนบ้าน ตามที่แสดงไว้ในแผนพัฒนาพลังงานกำลังผลิตไฟฟ้าของรัฐบาล

This report puts forward a vision of a clean and profitable Power Development Plan (PDP)⁴ for Thailand, based on Government and World Bank figures alone. This vision is then contrasted with the current inefficient, fossil fuel-inte PDP from state generator EGAT⁵ that determines Thai energy planning. The comparative demonstrates that, even according to relatively conservative assessments of potential identified by numerous Government and World Bank Commissioned studies, as

illustrated in the table, Thailand's potential for meeting its future growth in energy demand through a decentralized energy mix⁶ of energy efficiency, renewable energy and efficient Combine Heat and Power generation (CHP - see Box 1) is large enough to negate the need for the new non-commoditized centralized coal and gas generation capacity and hybrid power imports specified in the government's PDP.

เปรียบเทียบระหว่าง “ร่างแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.” กับ “แผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน”
Comparison between “Draft EGAT PDP” and “Clean, profitable PDP”

ร่างแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้าของกฟผ. Draft EGAT PDP 2006

แผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน Clean, profitable PDP 2006

	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่ใช้งานได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW		กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่ใช้งานได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW
กำลังผลิตติดตั้งปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952		26,457	24,952
กำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Additions through year 2016	20,947	19,755		20,947	19,755
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน Centralized fossil fuel power plants	3,195	3,013		3,195	3,013
การนำเข้าไฟฟ้า (ส่วนใหญ่เป็นโครงการไฟฟ้าขนาดใหญ่) Imports (mostly large hydropower)	1,074	537		1,074	537
พลังงานทดแทน Renewables (PPS)					
โรงไฟฟ้าถ่านหิน-ความร้อน Combine Heat and Power (CHP)					
ประสิทธิภาพด้านพลังงาน/การวัดการสำรองไฟฟ้า Energy Efficiency/DSM					
การริเริ่มโครงการใช้ไฟฟ้า (50% ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) Demand response programs (5% of peak)					
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด Total capacity	51,672	48,256		47,191	39,797
พยากรณ์ความต้องการสูงสุดปี 2559 (ปรับแก้แล้ว) 2016 peak demand (corrected forecast)	34,612			34,612	
กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	39.4%			15.0%	

โครงการที่ดำเนินไปอย่างช้าๆ โดยรัฐบาลไทยและหน่วยงานพัฒนาพลังงานเพื่อสนับสนุนโครงการวิจัยพลังงานทดแทน พลังงานหมุนเวียน และการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน แม้จะถูกบังคับการกรับซื้อที่รวมแต่ก็มีผู้ศึกษาภาพแยกย่อยที่สนใจบางประเภทไปสู่ระบบพลังงานแบบบูรณาการ การวิจัยผู้วิจัยและรอด ตามที่กล่าวถึงไว้ในแผนพัฒนาที่กล่าวถึงไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน

ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่ยังไม่ได้รับประโยชน์ เช่นเดียวกับความสามารถของประเทศไทยในการลดความต้องการพลังงาน และการขาดเทคโนโลยีเพื่อผลิตพลังงานที่ปรับใช้ร่วมกัน อย่างไรก็ตาม การผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน เทคโนโลยีที่ปรับใช้ร่วมกัน อย่างไรก็ตาม พลังงานจากอุปสงค์ที่ผูกพันกันซึ่งขัดขวางการวิจัย และขัดขวางการวิจัยพัฒนาไปสู่การใช้พลังงานหมุนเวียนแบบบูรณาการวิจัยอื่น

อุปสรรคหลักที่ปรากฏ

- ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ซับซ้อน ซึ่งส่งเสริมการขยายกำลังการผลิตและการที่เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ราคาต้นทุนต่ำเกินไป โดยไม่คำนึงถึงผลตอบแทนจากการวิจัยพลังงานหมุนเวียน
- มลพิษและปริมาณที่จำกัดของก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้เพียง 50 ของการผลิตไฟฟ้าในหมื่นล้านของ กWh. ซึ่งมีปริมาณที่จำกัด
- การตัดสินใจที่ยืดเยื้อของ กกพ. ในปี 2541 ที่ยุติการวิจัยไฟฟ้าจากโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแบบกระจายศูนย์รายใหม่จำนวนมาก
- ผลประโยชน์ที่ซับซ้อน เนื่องจากการมีอำนาจควบคุมเหนือระบบส่งไฟฟ้าของ กกพ.

- แนวโน้มในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่เน้นความต้องการที่มากกว่าของคณะกรรมการพลังงานทดแทนและการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดการสูญเปล่าในไฟฟ้า(แบบผลิต) จนมากเกินไป
- กระบวนการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่โปร่งใส ซึ่งละเอียดถี่ถ้วนและเชิงรุกที่ผู้ลงทุนสามารถเข้าถึงได้ และเปิดให้มีการตรวจสอบและคัดค้านจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอก

รายงานฉบับวิจัยของเอเนโคโนมิกส์เกี่ยวกับนโยบาย

ผลทางนโยบายของหลักการเปิดโอกาสที่ชัดเจน

- ปฏิรูปกระบวนการวางแผนด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้เป็นกระบวนการวางแผนทรัพยากรแบบบูรณาการ (integrated Resource Planning) มีการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการ และมีการจรรยาบรรณที่เข้มงวด ทั้งในแง่การนำทรัพยากรพลังงานและพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะช่วยให้หน่วยงานพลังงานของรัฐบาลสามารถที่จะดำเนินการด้านเศรษฐกิจที่สอดคล้องกัน ควบคู่กันกับแผนพัฒนาพลังงานที่ก่อให้เกิดต้นทุนที่น้อยที่สุด พร้อมกับข้อเสนอแนะ การปรับปรุงระเบียบข้อบังคับที่สนับสนุนการขยายตัวของพลังงานทดแทนที่เอื้ออำนวยต่อการพัฒนาประเภทต่าง ๆ ไปด้วย
- เพิ่มเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนจากร้อยละ 8 ในปี 2554 เป็นร้อยละ 10 ภายในปี 2559 และเพิ่มระบบประกันราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (feed-in tariffs) เพื่อส่งเสริมการกระจายตัวของพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ การมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายเพื่อให้การเข้าถึงพลังงานที่สะอาดมากขึ้น การวิจัยที่ผู้จัดทำข้อเสนอแนะที่วางการพัฒนาระบบไฟฟ้า-ความร้อนให้เหมาะสมออกไป

- ก่อตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ความสามารถ เป็นอิสระ และเป็นอิสระ ซึ่งมีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลให้การผลิตพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนไปสู่ระบบพลังงานแบบบูรณาการทางกฎหมาย อย่างไรก็ตามสิ่งที่ควรพิจารณาให้มีความสำคัญคือการดำเนินการที่

ประโยชน์จากการเปลี่ยนแปลงไปสู่ระบบนี้คือ

- ช่วยประหยัดทรัพยากรทางการเงินที่สำคัญ ความโปร่งใสรูปภาพของการผลิตพลังงานแบบรวมศูนย์ที่พึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเหตุให้พลังงานมากกว่าครึ่งหนึ่ง "ถูกปล่อยไป" ในรูปของความร้อนที่ถูกลอยทิ้งออกจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล การนำเทคโนโลยีการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนมาใช้จะเป็นการนำของเสียกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ ช่วยประหยัดเชื้อเพลิงลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และช่วยประหยัดเงินค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า รวมถึงบ้านเรือนของชน และเมื่อไฟฟ้ามาถึงบ้านเรือนของเรา การวิจัยที่มุ่งใช้ไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนงานครัววัยที่ประหยัดไฟฟ้าได้มากขึ้นคือ

- ลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ของไทยผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีราคาผันผวนและสูง (ส่วนมากจากจีน) โครงสร้างที่เป็นอยู่มีความเสี่ยงสูงที่ผู้บริโภคไทยจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานแห่งชาติ เนื่องจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลในไทยมีอยู่อย่างจำกัด การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมดทางตะวันออกของประเทศไทยจะทำให้เกิดความเชื่อมโยงของเชื้อเพลิงอย่างส่งต่อที่ราคาจะถูกส่งผ่านมายังผู้บริโภค การวิจัยที่มุ่งใช้ไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนงานครัววัยที่ประหยัดไฟฟ้าได้มากขึ้นคือ

- ลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก เราจำเป็นต้องเลือกทางอย่างชาญฉลาดในพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดหากเราสามารถที่จะดำเนินการปรับปรุงการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น
- ผลักดันการสร้างผลกำไรให้กับประชาชนและผู้ถือครองและหลีกเลี่ยงการยกเลิกโครงการเนื่องจากการต่อต้านของชุมชน โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในประเทศไทยก่อสร้างได้ยากขึ้นเนื่องจากข้อจำกัดของชุมชนท้องถิ่นที่ตระหนักถึงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน โดยทั่วไป เป็นที่ยอมรับของชุมชนท้องถิ่นมากกว่า

The encouraging but low-level programs so far established by the Thai government and Thai utilities to support energy efficiency, renewable energy, and combine heat & power fall far short of being capable in themselves of bringing about a transition to the clean decentralized energy mix envisaged in the above clean and profitable development plan.

Thailand's considerable renewable energy potential remains largely untapped, as does the nation's potential for reducing demand and employing more efficient fossil fuel technologies like CHP generators. This circumstance is the result of a number of major barriers to good governance that together prevent a speedy transition to a sustainable energy mix.

These barriers include:

- A distorted regulatory regime that encourages capacity expansion and an over-reliance on price-volatile fossil fuels at the expense of rewarding energy efficient performance;
- A competition-stifling Cabinet Resolution that allocates a portion of 50% of all new generating capacity in years 2015 to EGAT, the state monopoly generator;
- EGAT's decision in 1998 to stop accepting applications for new decentralized fossil fuel-fired CHP plants;
- A conflict of interest arising from EGAT's control of the transmission grid;
- A historical and persistent tendency by the Thai Load Forecast Subcommittee to overestimate future demand for electricity. This ultimately leads to over-investment in (conventional) power plants;


This report makes the following broad recommendations for Thailand's future energy reform:

- Reform the power planning process so that it becomes an integrated resource planning (IRP) process, overseen by the energy regulator, in which all alternatives are considered (including energy conservation and renewables) and through which utilities are required to choose the option with the lowest overall economic cost to society, as opposed to the lowest commercial cost to the state generator. EGAT, integral to the achievement of this recommendation is the completion of comprehensive assessment of the externality costs of different fuels and generating technologies in the Thailand context;

- Increase the renewable energy target from 8% by 2011 to 10% by 2010 and introduce feed-in tariffs for specific renewable technologies to encourage accelerated deployment. Furthermore, introduce a collection of policy changes that put energy saving at the forefront of the energy

agenda and remove the barriers that currently prevent new legitimate CHP from developing.

- Establish a competent, fair, independent, regulatory authority whose core mandate is to ensure that the interests made in the energy sector are in the public interest that has sufficient legal authority to enforce compliance.



Thailand has a choice between a "business as usual" approach which commits to conventional fossil fuel and large hydropower or a move towards a clean, secure, sustainable decentralized energy system. This study presents an economic and environmental case for making the transition towards a sustainable decentralized energy system.

The benefits of this transition include:

- Saving valuable financial resources: inefficiencies inherent in fossil fuel centralized generation mean that more than half of the energy goes "up the chimney" as waste heat in fossil fuel-fired power plants. Using Combine Heat and Power technologies enables waste to be captured and put to good use, thereby saving fuel, reducing emissions of greenhouse gases that cause climate change, and saving money before any energy even reaches our homes. Once the electricity has reached our homes, energy efficient appliances that provide the same services for less electricity can save even more.
- Reducing the risk of fuel price variations: most of Thailand's electricity comes from fossil fuels with prices that rapidly fall and rise (largely more of the latter). Current arrangements pass this risk directly to consumers, with strong negative consequences for the Thai economy during periods of high fuel prices;
- Improving national energy security: Since Thailand's domestic supplies of fossil fuels are limited, new electricity plants will increase Thailand's reliance on imported fossil fuels, at risk of supply disruption by events beyond Thailand's control. Improving efficiency of fossil fuel use, coupled with efficient use of domestic renewable energy resources, reduces Thailand's exposure to these risks. In addition, a decentralized system of many dispersed generating units becomes more resilient, able to recover more readily from equipment failures or natural disasters than a centralized system with a single point of failure.
- Reducing greenhouse gas emissions: Making cost-effective investments in clean energy now is imperative if we are to stand a chance of reducing global CO₂ emissions to levels that avoid the worst effects of dangerous climate change.

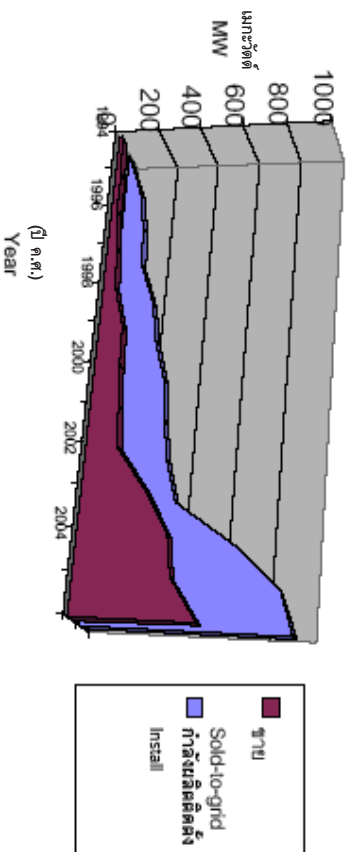
- Avoiding impacts to local communities and avoiding project cancellation due to community opposition: large power plants are increasingly difficult to construct in Thailand due to community opposition to their environmental impacts. Energy efficiency, renewable energy, and CHP are, in general, much more acceptable to local communities.

1.1 ขั้นตอนการเริ่มไปข้างหน้าของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์

เปรียบเทียบกับประเทศกำลังพัฒนาอื่น ๆ ประเทศใหม่ประวัติศาสตร์ของสงครามในการพัฒนาระบบพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ จนถึงเดือนกันยายน 2549 กฎหมายผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer) ของไทยนำไปสู่กำลังผลิตของพลังงานหมุนเวียนเกือบ 1 กิกะวัตต์ ซึ่งนับเป็นเรื่องสำคัญมาก เนื่องจากช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549 มีมากกว่า 21 กิกะวัตต์เพียงเล็กน้อย หากรวมถึงโครงการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลแบบกระจายศูนย์เข้าด้วยกันแล้ว จะทำให้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกำลังผลิตติดตั้งมากถึง 4 กิกะวัตต์

รูปที่ 1 กำลังการผลิตติดตั้งกำลังการผลิตที่ขายอิสระของชุมชนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทางพลังงานหมุนเวียน (ปี: เติร์กัน สุทกุลโต)

Figure 1 Installed and sold-to-the-grid renewable energy capacity from Small Power Producers (Source: Decharat Sukkumrod)



หน่วยงานด้านพลังงานของไทยเริ่มใช้ระบบชนบทขึ้นจากไฟฟ้าที่สะอาดและกระจายศูนย์ อย่างเช่น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน-ความร้อน (Combine Cooling, Heating and Power: CCHP) ที่ถนนวิเศษวราชมณเฑียร (Combine Cooling, Heating and Power: CCHP) ที่ถนนวิเศษวราชมณเฑียรในตอนพุทธทศวรรษ 2545 ไทยเป็นประเทศกำลังพัฒนาประเทศแรกที่รวบรวมเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ (หรือรู้จักกันในชื่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก) ซึ่งช่วยเชื่อมโยงห่วงโซ่อุปทานไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ชนบทเล็กกว่า

1 เมกะวัตต์ เป็นหน่วยกำลังผลิตของชุมชน 2549 มีหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 94 หน่วยที่ผลิตไฟฟ้าและจ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้าร่วมกัน 13 เมกะวัตต์ (EPPPO 2006d) จนถึงปลายปี 2549 มาตราการเกี่ยวกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากคาดว่าจะขยายออกไป เพื่อส่งเสริมให้หน่วยงานผลิตไฟฟ้ามากถึง 10 เมกะวัตต์ต่อหน่วย จนถึงเดือนกันยายน 2549 มีการติดตั้งระบบหลังงานสะอาดที่ชุมชนบ้านเรือนในชนบทของไทยเกือบ 200,000 หลัง ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับครัวเรือนที่ไม่สามารถเข้าถึงระบบส่งไฟฟ้า (Lynch, Greacen et al. 2006)

1.1 Some positive steps for decentralized energy

Compared to other developing countries, Thailand has a relatively good record in clean, decentralized power. As of March 2006, Thailand's Small Power Producer (SPP) laws have led to nearly 1 gigawatt (GW) of installed renewable energy capacity.² This is significant, considering that Thailand's total peak load in 2006 was just over 21GW. If decentralized fossil-fuel CHP projects are included, the SPP program has over 4GW of generation capacity installed.

Thai utilities have begun taking advantage of opportunities for clean decentralized power, such as the Combine Cooling,

Heating and Power (CCHP) plant at the new Suvarnabhumi Airport in Bangkok. In May 2002, Thailand was the first developing country to adopt net metering regulations (known in Thailand as the Very Small Power Producer (VSP) program³) that facilitate interconnection of renewable energy generators under 1MW in size. Under these regulations, as of April 2006, 94 generators are online providing 13MW to the grid (EPPPO 2006d). By the end of 2006, VSP regulations are expected to be further expanded to provide similar terms for projects up to 10MW per installation. By June 2006, nearly 200,000 solar home systems had been installed in rural villages in Thailand, providing electricity to homes beyond the reach of the electricity grid (Lynch, Greacen et al. 2006).

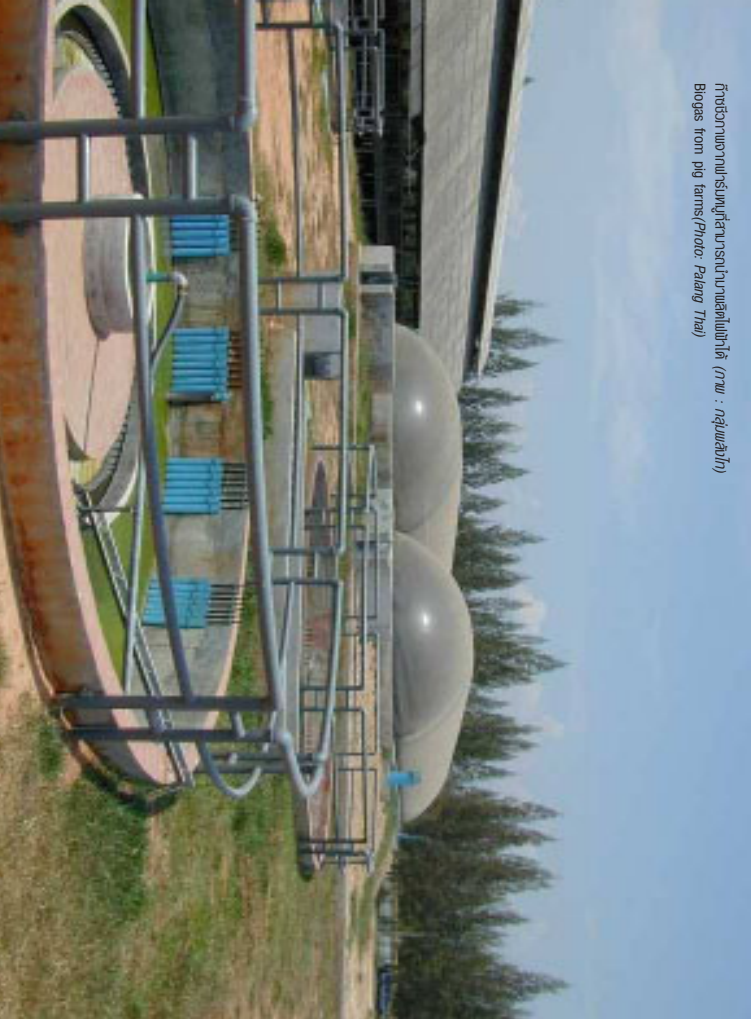


จนถึงเดือนกันยายน 2549 มีการติดตั้งระบบแผงเซลล์สุริยะที่บ้านเรือนในชนบทไทยเกือบ 200,000 หลัง (Photo: กัญฉะวิณี)

By June 2006, nearly 200,000 solar home systems has been installed in rural villages in Thailand (Photo: Patsang Thai)

จนถึงวันที่ 31 มีนาคม 2549 โครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของไทย (Demand Side Management: DSM ซึ่งเป็นกรอบปรับปรุงให้เกิดประสิทธิภาพการใช้งบประมาณอย่างเป็นระบบ หรือการปรับใช้ด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปสู่ช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อย) ช่วยให้ประหยัดไฟฟ้าได้ถึง 1,304.8 เมกะวัตต์ โดยทำให้เกิดต้นทุนเพียงเล็กน้อยของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ (EGAT 2006a)

ในเดือนสิงหาคม 2546 รัฐบาลไทยประกาศเป้าหมายอย่างเป็นทางการว่า ภายในปี 2554 ร้อยละ 8 ของพลังงานผลิตจากถ่านหินจะมาจากพลังงานหมุนเวียน (เพิ่มจากร้อยละ 0.6 ในปี 2546) ซึ่งจะทำให้เศรษฐกิจมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นมากขึ้นอย่างมาก แม้ว่าจะปรับอัตราค่าไฟฟ้าในภาคเศรษฐกิจจะพหุคูณขึ้นอยู่บ้าง (โดยมีความยืดหยุ่นด้านพลังงานอยู่ที่ 1.3 ในปัจจุบัน แม้ที่จะเป็น 1.4) แต่ประเทศไทยกลับกำลังเดินไปในทิศทางที่ผิดถนัดในแง่ของการบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียน กล่าวคือพลังงานหมุนเวียนผลิตพลังงานเพียงประมาณร้อยละหนึ่งเท่านั้น (EPP0 2006c)



กิจกรรมทางเกษตรบนพื้นที่ราบสูงที่ปลูกข้าวโพด (ภาพ : กลุ่มเอเชีย)
Biogas from pig farms (Prada, Palang Thail)

ร้อยละ 99.7 ของหมู่บ้านทั่วประเทศสามารถเข้าถึงระบบส่งไฟฟ้า (Laksanakoses 2006) อัตราค่าไฟฟ้าของพื้นที่ถือว่าต่ำกว่ามาตรฐานในภูมิภาค เป็นเหตุให้ผู้ใช้รายย่อยมีแนวโน้มที่จะใช้ไฟฟ้าในราคาที่ย่อมเยา นอกจากนี้ในช่วงที่ผ่านมามีรัฐบาลซึ่งตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ซึ่งคาดว่าจะมีความยืดหยุ่นและระมัดระวังมากขึ้นต่อผู้บริโภคนำการตัดสินใจขั้นสุดท้ายก่อนการอนุมัติโครงการของรัฐบาลถึงความเป็น

ของคณะกรรมการอิสระที่จะคุ้มครองผลประโยชน์ของผู้บริโภค แต่ในปัจจุบันคณะกรรมการการคุ้มครองผู้บริโภคในบางกรณีได้ให้สัตยาบันกฎเกณฑ์ต่างๆ และยังไม่มีความชัดเจนว่าจะมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลการขึ้นม้อัด (ซึ่งต้องจัดตั้งขึ้นโดยสภาหรือเป็นพระราชบัญญัติ)

อย่างไรก็ตาม มีความจำเป็นจะต้องพิจารณาถึงที่รัฐไม่ไปจนแล้วหลังจากนี้ ฐานะเป็นบริบทของภาคอุตสาหกรรมพลังงานในภาพรวม ซึ่งปัจจุบันยังคงอยู่ในการผูกขาดตามผลประโยชน์ การตัดสินใจแบบฉาบๆ และรวมศูนย์ การสร้างแรงจูงใจและการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

As of March 31, 2006 Thailand's demand side management (DSM - systematically improving efficiency of electricity use or shifting load to off-peak periods) programs have documented savings of 1304.8MW at a fraction of the cost of building new power plants (EGAT 2006a).

In August 2003, the Thai government announced an official target that by year 2011, 8% of all commercial energy would come from renewable energy (up from 0.6% in 2003) and that the economy would become substantially more efficient. While the energy efficiency of the economy has improved somewhat (energy elasticity is now 1.3 instead of 1.4), tragically Thailand has been moving in the wrong direction to meet the renewable energy target, with the portion of renewable energy in the country's energy mix decreasing rather than increasing (EPP0 2006c). On the other hand, the Thai Ministry of Energy is moving towards establishing feed-in tariff mechanisms that provide a guaranteed price per kilowatt hour of electricity generated from renewable energy sources. Regulations like these have played a lead role in developing the robust renewable energy markets in Germany,

Denmark, Spain, and China and have been adopted by 41 countries worldwide.

Thailand has also achieved a rural electrification rate of 99.7% of villages (Laksanakoses 2006), electricity tariffs that are low by regional standards and provide especially affordable electricity to the smallest users. In addition, the Government has recently established an interim regulatory authority to help ensure fairness and protect the interests of consumers. This step reflects an acknowledgement on the part of the Government that an independent regulator is necessary to protect the interests of consumers, but the body currently lacks the power to enforce regulations in place and it remains unclear when a permanent electricity regulator (established by a legislative act) will be formed.

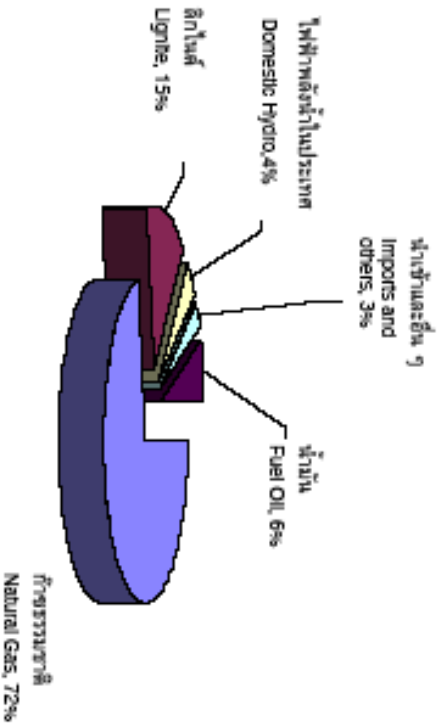
However these modest positive steps have to be seen in the context of the overall power sector industry, which is dominated by monopoly interests, closed-door decision-making, and centralized, polluting and inefficient power production.



สวนชุมชนกรุงเทพฯ 3 กิลด์ดับเบิลยู
ดำเนินการนำใบชื้อและเชื่อมต่อพลังงานในชุมชน
3 kW grid-connect solar electricity at
Energy Policy and Planning Office in
Bangkok

รูปที่ 2 สัดส่วนของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้าไทย เมื่อเดือนธันวาคม 2548 แหล่งงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพียงเล็กน้อยในโครงสร้าง "พลังงานขนาดใหญ่ภาคใต้" (รูป: Laksanakoses 2006)

Figure 2 Thailand's fuel mix for power generation sold to the grid as of December 2005. Renewable energy accounts for such a small amount that it is simply lumped in with "imports and others". (Source: Laksanakoses 2006).



1.2 สัดส่วนของไฟฟ้าในปัจจุบันของไทย

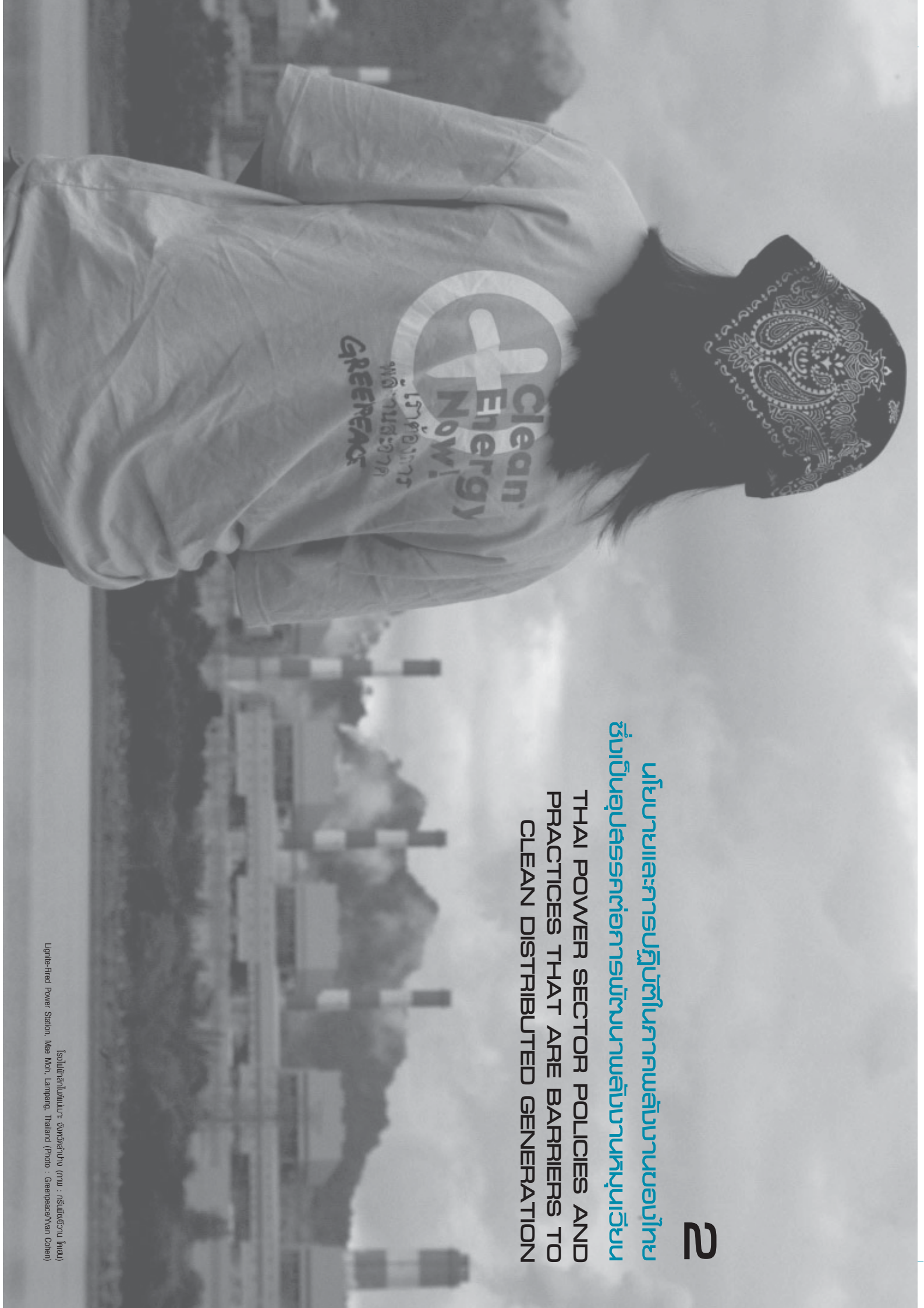
ไฟฟ้าที่เราใช้กันในประเทศไทยส่วนใหญ่ผลิตมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซความร้อนโดยร้อยละ 72 ผลิตได้จากก๊าซธรรมชาติและอีกประมาณร้อยละ 15 จากถ่านหินและลิกไนต์ ส่วนที่เหลือประกอบด้วยน้ำมันร้อยละ 6 โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศไทยมีประมาณร้อยละ 4 นำเข้าร้อยละ 3 และอื่น ๆ (ส่วนใหญ่เป็นไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว) โดยมีองค์ประกอบเป็นพลังงานหมุนเวียนน้อยกว่าร้อยละ 1 ซึ่งโดยมากมาจากผู้รับซื้อพลังงานทดแทนส่วนไม่ใช้หมวด "และอื่น ๆ" ระบบการผลิตความร้อนไฟฟ้าความร้อนแบบอุตสาหกรรมสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้กับโครงข่ายได้ประมาณร้อยละ 10 ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมด (Greacen and Greacen 2004; Jirapraditkul 2006)

1.2 Thailand's current electricity mix

Thailand's electricity production is based predominantly on thermal and combined cycle generation, with natural gas accounting for 72 % of generation capacity, and lignite/coal for about 15 %. The remainder of the capacity breaks down as follows: 6 % fuel oil, 4 % large-scale domestic hydropower, 3 % imports and others (mostly hydropower from Lao PDR). Renewable energy accounts for less than 1 %, so small that the government puts it in the "and others" category, and industrial co-generation (combined heat and power) accounts for about 10 % of total electricity supplied to the grid (Greacen and Greacen 2004; Jirapraditkul 2006).

โรงไฟฟ้าในภาคอีสานรวมกำลัง 2,400 เมกะวัตต์ ก่อตั้งเมื่อปี-จังหวัดลพบุรี จังหวัดสุรินทร์และอุบลราชธานีเป็นโรงงานแรกๆที่ก่อสร้างเสร็จแล้ว 7 อำเภอในลพบุรี (รูป : กรมพลังงานไทย) A 2,400 MW lignite-fired power station at Mae Moh, Lampang Province, Thailand. Every year, it emits over 7 million tons of climate-change inducing carbon dioxide. (Photo : Greenpeace/Vivian Cohen)





2

นโยบายและการปฏิบัติในภาคพลังงานของไทย
ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาพลังงานสีเขียว
THAI POWER SECTOR POLICIES AND
PRACTICES THAT ARE BARRIERS TO
CLEAN DISTRIBUTED GENERATION

นโยบายและการปฏิวัติหลายระลอกเป็นอุปสรรคขัดขวางต่อการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและราคาถูกลงในไทย ได้แก่

- ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ขาดแคลน ซึ่งส่งผลให้การขยายกำลังการผลิตและการลงทุนเพื่อผลิตพลังงานที่สะอาดมีต้นทุนสูงเกินไป โดยไม่คำนึงถึงผลตอบแทนจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- มาตรการคุ้มครองที่ขาดความเข้มข้น ซึ่งจำกัดรายได้ของ 50 ของการผลิตไฟฟ้าในขณะที่ยังคง กฟผ. ในปี 2541 ที่ถือการซื้อไฟฟ้าจากการผลิตจลน์ไฟฟ้าในปริมาณที่เกินความต้องการของพื้นที่
- ผลประโยชน์ที่ซับซ้อน เนื่องจากระบบการผูกขาดของระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.
- แนวโน้มการขยายตัวของความต้องการไฟฟ้าเกินความต้องการที่คาดการณ์ของคณะกรรมาธิการพลังงานและการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดการลงทุนในโรงไฟฟ้า (แบบดั้งเดิม) จนมากเกินไป

• กระบวนการวางแผนมหภาคกำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่โปร่งใส ซึ่งสะท้อนให้เห็นจากการเลือกที่ทุ่มทุนด้านเศรษฐกิจอย่างเต็มที่ และไม่ได้เปิดให้มีการตรวจสอบและคัดค้านจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอก

โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ขาดระบบโครงสร้าง ไม่เท่ากันส่งเสริมการลงทุนอย่างไม่เป็นเลิศการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลมากเกินไป โดยที่กรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าถูกปิดกั้น

เช่นเดียวกับหน่วยงานอุตสาหกรรมอื่น ๆ ทั้งโลก ผลลัพธ์ของหน่วยงานด้านไฟฟ้าของไทยได้รับการกำหนดโดยโครงสร้าง “กำกับควบคุมกัน” โดยมีอำนาจผลตอบแทนที่ กล่าวคืออย่างหนึ่งคือรัฐบาลเป็นผู้กำหนดอัตราผลตอบแทนที่เชื่อมโยงกับสัดส่วนของค่าใช้จ่าย ซึ่งหมายถึงว่า อิงหน่วยงานเหล่านี้แล้วถ้ารัฐบาลทำกำไรแล้วก็จะได้รับผลตอบแทน “โครงสร้างดังกล่าวทำให้เกิดสภาวะความเหลื่อมล้ำ (แม้แต่การวางพื้นที่กันจัดเป็นอย่างไร) ให้กับผู้บริโภค ด้วยเหตุผลที่ว่า ระบบกำกับควบคุมกันจึงเป็นแรงจูงใจสำคัญให้มีการขยายระบบการผลิตไฟฟ้า โดยหลักการจะให้

เป็นอิสระมากกว่าการขยายตัวเร็วเกินไปโครงสร้างดังกล่าว ทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยขาดวิสัยทัศน์การขยายตัวทางเศรษฐกิจในช่วงปีปลายทศวรรษที่ 1980 และลดทอนการขยายตัวทางเศรษฐกิจในช่วงทศวรรษที่ 1990 ในขณะที่ประเทศกำลังพัฒนาหลายประเทศมุ่งพัฒนาโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับความต้องการเป็นช่วง ๆ แต่อุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจ่ายไฟฟ้าในปริมาณที่ค่อนข้างน้อยเกินไป

ในทางกลับกัน นับแต่เกิดวิกฤตการเงินเมื่อปี 2540/2541 ประเทศไทยก็เกิดการล้มเหลวทางด้านการผลิต และมีการล้มเลิกการดำเนินงานที่คิดจากกำลังผลิตที่มากเกินไปโดยผู้ให้บริการไฟฟ้า ซึ่งสูงเกินกว่าจำเป็น โดยรัฐมีการกำกับดูแลของหน่วยงานที่เข้ามาแก้ไขในช่วงท้ายของรายงานฉบับนี้ และระบบการวางขนาดกำลังผลิตของประเทศไทยและการขยายตัวที่ต้องการในปี 2546 ที่รัฐมี 3 พันวัตต์ นานกว่ารัฐบาลไทยประมาณ 30 ปี แม้ว่ากำลังผลิตที่เกินกว่าจำเป็นส่งผลให้เกิดวิกฤตการผลิตไฟฟ้าในช่วงทศวรรษที่ 4 แสนล้านบาท (The Nation 2003)

อัตราค่าไฟฟ้าในไทยยังเป็นที่ถกเถียงถึงความคุ้มค่าของราคาซื้อพลังงาน ซึ่งความผันผวนของต้นทุนเนื่องจากเงินบาทที่อ่อนแอ “ซื้อต้องจ่าย” (take-or-pay) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) และหลักการที่ให้กับผู้บริโภค ซึ่งหมายถึงว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างเช่น ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินซึ่งต้องเผชิญกับความไม่แน่นอนจากการผันผวนของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่ผู้ผลิตกลับไม่ได้รับรู้ถึงความเสี่ยงเหล่านี้ เป็นเหตุให้ธุรกิจการผลิตไฟฟ้าได้รับการคุ้มครองจากคณะกรรมการด้านเศรษฐกิจเนื่องจากการลงทุนจนเกินกว่าจำเป็น และราคาที่จ่ายอย่างมาคือเชื้อเพลิงฟอสซิล มีการผลิตที่เกินความต้องการทำให้ผู้บริโภคต้องจ่ายอย่างไม่เท่ากันเลือก และผู้บริโภคเองก็ไม่มีสิทธิบอกความเห็นเลยว่าควรมีการสร้างโรงไฟฟ้าแบบใด

พลังงานหมุนเวียนที่ซื้อพลังงาน (อย่างเช่น น้ำตก ลม หรือแสงแดด) ซึ่งปราศจากค่าใช้จ่าย หรือเป็นซื้อพลังงาน (อย่างเช่น ชานอ้อย เคมี) ซึ่งผู้ลงทุนไม่มีความเสี่ยงทางการเงินจากเชื้อเพลิงฟอสซิล การลงทุนพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าไทย จะช่วยลดความเสี่ยงนี้จากการที่ผู้พัฒนาของราคาโดยภาพรวมการผลิตทั้งหมด ในไม่ช้าก็มีการให้ผลตอบแทนกับผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สร้างขึ้นประจักษ์ผลกำไรให้ และอันที่จริงก็มีการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยคำนวณจากฐานต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิล ส่งผลให้อัตราการซื้อพลังงานหมุนเวียนที่เกินกว่าต้นทุน (ซึ่ง) ที่ราคาพลังงานหมุนเวียนไม่จำเป็นต้องขึ้นหรือลงเช่นกัน) เป็นเหตุให้เศรษฐกิจไทยไม่ได้รับประโยชน์จากการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่มีเสถียรภาพมากกว่า

แทนที่จะลดภาระความเสี่ยงทั้งหมดให้กับผู้จ่ายค่าไฟฟ้า ผู้ผลิตจะต้องยอมรับความเสี่ยงที่ตกอยู่เนื่องจากราคาซื้อพลังงานที่ต่ำ ซึ่งจ่ายจากความเสียหายที่วางขาย (อย่างเช่น การที่คิดจากสัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงฟอสซิล ลงทุนเป็นจำนวนมาก) จะสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงที่มีราคาให้กับผู้บริโภคที่ลดลงในปัจจุบัน

เช่นเดียวกับประเทศไทยหลายประเทศกำลังพัฒนาที่ประสบกับภาวะขาดแคลนไฟฟ้าและกำลังผลิตไม่เพียงพอเป็นช่วง ๆ แต่อุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจ่ายไฟฟ้าในปริมาณที่ค่อนข้างน้อยเกินไป

A number of policies and practices conspire to work against greater build-out of clean, distributed energy in Thailand. These include:

- A distorted regulatory regime that encourages capacity expansion and an over-reliance on price-volatile fossil fuels at the expense of rewarding energy efficient performance
- A competition-stifling Cabinet Resolution that allocates construction of 50% of all new generating capacity to EGAT, the state generator
- EGAT's decision in 1998 to stop accepting applications for new decentralized fossil fuel-fired CHP plants
- A conflict of interest arising from EGAT's control of the transmission grid

• A historical and persistent tendency to overestimate future demand resulting from the distorted regulatory regime that encourages capacity expansion over and above efficient performance

• An opaque power development planning process that neglects to consider a full range of economic least-cost alternatives.

Each of these are discussed below.

2.1 A distorted regulatory regime - tariff structures that encourage over-investment and an over-reliance on fossil fuels, passing on the costs to consumers

As is common with regulated monopoly utilities worldwide, the Thai electricity utilities profits are set according to a “cost plus” structure with a fixed rate of return. In other words, profits are set by the government to be equal to a certain percentage of expenditures. This means that the more utilities spend, the more profits they are allowed to accrue.¹² These arrangements provide a mechanism to pass costs of investments (and even excessive investments) on to consumers. As such, the cost plus system provides strong incentives for rapid expansion of the electricity system, but at the expense of the consumer.

It should be noted that rapid expansion under these arrangements enabled the power system to stay roughly in step with the economy during Thailand's high-growth periods of the 1980s and early 1990s. Whereas many developing countries suffered in chronic rolling blackouts and capacity shortages, Thailand's power supply industry has succeeded in maintaining a reliable supply.

On the other hand, since the financial crisis in 1997/1998 Thailand has had more generation than needed and the costs of this excess capacity are ultimately reflected in tariffs that are higher than they need be. Causes for this overinvestment are discussed in later sections of this study, addressing power sector planning and the Thai load forecast. In 2003, Prime Minister Thaksin Shinawatra estimated that accumulated unnecessary investment in the power sector totaled 400 billion baht (US\$10 billion) (The Nation 2003).

Thailand's electricity tariffs also pass fuel price volatility, as well as variations in costs related to take-or-pay provisions in Power Purchase Agreements (PPAs), directly to consumers. This means that while electricity generation from fossil fuels such as natural gas and fuel oil are risky from an economic perspective, these risks are not borne by the generators themselves. As a result, businesses that build generation are effectively shielded from the economic impacts of over-investing in projects that rely heavily on fossil fuels. The cost of these risks are passed directly to captive rate payers — who have virtually no voice in deciding what types of power plants are built.

Renewable energy uses fuels (such as falling water, wind, or sunlight) that are free, or fuels (such as bagasse, wood waste) whose cost fluctuations are not directly correlated with fossil fuel prices. Adding renewable energy to Thailand's electricity mix lowers the price volatility risk of the overall generation portfolio. But renewable energy generators are not compensated for this benefit that they provide. Indeed, the tariffs currently paid to renewable energy are also based on fossil fuel costs, imposing unnecessary fluctuations in payments for renewable energy that do not necessarily rise and fall with renewable energy prices and depriving the overall Thai economy of benefiting from more stable renewable energy prices.

Instead of passing all risks to rate payers, generators should be required to accept a substantial portion of fuel price risk. The risk premium that they would then have to pay (for example through long-term hedging contracts for fossil fuels) would reflect some of the real cost that is now passed in its entirety to consumers.

2.3 การตัดสินใจฝ่ายเดียวของ กพฟ.ในปี 2541 ที่ยุติการซื้อไฟฟ้าจากชุมชนผลิตไฟฟ้ารายเล็กภาคใต้

เป็นผลมาจากปี ตั้งแต่ปี 2535-2541 โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นโครงการของชุมชนที่สร้างโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำหมุนเวียนที่ขนาดกำลัง 90 เมกะวัตต์ต่อ 1 หน่วย ระยะเวลาที่ตั้งของโครงการมีความเกี่ยวข้องกับวิกฤตการณ์ 2 กพฟ.ได้เข้าเขตผลิตกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากเกินความต้องการภายหลังวิกฤตการณ์ในเอเชีย เพื่อปิดระบบซื้อขายไฟฟ้ารายย่อยภายใต้การกำกับของโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน โดยอ้างว่าจะไม่ยอมรับค่าตอบแทนจากโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กอีกต่อไปในปี 2541 ในเวลาต่อมา กพฟ.ได้สร้างโรงไฟฟ้ารวมศูนย์แห่งใหม่ขึ้น (ซึ่งหมายถึงการรวมโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนเข้าด้วยกัน) และตั้งเป้าหมายรวมส่งในการสร้างโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน แต่ภาคเอกชนกลับไม่ได้รับอนุญาตให้เข้ามาแข่งขัน พยายามตั้งโปรแกรมโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนภายใต้เงื่อนไขที่ซื้อพลังงานเพื่อผลิตที่มีประสิทธิภาพมากกว่า ย่อมไม่มีโอกาสแข่งขันอยู่แล้ว เนื่องจากไม่สามารถขายไฟฟ้าให้กับ กพฟ.ได้

นอกจากการปิดระบบโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนจากโรงผลิตฟอสซิลแล้ว มีคุณสมบัติอย่างมากที่สุดซึ่งสนับสนุนความสำเร็จของโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก) ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น โดยการกำหนดมาตรการกำกับระดับอัตราการผลิตไฟฟ้าในระยะเวลาสำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเฉพาะ ซึ่งให้ประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อมและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมการวางพลังงานกำลังดำเนินการเพื่อให้เกิดมาตรการเหล่านั้น แต่ช่วงเวลาสำคัญที่กล่าวไปแล้ว จำเป็นอย่างยิ่งจะต้องดำเนินการให้คืนประโยชน์ต่อ

2.4 ผลประโยชน์กับชุมชน-กพฟ. เป็นทั้งธุรกิจผลิตไฟฟ้าและยังเป็นเจ้าของระบบส่ง เป็นคนที่กำบังเรื่องโครงการเศรษฐกิจที่สะท้อนถึงความเป็นเจ้าของระบบส่งไฟฟ้าเป็นหนทางเดียวที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถส่งมอบสินค้าของตนให้กับผู้บริโภค แต่ในกรณีที่จะระบบดังกล่าวเป็นการผลิตและจัดเก็บงานโดยหน่วยงานซึ่งเป็นเจ้าของและควบคุมธุรกิจการผลิตอยู่แล้ว ย่อมมีแนวโน้มนำไปสู่ผลประโยชน์อย่างรุนแรงเนื่องจากผู้บริหารระบบส่งไฟฟ้าจากหน่วยผลิตของตนเอง ด้วยเหตุนี้ทำให้การก่อสร้างหรือการขยายไฟฟ้าจากหน่วยผลิตของตนเอง ต้องเผชิญกับความเสี่ยงจากการขยายราคาดี มักมีผู้ลงทุนถึงความจำเป็นที่จะต้องแยกองค์

ประกอบของหน่วยงานด้านพลังงาน กล่าวคือการแข่งขันที่ผู้ผลิตและกระจายไฟฟ้า ให้เป็นบริษัทผู้ผลิตและบริษัทกระจายไฟฟ้าที่แยกออกจากกัน ทั้งนี้เพื่อส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันและทำให้ได้รับประโยชน์ในเชิงประสิทธิภาพ โดยปรารถนาลำ ระบบสายส่งไฟฟ้าจะบริหารงานโดยหน่วยงานแยกออกไป (ทั้งที่เป็นหน่วยงานสายส่งทั้งในระดับส่งและรับ) ซึ่งจะได้รับผลตอบแทนจากประสิทธิภาพของบริการรายไฟฟ้าและจะทำให้บริการลูกค้าและผู้ผลิตทั้งหมด การแยกหน่วยผลิตและหน่วยกระจายไฟฟ้าเป็นรูปแบบที่รับประกันการที่ระบบกลุ่มความร่วมมือทางเศรษฐกิจในเอเชียแปซิฟิก (APEC) โดยเฉพาะภาคผลิตพลังงานว่าเป็น "หลักการปฏิบัติที่ดีที่สุด" และเป็นที่ยอมรับของรัฐมนตรีพลังงานจากประเทศสมาชิกรวมทั้งประเทศไทยเมื่อเดือนกันยายน 2540 (APEC 1997) และได้รับการรับรองอีกครั้งเมื่อปี 2547 (Peter Smiles & Associates 2003) การแยกหน่วยผลิตและหน่วยกระจายไฟฟ้าออกากันเป็นหลักการเบื้องต้นที่ยอมรับกันทั่วไปของการปฏิรูปตลาดไฟฟ้า และเป็นหลักการสำคัญของการปฏิรูปในสหรัฐอเมริกา (FERC 2006) ออสเตรเลีย (IEA 2001) นิวซีแลนด์ (IEA 2001) อังกฤษและเวลส์ (IEA 2001) ส่วนใหญ่ในยุโรป (European Commission 1999) และอื่น ๆ ทั่วโลก

ปัญหาสำคัญอย่างบางกักต้องยอมรับผลของอุปสรรคจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบางราย) ที่แยกกัน
โดยที่หน่วยงานกำกับดูแลการดำเนินงานและการกำกับดูแลระบบส่งไฟฟ้าเป็นหนทางเดียวที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถส่งมอบสินค้าของตนให้กับผู้บริโภค
แต่ในกรณีที่จะระบบดังกล่าวเป็นการผลิตและจัดเก็บงานโดยหน่วยงานซึ่งเป็นเจ้าของและควบคุมธุรกิจการผลิตอยู่แล้ว ย่อมมีแนวโน้มนำไปสู่ผลประโยชน์อย่างรุนแรงเนื่องจากผู้บริหารระบบส่งไฟฟ้าจากหน่วยผลิตของตนเอง ต้องเผชิญกับความเสี่ยงจากการขยายราคาดี มักมีผู้ลงทุนถึงความจำเป็นที่จะต้องแยกองค์



2.3 EGAT stopped accepting applications for non renewable Small Power Producers (SPPs)

For six years, from 1992 to 1998, Thailand's Small Power Producer (SPP) program was accepting applications for CHP and renewable energy installations up to 90MW per facility. The program is described in Appendix 2. Citing the power generation capacity glut that followed the Asian Financial crisis, in 1998 EGAT slammed the door shut on new fossil-fueled CHP by announcing that it would no longer accept SPP applications from non-renewable generators. EGAT has subsequently started building new centralized power plants (indicated by the yellow speech bubble icon) at capacity glut argument no longer holds) and has started building its own joint-venture CHP facilities, but the private sector has been unable to compete. To put it bluntly, it is hard for new cleaner fossil-fueled CHP to compete against fossil fueled conventional generation if it is not allowed to sell power.

It is important as well to build on the success of the SPP renewable energy program (and VSPP program) by providing long-term, guaranteed feed-in tariffs to specific renewable energy technologies that reflect the environmental and social benefits of these fuels compared to fossil fuels

In addition to opening the door to fossil-fuel fired CHP, it is important as well to build on the success of the SPP renewable energy program (and VSPP Program) by providing long-term, guaranteed feed-in tariffs to specific renewable energy technologies that reflect the environmental and social benefits of these fuels compared to fossil fuels. Important work to design this program is underway at the Ministry of Energy, but precious time has been lost. It is important to get these policies in place.

2.4 A conflict of interest - EGAT is in the generation business and controls the transmission network, providing it with an economic incentive to restrict access to the transmission network for other independent power producers

Access to the transmission and distribution system is the only way that electricity generators can get their product to consumers. If this system is owned and operated by an entity that also owns and controls generation assets, there is potential for substantial conflict of interest: the transmission operator may make decisions that favour construction or dispatch of its own generation assets. For this reason, in international experience, it is generally viewed as necessary to split apart ("unbundle") power utilities that generate and transmit power as one single company into separate generation and transmission companies that are independent of each other in order to encourage competition and to achieve significant efficiency gains. Often transmission is operated by a separate entity (non-profit or for-profit) that is rewarded for efficiency in providing transmission services and serving all customers and generators. Unbundling of generation and transmission has been adopted by the Asian Pacific Economic Cooperation (APEC) as power sector "Best Practice Principle" agreed by member country Energy Ministers - including Thailand - in August 1997 (APEC 1997) and reaffirmed in 2004 (Peter Smiles & Associates 2003). Unbundling of transmission and generation is a widely accepted as a precondition to electricity market reform, and has been a central theme in reforms adopted in the United States (FERC 2006), Australia (IEA 2001, p. 41), New Zealand (IEA 2001, p. 74), England & Wales (IEA 2001, p.88), much of Europe (European Commission 1999, p. 11), and elsewhere in the world.

2.5 แนวโน้มการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่เกินจริง

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเป็นหน้าที่ของคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งจะออกข่าวลงเป็นช่วงๆ แม้จะมีการใช้หลายวิธีการเพื่อรวบรวมรอบรอบที่แตกต่างกันทั้งการพยากรณ์ แต่โดยหลักแล้วการพยากรณ์ต้องอยู่บนพื้นฐานการคาดการณ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Verstrom 2004) ในระยะสั้น (น้อยกว่า 5 ปี) ทางคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติจะเป็นผู้พยากรณ์การเติบโตทางเศรษฐกิจ รัฐบาลไทยไม่มีการพยากรณ์ด้านเศรษฐกิจระยะยาว ดังนั้นจึงเป็นหน้าที่ของสถาบันวิจัยด้านนโยบายที่ไม่แสวงหากำไรที่จะเป็นผู้พยากรณ์การรวมในระยะเวลาที่สั้นกว่า อย่างเช่น สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาระบบเทคโนโลยี ซึ่งจะได้รับทุนสนับสนุนจากหน่วยงานด้านไฟฟ้าสามแห่งของไทย ได้แก่ กฟผ. กฟน. และ กฟภ.¹³ (TDRI 2005) เนื่องจากความไม่แน่นอนของการพยากรณ์นี้ จึงมีเชิงเทคนิคทางการเมืองและสังคมที่จะกำหนดการเติบโตทางเศรษฐกิจในระยะยาว (มากกว่า 5 ปี) การพยากรณ์เหล่านี้จึงมักเป็นเพียงการคาดเดา

คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจะรวบรวมผลการพยากรณ์ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวไว้กับลูกค้าหลายกลุ่มหลายภาคส่วน และเป็นผู้กำหนดการพยากรณ์ด้านความต้องการไฟฟ้าอย่างเป็นทางการ ในยุโรปและอเมริกาเหนือ การพยากรณ์จะเชื่อมโยงกับการตรวจสอบจากสาธารณะ หรือมีการระดมการวิจัยเชิงวิทยาศาสตร์ โดยจะมีผู้ให้ความเห็นซึ่งมีความคิดเป็นของตนเอง และจะสรุปข้อกล่าวหาของคณะผู้รับการศึกษาเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจโดย ไม้รับฟังและมีส่วนร่วม แต่การพยากรณ์ที่สนับสนุนโดยสถาบันสภาพัฒน์ โดยผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอกไม่มีโอกาสเข้าร่วมแสดงความคิดเห็น กระบวนการทำงานแบบปิดเช่นนี้ทำให้ขาดการตรวจสอบอย่างเหมาะสม และทำให้เกิดกระบวนการบางอย่างที่ไร้ประสิทธิภาพและซับซ้อนขึ้น

คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าประกอบด้วยหน่วยงานหน่วยงานที่ศึกษาของไทย (กฟผ. กฟน. กฟภ.) สถาบันนโยบายและแผนพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน คณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานสถิติแห่งชาติ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย สมคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และบริษัทฯ/บริษัทการไฟฟ้าที่รับภาระแสดงจากกระทรวงพลังงาน (Thai Load Forecast Subcommittee 2004)

การพยากรณ์ประเทศไทยกำลังเป็นสภาพที่คับคั่ง โดยผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

ภายในกรอบนโยบายและแนวปฏิบัติ กำกับจัดการตรวจสอบอย่างเหมาะสม และทำให้เกิดกระบวนการเพื่อการพัฒนา

หน่วยงานด้านพลังงานมีบทบาทสำคัญในคณะกรรมการฯ โดยเป็นผู้ให้ข้อมูลหลักเกี่ยวกับทั้งหมดสำหรับการพยากรณ์ พวกเขาไม่ใช่ภาคที่เป็นกลางเพราะพวกเขาเป็นองค์กรที่มีส่วนหนึ่งซึ่งโครงสร้างอุตสาหกรรม และยังจึงจะได้รับประโยชน์จากการคาดการณ์เงินเฟ้อสูง ดังที่กล่าวมาข้างต้น อัตราค่าไฟฟ้าของไทยได้รับการกำหนดจาก “ต้นทุนบวกกำไร” เพื่อให้ให้หน่วยงานผลิตจะสร้างได้มากกว่าหรือมากกว่าเล็กน้อย ซึ่งหน่วยงานที่จ่ายเพื่อขายจะรับมากกว่ากำไร ก็คืออำนาจให้เกิดความเสียหายกำไรมากขึ้นเท่านั้น ในเวลาเดียวกัน จะมีการลงทุนอย่างรุนแรงเพื่อช่วยงานผลิตในภาคที่ไฟฟ้าดับ

โครงสร้างเหล่านี้ทำให้เกิดแรงจูงใจที่ไม่สมเหตุ และเอานำไปสู่แนวโน้มการคาดการณ์ความต้องการเกินจำเป็น ในกรณีที่มีความต้องการไฟฟ้าที่มีน้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ ก็จะเกิดการที่ผู้ซื้อเครื่องหน่วยงานด้านพลังงาน โดยสามารถคาดการณ์เกินเกินทั้งหมดจากการลงทุนเกินจำเป็นให้กับผู้บริโภคโดยการปรับอัตราค่าไฟฟ้า

2.5 A historical and persistent tendency to overestimate future demand

The load forecast is determined periodically by the Thai Load Forecast Subcommittee (TLFS). Through a variety of different methods are used to assemble different components of the economic growth projections (Verstrom 2004). In the short term (less than five years) these economic growth forecasts are issued by the Government of Thailand's National Economic and Social Development Board (NESDB). The Thai government does not issue long-term economic forecasts, so these are developed especially for load forecast purposes by a non-profit policy research institute, the Thailand Development and Research Institute (TDRI), and funded by the three Thai electric utilities, EGAT, MEA and PEA.¹⁴ (TDRI 2005). Because of the inherent uncertainty of predicting technical, political and social determinants of economic growth in the long-term (more than five years), these forecasts can only be regarded as speculative.

The TLFS assembles short-term and long-term forecasts for different customer types and sectors and issues its official electricity load forecast. In Europe and North America, forecasts are contested in public rate cases or in market price referent proceedings. There are lots of interveners that have their own points of view, and the final result is determined through an open, transparent and participatory process. In Thailand, the forecast is concluded behind closed doors with no opportunity for input from external stakeholders. The closed nature of the proceedings means that there are insufficient checks and balances in this speculative and interest-ridden process.

The TLFS includes representatives from the three Thai monopoly utilities (EGAT, MEA, PEA), the Energy Policy and Planning Office (EPPO), the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), the National Economic and Social Development Board (NESDB), the National Statistics Office (NSO), the Federation of Thai Industries (FTI), the Thailand Chamber of Commerce, the Association of Private Power Producers (APPP) and consultants/academics appointed by the Minister of Energy (Thai Load Forecast Subcommittee 2004).

In Thailand, the forecast is concluded behind closed doors with no opportunity for input from external stakeholders. The closed nature of the proceedings means that there are insufficient checks and balances in this speculative and interest-ridden process

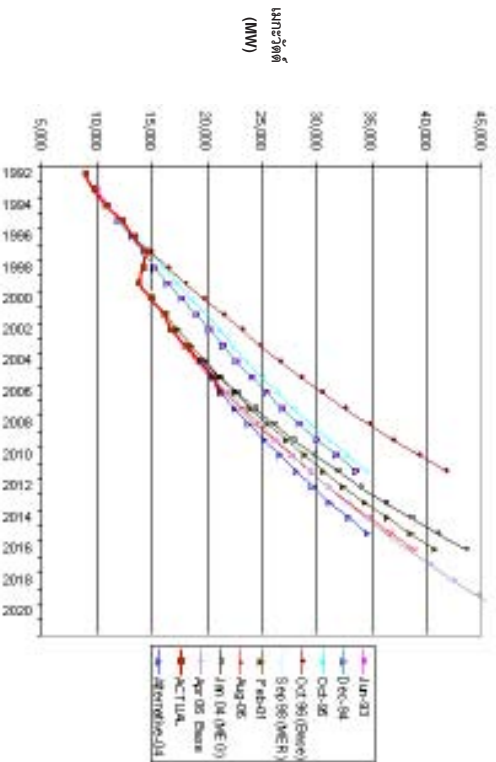
There is no representation by small consumers, despite the fact that residential and small general service (small business) consumers comprise over 98% of all electricity customers.

Thai utilities play a lead role in the TLFS by providing most of the key data used in the forecasts. They are clearly not neutral actors: they exist in an industry structure that, perversely, actually rewards overestimates. As discussed above, Thai electricity tariffs are set according to a “cost plus” structure with a guarantee of sufficient utility revenues to expand. The more utilities spend to expand the system, the more profits they are allowed to keep. At the same time, utilities are heavily penalized when the power goes out.

These arrangements provide unbalanced incentives that may lead to a proclivity to overstate demand. If demand for electricity is less than expected, Thai utilities are protected by mechanisms that allow most of the cost burden of over-investment to be passed through to consumers in the form of higher tariffs.

สถิติการประมาณการความต้องการที่สูงเกินจริงไปไกล

รูปที่ 4 แสดงให้เห็นการประมาณการความต้องการพื้นฐานในช่วง 13 ปีที่ผ่านมา โดยเป็นผลงานของคณะอนุกรรมการการพาณิชย์ไฟฟ้าที่ต้องทำการไฟฟ้าเห็นพินิจหน้าในการพัฒนาซึ่งอยู่ตัวว่าสิ้นเดือน 9 เป็นความต้องการที่แท้จริง การประมาณการความต้องการในประเทศไทยในช่วงที่ระลอกก่อนหน้าเกินความต้องการจริง บางครั้งมากกว่าถึงร้อยละ 48 จากการศึกษากรณีศึกษาพื้นฐาน 9 ครั้ง เราพบว่าเป็นการประมาณการความต้องการที่เกินความจริงทั้งหมด



รูปที่ 4 เปรียบเทียบระหว่างการประมาณการความต้องการพื้นฐานในช่วงปี 2335-2549 กรณีเศรษฐกิจถดถอยด้วยบุคลากร (MEG) : แหล่งข้อมูล: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน “ทางเลือก 47” เป็นการประมาณการความต้องการผลิตกลุ่มประชาชนที่เกินต่อจากพยากรณ์ของคณะกรรมการฯ ที่ใช้ขณะดำเนินการอยู่เป็นระบบ

Figure 4. Comparison of base case Thai Load Forecasts to Actual Demand from 1992 to 2006. MER = “Medium economic recovery”; MEG = “Medium economic growth”. Data source: Thai Energy Planning and Policy Office. The “Alternative-04” load forecast was developed by citizen’s groups concerned about the systematic bias in official TLFs forecasts.

เราสามารถวัดความสถิติที่นำมาใช้สองแบบ ผู้ที่เห็นด้วยกับการพาณิชย์ของคณะอนุกรรมการฯ อาจมองว่าร่องรอยระหว่างการพาณิชย์และความต้องการจริงนั้นสอดคล้องตรงจากวิกฤตการเงินเอเชียระหว่างปี 2540-41 และความสัมพันธ์ของพวกเขามองว่าไม่สอดคล้องและอนุกรรมการฯ ซึ่งไม่สามารถพยากรณ์ถึงความจำเป็นจริงเนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำได้ (Verström 2005 หน้า 19) ส่วนผู้ไม่เห็นด้วยกับการพาณิชย์ดังกล่าวอ้างว่า สถิติโดยรวมชี้ให้เห็นอคติของผู้นำบางส่วนที่มีหรือหลีกเลี่ยงการรวมการ (Permpongsachoen 2005) “ข้อเสนอแนะเนื่องจากวิกฤตการเงินเอเชีย” ใช้ไม่ได้กับการพาณิชย์ความต้องการในช่วงที่ผ่านมามาก ยกตัวอย่างเช่น การพยากรณ์เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2547 เป็นการพยากรณ์สูงเกินกว่าความต้องการในที่สุดถึงปี 2549 ถึง 1,674 เมกะวัตต์ การพาณิชย์ระยะ 15 ปีครั้งล่าสุด (ซึ่งมีความสำคัญมากที่สุด) ที่มีการแปลงเป็นเดือนเมษายน 2549

สองสิ่งที่น่าทึ่งหรือที่อาจมองว่าเป็นพลังผลักดันของปี 2549 จะเกิดขึ้นเป็นต้นกลับคือการพยากรณ์ที่เกินจริงในการประมาณการความต้องการสูงสุดในปี 2549 ไปถึง 899 เมกะวัตต์ (TLFS 2006) ซึ่งเป็นกำลังผลิตที่เทียบได้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซขนาดใหญ่ที่มีกำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ 1 โรง

ความไม่แน่นอนของการพาณิชย์ความต้องการไฟฟ้าไม่ได้เป็นประเด็นที่นักสังเกตการณ์ส่วนใหญ่จะสนใจ คณะอนุกรรมการฯ มักใช้พยากรณ์อย่างละเอียดด้วยตัวแปลหลายอย่างเช่น “ความต้องการไฟฟ้า 36,268 เมกะวัตต์ในปี 2558” ตัวเลขนี้เมื่อวัดความต้องการในแผนอนาคตเชิงเทคนิคต่าง ๆ ออกไป เป็นพื้นฐานของการตัดสินใจการลงทุนขนาดใหญ่ซึ่งเกี่ยวข้องกับเงินหลายพันล้านบาท

Track Record of Load Forecast Overestimation in Thailand

Figure 4 shows successive base-case forecasts over the past 13 years in which the Thailand Load Forecast Sub-Committee TLFs has issued demand forecasts. The thick line in the graph below the other lines is the actual demand. Demand forecasts for Thailand have tended to over-estimate actual demand - sometimes by as much as 48%. Out of nine “base case” forecasts, all nine have over-estimated current demand.

There are two interpretations of the past record. Defenders of the TLFs forecast argue that the discrepancy between forecasts and actual demand can be largely explained by the Asian financial crisis in 1997-98 and the repeated but excusable failure of the TLFs to predict the severity of the downturn (Verström 2005, p. 19). Those who challenge the forecasts claim that the overall record highlights the bias of influential

members of the TLFs (Permpongsachoen 2005). The “Asian financial crisis excuse” does not work for the most recent demand forecast. To illustrate, the January 2004 forecast overestimated expected peak demand in 2006 by 1,674MW. The latest (and therefore most important by far) 15-year forecast was issued in April 2006, just two weeks before the actual 2006 peak load occurred. Remarkably, this forecast overestimates actual 2006 peak demand by 899MW (TLFS 2006). For perspective, consider that one typical large natural gas CCGT power plant is 700MW.

The considerable uncertainties of these electrical demand forecasts are forgotten by most observers. The TLFs issues a precise sounding prediction with five significant figures such as “36,268MW demand by Year 2015”, and this number, stripped of its uncertainties and caveats, forms the basis of large-scale investment decisions involving billions of baht.

สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเถาหย่งที่เชื่อมต่อกับระบบสายส่งของ nllw. (ภาพ: กรีนพีซ/ชัย ติงวอร์) Transmission line from BLCP Coal Plant is connected to EGAT's electricity grid (Photo : Greenpeace/Vinai Dittajitkorn)



2.6 กรอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน

แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นแผนการลงทุนในระยะ 15 ปี ซึ่งเริ่มตั้งแต่ปี 2547 และระบบสายส่งที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 220KV ถึง 765KV โดย กฟผ. จะได้รับการพิจารณาจากคณะกรรมการพลังงาน โดยยึดหลักการตามนโยบายพลังงานแห่งชาติในทิศทางที่สอดคล้องกับแผน และจะริเริ่มศึกษาเป็นคู่ขนานกันกับ กฟผ. ในทางปฏิบัติแล้วการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าจะดำเนินการหลังจากการจัดทำแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าแล้วจากนั้น กฟผ. ก็จะดำเนินการลงทุนพัฒนาสายส่งระบบ 220KV ขึ้นมา

กระบวนการจัดทำแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าที่จัดทำขึ้นนี้ เริ่มจากการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่โมเดลที่เรียกว่า Strategist จากนั้นจะมีการนำโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในลักษณะที่มุ่งให้เกิดต้นทุนได้ยาวนานที่สุดตามหลักเกณฑ์ของการใช้ได้แก่ กำลังผลิตสำรองจะต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 และการสูญเสียการขาดของกำลังผลิต (loss of load probability: LOLP) ที่กำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี กำลังผลิตสำรองนั้นจะรวมถึงกำลังผลิตที่เกินความต้องการผลิตด้วยเช่นกัน การที่เกินความต้องการผลิตที่ “สูงเกินไป” หมายถึงกำลังสำรองที่เกินความต้องการผลิตในช่วงต้นของแต่ละปีจะแตกต่างกันไป กำลังผลิตจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่เชื่อมกับระบบสายส่ง ซึ่งต้องพึ่งพาความผันผวนของฤดูกาลก็ถูกจัดว่าเป็นกำลังผลิตสำรองที่ “สูงเกินไป” การสูญเสียการขาดความต้องการไฟฟ้าเป็นการแก้ปัญหาในกรณีที่พื้นที่แตกต่างกันจะระบบส่งและการผลิตที่เพิ่มมากขึ้น และจะช่วยให้ทุกพื้นที่ในประเทศไทยมีการผลิตและการกระจายไฟฟ้าเพื่อให้ผลิตงานร้อยละ 99.99 ตลอดเวลา

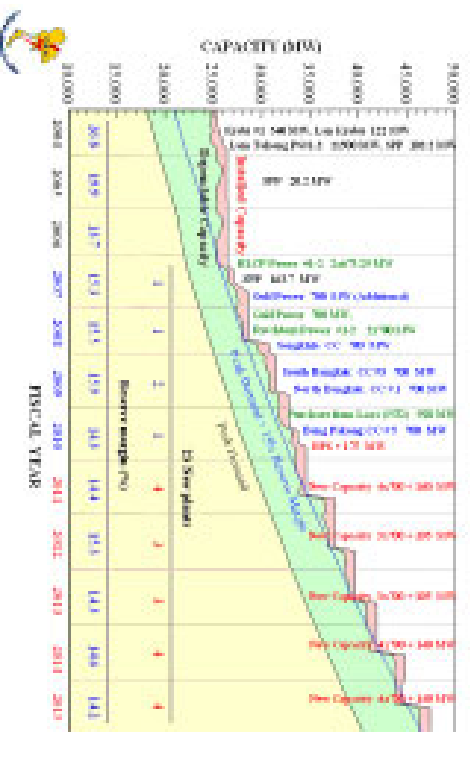
2.6 An opaque power development plan process that is determined by considering commercial costs from EGAT's perspective rather than economic costs from society's perspective

EGAT's Power Development Plan (PDP) is a 15-year investment plan that specifies which power plants and transmission lines are to be added at what time. A new official PDP is issued about once every two years by EGAT. EGAT's PDP is reviewed by the Ministry of Energy and approved by the National Energy Policy Council, then by the Cabinet. In practice, the Ministry of Energy seldom questions the fundamental underpinnings of the PDP. After the approval of its PDP, EGAT then undertakes to develop and expand the power system according to the plan.

The PDP methodology is as follows: in a computer modeling program called Strategist, power plants are added to the system in a way that seeks to optimize lowest overall costs according to two criteria — the planned reserve margin is at least 15%, and the loss of load probability (LOLP) is less than one hour per year. The reserve margin indicates the amount of generating capacity available in excess of the annual peak demand. When EGAT defines its reserve margin, it counts only plants that it considers “dependable”. The amount considered “non-dependable” includes a certain percentage of hydroelectric projects since the availability of hydropower during the dry season differs from year to year. Grid-connected biomass-fired generation that uses fuels with seasonal variations in availability is also not included in the “dependable” reserve. The LOLP addresses the fact that there are regional differences in the availability of transmission and generation, and aims to ensure that everywhere in the country should have sufficient generation and transmission to have power 99.99% of the time.

รูปที่ 5 แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ในปี 2547 (แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าปี 2549 ยังไม่สมบูรณ์) ระบุว่าแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. “กำลังผลิตที่เกินความต้องการ 15% ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่กรมการพลังงานแห่งชาติ (กฟผ. EGAT 2006b)

Figure 5 EGAT's 2004 PDP. (The PDP 2006 is not yet finalized). Power plants are added in such a way that their “dependable capacity” already signed and construction has initiated. (Source: EGAT 2006b)



สิ่งแวดล้อมและกลุ่มผู้บริโภคแสดงความกังวลถึงการไม่มีเอกสารตอบ กพท. ได้อย่างเพียงพอ ในแง่ของการพัฒนาแผนพัฒนาพลังงานลัดไฟฟ้า (Crispin 2001) กพท. ได้แสดงความสามารถเฉพาะทางเพื่อการวางโครงสร้าง แต่ฝ่ายเดียวว่าจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าอย่างไร และสืบเนื่องจากโครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้าที่ถือว่าไวกว่าต้นทุนในปัจจุบัน ทำให้การที่ต้นทุนทั้งหมดตก อยู่ที่ผู้บริโภค แม้ว่าค่าต้นทุนของ กพท. จะลิด และมีการประเมินต้นทุน ต่ำเกินไป พวกเขาก็มีสิทธิ์จะขอชดเชยผลขาดทุนนั้น โดยการส่งถ่ายต้นทุน บางส่วนให้อยู่กับอัตราค่าไฟฟ้า

นักกิจกรรมด้านพลังงานในไทยวิจารณ์แผนพัฒนาพลังงานลัดไฟฟ้าว่า ให้ ความสำคัญกับทางเลือกที่การลงทุนสูงมากเกินอย่างเช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่รับภาระผลิตพลังงาน ในอนาคต กพท. เป็นผู้กำหนดค่าเงินเข้าเป็นบรรทัดฐานที่ควรพิจารณา ทำให้การจัดการด้านกริดไฟฟ้า หลังงานหมุนเวียน และพลังงานลัดร่วมไฟฟ้า- ความร้อนไม่จำเป็นต้องปรับการคำนวณไปเป็นแบบผสมที่ชัดเจน แม้ว่า จะเป็นทางเลือกที่ต้นทุนต่ำกว่าโรงไฟฟ้าทั่วไปก็ตาม

ทั้งนี้ไม่ได้หมายความว่าในแผนพัฒนาพลังงานลัดไฟฟ้า ไม่มีการระบุถึง การจัดการด้านกริดไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียนเลย มีการระบุถึงอยู่บ้างแต่ไม่บริบถณที่ถกย่อย และมีบริบถณที่กว้างแต่ไร้สิ่งผูกมัด (อย่างเช่น พลังงานหมุนเวียนจำนวน 620 เมกะวัตต์ ระหว่างปี 2554-2559 ในแผน พัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2547) (EGAT 2006b) ปัญหาที่คือ การทำขาย ของการที่เมื่อซื้อขายกับศักยภาพของการจัดการด้านกริดกริดไฟฟ้าและ พลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ที่ยังคงกระจายอยู่ จากการ ไปด้วยกันหลายของพลังงานหมุนเวียนและการจัดการด้านความต้องการ ไฟฟ้า ทำให้ต้นทุนผลิตลิดมีลักษณะที่ผันผวนที่เร็วและในหลายกรณี (อย่าง เช่น โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าจากถ่าน อยุ) จะมี ศักยภาพที่จะกักตัวของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทอยู่ สิ่งที่เราต้องการคือผู้ดูแล เกี่ยวกับการจัดการด้านกริดไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียนอย่างหลากหลาย ที่มีอยู่ และมีการนำเสนอข้อมูลต้นทุนในลักษณะที่สามารถนำมา ผนวกใช้กับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ของ กพท. ได้ง่าย

ประสิทธิภาพพลังงานหลังงานเป็นอีกตัวอย่างหนึ่งที่สะท้อนถึงปัญหาเรื่อง โครงสร้างเงินแรงจูงใจที่ชัดเจนให้กับ กพท. แม้ว่าเราอนุรักษ์พลังงานจะ มีต้นทุนเพียงเสี้ยวหนึ่งของต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แต่ กพท. ก็แทบ ไม่สนใจเรื่องที่จะลงทุนในการจัดการด้านกริดไฟฟ้า ทั้งเพราะรายได้ของ กพท. อยู่บนพื้นฐานของปริมาณไฟฟ้าที่ขายได้ ในขณะที่การใช้พลังงาน อย่างมีประสิทธิภาพทำให้อัตราจ่ายไฟฟ้าต่ำลง

ปัจจัยต่างๆ ซึ่งรวมทั้งการขยายตัวของความต้องการไฟฟ้า แผนพัฒนากำลัง ผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เกี่ยวกับต้นทุนกลายเป็นวงจรอุทิวห์ และเป็นเหตุให้การขยายตัวของโครงสร้างมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าความ ต้องการจริง การวางแผนพัฒนาพลังงานลัดไฟฟ้าที่มุ่งสนับสนุนการผลิต พลังงานที่ไร้ต้นทุนสูง และยังคงมีเพียงการที่ซื้อพลังงานลัดเพื่อชดเชยและ การนำเอาไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านโดยมีกำไรที่เหนืออัตราค่าไฟฟ้า ที่หลักการระดับหนึ่งให้กับผู้บริโภค รวมทั้ง การผลิตการระดับหนึ่งแล้วต่อลม ให้กับสาธารณชนอีกด้วย

ในหลายประเทศ องค์การกำกับดูแลมีบทบาทอย่างกว้างขวางในการจัดหา ของระดับแนวทางการแผนพัฒนาพลังงาน ทั้งนี้เพื่อให้มีการขยายการผลิตส ผลิตผล และมีการลงทุนอย่างรอบคอบและเหมาะสมกับงบลา

**แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและ
โครงสร้างค่าไฟฟ้าที่บวกเข้ากับต้นทุน
กลายเป็นวงจรอุทิวห์ และเป็นเหตุให้
การขยายตัวของอุปทาน และเป็นการที่
ทั้งสองกว่าความต้องการ
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่มุ่ง
สนับสนุนการผลิตพลังงานที่ไร้ต้นทุนสูง
และยังต้องเสียกับะพันธ์ของค่าเชื้อเพลิง
เพื่อชดเชยการนำเข้าพลังงานลัดน้ำ
จากประเทศเพื่อนบ้าน โดยมีการกำหนด
อัตราค่าไฟฟ้าที่ผลิตการระดับหนึ่งให้กับ
ผู้บริโภค รวมถึงการผลิตการระดับหนึ่ง
ด้านสิ่งแวดล้อมให้กับสาธารณชนอีกด้วย**

**Taken together, the load
forecast, the PDP, and the
cost-plus structure form a
vicious circle: demand
forecasting tends to
overestimate actual demand;
power development planning
favours expensive centralized
options with dangerous reliance
on imported fossil fuels or
imported hydropower; and
tariffs pass costs on to
consumers while environmental
costs are absorbed by the
public as a whole**

Journalists and consumer groups have raised concerns that EGAT has insufficient accountability in developing the PDP (Crispin 2001). Insulated by its technical expertise, EGAT decides what power plants to install, and because of the cost-plus tariff structure, all costs are borne by consumers. If EGAT is wrong and costs are underestimated, they are still allowed to recoup most - if not all - costs through tariffs.

Energy activists in Thailand have also criticized the PDP for focusing on capital-intensive options such as coal, gas, oil and big hydropower plants for future energy generation. EGAT programs the inputs of its computer model in such a way that demand side management, renewable energy, and cogeneration are not considered as options that the model can pick, even if they are less expensive than conventional options.

This is not to say that DSM and renewables do not appear in the PDP. They do appear, but only in fairly small, pre-determined amounts (e.g. 620MW of renewable energy from 2001-2016 in the 2004 PDP) (EGAT 2006b). Part of the problem is the additional challenge of useful data collection posed by widely dispersed DSM and renewable energy potential. With many forms of renewable energy and DSM, capital costs are more site-specific and in many cases (small hydro, rice husks, etc.) there is a limited potential for each particular type. What is needed is data on the wide range of DSM and renewable energy resource availability and costs presented in a form that is easily integrated into EGAT's computer modeling process.

Energy efficiency provides another example of the structural problems in the incentives that compensate EGAT. Though energy conservation costs a fraction of the cost of new power plants, EGAT has little incentive to invest in demand side management because its revenues are based on the amount of electricity sold, and energy efficiency leads to lower electricity sales.

Taken together, the load forecast, the PDP and the cost-plus structure form a vicious circle: demand forecasting tends to overestimate actual demand; power development planning favours expensive centralized options with dangerous reliance on imported fossil fuels or imported hydropower; and tariffs pass costs on to consumers while environmental costs are absorbed by the public as a whole.

In many other countries, regulatory authorities play a much broader role in scrutinizing the power development planning process to ensure that forecasts are reasonable and investments are prudent and timely.

การวางแผนด้านเทคโนโลยี (การวางแผน ทรัพยากรอย่างบูรณาการ)

กระบวนการวางแผนด้านพลังงานต้องคำนึงถึงทางเลือกการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติและพลังงานที่เป็นมิตรจากขนาดใหญ่ เนื่องจากมุมมองของสังคม ชื่อก่อนหรืออีกประการหนึ่งได้แก่ การที่แผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าได้รับการตัดสินใจโดยคำนึงถึงต้นทุนเชิงพาณิชย์จากมุมมองของเอกชน มากกว่าต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์จากมุมมองของสังคม ด้วยเหตุผลดังกล่าว นี้จะมีส่วนเลือกด้านพลังงานที่เป็นประโยชน์ต่อสังคมไทย แต่ภายใต้กรอบการวางแผนในปัจจุบัน โปรแกรมคอมพิวเตอร์ของ กฟผ. ก็จะไม่สนใจทางเลือกนี้เพราะทำให้ กฟผ. ต้องค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

การวางแผนด้านเทคโนโลยีอย่างแท้จริงเป็นกระบวนการวางแผนของสาธารณชน และเป็นกรอบที่มีการพิจารณาต้นทุนทั้งหมดและประโยชน์ของทางเลือกทั้งหมด กรอบที่มุ่งไปที่ข้อถกเถียงด้านต้นทุนต่ำสุดอย่างแท้จริงได้แก่ การวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ ในกระบวนการวางแผนแบบนี้ จะมีการพิจารณาการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้า-กระจายร้อน และพลังงานหมุนเวียนเข้ามาพิจารณาอย่างเท่าเทียมกับแหล่งพลังงานแบบดั้งเดิม โดยจะมีการเลือกทางเลือกที่มีต้นทุนโดยรวมต่อสังคมต่ำสุด

พระราชบัญญัตินโยบายพลังงานของสหรัฐฯ ในปี 2535 ระบุให้หน่วยงานด้านไฟฟ้าทุกหน่วยงานแห่งราชการอย่างบูรณาการ และมีการนำเสนอแผนการขึ้นเพื่อขออนุมัติจากคณะกรรมการแห่งชาติด้านพลังงานและในปี 2535 มี 32 รัฐในสหรัฐอเมริกาที่มีกฎระเบียบที่ก่อให้เกิดการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ (D'Sa 2005) หน่วยงานจำนวนมากในสหรัฐฯ เริ่มใช้การวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ รวมทั้งบริษัทแปซิฟิกคอร์ป (ซึ่งให้บริการลูกค้า 1.6 ล้านรายในรัฐทางฝั่งตะวันตก 6 รัฐ) (PacificCorp 2006) คณะกรรมการวางแผนด้านพลังงานแห่งชาติตะวันตกเฉียงเหนือ (รัฐอริซัน โคลราโด มอนทาน่า ไดาโฮ) (NWPCC 2005) และบริษัทผลิตไฟฟ้าอาวาย (HECO 2006) และอื่น ๆ นอกจากนี้รัฐ เนวาดา อิงกัวได้ตั้งหน่วยงานการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการมาใช้ (รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและพลังงาน 2005) เดนมาร์ก (D'Sa 2005) และกรุงฮันโนเวอร์ เยอรมนี (D'Sa 2005)

องค์ประกอบสำคัญอย่างหนึ่งของกระบวนการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการคือการกำหนดให้มีความ "ต้นทุนการขาดโอกาส" ของข้อดีสิ่งแวดล้อม อันได้แก่ ต้นทุนด้านสุขภาพที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ การปล่อยมลพิษ การปล่อยและคาร์บอนไดออกไซด์ การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลกซึ่งเกิดขึ้นนับตั้งแต่ยุคที่โรงงานผลิตไฟฟ้าไม่รับผิดชอบต่อตนเองเหล่านี้ เนื่องจากต้นทุนการขาดโอกาสที่ไม่ได้ถูกรวมอยู่ในราคาค่าไฟฟ้าแบบดั้งเดิม เพื่อให้เกิดความเท่าเทียมระหว่างเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด ก็ควรมีการรวมต้นทุนผลกระทบต่อสุขภาพจากการผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมด้วย



(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)

Real least cost planning (Integrated Resource Planning)

The current planning paradigm considers only large-scale coal, natural gas, and hydropower as options. From a societal perspective, another shortcoming is that the PDP is determined by considering commercial costs from EGAT's perspective, and not economic costs from society's perspective. Thus, although an energy solution could be beneficial for Thai society, under the current planning regime it will not be chosen by EGAT's computer models if it costs EGAT more money.

True least-cost planning means a public planning process and a framework within which all costs and benefits of all options are considered. An often-used framework for true least-cost planning is Integrated Resource Planning (IRP). In an IRP planning process, demand side management and cogeneration or renewable energy are considered on a level playing field with conventional supply-side resources, and the options selected are those with the lowest overall cost to society.

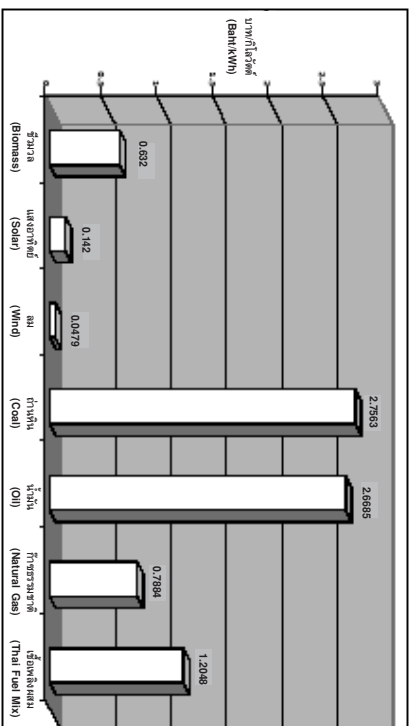
US Energy Policy Act of 1992 required that all electric utilities carry out IRP and submit plans before their Public Utility Commissions for approval, and in 1992, the USA had 32 states with IRP regulatory frameworks (D'Sa 2005). IRP is now practiced by a number of utilities in the USA including PacificCorp which serves 1.6 million customers in six Western states (PacificCorp 2006), the Northwest Power Planning Council (Washington, Oregon, Montana, Idaho) (NWPCC 2005), and Hawaiian Electricity Company (HECO 2006), among others. Outside the USA, IRP has been adopted in South Africa (Deputy Minister of Minerals and Energy 2005), Denmark (D'Sa 2005), and Hanover, Germany (D'Sa 2005).

An important element of the IRP process requires the calculation of "externality costs" of each fuel - costs such as crop damages, increased morbidity and mortality, global climate change - that accrue to society even if they are not internalized by power plant owners. Because externality costs are not included in conventional prices, to level the playing field an "externality benefit" equal to the excess externality cost of conventional generation can, in theory, be assigned to clean energy technologies.

มีการศึกษาเพียงชิ้นเดียวที่เสนอตัวเลขของต้นทุนผลกระทบภายนอกของภาคพลังงานในไทย กล่าวคือเป็น "การศึกษาเพื่อกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ลม และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก" โดยได้รับการสนับสนุนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และจัดทำโดยมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (Energy for Environment 2004) รายงานถึงตัวเลขต้นทุนผลกระทบภายนอกการผลิตไฟฟ้าในไทยดังนี้

รูปที่ 6 ต้นทุนผลกระทบภายนอกของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ในภาคพลังงานของไทย (ที่มา: Energy for Environment 2004)

Figure 6: Externality cost estimates for different fuels for the Thai power sector in Thailand. (Source: Energy for Environment 2004)



ถ้าตัวเลขเหล่านี้เป็นความจริง ก็หมายถึงว่าเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของไทยแล้ว การอุดหนุนต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ต่ำที่สุดสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล แสงอาทิตย์และลมจะอยู่ที่ 0.5728 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง 1.0628 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง และ 1.1569 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับตลอดชั่วอายุของโครงการ โครงการประสิทธิภาพต้นทุนพลังงานที่นำระดับต้นทุนผลกระทบภายนอกมาก ควรได้รับการอุดหนุนต้นทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ระดับ 1.2048 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง โปรดสังเกตว่า การอุดหนุนที่เพียงพอที่สุดถึงงานหมุนเวียนรายชื่ออยู่ที่ระดับต่ำกว่ามากคือเฉลี่ยอยู่ที่ 0.17 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมงในช่วงเวลาเพียงแค่ 5 ปี หลังจากนั้นจะไม่มีการอุดหนุนต้นทุนต่อไป¹⁵ ถ้าตัวเลขต้นทุนผลกระทบภายนอกเหล่านี้ผิดจากอย่างมีประสิทธิภาพและพลังงานหมุนเวียนนี้ทยอยขึ้นระดับต่ำเกินไปเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศไทยเชิงเศรษฐกิจที่รับจากการผลิตเหล่านี้

Only one study has presented an estimated monetized value for externalities associated with the power sector in Thailand. The "Study to determine appropriate solar, wind and microhydro tariffs", commissioned by the Thai Ministry of Energy's Energy Planning and Policy and conducted by the Energy for Environment Foundation (Energy for Environment 2004) reports the following values of externality costs for electricity production in Thailand: (Figure 6)

If these figures are accurate, they would suggest that - relative to Thailand's fuel mix - the economically optimal subsidy for biomass, solar power, and wind power should be 0.5728 baht/kWh, 1.0628 baht/kWh, and 1.1569 baht/kWh respectively throughout the life of the project. Energy efficiency measures, which are expected to have negligible externality costs, should be economically subsidized to a level of 1.2048 baht/kWh. It should be noted that the existing subsidy for renewable SPP is much lower, averaging 0.17 baht per kWh over a period of just five years, after which time there is no subsidy.¹⁶ If the externality figures are accurate, it would appear that financial aid for energy efficiency and renewable energy in Thailand is inadequate, bearing in the mind the additional benefits to the economy that they could provide.

(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)



มูลค่าของต้นทุนผลกระทบภายนอกเหล่านี้ (E for E externality values) ควรได้รับการพิจารณาอย่างจริงจัง เนื่องจากเป็นต้นทุนผลกระทบภายนอกที่มาจากการศึกษา” ของภาคพลังงานไม่ยั่งยืนโดยคณะกรรมการผู้ร่วม และได้รับการรับส่งต่อให้เข้ากับบริบทของไทยดังนี้

ต้นทุนผลกระทบภายนอก (ของไทย) = ต้นทุนผลกระทบภายนอกของประเทศไทย x [ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อหัวประชากร (ของไทย) / ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อหัวประชากร (ของประเทศไทย)]

การศึกษาหลายชิ้นพยายามที่จะคำนวณต้นทุนผลกระทบจากการผลิตพลังงานที่มีต่อสาธารณะ ปัญหาสุขภาพเนื่องจากการทำงาน ผลกระทบต่อชีวิต เกษตรกรรม ป่าไม้ เสี่ยงต่อทรัพยากรทางทะเล แต่การศึกษาเหล่านี้ไม่ได้คำนวณผลเสียต่อระบบนิเวศหรือผลเสียอื่นนอกจากจะได้อธิบาย และก็มีแนวโน้มที่จะประเมินผลกระทบต่ำกว่าความจริง (Sundqvist 2000) แม้ว่าการศึกษาต้นทุนความเสียหายจากสิ่งปนเปื้อนของ Ekner เป็นวิธีการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกที่ได้รับการยอมรับมากที่สุด แต่ไม่สามารถนำมาใช้โดยตรงกับประเทศไทยได้ ทั้งนี้เนื่องจากสมมติฐานต่าง ๆ อย่างเช่น การเคลื่อนย้ายมลพิษที่ง่ายกว่า ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณที่ได้รับและการตอบสนอง (dose-response relationship) และผลการทำงานของมลพิษต่อทรัพยากร พืชผล ป่าไม้และระบบ อ่างเป็นสมมติฐานที่มักจะถูกใช้ในประเทศไทย การศึกษาของคณะกรรมการผู้ร่วมตั้งอยู่บนสมมติฐานการสร้างโรงไฟฟ้าภายใต้มาตรฐานสิ่งแวดล้อมของยุโรป ซึ่งสูงกว่ามาตรฐานของไทย ไออีซีทำหน้าที่ ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจะเกิดขึ้นกับคนไทยอย่างมากแตกต่างจากยุโรป แม้จะมีความพยายามปรับมูลค่าของต้นทุนผลกระทบภายนอกยุโรปให้เข้ากับบริบทของไทย โดยอยู่บนพื้นฐานผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ ซึ่งเป็นวิธีที่ง่ายแต่อาจไม่เหมาะสม เนื่องจากผลกระทบภายนอกสิ่งแวดล้อมระดับภูมิภาคหรือระดับโลก ยังไม่ก้าวหน้า การปรับผลิตภัณฑ์ขึ้นอยู่กับพลังงานหรือระดับโลก ยังไม่ก้าวหน้า การปรับผลิตภัณฑ์ขึ้นอยู่กับพลังงาน (แบบที่มักใช้คือ willingness to pay: WTP) ในแง่ของรายได้ที่แท้จริงเท่ากับหนึ่ง) สมมติฐานแบบนี้เป็นเรื่องที่ถูกถกเถียง เพราะคน (หรือประเทศ) ที่กำลังเมืองตัวจริงคือผู้บริโภคและภาคอุตสาหกรรมด้วยก็ตกเป็นเหยื่อด้วย ในทางอ้อมเดียวกัน คนไทยก็ควรได้รับโอกาสที่สะอาดเช่นเดียวกับชาวยุโรปและอเมริกาที่ได้รับ

การศึกษาฉบับอื่นอีกไม่มากนักเป็นการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกของการผลิตไฟฟ้าในไทย อย่างเช่น Thanh & Lefevre (Thanh and Lefevre 2001) และ Shrestha & T. Lefevre (Shrestha and Lefevre 2000) การศึกษาเหล่านี้ใช้วิธีการที่ต่างกันต่าง ๆ บนพื้นฐานของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ เพื่อการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกได้เช่นที่สาธารณรัฐออสเตรียและภาวเสียดจากก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และมลพิษทางอากาศที่ออกมาจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ที่ผ่านมาจึงไม่มีการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกอย่างรอบด้านของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทอย่างเหมาะสมกับบริบทของไทย ข้อเสนอแนะสำคัญของการรายงานฉบับนี้คือ การที่ข้อเสนอนี้ไปใช้โดยเป็นส่วนหนึ่งของนโยบายการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการสำหรับประเทศไทย



(ภาพ : กรณ์เทพ/วินัย ดิษยะวณิช)
(Photograph : Greenpeace/Vinai Dithajohn)

The E for E externality values should be taken under advisement, though, as they were derived from “Extreme” externality studies¹⁸ of the European power sector conducted by the European Commission, and adjusted to the Thai context using the simple formula:

Externality cost (Thai) = Average EC Externality cost x (Per capita GDP (Thailand) / Per capita GDP (EC))

The studies attempted to monetize a number of impacts including those on public health, occupational health, materials, agriculture, forestry, amenity (noise), and aquatic resources. The studies do not monetize ecosystem damages, or damages from global warming, and are therefore likely to be downward biased (Sundqvist 2000). While the bottom-up damage cost methodology of the Extreme is among the most highly respected in the field of externality studies, the results are not readily transferable to Thailand because assumptions — including those about atmospheric pollution transport, dose-response relationships, and pollution impacts on material, crops, forest and fisheries — are not necessarily valid for Thailand. The EC studies assume power plants are built to European environmental standards, which are higher than those in Thailand. On the other hand, noise and visual impacts in Thailand may have different monetary value than they do in Europe. Adjusting the monetized value of European externalities using the ratio of Thai to EC GDPs, while simple, may not be appropriate since some impacts are regional or global. More importantly, the relation assumes that the environment is worth more in wealthy economies than it is in poorer ones (in economist-speak: “elasticity of willingness to pay (WTP) with respect to real income is equal to one.”) This assumption is insulting. Clearly, poorer people (or countries) are entitled to clean air and water just as much as rich ones, and similarly, people in Thailand deserve to breathe clean air just as much as Europeans or Americans do.

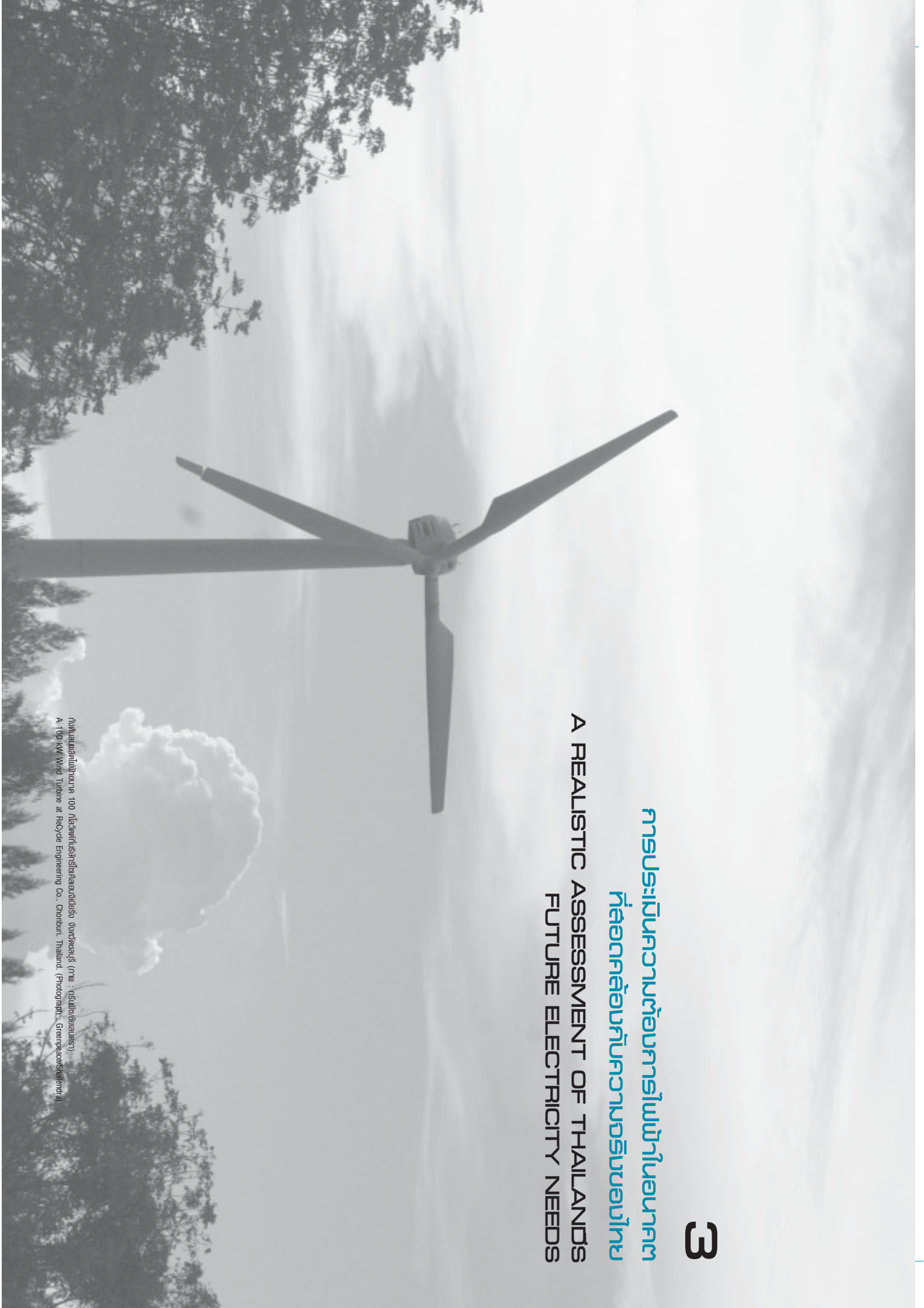
Only a few other studies address externality cost of power production in Thailand. Thanh & Lefevre (Thanh and Lefevre 2001) and Shrestha & T. Lefevre (Shrestha and Lefevre 2000). These studies use similar simplified GDP adjusted methodology based on Extreme studies, but focus primarily on health and mortality impacts from SO₂ and particulates from coal-fired power plants.

A comprehensive assessment of the external costs of each fuel source that is specific to Thailand has yet to be conducted. A key recommendation of this report is that such a recommendation is carried out as part of Integrated Resource Planning policy for Thailand.

3

การประเมินความต้องการไฟฟ้าในอนาคต
ที่สอดคล้องกับความต้องการของไทย

A REALISTIC ASSESSMENT OF THAILANDS
FUTURE ELECTRICITY NEEDS



3.1 การคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2549 และ แผนพัฒนาภาคผลิตไฟฟ้าปี 2549 (ฉบับร่าง)

คาดการณ์ว่าการขยายแผนพัฒนาภาคผลิตไฟฟ้าปี 2549 ในเดือนพฤศจิกายน 2549 โดยจะขึ้นอยู่กับสถานการณ์เมื่อเดือนมกราคม 2549 และแสดงไว้ด้านล่าง (ตารางที่ 1)

ตารางที่ 1 การคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้ารวม 2549 และการคาดการณ์
เติบโตภาคผลิตพลังงานรวมประเทศโดย
Table 1: April 2006 load forecast and assumed GDP growth rate.

ปี (Year)	การคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้ารวม 2549 Apr 06 Forecast		
	พยากรณ์การเติบโตภาคผลิตพลังงานรวม ประเทศโดยเฉลี่ย Assumed per annum GDP growth rate	การเติบโตของความต้องการ ไฟฟ้า Demand growth	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์) Peak demand (MW)
2549 (2006)	5.0%	6.94%	21,963
2550(2007)	5.5%	6.59%	23,411
2551 (2008)	5.5%	6.24%	24,873
2552(2009)	5.0%	5.75%	26,303
2553(2010)	5.0%	5.54%	27,761
2554(2011)	5.0%	5.68%	29,337
2555(2012)	5.5%	5.60%	30,980
2556(2013)	5.5%	5.37%	32,643
2557(2014)	5.5%	5.35%	34,391
2558(2015)	5.5%	5.46%	36,268
2559(2016)	5.5%	5.44%	38,241
2560(2017)	5.5%	5.24%	40,245
2561(2018)	5.5%	5.27%	42,364
2562(2019)	5.5%	5.24%	44,585
2563(2020)	5.5%	5.23%	46,919
2564(2021)	5.5%	5.19%	49,355

ร่างของแผนพัฒนาภาคผลิตไฟฟ้า 2549 หรือ PDP2006 สะท้อนให้เห็นว่าโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าประเภทต่อไปนี้ ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดีเซล และนิวเคลียร์ (EGAT 2006b) แผนฉบับนี้สะท้อนนโยบายของรัฐบาลที่กำหนดให้ กฟผ.เป็นผู้ผลิตร้อยละ 50 ของกำลังผลิตใหม่ระหว่างปี 2554-2559 นอกจากนี้ PDP2006 ยังเสนอให้มีการเพิ่มการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำ คิดเป็นร้อยละ 20 ของกำลังไฟฟ้าใหม่ เป็นการสะท้อนถึงภาพของพลังงานแบบนั้นคือ “ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 50 ถ่านหินร้อยละ 50” โดยผสมกับพลังงานจากเชื้อเพลิงอื่น ๆ และอีกภาพหนึ่งคือ “ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 ถ่านหินร้อยละ 30” ภาพของก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 หมายถึงการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เนื่องจากข้อจำกัดของแหล่งก๊าซในประเทศและจากเพื่อนบ้าน

3.1 The 2006 Load Forecast and the (Preliminary) 2006 PDP

The 2006 PDP is expected to be released in November 2006. The PDP will be based on the April 2006 forecast and shown below (Table 1).

The preliminary version of the 2006 PDP indicates that the PDP Strategist modeling considers only the following types of candidate plants: natural gas, coal, diesel and nuclear (EGAT 2006b). The plan reflects the government policy that 50% of all new capacity 2011-2016 will come from EGAT generators. In addition the 2006 plan envisions that an additional 20% of all new capacity will come from hydropower imports. It envisions two fuel scenarios: one with a “gas 50%: coal 50%” mix for new additions, and one with a “gas 70%: coal 30%”. The 70% gas scenario requires the use of liquefied natural gas (LNG) imports because of constraints imposed by limited domestic and neighboring country supplies.

ตารางที่ 3 การวางแผนที่แนบท้ายการวางแผนที่แนบท้าย 2549 ที่ได้รับการปรับปรุงแล้ว
Table 3: Corrected April 2006 load forecast.

ปี (Year)	การคาดการณ์ในเดือน เม.ย. 06 Apr 06 Forecast			การปรับปรุงในเดือน เม.ย. 06 ที่ปรับปรุงแล้ว Adjustment to Apr. 06 Forecast			
	อัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติที่ Assumed per annum GDP growth rate	การเติบโตของ ความต้องการไฟฟ้า Demand growth	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกวัตต์) Peak demand (MW)	ไฟฟ้าที่อ้างถึง ปี 2549 โดย คิดเป็นเบาะแสความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุดฐาน (21,064 MW) Use actual 2006 peak as base (21,064 MW)	การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ = 4.77% (ค่าเฉลี่ยในรอบ 15 ปี) GDP growth = 4.77% (average past 15 yrs.)	รวมค่าปรับไฟฟ้าที่ปรับ (เมกวัตต์) Total adjustment(MW)	ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ที่ปรับปรุงแล้ว (เมกวัตต์) Revised peak demand (MW)
2549(2006)	5.0%	6.94%	21,963	-899.00	0.00	-899.00	21,064.00
2550(2007)	5.5%	6.59%	23,411	-958.88	-184.24	-1,143.12	22,267.88
2551(2008)	5.5%	6.24%	24,873	-1,019.87	-380.16	-1,400.03	23,472.97
2552(2009)	5.0%	5.75%	26,303	-1,078.32	-464.11	-1,542.43	24,760.57
2553(2010)	5.0%	5.54%	27,761	-1,138.87	-552.92	-1,691.79	26,069.21
2554(2011)	5.0%	5.68%	29,337	-1,202.73	-652.44	-1,855.17	27,481.83
2555(2012)	5.5%	5.60%	30,980	-1,270.21	-893.24	-2,163.45	28,816.55
2556(2013)	5.5%	5.37%	32,643	-1,337.80	-1,146.59	-2,484.39	30,158.61
2557(2014)	5.5%	5.35%	34,391	-1,410.97	-1,422.09	-2,833.06	31,557.94
2558(2015)	5.5%	5.46%	36,268	-1,487.26	-1,728.44	-3,215.70	33,052.30
2559(2016)	5.5%	5.44%	38,241	-1,568.19	-2,061.11	-3,629.30	34,611.70
2560(2017)	5.5%	5.24%	40,245	-1,650.53	-2,409.70	-4,060.23	36,184.77
2561(2018)	5.5%	5.27%	42,364	-1,735.60	-2,791.29	-4,526.89	37,837.11
2562(2019)	5.5%	5.24%	44,585	-1,827.67	-3,199.84	-5,027.51	39,557.49
2563(2020)	5.5%	5.23%	46,919	-1,925.47	-3,640.08	-5,565.55	41,353.45
2564(2021)	5.5%	5.19%	49,355	-2,026.30	-4,113.18	-6,139.48	43,215.52





4.1 ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

จากการประชุมเชิงปฏิบัติการครั้งสำคัญในเรื่อง “ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการพัฒนาชนัน” ในปี 2546 มีการเปิดเผยตัวเลขประมาณการของกระทรวงพลังงานว่า ประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนมากกว่า 14,000 เมกะวัตต์ (กระทรวงพลังงาน 2003) เมื่อพิจารณาจากข้อมูลนี้ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของไทยในปี 2549 จึงควรเป็น 26,457 เมกะวัตต์ แม้ว่ากำลังผลิตติดตั้งจะไม่ครอบคลุมถึงกำลังผลิตที่สร้างขึ้นของเทคโนโลยีแต่ละประเภท แต่ก็เป็นสิ่งเล็งเห็นว่าศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวจนถึงปัจจุบัน มีกำลังผลิตรวมกันมากกว่าครึ่งของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดที่อยู่ใน

ศักยภาพของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทปรากฏอยู่ในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน (ที่มา: กระทรวงพลังงาน 2003)

Table 4: Renewable energy potential. (Source: Thai Ministry of Energy, 2003)

ทรัพยากร Resource	ศักยภาพ (เมกะวัตต์) Potential (MW)
 ชีวมวล Biomass	7,000
 เซลล์แสงอาทิตย์ Solar PV	>5,000
 ลม Wind	1,600
 ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และเล็กมาก Micro- & Mini-hydro	700

4.1 Renewable energy potential

The influential “Energy Strategy for Competitiveness” workshop, chaired by Prime Minister Thaksin in 2003, released a Thai Ministry of Energy estimate that Thailand’s potential renewable energy/resources exceed 14,000MW.(Thai Ministry of Energy 2003). To put this in perspective, Thailand’s total installed electrical capacity in 2006 is 26,457MW. Although installed capacity does not describe the capacity for actual electrical output from each technology, it is interesting to note that the identified renewable energy potential to date constitutes over half of existing total installed capacity.









(ที่มา : nStulip)
(Photograph : Greenpeace)

ผลการศึกษาเบื้องต้นชี้ให้เห็นว่าการศึกษาศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับการเผยแพร่ในเดือนมีนาคม 2549 โดยเป็นการศึกษาที่ไร้ต้นทุน สัมพันธ์กันจากสถาบันวิจัยและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และ ดำเนินการโดยนักวิจัยจาก Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSEE) ในระยะที่การศึกษาในหัวข้อ “ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อ การแข่งขัน” ซึ่งเผยแพร่ในปี 2546 จะเน้นที่ “ศักยภาพในเชิงเทคนิค” (technical potential) การศึกษาในปี 2549 เน้นที่ปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่มี ความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์

ตารางที่ 5 ประมาณการพลังงานหมุนเวียนที่นับได้โดยอาศัยภายใต้เป้าหมายที่วางไว้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน และกรณี: ปรารถนาดี

Table 5: Estimate of commercially viable renewable energy power under expected feed-in/FPS policies.

	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Installed Capacity (MW)		
	2548(2005)	2554(2011)	2559(2016)
 เศษวัสดุคั่วธัญญา Biomass residues	2.191	3.229	4.938
 พืชหมุนเวียนอายุสั้น* Short rotation plants*	0	519	1.298
 ก๊าซชีวภาพสำหรับความร้อนและไฟฟ้า Biogas for heat and power	4	323	384
 ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก Small hydro	53	338	338
 ลม Wind	0	194	1,783
 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Solar PV	26	60	120
รวม (ไม่นับพืชหมุนเวียนอายุสั้น)	2,303	4,844	9,054
รวม (นับพืชหมุนเวียนอายุสั้น)	2,303	4,325	7,756

(ซึ่งหมุนเวียนอายุสั้น) ในตารางหมายถึงพืชที่สามารถปลูกเป็นพืชพลังงานได้ (อย่างเช่น มันสำปะหลัง, มันฝรั่ง) ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า มีการแสดงตาราง กว้างว่า การปลูกพืชหมุนเวียนทำให้อิทธิพลด้านลบต่อสิ่งแวดล้อมและการใช้ทรัพยากร จึงมีการเสนอว่าควรนำพืชของเหลือจากสวนครัวมาผลิตพลังงาน

(In the table 5, “short rotation plants” refers to plantation biomass crops grown (cassava, pulp wood, etc.) mainly for conversion to electrical energy. Concerns have been raised that these crops would divert land and water from food production - and therefore we have dropped these from the totals.)

In March 2006 preliminary results from a comprehensive study on renewable energy potential were released. The study was commissioned by the Thai Ministry of Energy’s Energy Planning and Policy office (EPPO), and carried out by researchers at the Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSEE). Whereas the 2003 “Energy Strategy for Competitiveness” study appears to have focused on “technical potential”, the 2006 study concerns the amount of renewable energy considered to be commercially viable.



ระบบไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ของชุมชนที่หมู่บ้านป่าแดง จังหวัดเชียงใหม่ (ที่มา: กลุ่มวิจัย) A 40 kW grid-connected community micro-hydro at Mae Kam Pong village, Chiang Mai, Thailand. (Photo: Palang Thai)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 40 กิโลวัตต์ ที่บริการชุมชนไฟฟ้าพลังน้ำป่าแดงบ้านป่าแดง ตำบลป่าแดง อำเภอแม่ออน (ที่มา: กลุ่มวิจัย) 40 kW micro-hydro generator at Mae Kam Pong (Photo: Palang Thai)



4.2 ศักยภาพของประสิทธิภาพตามพลังงาน

โครงการการจัดทำคาร์บอนเครดิตของกองทุนพัฒนาระบบผลิตพลังงานที่เริ่มต้นดำเนินการตั้งแต่กลางทศวรรษ 1990 โดยได้รับทุนสนับสนุนจากกองทุนสิ่งแวดล้อมโลก (Global Environmental Fund) และมีส่วนช่วยลดความต้องการใช้ฟอสซิล 735 เมกะวัตต์จนถึงปี 2544¹⁹ โดยที่ต้นทุน 0.5 บาทต่อกิโลวัตต์ (Phumaphand 2001) ซึ่งคิดเป็นหนึ่งในสามของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบกังหันก๊าซร่วมร่วม ในเดือนมีนาคม 2549 โครงการลดความต้องการของกองทุนช่วยให้ประหยัดไฟฟ้าได้ถึง 1,305 เมกะวัตต์ (EGAT 2006a)

ในบรรดาการจัดทำคาร์บอนเครดิตของประเทศไทยเป็นรายหนึ่งของตลาดโลกที่ประกาศว่ามีการประหยัดไฟฟ้า 2,529 เมกะวัตต์ (11,468 กิโลวัตต์) ภายในปี 2554 จากการจัดทำคาร์บอนเครดิตในไทยมี “ความเป็นไปได้และผลตอบแทนเชิงเศรษฐกิจ” (du Pont 2005) โดยมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 1.25 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง มีกำไรสองเท่าจากการชดเชยหากันเพื่อทำให้เกิดความมั่นคงต่อผลผลิตสุดท้าย ประชาชน การศึกษา การศึกษาวิเคราะห์เชิงคุณภาพ โดยใช้อธิบายการแยกตามภาคส่วน การวิเคราะห์ต้นทุนการบริการที่ระดับความละเอียดสูงมารวมกันได้ภายในเวลาไม่ถึงกว่า 5 ปี เช่นเดียวกับการศึกษาที่ระดับความละเอียดสูงไฟฟ้า-ความร้อนของ JGSEE การศึกษาของ du Pont มีการประเมินผลตอบแทน “ที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์” ลงเป็น “ประมาณการที่เป็นไปได้” ซึ่งศึกษาภายใต้ข้อสรุปว่า “ร้อยละ 5-20 ของศักยภาพที่เป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์สำหรับปฏิกรายชนแต่ละคนขึ้นอยู่กับความสนใจหรือที่เรียกว่า อาจจะเป็นเนื่องจากการขาดข้อมูลและความสนใจ หรือด้วยเหตุผลอื่น ๆก็ตาม มีคนไม่มากนักที่เลือกจะลงทุนในการผลิตพลังงานที่ประหยัดไฟฟ้าแม้ว่าจะเป็นโครงการที่ให้ผลกำไรมากที่สุดก็ตาม

การศึกษาของ du Pont ประกอบด้วยการวิเคราะห์ผลผลิตพลังงานตามตัวชี้วัดปริมาณต้นทุนของระดับศักยภาพการจัดทำคาร์บอนเครดิตให้ฟอสซิล โดยการรวมเป้าหมายการประหยัดพลังงานที่มีอยู่ในแผนการจัดทำคาร์บอนเครดิตให้ฟอสซิลและแผนการที่ผลิตพลังงานอยู่เป็นประจำของรัฐบาล ทั้งที่กำหนดตำแหน่งและที่อยู่ระหว่างวางแผน จากนั้นก็ศึกษาตัวเลขเหล่านี้ด้วยตัวร้อยละ 75 (สำหรับตัวเลขที่เสนอโครงการจัดทำคาร์บอนเครดิตให้ฟอสซิลของฟอส) และคูณด้วยร้อยละ 25 (สำหรับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน) ซึ่งสะท้อนถึงภาวะประเมินแบบตัวชี้วัดอุปสรรคในเชิงสถาบันและอื่น ๆ ที่ระบุถึงเป้าหมายการประหยัดพลังงานและการลดความต้องการสูงสุด ผลการวิเคราะห์ทั้งสองในลำดับแรกเป็น “แต่ละโครงการ” และ “แต่ละโครงการ” มีความใกล้เคียงกัน

การประเมินอย่างเข้มงวดจากกลไกการจัดทำคาร์บอนเครดิตให้ฟอสซิลที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์ สะท้อนให้เห็นว่าทศวรรษที่โครงการจัดทำคาร์บอนเครดิตให้ฟอสซิลไปยังอย่างกว้างทั่วประเทศ จะทำให้สามารถประหยัดไฟฟ้าได้มากกว่า 2,529 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นตัวเลขที่ปรากฏในรายงานของ du Pont

รายงานของธนาคารโลกที่ประเมิน

ว่าการประหยัดไฟฟ้า 2,529 เมกะวัตต์

(11,468 กิโลวัตต์/ปี) ภายในปี

2554 จากการลดต้นทุนการผลิต

ไฟฟ้าในไทย “ความเป็นไปได้:

ลดต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์

โดยต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่

1.25 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

World Bank-commissioned report estimating that 2,529MW (11,468GWh/year) of DSM in Thailand is “economic and achievable” by 2011 at an average cost of 1.25 baht/kWh.

4.2 Energy efficiency potential

EGAT’s own demand side management (DSM) program included a variety of initiatives launched in the mid-1990s under a program supported by the Global Environmental Fund that provided over 735MW of demand reduction²⁰ by year 2001 at a cost of 0.5 baht (US \$0.0125) per kWh (Phumaphand 2001). This is about one third the cost of electricity generation from natural gas combined cycle gas turbines. As of March 2006, the same EGAT program has saved 1,305MW (EGAT 2006a).

Among the most recent significant Thai DSM studies is a World Bank-commissioned report estimating that 2,529MW (11,468GWh/year) of DSM in Thailand is “economic and achievable” by 2011 (du Pont 2005) at an average cost of 1.25 baht/kWh. Two parallel approaches were used in order to instill more confidence in the final results. First, the study analyses the potential for DSM and energy efficiency using a sector-based analysis. This analysis considers only measures that have a payback period of less than five years. Like the study JGSEECHP study, the du Pont study discounts “commercially viable” estimates to arrive at “achievable estimates” that are typically 5% to 20% of the commercially viable potential for each end-use. This reflects the unfortunate observation that through lack of information and lack of interest, or other reasons, few chose to invest in energy savings opportunities even if they are very profitable.

In the du Pont study, the sector-based analysis is followed by a parallel estimate of an achievable level of DSM resources by adding up the targets of the existing and planned government DSM and energy-efficiency programs, and then multiply these values by 75% (for the Electricity Generation Authority of Thailand - EGAT DSM program) and 25% (for Department of Alternative Energy and Energy Efficiency) reflecting the author’s conservative assessment of institutional and other barriers to achieving the targeted peak and energy savings. Both the “sector-base” and “program-based” results match.

The heavy discounting of commercially viable DSM measures suggests that an aggressive nationwide DSM program could lead to total savings significantly higher than 2,529MW figure reported in the du Pont report.

การปรับอัตราความต้องการ (Demand Response) นอกเหนือไปจากการพูดถึงการดำเนินการด้านการใช้ไฟฟ้าและการปรับอัตราพลังงานแล้ว ในบางงานของ du Pont ยังอธิบายว่า เราสามารถลดความต้องการด้านพลังงานที่ต้องการสูงสุดได้เป็นจำนวนมาก โดยการชี้ให้เห็นถึงการปรับอัตราความต้องการ (Demand response) ซึ่งขึ้นอยู่กับช่วงเวลา โดยที่การชี้ให้เห็นถึงการปรับอัตราความต้องการ (Demand response) ซึ่งขึ้นอยู่กับช่วงเวลา และไม่มีค่าการผูกขาดไปในช่วงบางของขนาดการผลิต และยังไม่มีค่าผูกขาด และไม่มีค่าการผูกขาดไปในช่วงบางของขนาดการผลิตด้วย วิธี

1. “อัตราค่าไฟฟ้าแบบเบี่ยง” สำหรับลูกค้าที่มีความประสงค์จะลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดหลายครั้งต่อปี ทั้งนี้เพื่อแลกกับส่วนลดค่าไฟฟ้า ลูกค้าที่เข้าร่วมโครงการนี้อย่างสมัครใจ จะระบุจำนวนไฟฟ้า (กิโลวัตต์) ที่พวกเขาพร้อมจะลดลงเมื่อมีการร้องขอ
2. นอกเหนือจากแรงจูงใจดังกล่าว ยังมีการใช้เทคโนโลยีที่สามารถติดตามความต้องการที่เกิดขึ้นในช่วงที่ลดความต้องการสูงสุดได้ และการสื่อสารกับผู้เข้าร่วมรายการได้ทราบ มีการใช้กลไกเพื่อจัดการใช้ไฟฟ้าลงโดยอัตโนมัติ และมาตรการอื่น ๆ ที่สอดคล้องกับโครงการนี้ได้

ภาพยังมีส่วนร่วมกับจัดกับกิจกรรมที่ผู้จัดดำเนินการด้วยความสมัครใจ นั่นคือ “โครงการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด” อย่างชัดเจน โครงการดังกล่าวเน้นที่การตอบแทนลูกค้าด้วยผู้ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าสำรอง (ส่วนใหญ่ใช้แก๊สธรรมชาติหรือดีเซล) ในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โครงการนี้ประสบความสำเร็จเมื่อแรกเริ่มในดีเซลเพื่อลดต้นทุนค่าใช้โครงการไปเป็นหนึ่งล้านสำหรับผู้เข้าร่วม กฟผ.ต้องได้โครงการนี้ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้น อันที่จริงแล้ว การที่โครงการนี้มีความยืดหยุ่นกว่านี้ โดยครอบคลุมวิธีการคำนวณความต้องการและราคาผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการปรับอัตราค่าไฟฟ้า เพื่อให้โครงการนี้ต้องประสบความสำเร็จในแง่ของต้นทุนของราคาตามข้อเท็จจริง

ในสหรัฐ โครงการปรับความต้องการไฟฟ้าช่วยจัดการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดลงมากกว่า 15,000 เมกะวัตต์ (Comverge Inc. 2006) โดยมีตัวอย่างของโครงการนี้ได้แก่ (เป็นการอ้างอิงข้อมูลโดยตรงจาก NWPCC 2006)

บริษัท Georgia Power (สหรัฐ)

บริษัท Georgia Power มีลูกค้า 1,700 รายที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าปรับตามจริง (Real time) ลูกค้าเหล่านี้เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าร้อยละ 80 ของความต้องการไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์และอุตสาหกรรมจากรัฐ (ปรกติอยู่ที่ประมาณ 5,000 เมกะวัตต์) และสามารถลดความต้องการไฟฟ้าลงได้มากกว่า 750 เมกะวัตต์ ในบางกรณี โครงการมีอัตราค่าไฟฟ้าสองส่วน ซึ่งจะปรับอัตราค่าไฟฟ้าให้ขึ้นหรือลงตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าของลูกค้า โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าในระดับที่ต่ำมากสำหรับผู้ใช้ในระดับฐาน

บริษัท Gulf Power (สหรัฐ)

บริษัท Gulf Power ให้บริการแบบสมัครใจกับลูกค้าตามครัวเรือน โดยจะมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ผันแปรในแต่ละช่วงเวลาของวัน รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับตามประเภทการใช้ไฟฟ้าหลัก ๆ (การทำความร้อนและความเย็นในอาคาร การทำน้ำร้อน และมิเตอร์น้ำ) ลูกค้าในโครงการนี้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าลงได้ร้อยละ 44 ในช่วงเวลาจำกัดของการใช้ไฟฟ้าเมื่อเทียบกับกลุ่มที่ไม่ได้เข้าร่วมโครงการ

บริษัท Puget Sound Energy (สหรัฐ)

บริษัท Puget Sound Energy เสนออัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ใช้สำหรับลูกค้าตามครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ ผู้เข้าร่วมโครงการนี้ประมาณ 300,000 ราย จากภาวะเศรษฐกิจของบริษัทชี้ให้เห็นว่าโครงการนี้ช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่เกินขีดความสามารถได้ประมาณร้อยละ 5-6

เราสามารถลดความต้องการได้ในวง

ความท้าทายสู่การลดความต้องการ

บทบาทใช้เทคโนโลยีการปรับความ

ใช้เทคโนโลยีแบบเรียลไทม์ตามหน่วยผลิต

แพลตฟอร์มทั่วโลก แต่ยังไม่เกิดขึ้นในไทย

Demand response: In addition to discussing DSM and energy savings, the author of the du Pont report explained that another large chunk of peak load savings is possible through demand response techniques that are common in utilities world-wide but are not yet practiced by Thai utilities and were not considered in the World Bank-commissioned report. Demand response shaves peak load through:

1. Special “interruptible tariffs” for customers willing to be asked to shed load several times a year in return for discounts on power. Customers participate in the program voluntarily, and specify the amount of power (kW) they are willing to turn off when requested.
2. In addition to incentives, technologies which detect the need for load shedding, communicate the demand to participating users, automate load shedding, and verify compliance with demand-response programs.

EGAT engaged in a limited effort to initiate a somewhat related but ultimately unsuccessful program: “Peak Cut”. However, the Peak Cut program only focused on paying customers with auxiliary back-up (generally diesel) generators to run their generators during peak demand periods. The program ran into problems when the price of diesel fuel escalated to levels that rendered the program unattractive to participants. EGAT stopped the program in its early stages. EGAT should make the program much more flexible to include both load curtailment and supply, as well as construct tariffs that insulate the viability of the program from fossil fuel price volatility.

In the USA, demand response programs now provide over 15,000 MW of peak load reduction (Comverge Inc. 2006). Some examples of demand response include (quoted directly from NWPCC 2006):

Georgia Power (USA)

Georgia Power has 1,700 customers on real-time prices. These customers, who make up about 80 percent of Georgia Power’s commercial and industrial load (ordinarily, about 5,000 megawatts), have reduced their load by more than 750 megawatts in some instances. The program uses a two-part tariff, which applies real-time prices to increases or decreases from the customer’s base level of use, but applies a much lower regulated rate to the base level of use itself.

Gulf Power (USA)

Gulf Power offers a voluntary program for residential customers that includes prices that vary by time of day along with a programmable control for major electricity users (space heating and cooling, water heating and pool pump, if present). Customers in the program reduced their load 44 percent during

critical periods, compared to a control group of non-participants.

Puget Sound Energy (USA)

Puget Sound Energy offered a time-of-use pricing option for residential and commercial customers. There are about 300,000 participants in the program. PSE’s analysis indicates that this program reduced customers’ loads during high cost periods by 5-6 percent.

Another large chunk of peak load savings is possible through demand response techniques that are common in utilities world-wide but are not yet practiced by Thai utilities

4.3 ศักยภาพของผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน

ดังที่กล่าวข้างต้น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่มีขนาดและที่ตั้งเหมาะสม จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของพลังงานโดยรวมเป็นอย่างมาก เนื่องจากมีการนำความร้อนสูญเสียกลับมาใช้ใหม่ในระบบจำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าต่อไป

นอกเหนือจากกำลังผลิตของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนจำนวน 4,071 เมกะวัตต์ในไทย (EPP0 2006a) แล้ว เรายังมีศักยภาพอื่นอีกมากมาย

ข้อมูลชี้ให้เห็นศักยภาพส่วนนี้ที่นัก วิศวกรสามารถเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งมีการคำนวณเข้ามา แต่ ภาพ. 6 ได้มีการประเมินที่กับ กพ. แต่ กพ. ไม่ยอมออกหนังสืออนุมัติให้โครงการเหล่านี้มีกำลังรวมกันมากกว่า 4,000 เมกะวัตต์ โดยครึ่งหนึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในอุตสาหกรรมไฟฟ้าและอีกครึ่งหนึ่งจะมีการจ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า โครงการส่วนใหญ่เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งที่ผลิตเชิงพาณิชย์ เนื่องจากโครงการเหล่านี้มีการเร่งเสนอขึ้นจะถือวัตถุประสงค์ว่า ข้อจำกัดศักยภาพระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนเพิ่มเติมในพื้นที่รอบๆ รวมทั้งจะขายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้ามากกว่านี้อีก จำนวนโครงการที่มีการเสนอแต่ไม่ได้รับการอนุมัติสะท้อนถึงศักยภาพของทรัพยากรยังไม่มีการนำมาใช้ประโยชน์

ตารางที่ 6 ไม้ไฟฟ้าแบบ รับซื้อจากผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

(ดู เปรียบเทียบ 2547)

Table 6 EGAT Power Purchases from Small Power Producers (as of January 2004)

	Firm	Non-firm	SQU
1. ข้อเสนอที่ยื่นเข้า			
Proposals submitted			
1.1 จำนวนโครงการ	79	50	129
Number of Projects			
1.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	7,845.11	893.71	8,738.82
Generating Capacity (MW)			
1.3 ปริมาณไฟฟ้าขายให้กับ กพ. (เมกะวัตต์)	4,624.80	292.28	4,917.08
Sale to EGAT (MW)			
2. โครงการที่ได้รับหนังสืออนุญาต*			
Received Notification of Acceptance*			
2.1 จำนวนโครงการ	42	43	85
Number of Projects			
2.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	3,655.21	820.70	4,475.91
Generating Capacity (MW)			
2.3 ปริมาณไฟฟ้าขายให้กับ กพ. (เมกะวัตต์)	2,123.30	281.10	2,404.40
Sale to EGAT (MW)			
3. โครงการที่มีการเซ็นสัญญา			
Contract Signed			
3.1 จำนวนโครงการ	35	38	73
Number of Projects			
3.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	3,492.51	766.20	4,258.71
Generating Capacity (MW)			
3.3 ปริมาณไฟฟ้าขายให้กับ กพ. (เมกะวัตต์)	2,019.60	256.60	2,276.20
Sale to EGAT (MW)			
4. โครงการที่กรจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ			
Supplying Power to The Grid			
4.1 จำนวนโครงการ	32	30	62
Number of Projects			
4.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	3,166.51	687.50	3,854.01
Generating Capacity (MW)			
4.3 ปริมาณไฟฟ้าขายให้กับ กพ. (เมกะวัตต์)	1,937.20	222.40	2,159.60
Sale to EGAT (MW)			

* ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ไม่ได้รับอนุญาตหรือยังไม่มีใบอนุญาต และผู้ผลิตที่ถอนโครงการออกไป

* Excludes Small Power Producers that did not present Proposal Securities and withdrew

4.3 CHP potential

As discussed above, properly sized and located Combine Heat and Power (CHP) provides radical improvements in overall energy efficiency by making effective use of waste heat from combustion processes used to generate electricity.

In addition to the current 4,071MW of CHP installed in Thailand (EPP0 2006a) there remains considerable potential for more.

One indication of this potential is the applications EGAT received that were not accepted when EGAT closed the SPP program in 1998. The SPPs noted in Table 6 that have been submitted but did not receive Notification of Acceptance by EGAT represent more than 4,000MW of power, approximately half of which would be consumed on site and half sold to the grid. Most of that would have been firm power - indicating that it was probably fossil fuel-fired CHP. Since most of these projects were submitted prior to the economic crisis, it is likely that there is significant additional cogeneration potential for on-site generation as well as sale to the grid. The number of submitted projects but unaccepted possibly represents a large, as yet untapped, resource.

การศึกษาอื่นที่มีผลสรุปในลักษณะที่ใกล้เคียงความจริงมากกว่าได้แก่การศึกษาร่วมกันของหน่วยงานพลังงานภายใต้การวางผังเมืองและ Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSSE) การศึกษาอื่นเป็นการประเมินศักยภาพในเชิงพาณิชย์ของการจัดสร้างระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนในพื้นที่เมืองในโรงงาน 817 แห่งและอาคารพาณิชย์ 966 แห่ง ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่กระจายครอบคลุมทั่วประเทศไทย (Menke, Gozdencic et al. 2006) โดยเป็นการศึกษาที่ค่อนข้างรอบคอบ แต่ก็ยังมีข้อจำกัดในการคาดการณ์การลดปริมาณไฟฟ้า-ความร้อนในอาคารของหน่วยงานราชการขนาดใหญ่ บ้านเรือน ฯลฯ (ข) การศึกษาอื่นไม่ครอบคลุมถึงพื้นที่ของสถานที่ราชการชั้นอุดมศึกษาและระดับมัธยมศึกษา รวมถึงไม่สนใจพื้นที่ของโรงงานปิโตรเคมี โดยผู้ดูแลไม่สนใจ และ (ค) การศึกษาให้ความสำคัญกับอาคารที่มีอยู่และอาคารใหม่ ๆ ที่จะถูกสร้างขึ้นระหว่างปีงบประมาณ 2558 ผลลัพธ์จากการศึกษาเบื้องต้นแสดงให้เห็นตารางที่ 7 ด้านล่าง โดยมีภาพประกอบว่าศักยภาพเพิ่มเติมของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่นำไปใช้ในเชิงพาณิชย์อยู่ที่ 3,271 เมกะวัตต์

ตารางที่ 7 ประมาณการประหยัดพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้เป็นเชิงพาณิชย์ โดยพิจารณาปริมาณการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้ในอาคารพาณิชย์และโรงงาน

ประเภทของสถานประกอบ Type of facility	จำนวน No.	กำลังผลิตของ ระบบการผลิต ร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ ไม่ได้เป็นเชิงพาณิชย์ (เมกะวัตต์)	การลดความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุดต่อเป็นเวลา ช่วงกลางวันโดย ไม่ได้อาศัยพื้นที่ ของโรงงาน Peak MW load offset through avoided electrical air conditioning demand	รวม (เมกะวัตต์) Total (MW)	พลังงานที่ประหยัดได้ ทั้งหมด (กิโลวัตต์- ชั่วโมง) Total energy savings (GWh/yr)	ระยะเวลาการคุ้มทุน Simple payback period (yrs)
โรงงาน Factories	817	2,771	0	2,771	30,667	3-5
อาคารพาณิชย์ Commercial buildings	966	500	147	647	1,354	5-6
รวม (ที่นำไปได้เชิงพาณิชย์) Total (commercially viable)				3,418	32,021	

การศึกษาในโรงงานนั้นที่เครื่องใช้การเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติและ
ถังหมักก๊าซ โดยมีการทำไอเย็นที่ถูกลดออกไม่เข้าใช้เพื่อลดการใช้ก๊าซ
ธรรมชาติ น้ำมันเตา หรือถ่านหิน

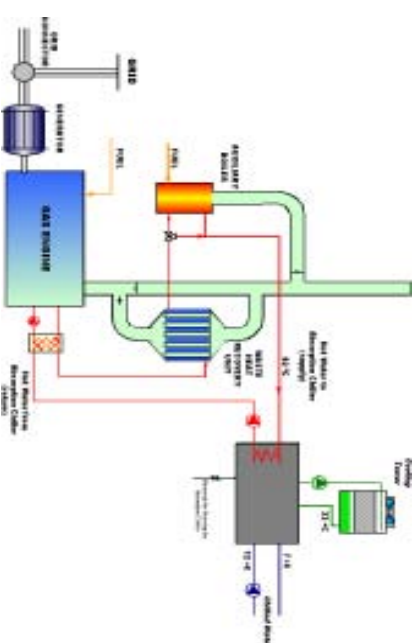
การศึกษาในอาคารพาณิชย์ เป็นการสำรวจระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนขนาดเล็ก (น้อยกว่า 5 เมกะวัตต์) ซึ่งใช้เชื้อเพลิงที่เข้าร่วมกับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืน (absorption chillers) (ดูรูปที่ 7) การลดลงของเมกะวัตต์และกิโลวัตต์ชั่วโมงคิดตามแหล่งผลิตด้วยนั้น ปรากฏว่าระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนจะมีขีดความสามารถที่จะช่วยลดความต้องการในช่วงกลางคืนมากที่สุด และจะเก็บปริมาณไฟฟ้าที่สร้างขึ้นจากระบบส่งไฟฟ้า ประการที่สอง มีการคำนวณที่ละเอียดออกมาเพื่อที่ระบบทำความเย็นแบบดูดกลืน ซึ่งช่วยในการปรับอากาศโดยไม่ให้ไฟฟ้า การศึกษาอื่นที่อยู่นอกพื้นที่ที่กล่าว ระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนที่ช่วยลดความต้องการความร้อนตามระดับที่สมารถอยู่ที่ 0.75 และสมารถใช้ทดแทนเครื่องปรับอากาศที่พื้นที่สำหรับผลิตความร้อนอยู่ที่ 2.8 ระบบการลดปริมาณไฟฟ้า - ความร้อนในอาคารพาณิชย์จะถูกจัดวาง 3,500 ชั่วโมงต่อปี และมีการติดตั้งตามความต้องการปรับอากาศในอาคาร เนื่องจากช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยส่วนหนึ่งมาจากโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าที่ปรอท การนำระบบนี้มาใช้จึงสามารถลดการผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดได้

Somewhat more modest conclusions are reached in a study commissioned by the Thai Ministry of Energy's Energy Planning and Policy Office (EPPO) and carried out by the Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSSE). The study estimated the quantity of commercially viable new CHP in 817 existing factories and 966 existing commercial buildings located in areas that will be served by planned Thai natural gas pipeline expansion (Menke, Gozdencic et al. 2006). The study is thorough, but is likely to underestimate potential by year 2015 because (a) it overlooks opportunities for CHP in large government buildings, residences, etc; (b) because the study disregards hundreds of potential industrial and commercial sites for which data was incomplete; and (c) and because the study considers only existing buildings and not new facilities that will be built between now and 2015. Results derived from preliminary study findings are shown below in table 7. Commercially viable CHP new potential capacity is estimated to be 3,271MW²².

In commercial buildings, the study considered small CHP units (<5MW) using gas engines together with absorption chillers (Figure 7). MW and GWh reductions thus come from two sources: first, electricity is directly produced by the CHP unit offsetting local loads and contributing excess electricity to the grid; second, waste heat is used to drive absorption chillers that substitute for electrically powered air conditioning. The study assumes that heat-driven absorption chillers have a coefficient of performance (COP) of 0.75 and replace electric air conditioners that have a COP of 2.8. CHP in commercial buildings is assumed to run 3,500 hours per year, and is dispatched according to air conditioning needs in the building. Since Thailand's peak electricity consumption is also driven by air conditioning, this overlap is perfect for reducing Thailand's peak generation requirements.

In factories the study considered natural gas combustion engines and gas turbines with waste steam used to offset natural gas, heavy fuel oil, or coal in steam boilers.

รูปที่ 7 ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้จากพื้นที่ตั้งตั้งกับโรงงานบ้านเป็นแบบดูดกลืนจากการผลิตของ Menke และคณะ (พ.ร.ว. เมนเค, โกซเดนซิค et al. 2006)



กรอบ 1 : ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน

แม้ว่าโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ในประเทศไทยจะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่รวมศูนย์ แต่ประมาณร้อยละ 9 ของพลังงานไฟฟ้าแบบขายส่งในปี 2547 ก็มาจากโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนขนาดเล็ก หรือที่เรียกว่าระบบ โดจนเนอร์ชั่น “cogeneration” (Lucarelli, 2006)

โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดของไทยใช้ระบบกังหันก๊าซแบบความร้อนร่วม ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงให้เป็นพลังงานเพียงแค่ร้อยละ 41 ที่เหลือจะเป็นความร้อนที่ถูกปล่อยอย่างสูญเปล่าไปสู่สิ่งแวดล้อมโดยผ่านปล่องก๊าซหรือหน่วยหล่อเย็น ระบบกังหันก๊าซที่ขับเคลื่อนด้วยถ่านหินและก๊าซธรรมชาติซึ่งมีประสิทธิภาพน้อยกว่าอีก กล่าวคือมีประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยเพียงแค่ร้อยละ 30.4 และ 25.4 โดยลำดับ (Menke, Gvozdenac et al., 2006)

ในโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนจะมีการจับ “ความร้อนที่สูญหายไป” เอาไว้ และนำเอาไปใช้ประโยชน์ ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมจากร้อยละ 70 เป็น 90 โรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ มักตั้งอยู่ในสถานที่ซึ่งสามารถนำความร้อนที่สูญเปล่ากลับมาใช้ประโยชน์ได้ โดยรูปแบบทั่วไปจะมีการตั้งโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนอยู่ใกล้ หรืออยู่ภายในบริเวณโรงงาน โดยจะมีการนำเอาน้ำที่นำไปใช้ประโยชน์ต่าง ๆ ในเชิงอุตสาหกรรม หรืออาจมีการนำความร้อนที่ถูกปล่อยออกมาไปใช้เพื่อให้ความร้อนในบางกรณี ทำความเย็นในพื้นที่ ซึ่งช่วยลดการปรับอากาศด้วยไฟฟ้าลง ในบางครั้งเราเรียกแบบนี้ว่า “ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนและความร้อนร่วม” หรือระบบ “Trigeneration”

ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน-ความเย็นจะเหมาะกับประเทศไทยเป็นอย่างมาก เพราะเอื้ออำนวยด้านเทคนิคกับก๊าซที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าจำนวนมากที่พร้อมเครื่องปรับอากาศ แรกเริ่มจะต้องไปดึงพลังงานจากรถยนต์ที่ปล่อยพลังงานส่วนหนึ่งเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ นอกจากนี้ ยังช่วยลดไฟฟ้าที่ล้นจุดที่มีการใช้ไฟฟ้ามากทำให้ลดการสูญเสียเนื่องจากการจ่ายไฟฟ้าตามระบบส่งไฟฟ้า ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน-ความเย็น ส่วนใหญ่มีดำเนินการโดยเอกชนตามโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

Box 1: Combine Heat and Power

While most of the Thailand’s power plants are large centralized power plants, about 9% of bulk electricity supply in 2004 was provided by smaller distributed combine heat and power (CHP) plants — also referred to as “cogeneration” (Lucarelli, 2006).

The most efficient conventional power fossil fuel plants in Thailand are combined cycle gas turbines which, on average, are only 41% efficient at converting fuel into electricity. The remainder of the energy input is released as waste heat to the environment through flue gases or cooling towers. Coal-fired steam turbines and gas turbines in Thailand are even worse, with efficiencies averaging 30.4% and 25.4% respectively (Menke, Gvozdenac et al., 2006).

In CHP plants, on the other hand, “waste heat” is captured and put to use, raising overall efficiencies to 70 to 90%. Decentralized power plants are generally located in places where the waste heat can be put to good use. One common arrangement is to locate CHP plants near or inside factories where steam is necessary for a variety of industrial processes. Or waste heat can be used to power district cooling systems, displacing the need for electric powered air conditioning. These are sometimes called “Combine Cooling, Heating and Power” plants (CHHP) or “Trigeneration” plants.

Combine Cooling Heating and Power (CCHP) plants are particularly appropriate for Thailand because the steam is used to offset some of Thailand’s massive air conditioning load. Instead of drawing from the grid during the peak load time, CCHP plants put the most energy into the grid during peak load times. In addition, they provide electricity near load centers, reducing the burden on the transmission network. The vast majority of CHP is privately operated under Thailand’s Small Power Producer (SPP) program



ระบบผลิตไฟฟ้า-ความร้อนและความเย็นจะรวมกันตามจุดใช้เชื้อเพลิงที่ 45 ในกรุงเทพฯ เพื่อสร้างความเย็นให้กับสนามบิน โดยสร้างในแนวร่วมระหว่างทางรถไฟนครหลวง รัชโยธิน-จรัญ (บางขุน) และถนน (ถนนรัชโยธิน-ถนน รัชโยธิน)

Combine Cooling Heat and Power (CCHP) plant Bangkok’s new Suvarnabhumi International Airport provides 45MW of electricity and also makes chilled water that cools the airport. The project is a joint venture by the Metropolitan Electricity Authority (MEA), the Petroleum Authority of Thailand (PTT Plc.) and the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Photo by Chulachom Gateen.



ไทยสรุปแล้ว มีอะไรที่เราทำได้บ้าง ถ้าตั้งใจจะทำ?

PUTTING IT TOGETHER:
WHAT IS POSSIBLE
IF WE PUT OUR MINDS TO IT?

อนาคตของระบบไฟฟ้าสะอาดและกระจายศูนย์เป็นไทยจะเป็นอย่างไร? จะเกิดอะไรขึ้นถ้าประเทศไทยลงทุนในศักยภาพการผลิตพลังงานที่ไร้ผลตอบแทนสูงสุดม ชั่วคราวเพื่อผลิตพลังงานและมีความกระจายศูนย์ ทั้งนี้ตามตัวอย่างที่เสนอจากการศึกษาของรัฐบาลไทยและสหประชาชาติ?

ในบทนี้จะเสนอความแตกต่างทางวิสัยทัศน์ใน “แนวคิดนำกำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม” และ “แนวคิดนำกำลังผลิตไฟฟ้าสะอาดและให้ผลตอบแทน” ทั้งนี้ไม่ได้หมายความว่าแนวคิดทั้งสองจะตรงกันข้ามกัน แต่แนวคิดทั้งสองผลิตไฟฟ้าที่มอบผลตอบแทนได้ (โปรดดูกล่องคำอธิบายเกี่ยวกับสมมติฐาน) หากเป็นการมีความคิดที่สะท้อนให้เห็นช่องว่างอันยิ่งใหญ่ระหว่างทฤษฎีปฏิบัติที่สะอาด สมเหตุสมผลและให้ผลกำไร กับทฤษฎีปฏิบัติ “ไปตามราคาที่เคยเป็นมา” โดยจะขึ้นอยู่กับกรอบการเปรียบเทียบอย่างจริงจังเกี่ยวกับต้นทุนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับข้อสมมติฐานหลักบางประการ เราเห็นว่ากรอบการเปรียบเทียบเช่นนี้เป็นข้อเสียที่นำไปสู่แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าที่ล้มเหลวมากขึ้น นโยบายที่ดีขึ้น และการเปลี่ยนหน้าไปสู่ระบบพลังงานที่สะอาด ให้ผลตอบแทนแก่กระจายศูนย์เป็นอนาคต

“แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าสะอาดและให้ผลตอบแทน” ตั้งอยู่บนสมมติฐานสำคัญหลายประการดังนี้

1. มีการปรับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยให้สอดคล้องกับ “การพยากรณ์ความต้องการปี 2549 ที่ปรับแล้ว” ดังที่กล่าวถึงในช่วงต้นของรายงาน โดยเป็นการแก้ไขข้อผิดพลาดของข้อมูลที่เราความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2549 และคาดการณ์ความต้องการจริงที่ต่ำกว่าเศรษฐกิจที่สูงเกินความจริง
2. มีการนำการคาดการณ์การบริโภคไฟฟ้า “ที่เป็นไปได้” ไปปฏิบัติจริง (ตามตัวเลขของธนาคารโลก) จากผลการวิจัยของธนาคารโลก ที่ขยายภาพ “ที่เป็นไปได้” ยึดตั้งเป็นเพียงสิ่งเล็กน้อย เมื่อเทียบกับศักยภาพ “ที่เป็นไปได้” ที่เพียงพอ
3. มีการนำศักยภาพพลังงานหมุนเวียน “ที่เป็นไปได้” มาใช้จริง (ตามตัวเลขรายงานที่สนับสนุนโดยรัฐบาลไทย)
4. มีการลงทุนในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่นำไปใช้ในเชิงพาณิชย์ (ตามตัวเลขรายงานที่สนับสนุนโดยรัฐบาลไทย)
5. ประเทศไทยสามารถลดความต้องการไฟฟ้าลงได้โดยผ่านการปรับความต้องการ ในมาตรฐานเดียวกับหน่วยงานด้านพลังงานนานาชาติ



ภาพ : กรีนพีซ
(Photograph : Greenpeace)

What could a green, decentralized electricity future look like in Thailand? What if Thailand invested in all the profitable energy-saving and decentralized energy potential that Thai government and World Bank-commissioned studies say exists?

This section contrasts a vision of a “business as usual PDP” with a “clean, profitable PDP”. This is not meant to substitute for a real PDP (see box on simplifying assumptions). Rather, it is a simple thought exercise to illustrate the vast gap between what is clean, rational and profitable, versus what is “business as usual” practice. It is meant as an input for a serious dialogue about the sensitivity of PDP outcomes to key assumptions. We feel this dialogue is an essential step towards a more reasonable PDP towards better policies, and a transition to a clean, profitable, decentralized energy future.

The “Clean, profitable PDP” is based on several key assumptions:

1. Thailand’s peak demand develops according to the “corrected 2006 load forecast”, as discussed earlier in this study, which corrects errors in baseline year’s peak load and over-optimistic economic growth;
2. Thailand’s “achievable” demand side management potential is realized (World Bank figures). Following the World Bank report’s results, “achievable” potential is a small fraction of “commercially viable” potential;
3. Thailand’s “achievable” renewable energy potential is realized (Thai government-commissioned study figures);
4. Commercially viable combined heat and power investments are realized (Thai government-commissioned study figures);
5. Thailand is able to capture demand reductions through demand response programs on par with international utility experience.

รูปที่ 8 เปรียบเทียบระหว่าง “รูปแบบยกกำลังผลิตไฟฟ้าของแผน” กับ “แผนยกกำลังผลิตไฟฟ้าสะอาดและให้ผลตอบแทน”
Figure 8: Comparison between “Draft EGAT PDP” and “Clean, profitable PDP”.

ร่างแผนยกกำลังผลิตไฟฟ้าของแผน Draft EGAT PDP 2006		แผนยกกำลังผลิตไฟฟ้าสะอาดและให้ผลตอบแทน Clean, profitable PDP 2006	
	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่พึ่งได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW	
กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952	กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006
กำลังผลิตเพิ่มขึ้นถึงปี 2559 Additions through year 2016	20,947	19,755	กำลังผลิตเพิ่มขึ้นถึงปี 2559 Additions through Year 2016
โรงไฟฟ้าฟอสซิลตามระบบศูนย์ Centralized fossil fuel power plants	3,195	3,013	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลตามระบบศูนย์ หรือโครงการไฟฟ้าขนาดใหญ่ Centralized fossil fuel power plants or large hydro
การนำเข้าไฟฟ้า (ส่วนใหญ่เป็นโครงการไฟฟ้าขนาดใหญ่) Imports (mostly large hydropower)	1,074	537	Renewables
พลังงานทดแทน Renewables(PFS)			รวมความร้อนไฟฟ้า-ความร้อน Combine Heat and Power(CHP)
			ประสิทธิภาพพลังงาน/การจัดการด้านการไฟฟ้า Energy Efficiency/DSM
			การตอบสนองต่อความต้องการไฟฟ้า (Sever-5 ของระดับความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) Demand response programs (5% of peak)
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด Total capacity	51,672	48,256	กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด 2016 peak demand (corrected forecast)
พยากรณ์ความต้องการสูงสุดปี 2559 (ปรับแก้แล้ว) 2016 peak demand (corrected forecast)	34,612		34,612
กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	39.4%		15.0%
			39,797

สมมติฐานที่สอดคล้องกับเหตุผลทางเศรษฐศาสตร์ข้างต้นเป็นการขาย
แนวคิดแบบเดิม ๆ เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าของไทย กล่าวคือ

- จนถึงปี 2559 โครงการสร้างไฟฟ้าพลังผลิตแบบรวมศูนย์คือ
หรือการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากระเทศเพื่อนบ้านตามที่ระบุไว้ในร่างแผน
พัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. 2549 (ที่ครอบคลุมปี 2554-2559) นั้น
ไม่มีความจำเป็นต่ออย่างใด อันที่จริง บริษัทโรงไฟฟ้าที่อยู่ใน “พื้นที่อนุญาต”
(ระหว่างปี 2549-2553) และเริ่มมีการก่อสร้างไปแล้ว มีเพียงสามในสี่ของ
กำลังการผลิตเท่านั้น (5,300 เมกะวัตต์ จาก 7,200 เมกะวัตต์) ที่มีความ
จำเป็น แผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทนจะส่งเสริม
ให้เกิดการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ และการ
ประเมินความต้องการผลิตต้องอิงกับความจริงมากขึ้น

• “ร่างแผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.” จะส่งผลให้มีการผลิต
สำรองถึงร้อยละ 39.4 ในปี 2559 ซึ่งจะทำให้เกิดการลงทุนเกินจำเป็น
จำนวนมหาศาลสำหรับการผลิตพลังงานแบบรวมศูนย์ หากมีการปฏิบัติ
ตามการขยายตัวตามพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549

“แผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน” มีวางเป็นไปให้
แต่เพียง 2 แนวทางสู่ยุทธศาสตร์ที่ถูกต้อง ซึ่งหากถูกพิจารณาไปจาก
เรื่องของการแสวงผลประโยชน์จากสถานะที่ต่างอยู่ แต่มีตัวอย่างใน
ระดับนานาชาติที่แสดงให้เห็นว่าหน่วยงานพลังงานขนาดใหญ่จะเลือกใช้
พลังงานสะอาดที่ตอบสนองการเติบโตโดยความต้องการไฟฟ้า โดยตั้งอยู่
บนพื้นฐานธุรกิจที่แตกต่าง ยกตัวอย่างเช่น บริษัท Seattle City Light (โปรด
ดูในเรื่องการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ) ให้ใช้พื้นที่อนุญาตในปี 2543
ว่าจะตอบสนองการเติบโตของความต้องการไฟฟ้า 100% ด้วยการใช้
มาตรการประหยัดพลังงานหรือพลังงานหมุนเวียน²³ และมีการให้พื้นที่
อนุญาตในปี 2548 อีกว่า ทางบริษัทจะตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในซีแอต
เทิล โดยการผลิตที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมาเลย (City of Se-
attle 2002) ในเดือนพฤศจิกายน 2548 บริษัทสามารถบรรลุเป้าหมายการ
ผลิตที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมาเลยได้ (Nickels 2006) ใน
ทำนองเดียวกันบริษัท British Columbia Hydro ก็ประสบความสำเร็จกับ
พื้นที่อนุญาต “ร้อยละ 50 ในพลังงานของของบริษัท BC” โดยมีมาตรการ
ประหยัดร้อยละ 50 ของการเติบโตของความถี่ในการใช้ระบบการ
ประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียน (ที่ใส่ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่)²⁴

ในทำนองเดียวกัน เราต้องเห็นว่า ข้อเสนอข้างต้นได้มาจากการประเมิน
ศักยภาพจากการศึกษาของรัฐบาลและสหประชาชาติโลกเท่านั้น ซึ่งโดยรวม ๆ
ตั้งอยู่บนข้อสมมติฐานที่ระมัดระวัง ยกตัวอย่างเช่น การประเมินศักยภาพ
พลังงานหมุนเวียนที่นั่นในเสนอนี้ ต้องอยู่บนกรอบนโยบายที่เป็นอยู่ หรือคาด
ว่าจะเกิดขึ้นในระยะสั้น แทนที่จะเป็นการวางแผนระยะยาวซึ่งจะช่วย
เปลี่ยนความถี่ของเทคโนโลยีบางอย่าง อย่างเช่น การเพิ่มพื้นที่อย่าง
มากของราคาซื้อพลังงานฟอสซิล หรือต้นทุนการผลิตแผงพลังงานแสง
อาทิตย์ที่ลดลงอย่างมาก อนาคตเป็นไปได้ว่ายังคงมีศักยภาพของระบบการ
ผลิตทางไฟฟ้า - ความร้อนอีกมากกว่าที่นั่นและในแผนพัฒนาพลังงานผลิต
ไฟฟ้าทางเลือกอื่น แต่การวิจัยประโยชน์จากศักยภาพตรงซึ่งขึ้นอยู่กับราคา
ที่สามารถนำมาใช้ได้ ในแง่ของต้นทุนพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ศักยภาพ “ที่
เป็นไปได้” มีอยู่ที่ร้อยละ 20 (หรือน้อยกว่า) เมื่อเทียบกับศักยภาพที่เป็น
ไปได้ซึ่งเพียงคิดตามผลการศึกษาระบบราคาโลก เป็นไปได้ว่าจะมีการใช้
ประโยชน์จากศักยภาพพลังงานฟอสซิลมากขึ้น ในกรณีที่มีรัฐบาลและหน่วยงาน
ด้านพลังงานให้ความสำคัญกับมาตรการประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง


**ฉบับปี 2559 โครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง
ฟอสซิลแบบรวมศูนย์ใด ๆ หรือ
การนำเข้าไฟฟ้าผลิตน้ำจากประเทศ
เพื่อนบ้านแทนที่จะปฏิรูประบบผลิต
กำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. 2549
(ที่ครอบคลุมปี 2554-2559) นั้น
ไม่มีความจำเป็นต่ออย่างใด**

**By year 2016, none of the
candidate centralized fossil
fuel power plants or
hydropower imports featured
in the Draft EGAT PDP 2006
for years 2011-2016 are
necessary**

The implications of these economically rational assumptions challenge conventional thinking about Thailand's electricity system:

- By year 2016, none of the candidate centralized fossil fuel power plants or hydropower imports featured in the Draft EGAT PDP 2006 for years 2011-2016 are necessary. Indeed, of the “committed” plants (years 2006 - 2010) on which construction has already begun, only about three quarters (5300 MW of 7200 MW) are required. The Clean, Profitable PDP accounts for all the rest through clean, decentralized sources, and through more realistic assessment of demand.

• The “Draft EGAT PDP” results in a 39.4% reserve margin by 2016 - a massive over-investment in centralized generation supply if peak demand follows the corrected 2006 load forecast.

Is the “clean and profitable PDP” an unrealistic vision? Although there are certainly major challenges that must be met in overcomi sted interests that benefit from the status quo here in Thailand,  here are examples internationally of major utilities opting for a clean energy approach to meeting load growth based on a profitable business case. Seattle City Light for example, made a commitment in 2000 that 100% of load growth will be met by either energy efficiency measures or by renewable energy²⁵, and a further commitment that by 2005 the utility would meet all of Seattle's electricity needs with zero net release of greenhouse gas emissions (City of Seattle 2002). As of November 2005, Seattle City Light has even met the zero net release goal (Nickels 2006). British Columbia Hydro similarly has a successful “50 percent BC Clean Electricity” commitment that 50% of all new load growth comes from energy savings and (non-large hydro) renewables.²⁶

Equally, it is important to reiterate that the conclusions arrived at above derive from assessments of potential commissioned by the Thai Government and World Bank only, and are often predicated on relatively conservative assumptions. For example, the assessment of renewable energy potential that we have inputted is based on existing or expected policy frameworks in the short term, rather than long term interventions that might transform the economics of certain technologies, such as sharp increases in wholesale fossil fuel prices, or unit cost reductions through mass manufacture of solar PV cells. It is also likely that considerably more potential for CHP is available than envisaged in our alternative PDP, but exploitation of this is determined by the price that it can charge for its output. For energy efficiency, the assumed “achievable” potential is 20% (or less) of the commercially viable potential identified by the World Bank study. It is not unreasonable to imagine that more of this commercially viable potential might be exploited if the government and utilities really prioritized energy savings.

วิสัยทัศน์ของเรา ในระยะสั้น ยังจำเป็นต้องพิจารณาการผลิตพลังงานด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลและโรงการไฟฟ้าพลังขนาดใหญ่ เพราะรัฐได้มีบทบาทดูแลเชื้อเพลิงฟอสซิลอยู่ แต่ในระยะข้างหน้าได้ถูกขับเคลื่อนด้วยพลังงานสะอาด นั่นจะดำเนินการต่อไปตลอดอายุขัยของโครงการ การศึกษานี้ชี้ให้เห็นว่า ศักยภาพใหม่จากเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ยังไม่พร้อมที่จะถูกใช้งานเป็นโครงการที่ในจำเป็นสำหรับตอบสนองการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าจนถึงปี 2559 แต่อย่างใด

กรอบที่ 2: “ข้อมูลกับข้อมูล การรับสมมติฐานไปถึงผลสำหรับการกำกับดูแล “แบบพัฒนากลยุทธ์ผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและใช้ฟอสซิลแทน”

ผลการประเมินจำลองนี้นำเสนอไว้ที่รูปที่ 8 โดยประกอบด้วยการปรับให้สมมติฐานบางอย่าง ที่นั่นเพื่อปรับให้ภาพรวมของผลด้วย ในการจำลองแผนพัฒนาพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีกำลังการผลิตสูงที่เทียบเท่ากับสมมติฐานที่ทำการปรับเทียบอย่างได้แก่

อัตราการผลิต การคำนวณกำลังผลิตสำรองของแผนตั้งอยู่บนพื้นฐานของ “กำลังผลิตที่ใช้งานได้” แทนที่จะเป็น “กำลังผลิตติดตั้ง” ข้อแตกต่างคือเราไม่กล่าวถึงกำลังผลิตติดตั้งบางส่วนในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ ยกตัวอย่างเช่น ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังน้ำมีความเต็มความสามารถการผลิตรวมกันนั้น เป็นเหตุให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงฤดูร้อน (ฤดูแล้ง) ในแง่ของข้อสมมติฐานที่ปรับเทียบง่าย ในหนึ่งสัปดาห์ของการผลิตที่เชื่อถือได้และได้โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่รวมศูนย์ เราสมมติฐานว่า “อัตราการผลิต” เท่ากับอัตราการผลิตที่สำรองรวมในปัจจุบัน (ร้อยละ 94) อัตราการผลิตที่สำรองพลังน้ำหมุนเวียนและระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความมั่นคงด้านนิวเคลียร์รวมร้อยละ 50 ทั้งนี้เนื่องจากระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความมั่นคงด้านการผลิตพลังงานอาจไม่สอดคล้องหรืออาจสอดคล้องกับช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดก็ได้

ในทำนองเดียวกัน เราสมมติฐานว่าพลังน้ำหมุนเวียนมีอัตราการการผลิตที่ร้อยละ 50 ซึ่งสะท้อนให้เห็นข้อเท็จจริงในแบบฉบับที่ว่า สถานีผลิตพลังน้ำหมุนเวียนส่วนใหญ่ที่ผลิตร่วมกับไฟฟ้า - ความมั่นคงด้านพลังงานหมุนเวียนมีความสามารถการผลิต ในภาคปฏิบัติแล้วกำลังผลิตที่ปรับเทียบหรือผลิตอย่างมากกว่ารอบแบบอัตราค่าไฟฟ้ากล่าวคือมีการจ่ายไฟฟ้าในอัตราที่สูงสำหรับการจ่ายไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนความต้องการสูงสุด ทั้งนี้เพื่อกระตุ้นให้มีการผลิตที่ระบบผลิตกระแสไฟฟ้า

โดยทั่วไปแล้ว โครงการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน และพลังงานหมุนเวียนบางโครงการที่พัฒนาไปตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยเป็นเหตุให้มีความเป็นไปได้ในระดับสูง ยกตัวอย่างเช่น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้ในระบบที่มีความเข้มข้นการผลิตและติดตั้งตามอาคารพาณิชย์ ได้รับแรงกระตุ้นโดยตรงจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ในราชอาณาจักร และมีการติดตั้งที่ครอบคลุมมากกว่าความต้องการอาคาร โครงการผลิตพลังงานสะอาดและระบบที่ติดตั้งแบบหมุนเวียนของช่วงกลางวัน ซึ่งยังมีศักยภาพสูงสุดในช่วงที่อาคารเชื่อมและเชื่อมต่อ เราสามารถปรับเวลาความต้องการเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ เพื่อให้ได้ประโยชน์จากค่าขายไฟฟ้าในชั่วโมงที่ไม่ปกติ หรืออาจมีการปรับอัตราส่วนของการจ่ายกระแสไฟฟ้า อัตราการผลิตที่ลดลงอาจมีร้อยละ 100% ทั้งนี้เนื่องจากโครงการเหล่านี้ดำเนินการแล้ว เป็นการที่มีส่วนช่วยลดความต้องการพลังงานในช่วงเวลาที่ต้องการสูงสุดอย่างมีประสิทธิภาพที่ “การปรับขนาดแบบที่ค่อนข้างน้อย” อัตราการผลิตที่ลดลงอยู่ที่ร้อยละ 94 ในขณะที่ภายใต้แผน “สะอาดและให้ผลตอบแทน” อัตราส่วนจะลดลงอยู่ที่ร้อยละ 85 (สืบเนื่องจากมีการปรับการผลิตร่วมไฟฟ้า - พลังน้ำและความร้อนและพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น) ผลลัพธ์ที่ถือการหมุนเวียนของพลังงาน ทั้งนี้เพื่อให้เกิดการผลิตไฟฟ้าที่สะอาดมากขึ้น

การพิจารณาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งตั้งจากพลังงาน: แบบจำลองของแผนให้ค่าสำคัญต่อช่วงช่วงความต้องการสูงสุด (แม้จะลดลงและพลังงาน (กิโลวัตต์/ชั่วโมง) ในแบบจำลองเหล่านี้มีการพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น (แม้จะวัด) เนื่องจากสามารถปรับค่าความต้องการในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ (โดยผ่านโครงการปรับความต้องการ เป็นต้น) สมมติฐานใหม่หมายถึง การผลิตไฟฟ้าต่อไปจะขึ้นอยู่กับค่าพื้นฐานความต้องการ (base load)

Box 2: The gory details: simplifying assumptions in “Clean, Profitable PDP” modeling

The model, whose results are shown in Figure 8, contains a number of conservative simplifying assumptions to simplify computational tasks. In a real PDP modeling process, these simplifications would not be employed. Some of these simplifying assumptions include:

Dependability ratio: EGAT’s calculation of reserve margin is based on “dependable capacity” rather than “installed capacity”. The difference is that some installed generation cannot be counted on during peak times - for example, hydropower has seasonal fluctuations in water availability that render it unable to reliably generate at its nameplate value when it is needed most (during the hot, dry season). As a simplifying assumption, in both scenarios for future centralized fossil-fuel and large hydropower we assume that the “dependability ratio” is equal to the overall current system dependability ratio (94%). The dependability ratio of CHP is estimated at 50%, based on the fact that CHP is often dispatched according to industrial steam requirements which may or may not match peak demand.

Similarly, renewable energy is assumed to have a dependability ratio of 50%, reflecting the fact that in practice most renewable energy installations are also CHP, and that renewable energy has seasonal variations. In practice, this value can be strongly influenced by tariff design: by paying sufficiently higher rates for generation during peak demand hours to incentivize self-dispatch.

Our vision includes committed fossil fuel and large hydro in the short term, as to ignore their output would deny their reality. The vision does not assume, however, that their operation is necessary for the course of its plant life. This study demonstrates that no new uncommitted centralized fossil fuel capacity is necessary in order to meet demand growth up to 2016.

In key respects, some CHP and renewables naturally follow their peak load requirements, rendering their reliability factors high in the Thai context. For example, CHP used in absorption chillers in commercial buildings follows Thailand’s hot weather-driven peak loads nearly exactly because it is dispatched according to the cooling requirements of buildings. Solar and wind power follows diurnal patterns that naturally peak during hot and sunny periods. Timing of industrial steam requirements can often be changed to optimize electricity sales revenues, or the steam/electricity ratios can be adjusted. Dependability ratios of energy efficiency and demand response programs are given as 100% because these programs, by definition, are measured in peak demand/reduction terms. In the “business as usual” scenario, dependability ratio remains 94%, while in the “clean, profitable” scenario the ratio declines to 84% (due to increased presence of CHP and renewables in the portfolio). A consequence of this is that a somewhat increased investment in nameplate capacity is necessary to achieve the same reserve margin.

Consideration of peak power, not energy: EGAT modeling considers both peak power (MW) and energy (GWh) requirements. This modeling exercise considers only peak power (MW). As Thailand’s peak requirements are shaved (through demand response programs, for example) this assumption means that more and more of the required generation is base load.



(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)

6

สรุปข้อแนะนำ:

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

ตัวอย่างสำคัญที่เป็นผู้ลงทุนภาคเอกชนที่สะอาด:

เพื่อให้ประเทศไทยสู่อนาคตระบบพลังงานที่ปลอดภัยและมีเสถียรภาพ ยั่งยืนและมั่นคง เราจึงขอเสนอข้อดังนี้

1. จัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลที่ขาดสามารถ เป็นธรรมและเป็นอิสระ ซึ่งมีความน่าเชื่อถือในกำกับดูแลกิจการพลังงานในกิจการไฟฟ้าและพลังงานเป็นไปเพื่อประโยชน์สาธารณะ
- ผ่านพระราชบัญญัติเรื่องการบริหารจัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าอย่างถาวร
 - เพิ่มขีดความสามารถรับผิดชอบของหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในแง่ของการสร้างแหล่งผลิตเพื่อใช้ผลิตค่าสูงสุดต่อผู้ใช้บริโภค แทนที่จะจำกัดภาระที่อยู่ที่ดูแลกิจการและใช้การผลิตสูงสุดต่อผู้ใช้บริโภค
- งดเว้นการผูกขาดการผูกขาดโดยเปลี่ยนแปลงของสภาผู้ผลิตภาคเอกชนที่ผูกขาดการผูกขาดโดยเปลี่ยนแปลงของสภาผู้ผลิตภาคเอกชน
- งดเว้นการผูกขาดการผูกขาดโดยเปลี่ยนแปลงของสภาผู้ผลิตภาคเอกชน
- งดเว้นการผูกขาดการผูกขาดโดยเปลี่ยนแปลงของสภาผู้ผลิตภาคเอกชน
- งดเว้นการผูกขาดการผูกขาดโดยเปลี่ยนแปลงของสภาผู้ผลิตภาคเอกชน

2. ปฏิรูปกระบวนการวางแผนด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้เป็นกระบวนการวางแผนทรัพยากรแบบบูรณาการ มีกระบวนการที่ชัดเจนโดยคณะกรรมการ ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะช่วยให้หน่วยงานด้านพลังงานต้องเลือกทางเลือกที่ก่อให้เกิดการขับเคลื่อนเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมที่ดี

- จัดทำการศึกษาวิจัยและประเมินผลโครงการด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมของหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งนี้พิจารณาจากต้นทุนที่แท้จริงที่สอดคล้องและสิ่งแวดล้อมของหน่วยงานในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบต่าง ๆ
- แยกผลประโยชน์ของระบบพลังงานและสภาพแวดล้อมไฟฟ้าของภาคเอกชนออกจากผลประโยชน์ของระบบพลังงานและสภาพแวดล้อมไฟฟ้าของภาคประชาชน
- มอบความรับผิดชอบในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชนให้แก่นักลงทุนที่เป็นอิสระ โดยมิเอื้อลู่จากหน่วยงานด้านพลังงาน ผู้บริโภคไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่น ๆ

3. กำจัดอุปสรรคที่ขัดขวางไม่ให้นักลงทุนพัฒนาการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความน่าเชื่อถือของระบบ และเปลี่ยนนโยบายที่เอื้ออำนวยให้การรวมตัวพลังงานและภาคการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นระดับด้านพลังงานที่สำคัญ

ถ้ารัฐบาลจะปรับพลังงานหมุนเวียน

- ปรับปรุงนโยบายที่ขาดแคลนด้านพลังงานที่มาจากพลังงานหมุนเวียนใหม่ เพื่อให้การพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนต้องอิงกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่เชื่อมโยงพลังงานสายใหม่ โดยเน้นการกำกับดูแลที่โปร่งใสและมีความน่าเชื่อถือ
- เพิ่มเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนที่ร้อยละ 10 ภายในปี 2553

- ดำเนินการให้มีความยืดหยุ่นด้านพลังงานหมุนเวียนที่ขาดความน่าเชื่อถือ รัฐสภา (ไม่ได้เป็นพันธมิตรของรัฐสภา) ซึ่งจะส่งเสริมให้มีการรวมตัวประชาชนที่เชื่อถือได้มากขึ้น สำหรับโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน นับเป็นเรื่องเร่งด่วนในกรณีของโรงไฟฟ้าชีวมวลซึ่งไม่เพียงแต่ลดระดับความเป็นกลางทางคาร์บอนของมัน แต่ยังรวมถึงสภาพที่ผลิตไฟฟ้าในระดับที่อ่อนแอเกินไปโดยยังไม่มีประสิทธิภาพอีกด้วย ควรมีการนำกฎหมายที่ปรับปรุงแล้วมาใช้เพื่อให้เกิดความน่าเชื่อถือมากขึ้น
- กำหนดและลดอุปสรรคทางราชการที่เอื้อส่งเสริมและอนุญาตให้มีการเชื่อมต่อกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียนเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า
- สนับสนุนโครงการที่สร้างความน่าเชื่อถือและความน่าเชื่อถือของระบบและครัวเรือน (ซึ่งเป็นทางเลือกที่ถูกว่าและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าเมื่อเทียบกับโซลาร์เซลล์) ซึ่งเป็นทางเลือกที่ถูกว่าและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า

ถ้ารัฐบาลจะจัดการกับกริดไฟฟ้า

- ถ้าคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนยังคงให้การสนับสนุนด้านทุนการลงทุนต่อไป การสนับสนุนที่ขาดดุลจากการที่ผู้ผลิตพลังงานลดลงจะลดลง (หรืออาจลดลง)
- เพิ่มการใช้หลักวิศวกรรมเชิงคุณค่า (Value Engineering)²⁸ โดยจะมีการยอมรับ การสร้างแรงจูงใจและส่งเสริมพลังงานระดับสูงเกี่ยวกับกริดไฟฟ้า
- ส่งเสริมให้มีการขยายขนาดการผลิตและการบริการพลังงาน
- ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้เกิดการพัฒนาการอนุรักษ์พลังงาน
- ให้มีการจัดทำบัญชีต้นทุนพลังงานโดยคิดค่าใช้จ่ายหน่วย (หรือโดยไม่คิดมูลค่า) ให้กับภาคธุรกิจและครัวเรือน ทั้งนี้เพื่อช่วยผู้บริโภคตัดสินใจเกี่ยวกับวิธีการประหยัดพลังงาน

ถ้ารัฐบาลจะจัดการกับกริดไฟฟ้า - ความน่าเชื่อถือ

- ฝึกอบรมช่างเทคนิคกริดไฟฟ้า - ความรู้ด้านพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจากการรวมการผลิตร่วมไฟฟ้า
- สร้างความชอบธรรมและบังคับใช้กฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า (อย่างเช่น เมื่อพิจารณาจากผลกำไรที่เดียวกัน นักธุรกิจสามารถประเมินผลกำไรจากภาคที่รับใช้โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการหนึ่งที่มีความเสี่ยงน้อยกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวล)

Key Steps to Clean, Decentralised Energy

In order to enable Thailand to efficiently meet the challenge of ensuring a low carbon, sustainable, secure energy future, the following recommendations are proposed:

1. Establish a competent, fair, independent, regulatory authority whose core mandate is to ensure that decisions made in the power sector are in the public interest;
 - Pass a legislative act setting up a permanent energy regulator
 - Include in the definition of the remit of the regulator a responsibility to ensure best value for consumers, rather than confine its remit to ensuring competition and lowest cost to consumers. The costs of inaction on climate change, or social implications of new plant and grid infrastructure, must be taken into account when assessing the best value for money for Thai society as a whole
 - Provide the regulator with the necessary capacity to police existing regulations adequately, and with the necessary powers to enforce them
2. Reform the power planning process towards an integrated resource planning (IRP) process, overseen by the energy regulator, from which utilities are required to choose the option with the lowest overall economic and environmental cost to society;
 - Conduct a full Thailand-specific power sector externality cost study to determine the true costs to society and the environment from different electricity-generating technologies
 - Separate the transmission and generation interests of EGAT in order to remove the conflict of interests that currently encourages EGAT to restrict access for independent power producers to its transmission network
 - Transfer responsibility for formulating the PDP for Thailand from the EGAT to an independent regulator, with input from Thai utilities, IPPs electricity consumers, and other stakeholders.
3. Remove the barriers that currently prevent new legitimate CHP from developing and introduce policy changes that put energy saving and renewable energy generation at the forefront of the energy agenda;

For renewables:

- Revise the RPS program so that renewable energy development is not contingent on construction of new fossil fuel power plants; Focus on feed-in tariffs as a mechanism to promote electric renewables
- Increase the renewable energy target to 10% by 2010

Implement a Renewable Energy Law passed by legislature (not just a cabinet resolution), that will enable the introduction of feed-in-tariffs²⁹ for renewable energy sources. This is particularly urgent in the case of biomass that is not only carbon neutral, but also capable of efficiently generating heat and electricity. A feed in tariff for biomass must be introduced in conjunction with the recommendation above to include fossil fuel-fired CHP as part of the SPP program. This will ensure that while CHP from any fuel is rewarded for its radically improved efficiency, biomass will also be rewarded for its positive role in reducing CO₂ emissions that cause climate change

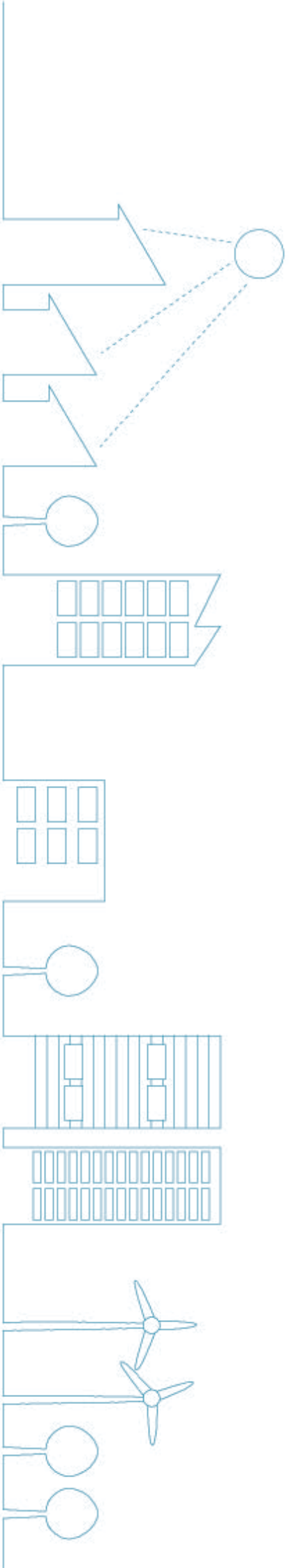
For Demand Side Management:

- If the Board of Investment (BOI) continues to give investment privileges, these subsidies should be lower (or withdrawn) for energy-intensive industries
- Expand use of Value Engineering³⁰ techniques in which factory-floor workers are trained in energy efficiency and are incentivized and empowered to make energy conservation changes
- Expand energy efficiency labeling and standards for appliances
- Provide low-cost (or free) energy audits to businesses and homes to help end-users identify how to save energy.

For CHP:

- Restart the Small Power Producer (SPP) program to allow new combine heat and power generators to sell electricity on the Thai national grid
- Rationalize and enforce environmental regulations relating to the electricity generation (for example, current air emissions regulations are more lenient for coal plants than biomass plants for the same pollutants)

หากยังไม่มีการกำหนดนโยบายที่ชัดเจนโดยทันทีแล้ว มีความเป็นไปได้
อย่างยิ่งที่อนาคตของประเทศไทยจะซบเซาติดกับดัก “พลังงานสกปรก” ซึ่งส่ง
ผลเสียในการปรับโครงสร้างสังคมด้านพลังงาน ล้มเหลวในการชวยลดผล
กระทบที่เป็นภัยคุกคามจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ แผนพัฒนา
กำลังผลิตไฟฟ้าที่กล่าวถึงข้างต้นถือเป็นโอกาสที่ดีและชัดเจนในการส่ง
สัญญาณด้านนโยบาย ซึ่งสะท้อนถึงเจตนารมณ์ของรัฐบาลที่จะนำไปสู่การ
การผลักดันให้ประเทศไทยมีระบบพลังงานที่สะอาด ปลอดภัย ไร้ฟอสซิล
เพื่อมุ่งไปสู่พลังงานหมุนเวียนที่สะอาด มีประสิทธิภาพและกระจายศูนย์อัน
เป็นหัวใจสำคัญของอนาคตพลังงานไทย



Unless policy signals are provided clearly and immediately, there is a very real possibility of Thailand being locked into a dirty energy future that fails to ensure long-term energy security, and contributes to, rather than helps to mitigate, the threat posed by climate change. The forthcoming Power Development Plan provides a timely opportunity for the first of these clear policy signals to be made, indicating the Government's intent to move away from inefficient, polluting coal-fired electricity generation, instead placing clean, efficient decentralized energy at the heart of Thailand's energy future.

ภาคผนวก 1

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์เป็นอย่างไร?

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ หมายถึงพลังงานที่ผลิตขึ้น ณ บริเวณหรือใกล้กับจุดที่มีการใช้งาน โดยประกอบด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เครื่องผลิตเพื่อผลิต หรือกักเก็บพลังงาน หรือการผลิตความร้อน ไฟฟ้าหรือที่ส่งไปยัง ทั้งนี้เพื่อจ่ายให้กับบ้านเรือนหรือธุรกิจพื้นที่นั้น

มีคุณลักษณะสำคัญสองประการได้แก่

- ประการแรก เป็นระบบที่ส่งเสริมให้ใช้ความถี่เป็นหน่วยผลิตพลังงาน โดยการใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่เช่น แหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ กังหันลม โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน

- ประการที่สอง เครื่องช่วยพลังงานในท้องถิ่นสามารถดำเนินงานในระบบยาว เพื่อกระจายความร้อนและไฟฟ้าให้กับท้องถิ่น

เครือข่ายที่ยั่งยืนเหล่านี้ได้รับการติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าระดับชุมชนอย่างกว้างขวาง ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนขนาดเล็กเป็นทางเลือก โดยมีการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่แบบรวมศูนย์ อย่างเช่น ระบบกังหันลมนอกชายฝั่ง วิธีการเหล่านี้จะช่วยให้บรรลุวัตถุประสงค์ของระบบโดยรวมอย่างกว้างขวางลดความต้องการ และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งทำให้ระบบพลังงานมีความมั่นคงมากขึ้น

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์อย่างรวดเร็ว จำลองถึงระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ในปัจจุบันก่อน

ก

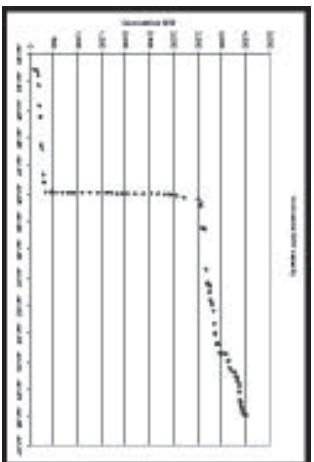


ระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์มีความพิเศษแตกต่างอย่างไร?

การผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ทำให้เกิดการผลิตพลังงานจำนวนมาก การผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์เกิดขึ้นในอังกฤษเมื่อราวทศวรรษ 1940 จากนั้นมีการนำไปใช้ที่อื่น ๆ ทั่วโลก ในปัจจุบันร้อยละ 93 ของไฟฟ้าทั่วโลกเป็นการผลิตจากระบบรวมศูนย์ ส่งผลให้เกิดการผลิตพลังงานร้อยละ 67 ของกำลังงานจากเชื้อเพลิงที่สะอาดไปในระบบผลิตไฟฟ้าทั่วโลก²² พลังงานที่สูญเสียไปมีมากเพียงพอที่จะครอบคลุมความต้องการไฟฟ้าของโลกทั้งหมดเกือบสองเท่า

ความไร้ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ยังไม่ได้หยุดแค่นั้น เนื่องจากภาคการเดินทางของกระแสไฟฟ้าในช่วงระหว่างยาวไกลตามระบบส่งจากแหล่งผลิตไปสู่เมืองต่าง ๆ ทำให้เกิดการสูญเสียเพิ่มขึ้นอีก ในปี 2545 ความสูญเสียในระบบส่งและกระจายไฟฟ้าของโหนดเป็นประมาณร้อยละ 7²³ ในทางปฏิบัติ มีค่าพลังงานน้อยกว่าหนึ่งในสามของเชื้อเพลิงที่ใช้ในสถานีผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมซึ่งเกี่ยวข้องกับหรือและธุรกิจใหญ่ของกระแสไฟฟ้า จากนั้นแรงจูงใจให้เกิดการผลิตเพิ่มเติมขึ้นจากการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าในครัวเรือนที่มากขึ้น หรืออาศัยอยู่ในบ้านที่ไม่มีการบูรณะเป็นอย่างไรดี สืบเนื่องจากการควบคุมการลดความมั่นคงด้านพลังงานอันเป็นผลมาจากภาคการผลิตและเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบกับภัยคุกคามเร่งด่วนจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งมีสาเหตุหลักมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเหล่านี้ การทำให้เกิดความสูญเสียเช่นนี้ เป็นภัยคุกคามอย่างร้ายแรงต่อความยั่งยืน

พลังงานส่วนใหญ่ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์สูญเสียไปกับแหล่งกำเนิดในรูปของไอความร้อนที่ปล่อยออกจากส่วนหล่อเย็น ทั้ง ๆ ที่ปริมาณร้อนที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ประโยชน์ต่อกระบวนการนำออกสู่สาธารณะที่ใช้ความร้อนได้ โดยภาคอุตสาหกรรมเป็นภาคที่ใช้ไฟฟ้างูญที่สุดโดยมีความร้อนเหล่านี้สามารถนำกลับมาใช้ใหม่กับเครื่องทำความเย็นตามอาคารพาณิชย์และบ้านเรือน โดยการนำใช้เทคโนโลยีระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนช่วยลดอย่างเช่น ระบบที่นำความร้อนมาขับความร้อน



โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กภาค

โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาช่วยลดต้นทุนและภาระการบริหารสำหรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้า โดยสามารถขายไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ให้กับพื้นที่หรือภาค ในราคาซื้อขายละ 80 ของค่าไฟฟ้าปลีก^{๓๐} ในเดือนเมษายน 2549 ผลิต 94 รายจ่ายไฟฟ้า 13.4 เมกะวัตต์เข้าระบบส่งไฟฟ้าตามโครงการมี^{๓๑}

จนถึงสิ้นปี 2549 คาดกันว่ากระทรวงพลังงานจะอนุมัติให้มีการปรับปรุงกฎเกณฑ์ต่าง ๆ เพื่อให้เงื่อนไขการเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าดีขึ้น และจะริเริ่มการระดมทุนการขายไฟฟ้าเข้าระบบขึ้นเป็น 10 เมกะวัตต์ต่อ 1 สถานี มาตราการใหม่ในโครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาอีกจะอนุมัติให้ผู้ผลิตในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร่วมมือเชิงเชื่อมโยงเพื่อผลิตเข้ารวมโครงการได้ (โดยอาจมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าต่ำกว่าสำหรับไฟฟ้าส่วนเกิน)

สรุป 2 จำนวนเสถียรกับการลงทุนและภายใต้โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็กภาค ได้ขยายปริมาณการผลิตของภาคในปี 2541 เมื่อเทียบกับมูลค่าของอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งเป็นระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน จำนวนของผลิตไฟฟ้ารายเล็กเพิ่มขึ้นอย่างมากในปี 2541 โดยสรุปก็คือในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร่วมมือเชิงเชื่อมโยงเชื้อเพลิง ภายหลังจากปี 2541 การเติบโตของผลิตไฟฟ้ารายเล็กก็เพิ่มขึ้นแบบทวีคูณโดยแยกจาก แนว: สามารถขยายขอบเขตได้ดีกว่า^{๓๒}

ภาคได้อ้างปริมาณไฟฟ้าเกินความต้องการในปี 2541 เพื่อปฏิเสธระบบค่าของมนุษย์ต่อของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กใหม่ (แม้ว่ายังเปิดรับผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนอยู่) วิจารณ์ “เฟื่องฟูและว่างเปล่า” ที่เกิดขึ้นตั้งแต่จากรุ่นผลิตไฟฟ้าโครงการจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากายที่กล่าวถึงมาในปี 2541 และการชะลอตัวลงอย่างมาหลังจากนั้น (รูปที่ 2) ในลำดับต่อมาพบได้เริ่มก่อตั้งโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ขึ้นมาใหม่ (ซึ่งจะเชื่อมโยงเข้าสู่อ่างหรือแหล่งงานเกินความต้องการไม่พอขมรมอีกต่อไป) แต่ไม่ยอมรับผู้ผลิตโครงการระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร่วมมือเชิงเชื่อมโยงเชื้อเพลิงขึ้นมาใหม่ (ยกเว้นระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนจากชีวมวล) นับแต่บัดนั้นมา ก็มีการวางแผนหรือดำเนินการผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางโครงการโดยความร่วมมือของหน่วยงานด้านพลังงาน (อย่างเช่น กฟน./กฟผ./กฟผ. สำหรับโครงการที่สนับสนุนโดยรัฐ) โดยที่ภาคเอกชนไม่มีโอกาสเข้าแข่งขัน รัฐบาลไทยควรช่วยหน่วยงานพลังงานและผู้ผลิตกับปัญหาความแตกต่างและพัฒนาระบบการผลิตขึ้นมาใหม่ ซึ่งส่งเสริมความร่วมมือของภาคเอกชนในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน



Annex 1

What is Decentralized Energy?


Decentralized energy⁴² (DE) is energy generated at or near to the point of use. It includes any power station using renewable energy, fossil fuels or both, that generates either heat, electricity or both in order to supply local houses or businesses. A decentralized energy system has two key characteristics:


- Firstly, it enables buildings to become power stations, using technologies such as solar panels, wind turbines, micro hydro power and combine heat and power generators(CHP).
- Secondly, local energy networks proliferate in order to distribute heat and power locally

These local networks would be supplemented by community scale generators, such as larger CHP units, with additional back up provided to the overall system through the use of large scale, centralized renewable technologies such as offshore wind. The impact of this approach would be to radically improve efficiency of the overall system, thus reducing demand, and therefore reducing emissions of greenhouse gases and improving energy security.

In order to properly illustrate the value of decentralized energy it is necessary to look at the current, centralized system.

What's wrong with the current energy system?

 Centralized generation means energy wastage on a grand scale. The centralized approach to electricity generation was pioneered in the UK in the 1940s and has since been duplicated around the world. At present, 93% of electricity worldwide is supplied through centralized generation, resulting in wastage of 67% of primary energy inputs fed into electricity systems around the globe⁴³. This wasted energy is enough to supply world electricity demand nearly twice over.

The efficiencies inherent within a centralized electricity system do not stop there. More losses occur as electricity travels over long distances along transmission and distribution cables from where it is generated to the s and cities where it is used. In 2002, Thailand's transmission and distribution losses stood at 7%⁴⁴. In effect, less than one third of the energy that is put into conventional stations in the form of fuel arrives in our houses and businesses as useful electricity. We then waste yet more of that energy through the use of inefficient appliances or by living in poorly insulated buildings. Within the context of security concerns arising from dwindling fossil fuel reserves, coupled with the urgent threat from climate

change that is largely caused by the burning of these fuels, such wastage is acutely unsustainable.

Most primary input energy in the centralized system is thrown away at the point of generation in the form of steam emitted from cooling towers. Yet this is waste heat that could be gainfully used to carry out industrial processes that require heat in Thailand's industrial sector – the sector with the largest electricity consumption in Thailand – or could be used to provide cooling in commercial and domestic buildings through a process of absorption chiller technology, used for example in the new Suvarnabhumi airport.


Decentralized Energy: Environmental Benefits


Doubling the efficiency of thermal power stations and reducing losses that occur during transmission and distribution of electricity result in reduced fuel use. Reducing fuel consumption of fossil fuels means reduced emissions of carbon dioxide, the gas responsible for climate change. Reduced fuel use also means reduced levels of other environmentally damaging gases such as nitrous oxide and sulphur dioxide, the gases particularly associated in Thailand with adverse health effects for those living near to fossil fuel power plants such as Mae Moh.

Another environmental benefit stems from the considerable reduction in water use associated with decentralized energy systems. All centralized fossil fuel or nuclear power stations require vast quantities of water for their operations. Internationally, nearly half of the fresh water used in the UK is used by power stations⁴⁵, albeit most of the water is ultimately returned to rivers rather than evaporated in steam. The implications of water scarcity are likely to become increasingly pressing in Thailand, with the droughts forecasted for Thailand as effects of climate change already being experienced in some areas. Any energy system that reduces the need for water resources will help ease the pressure on this increasingly precious commodity.

Decentralized Energy: Economic Benefits

One of the major costs associated with a centralized electricity system is the construction and maintenance of high voltage transmission and distribution networks. While the capital costs of DE units can sometimes be higher than an equivalent

amount of centralized capacity, these costs can be more than offset by reducing the need for repeated investment in expensive transmission networks. In Europe for example, 48% of electricity sector investment is made to upgrade and maintain transmission and distribution grids. Under a DE system, emphasis in network investment would be transferred to adapting the distribution grid in order that it would be able to reliably distribute locally generated power. A DE system would have the added advantage of complementing the inherent ties of renewables, such as their wide geographic distribution, free fuel (except for biomass) and relatively small dependency on expensive transmission infrastructure.

Such infrastructure is inherently wasteful, as it is scaled to meet short term periods of peak demand. In order to meet the moments of peak demand the network assets must be specified around the highest likely load. In effect, billing  worth of network assets are specified around the electricity demands on that hottest day of the year, when every air conditioning unit in the country is operating at maximum output. This over-specification is exacerbated by the fact that cables perform poorly when carrying large loads due to overheating, so the specifications must be further increased in order to overcompensate. Although it is important to match peak demand, it can be achieved without such large-scale infrastructure and therefore at reduced cost.

A DE model offers a more flexible and efficient alternative. Local back-up generation capacity can simply be brought online to local networks at moments of peak demand. Where CHP is used, the heat could be used to fuel absorption chillers in order to provide cooling, therefore reducing the level that constitutes peak demand. By 'shaving' peak demand in this way, the capacity of the network cables can also be reduced, leading to a considerable reduction in costs associated with network maintenance.

Globally, the economic benefits of DE are well known. When comparing global energy scenario models, the International Energy Agency (IEA) concluded that energy policies incorporating DE and energy efficiency measures could deliver global cost savings of \$2.7 trillion against an estimated expenditure of \$16 trillion to 2030 under the business-as-usual scenario⁴⁶.

An economic model designed by the World Alliance for Decentralized Energy was applied to China under direction from the UK Foreign and Commonwealth Office. WADE concluded that pursuit of a decentralized energy pathway to 2021 as the primary means of meeting growth in energy demand could result in a 56% reduction in associated CO2 emissions and produce savings of \$400 billion⁴⁷.

Decentralized Energy: Energy Security Benefits

Ensuring a secure electricity supply presents the following key challenges:

- Ensuring that there is sufficient fuel to meet demand, and that there are sufficient alternative fuel sources to compensate for possible breaks in the supply chain of any particular fuel
- Ensuring sufficient amounts of generation or supply to compensate for planned or unforeseen plant outages
- Diversifying the means of generation to provide security against fuel shortages and generic faults in one particular form of generation
- Establishing reliable energy infrastructures to ensure that energy is effectively transported to the point of use
- Encouraging flexibility — the ability to reduce demand if necessary, or to use an alternative form of energy without interrupting supply
- Establishing an economic and regulatory framework that rewards supply that efficiently matches demand.

On each point, DE is better equipped than the centralized alternative.

The potential to significantly cut primary energy demand due to the improved efficiencies described above represents the single most effective thing that can be done to ensure security. If we are exposed to price rises as fossil fuel stocks dwindle away, the first and most obvious course of action is to use those fuels as efficiently as possible, effectively buying time in order to put in place a completely renewable, genuinely sustainable energy mix in the future.

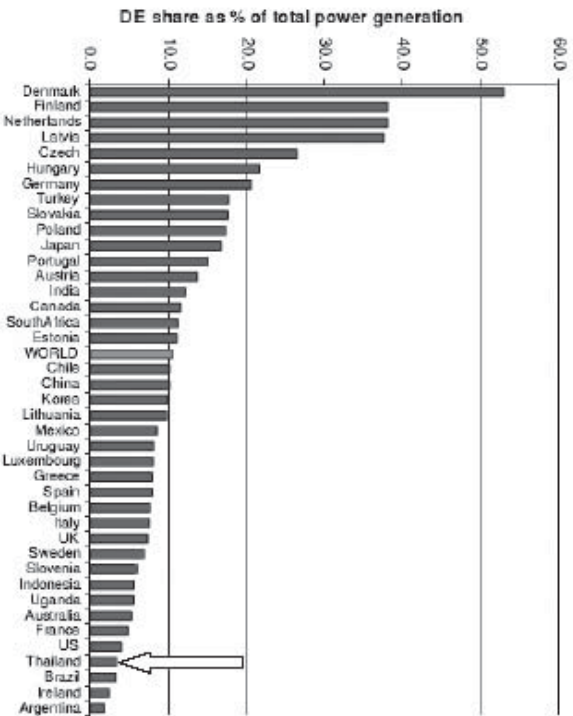
In addition, a DE model would require relatively little back-up capacity due to the reduced probability of a number of generators all failing at the same time. This in turn would reduce primary energy demand further because the level at which the capacity margin is set (the amount of capacity that must be available over and above annual peak demand) could be reduced in order to reflect the reduced risk.

DE also enables communities to make use of whichever energy sources are locally available, effectively diversifying both the means of generation, the number of generators deployed and the fuel types used. The result is to reduce vulnerability to fuel supply interruptions and generic faults occurring in one key technology and to harness previously untapped indigenous energy resources.

While some advocates of centralized generation threaten that the electricity system will become unstable with significant amounts of decentralized energy, experience in other countries suggests otherwise. In Denmark, for example, more than half of total power generation comes from CHP, wind power, and other forms of decentralized generation.

Financial risks are also reduced as part of a DE model due to reduced up front capital costs required for smaller scale generators. As Thailand slowly moves towards greater participation of Independent Power Producers, this element of capital cost risk will become crucial in enabling a market to respond to changes in demand without jeopardizing overall security. The advantage of investing in a number of smaller plants rather than one large plant is that development of the plants can be carried out relatively quickly, responding to short-term needs without having to rely on problematic long-term forecasting. A portfolio of smaller DE systems therefore carries less investment risk than a few large-scale centralized plants.

Figure 1: Portion of total power generation from decentralized capacity. Denmark leads the world with over 55% of all electricity coming from decentralized sources. About 3-4% of Thailand's power generation comes from decentralized sources. (Source: WADE 2006)



Decentralized Energy: Political and Social Benefits
Decentralizing the energy system also entails democratizing the energy system.

The Mae Kam Pong community micro-hydropower plant is a small, but inspiring, example of what is possible. Here, local villagers and the government joined forces to build a micro-hydropower plant that at one time supplied the village, and now sells electricity to the national grid, providing local jobs and revenues for local community development.

Enabling communities to generate and distribute electricity from their own energy sources increases local and regional engagement in energy planning. It is an ideal energy model for the devolution of decision-making regarding local energy issues, and of feeding community and regional input back to central Government in contributing to national energy policy. In countries where DE is far advanced, projects were largely instigated and managed through local government authorities, necessarily involving local people as the hosts and beneficiaries of the DE generators.

Annex 2

Key players, roles and policies

EGAT, PEA and MEA

Thailand's electricity transmission system and most of the country's generation are under the control of the state-owned Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Rural electrification is the responsibility of the Provincial Electricity Authority (PEA). The Metropolitan Electricity Authority (MEA) distributes electric power to the Bangkok Metropolitan area and two adjoining provinces. According to PEA, 99.7% of Thai villages are now electrified (Laksanakoses 2006), but demand continues to grow in step with Thailand's residential, commercial and industrial growth.

Since they were formed in the late 1950s and 1960s, the crucial role of electricity in powering Thailand's industrialization made the three power utilities (EGAT, MEA and PEA) very strong politically. By the 1970s, the three utilities were effectively self-regulating, with the exception of basic financial requirements set by the Ministry of Finance (World Bank 1995).

EGAT is particularly strong in this regard. EGAT was the first state-owned enterprise established by its own legislative act (EGAT Act) which provided it with a monopoly on electricity generation and established the organization to operate under the powerful Office of the Prime Minister.

Independent Power Producers

High levels of EGAT debt, high electricity demand growth, pressure from the World Bank and pro-market Thai governments led in 1992 to an amendment to the EGAT Act, allowing private Independent Power Producers (IPPs) to gain long-term supply concessions. While EGAT retains control of transmission system operation and the dispatching of power plants, private power producers generate electricity under long-term Power Purchase Agreements (PPAs). To ensure healthy profits and low risk to private investors, most PPAs used "take-or-pay" contracts so that in the event of low demand for electricity, EGAT and Thai electricity consumers remained obliged to pay (Greacen and Greacen 2004). Of the total electricity generation capacity, about 39% is currently owned and operated by IPPs (WADE 2006).

Small Power Producers (SPP): CHP and Renewable Energy

In 1992, the same year as the IPP program, Thailand also began the Small Power Producer (SPP) Program - probably the most important Thai program for clean, decentralized energy. The Small Power Producer (SPP) program applies to renewable

	Received	Renegotiation of Acceptance		Number of Projects		Number of Projects	Generating Capacity to EGAT		Generating Capacity to the Grid	
		Generating Capacity (MW)	to EGAT (MW)	Projects	Projects		Generating Capacity (MW)	to EGAT (MW)		
1. Non-Conventional Energy										
Bagasse	31	605.40	185.90	31	605.40	181.80				
Paddy Husk	17	157.70	113.60	5	53.40	41.80				
Paddy Husk, Wood Chips	2	57.80	49.00	2	57.80	49.00				
Black Liquor	1	32.90	25.00	1	32.90	25.00				
Hydro Power	1	6.70	6.70	1	6.70	6.70				
Multiple Waste	1	2.50	2.50	1	2.50	2.50				
Waste gas	1	19.00	12.00	1	19.00	12.00				
Bagasse, Wood bark, Paddy Husk	4	119.40	68.20	3	114.90	64.00				
Palm Residue, Cassava Root	5	48.30	34.60	3	34.60	24.00				
Paddy Husk, Bagasse, Eucalyptus	4	32.60	24.30	1	3.00	1.80				
Wood bark, Wood Chips, Black Liquor	1	87.20	50.00	1	87.20	50.00				
Rubber Wood Chips	2	27.80	24.20	2	27.80	24.20				
Bagasse, Paddy Husk, Biomass	5	61.30	45.30	2	45.30	30.00				
	1	1.95	1.72	1	1.95	1.72				
TOTAL	78	1,258.55	841.42	47	899.8	423.9				
2. Commercial Energy										
Natural Gas	22	2,577.61	1,594.20	20	2,229.61	1,414.20				
Oil	4	182.40	182.40	4	182.40	182.40				
	1	10.40	9.00	1	10.40	9.00				
TOTAL	27	2,980.21	1,799.20	25	2,652.21	1,619.20				
3. Mixed Fuel										
Waste gas from production process / Oil / Coal	1	108.00	45.00	1	108.00	45.00				
Thai Petrochemical Industry Public Co. Ltd.	1	40.00	8.00	1	40.00	8.00				
(Partirol Pulp Industry Co. Ltd.)	1	40.00	8.00	1	40.00	8.00				
Coal / Eucalyptus bark	2	328.00	180.00	2	328.00	180.00				
(National Power Supply Co. Ltd.)	2	328.00	180.00	2	328.00	180.00				
TOTAL	4	478.00	233.00	4	478.00	233.00				
TOTAL	107	4,714.78	2,803.82	78	4,070.81	2,278.10				

Table 1: Classified Generated Electricity of SPP by Type of fuel as of May 2006. The portion generated but not sold is self-consumption within factories that host the SPP generators. (Source: EPP0 2006a)

energy and to fossil-fuel-fired Combined Heat and Power (CHP). SPP generators connect to PEA or MEA lines and sell electricity under power purchase agreements (PPAs) to EGAT. Of all SPP generators, 1,107MW (including self-consumption⁴⁹) or 535MW (excluding self-consumption) were renewable energy.⁴⁸


While prices paid for electricity vary somewhat from contract to contract, generators whether coal, gas or renewable receive the same levelled tariff. SPP generators are broken into two categories: firm and non-firm, depending on their ability to guarantee availability. Firm fossil fuel-fired SPPs must generate for at least 7,008 hours per year and must generate during the months March, April, May, June, September and October. Furthermore, monthly capacity factor must exceed 0.51 and not exceed 1.0. Shut-down for maintenance shall take place during off-peak months of January, February, July, August, November and December and may not exceed 35 days in a 12-month cycle. For renewable energy firm generators, all requirements are the same as for fossil-fueled generators, except the requirement to generate 7,008 hours per year is relaxed to 4,670 hours per year and must include March, April, May and June (EGAT 2001). Based on an average of actual payments to SPP generators from October 2001 to September 2002, firm SPP generators were paid 2.20 baht/kWh comprising an energy payment of 1.37 baht/kWh and a capacity payment of 479.7 baht/kWh/month (FT subcommittee 2003, page 62). Actual payments to SPP non-firm generators from October 2001 to September 2002 averaged 1.77 baht/kWh.

Difficulties with the SPP program

While Thailand's utilities are to be commended for accommodating the SPP program, a number of private power producers have not been satisfied with interconnection arrangements (Janhritah 2005). Some generators argue that interconnection charges and back-up power charges are either discriminatory or are not reflective of actual costs. Generators have complained that utilities force them to pay for unnecessarily expensive upgrades to the utility distribution network in order to interconnect, when they felt that less expensive upgrades would suffice from a technical perspective. At the same time, some SPP generators are concerned that if they complain they may face reprisals from the Thai utilities that are their sole market for power export.



There were also complaints that SPP licenses were granted predominantly to large industrial power customers, but were denied to many potential power producers (hospitals, shopping malls, universities, rural cooperative and municipalities) (Ryder 1999). The lack of a permanent independent regulatory body leaves many important decisions to the utilities and offers little recourse in the event of disagreements.

On the other hand, EGAT had complaints that in some cases the SPP program was abused by generators who took advantage of favorable SPP tariffs but did not generate useful steam as promised.

Citing the  capacity glut that followed the Asian Financial crisis in 1998, EGAT stopped accepting applications for power purchase from new CHP (renewables are still eligible). The "boom and bust" cycle that this created is evident in the flood of SPP contracts signed in 1998 and the relative dearth thereafter. EGAT has subsequently started building new centralized power plants (indicating that the capacity glut argument no longer holds) but has not re-opened the program for fossil-fueled CHP (biomass CHP remains eligible). Since then, a few CHP projects implemented by utility joint ventures are planned or have come on line (such as the MEAP/TT/EGAT Suvarnabhumi International Airport project - but the private sector has been unable to compete. The Thai government should help utilities and generators to resolve differences and develop a new SPP program that encourages private sector participation in CHP.

Very Small Power Producer (VSPP) program

The Very Small Power Producer Program (VSPP) reduces the cost and administrative burden for small scale renewable energy generators to connect to the grid and export up to 1MW electricity to either the MEA or the PEA at 80% of the retail cost of electricity.⁴⁷ As of April 2006, 94 generators are supplying 13.4MW to the grid under the program.⁴⁸

By the end of 2006 the Ministry of Energy is expected to approve an upgrade to the regulations further streamlining interconnection requirements and raising the export limit to 10MW per site. The new VSPP regulations will  allow fossil fuel CHP as VSPP generators (probably with so  that lower tariffs for excess power).

เอนดโน้ต หมายเหตุ ENDNOTE REFERENCE

End Notes

1. [United Nations Development Programme](#). 2014. *Human Development Report 2014*. New York: United Nations Development Programme.
2. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
3. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
4. See Annex 2 for an explanation of ESAT rates and responsibilities.
5. See Annex 1 for an explanation of decentralized energy.
6. See Annex 1 for an explanation of decentralized energy.
7. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
8. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
9. Of which 42.7MWh was sold to the grid, with the remainder providing electricity directly to factories. An explanation of the small power producer program can be found in Annex 2.
10. An explanation of the Very Small Power Producer program can be found in Annex 2.
11. In this paper, the term "small power producer" refers to the program described in Annex 2, which includes both the "small power producer" and "very small power producer" programs.
12. Currently, the pricing principle states that tariffs should be sufficiently high that the return on invested capital (ROIC) should be 8.5%, before 2009, the pricing principle stated that the net income after expense of ESAT should not be less than 25% of the investment budget (self-financing ratio not less than 25%). Either way, the more the system is allowed to expand, the higher the allowed tariffs.
13. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
14. See Annex 2 for an explanation of how utilities cover and responsibilities.
15. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
16. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
17. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
18. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
19. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
20. A 2005 [GEF/World Bank](#) commissioned report provides updated figures for demand reduction. Demand reduction from lights, refrigeration and air conditioning alone currently exceeds 1000MW. Market Resource Consultants Ltd and G. C. S. International (2005). "Toothbrush Revolution Impact Assessment".
21. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
22. The authors observe that in many cases companies do not invest in CHP even if it is profitable to do so. In their experience, cost-effective capacity is thus estimated at 40% of commercial potential for industrial facilities and 30% for commercial buildings. Similarly, "cost-effective" MW peak-load reduction through CHP is estimated at 1,300 MW by year 2015. We note that "cost-effectiveness" depends on the policy environment, and on tariffs paid for the power - which are currently only unfavourable (see section 4 above).
23. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
24. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
25. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
26. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
27. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
28. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
29. Feed in tariffs provide long-term guaranteed prices for renewable energy sold to the grid and provide the assurance needed by the investment community to properly commit to renewables in Thailand.
30. Value Engineering describes a set of techniques used broadly in the industrial sector to assess the most efficient and therefore profitable way in which a specific industrial process can be performed.
31. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
32. Changing the way the world makes electricity. brochure, WADE
33. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
34. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
35. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
36. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
37. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
38. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
39. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
40. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
41. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
42. A number of different terms are sometimes used to describe decentralized energy systems, including "embedded generation" and "distributed generation". Embedded generation and distributed generation refer to systems where generation are connected to the local distribution grid. While such generators would also be part of a decentralized energy system, other parts of a DE system - such as standalone generators or those distributing power within a private electricity network - might not be connected to the national distribution grid.
43. Changing the way the world makes electricity. brochure, WADE
44. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
45. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
46. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
47. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
48. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
49. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
50. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
51. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.
52. [World Bank](#). 2013. *World Development Report 2013: Jobs*. Washington, DC: World Bank.

References

APEC (1979). *Manual of Best Practice Principles for Independent Power Producers*. [http://www.epco.gov.th/inter/gpec/inf/APEC/ippmanual.pdf](#)

City of Seattle (2002). "Inventory and Report: Seattle's Greenhouse Gas Emissions". September. [http://www.pnwec.org/2002%20Inventory/GHG/Seattle_GHG_Report.pdf](#)

Commenge, R. (2006). "Demand Response: the case for innovation". *IBZ*, Jan / Feb.

Crisp, S. W. (2001). "Power Politics Turned Reform". *For Eastern Economic Review*, September 27.

Dag, A. (2005). "Integrated resource planning (IRP) and power sector reform in developing countries". *Energy Policy* 33(10): 1271-1285. [http://www.elsevier.com/locate/energy](#)

Deputy Minister of Minerals and Energy (2005). *Second National Integrated Resource Plan Of South Africa*. [http://www.nes.org.za/documents/NIRP2005.pdf](#)

Deputy Minister of Minerals and Energy (2005). *Second National Integrated Resource Plan Of South Africa*. [http://www.nes.org.za/documents/NIRP2005.pdf](#)

Du Piro, P. (2005). "Nam Thuan 2 Hydropower Project (N2) Impact of Energy Conservation, DSM, and Renewable Energy Generation on ESAT's Power Development Plan". *World Bank*, 24 March. [http://siteresources.worldbank.org/INT/EAOPR/Resources/D34/mrnc0205.pdf](#)

EGAT (2001). "Power Purchase Agreement for SPs".

EGAT (2006a). DSM in Thailand: the ESAT experiences. Electricity, dt Vietnam.

EGAT (2006b). "Preliminary Plan: Power Development Plan PDP 2003. (in Thai)". Electricity, Generating Authority of Thailand, 30 May.

Energy for Environment (2004). "Study to determine methods to support electricity generation from wind and solar energy". E for E, commissioned by EPPD, January.

EPPD (2006a). "Classified Generated Electricity of SP by Type of Fuel (As of May 2005)". [http://www.epco.go.th/power/dtd/dtdo-website-eng.xls](#). Accessed on 16 Aug 2006.

EPPD (2006b). "Electric energy imports from neighboring countries, Electric energy imports from neighboring countries and energy security, Pathumwan Process Hotel, EPPD (2006a). Thailand Energy Outlook.

EPPD (2006c). "VSP (As of May 2005)". [http://www.epco.go.th/power/dtd/dtdo-website-eng.xls](#). Accessed on 16 Aug 2006

European Commission (1997). "Opening Up to Choice: The Single Electricity Market". [http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/electricity_brochure_en.pdf](#)

ERC (2005). "Regional Transmission Organization Activities". [http://www.erc.gov/industry/electric/index.cfm?app=](#) Accessed on Sept 1

FT subcontracting (2003). "Report on calculations of automatic adjustment tariff (AT) for the month of September, 2002".

Geaccon, C. and C. Geaccon (2004). "Thailand's electricity reforms: privatization of benefits and socialization of costs and risks". *Pacific Affairs* 77(4).

HECO (2000). "Integrated Resource Planning". [http://www.heco.com/CDN/default/02X019Y9ZC01CD%3D1&ICD%3D50Z28CDD%3D0&CTP%3DAR%3C%3C00.htm](#). Accessed on 5 September

IEA (2001). "Regulatory Institutions in Liberalized Electricity Markets". [www.iea.org/instatext/npd/fee/2000/regunit0001.pdf](#)

Intouch (2005). "Energy Policy Opening to the Public". Bangkok Post, 6 March.

Jirapongthai, V. (2005). National Fuel Supply Issues - Trends in Fuel Use Pricing & Availability. Thai Power 2005, Sukhothai Hotel, Bangkok.

Lakshankar, M. (2005). Update on Thailand's Electricity Transmission and distribution management. Thai Power 2005, Sukhothai Hotel, Bangkok.

Luxcell, B. (2005). Thailand's Power Sector Outlook, Challenges and Prospects - Private Investor's Perspective. Thai Power 2005, Sukhothai Hotel, Bangkok.

Lynch, A. G. Geaccon, et al. (2006). "The End of Sustainability: the Uncertain Future of the Nuclear Power Home Systems". European Union, June. [http://www.pgea.org/index.php?resource=docman&resource=download&pg=24](#)

Market Resource Consultants Ltd. and G. C. S. International (2005). "Post-implementation Impact Assessment: Thailand Promotion of Electrical Energy Efficiency Project (PREED)". Prepared for: World Bank - GEF Coordination Team, April 8.

Mehta, C., D. Goetzendler, et al. (2005). "Potential of Natural Gas Based Cogeneration in Thailand". JGSE, August, 35.

Nickels, G. J. (2005). "City Light First in Nation to Reach Zero Net Emissions Goal". [http://www.seattle.gov/news/detail.asp?id=555&date=04/04](#). Accessed on 31 August

NWPEC (2005). "The Fifth Northwest Electric Power and Conservation Plan". [http://www.nwpower.org/energy/powereplan/pdp/050401.htm](#). Accessed on 31 August

NWPEC (2005). "Demand Response Assessment: The Fifth Northwest Electric Power and Conservation Plan". [http://www.nwpower.org/energy/powereplan/pdp/050401.htm](#)

PacificCorp (2006). "Integrated Resource Planning". Accessed on 5 September

Peter, Smitas & Associates (2003). Electricity Reform in APEC Economies - Thailand Ahead. [http://www.worldenergy.org/wes-gas/wes_11f9/vwck_prog_memo0203/studies/energy/resources/qrnc.pdf](#)

Phumpradit, N. (2001). Evaluation Methods and Results of ESAT's Labeling Programs: lessons learned in Asia. Regional Conference on Energy Efficiency Standards and Labeling, Organized by Collaborative Labeling and Appliance Standards Program (CLASP) and the United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP), Bangkok, Thailand. [http://www.un.org/esa/sustdev/studies/energy/qr/cleap_eqr01.pdf](#)

Rider, G. J. (1999). Thailand's Planned Electricity Privatization: The Case for Citizen-Oriented Reform. Power Sector Reform, Toronto: Probe International.

Strenio, S. and I. Lelievre (2003). Estimation of external cost associated with electricity generating options in Thailand using stratified methodologies. Eighth APEC Clean Fossil Energy Technical Seminar. [http://www.apec-ecg-epg.org/sem8prog_2000/3/28/23_Strainio.pdf](#)

Sundqvist, F. I. (2000). "Electricity Externality Studies: Do The Numbers Make Sense?". Institutionen for Industriell ekonomi och samhällsvetenskap, Uppsala University, Uppsala, Sweden.

TBI (2005). "Macroeconomic Policy Program (MEP)". [http://www.necdic.or.th/ueuowx/dtr/imp.htm](#). Accessed on August 5

Thailand Forecast Subcommittee (2004). January.

Thai Ministry of Energy (2003). "Energy Strategy for Competitiveness". Ministry of Energy, August 23. [http://www.epco.go.th/can/m/rose-workshop/index.htm](#)

Thon, B. and I. Lelievre (2001). "Assessing health benefits of controlling air pollution from power generation: the case of a lignified power plant in Thailand". *Environ. Manage* 2: 303-17.

The Nation (2003). "PM Pressing for EPPD IPO this year". The Nation, March 14.

TUS (2005). "Road Forecast April 2005". Thai Road Forecast Subcommittee.

Version 1.0 (2004). "Nam Thuan 2 Hydro Power Project Regional Economic Least-Cost Analysis Draft Final Report". World Bank, June. [http://siteresources.worldbank.org/INT/EAOPR/6917611094704659403/20251513/Economic.pdf](#)

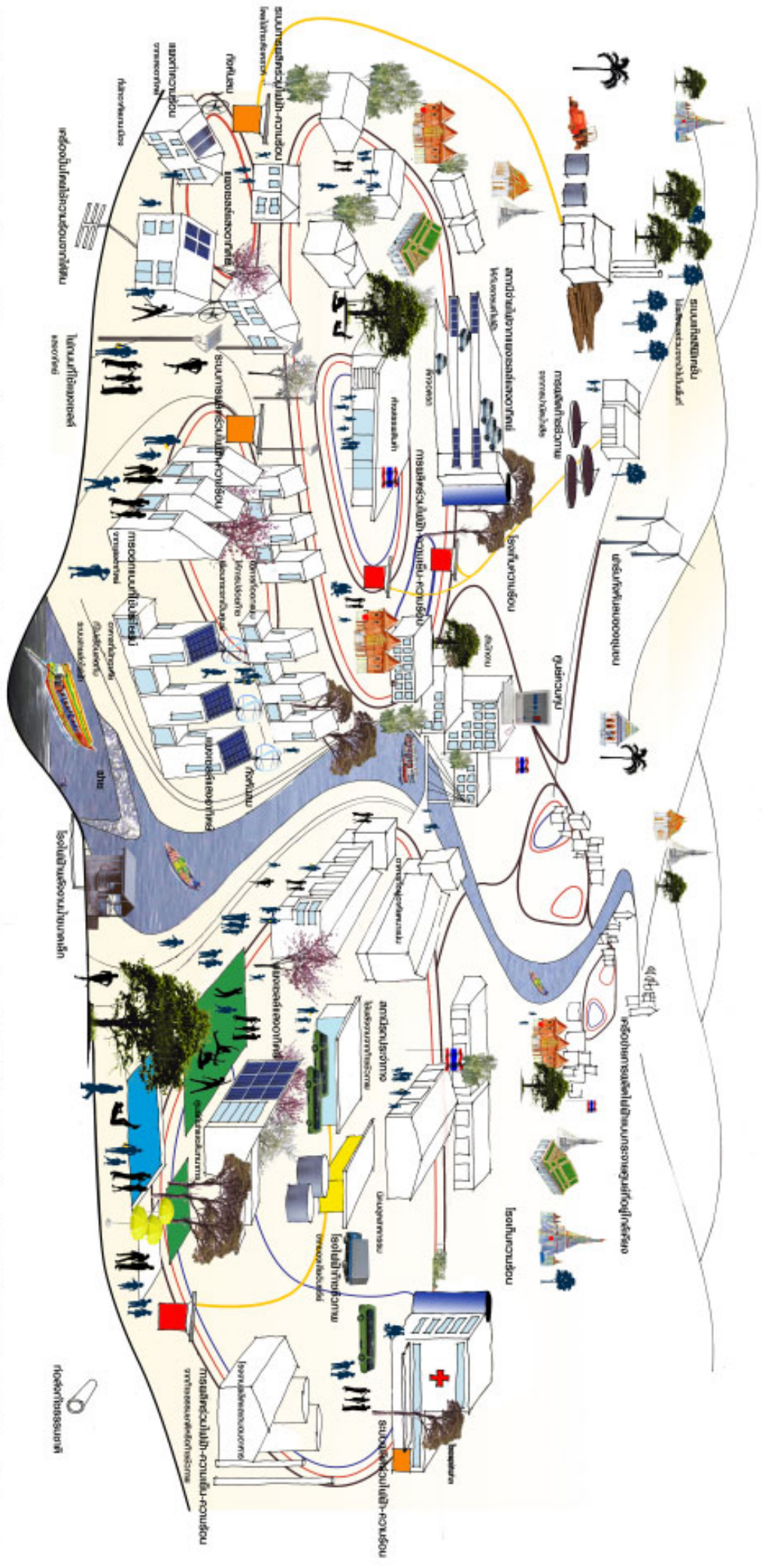
Version 1.0 (2005). "Nam Thuan 2 Hydro Power Project Regional Economic Least Cost Analysis Final Report". World Bank, March.

WADE (2005). "World Survey of Decentralized Energy". World Alliance for Decentralized Energy. [http://www.wade.org](#)

World Bank (1979). "Thailand: Lam Taklong Pump Storage project". World Bank, April 5.

GREENPEACE

อนาคตระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ - เทคโนโลยีในเขตชุมชน



การพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources) เป็นหัวใจสำคัญของเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Emission) และการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน (Energy Efficiency) การพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources) เป็นหัวใจสำคัญของเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Emission) และการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน (Energy Efficiency)

การพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources) เป็นหัวใจสำคัญของเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Emission) และการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน (Energy Efficiency) การพัฒนาระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources) เป็นหัวใจสำคัญของเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Emission) และการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน (Energy Efficiency)

การรณรงค์ด้านพลังงานของกรีนพีซ
มุ่งเน้นเพื่อยุติภาวะโลกร้อนที่เกิดจาก
การเผาไหม้ถ่านหิน น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ
กรีนพีซต้องการบรรลุเป้าหมาย
อนาคตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด
ซึ่งยกระดับคุณภาพชีวิตของทุกคน
จากการจัดหาไฟฟ้า/แก๊สอย่าง
การลดมลพิษขนส่ง และการปรับปรุงเขต
ความร้อน ที่มีความเป็นธรรมทางสังคม
และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

กรีนพีซสนับสนุนนวัตกรรมทางเทคนิค
และวิทยาศาสตร์ขั้นสูงในการเริ่มต้น
และใช้พลังงานหมุนเวียน เชื้อเพลิงที่สะอาด
และประสิทธิภาพด้านพลังงาน

กรีนพีซติดตาม/ตรวจสอบและเปิดเผย
การใช้อำนาจของบรรษัทและรัฐบาล
ที่เปลี่ยนแปลงความต้อการปฏิบัติ
ของชุมชนบางชาติในการยุติภาวะโลกร้อน
และใช้พลังงานที่ปลอดภัย
เพื่อส่งเสริมงานสหประชาชาติ
รวมถึงพลังงานนิวเคลียร์

Greenpeace's clean energy
campaign is committed to halting
climate change caused by burning
oil, coal and gas. We champion
a clean energy future in which
the quality of life of all peoples
is improved through the
environmentally responsible and
socially just provision of heating,
light and transport.

We promote scientific and
technical innovations that advance
the goals of renewable energy,
clean fuel, and energy efficiency.

We investigate and expose the
corporate powers and
governments that stand in the
way of international action to halt
global warming and who
drive continued dependence
on dirty, dangerous sources of
energy, including nuclear power.

GREENPEACE

www.greenpeace.or.th

