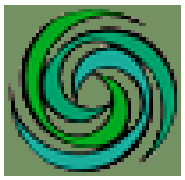
กระจายศูนย์การผลิตไฟฟ้าไทย: สู่ระบบพลังงานที่ยั่งยืน

DECENTRALIZING THAI POWER: TOWARDS A SUSTAINABLE ENERGY SYSTEM

GREENPEACE



กลุ่มพลังไท เป็นกลุ่มองค์กรที่ไม่มุ่งแสวงหากำไรของประเทศไทย ทำงานเพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนที่สะอาด กับชุมชนตั้งแต่ระดับรากหญ้าเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืนและมีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้าอย่างเป็นประชาธิปไตย

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.

www.palangthai.org

ผู้เขียน : คริส กรีเซน - กลุ่มพลังไท

จัดพิมพ์โดย กรีนพีซ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

พฤศจิกายน 2549

บรรณาธิการเล่ม	:	ธารา บัวคำศรี
กิตติกรรมประกาศ	:	จิม ฟุตเนอร์
	:	ชัยเลนดรา ยัสวาน
	:	ฟอน เฮอนานเดซ
ผู้แปลภาษาไทย	:	พิภพ อุดมอิทธิพงศ์
ออกแบบและรูปเล่ม	:	สรนัย นนท์ปิยกุล
แยกสีและจัดพิมพ์	:	Fast Book

Author: Chris Greacen - Palang Thai

Published by Greenpeace Southeast Asia

November 2006

Editor	:	Tara Buakamsri
Contributions	:	Jim Footner
	:	Shailendra Yashwant
	:	Von Hernandez
Thai Language Translation	:	Pipob Udomittipong
Lay-out Desing	:	Soranai Nontpiyasakul
Printing	:	Fast Book

ภาพปก : กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 100 กิโลวัตต์ที่บริษัทรีไซเคิลเอนจิเนียริ่ง จังหวัดชลบุรี (กรีนพีซ/ชัยเลนดรา)
Cover photo : A 100 kW Wind Turbine at ReCycle Engineering Co., Chonburi Province, Thailand (Greenpeace/Shailendra)

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

www.greenpeace.or.th

คำนำ

ในปัจจุบันเป็นที่ยอมรับกันโดยทั่วไปว่าการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นภัยคุกคามด้านสิ่งแวดล้อมที่เร่งด่วนสุดที่โลกกำลังเผชิญอยู่ ถึงแม้จะมีหลักฐานมากมายที่ชี้ถึงผลกระทบต่อประเทศไทย แต่รัฐบาลไทยยังคงไม่ดำเนินการเพื่อแก้ไขปัญหาอย่างเต็มที่

ในภาคการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีส่วนรับผิดชอบมากที่สุดต่อการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำไปสู่การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ร้อยละ 95 ของเชื้อเพลิงซึ่งใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยยังคงเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างเช่น ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของรัฐบาล โรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมดที่วางแผนก่อสร้างในทศวรรษหน้ายังคงพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลต่อไป โดยมีเป้าหมายพัฒนาการใช้พลังงานหมุนเวียนในเชิงพาณิชย์เพียงเล็กน้อย และไม่มีกลไกที่จะตอบสนองเป้าหมายดังกล่าวด้วยซ้ำ นอกจากนั้น เรายังขาดการใช้ประโยชน์จากศักยภาพของประสิทธิภาพด้านพลังงานตามบ้านเรือนและภาคธุรกิจ

ปัญหาดังกล่าวได้รับผลกระทบมากขึ้นจากการวางแผนพัฒนาโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แบบรวมศูนย์ ซึ่งส่งผลให้มีการสูญเสียพลังงานจากเชื้อเพลิงอย่างสูญเปล่าไปถึงสองในสามก่อนที่ไฟฟ้าจะถูกจ่ายออกจากสถานี ในระหว่างที่ไฟฟ้าถูกส่งไปตามระบบสายส่งก็ยังมีการสูญเสียพลังงานเพิ่มขึ้นอีก จนกระทั่งไปถึงบ้านเรือนก็เป็นภาระของประชาชนที่จะตัดสินใจว่าจะใช้พลังงานอย่างสิ้นเปลืองหรือใช้อย่างเหมาะสม

ในยุคที่ความมั่นคงด้านพลังงานกลายเป็นวาระสำคัญทางการเมือง จำเป็นอย่างยิ่งที่เราจะต้องลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากภาคการผลิตพลังงานของเรา การปล่อยให้เกิดการสูญเสียพลังงานอย่างสูญเปล่าถึงสามในสี่ของพลังงานที่มีอยู่ในเชื้อเพลิงขั้นต้นนั้นเป็นสิ่งที่มิอาจปฏิเสธได้เลย

และไม่ควรจะเป็นเช่นนั้น

การมุ่งไปสู่การใช้ประโยชน์จากศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนที่มหาศาลของไทย และระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์จะนำมาซึ่งประโยชน์ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว นำผลตอบแทนและผลประโยชน์ที่วัดได้มาสู่ประชาชนชาวไทย ทำให้เกิดการดูแลสิ่งแวดล้อมตามธรรมชาติอย่างยั่งยืน ทำให้เกิดความมั่นคงด้านพลังงานอย่างแท้จริง การใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานในประเทศที่ยังหลงเหลืออยู่อย่างดีขึ้น สุขภาพของคนไทยก็จะดีขึ้น เนื่องจากมลพิษลดน้อยลง ชุมชนมีกรรมสิทธิ์และมีความรับผิดชอบในการตอบสนองความต้องการด้านพลังงานของตนเองมากขึ้น ทำให้เกิดการจ้างงานมากขึ้น ช่วยแก้ปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลก และสุดท้ายยังทำให้เกิดเศรษฐกิจที่มีประสิทธิภาพและเสถียรภาพมากขึ้น

รายงานฉบับนี้ซึ่งจัดทำโดยที่ปรึกษาด้านพลังงานจากกลุ่มพลังไทร่วมกับกรีนพีซเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ เป็นการวิเคราะห์วิจารณ์เพื่อชี้ให้เห็นกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ผิดพลาดมาแต่อดีต ทั้งๆ ที่เป็นการวางแผนที่สำคัญต่ออนาคตของพลังงานไทย กระบวนการดังกล่าวให้ความสำคัญกับผลกำไรของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) โดยไม่คำนึงถึงการสูญเสียของสาธารณชน ทั้งยังส่งผลให้เกิดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นอย่างมากโดยไม่มีใครแบกภาระรับผิด

รายงานฉบับนี้ยังเสนอวิสัยทัศน์ด้านพลังงานทางเลือกซึ่งชี้ให้เห็นถึงสิ่งที่สามารถทำได้ แม้ว่าจะไม่ถึงขั้นให้ภาพพลังงานอย่างเป็นองค์รวมโดยละเอียด แต่รายงานฉบับนี้ก็สะท้อนอย่างชัดเจนถึงความเป็นไปได้ที่จะตอบสนองความต้องการด้านพลังงานที่เพิ่มขึ้นโดยไม่ต้องพึ่งพาถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ หรือโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ ทั้งนี้โดยเป็นการคำนวณจากตัวเลขของรัฐบาลไทยหรือรายงานของธนาคารโลก โดยเป็นกระบวนการผลิตพลังงานแบบกระจายศูนย์ที่เป็นไปได้และสร้างความเท่าเทียม และมีการใช้ประโยชน์อย่างเต็มที่จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ และศักยภาพของประสิทธิภาพด้านพลังงาน รวมทั้งประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นจากการใช้ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน การดำเนินงานตามแนวทางดังกล่าวจะทำให้เกิดแหล่งพลังงานที่เข้าถึงได้รวดเร็วยิ่งขึ้น ทำให้เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และมลพิษอื่นๆ น้อยลง แม้ผลกำไรของ กฟผ. อาจไม่มากเหมือนที่ผ่านมา แต่ผลตอบแทนกลับสู่สังคมไทยจะเพิ่มขึ้นมากมาย

เอ็มมี่ ฮาฟิลด์
ผู้อำนวยการบริหาร
กรีนพีซเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

Foreword

The new Thai Ministry of Energy in the new post-coup government has inherited a challenging situation: heavy reliance on fossil fuels for power generation, a power sector dominated by self-regulating monopoly utilities, and a decision-making process that lacks public participation and has tended towards inefficient over-investment.

Climate change is now widely accepted as one of the most urgent environmental threats facing our planet. Yet, in the area of electricity generation – the sector most responsible for the emission of greenhouse gases that cause climate change ñ 95 percent of fuels used in Thailand are fossil fuels such as coal or gas. According to the (draft) Thai Power Development Plan 2006, most of new power plants scheduled for construction over the next decade will be fossil-fueled. In addition, the potential for energy efficiency in our homes and businesses is considerable yet remains largely untapped.

The problem is compounded by the fact that large scale, centralized power stations planned for development will actually waste approximately 60% of the energy contained within the fuels before any electricity even leaves the station. More energy is then wasted as the electricity travels along the power lines, and only at this point does the public face the challenge of whether they will waste or properly use the energy in their homes.

At a time when energy security is high on the political agenda and there is such a clear need to remove carbon dioxide from our energy generation sector, to permit the wastage of at least 60% of the energy contained within the original fuels is indefensible.

But it doesn't have to be this way.

Moving rapidly towards the full utilization of Thailand's enormous renewable energy potential and the decentralization of the country's will provide the Thai people immediate, long-term, profitable and measurable benefits: sustained care for the natural environment of Thailand, real energy security, better use for Thailand's remaining indigenous energy resources, the improved health of the Thai public due to avoided hazardous pollution, community ownership and responsibility over their own energy needs, more jobs, significant contribution to the global fight against climate change, and last but not the least, a more efficient and stable national economy.

Thailand stands at a key crossroads. The latest developments from the new Ministry of Energy are encouraging: upgrades to renewable energy regulations, development of regulations that encourage and facilitate efficient Combined Heat and Power (CHP) plants, and discussion of real reform in the Power Development Plan (PDP) process to allow meaningful input by the public and greater consideration of clean, alternatives.

On the other hand, much bureaucratic inertia, mis-aligned incentives, and closed-door decision-making arrangements that empower dirty, inefficient "business as usual" remain strong.

At this critical juncture, Greenpeace – in conjunction with Thai non-profit public-interest energy analysis organization Palang Thai, is announcing the release of a new study, "Decentralizing Thai Power : Towards a sustainable energy system". The study examines the existing power supply infrastructure, opportunities for cleaner and economically superior options, and critically discusses planning and governance processes and practices that encourage dirty energy and discourage clean energy.

The study also sets out an alternative energy vision that demonstrates what is possible. While it does not lay out a detailed, comprehensive energy scenario for Thailand, it strongly illustrates that even using figures from the Thai government or World Bank-commissioned reports, it is possible to meet likely future growth in energy demand without signing new contracts for coal, gas or large hydro capacity. It is an equitable and feasible decentralized approach centered on the full exploitation of the country's commercially viable renewable energy and energy efficiency potential, combined with improved efficiencies available from Combined Heat and Power stations (CHP). Pursuit of this approach would result in a cheaper, more quickly available and accessible energy and less emissions of carbon dioxide and other dangerous pollutants.

Emmy Hafild
Executive Director, Greenpeace Southeast Asia

สารบัญ

คำนำ 2
บทสรุปผู้บริหาร 6

1. ระบบพลังงานไทยในปัจจุบัน
1.1 ขั้นตอนที่ริเริ่มไปบ้างแล้วของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ 12
1.2 สัดส่วนของระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน 16

2. นโยบายและการปฏิบัติในภาคพลังงานของไทยซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน
2.1 ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่บิดเบือน 20
2.2 มติคณะรัฐมนตรีที่ขัดขวางการแข่งขัน 22
2.3 การตัดสินใจฝ่ายเดียวของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 24
2.4 ผลประโยชน์ทับซ้อน 24
2.5 แนวโน้มการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเกินจำเป็น 26
2.6 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่โปร่งใส 30

3. การประเมินความต้องการไฟฟ้าในอนาคตที่สอดคล้องกับความจริงของไทย
3.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2549 และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2549 (ฉบับร่าง) 42
3.2 ท่าทีของประชาสังคมไทยต่อการพยากรณ์ความต้องการปี 2549 44

4. ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ทางเลือกที่ยั่งยืนเพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานของไทย
4.1 ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน 50
4.2 ศักยภาพของประสิทธิภาพด้านพลังงาน 54
4.3 ศักยภาพของการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน 58

5. โดยสรุปแล้วเราทำอะไรได้บ้าง ถ้าตั้งใจจะทำ? 64

6. บทสรุปและข้อเสนอแนะ 74

ภาคผนวก 1 ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์คืออะไร? 83
ภาคผนวก 2 ผู้มีบทบาทหลัก หน้าที่ และนโยบาย 86
เชิงอรรถ 96
ข้อมูลอ้างอิง 97

Table of Contents

Forward 2
Executive Summary 7

1. The Current Energy System of Thailand
1.1 Some Positive Steps for Decentralized Energy 13
1.2 Thailand's Current Electricity Mix 17

2. Barriers to Clean Energy: Thai Power Sector Policies and Practices
2.1 A Distorted Regulatory Regime 21
2.2 A Competition-Stifling Cabinet Resolution 23
2.3 Cabinet decision to stop new SPP CHP 25
2.4 A Conflict of Interest 25
2.5 A Tendency to Overestimate Future Demand 27
2.6 A Opaque Power Development Planning Process 31

3. A Realistic Assessment of Thailand's Future Electricity Needs
3.1 The 2006 Load Forecast and the Preliminary Power Development Plan 2006 43
3.2 Thai Civil Society Response to the 2006 Load Forecast 45

4. Decentralizing Thai Power: A Clean Energy Alternative to Meeting Thailand's Energy Needs
4.1 Renewable Energy Potential 51
4.2 Energy Efficiency Potential 55
4.3 Combined Heat and Power Potential 59

5. Putting It Together: What Is Possible If We Put Our Minds To It? 64

6. Conclusions and Recommendations 74

Annex 1: What is Decentralized Energy? 90
Annex 2: Key Players, Roles and Policies 93
Endnotes 96
Reference 97

บทสรุปผู้บริหาร

รายงานฉบับนี้นำเสนอวิสัยทัศน์ของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทนต่อสังคมไทย[1] โดยคำนวณบนพื้นฐานการศึกษาของรัฐบาลไทยและธนาคารโลก วิสัยทัศน์ดังกล่าวนี้ตรงข้ามกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.) ที่ขาดประสิทธิภาพและเน้นการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล[2] โดยการประเมินขั้นพื้นฐานที่สุดจากศักยภาพที่มีอยู่ตามข้อมูลของรัฐบาลไทยและการศึกษาของธนาคารโลก การเปรียบเทียบแสดงให้เห็นถึงศักยภาพของประเทศไทยในการตอบสนองการเติบโตของความต้องการด้านพลังงานในอนาคต โดยการใช้แผนพลังงานแบบบูรณาการและกระจายศูนย์[3] ซึ่งประกอบด้วยประสิทธิภาพด้านพลังงาน พลังงานหมุนเวียนที่สะอาด และระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่มีประสิทธิภาพ (Combined Heat and Power : CHP ดูกรอบที่ 1) ซึ่งทำให้ไม่จำเป็นจะต้องมีโครงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติแบบรวมศูนย์ และการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน ตามที่แสดงไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของรัฐบาล

เปรียบเทียบระหว่าง “ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.” กับ “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน”
Comparison between “Draft EGAT PDP” and “Clean, profitable PDP”

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ. Draft EGAT PDP 2006			
	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่พึ่งได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW	
กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952	
กำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Additions through year 2016			
โรงไฟฟ้าฟอสซิลแบบรวมศูนย์ Centralized fossil fuel power plants	20,947	19,755	
การนำเข้าไฟฟ้า (ส่วนใหญ่เป็นโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่) Imports (mostly large hydropower)	3,195	3,013	
พลังงานหมุนเวียน Renewables(RPS)	1,074	537	
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด Total capacity	51,672	48,256	
พยากรณ์ความต้องการสูงสุดปี 2559 (ปรับแก้แล้ว) 2016 peak demand (corrected forecast)	34,612		
กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	39.4%		

Executive Summary

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-intensive PDP "from state generrator EGAT[5] that plays a key role in power sector planning" The comparison 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 mix[6] of energy efficiency, renewable energy and efficient Combined Heat and Power generation (CHP - see Box 1) is large enough to negate the need for the new non-committed centralized coal and gas generation capacity and hydropower imports specified in EGAT's latest draft PDP.

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน
Clean, profitable PDP 2006

	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่พึ่งได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW
กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952
กำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Additions through year 2016		
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ หรือโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ Centralized fossil fuel power plants or large hydro	5,300	4,998
พลังงานหมุนเวียน Renewables	7,756	3,878
การผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน Combine Heat and Power(CHP)	3,418	1,709
ประสิทธิภาพด้านพลังงาน/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า Energy Efficiency/DSM	2,529	2,529
การปรับความต้องการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ 5 ของช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) Demand response programs (5% of peak)	1,731	1,731
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด 2016 peak demand (corrected forecast)	47,191	39,797
พยากรณ์ความต้องการสูงสุด 2559(ปรับแก้แล้ว) 2016 peak demand (corrected forecast)	34,612	
กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	15.0%	

โครงการที่ดำเนินไปอย่างเงียบๆ โดยรัฐบาลไทยและหน่วยงานด้านพลังงาน เพื่อสนับสนุนโครงการประสิทธิภาพด้านพลังงาน พลังงานหมุนเวียน และการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน แม้จะดูเป็นโครงการที่น่าชื่นชมแต่ก็ไม่มีศักยภาพมากเพียงพอที่จะนำพาประเทศไปสู่ระบบพลังงานแบบบูรณาการที่กระจายศูนย์และสะอาด ตามที่ภาพที่ตั้งไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน

ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่ยังไม่ได้นำมาใช้ประโยชน์ เช่นเดียวกับความสามารถของประเทศในการลดความต้องการพลังงาน และการนำเทคโนโลยีเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีประสิทธิภาพมากกว่ามาใช้ อย่างเช่นการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน เหตุที่เป็นเช่นนี้ เนื่องมาจากอุปสรรคสำคัญมากมายซึ่งขัดขวางธรรมาภิบาล และขัดขวางการเร่งรัดพัฒนาไปสู่การใช้พลังงานหมุนเวียนแบบบูรณาการและยั่งยืน

อุปสรรคเหล่านี้ได้แก่

- ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่บิดเบือน ซึ่งส่งเสริมการขยายกำลังการผลิตและการพึ่งเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีราคาผันผวนจนมากเกินไป โดยไม่คำนึงถึงผลตอบแทนจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- มติคณะรัฐมนตรีที่ขัดขวางการแข่งขัน ซึ่งจัดสรรให้ร้อยละ 50 ของการผลิตไฟฟ้าใหม่เป็นอำนาจของ กฟผ. ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่ผูกขาด
- การตัดสินใจฝ่ายเดียวของ กฟผ. ในปี 2541 ที่ยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแบบกระจายศูนย์รายใหม่เข้าระบบ
- ผลประโยชน์ทับซ้อน เนื่องจากการมีอำนาจควบคุมเหนือระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.
- แนวโน้มการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเกินความต้องการที่ผ่านมาของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดการลงทุนในโรงไฟฟ้า(แบบดั้งเดิม) จนมากเกินไป
- กระบวนการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่โปร่งใส ซึ่งละเลยที่จะพิจารณาถึงทางเลือกที่คุ้มทุนด้านเศรษฐกิจอย่างเต็มที่ และไม่เปิดให้มีการตรวจสอบและตั้งคำถามจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอก

รายงานฉบับนี้มีข้อเสนอแนะโดยรวมเกี่ยวกับนโยบายพลังงานของประเทศไทยในอนาคตดังนี้

- ปฏิรูปกระบวนการวางแผนด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้เป็นกระบวนการวางแผนทรัพยากรแบบบูรณาการ (Integrated Resource Planning) มีการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการ และมีการพิจารณาทางเลือกทั้งหมด (ทั้งในแง่การอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียน) ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะทำให้หน่วยงานด้านพลังงานต้องเลือกทางเลือกที่ก่อให้เกิดภาระด้านเศรษฐกิจต่ำสุดต่อสังคม ตรงข้ามกับกฟผ.ที่มักเลือกทางเลือกที่ก่อให้เกิดต้นทุนกับตนเองน้อยที่สุด พร้อมกับข้อเสนอนี้ ควรมีการประเมินอย่างรอบด้านถึงต้นทุนผลกระทบภายนอกของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีการผลิตพลังงานประเภทต่าง ๆ ในไทย
- เพิ่มเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนจากร้อยละ 8 ในปี 2554 เป็นร้อยละ 10 ภายในปี 2553 และนำระบบประกันราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (feed-in tariffs) เพื่อส่งเสริมการกระจายตัวของพลังงานในรูปแบบนี้ นอกจากนั้น ควรมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายโดยให้การอนุรักษ์พลังงานเป็นวาระด้านพลังงานสำคัญที่สุด กำจัดอุปสรรคที่ขัดขวางการพัฒนาการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนใหม่ที่เหมาะสมออกไป
- ก่อตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่มีความสามารถ เป็นธรรมและเป็นอิสระ ซึ่งมีอำนาจหน้าที่หลักในการกำกับดูแลให้การตัดสินใจในภาคพลังงานเป็นไปเพื่อประโยชน์ของสาธารณะและมีอำนาจทางกฎหมายอย่างเพียงพอที่จะบังคับให้มีการปฏิบัติตามการตัดสินใจนั้น

ประเทศไทยมีทางเลือกระหว่าง “การทำไปตามปรกติเหมือนกับที่เป็นมา” ซึ่งหมายถึงการให้ความสำคัญต่อเชื้อเพลิงฟอสซิลและโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ต่อไป กับ ระบบพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด มั่นคง ยั่งยืนและกระจายศูนย์ รายงานนี้นำเสนอข้อมูลเชิงเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมเพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบพลังงานที่ยั่งยืนและกระจายศูนย์ดังกล่าว

ประโยชน์จากการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบนี้คือ

- ช่วยประหยัดทรัพยากรการเงินที่มีค่า ความไร้ประสิทธิภาพของการผลิตพลังงานแบบรวมศูนย์ที่พึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเหตุให้พลังงานมากกว่าครึ่งหนึ่ง “สูญเสียไป” ในรูปของความร้อนที่ถูกปล่อยทิ้งออกจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล การนำเทคโนโลยีการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนมาใช้จะเป็นการนำของเสียกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ใหม่ ช่วยประหยัดเชื้อเพลิง ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และช่วยประหยัดเงินตราก่อนที่พลังงานไฟฟ้าจะมาถึงบ้านเรือนของเรา และเมื่อไฟฟ้ามาถึงบ้านเรือนของเรา การใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่ประหยัดพลังงานจะช่วยให้ประหยัดไฟฟ้าได้มากขึ้นอีก
- ลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ของไทยผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีราคาขึ้นและลงเร็วมาก (ส่วนมากจะขึ้น) โครงสร้างที่เป็นอยู่มีการผลักความเสี่ยงให้กับผู้บริโภคโดยตรง ส่งผลกระทบอย่างมากต่อเศรษฐกิจไทยโดยเฉพาะในช่วงที่ราคาเชื้อเพลิงสูง
- พัฒนาความมั่นคงด้านพลังงานแห่งชาติ เนื่องจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลในไทยมีอยู่อย่างจำกัด การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่พึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลนำเข้าทำให้เกิดความเสี่ยงต่อแหล่งเชื้อเพลิงอย่างสุดที่เราจะควบคุมได้ การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบกับการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ จะช่วยลดความเสี่ยงต่อประเทศไทย นอกจากนั้นระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ที่มีโรงไฟฟ้ากระจายตัวอยู่ทั่วไปมีความยืดหยุ่นมากกว่า สามารถฟื้นตัวอย่างรวดเร็วในกรณีที่เกิดปัญหาขัดข้องด้านอุปกรณ์หรือภัยพิบัติทางธรรมชาติ มากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ในกรณีที่เกิดการขัดข้องขึ้นมาเพียงครั้งเดียว
- ลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก เราจำเป็นต้องเลือกลงทุนอย่างคุ้มค่าในพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดหากเรามีเจตจำนงอย่างแท้จริงที่จะลดการปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในโลกลงถึงระดับที่ไม่ทำให้เกิดผลกระทบจากสภาพภูมิอากาศที่เป็นอันตราย
- หลีกเลี่ยงการสร้างผลกระทบให้กับชุมชนท้องถิ่นและหลีกเลี่ยงการยกเลิกโครงการเนื่องจากการต่อต้านของชุมชน โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในประเทศก่อสร้างได้ยากขึ้นเนื่องจากการต่อต้านของชุมชนท้องถิ่นที่ตระหนักถึงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โครงการประสิทธิภาพด้านพลังงาน 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 combined 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 construction of 50% of all new generating capacity in years 2011 to 2015 to EGAT, the state monopoly generator;
- Cabinet decision in 1998 to allow EGAT 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;
- An opaque power development planning process that neglects to consider a full range of economic least-cost alternatives, without opportunity for challenge from external stakeholders.

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

- Reform the power planning process so that it becomes an integrated resource planning (IRP) process, overseen by the energy regulator, and integrating input from the public, 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 decisions made in the energy sector are in the public interest, that has sufficient legal authority to enforce compliance and that includes meaningful public participation.

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:

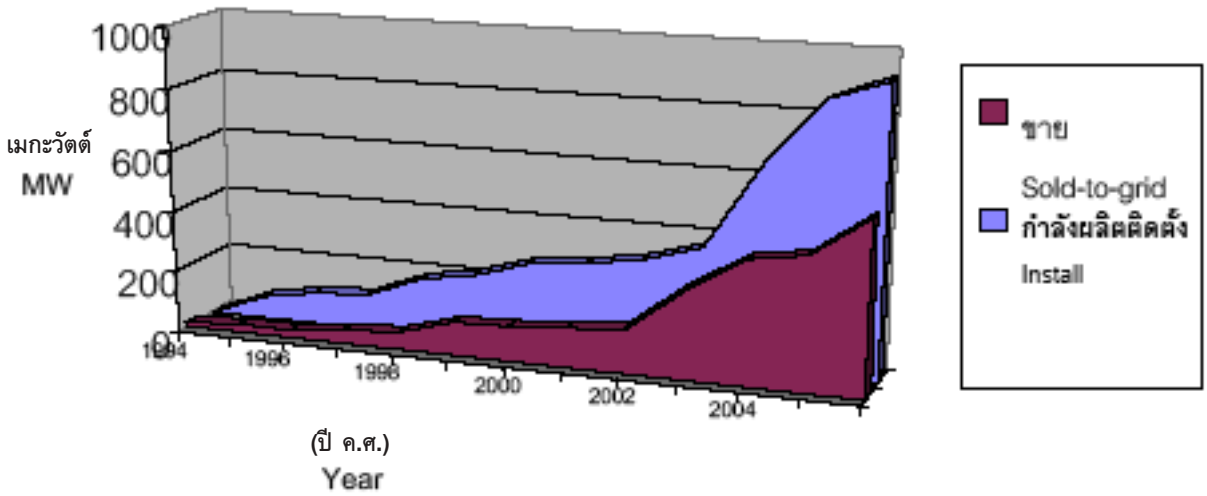
- Saving valuable financial resources: inefficiencies inherent in fossil fuel centralized generation mean that more than half of the energy goes "up the chimney" as waste heat in fossil fuel-fired power plants. Using Combined Heat and Power technologies enables waste to be captured and put to good use, 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 (lately 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 CO_2 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.

โรงไฟฟ้าถ่านหินบีแอลซีพี กำลังการผลิต 1,434 เมกะวัตต์ ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ร่วมทุนระหว่างบริษัทไชน่าไลท์แอนด์เพาเวอร์และบริษัทบ้านปู จำกัด(มหาชน) มูลค่าการลงทุน 54,800 ล้านบาท แหล่งเงินกู้หลักคือธนาคารพัฒนาเอเชียและธนาคารแห่งญี่ปุ่นเพื่อความร่วมมือระหว่างประเทศ โรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งนี้นำเข้าถ่านหิน 3.5 ล้านตันต่อปี ภายใต้สัญญาซื้อขายถ่านหิน กับบริษัท ริโอตินโตแห่งออสเตรเลียเป็นเวลา 25 ปี *(ภาพ: กรีนพีซ/วินัย ดิษฐจร)*
BLCP Coal Plant, a 1,434 MW coal-fired power station at Map Ta Phut Industrial Estate, Rayong, Thailand owned by Hong Kong-based China Light & Power and Banpu Plc and funded by Asian Development Bank and Japan Bank for International Cooperation. This coal plant requires approximately 3.5 million tones of Australian coal per annum delivered by Rio-Tinto.*(Photo : Greenpeace/Vinai Dithajohn)*

1.1 ขั้นตอนที่ริเริ่มไปบ้างแล้วของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์

เปรียบเทียบกับประเทศกำลังพัฒนาอื่น ๆ ประเทศไทยมีประวัติที่ดีพอสมควรในการพัฒนาระบบพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ จนถึงเดือนมีนาคม 2549 กฎหมายผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer) ของไทยนำไปสู่กำลังผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียนเกือบ 1 กิกะวัตต์[7] ซึ่งนับเป็นเรื่องสำคัญมาก เนื่องจากช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549 มีมากกว่า 21 กิกะวัตต์เพียงเล็กน้อย หากรวมถึงโครงการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลแบบกระจายศูนย์เข้าด้วยแล้ว จะทำให้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีกำลังผลิตติดตั้งรวมกันถึง 4 กิกะวัตต์

รูปที่ 1 กำลังการผลิตติดตั้งและกำลังการผลิตที่ขายเข้าระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียน (ที่มา: เดชรัตน์ สุขกำเนิด)
Figure 1 Installed and sold-to-the-grid renewable energy capacity from Small Power Producers (Source: Decharut Sukkumnoed)

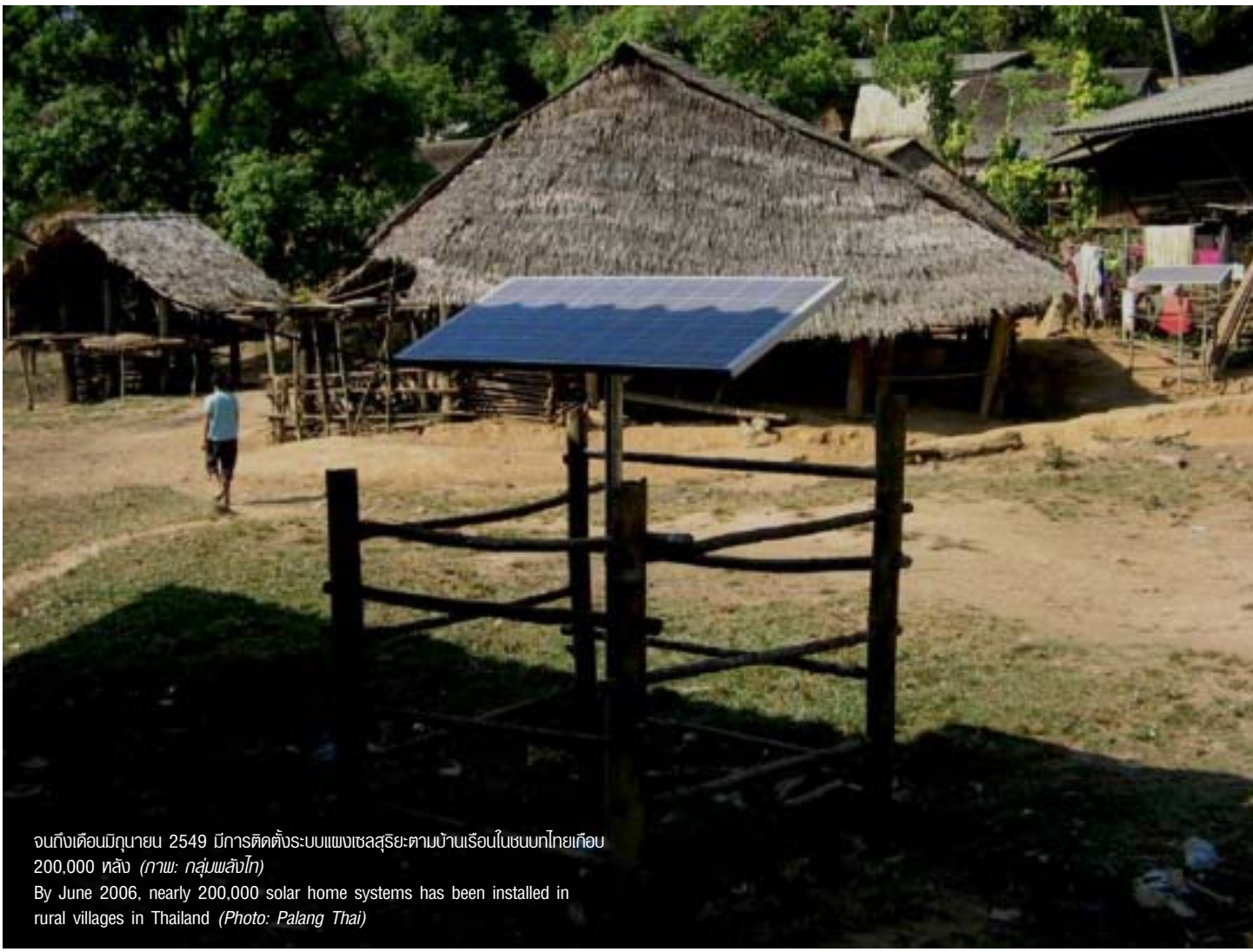


หน่วยงานด้านพลังงานของไทยเริ่มใช้ประโยชน์มากขึ้นจากไฟฟ้าที่สะอาดและกระจายศูนย์ อย่างเช่น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน-ความเย็น (Combined Cooling, Heating and Power: CCHP) ที่สนามบินสุวรรณภูมิ ในเดือนพฤษภาคม 2545 ไทยเป็นประเทศกำลังพัฒนาประเทศแรกที่นำระบบ net metering มาใช้ (หรือที่รู้จักกันในชื่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก[8]) ซึ่งช่วยเชื่อมโยงโครงข่ายของสถานีไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีขนาดเล็กกว่า 1 เมกะวัตต์ เป็นเหตุให้จนถึงเดือนเมษายน 2549 มีหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก 94 หน่วยที่ผลิตไฟฟ้าและจ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้าได้รวมกัน 13 เมกะวัตต์ (EPPO 2006d) จนถึงปลายปี 2549 มาตรการเกี่ยวกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากคาดว่าจะขยายออกไป เพื่อส่งเสริมให้มีหน่วยผลิตไฟฟ้ามากถึง 10 เมกะวัตต์ต่อหน่วย จนถึงเดือนมิถุนายน 2549 มีการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ตามบ้านเรือนในชนบทของไทยเกือบ 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[9]. 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 Combined Cooling, Heating and Power (CCHP) plant at the new Suvarnaphumi 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 (VSPP) program[10]) 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 (EPPO 2006d). By the end of 2006, VSPP 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).



จนถึงเดือนมิถุนายน 2549 มีการติดตั้งระบบแผงเซลสุริยะตามบ้านเรือนในชนบทไทยเกือบ 200,000 หลัง *(ภาพ: กลุ่มพลังไท)*
By June 2006, nearly 200,000 solar home systems has been installed in rural villages in Thailand *(Photo: Palang Thai)*

จนถึงวันที่ 31 มีนาคม 2549 โครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของไทย (Demand Side Management: DSM ซึ่งเป็นการปรับปรุงให้เกิดประสิทธิภาพการใช้พลังงานอย่างเป็นระบบ หรือการเปลี่ยนช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดไปสู่ช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อย) ช่วยให้ประหยัดไฟฟ้าได้ถึง 1,304.8 เมกะวัตต์ โดยทำให้เกิดต้นทุนเพียงเสี้ยวเดียวของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ (EGAT 2006a)

ในเดือนสิงหาคม 2546 รัฐบาลไทยประกาศเป้าหมายอย่างเป็นทางการว่าภายในปี 2554 ร้อยละ 8 ของพลังงานเชิงพาณิชย์จะมาจากพลังงานหมุนเวียน (เพิ่มจากร้อยละ 0.6 ในปี 2546) ซึ่งจะทำให้เศรษฐกิจมีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้นอย่างมาก แม้ว่าประสิทธิภาพด้านพลังงานในภาคเศรษฐกิจจะพัฒนาขึ้นอยู่บ้าง (โดยมีความยืดหยุ่นด้านพลังงานอยู่ที่ 1.3 ในปัจจุบันแทนที่จะเป็น 1.4) แต่ประเทศไทยกลับกำลังเดินไปในทิศทางที่ไม่ถูกต้องในแง่ของการบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียน กล่าวคือพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนด้านพลังงานของประเทศกลับลดลงแทนที่จะเพิ่มขึ้น (EPPO 2006c)

ร้อยละ 99.7 ของหมู่บ้านทั่วประเทศสามารถเข้าถึงระบบส่งไฟฟ้า (Laksanakoses 2006) อัตราค่าไฟฟ้าของไทยก็ถือว่าต่ำกว่ามาตรฐานในภูมิภาค เป็นเหตุให้ผู้ใช้รายย่อยมีโอกาสใช้ไฟฟ้าในราคาย่อมเยา นอกจากนั้นในช่วงที่ผ่านมา รัฐบาลยังจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าชั่วคราวขึ้นมาเพื่อให้เกิดความยุติธรรมและคุ้มครองผลประโยชน์ของผู้บริโภค การตัดสินใจเช่นนี้สะท้อนถึงการยอมรับในส่วนของรัฐบาลถึงความจำเป็นของคณะกรรมการอิสระที่จะคุ้มครองผลประโยชน์ของผู้บริโภค แต่ในปัจจุบันคณะกรรมการชุดนี้ยังคงขาดอำนาจในการบังคับให้ปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ต่างๆ และยังไม่มีความชัดเจนว่าจะมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลถาวรขึ้นเมื่อใด (ซึ่งต้องจัดตั้งขึ้นโดยการออกเป็นพระราชบัญญัติ)

อย่างไรก็ตาม มีความจำเป็นจะต้องพิจารณาสิ่งที่ริเริ่มไปบ้างแล้วเหล่านี้ในฐานะเป็นบริบทของภาคอุตสาหกรรมพลังงานในภาพรวม ซึ่งปัจจุบันยังตกอยู่ใต้การผูกขาดด้านผลประโยชน์ การตัดสินใจแบบลับๆ และรวมศูนย์ การสร้างมลพิษและการผลิตไฟฟ้าอย่างไม่มีประสิทธิภาพ

ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มหมูที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ *(ภาพ : กลุ่มพลังไท)*
Biogas from pig farms*(Photo: Palang Thai)*

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 (EPPO 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.

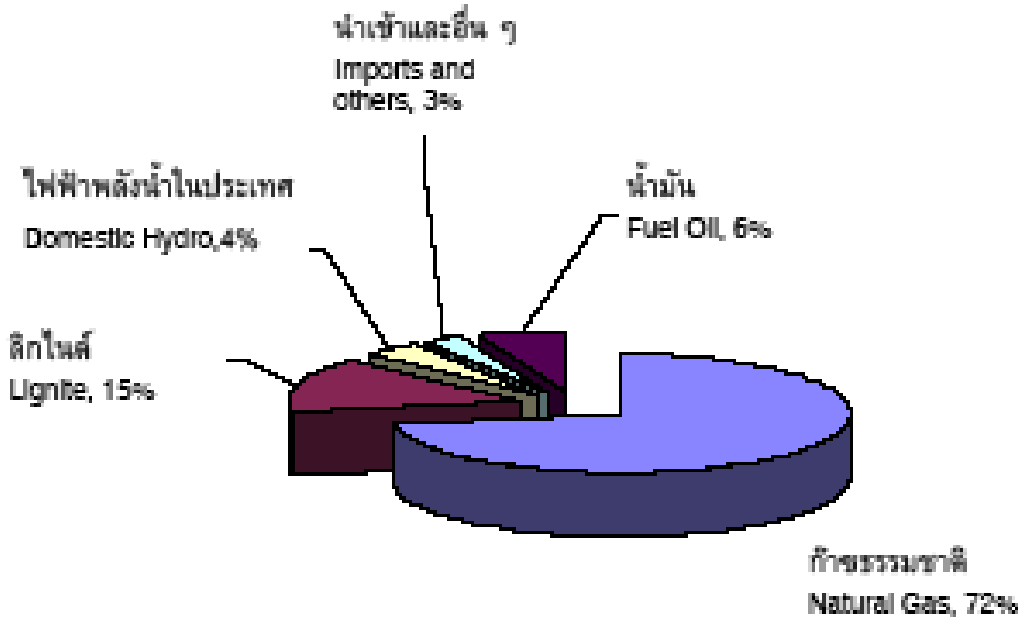
Thailand has also achieved a rural electrification rate of 99.7% of villages (Laksanakoses 2006), electricity tariffs that are low by regional standards and provide especially affordable electricity to the smallest users. In addition, the Government has recently established an interim regulatory authority 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.

ระบบแผงเซลสุริยะขนาด 3 กิโลวัตต์บนตึก
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในกรุงเทพฯ
3 kW grid-connect solar electricity at
Energy Policy and Planning Office in
Bangkok

รูปที่ 2 สัดส่วนของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จ่ายให้กับระบบส่งไฟฟ้าในไทย เมื่อเดือนธันวาคม 2548 พลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนน้อยมากจนถูกจัดให้อยู่รวมกับ "พลังงานนำเข้าและอื่น ๆ" (ที่มา: Laksamakoses 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

ไฟฟ้าที่เราใช้กันในประเทศไทยส่วนใหญ่ผลิตมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซความร้อนร่วมโดยร้อยละ 72 ผลิตได้จากก๊าซธรรมชาติและอีกประมาณร้อยละ 15 จากถ่านหินและลิกไนต์ ส่วนที่เหลือประกอบด้วยน้ำมันร้อยละ 6 โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศร้อยละ 4 นำเข้าร้อยละ 3 และอื่น ๆ (ส่วนใหญ่เป็นไฟฟ้าพลังน้ำจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว) โดยมีองค์ประกอบเป็นพลังงานหมุนเวียนน้อยกว่าร้อยละ 1 ซึ่งน้อยมากจนทำให้รัฐบาลนำตัวเลขในส่วนนี้ไปไว้ในหมวด "และอื่น ๆ" ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแบบอุตสาหกรรมสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้กับโครงข่ายได้ประมาณร้อยละ 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).

Clean
Energy
Now!
GREENPEACE

นโยบายและการปฏิบัติหลายประการเป็นอุปสรรคขัดขวางต่อการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ในไทย ได้แก่

- ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่บิดเบือน ซึ่งส่งเสริมการขยายกำลังการผลิตและการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีราคาผันผวนจนมากเกินไป โดยไม่คำนึงถึงผลตอบแทนจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- มติคณะรัฐมนตรีที่ขัดขวางการแข่งขัน ซึ่งจัดสรรให้ร้อยละ 50 ของการผลิตไฟฟ้าใหม่เป็นอำนาจของ กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ผลิตของรัฐที่ผูกขาด
- การตัดสินใจฝ่ายเดียวของ กฟผ.ในปี 2541 ที่ยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแบบกระจายศูนย์รายใหม่
- ผลประโยชน์ทับซ้อน เนื่องจากการมีอำนาจควบคุมเหนือระบบส่งไฟฟ้าของกฟผ.
- แนวโน้มการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเกินความต้องการที่ผ่านมาของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดการลงทุนในโรงไฟฟ้า (แบบดั้งเดิม) จนมากเกินไป
- กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่โปร่งใส ซึ่งละเลยที่จะพิจารณาถึงทางเลือกที่คุ้มทุนด้านเศรษฐกิจอย่างเต็มที่ และไม่เปิดให้มีการตรวจสอบและตั้งคำถามจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอก

โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 ระบบกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่บิดเบือน โครงสร้างค่าไฟฟ้าที่ส่งเสริมการลงทุนอย่างไม่จำเป็นและการพึ่งพาต่อเชื้อเพลิงฟอสซิลมากเกินไป โดยมีการผลักภาระต้นทุนให้กับผู้บริโภค

เช่นเดียวกับหน่วยงานผูกขาดในที่อื่นๆ ทั่วโลก ผลกำไรของหน่วยงานด้านไฟฟ้าของไทยได้รับการกำหนดด้วยโครงสร้าง “กำไรบวกกับต้นทุน” โดยมีอัตราผลตอบแทนคงที่ กล่าวอีกอย่างหนึ่งคือรัฐบาลเป็นผู้กำหนดอัตราผลกำไรโดยเทียบเคียงกับสัดส่วนของค่าใช้จ่าย ซึ่งหมายถึงว่า ยิ่งหน่วยงานเหล่านั้นมีค่าใช้จ่ายมากเท่าไรผลกำไรก็จะมีเพิ่มขึ้นได้มากเท่านั้น[11] โครงสร้างดังกล่าวทำให้เกิดกลไกผลักภาระของการลงทุน (แม้แต่การลงทุนที่เกินจำเป็นอย่างมาก) ให้กับผู้บริโภค ด้วยเหตุดังกล่าว ระบบกำไรบวกต้นทุนจึงเป็นแรงจูงใจสำคัญให้มีการขยายระบบการผลิตไฟฟ้า โดยผลักภาระให้กับผู้บริโภค

เป็นที่สังเกตว่าการขยายตัวอย่างรวดเร็วภายใต้โครงสร้างดังกล่าว ทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศขยายตัวได้ทัดเทียมกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ในช่วงที่มีการขยายตัวทางเศรษฐกิจอย่างมากในทศวรรษ 1980 และต้นทศวรรษ 1990 ในขณะที่ประเทศกำลังพัฒนาหลายประเทศต้องประสบกับภาวะขาดแคลนไฟฟ้าและกำลังผลิตไม่พอเพียงเป็นช่วงๆ แต่อุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในไทยสามารถจ่ายไฟฟ้าในปริมาณที่ค่อนข้างเชื่อถือได้ ในทางกลับกัน นับแต่เกิดวิกฤตการเงินเมื่อปี 2540/2541 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตมากเกินความต้องการ และมีการผลักภาระต้นทุนที่เกิดจากกำลังผลิตที่มากเกินไปให้อยู่ในรูปอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งสูงกว่าที่จำเป็น โดยจะมีการกล่าวถึงสาเหตุของการลงทุนจนมากเกินควรในช่วงท้ายของรายงานฉบับนี้ และจะระบุถึงการวางแผนภาคพลังงานของไทยและการพยากรณ์ความต้องการในปี 2546 ทักษิณ ชินวัตร นายกรัฐมนตรีในขณะนั้น ประเมินว่าการลงทุนที่เกินความจำเป็นส่งผลให้เกิดภาระแก่ภาคผลิตไฟฟ้ามากรวมกันถึง 4 แสนล้านบาท (The Nation 2003)

อัตราค่าไฟฟ้าในไทยยังเป็นตัวดูดซับความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง รวมทั้งความผันผวนของต้นทุนเนื่องมาจากเงื่อนไข “ไม่ซื้อก็ต้องจ่าย” (take-or-pay) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) และผลักภาระนี้ให้กับผู้บริโภค ซึ่งหมายถึงว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างเช่น ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันซึ่งต้องเผชิญกับความเสี่ยงจากสภาพการณ์ทางเศรษฐกิจ แต่ผู้ผลิตกลับไม่ได้เป็นผู้รับความเสี่ยงเหล่านี้ เป็นเหตุให้ธุรกิจภาคการผลิตไฟฟ้าได้รับการคุ้มครองจากผลกระทบด้านเศรษฐกิจเนื่องจากการลงทุนจนเกินความจำเป็น และการพึ่งพาอย่างมากต่อเชื้อเพลิงฟอสซิล มีการผลักต้นทุนความเสี่ยงเหล่านี้ให้กับผู้บริโภคที่ต้องจ่ายอย่างไม่มีทางเลือก และผู้บริโภคเองก็ไม่มีสิทธิออกความเห็นเลยว่าควรมีการสร้างโรงไฟฟ้าแบบใด

พลังงานหมุนเวียนใช้เชื้อเพลิง (อย่างเช่น น้ำตก ลม หรือแสงแดด) ซึ่งปราศจากค่าใช้จ่าย หรือเป็นเชื้อเพลิง (อย่างเช่น ชานอ้อย เศษไม้) ซึ่งมีต้นทุนไม่ผันผวนโดยตรงตามราคาของเชื้อเพลิงฟอสซิล การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าไทย จะช่วยลดความเสี่ยงเนื่องจากความผันผวนของราคาโดยภาพรวมการผลิตทั้งหมด แต่ในขณะเดียวกัน ไม่มีการให้ผลตอบแทนกับผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนในแง่ที่สร้างประโยชน์เหล่านี้ให้ และอันที่จริงกลับมีการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยคำนวณจากฐานต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิล ส่งผลให้อัตราการซื้อพลังงานหมุนเวียนผันผวนโดยไม่จำเป็น (ทั้งๆ ที่ราคาพลังงานหมุนเวียนไม่จำเป็นต้องขึ้นหรือลงเช่นนั้น) เป็นเหตุให้เศรษฐกิจไทยไม่ได้รับประโยชน์จากราคาพลังงานหมุนเวียนที่มีเสถียรภาพมากกว่า

แทนที่จะผลักภาระความเสี่ยงทั้งหมดให้กับผู้จ่ายค่าไฟฟ้า ผู้ผลิตจะต้องยอมรับความเสี่ยงที่สำคัญเนื่องจากราคาเชื้อเพลิงไว้ด้วย ค่าใช้จ่ายจากความเสี่ยงที่พวกเขาต้องจ่าย (อย่างเช่น ภาระที่เกิดจากสัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงฟอสซิล ล่วงหน้าเป็นเวลานาน) จะสะท้อนถึงต้นทุนแท้จริงที่มีการผลักให้กับผู้บริโภคทั้งหมดในปัจจุบัน

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
- Cabinet decision in 1998 to allow EGAT 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 suffer from chronic rolling blackouts and capacity shortages, Thailand's power supply industry has succeeded in maintaining a relatively reliable suppy.

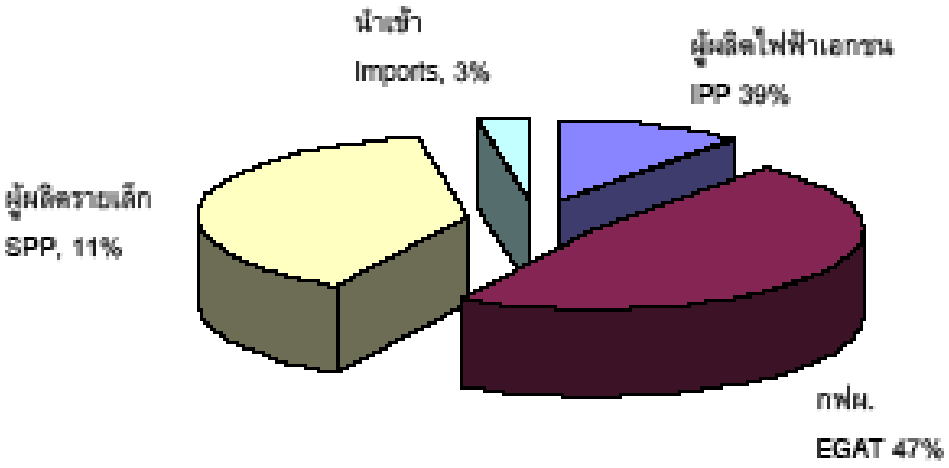
On the other hand, since the financial crisis in 1997/1998 Thailand has had more generation than needed and the costs of this excess capacity are ultimately reflected in tariffs that are higher than they need be. Causes for this overinvestment are discussed in later sections of this study, addressing 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.

รูปที่ 3 ส่วนแบ่งการตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคม 2548 (ที่มา: EPPO 2006b)
Figure 3 Market share by generator owner as of December 2005. (Source: EPPO 2006b)



2.2 กฟผ. ได้สิทธิในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 50 ของโครงการใหม่ เป็นการขัดขวางการแข่งขัน

ในปี 2548 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติให้อำนาจ กฟผ.ที่จะขัดขวางการแข่งขันของผู้ผลิตเอกชน คณะรัฐมนตรีมีมติมอบอำนาจให้กฟผ.เป็นผู้ขยายกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ถึงร้อยละ 50 ระหว่างปี 2554-2558 โดยไม่มีการแข่งขัน ในปัจจุบัน กฟผ. ครองส่วนแบ่งการตลาดของการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้วร้อยละ 47 (EPPO 2006b) จนถึงปี 2553 ประเทศไทยมีแผนการจัดสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ของ กฟผ. อยู่แล้ว 4 โรง แต่ละโรงมีกำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ นโยบายซึ่ง “มอบอำนาจให้กฟผ.ผลิตไฟฟ้าได้ร้อยละ 50” จึงกลายเป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ เนื่องจากพฤติกรรมของ กฟผ. ที่ผ่านมาแสดงให้เห็นแนวโน้มที่จะส่งเสริมโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เชื้อเพลิงแบบดั้งเดิม กล่าวอีกอย่างหนึ่งจนถึงปี 2554 มีการกำหนดไว้แล้วว่าโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นจะมีลักษณะที่เป็นโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การมอบอำนาจการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 50 ระหว่างปี 2554-2558 ให้กับกฟผ.หมายถึงว่า อำนาจการตัดสินใจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนดังกล่าวจะอยู่นอกเหนือการแข่งขัน รวมทั้งการแข่งขันจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดด้วย

รายงานฉบับนี้ไม่ได้สนับสนุนหรือต่อต้านการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าของไทย การเปิดเสรีหากทำอย่างถูกต้อง จะเป็นกรอบเพื่อกำกับการแข่งขันของภาคผลิตไฟฟ้าอย่างแท้จริง แต่แม้จะมีการแข่งขันอย่างเป็นระบบแต่ประโยชน์ที่ได้จะมีจำกัด ถ้าหากผู้ผลิตทั้งหมดยังคงมุ่งแข่งขันในการสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่ การปฏิรูปอย่างแท้จริงจะเกิดจากการกำหนดโครงสร้าง ซึ่งทำให้ผู้ผลิตแข่งขันเพื่อให้บริการไฟฟ้าที่สะอาดและประสิทธิภาพ และให้ผลประโยชน์สูงสุดต่อสังคม โดยทำให้เกิดต้นทุนทางสังคมน้อยสุด รายละเอียดเรื่องนี้จะอยู่ในหัวข้อ “การวางแผนทรัพยากรแบบบูรณาการ”

ปัญหาหลักเนื่องจากการตัดสินให้ “กฟผ.สามารถผลิตพลังงานใหม่ถึงร้อยละ 50” เทียบได้กับการเซ็นเช็คเปล่าให้กับ กฟผ. เพื่อให้สิทธิพวกเขาในการสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแห่งใหม่ และสามารถผ่องถ่ายต้นทุนให้กับผู้บริโภคและสังคมได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่มีการแข่งขันและไม่มีการตรวจสอบอย่างพอเพียง ซึ่งเป็นสิ่งที่น่ากังวลเนื่องจากในอดีตที่ผ่านมา และตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันของกฟผ. ต่างแสดงให้เห็นแนวโน้มที่จะสนับสนุนโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมขนาดใหญ่ พลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ไม่อาจเกิดขึ้นได้อย่างมั่นคงในสภาพที่ กฟผ.ได้รับการคุ้มครองและไม่ต้องเข้าร่วมการแข่งขันในตลาด รวมทั้งไม่ตกอยู่ใต้การกำกับดูแลอย่างเหมาะสมที่ช่วยให้เกิดการพิจารณาอย่างทั่วถึงสำหรับทางเลือกต่าง ๆ โดยตั้งอยู่บนพื้นฐานต้นทุนที่แท้จริงต่อสังคม

2.2 EGAT gets to build 50% of new generation, stifling competition

In 2005 EGAT was granted a controversial National Energy Policy Council (NEPC) ruling that prevents competition to EGAT from private power producers. The Cabinet ruled that the right to build 50% of all new power plant capacity from years 2011 to 2015 would go to EGAT without competition. The decision was part of a package to ensure that a privatized EGAT Plc would "reach its revenue projections" {Bangkok Post, 2005}. EGAT already controls 47% of the electricity generation market share (EPPO 2006b). Leading up to 2010, Thailand is already committed to four new centralized fossil-fuelled EGAT power plants, each totaling 700MW.

This report does not advocate or oppose liberalization of Thailand's electricity market. Liberalization, if done correctly, could provide a framework for true competition in the electricity generation sector. But even rigorous competition provides limited benefits if all the players are simply competing to build large centralized fossil fueled power plants. Any real reform must structure the market in ways that players are competing to provide efficient, clean electricity services that truly provide the most benefit to society at the least societal cost. This is discussed further in the "Integrated Resource Planning (IRP)" of this study.

The key problem with the "EGAT gets to build 50%" policy decision is that EGAT is given essentially a "blank check" to make new fossil-fueled power plants, passing costs automatically on to consumers and society. No competition, and inadequate accountability. This is worrisome because EGAT's historical pattern and its current development plan both show an overwhelming predilection for large conventional power plants. Clean, decentralized energy cannot gain a significant foothold in an environment in which EGAT is exempted from both market competition and from meaningful regulatory oversight that forces equal consideration of all options based on their true societal costs.

2.3 การตัดสินใจฝ่ายเดียวของ กฟผ.ในปี 2541 ที่ยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายใหม่

เป็นเวลาหกปี ตั้งแต่ปี 2535-2541 โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเปิดรับการขออนุญาตก่อสร้างโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อ 1 หน่วย รายละเอียดของโครงการนี้ปรากฏอยู่ในภาคผนวก 2 กฟผ.ได้อ้างเหตุผลกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากเกินความต้องการภายหลังวิกฤตการเงินในเอเชีย เพื่อปิดประตูไม่ยอมให้มีการอนุญาตให้สร้างโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน โดยอ้างว่าจะไม่ยอมรับคำขออนุญาตจากโครงการของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กอีกต่อไปนับแต่ปี 2541 ในเวลาต่อมา กฟผ.ได้สร้างโรงไฟฟ้ารวมศูนย์แห่งใหม่ขึ้น (ซึ่งหมายถึงว่า ข้ออ้างเรื่องพลังงานมากเกินต้องการนั้นไม่ชอบธรรมอีกต่อไป) และถึงกับเริ่มร่วมลงทุนในการสร้างโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน แต่ภาคเอกชนกลับไม่ได้รับอนุญาตให้เข้ามาแข่งขัน พูดอย่างตรงไปตรงมา โรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนรายใหม่ซึ่งใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลแต่มีประสิทธิภาพมากกว่า ย่อมไม่มีโอกาสแข่งขันอยู่แล้ว เนื่องจากไม่สามารถขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.ได้

นอกจากการเปิดประตูให้กับระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลแล้ว มีความสำคัญอย่างมากที่จะต้องสนับสนุนความสำเร็จของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก) ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น โดยการกำหนดมาตรการค้ำประกันอัตราการรับซื้อไฟฟ้าในระยะยาวสำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเฉพาะซึ่งให้ประโยชน์ในเชิงสิ่งแวดล้อมและสังคมมากกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล กระทรวงพลังงานกำลังดำเนินงานเพื่อให้เกิดมาตรการเหล่านี้ขึ้น แต่ช่วงเวลาสำคัญก็ผ่านไปแล้ว จำเป็นอย่างยิ่งจะต้องดำเนินการให้เกิดนโยบายนี้โดยเร็ว

2.4 ผลประโยชน์ทับซ้อน-กฟผ. เป็นทั้งธุรกิจผลิตไฟฟ้าและยังเป็นเจ้าของระบบส่ง เป็นเหตุให้มีแรงจูงใจทางเศรษฐกิจที่จะกีดกันการขายไฟฟ้าเข้าระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ

การเข้าถึงระบบส่งและกระจายไฟฟ้าเป็นหนทางเดียวที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถส่งมอบสินค้าของตนให้กับผู้บริโภค แต่ในกรณีที่ระบบดังกล่าวเป็นกรรมสิทธิ์และดำเนินงานโดยหน่วยงานซึ่งเป็นเจ้าของและควบคุมธุรกิจการผลิตอยู่แล้ว ย่อมมีแนวโน้มนำไปสู่ผลประโยชน์ทับซ้อนอย่างรุนแรง เนื่องจากผู้บริหารระบบส่งไฟฟ้าอาจตัดสินใจในทำนองที่เอื้อประโยชน์ให้กับการก่อสร้างหรือการกระจายไฟฟ้าจากหน่วยผลิตของตนเอง ด้วยเหตุดังกล่าวจากประสบการณ์ของนานาชาติ มักมีผู้เห็นถึงความจำเป็นที่จะต้องแยกองค์ประกอบของหน่วยงานด้านพลังงาน กล่าวคือการแยกบริษัทที่เป็นทั้งผู้ผลิตและกระจายไฟฟ้า ให้เป็นบริษัทผู้ผลิตและบริษัทกระจายไฟฟ้าที่แยกออกจากกัน ทั้งนี้เพื่อส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันและทำให้ได้รับประโยชน์ในเชิงประสิทธิภาพ โดยปรกติแล้ว ระบบสายส่งไฟฟ้าจะบริหารงานโดยหน่วยงานแยกออกไป (ทั้งที่เป็นหน่วยงานแสวงหากำไรและไม่แสวงหากำไร) ซึ่งจะได้รับผลตอบแทนจากประสิทธิภาพของบริการกระจายไฟฟ้าและการให้บริการกับลูกค้าและผู้ผลิตทั้งหมด การแยกหน่วยผลิตและหน่วยกระจายไฟฟ้าเป็นรูปแบบที่ได้รับการรับรองจากที่ประชุมกลุ่มความร่วมมือทางเศรษฐกิจในเอเชียแปซิฟิก (APEC) โดยเฉพาะภาคพลังงานว่าเป็น “หลักการปฏิบัติที่ดีที่สุด” และเป็นที่ยอมรับของรัฐมนตรีพลังงานจากประเทศสมาชิกรวมทั้งประเทศไทยเมื่อเดือนกันยายน 2540 (APEC 1997) และได้รับการรับรองอีกครั้งเมื่อปี 2547 (Peter Smiles & Associates 2003) การแยกหน่วยผลิตและหน่วยกระจายไฟฟ้าออกจากกันเป็นหลักการเบื้องต้นที่ยอมรับกันทั่วไปของการปฏิรูปตลาดไฟฟ้า และเป็นหลักการสำคัญของการปฏิรูปในสหรัฐอเมริกา (FERC 2006) ออสเตรเลีย (IEA 2001) นิวซีแลนด์ (IEA 2001) อังกฤษและเวลส์ (IEA 2001) ส่วนใหญ่ในยุโรป (European Commission 1999) และที่อื่น ๆ ทั่วโลก

มีความสำคัญอย่างมากที่จะต้องสนับสนุนความสำเร็จของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก) ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น โดยการกำหนดมาตรการค้ำประกันอัตราการรับซื้อไฟฟ้าในระยะยาวสำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเฉพาะ ซึ่งให้ประโยชน์ในเชิงสิ่งแวดล้อมและสังคมมากกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล

2.3 Cabinet decision in 1998 to allow EGAT to stop accepting applications for non-renewable small power producers (SPP)s

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-fuelled CHP by announcing that it would no longer accept SPP applications from non-renewable generators. EGAT has subsequently started building new centralized power plants (indicating that the capacity glut argument no longer holds) and has even started buit its own joint-venture CHP facilities(see box 1, page 63), but the private sector has been unable to compete. To put it bluntly, it is hard for new cleaner fossil-fuelled 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 & Associtates 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 แนวโน้มการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเกินจำเป็น

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเป็นหน้าที่ของคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่งจะแถลงตัวเลขเป็นช่วงๆ แม้จะมีการใช้หลายวิธีการเพื่อรวบรวมองค์ประกอบที่แตกต่างกันสำหรับการพยากรณ์ แต่โดยหลักแล้วการพยากรณ์ตั้งอยู่บนพื้นฐานการคาดการณ์การเติบโตทางเศรษฐกิจ (Vernstrom 2004) ในระยะสั้น (น้อยกว่า 5 ปี) ทางคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติจะเป็นผู้พยากรณ์การเติบโตทางเศรษฐกิจ รัฐบาลไทยไม่ให้การพยากรณ์ด้านเศรษฐกิจระยะยาว ดังนั้นจึงเป็นหน้าที่ของสถาบันวิจัยด้านนโยบายที่ไม่แสวงหากำไรที่จะเป็นผู้พยากรณ์ภาพรวมในระยะยาวดังกล่าว อย่างเช่น สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย ซึ่งจะได้รับทุนสนับสนุนจากหน่วยงานด้านไฟฟ้าสามแห่งของไทยได้แก่ กฟผ. กฟน.และกฟภ.[13] (TDRI 2005) เนื่องจากความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ปัจจัยเชิงเทคนิคทางการเมืองและสังคมที่จะกำหนดการเติบโตทางเศรษฐกิจในระยะยาว (มากกว่า 5 ปี) การพยากรณ์เหล่านี้จึงมักเป็นเพียงการคาดเดา

การพยากรณ์ในประเทศไทยทำกันในสภาพที่ปิด โดยผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอกไม่มีโอกาสเข้าร่วมแสดงความเห็น กระบวนการทำงานแบบปิดเช่นนี้จึงทำให้ขาดการตรวจสอบอย่างเหมาะสม และทำให้เกิดกระบวนการเพื่อการเก็งกำไรและมีผลประโยชน์ทับซ้อน

คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจะรวบรวมผลการพยากรณ์ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวให้กับลูกค้าหลายกลุ่มและหลายภาคส่วน และเป็นผู้กำหนดการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าอย่างเป็นทางการ ในยุโรปและอเมริกาเหนือ การพยากรณ์จะต้องได้รับการตรวจสอบจากสาธารณะ หรือมีกระบวนการที่อ้างอิงกับราคาในตลาด โดยจะมีผู้ให้ความเห็นซึ่งมีความคิดเป็นของตนเอง และผลสรุปของการพยากรณ์จะได้รับการตัดสินด้วยกระบวนการที่เปิดเผย โปร่งใสและมีส่วนร่วม แต่การพยากรณ์ในประเทศไทยทำกันในสภาพที่ปิด โดยผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอกไม่มีโอกาสเข้าร่วมแสดงความเห็น กระบวนการทำงานแบบปิดเช่นนี้จึงทำให้ขาดการตรวจสอบอย่างเหมาะสม และทำให้เกิดกระบวนการเพื่อการเก็งกำไรและมีผลประโยชน์ทับซ้อน

คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าประกอบด้วยตัวแทนจากหน่วยงานที่ผูกขาดของไทย (กฟผ. กฟน. กฟภ.) สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน คณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานสถิติแห่งชาติ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย สมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และที่ปรึกษา/นักวิชาการที่ได้รับการแต่งตั้งจากกระทรวงพลังงาน (Thai Load Forecast Subcommittee 2004)

ไม่มีตัวแทนจากผู้บริโภครายย่อยเลยแม้ว่าผู้บริโภคตามครัวเรือนและภาคบริการรายย่อย (ธุรกิจขนาดเล็ก) คิดเป็นสัดส่วนถึงมากกว่าร้อยละ 98 ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

หน่วยงานด้านพลังงานมีบทบาทสำคัญในคณะกรรมการฯ โดยเป็นผู้ให้ข้อมูลหลักเกือบทั้งหมดสำหรับการพยากรณ์ พวกเขาไม่ใช่บุคคลที่เป็นกลาง เพราะพวกเขาเป็นองค์กรที่เป็นส่วนหนึ่งของโครงสร้างอุตสาหกรรม และอันที่จริงจะได้รับประโยชน์จากการคาดการณ์จนเกินจริง ดังที่กล่าวมาข้างต้น อัตราค่าไฟฟ้าของไทยได้รับการกำหนดจาก “ต้นทุนบวกกำไร” เพื่อให้แน่ใจว่าหน่วยงานผลิตจะมีรายได้มากพอสำหรับการขยายกำลังการผลิต ยิ่งหน่วยงานใช้จ่ายเพื่อขยายระบบมากเท่าไร ก็เอื้ออำนวยให้เกิดการแสวงหากำไรมากขึ้นเท่านั้น ในเวลาเดียวกัน จะมีการลงโทษอย่างรุนแรงต่อหน่วยงานผลิตในกรณีที่ไฟฟ้าดับ

โครงสร้างเหล่านี้ทำให้เกิดแรงจูงใจที่ไม่สมดุล และอาจนำไปสู่แนวโน้มการคาดการณ์ความต้องการเกินจำเป็น ในกรณีที่ความต้องการไฟฟ้ามีน้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ ก็จะมีกลไกซึ่งคุ้มครองหน่วยงานด้านพลังงาน โดยสามารถผลักภาระต้นทุนเกือบทั้งหมดจากการลงทุนจนเกินจำเป็นให้กับผู้บริโภค โดยการปรับขึ้นอัตราค่าไฟฟ้า

2.5 A historical and persistent tendency to overestimate future demand

The load forecast is determined periodically by the Thai Load Forecast Subcommittee (TLFS). Though a variety of different methods are used to assemble different components of the forecast, the demand forecast is fundamentally driven by economic growth projections (Vernstrom 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 businesses) 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.

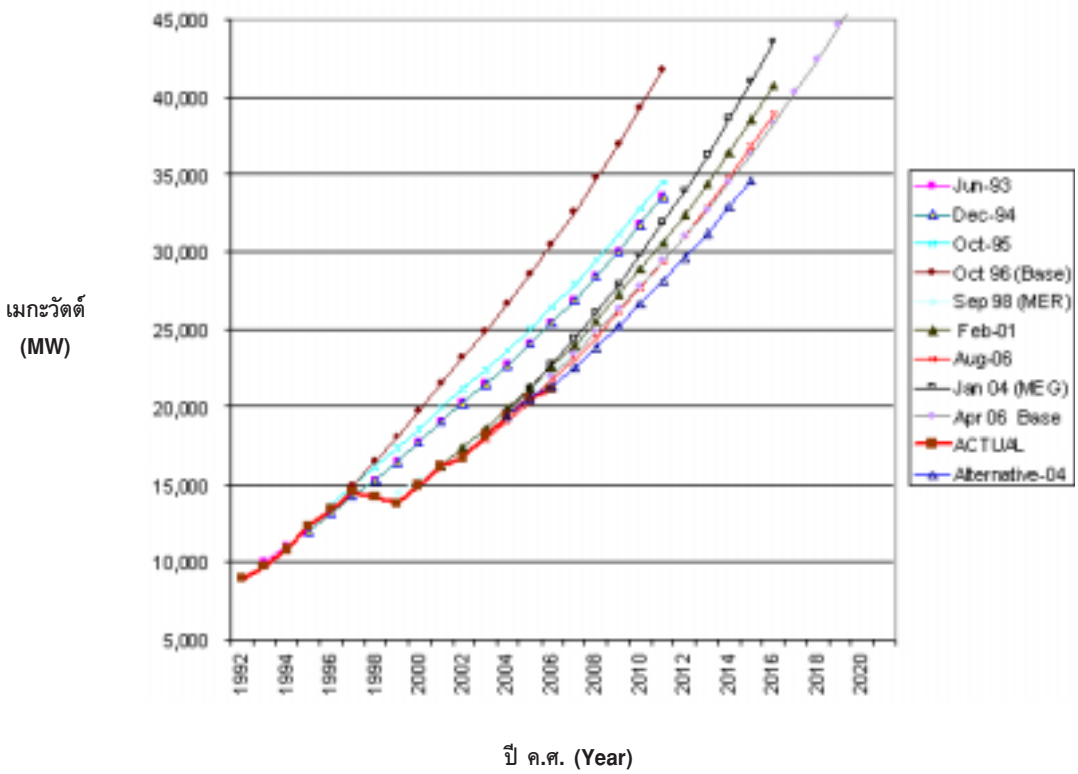
These arrangements provide unbalanced incentives that may lead to a proclivity to overstate demand. If demand for electricity is less than expected, Thai utilities are protected by mechanisms that allow most of the cost burden of over-investment to be passed through to consumers in the form of higher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

สถิติการพยากรณ์ความต้องการที่สูงเกินจริงในไทย

รูปที่ 4 แสดงให้เห็นการพยากรณ์ความต้องการพื้นฐานในช่วง 13 ปีที่ผ่านมา โดยเป็นผลงานของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เส้นทึบหนาในกราฟด้านล่างซึ่งอยู่ต่ำกว่าเส้นอื่น ๆ เป็นความต้องการที่แท้จริง การพยากรณ์ความต้องการในไทยมีแนวโน้มที่จะมากเกินความต้องการจริง บางครั้งมากกว่าถึงร้อยละ 48 จากการพยากรณ์ขั้นพื้นฐาน 9 ครั้ง เราพบว่าเป็นการพยากรณ์ความต้องการที่เกินความจริงทั้งหมด

รูปที่ 4 เปรียบเทียบระหว่างการพยากรณ์ความต้องการกับความต้องการจริงระหว่างปี 2535-2549 กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง (MER) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (MEG) : แหล่งข้อมูล สำนักนโยบายและแผนพลังงาน เส้นกราฟ “ทางเลือก 47” เป็นการพยากรณ์ความต้องการโดยกลุ่มประชาชนที่กังวลต่อการพยากรณ์ของคณะอนุกรรมการฯ ที่มีลักษณะลำเอียงอย่างเป็นระบบ

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.



เราสามารถตีความสถิติที่ผ่านมาได้สองแบบ ผู้ที่เห็นด้วยกับการพยากรณ์ของคณะอนุกรรมการฯ อาจแย้งว่าช่องว่างระหว่างการพยากรณ์และความต้องการจริงเป็นผลโดยตรงจากวิกฤตการเงินในเอเชียระหว่างปี 2540-41 และความล้มเหลวซ้ำซากแต่ยอมรับได้ของคณะอนุกรรมการฯ ซึ่งไม่สามารถพยากรณ์ถึงความรุนแรงเนื่องจากภาวะเศรษฐกิจตกต่ำได้ (Vernstrom 2005 หน้า 19) ส่วนผู้ที่ไม่เห็นด้วยกับการพยากรณ์ดังกล่าวอ้างว่า สถิติโดยรวมชี้ให้เห็นอคติของผู้แทนบางส่วนที่มีอิทธิพลในคณะอนุกรรมการฯ (Permpongsacharoen 2005) “ข้อแก้ตัวเนื่องจากวิกฤตการเงินในเอเชีย” ใช้ไม่ได้กับการพยากรณ์ความต้องการในช่วงที่ผ่านมาเลย ยกตัวอย่างเช่น การพยากรณ์เมื่อเดือนมกราคม 2547 เป็นการคาดการณ์ที่สูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549 ถึง 1,674 เมกะวัตต์ การพยากรณ์ระยะ 15 ปีครั้งล่าสุด (ซึ่งมีความสำคัญมากที่สุด) ที่มีการแถลงไปเมื่อเดือนเมษายน 2549 สองสัปดาห์ก่อนที่ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจริงของปี 2549 จะเกิดขึ้น เป็นที่น่าสังเกตว่าการพยากรณ์ครั้งนั้นเป็นการประมาณที่เกินความต้องการสูงสุดในปี 2549 ไปถึง 899 เมกะวัตต์ (TLFS 2006) ซึ่งเป็นกำลังผลิตที่เทียบได้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซขนาดใหญ่ที่มีกำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ 1 โรง

ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าไม่ได้เป็นประเด็นที่นักสังเกตการณ์ส่วนใหญ่จะสนใจ คณะอนุกรรมการฯ มักมีคำพยากรณ์อย่างละเอียดด้วยตัวเลขห้าหลักอย่างเช่น “ความต้องการไฟฟ้า 36,268 เมกะวัตต์ในปี 2558” ตัวเลขนี้เมื่อตัดความไม่แน่นอนและสัญญาณเตือนต่าง 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 (Vernstrom 2005, p. 19). Those who challenge the forecasts claim that the overall record highlights the bias of influential members of the TLFS (Permpongsacharoen 2005). The "Asian financial crisis excuse" does not work for the most recent demand forecasts. 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.

สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจากโรงไฟฟ้าถ่านหินบีแอลซีพีที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งของ กฟผ. (ภาพ: กรีนพีซ/วินัย ดิษฐจร)
Transmission line from BLCP Coal Plant is connected to EGAT's electricity grid
(Photo : Greenpeace/Vinai Dithajohn)

2.6 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ไม่โปร่งใส เป็นการตัดสินใจที่อยู่บนพื้นฐานต้นทุนเชิงพาณิชย์จากมุมมองของกฟผ. มากกว่าต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์จากมุมมองของสังคม

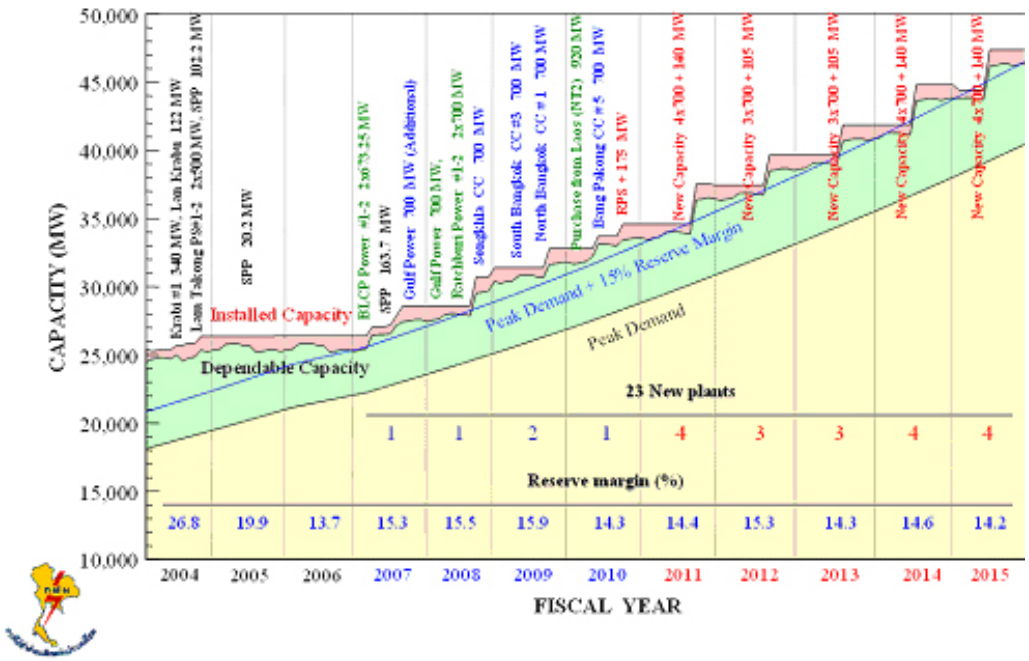
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ.

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.เป็นแผนการลงทุนระยะ 15 ปีซึ่งระบุถึงโครงการโรงไฟฟ้าและระบบสายส่งที่จะจัดสร้างเพิ่มเติมในแต่ละช่วงเวลา แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่อย่างเป็นทางการมีการตีพิมพ์ทุกสองปีโดย กฟผ. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.จะได้รับการพิจารณาจากกระทรวงพลังงาน โดยมีคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเป็นผู้ให้ความเห็นชอบขั้นตอน และคณะรัฐมนตรีเป็นผู้อนุมัติขั้นสุดท้าย ในทางปฏิบัติแล้วกระทรวงพลังงานมักไม่ตั้งคำถามต่อความคิดที่อยู่เบื้องหลังการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าหลังจากได้รับอนุมัติแล้ว กฟผ.ก็จะดำเนินงานเพื่อพัฒนาและขยายระบบไฟฟ้าตามแผน

กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีดังต่อไปนี้ เริ่มจากการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์จัดทำโมเดลที่เรียกว่า Strategist จากนั้นจะมีการนำโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในลักษณะที่มุ่งให้เกิดต้นทุนโดยรวมต่ำสุดตามหลักเกณฑ์สองประการได้แก่ กำลังผลิตสำรองจะต้องไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 และการสูญเสียภาระความต้องการไฟฟ้า (loss of load probability: LOLP) ต่ำกว่าหนึ่งชั่วโมงต่อปี กำลังผลิตสำรองเป็นตัวเลขที่แสดงถึงส่วนเกินของกำลังผลิตติดตั้งเมื่อเทียบกับความต้องการสูงสุดต่อปี ในการกำหนดอัตรากำลังผลิตสำรอง กฟผ.จะใช้แต่ตัวเลขกำลังการผลิตที่ “พึ่งได้” ส่วนกำลังผลิตที่ “พึ่งไม่ได้” หมายรวมถึงสัดส่วนของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ เนื่องจากกำลังการผลิตในช่วงฤดูแล้งของแต่ละปีจะแตกต่างกันไป กำลังผลิตจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ต่อเชื่อมกับระบบสายส่ง ซึ่งต้องพึ่งพากับความผันผวนของฤดูกาลก็ไม่ถูกจัดว่าเป็นกำลังผลิตสำรองที่ “พึ่งได้” การสูญเสียภาระความต้องการไฟฟ้าเป็นการแก้ปัญหาในกรณีที่พื้นที่ที่แตกต่างกันจะมีระบบส่งและการผลิตที่ไม่เหมือนกัน และจะช่วยให้ทุกพื้นที่ในประเทศมีกำลังการผลิตและการกระจายไฟฟ้าเพื่อให้มีพลังงานร้อยละ 99.99 ตลอดเวลา

รูปที่ 5 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ.ในปี 2547 (แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2549 ยังไม่ออกมา) จะมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าไปจนกระทั่ง “กำลังผลิตพึ่งได้” สูงเกินกว่าร้อยละ 115 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่มีการพยากรณ์ไว้ โรงไฟฟ้าที่มีแผนก่อสร้างจนถึงปี 2553 เป็นโครงการที่ “มีพันธะสัญญา” แล้วกล่าวคือมีการลงนามในสัญญาและเริ่มมีการก่อสร้างบ้างแล้ว (ที่มา: 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” exceeds 115% of the peak demand predicted in the forecast. Plants through year 2010 are already “committed” in the sense that contracts are already signed and construction has initiated. (Source: EGAT 2006b)



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)

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.

สื่อมวลชนและกลุ่มผู้บริโภคแสดงความกังวลถึงการไม่มีโอกาสตรวจสอบ กฟผ.ได้อย่างเพียงพอ ในแง่ของการพัฒนาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Crispin 2001) กฟผ.ได้อ้างความสามารถเฉพาะทางเพื่อทำการตัดสินใจแต่ฝ่ายเดียวว่าจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าอย่างไร และสืบเนื่องจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เอากำไรบวกต้นทุนในปัจจุบัน ทำให้ภาระต้นทุนทั้งหมดตกอยู่กับผู้บริโภค แม้ว่าการคำนวณของ กฟผ.จะผิด และมีการประเมินต้นทุนต่ำเกินไป พวกเขาก็มีสิทธิที่จะชดเชยผลขาดทุนนั้น โดยการส่งถ่ายต้นทุนบางส่วนให้อยู่ในรูปของอัตราค่าไฟฟ้า

นักกิจกรรมด้านพลังงานในไทยวิจารณ์แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าว่า ให้ความสำคัญกับทางเลือกที่มีการลงทุนสูงมากเกินไปอย่างเช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่สำหรับการผลิตพลังงานในอนาคต กฟผ.เป็นผู้กำหนดค่าปัจจัยนำเข้าในโปรแกรมคอมพิวเตอร์จนทำให้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน และการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนไม่ได้เป็นตัวแปรสำหรับการคำนวณในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ แม้ว่าจะเป็นทางเลือกที่มีต้นทุนต่ำกว่าโรงไฟฟ้าทั่วไปก็ตาม

ทั้งนี้ไม่ได้หมายความว่าในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ไม่มีการระบุถึงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียนเลย มีการระบุถึงอยู่บ้างแต่ในปริมาณเล็กน้อย และเป็นปริมาณที่กำหนดไว้ล่วงหน้า (อย่างเช่น พลังงานหมุนเวียนจำนวน 620 เมกะวัตต์ ระหว่างปี 2554-2559 ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2547) (EGAT 2006b) ปัญหาก็คือ การท้าทายของการเก็บข้อมูลเกี่ยวกับศักยภาพของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ที่มีอยู่อย่างกระจัดกระจาย จากรูปแบบที่หลากหลายของพลังงานหมุนเวียนและการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า ทำให้ต้นทุนหลักมีลักษณะที่เฉพาะสำหรับพื้นที่และในหลายกรณี (อย่างเช่น โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าจากแกลบ ฯลฯ) จะมีศักยภาพที่จำกัดของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทอยู่ สิ่งที่เราต้องการคือข้อมูลเกี่ยวกับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียนอย่างหลากหลายที่มีอยู่ และมีการนำเสนอข้อมูลต้นทุนในลักษณะที่สามารถนำมาผนวกใช้กับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ของ กฟผ.ได้ง่าย

ประสิทธิภาพด้านพลังงานเป็นอีกตัวอย่างหนึ่งที่สะท้อนถึงปัญหาเชิงโครงสร้างในแง่แรงจูงใจที่ชดเชยให้กับ กฟผ. แม้ว่าการอนุรักษ์พลังงานจะมีต้นทุนเพียงเสี้ยวหนึ่งของต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แต่ กฟผ.ก็แทบไม่มีแรงจูงใจที่จะลงทุนในการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้เพราะรายได้ของ กฟผ. อยู่บนพื้นฐานของปริมาณไฟฟ้าที่ขายได้ ในขณะที่การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพทำให้ยอดขายไฟฟ้าต่ำลง

ปัจจัยต่างๆ ซึ่งรวมทั้งการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่บวกเข้าไปกับต้นทุนกลายเป็นวงจรอุบาทว์และเป็นเหตุให้การพยากรณ์ความต้องการมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าความต้องการจริง การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าก็มุ่งสนับสนุนการผลิตพลังงานที่ใช้ต้นทุนสูง และยังต้องเสี่ยงที่จะพึ่งพากับเชื้อเพลิงฟอสซิลและการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านโดยมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลักภาระต้นทุนให้กับผู้บริโภค รวมทั้ง การผลักภาระต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมให้กับสาธารณะอีกด้วย

ในหลายประเทศ องค์กรกำกับดูแลมีบทบาทอย่างกว้างขวางในการจับตามองกระบวนการวางแผนพัฒนาพลังงาน ทั้งนี้เพื่อให้มีการพยากรณ์ที่สมเหตุสมผล และมีการลงทุนอย่างรอบคอบและเหมาะกับเวลา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่บวกเข้าไปกับต้นทุนกลายเป็นวงจรอุบาทว์ และเป็นเหตุให้การพยากรณ์ความต้องการมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าความต้องการจริง การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าก็มุ่งสนับสนุนการผลิตพลังงานที่ใช้ต้นทุนสูง และยังต้องเสี่ยงที่จะพึ่งพากับเชื้อเพลิงฟอสซิลและการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน โดยมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลักภาระต้นทุนให้กับผู้บริโภค รวมทั้งการผลักภาระต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมให้กับสาธารณะอีกด้วย

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.

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

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 20011-2016 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.

การวางแผนต้นทุนต่ำสุดที่เป็นจริง (การวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ)

กระบวนทัศน์การวางแผนที่เป็นอยู่มุ่งส่งเสริมทางเลือกการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติและพลังน้ำที่เป็นโครงการขนาดใหญ่ แต่จากมุมมองของสังคม ข้อบกพร่องอีกประการหนึ่งได้แก่ การที่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้รับการตัดสินใจโดยคำนึงถึงต้นทุนเชิงพาณิชย์จากมุมมองของกฟผ. มากกว่าต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์จากมุมมองของสังคม ด้วยเหตุดังกล่าว แม้จะมีทางเลือกด้านพลังงานที่เป็นประโยชน์ต่อสังคมไทย แต่ภายใต้กรอบการวางแผนในปัจจุบัน โปรแกรมคอมพิวเตอร์ของ กฟผ.ก็จะไม่สนใจทางเลือกนี้เพราะทำให้ กฟผ.ต้องมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

การวางแผนต้นทุนต่ำสุดอย่างแท้จริงเป็นกระบวนการวางแผนของสาธารณะและเป็นกรอบที่มีการพิจารณาต้นทุนทั้งหมดและประโยชน์ของทางเลือกทั้งหมด กรอบที่มักใช้เพื่อการวางแผนต้นทุนต่ำสุดอย่างแท้จริงได้แก่ การวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ ในกระบวนการวางแผนแบบนี้ จะมีการนำการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน และพลังงานหมุนเวียนเข้ามาพิจารณาอย่างเท่าเทียมกับแหล่งพลังงานแบบดั้งเดิม โดยจะมีการเลือกทางเลือกที่มีต้นทุนโดยรวมต่อสังคมต่ำสุด

พระราชบัญญัตินโยบายพลังงานของสหรัฐฯ ในปี 2535 ระบุให้หน่วยงานด้านไฟฟ้าทุกหน่วยวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ และมีการนำเสนอแผนการนี้เพื่อขออนุมัติจากคณะกรรมการหน่วยงานบริการสาธารณะ และในปี 2535 มี 32 รัฐในสหรัฐอเมริกาที่มีกรอบกำกับดูแลให้เกิดการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ (D'Sa 2005s) หน่วยงานจำนวนมากในสหรัฐฯ เริ่มใช้การวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ รวมทั้งบริษัทแปซิฟิกคอร์ป (ซึ่งให้บริการลูกค้า 1.6 ล้านรายในรัฐทางฝั่งตะวันตก 6 รัฐ) (PacifiCorp 2006) คณะกรรมการวางแผนด้านพลังงานแห่งภาคตะวันตกเฉียงเหนือ (รัฐวอชิงตัน โอเรกอน มอนทาน่า ไอดาโฮ) (NWPCC 2005) และบริษัทผลิตไฟฟ้าฮาวาย (HECO 2006) และอื่น ๆ นอกจากสหรัฐฯ แล้ว อัฟริกาใต้ยังนำระบบการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการมาใช้ (รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงทรัพยากรธรณีและพลังงาน 2005) เดนมาร์ก (D'Sa 2005s) และกรุงฮันโนเวอร์ เยอรมนี (D'Sa 2005s)

องค์ประกอบสำคัญอย่างหนึ่งของการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการคือการกำหนดให้มีการคำนวณ "ต้นทุนผลกระทบภายนอก" ของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด อย่างเช่น ต้นทุนเนื่องจากพืชผลที่เสียหาย การเจ็บป่วยและการตายที่เพิ่มขึ้น การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลกซึ่งเกิดขึ้นกับสังคม โดยที่โรงงานผู้ผลิตไฟฟ้าไม่รับผิดชอบต้นทุนเหล่านี้ เนื่องจากต้นทุนผลกระทบภายนอกไม่ได้ถูกรวมอยู่ในราคาค่าไฟฟ้าแบบดั้งเดิม เพื่อให้เกิดความเท่าเทียมระหว่างเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด ก็ควรมีการรวมต้นทุนผลกระทบภายนอกเข้ากับการผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมด้วย

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.

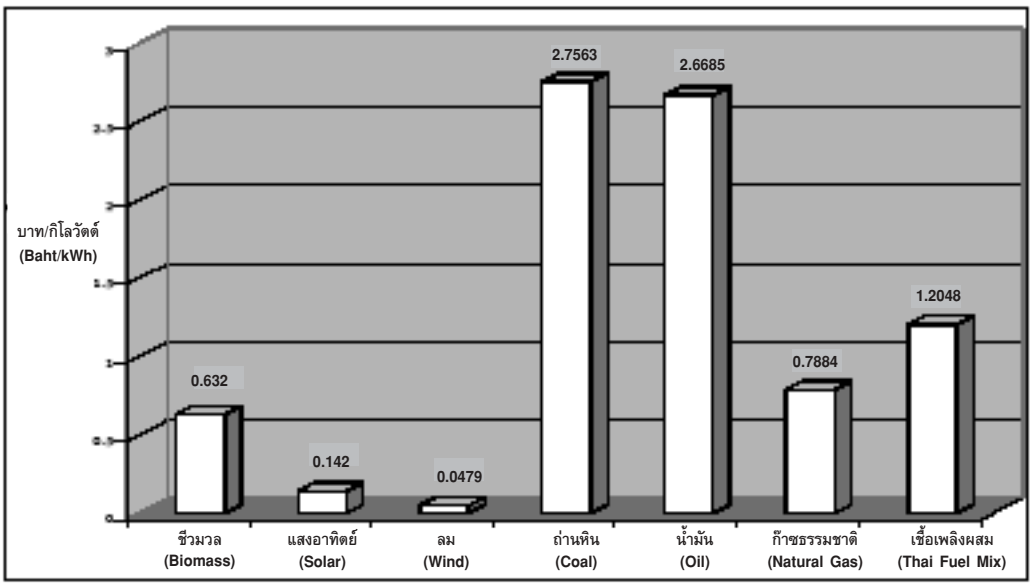
True least-cost planning means a public planning process and a framework within which all costs and benefits of all options are considered. An often-used framework for true least-cost planning is Integrated Resource Planning (IRP). In an IRP planning process, demand side management and cogeneration or 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 PacifiCorp (which serves 1.6 million customers in six Western states)(PacifiCorp 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 ลมและโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก” โดยได้รับการสนับสนุนจากสำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และจัดทำโดยมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (Energy for Environment 2004) รายงานถึงตัวเลขต้นทุนผลกระทบภายนอกของการผลิตไฟฟ้าในไทยดังนี้

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 การอุดหนุนต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ดีที่สุดสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล แสงอาทิตย์และลมควรอยู่ที่ 0.5728 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง 1.0628 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง และ 1.1569 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับตลอดชั่วอายุของโครงการ โครงการประสิทธิภาพด้านพลังงานที่น่าจะมีต้นทุนผลกระทบภายนอกน้อยมาก ควรได้รับการอุดหนุนต้นทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ระดับ 1.2048 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง โปรดสังเกตว่า การอุดหนุนต้นทุนของผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนรายเล็กอยู่ที่ระดับต่ำกว่ามาก กล่าวคือเฉลี่ยอยู่ที่ 0.17 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมงในช่วงเวลาเพียงแค่ 5 ปี หลังจากนั้นจะไม่มีการอุดหนุนต้นทุนต่อไป[15] ถ้าตัวเลขต้นทุนผลกระทบภายนอกเหล่านี้มีความแม่นยำ ดูเหมือนว่าการให้เงินช่วยเหลือเพื่ออุดหนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและพลังงานหมุนเวียนในไทยอยู่ในระดับที่ต่ำเกินไปเมื่อเปรียบเทียบกับประโยชน์ในเชิงเศรษฐกิจที่ได้รับจากการผลิตเหล่านี้

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 Office and conducted by the Energy for Environment Foundation (Energy for Environment 2004) reports values of externality costs for electricity production in Thailand as shown in figure 6 (opposite page)

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[17] ของภาคพลังงานในยุโรปโดยคณะกรรมาธิการยุโรป และได้รับการปรับสูตรให้เข้ากับบริบทของไทยดังนี้

ต้นทุนผลกระทบภายนอก (ของไทย) = ต้นทุนผลกระทบภายนอกของประชาคมยุโรป x [ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อหัวประชากร (ของไทย) / ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อหัวประชากร (ของประชาคมยุโรป)

การศึกษาหลายชิ้นพยายามที่จะคำนวณตัวเลขผลกระทบจากการผลิตพลังงานที่มีต่อสาธารณสุข ปัญหาสุขภาพเนื่องจากการทำงาน ผลกระทบต่อวัสดุ เกษตรกรรม ป่าไม้ เสียงและทรัพยากรทางทะเล แต่การศึกษาเหล่านี้ไม่ได้คำนวณผลเสียหายต่อระบบนิเวศหรือผลเสียหายเนื่องจากภาวะโลกร้อน และมักมีแนวโน้มที่จะประเมินผลกระทบต่ำกว่าความจริง (Sundqvist 2000) แม้ว่าการคำนวณต้นทุนความเสียหายจากล่างสู่บนของ ExternE เป็นวิธีการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกที่ได้รับการยอมรับมากที่สุด แต่ก็ไม่สามารถนำมาใช้โดยตรงกับประเทศไทยได้ ทั้งนี้เนื่องจากสมมติฐานต่าง ๆ อย่างเช่น การเคลื่อนย้ายมลพิษในบรรยากาศ ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณที่ได้รับและการตอบสนอง (dose-response relationships) และผลกระทบของมลพิษต่อทรัพยากร พืชผล ป่าไม้และประมง อาจเป็นสมมติฐานที่ไม่เหมาะกับประเทศไทย การศึกษาของคณะกรรมาธิการยุโรปตั้งอยู่บนสมมติฐานการสร้างโรงไฟฟ้าภายใต้มาตรฐานสิ่งแวดล้อมของยุโรป ซึ่งสูงกว่ามาตรฐานของไทย ในอีกด้านหนึ่ง ผลกระทบด้านเสียงและทัศนียภาพในไทยอาจมีมูลค่าแตกต่างจากในยุโรป แม้จะมีความพยายามปรับมูลค่าของต้นทุนผลกระทบภายนอกของยุโรปให้เข้ากับบริบทของไทยโดยอยู่บนพื้นฐานผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ ซึ่งเป็นวิธีที่ดูง่ายแต่อาจไม่เหมาะสม เนื่องจากผลกระทบบางอย่างมีลักษณะที่ครอบคลุมระดับภูมิภาคหรือระดับโลก ยิ่งไปกว่านั้น การปรับในลักษณะนี้อยู่บนสมมติฐานที่ว่าสิ่งแวดล้อมในประเทศร่ำรวยมีคุณค่ามากกว่าในประเทศยากจน (แบบที่นักเศรษฐศาสตร์พูดว่า “ความยืดหยุ่นของการสมัครใจจ่าย (elasticity of willingness to pay: WTP) ในแง่ของรายได้ที่แท้จริงจะเท่ากับหนึ่ง”) สมมติฐานแบบนี้เป็นเรื่องที่ดูถูกคนอื่น เพราะคน (หรือประเทศ) ที่ยากจนเองก็ควรมีสิทธิได้รับอากาศและน้ำสะอาดเช่นเดียวกับคนในประเทศร่ำรวย ในทำนองเดียวกัน คนไทยก็ควรได้รับอากาศที่สะอาดเช่นเดียวกับที่ชาวยุโรปและอเมริกันได้รับ

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

ที่ผ่านมายังไม่มีการศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกอย่างรอบด้านของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทอย่างเหมาะสมกับบริบทของไทย ข้อเสนอแนะสำคัญของรายงานฉบับนี้คือ การนำข้อเสนอนี้ไปใช้โดยเป็นส่วนหนึ่งของนโยบายการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการสำหรับประเทศไทย

The E for E externality values should be taken under advisement, though, as they were derived from "ExternE" externality studies[18] 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 (Thai) / Per capita GDP (EC)]

The Extern E studies attempt 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 ExternE 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 ExternE studies, but focus primarily on health and mortality impacts from SO_2 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.

A REALISTIC ASSESSMENT OF THAILAND'S FUTURE ELECTRICITY NEEDS

3.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี 2549 และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2549 (ฉบับร่าง)

คาดกันว่าจะมีการเผยแพร่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2549 ในเดือนพฤศจิกายน 2549 โดยจะตั้งอยู่บนพื้นฐานการพยากรณ์เมื่อเดือนเมษายน 2549 และแสดงไว้ด้านล่าง (ตารางที่ 1)

ตารางที่ 1 การพยากรณ์ความต้องการเดือนเมษายน 2549 และพยากรณ์การเติบโตผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อปี

Table 1: April 2006 load forecast and assumed GDP growth rate.

ปี(Year)	พยากรณ์การเติบโตผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อปี Assumed per annum GDP growth rate
2549 (2006)	5.0%
2550(2007)	5.5%
2551(2008)	5.5%
2552(2009)	5.0%
2553(2010)	5.0%
2554(2011)	5.0%
2555(2012)	5.5%
2556(2013)	5.5%
2557(2014)	5.5%
2558(2015)	5.5%
2559(2016)	5.5%
2560(2017)	5.5%
2561(2018)	5.5%
2562(2019)	5.5%
2563(2020)	5.5%
2564(2021)	5.5%

ร่างของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2549 หรือ PDP2006 สะท้อนให้เห็นว่าโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าประเภทต่อไปนี้ ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดีเซล และนิวเคลียร์ (EGAT 2006b) แผนฉบับนี้สะท้อนนโยบายของรัฐบาลที่กำหนดให้ กฟผ.เป็นผู้ผลิตร้อยละ 50 ของกำลังผลิตใหม่ระหว่างปี 2554-2559 นอกจากนั้น PDP2006 ยังเสนอให้มีการเพิ่มการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำคิดเป็นร้อยละ 20 ของกำลังไฟฟ้าใหม่ เป็นการสะท้อนถึงภาพของเชื้อเพลิงในสองแบบนั่นคือ “ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 50 ถ่านหินร้อยละ 50” โดยผสมกับพลังงานจากเชื้อเพลิงอื่น ๆ และอีกภาพหนึ่งคือ “ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 ถ่านหินร้อยละ 30” ภาพของก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 หมายถึงการที่จะต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เนื่องจากข้อจำกัดของแหล่งก๊าซในประเทศและจากเพื่อนบ้าน

3.1 The 2006 Load Forecast and the (Preliminary) EGAT 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).

การพยากรณ์เดือนเมษายน 2549 Apr 06 Forecast	
การเติบโตของความต้องการไฟฟ้า Demand growth	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์) Peak demand (MW)
6.94%	21,963
6.59%	23,411
6.24%	24,873
5.75%	26,303
5.54%	27,761
5.68%	29,337
5.60%	30,980
5.37%	32,643
5.35%	34,391
5.46%	36,268
5.44%	38,241
5.24%	40,245
5.27%	42,364
5.24%	44,585
5.23%	46,919
5.19%	49,355

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 (non-hydropower) 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 2 โรงไฟฟ้าที่ระบุในร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2549 จะเป็นก๊าซธรรมชาติหรือไม่ก็ถ่านหิน
Table 2: Power plants specified in the preliminary PDP 2006 are either gas or coal.

ปี(Year)	เมกะวัตต์ (MW)	เชื้อเพลิง (Fuel)
2554(2011)	2 x 700	ก๊าซ (gas)
2555(2012)	700	ก๊าซหรือถ่านหิน (gas or coal)
2556(2013)	3 x 700	ก๊าซ (gas)
2557(2014)	4 x 1000 จากถ่านหิน(Coal) หรือ 4 x 700 จากก๊าซธรรมชาติเหลว(LNG)	ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติเหลว(coal or LNG)
2558(2015	6 x 700	ก๊าซ (gas)
2559(2016)	700	ก๊าซ (gas)
ไม่ระบุ(Unspecified)	4 x 1000 จากถ่านหิน(coal) หรือ 4 x 700 จากก๊าซธรรมชาติเหลว(LNG)	ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติเหลว(coal or LNG)
จำนวนเมกะวัตต์ของกำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Total additional MW by 2016	17,100 หรือ (14,700)	

3.2 ท่าทีของประชาสังคมไทยต่อการพยากรณ์ความต้องการปี 2549

ในเดือนกันยายน 2549 กลุ่มประชาสังคมหลายกลุ่มได้ยื่นจดหมายต่อคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าชั่วคราว เรียกร้องให้มีการทบทวนการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสำหรับปี 2549 โดยระบุว่าควรมีการแก้ไขที่สำคัญสองประการ ประการแรก การพยากรณ์ในเดือนเมษายน 2549 ควรได้รับการแก้ไขให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่แท้จริงของปี 2549 ซึ่งอยู่ที่ 21,064 เมกะวัตต์ เนื่องจากการคำนวณความต้องการในปีต่อไปจะอยู่บนพื้นฐานของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549 ในกรณีที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปีฐานเป็นการประเมินสูงกว่าความจริงถึง 899 เมกะวัตต์ จะทำให้มีการประเมินความต้องการไฟฟ้าสูงสุดสูงในปี 2559 มากเกินความจริงถึง 1,568 เมกะวัตต์ ประการที่สองคือ การลดอัตราการเจริญเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติที่คาดการณ์ไว้ลง การพยากรณ์ในเดือนเมษายน 2549 อยู่บนพื้นฐานที่คาดการว่าจะมีอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจร้อยละ 5.5 ต่อปี แต่ในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา อัตราการเจริญเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติอยู่ในระดับแค่ร้อยละ 4.77 โดยที่อัตราเฉลี่ยในช่วง 10 ปีที่ผ่านมาอยู่ในระดับแค่ร้อยละ 2.84 เศรษฐกิจที่เติบโตจนเต็มที่ก็จะขยายตัวช้าลง ประกอบกับราคาน้ำมันที่สูงก็จะทำให้เศรษฐกิจที่พึ่งพาการนำเข้าน้ำมันของไทยชะลอตัวลงไปด้วย เมื่อมีการแก้ไขตัวเลขดังกล่าวแล้วจะทำให้การพยากรณ์ความต้องการลดลงไปจากเดิม 2,061 เมกะวัตต์

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากฐานการปรับการพยากรณ์ควรจะอยู่ที่ 13,547 เมกะวัตต์ ระหว่างปี 2549-2559 เมื่อเปรียบเทียบกับการเพิ่มขึ้นถึง 17,176 เมกะวัตต์ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2549

3.2 Thai civil society response to 2006 Load Forecast

In September 2006, several civil society groups submitted a joint letter to the Interim Thai Regulatory Authority asking the regulatory authority to reconsider the 2006 load forecast. The letter argued that two corrections should be made. Firstly, the April 2006 forecast should be corrected to reflect the actual 2006 peak load of 21,064MW. Since all future years are exponential growth functions of the 2006 year peak, the fact that the base year overestimated actual demand by 899MW in 2006 leads to 1,568MW of spurious load growth by the year 2016. The second correction is to reduce the assumed GDP growth. The April 2006 forecast is based on an assumed economic growth rate of 5.5% per year. In the past 15 years, however, the GDP growth rate has been only 4.77%, and in the past 10 years the average is only 2.84%. As most economies mature they grow more slowly, and the prospect of high oil prices is likely to slow growth of oil import-dependent economies like Thailand. The correction accounts for an additional 2,061MW reduction in demand forecast.

The corrected load forecast estimates peak load growth of 13,547MW between 2006 and 2016, compared to 17,176MW in the official 2006 PDP.

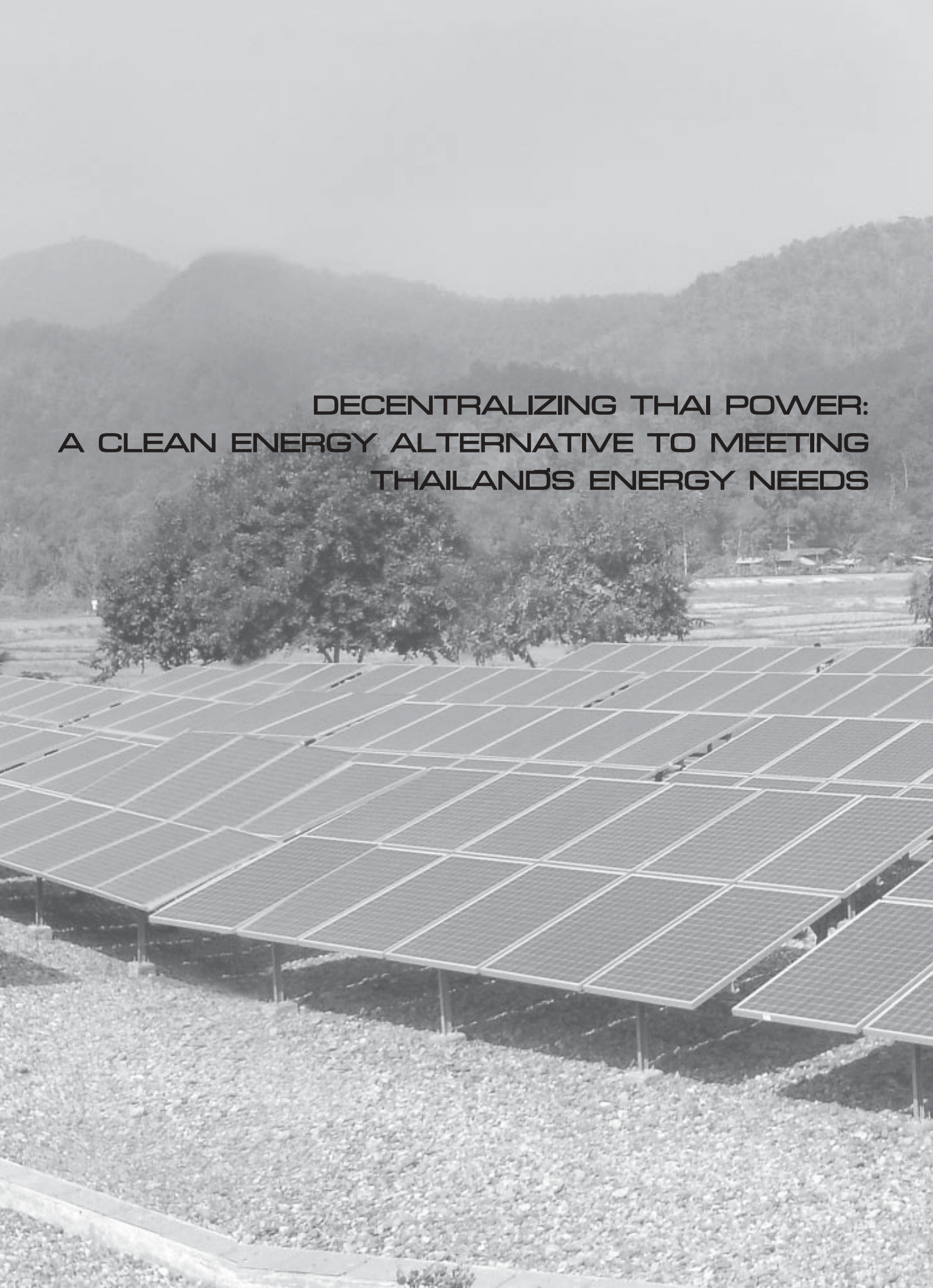
จากการประมาณของกรีนพีซ โรงไฟฟ้าถ่านหินบีแอลซีพี
จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจก
ที่ก่อภาวะโลกร้อนเกือบ 12 ล้านตันต่อปี
ซึ่งทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของไทยเพิ่มขึ้น
ราวร้อยละ 6 ต่อปี (ภาพ: กรีนพีซ/วินัย ดิษฐจร)
The 1,434 MW BLCP coal plant will release nearly 12 million metric tons of carbon dioxide annually, and this plant alone will cause Thailand's carbon emissions to rise by almost 6% a year according to Greenpeace projections. (Photo : Greenpeace/Vinai Dithajohn)

ตารางที่ 3 การพยากรณ์ความต้องการของเดือนเมษายน 2549 ที่ได้รับการปรับแก้ไขแล้ว
Table 3: Corrected April 2006 load forecast.

ปี(Year)	การพยากรณ์ในเดือนเม.ย.49 Apr 06 Forecast			
	พยากรณ์การเติบโตผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติต่อปี Assumed per annum GDP growth rate	การเติบโตของความต้องการไฟฟ้า 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	

การพยากรณ์ของเดือนเม.ย.49 ที่ปรับแล้ว Adjusment to Apr 06 Forecast			
ไฟฟ้าที่ใช้จริง ปี 2549 โดยคิดเป็นช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดฐาน (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.)	รวมกำลังไฟฟ้าที่ปรับ (เมกะวัตต์) Total adjustment(MW)	ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ได้รับการปรับ (เมกะวัตต์) Revised peak demand (MW)
-899	0.00	-899.00	21,064.00
-958.88	-184.24	-1,143.12	22,267.88
-1,019.87	-380.16	-1,400.03	23,472.97
-1,078.32	-464.11	-1,542.43	24,760.57
-1,138.87	-552.92	-1,691.79	26,069.21
-1,202.73	-652.44	-1,855.17	27,481.83
-1,270.21	-893.24	-2,163.45	28,816.55
-1,337.80	-1146.59	-2,484.39	30,158.61
-1,410.97	-1422.09	-2,833.06	31,557.94
-1,487.26	-1728.44	-3,215.70	33,052.30
-1,568.19	-2061.11	-3,629.30	34,611.70
-1,650.53	-2409.70	-4,060.23	36,184.77
-1,735.60	-2791.29	-4,526.89	37,837.11
-1,827.67	-3199.84	-5,027.51	39,557.49
-1,925.47	-3640.08	-5,565.55	41,353.45
-2,026.30	-4113.18	-6,139.48	43,215.52

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่อง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ขนาดกำลังผลิต 500 กิโลวัตต์ ก่อสร้างและดำเนินงานโดย กฟผ.
(ภาพ: กรีนพีซ/ธารา บัวคำศรี)
A 0.5 MW grid-connected Solar PV Station at Pa Bong, Mae Hong Son province, Northern Thailand owned and operated by EGAT. (Photo : Greenpeace/Tara Buakamsri)



DECENTRALIZING THAI POWER: A CLEAN ENERGY ALTERNATIVE TO MEETING THAILAND'S ENERGY NEEDS

4.1 ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน

จากการประชุมเชิงปฏิบัติการครั้งสำคัญในเรื่อง "ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขัน" ในปี 2546 มีการเปิดเผยตัวเลขประมาณการของกระทรวงพลังงานว่า ประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนมากกว่า 14,000 เมกะวัตต์ (กระทรวงพลังงาน 2003) เมื่อพิจารณาจากข้อมูลนี้ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของไทยในปี 2549 จึงควรเป็น 26,457 เมกะวัตต์ แม้ว่ากำลังผลิตติดตั้งจะไม่สะท้อนถึงกำลังผลิตที่แท้จริงของเทคโนโลยีแต่ละประเภท แต่ก็เป็นที่สังเกตว่าศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวจนถึงปัจจุบันมีกำลังผลิตรวมกันมากกว่าครึ่งหนึ่งของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดที่มีอยู่

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
ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและเล็กมาก 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.

(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)

ผลการศึกษาเบื้องต้นอยู่บนพื้นฐานการศึกษาศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับการเผยแพร่ในเดือนมีนาคม 2549 โดยเป็นการศึกษาที่ได้รับทุนสนับสนุนจากสำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และดำเนินการโดยนักวิจัยจาก Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSEE) ในขณะที่การศึกษาในหัวข้อ "ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขัน" ซึ่งเผยแพร่ในปี 2546 จะเน้นที่ "ศักยภาพในเชิงเทคนิค" (technical potential) การศึกษาในปี 2549 เน้นที่ปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่มีความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์

ตารางที่ 5 ประมาณการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์ภายใต้นโยบายกำหนดสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการค้ำประกันราคารับซื้อ

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

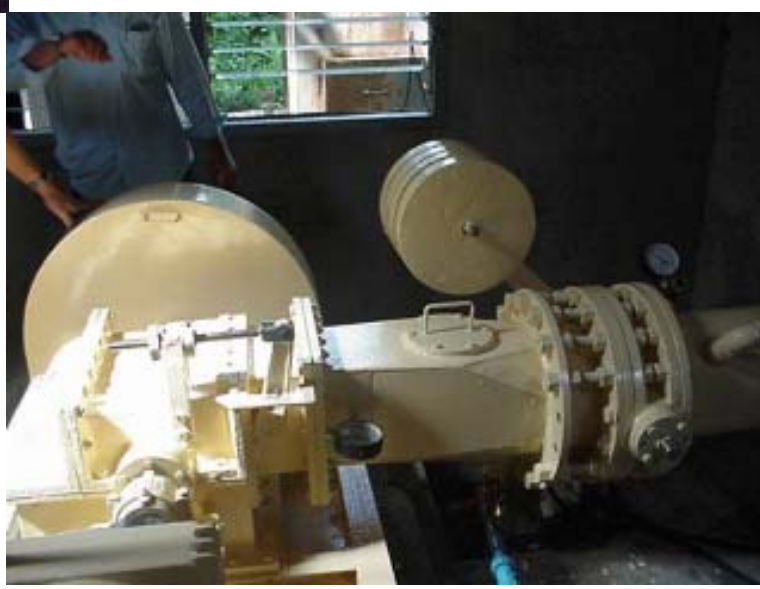
	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Installed Capacity (MW)		
	2548(2005)	2554(2011)	2559(2016)
เศษวัสดุชีวมวล Biomass residues	2,191	3,229	4,938
พืชหมุนเวียนอายุสั้น Short rotation plants*	0	519	1,298
ก๊าซชีวมวลสำหรับความร้อนและไฟฟ้า Biogas for heat and power	4	323	384
ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก Small hydro	53	338	338
ลม Wind	0	194	1,783
แผงเซลแสงอาทิตย์ Solar PV	26	60	120
รวม	2,303	4,844	9,054
รวม (ไม่นับพืชหมุนเวียนอายุสั้น)	2,303	4,325	7,756

("พืชหมุนเวียนอายุสั้น" ในตารางหมายถึงพืชที่สามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลได้ (อย่างเช่น มันสำปะหลัง เยื่อไม้ ฯลฯ) ซึ่งส่วนใหญ่นำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า มีการแสดงความกังวลว่า การปลูกพืชเหล่านี้ทำให้เกิดการแย่งที่ดินและน้ำจากการปลูกพืชอาหาร จึงมีการเสนอว่าควรนำพืชเหล่านี้ออกจากผลรวมของพลังงาน)

(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.

ระบบไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก
ของชุมชนที่หมู่บ้านแม่กำปอง
จังหวัดเชียงใหม่
(ภาพ: กลุ่มพลังไท)
A 40 kW grid-connected
community micro-hydro at
Mae Kam Pong village,
Chiang Mai, Thailand.
(Photo: Palang Thai)



เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 40 กิโลวัตต์
ที่ใช้กับระบบไฟฟ้าพลังงานน้ำ
ขนาดเล็กที่บ้านแม่กำปอง
(ภาพ: กลุ่มพลังไท)
40 kW micro-hydro generator at Mae Kam Pong
(Photo: Palang Thai)

4.2 ศักยภาพของประสิทธิภาพด้านพลังงาน

โครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของกฟผ.ประกอบด้วยหลายกิจกรรมที่เริ่มดำเนินการตั้งแต่กลางทศวรรษ 1990 โดยได้รับทุนสนับสนุนจากกองทุนสิ่งแวดล้อมโลก (Global Environmental Fund) และมีส่วนช่วยลดความต้องการไฟฟ้าลง 735 เมกะวัตต์จนถึงปี 2544 [19] โดยมีต้นทุน 0.5 บาทต่อกิโลวัตต์ (Phumaraphand 2001) ซึ่งคิดเป็นหนึ่งในสามของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบกังหันก๊าซความร้อนร่วม ในเดือนมีนาคม 2549 โครงการลดความต้องการของกฟผ.ช่วยให้ประหยัดไฟฟ้าลงได้ 1,305 เมกะวัตต์ (EGAT 2006a)

ในบรรดาการศึกษาการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่สำคัญฉบับล่าสุดของไทยเป็นรายงานของธนาคารโลกที่ประมาณว่าการประหยัดไฟฟ้า 2,529 เมกะวัตต์ (11,468 กิโลวัตต์/ปี) ภายในปี 2554 จากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในไทยมี “ความเป็นไปได้และสอดคล้องในเชิงเศรษฐกิจ” (du Pont 2005) โดยมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 1.25 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง มีการใช้สองวิธีการคู่ขนานกันเพื่อทำให้เกิดความมั่นใจมากขึ้นต่อผลลัพธ์สุดท้าย ประการแรก การศึกษาวิเคราะห์ถึงศักยภาพของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยใช้วิธีวิเคราะห์แยกตามภาคส่วน การวิเคราะห์ครั้งนี้เป็นการพิจารณาเฉพาะข้อเสนอที่สามารถคุ้มทุนได้ภายในเวลาน้อยกว่า 5 ปี เช่นเดียวกับการศึกษาด้านการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนของ JGSEE การศึกษาของ du Pont มีการปรับลดประมาณการ “ที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์” ลงเป็น”ประมาณการที่เป็นไปได้” ซึ่งมีศักยภาพโดยทั่วไปอยู่ระหว่างร้อยละ 5-20 ของศักยภาพที่เป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์สำหรับผู้บริโภครายย่อยแต่ละคน ข้อมูลเหล่านี้สะท้อนให้เห็นสิ่งที่โชคร้ายว่า อาจจะเป็นเนื่องจากการขาดข้อมูลและความสนใจ หรือด้วยเหตุผลอื่น ๆ ก็ตาม มีคนไม่มากนักที่เลือกจะลงทุนในการผลิตพลังงานที่ประหยัดไฟฟ้าแม้ว่าจะเป็นโครงการที่ให้ผลกำไรมากก็ตาม

รายงานของธนาคารโลกที่ประมาณว่าการประหยัดไฟฟ้า 2,529 เมกะวัตต์ (11,468 กิโลวัตต์/ปี) ภายในปี 2554 จากการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในไทยมี “ความเป็นไปได้และสอดคล้องในเชิงเศรษฐกิจ” โดยมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 1.25 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

การศึกษาของ du Pont ประกอบด้วยการวิเคราะห์แต่ละภาคการผลิตพลังงานตามด้วยการประมาณคู่ขนานของระดับศักยภาพการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าโดยการรวมเป้าหมายการประหยัดพลังงานที่มีอยู่ในแผนการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและแผนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพของรัฐบาล ทั้งที่กำลังดำเนินงานอยู่และที่อยู่ระหว่างการวางแผน จากนั้นก็คูณตัวเลขเหล่านี้ด้วยค่าร้อยละ 75 (สำหรับตัวเลขที่เสนอโครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าของกฟผ.) และคูณด้วยร้อยละ 25 (สำหรับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน) ซึ่งสะท้อนถึงการประเมินแบบต่ำสำหรับอุปสรรคในเชิงสถาบันและอื่น ๆ ที่จะบรรลุเป้าหมายการประหยัดพลังงานและการลดความต้องการสูงสุด ผลการวิเคราะห์ทั้งในส่วนที่แยกเป็น “แต่ละภาคส่วน” และ “แต่ละโครงการ” มีความใกล้เคียงกัน

การประหยัดอย่างมากเนื่องมาจากกลไกการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์ สะท้อนให้เห็นว่าหากมีการนำโครงการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าไปใช้อย่างกว้างขวางทั่วประเทศ จะทำให้สามารถประหยัดไฟฟ้าได้มากกว่า 2,529 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นตัวเลขที่ปรากฏในรายงานของ du Pont

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 reduction[20] by year 2001 at a cost of 0.5 baht (US $0.0125) per kWh (Phumaraphand 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).

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.

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 JGSEE CHP 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.

การปรับความต้องการ (Demand Response) นอกเหนือไปจากการพูดถึงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าและการประหยัดพลังงานแล้ว ในรายงานของ du Pont ยังอธิบายว่า เราสามารถลดความต้องการในช่วงความต้องการสูงสุดลงได้เป็นจำนวนมาก โดยการใช้เทคนิคการปรับความต้องการ (Demand response) ซึ่งใช้กันอย่างแพร่หลายตามหน่วยผลิตพลังงานทั่วโลก แต่ยังไม่เกิดขึ้นในไทย และไม่มีการพิจารณาไว้ในรายงานของธนาคารโลกด้วย วิธีการนี้จะช่วยลดความต้องการในช่วงความต้องการสูงสุดได้โดยการ

1. "อัตราค่าไฟฟ้าแบบขึ้นลง" สำหรับลูกค้าที่มีความประสงค์จะลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดหลายครั้งต่อปี ทั้งนี้เพื่อแลกกับส่วนลดค่าไฟฟ้า ลูกค้าที่เข้าร่วมในโครงการนี้อย่างสมัครใจ จะระบุถึงจำนวนไฟฟ้า (กิโลวัตต์) ที่พวกเขาพร้อมจะลดลงเมื่อมีการร้องขอมา

2. นอกเหนือจากแรงจูงใจดังกล่าว ยังมีการใช้เทคโนโลยีซึ่งสามารถติดตามความต้องการที่เกิดขึ้นในช่วงที่ลดความต้องการสูงสุดได้ และมีการสื่อสารให้ผู้เข้าร่วมรายการได้ทราบ มีการใช้กลไกเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าลงโดยอัตโนมัติ และมาตรการอื่น ๆ ที่สอดคล้องกับโครงการนี้ได้

กฟผ.ยังมีส่วนร่วมอย่างจำกัดกับกิจกรรมที่ฟังดูดีแต่ไม่ค่อยประสบความสำเร็จ นั่นคือ "โครงการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด" อย่างไรก็ตาม โครงการดังกล่าวเน้นที่การตอบแทนลูกค้าด้วยการใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าสำรอง (ส่วนใหญ่ใช้น้ำมันดีเซล)เพื่อเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โครงการนี้ประสบปัญหาเมื่อราคาน้ำมันดีเซลเพิ่มสูงขึ้นจนทำให้โครงการไม่เป็นที่น่าสนใจสำหรับผู้เข้าร่วม กฟผ.ต้องยุติโครงการนี้ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้น อันที่จริงกฟผ.ควรทำโครงการที่มีความยืดหยุ่นกว่านี้ โดยประกอบด้วยการควบคุมความต้องการและการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อให้โครงการไม่ต้องประสบกับความเสี่ยงเนื่องจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิล

ในสหรัฐฯ โครงการปรับความต้องการไฟฟ้าช่วยลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดลงได้มากกว่า 15,000 เมกะวัตต์ (Comverge Inc. 2006) โดยมีตัวอย่างของโครงการนี้ได้แก่ (เป็นการอ้างข้อมูลโดยตรงจาก NWPPC 2006)

บริษัท Georgia Power (สหรัฐฯ)

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

บริษัท Gulf Power (สหรัฐฯ)

บริษัท Gulf Power ให้บริการแบบสมัครใจกับลูกค้าตามครัวเรือน โดยจะมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ผันแปรในแต่ละช่วงเวลาของวัน รวมทั้งอัตราค่าไฟฟ้าที่ปรับตามประเภทการใช้ไฟฟ้าหลัก ๆ (การทำความร้อนและความเย็นในอาคาร การทำน้ำร้อน และปั๊มสระน้ำ) ลูกค้าในโครงการนี้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าลงได้ร้อยละ 44 ในช่วงเวลาสำคัญของการใช้ไฟฟ้าเมื่อเทียบกับกลุ่มที่ไม่ได้เป็นผู้เข้าร่วมโครงการ

บริษัท Puget Sound Energy (สหรัฐฯ)

บริษัท Puget Sound Energy เสนออัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งานสำหรับลูกค้าตามครัวเรือนและเชิงพาณิชย์ มีผู้เข้าร่วมในโครงการนี้ประมาณ 300,000 ราย จากการวิเคราะห์ของบริษัทชี้ให้เห็นว่าโครงการนี้ช่วยลดความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่เกิดต้นทุนการผลิตสูงลงได้ประมาณร้อยละ 5-6

เราสามารถลดความต้องการในช่วงความต้องการสูงสุดลงได้เป็นจำนวนมาก โดยการใช้เทคนิคการปรับความต้องการ (Demand response) ซึ่งใช้กันอย่างแพร่หลายตามหน่วยผลิตพลังงานทั่วโลก 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 NWPPC 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 uses (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 costs 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 ศักยภาพของการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน

ดังที่กล่าวข้างต้น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่มีขนาดและที่ตั้งเหมาะสมจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของพลังงานโดยรวมเป็นอย่างมาก เนื่องจากมีการนำความร้อนที่สูญเสียกลับมาใช้ในกระบวนการเผาไหม้เพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

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

ข้อมูลที่ชี้ให้เห็นศักยภาพส่วนนี้ได้แก่ ตัวเลขการสมัครขอเข้าร่วมโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งมีการยื่นความจำนงเข้ามา แต่ กฟผ.ได้ปิดการพิจารณาไปเมื่อปี 2541 โครงการของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในตารางที่ 6 ได้รับการยื่นเสนอให้กับ กฟผ. แต่ กฟผ.ไม่ยอมออกหนังสืออนุมัติให้ โครงการเหล่านี้มีกำลังผลิตรวมกันมากกว่า 4,000 เมกะวัตต์ โดยครึ่งหนึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าสำหรับใช้ในจุดที่มีการผลิตไฟฟ้าและอีกครึ่งหนึ่งจะมีการจ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า โครงการส่วนใหญ่เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าที่พึ่งได้ ซึ่งน่าจะเป็นโครงการการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแบบที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เนื่องจากโครงการเหล่านี้มีการนำเสนอก่อนที่จะเกิดวิกฤตเศรษฐกิจ น่าเชื่อว่ายังคงมีศักยภาพระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนเพิ่มเติมในพื้นที่ประกอบการ รวมทั้งที่จะขายเข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้ามากกว่านี้อีก จำนวนโครงการที่มีการนำเสนอแต่ไม่ได้รับการอนุมัติสะท้อนถึงศักยภาพของทรัพยากรที่ยังไม่มีการนำมาใช้ประโยชน์

ตารางที่ 6 ไฟฟ้าที่กฟผ.รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ณ เดือนมกราคม 2547)
Table 6 EGAT Power Purchases from Small Power Producers (as of January 2004)

	Firm
1. ข้อเสนอที่ยื่นเข้ามา Proposals submitted	
1.1 จำนวนโครงการ Number of Projects	79
1.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์) Generating Capacity (MW)	7,845.11
1.3 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับ กฟผ. (เมกะวัตต์) Sale to EGAT (MW)	4,624.80
2. โครงการที่ได้รับหนังสืออนุญาต* Received Notification of Acceptance*	
2.1 จำนวนโครงการ Number of Projects	42
2.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์) Generating Capacity (MW)	3,655.21
2.3 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับ กฟผ. (เมกะวัตต์) Sale to EGAT (MW)	2,123.30
3. โครงการที่มีการเซ็นสัญญา Contract Signed	
3.1 จำนวนโครงการ Number of Projects	35
3.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์) Generating Capacity (MW)	3,492.51
3.3 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับ กฟผ. (เมกะวัตต์) Sale to EGAT (MW)	2,019.60
4. โครงการที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ Supplying Power to The Grid	
4.1 จำนวนโครงการ Number of Projects	32
4.2 กำลังผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์) Generating Capacity (MW)	3,166.51
4.3 ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับ กฟผ. (เมกะวัตต์) Sale to EGAT (MW)	1,937.20

* ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ไม่ได้ยื่นรายการหลักทรัพย์ประกอบข้อเสนอ และผู้ผลิตที่ถอนโครงการออกไป

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

4.3 CHP potential

As discussed above, properly sized and located Combined 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 (EPPO 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.

	Non-firm	Total
	50	129
	893.71	8,738.82
	292.28	4,917.08
	43	85
	820.70	4,475.91
	281.10	2,404.40
	38	73
	766.20	4,258.71
	256.60	2,276.20
	30	62
	687.50	3,854.01
	222.40	2,159.60

การศึกษาชิ้นอื่นที่มีผลสรุปในลักษณะที่ใกล้เคียงความจริงมากกว่าได้แก่การศึกษาของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานภายใต้กระทรวงพลังงาน และ Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSEE) การศึกษาชิ้นนี้เป็นการประเมินศักยภาพในเชิงพาณิชย์ของการจัดสร้างระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนแห่งใหม่ในโรงงาน 817 แห่งและอาคารพาณิชย์ 966 แห่ง ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่จะมีการขยายระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (Menke, Gvozdenac et al. 2006) โดยเป็นการศึกษาที่ค่อนข้างรอบด้าน แต่ก็มีแนวโน้มที่จะประเมินศักยภาพจนถึงปี 2558 ต่ำเกินไปเนื่องจาก (ก) มีการมองข้ามโอกาสของการติดตั้งระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนในอาคารของหน่วยราชการขนาดใหญ่ บ้านเรือน ฯลฯ (ข) การศึกษาชิ้นนี้ไม่ครอบคลุมถึงพื้นที่ของสถานประกอบการด้านอุตสาหกรรมและพาณิชย์ โดยมีข้อมูลไม่สมบูรณ์ และ (ค) การศึกษาให้ความสำคัญกับอาคารที่มีอยู่และสถานที่ใหม่ ๆ ที่จะถูกสร้างขึ้นระหว่างปีปัจจุบันจนถึงปี 2558 ผลลัพธ์จากการศึกษาเบื้องต้นแสดงไว้ในตารางที่ 7 ด้านล่าง โดยมีการประมาณว่าศักยภาพเพิ่มเติมของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่เป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์มีอยู่ที่ 3,271 เมกะวัตต์[21]

การศึกษาในอาคารพาณิชย์ เป็นการสำรวจระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนขนาดเล็ก (น้อยกว่า 5 เมกะวัตต์) ซึ่งใช้เครื่องยนต์ก๊าซร่วมกับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืน (absorption chillers) (ดูรูปที่ 7) การลดลงของเมกะวัตต์และกิโลวัตต์ชั่วโมงจึงเกิดจากสองแหล่งด้วยกัน ประการแรก ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนจะผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงซึ่งช่วยลดความต้องการในช่วงความต้องการสูงสุด และเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า ประการที่สอง มีการนำความร้อนที่ปล่อยออกมาเพื่อขับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืน ซึ่งช่วยในการปรับอากาศโดยไม่ต้องใช้ไฟฟ้า การศึกษาชิ้นนี้อยู่บนสมมติฐานที่ว่า ระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนที่ขับเคลื่อนด้วยความร้อนมีค่าสัมประสิทธิ์สมรรถนะอยู่ที่ 0.75 และสามารถใช้ทดแทนเครื่องปรับอากาศไฟฟ้าที่มีค่าสัมประสิทธิ์สมรรถนะอยู่ที่ 2.8 ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนในอาคารพาณิชย์จะถูกใช้งาน 3,500 ชั่วโมงต่อปี และมีการติดตั้งตามความต้องการของการปรับอากาศในอาคาร เนื่องจากช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการใช้เครื่องปรับอากาศ การนำระบบนี้มาใช้จึงมีส่วนช่วยลดการผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการสูงสุดได้

ตารางที่ 7 ประมาณการประหยัดพลังงานและไฟฟ้าที่เป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ โดยการนำระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนมาใช้ในอาคารพาณิชย์และโรงงาน
Table 7: Estimate of commercially viable power and energy saving through CHP in commercial buildings and industry.

ประเภทของสถานประกอบการ Type of facility	จำนวน No.	กำลังผลิตของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์ (เมกะวัตต์) Commercially viable CHP generating capacity (MW)	การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอันเป็นผลมาจากการไม่ต้องใช้ระบบปรับอากาศไฟฟ้า Peak MW load offset through avoided electrical air conditioning demand	รวม (เมกะวัตต์) Total(MW)	พลังงานที่ประหยัดได้ทั้งหมด (กิโลวัตต์/ชั่วโมง) Total energy savings (GWh/yr)	ระยะเวลาการคุ้มทุน (ปี) 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 (ที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์) Total (commercially viable)				3,418	32,021	

การศึกษาในโรงงานเน้นที่เครื่องยนต์ที่ใช้การเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติและกังหันก๊าซ โดยมีการนำไอน้ำที่ถูกปล่อยทิ้งออกไปมาใช้เพื่อลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา หรือถ่านหิน

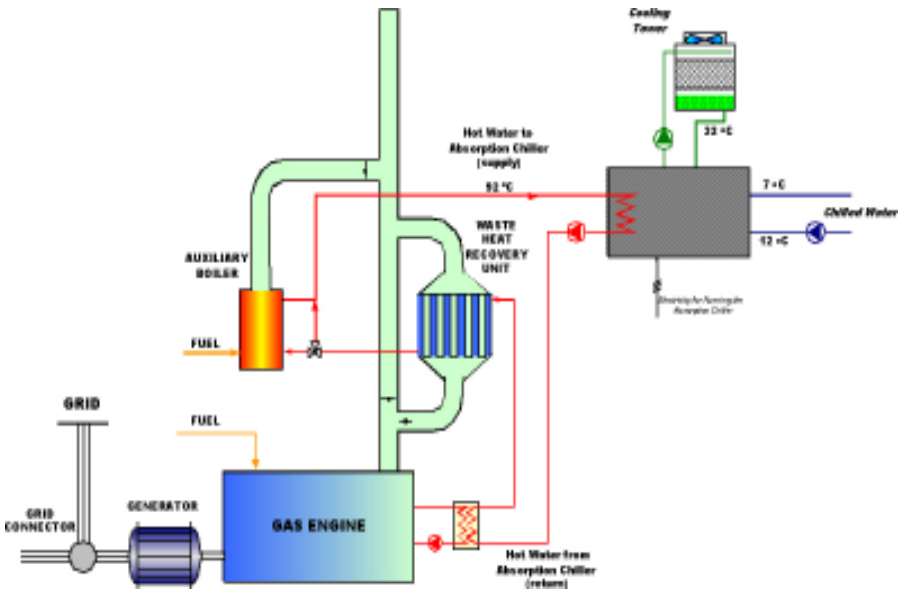
Somewhat more modest conclusions are reached in a study commissioned by the Thai Ministry of Energy's Energy Planning and Policy Office (EPPO) and carried out by the Joint Graduate School on Energy and Environment (JGSEE). The study estimated the quantity of commercially viable new CHP in 817 existing factories and 966 existing commercial buildings located in areas that will be served by planned Thai natural gas pipeline expansion (Menke, Gvozdenac 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 3,271MW[22].

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 - ความร้อนที่ใช้ก๊าซที่ติดตั้งคู่กับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนจากการศึกษาของ Menke และคณะ (ที่มา: Menke, Gvozdenac et al. 2006)

Figure 7: Gas engine cogeneration with absorption chiller considered in Menke et al study. (Source: Menke, Gvozdenac et al. 2006)



กรอบ 1: ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน

แม้ว่าโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ในไทยจะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่รวมศูนย์ แต่ประมาณร้อยละ 9 ของพลังงานไฟฟ้าแบบขายส่งเมื่อปี 2547 ก็มาจากโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนขนาดเล็ก หรือที่เรียกว่าระบบ โคเจเนอเรชั่น “cogeneration” (Lucarelli 2006)

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

ในโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนจะมีการจับ “ความร้อนที่สูญเสียไป” เอาไว้ และนำมาใช้ประโยชน์ ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมจากร้อยละ 70 เป็น 90 โรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ มักตั้งอยู่ในสถานที่ซึ่งสามารถนำความร้อนที่สูญเปล่ากลับมาใช้ประโยชน์ได้ โดยรูปแบบทั่วไปจะมีการตั้งโรงผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนอยู่ใกล้ หรืออยู่ภายในบริเวณโรงงาน โดยจะมีการนำไอน้ำที่ได้ไปใช้ประโยชน์ด้านต่าง ๆ ในเชิงอุตสาหกรรม หรืออาจมีการนำความร้อนที่ถูกปล่อยออกมาไปใช้เพื่อให้พลังงานกับระบบทำความเย็นในพื้นที่ ซึ่งช่วยลดการปรับอากาศด้วยไฟฟ้าลง ในบางครั้งเราเรียกระบบนี้ว่า “ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความเย็นและความร้อนร่วม” หรือระบบ “Trigeneration”

ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความเย็น-ความร้อน มีความเหมาะสมกับประเทศไทยเป็นอย่างยิ่ง เพราะไอน้ำเหล่านี้สามารถนำกลับมาใช้เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าจำนวนมากสำหรับเครื่องปรับอากาศ แทนที่จะต้องไปดึงพลังงานในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความเย็น-ความร้อนจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานส่วนใหญ่เข้าสู่ระบบส่งไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ นอกจากนั้น ยังช่วยผลิตไฟฟ้าใกล้กับจุดที่มีการใช้ไฟฟ้ามากทำให้ลดการสูญเสียเนื่องจากการจ่ายไฟฟ้าตามระบบส่งไฟฟ้า ระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความเย็น-ความร้อน ส่วนใหญ่มักดำเนินการโดยเอกชนตามโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

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 combined 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 "Combined Cooling, Heating and Power" plants (CCHP) or "Trigeneration" plants.

Combined 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-ความเย็นและความร้อนร่วมที่สนามบินสุวรรณภูมิ ซึ่งผลิตไฟฟ้าได้ 55 เมกะวัตต์สำหรับสร้างความเย็นให้กับสนามบิน โครงการนี้เป็นความร่วมมือระหว่างการไฟฟ้านครหลวง บริษัทปตท.จำกัด (มหาชน) และกฟผ. (ภาพโดย ชื่นชม กรีเซน)

Combined Cooling Heat and Power (CCHP) plant at Bangkok's new Suvarnabhumi International Airport provides 55MW 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 Chuenchom Greacen.

(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)

GO Renewable!
ใช้พลังงานสะอาด
GREENPEACE

อนาคตของระบบไฟฟ้าที่สะอาดและกระจายศูนย์ในไทยจะเป็นอย่างไร? จะเกิดอะไรขึ้นถ้าประเทศไทยลงทุนในศักยภาพการผลิตพลังงานที่ให้ผลตอบแทนสู่สังคม ช่วยประหยัดพลังงานและมีการกระจายศูนย์ ทั้งนี้ตามตัวอย่างที่เสนอจากการศึกษาของรัฐบาลไทยและธนาคารโลก?

ในบทนี้จะเสนอความแตกต่างทางวิสัยทัศน์ใน "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม" และ "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน" ทั้งนี้ไม่ได้หมายความว่าแผนฉบับหลังจะสามารถทดแทนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับดั้งเดิมทั้งหมดได้ (โปรดดูกล่องคำอธิบายเกี่ยวกับสมมติฐาน) หากเป็นการฝึกความคิดที่สะท้อนให้เห็นช่องว่างอันยิ่งใหญ่ระหว่างการปฏิบัติที่สะอาด สมเหตุผลและให้ผลกำไร กับการปฏิบัติ "ไปตามปรกติที่เคยเป็นมา" โดยจะเป็นข้อมูลสำหรับการอภิปราย/ถกเถียงอย่างจริงจังเกี่ยวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับข้อสมมติฐานหลักบางประการ เราเห็นว่าการอภิปราย/ถกเถียงเช่นนี้เป็นขั้นตอนสำคัญที่นำไปสู่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สมเหตุผลมากขึ้น นโยบายที่ดีขึ้น และการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบพลังงานที่สะอาด ให้ผลตอบแทนและกระจายศูนย์ในอนาคต

"แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน" ตั้งอยู่บนสมมติฐานสำคัญหลายประการดังนี้

1. มีการปรับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยให้สอดคล้องกับ "การพยากรณ์ความต้องการปี 2549 ที่ปรับแล้ว" ดังที่กล่าวถึงในช่วงต้นของรายงาน โดยเป็นการแก้ไขข้อผิดพลาดของข้อมูลพื้นฐานความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2549 และการคาดการณ์ความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงเกินความจริง

2. มีการนำการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า "ที่เป็นไปได้" ไปปฏิบัติจริง (ตามตัวเลขของธนาคารโลก) จากผลการศึกษาของธนาคารโลก ศักยภาพ "ที่เป็นไปได้" ยังคงเป็นเพียงเสี้ยวเล็ก ๆ เมื่อเทียบกับศักยภาพ "ที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์"

3. มีการนำศักยภาพพลังงานหมุนเวียน "ที่เป็นไปได้" มาใช้จริง (ตามตัวเลขรายงานที่สนับสนุนโดยรัฐบาลไทย)

4. มีการลงทุนในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่เป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ (ตามตัวเลขรายงานที่สนับสนุนโดยรัฐบาลไทย)

5. ประเทศไทยสามารถลดความต้องการไฟฟ้าลงได้โดยผ่านโครงการปรับความต้องการ ในมาตรฐานเดียวกับหน่วยงานด้านพลังงานนานาชาติ

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 (2006) 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 "ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ." กับ "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน"
Figure 8: Comparison between "Draft EGAT PDP" and "Clean, profitable PDP".

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ. Draft EGAT PDP 2006			
	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่พึ่งได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW	
กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952	
กำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Additions through year 2016			
โรงไฟฟ้าฟอสซิลแบบรวมศูนย์ Centralized fossil fuel power plants	20,947	19,755	
การนำเข้าไฟฟ้า (ส่วนใหญ่เป็นโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่) Imports (mostly large hydropower)	3,195	3,013	
พลังงานหมุนเวียน Renewables(RPS)	1,074	537	
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด Total capacity	51,672	48,256	
พยากรณ์ความต้องการสูงสุดปี 2559 (ปรับแก้แล้ว) 2016 peak demand (corrected forecast)	34,612		
กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	39.4%		

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน
Clean, profitable PDP 2006

	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์) Nameplate MW	กำลังผลิตที่พึ่งได้ (เมกะวัตต์) Dependable MW
กำลังผลิตติดตั้งในปี 2549 Existing installed capacity as of 2006	26,457	24,952
กำลังผลิตเพิ่มเติมจนถึงปี 2559 Additions through year 2016		
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ หรือโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ Centralized fossil fuel power plants or large hydro	5,300	4,998
พลังงานหมุนเวียน Renewables	7,756	3,878
การผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน Combine Heat and Power(CHP)	3,418	1,709
ประสิทธิภาพด้านพลังงาน/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า Energy Efficiency/DSM	2,529	2,529
การปรับความต้องการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ 5 ของช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) Demand response programs (5% of peak)	1,731	1,731
กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด	47,191	39,797
2016 peak demand (corrected forecast) พยากรณ์ความต้องการสูงสุด 2559(ปรับแก้แล้ว)	34,612	
2016 peak demand (corrected forecast) กำลังผลิตสำรอง Reserve margin	15.0%	

สมมติฐานที่สอดคล้องกับเหตุผลทางเศรษฐศาสตร์ข้างต้นเป็นการท้าทายแนวคิดแบบเดิม ๆ เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าของไทย กล่าวคือ

- จนถึงปี 2559 โครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ใด ๆ หรือการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านตามที่ระบุไว้ในร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. 2549 (ที่ครอบคลุมปี 2554-2559) นั้นไม่มีความจำเป็นแต่อย่างใด อันที่จริง บรรดาโรงไฟฟ้าที่อยู่ใน "พันธะสัญญา" (ระหว่างปี 2549-2553) และเริ่มมีการก่อสร้างไปแล้ว มีเพียงสามในสี่ของกำลังการผลิตเท่านั้น (5,300 เมกะวัตต์ จาก 7,200 เมกะวัตต์) ที่มีความจำเป็น แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทนจะส่งเสริมให้เกิดการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ และมีการประเมินความต้องการที่สอดคล้องกับความจริงมากขึ้น
- "ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ." จะส่งผลให้มีกำลังผลิตสำรองถึง ร้อยละ 39.4 ในปี 2559 ซึ่งจะทำให้เกิดการลงทุนที่ล้นเกินเป็นจำนวนมหาศาลสำหรับการผลิตพลังงานแบบรวมศูนย์ หากมีการปฏิบัติตามการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี 2549

จนถึงปี 2559 โครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ใด ๆ หรือการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านตามที่ระบุไว้ในร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. 2549 (ที่ครอบคลุมปี 2554-2559) นั้นไม่มีความจำเป็นแต่อย่างใด

"แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน" มีความเป็นไปได้แค่ไหน? แม้ว่าจะมีอุปสรรคสำคัญอยู่บ้าง ซึ่งหมายถึงการข้ามพ้นไปจากเรื่องของการแสวงผลประโยชน์จากสถานะที่ดำรงอยู่ แต่ก็มีตัวอย่างในระดับนานาชาติที่แสดงให้เห็นว่าหน่วยงานพลังงานขนาดใหญ่เลือกจะใช้พลังงานสะอาดเพื่อตอบสนองการเติบโตของความต้องการไฟฟ้า โดยตั้งอยู่บนพื้นฐานธุรกิจที่ได้ผลกำไร ยกตัวอย่างเช่น บริษัท Seattle City Light (โปรดดูในเรื่องการวางแผนทรัพยากรอย่างบูรณาการ) ได้ให้พันธะสัญญาในปี 2543 ว่าจะตอบสนองการเติบโตของความต้องการไฟฟ้า 100% ด้วยการใช้มาตรการประหยัดพลังงานหรือพลังงานหมุนเวียน[23] และมีการให้พันธะสัญญาในปี 2548 อีกว่า ทางบริษัทจะตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในซีแอตเติล โดยการผลิตที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมาเลย (City of Seattle 2002) ในเดือนพฤศจิกายน 2548 บริษัทสามารถบรรลุเป้าหมายการผลิตที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมาเลยได้ (Nickels 2006) ในทำนองเดียวกันบริษัท British Columbia Hydro ก็ประสบความสำเร็จกับพันธะสัญญา "ร้อยละ 50 ไฟฟ้าสะอาดของบริษัท BC" โดยมีการตอบสนองร้อยละ 50 ของการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าด้วยมาตรการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียน (ที่ไม่ใช่ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่)[24]

ในทำนองเดียวกัน เราต้องเน้นว่า ข้อสรุปข้างต้นได้มาจากการประเมินศักยภาพจากการศึกษาของรัฐบาลไทยและธนาคารโลกเท่านั้น ซึ่งโดยรวม ๆ ตั้งอยู่บนข้อสมมติฐานที่ระมัดระวัง ยกตัวอย่างเช่น การประเมินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่นำเสนอนี้ ตั้งอยู่บนกรอบนโยบายที่เป็นอยู่ หรือคาดว่าจะเกิดขึ้นในระยะสั้น แทนที่จะเป็นการแทรกแซงระยะยาวซึ่งจะช่วยเปลี่ยนความคุ้มทุนของเทคโนโลยีบางอย่าง อย่างเช่น การเพิ่มขึ้นอย่างมากของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิล หรือต้นทุนการผลิตแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงอย่างมาก มีความเป็นไปได้ว่ายังคงมีศักยภาพของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนอีกมากกว่าที่นำเสนอในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าทางเลือกนี้อีก แต่การใช้ประโยชน์จากศักยภาพตรงนี้ขึ้นอยู่กับราคาที่สามารถนำมาใช้ได้ ในแง่ของด้านพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ศักยภาพ "ที่เป็นไปได้" มีอยู่ที่ ร้อยละ 20 (หรือน้อยกว่า) เมื่อเทียบกับศักยภาพที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์ตามผลการศึกษาของธนาคารโลก เป็นไปได้ว่าจะมีการใช้ประโยชน์จากศักยภาพเชิงพาณิชย์มากขึ้น ในกรณีที่รัฐบาลและหน่วยงานด้านพลังงานให้ความสำคัญกับการประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง

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.

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 "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 overcoming vested interests that benefit from the status quo here in Thailand, there are examples internationally of major utilities opting for a clean energy approach to meeting load growth. 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 energy[25], 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 ยังจำเป็นต้องพิจารณาการผลิตพลังงานด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลและโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ เพราะมิได้เป็นการปฏิเสธข้อเท็จจริงที่มีอยู่ แต่ทัศนะเช่นนี้ไม่ได้อยู่บนข้อสมมติฐานว่าสิ่งเหล่านี้จะดำเนินต่อไปตลอดชั่วอายุของโครงการ การศึกษานี้ชี้ให้เห็นว่า ศักยภาพใหม่จากเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบรวมศูนย์ที่ยังไม่มีพันธะสัญญานั้นเป็นโครงการที่ไม่จำเป็นสำหรับตอบสนองการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าจนถึงปี 2559 แต่อย่างใด

กรอบที่ 2: ข้อมูลที่น่าชื่นชม การปรับสมมติฐานให้ง่ายลงสำหรับการทำแบบจำลอง "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและให้ผลตอบแทน"

ผลจากแบบจำลองนี้นำเสนอไว้รูปที่ 8 โดยประกอบด้วยการปรับให้สมมติฐานง่ายลง ทั้งนี้เพื่อปรับให้การคำนวณง่ายลงด้วย ในการจำลองแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจริงจะไม่มีการปรับสมมติฐานให้เรียบง่ายแบบนี้ สมมติฐานที่มีการปรับให้เรียบง่ายลงได้แก่

อัตราการพึ่งได้ การคำนวณกำลังผลิตสำรองของกฟผ.ตั้งอยู่บนพื้นฐานของ "กำลังผลิตพึ่งได้" แทนที่จะเป็น "กำลังผลิตติดตั้ง" ข้อแตกต่างก็คือเราไม่สามารถพึ่งพากำลังผลิตติดตั้งบางส่วนในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ ยกตัวอย่างเช่น ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังน้ำมีความผันผวนตามฤดูกาลและปริมาณน้ำ เป็นเหตุให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มความสามารถในทางเทคนิคในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (ในช่วงฤดูร้อน ฤดูแล้ง) ในแง่ของข้อสมมติฐานที่ปรับให้เรียบง่าย ในทั้งสองสภาพการณ์ของการผลิตที่ใช้เชื้อเพลิงและโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่รวมศูนย์ เรามีสมมติฐานว่า "อัตราการพึ่งได้" เท่ากับอัตราการพึ่งได้ของระบบโดยรวมในปัจจุบัน (ร้อยละ 94) อัตราการพึ่งได้ของพลังงานหมุนเวียนและระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนคาดกันว่ามีอยู่ประมาณร้อยละ 50 ทั้งนี้เนื่องจากระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนมักได้รับการติดตั้งตามความต้องการไอน้ำเพื่ออุตสาหกรรม ซึ่งความต้องการของโรงงานอาจไม่สอดคล้องหรืออาจสอดคล้องกับช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดก็ได้

ในทำนองเดียวกัน เรามีสมมติฐานว่าพลังงานหมุนเวียนมีอัตราการพึ่งได้อยู่ที่ร้อยละ 50 ซึ่งสะท้อนให้เห็นข้อเท็จจริงในเชิงปฏิบัติว่า สถานีผลิตพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่ใช้ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน และพลังงานหมุนเวียนมีความผันผวนตามฤดูกาล ในทางปฏิบัติแล้วตัวเลขเหล่านี้ได้รับอิทธิพลอย่างมากจากการออกแบบอัตราค่าไฟฟ้ากล่าวคือมีการจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงสำหรับการจ่ายไฟเข้าระบบในช่วงความต้องการสูงสุด ทั้งนี้เพื่อกระตุ้นให้มีการติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าโดยทั่วไปแล้ว โครงการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน และพลังงานหมุนเวียนบางโครงการมักพัฒนาไปตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของไทยเป็นเหตุให้มีความพึ่งได้ในระดับสูง ยกตัวอย่างเช่น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้ในระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนและติดตั้งตามอาคารพาณิชย์ ได้รับแรงกระตุ้นโดยตรงจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในช่วงอากาศร้อน และมีการติดตั้งเพื่อตอบสนองการทำความเย็นของอาคาร โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลมก็ติดตั้งตามแบบแผนของช่วงกลางวัน ซึ่งมักมีศักยภาพสูงสุดในช่วงที่อากาศร้อนและมีแดดจัด เราสามารถปรับเวลาความต้องการไอน้ำของอุตสาหกรรมได้ เพื่อให้เกิดประโยชน์จากการขายไฟฟ้าเข้าระบบได้มากที่สุด หรืออาจมีการปรับอัตราส่วนของไอน้ำ/กระแสไฟฟ้า อัตราการพึ่งได้ของการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและโครงการปรับความต้องการถือว่ามีอยู่เต็มร้อย (100%) ทั้งนี้เนื่องจากโครงการเหล่านี้ตามนิยามแล้ว เป็นการวัดว่ามีส่วนช่วยลดความต้องการด้านพลังงานในช่วงความต้องการสูงสุดอย่างไรในสภาพการณ์ที่ "การทำไปตามปกติแบบที่เคยเป็นมา" อัตราการพึ่งได้ยังคงอยู่ที่ระดับร้อยละ 94 ในขณะที่ภายใต้แผนที่ "สะอาดและให้ผลตอบแทน" อัตราส่วนจะลดลงอยู่ที่ร้อยละ 85 (สืบเนื่องจากการมีระบบผลิตร่วมไฟฟ้า - พลังงานความร้อนและพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น) ผลลัพธ์ก็คือการเพิ่มขึ้นของการลงทุน ทั้งนี้เพื่อให้ได้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่าเดิม

การพิจารณาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งต่างจากพลังงาน: แบบจำลองของกฟผ.ให้ความสำคัญต่อทั้งช่วงความต้องการสูงสุด (เมกะวัตต์) และพลังงาน (กิโลวัตต์/ชั่วโมง) ในแบบจำลองเช่นนี้เป็นการพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น (เมกะวัตต์) เนื่องจากเราสามารถ "ปรับลด" ความต้องการในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ (โดยผ่านโครงการปรับความต้องการ เป็นต้น) สมมติฐานนี้หมายถึงว่า การผลิตไฟฟ้าต่อไปจะขึ้นอยู่กับตัวเลขพื้นฐานความต้องการ (baseload)

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.

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 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.

In key respects, some CHP and renewables naturally follow Thai 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 baseload.

(ภาพ : กรีนพีซ)
(Photograph : Greenpeace)

ประเทศไทยอ้างว่ามีศักยภาพมหาศาล จากมาตรการการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ซึ่งช่วยประหยัดต้นทุนและพลังงาน ทั้งยังอ้างถึงศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน นอกจากนั้นยังตระหนักถึงคุณค่าของระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ในไทยได้สูงสุด โดยมีการนำมาใช้กับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก อย่างไรก็ดีแต่ละภาคส่วนพลังงานเหล่านี้ต้องประสบกับปัญหาเนื่องจากกรอบการกำกับดูแลที่บิดเบือน เป็นการทำลายการพัฒนาที่จะนำไปสู่การต่อสู้กับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลก และการขับเคลื่อนไปสู่แหล่งพลังงานที่มั่นคงในระยะยาว ดังที่ตารางที่ 8 แสดงให้เห็น แม้จะมีการดำเนินงานตามนโยบายในเชิงบวกอยู่บ้าง แต่ก็ต้องเผชิญกับอุปสรรคมากมายหลายประการ

ตารางที่ 8 ปัจจัยกระตุ้นและปัจจัยขัดขวางการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์ในไทย
Table 7: Key drivers and barriers to clean, decentralized energy in Thailand

ปัจจัยที่ส่งเสริมหลัก Key Drivers
• การพัฒนา “ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขัน” โดยมีเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนร้อยละ 8 ภายในปี 2554 การค้ำประกันราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบ และเป้าหมายที่เป็นไปได้ที่จะปรับการขยายตัวของพลังงานให้เท่ากับการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติที่อัตราส่วน 1:1 แทนที่จะเป็น 1.4:1 อย่างในปี 2546 Development of the ‘Energy Strategy for Competitiveness’ with a goal of 8% from renewables by 2011, plans for feed-in tariffs, a possible RPS and a possible target of 1:1 energy growth to GDP growth ratio down from 1.4:1 in 2003.
• โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งกำหนดให้กฟผ.ซื้อไฟฟ้าเข้าระบบจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน โปรดดูภาคผนวก 2 Small Power Producer (SPP) program requires EGAT to buy electricity from grid-connected renewables & CHP, see Annex 2.
• โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากซึ่งเปิดโอกาสให้มีการเชื่อมต่อแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดไม่ถึง 1 เมกะวัตต์ (มีแนวโน้มจะขยายขึ้นเป็น 10 เมกะวัตต์ ภายในปลายปี 2549) Very Small Power Producer program allows streamlined interconnection for renewables up to 1MW (to be expanded to 10MW by late 2006) and no ‘firm’ requirement.

กล่าวโดยสรุป ปัจจัยต่าง ๆ ซึ่งรวมทั้งการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่บวกกำไรเข้าไปกับต้นทุนกลายเป็นวงจรอุบาทว์ และเป็นเหตุให้การพยากรณ์ความต้องการมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าความต้องการจริง การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าก็มุ่งสนับสนุนทางเลือกการผลิตพลังงานที่ใช้ต้นทุนสูง และยังเสี่ยงที่จะพึ่งพากับการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลและไฟฟ้าพลังน้ำ โดยมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลักภาระต้นทุนให้กับผู้บริโภค รวมทั้งการผลักภาระต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมให้กับสาธารณะอีกด้วย

โครงสร้างดังกล่าวส่งผลกระทบมากขึ้น เนื่องจากกระบวนการตัดสินใจที่กระทบต่อประเทศไทยทั้งหมดขาดความโปร่งใส โดยเป็นการตัดสินใจของคนไม่กี่คนและสาธารณชนไม่มีส่วนร่วม

Thailand boasts a remarkable amount of potential for cost and energy savings from DSM measures. It also boasts significant potential for renewable energy. Furthermore, it has recognized the value of CHP in maximizing the efficient use of Thailand's indigenous fossil fuels through the introduction of the SPP and VSPP programs. Yet each of these sectors suffer from a distorted regulatory regime that undermines their development at a crucial point in the global battle against climate change and the drive to secure long term energy supplies. As table 8 illustrates, although some encouraging policies have been implemented, they are dwarfed by the number of barriers that stand in the way.

In short, the load forecast, the PDP, and the cost-plus structure described above form a vicious circle: demand forecasting tends to overestimate actual demand; power development planning favors 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.

This arrangement is exacerbated by the opaque process through which decisions affecting the whole of Thailand are made by a chosen few behind closed doors.

ก้าวย่างสำคัญที่นำไปสู่พลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและกระจายศูนย์

เพื่อให้ประเทศไทยมุ่งสู่อนาคตระบบพลังงานที่ก่อให้เกิดปริมาณคาร์บอนต่ำ ยั่งยืนและมั่นคง เรามีข้อเสนอดังต่อไปนี้

1. จัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลที่มีความสามารถ เป็นธรรมและเป็นอิสระ ซึ่งมีอำนาจหน้าที่หลักในการกำกับดูแลให้การตัดสินใจในกิจการไฟฟ้าและพลังงานเป็นไปเพื่อประโยชน์ของสาธารณะ

- ผ่านพระราชบัญญัติเพื่อรองรับการจัดตั้งหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าอย่างถาวร
- เพิ่มนิยามความรับผิดชอบของหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในแง่ของการสร้างหลักประกันเพื่อให้เกิดคุณค่าสูงสุดต่อผู้บริโภค แทนที่จะจำกัดภาระหน้าที่อยู่แค่การดูแลให้มีการแข่งขันและต้นทุนต่ำสุดสำหรับผู้บริโภค ต้นทุนที่เกิดจากการเพิกเฉยต่อการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศหรือผลกระทบด้านสังคมอื่น ๆ เนื่องจากโรงไฟฟ้าและระบบส่งที่สร้างขึ้นใหม่ จะต้องได้รับการพิจารณา ทั้งนี้เพื่อประเมินคุณค่าของเงินลงทุนให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อสังคมไทยโดยรวม
- ให้คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ามีอำนาจอย่างเต็มที่ในการควบคุมการปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ที่มีอยู่ และมีอำนาจในการบังคับใช้อย่างเพียงพอ

2. ปฏิรูปกระบวนการวางแผนด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้เป็นกระบวนการวางแผนทรัพยากรแบบบูรณาการ มีการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการ ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะทำให้หน่วยงานด้านพลังงานต้องเลือกทางเลือกที่ก่อให้เกิดภาระด้านเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมต่ำสุดต่อสังคม

- จัดทำการศึกษาอย่างสมบูรณ์เกี่ยวกับการต้นทุนผลกระทบภายนอกของภาคพลังงานต่าง ๆ ทั้งนี้เพื่อจำแนกต้นทุนที่แท้จริงที่มีต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบต่าง ๆ
- แยกผลประโยชน์ของระบบส่งและการผลิตไฟฟ้าของกฟผ.ออกจากกัน ทั้งนี้เพื่อกำจัดผลประโยชน์ทับซ้อนที่ส่งเสริมให้กฟผ.กีดกันไม่ให้ผู้ผลิตเอกชนเข้าถึงระบบส่งไฟฟ้า
- มอบความรับผิดชอบในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจากกฟผ.ให้กับหน่วยงานที่เป็นอิสระ โดยมีข้อมูลจากหน่วยงานด้านพลังงาน ผู้บริโภคไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่น ๆ

3. กำจัดอุปสรรคที่ขัดขวางไม่ให้มีการพัฒนาระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนรายใหม่ที่ชอบธรรม และเปลี่ยนนโยบายเพื่อยกระดับให้การประหยัดพลังงานและการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นประเด็นด้านพลังงานที่สำคัญ

สำหรับระบบพลังงานหมุนเวียน

- ปรับปรุงนโยบายกำหนดสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใหม่ เพื่อไม่ให้การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนต้องอิงกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลรายใหม่ โดยเน้นการใช้การค้ำประกันราคารับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบเพื่อเป็นกลไกส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- เพิ่มเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนให้ถึงร้อยละ 10 ภายในปี 2553
- ดำเนินการให้มีกฎหมายพลังงานหมุนเวียนที่ผ่านความเห็นชอบจากรัฐสภา (ไม่ได้เป็นแค่มติคณะรัฐมนตรี) ซึ่งจะส่งเสริมให้มีการนำระบบค้ำประกันราคารับซื้อไฟฟ้ามาใช้[27]สำหรับไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน นับเป็นเรื่องเร่งด่วนในกรณีของโรงไฟฟ้าชีวมวลซึ่งไม่เพียงแต่ลักษณะความเป็นกลางทางคาร์บอนของมัน แต่รวมถึงศักยภาพที่จะผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพอีกด้วย ควรมีการนำกฎหมายค้ำประกันราคารับซื้อไฟฟ้า(feed-in tariffs) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลตามคำแนะนำข้างต้นเพื่อนำเอาระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลรวมเข้าไปด้วยโดยเป็นส่วนหนึ่งของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทั้งนี้เพื่อทำให้เกิดความมั่นใจว่า ขณะที่มีการสนับสนุนระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงแบบใดก็ตาม จะมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลซึ่งมีบทบาทสำคัญยิ่งในการลดก๊าซเรือนกระจกที่ก่อภาวะโลกร้อน
- จำแนกและลดอุปสรรคทางราชการเพื่อส่งเสริมและอนุญาตให้มีการเชื่อมต่อแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียนเข้ากับระบบส่งไฟฟ้า
- สนับสนุนโครงการก๊าซชีวมวลเพื่อทำความร้อนในระดับเทศบาลและครัวเรือน (ซึ่งเป็นทางเลือกที่ถูกกว่าและเป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมน้อยแทนที่จะใช้ก๊าซธรรมชาติเหลว)

สำหรับการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

- ถ้าคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนยังคงให้การสนับสนุนด้านการลงทุนต่อไป การสนับสนุนที่มีต่ออุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานสิ้นเปลืองควรจะลดลง (หรือควรยุติลง)
- เพิ่มการใช้หลักวิศวกรรมเชิงคุณค่า (Value Engineering)[28] โดยจะมีการอบรม การสร้างแรงจูงใจและส่งเสริมพนักงานระดับล่างเกี่ยวกับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้เกิดการพัฒนาการอนุรักษ์พลังงาน
- ส่งเสริมให้มีการขยายมาตรการติดฉลากประสิทธิภาพและมาตรฐานการใช้พลังงานสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้า
- ให้บริการจัดทำบัญชีต้นทุนพลังงานโดยคิดค่าใช้จ่ายแต่น้อย (หรือโดยไม่คิดมูลค่า) ให้กับภาคธุรกิจและครัวเรือน ทั้งนี้เพื่อช่วยให้ผู้บริโภคตัดสินใจเกี่ยวกับวิธีการประหยัดพลังงาน

สำหรับระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน

- รื้อฟื้นโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อเปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนสามารถขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่งของประเทศได้
- สร้างความชอบธรรมและบังคับใช้กฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า (อย่างเช่น เมื่อพิจารณาจากมลสารชนิดเดียวกันมาตรการควบคุมการปล่อยมลพิษทางอากาศที่บังคับใช้กับโรงไฟฟ้าถ่านหินนั้นมีความเข้มงวดน้อยกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวล)

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 the 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 tariffs[29] 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 CO_2 emissions that cause climate change
- Identify and reduce bureaucratic barriers to permitting and interconnection for electrical renewable energy generation
- Support biogas for heating at municipality and household scale (inexpensive, environmentally beneficial substitute for LPG)

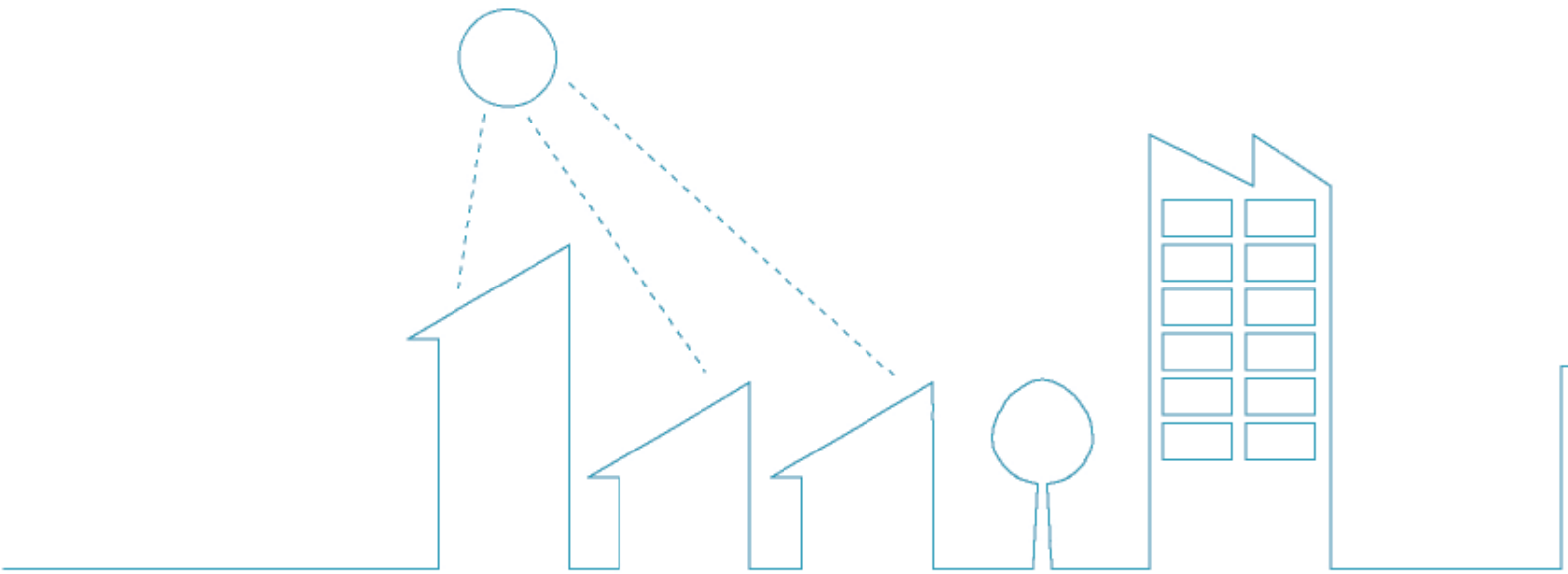
For Demand Side Management:

- 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 Engineering[30] 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.

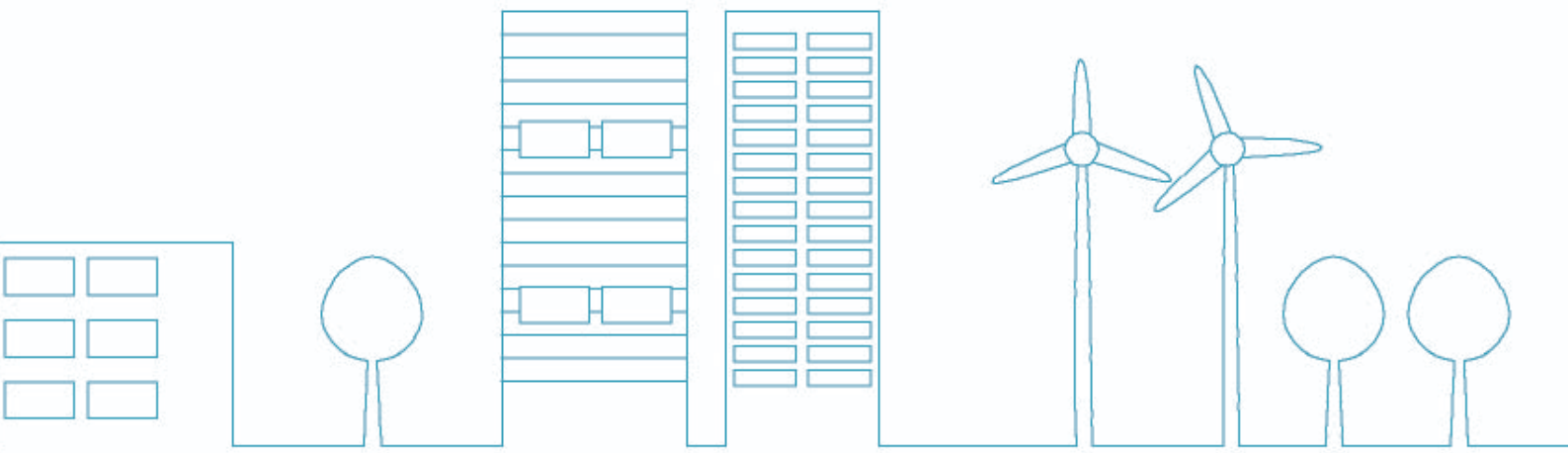
For CHP:

- Restart the Small Power Producer (SPP) program to allow new combined 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 มีความเป็นไปได้อย่างยิ่งที่อนาคตของประเทศไทยจะต้องติดกับดัก “พลังงานสกปรก” ซึ่งล้มเหลวในการรับประกันความมั่นคงด้านพลังงาน ล้มเหลวในการช่วยลดผลกระทบที่เป็นภัยคุกคามจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่กำลังร่างออกมาถือเป็นโอกาสที่ดีและชัดเจนในการส่งสัญญาณด้านนโยบาย ซึ่งสะท้อนถึงเจตนารมณ์ของรัฐบาลที่จะไปให้พ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่ไร้ประสิทธิภาพและก่อมลพิษ อย่างเช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน เพื่อมุ่งไปสู่พลังงานหมุนเวียนที่สะอาด มีประสิทธิภาพและกระจายศูนย์อันเป็นหัวใจสำคัญของอนาคตพลังงานไทย



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

ภาคผนวก 1

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์เป็นอย่างไร?

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์[31] หมายถึงพลังงานที่ผลิตขึ้น ณ บริเวณหรือใกล้กับจุดที่มีการใช้งาน โดยประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เชื้อเพลิงฟอสซิล หรือทั้งสองอย่าง เพื่อการผลิตความร้อน ไฟฟ้า หรือทั้งสองอย่าง ทั้งนี้เพื่อจ่ายให้กับบ้านเรือนหรือธุรกิจในท้องถิ่น

มีคุณลักษณะสำคัญสองประการได้แก่

- ประการแรก เป็นระบบที่ส่งเสริมให้ใช้อาคารเพื่อเป็นสถานีผลิตพลังงาน โดยการใช้เทคโนโลยีอย่างเช่น แผงพลังงานแสงอาทิตย์ กังหันลม โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน
- ประการที่สอง เครือข่ายพลังงานในท้องถิ่นสามารถดำเนินงานในระยะยาว เพื่อกระจายความร้อนและไฟฟ้าให้กับท้องถิ่น

เครือข่ายท้องถิ่นเหล่านี้จะได้รับการติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าระดับชุมชน อย่างเช่น ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนขนาดปานกลาง โดยมีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรอง ไปจนถึงระบบผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ขึ้นและมีการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่แบบรวมศูนย์ อย่างเช่น ระบบกังหันลมนอกชายฝั่ง วิธีการเหล่านี้จะช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบโดยรวมอย่างมาก ช่วยลดความต้องการ และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งทำให้ระบบพลังงานมีความมั่นคงมากขึ้น

เพื่อให้เห็นคุณค่าของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์เราต้องพิจารณาถึงระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ในปัจจุบันก่อน

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์มีความผิดพลาดอย่างไรบ้าง?

การผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานจำนวนมาก การผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์เกิดขึ้นในอังกฤษเมื่อราวทศวรรษ 1940 จากนั้นก็มีการนำไปใช้ในที่อื่น ๆ ทั่วโลก ในปัจจุบันร้อยละ 93 ของไฟฟ้าทั่วโลกเป็นการผลิตจากระบบรวมศูนย์ ส่งผลให้เกิดการสูญเสียร้อยละ 67 ของค่าพลังงานจากเชื้อเพลิงที่ใส่เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าทั่วโลก[32] พลังงานที่สูญเสียไปมีมากเพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการไฟฟ้าของโลกทั้งหมดเกือบสองเท่า

ความไร้ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ยังไม่ได้หยุดแค่นั้น เนื่องจากการเดินทางของกระแสไฟฟ้าเป็นระยะทางยาวไกลตามระบบส่งจากแหล่งผลิตไปสู่เมืองต่าง ๆ ทำให้เกิดการสูญเสียเพิ่มขึ้นอีก ในปี 2545 ความสูญเสียในระบบส่งและกระจายไฟฟ้าของไทยคิดเป็นประมาณร้อยละ 7[33] ในทางปฏิบัติ มีค่าพลังงานน้อยกว่าหนึ่งในสามของเชื้อเพลิงที่ใช้ในสถานีผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่ส่งไปถึงยังบ้านเรือนและธุรกิจในรูปของกระแสไฟฟ้า จากนั้นเรายังทำให้เกิดความสูญเสียเพิ่มขึ้นจากการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่ไม่มีประสิทธิภาพ หรืออาศัยอยู่ในบ้านที่ไม่มีการบุฉนวนเป็นอย่างดี สืบเนื่องจากความกังวลต่อความมั่นคงด้านพลังงานอันเป็นผลมาจากการลดลงของเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบกับภัยคุกคามเร่งด่วนจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งมีสาเหตุหลักมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเหล่านี้ การทำให้เกิดความสูญเสียเช่นนี้ เป็นภัยคุกคามอย่างร้ายแรงต่อความยั่งยืน

พลังงานส่วนใหญ่ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์สูญไปกับแหล่งกำเนิดในรูปของไอน้ำที่ถูกปล่อยออกจากส่วนหล่อเย็น ทั้ง ๆ ที่เป็นความร้อนที่สามารถนำกลับมาใช้ให้เป็นประโยชน์ต่อกระบวนการอุตสาหกรรมที่ใช้ความร้อนได้ โดยภาคอุตสาหกรรมเป็นภาคที่ใช้ไฟฟ้าสูงสุดของไทย ความร้อนเหล่านี้สามารถนำกลับมาใช้สำหรับเครื่องทำความเย็นตามอาคารพาณิชย์และบ้านเรือน โดยการใช้เทคโนโลยีระบบทำความเย็นแบบดูดกลืน ยกตัวอย่างเช่น ระบบที่นำมาใช้กับสนามบินสุวรรณภูมิ

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ประโยชน์ในเชิงสิ่งแวดล้อม

การเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเป็นสองเท่า และการลดความสูญเสียในระบบสายส่งและกระจายไฟฟ้าส่งผลให้มีการใช้เชื้อเพลิงน้อยลง การลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นสาเหตุของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศลดลง การลดการใช้เชื้อเพลิงยังทำให้ปริมาณก๊าซที่ทำลายสิ่งแวดล้อมลดลง ไม่ว่าจะเป็นไนตรัสออกไซด์และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ซึ่งส่งผลกระทบอย่างมากโดยเฉพาะผู้ที่อยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างเช่น ที่อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง

ประโยชน์ในเชิงสิ่งแวดล้อมอีกอย่างหนึ่งได้แก่ การลดปริมาณการใช้น้ำอย่างมากเนื่องมาจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ โรงงานไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลหรือนิวเคลียร์แบบรวมศูนย์ต้องใช้น้ำจำนวนมากในการผลิตไฟฟ้าในระดับนานาชาติ เกือบครึ่งหนึ่งของน้ำสะอาดที่ใช้กันในอังกฤษเป็นน้ำที่จ่ายให้กับโรงไฟฟ้า[34] แม้ว่าน้ำส่วนใหญ่จะถูกปล่อยกลับไปในแม่น้ำแทนที่จะระเหยเป็นไอน้ำก็ตาม ผลกระทบจากการขาดแคลนน้ำเริ่มเป็นปัญหามากขึ้นในไทย โดยคาดการณ์ว่าจะเกิดภัยแล้งอันเป็นผลเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งเริ่มเกิดขึ้นแล้วในบางพื้นที่ ระบบพลังงานใด ๆ ที่ลดความต้องการทรัพยากรน้ำจะช่วยลดแรงกดดันเนื่องจากความต้องการทรัพยากรที่มีคุณค่านี้ลงได้

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ประโยชน์ในเชิงเศรษฐกิจ

ต้นทุนสำคัญอย่างหนึ่งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ได้แก่ ค่าก่อสร้างและบำรุงรักษาระบบสายส่งและกระจายไฟฟ้าแรงดันสูง แม้ว่าต้นทุนหลักของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์บางประเภทจะสูงกว่าระบบรวมศูนย์ที่มีกำลังผลิตเท่ากัน แต่ต้นทุนเหล่านี้จะลดลงได้เนื่องจากการลงทุนในระบบสายส่งมีน้อยกว่า ยกตัวอย่างเช่นในยุโรป ร้อยละ 48 ของเงินลงทุนในภาคผลิตไฟฟ้าถูกใช้ไปเพื่อพัฒนาและบำรุงรักษาระบบสายส่งและกระจายไฟฟ้า แต่ภายใต้ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ การลงทุนในระบบส่งไฟฟ้าจะนำไปใช้ในการปรับรูปแบบการกระจายไฟฟ้า เพื่อให้มีการกระจายไฟฟ้าที่ผลิตได้ในท้องถิ่นอย่างมั่นคง ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ยังมีข้อได้เปรียบที่สอดคล้องกับคุณสมบัติของพลังงานหมุนเวียน อย่างเช่น ลักษณะของพลังงานหมุนเวียนที่อยู่กระจัดกระจาย เป็นเชื้อเพลิงที่ไม่มีมูลค่า (ยกเว้นชีวมวล) และแทบไม่ต้องพึ่งพาโครงสร้างสายส่งที่มีต้นทุนสูงเลย

โครงสร้างพื้นฐานดังกล่าวเป็นการลงทุนที่สิ้นเปลือง โดยมีขึ้นเพื่อตอบสนองความต้องการสูงสุดในช่วงเวลาสั้น ๆ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้รับการออกแบบมาเพื่อตอบสนองความต้องการในช่วงสูงสุด โดยต้องมีสภาพความพร้อมที่จะรับมือกับการจ่ายไฟจำนวนมาก ซึ่งหมายถึงว่าเราต้องใช้เงินหลายพันล้านบาทเพื่อพัฒนาโครงข่ายให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าอย่างพอเพียงสำหรับวันที่ร้อนที่สุดของปีเพียงวันเดียว เนื่องจากเป็นวันที่มีการเปิดใช้เครื่องปรับอากาศอย่างเต็มกำลังทั่วประเทศ การกำหนดคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่สูงเกินไปยังส่งผลกระทบ เนื่องจากสายส่งไฟฟ้าจะมีประสิทธิภาพน้อยลงเมื่อต้องจ่ายกระแสไฟปริมาณมาก อันเป็นผลมาจากความร้อนที่สูงเกินไป สายส่งจึงได้รับการออกแบบเพื่อให้สามารถชดเชยความสูญเสียตรงนี้ แม้การตอบสนองช่วงความต้องการสูงสุดเป็นสิ่งสำคัญ แต่เราก็สามารถทำได้โดยไม่จำเป็นต้องพึ่งพาโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ และมีวิธีอื่นที่ช่วยลดต้นทุนลงได้

รูปแบบของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์มีความยืดหยุ่นและเป็นทางเลือกที่มีประสิทธิภาพมากกว่า กำลังผลิตสำรองในพื้นที่สามารถนำมาใช้ได้ในช่วงที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ในพื้นที่ซึ่งมีการใช้ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน เราสามารถนำความร้อนที่ปล่อยออกมากลับไปใช้กับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนเพื่อให้ความเย็นได้ ซึ่งช่วยลดปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลง การ “ลดทอน” ความต้องการสูงสุดในลักษณะนี้ ช่วยให้เราลดศักยภาพของสายส่งไฟฟ้าลงได้ และทำให้ลดต้นทุนการบำรุงรักษาโครงข่ายได้

ประโยชน์ในเชิงเศรษฐกิจของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์เป็นที่รู้กันทั่วโลกเช่นกัน เมื่อพิจารณาถึงภาพรวมของระบบพลังงานโลก ทางหน่วยงานพลังงานสากล (International Energy Agency: IEA) สรุปว่านโยบายพลังงานที่นำระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ และมาตรการประสิทธิภาพด้านพลังงานมาใช้ ซึ่งจะทำให้ประหยัดต้นทุนได้มากกว่า 10 ล้านล้านบาทเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่าย 640 ล้านล้านบาท ในปี 2573 ภายใต้แบบจำลองสถานการณ์ที่เป็นไปตามปรกติอย่างที่เคยเป็นมา[35]

มีการนำแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ที่ออกแบบโดยพันธมิตรระดับโลกเพื่อพลังงานแบบกระจายศูนย์ (World Alliance for Decentralized Energy) ไปใช้กับประเทศจีน ภายใต้การดูแลของสำนักงานเครือจักรภพและต่างประเทศของอังกฤษ (UK Foreign and Commonwealth Office) โดย WADE สรุปว่า การนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์มาใช้จนถึงปี 2564 โดยเป็นวิธีการหลักเพื่อตอบสนองความต้องการด้านพลังงาน จะทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงได้ร้อยละ 56 และทำให้สามารถประหยัดเงินมากถึง 16 ล้านล้านบาท[36]

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ประโยชน์ในเชิงความมั่นคงด้านพลังงาน

ข้อท้าทายสำคัญต่อการมีแหล่งพลังงานที่มั่นคงมีดังนี้

- กำกับให้มีปริมาณเชื้อเพลิงเพียงพอต่อความต้องการ และมีแหล่งเชื้อเพลิงทางเลือกมากเพียงพอเพื่อชดเชยในกรณีที่เกิดการติดขัดของแหล่งเชื้อเพลิงบางชนิด
- กำกับให้มีการผลิตหรือจ่ายไฟฟ้าในปริมาณพอเพียงเพื่อชดเชยกรณีที่มีการวางแผนปิดโรงไฟฟ้าหรือการขัดข้องของโรงไฟฟ้าอย่างไม่คาดหมาย
- กระจายวิธีการผลิตไฟฟ้าให้หลากหลายเพื่อให้เกิดความมั่นคงในกรณีที่เกิดการขาดแคลนเชื้อเพลิง และการขัดข้องทั่วไปของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานที่เชื่อถือได้ เพื่อกำกับให้มีการขนส่งพลังงานไปยังจุดที่มีการใช้
- ส่งเสริมให้เกิดความยืดหยุ่น การลดความต้องการลงได้หากจำเป็น หรือการใช้พลังงานทางเลือกในรูปแบบอื่นที่ไม่ส่งผลกระทบต่อแหล่งจ่ายพลังงานที่มีอยู่
- พัฒนากรอบการกำกับดูแลและกรอบด้านเศรษฐกิจที่ให้ผลตอบแทนพิเศษต่อระบบไฟฟ้าที่ตอบสนองความต้องการอย่างมีประสิทธิภาพ

ในแต่ละประเด็นข้างต้นระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์มีความโดดเด่นมากกว่าระบบรวมศูนย์

ศักยภาพของการลดความต้องการพลังงานขั้นพื้นฐาน อันเนื่องมาจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นดังที่อธิบายข้างต้น เป็นปัจจัยสำคัญที่สุดอย่างหนึ่งที่นำไปสู่ความมั่นคงด้านพลังงาน ในกรณีที่เราเผชิญกับสภาพที่ราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มสูงขึ้น หรือมีปริมาณสำรองลดลง หนทางแก้ไขชัดเจนที่สุดคือการใช้เชื้อเพลิงเหล่านั้นให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ทั้งนี้เพื่อให้มีเวลามากพอสำหรับการพัฒนาระบบพลังงานแบบผสมผสาน ซึ่ง

ประกอบด้วยพลังงานหมุนเวียนที่มีความยั่งยืนอย่างแท้จริงในอนาคต

นอกจากนั้นระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์แทบไม่ต้องพึ่งพากำลังผลิตสำรองเลย เนื่องจากโอกาสที่แหล่งกำเนิดไฟฟ้าหลายแหล่งจะเสียพร้อม ๆ กันเป็นไปได้น้อยกว่ามาก ซึ่งเป็นเหตุให้สามารถลดความต้องการพลังงานขั้นพื้นฐานลงได้ เนื่องจากสามารถลดกำลังผลิตสำรอง (หมายถึงกำลังผลิตที่มีมากกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) ลงได้ เพราะมีความเสี่ยงน้อยกว่า

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ยังช่วยให้ชุมชนสามารถใช้แหล่งพลังงานใด ๆ ที่มีอยู่ในพื้นที่ได้ ช่วยสร้างความหลากหลายให้กับวิธีผลิตไฟฟ้า เพิ่มแหล่งกำเนิดไฟฟ้าและเพิ่มประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ ซึ่งส่งผลให้ความเสี่ยงที่มีต่อการขาดแคลนเชื้อเพลิงและความขัดข้องของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าอันเป็นผลเนื่องมาจากเทคโนโลยีเดียวหมดไป และยังช่วยให้สามารถเข้าถึงแหล่งพลังงานท้องถิ่นที่ไม่เคยใช้อีกด้วย

แม้ว่าผู้สนับสนุนการผลิตพลังงานแบบรวมศูนย์จะขู่ว่า หากมีการขยายระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์เป็นจำนวนมาก จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความผันผวน แต่ประสบการณ์ในหลายประเทศชี้ให้เห็นทิศทางตรงข้าม ยกตัวอย่างเช่นในเดนมาร์ก มากกว่าครึ่งหนึ่งของไฟฟ้าผลิตได้มาจากระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน พลังงานลม และแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์อื่น ๆ

ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ยังช่วยลดความเสี่ยงทางการเงิน เนื่องจากการลดลงของต้นทุนหลักที่ใช้สำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กลง ในกรณีที่ประเทศไทยค่อย ๆ เคลื่อนตัวเพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนมีส่วนร่วมมากขึ้น ความเสี่ยงจากต้นทุนหลักจะเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ระบบตลาดต้องทำงานตอบสนองความเปลี่ยนแปลงของความต้องการ โดยไม่ก่อให้เกิดผลสะเทือนต่อความมั่นคงโดยรวม ข้อได้เปรียบของการลงทุนในโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวนมากแทนที่จะลงทุนในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้แก่ การที่เราสามารถพัฒนาโรงไฟฟ้าขนาดเล็กได้อย่างรวดเร็ว สามารถตอบสนองความต้องการในระยะสั้นโดยไม่จำเป็นต้องพึ่งพากับการพยากรณ์ในระยะยาวที่กำลังมีปัญหา โครงการของระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์จึงมีความเสี่ยงในการลงทุนน้อยกว่าโรงไฟฟ้ารวมศูนย์ขนาดใหญ่

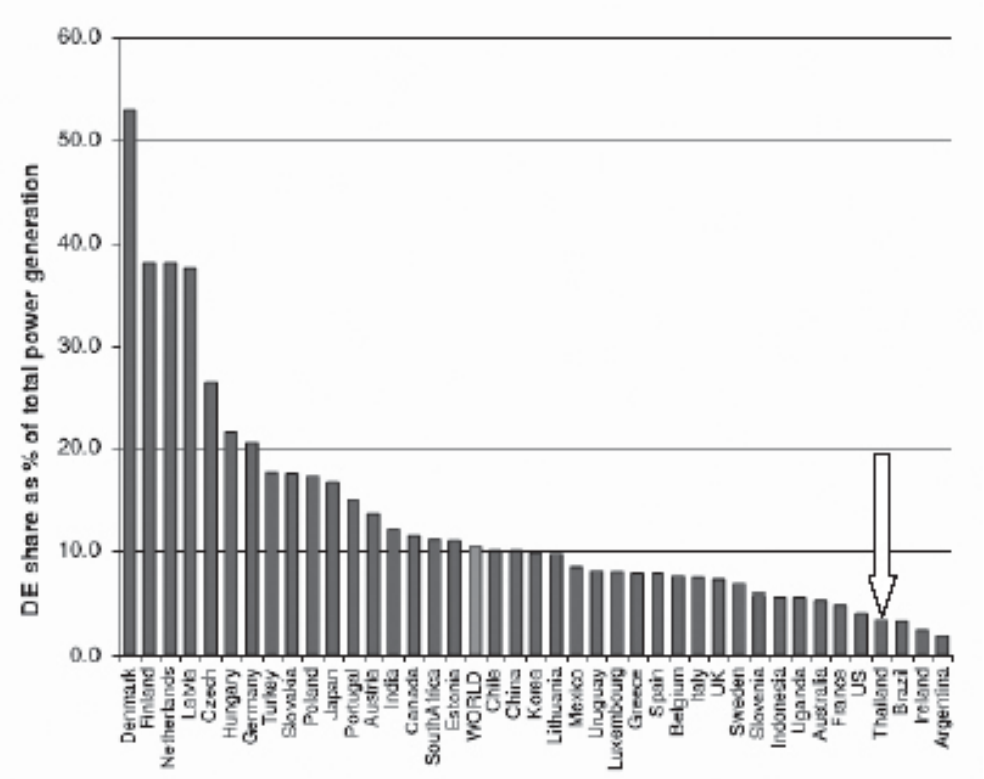
ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ประโยชน์ในเชิงการเมืองและสังคม

การกระจายศูนย์ระบบพลังงานนำมาสู่การพัฒนาความเป็นประชาธิปไตยของระบบพลังงาน

โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่หมู่บ้านแม่กำปองแม้จะมีขนาดเล็ก แต่ก็เป็นตัวอย่างที่เป็นไปได้และน่าชื่นชม ชาวบ้านและหน่วยราชการร่วมมือกันจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กขึ้นมาเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับหมู่บ้าน และสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งของประเทศได้ เป็นการสร้างงานและรายได้ให้ท้องถิ่น และสนับสนุนการพัฒนาชุมชน

การส่งเสริมให้ชุมชนสามารถผลิตและกระจายไฟฟ้าจากแหล่งผลิตของตนเอง เป็นการส่งเสริมบทบาทการมีส่วนร่วมของท้องถิ่นและภูมิภาคในการวางแผนพลังงาน และเป็นแม่แบบพลังงานในอุดมคติที่มีการกระจายอำนาจการตัดสินใจเกี่ยวกับประเด็นเรื่องพลังงานให้กับท้องถิ่น และมีการนำความเห็นจากท้องถิ่นและภูมิภาคเสนอให้กับรัฐบาลประกอบการพิจารณาในการกำหนดนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในประเทศที่มีระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ที่ก้าวหน้า โครงการพลังงานต่าง ๆ ได้รับการริเริ่มและบริหารงานโดยหน่วยงานในท้องถิ่น โดยชาวบ้านเป็นทั้งผู้ดำเนินการและผู้รับประโยชน์จากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์

รูปที่ 1 *สัดส่วนของไฟฟ้าที่มาจากระบบพลังงานแบบกระจายศูนย์ เดนมาร์กเป็นผู้นำของโลกโดยมากกว่า ร้อยละ 55 ของไฟฟ้าผลิตได้จากระบบกระจายศูนย์ ส่วนของไทยน้อยกว่าร้อยละ 3-4 ของไฟฟ้าผลิตได้จากแหล่งผลิตแบบกระจายศูนย์ (ที่มา: WADE 2006)*



ภาคผนวก 2
ผู้มีบทบาทหลัก หน้าที่และนโยบาย

กฟผ. กฟภ.และกฟน.

ระบบส่งไฟฟ้าของไทยและการผลิตไฟฟ้าในประเทศอยู่ใต้การควบคุมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจ ในขณะที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้รับผิดชอบการติดตั้งระบบส่งไฟฟ้าในชนบท ส่วนการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นผู้กระจายไฟฟ้าให้กับพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล รวมทั้งสองจังหวัดข้างเคียง จากข้อมูลของกฟภ. ร้อยละ 99.7 ของหมู่บ้านในไทยเข้าถึงระบบส่งไฟฟ้าแล้ว (Laksanakoses 2006) แต่ความต้องการไฟฟ้ายังเพิ่มขึ้นต่อไปตามการเติบโตของภาคครัวเรือน พาณิชย์ และอุตสาหกรรม

เนื่องจากจัดตั้งขึ้นในช่วงปลายทศวรรษ 1950 และ 1960 หน่วยงานทั้งสามจึงมีบทบาทสำคัญในแง่การผลิตและกระจายไฟฟ้าให้กับภาคอุตสาหกรรมไทย และมีอิทธิพลทางการเมืองสูง ในช่วงทศวรรษ 1970 หน่วยงานทั้งสามมีอำนาจจัดการเป็นของตัวเอง เว้นแต่ข้อบังคับทางการเงินขั้นพื้นฐานซึ่งถูกกำหนดโดยกระทรวงการคลัง (World Bank 1995) กฟผ.เป็นหน่วยงานที่มีอิทธิพลมาก โดยเป็นรัฐวิสาหกิจแห่งแรกที่จัดตั้งขึ้นโดยมีพระราชบัญญัติรองรับเป็นของตนเอง ซึ่งให้อำนาจกับหน่วยงานนี้ในการผูกขาดการผลิตไฟฟ้า และยังเป็นหน่วยงานที่ดำเนินงานอยู่ภายใต้สำนักนายกรัฐมนตรีที่มีอิทธิพลสูง

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

ภาระหนี้สูงของกฟผ. ความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น แรงกดดันจากธนาคารโลกและนโยบายส่งเสริมระบบตลาดของรัฐบาล ส่งผลให้มีการแก้ไขพระราชบัญญัติกฟผ.ในปี 2535 เพื่อส่งเสริมให้เกิดผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับสัมปทานการผลิตในระยะยาว ในขณะที่กฟผ.ยังมีอำนาจควบคุมเหนือระบบสายส่งและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในระยะยาว เพื่อเป็นหลักประกันผลกำไรและความเสี่ยงที่ต่ำของนักลงทุนเอกชน สัญญาซื้อขายไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงมักเป็นสัญญาแบบ “ไม่ซื้อก็ต้องจ่าย” (take-or-pay) ทั้งนี้เพื่อเป็นหลักประกันว่าในกรณีที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำ กฟผ.และผู้บริโภคก็ยังคงต้องซื้อไฟฟ้า (Greacen and Greacen 2004) ร้อยละ 39 ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดเป็นไฟฟ้าที่ผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนและพลังงานหมุนเวียน

ในปี 2535 ปีเดียวกับที่เกิดโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ประเทศไทยก็ได้เริ่มต้นโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งถือได้ว่าเป็นโครงการพลังงานสะอาดและกระจายศูนย์ที่สำคัญที่สุดของไทย โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กครอบคลุมถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะเชื่อมต่อระบบกับสายส่งของกฟภ.หรือกฟน.เพื่อขายไฟฟ้าให้กฟผ.ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กทั้งหมดผลิตไฟฟ้าได้ 1,107 เมกะวัตต์ (รวมพลังงานที่ผลิตเพื่อใช้กับตัวโรงงานเอง)[37] หรือ 535 เมกะวัตต์ (ไม่รวมส่วนที่ใช้กับโรงงานเอง) โดยเป็นไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงหมุนเวียน[38]

แม้ว่าราคาจัดซื้อไฟฟ้าจะแตกต่างกันไปตามแต่ละสัญญา แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน ก๊าซหรือเชื้อเพลิงหมุนเวียนจะได้รับอัตราการรับซื้อเท่ากัน ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถแบ่งออกได้เป็นสองประเภทได้แก่ ประเภทที่เป็นFirm และ non-firm ขึ้นอยู่กับความสามารถในการรับประกันความพร้อมจ่าย ผู้ผลิตรายเล็กที่เป็น Firm และ non-firm เชื้อเพลิงฟอสซิลต้องมีชั่วโมงการผลิตอย่างน้อย 7,008 ชั่วโมงต่อปี และต้องผลิตในช่วงเดือนมีนาคม เมษายน พฤษภาคม มิถุนายน กันยายนและตุลาคม นอกจากนั้น ความสามารถผลิตได้จริง (capacity factor) ในแต่ละเดือนต้องสูงกว่า 0.51 และไม่เกิน 1.0 การปิดโรงงานเพื่อบำรุงรักษาจะต้องเป็นช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ เช่น เดือนมกราคม กุมภาพันธ์ กรกฎาคม สิงหาคม พฤศจิกายน และธันวาคม และจะต้องไม่เกิน 35 วันในรอบ 12 เดือน สำหรับผู้ผลิตที่เป็นบริษัทที่ใช้พลังงานหมุนเวียน จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขเดียวกับผู้ผลิตที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ยกเว้นเงื่อนไขที่กำหนดให้ผลิต 7,008 ชั่วโมงต่อปี ซึ่งได้รับการลดหย่อนลงเหลือ 4,670 ชั่วโมงต่อปี แต่ต้องผลิตในเดือนมีนาคม เมษายน พฤษภาคม และมิถุนายน (EGAT 2001) จากตัวเลขอัตรารับซื้อไฟฟ้าจริงจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กตั้งแต่เดือนตุลาคม 2544 ถึงกันยายน 2545 ผู้ผลิตที่เป็นบริษัทขายไฟฟ้าได้ในราคา 2.20 บาท/กิโลวัตต์ โดยแบ่งออกเป็นค่าไฟฟ้า 1.37 บาท/กิโลวัตต์และค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) 479.7 บาท/กิโลวัตต์/เดือน (FT subcommittee 2003, page 62) อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตที่ไม่ได้เป็นในช่วงเวลาเดียวกัน เฉลี่ยอยู่ที่ 1.77 บาท/กิโลวัตต์

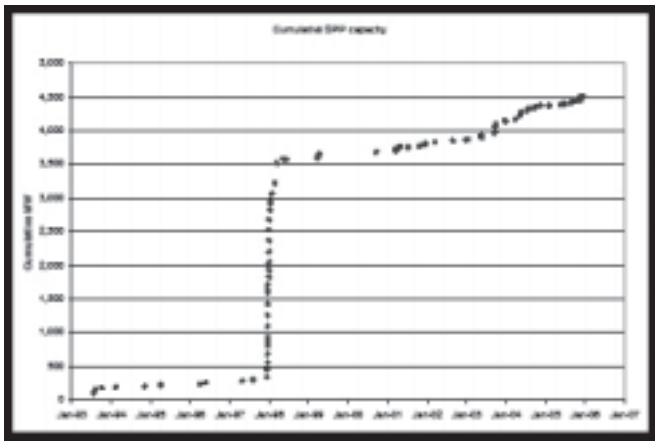
ปัญหาเกี่ยวกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

แม้ว่าหน่วยผลิตพลังงานในไทยควรได้รับการยกย่องในการเข้าร่วมโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจำนวนมากยังคงไม่พอใจกับข้อตกลงเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบสายส่ง (Janchitfah 2005) ผู้ผลิตบางรายบอกว่าการกำหนดค่าเชื่อมต่อและค่าไฟฟ้าสำรองยังมีลักษณะที่เลือกปฏิบัติ และไม่สะท้อนต้นทุนจริง ผู้ผลิตยังร้องเรียนว่าหน่วยงานด้านพลังงานบังคับให้พวกเขาต้องจ่ายค่าปรับปรุงอุปกรณ์ราคาแพงและไม่จำเป็น ทั้งนี้เพื่อให้มีการเชื่อมต่อกับระบบสายส่ง ในขณะที่พวกเขาเห็นว่าค่าปรับปรุงอุปกรณ์แบบอื่นจะมีราคาถูกกว่าและเพียงพอในเชิงเทคนิค ในเวลาเดียวกัน ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบางรายกังวลว่า ถ้าพวกเขาออกมาร้องเรียนก็จะต้องเผชิญกับแรงกดดันจากหน่วยงานด้านพลังงานซึ่งเป็นผู้ผูกขาดตลาดไฟฟ้าส่งออก รวมทั้งมีข้อร้องเรียนว่าการออกใบอนุญาตผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมักจะออกให้กับผู้บริโภคไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ กลับถูกปฏิเสธ (อย่างเช่นโรงพยาบาล ห้างสรรพสินค้า มหาวิทยาลัย สหกรณ์ในชนบทและเทศบาล) (Ryder 1999) การขาดหน่วยงานกำกับดูแลที่เป็นอิสระอย่างถาวรทำให้การตัดสินใจหลายอย่างเกิดขึ้นโดยแทบไม่มีช่องทางให้โต้แย้งได้เลย

ในอีกด้านหนึ่ง กฟผ.ก็ร้องเรียนว่า โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กถูกผู้ผลิตไฟฟ้านำไปใช้เพื่อหาประโยชน์จากอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษและไม่สามารถผลิตไอน้ำที่มีประโยชน์ได้อย่างที่ตกลงกัน

ตารางที่ 1 จำแนกไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ณ เดือนพฤษภาคม 2549 พลังงานส่วนที่ผลิตได้แต่ไม่ขายคือพลังงานส่วนที่ใช้ในโรงงาน ซึ่งเป็นที่ตั้งของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเอง (ที่มา: EPPO 2006a)

	ได้รับหนังสือรับรองการจัดซื้อ			สามารถจ่ายไฟเข้าระบบส่งไฟฟ้าแล้ว		
	จำนวนโครงการ	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.(เมกะวัตต์)	จำนวนโครงการ	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.(เมกะวัตต์)
1. พลังงานแบบดั้งเดิม	31	605.40	185.80	31	605.40	181.80
ชานอ้อย	17	157.70	113.60	5	53.40	41.80
แกลบ	2	57.80	49.00	2	57.80	49.00
แกลบ เศษไม้	1	32.90	25.00	1	32.90	25.00
น้ำมันยางดำ	1	6.70	6.70	-	-	-
พลังน้ำ	1	2.50	1.00	1	2.50	1.00
ของเสียจากเทศบาล	1	19.00	12.00	-	-	-
ก๊าซของเสีย	4	119.40	68.20	3	114.90	64.00
ชานอ้อย เปลือกไม้ แกลบ	5	46.30	34.60	-	-	-
เศษปาล์ม ชานอ้อย ยูคาลิปตัส	4	32.60	24.30	1	3.00	1.80
เปลือกไม้ เศษไม้ น้ำมันยางดำ	1	87.20	50.00	1	87.20	50.00
เศษไม้ยาง	2	27.80	24.20	-	-	-
ชานอ้อย แกลบ ชีวมวล	5	61.30	45.30	2	-	-
xxxxx	1	1.95	1.72	-	-	-
รวม	**76**	**1,258.55**	**641.42**	**47**	**969.6**	**423.9**
2. พลังงานเชิงพาณิชย์						
ก๊าซธรรมชาติ	22	2,577.6	1,524.20	20	2,222.61	1,414.20
ถ่านหิน	4	392.20	196.00	4	392.20	196.00
น้ำมัน	1	10.40	9.00	1	10.40	9.00
รวม	**27**	**2,980.21**	**1,729.20**	**25**	**2,625.21**	**1,619.20**
3. เชื้อเพลิงผสม						
ก๊าซของเสียที่ได้จากขบวนการผลิต/น้ำมัน/ถ่านหิน (บริษัทที่พีไอ)	1	108.00	45.00	1	108.00	45.00
น้ำมันยางดำ/ถ่านหิน (บริษัทปัญจพล พัลพ์ อิสดัสทรี จำกัด)	1	40.00	8.00	1	40.00	8.00
ถ่านหิน/เปลือกยูคาลิปตัส (บริษัท National Power Supply จำกัด)	2	328.00	180.00	2	328.00	180.00
รวม	4	476.00	233.00	4	476.00	233.00
รวมทั้งหมด	**107**	**4,714.76**	**2,603.62**	**76**	**4,070.81**	**2,276.10**



รูปที่ 2 จำนวนสัญญาที่มีการลงนามสะสมภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก กฟผ.ได้อ้างปริมาณไฟฟ้าเกินความต้องการในปี 2541 เพื่อปฏิเสธไม่รับคำขออนุญาตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายใหม่ ซึ่งเป็นระบบผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน จำนวนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเพิ่มขึ้นอย่างมากจนถึงปี 2541 โดยส่วนใหญ่เป็นระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ภายหลังปี 2541 การเติบโตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เป็นพลังงานหมุนเวียนก็มีน้อยลงมาก แม้จะสามารถขออนุญาตผลิตได้ก็ตาม[39]

กฟผ.ได้อ้างปริมาณไฟฟ้าเกินความต้องการในปี 2541 เพื่อปฏิเสธไม่รับคำขออนุญาตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายใหม่ (แม้ว่ายังเปิดรับผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนอยู่) วงจร “เฟื่องฟูและร่วงโรย” ที่เกิดขึ้นเห็นได้จากจำนวนสัญญาโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากมายที่มีการลงนามในปี 2541 และการชะลอตัวลงอย่างมากหลังจากนั้น (รูปที่ 2) ในเวลาต่อมากฟผ.ได้เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ขึ้นมาใหม่ (ซึ่งสะท้อนว่าข้ออ้างเรื่องพลังงานเกินความต้องการไม่ชอบธรรมอีกต่อไป) แต่ไม่ยอมรื้อฟื้นโครงการระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลขึ้นมาใหม่ (ยกเว้นระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนจากชีวมวล) นับแต่นั้นมา ก็มีการวางแผนหรือดำเนินงานโครงการผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางโครงการโดยความร่วมมือของหน่วยงานด้านพลังงาน (อย่างเช่น กฟน./ปตท./กฟผ. สำหรับโครงการที่สนามบินสุวรรณภูมิ) โดยที่ภาคเอกชนไม่มีโอกาสเข้าแข่งขัน รัฐบาลไทยควรช่วยหน่วยงานด้านพลังงานและผู้ผลิตแก้ปัญหาความแตกต่างและพัฒนาโครงการผู้ผลิตรายเล็กขึ้นมาใหม่ ซึ่งส่งเสริมการมีส่วนร่วมของภาคเอกชนในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อน

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากช่วยลดต้นทุนและภาระการบริหารสำหรับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าโดยสามารถขายไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ให้กับกฟน.หรือกฟภ. ในราคาร้อยละ 80 ของค่าไฟราคาปลีก[40] ในเดือนเมษายน 2549 ผู้ผลิต 94 รายจ่ายไฟฟ้า 13.4 เมกะวัตต์เข้าระบบส่งไฟฟ้าตามโครงการนี้[41]

จนถึงสิ้นปี 2549 คาดกันว่ากระทรวงพลังงานจะอนุมัติให้มีการปรับปรุงกฎเกณฑ์ต่าง ๆ เพื่อให้เงื่อนไขการเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าดีขึ้นและจะมีการยกระดับเพดานการขายไฟฟ้าเข้าระบบขึ้นเป็น 10 เมกะวัตต์ต่อ 1 สถานี มาตรการใหม่ในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากยังจะอนุญาตให้ผู้ผลิตในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเข้าร่วมโครงการได้ (โดยอาจมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ต่ำกว่าสำหรับไฟฟ้าส่วนเกิน)

ANNEX

Annex 1
What is Decentralized Energy?

Decentralized energy[42] (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 a solar panels, wind turbines, micro hydro power and combined 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 energy 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 globe[43]. 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 towns and cities where it is used. In 2002, Thailand's transmission and distribution losses stood at 7%[44]. In effect, less than 40% 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 stations[45], 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 properties of renewables, such as their wide geographical distribution, free fuel (except for biomass) and relatively small requirements for expensive tranmission infrastucture.

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, billions of baht-worth of network assets are specified around the electricity demands on that hottest day of the year, when most air conditioning unit in the country are 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 $2.7trillion against an estimated expenditure of $16trillion to 2030 under the business-as-usual scenario[46].

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 CO_2 emissions and produce savings of $400billion[47].

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.

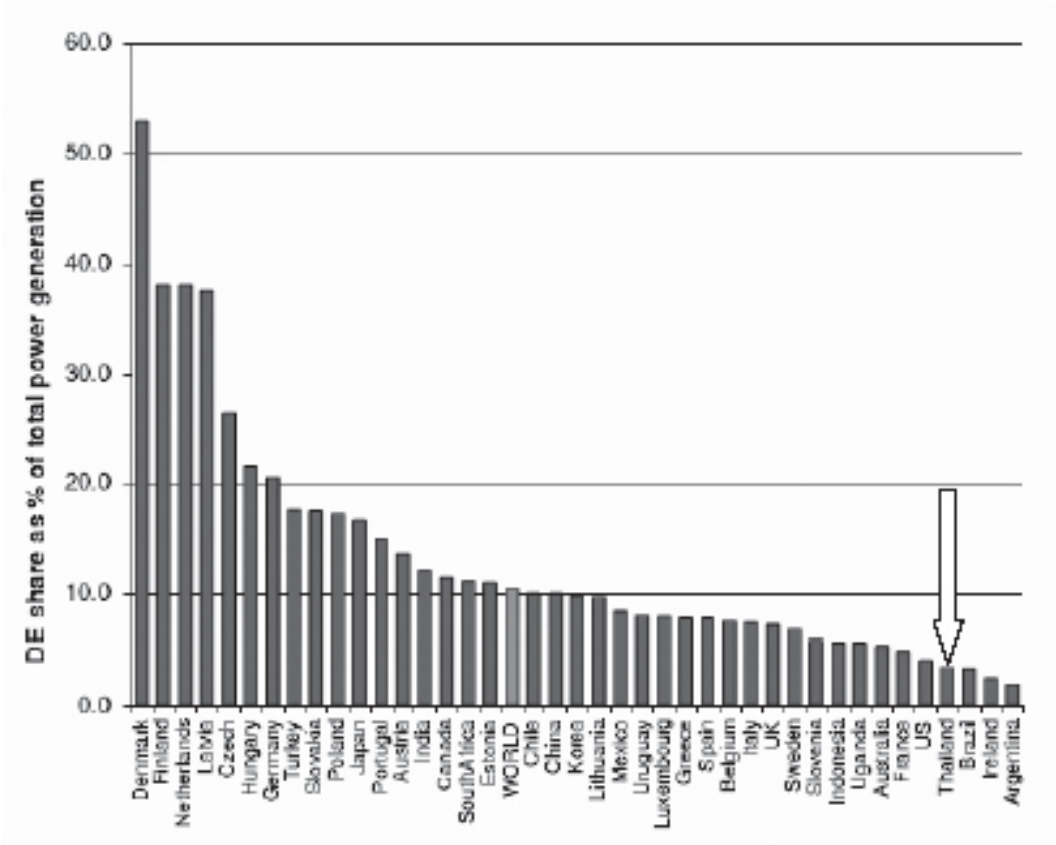
Figure 1: Portion of total power generation from decentralized capacity. Denmark leads the world with over 55% of all electricity coming from decentralized sources. About 3-4% of Thailand's power generation comes from decentralized sources. (Source: WADE 2006)

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 Notification of Acceptance			Supplying Power to The Grid		
	Number of Projects	Generating Capacity (MW)	Sale to EGAT (MW)	Number of Projects	Generating Capacity (MW)	Sale to EGAT (MW)
1. Non-Conventional Energy						
Bagasse	31	605.40	185.80	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	-	-	-
Municiple Waste	1	2.50	1.00	1	2.50	1.00
Waste Gas	1	19.00	12.00	-	-	-
Baggase, Wood bark, Paddy Husk	4	119.40	68.20	3	114.90	64.00
Palm Residue, Cassava Root	5	46.30	34.60	-	-	-
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	-	-	-
Baggase, Paddy Husk, Biomass	5	61.30	45.30	2	-	-
	1	1.95	1.72	-	-	-
total	76	1,258.55	641.42	47	969.6	423.9
2. Commercial Energy						
Natural Gas	22	2,577.61	1,524.20	20	2,222.61	1,414.20
Coal	4	392.20	196.00	4	392.20	196.00
Oil	1	10.40	9.00	1	10.40	9.00
total	27	2,980.21	1,729.20	25	2,625.21	1,619.20
3. Mixed Fuel						
Waste gas from production process / Oil / Coal (Thai Petrochemical Industry Public Co.,Ltd.	1	108.00	45.00	1	108.00	45.00
Black Liquor /Coal (Panjapol Pulp Industry Co.,Ltd.)	1	40.00	8.00	1	40.00	8.00
Coal / Eucalyptus bark (National Power Supply Co.,Ltd.)	2	328.00	180.00	2	328.00	180.00
total	4	476.00	233.00	4	476.00	233.00
TOTAL	107	4,714.76	2,603.62	76	4,070.81	2,276.10

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: EPPO 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-consumption[48]) or 535MW (excluding self-consumption) were renewable energy.[49]

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-fuelled 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/kW/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 (Janchitfah 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, a Cabinet resolution allowed EGAT to stop 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-fuelled 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 MEA/PTT/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.[51] As of April 2006, 94 generators are supplying 13.4MW to the grid under the program.[52]

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 also allow fossil fuel CHP as VSPP generators.

เชิงอรรถ
ข้อมูลอ้างอิง

ENDNOTE
REFERENCE

เชิงอรรถ End Notes

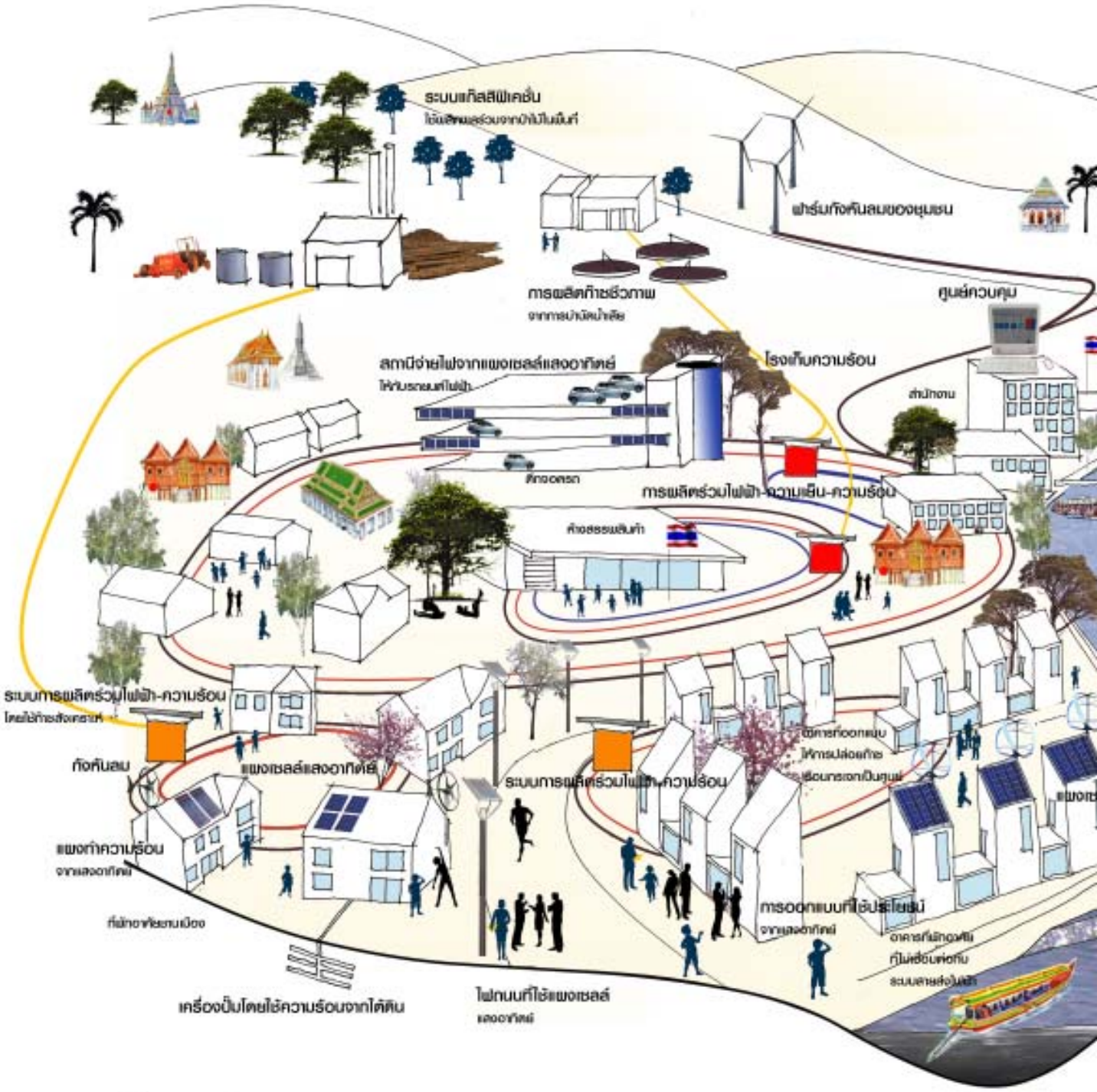
1 โปรดดู 'แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกฟผ.', หน้า 34
2 โปรดดู ภาคผนวก 2 สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับบทบาทและความรับผิดชอบของกฟผ.
3 โปรดดูภาคผนวก 1 สำหรับคำอธิบายระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์
4 See 'EGAT's Power Development Plan, page 34
5 See Annex 2 for an explanation of EGAT's roles and responsibilities
6 See Annex 1 for an explanation of decentralized energy
7 โดยที่ 447 เมกะวัตต์มีการขายคืนให้กับระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศ ส่วนที่เหลือจ่ายให้กับโรงงานโดยตรง ในภาคผนวก 2 จะเป็นการอธิบายถึงโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
8 คำอธิบายเกี่ยวกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer) มีอยู่ในภาคผนวก 2
9 Of which 447MW was sold to the grid, with the remainder providing electricity directly to factories. An explanation of the Small Power Producer program can found in Annex 2
10 An explanation of the Very Small Power Producer program can be found in Annex 2
11 ในปัจจุบัน การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าอยู่บนหลักการที่ว่า อัตราค่าไฟฟ้าจะต้องสูงกว่าผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) มากเพียงพอ โดยควรอยู่ที่ร้อยละ 8.39 ก่อนปี 2548 การกำหนดค่าไฟฟ้าตั้งอยู่บนหลักการว่ารายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายของ กฟผ.ไม่ควรน้อยกว่าร้อยละ 25 ของงบประมาณการลงทุน (อัตราผลตอบแทนด้านการเงินไม่น้อยกว่าร้อยละ 25) ไม่ว่าจะคำนวณค่าไฟฟ้าด้วยวิธีการใด ยิ่งระบบการผลิตขยายใหญ่เท่าไร กฟผ.ก็สามารถตั้งค่าไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นเท่านั้น
12 Currently, the pricing principle states that tariffs should be sufficiently high that the return on invested capital (ROIC) should be 8.39%. Before 2005, the pricing principle stated that the net income after expense of EGAT should not be less than 25% of the investment budget (self-financing ratio not less than 25%). Either way, the more the system is tipped to expand, the higher the allowed tariffs.
13 โปรดดูภาคผนวก 2 เกี่ยวกับบทบาทและความรับผิดชอบของหน่วยงานพลังงานไทย
14 See Annex 2 for an explanation of Thai utilities' roles and responsibilities
15 http://www.eppo.go.th/encon/renew/pr06-E.html
16 http://www.eppo.go.th/encon/renew/pr06-E.html
17 http://externe.jrc.es/
18 http://externe.jrc.es/
19 รายงานที่จัดทำโดยกองทุนสิ่งแวดล้อมโลก ธนาคารโลก ปี 2548 ให้รายละเอียดตัวเลขการลดความต้องการที่ทันสมัย เฉพาะการลดความต้องการไฟฟ้าจากการใช้แสงสว่าง เครื่องทำความเย็นและเครื่องปรับอากาศ ก็ทำให้สามารถลดการใช้ไฟฟ้าลงได้มากกว่า 1,000 เมกะวัตต์แล้ว Marbek Resource Consultants Ltd. and G. C. S. International (2005) "Post-Implementation Impact Assessment: Thailand Promotion of Electrical Energy Efficiency Project (TPEEE) Draft Report." Prepared for: World Bank - GEF Coordination Team April 8
20 A 2005 GEF/World-Bank commissioned report provides updated figures for demand reductions. Demand reduction from lights, refrigerators and air conditioning alone currently exceeds 1000MW. Marbek Resource Consultants Ltd. and G. C. S. International (2005). "Post-Implementation Impact Assessment:

Thailand Promotion of Electrical Energy Efficiency Project

(TPEEE). Draft Report." Prepared for: World Bank - GEF Coordination Team. April 8.
21 ผู้เขียนสังเกตว่าในหลายกรณี บริษัทต่าง ๆ ไม่ต้องการลงทุนในระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนแม้จะเป็นระบบที่ให้ผลกำไรก็ตาม จากประสบการณ์ของพวกเขา กำลังผลิต "ที่เป็นไปได้" มักจะอยู่ที่ระดับร้อยละ 40 ของศักยภาพในเชิงพาณิชย์ของสถานประกอบการด้านอุตสาหกรรม และร้อยละ 30 สำหรับอาคารพาณิชย์ ในทำนองเดียวกัน การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด "ที่เป็นไปได้" โดยระบบการผลิตร่วมไฟฟ้า - ความร้อนคาดว่าอยู่ที่ 1,303 เมกะวัตต์ภายในปี 2558 เราตั้งข้อสังเกตว่า "ความเป็นไปได้" เช่นนี้อาจขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมด้านนโยบาย และอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งในปัจจุบันไม่ส่งเสริมระบบการผลิตไฟฟ้าดังกล่าว (โปรดดูหัวข้อที่ 4 ด้านบน)
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, "achievable" capacity is thus estimated at 40% of commercial potential for industrial facilities and 30% for commercial buildings. Similarly, "achievable" MW peak load reduction through CHP is estimated 1,303 MW by year 2015. We note that "achievability" depends on the policy environment, and on tariffs paid for the power - which are currently fairly unfavorable (see section 4 above).
23 http://www.seattle.gov/light/conserve/globalwarming/
24 http://www.em.gov.bc.ca/AlternativeEnergy/bc_clean_electricity_guidelines.htm
25 http://www.seattle.gov/light/conserve/globalwarming/
26 http://www.em.gov.bc.ca/AlternativeEnergy/bc_clean_electricity_guidelines.htm
27 การค้ำประกันราคารับซื้อไฟฟ้า จะสร้างหลักประกันให้กับราคาของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ขายเข้าระบบในระยะยาว เป็นการสร้างหลักประกันที่จำเป็นของการลงทุนของชุมชน เพื่อให้เกิดความสนใจต่อพลังงานหมุนเวียนอย่างเหมาะสมในประเทศไทย
28 หลักวิศวกรรมเชิงคุณค่าเป็นชุดของเทคนิคที่ใช้กันส่วนใหญ่ในภาคอุตสาหกรรม เพื่อประเมินวิธีการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและให้ผลกำไรสูงสุด
29 Feed in tariffs provide long-term guaranteed prices for renewable energy sold to the grid, that provide the assurance needed by the investment community to properly commit to renewables in Thailand
30 Value Engineering describes a set of techniques used primarily in the industrial sector to assess the most efficient and therefore profitable way in which a specific industrial process can be performed.
31 มีการใช้คำหลายคำเพื่ออธิบายระบบพลังงานแบบกระจายอำนาจ อย่างเช่น "แหล่งกำเนิดพลังงานในพื้นที่" และ "แหล่งกำเนิดพลังงานแบบกระจาย" ทั้งแหล่งกำเนิดพลังงานในพื้นที่และแหล่งกำเนิดพลังงานแบบกระจายหมายถึงระบบที่แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่ แม้ว่าแหล่งกำเนิดพลังงานเช่นนั้นอาจเป็นส่วนหนึ่งของระบบพลังงานที่กระจายศูนย์ แต่ส่วนอื่น ๆ ของระบบพลังงานที่กระจายศูนย์ อย่างเช่น แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบเดี่ยว หรือการกระจายไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าของเอกชน อาจไม่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าของประเทศก็ได้
32 Changing the way the world makes electricity, brochure, WADE
33 Electric Power in Asia and the Pacific 2001 - 2002, United Nations 2005
34 Fact sheet 4: Energy and water, Taking Stock Series, South East of England Development Agency, updated. Accessed National Statistics Online, Water and Industry (www.statistics.gov.uk)
35 World Energy Investment Outlook 2003, International Energy Agency 2003
36 Modeling carbon emission reductions in China, World Alliance of Decentralised Energy, December 2004. โปรดดู http://www.localpower.org/documents_pub/w_model_chinashort.pdf
37 หมายถึงการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ป้อนโรงงานซึ่งเป็นที่ตั้งของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าส่วนใหญ่จะติดตั้งอยู่ในบริเวณโรงงานที่เป็นเกษตรอุตสาหกรรม (โรงน้ำตาล โรงสีข้าว ฯลฯ) และมีการนำไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปใช้เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในโรงงาน
38 "RENEWABLE" sheet in http://www.eppo.go.th/power/data/data-website.xls
39 สำนักนโยบายและแผนพลังงาน
40 ผู้ผลิตในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากอาจมีกำลังผลิตจริงมากกว่า 1 เมกะวัตต์ แต่สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบส่งไฟฟ้าได้ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์
41 http://www.eppo.go.th/power/data/data-website.xls
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 generators 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 stand-alone 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 Electric Power in Asia and the Pacific 2001 - 2002, United Nations 2005
45 Fact sheet 4: Energy and water, Taking Stock Series, South East of England Development Agency, updated. Accessed National Statistics Online, Water and Industry (www.statistics.gov.uk)
46 World Energy Investment Outlook 2003, International Energy Agency 2003
47 Modelling carbon emission reductions in China, World Alliance of Decentralised Energy, December 2004. See: http://www.localpower.org/documents_pub/w_model_chinashort.pdf
48 Self-consumption refers to electricity consumed at the facility that hosts the SPP generator. Most SPP generators are located at agro-industrial factories (rice mills, sugar mills, etc.) and the electricity produced is used to power the electrical loads inside the factory.
49 "RENEWABLE" sheet in http://www.eppo.go.th/power/data/data-website.xls
50 Thai Energy Planning and Policy Office. http://www.eppo.go.th/power/data/data-website-eng.xls
51 Generators in the VSPP program can be larger than 1MW, but the maximum amount of power they can export to the grid is 1MW.
52 http://www.eppo.go.th/power/data/data-website.xls

GREENPEACE

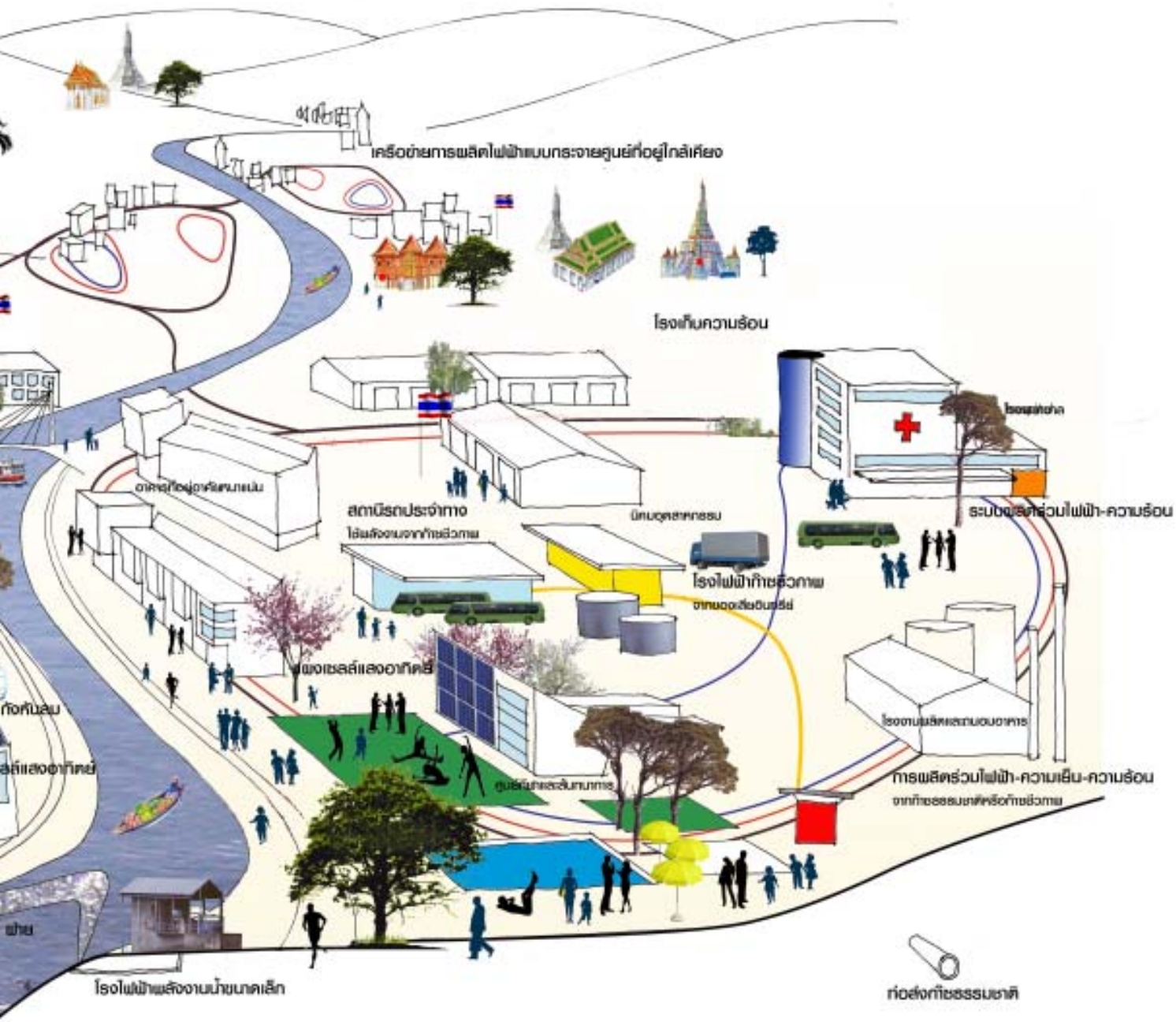
อนาคตระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ - เทค



เทคโนโลยีพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบันเชื่อมโยงประยุกต์เป็นระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ โดยผนวกเข้ากับมาตรการทางด้านประสิทธิภาพพลังงานและกิจกรรมที่มี "การปล่อยก๊าซเรื
หรือการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความเย็น-ความร้อน (Trigeneration) ผนวกเข้ากับไฟฟ้าที่ส่งไปตามสายส่งในพื้นที่ รวมเข้ากับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากอาคาร (Building-integrated generat

ก๊าซธรรมชาติจะนำมาใช้ให้เกิดประสิทธิภาพในพื้นที่ที่จำเป็น โครงข่ายสายส่งไฟฟ้าของเอกชนส่งผ่านเข้ามาในเมืองและเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายใกล้เคียงและสายส่งขนาดใหญ่เพื่อเอื้อให้เกิดกา
ที่สำคัญกว่านั้นคือสามารถลงทุนสร้างขึ้นมาได้อย่างรวดเร็วโดยใช้เทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบัน

โนโลยีในปัจจุบัน



อนาระจกเป็นศูนย์ (Zero emission)" สามารถสร้างชุมชนเมืองที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมได้ดังภาพที่แสดง พลังงานที่ผลิตขึ้นโดยใช้เทคโนโลยีการผลิตร่วมไฟฟ้า-ความร้อน (Cogeneration) ion) คำตอบของพลังงานมาจากการเปิดโอกาสให้ชุมชนและกลุ่มธุรกิจขนาดเล็กในพื้นที่ใช้น้ำเอาทรัพยากรลม แสงอาทิตย์ ชีวมวลและพลังน้ำขนาดเล็กมาใช้

รซื้อขายแลกเปลี่ยนไฟฟ้าและเสริมความมั่นคงของระบบ ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ของเมืองมีความยืดหยุ่นและสามารถปรับเข้ากับสถานการณ์ในอนาคตได้

การรณรงค์ด้านพลังงานของกรีนพีซ
มุ่งมั่นเพื่อยุติภาวะโลกร้อนที่เกิดจาก
การเผาไหม้ถ่านหิน น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ
กรีนพีซต้องการบรรลุเป้าหมาย
อนาคตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด
ซึ่งยกระดับคุณภาพชีวิตของทุกคน
จากการจัดหาไฟฟ้า/แสงสว่าง
การคมนาคมขนส่ง และการใช้ประโยชน์จาก
ความร้อน ที่มีความเป็นธรรมทางสังคม
และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

กรีนพีซสนับสนุนนวัตกรรมทางเทคนิค
และวิทยาศาสตร์ซึ่งนำไปสู่การเร่งรัดพัฒนา
และใช้พลังงานหมุนเวียน เชื้อเพลิงที่สะอาด
และประสิทธิภาพด้านพลังงาน

กรีนพีซติดตาม/ตรวจสอบและเปิดโปง
การใช้อำนาจของบรรษัทและรัฐบาล
ที่เป็นอุปสรรคขัดขวางต่อการปฏิบัติการ
ของชุมชนนานาชาติในการยุติภาวะโลกร้อน
และที่ผลักดันให้มีการพึ่งพา
แหล่งพลังงานสกปรกและอันตราย
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