ผลประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

นางสาวศศินันท์ แก้วจันทร์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

THAILAND BENEFITS FROM DEMAND DIVERSITY IN ASEAN POWER GRID

Miss Sasinan Kaewchan

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science Program in Energy Technology and Management
(Interdisciplinary Program)
Graduate School
Chulalongkorn University
Academic Year 2013
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ผลประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน
โดย	นางสาวศศินันท์ แก้วจันทร์
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.อมร เพชรสม)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.สมภพ อัษฎมงคล)

ศศินันท์ แก้วจันทร์ : ผลประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน. (THAILAND BENEFITS FROM DEMAND DIVERSITY IN ASEAN POWER GRID) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผศ.ดร.แนบบุญ หุนเจริญ, 94 หน้า.

โครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) มีวัตถุประสงค์เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้า ส่งเสริมการแลกเปลี่ยนทรัพยากรต้นพลังงานเพื่อให้การใช้ทรัพยากรในภูมิภาคมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ยังก่อให้เกิดการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาแตกต่างกัน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางการประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยโดยอาศัยการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนและความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเทศ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า แนวทางในการประเมินผลประโยชน์นี้ใช้สมการสมดุลกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง จากการนำเข้ากำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดผ่านการเชื่อมโยงแบบแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (energy exchange) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน เพื่อลดกำลังการผลิตในช่วงเวลานั้นลง โดยคำนึงถึงเกณฑ์ร้อยละกำลังการผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าของประเทศต่าง ๆ ตามที่กำหนด ขนาดของโรงไฟฟ้าและจำนวนปีที่ชะลอจะขึ้นอยู่กับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในแต่ละปีที่อยู่ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 จากนั้นประเมินผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จากการชะลอเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า การประเมินผลประโยชน์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พบว่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 ประเทศไทยจะสามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าได้ 720 MW และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ชะลอจะเพิ่มขึ้นในแต่ละปี จนถึงปี พ.ศ. 2568 จะสามารถชะลอได้รวม 9,270 MW ซึ่งเป็นมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ 15,227 ล้านบาท

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2556 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

5272418123 : MAJOR ENERGY AND TECHNOLOGY MANAGEMENT
KEYWORDS : ASEAN POWER GRID / APG / BENEFITS / DEMAND DIVERSITY
SASINAN KAEWCHAN : THAILAND BENEFITS FROM DEMAND DIVERSITY IN ASEAN POWER GRID. ADVISOR : ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 94 pp.

The objectives of ASEAN Power Grid (APG) are to enhance power system security and to promote the exchange of primary energy resources for optimizing the use of resources in the region. Moreover, APG can lead to the electrical energy exchange among ASEAN countries due to the different peak time. This thesis presents methodology to evaluate benefits from the new power plant construction deferral for Thailand with the utilization of the ASEAN Power Grid and demand diversity among member countries. The results from this evaluation can be used for future power development plan. The proposed methodology applies the balance power equation in each period of the hourly load curves, as affected from power import during the hour. The goal of energy exchange via APG is to decrease generating capacity in that peak period considering the required reserve margin in each country. The amount of generating capacity and the number of years that can be postponed are determined, in this case, with respect to the PDP2010 revision 3. Then the evaluation of economic benefit in the form of deferred investment cost is conducted. It is found that in 2008, the construction of 720-MW installed generating capacity can be deferred, and the amount of this will increase year by year until 2025 to be 9,270 MW, accumulatively. Consequently, the present value of economic benefit will be THB15,227 million.

Field of Study : Energy Technology and Management Student's Signature ..... Advisor's Signature .....

Academic Year : 2013

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีเนื่องมาจากความดูแลช่วยเหลืออย่างดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่เสียสละเวลาให้แนวคิดและคำแนะนำที่เป็นประโยชน์ ตลอดจนแก้ไขข้อบกพร่องในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์ และ ดร.สมภพ อัษฎมงคล ที่ให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการวิจัยและการปรับปรุงวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้มีความถูกต้องและสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ตลอดจนอาจารย์และเจ้าหน้าที่ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานทุกท่านที่ให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว ที่คอยเป็นกำลังใจ สนับสนุนให้การทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ญ

สารบัญภาพ ..... ฎ

1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษา 2

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 3

2 การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 4

2.1 หลักการ 4

2.1.1 วัตถุประสงค์ในการวางแผน 4

2.1.2 ข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการวางแผน 4

2.1.3 ขั้นตอนการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 5

2.2 การกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง 6

2.3 การแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศ 7

3 โครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid) 9

3.1 อุตสาหกรรมไฟฟ้าของอาเซียน 10

3.1.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้า 10

3.1.2 ศักยภาพและแนวโน้มการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 12

3.1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 17

หน้า

3.2 แผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II) 19
3.2.1 วัตถุประสงค์ของโครงการ 19
3.2.2 ขอบเขตของโครงการ 19
3.2.3 วิธีดำเนินโครงการ 20
3.2.4 ผลลัพธ์จากการศึกษา AIMS-II 21
4 แนวทางการประเมินผลประโยชน์จากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน 24
4.1 หลักการประเมินผลประโยชน์ 24
4.1.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ 24
4.1.2 ขั้นตอนการประเมินผลประโยชน์ 24
4.2 การคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า 27
4.3 การคำนวณกำลังการผลิตหลังนำเข้ากำลังไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด 29
4.4 การประเมินการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า 30
4.5 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ 31
5 ผลการประเมินผลประโยชน์จากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน 32
5.1 ผลการประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า 32
5.1.1 ข้อมูลที่ใช้สำหรับประเมินผลประโยชน์ 32
5.1.2 ผลการประเมิน 36
5.2 ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ 50
5.2.1 สมมติฐานในการคำนวณ 50
5.2.2 ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ 50
5.3 วิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis) 50
6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 53
6.1 สรุปผลการวิจัย 53
6.2 ข้อเสนอแนะ 53
รายการอ้างอิง 55
ภาคผนวก 57

หน้า

ภาคผนวก ก 58
ภาคผนวก ข 80
ภาคผนวก ค 86
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 94

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศในอาเซียน 10
ตารางที่ 3.2 สัดส่วนและแนวโน้มการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 14
ตารางที่ 3.3 การแบ่งระบบไฟฟ้าของอาเซียนทั้ง 13 โครงข่าย 20
ตารางที่ 3.4 โครงการการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าโดยใช้ซอฟต์แวร์การหาค่าเหมาะที่สุด 21
ตารางที่ 3.5 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายทั้งหมดและจำนวนเงินที่ประหยัดได้ระหว่างกรณีที่มีและไม่มีการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าใหม่ 22
ตารางที่ 5.1 โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าแบบแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (EE) กับประเทศไทย 32
ตารางที่ 5.2 เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 33
ตารางที่ 5.3 กำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าที่ชะลอในแต่ละปีของประเทศไทย 46
ตารางที่ 5.4ตารางที่ 5.4 ผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง 52
ตารางที่ ก.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโครงข่ายต่างๆในอาเซียน 59
ตารางที่ ก.2 Cambodia Power Development Plan 60
ตารางที่ ก.3 Lao PDR Power Development Plan 61
ตารางที่ ก.4 Myanmar Power Development Plan 63
ตารางที่ ก.5 Vietnam Power Development Plan 64
ตารางที่ ก.6 P.Malaysia Power Development Plan 66
ตารางที่ ก.7 Singapore Power Development Plan 68
ตารางที่ ก.8 Sumatra Power Development Plan 69
ตารางที่ ก.9 Brunei Power Development Plan 70
ตารางที่ ก.10 Philippines Power Development Plan 71
ตารางที่ ก.11 Sabah Power Development Plan 73
ตารางที่ ก.12 Sarawak Power Development Plan 74
ตารางที่ ก.13 West Kalimantan Power Development Plan 75
ตารางที่ ก.14 Thailand Power Development Plan 76
ตารางที่ ข.1 ความก้าวหน้าโครงการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าใน APG (31 Aug 12) 81
ตารางที่ ค.1 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Lao PDR (MW) 87
ตารางที่ ค.2 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Cambodia (MW) 88
ตารางที่ ค.3 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ P.Malaysia (MW) 89
ตารางที่ ค.4 ผลรวม ATC (MW) 90
ตารางที่ ค.5 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 91
ตารางที่ ค.6 กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยหลังจากเชื่อมโยง APG 93

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย 6
ภาพที่ 3.1 ทรัพยากรต้นพลังงานของอาเซียน 13
ภาพที่ 3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศในอาเซีย 18
ภาพที่ 3.3 ความก้าวหน้าของโครงการการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าอาเซียน ณ เดือนมิถุนายน 2011 23
ภาพที่ 4.1 การประเมินผลประโยชน์จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้า 26
ภาพที่ 4.2 การคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ในปีที่ y 28
ภาพที่ 4.3 การคำนวณกำลังการผลิต ณ เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ของประเทศไทย ในปีที่ y 30
ภาพที่ 5.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี 2013 34
ภาพที่ 5.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia 35
ภาพที่ 5.3 กำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP ของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia 36
ภาพที่ 5.4 ตัวอย่างการคำนวณ ATC ของ Lao PDR ในปี 2517 37
ภาพที่ 5.5 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Lao PDR 37
ภาพที่ 5.6 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Cambodia 38
ภาพที่ 5.7 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ P.Malaysia 38
ภาพที่ 5.8 ผลรวม ATC 39
ภาพที่ 5.9 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2015 39
ภาพที่ 5.10 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2016 40
ภาพที่ 5.11 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2017 40
ภาพที่ 5.12 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2018 41
ภาพที่ 5.13 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2019 41
ภาพที่ 5.14 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2020 42
ภาพที่ 5.15 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2021 42

หน้า

ภาพที่ 5.16 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2022 43
ภาพที่ 5.17 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2023 43
ภาพที่ 5.18 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2024 44
ภาพที่ 5.19 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2025 44
ภาพที่ 5.20 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด 45
ภาพที่ 5.21 กำลังการผลิตสูงสุดและกำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทย หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด 45
ภาพที่ 5.22 กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทยเมื่อเทียบกับ PDP2010 (rev.3)..... 46
ภาพที่ 5.23 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ชะลอในแต่ละปี 47
ภาพที่ 5.24 กำลังการผลิตพึ่งได้เมื่อชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า หลังจากแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าใน APG 48
ภาพที่ 5.25 กำลังไฟฟ้าที่ประเทศไทยนำเข้าในแต่ละปี 49

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ประเทศไทยและประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคอาเซียนมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงขึ้นตามอัตราการเติบโตอย่างรวดเร็วของเศรษฐกิจและประชากร การพัฒนาประเทศทำให้เราจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง และสูงขึ้นเรื่อย ๆ ในอนาคต ซึ่งการที่จะทำให้มีกำลังการผลิตเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นสามารถทำได้โดยการเพิ่มกำลังการผลิตภายในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ รวมไปถึงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (demand side management, DSM) สำหรับการเพิ่มกำลังการผลิตในประเทศนั้นดำเนินการได้ยากขึ้นเรื่อย ๆ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในปัจจุบันประสบปัญหาในการหาพื้นที่ที่เหมาะสมและยังถูกต่อต้านจากชุมชน และองค์กรที่ดูแลด้านสิ่งแวดล้อม

การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่ทำให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ ซึ่งในปี พ.ศ. 2558 ประเทศไทยจะเข้าร่วมในประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community, AEC) ซึ่งความร่วมมือทางด้านพลังงานที่สำคัญคือการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid, APG) เป็นโครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ นอกจากนี้ยังมีผลประโยชน์ที่สำคัญอีกข้อหนึ่งในการเชื่องโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศคือการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาที่แตกต่างกัน (demand diversity) ทำให้สามารถลดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ [1], [2] และส่งผลให้ระบบไฟฟ้าของภูมิภาคมีประสิทธิภาพสูงขึ้น [3]

ภูมิภาคอาเซียนมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับจำนวนประชากร วิถีชีวิต และการเติบโตทางอุตสาหกรรม บางประเทศมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงตอนกลางวันเพื่อใช้ในอุตสาหกรรม ส่วนบางประเทศมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในครัวเรือนตอนกลางคืน จากเดิมที่แต่ละประเทศจะต้องมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศที่มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (load factor) ต่ำจะต้องมีการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้ามากแต่ไม่ได้นำมาใช้อย่างเต็มประสิทธิภาพ การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจะทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า ทำให้ไม่จำเป็นต้องมีการสร้างโรงไฟฟ้ามากเกินความจำเป็น

กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้จากการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าในการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างประเทศนั้น จะช่วยให้ประเทศผู้นำเข้าไฟฟ้าสามารถลดกำลังการผลิตสูงสุดในประเทศได้จากการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ทั้งนี้หากสามารถประเมินได้ว่า

กำลังการผลิต ณ เวลานั้นสามารถลดลงได้เท่าใดจะทำให้สามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าเมื่อเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่วางไว้แล้วได้ และยังเป็นข้อมูลในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเหมาะสม

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดแนวทางในการประเมินและวิเคราะห์ผลประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับ จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ภายใต้การดำเนินโครงการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1.3.1 พิจารณาเฉพาะผลประโยชน์จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าด้านการชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เมื่อเทียบกับแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP2010 Rev.3) ระหว่างปี 2013 – 2025

1.3.2 พิจารณาเฉพาะโครงการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนที่เป็นการเชื่อมโยงแบบแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (energy exchange)

1.3.3 อ้างอิงข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตสำรองของแต่ละประเทศ และกำหนดการก่อสร้างแต่ละโครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าจากแผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II)

1.3.4 กำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปีเป็นตัวแทนความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละประเทศในปีนั้น

1.3.5 ไม่พิจารณาการวางแผนระบบส่งไฟฟ้า

1.4 ขั้นตอนการศึกษา

1.4.1 ศึกษาการวิเคราะห์และการประเมินผลประโยชน์จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้า

1.4.2 ศึกษาการพยากรณ์และรวบรวมข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง (hourly load curve) ของประเทศไทยและประเทศต่าง ๆ ที่จะมีการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้ากับประเทศไทย

1.4.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของประเทศไทยและประเทศต่าง ๆ ที่มีการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้ากับประเทศไทย

1.4.4 วิเคราะห์และสร้างวิธีประเมินการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าของประเทศไทยจากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนเมื่อเทียบกับแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ.2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP2010 Rev.3) ระหว่างปี 2013-2025

1.4.5 วิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (sensitivity analysis)

1.4.6 สรุปผลการวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 วิธีการประเมินและวิเคราะห์ผลประโยชน์จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้า

1.5.2 เป็นข้อมูลสำหรับวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอในแต่ละบทเป็นดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 นำเสนอแนวคิด ขั้นตอน และเกณฑ์ที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

บทที่ 3 นำเสนอข้อมูลพื้นฐานด้านอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศต่าง ๆ ในอาเซียน ประกอบด้วย ระบบไฟฟ้าพื้นฐาน แนวโน้มการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งกล่าวถึงแผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II)

บทที่ 4 นำเสนอแนวทางในการประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าที่ประเทศไทยจะได้รับจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

บทที่ 5 นำเสนอผลการประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าของประเทศไทย รวมทั้งผลการวิเคราะห์ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ และผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (sensitivity analysis)

บทที่ 6 เป็นการสรุปผลและให้ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

บทที่ 2

การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า

2.1 หลักการ

ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นในการดำรงชีวิตประจำวันและเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการขับเคลื่อนทางเศรษฐกิจ แต่เนื่องจากไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ไม่สามารถกักเก็บได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดเวลา ประกอบกับการก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้าต้องใช้เวลาหลายปี นับตั้งแต่ขั้นตอนการวางแผน การออกแบบ จนถึงการก่อสร้างซึ่งอาจใช้เวลาถึง 5-10 ปี จึงต้องมีการการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบสายจำหน่าย ให้เพียงพอกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตต่อไป

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า คือ แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ เพื่อให้มีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้าในเวลาที่เหมาะสม เพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอ สำหรับอนาคตข้างหน้า [4] ซึ่งสิ่งที่ผู้วางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจะต้องตอบให้ได้คือ (1) ต้องมีการเพิ่มกำลังการผลิตเมื่อใด (2) กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจะต้องมีขนาดเท่าไร และ (3) เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดควรเป็นชนิดใด [5]

2.1.1 วัตถุประสงค์ในการวางแผน

วัตถุประสงค์หลักที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า [4] มีดังนี้

(1) เพื่อให้ได้แผนที่มีต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำสุดในเกณฑ์ที่กำหนด

(2) เพื่อให้การผลิตพลังงานไฟฟ้ามีคุณภาพ และระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

(3) เพื่อให้มีการควบคุมผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตามที่กำหนด

2.1.2 ข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการวางแผน

การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าให้มีคุณภาพ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง และเพื่อป้องกันไม่ให้การจ่ายไฟฟ้าหยุดชะงัก ต้องอาศัยข้อมูลต่างๆ [4] ดังนี้

(1) นโยบายพลังงานของประเทศ เป็นนโยบายที่ถูกกำหนดโดยรัฐบาล เช่น การกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า กำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ การส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน เป็นต้น

(2) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว สำหรับประเทศไทยค่าพยากรณ์ที่นำมาใช้จะเป็นค่าพยากรณ์ที่ผ่านความเห็นชอบจากอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลค่าสถิติความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดรายปี และรายเดือน ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (load profile) 8,760 ชั่วโมง และข้อมูลด้านการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM)

(3) ระบบกำลังการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน และกำหนดปลดโรงไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตพึ่งได้ ชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้กับโรงไฟฟ้า กำหนดการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าและอัตราการหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (force outage rate, FOR)

(4) ข้อมูลเชื้อเพลิง ประกอบด้วย ค่าความร้อน (heating value) ราคาเชื้อเพลิง ศักยภาพปริมาณสำรองของเชื้อเพลิงที่มีในอนาคต และการปลดปล่อยมลภาวะ

(5) โรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ที่นำมาพิจารณาเป็นทางเลือกเพื่อบรรจุในแผน ประกอบด้วย กำลังการผลิตติดตั้ง กำลังการผลิตพึ่งได้ ราคาก่อสร้าง ค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา ระยะเวลาก่อสร้าง อัตราการหยุดเดินเครื่องกะทันหัน (FOR) อายุการใช้งานโรงไฟฟ้า และชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้กับโรงไฟฟ้า

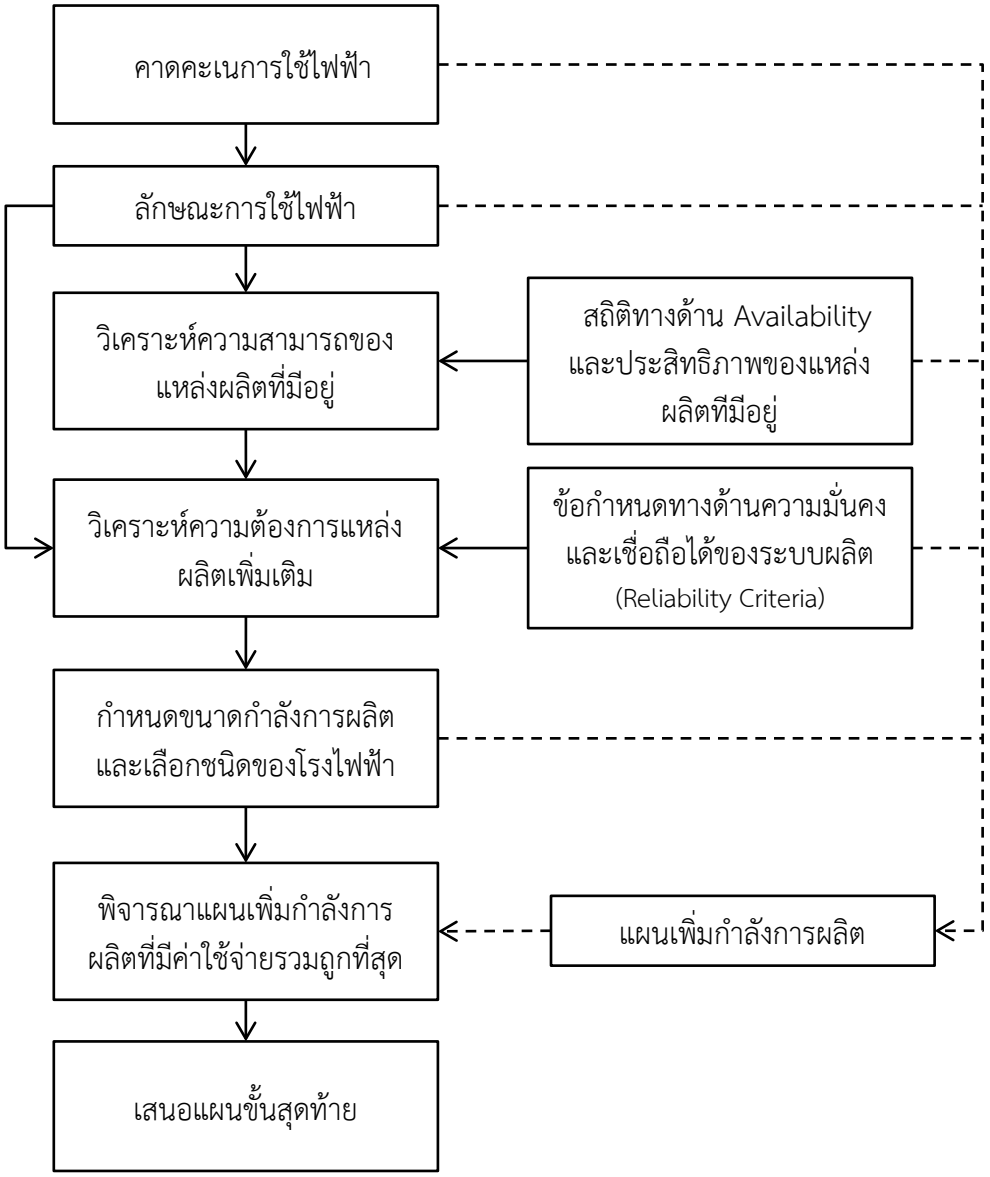
(6) ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน เพื่อเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ความเหมาะสม และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (outage cost) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระหว่างก่อสร้าง (interest during construction) อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ และอัตราส่วนลด (discount rate)

(7) ข้อกำหนดทางด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เป็นข้อมูลในการกำหนดคุณภาพของระบบผลิตไฟฟ้า และเพื่อป้องการไม่ให้การจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าต้องหยุดชะงัก ซึ่งมีค่าดัชนีที่สำคัญสองค่าประกอบด้วย ค่าร้อยละกำลังการผลิตสำรอง (reserve margin, RM) และค่าโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (loss of load probability, LOLP)

(8) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นการประมาณมลภาวะที่ปล่อยออกจากโรงไฟฟ้าที่อยู่ในแผน ซึ่งประมาณจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าในแผน คูณกับอัตราการปลดปล่อยมลพิษ (emission factor) ตามชนิดของเชื้อเพลิง

2.1.3 ขั้นตอนการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า

การจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตของประเทศไทยมีขั้นตอนหลัก [4] ดังแสดงในภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

2.2 การกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรอง

ในการกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองนั้นอาศัยการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อให้มีกำลังการผลิตเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตและป้องการไม่ให้การจ่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าต้องหยุดชะงัก ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ได้รับการยอมรับและใช้กันอย่างแพร่หลายได้แก่ร้อยละกำลังการผลิตสำรอง (reserve margin, RM) และค่าโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (loss of load probability, LOLP)

ร้อยละกำลังการผลิตสำรองจะให้ความสนใจกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak day) [5] ซึ่งเป็นดัชนีที่กำหนดตามการตัดสินใจของผู้วางแผน (deterministic) [6] สามารถอธิบายให้ผู้อื่นเข้าใจได้ง่าย และการคำนวณไม่ซับซ้อน สำหรับค่าโอกาสการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (loss of load probability, LOLP) เป็นความน่าจะเป็นที่กำลังการผลิตจะน้อยกว่าความต้องการใช้ ซึ่งเป็นดัชนีที่กำหนดจากการวิเคราะห์แบบความน่าจะเป็น (probability) ซึ่งจะมีความยุ่งยากในการคำนวณมากกว่า

ถ้าใช้ดัชนีทั้งสองตัวเป็นตัวกำหนดความเชื่อถือได้ในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้านั้น ผู้วางแผนจะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าเมื่อค่าดัชนีตัวใดตัวหนึ่งไม่ผ่านเกณฑ์ขั้นต่ำ ซึ่งดัชนีตัวนั้นจะเป็นตัวกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในปีนั้น ๆ แต่ไม่สามารถบอกได้ว่าดัชนีตัวไหนสำคัญกว่ากัน [5] ค่าร้อยละกำลังการผลิตสำรองเป็นที่นิยมในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากสามารถคำนวณได้ง่ายกว่า และอธิบายให้คนทั่วไปเข้าใจได้ง่าย ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ค่าร้อยละกำลังการผลิตสำรองเป็นตัวกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองสำหรับวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ซึ่งค่าร้อยละกำลังการผลิตสำรองสามารถคำนวณได้จากสมการ (2.1)

$$RM = \frac{FC-P}{P} \times 100 \qquad (2.1)$$

โดยที่

RM	คือ	ร้อยละของกำลังการผลิตสำรอง (reserve margin)
FC	คือ	กำลังการผลิตพึ่งได้ (firm generating capacity)
P	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak demand)

2.3 การแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศ

เมื่อมีการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศจะทำให้เกิดการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าทั้งการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (power purchase agreement, PPA) และการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าในยามจำเป็น แต่การที่แต่ละประเทศจะยอมให้เกิดการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าได้นั้นจะต้องเกิดความสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตภายในประเทศเสียก่อนซึ่งสามารถประเมินได้จากสมการสมดุลกำลังไฟฟ้า (balance power equation) [7] ดังแสดงในสมการ (2.2)

$$P_G + P_{import} \geq P_D + RM + P_{export} \qquad (2.2)$$

โดยที่

P_G	คือ	กำลังการผลิตภายในประเทศ
P_{import}	คือ	กำลังไฟฟ้าที่นำเข้าจากต่างประเทศ
P_D	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ
RM	คือ	ร้อยละของกำลังการผลิตสำรอง

P_{export} คือ กำลังไฟฟ้าที่ส่งออกไปต่างประเทศ

สำหรับกำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งออกไปยังต่างประเทศได้นั้นสามารถคำนวณได้จากความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (available transfer capability, ATC) ซึ่งหมายถึงความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งจากแหล่งกำเนิดไปยังโหลดโดยไม่ก่อให้เกิดปัญหาความมั่นคงใด ๆ ในระบบ [8] สามารถรองรับความไม่แน่นอนต่างๆที่อาจเกิดขึ้นในระบบและมีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ โดย ATC สามารถคำนวณได้จากสมการ (2.2)

ATC=TTC-TRM-Existing Transmission Commitments (including CBM) (2.2)

โดยที่

TTC คือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (total transfer capability)

TRM คือ ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (transmission reliability margin)

CBM คือ ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (capacity benefit margin)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่คำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่ง สำหรับการประมาณค่า CBM นั้นจะประเมินแยกในแต่ละพื้นที่ โดยในแต่ละพื้นที่จะมีการเผื่อค่าส่วนเผื่อเพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไว้ปริมาณหนึ่ง ซึ่งจะมีค่าเท่าใดนั้นขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตสำรองของแต่ละพื้นที่ ดังนั้นพื้นที่ที่จะส่งออกกำลังไฟฟ้า ควรจะต้องมีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ก่อนที่จะส่งกำลังไฟฟ้าที่ยังพื้นที่อื่น [9] ดังนั้น ATC ในที่นี้จะหมายถึงกำลังไฟฟ้าที่คงเหลือในระบบผลิตที่สามารถส่งออกได้ โดยที่ระบบผลิตยังมีความน่าเชื่อถืออยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

บทที่ 3

โครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid)

ภูมิภาคอาเซียนมีแหล่งทรัพยากรต้นพลังงานที่หลากหลาย และกระจัดกระจายอยู่ตามที่ต่าง ๆ เช่น ประเทศริมฝั่งโขงรวมไปถึงบางส่วนของอินโดนีเซีย และรัฐซาราวัคของมาเลเซียจะมีศักยภาพสูงในการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ส่วนประเทศทางด้านใต้อุดมไปด้วยแหล่งพลังงานจากน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ความอุดมสมบูรณ์ดังกล่าวเอื้ออำนวยต่อการพัฒนาในด้านเศรษฐศาสตร์และความร่วมมือทางด้านพลังงาน ในช่วงสิบปีที่ผ่านมาความต้องการใช้ไฟฟ้าในกลุ่มประเทศอาเซียนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะยังสูงขึ้นเรื่อย ๆ ในอนาคต สิ่งที่ตามมาคือ แต่ละประเทศต้องเพิ่มความสามารถในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการของตนเองที่เพิ่มขึ้น ซึ่งนำไปสู่การสูญเสียเงินตราของประเทศมากขึ้นไปด้วย ดังนั้นทางออกที่เหมาะสมจึงเป็นการที่ทุกชาติร่วมกันจัดสรรและใช้ทรัพยากรต้นพลังงานร่วมกันให้เกิดประโยชน์สูงสุด [10]

เนื่องจากอาเซียนมีความแตกต่างกันทั้งในด้านเศรษฐกิจ แนวคิดทางการเมือง ความอุดมสมบูรณ์ทางทรัพยากรธรรมชาติ รวมทั้งนโยบายด้านพลังงาน การจัดการพลังงานระหว่างประเทศสมาชิกจึงคำนึงถึงการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของภูมิภาคเป็นหลัก (power system security) ซึ่งอาเซียนมีแนวทางในการรับมือกับความต้องการพลังงานในอนาคตในหลายแนวทาง โดยการกระจายแหล่งและชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การใช้เทคโนโลยีสะอาดที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม การเลือกใช้ชนิดชื้อเพลิงที่เหมาะสมและมีเสถียรภาพด้านราคาในระยะยาว ต้องสร้างการมีส่วนร่วมและการยอมรับของภาคประชาสังคม [11]

ASEAN Power Grid เกิดขึ้นในการประชุมผู้นำสูงสุด อย่างไม่เป็นทางการ (ASEAN informal summit) ครั้งที่ 2 เมื่อ 15 ธันวาคม 2540 ที่กัวลาลัมเปอร์ มาเลเซีย เพื่อกำหนดทิศทางใหม่สู่ปี 2563 ด้วยวิสัยทัศน์อาเซียน 2563 (ASEAN vision 2020) "...การมีส่วนร่วมของกลุ่มประเทศอาเซียน ในการผนึกกำลังกันเพื่อพัฒนาความเจริญ และสร้างความแข็งแกร่งทางด้านเศรษฐกิจในภูมิภาค โดยหนึ่งในกลยุทธ์หลักด้านพัฒนาเศรษฐกิจที่สำคัญของอาเซียนคือ...การเชื่อมโยงโครงข่ายระบบพลังงานและสาธารณูปโภคในอาเซียน ได้แก่ ไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติและน้ำ โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน (ASEAN Power Grid) ระบบท่อส่งก๊าซและท่อส่งน้ำ (Trans-ASEAN Gas Pipeline) รวมถึงการส่งเสริมความร่วมมือ ทางด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การอนุรักษ์พลังงาน และการพัฒนาแหล่งพลังงานใหม่ที่ใช้แล้วสามารถหมุนเวียนมาใช้ใหม่ได้อีก..." [10]

จากการประชุม HAPUA ครั้งที่ 6 ในปี 2543 ที่เชียงราย ประเทศไทย ได้มีการจัดตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาแผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างกลุ่มประเทศอาเซียน (ASEAN Interconnection Master Plan Study, AIMS) ภายใต้ความดูแลของผู้บริหารสูงสุดกิจการไฟฟ้าของอาเซียน (Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities, HAPUA) ซึ่งประกอบด้วย

ผู้เชี่ยวชาญจากการไฟฟ้าของประเทศสมาชิกอาเซียน โดยมีหน้าที่ศึกษา ประเมิน และวางแผนการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

การเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศเป็นการเชื่อมโยงสายส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศที่อยู่ติดกัน ซึ่งทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากแต่ละประเทศจะมีทรัพยากรแตกต่างกัน และการซื้อขายไฟฟ้ายังเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตรวมทั้งความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้แก่ประเทศที่นำเข้า และเพิ่มรายได้ให้แก่ประเทศที่ส่งออก [12]

3.1 อุตสาหกรรมไฟฟ้าของอาเซียน

3.1.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าของแต่ละประเทศในอาเซียนมีความแตกต่างกันขึ้นอยู่กับการปกครอง นโยบายทางเมือง การเติบโตทางเศรษฐกิจและทรัพยากรธรรมชาติ [13], [14] ซึ่งสามารถสรุปได้ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศในอาเซียน

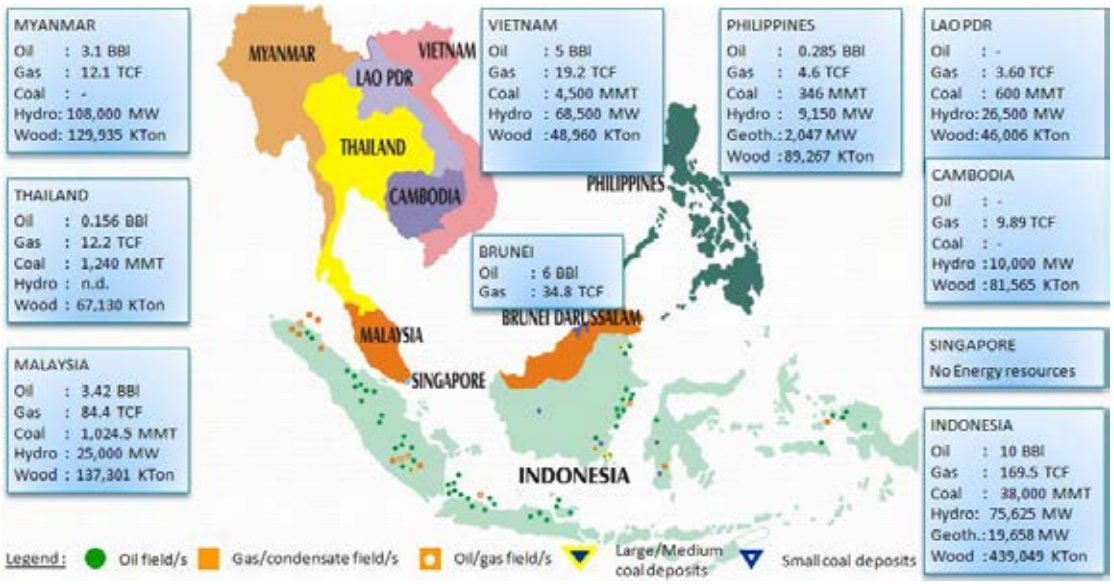
ประเทศ	โครงสร้างระบบไฟฟ้า
ประเทศลาว	การไฟฟ้าลาว (Electricité Du Laos, EDL) เป็นรัฐวิสาหกิจ ซึ่งรับผิดชอบระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศลาว ในปี 2552 มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 1,826.8 MW ซึ่งทั้งหมดมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยเป็นของการไฟฟ้าลาว 20.9% ส่วนที่เหลือเป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) ประเทศลาวมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 2,482.7 วงจร-กิโลเมตร โดยแบ่งเป็นระดับแรงดัน 500 kV, 230 kV และ 115 kV
ประเทศไทย	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT) เป็นรัฐวิสาหกิจ ซึ่งรับผิดชอบระบบผลิต และระบบส่งไฟฟ้า โดยมีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority, PEA) และ การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority, MEA) รับผิดชอบระบบจำหน่าย ในปี 2552 มีกำลังการผลิตรวม 29,212 MW โดยเป็นของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 49.0% ส่วนที่เหลือเป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าฟ้าอิสระ (IPPs), ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (VSPPs) และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ประเทศไทยมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 30,446 วงจร-กิโลเมตร โดยแบ่งเป็นระดับแรงดัน 500 kV, 230 kV, 132 kV, 115 kV และ 69 kV
ประเทศเวียดนาม	การไฟฟ้าเวียดนาม (Electricity of Vietnam, EVN) เป็นรัฐวิสาหกิจ ซึ่งรับผิดชอบระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศเวียดนาม ในปี 2552 มีกำลังการผลิตรวม 18,446 MW โดยเป็นของการไฟฟ้าเวียดนาม 67.34% ส่วนที่เหลือเป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs)

ประเทศ	โครงสร้างระบบไฟฟ้า
	และรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศจีน ประเทศเวียดนามมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 24,0808 วงจร-กิโลเมตร โดยแบ่งเป็นระดับแรงดัน 500 kV, 220 kV และ 110 kV
ประเทศกัมพูชา	การไฟฟ้ากัมพูชา (Electricity du Cambodge, EdC) เป็นบริษัทที่รัฐบาลเป็นเจ้าของภายใต้สังกัดของกระทรวงอุตสาหกรรมเหมืองแร่และพลังงาน (Ministry of Industry Mines and Energy, MIME) ซึ่งรับผิดชอบระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศกัมพูชา สายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบ่งเป็นระดับแรงดัน 230 kV และ 115 kV ในปี 2554 รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 44.9% ของกำลังการผลิตทั้งหมด โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 372 MW [15]
ประเทศพม่า	กิจการไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศพม่าบริหารโดยรัฐบาล โครงสร้างหน่วยงานกำกับดูแลอุตสาหกรรมไฟฟ้าของพม่าประกอบด้วย 2 กระทรวงคือกระทรวงการไฟฟ้า 1 (Ministry of Electric Power No.1, MOEP 1) มีหน้าที่ดำเนินการและผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าถ่านหิน และกระทรวงการไฟฟ้า 2 (Ministry of Electric Power No.2, MOEP2) มีหน้าที่ดำเนินการและผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก รวมทั้งดูแลระบบส่งไฟฟ้าผ่านกิจการไฟฟ้าแห่งสหภาพพม่า (Myanmar Electric Power Enterprise, MEPE) ในปี 2553 ประเทศพม่ามีกำลังการผลิตติดตั้ง 2,351 MW ซึ่งยังไม่รวมที่ส่งออกประเทศจีน ซึ่งกำลังการผลิตส่วนใหญ่มาจากพลังงานน้ำ ประเทศพม่ามีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 6,096 วงจร-กิโลเมตร โดยแบ่งเป็นระดับแรงดัน 230 kV และ 132 kV
ประเทศมาเลเซีย	การไฟฟ้าแห่งชาติมาเลเซีย (Tenaga Nasional Berhad, TNB) เป็นบริษัทเอกชนรายใหญ่ของประเทศมาเลเซีย โดยเป็นเจ้าของกำลังการผลิตติดตั้ง 47% ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมดในประเทศ ส่วนที่เหลือเป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPPs) ซึ่งประเทศมาเลเซียมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 21,817 MW มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 18,000 วงจร-กิโลเมตร โดยแบ่งเป็นระดับแรงดัน 500 kV, 275 kV และ 132 kV
ประเทศสิงคโปร์	เมื่อปี 2546 ประเทศสิงคโปร์เปิดเสรีทางการค้าในการจำหน่ายไฟฟ้าและจัดตั้ง National Electricity Market of Singapore (NEMS) ภายใต้การกำกับดูแลของ The Energy Market Authority (EMA) โดยมีบริษัท SP PowerGrid Ltd. ดูแลระบบส่งไฟฟ้า ในปี 2552 ประเทศสิงคโปร์มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 10,657 MW ซึ่งเชื้อเพลิงส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติ โดยระบบส่งไฟฟ้าทั้งหมดเป็นโครงข่ายไฟฟ้าใต้ดินที่ระดับแรงดัน 400 kV, 230 kV และ 66 kV

ประเทศ	โครงสร้างระบบไฟฟ้า
ประเทศบรูไน	กรมการบริการการไฟฟ้า (The Department of Electrical Service, DES) ภายใต้การดูแลของกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นผู้ควบคุมการผลิต ผ่านบริษัท The Berakas Power Company (BPC) ในปี 2552 ประเทศบรูไนมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 737 MW มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 66 kV และกำลังก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 275 kV เพิ่มเติม
ประเทศฟิลิปปินส์	โครงข่ายไฟฟ้าของประเทศฟิลิปปินส์ประกอบด้วย 3 ระบบใหญ่ๆ คือ Luzon, Visayas และ Mindanao ซึ่งถูกดูแลโดย The National Grid Corporation of the Philippines (NGCP) ในปี 2552 มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 13,594MW มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงรวม 19,425 วงจร-กิโลเมตร
ประเทศอินโดนีเซีย	การไฟฟ้าแห่งชาติอินโดนีเซีย (Perusahaan Listrik Negara, PLN) เป็นรัฐวิสาหกิจ ซึ่งรับผิดชอบระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายในโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศอินโดนีเซีย ในปี 2552 ประเทศอินโดนีเซียมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสูงถึง 25,387 MW มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500kV, 275kV, 150kV และ 70 kV

3.1.2 ศักยภาพและแนวโน้มการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

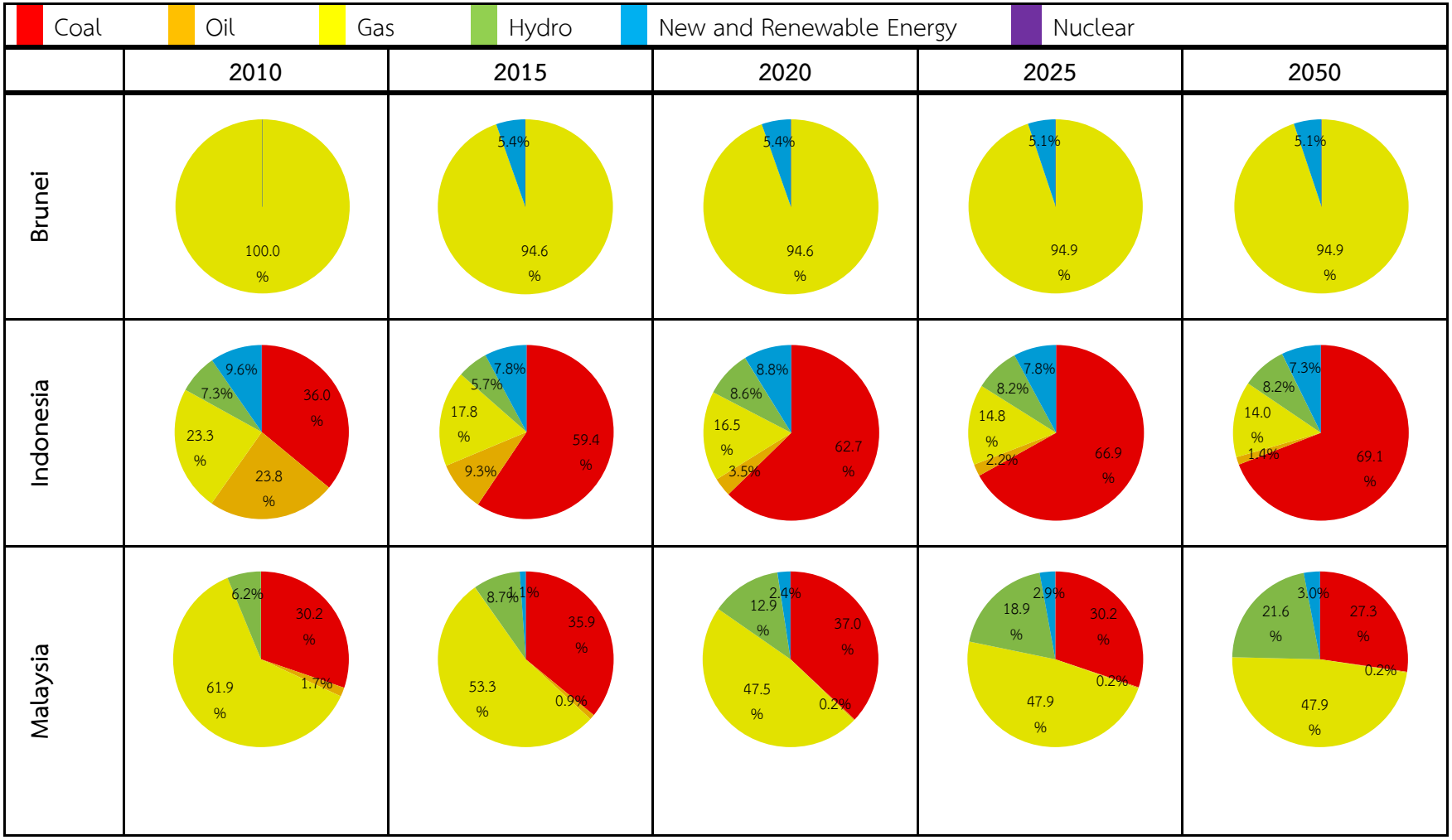
ทั่วภูมิภาคอาเซียนมีความหลากหลายของทรัพยากร และมีปริมาณสำรองอยู่เป็นจำนวนมาก ทางเหนือของอาเซียนมีพลังน้ำอันมหาศาล ส่วนทางใต้มีถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ดังแสดงในภาพที่ 3.1 ในบางประเทศมีแหล่งทรัพยากรพลังงานน้อยไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ ต้องพึ่งพาประเทศอื่น บางประเทศมีแหล่งทรัพยากรพลังงานมาก หากแต่ยังไม่ได้นำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ ในขณะที่ทุกประเทศ จำเป็นต้องหาแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าให้พอใช้กับความต้องการของประเทศตนเอง ไม่ว่าจะมาจากภายในประเทศ หรือการนำเข้าก็ตาม

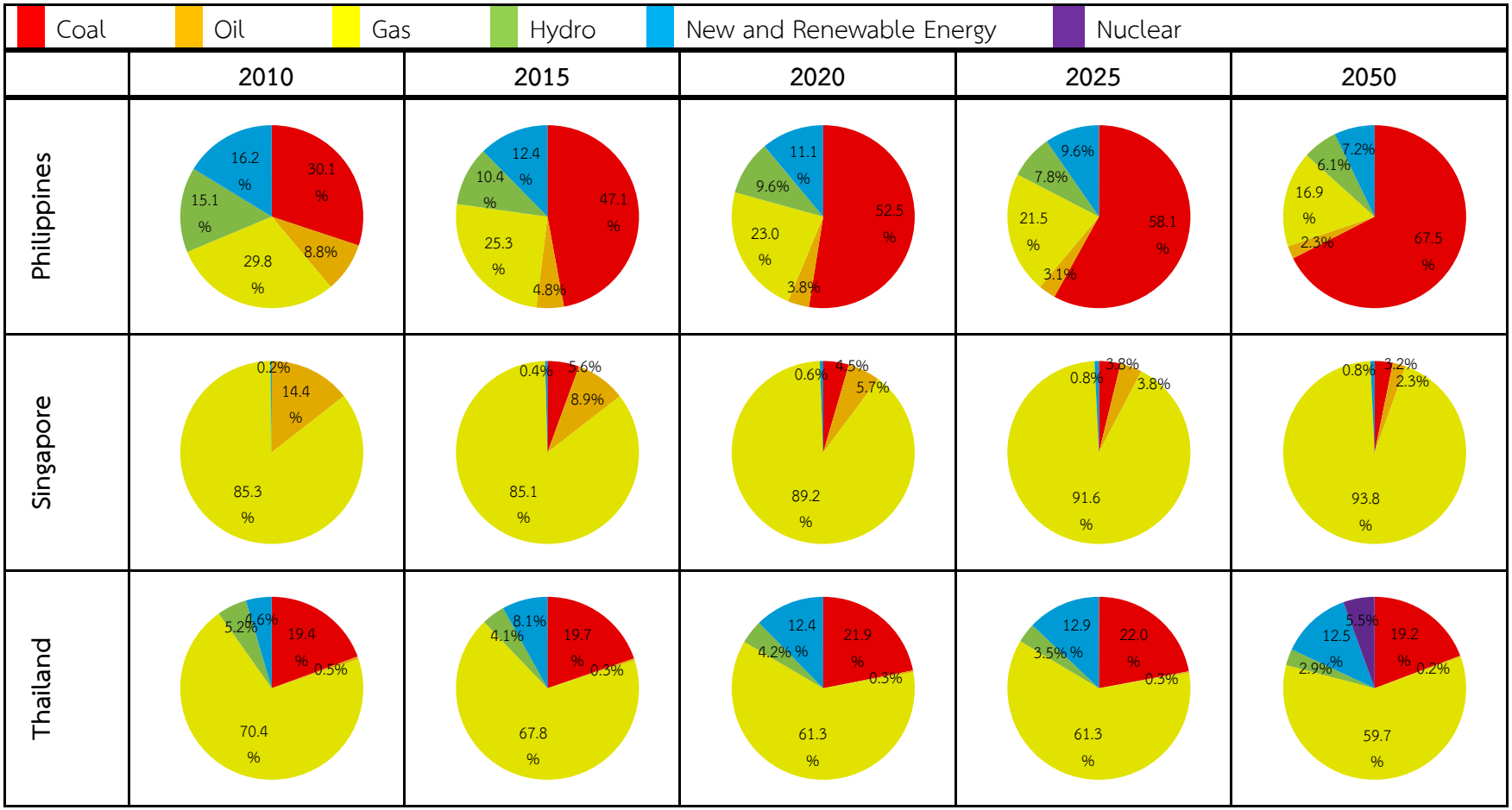


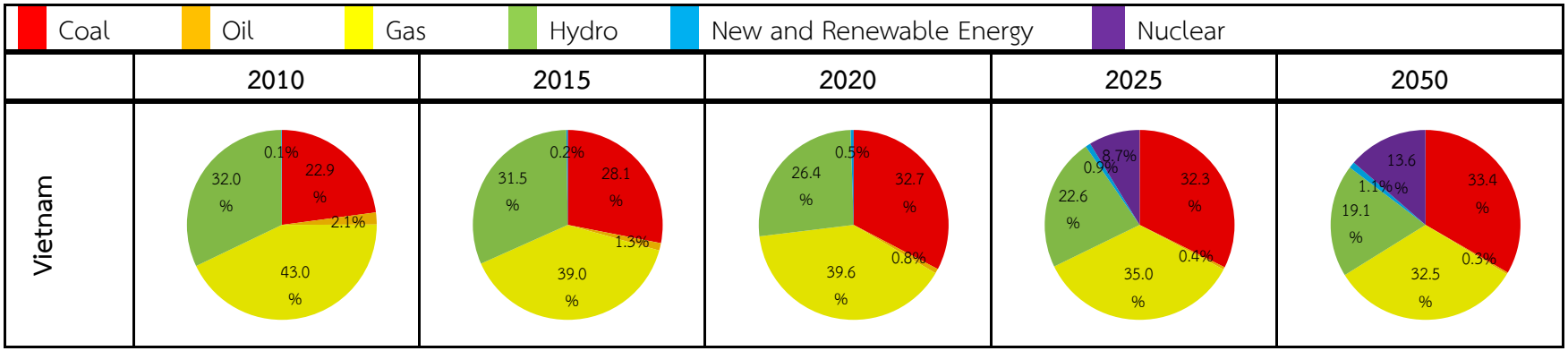
ภาพที่ 3.1 ทรัพยากรต้นพลังงานของอาเซียน [16]

จากทรัพยากรต้นพลังงานและนโยบายด้านพลังงานที่แตกต่างกันในอาเซียนทำให้แต่ละประเทศมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าแตกต่างกันซึ่งสามารถสรุปแนวโน้มการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า [17] ได้ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 สัดส่วนและแนวโน้มการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

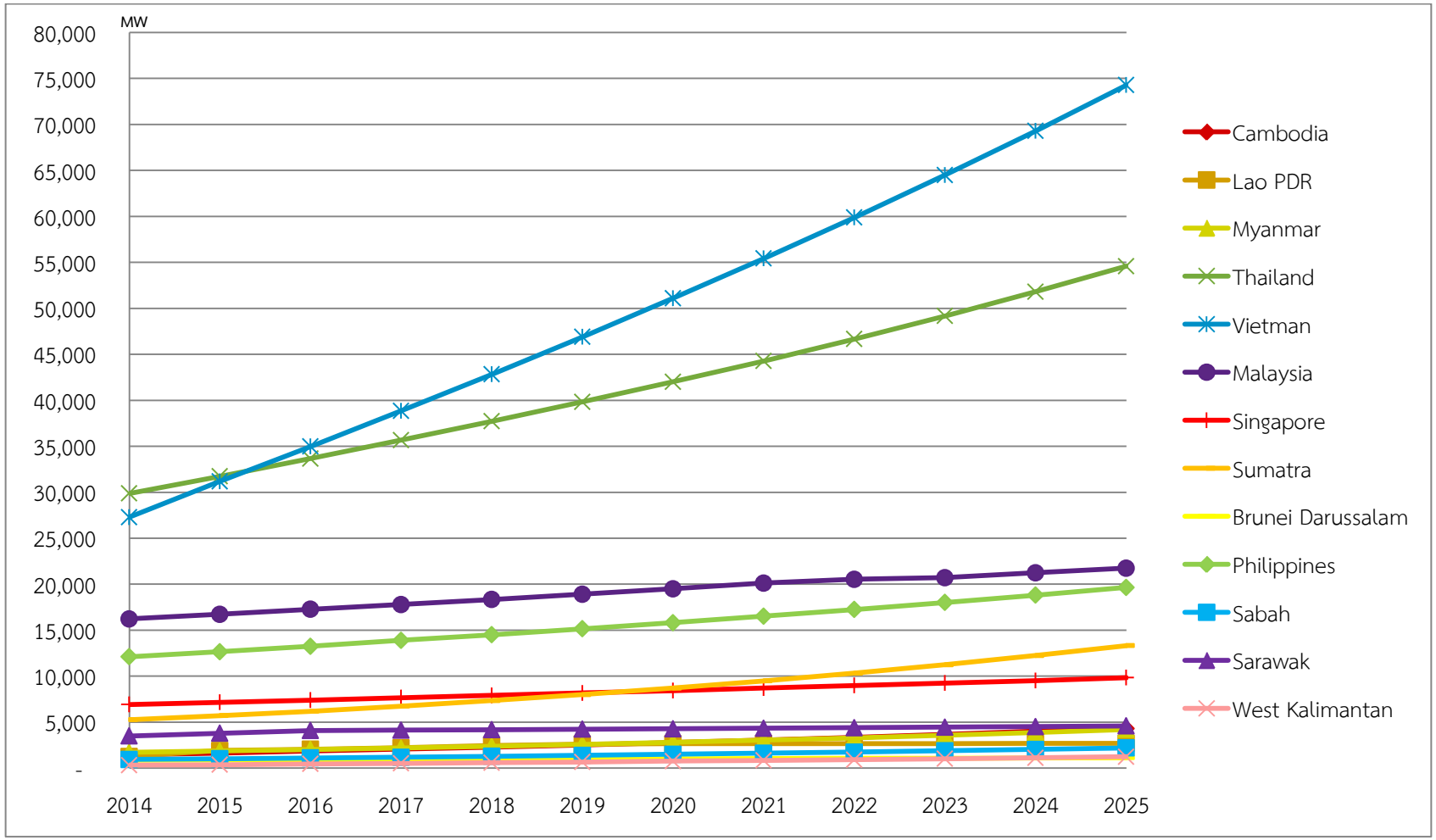



Coal
Oil
Gas
Hydro
New and Renewable Energy
Nuclear
2010
2015
2020
2025
2050
Philippines
16.2 %
30.1 %
15.1 %
8.8%
29.8 %
12.4 %
10.4 %
47.1 %
25.3 %
4.8%
11.1 %
9.6%
52.5 %
23.0 %
3.8%
9.6%
7.8%
58.1 %
21.5 %
3.1%
7.2%
6.1%
16.9 %
2.3%
67.5 %
Singapore
0.2%
14.4 %
85.3 %
0.4%
5.6%
8.9%
85.1 %
0.6%
4.5%
5.7%
89.2 %
0.8%
3.8%
3.8%
91.6 %
0.8%
3.2%
2.3%
93.8 %
Thailand
5.2%
4.6%
19.4 %
0.5%
70.4 %
8.1%
4.1%
19.7 %
0.3%
67.8 %
12.4
4.2%
21.9 %
0.3%
61.3 %
12.9
3.5%
22.0 %
0.3%
61.3 %
5.5%
12.5
2.9%
19.2 %
0.2%
59.7 %


Coal
Oil
Gas
Hydro
New and Renewable Energy
Nuclear
2010
2015
2020
2025
2050
Vietnam
0.1%
22.9 %
2.1%
43.0 %
32.0 %
0.2%
28.1 %
1.3%
39.0 %
31.5 %
0.5%
32.7 %
0.8%
39.6 %
26.4 %
8.7%
0.9%
32.3 %
0.4%
35.0 %
22.6 %
13.6
1.1%
33.4 %
0.3%
32.5 %
19.1 %

3.1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า

ประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคอาเซียนมีอัตราการเพิ่มขึ้นความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแตกต่างกัน ขึ้นกับจำนวนประชากรและการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ รวมทั้งมีการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันขึ้นกับนโยบายและทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอแยกตามโครงข่ายที่ใช้ในแผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II) ซึ่งแบ่งออกเป็น 13 โครงข่ายได้แก่ Cambodia, Lao PDR, Myanmar, Thailand, Vietnam, Peninsular Malaysia, Singapore, Sumatra, Brunei, Philippines, Sabah, Sarawak และ West Kalimantan ดังแสดงในภาพที่ 3.2 (รายละเอียดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [18] และแผนพัฒนากำลังการผลิตของแต่ละประเทศ [19], [20] แสดงในภาคผนวก ก)



ภาพที่ 3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศในอาเซียน

3.2 แผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II)

แผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II) เป็นการศึกษาแนวทางในการใช้ทรัพยากรพลังงานให้เกิดประโยชน์ร่วมกัน ซึ่งเป็นการสนับสนุนโครงการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าอาเซียน ศึกษาดำเนินการโดยผู้ดูแลกิจการไฟฟ้าของทุกประเทศในอาเซียน และได้มุ่งเน้นไปที่การวางแผนระบบการผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบโครงข่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน

3.2.1 วัตถุประสงค์ของโครงการ

วัตถุประสงค์ของโครงการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน [21] มีดังนี้

(1) เพื่อสร้างโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าอาเซียนผ่านการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าระหว่างทุกประเทศในอาเซียน

(2) เพื่อส่งเสริมระบบไฟฟ้าของอาเซียนให้มีประสิทธิภาพ, คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และปลอดภัยมากยิ่งขึ้น

(3) เพื่อใช้ทรัพยากรต้นพลังงานในภูมิภาคให้เกิดประโยชน์สูงสุดโดยการแบ่งปันผลประโยชน์ร่วมกัน

(4) เพื่อลดการลงทุนที่จำเป็นสำหรับการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

(5) เพื่อแบ่งปันประสบการณ์ในการจัดการด้านพลังงานในประเทศสมาชิก

(6) เพื่อจัดเตรียมความร่วมมือกันด้านไฟฟ้าอย่างใกล้ชิดในภูมิภาค

(7) เพื่อระบุอุปสรรคในการดำเนินโครงการของโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

3.2.2 ขอบเขตของโครงการ

AIMS-II จะครอบคลุมโครงการการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าระหว่างกลุ่มประเทศสมาชิกอาเซียนทั้ง 10 ประเทศ ซึ่งแบ่งออกเป็น 13 โครงข่าย การศึกษานี้จะมุ่งเน้นไปที่การวิเคราะห์ทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์เป็นหลัก [21] ดังนี้

(1) การพยากรณ์โหลดระยะยาวของแต่ละระบบ

(2) การสร้างเกณฑ์การวางแผนระบบและสมมติฐานต่าง ๆ ร่วมกัน

(3) แผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของแต่ละระบบ จะเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่มีและไม่มีการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าใหม่เข้าไป โดยอาศัยโปรแกรม Strategist

(4) การวิเคราะห์โครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้า ได้แก่ การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า การศึกษาการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า และการศึกษาเสถียรภาพสภาวะชั่วครู่ เพื่อให้มั่นใจถึงความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค ใช้โปรแกรม PSS/E

(5) ประมาณค่าใช้จ่ายการเชื่อมโยงโครงข่ายพร้อมด้วยเส้นทางต่าง ๆ ของระบบสายส่งและจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าต่าง ๆ

3.2.3 วิธีดำเนินโครงการ

ขั้นตอนการศึกษาแบ่งออกได้เป็น 2 ขั้นตอน [21] ดังนี้

(1) การศึกษาการหาค่าเหมาะที่สุดของการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว

การศึกษาการหาค่าเหมาะที่สุดของการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว เป็นการศึกษาเพื่อประเมินแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลังในระยะยาว โดยอาศัยโปรแกรม Strategist ซึ่งเป็นโปรแกรมการวางแผนที่สามารถหาค่าเหมาะที่สุดได้ถึง 10 ระบบพร้อม ๆ กัน อย่างไรก็ตาม เพื่อลดเวลาในการคำนวณ, ทรัพยากรคอมพิวเตอร์ และรวมไปถึงความเสี่ยงที่ข้อมูลจะสูญหายเนื่องจากข้อผิดพลาดใด ๆ คณะทำงานจึงได้แบ่งระบบไฟฟ้าของอาเซียนออกเป็น 3 ระบบย่อย [21] ได้แก่ ระบบ A (ตะวันตกตอนบน), ระบบ B (ตะวันตกตอนล่าง) และระบบ C (ตะวันออก) ตามตารางที่ 3.3 เพื่อแยกกันประมวลผลหาค่าเหมาะที่สุด โดยที่ต้องสอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับความเชื่อถือได้, เสถียรภาพ และการจัดหาเชื้อเพลิงตามที่ตั้งไว้ จากนั้นเมื่อประมวลระบบย่อยเสร็จสิ้นแล้ว จะประเมินถึงความเป็นไปได้ของการนำระบบย่อยทั้ง 3 ระบบนี้มารวมเข้าเป็นโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าอาเซียนระบบเดียวต่อไป

ตารางที่ 3.3 การแบ่งระบบไฟฟ้าของอาเซียนทั้ง 13 โครงข่าย

System A	System B	System C
• Cambodia • Lao PDR • Myanmar • Thailand • Vietnam	• Peninsular Malaysia • Singapore • Sumatra	• Brunei • Philippines • Sabah • Sarawak • West Kalimantan

(2) การวิเคราะห์โครงข่ายไฟฟ้า

การวิเคราะห์โครงข่ายไฟฟ้า เป็นการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า โดยอาศัยโปรแกรม PSS/E ver.30 ขั้นตอนการวิเคราะห์โครงข่ายไฟฟ้าเริ่มจาก (1) แต่ละประเทศจะวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของตัวเองโดยตั้งอยู่บนพื้นฐานของแผน PDP ของตนเอง (2) แต่ละประเทศจะวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบย่อยและเสถียรภาพโดยรวมของระบบย่อยนั้น การรวมโครงข่ายไฟฟ้าของแต่ละประเทศเข้าด้วยกันผ่านการเชื่อมโยงที่ระบุไว้จากแผน PDP และใช้เกณฑ์การวางแผนร่วมกันในเรื่องของข้อจำกัดการจ่ายโหลด ระดับของข้อผิดพร่องสูงสุด และแรงดันที่จุดทำงานของระบบ เพื่อช่วยในการวิเคราะห์ (3) คณะทำงานจะประเมินความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค

ของการนำระบบย่อยทั้ง 3 ระบบมารวมเข้าด้วยกันเพื่อทำให้เกิดโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน โดยใช้เกณฑ์การวางแผนร่วมกัน และการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าและเสถียรภาพเพื่อช่วยในการประเมิน

3.2.4 ผลลัพธ์จากการศึกษา AIMS-II

ใน AIMS-II การเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท [21] ได้แก่ (1) การซื้อขายกำลังไฟฟ้า (power purchase, PP) และ (2) การแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (energy exchange, EE) การซื้อขายกำลังไฟฟ้า (PP) หมายถึง ระบบที่มีที่มีความต้องการไฟฟ้าจำนวนมากจะนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากอีกระบบที่มีต้นทุนของทรัพยากรพลังงานต่ำกว่า ส่วนการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (EE) หมายถึง การดำเนินการเชิงเศรษฐศาสตร์ที่เป็นผลมาจากความแตกต่างกันของช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพื่อการลดกำลังการผลิต และการแบ่งปันกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (spinning reserve)

ผลลัพธ์จากการศึกษาแสดงให้เห็นว่าโครงการการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าที่เป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และทางเทคนิคมีทั้งหมด 14 โครงการ แสดงไว้ในตารางที่ 3.4 จะเห็นได้ว่าระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันเป็นระบบเดียว ผ่านโครงการการซื้อขายกำลังไฟฟ้า (PP) หรือ การแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (EE)

ตารางที่ 3.4 โครงการการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าโดยใช้ซอฟต์แวร์การหาค่าเหมาะที่สุด

Interconnected Projects	Type	Total Capacity (MW)	Year
1) Cambodia – Thailand	HVAC, EE	300	2015
2) Lao PDR – Thailand	HVAC, EE	600	2015
3) Peninsular Malaysia – Sumatra	HVDC, EE	600	2015
4) Batam ⟶ Singapore	HVAC, PP	600	2015-2017
5) Sarawak ⟶ Peninsular Malaysia	HVDC, PP	3,200	2015/2021
6) Myanmar ⟶ Thailand	HVAC, PP	3,829	2016-2025
7) Thailand – Peninsular Malaysia, Additional	HVDC, EE	300	2016
8) Cambodia ⟶ Thailand	HVAC, PP	100	2017
9) Cambodia ⟶ Vietnam	HVAC, PP	222	2017
10) Lao PDR ⟶ Thailand	HVAC, PP	3,521	2017-2023
11) Peninsular Malaysia ⟶ Singapore	HVDC, PP	600	2018
12) Sumatra ⟶ Singapore	HVDC, PP	600	2020
13) Sarawak ⟶ Sabah	HVAC, PP	100	2020

Interconnected Projects	Type	Total Capacity (MW)	Year
14) Sabah – Philippines	HVDC, EE	500	2020

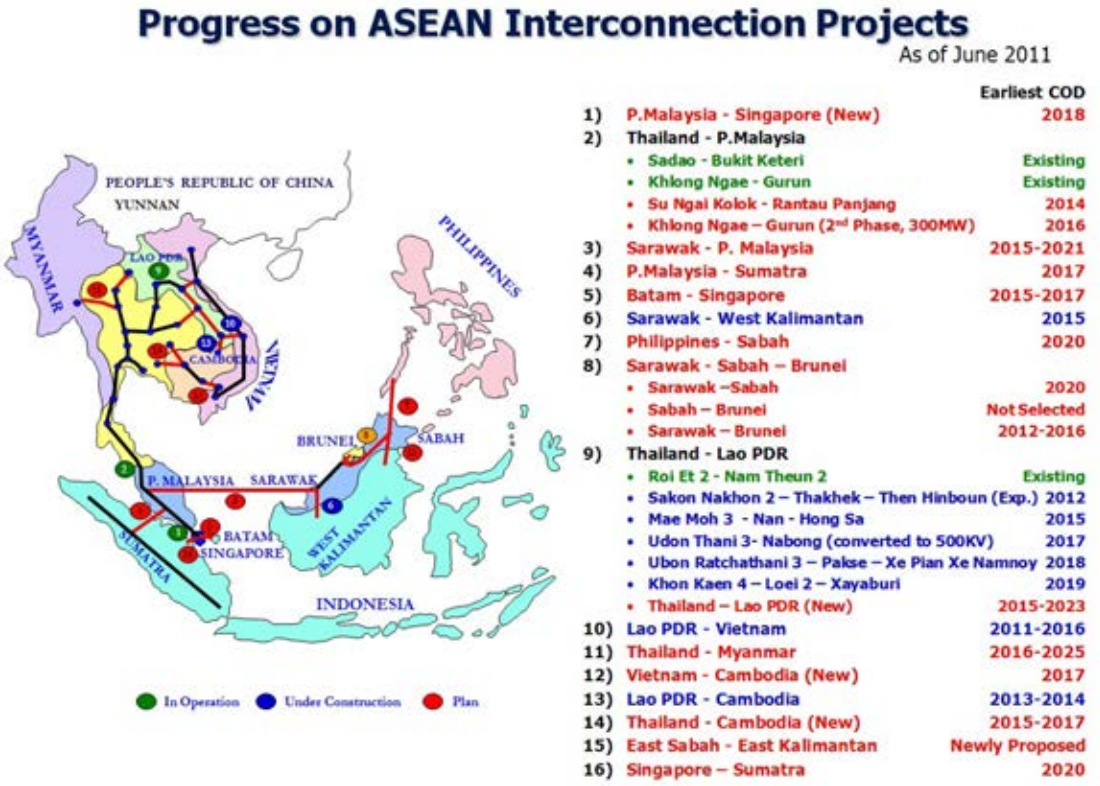
นอกจากผลลัพธ์จากการศึกษาทางด้านเทคนิคแล้ว ผลลัพธ์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการศึกษา ดังที่แสดงสรุปไว้ในตารางที่ 3.5 ยังได้แสดงให้เห็นว่า โครงการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนใหม่คาดว่าจะช่วยประหยัดค่าใช้จ่ายได้สูงถึง 1,872 ล้านดอลลาร์สหรัฐ [21] ซึ่งเป็นผลมาจากการลดลงได้ของปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละประเทศเป็นหลัก

ตารางที่ 3.5 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายทั้งหมดและจำนวนเงินที่ประหยัดได้ระหว่างกรณีที่มีและไม่มีการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าใหม่

Items	Total Expenses (MUSD)		Savings (MUSD)*
	Without New	With New	
Capacity costs	83,699	81,980	1,718
Energy Costs	253,025	252,871	154
Total	336,724	334,851	1,872

หมายเหตุ: * หมายถึง Present Value (PV) ในปี 2009

ปัจจุบัน APG ประกอบด้วย 16 แนวการเชื่อมโยง ซึ่งมีความก้าวหน้า [10] ดังแสดงในภาพที่ 3.3 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข)



ภาพที่ 3.3 ความก้าวหน้าของโครงการการเชื่อมโยงโครงข่ายระบบสายส่งไฟฟ้าอาเซียน ณ เดือนมิถุนายน 2011

บทที่ 4

แนวทางการประเมินผลประโยชน์จากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

4.1 หลักการประเมินผลประโยชน์

การที่แต่ละประเทศจะยอมให้เกิดการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าได้นั้นจะต้องเกิดความสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตภายในประเทศเสียก่อน ซึ่งกำลังการผลิตส่วนที่เหลือจะเป็นความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า โดยประเทศไทยจะนำเข้ากำลังไฟฟ้าในช่วงที่ประเทศไทยมีกำลังการผลิตสูงสุดเพื่อลดกำลังการผลิตในช่วงนั้นลง ส่งผลให้สามารถลงกำลังการผลิตในประเทศลงได้

4.1.1 สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ

(1) กำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นตัวแทนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปี

(2) ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าที่ส่งออกมายังประเทศไทยเท่านั้น

(3) แต่ละประเทศยินยอมที่จะส่งกำลังไฟฟ้ามายังประเทศไทยตลอดเวลา

4.1.2 ขั้นตอนการประเมินผลประโยชน์

ขั้นตอนการประเมินผลประโยชน์แสดงได้ดังภาพที่ 4.1 ซึ่งสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 คำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ($ATC^{C}_{h,y}$) ของทุกประเทศที่เชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าแบบ EE กับประเทศไทย ในปีที่ y (ขั้นตอนการคำนวณแสดงในภาพที่ 4.2)

ขั้นที่ 2 คำนวณกำลังการผลิตสูงสุดของประเทศไทย (PG^{T}_{y}) ในปีที่ y หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด (ขั้นตอนการคำนวณแสดงในภาพที่ 4.3)

ขั้นที่ 3 คำนวณกำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทย (FC^{T}_{y}) ในปีที่ y โดยใช้สมการที่ (4.1)

$$FC^{T}_{y} = \left(RM^{T}_{y} + 1\right) \times PG^{T}_{y} \qquad (4.1)$$

โดยที่

FC^{T}_{y} คือ กำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทย ในปีที่ y

RM^{T}_{y} คือ ร้อยละของกำลังการผลิตสำรอง (reserve margin) ของประเทศไทยในปีที่ y ตาม PDP 2010 (rev.3)

PG_y^T คือ กำลังการผลิตสูงสุดของประเทศไทย ในปีที่ y หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

ขั้นที่ 4 คำนวณกำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย (RGC_y^T) เมื่อเทียบกับ PDP ในปีที่ y

$$RGC_y^T = PDP_y^T - FC_y^T \quad (4.2)$$

โดยที่

RGC_y^T คือ กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย (reduced generating capacity) ในปีที่ y

PDP_y^T คือ กำลังการผลิตพึ่งได้ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตของประเทศไทยในปีที่ y

ขั้นที่ 5 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 1 ถึง 4 จนครบปีที่พิจารณา

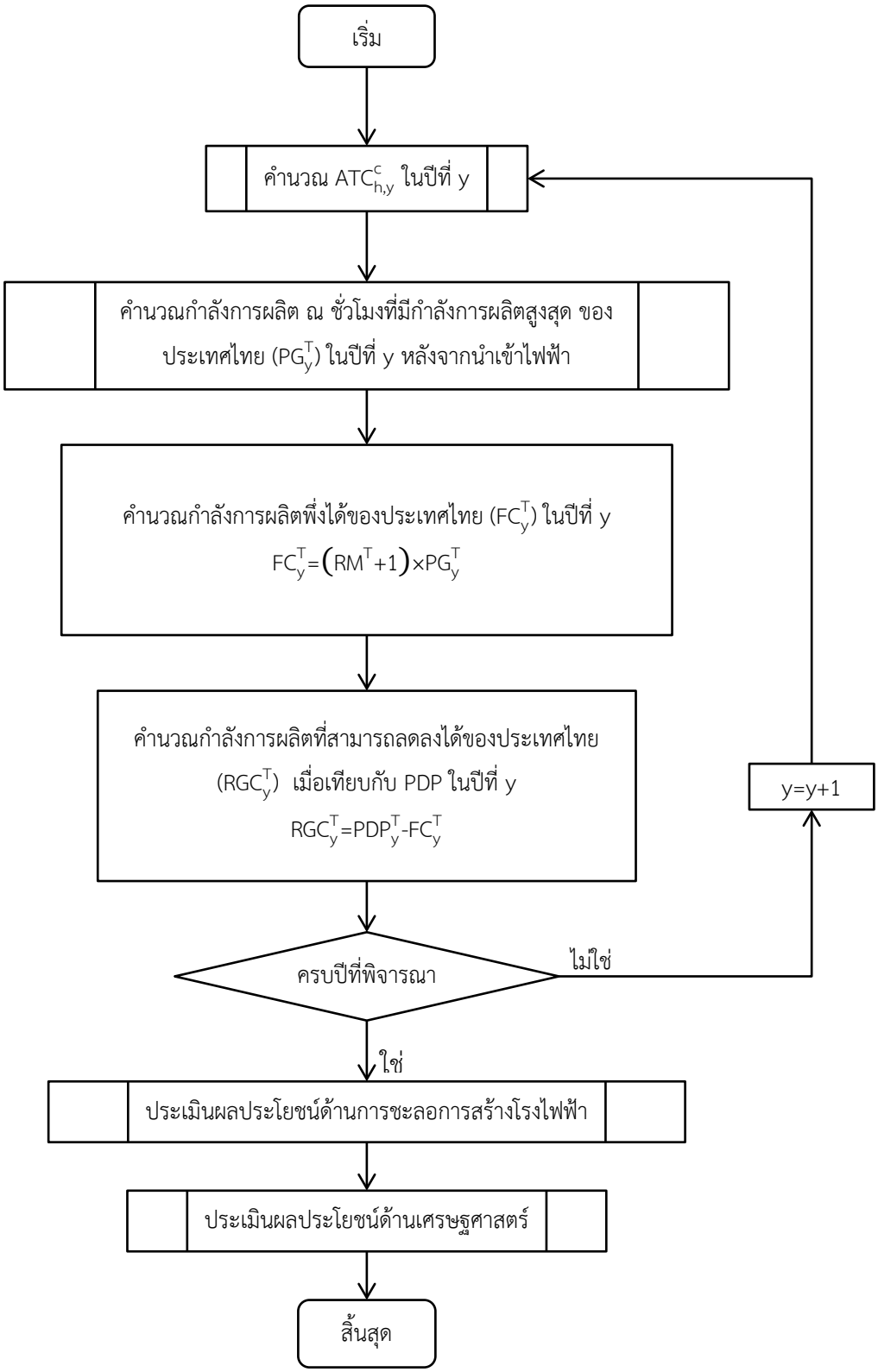
ขั้นที่ 6 ประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าของประเทศไทยหลังนำเข้าไฟฟ้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

ขั้นที่ 7 ประเมินผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์

ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ($ATC_{h,y}^c$) รายชั่วโมงของประเทศ c ในปีที่ y เป็นกำลังการผลิตรายชั่วโมงที่เหลือหลังจากพิจารณาเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงแล้ว ซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ประเทศไทยสามารถนำเข้าได้ในแต่ละช่วงเวลาจากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างประเทศ

กำลังการผลิตสูงสุดของประเทศไทย (PG_y^T) ในปีที่ y เป็นกำลังการผลิตที่สูงที่สุดหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย (RGC_y^T) ในปีที่ y เป็นผลต่างของกำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP กับกำลังการผลิตพึ่งได้ที่ได้จากการคำนวณโดยใช้เกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า



ภาพที่ 4.1 การประเมินผลประโยชน์จากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้า

4.2 การคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าแสดงในภาพที่ 4.2 ซึ่งสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมง ($D^{c}_{h,y}$) ของทุกประเทศที่เชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าแบบ EE กับประเทศไทย ในปีที่ y

ขั้นที่ 2 คำนวณกำลังการผลิตพึ่งได้รายชั่วโมงรายชั่วโมง ($FC^{c}_{h,y}$) ในปีที่ y โดยใช้สมการที่ (4.3)

$$FC^{c}_{h,y}=(1+RM^{c})\times D^{c}_{h,y} \quad (4.3)$$

โดยที่

$FC^{c}_{h,y}$ คือ กำลังการผลิตพึ่งได้ (firm generating capacity) รายชั่วโมงของประเทศ c ในปีที่ y

RM^{c} คือ ร้อยละของกำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำ (reserve margin) ของประเทศ c

$D^{c}_{h,y}$ คือ ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงของประเทศ c ในปีที่ y

ขั้นที่ 3 คำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ($ATC^{c}_{h,y}$) ในปีที่ y โดยใช้สมการที่ (4.4)

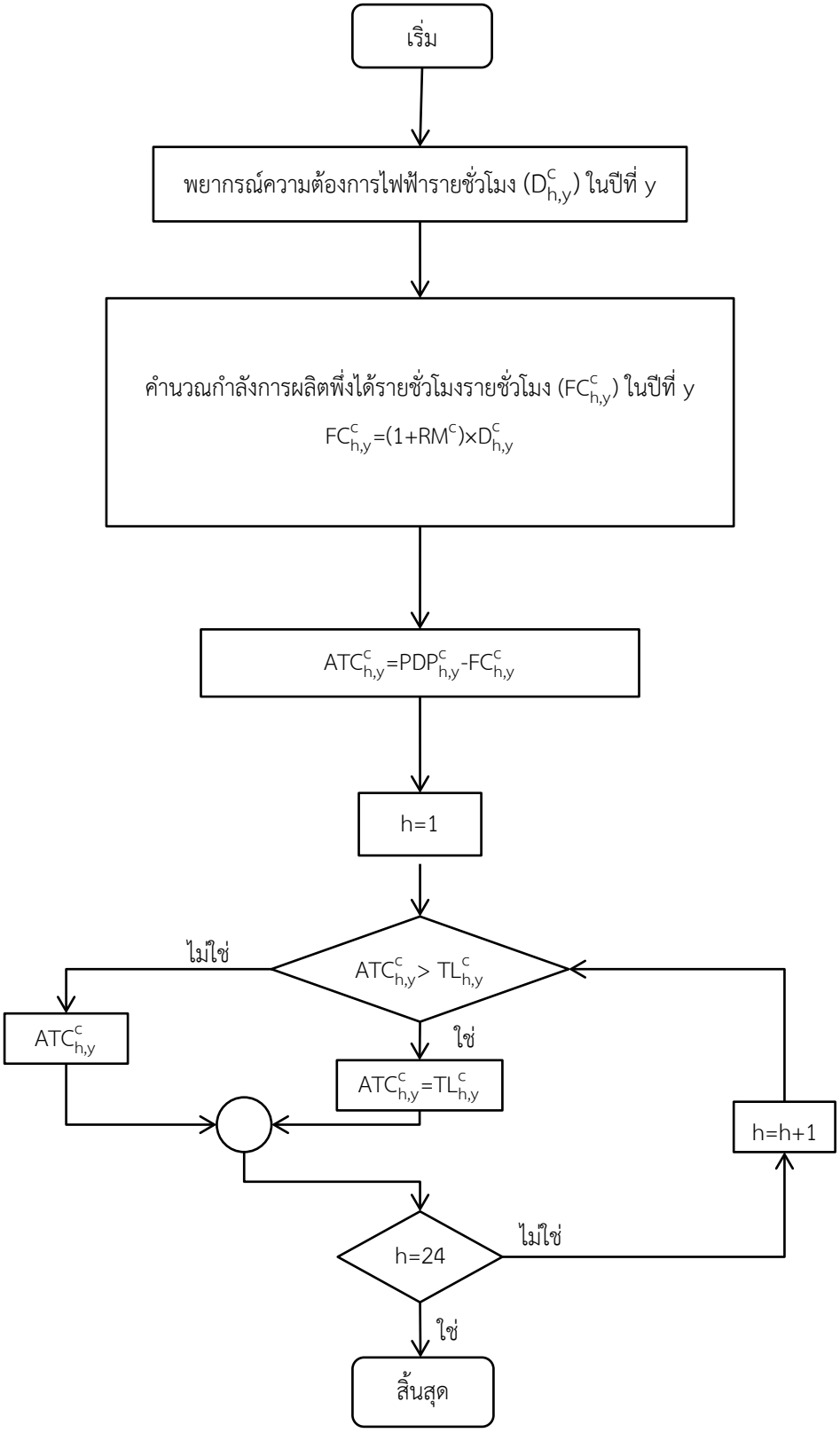
$$ATC^{c}_{h,y}=PDP^{c}_{h,y}-FC^{c}_{h,y} \quad (4.4)$$

โดยที่

$ATC^{c}_{h,y}$ คือ ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (available transfer capability) รายชั่วโมงของประเทศ c ในปีที่ y

PDP^{c}_{y} คือ กำลังการผลิตพึ่งได้ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตของประเทศ c ในปีที่ y

ขั้นที่ 4 เปรียบเทียบ $ATC^{c}_{h,y}$ กับข้อจำกัดของสายส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศ ($TL^{c}_{h,y}$) โดยเลือกค่าต่ำกว่าของแต่ละชั่วโมงเป็น $ATC^{c}_{h,y}$ ของชั่วโมงนั้นๆ



ภาพที่ 4.2 การคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ในปีที่ y

4.3 การคำนวณกำลังการผลิตหลังนำเข้ากำลังไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

ขั้นตอนการคำนวณกำลังการผลิตหลังนำเข้ากำลังไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุดแสดงในภาพที่ 4.3 ซึ่งสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 คำนวณการกำลังการผลิตของประเทศไทยหลังจากนำเข้าไฟฟ้าจากทุกประเทศ ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ($NG^{T}_{h,y}$) ในปีที่ y โดยใช้สมการที่ (4.5)

$$NG^{T}_{h,y}=G^{T}_{p,y}-sum(ATC^{c}_{p,y}) \quad (4.5)$$

โดยที่

$NG^{T}_{h,y}$ คือ กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย หลังจากนำเข้าไฟฟ้าจากทุกประเทศ ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปีที่ y

$G^{T}_{p,y}$ คือ กำลังการผลิตของประเทศไทย ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุดในปีที่ y

$sum(ATC^{c}_{p,y})$ คือ ผลรวม ATC ของทุกประเทศ ณ ชั่วโมงที่ประเทศไทยมีกำลังการผลิตสูงสุด ในปีที่ y

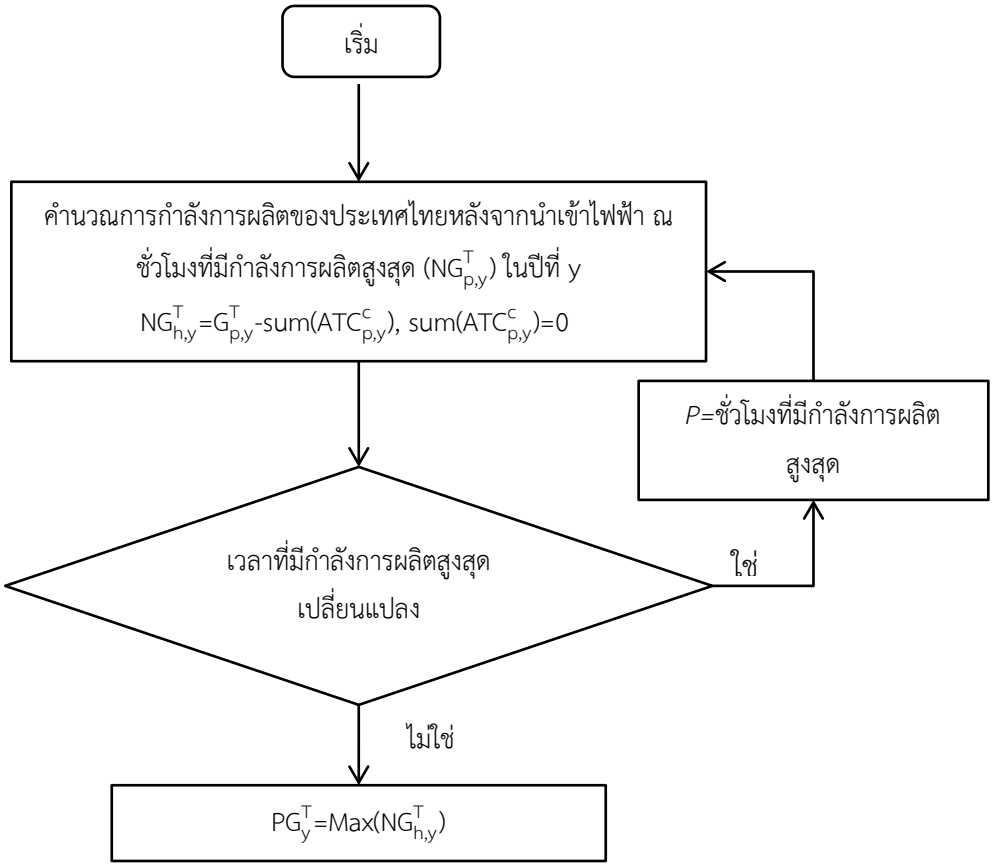
ขั้นที่ 2 หลังจากประเทศไทยนำเข้าไฟฟ้าในเวลาใดให้เวลานั้นมีผลรวม ATC=0

ขั้นที่ 3 พิจารณาว่าเวลาที่ประเทศไทยมีกำลังการผลิตสูงสุดเปลี่ยนแปลงไปหรือไม่ ถ้าเปลี่ยนให้ทำซ้ำขั้นตอนที่ 1 ถ้าไม่เปลี่ยนแปลงให้คำนวณกำลังการผลิตของประเทศไทย ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุด (PG^{T}_{y}) จากสมการ (4.6)

$$PG^{T}_{y}=Max(NG^{T}_{h,y}) \quad (4.6)$$

โดยที่

PG^{T}_{y} คือ กำลังการผลิตของประเทศไทย ณ ชั่วโมงที่มีกำลังการผลิตสูงสุดในปีที่ y



ภาพที่ 4.3 การคำนวณกำลังการผลิต ณ เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ในปีที่ y

4.4 การประเมินการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า

การประเมินการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้านั้นจะพิจารณาเลือกเฉพาะโรงฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากประเทศไทยนำเข้าไฟฟ้าในช่วงที่มีกำลังการผลิตสูงสุดจึงพิจารณาชะลอโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงเวลานั้นซึ่งคือโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื่อเพลิงในการผลิต ซึ่งสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นที่ 1 เลื่อนปีที่พิจารณาออกไป 6 ปีเนื่องจากในช่วง 6 ปีนี้ไม่สามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าได้ เพราะโรงไฟฟ้าที่อยู่ในแผนระหว่างช่วงเวลานี้อยู่ในระหว่างการก่อสร้างแล้ว

ขั้นที่ 2 เลือกโรงไฟฟ้าจาก PDP 2010 rev.3 ในปีที่ y ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยเลือกที่มีผลรวมของกำลังการผลิตพึ่งได้สูงสุด แต่ไม่เกิน RGC^{T}_{y} ถ้าไม่สามารถเลือกได้ให้พิจารณาในปีถัดไป

ขั้นที่ 3 ถ้าสามารถเลือกโรงไฟฟ้าจากขั้นที่ 2 ได้ ให้กำลังการผลิตที่ชะลอได้ในปีที่ y เท่ากับผลรวมของกำลังการผลิตติดตั้งได้ของโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่เลือก โดยใช้สมการที่ (4.7)

$DIGC_y^T$=ผลรวมกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่เลือก (4.7)

โดยที่

$DIGC_y^T$ คือ ผลรวมกำลังการผลิตติดตั้งของประเทศไทยที่ชะลอ (deferred installed generating capacity) ในปีที่ y

ขั้นที่ 4 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 1 ถึงขั้นตอนที่ 3 ของปีถัดไปจนครบปีที่พิจารณา โดยนำโรงไฟฟ้าของปีก่อนหน้ามาเป็นตัวเลือกในการชะลอเพิ่มเติมนอกเหนือจากโรงไฟฟ้าใน PDP ของปีนั้น

4.5 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์

ในการพิจารณาผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์จากการชะลอโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า จะพิจารณาจากการนำเงินลงทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่สามารถลงลงได้ไปใช้ในโครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานต่างๆของประเทศ เช่น สะพาน ถนน สนามบิน ท่าเรือ ประปา เป็นต้น ผลประโยชน์ (benefit) ที่ได้จะอยู่ในรูปของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ทั้งหมดตลอดปีที่พิจารณา เป็นผลรวมของเงินลงทุนที่สามารถลดลงได้ในแต่ละปีคูณกับร้อยละของผลตอบแทนจากเงินลงทุนก้อนนั้น ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการ (4.8)

$$\text{Benefit} = \sum_{y=1}^{y_2} \frac{DIGC_y^T \times (B) \times I}{(1+DR)^{y-1}} \quad (4.8)$$

โดยที่

$DIGC_y^T$ คือ ผลรวมกำลังการผลิตติดตั้งของประเทศไทยที่ชะลอ (deferred installed generating capacity) ในปีที่ y

B คือ % ผลตอบแทนจากเงินลงทุนในโครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานต่างๆของประเทศ

I คือ เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อ 1 MW

DR คือ % อัตราส่วนลด (discount rate)

y_2 คือ จำนวนปีที่พิจารณา

บทที่ 5

ผลการประเมินผลประโยชน์จากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

5.1 ผลการประเมินผลประโยชน์ด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า

5.1.1 ข้อมูลที่ใช้สำหรับประเมินผลประโยชน์

(1) แต่ละประเทศมีร้อยละกำลังการผลิตสำรองต่ำสุดเท่ากับ ร้อยละ 15 [18]

(2) โครงการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้ากับประเทศไทยที่ใช้ในการประเมินมีขนาด (MW) และปีที่คาดว่าจะเริ่มใช้งาน (SCOD) มีรายละเอียดดังตารางที่ 5.1 [21]

ตารางที่ 5.1 โครงการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าแบบแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้า (EE) กับประเทศไทย

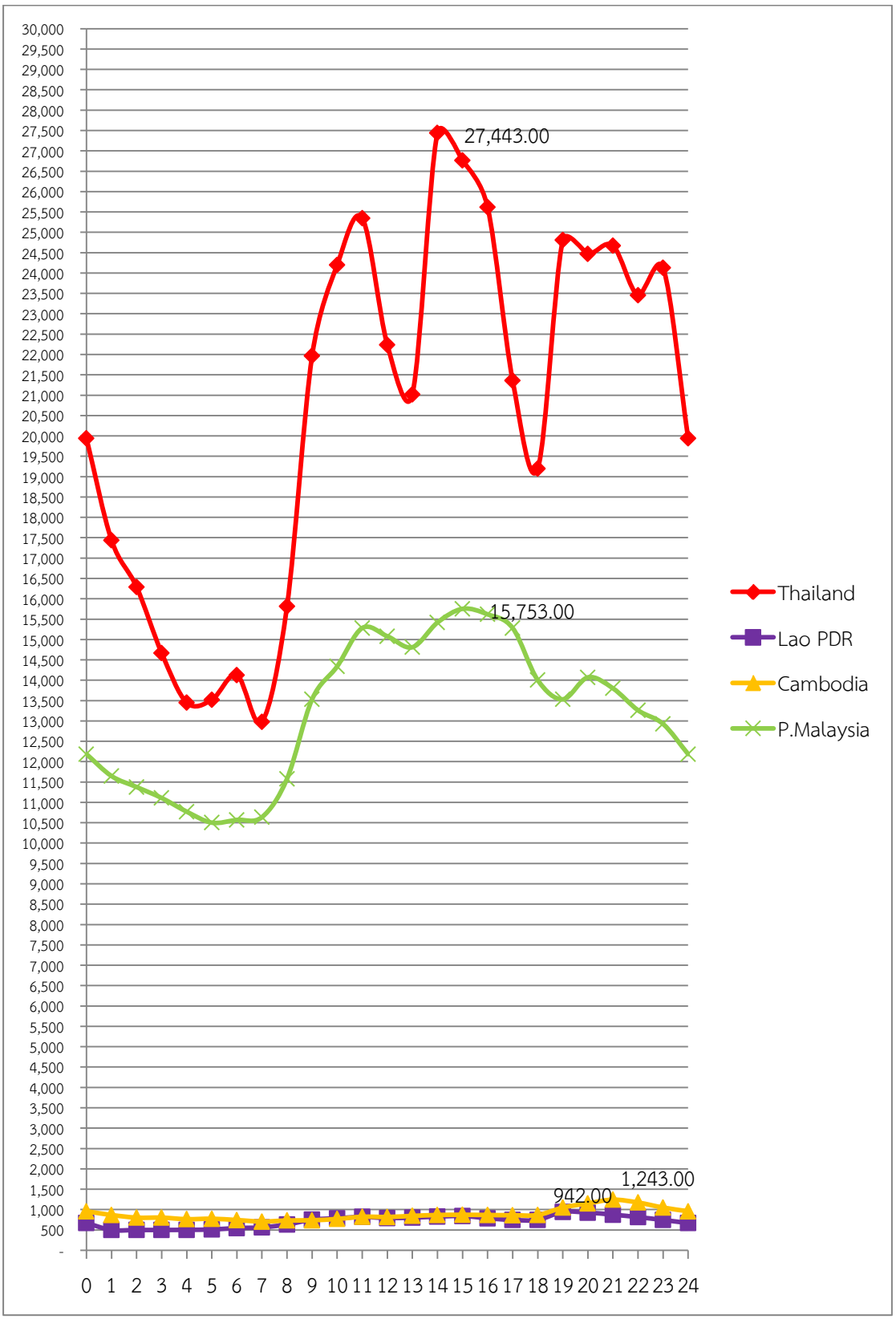
Project	System	Type	SCOD	MW
Thailand – P.Malaysia				
Su - ngai Kolok - Rantau Panjang	HVAC: 132/115 kV	EE	2015	100
Khlong Ngae - Gurun	HVDC: 300 kV	EE	2016	300
Thailand - Lao PDR				
Nakhon Phanom – Thakhek	HVAC: 230 kV	EE	2015	600
Thailand - Cambodia				
Battambang – Prachin Buri 2	HVAC: 230 kV	EE	2015	300

จาก AIMS-II พบว่าโครงการเชื่อมโยงแบบ EE ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนที่เชื่อมโยงกับประเทศไทยมีทั้งหมด 4 โครงการโดยเชื่อมโยงกับ P.Malaysia, Lao PDR และ Cambodia ดังนั้นในการประเมินผลประโยชน์จากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนนี้จะพิจารณาเฉพาะ 3 โครงข่ายไฟฟ้าข้างต้น

(3) เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [13] ดังแสดงในตารางที่ 5.2 และลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี 2013 ดังภาพที่ 5.1

ตารางที่ 5.2 เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

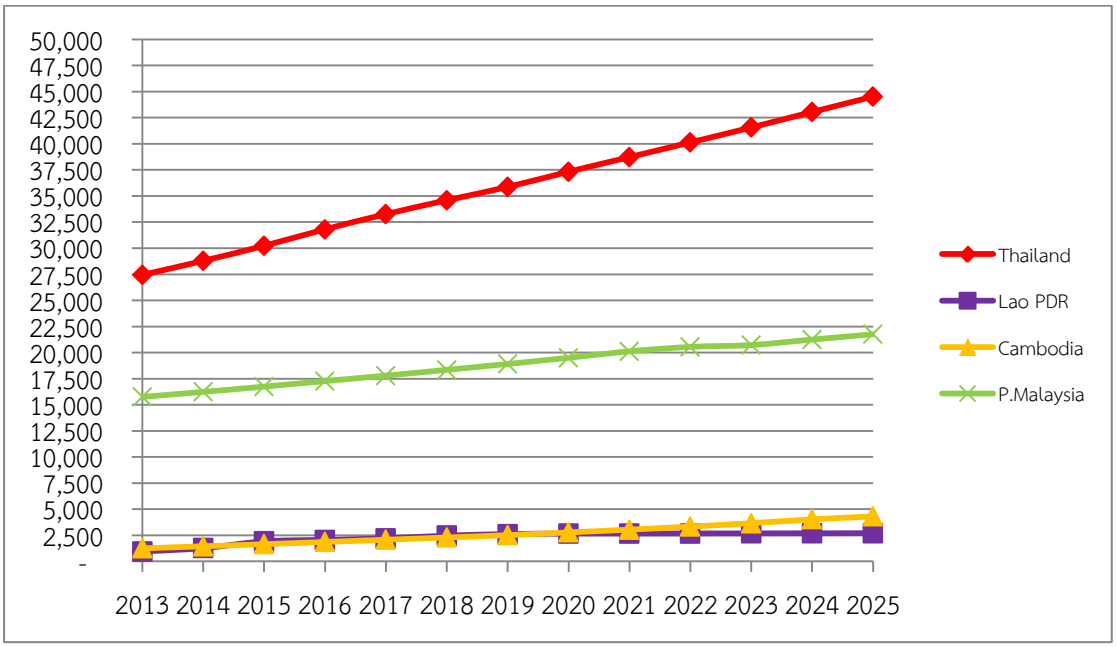
Country	Peak Time	
	Local time	Thailand's peak time
Thailand	14:00	14:00
Cambodia	21:00	21:00
Laos PDR	19:00	19:00
P.Malaysia	16:00	15:00



ภาพที่ 5.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี 2013

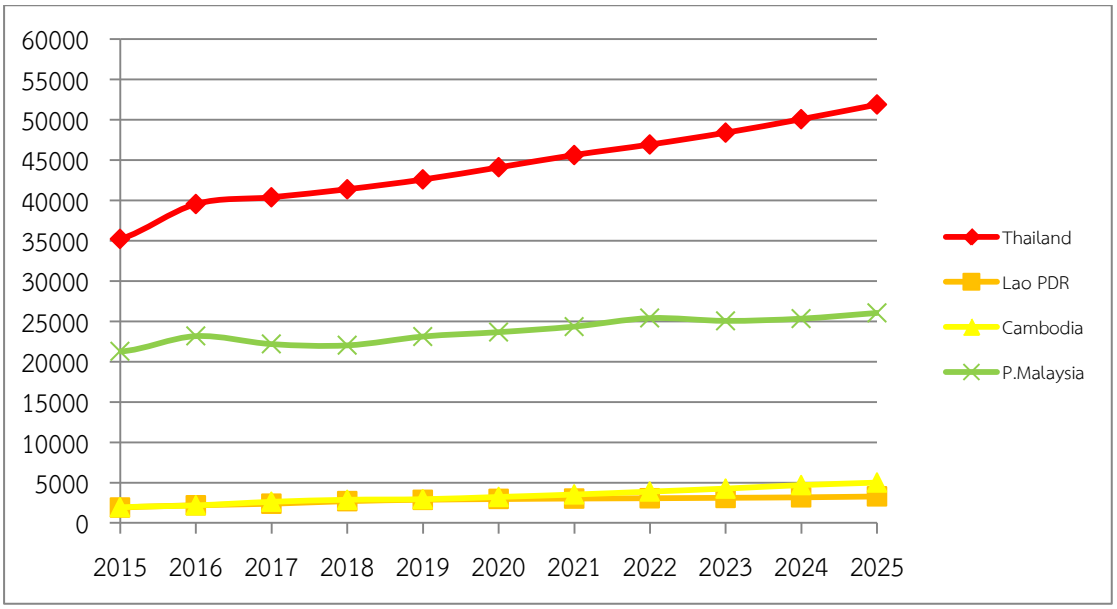
จากตารางที่ 5.2 และภาพที่ 5.1 จะเห็นว่าทั้ง 4 โครงข่ายมีความต้องการใช้เวลาสูงสุดในช่วงเวลาที่แตกต่างกันซึ่งเป็นผลมาจากจำนวนประชากร วิถีชีวิต และการเติบโตทางอุตสาหกรรม ซึ่งประเทศไทยและ P.Malaysia มีความต้องการใช้ไฟสูงตอนกลางวันเนื่องจากใช้ในอุตสาหกรรมการผลิต การดำเนินธุรกิจต่างๆ ส่วน Cambodia และ Lao PDR มีความต้องการใช้ไฟสูงในครัวเรือนตอนกลางคืน

(4) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia ดังแสดงในภาพที่ 5.2 ซึ่งจะเห็นว่าแต่ละโครงข่ายมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสูงขึ้นเรื่อยอันเป็นผลจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากรและการเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยประเทศไทยมีอัตราการเพิ่มขึ้นสูงสุดเมื่อเทียบกับอีก 3 โครงข่าย



ภาพที่ 5.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia

(5) กำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP [19] ของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia ดังแสดงในภาพที่ 5.3 ซึ่งจะเห็นว่ากำลังการผลิตพึ่งได้มีอัตราการเพิ่มขึ้นสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เพ่มขึ้นในแต่ละปี

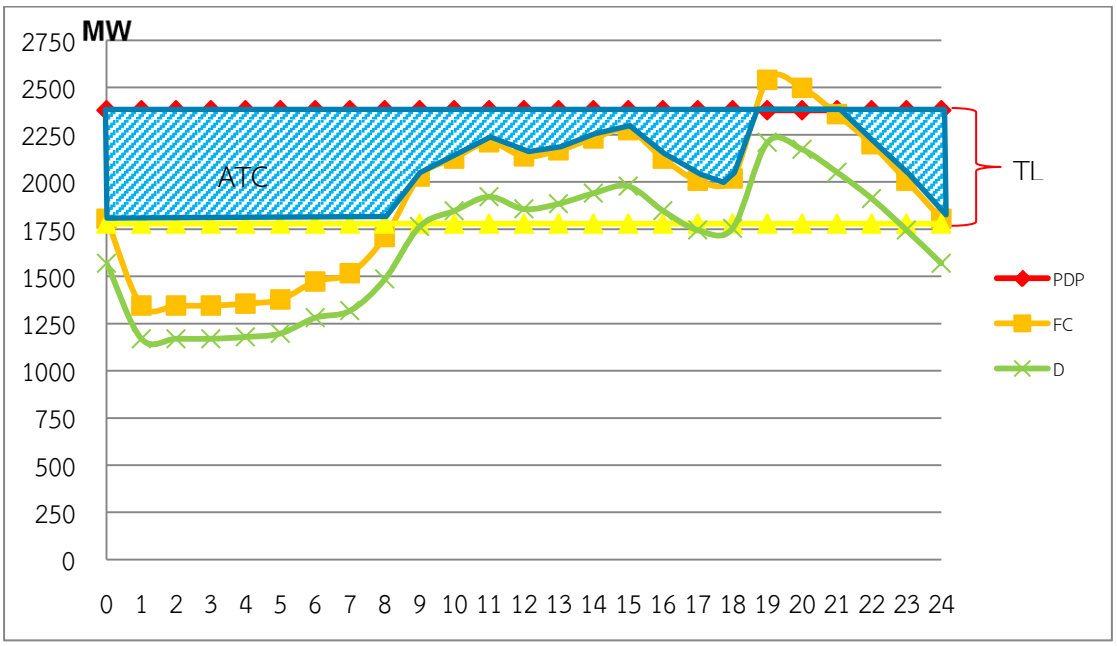


ภาพที่ 5.3 กำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP ของประเทศไทย Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia

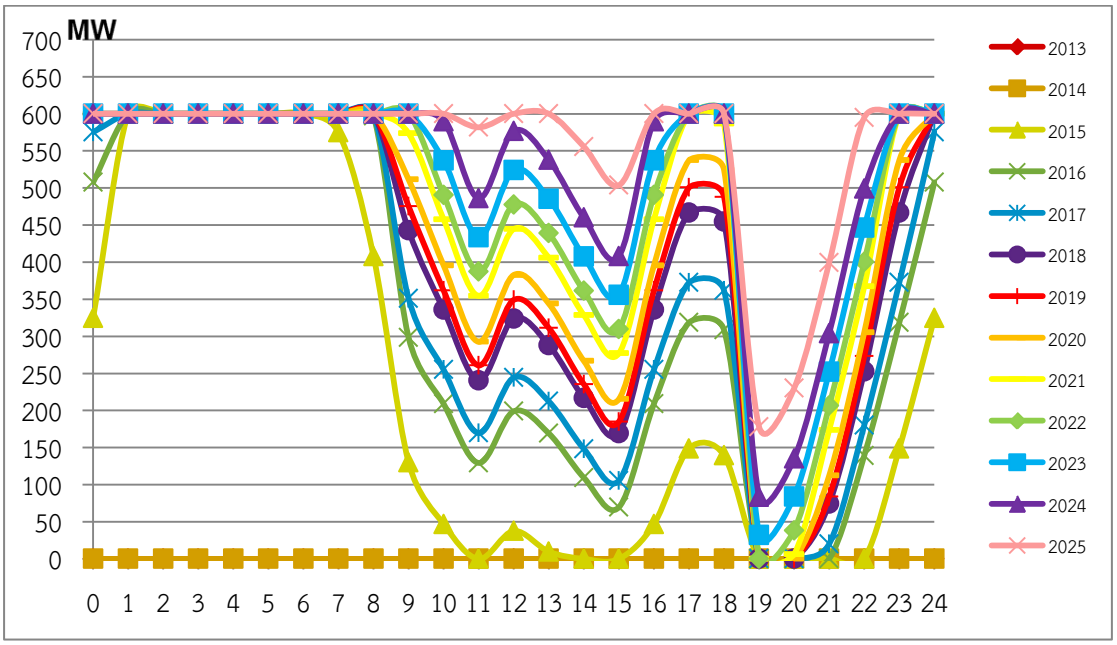
5.1.2 ผลการประเมิน

ผลการประเมินตามแต่ละขั้นตอนแสดงได้ดังนี้ (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ค)

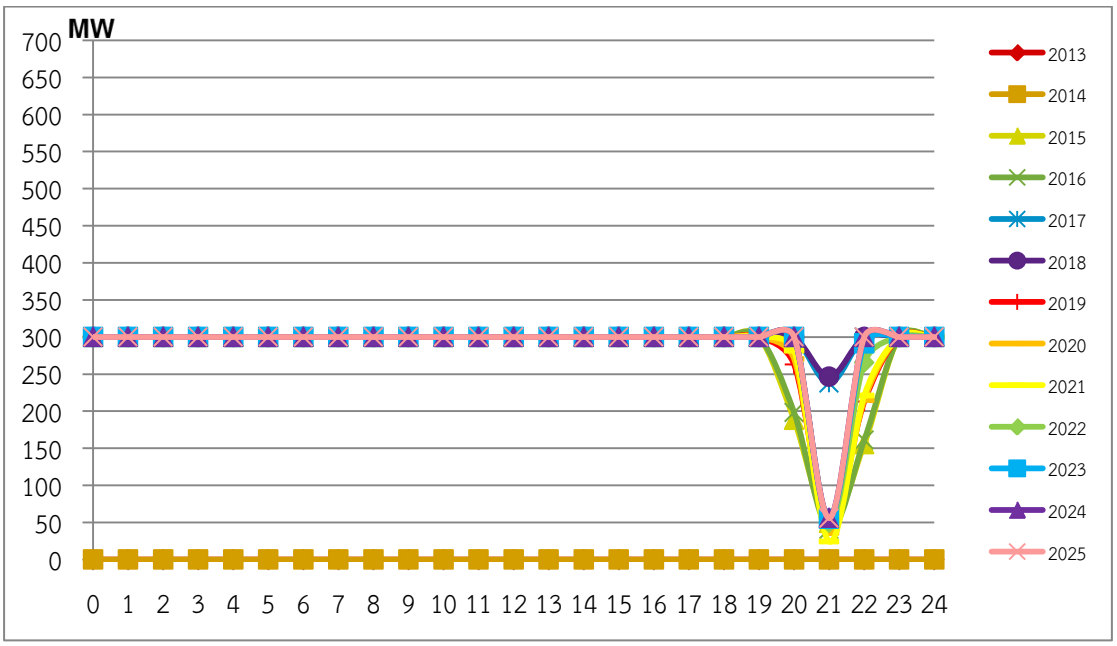
(1) ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) คำนวณจากผลต่างของกำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP กับกำลังการผลิตพึ่งได้ตามเกณฑ์กำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำ สามารถแสดงการคำนวณได้ดังภาพที่ 5.4 ซึ่ง ATC ของ Lao PDR, Cambodia และ P.Malaysia แสดงในภาพที่ 5.5 ถึงภาพที่ 5.7 ซึ่งค่าสูงสุดของ ATC ของแต่ละโครงข่ายจะเท่ากับขนาดของสายส่งระหว่างโครงข่ายนั้น ๆ กับประเทศไทย โดยจะเห็นว่า ATC จะมีค่าสูงในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ และมีค่าต่ำในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ซึ่ง ATC จะมีปริมาณมากน้อยแตกต่างกันในแต่ละปีขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตพึ่งตาม PDP และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปีนั้น แต่สำหรับ P.Malaysia ที่มี ATC สูงสุดตลอดเวลาเนื่องจากมีกำลังการผลิตพึ่งได้ตาม PDP สูงความกำลังการผลิตพึ่งได้ตามเกณฑ์ร้อยละกำลังการผลิตสำรองซึ่งมากกว่าขนาดของสายส่งระหว่างประเทศ ผลรวม ATC ของทั้ง 3 โครงข่ายซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ประเทศไทยสามารถนำเข้าได้ในแต่ละช่วงเวลา แสดงในภาพที่ 5.8



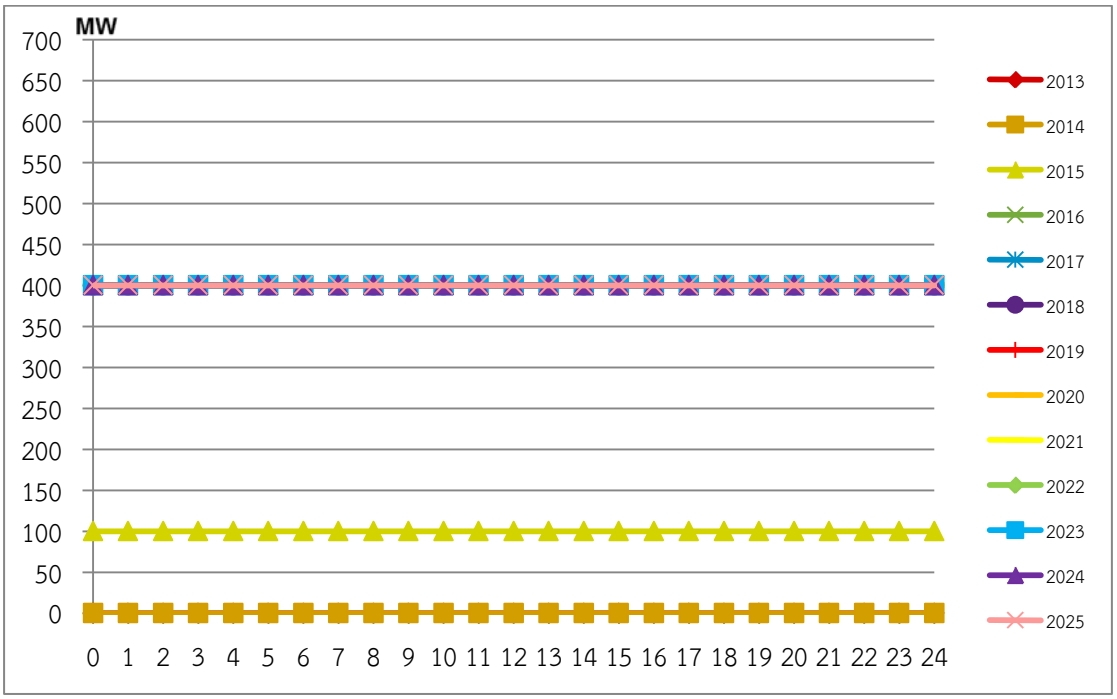
ภาพที่ 5.4 ตัวอย่างการคำนวณ ATC ของ Lao PDR ในปี 2517



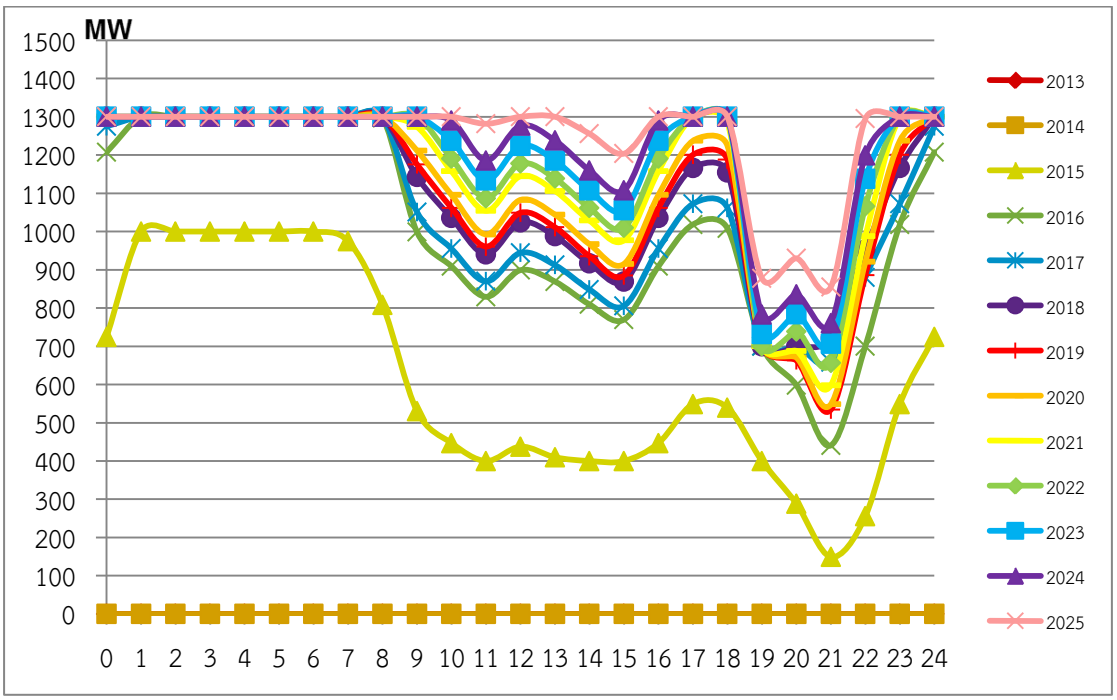
ภาพที่ 5.5 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Lao PDR



ภาพที่ 5.6 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Cambodia

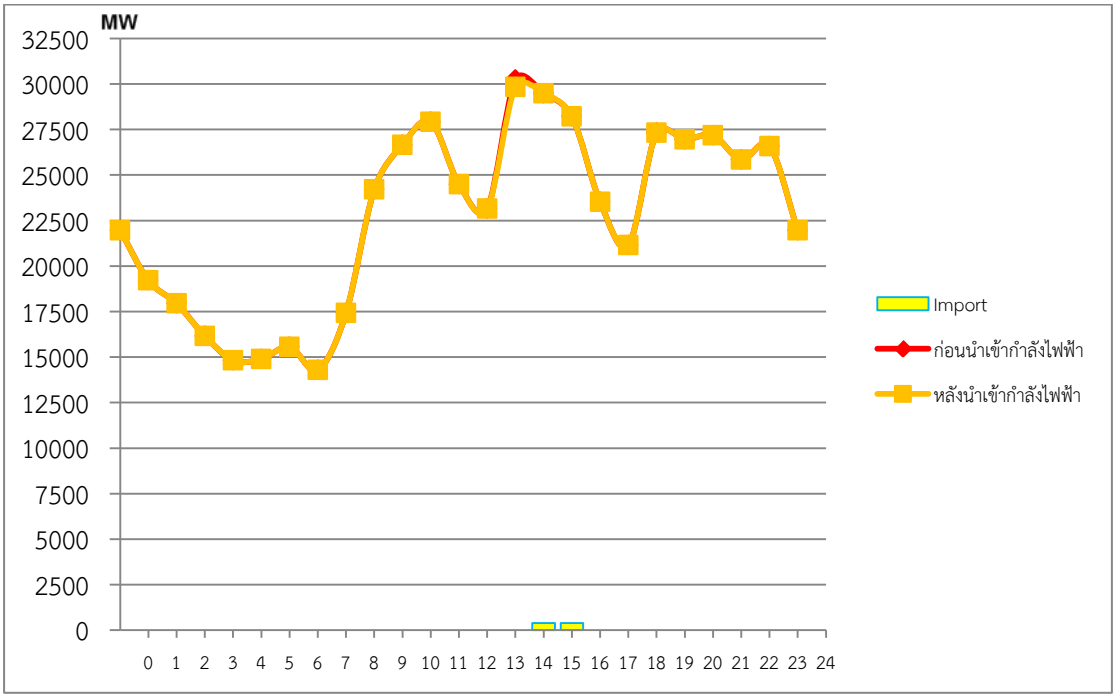


ภาพที่ 5.7 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ P.Malaysia

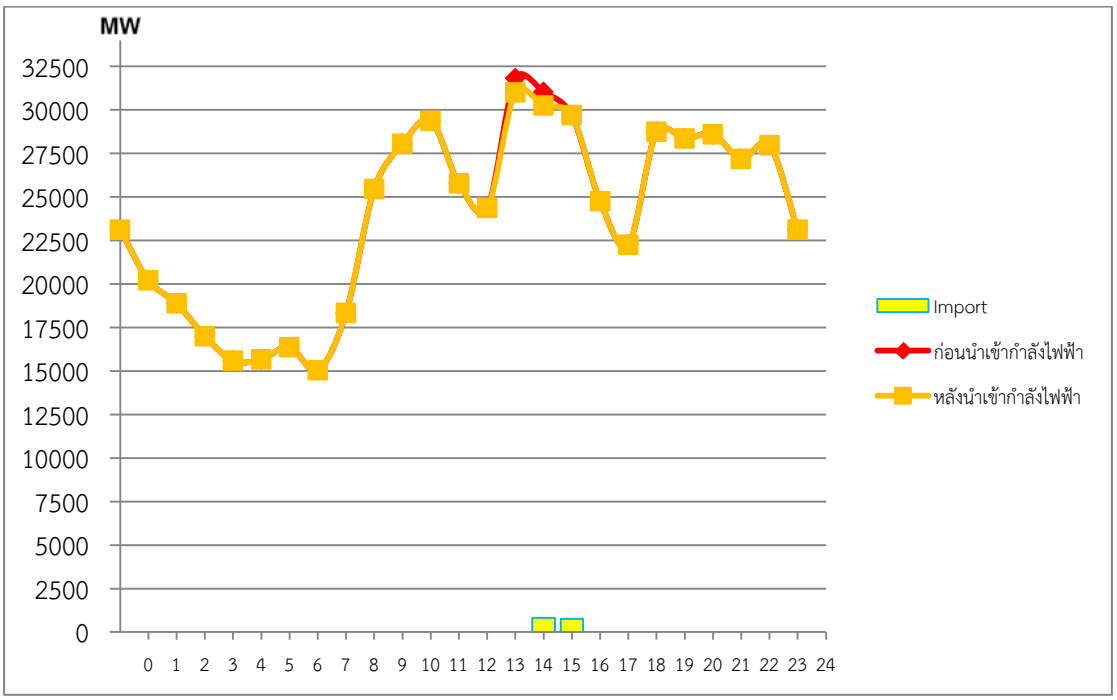


ภาพที่ 5.8 ผลรวม ATC

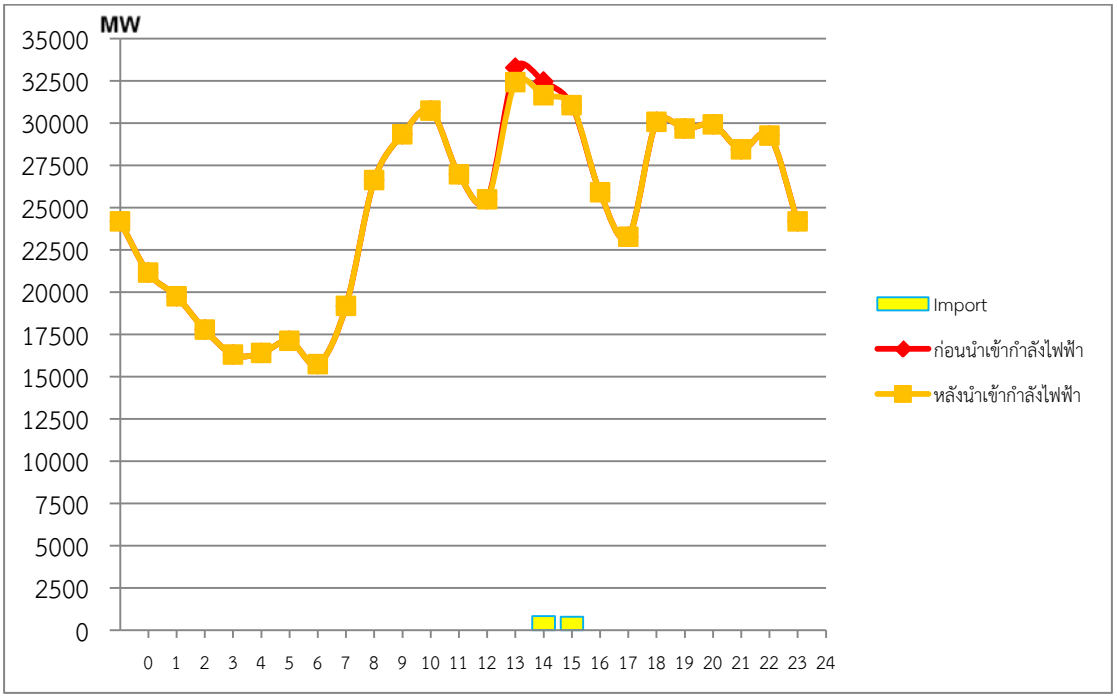
(2) กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ตั้งแต่ปี 2015 ถึง 2025 แสดงในภาพที่ 5.9 ถึง ภาพที่ 5.20



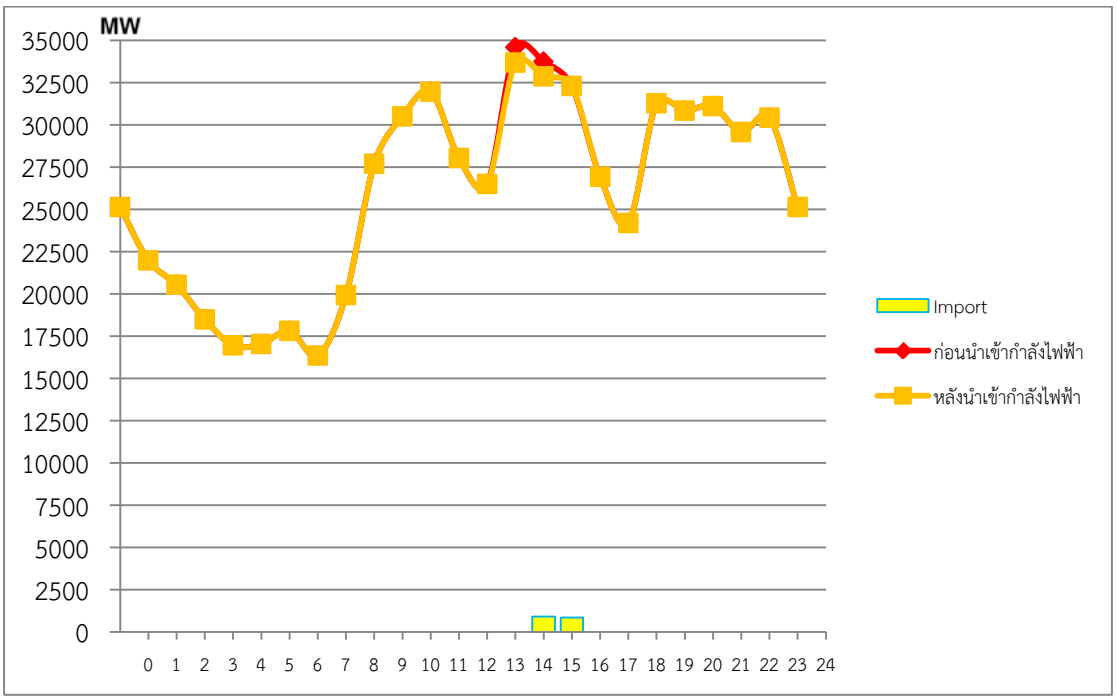
ภาพที่ 5.9 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2015



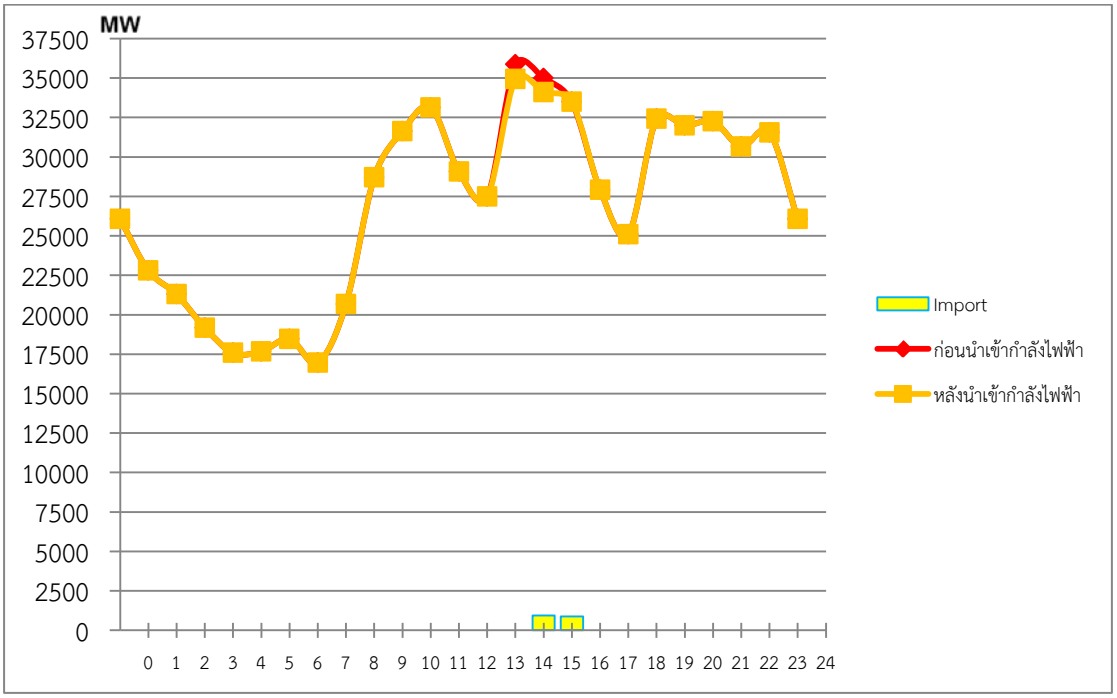
ภาพที่ 5.10 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2016



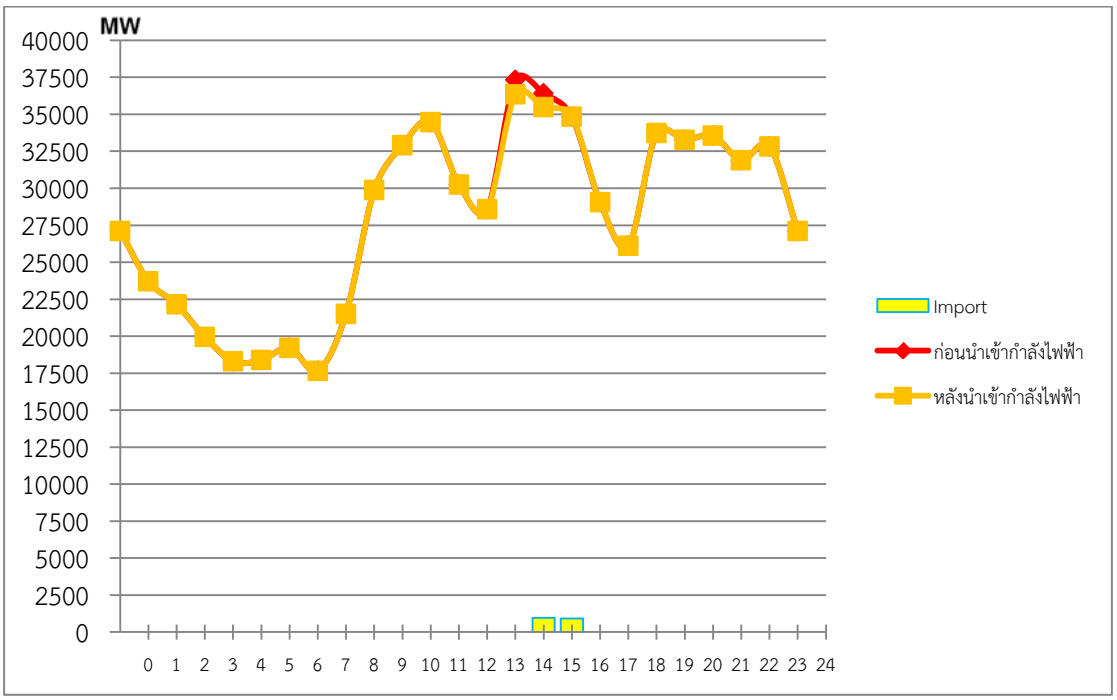
ภาพที่ 5.11 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2017



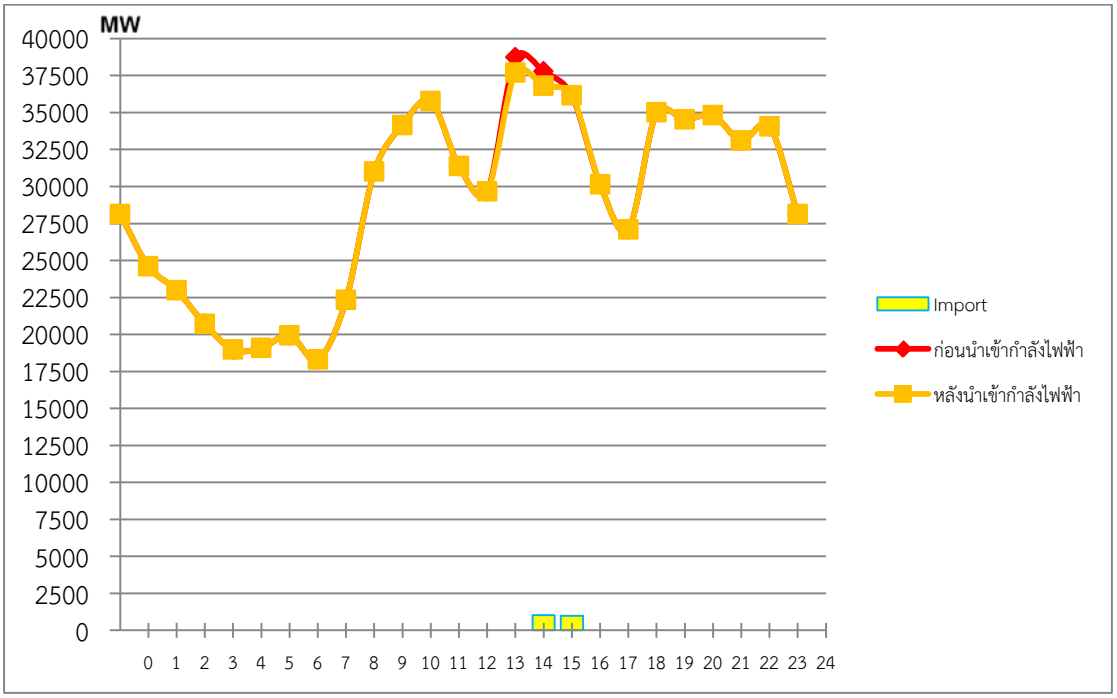
ภาพที่ 5.12 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2018



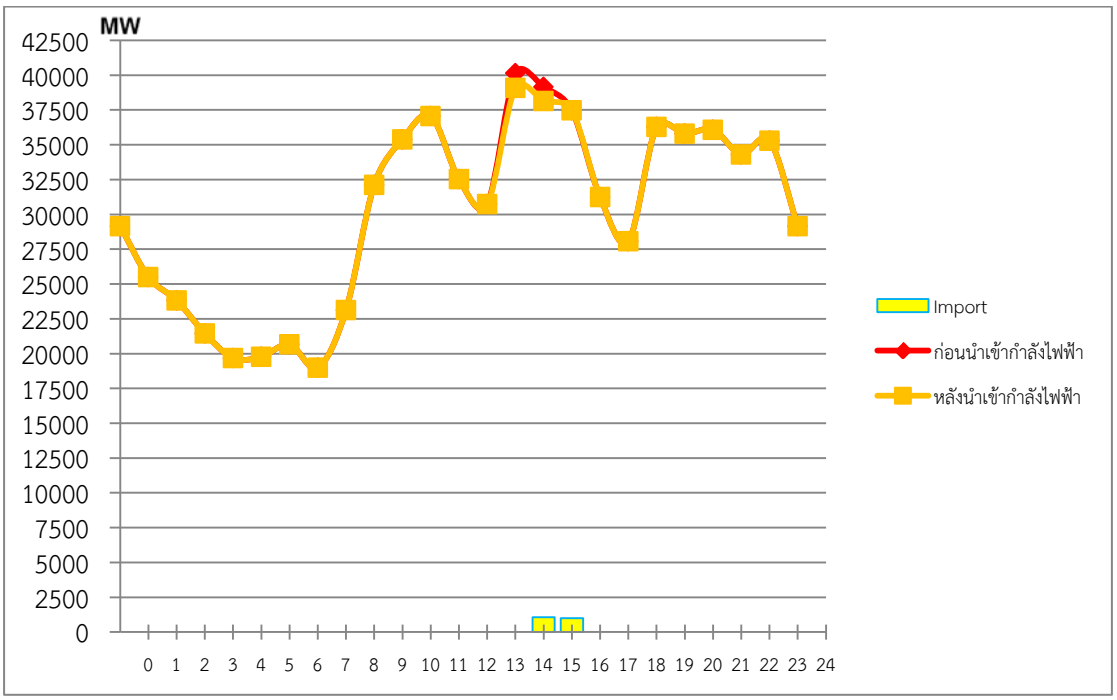
ภาพที่ 5.13 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2019



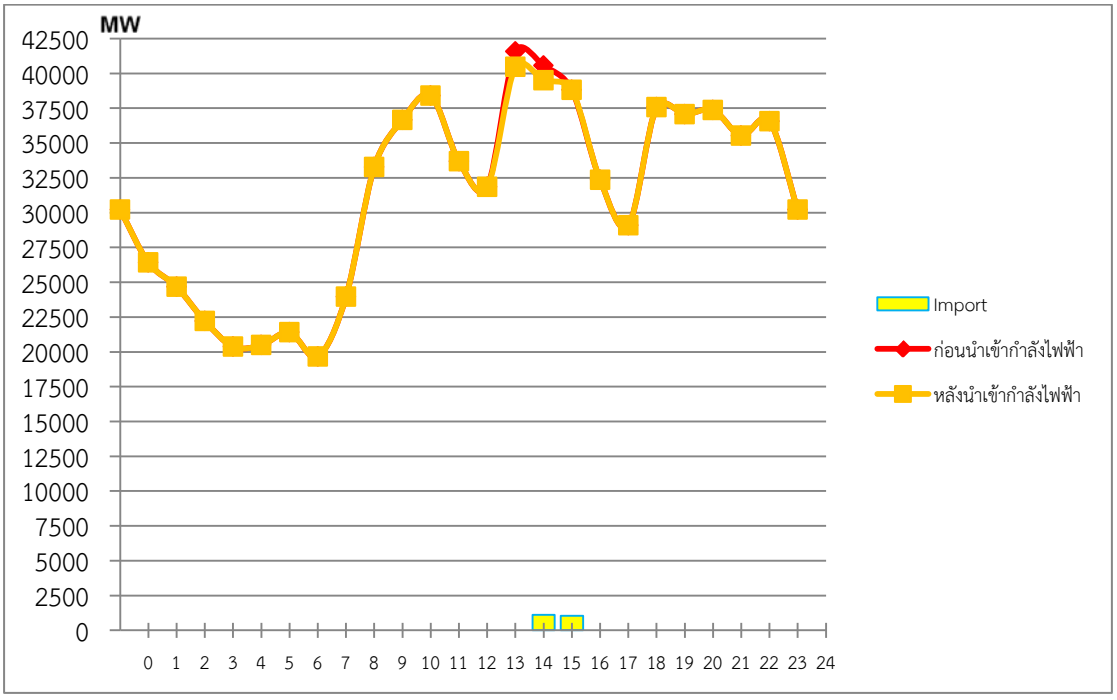
ภาพที่ 5.14 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2020



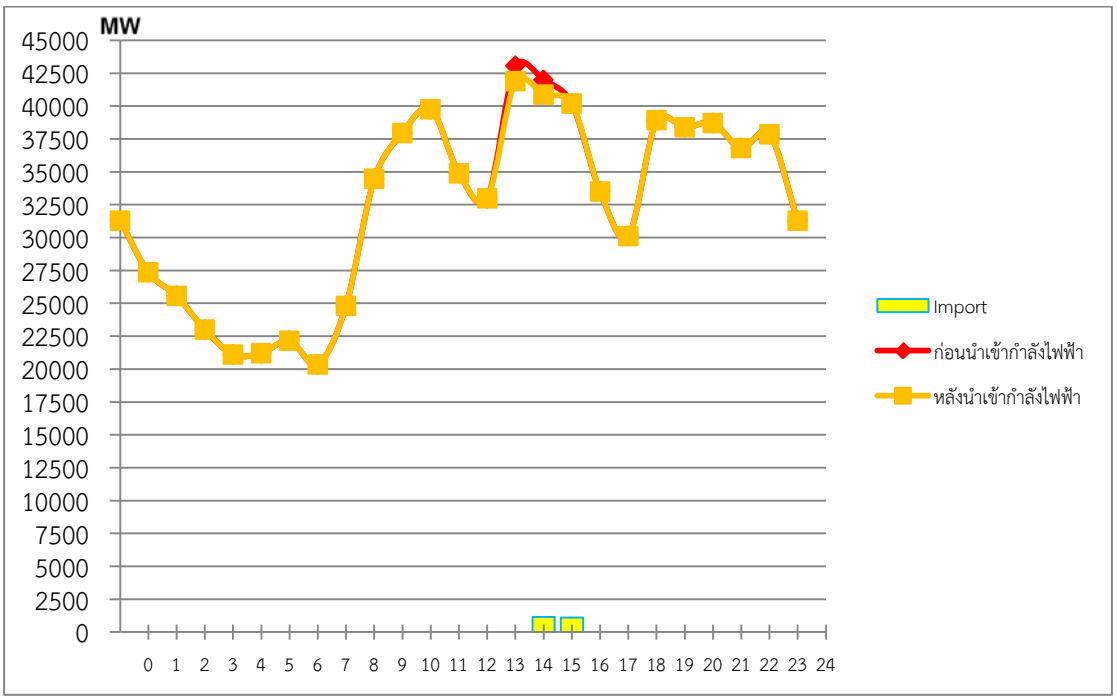
ภาพที่ 5.15 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2021



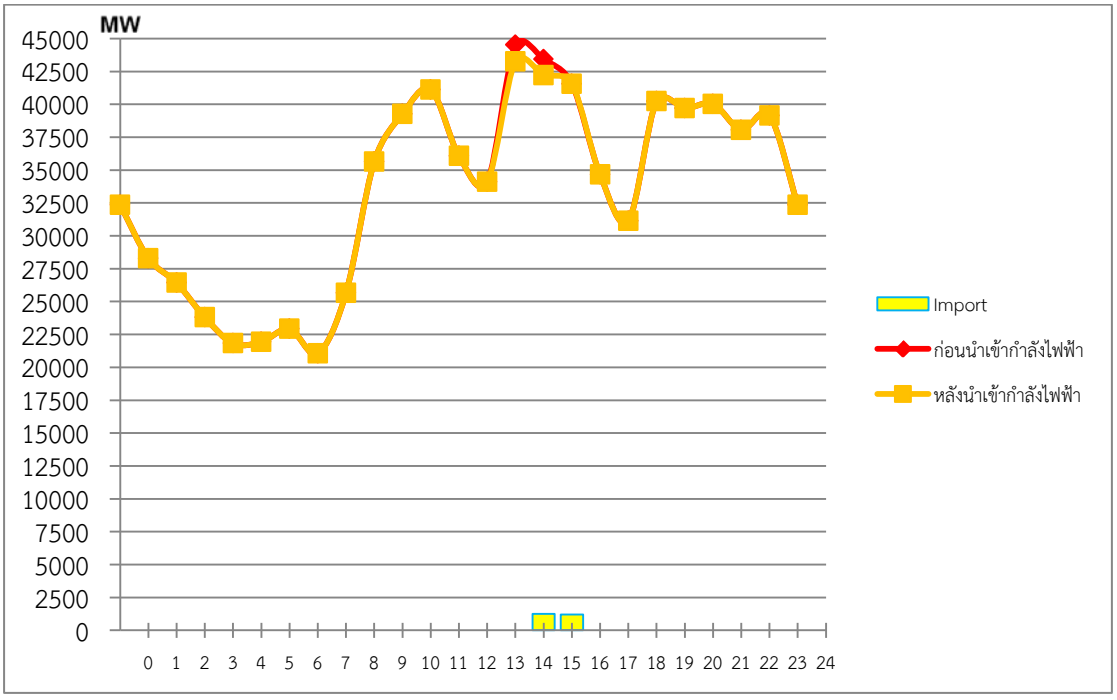
ภาพที่ 5.16 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2022



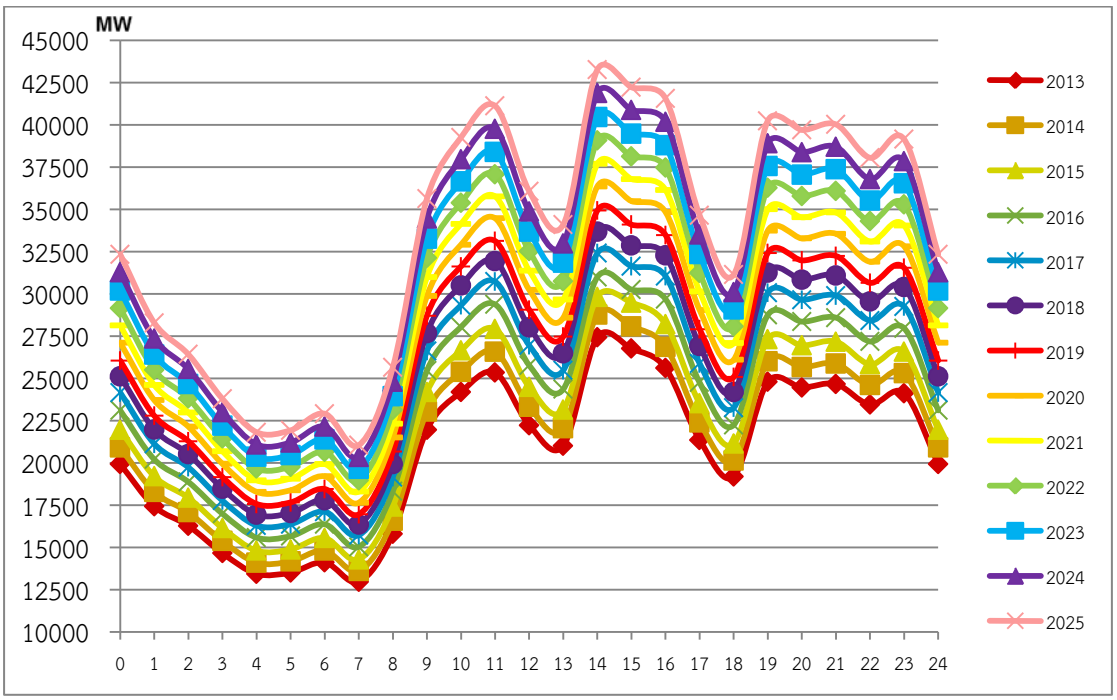
ภาพที่ 5.17 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2023



ภาพที่ 5.18 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2024

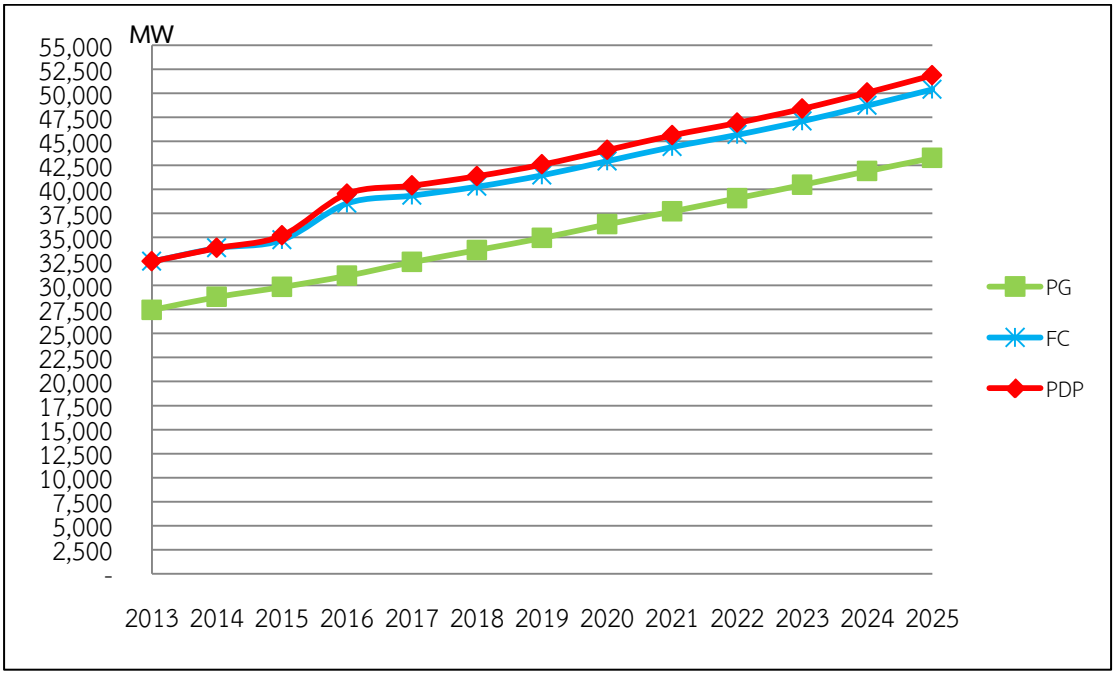


ภาพที่ 5.19 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด ในปี 2025



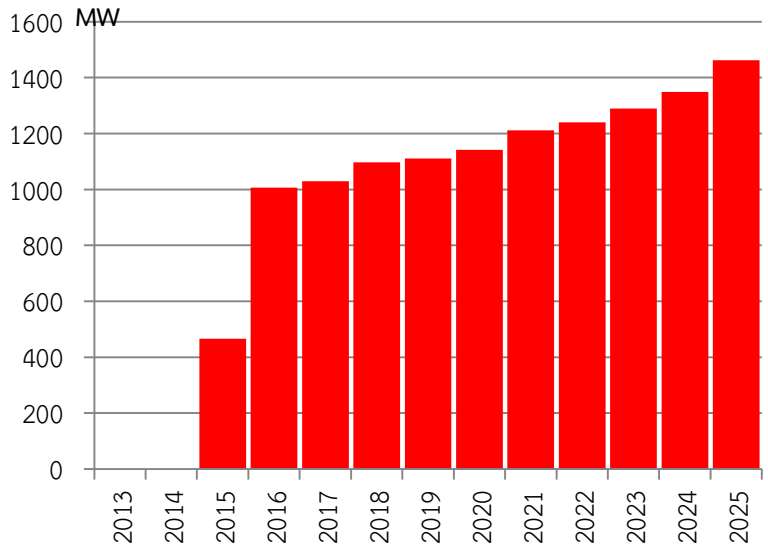
ภาพที่ 5.20 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

(3) กำลังการผลิตสูงสุดและกำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทยตามเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด แสดงในภาพที่ 5.21



ภาพที่ 5.21 กำลังการผลิตสูงสุดและกำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทย หลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตสูงสุด

(4) กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย RGC_y^T เมื่อเทียบกับ PDP 2010 (rev.3) แสดงในภาพที่ 5.22



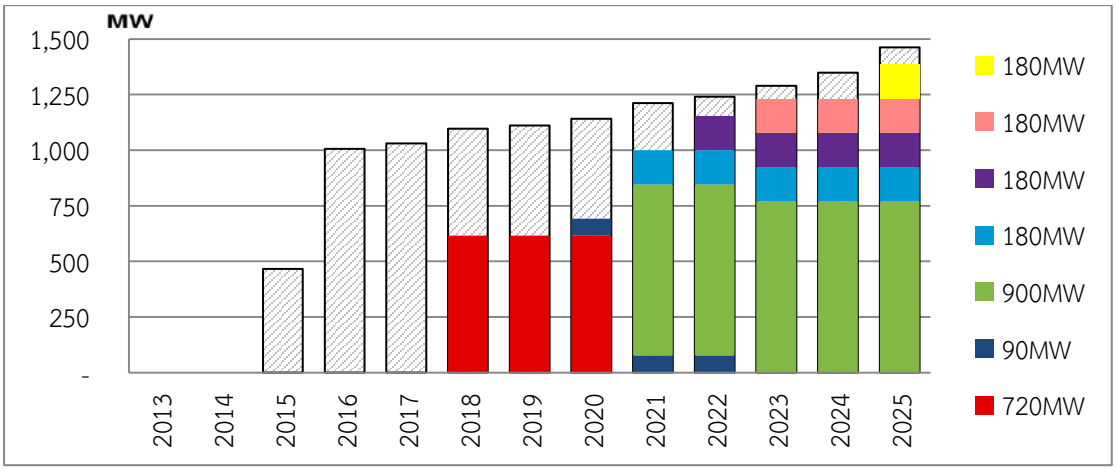
ภาพที่ 5.22 กำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย เมื่อเทียบกับ PDP 2010 (rev.3)

(5) พิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าที่จะชะลอจาก PDP 2010 (rev.3) เริ่มที่ปี 2018 ซึ่งโรงไฟฟ้าที่เลือกเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื่อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยเมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้พบว่าสามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าจนถึงปี 2025 ได้ดังแสดงในตารางที่ 5.3 และทำให้กำลังการผลิตพึ่งได้ของประเทศไทยลดลงเมื่อเทียบกับ PDP 2010 (rev3.) ดังแสดงในภาพที่ 5.24

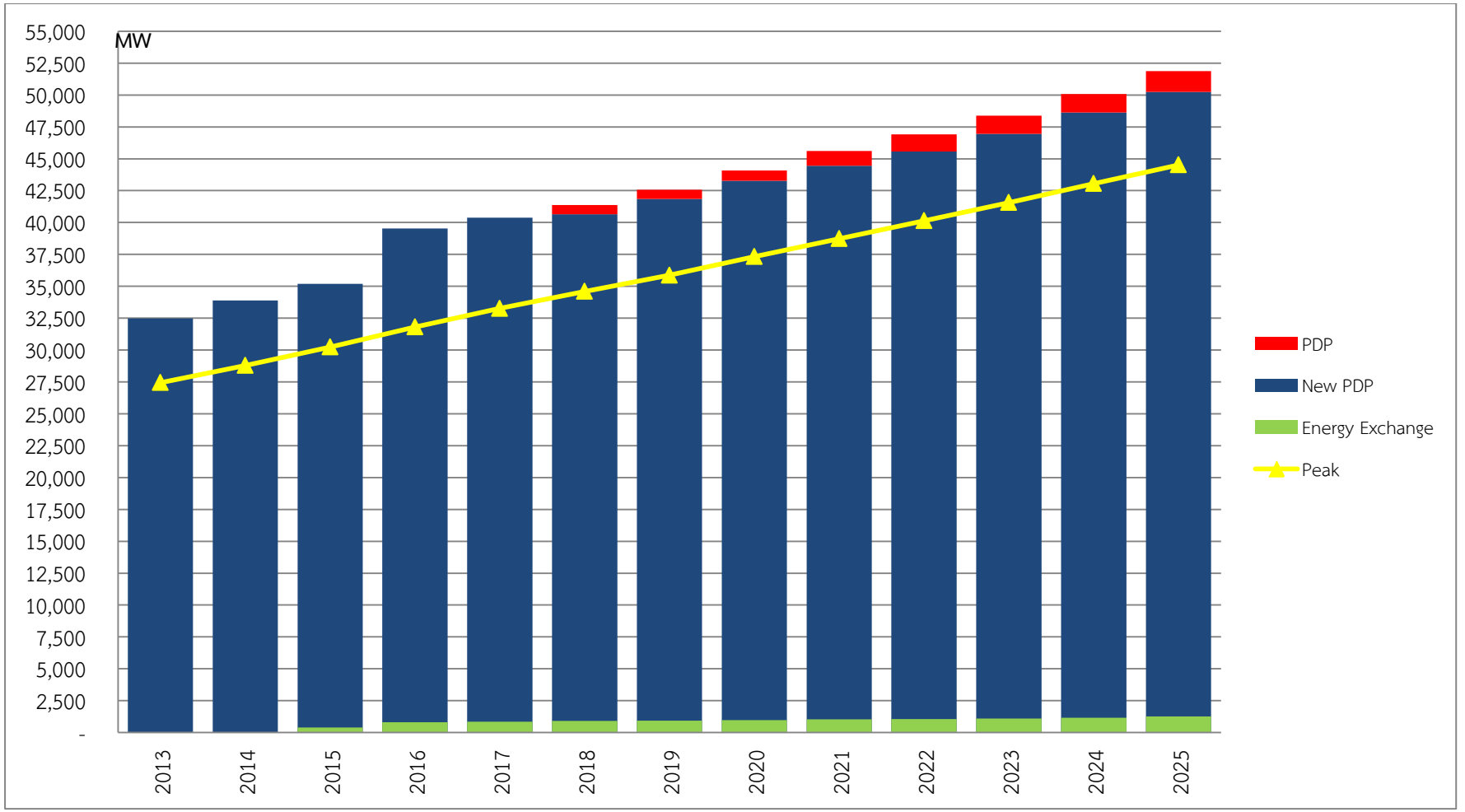
ตารางที่ 5.3 กำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าที่ชะลอในแต่ละปีของประเทศไทย

ปี	กำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าที่ชะลอ (MW)	โรงไฟฟ้าที่ชะลอจาก PDP2010 rev.3	
2013	0		
2014	0		
2015	0		
2016	0		
2017	0		
2018	720	SPP-Cogeneration (2018)	720 MW
2019	720	SPP-Cogeneration (2018)	720 MW
2020	810	SPP-Cogeneration (2018) SPP-Cogeneration (2020)	720 MW 90 MW

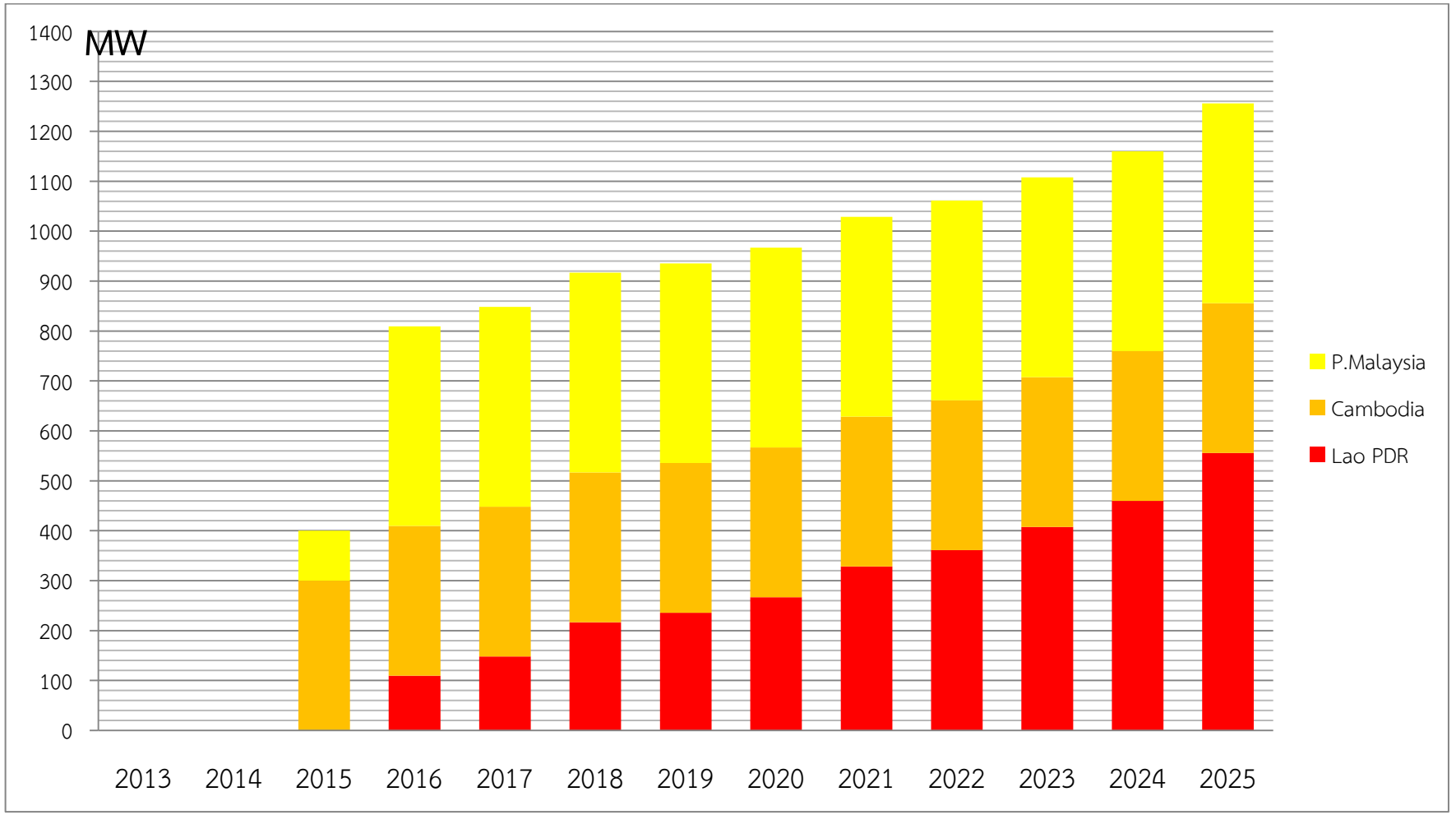
ปี	กำลังการผลิตติดตั้งรวมของโรงไฟฟ้าที่ชะลอ (MW)	โรงไฟฟ้าที่ชะลอจาก PDP2010 rev.3	
2021	1,170	SPP-Cogeneration (2020) New Gas-fired Power Plant (2021) SPP-Cogeneration (2021)	90 MW 900 MW 180 MW
2022	1,350	SPP-Cogeneration (2020) New Gas-fired Power Plant (2021) SPP-Cogeneration (2021) SPP-Cogeneration (2022)	90 MW 900 MW 180 MW 180 MW
2023	1,440	New Gas-fired Power Plant (2021) SPP-Cogeneration (2021) SPP-Cogeneration (2022) SPP-Cogeneration (2023)	900 MW 180 MW 180 MW 180 MW
2024	1,440	New Gas-fired Power Plant (2021) SPP-Cogeneration (2021) SPP-Cogeneration (2022) SPP-Cogeneration (2023)	900 MW 180 MW 180 MW 180 MW
2025	1,620	New Gas-fired Power Plant (2021) SPP-Cogeneration (2021) SPP-Cogeneration (2022) SPP-Cogeneration (2023) SPP-Cogeneration (2025)	900 MW 180 MW 180 MW 180 MW 180 MW



ภาพที่ 5.23 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ชะลอในแต่ละปี



ภาพที่ 5.24 กำลังการผลิตพึ่งได้เมื่อชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า หลังจากแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าใน APG



ภาพที่ 5.25 กำลังไฟฟ้าที่ประเทศไทยนำเข้าในแต่ละปี

5.2 ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์

5.2.1 สมมติฐานในการคำนวณ

อัตราส่วนลด (DR) ที่ใช้เป็นอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวซึ่งถือว่าเป็นหลักทรัพย์ที่ปราศจากความเสี่ยง ซึ่งต่ำกว่าอัตราส่วนลดของการประเมินมูลค่าสินทรัพย์ของเอกชน เนื่องจากอัตราส่วนลดของภาคเอกชนนั้น ได้รวมผลตอบแทนส่วนเพิ่มเพื่อครอบคลุมความเสี่ยงจากตลาด เข้าไปในอัตราส่วนลดด้วย ที่เป็นเช่นนี้เพราะบริษัทเอกชนจะต้องคำนึงถึงความเสี่ยงบางประการที่ภาครัฐไม่ต้องคำนึงถึง เช่น ความเสี่ยงทางการกำกับดูแล และความเสี่ยงชนิดมีระบบ [22] ในวิทยานิพนธ์ได้ใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลที่มีอายุ 15 ปี คิดเป็นร้อยละ 4.27 [23] เป็นอัตราส่วนลด

กำหนดให้ผลตอบแทนจากเงินลงทุนในโครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานต่างๆของประเทศให้อัตราผลตอบแทนฉลี่ย 10% โดยสามารถสรุปสมมติที่ใช้ในการคำนวณได้ดังนี้

(1) กำลังการผลิตติดตั้งรวมที่ชะลอต่อปี ($DIGC_y^T$) แสดงในตารางที่ 5.3		
(2) เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า (I)	25	ล้านบาท/MW
(3) อัตราส่วนลด (DR)	4.27	%
(4) ผลตอบแทนจากเงินลงทุน (B)	10	%
(5) จำนวนปีที่พิจารณา (y_2)	13	ปี

5.2.2 ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์

จากการประเมินผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์จากการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าโดยใช้สมการที่ (4.7) พบว่า จะได้ผลประโยชน์คิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน 15,227 ล้านบาท

5.3 วิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง เพื่อพิจารณาผลกระทบที่มีต่อโครงการ ในกรณีที่ปัจจัยที่มีความสำคัญต่อกำลังการผลิตที่สามารถชะลอได้ ซึ่งปัจจัยดังกล่าวประกอบด้วย

(1) กรณีร้อยละกำลังการผลิตสำรองของ Lao PDR Cambodia และ P.Malaysia ลดลงเป็นร้อยละ 10 และเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 20

(2) กรณีความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Lao PDR Cambodia และ P.Malaysia ลดลงร้อยละ 25 และร้อยละ 50 เนื่องจากส่งออกกำลังไฟฟ้าไปยังประเทศอื่นๆ นอกเหนือจากประเทศไทย

จากการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงพบว่าปัจจัยที่พิจารณาทั้ง 2 ปัจจัยมีผลต่อกำลังการผลิตติดตั้งรวมที่ชะลอในแต่ละปี ทั้งนี้เป็นเพราะปัจจัยดังกล่าวส่งผลโดยตรงต่อความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของแต่ละโครงข่าย ซึ่ง ATC จะเป็นตัวกำหนดกำลัง

การผลิตที่สามารถลดลงได้สูงสุดในแต่ละปีจากการนำเข้ากำลังไฟฟ้าจากการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน ผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงแสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4ตารางที่ 5.4 ผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง

กรณี	กำลังการผลิตติดตั้งรวมที่ชะลอ (MW)													ผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ (ล้านบาท)
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
กรณีฐาน	0	0	0	0	0	720	720	810	1,170	1,350	1,440	1,440	1,620	15,227
ร้อยละกำลังการผลิตสำรองลดลงเป็นร้อยละ 10	0	0	0	0	0	720	1,440	1,440	1,440	1,440	1,620	1,620	1,620	18,865
ร้อยละกำลังการผลิตสำรองเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 20	0	0	0	0	0	720	720	810	1,170	1,260	1,260	1,260	1,440	14,261
ATC ลดลงร้อยละ 25	0	0	0	0	0	720	720	810	1,170	1,260	1,260	1,260	1,440	14,261
ATC ลดลงร้อยละ 50	0	0	0	0	0	720	720	810	1,170	1,170	1,170	1,260	1,260	13,709

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางในการประเมินผลประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้าในการเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียนด้านการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า เกณฑ์ความเชื่อถือได้ และข้อมูลของโครงการเชื่อมโยงของแต่ละโครงข่ายจากแผนแม่บทการเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้าในอาเซียนฉบับที่ 2 (AIMS-II) โดยการประเมินผลประโยชน์เริ่มต้นจากการคำนวณความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของประเทศที่ส่งออกไฟฟ้าโดยที่ความเชื่อถือได้ระบบผลิตของประเทศที่ส่งออกยังอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด จากนั้นคำนวณกำลังการผลิตสูงสุดของประเทศไทยในแต่ละปีหลังจากนำเข้ากำลังไฟฟ้า ณ เวลาที่กำลังการผลิตสูงสุด และเปรียบเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP 2010 rev.3) เพื่อประเมินว่าจะสามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าได้กำลังการผลิตเท่าใด และสามารถชะลอได้เป็นเวลากี่ปี จากนั้นประเมินผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์จากการชะลองเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าดังกล่าว

กำลังการผลิตสูงสุดที่สามารถลดลงได้นั้นจะขึ้นกับความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของโครงข่ายที่ประเทศไทยเชื่อมโยง ซึ่งค่าสูงสุดของ ATC ของแต่ละโครงข่ายจะเท่ากับขนาดของสายส่งระหว่างโครงข่ายนั้นๆกับประเทศไทย โดยจะเห็นว่า ATC จะมีค่าสูงในช่วงเวลาที่ประเทศผู้ส่งออกมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ และมีค่าต่ำในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ดั้งนั้นถ้าประเทศไทยเชื่อมโยงกับโครงข่ายที่มีความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้ามากจะส่งผลให้มีโอกาสในการชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้มากขึ้น

การประเมินผลประโยชน์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พบว่าตั้งแต่ปี 2018 ประเทศไทยจะสามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตได้ 720 MW และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ชะลอจะเพิ่มขึ้นในแต่ละปี จนถึงปี 2025 จะสามารถชะลอได้ 1,620 MW ซึ่งเป็นผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์คิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน 15,227 ล้านบาท

6.2 ข้อเสนอแนะ

(1) ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นค่าพยากรณ์หรือสมมติฐานที่กำหนดขึ้นซึ่งมีผลโดยตรงกับผลการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้า ทั้งนี้หากข้อมูลจริงแตกต่างจากค่าพยากรณ์อาจทำให้ผลการประเมินแตกต่างจากผลที่ได้สรุปไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

(2) ในทางปฏิบัติหากคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ส่งผลให้ไม่สามารถชะลอโรงไฟฟ้าบางโรงในบางพื้นที่ได้ ผลที่ได้อาจแตกต่างออกไป

(3) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นตัวแทนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปี ทำให้ไม่ได้ประเมินถึงผลจากความแตกต่างของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายฤดูกาล (seasonal load curve) ซึ่งอาจจะส่งผลให้ชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าได้มากขึ้น

(4) กำลังการผลิตที่สามารถชะลอได้พิจารณาจากกำลังการผลิตใน PDP 2010 rev.3 ซึ่งเป็นขนาดของโรงไฟฟ้ากำหนดไว้แล้ว ซึ่งอาจจะน้อยกว่ากำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้จริง

(5) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าที่ส่งออกมายังประเทศไทยเท่านั้น ซึ่งในทางปฏิบัติจะมีกรณีที่โครงข่ายอื่นๆต้องการนำเข้าไฟฟ้าในช่วงเวลาเดียวกันกับที่ประเทศไทยต้องการ ส่งผลให้ ATC ของประเทศที่เชื่อมโยงกับประเทศไทยในบางเวลามีค่าลดลง ซึ่งเป็นผลโดยตรงต่อกำลังการผลิตที่สามารถลดลงได้ของประเทศไทย

รายการอ้างอิง

[1] Chonglertvanichkul, P. A Study on Benefits and Issue of Electrical Grid Interconnection in Indochina Region. 19th World Energy Congress, Australia: 2004.

[2] Yun, W.-c. Electric Power Grid Interconnection in Northeast Asia. Energy Policy 34 2006): 2298-2309.

[3] Linh, T.T.D. Electrical Power Exchange in GMS and Its Influence on Power System in Vietnam and Thailand. IEEE ICSET 2010, Sri Lanka: 2010.

[4] ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Planning). นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,

[5] Sim, S. Electric Utility Resource Planning. FL: CRC Press, 2012.

[6] รฐนนท์ เดี่ยววิไล. การประเมินคุณค่าของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ภายใต้กรอบการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, ภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.2554.

[7] El-Sharkawi, M.A. Electric Energy : an introduction. 3rd Edition. NW: CRC Press, 2013.

[8] NERC. Available Transfer Capability Definitions and Determination. USA: NERC, 1996.

[9] กันตภณ ขัมพานนท์. การประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, ภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.2551.

[10] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ASEAN Power Grid [Online]. แหล่งที่มา: http://www.egat2.co.th/apg [28 มิถุนายน 2556]

[11] ภูมิภาคอาเซียนกับการรับมือพลังงานในอนาตค. Energy Plus 31 (กรกฎาคม - กันยายน 2554): 2.

[12] United Nations. Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections. New York: United Nations, 2006.

[13] HAPUA. ASEAN Interconnection Master Plan Study No.2 (AIMS-II). Volume 3, 2010.

[14] HAPUA. Country Report [Online]. แหล่งที่มา: http://www.hapuasecretariat.org/ [7 กรกฎาคม 2556]

[15] ฝ่ายจัดการธุรกิจในเครือ. รายงานโอกาสการลงทุนในอุตสาหกรรมไฟฟ้าประเทศราชอาณาจักรกัมพูชา. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2555.

[16] benisuryadi. Energy Situation in ASEAN: An Overview [Online]. แหล่งที่มา: http://talkenergy.wordpress.com/2011/02/28/energy-situation-in-asean-an-overview/ [26 มีนาคม 2556]

[17] APERC. APEC Energy Demand and Supply Outlook. 5th Edition. Japan: APERC, 2013.

[18] HAPUA. ASEAN Interconnection Master Plan Study No.2 (AIMS-II). Volume 2, 2010.

[19] HAPUA. ASEAN Interconnection Master Plan Study No.2 (AIMS-II). Volume 4, 2010.

[20] พลังงาน, กระทรวง. Thailand Power Development Plan 2012-2030 (PDP2010 rev.3) [Online]. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/power/PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-E.pdf [2 กุมภาพันธ์ 2556]

[21] HAPUA. ASEAN Interconnection Master Plan Study No.2 (AIMS-II). Volume 1, 2010.

[22] สิรสุนทร, ภ. การประเมินมูลค่า กฟผ. ทางเศรษฐศาสตร์ [Online]. แหล่งที่มา: http://www.onopen.com/node/3601 [9 ตุลาคม 2556]

[23] ThaiBMA. อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล วันที่ 1 ตุลาคม 2556 [Online]. แหล่งที่มา: http://www.thaibma.or.th/yieldcurve/YieldTTM.aspx [1 ตุลาคม 2556]

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศในอาเซียน

ตารางที่ ก.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโครงข่ายต่างๆในอาเซียน

	Cambodia	Lao PDR	Myanmar	Thailand	Vietman	Malaysia	Singapore	Sumatra	Brunei	Philippines	Sabah	Sarawak	West Kalimantan
2014	1,443	1,267	1,717	29,871	27,297	16,236	6,926	5,265	862	12,114	950	3,493	329
2015	1,643	1,917	1,863	31,734	31,194	16,739	7,163	5,710	886	12,653	1,016	3,789	373
2016	1,858	2,060	2,021	33,673	34,986	17,271	7,387	6,185	911	13,257	1,102	4,086	460
2017	2,070	2,209	2,193	35,668	38,856	17,794	7,658	6,744	937	13,894	1,188	4,134	523
2018	2,283	2,461	2,380	37,725	42,823	18,345	7,915	7,344	964	14,509	1,287	4,183	592
2019	2,512	2,613	2,582	39,828	46,901	18,912	8,180	7,996	992	15,151	1,395	4,235	667
2020	2,770	2,665	2,801	42,024	51,104	19,501	8,429	8,707	1,014	15,822	1,504	4,288	766
2021	3,040	2,669	3,039	44,281	55,420	20,121	8,713	9,481	1,036	16,523	1,618	4,343	841
2022	3,332	2,674	3,298	46,659	59,882	20,545	8,981	10,324	1,059	17,254	1,744	4,400	924
2023	3,656	2,680	3,578	49,165	64,504	20,722	9,258	11,242	1,083	18,018	1,890	4,460	1,017
2024	4,029	2,688	3,882	51,806	69,297	21,248	9,517	12,241	1,107	18,816	2,037	4,522	1,121
2025	4,301	2,696	4,212	54,588	74,277	21,752	9,837	13,329	1,132	19,649	2,208	4,589	1,237

ตารางที่ ก.2 Cambodia Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	1,443	Coal Fired Thermal Plant # 5-8 ; 4x60 MW	1,437.50	-0.8
2015	1,643	Retire IPP1CUPL ; -35 MW LwRsyChr (Hydro) ; 125 MW Coal Fired Thermal Plant # 9-15; 7x60 MW	1,947.50	18
2016	1,858	Coal Fired Thermal Plant # 16-19 ; 4x60 MW	2,187.50	17.2
2017	2,070	Retire Colben ; -10 MW Retire ColbenSH ; -5 MW Sambor (Hydro) ; 467 MW	2,639.50	26.5
2018	2,283	StChyArg (Hydro) ; 260 MW	2,899.50	25.8
2019	2,512	UpRsyChr (Hydro) ; 32 MW BTB2 (Hydro) ; 36 MW	2,967.50	17
2020	2,770	BTB1 (Hydro) ; 24 MW StTatay (Hydro) ; 80 MW MdRsyChr (Hydro) ; 125 MW Coal Fired Thermal Plant # 20 ; 1x60 MW	3,256.50	16.3
2021	3,040	Coal Fired Thermal Plant # 21-25 ; 5x60 MW	3,556.50	15.8
2022	3,332	Coal Fired Thermal Plant # 26-31 ; 6x60 MW	3,916.50	16.5
2023	3,656	Retire C5 (HFO) ; -10 MW Retire C6 (HFO) ; -18 MW Retire C3DOCA ; -10 MW Retire SHV_PS ; -5 MW Coal Fired Thermal Plant # 32-38 ; 7x60 MW	4,293.50	16.5
2024	4,029	Retire KEP (HFO) ; -48 MW Coal Fired Thermal Plant # 39-46 ; 8x60 MW	4,725.50	16.4
2025	4,301	Retire CEP (HFO) ; -48 MW Coal Fired Thermal Plant # 47-52 ; 6x60 MW	5,037.50	16.3

ตารางที่ ก.3 Lao PDR Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	1,267	NmTha1 (Hydro) ; 168 MW NmKhan2 (Hydro) ; 127 MW DakEMeun (Hydro) ; 100 MW HyLmPgi (Hydro) ; 88 MW NmKhan3 (Hydro) ; 47 MW Xeset3 (Hydro) ; 22 MW Xeset4 (Hydro) ; 8 MW	1,749.10	-3.9
2015	1,917	Hongsa Local ; 100 MW NmPha (Hydro) ; 195 MW NmNgiep2 (Hydro) ; 180 MW Sekong4 (Hydro) ; 70 MW DonSahng (Hydro) ; 60 MW NmMa1 (Hydro) ; 60 MW NmMa2 (Hydro) ; 36 MW NmMa3 (Hydro) ; 24 MW ThaKho (Hydro) ; 50 MW NmPakHKT (Hydro) ; 45 MW NmBoun2 (Hydro) ; 15 MW NmNgiep1 (Hydro) ; 18 MW Xkm-Xnxi (Hydro) ; 32 MW	2,634.10	-1.4
2016	2,060	Xkong3Up (Hydro) ; 105 MW Xkong3Dn (Hydro) ; 90 MW Sepon2Dn (Hydro) ; 30 MW Sepon3Up (Hydro) ; 70 MW NmBak2 (Hydro) ; 68 MW XeNeua (Hydro) ; 40 MW NmPakODX (Hydro) ; 30 MW NmTheun1 (Hydro) ; 13 MW NmLong (Hydro) ; 5 MW Tadsalen (Hydro) ; 3.2 MW	3,088.30	6.3
2017	2,209	NmNgmDn (Hydro) ; 60 MW NmPhay (Hydro) ; 60 MW Xelnong1 (Hydro) ; 60 MW Xelnong2 (Hydro) ; 45 MW NmSana (Hydro) ; 20 MW Xedon2 (Hydro) ; 20 MW	3,359.30	7.7

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Xedon3 (Hydro) ; 6 MW		
2018	2,461	NmSung1 (Hydro) ; 63 MW NmSung2 (Hydro) ; 96 MW NmOu2 (Hydro) ; 120 MW NmOu6 (Hydro) ; 90 MW NmNgm4A (Hydro) ; 50 MW NmNgm4B (Hydro) ; 56 MW	3,834.30	9.8
2019	2,613	NmNun1 (Hydro) ; 60 MW NmNun2 (Hydro) ; 45 MW NmKong2 (Hydro) ; 60 MW NmKong3 (Hydro) ; 35 MW NmNga1 (Hydro) ; 40 MW NmPok (Hydro) ; 20 MW	4,094.30	10
2020	2,665	NmPhouan (Hydro) ; 60 MW NmNga2 (Hydro) ; 50 MW	4,204.30	11
2021	2,669	NmMouan (Hydro) ; 105 MW	4,309.30	13.3
2022	2,674	NmPouy (Hydro) ; 60 MW	4,369.30	14.5
2023	2,680	NmPhoun (Hydro) ; 60 MW	4,429.30	16.2
2024	2,688	Vieng Phuka ; 60 MW	4,489.30	18.1
2025	2,696	XBngHng1 (Hydro) ; 60 MW XBngNun2 (Hydro) ; 45 MW XeXou (Hydro) ; 59 MW	4,653.30	21.6

ตารางที่ ก.4 Myanmar Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	1,717	Umonkha (Hydro) ; 10 MW UpKntung (Hydro) ; 60 MW	3,655.90	86.7
2015	1,863		3,655.90	72
2016	2,021		3,655.90	58.6
2017	2,193		3,655.90	46.1
2018	2,380		3,655.90	34.7
2019	2,582	UpBHP (Hydro) ; 16 MW Namlan (Hydro) ; 177 MW	3,848.90	30.1
2020	2,801	Shweli_3 (Hydro) ; 360 MW	4,208.90	30.2
2021	3,039	Thkegat1 (Hydro) ; 150 MW Bilin (Hydro) ; 280 MW	4,638.90	31.3
2022	3,298	Tnaingka (Hydro) ; 15 MW Nnmesng (Hydro) ; 13 MW Dyngchng (Hydro) ; 25 MW Bawgata (Hydro) ; 168 MW Tarunkha (Hydro) ; 150 MW	5,009.90	30
2023	3,578	Mawlaik (Hydro) ; 520 MW	5,529.90	31.5
2024	3,882	Shweli_2 (Hydro) ; 460 MW	5,989.90	30.7
2025	4,212	Shwesrye (Hydro) ; 642 MW	6,631.90	32.6

ตารางที่ ก.5 Vietnam Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	27,297	KIENGIA1 ; 600 MW TRAVINH1 ; 600 MW SOCTR1 ; 600 MW VINHTAN2 ; 600 MW TRAVINH2 ; 600 MW LiChua+2 (Hydro) ; 600 MW ThngKnTm (Hydro) ; 220 MW SongBng5 (Hydro) ;85 MW NhoQue (Hydro) ; 40 MW BacMe (Hydro) ; 70 MW DakMi1 (Hydro) ; 210 MW NhoQue2 (Hydro) ; 70 MW NhanHac (Hydro) ; 45 MW PP from Cambodia (LSesan2) ; 207 MW	46,396.00	70
2015	31,194	SmallNHd (Hydro) ; 502 MW SmallCHd (Hydro) ; 619 MW	47,517.00	52.3
2016	34,986	PP from Laos (LngPrbng) ; 1,410 MW Retire UONGBI1 ; -100 MW Retire NINHBI1 ; -100 MW Retire THDUCST ; -165 MW Retire CANTHST ; -35 MW	48,527.00	38.7
2017	38,856		48,527.00	24.9
2018	42,823	Imported Coal Fired Plant # 1 ; 300 MW Imported Coal Fired Plant # 1 ; 600 MW Combined Cycle Plant # 1-3 ; 3x750 MW	51,677.00	20.7
2019	46,901	Imported Coal Fired Plant # 2 ; 300 MW Imported Coal Fired Plant # 2-7 ; 6x600 MW	55,577.00	18.5
2020	51,104	Imported Coal Fired Plant # 8-12 ; 5x600 MW Combined Cycle Plant # 4 ; 750 MW	59,327.00	16.1
2021	55,420	Domestic Coal Fired Plant # 1-2 ; 2x300 MW Imported Coal Fired Plant # 13 ; 600 MW Imported Coal Fired Plant # 1-2 ; 2x1000 MW Combined Cycle Plant # 5-6 ; 2x750 MW	64,027.00	15.5
2022	59,882	Domestic Coal Fired Plant # 1-2 ; 2x600 MW	68,977.00	15.2

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Imported Coal Fired Plant # 3-4 ; 2x1000 MW Combined Cycle Plant # 7 ; 750 MW Nuclear Power Plant # 1 ; 1,000 MW		
2023	64,504	Domestic Coal Fired Plant # 3-4 ; 2x600 MW Imported Coal Fired Plant # 14-17 ; 4x600 MW Combined Cycle Plant # 8 ; 750 MW Nuclear Power Plant # 2 ; 1,000 MW	74,327.00	15.2
2024	69,297	Imported Coal Fired Plant # 18-23 ; 6x600 MW Combined Cycle Plant # 9-10 ; 2x750 MW Nuclear Power Plant # 3 ; 1,000 MW Retire PHALAI1 ;-440 MW	79,987.00	15.4
2025	74,277	Domestic Coal Fired Plant # 5 ; 600 MW Imported Coal Fired Plant # 24-27 ; 4x600 MW Imported Coal Fired Plant # 5 ; 1,000 MW Combined Cycle Plant # 11 ; 50 MW Nuclear Power Plant # 4 ; 1,000 MW	85,737.00	15.4

ตารางที่ ก.6 P.Malaysia Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	16,236	UluJelai (Hydro) ; 372 MW UluTrgnu (Hydro) ;250 MW Retire CCT04 ; -299 MW Retire GTT02 # 1-4 ; -4x123 MW	21,252.00	35.8
2015	16,739	Retire YTL ; -1,170 MW Retire GTT03 # 1-2 ;-2x106 MW	19,870.00	27
2016	17,271	Combined Cycle Plant # 1-6 ; 6x750 MW Nenggiri (Hydro) ; 416 MW Retire GTP01 # 1-4 ; -4x109 MW Retire GTP02 # 1-4 ; -4x109 MW Retire CCP02 # 1 ; -762 MW Retire GTT04 # 1-3 ; -3x128 MW	22,768.00	34.1
2017	17,794	Coal Fired Thermal Plant # 1 ; 1x700 MW Retire CCP03 # 1-2 ; -2x652 MW Retire CCT01 # 1-3 ; -3x256 MW Retire CCT02 ; -245 MW Retire GTT01 # 1-2 ; -2x105 MW	20,941.00	24.6
2018	18,345	Combined Cycle Plant # 7 ; 1x750 MW Lebir (Hydro) ; 274 MW Kerian (Hydro) ; 20 MW Sapelus (Hydro) ; 30 MW Retire CCT03 ; -242 MW Retire GTT05 # 1-2 ; -2x31 MW	21,711.00	20
2019	18,912	Coal Fired Thermal Plant # 2-3 ; 2x700 MW	23,111.00	22.2
2020	19,501	Combined Cycle Plant # 8 ; 1x750 MW Retire GTPO3 # 1-2 ; -2x102 MW Retire CCPO4 ; -322 MW	23,335.00	21.3
2021	20,121	Nuclear Power Plant # 1 ; 1x1000 MW	24,335.00	21
2022	20,545	Nuclear Power Plant # 2 ; 1x1000 MW RaubBntg (Hydro) ; 56 MW	25,391.00	23.6
2023	20,722	Nuclear Power Plant # 3 ; 1x1000 MW Retire CCPO5 ; -707 MW Retire CCPO6 ; -640 MW	25,044.00	20.9
2024	21,248	Nuclear Power Plant # 4 ; 1x1000 MW Telom (Hydro) ; 132 MW TekaiU/L (Hydro) ; 156 MW	25,028.00	19.2

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Retire CCPO7 ; -350 MW Retire CCPO8 ; -650 MW Retire CCTO5 ;-304 MW		
2025	21,752	Nuclear Power Plant # 5 ; 1x1000 MW	26,028.00	19.7

ตารางที่ ก.7 Singapore Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	6,926	Retire THMR-1 ; -130 MW Retire THSP1 # 4-6 ; -3x250 MW	11,198.00	61.7
2015	7,163		11,198.00	56.3
2016	7,387		11,198.00	51.6
2017	7,658		11,198.00	46.2
2018	7,915	Retire THSP1 # 7-8 ; -2x250 MW	10,698.00	38.3
2019	8,180		10,698.00	30.8
2020	8,429	Combined Cycle Plant # 1 ; 359 MW	11,057.00	31.2
2021	8,713	Combined Cycle Plant # 2-7 ; 6x359 MW Retire CCPSP1 # 1-2 ; -2x425 MW Retire CCPSP6 # 1-2 ; -2x392.5 MW Retire CCPSP3 # 1 ;-367.5 MW Retire THSP2 # 4 ; -250 MW	10,958.50	32.9
2022	8,981	Combined Cycle Plant # 8-12 ; 5x359 MW Retire CCPSP1 # 3 ; -365 MW Retire THSP2 # 5-6 ; -2x250 MW Retire CCPSP2 # 1-2 ; -2x364 MW Retire CCPSP3 # 2 ; -367.5 MW	10,793.00	31.1
2023	9,258	Combined Cycle Plant # 13-16 ; 4x359 MW	12,229.00	32.1
2024	9,517	Combined Cycle Plant # 17-18 ; 2x359 MW Retire CCPSP1 # 4-5 ; -2x365 MW	12,217.00	32.2
2025	9,837	Combined Cycle Plant # 19-22 ; 4x359 MW Retire THMR-2 ; -60 MW Retire THMR-3 ; -60 MW Retire CCPSP3 # 3-4 ; -2x367.5 MW	12,798.00	30.1

ตารางที่ ก.8 Sumatra Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	5,265	Retire U_Blawan # 1-2 ; -2x65 MW Retire G_TlkLbu # 1 ; -30.8 MW Retire G_TlDuku # 1 ; -20 MW U_SmPsr2 ; 2x100 MW	6,918.80	28.9
2015	5,710	Retire G_BtHari ; -30.8 MW Gas Turbine Plant # 1-2 ; 2x200 MW Merangn (Hydro) ; 350 MW	7,638.00	30.9
2016	6,185	Gas Turbine Plant # 3-5 ; 3x200 MW	8,238.00	30.5
2017	6,744	Retire U_BkSam # 1-2 ; -2x65 MW Retire GU_Blwan # 1-2 ; -716 MW Gas Turbine Plant # 6-13 ; 8x200 MW	8,992.00	30.9
2018	7,354	Retire G_Musill ; -13.8 MW Retire G_Prblih ; -11.6 MW Coal Fired Thermal Plant # 1-3 ; 3x400 MW	10,166.60	36
2019	7,996	Retire U_Belawn # 3-4 ; -2x65 MW Coal Fired Thermal Plant # 4-5 ; 2x400 MW	10,836.60	33.5
2020	8,707	Coal Fired Thermal Plant # 6-7 ; 2x400 MW	11,636.60	31.8
2021	9,481	Gas Turbine Plant # 14 ; 200 MW Coal Fired Thermal Plant # 8-9 ;2x400 MW	12,636.60	31.5
2022	10,324	Coal Fired Thermal Plant # 1-2 ; 2x600 MW	13,836.60	32.4
2023	11,242	Coal Fired Thermal Plant # 3-4 ; 2x600 MW	15,036.60	32.3
2024	12,241	Retire G_Borang # 1 ; -33 MW Retire U_BkSam # 3 ; -65 MW Retire G_BrngTM # 1-2 ; -2x20 MW Coal Fired Thermal Plant # 5-6 ; 2x600 MW	16,098.60	30.2
2025	13,329	Retire U_BkSam # 4 ; -65 MW Gas Turbine Plant # 15-16 ; 2x200 MW Coal Fired Thermal Plant # 7-8 ; 2x600 MW	17,633.60	31.1

ตารางที่ ก.9 Brunei Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	862	ABC NPS # 2 ; 33 MW	1,123.20	30.3
2015	886	ABC NPS # 3 ; 133 MW	1,255.80	41.7
2016	911	EE Brunei-Sarawak (Additional) ; 100 MW ABC NPS # 4 ; 133 MW	1,488.40	63.4
2017	937	Retire GPS2 G # 21 ; -32 MW	1,456.40	58.9
2018	964		1,456.40	51.1
2019	992	ABC NPS # 5 ; 133 MW Retire GPS2 G # 22 ; -32 MW	1,557.00	60.2
2020	1,014	Retire GPS2 G # 23-24 ; -2x32 MW Retire LPS G # 19 ; -32 MW	1,461.00	53.6
2021	1,036	ABC NPS # 6-7 ; 2x133 MW Retire BKS_A G # 1-4 ; -4x18 MW Retire BKS_B G # 1-3 ; -3x18 MW Retire GPS3 G # 1-3 ; -3x18 MW Retire JERU G # 1-4 ; -4x18 MW	1,474.20	66.6
2022	1,059	ABC NPS # 8 ; 133 MW	1,606.80	51.7
2023	1,083	ABC NPS # 9 ; 133 MW	1,739.40	60.6
2024	1,107		1,739.40	57.1
2025	1,132		1,739.40	53.7

ตารางที่ ก.10 Philippines Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	12,114	MIND3GEO ; 50 MW Retire IDPP # 1 ; -63 MW	14,710.80	17.3
2015	12,653	Coal Fired Thermal Plant # 1-3 ; 3x600 MW Retire PDPP I ; -37 MW Retire IDPP # 2 ; -48 MW Retire PB # 117-118 ; -2x100 MW	16,226.30	24.3
2016	13,257	Coal Fired Thermal Plant # 4-5 ; 2x600 MW Retire PB # 103-104 (2x32) ; -2x32 MW Retire BPPC ; -235 MW	17,127.30	25.4
2017	13,894	Coal Fired Thermal Plant # 6-8 ; 3x600 MW Retire TIWI ; -287 MW Retire MAKBAN ;-362 MW Retire PAL I ; -113 MW Retire TONGONAN ; -113 MW Retire CTPP # 1-2 ; -107 MW Retire BOHDSL ; -22 MW	17,924.30	25.4
2018	14,509	Coal Fired Thermal Plant # 9 ; 600 MW	18,524.30	24.2
2019	15,151	Coal Fired Thermal Plant # 10-11 ; 2x600 MW Retire LIMAYCCA ; -300 MW Retire BACMA I ; -110 MW Retire SPPC ; -54 MW Retire WMPC ; -100 MW	19,160.30	23.2
2020	15,822	Coal Fired Thermal Plant # 12-14 ; 3x600 MW Combined Cycle Plant # 1 ; 300 MW Retire CALACA ; -300 MW Retire LIMAYCCB ; -300 MW Retire PDPP III ; -108 MW Retire EAUC ; -48 MW Retire CPPC ; -70 MW Retire TPC ;-135 MW Retire PPC-PECO ; -72 MW	20,227.80	24.7
2021	16,523	Coal Fired Thermal Plant # 15 ; 600 MW Combined Cycle Plant # 2 ; 300 MW Retire BACMA II ; -40 MW	20,992.80	24

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Retire MAKBA II ; -80 MW Retire MAKBABIN ; -15 MW		
2022	17,254	Coal Fired Thermal Plant # 16 ; 600 MW Combined Cycle Plant # 3 ; 300 MW	21,892.80	24
2023	18,018	Coal Fired Thermal Plant # 17 ; 600 MW Combined Cycle Plant # 4 ; 300 MW Retire MT APO # 1 ; -54 MW	22,738.80	23.4
2024	18,816	Coal Fired Thermal Plant # 18-19 ; 2x600 MW Combined Cycle Plant # 5 ; 300 MW Retire LEYTE A ; -586 MW	23,652.80	23.1
2025	19,649	Coal Fired Thermal Plant # 20-21 ; 2x600 MW Retire PAL II ; -80 MW Retire MT APO # 2 ; -54 MW	24,718.80	23.3

ตารางที่ ก.11 Sabah Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	950	CCGT #03 ; 100 MW CCGT #04 ; 100 MW Coal Fired Thermal Plant #1 ; 75 MW Retire DG #4-15 ; -69 MW Retire GTD #2-5 ; -61 MW	1,772.50	86.5
2015	1,016	Coal Fired Thermal Plant #2-4 ; 3x75 MW	1,997.50	96.6
2016	1,102		1,997.50	81.2
2017	1,188	HYD5 (Hydro) ; 150 MW Retire DG #16 ; -4x12 MW	2,099.50	76.7
2018	1,287	HYD4 (Hydro) ; 150 MW HYD3 (Hydro) ; 26 MW Retire DG #17 ; -3x12 MW	2,239.50	74
2019	1,395		2,239.50	60.5
2020	1,504	CCGT #05 ; 100 MW Retire DG #18 ; 4x8 MW Retire DG #19 ; 4x15 MW	2,247.50	49.4
2021	1,618		2,247.50	38.9
2022	1,744	CCGT #06-07 ; 2x65 MW	2,377.50	36.3
2023	1,890	CCGT #08-09 ; 2x65 MW	2,507.50	32.7
2024	2,037	CCGT #10 ; 65 MW	2,572.50	26.3
2025	2,208		2,572.50	16.5

ตารางที่ ก.12 Sarawak Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	3,493		4,778.00	25.8
2015	3,789	Coal Fired Thermal Plant # 1 ; 300 MW	5,078.00	23.9
2016	4,086	EE Sarawak-Brunei (Additional) ; 100 MW BARAM # 1-3 (Hydro) ; 3x200 MW	5,778.00	28
2017	4,133		5,778.00	26.5
2018	4,183	LINAU (Hydro) ; 290 MW Retire BTULU # 1-6 ; -6x33 MW	5,870.00	26.5
2019	4,234	BARAM # 4 (Hydro) ; 200 MW Retire BIAWAK # 5-6 ; -2x30 MW Retire MIRI ; 30 MW	5,980.00	26.3
2020	4,288		5,980.00	24.7
2021	4,343	BALLEH # 1 (Hydro) ; 200 MW	6,180.00	26.5
2022	4,400	BALUI # 2 (Hydro) ; 220 MW Retire SPC # 1-2 ; -2x50 MW	6,300.00	27
2023	4,460		6,300.00	25.3
2024	4,522	Coal Fired Thermal Plant # 2 ; 300 MW BTULU # 7-8 ; -2x105 MW	6,390.00	25.6
2025	4,586		6,390.00	23.9

ตารางที่ ก.13 West Kalimantan Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	329	Coal Fired Thermal Plant # 6 ; 50 MW	647.4	96.8
2015	373	Coal Fired Thermal Plant # 7 ;50 MW Gas Turbine # 3-4 ; 2x35 MW	697.4	87
2016	460	SIANTANG #1-2 ; 2x10 MW Coal Fired Thermal Plant # 3-5 ; 3x50 MW Retire SIANTAND # 1-3 ; -21 MW Retire SUDIRMND # 1-3 ; -6 MW Retire SEIWEID # 1-4 ; -4x2.5 MW Retire SEIRAYAD # 1-6 ; -50 MW Retire SEWATAMA # 1-4 ;-28 MW	817.4	77.7
2017	523	Coal Fired Thermal Plant # 1 ; 100 MW	917.4	75.4
2018	592	Coal Fired Thermal Plant # 2 ; 100 MW Retire SIANTANG # 1 ; -34 MW	983.4	66.1
2019	667	Coal Fired Thermal Plant # 3 ; 100 MW	1,083.40	62.4
2020	766	Coal Fired Thermal Plant # 4 ; 100 MW MEMPAWAH # 1 ; 67 MW Retire SEIWEID # 5-7 ; -3x2.8 MW	1,242.00	62.1
2021	841	MEMPAWAH # 2 ; 67 MW	1,309.00	55.7
2022	924	MEMPAWAH # 3 ; 67 MW Gas Turbine # 5 ; 1x35 MW	1,411.00	52.7
2023	1,017	MEMPAWAH # 4 ; 67 MW Gas Turbine # 6-7 ; 2x35 MW	1,548.00	52.2
2024	1,121	Coal Fired Thermal Plant # 5 ; 100 MW MEMPAWAH # 5 ; 67 MW	1,715.00	53
2025	1,237	MEMPAWAH # 6 ; 67 MW Gas Turbine # 8 ; 1x35 MW	1,817.00	46.9

ตารางที่ ก.14 Thailand Power Development Plan

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
2014	28,790	SPP-Renewables 420 MW SPP-Cogeneration 270 MW (Gas) VSPP-Renewables 181 MW VSPP-Cogeneration 16 MW (Gas) Renewable Energy (Additional) 60 MW Gulf JP NS #1 2 2x800 MW (Gas) Wang Noi CC #4 769 MW (Gas) Chana CC #2 782 MW (Gas) Thap Sakae Solar Cell 5 MW Sirindhorn Dam Solar Cell 0.1 MW	39,542	17.7
2015	30,231	SPP-Renewables 369 MW SPP-Cogeneration 540 MW (Gas) VSPP-Renewables 83 MW VSPP-Cogeneration 17 MW (Gas) Renewable Energy 230 MW Gulf JP UT Co.,Ltd. #1-2 2x800 MW (Gas) North Bangkok CC#2 900 MW (Gas) Bang Lang Dam 12 MW (Hydro) Kwae Noi Dam #1-2 2x15 MW (Hydro) Khao Yai Thiang Wind Turbine 18 MW Chulabhorn Hydropower 1 MW Klong Tron Hydropower 3 MW Kiew Kohma Hydropower 6 MW Mae Karm Solar Cell 0.1 MW Power Purchase from Lao PDR 2x491 MW	43,157	16.5
2016	31,808	SPP-Renewables 635 MW SPP-Cogeneration 450 MW (Gas) VSPP-Renewables 79 MW VSPP-Cogeneration 21 MW (Gas) Renewable Energy 270 MW National Power Supply Co.,Ltd. TH #1-2 270 MW Coal New Power Plant 900 MW (Gas) Phayaman Hydropower 2 MW Lam Pao Hydropower 1 MW Lam Ta Khong Hydropower 2 MW	45,530	24.3

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Bhumubol Dam Solar Cell 0.1 MW Power Purchase from Lao PDR 491 MW		
2017	33,263	SPP-Renewables 153 MW SPP-Cogeneration 900 MW (Gas) VSPP-Renewables 77 MW Renewable Energy 280 MW National Power Supply Co.,Ltd. 270 MW LamTa Khong Pumped Storage 500 MW That Noi Hydropower 2 MW Rawai Stadium Wind Turbine 3 MW Rajjaprabha Dam Solar Cell 0.1 MW Pha Chuk Hydropower 20 MW	47,240	21.4
2018	34,592	SPP-Cogeneration 720 MW (Gas) VSPP-Renewables 86 MW VSPP-Cogeneration 1 MW Renewable Energy 280 MW Mae Moh TH #4-7 (Replaced) 600 MW Yaso Thorn - Phanom Prai Hydropower 4 MW Khao Laem Hydropower 2x9 MW Kra Seao Hydropower 2 MW Power Purchase from Lao PDR 269 MW Power Purchase from Lao PDR 390 MW	48,329	19.6
2019	35,869	SPP-Renewables 60 MW SPP-Cogeneration 720 MW (Gas) VSPP-Renewables 72 MW VSPP-Cogeneration 5 MW Renewable Energy 310 MW EGAT Coal-Fired 800 MW Huai Sataw Hydropower 1 MW Bang Pakong Hydropower 2 MW Sirindhorn Dam Solar Cell 1 MW Khao Yai Thiang Wind Turbine 50 MW Power Purchase from Lao PDR 1,220 MW	51,386	18.7
2020	37,325	SPP-Renewables 45 MW SPP-Cogeneration 90 MW (Gas) VSPP-Renewables 81 MW Renewable Energy 310 MW	50,389	18.1

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Mae Saruay Hydropower 2 MW Thatako Solar Cell 1 MW Klong See Yud Hydropower 3 MW		
2021	38,726	SPP-Cogeneration 180 MW (Gas) VSPP-Renewables 79 MW VSPP-Cogeneration 1 MW Renewable Energy 360 MW New Gas-fired Power Plant 900 MW (Gas) Bang Pakong CC #1 900 MW (Gas) Chonnaboat Hydropower 2 MW Thatako Solar Cell 1 MW Power Purchase 300 MW	52,912	17.8
2022	40,134	SPP-Cogeneration 180 MW (Gas) VSPP-Renewables 67 MW VSPP-Cogeneration 5 MW Renewable Energy 220 MW New Gas-Fired Power Plant 900 MW (Gas) Bang Pakong CC #2 900 MW (Gas) EGAT Coal-Fired TH #2 800 MW Mahasarakam Hydropower 1 MW Chulabhorn Dam Solar Cell 0.1 MW Power Purchase 300 MW	56,135	16.9
2023	41,567	SPP-Cogeneration 180 MW (Gas) VSPP Renewables 47 MW Renewable Energy (Additional) 220 MW New Gas-Fired Power Plant 900 MW (Gas) South Bangkok CC #1-2 2x900 MW (Gas) Low Wind Speed Wind Turbine 10 MW Huai Nam Sai Hydropower 2 MW Rasisalai Hydropower 2 MW Ubonrat Dam Solar Cell 0.1 MW Power Purchase 300 MW	56,732	16.4
2024	43,049	SPP-Cogeneration 180 MW (Gas) VSPP-Renewables 53 MW VSPP-Cogeneration 1 MW Renewable Energy 220 MW New Gas-Fired Power Plant 900 MW (Gas) South Bangkok CC #3 900 MW (Gas)	59,509	16.3

Year	Peak Demand (MW)	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Reserve Margin (%)
		Bang Pakong CC #3 900 MW (Gas) Hua Na Hydropower 1 MW Lamtapearn Hydropower 1 MW Sirikit Dam Solar Cell 0.1 MW Power Purchase 300 MW		
2025	44,521	SPP-Cogeneration 180 MW (Gas) VSPP-Renewables 37 MW VSPP-Cogeneration 5 MW Renewable Energy 220 MW New Gas-Fired Power Plant 900 MW (Gas) Bang Pakong CC #4 900 MW (Gas) EGAT Coal-Fired TH #3 800 MW Pranburi Hydropower 2 MW Tabsalao Hydropower 2 MW Power Purchase 300 MW 16.5	60,477	16.5

ภาคผนวก ข

สรุปโครงการเชื่อมโยงในโครงข่ายไฟฟ้าอาเซียน

ตารางที่ ข.1 ความก้าวหน้าโครงการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าใน APG (31 Aug 12)

No.	Project	System	Type	SCOD	MW
1	**P.Malaysia - Singapore**				
	Existing				
	• Plentong - Woodlands	HVAC: kV	EE	1985	450
	Future				
	• Selected by AIMS-II	HVDC: kV	PP: PM->Sg	2018	600
2	**Thailand - P.Malaysia**				
	Existing				
	• Sadao - Chuping	HVAC: 132/115 kV	EE	1980	80
	• Klong Ngae - Gurun	HVDC: 300 kV	EE	2002	300
	Ongoing				
	• Su Ngai Kolok - Rantau Panjang	HVAC: 132/115 kV	EE	2015	100
	Future				
	• Klong Ngae - Gurun (Additional)	HVDC: 300 kV	EE	2016	300
3	**Sarawak- P.Malaysia**				
	Future				
	• Selected by AIMS-II	HVDC: kV	PP: Sw->PM	2015-2021	4x800
4	**P.Malaysia - Sumatra**				
	Ongoing				
	• Melaka - Pekan Baru (Selected by AIMS-II, Priority Project)	HVDC: kV	EE	2018	600

No.	Project	System	Type	SCOD	MW
5	**Batam - Singapore** Future • Selected by AIMS-II	HVAC: kV	PP: Bt->Sg	2015, 2016,2017	3x200
6	**Sarawak - W.Kalimantan** Ongoing • PPA signed in September 2012, Priority Project	HVAC: kV	PP: Sw->WK (5yrs) Then convert to EE	2014	230
7	**Philippines - Sabah** Future • Selected by AIMS-II	HVDC: kV	EE	2020	500
8	**Sarawak - Sabah - Brunei** Ongoing • Sarawak - Brunei (Committed in AIMS-II) Future • Sarawak - Sabah (Selected by AIMS-II)	HVAC: kV HVAC: kV	EE PP: Sw->Sb	2012, 2016 2020	2x100 100
9	**Thailand - Lao PDR** Existing • Nakhon Phanom - Thakhek - Theun Hinboun • Ubon Ratchathani 2 - Houay Ho • Roi Et 2 - Nam Theun 2 • Udon Thani 3 - Na Bong - Nam Ngum 2	HVAC: kV HVAC: kV HVAC: kV HVAC: kV	PP: La->Th PP: La->Th PP: La->Th PP: La->Th	1998 1999 2010 2011	214 126 948 597

No.	Project	System	Type	SCOD	MW
	Sakhon Nakhon 2 - Thakhek - Theun Hinboun (Expansion)	HVAC: kV	PP: La->Th	2012	220
	Ongoing				
	• Mae Moh 3 - Nan 2 - Hong Sa	HVAC: kV	PP: La->Th	2015	1473
	Future				
	• Nong Khai – Khoksa-at (Selected by AIMS-II)				
	• Nakhon Phanom – Thakhek (AIMS-II)	HVAC: kV	EE	2015	600
	• Thoeng – Bo Keo (Selected by AIMS-II)				
	• Udon Thani 3 - Na Bong - Nam Ngiep 1	HVAC: kV	PP: La->Th	2018	269
	• Ubon Ratchathani 3 - Pak Se - Xe Pien Xe Namnoi	HVAC: kV	PP: La->Th	2018	390
	• Khon Kaen 4 - Loei 2 - Xayaburi	HVAC: kV	PP: La->Th	2019	1220
	• Udon Thani 3 - Na Bong - Nam Theun 1	HVAC: kV	PP: La->Th	2018	TBC
	• Udon Thani 3 - Na Bong - Nam Ngiep	HVAC: kV	PP: La->Th	2018	TBC
	• Ubon 3 - Nam Kong 1 & Don Sahong	HVAC: kV	PP: La->Th	2019	315
	• Ubon 3 - Xekong 4-5	HVAC: kV	PP: La->Th	2020	570
	• Nan 2 - Tha Wang Pha - Nam Ou	HVAC: kV	PP: La->Th	2023	1040

No.	Project	System	Type	SCOD	MW
10	**Lao PDR -Vietnam**				
	Existing				
	• Xekaman 3 - Thanhmy	HVAC: kV	PP: La->Vn	2011	248
	Ongoing				
	• Ban Hat San - Pleiku	HVAC: kV	PP: La->Vn	2015	1000
	• Nam Mo - Ban Ve	HVAC: kV	PP: La->Vn	TBC	TBC
	• Xekaman 1 - Thanhmy	HVAC: kV	PP: La->Vn	2013	488
	• Stung Treng - Chau Doc	HVAC: kV	PP: La->Vn	2014	207
	• Luang Prabang - Nho Quan	HVAC: kV	PP: La->Vn	2016	1410
	Future				
	• Ban Hat San - Stung Treng - Tay Ninh	TBC	TBC	TBC	TBC
11	**Thailand - Myanmar**				
	Future				
	• Mai Khot - Chiang Rai (Selected by AIMS-II)	HVAC: kV	PP: Mm->Th	2016	369
	• Hutgyi - Phitsanulok 3 (Selected by AIMS-II)	HVAC: kV	PP: Mm->Th	2022	1190
	• Ta Sang - Mae Moh 3 (Selected by AIMS-II)	HVDC: kV	PP: Mm->Th	2024-2025	2130
12	**Vietnam - Cambodia**				
	Existing				
	• Chau Doc - Takeo - Phnom Penh	HVAC (230 kV)	PP: Vn->Kh	2009	200
	Future				
	• Vietnam - Lower Sre Pok 2 (AIMS-II)	HVAC: kV	PP: Kh->Vn	2017	222

No.	Project	System	Type	SCOD	MW
13	**Lao PDR - Cambodia**				
	Ongoing				
	• Ban Hat - Stung Treng (G2G Agreement)	HVAC: kV	PP: La->Kh	2016	300
14	**Thailand - Cambodia**				
	Existing				
	• Aranyaprathet - Banteay Meanchey	HVAC: kV	PP: Th->Kh	2007	100
	Future				
	• Battambang – Prachin Buri 2 (Selected by AIMS-II)	HVAC: kV	EE	2015	300
	• Stung Meteuk (Mnum) – Trat 2 (Selected by AIMS-II)	HVAC: kV	PP: Kh->Th	2017	100
	• Koh Kong - Chantaburi 2 - Pluak Daeng	HVAC: kV	PP: Kh->Th	Beyond 2020	1800
15	**E.Sabah - E.Kalimantan**				
	Future				
	• Newly Proposed	HVAC: kV	EE	2020	200
16	**Singapore - Sumatra**				
	Future				
	• Sumatra - Singapore (Selected by AIMS-II)	HVDC: kV	PP: Sm->Sg	2020	600

ภาคผนวก ค

ผลการประเมินผลประโยชน์

ตารางที่ ค.1 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Lao PDR (MW)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	325	600	600	600	600	600	600	575	408	130	47	0	38	10	0	0	47	149	139	0	0	0	0	149	325
2016	508	600	600	600	600	600	600	600	597	299	209	129	199	169	109	70	209	318	309	0	0	0	139	318	508
2017	575	600	600	600	600	600	600	600	600	351	255	170	244	212	148	106	255	372	362	0	0	20	180	372	575
2018	600	600	600	600	600	600	600	600	600	443	336	241	324	288	217	169	336	467	455	0	0	74	253	467	600
2019	600	600	600	600	600	600	600	600	600	475	362	261	349	311	235	185	362	501	488	0	0	84	273	501	600
2020	600	600	600	600	600	600	600	600	600	512	396	293	383	344	267	215	396	537	524	0	0	112	305	537	600
2021	600	600	600	600	600	600	600	600	600	574	458	354	445	406	329	277	458	599	587	0	6	174	367	599	600
2022	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	491	387	478	439	361	310	491	600	600	0	38	206	400	600	600
2023	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	537	434	524	485	408	356	537	600	600	32	84	252	447	600	600
2024	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	590	486	577	538	460	408	590	600	600	83	135	304	499	600	600
2025	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	582	600	600	556	504	600	600	600	178	230	399	595	600	600

ตารางที่ ค.2 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ Cambodia (MW)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	188	49	156	300	300
2016	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	198	41	161	300	300
2017	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	238	300	300	300
2018	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	247	300	300	300
2019	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	263	50	213	300	300
2020	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	270	36	215	300	300
2021	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	282	24	221	300	300
2022	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	50	266	300	300
2023	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	55	291	300	300
2024	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	56	300	300	300
2025	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	56	300	300	300

ตารางที่ ค.3 ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (ATC) ของ P.Malaysia (MW)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2017	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2018	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2019	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2020	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2021	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2022	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2023	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2024	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2025	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400

ตารางที่ ค.4 ผลรวม ATC (MW)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	725	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	975	808	530	447	400	438	410	400	400	447	549	539	400	288	149	256	549	725
2016	1,208	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,297	999	909	829	899	869	809	770	909	1,018	1,009	700	598	441	700	1,018	1,208
2017	1,275	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,051	955	870	944	912	848	806	955	1,072	1,062	700	700	658	880	1,072	1,275
2018	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,143	1,036	941	1,024	988	917	869	1,036	1,167	1,155	700	700	721	953	1,167	1,300
2019	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,175	1,062	961	1,049	1,011	935	885	1,062	1,201	1,188	700	663	534	886	1,201	1,300
2020	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,212	1,096	993	1,083	1,044	967	915	1,096	1,237	1,224	700	670	548	921	1,237	1,300
2021	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,274	1,158	1,054	1,145	1,106	1,029	977	1,158	1,299	1,287	700	688	598	988	1,299	1,300
2022	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,191	1,087	1,178	1,139	1,061	1,010	1,191	1,300	1,300	700	738	656	1,066	1,300	1,300
2023	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,237	1,134	1,224	1,185	1,108	1,056	1,237	1,300	1,300	732	784	707	1,138	1,300	1,300
2024	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,290	1,186	1,277	1,238	1,160	1,108	1,290	1,300	1,300	783	835	761	1,199	1,300	1,300
2025	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,282	1,300	1,300	1,256	1,204	1,300	1,300	1,300	878	930	855	1,295	1,300	1,300

ตารางที่ ค.5 กำลังการผลิตรายชั่วโมงของประเทศไทย ก่อนและหลังจากนำเข้าไฟฟ้า ณ เวลาที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด

	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
0	19,940	19,940	20,919	20,919	21,966	21,966	23,112	23,112	24,170	24,170	25,135	25,135	26,062	26,062
1	17,439	17,439	18,295	18,295	19,211	19,211	20,214	20,214	21,138	21,138	21,983	21,983	22,794	22,794
2	16,290	16,290	17,090	17,090	17,945	17,945	18,882	18,882	19,745	19,745	20,534	20,534	21,292	21,292
3	14,668	14,668	15,388	15,388	16,158	16,158	17,001	17,001	17,779	17,779	18,489	18,489	19,171	19,171
4	13,451	13,451	14,111	14,111	14,818	14,818	15,591	15,591	16,304	16,304	16,956	16,956	17,581	17,581
5	13,519	13,519	14,182	14,182	14,892	14,892	15,669	15,669	16,386	16,386	17,041	17,041	17,669	17,669
6	14,127	14,127	14,820	14,820	15,562	15,562	16,375	16,375	17,124	17,124	17,808	17,808	18,465	18,465
7	12,978	12,978	13,615	13,615	14,296	14,296	15,043	15,043	15,731	15,731	16,359	16,359	16,963	16,963
8	15,817	15,817	16,593	16,593	17,424	17,424	18,333	18,333	19,172	19,172	19,938	19,938	20,673	20,673
9	21,968	21,968	23,046	23,046	24,200	24,200	25,463	25,463	26,628	26,628	27,691	27,691	28,713	28,713
10	24,199	24,199	25,386	25,386	26,657	26,657	28,048	28,048	29,331	29,331	30,503	30,503	31,628	31,628
11	25,348	25,348	26,592	26,592	27,923	27,923	29,380	29,380	30,724	30,724	31,952	31,952	33,130	33,130
12	22,238	22,238	23,330	23,330	24,498	24,498	25,776	25,776	26,955	26,955	28,032	28,032	29,066	29,066
13	21,022	21,022	22,053	22,053	23,157	23,157	24,366	24,366	25,481	25,481	26,499	26,499	27,476	27,476
14	27,443	27,443	28,790	28,790	30,231	29,831	31,809	31,000	33,264	32,416	34,593	33,676	35,869	34,934
15	26,767	26,767	28,081	28,081	29,486	29,486	31,026	30,256	32,445	31,639	33,741	32,872	34,986	34,101
16	25,618	25,618	26,875	26,875	28,221	28,221	29,694	29,694	31,052	31,052	32,292	32,292	33,484	33,484
17	21,360	21,360	22,408	22,408	23,530	23,530	24,758	24,758	25,890	25,890	26,925	26,925	27,918	27,918
18	19,197	19,197	20,139	20,139	21,147	21,147	22,251	22,251	23,268	23,268	24,198	24,198	25,091	25,091
19	24,807	24,807	26,024	26,024	27,327	27,327	28,753	28,753	30,069	30,069	31,270	31,270	32,423	32,423
20	24,469	24,469	25,670	25,670	26,955	26,955	28,362	28,362	29,659	29,659	30,844	30,844	31,982	31,982
21	24,672	24,672	25,883	25,883	27,178	27,178	28,597	28,597	29,905	29,905	31,100	31,100	32,247	32,247
22	23,455	23,455	24,606	24,606	25,838	25,838	27,187	27,187	28,430	28,430	29,566	29,566	30,657	30,657
23	24,131	24,131	25,315	25,315	26,582	26,582	27,970	27,970	29,249	29,249	30,418	30,418	31,540	31,540
24	19,940	19,940	20,919	20,919	21,966	21,966	23,112	23,112	24,170	24,170	25,135	25,135	26,062	26,062

	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
0	27,121	27,121	28,138	28,138	29,161	29,161	30,203	30,203	31,279	31,279	32,349	32,349
1	23,719	23,719	24,609	24,609	25,504	25,504	26,414	26,414	27,356	27,356	28,292	28,292
2	22,157	22,157	22,988	22,988	23,823	23,823	24,674	24,674	25,554	25,554	26,427	26,427
3	19,950	19,950	20,698	20,698	21,451	21,451	22,217	22,217	23,009	23,009	23,796	23,796
4	18,295	18,295	18,981	18,981	19,672	19,672	20,374	20,374	21,100	21,100	21,822	21,822
5	18,387	18,387	19,077	19,077	19,770	19,770	20,476	20,476	21,206	21,206	21,932	21,932
6	19,215	19,215	19,935	19,935	20,660	20,660	21,398	21,398	22,161	22,161	22,918	22,918
7	17,652	17,652	18,314	18,314	18,980	18,980	19,657	19,657	20,358	20,358	21,054	21,054
8	21,513	21,513	22,320	22,320	23,131	23,131	23,957	23,957	24,811	24,811	25,660	25,660
9	29,879	29,879	31,000	31,000	32,127	32,127	33,274	33,274	34,460	34,460	35,639	35,639
10	32,913	32,913	34,148	34,148	35,389	35,389	36,653	36,653	37,959	37,959	39,257	39,257
11	34,476	34,476	35,769	35,769	37,070	37,070	38,393	38,393	39,762	39,762	41,122	41,122
12	30,247	30,247	31,381	31,381	32,522	32,522	33,684	33,684	34,885	34,885	36,077	36,077
13	28,592	28,592	29,664	29,664	30,743	30,743	31,841	31,841	32,976	32,976	34,104	34,104
14	37,326	36,359	38,726	37,697	40,134	39,073	41,567	40,459	43,049	41,889	44,521	43,265
15	36,407	35,491	37,772	36,795	39,145	38,136	40,543	39,487	41,989	40,881	43,424	42,221
16	34,844	34,844	36,151	36,151	37,465	37,465	38,803	38,803	40,186	40,186	41,560	41,560
17	29,052	29,052	30,141	30,141	31,237	31,237	32,353	32,353	33,506	33,506	34,652	34,652
18	26,110	26,110	27,089	27,089	28,074	28,074	29,076	29,076	30,113	30,113	31,143	31,143
19	33,740	33,740	35,006	35,006	36,279	36,279	37,574	37,574	38,914	38,914	40,244	40,244
20	33,281	33,281	34,529	34,529	35,785	35,785	37,062	37,062	38,384	38,384	39,696	39,696
21	33,557	33,557	34,815	34,815	36,081	36,081	37,369	37,369	38,702	38,702	40,025	40,025
22	31,902	31,902	33,098	33,098	34,302	34,302	35,526	35,526	36,793	36,793	38,051	38,051
23	32,821	32,821	34,052	34,052	35,290	35,290	36,550	36,550	37,853	37,853	39,148	39,148
24	27,121	27,121	28,138	28,138	29,161	29,161	30,203	30,203	31,279	31,279	32,349	32,349

ตารางที่ ค.6 กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยหลังจากเชื่อมโยง APG

	Peak Generating Capacity (MW)	New Peak Generating Capacity (MW)	Energy Exchange (MW)	Firm Generating Capacity (MW)	New Firm Generating Capacity (MW)	Max Deferred Capacity (MW)
2013	27,443	27,443	-	32,492	32,492	-
2014	28,790	28,790	-	33,885	33,885	-
2015	30,231	29,831	400	35,188	34,723	465
2016	31,809	30,999	809	39,538	38,532	1,006
2017	33,264	32,415	848	40,382	39,352	1,029
2018	34,593	33,676	916	41,373	40,276	1,096
2019	35,869	34,933	935	42,576	41,466	1,110
2020	37,326	36,359	966	44,082	42,940	1,141
2021	38,726	37,697	1,028	45,619	44,407	1,211
2022	40,134	39,072	1,061	46,916	45,675	1,240
2023	41,567	40,459	1,107	48,383	47,094	1,289
2024	43,049	41,889	1,159	50,065	48,716	1,349
2025	44,521	43,265	1,255	51,866	50,404	1,462

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวศศินันท์ แก้วจันทร์ เกิดเมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2530 สำเสร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552 เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) ในปีการศึกษา 2554 ปัจจุบันเป็นวิศวกรประจำฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่ง สายงานรองผู้ว่าการระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย