แนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า

นายพีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
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 University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ECONOMICS VALUE ADDED ANALYSIS GUIDLINE DEVELOPMENT OF ELECTRICAL GENERATING FIELD

Mr. Peerawat Chaimaneewat

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Industrial Engineering
Department of Industrial Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	แนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า
โดย	นายพีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(ศาสตราจารย์ ปารเมศ ชุติมา)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สมชาย พัวจินดาเนตร)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(รองศาสตราจารย์ ดร. วันชัย ริจิรวนิช)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์ : แนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า (ECONOMICS VALUE ADDED ANALYSIS GUIDLINE DEVELOPMENT OF ELECTRICAL GENERATING FIELD) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์, 94 หน้า.

งานวิจัยนี้เป็นการประยุกต์ใช้แนวทางการสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ กับสายงานผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นเครื่องมือที่ใช้วัดผลการดำเนินงานทางด้านการเงิน และระบบการบริหารจัดการองค์กร โดยมีตัวชี้วัดคือ ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์โดยเปรียบเทียบระหว่างกำไรหลังจากหักภาษี กับต้นทุนเงินทุน โดยมีสมมติฐานการจัดเก็บรายได้จากสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าภายใน ที่ประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่าย และรายได้จากค่าเชื้อเพลิง และใช้วิธีการวิเคราะห์ความไวในการกำหนดเป้าหมายของแผนการเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้แก่ แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง, แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย และแผนลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่ควบคุมได้ ใช้วิธีการคำนวณอัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ของสายผลิตไฟฟ้าซึ่งเท่ากับ 6.43% และกำหนดภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์ 20% และวิเคราะห์กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ของกลุ่มตัวอย่างของโรงไฟฟ้าในสายงาน 5 โรงไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ โรงไฟฟ้า A และ D ประเภทพลังงานความร้อนร่วม 2 โรงไฟฟ้าถ่านหิน B โรงไฟฟ้าพลังน้ำ C และโรงไฟฟ้า E พลังงานความร้อน ที่ใช้น้ำมันเตาและน้ำมันปาล์มเป็นเชื้อเพลิง

โดยในปี พ.ศ.2558 ในภาพรวมสายงานค่า EPสูงกว่าค่าประมาณการ 3,617 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากแผนกลยุทธ์ ทั้ง 3 แผนจำนวน 753 ล้านบาท และเมื่อเปรียบเทียบค่าจริงกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ พ.ศ.2558 กับ ปี 2559 พบว่าภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้ามีค่าลดลง 512 ล้านบาท และโรงไฟฟ้า A ลดลง 64 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า B เพิ่มขึ้น 1,312 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า C ลดลง 58 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า D เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาท, โรงไฟฟ้า E ลดลง 161 ล้านบาท โดยโรงไฟฟ้า A ,B, D ควรเน้น SIP ด้านเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงค่าเชื้อเพลิง เพิ่มค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า C ควรเน้นเพิ่มส่วนเกินชั่วโมงความพร้อมจ่ายและโรงไฟฟ้า E ควรเน้น ด้านลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้พร้อมทั้งขยายผลการศึกษาค่า EP โรงไฟฟ้าในสังกัดอื่นๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

5770948521 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORDS: EVM, EP, SIP, NOPAT, WACC, FUEL GAIN, AP OUTSIDE CAH

PEERAWAT CHAIMANEEWAT: ECONOMICS VALUE ADDED ANALYSIS GUIDLINE DEVELOPMENT OF ELECTRICAL GENERATING FIELD. ADVISOR: ASSOC. PROF. JEERAPAT NGAOPRASERTWONG, 94 pp.

This research is an application of the Economic Value Management methodology for Electrical Generating Field. It is a tool to measure financial performance and corporate management systems. The indicators are Economic Profit (EP) by comparison between Net Operating Profit After Tax with Cost of Capital the assumption is that revenue from the internal power purchase agreement Composition of availability payment and Energy Payment. Application sensitivity analysis methods for determining strategic improvement plan such as fuel gain management, AP outside CAH and reduce control costs.Calculates the weighted average cost of capital of electrical Generating Field is 6.43% and the economic tax 20% and Analyzing the economic profit of the sample of power plants in the 5 units such as combined cycle power plant A and D, Coal fired power plant B, hydro power plant C, Thermal Power plant E by using fuel oil and palm

Based on the results, in 2015 actual EP Higher than plan EP of 3,617 million baht resulting from the three strategic improvement plans of 687 million baht. And compared with the actual EP in 2015 and 2016 the overall electrical generating field has decreased 512 million baht and Power plants A decreased by 64 million Baht, Power Plant B increased 1,312 million Baht, Power Plant C decreased 58 million baht, power plant D increased 91 million baht and power plant E decreased 161 million and Power plants A, B, D are focus on increasing fuel gain and availability payment plan, power plant C should focus oncing m to increase AP outside CAH ,Power plant E should focus on reducing control costs. and expand the results of the study EVM to others power plant area.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Department: Industrial Engineering Student's Signature .....

Field of Study: Industrial Engineering Advisor's Signature .....

Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของรองศาสตราจารย์ จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งท่านได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ในการวิจัยมาด้วยดีตลอด

นอกจากนี้ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ขอขอบพระคุณ ศาสตราจารย์ ดร. ปารเมศ ชุติมา ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชาย พัวจินดาเนตร กรรมสอบวิทยานิพนธ์ และรองศาสตราจารย์ ดร.วันชัย ริจิรวนิช กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัยที่ช่วยให้คำแนะนำและแนวทางในการวิจัยที่เหมาะสม

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดาและมารดา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กัลยาณมิตร รวมทั้งเพื่อนักศึกษาที่ให้ความเข้าใจ และสนับสนุนจนกระทั่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสร็จลุล่วงได้ด้วยดี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ญ
สารบัญรูปภาพ ..... ฏ
บทที่ 1 1
บทนำ 1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย 10
1.3 ขอบเขตงานวิจัย 10
1.4 คำสำคัญในงานวิจัย 10
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 11
1.6 ขั้นตอนในการดำเนินงานวิจัย 11
บทที่ 2 12
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 12
2.1) โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย 12
2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า 13
2.1.2 ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System) 14
2.1.3.ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) 14
2.1.4 หน่วยงานกำกับ (Regulator) 14
2.1.5. ประเภทของโรงไฟฟ้า 14

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

2.2) แนวคิดทฤษฎีเกี่ยวข้องกับการจัดทำ EVM 19
2.2.1 การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economics Value management) 19
2.3) สัญญา Internal PPA รายได้จากสัญญา PPA 28
2.4 สถานการณ์การผลิตและซื้อไฟฟ้าในระบบ กฟผ. 31
2.5 ทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 32
3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย 35
3.1.1 ข้อมูลเบื้องต้นของสายงานผลิตไฟฟ้า 35
3.2 การเก็บข้อมูล 38
3.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูล 38
3.3.1 คำนวณค่าประมาณการกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) ปี พ.ศ.2558 38
3.3.2 วิเคราะห์ค่าความไว (Sensitivity Analysis) 46
3.1.4 การเชื่อมโยง EP Driver กับแผนกลยุทธ์ของสายงานผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2558-2568 58
3.1.5 การคำนวณค่าประมาณการต่าง ๆ ของปี 2558 59
บทที่ 4 61
ผลการวิจัยและการวิเคราะห์ผลการวิจัย 61
4.1 ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า 61
4.1.1 ผลการดำเนินงานค่า EP และแผน SIP สายงานผลิตไฟฟ้า งวดสิ้นปี พ.ศ.2558 61
4.2 โรงไฟฟ้า A โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 65
4.3 โรงไฟฟ้า B โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใช้เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ 68
4.4 โรงไฟฟ้า C โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ใช้น้ำเป็นเชื้อเพลิงต้นกำลัง 71
4.5 โรงไฟฟ้า D โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 75
4.6 โรงไฟฟ้า E โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ใช้น้ำมันเตา และน้ำมันปาล์มในการผลิตไฟฟ้า 77

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

บทที่ 5 81
สรุปและอภิปรายการวิจัย 81
5.1 สรุปผลการวิจัย 81
5.2 ปัญหาและอุปสรรคในงานวิจัย 84
5.3 แนวทางสำหรับการวิจัยในอนาคต 85
5.4 ข้อเสนอแนะ 85
รายการอ้างอิง 86
ภาคผนวก 88
ภาคผนวก ก. 89
ภาคผนวก ข 90
ภาคผนวก ค 92
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 94

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1. 1 ข้อมูลหน่วยงานรัฐวิสาหกิจไทย (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ)..... 1

ตารางที่ 3. 1 แสดงประเภทโรงไฟฟ้าของสายงานผลิตไฟฟ้า พร้อมทั้งกำลังการผลิตติดตั้งและสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าในเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2559 36

ตารางที่ 3. 2 โรงไฟฟ้าที่คัดเลือกเพื่อดำเนินการวิเคราะห์ค่า EP..... 37

ตารางที่ 3. 3 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 สายงานผลิตไฟฟ้า 40

ตารางที่ 3. 4 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า A ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 41

ตารางที่ 3. 5 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า B ที่ใช้ถ่านหินลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง 42

ตารางที่ 3. 6 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า C ที่ใช้น้ำเป็นเชื้อเพลิง 43

ตารางที่ 3. 7 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า D ที่ใช้น้ำก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 44

ตารางที่ 3. 8 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า F ที่ใช้น้ำมันเตาและน้ำมันปาล์มเป็นเชื้อเพลิง..... 45

ตารางที่ 3. 9 แสดงปัจจัยในการวิเคราะห์ความไว 49

ตารางที่ 3. 10 สรุปปัจจัยที่มีผลต่อการ EP จากการวิเคราะห์ความไวเพื่อใช้กำหนดแผน SIP..... 55

ตารางที่ 3. 11 สรุปแผน SIP และค่าเป้าหมายในปี 2558 ของภาพรวม สายงานผลิตไฟฟ้า และกลุ่มโรงไฟฟ้าตัวอย่าง 56

ตารางที่ 4. 1 งบ EP ค่าจริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 (หน่วยล้านบาท) ภาพรวม สายงานผลิตไฟฟ้า 62

ตารางที่ 4. 2 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า 63

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4. 3 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า 63
ตารางที่ 4. 4 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A..... 66
ตารางที่ 4. 5 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A..... 67
ตารางที่ 4. 6 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A..... 67
ตารางที่ 4. 7 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B..... 69
ตารางที่ 4. 8 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B..... 70
ตารางที่ 4. 9 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B..... 70
ตารางที่ 4. 10 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C..... 72
ตารางที่ 4. 11 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C 73
ตารางที่ 4. 12 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C..... 73
ตารางที่ 4. 13 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า D 75
ตารางที่ 4. 14 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า D 76
ตารางที่ 4. 15 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ.2558 โรงไฟฟ้า D..... 76
ตารางที่ 4. 16 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า E..... 78

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1. 1 ข้อมูลรัฐวิสาหกิจที่นำเงินส่งเข้ารัฐสูงสุด 10 อันดับ 4
รูปที่ 1. 2 แสดงลูกค้าด้านพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. 5
รูปที่ 1. 3 เปรียบเทียบการดำเนินงานจัดทำรายงาน EVM ในปัจจุบัน และแนวทางการวิเคราะห์ค่า EVM ระดับโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ 7
รูปที่ 1. 4 โครงสายการบังคับบัญชา กฟผ. และ สายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า 8
รูปที่ 1. 5 โรงไฟฟ้าของสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า ที่กระจายอยู่ตามภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศไทย 9
รูปที่ 2. 1 แสดงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน 12
รูปที่ 2. 2 แสดงสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของทั้งประเทศ (ข้อมูล ณ ธันวาคม 2559) 13
รูปที่ 2. 3 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน 15
รูปที่ 2. 4 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม 16
รูปที่ 2. 5 แสดงแผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 16
รูปที่ 2. 6 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 17
รูปที่ 2. 7 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 18
รูปที่ 2. 8 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงลม 18
รูปที่ 2. 9 แสดงการคำนวณค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ 20
รูปที่ 2. 10 แสดงวิธีการคำนวณหามูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ 20
รูปที่ 2. 11 แสดงการการคำนวณอัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น 24
รูปที่ 2. 12 แสดงรายละเอียดของ MRP ในแต่ละประเทศ 24
รูปที่ 2. 13 แผนผังแสดงปัจจัยค่า EP 26
รูปที่ 2. 14 แสดงแผนภาพแสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ความไวของปัจจัย 27
รูปที่ 2. 15 แสดงแผนภาพโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer 28

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 3. 1 แสดงแผนภาพโรงไฟฟ้าที่ใช้เป็นกรณีศึกษา 5 โรงไฟฟ้า..... 36
รูปที่ 3. 2 แผนผังขับเคลื่อนมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า..... 46
รูปที่ 3. 3 แผนผังขับเคลื่อนมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้า A 46
รูปที่ 3. 4 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า B..... 47
รูปที่ 3. 5 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า C..... 47
รูปที่ 3. 6 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า D 48
รูปที่ 3. 7 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า E..... 48
รูปที่ 3. 8 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไวเพื่อมากำหนดแผน SIP ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า..... 50
รูปที่ 3. 9 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไวเพื่อมากำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า A 51
รูปที่ 3. 10 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า B 52
รูปที่ 3. 11 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า C 53
รูปที่ 3. 12 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า D..... 53
รูปที่ 3. 13 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า E..... 54
รูปที่ 3. 14 ตัวอย่างการคำนวณหาค่าเป้าหมาย EP จากแผน SIP ด้านเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า..... 57
รูปที่ 3. 15 แสดงค่าใช้จ่ายที่ควบคุมที่ใช้ในการกำหนดแผน SIP..... 57
รูปที่ 3. 16 การเชื่อมโยง EP กับแผนที่ยุทธศาสตร์ (ระบบ BSC) ของสายงานผลิตไฟฟ้า..... 58
รูปที่ 3. 17 การคำนวณต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) สายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า..... 60
รูปที่ 4. 1 เปรียบเทียบค่า EP ภาพรวมเทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ.2558 เทียบกับปี พ.ศ.2559..... 64
รูปที่ 4. 2 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า A เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559..... 68
รูปที่ 4. 3 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า B เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559..... 71

รูปที่ 4. 4 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า C เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559 74

รูปที่ 4. 5 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า D เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559 77

รูปที่ 4. 6 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า E 79

รูปที่ 4. 7 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า 79

รูปที่ 4. 8 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า E เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559 80

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน การดำเนินงานธุรกิจมีการแข่งขันที่ทวีความรุนแรงมากขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบโดยตรงต่อความอยู่รอดขององค์กร ดังนั้น องค์กรต่าง ๆ ทั้งหน่วยงานภาคราชการ รัฐวิสาหกิจ เอกชนจึงให้ความสำคัญในการใช้เครื่องมือทางการบริหารจัดการสมัยใหม่มาประยุกต์ใช้กับองค์กร เพื่อให้สอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลง

หน่วยงานรัฐวิสาหกิจไทย เป็นหน่วยงานของรัฐที่มีกระทรวงการคลังถือหุ้นเกินกว่าร้อยละ 50 ขึ้นไป มีความสำคัญอย่างมากในการนำส่งรายได้ให้กับประเทศไทย เพื่อใช้ในการพัฒนาประเทศในด้านต่าง ๆ โดยปัจจุบันหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ แบ่งออกเป็น 9 ประเภท สังกัดกระทรวงต่าง ๆ

ตารางที่ 1. 1 ข้อมูลหน่วยงานรัฐวิสาหกิจไทย (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ)

ประเภท	หน่วยงาน	สังกัด
1.สาขาพลังงาน	1.การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2.บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 3.การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 4.การไฟฟ้านครหลวง	กระทรวงพลังงาน กระทรวงพลังงาน กระทรวงมหาดไทย กระทรวงมหาดไทย
2.สาขา สาธารณูปการ	1.การประปาส่วนภูมิภาค 2.การประปานครหลวง 3.การเคหะแห่งชาติ 4.การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย 5.องค์การจัดการน้ำเสีย 6.บริษัท ธนารักษ์พัฒนาสินทรัพย์ จำกัด	กระทรวงมหาดไทย กระทรวงมหาดไทย กระทรวงพัฒนาสังคมฯ กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติฯ กระทรวงการคลัง
3.สาขาขนส่ง	1.การทางพิเศษแห่งประเทศไทย 2.การท่าเรือแห่งประเทศไทย 3.การรถไฟแห่งประเทศไทย	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

	4.บริษัท วิทยุการบินแห่งประเทศไทย จำกัด 5.บริษัท ท่าอากาศยานไทย จำกัด (มหาชน) 6.การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย 7.บริษัท การบินไทย จำกัด (มหาชน) 8.องค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพ 9.สถาบันการบินพลเรือน 10.บริษัท ขนส่ง จำกัด	กระทรวงคมนาคม
4.สาขาสถาบันการเงิน	1.ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) 2.ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจฯ 3.ธนาคารเพื่อการเกษตรและสหกรณ์การเกษตร 4.ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย 5.ธนาคารออมสิน 6.ธนาคารอาคารสงเคราะห์ 7.ธนาคารอิสลามแห่งประเทศไทย 8.บรรษัทตลาดรองสินเชื่อที่อยู่อาศัย 9.บรรษัทประกันสินเชื่ออุตสาหกรรมขนาดย่อม 10.สำนักงานธนานุเคราะห์	กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงการคลัง กระทรวงพัฒนาสังคมฯ
5.สาขาทรัพยากรธรรมชาติ	1.องค์การสวนพฤกษศาสตร์ 2.องค์การสวนสัตว์ 3.องค์การอุตสาหกรรมป่าไม้	กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติฯ
6.สาขาการเกษตร	1. องค์การสะพานปลา 2. องค์การคลังสินค้า 3. องค์การตลาดเพื่อเกษตรกร	กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์

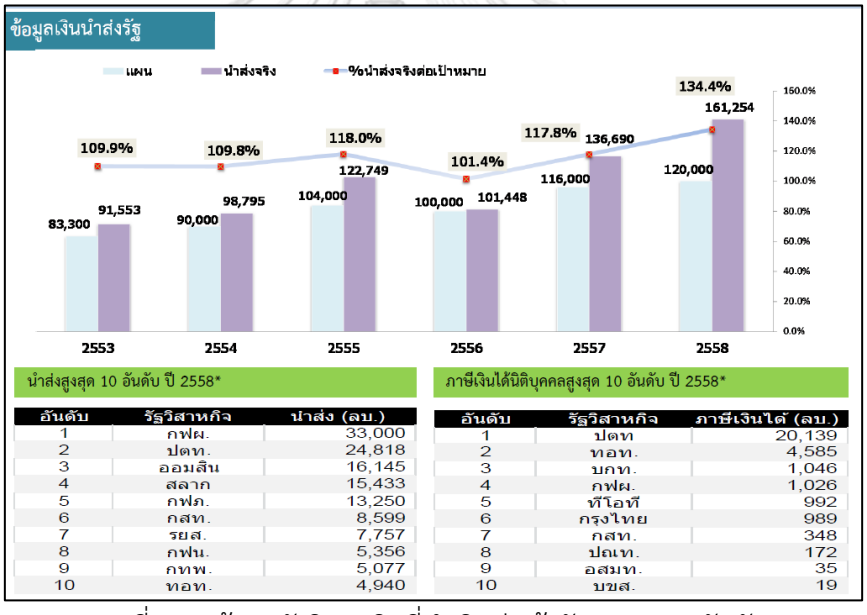
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

	4. องค์การส่งเสริมกิจการโคนมแห่งประเทศไทย 5. การยางแห่งประเทศไทย	กระทรวงเกษตรและสหกรณ์
7.สาขาสังคมและเทคโนโลยี	1.การกีฬาแห่งประเทศไทย 2.การท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย 3.สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย 4.องค์การพิพิธภัณฑ์วิทยาศาสตร์แห่งชาติ 5.องค์การเภสัชกรรม	กระทรวงการท่องเที่ยวฯ กระทรวงการท่องเที่ยว กระทรวงวิทยาศาสตร์ฯ กระทรวงวิทยาศาสตร์ฯ กระทรวงสาธารณสุข
8.สาขาการสื่อสาร	1. บริษัท. กสท โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) 2. บริษัท ทีโอที จำกัด (มหาชน) 3. บริษัท อสมท จำกัด (มหาชน) 4. บริษัท ไปรษณีย์ไทย จำกัด	กระทรวงเทคโนโลยีฯ กระทรวงเทคโนโลยีฯ สำนักนายกรัฐมนตรี กระทรวงเทคโนโลยีฯ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

9.สาขาอุตสาหกรรมและการพาณิชย์	1. บริษัท อู่กรุงเทพ จำกัด	กระทรวงกลาโหม
	2.โรงงานไพ่	กระทรวงการคลัง
	3.องค์การสุรา	กระทรวงการคลัง
	4.โรงงานยาสูบ	กระทรวงการคลัง
	5.สำนักงานสลากกินแบ่งรัฐบาล	กระทรวงการคลัง
	6.โรงพิมพ์ตำรวจ	สำนักงานตำรวจแห่งชาติ
	7.องค์การตลาด	กระทรวงมหาดไทย

โดยข้อมูลเงินนำเข้าส่งรัฐบาลของหน่วยงานรัฐวิสาหกิจไทย จากสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ ณ ปี 2558 พบว่าหน่วยงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีเงินนำเข้าส่งรัฐมากที่สุดเป็นอันดับที่ 1 ประมาณ 33,000 ล้านบาท (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ, กันยายน 2558)



นำส่งสูงสุด 10 อันดับ ปี 2558*

อันดับ	รัฐวิสาหกิจ	นำส่ง (ลบ.)
1	กฟผ.	33,000
2	ปตท.	24,818
3	ออมสิน	16,145
4	สลาก	15,433
5	กฟภ.	13,250
6	กสท.	8,599
7	รยส.	7,757
8	กฟน.	5,356
9	กทพ.	5,077
10	ทอท.	4,940

ภาษีเงินได้นิติบุคคลสูงสุด 10 อันดับ ปี 2558*

อันดับ	รัฐวิสาหกิจ	ภาษีเงินได้ (ลบ.)
1	ปตท	20,139
2	ทอท.	4,585
3	บกท.	1,046
4	กฟผ.	1,026
5	ทีโอที	992
6	กรุงไทย	989
7	กสท.	348
8	ปณท.	172
9	อสมท.	35
10	บขส.	19

รูปที่ 1. 1 ข้อมูลรัฐวิสาหกิจที่นำเงินส่งเข้ารัฐสูงสุด 10 อันดับ

หมายเหตุ 1.ข้อมูลของรัฐวิสาหกิจปีงบประมาณ และรัฐวิสาหกิจปีปฏิทิน 9 เดือน

2.ภาษีเงินได้นิติบุคคลของ กฟผ. มาจากบริษัทในเครือ คือ บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด(มหาชน)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นรัฐวิสาหกิจด้านกิจการพลังงานภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน โดยมีภารกิจตามพระราชบัญญัติ กฟผ. ปี พ.ศ.2511 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 5 ปี พ.ศ.2535) กำหนดให้ กฟผ. เป็นผู้ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าตามที่กำหนด รวมทั้งดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้า

รูปที่ 1. 2 แสดงลูกค้าด้านพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ซึ่งมีโครงสายการบังคับบัญชา ของ กฟผ. มีผู้ว่าการ (ผวก.) เป็นผู้บริหารสูงสุด แบ่งออกเป็น 12 สายรองผู้ว่าการ ตามกลุ่มธุรกิจได้แก่ 1.สายงานรองผู้ว่าการนโยบายและแผน (รวผ.), 2.รองผู้ว่าการบัญชีการเงิน (รวบ), 3.รองผู้ว่าการบริหาร (รวห.), 4.รองผู้ว่าการกิจการสังคม (รวค.) 5.รองผู้ว่าการพัฒนาโรงไฟฟ้า (รวพฟ.) 6.รองผู้ว่าการพัฒนาระบบส่ง (รวพส.) 7.รองผู้ว่าการระบบส่ง (รวส.) 8. รองผู้ว่าการเชื้อเพลิง (รวช.) 9.รองผู้ว่าการพัฒนาธุรกิจ (รวธ.) และ 10.รองผู้ว่าการผลิตไฟฟ้า (สายงานผลิตไฟฟ้า) 11.รองผู้ว่ารองผู้ว่าการกฎหมายและธรรมาภิบาล (รวกม.) 12.รองผู้ว่าการพัฒนาพลังงานพลังงานหมุนเวียน (รวพม.)

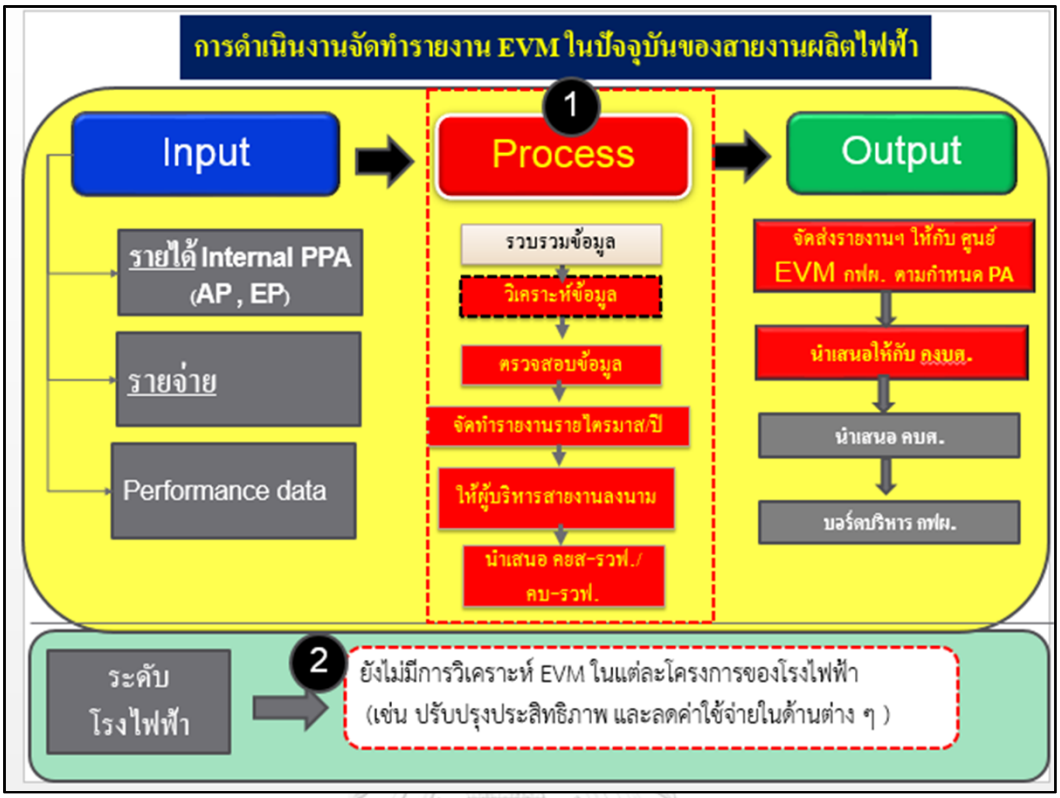
โดยสายงานผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าเป็นสายงานหลักของ กฟผ. เนื่องจากมีโรงไฟฟ้า/เขื่อนกระจายอยู่ทั่วทุกภูมิภาคของประเทศ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 16,385 MW คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39.42 ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของทั้งประเทศ (ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2559) โดยมีโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เช่น พลังงานน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน, พลังงานความร้อนร่วม

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) ได้มีนโยบายให้รัฐวิสาหกิจนำระบบบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Value Management : EVM) ที่ มุ่งเน้นการสร้างมูลค่าเพิ่มให้องค์กร มาเชื่อมโยงเข้ากับการบริหารจัดการหลักขององค์กร และใช้เป็นเกณฑ์ประเมินผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจอย่างต่อเนื่อง เป็นตัวชี้วัดสำคัญที่ทาง สคร. ใช้วัดประสิทธิภาพการดำเนินในแต่ละรัฐวิสาหกิจของประเทศไทย และกฟผ. มีการนำระบบการบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Value Management : EVM) มาเชื่อมโยงเข้ากับการบริหารจัดการหลักขององค์การ ตามนโยบายของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) โดยได้มีการจัดตั้งศูนย์ EVM ของแต่ละสายงานและให้มีการรายงานผลรายไตรมาสให้กับคณะทำงาน EVM กฟผ. คณะกรรมการบริหารเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (คบศ)
(การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2552)

ถือเป็นสายงานหลักที่สำคัญของ กฟผ. เนื่องจากมีสินทรัพย์เป็นโรงไฟฟ้าในแต่ละประเภทของเชื้อเพลิง กระจายอยู่ทั่วภูมิภาคของประเทศไทย ซึ่งหากมีการการบริหารจัดการที่ดี ปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานของโรงไฟฟ้า จะช่วยสร้างมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM) และสร้างรายได้ของ กฟผ. และช่วยเพิ่มเงินในส่งให้กับรัฐบาลเพื่อใช้ในการบริหารประเทศในด้านต่าง ๆ

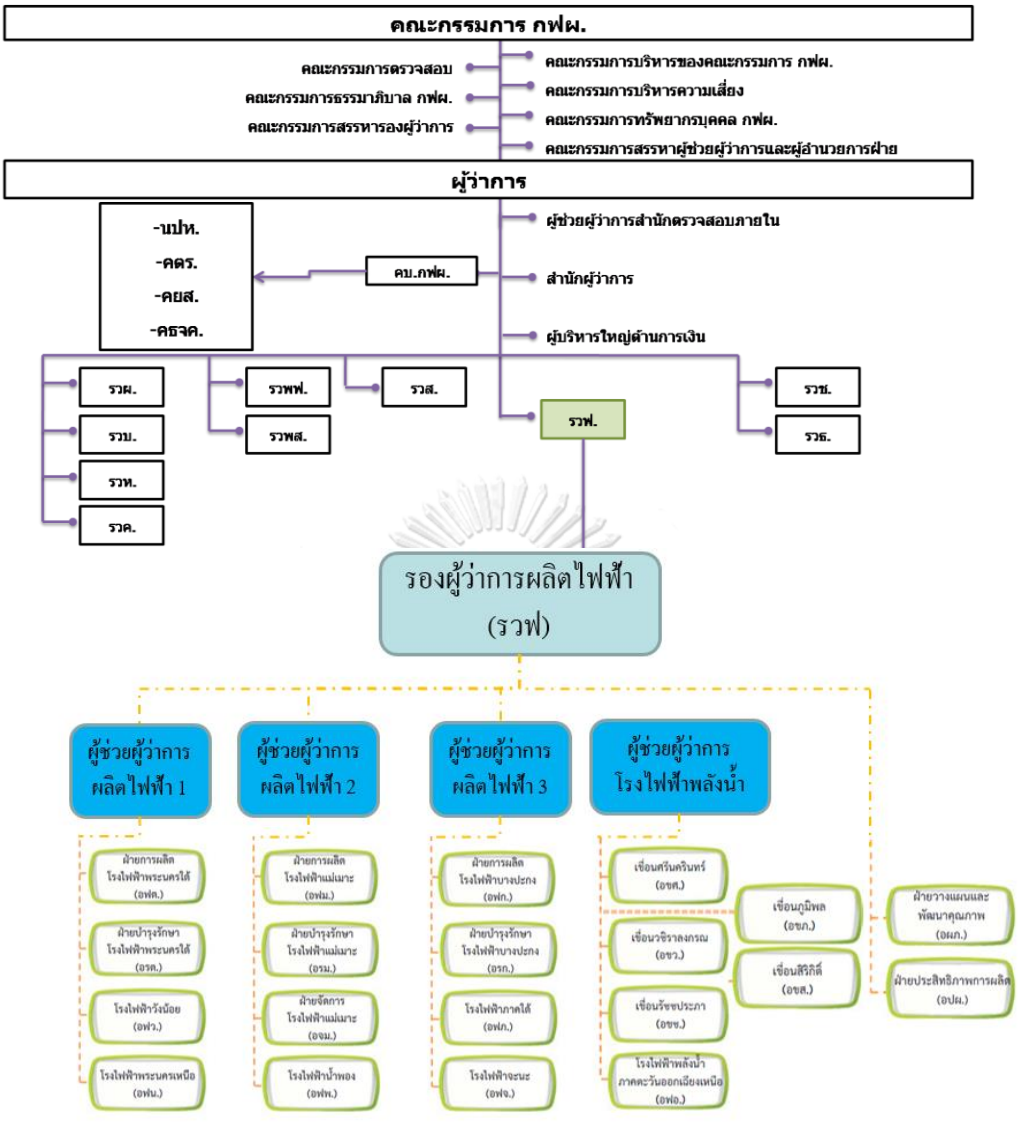
ปัจจุบันสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า ยังไม่มีการใช้วิธีการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ EVM กับโรงไฟฟ้าในประเภทต่าง ๆ เนื่องมาจากปัจจุบันสายงานผลิตไฟฟ้า ยังไม่มีกระบวนการหรือคู่มือในการจัดทำการสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM) ของสายงานที่เป็นมาตรฐาน เพื่อใช้ในการจัดทำ ตรวจสอบความผิดพลาด และเป็นแนวทางให้กับคนอื่น ๆ ในสายงานที่ใช้ในการวิเคราะห์ ประกอบกับปัจจุบันทำการวิเคราะห์เฉพาะภาพรวมของสายงานเท่านั้นไม่ได้ลงรายละเอียดในแต่ละโครงการที่โรงไฟฟ้าจัดทำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 1. 3 เปรียบเทียบการดำเนินงานจัดทำรายงาน EVM ในปัจจุบัน และแนวทางการวิเคราะห์ค่า EVM ระดับโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 1. 4 โครงสายการบังคับบัญชา กฟผ. และ สายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า

รูปที่ 1. 5 โรงไฟฟ้าของสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า ที่กระจายอยู่ตามภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศไทย

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

เพื่อจัดทำแนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับใช้ในสายงานผลิตไฟฟ้า.

1.3 ขอบเขตงานวิจัย

1. งานวิจัยนี้ใช้ข้อมูลการศึกษาเฉพาะของสายงานผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ณ งวดสิ้นปี 2558

2. งานวิจัยนี้ใช้ข้อมูลฝั่งรายได้จาก Internal PPA และรายจ่ายสำหรับจัดทำ EVM ณ งวดสิ้นปี 2558 ของสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า เป็นข้อมูลในการจัดทำกรณีศึกษา

3. งานวิจัยนี้จัดทำคู่มือตามรูปแบบมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.4 คำสำคัญในงานวิจัย

1. EVM คือ (Economic Value Management) การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์

2. EP คือ (Economic Profit) กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์

3. SIP คือ (Strategic Improvement Plant) แผนกลยุทธ์เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์

4. NOPAT คือ (Net Operating Profit after Taxes) กำไรสุทธิจากการดำเนินงานหลังหักภาษี

5. WACC คือ (Weighted Average Cost of Capital) ต้นทุนทางการเงินเฉลี่ยของเงินทุน

6. EPx คือ (Energy Payment) รายรับค่าพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจะมีการจ่ายเงินเมื่อมีการสั่งเดินเครื่องจากโรงไฟฟ้า และจะจ่ายตามมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) ที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

7. FP คือ (Fuel Payment) รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

8. FC คือ (Fuel Cost) รายจ่ายจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

9. Fuel Gain (FP-FC) คือ ส่วนต่างรายรับและรายได้จากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

10.AP (Availability Payment) รายรับจากความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า.

11.AP Outside CAH คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีการเดินเครื่องเกินจากสัญญาที่ได้แจ้งไว้กับศูนย์ควบคุมกำหลังไฟฟ้าแห่งชาติ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทำให้เกิดเป็นมาตรฐานในวิเคราะห์การสร้างมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM) ในสายงานผลิตไฟฟ้า

2. เป็นแนวทางให้กับบุคคลอื่น ๆ ในสายงานผลิตไฟฟ้า และหน่วยงานราชการหรือเอกชนในการนำวิธีวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ที่อยู่ในคู่มือไปประยุกต์กับการวิเคราะห์โครงการต่าง ๆ

3.ช่วยลดความผิดพลาด และเพิ่มความรวดเร็วในการจัดทำและวิเคราะห์ (EVM)

4. เป็นประโยชน์ต่อหน่วยงาน กฟผ. ในการเพิ่มประสิทธิภาพในการวิเคราะห์โครงการ และทำให้มีเงินนำส่งให้กระทรวงคลังเพื่อใช้ในการพัฒนาประเทศในด้านต่าง ๆ

1.6 ขั้นตอนในการดำเนินงานวิจัย

1. สำรวจทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อหาแนวทางการแก้ไขปัญหา
2. ศึกษาและกำหนดขอบเขตข้อมูลในการวิเคราะห์และจัดทำ
3. รวบรวมข้อมูลของได้รายได้ และค่าใช้จ่ายของสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า และต้นทุนเงินทุนของ กฟผ.
4. ศึกษาแนวทางการทำงานของ กฟผ.
5. วิเคราะห์ข้อมูลการจัดทำ EVM โดยใช้ข้อมูล ณ งวดสิ้นปี 2558 เป็นกรณีศึกษา
6. วิเคราะห์ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่ใช้วิเคราะห์ EP ณ งวดสิ้นปี 2558
7. เปรียบเทียบข้อมูลการวิเคราะห์ EP งวดสิ้นปี 2559 เทียบกับปี 2558
6.สรุปผลการดำเนินงาน
7. จัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

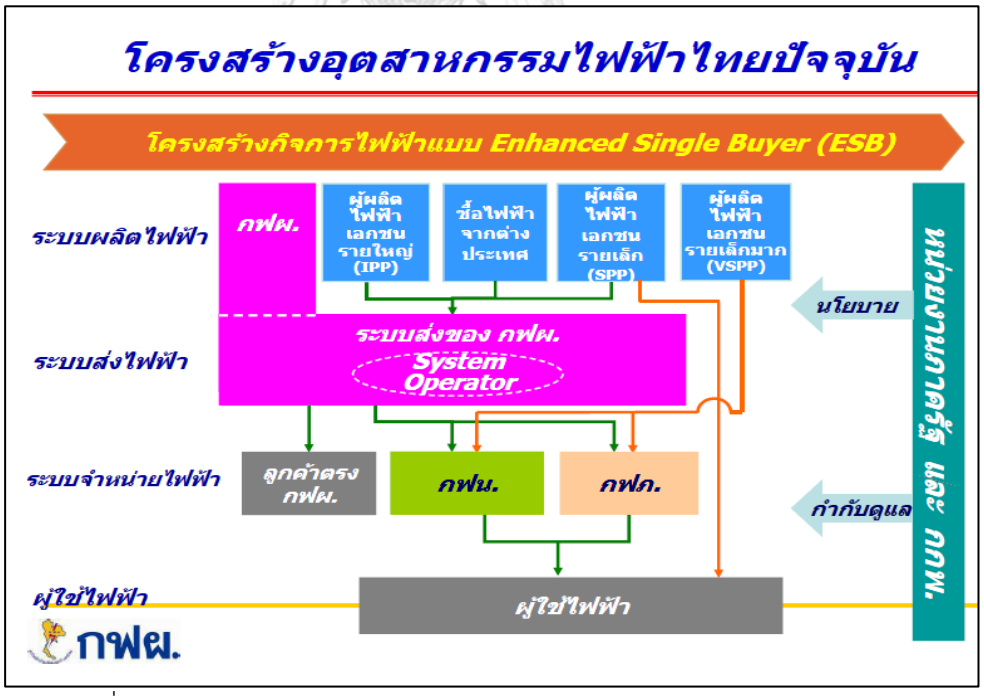
บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาการจัดทำคู่มือการสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า ได้ศึกษาเอกสาร รวมถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้องๆ ต่างที่สนับสนุนการศึกษา เพื่อนำวิธีการมาประยุกต์ในการดำเนินการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โดยมีทฤษฎีและงานวิจัยที่สนับสนุนการศึกษาดังต่อไปนี้

2.1) โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย

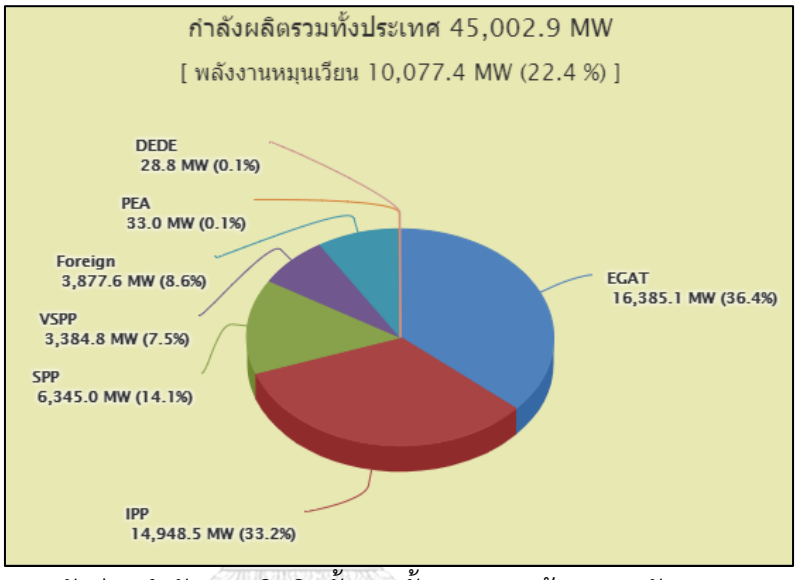
โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นแบบผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Enhance single buyer: ESB) ตามรูปที่4 ซึ่งมีผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว คือ ศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (System operator) รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการแข่งขัน โดยสามารถจำแนกได้ ดังนี้



รูปที่ 2. 1 แสดงโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน

2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คือ หน่วยงานรัฐวิสาหกิจของประเทศไทยที่ทำหน้าที่ในการจัดหา ผลิต ส่ง และวิเคราะห์พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 16,385.1 MW คิดเป็น 36.4 % ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ มีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าเทียบกับภาพรวมของประเทศ 67,761.00 GWh คิดเป็น 36% (ข้อมูล 31 ธันวาคม 2559)'



รูปที่ 2. 2 แสดงสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของทั้งประเทศ (ข้อมูล ณ ธันวาคม 2559)

2. IPP (Independence Power Producer) คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่มีกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่เกิน 90 MW ขึ้นไป โดยส่วนใหญ่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิต (ถ่านหิน, ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3. SPP (Small Power Producer) คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก โดยจะมีกำลังการผลิตประมาณ 10-90 MW โดยส่วนใหญ่ใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทน เช่น พลังงานลม แสงอาทิตย์ ชีวมวล ชีวภาพ เป็นต้น

4. VSPP (Very Small Power Producer) คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยจะมีกำลังการผลิตประมาณต่ำกว่า 10 MW และสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทนเช่นเดียวกับ VSPP

5. การซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ คือ การซื้อขายพลังงานไฟฟ้ากับประเทศข้างเคียง ในปัจจุบันประกอบด้วย ลาว และ มาเลเซีย

2.1.2 ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System)

ปัจจุบันระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย มีหน่วยงานการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นเจ้าของสินทรัพย์ทั้งหมด และเป็นผู้ดูแลระบบส่ง การลงทุนระบบ และสั่งการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (System operator) (ส. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2559)

2.1.3.ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System)

ปัจจุบันมีหน่วยงานรัฐ 2 หน่วยงานที่มีหน้าที่รับขายไฟฟ้าขายปลีกเพื่อขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ได้แก่

3.1 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) คือ การไฟฟ้าระบบจำหน่ายที่คลอบคลุมพื้นที่เขตกรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ

3.2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) คือ การไฟฟ้าระบบจำหน่วยที่คลอบคลุมพื้นที่นอกเหนือจาก กฟน. โดยจะมีการผลิตไฟฟ้าเองบางส่วนและบางโครงการที่โอนมาจาก พพ. (กรมอนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน)

2.1.4 หน่วยงานกำกับ (Regulator)

กกพ. (คณะกรรมการกำกับและดูแลกิจการพลังงาน) เป็นหน่วยงานภาครัฐที่ดูแลโครงสร้างพลังงานของประเทศไทย ดูแลในเครื่องค่าไฟฟ้า และใบอนุญาตด้านกิจการไฟฟ้า.

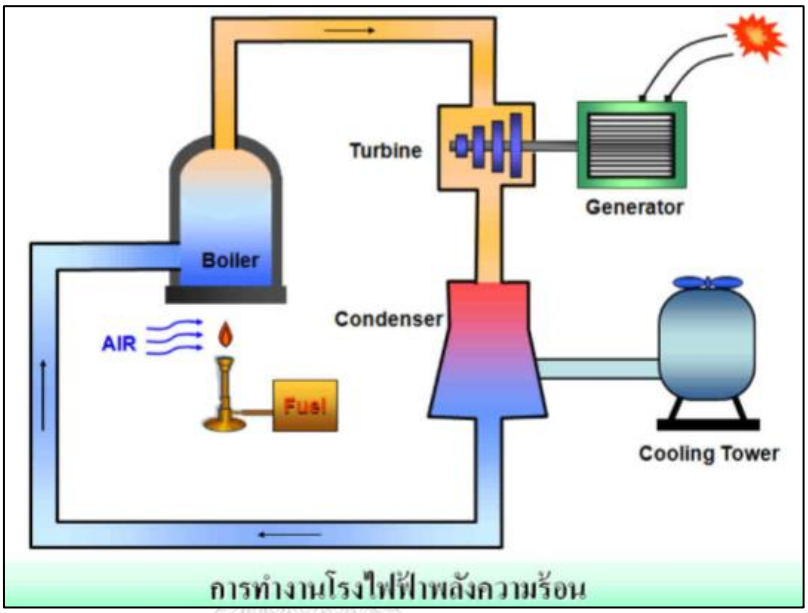
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สนพ. (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) เป็นหน่วยงานของรัฐสังกัดกระทรวงพลังงานมีหน้าที่ในการดูแลนโยบายพลังงานของประเทศไทย ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการวางแผนแหล่งผลิตไฟฟ้า

2.1.5. ประเภทของโรงไฟฟ้า

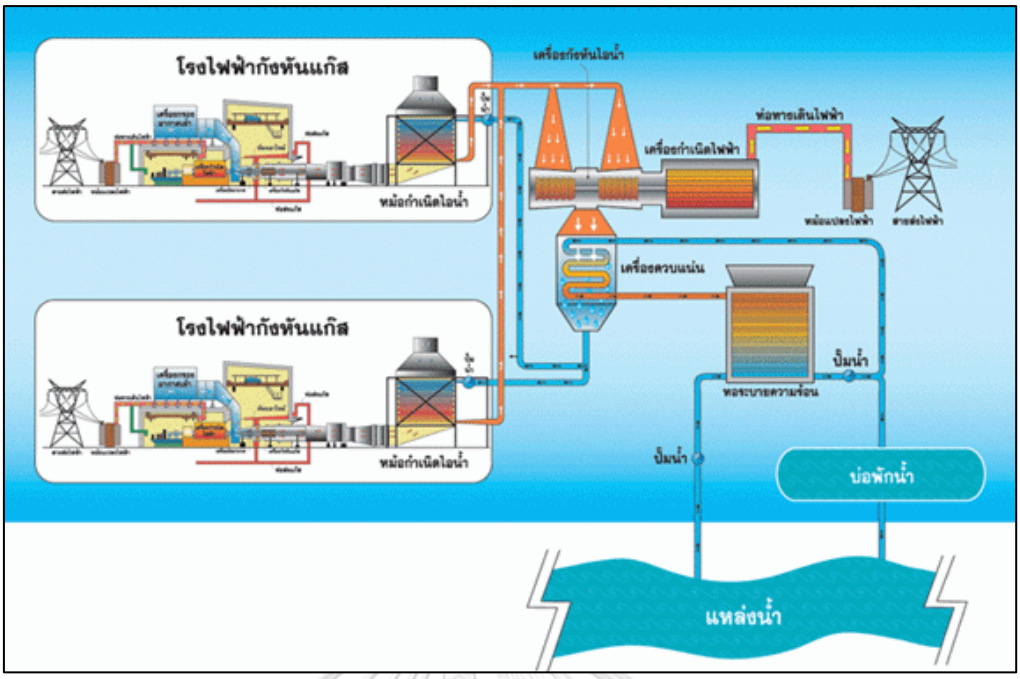
โรงไฟฟ้า ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้แหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน ถ่านหิน เป็นต้น พลังงานจากน้ำ และพลังงานทางเลือก แต่ละโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้า และทำหน้าที่ส่งจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบส่งไฟฟ้า ผ่านหม้อแปลงเพื่อเพิ่ม Voltage ส่งต่อไปลานไกไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ที่ทำหน้าที่รวบรวมกำลังผลิต ไฟฟ้าจากแหล่งต่างๆ เข้าด้วยกัน หลังจากนั้นจะส่งไปยังสายส่งแรงสูง เพื่อจ่ายไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยตาม พื้นที่ท้องถิ่นต่างๆ และลด Voltage ก่อนเข้ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้าตามบ้าน

1.โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้ไอน้ำซึ่งมีความดันและ อุณหภูมิสูงเป็นตัวขับให้กังหัน (Turbine) ซึ่งต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) จนเกิด กระแสไฟฟ้า นับตั้งแต่เริ่มจุดเตาเพื่อต้มน้ำจนใช้งานได้ จะใช้เวลาอย่างน้อยประมาณ 2-3 ชั่วโมง ดังนั้นจึงเหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าพื้นฐาน ซึ่งทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นระยะเวลานานก่อน การหยุดเครื่องแต่ละครั้ง



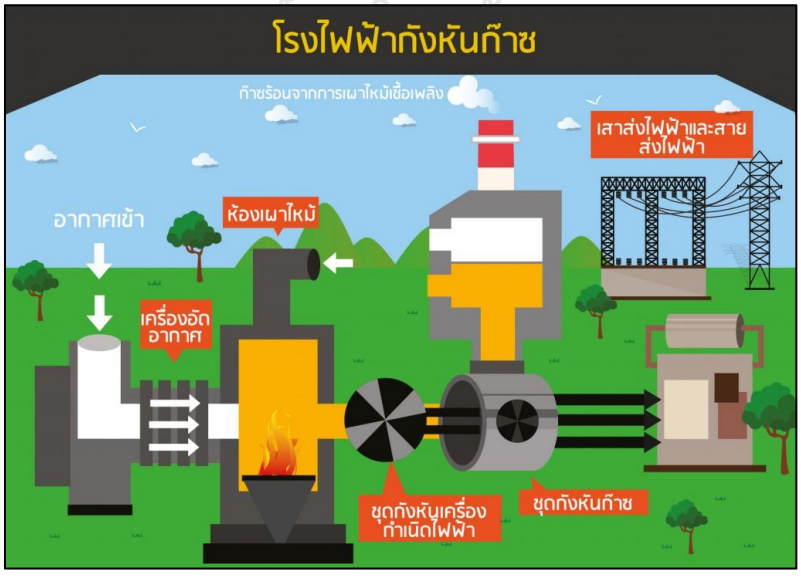
รูปที่ 2. 3 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

2.โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) เป็นการนำเครื่องกังหันก๊าซ และเครื่องกังหันไอน้ำมาใช้งานร่วมกัน โดยการนำความร้อนจากไอเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซที่มี ความร้อนสูงไปผ่านหม้อน้ำ แล้วถ่ายเทความร้อนให้แก่น้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอ ไปขับกังหันไอน้ำซึ่งต่อกับเพลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถผลิตไฟฟ้าได้อีกครั้งเครื่องกังหันก๊าซ มีคุณสมบัติเหมือนกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแต่ต้องใช้เชื้อเพลิงคุณภาพดีในส่วนเครื่อง พลังความร้อนไม่ต้องใช้เชื้อเพลิง รวมกันแล้วมีประสิทธิภาพสูง มีความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องมาก



รูปที่ 2. 4 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

3. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่นำเชื้อเพลิงมาเผาไหโดยตรง ในห้องอัดอากาศ ให้ก๊าซร้อนที่มีอุณหภูมิและความดันสูงมาก ไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ เพื่อไปขับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เชื้อเพลิงที่ใช้ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซล หรือน้ำมันเตาปรับสภาพ โรงไฟฟ้า ประเภทนี้สามารถเดินเครื่องได้รวดเร็ว เหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองในช่วงที่มีความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด หรือในกรณีฉุกเฉิน

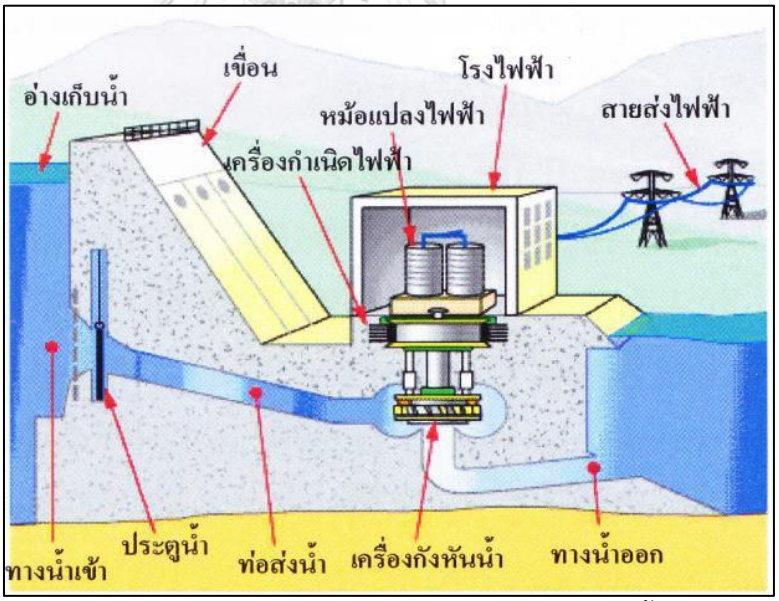


รูปที่ 2. 5 แสดงแผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

4.โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นต้นกำลังไปหมุน เพลาข้อเหวี่ยงเพื่อหมุนเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าดีเซลเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถ เดินเครื่องได้อย่างรวดเร็ว เหมาะที่จะเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงความ ต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak load period) และในกรณีฉุกเฉิน นอกจากนี้โรงไฟฟ้าดีเซลขนาด เล็กยังสามารถทำเป็นโรงไฟฟ้าสำเร็จรูป เคลื่อนย้ายไปติดตั้งยังสถานที่ใหม่ได้โดยไม่ยุ่งยาก

5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant) เป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้วิธีการปล่อยน้ำจากอ่างเก็บน้ำ ลงมาตามท่อลงน้ำใช้แรงดันของน้ำไปหมุนเครื่องกังหันน้ำ เพื่อเปลี่ยนแรงดันของน้ำเป็นพลังงานกล ไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าได้รวดเร็ว (ภายใน 5 นาที) เหมาะสำหรับผลิต

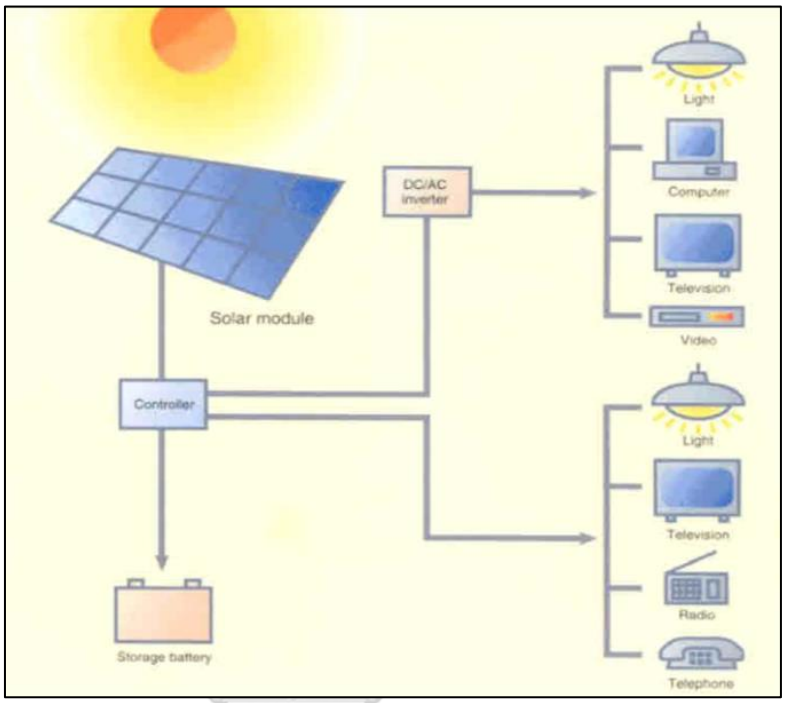
ไฟฟ้า เสริมในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้า หรือเป็นเครื่องสำรองในกรณี ฉุกเฉิน แต่การปล่อยน้ำมีข้อจำกัด ต้องคำนึงถึงความต้องการน้ำเพื่อการเกษตรและกิจการอื่น ๆ ซึ่ง จะต้องสัมพันธ์กันเพื่อประโยชน์ทุก ๆ ด้าน เพราะการผลิตไฟฟ้าเป็นผลพลอยได้จากการปล่อยน้ำ เท่านั้น



รูปที่ 2. 6 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

6. โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (Solar Cell Power Plant) เป็นระบบที่ทำการเปลี่ยนแสงอาทิตย์ให้ เป็นไฟฟ้าได้โดยตรงผ่านทางอุปกรณ์สำคัญ ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบจะทำงานในเวลาที่มี แสงอาทิตย์เท่านั้น และจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากยิ่งขึ้นหากมีแสงอาทิตย์มากพอตกกระทบโดยตรง บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียวคงไม่สามารถเกิด

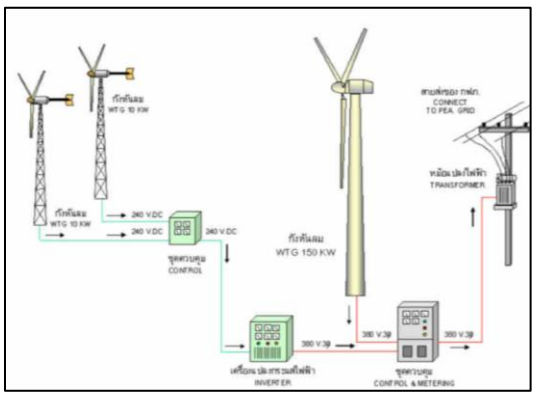
เป็นระบบเซลล์ แสงอาทิตย์ได้ จึงต้องประกอบไปด้วยอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์เก็บไฟฟ้าที่ผลิตได้เวลาที่มี แสงอาทิตย์ไว้ในแบตเตอรี่เพื่อใช้ประโยชน์ต่อไป หรือต้องอาศัยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าเพื่อแปลงให้ เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ตามต้องการ เป็นต้น



รูปที่ 2. 7 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7. โรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่อาศัยการเปลี่ยนรูปพลังงานจลน์ของ กระแสลมเป็นพลังงานกลโดยกังหันลม แล้วไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่เนื่องจากความไม่แน่นอน ของแหล่งพลังงาน (พลังลม) โรงไฟฟ้าพลังงานลมจึงต้องมีชุดเก็บสะสมพลังงานลมเป็นตัวช่วยหรือใช้ ร่วมกับพลังงานอื่น



รูปที่ 2. 8 แสดงแผนผังหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงลม

8. โรงไฟฟ้าพลังงานใต้พิภพ (Geothermal Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่อาศัยความร้อนจากแหล่งน้ำร้อนใต้พิภพ โดยการนำน้ำร้อนไปถ่ายเทความร้อนให้แก่สารของไหล (เช่น แอมโมเนียฟรีออน ฯลฯ) หรือสารทำงาน (Working Fluid) ที่มี'จุดเดือดต่ำ จนกระทั่งเดือดกลายเป็นไอ แล้วนำไอน้ำไปหมุน เครื่องกังหัน ซึ่งมีเพลาต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้าออกมาใช้งาน

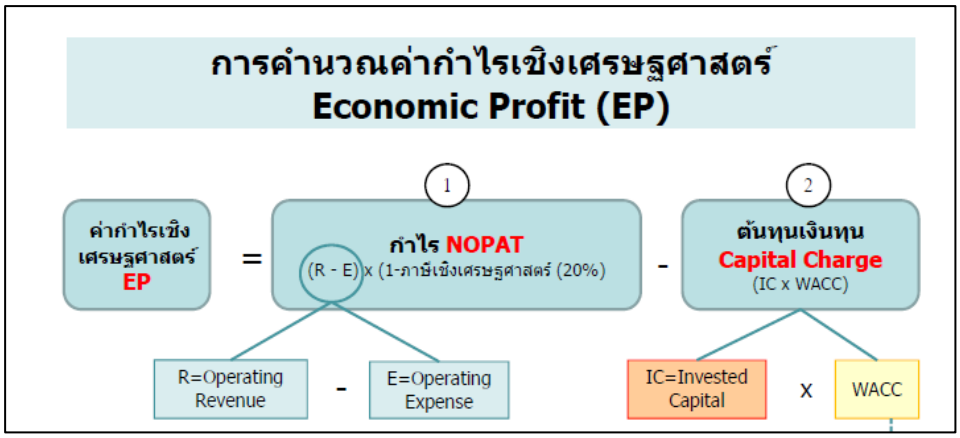
2.2) แนวคิดทฤษฎีเกี่ยวข้องกับการจัดทำ EVM

2.2.1 การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economics Value management)

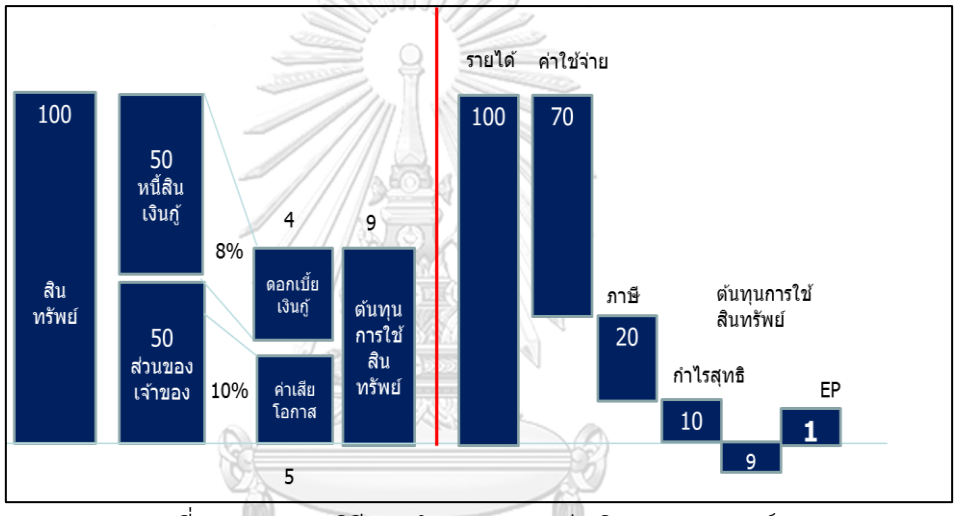
การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ Economics value management (EVM) หรือ Economic Value added (EVA) คือ ระบบบริหารการดำเนินการขององค์กรที่ได้นำเอาปัจจัยสำคัญต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการขององค์กรมาพิจารณาในการวางแผนการดำเนินธุรกิจโดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ขององค์กรอย่างคุ้มค่า โดยเน้นการบริหารงานเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยมีการเชื่อมโยง เข้ากับเครื่องมือที่มีความสำคัญสำหรับการบริหาร เช่น Balanced score card (BSC), SWOT Analysis, Strategic Planning เป็นต้น ซึ่ง EVM มีตัวชี้วัดที่เรียกว่า ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit, EP) หมายถึง ผลกำไรสุทธิจากการดำเนินการหลังจากหักภาษี ที่คงเหลือหลังจากหักต้นทุนเงินทุนทั้งหมด ทั้งต้นทุนเงินกู้ (ดอกเบี้ยจ่าย) และต้นทุนเงินขององค์กร ซึ่งเป็นต้นทุนค่าเสียโอกาส ซึ่งหากมีค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ดี (ผลลัพธ์เป็นบวก) จะสะท้อนถึงความสามารถขององค์กรในการเพิ่มประสิทธิภาพ ความสามารถในการบริหารสินทรัพย์ และช่วยเพิ่มความเชื่อมั่นกับการเติบโตขององค์กรแก่ผู้ถือหุ้น ในทางกลับกันหากค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์มีค่าไม่ดี (ผลลัพธ์เป็นลบ) ซึ่งจะเป็นเสมือนตัวชี้บ่งให้องค์กรตรวจสอบ และวางแผนในการแก้ปัญหาได้ในอนาคต (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2560)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) = กำไรจากการดำเนินงานหลังจากหักภาษี (Net operating profit after tax, NOPAT) – ต้นทุนเงินทุน (Cost of Capital)



รูปที่ 2. 9 แสดงการคำนวณค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์



รูปที่ 2. 10 แสดงวิธีการคำนวณหามูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตัวอย่างของบริษัทในการคำนวณหามูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) โดยใช้สินทรัพย์รวม 100 บาท เพื่อสร้างรายได้ที่เกิดขึ้นรวม 100 บาท ซึ่งมีหนี้สินจากการกู้ธนาคาร 50 บาท โดยมีต้นทุนดอกเบี้ยเงินกู้ 8% (หรือ 4 บาท/ปี) และส่วนของเจ้าของ 50 บาท โดยมีต้นทุนค่าเสียโอกาสของส่วนเจ้าของ 10% (หรือ 5 บาท/ปี) ดังนั้นบริษัทนี้มีต้นทุนในการใช้สินทรัพย์เฉลี่ย 9 บาท โดยมีการสร้างรายได้ 100 บาท มีค่าใช้จ่าย 70 บาท เสียภาษี 20 บาท บริษัทนี้จะมีกำไรสุทธิ 10 บาท แต่เมื่อหักต้นทุนการใช้สินทรัพย์เฉลี่ย 9 บาท บริษัทนี้จะมีกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) บวก 1 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินการหลังหักภาษี (Net Operating Profit After Tax, NOPAT) คือ กำไรสุทธิที่ได้จากการดำเนินงานหลังหักภาษี (โดยภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์เทียบอัตราการจัดเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลของประเทศไทย กรณีที่มีบริษัทหรือห้างหุ้นส่วนจำกัดมีรายได้จากการขายสินค้าและการให้บริการในรอบระยะเวลาบัญชี สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่

1 มกราคม พ.ศ. 2558 แต่ไม่เกินวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2558 ให้คำนวณภาษีในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิ)

NOPAT จึงครอบคลุมเพียงรายได้จากการดำเนินงานของบริษัท ที่ไม่ขึ้นอยู่กับโครงสร้างทางการเงินของบริษัท ทำให้สามารถแสดงผลการดำเนินงานของบริษัทได้ชัดเจนกว่ารายได้ทางบัญชีแบบเก่า โดยในการคำนวณ NOPAT จะไม่รวมรายได้อื่น ๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานปกติขององค์กร ซึ่งโดยปกติแล้ว จะแสดงอยู่ในงบกำไรขาดทุน เช่น ดอกเบี้ยที่ได้จากสินทรัพย์ ดอกเบี้ยจ่าย หรือรายได้อื่นใดจากเงินทุนที่ไม่ได้ใช้ในการดำเนินงาน ซึ่งจากการพิจารณาว่ารายได้ใดเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานหรือไม่ และจะนำมาใช้ในการคำนวณ NOPAT หากสินทรัพย์ถูกกำหนดว่าเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานรายได้ใด ๆ ที่ได้รับจากสินทรัพย์นั้น ๆ ตลอดจนค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการใช้สินทรัพย์นั้น ควรถูกรวมไว้ในการคำนวณ การแบ่งดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อก่อให้เกิดความชัดเจนและแสดงความรับผิดชอบที่ผู้บริหารมีต่อเงินทุนทั้งหมดที่ลงในธุรกิจ (เอกชัย บุญยาทิษฐาน, 2553)

ต้นทุนเงินลงทุน (Capital Charge) คือ ผลตอบแทนที่กิจการหนึ่ง ๆ ที่ต้องจ่ายเพื่อให้ได้มาซึ่งเงินทุนแหล่งเงินทุนหลักจะมีด้วยกันสองแหล่ง คือ ส่วนของเจ้าของหรือเรียกว่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Shareholders) ในกิจการทุกกิจการจำเป็นต้องมีผู้ประกอบการ อาจจะเป็นบุคคลคนเดียว กลุ่มบุคคลหรือองค์กร ซึ่งกิจการจะจ่ายผลตอบแทนกลับไปให้เจ้าของหรือผู้ถือหุ้นในรูปของเงินปันผล และแหล่งเงินทุนแหล่งที่สองคือ ส่วนของเจ้าหนี้ (Liablilty) กิจการนอกจากจะใช้แหล่งเงินทุนจากเจ้าของแล้ว จะมีแหล่งเงินทุนจากการกู้ยืม ผู้ที่ให้กู้ยืมหรือเรียกว่าเจ้าหนี้ ซึ่งผลตอบแทนจะอยู่ในรูปของดอกเบี้ยที่จ่าย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทุนทรัพย์ หรือ เงินลงทุน (Invested Capital, IC) คือ เงินลงทุนในสินทรัพย์ขององค์กร ที่ใช้ในการดำเนินธุรกิจเพื่อให้เกิดสินทรัพย์ โดยสินทรัพย์แบ่งออกเป็น 2 ประเภทได้แก่

สินทรัพย์หมุนเวียนสุทธิ (Working Capital) หมายถึงสินทรัพย์ที่กิจการสามารถเปลี่ยนเป็นเงินสดได้ภายใน 1 ปี หรือภายในรอบวงจรการดำเนินงานของกิจการ เช่น เงินฝากธนาคาร ลูกหนี้ สินค้าคงเหลือ เป็นต้น

สินทรัพย์ถาวร (Fixed Capital) หมายถึง สินทรัพย์ที่มีอายุใช้งานเกิดกว่า 1 ปี หรือเกิดกว่ารอบดำเนินในรอบวงจรการดำเนินของกิจการเป็นสินทรัพย์ประเภทที่มีตัวต้น เช่น โรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ที่ดิน เป็นต้น

อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC)

อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital, WACC) คือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ ซึ่งผู้ลงทุน ทั้งเจ้าของและเจ้าหนี้ผู้ให้เงินกู้ ต้องการเพื่อชดเชยความเสี่ยงของการลงทุนธุรกิจ โดยต้นทุนถั่วเฉลี่ย

แนวทางการคำนวณค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์

วิธีการคำนวณกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ มีวิธีการคำนวณ 2 ขั้นตอน คือ การจัดทำงบการเงินในเชิงเศรษฐศาสตร์ และการคำนวณต้นทุนเงิน โดยขึ้นตอนการดำเนินงานดังต่อไปนี้

<u>ขั้นที่ 1 การจัดทำงบการเงินในเชิงเศรษฐศาสตร์</u>

งบการเงินที่ใช้วิเคราะห์กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำขึ้นเพื่อปรับปรุงงบการเงิน โดยงบกำไรขาดทุน(Profit and Loss Statement) จะถูกปรับปรุงเป็นงบสำหรับ NOPAT และงบแสดงฐานะทางการเงิน (Statement of Financial Position) จะถูกปรับปรุงเป็นเงินลงทุนในสินทรัพย์(Investment Capital) การปรับงบการเงินดังกล่าวนี้จะทำให้ผู้บริหารระดับสูงขององค์กรทราบถึงความสามารถของการบริหารสินทรัพย์ให้เกิดความคุ้มค่า มีกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) มากกว่าต้นทุนเงินลงทุน (Cost of Capital)

วัตถุประสงค์ของการปรับปรุงงบการเงินให้เป็นงบการเงินในเชิงเศรษฐศาสตร์

1. เพื่อให้รายได้ ค่าใช้จ่าย ต้นทุนเงินทุน มีความสอดคล้องและเกิดขึ้นในช่วงเวลาเดียวกัน

2. เพื่อให้สามารถแบ่งแยกต้นทุนดำเนินการ ออกจากต้นทุนทางการเงินอย่างชัดเจน

หลักที่ใช้การพิจารณาการปรับปรุงรายการทางการเงิน คือ การปรับปรุงงบการเงินที่ไม่สะท้อนค่าทางเศรษฐศาสตร์ เช่น ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย, หนี้สินระยะสั้น/ยาวที่ไม่มีดอกเบี้ย, ค่าเผื่อการสูญเสีย (Provisions), สินทรัพย์ที่อยู่ในระหว่างดำเนินการ (Asset Under Construction, AUC) เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ขั้นที่ 2 การคำนวณต้นทุนเงินทุน (WACC)

อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital, WACC) คือ ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามโครงสร้างอัตราต้นทุนระหว่างเงินทุนส่วนของเจ้าของ และเจ้าหนี้ผู้ให้เงินกู้ ต้องการเพื่อชดเชยความเสี่ยงของการลงทุนธุรกิจ โดยต้นทุนถั่วเฉลี่ยมีสูตรคำนวณดังต่อไปนี้ (Murray Z. Frank & Shen, 2016)

ต้นทุนเงินทุน = (ส่วนของหนี้สิน X อัตราต้นทุนของผู้ให้กู้หลังจากหักภาษี)+

(ส่วนของเจ้าของ X ต้นทุนของส่วนเจ้าของ)

$$WACC = (1 - Tax)\ x\ K_d\ x\ \frac{D}{(D+E)} + K_e\ x \frac{E}{(D+E)}$$

Kd หมายถึง อัตราต้นทุนของผู้ให้กู้ (Cost of Debt) ซึ่งกำหนดจากต้นทุนแหล่งเงินกู้ต่าง ๆ ที่องค์กรจ่ายดอกเบี้ยกู้จริง การกำหนดจากความน่าเชื่อถือขององค์กร (Credit Rating) โดยต้นทุนของผู้ให้กู้ที่ดี ควรสามารถที่จะใช้เป็นตัวแทนในการประมาณการต้นทุนขององค์กรในระยะยาวได้

Ke หมายถึง อัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) หรือเรียกว่าอัตราส่วนต้นทุนค่าเสียโอกาสของเจ้าของ โดยที่ การคำนวณค่า Ke คำนวณได้ 3 วิธีคือ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1. Capital Asset Pricing Model: The CAPM Approach

Ke = Kf+ MRP x BL

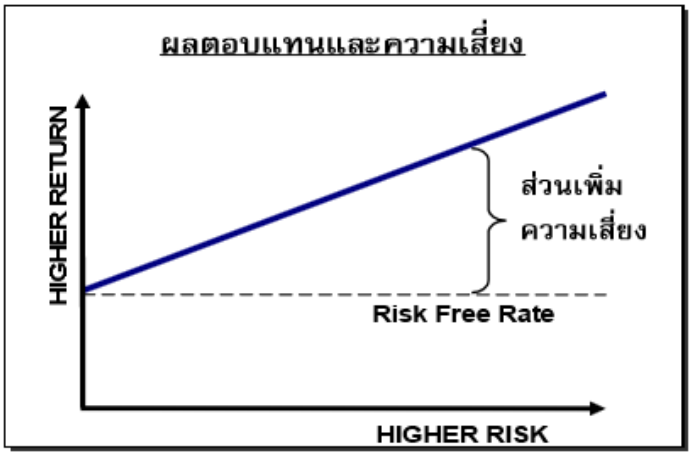
2. อัตราผลตอบแทนจากพันธบัตร+Bond – Yield Risk premium

Ke = Bond Yield +Risk Premium

3. วิธีอัตราส่วนลด Discounted Cash Flow

Ke = (D1/P0) +g

โดยวิธีการหา ค่า Ke โดยวิธี CAPM (Capital Asset pricing Model) แสดงความสัมพันธ์ของ Rf, Levered Beta และ Market Risk Premium เป็นกราฟแสดงความสัมพันธ์



รูปที่ 2. 11 แสดงการการคำนวณอัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น

อัตราผลตอบแทนปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate) เป็นอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่สุดจาก การลงทุนที่ไม่มีความเสี่ยง เช่น พันธบัตรรัฐบาล และเนื่องจากการลงทุนในหุ้นกู้(Debt) หุ้นทุน (Equity) มีความเสี่ยงสูงกว่าการลงทุนที่ไม่มี ความเสี่ยง (Risk Free Investment) ดังนั้นผู้ลงทุนจึงต้องการผลตอบแทนที่สูงขึ้นเพื่อชดเชยความเสี่ยงที่สูงขึ้น

ผลตอบแทนจากการลงทุนในตลาดหุ้น ลบด้วย ผลตอบแทนจากการลงทุนที่ปราศจากความเสี่ยง ได้แก่ การลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล (Market Risk Premium, MRP)

MRP : Market Risk Premium

ประเภท	ประเทศ	MRP
ตลาดถึงจุดอิ่มตัว	อเมริกา แคนาดา เยอรมัน อังกฤษ	5
ตลาดที่พัฒนาแล้ว	สิงคโปร์ ฮ่องกง ไต้หวัน ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์	6
ตลาดที่กำลังเติบโต	จีน ไทย มาเลเซีย ฟิลิปปินส์ อินโดนีเซีย อินเดีย	8
ตลาดที่มีความเสี่ยงสูง	อียิปต์	12
ตลาดที่ยังไม่พัฒนา	พม่า ลาว เขมร ปากีสถาน	15

รูปที่ 2. 12 แสดงรายละเอียดของ MRP ในแต่ละประเทศ

Cost of equity (Ke) = Rf + ($Beta_{levered}$ x Market Risk Premium)

$$Beta_{levered} = Beta_{unlevered} \times (1+(1-Tax) \times D/E)$$

โดยที่

D (Debt) = ส่วนของหนี้สิ้น

E (Equity) = ส่วนของเจ้าของ

Rf (Risk Free Rate) ผลตอบแทนที่ปราศจากความเสี่ยง

$Beta_{levered}$ = สัมประสิทธิ์ผลตอบแทนต่อความเสี่ยงของธุรกิจในการลงทุนสำหรับองค์กรที่มีเงินทุนที่ประกอบด้วยเงินกู้ และเงินทุนของส่วนของเจ้าของ

Beta >1 การลงทุนมีความเสี่ยงมากกว่าความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

Beta =1 การลงทุนมีความเสี่ยงเท่ากับความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

Beta <1 การลงทุนนั้นมีความเสี่ยงน้อยกว่าความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

$Beta_{unlevered}$ = สัมประสิทธิ์ผลตอบแทนต่อความเสี่ยงของธุรกิจในการลงทุนสำหรับองค์กรที่มีการลงทุนโดยใช้เงินทุนของส่วนของเจ้าของทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Tax = อัตราภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์เทียบกับภาษีเงินได้นิติบุคคล

D/E = อัตราเปรียบเทียบระหว่างส่วนของหนี้สินและผู้ถือหุ้น

<u>แนวทางการสร้างกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์</u>

1. เพิ่มรายได้โดยเลือกลงทุนในโครงการต่าง ๆ ที่มีแนวโน้มเติบโต หรือผลกำไรจากการดำเนินงานหลังจากหักภาษีสูงกว่าต้นทุนลงทุน

2.ลดต้นทุนจากการดำเนินงาน เพื่อให้ได้กำไรจากดำเนินงานหลังจากหักภาษีสูงกว่าต้นทุนลงทุน

3.พิจารณาลดการลงทุนในสินทรัพย์ หรือกิจกรรมที่ไม่สร้างผลตอบแทนเท่ากับหรือมากกว่าต้นทุนเงินทุน เช่น ลดพัสดุสำรองคลัง ลดการใช้งานหรือขายสินทรัพย์ เป็นต้น

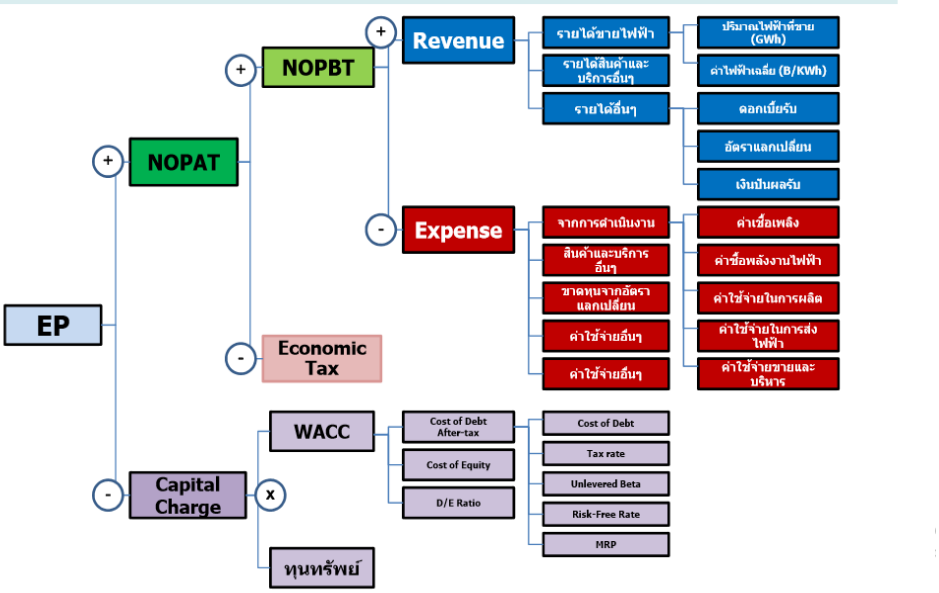
<u>แนวทางในการคำนวณกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์</u>

ผลการวิเคราะห์ค่า EP (Economic Profit)

1. EP = 0 หมายความว่า องค์กร หรือหน่วยงานนั้นมีการบริหารงานได้กำไรสุทธิหลังจากหักภาษีเท่ากับต้นทุนของเงินทุน (Capital Charge)

2. EP <o หมายความว่า หมายความว่า องค์กร หรือหน่วยงานนั้นมีการบริหารงานได้ไม่ประสบความสำเร็จ เพราะผลกำไรที่ได้ไม่คุ้มกับต้นทุนของเงินทุน (Recession Value Added)

3.EP>0 หมายความว่า องค์กรหรือหน่วยงานนั้นมีบริหารงานที่มีประสิทธิภาพสามารถสร้างผลกำไรได้มากกว่าต้นทุนเงินทุน (Prosperity Value Added)



รูปที่ 2. 13 แผนผังแสดงปัจจัยค่า EP

การตั้งสมมุติฐานของปัจจัยขับเคลื่อนต้องคำนึงถึงความสอดคล้องในแต่ละกลุ่มธุรกิจหรือศูนย์ EVM ตัวอย่างเช่นการคาดการณ์ของอัตราเงินเฟ้อ การคาดการณ์ด้านค่าใช้จ่ายทางด้านบุคคลกร จะส่งผลโดยตรงต่อการคาดการณ์ของอุปสงค์ ในโครงการการลงทุนที่เกี่ยวข้อง หรือค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่มีความเกี่ยวข้องในแต่ละกลุ่มธุรกิจ ควรมีความสอดคล้องกัน เช่น ค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน ในแต่

ละโครงการลงทุนที่มีปัจจัยค่าใช้จ่ายดำเนินน้ำมัน จะต้องมีการตั้งสมมติฐานที่สอดคล้องและต่อเนื่องกัน เป็นต้น

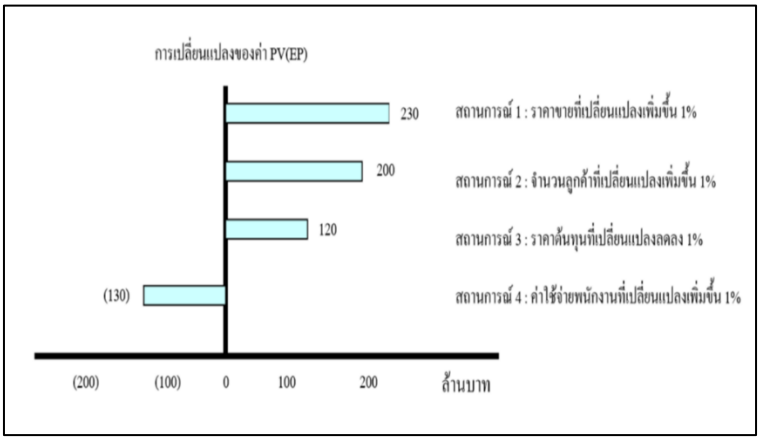
ในการวิเคราะห์โครงการลงทุน ควรจะมีการวิเคราะห์ความเสี่ยง โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการลงทุนที่มีมูลค่าเงินลงทุนที่สูงและส่งผลกระทบอย่างมากต่อการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ ผู้บริหารจำเป็นต้องวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการอย่างละเอียดของแต่ละปัจจัยที่มีผลต่อค่า EP หรือค่า NPV โดยควรจะใช้วิธีที่ให้ผลมีความแม่นยำ เพื่อที่จะแสดงให้เห็นถึงความน่าจะเป็นของโครงการนั้น ๆ ว่าจะมีโอกาสที่ EP เป็นบวกมากเท่าใดสำหรับปัจจัยความเสี่ยงที่จะมีผลต่อโครงการลงทุน

การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวของโครงการ คือ การวิเคราะห์ปัจจัยภายนอกที่มีผลกระทบต่อต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ ประโยชน์ที่ได้รับจาการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการจะทำให้ผู้ประเมินโครงการทราบว่า หากมีตัวแปรใดที่ไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ จะส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการอย่างไรบ้าง ทั้งนี้เพื่อที่จะได้หาแนวทางการควบคุมป้องกันตัวแปรต่าง ๆ เหล่านั้นเพื่อให้ดำเนินงานของโครงการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ผลที่ได้จากการวิเคราะห์จะแสดงให้เห็นว่าโครงการมีความคล่องตัว และทนต่อความเสี่ยงได้มากน้อยแค่ไหน

การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยขับเคลื่อนที่จะส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของค่า EP ของโครงการอย่าไรตัวอย่างเช่น ราคาขายเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 1% จะส่งผลให้ค่า EP ของโครงการลงทุนเพิ่มขึ้น 230 ล้านบาท เป็นต้น การวิเคราะห์ความไว้สามารถทำได้จาก EP Driver Model หรือ Financial Model โดยการเปลี่ยนแปลงค่าสมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ

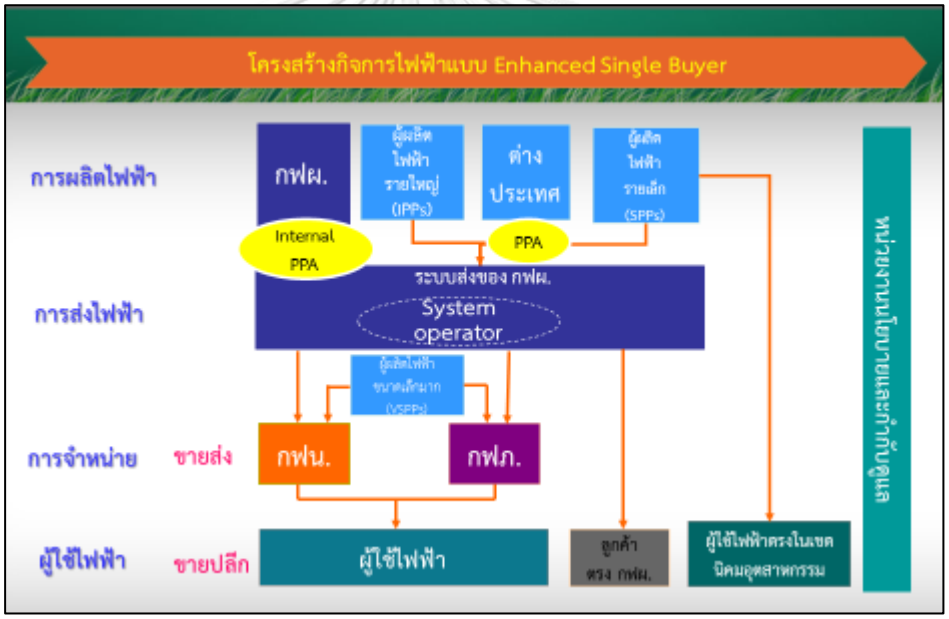
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2. 14 แสดงแผนภาพแสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ความไวของปัจจัย

2.3) สัญญา Internal PPA รายได้จากสัญญา PPA

โครงการกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นแบบ Enhanced Single Buyer โดยมี กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียว ซึ่งมีทั้งจากการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าของเอกชน โดยมีศูนย์ควบคุมไฟฟ้าแห่งชาติหรือ (System Operator) เป็นผู้ควบคุมและสั่งการในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแต่ละโรงทั้งโรงไฟฟ้าของ กฟผ. , ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ตามปริมาณของต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศไทยเพื่อความมั่งคงของระบบไฟฟ้า และเพื่อให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของระบบโดยรวมอยู่ในระดับที่ต่ำสุด โดยมีข้อตกลงและเงื่อนไขในการซื้อไฟฟ้า หรือ เรียกว่า Power Purchase Agreement, PPA) กรณีของโรงไฟฟ้าเอกชน คู่สัญญาได้ แก่ โรงไฟฟ้าเอกชน กับ กฟผ. ส่วน กรณีของโรงไฟฟ้า กฟผ. เรียก คู่สัญญาได้แก่ สายงานผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง เรียกว่า Internal PPA (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2558)



รูปที่ 2. 15 แสดงแผนภาพโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจัดทำเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวและกำหนดโครง สร้างอัตราค่าไฟฟ้า จึงกำหนดเป็นสองส่วน ดังนี้

1. ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) ผู้สนใจลงทุน จะเสนออัตราโดยคำนึงถึง ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของตนเอง และค่าใช้จ่ายคงที่อื่น ๆ (Fixed Cost) เนื่องจาก IPP จะต้องเตรียมความพร้อมของโรงไฟฟ้าให้พร้อมที่จะจ่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลาเมื่อ กฟผ. สั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ซึ่งเงินส่วนนี้จะครอบคลุม เงินลงทุน รายจ่าย Fixed cost ทั้งหมด รวมถึงผล

กำไรที่ผู้ลงทุนวางแผนไว้ว่าจะได้รับ และเป็นเงินที่ กฟผ. จะจ่ายให้ตามความพร้อมผลิตของเครื่อง คุณภาพของการจ่าย คิดเป็นรายชั่วโมง หรือกล่าวง่าย ๆ ได้ว่า จ่ายให้ตามสภาพความพร้อมจริงของเครื่อง

2. ค่าไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ผู้ลงทุนจะเสนออัตราและสูตรปรับโดยคำนึงถึง ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายผันแปรอื่น ๆ ที่เกิดมาจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. ซึ่งเป็นเงินที่ครอบคลุมรายจ่ายค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment, FP) และค่าใช้จ่ายการเดินเครื่องและบำรุงรักษาในส่วนผันแปร (Variable O&M, VOM) และโรงไฟฟ้าจะต้องเสนอ Guaranteed Heat Rate เพื่อใช้ตลอดอายุสัญญา และใช้กับทุกสภาวะล้อม และ กฟผ จะรับภาระค่าเชื้อเพลิง ตาม Heat Rate ที่โรงไฟฟ้า เสนอไว้

ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในลักษณะ IPP จะต้องขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยที่ กฟผ. ยังคงความรับผิดชอบในด้านการวางแผนขยายแห่งผลิตระบบส่ง รวมทั้งการควบคุมการผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนั้นตามเงื่อนไขนี้ และแนวทางการสร้างหลักประกันผลกำไรและความเสี่ยงที่ต่ำของนักลงทุนเอกชน สัญญาซื้อขายไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงมักเป็นแบบ (Take-or-Pay) ไม่ซื้อก็ต้องจ่าย

โดยตัวชี้วัดหลักของโรงไฟฟ้า ที่ใช้เทียบกับโรงไฟฟ้าระดับโลก Global Top Quartile ได้แก่ค่า GWEAF (Generating Weighted Equivalent Availability Factor) และ ค่า Heat rate โดย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1. GWEAF (Generating Weighted Equivalent Availability Factor) ปัจจัยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าแสดงถึงประสิทธิผลการรักษาระดับความสามารถด้านการผลิตไฟฟ้า และ การรักษาความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าจะต้องสามารถผลิตพลังไฟฟ้าได้เต็ม ความสามารถและรักษาความพร้อมที่จะผลิตพลังไฟฟ้าเพื่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามแผนการผลิตที่ได้ระบุไว้

การคำนวณปัจจัยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. คำนวณแบบ Time - Based แล้วหาค่าเฉลี่ยถ่วง น้ำหนักด้วยกำลังการผลิตของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยจะพิจารณาจากอัตราส่วนจำนวนชั่วโมงความพร้อมใช้ งานของโรงไฟฟ้าที่ได้ หลังจากหักจำนวนชั่วโมงที่โรงไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตเนื่องจากข้อจำกัดด้านการ เดินเครื่องต่อจำนวนชั่วโมงในช่วงเวลาที่พิจารณา ปัจจัยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าเป็นตัวเลขที่แสดงถึงความ พร้อมใช้งานที่เป็นจริงทั้งในแง่เวลาที่พร้อมใช้งานและค่าความสามารถ (Capacity) ที่สามารถจะใช้งานได้ โดยมีสูตรในการคำนวณดังนี้

$$GWEAF = \frac{\sum\left((PH - POHi - UOHi - EUNDHi)\ x\ GMCi\ \right)}{\sum(PH\ x\ GMCi)}\ x\ 100\%$$

โดยที่

ปัจจัยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า คำนวณจากสูตร

- i คือ หน่วยผลิตไฟฟ้าแต่ละหน่วย
- PH (Period Hours) คือ จำนวนชั่วโมงทั้งหมดในช่วงเวลาประเมิน
- POH_i (Planned Outage Hours) คือ จำนวนชั่วโมงหยุดผลิตตามแผนของโรงไฟฟ้าแต่ละหน่วย หมายถึง จำนวนชั่วโมงที่ไม่พร้อมจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าอันเกิดจากการวางแผนที่มีกำหนดระยะเวลาในการ ดำเนินการไว้ล่วงหน้า ระบุวันเริ่มต้นและสิ้นสุดไว้อย่างชัดเจนในแผนการดำเนินการ - การหยุดเครื่องเพื่อทำการตรวจสอบตามสัญญา (Warranty Inspection)
- UOH_i (Unplanned Outage Hours) คือ จำนวนชั่วโมงหยุดผลิตนอกแผนของโรงไฟฟ้าแต่ละหน่วย โดย จะคิดจากผลรวมของ Maintenance Outage Hours (จำนวนชั่วโมงการหยุดเครื่องที่สามารถกำหนด วันหยุดเครื่องไว้ล่วงหน้า เช่น การซ่อมอุปกรณ์ที่ชำรุดเสียหาย, งาน Routine Maintenance, การ ตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ เช่น Load Rejection) และ Forced Outage Hours (จำนวนชั่วโมง การหยุดเครื่องเครื่องฉุกเฉินเมื่อมีสัญญาณเตือนหรือเครื่องหลุดออกจากระบบ)
- $EUNDH_i$ (Equivalent Unit Derated Hours) คือ จำนวนชั่วโมงเทียบเท่าของการลดกำลังการผลิต โดย จะคิดจากผลรวมของจำนวนชั่วโมงเทียบเท่าของการลดกำลังการผลิตตามแผน Equivalent Planned Derated Hours (EPDH) และ จำนวนชั่วโมงเทียบเท่าของการลดกำลังการผลิตนอกแผน Equivalent Unplanned Derated Hours (EUDH) ของโรงไฟฟ้าแต่ละหน่วย
- GMC_i (Gross Maximum Capacity) คือ กำลังผลิตสูงสุดของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2. Heat Rate คือ อัตราค่าความร้อนในการผลิตไฟฟ้า หมายถึง อัตราการแปลงค่าพลังงานความร้อนเป็นค่าพลังงานไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โดยมีสูตรมาคำนวณ ดังนี้

$$Heat\ Rate = \frac{\text{ผลรวมพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้า}}{(\text{ผลรวมพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิต})} \quad \frac{(KJ)}{(KWh)}$$

โดยที่พลังงานความร้อนทั้งหมดที่เข้าสู่โรงไฟฟ้าวัดในรูปของ Heat Input ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิต และพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้วัดในรูปของ Gross Actual Generation

2.4 สถานการณ์การผลิตและซื้อไฟฟ้าในระบบ กฟผ.

การผลิตและซื้อไฟฟ้าในระบบ กฟผ. ปี 2559 รวมทั้งด้านปริมาณพลังไฟฟ้าสุทธิสูงสุดของระบบและปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิของระบบรวมพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ ปี 2559 รวมทั้งสิ้นมีค่าเท่ากับ 188,850.78 ล้านหน่วย มากกว่าปี 2558 เท่ากับ 5,383.94 ล้านหน่วย หรือร้อยละ 2.93 เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจไทยปี 2559 มีการขยายตัวต่อเนื่องจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจ ต่างๆ ที่รัฐบาลได้ออกมาเป็นจำนวนมากในช่วงกว่า 2 ปี ที่บริหารประเทศ โดยผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ไตรมาสแรกขยายตัวได้ร้อยละ 3.2 เร่งขึ้นจากร้อยละ 2.8 ในไตรมาสที่สี่ปี 2558 จากการใช้จ่ายและ การลงทุนภาครัฐ ภาคบริการ และภาคการท่องเที่ยว รวมทั้งภาคครัวเรือนที่การใช้จ่ายขยายตัวต่อเนื่องจาก แรงสนับสนุนของมาตรการภาครัฐที่ออกมาช่วยเหลือเกษตรกรและผู้มีรายได้น้อย รวมทั้งการลงทุนภาคเอกชน ขยายตัวเร็วขึ้น ต่อมาไตรมาสที่สอง ขยายตัวได้ร้อยละ 3.5โดยมีปัจจัยการขยายตัวเร่งขึ้นของการใช้จ่าย ภาคครัวเรือนที่ขยายตัวจากไตรมาสแรก ซึ่งได้รับแรงสนับสนุนจากการเพิ่มขึ้นของรายจ่ายบริโภคสินค้าคงทน แม้ว่าในไตรมาสที่สาม จะขยายตัวร้อยละ 3.2 ชะลอลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 โดยมีปัจจัย สนับสนุนจากการผลิตในภาคการเกษตร เนื่องจากสถานการณ์ภัยแล้งผ่อนคลายลง รวมทั้งราคาสินค้าเกษตร เพิ่มขึ้น ส่งผลให้รายได้จากการเกษตรกลับมาขยายตัวเป็นบวกครั้งแรกในรอบ 10 ไตรมาส นอกจากนี้ภาคการส่งออกเริ่มมีทิศทางปรับดีขึ้น ในขณะที่ภาคการท่องเที่ยวตามจำนวนนักเที่ยวต่างประเทศที่ขยายตัว ต่อเนื่อง แต่ก็ประเมินกันว่าไตรมาสสุดท้ายจะกลับมาขยายตัวได้เพิ่มขึ้น เนื่องจากรัฐบาลออกมาตรการเสริม เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจจำนวนมาก ทั้งการเพิ่มเงินกองทุนหมู่บ้าน การเติมเงินให้เกษตรกรกลุ่มชาวนาผ่าน มาตรการพยุงราคาข้าวเปลือก นอกจากนี้ยังมีมาตรการช่วยเหลือผู้มีรายได้น้อยซึ่งมาลงทะเบียน 8 ล้านคน คนละ 1,500 – 3,000 บาท บาท วงเงิน 1.5 หมื่นล้านบาท มาตรการลดหย่อนภาษีจากการท่องเที่ยวเพิ่มเติม ในเดือนธันวาคม 2559 อีก 1.5 หมื่นบาท จากปกติ

ที่ลดหย่อนอยู่แล้ว 1.5 หมื่นบาท รวม 3 หมื่นบาท ปิดท้ายด้วยมาตรการลดหย่อนภาษีจากการ ช้อปช่วยชาติอีก 1.5 หมื่นบาท และปัจจัยที่ดีต่อการส่งออก ในไตรมาสที่ 3 จะต่อเนื่องไปถึงไตรมาสที่ 4 ทำให้การส่งออกไตรมาสที่ 4 ปีนี้ขยายตัวในระดับที่ดีขึ้นต่อเนื่อง และดีต่อรายได้ของประชาชนโดยรวม ขณะที่บรรยากาศของความโศกเศร้า อาจทำให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจ บางอย่างปรับตัวลดลง ทำให้ลดการจับจ่ายใช้สอยลง ส่วนในด้านการท่องเที่ยวเป็นอีกด้านที่ ธปท. มองว่า เริ่มได้รับผลกระทบจากการปราบปรามทัวร์ศูนย์เหรียญ ซึ่งสูงกว่าที่ ธปท. คาดไว้ ทำให้จำนวนนักท่องเที่ยว ปีนี้ที่คาดว่าอยู่ที่ 33.6 ล้านคนจะต่ำกว่าเป้าหมาย ดังนั้นภาพของไตรมาสที่ 4 จึงมีทั้งปัจจัยบวกและลบ โดยปัจจัยที่ทำให้,ปรับคาดการณ์ลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ด้านการท่องเที่ยว อาจมีผลกระทบจาก ความไม่ชัดเจนในแนวทางการปฏิบัติตัวของนักท่องเที่ยวในช่วงการไว้ทุกข์ 1 เดือนแรกแม้ว่าการขยายตัวเศรษฐกิจปี 2559 จะยังขยายตัวได้ต่อเนื่อง แต่อุปสรรคสำคัญในการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยที่เป็นปัญหาต่อเนื่องมาหลายปียังแกไม่ตก คือ การส่งออกที่หดตัวจากภาวะเศรษฐกิจโลกที่ ยังอ่อนแอ ทำให้การบริโภคและการผลิตสินค้าลดลง โดยเฉพาะการผลิตเพื่อการส่งออก และการลงทุน ภาคเอกชนที่ยังขยายตัวได้ไม่ดีเท่าที่ควร ถึงแม้ว่ารัฐบาลจะมีมาตรการลดหย่อนภาษีจากการลงทุนถึง 2 เท่า แต่ก็ไม่สามารถดึงดูดนักลงทุนมากพอที่จะตัดสินใจหันมาลงทุนเพิ่มได้ ทั้งสองปัจจัยฉุดให้การขยายตัวของ เศรษฐกิจต่ำกว่าที่ควรจะเป็น (ส. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2559)

2.5 ทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

(ศิณีวรรณ จันทะปิดตา, 2550) การใช้แนวบริหารจัดการความเสี่ยงเพื่อเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์เศรษฐศาสตร์ของการจัดซื้อเครื่องพิมพ์ดิจิตัล ของโรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยหลังจากการดำเนินงานมูลค่าปัจจุบันของมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์เพิ่มขึ้นจาก -927,546 บาทเป็น 1,065,182 ล้านบาท และอยู่ในระดับความเสี่ยที่ยอมรับได้ที่ทางโรงพิมพ์จุฬาฯ กำหนด

(ภัทร ตั้งพานิชยานนท์, 2548) ศึกษาการวิเคราะห์สูตรคำนวณมูลค่าการลงทุนโดยเทียบกับมูลค่าหุ้นของบริษัทมหาชนในอุตสาหกรรมไทย จากการวิจัยพบว่ามูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM) มีความเหมาะสมกับ 5 กลุ่มธุรกิจ ได้แก่ กลุ่มสินค้าอุปโภคบริโภค กลุ่มธุรกิจการเงิน กลุ่มวัตถุดิบและสินค้าอุตสาหกรรม กลุ่มอสังหาริมทรัพย์และก่อสร้าง

(นัชนันท์ ปัญญโชติกุล, 2553) ศึกษาการจัดทำกระบวนการ และคู่มือการออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานสำหรับหน่วยงานกำกับกิจการพลังงานงานวิจัยครั้งนี้ได้จัดทำคู่มือปฏิบัติงาน

และรายการตรวจสอบเอกสาร (Checklist) เพื่อลดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในกระบวนการขอรับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ซึ่งผลจากการทดลองใช้คู่มือพบว่าสามารถช่วยลดระยะเวลาในการดำเนินการจัดเตรียมเอกสารลดลงร้อยละ 48.79

(อัครพันธ์ ธรรมไพศาล, 2554) ศึกษาเกณฑ์การใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าประเภทโคเจนเนเรชั่นประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อคำนวณหาค่า Heat Rate ซึ่งจะใช้เป็นดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้านั้น ๆ และต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า โดยงานวิจัยได้มีการพูดถึงการผลิตตามสัญญาการผลิตไฟฟ้าที่ให้ไว้กับ กฟผ. ซึ่งมีความใกล้เคียงกับงานวิจัยที่ศึกษาโดยเฉพาะทางด้านมีการคำนวณหาหน่วยผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมจากอุปกรณ์หลักที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า (Gas turbine & steam turbine)

(อภิรัตน์ นาควิจิตร, 2554) เป็นการศึกษาการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนระบบผลิตพลังงานร่วม (Combined cycle) ซึ่งมีการพิจารณาจากราคาเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ และประสิทธิภาพของหน่วยผลิตโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด ซึ่งมีใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในแก้ปัญหาซึ่งจากผลการทดสอบพบว่าแบบจำลองสามารถช่วยกำหนดการใช้เชื้อเพลิงและจัดสรรการผลิตแต่ละหน่วยผลิตได้อย่างมีประสิทธิภาพ ส่งผลให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าลดลงจากปกติ คิดเป็นต้นทุนที่ประหยัดสูงสุด

(คงฤทธิ์ โกมาสถิตย์, 2555) เป็นการศึกษาการพยากรณ์อุปสงค์พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะยาวด้วยวิธีโครงข่ายประสาทเทียม โดยได้นำโครงประสาทเทียมแบบแพร่ย้อนกลับ (Back-Propagation Neural Network: BPNN) มาใช้ในการพยายากรณ์พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ช่วง พ.ศ.2555-2573 โดยมีช่วงฝึกสอนตั้งแต่ พ.ศ.2537-2549 และช่วงทดสอบตั้งแต่ พ.ศ.2550 – 2554 ผลการศึกษาพบว่าวิธีโครงข่ายประสาทเทียมแบบแพร่ย้อนกลับสามารถพยากรณ์ได้แม่นยำกว่าวิธีของคณะอนุกรรมการพยากรณ์แห่งประเทศไทย ที่ถูกใช้ในแผนพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้า ฉบับ พ.ศ.2553 – 2573 (ทบทวนครั้งที่ 2) โดยวิธีโครงข่ายประสาทเทียม มีค่าร้อยละความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยสมบูรณ์ (MAPE) เท่ากับ 2.5% ส่วนวิธีของคณะอนุกรรมการฯ ฉบับ เม.ย.2553 มีค่าเท่ากับ 4.54%

(นัชนันท์ ปัญญโชติกุล, 2553) ศึกษาการจัดทำกระบวนการ และคู่มือการออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานสำหรับหน่วยงานกำกับกิจการพลังงานโดยงานวิจัยนี้เริ่มต้นศึกษาขั้นตอนการทำงาน และทบทวนผังการไหล (Flow Chart) ของกระบวนการขอใบอนุญาต จากนั้นวิเคราะห์หาสาเหตุของปัญหาโดยใช้แผนภาพก้างปลา ซึ่งพบว่าสาเหตุสำคัญ คือ การจัดส่งเอกสารไม่ครบ และ

ไม่ถูกต้องตามหลักเกณฑ์ที่หน่วยงานกำหนด จากสภาพปัญหาที่เกิดขึ้น งานวิจัยครั้งนี้ได้จัดทำคู่มือปฏิบัติงาน และรายการตรวจสอบเอกสาร (Checklist) เพื่อลดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในกระบวนการขอรับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ซึ่งผลจากการทดลองใช้คู่มือพบว่าสามารถช่วยลดระยะเวลาในการดำเนินการจัดเตรียมเอกสารลดลงร้อยละ 48.79

(สุชาดา ใยเทศ, 2555) ศึกษาการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนประกอบธุรกิจอพาร์ทเม้นท์ในเขตอำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี โดยการเก็บข้อมูลจากผู้ประกอบธุรกิจอาพาร์ทเม้นท์บริเวณเขตพื้นที่อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี และวิเคราะห์ข้อมูลโดยใช้อัตราส่วนทางการเงินซึ่งกำหนดระยะเวลาของโครงการ15 ปี อัตราคิดลดร้อยละ 8 และคำนวณการจ่ายชำระเงินกู้ด้วยวิธีลดต้นลดดอก โดยผลการศึกษาพบว่าในสถานการณ์ปกติโครงการสร้างอพาร์ทเม้นเหมาะสมที่จะลงทุน และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงในกรณีรายได้ลดลงหรือกรณีที่ต้นทุนเพิ่มขึ้นโครงการก็ยังเหมาะสมที่จะลงทุน

(Salaga J, Bartosova V, & E, 2015) ใช้แนวคิดการสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ EVA วัดผลการดำเนินงานทางการเงิน และการบริหารองค์กรของบริษัท Slovak และบริษัทกฎหมายและบัญชี Slovakia ประเทศรัสเซีย โดยวัดผลโดยกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit)

(Murray Z. Frank & Shen, 2016) ใช้แนวคิดการศึกษาต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเรื่องต้นทุนขององค์กร (weighted average cost of capital) โดยคำนวณต้นทุนของอัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น (K_e) โดยใช้วิธีการกำหนดราคาทรัพย์สิน (Capital Asset Model) (CAPM)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
วิธีการดำเนินการวิจัย

ตามข้อมูลจากบทก่อนหน้านี้ เพื่อให้ข้อมูลบรรลุตามจุดประสงค์จึงต้องมีการกำหนดกรอบในการวิจัย โดยเลือกข้อมูลจากกลุ่มโรงไฟฟ้าตามประเภทของสายงานผลิต และกำหนดสมมุติฐานในรายได้ของสายงานผลิตไฟฟ้าจากสัญญาการผลิตไฟฟ้าภายใน (Internal PPA) ซึ่งประกอบไปด้วย ค่า AP (Availability payment) และ ค่า EPx (Energy Payment) โดยกำหนดให้ได้เฉพาะค่า EP และในส่วนของโรงไฟฟ้า AP ได้เฉพาะโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Outside CAH. และค่า AP โดยใช้ค่าประมาณการ ณ ต้นปี พ.ศ. 2558 เป็นเกณฑ์เป้าหมาย โดยเทียบกับ ค่าจริงที่เกิดขึ้น ณ งวดสิ้นปี 2558 ร่วมทั้งมีการเพิ่มเติมเปรียบเทียบกับข้อมูลในปี 2559 และทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า 5 โรงไฟฟ้า จากประเภทของโรงไฟฟ้า และการใช้เชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า เพื่อเป็นแนวทางในการวิเคราะห์ค่า EP (Economic Profit) ให้กับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ของแป้น

3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย

3.1.1 ข้อมูลเบื้องต้นของสายงานผลิตไฟฟ้า

สายงานผลิตไฟฟ้า มีภารกิจหลักด้านการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่สามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายและกระจายอยู่ทุกภาคของประเทศ 53 แห่ง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 3 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 13 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ 25 แห่ง โรงไฟฟ้าดีเซล 4 แห่ง และโรงไฟฟ้าพลังทดแทน 9 แห่งเป็นผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าหลักของประเทศไทย มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 16,385 MW คิดเป็น 39 % ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ มีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าเทียบกับภาพรวมของประเทศ 67,761.00 GWh คิดเป็น 36% (ข้อมูล 31 ธันวาคม 2559)

รูปที่ 3. 1 แสดงแผนภาพโรงไฟฟ้าที่ใช้เป็นกรณีศึกษา 5 โรงไฟฟ้า

ตารางที่ 3. 1 แสดงประเภทโรงไฟฟ้าของสายงานผลิตไฟฟ้า พร้อมทั้งกำลังการผลิตติดตั้งและสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าในเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2559

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังติดตั้ง		พลังงานไฟฟ้า	
	MW	%	GWh	%
พลังงานความร้อน	3,647.00	4.85	20,296.00	21.7
พลังงานความร้อนร่วม	9,210.00	22.36	43,679.00	11.5
พลังงานน้ำ	3,448.40	8.38	3,520.00	29.7
ดีเซล	30.40	0.08	261.00	25.2
พลังงานทดแทน	45.33	0.11	5	10.1
รวม	16,395.13	39.78	67,761.00	36.00

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 3. 2 โรงไฟฟ้าที่คัดเลือกเพื่อดำเนินการวิเคราะห์ค่า EP

โรงไฟฟ้า	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	เหตุผล
A	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	- เป็นโรงไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณในเมืองใกล้ศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้า - จัดตั้งเป็นกองทุนโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure fund) ที่เปิดขายให้ผู้สนใจลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ ซึ่งต้องมีการบริหารจัดการให้มีผลการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ - เป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบให้กับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ในการดำเนินการจัดทำ (Model Plant)
B	พลังความร้อน	ถ่านหินลิกไนซ์	- เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านลิกไนซ์ แห่งเดียวของประเทศไทย และมีการผลิตไฟฟ้าที่สูง/ปี ด้วยต้นทุนที่ต่ำ
C	พลังน้ำ	น้ำ	- เป็นโรงไฟฟ้าที่ได้รับคัดเลือกจากสายงานผลิตไฟฟ้าเป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant) ให้กับโรงไฟฟ้าประเภทพลังน้ำของสายงาน.
D	พลังงานความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	- เป็นโรงไฟฟ้าที่ได้รับคัดเลือกจากสายงานผลิตไฟฟ้าเป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant) ให้กับโรงไฟฟ้าประเภทพลังก๊าซธรรมชาติของสายงาน.
E	พลังงานความร้อน	น้ำมันเตาและน้ำมันปาล์ม	- เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่สำคัญมีการใช้น้ำมันปาล์มสลับในการผลิตไฟฟ้า เพื่อช่วยเหลือเกษตรกรในพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2 การเก็บข้อมูล

ข้อมูลใช้ในการวิเคราะห์กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) มาจาก งบกำไรขาดทุน ปี พ.ศ. 2558 และ พ.ศ.2559 โดยคำนวณจากสายงานผลิตไฟฟ้า เพื่อการกำหนดค่าใช้จ่าย และสมมุติฐานรายได้จากข้อมูลรายได้จากสัญญาการผลิตไฟฟ้า (PPA) ของโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ.2558 และปี พ.ศ. 2559 การคำนวณสินทรัพย์จากการลงทุน จากงบแสดงฐานะทางการเงิน ปี พ.ศ. 2558 และปี พ.ศ. 2559 โดยตัดปัจจัยที่ไม่ได้เกิดจากการบริหาร เช่น เจ้าหนี้เงินกู้, ลูกหนี้เงินกู้, ดอกเบี้ยรับ, ดอกเบี้ยจ่าย เป็นต้น

และการกำหนดแผน SIP ด้านเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง ใช้ประมาณการหน่วยผลิตไฟฟ้าจากศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติในปี 2558 และ ปี 2559 และใช้ข้อมูลแผน SIP เพิ่ม AP outside CAH จากข้อมูลประมาณการศูนย์โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และแผนควบคุมค่าใช้จ่ายจากรายการค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้

คำนวณค่า WACC ของสายงานผลิตไฟฟ้า จากสูตรการคำนวณโดยสายงานผลิตไฟฟ้าใช้ 6.43%

3.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ข้อมูล

3.3.1 คำนวณค่าประมาณการกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) ปี พ.ศ.2558

ระบุรายการที่ใช้ในการประมาณการค่า EP ในภาพรวมของสายงานผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 โดยมสมมุติฐานดังต่อไปนี้

1. ด้านรายได้จาก Internal PPA

1.1 ค่าความพร้อมจ่ายคิดตามสัญญา PPA ในปี พ.ศ. 2558 โดยที่ อัตราต้นทุนเงินทุน เฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) 6.43%, ภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์ 20%

1.2 บำรุงรักษานอกแผน (Unplanned Deduction) 4%

1.3 ส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (Fuel Gain) โดยกำหนดรายได้ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment) เพิ่ม 1.28% ของค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (Fuel Cost)

1.4 หน่วยผลิตใช้ตามข้อมูลของศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ปี พ.ศ.2558

1.5 รายได้อื่น ๆ ได้จากการขายวัสดุผลพลอยได้จากผลิตไฟฟ้า เช่น เถ้าลอย (Fly Ash) ซึ่งส่วนผสมที่สำคัญของการผลิตคอนกรีต และยิบซั่ม ซึ่งเป็นวัสดุในการก่อสร้าง

2. ด้านค่าใช้จ่าย (จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์, 2543)

2.1 ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน

2.1.1 ค่าเชื้อเพลิง น้ำมันเตา ดีเซล ก๊าซธรรมชาติ และราคาฐานหิน ใช้ข้อมูลตามประมาณการค่าเชื้อเพลิงปี 2558

2.1.2 ค่าใช้จ่ายในการผลิต บำรุงรักษา บริหารการผลิต ค่าใช้จ่ายบริหาร ใช้ข้อมูลตามประมาณการปี พ.ศ. 2558 หักออกด้วยรายการที่มีสาระสำคัญดังนี้

3. การประมาณการที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ มีรายละเอียดดังนี้

4. ประมาณสินทรัพย์ (IC) ใช้ ประมาณการใช้ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ จำนวนเงิน (ล้านบาท) จากงบแสดงทางการเงิน ปี พ.ศ. 2558

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3. 3 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 สายงานผลิตไฟฟ้า

EP ประมาณการปี 2558

สายงานการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	67,558.26
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	54,610.1
- AP Outsite CAH	119.0
รวม AP	54,729.1
EP	
- FP	121,175.5
- VOM	2,172.3
รวม EP	123,347.8
รายได้ของ รฟ.ลานกระบือ	1,106.4
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	**179,183.3**
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	119,644.0
ค่าเชื้อเพลิง รฟ.ลานกระบือ	252.0
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	30,534.7
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	5.1
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	718.4
ค่าใช้จ่าย Holding	4,777.8
รวมย่อย	**36,036.1**
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	**155,932.1**
รายได้อื่น	**440.0**
รวมค่าใช้จ่ายอื่น (Unclassified)	**0.0**
กำไรส่วนที่รวมคิด NOPAT	**23,691.1**
NOPBT	**23,691.1**
ECONOMIC TAX (20%)	4,738.2
NOPAT	**18,952.9**
IC	**151,647.8**
WACC	**6.43%**
Capital Charge	**9,751.0**
EP	**9,201.9**

โดยมีรายละเอียดรายการหลักในงบประมาณการค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) คือ หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh), รายได้จากการขายและการบริหาร คือ ได้แก่รายได้จากค่าความพร้อมจ่ายในการผลิตไฟฟ้า (AP) และรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EPx), ต้นทุนจากการดำเนินการ ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง, ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินการ เป็นต้น และรายได้และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ซึ่งเกิดจากการขายวัสดุผลผลิตได้ กำไรสุทธิจากการดำเนินงานหลังหักภาษี (NOPAT) ต้นทุนของเงินทุน (Capital Charge) เกิดจากค่า WACC คูณกับสินทรัพย์จากการลงทุน Investment Capital,IC) และค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP)

ตารางที่ 3. 4 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า A ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

EP ประมาณการปี 2558
โรงไฟฟ้า A

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	4,669
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	2,355
EP	
- FP	9,708
- VOM	93
รวม EP	9,801
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	12,156
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	9,492
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	361
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	10
รวมย่อย	370
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	9,862
กำไรส่วนที่รวมคิด NOPAT	2,294
NOPBT	2,294
ECONOMIC TAX (20%)	459
NOPAT	1,835
IC	10,340
WACC	6.43%
Capital Charge	665
EP	1,170

ตารางที่ 3. 5 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า B ที่ใช้ถ่านหินลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง

EP ประมาณการปี 2558

โรงไฟฟ้า B

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	16,014
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	10,146
EP	
- FP	10,669
- VOM	740
รวม EP	11,409
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	21,555
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	9,622
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	5,453
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	5
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	350
รวมย่อย	5,808
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	15,430
รายได้อื่น	440
NOPBT	6,565
ECONOMIC TAX (20%)	1,313
NOPAT	5,252
IC	10,304
WACC	0
Capital Charge	663
EP	4,589

ตารางที่ 3. 6 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า C ที่ใช้น้ำเป็นเชื้อเพลิง

EP ประมาณการปี 2558

โรงไฟฟ้า C

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	519
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	1,481
- AP Outsite CAH	12
รวม AP	1,493
EP	
- FP	0
- VOM	10
รวม EP	10
รายได้ของ รฟ.ลานกระบือ	0
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	**1,503**
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	0
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	290
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	15
รวมย่อย	**304**
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	**304**
รายได้อื่น	**0**
กำไรส่วนที่รวมคิด NOPAT	**1,198**
NOPBT	**1,198**
ECONOMIC TAX (20%)	240
NOPAT	**959**
IC	**4,485**
WACC	**6.43%**
Capital Charge	**288**
EP	**670**

ตารางที่ 3. 7 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า D ที่ใช้น้ำก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

EP ประมาณการปี 2558

โรงไฟฟ้า D

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	4,716.78
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	2,571.0
EP	
- FP	10,433.3
- VOM	98.7
รวม EP	10,532.0
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	**13,103.0**
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	9,998.5
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	518.9
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	17.5
รวมย่อย	**536.4**
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	**10,534.9**
NOPBT	**2,568.1**
ECONOMIC TAX (20%)	513.6
NOPAT	**2,054.5**
IC	**7,805.1**
WACC	**6.43%**
Capital Charge	**501.9**
EP	**1,552.6**

ตารางที่ 3. 8 แสดงประมาณการค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ของโรงไฟฟ้า F ที่ใช้น้ำมันเตาและน้ำมันปาล์มเป็นเชื้อเพลิง

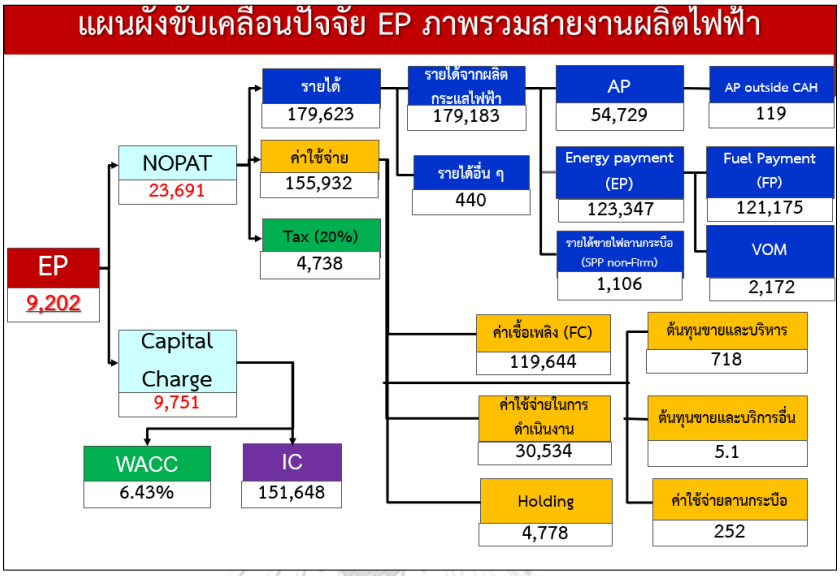
EP ประมาณการปี 2558

โรงไฟฟ้า E

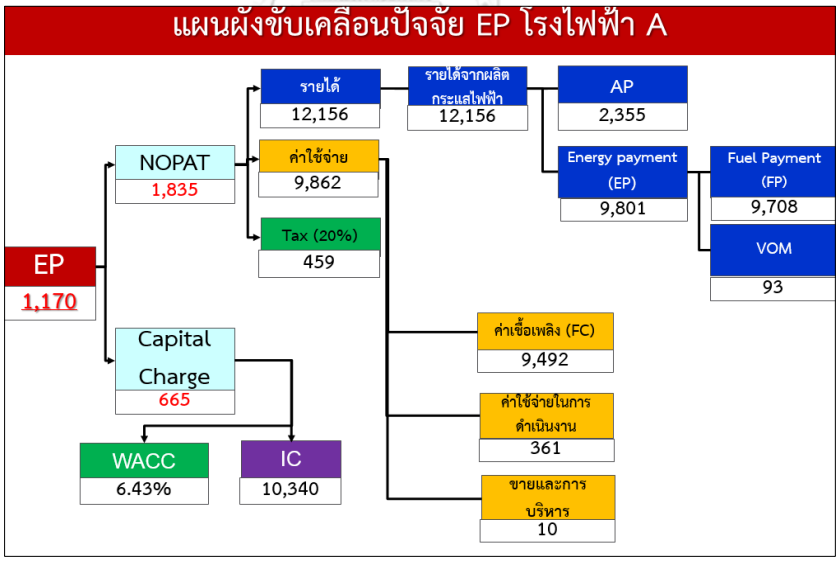
หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ
หน่วยผลิตไฟฟ้า (GWh)	369.27
รายได้จากการขายและค่าบริการ	
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	
AP	1,386.5
EP	
- FP	1,676.4
- VOM	12.8
รวม EP	1,689.2
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	**3,075.7**
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	
ค่าเชื้อเพลิง	1,645.2
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	360.5
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	9.9
รวมย่อย	**370.5**
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	**2,015.7**
NOPBT	**1,060.1**
ECONOMIC TAX (20%)	212.0
NOPAT	**848.1**
IC	**5,811.4**
WACC	**6.43%**
Capital Charge	**373.7**
EP	**474.4**

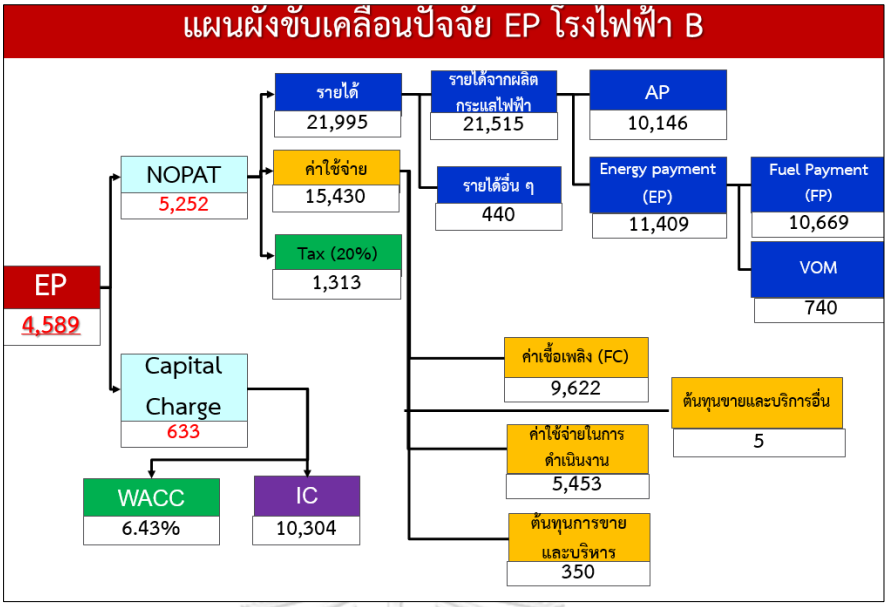
3.3.2 วิเคราะห์ค่าความไว (Sensitivity Analysis) เพื่อหาปัจจัยที่ช่วยในการ หาปัจจัยในการเพิ่มค่า EP พร้อมทั้งกำหนดแผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มปรับปรุงประสิทธิภาพ (SIP) โดยนำข้อมูลจากงบ EP ประมาณการ ในหัวข้อที่ 3.3.1 รวมเข้ากับแผนผังปัจจัยผลักดันค่า EP



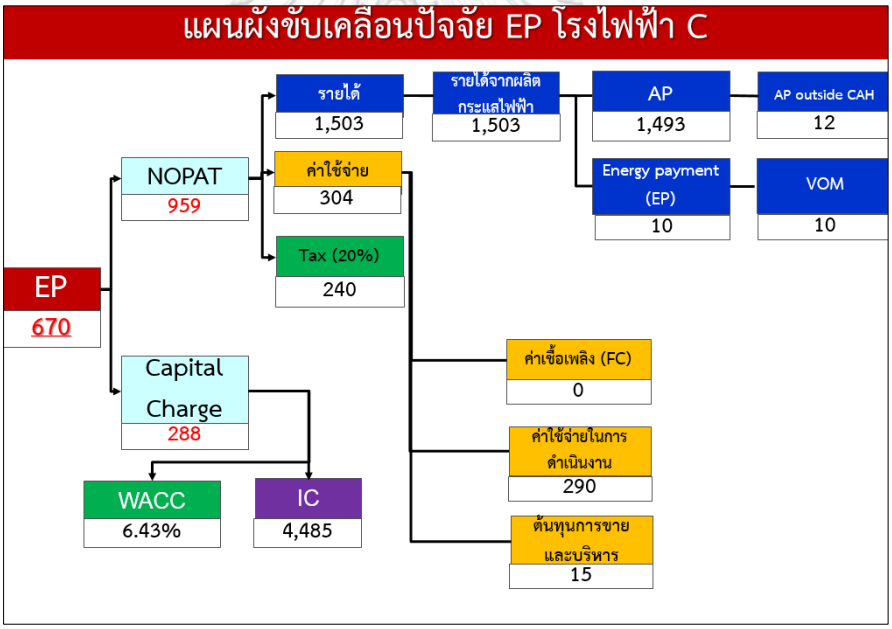
รูปที่ 3. 2 แผนผังขับเคลื่อนมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า



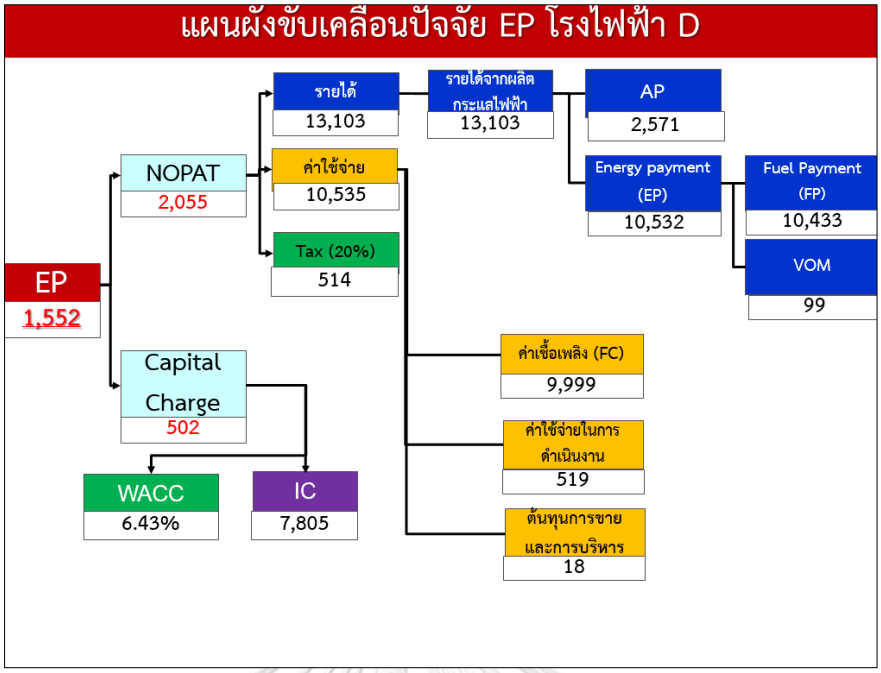
รูปที่ 3. 3 แผนผังขับเคลื่อนมูลเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้า A



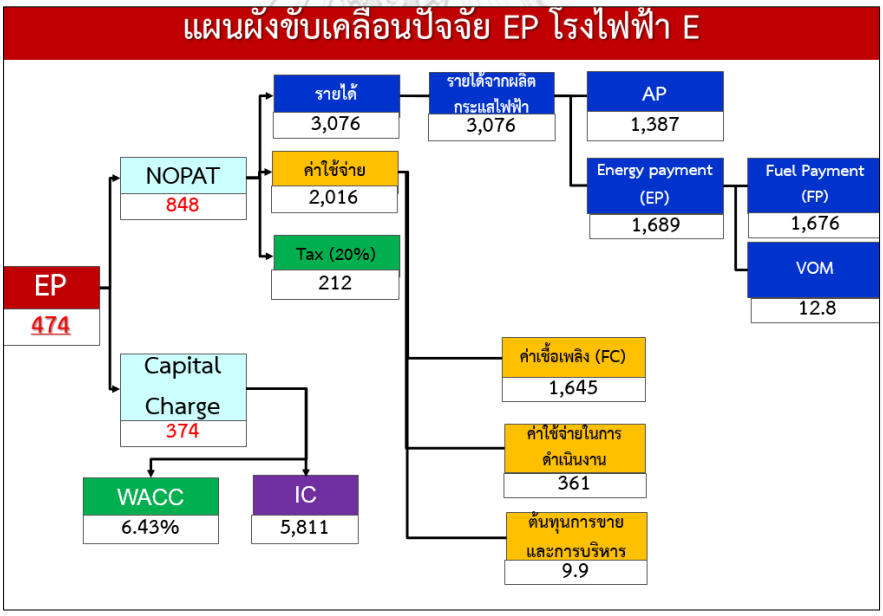
รูปที่ 3. 4 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า B



รูปที่ 3. 5 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า C



รูปที่ 3. 6 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า D



รูปที่ 3. 7 แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า E

แผนผังขับเคลื่อนมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า EP (Economic Profit) จะพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อค่า EP ระดับสายงาน โดยแบ่งออกเป็นสองด้าน คือ ด้าน NOPAT: Net Operating Profit after Tax (กำไรจากการดำเนินงานหลังหักภาษี) และด้าน Capital Charge (ต้นทุนเงินทุน) โดยแผนผังปัจจัยผลักดัน EP ระดับศูนย์ EVM สายงานรองผู้ว่าการผลิตไฟฟ้า กำหนดมาจากโครงสร้างทางบัญชีของสายงาน และแนวทางการคำนวณค่า EP เป็นหลัก จากภาพที่ 1

ได้กำหนดรายละเอียดรหัส สำหรับแต่ละปัจจัยเพื่อประโยชน์ในการเชื่อมโยงกับแผนที่ยุทธศาสตร์ในขั้นต่อไป ดังนี้

R (Revenue) หมายถึง ปัจจัยผลักดันทางด้านรายได้

E (Expense) หมายถึง ปัจจัยผลักดันทางด้านค่าใช้จ่าย

W (WACC: Weighted Average Cost of Capital) หมายถึง ปัจจัยผลักดันที่เกี่ยวข้องกับอัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

IC (Invested Capital) หมายถึง ปัจจัยผลักดันด้านทุนทรัพย์

และ Q (Quality) หมายถึง ปัจจัยผลักดันเชิงคุณภาพ เป็นปัจจัยที่ไม่สามารถระบุได้แน่ชัดว่าส่งผลกับค่า EP ผ่านปัจจัยได้ในระยะสั้น หากแต่มีผลดีต่อองค์กรและค่า EP โดยรวมในระยะยาวอย่างแน่นอน

เพื่อให้แผนเพิ่มค่า EP ของสายงานผลิตไฟฟ้า โดยจัดลำดับระบุปัจจัยที่สำคัญประกอบการวางแผนกลยุทธ์ในปี 2558 แผน (Strategic Improvement Plan: SIP) และตั้งค่าเป้าหมายในการเพิ่มแผน SIP ในการเพิ่มค่า EP เมื่อปัจจัยผลักดัน (Driver) นั้นมีการเปลี่ยนแปลง ได้ผลการวิเคราะห์ความไวเพื่อวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อค่า EP มากที่สุดจากข้อมูลแผนผังการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์

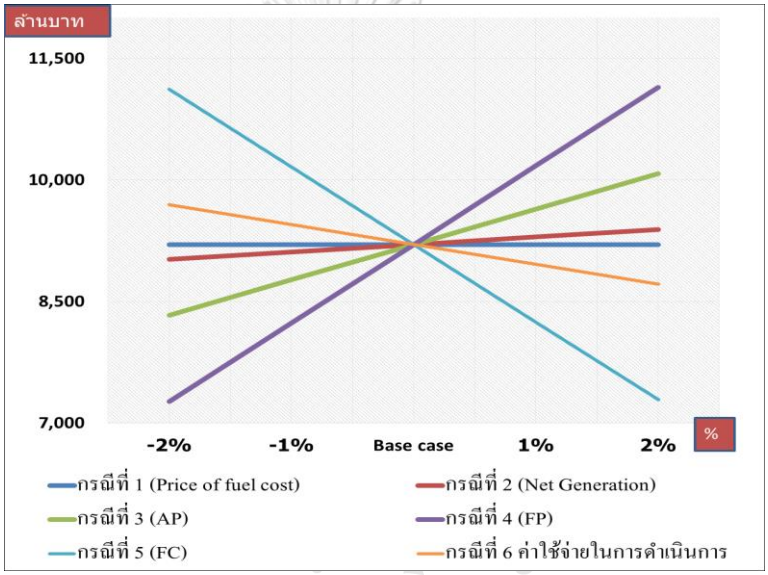
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยกำหนดให้

ตารางที่ 3. 9 แสดงปัจจัยในการวิเคราะห์ความไว

ปัจจัยในการวิเคราะห์ความไว	% การเปลี่ยนแปลง
กรณีที่ 1 ราคาค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Price)	-1%, -2%, 1%, 2%
กรณีที่ 2 ยอดขายจากหน่วยผลิตไฟฟ้ามีการ (Quantities)	-1%, -2%, 1%, 2%
กรณีที่ 3 รายได้ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (AP)	-1%, -2%, 1%, 2%

กรณีที่ 4 รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP)	-1%, -2%, 1%, 2%
กรณีที่ 5 ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC)	-1%, -2%, 1%, 2%
กรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	-1%, -2%, 1%, 2%

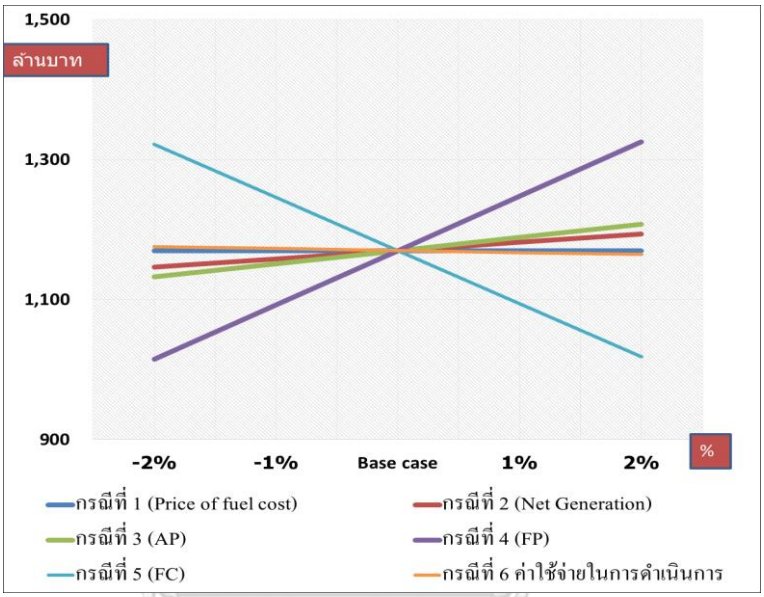


จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 3. 8 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไวเพื่อมากำหนดแผน SIP ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า

จากกราฟการวิเคราะห์ความไวภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า พบว่า กรณีที่ 4 ปัจจัยด้านรายรับของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ,กรณีที่ 5 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC), กรณีที่ 6 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) และกรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ กรณีที่ 2 การเปลี่ยนแปลงด้านยอดขายหน่วยผลิตไฟฟ้า เป็นเหตุผลสนับสนุน เนื่องจากโรงไฟฟ้าจะมีผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นหาก มีประสิทธิภาพด้านใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Heat Rate) ต่ำ และมีความพร้อมจ่ายที่สูง เนื่องจากศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Dispatching) แต่ละโรงไฟฟ้าตามลำดับต้นทุน (Merit order) และ กรณีที่ 1 ปัจจัยราคาค่าเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไม่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า EP เนื่องจากโรงไฟฟ้าในสาย

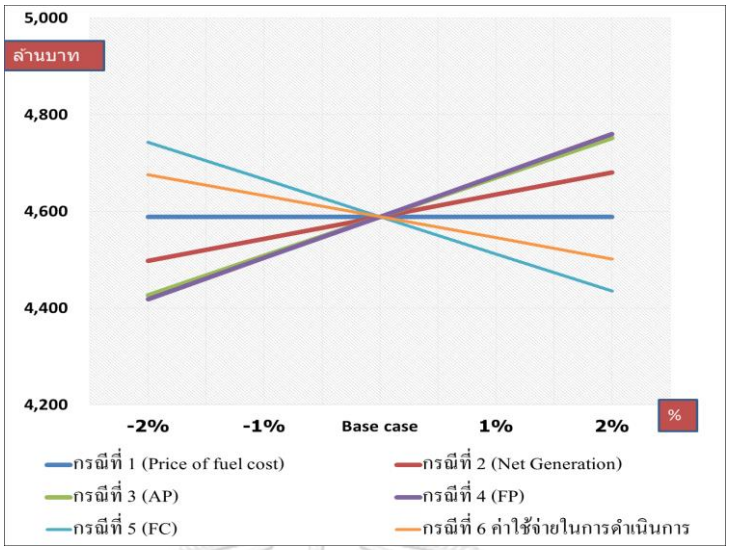
งานผลิต จะได้รับรายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตาม Guarantee Heat Rate ที่ให้ไว้ในสัญญา PPA ซึ่งถือเป็นค่าที่กำหนดคงที่จึงไม่มีผลต่อค่า EP สำหรับส่วนต่างราคาค่าเชื้อเพลิงที่กำหนดไว้ในสัญญาฯ จะส่งผ่านไปยังค่า FT (Float time) คือ การลอยค่าของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ราคาค่าเชื้อเพลิง เป็นต้น ที่จะเรียกเก็บจากค่าไฟฟ้าของประชาชน (ชนาภา หันจางสิทธิ์, 2558)



รูปที่ 3. 9 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไวเพื่อมากำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า A

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

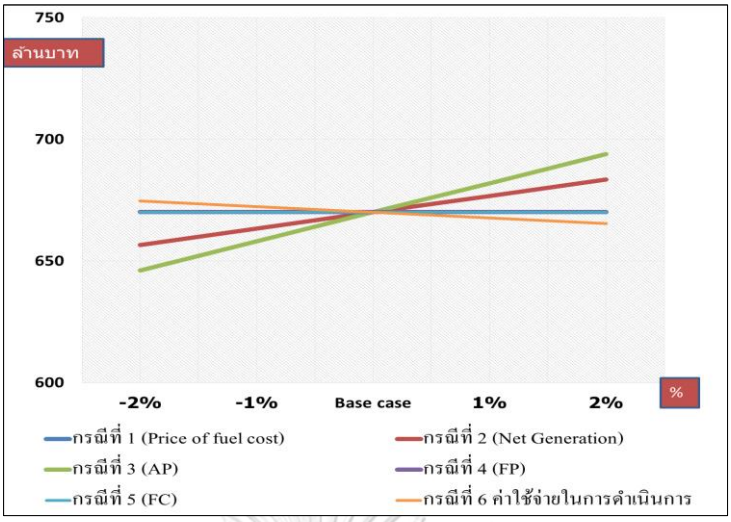
จากกราฟการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้า A พบว่า กรณีที่ 4 ปัจจัยด้านรายรับของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ,กรณีที่ 5 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC), และกรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ กรณีที่ 6 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) โรงไฟฟ้า A ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะไม่ได้รับเนื่องจาก ถูกรวมอยู่ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าไฟฟ้าฐาน สำหรับกรณีที่ 2 และกรณีที่ 1 เหตุผลตามการวิเคราะห์ภาพรวมของสายงาน



รูปที่ 3. 10 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า B

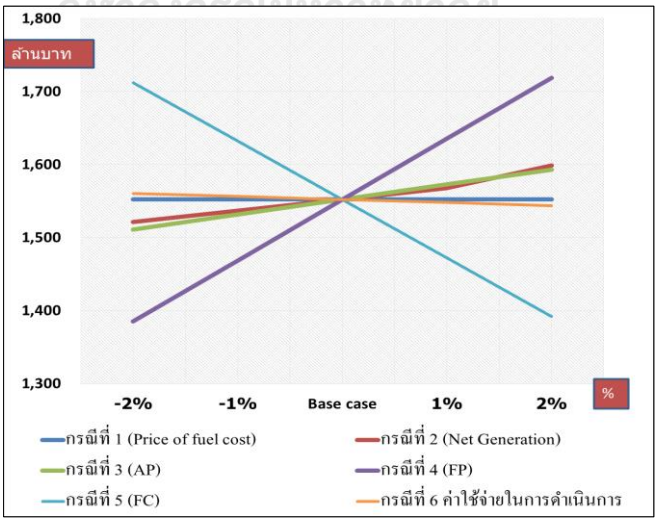
จากกราฟการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้า B พบว่า กรณีที่ 4 ปัจจัยด้านรายรับของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ,กรณีที่ 5 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC), และกรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ กรณีที่ 6 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) โรงไฟฟ้า A ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะไม่ได้รับเนื่องจาก ถูกรวมอยู่ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าไฟฟ้าฐาน สำหรับกรณีที่ 2 และกรณีที่ 1 เหตุผลตามการวิเคราะห์ภาพรวมของสายงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



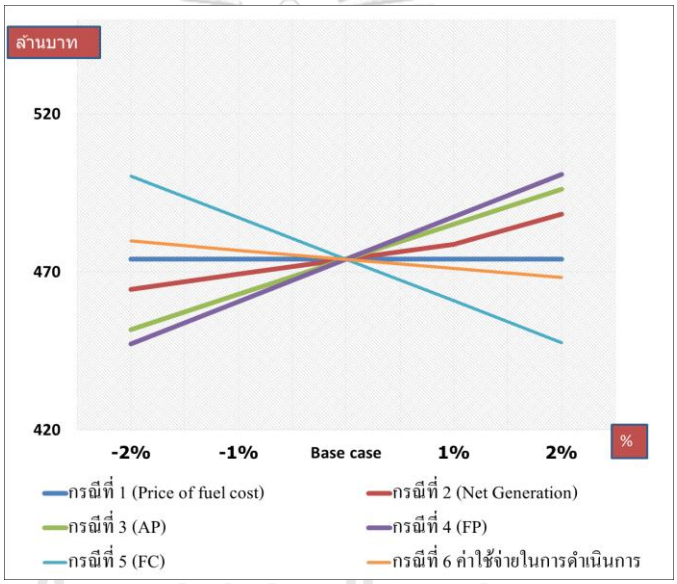
รูปที่ 3. 11 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า C

จากกราฟการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้า C ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำพบว่า กรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และกรณีที่ 3 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) ซึ่งจะได้รับเมื่อโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีการเดินเครื่องเกินจากสัญญาที่ได้แจ้งไว้กับศูนย์ควบคุมกำหลังไฟฟ้าแห่งชาติ (AP Outside CAH) มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ สำหรับกรณีที่ 2 และกรณีที่ 1 เหตุผลตามการวิเคราะห์ภาพรวมของสายงาน



รูปที่ 3. 12 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า D

จากกราฟการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้า D พบว่า กรณีที่ 4 ปัจจัยด้านรายรับของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ,กรณีที่ 5 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC), และกรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ กรณีที่ 6 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) โรงไฟฟ้า A ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะไม่ได้รับเนื่องจาก ถูกรวมอยู่ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าไฟฟ้าฐาน สำหรับกรณีที่ 2 และกรณีที่ 1 เหตุผลตามการวิเคราะห์ภาพรวมของสายงาน



CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 3. 13 แสดงแผนการวิเคราะห์ความไว เพื่อกำหนดแผน SIP โรงไฟฟ้า E

จากกราฟการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้า E พบว่า กรณีที่ 4 ปัจจัยด้านรายรับของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ,กรณีที่ 5 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC), และกรณีที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีผลกระทบต่อค่า EP ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยดังกล่าวจากมากไปน้อยตามลำดับ สังเกตได้จากความชันของกราฟเส้นในแต่ละปัจจัย สำหรับ กรณีที่ 6 ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (AP) โรงไฟฟ้า A ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะไม่ได้รับเนื่องจาก ถูกรวมอยู่ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าไฟฟ้าฐาน สำหรับกรณีที่ 2 และกรณีที่ 1 เหตุผลตามการวิเคราะห์ภาพรวมของสายงาน

แต่เนื่องจากลักษณะของโรงไฟฟ้า E ซึ่งใช้น้ำมันเตา และน้ำมันปาล์มในการผลิตไฟฟ้า เป็นเป็นโรงไฟฟ้าประเภท E เป็นโรงไฟฟ้าเก่าที่มีอายุการใช้งาน และเดินเครื่องเพื่อผลิตเพื่อผลิตไฟฟ้าเฉพาะบางช่วงที่ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจึงควรเน้นในการลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ และการใช้พลังงานภายในโรงไฟฟ้า (Station Service)

ตารางที่ 3. 10 สรุปปัจจัยที่มีผลต่อการ EP จากการวิเคราะห์ความไวเพื่อใช้กำหนดแผน SIP

โรงไฟฟ้า	**ปัจจัยที่มีผลต่อค่า EP**
ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า	■ รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ■ ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC) ■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ■ รายได้ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (AP)
โรงไฟฟ้า A	■ รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ■ ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC) ■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ
โรงไฟฟ้า B	■ รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ■ ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC) ■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ
โรงไฟฟ้า C	■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ■ รายได้ค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้า (AP)
โรงไฟฟ้า D	■ รายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FP) ■ ค่าใช้จ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (FC) ■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ
โรงไฟฟ้า F	■ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.3 แผนกลยุทธ์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan: SIP)

ตามที่ได้วิเคราะห์ Sensitivity พบว่าปัจจัยที่มีส่งผลต่อการเพิ่มค่า EP เรียงลำดับจากมาไปน้อย ได้แก่ รายได้ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment) , ราคาค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost), เพิ่มความพร้อมจ่าย (Availability payment) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดังนั้นสายงานผลิตไฟฟ้าจึงกลยุทธ์แผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มค่า EP ในปี 2558 ดังนี้

ตารางที่ 3. 11 สรุปแผน SIP และค่าเป้าหมายในปี 2558 ของภาพรวม สายงานผลิตไฟฟ้า และกลุ่มโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

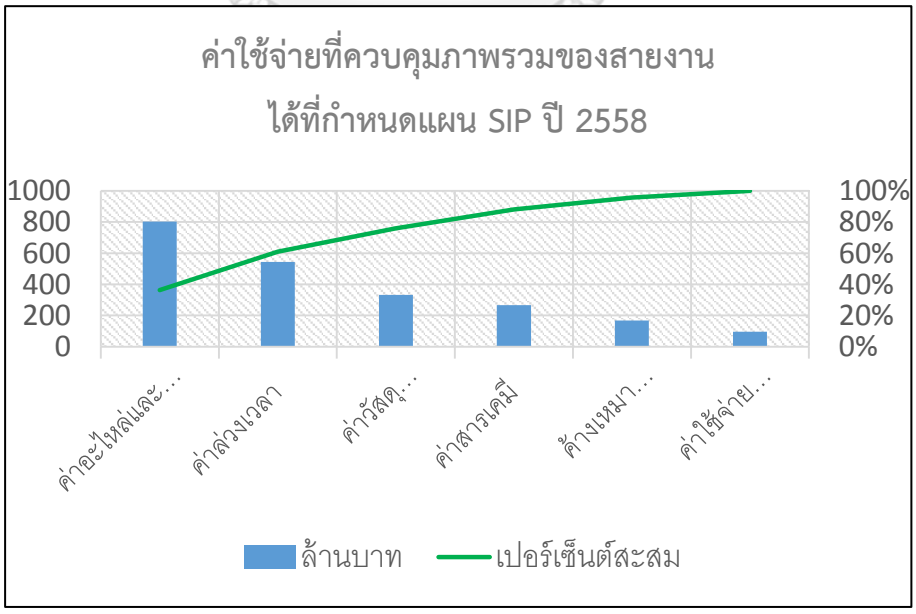
สายงาน	แผน SIP	เป้าหมาย	เป้าหมายเพิ่มค่า EP (ล้านบาท)
ภาพรวมสายงาน รวฟ.	แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC) Fuel Gain	เพิ่มส่วนต่าง 10% จากประมาณการ	123
	แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย (AP outsite CAH) รฟ.พลังน้ำ	เพิ่มจากส่วนต่าง รฟ.พลังน้ำ	94
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3% จากประมาณการ	53
โรงไฟฟ้า A	แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC) Fuel Gain	เพิ่มส่วนต่าง 10% จากประมาณการ	17
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3%	1
โรงไฟฟ้า B	แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC) Fuel Gain	เพิ่มส่วนต่าง 10% จากประมาณการ	84
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3%	24
โรงไฟฟ้า C	แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย (AP outsite CAH) รฟ.พลังน้ำ	เพิ่มจากส่วนต่าง รฟ.พลังน้ำ	5
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3%	1
โรงไฟฟ้า D	แผนเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC) Fuel Gain	เพิ่มส่วนต่าง 10% จากประมาณการ	35
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3%	5
โรงไฟฟ้า E	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	ลดลง 3%	2

รูปที่ 3. 14 ตัวอย่างการคำนวณหาค่าเป้าหมาย EP จากแผน SIP ด้านเพิ่มส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า

	ค่า EP
FP	121,176
FC	119,644
ส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	1,532
เป้าหมายเพิ่ม 10%	153
หักค่า Ecomic Tax (20%)	123

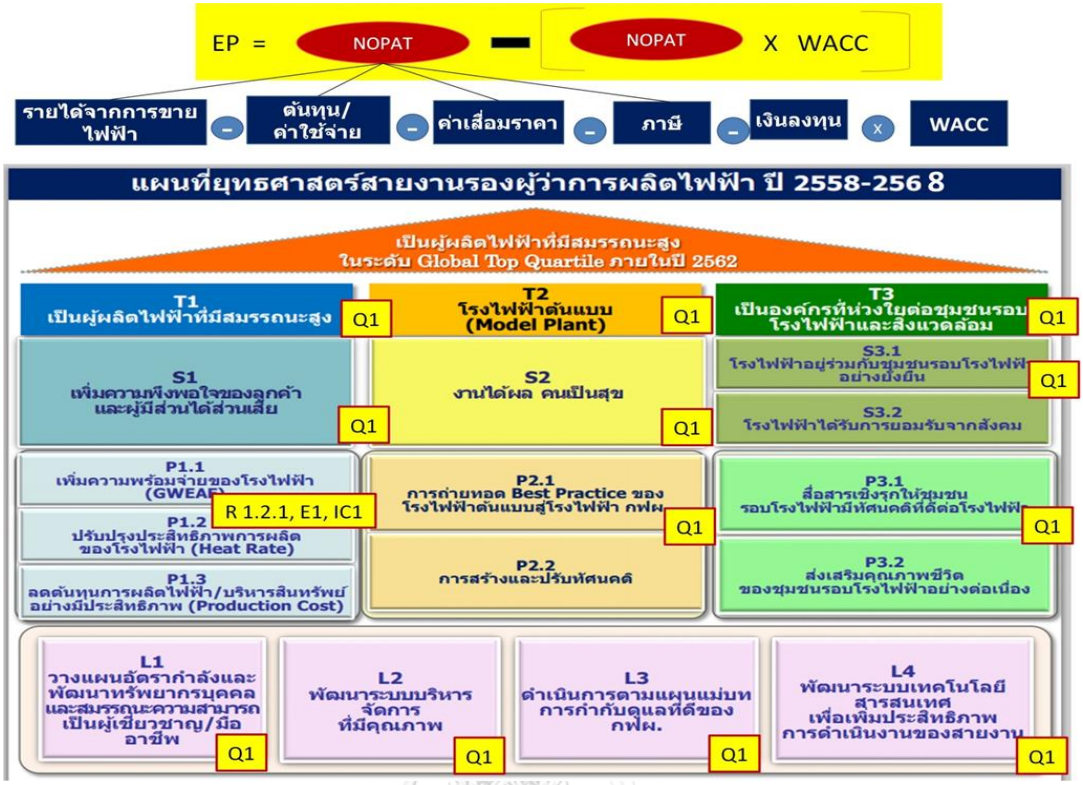
2. แผนเพิ่มค่าความพร้อมจาก (AP Outside CAH) จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำได้จากประมาณการผลิตจริงของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่เกินจากสัญญา CAH (contrasted Availability hour) จากการประมาณการของหน่วยงานศูนย์การโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

3. แผนค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ลดลง 3% โดยเลือกจากรายการที่มีงบประมาณมากที่สุดโดยผู้บริหารของแต่ละสายงาน ออกเป็นมาตราในการควบคุมค่าใช้จ่าย โดยมีรายการ เช่น ค่าอะไหล่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุและอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, ค่าจ้างเหมาสำนักงาน, ค่าใช้จ่ายเดินทาง เป็นต้น ซึ่งค่าใช้จ่ายรายการดังกล่าวคิดเป็นงบประมาณสัดส่วน 50% ของค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ทั้งหมด (จากทั้งหมด 45 รายการ)



รูปที่ 3. 15 แสดงค่าใช้จ่ายที่ควบคุมที่ใช้ในการกำหนดแผน SIP

3.1.4 การเชื่อมโยง EP Driver กับแผนกลยุทธ์ของสายงานผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2558-2568



รูปที่ 3. 16 การเชื่อมโยง EP กับแผนที่ยุทธศาสตร์ (ระบบ BSC) ของสายงานผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2558-2568

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.5 การคำนวณค่าประมาณการต่าง ๆ ของปี 2558

คำนวณค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Profit: EP) ประมาณการ

ปี 2560

ค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ $EP = NOPAT - (Invested\ Capital\ x\ WACC)$

= 18,929.9 – (151,647.8 x 6.43%)

ดังนั้นค่า EP = 9,201.9 ล้านบาท

คำนวณค่าอัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital WACC) ของสายงานผลิตไฟฟ้า อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ ซึ่งผู้ลงทุน ทั้งเจ้าของและเจ้าหนี้ ผู้ให้ เงินกู้ ต้องการเพื่อชดเชยความเสี่ยงของการลงทุนธุรกิจคำนวณจากสูตร โดยวิธีการคำนวณแยก WACC ของสายผลิตไฟฟ้า และสายงานระบบส่ง สามารถคำนวณได้จาก

สูตร $WACC = (1 - Tax)\ x\ K_d\ x \frac{D}{(D+E)} + K_e\ x\ \frac{D}{(D+E)}$

โดยที่ Kd = อัตราต้นทุนเงินทุนของผู้ให้กู้ = Rf + Premimum

Ke = อัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น = Ke=Rf + (MRP * Beta)

D = ส่วนของหนี้สิ้น

E = ส่วนของผู้ถือหุ้น

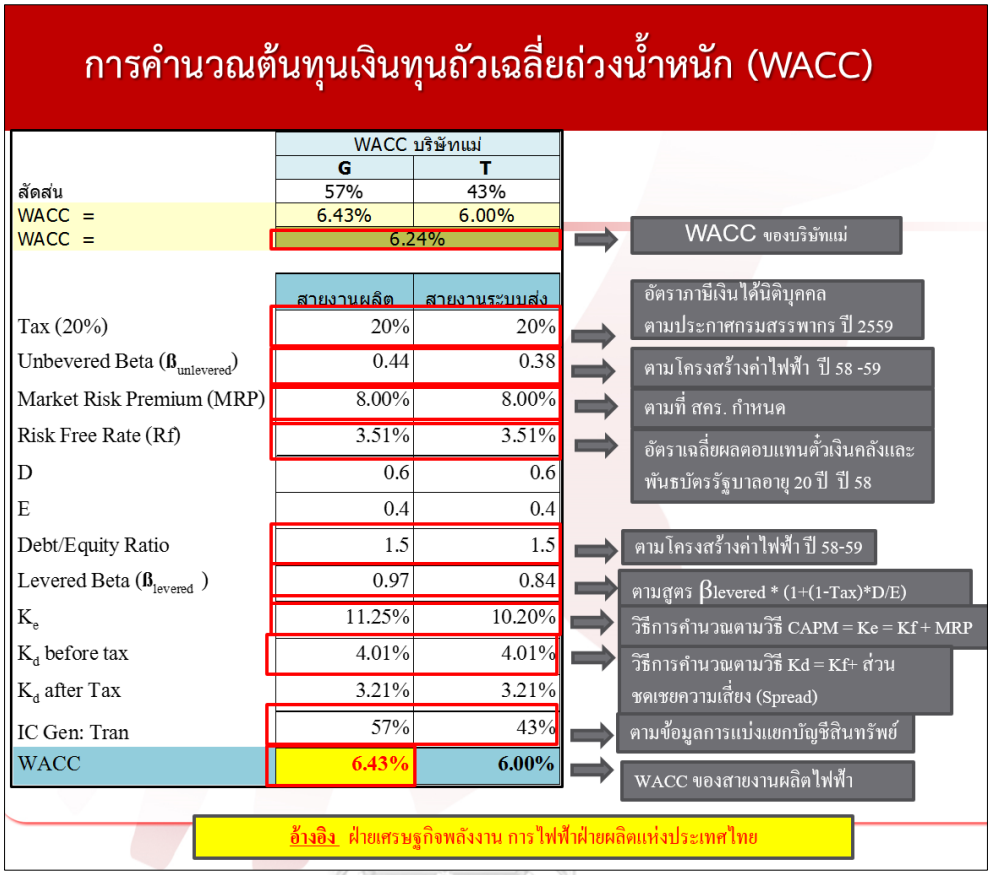
Rf = อัตราผลตอบแทนปราศจากเสี่ยง (Risk Free Rate)

Tax= อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล

MRP=ส่วนเพิ่มความเสี่ยงของตลาด (Market Risk Premim)

Beta = สัมประสิทธิ์ผลตอบแทนต่อความเสี่ยงของธุรกิจ (Levered Beta : BL)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3. 17 การคำนวณต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) สายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า

ดังนั้น WACC ของสายงาน ผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 6.43% (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2560)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 4

ผลการวิจัยและการวิเคราะห์ผลการวิจัย

ในบทนี้จะวิเคราะห์ผลการดำเนินงานค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ (EP) จริงเทียบกับประมาณการของสายงานผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบข้อมูลระหว่างปี พ.ศ.2558 และ ปี พ.ศ.2559 และวิเคราะห์ค่า EP ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (โรงไฟฟ้า A) โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน (โรงไฟฟ้า B) ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ C ใช้น้ำเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้า D ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และโรงไฟฟ้า E โรงไฟฟ้า

4.1 ภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า

4.1.1 ผลการดำเนินงานค่า EP และแผน SIP สายงานผลิตไฟฟ้า งวดสิ้นปี พ.ศ.2558

ในภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้ามากกว่าประมาณการ ประมาณ 1,165 ล้านหน่วย ซึ่งเป็นไปตามสภาพความต้องการไฟฟ้าของประเทศ การผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นเป็นไปตามสภาพความต้องการของระบบ ในด้านผลการดำเนินงานตาม PPA พบว่าโรงไฟฟ้ายังคงมี Heat Rate ต่ำกว่า PPA Guaranteed Heat Rate โดยมี Fuel Gain 1,819.86 ล้านบาท หรือคิดเป็น 1.53% โดยมีรายได้ AP จริงสูงกว่าประมาณการ 3,651.96 ล้านบาท หรือคิดเป็น 6.67% โดยมีอัตราส่วนการหยุดเครื่องนอกแผน (UOF) และอัตราส่วนการลดกำลังการผลิตต่อเวลา (UDF) ของภาพรวมสายงานสายงานผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 2.38% และ 0.71% ตามลำดับ( ) คิดเป็นผลรวม UOF และ UDF เท่ากับ 3.09% ซึ่งดีกว่าที่ประมาณการไว้ (ประมาณการ Unplanned deduction เท่ากับ 4% ของ FAP) อย่างไรก็ตาม ในปี 2558 มีเหตุการณ์ที่สำคัญ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ด้านปัจจัยลบดังนี้

โรงไฟฟ้า B มีการหยุดเครื่องเพื่อแก้ไขปัญหาอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้า ทำให้สูญเสียโอกาสเสียรายได้ประมาณ 100 ล้านบาท

ด้านปัจจัยบวก.

ทั้งนี้ โรงไฟฟ้า B หน่วยย่อย 8-12 มีการขายไฟฟ้า Enhanced Capacity เพิ่ม 5 MW ในบางช่วงเวลาของปี 2558 คิดเป็นรายได้ AP ที่เพิ่มขึ้น 65.44 ล้านบาท

ตารางที่ 4. 1 งบ EP ค่าจริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 (หน่วยล้านบาท) ภาพรวม สายงานผลิตไฟฟ้า

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
Net Generation (GWh)	67,558	68,723	1,165	1.7%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	54,610	58,112	3,502	6.0%
- AP Outside CAH	119	269	150	55.8%
รวม AP	54,729	58,381	3,652	6.3%
EP				
- FP	121,175	121,035	-140	-0.1%
- VOM	2,172	2,049	-123	-6.0%
รวม EP	123,348	123,084	-264	-0.2%
รายได้ของ รฟ.ลานกระบือ	1,106	915	-191	-20.9%
รวมรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	179,183	182,380	3,197	1.8%
รายได้ค่าบริการและขายสินค้าอื่น	0	2	2	100.0%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	179,183	182,382	3,198	1.8%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	119,644	119,215	-429	-0.4%
ค่าเชื้อเพลิง รฟ.ลานกระบือ	252	261	9	3.6%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	30,535	29,318	-1,217	-4.2%
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	5	1	-4	-308.1%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	718	752	33	4.4%
ค่าใช้จ่าย Holding	4,778	4,778	0	0.0%
รวมย่อย	36,036	34,849	-1,187	-3.4%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	155,932	154,325	-1,607	-1.0%
รวมรายได้อื่น	440	505	65	12.8%
ค่าใช้จ่ายอื่น	0	3	3	100.0%
NOPBT	23,691	28,558	4,867	17.0%
ECONOMIC TAX (20%)	4,738	5,712	973	17.0%
NOPAT	18,953	22,847	3,894	17.0%
IC	151,648	155,957	4,309	2.8%
WACC	6.43%	6.43%		
Capital Charge	9,751	10,028	277	2.8%
EP	9,202	12,819	3,617	28.2%

ในภาพรวมปี พ.ศ. 2558 สายงานผลิตไฟฟ้ามีค่า EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 3,617 ล้านบาท และสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 4,309 ล้านบาท เกิดจากการบันทึกสินทรัพย์เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าใหม่เดินเครื่องเชิงพาณิชย์ขึ้น 1 โรงไฟฟ้า และเกิดจากปัจจัยแผน SIP 687 ล้านบาท เกิดจาก 3 แผน ได้แก่

แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มีเป้าหมายลดค่าเชื้อเพลิง 172 ล้านบาท สามารถลดได้จริง 288 ล้านบาท ซึ่งสูงเป้าหมาย +116 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate เช่นโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้า A, โรงไฟฟ้า B, โรงไฟฟ้า D เป็นต้น

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 138 ล้านบาท (3% ของค่าใช้จ่าย 4,136 ล้านบาท) ลดได้จริง 302 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายดีค่าเป้าหมาย 164 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้านค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, ค่าจ้างเหมาสำนักงาน และค่าใช้จ่ายเดินทาง

แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Outside CAH) มีเป้าหมายเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย 119 ล้านบาท เกิดขึ้นจริง 269 ล้านบาท ค่าจริงสูงกว่าประมาณการ 150 ล้านบาท

ตารางที่ 4. 2 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า

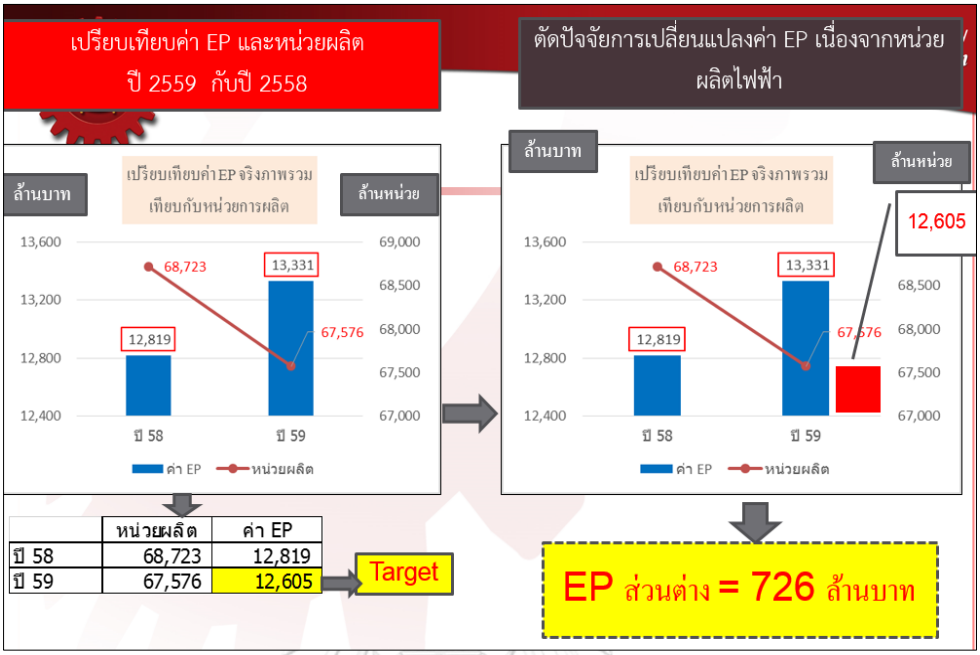
หน่วย:ล้านบาท

รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	179,623	182,886	+3,263	+129	-	+3,135
ค่าใช้จ่าย	155,932	154,328	-1,604	-731	-	-731
NOPAT	**18,953**	**22,847**	**+3,894**	**+687**	**-**	**+3,207**
Capital Charge	9,751	10,028	+277	-	-	+277
EP	**9,202**	**12,819**	**+3,617**	**+687**	**-**	**+2,929**

ตารางที่ 4. 3 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 ภาพรวมสายงาน สายงานผลิตไฟฟ้า

หน่วย:ล้านบาท

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	+119	+269	+150
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-172	-288	-116
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-138	-302	**-164**
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+429**	**+859**	**+430**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+343**	**+687**	**+344**



รูปที่ 4. 1 เปรียบเทียบค่า EP ภาพรวมเทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ.2558 เทียบกับปี พ.ศ.2559

หากเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP สูงกว่าปี พ.ศ. 2558 เท่ากับ 512 ล้านบาท โดยที่มีหน่วยผลิตไฟฟ้าลดลง 1,152 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิตที่เพิ่มขึ้น พบว่า มี EP ส่วนต่างที่เกิดขึ้น 726 ล้านบาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2 โรงไฟฟ้า A โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

โรงไฟฟ้า A เริ่มจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ.2553 ตั้งอยู่บริเวณตั้งอยู่ใกล้ศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้า ช่วยลดการลงทุนด้านระบบไฟฟ้า และลดความสูญเสียในระบบส่ง มีกำลังการผลิตติดตั้ง 704 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันแก๊ส จำนวน 2 เครื่อง ขนาดกำลังผลิตเครื่องละ 221 เมกะวัตต์ และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ จำนวน 1 เครื่อง ขนาดกำลังผลิต 262 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและสหภาพพม่าเป็นเชื้อเพลิง

และเป็นโรงไฟฟ้าแห่งแรกของสายผลิตไฟฟ้าที่จัดตั้งแต่กองทุนโครงสร้างพื้นฐานเสนอขายค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าในอนาคตตลอดอายุโครงการ โดยยายหน่วยลงทุนต่อผู้ลงทุนเป็นการทั่วไปในตลาดหลักทรัพย์ซึ่งต้องมีการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพที่ดี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4. 4 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
รายได้จากการขายและค่าบริการ				
Net Generation (GWh)	4,669	5,195	526	10.1%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	2,355	2,620	265	11.3%
EP				
- FP	9,708	10,801	1,093	11.3%
- VOM	93	104	11	11.3%
รวม EP	9,801	10,905	1,103	11.3%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	12,156	13,524	-1,368	-11.3%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	9,492	10,560	1,068	11.3%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	361	408	47	13.2%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	10	11	1	13.2%
รวมย่อย	370	419	49	13.2%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	9,862	10,979	1,117	11.3%
NOPBT	2,294	2,545	251	10.9%
ECONOMIC TAX (20%)	459	509	50	10.9%
NOPAT	1,835	2,036	201	10.9%
IC	10,340	10,634	294	2.8%
WACC	0	0		
Capital Charge	665	684	19	2.8%
EP	1,170	1,352	182	15.6%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A มีหน่วยผลิตสูงกว่าแผนประมาณ 526 ล้านหน่วย ซึ่งทำให้โรงไฟฟ้ามีโอกาสในการสร้างรายได้เพิ่มขึ้น ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมายและปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดยมีค่า EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 182 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP ต่ำกว่าประมาณการ 5 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่

แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มีเป้าหมายลดค่าเชื้อเพลิง 17 ล้านบาท สามารถลดได้จริง 24 ล้านบาท ซึ่งค่า EP สูงกว่าค่าเป้าหมาย 7 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 1 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายเกิดขึ้นจริงเพิ่มจากค่าเป้าหมาย 31 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายด้อยกว่าเป้าหมาย 32 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าเป้าหมาย

เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, และค่าใช้จ่ายเดินทาง ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป

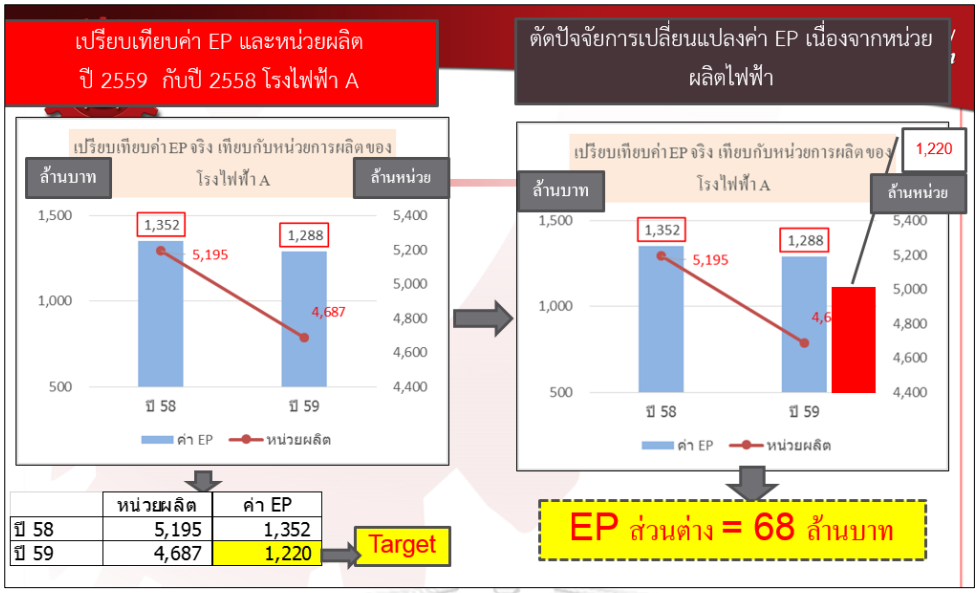
ตารางที่ 4. 5 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A

รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	12,156	13,524	+1,368	+1,093	-	+276
ค่าใช้จ่าย	9,862	10,979	+1,117	+1,100	-	+1,100
NOPAT	**1,835**	**2,036**	**+201**	**-5**	**-**	**+206**
Capital Charge	665	684	+19	-	-	+19
EP	**1,170**	**1,352**	**+182**	**-5**	**-**	**+187**

ตารางที่ 4. 6 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า A

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	-	-	-
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-17	-24	-7
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-1	+31	+32
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+18**	**-7**	**-25**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+14**	**-5**	**-20**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4. 2 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า A เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ.2559

หากเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ.2558 64 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ.2559 508 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 68 ล้านบาท

4.3 โรงไฟฟ้า B โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใช้เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์

โรงไฟฟ้า B เป็นแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ในภาคเหนือ ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ที่มาจากแหล่งถ่านหินใกล้บริเวณโรงไฟฟ้า มีย่อย 10 เครื่องกำลังการผลิตติดตั้งรวม 2,400 เมกะวัตต์ ส่งให้กับไฟฟ้าสำหรับภาคเหนือ 50% ภาคกลาง 30% และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 20% ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงปีละประมาณ 16 ล้านตัน ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่สำคัญที่ดูแลความมั่นคงทางไฟฟ้าของประเทศ และทำให้ โดยรวมของค่าไฟฟ้าลดลง

และอีกทั้งวัสดุผลพลอยได้จากการผลิตไฟฟ้า คือ เถ้าลอย (Fly ash) และยิบซั่ม (Gypsum) ยังขายเป็นรายได้ให้กับสายงาน โดยเถ้าลอยเป็นวัสดุสำคัญในการผสมซีเมนต์ ซึ่งปัจจุบันขายให้กับบริษัทปูนซีเมนต์

ตารางที่ 4. 7 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
รายได้จากการขายและค่าบริการ				
Net Generation (GWh)	16,014	15,159	-855	-5.6%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	10,146	10,129	-17	-0.2%
EP				
- FP	10,669	10,657	-12	-0.1%
- VOM	740	698	-42	-5.7%
รวม EP	11,409	11,355	-54	-0.5%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	21,555	21,483	-54	-0.3%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	9,622	9,588	-34	-0.4%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงานผลิตและบำรุงรักษา	5,453	5,162	-291	-5.3%
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	5	1	-4	0.0%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	350	331	-19	-5.4%
รวมย่อย	5,808	5,494	-314	-5.4%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	15,430	15,082	-348	-2.3%
รายได้อื่น	440	505	65	14.7%
NOPBT	6,565	6,906	341	5.2%
ECONOMIC TAX (20%)	1,313	1,381	68	5.2%
NOPAT	5,252	5,525	273	5.2%
IC	10,304	10,597	293	2.8%
WACC	6.43%	6.43%		
Capital Charge	663	681	19	2.8%
EP	4,589	4,844	254	5.5%

ในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B มีหน่วยผลิตต่ำกว่าแผนประมาณ 855 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดย EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 254 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 183 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่

แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มีเป้าหมายลดค่าเชื้อเพลิง 84 ล้านบาท สามารถลดได้จริง 22 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าเป้าหมาย 62 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 24 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายเกิดขึ้นจริงลดลงจากค่าเป้าหมาย 208 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง , ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, และค่าใช้จ่ายเดินทาง ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป

ตารางที่ 4. 8 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B

หน่วย:ล้านบาท

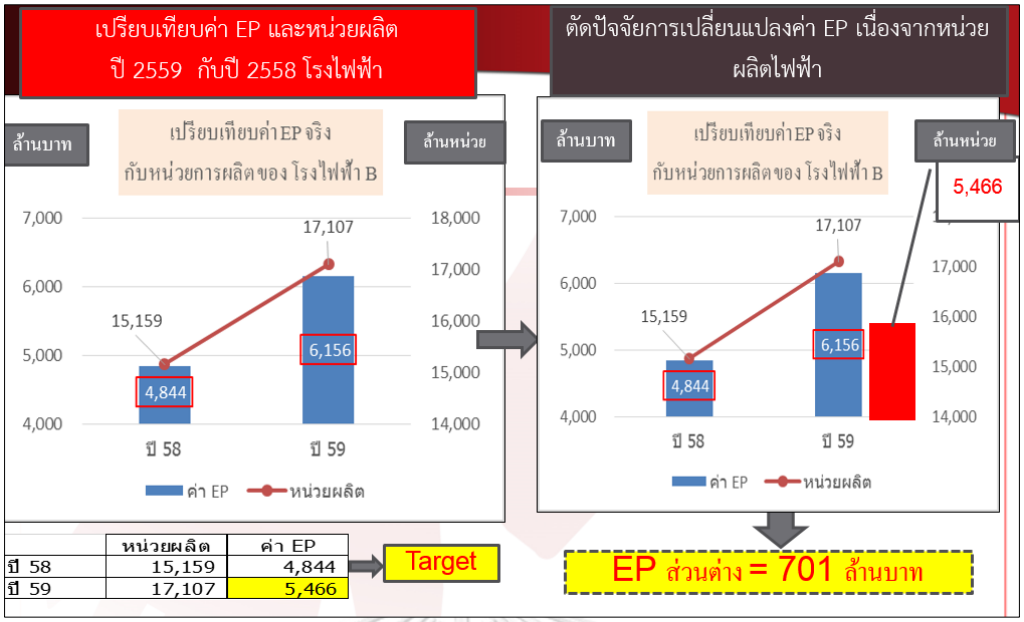
รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	21,995	21,988	-7	-12	-	+6
ค่าใช้จ่าย	15,430	15,082	-348	-242	-	-242
NOPAT	**5,252**	**5,525**	**+273**	**+184**	**-**	**+89**
Capital Charge	663	681	+19	-	-	+19
EP	**4,589**	**4,844**	**+254**	**+184**	**-**	**+70**

ตารางที่ 4. 9 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B

หน่วย:ล้านบาท

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	-	-	-
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-84	-22	+62
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-24	-208	**-183**
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+108**	**+230**	**+121**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+87**	**+184**	**+97**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 4. 3 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า B เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559

หากเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้าพบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 1,948 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 1,312 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 701 ล้านบาท

4.4 โรงไฟฟ้า C โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ใช้น้ำเป็นเชื้อเพลิงต้นกำลัง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โรงไฟฟ้าพลังน้ำ C ติดตั้งอยู่กับเขื่อนอเนกประสงค์ขนาดใหญ่ในภาคตะวันตก ซึ่งเขื่อนหินถมแห่งแรก ของประเทศไทยที่ดาดผิวหน้าด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก มีกำลังการผลิตติดตั้ง 3 เครื่องเครื่องละ 100 เมกะวัตต์ เริ่มจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าใน ปี พ.ศ.2529

นอกจากสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าแล้ว เขื่อน C ยังอำนวยประโยชน์ในด้านอื่นๆ เช่น ช่วยบรรเทาอุทกภัย ด้านการชลประทานและการเกษตร ด้านการประมง ช่วยผลักดันน้ำเค็มให้สภาพน้ำแม่กลองมีคุณภาพดีขึ้น และยังเป็นแหล่งท่องเที่ยวที่สำคัญของประเทศ

ตารางที่ 4. 10 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
INCOME				
รายได้จากการขายและค่าบริการ				
Net Generation (GWh)	519	593	74	12.4%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	1,481	1,692	210	14.2%
- AP outside CAH	5	12	7	
รวม AP	1,486	1,704	217	
EP				
- FP	0	-	-	0.0%
- VOM	10	11	1	14.1%
รวม EP	10	11	1	14.1%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	1,496	1,715	219	14.6%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	0	0	0	0.0%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงานผลิตและบำรุงรักษา	290	319	29	10.1%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	15	17	2	13.8%
รวมย่อย	304	336	31	10.3%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	304	336	31	10.3%
NOPBT	1,191	1,379	187	15.7%
ECONOMIC TAX (20%)	238	276	37	15.7%
NOPAT	953	1,103	150	15.7%
IC	4,485	4,613	127	2.8%
WACC	6.43%	6.43%		
Capital Charge	288	297	8	2.8%
EP	665	806	142	21.3%

ในปี พ.ศ 2558 โรงไฟฟ้า C มีหน่วยผลิตต่ำกว่าประมาณ 74 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร

โดย EP จริงดีกว่าประมาณการ 142 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 7 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่

แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย AP Outside CAH มีเป้าหมายเพิ่มค่า AP 5 ล้านบาท ทำได้จริง 12 ล้านบาท ค่าจริงดีกว่าประมาณการ 7 ล้านบาท

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 2 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้เกิดขึ้นจริงลบ 3 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าเป้าหมาย 6 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป

ตารางที่ 4. 11 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C

หน่วย:ล้านบาท

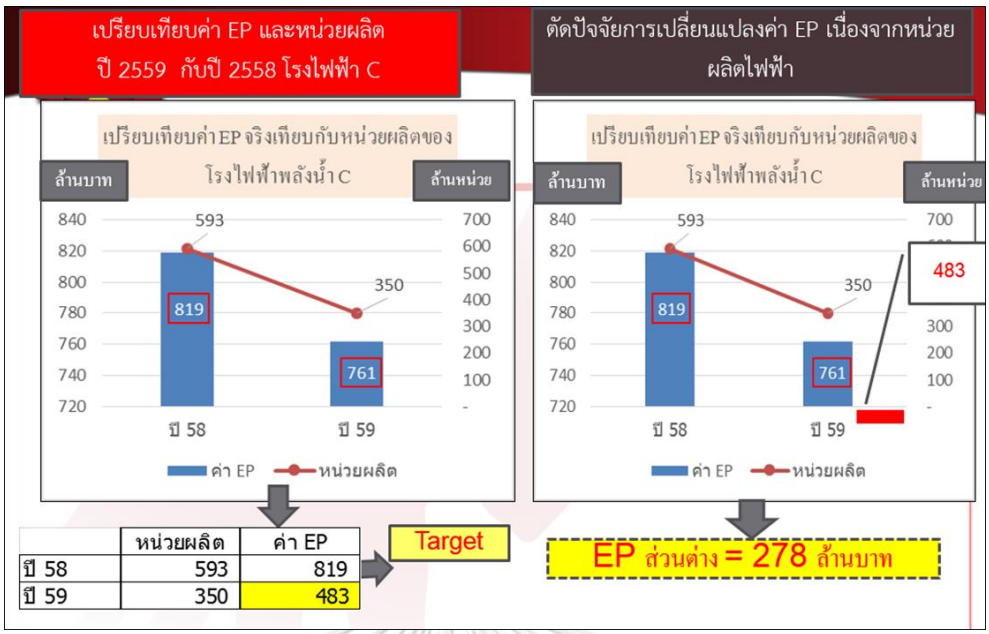
รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	1,496	1,716	+220	+12	-	+208
ค่าใช้จ่าย	304	336	+31	+3	-	+3
NOPAT	**953**	**1,104**	**+151**	**+7**	**-**	**+144**
Capital Charge	288	297	+8	-	-	+8
EP	**665**	**808**	**+143**	**+7**	**-**	**+136**

ตารางที่ 4. 12 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C

หน่วย:ล้านบาท

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	+5	+12	+7
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-	-	-
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-2	+3	+6
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+7**	**+9**	**+1**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+6**	**+7**	**+1**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



	หน่วยผลิต	ค่า EP
ปี 58	593	819
ปี 59	350	483

รูปที่ 4. 4 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า C เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559

หากเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 58 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 234 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 278 ล้านบาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.5 โรงไฟฟ้า D โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม D เป็นโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคตะวันออก ของประเทศไทย ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย ในการผลิตไฟฟ้า มีกำลังการผลิตติดตั้ง 710 เมกะวัตต์ เริ่มผลิต เริ่มทำการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ.2552

ตารางที่ 4. 13 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า D

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
รายได้จากการขายและค่าบริการ				
Net Generation (GWh)	4,717	4,589	-128	-2.8%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	2,571	2,501	-70	-2.7%
EP				
- FP	10,433	10,150	-283	-2.7%
- VOM	99	96	-3	-2.7%
รวม EP	10,532	10,246	-286	-2.7%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	13,103	12,747	-356	-2.7%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	9,999	9,727	-271	-2.7%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงานผลิตและบำรุงรักษา	519	505	-14	-2.7%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	18	17	-1	-2.9%
รวมย่อย	536	522	-14	-2.7%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	10,535	10,249	-286	-2.7%
NOPBT	2,568	2,498	-70	-2.7%
ECONOMIC TAX (20%)	514	500	-14	-2.7%
NOPAT	2,054	1,999	-56	-2.7%
IC	7,805	8,027	222	2.8%
WACC	6.43%	6.43%		
Capital Charge	502	516	14	2.8%
EP	1,553	1,482	-70	-4.5%

ในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า D มีหน่วยผลิตต่ำกว่าแผนประมาณ 128 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดย EP จริงต่ำกว่าประมาณการประมาณ 70 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 183 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่

แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มีเป้าหมายลดค่าเชื้อเพลิง 34 ล้านบาท เกิดขึ้นจริง 12 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าเป้าหมาย 46 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ที่ยังต้องมีการปรับปรุงเพื่อทำให้ภาพรวมค่า (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 1 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้เกิดขึ้นจริงลดลงจากค่าเป้าหมาย 3 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายดีกว่าเป้าหมาย 2 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าสารเคมี, และค่าจ้างเหมาสำนักงาน ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป

ตารางที่ 4. 14 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า D

หน่วย:ล้านบาท

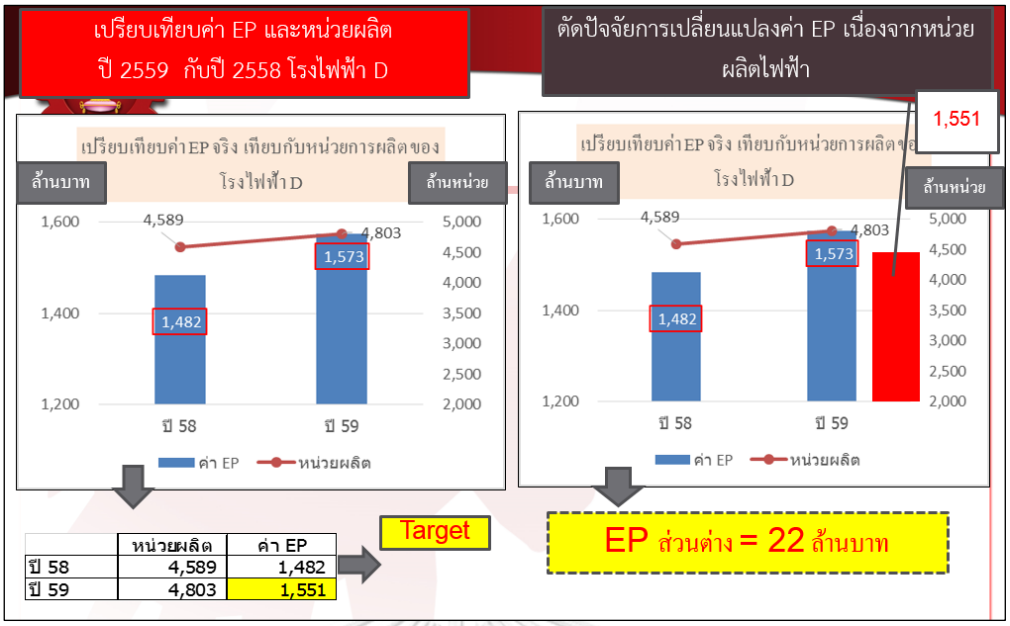
รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	13,103	12,747	-356	-283	-	-72
ค่าใช้จ่าย	10,535	10,249	-286	-274	-	-274
NOPAT	**2,054**	**1,999**	**-56**	**-7**	**-**	**-49**
Capital Charge	502	516	+14	-	-	+14
EP	**1,553**	**1,482**	**-70**	**-7**	**-**	**-63**

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4. 15 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ.2558 โรงไฟฟ้า D

หน่วย:ล้านบาท

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	-	-	-
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-34	+12	+46
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-1	-3	-2
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+35**	**-9**	**-44**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+28**	**-7**	**-35**



รูปที่ 4. 5 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า D เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559

หากเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 91 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 220 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 22 ล้านบาท

4.6 โรงไฟฟ้า E โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ใช้น้ำมันเตา และน้ำมันปาล์มในการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน E เป็นโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคใต้ ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า มีกำลังการผลิตติดตั้ง 315 เมกะวัตต์ เริ่มทำการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ.2547 อีกทั้งยังเป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบที่ปรับปรุงโรงไฟฟ้าเพื่อที่สามารถรองรับการนำผลผลิตทางการเกษตร ของเกษตร คือน้ำมันปาล์มมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ในช่วงที่เกิดภาวะราคาน้ำมันปาล์มตกต่ำ

ตารางที่ 4. 16 งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า E

หน่วย : ล้านบาท

รายการ	ประมาณการ	จริง	จริง - ประมาณการ	% Change
รายได้จากการขายและค่าบริการ				
Net Generation (GWh)	369.3	535.2	165.9	31.0%
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า				
AP	1,386.5	2,009.6	623.1	44.9%
EP				
- FP	1,676.4	2,429.7	753.3	44.9%
- VOM	12.8	18.6	5.8	44.9%
รวม EP	1,689.2	2,448.3	759.1	44.9%
รวมรายได้จากการขายและค่าบริการ	3,075.7	4,457.9	(1,382.2)	-44.9%
ต้นทุนจากการดำเนินงาน				
ค่าเชื้อเพลิง	1,645.2	2,384.5	739.3	44.9%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	360.5	389.3	28.8	8.0%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	9.9	14.1	4.1	41.3%
รวมย่อย	370.5	403.4	32.9	8.9%
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	2,015.7	2,787.8	772.2	38.3%
NOPBT	1,060.1	1,670.1	610.0	57.5%
ECONOMIC TAX (20%)	212.0	334.0	122.0	57.5%
NOPAT	848.1	1,336.0	488.0	57.5%
IC	5,811.4	5,976.6	165.1	2.8%
WACC	6.43%	6.43%		
Capital Charge	373.7	384.3	10.6	2.8%
EP	474.4	951.8	477.4	100.6%

ในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า E มีหน่วยผลิตสูงกว่าแผนประมาณ 166 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดย EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 477 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 183 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่

แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มีเป้าหมายลดค่าเชื้อเพลิง 0 ล้านบาท เกิดขึ้นจริง 14 ล้านบาท ซึ่งดีกว่าเป้าหมาย 14 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ที่ยังต้องมีการปรับปรุงเพื่อทำให้ภาพรวมค่า (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate

แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ มีเป้าหมายลดค่าใช้จ่าย 2 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายเกิดขึ้นจริง 23 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ดีกว่าเป้าหมาย 20 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าสารเคมี, และค่าจ้างเหมาสำนักงาน ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป

รูปที่ 4. 6 วิเคราะห์งบ EP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า E

หน่วย:ล้านบาท

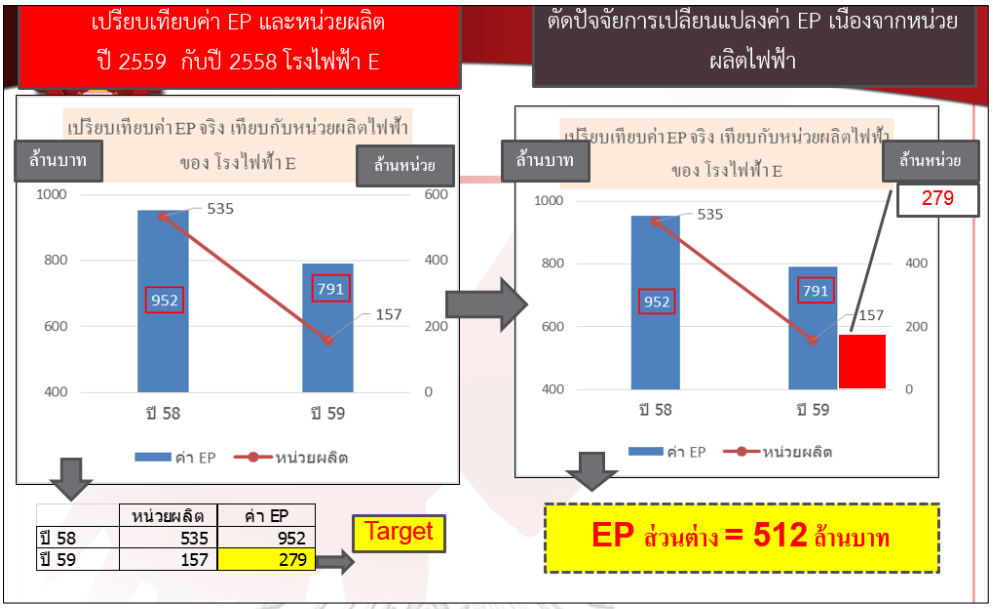
รายการ	ค่าประมาณการ	ค่าจริง	จริง - ประมาณการ	ผลต่างเกิดจาก		
				การบริหาร		ปัจจัยอื่น
				ตามแผน SIP	นอกแผน SIP	
รายได้	3,076	4,458	+1,382	+753	-	+629
ค่าใช้จ่าย	2,016	2,788	+772	+717	-	+717
NOPAT	**848**	**1,336**	**+488**	**+29**	**-**	**+459**
Capital Charge	374	384	+11	-	-	+11
EP	**474**	**952**	**+477**	**+29**	**-**	**+448**

CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 4. 7 วิเคราะห์แผน SIP จริงเทียบกับประมาณการ ปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า

หน่วย:ล้านบาท

แผน	แผน SIP	เป้าหมาย SIP	SIP จริง	SIP จริง - เป้าหมาย
เพิ่มรายได้/กำไร	เพิ่มความพร้อมจ่าย Outsite CAH โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	-	-	-
ลดค่าใช้จ่าย	บริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (FP-FC)	-	-14	-14
	แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้	-2	-23	**-20**
บริหารต้นทุนเงินทุน	-	-	-	-
รวม		**+2**	**+37**	**+34**
ผลกระทบต่อค่า EP		**+2**	**+29**	**+27**



รูปที่ 4. 8 เปรียบเทียบค่า EP โรงไฟฟ้า E เทียบกับหน่วยผลิต ปี พ.ศ. 2558 เทียบกับปี พ.ศ. 2559

หากเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และแผน พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 16 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 38 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 512 ล้านบาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5

สรุปและอภิปรายการวิจัย

ในบทนี้ ซึ่งเป็นบทสุดท้ายของวิทยานิพนธ์ จะทำการสรุปผลการวิจัยรวม และอภิปรายผลการวิจัย รวมถึงเสนอแนะแนวทางสำหรับการวิจัยในอนาคต

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากการนำแนวความคิดการวัดประสิทธิภาพการดำเนินงานของภาพรวมสายงานผลิตตัวอย่างโรงไฟฟ้าทั้ง 5 โรงไฟฟ้า พบว่าในภาพรวมสายงานผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558 ในภาพสายงานผลิตไฟฟ้ามีค่า EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 3,617 ล้านบาท และสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 4,309 เกิดจากการบันทึกสินทรัพย์เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าใหม่เดินเครื่องเชิงพาณิชย์ขึ้น 1 โรงไฟฟ้า และเกิดจากปัจจัยแผน SIP 687 ล้านบาท เกิดจาก 3 แผน ได้แก่ แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง 230 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate เช่นโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้า A, โรงไฟฟ้า B, โรงไฟฟ้า D, โรงไฟฟ้า E เป็นต้น แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ 241 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยหลักด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, ค่าจ้างเหมาสำนักงาน และค่าใช้จ่ายเดินทาง แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Outside CAH) มีเป้าหมายเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย 215 ล้านบาท และเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ปี พ.ศ.2559 มีค่า EP สูงกว่าปี พ.ศ. 2558 เท่ากับ 512 ล้านบาท โดยที่มีหน่วยลดลง 1,152 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิตที่เพิ่มขึ้น พบว่า มี EP ส่วนต่างที่เกิดขึ้น 726 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงภาพรวมของสายงานผลิตฟ้าเพื่อให้ค่า EP สูงขึ้นได้แก่ เพิ่มความพร้อมจ่ายโรงไฟฟ้าโดยลดระยะเวลาการ ทั้งการบำรุงรักษาตามวาระ และนอกวาระ, ปรับปรุงโรงไฟฟ้าให้มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าออกมาตรการควบคุมค่าใช้จ่าย เช่น ค่าล่วงเวลา, ค่าใช้จ่ายเดินทาง, ค่าอะไหล่และอุปกรณ์ เป็นต้น ซึ่งมีมูลค่าสูงในค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ และดำเนินการปรับปรุงโรงไฟฟ้าตามแนวทางโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

โรงไฟฟ้า A โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วม ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และจัดทำเป็นกองทุนโครงสร้างพื้นฐาน เปิดขายให้กับบุคคลทั่วไปในตลาดหลักทรัพย์ และเป็นโรงไฟฟ้าที่อยู่ใกล้แหล่งการใช้พลังงานในเมือง โดยในปี พ.ศ. 2558 มีหน่วยผลิตสูงกว่าแผนประมาณ

526 ล้านหน่วย ซึ่งทำให้โรงไฟฟ้ามีโอกาสในการสร้างรายได้เพิ่มขึ้น ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดยมีค่า EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 182 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP ต่ำกว่าเป้าหมาย 5 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่ แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง ดีกว่าเป้าหมาย 19 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate ต้องมีการปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อช่วยให้ค่า EP นั้นสูงขึ้น และ แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้มีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าเป้าหมาย 24 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, และค่าใช้จ่ายเดินทาง ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป โดยในเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่า ปี พ.ศ.2558 64 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ.2559 508 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 68 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า A เพื่อให้ค่า EP เพิ่มสูงขึ้นได้แก่ ออกมาตรการควบคุม รายการที่สูงกว่าได้แก่ ค่าอะไหล่ฯ , ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์, ค่าสารเคมี, ค่าล่วงเวลา และดำเนินการตามแนวทางโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

โรงไฟฟ้า B โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานร้อนเชื้อเพลิงจากถ่านหินลิกไนซ์ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูง มีโรงไฟฟ้าย่อย 10 โรงไฟฟ้า มีต้นทุนต่ำสุด และจ่ายไฟฟ้าให้กับภาคเหนือ และภาคกลาง โดยในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า B มีหน่วยผลิตต่ำกว่าแผนประมาณ 855 ล้านหน่วย EP จริงดีกว่าค่าเป้าหมาย 254 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 184 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่ แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงดีกว่าค่าเป้าหมาย 18 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate และแผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ ค่าใช้จ่ายดีกว่าเป้าหมาย 166 ล้านบาท โดยค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าเป้าหมาย เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์ทั่วไป, ค่าสารเคมี, และค่าใช้จ่ายเดินทาง ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป โดยในเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้าพบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 1,948 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 1,312 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 701 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า B เพื่อให้ค่า EP เพิ่มสูงขึ้นได้แก่ เพิ่มค่าความพร้อมจ่ายในการผลิตไฟฟ้า โดยเน้นลดเวลาการบำรุงรักษานอกวาระ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เพื่อเพิ่มโอกาสในการบำรุงรักษาเนื่องจากโรงไฟฟ้ามีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ต่ำและดำเนินการตามแนวทางโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

โรงไฟฟ้า C เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ที่สำคัญในภาคตะวันตกของประเทศไทย และได้รับคัดเลือกเป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานอื่น ๆ ในสายงาน โดยในปี พ.ศ. 2558 โรงไฟฟ้า C มีหน่วยผลิตต่ำกว่าแผนประมาณ 74 ล้านหน่วย ซึ่งมีค่า EP จริงสูงค่าเป้าหมาย 142 ล้านบาท โดย เกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP 7 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่ แผนเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย AP Outside CAH ค่าจริงดีกว่าค่าประมาณการ 10 ล้านบาท แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ ค่าใช้จ่ายต่ำกว่าเป้าหมาย 3 ล้านบาท จากปัจจัยด้านค่าจ้างเหมาสำนักงาน และ ค่าวัสดุทั่วไป โดยในเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 58 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 234 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 278 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า C เพื่อให้ค่า EP เพิ่มสูงขึ้นได้แก่ ออกมาตรการควบคุม รายการที่สูงกว่าได้แก่ ค่าจ้างเหมาสำนักงานและค่าวัสดุทั่วไป และเพิ่มค่าความพร้อมจ่าย Outside CAH โดยลดงานบำรุงรักษาทั้งในวาระและนอกวาระ เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำได้ค่า AP และรองรับความมั่นคงระบบไฟฟ้าพร้อมทั้งดำเนินการตามแนวทางตามโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

โรงไฟฟ้า D ในปี พ.ศ.2558 โรงไฟฟ้า D มีหน่วยผลิตต่ำกว่าแผนประมาณ 128 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดย EP จริงต่ำกว่าประมาณ 70 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP ต่ำกว่าค่าเป้าหมาย 7 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่ แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่าค่าเป้าหมาย 10 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ที่ยังต้องมีการปรับปรุงเพื่อทำให้ภาพรวมค่า (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้ ค่าใช้จ่ายดีกว่าค่าเป้าหมาย 3 ล้านบาท เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปการณ์และค่าใช้จ่าย ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป โดยในเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และหน่วยผลิตไฟฟ้า พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 91 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 220 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 22 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า D เพื่อให้ค่า EP เพิ่มสูงขึ้นได้แก่ ออกมาตรการควบคุม รายการที่สูงกว่าได้แก่ ค่าล่วงเวลา, ค่าวัสดุอุปกรณ์, ค่าใช้จ่ายเดินทาง และปรับปรุงอุปกรณ์เพื่อเพิ่ม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง เพิ่มค่าความพร้อมโดยลดระยะเวลาการบำรุงรักษาทั้งในวาระและนอกวาระ พร้อมทั้งดำเนินการตามแนวทางโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน E เป็นโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในภาคใต้ ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และบางช่วงมีสลับใช้น้ำมันปาล์มเพื่อช่วยเหลือเกษตรกรในพื้นที่ ในปี 2558 โรงไฟฟ้า E มีหน่วยผลิตสูงกว่าแผนประมาณ 166 ล้านหน่วย ซึ่งเกิดจากปัจจัยด้านแผน SIP ซึ่งได้มีการตั้งค่าเป้าหมาย และปัจจัยอื่น ๆ ที่ไม่ใช้ปัจจัยด้านการบริหาร โดย EP จริงสูงกว่าประมาณการประมาณ 477 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากปัจจัยแผน SIP 29 ล้านบาท เกิดจากแผน SIP 2 แผนได้แก่ แผนบริหารส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง มี ซึ่งดีกว่าค่าเป้าหมาย 11 ล้านบาท จากการบริหารประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ต่ำกว่า Guarantee Heat Rate แผนลดค่าใช้จ่ายที่ควบคุมค่าใช้จ่ายดีกว่าเป้าหมาย 18 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายที่ดีกว่าเป้าหมาย เกิดจากปัจจัยด้าน ค่าอะไหล่และอุปกรณ์โรงไฟฟ้าและระบบส่ง, ค่าสารเคมี, และค่าจ้างเหมาสำนักงาน ซึ่งต้องหามาตรการควบคุมในปีต่อไป โดยในเมื่อเปรียบเทียบข้อมูลค่า EP และแผน พบว่า ค่า EP ปี พ.ศ.2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 16 ล้านบาท และหน่วยการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2558 ต่ำกว่าปี พ.ศ. 2559 38 ล้านหน่วย หากปรับโดยวิธีเทียบเคียงด้านหน่วยการผลิตไฟฟ้า ซึ่งตัดปัจจัยค่า EP เพิ่มขึ้นเนื่องจากปัจจัยจากหน่วยการผลิต พบว่า มี EP เพิ่มขึ้นจริง 512 ล้านบาท โดยมีแนวทางในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า E เพื่อให้ค่า EP เพิ่มสูงขึ้นได้แก่ ออกมาตรการควบคุมรายการตามแผน SIP เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง และเดินเครื่องน้อย และลดการใช้พลังงานในที่ทำงาน และงดการลงทุนที่ไม่จำเป็นพร้อมทั้งดำเนินการตามแนวทางโรงไฟฟ้าต้นแบบ (Model Plant)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2 ปัญหาและอุปสรรคในงานวิจัย

รายได้สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าภายใน (Internal PPA) ของหน่วยงานที่ทำวิจัยยังไม่ถูกใช้จริงเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าเอกชนรายอื่น ๆ (IPPs, SPPs) เพราะหน่วยงานที่ศึกษาปัจจุบันสะท้อน ROIC บนสินทรัพย์รวมทั้งองค์กรที่ถูกกำหนดในราคาค่าไฟฟ้าฐานผลกระทบทำให้ต้องมีการปันของรายได้และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ เพื่อใช้ในการศึกษาอาจทำให้ข้อมูลขาดเคลื่อน, ข้อมูลบ้างส่วนเช่นต้นทุนค่าไฟฟ้าในแต่ละโรงไฟฟ้า เช่น ข้อมูลค่าใช้จ่ายเข้าถึงได้ยากเนื่องจากเป็นความลับต้องมีการประมาณการและปันส่วนในบ้างรายการ และการหาข้อมูลคู่เทียบกับโรงไฟฟ้าของเอกชนเป็นไปได้ยาก เนื่องจากงบการเงินที่เผยแพร่ เป็นแบบงบการเงินรวม

5.3 แนวทางสำหรับการวิจัยในอนาคต

ใช้สมมุติฐานรายได้จากการปันส่วนการค่าไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องและสะท้อนกับผลการดำเนินการที่แท้จริง พร้อมทั้งขยายผลการวิเคราะห์ค่า EP ไปให้กับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ใน สังกัด เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับข้อมูลนำเข้าประกอบการตัดสินใจให้กับผู้บริหารระดับสูงขององค์กรต่อไป และพิจารณาเครื่องมือ/สูตรการคำนวณอื่น ๆ ประกอบการพิจารณาโรงไฟฟ้าในสายงาน เช่น ด้านความเสี่ยง, การบริหารสินทรัพย์ เป็นต้น

5.4 ข้อเสนอแนะ

1. เพิ่มยอดขายหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพิ่มมาก ต้องมีการมีประสิทธิภาพด้านใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Heat Rate) ต่ำเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ และมีความพร้อมจ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่สูง โดยการลดระยะเวลาการบำรุงรักษาทั้งในวาระ และนอกวาระ เนื่องจากศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Dispatching) แต่ละโรงไฟฟ้าตามลำดับต้นทุน (Merit order)

2. ปัจจัยราคาค่าเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไม่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของค่า EP เนื่องจากโรงไฟฟ้าในสายงานผลิต จะได้รับรายรับจากการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตาม Guarantee Heat Rate ที่ให้ไว้ในสัญญา PPA ซึ่งถือเป็นค่าที่กำหนดคงที่จึงไม่มีผลต่อค่า EP สำหรับส่วนต่างราคาค่าเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นกำหนดไว้ในสัญญาฯ จะส่งผ่านไปยังค่า FT (Float time) คือ การลอยค่าของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ราคาค่าเชื้อเพลิง ที่จะเรียกเก็บจากค่าไฟฟ้าของประชาชน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2552). คู่มือการวิเคราะห์โครงการลงทุน.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). ข้อตกลงและเงื่อนไขการซื้อไฟฟ้า.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2560). ความรู้เบื้องต้นการบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ส. (2559). รายงานประจำปีสายงานผลิตไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ปี พ.ศ.2559. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

คงฤทธิ์ โกมาสถิตย์. (2555). การพยากรณ์อุปสงค์พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะยาวด้วยวิธีโครงข่ายประสาทเทียม. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

จิรพัฒน์ เงาประเสริฐวงศ์. (2543). การวิเคราะห์ต้นทุนทางอุตสาหกรรมและการจัดทำงบประมาณ. กรุงเทพมหานคร: โรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ชนาภา หันจางสิทธิ์. (2558). สร้างและวิเคราะห์งบการเงิน ด้วย *Excel* ฉบับมืออาชีพ. นนทบุรี: Infopress.

นัชนันท์ ปัญญโชติกุล. (2553). การจัดทำกระบวนการ และคู่มือการออกใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานสำหรับหน่วยงานกำกับกิจการพลังงาน. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ภัทร ตั้งพานิชยานนท์. (2548). การวิเคราะห์สูตรคำนวณมูลค่าการลงทุนโดยเทียบกับมูลค่าหุ้นของบริษัทมหาชนในอุตสาหกรรมไทย. . (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ศิณีวรรณ จันทะปิดตา. (2550). การบริหารความเสี่ยงของโครงการเพ่อเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์: กรณีศึกาโรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ. (กันยายน 2558). ข้อมูลสำคัญของรัฐวิสาหกิจ (State Enterprise Key Indicators) ฉบับที่ 4/2558. Retrieved from http://www.sepo.go.th/document?word=&category=51&startdate=&enddate=

สุชาดา ใยเทศ. (2555). การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนประกอบธุรกิจอพาร์ทเม้นท์ในเขตอำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี. (วิทยานิพนธ์ปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต), มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

อภิรัตน์ นาควิจิตร. (2554). การพัฒนาแบบจำลองต้นทุนของระบบผลิตพลังงานร่วม. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

อัครพันธ์ ธรรมไพศาล. (2554). เกณฑ์การใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าประเภทโคเจนเนอเรชั่น. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

เอกชัย บุญยาทิษฐาน. (2553). การบริหารมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์. กรุงเทพมหานคร: ซีเอ็ดบุ๊คเซ็นเตอร์.

ภาษาอังกฤษ

Murray Z. Frank, & Shen, T. (2016). Investment and the weighted average cost of capital. *Financial Economics,* 119, 300-315.

Salaga J, Bartosova V, & E, K. (2015). Economic Value Added as a measurement tool of financial performance. *Procedia Economics and Financial,* 26, 484 – 489.

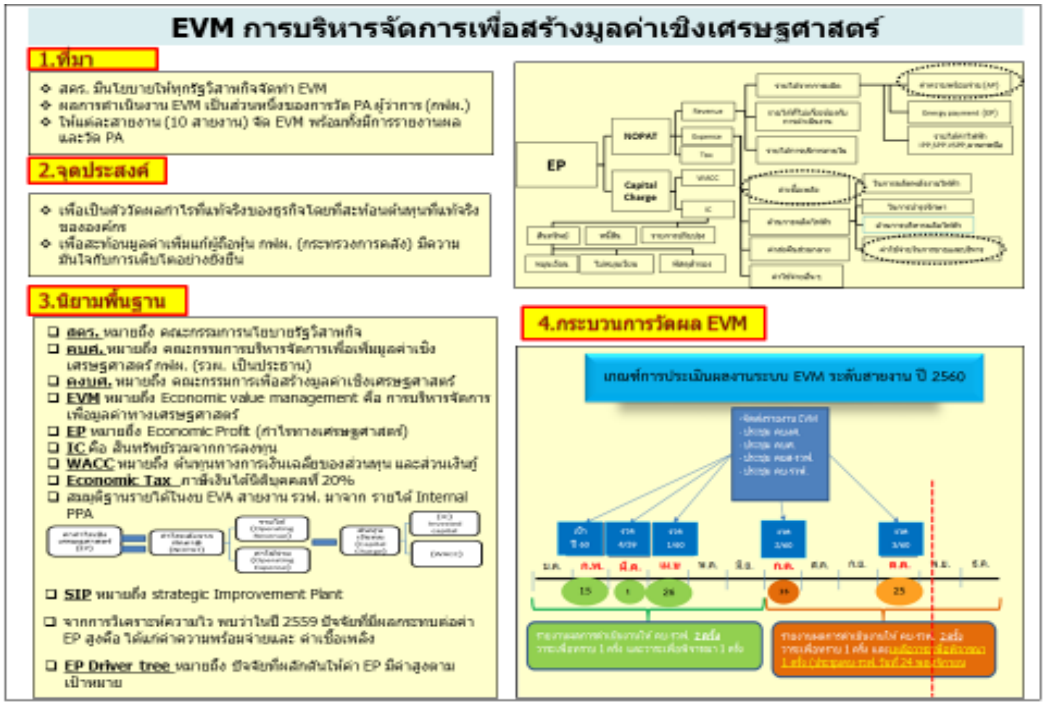
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก.

แนวทางการจัดทำ EVM ของสายงานผลิตไฟฟ้า



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ข

ตัวอย่างงบแสดงฐานะทางการเงินปี 2558 ที่ปรับปรุงในการที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่า EP

หน่วย : บาท

รายการ	Unit	รวฟ.
งบดุล		
สินทรัพย์หมุนเวียน		
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	บาท	6,643,744
เงินลงทุนระยะสั้น	บาท	-
ลูกหนี้การค้า - กิจการที่เกี่ยวข้อง		-
ลูกหนี้การค้า (Gross) - กิจการที่เกี่ยวข้อง	บาท	15,261,928,625
ค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ	บาท	-
ลูกหนี้การค้าสุทธิ - กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	บาท	15,261,928,625
ลูกหนี้การค้า - กิจการอื่น		-
ลูกหนี้การค้า (Gross) - กิจการอื่น	บาท	808,858
ค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ	บาท	(145,624)
ลูกหนี้การค้าสุทธิ - กิจการอื่น	บาท	663,234
วัสดุสำรองคลัง		-
วัสดุสำรองคลัง (Gross)	บาท	12,241,584,965
ค่าเผื่อวัสดุสำรองคลัง	บาท	(4,152,634,414)
วัสดุสำรองคลัง-สุทธิ	บาท	8,088,950,551
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น		-
ลูกหนี้อื่น		-
ลูกหนี้อื่น (Gross)	บาท	196,163,283
ค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ	บาท	(4,513,017)
ลูกหนี้อื่น -สุทธิ	บาท	191,650,266
อื่น ๆ	บาท	631,600,533
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	บาท	28,338,730,007
		-
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		-
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ (9xx)		-
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์-สุทธิ	บาท	144,065,927,523
ที่ดินรอการพัฒนา	บาท	-
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน		-
เพื่อการดำเนินงาน	บาท	692,483,359
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	บาท	9,438,809
เพื่อใช้งานระหว่างก่อสร้าง	บาท	
สิทธิการใช้ประโยชน์ในที่ราชพัสดุ	บาท	211,581,310
งานระหว่างก่อสร้าง	บาท	4,276,986,754
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น		-
รายจ่ายรอตัดบัญชีด้านเหมืองลิกไนต์	บาท	-
อื่น ๆ	บาท	739,015,070
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	บาท	149,995,432,825
บัญชีระหว่างหน่วยงาน	บาท	-
รวมสินทรัพย์	บาท	178,334,162,832

บัญชีระหว่างหน่วยงาน	บาท	-
รวมสินทรัพย์	บาท	178,334,162,832
หนี้สินหมุนเวียน		-
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบั	บาท	-
เจ้าหนี้การค้า	บาท	15,420,740,469
หนี้สินหมุนเวียนอื่น		-
เจ้าหนี้อื่น	บาท	1,553,434,603
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	บาท	-
อื่น ๆ	บาท	-
เจ้าหนี้ระหว่างหน่วยงานกับหน่วยงานอื่น (9xx)	บาท	-
รวมหนี้สินหมุนเวียน	บาท	16,974,175,072
		-
หนี้สินไม่หมุนเวียน		-
เงินกู้ยืมระยะยาวอื่น	บาท	-
ประมาณการหนี้สิน-ผลประโยชน์พนักงาน	บาท	3,897,693,132
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น		-
เงินช่วยเหลือรอการรับรู้	บาท	158,413,224
สัญญาเช่าการเงิน	บาท	-
อื่น ๆ	บาท	1,083,202,826
		-
หนี้สินจัดสรรตาม D/E Ratio	บาท	-
		-
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	บาท	5,139,309,182
		-
รายการปรับปรุงเพื่อการคำนวณ EP	บาท	-
บวก: รายการปรับปรุงรายการพิเศษ (CUGLAT Adjustme		(263,365,809)
CAPITAL		**155,957,312,769**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ค

แสดงตัวอย่างบกำไรขาดทุนสายงานผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ.2558

หน่วย : บาท

รายการ	รวฟ.
งบกำไรขาดทุน	
รายได้	
รายได้จากการดำเนินงาน	
รายได้จากการขายไฟฟ้า	182,380,030,051
รายได้จากการขายสินค้าและบริการอื่น	1,584,246
รายได้จากการขายถ่านหินลิกไนต์	-
รายได้ค่าผ่านสาย	-
รายได้จากการให้บริการภายใน	-
รายได้ชดเชยการดำเนินงาน	-
รวมรายได้จากการดำเนินงาน	182,381,614,297
	-
ต้นทุนจากการดำเนินงาน	-
ค่าเชื้อเพลิง	119,476,478,013
ค่าซื้อไฟฟ้า	-
ค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้า	17,404,771,665
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาด้านการผลิตไฟ	7,451,395,687
ค่าใช้จ่ายในการบริหารงานด้านการผลิต	4,521,064,009
ค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้า	-
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบส่งไฟฟ้า	-
ค่าใช้จ่ายในการบริหารด้านส่งไฟฟ้า	-
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	1,243,613
ต้นทุนขายถ่านหินลิกไนต์	-
ต้นทุนจากการให้บริการภายใน	-
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	5,529,700,969
ค่าใช้จ่ายงานอพยพหมู่บ้าน	-
รวมต้นทุนจากการดำเนินงาน	154,384,653,957
	-
รายได้อื่น	-
ดอกเบี้ยรับ + ปันผลรับ	11,722
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเ	-
รับรู้แล้ว ทางการเงิน	-
รับรู้แล้ว operating	
ยังไม่รับรู้	-
กำไรจากการจำหน่ายทรัพย์สิน	
อืน ๆ	504.761.675
	-
รวมรายได้อื่น	504,773,396

ต้นทุนอื่น	-
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-
รับรู้แล้ว ทางการเงิน	-
รับรู้แล้ว operating	-
ยังไม่รับรู้	-
ขาดทุนจากการจำหน่ายทรัพย์สิน	-
อื่น ๆ	2.860.523
	-
รวมต้นทุนอื่น	2,860,523
	-
บวก: ส่วนเพิ่มขึ้นของค่าเผื่อต่าง ๆ	136,698,658
กำไรสุทธิก่อนหักภาษี	28,635,571,871
อัตราภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อการคำนวณ EP	20%
ภาษีเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อการคำนวณ EP	5,727,114,374
	-
NOPAT	22,908,457,497

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายพีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์ เกิดเมื่อวันที่ 8 กันยายน พ.ศ.2530 ที่จังหวัดน่าน สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ที่สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง หลังจากจบการศึกษาเข้าทำงานเป็นวิศวกร ที่บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ เอเชีย แปซิฟิค เอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ แมนูแฟคเจอริ่ง ประมาณ 3 ปี และปัจจุบันเข้าทำงานที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตำแหน่ง วิศวกรระดับ 5 แผนกวิเคราะห์ข้อมูลสายงานผลิตไฟฟ้า กองวางแผนและเมินผลสายงานผลิตไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนและพัฒนาคุณภาพ ขณะเข้าทำงานได้ ศึกษาต่อหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์ มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อ พ.ศ.2557

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University