

การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม
กับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ

สารนิพนธ์
ของ
วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์การจัดการ
สิงหาคม 2551

การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม
กับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ

สารนิพนธ์
ของ
วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์การจัดการ
สิงหาคม 2551
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม
กับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ

บทคัดย่อ
ของ
วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์การจัดการ
สิงหาคม 2551

วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์. (2551). การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ. สารนิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์การจัดการ). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ. อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์ : รองศาสตราจารย์ ดร.พิศมัย จารุจิตติพันธ์.

สารนิพนธ์ฉบับนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อ 1) ศึกษาความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ และ 2) ศึกษาเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ในกรณีที่ปัจจัยที่เกี่ยวข้องคงที่และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย เทคนิคที่ใช้ในการวิเคราะห์คือ การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายใน และการวิเคราะห์ความไว

ผลการศึกษารูปได้ดังนี้

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550 มีปริมาณเพิ่มสูงขึ้นทุกปีเท่ากับร้อยละ 3.13 โดยใน พ.ศ. 2550 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น 6,559.21 เมกกะวัตต์เออร์ โดยการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550 ยังคงสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ แต่เมื่อพิจารณาการใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตจากการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าพบว่าเมื่ออัตราเพิ่มขึ้น ในขณะที่ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมจะไม่สามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าใน พ.ศ. 2556

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่าและสัดส่วนสูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ทั้งในกรณีที่ปัจจัยที่เกี่ยวข้องคงที่และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

ปัจจัยราคาขายพลังงานไฟฟ้ามีความไวสูงที่สุดในการส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในมีค่าลดลง รองลงมาคือ ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยตามลำดับ

คำสำคัญ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน, อัตราผลตอบแทนภายใน, การวิเคราะห์ความไว

A COMPARISON OF COSTS BETWEEN THE EXISTING ELECTRICAL
SUBSTATION EXPANSION AND A NEW ELECTRICAL SUBSTATION BUILDING OF
METROPOLITAN OF ELECTRICITY AUTHORITY IN SAMUTPRAKARN PROVINCE

AN ABSTRACT
BY
WISIT PONGVORASUB

Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Master of Economics Degree in Managerial Economics
at Srinakharinwirot University
August 2008

Wisit Pongvorasub. (2008). *A Comparison of Costs between the Existing Electrical Substation Expansion and a New Electrical Substation Building of Metropolitan of Electricity Authority in Samutprakarn Province*. Master's Project , M.Econ. (Managerial Economics). Bangkok: Graduate School. Srinakharinwirot University. Project Advisor: Assoc.Prof. Dr.Pisamai Jaruittipant.

The purposes of this research are to study the demand for electricity energy and the ability to distribute electricity energy of all electrical substations in Samut Prakarn area and to study and compare the net present value, the benefit-cost ratio and the internal rate of return in the scenarios of expanding the existing electrical substations and constructing new electrical substations, while freezing all relevant factors and while changing other variables such as the sale price of electricity, demand for electricity and the prices of materials used for constructing electrical substations. The methodology for analysis is the net present value, the ratio of benefit-cost ratio, the internal rate of return and the sensitivity analysis.

The results revealed that

The demand for electric power and the capacity to supply power of all electrical substation in Samut Prakarn provinvcce from 1997 to 2007 has increased every year approximately to 3.13 percent. In 2007, total electric power demand were 6,559.21 megawatt-hour and were supplied by the Metropolitan of Electricity Authority. However forecasting for electricity power shows that the existing power distribution system could not supply for all increasing demand 2013.

The net present value, the benefit-cost ratio and internal rate of return of expansion the existing electrical substation are higher than building a new electrical substations in both scenarios, stable relevant factors and varying in sale price, demand for electricity and materials prices.

The electricity sale price is highest sensitively effected to the net present value, the benefit-cost ratio and the internal rate of return, the electric demand and the material prices used for constructing electrical substations are second and third sensitivity, respectively.

Key words Net present value, Benefit-cost ratio, Internal rate of return, Sensitivity analysis

ประกาศคุณูปการ

สารนิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จได้ด้วยดี เป็นเพราะผู้วิจัยได้รับความกรุณาอย่างยิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร.พิศมัย จารุจิตติพันธ์ อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์ และคณะกรรมการสอบ สารนิพนธ์ทุกท่าน ที่ท่านได้เสียสละเวลาอันมีค่า เพื่อให้คำปรึกษาแนะนำ ในการจัดทำงานวิจัย นี้ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอกราบขอบพระคุณคณาจารย์ ในสาขาวิชาเศรษฐศาสตร์การจัดการ มหาวิทยาลัย ศรีนครินทรวิโรฒทุกท่าน ที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และให้คำแนะนำที่ดีตลอดมา นอกจากนี้ ขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อ คุณแม่ เพื่อนๆ และพี่ๆ ที่ทำงาน ที่ให้ความห่วงใยเป็นกำลังใจ รวมทั้งความช่วยเหลือต่างๆ ในการทำงานวิจัย

คุณค่า และประโยชน์ของสารนิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบเป็นเครื่องบูชาพระคุณแต่ บิดา มารดา ครูบาอาจารย์ ผู้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และอบรมสั่งสอนผู้วิจัยมาจนบัดนี้

วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์

สารบัญ

บทที่	หน้า
1 บทนำ	1
ภูมิหลัง	1
ความมุ่งหมายของการวิจัย	8
ความสำคัญของการวิจัย	8
ขอบเขตของการวิจัย	8
นิยามศัพท์เฉพาะ	9
กรอบแนวคิดในการวิจัย	11
2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	12
แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนและผลประโยชน์	12
ความหมายของต้นทุน (Cost)	12
ประเภทของต้นทุน	13
ขั้นตอนการวิเคราะห์ค่าใช้จ่าย	15
ความหมายของผลประโยชน์ (Benefit)	15
แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์	17
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)	18
อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio : BCR)	19
หรือดัชนีความสามารถในการทำกำไร (Profitability index : PI) ...	19
อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)	20
ทฤษฎีและแนวความคิดเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)	22
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	24
3 วิธีการดำเนินการวิจัย	28
การกำหนดขอบเขตการศึกษา	28
ข้อมูลและแหล่งของข้อมูล	29
เครื่องมือที่ใช้ในการเก็บรวบรวมข้อมูล	30
การเก็บรวบรวมข้อมูล	30
การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล	31

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	35
การนำเสนอผลการวิเคราะห์ข้อมูล	35
ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	35
ตอนที่ 1 ผลการวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการ ส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัด สมุทรปราการ	35
ตอนที่ 2 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการ สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	40
ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไว กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขาย พลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคา ของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย	57
5 สรุป อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ	62
ความมุ่งหมายของการวิจัย	62
การเก็บรวบรวมข้อมูลและแหล่งข้อมูล	62
เครื่องมือที่ใช้ในการเก็บรวบรวมข้อมูล	63
การเก็บรวบรวมข้อมูล	63
การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล	64
สรุปผลการวิจัย	64
การอภิปรายผล	66
ข้อเสนอแนะ	67
ข้อเสนอแนะเพื่อการปฏิบัติ	67
ข้อเสนอแนะเพื่อการวิจัยต่อไป	68

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
บรรณานุกรม	69
ภาคผนวก	72
ภาคผนวก ก	73
ภาคผนวก ข	103
ประวัติย่อผู้ทำสารนิพนธ์	164

บัญชีตาราง

ตาราง	หน้า
1 ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าและจำนวนสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง	2
2 ค่า SIAFI และ SAIDI ใน พ.ศ. 2539 – 2548 แยกตามเขตอุตสาหกรรม เขตเมืองและเขตชนบท	4
3 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ขาย และความต้องการพลังงานไฟฟ้า ช่วงสูงสุด ใน พ.ศ. 2538 - 2548	6
4 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ใน จังหวัดสมุทรปราการ ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550	36
5 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่าย พลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550	38
6 ค่าประมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่าย พลังงานไฟฟ้าในอนาคต	39
7 งบประมาณกระแสเงินสดกรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	43
8 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทน ภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	48
9 งบประมาณกระแสเงินสด กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	51
10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทน ภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	56
11 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตรา ผลตอบแทนภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานี ไฟฟ้าย่อยใหม่	57
12 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงาน ไฟฟ้า	58
13 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ พลังงานไฟฟ้า	59
14 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย	60

บัญชีตาราง (ต่อ)

ตาราง	หน้า
15 ประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2576	74
16 ประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนขยาย	75
17 ค่าใช้จ่ายลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	76
18 ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า กรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	77
19 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร กรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	78
20 ประมาณการรายจ่ายของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	79
21 งบประมาณกระแสเงินสดกรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	82
22 ประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2575	87
23 ประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า กรณีสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ใหม่	88
24 ค่าใช้จ่ายลงทุนในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	89
25 ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	89
26 ค่าใช้จ่ายพนักงานในการดำเนินงานของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	91
27 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	92
28 ประมาณการรายจ่ายของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	93
29 งบประมาณกระแสเงินสด กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	98
30 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาขาย พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	104
31 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาขาย พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5	109
32 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีความต้องการ ใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	114
33 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีความต้องการ ใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5	119
34 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาวัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	124

บัญชีตาราง (ต่อ)

ตาราง	หน้า
35 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาวัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลดลงร้อยละ 5	129
36 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาขาย พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	134
37 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาขาย พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5	139
38 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีความ ต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	144
39 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีความ ต้องการใช้ไฟฟ้านลดลงร้อยละ 5	149
40 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาวัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5	154
41 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาวัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลดลงร้อยละ 5	159

บัญชีภาพประกอบ

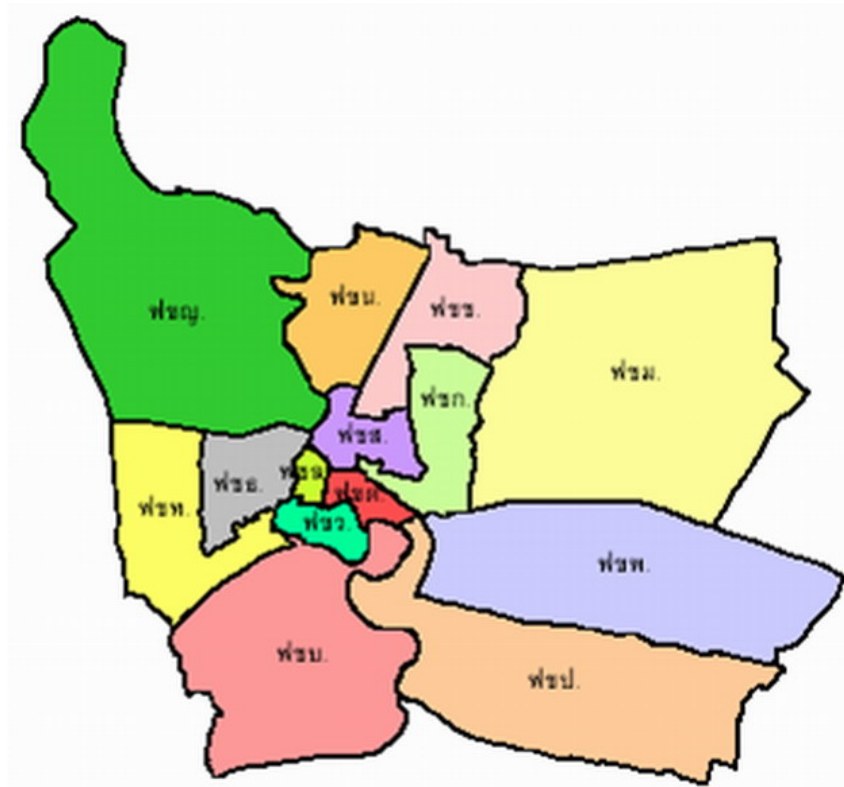
ภาพประกอบ	หน้า
1 พื้นที่การจ่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง	1
2 แสดงค่า SIAFI และ SAIDI	5
3 กรอบแนวคิดในการวิจัย	11
4 แสดงปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550 ...	37
5 แสดงปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่าย พลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550	38
6 ค่าประมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่าย พลังงานไฟฟ้าในอนาคต	40

บทที่ 1

บทนำ

ภูมิหลัง

การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority : MEA) มีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจ สังกัดกระทรวงมหาดไทย เป็นหน่วยงานที่ดำเนินงานเกี่ยวข้องกับงานระบบจำหน่ายไฟฟ้าและงานบริการลูกค้า เพื่อจัดส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้อย่างเพียงพอและมีคุณภาพตามเกณฑ์ที่กำหนด ภาระหน้าที่ในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะครอบคลุมพื้นที่ใน 3 จังหวัด คือ กรุงเทพมหานคร จังหวัดสมุทรปราการ และจังหวัดนนทบุรี รวมแล้วมีพื้นที่โดยประมาณ 3,192 ตารางกิโลเมตร ปัจจุบัน (ณ เมษายน พ.ศ. 2550) การไฟฟ้านครหลวงได้มีการไฟฟ้าเขตทั้งหมด 14 แห่ง และสาขาย่อย 13 แห่ง กระจายการให้บริการอยู่ทั่วพื้นที่ของทั้ง 3 จังหวัด ดังแสดงในภาพประกอบ 1



ภาพประกอบ 1 พื้นที่การจ่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ปัจจุบัน (ณ เมษายน พ.ศ.2550) มีกำลังการผลิตส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าได้สูงสุดที่ 15,445 MVA โดยมีสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 139 สถานี ระบบสายส่ง 105 วงจร และระบบสายป้อน 1,534 วงจร ดังข้อมูล ในตาราง 1

ตาราง 1 ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าและจำนวนสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

สถานี/ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า	จำนวนสถานี/จำนวนวงจร
สถานีไฟฟ้าทั้งหมด	139 สถานี
สถานีไฟฟ้านำทาง	17 สถานี
สถานีสับเปลี่ยน	1 สถานี
สถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด	134 สถานี
- 12 kV.	45 สถานี
- 24 kV.	60 สถานี
- 12 & 24 kV.	29 สถานี
หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังทั้งหมด	305 ยูนิต์
สายส่งระหว่างสถานีต้นทางขนาดแรงดัน 230 kV.	6 วงจร
สายส่งทั้งหมด	105 วงจร
- 69 kV.	76 วงจร
- 115 kV.	29 วงจร
สายป้อนทั้งหมด	1,534 วงจร
- 12 kV.	717 วงจร
- 24 kV.	817 วงจร

ที่มา : ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง. (2550). ข้อมูลสถิติระบบไฟฟ้า.

การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง นอกจากจะต้องทำการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ได้อย่างเพียงพอกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าแล้ว จะต้องมีความปลอดภัยตามเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด โดยจะต้องสามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ไม่เกิดไฟฟ้าดับ ไฟฟ้าตก ไฟฟ้ากะพริบ ซึ่งจะก่อให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยกำหนดค่าดัชนีที่ใช้วัดความเชื่อถือได้ของระบบกำลังไฟฟ้า ไว้ 2 ดัชนี คือ SAIFI (System Average

Interruption Frequency Index) ซึ่งเป็นค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบ โดยเฉลี่ย ซึ่งหมายถึง ค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายเกิดไฟฟ้าดับในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไป คือ 1 ปี ซึ่งหาได้จากอัตราส่วนระหว่างผลรวมของจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีต่อจำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด และ SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย ในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปในรอบ 1 ปี ซึ่งหาได้จากอัตราส่วนระหว่างผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีต่อจำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด

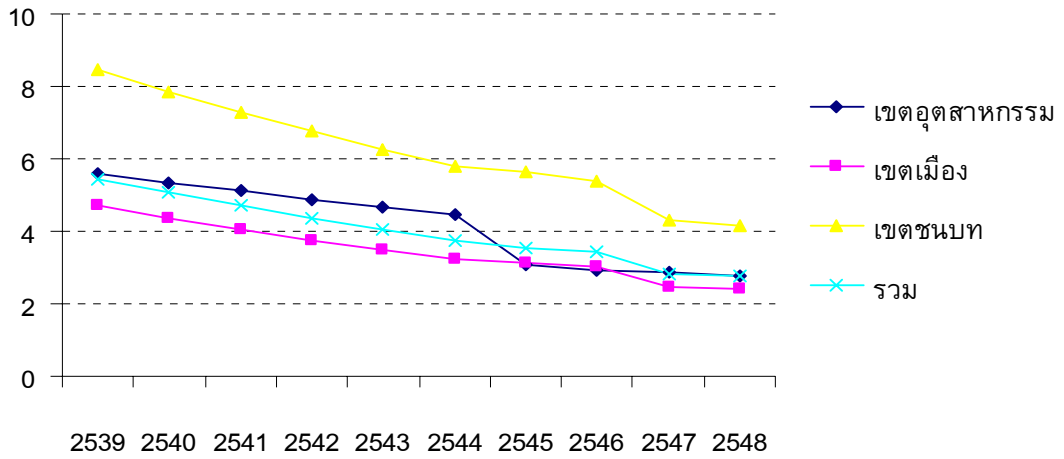
การไฟฟ้านครหลวงได้ดำเนินงานโดยมีเป้าหมายที่จะลดค่า SAIFI และ SAIDI โดยการลงทุนพัฒนา และปรับปรุงระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า มาโดยตลอด ทำให้ค่า SAIFI และ SAIDI มีค่าที่ลดลงอย่างต่อเนื่องใน พ.ศ. 2539 ถึง พ.ศ. 2548 ดังแสดงใน ตาราง 2 และ ภาพประกอบ 2

ตาราง 2 ค่า SIAFI และ SAIDI ใน พ.ศ. 2539 – 2 548 แยกตามเขตอุตสาหกรรม เขตเมือง และเขตชนบท

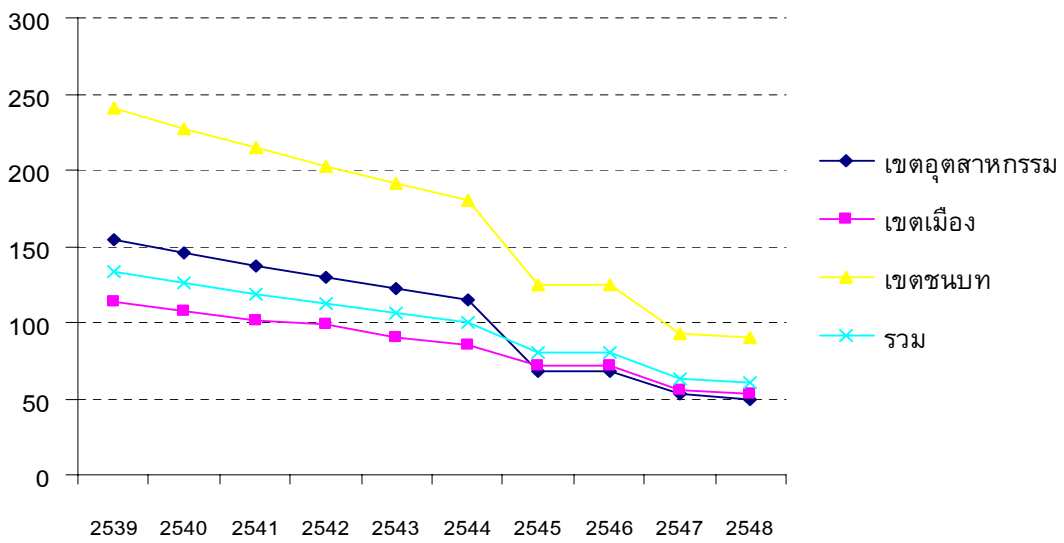
พ.ศ.	เขตอุตสาหกรรม	เขตเมือง	เขตชนบท	รวม
SIAFI				
2539	5.600	4.710	8.470	5.420
2540	5.350	4.370	7.850	5.100
2541	5.120	4.050	7.280	4.700
2542	4.890	3.750	6.750	4.340
2543	4.680	3.480	6.250	4.030
2544	4.470	3.230	5.810	3.720
2545	3.070	3.150	5.640	3.534
2546	2.947	3.042	5.376	3.449
2547	2.895	2.474	4.295	2.831
2548	2.767	2.403	4.135	2.751
SAIDI				
2539	153.940	113.890	240.840	132.930
2540	145.320	107.510	227.350	125.490
2541	137.180	101.490	214.620	118.460
2542	129.500	98.510	202.600	111.830
2543	122.250	90.440	191.260	105.560
2544	115.400	85.380	180.550	99.650
2545	67.913	71.725	124.723	80.594
2546	67.913	71.725	124.723	80.594
2547	53.397	55.562	92.595	62.504
2548	48.794	52.834	90.234	60.004

ที่มา : ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง. (2549). ข้อมูลสถิติระบบไฟฟ้า.

SAIFI



SAIDI



ภาพประกอบ 2 แสดงค่า SAIFI และ SAIDI

ตาราง 3 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ขาย และความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วงสูงสุด
ใน พ.ศ. 2538 – 2548

พ.ศ.	ผู้ใช้ไฟฟ้า		พลังงานไฟฟ้าที่ขาย (GWh)		ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วงสูงสุด	
	จำนวน	% เพิ่ม ลด	จิกกะวัตต์เออาร์	% เพิ่มลด	เมกกะวัตต์เออาร์	% เพิ่มลด
2538	1,851,080	6.96	29,781.01	10.10	5336.70	12.24
2539	1,915,907	3.50	31,521.95	5.85	5636.50	5.62
2540	2,025,364	5.71	32,306.95	2.49	5938.50	5.36
2541	2,052,033	1.32	30,475.29	-5.67	5657.20	-4.74
2542	2,106,517	2.66	29,826.60	-2.13	5356.82	-5.31
2543	2,192,052	4.06	32,274.42	8.21	5799.70	8.27
2544	2,248,209	2.56	33,842.67	4.86	6228.58	7.39
2545	2,312,346	2.85	35,780.97	5.73	6418.08	3.04
2546	2,382,727	3.04	37,430.64	4.61	6825.04	6.34
2547	2,471,052	3.71	39,119.39	4.51	7065.28	3.52
2548	2,471,052	3.71	39,119.39	4.51	7065.28	3.52

ที่มา : ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง. (2549). ข้อมูลการไฟฟ้า.

แนวโน้มจากอดีตจนถึงปัจจุบันนั้นพบว่า ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ามีค่าที่เพิ่มสูงขึ้นมาโดยตลอด ดังแสดงในตาราง 3 เนื่องจากความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ที่ส่งผลให้ภาคการผลิตต่างๆ ขยายตัวเพิ่มมากขึ้น รวมทั้งจำนวนของประชากรที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ให้บริการทั้ง 3 จังหวัด คือ กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี นั้น มีความหนาแน่นของจำนวนประชากรที่เพิ่มมากขึ้นโดยตลอด และยังมีโครงการขนาดใหญ่ต่างๆ ของภาครัฐที่สร้างขึ้น เช่น โครงการรถไฟฟ้า สนามบินสุวรรณภูมิ ซึ่งเป็นผลทำให้เกิดความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นมาก และมีแนวโน้มที่จะสูงเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต โดยคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงได้พยากรณ์ ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ากรณีเศรษฐกิจเติบโตปานกลางพบว่า ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตบริการของการไฟฟ้านครหลวงมีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 6.4 ต่อปี โดยสถิติการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในพื้นที่

ให้บริการในเดือนเมษายน พ.ศ. 2548 มีค่า 7066.28 เมกกะวัตต์เออร์ และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นในทุกๆ ปี เมื่อพิจารณาระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยพบว่า สถานีไฟฟ้าย่อยบางแห่งในอนาคตอันใกล้ นั้น จะมีการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าค่ามาตรฐาน คือ จะมีการจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากเกินกว่าร้อยละ 75 ของขนาดสถานีไฟฟ้าย่อย โดยที่ไม่สามารถสับถ่ายพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงได้ ดังนั้นการไฟฟ้านครหลวง จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณา วางแผนขยายระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อรองรับกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ที่มีอยู่ในปัจจุบัน และมีแนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตให้ได้อย่างเพียงพอ เพราะถ้าไม่ดำเนินการขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้เพิ่มขึ้นก็อาจจะทำให้เกิดผลเสียตามมา คือ ทำให้การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามีปัญหา อาจจะทำให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับหรือไฟฟ้ากะพริบ และอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย อาจจะทำให้เกิดการชำรุดเสียหายได้ เนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้ามากเกินกว่าที่กำหนด ซึ่งจะส่งผลเสียหายกับผู้ใช้ไฟฟ้า และทำให้เสถียรภาพของระบบกำลังไฟฟ้าลดลง ดังนั้น ทางการไฟฟ้านครหลวง จึงมีความจำเป็นที่จะต้องทำการขยายระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย ให้เพิ่มสูงขึ้น โดยวิธีการขยายกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า เพื่อรองรับปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นนั้นได้มีแนวทางอยู่ 2 วิธี คือ

1. การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ บริเวณศูนย์กลางที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น แล้วทำการก่อสร้างสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าไปยังจุดที่มีภาระทางไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น

2. การเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมแล้ว ทำการก่อสร้างสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าไปยังจุดที่มีภาระทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

การขยายกำลังส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบ นอกจากจะมีความแตกต่างกันในด้านเทคนิคการผลิตกำลังส่ง ปริมาณและมูลค่าของกำลังส่ง ตลอดจนระยะเวลาของการใช้งานแล้ว ยังมีค่าใช้จ่ายและรายได้จากการขยายกำลังส่งจ่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และเนื่องจากการลงทุนในการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบ จำเป็นต้องใช้เงินทุนเป็นจำนวนที่สูงมาก โดยเฉพาะการขยายระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูงในการผลิต ซึ่งส่วนใหญ่จะต้องนำเข้าจากต่างประเทศ รวมทั้งการก่อสร้างงาน และติดตั้งนั้นจะมีราคาสูงมาก เพราะต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญในการออกแบบและติดตั้ง และเงินลงทุนที่ทางการไฟฟ้านครหลวงจะใช้ในการขยายระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นเงินงบประมาณที่ได้รับจัดสรรมาจากรัฐบาล ซึ่งถือเป็นเงินของประชาชน ดังนั้น การตัดสินใจเลือกขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่าง “การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม” กับ “การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่” ควรจะต้องมีการพิจารณาอย่างรอบคอบ โดยเป็นระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีคุณภาพตามเกณฑ์มาตรฐาน และก่อให้เกิดผลประโยชน์คุ้มค่ากับเงินลงทุนมากที่สุด

ความมุ่งหมายของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ
2. เพื่อศึกษาเปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่
3. เพื่อศึกษาความไวของปัจจัย โดยเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

ความสำคัญของการวิจัย

ผลจากการศึกษาค้นคว้าในครั้งนี้ จะเป็นประโยชน์ต่อทางการไฟฟ้านครหลวงในการวางแผนการขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า โดยผลจากการศึกษาจะทำให้ทราบถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ของโครงการ “การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม” กับ “การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่” ซึ่งจะเป็นข้อมูลที่เป็นประโยชน์ประกอบการพิจารณาตัดสินใจเลือกวิธีการขยายกำลังส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม

ขอบเขตของการวิจัย

การศึกษานี้จะทำการศึกษาในส่วนพื้นที่การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าเขตสมุทรปราการ โดยกำหนดขอบเขตของการศึกษาค้นคว้า ดังนี้

1. การศึกษาเกี่ยวกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย จะทำการศึกษาความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และกำลังส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550
2. การศึกษามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR : Benefit - Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) จะทำการจัดทำงบประมาณรายรับ งบประมาณรายจ่าย งบประมาณกระแสเงินสดและคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของการลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม เปรียบเทียบกับการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

3. การศึกษาความไวของปัจจัยของการลงทุน ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ จะทำการศึกษาในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ คือ

3.1 ราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

3.2 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

3.3 ราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างระบบจำหน่ายลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

4. การศึกษาเกี่ยวกับการเปรียบเทียบต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าเดิม และการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ จะพิจารณาถึงต้นทุนค่าใช้จ่ายทางตรง และผลตอบแทนทางตรงเท่านั้น โดยจะไม่พิจารณาถึงค่าเสียโอกาสของต้นทุน

นิยามศัพท์เฉพาะ

1. ต้นทุนหรือรายจ่าย หมายถึง จำนวนเงินที่เป็นค่าใช้จ่ายเพื่อให้ได้มา ซึ่งทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิต เพื่อนำมาใช้ในการขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย โดยจะแบ่งเป็นค่าใช้จ่ายคงที่และค่าใช้จ่ายแปรผัน

2. ค่าใช้จ่ายคงที่ หมายถึง ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับปัจจัยการผลิตที่ไม่มีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของผลผลิต ประกอบด้วย

2.1 ค่าเช่าที่ดินในบริเวณอำเภอแพรงษา จังหวัดสมุทรปราการ

2.2 ค่าเสื่อมราคาของอาคารสถานีไฟฟ้าย่อยและสถานติดตั้งหม้อแปลง

2.3 ค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย

2.4 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายส่งไฟฟ้าแรงดันสูง

2.5 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายบ่อนไฟฟ้าแรงดันกลาง

2.6 ค่าจ้างแรงงานผู้ควบคุมสถานีไฟฟ้า

2.7 ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย

3. ค่าใช้จ่ายผันแปร หมายถึง ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับปัจจัยการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณของผลผลิต ประกอบด้วย

3.1 ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

3.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า

3.3 ค่าสาธารณูปโภค

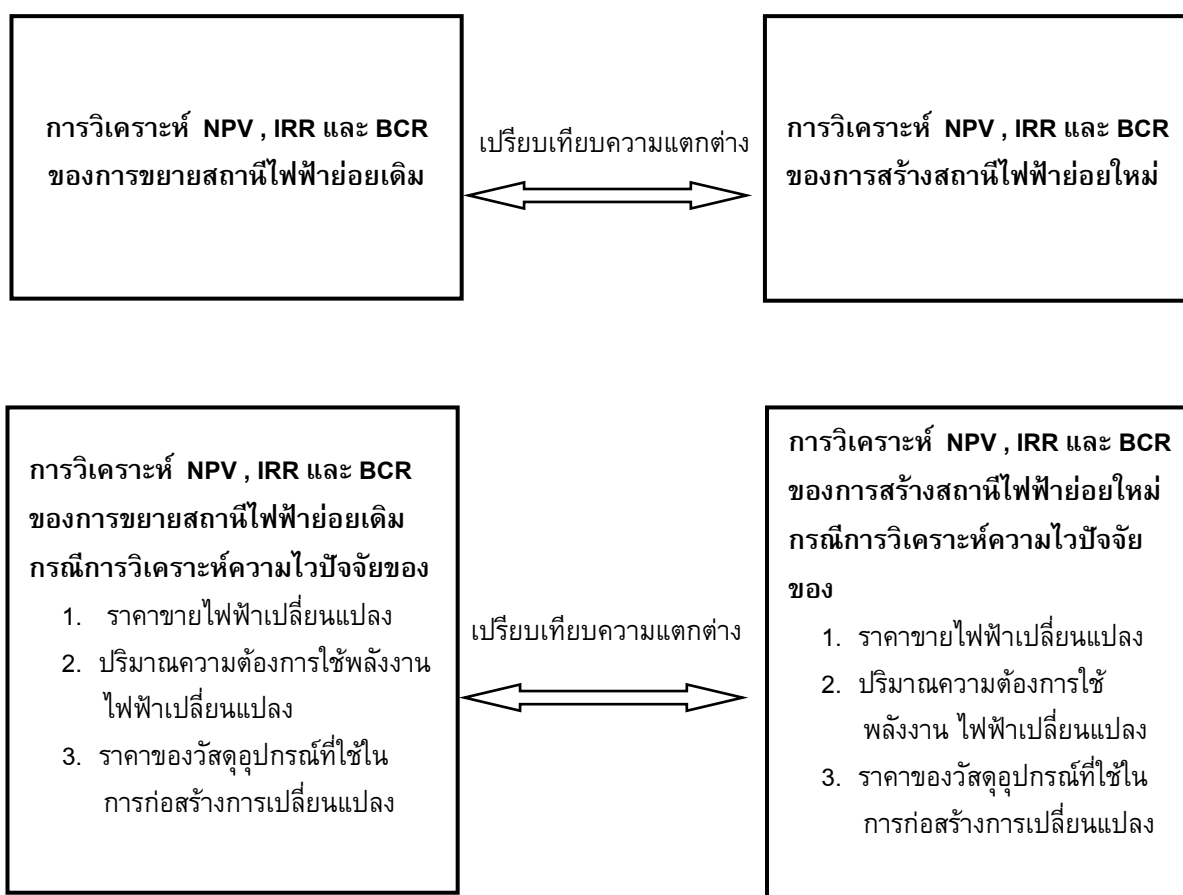
4. ผลประโยชน์หรือรายได้ หมายถึง มูลค่าของผลผลิตที่เกิดขึ้นจากการใช้ทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตของโครงการ โดยพิจารณาจากมูลค่าการขายพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ

5. มูลค่าปัจจุบัน (PV : Present Value) หมายถึง มูลค่าของรายได้หรือรายจ่ายตลอดอายุโครงการที่คิดเป็นเป็นมูลค่า ณ ปัจจุบัน

6. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) หมายถึง ค่าผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้รับกับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายตลอดอายุโครงการ
7. อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) หมายถึง ค่าอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของรายได้มีค่าเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่าย
8. อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio) หมายถึง ค่าอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อมูลค่าปัจจุบันของรายจ่าย
9. การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) หมายถึง การวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่มีผลกระทบต่อมูลค่าและอัตราผลตอบแทนของโครงการ
10. สถานีไฟฟ้าต้นทาง (Terminal Station) คือ สถานีไฟฟ้าจุดเริ่มต้นของการไฟฟ้านครหลวงที่รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่ระดับแรงดัน 230 kV. (230,000 Volt) และลดระดับแรงดันลงเป็น 115 kV. (115,000 Volt) หรือ 69 kV.(69,000 Volt) เพื่อส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย
11. สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) คือ สถานีไฟฟ้าที่รับพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทางของการไฟฟ้านครหลวงที่ระดับแรงดัน 115 kV.(115,000 Volt) หรือ 69 kV. (69,000 Volt) และลดระดับแรงดันลงเป็น 24 kV. (24,000 Volt) หรือ 12 kV. (12,000 Volt) เพื่อส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย หรือจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้บริการที่ขอซื้อไฟฟ้าแรงดันกลาง

กรอบแนวคิดในการวิจัย

กรอบแนวคิดในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ กระทำโดยอาศัยแนวคิดเกี่ยวกับการวิเคราะห์ผลประโยชน์ และต้นทุนด้วยวิธีการวิเคราะห์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR : Benefit-Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ตลอดจนแนวคิดทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) มาใช้การวิเคราะห์การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมและการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ดังสรุปเป็นกรอบในการวิจัย ดังภาพประกอบ 3



ภาพประกอบ 3 กรอบแนวคิดในการวิจัย

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาเรื่อง "การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ" ผู้วิจัยได้ศึกษาเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

1. แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนและผลประโยชน์
2. แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์
3. แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความไว
4. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนและผลประโยชน์

ความหมายของต้นทุน (Cost)

แจ็ก อาร์ เมอเรดิธ และ แซมมวล เจ แมนเทล (Jack, R. Meredith; & Samuel, J. Mantel. 1993: 34) กล่าวว่า ต้นทุน หมายถึง มูลค่าของทรัพยากรที่สูญเสียไปในการดำเนินกิจกรรมของโครงการ เพื่อให้ได้มาซึ่งผลประโยชน์ ตอบแทน ทั้งในปัจจุบัน และในอนาคต

กู๊ดแมน แอล เจ และ โลฟ อาร์ เอ็น (Goodman, L.J.; & Love, R.N. 1979: 25) กล่าวว่า ต้นทุน คือ มูลค่าของปัจจัยการผลิต (Input) ที่ต้องใช้ในกระบวนการดำเนินงาน (Process) เพื่อให้ได้ผลผลิตตามที่ต้องการ โดยปัจจัยการผลิต (Input) ประกอบด้วย ค่าของวัตถุดิบ ค่าบุคลากร ค่าดำเนินงานนอกเหนือบุคลากร และค่าที่ดินและสิ่งก่อสร้าง

นิตา ซูโต (2534: 135) กล่าวว่า ต้นทุน หรือค่าใช้จ่าย หมายถึง มูลค่าของปัจจัยการผลิตหรือทรัพยากรต่างๆ ที่ใช้ไปโดยโครงการนั้น คือ จำนวนเงินทั้งหมดที่โครงการต้องจ่ายไปในการจัดหาปัจจัยที่จะนำมาใช้กับโครงการ

ชุมพล ศฤงคารศิริ (2543: 20) กล่าวว่า ต้นทุน คือ รายจ่ายที่เกิดขึ้น เพื่อให้ได้มา ซึ่งทรัพยากร คือ สินค้า หรือบริการ ซึ่งอาจจ่ายเป็นเงินสด สินทรัพย์อื่น หรือการก่อหนี้ ทั้งนี้ รวมถึง ผลขาดทุนที่วัดค่าเป็นต้นทุนได้ที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มา ซึ่งสินค้าหรือบริการ เพื่อนำไปใช้ตามวัตถุประสงค์ของโครงการ

กล่าวโดยสรุป ต้นทุน หมายถึง จำนวนเงินที่เสียไปเพื่อให้ได้มาซึ่งทรัพยากร หรือปัจจัยการผลิต เพื่อนำมาใช้ในการดำเนินกิจกรรมตามวัตถุประสงค์ของโครงการ คือ การผลิตสินค้าหรือบริการ โดยรายจ่ายที่จ่ายออกไปให้เห็นเป็นตัวเงินจริงๆ เรียกว่า ต้นทุนที่มองเห็นได้ (Explicit Cost) เช่น ค่าจ้าง เงินเดือน ค่าวัตถุดิบ ค่าขนส่ง และอื่นๆ โดยต้นทุนในทางบัญชี นอกจากจะถือเอารายจ่ายที่จ่ายออกไปเป็นตัวเงินจริงแล้ว ยังได้รวมเอาค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สิน (Depreciation) เข้าไว้ด้วย ส่วนต้นทุนในทางเศรษฐศาสตร์นั้น จะมีความหมาย ที่

กว้างทางต้นทุนทางบัญชี เพราะนอกจากจะหมายถึง รายที่จ่ายออกไปเป็นตัวเงินจริงๆ แล้ว ยังได้รวมเอาต้นทุนที่มีได้จ่ายออกไปเป็นตัวเงิน (Implicit Cost) ต้นทุนชนิดนี้เป็นต้นทุนที่ไม่ได้จ่ายออกไปจริงๆ แต่ผู้ผลิตต้องประเมินขึ้นมา และถือเป็นต้นทุนการผลิตส่วนหนึ่ง ต้นทุนประเภทนี้ ได้แก่ ราคา หรือผลตอบแทนปัจจัยการผลิตเฉพาะส่วนที่ผู้ผลิตเป็นเจ้าของโดยตรง และได้นำเอาปัจจัยที่ตนเป็นเจ้าของ มาใช้ร่วมในการผลิตด้วย เนื่องจากปัจจัยการผลิตทุกชนิดมีต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) คือ เมื่อนำเอาปัจจัยการผลิตไปใช้ในการผลิตสินค้าอย่างหนึ่งก็จะทำให้ปัจจัยการผลิตนั้น หหมดโอกาสที่จะนำเอาไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นอีก ดังนั้น ผู้ผลิตที่นำเอาปัจจัยการผลิตส่วนที่ตนเองเป็นเจ้าของ มาทำการผลิต ก็จะต้องคิดคำนวณผลตอบแทนให้กับปัจจัยนั้นๆ ด้วย ผลตอบแทนที่คิดคำนวณให้กับปัจจัยนั้น จะมากน้อยแค่ไหน ก็ขึ้นอยู่กับค่าเสียโอกาสของปัจจัยนั้นๆ ดังนั้น ต้นทุนการผลิตในทางเศรษฐศาสตร์ จึงสูงกว่า ต้นทุนในทางบัญชี จึงทำให้กำไรในทางเศรษฐศาสตร์น้อยกว่ากำไรในทางบัญชี

ประเภทของต้นทุน

ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายสามารถแบ่งได้ 2 ลักษณะ คือ ค่าใช้จ่ายที่มีตัวตน ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่สามารถคิดเป็นมูลค่าได้ และค่าใช้จ่ายที่ไม่มีตัวตน ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถวัดออกมาเป็นมูลค่าได้

1. ค่าใช้จ่ายที่มีตัวตน (Tangible Cost) ค่าใช้จ่ายที่มีตัวตนนั้น สามารถแบ่งออกได้หลายประเภท โดยขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการแบ่งประเภท หรือความต้องการใช้ประโยชน์ของข้อมูล โดยสามารถแบ่งค่าใช้จ่ายที่มีตัวตนได้ ดังนี้

1.1 การแบ่งค่าใช้จ่ายตามหน้าที่ ค่าใช้จ่ายของโครงการสามารถแบ่งตามหน้าที่ได้ 2 ประเภท คือ ค่าใช้จ่ายทางด้านการลงทุน (Investment Cost) และค่าใช้จ่ายทางด้านการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost)

1.1.1 ค่าใช้จ่ายลงทุน คือมูลค่าของการใช้ทรัพยากรไป เพื่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวก หรือเป็นรากฐานของการผลิต และการให้บริการ ค่าใช้จ่ายประเภทนี้ โดยทั่วไป จะประกอบด้วยรายการต่างๆ ดังนี้

1.1.1.1 ค่าที่ดิน ซึ่งรวมถึง ค่าซื้อที่ดินและค่าพัฒนาที่ดิน ได้แก่ ค่าถมที่ดิน ค่าทำถนน ค่าติดตั้งเสาไฟฟ้า และค่าทำรั้ว

1.1.1.2 ค่าอาคารและงานก่อสร้าง เช่น ค่าอาคาร ค่าก่อสร้าง บ้านพักคนงาน ค่าติดตั้งไฟฟ้า น้ำประปา โทรศัพท์ เฟอร์นิเจอร์ และเครื่องใช้สำนักงาน

1.1.1.3 ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ เช่น ค่าเครื่องจักร ค่าติดตั้ง และขนย้าย ค่าอะไหล่ทดแทน

1.1.1.4 ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน เช่น ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นนับตั้งแต่ การเริ่มโครงการถึงวันที่โครงการดำเนินการให้ผลประโยชน์ตอบแทน เช่น ค่าการจัดการ ค่าดอกเบี้ยในระหว่างก่อสร้าง ค่าโฆษณาประชาสัมพันธ์

1.1.2 ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา คือ มูลค่าของการใช้ทรัพยากรไปเพื่อการดำเนินงาน และบำรุงรักษาโครงการ เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินงานได้ตามปกติ โดยจะประกอบด้วย

1.1.2.1 ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการผลิต เช่น ค่าวัตถุดิบ ค่าจ้าง และเงินเดือน ค่าใช้จ่ายต่างๆ ในโรงงาน ค่าธรรมเนียมต่างๆ

1.1.2.2 ค่าใช้จ่ายด้านการบริหารและการขาย เช่น ค่าใช้จ่ายในการขาย ค่าเช่าสำนักงาน ค่านายหน้า

1.2 การแบ่งค่าใช้จ่ายออกตามพฤติกรรม โดยจะเป็นการแบ่งค่าใช้จ่ายออกตามช่วงของระยะเวลา โดยในระยะสั้นจะมีปัจจัยบางชนิดไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้น การผลิตเหล่านี้จึงเป็นปัจจัยการผลิตคงที่ ในขณะที่เดียวกันก็จะมีปัจจัยการผลิตบางอย่างที่สามารถเปลี่ยนแปลงได้เรียกว่า ปัจจัยแปรผัน ดังนั้น จึงสามารถแบ่งค่าใช้จ่ายได้ ดังนี้

1.2.1 ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost) คือ ค่าใช้จ่ายที่ไม่เปลี่ยนแปลงไม่ว่าจำนวนการผลิตจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไรก็ตาม ค่าเช่าที่ดิน ค่าก่อสร้างโรงงาน ค่าเงินเดือนพนักงาน เป็นต้น และต้นทุนคงที่นี้ เป็นต้นทุนที่จะต้องจ่าย แม้ว่า ปริมาณการผลิตจะเป็นศูนย์ก็ตาม ก็จะต้องมีรายจ่ายต้นทุนคงที่นี้

1.2.2 ค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable Cost) คือ ต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนการผลิต ซึ่งต้นทุนแปรผันนี้จะสูงมากขึ้น ถ้าทำการผลิตมากขึ้น และจะลดลงถ้าทำการผลิตน้อยลง และต้นทุนและต้นทุนผันแปรนี้ จะเป็นศูนย์ถ้าไม่ทำการผลิต เช่น ค่าวัตถุดิบ ค่าล่วงเวลาพนักงาน เป็นต้น

1.2.3 ต้นทุนรวมทั้งหมด (Total Cost) คือ ผลรวมของต้นทุนคงที่ทั้งหมด (Total Fixed Cost) และต้นทุนผันแปรทั้งหมด (Total Variable Cost) โดยต้นทุนรวมจะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เมื่อมีการผลิตสินค้าเพิ่มขึ้น และถ้าไม่มีการผลิตสินค้า ต้นทุนรวมจะมีค่าเท่ากับต้นทุนคงที่ทั้งหมด

1.2.4 ต้นทุนคงที่เฉลี่ย (Average Fixed Cost) คือ ต้นทุนคงที่ที่คิดเฉลี่ยต่อผลผลิตหนึ่งหน่วย โดยหาได้จากการนำต้นทุนคงที่ทั้งหมดหารด้วยจำนวนของผลผลิต เมื่อทำการผลิตสินค้ามากขึ้นจะทำให้ต้นทุนคงที่ถูกลงเรื่อยๆ ดังนั้น ต้นทุนคงที่เฉลี่ยจะลดลง เมื่อทำการผลิตสินค้ามากขึ้น

1.2.5 ต้นทุนผันแปรเฉลี่ย (Average Variable Cost) คือ ต้นทุนผันแปรที่คิดเฉลี่ยต่อผลผลิตหนึ่งหน่วย โดยหาได้จากการนำต้นทุนผันแปรทั้งหมด หารด้วยจำนวนของผลผลิต เมื่อทำการผลิตสินค้ามากขึ้นต้นทุนผันแปรเฉลี่ยจะค่อยๆ ลดลงจนถึงจุดจุดหนึ่ง ซึ่งก็คือจุดต้นทุนผันแปรเฉลี่ยต่ำสุด และถ้ายังผลิตเพิ่มขึ้นอีกต้นทุนผันแปรเฉลี่ยจะค่อยๆ เพิ่มขึ้น

1.2.6 ต้นทุนเฉลี่ย (Average Total Cost) คือ ต้นทุนทั้งหมดที่คิดเฉลี่ยต่อหนึ่งหน่วยผลผลิต โดยหาได้จากการเอาต้นทุนทั้งหมดหารด้วยจำนวนของผลผลิต

2. ค่าใช้จ่ายที่ไม่มีตัวตน (Intangible Cost) ต้นทุนของโครงการ นอกจากจะมีค่าใช้จ่ายที่มีตัวตนที่สามารถคิดเป็นมูลค่าได้แล้ว โครงการยังอาจก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในรูปที่ไม่มีตัวตน หรือไม่สามรถคำนวณออกมาเป็นมูลค่าเงินได้ โดยค่าใช้จ่ายประเภทนี้ เมื่อเกิดขึ้นแล้วจะวัดมูลค่าได้ยาก หรือไม่สามรถที่จะวัดมูลค่าออกมาเป็นตัวเงินได้เลย แต่ค่าใช้จ่ายประเภทนี้ก็เป็นค่าใช้จ่ายที่โครงการก่อให้เกิดขึ้นจริง ดังนั้น จึงควรมีการระบุว่ามีโครงการนั้นๆ จะก่อให้เกิดผลกระทบอะไรบ้าง โดยไม่ต้องมีการคำนวณออกมาเป็นมูลค่า แต่เพื่อให้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจว่า โครงการนั้น มีผลกระทบทางด้านนี้รวมอยู่ด้วย

ขั้นตอนการวิเคราะห์ค่าใช้จ่าย

1. การระบุรายการค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นและปริมาณ เนื่องจากค่าใช้จ่ายโครงการก็คือ มูลค่าของปัจจัยการผลิต หรือทรัพยากรที่โครงการใช้ไป ดังนั้น การประมาณค่าใช้จ่ายต่างๆ ของโครงการจึงควรเริ่มต้น จากการระบุว่า ถ้ามีการลงทุนก่อสร้างตามแผนงานโครงการแล้วจะต้องมีการใช้ปัจจัยการผลิต หรือทรัพยากรอะไรบ้าง และในปริมาณมากน้อยเพียงใด และหลีกเลี่ยงพยายามระบุค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องในทุกประเภทออกมาได้แล้ว จากนั้นให้ทำการจัดประเภทค่าใช้จ่ายออกเป็นหมวดหมู่ต่างๆ

2. การระบุราคาค่าใช้จ่าย การระบุราคาค่าใช้จ่าย ก็คือ การหาราคาที่เหมาะสมมาตีราคาค่าใช้จ่ายที่ระบุไว้แล้วในขั้นตอนที่ 1 ทั้งนี้เพื่อที่จะได้ประมาณการรายการค่าใช้จ่ายที่ระบุให้เป็นตัวเงิน เนื่องจากปัจจัยการผลิตหรือทรัพยากรที่จะใช้ในโครงการมีหน่วยที่ไม่เหมือนกัน การตีราคาค่าใช้จ่ายจะต้องมีการกำหนดราคาที่ใช้ในการตีราคาที่เหมาะสม เพราะถ้าหากมีการใช้ราคาที่ไม่เหมาะสมแล้ว อาจจะนำไปสู่ความผิดพลาดในการประเมินโครงการได้ในที่สุด

3. รวมค่าใช้จ่ายเป็นรายปี การรวมค่าใช้จ่ายเป็นรายปีเป็นขั้นตอนสุดท้ายของการประมาณการค่าใช้จ่ายของโครงการทั้งนี้ เพื่อให้ผู้วิเคราะห์โครงการได้มองเห็นภาพรวมของค่าใช้จ่ายทั้งหมดตลอดอายุของโครงการ ซึ่งโดยปกติโครงการส่วนใหญ่ มักจะมีการลงทุนมากในระยะเริ่มแรก เนื่องจากจะต้องมีการลงทุนในทรัพย์สินถาวรที่มีมูลค่าสูง และยังมีค่าใช้จ่ายดำเนินการที่เกิดขึ้นในแต่ละปีอีก เมื่อโครงการก่อสร้างเสร็จและเริ่มดำเนินการด้วย ซึ่งการประมาณค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานนี้ ควรทำเป็นรายปีในแต่ละรายการค่าใช้จ่าย เช่น เงินเดือนพนักงาน ใช้วิธีการประมาณที่คาดว่า จะจ่ายจริง ขณะที่ค่าวัตถุดิบ จะประมาณการตามความต้องการใช้เพื่อการผลิตในแต่ละปี

ความหมายของผลประโยชน์ (Benefit)

แจ็ก อาร์ เมอเรดิธ และ แซมมวล เจ แมนเทล (Jack, R. Meredith; & Samuel, J. Mantel. 1993: 53) กล่าวว่า ผลประโยชน์ของโครงการ ผลผลิตออกทั้งหมดของโครงการ และรวมถึงกิจกรรมส่วนควบอื่นๆ ที่เกิดขึ้นจากการมีโครงการ

กู๊ดแมน แอล เจ และ โลฟ อาร์ เอ็น (Goodman, L.J.; & Love, R.N. 1979: 32) กล่าวว่า ผลประโยชน์ของโครงการ คือ ผลผลิตต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกระบวนการ

ในกิจกรรมต่างๆ (Process) ของโครงการ โดยมีการใช้ปัจจัยการผลิต (Input) คือ ทรัพยากรต่างๆ

นิตา ชูโต (2534: 148) กล่าวว่า ผลประโยชน์ หรือผลตอบแทนของโครงการ คือ มูลค่าของสินค้าและบริการที่โครงการผลิตขึ้น เพื่อสนองตามความต้องการของมนุษย์

กล่าวโดยสรุป ผลประโยชน์ของโครงการ คือ ผลผลิตที่เกิดขึ้นจากการใช้ทรัพยากร หรือปัจจัยการผลิตในการดำเนินตามกิจกรรมของโครงการ ซึ่งโครงการหนึ่งจะก่อให้เกิดผลประโยชน์มากมายแตกต่างกัน แต่ก็สามารถแบ่งผลประโยชน์ออกได้เป็น 2 ประเภทใหญ่ คือ ผลตอบแทนที่มีตัวตน และผลตอบแทนที่ไม่มีตัวตน

1. ผลตอบแทนที่มีตัวตน (Tangible Cost) คือ ผลตอบแทนที่สามารถคิดเป็นมูลค่าหรือตัวเงินได้ โดยทั่วไปแล้ว จะเป็นผลตอบแทนที่เกิดขึ้น จากการใช้ประโยชน์จากกำลังการผลิตของโครงการโดยตรง ซึ่งอาจอยู่ในรูปของรายได้จากการขายสินค้าและบริการที่ผลิตได้โดยตรงจากโครงการ นอกจากนี้ บางโครงการยังหมายถึง การลดลงของต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากการทำโครงการนั้น เช่น โครงการเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่ทดแทนเครื่องจักรเก่า ทำให้ใช้ปัจจัยการผลิตต่อหน่วยลดลงและลดเวลาการทำงานลง

2. ผลตอบแทนที่ไม่มีตัวตน คือ ผลตอบแทนที่ไม่สามารถตีค่าเป็นตัวเงินได้ เช่น การสร้างสนามบินแห่งใหม่ ช่วยให้สังคมบริเวณนั้น มีความเจริญมากขึ้น มีความมั่นคง และปลอดภัย ซึ่งผลตอบแทนเหล่านี้ ถึงแม้จะระบุเป็นตัวเงินไม่ได้ หรือระบุได้ยาก แต่โครงการก็ควรที่จะต้องระบุว่า มีผลตอบแทนที่ไม่มีตัวตนเหล่านี้เกิดขึ้น เพื่อเป็นข้อมูลให้ผู้อำนาจใช้ในการตัดสินใจพิจารณาการลงทุนในโครงการ

2.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลประโยชน์ของโครงการ

2.1.1 ระบุรายการและปริมาณผลตอบแทน การประมาณการผลตอบแทนของโครงการจะเริ่มต้นด้วยการระบุตัวผลตอบแทนทุกรายการที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากโครงการ ได้แก่ รายได้จากการสินค้าหรือบริการซึ่งเป็นผลได้โดยตรงของโครงการนั่นเอง และยักรวมถึงการประหยัดค่าใช้จ่ายอันเนื่องจากการมีโครงการด้วย

2.1.2 การระบุราคาผลตอบแทน ผลตอบแทนของโครงการ คือ รายได้หรือยอดขายที่ได้จากการขายสินค้า หรือบริการที่ผลิตได้จากโครงการ ซึ่งผลตอบแทนของโครงการสามารถหาได้จากปริมาณขายคูณกับด้วยราคาขายต่อหน่วย โดยราคาขายนี้จะหมายถึงราคาที่ได้รับจริงจากการสินค้า หรือบริการ ส่วนปริมาณขายจะหาได้จากการพยากรณ์ปริมาณการขายในแต่ละปี

2.1.3 การรวมผลตอบแทนเป็นรายปี การรวมผลตอบแทนรายปี เป็นขั้นตอนสุดท้ายของการประมาณผลตอบแทนของโครงการ โดยจะรวมผลตอบแทนทุกประเภทเข้าด้วยกันเป็นรายปี เพื่อแสดงให้เห็นยอดรวมของผลตอบแทนที่โครงการ จะได้รับในแต่ละปีตลอดอายุของโครงการ

จากแนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนและผลประโยชน์ สามารถสรุปประเด็นสำคัญได้ว่าการดำเนินโครงการจะต้องมีการใช้ทรัพยากรต่างๆ เพื่อดำเนินการตามกิจกรรมของโครงการ

ทำให้เกิดผลตอบแทนหรือผลประโยชน์ตามจุดมุ่งหมายของโครงการ ดังนั้น จึงต้องมีการประมาณการค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนที่จะได้รับการทำโครงการนั้นว่า เป็นจำนวนเงินเท่าใดและเป็นระยะเวลากี่ปี ซึ่งการประมาณการค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนของโครงการจะเป็นข้อมูลสำคัญที่จะนำไปใช้ในการวิเคราะห์โครงการ โดยแนวคิดและทฤษฎีดังกล่าว จะเป็นประโยชน์กับงานวิจัยในการนำไปใช้ประมาณต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการขยายระบบส่งจ่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย

แนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์

สแตนเนอร์ (Steiner, H.M. 1996: 253) กล่าวว่า การพิจารณาเลือกการลงทุนในโครงการต่างๆ นั้น จำเป็นที่จะต้องมีการตัดสินใจ เพื่อเลือกสิ่งที่เหมาะสมที่สุด เพื่อให้การลงทุนในโครงการได้รับผลประโยชน์ที่คุ้มค่างบเงินลงทุน โดยทั่วไป เกณฑ์ที่ใช้ในการพิจารณาเลือกการลงทุนอาจหมายถึงต้นทุนต่ำสุด หรือกำไรสูงสุด วิธีการคัดเลือกจะเริ่มต้นจากการกำหนดวัตถุประสงค์ หรือเป้าหมายในการลงทุนแล้ว จึงพิจารณาโครงการหรือแนวทางเลือกทั้งหมดที่สามารถดำเนินการ เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนด จากนั้นจึงพิจารณาเปรียบเทียบผลตอบแทนหรือผลประโยชน์ที่จะได้รับการ แล้วตัดสินใจเลือกโครงการ หรือทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนสูงสุด ในการพิจารณา เพื่อการตัดสินใจ อาจทำได้หลายวิธี ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit Cost Ratio-B/C Ratio)

ประสิทธิ์ ดงยั้งศิริ (2535: 194) กล่าวว่า การวิเคราะห์โครงการจะเน้นถึง ผลตอบแทนสุทธิ ทั้งนี้เพื่อให้บรรลุถึงประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด โดยผลของการวิเคราะห์จะปรากฏในรูปของผลตอบแทนที่ได้จะสูงกว่าหรือต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป ถ้าสูงกว่าก็เป็นโครงการที่ดี แต่ถ้าต่ำก็เป็นโครงการที่ไม่ดี แต่ปัญหาที่สำคัญที่เกิดขึ้น คือ ผู้วิเคราะห์จะเปรียบเทียบค่าของโครงการเหล่านี้ได้อย่างไร เพื่อที่วินิจฉัยว่าโครงการใดเป็นโครงการที่ดี ดังนั้นจึงต้องมีเกณฑ์ที่ใช้ช่วยในการตัดสินใจว่า โครงการใด เป็นโครงการที่ดี ที่เหมาะสมในการลงทุน โดยปกติแล้ว เกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ เพื่อตัดสินใจที่นิยมใช้กัน คือ วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน และวิธีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน

ปนัดดา อินทร์พรหม (2536: 214 – 225) กล่าวว่า การวิเคราะห์โครงการนั้นเกณฑ์ที่จะนำมาใช้ในการตัดสินใจในการเลือกโครงการลงทุนนั้น มีอยู่ด้วยกันหลายชนิด ซึ่งแต่ละชนิดนั้นก็จะมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป ดังนั้น การตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการใดๆ นั้น จึงต้องทำการวิเคราะห์โครงการ โดยใช้เกณฑ์ในการตัดสินใจหลายๆ ตัว ร่วมในการตัดสินใจร่วมกัน เกณฑ์ในการวิเคราะห์โครงการนั้น มีหลายประเภท ดังนี้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return) และอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อผลตอบแทน (Benefit/Cost Ratio) หรือดัชนีความสามารถในการทำกำไร (Profitability index : PI)

กล่าวโดยสรุป การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ เป็นสิ่งสำคัญในการพิจารณาตัดสินใจเลือกลงทุน โดยการตัดสินใจจะพยายามเลือกทางเลือกที่มีผลตอบแทนสูงสุด และประหยัดต้นทุนมากที่สุด เพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด โครงการโดยส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในระยะยาวเป็นการลงทุนที่ผลตอบแทนไม่ได้รับเข้ามาในทันที ดังนั้น การพิจารณาตัดสินใจลงทุน จึงต้องพิจารณาอย่างรอบคอบ โดยมีเครื่องมือที่ใช้วิเคราะห์เกี่ยวกับต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เพื่อใช้ในการพิจารณาตัดสินใจเลือกลงทุนของโครงการ คือ การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ ต่อผลตอบแทน (Benefit Cost Ratio : BCR) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) โดยเครื่องมือที่ใช้ในการตัดสินใจ จะมีวิธีการคำนวณ และมีข้อดีข้อเสียต่างๆ กัน ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

วิธีหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ จะคำนึงถึงมูลค่าปัจจุบันของเงินตลอดอายุของโครงการ โดยการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow) ของโครงการที่เกิดขึ้นทั้งหมด ซึ่งจะเท่ากับยอดรวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเข้า (Cash inflows) หักออกด้วยยอดรวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดออก (Cash Outflows) ซึ่งมูลค่าปัจจุบันสุทธินี้ ก็คือมูลค่าของปัจจุบันของผลประโยชน์ (Benefits) หักออกด้วยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (Costs) และส่วนที่เหลืออยู่หมายถึง ผลประโยชน์สุทธิ หรือกำไรของโครงการที่คิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน ดังนั้น โครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก คือ โครงการที่สร้างกำไร ขั้นตอนในการหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ มีดังนี้

1. ระบุกระแสเงินสดทั้งหมดที่จะเกิดขึ้นตลอดช่วงอายุของโครงการ ทั้งกระแสเงินสดเข้า และกระแสเงินสดออก
2. พิจารณากำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่เหมาะสมสำหรับโครงการ โดยอาจจะใช้อัตราคิดลดจากต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (Minimum Acceptable Rate of Return) หรือ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Target Rate of Return)
3. คำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในแต่ละงวด (ถ้าเป็นกระแสเงินสดเข้าให้มีค่าเป็นบวก และถ้าเป็นกระแสเงินสดออกให้มีค่าเป็นลบ)
4. คำนวณผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดทั้งหมด การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิให้ได้ตามสมการ ดังนี้

$$NPV = PVB - PVC$$

$$NPV = C_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1+r)^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

โดยที่

- NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
- PVB = มูลค่าปัจจุบันของรายได้รวม
- PVC = มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายรวม
- B_t = รายได้ของโครงการในปีที่ t
- C_t = รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
- C_0 = รายจ่ายของโครงการในปีแรก
- t = ช่วงอายุของโครงการ
- r = อัตราคิดลด

การพิจารณาโครงการ ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเป็นบวกแสดงว่าโครงการนั้นน่าลงทุน แต่ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเป็นลบแสดงว่า ไม่ควรลงทุนในโครงการนั้น และถ้าเป็นการเปรียบเทียบระหว่าง 2 โครงการ ในขณะที่มีเงินทุนจำกัด ในการลงทุนเพียงโครงการเดียว ก็จะเลือกลงทุนในโครงการที่มีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงกว่า เพราะถือว่าโครงการมีความน่าลงทุนมากกว่า

อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio : BCR) หรือดัชนีความสามารถในการทำกำไร (Profitability index : PI)

อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio) หรือ ดัชนีความสามารถในการทำกำไร (Profitability Index : PI) คือ มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตหารด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น ดังนี้

$$BCR = \frac{PVB}{PVC}$$

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

โดยที่

- PVB = มูลค่าปัจจุบันของรายได้รวม
- PVC = มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายรวม
- B_t = รายได้ของโครงการในปีที่ t
- C_t = รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
- C_0 = รายจ่ายของโครงการในปีแรก
- n = ช่วงอายุของโครงการ
- r = อัตราคิดลด
- BCR = อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน

การพิจารณาคือ โครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก ย่อมหมายถึง มีมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินที่คาดว่าจะ ได้ในอนาคตมากกว่าเงินลงทุนเริ่มต้น ซึ่งทำให้ดัชนี ความสามารถในการทำกำไร มีค่ามากกว่าหนึ่ง แสดงว่า โครงการนั้น น่าลงทุนเพราะผลประโยชน์ ที่เกิดขึ้นมีค่าสูงกว่าต้นทุนที่ลงทุนไป แต่ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ ทำให้ดัชนีความสามารถ ในการทำกำไรมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง แสดงโครงการนั้นไม่ลงทุน และถ้าเป็นการเปรียบเทียบเพื่อ ตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการที่มีมากกว่าหนึ่งโครงการแล้ว โครงการที่มีค่าดัชนีความสามารถ ในการทำกำไรหรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนสูงที่สุด จะเป็นโครงการที่ควรลงทุน เพราะ โครงการที่มีค่าดัชนีความสามารถในการทำกำไร หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนสูงนั้น แสดงว่า เป็นโครงการที่มีประสิทธิภาพโดยสามารถใช้ทรัพยากรให้เกิดผลประโยชน์ได้สูง หรือ ทำกำไรให้กับโครงการได้มาก

อัตราผลตอบแทนภายใน(Internal Rate of Return : IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราผลตอบแทนที่ทำให้ค่า NPV ของโครงการ ลงทุนมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราผลตอบแทนที่ ทำให้เงินลงทุนไปมีค่าเท่ากับเงินที่ได้รับกลับคืน เมื่อพิจารณาด้วยมูลค่าของเงินตามเวลา ซึ่ง ตราผลตอบแทนภายในนี้จัดว่า เป็นอัตราผลตอบแทนที่แท้จริง

อัตราผลตอบแทนภายใน เป็นอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน และเป็นอัตราคิดลดที่ทำให้ค่า NPV ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ ดังนั้น ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสเงินสดและอัตราผลตอบแทนภายใน จึงสามารถแสดงได้ ดังนี้

$$C_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1 + \text{IRR})^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1 + \text{IRR})^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1 + \text{IRR})^3} + \dots + \frac{B_t - C_t}{(1 + \text{IRR})^t} = 0$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + \text{IRR})^t} = 0$$

โดยที่

- B_t = รายได้ของโครงการในปีที่ t
- C_t = รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
- C_0 = รายจ่ายของโครงการในปีแรก
- t = ช่วงอายุของโครงการ
- n = ช่วงอายุของโครงการ
- IRR = อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

โครงการใดที่ให้อัตราผลตอบแทนภายในมากกว่าต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) หรือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (Minimum Acceptable Rate of Return) หรือ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Target Rate of Return) จะยอมรับโครงการลงทุน ในทางตรงกันข้ามหากโครงการลงทุนใด มีอัตราผลตอบแทนภายในน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) หรือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (Minimum Acceptable Rate of Return) หรือ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Target Rate of Return) ก็จะไม่ปฏิบัติโครงการนั้นได้ และถ้าเป็นการเปรียบเทียบระหว่าง 2 โครงการที่มีค่าอัตราผลตอบแทนภายในมากกว่าต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) แล้ว ก็จะเลือกโครงการที่มีค่าอัตราผลตอบแทนภายในที่สูงกว่า

จากแนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ สามารถสรุปประเด็นสำคัญได้ว่า เกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจของโครงการ แต่ละวิธีก็จะมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไป ดังนั้น ในการวิเคราะห์โครงการจึงไม่ควรที่จะใช้เพียงวิธีใดวิธีเดียว แต่ควรจะใช้หลายๆ วิธีประกอบกันในการตัดสินใจ โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) จะเป็นวิธีที่บอกถึงความสามารถในการทำกำไรของโครงการ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) จะบอกถึงความสามารถในการทำกำไร แต่จะบอกเป็นค่าอัตราส่วนลดหรืออัตราดอกเบี้ย และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C : Benefit-Cost Ratio) เป็นการแสดงผลในรูปแบบของการเปรียบเทียบค่าของมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับ กับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่าย

โดยทฤษฎีและแนวความคิดดังกล่าว จะเป็นประโยชน์กับงานวิจัยในการนำไปใช้ศึกษา หามูลค่า ปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C : Benefit-Cost Ratio) ของโครงการขยายระบบส่งจ่ายสถานีไฟฟ้าย่อย

ทฤษฎีและแนวความคิดเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

บอลตัน (Bolton, S.E. 1993: 284) วิธีการที่วิเคราะห์ความเสี่ยงเชิงปริมาณที่สำคัญในปัจจุบัน คือ การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ความเสี่ยง ที่มีรูปแบบง่ายที่สุด เพราะการวิเคราะห์ความไว สามารถกำหนดผลลัพธ์ของโครงการที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ เช่น การเปลี่ยนแปลงของตัวแปรที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง ด้านค่าใช้จ่ายของวัสดุ หรือปริมาณความต้องการของผู้ซื้อ โดยวิธีการวิเคราะห์ความไวนี้ แสดงให้เห็นว่า ผลลัพธ์ของการเปลี่ยนแปลงตัวแปรด้านความเสี่ยงเพียงหนึ่งตัวแปร สามารถทำให้ผลลัพธ์ของโครงการแตกต่างกันได้ ในทางปฏิบัติการวิเคราะห์ความไว จะต้องวิเคราะห์ความเสี่ยงมากกว่าหนึ่งตัวแปร เพื่อกำหนดตัวแปรที่มีศักยภาพด้านผลกระทบต่อโครงการในด้านค่าใช้จ่าย หรือระยะเวลาของโครงการในระดับสูง

ฟาบริคกี (Fabrycky, W.J.; Thuesen, G.J.; & Verma, D. 1990: 315) การวิเคราะห์โครงการนั้น อาจจะมีปัจจัยหลายชนิด ที่มีผลทำให้โครงการตกอยู่ในสภาพของความเสี่ยง และความไม่แน่นอน จึงจำเป็นที่จะต้องเลือกหาแต่ปัจจัยที่มีความสำคัญจริงๆ ที่จะส่งผลต่ออัตราผลตอบแทนของโครงการ ปัจจัยสำคัญที่ว่ามันมีตัวอย่างเช่น ราคาขาย ค่าใช้จ่ายทางด้านวัตถุดิบที่เป็นส่วนสำคัญของการผลิต ความต้องการของผู้บริโภค โดยการวิเคราะห์ความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากปัจจัยต่างๆ นั้น สามารถทำการวิเคราะห์ด้วยวิธีการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยได้ โดยวิธีการนี้เป็นวิธีการที่ง่าย และให้ผลการวิเคราะห์ที่เป็นประโยชน์ในการบริหารโครงการได้ดี โดยจะทำการวิเคราะห์ซ้ำ เพื่อดูว่า เมื่อปัจจัยต่างๆ ได้เกิดการเปลี่ยนแปลงไปจากที่ได้คาดคะเนไว้แต่เดิม จะเป็นอย่างไร

เบญจพร ทังเกษมวัฒนา (2534: 176) การใช้วิธีวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ ในการวิเคราะห์โครงการ เป็นวิธีที่จะให้ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการตัดสินใจลงทุนได้ถูกต้องถ้าผู้วิเคราะห์โครงการสามารถหาข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับสิ่งที่สามารถควบคุมได้ (เช่น ข้อมูลเกี่ยวกับงบประมาณทางเลือกในการลงทุน) และที่ข้อมูลที่ไม่สามารถควบคุมได้ (เช่น ข้อมูลเกี่ยวกับสถานการณ์ต่างๆ ที่อาจจะมีผลกระทบต่อราคา ปริมาณการผลิต) มาได้อย่างสมบูรณ์หรือค่อนข้างสมบูรณ์ แต่อย่างไรก็ดี ในบางครั้ง แม้จะหาข้อมูลมาอย่างเต็มที่ ตัวแปรสำคัญๆ ที่เกี่ยวกับการวิเคราะห์โครงการ ก็อาจจะเปลี่ยนแปลงได้ ซึ่งถ้าผู้วิเคราะห์โครงการ สามารถคาดการณ์ในเรื่องเหล่านี้ได้ ก็จะสามารถนำเอาข้อมูลการเปลี่ยนแปลงที่ได้คาดไว้มาประกอบกับการวิเคราะห์โครงการ เพื่อดูว่าการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรสำคัญๆ ที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์โครงการ จะมีผลทำให้ค่าดัชนีที่

ใช้ในการตัดสินใจเปลี่ยนแปลงไปมากน้อยเพียงไร เช่น ถ้าผู้วิเคราะห์โครงการการณาคัดการณ ว่าจะผลิตที่ได้คาดว่า จะได้รับจากการทำโครงการอาจจะเพิ่ม-ลด จากค่าที่ใช้ในการคำนวณผล ประโยชน์ของโครงการได้ในช่วง $\pm 5\%$ ก็ควรจะทำการศึกษาความไหวตัวของโครงการ โดยดูว่า ถ้าปริมาณผลผลิตเพิ่มลดในช่วง $\pm 5\%$ จะมีผลทำให้ค่า NPV IRR และ B-C Ratio เปลี่ยนแปลง อย่างไร การเปลี่ยนแปลงนั้นจะมีผลทำให้การตัดสินใจลงเปลี่ยนแปลงหรือไม่ เป็นต้น เราเรียก การวิเคราะห์หรือการศึกษาในแนวนี้ว่า การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis) ซึ่งการวิเคราะห์นี้ จะช่วยทำให้การตัดสินใจถูกต้องสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ชุมพล ศฤงคารศิริ (2543: 224) การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) เป็นการ ประเมินค่าของโครงการอีกครั้งหนึ่ง โดยผู้ตัดสินใจจะทำการตัดสินใจเหตุการณ์ในอนาคตภายใต้ เงื่อนไขที่เปลี่ยนแปลงไปจากสถานการณ์ที่คาดหมายไว้ในครั้งแรก ซึ่งจะช่วยให้การตัดสินใจมี ความมั่นใจยิ่งขึ้น การทำ Sensitivity Analysis เป็นการทำวิธีการหนึ่งที่แสดงให้เห็นว่าโครงการ นั้นมีความเสี่ยง หรือความไม่แน่นอน โดยการวิเคราะห์จะทำการวิเคราะห์ผลสุทธิของโครงการ กรณีที่โครงการดำเนินไปตามแผนการครั้งหนึ่ง และทำการวิเคราะห์ผลสุทธิของโครงการ กรณีที่ โครงการดำเนินไปในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์ต่างๆ ขึ้น เพื่อเปรียบเทียบให้เห็น ว่า ถ้าเกิดเหตุการณ์ต่างๆ ดังกล่าวแล้วผลสุทธิของโครงการจะมีผลแตกต่างกันมากน้อยอย่างไร

ฐาปนา ฉินไพศาล (2542: 312 – 313) การวิเคราะห์โครงการลงทุน รายได้ และรายจ่าย ล้วนแล้วแต่เป็นสิ่งที่เกิดขึ้นในอนาคต จึงต้องเกี่ยวข้องกับความเสี่ยงและความไม่แน่นอน อย่าง หลีกเลี่ยงไม่ได้ ดังนั้น การพิจารณาเกณฑ์การตัดสินใจ จึงจำเป็นต้องนำเรื่องดังกล่าวมาพิจารณา ด้วย เพื่อให้การตัดสินใจเป็นไปได้อย่างถูกต้องมากยิ่งขึ้น การวิเคราะห์ความไวเป็นการประเมิน ค่าของโครงการอีกครั้งหนึ่ง โดยการวิเคราะห์โครงการจะต้องตัดสินใจเหตุการณ์ในอนาคตภายใต้ เงื่อนไขต่างๆ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากภาวะ การณที่ได้คาดหมายไว้ ที่มีผลกระทบต่อโครงการ การวิเคราะห์เกี่ยวกับผลตอบแทนต่อต้นทุนนั้น ต้องคำนวณหาผลตอบแทน หรือรายได้ ซึ่งขึ้นกับ ราคาและปริมาณ ดังนั้น เมื่อราคาหรือปริมาณมีการเปลี่ยนแปลงไปก็จะมีผลกระทบต่อรายได้รวม จึงจำเป็นที่จะต้องมีการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง ตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์ ผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ

1. ราคา (Price) ราคาขายเปลี่ยนแปลงไปก็จะมีผลกระทบต่อค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR ทั้งนี้ เนื่องจากราคาเป็นส่วนประกอบที่สำคัญของผลตอบแทน ดังนั้นถ้าราคาขายสูงขึ้น จะทำให้ผลตอบแทนเพิ่มขึ้น ซึ่งจะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR สูงขึ้น โครงการจะมีกำไร เพิ่มมากขึ้น แต่ถ้าราคาขายลดลงจะทำให้ผลตอบแทนต่ำลง ซึ่งจะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR ลดลง

2. ปริมาณ (Quantity) ถ้าปริมาณขายเพิ่มมากขึ้น จะทำให้ผลตอบแทนเพิ่มขึ้น ซึ่ง จะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR สูงขึ้น แต่ถ้าปริมาณขายลดลงจะทำให้ผลตอบแทนต่ำลง ซึ่งจะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR ลดลง

3. ต้นทุนรวม (Total Cost) ถ้าต้นทุนรวมเพิ่มมากขึ้นจะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR ต่ำลง แต่ถ้าต้นทุนรวมลดลงจะทำให้ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR เพิ่มขึ้น

การวิเคราะห์ความไวของโครงการจะเริ่มจากภาวะปกติที่ควรจะเป็นก่อน (Base Case Situation) โดยการใช้ค่าที่ควรที่จะเป็นของปัจจัยแต่ละตัว ในการวิเคราะห์นั้นตัวแปรแต่ละตัวจะถูกเปลี่ยนไป ทั้งในทางที่สูงหรือต่ำกว่าค่าปกติที่ควรจะเป็น เมื่อกำหนดให้ปัจจัยแต่ละตัวเปลี่ยนไป จะต้องให้ปัจจัยตัวอื่นคงที่แล้วจึงหาเกณฑ์การตัดสินใจต่างๆ คือ ค่า B/C Ratio, NPV, และ IRR ที่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าปัจจัยที่เปลี่ยนแปลงไป และเมื่อนำมาแสดงเป็นกราฟค่าของความชัน จะแสดงถึงความอ่อนไหวของโครงการ ถ้าความชันของกราฟมีมากแสดงว่าโครงการมีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่วิเคราะห์มาก ถ้าเป็นการวิเคราะห์ระหว่างสองโครงการแล้ว โครงการที่มีค่าความชันของ Sensitivity Analysis Line มากกว่าจะมีความเสี่ยงที่สูงกว่า

จากแนวคิดและทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์ความไว สามารถสรุปประเด็นสำคัญได้ว่าการวิเคราะห์โครงการในภาวะปกติ จะได้ผลการวิเคราะห์ตามเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการ คือ NPV IRR และ B/C Ratio โดยการวิเคราะห์ดังกล่าว เป็นการวิเคราะห์ผลภายใต้สภาพความแน่นอน แต่เนื่องจากโครงการโดยทั่วไปแล้ว จะมีความเสี่ยงเข้ามาเกี่ยวข้องอยู่ด้วย ซึ่งจะทำให้ผลการวิเคราะห์ค่า NPV IRR และ B/C Ratio เปลี่ยนแปลงไปจึงจำเป็นต้องมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โดยการวิเคราะห์ปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการ โดยทฤษฎีและแนวความคิดดังกล่าวจะเป็นประโยชน์กับงานวิจัยในการนำไปใช้ประเมินความเสี่ยง โดยการวิเคราะห์ค่าความอ่อนไหวของโครงการ ขยายระบบส่งจ่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ ผู้วิจัยได้รวบรวมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิเคราะห์โครงการเอาไว้ ดังนี้

ประภาภรณ์ คำโอภาส (2546) ได้ศึกษาเรื่อง “การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุน และผลตอบแทนของการลงทุนปลูกยางพาราในอำเภอบ้านกรวด จังหวัดบุรีรัมย์” โดยได้กำหนดให้จังหวัดบุรีรัมย์เป็นพื้นที่กรณีศึกษา เนื่องจากเป็นพื้นที่ ที่มีการเริ่มปลูกยางพาราและมีเกษตรกรจำนวนมากที่เคยปลูกอ้อย และได้เปลี่ยนมาปลูกยางพารา เพราะได้มีการสนับสนุนเงินทุนจากทางรัฐบาล ซึ่งผลการวิจัยพบว่า การวิเคราะห์ ความเป็นไปได้ในการลงทุนยางพาราในกรณีที่เกษตรกรได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาล NPV มีค่าเท่ากับ 5,870.59 บาท BCR เท่ากับ 1.29 และ IRR เท่ากับ 19.31 % ส่วนกรณีที่ไม่ได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาล โดยใช้เงินทุนของตนเอง ทั้งหมด NPV เท่ากับ 48.21 บาท BCR เท่ากับ 1.00 และ IRR เท่ากับ 10.18 % ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า ในกรณีที่ได้รับการอุดหนุนจากรัฐบาลมีความเป็นไปได้ในการลงทุนหรือการปลูกยางพาราให้ผลคุ้มค่ากับการลงทุน แต่ในกรณีที่ไม่ได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาลหากอัตราดอกเบี้ยสูงกว่า

ร้อยละ 10 ก็จะได้รับผลตอบแทนไม่คุ้มค่ากับการลงทุน สำหรับผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการลงทุนยางพารา โดยสมมติให้รายได้และค่าใช้จ่ายในการเพิ่มขึ้น หรือลดลงในทุกกรณีที่ได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาล ผลการวิเคราะห์พบว่า ยังคงให้ผลคุ้มค่ากับการลงทุน

สมบัติ เรื่อง (2545) ได้ศึกษาเรื่อง “ ต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงบรรจุก๊าซปิโตรเลียมเหลว ” พบว่า สภาพทั่วไปของโรงบรรจุก๊าซปิโตรเลียมเหลวนั้น มีการแข่งขันที่ค่อนข้างสูง เนื่องจากการใช้นโยบายของรัฐ ในเรื่องการปรับปรุงระบบการค้าและมาตรฐานความปลอดภัย ส่งผลให้ผู้ประกอบการที่อยู่ในตลาดต้องทำการปรับตัวและปรับเปลี่ยนกลยุทธ์ทางการแข่งขันใหม่ แต่จากการควบคุมมาตรฐานนี้ ถือเป็นโอกาสที่ดีสำหรับโครงการของผู้ประกอบการรายใหม่ ที่จะเข้าสู่ตลาด โดยสามารถตัดสินใจได้ว่า จะเลือกเป็นตัวแทนจำหน่ายของผู้ค้าก๊าซที่ได้มาตรฐานทั้ง 7 รายใดที่โครงการจะได้รับประโยชน์และได้เปรียบทางการแข่งขันมากที่สุด การวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ได้จากการลงทุนพบว่า ให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าทั้งในทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ โดยผลตอบแทนทางการเงิน ตัวชี้วัดความคุ้มค่าพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ณ อัตราคิดลดร้อยละ 12 ให้ผลตอบแทนโครงการ 13,140,066 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับร้อยละ 23 และอัตราผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) เท่ากับ 1.04 และมีระยะเวลาคืนทุน 6.5 ปี สำหรับผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ มีการปรับต้นทุนและผลประโยชน์ โดยใช้ตัวประกอบแปลงค่ามาปรับ เพื่อให้สะท้อนมูลค่าตลาดที่แท้จริง ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ณ อัตราคิดลดร้อยละ 12 ให้ผลตอบแทนโครงการ 50,994,088 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน (ERR) เท่ากับร้อยละ 38 และอัตราผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) เท่ากับ 1.14 และมีระยะเวลาคืนทุน 4.8 ปี

สุวิทย์ เสมอศรี (2548) ได้ศึกษาเรื่อง “ การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนเปลี่ยนระบบไฟฟ้าจาก 22 kV เป็น 115 kV บริษัท สยามปูนซีเมนต์ขาว จำกัด ” พบว่า โครงการลงทุนนี้จะต้องทำการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าขึ้นมา เพื่อทำหน้าที่รับไฟฟ้าในระดับแรงดัน 115 kV (115 kV Main Substation) ที่ส่งจ่ายมาจากสายส่งของการไฟฟ้านครหลวง โครงการนี้สามารถประหยัดเงินลงทุนในส่วนของการใช้สายไฟที่ใช้เชื่อมต่อ ระหว่างสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้านครหลวง (115 kV Transmission Line) กับสถานี ไฟฟ้า (115 kV Main Substation) และระหว่างสถานี ไฟฟ้า (115 kV Main Substation) กับสถานีจ่ายไฟของระบบจำหน่าย (22 kV Substation) และสามารถช่วยลดค่าไฟฟ้าลงได้ อีกทั้งยังสามารถลดความเสียหายที่เกิดจากจำนวนครั้งของการไฟฟ้าดับให้ลดลงด้วย เมื่อศึกษาทางด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการแล้วพบว่า โครงการนี้ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 11.19 ล้านบาท ซึ่งมีมูลค่ามากกว่าศูนย์ค่อนข้างมาก อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับ ร้อยละ 19.48 ซึ่งสูงกว่าต้นทุนทางการเงินของโครงการ ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 4 ปี 3 เดือน ซึ่งน้อยกว่าอายุของโครงการเท่ากับ 10 ปี

ชาญศิลป์ ตรีนุชกร (2529) ศึกษาเรื่อง “ การศึกษาเปรียบเทียบผลประโยชน์และต้นทุนในการสร้างคลังน้ำมันแห่งใหม่ในจังหวัดสงขลา กรณีศึกษาการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ”

เป็นการศึกษา เพื่อประเมินผลประโยชน์สุทธิจากการลงทุนย้ายคลังน้ำมันสงขลาแห่งเก่าที่มีขนาดเล็ก และอยู่ใกล้กับแหล่งชุมชนไปอยู่ในบริเวณเขาแดง ตำบลหัวเขา อำเภอเมือง จังหวัดสงขลา การเปรียบเทียบผลประโยชน์ และต้นทุนของคลังน้ำมันเก่าและคลังน้ำมันใหม่ เพื่อหาข้อสรุปที่จะทำให้ระบบการจัดจำหน่ายและการสำรองน้ำมันในภาคใต้ มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นด้วยการศึกษาโดยการวัดมูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value) และการวัดอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return) ภายหลังจากการประมาณการความต้องการยอดขายใน 20 ปีข้างหน้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2530 – 2549 ผลการศึกษาที่ได้พบว่า โครงการย้ายคลังน้ำมันไปตั้งที่บริเวณเขาแดง ซึ่งเป็นสถานที่ใหม่ มีความเป็นไปได้ และให้ผลตอบแทนของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่สูงกว่าการใช้คลังน้ำมัน ณ ที่เดิม ดังนั้น การขยายกำลังการเก็บสำรองน้ำมันเพิ่มขึ้น จึงควรเลือกการย้ายคลังน้ำมันน้ำมันไปตั้งที่บริเวณเขาแดง ซึ่งถือเป็นทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ามากกว่าการใช้คลังน้ำมันเดิม

อารมณ จุลสิขี (2546) ศึกษาเรื่อง “ความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโรงงานผสมอาหารสัตว์ กรณีศึกษาสหกรณ์โคนมบางสะพาน จำกัด” ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโรงงานผสมอาหารสัตว์ โดยสหกรณ์จะทำการผลิตอาหารชั้นโปรตีน 16% และอาหารชั้นโปรตีน 18% การวิเคราะห์ทางการเงินได้ใช้การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ รวมทั้งได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโดยได้กำหนดให้รายได้ลดลง และกำหนดอายุของโครงการเท่ากับ 10 ปี ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 10 ผลการศึกษาพบว่า โครงการการจัดตั้งโรงงานผสมอาหารสัตว์ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 17,761,445 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.2 และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 115.86 แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ในการลงทุนสูง และเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายได้ลดลง 10% แล้วมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ ยังอยู่ในระดับที่สูง ซึ่งทำให้สามารถยอมรับโครงการลงทุนก่อสร้างโรงงานอาหารสัตว์ได้

สุรีย์พร สุรัตน์ (2538) ศึกษาเรื่อง “การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทน เพื่อการตัดสินใจในอุตสาหกรรมอาหารทะเลส่งออก” โดยทำการเปรียบเทียบของขนาด 3 กำลังการผลิต คือ 4,000 ตันต่อปี 6,000 ตันต่อปี และ 12,000 ตันต่อปี ผลการศึกษาพบว่า ขนาดกำลังการผลิต 12,000 ตันต่อปี ซึ่งใช้เงินลงทุน 279 ล้านบาท จะให้อัตราผลตอบแทนหลังหักภาษีสูงสุด คือ มีอัตราผลตอบแทนภายใน 40.52% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 305,190,000 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน 2.09 นอกจากนี้ ได้ทำการวิเคราะห์ความไวของโครงการ โดยกำหนดตัวแปรที่เปลี่ยนแปลง คือ การเพิ่มขึ้นของเงินทุน การลดลงของราคาขาย และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนดำเนินการ ภายใต้อัตราคิดลด 16% ปรากฏว่า การเพิ่มขึ้นของเงินลงทุนจาก 135 ล้านบาท เป็น 198 ล้านบาท ของโครงการ 4,000 ตัน จะเป็นขนาดของโครงการที่มีความปลอดภัยในการลงทุน และทำการเพิ่มเงินลงทุนเป็น 312 ล้านบาท ของโครงการ 6,000 ตัน โครงการก็ยังคงอยู่ในช่วงที่

ปลอดภัย และการเพิ่มเงินลงทุนเป็น 594 ล้านบาทของโครงการ 12,000 ต้น โครงการก็ยังคงอยู่ในช่วงปลอดภัย การเปลี่ยนแปลงราคาขาย โครงการ 4,000 ต้น ถ้าราคาขายลดลง 2.52% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์ โครงการ 6,000 ต้น ถ้าราคาขายลดลง 3.23% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์ และโครงการ 12,000 ต้น ถ้าราคาขายลดลง 4.17% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์ ส่วนการเปลี่ยนแปลงต้นทุนดำเนินการสำหรับโครงการ 4,000 ต้น ถ้าต้นทุนการดำเนินการเพิ่มขึ้น 2.73% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์ โครงการ 6,000 ต้น ถ้าต้นทุนการดำเนินการเพิ่มขึ้น 3.51% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์ และโครงการ 12,000 ต้น ถ้าต้นทุนการดำเนินการเพิ่มขึ้น 6.44% จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเป็นศูนย์

งานวิจัยที่ได้ศึกษามาทั้งหมดเป็นการศึกษาวิเคราะห์โครงการ โดยอาศัยข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุน ผลประโยชน์ โดยใช้เครื่องมือที่ในวัดผลเพื่อการตัดสินใจ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อผลตอบแทน (Benefit Cost Ratio : BCR) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ซึ่งเป็นแนวทางเดียวกับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ ดังนั้น งานวิจัยที่ได้ศึกษานี้ จะเป็นประโยชน์ในการเป็นแนวทางต่อการศึกษาวิจัย เรื่องการวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุน และผลประโยชน์ ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวง

บทที่ 3

วิธีการดำเนินการวิจัย

การวิจัยเรื่อง "การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ" มีขั้นตอนในการดำเนินการศึกษา ดังต่อไปนี้

1. การกำหนดขอบเขตการศึกษา
2. ข้อมูลและแหล่งข้อมูล
3. เครื่องมือที่ใช้ในการเก็บรวบรวมข้อมูล
4. การเก็บรวบรวมข้อมูล
5. การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล

การกำหนดขอบเขตการศึกษา

การวิจัยครั้งนี้ จะทำการศึกษาระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยเฉพาะในพื้นที่ของการไฟฟ้าเขตสมุทรปราการ เนื่องจากพื้นที่ในการไฟฟ้าเขตสมุทรปราการ มีความหนาแน่นของจำนวนประชากรเพิ่มมากขึ้น ทำให้มีการขยายตัวของที่อยู่อาศัย และห้างสรรพสินค้ามากขึ้นตาม รวมทั้งพื้นที่บริเวณนี้ ยังเป็นที่ตั้งของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ มากมาย ทำให้มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นมาก โดยการศึกษาได้กำหนดขอบเขตของการค้นคว้าไว้ ดังนี้

1. การศึกษาเกี่ยวกับสภาพของการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย และปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า ในเขตพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเขตสมุทรปราการ โดยจะทำการศึกษาดังแต่ปี 2540 ถึงปี 2550
2. การศึกษาถึงเกณฑ์ตัดสินใจเลือกลงทุน คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR : Benefit - Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) จะทำการจัดทำงบประมาณการรายได้ งบประมาณการรายจ่าย งบประมาณการกระแสเงินสดและคำนวณหาค่า NPV IRR และ BCR ของการลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมเปรียบเทียบกับการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่
3. การศึกษาความไวของปัจจัยของการลงทุนขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าระหว่างการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่กับการขยายสถานีไฟฟ้าเดิม จะทำการวิเคราะห์ในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ คือ
 - 3.1 ราคาจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5
 - 3.2 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

3.3 ราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างการขยายระบบจำหน่ายลดลงร้อยละ 5 และ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5

4. การศึกษาเกี่ยวกับการเปรียบเทียบต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมและการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ จะพิจารณาถึงต้นทุนค่าใช้จ่ายทางตรง และผลตอบแทนทางตรงเท่านั้น โดยจะไม่พิจารณาถึงค่าเสียโอกาสของต้นทุน

ข้อมูลและแหล่งของข้อมูล

การทำวิจัยครั้งนี้ ได้นำข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่ได้รับรวบรวมจากหน่วยงานต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวง มาใช้ในการจัดทำงบประมาณการรายรับ งบประมาณการรายจ่าย งบประมาณการกระแสเงินสดของการลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม และการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย ราคาค่าอุปกรณ์ไฟฟ้าสถานีย่อยและค่าการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ค่าดำเนินงานควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อย ค่าการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้า และค่าประมาณการราคาจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ข้อมูลได้จากการเก็บรวบรวมจากหน่วยงานต่างๆ ของทางการไฟฟ้านครหลวง ดังนี้

1. กองอัตราค่าไฟฟ้าและพยากรณ์พลังไฟฟ้า ฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน
2. แผนกสถานีไฟฟ้าย่อย กองสถานีไฟฟ้าย่อย ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า
3. แผนกอุปกรณ์สถานีย่อย กองบำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า
4. แผนกงานวางแผน กองวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
5. แผนกจัดทำรายละเอียดและกำหนดราคา กองบริหารโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
6. แผนกออกแบบสถานีย่อย กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
7. แผนกควบคุมสถานีย่อย กองควบคุมงาน ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
8. แผนกออกแบบสายอากาศ กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
9. แผนกออกแบบสายใต้ดิน กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
10. แผนกประมูลและว่าจ้าง กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
11. แผนกสถานีย่อย กองก่อสร้างโยธา ฝ่ายก่อสร้าง
12. กองแผนงานและงบประมาณ ฝ่ายนโยบาย แผน และงบประมาณ
13. แผนกงานค่าจ้างเงินเดือน กองบริหารทรัพยากรมนุษย์ ฝ่ายทรัพยากรมนุษย์

เครื่องมือที่ใช้ในการเก็บรวบรวมข้อมูล

การวิจัยครั้งนี้ได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลที่มีลักษณะเป็นข้อมูลทุติยภูมิ ซึ่งใช้ข้อมูลเป็นรายปี โดยใช้แบบบันทึกข้อมูล ดังต่อไปนี้

แบบบันทึกข้อมูล 1 เป็นแบบบันทึกปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 จนถึง พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 2 เป็นแบบบันทึกต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ทำการเก็บบันทึกข้อมูลใน พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 3 เป็นแบบบันทึกค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ทำการเก็บบันทึกข้อมูลใน พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 4 เป็นแบบบันทึกค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 จนถึง พ.ศ. 2575

แบบบันทึกข้อมูล 5 เป็นแบบบันทึกค่าพยากรณ์ราคาราคาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 จนถึง พ.ศ. 2575

การเก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิเพื่อใช้ในการวิจัย ซึ่งเป็นข้อมูลเกี่ยวกับปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต และราคายาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต มีวิธีการเก็บ ดังนี้

1. ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทางระบบอินทราเน็ตของ ฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

2. ต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใน พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทางระบบอินทราเน็ตของฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน ฝ่ายนโยบายแผน และงบประมาณ โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทางระบบอินทราเน็ตของ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า และฝ่ายทรัพยากรมนุษย์ โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

4. ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2575 ด้วยวิธีการ

เก็บจากเอกสารการประมาณฐานะทางการเงิน ประกอบการพิจารณาแผนปรับปรุง และขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าฉบับที่ 10 ของฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2550

5. ราคาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของราคาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2575 ด้วยวิธีการเก็บจากเอกสารประมาณฐานะทางการเงินประกอบการพิจารณาแผนปรับปรุง และขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าฉบับที่ 10 ของฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2550

การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล

การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล มีขั้นตอนและวิธีการดำเนินการ ดังนี้

1. การศึกษาเกี่ยวกับสภาพของการผลิตส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า และความสามารถของการเพิ่มกำลังผลิตของสถานีไฟฟ้าย่อย ในเขตพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเขตสมุทรปราการ จะวิเคราะห์ข้อมูลด้วยการบรรยาย โดยแสดงในรูปของอัตราส่วนร้อยละและกราฟ

2. การศึกษามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR : Benefit - Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) จะนำข้อมูลต้นทุนและผลประโยชน์ต่างๆ ที่เกิดขึ้นมาจัดทำงบประมาณการรายได้ งบประมาณการรายจ่าย งบประมาณการกระแสเงินสด และคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมเปรียบเทียบกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ โดยมีสูตรการคำนวณและเกณฑ์การวิเคราะห์ ดังนี้

สูตรการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

$$NPV = PVB - PVC$$

$$NPV = C_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1+r)^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

โดยที่

NPV	=	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
PVB	=	มูลค่าปัจจุบันของรายได้รวม
PVC	=	มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายรวม
B_t	=	รายได้ของโครงการในปีที่ t
C_t	=	รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
C_0	=	รายจ่ายของโครงการในปีแรก
n	=	ช่วงอายุของโครงการเท่ากับ 25 ปี
r	=	อัตราคิดลด

เกณฑ์การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับโครงการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ จะเลือกโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่สูงกว่า และมีค่าเป็นบวก

สูตรการคำนวณอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio : BCR)

$$BCR = \frac{PVB}{PVC}$$

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

โดยที่

PVB	=	มูลค่าปัจจุบันของรายได้รวม
PVC	=	มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายรวม
B_t	=	รายได้ของโครงการในปีที่ t
C_t	=	รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
C_0	=	รายจ่ายของโครงการในปีแรก
n	=	ช่วงอายุของโครงการเท่ากับ 25 ปี
r	=	อัตราคิดลด
BCR	=	อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน

เกณฑ์การวิเคราะห์อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ จะเลือกโครงการที่มีอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุนที่สูงกว่าและมีค่ามากกว่าหนึ่ง

สูตรการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR)

$$C_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1 + IRR)^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1 + IRR)^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1 + IRR)^3} + \dots + \frac{B_t - C_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

โดยที่

- B_t = รายได้ของโครงการในปีที่ t
- C_t = รายจ่ายของโครงการในปีที่ t
- C_0 = รายจ่ายของโครงการในปีแรก
- n = ช่วงอายุของโครงการเท่ากับ 25 ปี
- IRR = อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

เกณฑ์การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับโครงการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ จะเลือกโครงการที่มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่สูงกว่า

การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของโครงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับโครงการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ มีข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ คือ

1. อายุของโครงการ (n) เท่ากับ 25 ปี
2. อัตราคิดลดของโครงการ (r) ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 12 เนื่องจากการลงทุนขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่ผ่านมาของการไฟฟ้านครหลวง ได้ให้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำร้อยละ 12
3. ต้นทุนหรือรายจ่ายของโครงการ (C) แบ่งออกเป็น
 - 3.1 ค่าใช้จ่ายคงที่ ประกอบด้วย
 - 3.1.1 ค่าเช่าที่ดินในบริเวณอำเภอแพรรักษา จังหวัดสมุทรปราการ
 - 3.1.2 ค่าเสื่อมราคาของอาคารสถานีไฟฟ้าย่อยและลานติดตั้งหม้อแปลง

- 3.1.3 ค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย
- 3.1.3 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายส่งไฟฟ้าแรงดันสูง
- 3.1.4 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายบ่อนไฟฟ้าแรงดันกลาง
- 3.1.5 ค่าจ้างแรงงานผู้ควบคุมสถานีไฟฟ้า
- 3.1.6 ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย
- 3.2 ค่าใช้จ่ายแปรผันประกอบด้วย
 - 3.2.1 ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต
 - 3.2.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า
 - 3.2.3 ค่าสาธารณูปโภค

4. ผลประโยชน์หรือรายได้ คือ มูลค่าการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการตลอดอายุโครงการ

2. การศึกษาความไวของปัจจัย จะทำการคำนวณหาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน โดยให้มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ คือ

- 2.1 ราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5
- 2.2 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5
- 2.3 ราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างระบบจำหน่ายลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

การวิจัยครั้งนี้ มุ่งศึกษาวิจัย เรื่อง การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวง ในจังหวัดสมุทรปราการ

การนำเสนอผลการวิเคราะห์ข้อมูล

การนำเสนอผลการวิเคราะห์ข้อมูลของการวิจัยครั้งนี้ ผู้วิจัยได้นำเสนอแยกออกเป็น 3 ตอน ดังนี้

ตอนที่ 1 ผลการวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด ในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ

ตอนที่ 2 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไว กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

ตอนที่ 1 ผลการวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ

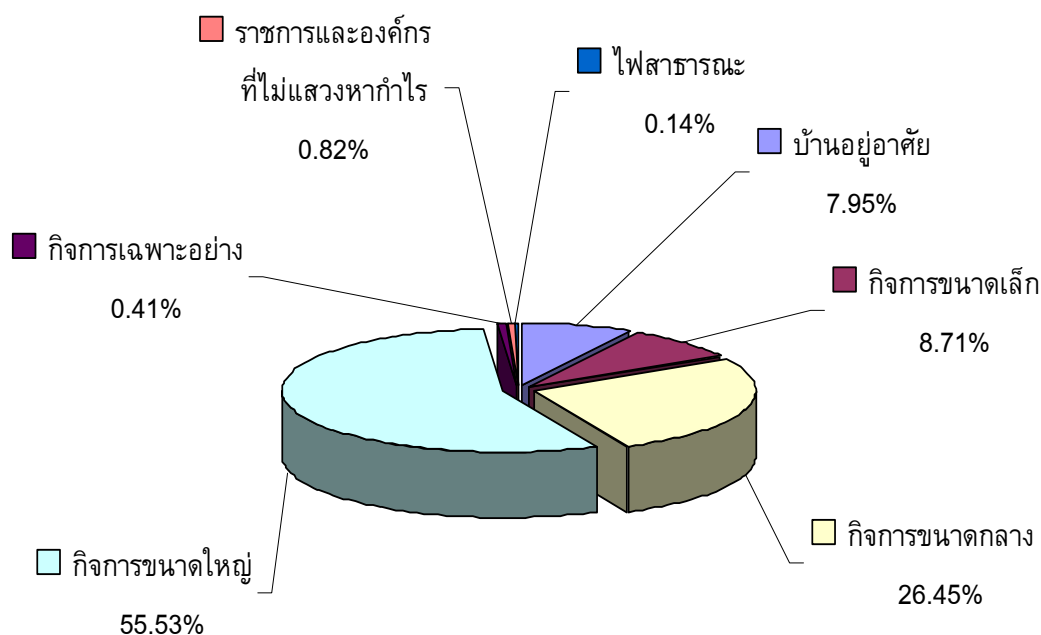
1. ความต้องการใช้พลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ตามตาราง 4 และภาพประกอบ 4 พบว่า ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550 มีแนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นตลอด โดยมีอัตราการเพิ่มของการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี เท่ากับร้อยละ 3.13 เมื่อแบ่งการใช้พลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550 พบว่า ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุด คือ ร้อยละ 55.53 และกิจการขนาดกลางร้อยละ 26.45 เมื่อรวมสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ และขนาดกลาง มีค่าร้อยละ 81.98 แสดงให้ทราบว่า การใช้พลังงานไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่ ในจังหวัดสมุทรปราการ เป็นกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ คือ กลุ่มของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลาง คือ กลุ่มของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดกลาง อาคารสำนักงาน และห้างสรรพสินค้า

ตาราง 4 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ในจังหวัด
สมุทรปราการ ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภท ในจังหวัด สมุทรปราการ (เมกกะวัตต์เออร์)					
	2540	2541	2542	2543	2544	2545
	บ้านอยู่อาศัย	237.48	257.51	262.86	294.42	307.07
กิจการขนาดเล็ก	368.27	378.03	388.13	438.13	452.13	499.31
กิจการขนาดกลาง	1,139.01	1,091.01	1,151.07	1,181.20	1,219.03	1,458.43
กิจการขนาดใหญ่	2,916.24	3,027.21	3,091.21	3,151.21	3,183.62	3,206.38
กิจการเฉพาะอย่าง	23.08	23.32	24.92	24.92	24.12	24.73
ราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	48.37	48.81	49.73	49.02	49.13	49.86
ไฟสาธารณะ	2.73	3.16	3.78	4.54	5.04	5.37
ผลรวมหน่วยจำหน่ายทั้งหมด (MWh)	4,735.18	4,829.05	4,971.70	5,143.44	5,240.14	5,587.33
อัตราการย่อยละการเพิ่มการใช้ไฟฟ้า	1.21	1.98	2.95	3.45	1.88	6.63

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภท ในจังหวัดสมุทรปราการ (เมกกะวัตต์เออร์)				
	2546	2547	2548	2549	2550
	บ้านอยู่อาศัย	388.78	411.83	437.28	499.92
กิจการขนาดเล็ก	537.03	574.86	598.49	583.62	571.32
กิจการขนาดกลาง	1,495.46	1,524.53	1,598.82	1,675.38	1,734.92
กิจการขนาดใหญ่	3,305.02	3,431.68	3,497.66	3,558.07	3,642.17
กิจการเฉพาะอย่าง	25.15	25.92	25.78	26.02	26.68
ราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	50.01	51.66	51.54	52.17	53.76
ไฟสาธารณะ	6.81	7.65	8.34	9.12	9.12
ผลรวมหน่วยจำหน่ายทั้งหมด (MWh)	5,808.26	6,028.13	6,217.91	6,404.30	6,559.21
อัตราการย่อยละการเพิ่มการใช้ไฟฟ้า	3.95	3.79	3.15	3	2.42



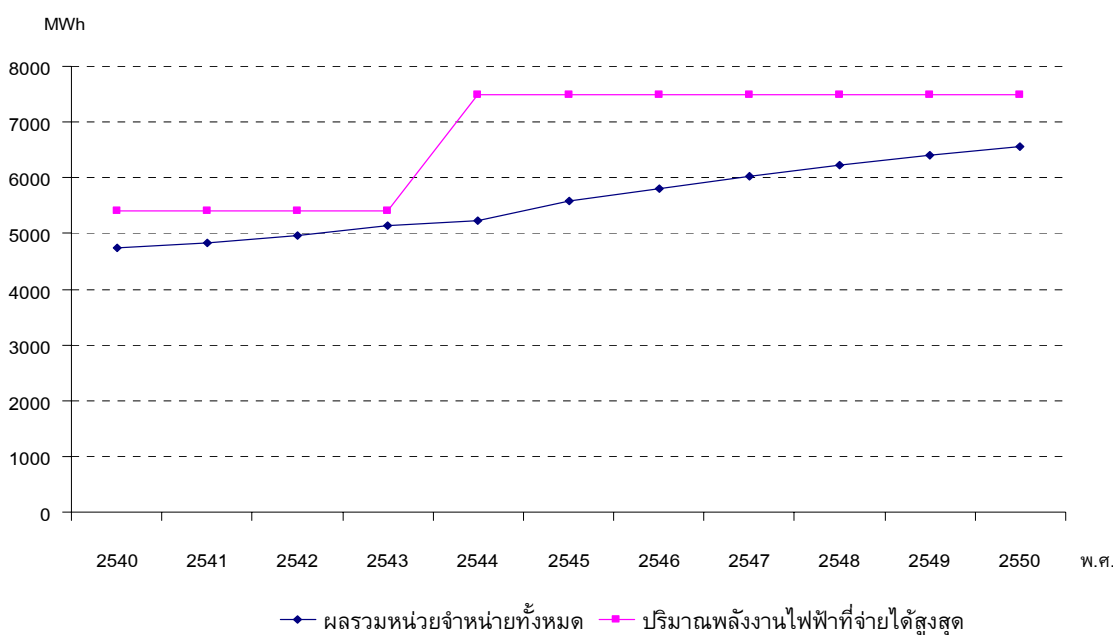
ภาพประกอบ 4 แสดงปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550

1.2 การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า

พิจารณาด้านการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอดีตตามตาราง 5 และภาพประกอบ 5 พบว่า ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2543 สามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้สูงสุด 5398.80 เมกกะวัตต์เออร์ ซึ่งสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ถึง พ.ศ. 2543 โดยจะเหลือพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ 255.36 เมกกะวัตต์เออร์ แต่ใน พ.ศ. 2544 ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็น 5143.44 เมกกะวัตต์เออร์ ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ทำให้ต้องมีการขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเป็น 7501.20 เมกกะวัตต์เออร์ ซึ่งสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2543 ถึง พ.ศ. 2550 ได้อย่างเพียงพอ โดยในปี พ.ศ. 2550 ยังคงเหลือพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ 941.99 เมกกะวัตต์เออร์ แต่จากแนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยตลอด ทำให้ระบบส่งจ่ายคงเหลือพลังงานไฟฟ้าที่สามารถส่งจ่ายได้ลดลง ดังแสดงในตาราง 5 และภาพประกอบ 5

ตาราง 5 ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550

พ.ศ.	ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า		ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ส่งจ่ายได้สูงสุด เมกกะวัตต์เออร์	พลังงานไฟฟ้าส่งจ่ายคงเหลือ เมกกะวัตต์เออร์
	เมกกะวัตต์เออร์	%เพิ่มลด		
2540	4,735.18	1.21	5398.80	663.62
2541	4,829.05	1.98	5398.80	569.75
2542	4,971.70	2.95	5398.80	427.10
2543	5,143.44	3.45	5398.80	255.36
2544	5,240.14	1.88	7501.20	2261.06
2545	5,587.33	6.63	7501.20	1913.87
2546	5,808.26	3.95	7501.20	1692.94
2547	6,028.13	3.79	7501.20	1473.07
2548	6,217.91	3.15	7501.20	1283.29
2549	6,404.30	3.00	7501.20	1096.90
2550	6,559.21	2.42	7501.20	941.99



ภาพประกอบ 5 แสดงปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550

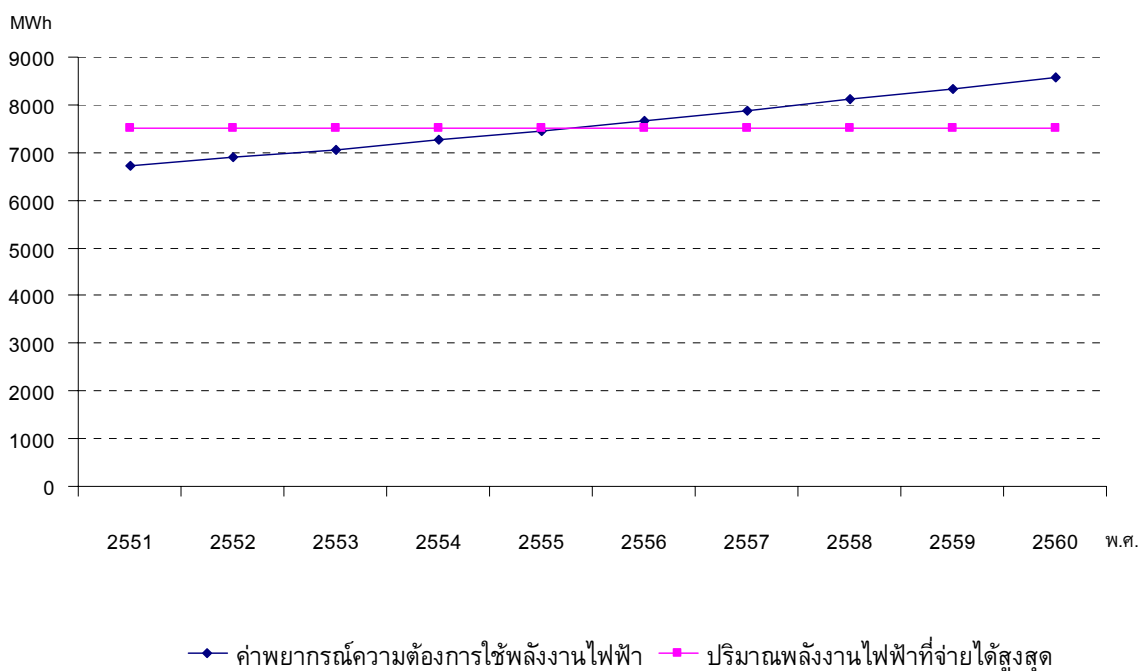
1.3 ความสามารถของการจ่ายกำลังไฟฟ้าในอนาคต

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตจากข้อมูลค่าการพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของฝ่ายเศรษฐกิจ และพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง มาวิเคราะห์หาความสามารถในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต แสดงได้ตามตาราง 6 และภาพประกอบ 6 พบว่า ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2560 ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตมีอัตรา การเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.70 แต่ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า มีความสามารถในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 7501.2 เมกกะวัตต์เออร์ ดังนั้น ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ได้ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2555 เท่านั้น โดยใน พ.ศ. 2556 มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ตามค่าการพยากรณ์ ที่ 7663.66 เมกกะวัตต์เออร์ ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่ จะไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการ จึงจำเป็นต้องทำการขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า การขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้านั้น จะต้องดำเนินการให้เสร็จสิ้นก่อน พ.ศ. 2556 ซึ่งจะมีระยะเวลาในดำเนินการขยายระบบส่งจ่ายเป็นเวลา 5 ปี นับตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2555

ตาราง 6 ค่าประมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

พ.ศ.	ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า		ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ส่งจ่ายได้สูงสุด เมกกะวัตต์เออร์	พลังงานไฟฟ้าส่งจ่ายคงเหลือ เมกกะวัตต์เออร์
	เมกกะวัตต์เออร์	%เพิ่มลด		
	2551	6,714.12	2.36	7501.2
2552	6887.53	2.58	7501.2	613.67
2553	7068.14	2.62	7501.2	433.06
2554	7261.01	2.73	7501.2	240.19
2555	7462.27	2.77	7501.2	38.93
2556	7663.66	2.70	7501.2	-
2557	7881.57	2.84	7501.2	-
2558	8104.33	2.83	7501.2	-
2559	8330.89	2.80	7501.2	-
2560	8562.51	2.78	7501.2	-

ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า : จากฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง



ภาพประกอบ 6 ค่าประมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

ตอนที่ 2 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน(IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน(Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

1. การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย มีการประมาณการรายได้ และรายจ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นเพื่อนำมาจัดทำประมาณกระแสเงินสดของโครงการและนำมาคำนวณหาค่า NPV BCR และ IRR ได้ดังนี้

1.1 ประมาณการรายได้

การขยายระบบจำหน่ายจะทำการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งสิ้น 2 แห่ง คือ สถานีไฟฟ้าย่อยบางตำรุ และสถานีไฟฟ้าย่อยบางปิ้ง โดยแต่ละแห่งจะทำการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA ทำให้มีกำลังส่งจ่ายรวมเพิ่มขึ้น 2,600 เมกกะวัตต์เออร์ แต่ในการส่งจ่ายจริง จะทำการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเพียงร้อยละ 80 เท่านั้น ทำให้มีกำลังส่งจ่ายเพิ่มขึ้นสูงสุดได้ 2,080 เมกกะวัตต์เออร์ ใน พ.ศ. 2551 ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิมมีกำลังส่งจ่ายไฟฟ้า 7501.2

เมกกะวัตต์เออร์ โดยเมื่อนำค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต จากฝ่ายเศรษฐกิจ พลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง พบว่า ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่จะจ่ายไฟฟ้าได้ ถึง พ.ศ. 2555 และตั้งแต่ พ.ศ. 2556 พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกจ่ายจากสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้ ขยายเพิ่มขึ้น โดยสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยายจะมีการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ในแต่ปีแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 11

การประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนขยาย หาได้จากการนำค่าประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าคูณกับค่าประมาณการหน่วย ขายพลังงานไฟฟ้าโดยค่าประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า และราคาขายพลังงานไฟฟ้า เป็น ข้อมูลที่จัดทำขึ้นโดยฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงานไฟฟ้า งบประมาณการรายได้จากการขาย พลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 และตั้งแต่ พ.ศ. 2575 แสดง ตามภาคผนวก ก ตาราง 12

1.2 ประมาณการรายจ่าย

ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการดำเนินการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ย่อยส่วนขยาย จะประกอบด้วยค่าใช้จ่าย ดังนี้

1.2.1 ค่าใช้จ่ายลงทุน การขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ด้วยวิธี การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยจะทำการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งสิ้น 2 แห่ง คือ สถานีไฟฟ้าย่อย บางตำรุ และสถานีไฟฟ้าย่อยบางปิ้ง จะใช้เวลาในการก่อสร้างเป็นระยะเวลา 5 ปี จะเริ่ม ก่อสร้าง ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2555 โดยข้อมูลค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการขยายสถานีไฟฟ้า ย่อยเดิม ได้จากกองบริหารโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า โดยมีค่าใช้จ่ายลงทุน แสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 13

1.2.2 ค่าใช้จ่ายการซื้อพลังงานไฟฟ้า คือ มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต หาได้จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องจ่ายของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย รวมกับค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย คูณกับราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้า ฝ่ายผลิต โดยค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเป็นข้อมูลที่จัดทำจากการคำนวณ โดย ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า และราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยเป็นข้อมูลที่ได้จากฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน ไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้ามีค่าแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 14

1.2.3 กำลังคน การดำเนินงานส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ส่วนขยายนั้น จะไม่มีการจ้างพนักงานเพิ่ม เนื่องจากเป็นเพียงการขยายขนาดส่งจ่ายของสถานี ไฟฟ้าย่อยเดิมเท่านั้น จึงยังคงใช้พนักงานทำงานในสถานีไฟฟ้าย่อยจำนวนเท่าเดิม ดังนั้น ใน การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยนี้ จะไม่มีค่าใช้จ่ายในส่วนของการกำลังคน

1.2.4 ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานี ไฟฟ้าย่อยส่วนขยายนั้น จะยังคงใช้ระบบสาธารณูปโภคเหมือนเดิมกับในกรณี ที่ยังไม่ได้มี การขยายขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย ดังนั้น ในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยนี้จะไม่มีการใช้จ่าย

ในส่วนของด้านสาธารณูปโภคเพิ่มเติม

1.2.5 ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา การเก็บข้อมูลจากแผนกสถานีไฟฟ้าย่อย ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้าพบว่า ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาของสถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าประมาณร้อยละ 3 ของค่าลงทุนต่อปี และจะสมมุติให้มีค่าคงที่ตลอดอายุของโครงการ โดยเงินลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด เป็น 231,870,000 บาท ดังนั้น ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาของสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนขยายมีค่าเท่ากับ 6,956,100 บาทต่อปี

1.2.6 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร จากการเก็บข้อมูลทางฝ่ายนโยบาย แผนและงบประมาณ การไฟฟ้านครหลวง ได้คิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวรต่างๆ ดังนี้

1.2.6.1 ค่าเสื่อมราคาของลานติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรง และมีมูลค่าซากเท่ากับร้อยละ 50 ของค่าก่อสร้าง

1.2.6.2 ค่าเสื่อมราคาของหม้อแปลงไฟฟ้า และระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรง และไม่มีมูลค่าซาก

1.2.6.3 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายส่งแรงดันสูง และระบบสายป้อนแรงดันกลาง คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรงและมีมูลค่าซากเท่ากับร้อยละ 10 ของค่าก่อสร้าง

ดังนั้น ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวรของการขยายขนาดสถานีไฟฟ้าย่อย มีค่าแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 15

ค่าใช้จ่ายต่างๆ สามารถนำมาจัดทำเป็นงบประมาณรายจ่าย โดยจำแนกประเภทต้นทุนเป็นต้นทุนคงที่ และต้นทุนผันแปร แสดงตามภาคผนวก ก ตาราง 16 โดยในกรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย จะมีต้นทุนในการส่งจ่ายไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากับ 2.2425 บาทต่อวัตต์เออร์

1.3 การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

จากงบประมาณการรายจ่ายและงบประมาณการรายได้ สามารถนำมาจัดทำงบประมาณกระแสเงินสดได้ ตามตาราง 7 และจากงบกระแสเงินสดนำมาคำนวณหาค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit - Cost Ratio) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยได้

ตาราง 7 งบประมาณกระแสเงินสดกรณีการขายสถานีไฟฟ้าย่อย

พ.ศ.	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
- ค่าใช้จ่ายในการขายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย					
- ค่าเสื่อมราคา					
- ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000

ตาราง 7 (ต่อ)

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
- ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
- ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
- ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	411,015,940	860,056,051	1,353,268,811	1,854,895,148	2,367,724,828
กำไรขั้นต้น	-20,835,758	53,478,578	95,268,510	137,771,325	181,223,399
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		18,717,502	33,343,979	48,219,964	63,428,190
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		34,761,076	61,924,532	89,551,361	117,795,209
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		10,428,323	18,577,359	26,865,408	35,338,563
กำไรสุทธิ	-20,835,758	24,332,753	43,347,172	62,685,953	82,456,647
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	-9,912,758	35,255,753	54,270,172	73,608,953	93,379,647

ตาราง 7 (ต่อ)

พ.ศ.	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนรวม					
- ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
- ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
- ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,879,597,508	3,405,290,750	3,945,177,710	4,499,641,617	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	224,594,386	269,136,391	314,881,029	361,860,772	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	78,608,035	94,197,737	110,208,360	126,651,270	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	145,986,351	174,938,654	204,672,669	235,209,502	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	43,795,905	52,481,596	61,401,801	70,562,851	72,604,419
กำไรสุทธิ	102,190,446	122,457,058	143,270,868	164,646,651	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	113,113,446	133,380,058	154,193,868	175,569,651	180,333,312

ตาราง 7 (ต่อ)

พ.ศ.	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนรวม					
- ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
- ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
- ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312

ตาราง 7 (ต่อ)

พ.ศ.	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
- ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
- ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
- ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	193,743,312

งบกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมนำมาคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit - Cost Ratio) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ได้ตามตาราง 8 โดยการคำนวณ จะกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 12 เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงได้ตั้งเป้าหมายของการดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีอัตราผลตอบแทนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 12 ต่อปี

ตาราง 8 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

เกณฑ์การตัดสินใจของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	ผลการคำนวณ
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	298,883,002
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)	2.95
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	24.86 %

ผลการคำนวณ เกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนของโครงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย พบว่าเป็นโครงการที่ควรลงทุน เพราะมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 298,883,002 บาทซึ่งมากกว่าศูนย์ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 2.95 ซึ่งมากกว่าหนึ่ง และมีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 24.86% ซึ่งมากกว่าอัตราผลตอบแทนที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ที่ร้อยละ 12 แสดงว่า การลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อย สามารถใช้ทรัพยากรในการลงทุนให้เกิดผลประโยชน์ได้คุ้มค่า

2. การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ จะทำการประมาณการค่าใช้จ่ายและรายได้ทั้งหมดที่เกิดขึ้น เพื่อนำมาจัดทำประมาณกระแสเงินสดของโครงการและนำมาคำนวณหาค่า NPV BCR และ IRR ได้ ดังนี้

2.1 ประมาณการรายได้

การขยายระบบจำหน่ายด้วยการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ จะทำการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 2 युनिต์ ทำให้มีกำลังส่งจ่ายรวมเพิ่มขึ้น 2,600 เมกกะวัตต์เออร์ แต่ในการส่งจ่ายจริงจะทำการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเพียงร้อยละ 80 เท่านั้น ทำให้มีกำลังส่งจ่ายเพิ่มขึ้นสูงสุดได้ 2,080 เมกกะวัตต์เออร์ ใน พ.ศ. 2551 ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิมมีกำลังส่งจ่ายไฟฟ้า 7501.2 เมกกะวัตต์เออร์ โดยเมื่อนำค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตจากฝ่ายเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง พบว่า ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่จะจ่ายไฟฟ้าได้ถึง พ.ศ. 2555 และตั้งแต่ พ.ศ. 2556 พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกจ่ายจากสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ โดยสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่จะมีการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปีแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 18

การประมาณรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าที่สร้างใหม่ หาได้จากนำค่าประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย ที่สร้างใหม่คูณกับค่าประมาณการหน่วยขายพลังงานไฟฟ้า โดยค่าประมาณการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าและราคาขาย

พลังงานไฟฟ้าเป็นข้อมูลที่ทำขึ้นโดยฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง
งบประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ตั้งแต่ พ.ศ. 2551
และตั้งแต่ พ.ศ. 2575 แสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 19

2.2 ประมาณการรายจ่าย

ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการดำเนินการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย จะประกอบด้วยค่าใช้จ่าย ดังนี้

2.2.1 ค่าใช้จ่ายลงทุน การขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า โดยการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ จะใช้เวลาในการก่อสร้างสถานีย่อย และระบบส่งจ่ายไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 5 ปี โดยจะเริ่มก่อสร้างตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง ปี 2555 โดยข้อมูลค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ได้จากการบริหารโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า โดยมีค่าใช้จ่ายลงทุน แสดงตามภาคผนวก ก ตาราง 20

2.2.2 ค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดิน การไฟฟ้านครหลวงจะทำการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในที่ดินของราชพัสดุ กรมธนารักษ์ กระทรวงการคลัง โดยจะเสียค่าเช่าที่ดิน ใน พ.ศ. 2556 เป็นจำนวนเงิน 158,400 บาทต่อปี และจะปรับค่าเช่าเพิ่มขึ้น ในอัตราร้อยละ 10 ทุก 5 ปี

2.2.3 ค่าใช้จ่ายการซื้อพลังงานไฟฟ้า คือ มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต หาได้จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องจ่ายของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ รวมกับค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย คูณกับราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเป็นข้อมูลที่ทำจากการคำนวณ โดยฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้าและราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยเป็นข้อมูลที่ได้จากฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงานไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้ามีค่าแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 21

2.2.4 กำลังคน การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่จะต้องมีการใช้พนักงานในการดำเนินงานทั้งสิ้น จำนวน 6 คน โดยข้อมูลเงินเดือนของพนักงาน ในระดับต่าง ๆ ที่ปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้าย่อย ได้จากฝ่ายทรัพยากรมนุษย์ และกำหนดให้มีการขึ้นของเงินเดือนในช่วง 10 ปีแรก คือ พ. ศ. 2556 ถึง พ.ศ. 2565 มีอัตราการขึ้นเงินเดือนร้อยละ 11.5 ต่อปี ในช่วง 5 ปีต่อไปคือ พ. ศ. 2566 ถึง พ.ศ. 2570 มีอัตราการขึ้นเงินเดือนร้อยละ 8.6 และในช่วง 5 ปีต่อไป คือ พ. ศ. 2571 ถึง พ.ศ. 2575 มีอัตราการขึ้นเงินเดือนร้อยละ 5.7 ค่าใช้จ่ายในการจ้างพนักงานแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 22

2.2.5 ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค จากข้อมูลทางแผนกสถานีไฟฟ้าย่อย การไฟฟ้านครหลวง การใช้สาธารณูปโภคของสถานีไฟฟ้าย่อย ในการดำเนินงานส่วนใหญ่จะเป็นค่าไฟฟ้า โดยจะมีค่าใช้จ่ายสาธารณูปโภคเฉลี่ยต่อปีเป็นอัตราร้อยละ 0.05 ของรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า

2.2.6 ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา การเก็บข้อมูลจากแผนกสถานีไฟฟ้าย่อย ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้าพบว่า ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาของสถานีไฟฟ้าย่อย มีค่าประมาณร้อยละ 3 ของค่าลงทุนต่อปี และจะสมมุติให้มีค่าคงที่ตลอดอายุของโครงการ โดยเงินลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดเป็น 413,188,820 บาท ดังนั้น ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย มีค่าเท่ากับ 12,395,665 บาทต่อปี

2.2.7 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร จากข้อมูลทางฝ่ายนโยบาย แผนและงบประมาณ การไฟฟ้านครหลวง ได้คิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวรต่างๆ ดังนี้

2.2.7.1 ค่าเสื่อมราคาของอาคารสถานีไฟฟ้าย่อย คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรงและมีมูลค่าซากเท่ากับร้อยละ 50 ของค่าก่อสร้าง

2.2.7.2 ค่าเสื่อมราคาของ หม้อแปลงไฟฟ้า และระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรงและไม่มีมูลค่าซาก

2.2.7.3 ค่าเสื่อมราคาของระบบสายส่งแรงดันสูง และระบบสายป้อนแรงดันกลาง คิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีอัตราเส้นตรง และมีมูลค่าซาก เท่ากับร้อยละ 10 ของค่าก่อสร้าง

2.2.7.4 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวรของการขยายขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าแสดงตาม ภาคผนวก ก ตาราง 23

2.2.7.5 ค่าใช้จ่ายต่างๆ สามารถนำมาจัดทำเป็นงบประมาณรายจ่ายโดยจำแนกประเภทต้นทุนเป็นออกเป็นต้นทุนคงที่ และต้นทุนผันแปร ตามแสดงตามภาคผนวก ก ตาราง 24 โดยในกรณีของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ จะมีต้นทุนในการส่งจ่ายไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากับ 0.44102 บาทต่อหน่วย

2.3 การคำนวณค่า NPV BCR และ IRR ของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

จากงบประมาณการรายจ่ายและงบประมาณการรายได้ สามารถนำมาจัดทำงบประมาณกระแสเงินสดได้ ตามตาราง 9 และจากงบกระแสเงินสดนำมาคำนวณหาค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR : Benefit - Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ได้

ตาราง 9 งบประมาณกระแสเงินสด กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

พ.ศ.	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
- ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
- ค่าเช่าที่ดิน					
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
- ค่าจ้างพนักงาน					
- ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
- ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 9 (ต่อ)

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนรวม					
- ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
ต้นทุนคงที่					
- ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
- ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
- ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
- ค่าสาธารณูปโภค	195,090	456,767	724,269	996,333	1,274,474
รวมรายจ่าย	417,127,732	856,357,353	1,338,774,775	1,829,422,529	2,331,029,388
กำไรขั้นต้น	-26,947,550	57,177,276	109,762,546	163,243,944	217,918,839
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		20,012,046	38,416,891	57,135,380	76,271,594
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		37,165,229	71,345,655	106,108,564	141,647,245
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		11,149,569	21,403,696	31,832,569	42,494,174
กำไรสุทธิ	-26,947,550	26,015,660	49,941,958	74,275,995	99,153,072
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	-6,952,692	46,010,518	69,936,816	94,270,853	119,147,930

ตาราง 9 (ต่อ)

พ.ศ.	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนรวม					
- ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
- ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
- ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
- ค่าสาธารณูปโภค	1,552,096	1,837,214	2,130,029	2,430,751	2,497,768
รวมรายจ่าย	2,831,717,379	3,345,908,810	3,873,984,673	4,416,319,992	4,537,197,040
กำไรขั้นต้น	272,474,515	328,518,330	386,074,065	445,182,397	458,338,960
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	95,366,080	114,981,415	135,125,923	155,813,839	160,418,636
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	177,108,435	213,536,914	250,948,142	289,368,558	297,920,324
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	53,132,530	64,061,074	75,284,443	86,810,567	89,376,097
กำไรสุทธิ	123,975,904	149,475,840	175,663,700	202,557,991	208,544,227
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	143,970,762	169,470,698	195,658,558	222,552,849	228,539,085

ตาราง 9 (ต่อ)

พ.ศ.	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
- ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
- ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
- ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
- ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,231,049	4,537,249,060	4,537,268,620	4,537,289,862	4,537,312,931
กำไรขั้นต้น	458,304,951	458,286,940	458,267,380	458,246,138	458,223,069
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,406,733	160,400,429	160,393,583	160,386,148	160,378,074
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,898,218	297,886,511	297,873,797	297,859,990	297,844,995
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,369,466	89,365,953	89,362,139	89,357,997	89,353,498
กำไรสุทธิ	208,528,753	208,520,558	208,511,658	208,501,993	208,491,496
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,523,611	228,515,416	228,506,516	228,496,851	228,486,354

ตาราง 9 (ต่อ)

พ.ศ.	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
- รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
- ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
- ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
- ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
- ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
- ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
- ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,348,702	4,537,366,254	4,537,384,806	4,537,404,415	4,537,425,142
กำไรขั้นต้น	458,187,298	458,169,746	458,151,194	458,131,585	458,110,858
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,365,554	160,359,411	160,352,918	160,346,055	160,338,800
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,821,743	297,810,335	297,798,276	297,785,530	297,772,058
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,346,523	89,343,101	89,339,483	89,335,659	89,331,617
กำไรสุทธิ	208,475,220	208,467,235	208,458,793	208,449,871	208,440,440
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,470,078	228,462,093	228,453,651	228,444,729	241,726,958

งบกระแสเงินสดการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่นำมาคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit - Cost Ratio) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ได้ตามตาราง 10 โดยการคำนวณ จะกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 12 เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงได้ตั้งเป้าหมายของการดำเนิน ธุรกิจเกี่ยวกับระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีอัตราผลตอบแทนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 12 ต่อปี

ตาราง 10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

เกณฑ์การตัดสินใจของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	ผลการคำนวณ
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	282,423,319
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)	1.97
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	18.98 %

ผลการคำนวณเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนของโครงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย พบว่าเป็นโครงการที่ควรลงทุน เพราะมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 298,883,002 บาท ซึ่งมากกว่าศูนย์ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 2.95 ซึ่งมากกว่าหนึ่ง และมีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 24.86% ซึ่งมากกว่าอัตราผลตอบแทนที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดไว้ที่ร้อยละ 12 แสดงว่าการลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถใช้ทรัพยากรในการลงทุนให้เกิดผลประโยชน์ได้คุ้มค่า

2.3 การเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit - Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมเปรียบเทียบกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ แสดงดังตาราง 11

ตาราง 11 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทน ภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

วิธีการขยายระบบส่งจ่ายไฟฟ้า	NPV	IRR	BCR
การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	298,883,002	24.86 %	2.95
การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	282,423,319	18.98 %	1.97

การเปรียบเทียบค่า NPV พบว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่า NPV เท่ากับ 298,883,002 บาท และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่า NPV เท่ากับ 282,423,319 บาท แสดงว่าการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะให้ผลตอบแทนเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วสูงกว่า การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ 16,459,683 บาท

การเปรียบเทียบค่า BCR พบว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่า BCR เท่ากับ 2.95 และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่า BCR เท่ากับ 1.97 แสดงว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมสามารถใช้ทรัพยากรให้เกิดผลประโยชน์ได้คุ้มค่ามากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

การเปรียบเทียบค่า IRR พบว่าการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่า IRR เท่ากับ 24.86% และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่า IRR เท่ากับ 18.98% แสดงว่าการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะให้อัตราผลตอบแทนที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

การขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าควรที่จะเลือกใช้วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม เพราะการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่า NPV BCR และ IRR สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ แสดงว่า การลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไว กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

1. การวิเคราะห์ความไวกรณีเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงานไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความไวกรณีให้มีการเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงานไฟฟ้า ลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ทำให้ค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทน ภายใน และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่า แสดงตามตาราง 12

ตาราง 12 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาขายพลังงานไฟฟ้า

เกณฑ์การตัดสินใจ	ราคาขายไฟฟ้า		ค่าความยืดหยุ่น
	ลดลง 5%	เพิ่มขึ้น 5%	
กรณีขยายสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	6,590,956	591,175,048	842.60
BCR	1.04	4.98	35.99
IRR	12.41%	32.73%	15.55
กรณีสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	-9,722,581	574,569,219	570.92
BCR	0.97	2.99	19.82
IRR	11.69%	23.98%	10.00

การวิเคราะห์ยืดหยุ่นของ NPV BCR และ IRR ต่อราคาขายพลังงานไฟฟ้า ตามตาราง 25 พบว่า การเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้าส่งผลกระทบต่อค่า NPV BCR และ IRR อย่างมาก เมื่อราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลงจะทำให้ค่า NPV BCR และ IRR ลดลงอย่างมาก กรณีของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 842.60 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 35.99 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 15.55 ส่วนกรณีของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 570.92 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 19.82 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อราคาขายไฟฟ้าเท่ากับ 10.00

กรณีที่ราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลงการตัดสินใจเลือกลงทุนควรที่จะเลือกวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม เพราะการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ในกรณีที่ราคาขายไฟฟ้าลดลง 5% มีค่า NPV BCR และ IRR สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ดังแสดงในตาราง 25 โดยการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยกรณีที่ราคาขายไฟฟ้าลดลง 5% จะมีค่า NPV เท่ากับ 6,590,956 บาท BCR เท่ากับ 1.04 และ IRR เท่ากับ 12.41%

2. กรณีการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความไวกรณีให้มีการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ทำให้ค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยและการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่าแสดงตามตาราง 13

ตาราง 13 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

เกณฑ์การตัดสินใจ	ความต้องการไฟฟ้า		ค่าความยืดหยุ่น
	ลดลง 5%	เพิ่มขึ้น 5%	
กรณีขยายสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	199,655,781	379,852,703	8.57
BCR	2.29	3.42	4.70
IRR	20.30%	28.67%	3.91
กรณีสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	150,284,709	472,342,844	20.36
BCR	1.50	2.63	7.19
IRR	15.65%	23.73%	4.91

การวิเคราะห์ความยืดหยุ่นของ NPV BCR และ IRR ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าตามตาราง 26 พบว่า การเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าส่งผลกระทบต่อค่า NPV BCR และ IRR มาจากการเปลี่ยนแปลงของราคาค่าไฟฟ้า เมื่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงจะทำให้ค่า NPV BCR และ IRR ลดลง กรณีของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 8.57 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 4.70 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 3.91 ส่วนกรณีของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 20.36 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 7.19 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 4.91

กรณีที่ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงการตัดสินใจเลือกลงทุนควรจะเลือกวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย เพราะการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยกรณีที่ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลง 5% มีค่า NPV BCR และ IRR ที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ดังแสดงในตาราง 26 โดยการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยกรณีที่ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลง 5% จะมีค่า NPV เท่ากับ 199,655,781 บาท BCR เท่ากับ 2.29 และ IRR เท่ากับ 20.30%

3. กรณีการเปลี่ยนแปลงของราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

การวิเคราะห์ความไวกรณีให้มีการเปลี่ยนแปลงของราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลดลงร้อยละ 5 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ทำให้ค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุนของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมและการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่าแสดง ตามตาราง 14

ตาราง 14 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

เกณฑ์การตัดสินใจ	ราคาวัสดุก่อสร้าง		ค่าความยืดหยุ่น
	ลดลง 5%	เพิ่มขึ้น 5%	
กรณีขยายสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	305,923,317	291,842,686	-0.44
BCR	3.10	2.81	-0.89
IRR	25.55%	24.22%	-0.49
กรณีสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย			
NPV	296,174,047	268,672,591	-0.88
BCR	2.07	1.87	-0.92
IRR	19.54%	18.46%	-0.53

การวิเคราะห์ความยืดหยุ่นของ NPV BCR และ IRR ต่อราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างตามตาราง 27 พบว่า การเปลี่ยนแปลงราคาวัสดุที่ใช้ก่อสร้างส่งผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงของค่า NPV BCR และ IRR ค่อนข้างน้อย เมื่อราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ใน

การก่อสร้างสูงขึ้นจะทำให้ค่า NPV BCR และ IRR ลดลง โดยกรณีของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.44 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.89 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.49 ส่วนกรณีของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีค่าความยืดหยุ่นของ NPV ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.88 ค่าความยืดหยุ่นของ BCR ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.92 และค่าความยืดหยุ่นของ IRR ต่อราคาวัสดุก่อสร้างเท่ากับ -0.53

กรณีราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างมีราคาสูงขึ้น การตัดสินใจเลือกลงทุนควรจะเลือกวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม เพราะการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกรณีราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างมีราคาสูงขึ้น 5% มีค่า NPV BCR และ IRR ที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ดังแสดงในตาราง 27 โดยการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกรณีที่ราคาวัสดุก่อสร้างเพิ่มขึ้น 5% จะมีค่า NPV เท่ากับ 291,842,686 บาท BCR เท่ากับ 2.81 และ IRR เท่ากับ 24.22%

บทที่ 5

สรุป อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

การศึกษาวิจัยในครั้งนี้มีความมุ่งหมาย การดำเนินการ ผลสรุป การอภิปรายผล และข้อเสนอแนะ ดังนี้

ความมุ่งหมายของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ
2. เพื่อศึกษาเปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่
3. เพื่อศึกษาความไวของปัจจัย โดยเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

การเก็บรวบรวมข้อมูลและแหล่งข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในการทำวิจัยจะเป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่ได้จากการเก็บรวบรวมจากหน่วยงานต่างๆ ของทางการไฟฟ้านครหลวง ดังนี้

1. กองอัตราค่าไฟฟ้าและพยากรณ์พลังไฟฟ้า ฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงานไฟฟ้า
2. แผนกสถานีย่อย กองสถานีย่อย ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า
3. แผนกอุปกรณ์สถานีย่อย กองบำรุงรักษาอุปกรณ์สถานีย่อย ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า
4. แผนกงานวางแผน กองวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
5. แผนกจัดทำรายละเอียดและกำหนดราคา กองบริหารโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
6. แผนกออกแบบสถานีย่อย กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
7. แผนกควบคุมสถานีย่อย กองควบคุมงาน ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
8. แผนกออกแบบสายอากาศ กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
9. แผนกออกแบบสายใต้ดิน กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน
10. แผนกประเมินผลและว่าจ้าง กองออกแบบด้านไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน

11. แผนกสถานีย่อย กองก่อสร้างโยธา ฝ่ายก่อสร้าง
12. กองแผนงานและงบประมาณ ฝ่ายนโยบาย แผน และงบประมาณ
13. แผนกงานค่าจ้างเงินเดือน กองบริหารทรัพยากรมนุษย์ ฝ่ายทรัพยากรมนุษย์

เครื่องมือที่ใช้ในการเก็บรวบรวมข้อมูล

การวิจัยครั้งนี้ ได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลที่มีลักษณะเป็นข้อมูลทุติยภูมิซึ่งใช้ข้อมูลเป็นรายปี โดยใช้แบบบันทึกข้อมูล ดังต่อไปนี้

แบบบันทึกข้อมูล 1 เป็นแบบบันทึกปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 จนถึง พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 2 เป็นแบบบันทึกต้นทุนการก่อสร้างสถานีย่อย ทำการเก็บบันทึกข้อมูลใน พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 3 เป็นแบบบันทึกค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ทำการเก็บบันทึกข้อมูลใน พ.ศ. 2550

แบบบันทึกข้อมูล 4 เป็นแบบบันทึกค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 จนถึง พ.ศ. 2575

แบบบันทึกข้อมูล 5 เป็นแบบบันทึกค่าพยากรณ์ราคาค่าขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำการเก็บบันทึกข้อมูลเป็นรายปี ตั้งแต่ พ.ศ. 2551 จนถึง พ.ศ. 2575

การเก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิเพื่อใช้ในการวิจัย ซึ่งเป็นข้อมูลเกี่ยวกับ ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ต้นทุนการก่อสร้างสถานีย่อย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต และราคาค่าขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต มีวิธีการเก็บ ดังนี้

1. ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทางระบบอินทราเน็ตของ ฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

2. ต้นทุนการก่อสร้างสถานีย่อย ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของต้นทุนการก่อสร้างสถานีย่อยใน พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทางระบบอินทราเน็ตของ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบและควบคุมงาน ฝ่ายนโยบายแผนและงบประมาณ โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้า ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการส่งจ่ายไฟฟ้าใน พ.ศ. 2550 ด้วยวิธีการเก็บจากฐานข้อมูลผ่านทาง

ระบบบริหารเน็ตของ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า ฝ่ายบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า และฝ่ายทรัพยากรมนุษย์ โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2551

4. ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของค่าพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2575 ด้วยวิธีการเก็บจากเอกสารการประมาณฐานะทางการเงินประกอบการพิจารณาแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 10 ของฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2550

5. ราคาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ได้ดำเนินการเก็บข้อมูลทุติยภูมิของราคาขายพลังงานไฟฟ้าในอนาคตรายปีตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2575 ด้วยวิธีการเก็บจากเอกสารประมาณฐานะทางการเงินประกอบการพิจารณาแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 10 ของฝ่ายเศรษฐกิจและพลังงาน โดยดำเนินการจัดเก็บข้อมูลในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2550

การจัดกระทำข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล

การวิจัยครั้งนี้ กระทำโดยการวิเคราะห์ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) เกี่ยวกับรายรับและรายจ่ายที่ได้จากหน่วยงานต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวงมาจัดทำงบประมาณรายรับงบประมาณรายจ่าย งบประมาณกระแสเงินสด และคำนวณหาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) เพื่อเปรียบเทียบผลการลงทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีย่อยใหม่

สรุปผลการวิจัย

การวิจัย เรื่องการเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวง ในจังหวัดสมุทรปราการ สามารถสรุปผลการวิจัยได้ ดังนี้

ตอนที่ 1 ผลการวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ

ผลการคำนวณตามตาราง 4 และตาราง 5 พบว่า ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในจังหวัดสมุทรปราการ ตั้งแต่ พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2550 มีแนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้า ที่เพิ่มสูงขึ้นตลอด โดยมีอัตราการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีเท่ากับร้อยละ 3.13 การใช้พลังงานไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่มาจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ คือ กลุ่มของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุด คือ ร้อยละ 55.53 รองลงมา คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง คือ กลุ่มของโรงงานอุตสาหกรรมขนาดกลาง อาคาร

สำนักงาน และห้างสรรพสินค้า มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าร้อยละ 26.45 ด้านการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในจังหวัดสมุทรปราการ พบว่า ใน พ.ศ. 2550 มีกำลังส่งจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด 7,501.20 เมกกะวัตต์เออาร์ ซึ่งยังคงสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ โดยระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ายังเหลือกำลังส่งจ่าย 941.99 เมกกะวัตต์เออาร์

ผลการคำนวณตามตาราง 6 พบว่า การใช้พลังงานไฟฟ้าใน พ.ศ. 2556 จะมีการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยประมาณ 7,663.66 เมกกะวัตต์เออาร์ ซึ่งระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมจะสามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสูงสุดได้เพียง 7,501.20 เมกกะวัตต์เออาร์ ทำให้ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดิม จะไม่สามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ใน พ.ศ. 2556 ได้ ดังนั้น การไฟฟ้านครหลวงจำเป็นต้องทำการขยายระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยจะมีระยะเวลาในการดำเนินการขยายระบบส่งจ่ายไฟฟ้าเป็นเวลา 5 ปี นับตั้งแต่ พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2555

ตอนที่ 2 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่

ผลการคำนวณตามตาราง 11 พบว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 298,883,002 บาท และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 282,423,319 บาท แสดงว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะให้ผลตอบแทน เมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วสูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ 16,459,683 บาท การเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายในพบว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 24.86% และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ มีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 18.98% แสดงว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะให้อัตราผลตอบแทนที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ การเปรียบเทียบค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนพบว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 2.95 และการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ มีค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.97 แสดงว่า การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมสามารถใช้ทรัพยากรให้เกิดผลประโยชน์ได้คุ้มค่ามากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ดังนั้น ในการขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าควรที่จะเลือกวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม เพราะจะได้รับผลประโยชน์จากการลงทุนที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่

ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไว กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงราคาขายพลังงานไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และราคาของวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

ผลการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยตามตาราง 12 พบว่า ราคาขายพลังงานไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยที่มีความเสี่ยงมากที่สุด เนื่องจากค่าความยืดหยุ่นของ NPV IRR และ BCR ต่อราคา

ขายพลังงานไฟฟ้ามีค่าสูงสุด โดยเมื่อราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลงจะทำให้ค่า NPV IRR BCR ลดลงอย่างมาก และปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยเสี่ยงรองลงมา โดยเมื่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลงจะทำให้ค่า NPV IRR และ BCR ลดลง และราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นปัจจัยที่มีความเสี่ยงน้อยที่สุด โดยเมื่อราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นจะทำให้ค่า NPV IRR BCR ลดลงค่อนข้างน้อย โดยการตัดสินใจลงทุนในกรณีที่เกิดราคาขายพลังงานไฟฟ้าลดลง ปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าลดลง และราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยสูงขึ้น การเลือกลงทุนขยายระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าควรจะต้องเลือกวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยจะยังคงมีค่า NPV IRR และ BCR ที่สูงกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

การอภิปรายผล

การวิเคราะห์ผลข้างต้นของการเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ของการไฟฟ้านครหลวงในจังหวัดสมุทรปราการ สามารถอภิปรายผลของของการวิจัยได้ ดังนี้

การวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมดในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ

ผลการวิเคราะห์พบว่า ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นโดยตลอด ทำให้การไฟฟ้านครหลวงต้องทำการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าให้ได้เพียงพอ โดยตลอดตามตามตาราง 5 และภาพประกอบ 5 ดังนั้น การไฟฟ้านครหลวงควรหาวิธีการลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าลง โดยการรณรงค์ให้มีการประหยัดการใช้พลังงานไฟฟ้า และให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และขนาดกลาง ซึ่งเป็นกลุ่มที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุด ในจังหวัดสมุทรปราการ ให้พยายามใช้เครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพสูง และทำการบำรุงรักษาเครื่องจักรโดยตลอด ซึ่งจะทำให้ลดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้มาก รวมทั้งการไฟฟ้านครหลวงต้องหาวิธีลดความสูญเสียในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้น้อยลง เช่น ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีเทคโนโลยีใหม่ ทำให้มีความสูญเสียน้อยลง มีการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพที่ดีตลอดเวลา เพื่อให้ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้เต็มประสิทธิภาพโดยตลอด จะทำให้ระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น และสามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดสมุทรปราการในอนาคตได้เป็นระยะเวลายาวนานมากขึ้น

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV : Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR : Internal Rate of Return) และอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Cost Benefit Ratio) ระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่

การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ พบว่า ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานของทั้งสองโครงการคือรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้านั้น มีค่าที่เท่ากัน ดังนั้น ต้นทุนของทั้งสองโครงการที่แตกต่างกัน จึงทำให้เกิดเหตุในการวิเคราะห์โครงการทั้งสองต่างกัน โดยการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในมากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ เนื่องจากต้นทุนรวมที่คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม มีค่าน้อยกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ซึ่งต้นทุนสำคัญที่แตกต่างกันระหว่างการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ ค่าลงทุนก่อสร้างและค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมจะมีค่าลงทุนก่อสร้างในช่วงแรกของการดำเนินโครงการในจำนวนที่น้อยกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มาก ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะมีค่ามากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ แต่ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในช่วงแรกของการดำเนินการจ่ายไฟฟ้า มีค่าน้อยและเพิ่มมากขึ้นเรื่อยๆ จนสิ้นสุดโครงการ เมื่อพิจารณาต้นทุนของโครงการทั้งสองเปรียบเทียบกันแล้วตาม ภาคผนวก ก ตาราง 16 และตาราง 24 พบว่า ในช่วงระยะเวลาแรกของโครงการคือช่วง พ.ศ. 2551 ถึง พ.ศ. 2557 การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมจะมีค่าต้นทุนที่น้อยกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ แต่ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ พ.ศ. 2558 ถึง พ.ศ. 2575 การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม จะมีค่าต้นทุนมากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ดังนั้นเมื่อคิดต้นทุนเป็นมูลค่าปัจจุบัน จึงทำให้การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่าต้นทุนที่น้อยกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ และทำให้ค่าเกณฑ์การตัดสินใจเลือกโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมมีค่ามากกว่าการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะเพื่อการปฏิบัติ

1. การไฟฟ้านครหลวงควรหาวิธีการลดต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลง โดยเฉพาะอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ที่ใช้ในสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นต้องจัดซื้อจากต่างประเทศเข้ามา ซึ่งมีราคาสูงมาก จึงทำให้ต้นทุนการขยายระบบจำหน่ายมีมูลค่าสูงมาก ดังนั้น การไฟฟ้านครหลวงควรร่วมมือกับหน่วยงานต่างๆ ในประเทศ เพื่อทำการวิจัยและพัฒนาวิธีการสร้างอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ให้สามารถผลิตใช้ได้ในประเทศไทย ซึ่งจะช่วยให้ต้นทุนการก่อสร้าง

สถานีไฟฟ้าย่อยลดลงได้อย่างมากและทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่ามากขึ้น

2. การไฟฟ้านครหลวงควรวางหาวิธีการลดระยะเวลาในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยให้สั้นลงซึ่งโดยปกติจะใช้ระยะเวลาก่อสร้างประมาณ 5 ปี ดังนั้น ถ้าสามารถทำการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยได้เสร็จรวดเร็วยิ่งขึ้น จะทำให้รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าได้มากขึ้น ในช่วงแรกของอายุโครงการ ทำให้มูลค่าปัจจุบันของรายได้ตลอดอายุโครงการมีค่ามากขึ้น และส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่ามากขึ้น

ข้อเสนอแนะเพื่อการวิจัยต่อไป

1. การวิจัยเรื่องการเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ด้านผลประโยชน์หรือรายรับที่ได้จากการขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้น จะมีค่าเท่ากันทั้งสองโครงการ เพราะได้ทำการวิเคราะห์ภายใต้เงื่อนไขกรณีที่สถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ที่สร้างขึ้นจะไม่มีการขายกำลังการส่งจ่ายเพิ่มในอนาคต ซึ่งในอนาคตสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่สามารถทำการติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติมได้อีกหนึ่งยูนิต จะทำให้สถานีไฟฟ้าไฟฟ้าย่อยนี้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มสูงมากขึ้น ดังนั้น การวิเคราะห์เปรียบเทียบการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ จึงอาจพิจารณาในกรณีที่สถานีไฟฟ้าย่อยใหม่มีการขายกำลังส่งจ่ายไฟฟ้าในอนาคตเพิ่มเติมเข้ามาด้วย ซึ่งจะทำให้รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่เพิ่มมากขึ้น และทำให้เกณฑ์การตัดสินใจเลือกโครงการเปลี่ยนแปลงไป

2. การวิจัยเรื่องการเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ นี้ ได้ทำการวิเคราะห์ในสถานการณ์ปัจจุบันที่การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้ารายเดียวในพื้นที่กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ แต่ในอนาคตอาจจะมีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซ ณ จุดผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การไฟฟ้านครหลวงไม่ได้เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้ารายเดียวในตลาดอีกต่อไป และจะทำให้เกิดการแข่งขันกันขึ้น ดังนั้น การศึกษาวิจัยเรื่องการเปรียบเทียบต้นทุน ระหว่างการขายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่อาจจะต้องพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของตลาด เนื่องจากมีผู้ค้ารายอื่นเข้ามาแข่งขันด้วย ซึ่งจะทำให้รายได้จากการขายพลังงานพลังงานไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

- ชัยยศ สันติวงษ์. (2533). การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ. กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์ไทยวัฒนาพานิช.
- ชาญศิลป์ ตรีนุชกร. (2529). การศึกษาเปรียบเทียบผลประโยชน์และต้นทุนในการสร้างคลังน้ำมันแห่งใหม่ในจังหวัดสงขลา กรณีศึกษาการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยรามคำแหง. ถ่ายเอกสาร.
- ชุมพล ศฤงคารศิริ. (2543). การวิเคราะห์และตัดสินใจเพื่อการลงทุน. กรุงเทพฯ: บริษัท ซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด.
- ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ. (2540). เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ: ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ฐาปนา จีนไพศาล; และ อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ. (2542). การบริหารโครงการและการศึกษาความเป็นไปได้. กรุงเทพฯ: บริษัท ธีระฟิล์มและไซเท็กซ์ จำกัด.
- โตศักดิ์ ทศนานุตรियะ. (2547). การผลิต การส่งและการจ่ายไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: บริษัท ซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด.
- นิตา ชูโต. (2534). การประเมินโครงการ. กรุงเทพฯ: มาสเตอร์เพรส. บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ. (2547). คู่มือการจัดทำปฏิญญาพันธกิจและสารนิพนธ์. กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ.
- เบญจพร ทังเกษมวัฒนา. (2534). การวิเคราะห์โครงการพัฒนา. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยรามคำแหง.
- ปนัดดา อินทร์พรหม. (2536). การวางแผนและควบคุมทางการเงิน. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ประภาภรณ์ คำโอภาส. (2546). การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนและผลตอบแทนของการลงทุนปลูกยางพาราในอำเภอบ้านกรวด จังหวัดบุรีรัมย์. วิทยานิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. ถ่ายเอกสาร.
- ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ. (2535). การวิเคราะห์และประเมินโครงการ. กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์คุรุสภาลาดพร้าว.
- ฝ่ายนโยบาย แผนและงบประมาณ การไฟฟ้านครหลวง. (2548). รายงานประจำปี 2548 การไฟฟ้านครหลวง. กรุงเทพฯ: การไฟฟ้านครหลวง.
- . (ม.ป.ป.). แผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้านครหลวง ปี 2550 – 2554. กรุงเทพฯ: การไฟฟ้านครหลวง.

- พรชัย องค์กรวงศ์สกุล. (2547). *วิศวกรรมสถานี่ไฟฟ้าแรงสูง*. กรุงเทพฯ: ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษ เฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง.
- สมบัติ เรือง. (2545). *ต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงบรรจุกำขบิโตรเลียมเหลว*. วิทยานิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยรามคำแหง. ถ่ายเอกสาร.
- สุวิทย์ เสมอศรี. (2548). *การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนเปลี่ยนระบบไฟฟ้าจาก 22 kV เป็น 115 kV บริษัท สยามปูนซีเมนต์ขาว จำกัด*. วิทยานิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยรามคำแหง. ถ่ายเอกสาร.
- อารมณั จุลสิกขี. (2546). *ความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโรงงานผสมอาหารสัตว์ กรณีศึกษาศหกรณ์ โคนมบางสะพาน จำกัด*. วิทยานิพนธ์ ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. ถ่ายเอกสาร.
- Fabrycky, W. J. ; Thuesen, G. J. ; & Verma, D. (1990). *Economic Decision Analysis*. rd ed. Prentich-Hall International Inc.
- Goodman, L.J. ; & Love, R.N. (1979). *Management of Development Project*. New York: Pergammon Press.
- Jack, R. Meredith; & Samuel, J. Mantel. (1993). *Project Management*. rd ed. John Wiley & Sons Inc.
- S.E. Bolton. (1993). *Managerial Finance*. Boston: Houghton Mifflin Company.
- Steiner, H.M. (1996). *Engineering Economic Principles*. 2nd ed. McGraw Hill.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ตาราง 16 ประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า ของสถานีไฟฟ้าย่อยส่วยขยาย

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473

พ.ศ.	2560	2561	2562	2563
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	1,061.31	1292.50	1529.93	1773.77
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	2,548,948,227	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738

พ.ศ.	2564	2565	2,566	2,567
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,861,502,389	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

พ.ศ.	2,568	2,569	2,570	2,571
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

พ.ศ.	2,572	2,573	2,574	2,575
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

ตาราง 17 ค่าใช้จ่ายลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย

รายการ	2551	2552	2553	2554	2555	หน่วย : บาท
						รวม
การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยบางตำหรั						
ลานหม้อแปลงไฟฟ้าสถานีย่อย				7,500,000		7,500,000
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 1 ลูก					59,900,000	59,900,000
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า GIS					7,150,000	7,150,000
ระบบสายป้อนแรงดัน 24 kV.ระยะทาง 21.5 กิโลเมตร	9,567,500	9,567,500	9,567,500	9,567,500		38,270,000
การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยบางบั้ง						
ลานหม้อแปลงไฟฟ้าสถานีย่อย				7,500,000		7,500,000
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 1 ลูก					59,900,000	59,900,000
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า GIS					7,150,000	7,150,000
ระบบสายป้อนแรงดัน 24 kV.ระยะทาง 25 กิโลเมตร	11,125,000	11,125,000	11,125,000	11,125,000		44,500,000
รวมค่าใช้จ่ายในการลงทุนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยต่อปี	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000	231,870,000

ตาราง 18 ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า กรณีการขายสถานีไฟฟ้าย่อย

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าส่วนขยาย (เมกกะวัตต์เออร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ไฟฟ้าศูนย์เสียบในระบบส่งจ่ายส่วนขยาย(เมกกะวัตต์เออร์)	4.71	11.03	17.49	24.06
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	167.17	391.40	620.62	853.75
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.3517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048

พ.ศ.	2560	2561	2562	2563
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าส่วนขยาย (เมกกะวัตต์เออร์)	1,061.31	1,292.50	1,529.93	1,773.77
ไฟฟ้าศูนย์เสียบในระบบส่งจ่ายส่วนขยาย(เมกกะวัตต์เออร์)	30.78	37.48	44.37	51.44
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	1,092.09	1,329.98	1,574.30	1,825.21
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	2,349,845,728	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610

พ.ศ.	2564	2565	2,566	2,567
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าส่วนขยาย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าศูนย์เสียบในระบบส่งจ่ายส่วนขยาย(เมกกะวัตต์เออร์)	58.70	60.32	60.32	60.32
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	2,082.89	2,140.32	2,140.32	2,140.32
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,481,762,517	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544

พ.ศ.	2,568	2,569	2,570	2,571
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าส่วนขยาย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าศูนย์เสียบในระบบส่งจ่ายส่วนขยาย(เมกกะวัตต์เออร์)	60.32	60.32	60.32	60.32
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	2,140.32	2,140.32	2,140.32	2,140.32
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544

พ.ศ.	2,572	2,573	2,574	2,575
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าส่วนขยาย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าศูนย์เสียบในระบบส่งจ่ายส่วนขยาย(เมกกะวัตต์เออร์)	60.32	60.32	60.32	60.32
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	2,140.32	2,140.32	2,140.32	2,140.32
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544

ตาราง 19 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร กรณีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย

รายการ	หน่วย : บาท ค่าเสื่อมราคาต่อปี
ส่วนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยบางตำรุ	
ลานหม้อแปลงไฟฟ้าสถานีย่อย	187,500
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 1 ลูก	2,995,000
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า GIS	357,500
ระบบสายป้อนแรงดัน 24 kV.ระยะทาง 21.5 กิโลเมตร	1,722,150
ส่วนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยบางปั้ง	
ลานหม้อแปลงไฟฟ้าสถานีย่อย	187,500
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 1 ลูก	2,995,000
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า GIS	357,500
ระบบสายป้อนแรงดัน 24 kV.ระยะทาง 25 กิโลเมตร	1,722,150
รวมค่าเสื่อมราคา	10,524,300

ตาราง 20 ประมาณการรายจ่ายของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย

รายการ	หน่วย : บาท			
	2556	2557	2558	2559
ต้นทุนรวม				
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย				
ต้นทุนคงที่				
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
รวมต้นทุนคงที่	17,879,100	17,879,100	17,879,100	17,879,100
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048
รวมต้นทุนผันแปร	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	411,015,940	860,056,051	1,353,268,811	1,854,895,148
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.5300	2.2611	2.2437	2.2356

ตาราง 20 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2560	2561	2562	2563
ต้นทุนรวม				
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย				
ต้นทุนคงที่				
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
รวมต้นทุนคงที่	17,879,100	17,879,100	17,879,100	17,879,100
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,349,845,728	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610
รวมต้นทุนผันแปร	2,349,845,728	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	2,367,724,828	2,879,597,508	3,405,290,750	3,945,177,710
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	1,061.31	1,292.50	1,529.93	1,773.77
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.2309	2.2279	2.2258	2.2242

ตาราง 20 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2560	2561	2562	2563
ต้นทุนรวม				
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย				
ต้นทุนคงที่				
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
รวมต้นทุนคงที่	17,879,100	17,879,100	17,879,100	17,879,100
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,481,762,517	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนผันแปร	4,481,762,517	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,499,641,617	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.2229	2.2227	2.2227	2.2227

ตาราง 20 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2560	2561	2562	2563
ต้นทุนรวม				
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย				
ต้นทุนคงที่				
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
รวมต้นทุนคงที่	17,879,100	17,879,100	17,879,100	17,879,100
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนผันแปร	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.2227	2.2227	2.2227	2.2227

ตาราง 20 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2560	2561	2562	2563
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย				
ต้นทุนคงที่				
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
รวมต้นทุนคงที่	17,879,100	17,879,100	17,879,100	17,879,100
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนผันแปร	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.2227	2.2227	2.2227	2.2227

ตาราง 21 งบประมาณกระแสเงินสดกรณีการขายสถานีไฟฟ้าย่อย

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000

ตาราง 21 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนรวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	411,015,940	860,056,051	1,353,268,811	1,854,895,148	2,367,724,828
กำไรขั้นต้น	-20,835,758	53,478,578	95,268,510	137,771,325	181,223,399
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		18,717,502	33,343,979	48,219,964	63,428,190
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		34,761,076	61,924,532	89,551,361	117,795,209
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		10,428,323	18,577,359	26,865,408	35,338,563
กำไรสุทธิ	-20,835,758	24,332,753	43,347,172	62,685,953	82,456,647
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	-9,912,758	35,255,753	54,270,172	73,608,953	93,379,647

ตาราง 21 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,879,597,508	3,405,290,750	3,945,177,710	4,499,641,617	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	224,594,386	269,136,391	314,881,029	361,860,772	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	78,608,035	94,197,737	110,208,360	126,651,270	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	145,986,351	174,938,654	204,672,669	235,209,502	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	43,795,905	52,481,596	61,401,801	70,562,851	72,604,419
กำไรสุทธิ	102,190,446	122,457,058	143,270,868	164,646,651	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	113,113,446	133,380,058	154,193,868	175,569,651	180,333,312

ตาราง 21 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312

ตาราง 21 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	193,743,312

ตาราง 23 ประมาณการรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า กรณีสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473

พ.ศ.	2560	2561	2562	2563
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	1,061.31	1292.50	1529.93	1773.77
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	2,548,948,227	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738

พ.ศ.	2564	2565	2,566	2,567
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	2024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,861,502,389	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

พ.ศ.	2,568	2,569	2,570	2,571
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

พ.ศ.	2,572	2,573	2,574	2,575
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ราคาขายพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.4017	2.4017	2.4017	2.4017
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000

ตาราง 24 ค่าใช้จ่ายลงทุนในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

รายการ	หน่วย : บาท					รวม
	2551	2552	2553	2554	2555	
การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย						
อาคารสถานีไฟฟ้าย่อย ขนาด 3 ชั้น	7,997,500	7,997,500	7,997,500	7,997,500		31,990,000
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA					119,800,000	119,800,000
จำนวน 2 ลูก						
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า				7,150,000		7,150,000
GIS 115 KV						
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า				7,150,000		7,150,000
GIS 115 KV						
Relay and Control Board				5,524,600		5,524,600
Battery and Battery Charger				442,000		442,000
ระบบสายส่งแรงดัน 115 kV.ระยะทาง	55,262,055	55,262,055	55,262,055	55,262,055		221,048,220
24.19 กิโลเมตร						
ระบบสายบ่อนแรงดัน 24 KV.	6,808,500	6,808,500	6,808,500	6,808,500		27,234,000
ระยะทาง 15.3 กิโลเมตร						
รวมค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างสถานี	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000	413,188,820
ไฟฟ้าย่อยต่อปี						

ตาราง 25 ค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้า กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าใหม่ (เมกกะวัตต์เออร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งจ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	0.96	2.24	3.56	4.90
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออร์)	163.42	382.61	606.69	834.59
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออร์)	2.3517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912

ตาราง 25 (ต่อ)

พ.ศ.	2560	2561	2562	2563
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าใหม่ (เมกกะวัตต์เออาร์)	1,061.31	1,292.50	1,529.93	1,773.77
ไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งจ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	6.26	7.63	9.03	10.47
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออาร์)	1,067.57	1,300.12	1,538.95	1,784.23
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	2,297,094,089	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763

พ.ศ.	2564	2565	2,566	2,567
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าใหม่ (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งจ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	11.94	12.27	12.27	12.27
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,036.13	2,092.27	2,092.27	2,092.27
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,381,151,522	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662

พ.ศ.	2,568	2,569	2,570	2,571
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าใหม่ (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งจ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	12.27	12.27	12.27	12.27
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,092.27	2,092.27	2,092.27	2,092.27
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662

พ.ศ.	2,572	2,573	2,574	2,575
ไฟฟ้าที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าใหม่ (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งจ่าย (เมกกะวัตต์เออาร์)	12.27	12.27	12.27	12.27
ปริมาณพลังงานที่ซื้อจาก กฟผ. (เมกกะวัตต์เออาร์)	2,092.27	2,092.27	2,092.27	2,092.27
ราคาซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. (บาทต่อกิโลวัตต์เออาร์)	2.1517	2.1517	2.1517	2.1517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อ (บาท)	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662

ตาราง 26 ค่าใช้จ่ายพนักงานในการดำเนินงานของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

พ.ศ.	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565
ผู้บริหารระดับ 7 จำนวน 1 คน	21,510	23,984	26,742	29,817	33,246	37,069	41,332	46,086	51,385	57,295
วิศวกรระดับ 4 จำนวน 2 คน	22,860	25,489	28,420	31,688	35,333	39,396	43,926	48,978	54,610	60,891
ช่างเทคนิค ระดับ 3 จำนวน 2 คน	17,220	19,200	21,408	23,870	26,615	29,676	33,089	36,894	41,137	45,868
ธุรการระดับ 4 จำนวน 1 คน	10,810	12,053	13,439	14,985	16,708	18,629	20,772	23,161	25,824	28,794
รวมค่าจ้างพนักงานต่อปี	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847

พ.ศ.	2,566	2,567	2,568	2,569	2,570	2,571	2,572	2,573	2,574	2,575
ผู้บริหารระดับ 7 จำนวน 1 คน	62,222	67,573	73,384	79,695	86,549	91,483	96,697	102,209	108,035	114,193
วิศวกรระดับ 4 จำนวน 2 คน	66,127	71,814	77,990	84,697	91,981	97,224	102,766	108,624	114,815	121,360
ช่างเทคนิค ระดับ 3 จำนวน 2 คน	49,812	54,096	58,748	63,801	69,288	73,237	77,412	81,824	86,488	91,418
ธุรการระดับ 4 จำนวน 1 คน	31,270	33,959	36,880	40,052	43,496	45,975	48,596	51,366	54,294	57,388
รวมค่าจ้างพนักงานต่อปี	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358

ตาราง 27 ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

รายการ	หน่วย : บาท
	รวม
การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย	
อาคารสถานีไฟฟ้าย่อย ขนาด 3 ชั้น	799,750
หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 60 MVA จำนวน 2 ลูก	5,990,000
ระบบควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า GIS 115 KV	357,500
Relay and Contral Board	276,230
Battery and Battery Charger	22,100
ระบบสายส่งแรงดัน 115 kV.ระยะทาง 24.19 กิโลเมตร	9,947,170
ระบบสายป้อนแรงดัน 24 kV.ระยะทาง 15.3 กิโลเมตร	1,225,530
รวมค่าเสื่อมราคา	18,618,280

ตาราง 28 ประมาณการรายจ่ายของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

รายการ	หน่วย : บาท			
	2556	2557	2558	2559
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่				
ต้นทุนคงที่				
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
รวมต้นทุนคงที่	32,621,323	32,629,649	32,638,932	32,649,283
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912
ค่าสาธารณูปโภค	195,090	456,767	724,269	996,333
รวมต้นทุนผันแปร	384,506,409	823,727,705	1,306,135,843	1,796,773,246
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	417,127,732	856,357,353	1,338,774,775	1,829,422,529
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	162.46	380.37	603.13	829.69
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกกะวัตต์เออร์)	2.5676	2.2514	2.2197	2.2049

ตาราง 28 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2560	2561	2562	2563
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่				
ต้นทุนคงที่				
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	111,902	124,771	139,119	155,118
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
รวมต้นทุนคงที่	32,660,825	32,689,533	32,703,882	32,719,881
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,297,094,089	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763
ค่าสาธารณูปโภค	1,274,474	1,552,096	1,837,214	2,130,029
รวมต้นทุนผันแปร	2,298,368,563	2,799,027,846	3,313,204,928	3,841,264,793
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	2,331,029,388	2,831,717,379	3,345,908,810	3,873,984,673
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	1,061.31	1,292.50	1,529.93	1,773.77
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกกะวัตต์เออร์)	2.1964	2.1909	2.1870	2.1840

ตาราง 28 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2564	2565	2566	2567
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่				
 ต้นทุนคงที่				
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	172,957	192,847	209,432	227,443
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
รวมต้นทุนคงที่	32,737,719	32,757,609	32,791,618	32,809,629
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กผผ.	4,381,151,522	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,430,751	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมต้นทุนผันแปร	4,383,582,273	4,504,439,430	4,504,439,430	4,504,439,430
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,416,319,992	4,537,197,040	4,537,231,049	4,537,249,060
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,024.19	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกกะวัตต์เออร์)	2.1818	2.1813	2.1814	2.1814

ตาราง 28 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2568	2569	2570	2571
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่				
ต้นทุนคงที่				
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	210,830.40
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	247,003	268,245	291,314	307,919
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
รวมต้นทุนคงที่	32,829,189	32,850,432	32,873,501	32,909,272
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมต้นทุนผันแปร	4,504,439,430	4,504,439,430	4,504,439,430	4,504,439,430
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,537,268,620	4,537,289,862	4,537,312,931	4,537,348,702
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกกะวัตต์เออร์)	2.1814	2.1814	2.1814	2.1814

ตาราง 28 (ต่อ)

รายการ	หน่วย : บาท			
	2572	2573	2574	2575
ต้นทุนจอม				
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่				
ต้นทุนคงที่				
ค่าเช่าที่ดิน	210,830.40	210,830.40	210,830.40	210,830.40
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
รวมต้นทุนคงที่	32,926,823	32,945,375	32,964,984	32,985,711
ต้นทุนผันแปร				
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กผผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมต้นทุนผันแปร	4,504,439,430	4,504,439,430	4,504,439,430	4,504,439,430
รวมต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4,537,366,254	4,537,384,806	4,537,404,415	4,537,425,142
พลังงานไฟฟ้าที่จ่าย (เมกกะวัตต์เออร์)	2,080.00	2,080.00	2,080.00	2,080.00
ต้นทุนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกกะวัตต์เออร์)	2.1814	2.1814	2.1814	2.1815

ตาราง 29 งบประมาณกระแสเงินสด กรณีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 29 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
ค่าสาธารณูปโภค	195,090	456,767	724,269	996,333	1,274,474
รวมรายจ่าย	417,127,732	856,357,353	1,338,774,775	1,829,422,529	2,331,029,388
กำไรขั้นต้น	-26,947,550	57,177,276	109,762,546	163,243,944	217,918,839
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		20,012,046	38,416,891	57,135,380	76,271,594
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		37,165,229	71,345,655	106,108,564	141,647,245
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		11,149,569	21,403,696	31,832,569	42,494,174
กำไรสุทธิ	-26,947,550	26,015,660	49,941,958	74,275,995	99,153,072
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	-6,952,692	46,010,518	69,936,816	94,270,853	119,147,930

ตาราง 29 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	1,552,096	1,837,214	2,130,029	2,430,751	2,497,768
รวมรายจ่าย	2,831,717,379	3,345,908,810	3,873,984,673	4,416,319,992	4,537,197,040
กำไรขั้นต้น	272,474,515	328,518,330	386,074,065	445,182,397	458,338,960
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	95,366,080	114,981,415	135,125,923	155,813,839	160,418,636
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	177,108,435	213,536,914	250,948,142	289,368,558	297,920,324
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	53,132,530	64,061,074	75,284,443	86,810,567	89,376,097
กำไรสุทธิ	123,975,904	149,475,840	175,663,700	202,557,991	208,544,227
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	143,970,762	169,470,698	195,658,558	222,552,849	228,539,085

ตาราง 29 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,231,049	4,537,249,060	4,537,268,620	4,537,289,862	4,537,312,931
กำไรขั้นต้น	458,304,951	458,286,940	458,267,380	458,246,138	458,223,069
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,406,733	160,400,429	160,393,583	160,386,148	160,378,074
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,898,218	297,886,511	297,873,797	297,859,990	297,844,995
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,369,466	89,365,953	89,362,139	89,357,997	89,353,498
กำไรสุทธิ	208,528,753	208,520,558	208,511,658	208,501,993	208,491,496
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,523,611	228,515,416	228,506,516	228,496,851	228,486,354

ตาราง 29 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,348,702	4,537,366,254	4,537,384,806	4,537,404,415	4,537,425,142
กำไรขั้นต้น	458,187,298	458,169,746	458,151,194	458,131,585	458,110,858
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,365,554	160,359,411	160,352,918	160,346,055	160,338,800
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,821,743	297,810,335	297,798,276	297,785,530	297,772,058
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,346,523	89,343,101	89,339,483	89,335,659	89,331,617
กำไรสุทธิ	208,475,220	208,467,235	208,458,793	208,449,871	208,440,440
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,470,078	228,462,093	228,453,651	228,444,729	241,726,958

ภาคผนวก ข

ตาราง 30 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาขายพลังงานไฟฟ้า
เพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000

ตาราง 30 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	409,689,191	959,211,360	1,520,964,187	2,092,299,797	2,676,395,638
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	411,015,940	860,056,051	1,353,268,811	1,854,895,148	2,367,724,828
กำไรขั้นต้น	-1,326,749	99,155,310	167,695,376	237,404,648	308,670,810
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		34,704,358	58,693,382	83,091,627	108,034,784
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		64,450,951	109,001,995	154,313,021	200,636,027
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		19,335,285	32,700,598	46,293,906	60,190,808
กำไรสุทธิ	-1,326,749	45,115,666	76,301,396	108,019,115	140,445,219
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	9,596,251	56,038,666	87,224,396	118,942,115	151,368,219

ตาราง 30 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,259,401,489	3,858,148,497	4,473,061,675	5,104,577,509	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,879,597,508	3,405,290,750	3,945,177,710	4,499,641,617	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	379,803,981	452,857,748	527,883,966	604,935,892	622,107,156
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	132,931,393	158,500,212	184,759,388	211,727,562	217,737,505
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	246,872,588	294,357,536	343,124,578	393,208,330	404,369,651
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	74,061,776	88,307,261	102,937,373	117,962,499	121,310,895
กำไรสุทธิ	172,810,811	206,050,275	240,187,204	275,245,831	283,058,756
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	183,733,811	216,973,275	251,110,204	286,168,831	293,981,756

ตาราง 30 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	622,107,156	622,107,156	622,107,156	622,107,156	622,107,156
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	217,737,505	217,737,505	217,737,505	217,737,505	217,737,505
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	404,369,651	404,369,651	404,369,651	404,369,651	404,369,651
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	121,310,895	121,310,895	121,310,895	121,310,895	121,310,895
กำไรสุทธิ	283,058,756	283,058,756	283,058,756	283,058,756	283,058,756
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	293,981,756	293,981,756	293,981,756	293,981,756	293,981,756

ตาราง 30 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	622,107,156	622,107,156	622,107,156	622,107,156	622,107,156
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	217,737,505	217,737,505	217,737,505	217,737,505	217,737,505
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	404,369,651	404,369,651	404,369,651	404,369,651	404,369,651
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	121,310,895	121,310,895	121,310,895	121,310,895	121,310,895
กำไรสุทธิ	283,058,756	283,058,756	283,058,756	283,058,756	283,058,756
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	293,981,756	293,981,756	293,981,756	293,981,756	307,391,756

ตาราง 31 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาขายพลังงานไฟฟ้า
ลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	134,100,000

ตาราง 31 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาขายพลังงานไฟฟ้า
ลดลงร้อยละ 5 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	370,671,173	867,857,898	1,376,110,455	1,893,033,149	2,421,500,816
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	411,015,940	860,056,051	1,353,268,811	1,854,895,148	2,367,724,828
กำไรขั้นต้น	-40,344,767	7,801,847	22,841,644	38,138,001	53,775,988
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		2,730,646	7,994,575	13,348,300	18,821,596
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		5,071,200	14,847,069	24,789,701	34,954,392
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		1,521,360	4,454,121	7,436,910	10,486,318
กำไรสุทธิ	-40,344,767	3,549,840	10,392,948	17,352,791	24,468,074
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	-29,421,767	14,472,840	21,315,948	28,275,791	35,391,074

ตาราง 31 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	2,948,982,299	3,490,705,783	4,047,055,801	4,618,427,270	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,879,597,508	3,405,290,750	3,945,177,710	4,499,641,617	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	69,384,792	85,415,034	101,878,092	118,785,653	122,553,556
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	24,284,677	29,895,262	35,657,332	41,574,978	42,893,745
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	45,100,115	55,519,772	66,220,760	77,210,674	79,659,811
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	13,530,034	16,655,932	19,866,228	23,163,202	23,897,943
กำไรสุทธิ	31,570,080	38,863,840	46,354,532	54,047,472	55,761,868
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	42,493,080	49,786,840	57,277,532	64,970,472	66,684,868

ตาราง 31 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	122,553,556	122,553,556	122,553,556	122,553,556	122,553,556
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	42,893,745	42,893,745	42,893,745	42,893,745	42,893,745
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	79,659,811	79,659,811	79,659,811	79,659,811	79,659,811
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	23,897,943	23,897,943	23,897,943	23,897,943	23,897,943
กำไรสุทธิ	55,761,868	55,761,868	55,761,868	55,761,868	55,761,868
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	66,684,868	66,684,868	66,684,868	66,684,868	66,684,868

ตาราง 31 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	122,553,556	122,553,556	122,553,556	122,553,556	122,553,556
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	42,893,745	42,893,745	42,893,745	42,893,745	42,893,745
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	79,659,811	79,659,811	79,659,811	79,659,811	79,659,811
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	23,897,943	23,897,943	23,897,943	23,897,943	23,897,943
กำไรสุทธิ	55,761,868	55,761,868	55,761,868	55,761,868	55,761,868
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	66,684,868	66,684,868	66,684,868	66,684,868	80,094,868

ตาราง 32 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีความต้องการใช้
พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000

ตาราง 32 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	1,310,470,793	1,859,992,962	2,421,745,789	2,993,081,399	3,577,177,240
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	1,320,401,114	1,714,705,882	2,232,579,280	2,759,286,934	3,297,758,098
รวมรายจ่าย	1,338,280,214	1,732,584,982	2,250,458,380	2,777,166,034	3,315,637,198
กำไรขั้นต้น	-27,809,421	127,407,981	171,287,409	215,915,365	261,540,042
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		44,592,793	59,950,593	75,570,378	91,539,015
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		82,815,187	111,336,816	140,344,987	170,001,028
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		24,844,556	33,401,045	42,103,496	51,000,308
กำไรสุทธิ	-27,809,421	57,970,631	77,935,771	98,241,491	119,000,719
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	-16,886,421	68,893,631	88,858,771	109,164,491	129,923,719

ตาราง 32 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,160,183,091	4,758,930,099	5,373,843,277	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	3,835,224,412	4,387,202,316	4,954,083,623	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	3,853,103,512	4,405,081,416	4,971,962,723	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	307,079,579	353,848,684	401,880,554	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	107,477,853	123,847,039	140,658,194	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	199,601,727	230,001,644	261,222,360	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	59,880,518	69,000,493	78,366,708	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	139,721,209	161,001,151	182,855,652	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	150,644,209	171,924,151	193,778,652	180,333,312	180,333,312

ตาราง 32 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312

ตาราง 32 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	193,743,312

ตาราง 33 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีความต้องการใช้
พลังงานไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	20,692,500	20,692,500	20,692,500	35,692,500	134,100,000
กำไรขั้นต้น	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-20,692,500	-20,692,500	-20,692,500	-35,692,500	-134,100,000

ตาราง 33 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	0	0	475,328,853	992,251,547	1,520,719,214
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	0	0	438,200,142	914,745,162	1,401,933,358
รวมรายจ่าย	17,879,100	17,879,100	456,079,242	932,624,262	1,419,812,458
กำไรขั้นต้น	-17,879,100	-17,879,100	19,249,611	59,627,285	100,906,755
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น			6,737,364	20,869,550	35,317,364
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ			12,512,247	38,757,735	65,589,391
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ			3,753,674	11,627,321	19,676,817
กำไรสุทธิ	-17,879,100	-17,879,100	8,758,573	27,130,415	45,912,574
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	-6,956,100	-6,956,100	19,681,573	38,053,415	56,835,574

ตาราง 33 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	2,048,200,697	2,589,924,181	3,146,274,199	3,717,645,668	4,304,444,166
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	1,888,212,404	2,387,620,984	2,900,513,596	3,427,254,308	3,968,217,019
รวมรายจ่าย	1,906,091,504	2,405,500,084	2,918,392,696	3,445,133,408	3,986,096,119
กำไรขั้นต้น	142,109,194	184,424,097	227,881,504	272,512,260	318,348,047
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	49,738,218	64,548,434	79,758,526	95,379,291	111,421,816
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	92,370,976	119,875,663	148,122,977	177,132,969	206,926,230
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	27,711,293	35,962,699	44,436,893	53,139,891	62,077,869
กำไรสุทธิ	64,659,683	83,912,964	103,686,084	123,993,078	144,848,361
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	75,582,683	94,835,964	114,609,084	134,916,078	155,771,361

ตาราง 33 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,907,086,224	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,523,785,724	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,541,664,824	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	365,421,400	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	127,897,490	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	237,523,910	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	71,257,173	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	166,266,737	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	177,189,737	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312

ตาราง 33 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100	6,956,100
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644	4,623,205,644
กำไรขั้นต้น	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356	372,330,356
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625	130,315,625
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731	242,014,731
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419	72,604,419
กำไรสุทธิ	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312	169,410,312
ค่าเสื่อมราคา	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000	10,923,000
กระแสเงินสด	180,333,312	180,333,312	180,333,312	180,333,312	193,743,312

ตาราง 34 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้
ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	21,727,125	21,727,125	21,727,125	37,477,125	140,805,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	21,727,125	21,727,125	21,727,125	37,477,125	140,805,000
กำไรขั้นต้น	-21,727,125	-21,727,125	-21,727,125	-37,477,125	-140,805,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-21,727,125	-21,727,125	-21,727,125	-37,477,125	-140,805,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-21,727,125	-21,727,125	-21,727,125	-37,477,125	-140,805,000

ตาราง 34 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	411,909,895	860,950,006	1,354,162,766	1,855,789,103	2,368,618,783
กำไรขั้นต้น	-21,729,713	52,584,623	94,374,555	136,877,370	180,329,444
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		18,404,618	33,031,094	47,907,079	63,115,305
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		34,180,005	61,343,461	88,970,290	117,214,139
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		10,254,002	18,403,038	26,691,087	35,164,242
กำไรสุทธิ	-21,729,713	23,926,004	42,940,423	62,279,203	82,049,897
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
กระแสเงินสด	-10,260,563	35,395,154	54,409,573	73,748,353	93,519,047

ตาราง 34 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,880,491,463	3,406,184,705	3,946,071,665	4,500,535,572	4,624,099,599
กำไรขั้นต้น	223,700,431	268,242,436	313,987,074	360,966,817	371,436,401
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	78,295,151	93,884,852	109,895,476	126,338,386	130,002,740
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	145,405,280	174,357,583	204,091,598	234,628,431	241,433,661
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	43,621,584	52,307,275	61,227,479	70,388,529	72,430,098
กำไรสุทธิ	101,783,696	122,050,308	142,864,119	164,239,902	169,003,562
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
กระแสเงินสด	113,252,846	133,519,458	154,333,269	175,709,052	180,472,712

ตาราง 34 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599
กำไรขั้นต้น	371,436,401	371,436,401	371,436,401	371,436,401	371,436,401
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,002,740	130,002,740	130,002,740	130,002,740	130,002,740
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	241,433,661	241,433,661	241,433,661	241,433,661	241,433,661
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,430,098	72,430,098	72,430,098	72,430,098	72,430,098
กำไรสุทธิ	169,003,562	169,003,562	169,003,562	169,003,562	169,003,562
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
กระแสเงินสด	180,472,712	180,472,712	180,472,712	180,472,712	180,472,712

ตาราง 34 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905	7,303,905
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599	4,624,099,599
กำไรขั้นต้น	371,436,401	371,436,401	371,436,401	371,436,401	371,436,401
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,002,740	130,002,740	130,002,740	130,002,740	130,002,740
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	241,433,661	241,433,661	241,433,661	241,433,661	241,433,661
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,430,098	72,430,098	72,430,098	72,430,098	72,430,098
กำไรสุทธิ	169,003,562	169,003,562	169,003,562	169,003,562	169,003,562
ค่าเสื่อมราคา	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150	11,469,150
กระแสเงินสด	180,472,712	180,472,712	180,472,712	180,472,712	194,553,212

ตาราง 35 งบประมาณกระแสเงินสดของการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย กรณีราคาวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้
ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย	19,657,875	19,657,875	19,657,875	33,907,875	127,395,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
รวมรายจ่าย	19,657,875	19,657,875	19,657,875	33,907,875	127,395,000
กำไรขั้นต้น	-19,657,875	-19,657,875	-19,657,875	-33,907,875	-127,395,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-19,657,875	-19,657,875	-19,657,875	-33,907,875	-127,395,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-19,657,875	-19,657,875	-19,657,875	-33,907,875	-127,395,000

ตาราง 35 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	393,136,840	842,176,951	1,335,389,711	1,837,016,048	2,349,845,728
รวมรายจ่าย	410,121,985	859,162,096	1,352,374,856	1,854,001,193	2,366,830,873
กำไรขั้นต้น	-19,941,803	54,372,533	96,162,465	138,665,280	182,117,354
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		19,030,387	33,656,863	48,532,848	63,741,074
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		35,342,147	62,505,602	90,132,432	118,376,280
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		10,602,644	18,751,681	27,039,730	35,512,884
กำไรสุทธิ	-19,941,803	24,739,503	43,753,922	63,092,702	82,863,396
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
กระแสเงินสด	-9,564,953	35,116,353	54,130,772	73,469,552	93,240,246

ตาราง 35 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,861,718,408	3,387,411,650	3,927,298,610	4,481,762,517	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	2,878,703,553	3,404,396,795	3,944,283,755	4,498,747,662	4,622,311,689
กำไรขั้นต้น	225,488,341	270,030,346	315,774,984	362,754,727	373,224,311
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	78,920,919	94,510,621	110,521,244	126,964,155	130,628,509
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	146,567,422	175,519,725	205,253,739	235,790,573	242,595,802
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	43,970,227	52,655,917	61,576,122	70,737,172	72,778,741
กำไรสุทธิ	102,597,195	122,863,807	143,677,618	165,053,401	169,817,062
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
กระแสเงินสด	112,974,045	133,240,657	154,054,468	175,430,251	180,193,912

ตาราง 35 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689
กำไรขั้นต้น	373,224,311	373,224,311	373,224,311	373,224,311	373,224,311
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,628,509	130,628,509	130,628,509	130,628,509	130,628,509
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,595,802	242,595,802	242,595,802	242,595,802	242,595,802
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,778,741	72,778,741	72,778,741	72,778,741	72,778,741
กำไรสุทธิ	169,817,062	169,817,062	169,817,062	169,817,062	169,817,062
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
กระแสเงินสด	180,193,912	180,193,912	180,193,912	180,193,912	180,193,912

ตาราง 35 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย					
ต้นทุนคงที่					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยส่วนขยาย	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295	6,608,295
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544	4,605,326,544
รวมรายจ่าย	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689	4,622,311,689
กำไรขั้นต้น	373,224,311	373,224,311	373,224,311	373,224,311	373,224,311
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	130,628,509	130,628,509	130,628,509	130,628,509	130,628,509
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	242,595,802	242,595,802	242,595,802	242,595,802	242,595,802
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	72,778,741	72,778,741	72,778,741	72,778,741	72,778,741
กำไรสุทธิ	169,817,062	169,817,062	169,817,062	169,817,062	169,817,062
ค่าเสื่อมราคา	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850	10,376,850
กระแสเงินสด	180,193,912	180,193,912	180,193,912	180,193,912	192,933,412

ตาราง 36 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาขายพลังงาน
ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 36 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	409,689,191	959,211,360	1,520,964,187	2,092,299,797	2,676,395,638
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
ค่าสาธารณูปโภค	204,845	479,606	760,482	1,046,150	1,338,198
รวมรายจ่าย	417,137,487	856,380,192	1,338,810,989	1,829,472,346	2,331,093,112
กำไรขั้นต้น	-7,448,295	102,831,169	182,153,198	262,827,451	345,302,527
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		35,990,909	63,753,619	91,989,608	120,855,884
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		66,840,260	118,399,579	170,837,843	224,446,642
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		20,052,078	35,519,874	51,251,353	67,333,993
กำไรสุทธิ	-7,448,295	46,788,182	82,879,705	119,586,490	157,112,650
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	12,546,563	66,783,040	102,874,563	139,581,348	177,107,508

ตาราง 36 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,259,401,489	3,858,148,497	4,473,061,675	5,104,577,509	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	1,629,701	1,929,074	2,236,531	2,552,289	2,622,656
รวมรายจ่าย	2,831,794,984	3,346,000,671	3,874,091,175	4,416,441,530	4,537,321,928
กำไรขั้นต้น	427,606,505	512,147,826	598,970,500	688,135,979	707,990,872
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	149,662,277	179,251,739	209,639,675	240,847,593	247,796,805
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	277,944,228	332,896,087	389,330,825	447,288,386	460,194,067
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	83,383,268	99,868,826	116,799,248	134,186,516	138,058,220
กำไรสุทธิ	194,560,960	233,027,261	272,531,578	313,101,870	322,135,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	214,555,818	253,022,119	292,526,436	333,096,728	342,130,705

ตาราง 36 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,622,656	2,622,656	2,622,656	2,622,656	2,622,656
รวมรายจ่าย	4,537,355,937	4,537,373,948	4,537,393,508	4,537,414,750	4,537,437,819
กำไรขั้นต้น	707,956,863	707,938,852	707,919,292	707,898,050	707,874,981
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	247,784,902	247,778,598	247,771,752	247,764,317	247,756,243
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	460,171,961	460,160,254	460,147,540	460,133,732	460,118,737
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	138,051,588	138,048,076	138,044,262	138,040,120	138,035,621
กำไรสุทธิ	322,120,373	322,112,178	322,103,278	322,093,613	322,083,116
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	342,115,231	342,107,036	342,098,136	342,088,471	342,077,974

ตาราง 36 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800	5,245,312,800
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,622,656	2,622,656	2,622,656	2,622,656	2,622,656
รวมรายจ่าย	4,537,473,591	4,537,491,142	4,537,509,694	4,537,529,303	4,537,550,030
กำไรขั้นต้น	707,839,209	707,821,658	707,803,106	707,783,497	707,762,770
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	247,743,723	247,737,580	247,731,087	247,724,224	247,716,969
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	460,095,486	460,084,078	460,072,019	460,059,273	460,045,800
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	138,028,646	138,025,223	138,021,606	138,017,782	138,013,740
กำไรสุทธิ	322,066,840	322,058,854	322,050,413	322,041,491	322,032,060
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	342,061,698	342,053,712	342,045,271	342,036,349	355,318,578

ตาราง 37 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาขายพลังงาน
ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 37 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	370,671,173	867,857,898	1,376,110,455	1,893,033,149	2,421,500,816
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
ค่าสาธารณูปโภค	185,336	433,929	688,055	946,517	1,210,750
รวมรายจ่าย	417,117,978	856,334,515	1,338,738,562	1,829,372,712	2,330,965,664
กำไรขั้นต้น	-46,446,805	11,523,382	37,371,893	63,660,437	90,535,151
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		4,033,184	13,080,163	22,281,153	31,687,303
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		7,490,199	24,291,731	41,379,284	58,847,848
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		2,247,060	7,287,519	12,413,785	17,654,355
กำไรสุทธิ	-46,446,805	5,243,139	17,004,211	28,965,499	41,193,494
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	-26,451,947	25,237,997	36,999,069	48,960,357	61,188,352

ตาราง 37 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	2,948,982,299	3,490,705,783	4,047,055,801	4,618,427,270	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	1,474,491	1,745,353	2,023,528	2,309,214	2,372,880
รวมรายจ่าย	2,831,639,774	3,345,816,950	3,873,878,172	4,416,198,455	4,537,072,151
กำไรขั้นต้น	117,342,525	144,888,834	173,177,630	202,228,815	208,687,049
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	41,069,884	50,711,092	60,612,170	70,780,085	73,040,467
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	76,272,641	94,177,742	112,565,459	131,448,730	135,646,582
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	22,881,792	28,253,323	33,769,638	39,434,619	40,693,974
กำไรสุทธิ	53,390,849	65,924,419	78,795,821	92,014,111	94,952,607
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	73,385,707	85,919,277	98,790,679	112,008,969	114,947,465

ตาราง 37 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,372,880	2,372,880	2,372,880	2,372,880	2,372,880
รวมรายจ่าย	4,537,106,160	4,537,124,171	4,537,143,731	4,537,164,974	4,537,188,043
กำไรขั้นต้น	208,653,040	208,635,029	208,615,469	208,594,226	208,571,157
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	73,028,564	73,022,260	73,015,414	73,007,979	72,999,905
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	135,624,476	135,612,769	135,600,055	135,586,247	135,571,252
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	40,687,343	40,683,831	40,680,016	40,675,874	40,671,376
กำไรสุทธิ	94,937,133	94,928,938	94,920,038	94,910,373	94,899,877
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	114,931,991	114,923,796	114,914,896	114,905,231	114,894,735

ตาราง 37 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200	4,745,759,200
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,372,880	2,372,880	2,372,880	2,372,880	2,372,880
รวมรายจ่าย	4,537,223,814	4,537,241,365	4,537,259,917	4,537,279,526	4,537,300,253
กำไรขั้นต้น	208,535,386	208,517,835	208,499,283	208,479,674	208,458,947
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	72,987,385	72,981,242	72,974,749	72,967,886	72,960,631
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	135,548,001	135,536,593	135,524,534	135,511,788	135,498,315
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	40,664,400	40,660,978	40,657,360	40,653,536	40,649,495
กำไรสุทธิ	94,883,601	94,875,615	94,867,174	94,858,251	94,848,821
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	114,878,459	114,870,473	114,862,032	114,853,109	128,135,339

ตาราง 38 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีความต้องการใช้
ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 38 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	1,310,470,793	1,859,992,962	2,421,745,789	2,993,081,399	3,577,177,240
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	1,290,759,456	1,676,212,484	2,182,460,153	2,697,343,758	3,223,726,794
ค่าสาธารณูปโภค	655,235	929,996	1,210,873	1,496,541	1,788,589
รวมรายจ่าย	1,324,036,014	1,709,772,129	2,216,309,958	2,731,489,582	3,258,176,207
กำไรขั้นต้น	-13,565,221	150,220,833	205,435,831	261,591,817	319,001,033
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น			71,902,541	91,557,136	111,650,362
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ			133,533,290	170,034,681	207,350,672
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ			40,059,987	51,010,404	62,205,202
กำไรสุทธิ	-13,565,221	150,220,833	93,473,303	119,024,277	145,145,470
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	6,429,637	170,215,691	113,468,161	139,019,135	165,140,328

ตาราง 38 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,160,183,091	4,758,930,099	5,373,843,277	6,005,359,111	6,653,925,872
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	3,749,127,537	4,288,714,101	4,842,869,501	5,411,987,098	5,996,470,869
ค่าสาธารณูปโภค	2,080,092	2,379,465	2,686,922	3,002,680	3,326,963
รวมรายจ่าย	3,783,897,162	4,323,797,448	4,878,276,304	5,447,727,497	6,032,555,442
กำไรขั้นต้น	376,285,929	435,132,652	495,566,974	557,631,614	621,370,430
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	131,700,075	152,296,428	173,448,441	195,171,065	217,479,651
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	244,585,854	282,836,224	322,118,533	362,460,549	403,890,780
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	73,375,756	84,850,867	96,635,560	108,738,165	121,167,234
กำไรสุทธิ	171,210,098	197,985,357	225,482,973	253,722,384	282,723,546
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	191,204,956	217,980,215	245,477,831	273,717,242	302,718,404

ตาราง 38 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	7,320,003,935	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กผผ.	6,596,735,703	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	3,660,002	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	6,633,187,323	4,537,249,060	4,537,268,620	4,537,289,862	4,537,312,931
กำไรขั้นต้น	686,816,612	458,286,940	458,267,380	458,246,138	458,223,069
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	240,385,814	160,400,429	160,393,583	160,386,148	160,378,074
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	446,430,798	297,886,511	297,873,797	297,859,990	297,844,995
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	133,929,239	89,365,953	89,362,139	89,357,997	89,353,498
กำไรสุทธิ	312,501,559	208,520,558	208,511,658	208,501,993	208,491,496
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	332,496,417	228,515,416	228,506,516	228,496,851	228,486,354

ตาราง 38 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,348,702	4,537,366,254	4,537,384,806	4,537,404,415	4,537,425,142
กำไรขั้นต้น	458,187,298	458,169,746	458,151,194	458,131,585	458,110,858
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,365,554	160,359,411	160,352,918	160,346,055	160,338,800
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,821,743	297,810,335	297,798,276	297,785,530	297,772,058
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,346,523	89,343,101	89,339,483	89,335,659	89,331,617
กำไรสุทธิ	208,475,220	208,467,235	208,458,793	208,449,871	208,440,440
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,470,078	228,462,093	228,453,651	228,444,729	241,726,958

ตาราง 39 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีความต้องการใช้
ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	70,068,055	70,068,055	70,068,055	83,184,655	119,800,000
กำไรขั้นต้น	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-70,068,055	-70,068,055	-70,068,055	-83,184,655	-119,800,000

ตาราง 39 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	0	0	475,328,853	992,251,547	1,520,719,214
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	0	0	428,362,996	894,210,067	1,370,461,385
ค่าสาธารณูปโภค	0	0	237,664	496,126	760,360
รวมรายจ่าย	32,621,323	32,629,649	461,239,592	927,355,476	1,403,882,569
กำไรขั้นต้น	-32,621,323	-32,629,649	14,089,261	64,896,072	116,836,645
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
			4,931,241	22,713,625	40,892,826
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
			9,158,019	42,182,446	75,943,819
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
			2,747,406	12,654,734	22,783,146
กำไรสุทธิ	-32,621,323	-32,629,649	6,410,614	29,527,713	53,160,673
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	-12,626,465	-12,634,791	26,405,472	49,522,571	73,155,531

ตาราง 39 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	2,048,200,697	2,589,924,181	3,146,274,199	3,717,645,668	4,304,444,166
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	1,845,823,962	2,334,021,329	2,835,400,025	3,350,315,946	3,879,134,596
ค่าสาธารณูปโภค	1,024,100	1,294,962	1,573,137	1,858,823	2,152,222
รวมรายจ่าย	1,879,537,596	2,368,020,173	2,869,693,043	3,384,912,488	3,914,044,428
กำไรขั้นต้น	168,663,102	221,904,008	276,581,156	332,733,180	390,399,738
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	59,032,086	77,666,403	96,803,405	116,456,613	136,639,908
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	109,631,016	144,237,605	179,777,752	216,276,567	253,759,830
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	32,889,305	43,271,282	53,933,326	64,882,970	76,127,949
กำไรสุทธิ	76,741,711	100,966,324	125,844,426	151,393,597	177,631,881
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	96,736,569	120,961,182	145,839,284	171,388,455	197,626,739

ตาราง 39 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,907,086,224	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,422,231,350	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,453,543	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,457,476,512	4,537,249,060	4,537,268,620	4,537,289,862	4,537,312,931
กำไรขั้นต้น	449,609,712	458,286,940	458,267,380	458,246,138	458,223,069
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	157,363,399	160,400,429	160,393,583	160,386,148	160,378,074
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	292,246,313	297,886,511	297,873,797	297,859,990	297,844,995
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	87,673,894	89,365,953	89,362,139	89,357,997	89,353,498
กำไรสุทธิ	204,572,419	208,520,558	208,511,658	208,501,993	208,491,496
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	224,567,277	228,515,416	228,506,516	228,496,851	228,486,354

ตาราง 39 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665	12,395,665
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,537,348,702	4,537,366,254	4,537,384,806	4,537,404,415	4,537,425,142
กำไรขั้นต้น	458,187,298	458,169,746	458,151,194	458,131,585	458,110,858
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,365,554	160,359,411	160,352,918	160,346,055	160,338,800
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	297,821,743	297,810,335	297,798,276	297,785,530	297,772,058
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,346,523	89,343,101	89,339,483	89,335,659	89,331,617
กำไรสุทธิ	208,475,220	208,467,235	208,458,793	208,449,871	208,440,440
ค่าเสื่อมราคา	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858	19,994,858
กระแสเงินสด	228,470,078	228,462,093	228,453,651	228,444,729	241,726,958

ตาราง 40 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาวัสดุอุปกรณ์
ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	73,571,458	73,571,458	73,571,458	87,343,888	125,790,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	73,571,458	73,571,458	73,571,458	87,343,888	125,790,000
กำไรขั้นต้น	-73,571,458	-73,571,458	-73,571,458	-87,343,888	-125,790,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-73,571,458	-73,571,458	-73,571,458	-87,343,888	-125,790,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-73,571,458	-73,571,458	-73,571,458	-87,343,888	-125,790,000

ตาราง 40 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
ค่าสาธารณูปโภค	195,090	456,767	724,269	996,333	1,274,474
รวมรายจ่าย	418,747,258	857,976,880	1,340,394,301	1,831,042,055	2,332,648,914
กำไรขั้นต้น	-28,567,076	55,557,749	108,143,020	161,624,418	216,299,313
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		19,445,212	37,850,057	56,568,546	75,704,759
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		36,112,537	70,292,963	105,055,872	140,594,553
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		10,833,761	21,087,889	31,516,762	42,178,366
กำไรสุทธิ	-28,567,076	25,278,776	49,205,074	73,539,110	98,416,187
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
กระแสเงินสด	-7,572,475	46,273,377	70,199,675	94,533,711	119,410,788

ตาราง 40 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	1,552,096	1,837,214	2,130,029	2,430,751	2,497,768
รวมรายจ่าย	2,833,336,905	3,347,528,337	3,875,604,199	4,417,939,518	4,538,816,566
กำไรขั้นต้น	270,854,989	326,898,804	384,454,539	443,562,871	456,719,434
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	94,799,246	114,414,581	134,559,089	155,247,005	159,851,802
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	176,055,743	212,484,222	249,895,450	288,315,866	296,867,632
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	52,816,723	63,745,267	74,968,635	86,494,760	89,060,290
กำไรสุทธิ	123,239,020	148,738,956	174,926,815	201,821,106	207,807,343
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
กระแสเงินสด	144,233,621	169,733,557	195,921,416	222,815,707	228,801,943

ตาราง 40 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,538,850,575	4,538,868,586	4,538,888,146	4,538,909,388	4,538,932,457
กำไรขั้นต้น	456,685,425	456,667,414	456,647,854	456,626,612	456,603,543
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	159,839,899	159,833,595	159,826,749	159,819,314	159,811,240
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	296,845,526	296,833,819	296,821,105	296,807,298	296,792,303
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,053,658	89,050,146	89,046,332	89,042,189	89,037,691
กำไรสุทธิ	207,791,869	207,783,673	207,774,774	207,765,108	207,754,612
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
กระแสเงินสด	228,786,469	228,778,274	228,769,375	228,759,709	228,749,213

ตาราง 40 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448	13,015,448
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,538,968,229	4,538,985,780	4,539,004,332	4,539,023,941	4,539,044,668
กำไรขั้นต้น	456,567,771	456,550,220	456,531,668	456,512,059	456,491,332
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	159,798,720	159,792,577	159,786,084	159,779,221	159,771,966
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	296,769,051	296,757,643	296,745,584	296,732,838	296,719,366
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,030,715	89,027,293	89,023,675	89,019,852	89,015,810
กำไรสุทธิ	207,738,336	207,730,350	207,721,909	207,712,987	207,703,556
ค่าเสื่อมราคา	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601	20,994,601
กระแสเงินสด	228,732,937	228,724,951	228,716,510	228,707,588	242,654,400

ตาราง 41 งบประมาณกระแสเงินสดของการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ กรณีราคาวัสดุอุปกรณ์
ที่ใช้ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยลดลงร้อยละ 5

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2551	2552	2553	2554	2555
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า					
รายจ่าย					
ต้นทุนจม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่	66,564,652	66,564,652	66,564,652	79,025,422	113,810,000
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน					
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่					
ค่าจ้างพนักงาน					
ค่าเสื่อมราคา					
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.					
ค่าสาธารณูปโภค					
รวมรายจ่าย	66,564,652	66,564,652	66,564,652	79,025,422	113,810,000
กำไรขั้นต้น	-66,564,652	-66,564,652	-66,564,652	-79,025,422	-113,810,000
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น					
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ					
กำไรสุทธิ	-66,564,652	-66,564,652	-66,564,652	-79,025,422	-113,810,000
ค่าเสื่อมราคา					
กระแสเงินสด	-66,564,652	-66,564,652	-66,564,652	-79,025,422	-113,810,000

ตาราง 41 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2556	2557	2558	2559	2560
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	390,180,182	913,534,629	1,448,537,321	1,992,666,473	2,548,948,227
รายจ่าย					
ต้นทุนจมน					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	158,400	158,400	158,400	158,400	158,400
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881
ค่าจ้างพนักงาน	72,400	80,726	90,009	100,361	111,902
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	384,311,319	823,270,938	1,305,411,574	1,795,776,912	2,297,094,089
ค่าสาธารณูปโภค	195,090	456,767	724,269	996,333	1,274,474
รวมรายจ่าย	415,508,206	854,737,827	1,337,155,249	1,827,803,003	2,329,409,862
กำไรขั้นต้น	-25,328,024	58,796,802	111,382,072	164,863,470	219,538,365
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น		20,578,881	38,983,725	57,702,215	76,838,428
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		38,217,921	72,398,347	107,161,256	142,699,937
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ		11,465,376	21,719,504	32,148,377	42,809,981
กำไรสุทธิ	-25,328,024	26,752,545	50,678,843	75,012,879	99,889,956
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
กระแสเงินสด	-6,332,909	45,747,660	69,673,958	94,007,994	118,885,071

ตาราง 41 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2561	2562	2563	2564	2565
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	3,104,191,894	3,674,427,140	4,260,058,738	4,861,502,389	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	174,240	174,240	174,240	174,240	174,240
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881
ค่าจ้างพนักงาน	124,771	139,119	155,118	172,957	192,847
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	2,797,475,750	3,311,367,715	3,839,134,763	4,381,151,522	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	1,552,096	1,837,214	2,130,029	2,430,751	2,497,768
รวมรายจ่าย	2,830,097,853	3,344,289,284	3,872,365,147	4,414,700,466	4,535,577,514
กำไรขั้นต้น	274,094,041	330,137,856	387,693,591	446,801,923	459,958,486
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	95,932,914	115,548,250	135,692,757	156,380,673	160,985,470
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	178,161,127	214,589,606	252,000,834	290,421,250	298,973,016
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	53,448,338	64,376,882	75,600,250	87,126,375	89,691,905
กำไรสุทธิ	124,712,789	150,212,725	176,400,584	203,294,875	209,281,111
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
กระแสเงินสด	143,707,904	169,207,840	195,395,699	222,289,990	228,276,226

ตาราง 41 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2566	2567	2568	2569	2570
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	191,664	191,664	191,664	191,664	191,664
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881
ค่าจ้างพนักงาน	209,432	227,443	247,003	268,245	291,314
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,535,611,522	4,535,629,534	4,535,649,094	4,535,670,336	4,535,693,405
กำไรขั้นต้น	459,924,478	459,906,466	459,886,906	459,865,664	459,842,595
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,973,567	160,967,263	160,960,417	160,952,982	160,944,908
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	298,950,910	298,939,203	298,926,489	298,912,682	298,897,687
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,685,273	89,681,761	89,677,947	89,673,805	89,669,306
กำไรสุทธิ	209,265,637	209,257,442	209,248,542	209,238,877	209,228,381
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
กระแสเงินสด	228,260,752	228,252,557	228,243,657	228,233,992	228,223,496

ตาราง 41 (ต่อ)

พ.ศ.	หน่วย : บาท				
	2571	2572	2573	2574	2575
รายรับ					
รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000	4,995,536,000
รายจ่าย					
ต้นทุนจวม					
ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่					
ต้นทุนคงที่					
ค่าเช่าที่ดิน	210,830	210,830	210,830	210,830	210,830
ค่าซ่อมแซมสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881	11,775,881
ค่าจ้างพนักงาน	307,919	325,470	344,022	363,631	384,358
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
ต้นทุนผันแปร					
ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฝผ.	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662	4,501,941,662
ค่าสาธารณูปโภค	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768	2,497,768
รวมรายจ่าย	4,535,729,176	4,535,746,728	4,535,765,279	4,535,784,889	4,535,805,616
กำไรขั้นต้น	459,806,824	459,789,272	459,770,721	459,751,111	459,730,384
เงินนำส่งรัฐ 35% ของกำไรขั้นต้น	160,932,388	160,926,245	160,919,752	160,912,889	160,905,634
กำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	298,874,435	298,863,027	298,850,968	298,838,222	298,824,750
ภาษี 30% ของกำไรหลังหักเงินนำส่งรัฐ	89,662,331	89,658,908	89,655,291	89,651,467	89,647,425
กำไรสุทธิ	209,212,105	209,204,119	209,195,678	209,186,756	209,177,325
ค่าเสื่อมราคา	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115	18,995,115
กระแสเงินสด	228,207,220	228,199,234	228,190,793	228,181,871	240,799,517

ประวัติย่อผู้ทำสารนิพนธ์

ประวัติย่อผู้ทำสารนิพนธ์

ชื่อ ชื่อสกุล	นาย วิศิษฐ์ พงศ์วรทรัพย์
วันเดือนปีเกิด	1 พฤศจิกายน 2521
สถานที่เกิด	จังหวัด กรุงเทพมหานคร
สถานที่อยู่ปัจจุบัน	26/225 ซอยเอกชัย 81 ถนนเอกชัย บางบอน กรุงเทพฯ
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	วิศวกรไฟฟ้า 4
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้านครหลวง
ประวัติการศึกษา	
พ.ศ. 2540	มัธยมศึกษาตอนปลาย จาก โรงเรียนเทพศิรินทร์
พ.ศ. 2544	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จาก สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร
พ.ศ. 2551	เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์การจัดการ จาก มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ กรุงเทพมหานคร