บทที่ 5
การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ภายหลังจากโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังผ่านการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมแล้วส่วนต่อไปของการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์นี้คือการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Benefit-Cost Analysis) ซึ่งหลักเกณฑ์ที่ใช้ประเมินความเหมาะสมทางเศรษฐกิจคือ อัตราส่วนต้นทุนต่อผลประโยชน์ (Benefit-Cost Ratio : BCR) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) และ อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ (Economic Rate of Return : EIRR) ในการวิเคราะห์นี้จะใช้ราคาตลาดตีมูลค่าทรัพยากรและผลผลิต (พลังงานไฟฟ้า) มูลค่าที่ได้จะเป็นมูลค่าทางการเงินจากนั้นจึงแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจแล้วจึงสร้างตารางกระแสเงินสด (Economic Cash Flow) ตลอดอายุทางเศรษฐกิจของโครงการคือ 15 ปี เนื่องจากต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของโครงการเกิดขึ้นต่างเวลากัน การวิเคราะห์จึงต้องทอนค่าของเงินอนาคตให้เป็นเงินปัจจุบัน (Present Value) ในการศึกษานี้ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (MLR) เป็นอัตราทอนค่าหรืออัตราคิดลดทางสังคม จากนั้นจึงคำนวณค่า NPV , BCR , EIRR รวมทั้งทดสอบความอ่อนไหวหรือความไวของโครงการ โดยกำหนดให้ MLR ซึ่งเป็นอัตราคิดลดหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนเพิ่มจากกรณีฐาน (5.6 %) เป็น 8 และ 12 % และถ้าต้นทุนเพิ่มจากกรณีฐานเป็น 5 % และ 10 % นอกจากนี้ยังทำการทดสอบความไวอีกประเภทหนึ่ง คือ Switching Value เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนจะเพิ่มขึ้นสูงสุดร้อยละเท่าไร และผลประโยชน์จะลดลงร้อยละเท่าไร โครงการจะยังคงมีความเป็นไปได้ในระดับต่ำสุด (NPV = 0 และ BCR = 1 และ EIRR = MLR) สำหรับกระบวนการวิเคราะห์และผลการวิเคราะห์มีดังนี้

5.1 การวิเคราะห์ต้นทุน

ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังแรงดัน 115 kV ของพื้นที่ศึกษา โดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังให้เป็นแบบวงรอบปิด แบ่งออกเป็นช่วงบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทางประมาณ 13.2 กม. และช่วงแยกสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้า

สระแก้ว ระยะทางประมาณ 27.8 กม.พร้อมทั้งปรับปรุงระบบป้องกันทางไฟฟ้า (Protection System) ที่เหมาะสม ระบบสื่อสาร ฯลฯ โดยแบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ประเภท คือ

5.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost) ตามตารางในภาคผนวกที่ ข.2 และ ค.4 เป็นค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วยต้นทุนสำหรับการปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และต้นทุนเริ่มแรกสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์โดยใช้ค่า ตามตารางที่ 5.1 และ 5.2 ตามลำดับ

5.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost) สำหรับงานด้านการวางแผนเพื่อการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า กฟภ. จะคิดมูลค่าบำรุงรักษาระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าต่อปีประมาณ 1.5 % ของมูลค่าการก่อสร้างโครงการทั้งหมด (คู่มือการวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค , 2547) ดังนั้นจากตารางที่ 5.1 และ 5.2 พบว่ามูลค่าการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปีทางเศรษฐกิจของกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดจะมีมูลค่าเท่ากับ 1,601,330.32 บาทต่อปี และมูลค่าการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปีของกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟทางการเงินมีมูลค่าเท่ากับ 2,024,735.18 บาทต่อปี

ตารางที่ 5.1 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

ลำดับที่	รายละเอียด	มูลค่าทางการเงิน (บาท)	มูลค่าทางเศรษฐกิจ (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทาง 13.2 กม.	20,597,728.80	15,181,537.46
2	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้าสระแก้ว ระยะทาง 27.8 กม.	43,380,065.20	31,973,237.98
3	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์ 2 ชุด - สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี 1 ชุด - สถานีไฟฟ้าสระแก้ว 1 ชุด	16,881,767.89	16,307,567.48
4	งานก่อสร้างระบบสื่อสารบริเวณวงรอบปิดระยะทางประมาณ 245.6 กม.	54,032,000.00	42,739,312.00
5	อุปกรณ์ป้องกัน จำนวน 2 ชุด	700,000.00	553,700.00
รวม		135,591,561.89	106,755,354.91

หมายเหตุ : รายการที่ 4 และ 5 ใช้ตัวประกอบแปลงค่าเท่ากับ 0.791 (SCF)

ตารางที่ 5.2 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบสถานีแยกจ่ายไฟ

ลำดับที่	รายละเอียด	มูลค่าทางการเงิน (บาท)	มูลค่าทางเศรษฐกิจ (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทาง 13.2 กม.	20,597,728.80	15,181,537.46
2	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้าสระแก้ว ระยะทาง 27.8 กม.	43,380,065.20	31,973,237.98
3	งานก่อสร้างสายส่งช่วง ทางแยกเข้าบริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด – บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด ระยะทาง 1.9 กม.	2,964,824.60	2,185,221.30
4	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์ 5 ชุด - สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี 1 ชุด - สถานีไฟฟ้าสระแก้ว 1 ชุด - สถานีแยกจ่ายไฟ (บ.ไทยเคนเป-เปอร์ จำกัด) 3 ชุด	42,204,419.72	40,768,918.70
5	งานก่อสร้างระบบสื่อสารบริเวณวงรอบปิด ระยะทางประมาณ 247.5 กม.	54,450,000.00	43,069,950.00
6	อุปกรณ์ต่อเชื่อมระบบสื่อสาร (Fiber Optic Modem) จำนวน 1 ชุด	80,000.00	63,280.00
7	อุปกรณ์ป้องกัน จำนวน 5 ชุด	2,200,000.00	1,740,200.00
รวม		165,877,038.32	134,982,345.44

หมายเหตุ : รายการที่ 5 , 6 และ 7 ใช้ตัวประกอบแปลงค่าเท่ากับ 0.791 (SCF)

5.2 การวิเคราะห์ผลประโยชน์

ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สามารถจำแนกออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

5.2.1 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง (ECOST) ที่ส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของผู้ใช้ไฟ ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบระหว่างกรณีจ่ายไฟสภาวะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ตามสมการที่ 2.80 และผลการประมาณการในหัวข้อที่ 4.5 ตามอัตราการเติบโตของโหลด 10 ,7 และ 5 % เป็นไปตามตารางที่ 5.3 และตารางผนวกที่ ง.10 และ ง.11 ตามลำดับ

$$ECOST = \sum_{j=1}^{N} C(r_j) L_{av} \lambda_j$$

ตารางที่ 5.3 แสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท)			ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ(บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	9,809,493	830,305	790,760	8,979,187	9,018,733	7,102,537	7,133,818
2	10,790,442	913,336	869,836	9,877,106	9,920,606	7,812,791	7,847,199
3	11,869,486	1,004,670	956,819	10,864,817	10,912,667	8,594,070	8,631,919
4	13,056,435	1,105,136	1,052,501	11,951,298	12,003,933	9,453,477	9,495,111
5	14,362,078	1,215,650	1,157,751	13,146,428	13,204,327	10,398,825	10,444,622
6	15,798,286	1,337,215	1,273,527	14,461,071	14,524,759	11,438,707	11,489,085
7	17,378,115	1,470,937	1,400,879	15,907,178	15,977,235	12,582,578	12,637,993
8	19,115,926	1,618,030	1,540,967	17,497,896	17,574,959	13,840,835	13,901,792
9	21,027,519	1,779,833	1,695,064	19,247,685	19,332,455	15,224,919	15,291,972
10	23,130,270	1,957,817	1,864,570	21,172,454	21,265,700	16,747,411	16,821,169
11	25,443,297	2,153,598	2,051,027	23,289,699	23,392,270	18,422,152	18,503,286
12	27,987,627	2,368,958	2,256,130	25,618,669	25,731,497	20,264,367	20,353,614
13	30,786,390	2,605,854	7,818,518	28,180,536	22,967,872	22,290,804	18,167,587
14	33,865,029	8,463,848	8,600,370	25,401,181	25,264,659	20,092,335	19,984,346
15	37,251,532	9,310,232	9,460,407	27,941,300	27,791,125	22,101,568	21,982,780

5.2.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบระหว่างกรณีจ่ายไฟสภาวะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และ กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งเป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นกับ กฟภ. เอง โดยคิดจากส่วนต่างของราคา ซื้อกับราคาขายต่อหน่วยใช้ไฟเฉลี่ย (kWh) (Different of Energy Cost) ซึ่งปัจจุบันส่วนต่างระหว่างมูลค่ารับซื้อ (ราคาขายเฉลี่ยของ บมจ.กฟผ.) และราคาขายเฉลี่ย ของ กฟภ. ณ เดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2548 มีค่าเท่ากับ 0.5945 บาท/kWh (2.6111-2.0166) ตามสมการที่ 2.81 ผลการประมาณการที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10,7 และ 5 % ในหัวข้อที่ 4.4 ตามตารางที่ 5.4 และตารางผนวกที่ ง.12 และ ง.13 ตามลำดับ

DPU

ตารางที่ 5.4 แสดงมูลค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (kW)			ผลต่างของพลังงาน (kW)		ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	121,653.67	30,473.42	9,880.77	91,180.25	111,772.90	54,207	66,449	42,877	52,561
2	133,819.03	33,520.76	10,868.85	100,298.27	122,950.18	59,627	73,094	47,165	57,817
3	147,200.94	36,872.84	11,955.73	110,328.10	135,245.20	65,590	80,403	51,882	63,599
4	161,921.03	40,560.12	13,151.31	121,360.91	148,769.72	72,149	88,444	57,070	69,959
5	178,113.13	44,616.13	14,466.44	133,497.00	163,646.70	79,364	97,288	62,777	76,955
6	195,924.45	49,077.75	15,913.08	146,846.70	180,011.37	87,300	107,017	69,055	84,650
7	215,516.89	53,985.52	17,504.39	161,531.37	198,012.50	96,030	117,718	75,960	93,115
8	237,068.58	59,384.08	19,254.83	177,684.50	217,813.75	105,633	129,490	83,556	102,427
9	260,775.44	65,322.48	21,180.31	195,452.95	239,595.13	116,197	142,439	91,912	112,669
10	286,852.98	71,854.73	23,298.34	214,998.25	263,554.64	127,816	156,683	101,103	123,936
11	315,538.28	79,040.20	25,628.17	236,498.07	289,910.10	140,598	172,352	111,213	136,330
12	347,092.11	86,944.22	28,190.99	260,147.88	318,901.11	154,658	189,587	122,334	149,963
13	380,882.42	95,637.67	31,009.10	285,244.76	349,873.32	169,578	208,000	134,136	164,528
14	402,218.87	105,188.17	34,096.65	297,030.70	368,122.23	176,585	218,849	139,679	173,109
15	422,148.23	115,691.65	37,490.85	306,456.58	384,657.37	182,188	228,679	144,111	180,885

5.2.3 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดความสูญเสีย ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบระหว่างกรณีจ่ายไฟสภาวะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งจะนำมาคิดเป็นหน่วยทางไฟฟ้าที่สามารถนำมาจำหน่ายได้โดยคิดเป็นราคาต่อหน่วยใช้ไฟ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.6111 บาท/kWh โดยคิดเป็นหน่วยต่อปี (1 ปีมีจำนวน 8,760 ชั่วโมง)

ตารางที่ 5.5 ตารางมูลค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความสูญเสีย (kW)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	866	531	432	7,662,534	9,926,984	6,061,064	7,852,245
2	1052	640	540	9,423,773	11,711,097	7,454,205	9,263,478
3	1267	750	650	11,825,463	14,112,787	9,353,941	11,163,214
4	1533.	890	716	14,707,491	18,687,434	11,633,625	14,781,760
5	1854	1060	828	18,161,349	23,467,940	14,365,627	18,563,141
6	2170	1260	980	20,814,645	27,219,151	16,464,384	21,530,348
7	2647	1480	1165	26,693,066	33,898,136	21,114,216	26,813,425
8	3239	1780	1398	33,372,051	42,109,627	26,397,293	33,308,715
9	3647	2180	1699	33,555,037	44,557,064	26,542,034	35,244,637
10	4573	2620	2042	44,671,430	57,892,160	35,335,101	45,792,699
11	5538	3170	2494	54,163,823	69,626,130	42,843,584	55,074,269
12	6866	3870	3002	68,528,215	88,382,184	54,205,818	69,910,307
13	8375	4610	3629	86,117,734	108,556,378	68,119,127	85,868,095
14	9171	5120	3991	92,659,479	118,483,362	73,293,648	93,720,340
15	9971	5560	4364	100,893,844	128,250,234	79,807,031	101,445,935

หมายเหตุ : ผลประโยชน์ทางการเงินในปีที่ 1 เท่ากับ (866-531) × 8,760 × 2.6111

5.3 การจัดทำข้อมูลตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจ (Economic Cash Flow)

หลังจากที่ศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจแล้ว ลำดับต่อไปของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำข้อมูลดังกล่าวมาลงในตารางกระแสเงินสดตลอดอายุโครงการคือ 15 ปี ที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ของสองทางเลือก (Based Case) มีดังนี้ การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์) อัตราคิดลดทางสังคมที่ใช้เท่ากับ 5.60 % ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยแท้จริง (Real Interest Rate)

ทางเลือกที่ 1 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซนต์ต่อปี เมื่อนำไปสร้างเป็นตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจจะปรากฏดังตารางที่ 5.6 จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.49 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 291,346,918.04 บาท มีค่ามากกว่า 0 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 27.54 % ซึ่งมีค่าสูงกว่าอัตราคิดลดทางสังคมแสดงว่าที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ถ้ามีการก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแล้วจะให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุน ตามตารางที่ 5.8

ทางเลือกที่ 2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์) ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซนต์ต่อปี เมื่อนำไปสร้างตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจจะประกฏดังตารางที่ 5.7 จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.27 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 335,594,502.48 บาท มีค่ามากกว่า 0 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 25.57 % มีค่าสูงกว่าอัตราคิดลดทางสังคมหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนแสดงว่าที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ถ้ามีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟแล้วจะให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุนตามตารางที่ 5.8

จากผลการวิเคราะห์กรณีฐานนี้ ทั้งสองทางเลือกคือกรณีก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุน แต่เมื่อเปรียบเทียบทางเลือกของทั้งสอบกรณีพบว่าการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟให้ผลประโยชน์สุทธิทางเศรษฐกิจคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสูงกว่ากรณีก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดเป็นเงิน 44,247,584.44 บาท

ตารางที่ 5.6 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์				อัตรา	PV Cost	PV Benefit	NPV
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)	คิดลด	(บาท)	(บาท)	(บาท)
1	106,755,355	1,601,330	108,356,685	7,102,537	42,877	6,061,064	13,206,479	0.947	102,610,497	12,506,135	- 90,104,362
2	-	1,601,330	1,601,330	7,812,791	47,165	7,454,205	15,314,161	0.897	1,435,996	13,732,998	12,297,003
3	-	1,601,330	1,601,330	8,594,070	51,882	9,353,941	17,999,893	0.849	1,359,844	15,285,448	13,925,604
4	-	1,601,330	1,601,330	9,453,477	57,070	11,633,625	21,144,172	0.804	1,287,731	17,003,370	15,715,639
5	-	1,601,330	1,601,330	10,398,825	62,777	14,365,627	24,827,229	0.762	1,219,443	18,906,392	17,686,949
6	-	1,601,330	1,601,330	11,438,707	69,055	16,464,384	27,972,146	0.721	1,154,775	20,171,689	19,016,914
7	-	1,601,330	1,601,330	12,582,578	75,960	21,114,216	33,772,753	0.683	1,093,537	23,063,172	21,969,635
8	-	1,601,330	1,601,330	13,840,835	83,556	26,397,293	40,321,684	0.647	1,035,546	26,075,180	25,039,634
9	-	1,601,330	1,601,330	15,224,919	91,912	26,542,034	41,858,865	0.612	980,631	25,633,752	24,653,121
10	-	1,601,330	1,601,330	16,747,411	101,103	35,335,101	52,183,615	0.580	928,628	30,261,815	29,333,187
11	-	1,601,330	1,601,330	18,422,152	111,213	42,843,584	61,376,949	0.549	879,383	33,705,610	32,826,228
12	-	1,601,330	1,601,330	20,264,367	122,334	54,205,818	74,592,520	0.520	832,749	38,790,757	37,958,009
13	-	1,601,330	1,601,330	22,290,804	134,136	68,119,127	90,544,067	0.492	788,588	44,589,137	43,800,549
14	-	1,601,330	1,601,330	20,092,335	139,679	73,293,648	93,525,661	0.466	746,769	43,615,005	42,868,237
15	-	1,601,330	1,601,330	22,101,568	144,111	79,807,031	102,052,710	0.442	707,167	45,067,739	44,360,571
รวม									117,061,283	408,408,201	291,346,918

rsu

ตารางที่ 5.7 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์				อัตรา	PV Cost	PV Benefit	NPV
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)	คิดลด	(บาท)	(บาท)	(บาท)
1	134,982,345	2,024,735	137,007,081	7,133,818	52,561	7,852,245	15,038,623	0.947	129,741,554	14,241,121	-115,500,433
2	-	2,024,735	2,024,735	7,847,199	57,817	9,263,478	17,168,494	0.897	1,815,685	15,395,875	13,580,190
3	-	2,024,735	2,024,735	8,631,919	63,599	11,163,214	19,858,733	0.849	1,719,398	16,863,968	15,144,570
4	-	2,024,735	2,024,735	9,495,111	69,959	14,781,760	24,346,830	0.804	1,628,218	19,578,831	17,950,613
5	-	2,024,735	2,024,735	10,444,622	76,955	18,563,141	29,084,718	0.762	1,541,873	22,148,548	20,606,675
6	-	2,024,735	2,024,735	11,489,085	84,650	21,530,348	33,104,083	0.721	1,460,107	23,872,508	22,412,401
7	-	2,024,735	2,024,735	12,637,993	93,115	26,813,425	39,544,534	0.683	1,382,677	27,004,680	25,622,003
8	-	2,024,735	2,024,735	13,901,792	102,427	33,308,715	47,312,935	0.647	1,309,353	30,596,274	29,286,921
9	-	2,024,735	2,024,735	15,291,972	112,669	35,244,637	50,649,279	0.612	1,239,918	31,016,872	29,776,954
10	-	2,024,735	2,024,735	16,821,169	123,936	45,792,699	62,737,804	0.580	1,174,165	36,382,298	35,208,134
11	-	2,024,735	2,024,735	18,503,286	136,330	55,074,269	73,713,885	0.549	1,111,898	40,480,531	39,368,633
12	-	2,024,735	2,024,735	20,353,614	149,963	69,910,307	90,413,885	0.520	1,052,934	47,018,429	45,965,495
13	-	2,024,735	2,024,735	18,167,587	164,528	85,868,095	104,200,210	0.492	997,097	51,314,211	50,317,114
14	-	2,024,735	2,024,735	19,984,346	173,109	93,720,340	113,877,795	0.466	944,220	53,106,074	52,161,853
15	-	2,024,735	2,024,735	21,982,780	180,885	101,445,935	123,609,600	0.442	894,148	54,587,528	53,693,380
รวม									148,013,246	483,607,748	335,594,502

ncd

ตารางที่ 5.8 ผลการวิเคราะห์กรณีฐาน (Based Case) ที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี และอัตราคิดลดทางสังคม 5.60 เปอร์เซ็นต์

กรณี	เกณฑ์การประเมิน		
	NPV (บาท)	BCR	EIRR (%)
วงรอบปิด (ทางเลือกที่ 1)	291,346,918	3.49	27.54
ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (ทางเลือกที่ 2)	335,594,502	3.27	25.57

5.4 การทดสอบความไว (Sensitivity Analysis)

เมื่อผลการวิเคราะห์กรณีฐานของทั้งสองทางเลือกพบว่าการลงทุนทั้งสองทางเลือกมีความเป็นไปได้ แต่ว่าในอนาคตปัจจัยต่างๆ อาจเปลี่ยนแปลงไป ปัจจัยเหล่านี้ได้แก่ อัตราคิดลดทางสังคม การเจริญเติบโตของโหลด และต้นทุนของโครงการ การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ เหล่านี้อาจทำให้โครงการขาดความเหมาะสมได้ ดังนี้ในการศึกษานี้จึงต้องทดสอบความไวในสองกรณีคือ

กรณีที่ 1 กำหนดให้อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10 % เป็น 7 และ 5 % ตามลำดับ และต้นทุนเพิ่มขึ้นเป็น 5 และ 10 % โดยที่อัตราคิดลดทางสังคมหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนคงที่ หรือไม่เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีฐาน

กรณีที่ 2 กำหนดให้อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10 % เป็น 7 และ 5 % ตามลำดับ และอัตราคิดลดทางสังคมเพิ่มจาก 5.6% เป็น 8 และ 12% ตามลำดับ

ผลจากการทดสอบความอ่อนไหวของกรณีที่ 1 ยืนยันได้ว่าแม้อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับต้นทุนเพิ่มขึ้นเป็น 5 และ 10% รวมทั้งเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนและผลประโยชน์ ของการลงทุนสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด และการลงทุนก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ผลจากการทดสอบความอ่อนไหวของกรณีที่ 2 ยืนยันได้ว่าแม้อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับอัตราคิดลดทางสังคมเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานเป็น 8 และ 12% รวมทั้งเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนและผลประโยชน์ ของการลงทุนสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด และการลงทุนก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ตารางที่ 5.9 ตารางแสดงเกณฑ์ประเมินโครงการกรณีราคาต้นทุนปรับตัวเพิ่มขึ้น ณ อัตราดอกเบี้ย 5.6 % (กรณีฐาน)

	การเพิ่มขึ้นของต้นทุน(%)	Load Growth Rate (%)	NPV (บาท)	EIRR (%)	BCR	SVB (%)	SVC (%)
วงรอบปิด (Loop)	5	10	285,493,854	26.37	3.32	69.90	232.27
		7	160,216,875	20.56	2.30	56.59	130.35
		5	91,445,281	16.02	1.74	42.66	74.40
	10	10	279,640,790	25.26	3.17	68.47	217.17
		7	154,363,811	19.52	2.20	54.52	119.88
		5	85,592,217	15.01	1.66	39.93	66.47
สถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal)	5	10	328,193,840	24.49	3.11	67.86	211.17
		7	173,509,957	18.56	2.12	52.75	111.64
		5	98,052,765	14.43	1.63	38.68	63.09
	10	10	320,793,178	23.48	2.97	66.33	197.03
		7	166,109,295	17.59	2.02	50.50	102.02
		5	90,652,103	13.49	1.56	35.76	55.68

5.5 การปรับการลงทุนให้เท่ากันระหว่างสองทางเลือก

จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ผ่านมาจะพบว่าต้นทุนในการปรับปรุงสำหรับทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2 จะมีมูลค่าการลงทุนที่แตกต่างกัน ดังนั้นหากพิจารณาแล้วพบว่าผลการวิเคราะห์ที่ได้อาจยังไม่สามารถสรุปเป็นหลักเกณฑ์ที่แน่ชัดได้ สำหรับวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการศึกษาเพิ่มเติมเพื่อเปรียบเทียบให้เห็นอย่างชัดเจน ทั้งนี้จะปรับมูลค่าการลงทุนในทางเลือกที่ 1 ให้เท่ากับทางเลือกที่ 2 โดยอาศัยการนำผลต่างจากการลงทุนเริ่มต้นและมูลค่าผลต่างของการบำรุงรักษาในแต่ละปีมารวมกันและนำไปลงทุนหาผลตอบแทนในพันธบัตรรัฐบาลโดยใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 5.25 % โดยที่ผลประโยชน์ตอบแทนในส่วนอื่นมีค่าเท่าเดิมผลการศึกษาเป็นไปตามตารางที่ 5.11 และพบว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิภายของการปรับเพิ่มต้นทุนให้เท่ากันมีค่าสูงกว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิของทางเลือกที่ 1 แต่ยังน้อยกว่าทางเลือกที่ 2 จึงสรุปได้ว่าทางเลือกที่สองเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

ตารางที่ 5.10 แสดงค่าความอ่อนไหวของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

รูปแบบการลงทุน	Load Growth Rate (%)	อัตราดอกเบี้ย								
		5.6			8.0			12.0		
		10	7	5	10	7	5	10	7	5
วงรอบปิด (Loop)	NPV	291,346,918	166,069,939	97,298,344	217,011,036	119,627,197	65,887,249	131,066,244	65,558,744	29,103,670
	SVB (%)	71.34	58.65	45.39	65.85	51.52	36.92	55.23	38.16	21.51
	SVC (%)	248.88	141.87	83.12	192.81	106.28	58.54	123.39	61.72	27.40
	BCR	3.49	2.42	1.83	2.93	2.06	1.59	2.23	1.62	1.27
	EIRR (%)	27.54	21.68	17.21	27.54	21.68	17.21	27.54	21.68	17.21
สถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal)	NPV	335,594,502	180,910,619	105,453,427	247,249,272	127,082,657	68,320,713	145,310,733	64,610,199	24,958,486
	SVB (%)	69.39	55.00	41.60	63.47	47.17	32.44	51.97	32.48	15.67
	SVC (%)	226.73	122.23	71.25	173.73	89.30	48.01	108.19	48.11	18.58
	BCR	3.27	2.22	1.71	2.74	1.89	1.48	2.08	1.48	1.19
	EIRR (%)	25.57	19.61	15.47	25.57	19.61	15.47	25.57	19.61	15.47

ndu

ตารางที่ 5.11 กระแสเงินสดกรณีฐานกรณีวงรอบปิดและลงทุนในพันธบัตรรัฐบาลอัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซนต์ต่อปี

ปีที่	ต้นทุน		ผลประโยชน์				อัตราคิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	$NPV_{Normalize}$ (บาท)
	ค่าลงทุนเริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษาต่อปี (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	Bond (Int.) (บาท)				
1	106,755,355	1,601,330	7,102,537	42,877	6,061,064	1,504,146	0.947	102,610,497	13,930,516	-88,679,982
2	-	1,601,330	7,812,791	47,165	7,454,205	1,526,375	0.897	1,435,996	15,101,777	13,665,781
3	-	1,601,330	8,594,070	51,882	9,353,941	1,548,603	0.849	1,359,844	16,600,516	15,240,672
4	-	1,601,330	9,453,477	57,070	11,633,625	1,570,832	0.804	1,287,731	18,266,576	16,978,845
5	-	1,601,330	10,398,825	62,777	14,365,627	1,593,061	0.762	1,219,443	20,119,537	18,900,094
6	-	1,601,330	11,438,707	69,055	16,464,384	1,615,290	0.721	1,154,775	21,336,531	20,181,756
7	-	1,601,330	12,582,578	75,960	21,114,216	1,637,518	0.683	1,093,537	24,181,422	23,087,885
8	-	1,601,330	13,840,835	83,556	26,397,293	1,659,747	0.647	1,035,546	27,148,503	26,112,957
9	-	1,601,330	15,224,919	91,912	26,542,034	1,681,976	0.612	980,631	26,663,770	25,683,139
10	-	1,601,330	16,747,411	101,103	35,335,101	1,704,205	0.580	928,628	31,250,101	30,321,473
11	-	1,601,330	18,422,152	111,213	42,843,584	1,726,433	0.549	879,383	34,653,694	33,774,312
12	-	1,601,330	20,264,367	122,334	54,205,818	1,748,662	0.520	832,749	39,700,124	38,867,375
13	-	1,601,330	22,290,804	134,136	68,119,127	1,770,891	0.492	788,588	45,461,226	44,672,638
14	-	1,601,330	20,092,335	139,679	73,293,648	1,793,120	0.466	746,769	44,451,214	43,704,445
15	-	1,601,330	22,101,568	144,111	79,807,031	1,815,348	0.442	707,167	45,869,419	45,162,252
รวม								117,061,283	424,734,925	307,673,642

nied