บทที่ 8

การประมาณการทางการเงิน

8.1 โครงสร้างเงินทุน และแหล่งเงินทุน

8.1.1 เงินลงทุนเริ่มต้น

บริษัทจะดำเนินการระดมทุนจาก Venture Capital หรือ สถาบันการเงิน กองทุนรวมที่สนใจลงทุนในธุรกิจพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ทั้งในและต่างประเทศ โดยผลตอบแทนของนักลงทุนจะอยู่ในรูปของเงินปันผลและผลประโยชน์ทางภาษี โดยเงินลงทุนเริ่มต้นจะนำไปใช้ในการสั่งซื้ออุปกรณ์ซึ่งส่วนใหญ่จะต้องนำเข้าจากต่างประเทศ และค่าที่ดินเพื่อสร้างโรงผลิตกระแสไฟฟ้า

Initial Investment	บาท
รางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสี	647,700,000
ระบบเก็บสะสมความร้อน	12,920,000
เครื่องยนต์กังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	139,400,000
ที่ดิน	10,000,000
ค่าก่อสร้างและติดตั้งอุปกรณ์	97,155,000
เงินทุนหมุนเวียนเริ่มต้น	20,000,000
	927,175,000

8.1.2. รูปแบบในการร่วมทุน

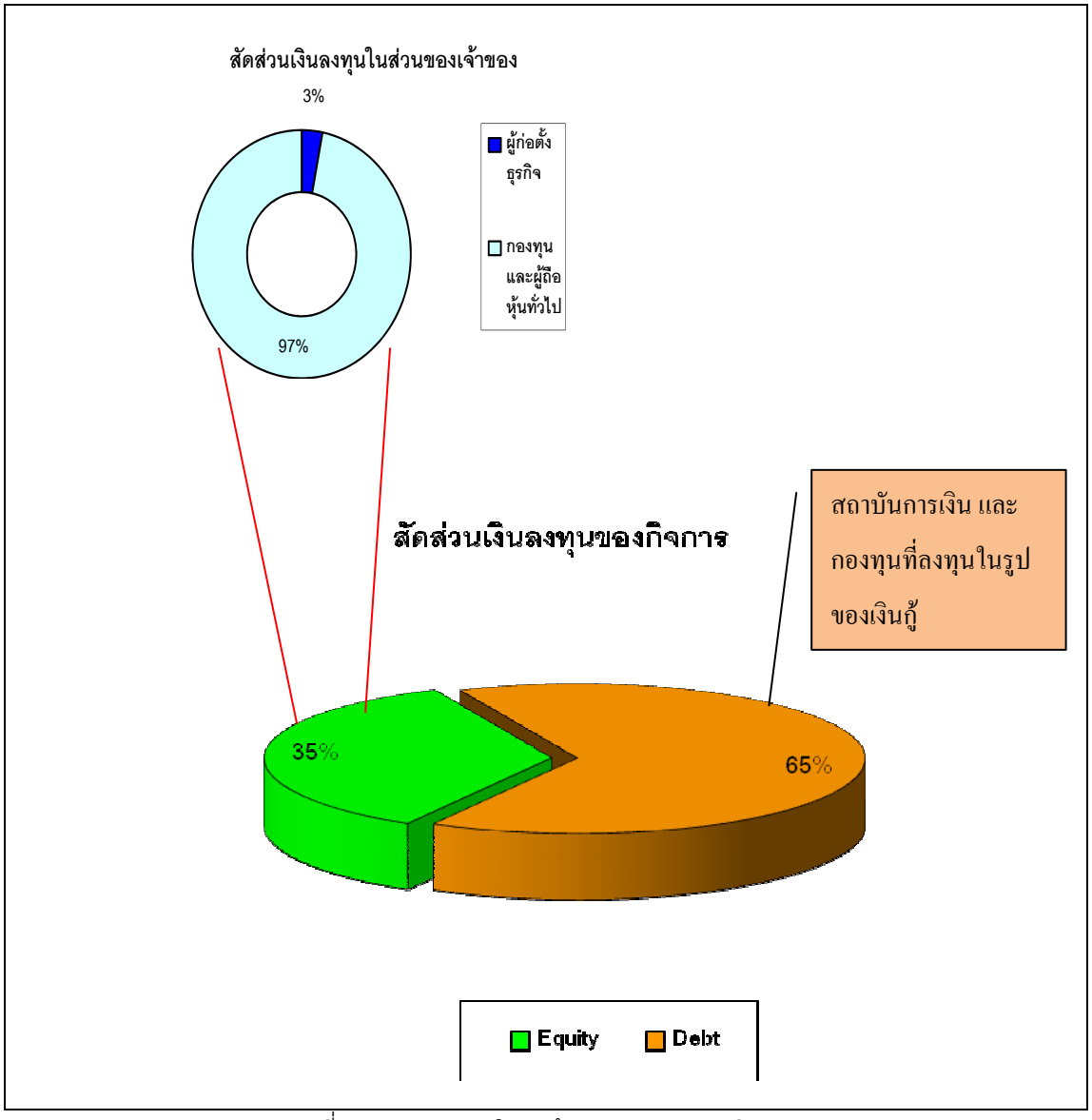
จากเป้าหมายโครงสร้างเงินทุนของบริษัทที่ต้องการให้มีสัดส่วนหนี้สินต่อทุนอยู่ที่ 65:35 ซึ่งถือว่าใช้เงินทุนส่วนของเจ้าของในระดับที่สูงกว่าธุรกิจโรงไฟฟ้าทั่วไป ซึ่งปกติอัตราส่วนหนี้สินต่อทุนของธุรกิจโรงไฟฟ้าจะอยู่ที่ 3 เท่า[28] แต่สำหรับโครงสร้างเงินทุนของบริษัทจะอยู่ที่หนี้สินเป็น 1.86 เท่าของส่วนทุน ด้วยเหตุที่ต้องการให้ค่าดอกเบี้ยไม่สูงเกินไปนัก ประกอบกับคาด

[28] http://www.kaohoon.com/pg.online/search_detail.aspx?cid=10990&gid=7

ว่าธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนกำลังอยู่ในกระแสการตื่นตัวของนักลงทุนจึงมีความต้องการที่จะลงทุนในรูปแบบของ equity มากกว่าธุรกิจโรงไฟฟ้าทั่วไป

ในส่วนของผู้ถือหุ้นจะแบ่งเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นที่เป็นผู้ก่อตั้งธุรกิจอยู่เป็นมูลค่า 10 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 3 ของเงินลงทุนส่วนของผู้ถือหุ้น ส่วนอีกร้อยละ 97 หรือคิดเป็นมูลค่าประมาณ 314 ล้านบาทจะมาจากเงินลงทุนของกองทุนประเภทที่สนใจลงทุนกิจการพลังงานทดแทนตั้งแต่เริ่มก่อตั้งกิจการ และนักลงทุนที่มีความสนใจในธุรกิจนี้ โดยจะออกเป็นหุ้นสามัญ ราคาหุ้นละ 100 บาท จำนวน 3,245,113 หุ้น

สำหรับเงินลงทุนที่เป็นเงินกู้มูลค่า 603 ล้านบาทจะใช้การกู้ยืมจากสถาบันการเงินในประเทศ ร่วมกับเงินลงทุนในรูปเงินกู้ของกองทุนที่สนใจร่วมทุนในช่วงระหว่างกลางจนถึงช่วงเริ่มดำเนินกิจการ ในอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 เป็นระยะเวลา 7 ปี



รูปที่ 8-1 รูปแบบและโครงสร้างการร่วมทุนของกิจการ

8.1.3. **แผนในการออกจากกิจการสำหรับนักลงทุน** (Exit Plan)

สำหรับกองทุนที่นำเงินมาลงทุนในรูปของเงินลงทุนส่วนของเจ้าของซึ่งบางกองทุนมีการจำกัดระยะเวลาในการลงทุน เช่น กองทุน MFC Energy Fund ซึ่งเป็นกองทุนในประเทศไทยมีระยะเวลาจำกัดที่ 5 ปี หลังจากครบปีที่ 5 กองทุนจะออกจากกิจการซึ่งวิธีการออกจากกิจการก็ต้องเป็นไปตามที่บริษัทที่เป็นผู้เสนอขอรับการสนับสนุนเงินทุนได้ตกลงกับทางผู้บริหารกองทุน

ดังนั้นทางบริษัทจึงได้ทำการสร้างทางเลือกในการออกจากกิจการเพื่อนำเสนอให้กับกองทุนที่ต้องการแผนในการออกจากกิจการ

หากพิจารณาจากงบกระแสเงินสดของกิจการจะพบว่าช่วงที่กิจการมีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานเป็นบวกอย่างมากคือในปีที่ 1-7 ซึ่งเป็นช่วงที่การจำหน่ายไฟฟ้าได้อัตรา Adder ดังนั้นหากมองในมุมของผู้ลงทุนหากต้องการที่จะออกจากกิจการน่าจะรอให้เก็บเกี่ยวผลประโยชน์จากการลงทุนได้อย่างเต็มที่จึงค่อยออกจากการกิจการซึ่งก็จะเป็นช่วงหลังจากสิ้นสุดปีที่ 7 จากสมมติฐานนี้ ทางบริษัทได้เสนอทางเลือกในการออกจากกิจการดังนี้

- บริษัทหาผู้ที่สนใจเป็นเจ้าของกิจการต่อจากผู้ถือหุ้นที่เป็นกองทุน เข้าซื้อหุ้นต่อจากกองทุนนั้น
- บริษัททำการกู้เงินเพื่อนำมาซื้อหุ้นคืนจากผู้ถือหุ้นที่เป็นกองทุน

โดยการคำนวณตั้งอยู่บนสมมติฐานที่กองทุนและนักลงทุนที่ไม่ใช่กลุ่มผู้ก่อตั้งต้องการทำ Exit plan ทั้งหมด ซึ่งจากการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของส่วนของผู้ถือหุ้น ณ สิ้นปีที่ 7 พบว่าอยู่ที่หุ้นละ 124.96 บาท บริษัทจะต้องหานักลงทุนรายใหม่ที่เข้ามาซื้อหุ้นต่อจากกองทุนหรือนักลงทุนที่ทำตาม Exit plan ระดับราคาที่ซื้อขายจะอยู่ที่ 100-124.96 บาทต่อหุ้นซึ่งหากผู้ถือหุ้นเดิมขายที่ราคาพาร์ 100 บาท ผู้ถือหุ้นใหม่จะได้มูลค่าเพิ่มหุ้นละ 24.96 บาท แต่หากผู้ถือหุ้นเดิมขายที่ 124.96 บาทก็จะได้ Capital gain จากการขายหุ้น และหากมองกระแสเงินสดจากการลงทุนของนักลงทุนที่เข้ามาซื้อหุ้นต่อจากกองทุนและนักลงทุนที่ทำ Exit plan จะเริ่มจากการที่นักลงทุนนำเงิน 389,994,012 บาท ซื้อหุ้นในราคา 124 บาทต่อหุ้น ต่อจากกองทุนและนักลงทุนที่ทำ Exit plan โดยจะมีกระแสเงินสดรับเข้าทุกปีจนกระทั่งสิ้นสุดกิจการจะมีกระแสเงินสดจากการเลิกกิจการซึ่งเมื่อคิดอัตราผลกำไรจากการลงทุนจะอยู่ที่ร้อยละ 5.43%

หากมองในมุมของผู้ถือหุ้นกองทุนและนักลงทุนซึ่งได้ลงทุนในช่วงเริ่มกิจการเป็นมูลค่า 314,511,300 บาท ในแต่ละปีมีกระแสเงินสดรับเข้าจากเงินปันผล จนกระทั่งถึงสิ้นปีที่ 7 ผู้ถือหุ้นจะได้รับเงินปันผลและเงินสดจากการขายหุ้นที่ราคาพาร์ ซึ่งเมื่อคิดอัตราผลกำไรจากการลงทุนจะอยู่ที่ร้อยละ 18.62

ทางเลือกอีกทางหนึ่งหากไม่สามารถหานักลงทุนที่จะมาซื้อหุ้นต่อได้ ทางบริษัทจะทำการซื้อหุ้นคืนจากนักลงทุนโดยใช้การกู้ยืมเงินจำนวน 389,994,012 บาท ระยะเวลา 7 ปีเพื่อจ่าย

ซื้อหุ้นสามัญคืนจากผู้ที่ต้องการทำ Exit plan การซื้อหุ้นคืนทำให้มูลค่าปัจจุบันของกิจการเพิ่มจากเดิมซึ่งอยู่ที่ 116.2 ล้านบาทเป็น 123.6 ล้านบาทซึ่งงบการเงินหลังจากที่ทำ Exit plan แล้วจะเป็นดังภาคผนวก ง.

8.2. สมมติฐานเบื้องต้นทางการเงิน

การวิเคราะห์ทางด้านการเงินจากการดำเนินงานของบริษัท จะอ้างอิงจากรายงานวิจัยศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ของห้องปฏิบัติการพลังงานแสงอาทิตย์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร ซึ่งรายงานวิจัยได้อ้างอิงถึงการประมาณการจากโครงการ European Concentrated Solar thermal Road Mapping (ECOSTAR) (Pitz-paal et al., 2003) เป็นหลัก และบางส่วนเป็นข้อมูลจากฝ่ายพัฒนาพลังงานทดแทน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) โดยทีมงานได้ปรับปรุงข้อมูลบางส่วนเพื่อให้สอดคล้องกับการทำธุรกิจในประเทศไทยมากยิ่งขึ้น โดยจะตั้งอยู่บนสมมติฐานดังต่อไปนี้

8.2.1 เงินที่ใช้ในการลงทุนเริ่มแรก

เงินลงทุนเริ่มต้นจะเป็นการลงทุนในสินทรัพย์ถาวรซึ่งประกอบไปด้วย ที่ดิน อุปกรณ์ และเงินทุนหมุนเวียนเริ่มต้น โดยในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Power Block) จะมีการ Turnaround เครื่องจักร 1 ครั้งในปีที่ 13 โดยประมาณการว่าจะมีต้นทุนอยู่ที่ 50% ของเงินลงทุนในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเริ่มแรก

INITIAL INVESTMENT		
รางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสี	647,700,000	บาท
ระบบเก็บสะสมความร้อน	12,920,000	บาท
เครื่องยนต์กังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	139,400,000	บาท
ที่ดิน	10,000,000	บาท
ค่าก่อสร้างและติดตั้งอุปกรณ์	97,155,000	บาท
เงินทุนหมุนเวียนเริ่มต้น	20,000,000	บาท
ค่าใช้จ่ายในการต่ออายุเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	69,700,000	บาท

8.2.2 สมมติฐานด้านการชำระเงินเพื่อสั่งซื้ออุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและส่วนประกอบ

ในการประมาณการกระแสเงินสด ในการสั่งซื้ออุปกรณ์ บริษัทจะตกลงทางด้าน Credit Term กับ Supplier ดังนี้ (เป็นการคาดการณ์เพื่อการจัดทำงบกระแสเงินสดเบื้องต้นเท่านั้น)

- ชำระ 15% จ่ายเมื่อมีการสั่งซื้อสินค้า
- ชำระ 20% จ่ายเมื่อสินค้าส่งถึงประเทศไทย
- อีก 65% ชำระเมื่อการติดตั้งสมบูรณ์และผ่านการทดสอบการใช้งาน

8.2.3 สมมติฐานด้านโครงสร้างเงินทุน

เราได้กำหนดโครงสร้างเงินทุนโดยการให้หนี้สินต่อทุน เท่ากับ 65:35 โดยอัตราดอกเบี้ยเงินกู้มาจากอัตราดอกเบี้ย MLR ณ กรกฎาคม พ.ศ. 2550 (จากธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)) + 1% และกำหนดระยะเวลาการกู้เงินเท่ากับ 7 ปี

CAPITAL STRUCTURE			
D/E ratio	65:35		
Shareholder equity	35%	324,511,300.00	บาท
Long-term liability	65%	603,000,000.00	บาท
Interest Rate	8%		
ระยะเวลาการในการกู้	7 ปี*		

**ทยอยชำระคืนเงินต้นเป็นเวลา 7 ปี เริ่มต้นที่ปีดำเนินงานที่ 1*

8.2.4 สมมติฐานอัตราผลตอบแทนที่คาดหวังของโครงการลงทุน

EXPECTED RETURN	
Leveraged Adjusted Beta[29]	2.85
Market Risk Premium[30]	6.41%
Rf[31]	5.62%
Ke	23.91%
Kd	8%
Tax rate	30%
WACC	12.01%

8.2.5 สมมติฐานทางเบื้องต้นในการพิจารณารายได้ ค่าใช้จ่ายและกำลังการผลิตของโครงการ

[29] Adjusted Beta = Bu*(1+(1-T)(D/E)) โดยอ้างอิงค่า Bu จาก http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ (Levered and Unlevered Betas by Industry / Europe / Energy Alternated Sources)

[30] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ (Risk Premium for Other Markets / Thailand)

[31] 20 Years Thai Government Bond, www.thaibma.or.th

รายได้หลักของโครงการมาจากการขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ. ซึ่งจากการที่โครงการใช้แสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้น ช่วงเวลาที่ผลิตได้จะเป็นช่วงเวลาที่มีแสงแดดจัดเท่านั้น จึงทำให้โรงไฟฟ้าสามารถขายไฟฟ้าได้ในเฉพาะช่วงเวลาที่เป็น On-Peak ซึ่งจะมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 2.9278 บาท/Kwh[32]

Revenue Assumptions		
อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในกรณีผู้ใช้ไฟอัตราปกติ	2.9278	
ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย	0.7787	
ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)[33]	8.00	
ราคารับซื้อไฟฟ้ารวม ปีที่ 1-7 (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%)	12.5260	บาท / KWh
ราคารับซื้อไฟฟ้ารวม ปีที่ 8-24 (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%)	3.97	บาท / KWh
ระยะเวลาการส่งเสริม	7	ปี
จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	1	เครื่อง
กำลังการผลิตต่อเครื่อง	10	MW
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้[34]	18,000	MWh / year
รายได้ต่อปี (ปีที่ 1-7)	225,468,000	บาท
รายได้ต่อปี (ปีที่ 8-24)	71,387,190	บาท

[32] ราคาขายส่งไฟฟ้า ณ เดือน มกราคม 2550, www.pea.co.th

[33] ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ลงวันที่ 11 พฤษภาคม 2550

[34] ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบความร้อนแบบรวมแสงในประเทศไทย ห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, 2006

Expense Assumptions			ที่มา
เงินเดือนพนักงาน	157,000	บาท/คน/ปี	EGAT
ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์รับแสง	1%	ของต้นทุนอุปกรณ์ต่อปี	ECOSTAR
ค่าบำรุงรักษาระบบกำเนิดไฟฟ้าคงที่	471	บาท / kWh	ECOSTAR
ค่าบำรุงรักษาระบบกำเนิดไฟฟ้าผันแปร	52	บาท / MWh	ECOSTAR
ค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิต	3,569,360	บาท ต่อปี	
ค่าน้ำ	347,085	บาท ต่อปี	
ค่าประกันภัย	1%	ของต้นทุนอุปกรณ์ต่อปี	
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	120,000	บาท / ปี	
Exchange rate	34	บาท / USD	

หมายเหตุ: ค่าใช้จ่ายด้านค่าไฟฟ้า ค่าน้ำ ค่าประกันภัย และค่าใช้จ่ายอื่นๆ มาจากการประมาณการของบริษัท

Production Assumptions		ที่มา
Capacity Factor	20.5%	งานวิจัย ม. ศิลปกร
กำลังการผลิตไฟฟ้า	1,800 MWh / ปี	งานวิจัย ม. ศิลปากร
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิต	5% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้	
ปริมาณน้ำที่ใช้ในการผลิต	0.90 ลูกบาศก์เมตรต่อ MWh	
จำนวนบุคลากรปฏิบัติการ (Operation)	4 คน	ECOSTAR
จำนวนบุคลากรภาคสนาม (Field Maintenance)	3 คน	ECOSTAR
อายุโครงการ	24 ปี	

8.3 นโยบายบัญชีที่เกี่ยวข้องและการจ่ายเงินปันผล

8.3.1 ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์

บริษัทมีนโยบายตัดค่าเสื่อมราคารางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสี เป็นระยะเวลา 24 ปีตามอายุโครงการเนื่องจากรางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสีเป็นวัสดุที่มีความทนทานสูง และตัดค่าเสื่อมราคาระบบเก็บสะสมความร้อนและเครื่องยนต์กังหันไอน้ำตามวิธีเส้นตรงเป็นระยะเวลา 12 ปีตามอายุการใช้งานโดยประมาณ อย่างไรก็ดี บริษัทจะทำการ Turnaround ระบบเก็บสะสมความร้อนและเครื่องยนต์กังหันไอน้ำ ในปีที่ 13 โดยมีอายุการใช้งาน 12 ปี ซึ่งจะมีค่าใช้จ่ายในการ turnaround ประมาณ 50% ของราคาซื้อ และจะทำการตัดค่าเสื่อมราคาตามวิธีเส้นตรงต่อไปอีก 12 ปี โดยมีสมมติฐานว่าอุปกรณ์ทั้งหมดไม่มีราคาซากการตัดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์จะใช้วิธีเส้นตรง

DEPRECIATION		
การตัดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง		
อายุการใช้งานรางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสี	24	ปี
มูลค่าซากรางพาราโบลาและอุปกรณ์รับรังสี	0	บาท
อายุการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Power Block)	12	ปี
มูลค่าซากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Power Block)	0	บาท
อายุการใช้งานระบบเก็บสะสมความร้อน	24	ปี
มูลค่าซากระบบเก็บสะสมความร้อน	0	บาท
จำนวนวันใน 1 ปี	365	วัน

8.3.2 ระยะเวลาเก็บหนี้จากลูกหนี้ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

กฟภ. มีระยะเวลาจ่ายเงินค่ากระแสไฟฟ้าเมื่อต่อเข้ากับสายส่งเป็นระยะเวลา 30 วัน

8.3.3 ระยะเวลาจ่ายหนี้ค่าสาธารณูปโภค

ค่าใช้จ่ายค่ากระแสไฟฟ้าและน้ำที่ใช้ในการผลิตมีระยะเวลาชำระภายใน 30 วัน

8.3.4 ระยะเวลาหมุนเวียนสินค้าคงคลัง

สินค้าคงคลัง หมาย รวมถึงสินค้าสำเร็จซึ่งเป็นกระแสไฟฟ้าจะถูกจ่ายเข้าสายส่งโดยไม่มีเก็บเป็นคงคลัง แต่จะมีงานระหว่างกระบวนการอย่างไฟฟ้า และน้ำในระบบ รวมถึงคลังวัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งดวยรวมแล้วตั้งสมมติฐานระยะเวลาหมุนเวียนไว้ที่ 30 วัน

8.3.5 การชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว

วงเงินกู้	603,000,000	บาท
ระยะเวลา	7	ปี
อัตราดอกเบี้ย	8%	
ยอดชำระต่อปี	115,819,658	บาท

ปีที่	เงินต้น	ดอกเบี้ยจ่าย	ยอดชำระเงินต้น
1	603,000,000	48,240,000	67,579,658
2	535,420,342	42,833,627	72,986,031
3	462,434,311	36,994,745	78,824,913
4	383,609,398	30,688,752	85,130,906
5	298,478,492	23,878,279	91,941,379
6	206,537,113	16,522,969	99,296,689
7	107,240,424	8,579,234	107,240,424

8.3.6 นโยบายการจ่ายเงินปันผล

บริษัทมีนโยบายจ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิหลังภาษี ตั้งแต่ปีที่1 ของการดำเนินงานเพื่อคงไว้ซึ่งความน่าเชื่อถือของโครงการและเป็นประโยชน์ต่อการนำเสนอต่อผู้ถือหุ้นรายใหม่หากมีการขยายการลงทุนในอนาคต

8.3.7 การวิเคราะห์กระแสเงินสดจากโครงการ

การวิเคราะห์กระแสเงินสดของโครงการทำโดยวิธีหา FCFF(Free Cash Flow to the Firm) โดยจากสมมติฐานต่างๆเบื้องต้น สามารถนำมาจัดทำงบกระแสเงินสด งบกำไรขาดทุนและงบดุลดังภาคผนวก ง.

8.3.8 สรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงิน

IRR	16.02%
NPV	123,609,770
Discounted PBP	8.70

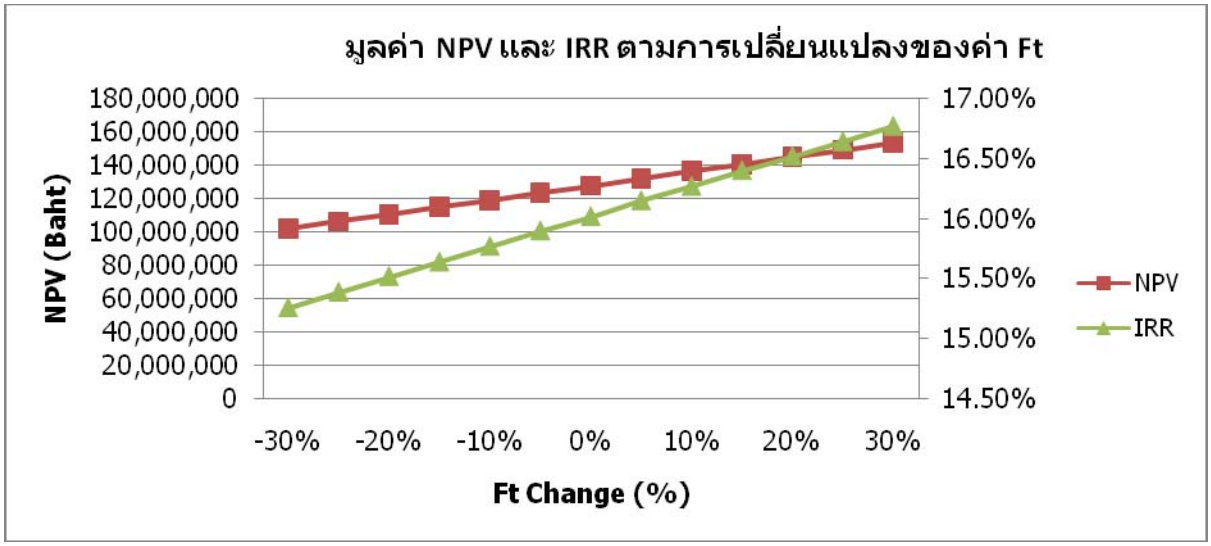
จากสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงิน บริษัทมีกองทุนร่วมเป็นผู้ถือหุ้นจะมีค่า IRR ของโครงการอยู่ที่ 16.02% ซึ่งมากกว่า WACC ที่ 12.01% และมีมูลค่า NPV เป็นบวกประมาณ 123.6 ล้านบาท โดยมีระยะเวลาคืนทุนซึ่งคิดโดยวิธี Discounted Payback Period อยู่ที่ 8.70 ปี จากอายุโครงการทั้งหมด 24 ปี

ขณะที่ผู้ถือหุ้นประเภทกองทุนที่ทำ exit plan ในปีที่ 7 จะได้ผลตอบแทนจากการลงทุนอยู่ที่ร้อยละ 18.62 ซึ่งสูงกว่าความคาดหวังที่บริษัทได้นำเสนอต่อกองทุนในช่วงของการระดมทุน

8.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

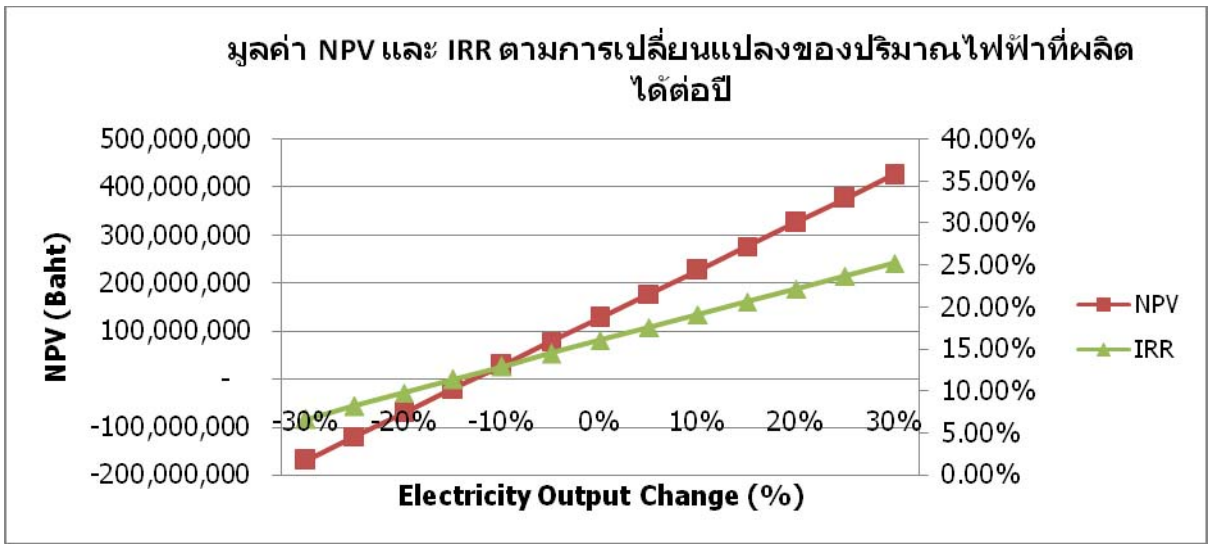
เพื่อทำการศึกษาถึงผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการ บริษัทจึงทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวในปัจจัยดังต่อไปนี้

8.4.1 การเปลี่ยนแปลงของค่า Ft



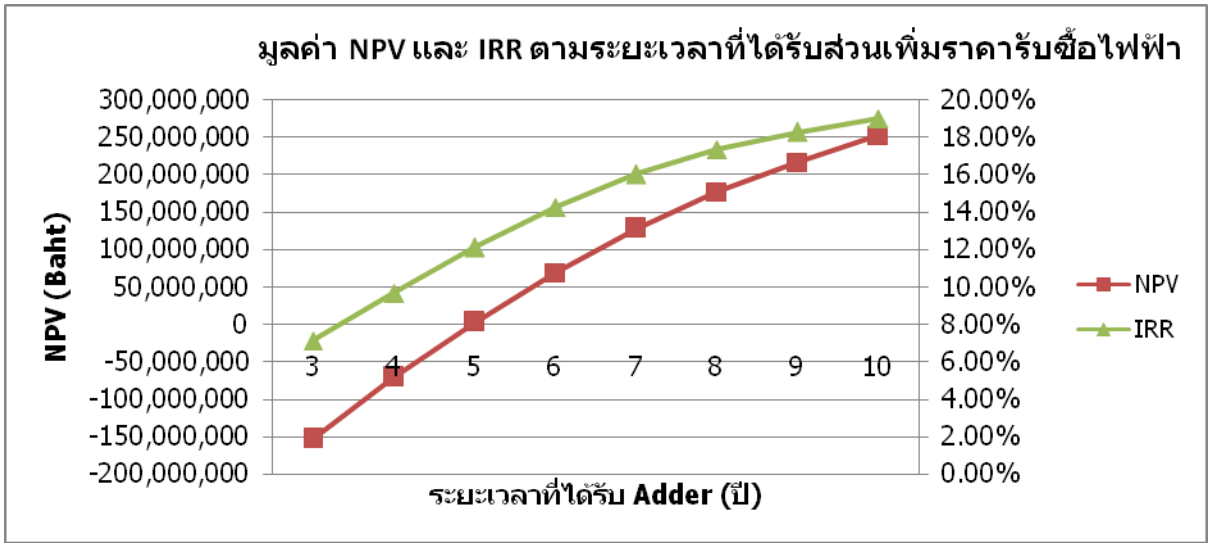
พบว่าแม้ว่าค่า Ft จะลดลงไปเหลือ 0 บาท โครงการก็จะยังสามารถรักษาระดับ NPV ให้เป็นบวกได้ และยังสามารถรักษาระดับ IRR ให้มากกว่า WACC นอกจากนี้ การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของค่า Ft จะส่งผลให้ IRR ของโครงการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยเท่านั้น โดยแม้ว่าจะมีการเปลี่ยนแปลงค่า Ft ถึง 30% จะส่งผลให้ค่า IRR เปลี่ยนแปลงแค่ประมาณ 0.7% เนื่องจากค่า Ft ถือเป็นสัดส่วนที่น้อยคือประมาณ 6.2% (0.7787/12.526)เมื่อเทียบกับอัตรารับซื้อไฟฟ้าทั้งหมด อย่างไรก็ดีการเปลี่ยนแปลงค่า Ft จะส่งผลให้ NPV ของโครงการเปลี่ยนแปลงมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับค่า IRR โดยหากมีการเพิ่มหรือลดค่า Ft ที่ 30% จะส่งผลให้ NPV ของโครงการเปลี่ยนแปลงถึง 25 ล้านบาท

8.4.2 การเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต



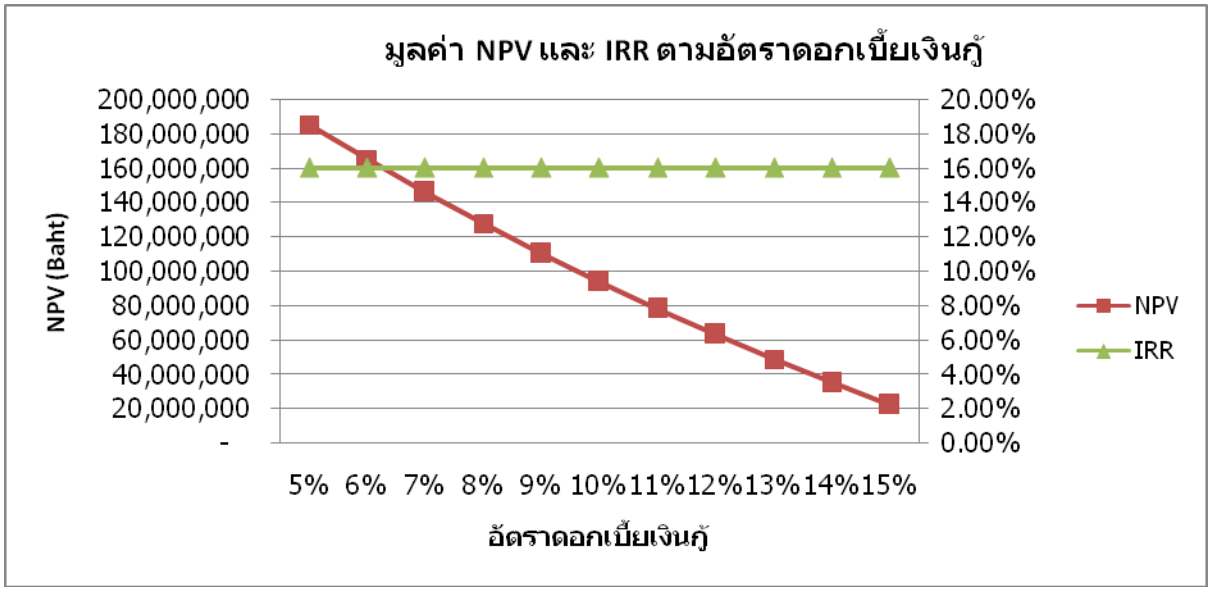
พบว่าการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในทุกๆ 5% จะส่งผลกระทบต่อค่า IRR น้อยกว่าค่า NPV ในขณะที่ค่ากำลังการผลิตต่อปีต่ำสุดที่จะยังคงไว้ซึ่ง NPV เป็นบวก และค่า IRR จะยังมากกว่า WACC ที่ 12% ก็ต่อเมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าต่อปีลดลงไม่ต่ำไปกว่า 10%

8.4.3 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการให้เงินสนับสนุนส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ระยะเวลาการสนับสนุนค่า Adder)



ระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริมอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มเท่ากับ 8 บาทจาก กฟภ. ที่จะยังสามารถคงไว้ซึ่งค่า NPV เป็นบวกคือ 6 ปีขึ้นไป ในขณะที่ IRRจะยังมากกว่า WACC จะต้องได้รับการส่งเสริมค่า Adder ที่ 8 บาท ตั้งแต่ 6 ปีขึ้นไปเช่นเดียวกัน ทั้งนี้เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ถือเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่ออัตรารับซื้อไฟฟ้าทั้งหมด คือ ประมาณ 64% (8/12.526) ทำให้หากมีการลดระยะเวลาการส่งเสริมอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ 8 บาทจากเดิมเป็นระยะเวลา 7 ปี เหลือต่ำกว่า 6 ปี จะทำให้โครงการมีค่า NPV และ ค่า IRR ของโครงการติดลบและมีผลตอบแทนต่ำกว่าต้นทุนเงินลงทุน กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ NPV และ IRR ของโครงการจะได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญจากอัตรารับซื้อส่วนเพิ่มที่ส่งผลกระทบต่อโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าซึ่งเป็นรายได้หลักของโครงการ

8.4.4 การเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมระยะยาว



การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมไม่ส่งผลกระทบต่อ IRR ของโครงการ เนื่องจากการคำนวณ FCFF ของโครงการไม่ถูกกระทบจากปัจจัยดอกเบี้ยจ่าย แต่อัตราดอกเบี้ยที่เปลี่ยนแปลงไปจะส่งผลกระทบต่อ NPV ของโครงการโดยพบว่า หากมีการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นไปจนถึง 16.83% จะส่งผลให้โครงการมีค่า NPV ติดลบ