

การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี
จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

คมนัน ภาติประชา

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2552

**A Study on Pranburi Pumped Storage Project
Prachubkirikhan Province**



Kom Phatipracha

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of Requirements

for the Degree of Master of Sciences

Department of Engineering Managements

Graduate School, Dhurakij Pundit University

2009

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์
ชื่อผู้เขียน	กมนี ผาติประชา
อาจารย์ที่ปรึกษา	ผศ.ดร.ติกะ บุนนาค
สาขาวิชา	การจัดการทางวิศวกรรม
ปีการศึกษา	2551

บทคัดย่อ

การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ นำเสนอการประเมินศักยภาพของการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับภายใต้แนวคิดการดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาดและนำการขายคาร์บอนเครดิตเพื่อที่จะให้เป็นโครงการที่ช่วยลดภาวะเรือนกระจก ซึ่งผลการศึกษาจากดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบระหว่าง กรณีที่ไม่พิจารณาเป็นการดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาด กับกรณีที่เป็นดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาด พบว่า กรณีการดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาด มีความเหมาะสมต่อการลงทุนมากกว่ากรณีที่ไม่นำโครงการเป็นกลไกการพัฒนาที่สะอาด โดยการศึกษาได้พิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 250 MW จำนวน 2 เครื่อง สามารถให้พลังงานไฟฟ้าป้อนให้กับระบบสายส่งของประเทศไทยจำนวน 555.41 ล้านหน่วยต่อปี และยังช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอน ไดออกไซด์สู่ชั้นบรรยากาศได้ปีละ 50,097.98 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO₂- eq) หากนำปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จำนวนนี้ขายเป็นคาร์บอนเครดิตแล้วจะสามารถสร้างรายได้ให้กับโครงการได้ถึงปีละ 17.53 ล้านบาท แต่เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับต้องมีค่าใช้จ่ายจากการนำพลังไฟฟ้าสูบน้ำขึ้นมาพักบนที่สูงที่มากกว่าการผลิตเพื่อขายเข้าระบบ ถึงแม้จะมีรายได้เพิ่มจากการขายคาร์บอนเครดิต แต่หากนำราคาขายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งตามอัตราที่ทางราชการกำหนด โครงการนี้จะไม่สามารถดำเนินการได้โดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer) จากผลการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่า การกำหนดราคาขายไฟฟ้าที่ 7 บาทต่อหน่วย จะทำให้โครงการมีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (B/C) เท่ากับ 1.58 มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 4,274.41 ล้านบาท และมีค่าอัตราผลตอบแทน (IRR) เท่ากับ 7.94 %

Thesis Title A Study on Pranburi Pumped Storage Project,
Prachuabkirikhan Province

Author Kom Phatipracha

Thesis Advisor Asst. Prof. Tika Bunnag, Ph.D.

Department Engineering Management

Academic Year 2008

ABSTRACT

A study on Pranburi Pumped Storage Project at Prachuabkirikhan Province was conducted to evaluate the potential of pumped storage hydro power plant development based on a concept of Clean Development Mechanism (CDM). Carbon credits from the project can support in two ways: improving the financial flow; and reducing greenhouse gas emissions to the atmosphere. The result of economic indicator comparing between CDM project and non CDM project revealed that the CDM project is more feasible. The study found that the installation of 2 units of generator with 250 MW each will generate the electricity to transmission system about 555.41 GWh per year. Moreover, the project will help to reduce CO₂ emissions to the atmosphere in the amount of 50,097.98 tCO₂-eq. Such amount will be able to use for carbon trading and gain the annual revenue of 17.53 Million Baht to the project. However, there is some expense for pumping the water to the upper storage area; it is higher than the energy tariff. Even though additional revenue from carbon trading can be gained, the project could not be implemented by the Independent Power Producer (IPP) due to the rated energy tariff by the government. From the economic point of view, the project can gain benefit cost ratio (B/C) at 1.58, Net Present Value (NPV) at 4,274.41 Million Baht, and Internal Rate of Return (IRR) at 7.94 % for energy tariff at 7 Baht/unit.

กิตติกรรมประกาศ

การค้นคว้าศึกษาวิทยานิพนธ์เรื่องนี้สามารถสำเร็จได้ จากความรู้ที่ได้รับการประสิทธิ์ประสาทจากคณาจารย์ สาขาการจัดการทางวิศวกรรม มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต ด้วยความกรุณาอย่างดียิ่งจาก ผศ.ดร.ติกะ บุญนาค อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และอาจารย์อานาจ ผดุงศิลป์ ที่ได้ให้คำแนะนำ และตรวจสอบแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ ให้วิทยานิพนธ์นี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น และได้ควบคุมการเขียนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อย่างใกล้ชิด ตลอดจน อาจารย์ ดร.ประศาสตร์ จันทราทิพย์ ประธานกรรมการวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ศุภรัชชัย วรรัตน์ อาจารย์ ดร.ณัฐกฤษ ภาควงูมิ กรรมการวิทยานิพนธ์ที่ได้กรุณาแนะนำแนวทาง ตลอดจนแนวความคิดต่างๆ อันมีคุณค่ายิ่งสำหรับผู้เขียน อีกทั้งยังอนุเคราะห์เวลาช่วยตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์ ซึ่งผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณในความกรุณาไว้ ณ ที่นี้ด้วย

ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้กำลังใจ กำลังกาย ทำให้เกิดมานะ และความพากเพียร ขอขอบพระคุณ คุณครูทุกท่านซึ่งได้ให้ความเมตตา กรุณา อบรมสั่งสอนทั้งจริยธรรม คุณธรรม และความรู้ตั้งแต่วัยเยาว์เป็นต้นมา ขอขอบคุณกำลังใจจากภรรยา และบุตร ซึ่งอยู่ใกล้ชิดตลอดเวลา ระหว่างการศึกษาตลอดหลักสูตร และขอขอบคุณการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการศึกษา ค้นคว้า กระทั่งวิทยานิพนธ์เล่มนี้ แล้วเสร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์

คมน์ ผาติประชา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ฅ
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง	ช
สารบัญภาพ	ญ
ประมวลศัพท์และคำย่อ.....	ฎ
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมา.....	1
1.2 ความสำคัญของปัญหา.....	7
1.3 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	8
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	8
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย.....	8
1.6 แผนการดำเนินการวิจัย.....	9
2. ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	15
2.1 องค์ประกอบของโรงไฟฟ้า.....	16
2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	20
2.3 วรรณกรรมวิจารณ์.....	28
3. วิธีการดำเนินการวิจัย.....	33
3.1 ขั้นตอนการทำวิจัย.....	33
3.2 การรวบรวมข้อมูล.....	33
3.3 การศึกษาศักยภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ.....	37
3.4 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ.....	37
3.5 การศึกษาความเสี่ยงของโครงการ	38
3.6 สรุปการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ.....	39

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4. ผลการวิจัย.....	40
4.1 ลักษณะโครงการ.....	40
4.2 การศึกษาทางด้านวิศวกรรม.....	43
4.3 การศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	54
4.4 การศึกษาด้านสิ่งแวดล้อม.....	64
5. สรุปผลการศึกษา และข้อเสนอแนะ.....	66
5.1 ด้านวิศวกรรมศาสตร์.....	66
5.2 ด้านเศรษฐศาสตร์.....	67
5.3 ด้านสิ่งแวดล้อม.....	68
5.4 ข้อเสนอแนะ.....	69
5.5 ข้อเสนอแนะในการศึกษาวิจัยครั้งต่อไป.....	69
บรรณานุกรม.....	70
ภาคผนวก ก. วิธีการคำนวณคาร์บอนตาม United Nations Framework Convention on Crimate Change.....	75
ภาคผนวก ข. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual	77
ภาคผนวก ค. ราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง และราคารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่.....	80
ประวัติผู้เขียน.....	84

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 กำลังการผลิตรวมในระบบ ปี 2550 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า.....	2
1.2 กำลังการผลิตรวมในระบบ ปี 2550 แยกตามประเภทเชื้อเพลิง.....	3
1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย และจำนวนหน่วยที่ผลิต..	6
1.4 แสดงระยะเวลาการดำเนินการวิจัย.....	9
1.5 ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง.....	10
1.6 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (กรณีฐาน).....	11
3.1 แสดงสถิติลักษณะภูมิอากาศของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์.....	36
4.1 ปริมาณน้ำท่ารายเดือนเฉลี่ย ตำแหน่งที่ตั้งโครงการ.....	46
4.2 ค่าสัมประสิทธิ์น้ำท่าแบ่งตามชนิดลุ่มน้ำ.....	47
4.3 ปริมาณการไหลสูงสุดตามรอบปีการเกิดซ้ำ.....	47
4.5 แสดงปริมาณน้ำสำหรับการปฏิบัติการอ่างเก็บน้ำในแต่ละวัน.....	50
4.6 แสดงจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องในแต่ละวัน.....	51
4.7 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี.....	51
4.8 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียได้ต่อปี.....	52
4.9 ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า.....	53
4.10 แสดงการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์.....	53
4.11 สรุปราคาโครงการ.....	56
4.12 ราคาโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์.....	57
4.13 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์โครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบ กลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์.....	61
4.14 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์โครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบ กลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรีจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ (กรณีคิด Carbon Credit).....	62
4.15 แสดงการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ จากกรณีฐาน 6%.....	63

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
4.16	แสดงการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์จากกรณีฐาน 10 USD/tCO ₂	63
4.17	แสดงการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า จากกรณีฐาน 7 บาทต่อหน่วย...	63

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1.1 แสดงลักษณะพลังงานไฟฟ้าในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดปี 2535-2550.....	5
1.2 แสดงพลังไฟฟ้าสูงสุด และค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด.....	12
1.3 แสดงจำนวนหน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้า และค่าพยากรณ์หน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้า.....	12
1.4 แสดงแผนที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์.....	13
1.5 แสดงภาพอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี.....	14
1.6 แสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ.....	14
2.1 แสดงภาพตัดขวางของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ.....	16
2.2 แสดงภาพกังหันแบบแรงกระแทก.....	18
2.3 แสดงภาพกังหันแบบแรงสะท้อน.....	19
2.4 แสดงความสัมพันธ์ และผลประโยชน์ของผู้เกี่ยวข้องในโครงการ CDM...	25
3.1 แสดงแผนผังขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	34
4.1 กราฟความเข้มน้ำฝน-ช่วงเวลา-รอบปีการเกิดซ้ำ สถานีประจวบคีรีขันธ์...	48

ประมวลศัพท์และคำย่อ

MW	Megawatt
kWh	Kilowatt-hour
GWh	Gigawatt-hour
KV	Kilovolt
Hz	Hertz
rpm	Round per Minute
km	Kilometer
Km ²	Square Kilometer
MCM	Million Cubic Meter
CDM	Clean Development Mechanism
PDP	Power Development Plan
PDD	Project Design Document
IRR	Internal Rate of Return
B/C	Benefit/Cost Ratio
NPV	Net Present Value
CDM EB	CDM Executive Board
CERs	Certified Emission Reduction
DOE	Designated Operational Entity
OM	Operating Margin
BM	Build Margin
CM	Combined Margin

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมา

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้รับผิดชอบในการผลิต และส่งกระแสไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศ โดยมีแหล่งผลิตคือโรงไฟฟ้าต่างๆของ กฟผ. เอง รวมทั้งรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และประเทศมาเลเซีย หลังจากนั้นจึงขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ซื้อ คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และลูกค้าตรง ทั้งนี้ กฟผ. จะส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ โดย กฟน. และ กฟภ. จะเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในระบบจำหน่าย (Distribution) และการขายปลีก (Retail) ให้แก่ประชาชนทั่วไป โดยรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อ และส่งเข้าสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อกระจายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าของ กฟผ. มีทั้งสิ้น 36 แห่ง ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 4 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวม 4 แห่ง โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 21 แห่ง โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส 3 แห่ง โรงไฟฟ้าดีเซล และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 4 แห่ง(รายงานประจำปี กฟผ. , 2550 : 22) ทั้งนี้โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนมีกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด โดยที่กกำลังผลิตรวมในระบบของ ปี พ.ศ. 2550 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า และแยกตามประเภทเชื้อเพลิง แสดงตาม ตารางที่ 1.1 และ 1.2 ตามลำดับ

ข้อจำกัดด้านแหล่งพลังงาน ผลภาวะที่เกิดจากการใช้เชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล และการจัดการปัญหาสิ่งแวดล้อมของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ก่อให้เกิดมุมมองใหม่ในการเปลี่ยนแปลงด้านการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทุกปี ประกอบกับข้อตกลงนานาชาติว่าด้วยเรื่องการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) ดังนั้นการบริหารจัดการในวงการอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าจึงต้องมีการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมเพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก ซึ่งประเทศไทยได้เข้าเป็นภาคีสมาชิก จึงจำเป็นต้องใช้วิธีการประสมประสานกันอย่างเหมาะสมระหว่างการพัฒนาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า การเลือกใช้เทคโนโลยี และเชื้อเพลิง รวมทั้งการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในลักษณะพึ่งพาตนเอง การใช้พลังงานในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด ด้วยการพิจารณาดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) (CDM country guide for Thailand, 2006: xvii)

ตารางที่ 1.1 กำลังการผลิตรวมในระบบ ปี 2550 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	% ของกำลังผลิต ทั้งหมด	% +เพิ่มขึ้น,-ลดลง จากปี 2549
พลังน้ำ	3,424.18	12.00	-
พลังความร้อน	6,370.00	22.33	-
พลังความร้อนร่วม	5,146.95	18.04	-
กังหันแก๊ส	847.00	2.97	-
ดีเซล	4.40	0.02	-18.52
พลังงานทดแทน	1.03	-	-
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.	15,793.56	55.36	-0.01
ผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP)			
บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด	1,147.99	4.12	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด	818.10	2.87	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด	3,481.00	12.20	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ จำกัด	700.00	2.45	-
บริษัท ไตรเอนเนอร์ยี จำกัด	700.00	2.45	-
บริษัท โกลว์ไอพีพี จำกัด	713.00	2.50	-
บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ แอนด์อีเล็กทริก จำกัด	350.00	1.23	-
บริษัท บีแอลซีพีเพาเวอร์ จำกัด	1,346.50	4.72	+100
บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น จำกัด	734.00	2.57	-
รวม	10,017.59	35.11	+16.34
ซื้อจากต่างประเทศ			
สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว			
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เทิน-หิโนนุน	214.00	0.75	-
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ห้วยเฮาะ	126.00	0.44	-
ระบบสายส่งเชื่อมโยงระหว่างไทย-มาเลเซีย (HVDC)	300.00	1.05	-
รวม	640.00	2.24	-
ผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP-Firm)	2,079.10	7.29	+0.81
รวมกำลังผลิตทั้งหมด	28,530.25	100.00	+5.25

ที่มา: ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า กฟผ., 2550

ตารางที่ 1.2 กำลังการผลิตรวมในระบบ ปี 2550 แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	% ของกำลังผลิต ทั้งหมด	% +เพิ่มขึ้น,-ลดลง จากปี 2549
พลังน้ำ	3,424.18	12.00	-
น้ำมันเตา	740.00	2.60	-
ก๊าซธรรมชาติ	8,613.95	30.19	-
ลิกไนต์	2,400.00	8.41	-
น้ำมันดีเซล	614.40	2.16	-0.16
พลังงานทดแทน	1.03	-	-
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.	15,793.56		-0.01
ผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP)			
บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	1,147.99	4.12	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด (ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา)	818.10	2.87	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา)	3,481.00	12.20	-
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	700.00	2.45	-
บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	700.00	2.45	-
บริษัท โกลว์ไอพีพี จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	713.00	2.50	-
บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ แอนค้อเล็กทริก จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	350.00	1.23	-
บริษัท บีแอลซีพีเพาเวอร์ จำกัด (ถ่านหินมินันต์)	1,346.50	4.72	+100
บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชั่น จำกัด (ก๊าซธรรมชาติ)	734.00	2.57	-
รวม	10,017.59	35.11	+16.34
ซื้อจากต่างประเทศ			
สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว			
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เทิน-หิโนนุน	214.00	0.75	-
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ห้วยเฮาะ	126.00	0.44	-
ระบบสายส่งเชื่อมโยงระหว่างไทย-มาเลเซีย (HVDC)	300.00	1.05	-
รวม	640.00	2.24	-
ผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP-Firm)	2,079.10	7.29	+0.81
รวมกำลังผลิตทั้งหมด	28,530.25	100.00	+5.25

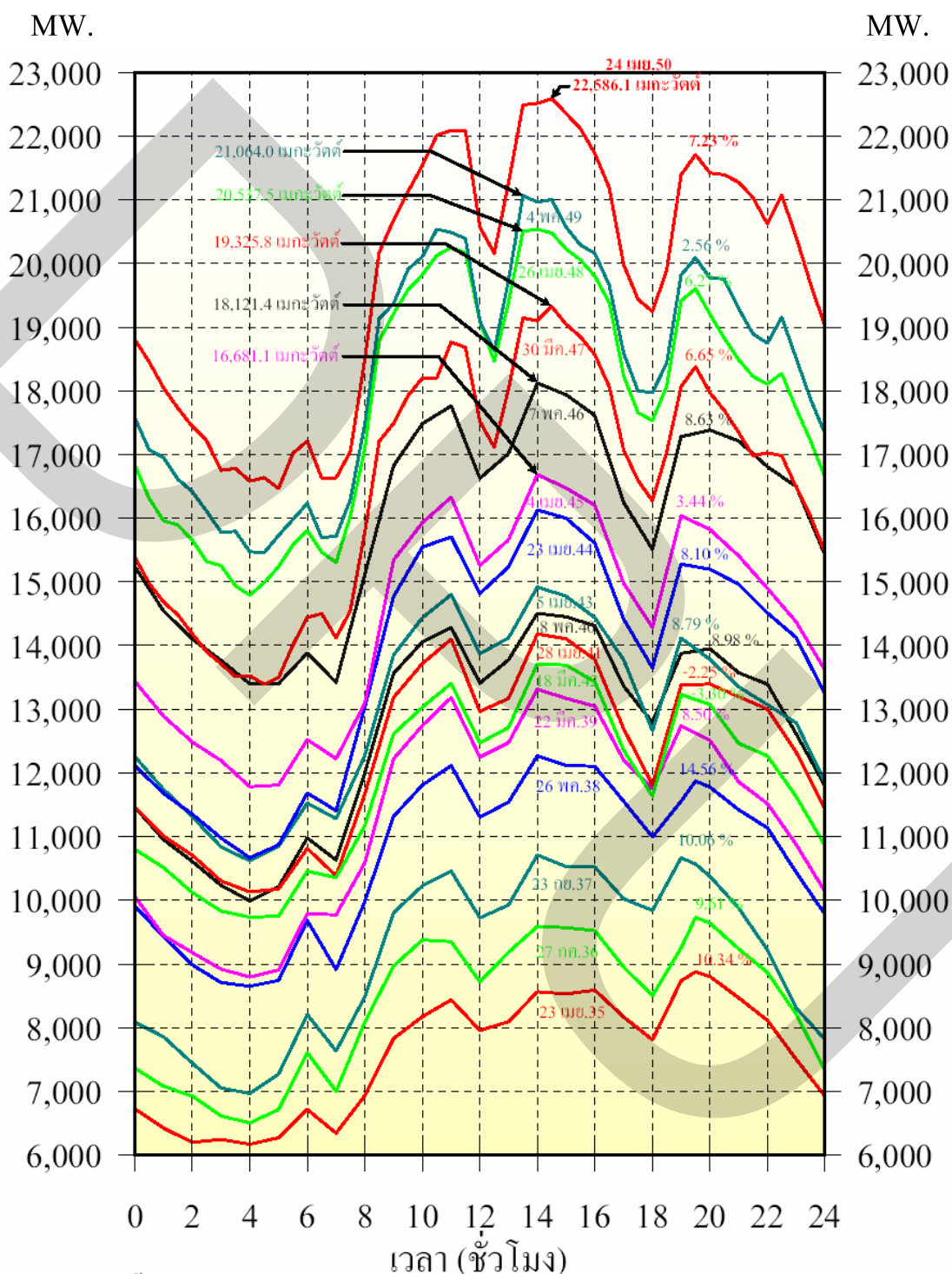
ที่มา: ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า กฟผ., 2550

เมื่อพิจารณาลักษณะการใช้ไฟฟ้าประจำวันของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย พบว่าระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงเวลา 08.30-20.30 น. โดยช่วงสูงมากจะอยู่ที่เวลา 11.00-14.00 น. และ 19.00 น. ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ประชากรส่วนใหญ่เริ่มประกอบกิจกรรมกันมากขึ้น ส่วนช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำอยู่ที่เวลา 24.00-06.00 น. โดยช่วงต่ำมากจะอยู่ที่เวลา 03.00-04.00 น. เป็นช่วงเวลาที่ประชากรส่วนใหญ่ลดกิจกรรมลง ลักษณะการเปลี่ยนแปลงความต้องการพลังไฟฟ้าดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1.1

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ เป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผู้บริโภคใช้รวมกันทั้งระบบสูงสุด ณ วันใดวันหนึ่งของแต่ละปี และจำนวนหน่วยที่ผลิตคือ จำนวนหน่วยรวมที่โรงไฟฟ้าทั้งหมดผลิตในรอบระยะเวลาหนึ่ง ค่าทั้งสองขึ้นอยู่กับสภาวะอากาศ ช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้า จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้า ภาวะเศรษฐกิจ เป็นต้น ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด และจำนวนหน่วยที่ผลิตจากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตั้งแต่ ปี พ.ศ.2529 ถึง พ.ศ. 2550 แสดงได้ตามตารางที่ 1.3

โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานที่สะอาด มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย และใช้พลังงานศักย์ของปริมาณน้ำภายในประเทศเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าจึงเป็นโรงไฟฟ้าที่ช่วยเสริมการผลิตกระแสไฟฟ้าให้กับระบบ ด้วยการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำเดินเครื่องสูบน้ำเพื่อนำน้ำที่อ่างเก็บน้ำที่มีใช้งานอยู่แล้ว ขึ้นมาเก็บไว้ที่อ่างพักน้ำตอนบนซึ่งสร้างขึ้นใหม่ จากนั้นจึงปล่อยปริมาณน้ำจำนวนนี้ลงมาผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเสริมให้กับระบบเมื่อระบบมีความต้องการไฟฟ้าสูง

จากการพิจารณาพื้นที่บริเวณภาคกลางตอนล่าง พบว่ามีอ่างเก็บน้ำซึ่งอยู่ภายใต้การบริหารงาน และการจัดการโดยกรมชลประทาน จำนวนหลายแห่ง เช่นอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ อ่างเก็บน้ำบ้านทุ่งหลวง จังหวัดกาญจนบุรี อ่างเก็บน้ำห้วยพุไทร จังหวัดเพชรบุรี อ่างเก็บน้ำเขาลูกช้าง จังหวัดเพชรบุรี และแม่น้ำภาชี จังหวัดราชบุรี เป็นต้น แหล่งน้ำดังกล่าวน่าจะมีศักยภาพในการพัฒนาเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อเสริมความมั่นคงให้กับระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย ดังนั้นการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ จึงได้เลือกศึกษาอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ แสดงดังรูปที่ 1.4 ถึง 1.6 เพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการต่อไป



ที่มา : ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย , 2550

รูปที่ 1.1 แสดงลักษณะพลังงานไฟฟ้าในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดปี 2535 - 2550

ตารางที่ 1.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย และจำนวนหน่วยที่ผลิต

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			จำนวนหน่วยที่ผลิต		
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม	
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%
2529	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09
2530	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78
2531	5,444.00	710.10	15.00	31,996.94	3,803.78	13.49
2532	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,460.15	13.94
2533	7,093.70	861.00	13.81	43,188.79	6,731.70	18.46
2534	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98
2535	8,876.90	831.90	10.34	56,006.44	6,781.41	13.78
2536	9,730.00	853.10	9.61	62,179.73	6,173.29	11.02
2537	10,708.80	978.80	10.06	69,651.14	7,471.41	12.02
2538	12,267.90	1,559.10	14.56	78,880.37	9,229.23	13.25
2539	13,310.90	1,043.00	8.50	85,924.14	7,043.77	8.93
2540	14,506.30	1,195.40	8.98	92,724.66	6,800.52	7.91
2541	14,179.90	-326.40	-2.25	92,134.44	-590.22	-0.64
2542	13,712.40	-467.50	-3.30	90,413.99	-1,720.45	-1.87
2543	14,918.30	1,205.90	8.79	96,780.72	6,366.73	7.04
2544	16,126.40	1,208.10	8.10	103,165.20	6,384.48	6.60
2545	16,681.10	554.70	3.44	108,382.46	5,217.26	5.06
2546	18,121.40	1,440.30	8.63	116,669.98	8,280.70	7.64
2547	19,325.80	1,204.40	6.65	121,364.00	4,694.02	4.02
2548	20,537.50	1,211.70	6.27	128,973.34	7,609.34	6.27
2549	21,064.00	526.50	2.56	132,279.71	3,306.37	2.56
2550	22,586.10	1,522.10	7.23	141,838.34	9,558.63	7.23

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2550

1.2. ความสำคัญของปัญหา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2550 – 2564 (PDP 2007) ตามกรอบนโยบายของกระทรวงพลังงาน แผนดังกล่าวนี้ได้รับการอนุมัติจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) และคณะรัฐมนตรี เมื่อเดือนมิถุนายน 2550 และเมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้รับทราบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564 (PDP 2007) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ซึ่ง กพพ. และกระทรวงพลังงาน เป็นผู้เสนอ เนื่องจากพบว่าความต้องการไฟฟ้าในส่วนของพลังไฟฟ้า (Energy Demand) ต่ำกว่าค่าที่ได้ประมาณการไว้ สำหรับตารางที่ 1.4 แสดงประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทของเชื้อเพลิง ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2007) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

จากการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยพิจารณาจากกรณีฐาน พบว่าปัญหาหลัก คือความต้องการพลังไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี แสดงตามตารางที่ 1.5 รูปที่ 1.2 และ รูปที่ 1.3 การพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่เข้ามาเพิ่มเติมในระบบการผลิตไฟฟ้าของประเทศจึงเป็นเรื่องจำเป็น เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการพลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และ โรงไฟฟ้าใหม่ต้องมีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ ประกอบกับแนวความคิดด้านโครงการ CDM และการขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Credits) ซึ่งประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกประเภทภาคี จากการร่วมให้สัตยาบันในพิธีสารเกียวโต เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม พ.ศ.2545 โดยอยู่ในกลุ่มประเทศ Non-Annex I ที่ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยประเทศกำลังพัฒนา ที่ไม่ถูกบังคับให้มีพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสามารถเข้าร่วมในตลาดคาร์บอนเครดิตได้ในฐานะผู้ผลิตคาร์บอนเครดิตจากการดำเนินโครงการ CDM (CDM country guide for Thailand, 2006: iii) ซึ่งโครงการพลังน้ำเป็นโครงการที่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยการทดแทนการใช้ น้ำมันเชื้อเพลิง และถ่านหิน เป็นกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สะอาด สามารถศึกษาให้เป็นโครงการเพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกได้จากการดำเนินการตามปกติในภาระกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังนั้นโรงไฟฟ้าใหม่ควรจะต้องพิจารณาประเด็นเหล่านี้ด้วย

พิจารณาลักษณะภูมิประเทศบริเวณอ่างเก็บน้ำเขื่อนปรางบุรี ซึ่งมีที่ตั้งอยู่ทางภาคกลางตอนล่างของประเทศไทย (รูปที่ 1.4) โดยทั่วไป มีสภาพเป็นภูเขาสูงชันสลับกับเนินเขาที่มีความสูงเพียงพอมีความเหมาะสมที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จึงมีแนวความคิดที่จะก่อสร้างอ่างพักน้ำกั้นลำห้วยสาขาของแม่น้ำปรางบุรีบริเวณพื้นที่ที่มีความสูงจากอ่างเก็บน้ำเขื่อนปรางบุรี(รูปที่ 1.5) เพื่อเป็นอ่างพักน้ำตอนบนดังแผนที่เส้นชั้นความสูง (รูปที่ 1.6) สำหรับเก็บกักปริมาณน้ำจำนวนหนึ่ง เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ระบบมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูง

ซึ่งจากแนวความคิดดังกล่าว จึงเลือกโรงไฟฟ้าชนิดได้ดินแบบสูบกลับซึ่งมีผลกระทบต่อพื้นที่ป่าไม้น้อยที่สุด และปริมาณน้ำที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจะถูกปล่อยกลับลงสู่อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรีตามเดิม ดังนั้น จึง ได้ดำเนินการศึกษาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเสริมให้กับระบบ และ ศึกษาเพื่อเลือกขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่มีความเหมาะสมคุ้มค่าต่อการลงทุน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับการจัดการทางวิศวกรรม และเป็นการใช้ทรัพยากรธรรมชาติภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด

1.3. วัตถุประสงค์ของการวิจัย

วัตถุประสงค์ของการศึกษาจะดำเนินการศึกษาเป็นสองแนวทางคือ

1. เพื่อศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์
2. เพื่อศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ในกรณีเป็นโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM)

1.4. ขอบเขตของการวิจัย

ขอบเขตของการวิจัยจะดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ในด้านวิศวกรรม ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านสิ่งแวดล้อม รวมทั้งศึกษาความสามารถของโครงการนี้ในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก รวมถึงโอกาสในการขายคาร์บอนเครดิต

1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย

เพื่อสามารถกำหนดขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่เหมาะสมให้กับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับการจัดการทางด้านวิศวกรรม เป็นการใช้ทรัพยากรธรรมชาติให้เกิดประโยชน์สูงสุด และสามารถใช้เป็นต้นแบบของการขายคาร์บอนเครดิตจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

1.6 แผนการดำเนินการวิจัย

การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนปราณบุรีแบบสูบกลับ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จะดำเนินงานวิจัยตามขั้นตอนที่ปรากฏในหัวข้อ 3.1 โดยใช้เวลาในการดำเนินงาน

ทั้งสิ้น 10 เดือน เริ่มตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2551 ถึงเดือนเมษายน 2552 ซึ่งสามารถดำเนินการวิจัยตามขั้นตอน ดังนี้

1. ศึกษางานวิจัย
2. ศึกษาทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง
3. รวบรวมข้อมูล
4. ศึกษาสภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนปราณบุรีแบบสูบกลับ
5. ศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนปราณบุรีแบบสูบกลับ
6. สรุปผลการศึกษางานวิจัย

ตารางที่ 1.4 แสดงระยะเวลาการดำเนินการวิจัย

ขั้นตอน	พ.ศ. 2551						พ.ศ. 2552				หมายเหตุ
	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	
1	██████████										
2			██████████								
3				██████████							
4					██████████						
5							██████████				
6										██████████	

ตารางที่ 1.5 ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

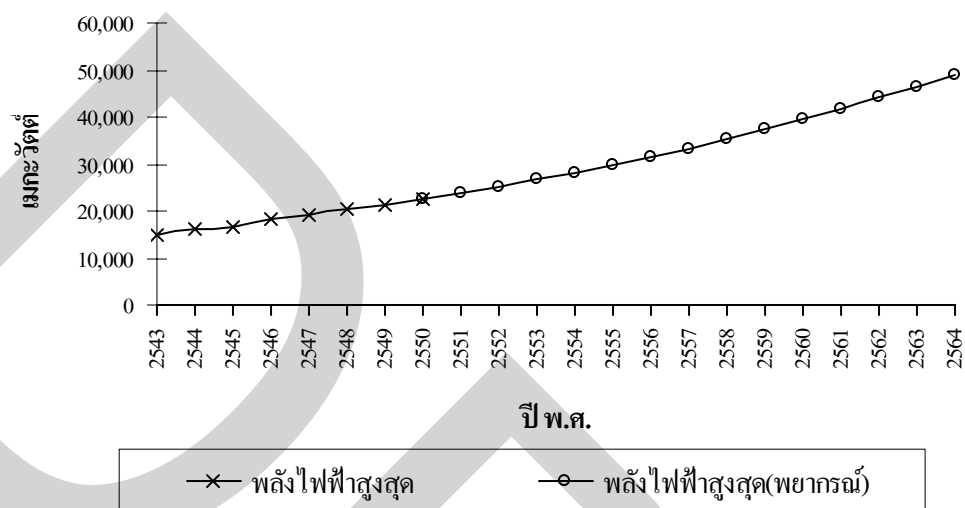
Table with columns for fuel type (ชนิดของเชื้อเพลิง), unit (หน่วย), and years (ปี พ.ศ.) from 2551 to 2564. Rows include various power generation categories like ก๊าซธรรมชาติ/LNG, ก๊าซชีวภาพ, and others, with sub-rows for capacity (กำลังการผลิต) and percentage (%).

ที่มา : ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ.

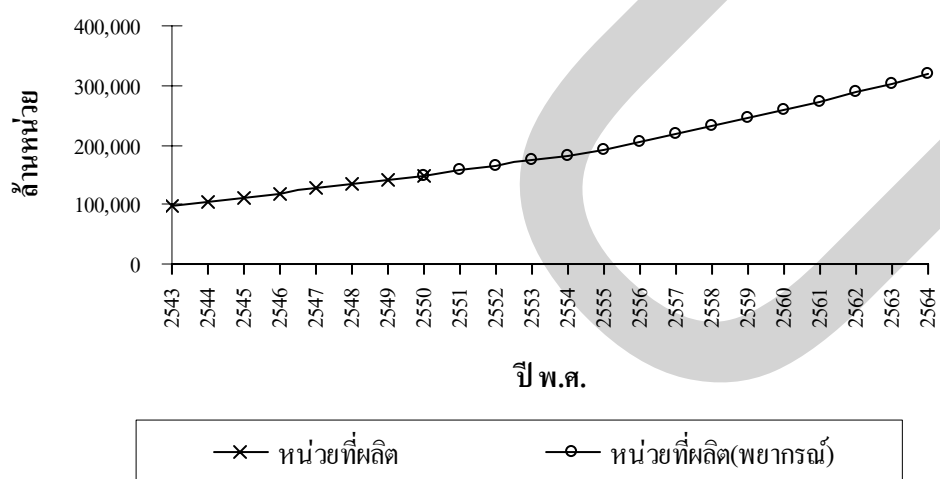
ตารางที่ 1.6 สถิติและค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (กรณีฐาน)

ปี	พลังไฟฟ้าสูงสุด			จำนวนหน่วยที่ผลิต		
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม	
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%
2543	14,918.30	1,205.90	8.79	98,536.85	7,105.23	7.77
2544	16,126.40	1,208.10	8.10	103,868.65	5,331.80	5.41
2545	16,681.10	554.70	3.44	111,299.74	7,431.09	7.15
2546	18,121.40	1,440.30	8.63	118,378.22	7,078.48	6.36
2547	19,325.80	1,204.40	6.65	127,457.04	9,078.82	7.67
2548	20,537.50	1,211.70	6.27	134,826.98	7,369.94	5.78
2549	21,064.00	526.50	2.56	142,004.68	7,177.70	5.32
2550	22,586.00	1,522.00	7.23	148,073.00	6,068.00	4.27
2551	23,957.00	1,371.00	6.07	156,335.00	8,262.00	5.58
2552	25,225.00	1,268.00	5.29	164,774.00	8,439.00	5.40
2553	26,635.00	1,410.00	5.59	173,835.00	9,061.00	5.50
2554	27,996.00	1,361.00	5.11	182,618.00	8,782.00	5.05
2555	29,625.00	1,629.00	5.82	193,258.00	10,640.00	5.83
2556	31,384.00	1,759.00	5.94	204,844.00	11,586.00	6.00
2557	33,216.00	1,832.00	5.84	216,949.00	12,105.00	5.91
2558	35,251.00	2,035.00	6.13	230,370.00	13,421.00	6.19
2559	37,382.00	2,131.00	6.05	244,365.00	13,996.00	6.08
2560	39,560.00	2,178.00	5.83	258,657.00	14,291.00	5.85
2561	41,795.00	2,235.00	5.65	273,387.00	14,730.00	5.69
2562	44,082.00	2,287.00	5.47	288,404.00	15,017.00	5.49
2563	46,481.00	2,399.00	5.44	304,154.00	15,750.00	5.46
2564	48,958.00	2,477.00	5.33	320,376.00	16,223.00	5.33

ที่มา: คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า, กันยายน 2550

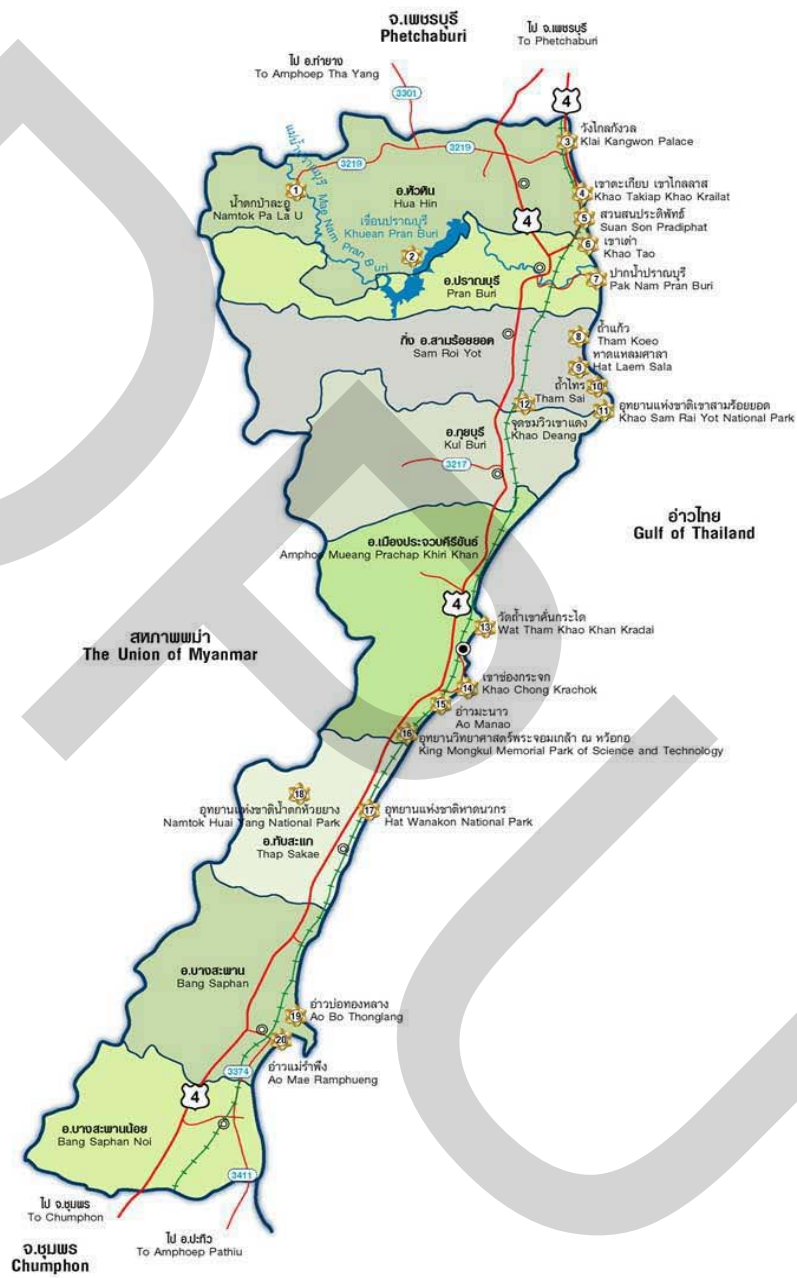


รูปที่ 1.2 แสดงพลังไฟฟ้าสูงสุด และค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด



รูปที่ 1.3 แสดงจำนวนหน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้า และค่าพยากรณ์หน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้า

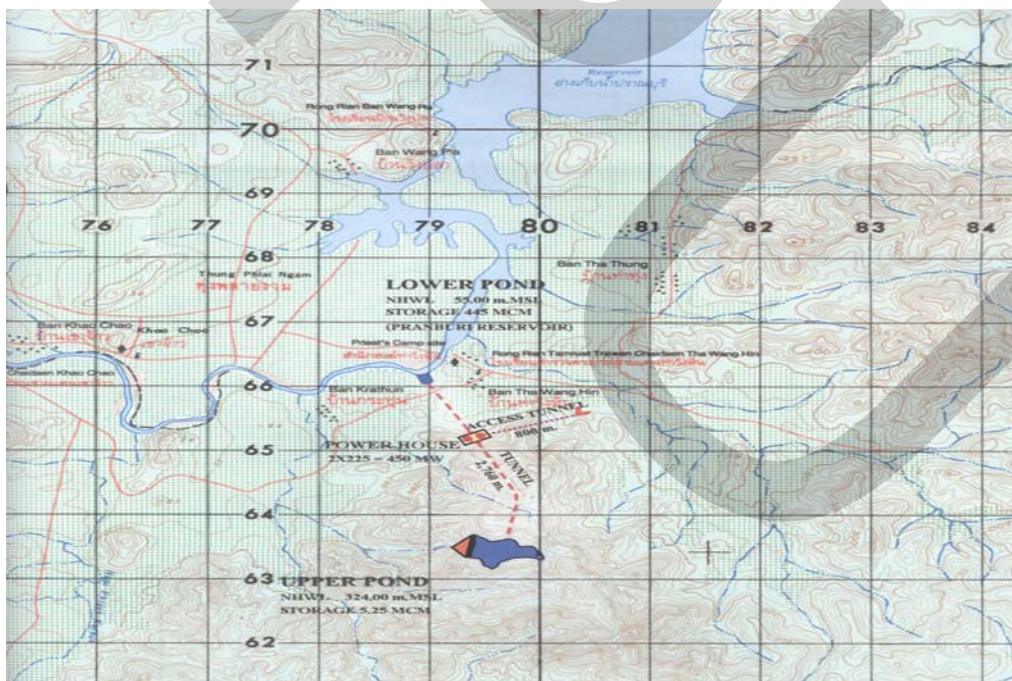
แผนที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์



รูปที่ 1.4 แสดงแผนที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์



รูปที่ 1.5 แสดงภาพอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี



รูปที่ 1.6 แสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

บทที่ 2

แนวคิด ทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยการแปลงพลังงานศักย์จากความสูงของน้ำ การพัฒนาวิชาการทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อทราบมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนและรายได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละปี การหาค่าความคุ้มทุนจากการดำเนินโครงการ ทฤษฎีเหล่านี้ได้ก่อเกิดประโยชน์อย่างมากต่อการพัฒนาความเป็นอยู่ของมนุษย์ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละประเภทนั้นสามารถแบ่งตามการใช้งานได้ดังนี้ คือ

1. Run-of-River Power Plant

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ไม่ต้องการความจุของอ่างเก็บน้ำ เนื่องจากสภาพของภูมิประเทศทางด้านเหนือน้ำไม่มีความเหมาะสม ความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้นอยู่กับปริมาณกระแส น้ำที่ไหลผ่าน ซึ่งโครงการประเภทนี้มักจะรวมโครงการเกี่ยวกับการเดินเรือเข้าไว้ด้วยกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้าต้องก่อสร้างกั้นการจราจรทางน้ำที่มีอยู่เดิม

2. Pondage Power Plant

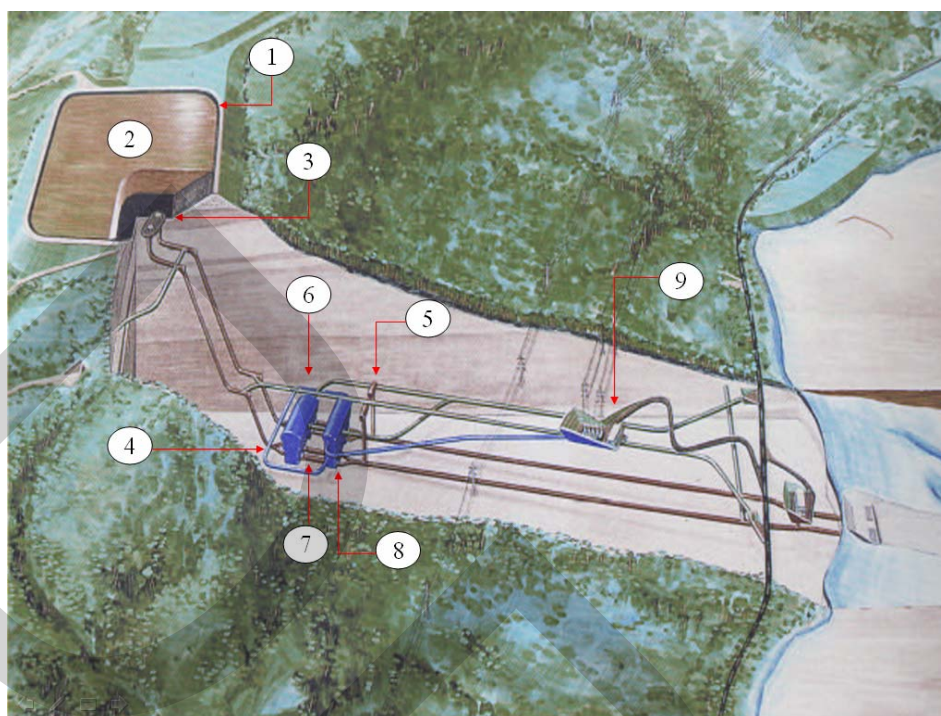
โรงไฟฟ้าที่มีความจุของอ่างเก็บน้ำไม่มากนัก เรียกว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบอ่างเก็บน้ำขนาดเล็ก สามารถควบคุมปริมาณน้ำได้เป็นรายวันหรือรายอาทิตย์

3. Pumped Storage Power Plant

โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับถูกออกแบบมาเพื่อที่จะใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากระบบซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อน นำพลังงานไฟฟ้าส่วนนี้ใช้เดินเครื่องเพื่อสูบน้ำกลับขึ้นมาพักไว้ที่อ่างเก็บน้ำตอนบน แล้วจึงปล่อยคืนกลับสู่อ่างเก็บน้ำตอนล่างตามเดิมเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ตามรูปที่ 2.1

4. Reregulating Power Plant

เป็นโรงไฟฟ้าที่รับน้ำจากโรงไฟฟ้าหลักที่ระบายล้นเกินความจุที่จะรับไว้ได้ ปริมาณน้ำส่วนนี้จะไหลเข้าสู่ Reregulating Power Plant เพื่อที่จะผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แล้วปริมาณน้ำส่วนนี้จะไหลลงสู่ท้ายน้ำของลำน้ำเดิม



รูปที่ 2.1 แสดงภาพตัดขวางของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

2.1 องค์ประกอบของโรงไฟฟ้า

จากรูปที่ 2.1 องค์ประกอบโดยทั่วไปของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ นอกจากจะประกอบด้วยตัวเขื่อน และ อาคาร โรงไฟฟ้าแล้ว ยังมีอาคารประกอบอื่น ดังนี้

2.1.1 ตัวเขื่อน (Dam)

ตัวเขื่อนมีหน้าที่สองประการ คือ ทำหน้าที่เพิ่มความสูงของน้ำให้มีพลังงานศักย์มาก และทำหน้าที่เก็บกักปริมาณน้ำที่ออกแบบไว้เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า (หมายเลข 1)

2.1.2 อ่างเก็บน้ำ (Reservoir)

คือปริมาตรความจุของน้ำส่วนที่อยู่ด้านหลังเขื่อน ปริมาณของน้ำในอ่างเก็บน้ำแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ ประเภทที่ใช้งานได้ซึ่งก็คือปริมาณน้ำที่มีระดับเหนืออาคารรับน้ำ และอีกส่วนหนึ่งคือประเภทที่ใช้งานไม่ได้ซึ่งก็คือปริมาณน้ำที่มีระดับอยู่ต่ำกว่าอาคารรับน้ำนั่นเอง แต่สำหรับโรงไฟฟ้าชนิด Run-of-River Power Plant จะไม่มีองค์ประกอบนี้ (หมายเลข 2)

2.1.3 อาคารรับน้ำ (Intake Structure)

อาคารรับน้ำจะเป็น โครงสร้างแรกที่น่าปริมาณน้ำจากอ่างเก็บน้ำผ่านท่อนำน้ำเข้าโรงไฟฟ้าเพื่อที่จะเข้าสู่โรงไฟฟ้าและผลิตกระแสไฟฟ้าออกมา บริเวณปากทางเข้าของอาคารรับน้ำ ถูกติดตั้งตะแกรงคัดขยะ เพื่อไม่ให้เข้าไปทำความเสียหายกับกังหันน้ำ (หมายเลข 3)

2.1.4 ท่อนำน้ำเข้าโรงไฟฟ้า (Penstock)

ท่อส่วนนี้เป็นท่อรับน้ำต่อจากอาคารรับน้ำเพื่อที่จะนำน้ำเข้าสู่โรงไฟฟ้า บางโรงไฟฟ้าท่อส่วนนี้มีความยาวมาก ขึ้นอยู่กับการออกแบบตามลักษณะภูมิประเทศ (หมายเลข 4)

2.1.5 อาคารลดแรงดันน้ำ (Surge Tank)

ลักษณะของการไหลผ่านท่อนำน้ำเข้าโรงไฟฟ้าอาจจะเปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเมื่อเกิดเหตุการณ์ คลื่นกระแทก (Water Hammer) ซึ่งเป็นอันตรายอย่างยิ่งต่อกังหัน เหตุการณ์ลักษณะนี้เกิดขึ้นเมื่อปริมาณน้ำของเครื่องกังหันเปลี่ยนทิศทางการไหลอย่างทันทีทันใด (หมายเลข 5)

2.1.6 โรงไฟฟ้า (Powerhouse)

เป็นที่สำหรับติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมทั้งห้องปฏิบัติการควบคุมการเดินเครื่องและอุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้อง อาคารโรงไฟฟ้าโดยทั่วไปจะอยู่บนพื้นดิน แต่มีบางโรงไฟฟ้าที่ต้องก่อสร้างอยู่ที่ดินคว้นเหตุผลทางด้านวิศวกรรม (หมายเลข 6)

2.1.7 ท่อปล่อยน้ำออก (Draft Tube)

เป็นท่อรับน้ำมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อนำปริมาณน้ำที่ผ่านกังหัน ออกสู่ท้ายน้ำ (หมายเลข 7)

2.1.8 อาคารท้ายน้ำ (Tailrace)

เป็นอาคารที่มีที่ตั้งอยู่ทางด้านท้ายน้ำของตัวเขื่อน โดยจะรับน้ำจากเครื่องกังหันน้ำ อาคารท้ายน้ำจะต้องวางรูปแบบให้มีสภาวะการไหลของน้ำสอดคล้องกับสภาพลำน้ำเดิม เพื่อลดปัญหาทางด้านชลศาสตร์ (หมายเลข 8)

2.1.9 ลานไกไฟฟ้า (Switchyard)

โดยทั่วไป ลานไกไฟฟ้าเป็นส่วนของอาคารที่แยกอยู่ต่างหาก ภายนอกอาคารโรงไฟฟ้า โดยจะทำหน้าที่เพิ่มแรงดันให้กับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้น เพื่อที่จะสามารถส่งกระแสไฟฟ้าไปตามสายส่งได้ไกลขึ้น เพื่อชดเชยกับความสูญเสีย (Loss) ที่เกิดขึ้นตามสายส่ง (หมายเลข 9)

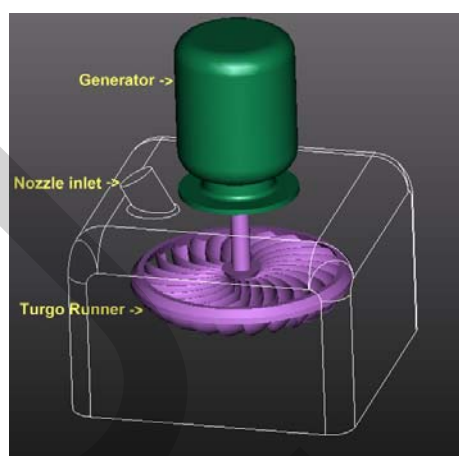
2.1.10 เครื่องกังหันน้ำ (Turbine)

สามารถแบ่งออกเป็นชนิดต่างๆได้ดังนี้

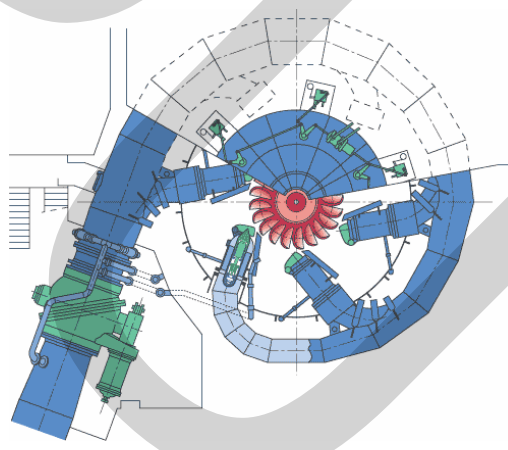
1. กังหันแบบแรงกระแทก (Impulse Turbine) เป็นเครื่องกังหันที่ขับเคลื่อนโดยใช้แรงเฉื่อยของน้ำจากท่อส่งน้ำกระทำต่อใบกังหันภายใต้สภาวะความดันบรรยากาศ(รูปที่ 2.2)สามารถนำมาใช้กับโรงไฟฟ้าที่มีความสูงของน้ำได้หลายระดับ เช่น Turgo Type และ Pelton Type เป็นต้น

2. กังหันแบบแรงสะท้อน (Reaction Turbine) เป็นเครื่องกังหันที่ขับเคลื่อนโดยใช้แรงดันของน้ำที่เกิดจากความต่างระดับของน้ำด้านหน้าและด้านหลังของเครื่องกังหันกระทำต่อกังหัน ระดับด้านท้ายน้ำจะอยู่สูงกว่าระดับบนของปลายท่อปล่อยน้ำออก (Draft Tube) เสมอ (รูปที่ 2.3) ใช้งานกับความสูงของน้ำระดับปานกลาง ถึง สูง เช่น Francis Type และ Kaplan Type เป็นต้น

Turgo Turbine Type

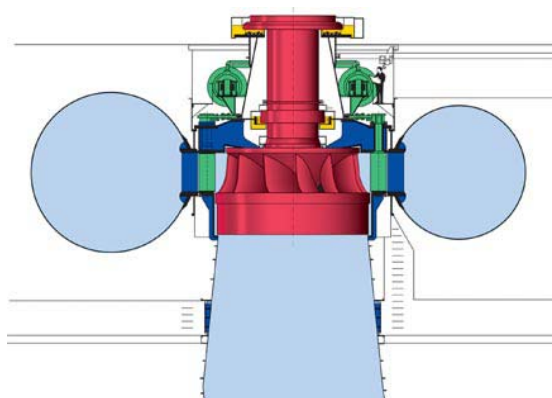


Pelton Turbine Type

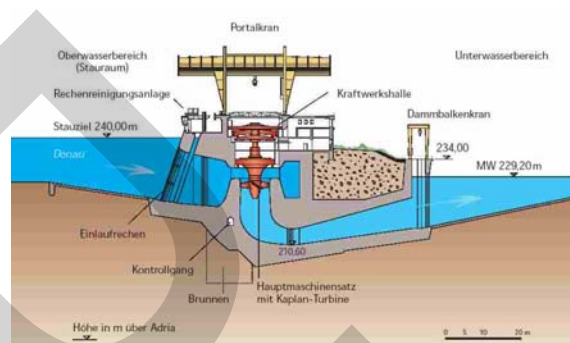


รูปที่ 2.2 แสดงภาพกังหันแบบแรงกระแทก (Impulse Turbine)

Francis Turbine Type



Kaplan Turbine Type



รูปที่ 2.3 แสดงภาพกังหันแบบแรงสะท้อน (Reaction Turbine)

การพิจารณานิดของเครื่องกังหันน้ำเพื่อนำมาใช้ในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ นั้น ได้ดำเนินการศึกษาเปรียบเทียบขนาดของเครื่องกังหันน้ำ ขนาดต่างๆ ดังนี้

แบบที่ 1 Vertical shaft, Francis type, Reversible pump turbine ขนาด 230 MW

แบบที่ 2 Vertical shaft, Francis type, Reversible pump turbine ขนาด 240 MW และ

แบบที่ 3 Vertical shaft, Francis type, Reversible pump turbine ขนาด 250 MW

โดยที่ลักษณะของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีความต่างศักย์ของระดับน้ำ ระหว่างอ่างเก็บน้ำตอนบน และอ่างเก็บน้ำตอนล่าง ใกล้เคียงกับลักษณะของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ ของการไฟฟ้า

ฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงพิจารณาเลือก เครื่องกังหันแบบที่ 3 ซึ่งเป็นชนิดและมีคุณลักษณะเดียวกับของโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ

2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.2.1 การวิเคราะห์ศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำของโครงการ

ศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำของโครงการใดๆ จะผันแปรตามปริมาณน้ำ และความสูงของน้ำ หากสามารถประเมินปริมาณน้ำ และความสูงน้ำได้ การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ และพลังงานไฟฟ้า สำหรับใช้เพื่อการสูบน้ำกลับ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$P = \frac{\gamma Q H \eta_G \eta_T}{1,000} \quad (\text{ผลิตไฟฟ้า}) \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

$$P = \frac{\gamma Q H}{1,000 \eta_P} \quad (\text{สูบกลับ}) \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

$$W = P T \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

เมื่อ

P = กำลังไฟฟ้า หน่วย kW

W = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ หน่วย kWh

γ = ความถ่วงจำเพาะของน้ำ หน่วย kg/m^3

Q = อัตราการไหลของน้ำ หน่วย m^3/sec

H = ความสูงของน้ำ หน่วย m

η_G = ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

η_T = ประสิทธิภาพของเครื่องกังหันน้ำ

η_P = ประสิทธิภาพของเครื่องสูบน้ำ

T = ระยะเวลาเป็นชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า หน่วย h

2.1.1.1 การหาปริมาณน้ำท่า และปริมาณน้ำหลาก อ่างเก็บน้ำตอนล่าง

การวิเคราะห์ปริมาณน้ำท่า และปริมาณน้ำหลาก เพื่อนำข้อมูลมาพิจารณาหาหลักเกณฑ์ การปฏิบัติการอ่างเก็บน้ำ และออกแบบโรงไฟฟ้า โดยนำข้อมูลจากสถานีวัดปริมาณน้ำท่าที่อยู่ใกล้ กับจุดที่ตั้งโครงการซึ่งมีความสมบูรณ์ของข้อมูลมากที่สุด จึงได้ทำการคัดเลือกสถานีวัดปริมาณ น้ำท่าคลองกุ่มที่บ้านโป่งกระสัง อำเภออุบลบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เป็นสถานีหลักในการ คำนวณหาปริมาณน้ำท่ารายเดือน และรายปีเฉลี่ย ของตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

2.1.1.2 ปริมาณน้ำใช้การ (Active Storage)

ปริมาณน้ำสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าได้จากการสูบน้ำจากอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราชญ์บุรี โดยใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสูบน้ำขึ้นมาเก็บไว้ที่อ่างพักน้ำตอนบน ที่สร้างขึ้นมาใหม่ เมื่อถึงเวลาช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง จึงจะปล่อยน้ำลงมาผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้ตามความต้องการ

2.1.1.3 ความสูงน้ำใช้การ (Designed Head: H)

ความสูงของน้ำสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังน้ำ จะขึ้นอยู่กับปัจจัยด้านความสูงของระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำ, ระดับน้ำทางด้านท้ายน้ำ และความสูญเสียความสูงของน้ำ (Head Loss) ในระบบ โดยการศึกษาจะคำนวณความสูงของน้ำจากข้อมูลของระดับน้ำ ดังนี้

$$H = H_{U/S} - H_{D/S} - H_L \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

เมื่อ	H	=	ความสูงของน้ำ หน่วย m
	$H_{U/S}$	=	ระดับน้ำด้านเหนือเขื่อน หน่วย m
	$H_{D/S}$	=	ระดับน้ำด้านท้ายเขื่อน หน่วย m
	H_L	=	ความสูญเสียความสูงของน้ำ หน่วย m

2.1.1.4 กำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity)

คือกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ปรากฏอยู่บน Name Plate ของเครื่องนั้น เรียกว่ากำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ซึ่งถูกกำหนดมาจากการออกแบบของผู้ผลิต แต่กำลังการผลิตที่ได้จริงในทางปฏิบัติที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องไม่อาจจะผลิตเต็มกำลังผลิตติดตั้งได้ เพราะในทางปฏิบัติจริงนั้นต้องคำนึงถึงสภาวะต่างๆ เช่น สภาพของเครื่องตามอายุการใช้งาน อุณหภูมิของสิ่งแวดล้อม ปริมาณน้ำที่จะมีมาใช้ในโรงไฟฟ้า โดยเฉพาะระดับน้ำในบางเดือนอาจจะมีระดับต่ำทำให้โรงไฟฟ้าไม่สามารถผลิตได้เต็มกำลังของเครื่อง กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงนั้น เรียกว่า กำลังผลิตพึงได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้าซึ่งอาจจะต่ำกว่ากำลังผลิตติดตั้งมาก

2.1.1.5 กำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity)

กำลังผลิตพึ่งได้ หมายถึง กำลังผลิตสูงสุดซึ่งระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด โดยกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นความสามารถในการผลิตเมื่อพิจารณาจากปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ

2.1.1.6 กำลังผลิตสำรอง (Reserve Margins)

กำลังผลิตสำรองเกิดจากการที่ กำลังผลิตพึ่งได้ของระบบมากกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด หรืออีกนัยหนึ่งกำลังผลิตสำรองคือ ผลต่างระหว่างกำลังผลิตพึ่งได้กับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบต่อปี หารด้วยความต้องการไฟฟ้าสูงสุด โดยแสดงเป็นอัตราร้อยละ

2.2 วิธีศึกษา และวิธีคำนวณผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายทางเศรษฐกิจ

ดัชนีหลักที่ใช้ประเมินผลด้านเศรษฐกิจ ได้นำมาใช้อยู่ 3 ดัชนีหลัก ดังต่อไปนี้

1. อัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)

คืออัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าเงินปัจจุบันของผลประโยชน์ และค่าใช้จ่ายมีค่าเท่ากัน ดังนั้น อัตราผลตอบแทนการลงทุน จึงแสดงถึงความสามารถของเงินลงทุนที่จะก่อให้เกิดรายได้คุ้มกับเงินลงทุนเพื่อการนั้นพอดี ดังสมการต่อไปนี้

$$\sum_{t=0}^n \frac{Bt}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Ct}{(1+i)^t} \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

เมื่อ i คือ อัตราผลตอบแทนของโครงการที่ต้องการทราบค่า

Bt คือ รายได้ของโครงการในปีที่ t

Ct คือ รายจ่ายของโครงการในปีที่ t

n คือ ระยะเวลาดำเนินงานของโครงการ

t คือ 1,2,3.....n

การคำนวณหาอัตราผลตอบแทนจากสมการข้างต้นจะต้องสมมุติค่าอัตราผลตอบแทน แล้วทดสอบว่าค่าเงินปัจจุบันของโครงการเท่ากับศูนย์ตามสมการหรือไม่ ซึ่งถ้าค่าอัตราผลตอบแทนที่สมมุติขึ้นนี้ไม่ทำให้ตัวประกอบด้านซ้ายมือและตัวประกอบด้านขวามือของสมการ สอดคล้องกันก็จำเป็นต้องสมมุติอัตราผลตอบแทนใหม่และทำการสมมุติอัตราผลตอบแทนค่าอื่นๆต่อไปจนกว่าค่าเงินปัจจุบันของโครงการเท่ากับศูนย์ ซึ่งโดยปกติต้องทำการสมมุติค่าอัตราผลตอบแทนและทำการคำนวณหลายครั้ง

เกณฑ์ในการพิจารณาตัดสินใจ เมื่อได้อัตราผลตอบแทนการลงทุนแล้ว ให้นำไปเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของทุน หรืออัตราดอกเบี้ยในท้องตลาด ถ้าหากค่าเสียโอกาสของทุนต่ำกว่าอัตราผลตอบแทนที่ได้รับ จึงสามารถลงทุนดำเนินกิจการนั้นได้

2. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio: B/C)

เป็นดัชนีทางเศรษฐกิจที่แสดงให้เห็นถึงส่วนของมูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิของผลประโยชน์ต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจ ถ้าอัตราส่วนนี้ให้ค่ามากกว่า 1 แสดงว่าโครงการจะให้ผลตอบแทนสูงกว่าการลงทุน ซึ่งสามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

3. มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

วิธีคำนวณปัจจุบันเป็นวิธีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการทางวิศวกรรมวิธีหนึ่ง หลักการการวิเคราะห์โดยวิธีคำนวณปัจจุบันคือ การเปลี่ยนเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายดำเนินงานต่างๆและผลประโยชน์ของโครงการทั้งหมด เป็นค่าเงินปัจจุบัน ซึ่งมีสมการการคำนวณดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

เมื่อ NPV คือ ค่าเงินปัจจุบันสุทธิของโครงการ

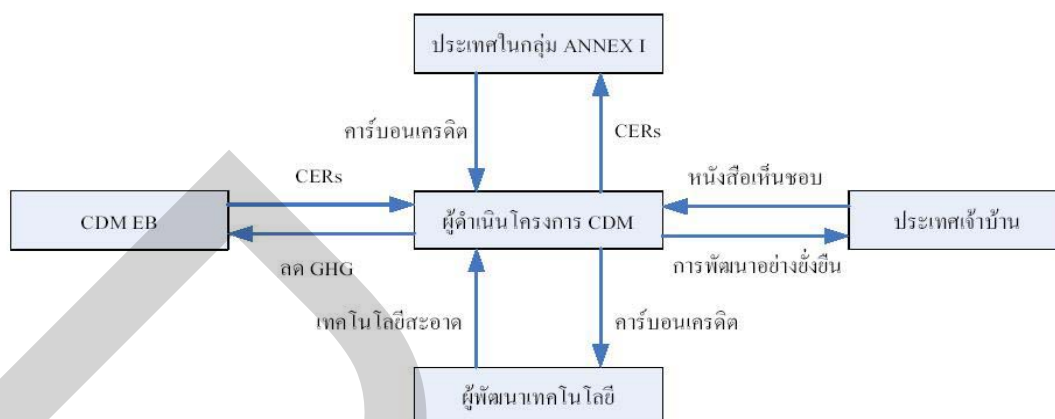
การใช้วิธีคำนวณปัจจุบันวิเคราะห์ผลตอบแทนที่จะได้รับจากการลงทุนโครงการทำให้สามารถตัดสินใจที่จะรับโครงการหรือไม่รับโครงการได้ง่าย เนื่องจากวิธีนี้ได้แสดงให้เห็นถึงผลต่างระหว่างค่าเงินปัจจุบันของรายได้ และรายจ่ายของโครงการ โครงการที่มีค่าเงินปัจจุบันของโครงการเป็นบวก คือ โครงการที่มีรายได้มากกว่ารายจ่ายเป็นโครงการที่มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ จึงเป็นโครงการที่ควรรับไว้พิจารณาต่อไป ในบางกรณีถึงแม้ว่าค่าเงินปัจจุบันของโครงการเป็นบวก แต่มีค่าต่ำกว่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ โครงการดังกล่าวก็ต้องล้มเลิกไป สำหรับโครงการที่มีค่าเงินปัจจุบันเป็นลบซึ่งก็คือโครงการที่รายจ่ายมากกว่ารายได้ จึงเป็นโครงการที่ไม่

เหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งมักจะไม่ได้รับการพิจารณาให้ดำเนินงาน ยกเว้นในกรณีที่มีเหตุผลความเหมาะสมทางสังคม และความเหมาะสมทางรัฐศาสตร์เป็นจุดมุ่งหมายสำคัญของ โครงการ

2.2.3 กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

ปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นปัญหาร่วมกันระหว่างประเทศต่างๆ ที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในยุคลปฏิวัติอุตสาหกรรม และจากการพัฒนาอุตสาหกรรมของประเทศพัฒนาแล้วเป็นส่วนใหญ่ ก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้นทำให้อุณหภูมิและระดับน้ำทะเลเพิ่มสูงขึ้น ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ส่งผลกระทบต่อระบบต่างๆ ในโลก ทั้งระบบกายภาพ ชีวภาพและการดำรงชีพของมนุษย์ ดังนั้น ภายใต้หลักการของอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ประเทศที่พัฒนาแล้ว (Annex I) จึงต้องเป็นผู้นำในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและยังต้องช่วยประเทศกำลังพัฒนาแก้ไขปัญหาผลกระทบต่างๆ ที่จะเกิดขึ้นด้วย อย่างไรก็ตามการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศพัฒนาแล้วมีต้นทุนในการดำเนินการสูง และเนื่องจากอนุสัญญาฯ ไม่มีผลในทางกฎหมายในการบังคับใช้ ทำให้ประเทศพัฒนาแล้วละเลยที่จะดำเนินการอย่างจริงจัง จึงเกิดการเจรจาต่อรองเพื่อให้เกิดการดำเนินการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่แท้จริง และพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) จึงเป็นผลมาจากการเจรจาต่อรองดังกล่าว

กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) เป็นกลไกหนึ่งในสามกลไกที่กำหนดขึ้นภายใต้พิธีสารเกียวโต เพื่อช่วยให้ประเทศอุตสาหกรรมที่มีพันธกรณีในการลดก๊าซเรือนกระจกสามารถบรรลุพันธกรณีได้ และเพื่อส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนา แนวความคิดของกลไกการพัฒนาที่สะอาดคือ โครงการที่เกิดขึ้นในประเทศกำลังพัฒนาและมีความสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ ผู้ดำเนินโครงการจะได้รับ Certified Emission Reduction (CERs) จากหน่วยงานที่เรียกว่า CDM Executive Board (CDM EB) และ CERs ที่ผู้ดำเนินโครงการได้รับนี้ สามารถนำไปขายให้กับประเทศอุตสาหกรรม ที่สามารถใช้ CERs ในการบรรลุถึงพันธกรณีตามพิธีสารเกียวโตได้ การดำเนินโครงการ CDM นั้นจะต้องได้รับความเห็นชอบจากประเทศเจ้าบ้าน (Host Country) ว่าโครงการที่เสนอนั้น เป็นโครงการที่มีส่วนช่วยในการพัฒนาอย่างยั่งยืนของประเทศเจ้าบ้าน ความสัมพันธ์และผลประโยชน์ที่ผู้เกี่ยวข้องแต่ละฝ่ายจะได้รับในการดำเนินโครงการ CDM ได้แสดงในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.4 แสดงความสัมพันธ์ และผลประโยชน์ ของผู้เกี่ยวข้องในโครงการ CDM

สำหรับขั้นตอนการเสนอโครงการ เพื่อเป็นผู้ขายคาร์บอนเครดิต นั้นได้มีการสรุปขั้นตอนหลักๆ ไว้ 3 ขั้นตอนด้วยกัน คือ

1. ผู้ดำเนินโครงการจะต้องออกแบบโครงการและทำเอกสารประกอบโครงการ (Project Design Document: PDD) โดยกำหนดขอบเขตโครงการ วิธีการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก วิธีการติดตามผลการลดก๊าซ และการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ฯลฯ อย่างรัดกุม

2. การตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ โดยมากจะต้องมีการว่าจ้างหน่วยงานกลาง (Designated Operational Entity: DOE) ซึ่งได้รับการมอบหมายให้ทำหน้าที่แทนจากคณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM Executive Board: CDM-EB) ที่มีสำนักงานตั้งอยู่ ณ กรุงบอนน์ ประเทศเยอรมนี เพื่อตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ ทั้งนี้ หน่วยงานกลางจะต้องแสดงให้เห็นว่าโครงการที่เสนอขอรับการอนุมัติสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้จริง นอกเหนือจากปริมาณที่กฎหมายประเทศนั้นๆ กำหนดให้ต้องทำอยู่แล้ว นอกจากนี้ ผู้ดำเนินโครงการยังต้องได้รับหนังสือเห็นชอบจาก องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ “อบก.” ภายใต้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมในฐานะองค์กรรับรองระดับชาติด้วย

3. การขึ้นทะเบียนโครงการต่อ CDM-EB ซึ่งจะแบ่งเป็นอีก 4 ขั้นตอนย่อยก่อนออกไปรับรองสิทธิการค้าก๊าซเรือนกระจกได้ คือ การติดตามการลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก การยืนยันการลดก๊าซ การรับรองการลดก๊าซเรือนกระจก และในท้ายที่สุด CDM-EB ก็จะอนุมัติคาร์บอนเครดิต (Issuance) หรือไปรับรองการลดก๊าซเรือนกระจก (Certified Emission Reductions: CERs)

แก่ผู้ดำเนินโครงการ โดยโครงการที่ผ่านการรับรองจะมีอายุสูงสุดไม่เกิน 21 ปี (CDM Country Guide for Thailand , 1st edition, 2006: 176)

การคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

วิธีการหาค่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ทำได้ โดยการคำนวณหาค่า Operating Margin (OM) และค่า Build Margin (BM) ค่าที่คำนวณได้นำมาหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ คือ Combined Margin (CM) โดยมีการคำนวณ 6 ขั้นตอน ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ระบุถึงระบบไฟฟ้าที่จะดำเนินโครงการ
- ขั้นตอนที่ 2 เลือกวิธีการหาค่า Operating Margin (OM)
- ขั้นตอนที่ 3 คำนวณหาค่า Operating Margin (OM) ตามขั้นตอนที่ 2
- ขั้นตอนที่ 4 ระบุถึงโรงไฟฟ้าที่จะนำไปคำนวณค่า Build Margin (BM)
- ขั้นตอนที่ 5 คำนวณหาค่า Build Margin Emission Factor
- ขั้นตอนที่ 6 คำนวณหาค่า Combined Margin (CM) Emissions Factor

สมการสำหรับการหาค่า Operating Margin (OM) Emission Factor สามารถแสดงได้ดังนี้

$$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \dots\dots\dots (2.8)$$

- เมื่อ $EF_{\text{grid,OMsimple},y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปีที่ y หน่วย $t\text{CO}_2/\text{MWh}$
- $FC_{i,m,y}$ คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดที่ i ของโรงไฟฟ้า m ในปีที่ y หน่วยเป็นน้ำหนัก หรือปริมาตร
- $NCV_{i,y}$ คือ ค่าความร้อนเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดที่ i ในปีที่ y หน่วย GJ/Ton
- $EF_{\text{CO}_2,i,y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดที่ i ในปีที่ y หน่วย $t\text{CO}_2/\text{GJ}$
- $EG_{m,y}$ คือ พลังไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายให้กับระบบของโรงไฟฟ้า m ในปีที่ y หน่วย MWh
- m คือ จำนวนโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบในปีที่ y

- i คือ เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทที่ i ซึ่งใช้ในโรงไฟฟ้า m ในปี y
 y คือ ปีของการติดตามผลจากการดำเนิน โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด

สมการสำหรับการหาค่า Build Margin (BM) Emission Factor สามารถแสดงได้ดังนี้

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

- เมื่อ $EF_{grid,BM,y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปีที่ y หน่วย tCO_2/MWh
 $EF_{EL,m,y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้า m ในปีที่ y
 หน่วย tCO_2/MWh

สมการหาค่าปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวม แสดงได้ดังนี้

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

- เมื่อ $EF_{grid,OM,y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปีที่ y หน่วย tCO_2/MWh
 w_{OM} คือ ค่าการปล่อยก๊าซ CO_2 ของ Operation Margin หน่วย เปอร์เซ็นต์
 w_{BM} คือ ค่าการปล่อยก๊าซ CO_2 ของ Build Margin หน่วย เปอร์เซ็นต์
 ซึ่งคำแนะนำของ w_{OM} และ w_{BM} ที่ควรนำมาใช้คือ

1. $w_{OM} = 0.75$ และ $w_{BM} = 0.25$ เมื่อ โครงการ CDM เป็น โรงไฟฟ้าชนิดพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์
2. สำหรับโครงการ CDM อื่นๆ ค่า $w_{OM} = 0.50$ และ $w_{BM} = 0.50$ ในระยะแรก ส่วนในระยะที่ 2 และ ระยะที่ 3 ค่า $w_{BM} = 0.75$

การรับซื้อคาร์บอนเครดิต

ผู้ซื้อคาร์บอนเครดิต แบ่งออกเป็น 3 ประเภทด้วยกัน คือ

1. ประเทศที่พัฒนาแล้ว (Annex 1 Government)
2. กองทุนก๊าซเรือนกระจก (Carbon Fund) ของประเทศต่างๆ หรือกลุ่มบริษัทเอกชนที่

ภาครัฐกำหนดเพดานก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนการผลิต และ

3. ตัวกลางรับซื้อ (Carbon Broker) ซึ่งเป็นนายหน้าค้าคาร์บอนเครดิตในลักษณะเดียวกับนายหน้าค้าหุ้น ซึ่งปัจจุบันมีบริษัทเช่น บริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด และบริษัท ต่างประเทศ เช่น Asia Carbon Exchange ประเทศสิงคโปร์ หรือ Tradition Finance Service ประเทศอังกฤษ ทำหน้าที่เป็นนายหน้ารับซื้อคาร์บอนเครดิตจากนั้นนำไปขายให้ออกชนหรือรัฐบาลของประเทศอุตสาหกรรม หรือประเทศที่ต้องรับซื้อ โดยคาร์บอนเครดิตจะมีราคาเฉลี่ยประมาณ 10 USD ต่อตัน

2.3 วรรณกรรมวิจารณ์

รัตนกอร์ (2538) ศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยแบ่งแนวการศึกษาออกเป็นสองกรณี คือ กรณีที่หนึ่งศึกษาถึงต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยได้รวมต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการเจ็บป่วยที่มีผลจากสารพิษที่ได้จากการเผาไหม้ถ่านลิกไนต์จากโรงไฟฟ้า และกรณีที่สอง ศึกษาถึงต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยรวมต้นทุนการอพยพชาวบ้านออกห่างจากโรงไฟฟ้าเป็นระยะรัศมี 10 km ทั้งสองกรณีจะนำมาเปรียบเทียบต้นทุนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ผลจากการศึกษาพบว่าการศึกษาในกรณีแรกหากได้รวมต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับผลในระยะยาว และผลกระทบทางด้านจิตใจแล้วจะมีต้นทุนสูงกว่ากรณีที่สอง ผลการวิจัยจึงได้เลือกโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยรวมค่าใช้จ่ายในการอพยพชาวบ้านออกห่างจากโรงไฟฟ้าเป็นระยะรัศมี 10 km

ทิพารัตน์ (2531) เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทุกปี และระบบการผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้าหลายชนิดซึ่งมีคุณสมบัติแตกต่างกัน การตัดสินใจเลือกก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดใดชนิดหนึ่งต้องคำนึงถึงปัจจัยที่เกี่ยวข้องหลายอย่าง โครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างหนึ่งในการวางแผนโครงการในอนาคต การศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และพลังไอน้ำ จะถูกนำมาปรับข้อมูลต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่เกิดขึ้นแต่ต่างเวลากัน ให้เป็นมูลค่า ณ เวลาเดียวกัน ก่อนจะนำมาเปรียบเทียบกัน จากผลการวิจัยทำให้ทราบว่าโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตคงที่สูงจะมีต้นทุนการผลิตผันแปรต่ำ และในทางกลับกัน โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตคงที่ต่ำจะมีต้นทุนการผลิตผันแปรสูง ระบบการผลิตที่ใช้โรงไฟฟ้าหลายชนิดร่วมกันผลิตกระแสไฟฟ้าจะมีต้นทุนการผลิตรวมต่ำกว่าระบบการผลิตที่ใช้โรงไฟฟ้าชนิดใดชนิดหนึ่ง แต่ทั้งนี้ ขนาดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดต้องมีความเหมาะสมกับลักษณะและปริมาณความต้องการกระแสไฟฟ้าด้วย

ชูชาติ (2544) การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อการวางแผนใช้น้ำจากอ่างเก็บน้ำปรางมนูรีให้สอดคล้องกับปริมาณน้ำที่ไหลลงอ่างที่ได้จากการคาดการณ์ โดยการวางแผนจะพิจารณาผลกระทบของการพัฒนาโครงการแหล่งน้ำขนาดเล็กบริเวณพื้นที่ต้นน้ำ ที่มีผลต่อปริมาณน้ำไหลลงอ่างเก็บน้ำปรางมนูรีและใช้ข้อมูลการใช้น้ำในด้านต่างๆ ที่ได้จากการตรวจวัดจริงในสนามการคาดการณ์ปริมาณที่ไหลลงอ่างเก็บน้ำรายเดือนประกอบด้วย การตรวจสอบความสัมพันธ์ระหว่างน้ำฝนและน้ำท่า การคาดการณ์ปริมาณน้ำฝนรายเดือนของสถานีต่างๆ บริเวณพื้นที่ต้นน้ำโดยใช้โปรแกรม HEC-4 การแปลงข้อมูลน้ำฝนรายเดือนให้เป็นปริมาณน้ำท่ารายเดือน และการวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการแหล่งน้ำขนาดเล็กในพื้นที่ต้นน้ำ สำหรับการวิเคราะห์หาปริมาณน้ำท่ารายเดือน จะใช้วิธีการหาค่าดีที่สุดหาค่าสัมประสิทธิ์น้ำท่าโดยพิจารณาปริมาณน้ำฝนที่ตกสะสมช่วงฤดูฝน สำหรับการวิเคราะห์ผลกระทบโครงการแหล่งน้ำขนาดเล็กโดยใช้โปรแกรม HEC-3 พบว่ามีผลทำให้ปริมาณน้ำท่ารายปีที่ไหลลงอ่างเก็บน้ำลดลงเฉลี่ย 4.54 % จากการตรวจสอบการใช้น้ำในด้านการอุปโภค-บริโภคพบว่า ท่อส่งน้ำไป อ.หัวหิน สายใหม่กรณีไหลด้วยแรงโน้มถ่วงและกรณีการสูบน้ำมีค่าอัตราการไหล 0.277 และ 0.451 m³/sec ตามลำดับ สำหรับท่อส่งน้ำไปค่ายธนระริชต์ และ อ.หัวหิน สายเก่า อัตราการไหลมีค่าเฉลี่ย 0.6286 m³/sec สำหรับการใช้น้ำในด้านการเกษตรนั้นพบว่าประสิทธิภาพการชลประทานฤดูฝนและฤดูแล้งมีค่าเท่ากับ 38.2% และ 39.1% ตามลำดับ นอกจากนี้การใช้แบบจำลองวิเคราะห์การจัดการน้ำพบว่าฤดูฝนควรปลูกพืชทุกชนิดเต็มพื้นที่โครงการฤดูแล้งเมื่อปริมาณน้ำในอ่างมีค่ามากกว่า 221 MCM จะสามารถปลูกพืชทุกชนิดได้เต็มโครงการ กรณีปริมาณน้ำในอ่างมีค่าน้อยกว่า 221 MCM ควรลดพื้นที่เพาะปลูกพืชฤดูแล้งโดยใช้แบบจำลองช่วยในการวางแผนปลูกพืช

วินัย (2548) การศึกษาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย หนองชุมพลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วัตถุประสงค์เพื่อการศึกษาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย หนองชุมพล เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในการจ่ายกระแสไฟฟ้า โดยจะทำการศึกษาการจัดการของโครงการทั้งในด้านการตลาด ด้านวิศวกรรม ด้านการบริหาร ด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านการเงินของโครงการ ในสถานะปัจจุบัน (ปี 2548)จากรายงานสถิติประจำปีของสถานีไฟฟ้ามีการจ่ายไฟฟ้ารวมไหลตกกันทั้งสิ้นประมาณ 36.584 MW และมีแนวโน้มอัตราการใช้ไฟเพิ่มสูงขึ้นทุกปี ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟครอบคลุมการให้บริการในระยะเวลา 10 ปี (พ.ศ.2549 – 2559) จากการศึกษา ด้านการตลาดและด้านวิศวกรรมการบริหาร จากสถิติรายงานตั้งแต่ปี พ.ศ.2544 ถึง พ.ศ.2548 มีความต้องการพลังงานเพิ่มมากขึ้น ซึ่งจากการพยากรณ์พบว่าปี 2560 มีการใช้ไฟฟ้ามากขึ้นถึง 68.74 MW ซึ่งสถานีไฟฟ้าเดิมไม่สามารถจ่ายได้พอเพียงกับความต้องการ จำเป็นต้องก่อสร้าง

เพิ่มอีก 1 แห่ง และมีการเลือกแบบสถานีแบบภายนอกอาคาร (Outdoor Substation) สถานีที่ตั้งตำบลหนองชุมพลขนาด 2*50 MVA การศึกษาด้านทางเศรษฐศาสตร์และด้านการเงิน การประมาณการเงินลงทุนของโครงการเท่ากับ 153.76 ล้านบาท โครงการมีผลตอบแทนค้ำค่าการลงทุน (NPV ที่ 10%) เท่ากับ 118.831 ล้านบาท (NPV ที่ 12%) เท่ากับ 81.503 ล้านบาท (NPV ที่ 14%) เท่ากับ 53.317 ล้านบาท IRR เท่ากับ 20.49% และ B/C เท่ากับ 1.2607 และมีระยะเวลาคืนทุน 8 ปี 2 เดือน

สุทธิพร (2548) การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งสถานีไฟฟ้าพุทธรมณฑล 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสถิติการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรอบ 11 ปี คือ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 ถึงปี พ.ศ. 2545 มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างมาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ก็ต้องมีการวางแผนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการผู้ใช้ไฟย่านธุรกิจ และอุตสาหกรรมให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ปัจจุบันมีสถานีไฟฟ้าย่อยที่จ่ายไฟให้บริเวณถนนพุทธรมณฑลสาย 4 จำนวน 2 สถานี มีวงจรการจ่ายไฟในระบบ 115 KV จำนวน 1 วงจรและระบบ 22 KV จำนวน 5 วงจร (วงจรการจ่ายไฟแต่ละวงจรสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 10 MW) ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วงปี 2544 ถึงปี 2547 เพิ่มขึ้น 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี จากการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนในการติดตั้งสถานีไฟฟ้าพุทธรมณฑล 3 สามารถสรุปได้เป็นสองกรณีดังกรณีแรกการติดตั้งสถานีไฟฟ้า โดยใช้สมมุติฐานให้ไฟฟ้ระดับลดน้อยลง 20 เปอร์เซ็นต์ และเวลาไฟดับลดลง 50 เปอร์เซ็นต์ ผลจากระยะทางวงจรจ่ายไฟฟ้าลดลงจากประมาณ 15-20 km เหลือประมาณ 10 km และสถานีไฟฟ้าติดตั้งหม้อแปลงขนาด 50 MVA จำนวน 2 เครื่องแบ่งการจ่ายไฟออกเป็น 10 วงจร กรณีที่สองแนวโน้มการเติบโตของพลังงานไฟฟ้ามีประมาณ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (จากข้อมูลระหว่างปี 2544 – 2547) หักค่าเสื่อมราคา 20 ปี ปีละ 5 เปอร์เซ็นต์ จากผลการวิจัยพบว่ามี ความเหมาะสมในการลงทุนที่จะติดตั้งสถานีไฟฟ้าพุทธรมณฑล 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (NPV เท่ากับ 832,359.22 IRR เท่ากับ 17.83 เปอร์เซ็นต์ BCR เท่ากับ 4.91 และระยะคืนทุน 16.87 ปี) โดยติดตั้งสถานีไฟฟ้าระบบ GIS (Indoor Type) ติดตั้งหม้อแปลง 50 MVA 1 เครื่อง ในปี 2547 และเพิ่มอีก 1 เครื่องในปี 2550

สุรัชย์ (2548) การศึกษาเรื่องความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ จากโครงการชลประทานขนาดเล็ก ทำโดยใช้โครงการอ่างเก็บน้ำห้วยน้ำเขียวของกรมชลประทานเป็นกรณีศึกษา ผลการศึกษา พบว่ามีความเหมาะสมในการก่อสร้างพอสมควร ประเมินงบลงทุนประมาณ 7.9 ล้านบาท พบว่าจะให้อัตราผลตอบแทนทางการเงินประมาณ 16.24 เปอร์เซ็นต์ และผลตอบแทนด้านเศรษฐกิจสูงถึง 18.45 เปอร์เซ็นต์ และอัตราคืนทุนประมาณ 7-6 ปี ในการดำเนินโครงการอาจทำได้ 2

แนวทางคือเปิดประมูลเพื่อหาผู้รับสัมปทาน และ/หรือให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) เข้าดำเนินการ โครงการแต่ผลตอบแทนที่ให้กับรัฐจะต่างกันคือ ผู้รับสัมปทานให้ผลตอบแทนอย่างน้อย 6.7 เปอร์เซ็นต์ ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ถูกภาครัฐนำเอากฎระเบียบ RPS (Renewable Portfolio Standard) มาบังคับ เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนการก่อสร้าง โรงไฟฟ้าพลังน้ำกับพลังงานทดแทนอื่น (ในที่นี้เลือกพลังงานแสงอาทิตย์) พบว่าโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีราคามากกว่าไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และได้ทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ในอีก 5 กรณี เพื่อศึกษาว่ากรณีใดจะให้ค่าผลตอบแทนทางการเงินและด้านเศรษฐกิจที่ดีที่สุด

Harod Winkler (2008) กลไกการพัฒนาที่สะอาดเป็นโครงการที่ช่วยลดการเกิดภาวะเรือนกระจกด้วยการสร้างกลไกการลดภาวะโลกร้อนด้วยการสนับสนุนการลงทุนโครงการในประเทศกำลังพัฒนา โดยเฉพาะประเทศในแถบแอฟริกาใต้ ซึ่งยังไม่มียุทธศาสตร์ที่ชัดเจนในการจะทำแนวทางกลไกการพัฒนาที่สะอาดเข้าไปดำเนินการ โดยหลักของกลไกการพัฒนาที่สะอาดกำหนดให้ต้องลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกให้ได้น้อยกว่าปริมาณก๊าซก่อนดำเนินโครงการนี้ ผู้เขียนบทความแสดงให้เห็นว่าการตัดสินใจของคณะกรรมการบริหารโครงการ (CDM Executive Board: CDM) สามารถยืนยันได้ว่าการสนับสนุนโครงการดังกล่าวไม่ได้รับการสนใจจากผู้บริหารประเทศ โดยเฉพาะโครงการที่สามารถนำเข้าโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด ประกอบด้วยเทคโนโลยีที่สามารถลดการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เช่น การพัฒนาพลังงานทดแทน เป็นต้น อย่างไรก็ตามการกำหนดนโยบายด้านพลังงานให้ชัดเจนยังคงมีความจำเป็นต่อการลงทุนในโครงการ กลไกพัฒนาที่สะอาด

Charlotte Streck and Jolene Lin (2008) กลไกการพัฒนาที่สะอาด จัดเป็นกลไกนำร่องด้านสิ่งแวดล้อมในระดับนานาชาติที่ประสบความสำเร็จเป็นอย่างดีอย่างไรก็ตามเป็นที่สงสัยว่าโครงสร้างของกลไกการพัฒนาที่สะอาดจะมีประสิทธิภาพเพียงพอที่จะก่อให้เกิดเป็นนามธรรมในระยะยาวหรือไม่การตัดสินใจของคณะกรรมการบริหารโครงการ (CDM-EB) ในบางครั้งมีความโน้มเอียงเกิดความไม่เป็นธรรมมีผลประโยชน์ทับซ้อน ซึ่งในท้ายที่สุดแล้ว องค์กรภาคเอกชนที่เข้าร่วมโครงการ CDM มักจะได้รับผลกระทบจากการตัดสินใจของคณะกรรมการบริหารโครงการ (CDM-EB) การดำเนินการด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาดจะเกิดผลในเชิงบวกต่อตลาดการซื้อขายคาร์บอนระหว่างนานาชาติ จากการพิจารณาเปรียบเทียบกฎเกณฑ์ ของการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดของชาติต่างๆแล้วผู้เขียนมีข้อเสนอเพื่อการปรับปรุงกลไกการพัฒนาที่สะอาด

โดยคำนึงถึงการใช้นโยบายการบริหารมืออาชีพ ความพร้อมของแหล่งเงินทุน การแทรกแซงจากผู้บริหารประเทศ และการบังคับใช้กฎหมายในการดำเนินโครงการ

Havva Balat (2007) การผลิตพลังงานที่สะอาดพบได้จากแหล่งพลังงานทดแทน ประเทศตุรกีมีแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพชนิดนี้มากพอสมควร พลังงานทดแทนที่สะอาดเป็นที่ยอมรับกันทั่วไปว่ามีประโยชน์ต่อการใช้ชีวิตในอนาคตข้างหน้าไม่เฉพาะแต่ในประเทศตุรกีเท่านั้น แต่ทั้งโลกซึ่งเมื่อก่อนนี้ถูกละเลยไม่ได้ให้ความสำคัญกับเรื่องนี้นัก แต่การวางโครงการใหม่ๆเรื่องพลังงานทดแทนที่สะอาดได้คำนึงถึงและรวมเข้ามาไว้ด้วย บทความของผู้เขียนเป็นเรื่องเกี่ยวกับกฎหมายที่ใช้ในปี 2005 ที่ได้ให้การสนับสนุนการผลิตพลังงานทดแทนในประเทศตุรกีเพื่อให้สามารถเข้าไปแข่งขันได้ในตลาดพลังงาน โดยมีกลไกในการให้การสนับสนุนเช่นการนำส่งภาษีรายได้ การจัดซื้อจัดหา จะบรรจุลงในกฎหมายนี้เพื่อให้สอดคล้องกับกลุ่มประเทศยุโรป การจัดการด้านกฎหมายนี้จะช่วยในการพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศตุรกี

Malte Schneider et al., (2008) ประเทศที่กำลังพัฒนาได้ให้ความสนใจปรากฏการณ์ก๊าซเรือนกระจก ซึ่งทำให้อุณหภูมิของโลกร้อนขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็ว ดังนั้น เพื่อที่จะลดผลกระทบจากเรื่องดังกล่าว ในส่วนของภาคเอกชนของประเทศที่กำลังพัฒนาเหล่านี้จะต้องร่วมมือกันในการถ่ายทอดเทคโนโลยีที่ใช้คาร์บอนต่ำจึงมีกลไก การพัฒนาที่สะอาดซึ่งเป็นกลไกเดียวที่ช่วยการกระตุ้นให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในกิจกรรมการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก บทความนี้ได้วิเคราะห์ไว้ว่าโครงการCDM มีประโยชน์ในการถ่ายทอดเทคโนโลยี และยังสามารถลดอุปสรรคที่ขัดขวางการถ่ายโอนเทคโนโลยีได้ด้วย

บทที่ 3

วิธีการดำเนินการวิจัย

การดำเนินการวิจัยโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จำเป็นต้องทราบถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของระบบ พลังงานไฟฟ้าที่เหลือในระบบ เพื่อใช้ในการสูบน้ำกลับ และปริมาณน้ำใช้การ(Active Storage) ของอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี ข้อมูลเหล่านี้จะถูกนำมาคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี ตามทฤษฎีที่ปรากฏในบทที่ 2 จากนั้นจึงนำค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีที่ได้ นำมาวิเคราะห์หาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งมีขั้นตอนการดำเนินการวิจัยดังต่อไปนี้

3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ในการดำเนินการวิจัย มีขั้นตอนการดำเนินงาน ดังนี้

3.1.1 ศึกษางานวิจัยที่มีความเกี่ยวข้องกับ โรงไฟฟ้าพลังน้ำและการวิเคราะห์โครงการ

3.1.2 ศึกษาทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

3.1.3 รวบรวมข้อมูลเช่น ลักษณะภูมิประเทศ ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลราคาค่าก่อสร้าง เป็นต้น

3.1.4 ศึกษาศักยภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรีจังหวัดประจวบคีรีขันธ์

3.1.5 ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

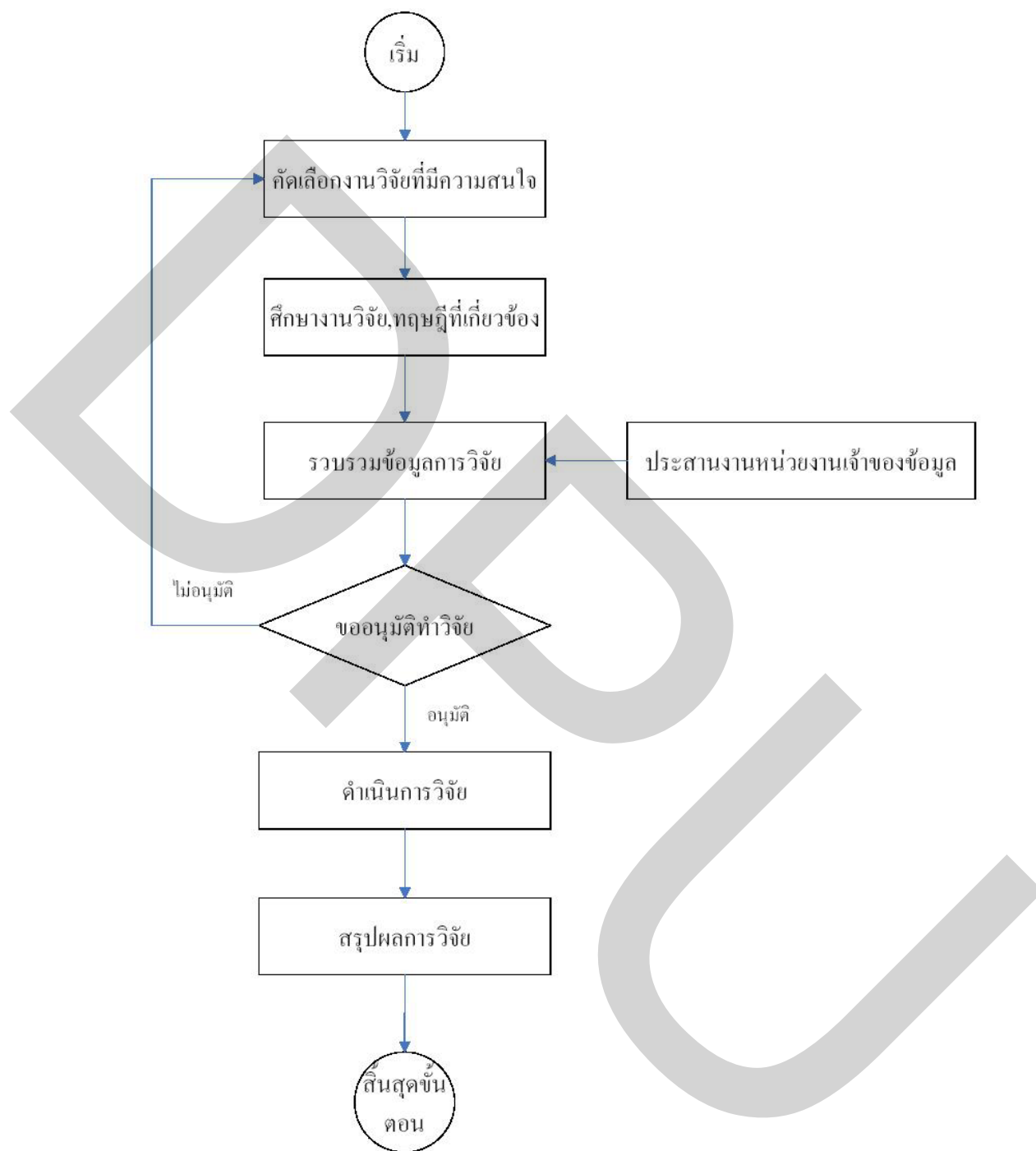
3.1.6 สรุปการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ

ซึ่งขั้นตอนข้างต้นสามารถแสดงเป็นแผนผังขั้นตอนการดำเนินการวิจัยได้ ดังรูปที่ 3.1

3.2 การรวบรวมข้อมูล

3.2.1 ข้อมูลทั่วไปของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์

จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีพื้นที่ประมาณ 6,367.62 km² หรือประมาณ 3,979,762.50 ไร่ ลักษณะพื้นที่แถบเป็นคาบสมุทรยาวลงไปทางใต้ โดยมีส่วนที่แคบที่สุดจากเขตแดนไทย-พม่าด้านตะวันตกจนถึงฝั่งทะเลด้านตะวันออกเป็นระยะทางประมาณ 12 km อยู่บริเวณด่านสิงขร ท้องที่



รูปที่ 3.1 แสดงแผนผังขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ตำบลคลองวาฬ อำเภอเมือง และมีความยาวจากเหนือจรดใต้เป็นระยะทางประมาณ 212 km อาณาเขตของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ทิศเหนือติดกับจังหวัดเพชรบุรี ทิศใต้ติดกับจังหวัดชุมพรทิศตะวันออกติดกับอ่าวไทย และทิศตะวันตกติดกับประเทศสหภาพเมียนมาร์ โดยมีเทือกเขาตะนาวศรีเป็นเส้นกั้นพรมแดน

3.2.1.1 การปกครองและประชากร

จังหวัดประจวบคีรีขันธ์แบ่งการปกครองออกเป็น 8 อำเภอ คืออำเภอเมืองประจวบคีรีขันธ์ อำเภอหัวหิน อำเภอปราณบุรี อำเภอกุยบุรี อำเภอทับสะแก อำเภอบางสะพาน อำเภอบางสะพานน้อย และอำเภอสามร้อยยอด

3.2.1.2 ลักษณะภูมิประเทศ

ลักษณะภูมิประเทศของที่ตั้งโครงการ ตั้งอยู่ทางภาคตะวันตกของประเทศไทย โดยทั่วไปเป็นภูเขาสูงสลับกับเนินเขา บางแห่งเป็นภูเขาสูงชันมีแนวชันชันกันมีความลาดชันมาก สภาพป่าค่อนข้างอุดมสมบูรณ์ บางแห่งเป็นป่าโปร่งมีสภาพเสื่อมโทรม บริเวณที่ราบเชิงเขาหรือที่ราบมีบ้านเรือนและที่ทำกินของราษฎรอยู่บ้าง

3.2.1.3 ลักษณะภูมิอากาศ

ที่ตั้งโครงการอยู่ในเขตที่ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ลักษณะภูมิอากาศร้อนชื้นมีฝนตกอยู่เกือบตลอดทั้งปี มีปริมาณน้ำฝนเฉลี่ยรายปีระหว่าง 1,044 mm ถึง 1,153 mm โดยประมาณร้อยละ 87 ของปริมาณฝนทั้งปีเกิดขึ้นระหว่างเดือนพฤษภาคม ถึง เดือนพฤศจิกายน และฝนตกสูงสุดอยู่ในเดือนตุลาคม อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนของพื้นที่ที่ตั้งโครงการ ประมาณ 27.6 °C อุณหภูมิเฉลี่ยสูงสุด 33.2 °C ในเดือนเมษายน และอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำสุด 18.2 °C ในเดือนมกราคม

ค่าเฉลี่ยของอัตราการระเหยรายปีประมาณ 1,774 mm สูงสุด 221.70 mm ในเดือนเมษายน ต่ำสุด 106.90 mm ในเดือนพฤศจิกายน

ความชื้นสัมพัทธ์ตลอดปีเฉลี่ย 74% สูงสุด 82% ในเดือนตุลาคม ต่ำสุด 57% ในเดือนมีนาคม

ความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดประมาณ 6 knot ในเดือนธันวาคม เป็นลมที่มาจากทิศเหนือ และความเร็วลมเฉลี่ยต่ำสุดประมาณ 1.3 knot ในเดือนตุลาคม เป็นลมมาจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ดังแสดงตามตารางที่ 3.1

3.3 ศึกษาศักยภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

จากการพิจารณาแนวโน้มความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2529 ถึงปี พ.ศ.2550 พบว่ามีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกปี และจากค่าการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระหว่างปี พ.ศ.2547 ถึงปี พ.ศ.2559 พบว่าค่าพยากรณ์ของปี พ.ศ.2547- พ.ศ.2550 มีค่าใกล้เคียงกับค่าจริงมาก ดังนั้นเมื่อพิจารณาถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2559 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 40,191.00 MW หากไม่มีแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมแล้วพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยจะขาดความมั่นคง และหากโรงไฟฟ้าปัจจุบันเกิดอุบัติเหตุหรือหยุดเดินเครื่องจากสาเหตุใดสาเหตุหนึ่ง พลังงานไฟฟ้าจะขาดแคลนได้ จึงแสดงให้เห็นว่าหากดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับการผลิตกระแสไฟฟ้าและนำเข้าโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) จะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมในการลงทุน โดยที่โรงไฟฟ้าชนิดนี้สามารถเดินเครื่องเข้าระบบเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ทันที

3.4 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

3.4.1 ศึกษาทางด้านวิศวกรรม

โดยการศึกษาข้อมูลที่รวบรวมสถิติทางด้านอุทกนิคมวิทยา และอุทกวิทยา นำไปวิเคราะห์หาปริมาณน้ำท่า เพื่อให้ทราบปริมาณน้ำที่จะไหลเข้าอ่างเก็บน้ำตอนบน และอ่างเก็บน้ำตอนล่าง และปริมาณน้ำหลากสูงสุดที่จะเกิดขึ้น สำหรับใช้เป็นข้อมูลในการออกแบบหาขนาดอ่างเก็บน้ำ ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และโรงไฟฟ้า

ศึกษารวบรวมข้อมูลทางด้านธรณีวิศวกรรม เพื่อสามารถกำหนดแนวท่อส่งน้ำเข้าโรงไฟฟ้า กำหนดตำแหน่งของอาคารโรงไฟฟ้า และกำหนดตำแหน่งของอ่างเก็บน้ำตอนบน เพื่อป้องกันการรั่วซึมของปริมาณน้ำ และเพื่อให้อาคารต่างๆ ตั้งอยู่บนพื้นที่มีกำลังรับน้ำหนักได้ดี

3.4.2 ศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์

ดำเนินการศึกษาข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อหาผลตอบแทนการลงทุนการก่อสร้างโครงการต่อความคุ้มค่าในการลงทุนโดยใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเพื่อหาค่าดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ คือ อัตราผลประโยชน์ต่อการลงทุน (Benefit/Cost Ratio: B/C) มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และ อัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)

3.4.3 ศึกษาทางด้านสิ่งแวดล้อม

การเลือกที่ตั้งโครงการได้พิจารณาพื้นที่ที่เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดโดยพื้นที่ที่พิจารณาศึกษาโครงการจัดเป็นพื้นที่เกษตรกรรมที่ให้ผลผลิตต่ำ มีความอุดมสมบูรณ์ของดินต่ำ และไม่อยู่ในประเภทพื้นที่อนุรักษ์ จึงไม่เกิดผลกระทบต่อการใช้ที่ดิน แต่จะเกิดผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยอยู่ในน้ำ เช่น ปลาที่จะถูกสูบน้ำขึ้นไปที่อ่างตอนบนผ่านระบบอุโมงค์ที่มีความดันเพิ่มขึ้นอย่างมาก มีผลทำให้สิ่งมีชีวิตเหล่านี้ตายลง แต่สามารถลดผลเสียหายได้โดยการป้องกันไม่ให้ปลาถูกสูบน้ำเข้าไปในอุโมงค์ส่งน้ำ และเนื่องจากปริมาณน้ำจะหมุนเวียนระหว่างอ่างเก็บน้ำตอนล่างและอ่างเก็บน้ำตอนบนตลอดเวลา คุณภาพน้ำจะไม่แตกต่างจากสภาพเดิม

ปัญหาภาวะโลกร้อน ในขณะนี้เป็นเรื่องที่ทุกฝ่ายต้องร่วมกันแก้ไขเพื่อให้สามารถลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม จึงได้ดำเนินการศึกษารณีโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ซึ่งเป็นโครงการที่ลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ถึงแม้โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด จะต้องนำเทคโนโลยีใหม่มาใช้ก็ตาม แต่ก็จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องสร้างความคุ้นเคย และศึกษาข้อมูลอย่างเพียงพอ เพื่อให้ประสบความสำเร็จ และสร้างประโยชน์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ (Wytze van der Gaast et al., Promoting sustainable energy technology transfers to developing countries through the CDM, 2008: 235)

3.5 การศึกษาความเสี่ยงของโครงการ

การจัดการความเสี่ยงของโครงการเป็นการวัดความสามารถที่จะดำเนินการให้วัตถุประสงค์ของโครงการประสบความสำเร็จ ภายใต้การตัดสินใจ งบประมาณ กำหนดเวลา และข้อจำกัดด้านเทคนิคที่เผชิญอยู่ ด้วยเหตุที่ความเสี่ยงสามารถเกิดขึ้นได้ตลอดเวลา อันเนื่องมาจากความไม่แน่นอน และความจำกัดของทรัพยากรของโครงการ จึงต้องจัดการความเสี่ยงของโครงการ เพื่อให้ปัญหาของโครงการลดน้อยลง และสามารถดำเนินการให้ประสบความสำเร็จ ตามเป้าหมายที่ตั้งไว้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และประสิทธิผล

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 500 MW ประกอบด้วยเครื่องกังหันน้ำชนิด Reversible Pump Turbine จำนวน 2 เครื่อง กำลังผลิตเครื่องละ 250 MW

ในการพิจารณาความเสี่ยงของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีความเสี่ยงที่สำคัญ 3 รายการที่มีผลกระทบในระดับสูง ได้แก่ ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์ ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า

3.6 สรุปการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลความเป็นไปได้ทาง ด้านวิศวกรรม ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านสิ่งแวดล้อม มาพิจารณาเพื่อสรุปผลในการตัดสินใจพิจารณาก่อสร้างโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ซึ่งผลจากการศึกษา แสดงไว้ในบทต่อไป

บทที่ 4

ผลการวิจัย

การดำเนินการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เป็นการศึกษาการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ผลจากการศึกษาจะแสดงให้เห็นว่าการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้านี้จะมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนอย่างไร และหากพิจารณาโครงการกรณีเป็นกลไกการพัฒนาที่สะอาดแล้วจะพิจารณาการลงทุนอย่างไร ซึ่งผลการวิจัยมีดังนี้

4.1 ลักษณะของโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีลักษณะของโครงการทางด้านกายภาพ ดังนี้

อ่างพักน้ำตอนบน

ชนิดเขื่อน	เขื่อนหินทิ้งแกนกลางทึบน้ำ	
ระดับเก็บกักปกติ	324.00	m.MSL
ระดับเก็บกักต่ำสุด	272.00	m.MSL
ความจุอ่างที่ระดับเก็บกักปกติ	5.39	MCM
ความจุใช้งาน	5.00	MCM
พื้นที่ผิวที่ระดับเก็บกักปกติ	0.18	km ²

อ่างเก็บน้ำตอนล่าง

ชนิดเขื่อน	เขื่อนหินทิ้งแกนกลางทึบน้ำ	
ระดับเก็บกักปกติ	55.00	m.MSL
ระดับเก็บกักต่ำสุด	37.00	m.MSL
ความจุอ่างที่ระดับเก็บกักปกติ	445.00	MCM
ความจุใช้งาน	307.00	MCM

เขื่อนปิดกั้นลำน้ำเดิม (Coffer Dam)

ความสูง	15.00	m.
ความยาวสันเขื่อน	400.00	m.
ความกว้างสันเขื่อน	8.00	m.

อุโมงค์ทางเข้า (Access Tunnel)

ขนาด	7 x 7	m ²
ความยาว	500	m.

อุโมงค์ส่งน้ำแรงดันต่ำ (Headrace Tunnel)

ชนิด	Concrete Lining	
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	55.00	m.
ความยาว	37.00	m.
จำนวน	1.00	ท่อ

อาคารลดแรงดันด้านเหนือน้ำ (Upper Surge Tank)

Steel Pipe		
สูง	2.00	m.
เส้นผ่าศูนย์กลาง	2.50	m.
Tank		
สูง	90.00	m.
เส้นผ่าศูนย์กลาง	20.00	m.

อุโมงค์ส่งน้ำแรงดันสูง (Penstock)

ชนิด	Steel Lining	
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	7.00	m.
ความยาว	430.00	m.
จำนวน	1.00	ท่อ

อุโมงค์ท้ายน้ำ (Tailrace Tunnel)

ชนิด	Concrete Lining	
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	7.00	m.
ความยาว	1,150.00	m.
จำนวน	1.00	ท่อ

อาคารลดแรงดันด้านท้ายน้ำ (Lower Surge Tank)

Steel Pipe		
สูง	10.00	m.
เส้นผ่าศูนย์กลาง	3.50	m.
Tank		
สูง	100.00	m.
เส้นผ่าศูนย์กลาง	10.00	m.

อาคารโรงไฟฟ้า (Power house)

ชนิด	Under ground power house	
กังหันน้ำชนิด	Reversible Francis Turbine	
จำนวน	2	Units
เครื่องสูบน้ำ จำนวน	2	Units
พลังงานสูบลกลับ	568.83	GWh

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จำนวน	2	Units
กำลังการผลิต	500	MW
พลังงานที่ผลิตได้	555.41	GWh

สายส่งไฟฟ้า

การเชื่อมต่อ	ประจวบคีรีขันธ์	
ระยะทาง	15.00	km

4.2 การศึกษาทางด้านวิศวกรรม

4.2.1 อุตุนิยมวิทยา และอุทกวิทยา

การคำนวณด้านอุตุนิยมวิทยาและอุทกวิทยามีความสำคัญอย่างยิ่ง เพื่อให้ทราบปริมาณน้ำรวมทั้งปีที่จะไหลเข้าอ่างเก็บน้ำตอนบนหรืออ่างเก็บน้ำตอนล่าง และปริมาณน้ำหลากสูงสุดที่จะเกิดขึ้น สำหรับใช้เป็นข้อมูลในการออกแบบหาขนาดอาคารระบายน้ำล้นให้สามารถระบายน้ำจำนวนมากที่สุดให้ผ่านไปได้ โดยไม่เกิดความเสียหายแก่ตัวอาคาร หรือเกิดน้ำท่วมล้นตลิ่งหน้าฝายมากเกินไป

4.2.1.1 สภาพภูมิอากาศ

สถานที่ที่ได้มีการเก็บรวบรวมข้อมูลทางด้านอุตุนิยมวิทยา ส่วนมากอยู่ในความควบคุมดูแลของกรมอุตุนิยมวิทยา สถานที่ที่อยู่ใกล้กับจุดพิจารณาคือที่ อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ข้อมูลที่รวบรวมเอาไว้ได้แก่ อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ อัตราการระเหยและความเร็วลม เป็นต้น ดังแสดงไว้ในบทที่ 3 ตารางที่ 3.1

ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้พัดผ่านทะเล มหาสมุทร พากความชื้นจากทะเลเข้ามา กลายเป็นฝนตกในแผ่นดินใหญ่ภาคพื้นทวีป ประมาณกลางเดือนพฤษภาคม ถึงปลายเดือนกันยายน ลมมรสุมนี้ทำให้เกิดฝนตกชุกโดยทั่วไปตลอดทั่วทุกภาคของประเทศไทย

ช่วงปลายเดือนกันยายน ถึงปลายเดือนตุลาคม หย่อมความกดอากาศสูงทางซีกโลกใต้ลดต่ำลงในขณะที่ทางซีกโลกเหนือสูงขึ้น อากาศหนาวเย็นทางซีกโลกภาคเหนือจึงเคลื่อนตัวต่ำลงมาทางใต้ทำให้ปริมาณฝนลดลงในภาคพื้นทวีปตอนบน การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวไม่มีผลมากนักต่อต่อภาคพื้นทวีปที่ติดต่อกับทะเลและมหาสมุทรทางตอนใต้

เดือน พฤศจิกายน หย่อมความกดอากาศสูงทางซีกโลกใต้ลดต่ำลงอย่างรวดเร็ว หย่อมความกดอากาศสูงทางซีกโลกเหนือเคลื่อนตัวลงมาแทนที่ ทำให้เกิดลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ พายอากาศหนาวเย็นจากซีกโลกเหนือมาสู่ภาคพื้นทวีป ทำให้ทางตอนบนของประเทศไทยมีสภาพอากาศที่หนาวเย็นและแห้งแล้ง ในขณะที่เดียวกันลมมรสุมที่พัดมาทางตอนใต้จะพัดผ่านมหาสมุทรแปซิฟิกทางด้านอ่าวไทยพาเอาความชื้นขึ้นจากมหาสมุทรกลายเป็นฝนมาตกในพื้นที่ทางตอนใต้ในที่สุด ดังนั้นในขณะที่พื้นที่ทางตอนบนของประเทศไทยโดยทั่วไปประสบกับสภาวะอากาศที่หนาวเย็นและสภาพแห้งแล้ง พื้นที่ทางตอนใต้ซึ่งติดต่อกับมหาสมุทรยังคงมีฝนตกชุกอยู่โดยทั่วไป และมีผลไปจนถึงปลายเดือนกุมภาพันธ์

ช่วงเดือนมีนาคมจนถึงสิ้นสุดเดือนเมษายน สภาพอากาศโดยทั่วไปเต็มไปด้วยความแห้งแล้งที่ปราศจากฝนทั่วทุกภาคของพื้นที่ โดยเฉพาะทางตอนบนของประเทศไทยอยู่ในอิทธิพลของ

ความแห้งแล้งอุณหภูมิที่สูงจะแผ่ปกคลุมไปทั่วทั้งพื้นที่ตอนบน ส่วนทางตอนใต้ซึ่งติดต่อกับทะเล มีอุณหภูมิสูงขึ้น แต่ไม่มากเมื่อเทียบกับทางตอนเหนือ

4.2.1.2 สภาพอุณหภูมิ

อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนที่ อำเภอหัวหิน มีค่าอยู่ระหว่าง 25.3 °C ในเดือนธันวาคม ถึง 29.4 °C ในเดือนเมษายน สำหรับค่าเฉลี่ยอุณหภูมิสูงสุดรายวันจะอยู่ในช่วง 29.2 ถึง 33.6 °C ในขณะที่ค่าเฉลี่ยอุณหภูมิต่ำสุดรายวันจะอยู่ในช่วง 21.5 ถึง 25.6 °C ค่าอุณหภูมิรายวันสูงสุดและต่ำสุดเท่าที่เคยบันทึกไว้มีค่า 38.7 และ 13.9 °C ตามลำดับ

4.2.1.3 สภาพความชื้นสัมพัทธ์

ค่าความชื้นสัมพัทธ์ที่ อำเภอหัวหิน ค่าเฉลี่ยรายเดือนจะมีค่าอยู่ระหว่าง 70 % ถึง 80 % โดยช่วงเวลาที่เกิดความชื้นสัมพัทธ์สูง คือ ระหว่างเดือนกันยายน ถึง เดือนตุลาคม ส่วนช่วงที่มีความชื้นสัมพัทธ์ต่ำ คือ ระหว่างเดือนธันวาคม ถึง เดือนมกราคม

4.2.1.4 ปริมาณการระเหย

ข้อมูลปริมาณการระเหยได้ทำการสำรวจโดยใช้เครื่องมือวัดการระเหยชนิด Class-A Pan ปริมาณการระเหยสูงสุดเกิดขึ้นในเดือนมีนาคม มีค่า 176.8 mm และต่ำสุดในเดือนตุลาคม มีค่า 121.8 mm โดยมีอัตราการระเหยรายปีประมาณ 1,737 mm

4.2.1.5 ความเร็วลม

ระบบการหมุนเวียนของลมในบริเวณที่ตั้งโครงการ คือ ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ แต่ในบางครั้ง จะมีพายุโซนร้อนพัดเข้ามาเป็นครั้งคราว ซึ่งก่อให้เกิดลมแรงและฝนตกหนักเป็นบริเวณกว้าง ความเร็วลมสูงสุดที่ตรวจวัดได้ที่ อำเภอหัวหิน คือ 40 กิโลเมตรต่อชั่วโมง โดยเกิดขึ้นทางทิศตะวันตกเฉียงใต้

4.2.1.6 ปริมาณน้ำท่า

การวิเคราะห์ปริมาณน้ำท่า พิจารณาจากสถานีวัดปริมาณน้ำท่าที่อยู่ใกล้กับตำแหน่งที่ตั้งโครงการ และมีความสมบูรณ์ของข้อมูลมากที่สุด ได้ทำการคัดเลือกสถานีวัดปริมาณน้ำท่า คลองกุย ที่บ้านโป่งกระสัง อำเภอกุยบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ (สถานี KY.2) เป็นสถานีวัดน้ำ เพื่อให้ได้ผลของการศึกษามีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น จึงขยายข้อมูลของสถานีดังกล่าว โดยนำข้อมูล

ปริมาณน้ำท่ารายเดือนที่สถานี KY.2 และปริมาณน้ำฝนรายเดือนที่ อำเภออุบลบุรี (45072) มาประยุกต์เข้ากับโปรแกรม HEC-4 (Monthly Streamflow Simulation) ผลการคำนวณสามารถประเมินปริมาณน้ำท่ารายเดือน และรายปีเฉลี่ยตรงจุดพิจารณา ดังแสดงในตารางที่ 4.1

4.2.1.7 ปริมาณน้ำหลาก

การออกแบบปริมาณน้ำหลาก สำหรับลุ่มน้ำที่มีขนาดเล็กจะเป็นการคำนวณหาปริมาณการไหลสูงสุด พิจารณาเลือกใช้วิธี Rational Formula ซึ่งสูตรการคำนวณมีดังนี้

$$Q = 0.278 CiA \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

เมื่อ Q = ปริมาณการไหลสูงสุด หน่วย m^3/sec
 C = สัมประสิทธิ์ปริมาณน้ำท่า
 A = พื้นที่รับน้ำฝน หน่วย km^2
 i = ความเข้มน้ำฝน หน่วย mm/h

โดยที่ค่าสัมประสิทธิ์น้ำท่า (C) จะมีค่าขึ้นอยู่กับชนิดของพื้นที่ลุ่มน้ำ ในที่นี้พื้นที่ของอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรีได้ถูกจัดประเภทเป็นชนิด Unimproved Area ค่าสัมประสิทธิ์ปริมาณน้ำท่า ดังกล่าว อ่านได้จากตารางสัมประสิทธิ์ปริมาณน้ำท่าของ The American Society of Civil Engineers (ASCE) ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แสดงค่าสัมประสิทธิ์น้ำท่าแบ่งตามชนิดของกลุ่มน้ำ

ชนิดของพื้นที่กลุ่มน้ำ	ความลาดชัน	C
Lawns : Sandy Soil	< 2 %	0.05 – 0.10
Sandy Soil	2 % < Slope < 7 %	0.10 – 0.15
Sandy Soil	> 7 %	0.15 – 0.20
Heavy Soil	< 2 %	0.13 – 0.17
Heavy Soil	2 % < Slope < 7 %	0.18 – 0.22
Heavy Soil	> 7 %	0.25 – 0.35
Residential Area		0.25 – 0.50
Unimproved Area		0.10 – 0.30

ที่มา: The American Society of Civil Engineers (ASCE)

สำหรับความเข้มข้นฝน (i) ขึ้นอยู่กับช่วงเวลา (T_c) และรอบปีการเกิดซ้ำของฝน สูตรสำหรับการคำนวณหา T_c มีดังนี้

$$T_c = 0.00032 L^{0.77} S^{-0.385} \dots\dots\dots (4.2)$$

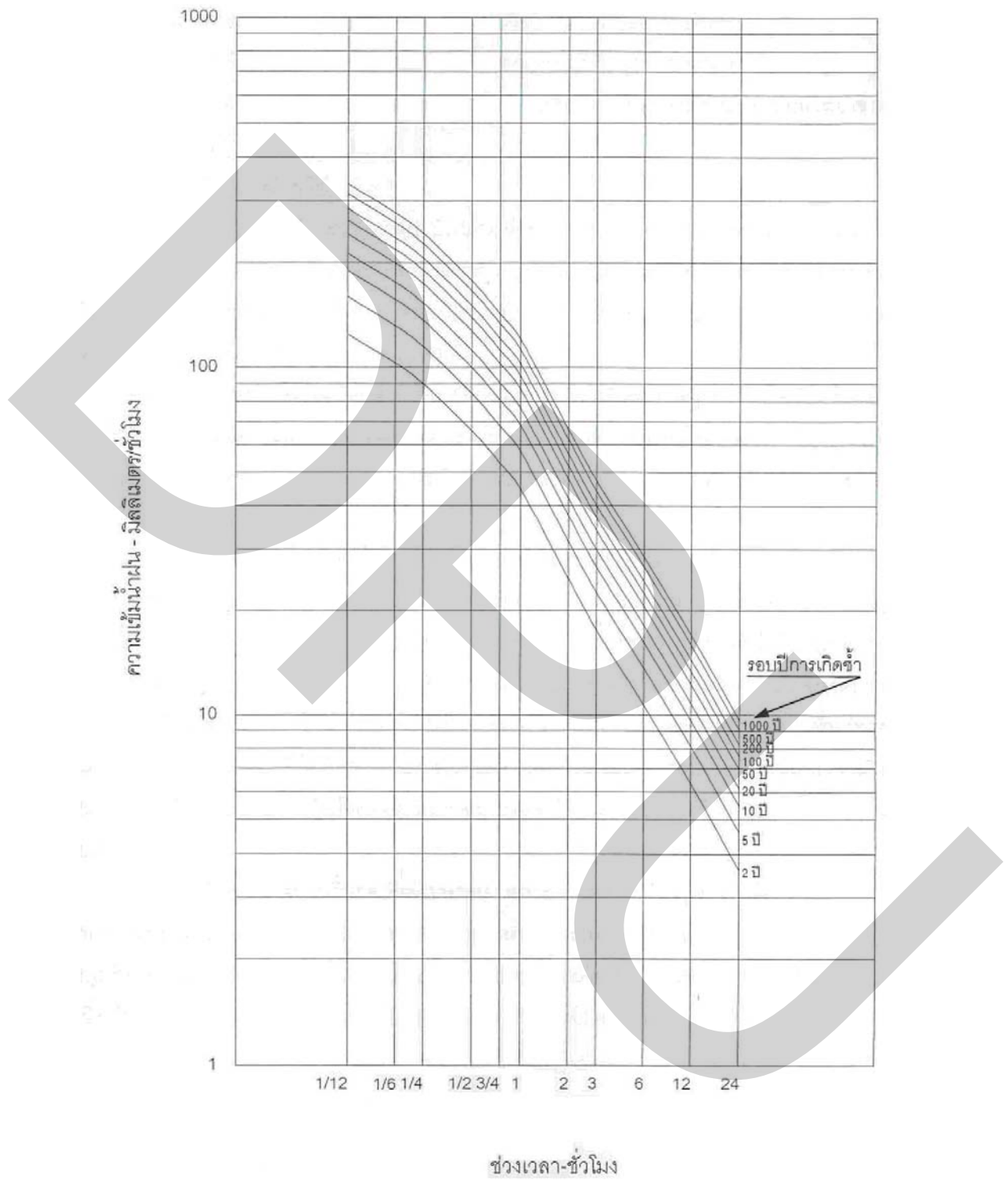
- เมื่อ T_c = ช่วงเวลาเป็นชั่วโมง หน่วย h
 L = ความยาวตามลำน้ำสายใหญ่จากจุดออกถึง
จุดไกลสุดบนสันปันน้ำ หน่วย m
 S = ความลาดชันเฉลี่ยของลำน้ำ

จากลักษณะทางกายภาพของกลุ่มน้ำ $A = 0.757 \text{ km}^2$, $L = 300 \text{ m}$, $S = 0.1933$ จะได้ $T_c = 5$ นาที นำไปอ่านกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มข้นฝน-ช่วงเวลา-รอบปีการเกิดซ้ำ แสดงได้ดังรูปที่ 4.1 และชนิดของกลุ่มน้ำเป็นแบบ Unimproved Area กำหนดค่า $C = 0.15$ สามารถสรุปปริมาณการไหลสูงสุดเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวินาที ได้ดังตาราง 4.3

ตารางที่ 4.3 แสดงปริมาณการไหลสูงสุดตามรอบปีการเกิดซ้ำ

หน่วย : m^3/sec

รอบปี	2	5	10	20	50	100	200	500	1000
ปริมาณการไหลสูงสุด	3.95	5.05	6.00	6.72	7.63	8.33	9.01	9.93	10.61



รูปที่ 4.1 กราฟความเข้มน้ำฝน - ช่วงเวลา - รอบปีการเกิดซ้ำ สถานีประจวบคีรีขันธ์

4.2.2 ธรณีวิทยาบริเวณพื้นที่โครงการ

บริเวณพื้นที่โครงการจัดอยู่ในหิน Khao Phra Formation Kaeng Hrachan Group ชนิดของหินประกอบด้วย Siltstone Mudstone with some Sandstone สีเทา เวลาสดจะแข็งแต่เมื่อมีความชื้นจะกลายเป็นสีน้ำตาล ในเนื้อหินมักมี Rock Fragment ของหินอื่นประกอบ ขนาดของ Fragment มีตั้งแต่ 0.50-20.00 cm. ที่บริเวณตั้งแต่โรงไฟฟ้าถึงอ่างเก็บน้ำตอนล่างในช่วง 700-800 m. จะเป็นที่ราบเชิงเขา และเป็นเนินสลับกันจะมีดินปกคลุมหนาไม่เกิน 3 m. อยู่บนชั้นหิน ส่วนที่ต่อจากนี้ไปถึงอ่างเก็บน้ำตอนล่าง จะเป็นตะกอนดินทรายของแม่น้ำปราณบุรีที่ตกทับถมกัน

อ่างเก็บน้ำตอนบนตั้งอยู่บนเขาที่มีลักษณะสูงชัน มีร่องน้ำที่แคบเล็ก ตามลำห้วยจะมีน้ำซึ่งเป็นช่วงๆ บางแห่งลึกมากกว่า 1 m. อ่างเก็บน้ำมีขนาดเล็กแคบไปตามแนวร่องน้ำ สภาพพื้นดินมีความแข็งแรงสามารถรับน้ำหนักได้ดี มีอัตราการรั่วซึมน้อย ถึง ปานกลาง และไม่พบรอยแยกของชั้นหินในพื้นที่บริเวณนี้ แนวท่อส่งน้ำจากอ่างเก็บน้ำตอนบนเข้าโรงไฟฟ้าจะลอดใต้ภูเขา ส่วนแนวท่อส่งน้ำจากโรงไฟฟ้าถึงอ่างเก็บน้ำตอนล่าง จะผ่านที่ราบและที่ราบเชิงเขา

4.2.3 การผลิตกระแสไฟฟ้า

การผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังน้ำ อาศัยความต่างระดับของผิวน้ำระหว่างอ่างพักน้ำตอนบน กับอ่างเก็บน้ำตอนล่าง ซึ่งก็คือพลังงานศักย์ที่สามารถหมุนกังหันน้ำภายในอาคารโรงไฟฟ้า เกิดเป็นกระแสไฟฟ้า ที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆ ได้ โดยปริมาณน้ำที่นำมาผลิตกระแสไฟฟ้าจะถูกปล่อยผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง ซึ่งติดตั้งอยู่ภายในอาคารโรงไฟฟ้าได้ดิน คุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 แสดงคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Turbine / Pump	
Type	- Vertical Shaft Francis Type Reversible Pump Turbine - 3 Phase AC Synchronous Generator - Motor
Number of units	2
Rating	Output 278 MVA (Gen.) / 277 MW (Mot.)
Voltage	16.5 kV
Frequency	50 Hz
Generating	
Max. Discharge (m ³ /s)	82.5

Effective Head (m)	357
Max. Output (MW)	255
Revolving Speed (rpm)	375
Pumping	
Max. Discharge (m ³ /s)	71.4
Effective Head (m)	409
Max. Input (MW)	277
Revolving Speed (rpm)	375

การดำเนินการบริหารจัดการน้ำ เพื่อให้เกิดความสมดุล ระหว่างการสูบน้ำขึ้นมาพักบนอ่างตอนบน กับ การปล่อยน้ำเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในแต่ละสัปดาห์ เรียกว่า การทำสมดุลย์น้ำ (Water Balance) เพื่อให้มีความเหมาะสมกับขนาดของอ่างเก็บน้ำตอนบนที่มีความจุ 5.00 MCM. โดยกำหนดปริมาณการสูบน้ำ และปริมาณการปล่อยน้ำในแต่ละวันสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 แสดงปริมาณน้ำสำหรับการปฏิบัติการอ่างเก็บน้ำในแต่ละวัน

วัน	สูบกกลับ (MCM)	เริ่มต้น (MCM)	ผลิตไฟฟ้า (MCM)	คงเหลือ (MCM)
จันทร์	0.00	5.00	2.67	2.33
อังคาร	2.57	4.90	2.67	2.22
พุธ	2.57	4.79	2.67	2.12
พฤหัสบดี	2.57	4.69	2.67	2.02
ศุกร์	2.70	4.72	2.67	2.05
เสาร์	2.83	4.87	2.67	2.20
อาทิตย์	2.83	5.03	0.00	5.00

การบริหารจัดการน้ำดังแสดงตามตารางข้างต้น สามารถดำเนินการได้โดยกำหนดช่วงเวลาการเดินเครื่องในแต่ละวันสำหรับการสูบน้ำกลับ และสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อการรักษาความสมดุลย์ของน้ำในอ่างเก็บน้ำตอนบน ให้มีปริมาณน้ำใช้งานอย่างเพียงพอตลอดทั้งสัปดาห์ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 แสดงจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องในแต่ละวัน

วัน	ระยะเวลาสูบกลับ (Hr)	ระยะเวลาผลิตกระแสไฟฟ้า (Hr)
จันทร์	0.00	4.50
อังคาร	5.00	4.50
พุธ	5.00	4.50
พฤหัสบดี	5.00	4.50
ศุกร์	5.25	4.50
เสาร์	5.50	4.50
อาทิตย์	5.50	0.00
อัตราการไหล (m ³ /sec)	142.80	165.00

การคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี และ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการสูบกลับต่อปีสามารถแสดงการคำนวณได้ตามตารางที่ 4.7 และ ตารางที่ 4.8 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.7 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี

ความสูงน้ำสำหรับออกแบบ	287	m.
อัตราการไหลสำหรับออกแบบ	165	m ³ /s
กำลังผลิตกระแสไฟฟ้า	394,507.40	kW

วัน	ชั่วโมงเดินเครื่อง	หน่วยผลิต (MWh)
จันทร์	4.50	1,775.28
อังคาร	4.50	1,775.28
พุธ	4.50	1,775.28
พฤหัสบดี	4.50	1,775.28
ศุกร์	4.50	1,775.28
เสาร์	4.50	1,775.28
อาทิตย์	0.00	0.00

จำนวนพลังงานที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ เท่ากับ 10.65 GWh

จำนวนพลังงานที่ผลิตได้ต่อปี เท่ากับ 555.41 GWh

ตารางที่ 4.8 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูบกลับได้ต่อปี

ความสูงน้ำสำหรับออกแบบ	217	m.
อัตราการไหลสำหรับออกแบบ	142.80	m ³ /s
กำลังผลิตกระแสไฟฟ้า	349,091.34	kw

วัน	ชั่วโมงเดินเครื่อง	หน่วยผลิต (MWh)
จันทร์	0.00	0.00
อังคาร	5.00	1,745.46
พุธ	5.00	1,745.46
พฤหัสบดี	5.00	1,745.46
ศุกร์	5.25	1,832.73
เสาร์	5.50	1,920.00
อาทิตย์	5.50	1,920.00

จำนวนพลังงานที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ เท่ากับ 10.91 GWh

จำนวนพลังงานที่ผลิตได้ต่อปี เท่ากับ 568.83 GWh

4.2.4 การคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เนื่องจากปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่ได้มาจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ หากแต่การผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นสาเหตุในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยตรง ดังนั้น การดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจึงได้ประโยชน์ในด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการทดแทนการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล ตารางที่ 4.9 แสดงปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดฟอสซิล ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย วิธีการหาค่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ทำได้โดยการคำนวณค่า Operating Margin (OM) และค่า Build Margin (BM) ค่าที่คำนวณได้นำมาหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ คือ Combined Margin (CM) ตามวิธีการคำนวณของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (ตามภาคผนวก ก.) ดังแสดงตามตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.9 ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ชนิดของเชื้อเพลิง	ปี พ.ศ.		
	2548	2549	2550
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	1836.90	1883.10	785.98
น้ำมันดีเซล (ล้านลิตร)	49.81	21.50	8.10
ลิกไนต์ (ตัน)	16571091	15815334	16060766
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟ.)	305156.00	312158.60	342331.26
พลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	133,455,030	140,474,260	145,906,350

ที่มา : ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า กฟผ.

ตารางที่ 4.10 แสดงการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวมจากเชื้อเพลิง

รายการ	ปี พ.ศ.			หมายเหตุ
	2548	2549	2550	
น้ำมันเตา				
OM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0009	0.0009	0.0003	NCV =42.62 GJ/Ton
BM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0202	0.0202	0.0202	EF = 0.0202 tCO ₂ /GJ
รวม	0.0105	0.0105	0.0103	
น้ำมันดีเซล				
OM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0002	0.0001	0.0000	NCV =42.62 GJ/Ton
BM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0202	0.0202	0.0202	EF = 0.0202 tCO ₂ /GJ
รวม	0.0102	0.0101	0.0101	
ลิกไนต์				
OM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0425	0.0386	0.0377	NCV =12.41 GJ/Ton
BM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0276	0.0276	0.0276	EF = 0.0276 tCO ₂ /GJ

รายการ	ปี พ.ศ.			หมายเหตุ
	2548	2549	2550	
รวม	0.0701	0.0662	0.0653	
ก๊าซธรรมชาติ				
OM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0479	0.0466	0.0492	NCV =46.85 GJ/Ton
BM Factor (tCO ₂ /MWh)	0.0172	0.0276	0.0276	EF = 0.0172 tCO ₂ /GJ
รวม	0.0326	0.0371	0.0384	
รวมทุกชนิดเชื้อเพลิง	0.0884	0.0908	0.0914	

ผลการคำนวณหาค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังตารางข้างต้น เชื้อเพลิงแต่ละชนิดจะมีค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (NCV) และ ค่าปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (EF) แตกต่างกันไปตามชนิดของเชื้อเพลิงโดยได้อ้างอิงมาจาก Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (ตามภาคผนวก ข.) ค่าเฉลี่ยของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่คำนวณได้ เท่ากับ 0.0902 tCO₂/MWh

4.3 การศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์

การศึกษาโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์มีวัตถุประสงค์เพื่อหาผลตอบแทนการลงทุน การก่อสร้างโครงการ โดยใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด (Discount Cash Flow Technique) เพื่อหาค่าดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งประกอบด้วย อัตราผลตอบแทนการลงทุน อัตราผลประโยชน์ต่อการลงทุน และมูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ เป็นการวิเคราะห์ที่มุ่งเน้นถึงผลตอบแทนทางการเงิน หรือความสามารถในการทำกำไรของโครงการ การวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จะไม่รวมค่าภาษี ค่าเงินเพื่อ และค่าดอกเบี้ยระหว่างงานก่อสร้าง งบประมาณสำหรับการลงทุนใช้เป็นสกุลเงินบาททั้งหมด โดยมีข้อกำหนดในการศึกษา ดังนี้

4.3.1 ข้อกำหนดในการศึกษา

อาคารประกอบและอุปกรณ์ต่างๆของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ต้องดูแลและบำรุงรักษาตามระยะเวลา เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างมีประสิทธิภาพ การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จึงต้องคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนส่วน

นี้ด้วย จากข้อมูลการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทย โดยฝ่ายวิศวกรรมพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีข้อกำหนดเพื่อใช้สำหรับการศึกษาวิเคราะห์โครงการ ดังนี้

1. อายุการใช้งาน		
งานโยธา	50	ปี
อุปกรณ์ชลศาสตร์	20	ปี
อุปกรณ์ไฟฟ้า-เครื่องกล	20	ปี
ระบบส่งไฟฟ้า	40	ปี
2. ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา		
งานโยธา	1 %	ของราคางาน
อุปกรณ์ชลศาสตร์	2 %	ของราคางาน
3. ราคาขายไฟฟ้า	7.00	บาทต่อหน่วย
4. ราคาซื้อไฟฟ้าเพื่อการสูบน้ำ	1.99	บาทต่อหน่วย
5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	6 %	ต่อปี

4.3.2 ราคาโครงการ

อาคาร โครงสร้างต่างๆของโครงการสำหรับใช้ในการประมาณราคาโครงการมีดังนี้

1. การเตรียมงานก่อสร้าง เป็นการเตรียมสถานที่ และสิ่งอำนวยความสะดวก เพื่อให้ผู้ควบคุมงาน และผู้รับเหมาเข้ามาทำงานอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การสร้างถนน บ้านพัก ระบบสาธารณูปโภค ระบบสื่อสาร เป็นต้น

2. งานแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ได้แก่ ค่าทดแทนกรรมสิทธิ์ที่ดิน และทรัพย์สิน งานอพยพราษฎรงานพัฒนาเพื่อยกระดับความเป็นอยู่ของราษฎรในพื้นที่ให้มีความเป็นอยู่ดีขึ้น รวมทั้งงานควบคุม และป้องกันรักษาพื้นที่ป่าไม้ เป็นต้น

3. งานด้านโยธา ประกอบด้วย

- งานก่อสร้างอ่างเก็บน้ำคอนกรีต
- อาคารระบายน้ำล้น
- อาคารรับ-ส่งน้ำ
- อุโมงค์ทางเข้าโรงไฟฟ้า
- อุโมงค์ลดแรงดันน้ำ
- โรงไฟฟ้าใต้ดิน

4. อุปกรณ์ชลศาสตร์ ประกอบด้วย

- ประตูอาคารระบายน้ำล้น
- ประตูอาคารรับน้ำ
- ท่อเหล็กรับน้ำ

5. อุปกรณ์ไฟฟ้า-เครื่องกล ประกอบด้วย

- เครื่องกั้นน้ำ
- Overhead Travel Crane
- หม้อแปลงไฟฟ้า, อุปกรณ์ลานไถไฟฟ้า

6. ระบบส่งไฟฟ้า ประกอบด้วย

- สายส่ง 230 kv ขนาด 1,272 MCM ACSR วงจรคู่
- สถานีไฟฟ้าแรงสูง

7. ค่าควบคุมดำเนินการ

8. ค่าดำเนินการของวิศวกรที่ปรึกษา สำหรับงานออกแบบ และควบคุมงานก่อสร้าง

สำหรับมูลค่าโครงการได้สรุปการประมาณราคาวัสดุก่อสร้างรวมค่าแรงงาน จากข้อมูลฝ่ายวิศวกรรมพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดังตารางที่ 4.11 ส่วนรายละเอียดของราคาต่อหน่วยรวมค่าแรงงาน สามารถแสดงได้ตามตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.11 สรุปราคาโครงการ

ลำดับ	รายการ	ราคา (ล้านบาท)
1	งานเตรียมงานก่อสร้าง	193.08
2	งานก่อสร้างด้านโยธา	1,911.32
3	อุปกรณ์ไฮดรอลิก	443.73
4	อุปกรณ์ไฟฟ้า-เครื่องกล	2,025.00
5	งานระบบสายส่ง	650.00
6	งานแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	75.45
	ราคางานก่อสร้าง	5,298.58
7	ค่าบริหารงาน (ร้อยละ 2.5 ของราคางานก่อสร้าง)	132.46
8	ค่าที่ปรึกษา (ร้อยละ 3.0 ของราคางานก่อสร้าง)	158.96
9	ค่าเพื่อเหลือเผื่อขาด (ร้อยละ 9.0 ของราคางานก่อสร้าง)	476.87
	ราคาของโครงการ	6,066.88

ตารางที่ 4- 12 ราคาโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปรานบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ลำดับ	รายการ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย (บาท)	ปริมาณ	จำนวนเงิน (บาท x 1000)
1	งานเตรียมงานก่อสร้าง				
1.1	ถนนเข้าโครงการ	km.	1,500,000.00	4.00	6,000.00
1.2	งานปรับพื้นที่	Rai	700.00	120.00	84.00
1.3	ที่พักคนงานและระบบสาธารณูปโภค	LS	180,000.00	1.00	180,000.00
1.4	งานอื่น	LS	7,000.00	1.00	7,000.00
รวม					193,084.00
2	งานก่อสร้างคันโยธา				
2.1	เขื่อนตอนบน				
	งานขุด	m ³	100.00	302,750.00	30,275.00
	งานถม	m ³	80.00	3,242,128.00	259,370.24
	งานปรับปรุงลำน้ำ	LS	150,000.00	1.00	150,000.00
	งานอื่น	LS	80,000.00	1.00	80,000.00
รวม					519,645.24
2.2	อาคารรับน้ำ (Intake)				
	งานขุด	m ³	100.00	37,578.00	3,757.80
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	11,273.00	28,182.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	451.00	8,118.00
	งานอื่น	LS	9,000.00	1.00	9,000.00
รวม					49,058.30
2.3	อุโมงค์ท้ายน้ำ (Headrace Tunnel)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	72,013.00	108,019.50
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	20,059.00	50,147.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	1,236.00	22,248.00
	งานอื่น	LS	30,000.00	1.00	30,000.00
รวม					210,415.00
2.4	อุโมงค์ลดแรงดันตอนบน (Upper Surge Shaft)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	53,273.00	79,909.50
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	15,421.00	38,552.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	771.00	13,878.00
	งานอื่น	LS	22,000.00	1.00	22,000.00
รวม					154,340.00
2.5	ท่อส่งน้ำเข้าโรงไฟฟ้า (Steel Penstock)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	52,268.00	78,402.00
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	28,259.00	70,647.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	1,102.00	19,836.00
	งานอื่น	LS	35,000.00	1.00	35,000.00
รวม					203,885.50
2.6	โรงไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Powerhouse)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	148,238.00	222,357.00

ตารางที่ 4- 12 ราคาโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ (ต่อ)

ลำดับ	รายการ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย (บาท)	ปริมาณ	จำนวนเงิน (บาท x 1000)
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	28,147.00	70,367.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	1,126.00	20,268.00
	งานอื่น	LS	70,000.00	1.00	70,000.00
รวม					382,992.50
2.7	อาคารท้ายน้ำ (Tailrace)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	61,345.00	92,017.50
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	17,087.00	42,717.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	666.00	11,988.00
	งานอื่น	LS	26,000.00	1.00	26,000.00
รวม					172,723.00
2.8	อุโมงค์ลดแรงดันตอนล่าง (Lower Surge Shaft)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	50,612.00	75,918.00
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	14,651.00	36,627.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	733.00	13,194.00
	งานอื่น	LS	22,000.00	1.00	22,000.00
รวม					147,739.50
2.9	Outlet				
	งานขุด	m ³	100.00	12,004.00	1,200.40
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	3,601.00	9,002.50
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	144.00	2,592.00
	งานอื่น	LS	3,000.00	1.00	3,000.00
รวม					15,794.90
2.10	อุโมงค์เข้าโรงไฟฟ้า (Access Tunnel)				
	งานขุด	m ³	1,500.00	19,200.00	28,800.00
	งานคอนกรีต	m ³	2,500.00	5,600.00	14,000.00
	งานเสริมเหล็ก	ton	18,000.00	218.00	3,924.00
	งานอื่น	LS	8,000.00	1.00	8,000.00
รวม					54,724.00
รวมราคางานด้านโยธาทั้งหมด					1,911,317.94
3	อุปกรณ์ไฮดรอลิก				
3.1	อาคารรับน้ำ (Intake)				
	บานประตู	ton	150,000.00	329.00	49,350.00
	ตะแกรงดักขยะ	ton	70,000.00	183.00	12,810.00
3.2	Outlet				
	บานประตู	ton	150,000.00	256.00	38,400.00
	ตะแกรงดักขยะ	ton	70,000.00	142.00	9,940.00
3.3	ท่อรับน้ำเข้าโรงไฟฟ้า (Penstock)	ton	70,000.00	4,189.00	293,230.00
3.4	อุปกรณ์อื่น	LS	40,000.00	1.00	40,000.00
รวม					443,730.00

ตารางที่ 4- 12 ราคาโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราชญ์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ (ต่อ)

ลำดับ	รายการ	หน่วย	ราคาต่อหน่วย (บาท)	ปริมาณ	จำนวนเงิน (บาท x 1000)
4	อุปกรณ์ไฟฟ้า-เครื่องกล	kw	4,500.00	450,000.00	2,025,000.00
5	งานระบบสายส่ง	LS	650,000.00	1.00	650,000.00
6	งานแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	LS	75,450.72	1.00	75,450.72
รวมราคางานก่อสร้าง					5,298,582.66
ค่าบริหารงาน (ร้อยละ 2.5 ของราคางานก่อสร้าง)					132,464.57
ค่าที่ปรึกษา (ร้อยละ 3.0 ของราคางานก่อสร้าง)					158,957.48
ค่าเผื่อเหลือเผื่อขาด (ร้อยละ 9.0 ของราคางานก่อสร้าง)					476,872.44
รวมราคาของโครงการ					6,066,877.14

หมายเหตุ : ที่พักคนงานและระบบสาธารณูปโภค เท่ากับ ร้อยละ 3.5 ของรายการที่ 1.1 + 1.2 + 2 + 3 + 4 + 5

: งานแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม เท่ากับ ร้อยละ 2.0 ของรายการที่ 2 + 3 + 4 + 5

4.3.3 การวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์

จากการประมาณการราคาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปรานบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ได้ราคาของโครงการเป็นเงินเท่ากับ 6,066.88 ล้านบาท เงินลงทุนในโครงการจำนวนนี้ ประกอบไปด้วย เงินลงทุนในส่วนของเจ้าของ จำนวน 1 ส่วน และเงินกู้จากธนาคาร จำนวน 2 ส่วน กำหนดระยะเวลาการกู้ยืม 15 ปี ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6 ต่อปี อายุโครงการ กำหนดที่ 50 ปี ข้อมูลที่ได้นำไปวิเคราะห์ทางการเงินเพื่อหาค่าดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งสามารถแสดงได้ตามตารางที่ 4.13

เนื่องจากการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปรานบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีวัตถุประสงค์อีกประการหนึ่งคือ การพิจารณาศึกษากรณีโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ผลจากการดำเนินการตามหลักเกณฑ์ของ UNFCCC เมื่อคิดคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เมื่อเปรียบเทียบกับกิจกรรมตามปกติของการผลิตกระแสไฟฟ้า แล้วพบว่าความเหมาะสมต่อการลงทุนเมื่อพิจารณาจากดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์มีความเหมาะสมต่อการลงทุนมากกว่า กรณีที่ไม่เข้าโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) สามารถแสดงได้ตามตารางที่ 4.14

4.3.4 การศึกษาความเสี่ยง และวิเคราะห์ความไว

โครงการที่ศึกษาจะมีโอกาสประสบความสำเร็จเป็นไปตามแผนหรือไม่ ขึ้นอยู่กับเหตุการณ์ในอนาคต ซึ่งเป็นเรื่องที่ไม่มีความแน่นอน และมีความเสี่ยงรวมอยู่ด้วย ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อโครงการ เช่น ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์ ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า ปัจจัยดังกล่าวมีผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการ ดังนั้น เพื่อให้การดำเนินโครงการมีความใกล้เคียงกับความเป็นจริง และเป็นการลดข้อผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้น จึงต้องนำปัจจัยดังกล่าวมาพิจารณา

ความเสี่ยงที่ให้ความสนใจคือ ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์ ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า เป็นปัจจัยที่มีผลกระทบต่อรายได้โครงการ ซึ่งความเสี่ยงจากปัจจัยนี้จะนำมาวิเคราะห์หาความไว เพื่อศึกษาถึงผลกระทบต่อความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ สามารถแสดงได้ ดังตารางที่ 4.15 ตารางที่ 4.16 และตารางที่ 4.17 ตามลำดับ

ตารางที่ 4 - 13 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

กำลังผลิตติดตั้ง	500	MW	อัตราดอกเบี้ย (%)	6	8	10	12
ผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี	555.41	GWh	มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน (ล้านบาท)	38,033.16	29,794.72	24,005.56	19,762.04
พลังงานรวมตลอดชีพ	568.83	GWh	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (ล้านบาท)	59,807.81	46,954.09	38,291.98	32,177.64
ราคาขายไฟฟ้า	7	บาท/หน่วย	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV (ล้านบาท)	4,128.99	-205.68	-2,390.73	-3,459.85
ราคาไฟฟ้าชูกลับ	1.99	บาท/หน่วย	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน B/C	1.57	1.58	1.60	1.63
ราคาคาร์บอน	0.00	USD/tCO2	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน				6.00%
ปริมาณคาร์บอน	0.0902	tCO2/MWh	หนี้สิน	ทุน	IRR on Project (%)		
ราคาโครงการ	6,066.88	ล้านบาท	2	1	อัตราแลกเปลี่ยน 1 USD เท่ากับ 35 บาท		

ปีที่	เงินลงทุน (ล้านบาท)								รายได้ (ล้านบาท)			ผลประโยชน์ (ล้านบาท)	
	งานโยธาและ เตรียมการ	อุปกรณ์ไฟฟ้า เครื่องกล	อุปกรณ์ ไฮดรอลิก	ระบบส่ง ไฟฟ้า	ผลกระทบ สิ่งแวดล้อม	ค่าไฟฟ้า ชูกลับ	เงินต้นและ ดอกเบี้ย	ค่าบริหาร บำรุงรักษา	รวม	ขายไฟฟ้า	ขายคาร์บอน		รวม
0													
1	43.88	205.12		3.21	5.87				258.08				-258.08
2	458.96			235.60	17.33				711.89				-711.89
3	682.27	843.24	54.20	325.42	28.80				1,933.93				-1933.93
4	744.15	1025.57	283.68	180.02	28.52				2,261.94				-2261.94
5	451.92	244.71	170.19		5.87				872.69				-872.69
6	28.36								28.36				-28.36
7						1,131.97	4,287.27	182.01	5,601.25	3,887.87	0.00	3,887.87	-1713.38
8						1,131.97	4,001.45	182.01	5,315.43	3,887.87	0.00	3,887.87	-1427.56
9						1,131.97	3,715.63	182.01	5,029.61	3,887.87	0.00	3,887.87	-1141.74
10						1,131.97	3,429.81	182.01	4,743.79	3,887.87	0.00	3,887.87	-855.92
11						1,131.97	3,143.99	182.01	4,457.98	3,887.87	0.00	3,887.87	-570.11
12						1,131.97	2,858.18	182.01	4,172.16	3,887.87	0.00	3,887.87	-284.29
13						1,131.97	2,572.36	182.01	3,886.34	3,887.87	0.00	3,887.87	1.53
14						1,131.97	2,286.54	182.01	3,600.52	3,887.87	0.00	3,887.87	287.35
15						1,131.97	2,000.72	182.01	3,314.71	3,887.87	0.00	3,887.87	573.16
16						1,131.97	1,714.91	182.01	3,028.89	3,887.87	0.00	3,887.87	858.98
17						1,131.97	1,429.09	182.01	2,743.07	3,887.87	0.00	3,887.87	1144.80
18						1,131.97	1,143.27	182.01	2,457.25	3,887.87	0.00	3,887.87	1430.62
19						1,131.97	857.45	182.01	2,171.43	3,887.87	0.00	3,887.87	1716.44
20		205.12				1,131.97	571.64	182.01	2,090.73	3,887.87	0.00	3,887.87	1797.14
21						1,131.97	285.82	182.01	1,599.80	3,887.87	0.00	3,887.87	2288.07
22		843.24	54.20			1,131.97		182.01	2,211.42	3,887.87	0.00	3,887.87	1676.45
23		1025.57	283.68			1,131.97		182.01	2,623.23	3,887.87	0.00	3,887.87	1264.64
24		244.71	170.19			1,131.97		182.01	1,728.88	3,887.87	0.00	3,887.87	2158.99
25						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
26						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
27						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
28						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
29						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
30						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
31						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
32						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
33						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
34						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
35						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
36						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
37						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
38						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
39						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
40		205.12		3.21		1,131.97		182.01	1,522.31	3,887.87	0.00	3,887.87	2365.56
41			54.20	235.60		1,131.97		182.01	1,603.78	3,887.87	0.00	3,887.87	2284.09
42		843.24	283.68	325.42		1,131.97		182.01	2,766.33	3,887.87	0.00	3,887.87	1121.54
43		1025.57	170.19	180.02		1,131.97		182.01	2,689.76	3,887.87	0.00	3,887.87	1198.11
44		244.71				1,131.97		182.01	1,558.69	3,887.87	0.00	3,887.87	2329.18
45						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
46						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
47						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
48						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
49						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89
50						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	0.00	3,887.87	2573.89

ตารางที่ 4 - 14 การวิเคราะห์ทางด้านการเศรษฐศาสตร์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปรางค์บุรี จังหวัดพระนครศรีอยุธยา (กรณีคิด CDM)

กำลังผลิตติดตั้ง	500	MW	อัตราลด (%)	6	8	10	12
ผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี	555.41	GWh	มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน (ล้านบาท)	38,033.16	29,794.72	24,005.56	19,762.04
พลังงานรวมกับต่อปี	568.83	GWh	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (ล้านบาท)	60,014.09	47,129.73	38,443.63	32,310.23
ราคาขายไฟฟ้า	7	บาท/หน่วย	มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ NPV (ล้านบาท)	4,274.41	-95.00	-2,305.13	-3,392.67
ราคาไฟฟ้าชูกักเก็บ	1.99	บาท/หน่วย	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน B/C	1.58	1.58	1.60	1.63
ราคาคาร์บอน	10	USD /CO2	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	=	6.00%	
ปริมาณคาร์บอน	0.0902	tCO2/MWh	หนี้สิน	ทุน	IRR on Project (%)	=	7.94%
ราคาโครงการ	6,066.88	ล้านบาท	2	1	อัตราแลกเปลี่ยน	1 USD เท่ากับ 35 บาท	

ปีที่	เงินลงทุน (ล้านบาท)							รายได้ (ล้านบาท)			ผลประโยชน์ (ล้านบาท)		
	งานโยธาและเตรียมการ	อุปกรณ์ไฟฟ้าเครื่องกล	อุปกรณ์ไฮดรอลิก	ระบบส่งไฟฟ้า	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ค่าไฟฟ้าชูกักเก็บ	เงินต้นและดอกเบี้ย	ค่าบริหารบำรุงรักษา	รวม	ขายไฟฟ้า		ขายคาร์บอน	รวม
0													
1	43.88	205.12		3.21	5.87				258.08				-258.08
2	458.96			235.60	17.33				711.89				-711.89
3	682.27	843.24	54.20	325.42	28.80				1,933.93				-1933.93
4	744.15	1025.57	283.68	180.02	28.52				2,261.94				-2261.94
5	451.92	244.71	170.19		5.87				872.69				-872.69
6	28.36								28.36				-28.36
7						1,131.97	4,287.27	182.01	5,601.25	3,887.87	17.53	3,905.40	-1695.84
8						1,131.97	4,001.45	182.01	5,315.43	3,887.87	17.53	3,905.40	-1410.03
9						1,131.97	3,715.63	182.01	5,029.61	3,887.87	17.53	3,905.40	-1124.21
10						1,131.97	3,429.81	182.01	4,743.79	3,887.87	17.53	3,905.40	-838.39
11						1,131.97	3,143.99	182.01	4,457.98	3,887.87	17.53	3,905.40	-552.57
12						1,131.97	2,858.18	182.01	4,172.16	3,887.87	17.53	3,905.40	-266.75
13						1,131.97	2,572.36	182.01	3,886.34	3,887.87	17.53	3,905.40	19.06
14						1,131.97	2,286.54	182.01	3,600.52	3,887.87	17.53	3,905.40	304.88
15						1,131.97	2,000.72	182.01	3,314.71	3,887.87	17.53	3,905.40	590.70
16						1,131.97	1,714.91	182.01	3,028.89	3,887.87	17.53	3,905.40	876.52
17						1,131.97	1,429.09	182.01	2,743.07	3,887.87	17.53	3,905.40	1162.33
18						1,131.97	1,143.27	182.01	2,457.25	3,887.87	17.53	3,905.40	1448.15
19						1,131.97	857.45	182.01	2,171.43	3,887.87	17.53	3,905.40	1733.97
20		205.12				1,131.97	571.64	182.01	2,090.73	3,887.87	17.53	3,905.40	1814.67
21						1,131.97	285.82	182.01	1,599.80	3,887.87	17.53	3,905.40	2305.60
22		843.24	54.20			1,131.97		182.01	2,211.42	3,887.87	17.53	3,905.40	1693.98
23		1025.57	283.68			1,131.97		182.01	2,623.23	3,887.87	17.53	3,905.40	1282.17
24		244.71	170.19			1,131.97		182.01	1,728.88	3,887.87	17.53	3,905.40	2176.53
25						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	17.53	3,905.40	2591.42
26						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	17.53	3,905.40	2591.42
27						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87	17.53	3,905.40	2591.42
28						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
29						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
30						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
31						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
32						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
33						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
34						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
35						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
36						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
37						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
38						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
39						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
40		205.12		3.21		1,131.97		182.01	1,522.31	3,887.87		3,887.87	2365.56
41			54.20	235.60		1,131.97		182.01	1,603.78	3,887.87		3,887.87	2284.09
42		843.24	283.68	325.42		1,131.97		182.01	2,766.33	3,887.87		3,887.87	1121.54
43		1025.57	170.19	180.02		1,131.97		182.01	2,689.76	3,887.87		3,887.87	1198.11
44		244.71				1,131.97		182.01	1,558.69	3,887.87		3,887.87	2329.18
45						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
46						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
47						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
48						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
49						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89
50						1,131.97		182.01	1,313.98	3,887.87		3,887.87	2573.89

ตารางที่ 4.15 แสดงการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ จากกรณีฐาน 6 %

ดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์	การเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้		
	-10%	กรณีฐาน	+10%
มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (บาท)	4,374.92	4,274.41	4,173.89
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน	1.58	1.58	1.57
อัตราผลตอบแทน (%)	7.99	7.94	7.89

ตารางที่ 4.16 แสดงการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์จากกรณีฐาน 10 USD/ tCO₂

ดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์	การเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอน		
	-10%	กรณีฐาน	+10%
มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (บาท)	4,259.86	4,274.41	4,288.95
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน	1.58	1.58	1.58
อัตราผลตอบแทน (%)	7.93	7.94	7.95

ตารางที่ 4.17 แสดงการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า จากกรณีฐาน 7 บาทต่อหน่วย

ดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์	การเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า		
	-10%	กรณีฐาน	+10%
มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (บาท)	58.19	4,274.41	8,490.62
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน	1.42	1.58	1.74
อัตราผลตอบแทน (%)	6.03	7.94	9.97

จากตารางข้างต้นแสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงราคาขายคาร์บอนไดออกไซด์ และการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ มีผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์ไม่มากนัก แต่สำหรับการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า มีผลกระทบต่อดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์อย่างมีนัยสำคัญ

4.4 การศึกษาด้านสิ่งแวดล้อม

การศึกษาโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ได้ออกแบบให้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาก และให้อยู่ในวงจำกัด ก็จะดำเนินการออกแบบให้อ่างพักน้ำตอนบนอยู่ใกล้เคียงกับอ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี และเนื่องจากอ่างพักน้ำตอนบน มีขนาดเล็กและมีพื้นที่อ่างน้อยเท่ากับ 0.18 km^2 จึงไม่เกิดผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมของพื้นที่เดิม อุโมงค์ส่งน้ำ โรงไฟฟ้าและอาคารประกอบอื่น ออกแบบให้อยู่ใต้ดิน ยกเว้นอ่างเก็บน้ำและระบบสายส่งเท่านั้นจะอยู่บนดิน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจึงอยู่ในวงจำกัด

การศึกษาด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ได้ศึกษาครอบคลุมทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทั้ง 4 ด้าน คือ ด้านกายภาพ ด้านนิเวศวิทยา คุณค่า การใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต ดังนี้

4.4.1 ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ

1. อุทกวิทยาน้ำผิวดิน พบว่า โครงการไม่มีผลกระทบที่นัยสำคัญ ด้านอุทกวิทยาน้ำผิวดิน เนื่องจากโครงการได้ดำเนินการก่อสร้างเฉพาะอ่างเก็บน้ำตอนบน และส่วนของอาคารลานไถไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งใช้พื้นที่ไม่มาก ส่วนโครงสร้างอื่นของโครงการจะอยู่ใต้ดินทั้งหมด

2. คุณภาพน้ำผิวดิน พบว่า น้ำทิ้งจากกิจกรรมการก่อสร้าง และน้ำท่าไหลผ่านพื้นที่ก่อสร้างจะต้องมีการจัดการให้เหมาะสมเพื่อป้องกันการเกิดผลกระทบต่อคุณภาพน้ำในระยะดำเนินการก่อสร้างให้เกิดผลกระทบต่อคุณภาพน้ำจากอ่างเก็บน้ำต่อพื้นที่ท้ายน้ำอยู่ในระดับปานกลาง และสามารถควบคุมระดับผลกระทบให้ต่ำลงได้

3. ด้านธรณีวิทยา แผ่นดินไหว และแหล่งแร่ พบว่า สภาพธรณีวิทยาอ่างพักน้ำตอนบนไม่มีผลกระทบต่อความสามารถในการเก็บกักน้ำ บริเวณที่ตั้งอ่างพักน้ำตอนบน และฐานรากมีความมั่นคงและแข็งแรงเพียงพอ ผลกระทบของแผ่นดินไหวต่อเสถียรภาพของตัวอ่างพักน้ำตอนบนนั้นสามารถออกแบบให้รับแรงสั่นสะเทือนจากแผ่นดินไหวได้

4. การกัดเซาะและการตตะกอน พบว่า สภาพการกัดเซาะและตตะกอนในอ่างพักน้ำตอนบนมีเพียงเล็กน้อยในระยะดำเนินการ

5. การศึกษาการเกิดแผ่นดินไหวเนื่องจากการเก็บกักน้ำ โอกาส เกิดแผ่นดินไหวอันเนื่องมาจากน้ำหนักของน้ำในอ่างเก็บน้ำมีค่อนข้างต่ำ จากการสอบถามข้อมูลจากสถานีอุตุนิยมวิทยา พบว่ามีแผ่นดินไหวท้องถิ่นที่เกิดในโครงการ และบริเวณใกล้เคียงมีความถี่ในการเกิดบ่อยพอสมควรแต่เป็นแผ่นดินไหวขนาดเล็กเท่านั้น

6. การศึกษาและวิเคราะห์ในกรณีสมมุติที่เกิด Dam Break พบว่ากรณีที่เกิด Dam Break ของอ่างพักน้ำตอนบน คาดว่าไม่มีการสูญเสียชีวิตของราษฎร เนื่องจากการพังทลายของอ่างจะเกิด รุรั่วที่ค่อย ๆ ขยายขนาดใหญ่ขึ้นและน้ำในอ่างเก็บน้ำจะค่อย ๆ ระบายออกผ่านรุรั่วนี้ได้

4.4.2 ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมด้านนิเวศวิทยา

1. พื้นที่อ่างพักน้ำมีทรัพยากรป่าไม้ที่ได้รับผลกระทบประมาณ 0.18 ตารางกิโลเมตร มีผลต่อความหลากหลายทางชีวภาพที่ต้องสูญเสียไปในระดับต่ำเพราะจำนวนชนิดพันธุ์ไม้ที่อยู่ในป่า ยังคงเดิม สำหรับไม้พื้นล่างลูกไม้ และสมุนไพรบางชนิดจะต้องถูกน้ำท่วมบ้างเล็กน้อย ดังนั้นผลกระทบด้านป่าไม้จึงอยู่ในระดับต่ำ

2. ระยะก่อสร้างมีการสูญเสียพื้นที่ป่าไม้จะมีผลให้เกิดการพังทลายของดิน แต่ถ้ามีแผนการจัดการก่อสร้างที่ดี และมีมาตรการป้องกันดินพังทลายจะลดปัญหาดังกล่าวได้

4.4.3 คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

1. สภาพเศรษฐกิจ – สังคม พบว่า ในระยะก่อสร้างจะช่วยสร้างงานให้กับประชาชนในท้องถิ่นแต่แรงงานต่างถิ่นที่เข้ามาในโครงการอาจก่อให้เกิดปัญหาความขัดแย้ง และปัญหาสังคมได้ นอกจากนี้ อาจจะมีปัญหาด้านเสียงและฝุ่นละออง รวมทั้งอุบัติเหตุจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ก่อสร้าง

2. การทดแทนทรัพยากร พบว่า ไม่มีทรัพยากรของประชาชน และหน่วยงานราชการที่จะถูกน้ำท่วมจากอ่างพักน้ำ

3. การสาธารณสุข และ โภชนาการ พบว่า ระยะก่อสร้างซึ่งมีคนงานก่อสร้างจำนวนมาก อาจก่อให้เกิดปัญหาการระบาดของโรคต่าง ๆ ที่มากับคนงานก่อสร้าง และถ้าไม่มีการจัดการด้านอนามัยสิ่งแวดล้อมที่บ้านพักคนงาน อาจก่อให้เกิดปัญหาเรื่องโรคติดต่อได้ และในระยะดำเนินการ อาจก่อให้เกิดปัญหาการแพร่ระบาดของโรคพยาธิใบไม้ตับ รวมทั้งปัญหาที่เกิดจากโรคที่มีอยู่เป็นพาหะถ้าขาดการควบคุมโรคที่มีประสิทธิภาพ

4. สุขนทรียภาพและการท่องเที่ยว พบว่า โครงการจะทำให้สูญเสียพื้นที่ป่าบางส่วน ในทางกลับกันการมีอ่างพักน้ำตอนบนทำให้เกิดสถานที่ท่องเที่ยวแห่งใหม่ ดังนั้นควรมีการจัดการด้านการท่องเที่ยวที่สอดคล้อง และเหมาะสมกับพื้นที่เพื่อจะป้องกันการเกิดปัญหาด้านกายภาพ และปัญหาสภาพแวดล้อมบริเวณอ่างพักน้ำตอนบน

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษา และข้อเสนอแนะ

การดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ มีประโยชน์ในแง่ของการเป็นแหล่งพลังงานเพื่อช่วยเสริมให้กับระบบในช่วงที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูง เนื่องจากข้อดีของโรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ สามารถเดินเครื่องจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ทันที แต่การดำเนินการต้องใช้งบลงทุนสูง จึงต้องพิจารณาศึกษารายละเอียดของโครงการ เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดความเสียหายต่อมูลค่าของเงินที่ลงทุนไป ในบทนี้จะกล่าวถึงผลสรุปการศึกษาด้านวิศวกรรมศาสตร์ ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านสิ่งแวดล้อม

5.1 ด้านวิศวกรรมศาสตร์

บริเวณที่ตั้งโครงการมีสภาพทางด้านธรณีเหมาะสมต่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและอาคารประกอบต่างๆ เมื่อพิจารณาจากข้อมูลชั้นดินแล้วมีความแข็งแรงเพียงพอต่อการรับน้ำหนักของอ่างเก็บน้ำที่สร้างขึ้นใหม่ และยังมีข้อดีอีกประการคือสภาพของชั้นดินและชั้นหินของอ่างกักน้ำตอนบนมีความทึบน้ำเพียงพอ ต่อการกักน้ำ เพื่อใช้ในช่วงเวลาผลิตกระแสไฟฟ้า

การศึกษาสภาพทางด้านอุทกนิยมนิเวศวิทยา และอุทกวิทยาของบริเวณพื้นที่โครงการ พบว่าอ่างเก็บน้ำตอนล่างมีปริมาณน้ำไหลเข้าอ่างตลอดปี จากข้อมูลที่ทำการศึกษาจะเห็นว่าในช่วงหน้าแล้ง ประมาณเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนพฤษภาคม จะมีปริมาณน้ำไหลเข้าอ่างน้อยกว่าช่วงเดือนอื่น แต่ทั้งนี้ การปฏิบัติการอ่างเก็บน้ำของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จะทำการสูบน้ำจำนวน 2.83 ล้านลูกบาศก์เมตร ซึ่งเป็นปริมาณน้ำจำนวนมากที่สุดที่โครงการจะสูบน้ำในแต่ละคืนขึ้นมาพักไว้บนอ่างเก็บน้ำตอนบนช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ จึงไม่มีผลกระทบต่อปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำตอนล่างแต่อย่างใด จากนั้นปริมาณน้ำจำนวนนี้จะถูกปล่อยกลับคืนลงอ่างตอนล่างอีกครั้งตามเดิม เมื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง

การคำนวณพลังงานไฟฟ้าของโครงการที่สามารถผลิตได้ต่อปีมีค่าเท่ากับ 555.41 GWh จากเครื่องกังหันน้ำจำนวน 2 เครื่อง ขนาดเครื่องละ 250 MW รวมกำลังผลิตติดตั้ง 500 MW แต่พลังงานไฟฟ้าสำหรับใช้เพื่อสูบน้ำกลับมีค่ามากกว่า คือในแต่ละปีจะมีค่าเท่ากับ 568.83 GWh ทั้งนี้เนื่องจากต้อง

ใช้พลังงานส่วนหนึ่งเพื่อต้านทานกับแรงดึงดูดของโลกเมื่อมีการเคลื่อนที่ของปริมาณน้ำจากที่ต่ำ ขึ้นมาซึ่งที่สูงกว่า ค่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่โครงการสามารถลดลงได้ เมื่อไม่ได้ลงทุน ดำเนินการโรงไฟฟ้าชนิดฟอสซิลอื่น สามารถคำนวณได้ตามหลักเกณฑ์ของ UNFCCC ผล การศึกษาทำให้ได้ค่า ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เท่ากับ 0.0902 tCO₂/MWh ปริมาณก๊าซ จำนวนนี้จะนำไปซื้อขายในตลาดคาร์บอน โดยถือว่าเป็นรายได้ส่วนหนึ่งของโครงการ

การศึกษาทางด้านวิศวกรรมศาสตร์นี้เห็นว่าโครงการมีความน่าลงทุนในการดำเนินงาน เนื่องจากมีความเหมาะสมทั้งทรัพยากร และเทคโนโลยี ที่สามารถจะผลิตกระแสไฟฟ้าสนองตอบ ต่อความต้องการใช้พลังไฟฟ้าของประเทศได้

5.2 ด้านเศรษฐศาสตร์

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัด ประจวบคีรีขันธ์ ใช้งบประมาณการลงทุนเท่ากับ 6066.88 ล้านบาท และมีค่าใช้จ่ายจากพลังไฟฟ้า สำหรับสูบน้ำกลับอีก 1.99 บาทต่อหน่วย (ตามภาคผนวก ค.) ให้ผลตอบแทนการลงทุนเท่ากับ 7.87 % ต่อปี มีมูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,128.99 ล้านบาท และมีค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อ ทุนเท่ากับ 1.57 จากผลการศึกษาดังกล่าวจะเห็นว่าโครงการมีความเหมาะสมต่อการลงทุน โดยเฉพาะเมื่อพิจารณาจากอัตราผลตอบแทนการลงทุน ที่มีค่าสูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินฝากของ ธนาคารพาณิชย์ทั่วไป ซึ่งปัจจุบันให้อัตราผลตอบแทนสำหรับนิติบุคคลทั่วไปที่ 2.00 % ต่อปี

เมื่อพิจารณาศึกษาโครงการกรณีกกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ภายใต้พิธีสารเกียวโต ในประเทศไทย โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ อ่างเก็บน้ำเขื่อนปราณบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ให้ผลตอบแทนการลงทุนเท่ากับ 7.94 % ต่อปี ซึ่ง ใกล้เคียงกับผลตอบแทนของประเทศจีน ที่กำหนดไว้ 8 % (Miriam Schroeder, Utilizing the clean development mechanism for the deployment of renewable energy in China, 2008: 239) มีมูลค่า เงินปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,274.41 ล้านบาท และมีค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุนเท่ากับ 1.58

จะเห็นว่าค่าดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ มีค่าที่เหมาะสมต่อการลงทุนมากขึ้น ซึ่งให้ ผลตอบแทนต่อการลงทุนเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.89 มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.52 และค่า อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.64

ทั้งนี้ โครงการต้องกำหนดราคาขายไฟฟ้าให้กับภาครัฐ ที่ ราคา 7.00 บาทต่อหน่วย แต่ หากยังคงใช้ราคาของสัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ที่อัตราประมาณ 2.40 บาทต่อหน่วย (ตาม ภาคผนวก ค.) จะทำให้ การดำเนินโครงการโดยผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ไม่สามารถจะดำเนินการ ได้ สาเหตุเนื่องจากไม่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน และโครงการประเภทนี้จะต้องดำเนินการโดย

องค์กรภาครัฐเท่านั้น ซึ่งจะคำนึงถึงผลประโยชน์ของสาธารณะชนเป็นหลัก มากกว่าการจะดำเนินการเชิงธุรกิจ

การศึกษาความเสียงของโครงการและการวิเคราะห์ความไว สามารถแสดงให้เห็นได้ว่าการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ เมื่อวิเคราะห์ความไวด้วยการปรับเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประมาณ 10% ไม่มีผลกระทบต่อดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ แสดงได้ตามตารางที่ 4.15 และการเปลี่ยนแปลงราคาขายก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่นำไปซื้อ-ขายในตลาด ไม่มีผลกระทบต่อดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์เช่นกัน จากการคำนวณได้ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เท่ากับ 0.0902 tCO₂/MWh ส่วนโครงการสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 555.41 GWh ทำให้โครงการสามารถลดการปล่อยปริมาณก๊าซได้ 50,097.98 tCO₂ ต่อปี ราคาซื้อขายคาร์บอนจากตัวกลางรับซื้อ (Carbon Broker) ปัจจุบันรับที่ราคา 10 USD/ tCO₂ (1 USD เท่ากับ 35 บาท) ทำให้โครงการมีรายได้จากส่วนนี้เท่ากับ 17.53 ล้านบาทต่อปี เมื่อวิเคราะห์ความไวด้วยการปรับเปลี่ยนราคาซื้อขายคาร์บอนจากราคาโดยทั่วไปในท้องตลาดประมาณ 10% ค่าดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากนัก ดังแสดงตามตารางที่ 4 .16

ส่วนปัจจัยที่มีผลกระทบต่อดัชนีชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์มากที่สุดและมีนัยสำคัญคือราคาขายพลังงานไฟฟ้า แสดงตามตารางที่ 4 .17 โดยการปรับราคาขายไฟฟ้าขึ้นหรือลง เพียง 10% มีผลกระทบต่อรายได้ของโครงการมากกว่าปัจจัยด้านอื่น

5.3 ด้านสิ่งแวดล้อม

การเลือกที่ตั้งโครงการได้พิจารณาพื้นที่ที่เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดโดยพื้นที่ที่พิจารณาศึกษาโครงการจัดเป็นพื้นที่เกษตรกรรมที่ให้ผลผลิตต่ำ มีความอุดมสมบูรณ์ของดินน้อย และไม่อยู่ในประเภทพื้นที่อนุรักษ์ แต่จะเกิดผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยอยู่ในน้ำ เช่น ปลาที่จะถูกสูบขึ้นไปที่อ่างตอนบนผ่านระบบอุโมงค์ที่มีความดันเพิ่มขึ้นอย่างมาก มีผลทำให้สิ่งมีชีวิตเหล่านี้ตายลง แต่สามารถลดผลเสียหายได้โดยการป้องกันไม่ให้ปลาถูกสูบเข้าไปในอุโมงค์ส่งน้ำ และเนื่องจากปริมาณน้ำจะหมุนเวียนระหว่างอ่างเก็บน้ำตอนล่างและอ่างเก็บน้ำตอนบนตลอดเวลา คุณภาพน้ำจะไม่แตกต่างจากสภาพเดิม แต่ทั้งนี้ต้องมีมาตรการป้องกันด้านสุขอนามัยระหว่างงานก่อสร้าง เนื่องจากโรคติดต่อที่มาจากแรงงานจำนวนมากที่เข้ามาทำงานในพื้นที่ ดังนั้นผลกระทบจากโครงการต่อสภาวะแวดล้อมอยู่ในระดับน้อยถึงปานกลางเท่านั้น

จะเห็นได้ว่าการดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำ แทนการพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภทที่ใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิล สามารถช่วยลดการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างดี การที่ผู้ดำเนินการ โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดนำปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงได้

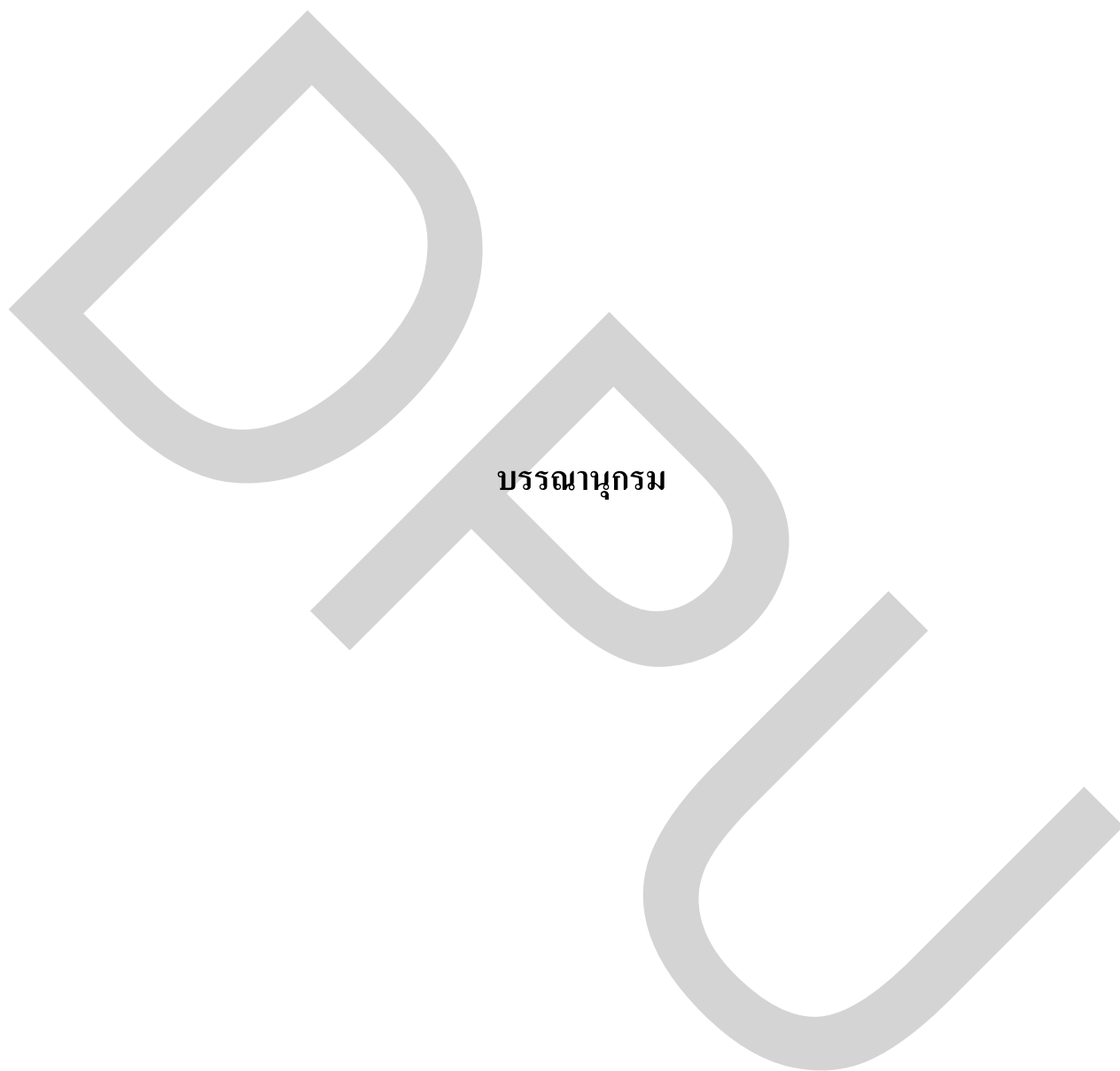
จำนวนนี้ไปขอ CERs จาก CDM Executive Board จะทำให้โครงการมีรายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้าอีกทางหนึ่ง และยังทำให้โครงการมีความเหมาะสมต่อการลงทุนมากยิ่งขึ้น

5.4 ข้อเสนอแนะ

การดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ถึงแม้จะเป็นการนำเทคโนโลยีที่ทันสมัยมาใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อการตอบสนองความต้องการพลังไฟฟ้าภายในประเทศ แต่โครงการต้องใช้เงินลงทุนที่สูง ดังนั้น การดำเนินโครงการโดยภาคเอกชนที่ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ ต้องได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐที่จะผลักดันให้โครงการลักษณะนี้ดำเนินการได้ ด้วยการเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากปัจจุบันราคา 2.40 บาทต่อหน่วย เป็น 5.90 บาทต่อหน่วยเพื่อจูงใจภาคเอกชนให้เข้าร่วมดำเนินโครงการลักษณะนี้ ซึ่งประเทศไทยมีอ่างเก็บน้ำที่ใช้งานทางด้านการชลประทาน และเกษตรกรรมอยู่เป็นจำนวนมาก และมีจำนวนไม่น้อยที่มีลักษณะพื้นที่ที่เหมาะสมต่อโครงการลักษณะแบบสูบกลับ โดยเฉพาะบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่าง บริเวณจังหวัดกาญจนบุรี เพชรบุรี และประจวบคีรีขันธ์ เป็นต้น

5.5 ข้อเสนอแนะในการศึกษาวิจัยครั้งต่อไป

การลงทุนดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่อยู่ใต้ดิน เป็นการลงทุนที่ใช้จำนวนเงินสูงมาก เมื่อพิจารณาถึงปริมาณน้ำจำนวนนี้ที่ต้องใช้เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า เปรียบเทียบกับผลประโยชน์อื่นๆที่จะได้จากการจัดการชลประทาน จึงทำให้เกิดคำถามตามมาว่า สมควรจะเลือกโครงการประเภทใดระหว่างการผลิตไฟฟ้ากับการมุ่งเน้นไปที่การทำเกษตรกรรม หรือการประมง ดังนั้น การจะศึกษาโครงการลักษณะนี้ต่อไป เห็นว่าผู้ที่มีความสนใจการทำวิจัยทางด้านนี้ ควรพิจารณาศึกษาเปรียบเทียบผลประโยชน์จากการผลิตกระแสไฟฟ้ากับผลประโยชน์ทางด้านเกษตรกรรมและการประมงที่จะได้จากระบบการชลประทานต่อไป



บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

หนังสือ

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2550). รายงานประจำปี 2550. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- ชูลิต วัชรสินธุ์. (2532). การศึกษาความเหมาะสมโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- ประสิทธิ์ ดงยิ่งศิริ. (2542). การวางแผนและวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์เม็ดทรายพื้นตั้ง
- ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า. (2550). รายงานสถิติการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโรงไฟฟ้า. (2549). รายงานการศึกษากลไกการพัฒนาที่สะอาด. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. (2551). แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550-2564. ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1. นนทบุรี: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
- พนม กัยหน่าย. (2540). การบริหารงานก่อสร้าง. กรุงเทพฯ: กองการพิมพ์ ส. เอเชียเพรส (1989).
- วิสูตร จิระคำกิ่ง. (2521). การจัดการงานก่อสร้าง. ปทุมธานี: มหาวิทยาลัยรังสิต.
- วีระพล เต็มสมบัติ. (2531). อุทกวิทยาประยุกต์. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์ฟิสิกเซนเตอร์.
- อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ. (2542). การจัดการสำหรับวิศวกร. นนทบุรี: มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช.
- อัยฎาพร ไกรพานนท์. (2540). กลไกการพัฒนาที่สะอาด. กรุงเทพฯ: กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

วิทยานิพนธ์

- ชูชาติ รักจิตร. (2544). การวางแผนอ่างเก็บน้ำปราณบุรีโดยวิธีคาดการณ์ปริมาณน้ำที่ไหลลงอ่าง. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ทิพารัตน์ ฌกานโรดม. (2531). การศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าระหว่างโรงงาน

- ไฟฟ้าพลังน้ำและโรงงานไฟฟ้าพลังไอน้ำ. วิทยานิพนธ์บัณฑิตวิทยาลัย. กรุงเทพฯ: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- รัตน์กอร์ กุลาดี. (2538). การเปรียบเทียบต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในเชิงเศรษฐศาสตร์. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- วินัย ขุนทอง. (2548). การศึกษาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยหนองชุมพลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาการจัดการวิศวกรรม. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์.
- สุรัชย์ เจริญวรลักษณ์. (2548). การศึกษาเรื่องความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจากโครงการชลประทานขนาดเล็ก. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาการจัดการวิศวกรรม. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์.
- สุทธิพร กรุงกาญจนาน. (2548). การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งสถานีไฟฟ้าพุทธรมณฑล 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาการจัดการวิศวกรรม. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์.

ภาษาต่างประเทศ

BOOKS

American Society of Civil Engineers (ASCE)

Bosch. **Climate change and Kyoto protocol history.** Environment resources management.

Bosch. **Kyoto mechanisms to mitigate greenhouse gas emission and what is a CDM project.** Environmental resources management.

Charlotte Streck and Jolene Lin. (2008). **Making Markets Work.** A Review of CDM Performance and the Need for Reform. European Journal of International Law.

Department of management technology and economic. (2008). **Understanding the CDM's contribution to technology transfer.** ETH Zurich, Switzerland.

H Winkler. (2008). **Journal of Energy in Southern Africa.** National Policies and CDM.

Havva Balat. (2007). **Contribution of green energy sources to electrical power production of Turkey.** Sila science. University Mahalleli. Trabzon, Turkey.

Institute for Global Environmental Strategies. (2006). **CDM country guide for Thailand.**

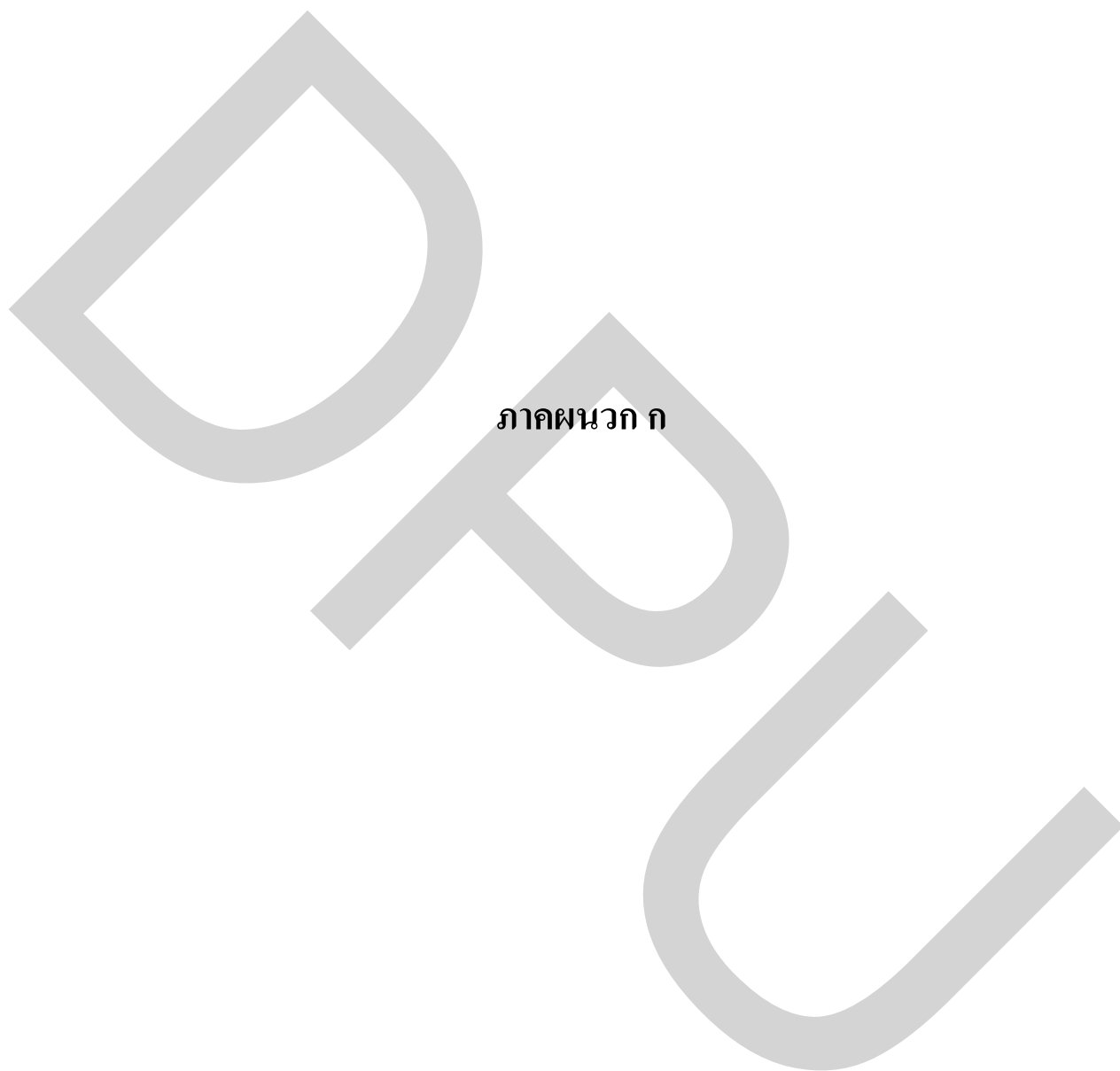
Iroom Polutexneiou. (2008). **Promoting sustainable energy technology transfers to developing countries through the CDM.** Greece.

Project to study approaches to restoration of the ecology, Livelihood, and communities receiving impact from construction of Pak Mun Dam.

U.S. Army Corps of Engineers. (1979). **Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions.** A Guide Manual.

U.S. army Corps of engineers. (1985). **Engineering and design hydropower.** Department of the army. Washington DC.

University of Potsdam. (2008). **Utilizing the clean development mechanism for the deployment of renewable energy in China.** Germany.



ภาคผนวก ก

Methodological tool

(Version 01)

“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

1. DEFINITIONS, SCOPE, APPLICABILITY AND PARAMETERS

Definitions

For the purpose of this tool, the following definitions apply:

- **Power plant/unit.** A power plant / unit is a facility for the generation of electric power. Several power units at one site comprise one power plant, whereby a power unit characterizes that it can be operated independently of the other power units at the same site. Where several identical power units (i.e. with the same capacity, age and efficiency) are installed at one site, they may be considered as one single unit.
- **Net electricity generation** refers to the difference between the total quantity of electricity generated by the power plant / unit and the auxiliary electricity consumption of the power plant / unit (e.g. for pumps, fans, controlling, etc).
- **Grid / project electricity system** is defined by the special extent of the power plants that are physically connected through transmission and distribution lines to the project activity (e.g. the renewable power plant location or the consumers where electricity is being saved) and that can be dispatched without significant transmission constraints.

Scope and applicability

This methodological tool determines the CO₂ emission factor for the displacement of electricity generated by power plants in an electricity system, by calculating the “operating margin” (OM) and “build margin” (BM) as well as the “combine margin” (CM). The operating margin refer to a cohort of power plant that reflect the existing power plants whose electricity generation would be affected by the proposed CDM project activity. The build margin refers to a cohort of the power units that reflect the type of the power units whose construction would be affected by the proposed CDM project activity.

This tool may be referred to in order to estimate the OM, BM and/or CM for the propose of calculating baseline emissions for a project activity substitutes electricity from the grid, i.e. where a project activity supplies electricity to a grid or a project activity that results in savings of electricity that would have been provided by the grid (e.g. demand-side energy efficiency projects). Note that this tool is also referred to in the “Tool to calculate project emissions from electricity consumption” for the purpose of calculating project and leakage emissions in case where a project activity consumes electricity from the grid or results in increase of consumption of electricity from the grid outside the project boundary.

Parameters

This tool provides procedures to determine the following parameters:

Parameter	SI Unit	Description
$EF_{\text{grid,CM},y}$	tCO ₂ /MWh	Combined margin CO ₂ emission factor for grid connected power generation in year y.
$EF_{\text{grid,BM},y}$	tCO ₂ /MWh	Build margin CO ₂ emission factor for grid connected power generation in year y.
$EF_{\text{grid,OM},y}$	tCO ₂ /MWh	Operating margin CO ₂ emission factor for grid connected power generation in year y.

No methodology-specific parameters are required.

2. BASELINE METHODOLOGY PROCEDURE

Project participants shall apply the following six steps:

STEP 1. Identify the relevant electric power system.

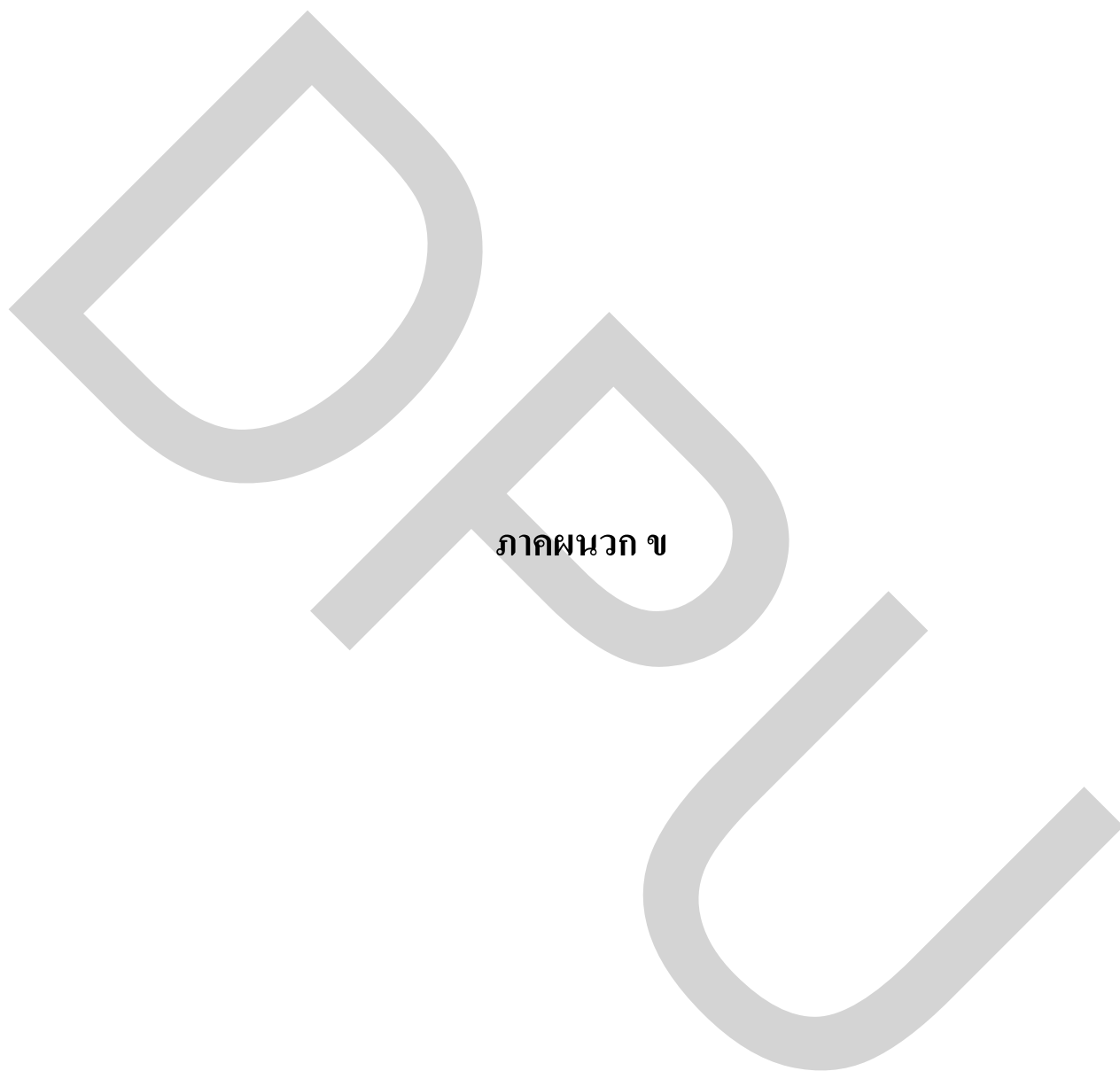
STEP 2. Select an operating margin (OM) method.

STEP 3. Calculate the operating margin emission factor according to the selected method.

STEP 4. Identify the cohort of the power units to be included in the build margin (BM).

STEP 5. Calculate the build margin emission factor.

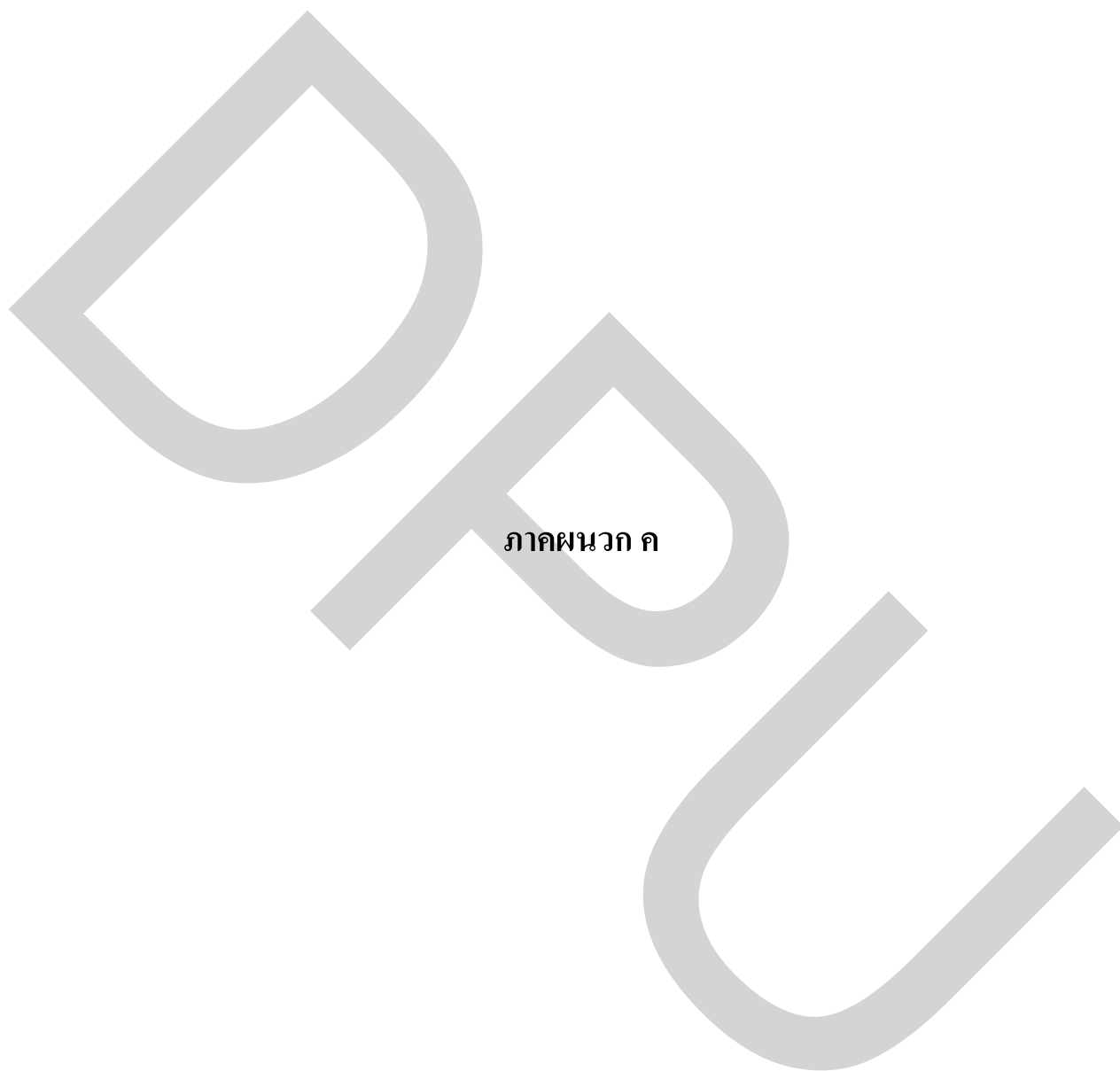
STEP 6. Calculate the combine margin (CM) emissions factor.



ภาคผนวก ข

Table 1-1 IPCC Reference Approach Entries and calculations for step (3) to (6)							
FUEL	(8) Apparent Consumption (TJ)	(9) Carbon Emission Factor (tC/TJ)	(10) Carbon Content Gg C	(11) Carbon Stored (Gg C)	(12) Net Carbon Emissions (Gg C)	(13) Actual Carbon Emissions (Gg C)	(14) Actual CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)
A) Liquid Fossil	Sum		Sum	Sum	Sum	Sum	Sum
Primary Fuels							
1) Crude Oil	CalC	20.0	CalC		CalC	CalC	CalC
2) Orimulsion	CalC	22.0	CalC		CalC	CalC	CalC
3) N. Gas Liquids	CalC	17.2	CalC		CalC	CalC	CalC
Secondary Fuels/Products							
4) Gasoline	CalC	18.9	CalC		CalC	CalC	CalC
5) Jet Kerosene	CalC	19.5	CalC		CalC	CalC	CalC
6) Other Kerosene	CalC	19.6	CalC		CalC	CalC	CalC
7) Shale Oil	CalC	20.0	CalC		CalC	CalC	CalC
8) Gas/ Diesel oil	CalC	20.2	CalC		CalC	CalC	CalC
9) Residual Fuel Oil	CalC	21.1	CalC		CalC	CalC	CalC
10) LPG	CalC	17.2	CalC		CalC	CalC	CalC
11) Ethane	CalC	16.8	CalC		CalC	CalC	CalC
12) Naphtha	CalC	(20.0)	CalC		CalC	CalC	CalC
13) Bitumen	CalC	22.0	CalC		CalC	CalC	CalC
14) Lubricants	CalC	(20.0)	CalC		CalC	CalC	CalC
15) Petroleum Coke	CalC	27.5	CalC		CalC	CalC	CalC
16) Refinery Feedstocks	CalC	(20.0)	CalC		CalC	CalC	CalC
17) Other oil	CalC	(20.0)	CalC		CalC	CalC	CalC
B) Solid Fossil	Sum		Sum		Sum	Sum	Sum
Primary Fuels							
18) Anthracite(C)	CalC	26.8	CalC		CalC	CalC	CalC
19) Coking Coal	CalC	25.8	CalC		CalC	CalC	CalC
20) Other Bid. Coal	CalC	25.8	CalC		CalC	CalC	CalC
21) Sub Bid. Coal	CalC	26.2	CalC		CalC	CalC	CalC
22) Lignite	CalC	27.6	CalC		CalC	CalC	CalC
23) Oil Shale	CalC	29.1	CalC		CalC	CalC	CalC
24) Peat	CalC	28.9	CalC		CalC	CalC	CalC
Secondary Fuels							
25) BKB & Parent Fuel	CalC	(26.8)	CalC		CalC	CalC	CalC
26) Coke Oven/Gas Coke	CalC	29.5	CalC		CalC	CalC	CalC
C) Gaseous Fossil	Sum				Sum	Sum	Sum
27) Natural Gas (Dry)	CalC	15.3	CalC		CalC	CalC	CalC
Total (e)	Sum		Sum	Sum	Sum	Sum	Sum
Information Entries							
Biomass Total	Sum		Sum		Sum	Sum	Sum
28) Solid Biomass	CalC	29.9	CalC		CalC	CalC	CalC
29) Liquid Biomass	CalC	(20.0)	CalC		CalC	CalC	CalC
30) Gas Biomass	CalC	(30.6)	CalC		CalC	CalC	CalC

Table 1-2											
1990 Country-Specific Net Calorific Values for Selected Non-OECD Countries											
(Terajoule per kilotonne)											
	Poland	Qatar	Romania	Russia	Saudi Arabia	Senegal	Singapore	South Africa	South Korea	Slovak Republic	Sri Lanka
Oil											
Crude Oil	41.27	42.87	40.65	42.08	42.54	42.62	42.71	44.13	42.71	41.78	42.16
NGL	-	43.00	-	-	42.62	-	-	-	-	-	-
COAL											
Hard Coal											
Production	22.95	-	16.33	18.58	-	-	-	25.09	19.26	-	-
Imports	29.41	-	25.12	18.58	-	-	-	27.21	23.92	23.92	25.75
Exports	25.09	-	-	18.58	-	-	-	25.09	-	-	-
Lignite and Sub-Bituminous Coal											
Production	8.36	-	7.24	14.65	-	-	-	-	-	12.26	-
Imports	-	-	7.24	14.65	-	-	-	-	-	-	-
Exports	9.00	-	-	14.65	-	-	-	-	-	15.26	-
Coal Products											
Patent Fuel/BKB	20.93	-	14.65	29.31	-	-	-	-	-	21.28	-
Coke Oven/Gas Coke	27.76	-	20.81	25.12	-	-	27.21	-	-	27.01	-
	Sudan	Syria	Chinese Taipei	Tajikistan	Tanzania	Thailand	Trinidad/Tobago	Tunisia	Turkmenistan	Ukraine	Utd Arab Emirates
Oil											
Crude Oil	42.62	42.04	41.41	42.08	42.62	42.62	42.24	43.12	42.08	42.08	42.62
NGL	-	-	-	-	-	46.85	-	43.12	-	-	-
COAL											
Hard Coal											
Production	-	-	25.96	18.58	25.75	-	-	-	-	21.59	-
Imports	-	-	27.42	18.58	-	26.38	-	25.75	18.58	25.54	-
Exports	-	-	-	18.58	-	-	-	-	18.58	21.59	-
Lignite and Sub-Bituminous Coal											
Production	-	-	-	-	-	12.14	-	-	-	14.65	-
Imports	-	-	-	14.65	-	-	-	-	14.65	14.65	-
Exports	-	-	-	14.65	-	-	-	-	14.65	14.65	-
Coal Products											
Patent Fuel/BKB	-	-	-	29.31	-	-	-	-	29.31	29.31	-
Coke Oven/Gas Coke	-	-	-	25.12	27.21	27.21	-	27.21	25.12	25.12	-
Note: A few of this countries have become OECD members subsequent to the production of this table.											
Crude NCVs are based on weighted average production data.											
The NCVs are those used by the IEA in the construction of energy balances.											
Sources: OECD/IEA, 1993b.											



ภาคผนวก ค



อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ.

ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2548

1 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย

1.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU Rate)

(บาท/หน่วย)

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 กิโลโวลต์	1.8227	1.0903	0.2730	-	2.0957	1.0903
69-115 กิโลโวลต์	1.8321	1.0928	0.4913	-	2.3234	1.0928
ณ ปลายสายส่ง 69 ,115 กิโลโวลต์*	1.8983	1.1142	0.8528	-	2.7511	1.1142
11-33 กิโลโวลต์	1.9052	1.1154	1.0226	-	2.9278	1.1154

* รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115:115 และ 69:69 กิโลโวลต์

ช่วง Peak : เวลา 09.00-22.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา 22.00-09.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

: เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และ

วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

1.2 ค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_p) ประกอบด้วย

1.2.1 อัตราค่า F_p ขายส่งคงที่ 0.4810 บาท/หน่วย

1.2.2 ΔF_p ขายส่ง ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีการปรับค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย หากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เปลี่ยนแปลง

2 อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Charge)

อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 4.67 บาท/กิโลวาร์/เดือน สำหรับกิโลวาร์ส่วนเกินเมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.875 (Lagging)

3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บตามอัตราข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งผู้ซื้อเป็นผู้รับภาระ

ตารางที่ 1 ราคาซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ เดือนมิถุนายน 2551 - กันยายน 2551

เดือน	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่											
	บริษัท ผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (REGCO)			บริษัท ผลิตไฟฟ้าของ จำกัด (KEGCO)			บริษัท ผลิตไฟฟ้าของ จำกัด (TECO)			บริษัท ผลิตไฟฟ้าของ จำกัด (PPT)		
	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท
ก.พ.51	166.74	3.7067	618.04	511.47	2.3622	1,208.18	478.18	1.8835	900.65	411.80	1.8662	768.50
มี.ค.51	127.80	4.2363	541.39	512.97	2.2332	1,145.58	488.01	1.9554	954.26	468.08	2.0006	936.44
เม.ย.51	292.16	2.9947	874.93	471.56	2.2709	1,070.84	279.96	2.5439	712.20	340.97	1.8353	625.78
พ.ค.51	106.12	4.7300	501.97	463.85	2.3579	1,093.71	481.50	1.9389	933.59	481.50	1.7372	836.46
มิ.ย.51	95.81	4.9920	478.29	511.96	2.2810	1,167.77	463.87	1.9651	911.58	463.87	1.7413	807.73
ก.ค.51	126.00	4.2049	529.83	432.26	2.3440	1,013.23	359.35	2.0128	723.28	477.08	1.7263	823.56
ส.ค.51	109.69	4.5671	500.95	354.39	2.7079	959.63	367.03	2.0170	740.31	476.86	1.7325	826.15
ก.ย.51	240.24	2.9945	719.41	461.85	2.3796	1,099.01	462.90	1.9672	910.64	462.90	1.7424	806.57

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ตารางที่ 1 ราคาซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่เดือนมิถุนายน 2551- กันยายน 2551 (ต่อ)

เดือน	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่											
	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (RATCH)			บริษัท โกลด์ไฮพี จำกัด (GLOW IPP)			บริษัท อีสเทิร์นเพาเวอร์ แอนด์ อินเทลลิเจนท์ จำกัด (EPEC)			บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด (BLCP)		
	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท	ปริมาณ ล้านหน่วย	ราคา บาท/หน่วย	ค่าใช้จ่าย ล้านบาท
ก.พ.51	1,615.56	2,2188	3,584.67	423.79	1,9907	843.63	216.67	2,1193	459.18	893.47	1,7634	1,575.51
มี.ค.51	1,584.01	2,4247	3,840.69	465.05	2,1180	984.96	236.01	2,0729	489.22	972.53	1,9410	1,887.70
เม.ย.51	1,326.28	2,8297	3,753.03	462.30	1,9087	882.37	199.23	2,0210	402.63	957.03	1,7585	1,682.91
พ.ค.51	1,759.79	2,2082	3,886.03	474.52	1,8763	890.35	237.26	1,9757	468.76	877.38	1,7587	1,543.07
มี.ย.51	1,321.35	2,3092	3,051.26	457.15	1,9019	869.44	228.57	2,0150	460.58	935.10	1,8264	1,707.85
ก.ค.51	1,516.22	2,2203	3,366.46	470.16	1,8796	883.71	235.08	1,9850	466.63	963.49	1,7702	1,705.57
ส.ค.51	1,464.03	2,2517	3,296.60	469.95	1,8893	887.88	234.98	1,9966	469.16	963.39	1,7905	1,724.92
ก.ย.51	1,300.13	2,3178	3,013.39	456.19	1,9040	868.58	190.08	2,0706	393.58	932.90	1,8291	1,706.41

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล

ประวัติการศึกษา

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

นายคมน์ ผาคิประชา

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมทรัพยากรน้ำ)

มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

2532

วิศวกร ระดับ 9

ฝ่ายจัดการธุรกิจในเครือ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย