การจำลองโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

Simulation of Biomass-Fired Cogeneration Power Plant

พงศ์ศักดิ์ ครุกานันต์

Pongsak Krukanont

Order Key 27574

BIB Key 174503

เลขหมู่ TS178 พ25 2542 ฉ.2

เลขทะเบียน

[illegible]

วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล

มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

Master of Engineering Thesis in Mechanical Engineering

Prince of Songkla University

2542

144503

ชื่อวิทยานิพนธ์	การจำลองโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล
ผู้เขียน	นายพงศ์ศักดิ์ ครุกานันต์
สาขาวิชา	วิศวกรรมเครื่องกล

คณะกรรมการที่ปรึกษา

....ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุธีระ ประเสริฐสรรพ์)

....กรรมการ
(อาจารย์ปัญญรักษ์ งามศรีตระกูล)

....กรรมการ
(อาจารย์ไพโรจน์ คีรีรัตน์)

คณะกรรมการสอบ

....ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุธีระ ประเสริฐสรรพ์)

....กรรมการ
(อาจารย์ปัญญรักษ์ งามศรีตระกูล)

....กรรมการ
(อาจารย์ไพโรจน์ คีรีรัตน์)

....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ชูเกียรติ คุปตานนท์)

....กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ วิทยา จงเจริญ)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล

....
(รองศาสตราจารย์ ดร. ก้าน จันทร์พรหมมา)
คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ชื่อวิทยานิพนธ์ การจำลองโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล
ผู้เขียน นายพงศ์ศักดิ์ ครุกานันต์
สาขาวิชา วิศวกรรมเครื่องกล
ปีการศึกษา 2542

บทคัดย่อ

แหล่งพลังงานหมุนเวียนอันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลม, และพลังงานจากชีวมวล เป็นแหล่งพลังงานที่ทวีความสำคัญมากขึ้นในปัจจุบัน เนื่องจากไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบันและสถานะของประเทศไทย โรงจักรผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ควรใช้ชีวมวลที่เหลือจากการเกษตรเป็นเชื้อเพลิง โดยเฉพาะอย่างยิ่งทางภาคใต้ของประเทศไทย ซึ่งมีพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราเป็นจำนวนทั้งสิ้นประมาณ 10.45 ล้านไร่ คิดเป็นร้อยละ 90 ของพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราทั้งประเทศ ซึ่งทำให้มีชีวมวลเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมการแปรรูปไม้ยางพาราจำนวนมาก (ปีกไม้, ขี้เลื่อย, และกิ่งไม้ขนาดเล็ก) อุตสาหกรรมเหล่านี้ได้แก่ การเลื่อยและอบไม้ และการผลิตเฟอร์นิเจอร์จากไม้ยางพารา ดังนั้นโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารา จึงเป็นระบบผลิตพลังงานที่เหมาะสมกับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราเหล่านั้น เพราะเป็นระบบที่สามารถผลิตทั้งพลังงานความร้อน หรือไอน้ำ (สำหรับกระบวนการอบแห้งไม้ยางพารา) และไฟฟ้าพร้อมกันได้ ซึ่งนอกจากจะเป็นการช่วยกำจัดวัสดุเศษเหลือในโรงงานแล้ว และยังสามารถขายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตตามข้อกำหนดของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้อีกด้วย

มีผู้สนใจริเริ่มนำโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารามาประยุกต์ใช้กับอุตสาหกรรมซึ่งประกอบด้วยโรงเลื่อยและโรงเฟอร์นิเจอร์ อย่างไรก็ตาม การเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้มีประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดหรือมีผลกำไรมากที่สุดไม่ใช่เป็นสิ่งที่ง่ายนัก เนื่องจากปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา ซึ่งส่งผลกระทบต่ออัตราการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานกลจากเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ ผลการเปลี่ยนแปลงเหล่านั้นทำให้สมรรถนะของแต่ละอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไปและมีผลกระทบต่อระบบโดยรวมได้ อีกทั้งราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา ดังนั้นโครงการวิจัยนี้มีจุดประสงค์เพื่อศึกษาความเหมาะสมของการเดินเครื่องโรงจักรฯ ภายใต้เงื่อนไขการใช้ปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าที่ศึกษา ได้ถูกออกแบบสำหรับนำไปใช้งานโรงเลื่อยและโรงงานผลิตไม้อัด ซึ่งใช้เศษวัสดุเหลือจากกระบวนการผลิตเป็นเชื้อเพลิง โดยโรงจักรฯ มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 81.9 MW และมีช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรฯ เท่ากับ 19-24 MWe สำหรับการศึกษาการเดินเครื่องของโรงจักรฯ จะแบ่งออกเป็น 3 โหมด ซึ่งจำแนกโดยลักษณะการใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำและกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรฯ กล่าวคือ โหมดที่ 1 (full load) จะเป็นการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบเต็มกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ ซึ่งโรงจักรจะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุด สำหรับโหมดที่ 2 (partial load) จะเป็นการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบไม่เต็มกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ โดยโรงจักรฯ จะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เพียงพอกับค่าปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรค่าต่างๆ (20-24 MWe) สำหรับโหมดที่ 3 (base load) จะเป็นการเดินเครื่องโรงจักรฯ โดยใช้ พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เพียงพอกับค่าปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานและที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 19 MWe ซึ่งเป็นค่าต่ำสุดในสัญญาซื้อขายกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

จากการศึกษาพบว่า ขีดความสามารถในการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ จะขึ้นอยู่กับค่าปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานเป็นหลัก กล่าวคือ การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะสามารถเดินเครื่องได้ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานที่มีค่ามากกว่า 16.53 MW เท่านั้น (ถ้ามีค่าความต้องการความร้อนในโรงงานมีค่าต่ำกว่าช่วงดังกล่าว จะเกินกำลังการผลิตสูงสุดของกังหันไอน้ำ, 24 MWe) และในขณะเดียวกันจะมีค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 โดยค่าประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 มีค่าเท่ากับ 62.34% ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 30 MW สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ไม่ว่าที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรใดๆ พบว่าค่าประสิทธิภาพโดยรวมจะมีค่ามากกว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 แต่จะน้อยกว่าโหมดที่ 3 สำหรับที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 22, 23 และ 24 MWe พบว่าค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานสูงสุด ที่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ได้ อยู่ที่ 25.67, 21.09, และ 16.53 MW ตามลำดับ (ถ้ามีค่าความต้องการความร้อนในโรงงานมีค่าสูงกว่าค่าดังกล่าว จะเกินกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไอน้ำ) สำหรับการเดินโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 แม้ว่าจะผลิตกำลังไฟฟ้าได้ต่ำสุดที่ 19 MWe แต่ในขณะเดียวกันจะใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุดด้วย ซึ่งค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากที่สุด เมื่อเปรียบเทียบการเดินเครื่อง

โรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และ 2 โดยที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เท่ากับ 30 MW จะมีค่าประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดเท่ากับ 64.63%

ความเหมาะสมในการเลือกโหมดการเดินเครื่องโรงจักรฯ โดยพิจารณาที่ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเพียงอย่างเดียว ยังไม่สามารถนำไปใช้งานได้จริงในทางปฏิบัติ เพราะการเดินเครื่องโรงจักรฯ ที่เหมาะสม ควรจะสามารถทำกำไรให้กับโรงจักรฯ ได้มากที่สุด เพื่อที่จะทำให้โรงจักรฯ คืนทุนได้เร็วที่สุด ซึ่งเป็นความต้องการของผู้ลงทุน ซึ่งไม่จำเป็นจะต้องเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้มีประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดเสมอไป จากการศึกษาผลการตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการเดินเครื่องโรงจักรฯ พบว่า การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะมีค่าอัตราผลการตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการมากที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 จะมีค่าอัตราผลการตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการมากที่สุด เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 24 MWe และค่าอัตราผลการตอบแทนจะลดลงเมื่อค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรลดลง สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 ถึงแม้ว่าจะมีค่าประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุด แต่ค่าอัตราผลการตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการจะมีค่าน้อยที่สุด เนื่องจากราคาของการขายไอน้ำและไฟฟ้ามีค่าต่างกัน ดังนั้นการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ผ่านมาทำให้สามารถเข้าใจถึงกลไกลในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ซึ่งเป็นองค์ความรู้ไว้ช่วยประกอบการตัดสินใจในการเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้อย่างถูกต้องและเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันของโรงงานมากที่สุด

Thesis Title Simulation of Biomass-Fired Cogeneration Power Plant
Author Mr. Pongsak Krukanont
Major Program Mechanical Engineering
Academic Year 1999

Abstract

Because of environment concern, renewable energy such as solar, wind, and biomass are alternative sources of energy that recently receive more attention. However, for a large-scale power plant, the biomass seems to be the most suitable choice, especially in the South of Thailand where rubber wood residue is plentiful. With the total rubber planting area of 10.45×10^6 rai, the cut down for replantation is expected to be 300,000 rais a year. The rubber trees supply raw material for saw mills, plywood and furniture factories. Consequently, these wood processing factories generate huge quantity of biomass residues (wood off-cut, sawdust, and small chunks). In the factories, both heat and electricity are required. Therefore, rubber wood residue-fired cogeneration power plant can be employed so that the factory is self-sufficient in energy. Apart from solving waste disposal problem, the excess electricity can be sold to the grid under the "Small Power Producer" scheme.

There is an interest to set up a biomass-fired cogenertion power plant at an industrial complex consisting of a sawmill (with drying kilns) and a plywood factory. However, the operation of the power plant must be aimed to achieve the maximum efficiency or the highest profit, which is very complicated due to the fluctuation of steam demand. The changing steam demand affects the overall efficiency, because performance of individual component is altered. In addition, the availability of the fuel is seasonal and the fuel cost changes accordingly. The purpose of this research project is to study the optimum operating condition of the power plant under various steam demands.

The power plant was designed for a sawmill and an adjacent plywood factory using wood wastes from these two processes. The maximum boiler thermal load is 81.9 MW while the electricity output is in the range of 19-24 MW. The performance of the power plant was studied in three operating modes according to the boiler thermal load and the electricity output. In the full load operation (mode 1), the power plant is operated at the constant maximum boiler thermal load of 81.9 MW while the steam demand is varied to meet the requirement of the drying kilns and the plywood production. The partial load operation (mode 2) is designed for partially-fuelled boiler to sufficiently provide steam for the processes and generate electricity at a desired capacity (20-24 MWe). The base electricity load (mode 3, generate fixed electricity as agreed in contract with EGAT:- 19 MWe).

The study indicated that the optimum operation of the cogeneration power plant totally depends on the steam demand value. The full load mode can be operated only at a steam demand more than 16.53 MW, otherwise the turbine is over loaded (over the designed capacity of 24 MWe). The full load mode has the lowest overall efficiency compared to the others. The maximum possible efficiency for the full load operation is 62.34 %, when it is operated at a steam demand of 30 MW. The overall efficiency of the partial load operation is

lower than that of the base load condition. However, in the partial load operation there is a limit value of the steam demand for each electricity generating capacity so that the boiler is kept at the maximum designed thermal load. For the electricity outputs of 22, 23, and 24 MWe, the maximum allowable steam demands are 25.67, 21.09, and 16.53 MW, respectively. The base load mode shows no steam demand limit and the highest overall efficiency is 64.63 %, when the steam demand is 30 MW.

In practice, the preferable mode of operation depends on the financial return, which does not necessarily coincide with the maximum overall efficiency, because the price of heat and electricity are different. The highest rate of return occurs when the full load mode is operated. For partial load operation, the higher electricity gives higher return (maximum return at 24 MWe output). The base load is the less favorable mode of operation in term of financial return.

In conclusion, the simulation of the cogeneration power plant provides a basic and throughout understandings of the performance characteristic, which can eventually determine the optimum operating conditions. This is helpful in actual operation to achieve maximum efficiency or economic return for all situations that arise in the factory.

กิตติกรรมประกาศ

ผู้แต่งขอขอบพระคุณ รศ. ดร. สุธีระ ประเสริฐสรรพ์ ประธานกรรมการที่ปรึกษาและคณะกรรมการที่ปรึกษาทุกท่าน ที่ได้ให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะในการทำวิทยานิพนธ์ จนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จตามเป้าหมายที่ตั้งไว้ด้วยดี ขอบคุณ อาจารย์ เสกสรร สุวรรณมณี และอาจารย์ ปราณี ชีววัฒนาพงศ์ ภาควิชาวิศวกรรมคอมพิวเตอร์ ที่ได้ให้คำแนะนำในการเขียนและแก้ไขโปรแกรมคอมพิวเตอร์

ขอขอบคุณ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล และบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้ให้ทุนสนับสนุนในการทำวิจัย

พงศ์ศักดิ์ ครุกานันต์

ผลงานตอบรับการตีพิมพ์เผยแพร่จากวิทยานิพนธ์นี้

Prasertsan, S., Krukanont, P., EFFECT OF STEAM DEMAND ON THE OPERATION OF A BIOMASS-FIRED COGENERATION POWER PLANT (Accepted Abstract), World Renewable Energy Congress-VI, Brighton, United Kingdom, 1-7 July 2000

Prasertsan, S., Krukanont, P., Ngamsritragul, P. and Kirirat, P., STRATEGY FOR OPTIMAL OPEARTION OF A BIOMASS-FIRED COGENERATION POWER PLANT (Submitted), The Journal of Power and Energy, Professional Engineering Publishing Limited, United Kingdom

สารบาญ

	หน้า
บทคัดย่อ	(3)
Abstract	(6)
กิตติกรรมประกาศ	(8)
ผลงานตอบรับการตีพิมพ์เผยแพร่จากวิทยานิพนธ์นี้	(9)
สารบาญ	(10)
รายการตาราง	(13)
รายการภาพประกอบ	(16)
ตัวย่อและสัญลักษณ์	(19)
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 บทนำต้นเรื่อง	1
1.2 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวล	3
1.3 ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า	9
1.4 สถานภาพของระบบผลิตพลังงานร่วมภายในประเทศและกลุ่มประเทศอาเซียน	20
1.5 โครงการโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล	25
1.6 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย	30
1.7 สรุป	31
2 การจำลองแบบโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล	32
2.1 บทนำ	32
2.2 โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ศึกษา	33
2.3 การจำลองแบบการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล	37
2.4 การจำลองแบบของเครื่องกำเนิดไอน้ำ	40
2.5 การจำลองแบบของกังหันไอน้ำ	43
2.6 การจำลองแบบของการใช้ไอน้ำในโรงงาน	46

2.7 การจำลองแบบของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด 48
2.8 การจำลองแบบของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ 51
2.9 การจำลองแบบของคอนเดนเซอร์ 54
2.10 การจำลองแบบของปั๊ม 56
2.11 การจำลองแบบของแกลนด์คอนเดนเซอร์ 59
2.12 การจำลองแบบของจุด A 61
2.13 การจำลองแบบของจุด B 62
2.14 การจำลองแบบจำลองของจุด C 64
2.15 แบบจำลองของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล 65
2.16 การจำลองแบบคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำ 66
2.17 สรุป 69
3 วิธีการและผลการจำลองโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล 70
3.1 บทนำ 70
3.2 แบบการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าที่ศึกษา 71
3.3 การออกแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ 72
3.4 วิธีการและผลการจำลองการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 (full load) 73
3.5 วิธีการและผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2 (partial load) 85
3.6 วิธีการและผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3 (base load) 95
3.7 เปรียบเทียบผลการจำลองการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมทั้ง 3 โหมด 98
3.8 สรุป 101
4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล 102
4.1 บทนำ 102
4.2 ตัวแปรทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ศึกษา 103
4.3 ค่าใช้จ่ายในการผลิตของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล 105
4.4 ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิง 106
4.5 ค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน 110

4.6 ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร 112
4.7 รายได้ของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล 114
4.8 รายได้จากการขายไอน้ำให้โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. 115
4.9 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. 117
4.10 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 119
4.11 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายและรายได้ของโรงจักรผลิตพลังงานร่วม 122
4.12 อัตราผลการตอบแทน 137
4.13 สรุป 149
5 บทสรุป 150
6 บรรณานุกรม 154
7 ภาคผนวก
ภาคผนวก ก ผลการจำลองแบบทางด้านเทคนิค 157
ภาคผนวก ข ผลการจำลองแบบทางด้านเศรษฐศาสตร์ 163
ภาคผนวก ค โปรแกรมจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบเต็มกำลังการผลิต 180
ภาคผนวก ง โปรแกรมจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบไม่เต็มกำลังการผลิต 199
ภาคผนวก จ โปรแกรมจำลองแบบอัตราผลการตอบแทนของโครงการและผู้ประกอบการ 218
8 ประวัติผู้เขียน 221

รายการตาราง

ตาราง หน้า

1.1 Potential rubber wood waste power generation in Southern of Thailand. (1997) 7

1.2 Age distribution of rubber plantation and projection of wood supply. (1991) 8

1.3 Basic heat-power ratio and other parameters of cogeneration systems. 15

1.4 Summary of cogeneration facilities and technical potential in Thailand. (1992) 21

1.5 Steam consumption of Asia Plywood Co., Ltd. 28

2.1 Details of cogeneration power plant component. 34

2.2 Details of design values for steam boiler. 41

2.3 Details of design values for steam turbine. 44

2.4 Requirement of steam demand for Asia Plywood Co., Ltd. 47

2.5 Details of design values for feed water storage. 49

2.6 Details of design values for LP preheater. 52

2.7 Details of design values for condenser. 55

3.1 Operation modes of cogeneration power plant. 71

3.2 Optimum value of mass flow rate of extracted steam at varied steam demand and electricity output for partial load operation (based on TTD = 10°C) 93

3.3 Optimum value of mass flow rate of extracted steam at varied steam demand and electricity output for base load operation (based on TTD = 10°C) 96

3.4 Comparison of operation modes for cogeneration power plant. 100

4.1 Cost per unit of steam, fuel and electricity. 103

4.2 Average annual variation of steam consumption at Asia Plywood Co., Ltd. 104

4.3 Details of fuel quality. (rubber wood chunk and branches) 106

4.4 Financial assumptions for cogeneration project. 110

4.5 Details of operation and maintenance cost. 112

4.6 Annual fuel cost for full load operation. 123

ตาราง หน้า

4.7 Annual fuel cost for partial load and base load operation at duration of season 1: season 2 = 10:2 and SF_1 =0.90, SF_2 = 0.35 127

4.8 Annual electricity cost sale to Asia Plywood Co., Ltd. 131

4.9 Average electricity capacity sale to EGAT. 132

4.10 Annual electricity income (capacity charge) from EGAT. 133

4.11 Average electricity energy sale to EGAT. 135

4.12 Annual electricity income (energy charge) from EGAT. 136

4.13 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for full load operation. (mode 1) 141

4.14 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 20 MWe (mode 2) 142

4.15 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 21 MWe (mode 2) 143

4.16 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 22 MWe (mode 2) 144

4.17 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 23 MWe (mode 2) 145

4.18 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 24 MWe (mode 2) 146

ตาราง หน้า

4.19 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for base load operation at electricity output = 19 MWe (mode 3) 147

รายการภาพประกอบ

ภาพประกอบ | หน้า

ภาพประกอบ	หน้า
1.1 Proportion of products from rubber wood modification process. (Derived from Royal Forestry Department report)	4
1.2 Wood flow from plantation to products.	5
1.3 Schematic diagrams of conventional and cogeneratiom system.	10
1.4 Comparison of energy balance for cogeneration system and conventional system.	11
1.5 Bottoming cycle cogeneration systems.	13
1.6 Topping cycle cogeneration systems.	14
1.7 Cogeneration with back-pressure steam turbine.	16
1.8 Cogeneration with extraction-condensing turbine.	17
1.9 Production process of plywood and sawn timber parawood.	27
2.1 Diagram of the biomass-fried cogeneration power plant.	35
2.2 Modes of operation cogeneration power plant.	38
2.3 Schematics of steam boiler.	40
2.4 Schematics of stem turbine.	43
2.5 Schematics of process steam.	47
2.6 Schematics of feed water storage.	49
2.7 Schematics of LP preheater.	52
2.8 Schematics of condenser.	54
2.9 Schematics of feed water pump and condenser pump.	57
2.10 Schematics of gland condenser.	59
2.11 Schematics of point A.	61
2.12 Schematics of point B.	62
2.13 Schematics of point C.	64
2.14 Flow chart of steam table search programming.	68

ภาพประกอบ หน้า

3.1 Overview of simulate programming for full load operation. 73

3.2 Information flow diagram for full load operation. 76

3.3 Relationship of mass flow rate of extracted steam m_3, m_4 and m_5 at varied steam demand for full load operation (mode 1). 77

3.4 Electricity output at varied steam demand for full load operation. 78

3.5 Cogeneration efficiency at varied steam demand for full load operation. 78

3.6 Optimum value of mass flow rate m_3 at varied steam demand base on TTD value $(T_4-T_9) = 10^{\circ}C$ 82

3.7 Optimum value of extracted steam at varied steam demand for full load operation base on TTD value $(T_4-T_9) = 10^{\circ}C$ 83

3.8 Cogeneration efficiency and electricity output at varied steam demand for full load operation. 84

3.9 Overview of simulate programming for partial load operation. 85

3.10 Information flow diagram for partial and base load operation. 88

3.11 Relationship between boiler thermal load and m_3 at varied steam demand. 89

3.12 Relationship between cogeneration efficiency and m_3 at varied steam demand . 90

3.13 Cogeneration efficiency and boiler thermal load at varied steam demand and electricity output for partial load operation. 94

3.14 Cogeneration efficiency and boiler thermal load at varied steam demand and electricity output for base load operation. 96

4.1 Production cost of cogeneration power plant. 105

4.2 Source of income of cogeneration power plant. 114

4.3 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output 20 MWe, fuel cost 200 Baht/ton and steam factor of season 2 = 0.35 124

4.4 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output 20 MWe, fuel cost 200 Baht/ton and steam factor of season 1 = 0.90 125

ภาพประกอบ หน้า

4.5 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 2 = 0.35 and steam price per unit = 200 Baht/ton 129

4.6 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 1 = 0.90 and steam price per unit = 200 Baht/ton 130

4.7 Annual cash flow diagram for cogeneration project (a) and equity (b) 138

ตัวย่อและสัญลักษณ์

$(AC)_{AP}$ = actual capacity of Asia Plywood (kW)
$(AC)_{EGAT}$ = actual capacity of EGAT (kW)
$(AE)_{AP}$ = actual energy of Asia Plywood (kWh)
$(AE)_{EGAT}$ = actual energy of EGAT (kWh)
$(CCS)_{AP}$ = capacity change sale of Asia Plywood (Million-Baht)
$(CCS)_{EGAT}$ = capacity change sale of EGAT (Million-Baht)
E = electricity output (MWe)
$(ECS)_{AP}$ = energy change sale of Asia Plywood (Million-Baht)
$(ECS)_{EGAT}$ = energy change sale of EGAT (Million-Baht)
FC = annual fuel cost (Million-Baht)
$(FC)_{season}$ = annual fuel cost for season (Million-Baht)
FX = annual fixed changes capital cost (Million-Baht)
G = annual gross income (Million-Baht)
h = specific enthalpy (kJ/kg)
h_s = specific enthalpy at isentropic condition (kJ/kg)
(h/s) = number of hours per season (hours)
(h/y) = number of hours per year (hours)
i = rate of interest (dimensionless)
$(IRR)_{Equity}$ = internal rate of return for equity (dimensionless)
$(IRR)_{Project}$ = internal rate of return for project (dimensionless)
L = economic life (years)
LF = load factor (dimensionless)
LHV = lower heating value of fuel (MJ/kg)
m = specific mass flow rate (kg/s)
(m/s) = number of months per season (months)
n = number of years (years)
OM = annual operation and maintenance cost (Million-Baht)
P = pressure (bar)
Q_B = boiler thermal load (MW)
Q_D = steam demand (MW)
$(SC)_{av}$ = average steam consumption (T/h)
$(SC)_{max}$ = maximum of steam consumption (T/h)
SF = steam factor (dimensionless)
$(SS)_{season}$ = steam sale per season (Million-Baht)
T = temperature (°C)
TTD = terminal temperature difference (°C)
v = specific volumetric (m^3/kg)
W_T = turbine work output (MW)

η_B = boiler efficiency (dimensionless)
η_{co} = cogeneration efficiency (dimensionless)
η_m = overall mechanical efficiency (dimensionless)
η_T = turbine isentropic efficiency (dimensionless)
η_{P1} = feed water pump polytropic efficiency (dimensionless)
η_{P2} = condenser pump polytropic efficiency (dimensionless)

บทที่ 1

บทนำ

1.1 บทนำต้นเรื่อง

ในปี 2540 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตติดตั้งระบบไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 17,805 MWe เพิ่มขึ้นจากปี 2539 ร้อยละ 6.6 ซึ่งเป็นการผลิตโดยภาครัฐร้อยละ 85.4 และภาคเอกชนร้อยละ 14.6 โดยการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเทียบเท่าน้ำมันดิบรวม 20,607 พันตัน ซึ่งแบ่งเป็นใช้ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 52.7, น้ำมันเตาร้อยละ 21.4, ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 22.0 น้ำมันดีเซลร้อยละ 3.1, และแหล่งพลังงานหมุนเวียนและอื่นๆอีกร้อยละ 0.8 โดยพลังงานหมุนเวียนมีบทบาทเพียงร้อยละ 0.7 (DEDP, 1997) ด้วยปัญหาทางสภาพแวดล้อมที่ทวีความรุนแรงมากขึ้นทุกวันอีกทั้งความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่เพิ่มขึ้นทำให้รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (small power produce, SPP) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะแหล่งพลังงานจากชีวมวล (biomass) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่มีความสำคัญขึ้นในปัจจุบัน เพราะเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียน สามารถที่จะปลูกทดแทนได้จึงไม่มีผลต่อการเพิ่มก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะอย่างยิ่งชีวมวลที่เหลือจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรจะเป็นแหล่งพลังงานที่ได้รับความสนใจมากขึ้น เพราะนอกจากจะเป็นการกำจัดเศษวัสดุเหลือ (waste) แล้ว ยังสามารถนำชีวมวลเหล่านั้นมาผลิตทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้าให้แก่โรงงานที่ประกอบกิจการอุตสาหกรรมเกษตรเหล่านั้นด้วย

ในภาคใต้ของประเทศไทยมีชีวมวลเหมาะสำหรับการผลิตพลังงานจำนวนมาก อาทิเช่น เศษไม้ยางพาราในโรงเลื่อย, โรงงานเฟอร์นิเจอร์และเศษจากโรงงานหีบปาล์มน้ำมันเป็นต้น โรงงานเหล่านั้นต้องการทั้งพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในสภาพปัจจุบันโรงงานเกือบทั้งหมดซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและผลิตไอน้ำจากเศษวัสดุเหลือ

บริษัท EGCO Co., Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนและโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่จังหวัดยะลา ซึ่งประกอบอุตสาหกรรมไม้อัดไม้ยางพาราแปรรูป มีโครงการก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล ซึ่งใช้เศษวัสดุเหลือจากโรงงานจำพวกขี้เลื่อย, เศษไม้อัด และปีกไม้ยางพาราเป็นเชื้อเพลิง โดยโรงจักรฯ ที่จะก่อสร้างนั้นได้รับการวิเคราะห์และออกแบบจากบริษัท IVO Power Engineering Ltd. ประเทศฟินแลนด์ โดยมีระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบตะแกรงเคลื่อนที่และมีระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟูลอิดไดซ์เบด สามารถผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำได้ในอัตราสูงสุด 105 t/h ที่สภาวะความดัน 55 bar และอุณหภูมิ 437°C ซึ่งสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในอัตราต่ำสุด 19 MWe และ สูงสุด 24 MWe ข้อมูลการออกแบบของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ จะนำเสนอในบทที่ 2

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า (cogeneration power plant) เป็นระบบแปรรูปพลังงานที่อาจมีประสิทธิภาพสูงถึง 60% หรืออาจมีค่าสูงถึง 85% สำหรับกลุ่มประเทศที่มีอากาศหนาวเช่นประเทศทางยุโรป เพราะสามารถใช้ความร้อนอุณหภูมิต่ำสำหรับบ้านเรือนได้ ในขณะเดียวกันการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว จะมีประสิทธิภาพเพียง 30-40% เท่านั้น ดังนั้นโรงจักรฯ จึงต้องการการเดินเครื่องที่มีประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตามการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าประสิทธิภาพสูงถึง 60% ในโรงจักรฯ ขนาดเล็กนั้นไม่ใช่เป็นสิ่งง่ายนัก เพราะปริมาณการใช้ความร้อนของโรงงานแปรเปลี่ยนตลอดเวลา ซึ่งมีผลกระทบต่ออัตราการผลิตความร้อนและพลังงานกลของเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ ผลการเปลี่ยนแปลงเหล่านั้นทำให้สมรรถนะของแต่ละอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไป และมีผลกระทบต่อระบบโดยรวมได้ ดังนั้นการที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้ได้สมรรถนะ (หรือประสิทธิภาพ) สูงสุด จึงต้องเข้าใจปฏิสัมพันธ์ (interaction) ระหว่างอุปกรณ์ทั้งหลายในโรงจักรฯ ซึ่งทำได้โดยการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ และคำนวณโดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

1.2 แหล่งพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวล

จากการสำรวจข้อมูลการใช้พลังงานในประเทศไทยเมื่อปี 2540 พบว่าประเทศไทยจัดหาพลังงานรวมทั้งสิ้นเทียบเท่าน้ำมันดิบ 81.8 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.2 ซึ่งเป็นการจัดหาจากแหล่งพลังงานภายในประเทศร้อยละ 56.6 และนำเข้าจากต่างประเทศร้อยละ 43.4 โดยมีการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานภายในประเทศรวมทั้งสิ้นเทียบเท่าน้ำมันดิบ 46.4 ล้านตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.0 ซึ่งประกอบด้วยน้ำมันดิบร้อยละ 3.0, ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 30.2, คอนเดนเสทร้อยละ 4.4, ลิกไนต์ร้อยละ 14.8, พลังน้ำและพลังงานอื่นๆร้อยละ 3.4 และจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ฟืน, แกลบ และกากอ้อย) ร้อยละ 44.2 (DEDP, 1997) ซึ่งการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะมีบทบาทมากที่สุด โดยมีปริมาณรวมทั้งสิ้น 20,503 พันตัน แบ่งเป็นแหล่งพลังงานจากไม้ฟืน 16,501 พันตัน, แกลบ 930 พันตัน และกากอ้อย 3,072 พันตัน ในขณะที่ความต้องการพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีค่า 20,510 พันตัน (ไม้ฟืน 16,508 พันตัน) โดยมีการนำเข้าพลังงานหมุนเวียนจากต่างประเทศ คือ ถ่านไม้เพียงอย่างเดียวเป็นสัดส่วนร้อยละต่ำกว่า 0.1 ของการนำเข้าพลังงานทั้งหมด ซึ่งทำให้การผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนยังเพียงพอต่อความต้องการพลังงานภายในประเทศ

1.2.1 ปริมาณและแหล่งพลังงานชีวมวลจากอุตสาหกรรมไม้ยางพารา

เชื้อเพลิงจากไม้ฟืน (fuel wood) เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวลของประเทศที่มีความสำคัญมากที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่งชีวมวลจากอุตสาหกรรมทางด้านไม้ยางพารา เพราะประเทศไทยมีทรัพยากรทางด้านไม้ยางพารามากเป็นอันดับสองของโลกรองจากประเทศอินโดนีเซีย โดยมีพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราในประเทศ เป็นจำนวนทั้งสิ้น 12.25 ล้านไร่ (สำรวจเมื่อปี 1998) คิดเป็นร้อยละ 21 ของพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราทั้งหมดในโลก (58.5 ล้านไร่) โดยเกือบร้อยละ 90 (10.45 ล้านไร่) ของพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราทั้งหมดในประเทศอยู่ทางภาคใต้ของประเทศ โดยเฉพาะพื้นที่ในจังหวัดสงขลา, นราธิวาส, ตรัง, นครศรีธรรมราช, สุราษฎร์ธานี และยะลา ในขณะที่พื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราในภาคตะวันออกและภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศมีประมาณ 1.508 และ 0.284 ล้านไร่ ตามลำดับ (Rubber Research Institute, 1998)

การส่งออกของอุตสาหกรรมยางพารานำรายได้เข้าประเทศปีละ 80,000 ล้านบาทต่อปี ทำให้เกิดการจ้างงานถึง 6 ล้านคนเพื่อตอบสนองกับอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในประเทศ โดยร้อยละ 83 ของไม้ยางพาราในประเทศจะถูกนำไปใช้ในกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น เฟอร์นิเจอร์, ไม้อัด, เครื่องครัว, ของเล่น เป็นต้น (ITC, 1993) ซึ่งพื้นที่เพาะปลูกไม้ยางพาราทั้งหมดในภาคใต้ 10.45 ล้านไร่ จะมีชีวมวลที่นำไปใช้ในอุตสาหกรรมคิดเป็นพื้นที่ประมาณ 350,000 ไร่ต่อปี โดยสมมุติว่ามีการโค่นไม้ยางเมื่ออายุ 25-30 ปี ซึ่งจะมีปริมาณชีวมวลโดยเฉลี่ย 45 ลูกบาศก์เมตรต่อไร่ ดังนั้นในระยะเวลา 1 ปี ทางภาคใต้ของประเทศไทยจะมีปริมาณชีวมวลประมาณ 15.75×10^6 ลูกบาศก์เมตรต่อปี แต่มีเพียงร้อยละ 45.87 ที่มีขนาดเหมาะสมสำหรับการแปรรูป และจากการสำรวจข้อมูลในกระบวนการแปรรูปของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆจากท่อนซุงไปเป็นไม้ยาง (sawn timber) พบว่าจะมีชีวมวลเศษเหลือทิ้งจากการแปรรูปจำนวนมากถึงประมาณร้อยละ 81.65 ซึ่งประกอบด้วยชีวมวลจากปีกไม้และขี้เลื่อยร้อยละ 27.52 และชีวมวลจากเศษกิ่งไม้ขนาดเล็กร้อยละ 54.13 ในขณะที่จะได้ปริมาณไม้ยางขนาดมาตรฐานที่นำไปใช้ในโรงงานประกอบเฟอร์นิเจอร์เพียงร้อยละ 18.35 เท่านั้น ดังได้แสดงไว้ใน Figure 1.1 ซึ่งจะเห็นได้ว่าการแปรรูปไม้ยางพาราในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆทางภาคใต้ของประเทศจะมีชีวมวลเศษเหลือถึงปีละ 12.86×10^6 ลูกบาศก์เมตร

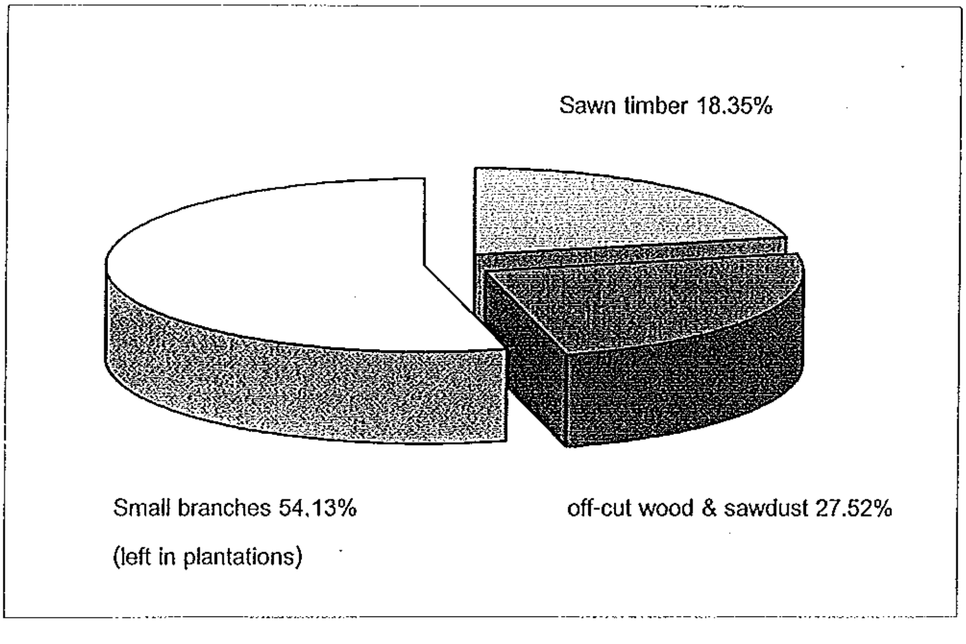


Figure 1.1 Proportion of products from rubber wood modification process.

(Derived from Royal Forestry Department report)

สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมเฟอร์นิเจอร์หรือโรงงานอุตสาหกรรมแปรรูปไม้ยางอื่นๆความสามารถในการแปรรูปจากไม้ยางพาราดิบไปเป็นผลิตภัณฑ์ต่างๆ มีค่าเพียงร้อยละ 8.35 เท่านั้น โดยสูญเสียจากเศษกิ่งไม้ยางพาราที่มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางน้อยกว่า 6 นิ้ว ถึงร้อยละ 54.13 ทำให้มีปริมาณท่อนซุงเข้าสู่โรงเลื่อยเพียงร้อยละ 45.87 เท่านั้น อีกทั้งประสิทธิภาพในการเลื่อย (sawing yield) มีค่าเพียง 40% และยังมีการสูญเสียในโรงงานเฟอร์นิเจอร์จากการประกอบหรือตกแต่งผลิตภัณฑ์อีกร้อยละ 10 ซึ่งทำให้การแปรรูปจากไม้ยางพาราดิบไปเป็นผลิตภัณฑ์ต่างๆมีการสูญเสียสูงถึงร้อยละ 91.65 ดังได้แสดงไว้ใน Figure 1.2 (Prasertsan and Vanapruk, 1997)

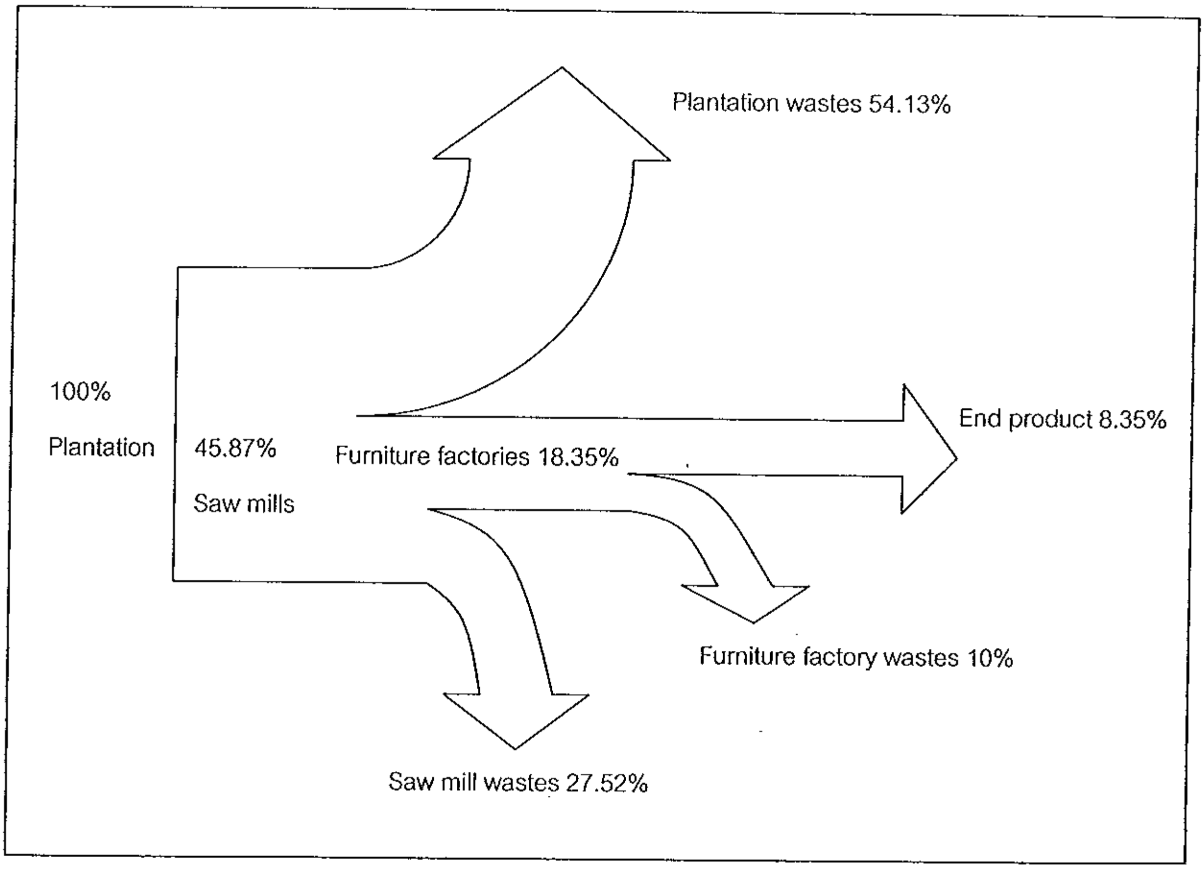


Figure 1.2 Wood flow from plantation to products.

ในระยะเวลา 1 ปี จะมีชีวมวลเหลือทิ้งจากการแปรูปไม้ยางพาราดิบในโรงงานอุตสาหกรรมทางภาคใต้ (จากปริมาณชีวมวล 15.75x10^{6} ลูกบาศก์เมตร) เป็นจำนวน 7.08x10^{6}, 3.60x10^{6} และ 1.31x10^{6} ลูกบาศก์เมตร จากเศษท่อนไม้และกิ่งไม้ยางขนาดเล็ก, โรงเลื่อย และโรงงานเฟอร์นิเจอร์ตามลำดับ โดยปกติไม้ยางพาราแห้งจะมีปริมาตรการหดตัว (volumetric shrinkage) ประมาณ 10% ความหนาแน่น 630 kg/m^{3} และค่าความร้อนเชื้อเพลิง 17.9 MJ/kg (ไม้ยางพาราแห้ง) ซึ่งชีวมวลเหลือทิ้งจากเศษไม้ยางเหล่านี้สามารถใช้เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีค่า 71.86x10^{6}, 36.54x10^{6} และ 13.30x10^{6} GJ ตามลำดับ โดยมีเพียงชีวมวลเหลือทิ้งจากโรงเลื่อยและโรงงานเฟอร์นิเจอร์เท่านั้นที่จะไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการขนส่ง ถ้าหากโรงจักรผลิตพลังงานไฟฟ้าถูกตั้งในบริเวณโรงงานเหล่านั้น โดยสมมุติว่าประสิทธิภาพของโรงจักรมีค่าประมาณ 30% ดังนั้นในระยะเวลา 1 ปี จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวลเหลือทิ้งจากเศษไม้ยางได้สูงถึงปีละ 3.05x10^{9} และ 1.11x10^{9} kWh/year จากโรงเลื่อยและโรงงานเฟอร์นิเจอร์ตามลำดับ

อย่างไรก็ตามการนำชีวมวลเหลือทิ้งจากเศษไม้ยางมาผลิตพลังงานนั้นจะเหมาะสมกับโรงงานทางด้านอุตสาหกรรมไม้ยางพารา เนื่องจากการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงจากเศษไม้ทำได้สะดวกและเสียค่าใช้จ่ายในการขนส่งเชื้อเพลิงที่น้อยกว่า อีกทั้งโรงงานเหล่านี้ยังเป็นโรงงานที่มีความต้องการใช้ทั้งพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้ากล่าวคือ มีการใช้พลังงานความร้อนในกระบวนการอบแห้งผลิตภัณฑ์ไม้ยางพารา, ขึ้นรูป และมีการใช้ไฟฟ้าในกระบวนการผลิต เช่น เครื่องจักรในสายการผลิต, เครื่องจักรในโรงเลื่อย เป็นต้น สำหรับข้อมูลใน Table 1.1 แสดงศักยภาพของโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราทางภาคใต้ของประเทศประมาณ 150 โรงงาน ที่มีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากเศษไม้ยางได้ประมาณ 650 MWe (Prasertsan and Vanapruk, 1997) แต่ในสภาพปัจจุบันโรงงานเกือบทั้งหมดผลิตพลังงานความร้อนจากเศษไม้และซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ดังนั้นการที่จะนำชีวมวลเหลือทิ้งจากเศษไม้ยางมาผลิตพลังงานไฟฟ้านั้น จะต้องการระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงพอ (ประสิทธิภาพโดยรวมไม่น้อยกว่า 45%) จึงจะคุ้มต่อการลงทุน สำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานจากชีวมวลเหลือทิ้งจากเศษไม้ยางให้สูงขึ้นด้วยระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า (cogeneration system) จะเป็นตัวเลือกที่เหมาะสมมากกับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารา เพราะสามารถให้ประสิทธิภาพโดยรวมสูงถึง 60% และยังสามารถผลิตทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้าให้กับโรงงานอุตสาหกรรมเหล่านั้นพร้อมกันได้ อีกทั้งยังสามารถขายพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้อีกด้วย ซึ่งนอกจะช่วยลดค่าใช้จ่ายทาง

ด้านไฟฟ้าแก่โรงงานแล้วยังเพิ่มรายได้ให้กับโรงงานจากการขายไฟฟ้าส่วนเกินได้อีกด้วย ดังนั้นการนำระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้ามาใช้กับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารา นอกจากจะเป็นการช่วยกำจัดเศษวัสดุเหลือของโรงงานแล้ว ยังจะเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย

Table 1.1 Potential rubber wood waste power generation in Southern of Thailand. (1997)

Provinces	0.5-1 MWe	1-3 MWe	3-6 MWe	6-10 MWe	>10 MWe
Chumporn	2				
Krabi	1	2	1		
Nakornsri	11	3	3	4	1 [44 MWe]
Narathiwas	3	2	1		1 [41 MWe]
Pangna	2	1	1		
Pattalung		1			
Pattani	2	4		1	
Satoon	1	3			
Songkhla	9	9	5	4	1 [52 MWe]
Surattani	7	21	5	1	1 [73 MWe]
Trang	8	9	5	1	
Yala	10	6	4	2	
Total	*56*	*61*	*25*	*13*	*4*

1.2.2 สถานสภาพแหล่งเชื้อเพลิงจากอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในอนาคต

แหล่งเชื้อเพลิงจากอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในอนาคตสามารถคำนวณหาได้จากการกระจายอายุของกลุ่มไม้ยางพาราทุกๆ 6 ปี ซึ่งความสามารถในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงจากเศษไม้แสดงไว้ใน Table 1.2 (Prasertsan and Vanapruk, 1997) โดยคำนวณจากการแปรรูปจากไม้ยางพาราดิบไปเป็นผลิตภัณฑ์ต่างๆ ซึ่งมีการสูญเสียปริมาณไม้ในระหว่างการผลิตสูงถึงร้อยละ 91.65 (Figure 1.2) และสมมุติว่าไม้ยางพารามีอายุ 25 ปี ดังนั้นจะสามารถคำนวณหาแหล่งเชื้อเพลิงจากเศษไม้ได้ ซึ่งจะมีปริมาณสูงสุดคือ 78.76 ล้านตัน ในช่วงปี 2005-2010 หรือ 13.13 ล้านตันต่อปี ซึ่งถ้าหากแหล่งเชื้อเพลิงจากเศษไม้ทั้งหมดถูกนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า (สมมุติว่าประสิทธิภาพของโรงจักรฯมีค่า 30%) โดยเชื้อเพลิงจากเศษไม้เหลือทิ้ง 13.13 ล้านตันต่อปี จะสามารถป้อนให้กับโรงจักรผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังการผลิตสูงถึง 2,235 MWe

Table 1.2 Age distribution of rubber plantation and projection of wood supply (1991)

Age	Total area		Projected wood supply		Projected waste supply	
(year)	x 10^6 rai	%	Year	x 10^6 m^3 (fresh)	x 10^6 ton (dry)	x 10^6 GJ
0-5	2.287	20.6	2011-2016	102.92	53.48	957.29
6-11	3.368	30.3	2005-2010	151.56	78.76	1409.81
12-17	2.832	25.5	1999-2004	127.44	66.22	1185.34
18-23	2.026	18.2	1993-1998	91.17	47.38	848.10
over 24	0.605	5.4				

ในขณะเดียวกันถ้ามีการนำระบบผลิตพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูง (โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้ามีประสิทธิภาพอย่างน้อย 45%) ซึ่งเชื้อเพลิงจากเศษไม้เหลือทิ้ง 13.13 ล้านตันต่อปี จะสามารถป้อนให้กับโรงจักรผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงถึง 3,350 MWe ดังนั้นถ้านำระบบผลิตพลังงานร่วมมาใช้งานจริงกับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารา จะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆเพื่อที่จะมาผลิตพลังงานใช้ภายในประเทศได้อย่างน้อยที่สุดถึงปีละประมาณ 1,115 MWe ซึ่งจะช่วยแก้ไขปัญหาความต้องการพลังงานที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปีและสถานการณ์การคาดแคลนพลังงานภายในประเทศที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตได้

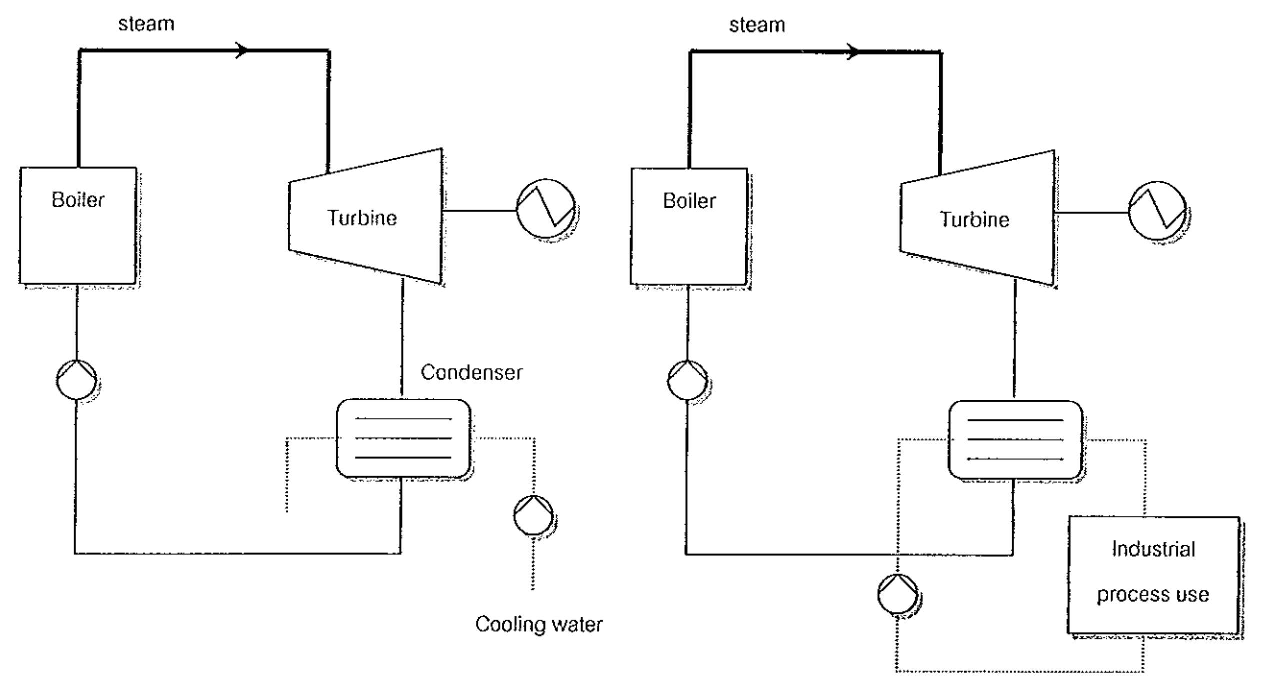
1.3 ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า

1.3.1 ข้อได้เปรียบของระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า

การแปรรูปพลังงานโดยตรงจากพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกลหรือพลังงานไฟฟ้า ย่อมมีการสูญเสียพลังงานเกิดขึ้น ซึ่งลักษณะทางกายภาพแล้วเป็นไม่ได้ที่ทำให้สัดส่วนการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานความร้อนมาเป็นพลังงานกลมีค่ามากกว่า 60% (ขีดจำกัดของวัฏจักรคาร์โน) สำหรับในประเทศไทยประสิทธิภาพในการแปรรูปพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกลมีค่าเพียง 30-35% เท่านั้น โรงจักรพลังงานความร้อนสมัยใหม่ (200-600 MW) ซึ่งสามารถเดินเครื่องที่ความดันสูง (240 bar) และผลิตไอน้ำที่อุณหภูมิสูง (>500°C) อาจมีประสิทธิภาพในการแปรรูปพลังงานสูงถึง 45% ในขณะเดียวกันสำหรับกลุ่มประเทศที่มีอากาศหนาวเช่นกลุ่มประเทศทางยุโรป สามารถนำความร้อนเหลือทิ้งที่อุณหภูมิต่ำหรือสามารถนำพลังงานที่สูญเสียในการแปรรูปพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกลกลับมาใช้ประโยชน์ในรูปแบบอื่นๆได้ เช่น ใช้ในการอบแห้งหรือใช้เพื่อความอบอุ่นในบ้านเรือน ซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมในการแปรรูปพลังงานสูงกว่า 45% ก็ได้ ดังนั้นในการแปรรูปพลังงานที่สามารถดึงพลังงานความร้อนบางส่วนไปใช้งาน หรือสามารถนำพลังงานความร้อนที่สูญเสียจากการแปรรูปพลังงานกลับมาใช้ประโยชน์ได้ จะทำให้ประสิทธิภาพในการแปรรูปพลังงานในระบบดังกล่าวอาจมีค่ามากกว่า 60% ก็ได้ ซึ่งจะเรียกว่าการแปรรูปพลังงานดังกล่าวว่าเป็นระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม (combined heat and power, CHP) หรือระบบผลิตพลังงานร่วม (cogeneration system)

โดยพื้นฐานแล้วระบบผลิตพลังงานร่วมจะผลิตพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้า ซึ่งทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมเป็นตัวเลือกที่สำคัญและน่าสนใจสำหรับอุตสาหกรรมที่ต้องการใช้ทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้า หรือการนำไปประยุกต์ใช้กับอุตสาหกรรมที่ต้องการเปลี่ยนพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าไปเป็นพลังงานในรูปแบบอื่นๆ ซึ่งทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมเป็นระบบที่น่าสนใจมากกว่าระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (conventional system) เป็นเพราะประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานร่วมอาจมีค่าสูงถึง 85% ในขณะที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว มีประสิทธิภาพเพียง 30-40% เท่านั้น Figure 1.3 แสดงรูปแบบของระบบผลิตพลังงานร่วมอย่างง่ายกับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยระบบผลิตพลังงานร่วมจะมีการดึงพลังงานความร้อนบางส่วนหรือพลังงานความร้อนที่เหลือทิ้งมาใช้กระบวนการผลิตของอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนหรือไอน้ำ (industrial process use) โดยลักษณะการทำงาน

ของระบบผลิตพลังงานร่วมจะขึ้นอยู่กับอุตสาหกรรมที่นำไปใช้งานว่าต้องการพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าเป็นผลผลิตหลัก ซึ่งจะทำให้รูปแบบและการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมแตกต่างกันออกไป โดยจะกล่าวรายละเอียดไว้ในหัวข้อต่อไป



(a) Conventional System. (b) Cogeneration System.

Figure 1.3 Schematic diagrams of conventional and cogeneratiom system.

ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าเป็นเทคโนโลยีทางด้านพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งมีข้อได้เปรียบตรงที่สามารถลดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (primary energy) ที่ใช้ในการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิง ในขณะที่ยังสามารถผลิตทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้าได้ในปริมาณที่เท่ากันกับระบบที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมมีประสิทธิภาพโดยรวมสูงกว่าระบบที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า Figure 1.4 แสดงการเปรียบเทียบการใช้พลังงานปฐมภูมิของระบบผลิตพลังงานร่วมและ

ระบบผลิตพลังงานที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า (Mohanty, 1997) ซึ่งพบว่าระบบที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า จะใช้พลังงานปฐมภูมิมากกว่าระบบผลิตพลังงานร่วมประมาณ 40% เป็นเพราะระบบที่แยกผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวจะมีประสิทธิภาพในการแปรรูปพลังงานเพียง 30-40% เท่านั้น ซึ่งจะมีการสูญเสียพลังงานค่อนข้างมาก ในขณะที่ระบบผลิตพลังงานร่วมจะมีการดึงพลังงานความร้อนบางส่วนไปใช้งานหรือสามารถนำพลังงานความร้อนที่สูญเสียจากการแปรรูปพลังงานกลับมาใช้ประโยชน์ได้ จึงมีความสูญเสียในการแปรรูปพลังงานและมีการใช้พลังงานปฐมภูมิน้อยกว่าระบบที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าได้รับความสนใจและถูกนำไปใช้งานมากกว่าระบบที่แยกผลิตระหว่างพลังงานความร้อนและไฟฟ้า

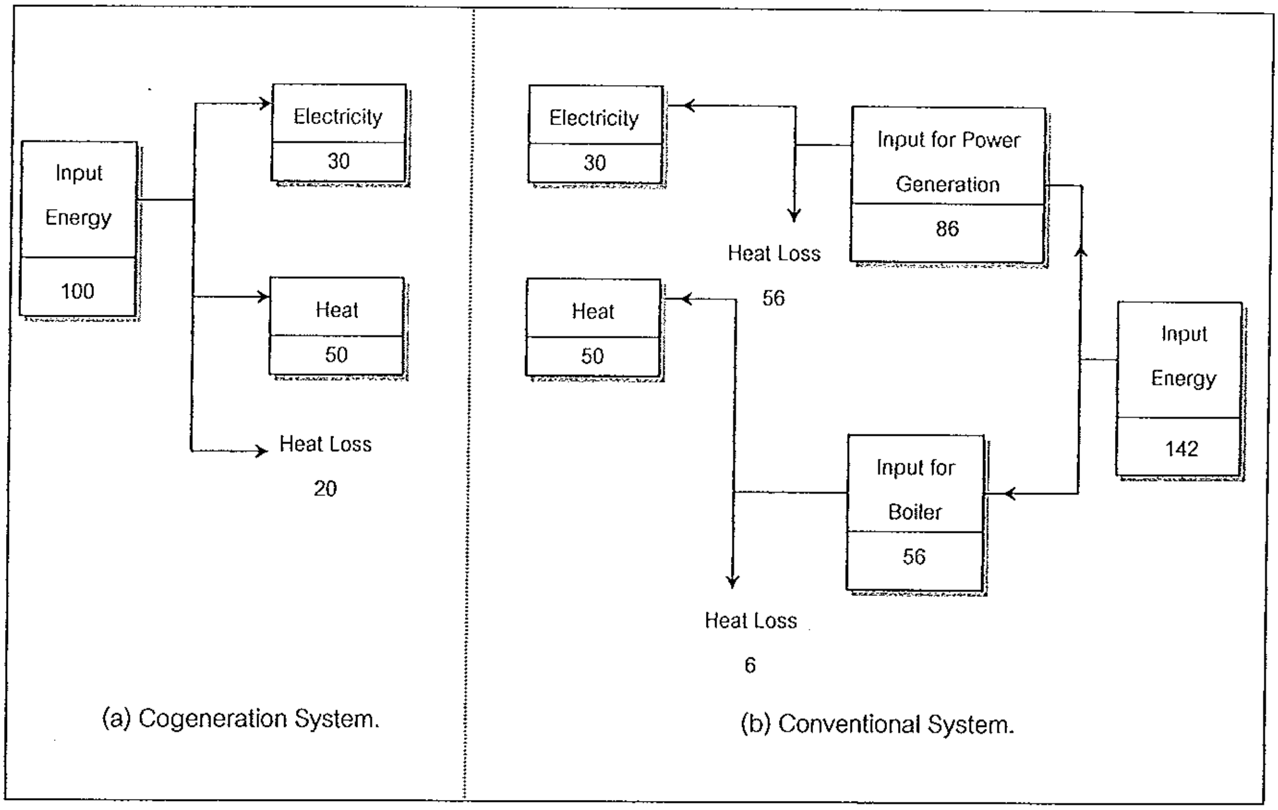


Figure 1.4 Comparison of energy balance for cogeneration system and conventional system.

1.3.2 ชนิดของระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า

ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าสามารถจัดแบ่งได้หลายวิธี โดยทั่วไปชนิดของระบบผลิตพลังงานร่วมจะแบ่งตามลำดับการใช้พลังงานของระบบ (พลังงานความร้อนหรือไฟฟ้า), ชนิดของเครื่องต้นกำลังหรือกังหัน (prime mover) และลักษณะการเดินเครื่องของระบบเป็นต้น สำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าเมื่อใช้เศษวัสดุเหลือจากชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงจะแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ คือ ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่าง (bottoming cycle cogeneration systems) และระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบน (topping cycle cogeneration systems) ซึ่งลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมในแต่ละรูปแบบจะขึ้นอยู่กับอุตสาหกรรมที่นำไปใช้งานว่าต้องการพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าเป็นผลผลิตหลัก โดยในระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่างจะนำไปใช้กับอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนเป็นผลผลิตหลัก ซึ่งเหมาะสมกับอุตสาหกรรมที่กระบวนการผลิตต้องการพลังงานความร้อนหรือไอน้ำที่อุณหภูมิสูงมาก ได้แก่อุตสาหกรรมจำพวกสารเคมี, โรงงานเซรามิกส์, โรงงานผลิตปูนซีเมนต์, โรงงานถลุงโลหะหรือหลอมเหลวแก้ว เป็นต้น และสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบนจะนำไปใช้งานกับอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นผลผลิตหลักหรือนำไปใช้งานกับอุตสาหกรรมที่มีความต้องการปริมาณความร้อนหรือไอน้ำที่อุณหภูมิไม่สูงมาก เช่นกระบวนการอบแห้งในอุตสาหกรรมอาหาร, โรงงานกระดาษ, โรงงานกลั่นน้ำมันปาล์ม , โรงงานกลั่นน้ำมันปิโตเลียม เป็นต้น

ก. ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่าง

ในระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่างเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้ในปริมาณที่เพียงพอสำหรับกระบวนการผลิตที่ต้องการพลังงานความร้อน แล้วจึงนำพลังงานความร้อนที่เหลือทิ้ง (waste heat) จากกระบวนการผลิตมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าดังแสดงไว้ใน Figure 1.5 ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่างจะเหมาะสมกับอุตสาหกรรมที่มีกระบวนการผลิตที่ต้องการพลังงานความร้อนเกรดสูง (อุณหภูมิและความดันสูง) หรือไอน้ำที่อุณหภูมิสูงมาก เพราะพลังงานความร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตจะมีอุณหภูมิสูงพอ (ควรมีค่ามากกว่า 250°C) ที่จะสามารถนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือนำกลับมาใช้ใหม่โดยการแลกเปลี่ยนความร้อนกับเครื่องกำเนิดไอน้ำ ซึ่งทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่างนี้จะมีประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าแบบวัฏจักรบน

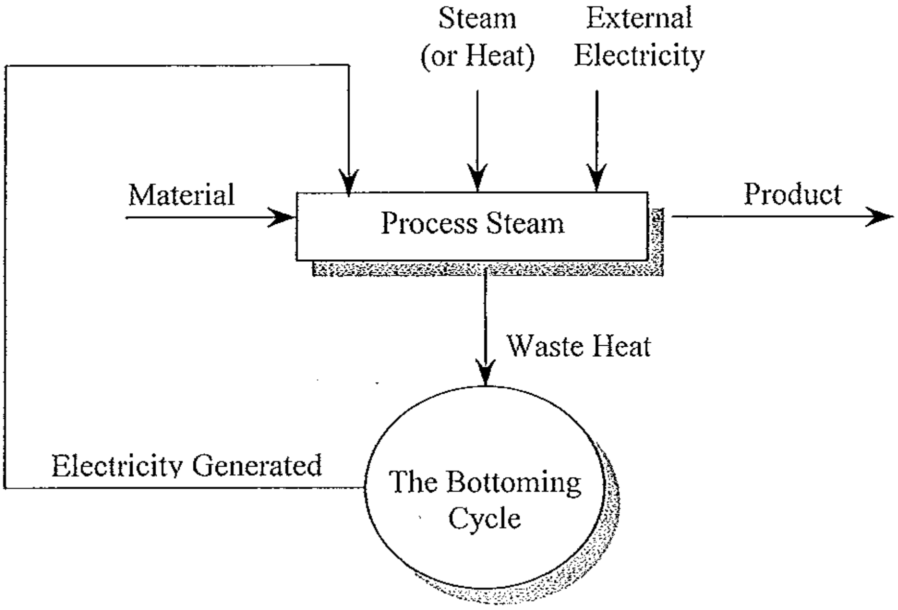


Figure 1.5 Bottoming cycle cogeneration systems.

ข. ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบน

ในระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบนเป็นวัฏจักรเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้ในปริมาณที่เพียงพอสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้กังหันไอน้ำหรือกังหันก๊าซ แล้วจึงดึงพลังงานความร้อนบางส่วนหรือพลังงานความร้อนเหลือทิ้งจากกังหันไอน้ำนำมาใช้ในกระบวนการผลิตดังแสดงไว้ใน Figure 1.6 สำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบนจะเหมาะสมกับอุตสาหกรรมที่กระบวนการผลิตต้องการพลังงานความร้อนหรือไอน้ำที่มีอุณหภูมิไม่สูงมากนักหรือในอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นผลผลิตหลัก ซึ่งจะเหมาะสมโรงงานอุตสาหกรรมที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในราคาถูกกว่าการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือนครหลวง และยังสามารถขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอีกด้วย ทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบนได้รับความสนใจมากเป็นพิเศษในอุตสาหกรรมการเกษตรขนาดกลางและขนาดเล็กที่ต้องการทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้าและต้องการพลังงานความร้อนในเกรดต่ำ (อุณหภูมิและความดันต่ำ) ซึ่งเป็นหลักการโดยทั่วไปของอุตสาหกรรมเกษตรที่มีชีวมวลเหลือทิ้ง

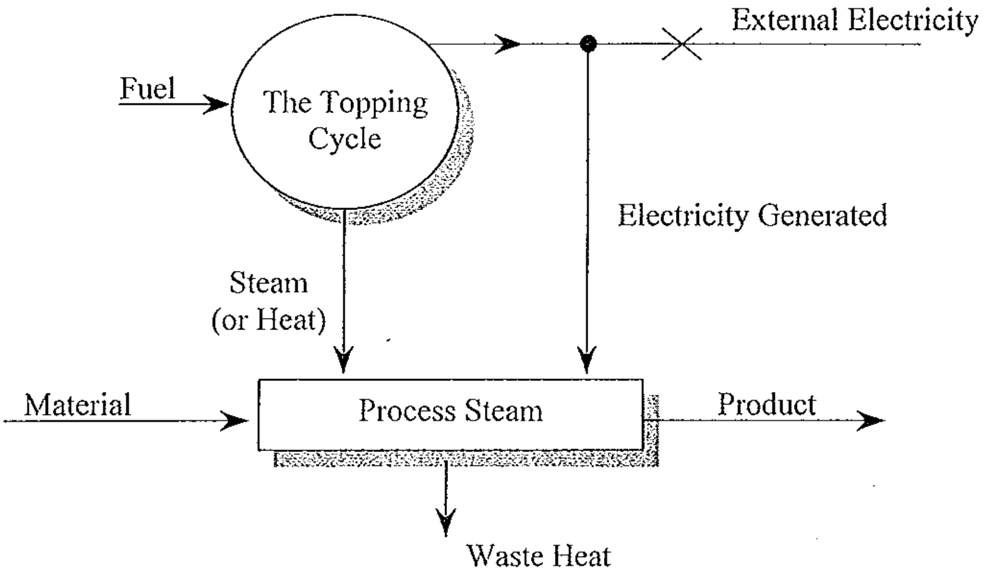


Figure 1.6 Topping cycle cogeneration systems.

1.3.3 การเลือกรูปแบบเครื่องต้นกำลังสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วม

การจัดแบ่งประเภทของระบบผลิตพลังงานร่วมด้วยเครื่องต้นกำลัง (prime mover) สามารถแบ่งเป็นระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำ, กังหันก๊าซ และเครื่องยนต์สันดาปภายใน การเลือกใช้เครื่องต้นกำลังให้เหมาะสมกับระบบผลิตพลังงานร่วมจะขึ้นอยู่กับอุตสาหกรรมที่จะนำไปใช้งาน เช่น กังหันไอน้ำมีข้อได้เปรียบตรงสามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายรูปแบบ ส่วนกังหันก๊าซมีข้อได้เปรียบตรงมีขนาดกระทัดรัดกว่าและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมีค่าต่ำกว่า ในขณะที่เครื่องยนต์สันดาปภายในจะเหมาะสมกับอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนในอัตราที่ต่ำกว่าพลังงานไฟฟ้า แต่จะเสียค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงรักษาค่อนข้างสูง เป็นต้น อย่างไรก็ตามการเลือกรูปแบบเครื่องต้นกำลังของระบบผลิตพลังงานร่วมมีแนวทางดังนี้

ก. ในแต่ละอุตสาหกรรมที่จะใช้ระบบผลิตพลังงานร่วมจะต้องทราบปริมาณความต้องการพลังงานความร้อนหรือไอน้ำและพลังงานไฟฟ้า

ข. พิจารณาชนิดของเชื้อเพลิงและความเหมาะสมที่จะนำมาใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วมซึ่งชนิดของเชื้อเพลิงที่จัดหาได้สะดวกราคาไม่แพง ย่อมลดขั้นตอนในการจัดหาหรือการขนส่งและช่วยลดต้นทุนการผลิต

ค. เมื่อทราบค่าอัตราส่วนการผลิตของพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้า (heat-power ratio) ในอุตสาหกรรมที่จะนำไปใช้งานแล้ว การเลือกเครื่องต้นกำลังให้เหมาะสมกับระบบผลิตพลังงานร่วมจะต้องพิจารณาถึงความสามารถในการตอบสนองอัตราการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าของเครื่องต้นกำลังแบบต่างๆและต้องยังคำนึงถึงตัวแปรต่างๆ เช่น ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง, ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงเครื่องจักร เป็นต้น ค่าอัตราส่วนพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้าและตัวแปรอื่นๆของเครื่องต้นกำลังแต่ละแบบแสดงไว้ใน Table 1.3 (Mohanty, 1997) ซึ่งโดยทั่วไประบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำจะให้ค่าอัตราส่วนของพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ตรงกับความต้องการการใช้พลังงานในอุตสาหกรรมได้หลากหลาย ส่วนระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้กังหันก๊าซหรือเครื่องยนต์สันดาปภายในเป็นเครื่องต้นกำลังจะมีค่าอัตราส่วนของพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้าใกล้เคียงกันแต่จะน้อยกว่าแบบกังหันไอน้ำ

Table 1.3 Basic heat-power ratio and other parameters of cogeneration systems.

Cogeneration system	Heat-power ratio (kW_{th} / kW_e)	Power output (% of fuel input)	Overall efficiency (%)
Back-pressure steam turbine	4.0-14.3	14.28	84-92
Extraction-condensing steam turbine	2.0-10.0	22-40	60-80
Gas turbine	1.3-2.0	24-35	70-85
Internal combustion engine	1.1-2.5	33-53	75-85

1.3.4 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำเป็นเครื่องต้นกำลัง

สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราหรือทางการเกษตรซึ่งต้องการพลังงานความร้อนหรือไอน้ำที่อุณหภูมิไม่สูงมาก ซึ่งเป็นพลังงานความร้อนเกรดต่ำและมีชีวมวลเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตจำนวนมาก โดยระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้ส่วนใหญ่จะเป็นแบบวัฏจักรบนและเครื่องต้นกำลังจะเป็นกังหันไอน้ำ ซึ่งจะมีลักษณะการทำงานและรูปแบบที่แตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับคุณภาพของพลังงานความร้อนและไฟฟ้าที่ต้องการนำไปใช้งาน โดยทั่วไปแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ คือ ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับ (back-pressure steam turbine) และระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำตัดตอน (extraction-condensing steam turbine)

ก. ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับ

รูปแบบของระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับอย่างง่ายแสดงไว้ใน Figure 1.7 ไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำจะถูกนำไปผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ แล้วจึงเอาไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำไปใช้งาน (process steam) กังหันไอน้ำที่ใช้งานในระบบผลิตพลังงานร่วมจะแตกต่างจากกังหันไอน้ำที่ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว กล่าวคือ ไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำจะมีความดันสูงกว่ามาก (ในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ความดันจะต่ำกว่าบรรยากาศ) ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระดับความต้องการพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้งาน ระบบผลิตพลังร่วมแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับจะมีรูปแบบที่ง่ายและต้องการอุปกรณ์ทางความร้อนจำนวนน้อยกว่าระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำตัดตอน (เพราะไม่ต้องใช้คอนเดนเซอร์และระบบระบายความร้อนทิ้ง) ซึ่งจะลดเงินลงทุนเบื้องต้นของระบบผลิตพลังงานร่วมลงได้มาก อีกทั้งระบบยังให้ค่าอัตราส่วนการผลิตพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้าสูงและมีประสิทธิภาพโดยรวมสูงกว่าระบบผลิตพลังร่วมแบบกังหันไอน้ำตัดตอน เพราะไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำ (exhaust steam) จะถูกนำไปใช้งานได้หมดในกระบวนการผลิต ดังที่ได้แสดงไว้ใน Table 1.3 อย่างไรก็ตามระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกันหันไอน้ำความดันโต้กลับจะไม่เหมาะสมกับอุตสาหกรรมที่ความต้องการพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก

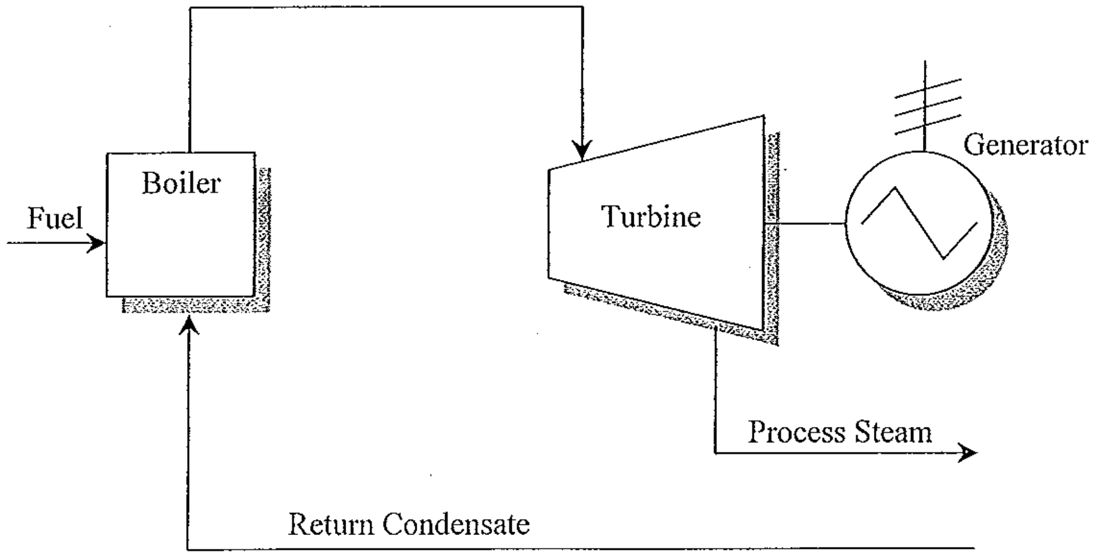


Figure 1.7 Cogeneration with back-pressure steam turbine.

ข. ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำตัดตอน

รูปแบบของระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำตัดตอนอย่างง่ายแสดงไว้ใน Figure 1.8 ไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำเมื่อขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำจนถึงจุดที่ความดันเท่ากับความดันไอน้ำที่จะนำไปใช้งาน ไอน้ำส่วนหนึ่งจะถูกดึงออกจากกังหันไอน้ำเพื่อนำไปใช้งาน โดยจุดตัดตอนของไอน้ำ (point of extraction steam) สามารถมีได้มากกว่า 1 จุด ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระดับอุณหภูมิของพลังงานความร้อนหรือไอน้ำที่ต้องการนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ไอน้ำส่วนที่เหลือจะถูกนำไปผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ ซึ่งความดันไอน้ำที่ทางออกจากกังหันไอน้ำจะมีค่าต่ำกว่าบรรยากาศ เพื่อที่จะได้งานจากกังหันไอน้ำมากที่สุด (มีค่าประมาณ 0.1-0.3 bar) ไอน้ำที่ทางออกจากกังหันไอน้ำจะระบายความร้อนทิ้งที่คอนเดนเซอร์โดยการแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็น ประสิทธิภาพโดยรวมทางความร้อนของกังหันไอน้ำตัดตอนจะมีค่าต่ำกว่ากังหันไอน้ำแบบความดันโต้กลับ เพราะไอน้ำที่ทางออกของกังหันไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (สูญเสียพลังงานความร้อนให้กับน้ำหล่อเย็น) แต่กังหันไอน้ำแบบตัดตอนจะให้อัตราส่วนการผลิตพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้าน้อยกว่ากังหันไอน้ำความดันโต้กลับ ในขณะที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้ามากกว่า และยังสามารถตอบสนองกับอุตสาหกรรมที่พลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงได้มาก

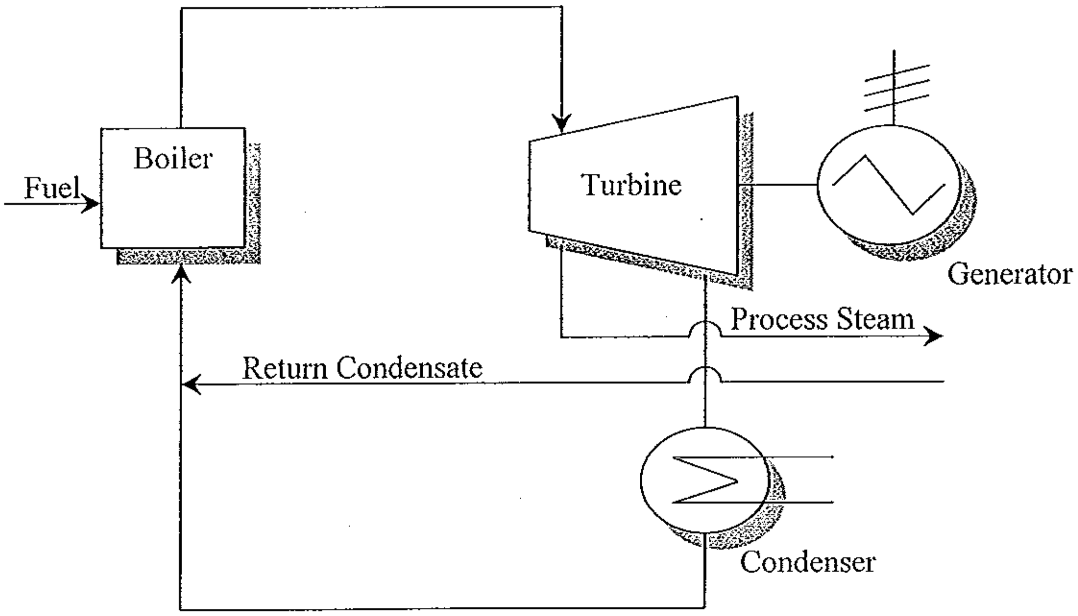


Figure 1.8 Cogeneration with extraction-condensing turbine.

1.3.5 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก

ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช) ได้พิจารณาเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (small power produce, SPP) โดยการใช้กากหรือเศษวัสดุเหลือเป็นเชื้อเพลิงและการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งเป็นการใช้พลังงานนอกรูปแบบและต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์มากขึ้น อีกทั้งยังเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในปี 2535 ได้มีความเห็นชอบในนโยบายให้ผู้ผลิตรายเล็กสามารถผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า และจัดให้ทำระเบียบและข้อตกลงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กดังนี้ (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2541)

ก. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กเข้าระบบการไฟฟ้าแต่ละรายในปริมาณไม่เกิน 60 MWe ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ในกรณีที่ผู้ผลิตรายเล็กมีการเสนอขายเกิน 60 MWe การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะพิจารณาเป็นรายๆไป แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน 90 MWe

ข. เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้กระบวนการทางความร้อน (process steam) ซึ่งเรียกว่าระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรบน หรือในทางตรงข้ามคือ การนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการทางความร้อนไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่าระบบผลิตพลังงานร่วมแบบวัฏจักรล่าง

ค. มีสัดส่วนการผลิตพลังงานความร้อนที่นำไปใช้กระบวนการทางความร้อนต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 โดยเฉลี่ยในแต่ละปี

ง. ผู้ผลิตรายเล็กซึ่งจะเริ่มก่อสร้างหลังประกาศนี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ดำเนินการอยู่ก่อนแต่ได้ทำการปรับปรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพหรือขยายกำลังการผลิต โดยใช้เงินทุนในการปรับปรุงเฉพาะในส่วนของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำมีมูลค่ารวมกันเกินกว่าครึ่งหนึ่งของเงินทุนที่จะต้องใช้ในการสร้างระบบผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในขนาดเดียวกันขึ้นมาใหม่ ต้องมีคุณสมบัติต่อไปนี้ด้วย คือ ถ้าใช้น้ำมันและ /หรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงไม่ว่าจะใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักหรือเชื้อเพลิงเสริมก็ตามจะต้องมีสัดส่วนของผลบวกระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และครึ่งหนึ่งของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการทางความร้อน ต่อพลังงานจากน้ำมันและ /หรือก๊าซธรรมชาติ (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิง) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 45 โดยคิดเฉลี่ยในแต่ละปี

จ. จะต้องผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าในช่วงเดือนที่ระบบของการไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าสูง (peak month) คือ เดือน มีนาคม, เมษายน, พฤษภาคม และมิถุนายน โดยจะต้องมีจำนวนชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้าขายให้กับการไฟฟ้ารวมทั้งปีไม่น้อยกว่า 4,672 ชั่วโมง

ฉ. จะต้องทำการหยุดเพื่อทำการตรวจสอบซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้านอกช่วง peak month ในกรณีที่จำเป็นให้มีการหยุดซ่อมได้โดยมีระยะเวลาการหยุดซ่อมในช่วงเวลา 18.30-21.30 น. โดยมีกำหนดการหยุดเพื่อทำการซ่อมบำรุงรักษาจะต้องรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง หรือ 35 วัน ในรอบ 12 เดือน หรือสามารถสะสมชั่วโมงการหยุดซ่อมได้ในช่วงปีที่ต่อเนื่องกันเป็นเวลาไม่เกิน 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) โดยที่จะต้องใช้เวลาดังกล่าวต่อเนื่องในการซ่อมใหญ่ครั้งหนึ่งเท่านั้น

ช. เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม ผู้ผลิตรายเล็กจะต้องสามารถลดการจ่ายพลังงานไฟฟ้าลงในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าต่ำ (off peak) คือเวลา 21.30-0.800 น. ให้เหลือไม่ต่ำกว่าร้อยละ 65 ของพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 นาที

CENTRAL LIBRARY
PRINCE OF ... A UNIVERSITY

1.4 สถานภาพของระบบผลิตพลังงานร่วมภายในประเทศและกลุ่มประเทศอาเซียน

ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้ายังเป็นเทคโนโลยีใหม่ในประเทศไทย ด้วยเหตุผลดังกล่าวทำให้มีอุตสาหกรรมเพียงจำนวนน้อยที่ได้นำระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าไปประยุกต์ใช้งานจริงและอีกสาเหตุหนึ่งที่ได้ทำให้ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าไม่ได้รับความนิยมในอดีต เป็นเพราะกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จากระบบสามารถนำไปใช้งานได้เพียงแค่ความต้องการไฟฟ้าสำหรับการเดินเครื่องในระบบหรือภายในอุตสาหกรรมเท่านั้น โดยไม่สามารถขายกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายนอกหรือการไฟฟ้าฝ่ายผลิต อย่างไรก็ตามได้มีความเห็นชอบให้ผู้ผลิตรายเล็กสามารถผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า และได้จัดทำนโยบาย, ระเบียบและข้อตกลงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กขึ้นใหม่ ซึ่งในปัจจุบันตั้งแต่ปี 2535 เป็นต้นมา ได้มีการสำรวจการใช้ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้ากับโรงงานอุตสากรรมต่างๆ ภายในประเทศดังแสดงไว้ใน Table 1.4 (NEPO, 1997) โดยพบว่ามีการใช้ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าในอุตสาหกรรมต่างๆซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตรวมทั้งสิ้น 876 MWe และยังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างอีกประมาณ 165 MWe โดยมีการนำระบบผลิตพลังงานร่วมไปใช้กับโรงงานอุตสาหกรรมน้ำตาลมากที่สุดคือ 430 MWe คิดเป็นร้อยละ 49.1 ของกำลังการผลิตรวมทั้งหมด รองลงมาเป็นโรงงานอุตสาหกรรมผลิตกระดาษซึ่งมีการใช้ทั้งหมด 68.4 MWe คิดเป็นร้อยละ 7.81 ในขณะเดียกันโรงงานอุตสาหกรรมผลิตน้ำมันปาล์มมีการนำไปใช้งานน้อยที่สุดคือ 6.0 MWe คิดเป็นร้อยละ 0.685 เท่านั้น ซึ่งจะเห็นว่าการนำแหล่งพลังงานจากชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิง (แกลบ กากอ้อย และอื่นๆ) ให้กับระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้ามีค่าสูงถึงร้อยละ 55.2 แต่ในขณะเดียวกันจะเห็นว่าการนำชีวมวลจากเศษไม้ยางภายในประเทศมาเป็นเชื้อเพลิงมาเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้ายังไม่มีบทบาทมากนัก ซึ่งมีเพียงการนำชีวมวลจากเศษไม้ยางมาผลิตพลังงานความร้อนใช้ในโรงงานเท่านั้น ดังนั้นถ้าสามารถชักชวนและแสดงให้เห็นถึงศักย์ภาพของการนำเชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารามาใช้ในระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า จะสามารถลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของน้ำมันดีเซลและอื่นๆลงได้มาก

Table 1.4 Summary of cogeneration facilities and technical potential in Thailand.

Industrial sector	Current generating capacity (MWe)	Operating capacity (MWe)	Spare capacity (MWe)	Technical potential for expansion (MWe)	Fuel used / Remarks
Chemical	8.4	6.9	0.4	626	
Food	15.3	12.0	2.0	681	Only partial information
Municipal waste	-	-	-	48	Very wet fuel
Oil refineries	27.0	16.5	10.5	141	Fuel oil, etc.
Palm oil mills	6.0	4.0	2.0	32	Shells, fibre
Petro-chemical	64.1	39.9	20	268	Fuel oil, etc
Pulp and paper	68.4	37.5	18.9	252	Fuel oil, Lignite, back liquor
Large rice mills	11.4	11.4	-	9	Parboiled ricemills
	35.8	35.8	-	136	White ricemills
				299	In case all husks are used as fuel
Sugar mills	430 (elec.)	290	140	81	Baggase
	200 (mech.)	200	-	248	Diesel oil
Textiles	9.4	8.2	1	277	Fuel oil, etc
TOTAL	*876*	*662*	*195*	*3,098*	

อย่างไรก็ตามได้มีการสำรวจข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับสถานภาพของระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลภายในประเทศและในกลุ่มประเทศอาเซียน โดยการรวบรวมจากวารสารตั้งแต่ปี 2536-2540 ของหน่วยงาน EC-ASEAN COGEN PROGRAMME แต่ยังมีอีกหลายโครงการที่ยังอยู่ระหว่างการรอการตัดสินใจเนื่องจากปัญหาการชะลอตัวทางเศรษฐกิจของกลุ่มประเทศอาเซียนตั้งแต่ปี 2541 เป็นต้นมา ซึ่งรวมทั้งโครงการโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่จังหวัดยะลาด้วย สำหรับโครงการก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมกับโรงงานอุตสาหกรรมภายในประเทศและในกลุ่มประเทศอาเซียนที่เสร็จสิ้นแล้วมีดังต่อไปนี้

ปี 2536 โรงงานไม้ยางพารา PT Siak Raya Timber ในประเทศอินโดนีเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 5.55 MWe โดยใช้วัสดุเหลือทิ้งจากเศษไม้เป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 40 t/h ที่ความดัน 33 bar อุณหภูมิ 385°C ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 5,600,000 USD ใช้ระยะเวลาประมาณ 3 ปี ในการคืนทุน

ปี 2537 โรงงานไม้ยางพารา Sim Hoe Wood Industry ในประเทศมาเลเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขขนาด 1.5 MWe โดยใช้วัสดุเหลือทิ้งจากเศษไม้จากโรงเลื่อยเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุดที่ 16 t/h ที่ความดัน 22 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับ 1 ชุด (ไอน้ำ 16 t/h ความดันที่ทางเข้า 22 bar ที่ทางออก 6 bar) และแบบกังไอน้ำตัดตอน 1 ชุด (ไอน้ำ 12 t/h ความดันที่ทางเข้า 6 bar ที่ทางออก 0.25 bar) ใช้เงินทุนรวมทั้งสิ้น 1,611,000 USD ใช้ระยะเวลาประมาณ 3.5 ปี ในการคืนทุน

โรงงานไม้ยางพารา Homet Raya ในประเทศมาเลเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 1.65 MWe โดยใช้วัสดุเหลือทิ้งจากเศษไม้เป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 30 t/h ที่ความดัน 22 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,994,000 USD ใช้ระยะเวลา 3 ปี ในการคืนทุน

ปี 2538 โรงงาน TRT Parawood Co., Ltd. ที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 2.5 MWe โดยใช้วัสดุเหลือทิ้งจากเศษไม้เป็นเชื้อเพลิง ผลิตไอน้ำในอัตราสูงสุด 21 t/h ที่ความดัน 26 bar อุณหภูมิ 320°C ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน มีการตัดตอนไอน้ำมาใช้ในกระบวนการผลิตในอัตรา 5 t/h ที่ความดันไอน้ำประมาณ 7 bar ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 2,187,000 USD สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าถึงปีละ 840,000 USD ใช้ระยะเวลา 3 ปีในการคืนทุน (หมายเหตุ โครงการนี้หยุกชงักไป โดยไม่ทราบสาเหตุที่แน่ชัด)

โรงงาน High Tech Paper Co., Ltd. ในประเทศไทย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนด 600 kWe ใช้เชื้อเพลิงจากแถลบข้าว มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 24 t/h ที่ความดัน 20 bar และนำไปใช้กระบวนการผลิต 15 t/h ที่ความดัน 5 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับ ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 102,000 USD ใช้ระยะเวลาน้อยกว่า 1.4 ปี ในการคืนทุน

ปี 2539 โรงงานผลิตน้ำมันปาล์ม Kilang Sawit United Bell ในประเทศมาเลเซีย ได้ก่อโรงจักรจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 1.2 MWe ใช้วัสดุเศษเหลือจากการผลิตน้ำมันปาล์มเป็นเชื้อเพลิงมีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 35 t/h ที่ความดัน 23 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำความดันโต้กลับ ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 676,262 USD ใช้ระยะเวลาในการคืนทุนน้อยกว่า 3 ปี

ปี 2540 โรงงานสีข้าว Chia Meng Co., Ltd. ที่จังหวัดนครราชศรีมา ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 2.5 MWe โดยใช้แถลบข้าวเป็นเชื้อเพลิง และมีระบบป้อนเชื้อเพลิงแบบอัตโนมัต มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 17 t/h ที่ความดัน 35 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 3,930,000 USD ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายด้านน้ำมันเชื้อเพลิง, ไฟฟ้าและมีรายได้จากการขายไฟฟ้าส่วนเกินและขี้เถ้าถึงปีละ 1,248,529 USD ใช้ระยะเวลา 4 ปี ในการคืนทุน

โรงงานสีข้าว Ban Heng Bee Rice Mill ในประเทศมาเลเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 450 kWe โดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 8 t/h ที่ความดัน 32 bar ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังไอน้ำความดันโต้กลับ ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,150,000 USD ใช้ระยะเวลา 3 ปีในการคืนทุน

โรงงานไม้ยางพารา Aokam Perdana Berhad ในประเทศมาเลเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 10 MWe ใช้เศษเปลือกไม้ยางพาราเป็นเชื้อเพลิง (20 t/h) มีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 52 t/h ที่ความดัน 43 bar อุณหภูมิ 435°C ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 7,050,000 USD ใช้ระยะเวลาในการคืนทุนประมาณ 2 ปี

โรงงานไม้ยางพารา PT Kurnia Musi Plywood Industries ในประเทศอินโดนีเซีย ได้ก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมขนาด 3.2 MWe โดยใช้เศษไม้อัดเป็นเชื้อเพลิง โดยมีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 35 t/h ที่ความดัน 35 bar อุณหภูมิ 380°C และใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำตัดตอน ใช้เงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,600,000 USD ใช้ระยะเวลาประมาณ 1 ปี ในการคืนทุน

1.5 โครงการโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช) ได้ร่วมมือกับบริษัท EGCO Co., Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนและโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราที่ผลิตและส่งออกไม้อัดและไม้ยาง (โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.) มีโครงการก่อสร้างโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่จังหวัดยะลา ซึ่งใช้เชื้อเพลิงเศษวัสดุเหลือจากโรงงานจำพวกขี้เลื่อย, เปลือก, กิ่งไม้หรือเศษไม้ยางพารา โดยโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าที่จะทำการก่อสร้างขึ้นนั้นได้รับการวิเคราะห์และออกแบบจากบริษัทในประเทศฟินแลนด์ IVO Power Engineering Ltd. โดยมีระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบตะแกรงเคลื่อนที่และมีระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟูลอิดไดซ์เบด มีกำลังการผลิตไอน้ำในอัตราสูงสุด 105 t/h ที่ความดัน 55 bar และอุณหภูมิ 437°C มีการตัดตอนไอน้ำไปใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงานในอัตราสูงสุด 30 t/h ที่ความดัน 7 bar และใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันตัดตอนซึ่งสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในอัตราต่ำสุด 19 MWe และ สูงสุด 24 MWe โดยมีรายละเอียดของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และประเด็นในการทำวิจัยดังนี้

1.5.1 ประวัติความเป็นมาของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งเป็นโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราที่ผลิตและส่งออกไม้อัดและไม้ยางพารา ตั้งอยู่ที่จังหวัดยะลา (ภาคใต้ของประเทศไทย) ถูกก่อตั้งขึ้นเมื่อปี 2535 ด้วยเงินลงทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 50 ล้านบาท ผลิตและส่งออกไม้อัดและไม้ยางให้กับอุตสาหกรรมทางด้านเฟอร์นิเจอร์ให้กับต่างประเทศโดยเฉพาะกับประเทศญี่ปุ่น, สหรัฐอเมริกา, จีน และไต้หวัน ซึ่งกลุ่มประเทศเหล่านี้ล้วนเป็นประเทศที่นำเข้าเฟอร์นิเจอร์จากประเทศไทยมากที่สุด ด้วยความต้องการทางตลาดไม้ยางพาราที่มีมากและต่อเนื่อง ทำให้โรงงานขยายกำลังการผลิตเพิ่มมากขึ้น ซึ่งปัจจุบันโรงงานมีเงินลงทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้น 100 ล้านบาท โดยมีประวัติความเป็นมาของโรงงานดังนี้

ปี 2532 เริ่มต้นจากธุรกิจไม้ยางในจังหวัดยะลาภายใต้ชื่อโรงงาน U.N. Wood Co., Ltd. เงินลงทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 1 ล้านบาท และมีกำลังการผลิตไม้ยางอบแห้งที่ 2,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน

ปี 2535 ก่อตั้งโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่จังหวัดยะลา ผลิตทั้งไม้อัดและไม้ยาง เงินลงทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 50 ล้านบาท มีกำลังการผลิตไม้อัดที่ 40,000 แผ่นต่อเดือน และกำลังการผลิตไม้ยางอบแห้งที่ 100,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน

ปี 2536 โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ได้รับสิทธิพิเศษในการลงทุน (BOI) สำหรับการผลิตไม้อัด

ปี 2537 โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ขยายห้องอบแห้งและพื้นที่ของโรงงานเพื่อรองรับกำลังการผลิตไม้ยางอบแห้ง 100,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน เงินลงทุนจดทะเบียนของโรงงานเพิ่มขึ้นเป็น 100 ล้านบาท

ปี 2539 โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ได้รับสิทธิพิเศษในการลงทุน (BOI) สำหรับการผลิตไม้ยางอบแห้ง ซึ่งกำลังการผลิตไม้ยางอบแห้งเพิ่มขึ้นเป็น 200,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน และกำลังการผลิตไม้อัดเพิ่มขึ้นเป็น 80,000 แผ่นต่อเดือน

ปี 2540 โรงงานขยายกำลังการผลิตไม้อัดเพิ่มขึ้นเป็น 250,000 แผ่นต่อเดือน

1.5.2 ผลิตภัณฑ์และปริมาณวัสดุเศษเหลือของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

ผลิตภัณฑ์ของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่ทำการศึกษา จะมีผลิตภัณฑ์หลักของโรงงาน 2 อย่างคือ ไม้อัด (plywood) และ ไม้ยางอบแห้ง (sawn timber) ผลิตภัณฑ์จากไม้อัดจะแยกออกตามเกรดและลักษณะผิวหน้าของไม้อัด (ความหนาและวัสดุที่ผิวหน้า) ส่วนผลิตภัณฑ์จากไม้ยางจะแยกออกตามเกรดและขนาดไม้ยาง (ขนาดมาตรฐานและขนาดตามความต้องการของลูกค้า) ซึ่งมีขั้นตอนกระบวนการผลิตแสดงไว้ดัง Figure 1.9 ปัจจุบันรายได้หลักของโรงงานประมาณ 70-80% ได้มาจากผลิตภัณฑ์ไม้ยางอบแห้ง โดยโรงงานมีกำลังการผลิตไม้อัดและไม้ยางอบแห้งที่ 250,000 แผ่น และ 200,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อเดือนตามลำดับ

สำหรับปริมาณวัสดุเศษเหลือทิ้งจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ได้มีการประมาณค่าไว้ (IVO International Ltd., 1996) โดยสมมุติว่ามีชั่วโมงการทำงานเท่ากับ 8,000 ชั่วโมงต่อปี และใช้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเท่ากับ 7.8 MJ/kg (ความชื้น 46%, wet basis) พบว่าปริมาณเศษเหลือที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงมีปริมาณทั้งหมด 334,000 ตันต่อปี แยกออกเป็นเศษกิ่งไม้ยางประมาณ 234,000 ตันต่อปี (70%) และขี้เลื่อย 66,000 ตันต่อปี (20%) และจากปีกไม้และเศษไม้อัดเหลือทิ้ง 34,000 ตันต่อปี (10%)

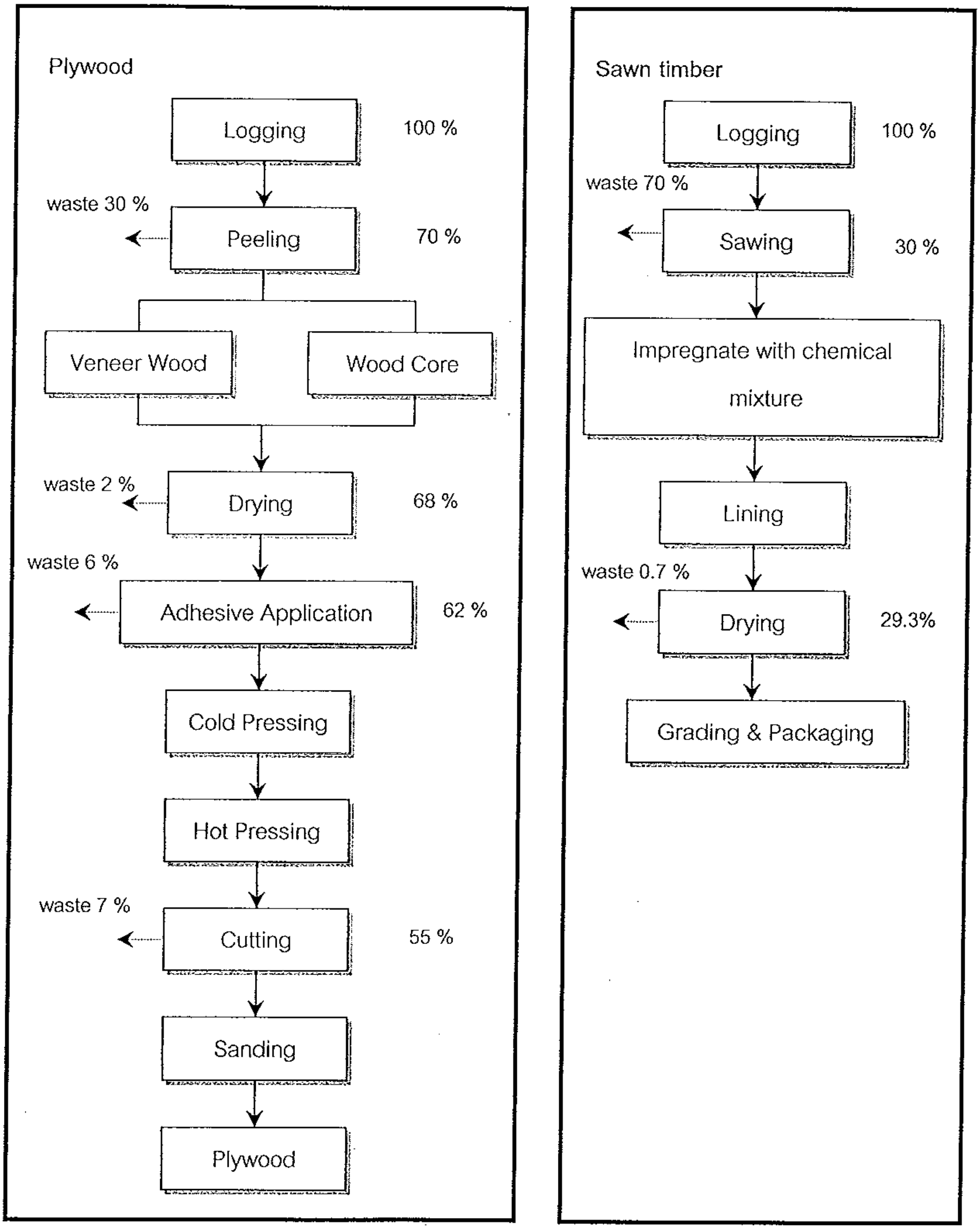


Figure 1.9 Production process of plywood and sawn timber parawood.

1.5.3 ปริมาณการใช้ไอน้ำของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

ในกระบวนการการผลิตไม้อัดและไม้ยางอบแห้งของโรงงานอุตสาหกรรม จำเป็นต้องอบแห้งไม้ยางพาราก่อนที่จะเข้ากระบวนการอื่นต่อไปหรือทำการอบน้ำยาเพื่อเพิ่มคุณภาพของไม้ยางพารา ปริมาณการใช้ไอน้ำในกระบวนการอบแห้งจะขึ้นกับผลิตภัณฑ์และกำลังการผลิตของโรงงาน สำหรับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่ทำการศึกษา จะมีปริมาณการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตของโรงงานแสดงไว้ดัง Table 1.5 (IVO Power Engineering Ltd., 1997) ซึ่งพบว่าปริมาณการใช้ไอน้ำรวมในกระบวนการผลิตของโรงงานมีอัตราสูงสุดที่ 32 t/h และมีอัตราเฉลี่ยที่ 27 t/h และพบว่าปริมาณการใช้ไอน้ำเฉลี่ยในโรงงานในช่วงแรกของปี (เดือนที่ 1-10) มีค่า 80-100% ของค่าความต้องการไอน้ำสูงสุด และในช่วงหลังของปี (เดือนที่ 11-12) มีการใช้ปริมาณไอน้ำเฉลี่ยในโรงงานอยู่ระหว่าง 30-40% ของค่าความต้องการไอน้ำสูงสุด

Table 1.5 Steam consumption of Asia Plywood Co., Ltd.

Steam demand	Peak (t/h)	Average (t/h)	Working times		
			h / d	d / w	w / a
Plywood factory					
• Veneer dryer 1	6	5	16-21	6	50
• Veneer dryer 2	6	5	16-21	6	50
• Hot presses	2	1	16-21	6	50
Sawmill factory					
• Sawwood dryer 1	8	7	24	7	50
• Sawwood dryer 2	10	9	24	7	50
Total steam consumption	32	27			

Average annual variation of steam consumption at Asia Plywood:

Season 1: Month 1-10 80-100% of the maximum demand

Season 2: Month 11-12 30-40% of the maximum demand

1.5.4 ประเด็นในการทำวิจัยของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าเป็นการแปรรูปพลังงานที่อาจมีประสิทธิภาพสูงถึง 60% แต่ในขณะเดียวกันการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวจะมีประสิทธิภาพเพียง 30-40% เท่านั้น แต่โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวลมีข้อจำกัดที่ขนาดไม่ควรต่ำกว่า 5 MWe (จึงจะคุ้มต่อการลงทุน) ซึ่งเป็นขนาดที่ใหญ่เกินไปสำหรับอุตสาหกรรมภายในประเทศไทย ดังนั้นโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวลที่มีขนาดเล็กกว่า 5 MWe จึงต้องการการเดินเครื่องที่มีประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตามการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าประสิทธิภาพสูงถึง 60% ในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นไม่ใช่เป็นสิ่งง่ายนัก เพราะปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า คือความต้องการปริมาณความร้อนหรือไอน้ำ (steam demand) ในโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา โดยมีตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องกับความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน คือ กระบวนการผลิตและอัตราการผลิตของโรงงาน (อบแห้งแผ่นไม้และอัดร้อน) ตำแหน่งนี้จะส่งผลถึงปริมาณไอน้ำที่ตัดตอนจากกังหันไอน้ำแล้วนำไปใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงาน ซึ่งค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอนที่มีการเปลี่ยนแปลงนี้จะมีผลกระทบต่ออัตราการผลิตความร้อนและพลังงานกลของเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ ผลการเปลี่ยนแปลงเหล่านั้นทำให้สมรรถนะของแต่ละอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไป และจะส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวมได้ ซึ่งจะทำให้ลักษณะของเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์แตกต่างกันออกไป ดังนั้นการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมด้วยสมการทางคณิตศาสตร์จะทำให้สามารถคำนวณหาค่าที่เหมาะสมของอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอนที่นำไปใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงาน ที่สามารถทำให้โรงจักรผลิตพลังงานร่วมมีสมรรถนะ (หรือประสิทธิภาพ) สูงสุดที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานต่างๆกันได้ และยังสามารถคำนวณหาอัตราผลการตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้ เมื่อราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารามีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ซึ่งเป็นประเด็นสำคัญของงานวิจัยนี้

1.6 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

การวิจัยนี้มีจุดประสงค์เพื่อที่จะศึกษาถึงอิทธิพลของปัจจัยต่างๆที่มีต่อสมรรถนะของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล ได้แก่ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน, ความต้องการกำลังไฟฟ้าของโรงจักร และลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักร โดยการจำลองแบบการทำงานด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ซึ่งมีวัตถุประสงค์ของงานวิจัยดังนี้

ก. เพื่อให้ได้โปรแกรมที่จำลองระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

ข. เพื่อใช้โปรแกรมช่วยในการเดินเครื่องระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลให้มีประสิทธิภาพสูงสุด

1.7 สรุป

ชีวมวลเหลือทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราทางภาคใต้ เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศที่มีสำคัญอย่างยิ่ง ซึ่งในการนำชีวมวลเหล่านั้นมาผลิตพลังงานด้วยระบบผลิตพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูง (ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้า) จะช่วยประหยัดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ และยังจะช่วยแก้ไขปัญหาความต้องการพลังงานที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปีและสถานการณ์การคาดแคลนพลังงานภายในประเทศที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตได้ ซึ่งเนื้อหาในบทนี้ได้วิเคราะห์ความสามารถในการเป็นแหล่งพลังงงานหมุนเวียนและศักย์ภาพในอนาคตของอุตสาหกรรมไม้ยางพาราทางภาคใต้ และยังได้สรุปพื้นฐานเบื้องต้นของระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าประเภท, ลักษณะการทำงาน และความเหมาะสมในการนำไปประยุกต์ใช้งานของระบบผลิตพลังงานร่วมแบบต่างๆ รวมไปถึงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก เพื่อที่จะเป็นแนวทางชักชวนให้มีผู้ผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวลเหลือทิ้งให้มีจำนวนมากเพิ่มขึ้น

แต่ในการนำระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลมาประยุกต์ใช้งานกับโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารา ยังมีประเด็นที่ต้องศึกษาและทำการวิจัยคือ การจำลองแบบการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าด้วยสมการทางคณิตศาสตร์และการนำโปรแกรมคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณ เพื่อศึกษาถึงอิทธิพลของการเปลี่ยนแปลงความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (ขึ้นอยู่กับกระบวนการผลิตและอัตราการผลิตของโรงงาน) ว่าจะมีผลกระทบต่ออัตราการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานกลของเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ และส่งผลต่อประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรอย่างไร ซึ่งการศึกษาด้วยวิธีการจำลองแบบนี้จะเป็นวิธีที่รวดเร็วและประหยัดค่าใช้จ่ายมากที่สุด อีกทั้งยังสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิต, รายได้ของจากการขายไอน้ำและไฟฟ้าของโรงจักร และอัตราผลการตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้เมื่อราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพารามีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม การศึกษาและทำการวิจัยของโครงการนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อหาองค์ความรู้ไว้ช่วยประกอบการตัดสินใจในการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลได้อย่างถูกต้องและเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันของโรงงานมากที่สุด

บทที่ 2

การจำลองแบบโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

2.1 บทนำ

ในการศึกษาระบบทางความร้อนที่สลับซับซ้อน เช่นโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล การจำลองแบบการทำงานของโรงจักรฯ ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์จะทำให้เราสามารถศึกษาผลกระทบของตัวแปรต่างๆที่มีต่อโรงจักรฯ ได้เร็วขึ้น แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ในการจำลองแบบอาจเป็นสมการทางคณิตศาสตร์อย่างง่ายๆ หรืออาจเป็นสมการอนุพันธ์ที่สลับซับซ้อนก็ได้ โดยขึ้นอยู่กับลักษณะและรายละเอียดของโรงจักรฯ ความยากง่ายของแบบจำลองขึ้นอยู่กับสมมุติฐานของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ และระดับของความถูกต้องแม่นยำที่ต้องการ การจำลองแบบโรงจักรฯ ที่ผ่านมา พบว่าแบบจำลองไม่เป็นสากล เพราะแบบจำลองขึ้นอยู่กับลักษณะของเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงจักรฯ ซึ่งมีทั้งถ่านหิน (coal) ชีวมวล (biomass) และน้ำมัน (oil) และขนาดกำลังผลิตของโรงจักรฯ ทำให้โรงจักรฯ มีอุปกรณ์ต่างๆในระบบที่แตกต่างกัน โดยแบบจำลองของโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษาไว้ในอดีต ส่วนใหญ่เป็นแบบจำลองที่ใช้ในการออกแบบโรงจักรฯ (Balestieri and Correia,1995) และแบบจำลองที่ช่วยในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ (Badr, *et. el.,* 1990) ในสภาพปัจจุบันเกือบครึ่งหนึ่งของพลังงานไฟฟ้าจากทั่วโลกผลิตมาจากถ่านหิน ซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอย่างมาก อาทิเช่นปัญหามลพิษจากซัลเฟอร์ (sulphur) และไนโตรเจนออกไซด์ (nitrogen oxides) ปัญหาฝุ่นละอองที่ปนเปื้อนโลหะหนัก เป็นต้น ทำให้แบบจำลองส่วนใหญ่ที่ใช้ช่วยในการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในปัจจุบันจะเน้นทางด้านผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมเป็นหลัก (Schoen, 1993) สำหรับโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล (biomass-fired cogeneration power plant) เป็นโรงจักรฯ ที่ทวีความสำคัญมากขึ้น เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สามารถปลูกทดแทนได้และไม่มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม ดังนั้นแบบจำลองที่ช่วยในการเดินเครื่องของ โรงจักรฯ ส่วนใหญ่จะเน้นในด้านผลกระทบที่มีต่อประสิทธิภาพในการผลิต

การจำลองแบบที่ช่วยในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ให้มีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับโรงงานนั้นไม่ใช่เป็นสิ่งง่ายนัก เพราะปริมาณการใช้ความร้อนของโรงงานแปรเปลี่ยนตลอดเวลา ซึ่งจะส่งผลกระทบต่ออัตราการผลิตความร้อนและพลังงานกลของเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ ผลการเปลี่ยนแปลงเหล่านั้นทำให้สมรรถนะของแต่ละอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไป และมีผลกระทบต่อระบบโดยรวมได้ ดังนั้นการที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้ได้สมรรถนะ (หรือประสิทธิภาพ) สูงสุด จึงต้องเข้าใจปฏิสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ทั้งหลายในโรงจักรผลิตพลังงานร่วม ซึ่งทำได้โดยการจำลองแบบการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในโรงจักรฯ ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ซึ่งจะเป็นเนื้อหาของบทที่ 2 นี้

2.2 โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ศึกษา

ทางภาคใต้ของประเทศไทยเป็นหนึ่งในแหล่งที่มีทรัพยากรไม้ยางพาราที่มีมากที่สุดในโลก หลังจากที่ได้ทำการวิจัยและพัฒนาเครื่องมือทางด้านอุตสาหกรรมไม้ยางพาราให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ทำให้อุตสาหกรรมไม้ยางพาราของประเทศไทยเป็นที่ยอมรับในงานก่อสร้างและอุตสาหกรรมเฟอร์นิเจอร์ทั้งในประเทศและต่างประเทศ โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่จะทำการศึกษา เป็นโรงจักรผลิตพลังงานร่วมที่ใช้เชื้อเพลิงจากชีวมวลที่เหลือทิ้งจำพวกขี้เลื่อย, เปลือกไม้หรือกิ่งไม้จากโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารา (โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.) ซึ่งนอกจากจะเป็นการกำจัดชีวมวลเหลือทิ้งของโรงงานแล้ว ยังสามารถนำชีวมวลเหล่านั้นมาผลิตพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงาน โดยมีรายละเอียดของโรงงานดังนี้

2.2.1 รายละเอียดของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ทำการศึกษา เป็นโรงจักรฯ ที่ได้รับการออกแบบโดยบริษัทที่ปรึกษาทางวิศวกรรม (IVO Power Engineering Ltd.) ซึ่งใช้เชื้อเพลิงจากขี้เลื่อย, เปลือกไม้หรือกิ่งไม้ที่เหลือทิ้งจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. เพื่อผลิตพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงาน และขายพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยมีระบบผลิตพลังงานดังแสดงไว้ใน Figure 2.1 โดยโรงจักรฯ มีระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบตะแกรงเคลื่อนที่และมีระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟูลอิดไดซ์เบด สามารถผลิตไอน้ำจากเครื่อง

กำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุด 105 t/h ที่ความดัน 55 bar และอุณหภูมิ 437°C ซึ่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกังหันไอน้ำได้ในอัตราต่ำสุด 19 MWe และสูงสุด 24 MWe โดยมีรายละเอียดของอุปกรณ์ต่างๆของโรงจักรฯ แสดงไว้ดัง Table 2.1

Table 2.1 Details of cogeneration power plant components.

Equipment	Type
Steam boiler	Fluidized bed boiler
Steam turbine	Double extraction condensing
Condenser	Surface cooling, straight tube
Condenser pump	Centrifugal pump
Gland condenser	Surface cooling with turbo-fan
LP preheater	Horizontal, U-tube
Feed water storage	Pressure spray type with vertical tank
Feed water pump	Centrifugal pump
Cooling tower	Wet cooling tower
Process steam 30 t/h (maximum)	
Net electricity output 24 MWe (maximum)	→ Export to grid 15 MWe (minimum)
Net electricity output 19 MWe (minimum)	→ Asia plywood Co., Ltd. 2 MWe
	→ Reserve margin 2 MWe

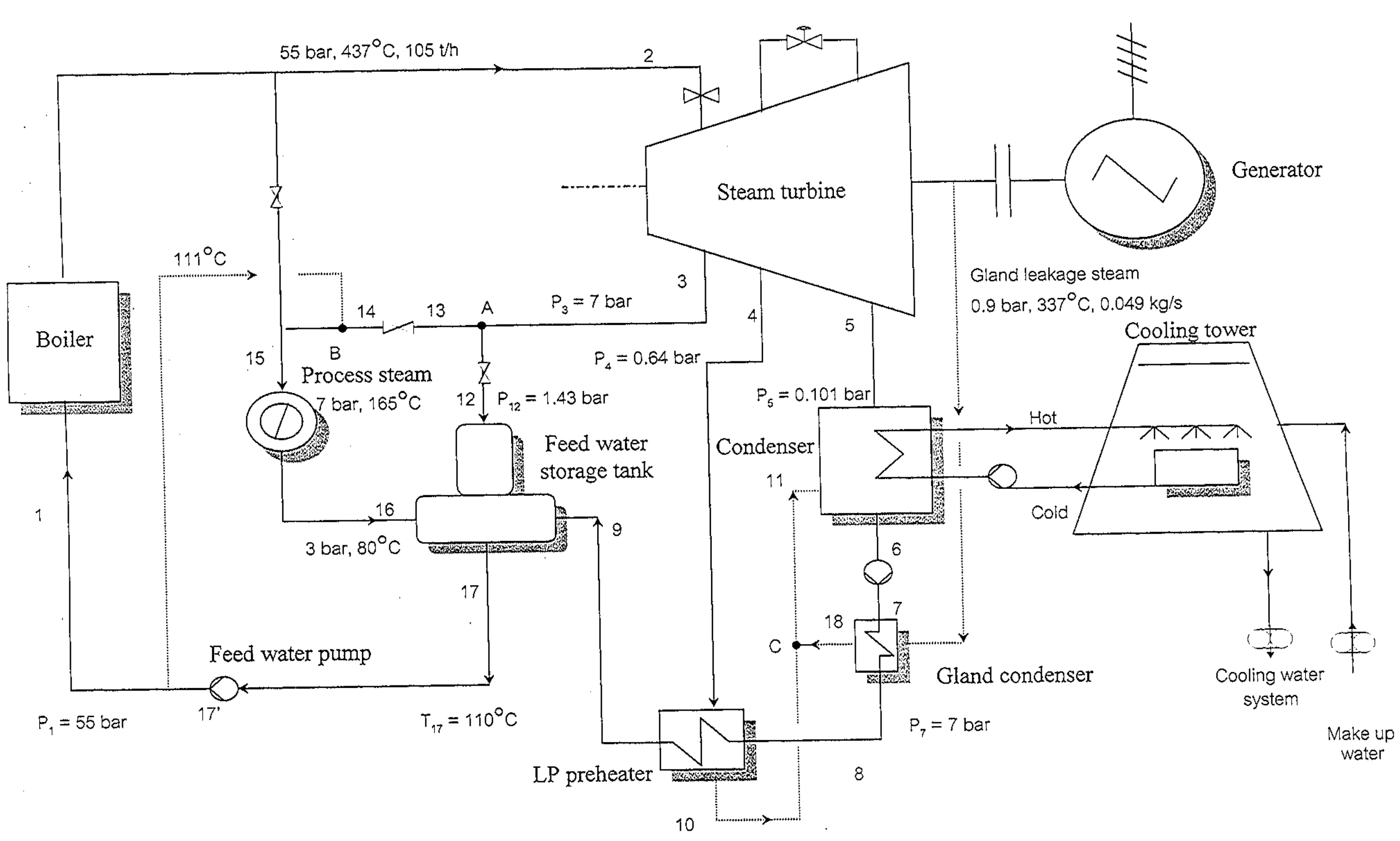


Figure 2.1 Diagram of the biomass-fired cogeneration power plant

2.2.2 หลักการทำงานของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

หลักการทำงานของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลในรูปที่ 2.1 เริ่มจากเครื่องกำเนิดไอน้ำผลิตไอน้ำให้ได้สภาวะตามพิกัดของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (ความดัน 55 bar, อุณหภูมิ 437°C) จากนั้นทำการเปิดวาลว์ควบคุมหลักของกังหันไอน้ำที่จุด 2 เพื่อทำการจ่ายไอน้ำที่ผลิตได้ไปใช้เฉพาะในโรงงาน (จุดที่ 3) ซึ่งเป็นการเริ่มหมุนกังหันไอน้ำไปในตัวด้วย เมื่อได้พลังงานความร้อนในโรงงานตามความต้องการแล้ว (จุดที่ 15) จึงทำการเปิดวาลว์ควบคุมรองของกังหันไอน้ำเพื่อเป็นการเดินเครื่องกังหันไอน้ำเต็มกำลังและทำการขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้า ไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำ (จุดที่ 5) จะผ่านคอนเดนเซอร์เพื่อควบแน่นกลับเป็นน้ำในสภาพอิ่มตัว (จุดที่ 6) โดยการระบายความร้อนทิ้งให้กับน้ำหล่อเย็นในหอระบายความร้อน จากนั้นจะถูกปั๊มด้วยคอนเดนเซอร์ปั๊มให้มีความดันสูงขึ้น (จุดที่ 7) ไปยังแกลนด์คอนเดนเซอร์ ในขณะที่กังหันไอน้ำเดินเครื่องเต็มกำลังนั้น จะมีไอน้ำรั่วซึมตามแกนของกังหันไอน้ำ ไอน้ำที่รั่วซึมจะถูกนำมาอุ่นน้ำป้อนให้มีอุณหภูมิสูงขึ้น (จุดที่ 8) โดยผ่านแกลนด์คอนเดนเซอร์ น้ำป้อนที่ผ่านจากแกลนด์คอนเดนเซอร์จะถูกอุ่นให้มีอุณหภูมิสูงขึ้นอีกโดยการแลกเปลี่ยนความร้อนกับไอน้ำตัดตอน (extracted steam) ที่จุด 4 ในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ น้ำระบายทิ้งจากแกลนด์คอนเดนเซอร์และจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (จุดที่ 10) จะถูกนำกลับมาใช้ใหม่ในคอนเดนเซอร์ (จุดที่ 11) น้ำป้อนที่ผ่านเครื่องอุ่นน้ำป้อนความดันต่ำ (จุดที่ 9) จะถูกอุ่นให้มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นอีกครั้งด้วยเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด โดยการแลกเปลี่ยนความร้อนแบบสัมผัสโดยตรงกับไอน้ำที่จุด 12 และน้ำควบแน่นจากโรงงาน (จุดที่ 16) ซึ่งการแลกเปลี่ยนความร้อนแบบสัมผัสโดยตรงจะช่วยลดปริมาณก๊าซต่างๆ เช่น อากาศ, ออกซิเจน, ไฮโดรเจน และคาร์บอนไดออกไซด์ ที่ไม่ได้ควบแน่นให้สามารถระบายออกสู่อากาศได้ จากนั้นน้ำป้อนอุณหภูมิสูงที่จุด 17 จะถูกปั๊มด้วยปั๊มน้ำป้อนกลับไปยังเครื่องกำเนิดไอน้ำ เพื่อเริ่มวัฏจักรใหม่อีกครั้ง

2.3 การจำลองแบบการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

ปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าคือความต้องการปริมาณความร้อนและกำลังไฟฟ้าในโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา แต่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าของโรงงานแม้จะมีค่าเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา (สูงสุด 2 MWe) แต่เราสามารถขายกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากโรงงานให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ ซึ่งไม่เหมือนกับความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) ถ้าเหลือแล้วจะขายไม่ได้ ดังนั้นปัจจัยหลักที่มีกระทบต่อการเดินเครื่องโรงจักรฯ ก็คือ ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่านั้น โดยมีตัวแปรหลักที่เกี่ยวข้องกับความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานคือ กระบวนการผลิตและอัตราการผลิตของโรงงาน (อบแห้งแผ่นไม้และอัดร้อน) ตำแหน่งนี้จะส่งผลถึงอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ซึ่งค่าอัตราการไหลของไอน้ำ, m_3 เปลี่ยนแปลงนี้ มีผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบ คือทำให้ลักษณะของเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์แตกต่างกันออกไป ซึ่งการจำลองแบบโรงจักรฯ ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ ทำให้สามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ, m_3 ที่ทำให้โรงจักรฯ มีประสิทธิภาพโดยรวมของระบบมากที่สุด ที่ค่าความต้องการความร้อนของโรงงานต่างๆ กันได้

การจำลองแบบโรงจักรฯ จะแบ่งการจำลองตามลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ซึ่งส่วนใหญ่ลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ที่ศึกษาจะถูกแบ่งออกเป็น 3 โหมด ดังแสดงไว้ใน Figure 2.2 ซึ่งความเหมาะสมในการเดินเครื่องทั้ง 3 โหมดนั้นจะขึ้นอยู่กับสภาวะการณ์การทำงานของโรงงาน, ราคาเชื้อเพลิง, ราคาพลังงานไฟฟ้า, ความต้องการความร้อนในโรงงานที่แปรเปลี่ยนตลอดเวลา ฯลฯ ดังนั้นการจำลองแบบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด ทำให้ทราบถึงสภาวะต่างๆในการเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ ซึ่งจะทำให้เราสามารถเดินเครื่องของโรงจักรฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดทุกสภาวะการณ์

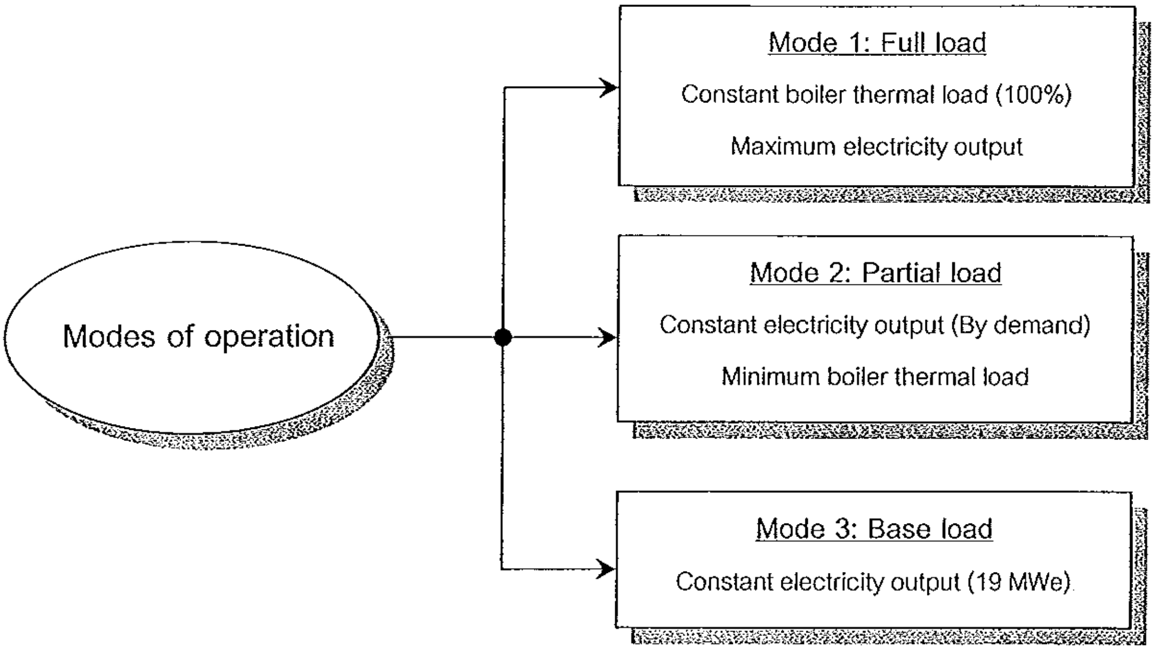


Figure 2.2 Modes of operation cogeneration power plant.

2.3.1 แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 1

แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 1 เป็นการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบเต็มกำลัง (full load) กล่าวคือโรงจักรฯ จะใช้พลังงานในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราการผลิตสูงสุดคงที่ตลอดเวลา (boiler thermal load 100%) โดยในการจำลองจะทำการ *ศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการไหลของไอน้ำ* m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ที่ขนาดของความต้องการความร้อนในโรงงานต่างๆกันว่าจะ*มีผลกระทบต่ออัตราการผลิตกำลังไฟฟ้าและประสิทธิภาพของโรงจักรอย่างไร ซึ่งทำให้สามารถหาค่าสภาวะต่างๆที่ดีที่สุดของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ* ที่ค่าความต้องการความร้อนของโรงงานต่างๆ ซึ่งเป็นองค์ความรู้หรือข้อมูลที่เป็นประโยชน์ช่วยการเดินเครื่องอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ *เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดและยังสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุดด้วย*

2.3.2 แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2

แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2 เป็นการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบไม่เต็มกำลังเครื่องกำเนิดไอน้ำ (partial load) กล่าวคือโรงจักรฯ จะใช้พลังงานจากในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (boiler thermal load) ที่เพียงพอจ่ายความร้อนให้แก่โรงงาน และผลิตกำลังไฟฟ้าเท่านั้น (มากกว่า 19 MWe) ซึ่งไม่จำเป็นต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราที่สูงสุดเสมอไป ซึ่งเป็นการประหยัดเชื้อเพลิง โดยในการจำลองจะทำการ*ศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการไหลของไอน้ำ* m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ที่ขนาดของความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงาน และกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรต่างๆกัน *ว่ามีผลกระทบต่อประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร และอัตราการผลิตพลังงานความร้อนในเครื่องกำเนิดไอน้ำอย่างไร* เพื่อที่จะได้องค์ความรู้หรือข้อมูลที่เป็นประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ เพื่อให้*ระบบทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดและยังสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการด้วย*

2.3.3 แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3

แบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3 เป็นการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบภาระพื้นฐาน (base load) ซึ่งเป็นการเดินเครื่องที่โรงจักรฯ สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตามข้อกำหนดของโรงจักร (น้อยที่สุด 19 MWe) กล่าวคือโรงจักรฯ จะใช้พลังงานจากในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เพียงพอจ่ายความร้อนให้แก่โรงงาน และผลิตกำลังไฟฟ้าที่ 19 MWe เท่านั้น โดยในการจำลองจะทำการ*ศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการไหลของไอน้ำ* m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ที่ขนาดของความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงาน *ว่ามีผลกระทบต่อประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร และอัตราการผลิตพลังงานความร้อนในเครื่องกำเนิดไอน้ำอย่างไร* เพื่อที่จะได้องค์ความรู้หรือข้อมูลที่เป็นประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

2.4 การจำลองแบบของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

2.4.1 เครื่องกำเนิดไอน้ำ

เครื่องกำเนิดไอน้ำเป็นส่วนประกอบหลักของโรงจักรฯ ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนน้ำป้อนจากสภาวะของเหลวอิ่มตัวเป็นไอน้ำยิ่งยวด โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไอน้ำที่ได้รับการออกแบบขึ้นมาจะกำหนดสมรรถนะการทำงานในรูปของสภาวะไอน้ำที่ถูกนำไปใช้งาน ซึ่งบอกมาในรูปของปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้เป็นตันต่อชั่วโมง ที่สภาวะความดันและอุณหภูมิเฉพาะค่าหนึ่งๆ หรืออาจบอกมาในรูปของประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำ สำหรับเครื่องกำเนิดไอน้ำที่ทำการศึกษาดังแบบจำลองที่แสดงไว้ใน Figure 2.3 เป็นเครื่องกำเนิดไอน้ำชนิดท่อน้ำ (water tube steam boiler) มีระบบการป้อนเชื้อเพลิงเป็นแบบตะแกรงเคลื่อนที่ (traveling grate) และมีระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงเป็นแบบฟลูอิดไดซ์เบด (fluidized bed combustion) ใช้เชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพาราเหลือทิ้งจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. สามารถผลิตไอน้ำได้ในอัตราสูงสุดที่ 105 t/h ที่ความดัน 55 bar และอุณหภูมิ 437°C มีกำลังผลิตพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) สูงสุดที่ 81.9 MW โดยมีรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของเครื่องกำเนิดไอน้ำแสดงไว้ใน Table 2.2

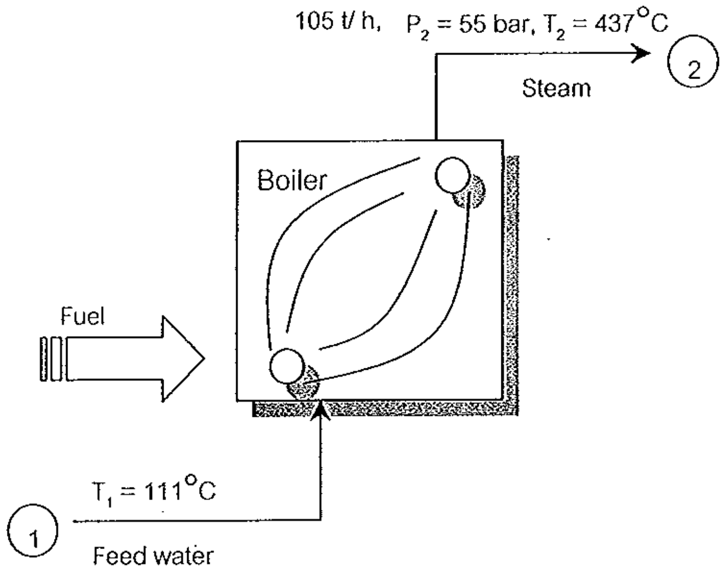


Figure 2.3 Schematics of steam boiler.

Table 2.2 Details of design values for steam boiler.

State points	Design values
Steam pressure	55 bar
Steam temperature	437 °C
Steam flow rate	105 t/h
Feed water temperature	111 °C
Lower heating value of fuel as received state	7.8 MJ/kg (moisture 46%, wet basis)
Fuel consumption	43,000 kg/h
Boiler thermal load	81.9 MW (Maximum)
Steam boiler efficiency	80%

2.4.2 สมมุติฐานและข้อตกลงของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไอน้ำ

ในการจำลองแบบการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำด้วยสมการคณิตศาสตร์จะให้เหมือนของจริงทุกประการนั้น ทำได้ยากและสลับซับซ้อนมาก เพื่อให้การจำลองแบบทำได้ง่ายขึ้น จึงจำเป็นต้องตัดบางส่วนที่สามารถละทิ้งได้ออกไป ซึ่งสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ได้แก่

1. สมมุติว่าค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (heating value of fuel) ที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำมีค่าคงที่ตลอดเวลา สำหรับเชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพาราเหลือทิ้งจะมีค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเฉลี่ยที่ 7.8 MJ/kg (ความชื้น 46%, wet basis)
2. สมมุติให้เครื่องกำเนิดไอน้ำสามารถผลิตไอน้ำได้ที่ความดัน 55 bar อุณหภูมิ 437°C ตลอดช่วงการทำงาน (อัตราการผลิตสูงสุด 105 t/h) ซึ่งมีค่าเอนทัลปีเท่ากับ 3279.5 kJ/kg และมีค่าเอนทรอปีเท่ากับ 6.723 kJ/kg°K
3. สมมุติให้อุณหภูมิของน้ำป้อนที่ทางเข้าของเครื่องกำเนิดไอน้ำมีอุณหภูมิคงที่ 111°C และมีสภาวะเป็นของเหลวอัดตัวเล็กน้อย ซึ่งมีค่าเอนทัลปีเท่ากับ 472.1 kJ/kg และมีค่าเอนทรอปีเท่ากับ 1.4227 kJ/kg°K

4. สมมุติให้ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำสำหรับการวิเคราะห์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์มีค่าคงที่ (ผลการจำลองใช้ η_B = 0.8 แต่โปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่า η_B ได้ตามต้องการ) ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำนิยามจากอัตราส่วนระหว่างการเปลี่ยนแปลงเอนทัลปีของน้ำต่อค่าความร้อนของเชื้อเพลิง

2.4.3 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

จากสมมุติฐานและข้อตกลงของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไอน้ำที่ผ่านมาสามารถวิเคราะห์แบบจำลองการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ ในรูปของพลังงานความร้อนที่ใช้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำและประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำ ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลพลังงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

$$Q_B = m_2(h_2 - h_1) \qquad (2.1)$$

ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

$$\eta_B = \frac{Q_B}{m_f \times LHV} \qquad (2.2)$$

เมื่อ m_2 = อัตราการไหลของไอน้ำ, kg/s

m_f = อัตราการป้อนเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไอน้ำ, kg/s

h_1 = เอนทัลปีของน้ำป้อนที่ทางเข้าของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (472.1 kJ/kg)

h_2 = เอนทัลปีของไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (3279.5 kJ/kg)

s_1 = เอนทรอปีของน้ำป้อนที่ทางเข้าของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (1.4227kJ/kg$^\circ$K)

s_2 = เอนทรอปีของไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (6.723 kJ/kg$^\circ$K)

Q_B = พลังงานความร้อนที่ใช้โดยเครื่องกำเนิดไอน้ำ, MW

η_B =ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

LHV = Lower Heating value of fuel (ไม้ยางพารา) = 7.8 MJ /kg

2.5 การจำลองแบบของกังหันไอน้ำ

2.5.1 กังหันไอน้ำ

สำหรับกังหันไอน้ำที่ทำการศึกษาเป็นกังหันไอน้ำแบบไอน้ำตัดตอน 2 ส่วน (double extraction condensing steam turbine) ดังแสดงไว้ใน Figure 2.4 โดยที่กังหันไอน้ำมีการตัดตอนไอน้ำที่นำไปใช้งานออกเป็น 2 ส่วน คือ ไอน้ำใช้ในโรงงาน (process steam) และ ไอน้ำใช้ในการอุ่นน้ำป้อนที่เครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (LP preheater) ส่วนไอน้ำที่เหลือจากกังหันจะถูกควบแน่นในคอนเดนเซอร์ การทำงานของกังหันไอน้ำจะรับไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ และขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ เมื่อถึงจุดที่ความดันเท่ากับความดันของไอน้ำที่ต้องการใช้ในโรงงานก็จะตัดตอนไอน้ำบางส่วนที่ต้องการออกจากกังหันไอน้ำเพื่อนำไอน้ำไปใช้ในโรงงาน (ความดันประมาณ 7 bar สำหรับการอบแห้งไม้ยางพารา) ถ้าปริมาณไอน้ำที่ตัดตอนออกมา (ซึ่งปกติมักจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา) มีค่าเกินกว่าความต้องการความร้อนในโรงงานขณะนั้น วาล์วควบคุมจะทำหน้าที่ควบคุมอัตราการไหลของไอน้ำให้เป็นตามสภาวะความต้องการความร้อนในโรงงาน โดยมีรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของกังหันไอน้ำที่ทำการศึกษาดัง Table 2.3

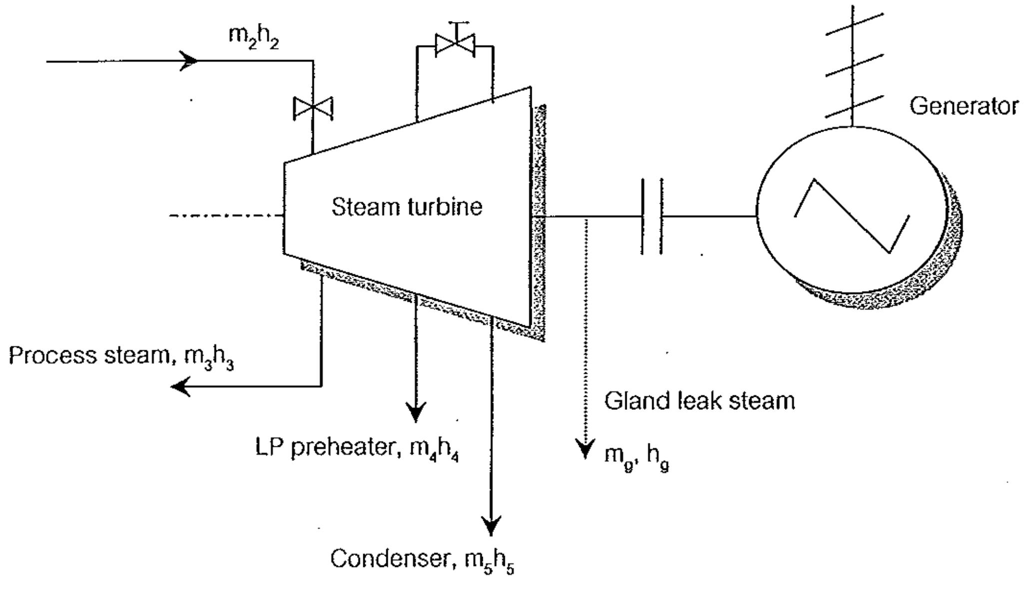


Figure 2.4 Schematics of stem turbine.

Table 2.3 Details of design values for steam turbine.

State points		Design values
First extraction steam pressure	(process steam)	7 bar
Second extraction steam pressure	(LP preheater)	0.64 bar
Exhaust steam pressure	(condenser)	0.101 bar
Gland leak steam loss		0.049 kg/s, 0.9 bar, 337 ^{o}C
Net electricity output (maximum)		24 MWe
Net electricity output (minimum)		19 MWe
Steam turbine isentropic efficiency		87%
Overall mechanical efficiency		97%

2.5.2 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองกังหันไอน้ำ

เพื่อให้การจำลองแบบทำได้ง่ายขึ้น จึงจำเป็นต้องตัดบางส่วนที่สามารถละทิ้งได้ออกไป ซึ่งสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ได้แก่

1. เนื่องจากไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำ (gland leak steam) มีค่าเพียงเล็กน้อย และมีผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าน้อยมาก ดังนั้นจึงสามารถสมมุติให้ไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำมีค่าคงที่ จากข้อมูลรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของกังหันไอน้ำ พบว่าอัตราการไหลและสภาวะของไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำมีค่าคงที่ประมาณ 0.049 kg/s, เอนทัลปี = 3151.1 kJ/kg
2. สมมุติว่าค่าความดันของไอน้ำตัดตอน (extracted steam) ในแต่ละขั้นตอนการทำงานมีค่าคงที่ ไม่เปลี่ยนแปลงตลอดช่วงการทำงาน เนื่องจากในทางปฏิบัติค่าความดัน P_3 จะถูกรักษาให้ได้ตามข้อกำหนดในการอบแห้งไม้ยางพาราของโรงงาน (design condition: P_3=7 bar) และสำหรับค่าความดัน P_4 และ P_5 อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย แต่ค่าการเปลี่ยนแปลงของความดันทั้งสองจุดมีผลต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังนั้นจึงถือว่าความดันทั้งสองจุดนี้ (P_4 และ P_5) มีค่าคงที่ได้ ซึ่งปกติจะมีค่า

น้อยกว่าความดันบรรยากาศเสมอ (design condition: P_4=0.64 bar, P_5=0.101 bar) เพื่อที่จะทำให้ได้งานจากกังหันไอน้ำมากที่สุด

3. สมมุติว่าค่าประสิทธิภาพไอเซนทรอปิกของกังหันไอน้ำ (isentropic efficiency) , η_T ของแต่ละขั้น (stage) การทำงานของกังหันไอน้ำมีค่าคงที่ตลอดช่วงการทำงานและมีค่าเท่ากันทุกๆ ขั้นตอนการทำงาน (ผลการจำลองใช้ η_T = 0.87) โดยที่โปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่า isentropic efficiency, η_T ได้ตามต้องการ
4. สมมุติว่าค่าประสิทธิภาพเชิงกลโดยรวมของกังหันไอน้ำและระหว่างกังหันไอน้ำกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, η_m มีค่าคงที่ ตลอดช่วงการทำงาน (ผลการจำลองใช้ค่า η_m = 0.97) โดยที่โปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่าประสิทธิภาพเชิงกล, η_m ได้ตามต้องการ

2.5.3 แบบจำลองของกังหันไอน้ำ

จากสมมุติฐานและข้อตกลงของแบบจำลองกังหันไอน้ำ สามารถวิเคราะห์แบบจำลองการทำงานของกังหันไอน้ำในรูปสมการทางคณิตศาสตร์ ในรูปของงานและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลย์มวลของกังหันไอน้ำ

$$m_2 = m_3 + m_4 + m_5 + m_g \tag{2.3}$$

สมดุลย์พลังงานของกังหันไอน้ำ

$$W_T = (m_2h_2 - m_3h_3 - m_4h_4 - m_5h_5 - m_gh_g) \tag{2.4}$$

โดยที่ค่าเอนทัลปี h_3, h_4, h_5 สามารถหาได้จากสมการที่ 2.5-2.7 และ m_gh_g มีค่าคงที่เท่ากับ 154.4039 kW และสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังสมการที่ 2.8 ดังนี้

$$h_3 = h_2 - \eta_T(h_2 - h_{3s}) \tag{2.5}$$

$$h_4 = h_3 - \eta_T(h_3 - h_{4s}) \tag{2.6}$$

$$h_5 = h_4 - \eta_T(h_4 - h_{5s}) \tag{2.7}$$

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำ

$$\text{Electricity Output (MW)},\ E = \eta_m W_T = 0.97 W_T \tag{2.8}$$

เมื่อ W_T = งานที่ได้จากกังหันไอน้ำ, MW

E = กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำ, MWe

m_2 = อัตราการการไหลของไอน้ำที่ทางเข้าของกังหันไอน้ำ, kg/s

m_3 = อัตราการไหลของไอน้ำที่นำไปใช้ในโรงงาน, kg/s

m_4 = อัตราการไหลของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำไปยังเครื่องอุ่นน้ำป้อน, kg/s

m_5 = อัตราการไหลของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำไปยังคอนเดนเซอร์, kg/s

η_m = ประสิทธิภาพเชิงกลโดยรวมของกังไอน้ำและระหว่างกังหันไอน้ำกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

η_T = ประสิทธิภาพไอเซนทรอปิกของกังหันไอน้ำ (isentropic efficiency)

หมายเหตุตัวห้อย s แสดงถึงสภาวะของไอน้ำที่ตำแหน่งต่างๆ โดยขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำแบบไอเซนทรอปิก (isentropic expansion)

2.6 การจำลองแบบของการใช้ไอน้ำในโรงงาน

การนำไอน้ำไปใช้ในกระบวนการอบแห้งไม้ยางพาราของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. โดยปกติจะมีปริมาณที่ไม่คงที่ ขึ้นกับผลิตภัณฑ์และกำลังการผลิตของโรงงานในขณะนั้น โดยปริมาณการใช้ไอน้ำของโรงงานได้แสดงไว้ใน Table 1.5 ซึ่งปริมาณการใช้ไอน้ำรวมในกระบวนการผลิตของโรงงานมีอัตราสูงสุดที่ 32 t/h และมีอัตราเฉลี่ยที่ 27 t/h แต่ในทางปฏิบัติแล้วนอกจากจะต้องใช้ปริมาณไอน้ำให้ได้ตามความต้องการในโรงงานแล้ว ยังต้องควบคุมสภาวะของไอน้ำที่นำไปใช้ในโรงงานให้ได้สภาวะตามข้อกำหนดของโรงงานอีกด้วย สำหรับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่ทำการศึกษามีข้อกำหนดสภาวะไอน้ำที่โรงงานต้องการใช้ในการอบแห้งไม้ยางพาราคือ ความดัน 7 bar และอุณหภูมิ 165°C และสภาวะของน้ำควบแน่นจากโรงงานมีความดันเท่ากับ 3 bar และอุณหภูมิเท่ากับ 80°C ซึ่งแสดงไว้ใน Table 2.4 (IVO Power Engineering Ltd.,1997)

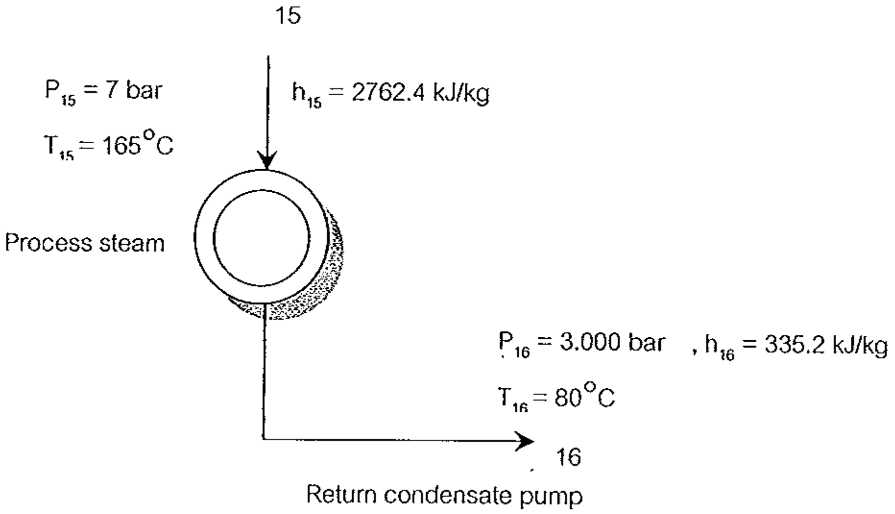


Figure 2.5 Schematics of process steam.

Table 2.4 Requirements of steam demand for Asia Plywood Co., Ltd.

	Process steam	Guarantee point	Return condensate
Pressure, bar	4-7	7	3
Temperature, °C	150-165	165	80

2.6.1 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองการใช้ไอน้ำในโรงงาน

เนื่องจากสภาวะของไอน้ำและน้ำควบแน่นที่ทางเข้าและทางออกของกระบวนการอบแห้งในโรงงาน (process steam) มีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย ซึ่งสามารถสมมุติว่าสภาวะของไอน้ำและน้ำควบแน่นที่ทางเข้า (จุดที่ 15) และทางออก (จุดที่ 16) ของกระบวนการอบแห้งใน โรงงาน มีสภาวะคงที่ตลอดช่วงการทำงานดังรูปที่ 2.5

2.6.2 แบบจำลองของการใช้ไอน้ำในโรงงาน

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองการใช้ไอน้ำในโรงงาน (process steam) สามารถทำการวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในรูปของความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงาน (steam demand) ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์ไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลพลังงานของการใช้ไอน้ำในโรงงานด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์ไดนามิกส์

$$Q_D = m_{15}(h_{15} - h_{16}) \tag{2.9}$$

เมื่อ Q_D = ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน, MW

m_{15} = อัตราการไหลของไอน้ำที่ใช้ในโรงงาน (จุดที่ 15), kg/s

h_{15} = เอนทัลปีของไอน้ำที่ทางเข้าของกระบวนการอบแห้งในโรงงาน (2762.4 kJ/kg)

h_{16} = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางออกของกระบวนการอบแห้งในโรงงาน (335.2 kJ/kg)

s_{15} = เอนทรอปีของไอน้ำที่ทางเข้าของกระบวนการอบแห้งในโรงงาน (6.708 kJ/kg$^{\circ}$K)

s_{16} = เอนทรอปีของน้ำควบแน่นที่ทางออกของกระบวนการอบแห้งในโรงงาน (1.075 kJ/kg$^{\circ}$K)

2.7 การจำลองแบบของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

2.7.1 เครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

หน้าที่หลักของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดนอกจากจะทำการอุ่นน้ำป้อนแล้ว ยังทำหน้าที่กำจัดฟองก๊าซต่างๆที่ไม่ควบแน่นในระบบ เช่นอากาศ, ออกซิเจน, ไฮโดรเจน, และคาร์บอนไดออกไซด์ ให้สามารถระบายสู่บรรยากาศได้ เพื่อลดการกัดกร่อนที่จะเกิดขึ้นในระบบได้ สำหรับเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดที่ทำการศึกษาเป็นชนิด pressure spray type with vertical tank ดังรูปแบบจำลองที่แสดงไว้ใน Figure 2.6 การทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดจะสเปรย์ไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำที่ความดัน 1.43 bar (จุดที่ 12) เข้ามาผสมโดยตรงกับน้ำป้อนที่อยู่ในสภาวะของเหลวอัดตัว (จุดที่ 9) และน้ำควบแน่นจากกระบวนการอบแห้งของโรงงานที่อุณหภูมิ 80 °C (จุดที่ 16) เพื่อที่จะได้อุ่นน้ำป้อนให้ได้สภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัวที่อุณหภูมิ 110°C ความดัน 1.43 bar (จุดที่ 17) โดยมีรายละเอียดและข้อมูลการออกแบบเบื้องต้นของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดแสดงไว้ใน Table 2.5

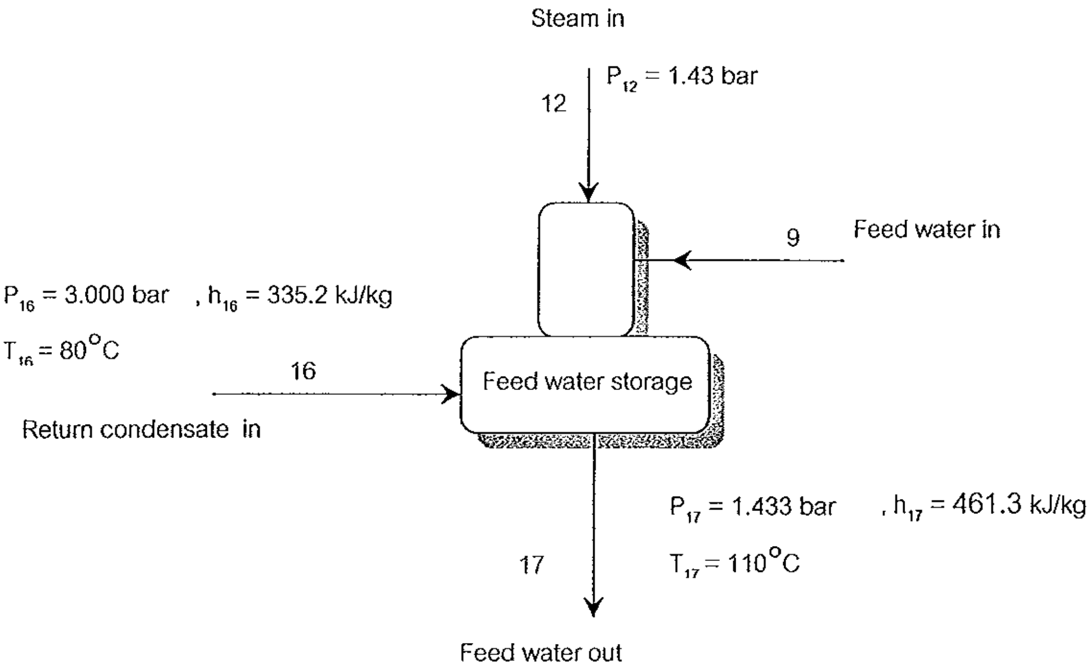


Figure 2.6 Schematics of feed water storage.

Table 2.5 Details of design values for feed water storage.

State points		Design values		
		kg/s	bar	°C
Feed water in	(point 9)	18.6	5.5	80.2
Steam in	(point 12)	1.6	1.43	191
Return condensate in	(point 16)	6.7	3.00	80
Feed water out	(point 17)	28.6	1.43	110

2.7.2 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

เพื่อความสะดวกในการคำนวณ ซึ่งมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ได้แก่

1. สมมุติว่าอุณหภูมิของน้ำป้อนที่จุด 17 มีค่าคงที่ คือมีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัวที่อุณหภูมิ 110°C (ตามค่าการออกแบบ) เนื่องจากถ้าอุณหภูมิที่จุดที่ 17 มีค่ามากกว่า 110°C จะทำให้น้ำป้อนที่จุดที่ 17 มีสภาวะเป็นของผสม ซึ่งทำให้เกิดความเสียหายต่อการทำงานของปั๊มน้ำป้อน เนื่องจาก cavitation effect ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงสมมุติให้จุดที่ 17 จะมีค่าอุณหภูมิคงที่ที่ 110°C (h_{17}=461.3 kJ/kg)
2. เนื่องจากสภาวะของน้ำควบแน่นจากกระบวนการอบแห้งโรงงาน (return condensate) ที่จุด 16 มีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย คือมีสภาวะเป็นของเหลวอัดตัวที่อุณหภูมิ 80 °C ดังนั้นสามารถสมมุติให้สภาวะของจุดที่ 16 มีค่าอุณหภูมิคงที่ 80°C (h_{16}= 335.2 kJ/kg)
3. เพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณ จึงสมมุติให้ค่าความดันของไอน้ำที่ทางเข้าของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดมีค่าคงที่ 1.43 bar (ตามค่าการออกแบบ) และไม่มีการสูญเสียความร้อนเกิดขึ้นที่จุด A ดังนั้นสามารถสมมติให้สภาวะของไอน้ำ (ค่าเอนทัลปี) ที่จุด 12 มีค่าเท่ากับเอนทัลปีที่จุด 3

2.7.3 แบบจำลองของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด สามารถวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลมวลของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

$$m_9 + m_{12} + m_{16} = m_{17} \quad (2.10)$$

สมดุลพลังงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด

$$m_9 h_9 + m_{12} h_3 + m_{16} h_{16} = m_{17} h_{17} \quad (2.11)$$

เมื่อ m_9 = อัตราการไหลของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kg/s

m_{12} = อัตราการไหลของไอน้ำที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kg/s

m_{16} = อัตราการไหลของน้ำควบแน่นจากโรงงานที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kg/s

m_{17} = อัตราการไหลของน้ำป้อนที่ทางออกของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kg/s

h_9 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kJ/kg

h_{12} = เอนทัลปีของไอน้ำที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, kJ/kg

h_{16} = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นจากโรงงานที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด (335.2 kJ/kg)

h_{17} = เอนทัลปีของน้ำป้อนที่ทางออกของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด, (461.3 kJ/kg)

2.8 การจำลองแบบของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

2.8.1 เครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

เครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำมีหน้าที่อุ่นน้ำป้อนให้มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นก่อนเข้าสู่เครื่องกำเนิดไอน้ำ ซึ่งทำให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบได้ สำหรับเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำที่ทำการศึกษาเป็นแบบ horizontal, U-tube ดังแบบจำลองใน Figure 2.7 การทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ จะรับไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำที่ความดัน 0.64 bar (จุดที่ 4) ซึ่งจะถ่ายเทพลังงานความร้อนให้แก่น้ำป้อน (จุดที่ 8) เพื่อเป็นการอุ่นน้ำป้อนให้มีอุณหภูมิสูงขึ้น โดยไอน้ำควบแน่นที่ทางออก (จุดที่ 10) จะมีสภาพเป็นของเหลวอิ่มตัวที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกันกับจุดที่ 4 (ถ่ายเทเฉพาะความร้อนแฝง, latent heat) สำหรับอุณหภูมิของน้ำป้อนที่ทางออกของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (จุดที่ 9) จะไม่สามารถทำให้มีอุณหภูมิเท่ากับอุณหภูมิของไอน้ำตัดตอนที่จุด 4 ผลที่แตกต่างนี้เรียกว่าผลต่างอุณหภูมิปลาย (Terminal Temperature Difference, TTD) ซึ่งเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดที่ทำการศึกษามีค่า TTD เท่ากับ 10°C โดยมีรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำแสดงไว้ดัง Table 2.6

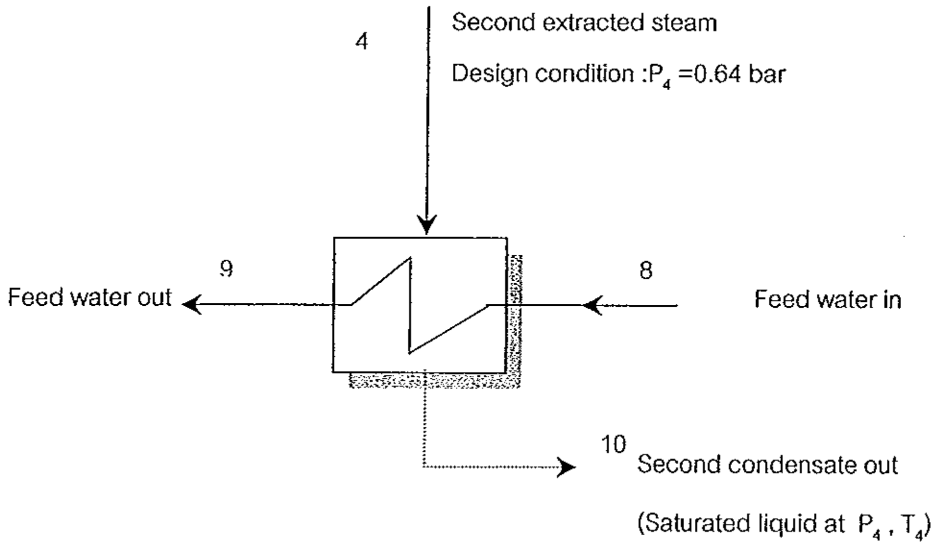


Figure 2.7 Schematics of LP preheater.

Table 2.6 Details of design values for LP preheater.

State points		Design values		
		Kg/s	bar	°C
Steam in	(point 4)	1.7	0.64	88
Feed water in	(point 8)	23.2	6	47.6
Feed water out	(point 9)	23.2	5.5	77
Second condensate out	(point 10)	1.7	0.64	88
Terminal Temperature Difference, TTD		10°C		
Thermal output		3570 kW		

2.8.2 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

สมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ได้แก่

1. เนื่องจากความดันของไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำที่จุด 4 มีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยและมีผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำน้อยมาก ดังนั้นจึงสามารถสมมุติว่าไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำที่จุด 4 มีความดันคงที่ (ผลการจำลองใช้ค่า design condition: P_4 = 0.64 bar) ตลอดระยะเวลาการทำงาน
2. สมมุติว่าไอน้ำควบแน่นที่ทางออกของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (จุดที่ 10) มีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัว ที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกันกับจุดที่ 4
3. สมมุติว่าค่า TTD ของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำมีค่าคงที่เท่ากับ 10°C อย่างไรก็ตามโปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่า TTD ได้ตามต้องการ

2.8.3 แบบจำลองของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำสามารถทำการวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

ผลต่างอุณหภูมิปลายของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

$$TTD = T_4 - T_9 = 10 \tag{2.12}$$

สมดุลพลังงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

$$m_4(h_4 - h_{10}) = m_9(h_9 - h_8) \tag{2.13}$$

เมื่อ $m_4 = m_{10}$ = อัตราการการไหลของไอน้ำที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kg/s

$m_9 = m_8$ = อัตราการไหลของน้ำป้อนที่ไหลผ่านเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kg/s

h_4 = เอนทัลปีของไอน้ำที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kJ/kg

h_{10} = เอนทัลปีของน้ำระบายที่ออกจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kJ/kg

h_8 = เอนทัลปีของน้ำป้อนที่ทางเข้าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kJ/kg

h_9 = เอนทัลปีของน้ำป้อนที่ออกจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ, kJ/kg

TTD = ผลต่างอุณหภูมิปลาย (terminal temperature difference)

2.9 การจำลองแบบของคอนเดนเซอร์

2.9.1 คอนเดนเซอร์

หน้าที่หลักของคอนเดนเซอร์คือ ทำการควบแน่นไอน้ำที่ถูกใช้งานจากกังหันไอน้ำเพื่อนำกลับมาหมุนเวียนใช้ในวัฏจักรใหม่ โดยการถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำหล่อเย็นในหอระบายความร้อน สำหรับคอนเดนเซอร์ที่ทำการศึกษา เป็นคอนเดนเซอร์ชนิด surface cooling, straight tube ดังรูปแบบจำลองที่แสดงไว้ใน Figure 2.8 โดยการทำงานของคอนเดนเซอร์จะรับไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำที่ความดัน 0.101 bar (จุดที่ 5) ผสมกับน้ำควบแน่นระบายทิ้งจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำและแกลนด์คอนเดนเซอร์ (จุดที่ 11) แล้วควบแน่นเป็นของเหลวอิ่มตัว (จุดที่ 6) ที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกันกับจุดที่ 5 โดยการแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็นในหอระบายความร้อน ซึ่งมีรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของคอนเดนเซอร์แสดงไว้ดัง Table 2.7

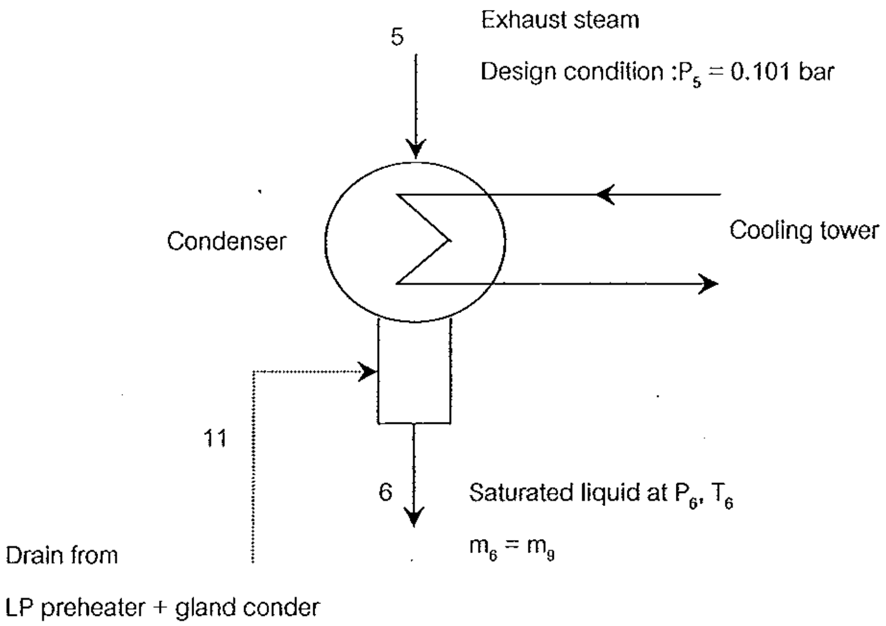


Figure 2.8 Schematics of condenser.

Table 2.7 Details of design values for condenser.

State points		Design values		
		kg/s	bar	°C
Steam in	(point 5)	21.5	0.101	46
Main condensate out	(point 6)	23.2	0.101	46
Second condensate in	(point 11)	1.7	-	88
Cooling water in		1230	2.5	31
Cooling water out		1230	2.0	40
Thermal output		46,000 kW		

2.9.2 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองคอนเดนเซอร์

1. เนื่องจากในทางปฏิบัติค่าความดันของไอน้ำที่ทางออกกังหันไอน้ำที่จุด 5 จะพยายามรักษาให้มีค่าน้อยกว่าความดันบรรยากาศ (ผลการจำลองใช้ค่า design condition: 0.101 bar) เพื่อที่จะได้งานจากกังหันไอน้ำมากที่สุด ซึ่งค่าความดันจะมีค่าเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อยและมีผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันไอน้ำน้อยมาก ดังนั้นสามารถสมมุติว่าไอน้ำที่ทางออกของกังหันไอน้ำที่จุด 5 มีความดันคงที่ ตลอดระยะเวลาการทำงาน
2. สมมุติว่าการทำงานของคอนเดนเซอร์สามารถทำงานโดยควบแน่นไอน้ำจากกังหันไอน้ำได้ที่ความดันและอุณภูมิคงที่ตลอดเวลา
3. สมมุติว่าน้ำควบแน่นที่ทางออกของคอนเดนเซอร์ (จุดที่ 6) มีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัวที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกันกับที่จุด 5 (0.101 bar, 46°C)

2.9.3 แบบจำลองของคอนเดนเซอร์

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองคอนเดนเซอร์ ทำให้สามารถหาแบบจำลองในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ของคอนเดนเซอร์ ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลมวลของคอนเดนเซอร์

$$m_5 + m_{11} = m_9 \tag{2.14}$$

สมดุลพลังงานของคอนเดนเซอร์

$$\text{Energy Rejected},\ \left|Q_{rej}\right| = \frac{m_5(h_5 - h_6) + m_{11}(h_{11} - h_6)}{1000} \tag{2.15}$$

เมื่อ Q_{rej} = ค่าพลังงานความร้อนที่น้ำหรือไอน้ำต้องระบายออกจากเครื่องควบแน่น , MW

m_5 = อัตราการการไหลของไอน้ำที่ออกจากกังหันเข้าสู่เครื่องควบแน่น , kg/s

m_9 = m_6 = อัตราการไหลของน้ำควบแน่นที่ออกจากคอนเดนเซอร์ , kg/s

m_{11} = อัตราการไหลของน้ำระบายจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำและแกลนด์คอนเดนเซอร์, kg/s

2.10 การจำลองแบบของปั๊ม

ปั๊มในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ทำการศึกษา จะแบ่งออก 2 ส่วน คือ ปั๊มน้ำป้อน (feed water pump) และปั๊มคอนเดนเซอร์ (condenser pump) โดยปั๊มน้ำป้อนจะทำหน้าที่ปั๊มน้ำป้อนจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด (จุดที่ 17) ไปยังเครื่องกำเนิดไอน้ำ (จุดที่ 1) และสำหรับปั๊มคอนเดนเซอร์จะทำการปั๊มน้ำควบแน่นจากคอนเดนเซอร์เพื่อให้น้ำป้อนไหลผ่านแกลนด์คอนเดนเซอร์และเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดไปยังเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดดังแสดงไว้ Figure 2.9 ปั๊มในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมทั้งสองส่วนเป็นชนิด centrifugal pump จากข้อมูลการออกแบบเบื้องต้นของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมได้ออกแบบให้ปั๊มน้ำป้อนทำงานโดยปั๊มน้ำป้อนจากความดัน 1.43 bar ไปยังความดัน 55 bar และปั๊มคอนเดนเซอร์จะปั๊มน้ำควบแน่นจากความดัน 0.101 bar ไปยังความดัน 7 bar

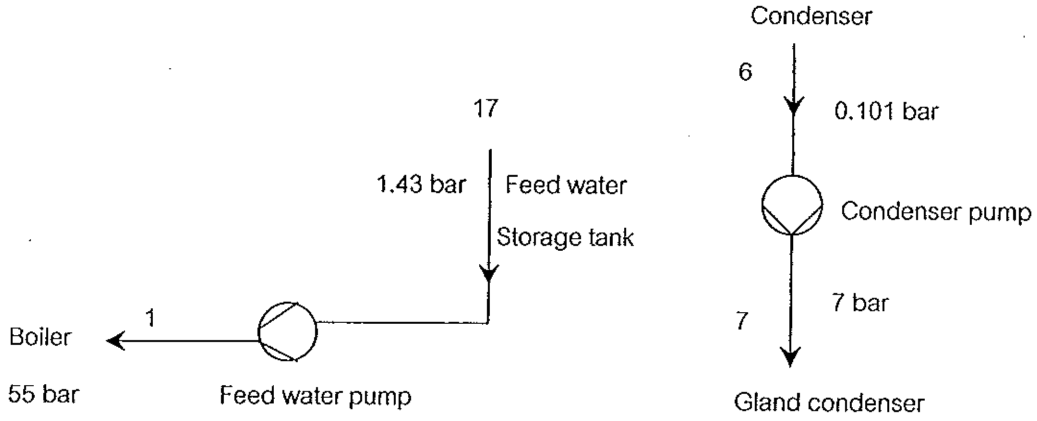


Figure 2.9 Schematics of feed water pump and condenser pump.

2.10.1 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นแบบจำลองของปั๊ม

สมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ได้แก่

1. เนื่องจากน้ำป้อนที่ทางเข้าและทางออกของปั๊มน้ำป้อนมีสภาวะของเหลวอัดตัว ซึ่งค่าความดันมีผลต่อค่าเอนทัลปีเล็กน้อย ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงสามารถสมมุติให้สภาวะความดันของน้ำป้อนที่จุดที่ 17 (1.43 bar) และจุดที่ 1 (55 bar) มีค่าคงที่ได้
2. เนื่องจากน้ำป้อนที่ทางเข้าและทางออกของคอนเดนเซอร์ปั๊มมีสภาวะของเหลวอัดตัว ซึ่งค่าความดันมีผลต่อค่าเอนทัลปีเล็กน้อย ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจึงสามารถสมมุติให้สภาวะความดันของน้ำป้อนที่จุดที่ 6 (0.101 bar) และจุดที่ 7 (7 bar) มีค่าคงที่ได้
3. สมมุติว่าค่าประสิทธิภาพโพลีทรอปิกของปั๊มน้ำป้อน, η_{p1} และปั๊มคอนเดนเซอร์, η_{p2} มีค่าคงที่ตลอดช่วงการทำงาน โดยในที่โปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่าประสิทธิภาพโพลีทรอปิกของปั๊มทั้งสองได้ตามต้องการ (การจำลองใช้ค่า $\eta_{p1} = \eta_{p2} = 0.9$)

2.10.2 แบบจำลองของปั๊มน้ำป้อนและคอนเดนเซอร์ปั๊ม

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นแบบจำลองของปั๊มน้ำป้อนและคอนเดนเซอร์ปั๊ม สามารถทำการวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ เพื่อคำนวณหาสภาวะของน้ำป้อนและน้ำควบแน่นที่ทางออกของปั๊มน้ำป้อนและคอนเดนเซอร์ปั๊ม ในรูปของประสิทธิภาพโพลีทรอปิกของปั๊มได้ดังนี้

แบบจำลองสำหรับปั๊มน้ำป้อน

$$h_1 = h_{17} + \frac{100v_{17}(P_1 - P_{17})}{\eta_{P1}} \tag{2.16}$$

แบบจำลองสำหรับคอนเดนเซอร์ปั๊ม

$$h_7 = h_6 + \frac{100v_6(P_7 - P_6)}{\eta_{P2}} \tag{2.17}$$

เมื่อ h_1 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางออกปั๊มน้ำป้อน , kJ/kg

h_6 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าปั๊มคอนเดนเซอร์ , kJ/kg

h_7 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางออกคอนเดนเซอร์ปั๊ม , kJ/kg

h_{17} = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นทางเข้าปั๊มน้ำป้อน , kJ/kg

P_1 = ความดันของน้ำควบแน่นที่ทางออกปั๊มน้ำป้อน , bar

P_6 = ความดันของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าคอนเดนเซอร์ปั๊ม , bar

P_7 = ความดันของน้ำควบแน่นที่ทางออกคอนเดนเซอร์ปั๊ม , bar

P_{17} = ความดันของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าปั๊มน้ำป้อน , bar

v_6 = ปริมาตรจำเพาะของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าคอนเดนเซอร์ปั๊ม , m^3/kg

v_{17} = ปริมาตรจำเพาะของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าปั๊มน้ำป้อน , m^3/kg

η_{P1} = ประสิทธิภาพโพลีทรอปิกของปั๊มน้ำป้อน (ในแบบจำลองใช้ $\eta_{P1} = 0.9$)

η_{P2} = ประสิทธิภาพโพลีทรอปิกของคอนเดนเซอร์ปั๊ม (ในแบบจำลองใช้ $\eta_{P2} = 0.9$)

2.11 การจำลองแบบของแกลนด์คอนเดนเซอร์

2.11.1 แกลนด์คอนเดนเซอร์

แกลนด์คอนเดนเซอร์เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบแน่นไอน้ำที่รั่วซึมจากกังหันไอน้ำ เพื่อลดการสูญเสียความร้อนจากกังหันไอน้ำ และเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมให้มีค่าเพิ่มขึ้น สำหรับแกนด์คอนเดนเซอร์ที่ทำการศึกษาดังแบบจำลองใน Figure 2.10 เป็นเสมือนเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำแต่จะทำงานที่ความดันต่ำกว่าเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิด โดยการทำงานของแกลนด์คอนเดนเซอร์จะรับไอน้ำที่สูญเสียจากกังหันไอน้ำ แล้วถ่ายเทพลังงานความร้อนให้แก่น้ำป้อน เพื่อทำให้น้ำป้อนมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้น (จุดที่ 8) ไอน้ำที่ควบแน่นที่ทางออกจากแกลนด์คอนเดนเซอร์จะมีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัวที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกับไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำ และน้ำควบแน่นจะถูกรวมเข้ากับน้ำควบแน่นจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนความดันต่ำแล้วนำกลับมาหมุนเวียนใช้ใหม่ในคอนเดนเซอร์

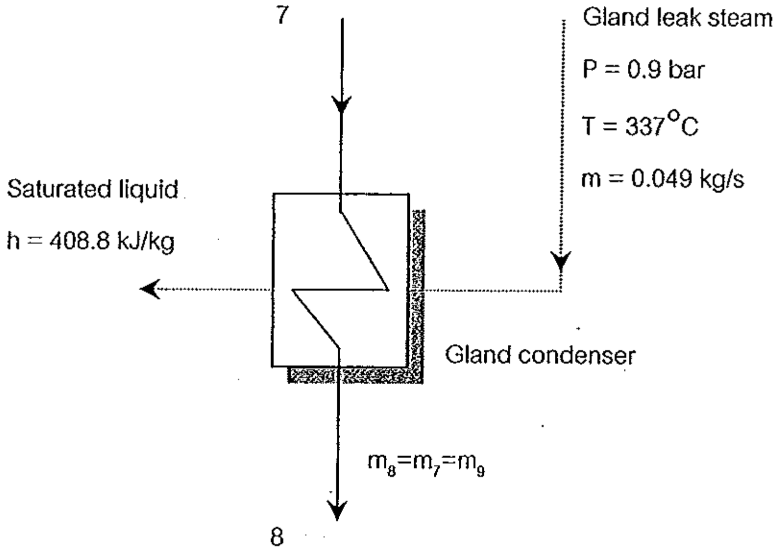


Figure 2.10 Schematics of gland condenser.

2.11.2 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองแกลนด์คอนเดนเซอร์

เพื่อให้การจำลองแบบการทำงานของแกลนด์คอนเดนเซอร์ทำได้ง่ายขึ้น จึงต้องมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ ซึ่งได้แก่

1. เนื่องจากในทางปฏิบัติไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำ (gland leak steam) มีค่าเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย และมีผลต่อค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเล็กน้อย ไม่ว่าที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานจะมีค่าเปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงสามารถสมมุติให้ไอน้ำสูญเสียจากังหันไอน้ำมีค่าคงที่ได้ จากข้อมูลรายละเอียดและข้อมูลในการออกแบบเบื้องต้นของกังหันไอน้ำ พบว่าอัตราการไหลและสภาวะของไอน้ำสูญเสียจากกังหันไอน้ำมีค่าคงที่ประมาณ 0.049 kg/s, เอนทัลปี = 3151.1 kJ/kg ตามลำดับ
2. สมมุติว่าน้ำควบแน่นที่ทางออกของแกลนด์คอนเดนเซอร์มีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัวคงที่ที่อุณหภูมิและความดันเดียวกันกับไอน้ำสูญเสีย (337°C , 0.9 bar) ซึ่งที่สภาวะนี้จะมีค่าเอนทัลปีของน้ำควบแน่นเท่ากับ 408.8 kJ/kg

2.11.3 แบบจำลองของแกลนด์คอนเดนเซอร์

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองแกนด์คอนเดนเซอร์ สามารถทำการวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลพลังงานของแกลนด์คอนเดนเซอร์

$$m_9(h_8 - h_7) = 0.049(3151.1 - 408.8) = 134.373 \qquad (2.18)$$

เมื่อ $m_8 = m_7 = m_9$ = อัตราการไหลของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าแกลนด์คอนเดนเซอร์, kg/s

h_7 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางเข้าแกลนด์คอนเดนเซอร์, kJ/kg

h_8 = เอนทัลปีของน้ำควบแน่นที่ทางออกแกลนด์คอนเดนเซอร์, kJ/kg

2.12 การจำลองแบบของจุด A

จุด A เป็นจุดที่แบ่งแยกไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำออกไปใช้งาน 2 ส่วนคือ ไอน้ำที่ความดันประมาณ 7 bar (จุดที่ 13) นำไปใช้กระบวนการอบแห้งไม้ยางพาราในโรงงาน (process steam) และไอน้ำที่ความดันประมาณ 1.43 bar (จุดที่ 12) นำไปใช้อุ่นน้ำป้อนในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด (feed water storage) ดังแสดงไว้ใน Figure 2.11 โดยจะมีวาล์วควบคุมอัตราการไหลของไอน้ำที่จะนำไปใช้งานทั้งสองส่วนให้มีค่าเหมาะสมกับความต้องการความร้อนในโรงงานในขณะนั้น

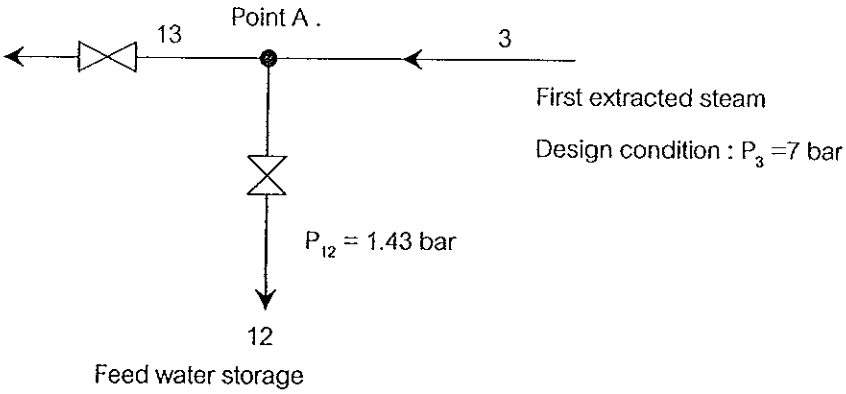


Figure 2.11 Schematics of point A.

2.12.1 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองจุด A

เพื่อความสะดวกในการคำนวณ จึงสมมุติว่าไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำที่จุด 3 มีค่าความดันคงที่ (ผลการจำลองใช้ค่า design condition: 7 bar) ตลอดระยะเวลาการทำงาน และสมมุติว่าไม่มีการสูญเสียพลังงานความร้อนที่จุด A และการขยายตัวผ่านวาล์วที่จุด 12 และ 13 เป็นแบบไอเซนทรอปิก ดังนั้นคุณสมบัติของไอน้ำ (เอนทัลปี) ที่ทางเข้า 3 และทางออกที่จุด 12 และ 13 จะมีค่าเท่ากันตลอดช่วงเวลาการทำงาน

2.12.2 แบบจำลองของจุด A

จากสมมุติฐานและข้อตกลงของแบบจำลองของจุด A สามารถทำการวิเคราะห์แบบจำลองการทำงานในรูปสมการทางคณิตศาสตร์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลย์มวลของจุด A

$$m_3 = m_{12} + m_{13} \tag{2.19}$$

เมื่อ m_3 = อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอนที่ทางเข้าจุด A, kg/s

m_{12} = อัตราการไหลของไอน้ำที่แยกไปใช้ในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด , kg/s

m_{13} = อัตราการไหลของไอน้ำที่แยกไปใช้ในโรงงาน , kg/s

2.13 การจำลองแบบของจุด B

จุด B เป็นจุดที่รวมไอน้ำและน้ำป้อนก่อนเข้าสู่กระบวนการอบแห้งในโรงงาน (process steam) เพื่อควบคุมรักษาความดันและอุณหภูมิของไอน้ำให้ได้ตามข้อกำหนดของโรงงาน กล่าวคือ รับไอน้ำตัดตอนจากจุด A มาผสมกับน้ำป้อนที่ตัดตอนจากปั๊มน้ำป้อน (feed water pump) ก่อนที่จะนำไปใช้ในโรงงานที่สภาวะความดัน 7 bar อุณหภูมิ 165°C ดังแสดงไว้ใน Figure 2.12

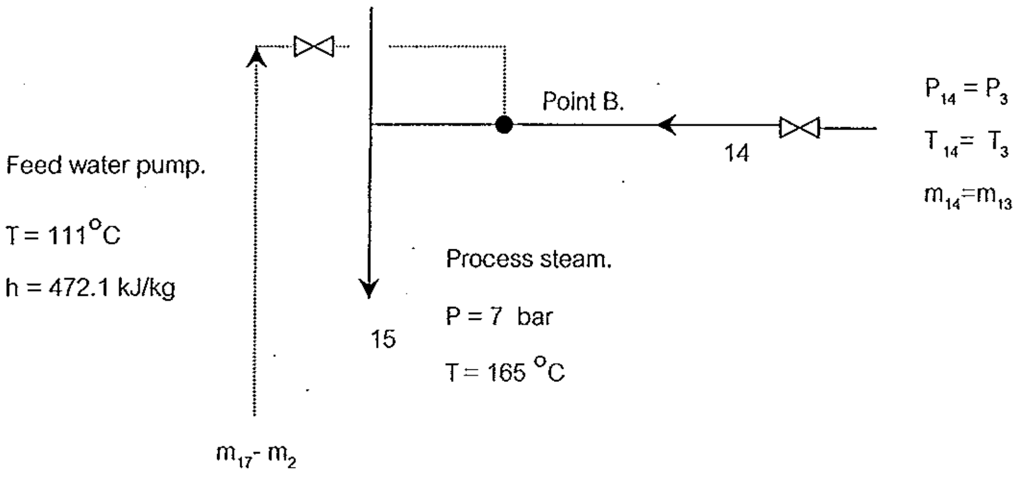


Figure 2.12 Schematics of point B.

2.13.1 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองจุด B

เพื่อให้การจำลองแบบการทำงานจุด B ด้วยสมการคณิตศาสตร์ทำได้ง่ายขึ้น จึงจำเป็นต้องมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการจำลองแบบครั้งนี้ ซึ่งได้แก่

1. เพื่อความสะดวกในการคำนวณ จึงสมมุติให้น้ำป้อนที่ไหลจากปั๊มน้ำป้อน (feed water pump) มีสภาวะคงที่ตลอดช่วงการทำงาน คือมีค่าอุณหภูมิ 111°C (ซึ่งมีค่าเอนทัลปี = 472.1 kJ/kg) ดังแสดงไว้ใน Figure 2.12
2. สมมุติว่าสภาวะของไอน้ำที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอบแห้งของโรงงาน มีค่าคงที่ตลอดช่วงการทำงาน คือที่ความดัน 7 bar อุณหภูมิ 165°C (ซึ่งมีค่าเอนทัลปี = 2762.4 kJ/kg)
3. สมมุติว่าไม่มีการสูญเสียความร้อนเกิดขึ้นที่จุด A และวาล์วควบคุมอัตราการไหล ทำให้สภาวะที่จุด 14 (เอนทัลปี) มีเท่ากันกับสภาวะที่จุด 3 (ขยายตัวแบบไอเซนทรอปิก)

2.13.2 แบบจำลองของจุด B

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นของแบบจำลองจุด B สามารถทำการวิเคราะห์แบบจำลองการทำงานในรูปสมการทางคณิตศาสตร์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์ได้ดังนี้

สมดุลมวลของจุด B

$$m_{17} - m_2 = m_{15} - m_{13} \qquad (2.20)$$

สมดุลพลังงานของจุด B

$$472.7(m_{17} - m_2) = 2762.4m_{15} - m_{13}h_3 \qquad (2.21)$$

เมื่อ m_2 = อัตราการไหลของไอน้ำที่จุด 2 , kg/s

m_{13} = อัตราการไหลของไอน้ำที่จุด 13 , kg/s

m_{15} = อัตราการไหลของไอน้ำที่จุด 15 , kg/s

m_{17} = อัตราการไหลน้ำป้อนจากปั๊มน้ำป้อนที่จุด 17 , kg/s

h_3 = เอนทัลปีของไอน้ำตัดตอนที่จุด 3 , kJ/kg

2.14 การจำลองแบบจำลองของจุด C

จุด C เป็นจุดรวมของน้ำควบแน่นระบายทิ้ง 2 ส่วนคือ น้ำควบแน่นระบายทิ้งจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (จุดที่ 10) และน้ำควบแน่นระบายทิ้งจากแกลนด์คอนเดนเซอร์ เพื่อนำน้ำควบแน่นระบายทิ้งกลับมาหมุนเวียนใช้ใหม่ที่คอนเดนเซอร์ (จุดที่ 11) เพื่อช่วยแลกเปลี่ยนความร้อนในการควบแน่นไอน้ำที่คอนเดนเซอร์ดังแสดงไว้ใน Figure 2.13

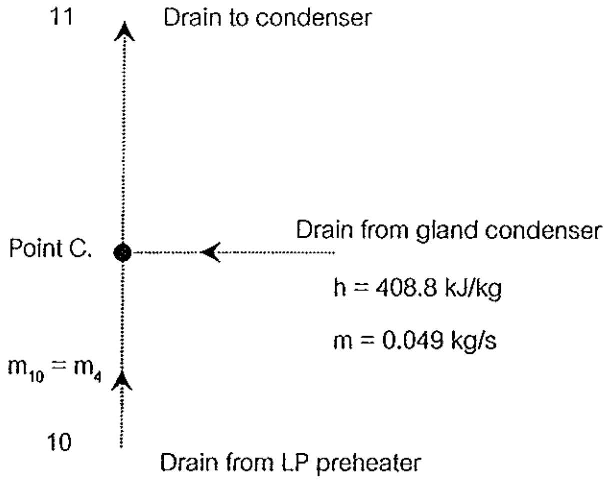


Figure 2.13 Schematics of point C.

2.14.1 สมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นแบบจำลองของจุด C

สมมุติว่าน้ำควบแน่นระบายทิ้งจากแกลนด์คอนเดนเซอร์ ที่ทางเข้าของจุด C มีอัตราการไหลคงที่ (0.049 kg/s) และมีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัว (เอนทัลปี = 408.8 kJ/kg) และน้ำควบแน่นระบายทิ้งจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (จุดที่ 10) มีสภาวะเป็นของเหลวอิ่มตัว ที่ความดันและอุณหภูมิเดียวกันกับไอน้ำตัดตอนที่จุดที่ 4 ตลอดระยะเวลาการทำงานดังแสดงไว้ใน Figure 2.13

2.14.2 แบบจำลองของจุด C

จากสมมุติฐานและข้อตกลงเบื้องต้นแบบจำลองของจุด C สามารถทำการวิเคราะห์หาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โดนสมิกส์ได้ดังนี้

สมดุลมวลของจุด C

$$m_{11} = m_4 + 0.049 \tag{2.22}$$

สมดุลพลังงานของจุด C

$$m_{11}h_{11} = m_4 h_{10} + 20.0312 \tag{2.23}$$

เมื่อ $m_{10} = m_4$ = อัตราการไหลของน้ำระบายทิ้งจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิด, kg/s

m_{11} = อัตราการไหลของน้ำระบายทิ้งที่นำกลับมาใช้ที่คอนเดนเซอร์, kg/s

h_{10} = เอนทัลปีของน้ำระบายทิ้งจากเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิด, kJ/kg

h_{11} = เอนทัลปีของน้ำระบายทิ้งที่นำกลับมาใช้ที่คอนเดนเซอร์, kJ/kg

2.15 แบบจำลองของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

เมื่อนำแบบจำลองของอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่วิเคราะห์ในหัวข้อ 2.4 – 2.14 มาต่อเชื่อมกัน จะได้แบบจำลองของโรงจักรฯ ที่สามารถเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมแบบโหมดต่างๆ โดยตัวแปรอิสระในการศึกษานี้คือ อัตราการไหลของไอน้ำ m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) และตัวแปรตามคือ ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร (cogeneration efficiency) ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) , ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร (electricity output), ค่าพลังงานความร้อนที่ใช้โดยเครื่องกำเนิดไอน้ำ (boiler thermal load) และลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ซึ่งประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรสามารถคำนวณหาได้ดังนี้

ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร ด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์โมไดนามิกส์

$$\eta_{co} = \frac{E + Q_D}{Q_B} \tag{2.24}$$

เมื่อ η_{co} = ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร

Q_D = ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน, MW

Q_B = พลังงานความร้อนที่ใช้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, MW

E = กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, MWe

2.16 การจำลองแบบคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำ

การจำลองคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำที่ใช้คำนวณในโรงจักรฯ ที่ผ่านมา ส่วนใหญ่จะเป็นการจำลองในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ (Badr, *et. el.*, 1990) ซึ่งลักษณะสมการทางคณิตศาสตร์และความยากง่ายของรูปสมการที่ได้จะขึ้นอยู่กับตัวแปรหลายอย่างอาทิเช่น สถานะของน้ำและไอน้ำ, ค่าอุณหภูมิและความดัน เป็นต้น แต่เนื่องจากคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำที่ใช้คำนวณในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ทำการศึกษามีช่วงอุณหภูมิและความดันใช้งานที่กว้างมาก (ความดัน 0.1-81.5 bar, อุณหภูมิ 46-437°C) อีกทั้งยังมีได้หลายสถานะ (ไอน้ำยิ่งยวด, ไอน้ำอิ่มตัว, น้ำอิ่มตัว, ของผสมและของเหลวอัดตัว) ดังนั้นในการหาคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำด้วยสมการทางคณิตศาสตร์จึงไม่เหมาะสม เพราะจะทำให้ต้องแบ่งสมการที่ใช้คำนวณ คุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของน้ำและไอน้ำออกเป็นสมการย่อยๆ ที่ช่วงอุณหภูมิและความดันต่างๆกัน เพื่อให้มีความผิดพลาดในการคำนวณน้อยที่สุด ซึ่งจะทำให้มีสมการที่ใช้คำนวณคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของน้ำและไอน้ำเป็นจำนวนมากและเพิ่มความยุ่งยากต่อการคำนวณมากขึ้น เพื่อลดความยุ่งยากดังกล่าวจึงเปลี่ยนวิธีการคำนวณหาคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของน้ำและไอน้ำจากสมการทางคณิตศาสตร์เป็นการค้นหาข้อมูลโดยตรงจากตารางไอน้ำโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์เข้าช่วย ซึ่งจะทำให้สามารถคำนวณคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของน้ำและไอน้ำให้ครอบคุมทั้งโรงจักรได้ง่ายกว่าและประหยัดเวลามากขึ้น

การคำนวณคุณสมบัติน้ำและไอน้ำในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยการใช้โปรแกรมทางคอมพิวเตอร์เข้าช่วยจะแบ่งแยกออกตามสถานะของน้ำและไอน้ำ คือ ไอน้ำยิ่งยวด (superheated vapor), ไอน้ำอิ่มตัว (saturated vapor), น้ำอิ่มตัว (saturated liquid), ของเหลวผสม (mixture liquid) และของเหลวอัดตัว (compressed liquid) โดยภายในตัวโปรแกรมคอมพิวเตอร์จะมีระบบฐานข้อมูลคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของน้ำและไอน้ำ ซึ่งใช้ข้อมูลคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์จากตารางไอน้ำ (Arnold, 1970)

สำหรับการทำงานของโปรแกรมค้นหาคุณสมบัติของน้ำและไอน้ำ ดังแสดงไว้ใน Figure 2.14 จะเริ่มต้นจากการจำแนกสถานะของน้ำหรือไอน้ำที่จะเกิดขึ้นในกระบวนการการแลกเลี่ยนความร้อนของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ จากนั้นจะเข้าสู่ระบบสืบค้นข้อมูล (search engine) เพื่อหาตัวแปรที่ใช้ในการค้นหาข้อมูล (variables for searching) ยกตัวอย่างเช่นถ้าต้องการหาคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของไอน้ำยิ่งยวด จะมีตัวแปรที่ใช้ในการค้นหาข้อมูลคือ ค่าความดันและอุณหภูมิของไอน้ำในขณะนั้น จากนั้นจะนำตัวแปรที่ใช้ในการค้นหาข้อมูลมาประมวลผลโดยการเปรียบเทียบกับฐานข้อมูลจากตารางไอน้ำ (steam table database) โดยใช้ค่าความดันของไอน้ำเป็นตัวแปรหลักในการค้นหาก่อน ซึ่งถ้าตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล จะใช้ค่าอุณหภูมิของไอน้ำเป็นตัวแปรในการค้นหาต่อไป ซึ่งถ้าค่าอุณหภูมิยังมีค่าตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล โปรแกรมจะแสดงคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ของไอน้ำยิ่งยวดในขณะนั้น แต่ถ้าค่าอุณหภูมิไม่ตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล โปรแกรมคอมพิวเตอร์จะคำนวณหาคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์โดยวิธีการการประมาณค่าในช่วงของข้อมูลที่ต้องการค้นหา (interpolated) สำหรับในกรณีที่ค่าความดันที่ใช้ในการค้นหาครั้งแรกไม่ตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล โปรแกรมคอมพิวเตอร์จะค้นหาข้อมูลที่ค่าความดันใกล้เคียงที่สุด ที่ยังมีค่าน้อยกว่าค่าความดันในขณะนั้น จากนั้นจะใช้ค่าอุณหภูมิของไอน้ำเป็นตัวแปรในการค้นหาต่อไป ซึ่งถ้าค่าอุณหภูมิมีค่าตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล โปรแกรมคอมพิวเตอร์จะคำนวณหาคุณสมบัติทางเทอร์โมไดนามิกส์ด้วยวิธีการการประมาณค่ากับข้อมูลที่ค่าความดันถัดมา แต่ในกรณีที่ค่าอุณหภูมิไม่ตรงกับข้อมูลในฐานข้อมูล จะต้องทำการประมาณค่าของข้อมูลในช่วงของอุณหภูมิดังกล่าว ที่ค่าความดันใกล้เคียงที่สุดในขณะนั้น แล้วจะต้องทำการประมาณค่ากับข้อมูลที่ค่าความดันถัดมาอีกครั้งหนึ่ง

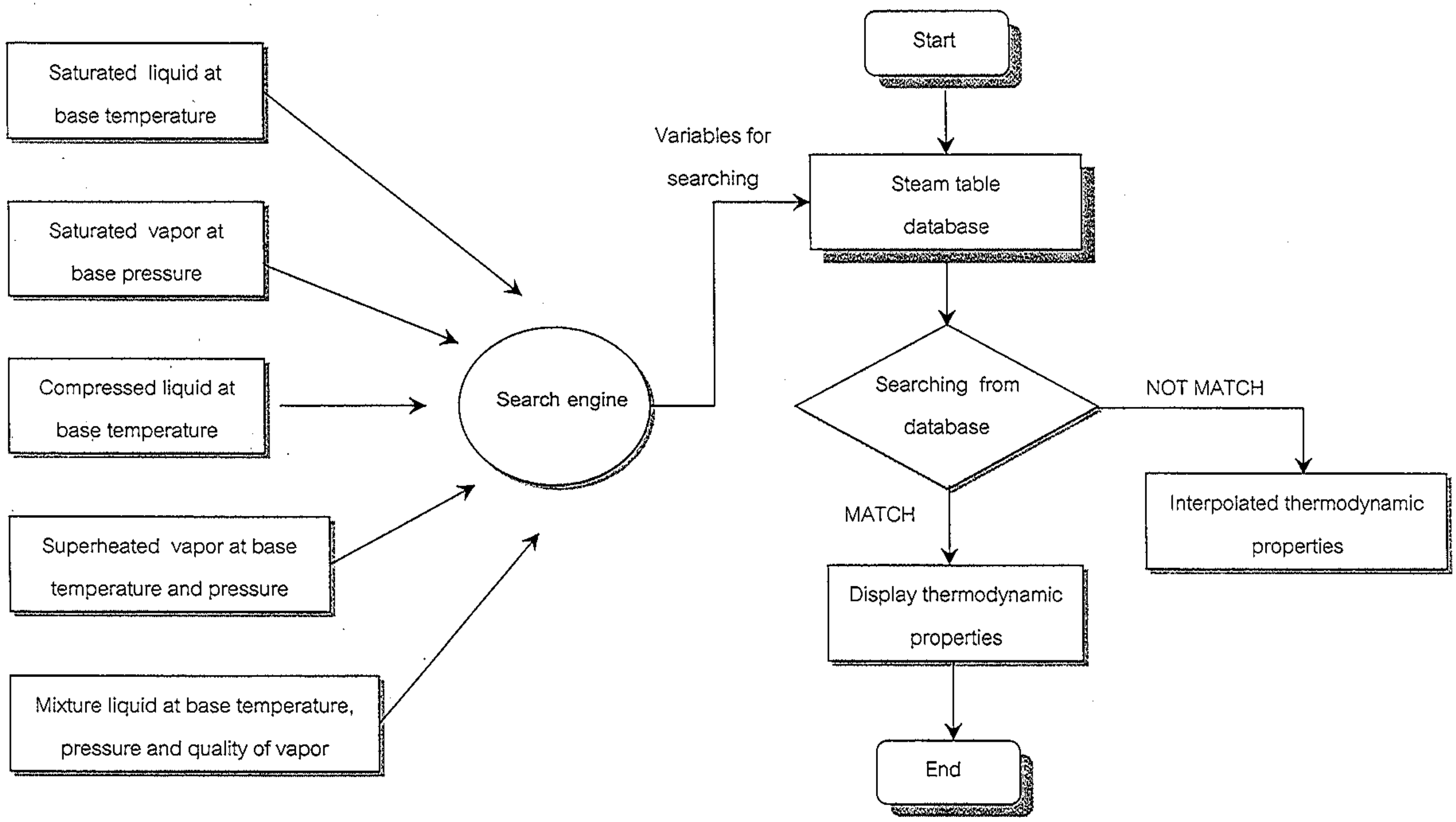


Figure 2.14 Flow chart of steam table search programming.

2.17 สรุป

การพัฒนาแบบจำลองสำหรับใช้ศึกษาโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล สามารถพัฒนาได้จากการวิเคราะห์การถ่ายเทมวลและการถ่ายเทความร้อนด้วยกฎข้อที่หนึ่งทางเทอร์ไดนามิกส์ของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรผลิตพลังงานร่วม จากนั้นนำแบบจำลองของแต่ละอุปกรณ์มาต่อเชื่อมกันเป็นระบบ เพื่อทำการศึกษาการเดินเครื่องและการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ ที่สภาวะความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน

การจำลองแบบของโรงจักรฯ ได้แบ่งแบบจำลองในการเดินเครื่องออกเป็น 3 โหมด คือ โหมดที่ 1 (full load), โหมดที่ 2 (partial load) และโหมดที่ 3 (base load) สำหรับการเดินเครื่องโหมดที่ 1 จะเป็นการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบเต็มกำลังการผลิต กล่าวคือโรงจักรจะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุดเพื่อที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานขณะนั้น สำหรับการเดินเครื่องโหมดที่ 2 จะเป็นการจำลองการเดินเครื่องแบบประหยัดเชื้อเพลิง กล่าวคือโรงจักรจะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เพียงพอกับการจ่ายความร้อนให้แก่โรงงานและกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร ซึ่งไม่จำเป็นต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุด ซึ่งเป็นการประหยัดเชื้อเพลิง และสำหรับการเดินเครื่องโหมดที่ 3 จะเป็นการเดินเครื่องแบบประหยัดเชื้อเพลิงเช่นเดียวกัน แต่ในการเดินเครื่องโหมดที่ 3 โรงจักรจะผลิตกำลังไฟฟ้า (19 MWe) ตามข้อกำหนดของการผลิตกำลังไฟฟ้าต่ำสุดของโรงจักรฯ โดยในแต่ละแบบของการเดินเครื่องที่ทำการศึกษา จะเริ่มต้นด้วยการสมมติค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เพื่อหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) และค่าสภาวะต่างๆของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ ที่ดีที่สุด ที่ทำให้โรงจักรฯ มีประสิทธิภาพโดยรวมของระบบมากที่สุด การวิจัยดำเนินไปในแนวนี้ และคาดว่าผลการจำลองแบบจะเป็นประโยชน์อย่างมากในการทำความเข้าใจการทำงานของโรงจักรฯ และช่วยในการเดินเครื่องที่สภาวะต่างๆของโรงจักรฯ ให้มีประสิทธิภาพสูงสุด

บทที่ 3

วิธีการและผลการจำลองแบบโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

3.1 บทนำ

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลเป็นระบบทางความร้อนที่ซับซ้อน การทำความเข้าใจถึงผลกระทบของตัวแปรต่างๆที่มีผลต่อการทำงานของโรงจักรฯ ทำได้ยาก อีกทั้งตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับโรงจักรฯ ก็มีจำนวนมาก เช่นค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand, Q_D) อัตราการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหันไอน้ำ (electricity output, E) และอัตราการผลิตไอน้ำของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (boiler thermal load, Q_B) เป็นต้น ซึ่งตัวแปรเหล่านี้สามารถแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา เพื่อให้สามารถเข้าใจพฤติกรรมของโรงจักรฯ ได้ง่ายขึ้น จึงทำการศึกษาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ และลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯในลักษณะต่างๆกันในช่วงอัตราการผลิตกำลังไฟฟ้าคงที่เท่านั้น

จากการศึกษาในบทที่ 2 ซึ่งได้สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่สภาวะคงตัวของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ จำเป็นต้องนำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแต่ละอุปกรณ์มาต่อเชื่อมกัน เพื่อใช้ในการการจำลองโรงจักรฯ ทั้งระบบ การใช้โปรแกรมทางคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณในแบบจำลองของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ จะทำให้การจำลองแบบการทำงานของโรงจักรฯ ทั้งระบบทำได้สะดวกและเร็วขึ้น ในบทนี้ได้ออกแบบและสร้างโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ขึ้น เพื่อใช้ในการคำนวณแบบจำลองของแต่ละอุปกรณ์ที่ศึกษาไว้ในบทที่ 2 ต้นแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นเพื่อใช้จำลองการทำงานของโรงจักรฯ สามารถปรับเปลี่ยนระบบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ได้แตกต่างกัน 3 โหมด คือ โหมดที่ 1 (full load) โหมดที่ 2 (partial load) และโหมดที่ 3 (base load) และยังสามารถเปลี่ยนค่าตัวแปรหลักๆ เช่นความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน, อัตราการผลิตกำลังไฟฟ้าของกังหัน

ไอน้ำและอัตราการผลิตไอน้ำของเครื่องกำเนิดไอน้ำได้อีกด้วย ผลการจำลองที่ได้เป็นองค์ความรู้ที่มีประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องของอุปกรณ์ต่างๆในโรงจักรฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

3.2 แบบการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าที่ศึกษา

โรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ทำการศึกษาได้อ้างอิงรูปแบบดังที่แสดงไว้ใน Figure 2.1 และแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแต่ละอุปกรณ์ที่พัฒนาในบทที่ 2 การจำลองการทำงานของโรงจักรฯ ด้วยโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์จะแบ่งการจำลองตามลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ออกเป็น 3 โหมดดังแสดงไว้ใน Table 3.1 (รายละเอียดอยู่ในหัวข้อ 2.3 ในบทที่ 2) โดยการจำลองแบบจะทำการศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เพื่อทำการคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) และสภาวะการทำงานต่างๆของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ ที่มีค่าเหมาะสมสำหรับค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานในขณะนั้น ซึ่งสามารถทำให้โรงจักรฯ ที่เดินเครื่องแบบโหมดต่างๆ สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดและยังสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการอีกด้วย

Table 3.1 Operation modes of cogeneration power plant.

Operation modes	Load type	Boiler thermal load (MW)	Electricity output (MWe)
Mode 1	Full load	81.9 (Maximum)	Maximum
Mode 2	Partial load	-	By demand (>19MWe)
Mode 3	Base load	Minimum	19 (Minimum)

3.3 แบบจำลองโปรแกรมคอมพิวเตอร์

แบบจำลองโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับการคำนวณในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ใช้ศึกษาในงานวิจัยนี้ ได้รับออกแบบมาเพื่อให้สามารถใช้ศึกษาพารามิเตอร์ได้หลากหลายตัวแปร สามารถแสดงผลและบันทึกข้อมูลในการศึกษาพารามิเตอร์ในแต่ละครั้งได้ ซึ่งมีจุดประสงค์ของการออกแบบโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์มีดังต่อไปนี้ (รายละเอียดของโปรแกรมดูได้ในภาคผนวก ค-จ)

1. สามารถปรับเปลี่ยนค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) ได้ครบทุกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ
2. สามารถคำนวณหาสภาวะตามจุดต่างๆของแต่ละอุปกรณ์ที่มีค่าเหมาะสมสำหรับความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและโหมดการเดินเครื่องขณะนั้นได้ และสามารถแสดงผลออกมาในรูปของแผนผังสมดุลทางความร้อนได้ (heat balance diagram)
3. สามารถคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงของโรงจักรฯ ได้ครบทุกโหมดการเดินเครื่อง
4. สามารถใช้โปรแกรมช่วยในการเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้มีประสิทธิภาพสูงสุด และสามารถใช้โปรแกรมประกอบการตัดสินใจในการเลือกโหมดการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาวะการณ์ของโรงงานในขณะนั้นได้
5. สามารถปรับเปลี่ยนและแก้ไขแบบจำลองของแต่ละอุปกรณ์ในภายหลังได้ง่าย

3.4 วิธีการและผลการจำลองการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 (full load)

3.4.1 วิธีการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 1

ภาพรวมของต้นแบบโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมาสำหรับใช้ในการจำลองการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 ของโรงจักรฯ แสดงไว้ Figure 3.1 ซึ่งโปรแกรมจะมีการรับค่าข้อมูลเบื้องต้นในการคำนวณ คือค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) และสมมุติค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 จากนั้นโปรแกรมจะทำการคำนวณตามแบบจำลองและสมมุติฐานของแต่ละอุปกรณ์ที่ได้วางไว้ และโปรแกรมจะแสดงผลการคำนวณจะออกมาเมื่อสามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่สามารถทำให้โรงจักรฯ ที่เดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าและมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมากที่สุดสำหรับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในขณะนั้นได้

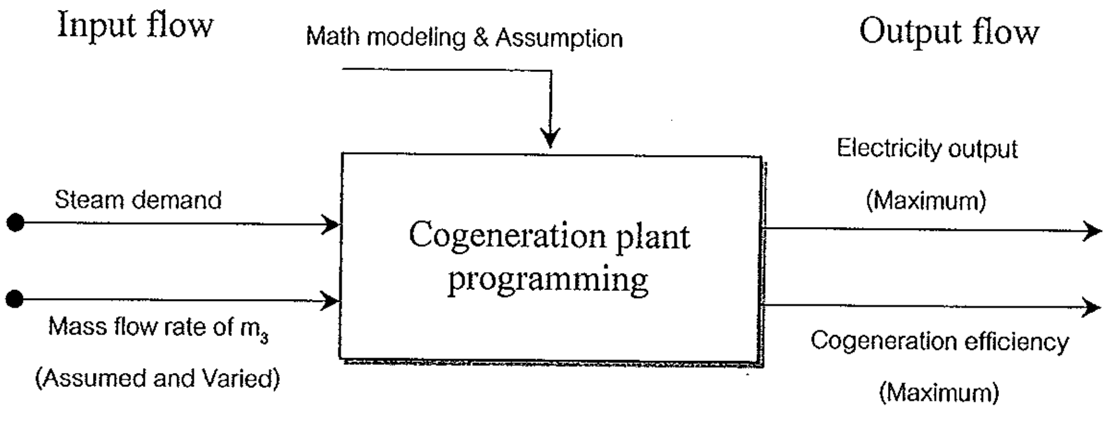


Figure 3.1 Overview of simulate programming for full load operation.

สำหรับการคำนวณของต้นแบบโปรแกรมที่สร้างขึ้น จะมีลำดับขั้นตอนในการคำนวณแสดงไว้ดัง Figure 3.2 ซึ่งเริ่มต้นจากเครื่องกำเนิดไอน้ำซึ่งสมมุติว่าสามารถผลิตไอน้ำในอัตราสูงสุดคงที่ตลอดเวลาคือ ที่ 105 t/h ความดัน 55 bar อุณหภูมิ 437 °C ไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำจะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำซึ่งสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของไอน้ำตัดตอนแต่ละจุด h_3, h_4 และ h_5 ได้จากสมการการขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ [1, (2.5-2.7)]* จากนั้นทำการสมมุติค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand, Q_D) ซึ่งทำให้สามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_{15} ได้ [2, (2.9)] และสามารถคำนวณหาอัตราการไหลของ m_{13} และ m_{17} ได้จากสมการสมดุลมวลและพลังงานที่จุด B [3, (2.20, 2.21)] จากนั้นทำการสมมุติค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ซึ่งจะสามารถคำนวณอัตราการไหลของไอน้ำ m_{12} ได้จากสมการสมดุลมวลที่จุด A [4, (2.19)] ซึ่งค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_{12} สามารถนำไปคำนวณหาค่าอัตราการไหลของ m_9 ได้จากสมการสมดุลมวล [5, (2.10)] และสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของ h_9 ได้จากสมการสมดุลพลังงานในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด [6, (2.11)]

หลังจากสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำ h_4 และ h_5 จะสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำควบแน่น h_6 และ h_7 ได้จากสมมุติฐานและข้อตกลงของคอนเดนเซอร์ [7] และปั๊มคอนเดนเซอร์ [8] ตามลำดับ และสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำควบแน่น h_{10} จากสมมุติฐานและข้อตกลงของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ [9] จากค่าอัตราการไหล m_9 และเอนทัลปี h_7 สามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำป้อน h_8 ได้จากสมการสมดุลพลังงานในแกลนด์คอนเดนเซอร์ [10, (2.18)] จากค่าเอนทัลปีของ h_8, h_9 และ h_{10} สามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_4 ได้จากสมการสมดุลพลังงานในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ [11, (2.13)] จากค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 จะสามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหล m_{11} และค่าเอนทัลปี h_{11} ได้จากสมการสมดุลมวลและพลังงานที่จุด C [12, (2.22, 2.23)] และจากค่าอัตราการไหล m_{11} สามารถคำนวณหาค่าอัตราการการไหลของไอน้ำ m_5 ได้จากสมการสมดุลมวลในคอนเดนเซอร์ [13, (2.14)]* และสามารถคำนวณหางานจากกังหันไอน้ำ, W_T [14, (2.4)] และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, E ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [15, (2.8)]

*หมายเหตุ [i, (j-k)] หมายถึง ปริมาตรควบคุม ⓘ ใน Figure 3.2 และสมการที่ j ถึง k ในบทที่ 2

[i, (j, k)] หมายถึง ปริมาตรควบคุม ⓘ ใน Figure 3.2 และสมการที่ j และ k ในบทที่ 2

หลังจากนั้นสามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าได้ ก็ทำการเปลี่ยนค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 ไปเรื่อยๆ ขณะเดียวกันก็ทำการตรวจสอบสภาวะตามจุดต่างๆในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมว่ายังเป็นตามความเป็นจริงอยู่หรือไม่ (อัตราการไหลของน้ำและไอน้ำตามจุดต่างๆยังมีค่าเป็นบวก, ยังไม่เปลี่ยนทิศทางการไหล) ซึ่งจะทำให้ได้ช่วงของอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 ที่ความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานในขณะนั้น หลังจากนั้นก็ทำการเปลี่ยนค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเพื่อคำนวณหาช่วงของอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 เหมือนเช่นเดิม

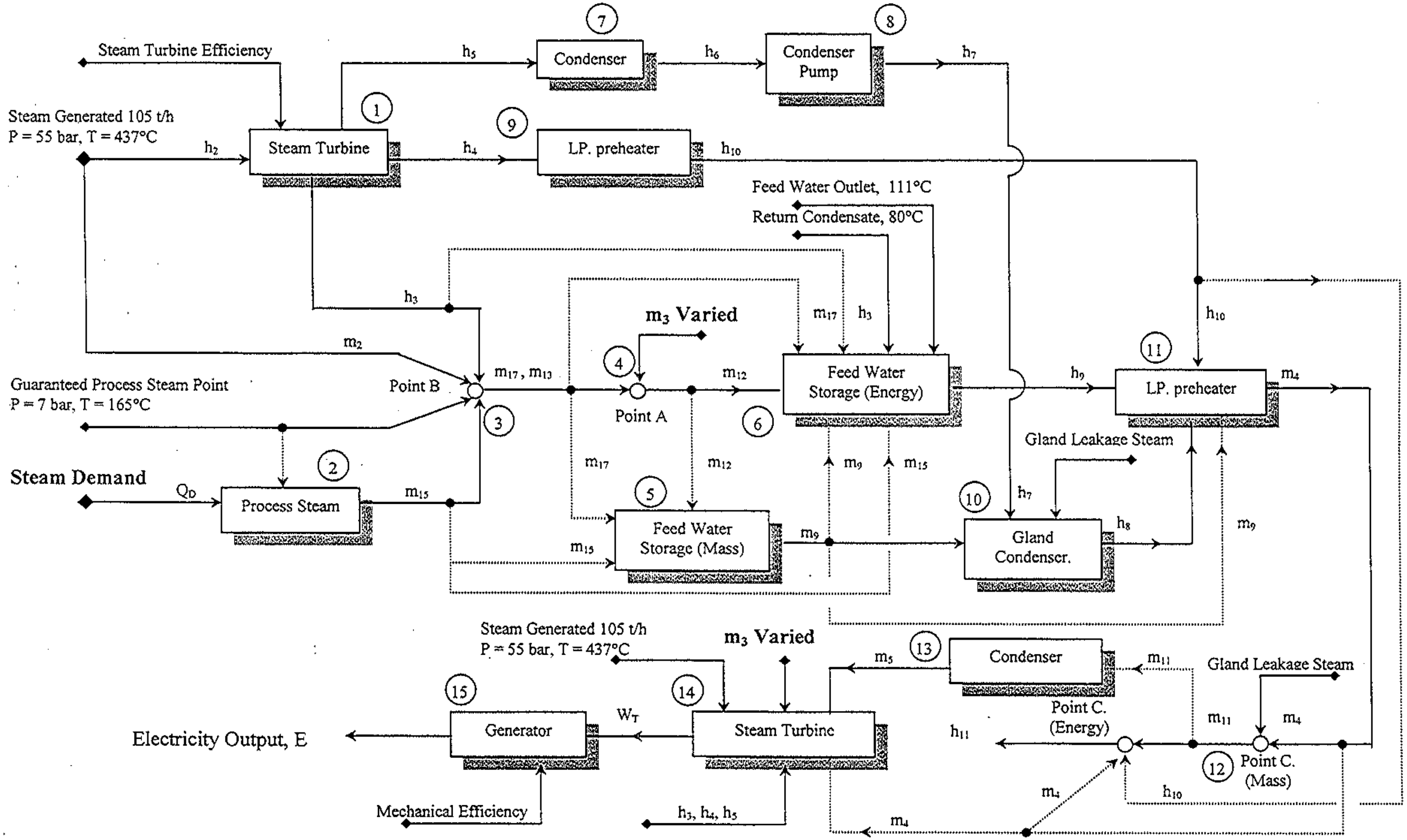


Figure 3.2 Information flow diagram for full load operation.

3.4.2 ผลการจำลองการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1

การจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 เพื่อศึกษาถึงอิทธิพลของปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อโรงจักรฯ ให้ครบถ้วนจำเป็นต้องใช้เวลามาก ในการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกศึกษาเฉพาะปัจจัยที่สำคัญเท่านั้น โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อคำนวณหาสภาวะต่างๆที่เหมาะสมของแต่ละอุปกรณ์ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในขณะนั้น เพื่อที่จะได้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ไว้ช่วยสำหรับการเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจากการคำนวณด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมา จะได้ผลการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ดังนี้ โดยการศึกษานี้จะแสดงผลโดยการแปรค่าอัตราการไหล m_3 ในแต่ละค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เพื่อดูข้อจำกัดของการตัดตอนไอน้ำที่จะมีผลต่อเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิด ซึ่งจะได้แสดงรายละเอียดต่อไป

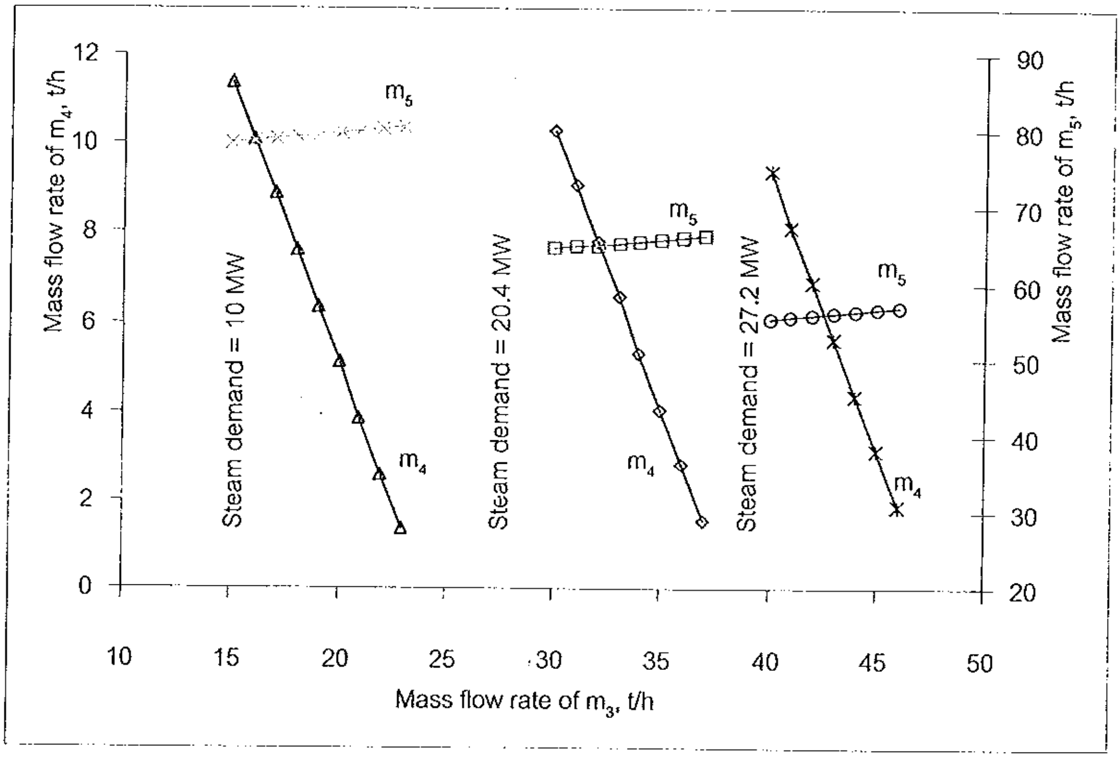


Figure 3.3 Relationship of mass flow rate of extracted steam m_3, m_4 and m_5 at varied steam demand for full load operation (mode 1).

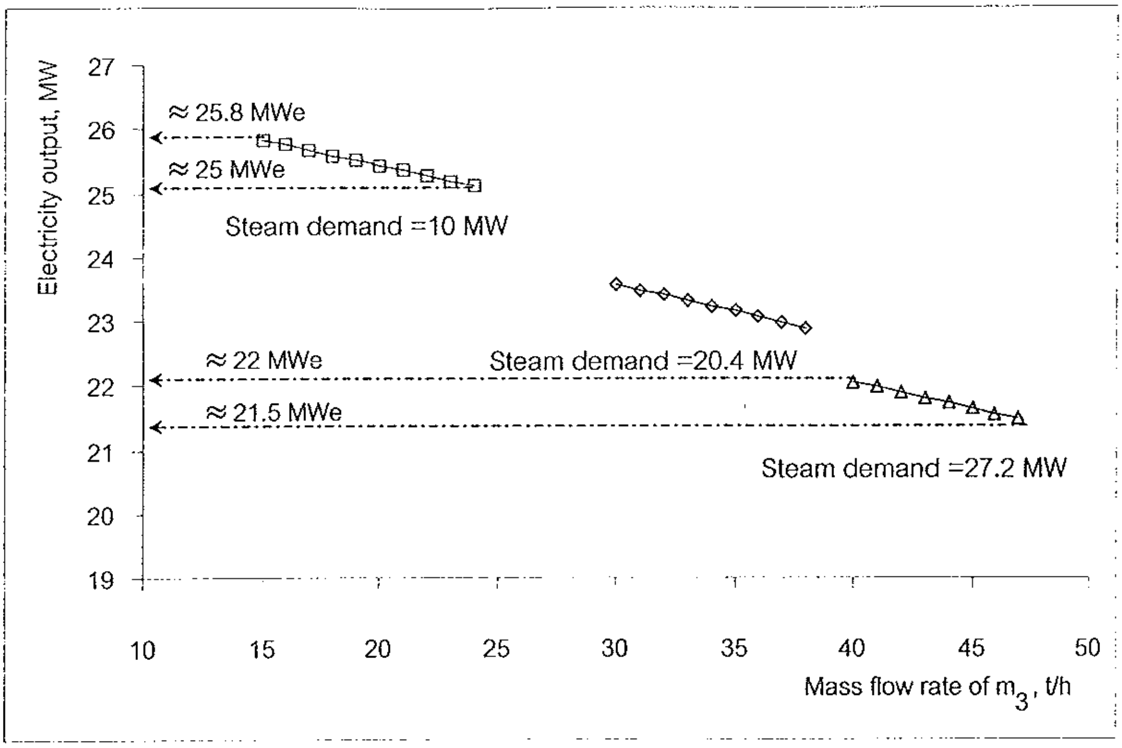


Figure 3.4 Electricity output at varied steam demand for full load operation.

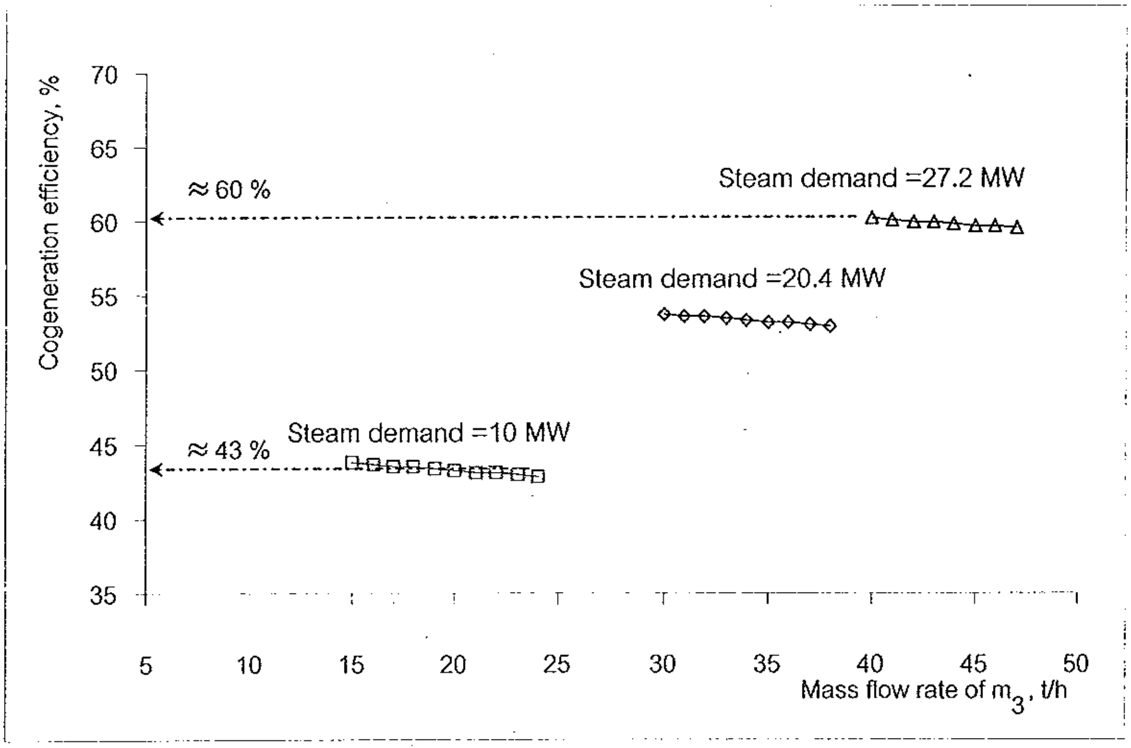


Figure 3.5 Cogeneration efficiency at varied steam demand for full load operation.

Figure 3.3 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 กับ m_4 และ m_5 ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน (steam demand) ซึ่งแสดงให้เห็นว่าที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกันเมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้นจะทำให้อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 มีแนวโน้มลดลง แต่ในขณะเดียวกันก็จะทำให้อัตราไหลของไอน้ำตัดตอน m_5 เพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งแปลว่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_4 มีอัตราการลดลงมากกว่าอัตราการเพิ่มขึ้นของ m_3 ยกตัวอย่างเช่น ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 10 MW เมื่ออัตราการไหลของไอน้ำ m_3 เพิ่มขึ้น 8 t/h จะทำให้อัตราการไหลของไอน้ำ m_4 ลดลง 10 t/h เป็นต้น และความสัมพันธ์ใน Figure 3.4 และ 3.5 ทำให้ทราบว่าที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกันเมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (electricity output) และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร (cogeneration efficiency) มีแนวโน้มลดลง และจะเห็นได้ว่าเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นจะทำให้ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรที่ได้มีแนวโน้มลดลง แต่ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ยกตัวอย่างเช่น ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนโรงงานเท่ากับ 27.2 MW จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรประมาณ 21.5-22 MWe (ขึ้นอยู่กับอัตราการไหลของ m_3) และทำให้ได้ประสิทธิภาพรวมของโรงจักรสูงถึง 60% ในขณะเดียวกันหากลดค่าความต้องการปริมาณความร้อนโรงงานลงเป็น 10 MW จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเพิ่มขึ้นประมาณ 25-25.8 MWe แต่จะทำให้ประสิทธิภาพรวมของโรงจักรลดลงเป็น 43%

เหตุผลที่ทำให้ค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 มีแนวโน้มลดลง และ m_5 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่อค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 เพิ่มขึ้น เนื่องมาจากที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกัน เมื่อค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 เพิ่มขึ้นจะทำให้อัตราการไหลของไอน้ำ m_{12} มีค่าเพิ่มขึ้น และจะส่งผลให้อัตราการไหลของ m_9 และค่าเอนทัลปีของ h_9 มีค่าลดลง เพื่อให้น้ำป้อนที่ทางออกของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด (จุดที่ 17 ใน Figure 2.7) มีสภาวะคงที่ เมื่อค่าเอนทัลปี h_9 มีค่าลดลง ซึ่งจะส่งผลทำให้อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 มีค่าลดลงด้วย เพื่อลดอัตราการการถ่ายเทความร้อนจากไอน้ำตัดตอนสู่น้ำป้อนในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ ซึ่งการลดลงของอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 จะทำให้พลังงานที่ไอน้ำตัดตอนที่จุด 4 ลดลงด้วย แต่ในขณะเดียวกันพลังงานความร้อนของไอน้ำตัดตอนที่จุด 3 มีค่าเพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งค่าพลังงานความร้อนของไอน้ำตัดตอนที่ลดลงที่จุด 4 มีค่ามากกว่าพลังงานความร้อนของไอน้ำตัดตอนที่เพิ่มขึ้นที่จุด 3 ดังนั้นจะทำให้

พลังงานความร้อนของไอน้ำตัดตอนที่จุด 5 ต้องมีค่าเพิ่มขึ้น เพื่อที่จะได้คงสภาพสมดุลทางความร้อนที่กังหันไอน้ำ ซึ่งทำให้อัตราการไหลของ m_5 ต้องมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย

สำหรับสาเหตุที่ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าลดลง เมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น (Figure 3.4) เนื่องมาจากที่ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกัน เมื่อค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 มีค่าลดลงแต่อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_5 จะมีค่าเพิ่มขึ้น ดังเหตุผลที่ได้อธิบายไว้แล้ว ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าเมื่อค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น จะเป็นการดึงพลังงานความร้อนที่มีคุณภาพสูงออกจากกังหันไอน้ำโดยเปล่าประโยชน์ (ไอน้ำที่มีค่าเอนทัลปีสูง) ทำให้งานที่ได้จากกังหันไอน้ำมีค่าลดลง ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าลดลงและทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าลดลงด้วย (Figure 3.5) ยกตัวอย่างเช่นเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าลดลงจาก 27.2 MW เป็น 10 MW (ลดลง 17.2 MW) ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรผลิตมีค่าเพิ่มขึ้นประมาณ 3-5 MWe (ขึ้นอยู่กับอัตราการไหลของ m_3) หรืออาจกล่าวได้ว่า ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานที่ลดลง 17.2 MW นี้มีประสิทธิภาพในการผลิตกำลังไฟฟ้าประมาณ 17.44-29.07% ซึ่งเป็นค่าค่อนข้างต่ำ (เมื่อเทียบกับค่า η_{co} ซึ่งสูงถึง 60%) จึงทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรฯ มีค่าลดลงจาก 60% เป็น 43% แต่ถึงแม้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรจะมีค่าลดลง ก็มิใช่หมายความว่าเป็นสิ่งไม่ดี เพราะขณะที่ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรลดลงเป็น 43% โรงจักรฯ จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้น (3-5 MWe) ซึ่งราคาพลังงานไฟฟ้าจะสูงกว่าราคาไอน้ำ ดังนั้นการพิจารณาที่ถูกต้องจึงควรใช้การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะกล่าวต่อไป

จากความสัมพันธ์ใน Figure 3.3-3.5 ทำให้ทราบว่าในการที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานใดๆ ควรให้ปรับอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ให้มีค่าน้อยที่สุด (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) เพื่อที่ระบบจะได้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุดและมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมากที่สุดอีกด้วย แต่ค่าต่ำสุดของอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 จะถูกจำกัดด้วยขีดความสามารถในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (Figure 2.7) กล่าวคือถ้าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าน้อยเกินไปจะทำให้ค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 มีค่าสูงเกินความเป็นจริง คือจะทำให้เกินขีดความสามารถในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ โดยจะทำให้อุณหภูมิของน้ำป้อนที่ทางออก (อุณหภูมิ T_9) ของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ มีค่าสูงกว่าอุณหภูมิของไอน้ำตัดตอนที่จุด 4 (อุณหภูมิ T_4) ซึ่งเป็นไปไม่ได้ โดยการคำนวณหาค่าอุณหภูมิ T_9 ได้มาจากการหาค่าคุณสมบัติของน้ำป้อนที่จุด 9 (h_9) จากสมการสมดุลมวลและพลังงานในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ ซึ่งการแปลงค่าเอนทัลปี h_9 เป็นค่าอุณหภูมิ T_9 จะใช้วิธีการค้นหาข้อมูลจากตารางไอน้ำด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (หัวข้อที่ 2.16 ในบทที่ 2)

ดังนั้นที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานค่าหนึ่งๆ จะมีค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่มีค่าน้อยสุดค่าหนึ่ง ซึ่งถูกจำกัดด้วยค่าผลต่างของอุณหภูมิปลายของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (Terminal Temperature Difference, TTD) ซึ่งสำหรับเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำที่ศึกษา จะมีค่า TTD ที่ออกแบบไว้เท่ากับ 10°C ดังนั้นสามารถทำการหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่น้อยที่สุดโดยยังไม่ทำให้เกินขีดความสามารถในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (ค่า TTD = 10°C) ได้ดังกราฟรูปที่ 3.6 ซึ่งกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าอุณหภูมิของน้ำป้อน T_9 และอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน (จากผลการคำนวณ T_9 เกือบจะความสัมพันธ์เชิงเส้นตรงกับค่า m_3 ดังแสดงไว้ใน Figure 3.6) โดยสามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ดีที่สุดและมีค่าน้อยที่สุดได้จากค่าจุดตัดของเส้นกราฟอุณหภูมิของน้ำป้อน T_9 กับค่า TTD ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน ซึ่งค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ได้เป็นค่าที่ดีที่สุด เพราะสามารถจะทำให้โรงจักรฯ สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าและมีประสิทธิภาพของระบบมากที่สุด โดยยังไม่ทำให้เกินขีดความสามารถในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ

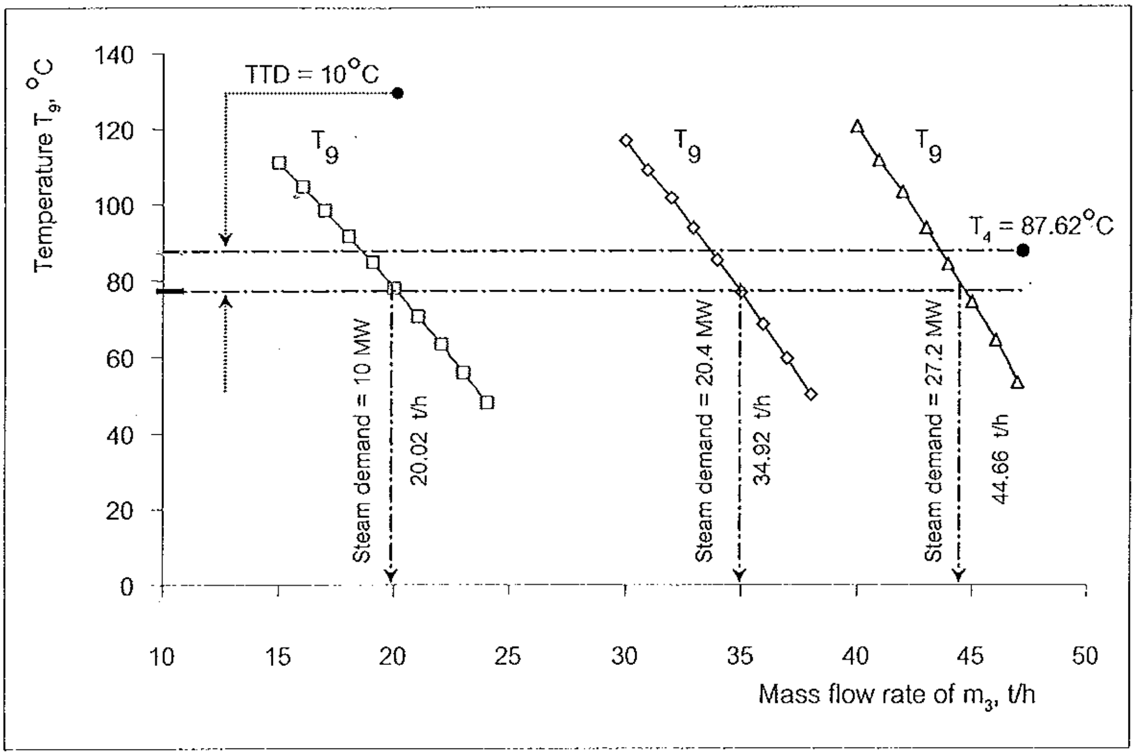


Figure 3.6 Optimum value of mass flow rate m_3 at varied steam demand base on TTD value (T_4-T_9) = 10°C

ซึ่งจากหลักการของ Figure 3.6 จึงสามารถนำเฉพาะค่าอัตราการไหล m_3 ที่เป็นไปได้และดีที่สุดที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน และค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 และ m_5 มาแสดงความสัมพันธ์ได้ดัง Figure 3.7 ซึ่งพบว่าเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้อัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นเชิงเส้น ส่วนอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 และ m_5 จะมีแนวโน้มลดลงเป็นเชิงเส้น และเมื่อสามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ดีที่สุดที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในขณะนั้นได้ จะสามารถหาค่าประสิทธิภาพโดยรวมและกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรฯ ได้ (โดยการแทนค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ดีที่สุดใน Figure 3.6 กลับไปใน Figure 3.4 และ 3.5) ซึ่งได้นำค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรฯ และกำลังการผลิตไฟฟ้ามาพล๊อตรวมกันใน Figure 3.8 พบว่าเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้กำลังไฟฟ้าของโรงจักรที่ได้จะมีแนวโน้มลดลงเป็นเชิงเส้น ส่วนค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรฯ จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นเชิงเส้น

ความสัมพันธ์ใน Figure 3.7 และ 3.8 สามารถใช้เป็นข้อมูลที่มีประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ได้อย่างถูกต้อง กล่าวคือที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานใดๆ สามารถที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าและมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมากที่สุด และยังสามารถคำนวณค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าและค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรฯ ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกันได้ ยกตัวอย่างเช่นเมื่อความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเท่ากับ 20 MW จะต้องเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้มีอัตราการไหลของของไอน้ำตัดตอน m_3 = 34.349 t/h , m_4 = 4.174 t/h และ m_5 = 66.301 t/h โดยอ่านค่าจาก Figure 3.7 และการเดินเครื่องโรงจักรฯ เช่นนี้จะทำให้ได้กำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 23.24 MWe และมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเท่ากับ 52.79 % ดังแสดงไว้ใน Figure 3.8

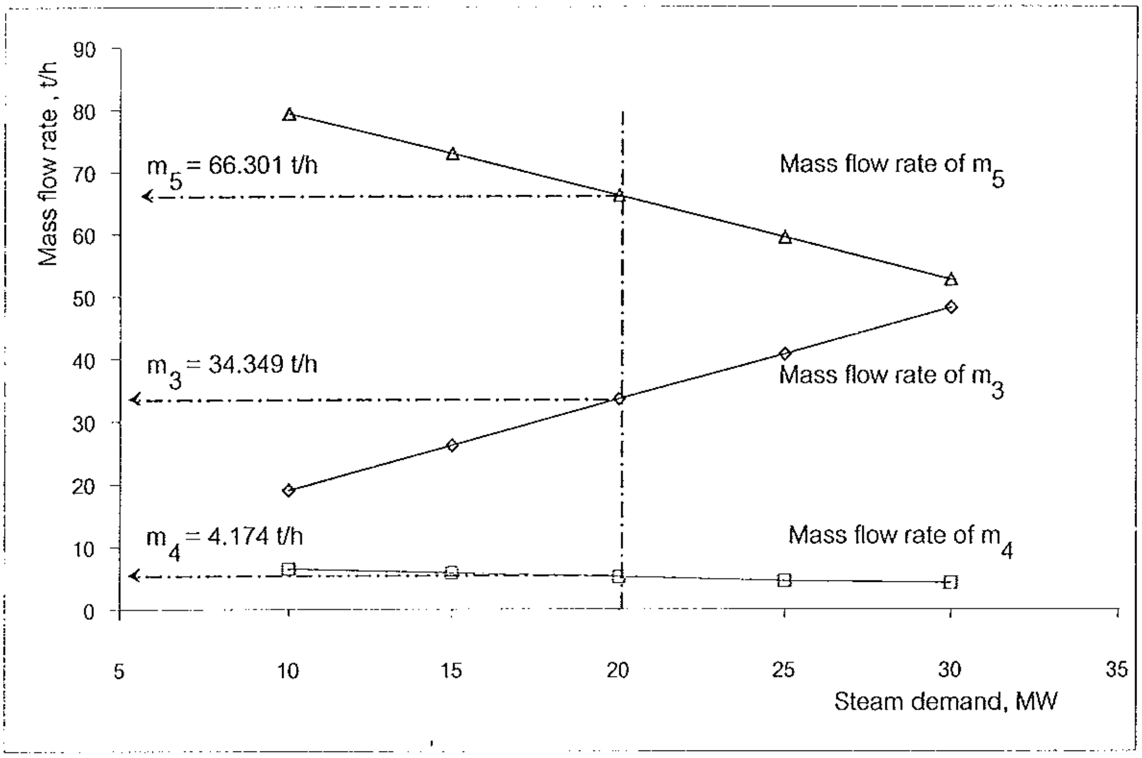


Figure 3.7 Optimum value of extracted steam at varied steam demand for full load operation base on TTD value (T_4-T_9) = 10°C

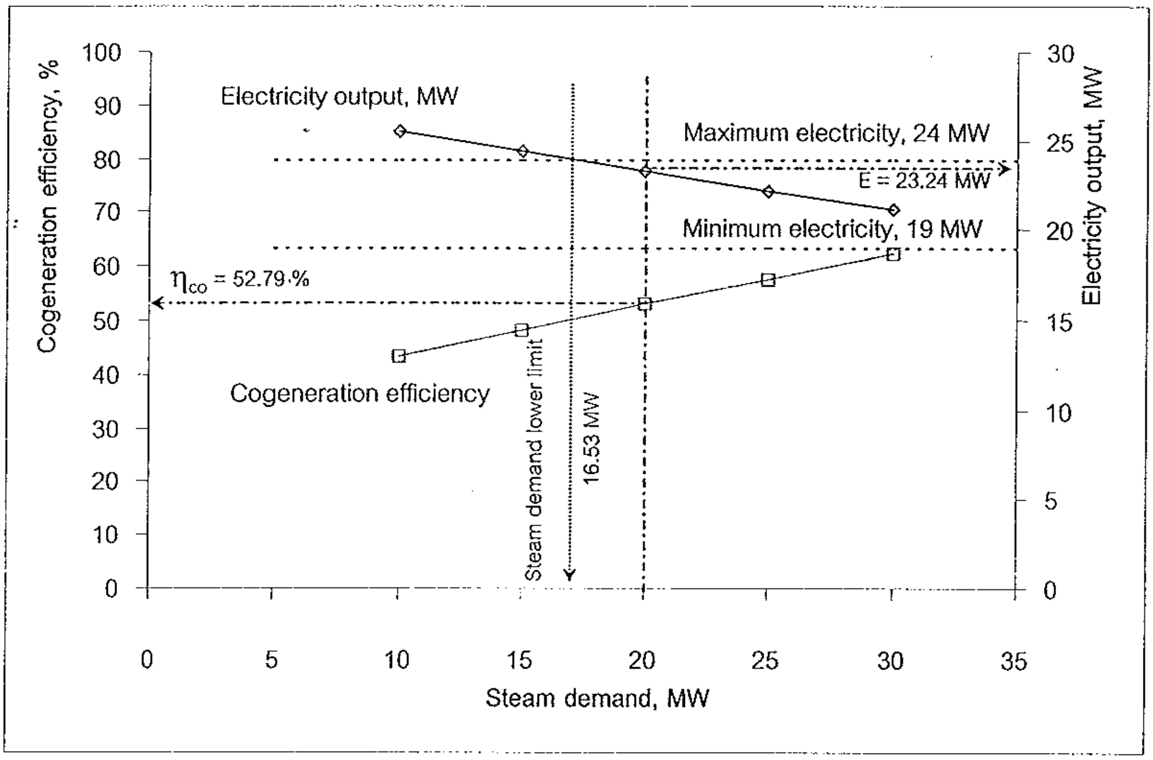


Figure 3.8 Cogeneration efficiency and electricity output at varied steam demand for full load operation.

อย่างไรก็ตาม Figure 3.8 แสดงให้เห็นว่าหากค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าน้อยกว่า 16.53 MW (โดยการลดลงของอัตราไหล m_3) จะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรฯ มีค่ามากกว่า 24 MWe ซึ่งเกินค่ากำลังการผลิตสูงสุดของกังหันไอน้ำ (Table 2.3 ในบทที่ 2) ดังนั้นหากมีความเป็นไปได้ที่โรงงานจะต้องการปริมาณความร้อนที่น้อยกว่า 16.53 MW จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ได้

3.5 วิธีการและผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2 (partial load)

3.5.1 ขั้นตอนการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2

ภาพรวมของต้นแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมาสำหรับใช้ในการจำลองการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 มีลักษณะคล้ายกับต้นแบบโปรแกรมสำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 ดังแสดงไว้ใน Figure 3.9 ซึ่งโปรแกรมจะมีการรับค่าข้อมูลเบื้องต้นในการคำนวณ 3 ส่วน คือค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร (electricity output), ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) และสมมุติค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 จากนั้นโปรแกรมจะทำการคำนวณตามแบบจำลองและสมมุติฐานของแต่ละอุปกรณ์ที่ได้วางไว้ และโปรแกรมจะแสดงผลการคำนวณจะออกมาเมื่อสามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่สามารถทำให้โรงจักรฯ ที่เดินเครื่องแบบโหมดที่ 2 สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการ โดยใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราต่ำสุด (boiler thermal load) และมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมากที่สุดสำหรับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในขณะนั้น

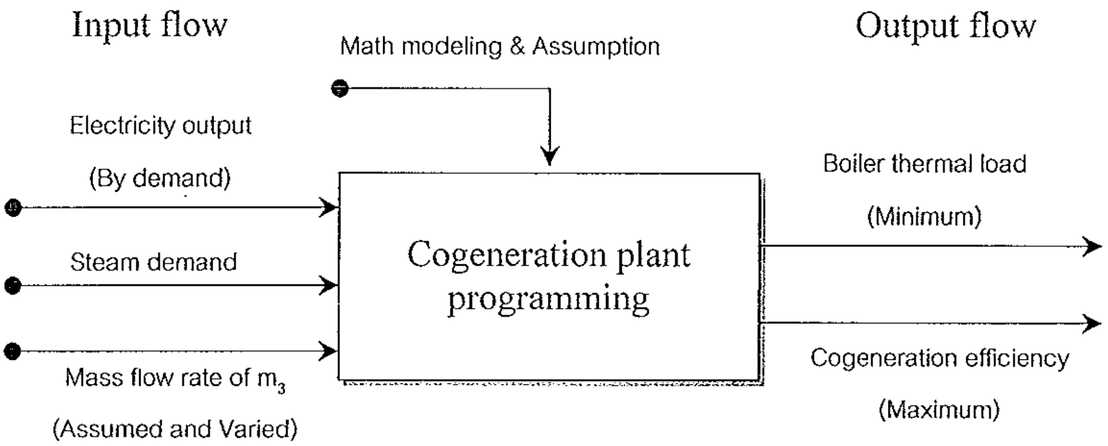


Figure 3.9 Overview of simulate programming for partial load operation.

สำหรับการคำนวณของต้นแบบโปรแกรมที่สร้างขึ้น จะมีลำดับขั้นตอนในการคำนวณดังที่ได้แสดงไว้ใน Figure 3.10 ซึ่งเริ่มต้นจากเครื่องกำเนิดไอน้ำซึ่งสมมุติว่าสามารถผลิตไอน้ำในสภาวะคงที่ตอดเวลาคือ ที่ความดัน 55 bar อุณหภูมิ 437 ^{o}C ไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำจะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำซึ่งสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของไอน้ำตัดตอนแต่ละจุด h_3, h_4, และ h_5 ได้จากสมการการขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำ [1, (2.5-2.7)]* จากนั้นทำการสมมุติค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand, Q_D) ซึ่งทำให้สามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_{15} ได้ [2, (2.9)] และสามารถคำนวณหาอัตราการไหลของ m_{13} ได้จากสมการสมดุลมวลและพลังงานที่จุด B [3, (2.20, 2.21)] จากนั้นทำการสมมุติค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) ซึ่งจะสามารถคำนวณอัตราการไหลของไอน้ำ m_{12} ได้จากสมการสมดุลมวลที่จุด A [4, (2.19)] จากนั้นทำการสมมุติค่าอัตราการไหลของไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ m_2 (ค่าสมมุติเป็นเพียงค่าเริ่มต้นและจะถูกคำนวณตามสมการด้วยวิธีการ interation จนกว่าจะเกิดการลู่เข้าในการคำนวณ, covergence) จะทำให้สามารถคำนวณหาค่า m_{17} จากสมการสมดุลมวลที่จุด B [5, (2.20)] ซึ่งค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_{12} และ m_{17} สามารถนำไปคำนวณหาค่าอัตราการไหลของ m_9 ได้จากสมการสมดุลมวล [6, (2.10)] และสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำป้อน h_9 ได้จากสมการสมดุลพลังงานในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิด [7, (2.11)]

หลังจากสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของไอน้ำตัดตอนจากกังหันไอน้ำ h_4 และ h_5 จะสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำควบแน่น h_6, h_7, และ h_{10} ได้จากสมมุติฐานและข้อตกลงของคอนเดนเซอร์ [8], ปั๊มคอนเดนเซอร์ [9] และเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ [10] ตามลำดับ และสามารถคำนวณหาค่าเอนทัลปีของน้ำป้อน h_8 จากสมการสมดุลพลังงานในแกลนด์คอนเดนเซอร์ [11, (2.18)] จากค่าเอนทัลปีของ h_8, h_9 และ h_{10} สามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 ได้จากสมการสมดุลพลังงานในเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ [12, (2.13)] และสามารถคำนวณหาค่าอัตราการไหล m_{11} และค่าเอนทัลปี h_{11} ได้จากสมการสมดุลมวลและพลังงานที่จุด C [13, (2.22, 2.23)] จากค่าอัตราการไหล m_{11} สามารถคำนวณหาค่าอัตราการการไหลของไอน้ำ m_5 ได้จากสมการสมดุลมวลในคอนเดนเซอร์ [14, (2.14)] และจากทำการสมมุติค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร (electricity output, E) จะสามารถคำนวณหาค่างานจากกังหันไอน้ำ W_T [15,(2.8)] และสามารถคำนวณหาอัตราไหลของไอน้ำ m_2 ได้ [16, (2.4)] จากนั้นทำการตรวจสอบดูว่าค่าอัตราการไหล m_2 ที่คำนวณได้มีค่าเท่ากับค่าที่สมมุติไว้ตอนแรกหรือไม่ [17] ถ้ามีค่าไม่เท่ากันจะ

ต้องทำการสมมุติค่า m_2 ใหม่ (ใช้ค่า m_2 ที่คำนวณได้ในรอบที่แล้ว) เริ่มคำนวณแบบเดิมจนกว่าค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_2 มีค่าไม่เปลี่ยนแปลง (ใช้ค่าผลต่างเท่ากับ 0.00001 kg/s) เมื่อสามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_2 จะสามารถคำนวณหาค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (boiler thermal load, Q_B) ได้ [18, (2.1)]

หลังจากสามารถคำนวณหาค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำได้ ก็ทำการเปลี่ยนค่าอัตราการไหลของไอน้ำ m_3 ไปเรื่อยๆ ขณะเดียวกันก็ทำการตรวจสอบสภาวะตามจุดต่างๆในโรงจักรผลิตพลังงานร่วมว่ายังเป็นตามความเป็นจริงอยู่หรือไม่ (อัตราการไหลของน้ำและไอน้ำตามจุดต่างๆยังมีค่าเป็นบวก, ยังไม่เปลี่ยนทิศทางการไหล) ซึ่งจะทำให้ได้ช่วงของอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่เป็นไปได้ที่ความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานและกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรในขณะนั้น หลังจากนั้นก็ทำการเปลี่ยนค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร เพื่อคำนวณหาช่วงของอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 เหมือนเช่นเดิมก็จะได้ผลที่สภาวะต่างๆ

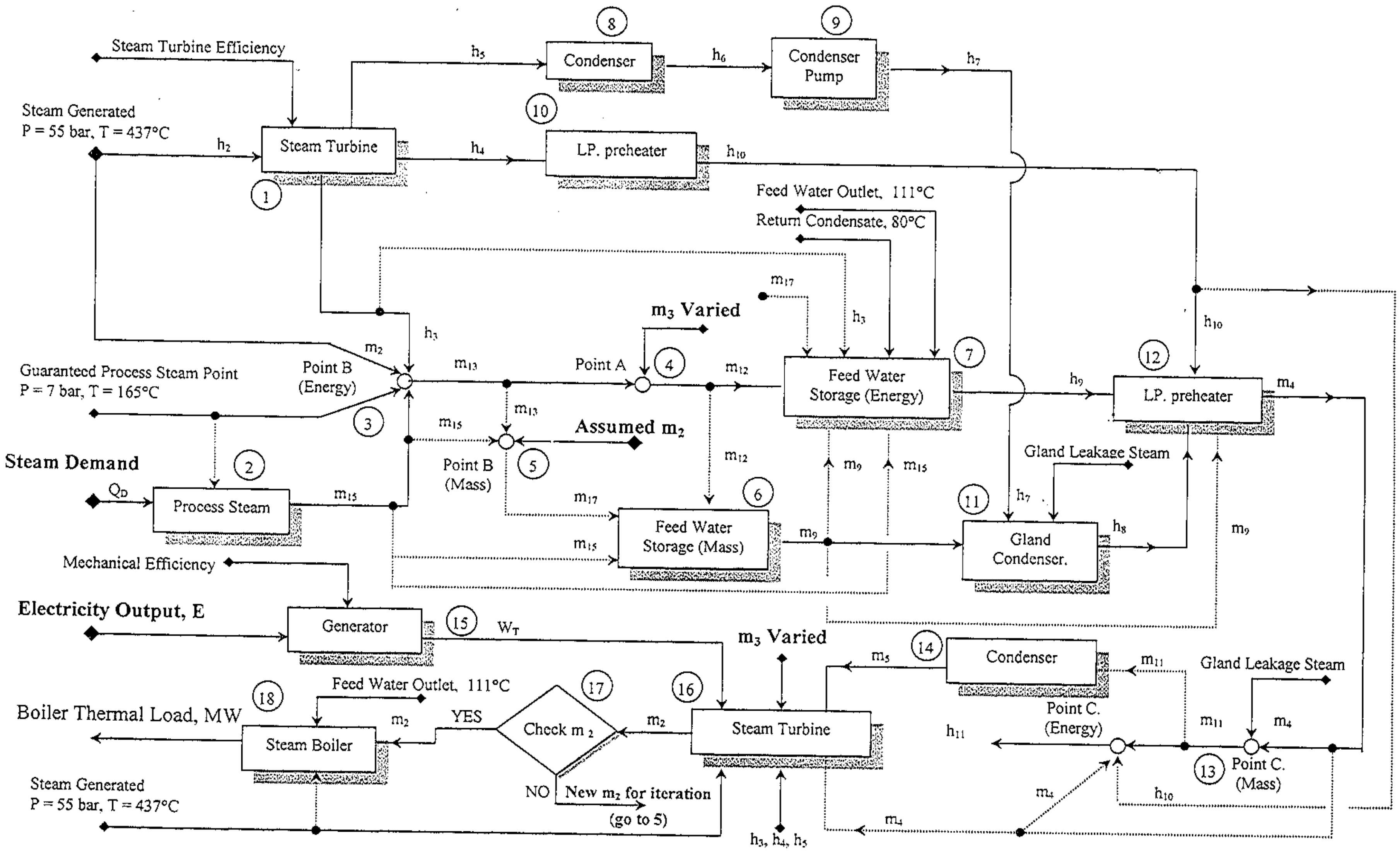


Figure 3.10 Information flow diagram for partial load operation.

3.5.2 ผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 2

การจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมแบบโหมดที่ 2 เพื่อศึกษาถึงอิทธิพลของปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อโรงจักรฯ ให้ครบถ้วนจำเป็นต้องใช้เวลามาก ในการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกศึกษาเฉพาะปัจจัยที่สำคัญเท่านั้น โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อคำนวณหาสภาวะต่างๆที่เหมาะสมของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรในขณะนั้น เพื่อที่จะได้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ไว้ช่วยสำหรับการเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดและยังใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุดด้วย ซึ่งจากการคำนวณด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมา จะได้ผลการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ดังนี้ โดยการศึกษานี้จะแสดงผลโดยการแปรค่าอัตราการไหล m_3 ในแต่ละค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เพื่อดูข้อจำกัดของการตัดตอนไอน้ำที่จะมีผลต่อเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิด ซึ่งจะได้แสดงรายละเอียดต่อไป

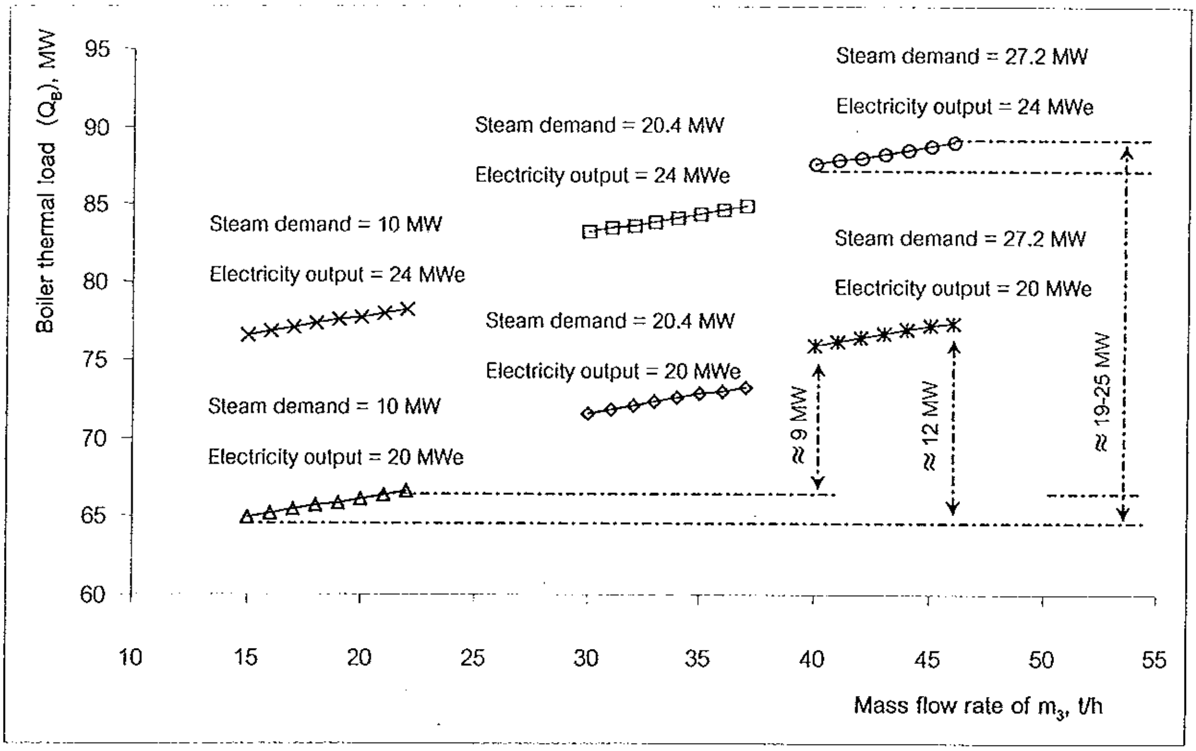


Figure 3.11 Relationship between boiler thermal load and m_3 at varied steam demand .

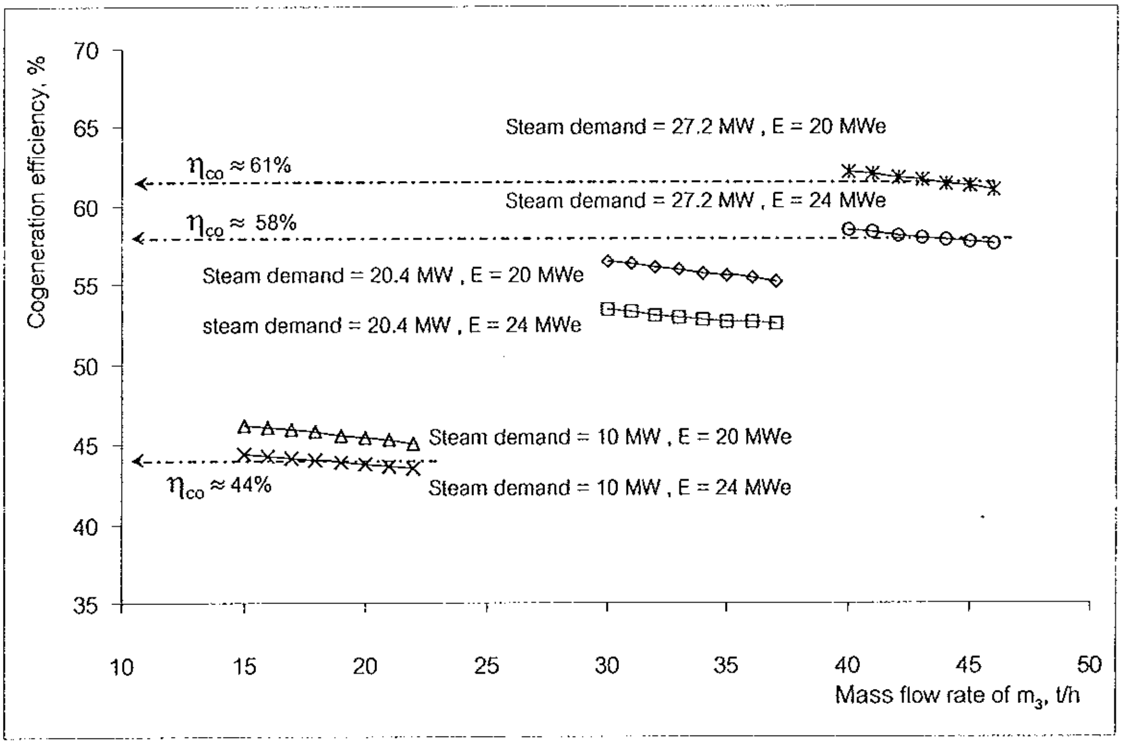


Figure 3.12 Relationship between cogeneration efficiency and m_3 at varied steam demand .

Figure 3.11 แสดงขอบเขตที่เป็นไปได้สำหรับอัตราการไหล m_3 ที่เงื่อนไขความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานและกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรต่างๆกัน พบว่าเมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น จะมีผลทำให้ต้องใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Q_B) เพิ่มขึ้นด้วย ในทุกเงื่อนไขอัตราการเพิ่มขึ้นของ Q_B ต่ออัตราการเพิ่มขึ้นของ m_3 ค่อนข้างคงที่ คือมีค่าความชันประมาณ 0.238 MW/(t/h) และเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานหรือกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้น จะมีผลทำให้ต้องใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมากขึ้นด้วย ยกตัวอย่างเช่นเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นจาก 10 MW เป็น 27.2 MW ทำให้จะต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิมประมาณ 9-12 MW (ขึ้นกับค่าอัตราการไหลของ m_3) หรืออาจกล่าวได้ว่าที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากัน การเพิ่มความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน จะทำให้ต้องเพิ่มพลังงานความร้อนให้กับเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราประมาณ 0.523-0.698 (MW, boiler) /

(MW, steam demand) แต่ถ้าหากกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเพิ่มขึ้นจาก 20 MWe เป็น 24 MWe ทำให้จะต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิมประมาณ 10-13 MW (ขึ้นกับค่าอัตราการไหลของ m_3) หรืออาจกล่าวได้ว่า ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากัน การเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร จะทำให้ต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิมในอัตราประมาณ 2.5-3.25 (MW, boiler) / (MWe, electricity) ซึ่งจะเห็นได้ว่า <u>การเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีผลกระทบต่อพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำมากกว่าการเพิ่มขึ้นของความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน</u> โดยการปรับเปลี่ยนการผลิตภายในช่วงของ Figure 3.11 นี้จะทำให้พลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำแปรเปลี่ยนได้สูงสุด 19-25 MW

ความสัมพันธ์ใน Figure 3.12 พบว่าเมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้นจะมีผลทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีแนวโน้มลดลงเล็กน้อยและที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากัน เมื่อค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าลดลง ยกตัวอย่างเช่น ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 27.2 MW เมื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรจาก 20 MWe เป็น 24 MWe จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรลดลงจาก 61% เป็น 58% และที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเดียวกันเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย ยกตัวอย่างเช่น ที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe เมื่อความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเพิ่มจาก 10 MW เป็น 27.2 MW จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเพิ่มขึ้นจาก 44% เป็น 58%

สาเหตุที่ทำให้ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าลดลง เมื่ออัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น (Figure 3.12) เนื่องมาจากที่ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเดียวกัน เมื่อค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ต้องเพิ่มอัตราการผลิตไอน้ำในเครื่องกำเนิดไอน้ำ (อัตราการไหล m_2) ซึ่งทำให้ค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำมีค่าเพิ่มขึ้น (Figure 3.11) และจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าลดลง และเมื่อค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิมในอัตราประมาณ 2.5-3.25 (MW, boiler) / (MWe, electricity) ซึ่งอธิบายได้จากการสูญเสียพลังงานในการ

เปลี่ยนจากพลังงานความร้อนมาเป็นพลังงานไฟฟ้า จึงทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าลดลงด้วย

แต่เมื่อความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้น โดยพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิมในอัตราประมาณ 0.523-0.698 (MW, boiler) / (MW, steam demand) ซึ่งจะเห็นได้ว่าการเพิ่มขึ้นของพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำมีอัตราน้อยกว่าการเพิ่มขึ้นของพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำจากการเพิ่มขึ้นกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, (2.5-3.25 (MW, boiler) / (MW, electricity)) เป็นเพราะการเพิ่มขึ้นของความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน เป็นเพียงการดึงพลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมาใช้ในโรงงานจึงมีการสูญเสียพลังงานน้อยกว่าการเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้า ดังนั้นการเพิ่มความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานจะทำให้ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นด้วย

ความสัมพันธ์ใน Figure 3.11 และ 3.12 ทำให้ทราบว่าในการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมแบบโหมดที่ 2 <u>ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรใดๆก็ตาม ต้องปรับค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ให้มีค่าน้อยที่สุด</u> (ปริมาณไอน้ำที่นำไปใช้ใน process steam) เนื่องจากจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่ามากที่สุดและยังใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุดด้วย เช่นเดียวกันกับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 การที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 นี้จะมีค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 น้อยที่สุดค่าหนึ่งที่สามารถทำให้โรงจักรมีประสิทธิภาพโดยรวมมากที่สุดและยังใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, Q_8 น้อยที่สุดด้วย โดยยังไม่เกินขีดจำกัดในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (อุณหภูมิ T_9 ยังน้อยกว่าหรือเท่ากับ T_4)

Table 3.2 เป็นตารางแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3, m_4 และ m_5 ที่เป็นไปได้และดีที่สุด ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรต่างๆกัน โดยมีค่าผลต่างของอุณหภูมิปลายของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (Terminal Temperature Difference :TTD) เท่ากับ 10°C ซึ่งพบว่าที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเดียวกัน เมื่อความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเพิ่มขึ้น พบว่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ส่วนอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 และ m_5 มีแนวโน้มลดลง และที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากัน เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้น

พบว่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3, m_4, และ m_5 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยอัตราการไหล m_3 และ m_4 มีการเปลี่ยนแปลงไม่มาก และสามารถหาค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำและประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร (โดยการแทนค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่ดีที่สุดใน Table 3.2 กลับไปใน Figure 3.11 และ 3.12) ซึ่งได้นำค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำและค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมาพล็อตรวมกันใน Figure 3.13

Table 3.2 Optimum value of mass flow rate of extracted steam at varied steam demand and electricity output for partial load operation. (based on TTD = 10°C)

		Mass flow rate of extracted steam		
Electricity output (MWe)	Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	m_4 (t/h)	m_5 (t/h)
20	0	4.131	4.256	67.542
	10	18.906	3.853	61.465
	15	26.294	3.651	58.427
	20	33.681	3.449	55.389
	25	41.069	3.247	52.351
	30	48.456	3.045	49.313
24	0	4.956	5.152	81.020
	10	19.731	4.748	74.944
	15	27.119	4.546	71.906
	20	34.506	4.345	68.867
	25	41.894	4.143	65.829
	30	49.281	3.941	62.791

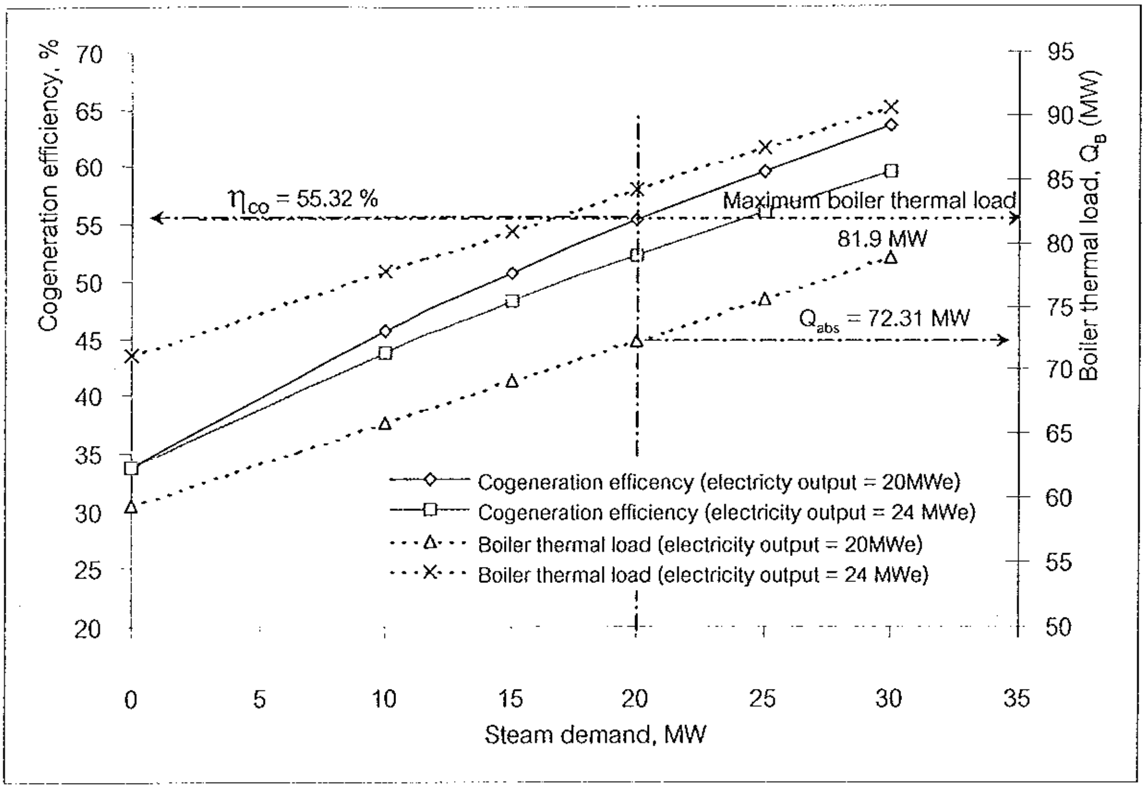


Figure 3.13 Cogeneration efficiency and boiler thermal load at varied steam demand and electricity output for partial load operation.

จากข้อมูลใน Table 3.2 และความสัมพันธ์ใน Figure 3.13 สามารถใช้เป็นข้อมูลที่มีประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ได้อย่างถูกต้อง กล่าวคือที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรใดๆ สามารถที่จะเดินเครื่องโรงจักรฯ ให้สามารถทำงานได้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบมากที่สุดและยังใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุดด้วย โดยไม่เกินขีดจำกัดในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (ค่า TTD เท่ากับ 10°C) และยังสามารถหาค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรและค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำได้ ยกตัวอย่างเช่นเมื่อความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเท่ากับ 20 MW และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรมีค่าเท่ากับ 20 MWe จะต้องเดินเครื่องโรงจักรให้มีอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 = 33.681 t/h , m_4 = 3.449 t/h และ m_5 = 55.389 t/h โดยอ่านค่าจาก Table 3.2 และสามารถอ่านค่าพลังงาน

ความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำได้เท่ากับ 72.31 MW และมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเท่ากับ 55.32%ดังแสดงไว้ใน Figure 3.13

3.6 วิธีการและผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3 (base load)

3.6.1 ขั้นตอนการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3

ภาพรวมของต้นแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมาสำหรับใช้ในการจำลองการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 ของโรงจักรฯ จะเหมือนกับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 2 จะต่างกันตรงที่การเดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร จะมีค่าคงที่เท่ากับ 19 MWe และโปรแกรมจะแสดงผลการคำนวณจะออกมาเมื่อสามารถหาค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 ที่สามารถทำให้โรงจักรที่เดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 19 MWe โดยใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราต่ำสุดและมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมากที่สุด สำหรับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในขณะนั้น

3.6.2 ผลการจำลองแบบการเดินเครื่องโหมดที่ 3

การจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะเหมือนกับการจำลองการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 โดยในการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกศึกษาเฉพาะปัจจัยที่สำคัญเท่านั้น โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อคำนวณหาสภาวะต่างๆที่เหมาะสมของแต่ละอุปกรณ์ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในขณะนั้น เพื่อที่จะได้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ไว้ช่วยสำหรับการเดินเครื่องของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ ให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจากการคำนวณด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นมา จะได้ผลการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 ดังแสดงไว้ใน Table 3.3 และ Figure 3.14

Table 3.3 Optimum value of mass flow rate of extracted steam at varied steam demand and electricity output for base load operation. (based on TTD = 10°C)

Electricity output (MWe)	Steam demand (MW)	Mass flow rate of extracted steam m_3 (t/h)	m_4 (t/h)	m_5 (t/h)
19	0	3.925	4.033	64.172
	10	18.67	3.629	58.096
	15	26.087	3.427	55.058
	20	33.475	3.225	52.020
	25	40.862	3.023	48.982
	30	48.250	2.821	45.943

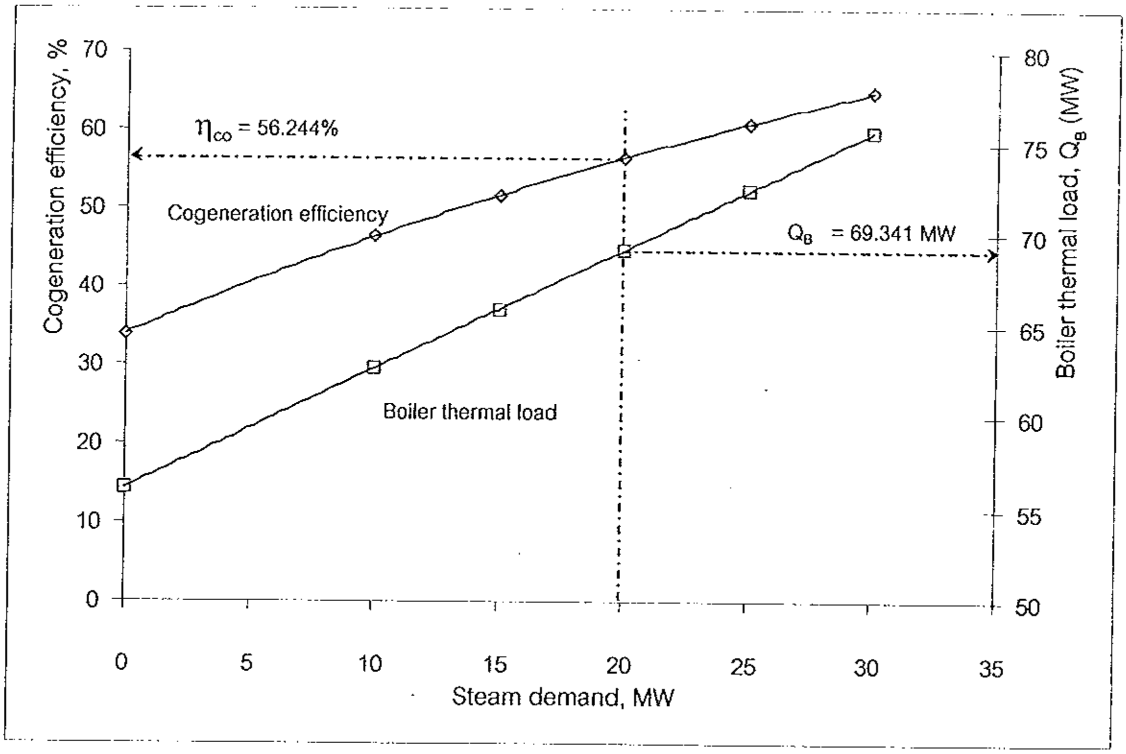


Figure 3.14 Cogeneration efficiency and boiler thermal load at varied steam demand and electricity output for base load operation.

Table 3.3 เป็นตารางแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3, m_4 และ m_5 ที่เป็นไปได้และดีที่สุด (ใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราที่ต่ำที่สุด) ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน โดยมีค่าผลต่างของอุณหภูมิปลายของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบปิดความดันต่ำ (Terminal Temperature Difference, TTD) เท่ากับ 10°C จากข้อมูลในตารางจะพบว่าเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเพิ่มขึ้น อัตราการไหลของไหลไอน้ำตัดตอน m_3 จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ส่วนอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_4 และ m_5 จะมีแนวโน้มลดลง และความสัมพันธ์ใน Figure 3.14 พบว่า เมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมและค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น เป็นเพราะการเพิ่มขึ้นของค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน จะเป็นการดึงพลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำออกไปในกระบวนการผลิตในโรงงานมากขึ้น ดังนั้นเพื่อให้โรงจักรสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้เท่าเดิม (19 MWe) เครื่องกำเนิดไอน้ำจึงต้องผลิตปริมาณไอน้ำเพิ่มขึ้นจากเดิม (อัตราการไหลของไอน้ำ m_2 ,จาก Figure 2.3 ในบทที่ 2) ซึ่งจะทำให้ปริมาณความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำของเครื่องกำเนิดมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย โดยมีอัตราการเพิ่มขึ้นของพลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำประมาณ 0.65 (MW, boiler) / (MW, steam demand) ดังนั้นการเพิ่มความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย

ความสัมพันธ์ใน Table 3.3 และ Figure 3.14 สามารถใช้เป็นข้อมูลที่มีประโยชน์ช่วยในการเดินเครื่องโรงจักรแบบโหมดที่ 3 ได้อย่างถูกต้อง กล่าวคือที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน สามารถที่จะเดินเครื่องโรงจักรให้ใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราที่ต่ำที่สุด ซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรมีค่าสูงสุดด้วย โดยยังไม่เกินขีดจำกัดในการทำงานของเครื่องอุ่นน้ำป้อนแบบเปิดความดันต่ำ ยกตัวอย่างเช่นเมื่อค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานมีค่าเท่ากับ 20 MW จะต้องเดินเครื่องโรงจักรให้มีอัตราการไหลของไอน้ำตัดตอน m_3 = 33.475 t/h, m_4 = 3.225 t/h, และ m_5 = 52.020 t/h โดยอ่านค่าจาก Table 3.3 ซึ่งโรงจักรจะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำเท่ากับ 69.341 MW และมีประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเท่ากับ 56.244% ดังแสดงไว้ใน Figure 3.14

3.7 เปรียบเทียบผลการจำลองการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมทั้ง 3 โหมด

จากการจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด ทำให้สามารถคำนวณหาค่าสภาวะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ที่เหมาะสมสำหรับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานที่แปรเปลี่ยนตลอดเวลา แต่ลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ในแต่ละโหมดจะแตกต่างกันออกไป ซึ่งที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกัน อาจทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรและการใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราที่ไม่เท่ากัน ซึ่งทำให้ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้แตกต่างกัน ดังนั้นจึงต้องทำการเปรียบเทียบระหว่างค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, พลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร สำหรับการเดินเครื่องของโรงจักรทั้ง 3 โหมด

Table 3.4 เป็นตารางที่เปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน ระหว่างค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, พลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักร ซึ่งพบว่าที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเดียวกัน การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้และใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมากที่สุด แต่ประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่าน้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 และจะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ได้ ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานประมาณ 0-16.53 MW เพราะที่สภาวะความร้อนในช่วงดังกล่าวจะทำให้โรงจักรผลิตกำลังไฟฟ้าเกินขีดจำกัด (สูงสุด 24 MWe) ซึ่งจะเป็นอันตรายต่อกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้

สำหรับการเดินเครื่องโหมดที่ 2 (partial load) ที่ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าที่ 20 และ 24 MWe พบว่าค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมีค่าน้อยกว่าการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากกว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 แต่จะมีค่าน้อยกว่าการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 และยังพบว่าจะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่ค่าความต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานประมาณ 16.53-30 MW เพราะที่สภาวะความร้อนในช่วงดังกล่าว จะทำให้ต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมากเกินขีดจำกัด (สูงสุด 81.9 MW) ซึ่งจะเป็นอันตรายต่อเครื่องกำเนิดไอน้ำได้

สำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 (base load) พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรในโหมดนี้ จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้ต่ำสุดที่ 19 MWe แต่จะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุด และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากที่สุด เมื่อเปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และ 2

Table 3.4 Comparison of operation modes for cogeneration power plant.

		Steam demand (MW)						
		0	10	15	16.53	20	25	30
Electricity output (MWe)	Mode 1	-	25.421	24.330	24.00	23.238	22.147	21.055
	Mode 2 (E =20 MWe)	20	20	20	20	20	20	20
	Mode 2 (E =24 MWe)	24	24	24	24	24	24	24
	Mode 3 (E = 19 MWe)	19	19	19	19	19	19	19
Boiler thermal load (MW)	Mode 1	-	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9
	Mode 2 (E =20 MWe)	59.364	65.835	69.070	70.254	72.305	75.540	78.775
	Mode 2 (E =24 MWe)	71.220	77.691	80.926	81.9	84.161	87.396	90.631
	Mode 3 (E = 19 MWe)	56.401	62.817	66.106	67.290	69.341	72.576	75.812
Cogeneration efficiency (%)	Mode 1	-	43.249	48.022	49.768	52.794	57.566	62.338
	Mode 2 (E =20 MWe)	33.690	45.569	50.673	52.424	55.321	59.571	63.472
	Mode 2 (E =24 MWe)	33.698	43.763	48.192	49.726	52.281	56.067	59.582
	Mode 3 (E = 19 MWe)	33.688	46.126	51.433	53.247	56.244	60.626	64.634

3.8 สรุป

ในบทนี้ได้สร้างต้นแบบโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ที่ช่วยในการจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลได้ 3 โหมด สามารถปรับเปลี่ยนค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน, ค่าพลังงานงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร ซึ่งทำให้สะดวกที่จะศึกษาถึงตัวแปรต่างๆที่มีผลกระทบต่อการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ในโรงจักรฯ

ผลการจำลองแบบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ด้วยต้นแบบโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) โรงจักรจะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำและสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุด แต่ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรจะมีค่าน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 2 และ 3 และสามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ได้ในช่วงค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานตั้งแต่ 16.53-30 MW เท่านั้น สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 (partial load) ไม่ว่าที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรใดๆ พบว่าค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำมีค่าน้อยกว่าการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากกว่าการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 แต่จะมีค่าน้อยการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 3 โดยมีข้อแม้สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรแบบโหมดที่ 2 ที่ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe จะสามารถเดินเครื่องได้เฉพาะที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานตั้งแต่ 0-16.53 MW เท่านั้น สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 (base load) จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้ต่ำสุดที่ 19 MWe แต่จะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุด และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากที่สุด เมื่อเปรียบเทียบการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และ 2

สำหรับความเหมาะสมในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ จะต้องทำการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์อีกครั้ง เนื่องจากราคาต้นทุนของเชื้อเพลิงและกำลังการผลิตไฟฟ้าแปรเปลี่ยนตลอดเวลา ดังนั้นการศึกษาในบทที่ 4 จะช่วยประกอบการตัดสินใจในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ให้เหมาะสมกับสภาวะการณ์ในปัจจุบันของโรงจักรฯ

บทที่ 4

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

4.1 บทนำ

จากการจำลองแบบการเดินเครื่องของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลทั้ง 3 โหมด ทำให้สามารถเข้าใจถึงกลไกในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ สำหรับโหมดต่างๆได้ แต่ในทางปฏิบัติการเดินเครื่องของโรงจักรฯ นั้นจะต้องเดินเครื่องให้โรงจักรฯ สามารถทำกำไรได้มากที่สุด เพื่อที่จะทำให้โรงจักรฯ คืนทุนได้โดยเร็วที่สุดซึ่งเป็นความต้องการของผู้ลงทุน แม้ว่าโรงจักรฯ นั้นจะไม่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดก็ตาม แต่เนื่องจากราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิง, ราคาต่อหน่วยของไอน้ำ และราคาต่อหน่วยของไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อที่จะได้เป็นเครื่องช่วยในการตัดสินใจอีกทางหนึ่ง

การศึกษาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงจักรฯ ซึ่งจะเป็นเนื้อหาของบทที่ 4 ได้ทำการศึกษาโดยการใช้โปรแกรมทางคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณ ซึ่งทำให้การศึกษาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงจักรฯ ทำได้สะดวกและเร็วขึ้น ในการคิดจะคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตและรายได้ของโรงจักรฯ สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรแบบโหมดต่างๆ โดยแยกเป็นค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง รายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และการวิเคราะห์คำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการ

4.2 ตัวแปรทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ศึกษา

ตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับโรงจักรฯ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิง, ค่าใช้จ่ายทางด้านซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร, รายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) เป็นต้น ซึ่งค่าใช้จ่ายในการผลิตและรายได้ของโรงจักรฯ จะขึ้นอยู่กับลักษณะโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ด้วย การศึกษานี้จะให้ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงสามารถเปลี่ยนแปลงได้ เพื่อศึกษาถึงผลกระทบอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงนั้น ซึ่งทำให้ตัวแปรที่กล่าวมาแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา การศึกษาเบื้องต้นของบริษัทที่ปรึกษา (Cathay Capital Co., Ltd.) ได้ให้ตัวเลขราคาต่อหน่วยของไอน้ำ, เชื้อเพลิง และไฟฟ้าดังได้แสดงไว้ใน Table 4.1

Table 4.1 Cost per unit of steam, fuel and electricity.

Variables	Price	Unit
1. Steam Price	200	Baht / ton
2. Fuel Cost	200	Baht / ton (variable depending on supply)
3. Electricity Tariff		
• *Capacity Charge*		Baht / kW , Month
Capacity Charge to EGAT	302	
Capacity Charge to Asia Plywood	195.3	
Capacity Charge to Asia Plywood	217	(Including VAT)
• *Energy Charge*		Baht / kWh
Energy Charge to EGAT	0.85	
Energy Charge to Asia Plywood	1	
Energy Charge to Asia Plywood	1.10	(Including VAT)

จากข้อมูลราคาต่อหน่วยของไอน้ำ, เชื้อเพลิง และไฟฟ้าที่แสดงไว้ใน Table 4.1 พบว่าราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงมีโอกาสเปลี่ยนแปลงได้มากที่สุด เพราะขึ้นอยู่กับปริมาณเชื้อเพลิงที่จัดหาได้ (เศษไม้ยางพารา) ซึ่งถ้าปริมาณเชื้อเพลิงที่เหลือทิ้งจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. มีจำนวนลดลงทำให้จะต้องจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงจากบริเวณใกล้เคียงโรงงาน จึงทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการขนส่งเพิ่มขึ้น ซึ่งจะทำให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยมีค่าเพิ่มขึ้น ดังนั้นจึงถือว่าราคาต่อเชื้อเพลิงต่อหน่วยเป็นตัวแปรหลักที่ทำการศึกษาถึงผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์

ตัวแปรอีกตัวหนึ่งที่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา คือ ความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงาน (steam consumption) โดยได้มีการสำรวจข้อมูลเกี่ยวกับความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. โดยบริษัทที่ปรึกษาทางวิศวกรรม (IVO Power Engineering Ltd.) ซึ่งแสดงไว้ใน Table 4.2 พบว่าความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงานสูงสุดมีค่าเท่ากับ 32 t/h และในระยะเวลา 1 ปี ลักษณะความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงานจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ฤดูกาลการผลิต ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการของสินค้าในโรงงานหรือวัตถุดิบ โดยในปีหนึ่งๆ ระยะเวลาเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิต และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงาน (steam factor) ในแต่ละฤดูกาลการผลิต อาจจะไม่เท่ากันก็ได้ สำหรับผลการคำนวณบางส่วนจะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานของช่วงแรกของฤดูกาลการผลิต (10 เดือน) และช่วงหลังของฤดูกาลการผลิต (2 เดือน) เท่ากับ 0.90 และ 0.35 ตามลำดับ (ตัวประกอบการใช้ไอน้ำมาจากค่าเฉลี่ยของการใช้ไอน้ำตลอดฤดูกาลการผลิต โดยมีระยะเวลาจำนวนเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิตมาเป็นตัวเฉลี่ยด้วย) และสามารถแยกค่าใช้จ่ายในการผลิตและรายได้ของโรงจักรฯ ออกเป็นหัวข้อได้ดังนี้

Table 4.2 Average annual variation of steam consumption at Asia Plywood Co., Ltd.

Season of Production	Working times (month)	Average steam consumption (t/h)	Percentage of steam consumption
Season 1	Month 1-10	25.6 – 32.0	80 – 100%
Season 2	Month 11-12	9.6 – 12.8	30 – 40%

* Maximum steam consumption = 32 t/h

4.3 ค่าใช้จ่ายในการผลิตของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

การคำนวณค่าใช้จ่ายในการผลิตของโรงจักรฯ (production cost) จะมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะเชื้อเพลิงที่ใช้และขนาดกำลังการผลิตของโรงจักรฯ สำหรับกระบวนการการผลิตพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้าในโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา จะมีค่าใช้จ่ายในการผลิตซึ่งประกอบด้วย 3 ส่วนใหญ่คือ ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (fuel cost) ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน (fixed charges capital cost) และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร (operation and maintenance cost) ดังแสดงไว้ใน Figure 4.1 โดยที่ค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงจะมีค่าขึ้นอยู่กับราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงและลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ สำหรับค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืนจะมีค่าขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้และระยะเวลาในการผ่อนชำระคืน ส่วนค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องจักรจะแปรผันโดยตรงกับเงินลงทุนของโรงจักรฯ

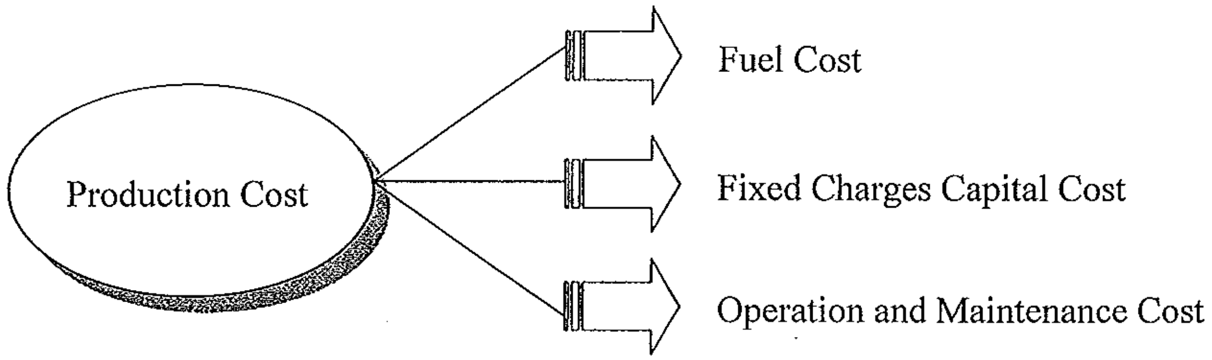


Figure 4.1 Production cost of cogeneration power plant.

4.4 ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงจักรฯ จะเป็นเชื้อเพลิงผสมจำพวกขี้เลื่อย, เปลือก, กิ่งหรือเศษไม้จากไม้ยางพาราที่เหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตในโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. โดยมีคุณสมบัติและส่วนประกอบของเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงจักรแสดงไว้ใน Table 4.3 (IVO Power Engineering Ltd., 1997) สำหรับค่าความร้อนเชื้อเพลิง (lower heating value of fuel, LHV) ที่ใช้ในการคำนวณ จะใช้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่ความชื้น 46 % (wet basis) ซึ่งมีค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเท่ากับ 7.8 MJ/kg เนื่องจากโรงจักรมีข้อกำหนดในการรับซื้อเชื้อเพลิงจากโรงงาน ซึ่งเชื้อเพลิงจะต้องมีค่าความชื้นอยู่ระหว่าง 30-50% เท่านั้น แต่โปรแกรมการคำนวณจะสามารถเปลี่ยนค่าความร้อนของเชื้อเพลิงได้ตามความต้องการ

Table 4.3 Details of fuel quality. (rubber wood chunk and branches)

	min value	max value	design value	
Heating value (in dry base, 0% moisture)	17	18.5	17.5	MJ/kg
Total moisture (as received, in wet base)	30	50	46	%
Heating value in receiving state	7.8	12.0	7.8	MJ/kg
Ash (in dry base)	0.5	2.0	2.0	%
Total carbon (in dry base)	47	51	49	%
Hydrogen (in dry base)	5.0	7.0	5.9	%
Nitrogen (in dry base)	0.1	0.3	0.2	%
Sulphur (in dry base)	0.0	0.1	0.05	%
Chlorine (in dry base CHECK)	0.00	0.02	0.01	%
K_2O in ash	21	23	22	%
Na_2O in ash	1.5	1.7	1.6	%
Size distribution				
Maximum length x width x thickness	1500 x 300 x 100 mm			

4.4.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิง

เนื่องจากราคาต้นทุนของเชื้อเพลิงแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา เพื่อให้การคำนวณทำได้ง่ายขึ้น จึงจำเป็นต้องตัดบางส่วนที่สามารถละทิ้งได้ ซึ่งมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณได้แก่

1. สมมุติว่าการรับซื้อเชื้อเพลิงมีค่าราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงและค่าความร้อนของเชื้อเพลิงมีค่าคงที่ตลอดทั้งปี (ในโปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่าราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยและค่าความร้อนของเชื้อเพลิงได้ตามความต้องการ) การที่ตัดสินใจใช้ค่าความร้อนเชื้อเพลิงค่อนข้างต่ำ (7.8 MJ/kg) ก็เพื่อเป็นการพิจารณาในกรณีที่แย่ที่สุดของโรงจักรฯ (worst case) ในกรณีที่ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงมีค่าสูงขึ้น ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (waste amount) ก็จะลดลง ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงลงได้ซึ่งก็จะแปรเป็นกำไรของโรงงาน
2. สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) สมมุติมีการใช้เชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไอน้ำในอัตราสูงสุดคงที่ตลอดทั้งปี
3. สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 (partial & base load) สมมุติมีการใช้เชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไอน้ำที่เพียงพอสำหรับความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยนในโรงงานและกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละฤดูกาลการผลิต
4. สมมุติว่าค่าความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยในโรงงาน (average steam consumption) และตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงาน สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรแบบโหมดที่ 2 และ 3 มีค่าคงที่ตลอดทั้งฤดูกาลการผลิต (ในโปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่าความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำได้ตามความต้องการ)

4.4.2 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิง

การคำนวณหาค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงของโรงจักรฯ นั้น จำเป็นต้องทราบถึงค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Q_B) ซึ่งการใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำจะแตกต่างกันตามลักษณะโหมดของการเดินเครื่องของโรงจักรที่ทำการศึกษา โดยในการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะสมมุติว่ามีการใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุดคงที่ตลอดเวลา (81.9 MW) ส่วนการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 ค่าพลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำจะมีค่าไม่คงที่

ซึ่งจะมีค่าขึ้นอยู่กับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, ความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยของโรงงาน และตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต ดังนั้นสามารถคำนวณค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงแยกตามโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ได้ดังนี้

ก. ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1

เนื่องจากการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) สมมุติว่ามีการใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุดคงที่ตลอดทั้งปี (81.9 MW) ซึ่งในการหาค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จำเป็นต้องทราบถึงอัตราการป้อนเชื้อเพลิง (m_f) ซึ่งค่าอัตราการป้อนเชื้อเพลิงจะมีค่าคงที่ตลอดเวลา โดยสามารถหาค่าอัตราการป้อนเชื้อเพลิงได้ดังสมการที่ (4.1)

$$m_f = \frac{Q_B}{\eta_B \times LHV} \tag{4.1}$$

เมื่อ m_f = อัตราการป้อนเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไอน้ำ, t/h

Q_B = พลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ, MW

η_B = ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไอน้ำ

LHV = ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง, MJ/kg

สำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 สามารถแทนค่าตัวแปรต่างๆได้ดังนี้ Q_B= 81.9 MW, η_B = 0.8 และค่า LHV ของเชื้อเพลิงเท่ากับ 7.8 MJ/kg (ในโปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่า η_B และ LHV ได้ตลอดเวลา) ซึ่งสามารถคำนวณอัตราการป้อนเชื้อเพลิงได้สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จากสมการที่ (4.1) ได้ 47.25 t/h ซึ่งเป็นค่าคงที่ตลอดทั้งปี ดังนั้นสามารถหาค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงต่อปีสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ได้จากสมการที่ (4.2)

$$FC = \text{Annual Fuel Cost} = 47.25 \times \text{fuel price} \times (h/y) \tag{4.2}$$

เมื่อ fuel price = ราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิง, บาท/ตัน

m_f = อัตราการป้อนเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไอน้ำ, t/h

(h/y) = จำนวนชั่วโมงในการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำในระยะเวลา 1 ปี

ข. ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 2 และ 3

สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 (partial & base load) เช่นเดียวกันในการหาค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงจำเป็นต้องทราบถึงอัตราการป้อนเชื้อเพลิง (m_f) แต่เนื่องจากการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 มีการใช้พลังงานความร้อนจากกำเนิดไอน้ำในอัตราที่ไม่คงที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักร, ค่าความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงาน และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต สำหรับโรงจักรฯ ที่จะทำการศึกษานั้น จะมีการใช้ปริมาณการใช้ไอน้ำเฉลี่ยและตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ในแต่ละฤดูกาลการผลิตแสดงไว้ใน Table 4.2 โดยในปีหนึ่งๆ ระยะเวลาเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิตและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตอาจจะไม่เท่ากันก็ได้ ดังนั้นการหาอัตราการป้อนเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิง จะถูกแบ่งออกเป็น 2 ฤดูกาลการผลิตด้วย ซึ่งค่าอัตราการป้อนเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 ในแต่ละฤดูกาลการผลิตสามารถคำนวณจากสมการที่ (4.1) โดยที่ค่าพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Q_B) สามารถคำนวณได้จากค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน (steam demand) และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรในแต่ละฤดูกาลการผลิต (ดูหัวข้อ 3.5 ในบทที่ 3) ดังนั้นจะสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงในแต่ละฤดูกาลการผลิตได้ดังสมการที่ (4.3)

$$(FC)_{season} = \text{Annual Fuel Cost for Season} = \text{fuel price} \times m_f \times (h/s) \quad (4.3)$$

เมื่อ fuel price = ราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิง, บาท/ตัน

m_f = อัตราการป้อนเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไอน้ำ, t/h

(h/s) = จำนวนชั่วโมงในการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

4.5 ค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน

ค่าใช้จ่ายต่อปีในการผ่อนชำระคืน (annual fixed charges capital cost, FX) เป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องผ่อนจ่ายชำระคืนจากการกู้ยืมเงินจากแหล่งเงินทุนต่างๆ ซึ่งจะมีข้อตกลงกับผู้ประกอบการในการผ่อนชำระคืนที่แตกต่างกันในแต่ละโครงการ โดยปกติข้อตกลงจะกำหนดมาในรูปของระยะเวลาในการผ่อนชำระคืนและอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากแหล่งเงินทุนต่างๆ

สำหรับข้อมูลค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืนของโรงจักรฯ ที่ศึกษาแสดงไว้ใน Table 4.4 (IVO Power Engineering Ltd., 1997) ซึ่งมีเงินลงทุนรวมของโครงการโรงจักรฯ รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 1,041.6 ล้านบาท แบ่งเป็นเงินลงทุนของผู้ประกอบการ (equity) 260.40 ล้านบาท เงินทุนกู้ยืมจากต่างประเทศ (foreign loan) 620.91 ล้านบาท และเงินทุนกู้ยืมภายในประเทศ (Thai commercial loan) 160.29 ล้านบาท โดยมีระยะเวลาในการผ่อนชำระคืนเป็นเวลา 12 ปี และมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากแหล่งเงินทุนภายประเทศ 15% ต่อปี และจากแหล่งเงินทุนต่างประเทศ 8.5% ต่อปี

Table 4.4 Financial assumptions for cogeneration project.

	Financing (Million Thai Baht)	Percentage of Total Financing (%)
Equity	260.40	25.00
Foreign loan	620.91	59.61
Thai commercial loan	160.29	15.39
Total investment	1,041.6	100.00

Loan maturity	12 years including 2 year grace period (construction)
Annual interest	Foreign 8.5%, Thai Commercial 15.0%
Up front fee	Foreign 4.0% , Commitment fee 0% , Thai Commercial 1.5% , Commitment fee 0.5%

4.5.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน

1. เนื่องจากในปี พ.ศ. 2540 ประเทศไทยประสบปัญหาสภาวะทางเศรษฐกิจอย่างหนัก ทำให้อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรารวมทั้งอัตราดอกเบี้ยเงินกู้แปรเปลี่ยนตลอดเวลา ซึ่งทำให้ค่าใช้จ่ายจากการผ่อนชำระคืนมีค่าเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เพื่อลดความยุ่งยากในการคำนวณจึงสมมุติว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากแหล่งเงินทุนภายในประเทศและต่างประเทศมีค่าคงที่
2. สมมุติว่าการผ่อนชำระคืนแบ่งจ่ายเป็นงวดงวดละเท่าๆกัน (งวดละ 1 ปี) เป็นระยะเวลานาน 12 ปี โดยไม่คิดอัตราดอกเบี้ยของเงินกู้ระหว่างการก่อสร้าง 2 ปี

4.5.2 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายรายปีด้านการผ่อนชำระคืน

การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายด้านการผ่อนชำระคืนรายปี จำเป็นต้องทราบระยะเวลาในการผ่อนชำระคืนและอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของแต่ละแหล่งเงินทุน สำหรับโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา มีการกู้ยืมเงินจากแหล่งเงินทุนภายในประเทศและต่างประเทศ ในอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 15% และ 8.5% ตามลำดับ มีระยะการผ่อนชำระคืนนาน 12 ปี ซึ่งสามารถหาค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืนแหล่งเงินทุนภายในประเทศและต่างประเทศได้ดังนี้

$$\begin{aligned} FX = \text{Annual Fixed Charges Capital Cost} &= \text{Foreign loan} \times a/p\,(i\%, n)_{foreign} \\ &\quad + \text{Thai loan} \times a/p\,(i\%, n)_{Thai} \end{aligned} \qquad (4.4)$$

เมื่อ FX = ค่าใช้จ่ายรายปีด้านการผ่อนชำระคืน, ล้านบาท

Foreign loan = เงินกู้จากแหล่งเงินทุนต่างประเทศ, ล้านบาท

Thai loan = เงินกู้จากแหล่งเงินทุนภายในประเทศ, ล้านบาท

i = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากแหล่งเงินทุน

n = ระยะเวลาในการผ่อนชำระคืน, ปี

a/p (i%,n) = แฟคเตอร์ที่เปลี่ยนจากค่าเงินรายปีเป็นค่าเงินในปัจจุบัน = $\dfrac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$

4.6 ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร

ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรของโรงจักรฯ (annual operation and maintenance cost, OM) จะอยู่กับขึ้นกับลักษณะและกำลังการผลิตของโรงจักรฯ ซึ่งโดยปกติค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักรจะมีค่าประมาณ 2-3% ของเงินลงทุนเบื้องต้น (Multari, 1990)

สำหรับค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรของโรงจักรฯ ที่ศึกษา ซึ่งบริษัทที่ปรึกษาทางวิศวกรรม (IVO International Ltd.) ได้ให้ตัวเลขค่าใช้จ่ายใช้ในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรดังแสดงไว้ใน Table 4.5 เพื่อความสะดวกในการคำนวณจะใช้ค่าตัวเลขซึ่งทางหน่วยงาน EC-ASEAN COGEN PROGRAMME ได้ประมาณค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร โดยได้รวมค่าแรงงานและค่าประกันภัยด้วยซึ่งจะมีค่าประมาณ 3.26% ของเงินลงทุนเบื้องต้นของโรงจักรฯ

Table 4.5 Details of operation and maintenance cost.

Insurance	0.4-0.5 % per year of total investment cost
Salaries & Spare parts	
-personnel	1.8 – 2 % per year of total investment cost
-maintenance *spares *outside controls	0.8 – 1 % per year of total investment cost

4.6.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร

เนื่องจากโดยปกติค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรมีค่าไม่เท่ากันทุกปี เพื่อให้การคำนวณทำได้ง่ายขึ้น จึงต้องมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณได้แก่

1. สมมุติว่าค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรมีค่าเท่ากับ 3.26% ของเงินลงทุนโรงจักรฯ
2. เนื่องจากยังไม่สามารถทำนายแนวโน้มของค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรได้ โดยเฉพาะโรงจักรชีวมวลซึ่งยังเป็นของใหม่ในประเทศไทย อย่างไรก็ตาม ปกติแล้วการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Wibulswas and Tia,1992) จะสมมุติให้ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรของโรงจักรฯ มีค่าคงที่และมีค่าเท่ากันทุกๆปี เพื่อความสะดวกในการคำนวณ

4.6.2 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักรต่อปี

การคำนวณหาค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักร จำเป็นต้องทราบเงินลงทุนของโรงจักรฯ สำหรับโรงจักรฯ มีค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักรจะมีค่าคงที่ประมาณ 3.26% ของเงินลงทุนเบื้องต้น และมีเงินลงทุนเบื้องต้นเป็นเงิน 1,041.6 ล้านบาท ซึ่งสามารถคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องได้ดังสมการที่ (4.5)

$$OM = \text{Annual Operation and Maintenance Cost} = 0.0326 \times \text{total investment cost} \quad (4.5)$$

เมื่อ OM = ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักร, ล้านบาท

total investment cost = เงินลงทุนของโรงจักรฯ., ล้านบาท

4.7 รายได้ของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล

การคำนวณรายได้ของโรงจักรฯ (income) จะมีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะเชื้อเพลิงที่ใช้และขนาดกำลังการผลิตของโรงจักรฯ สำหรับโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา รายได้ของโรงจักรฯ จะประกอบด้วย 2 ส่วนคือ รายได้จากการขายไอน้ำ (steam sale) ให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และรายได้จากการขายไฟฟ้า (electricity sale) โดยที่รายได้จากการขายไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) ซึ่งรายได้จากการขายไฟฟ้าจะแยกเป็นรายได้จากการขายกำลังไฟฟ้า (capacity charge) และรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (energy charge) ดังแสดงไว้ใน Figure 4.2 ซึ่งสามารถแบ่งการคำนวณรายได้ของโรงจักรฯ ออกเป็นหัวข้อได้ดังนี้

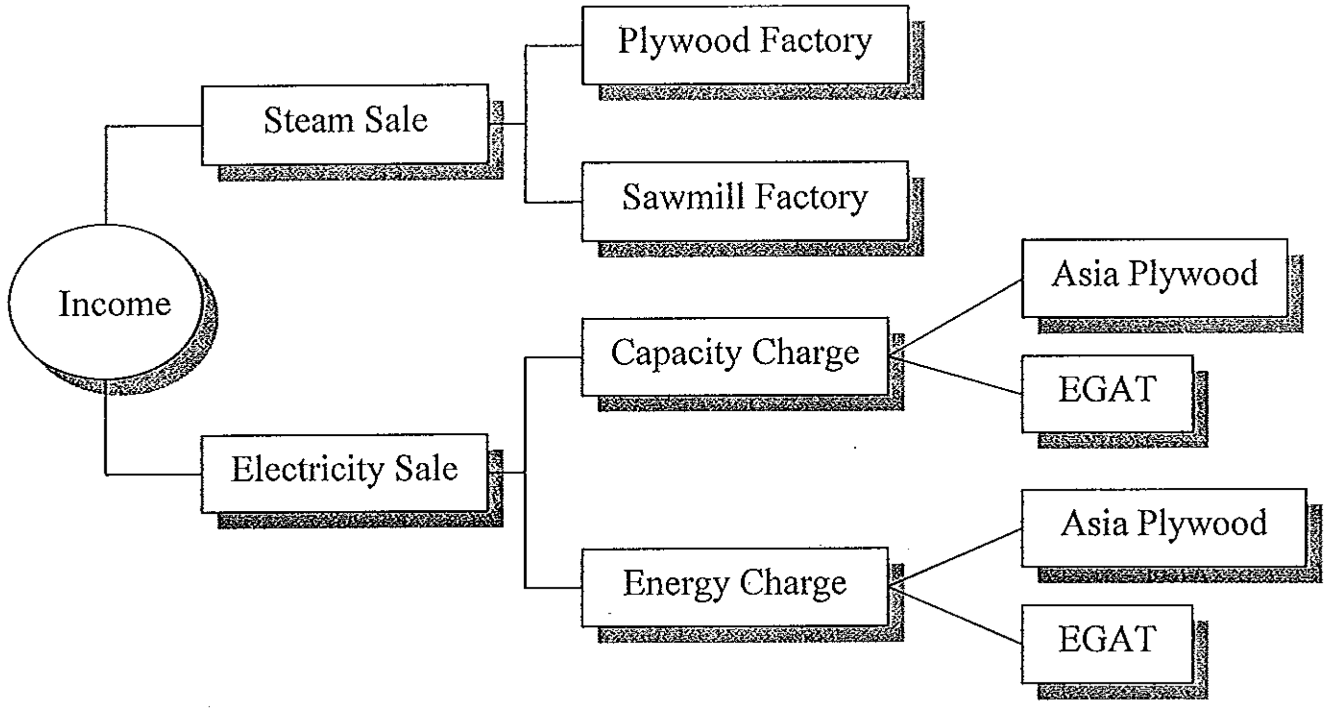


Figure 4.2 Source of income of cogeneration power plant.

4.8 รายได้จากการขายไอน้ำให้โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

การคำนวณรายได้จากการขายไอน้ำของโรงจักรฯ จะขึ้นอยู่กับค่าความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงาน และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงาน ซึ่งจะมีค่าแตกต่างกันตามกำลังการผลิตสินค้าของโรงงานนั้นๆ สำหรับโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา ปริมาณไอน้ำที่ขายให้กับโรงงานในระยะเวลา 1 ปี จะถูกแบ่งออกเป็น 2 ฤดูกาลการผลิต โดยในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิต (เดือนที่ 1-10) มีค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานระหว่าง 80-100% และในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิต (เดือนที่ 11-12) มีค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานระหว่าง 30-40% ดังแสดงไว้แล้วใน Table 4.2 แต่ในโปรแกรมการคำนวณสามารถที่จะเปลี่ยนค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานและจำนวนเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิตได้ตามความต้องการ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการของสินค้าในโรงงานในขณะนั้น

4.8.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของรายได้จากการขายไอน้ำ

เนื่องจากในปีหนึ่งๆ จำนวนเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิต ค่าความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงานและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตอาจจะมีค่าไม่คงที่ก็ได้ เพื่อให้การคำนวณทำได้ง่ายขึ้น จึงต้องมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณได้แก่

1. การคำนวณรายได้จากการขายไอน้ำจะใช้ค่าความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยในโรงงาน ซึ่งสมมุติว่ามีค่าคงที่ตลอดทั้งฤดูกาลการผลิต
2. สมมุติว่าค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตมีค่าคงที่ตลอดฤดูกาลการผลิต
3. สมมุติว่าราคาต่อหน่วยของการขายไอน้ำมีค่าคงที่ตลอดฤดูกาลการผลิต

4.8.2 การวิเคราะห์รายได้จากการขายไอน้ำ

ในการคำนวณรายได้จากการขายไอน้ำให้กับโรงงาน Asia Plywood Co.,Ltd. จำเป็นที่จะต้องทราบปริมาณความต้องการไอน้ำเฉลี่ยของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิตเสียก่อน ซึ่งสามารถหาค่าปริมาณความต้องการความร้อนเฉลี่ยในโรงงานได้จากสมการที่ (4.6) และสามารถคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตได้จากสมการที่ (4.7)

$$(SC)_{av} = SF \times (SC)_{max} \quad (4.6)$$

$$(SS)_{season} = \text{Steam Sale per Season} = \text{steam price} \times (SC)_{av} \times (h/s) \quad (4.7)$$

เมื่อ $(SC)_{av}$ = average steam consumption = ปริมาณความต้องการความร้อนเฉลี่ยในโรงงานระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

$(SC)_{max}$ = maximum of steam consumption = ปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานสูงสุด

$(SS)_{season}$ = รายได้จากการขายไอน้ำในระยะ 1 ฤดูกาลการผลิต , บาท

SF = steam factor = ตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

steam price = ราคาขายไอน้ำต่อหน่วย, บาท/ตัน

(h/s) = จำนวนชั่วโมงในการใช้ไอน้ำใน ระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

4.9 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

การคำนวณรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co. ,Ltd. จะแบ่งการคำนวณรายได้ออกเป็น 2 ส่วนคือ การคำนวณรายได้แบบกำลังไฟฟ้า (capacity charge) และการคำนวณรายได้แบบพลังงานไฟฟ้า (energy charge) สำหรับโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษานั้น จะมีลักษณะการแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ออกเป็น 3 ส่วนคือ ขายให้กับโรงงาน (2 MWe : maximum), สำรองไว้ใช้งาน 2 MWe และกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากการผลิต (15 MWe : minimum) จะขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) ดังแสดงไว้แล้วใน Table 2.1 ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับโรงงานจะมีค่าไม่คงที่ จะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของโรงงาน (load factor) โดยมีรายละเอียดและขั้นตอนในการคำนวณดังนี้

4.9.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

เนื่องจากในปีหนึ่งๆ จำนวนเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิต, ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตอาจจะมีค่าไม่คงที่ก็ได้ ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณค่ารายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ทำได้ง่ายขึ้น ซึ่งมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณได้แก่

1. การคำนวณรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. จะใช้ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย ซึ่งสมมุติว่ามีค่าคงที่ตลอดฤดูกาลการผลิต
2. สมมุติว่าค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ในแต่ละฤดูกาลการผลิตมีค่าคงที่ (โดยโปรแกรมการคำนวณสามารถเปลี่ยนค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าได้ตามความต้องการ)
3. สมมุติว่าราคาต่อหน่วยของการขายกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงานมีค่าเท่ากับ 217 Baht /kW, month และ 1.11 Baht/kWh ตามลำดับ และสมมุติว่ามีค่าคงที่ตลอดฤดูกาลการผลิต

4.9.2 การวิเคราะห์รายได้จากกำลังไฟฟ้าของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

การคำนวณค่ารายได้จากกำลังไฟฟ้าของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งมีค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของโรงงานอยู่ที่ 2 MWe จะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน ซึ่งในความเป็นจริงความต้องการพลังงานไฟฟ้าในโรงงานจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา (ค่า load factor ไม่เท่ากับ 1) ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจะใช้ค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต ซึ่งสามารถหากำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับโรงงานได้จากสมการที่ (4.8) และสามารถหาค่ารายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับโรงงาน ในแต่ละฤดูกาลการผลิตได้ดังสมการที่ (4.9) โดยใช้ข้อมูลราคาขายกำลังไฟฟ้าให้กับโรงงานต่อหน่วยเท่ากับ 217 Baht / kW, month

$(AC)_{AP}$ = Actual Capacity of Asia Plywood = 2000 x LF (4.8)

$(CCS)_{AP}$ = Capacity Charge Sale of Asia Plywood = 217 x $(AC)_{AP}$ x (m/s) (4.9)

เมื่อ $(AC)_{AP}$ = ปริมาณการขายกำลังไฟฟ้าให้กับโรงงาน, kW

$(CCS)_{AP}$ = รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับโรงงานในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต, บาท

LF = load factor = ตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน

(m/s) = จำนวนเดือนในการใช้ไอน้ำในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

4.9.3 การวิเคราะห์รายได้จากพลังงานไฟฟ้าของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. โดยการคำนวณรายได้แบบพลังงานไฟฟ้า จะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน ซึ่งมีค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของโรงงานอยู่ที่ 2 MWe แต่ความต้องการกำลังไฟฟ้าในโรงงานจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา โดยจะทำให้มีพลังงานไฟฟ้าเหลือจากโรงงานซึ่งจะถูกขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ดังนั้นสามารถคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับโรงงานจากสมการที่ (4.10) และสามารถหาค่ารายได้จากพลังงานไฟฟ้าของโรงงานได้ดังสมการที่ (4.11) โดยใช้ข้อมูลราคาขายพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงานต่อหน่วยเท่ากับ 1.11 Baht / kWh ซึ่งแสดงไว้ใน Table 4.1

$(AE)_{AP}$ = Actual Energy of Asia Plywood = 2000 x LF x (h/s) (4.10)

$(ECS)_{AP}$ = Energy Charge Sale of Asia Plywood = 1.11 x $(AE)_{AP}$ (4.11)

เมื่อ $(AE)_{AP}$ = ปริมาณการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงาน, kWh

$(ECS)_{AP}$ = รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงานในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต, บาท

LF = load factor = ตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน

(h/s) = จำนวนชั่วโมงในการขายพลังงานไฟฟ้า ในระยะเวลา 1 ฤดูกาลการผลิต

4.10 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

การคำนวณรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) จะแบ่งการคำนวณรายได้ออกเป็น 2 ส่วนคือ การคำนวณรายได้แบบกำลังไฟฟ้าและแบบพลังงานไฟฟ้า สำหรับโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะมีค่าไม่คงที่ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน และขึ้นกับลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ โดยปริมาณไฟฟ้าต่ำสุดที่ยังสามารถขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอยู่ที่ 15 MWe และสูงสุดไม่เกิน 19 MWe แต่ในความเป็นจริงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะต้องรวมค่าพลังงานไฟฟ้าทีเหลือจากโรงงานด้วย ซึ่งสามารถคำนวณหารายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยมีรายละเอียดและขั้นตอนในการคำนวณดังนี้

4.10.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต

เนื่องจากลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ที่แตกต่างกัน และในปีหนึ่งๆ จำนวนเดือนในแต่ละฤดูกาลการผลิต, ค่าความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงาน และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตอาจจะมีค่าไม่คงที่ก็ได้ เพื่อให้การคำนวณค่ารายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตทำได้ง่ายขึ้น จำเป็นต้องมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณอันได้แก่

4.11 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายและรายได้ของโรงจักรฯ

จากการศึกษาและข้อมูลเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นที่ผ่านมา สามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการผลิต และรายได้ของโรงจักรฯ ตามสมมุติฐานและข้อตกลงที่วางไว้ โดยแยกออกเป็นค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง, ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน, ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องจักร, รายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยรายได้จากการขายไฟฟ้าจะแยกย่อยเป็นรายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าและรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งมีผลการคำนวณและรายละเอียดแยกออกเป็นหัวข้อได้ดังนี้

4.11.1 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิง

ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงของโรงจักรฯ จะแบ่งออกตามลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษา, ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต, ราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิง และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักร โดยมีคุณสมบัติและส่วนประกอบของเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงจักรฯ แสดงไว้ใน Table 4.3 สำหรับค่าความร้อนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการคำนวณ จะใช้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่ความชื้น 46 % ซึ่งมีค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเท่ากับ 7.8 MJ/kg ดังนั้น ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงจะแบ่งตามลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ได้ดังนี้

ก. ค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1

การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) เป็นการเดินเครื่องโรงจักรแบบเต็มกำลังการผลิต ซึ่งจะมีการใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราสูงสุดและมีค่าคงที่ตลอดเวลา (81.9 MW) ดังนั้นค่าใช่จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงจะไม่ขึ้นกับค่าความต้องการปริมาณไอน้ำในโรงงาน แต่จะขึ้นอยู่ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงเป็นหลัก ซึ่งราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงนั้นเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา ดังนั้นจึงได้ทำการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 ที่ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงต่างๆกัน ดังแสดงไว้ใน Table 4.6 โดยสมมุติว่า ในระยะเวลา 1 ปี มีชั่วโมงการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำเท่ากับ 8,400 ชั่วโมง (50 x 7 x 24 ชั่วโมง) เพื่อให้สอดคล้องกับข้อมูลการสำรวจการใช้ปริมาณไอน้ำของโรงงานจากบริษัทที่ปรึกษาทางวิศวกรรม (Table 1.5)

Table 4.6 Annual fuel cost for full load operation.

Fuel price per unit (Baht/ton)	Fuel consumption (t/h)	Annual fuel cost (Million-Baht)
150	47.25	56.70
175	47.25	66.15
200	47.25	75.60
225	47.25	85.05
250	47.25	94.50

ข. ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3

การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 (partial & base load) เป็นการเดินเครื่องโรงจักรแบบไม่เต็มกำลังเครื่องกำเนิดไอน้ำและแบบภาระพื้นฐานตามลำดับ ซึ่งจะมีการใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำในอัตราที่ไม่คงที่ตลอดเวลา ทำให้ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงจะขึ้นอยู่กับค่าความต้องการปริมาณไอน้ำเฉลี่ยของโรงงาน, ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต, ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิง และค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักร ดังนั้นจึงได้ทำการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 ที่ระยะเวลาและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในแต่ละฤดูกาลการผลิตต่างๆกัน โดยได้แสดงผลการ

คำนวณค่าใช้จ่ายรายปีของเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโหมดที่ 2 ที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 20 MWe ซึ่งใช้ข้อมูลราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงเท่ากับ 200 Baht/ton ดังแสดงไว้ใน Figure 4.3 และ 4.4 โดยสมมุติว่าในระยะ 1 เดือน มีชั่วโมงการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำเท่ากับ 700 ชั่วโมง (50 x 7 x 24 /12 ชั่วโมง) และกราฟใน Figure 4.3 จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิต (season 2) คงที่เท่ากับ 0.35 ส่วนกราฟใน Figure 4.4 จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิต (season 1) คงที่เท่ากับ 0.90

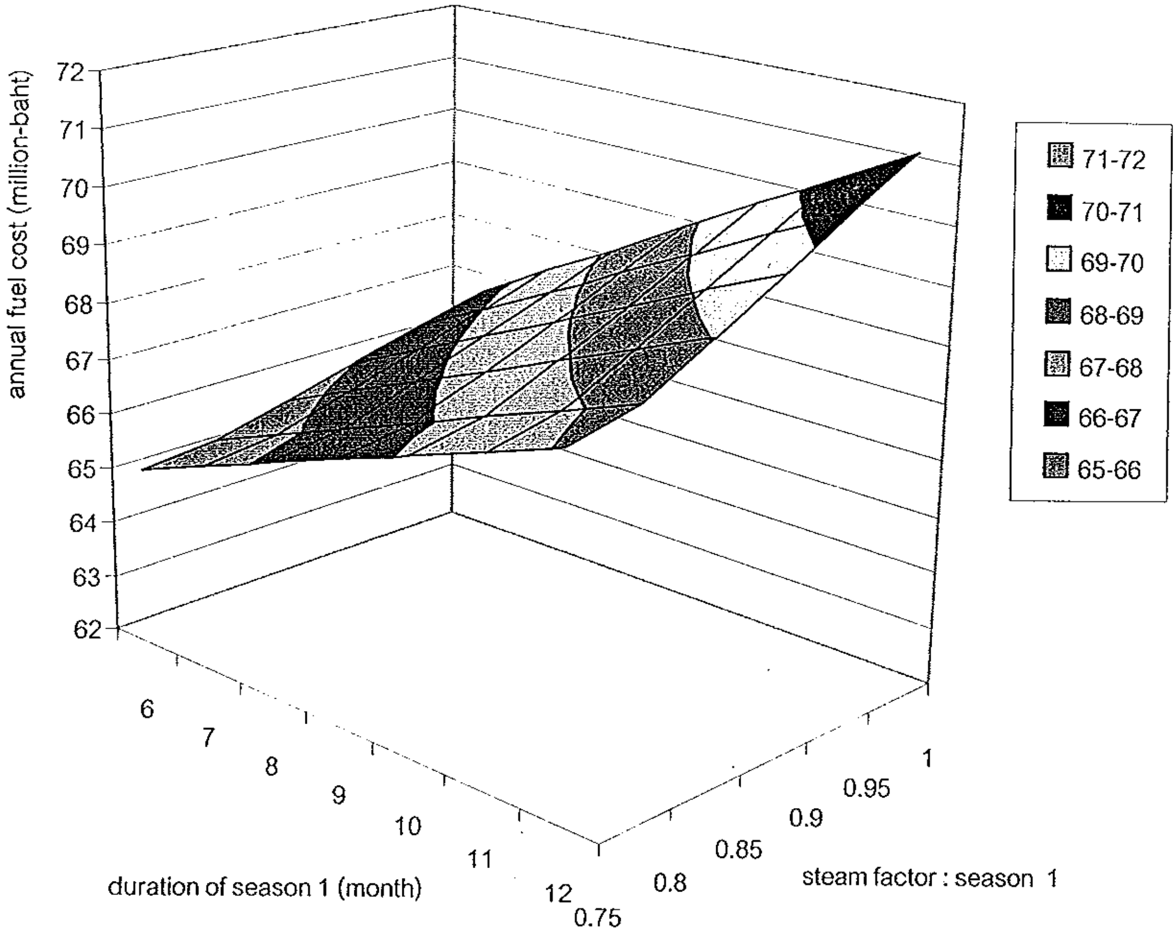


Figure 4.3 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output 20 MWe, fuel cost per unit = 200 Baht/ton and steam factor of season 2 = 0.35

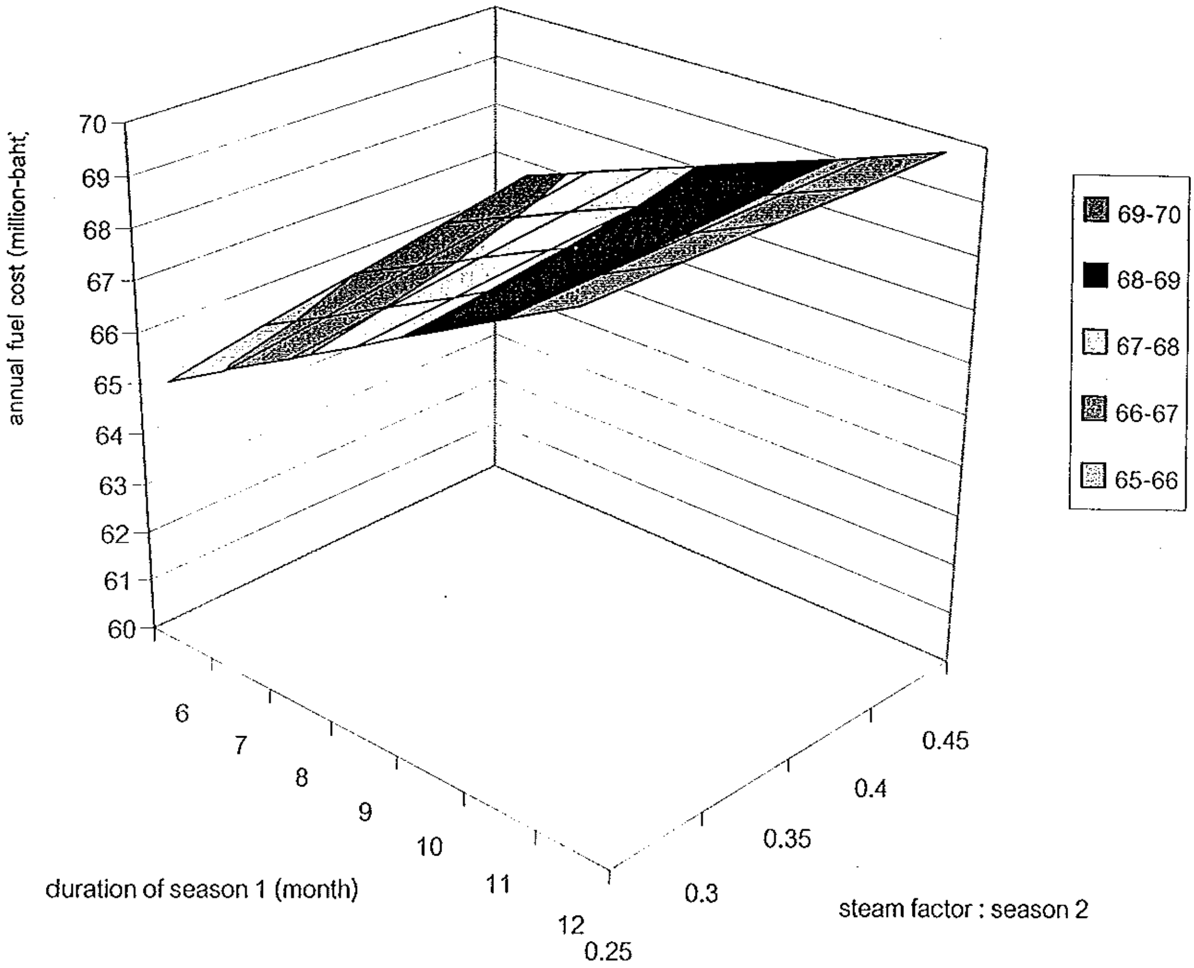


Figure 4.4 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output 20 MWe, fuel cost per unit = 200 Baht/ton and steam factor of season 1 = 0.90

แนวโน้มของค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 จะมีลักษณะเดียวกัน เนื่องจากเป็นการเดินเครื่องโรงจักรไม่เต็มกำลังการผลิตเหมือนกัน แต่จะแตกต่างกันตรงที่ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักร จากผลการคำนวณใน Figure 4.3 และ 4.4 พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 20 MWe เมื่อค่าระยะเวลาในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิต (duration of season 1) หรือค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงแรก

ของฤดูกาลการผลิต (steam factor of season 1, SF_1) มีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงของโรงจักรฯ มีค่าเพิ่มขึ้นด้วย และเมื่อค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิต (steam factor of season 2, SF_2) มีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงของโรงจักรฯ มีค่าเพิ่มขึ้นด้วย และพบว่าค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงจะมีค่าสูงสุด เมื่อค่าระยะเวลาในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตหรือค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละช่วงของฤดูกาลการผลิตมีค่าสูงสุด สาเหตุเนื่องมาจากเมื่อค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นแสดงว่าความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นซึ่งทำให้จะต้องใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำเพิ่มมากขึ้นดังนั้นจึงทำให้ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย ค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 จะมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของ season 1 มากกว่า season 2 (เนื่องจากค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำและระยะเวลาใน season 1 มีค่ามากกว่า season 2) ดังนั้นถ้าสมมุติว่าการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 20 MWe โดยมีระยะเวลาในช่วง season 1 เพียง 6 เดือน และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานมีค่าต่ำสุดเท่ากับ 0.8 จะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงถึงปีละประมาณ 6 ล้านบาท เมื่อเทียบการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในช่วง season 1 ทั้งระยะเวลา 12 เดือน และค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในโรงงานมีค่าสูงสุดเท่ากับ 1.0

แต่เนื่องจากราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา เพื่อการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 ทำได้ง่ายขึ้น ดังนั้นจึงได้ทำการคำนวณหาค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 ที่ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงต่างๆกันดังแสดงไว้ใน Table 4.7 โดยมีระยะเวลาของช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 10 เดือนและใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 0.90 และมีระยะเวลาของช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 2 เดือนจะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 0.35

Table 4.7 Annual fuel cost for partial load and base load operation at duration of season 1: season 2 = 10:2 and SF_1 =0.90, SF_2 = 0.35

	Annual fuel cost (Million-Baht)		
Fuel cost per unit (Baht/ton)	Partial load operation Output 20 MWe	Partial load operation Output 24 MWe	Base load operation Output 19 MWe
150	51.36	*	49.20
175	59.92	*	57.40
200	68.48	*	65.60
225	77.04	*	73.80
250	85.60	*	82.00

* not operable beyond steam boiler capacity.

จากการเปรียบเทียบผลการคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงใน Table 4.6 และ 4.7 พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะมีค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงมากที่สุด สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่กำลังผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 24 MWe จะไม่สามารถหาค่าใช้จ่ายรายปีทางด้านเชื้อเพลิงได้ เป็นเพราะผลการคำนวณที่แสดงไว้ใน Table 4.6 ได้ใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงแรก (10 เดือน) และช่วงหลังของฤดูกาลการผลิต (2 เดือน) เท่ากับ 0.90 และ 0.35 (ปริมาณการใช้ไอน้ำเฉลี่ยในช่วงแรกและหลังของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 19.42 MW และ 7.55 MW ตามลำดับ) ซึ่งช่วงปริมาณการใช้ไอน้ำเฉลี่ยดังกล่าว จะทำให้การเดินเครื่องของโรงจักรฯ จะต้องใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำเกินอัตราสูงสุด (Table 3.4 ในบทที่ 3) และสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะเสียค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงน้อยที่สุด ซึ่งค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ทุกโหมดจะมีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงมีค่าเพิ่มขึ้น หรืออาจกล่าวได้ว่าค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงจะขึ้นอยู่กับความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงานและกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรด้วย

4.11.2 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน

ค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน เป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องผ่อนจ่ายชำระคืนจากการกู้ยืมเงินจากแหล่งเงินทุนภายในประเทศและแหล่งเงินทุนต่างประเทศ โดยมีเงินทุนกู้ยืมจากต่างประเทศ เป็นเงิน 620.91 ล้านบาท และเงินทุนกู้ยืมภายในประเทศเป็นเงิน 160.29 ล้านบาท โดยมีระยะเวลาในการผ่อนชำระคืนเป็นเวลา 12 ปี (ไม่คิดดอกเบี้ย 2 ปี ในระหว่างการก่อสร้าง) และมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากแหล่งเงินทุนภายประเทศ 15% และจากแหล่งเงินทุนต่างประเทศ 8.5% ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืนได้ดังนี้

ค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน = 620.91 x a/p (8.5% , 10) +160.29 x a/p (15% , 10)

$$= 620.91 \times \frac{0.085(1+0.085)^{10}}{(1+0.085)^{10}-1} + 160.29 \times \frac{0.15(1+0.15)^{10}}{(1+0.15)^{10}-1}$$

= 94.63 + 31.94 = 126.57 ล้านบาทต่อปี

4.11.3 ผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องจักร

ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักรสำหรับโรงจักรผลิตพลังงานร่วมที่ศึกษา มีค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักรจะมีค่าคงที่ประมาณ 3.26% ของเงินลงทุนเบื้องต้น และมีเงินลงทุนเบื้องต้นเป็นเงิน 1,041.6 ล้านบาท ซึ่งสามารถคำนวณค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรักษาเครื่องได้ดังนี้

ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงเครื่องจักร = 0.0326 x 1041.6

= 33.96 ล้านบาทต่อปี

4.11.4 ผลการคำนวณรายได้จากการขายไอน้ำให้โรงงาน Asia Plywood Co., Ltd.

เนื่องจากความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. เปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ซึ่งทำให้รายได้ต่อปีจากการขายไอน้ำให้กับโรงงานมีค่าไม่คงที่ โดยจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต ดังนั้นจึงได้คำนวณรายได้ต่อปีจากการขายไอน้ำให้กับโรงงาน ที่ระยะเวลาและค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในแต่ละฤดูกาลกาลการผลิตต่างๆกัน โดยใช้ข้อมูลราคาต่อหน่วยของไอน้ำเท่ากับ 200 Baht/ton ดังแสดงไว้ใน Figure 4.5 และ 4.6 โดยสมมติว่าในระยะ 1 เดือน มีชั่วโมงการทำงานของเครื่องกำเนิดไอน้ำเท่ากับ 700 ชั่วโมง (50 x 7 x 24 /12 ชั่วโมง) และกราฟใน Figure 4.5 จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตคงที่เท่ากับ 0.35 ส่วนกราฟใน Figure 4.6 จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตคงที่เท่ากับ 0.90

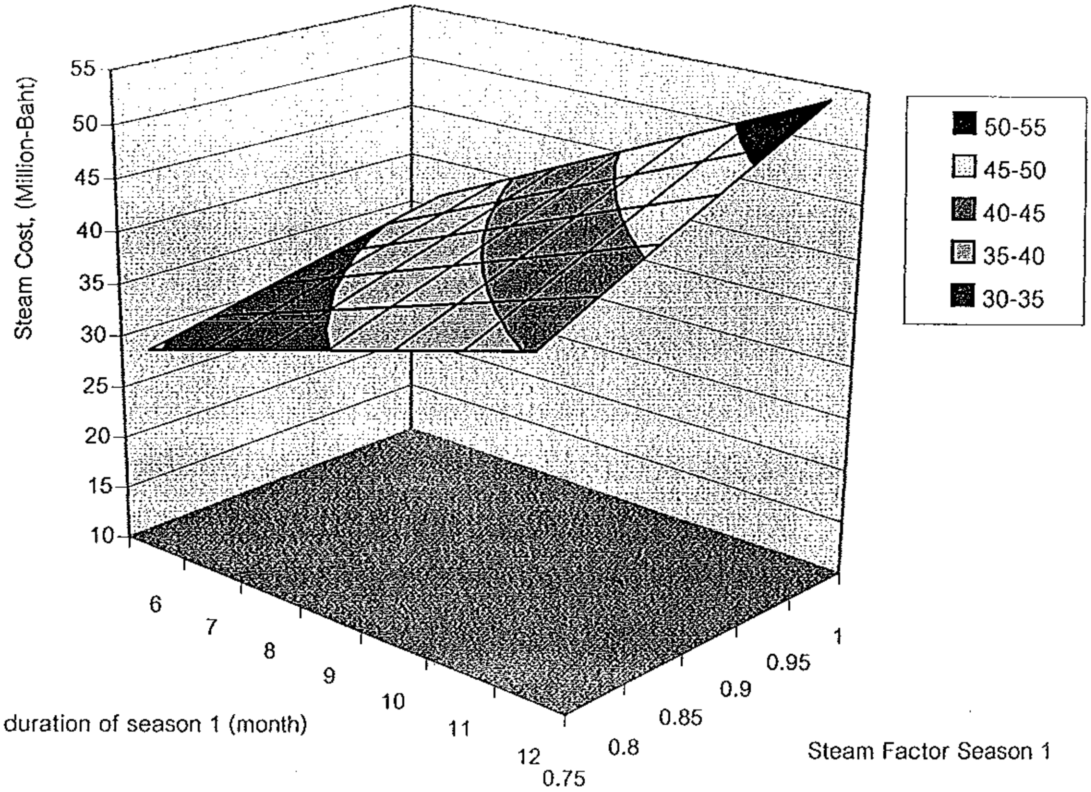


Figure 4.5 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 2 = 0.35 and steam price per unit = 200 Baht/ton

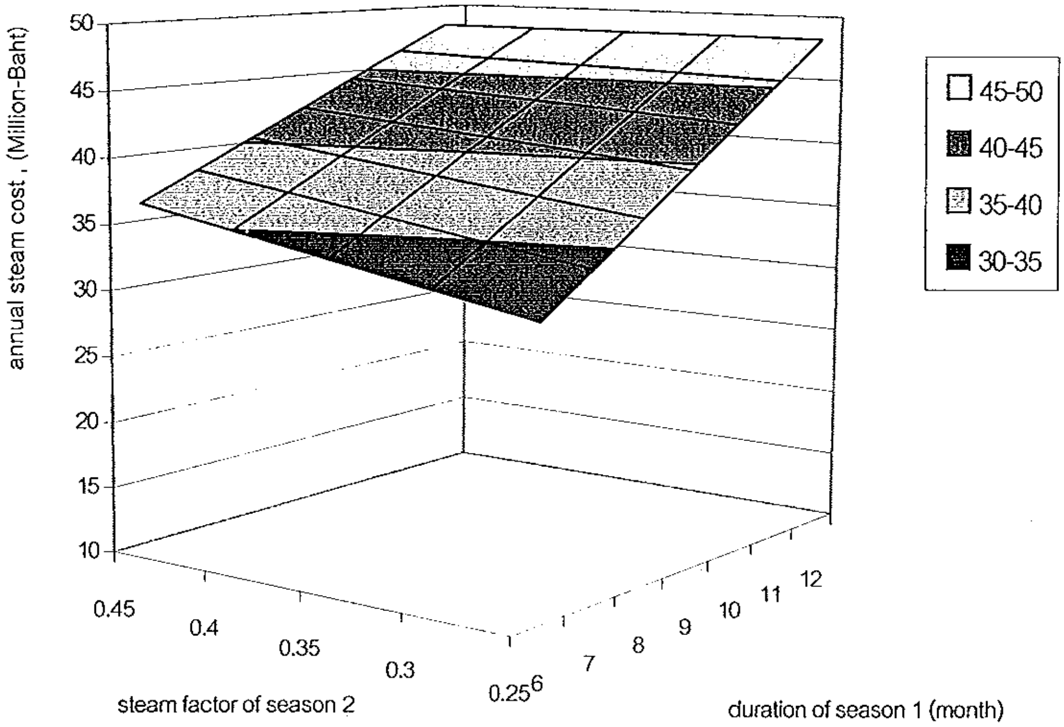


Figure 4.6 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 1 = 0.90 and steam price per unit = 200 Baht/ton

ผลการคำนวณรายได้ต่อปีจากการขายไอน้ำให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งแสดงไว้ใน Figure 4.5 และ 4.6 พบว่าเมื่อค่าระยะเวลาในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิต หรือค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้รายได้ต่อปีจากการขายไอน้ำให้กับโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น และเมื่อค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้รายได้ต่อปีจากการขายไอน้ำให้กับโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย เพราะความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น

4.11.5 ผลการคำนวณรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co.,Ltd.

สำหรับการคำนวณรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. จะแบ่งออกเป็นรายได้จากกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า จะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน ซึ่งค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของโรงงานอยู่ที่ 2 MWe เพื่อความสะดวกในการคำนวณจะใช้ค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของโรงงานในแต่ละฤดูกาลการผลิต ซึ่งได้คำนวณค่ารายได้ต่อปีจากกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับโรงงานที่ค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าของโรงงานต่างๆกัน ดังแสดงไว้ใน Table 4.8 โดยใช้ข้อมูลราคาขายกำลังไฟฟ้าต่อหน่วยให้กับโรงงานเท่ากับ 217 Baht/kW, month และราคาขายพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยให้กับโรงงานเท่ากับ 1.11 Baht/kWh โดยสมมุติว่าในระยะเวลา 1 ปี โรงจักรผลิตพลังงานร่วมขายไฟฟ้าให้กับโรงงานเป็นระยะเวลา 12 เดือน (8,400 ชั่วโมง) ซึ่งพบว่ารายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงงานจะมีค่าสูงสุดเมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่าสูงสุดด้วย เนื่องมาจากเมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่าสูงสุด จะทำให้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยในโรงงานมีค่าสูงสุดด้วย ซึ่งจะทำให้รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้โรงงานมีค่ามากที่สุดด้วย

Table 4.8 Annual electricity cost sale to Asia Plywood Co., Ltd.

Load factor	Average electricity (MWe)	Electricity energy (GWh)	Capacity charge (Million-Baht)	Energy charge (Million-Baht)
0.2	0.4	3.36	1.042	3.73
0.4	0.8	6.72	2.08	7.46
0.6	1.2	10.08	3.13	11.19
0.8	1.6	13.44	4.17	14.92
1.0	2	16.80	5.21	18.65

4.11.6 ผลการคำนวณรายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

รายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จะขึ้นอยู่กับลักษณะโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ และค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ซึ่งค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ยังสามารถขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอยู่ที่ 15 MWe และมีค่าสูงสุดไม่เกิน 19 ± 2% MWe ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการคำนวณจะใช้ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตซึ่งจะขึ้นอยู่ลักษณะโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ แต่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในโรงงานเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะต้องรวมเอากำลังไฟฟ้าที่เหลือจากโรงงานด้วย ดังนั้นได้คำนวณหากำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆกันแสดงไว้ใน Table 4.9) และได้แสดงรายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไว้ใน Table 4.10 สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ โดยสมมุติว่าในระยะเวลา 1 ปี สามารถขายกำลังไฟฟ้าได้ทั้ง 12 เดือน และใช้ข้อมูลราคาขายกำลัง ไฟฟ้าต่อหน่วยให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเท่ากับ 302 Baht/kW, month

Table 4.9 Average electricity capacity sale to EGAT

	Average electricity capacity sold to EGAT (MWe)			
Load factor	Full load operation Max output	Partial load operation Output 20 Mwe	Partial load operation Output 24 MWe	Base load operation Output 19 MWe
0.2	20.965 / 23.556	17.6	21.6	16.6
0.4	20.565 / 23.156	17.2	21.2	16.2
0.6	20.165 / 22.756	16.8	20.8	15.8
0.8	19.765 / 22.356	16.4	20.4	15.4
1.0	19.365 / 21.956	16	20	15

ความเป็นจริงจะต้องพิจารณาควบคู่กับกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำซึ่งมีขีดจำกัดที่ 81.9 MW และ 24 MWe ตามลำดับ ข้อมูลที่แรงเงาเป็นกรณีที่ไม่สามารถดำเนินการได้สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในแบบโหมดที่ 1 เพราะเกินขีดจำกัดกำลังการผลิตของกังหันไอน้ำ โดยข้อมูลในค่าแรกจะเป็นค่ากำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในช่วงแรกของฤดูกาลการผลิตและสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 (ที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24

MWe) จะไม่สามารถดำเนินการได้ เพราะเกินขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไอน้ำ เนื่องมาจากผลการคำนวณใน Table 4.9 จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงแรกและช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 0.90 และ 0.35 ตามลำดับ (ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 19.42 MW และ 7.55 MW ตามลำดับ) ซึ่งปริมาณการใช้ไอน้ำเฉลี่ยในช่วงดังกล่าว จะทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าเกินกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงจักรคือ 24 MWe สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และใช้พลังงานความร้อนในเครื่องกำเนิดไอน้ำเกินกำลังการผลิตสูงสุด สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe ซึ่งแสดงรายละเอียดไว้ใน Table 3.4 ดังนั้นสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ทั้ง 2 โหมดนี้จะไม่นำมาคิดคำนวณหารายได้จากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

Table 4.10 Annual electricity income (capacity charge) from EGAT.

Income from EGAT electricity capacity charge (Million-Baht)				
Load factor	Full load operation Max output	Partial load operation Output 20 Mwe	Partial load operation Output 24 MWe	Base load operation Output 19 MWe
0.2	*	63.78	**	60.16
0.4	*	62.33	**	58.71
0.6	*	60.88	**	57.26
0.8	*	59.43	**	55.81
1.0	*	57.98	**	54.36

* not operable beyond steam turbine capacity (24 MWe)

** not operable beyond steam boiler capacity (81.9 MW)

จากผลการคำนวณใน Table 4.9 พบว่าทุกโหมดของการเดินโรงจักรฯ เมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีค่าลดลง เนื่องมาจากเมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่ามากขึ้น ซึ่งจะทำให้กำลังไฟฟ้าที่เหลือจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่ยังสามารถขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีค่าน้อยลงด้วย และสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะมีค่ารายได้ต่อปีจากการขายกำลังไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตน้อยที่สุด เนื่องจากการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 โรงจักรจะผลิตกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรต่ำสุดคือ 19 MWe ดังนั้นรายได้จากกำลังไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะขึ้นอยู่กับลักษณะโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ (ตามปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักร) และขึ้นอยู่กับความต้องการปริมาณไอน้ำของโรงงานสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1

4.11.7 ผลการคำนวณรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

เช่นเดียวกันสำหรับผลการคำนวณรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จะขึ้นอยู่กับลักษณะโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ และค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าของโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. โดยค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ยังสามารถขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอยู่ที่ 15 MWe และพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะต้องรวมเอาค่าพลังงานไฟฟ้าที่เหลือจากโรงงานด้วย ดังนั้นจึงได้คำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าและรายได้จากการขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ แสดงไว้ใน Table 4.11 และ 4.12 สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และโหมดที่ 2 (ที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe) จะไม่สามารถคำนวณหารายได้ต่อปีจากการขายกำลังไฟฟ้าได้ เช่นเดียวกันกับเหตุผลในหัวข้อที่แล้ว สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ จะสมมุติว่าระยะเวลา 1 ปี สามารถขายพลังงานไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเป็นเวลา 8,400 ชั่วโมง และใช้ข้อมูลราคาขายพลังงานไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตต่อหน่วยเท่ากับ 0.85 Baht/kWh

Table 4.11 Average electricity energy sale to EGAT.

	Average electricity energy sold to EGAT (GWh)			
Load factor	Full load operation Max output	Partial load operation Output 20 MWe	Partial load operation Output 24 MWe	Base load operation Output 19 MWe
0.2	146.76 / 32.98	147.84	181.44	139.44
0.4	143.96 / 32.42	144.48	178.08	136.08
0.6	141.16 / 31.86	141.12	174.72	132.72
0.8	138.36 / 31.30	137.76	171.36	129.36
1.0	135.56 / 30.74	134.40	168.00	126.00

Table 4.12 Annual electricity income (energy charge) from EGAT

	Income from EGAT electricity energy charge (Million-Baht)			
Load factor	Full load operation Max output	Partial load operation Output 20 MWe	Partial load operation Output 24 MWe	Base load operation Output 19 MWe
0.2	*	125.66	**	118.52
0.4	*	122.81	**	115.67
0.6	*	119.95	**	112.81
0.8	*	117.10	**	109.96
1.0	*	114.24	**	107.10

* not operable beyond steam turbine capacity (24 MWe)

** not operable beyond steam boiler capacity (81.9 MW)

จากผลการคำนวณใน Table 4.11 พบว่าทุกโหมดของการเดินโรงจักรฯ เมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีค่าลดลง เนื่องมาจากเมื่อค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานมีค่ามากขึ้น ซึ่งจะทำให้กำลังไฟฟ้าที่เหลือจากโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. ที่ยังสามารถขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีค่าน้อยลงด้วย สำหรับผลการคำนวณใน Table 4.10 และ 4.12 จะพบว่ารายได้จากการไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กำลังไฟฟ้า+พลังงานไฟฟ้า) จะมีความไวต่อการเปลี่ยนโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ หรือค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรค่อนข้างมาก เช่นการเปลี่ยนโหมดการเดินเครื่องโรงจักรฯ จากแบบโหมดที่ 2 ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 20 MWe เป็นการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 19 MWe ที่ค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงานเดียวกัน จะมีผลทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตลดลงถึงปีละประมาณ 10.76 ล้านบาท และในขณะที่เดียวกันยังพบว่าสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในทุกโหมด ถ้าค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าของโรงงานมีค่าลดลงจากเดิม 0.2 จะทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตลดลงเพียงปีละประมาณ 4.3 ล้านบาท ซึ่งการเปลี่ยนโหมดการเดินเครื่องโรงจักรฯ จะมีผลต่อรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมากกว่ากาแปรเปลี่ยนค่าตัวประกอบการใช้กำลังไฟฟ้าในโรงงาน

4.12 อัตราผลตอบแทน

การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทน (internal rate of return, IRR) ของโรงจักรฯ เป็นการตัดสินใจเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ซึ่งเราต้องเลือกการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ที่ให้ผลตอบแทนที่ดีที่สุด นั่นคือ เลือกเดินเครื่องโรงจักรฯ ที่ให้อัตราผลตอบแทนสูงสุด สำหรับโครงการโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลที่ทำการศึกษา มีเงินลงทุนของโรงจักรผลิตพลังงานร่วมเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 1,041.6 ล้านบาท โดยเป็นเงินลงทุนของผู้ประกอบการเป็นเงิน 260.40 ล้านบาท ที่เหลืออีก 781.2 ล้านบาท เป็นเงินลงทุนจากการกู้ยืมเงินจากแหล่งเงินทุนภายในประเทศและต่างประเทศ ดังนั้นในการหาอัตราผลการตอบแทนและระยะเวลาในการคืนทุนจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คืออัตราผลการตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการ ซึ่งมีขั้นตอนรายละเอียดในการคำนวณดังนี้

4.12.1 สมมุติฐานและข้อตกลงของอัตราผลการตอบแทน

เนื่องจากค่าใช้จ่ายและรายได้จากโรงจักรฯ เปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา เพื่อให้การคำนวณหาอัตราผลตอบแทนทำได้ง่ายขึ้น จึงจำเป็นต้องตัดบางส่วนที่สามารถละทิ้งได้ ซึ่งมีสมมุติฐานและข้อตกลงสำหรับการคำนวณได้แก่

1. สมมุติว่าอายุการใช้งานของโรงจักรฯ ที่ทำการศึกษามีค่าเท่ากับ 20 ปี โดยไม่คิดมูลค่าซากของโรงจักรฯ
2. เพื่อความสะดวกในการคำนวณหาอัตราผลตอบแทน จึงสมมุติให้รายได้รายปีและค่าใช้จ่ายต่อปีของการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในแต่ละโหมดมีค่าคงที่ทุกๆปีตลอดอายุการใช้งานของโรงจักรฯ
3. สำหรับค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน จะแบ่งจ่ายเป็นงวดงวดละเท่าๆกัน (งวดละ 1 ปี) เป็นระยะเวลานาน 12 ปี โดยจะไม่คิดอัตราดอกเบี้ยของเงินกู้ระหว่างการก่อสร้าง 2 ปี
4. สำหรับการคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการ จะใช้แผนผังภาพการรับ-จ่ายเงินที่แสดงไว้ใน Figure 4.7 (a) และ (b) โดยมีเงินลงทุนทั้งโครงการรวมเท่ากับ 1,041.6 ล้านบาท และเงินลงทุนสำหรับผู้ประกอบการเท่ากับ 260.4 ล้านบาท

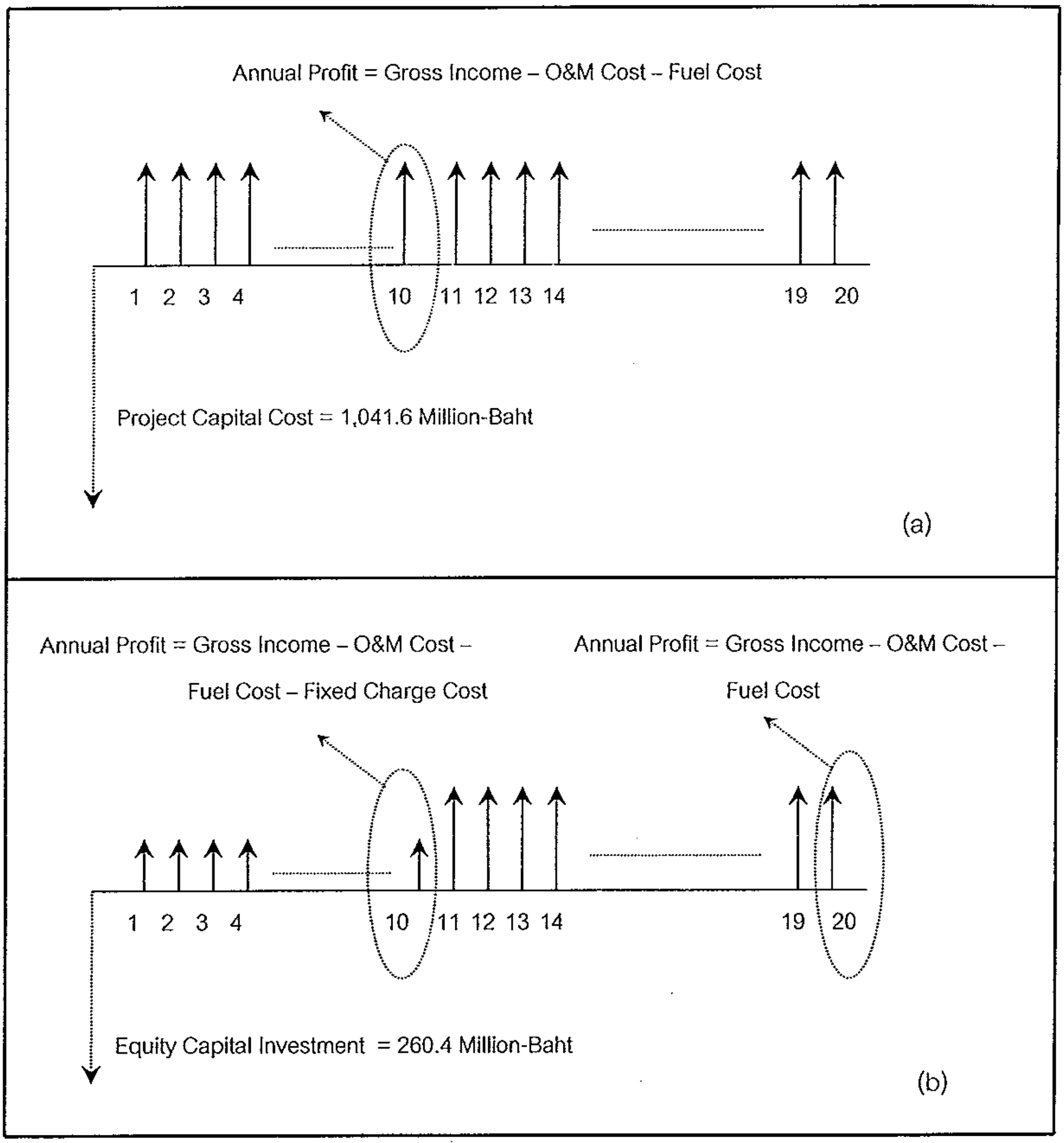


Figure 4.7 Annual cash flow diagram for cogeneration project (a) and equity (b)

4.12.2 การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทน

ในการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนของโครงการ ($IRR_{Project}$) และอัตราผลการตอบแทนของผู้ประกอบการ (IRR_{Equity}) สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ ซึ่งจำเป็นต้องทราบรายได้และค่าใช้จ่ายรายปีในการผลิตปีของการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในแต่ละโหมด โดยในการคำนวณจะใช้สมมุติฐานที่วางไว้และแผนผังภาพการรับ-จ่ายเงินใน Figure 4.7 เป็นหลัก

จากแผนผังภาพการรับ-จ่ายเงินในการคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ พบว่าจะมีผลกำไรรายปีของโรงจักรฯ จะมีค่าเท่ากันทุกๆปี (Figure 4.7 (a)) โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนได้จากสมการที่ (4.16) และสำหรับแผนผังภาพการรับ-จ่ายเงินในการคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของผู้ประกอบการ (Figure 4.7 (b)) พบว่าผลกำไรของโรงจักรฯ มีค่าไม่เท่ากันตลอดอายุการใช้งาน โดยในช่วง 10 ปีแรก โรงจักรฯ จะมีค่าใช้จ่ายจากการผ่อนชำระคืน ซึ่งทำให้ผลกำไรในช่วง 10 ปีแรกมีค่าน้อยกว่าผลกำไรในช่วง 10 ปีหลัง ซึ่งจะสามารถหาค่าอัตราผลตอบแทนของ ผู้ประกอบการได้จากสมการที่ (4.17)

$$\text{Project Capital Cost} = 1{,}041.6 = [G-(OM+FC)]\,(p/a,\ i\%,\ L) \tag{4.16}$$

$$\begin{aligned}\text{Equity Capital Investment} = 260.4 &= [G-(OM+FX+FC)]\,(p/a,\ i\%,\ 10) + \\ &\quad [G-(OM+FC)]\,(p/a,\ i\%,\ L-10)\ (p/f,\ i\%,\ L-10)\end{aligned} \tag{4.17}$$

เมื่อ G = Annual gross income = รายได้ต่อปีของโรงจักรผลิตพลังงานร่วม

OM = Annual operation & maintenance cost = ค่าใช้จ่ายรายปีในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องจักร

FX = Annual fixed charge capital cost = ค่าใช้จ่ายรายปีในการผ่อนชำระคืน

FC = Annual fuel cost = ค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิง

i = internal rate of return, IRR = อัตราผลตอบแทน

L = economic life = อายุการใช้งานของโรงจักรผลิตพลังงานร่วม (สมมุติว่ามีค่า 20 ปี)

$$(p/a,\ i\%,\ L) = \frac{(1+i)^L - 1}{i(1+i)^L}$$ = แฟคเตอร์ที่เปลี่ยนจากค่าเงินรายปีเป็นค่าเงินในปัจจุบัน

$$(p/f,\ i\%,\ L) = \frac{1}{(1+i)^L}$$ = แฟคเตอร์ที่เปลี่ยนจากค่าเงินในอนาคตเป็นเงินในปัจจุบัน

4.12.3 อิทธิพลความไวของอัตราผลตอบแทนต่อค่าราคาเชื้อเพลิง

การคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการให้เหมือนจริงทุกประการทำได้ยากและใช้เวลามาก ในการการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกศึกษาเฉพาะปัจจัยที่สำคัญเท่านั้น โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อคำนวณความเปลี่ยนแปลงของค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการ สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด เมื่อราคาในการรับซื้อเชื้อเพลิงต่อหน่วยมีค่าเปลี่ยนแปลงไป แต่การคำนวณค่าใช้จ่ายและรายได้ต่อปีของโรงจักรฯ ที่ผ่านมา จะใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไอน้ำของโรงงานในช่วงแรกและช่วงหลังของฤดูกาลการผลิตเท่ากับ 0.90 และ 0.35 ตามลำดับ (ความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 19.42 MW และ 7.55 MW ตามลำดับ) ซึ่งในความเป็นจริงความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานจะแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา ดังนั้นจึงได้คำนวณหาอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานต่างๆกัน เพื่อที่จะได้ข้อมูลที่ครอบคุมมากกว่าเดิม และมีประโยชน์ไว้ช่วยในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ได้ถูกต้องและเหมาะสมกับราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยในขณะนั้นได้ โดยได้แสดงผลการคำนวณค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด โดยสมมุติว่าในระยะเวลา 1 ปี จะมีชั่วโมงการทำงานเท่ากับ 8,400 ชั่วโมง และใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในโรงงานเท่ากับ 0.8 ดังแสดงไว้ Table 4.13-4.19

Table 4.13 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for full load operation. (mode1)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)						
	0	10	15	16.53	20	25	30
150				17.14 / 26.85*	17.18 / 26.99	17.26 / 27.20	17.33 / 27.42
175				16.08 / 23.92	16.13 / 24.05	16.21 / 24.25	16.28 / 24.46
200				15.01 / 21.11	15.06 / 21.24	15.14 / 21.43	15.21 / 21.63
225				13.93 / 18.44	13.98 / 18.56	14.05 / 18.75	14.13 / 18.93
250				12.82 / 15.89	12.87 / 16.00	12.95 / 16.18	13.03 / 16.36

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Shading area is not operable beyond steam turbine capacity.

Table 4.14 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 20 MWe (mode2)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)					
	0	10	15	20	25	30
150	9.54 / 9.22*	11.92 / 13.93	13.06 / 16.43	14.18 / 19.06	15.29 / 21.81	16.37 / 24.70
175	8.65 / 7.62	10.99 / 12.03	12.12 / 14.35	13.21 / 16.78	14.29 / 19.31	15.35 / 21.97
200	7.75 / 6.04	10.05 / 10.19	11.15 / 12.35	12.22 / 14.59	13.26 / 16.92	14.31 / 19.36
225	6.82 / 4.48	9.08 / 8.39	10.16 / 10.41	11.22 / 12.48	12.24 / 14.63	13.25 / 16.86
250	5.85 / 2.93	8.09 / 6.63	9.15 / 8.52	10.18 / 10.45	11.19 / 12.43	12.17 / 14.48

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Table 4.15 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 21 MWe (mode2)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)					
	0	10	15	20	25	30
150	10.57 / 11.19*	12.89 / 16.06	14.02 / 18.66	15.12 / 21.39	16.21 / 24.27	17.28 / 27.27
175	9.67 / 9.46	11.95 / 14.00	13.05 / 16.40	14.13 / 18.92	15.19 / 21.56	16.23 / 24.33
200	8.74 / 7.77	10.98 / 12.01	12.06 / 14.24	13.12 / 16.56	14.15 / 18.98	15.17 / 21.51
225	7.79 / 6.12	10.00 / 10.09	11.05 / 12.15	12.08 / 14.29	13.09 / 16.51	14.09 / 18.82
250	6.82 / 4.48	8.99 / 8.21	10.02 / 10.13	11.03 / 12.11	12.02 / 14.15	12.99 / 16.26

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Table 4.16 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 22 MWe (mode2)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)						
	0	10	15	20	25	25.67	30
150	11.57 / 13.21*	13.85 / 18.27	14.96 / 20.98	16.05 / 23.83	17.12 / 26.82	17.27 / 27.23	
175	10.65 / 11.35	12.88 / 16.03	13.97 / 18.53	15.03 / 21.15	16.08 / 23.90	16.21 / 24.28	
200	9.71 / 9.54	11.90 / 13.89	12.95 / 16.19	13.99 / 18.60	15.01 / 21.11	15.15 / 21.46	
225	8.74 / 7.77	10.89 / 11.82	11.92 / 13.95	12.94 / 16.15	13.93 / 18.45	14.06 / 18.77	
250	7.75 / 6.04	9.86 / 9.82	10.87 / 11.79	11.86 / 13.82	12.83 / 15.92	12.96 / 16.21	

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Shading area is not operable beyond steam boiler capacity.

Table 4.17 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 23 MWe (mode2)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)						
	0	10	15	20	21.09	25	30
150	12.56 / 15.31*	14.80 / 20.57	15.89 / 23.40	16.97 / 26.37	17.20 / 27.03		
175	11.61 / 13.29	13.80 / 18.15	14.87 / 20.75	15.92 / 23.48	16.15 / 24.09		
200	10.65 / 11.34	12.79 / 15.83	13.83 / 18.22	14.86 / 20.72	15.08 / 21.28		
225	9.66 / 9.45	11.76 / 13.61	12.78 / 15.80	13.78 / 18.09	13.99 / 18.60		
250	8.65 / 7.61	10.71 / 11.47	11.70 / 13.49	12.68 / 15.58	12.89 / 16.04		

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Shading area is not operable beyond steam boiler capacity.

Table 4.18 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for partial load operation at electricity output = 24 MWe (mode2)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)						
	0	10	15	16.53	20	25	30
150	13.52 / 17.49*	15.73 / 22.97	16.81 / 25.92	17.14 / 26.85			
175	12.55 / 15.30	14.71 / 20.35	15.76 / 23.06	16.08 / 23.92			
200	11.57 / 13.20	13.68 / 17.85	14.70 / 20.33	15.01 / 21.11			
225	10.56 / 11.17	12.62 / 15.45	13.62 / 17.72	13.93 / 18.44			
250	9.53 / 9.21	11.55 / 13.16	12.52 / 15.24	12.82 / 15.89			

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

Shading area is not operable beyond steam boiler capacity.

Table 4.19 Sensitivity analysis on internal rate of return for cogeneration project ($IRR_{Project}$) and equity (IRR_{Equity}) at different fuel cost per unit for base load operation at electricity output = 19 MWe (mode3)

Fuel cost per unit (Baht/ton)	Average steam demand (MW)					
	0	10	15	20	25	30
150	8.48 / 7.31*	10.92 / 11.89	12.09 / 14.30	13.23 / 16.82	14.35 / 19.46	15.45 / 22.23
175	7.61 / 5.81	10.02 / 10.14	11.16 / 12.38	12.28 / 14.71	13.38 / 17.15	14.45 / 19.70
200	6.73 / 4.33	9.10 / 8.42	10.22 / 10.52	11.32 / 12.69	12.39 / 14.94	13.44 / 17.29
225	5.81 / 2.85	8.15 / 6.74	9.26 / 8.70	10.33 / 10.73	11.38 / 12.81	12.40 / 14.97
250	4.86 / 1.370	7.18 / 5.08	8.26 / 6.93	9.32 / 8.82	10.35 / 10.76	11.35 / 12.75

* = ($IRR_{Project}$) / (IRR_{Equity})

จากการเปรียบเทียบค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรทั้ง 3 โหมด ใน Table 4.13-4.19 พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) จะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบมากที่สุด ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานประมาณ 16.53-30 MW เท่านั้น สำหรับที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานที่น้อยกว่า 16.53 MW จะไม่สามารถเดินเครื่องได้ เนื่องจากจะทำให้เกินขีดจำกัดของกังหันไอน้ำ สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 (partial load) ที่กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 20 และ 21 MWe จะสามารถตอบสนองกับค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานได้มากที่สุด (0-30 MW) สำหรับการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 2 ที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของ โรงจักรเท่ากับ 22, 23 และ 24 MWe จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานมากกว่า 25.67 MW, 21.09 MW, และ 16.53 MW ตามลำดับ เพราะจะเกินขีดจำกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ โดยค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe จะมีค่ามากที่สุด และอัตราผลตอบแทนจะมีค่าลดลงตามกำลังการผลิต ไฟฟ้าของโรงจักร สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 (base load) พบว่าจะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการน้อยที่สุด แต่จะสามารถตอบสนองกับความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานได้ตั้งแต่ 0-30 MW การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงได้มากที่สุด แต่ในขณะเดียวกันรายได้จากการขายไฟฟ้าจะลดลงมาก ดังนั้นการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะเหมาะสมกับกรณีที่โรงงานไม่สามารถจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงได้เพียงพอกับความต้องการ หรือราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงมีราคาสูง

เหตุผลที่ทำให้อัตราผลการตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการมีแนวโน้มลดลง เนื่องมาจากเมื่อค่าราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้ค่าใช้จ่ายรายปีด้านเชื้อเพลิงมีค่าเพิ่มขึ้น และทำให้ผลกำไรต่อปีของโรงจักรมีค่าลดลง ซึ่งจะทำให้อัตราผลการตอบแทนมีแนวโน้มลดลง หรืออาจกล่าวได้ว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการจะขึ้นอยู่กับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรและค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงาน

4.13 สรุป

ในบทนี้ได้ทำการศึกษาผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่มีผลต่อแบบจำลองการเดินเครื่องโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวลทั้ง 3 โหมด โดยใช้โปรแกรมทางคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณ ซึ่งสามารถหาค่าใช้จ่ายในการผลิตและรายได้ของโรงจักรฯ ได้ โดยแยกออกเป็นค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร รายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่งทำให้สะดวกที่จะศึกษาถึงตัวแปรต่างๆที่มีผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์

สำหรับความเหมาะสมในการเลือกโหมดเดินเครื่องของโรงจักร โดยยึดค่าอัตราผลตอบแทนเป็นหลักดูจะไม่ถูกต้องมากนัก เป็นเพราะการคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนมีเงื่อนไขและข้อจำกัดมากมาย อาทิเช่น รายได้และค่าใช้จ่ายของโรงจักรที่สมมุติให้มีค่าเท่ากันทุกๆปี ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืนที่สมมุติให้มีค่าเท่ากันทุกปีเป็นต้น ซึ่งทำให้ค่าอัตราผลการตอบแทนที่คำนวณได้ยังไม่สามารถเป็นตัวตัดสินในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรที่ดีได้ ดังนั้นในการเลือกโหมดการเดินเครื่องโรงจักรจะใช้ผลกำไรรายปีของแต่ละโหมดการเดินเครื่องเป็นตัวตัดสินแทน (ภาคผนวก ข) อย่างไรก็ตาม การที่จะสรุปว่าการเดินเครื่องโหมดใดเหมาะสมที่สุด จะต้องพิจารณาที่ค่าเฉลี่ยของความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานด้วย จากผลการคำนวณเพื่อศึกษาผลการตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในแต่ละโหมด พบว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 (full load) จะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบการมากที่สุด สำหรับที่ค่าเฉลี่ยความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานอยู่ระหว่าง 16.53-30 MW เท่านั้น สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 (partial load) จะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบมากที่สุด เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 24 MWe และอัตราผลตอบแทนลดลง เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรลดลง สำหรับที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 22, 23 และ 24 MWe จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้ ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานมากกว่า 25.67, 21.09, และ 16.53 MW ตามลำดับ และการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 (base load) จะมีอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบน้อยที่สุด ดังแสดงไว้ใน Table 4.13-4.19

บทที่ 5

บทสรุป

จากการสำรวจข้อมูลการใช้พลังงานในประเทศไทยเมื่อปี 2540 พบว่าประเทศไทยมีการจัดหาแหล่งพลังงานภายในประเทศร้อยละ 56.6 และนำเข้าจากต่างประเทศร้อยละ 43.4 ซึ่งการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานภายในประเทศที่มีบทบาทมากที่สุด คือ แหล่งพลังงานหมุนเวียน (ฟืน, แกลบ และกากอ้อย) โดยมีปริมาณการใช้แหล่งพลังงานจากไม้ฟืนรวมทั้งสิ้น 16,501 พันตัน (คิดเป็นร้อยละ 80.5 ของการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ) ในขณะที่ความต้องการของการใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานไม้ฟืนของประเทศมีค่า 16,508 พันตัน ซึ่งทั้งหมดใช้สำหรับพลังงานความร้อนในครัวเรือนและอุตาสาหกรรมขนาดเล็ก (ในท้องที่ที่มีไม้ฟืน) ในขณะที่ไม้ฟืนจากการตัดโค่นไม้ยางพาราเพื่อการปลูกทดแทนมีถึงปีละ 12.86 ล้านลูกบาศก์เมตร หรือ 8.102 ล้านตัน ซึ่งประกอบด้วย เศษท่อนไม้และกิ่งเล็กในสวนยาง 5.371 ล้านตัน และเศษไม้จากการแปรรูป 2.731 ล้านตัน ดังนั้นประเทศไทยจึงมีศักยภาพการใช้พลังงานจากเศษไม้ในการแปรรูป 44.0×10^6 GJ หรือสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าถึงปีละ 280 MWe (สมมุติว่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้ามีค่า 20%) ในขณะเดียวกันการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม) มีค่าเพียงร้อยละ 0.7 เท่านั้น ซึ่งมีบทบาทน้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบแหล่งพลังงานรูปแบบอื่น (DEDP, 1997) ดังนั้นลักษณะการใช้พลังงานภายในประเทศไทยยังต้องมีการปรับปรุงและแก้ไขทั้งทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ซึ่งดูเหมือนว่าชีวมวลจากเศษไม้ยางพาราจะเหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพราะนอกจากจะเป็นการช่วยกำจัดเศษวัสดุเหลือของโรงงานแล้ว ยังจะเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย

สำหรับโรงจักรผลิตพลังงานร่วมความร้อนและไฟฟ้าโดยชีวมวล ซึ่งเป็นระบบทางความร้อนที่ซับซ้อนเพราะเป็นระบบที่ต้องการใช้ทั้งพลังงานความร้อนและไฟฟ้าพร้อมกัน อีกทั้งปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานแปรเปลี่ยนได้ตลอดเวลา ซึ่งส่งผลกระทบต่ออัตราการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานกลจากเครื่องกำเนิดไอน้ำและกังหันไอน้ำ ผลการเปลี่ยนแปลงเหล่านั้นทำให้สมรรถนะของแต่ละอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไปและมีผลกระทบต่อระบบโดยรวมได้ รวมทั้งราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงจากเศษไม้ยางพาราจากโรงงานรอบข้างสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา เมื่อเกิดสภาวะขาดแคลนเชื้อเพลิง เช่น ปริมาณการตัดโค่นไม้ยางมีค่าน้อยมากในช่วงฤดูฝน ซึ่งทำให้ราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงมีค่าสูงกว่าในช่วงฤดูร้อน ดังนั้นการจำลองการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบต่างๆ ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งพัฒนาขึ้นจากหลักการถ่ายเทมวลและความร้อนทางเทอร์โมไดนามิกส์ (บทที่ 2) และแบบจำลองทางด้านเศรษฐศาสตร์ (บทที่ 4) และการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณเป็นวิธีการที่ง่ายและประหยัด ซึ่งมีประโยชน์มากสำหรับใช้ศึกษาโรงจักรฯ เพราะสามารถแปรค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่มีผลต่อการเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้ง่าย

จากการศึกษาทางด้านเทคนิคของโรงจักรฯ (บทที่ 3) ได้จำแนกลักษณะการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ออกเป็น 3 โหมดคือ โหมดที่ 1 (full load), โหมดที่ 2 (partial load), และโหมดที่ 3 (base load) ซึ่งผลการจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ พบว่า ความสามารถในการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดต่างๆ จะขึ้นอยู่กับค่าปริมาณความต้องการความร้อนในโรงงานเป็นหลัก กล่าวคือ การเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะใช้พลังงานความร้อนจากเครื่องกำเนิดไอน้ำและสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงจักรได้มากที่สุด แต่จะมีค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 และ 3 โดยการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 จะเหมาะสมกับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานที่มีค่ามากกว่า 16.53 MW เท่านั้น (ถ้ามีค่าความต้องการความร้อนในโรงงานมีค่าต่ำกว่าช่วงดังกล่าว จะเกินกำลังการผลิตสูงสุดของกังหันไอน้ำ, 24 MWe) โดยค่าประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดสำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 มีค่าเท่ากับ 62.34% ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 30 MW สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ไม่ว่าที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรใดๆ (20-24 MWe) พบว่า พลังงานความร้อนที่ใช้ในเครื่องกำเนิดไอน้ำจะมีค่าน้อยกว่าการเดินเครื่องแบบโหมดที่ 1 และค่าประสิทธิภาพโดยรวมจะมีค่ามากกว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 แต่จะน้อยกว่าแบบโหมดที่ 3 ซึ่งการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 ที่กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 24 MWe

จะเหมาะสมกับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในช่วง 0-16.53 MW เท่านั้น (ถ้ามีค่าความต้องการความร้อนในโรงงานมีค่าสูงกว่าช่วงดังกล่าว จะเกินกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไอน้ำ, 81.9 MW) สำหรับการเดินโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้ต่ำสุดที่ 19 MWe ซึ่งใช้พลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไอน้ำน้อยที่สุด แต่ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรที่ได้จะมีค่ามากที่สุด เมื่อเปรียบเทียบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 และ 2 โดยที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเท่ากับ 30 MW จะมีค่าประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดเท่ากับ 64.63% ดังได้แสดงการเปรียบเทียบไว้ใน Table 3.4

สำหรับการเลือกการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่เหมาะสม โดยพิจารณาที่ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของโรงจักรเพียงอย่างเดียว ยังไม่สามารถนำไปใช้งานได้จริงในทางปฏิบัติ เพราะการเดินเครื่องโรงจักรฯ ที่เหมาะสม ควรจะสามารถทำกำไรให้กับโรงจักรฯ ได้มากที่สุด เพื่อที่จะทำให้โรงจักรฯ คืนทุนได้เร็วที่สุดซึ่งเป็นความต้องการของผู้ลงทุน ซึ่งไม่จำเป็นจะต้องมีประสิทธิภาพโดยรวมสูงสุดเสมอไป การศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์ (บทที่ 4) ได้วิเคราะห์ผลกระทบของราคาต่อหน่วยในการรับซื้อเชื้อเพลิงกับความเหมาะสมในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ทั้ง 3 โหมด โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์เข้าช่วยในการคำนวณ ซึ่งสามารถหาค่าใช้จ่ายในการผลิตและรายได้ของโรงจักรฯ ได้ โดยแยกออกเป็นค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืน ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักร รายได้จากการขายไอน้ำและไฟฟ้าให้กับโรงงาน Asia Plywood Co., Ltd. และรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

จากผลการคำนวณเพื่อศึกษาผลการตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการเดินเครื่องโรงจักรฯ ในแต่ละโหมด พบว่าการเลือกการเดินเครื่องโรงจักรที่เหมาะสมจะขึ้นอยู่กับค่าความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานเป็นสำคัญ โดยการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 1 จะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบมากที่สุด ที่ค่าเฉลี่ยความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานอยู่ระหว่าง 16.53-30 MW เท่านั้น สำหรับการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 2 จะมีค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบมากที่สุดตามลำดับ เมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 24 MWe และค่าอัตราผลตอบแทนจะลดลงเมื่อค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรลดลง สำหรับที่ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงจักรเท่ากับ 22, 23 และ 24 MWe จะไม่สามารถเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้ที่ค่าความต้องการปริมาณความร้อนของโรงงานมากกว่า 25.67 MW, 21.09 MW, และ 16.53 MW ตามลำดับ และการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบโหมดที่ 3 จะมีอัตราผลตอบแทนของโครงการและของผู้ประกอบน้อยที่สุด

ดังแสดงไว้ใน Table 4.13-4.19 แต่ความเหมาะสมในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ โดยพิจารณาค่าอัตราผลตอบแทนเป็นหลักดูจะไม่ถูกต้องมากนัก เพราะการคำนวณหาค่าอัตราผลตอบแทนมีเงื่อนไขและข้อจำกัดมากมาย อาทิเช่น รายได้และค่าใช้จ่ายของโรงจักรที่สมมติให้มีค่าเท่ากันทุกๆปี ค่าใช้จ่ายในการผ่อนชำระคืนที่สมมติให้มีค่าเท่ากันทุกปีเป็นต้น ซึ่งทำให้ค่าอัตราผลตอบแทนที่คำนวณได้ยังไม่สามารถเป็นตัวตัดสินในการเลือกโหมดการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ที่ดีได้ ดังนั้นในการเลือกโหมดการเดินเครื่องโรงจักรจะใช้ผลกำไรรายปีของแต่ละโหมดการเดินเครื่องเป็นตัวตัดสินแทนจะเป็นการเหมาะสมที่สุด ซึ่งการที่จะสรุปว่าการเดินเครื่องโรงจักรฯ โหมดใดเหมาะสมที่สุด จะต้องพิจารณาถึงค่าเฉลี่ยของความต้องการปริมาณความร้อนในโรงงานในแต่ละช่วงเวลาควบคู่ไปด้วย ซึ่งเป็นอีกตัวแปรหนึ่งที่อยู่นอกเหนือขอบข่ายของงานวิจัยนี้ การจำลองการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ผ่านมานั้น ทำให้สามารถ เข้าใจถึงกลไกลในการเดินเครื่องของโรงจักรฯ ซึ่งเป็นองค์ความรู้ไว้ช่วยประกอบการตัดสินใจในการเดินเครื่องโรงจักรฯ ได้อย่างถูกต้องและเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันของโรงงานมากที่สุด

บรรณานุกรม

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2541), ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก : เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงและระบบ COGENERATION

Amundsen, M. and Smith, C. (1997), Database Programming with Visual Basic 5 in 21 days, Second Edition, Indiana, SAMS Publishing

Anon. (1997), Electric Power in Thailand, Department of Energy Development and Promotion (DEDP), Ministry of Science, Technology and Environment

Anon. (1997), Full Scale Demonstration Projects, EC-ASEAN COGEN PROGRAMME, Bangkok, Thailand

Anon. (1996), Policy Document on Renewable Energy and Rural Industry, Third Revised Draft, National Energy Policy Office (NEPO), Thailand

Anon. (1997), Proposal for Yala Combined Heat and Power Plant Project, NKK CORPORATION, Japan

Anon. (1997), Proposal for Yala Combined Heat and Power Plant Tender, IVO Power Engineering Ltd., Finland

Anon. (1999), Rubber Wood Chip-Fired Cogeneration Project: Fuel Supply Availability Study, EC-ASEAN COGEN PROGRAMME, Bangkok, Thailand

Anon. (1997), Rubber Wood Industry Overview, Cathay CAPITAL Co., Ltd., Thailand

Anon. (1997), Techno-Economic Analysis, EC-ASEAN COGEN PROGRAMME, Bangkok, Thailand

Anon. (1997), Thailand Energy Situation, Department of Energy Development and Promotion (DEDP), Ministry of Science, Technology and Environment

Anon. (1997), Yala Combined Heat and Power Plant Project : Feasibility Study, IVO Power Engineering Ltd., Finland

Anon. (1997), Yala Combined Heat and Power Plant Project, Invitation to tender, IVO Power Engineering Ltd., Finland

Arnold, E. (1970), UK Steam Table in SI Units, United Kingdom Committee on the properties of Steam

Badr, O., Probert, S. D. and O'Callaghan, P. (1990), "Rankine Cycles for Steam Power Plant", Applied Energy, 36, 191-231

Balestieri, J. A. P. and Correia, P.B. (1995), "Cogeneration System Design Optimization", Analysis and Improvement of Energy System, November, 435-440.

Boehm, R. F. (1987), Design Analysis of Thermal Systems, Singapore, John Wiley & Sons, Inc.

Chantramonklasri, N. and Wibulswas, P. (1987), "Status and Potential of Cogeneration in Thai Rice Mills", Asean J. Sci. Technol. Develop., January, 45-53.

Drbal, F. L. (1996), Power Plant Engineering, Singapore, An International Thomson Publish Company

Elliott, T. C. (1989), Standard Handbook of Powerplant Engineering, Singapore, McGraw-Hill Book Company, Inc.

El-Wakil, M.M. (1984), Powerplant Technology, International Edition, Singapore, McGraw-Hill Book Company, Inc.

Ganotis, C. G. (1987), "Design and Operation of an 18 MW Wood-Fired Cogeneration Plant : A Case History", Energy from Biomass & Wastes XI, March, 247-256.

Halvorson, M. (1997), Microsoft Visual Basic 5 : Step by Step, Washington , Microsoft Press Publishing

Harris, M. (1997), Visual Basic 5 for Applications in 21 days, Third Edition, Indiana, SAMS Publishing

Hashem, H. H. (1987), "Energy-Exergy Analysis of Combined Power Plant", Energy Management, June, 103-108.

ITC. (1993) Rubberwood: A Study of the World Development Potential. Inetrnational Trade Center. Geneva

Kennedy, R. D. (1990), "Cogeneration-Theory and Practice", The Cogeneration Journal, July, 43-60.

Mehta, D.P. and Thumann, A. (1989), Handbook Book of Energy Engineering, Fairmont Press, GA.

Mohanty, B (1997), Fundamentals of Cogeneration, Second Edition, Thailand, School of Environment, Resources and Development, Asia Institute of Technology

Multari, P. L. (1990), "Operation and Maintenance Consideration for Cogenerators", Cogeneration Journal, July, 61-67.

Pak, P. S. and Suzuki, Y. (1990), "Thermodynamic, Economical and Environmental Evaluation of High Efficiency Gas Turbine Cogeneration Systems", International Journal of Energy Research, Vol. 14, 821-832.

Prasertsan, S. and Vanapruk, P. (1998), "Rubber Plantation: an Overlooked Dendropower", Sciencetific Conference on Non-Conventional Energy Research, The 5th ASEAN Science and Technology Week, October 12-14, Hanoi, Vietnam

Schoen, P. (1993), Dynamic Modeling and Control of Integrated Coal Gasification Combined Cycle Units, Delft University of Technology

Sihovola, A. (1997), "Cogeneration of Heat and Power from Local Biomass : Yala Power Plant Project Case Study", Second Asean Renewable Energy Conference, Phuket, Thailand

Smith, R. (1995), Chemical Process Design, International Edition, Singapore, McGraw-Hill Book Company, Inc.

Stoecker, W.F. (1989), Design of Thermal Systems, Third Edition, Singapore, McGraw-Hill Book Company, Inc.

Tia, W. and Boonyawantang, W. (1997), "A Model for Steam Cost Estimation", Second Asean Renewable Energy Conference, Phuket, Thailand

Van Wylen, G. J., Sonntag, R. E. and Borgnakke, C. (1993), Fundamentals of Classical Thermodynamics, 4 Edition, Singapore, John Wiley & Sons, Inc.

Wibulswas, P. (1988), "Case Study of Cogeneration in the Thai Palm Oil Industry", Energy Efficiency Strategies for Thailand, March, 387-399.

Wibuslswas, P. and Tia, W. (1992), "Potential of Cogeneration in Thai Palm Oil Mills", Journal of the Eng. Institute of Thailand. 2, 48-55.

ภาคผนวก ก
ผลการจำลองแบบด้านเทคนิค

Table A. 1 Mass flow rate of extracted steam m_3, m_4, and m_5 at varied steam demand for full load operation (mode 1)

Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	m_4 (t/h)	m_5 (t/h)	Electricity output (MWe)	Cogeneration efficiency (%)
10.0	15	11.356	78.467	25.831	43.750
	16	10.105	78.719	25.749	43.650
	17	8.853	78.971	25.668	43.551
	18	7.601	79.223	25.586	43.451
	19	6.349	79.475	25.505	43.351
	20	5.097	79.726	25.423	43.252
	21	3.845	79.978	25.342	43.152
	22	2.594	80.230	25.260	43.053
	23	1.342	80.482	25.179	42.953
20.4	30	10.300	64.524	23.552	53.666
	31	9.048	64.776	23.471	53.566
	32	7.796	65.027	23.389	53.467
	33	6.544	65.279	23.308	53.367
	34	5.293	65.531	23.226	53.268
	35	4.041	65.783	23.146	53.168
	36	2.789	66.035	23.063	53.068
	37	1.537	66.287	22.981	52.969
27.2	40	9.368	55.455	22.047	60.130
	41	8.116	55.707	21.965	60.031
	42	6.865	55.959	21.884	59.931
	43	5.613	56.211	21.802	59.832
	44	4.361	56.463	21.721	59.734
	45	3.109	56.715	21.639	59.632
	46	1.857	56.966	21.557	59.533

Table A. 2 Mass flow rate of extracted steam m_3, specific enthalpy (h_9), temperature (T_9) at varied steam demand for full load operation (mode 1)

Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	Specific enthalpy, h_9 (kJ/kg)	Temperature, T_9 (°C)
10.0	15	465.179	110.9
	16	438.522	104.6
	17	411.259	98.2
	18	383.369	91.6
	19	354.831	84.8
	20	325.621	77.8
	21	295.716	70.6
	22	265.090	63.4
	23	233.716	55.8
20.4	30	489.807	116.7
	31	458.079	109.2
	32	425.482	101.5
	33	391.979	93.6
	34	357.533	85.4
	35	322.103	77.0
	36	285.645	68.4
	37	248.115	59.3
27.2	40	505.157	120.3
	41	468.711	111.8
	42	431.109	102.9
	43	392.293	93.6
	44	352.205	84.2
	45	310.781	74.2
	46	267.952	64.1

Table A. 3 The optimum value of mass flow rate m_3 , m_4, m_5, electricity output, cogeneration efficiency at varied steam demand base on TTD value (T_4-T_9) = 10°C for full load operation (mode 1)

Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	m_4 (t/h)	m_5 (t/h)	Electricity output (MWe)	Cogeneration efficiency (%)
10	20.024	5.067	79.733	25.421	43.249
15	27.187	4.620	73.017	24.330	48.022
20	34.349	4.174	66.301	23.238	52.794
25	41.511	3.728	59.585	22.147	57.566
30	48.674	3.281	52.869	21.055	62.338

Table A. 4 Mass flow rate of extracted steam m_3, boiler thermal load (Q_B) and cogneration efficiency at varied steam demand and electricity output = 20 MWe for partial load operation (mode 2)

Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	Boiler thermal load, Q_B (MW)	Cogeneration efficiency (%)
10.0	15	64.906	46.221
	16	65.144	46.052
	17	65.382	45.884
	18	65.619	45.718
	19	65.857	45.553
	20	66.095	45.389
	21	66.333	45.227
	22	66.570	45.065
20.4	30	71.548	56.465
	31	71.786	56.278
	32	72.024	56.093
	33	72.262	55.908
	34	72.499	55.725
	35	72.737	55.543
	36	72.975	55.362
	37	73.212	55.182
27.2	40	75.937	62.157
	41	76.175	61.963
	42	76.412	61.770
	43	76.650	61.578
	44	76.888	61.388
	45	77.126	61.199
	46	77.363	61.011

Table A. 5 Mass flow rate of extracted steam m_3, boiler thermal load (Q_B) and cogneration efficiency at varied steam demand and electricity output = 24 MWe for partial load operation (mode 2)

Steam demand (MW)	m_3 (t/h)	Boiler thermal load, Q_B (MW)	Cogeneration efficiency (%)
10.0	15	76.566	44.406
	16	76.804	44.269
	17	77.044	44.132
	18	77.279	43.996
	19	77.517	43.862
	20	77.755	43.727
	21	77.992	43.594
	22	78.230	43.462
20.4	30	83.208	53.36
	31	83.446	53.208
	32	83.683	53.057
	33	83.921	52.907
	34	84.159	52.757
	35	84.397	52.609
	36	84.634	52.609
	37	84.872	52.461
27.2	40	87.597	58.450
	41	87.834	58.292
	42	88.072	58.134
	43	88.310	57.978
	44	88.547	57.822
	45	88.785	57.667
	46	89.023	57.513

Table A. 6 The optimum value of boiler thermal load (Q_B) and cogneration efficiency at varied steam demand base on TTD value (T_4-T_9) = 10°C for partial load operation (mode 2)

Electricity output (MWe)	Steam demand (MW)	Boiler thermal load, Q_B (MW)	Cogeneration efficiency (%)
20	0	59.364	33.690
	10	65.835	45.569
	15	69.070	50.673
	20	72.305	55.321
	25	75.540	59.571
	30	78.775	63.472
24	0	71.220	33.698
	10	77.691	43.763
	15	80.926	48.192
	20	84.161	52.281
	25	87.396	56.067
	30	90.631	59.582

Table A. 7 The optimum value of boiler thermal load (Q_B) and cogneration efficiency at varied steam demand base on TTD value (T_4-T_9) = 10°C for base load operation (mode 3)

Electricity output (MWe)	Steam demand (MW)	Boiler thermal load, Q_B (MW)	Cogeneration efficiency (%)
19	0	56.401	33.688
	10	62.871	46.126
	15	66.106	51.433
	20	69.341	56.244
	25	72.576	60.626
	30	75.812	64.634

ภาคผนวก ข
ผลการจำลองแบบด้านเศรษฐศาสตร์

Table A. 8 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output = 20 MWe, fuel cost per unit = 200 Baht/ton and steam factor of season 2 = 0.35

Duration of season 1 (month)	Steam factor : season 1					
	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1
6	65.176*	65.317	65.656	65.995	66.332	66.671
7	65.660	65.825	66.219	66.615	67.009	67.403
8	66.144	66.332	66.783	67.236	67.685	68.136
9	66.628	66.840	67.347	67.856	68.362	68.869
10	67.112	67.347	67.911	68.476	69.038	69.602
11	67.596	67.854	68.475	69.096	69.715	70.335
12	68.080	68.362	69.038	69.717	70.391	71.068

* Annual fuel cost in Million-Baht

Table A. 9 Annual fuel cost for partial load operation at electricity output = 20 MWe, fuel cost per unit = 200 Baht/ton and steam factor of season 1 = 0.90

Duration of season 1 (month)	Steam factor : season 2				
	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45
6	65.318	65.657	65.995	66.333	66.672
7	66.052	66.334	66.615	66.897	67.179
8	66.785	67.010	67.236	67.461	67.687
9	67.518	67.687	67.856	68.025	68.194
10	68.251	68.364	68.476	68.589	68.702
11	68.984	69.040	69.097	69.153	69.209
12	69.717	69.717	69.717	69.717	69.717

* Annual fuel cost in Million-Baht

Table A. 10 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 2 = 0.35 and steam price per unit = 200 Baht/ton

Duration of season 1 (month)	Steam factor : season 1					
	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1
6	29.568*	30.912	32.256	33.600	34.944	36.288
7	31.360	32.928	34.496	36.064	37.632	39.200
8	33.152	34.944	36.736	38.528	40.320	42.112
9	34.944	36.960	38.976	40.992	43.008	45.024
10	36.736	38.976	41.216	43.456	45.696	47.936
11	38.528	40.992	43.456	45.920	48.384	50.848
12	40.320	43.008	45.696	48.384	51.072	53.76

*Annual steam sale in Million-Baht

Table A. 11 Annual steam sale to Asia Plywood Co., Ltd. at steam factor of season 1 = 0.90 and steam price per unit = 200 Baht/ton

Duration of season 1 (month)	Steam factor : season 2				
	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45
6	30.912*	32.256	33.600	34.944	36.288
7	33.824	34.944	36.064	37.184	38.304
8	36.736	37.632	38.528	39.424	40.320
9	39.648	40.320	40.992	41.664	42.336
10	42.560	43.008	43.456	43.904	44.352
11	45.472	45.696	45.920	46.144	46.368
12	48.384	48.384	48.384	48.384	48.384

*Annual steam sale in Million-Baht

Table A. 12 Economic study for full load operation

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Elelctricty Outut (MW)	Steam Sale ($x10^6$ Baht/year)	AP Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	EGAT Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	Fuel Cost ($x10^6$ Baht/year)	Net Profit ($x10^6$ Baht/year)
150	10	25.421	24.918	19.085	234.881	59.535	58.819
150	15	24.330	37.376	19.085	223.138	59.535	59.534
150	16.53	24.000	41.189	19.085	219.586	59.535	59.794
150	20	23.238	49.835	19.085	211.383	59.535	60.238
150	25	22.147	62.294	19.085	199.640	59.535	60.954
150	30	21.055	74.753	19.085	187.886	59.535	61.658
175	10	25.421	24.918	19.085	234.881	69.458	48.896
175	15	24.330	37.376	19.085	223.138	69.458	49.611
175	16.53	24.000	41.189	19.085	219.586	69.458	49.872
175	20	23.238	49.835	19.085	211.383	69.458	50.316
175	25	22.147	62.294	19.085	199.640	69.458	51.031
175	30	21.055	74.753	19.085	187.886	69.458	51.736
200	10	25.421	24.918	19.085	234.881	79.380	38.974
200	15	24.330	37.376	19.085	223.138	79.380	39.689
200	16.53	24.000	41.189	19.085	219.586	79.380	39.949
200	20	23.238	49.835	19.085	211.383	79.380	40.393
200	25	22.147	62.294	19.085	199.640	79.380	41.109
200	30	21.055	74.753	19.085	187.886	79.380	41.813
225	10	25.421	24.918	19.085	234.881	89.303	29.051
225	15	24.330	37.376	19.085	223.138	89.303	29.766
225	16.53	24.000	41.189	19.085	219.586	89.303	30.027
225	20	23.238	49.835	19.085	211.383	89.303	30.471
225	25	22.147	62.294	19.085	199.640	89.303	31.186
225	30	21.055	74.753	19.085	187.886	89.303	31.891

Table A. 12 (continued) Economic study for full load operation

Fuel Price per Unit (Baht)	Steam Demand (MW)	Elelctricty Outut (MW)	Steam Sale ($x10^6$ Baht/year)	AP Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	EGAT Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	Fuel Cost ($x10^6$ Baht/year)	Net Profit ($x10^6$ Baht/year)
250	10	25.421	24.918	19.085	234.881	99.225	19.129
250	15	24.330	37.376	19.085	223.138	99.225	19.844
250	16.53	24.000	41.189	19.085	219.586	99.225	20.104
250	20	23.238	49.835	19.085	211.383	99.225	20.548
250	25	22.147	62.294	19.085	199.640	99.225	21.264
250	30	21.055	74.753	19.085	187.886	99.225	21.968

*Shading area is not operable beyond steam turbine capacity.

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = $126.57x10^6$ Baht
Annual operation and maintenance cost = $33.96x10^6$ Baht

Table A. 13 Economic study for partiall load operation at electricity output = 20 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	59.364	0.000	19.085	176.530	43.153	-8.069
150	10	65.835	24.918	19.085	176.530	47.857	12.145
150	15	69.070	37.376	19.085	176.530	50.209	22.252
150	20	72.305	49.835	19.085	176.530	52.560	32.359
150	25	75.540	62.294	19.085	176.530	54.912	42.467
150	30	78.775	74.753	19.085	176.530	57.263	52.574
175	0	59.364	0.000	19.085	176.530	50.345	-15.261
175	10	65.835	24.918	19.085	176.530	55.833	4.169
175	15	69.070	37.376	19.085	176.530	58.577	13.884
175	20	72.305	49.835	19.085	176.530	61.320	23.599
175	25	75.540	62.294	19.085	176.530	64.064	33.315
175	30	78.775	74.753	19.085	176.530	66.807	43.030
200	0	59.364	0.000	19.085	176.530	57.537	-22.453
200	10	65.835	24.918	19.085	176.530	63.809	-3.807
200	15	69.070	37.376	19.085	176.530	66.945	5.516
200	20	72.305	49.835	19.085	176.530	70.080	14.839
200	25	75.540	62.294	19.085	176.530	73.216	24.163
200	30	78.775	74.753	19.085	176.530	76.351	33.486
225	0	59.364	0.000	19.085	176.530	64.730	-29.645
225	10	65.835	24.918	19.085	176.530	71.785	-11.783
225	15	69.070	37.376	19.085	176.530	75.313	-2.852
225	20	72.305	49.835	19.085	176.530	78.840	6.079
225	25	75.540	62.294	19.085	176.530	82.368	15.011
225	30	78.775	74.753	19.085	176.530	85.895	23.942

Table A. 13 (continued) Economic study for partiall load operation at electricity output = 20 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale ($x10^6$ Baht/year)	AP Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	EGAT Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	Fuel Cost ($x10^6$ Baht/year)	Net Profit ($x10^6$ Baht/year)
250	0	59.364	0.000	19.085	176.530	71.922	-36.837
250	10	65.835	24.918	19.085	176.530	79.762	-19.760
250	15	69.070	37.376	19.085	176.530	83.681	-11.220
250	20	72.305	49.835	19.085	176.530	87.600	-2.681
250	25	75.540	62.294	19.085	176.530	91.520	5.859
250	30	78.775	74.753	19.085	176.530	95.439	14.398

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = $126.57x10^6$ Baht
Annual operation and maintenance cost = $33.96x10^6$ Baht

Table A. 14 Economic study for partiall load operation at electricity output = 21 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	62.328	0.000	19.085	187.294	45.308	0.541
150	10	68.799	24.918	19.085	187.294	50.012	20.754
150	15	72.034	37.376	19.085	187.294	52.363	30.862
150	20	75.269	49.835	19.085	187.294	54.715	40.969
150	25	78.504	62.294	19.085	187.294	57.066	51.076
150	30	81.739	74.753	19.085	187.294	59.418	61.183
175	0	62.328	0.000	19.085	187.294	52.859	-7.011
175	10	68.799	24.918	19.085	187.294	58.347	12.419
175	15	72.034	37.376	19.085	187.294	61.090	22.134
175	20	75.269	49.835	19.085	187.294	63.834	31.850
175	25	78.504	62.294	19.085	187.294	66.577	41.565
175	30	81.739	74.753	19.085	187.294	69.321	51.280
200	0	62.328	0.000	19.085	187.294	60.410	-14.562
200	10	68.799	24.918	19.085	187.294	66.682	4.084
200	15	72.034	37.376	19.085	187.294	69.818	13.407
200	20	75.269	49.835	19.085	187.294	72.953	22.731
200	25	78.504	62.294	19.085	187.294	76.088	32.054
200	30	81.739	74.753	19.085	187.294	79.224	41.377
225	0	62.328	0.000	19.085	187.294	67.961	-22.113
225	10	68.799	24.918	19.085	187.294	75.017	-4.251
225	15	72.034	37.376	19.085	187.294	78.545	4.680
225	20	75.269	49.835	19.085	187.294	82.072	13.611
225	25	78.504	62.294	19.085	187.294	85.600	22.543
225	30	81.739	74.753	19.085	187.294	89.127	31.474

Table A. 14 (continued) Economic study for partiall load operation at electricity output = 21 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
250	0	62.328	0.000	19.085	187.294	75.513	-29.664
250	10	68.799	24.918	19.085	187.294	83.353	-12.587
250	15	72.034	37.376	19.085	187.294	87.272	-4.047
250	20	75.269	49.835	19.085	187.294	91.191	4.492
250	25	78.504	62.294	19.085	187.294	95.111	13.032
250	30	81.739	74.753	19.085	187.294	99.030	21.571

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = 126.57x10^6 Baht
Annual operation and maintenance cost = 33.96x10^6 Baht

Table A. 15 Economic study for partiall load operation at electricity output = 22 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	65.292	0.000	19.085	198.058	47.462	9.150
150	10	71.763	24.918	19.085	198.058	52.166	29.364
150	15	74.998	37.376	19.085	198.058	54.518	39.471
150	20	78.233	49.835	19.085	198.058	56.869	49.578
150	25	81.468	62.294	19.085	198.058	59.221	59.685
150	25.67	81.9	63.963	19.085	198.058	59.535	61.041
150	30	84.703	74.753	19.085	198.058	61.573	69.793
175	0	65.292	0.000	19.085	198.058	55.373	1.240
175	10	71.763	24.918	19.085	198.058	60.861	20.669
175	15	74.998	37.376	19.085	198.058	63.604	30.385
175	20	78.233	49.835	19.085	198.058	66.348	40.100
175	25	81.468	62.294	19.085	198.058	69.091	49.815
175	25.67	81.9	63.963	19.085	198.058	69.458	51.118
175	30	84.703	74.753	19.085	198.058	71.835	59.531
200	0	65.292	0.000	19.085	198.058	63.283	-6.671
200	10	71.763	24.918	19.085	198.058	69.555	11.975
200	15	74.998	37.376	19.085	198.058	72.690	21.298
200	20	78.233	49.835	19.085	198.058	75.826	30.622
200	25	81.468	62.294	19.085	198.058	78.961	39.945
200	25.67	81.9	63.963	19.085	198.058	79.380	41.196
200	30	84.703	74.753	19.085	198.058	82.097	49.268
225	0	65.292	0.000	19.085	198.058	71.193	-14.581
225	10	71.763	24.918	19.085	198.058	78.249	3.281
225	15	74.998	37.376	19.085	198.058	81.777	12.212
225	20	78.233	49.835	19.085	198.058	85.304	21.144
225	25	81.468	62.294	19.085	198.058	88.831	30.075
225	25.67	81.9	63.963	19.085	198.058	89.303	31.273
225	30	84.703	74.753	19.085	198.058	92.359	39.006

Table A. 15 (continued) Economic study for partiall load operation at electricity output = 22 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale ($x10^6$ Baht/year)	AP Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	EGAT Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	Fuel Cost ($x10^6$ Baht/year)	Net Profit ($x10^6$ Baht/year)
250	0	65.292	0.000	19.085	198.058	79.104	-22.491
250	10	71.763	24.918	19.085	198.058	86.944	-5.414
250	15	74.998	37.376	19.085	198.058	90.863	3.126
250	20	78.233	49.835	19.085	198.058	94.782	11.665
250	25	81.468	62.294	19.085	198.058	98.702	20.205
250	25.67	81.9	63.963	19.085	198.058	99.225	21.351
250	30	84.703	74.753	19.085	198.058	102.621	28.744

*Shading area is not operable beyond steamboiler capacity.

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = $126.57x10^6$ Baht
Annual operation and maintenance cost = $33.96x10^6$ Baht

Table A. 16 Economic study for partiall load operation at electricity output = 23 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	68.256	0.000	19.085	208.822	49.617	17.760
150	10	74.727	24.918	19.085	208.822	54.321	37.973
150	15	77.962	37.376	19.085	208.822	56.672	48.080
150	20	81.197	49.835	19.085	208.822	59.024	58.188
150	21.09	81.900	52.551	19.085	208.822	59.535	60.393
150	25	84.432	62.294	19.085	208.822	61.376	68.295
150	30	87.667	74.753	19.085	208.822	63.727	78.402
175	0	68.256	0.000	19.085	208.822	57.886	9.490
175	10	74.727	24.918	19.085	208.822	63.374	28.920
175	15	77.962	37.376	19.085	208.822	66.118	38.635
175	20	81.197	49.835	19.085	208.822	68.861	48.350
175	21.09	81.900	52.551	19.085	208.822	69.458	50.470
175	25	84.432	62.294	19.085	208.822	71.605	58.066
175	30	87.667	74.753	19.085	208.822	74.348	67.781
200	0	68.256	0.000	19.085	208.822	66.156	1.221
200	10	74.727	24.918	19.085	208.822	72.428	19.866
200	15	77.962	37.376	19.085	208.822	75.563	29.190
200	20	81.197	49.835	19.085	208.822	78.699	38.513
200	21.09	81.900	52.551	19.085	208.822	79.380	40.548
200	25	84.432	62.294	19.085	208.822	81.834	47.836
200	30	87.667	74.753	19.085	208.822	84.970	57.160
225	0	68.256	0.000	19.085	208.822	74.425	-7.049
225	10	74.727	24.918	19.085	208.822	81.481	10.813
225	15	77.962	37.376	19.085	208.822	85.009	19.744
225	20	81.197	49.835	19.085	208.822	88.536	28.676
225	21.09	81.900	52.551	19.085	208.822	89.303	30.625
225	25	84.432	62.294	19.085	208.822	92.063	37.607
225	30	87.667	74.753	19.085	208.822	95.591	46.538

Table A. 16 (continued) Economic study for partiall load operation at electricity output = 23 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
250	0	68.256	0.000	19.085	208.822	82.695	-15.318
250	10	74.727	24.918	19.085	208.822	90.535	1.759
250	15	77.962	37.376	19.085	208.822	94.454	10.299
250	20	81.197	49.835	19.085	208.822	98.373	18.838
250	21.09	81.900	52.551	19.085	208.822	99.225	20.703
250	25	84.432	62.294	19.085	208.822	102.293	27.378
250	30	87.667	74.753	19.085	208.822	106.212	35.917

*Shading area is not operable beyond steamboiler capacity.

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = 126.57x10^6 Baht
Annual operation and maintenance cost = 33.96x10^6 Baht

Table A. 17 Economic study for partiall load operation at electricity output = 24 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	71.220	0.000	19.085	219.586	51.771	26.369
150	10	77.691	24.918	19.085	219.586	56.475	46.583
150	15	80.926	37.376	19.085	219.586	58.827	56.690
150	16.53	81.900	41.189	19.085	219.586	59.535	59.794
150	20	84.161	49.835	19.085	219.586	61.179	66.797
150	25	87.396	62.294	19.085	219.586	63.530	76.904
150	30	90.631	74.753	19.085	219.586	65.882	87.011
175	0	71.220	0.000	19.085	219.586	60.400	17.740
175	10	77.691	24.918	19.085	219.586	65.888	37.170
175	15	80.926	37.376	19.085	219.586	68.631	46.885
175	16.53	81.900	41.189	19.085	219.586	69.458	49.872
175	20	84.161	49.835	19.085	219.586	71.375	56.601
175	25	87.396	62.294	19.085	219.586	74.119	66.316
175	30	90.631	74.753	19.085	219.586	76.862	76.031
200	0	71.220	0.000	19.085	219.586	69.029	9.112
200	10	77.691	24.918	19.085	219.586	75.301	27.757
200	15	80.926	37.376	19.085	219.586	78.436	37.081
200	16.53	81.900	41.189	19.085	219.586	79.380	39.949
200	20	84.161	49.835	19.085	219.586	81.571	46.404
200	25	87.396	62.294	19.085	219.586	84.707	55.728
200	30	90.631	74.753	19.085	219.586	87.842	65.051
225	0	71.220	0.000	19.085	219.586	77.657	0.483
225	10	77.691	24.918	19.085	219.586	84.713	18.345
225	15	80.926	37.376	19.085	219.586	88.240	27.276
225	16.53	81.900	41.189	19.085	219.586	89.303	30.027
225	20	84.161	49.835	19.085	219.586	91.768	36.208
225	25	87.396	62.294	19.085	219.586	95.295	45.139
225	30	90.631	74.753	19.085	219.586	98.823	54.071

Table A. 17 (continued) Economic study for partiall load operation at electricity output = 24 MWe

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
250	0	71.220	0.000	19.085	219.586	86.286	-8.145
250	10	77.691	24.918	19.085	219.586	94.126	8.932
250	15	80.926	37.376	19.085	219.586	98.045	17.472
250	16.53	81.900	41.189	19.085	219.586	99.225	20.104
250	20	84.161	49.835	19.085	219.586	101.964	26.011
250	25	87.396	62.294	19.085	219.586	105.884	34.551
250	30	90.631	74.753	19.085	219.586	109.803	43.090

*Shading area is not operable beyond steamboiler capacity.

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = 126.57x10^6 Baht
Annual operation and maintenance cost = 33.96x10^6 Baht

Table A. 18 Economic study for base load operation (electricity output = 19 MWe)

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale (x10^6 Baht/year)	AP Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	EGAT Electricity Sale (x10^6 Baht/year)	Fuel Cost (x10^6 Baht/year)	Net Profit (x10^6 Baht/year)
150	0	56.401	0.000	19.085	165.766	40.999	-16.679
150	10	62.817	24.918	19.085	165.766	45.663	3.575
150	15	66.106	37.376	19.085	165.766	48.054	13.643
150	20	69.341	49.835	19.085	165.766	50.406	23.750
150	25	72.576	62.294	19.085	165.766	52.757	33.857
150	30	75.812	74.753	19.085	165.766	55.109	43.964
175	0	56.401	0.000	19.085	165.766	47.832	-23.512
175	10	62.817	24.918	19.085	165.766	53.274	-4.036
175	15	66.106	37.376	19.085	165.766	56.063	5.634
175	20	69.341	49.835	19.085	165.766	58.807	15.349
175	25	72.576	62.294	19.085	165.766	61.550	25.064
175	30	75.812	74.753	19.085	165.766	64.294	34.779
200	0	56.401	0.000	19.085	165.766	54.666	-30.345
200	10	62.817	24.918	19.085	165.766	60.884	-11.646
200	15	66.106	37.376	19.085	165.766	64.072	-2.375
200	20	69.341	49.835	19.085	165.766	67.207	6.948
200	25	72.576	62.294	19.085	165.766	70.343	16.272
200	30	75.812	74.753	19.085	165.766	73.479	25.594
225	0	56.401	0.000	19.085	165.766	61.499	-37.178
225	10	62.817	24.918	19.085	165.766	68.495	-19.257
225	15	66.106	37.376	19.085	165.766	72.081	-10.384
225	20	69.341	49.835	19.085	165.766	75.608	-1.453
225	25	72.576	62.294	19.085	165.766	79.136	7.479
225	30	75.812	74.753	19.085	165.766	82.664	16.409

Table A. 18 (continued) Economic study for base load operation (electricity output = 19 MWe)

Fuel Price per Unit (Baht/ton)	Steam Demand (MW)	Qabs (MW)	Steam Sale ($x10^6$ Baht/year)	AP Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	EGAT Electricity Sale ($x10^6$ Baht/year)	Fuel Cost ($x10^6$ Baht/year)	Net Profit ($x10^6$ Baht/year)
250	0	56.401	0.000	19.085	165.766	68.332	-44.012
250	10	62.817	24.918	19.085	165.766	76.105	-26.867
250	15	66.106	37.376	19.085	165.766	80.090	-18.393
250	20	69.341	49.835	19.085	165.766	84.009	-9.854
250	25	72.576	62.294	19.085	165.766	87.929	-1.314
250	30	75.812	74.753	19.085	165.766	91.849	7.224

Load factor = 0.8
Steam price per unit = 200 Baht/ton
Capacity charge to EGAT = 302 Baht/kW, month
Energy charge to EGAT = 0.85 Baht/kWh
Capacity charge to Asia Plywood Co., Ltd. (AP) = 217 Baht/kW, month
Energy charge to Asia Plywodd Co., Ltd. (AP) = 1.10 Baht/kWh
Annual fixed charges capital cost = $126.57x10^6$ Baht
Annual operation and maintenance cost = $33.96x10^6$ Baht

ภาคผนวก ค
โปรแกรมจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบเต็มกำลังการผลิต

```
Private Sub Command1_Click()
   QD = Val(QDDis.Text)
   m2 = Val(m2Dis.Text) * 1000 / 3600
   T2 = Val(T2Dis.Text)
   P2 = Val(P2Dis.Text)
   nB = Val(nBDis.Text)
   P3 = Val(P3Dis.Text)
   P4 = Val(P4Dis.Text) * 100
   P5 = Val(P5Dis.Text) * 100
   P7 = Val(P7Dis.Text)
   nT = Val(nTDis.Text)   'Steam turbine efficiecncy.
   nP1 = Val(nP1Dis.Text) 'Boiler pump efficiecncy.
   nP2 = Val(nP2Dis.Text) 'feed water pump efficiency.
   nP3 = Val(nP3Dis.Text) 'Condenser pump efficiency.
   Load System1
   System1.Show
End Sub

Private Sub Command3_Click()
  End
End Sub

Private Sub Command5_Click()
  m2Dis.Text = Empty
  T2Dis.Text = Empty
  P2Dis.Text = Empty
  nBDis.Text = Empty
End Sub

Private Sub Command6_Click()
  P3Dis.Text = Empty
  P4Dis.Text = Empty
  P5Dis.Text = Empty
  nTDis.Text = Empty
End Sub
```

```
Private Sub Command8_Click()
  nP1Dis.Text = Empty
  nP2Dis.Text = Empty
  nP3Dis.Text = Empty
End Sub

Private Sub Command10_Click()
  m3Dis.Text = Empty
  QDDis.Text = Empty
End Sub

Private Sub Option1_Click()
  'Steam Boiler page.
   Frame2.Enabled = True 'Enabled frame2.
   Label6(0).Enabled = True
   Label6(1).Enabled = True
   Label6(2).Enabled = True
   Label6(3).Enabled = True
   m2Dis.Enabled = True  'Disabled m2 text.
   T2Dis.Enabled = True  'Disabled T2 text.
   P2Dis.Enabled = True  'Disabled P2 text.
   nBDis.Enabled = True  'Disabled nb text.
   m2Dis.Text = Empty
   T2Dis.Text = Empty
   P2Dis.Text = Empty
   nBDis.Text = Empty
   m2 = Val(m2Dis.Text)
   T2 = Val(T2Dis.Text)
   P2 = Val(P2Dis.Text)
   nB = Val(nBDis.Text)
   Command5.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option2_Click()
  'Steam Boiler page.
  m2Dis.Text = 105 'ton/hr
```

```
    T2Dis.Text = 437 'C
    P2Dis.Text = 55  'bar
    nBDis.Text = 0.8
    m2Dis.Enabled = False 'Disabled m2 text.
    T2Dis.Enabled = False 'Disabled T2 text.
    P2Dis.Enabled = False 'Disabled P2 text.
    nBDis.Enabled = False 'Disabled nb text.
    m2 = Val(m2Dis.Text)
    T2 = Val(T2Dis.Text)
    P2 = Val(P2Dis.Text)
    nB = Val(nBDis.Text)
    Label6(0).Enabled = False
    Label6(1).Enabled = False
    Label6(2).Enabled = False
    Label6(3).Enabled = False
    Frame2.Enabled = False 'Disabled frame2.
    Command5.Enabled = False
End Sub

Private Sub Option3_Click()
  'Steam Turbine page.
    Frame5.Enabled = True 'Enabled frame5.
    Label8(0).Enabled = True
    Label8(1).Enabled = True
    Label8(2).Enabled = True
    Label8(3).Enabled = True
    P3Dis.Enabled = True
    P4Dis.Enabled = True
    P5Dis.Enabled = True
    nTDis.Enabled = True
    P7Dis.Enabled = True
    P3Dis.Text = Empty
    P4Dis.Text = Empty
    P5Dis.Text = Empty
    nTDis.Text = Empty
    P7Dis.Text = Empty
```

```
    P3 = Val(P3Dis.Text)
    P4 = Val(P4Dis.Text)
    P5 = Val(P5Dis.Text)
    P7 = Val(P7Dis.Text)
    nT = Val(nTDis.Text) 'Steam turbine efficiecncy.
    Command6.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option4_Click()
  'Steam Turbine page.
    P3Dis.Text = 7  'bar
    P4Dis.Text = 0.64 'bar
    P5Dis.Text = 0.101 'bar
    nTDis.Text = 0.87 'Steam turbine efficiecncy 87%
    P7Dis.Text = 6 'bar
    P3 = Val(P3Dis.Text)
    P4 = Val(P4Dis.Text)
    P5 = Val(P5Dis.Text)
    nT = Val(nTDis.Text)
    P7 = Val(P7Dis.Text)
    P3Dis.Enabled = False 'Disabled P3 text.
    P4Dis.Enabled = False 'Disabled P4 text.
    P5Dis.Enabled = False 'Disabled P5 text.
    nTDis.Enabled = False 'Disabled nT text.
    P7Dis.Enabled = False
    Label8(0).Enabled = False
    Label8(1).Enabled = False
    Label8(2).Enabled = False
    Label8(3).Enabled = False
    Frame5.Enabled = False 'Disabled frame5.
    Command6.Enabled = False
End Sub

Private Sub Option5_Click()
  'Other equipments page.
    Frame8.Enabled = True 'Enabled frame8.
```

```
  Label10(0).Enabled = True
  Label10(1).Enabled = True
  Label10(2).Enabled = True
  nP1Dis.Enabled = True
  nP2Dis.Enabled = True
  nP3Dis.Enabled = True
  nP1Dis.Text = Empty
  nP2Dis.Text = Empty
  nP3Dis.Text = Empty
  nP1 = Val(nP1Dis.Text) 'Boiler pump efficiecncy.
  nP2 = Val(nP2Dis.Text) 'feed water pump efficiency.
  nP3 = Val(nP3Dis.Text) 'Condenser pump efficiency.
  Command7.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option6_Click()
 'Other equipments page.
  nP1Dis.Text = 0.9 'Boiler pump efficiecncy 90%.
  nP2Dis.Text = 0.9 'feed water pump efficiency 90%.
  nP3Dis.Text = 0.9 'Condenser pump efficiency 90%.
  nP1 = Val(nP1Dis.Text)
  nP2 = Val(nP2Dis.Text)
  nP3 = Val(nP3Dis.Text)
  nP1Dis.Enabled = False 'Disabled nP1 text.
  nP2Dis.Enabled = False 'Disabled nP2 text.
  nP3Dis.Enabled = False 'Disabled nP3 text.
  Label10(0).Enabled = False
  Label10(1).Enabled = False
  Label10(2).Enabled = False
  Frame8.Enabled = False 'Disabled frame8.
  Command7.Enabled = False
End Sub
Private Sub mnuQuit_Click(Index As Integer)
 End
End Sub
```

```
Private Sub mnuSimulate_Click(Index As Integer)
SearchStr1 = CStr(P2)
SearchStr2 = CStr(T2)
If (SearchStr1 <> "") And (SearchStr2 <> "") Then
  Table1.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr1 + "'"
  If Table1.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
     Table1.Recordset.FindFirst "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
     If Table1.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Temperature nomatch.
       Table1.Recordset.MoveFirst
       Table1.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr1 + "'"
       Table1.Recordset.FindNext "t>" + "'" + SearchStr2 + "'"
       PressC = Val(PressDis1.Text)
       TempB = Val(TempDis1.Text)
       hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
       sB = Val(EntropyDis1.Text)
       Table1.Recordset.MovePrevious
       TempA = Val(TempDis1.Text)
       hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
       sA = Val(EntropyDis1.Text)
       hC = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
       sC = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
       Table1.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr1 + "'"
       Table1.Recordset.FindPrevious "t<" + "'" + SearchStr2 + "'"
       PressE = Val(PressDis1.Text)
       TempC = Val(TempDis1.Text)
       hE = Val(EnthalpyDis1.Text)
       sE = Val(EntropyDis1.Text)
       Table1.Recordset.MoveNext
       TempD = Val(TempDis1.Text)
       hD = Val(EnthalpyDis1.Text)
       sD = Val(EntropyDis1.Text)
       hF = hE + (hD - hE) * (Val(SearchStr2) - TempC) / (TempD - TempC)
       sF = sE + (sD - sE) * (Val(SearchStr2) - TempC) / (TempD - TempC)
       EnthalpyDis1.Text = hF + (hC - hF) * (Val(SearchStr1) - PressE) / (PressC - PressE)
       EntropyDis1.Text = sF + (sC - sF) * (Val(SearchStr1) - PressE) / (PressC - PressE)
       h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
```

```
      s2 = Val(EntropyDis1.Text)
    Else 'Pressure nomatch but Temperature match
      Table1.Recordset.MoveFirst
      Table1.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr1 + "'"
      Table1.Recordset.FindNext "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
      PressB = Val(PressDis1.Text)
      hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
      sB = Val(EntropyDis1.Text)
      Table1.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr1 + "'"
      Table1.Recordset.FindPrevious "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
      PressA = Val(PressDis1.Text)
      hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
      sA = Val(EntropyDis1.Text)
      EnthalpyDis1.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr1) - PressA) / (PressB - PressA)
      EntropyDis1.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr1) - PressA) / (PressB - PressA)
      h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
      s2 = Val(EntropyDis1.Text)
    End If
  Else 'pressure match
    Table1.Recordset.FindNext "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
    h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
    s2 = Val(EntropyDis1.Text)
    If Table1.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but temperature nomatch.
      Table1.Recordset.MoveFirst
      Table1.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr1 + "'"
      Table1.Recordset.FindNext "t>" + "'" + SearchStr2 + "'"
      TempB = Val(TempDis1.Text)
      hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
      sB = Val(EntropyDis1.Text)
      Table1.Recordset.MovePrevious
      TempA = Val(TempDis1.Text)
      hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
      sA = Val(EntropyDis1.Text)
      EnthalpyDis1.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
      EntropyDis1.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
      h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
```

```
            s2 = Val(EntropyDis1.Text)
          End If
      End If
End If

'Now this programming can find the porperty Enthalpy:h2, Entropy:s2
'First Extraction steam......Assume the porperty is Superheated..
's3s = s2 Isentropic Expansion.
'Search h3s by given s3s and P3.
SearchStr3 = CStr(P3)
SearchStr4 = CStr(s2)
If (SearchStr3 <> "") And (SearchStr4 <> "") Then
  Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr3 + "'"
  If Table2.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
    Table2.Recordset.FindFirst "s=" + "'" + SearchStr4 + "'" 'pressure and entropy match.
    If Table2.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Entropy nomatch.
      Table2.Recordset.MoveFirst
      Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindNext "s>" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressC = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
      sB = Val(EntropyDis2.Text)   's3s:Lower limit.
      hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Lower limit.
      TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3:Lower limit.
      Table2.Recordset.MovePrevious
      sA = Val(EntropyDis2.Text)   's3s:Uper limit.
      hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper limit.
      TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper limit.
      hC = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
      TempC = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
      Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindPrevious "s<" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressF = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper Limit.
      sE = Val(EntropyDis2.Text)   's3s:Uper Limit.
      hE = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper Limit.
      TempE = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Uper Limit.
      Table2.Recordset.MoveNext
```

```
      sD = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Lower limit.
      hD = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Lower limit.
      TempD = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Lower limit.
      PressDis2.Text = SearchStr3
      EntropyDis2.Text = SearchStr4
      hF = hE + (hD - hE) * (Val(SearchStr4) - sE) / (sD - sE)
      TempF = TempE + (TempD - TempE) * (Val(SearchStr4) - sE) / (sD - sE)
      EnthalpyDis2.Text = hF + (hC - hF) * (Val(SearchStr3) - PressF) / (PressC - PressF)
      TempDis2.Text = TempF + (TempC - TempF) * (Val(SearchStr3) - PressF) / (PressC - PressF)
      h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
      T3s = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
    Else 'Pressure nomatch but Entropy match
      Table2.Recordset.MoveFirst
      Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindNext "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressB = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
      hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Lower limit.
      TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Lower limit.
      Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindPrevious "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressA = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper limit.
      hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper limit.
      TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Uper limit.
      EnthalpyDis2.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr3) - PressA) / (PressB - PressA)
      TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr3) - PressA) / (PressB - PressA)
      h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
      T3s = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
   End If
  Else 'pressure match
    Table2.Recordset.FindNext "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
    h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
    T3s = Val(TempDis2.Text)
    'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
    If Table2.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but Entropy nomatch.
```

```
          Table2.Recordset.MoveFirst
          Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr3 + "'"
          Table2.Recordset.FindNext "s>" + "'" + SearchStr4 + "'"
          sB = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Lower limit.
          hB = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Lower limit.
          TempB = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Lower limit.
          Table2.Recordset.MovePrevious
          sA = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Uper limit.
          hA = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Uper limit.
          TempA = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Uper limit.
          EnthalpyDis2.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
          TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
          h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
          T3s = Val(TempDis2.Text)
          'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
        End If
    End If
End If

'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
h3 = h2 - nT * (h2 - h3s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'To be continune this programming want to find the property Enthalpy:s3 and T3
'Then search s3 and T3 by given h3 and P3(Superheated).
SearchStr5 = CStr(P3)
SearchStr6 = CStr(h3)
If (SearchStr5 <> "") And (SearchStr6 <> "") Then
  Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr5 + "'"
  If Table2.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
    Table2.Recordset.FindFirst "h=" + "'" + SearchStr6 + "'" 'pressure and enthalpy match.
    If Table2.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Enthalpy nomatch.
      Table2.Recordset.MoveFirst
      Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr5 + "'"
      Table2.Recordset.FindNext "h>" + "'" + SearchStr6 + "'"
      PressC = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
      hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Lower limit
```

```
  sB = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Lower limit.
  TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3:Lower limit.
  Table2.Recordset.MovePrevious
  hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Uper limit.
  sA = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper limit.
  TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper limit.
  sC = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
  TempC = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
  Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr5 + "'"
  Table2.Recordset.FindPrevious " h<" + "'" + SearchStr6 + "'"
  PressF = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper Limit.
  hE = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Uper Limit.
  sE = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper Limit.
  TempE = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper Limit.
  Table2.Recordset.MoveNext
  hD = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Lower limit.
  sD = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Lower limit.
  TempD = Val(TempDis2.Text)  'T3:Lower limit.
  sF = sE + (sD - sE) * (Val(SearchStr6) - hE) / (hD - hE)
  TempF = TempE + (TempD - TempE) * (Val(SearchStr6) - hE) / (hD - hE)
  EntropyDis2.Text = sF + (sC - sF) * (Val(SearchStr5) - PressF) / (PressC - PressF)
  TempDis2.Text = TempF + (TempC - TempF) * (Val(SearchStr5) - PressF) / (PressC - PressF)
  s3 = Val(EntropyDis2.Text)
  T3 = Val(TempDis2.Text)
  'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
Else 'Pressure nomatch but Enthalpy match
  Table2.Recordset.MoveFirst
  Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr5 + "'"
  Table2.Recordset.FindNext "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
  PressB = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
  sB = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Lower limit.
  TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Lower limit.
  Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr5 + "'"
  Table2.Recordset.FindPrevious "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
  PressA = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper limit.
  sA = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper limit.
```

```
      TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper limit.
      EntropyDis2.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr5) - PressA) / (PressB - PressA)
      TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStrs) - PressA) / (PressB - PressA)
      s3 = Val(EntropyDis2.Text)
      T3 = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
    End If
  Else 'pressure match
      Table2.Recordset.FindNext "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
      s3 = Val(EntropyDis2.Text)
      T3 = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
      If Table2.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but Enthalpy nomatch.
        Table2.Recordset.MoveFirst
        Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr5 + "'"
        Table2.Recordset.FindNext "h>" + "'" + SearchStr6 + "'"
        hB = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Lower limit.
        sB = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Lower limit.
        TempB = Val(TempDis2.Text)  'T3:Lower limit.
        Table2.Recordset.MovePrevious
        hA = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Uper limit.
        sA = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Uper limit.
        TempA = Val(TempDis2.Text)  'T3:Uper limit.
        EntropyDis2.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
        TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
        s3 = Val(EntropyDis2.Text)
        T3 = Val(TempDis2.Text)
        'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
      End If
  End If
End If

'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
'Second Extraction steam.......Assume the porperty is mixture.
's4s = s3 Isentropic Expansion.
'Search h4s and T4s by given p4 and s4s(Mixture).
```

```
SearchStr7 = CStr(P4)
SearchStr8 = CStr(s3)

If (SearchStr7 <> "") Then
  Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr7 + "'"
  If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
    Table3.Recordset.MoveFirst
    Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr7 + "'"
    PressB = Val(PressDis3.Text) 'P3:Lower limit.
    TempB = Val(TempDis3.Text)  'T3:Lower limit.
    sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's3g:Lower limit.
    hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h3g:Lower limit.
    sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's3f:Lower limit.
    hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h3f:Lower limit.
    Table3.Recordset.MovePrevious
    PressA = Val(PressDis3.Text)  'P3:Uper limit.
    TempA = Val(TempDis3.Text)    'T3:Uper limit.
    sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's3g:Uper limit.
    hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h3g:Uper limit.
    sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's3f:Uper limit.
    hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h3f:Uper limit.
    EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr7 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
    EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr7 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
    EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr7 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
    EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr7 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
    TempDis3.Text = TempA + (SearchStr7 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA)
    sG = Val(EntropyGDis.Text)
    sF = Val(EntropyFDis.Text)
    hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
    hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
    x = (Val(SearchStr8) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
    h4s = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h3s.
    T4s = Val(TempDis3.Text)
    'h4s = Val(EnthalpyDis3.Text)
    h10 = hF ' Assume h10 = Saturate liquid
    'Now this programming can find the poperty h4s and T4s
```

```
Else ' pressure match
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
  x = (Val(SearchStr8) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
  h4s = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h3s.
   T4s = Val(TempDis3.Text)
  'h4s = Val(EnthalpyDis3.Text)
  h10 = hF ' Assume h10 = Saturate liquid
  'Now this programming can find the poperty h4s and T4
 End If
End If

'Now this programming can find the poperty h4s and T4s
h4 = h3 - nT * (h3 - h4s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'To be continune this programming want to find the property Enthalpy:s4 and T4
'Then search s4 and T4 by given h4 and P4 (Mixture).
SearchStr9 = CStr(P4)
SearchStr10 = CStr(h4)
If (SearchStr9 <> "") Then
  Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr9 + "'"
  If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
    Table3.Recordset.MoveFirst
    Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr9 + "'"
    PressB = Val(PressDis3.Text)  'P4:Lower limit.
    TempB = Val(TempDis3.Text)    'T4:Lower limit.
    sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's4g:Lower limit.
    hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h4g:Lower limit.
    sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's4f:Lower limit.
    hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h4f:Lower limit.
    Table3.Recordset.MovePrevious
    PressA = Val(PressDis3.Text)  'P4:Uper limit.
    TempA = Val(TempDis3.Text)    'T4:Uper limit.
    sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's4g:Uper limit.
```

```
        hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h4g:Uper limit.
        sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's4f:Uper limit.
        hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h4f:Uper limit.
        EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr9 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
        EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr9 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
        EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr9 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
        EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr9 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
        TempDis3.Text = TempA + (SearchStr9 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA) 'T3
        sG = Val(EntropyGDis.Text)
        sF = Val(EntropyFDis.Text)
        hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
        hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
        x = (Val(SearchStr10) - hF) / (hG - hF) 'x=quality of steam.
        EntropyDis3.Text = sF + x * (sG - sF) 'Entropy of s4.
        T4 = Val(TempDis3.Text)
        s4 = Val(EntropyDis3.Text)
        'Now this programming can find the poperty s4 and T4
      Else ' pressure match
        sG = Val(EntropyGDis.Text)
        hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
        sF = Val(EntropyFDis.Text)
        hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
        x = (Val(SearchStr10) - hF) / (hG - hF) 'x=quality of steam.
        EntropyDis3.Text = sF + x * (sG - sF) 'Entropy of s4.
        T4 = Val(TempDis3.Text)
        s4 = Val(EntropyDis3.Text)
        'Now this programming can find the poperty s4 and T4
     End If
   End If

  'Now this programming can find the poperty s4 and T4
  'Third Extraction steam.......Assume the porperty is mixture.
  s5s = s4 'Isentropic Expansion.
  'Search h5s and T5 by given p5 and s5s
  SearchStr11 = CStr(P5)
  SearchStr12 = CStr(s4)
```

```
If (SearchStr11 <> "") Then
 Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr11 + "'"
 If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
  Table3.Recordset.MoveFirst
  Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr11 + "'"
  PressB = Val(PressDis3.Text)  'P5:Lower limit.
  TempB = Val(TempDis3.Text)   'T5:Lower limit.
  sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's5g:Lower limit.
  hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h5g:Lower limit.
  sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's5f:Lower limit.
  hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h5f:Lower limit.
  vBf = Val(VolumeFDis.Text)   'v6f:Lower limit.
  Table3.Recordset.MovePrevious
  PressA = Val(PressDis3.Text)  'P5:Uper limit.
  TempA = Val(TempDis3.Text)   'T5:Uper limit.
  sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's5g:Uper limit.
  hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h5g:Uper limit.
  sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's5f:Uper limit.
  hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h5f:Uper limit.
  vAf = Val(VolumeFDis.Text)   'v6f:Uper limit.
  EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr11 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
  EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr11 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
  EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr11 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
  EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr11 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
  VolumeFDis.Text = vAf + (SearchStr11 - PressA) * (vBf - vAf) / (PressB - PressA)
  TempDis3.Text = TempA + (SearchStr11 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA)
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
  x = (Val(SearchStr12) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
  EnthalpyDis3.Text = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h5s.
  T5s = Val(TempDis3.Text)
  h5s = Val(EnthalpyDis3.Text)
  h6 = Val(EnthalpyFDis.Text) 'Assume state 6: sat liquid
  v6 = Val(VolumeFDis.Text)  'Assume state 6: sat liquid
```

```
    'Now this programming can find the poperty h5s, T5s, h6 and s6
  Else ' pressure match
    sG = Val(EntropyGDis.Text)
    hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
    sF = Val(EntropyFDis.Text)
    hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
    x = (Val(SearchStr12) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
    EnthalpyDis3.Text = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h5s.
    T5s = Val(TempDis3.Text)
    h5s = Val(EnthalpyDis3.Text)
    h6 = Val(EnthalpyFDis.Text)  'Assume state 6: sat liquid
    v6 = Val(VolumeFDis.Text)    'Assume state 6: sat liquid
    'Now this programming can find the poperty h5s, T5s, h6 and s6
 End If
End If

'Now this programming can find the poperty  h5s, T5s, h6, s6 and v6
h5 = h4 - nT * (h4 - h5s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'Now the programming can find all poperty in steam turbine:h2,h3,h4,h5 and h6,h7
h7 = h6 + v6 * (P7 - P5 / 100) * 100 / nP2 'Assume P6=P5, Constant Pressure.

'Energy Calculated System Flow Diagram
m15 = QD * 1000 / 2427.2 'Process steam, Fixed inlet and outlet condition (2427.2kJ/kg)

m13 = m15 * (2762.4 - 472.7) / (h3 - 472.7) ' Mass + Energy balanced at point B, h15=2762.4 kJ/kg

m17 = m2 + m15 - m13 ' Mass balanced at point B,

'T4=87.62 ----->T9=77.62, h9=324.9

m12 = (m17 * 461.3 - m15 * 335.2 - m17 * 324.9 + m15 * 324.9) / (h3 - 324.9) 'Energy balanced at feed water
                                                                storage,Fixed h17=461.3kJ/kg, h12=h3

m9 = m17 - m15 - m12 ' Mass balanced at feed water storage
```

```
h8 = h7 + 134.373 / m9 'Energy balanced at gland condenser Fixed hG1=3151.1 kJ/kg hG2=408.8 kJ/kg.

m3 = m12 + m13 'Energy balanced at point A.

m4 = m9 * (324.9 - h8) / (h4 - h10) ' Energy balanced at LP Preheaer.

m11 = m4 + 0.049 ' Mass balanced at point C, Fixed mG = 0.049kg/s

h11 = (h10 * m4 + 20.0312) / m11 'Energy balanced at point C

m5 = m9 - m11 ' Mass balanced at condenser, m9=m6

'Now this programming can already find every property in system.

WT = (m2 * h2 - m3 * h3 - m4 * h4 - m5 * h5 - 0.049 * 3151.1) / 1000

E = 0.97 * WT

nCO = (E + QD) * 100 / 81.9

Qrej = (m5 * h5 + m11 * h11 - m9 * h6) / 1000

Load Output1

Output1.Show

End Sub
```

ภาคผนวก ง
โปรแกรมจำลองแบบการเดินเครื่องโรงจักรฯ แบบไม่เต็มกำลังการผลิต

```
Private Sub Command1_Click()
   QD = Val(QDDis.Text)
   E = Val(EDIs.Text)
   P2 = Val(P2Dis.Text)
   T2 = Val(T2Dis.Text)
   nB = Val(nBDis.Text)
   P3 = Val(P3Dis.Text)
   P4 = Val(P4Dis.Text) * 100
   P5 = Val(P5Dis.Text) * 100
   P7 = Val(P7Dis.Text)
   nT = Val(nTDis.Text)   'Steam turbine efficiecncy.
   nP1 = Val(nP1Dis.Text) 'Boiler pump efficiecncy.
   nP2 = Val(nP2Dis.Text) 'feed water pump efficiency.
   nP3 = Val(nP3Dis.Text) 'Condenser pump efficiency.
   Load System2
   System2.Show
End Sub


Private Sub Command3_Click()
  End
End Sub

Private Sub Command5_Click()
  P2Dis.Text = Empty
  T2Dis.Text = Empty
  nBDis.Text = Empty
End Sub

Private Sub Command6_Click()
  P3Dis.Text = Empty
  P4Dis.Text = Empty
  P5Dis.Text = Empty
  P7Dis.Text = Empty
  nTDis.Text = Empty
End Sub
```

```
Private Sub Command8_Click()
  nP1Dis.Text = Empty
  nP2Dis.Text = Empty
  nP3Dis.Text = Empty
End Sub

Private Sub Command10_Click()
  QDDis.Text = Empty
  EDIs.Text = Empty
End Sub

Private Sub Option1_Click()
  'Steam Boiler page.
   Frame2.Enabled = True 'Enabled frame2.
   Label6(0).Enabled = True
   Label6(3).Enabled = True

   P2Dis.Enabled = True  'Disabled m2 text.
   T2Dis.Enabled = True  'Disabled m2 text.
   nBDis.Enabled = True  'Disabled nb text.

   P2Dis.Text = Empty
   T2Dis.Text = Empty
   nBDis.Text = Empty

   P2 = Val(m2Dis.Text)
   T2 = Val(m2Dis.Text)
   nB = Val(nBDis.Text)
   Command5.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option2_Click()
  'Steam Boiler page.
   P2Dis.Text = 55
   T2Dis.Text = 437
   nBDis.Text = 0.8
```

```
    P2Dis.Enabled = False 'Disabled m2 text.
    T2Dis.Enabled = False 'Disabled m2 text.
    nBDis.Enabled = False 'Disabled nb text.

    P2 = Val(P2Dis.Text)
    T2 = Val(T2Dis.Text)
    nB = Val(nBDis.Text)
    Label6(3).Enabled = False
    Frame2.Enabled = False 'Disabled frame2.
    Command5.Enabled = False
End Sub

Private Sub Option3_Click()
   'Steam Turbine page.
    Frame5.Enabled = True 'Enabled frame5.
    Label8(0).Enabled = True
    Label8(1).Enabled = True
    Label8(2).Enabled = True
    Label8(3).Enabled = True
    P3Dis.Enabled = True
    T3Dis.Enabled = True
    P4Dis.Enabled = True
    P5Dis.Enabled = True
    P7Dis.Enabled = True
    nTDis.Enabled = True
    P3Dis.Text = Empty
    T3Dis.Text = Empty
    P4Dis.Text = Empty
    P5Dis.Text = Empty
    P7Dis.Text = Empty
    nTDis.Text = Empty
    P3 = Val(P3Dis.Text)
    T3 = Val(T3Dis.Text)
    P4 = Val(P4Dis.Text)
    P5 = Val(P5Dis.Text)
    P7 = Val(P7Dis.Text)
```

```
    nT = Val(nTDis.Text) 'Steam turbine efficiecncy.
    Command6.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option4_Click()
    'Steam Turbine page.
    P3Dis.Text = 7  'bar
    P4Dis.Text = 0.64 'bar
    P5Dis.Text = 0.101 'bar
    nTDis.Text = 0.87 'Steam turbine efficiecncy 87%
    P7Dis.Text = 6 'bar
    P3 = Val(P3Dis.Text)
    P4 = Val(P4Dis.Text)
    P5 = Val(P5Dis.Text)
    nT = Val(nTDis.Text)
    P7 = Val(P7Dis.Text)
    P3Dis.Enabled = False 'Disabled P3 text.
    P4Dis.Enabled = False 'Disabled P4 text.
    P5Dis.Enabled = False 'Disabled P5 text.
    nTDis.Enabled = False 'Disabled nT text.
    P7Dis.Enabled = False
    Label8(0).Enabled = False
    Label8(2).Enabled = False
    Label8(3).Enabled = False
    Frame5.Enabled = False 'Disabled frame5.
    Command6.Enabled = False
End Sub

Private Sub Option5_Click()
    'Other equipments page.
    Frame8.Enabled = True 'Enabled frame8.
    Label10(0).Enabled = True
    Label10(1).Enabled = True
    Label10(2).Enabled = True
    nP1Dis.Enabled = True
    nP2Dis.Enabled = True
```

```
    nP3Dis.Enabled = True
    nP1Dis.Text = Empty
    nP2Dis.Text = Empty
    nP3Dis.Text = Empty
    nP1 = Val(nP1Dis.Text) 'Boiler pump efficiecncy.
    nP2 = Val(nP2Dis.Text) 'feed water pump efficiency.
    nP3 = Val(nP3Dis.Text) 'Condenser pump efficiency.
    Command7.Enabled = True
End Sub

Private Sub Option6_Click()
  'Other equipments page.
    nP1Dis.Text = 0.9 'Boiler pump efficiecncy 90%.
    nP2Dis.Text = 0.9 'feed water pump efficiency 90%.
    nP3Dis.Text = 0.9 'Condenser pump efficiency 90%.
    nP1 = Val(nP1Dis.Text)
    nP2 = Val(nP2Dis.Text)
    nP3 = Val(nP3Dis.Text)
    nP1Dis.Enabled = False 'Disabled nP1 text.
    nP2Dis.Enabled = False 'Disabled nP2 text.
    nP3Dis.Enabled = False 'Disabled nP3 text.
    Label10(0).Enabled = False
    Label10(1).Enabled = False
    Label10(2).Enabled = False
    Frame8.Enabled = False 'Disabled frame8.
    Command7.Enabled = False
End Sub

Private Sub mnuQuit_Click(Index As Integer)
 End
End Sub

Private Sub mnuSimulate_Click(Index As Integer)
 SearchStr1 = CStr(P2)
 SearchStr2 = CStr(T2)
 If (SearchStr1 <> "") And (SearchStr2 <> "") Then
```

```
Table1.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr1 + "'"
 If Table1.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
  Table1.Recordset.FindFirst "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
  If Table1.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Temperature nomatch.
   Table1.Recordset.MoveFirst
   Table1.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr1 + "'"
   Table1.Recordset.FindNext "t>" + "'" + SearchStr2 + "'"
   PressC = Val(PressDis1.Text)
   TempB = Val(TempDis1.Text)
   hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
   sB = Val(EntropyDis1.Text)
   Table1.Recordset.MovePrevious
   TempA = Val(TempDis1.Text)
   hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
   sA = Val(EntropyDis1.Text)
   hC = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
   sC = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
   Table1.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr1 + "'"
   Table1.Recordset.FindPrevious "t<" + "'" + SearchStr2 + "'"
   PressE = Val(PressDis1.Text)
   TempC = Val(TempDis1.Text)
   hE = Val(EnthalpyDis1.Text)
   sE = Val(EntropyDis1.Text)
   Table1.Recordset.MoveNext
   TempD = Val(TempDis1.Text)
   hD = Val(EnthalpyDis1.Text)
   sD = Val(EntropyDis1.Text)
   hF = hE + (hD - hE) * (Val(SearchStr2) - TempC) / (TempD - TempC)
   sF = sE + (sD - sE) * (Val(SearchStr2) - TempC) / (TempD - TempC)
   EnthalpyDis1.Text = hF + (hC - hF) * (Val(SearchStr1) - PressE) / (PressC - PressE)
   EntropyDis1.Text = sF + (sC - sF) * (Val(SearchStr1) - PressE) / (PressC - PressE)
   h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
   s2 = Val(EntropyDis1.Text)
  Else 'Pressure nomatch but Temperature match
   Table1.Recordset.MoveFirst
   Table1.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr1 + "'"
```

```
            Table1.Recordset.FindNext "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
            PressB = Val(PressDis1.Text)
            hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
            sB = Val(EntropyDis1.Text)
            Table1.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr1 + "'"
            Table1.Recordset.FindPrevious "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
            PressA = Val(PressDis1.Text)
            hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
            sA = Val(EntropyDis1.Text)
            EnthalpyDis1.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr1) - PressA) / (PressB - PressA)
            EntropyDis1.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr1) - PressA) / (PressB - PressA)
            h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
            s2 = Val(EntropyDis1.Text)
          End If
        Else 'pressure match
          Table1.Recordset.FindNext "t=" + "'" + SearchStr2 + "'"
          h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
          s2 = Val(EntropyDis1.Text)
          If Table1.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but temperature nomatch.
            Table1.Recordset.MoveFirst
            Table1.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr1 + "'"
            Table1.Recordset.FindNext "t>" + "'" + SearchStr2 + "'"
            TempB = Val(TempDis1.Text)
            hB = Val(EnthalpyDis1.Text)
            sB = Val(EntropyDis1.Text)
            Table1.Recordset.MovePrevious
            TempA = Val(TempDis1.Text)
            hA = Val(EnthalpyDis1.Text)
            sA = Val(EntropyDis1.Text)
            EnthalpyDis1.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
            EntropyDis1.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr2) - TempA) / (TempB - TempA)
            h2 = Val(EnthalpyDis1.Text)
            s2 = Val(EntropyDis1.Text)
          End If
        End If
    End If
```

```
'Now this programming can find the porperty Enthalpy:h2, Entropy:s2
'First Extraction steam......Assume the porperty is Superheated..
's3s = s2 Isentropic Expansion.
'Search h3s by given s3s and P3.
SearchStr3 = CStr(P3)
SearchStr4 = CStr(s2)
If (SearchStr3 <> "") And (SearchStr4 <> "") Then
  Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr3 + "'"
  If Table2.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
    Table2.Recordset.FindFirst "s=" + "'" + SearchStr4 + "'" 'pressure and entropy match.
    If Table2.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Entropy nomatch.
      Table2.Recordset.MoveFirst
      Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindNext "s>" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressC = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
      sB = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Lower limit.
      hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Lower limit.
      TempB = Val(TempDis2.Text)  'T3:Lower limit.
      Table2.Recordset.MovePrevious
      sA = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Uper limit.
      hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper limit.
      TempA = Val(TempDis2.Text)  'T3:Uper limit.
      hC = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
      TempC = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
      Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr3 + "'"
      Table2.Recordset.FindPrevious "s<" + "'" + SearchStr4 + "'"
      PressF = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper Limit.
      sE = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Uper Limit.
      hE = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper Limit.
      TempE = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Uper Limit.
      Table2.Recordset.MoveNext
      sD = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Lower limit.
      hD = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Lower limit.
      TempD = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Lower limit.
      PressDis2.Text = SearchStr3
```

```
      EntropyDis2.Text = SearchStr4
      hF = hE + (hD - hE) * (Val(SearchStr4) - sE) / (sD - sE)
      TempF = TempE + (TempD - TempE) * (Val(SearchStr4) - sE) / (sD - sE)
      EnthalpyDis2.Text = hF + (hC - hF) * (Val(SearchStr3) - PressF) / (PressC - PressF)
      TempDis2.Text = TempF + (TempC - TempF) * (Val(SearchStr3) - PressF) / (PressC - PressF)
      h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
      T3s = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
    Else 'Pressure nomatch but Entropy match
       Table2.Recordset.MoveFirst
       Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr3 + "'"
       Table2.Recordset.FindNext "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
       PressB = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
       hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Lower limit.
       TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Lower limit.
       Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr3 + "'"
       Table2.Recordset.FindPrevious "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
       PressA = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper limit.
       hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3s:Uper limit.
       TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Uper limit.
       EnthalpyDis2.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr3) - PressA) / (PressB - PressA)
       TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr3) - PressA) / (PressB - PressA)
       h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
       T3s = Val(TempDis2.Text)
       'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
    End If
  Else 'pressure match
     Table2.Recordset.FindNext "s=" + "'" + SearchStr4 + "'"
     h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
     T3s = Val(TempDis2.Text)
     'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
     If Table2.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but Entropy nomatch.
       Table2.Recordset.MoveFirst
       Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr3 + "'"
       Table2.Recordset.FindNext "s>" + "'" + SearchStr4 + "'"
       sB = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Lower limit.
```

```
        hB = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Lower limit.
        TempB = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Lower limit.
        Table2.Recordset.MovePrevious
        sA = Val(EntropyDis2.Text)  's3s:Uper limit.
        hA = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3s:Uper limit.
        TempA = Val(TempDis2.Text)  'T3s:Uper limit.
        EnthalpyDis2.Text = hA + (hB - hA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
        TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr4) - sA) / (sB - sA)
        h3s = Val(EnthalpyDis2.Text)
        T3s = Val(TempDis2.Text)
        'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
      End If
    End If
End If

'Now this programming can find the property Enthalpy:h3s and T3s
h3 = h2 - nT * (h2 - h3s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'To be continune this programming want to find the property Enthalpy:s3 and T3
'Then search s3 and T3 by given h3 and P3(Superheated).
SearchStr5 = CStr(P3)
SearchStr6 = CStr(h3)
If (SearchStr5 <> "") And (SearchStr6 <> "") Then
  Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr5 + "'"
  If Table2.Recordset.NoMatch Then ' only pressure no match
    Table2.Recordset.FindFirst "h=" + "'" + SearchStr6 + "'" 'pressure and enthalpy match.
    If Table2.Recordset.NoMatch Then 'Pressure & Enthalpy nomatch.
      Table2.Recordset.MoveFirst
      Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr5 + "'"
      Table2.Recordset.FindNext "h>" + "'" + SearchStr6 + "'"
      PressC = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
      hB = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Lower limit
      sB = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Lower limit.
      TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3:Lower limit.
      Table2.Recordset.MovePrevious
      hA = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Uper limit.
```

```
sA = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper limit.
TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper limit.
sC = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
TempC = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr5 + "'"
Table2.Recordset.FindPrevious " h<" + "'" + SearchStr6 + "'"
PressF = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper Limit.
hE = Val(EnthalpyDis2.Text)  'h3:Uper Limit.
sE = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper Limit.
TempE = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper Limit.
Table2.Recordset.MoveNext
hD = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Lower limit.
sD = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Lower limit.
TempD = Val(TempDis2.Text)  'T3:Lower limit.
sF = sE + (sD - sE) * (Val(SearchStr6) - hE) / (hD - hE)
TempF = TempE + (TempD - TempE) * (Val(SearchStr6) - hE) / (hD - hE)
EntropyDis2.Text = sF + (sC - sF) * (Val(SearchStr5) - PressF) / (PressC - PressF)
TempDis2.Text = TempF + (TempC - TempF) * (Val(SearchStr5) - PressF) / (PressC - PressF)
s3 = Val(EntropyDis2.Text)
T3 = Val(TempDis2.Text)
'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
Else 'Pressure nomatch but Enthalpy match
Table2.Recordset.MoveFirst
Table2.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr5 + "'"
Table2.Recordset.FindNext "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
PressB = Val(PressDis2.Text) 'P3:Lower limit.
sB = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Lower limit.
TempB = Val(TempDis2.Text)   'T3s:Lower limit.
Table2.Recordset.FindPrevious "p<" + "'" + SearchStr5 + "'"
Table2.Recordset.FindPrevious "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
PressA = Val(PressDis2.Text) 'P3:Uper limit.
sA = Val(EntropyDis2.Text)   's3:Uper limit.
TempA = Val(TempDis2.Text)   'T3:Uper limit.
EntropyDis2.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr5) - PressA) / (PressB - PressA)
TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStrs) - PressA) / (PressB - PressA)
s3 = Val(EntropyDis2.Text)
```

```
      T3 = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
    End If
  Else 'pressure match
      Table2.Recordset.FindNext "h=" + "'" + SearchStr6 + "'"
      s3 = Val(EntropyDis2.Text)
      T3 = Val(TempDis2.Text)
      'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
      If Table2.Recordset.NoMatch Then 'pressure match but Enthalpy nomatch.
        Table2.Recordset.MoveFirst
        Table2.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr5 + "'"
        Table2.Recordset.FindNext "h>" + "'" + SearchStr6 + "'"
        hB = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Lower limit.
        sB = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Lower limit.
        TempB = Val(TempDis2.Text)  'T3:Lower limit.
        Table2.Recordset.MovePrevious
        hA = Val(EnthalpyDis2.Text) 'h3:Uper limit.
        sA = Val(EntropyDis2.Text)  's3:Uper limit.
        TempA = Val(TempDis2.Text)  'T3:Uper limit.
        EntropyDis2.Text = sA + (sB - sA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
        TempDis2.Text = TempA + (TempB - TempA) * (Val(SearchStr6) - hA) / (hB - hA)
        s3 = Val(EntropyDis2.Text)
        T3 = Val(TempDis2.Text)
        'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
      End If
  End If
End If

'Now this programming can find the property Enthalpy:s3 and T3
'Second Extraction steam.......Assume the porperty is mixture.
's4s = s3 Isentropic Expansion.
'Search h4s and T4s by given p4 and s4s(Mixture).
SearchStr7 = CStr(P4)
SearchStr8 = CStr(s3)

If (SearchStr7 <> "") Then
```

```
Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr7 + "'"
If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
  Table3.Recordset.MoveFirst
  Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr7 + "'"
  PressB = Val(PressDis3.Text) 'P3:Lower limit.
  TempB = Val(TempDis3.Text)   'T3:Lower limit.
  sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's3g:Lower limit.
  hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h3g:Lower limit.
  sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's3f:Lower limit.
  hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h3f:Lower limit.
  Table3.Recordset.MovePrevious
  PressA = Val(PressDis3.Text)  'P3:Uper limit.
  TempA = Val(TempDis3.Text)    'T3:Uper limit.
  sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's3g:Uper limit.
  hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h3g:Uper limit.
  sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's3f:Uper limit.
  hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h3f:Uper limit.
  EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr7 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
  EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr7 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
  EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr7 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
  EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr7 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
  TempDis3.Text = TempA + (SearchStr7 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA)
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
  x = (Val(SearchStr8) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
  h4s = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h4s.
  T4s = Val(TempDis3.Text)
  h10 = hF ' Assume h10 = Saturate liquid
  'Now this programming can find the poperty h4s and T4s
Else ' pressure match
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
```

```
      x = (Val(SearchStr8) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
      h4s = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h4s.
      T4s = Val(TempDis3.Text)
      h10 = hF ' Assume h10 = Saturate liquid
      'Now this programming can find the poperty h4s and T4
    End If
  End If

'Now this programming can find the poperty h4s and T4s
h4 = h3 - nT * (h3 - h4s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'To be continune this programming want to find the property Enthalpy:s4 and T4
'Then search s4 and T4 by given h4 and P4 (Mixture).
SearchStr9 = CStr(P4)
SearchStr10 = CStr(h4)
If (SearchStr9 <> "") Then
  Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr9 + "'"
  If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
    Table3.Recordset.MoveFirst
    Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr9 + "'"
    PressB = Val(PressDis3.Text)  'P4:Lower limit.
    TempB = Val(TempDis3.Text)    'T4:Lower limit.
    sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's4g:Lower limit.
    hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h4g:Lower limit.
    sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's4f:Lower limit.
    hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h4f:Lower limit.
    Table3.Recordset.MovePrevious
    PressA = Val(PressDis3.Text)  'P4:Uper limit.
    TempA = Val(TempDis3.Text)    'T4:Uper limit.
    sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's4g:Uper limit.
    hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h4g:Uper limit.
    sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's4f:Uper limit.
    hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h4f:Uper limit.
    EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr9 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
    EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr9 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
    EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr9 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
```

```
      EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr9 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
      TempDis3.Text = TempA + (SearchStr9 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA)
      sG = Val(EntropyGDis.Text)
      sF = Val(EntropyFDis.Text)
      hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
      hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
      x = (Val(SearchStr10) - hF) / (hG - hF) 'x=quality of steam.
      EntropyDis3.Text = sF + x * (sG - sF) 'Entropy of s4.
      T4 = Val(TempDis3.Text)
      s4 = Val(EntropyDis3.Text)
      'Now this programming can find the poperty s4 and T4
    Else ' pressure match
      sG = Val(EntropyGDis.Text)
      hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
      sF = Val(EntropyFDis.Text)
      hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
      x = (Val(SearchStr10) - hF) / (hG - hF) 'x=quality of steam.
      EntropyDis3.Text = sF + x * (sG - sF) 'Entropy of s4.
      T4 = Val(TempDis3.Text)
      s4 = Val(EntropyDis3.Text)
      'Now this programming can find the poperty s4 and T4
   End If
 End If

'Now this programming can find the poperty s4 and T4
'Third Extraction steam.......Assume the porperty is mixture.
 s5s = s4 'Isentropic Expansion.
 'Search h5s and T5 by given p5 and s5s
 SearchStr11 = CStr(P5)
 SearchStr12 = CStr(s4)
 If (SearchStr11 <> "") Then
   Table3.Recordset.FindFirst "p=" + "'" + SearchStr11 + "'"
   If Table3.Recordset.NoMatch Then 'Pressue nomatch.
     Table3.Recordset.MoveFirst
     Table3.Recordset.FindFirst "p>" + "'" + SearchStr11 + "'"
     PressB = Val(PressDis3.Text)  'P5:Lower limit.
```

```
  TempB = Val(TempDis3.Text)    'T5:Lower limit.
  sBg = Val(EntropyGDis.Text)  's5g:Lower limit.
  hBg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h5g:Lower limit.
  sBf = Val(EntropyFDis.Text)  's5f:Lower limit.
  hBf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h5f:Lower limit.
  vBf = Val(VolumeFDis.Text)   'v6f:Lower limit.
  Table3.Recordset.MovePrevious
  PressA = Val(PressDis3.Text)  'P5:Uper limit.
  TempA = Val(TempDis3.Text)    'T5:Uper limit.
  sAg = Val(EntropyGDis.Text)  's5g:Uper limit.
  hAg = Val(EnthalpyGDis.Text) 'h5g:Uper limit.
  sAf = Val(EntropyFDis.Text)  's5f:Uper limit.
  hAf = Val(EnthalpyFDis.Text) 'h5f:Uper limit.
  vAf = Val(VolumeFDis.Text)   'v6f:Uper limit.
  EntropyGDis.Text = sAg + (SearchStr11 - PressA) * (sBg - sAg) / (PressB - PressA)
  EntropyFDis.Text = sAf + (SearchStr11 - PressA) * (sBf - sAf) / (PressB - PressA)
  EnthalpyGDis.Text = hAg + (SearchStr11 - PressA) * (hBg - hAg) / (PressB - PressA)
  EnthalpyFDis.Text = hAf + (SearchStr11 - PressA) * (hBf - hAf) / (PressB - PressA)
  VolumeFDis.Text = vAf + (SearchStr11 - PressA) * (vBf - vAf) / (PressB - PressA)
  TempDis3.Text = TempA + (SearchStr11 - PressA) * (TempB - TempA) / (PressB - PressA)
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
  x = (Val(SearchStr12) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
  EnthalpyDis3.Text = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h5s.
  T5s = Val(TempDis3.Text)
  h5s = Val(EnthalpyDis3.Text)
  h6 = Val(EnthalpyFDis.Text) 'Assume state 6: sat liquid
  v6 = Val(VolumeFDis.Text)   'Assume state 6: sat liquid
  'Now this programming can find the poperty h5s, T5s, h6 and s6
Else ' pressure match
  sG = Val(EntropyGDis.Text)
  hG = Val(EnthalpyGDis.Text)
  sF = Val(EntropyFDis.Text)
  hF = Val(EnthalpyFDis.Text)
```

```
    x = (Val(SearchStr12) - sF) / (sG - sF) 'x=quality of steam.
    EnthalpyDis3.Text = hF + x * (hG - hF) 'Enthalpy of h5s.
    T5s = Val(TempDis3.Text)
    h5s = Val(EnthalpyDis3.Text)
    h6 = Val(EnthalpyFDis.Text)  'Assume state 6: sat liquid
    v6 = Val(VolumeFDis.Text)    'Assume state 6: sat liquid
    'Now this programming can find the poperty h5s, T5s, h6 and s6
  End If
End If
'Now this programming can find the poperty  h5s, T5s, h6, s6 and v6
h5 = h4 - nT * (h4 - h5s) 'nT = Steam turbine efficiency.

'Now the programming can find all poperty in steam turbine:h2,h3,h4,h5 and h6,h7
h7 = h6 + v6 * (P7 - P5 / 100) * 100 / nP2 'Assume P6=P5, Constant Pressure.

'Energy Calculated System Flow Diagram

WT = E / 0.97

m15 = QD * 1000 / 2427.2 'Process steam, Fixed inlet and outlet condition (2427.2kJ/kg)

m13 = m15 * (2762.4 - 472.7) / (h3 - 472.7) ' Mass + Energy balanced at point B, h15=2762.4 kJ/kg

m2 = InputBox("Enter frist value m2") * 1000 / 3600 'ton/hr

Do

  m17 = m2 + m15 - m13 ' Mass balanced at point B,

  m12 = (m17 * 461.3 - m15 * 335.2 - m17 * 324.9 + m15 * 324.9) / (h3 - 324.9)  'Energy balanced at feed water
                                                                               storage,Fixed h17=461.3kJ/kg, h12=h3

  m9 = m17 - m15 - m12 ' Mass balanced at feed water storage

  h8 = h7 + 134.373 / m9 'Energy balanced at gland condenser Fixed hG1=3151.1 kJ/kg hG2=408.8 kJ/kg.
```

```
    m3 = m12 + m13 'Energy balanced at point A.

    m4 = m9 * (324.9 - h8) / (h4 - h10) ' Energy balanced at LP Preheaer.

    m11 = m4 + 0.049 ' Mass balanced at point C, Fixed mG = 0.049kg/s

    h11 = (h10 * m4 + 20.0312) / m11 'Energy balanced at point C

    m5 = m9 - m11 ' Mass balanced at condenser, m9=m6

    'Now this programming can already find every property in system.

    mm2 = (WT * 1000 + m3 * h3 + m4 * h4 + m5 * h5 + 0.049 * 3151.1) / h2

    DEF = Abs(mm2 - m2)

    m2 = mm2

  Loop Until DEF < 0.00001

  QB = m2 * (h2 - 471.4) / 1000

  nCO = (E + QD) * 100 / QB

  Load Output2

  Output2.Show

End Sub
```

ภาคผนวก จ
โปรแกรมจำลองแบบอัตราผลการตอบแทนของโครงการและผู้ประกอบการ

```
Private Sub Command1_Click()
Dim IRR, i, C, CC As Single
  C = 260.4 'Capital Cost
  G = GDis.Text 'Gross Income
  OM = OMDis.Text ' Operation & Maintenance Cost
  FX = FXDis.Text 'Fixed Charge Capatial Cost
  FC = FCDis.Text 'Fuel Cost
  L = LDis.Text  ' Economic Life
  i = 0.01 'InputBox("Insert first interest") / 100 ' First interest = 1%
 Do
    i = i + 0.001
    'Capital Cost = (G+(OM+FX+FC))(P/A, i%, 10) + (G+(OM+FC))((P/A, i%, 10)(P/F, i%,10)
    CC = (G - OM - FX - FC) * ((1 + i) ^ 10 - 1) / (i * (1 + i) ^ 10) + (G - OM - FC) * ((1 + i) ^ 10 - 1) / ((i * (1 + i) ^ 10) * (1
+ i) ^ 10)
    If CC < C Then
      CC2 = CC 'Uper limit Capital Cost
      i2 = i ' Uper limit IRR
      x = 1
    Else
      x = 0
    End If
  Loop Until x = 1 'go to top of the loop
    i1 = i2 - 0.001 'Lower limit IRR
    CC1 = (G - OM - FX - FC) * ((1 + i1) ^ 10 - 1) / (i1 * (1 + i1) ^ 10) + (G - OM - FC) * ((1 + i1) ^ 10 - 1) / ((i1 * (1 + i1) ^
10) * (1 + i1) ^ 10)
    'Lower limit IRR
    IRR = i1 + (i2 - i1) * (C - CC1) / (CC2 - CC1)
    IRRDis.Text = IRR * 100

End Sub

Private Sub Command2_Click()
  End
End Sub
```

```
Private Sub Command3_Click()
Dim IRR, i, C, CC As Single
  C = 1041.6 'Capital Cost
  G = GDis.Text 'Gross Income
  OM = OMDis.Text ' Operation & Maintenance Cost
  FC = FCDis.Text 'Fuel Cost
  L = LDis.Text  ' Economic Life
  i = 0.01 'InputBox("Insert first interest") / 100 ' First interest = 1%
  Do
    i = i + 0.001
    'Capital Cost = (G+(OM+FX+FC))(P/A, i%, 20)
    CC = (G - OM - FC) * ((1 + i) ^ 20 - 1) / (i * (1 + i) ^ 20)
    If CC < C Then
      CC2 = CC 'Uper limit Capital Cost
      i2 = i ' Uper limit IRR
      x = 1
    Else
      x = 0
    End If
  Loop Until x = 1 'go to top of the loop
    i1 = i2 - 0.001 'Lower limit IRR
    CC1 = (G - OM - FC) * ((1 + i1) ^ 20 - 1) / (i1 * (1 + i1) ^ 20)
    'Lower limit IRR
    IRR = i1 + (i2 - i1) * (C - CC1) / (CC2 - CC1)
    IRRDis.Text = IRR * 100

End Sub
```

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ นาย พงศ์ศักดิ์ ครุกานันต์

วัน/เดือน/ปีเกิด 16 มิถุนายน 2519

วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์	2539