

การออกแบบและเปรียบเทียบระบบการจัดการไอ้่น้ำของกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

นายหุตไต้ย ปริรัตน์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี ภาควิชาวิศวกรรมเคมี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิตินิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)

are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

DESIGN AND COMPARISON OF STEAM MANAGEMENT SYSTEM
OF POWER AND HEAT COGENERATION PROCESS

Mr. Hutanaï Parirat

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Chemical Engineering

Department of Chemical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การออกแบบและเปรียบเทียบระบบการจัดการไอ้หน้าของ
กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

โดย

นายหุตไญั ปรริรติ์นั

สาขาวิชา

วิศวกรรมเคมี

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อมรชัย อภภรณัวิธานพ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้ั้บวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.บััณชิต ใเอ้อภภรณั)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร.วรัฎฐ ใแต่ไฟลัสิฐุพงษั)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อมรชัย อภภรณัวิธานพ)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรเทพ ใเอ้ยวหอม)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรณั ใแพ่งจันทึก)

หุตน์ย ปริวัตน์: การออกแบบและเปรียบเทียบระบบการจัดการไอน้ำของกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม. (DESIGN AND COMPARISON OF STEAM MANAGEMENT SYSTEM OF POWER AND HEAT COGENERATION PROCESS)
 อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ.ดร.อมรชัย อภรณ์วิชานพ, 224 หน้า.

ปัจจุบันการผลิตในภาคอุตสาหกรรม นอกจากจะต้องผลิตผลิตภัณฑ์ที่ตอบสนองต่อความต้องการของตลาดทั้งด้านปริมาณและคุณภาพ ยังต้องดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขัน การใช้พลังงานในกระบวนการผลิตนับเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญและมีผลโดยตรงต่อต้นทุนการผลิต เมื่อพิจารณาแหล่งพลังงานที่ใช้ภายในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ พบว่าส่วนใหญ่ได้มาจากกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (power and heat cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่ซับซ้อน งานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์การบริหารจัดการระบบไอน้ำเชิงบูรณาการ (steam integration) ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม งานวิจัยนี้ได้ทำการพัฒนาแบบจำลองสมดุลไอน้ำและใช้หลักการเชิงอุณหพลศาสตร์ในการวิเคราะห์ระบบการจัดการไอน้ำโดยได้ทำการเปรียบเทียบการใช้ไอน้ำในรูปแบบต่าง ๆ ในแต่ละระดับพลังงานความดัน ตลอดจนการหาสภาวะที่เหมาะสมของการผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตที่ทุกระดับความดันโดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไอน้ำด้วย จากการศึกษาและวิเคราะห์การบริหารจัดการไอน้ำภายในโรงงานผลิตโอเลฟินส์ซึ่งถูกใช้เป็นกรณีศึกษาพบว่าการใช้ไอน้ำเป็นแหล่งความร้อนสำหรับเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (heat exchanger) และการติดตั้งกังหันไอน้ำ (back pressure steam turbine) ทำให้ได้ปริมาณกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3.0 MW เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้เครื่องควบแน่น (condenser) และหน่วยลดความดันไอน้ำ (letdown station) ส่งผลให้การประหยัดพลังงานเพิ่มขึ้น 4.3 % เมื่อพิจารณาจากค่าดัชนีพลังงาน (energy index)

ภาควิชา.....วิศวกรรมเคมี..... ลายมือชื่อนิสิต.....
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมเคมี..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....
 ปีการศึกษา 2556.....

5371492421 : MAJOR CHEMICAL ENGINEERING

KEYWORDS : STEAM INTEGRATION/ WASTE HEAT RECOVERY/ ENERGY SAVING/
UTILITY SYSTEMS

HUTANAI PARIRAT:DESIGN AND COMPARISON OF STEAM MANAGEMENT
SYSTEM OF POWER AND HEAT COGENERATION PROCESS. ADVISOR:
ASST.PROF. AMORNCHAI ARPORNWICHANOP, D.Eng., 224 pp.

Nowadays, in addition to producing products to satisfy the market requirement in terms of quantity and quality, manufacturers should pay attention to an efficient operation to increase its competitive potentials. Efficient energy usage is a crucial factor to a production process as it directly affects production costs. In general, most energy sources in large industries are derived from electric power and heat cogeneration. This study was aimed at analyzing a steam management system in power and heat cogeneration process. The model of a steam balance was developed and thermodynamic principles were applied to analyze the steam management system by comparing different designs of the system for steam production at various energy pressure. The optimal conditions for the production of electricity in accordance with the demand for water steam at different pressure levels were indentified. The results of the study and analysis of the steam management system in an olefins plant, as a case study, showed that the use of steam as a heat source for heat exchangers and the installation of back pressure steam turbines could increase electricity up to 3.0 MW in comparison of using condensers and letdown stations. This resulted in a 4.3% increase of energy saving in terms of the energy index.

Department : .. Chemical Engineering .. Student's Signature : ..
Field of Study : .. Chemical Engineering .. Advisor's Signature : ..
Academic Year : .. 2013 ..

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยความช่วยเหลือเป็นอย่างดีจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อมรชัย อภรณ์วิชานพ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา คำแนะนำ แนวคิดในการดำเนินงาน และแก้ไขปัญหาระหว่างการวิจัยนี้ด้วยดีตลอดมาจนเสร็จสมบูรณ์ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างยิ่ง

ขอขอบพระคุณ อาจารย์ ดร.วรัญ ใต้ไพสิฐพงษ์ ประธานกรรมการ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรเทพ เขียวหอม และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรรณิ แฝงจันทิก ที่กรุณาร่วมเป็นกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งได้ให้ความสนใจ ให้ข้อคิดและคำแนะนำที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัยฉบับนี้

ขอขอบคุณ บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ที่ได้สนับสนุนทุนการศึกษาประเภท ค สำหรับพัฒนาบุคลากร รุ่นที่ 1

ทำนนี้ผู้ทำงานวิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาที่ให้การสนับสนุนและเป็นกำลังใจให้ตลอดมาจนสำเร็จการศึกษา ประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ ย่อมเป็นผลมาจากความกรุณาของท่านดังกล่าวข้างต้น

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	ฅ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ.....	ท
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	3
1.4 ประโยชน์ที่ได้รับในการวิจัย.....	4
2. เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
3. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	10
3.1 ระบบการผลิตความร้อน (ไอน้ำ) และพลังงานไฟฟ้ารวมภายในโรงงานผลิต โอเลฟินส์: กรณีศึกษา.....	10
3.2 การทำสมดุลไอน้ำและพลังงาน.....	12
3.3 หน่วยลดความดันไอน้ำ (steam letdown station).....	12
3.4 อุปกรณ์ที่ใช้ไอน้ำ (Steam consumers).....	14
3.5 ขั้นตอนเบื้องต้นสำหรับการทำสมดุลไอน้ำ.....	17
4. การออกแบบและวิธีการดำเนินการวิจัย.....	21
4.1 ขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำ.....	21
4.1.1 การสร้างสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	21
4.1.2 ขั้นตอนการสร้างสมดุลไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา.....	27
4.1.3 แผนภาพแสดงขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ.....	32

	หน้า
4.2 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	34
สมดุลมวลระดับความดัน HS.....	37
สมดุลมวลระดับความดัน MS.....	38
สมดุลมวลระดับความดัน LS.....	40
สมดุลมวลระดับความดัน LLS.....	42
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X3201 Cracked gas compressor turbine.....	44
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4401 Ethylene compressor turbine.....	47
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine.....	48
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator Turbine.....	51
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X2801 Wash water pump turbine.....	53
สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8001 Boiler feed water pump turbine.....	54
4.3 แนวทางการวิเคราะห์ผลประโยชน์.....	57
5. การวิเคราะห์ผลงานวิจัย.....	61
5.1 รูปแบบการจัดการไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา.....	61
5.1.1 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 1.....	61
5.1.2 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 2.....	71
5.1.3 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 3.....	87
5.1.4 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 4.....	95
5.1.5 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 5.....	108
5.1.6 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 6.....	114
5.2 ผลการปรับปรุงระบบไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา.....	132
5.2.1 กรณีศึกษาที่ 1.....	135
5.2.2 กรณีศึกษาที่ 2.....	139

	หน้า
5.2.3 กรณีศึกษาที่ 3.....	146
5.2.4 กรณีศึกษาที่ 4.....	150
5.2.5 กรณีศึกษาที่ 5.....	153
5.2.6 กรณีศึกษาที่ 6.....	157
6. สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ	166
6.1 สรุปผลงานวิจัย.....	166
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	171

	หน้า
รายการอ้างอิง.....	172
ภาคผนวก ก. ข้อมูลระบบผลิตโอเลฟินส์และอุปกรณ์ในแบบจำลองสมดุล ไอน้ำ.....	176
ภาคผนวก ข. หม้อต้มไอน้ำ (Boiler).....	195
ภาคผนวก ค. การคำนวณหาประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำและเครื่องกังหัน ไอน้ำ.....	201
ภาคผนวก ง. อธิบายการใช้พลังงานเชื้อเพลิง ไอน้ำ ไฟฟ้า ในกรณีศึกษา พื้นฐาน.....	207
ภาคผนวก จ. ภาพถ่ายประกอบอุปกรณ์ในระบบบริหารจัดการไอน้ำโรงงาน โอเลฟินส์.....	214
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	224

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 3.1 ความแตกต่างระหว่างกังหันไอน้ำชนิด Condensing Turbine และ Back Pressure Turbine	15
ตารางที่ 5.1 ปริมาณการใช้และการสูญเสียพลังงาน ก่อนปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาพื้นฐาน.....	133
ตารางที่ 5.2 คุณสมบัติของเครื่องจักร/อุปกรณ์ ในแต่ละกรณีศึกษา.....	134
ตารางที่ 5.3 ค่าพลังงานและราคาต่อหน่วย.....	135

สำหรับกรณีศึกษาที่ 1

ตารางที่ 5.4 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 1.....	135
ตารางที่ 5.5 อัตราการไหลไอน้ำ SRU ที่รับ LLS	136
ตารางที่ 5.6 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด.....	136
ตารางที่ 5.7 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง.....	137
ตารางที่ 5.8 ผลประหยัด	137
ตารางที่ 5.9 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 1.....	137
ตารางที่ 5.10 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำ.....	138

สำหรับกรณีศึกษาที่ 2

ตารางที่ 5.11 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.1.....	139
ตารางที่ 5.12 ปริมาณไอน้ำ extraction ออกจาก X2801 แล้วไม่ต้องควบแน่นลง Surface condensor.....	140
ตารางที่ 5.13 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด.....	140
ตารางที่ 5.14 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง.....	141
ตารางที่ 5.15 ผลประหยัด	141

ตารางที่ 5.16	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.1.....	142
ตารางที่ 5.17	สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำ.....	142
ตารางที่ 5.18	ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.2.....	143
ตารางที่ 5.19	ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น.....	144
ตารางที่ 5.20	ผลประโยชน์.....	145
ตารางที่ 5.21	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.2	145

สำหรับกรณีศึกษาที่ 3

ตารางที่ 5.22	ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 3.....	146
ตารางที่ 5.23	ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น.....	147
ตารางที่ 5.24	ผลประโยชน์	147
ตารางที่ 5.25	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 3	148
ตารางที่ 5.26	สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Back pressure turbine	148

สำหรับกรณีศึกษาที่ 4

ตารางที่ 5.27	ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 4.....	150
ตารางที่ 5.28	ผลประโยชน์.....	151
ตารางที่ 5.29	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด.....	151
ตารางที่ 5.30	ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง.....	152
ตารางที่ 5.31	ผลประโยชน์	152
ตารางที่ 5.32	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 4.....	152

สำหรับกรณีศึกษาที่ 5

ตารางที่ 5.33	ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 5.....	153
ตารางที่ 5.34	ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ.....	154
ตารางที่ 5.35	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด.....	154
ตารางที่ 5.36	ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่มจากภายนอกให้เพียงพอต่อ House load	155
ตารางที่ 5.37	ผลประโยชน์.....	155
ตารางที่ 5.38	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 5.....	155
ตารางที่ 5.39	สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเปลี่ยนกังหันไอน้ำจาก Condensing turbine เป็น Back pressure.....	156

สำหรับกรณีศึกษาที่ 6

ตารางที่ 5.40	ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 6.....	158
ตารางที่ 5.41	ผลประโยชน์พลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น.....	159
ตารางที่ 5.42	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด.....	159
ตารางที่ 5.43	ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่มจากภายนอกให้เพียงพอต่อ House load.....	159
ตารางที่ 5.44	ผลประโยชน์.....	160
ตารางที่ 5.45	ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 6.....	160
ตารางที่ 5.46	สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเปลี่ยนกังหันไอน้ำขับเคลื่อนเป็นมอเตอร์ ขับเคลื่อน.....	161
ตารางที่ 5.47	สรุปผลประโยชน์ในการจัดรูปแบบสมดุลไอน้ำ.....	162
ตารางที่ 5.48	ปริมาณการใช้พลังงานและราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม.....	164
ตารางที่ 5.49	ค่าดัชนีพลังงานที่เปลี่ยนแปลงหลังการปรับปรุงในแต่ละกรณีศึกษา.....	164
ตารางที่ ก.1	หน่วยผลิตไอน้ำ.....	190
ตารางที่ ก.2	หน่วยผลิตที่ผลิตและใช้ไอน้ำ.....	190

	หน้า
ตารางที่ ก.3	กัณฑ์ไอน้ำ..... 190
ตารางที่ ก.4	หน่วยลดความดันไอน้ำ..... 191
ตารางที่ ก.5	กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 115 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น HS consumers)..... 191
ตารางที่ ก.6	กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 45 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น MS consumers)..... 192
ตารางที่ ก.7	กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 14 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LS consumers)..... 192
ตารางที่ ก.8	กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 3.5 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LLS consumers)..... 193

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 3.1	พลังงานความร้อนที่สูญเสียที่เครื่องควบแน่น..... 11
รูปที่ 3.2	ตัวอย่างรูปแบบการใช้พลังงานไอน้ำที่มีความดันแตกต่างกัน 11
รูปที่ 3.3	สมดุลมวลและพลังงานที่สถานีลดความดันไอน้ำ 14
รูปที่ 3.4	เครื่องกังหันไอน้ำประเภทต่าง ๆ 15
รูปที่ 3.5	ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำเบื้องต้น..... 19
รูปที่ 3.6	ลักษณะทั่วไปของระบบไอน้ำ 20
รูปที่ 4.1	การออกแบบระบบไอน้ำ 26
รูปที่ 4.2	ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ..... 32
รูปที่ 4.3	แบบจำลองระบบไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน..... 34
รูปที่ 4.4	สมดุลมวลระดับความดัน HS 37
รูปที่ 4.5	สมดุลมวลระดับความดัน MS 38
รูปที่ 4.6	สมดุลมวลระดับความดัน LS 40
รูปที่ 4.7	สมดุลมวลระดับความดัน LLS 42
รูปที่ 4.8	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท..... 43
รูปที่ 4.9	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X3201..... 44
รูปที่ 4.10	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4401..... 47
รูปที่ 4.11	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601..... 48
รูปที่ 4.12	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201..... 50
รูปที่ 4.13	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X2801..... 53
รูปที่ 4.14	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8001..... 54
รูปที่ 5.1	อธิบายปริมาณพลังไอน้ำที่สูญเสียใน Surface condenser 61
รูปที่ 5.2	ประกอบการศึกษาเลือก LLS consumer..... 63
รูปที่ 5.3	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 1 63
รูปที่ 5.4	สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 1..... 64
รูปที่ 5.5	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 1 65

รูปที่ 5.6	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 1	66
รูปที่ 5.7	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 1.....	68
รูปที่ 5.8	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 2.1.....	73
รูปที่ 5.9	สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 2.....	74
รูปที่ 5.10	สมดุลมวลระดับความดัน LS กรณีศึกษาที่ 2.....	75
รูปที่ 5.11	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 2.1.....	77
รูปที่ 5.12	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 2.....	78
รูปที่ 5.13	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 2.....	79
รูปที่ 5.14	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 2.....	81
รูปที่ 5.15	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 2.2	84
รูปที่ 5.16	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 3.....	89
รูปที่ 5.17	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 3.....	90
รูปที่ 5.18	สมดุลมวลระดับความดัน LS กรณีศึกษาที่ 2.....	91
รูปที่ 5.19	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8202 กรณีศึกษาที่ 2.....	92
รูปที่ 5.20	ระบบเชื้อเพลิง น้ำป้อนเข้า อากาศป้อนเข้า	96
รูปที่ 5.21	หัวจุดไฟ (Burner) ของหม้อต้มไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	96
รูปที่ 5.22	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 4	97
รูปที่ 5.23	สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 4.....	99
รูปที่ 5.24	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 4.....	100
รูปที่ 5.25	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 2.1.....	102
รูปที่ 5.26	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 2.....	103
รูปที่ 5.27	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 4.....	104
รูปที่ 5.28	สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 4.....	106
รูปที่ 5.29	แสดง Steam Turbine Generator-X8201 (ก่อนจำลองเปลี่ยนเป็น Back pressure turbine)	108
รูปที่ 5.30	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 5.....	109

รูปที่ 5.31	Steam Turbine Generator-X8201(หลังจำลองเปลี่ยนเป็น Back pressure turbine)	110
รูปที่ 5.32	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 5.....	111
รูปที่ 5.33	สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 5.....	112
รูปที่ 5.34	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 6.....	114
รูปที่ 5.35	Propylene Compressor Turbine-X4601 (ก่อนจำลองเปลี่ยนเป็น Motor Drive).....	115
รูปที่ 5.36	แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 6	115
รูปที่ 5.37	สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 6.....	116
รูปที่ 5.38	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 6.....	118
รูปที่ 5.39	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission).....	120
รูปที่ 5.40	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 6.....	121
รูปที่ 5.41	สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission).....	123
รูปที่ 5.42	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission).....	124
รูปที่ 5.43	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 6.....	126
รูปที่ 5.44	สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 6.....	127
รูปที่ 5.45	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 6.....	128
รูปที่ 5.46	สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 6.....	130
รูปที่ 5.47	สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 6.....	131
รูปที่ 5.48	สาขารูปโภาคที่มีนัยสำคัญทางพลังงานของกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	133
รูปที่ 5.49	สาขารูปโภาคในกรณีศึกษาที่ 1 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	136
รูปที่ 5.50	สาขารูปโภาคในกรณีศึกษาที่ 2.1 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐานและกรณีศึกษาที่ 1.....	140
รูปที่ 5.51	สาขารูปโภาคในกรณีศึกษาที่ 2.2 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐานและกรณีศึกษาที่ 1.....	144

รูปที่ 5.52	สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 3 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	146
รูปที่ 5.53	สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 4 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	151
รูปที่ 5.54	สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 5 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	154
รูปที่ 5.55	สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 6 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	158
รูปที่ 5.56	ความสัมพันธ์ระหว่างค่า Energy index กับ กรณีศึกษาต่างๆ (ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง).....	165
รูปที่ ก.1	Hot unit.....	176
รูปที่ ก.2	Cold I unit.....	179
รูปที่ ก.3	Cold II unit.....	183
รูปที่ ก.4	Butadiene extraction unit	187
รูปที่ ก.5	Utility unit	189
รูปที่ ข.1	หม้อต้มไอน้ำแบบหลอดไฟ	196
รูปที่ ข.2	หม้อต้มไอน้ำชนิดท่อ.....	196
รูปที่ ข.3	แผนผังวงจรทางเดินของน้ำ.....	198
รูปที่ ข.4	แผนผังวงจรทางเดินของอากาศ.....	199
รูปที่ ค.1	สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201.....	205
รูปที่ ง.1	แผนผังการใช้พลังงานในกระบวนการผลิต Ethylene, Propylene, Butadiene, C6-C8, Hydrogen, Acetylene carbon black	207
รูปที่ ง.2	การใช้เชื้อเพลิงของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	209
รูปที่ ง.3	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของหม้อต้มไอน้ำในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	210
รูปที่ ง.4	การใช้ไอน้ำของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	211
รูปที่ ง.5	การใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	212
รูปที่ ง.6	การใช้พลังงานรวมของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน.....	213
รูปที่ จ.1	Cracking furnaces (F0101-F0601).....	214
รูปที่ จ.2	หม้อต้มไอน้ำ (Boiler A/B).....	214
รูปที่ จ.3	หม้อต้มไอน้ำ (Boiler B).....	215
รูปที่ จ.4	โรงงานผลิตโอเลฟินส์.....	215
รูปที่ จ.5	โรงงานไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่สนับสนุนกระบวนการผลิตโอเลฟินส์.....	216

รูปที่ ๑.6	ใบพัดกังหันไอน้ำ X3201 (Cracked gas compressor turbine).....	216
รูปที่ ๑.7	ใบพัดกังหันไอน้ำ X3201 (Cracked gas compressor turbine).....	217
รูปที่ ๑.8	ใบพัดกังหันไอน้ำ X4401 (Ethylene compressor turbine).....	217
รูปที่ ๑.9	ภายนอก Turbine House เครื่องกำเนิดไฟฟ้า X8201 (Steam Generator turbine).....	218
รูปที่ ๑.10	ภายใน Turbine House กังหันไอน้ำ X8201 (Steam Generator turbine).....	218
รูปที่ ๑.11	ภายใน Turbine House เครื่องกำเนิดไฟฟ้า X8201 (Generator).....	219
รูปที่ ๑.12	ภายในห้องเผาไหม้หม้อต้มไอน้ำ (Boiler).....	219
รูปที่ ๑.13	ภายนอกหัวเผาไหม้ (Burner).....	220
รูปที่ ๑.14	ภายในหัวเผาไหม้ชนิด Oil & Gas.....	220
รูปที่ ๑.15	ภายในหัวเผาไหม้ชนิด Oil.....	221
รูปที่ ๑.16	ก้านหัวเผา Oil Lance & Tip	221
รูปที่ ๑.17	สถานีลดแรงดัน (Letdown station).....	222
รูปที่ ๑.18	สถานีลดแรงดัน Z8106 (LP-LLP Letdown station).....	222
รูปที่ ๑.19	หอน้ำหล่อเย็น (Cooling Tower).....	223

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

ความหมายของตัวแปร

สัญลักษณ์	ความหมาย	หน่วย
H	เอนทัลปีจำเพาะของของไหล	kJ/kg
u	ความเร็วของระบบที่มีความสัมพันธ์กับแกนอ้างอิงที่คงที่	m/s
z	ระดับของจุดศูนย์กลางมวลของระบบจากระนาบอ้างอิงใดๆ	m
g	ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วง	m/s ²
\dot{m}	อัตราการไหลเชิงมวลของของไหล	ton/hr
\dot{Q}	อัตราปริมาณความร้อนที่ให้แก่ระบบ	MW
\dot{W}_s	อัตรางานที่ให้แก่ระบบ	MW
E	พลังงานไอน้ำในแต่ละ stage ของกังหันไอน้ำ	MW
P	พลังงานที่เครื่องจักรทำได้	MW
C_p	ค่าความจุความร้อนจำเพาะของไอน้ำ	kJ/kg.°C
LHV	ค่าพลังงานความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง	kcal/kg
T	อุณหภูมิ	°C

ความหมายของสัญลักษณ์กรีก

สัญลักษณ์	ความหมาย	หน่วย
η	ประสิทธิภาพ	-
ΔT	ความแตกต่างของอุณหภูมิไอน้ำ	$^{\circ}\text{C}$

ความหมายของสัญลักษณ์ตัวห้อย

สัญลักษณ์	ความหมาย	หน่วย
<i>HS</i>	ไอน้ำความดันสูง (high pressure steam)	-
<i>MS</i>	ไอน้ำความดันปานกลาง (medium pressure steam)	-
<i>LS</i>	ไอน้ำความดันต่ำ (low pressure steam)	-
<i>LLS</i>	ไอน้ำความดันต่ำต่ำ (low low pressure steam)	-
<i>MLS</i>	ไอน้ำส่งออกความดัน 25 Barg	-
<i>BFW</i>	น้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ	-
<i>condensate</i>	น้ำที่ควบแน่นกลับจากไอน้ำ	-
<i>steam</i>	ไอน้ำ	-
<i>TW</i>	ละอองน้ำที่เข้าสู่ถ่านหินลดความดัน (treated water)	-
<i>in</i>	เข้าอุปกรณ์	-
<i>out</i>	ออกอุปกรณ์	-
<i>production</i>	(ไอน้ำ) ที่ผลิตขึ้น	-
<i>consumer</i>	ผู้ใช้ไอน้ำ	-
<i>inlet</i>	(ไอน้ำ) ที่เข้ากังหันไอน้ำ	-
<i>outlet</i>	(ไอน้ำ) ที่ออกกังหันไอน้ำ	-
<i>imported</i>	(ไอน้ำ) ที่นำเข้ามาจากภายนอก	-
<i>exported</i>	(ไอน้ำ) ที่ส่งออกสู่ภายนอก	-
<i>extraction</i>	(ไอน้ำ) ที่ขยายผ่านออกจากกังหันไอน้ำ	-
<i>admission</i>	(ไอน้ำ) ที่รับเข้ากลางกังหันไอน้ำ	-
<i>EXH</i>	(ไอน้ำ) ที่ผ่านจากกังหันไอน้ำเพื่อเข้าเครื่องควบแน่น	-
<i>cross_over_valve</i>	(ไอน้ำ) ที่ผ่านจากวาล์ว Cross over ที่กังหันไอน้ำ	-
<i>SRU</i>	(ไอน้ำ) ที่ส่งออกไป SRU plant	-
<i>BTX</i>	(ไอน้ำ) ที่ส่งออกไป BTX plant	-
<i>turbine</i>	กังหันไอน้ำ	-
<i>F / N</i>	เตาเผาอุตสาหกรรม Cracking Furnace	-

ความหมายของสัญลักษณ์ตัวห้อย (ต่อ)

สัญลักษณ์	ความหมาย	หน่วย
<i>BLR</i>	หม้อต้มน้ำ	-
X 2701	กังหันไอน้ำ X2701	-
X 2801	กังหันไอน้ำ X2801	-
X 3201	กังหันไอน้ำ X3201	-
X 3301	กังหันไอน้ำ X3301	-
X 4401	กังหันไอน้ำ X4401	-
X 4501	กังหันไอน้ำ X4501	-
X 4601	กังหันไอน้ำ X4601	-
X 8001	กังหันไอน้ำ X8001	-
X 8002	กังหันไอน้ำ X8002	-
X 8201	กังหันไอน้ำ X8201	-
X 8202	กังหันไอน้ำ X8202	-
Z8101	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8101	-
Z8102	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8102	-
Z8103	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8103	-
Z8104	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8104	-
Z8105	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8105	-
Z8106	สถานีลดแรงดันไอน้ำ Z8106	-

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันการผลิตในภาคอุตสาหกรรม นอกจากจะต้องผลิตผลิตภัณฑ์ที่ตอบสนองต่อความต้องการของตลาดทั้งด้านปริมาณและคุณภาพ ยังต้องดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขัน การใช้พลังงานในกระบวนการผลิตนับเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญและมีผลโดยตรงต่อต้นทุนการผลิต เมื่อพิจารณาแหล่งพลังงานที่ใช้ภายในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่พบว่าส่วนใหญ่ได้มาจากระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (power and heat cogeneration system) ซึ่งเป็นระบบที่ซับซ้อน อย่างไรก็ตามระบบผลิตพลังงานร่วมดังกล่าวมีข้อดีในแง่การประหยัดพลังงานที่สูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับกระบวนการผลิตพลังงานที่แยกกันอิสระ (Gorsek และ Glavic, 2003) การเพิ่มศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยการใช้เทคโนโลยีสะอาด (cleaner technology) เป็นปัจจัยที่สำคัญต่อการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดภาวะโลกร้อน จากข้อกำหนดในพิธีสารเกียวโต พลังงานจากเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมจะถูกนำมาใช้อย่างเป็นรูปธรรมมากขึ้น (Ensinas และคณะ, 2007)

เมื่อพิจารณาการผลิตในภาคอุตสาหกรรม ปัจจุบันมีการแข่งขันเชิงธุรกิจมากขึ้น ทำให้ผู้ผลิตต้องคำนึงประสิทธิภาพการผลิตมากขึ้น ดังที่กล่าวมาข้างต้นว่าการใช้พลังงานนับเป็นปัจจัยหนึ่งที่สำคัญซึ่งมีผลต่อต้นทุนการดำเนินงาน การนำผลพลอยได้จากกระบวนการผลิต (by-product) มาใช้เป็นแหล่งพลังงานนับเป็นทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานได้ (Cenusa และคณะ, 2007) งานวิจัยที่ผ่านมาได้มีการศึกษาและนำเสนอแนวทางการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ยกตัวอย่างเช่น Gorsek และ Glavic (2003) ประยุกต์ใช้การวิเคราะห์พินช์ (pinch analysis) ในระบบไอน้ำของกระบวนการผลิตกรดอะคริลิกสำหรับระบุตำแหน่งลำดับการวางเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนในกระบวนการผลิต โดยคำนวณถึงปริมาณความร้อนทิ้ง (waste heat) จากปฏิกิริยาเคมีในกระบวนการผลิต แล้วนำความร้อนในส่วนนี้มาใช้แทนไอน้ำภายในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ทั้งนี้ไอน้ำที่ประหยัดได้ถูกนำมาใช้เป็นต้นกำลังเครื่องกังหันไอน้ำสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า (steam turbine generator) ไอน้ำที่ออกจากเครื่องกังหันไอน้ำจะถูกนำไปใช้ที่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้แก่ของไหลในกระบวนการผลิตผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนอีกครั้ง Ensinas และคณะ (2007) ได้วิเคราะห์

วิธีการลดความต้องการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตน้ำตาลและเอทานอลจากอ้อยเพื่อนำไอน้ำที่ลดได้มาใช้กับเครื่องกังหันไอน้ำ ทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นผ่านการจัดรูปแบบระบบไอน้ำในลักษณะต่างๆ ต่อมา Cenusa และคณะ (2007) ได้ศึกษาระบบการผลิตไอน้ำในกระบวนการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมของโรงงานปิโตรเคมีและโรงกลั่นน้ำมัน โดยวิเคราะห์ผลของการใช้เครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องจักรต้นกำลังของเครื่องอัดอากาศหรือบีบที่มีต่อประสิทธิภาพการผลิตพลังงานภายในกระบวนการ นอกจากนี้ Pricea และ Majozi (2009) ได้ศึกษาระบบการผลิตแบบองค์รวมสำหรับโครงการใช้ไอน้ำเพื่อลดปริมาณการผลิตไอน้ำ โดยที่ยังคงประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำจากหม้อต้มความดันสูง

เมื่อพิจารณาผลงานวิจัยที่ได้กล่าวมาพบว่า งานวิจัยส่วนใหญ่ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงานเฉพาะหน่วยผลิต แต่เมื่อวิเคราะห์เป็นองค์รวมทั้งโรงงานกลับไม่สะท้อนให้เกิดผลประหยัด เนื่องจากเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไอน้ำอาจจะไม่ได้ลดลงตามค่าพลังงานเฉพาะหน่วยผลิตที่ลดลง ดังตัวอย่างเช่น โรงงานผลิตที่ใช้ระบบผลิตความร้อนและไฟฟ้าร่วม เมื่อปรับสภาวะการผลิตในหอกลับทำให้ลดการใช้ไอน้ำในเครื่องต้มซ้ำลง (reboiler) หรือการนำความร้อนทิ้งจากหน่วยผลิตหนึ่งไปให้พลังงานกับอีกหน่วยผลิตหนึ่งทำให้ลดการใช้ไอน้ำที่หน่วยผลิตนั้นๆ ได้เช่นกัน แต่เมื่อวิเคราะห์ภาพรวมการผลิตของทั้งโรงงานพบว่าไอน้ำที่ระดับความดันต่ำเหลือทิ้งและต้องทิ้งพลังงานความร้อนที่หอน้ำหล่อเย็น (cooling tower) หรือในกรณีของไอน้ำยิ่งยวดต้นทางที่ความดันสูงอาจยังคงต้องผลิตในปริมาณเท่าเดิมเพื่อปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ป้อนเข้ากระบวนการผลิตตามภาระการใช้งาน อย่างไรก็ตามในบางกรณีก็อาจส่งผลให้เกิดผลประหยัดพลังงานได้ เช่นในสถานการณ์เดิมที่กระบวนการผลิตมีการใช้งานหน่วยลดความดัน (letdown station) การลดการใช้ไอน้ำดังกล่าวทำให้หน่วยลดความดันไอน้ำในกระบวนการหยุดการทำงานซึ่งจะช่วยลดการสูญเสียพลังงาน

ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะวิเคราะห์การบริหารจัดการระบบเชิงบูรณาการไอน้ำ (steam integration system) ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม รวมทั้งพัฒนาหลักการวิเคราะห์ที่สามารถบ่งชี้การสูญเสียพลังงานไอน้ำ และทำการปรับปรุงและบริหารจัดการระบบไอน้ำเชิงบูรณาการ (steam Integration) โดยใช้หลักการเชิงอุณหพลศาสตร์ (thermodynamics) และสร้างแบบจำลองสมดุลไอน้ำ (steam balance) ที่สอดคล้องกับการออกแบบอย่างเป็นระบบ พร้อมทั้งเปรียบเทียบเพื่อชี้ให้เห็นถึงการใช้ไอน้ำในรูปแบบต่างๆ ในแต่ละระดับพลังงานความดัน เพื่อให้เกิดผลประหยัดทางเศรษฐศาสตร์สูงสุดโดยยังคงรักษาเสถียรภาพของระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมของกระบวนการผลิต

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. ออกแบบและปรับปรุงระบบการบริหารจัดการไอน้ำให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น
2. เพื่อพัฒนาหลักการวิเคราะห์ที่สามารถบ่งชี้การสูญเสียพลังงานไอน้ำ ตลอดจนการปรับปรุงและบริหารจัดการระบบเชิงบูรณาการไอน้ำ (steam integration system)

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1. พัฒนาแบบจำลองอธิบายสมดุลไอน้ำร่วมกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าภายในกระบวนการ โดยพิจารณากระบวนการผลิตโอเลฟินส์เป็นกรณีศึกษา
2. นำเสนอหลักการออกแบบระบบจัดการไอน้ำเพื่อปรับปรุงและบริหารจัดการระบบเชิงบูรณาการไอน้ำ
3. วิเคราะห์ระบบบริหารจัดการไอน้ำภายในกระบวนการ
4. ออกแบบและปรับปรุงระบบไอน้ำ เพื่อลดการสูญเสียพลังงานไอน้ำที่ใช้ในโรงงานโอเลฟินส์ภายใต้เงื่อนไข

ก. การใช้ไอน้ำในโรงงานโอเลฟินส์ ขนาดกำลังการผลิตเอทิลีน 360,000 ตัน/ปี (105 % Plant Load) ผลิตไอน้ำโดยใช้ความร้อนปล่อยทิ้งที่ Cracking Furnace 219 ตัน/ชม. และรับไอน้ำสนับสนุนการผลิตเพิ่มเติมจากหม้อต้มไอน้ำ 2 เครื่องที่อัตราการผลิตแปรผันสูงสุดเครื่องละ 110 ตัน/ชม. ใช้ไอน้ำใน 4 ระดับพลังงาน กล่าวคือ HP (High Pressure Steam) ความดัน 115 บาร์ อุณหภูมิ 520 °C, MP (Medium Pressure Steam) ความดัน 45 บาร์ อุณหภูมิ 380 °C, LP (Low Pressure Steam) ความดัน 13 บาร์ อุณหภูมิ 280 °C และ LLP (Low Low Pressure Steam) ความดัน 3.5 บาร์ อุณหภูมิ 180 °C โดยมีการผลิตกระแสไฟฟ้าเพียงพอต่อกำลังการผลิต House Load มากกว่า 22 MW (ในกรณีเดิน Island Mode เนื่องจากกระแสไฟฟ้าจากภายนอกโรงงานผลิตเกิดการดับ Blackout) โดยทั้งนี้ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงหลักในการคำนวณคิดผลประหยัดทางเศรษฐศาสตร์

ข. หลีกเลียงการใช้งานสถานีลดระดับพลังงานความดันไอน้ำ (let down station)

ค. ลดการสูญเสียพลังงานไอน้ำที่ผ่านการทำให้เย็น (cool down) ที่เครื่องควบแน่น (surface condenser)

ง. ไม่ปรับเปลี่ยนระบบการทำงานของหม้อไอน้ำ เตาเผาอุตสาหกรรม กังหันไอน้ำ และเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับในการวิจัย

1. สามารถพัฒนาหลักการออกแบบระบบบริการจัดการไอน้ำให้สามารถดึงพลังงานจากไอน้ำที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด
2. ได้รูปแบบการใช้พลังงานไอน้ำที่ประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในหม้อต้ม โดยลดการสูญเสียพลังงานไอน้ำ
3. สามารถสร้างแบบจำลองอธิบายสมมูลระบบการใช้พลังงานไอน้ำร่วมกับการผลิตกระแสไฟฟ้าได้
4. มีความเข้าใจระบบไอน้ำและการผลิตกระแสไฟฟ้าร่วม
5. ช่วยลดการนำใช้พลังงานเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต รวมทั้งส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า
6. เป็นแนวทางเพื่อประยุกต์ใช้ในภาคอุตสาหกรรมอื่นๆ ต่อไป

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบันในสภาวะวิกฤตการณ์ราคาน้ำมันปิโตรเลียมที่พุ่งสูงขึ้น ภาคอุตสาหกรรมจึงให้ความสำคัญในเรื่องการใช้พลังงานอย่างเต็มประสิทธิภาพ รวมทั้งการแสวงหาแนวทางที่จะลดการเผาไหม้เชื้อเพลิงแต่ยังคงไว้ซึ่งระดับงาน (work) หรือการบริโภคพลังงานในรูปแบบขั้นสุดท้ายที่เท่าเดิมหรือสูงขึ้น ทั้งนี้เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการผลิต อีกทั้งยังเป็นการรักษาสภาพแวดล้อม ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกควบคู่ไปด้วย ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (power and heat cogeneration system) เป็นระบบที่ได้รับการยอมรับในโรงงานขนาดใหญ่ว่าเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพการทำงานสูงและยังสามารถรักษาเสถียรภาพการผลิตได้อย่างมั่นคง ปัจจุบันมีผู้สนใจศึกษาและทำงานวิจัยเพื่อพัฒนาและปรับปรุงระบบผลิตพลังงานร่วมอย่างกว้างขวาง ยกตัวอย่างเช่น Gorsek และ Glavic (2003) ได้วิเคราะห์พินช์ (pinch analysis) ร่วมกับการพิจารณากราฟองค์ประกอบเกรด (grand composition curve) ในระบบไอน้ำของกระบวนการผลิตกรดอะคริลิก เพื่อระบุตำแหน่งลำดับการวางเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนในกระบวนการผลิต โดยคำนวณถึงปริมาณความร้อนทิ้ง (waste heat) จากปฏิกิริยาเคมีในกระบวนการผลิต แล้วนำความร้อนนั้นมาแทนการใช้ไอน้ำในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน และนำไอน้ำที่ประหยัดได้มาปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (steam turbine generator) และต่อจากนั้นไอน้ำที่ออกจากเครื่องกังหันไอน้ำจะส่งต่อเข้าเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อใช้เพิ่มอุณหภูมิให้แก่กระบวนการผลิตผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนต่อไป Ensinas และคณะ (2007) ได้วิเคราะห์วิธีการลดความต้องการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตน้ำตาลและเอทานอลจากอ้อยเพื่อนำไอน้ำที่ลดได้มาปั่นกังหันไอน้ำให้ได้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นผ่านการจัดรูปแบบระบบไอน้ำในลักษณะต่างๆ

Pricea และ Majozi (2009) ได้ศึกษากระบวนการผลิตแบบองค์รวม สำหรับโครงการขายนํ้าโดยที่ยังคงประสิทธิภาพผลิตไอน้ำหม้อต้มความดันสูงที่มั่นคง ซึ่งจะได้อัตราการไหลของไอน้ำที่ลดลงทั้งกระบวนการผลิต ในปี 2007 Zhigang และ Antonis ได้ศึกษาและคิดค้นวิธีการจัดแบ่งไอน้ำในแต่ละระดับแรงดันอย่างเหมาะสม โดยพิจารณาในรูปแบบแต่ละช่วงระยะเวลา สร้างแบบจำลองของหม้อไอน้ำ (boiler hardware model) และแบบจำลองของกังหัน (turbine hardware model) ทำให้สามารถทำนายแนวโน้มของประสิทธิภาพที่แท้จริงของหน่วยผลิตไอน้ำ

ได้ นอกจากนี้ สวรรยา แยมสกุลณา (2543) ได้ศึกษาการเลือกใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไอน้ำที่ขึ้นกับราคาและค่าความร้อน เพื่อออกแบบระบบจัดการพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำจากชีวมวล ซึ่งชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานที่มีปริมาณมากมายจากผลิตภัณฑ์ธรรมชาติและมีราคาถูกทำให้เกิดประโยชน์ในการลงทุนผลิตไอน้ำโดยได้ทำการเผาชีวมวลร่วมกับถ่านหินในสัดส่วนต่างๆ กัน และถ่ายเทความร้อนไปให้กับน้ำเพื่อผลิตไอน้ำ จะได้พลังงานจากไอน้ำนำไปใช้ในการขับเคลื่อนกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า และได้ทำการกระจายภาระงานให้แก่หม้อต้มไอน้ำสองเครื่อง ซึ่งแน่นอนก็จะทำให้เครื่องที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าจะได้รับมอบหมายงานที่เต็มกำลังการผลิต ส่วนการกระจายภาระงานให้แก่กังหันไอน้ำเครื่องที่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ต่ำกว่าจะได้รับมอบภาระที่น้อยกว่า โดยยังสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณเท่าเดิม แต่กลับมีพลังงานความร้อนเหลือใช้ในกระบวนการน้อยลง นอกจากนี้ ศุภกิจ ศรีวิธรางกูร (2541) ได้ศึกษาการปรับปรุงระบบผลิตไอน้ำเพื่อการผลิตไฟฟ้าในโรงงานน้ำตาล โดยเปรียบเทียบผลของการเพิ่มความดันไอน้ำที่ผลิตให้สูงขึ้น ซึ่งก็จะทำให้ความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น และปริมาณการใช้กากอ้อยเผาเป็นเชื้อเพลิงก็จะเพิ่มสูงขึ้นตามด้วยเช่นกัน ทั้งยังประดิษฐ์โปรแกรมสำหรับวัดประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานร่วมของโรงงานน้ำตาลขึ้น โดยเริ่มจากไอน้ำที่ใช้ในโรงงานน้ำตาล ได้มาจากการเผากากอ้อยในหม้อต้มไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำที่ความดันเฉลี่ยอยู่ที่ 22 Barg ซึ่งจะนำไอน้ำที่ได้ไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกำลังกล ส่วนไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำที่ความดันประมาณ 2 Barg ใช้เป็นแหล่งความร้อนเพื่อให้ความร้อนในกระบวนการผลิต อุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่สำคัญ ได้แก่ หม้ออุ่นน้ำตาล (Heater) หม้อระเหยน้ำเชื่อม (Evaporator) และหม้อเคี้ยวน้ำตาล (Vacuum Pan) ส่วนไฟฟ้าแทบทั้งหมดของโรงงานในช่วงฤดูหีบอ้อย ได้มาจากการนำกำลังกลบางส่วนที่ได้จากกังหันไอน้ำไปขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ในโรงงานผลิตและส่วนที่พักอาศัย สำหรับงานวิจัยที่ศึกษาการนำความร้อนเหลือทิ้งจากก๊าซไอเสีย (Flue gas) ของหม้อต้มไอน้ำเองกลับมาใช้ในการช่วยผลิตไอน้ำ อันได้แก่ งานวิจัยของ เฉลิมพล เหลืองศิริณา (2543) ซึ่งได้มีการวิเคราะห์พารามิเตอร์ การจำลองระบบทางความร้อน และการเปรียบเทียบผลกับงานจริงในอุตสาหกรรม “กรณีศึกษาระบบต้นกำลังผลิตไอน้ำ” ซึ่งโดยทั่วไประบบต้นกำลังผลิตไอน้ำ เป็นระบบที่มีการใช้เชื้อเพลิงค่อนข้างสูง ไม่ว่าจะเป็นน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ หรือถ่านหิน จึงต้องมีการใช้พลังงานเชื้อเพลิงให้มีประสิทธิภาพสูงสุด การวิเคราะห์พารามิเตอร์ที่เป็นก๊าซไอเสียซึ่งได้จากการเผาไหม้ มาถ่ายเทความร้อนให้แก่ น้ำเลี้ยงก่อนป้อนเข้าสู่หม้อต้มไอน้ำซึ่งก็จะทำให้ประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำเพิ่มขึ้น การวิเคราะห์ระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงพบว่าชนิดของเชื้อเพลิง ก๊าซเอทิลีนให้ค่าความร้อนสูงที่สุด ส่วนเชื้อเพลิงก๊าซมีเทนให้ค่าความร้อนน้อยที่สุดและเมื่อปรับปริมาณอากาศส่วนเกิน (Excess air) ที่ใช้ในการเผาไหม้

พบว่าเมื่อเพิ่มปริมาณอากาศส่วนเกินจะทำให้ค่าความร้อนอุณหภูมิก๊าซไอเสียลดลง และยังทำการวิเคราะห์ผลของความชื้นในอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง พบว่าเมื่อมีความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศเพิ่มขึ้นจะมีผลทำให้อุณหภูมิจุดน้ำค้าง (Dew point temperature) ของไอน้ำและของกรดซัลฟูริกในก๊าซไอเสียเพิ่มขึ้น ซึ่งมีโอกาสที่จะเกิดการกัดกร่อนของโลหะที่ใช้ทำปล่องควันไฟ (Boiler stack) ได้ง่ายขึ้น โดยอุณหภูมิจุดน้ำค้างของกรดซัลฟูริกมีความสำคัญต่อการกัดกร่อนของโลหะที่ปล่องไอเสีย การนำความร้อนจากก๊าซไอเสียมาถ่ายเทให้น้ำเลี้ยงควรพิจารณาอุณหภูมิจุดน้ำค้างของกรดซัลฟูริกด้วยโดยที่อุณหภูมิก๊าซไอเสียไม่ควรจะต่ำกว่าอุณหภูมิจุดน้ำค้างของกรดซัลฟูริก เนื่องจากจะเกิดการควบแน่นกลายเป็นละอองกรดซัลฟูริกมากัดกร่อนผิวของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนและผิววัสดุปล่องไอเสียได้

อุปกรณ์ในระบบไอน้ำที่เป็นตัวแปรสำคัญของการเปลี่ยนพลังงานความร้อนในไอน้ำให้เกิดงาน (work) คือ กังหันไอน้ำ (steam turbine) ที่ผ่านมามีผู้สนใจศึกษาการใช้กังหันไอน้ำในรูปแบบต่างๆ ยกตัวอย่างเช่น Cenusa และคณะ (2007) ได้ศึกษาระบบไอน้ำในระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมของโรงงานปิโตรเคมีและโรงกลั่นน้ำมันเพื่อทำการเปลี่ยนชนิดของกังหันไอน้ำและเครื่องจักรต้นกำลังของเครื่องอัดอากาศหรือปั๊มซึ่งพิจารณาทั้งจากการใช้กังหันไอน้ำหรือมอเตอร์ไฟฟ้าเป็นต้นกำลังในกระบวนการผลิต Chaibakhsh และ Ghaffari (2008) ได้ศึกษาลักษณะการเปลี่ยนแปลงแบบชั่วคราวโดยขณะหนึ่ง ในส่วนย่อยของระบบกังหันไอน้ำ โดยการสร้างแบบจำลองคณิตศาสตร์แบบไม่เชิงเส้น (nonlinear) ซึ่งพัฒนามาบนพื้นฐานหลักการสมดุลของพลังงานความร้อนและสมการ semi-empirical ดังนั้นค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องของแบบจำลองจะถูกกำหนดโดยอาศัยความสัมพันธ์จากการทดลองในกังหันไอน้ำความดันระดับกลางและความดันต่ำ โดยไม่ละเลยขอบเขตย่อยในการระบายความร้อนของกังหันไอน้ำ ตัวแปรไอน้ำที่เบี่ยงเบนไปจากพฤติกรรมของก๊าซในอุดมคติลักษณะทางอุณหพลศาสตร์ขึ้นอยู่กับความดันและอุณหภูมิของแต่ละขอบเขตด้วย

ทั้งนี้เมื่อจะจัดทำมาตรการลดการใช้พลังงานจะต้องมีการกำหนดตัวแทนสมรรถนะพลังงานเพื่อเป็นเครื่องมือชี้บอกให้เห็นว่าก่อนและหลังการดำเนินมาตรการนั้นๆ มีการใช้พลังงานเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงอย่างไร เป็นการที่ใช้พลังงานที่ไหน (Energy Use) พลังงานนั้นใช้เท่าไร (Energy Consumption) ค่าดัชนีพลังงาน (Energy Index) หรือหาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Energy Efficiency) ของเครื่องจักรเฉพาะตัวหรือประสิทธิภาพรวมทั้งกระบวนการผลิตและอื่นๆ เช่นต้องมีการแบ่งขอบเขต (Boundary) ที่ชัดเจน ทั้งนี้ วรวรรณ บุญยะวันตั้ง (2539) ได้

ศึกษาแบบจำลองต้นทุนไอน้ำ โดยมีการประเมินต้นทุนไอน้ำซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับขั้นตอนเริ่มแรกของการศึกษาและวางแผนโครงการต่างๆ การประเมินผลตอบแทนที่ได้จากแนวทางในการประหยัดพลังงานซึ่งมีผลทำให้ความต้องการใช้ไอน้ำลดลง การประเมินมูลค่าไอน้ำความดันต่ำที่ได้จากระบบผลิตร่วมไอน้ำและกระแสไฟฟ้าซึ่งคิดเทียบจากที่ได้จากหม้อไอน้ำความดันต่ำทั่วไป และการพิจารณาใช้แหล่งความร้อนจากพลังงานหมุนเวียนแทนไอน้ำ ซึ่งแบบจำลองเพื่อประเมินต้นทุนไอน้ำจะประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ เงินลงทุนรวมของระบบผลิตไอน้ำ ต้นทุนเชื้อเพลิงและต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษาซึ่งประกอบด้วย ค่าไฟฟ้า ค่าน้ำและการปรับสภาพน้ำ ค่าแรงงานในการควบคุมและบำรุงรักษา จะเห็นได้ว่าราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำมีผู้สนใจศึกษาในหลากหลายอุตสาหกรรม ยกตัวอย่างเช่น อาษา ประทีปเสน (2534) ได้มีการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของระบบการผลิตร่วมในโรงงานกระดาษ ซึ่งประกอบด้วยหม้อต้มไอน้ำขนาด 34.5 ton/hr กังหันไอน้ำและเจนเนอเรเตอร์ขนาด 3.56 MW ซึ่งได้คำนวณต้นทุนไอน้ำและไฟฟ้าจากระบบการผลิตร่วม โดยได้ทำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของหม้อต้มไอน้ำและเทอร์ไบน์ เจนเนอเรเตอร์เพื่อประโยชน์ในการทำนายความสัมพันธ์ของตัวแปร พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบความร้อนร่วมที่นำความร้อนจากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์มาต้มไอน้ำปั่นผลิตกระแสไฟฟ้า พบว่ามีราคาต้นทุนที่ต่ำกว่าจากการซื้อกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้า (EGAT) นอกจากนี้ ชนิชา หมอชาติ (2550) ได้ศึกษามาตรการการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในกระบวนการผลิตสำหรับอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ โดยใช้ดัชนีชี้วัดการบริโภคพลังงานจำเพาะ (Specific Energy Consumptions : SEC) เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างการบริโภคพลังงานต่อผลผลิตที่ได้ในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่งผลของการวิเคราะห์ที่ได้จะถูกนำไปใช้เป็นฐานข้อมูลสำหรับจัดทำข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการจัดการด้านพลังงาน โดยได้ทำกระบวนการเทียบเคียงสมรรถนะ (Benchmarking) ของกลุ่มอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ภายในประเทศ ทั้งนี้จะเห็นได้ว่าอุตสาหกรรมผลิตปูนซีเมนต์เป็นอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานสูงกลุ่มหนึ่ง จากการพิจารณาโครงสร้างต้นทุนการผลิตทั้งหมดของอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ จะพบว่าต้นทุนการผลิตส่วนใหญ่เป็นค่าพลังงาน ซึ่งประกอบไปด้วย ค่าไฟฟ้า และค่าเชื้อเพลิง คิดเป็นประมาณร้อยละ 44 ของต้นทุนการผลิตทั้งหมด สำหรับมาตรการเพื่อการลดใช้พลังงาน ได้แก่ มาตรฐานการนำความร้อนทิ้งจากระบวนการผลิตมาต้มไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้าความร้อนร่วม มาตรฐานการประยุกต์อุปกรณ์ VSD (Variable speed drive) กับมอเตอร์ให้เหมาะสมกับภาระงานของกระบวนการผลิต มาตรฐานการลดการใช้ไฟฟ้า มาตรฐานการเครื่องคัดแยกเศษเหล็กออกจาก CLINKER ที่ REJECT และมาตรการติดตั้งตะแกรงคัดแยกหินคลุกที่ CFBK plant

ทั้งนี้ จะเห็นได้ว่าผลงานวิจัยที่ได้กล่าวมา ได้ทำการวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงาน เฉพาะหน่วยผลิต แต่เมื่อวิเคราะห์เป็นองค์รวมทั้งโรงงานกลับไม่สะท้อนให้เกิดผลประหยัด เนื่องจากเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไอน้ำอาจจะไม่ได้ลดลงตามค่าพลังงานเฉพาะหน่วยผลิตที่ลดลง ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อต่อยอดและการพัฒนาหลักการวิเคราะห์ที่สามารถบ่งชี้การสูญเสียพลังงานไอน้ำ และทำการปรับปรุงและบริหารจัดการระบบไอน้ำเชิงบูรณาการ (steam integration)

บทที่ 3

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

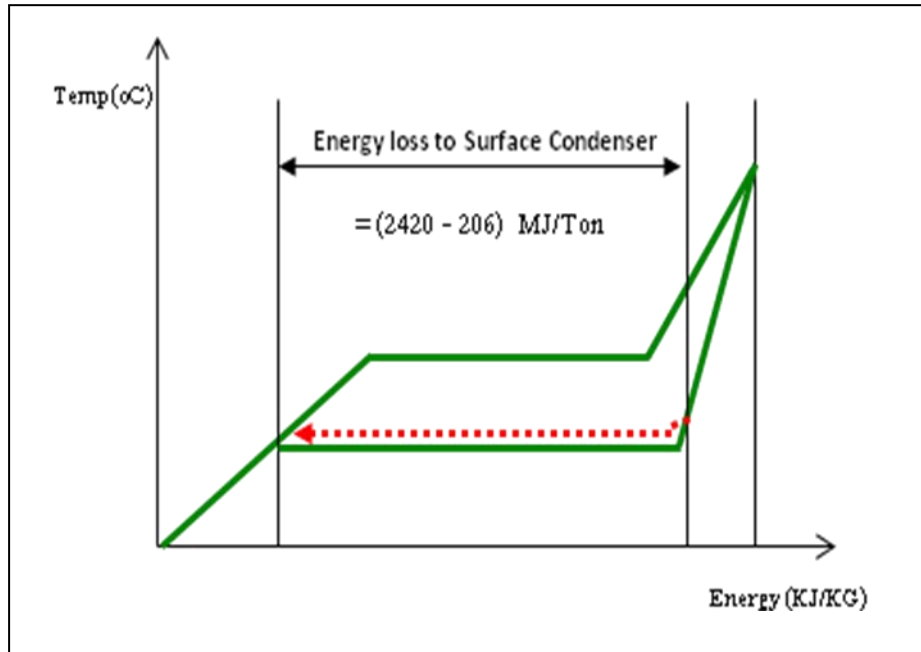
3.1 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อน (ไอน้ำ) ร่วมภายในโรงงานผลิตโอเลฟินส์: กรณีศึกษา

โรงงานโอเลฟินส์จะผลิตสารปิโตรเคมีต้นน้ำที่สำคัญ ได้แก่ เอทีลีน โพรพิลีน บิวทาไดอีน โดยใช้แฉพทาเป็นสารตั้งต้นหลัก กระบวนการแตกสลายเชิงความร้อนถูกใช้เพื่อเปลี่ยนสารที่มีขนาดโมเลกุลใหญ่ให้เป็นสารที่มีโมเลกุลขนาดเล็ก หลังจากนั้นจะทำการกลั่นแยก การสกัด และการทำปฏิกิริยาเคมี กระบวนการผลิตมีการใช้พลังงานไอน้ำช่วยในการแยกสารให้บริสุทธิ์ หรือใช้เป็นต้นกำลังให้แก่ปั๊ม เครื่องอัดอากาศ ตลอดจนใช้ปั่นเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในกระบวนการ

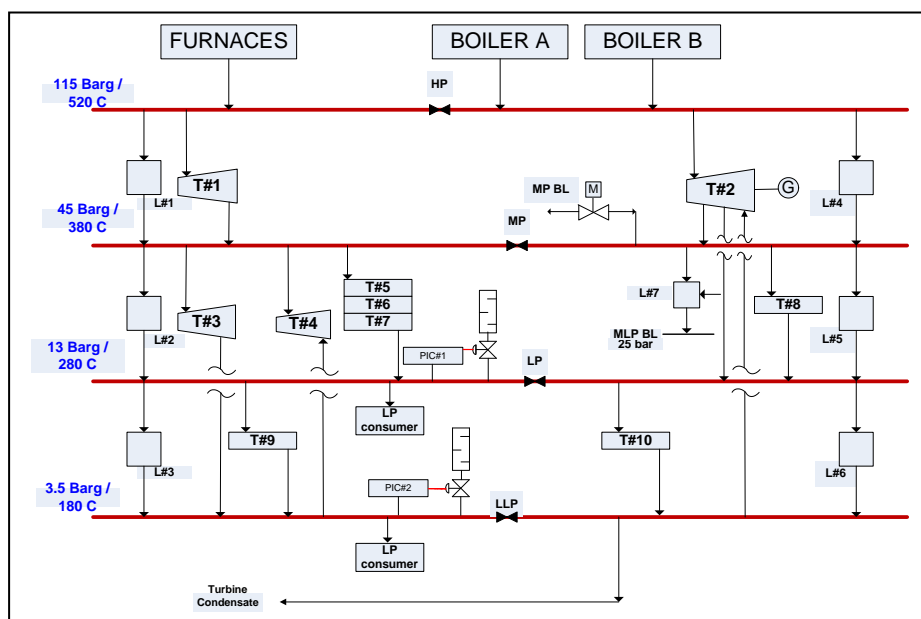
พลังงานความร้อนส่วนใหญ่ในระบบไอน้ำภายในโรงงานสูญเสียไปกับน้ำหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่น (surface condenser) การผลิตไอน้ำต้องใช้พลังงานความร้อนปริมาณมากเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำ จนกระทั่งเป็นไอน้ำยวดยิ่ง (superheated steam) แต่ไม่สามารถนำพลังงานความร้อนทั้งหมดจากไอน้ำมาใช้ ความร้อนที่เหลือในไอน้ำที่ออกจากเครื่องกังหันไอน้ำจะถูกทำให้เย็นลงโดยใช้น้ำหล่อเย็น (cooling water) โดยไอน้ำจะถูกควบแน่นได้คอนเดนเสท (condensate) และถูกหมุนเวียนกลับไปใช้อีกครั้ง น้ำหล่อเย็นที่มีอุณหภูมิสูงขึ้นจะถูกส่งไปยังหอหล่อเย็น (cooling tower) เพื่อลดอุณหภูมิลงโดยใช้พัดลมช่วยในการระบายความร้อน ดังนั้นยังมีปริมาณไอน้ำเหลือทิ้งเพิ่มขึ้น ก็จะมีความร้อนสูญเสียมากขึ้น (รูปที่ 3.1) นอกจากนี้ยังมีการสูญเสียพลังงานไอน้ำในรูปแบบอื่นๆ ได้แก่ การสูญเสียเนื่องจากการรั่วของไอน้ำสู่บรรยากาศ การสูญเสียเนื่องจากตัวดักจับไอน้ำ (steam trap) ช้ำรูด การสูญเสียพลังงานไอน้ำในท่อส่งไอน้ำ การใช้ไอน้ำอย่างไม่มีประสิทธิภาพทำให้ต้องใช้ปริมาณไอน้ำมากขึ้น การสูญเสียเนื่องจากการใช้หน่วยลดความดันไอน้ำซึ่งส่งผลให้มีการสูญเสียไอน้ำพลังงานสูงโดยเปล่าประโยชน์

ดังนั้นจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีการบริหารจัดการการใช้ไอน้ำในระบบ เริ่มตั้งแต่เมื่อผลิตไอน้ำระดับความดันสูง เมื่อผ่านการเปลี่ยนรูปพลังงานโดยใช้เครื่องกังหันเพื่อให้ได้งาน (work) ระดับพลังงานของไอน้ำก็จะลดต่ำลงพอดีกับการใช้งานในอุปกรณ์ที่ระดับพลังงานที่ต่ำกว่าเป็นลำดับขั้น การออกแบบระบบการจัดการไอน้ำจึงเป็นเรื่องที่สำคัญเพื่อทำให้กระบวนการผลิตสามารถดึงพลังงานจากไอน้ำที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รูปที่ 3.2

แสดงตัวอย่างแหล่งผลิตไอน้ำและการนำไอน้ำที่ได้ซึ่งมีระดับพลังงานที่แตกต่างกันไปใช้กับอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม



รูปที่ 3.1 พลังงานความร้อนที่สูงสูญเสียที่เครื่องควบแน่น



รูปที่ 3.2 ตัวอย่างรูปแบบการใช้พลังงานไอน้ำที่มีความดันแตกต่างกัน

3.2 การทำสมดุลไอน้ำและพลังงาน

สมดุลของไอน้ำและพลังงานเป็นการจัดเชื่อมโยงกันระหว่างความต้องการใช้ไอน้ำและความสามารถในการสนับสนุนไอน้ำของกระบวนการผลิต ในการวิเคราะห์สมดุลไอน้ำจำเป็นต้องทราบข้อมูลพื้นฐาน ได้แก่ ขนาดหม้อต้มไอน้ำหรือกำลังการผลิตของแหล่งกำเนิดไอน้ำ อัตราการใช้เชื้อเพลิง อัตราการไหลผ่านกังหันไอน้ำ ความต้องการกระแสไฟฟ้าในกระบวนการผลิต (หรือศักยภาพในการจ่ายกระแสไฟฟ้าออก) ขนาดของหน่วยลดความดันไอน้ำ อัตราการไหลของไอน้ำที่ผ่านอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ และความต้องการปริมาณน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ เป็นต้น สมการอธิบายการเปลี่ยนแปลงพลังงานในระบบการใช้ไอน้ำมีดังนี้ (Smith, 1987)

สมการสมดุลสำหรับการไหลแบบคงตัว (steady state)

$$\Delta \left[\left(H + \frac{1}{2} u^2 + zg \right) \dot{m} \right] = \dot{Q} + \dot{W}_s \quad (3.1)$$

เมื่อ	H	คือ เอนทัลปีจำเพาะของของไหล
	u	คือ ความเร็วของระบบที่มีความสัมพันธ์กับแกนอ้างอิงที่คงที่
	z	คือ ระดับของจุดศูนย์กลางมวลของระบบที่มีความสัมพันธ์ระนาบอ้างอิงใดๆ
	g	คือ ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วง
	\dot{m}	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของของไหล
	\dot{Q}	คือ อัตราปริมาณความร้อนที่ให้แก่ระบบ
	\dot{W}_s	คือ อัตรางานที่ให้แก่ระบบ

3.3 หน่วยลดความดันไอน้ำ (steam letdown station)

หน่วยลดความดันไอน้ำทำหน้าที่ควบคุมความดันของไอน้ำในระบบให้คงที่แบบอัตโนมัติ (รูปที่ 3.3) ไอน้ำที่ระดับพลังงานสูงถูกลดความดันและอุณหภูมิลงโดยการพ่นน้ำ (spray) เข้าไป การใช้งานหน่วยลดความดันไอน้ำทำให้เกิดการสูญเสียพลังงาน (ศักยภาพของไอน้ำ)

สมดุลมวลของหน่วยลดความดันไอน้ำ ที่ steady state

$$\dot{m}_{\text{STEAM,out}} = \dot{m}_{\text{STEAM,in}} + \dot{m}_{\text{TW}} \quad (3.2)$$

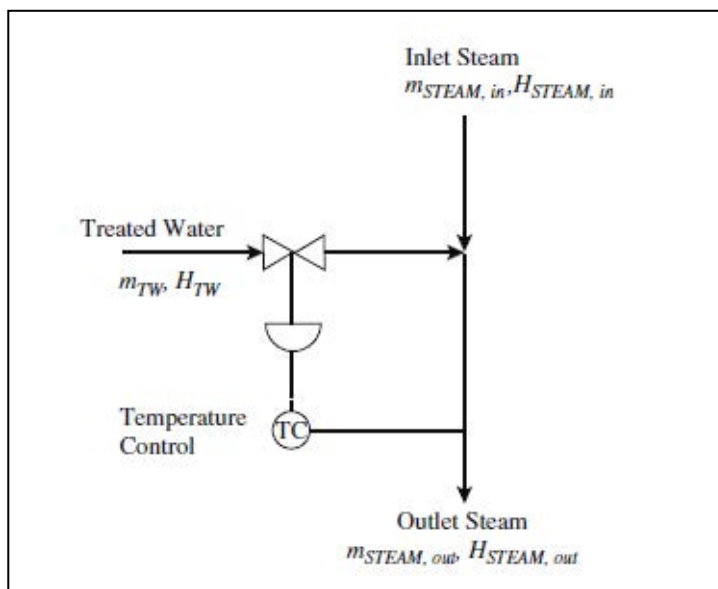
สมดุลพลังงาน ที่ steady state

$$\dot{m}_{\text{STEAM,out}} \cdot H_{\text{STEAM,out}} = \dot{m}_{\text{STEAM,in}} \cdot H_{\text{STEAM,in}} + \dot{m}_{\text{TW}} \cdot H_{\text{TW}} \quad (3.3)$$

จัดรูปสมการ (3.2) และ (3.3) จะได้

$$\dot{m}_{\text{STEAM,out}} = \dot{m}_{\text{STEAM,in}} \frac{H_{\text{STEAM,in}} - H_{\text{TW}}}{H_{\text{STEAM,out}} - H_{\text{TW}}} \quad (3.4)$$

เมื่อ	$\dot{m}_{\text{STEAM,out}}$	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ออกจากสถานีลดความดัน (kg/hr)
	$\dot{m}_{\text{STEAM,in}}$	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้าสถานีลดความดัน (kg/hr)
	\dot{m}_{TW}	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของละอองน้ำที่เข้าสถานีลดความดัน (kg/hr)
	$H_{\text{STEAM,out}}$	คือ เอนทัลปีจำเพาะของไอน้ำที่ออกจากสถานีลดความดัน (kJ/kg)
	$H_{\text{STEAM,in}}$	คือ เอนทัลปีจำเพาะของไอน้ำที่เข้าสถานีลดความดัน (kJ/kg)
	H_{TW}	คือ เอนทัลปีจำเพาะของละอองน้ำที่เข้าสถานีลดความดัน (kJ/kg)



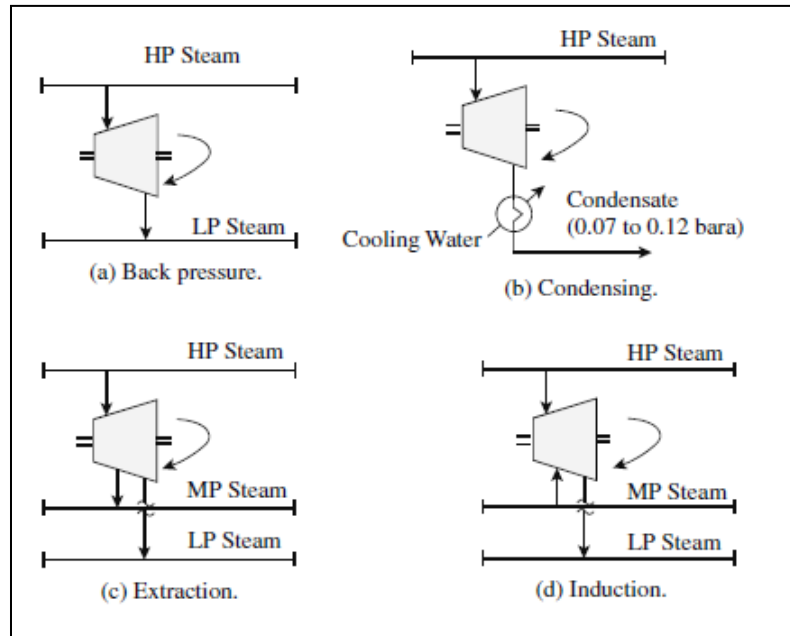
รูปที่ 3.3 สมดุลมวลและพลังงานที่สถานีลดความดันไอน้ำ (Smith, 2005)

เมื่อทราบอัตราการไหลและสถานะของไอน้ำที่ป้อนให้กับหน่วยลดความดันไอน้ำ สามารถคำนวณอัตราการไหลของไอน้ำที่ออกจากหน่วยลดความดันได้

3.4 อุปกรณ์ที่ใช้ไอน้ำ (Steam consumers)

3.4.1 เครื่องกังหันไอน้ำ (steam turbine) ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานความร้อนที่มีในไอน้ำให้เป็นการกำลังในการขับเคลื่อนอุปกรณ์ในการผลิตเช่น ปั๊ม เครื่องอัดแรงดัน และเครื่องปั่นไฟฟ้า รูปที่ 3.4 แสดงเครื่องกังหันไอน้ำประเภทต่างๆ ดังนี้

1. Back pressure turbine จะใช้ไอน้ำระดับความดันสูงแล้วคลายไอน้ำระดับความดันต่ำออกมา ไอน้ำที่ได้จะไม่เกิดการควบแน่น ที่ความดันสูงกว่าบรรยากาศ
2. Condensing turbine จะทำการควบแน่นไอน้ำเป็นคอนเดนเสททั้งหมดที่ความดันต่ำกว่าบรรยากาศ
3. Extraction turbine จะใช้ไอน้ำระดับความดันสูงแล้วคลายไอน้ำความดันต่ำที่ระดับความดันต่างๆ ตามปริมาณความต้องการของกระบวนการผลิต
4. Induction Turbine ใช้ไอน้ำระดับความดันสูงแล้วคลายไอน้ำระดับความดันต่ำ นอกจากนี้ยังมีการรับไอน้ำ (admission) ที่ระดับความดันที่ต่ำเพื่อเก็บมวลน้ำกลับเข้าสู่วัฏจักรการผลิตไอน้ำ



รูปที่ 3.4 เครื่องกังหันไอน้ำประเภทต่างๆ (Smith, 2005)

ตารางที่ 3.1 ความแตกต่างระหว่างกังหันไอน้ำชนิด Condensing Turbine และ Back Pressure Turbine

ชนิดกังหันไอน้ำ	Condensing Turbine	Back Pressure Turbine
พลังงานไฟฟ้าที่ปั่นได้เมื่อไอน้ำเข้าปริมาณเท่ากัน	ผลิตได้มากกว่า	ผลิตได้น้อยกว่า
ความดันไอน้ำที่ออก	ต่ำมากเทียบเท่าสุญญากาศ	สูงเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิต
ความสามารถในการใช้พลังงานของทั้งระบบก่อนไอน้ำควบแน่นกลับ	ต่ำกว่า Back Pressure Turbine เนื่องจากไอน้ำที่ต้องคืนสภาพกลับเป็นน้ำที่ Condenser	สูงกว่าขึ้นอยู่กับความสามารถในการดึงความร้อนแฝงของไอน้ำก่อนควบแน่นไปใช้งาน
ราคาต่อเครื่องที่ขนาดไอน้ำเข้าปริมาณเท่ากัน	แพงกว่าเนื่องจากต้องมี เครื่องควบแน่นไอน้ำ Condenser และ หอระบายความร้อน Cooling Tower	ถูกกว่า

ประสิทธิภาพของเครื่องกังหันไอน้ำ (turbine efficiency) สามารถคำนวณได้จาก

$$\eta_{turbine} = \frac{\text{Energy Out}}{\text{Energy In}} \quad (3.5)$$

เมื่อ	$\eta_{turbine}$	คือ ประสิทธิภาพกังหันไอน้ำ
	Energy Out	คือ พลังงานไฟฟ้าที่กังหันไอน้ำปั่นออก (kW)
	Energy In	คือ พลังงานไอน้ำที่เข้ากังหันไอน้ำ (kW)

คอนเดนเสทที่ได้จากเครื่องควบแน่นของกังหันไอน้ำ (steam turbine condenser) ถือได้ว่าเป็นคอนเดนเสทที่มีคุณภาพดี มีการปนเปื้อนต่ำ สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ โดยไม่จำเป็นต้องนำไปบำบัดก่อน

3.4.2 เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนด้วยไอน้ำ (steam heat exchanger) พลังงานความร้อนในไอน้ำจะถูกดึงออกไป ทำให้ไอน้ำเกิดการกลั่นตัวเป็นคอนเดนเสท

พลังงานความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (latent heat)

$$\dot{Q} = \dot{m}\Delta H^{vap} \quad (3.6)$$

เมื่อ	\dot{Q}	คือ ปริมาณพลังงานความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (kW)
	\dot{m}	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ (kg/hr)
	ΔH^{vap}	คือ ค่าความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอน้ำ (kJ/kg)

พลังงานความร้อนสัมผัส (sensible heat)

$$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T \quad (3.7)$$

เมื่อ	\dot{Q}	คือ ปริมาณพลังงานความร้อนสัมผัส (kW)
	\dot{m}	คือ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ (kg/hr)
	C_p	คือ ค่าความจุความร้อนจำเพาะของไอน้ำ (kJ/kg °C)
	ΔT	คือ ความแตกต่างของอุณหภูมิไอน้ำ (°C)

3.5 ขั้นตอนเบื้องต้นสำหรับการทำสมดุลไอน้ำ (รูปที่ 3.5)

งานวิจัยนี้เสนอขั้นตอนการทำสมดุลไอน้ำ ดังนี้

(1) รวบรวมข้อมูลในระบบการใช้ไอน้ำที่สภาวะคงตัวของกระบวนการผลิต ได้แก่ ค่าความดันและอุณหภูมิของไอน้ำร้อนยิ่งยวด (superheated steam) ที่ผลิตได้ การเปิดของหน่วยลดความดัน อัตราการผลิตไอน้ำ อัตราการใช้ไอน้ำ อัตราการนำเข้าหรือส่งออกไอน้ำสู่ภายนอก ขอบเขตกรณีศึกษาพื้นฐาน อัตราการปล่อยน้ำทิ้งของหม้อต้มไอน้ำ (blowdown) เพื่อรักษาค่าความเข้มข้นของแร่ธาตุที่ละลายในน้ำ ป้องกันการเกิดตะกรัน และปริมาณกระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกเป็นต้น

(2) เขียนแผนผังการใช้ไอน้ำทั้งโรงงานแยกเป็นแต่ละระดับความดันไอน้ำ (รูปที่ 3.6) โดยกำหนดให้เครื่องกังหันไอน้ำใช้ไอน้ำเข้าเป็นไอน้ำร้อนยิ่งยวด (superheated steam) แต่พลังงานโดยมากที่เครื่องแลกเปลี่ยนรับเป็นความร้อนจะได้จากไอน้ำที่อิ่มตัว (saturated steam)

(3) ทำสมดุลมวลและพลังงานในแต่ละอุปกรณ์ และในแต่ละระดับพลังงานไอน้ำ ตัวแปรที่ไม่ทราบค่าจะได้จากการทำสมดุลจากระดับพลังงานสูงสุดไปหาระดับพลังงานต่ำสุดสำหรับทำแบบจำลองไอน้ำพื้นฐานที่เป็นตัวแทนกระบวนการผลิตปัจจุบัน และจากระดับพลังงานต่ำสุดไปหาระดับพลังงานสูงสุด เมื่อมีแบบจำลองไอน้ำพื้นฐานแล้วต้องการจะปรับปรุงรูปแบบการจัดการไอน้ำ

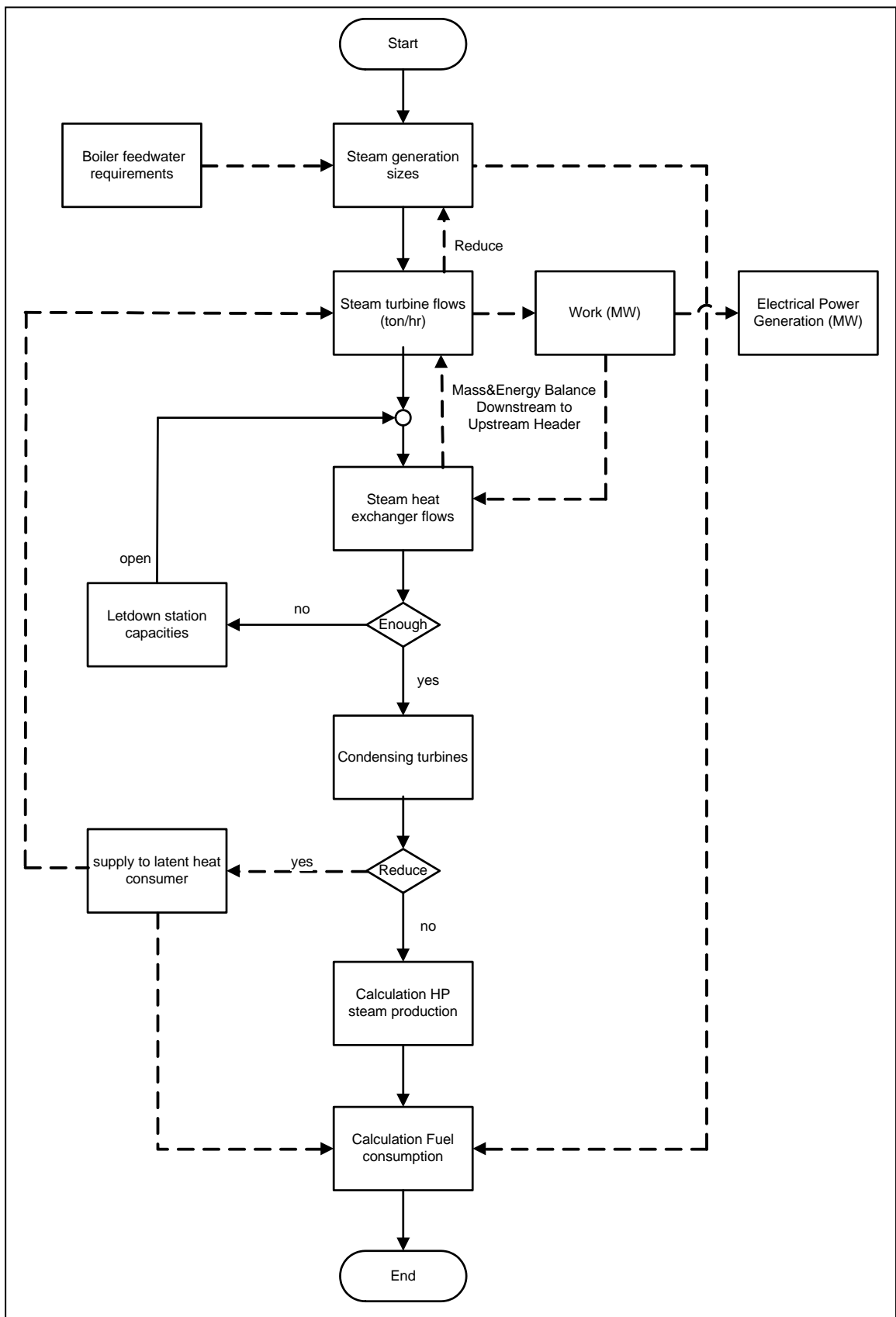
(4) พิจารณาการสูญเสียพลังงานในหน่วยลดความดันไอน้ำ การควบแน่นของไอน้ำที่ Surface Condenser ของ Condensing turbine

(5) เริ่มทำการลดปริมาณการเก็บไอน้ำเข้าที่เครื่องกังหัน (condensing turbine) ตามที่มีอยู่เดิมในระบบไอน้ำ ทำสมดุลไอน้ำใหม่ทุกระดับพลังงานโดยหาทางใช้ไอน้ำที่ระดับต่ำสุดที่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน

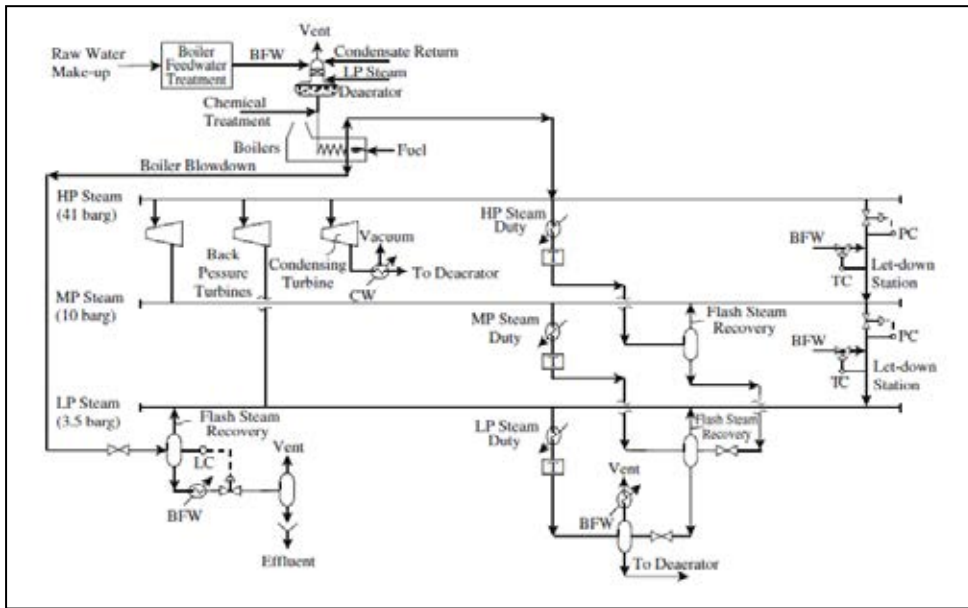
(6) พิจารณาปิดไอน้ำที่สูญเสียโดยไม่เกิดงานที่หน่วยลดความดันไอน้ำ หากเป็นการเปิดโดยการเรียกใช้งานไอน้ำที่ระดับพลังงานที่ต่ำกว่า ให้พิจารณาเปลี่ยนการขับเคลื่อนหน่วยผลิตนั้นด้วยมอเตอร์ไฟฟ้าหรือโดยทำการพิจารณาแหล่งไอน้ำในระดับพลังงานที่ต้องการจากภายนอกที่ไม่มีการลดแรงดันไอน้ำผ่านหน่วยลดความดัน หรือในกรณีจำเป็น ให้พิจารณาติดตั้ง Back pressure turbine เพื่อให้เกิดงานแทนการลดระดับพลังงานโดยเปล่าประโยชน์ที่หน่วยลดแรงดัน จากนั้นทำสมดุลไอน้ำใหม่

(7) เปรียบเทียบการออกแบบการจัดการไอน้ำที่ได้ โดยพิจารณาการเพิ่มขึ้นหรือการลดลงของไอน้ำ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ รวมทั้งเสถียรภาพในการผลิต (plant reliability) เมื่อเทียบกับการดำเนินการแบบเดิม

หมายเหตุ ความสามารถในการเปลี่ยนแปลงการจ่ายไอน้ำขึ้นกับภาวะของหม้อต้มไอน้ำ ส่วนอุปกรณ์ Fire Heater อื่นๆ ให้คงภาวะการผลิตไอน้ำตามสภาวะของกระบวนการผลิต แต่จะต้องไม่เกินค่าความสามารถในการผลิตน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม (boiler feed water)



รูปที่ 3.5 ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำเบื้องต้น



รูปที่ 3.6 ลักษณะทั่วไปของระบบไอน้ำ (Smith, 2005)

นอกจากนี้ยังมีการสูญเสียพลังงานไอน้ำในรูปแบบอื่นๆ อันได้แก่

1. การสูญเสียเนื่องจากการรั่วของไอน้ำสู่บรรยากาศ เช่น ตาม piping, flange หรือจุดเชื่อมต่ออุปกรณ์ต่างๆ
2. การสูญเสียเนื่องจาก steam trap ชำรุด หรือเลือกใช้ steam trap ประสิทธิภาพต่ำ
3. การสูญเสียตามความยาวของ steam supply line ยิ่งมีระยะทางไกลก็ยิ่งสูญเสียมาก ถ้า insulation ชำรุดก็ยิ่งเพิ่มการสูญเสียมากยิ่งขึ้น steam จะสูญเสียจากการ condensed และถูกปล่อยทิ้งโดย steam trap
4. การสูญเสียเนื่องจากการใช้ steam อย่างไรก็ดีคุณค่าเกินความจำเป็น
5. การสูญเสียเนื่องจากการใช้ steam condition ต่ำกว่าค่า design ทำให้ต้องใช้ปริมาณ steam เพิ่มขึ้น การสูญเสียก็จะเพิ่มขึ้นตามไปด้วย
6. การสูญเสียเนื่องจากการเปิด letdown station ซึ่งจะทำให้เกิดการสูญเสีย 2 อย่างคือ
 - 6.1 ทำให้ปริมาณ steam จะสูญเสียไปกับ condensate มากขึ้น
 - 6.2 ทำให้ปริมาณ steam พลังงานสูง ลดลงจะสูญเสียพลังงานไปกับ exhaust steam ที่ condenser มากขึ้น

ซึ่งการสูญเสียบางอย่างสามารถทำให้ลดลงได้ การลดการสูญเสียพลังงานไอน้ำจะทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำลง

บทที่ 4

การออกแบบและวิธีการดำเนินการวิจัย

สำหรับในบทนี้กล่าวถึงกระบวนการคิดวิเคราะห์ระบบบริหารจัดการไอน้ำ ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ สำหรับกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ นอกจากนี้ยังกล่าวถึงการกำหนดตัวแปรสำหรับการสร้างแบบจำลองสมดุลไอน้ำ แนวทางการคิดวิเคราะห์ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและผลประโยชน์เชิงเศรษฐศาสตร์การลงทุนซึ่งได้แบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ดังนี้

หัวข้อ 4.1 กระบวนการคิดวิเคราะห์และขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำ

- การสร้างสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน (ข้อ 1-10)
- ขั้นตอนการสร้างสมดุลไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา (ข้อ 11- 20)

หัวข้อ 4.2 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน

หัวข้อ 4.3 แนวทางการคิดวิเคราะห์ผลประโยชน์

4.1 ขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำ

4.1.1 การสร้างสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน

(1) แบ่ง Steam เป็นแต่ละระดับพลังงานความดัน ดูจากระดับพลังงานความดันที่เข้า (Inlet & Admission steam) และออก (Extraction & Exhaust steam) ทุกๆ อุปกรณ์ว่าในระบบไอน้ำที่พิจารณามีการใช้ไอน้ำที่ระดับพลังงาน เก็บข้อมูลความดัน อุณหภูมิ แบ่งเป็นกลุ่มความดันเดียวกัน

(2) แบ่งชนิดอุปกรณ์ภายในระบบไอน้ำ ใครเป็นผู้ผลิต ใครเป็นผู้ใช้ไอน้ำ เมื่อใช้แล้วรับไอน้ำแล้วจ่ายหรือคายไอน้ำออกอย่างไร สถานะไหน เช่น เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchange) กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) และต้องระบุฟังก์ชันของกังหันไอน้ำว่าเป็นกังหันไอน้ำชนิดใด เพื่อให้ทราบว่าเป็น Turbine ในระบบไอน้ำซึ่งมีการ Extraction/Admission หรือมีการรับ Exhaust ไอน้ำเข้ากลาง Stage ใด แล้วควบนั่นลง Surface condenser หรือไม่อย่างไรและในปริมาณเท่าไร เพื่อค้นหาการสูญเสียพลังงานไอน้ำ หากกำลังงานของ Turbine ซึ่งเปลี่ยน

พลังงานไอน้ำเป็นงาน MW หาปริมาณการเปิดของหน่วยลดความดันไอน้ำ (Let down station) ของแต่ละระดับความดันไอน้ำ ที่สูญเสียศักย์พลังงานซึ่งทำให้เกิด Exhaust steam ลง Condenser เพื่อควบแน่นกลับเป็นน้ำป้อนเข้าหม้อต้มหมุนเวียนในวงจรไอน้ำ อนึ่งการพิจารณาทั้งหมดต้องนำมาวิเคราะห์ให้สอดคล้องทั้งระบบมิใช่พิจารณาที่อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งโดยลำพัง หากมีการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไอน้ำของอุปกรณ์หนึ่งในกระบวนการผลิตจะกระทบถึงทั้งระบบไอน้ำทันที

(3) เขียนโครงข่ายการใช้ไอน้ำในแต่ละระดับพลังงาน ในที่นี้จะใช้โปรแกรม Microsoft Office Excel ในการสร้างโครงข่ายไอน้ำดังกล่าว โดยกำหนดให้ระดับพลังงานความดันสูงอยู่บนระดับความดันต่ำอยู่ล่าง เพื่อให้ง่ายต่อการทำสมดุลไอน้ำอย่างเป็นลำดับในขั้นตอนต่อไป ซึ่งผู้ผลิตไอน้ำอันได้แก่ Furnace, Fire heater, Boiler ที่มีหน้าที่ผลิตไอน้ำเข้าระบบอยู่บน (ดังแสดงรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 1) ถัดมาคือผู้ใช้ไอน้ำ อันได้แก่ Turbine, Heat Exchanger อยู่ระดับพลังงานถัดลงมาใช้ไอน้ำเป็นลำดับชั้นตามจริง และล่างสุดจะมีการเก็บน้ำคอนเดนเสทกลับเข้า Deaerator เพื่อนำมาใช้หมุนเวียนปรับปรุงคุณภาพน้ำในที่นี้คือกำจัดออกซิเจน ให้กลับเป็นน้ำป้อนเข้าหม้อต้มอีกต่อหมุนเวียนเรื่อยไปในวงจรไอน้ำ (ทั้งนี้ คอนเดนเสทที่เกิดจากการใช้งานผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน จะถูกนำกลับเข้าปรับสภาพที่ Polishing ของ Demineralization Plant ก่อนเนื่องจากเป็นคอนเดนเสทที่มีโอกาสปนเปื้อนไฮโดรคาร์บอนในกระบวนการผลิตสูงกว่าคอนเดนเสทที่ผ่านแต่เฉพาะกักหนไอน้ำ ซึ่งต้องกำจัดแร่ธาตุปนเปื้อนอันได้แก่ซิลิกา เหล็กและอื่นๆ)

(4) เก็บข้อมูลการใช้ไอน้ำที่เข้าออกในทุกๆ อุปกรณ์ โดยอ่านจากมาตรวัด (Flow meter) หรือค่าเปอร์เซ็นต์การเปิดของ Control Valve แล้วเปลี่ยนเป็นอัตราการไหล (ดังแสดงรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 2) อ่านค่าการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่าการผลิตจริงใน Load กำลังการผลิตในสภาวะคงที่คงตัว (steady state) ไม่ใช่เก็บตอนขณะเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต เพื่อที่จะนำไปเป็นข้อมูลสร้างสภาพสมมุติ (Scenario) กรณีศึกษาการผลิตพื้นฐาน เพื่อใช้ยึดกำหนดไว้เป็นตัวแปรคงที่ อันได้แก่ ปริมาณการผลิตไอน้ำของ Furnace ปริมาณการใช้ไอน้ำของกลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนในแต่ละระดับความดัน ปริมาณการใช้ไอน้ำและกำลังงานของกักหนไอน้ำประเภท Back pressure เดิม ประสิทธิภาพของกักหนไอน้ำที่เป็นต้นกำลังของเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า (STG ; Steam Turbine Generator) รวมไปถึงกำหนดการปิดของสถานีลดแรงดันเดิม

และเพื่อนำไปใช้สำหรับแปรผันค่า สำหรับค่าตัวแปรที่เมื่อเปลี่ยนแปลงแล้วมีผลต่อรูปแบบการจัดการไอน้ำ อันได้แก่ ปริมาณไอน้ำที่ถูกควบแน่นที่ Surface condenser ปริมาณไอน้ำที่ผ่านสถานีลดแรงดัน ปริมาณไอน้ำและกระแสไฟฟ้าที่เข้าออก STG ปริมาณไอน้ำเข้าออก

กังหันไอน้ำประเภท Condensing turbine ตลอดจนปริมาณการผลิตไอน้ำความดันสูงที่ออกจากหม้อต้มไอน้ำ (Boiler)

เมื่อทำการสมมูลมวลพลังงานก็จะได้อัตราการผลิตที่ตรงตามการใช้ไอน้ำจริงในแต่ละอุปกรณ์ ไม่ใช่ค่าการออกแบบซึ่งโดยมากจะเป็นค่าการเดินเครื่องจักรสูงสุด (Maximum Operating Condition) หรือค่าที่ใช้ในการออกแบบหรือทดสอบเครื่องจักรอุปกรณ์ (Design / Testing condition) ของเครื่องจักรแต่ละเครื่อง แต่เป็นค่าที่ได้จากการใช้จริงใน Load กำลังการผลิตในสภาวะคงตัวนั้น ๆ พร้อมกันทุกเครื่องจักรอุปกรณ์ (การผลิตจริงไม่เป็นตามค่าออกแบบสูงสุดพร้อมกันในทุก ๆ หน่วยผลิต จะมากบ้าง น้อยบ้าง ตามชนิดคุณภาพและปริมาณสารไฮโดรคาร์บอนป้อนเข้าในแต่ละ Furnace ที่นำมา Crack และค่า PE ratio (สัดส่วนของ โพรพีลีนเอทิลีน ในผลิตภัณฑ์, percentage yield))

(หมายเหตุ 1 : ปริมาณน้ำป้อนเข้า Furnace คุณด้วย 0.95 จึงจะได้เป็นปริมาณไอน้ำความดันสูง (HS ; High pressure steam) ที่ผลิตขึ้นได้แท้จริง เนื่องจากในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานมีการ Blow down เพื่อรักษา Cycle ความเข้มข้นของน้ำให้มีแร่ธาตุไม่เกินค่ามาตรฐานน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม ทั้งนี้เพราะในโรงงานผลิตจริงจะพบว่าบางอุปกรณ์มีเครื่องมือวัดไม่ครบจึงจำเป็นต้องวัดและคำนวณกลับจากข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัดอื่นๆ ในกรณีนี้คือ Furnace จะมีแต่มาตรวัดน้ำป้อนเข้าแต่ไอน้ำที่ออกจาก Furnace ไม่มีมาตรวัดปริมาณอัตราการไหลเชิงมวล)

(5) เครื่องจักรกลที่เป็นต้นกำลังงาน (เปลี่ยนพลังงานจากไอน้ำให้เป็นพลังงานกล) ให้หา Load กำลังของเครื่องออกมาให้ได้เป็น MW ผ่านการคิดประสิทธิภาพจาก Load ที่คงที่ โดยค่า Enthalpy ของไอน้ำในแต่ละระดับ Header ความดันเปิดอ้างอิงจากรายไอน้ำ (steam table) ของไอน้ำร้อนยิ่งยวด (superheated steam) ที่ความดันและอุณหภูมินั้นๆ (ความดันที่ใช้จะต้องเปลี่ยนให้เป็นค่าความดันสมบูรณ์ตามตารางไอน้ำ) โดยกำหนดให้ไอน้ำทั้งหมดเป็นไอน้ำร้อนยิ่งยวด (superheated steam) ดังแสดงในรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 3

(6) จัดเรียงอุปกรณ์โดยกำหนดให้ผู้ผลิตไอน้ำ (Steam generation) ไว้ที่ระดับพลังงานบนสุด หรือในกรณีที่มีผู้ผลิตไอน้ำในช่วงต่ำกว่าระดับพลังงานสูงสุดหรืออาจจะเป็นไอน้ำที่นำเข้ามาจากหน่วยการผลิตใกล้เคียง ให้พิจารณาเขียนเชื่อมต่อเข้าตามระดับพลังงานจริงที่มีศักยภาพความดันใกล้เคียงกัน (ดังแสดงรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 4) เขียนอุปกรณ์ผู้ใช้ไอน้ำ ไล่ลงในระดับพลังงานไอน้ำที่รับเข้า (Input steam) ไอน้ำที่ขยายตัวออก (Extraction Steam) ไอน้ำที่รับเข้ากลาง Turbine Stage (Admission Steam) ไอน้ำที่นำกลับเข้า Stage สุดท้ายของกังหันไอน้ำแล้ว

ลงเครื่องควบแน่น (Exhaust Steam) ซึ่งจะมีผู้ใช้ไอน้ำที่ลดความดันอยู่ระดับพลังงานล่างถัดลงมาเรื่อยๆ รอใช้งานไอน้ำอยู่

6.1 อุปกรณ์ในระดับพลังงานเดียวกันให้จัดเรียงลำดับการวางตามระบบท่อเสมือนจริง เทียบเคียงหน้างาน และทำสมดุลจากซ้ายไปขวา (ป้องกันความสับสน ผิดพลาดจากการคำนวณซ้ำ และที่ต้องวางเรียงลำดับจริงสำหรับการตัดแยกระบบในบางกรณีศึกษา)

6.2 หาประสิทธิภาพกังหันไอน้ำที่ผลิตกระแสไฟฟ้า โดยการคำนวณหาประสิทธิภาพของเครื่องกังหันไอน้ำสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าจะใช้วิธีเปรียบเทียบระหว่างพลังงานของไอน้ำทั้งหมดที่ใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำ กับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ รายละเอียดการคำนวณประสิทธิภาพ แสดงดังในภาคผนวก ข

(7) หากมีผู้ใช้ไอน้ำ ผู้ผลิตไอน้ำในหน่วยผลิตข้างเคียง (OSBL ; Outside Battery Limits) ที่มีการลดพลังงานไอน้ำผ่านสถานีลดความดัน (Letdown Station) หรือมีศักยภาพเพียงพอในการควบรวมระบบไอน้ำ (โดยผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อดึงพลังงานความร้อนสัมผัส) ให้นำมาเขียนไว้ในแผนผังสมดุลไอน้ำด้วย เพื่อพิจารณาการควบรวมหากมีศักยภาพพร้อมกันได้ (โดยพิจารณาจาก ค่าปริมาณความร้อน อัตรา Supply flow อัตราความต้องการใช้ไอน้ำ ความมั่นคงในการจ่ายไอน้ำ ขั้นตอนการ Synchronizeไฟฟ้า และขั้นตอนในการทำ Load shedding เพื่อเข้าสู่การเดิน Island mode ในกรณีระบบไฟฟ้าภายนอกดับ Blackout)

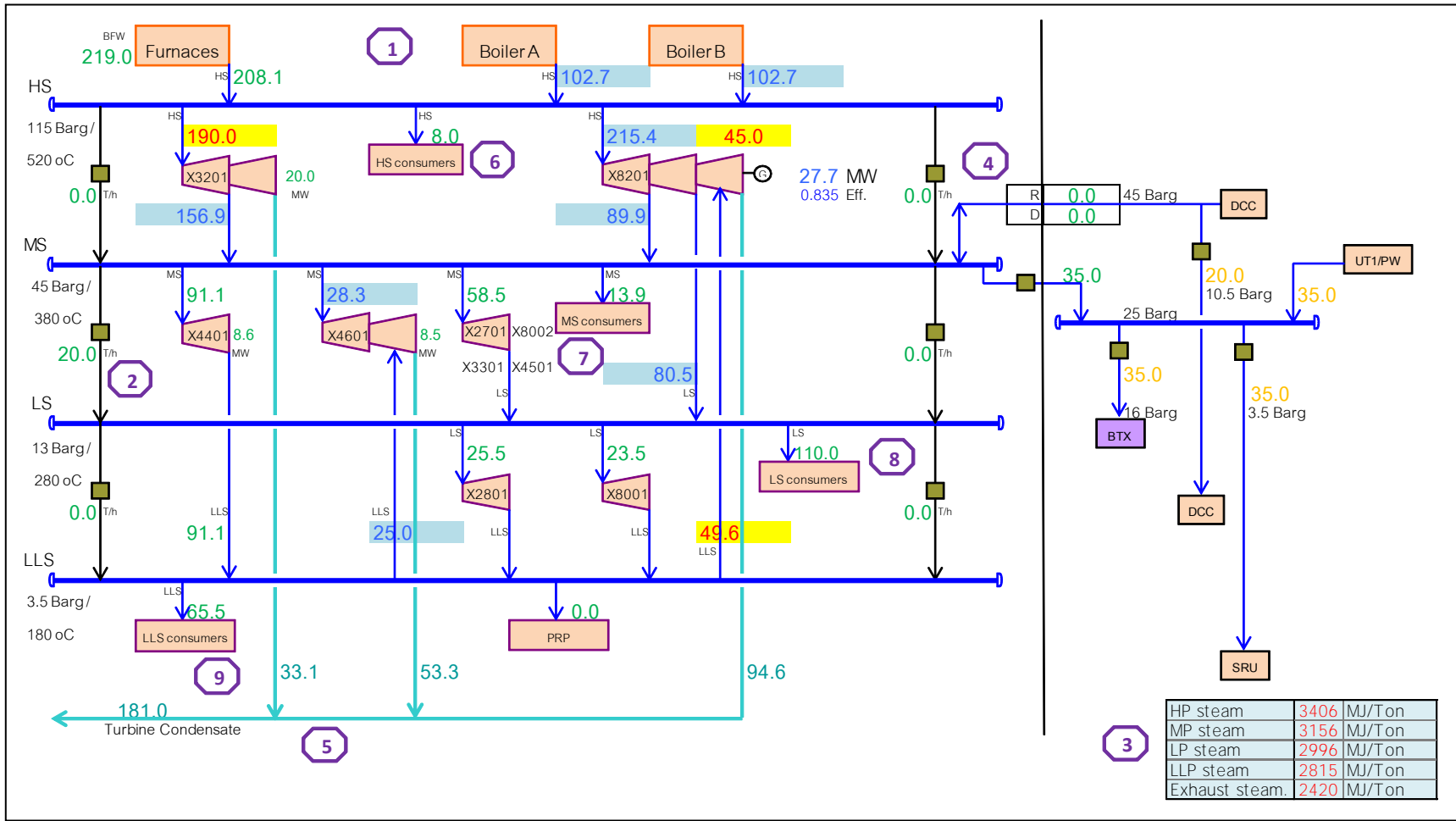
ไอน้ำที่ Exhaust ทั้งหมดจาก Turbine ที่มี Condenser (ประหยัดพลังงานที่ต้องสูญเสียไปกับการควบแน่นไอน้ำกลับ) (ดังแสดงรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 5) จะต้องนำมารวมส่งกลับ Deaerator ส่วนในกรณีของน้ำ Condensate ที่ผ่าน Heat Exchanger จะส่งกลับ Polishing ที่ Demineralization plant ไม่ต้องนำมาคิดสมดุลกับระบบอีกถือว่าเป็นส่งออกจาก Battery Limit (นอกจากระบบไอน้ำที่พิจารณาในขอบเขตงานวิจัย)

(8) การทำแผนผังไอน้ำกรณีพื้นฐาน เพื่อหาตัวแปรอัตราการไหลของไอน้ำบางตำแหน่ง ซึ่งไม่ทราบค่าจากเครื่องมือวัดอัตราการไหล (เครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบในทุกๆอุปกรณ์ไอน้ำ ในโรงงานผลิตจริง) จะต้องทำสมดุลมวลและพลังงานในระดับพลังงานสูงลงมาหาระดับพลังงานต่ำก่อน (จากบนแผนภาพแบบจำลองสมดุลไอน้ำ) ซึ่งเนื่องมาจากต้องการหาตัวแปรที่ไม่ทราบนั้น อันได้แก่ ค่าปริมาณการใช้ไอน้ำในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่กำลังการผลิตพื้นฐานนั้น ไม่ว่าจะ เป็น HS, MS, LS, LLS consumers (ดังแสดงรูปที่ 4.1 ตำแหน่ง 6, 7, 8, 9 ตามลำดับ) ค่าปริมาณ Exhaust steam ลงเครื่องควบแน่น และค่ากำลังงานของ Turbine ที่เป็นต้นกำลังให้ Pump หรือ

Compressorในสถานะกำลังการผลิตนั้นๆ ว่ามีค่าเท่าไร นำค่าที่ได้จากการคำนวณสมดุลงบป้อนลงในแบบจำลองสมดุลงบไอน้ำ

(9) ทำการตรวจสอบข้อมูลภายในโครงข่ายสมดุลงบไอน้ำที่คำนวณขึ้น ตรวจสอบความถูกต้องโดยนำไปเปรียบเทียบกับข้อมูลจริงจากโรงงานผลิตพื้นฐาน ทำการปรับค่าสูตรการคำนวณภายในโปรแกรม Excel ที่สร้างขึ้นจนได้ค่าตรงตามข้อมูลการผลิตจริง (ตัวอย่างเช่น ค่าประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำที่ขับเคลื่อนเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า STG)

(10) เมื่อได้รูปแบบไอน้ำกรณีพื้นฐานแล้ว จะทำการเปลี่ยนการใช้งานไอน้ำโดยทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ทีละอย่างแล้วทำสมดุลงบไอน้ำที่กระทบกับอุปกรณ์อื่นๆ เช่น การส่งไอน้ำไปใช้ในหน่วยผลิตอื่นๆ จะทำให้น้ำลง Condenser ลดลง ดูปริมาณกำลังความร้อนจากไอน้ำที่เปลี่ยนและหาปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลงเปรียบเทียบแต่ละกรณีศึกษา



รูปที่ 4.1 การออกแบบระบบไอน้ำ

4.1.2 ขั้นตอนการสร้างสมดุลไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา

(11) เมื่อได้รูปแบบไอน้ำกรณีพื้นฐานแล้ว จะต้องทำการระบุหาชนิดการสูญเสียพลังงานไอน้ำ ที่สามารถลดหรือกำจัดได้โดยวิธีการเปลี่ยนแปลงจัดรูปแบบการใช้ไอน้ำใหม่ การลดปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำในแต่ละกลุ่มผู้บริโภคไอน้ำในแต่ละความดันก็จะทำให้ลดการใช้พลังงานทำให้เกิดผลประหยัดเทียบกับรูปแบบไอน้ำกรณีพื้นฐานได้ แต่จะต้องทำควบคู่กับมาตรการหรือโครงการอื่นๆ ประกอบด้วย ไม่ว่าจะเป็นการสูญเสียพลังงานกับการควบแน่นไอน้ำที่ Surface condenser การลดแรงดันไอน้ำโดยไม่เกิดงานผ่าน Letdown station ทั้งนี้ในการพิจารณาปรับปรุง จะเริ่มจากระดับแรงดันไอน้ำต่ำไปหาแรงดันไอน้ำสูง และเริ่มจากอุปกรณ์ที่ง่ายต่อการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงก่อน จึงจะพิจารณาปรับปรุงอุปกรณ์ที่ต้องมีงบประมาณลงทุนสูงต่อ อันได้แก่ การติดตั้งเพียงระบบท่อ การวางแผนเปลี่ยนวิธีทำงานกลุ่มเครื่องจักรเดิม การเปลี่ยนแปลงปรับปรุงเครื่องจักรหลัก จนถึงลดการผลิตกระแสไฟฟ้าที่เกินความจำเป็นต่อโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน ในรูปแบบต่างๆ ตามลำดับ

(12) การทำสมดุลไอน้ำในกรณีศึกษาต่างๆ จะต้องเริ่มต้นทำจากระดับพลังงานต่ำสุดตามผู้บริโภคไอน้ำในระดับต่ำสุดซึ่งจะมีการเรียกใช้ไอน้ำต่อเนื่องเป็นลำดับขึ้นไปหาระดับแรงดันที่สูงขึ้นเรื่อยๆ ส่งต่อไปจนกระทั่งถึงผู้ผลิตไอน้ำนั่นก็คือหม้อต้ม (Boiler) จะผลิตไอน้ำเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามแต่ความต้องการใช้ไอน้ำเป็นลำดับขึ้นตามระดับความดันไอน้ำ เนื่องจากต้องทำการลดการสูญเสียหลักของระบบโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมนั้นก็คือ Exhaust steam ทั้งหมดที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser เพื่อทำ Mass Balance ซึ่งปริมาณไอน้ำ Exhaust จะได้จากการทำสมดุลไอน้ำและพลังงานที่ผ่านกังหันไอน้ำในระดับพลังงานที่สูงกว่า เพื่อที่ในที่สุดแล้วจะหาตัวแปรที่ไม่ทราบค่าสุดท้ายนั่นก็คือ ปริมาณการผลิตไอน้ำระดับความดันสูงจ่ายออกจาก Boiler ที่ลดลง ทำให้เชื้อเพลิงซึ่งก็คือน้ำมันเตาใช้ลดลง ทำให้ได้ผลประหยัดเกิดขึ้น

(13) ทำการตรวจสอบ สมดุลระบบน้ำ ความเพียงพอของระบบน้ำป้อนเข้าหม้อต้มและ Cracking furnace

(14) ทำ Mass Balance หา Exhaust Steam ที่ออกในแต่ละกังหันไอน้ำ เมื่อได้ Exhaust steam flow นำมาทำ Energy Balance หากำลังกังหันไอน้ำออกมาเป็น MW (หรือที่ Exhaust

steam ถ้ามี Enthalpy ระดับต่ำสุดเป็นระดับอ้างอิงให้พิจารณาตัดออกจากสมการได้เลยเพราะในที่สุดจะคิดความแตกต่างทำให้ได้เท่ากับศูนย์)

(15) พิจารณาลดการสูญเสียพลังงานที่ Surface condenser จากกรณีศึกษาพื้นฐาน ถ้ามี Condensate ที่เกิดจาก Exhaust steam ผ่านเข้า Turbine จำนวนมาก ให้พิจารณาหา Load ของผู้ใช้ไอน้ำประเภท Heat Exchanger ก่อนเพื่อดึงความร้อนแฝง (latent heat) จากไอน้ำดังกล่าวนี้ แทนการควบแน่นที่ Surface Condenser โดยพิจารณาการสร้างระบบ ท่อส่งเชื่อมโยงก่อน เนื่องจากเป็นการลงทุนที่ต่ำเมื่อเทียบกับการติดตั้งเครื่องจักรอื่น ๆ

(16) พิจารณาลดการสูญเสียพลังงานผ่านการเปิดของ Letdown station

การเปิดของ Letdown Station นั้น เมื่อมีผู้ใช้ระดับพลังงานต่ำกว่า Letdown Station จะทำการเปิดลดระดับแรงดันและ spray น้ำเข้าลดอุณหภูมิ จากระดับความดันสูงไอน้ำจะถูกเปลี่ยนเป็นระดับความดันต่ำ สุดท้ายแล้วทำให้เกิด Exhaust steam ลง Condenser มากขึ้นตามปริมาณการเปิดของ Letdown

16.1 ลดผู้ใช้ไอน้ำในระดับความดันที่ทำให้ Letdown station เปิดโดยพิจารณาผู้ใช้ที่เป็นเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ซึ่งโดยมากจะไม่สามารถลดผู้ใช้ประเภทนี้ได้เนื่องจากการใช้ขึ้นกับกำลังการผลิตของโรงงาน (อีกทั้งยังต้องทำควบคู่กับมาตรการหรือโครงอื่นๆ ในการลดปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำในแต่ละกลุ่มผู้บริโภคไอน้ำในแต่ละความดัน)

16.2 ลดปริมาณการใช้ไอน้ำในระดับความดันที่ทำให้ Letdown station เปิด โดยพิจารณาผู้ใช้ที่เป็นต้นกำลังด้วยการพิจารณาเดิน Motor แทน Turbine

การเดิน Stand-by motor drive แทนการเดินกังหันไอน้ำ พิจารณาเฉพาะตัวที่เป็นสาเหตุของการเปิด Letdown station ให้ปิดลง และต้องพิจารณาความมั่นคงในการเดินโรงงานด้วย ทั้งนี้ การเดิน motor ประหยัดพลังงานไอน้ำหมุนกังหันแต่ก็จะมีการใช้ไฟฟ้าในปริมาณสูงขึ้นจากการที่ต้องเดิน motor นั้น ๆ แทน

ตลอดจนถึงการพิจารณาเปลี่ยน Turbine เป็น Motor คิดราคาค่าติดตั้งเทียบราคา ค่าใช้จ่ายไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปไฟฟ้าหากผลิตใช้เองต้นทุนจะสูงกว่าการใช้ไอน้ำปั่น Turbine ต้นกำลังกล โดยตรง (มีการสูญเสียพลังงานจากประสิทธิภาพ Generator) แต่หากในสภาวะที่รับไฟฟ้าจากภายนอกที่มีต้นทุนเชื้อเพลิงที่ต่ำกว่า ผลประหยัดจากการใช้ไฟฟ้าเดิน Motor จะได้สูงกว่าการใช้ไอน้ำเดิน Turbine ต้นกำลัง)

16.3 พิจารณาลดความดันให้เกิดงานแทนการเปิดไอน้ำผ่านสถานีลดความดันโดยการติดตั้งกังหันไอน้ำ ชนิด Back pressure turbine เพื่อใช้ในการรับไอน้ำ Inlet steam ที่รับมาจาก ระดับความดันสูงและ Extract steam เป็นระดับความดันต่ำตามความต้องการของอุปกรณ์ใน ระดับพลังงานที่ต่ำกว่า แต่เปลี่ยนพลังงานสูญเสียทำให้เกิดงานปั่นผลิตรกระแสไฟฟ้า สาเหตุที่ต้อง ปั่นกระแสไฟฟ้าเพราะหากนำมาเป็นต้นกำลังของบีบหรือเครื่องอัด (Compressor) ก็จะต้อง พิจารณาถึงความเกี่ยวข้องกับการผลิตของโรงงานด้วย

รวบรวมปริมาณมวลของไอน้ำที่ต้องผ่าน Letdown station ทั้งหมด กำหนดเป็นปริมาณ สูงสุดของกังหันไอน้ำตัวใหม่ที่จะติดตั้ง พิจารณา Extraction ของกังหันไอน้ำว่าจะต้องแบ่ง ออกเป็นกี่ระดับความดันซึ่งหากมีความต้องการใช้ที่ระดับต่างจาก Steam header หลัก (เข้า Turbine เป็น MS Extraction ออกมาจะเป็น LS, LLS หรือระดับไอน้ำ ความดันต่ำกว่า MS เพื่อที่ ไม่ต้องผ่าน Letdown ใด ๆ อีก เพื่อดึงพลังงานจากไอน้ำมาใช้ให้มากที่สุด ทั้งนี้ต้องพิจารณาจาก ผู้ผลิต Turbine ถึงความเป็นได้ในการสร้าง Extraction เป็นหลาย Stage กับปริมาณไอน้ำเข้า ออกกังหัน ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ) ให้ Extraction แยกออกไปให้ตรงตามความดันที่ต้องการ ลดไปใช้ (พิจารณาความดันตกคร่อมระบบท่อส่งแล้ว) แต่หากเป็นมีระดับความดันเท่า Header หลักเดิม ให้พิจารณา Extraction ลง Header ก่อน เพื่อเหตุผลด้านเสถียรภาพความคงที่ของการ นำไอน้ำไปใช้ (Header จะมี Buffer volume ที่ใหญ่ป้องกันการเปลี่ยนแปลงการได้ในระดับหนึ่ง- การเรียกใช้ไอน้ำอย่างกระชากทันทีทันใด) แต่ทั้งนี้และทั้งนั้นต้องพิจารณาถึงความเป็นไปได้จริงใน การติดตั้งว่าผู้ผลิตกังหันไอน้ำสามารถสร้างตามความต้องการได้ใกล้เคียงที่สุดรวมถึงความง่ายใน การปฏิบัติงาน ทั้งนี้ประสิทธิภาพการเปลี่ยนไอน้ำเป็นไฟฟ้ารวมของ Steam turbine generator คำนวณได้จากวิธีการในภาคผนวก ค.3 ซึ่งจำนวน Stage ของ Back pressure turbine ขึ้นอยู่กับ ระดับที่ Extraction และเทคโนโลยีจากผู้ผลิตกังหันไอน้ำนั้นๆ

(17) เมื่อลดการสูญเสียพลังงานไอน้ำที่ Condensing turbine และปิดสถานีลดความดัน ไอน้ำแล้ว ขึ้นต่อไปให้พิจารณาปรับลดการปั่นผลิตรไฟฟ้าให้แก่เพียงพอสู่ House load ของ โรงงานผลิต หากต้นทุนเชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้าภายในมีราคาสูงกว่านำเข้าไฟฟ้าจากภายนอก โรงงานผลิต ทำได้โดยตรวจสอบราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเทียบกับราคานำเข้าไฟฟ้าจากภายนอก

(18) หากเสถียรภาพไฟฟ้าที่รับจากภายนอกโรงงานศึกษากรณีพื้นฐานมีความมั่นคง เชื่อถือได้ มีเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขัดข้อง (Blackout) ที่ต่ำ ในที่สุดแล้วเมื่อต้องลดการสูญเสียที่ Condensing turbine ก็จะต้องพิจารณาปรับปรุงเปลี่ยนกังหันไอน้ำชนิด Condensing turbine เป็น

Back pressure turbine หรือเปลี่ยนเป็น Motor Drive เพื่อจัดการสูญเสียพลังงานไอน้ำลง Surface condenser

โดยพิจารณากำลังงานของอุปกรณ์ที่จะปรับปรุงเปลี่ยนแปลงให้สมดุลกับปริมาณไอน้ำในกระบวนการผลิตที่มีอุปกรณ์ผู้ใช้ Extract steam อยู่แล้วเป็นสำคัญ

(19) การตรวจสอบความถูกต้อง พิจารณาทำ Mass Balance ได้ในแต่ละระดับ Header ความดัน จะต้องทำทุกๆการเปลี่ยนแปลงรูปแบบระบบไอน้ำ

(หมายเหตุ 2 : Exergetic/Mixed integer programming Grand Composite Curve ใช้ Optimize steam level, Pinch Analysis ใช้สำหรับจัดเรียง Heat Exchanger network)

(หมายเหตุ 3 : Furnace ในกรณีศึกษาพื้นฐานมี 6 เตา แต่ Normal ต้องมี Decoke 1 เตา จึงรวม Flow rate ของ Furnace ทั้ง 5 เตา สำหรับ Boiler ทำสมดุลแล้วหาร 2 เพราะมี Boiler 2 ตัว แต่สมมุติว่าผลิตไอน้ำเท่ากัน ในบางกรณีต้องซ่อมบำรุง Boiler จะมีการเดินเพียง 1 ตัว ต้องลด load plant พร้อมทั้งรับ import ไอน้ำ 45 Barg จากหน่วยผลิตอื่นๆ ภายนอก โรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน)

(หมายเหตุ 4 : สำหรับกังหันไอน้ำ X-8201 ในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน ซึ่งเป็นกังหันไอน้ำที่แปรผันค่ากำลังงาน เพื่อปั่นผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งมีการ Extract Steam MS และ LS ออกกลาง Turbine ตามปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำในแต่ละระดับความดัน ดังนั้นเพื่อให้ Steam ส่งความร้อนได้ถึง Stage สุดท้าย จึงมีข้อกำหนดเฉพาะที่ Cross Over Valve ต้องเปิดอย่างน้อย 30 ton/hr)

(หมายเหตุ 5 : นอกจาก Letdown Station จะทำหน้าที่ลดความดันไอน้ำจากความดันสูงมาเป็นไอน้ำความดันต่ำตามความต้องการของอุปกรณ์ผู้ใช้ไอน้ำในระดับแรงดันต่ำแล้ว ในทางด้านความปลอดภัยของกระบวนการผลิตหากผู้ให้ในระดับแรงดันสูงเกิดหยุดรับไอน้ำกะทันหันเพื่อป้องกันท่อแตก Letdown Station ก็จะต้องเปิดไอน้ำความดันสูงลงสู่ระดับความดันที่ต่ำกว่า เป็นอีกหน้าที่หนึ่งของ Letdown Station นอกเหนือจากระบบป้องกันนิริภัยอื่น ๆ)

(หมายเหตุ 6 : พึงระวังเรื่องความดันไอน้ำที่น้ำเข้าจากหน่วยผลิตข้างเคียงว่าต้องมีความดันที่สูงพอจะดันเข้า Header เดิมได้ ทั้งนี้และทั้งนั้นต้องพิจารณาการติดตั้ง Check valve ป้องกันไอน้ำจากโรงงานผลิตกรณีศึกษาตัวอย่างไหลเข้าหน่วยผลิตข้างเคียงจนกระทบต่อการผลิตเดิม)

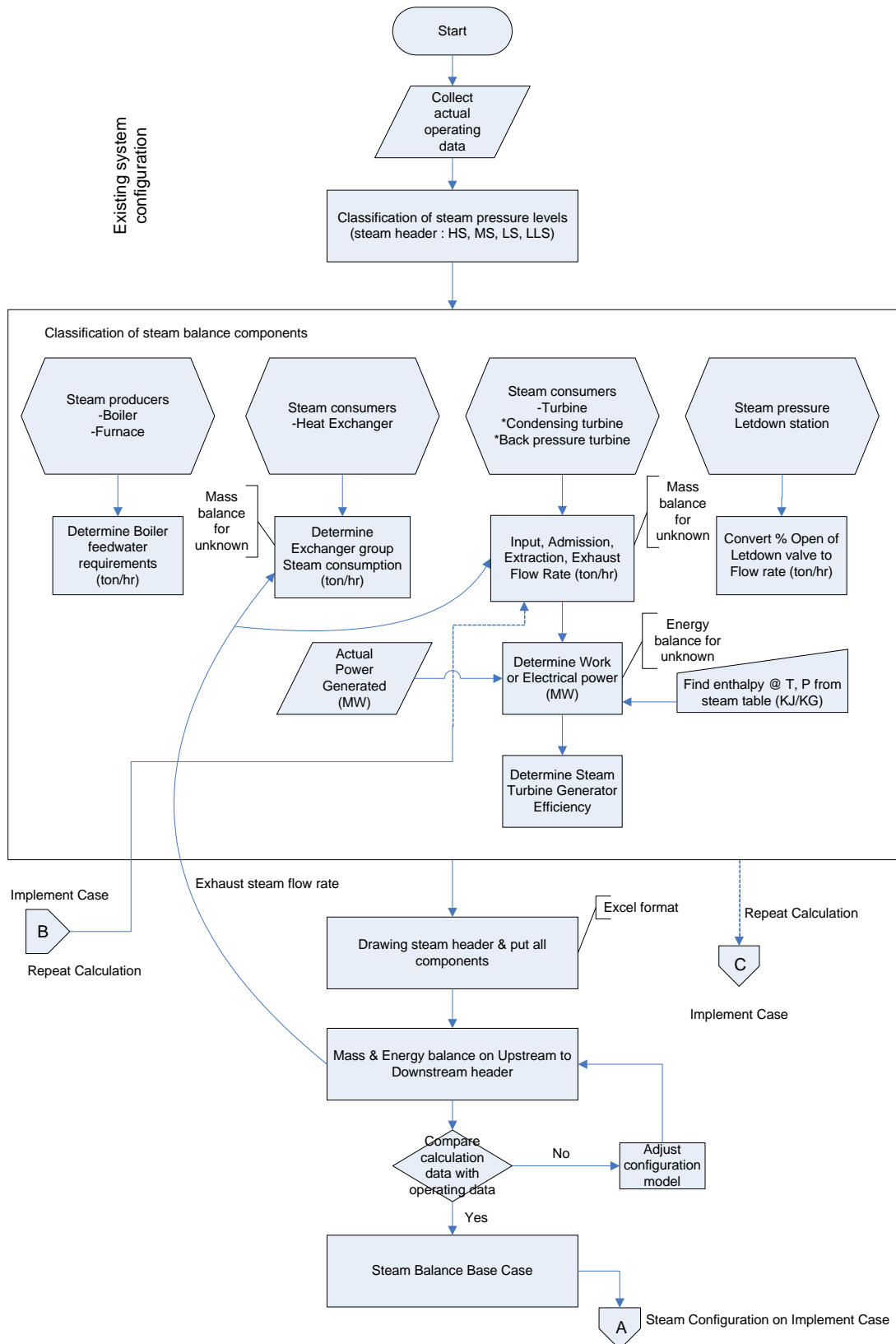
(หมายเหตุ 7 : ในสภาพเงื่อนไขราคาเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนไป เดิมหม้อต้มไอน้ำออกแบบให้ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงหลัก แต่เมื่อน้ำมันเตามีราคาแพงการเผาไหม้น้ำมันเตาแล้วนำมาผลิตไฟฟ้าจึงมีต้นทุนที่สูงกว่าการนำเข้าไฟฟ้าจากภายนอกที่มีต้นทุนต่ำกว่าซึ่งผลิตจากก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน แต่เนื่องจากการเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงจะมีผลกระทบทั้งราคาการปรับปรุงอุปกรณ์และอื่นๆ)

(หมายเหตุ 8 : ทั้งนี้พึงระลึกไว้เสมอว่าหัวใจในการปรับสมดุลไอน้ำในแต่ละระดับ จะถูก Extract steam ปรับช่่วยจาก Turbine ตัวที่ปั๊มนไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไอน้ำในแต่ละระดับพลังงาน จากกรณีศึกษาพื้นฐานนั้นก็คือ X8201 เนื่องจากสามารถปรับเปลี่ยนค่าตามกำลังการผลิตทันทีทันใดตามแต่ความต้องการที่ว่าจะเลือกปั่นไฟฟ้าเป็นหลักหรือจ่ายไอน้ำช่วยกระบวนการผลิต)

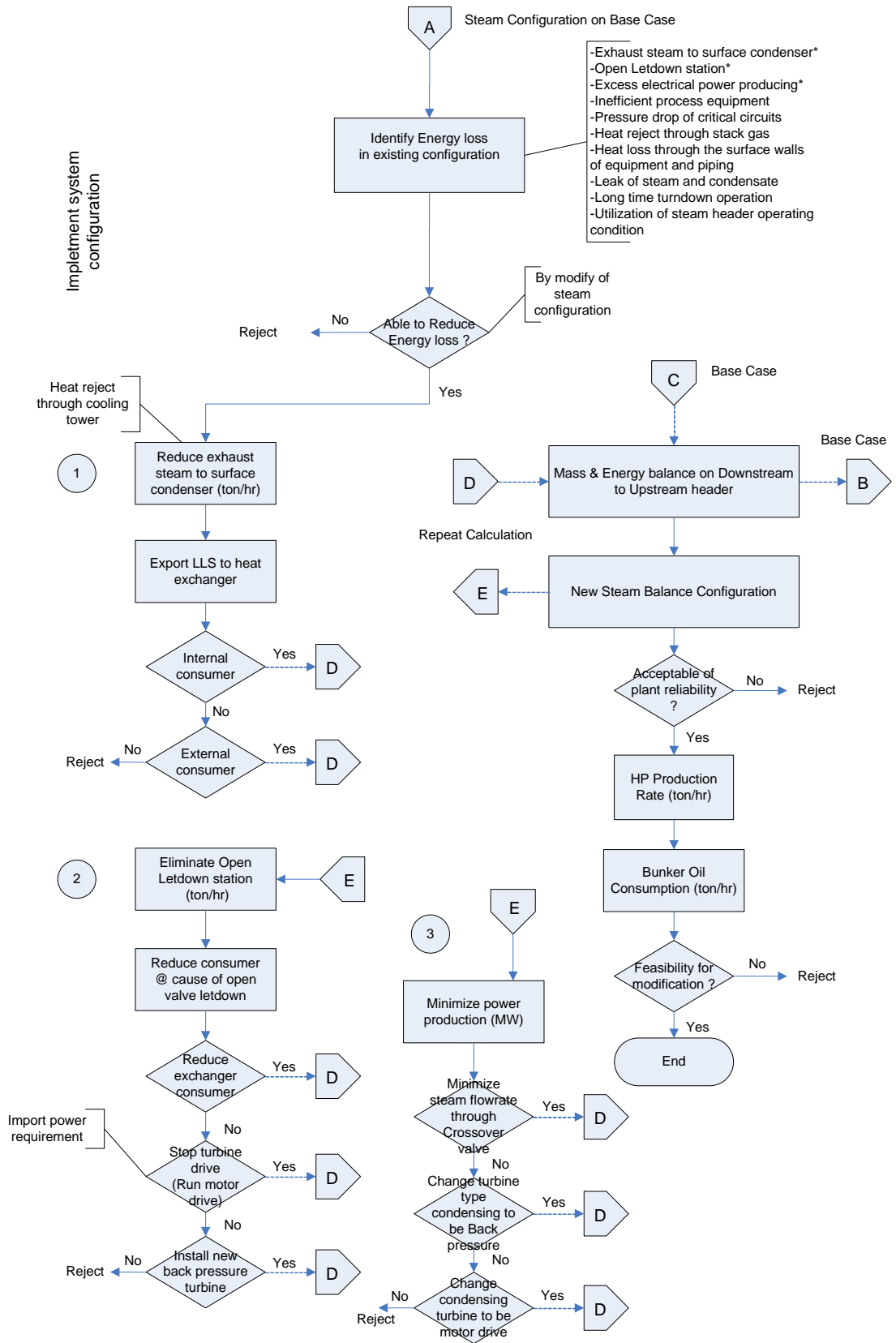
(20) พิจารณาผลตอบแทนการลงทุนของการปรับปรุงระบบไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา

4.1.3 แผนภาพแสดงขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ

รูปที่ 4.2 (แสดงในหน้า 32-33)



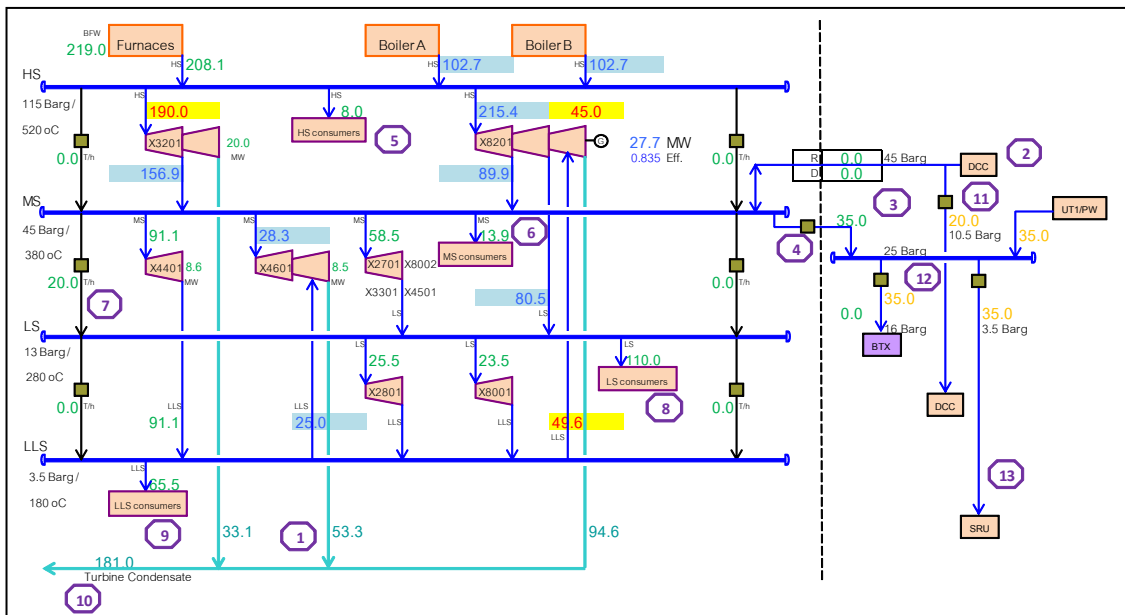
รูปที่ 4.2 ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ



รูปที่ 4.2 ขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำ (ต่อ)

อธิบายการทำสมดุลไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน

1. แบ่งระดับความดันไอน้ำที่ใช้ในกรณีศึกษาตัวอย่าง จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (1) และข้อ (7) ซึ่งจะแบ่งได้เป็น 4 ระดับ ความดันอันได้แก่ HS 115 Barg / 520 °C, MS 45 Barg / 380 °C, LS 14 Barg / 280 °C, LLS 3.5 Barg 180 °C จะเขียน Header ด้วยเส้นสีน้ำเงินแทนแต่ละระดับพลังงาน ซึ่งในอุณหภูมิดังกล่าวไอน้ำจะเป็นไอน้ำร้อนยิ่งยวด (Superheat steam) นอกจากนี้ยังมีไอน้ำที่ Exhaust ลง Condenser ที่สภาวะ -0.2 Barg / 95 °C เพื่อส่งกลับ Deaerator นำไอน้ำควบแน่นหมุนวนกลับระบบน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ เมื่อพิจารณา รูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 1 และจะเห็นได้ว่าการเขียนเส้นแบ่งเขต Battery limit เพื่อใช้แสดงให้เห็นว่ามีหน่วยผลิตข้างเคียงที่มีศักยภาพควมรวมระบบไอน้ำกับโรงงานกรณีศึกษาตัวอย่างที่ระดับความดัน 45, 16, 10.5, 3.5 Barg ตามลำดับ (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 2) ทั้งนี้ระบบไอน้ำเดิมของกรณีศึกษาตัวอย่างมีระบบท่อที่จะสามารถ import/export ไอน้ำ 45 Barg /380 °C (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 3) หรือในกรณีที่หน่วยผลิตภายนอกต้องการใช้ ไอน้ำ 25 Barg ก็ยังสามารถ Letdown จากระดับความดัน 45 Barg เพื่อ Export ส่งให้ได้ (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 4)



รูปที่ 4.3 แบบจำลองระบบไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน

2. จำแนกผู้ผลิตและผู้ใช้ไอน้ำในแต่ละระดับความดัน จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (2) ผู้ผลิตไอน้ำได้แก่ หม้อต้มไอน้ำ 2 เครื่องขนาดกำลังการผลิตไอน้ำร้อนยิ่งยวด 115 Barg / 520 °C เครื่องละ 110 ton/hr และเช่นเดียวกันยังมีการใช้ Waste heat ผลิตไอน้ำจาก transfer line exchanger ภายใน Cracking Furnace จำนวน 6 เตา เตาละ 35 ton/hr ทั้งนี้ Condensing turbine X3201 (Cracked gas compressor turbine) และ X4601 (Propylene compressor turbine) มีบทบาทสำคัญต่อการรักษาความยืดหยุ่นของระบบไอน้ำทั้ง Admission steam ที่ Header ระดับความดันต่ำสุด ช่วยไม่ให้ไอน้ำเหลือทิ้ง และ ปล่อย Exhaust steam เข้า Surface condenser เพื่อเก็บ Condensate ขึ้นดีเพื่อนำกลับไปปรับปรุงคุณภาพกลับเป็นน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม (Boiler feed water) หมุนวนในวงจรไอน้ำอีกเป็นรอบ ๆ ต่อ ๆ ไป

HS system

มี X3201 Cracked gas compressor turbine ใช้ HS steam และ extraction เป็น MS steam พร้อมทั้งปล่อย Exhaust steam ลง Condenser มี X8201 Steam Generator turbine ใช้ HS steam และ extraction เป็น MS steam มี LS steam และมีการ admission LLS steam เพื่อ balance steam ไม่ให้สูญเสียไปให้กลายเป็น turbine condensate ที่ condenser ซึ่งมี HS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger และมี HP-MP Letdown station คือ Z8101 / Z8104 ทำหน้าที่ลดความดันไอน้ำและ Spray น้ำลดอุณหภูมิให้ HS steam เปลี่ยนเป็น MS steam

MS system

มีไอน้ำเข้า MS header อันได้แก่ Extraction steam ของ X3201 Cracked gas compressor turbine, มี Extraction steam ของ X8201 Steam Generator turbine, มี Z8101 / Z8104 HP-MP Letdown station นอกจากนี้ยังสามารถ import steam 45 Barg จากภายนอกโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐานได้ (ใช้ในกรณีหากมีการ Shutdown หม้อต้มไอน้ำเพื่อซ่อมบำรุง Emergency Case หรือช่วง Start up โรงงานผลิตแล้วยังไม่มี Steam ที่ผลิตเองได้ มาอุ่น (Preheater) ให้ความร้อนแก่ระบบ Feedstocks หรือไม่ว่าจะเป็นกรณีของอุณหภูมิแก่น้ำป้อนเข้าหม้อต้ม หรือเครื่องอุ่นอากาศหรืออื่นๆ)

มีไอน้ำออกจาก MS header เพื่อใช้งาน อันได้แก่ X4401 Ethylene compressor turbine ใช้ MS steam และ extraction เป็น LLS steam มี X4601 Propylene compressor turbine ใช้ MS steam ร่วมกับ admission LLS steam และปล่อย Exhaust steam ลง Condenser มี X8002 Boiler feed water pump turbine (Cracking furnaces) X2701 Pyrolysis fuel oil pump

turbine, X3301 Oil pump turbines for Cracking gas compressor, X4501 Oil pump turbines for Propylene compressor ใช้ MS steam และ extraction กลายเป็น LS steam มี MS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger และมี MP-LP Letdown station คือ Z8102 / Z8105 ทำหน้าที่ลดความดันไอน้ำและ Spray น้ำลดอุณหภูมิให้ MS steam เปลี่ยนเป็น LS steam

LS system

มีไอน้ำเข้า LS header อันได้แก่ Extraction steam ของ X2701, X8201, X8002, X3301, X4501 มี Z8102 / Z8105 MP-LP Letdown station

มีไอน้ำออกจาก LS header เพื่อใช้งาน อันได้แก่ X2801 Wash water pump turbine และ X8001 Boiler feed water pump turbine (Boilers) ใช้ LS steam และ extraction เป็น LLS steam, มี LS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger, มี Z8103 / Z8106 LP-LLP Letdown station ทำหน้าที่ลดความดันไอน้ำและ Spray น้ำลดอุณหภูมิให้ LS steam เปลี่ยนเป็น LLS steam

LLS system

มีไอน้ำเข้า LLS header อันได้แก่ Extraction steam ของ X4401 Ethylene compressor turbine, X4601 Propylene compressor turbine, X8201 Steam Generator turbine มี Z8103 / Z8106 LP-LLP Letdown station

มีไอน้ำออกจาก LLS header ซึ่งได้แก่ การรับ Exhaust steam เข้า Stage สุดท้ายของกังหันไอน้ำ X4601 และ X8201 Steam Generator turbine เพื่อ Cooldown ที่ Surface condenser ของกังหันไอน้ำแต่ละตัว กลายเป็น Condensate กลับเข้าระบบปรับสภาพน้ำป้อนเข้าใหม่, มี LLS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger

3.เมื่อทราบผู้ผลิต ผู้ใช้ไอน้ำในแต่ละระดับความดันนำมาเขียนโครงข่ายการใช้ไอน้ำ โดยไอน้ำระดับพลังงานความดันสูงอยู่บน ระดับความดันต่ำอยู่ล่าง ผู้ผลิตไอน้ำอันได้ แก่ Furnace, Fire heater, Boiler ที่มีหน้าที่ผลิตไอน้ำเข้าระบบอยู่บน (ดังแสดงในรูปที่ 4.3) ถัดมาผู้ใช้ไอน้ำอันได้แก่ Turbine, Heat Exchanger อยู่ระดับพลังงานตามจริง ล่างสุดจะมีการเก็บ Condensate กลับ Deaerator (Heat Exchanger จะกลับ Polishing ของ Demineralization Plant) จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (3)

4. เก็บข้อมูลการใช้ไอน้ำเข้าออกในทุกๆ อุปกรณ์ โดยอ่านจากมาตรวัด (Flowmeter) หรือค่าเปอร์เซ็นต์การเปิดของ Control Valve แล้วเปลี่ยนกลับเป็นอัตราการไหลจากข้อมูลผู้ผลิตวาล์วควบคุม, เก็บข้อมูลค่าการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่าการผลิตจริงใน Load กำลังการผลิตในสภาวะคงที่คงตัว (steady state) จากนั้นทำสมดุลมวลเพื่อหาค่าการใช้ไอน้ำที่แท้จริง ซึ่งเป็นผลรวมการใช้ไอน้ำที่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ณ กำลังการผลิตในกรณีตัวอย่างพื้นฐาน ในแต่ละระดับพลัง จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (4)

สมดุลมวลระดับความดัน HS

Inlet HS Header = Outlet HS Header



รูปที่ 4.4 สมดุลมวลระดับความดัน HS

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ HS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 5)

ทั้งนี้ปริมาณไอน้ำจาก Furnace ได้จากการนำผลรวมอัตราการไหลของน้ำป้อนเข้า Furnace ทั้งหมด คูณด้วย 0.95 เนื่องจากมีการ Blown down 5% ($\dot{m}_{F/N} = 0.95\dot{m}_{F/N-BFW-inlet}$)

สภาวะมวลทางเข้า HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำรวมที่ Furnace ผลิต ($\dot{m}_{F/N}$) 208.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "A" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"A"HS-production}$) 102.7 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "B" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"B"HS-production}$) 102.7 ton/hr

สภาวะมวลทางออก HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 215.4 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ HS consumer ($\dot{m}_{HS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล 8.0 ton/hr

สมดุลมวลระดับความดัน MS

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 4.5 สมดุลมวลระดับความดัน MS

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

ทั้งนี้จะเห็นได้ว่า Z8102 มีการเปิดของ Letdown station เมื่อเปลี่ยน ร้อยละการเปิดของวาล์วจากผู้ผลิตวาล์วพบว่าการเปิดถึง 20 ton/hr เนื่องจากมีผู้บริโภคไอน้ำในระดับ LS สูงกว่าค่า Extraction steam จากทุกๆ กังหันไอน้ำที่ทำหน้าที่ Extract ไอน้ำลง LS header (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 7)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

-ทั้งนี้กำหนดให้มวลไอน้ำเข้าเท่ากับออก Letdown station จะไม่นำมวลน้ำที่ใช้ spray มาคิดรวม เนื่องจากถือว่าปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับปริมาณของไอน้ำที่ผ่านเข้าออกสถานีลดแรงดัน

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$) 156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) 89.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{MS-imported}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MS-exported}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MLS-exported}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) 28.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2701 ($\dot{m}_{X2701MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8002 ($\dot{m}_{X8002MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X3301 ($\dot{m}_{X3301MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X4501 ($\dot{m}_{X4501MS-inlet}$)

-ทั้งนี้รวมอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 20.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

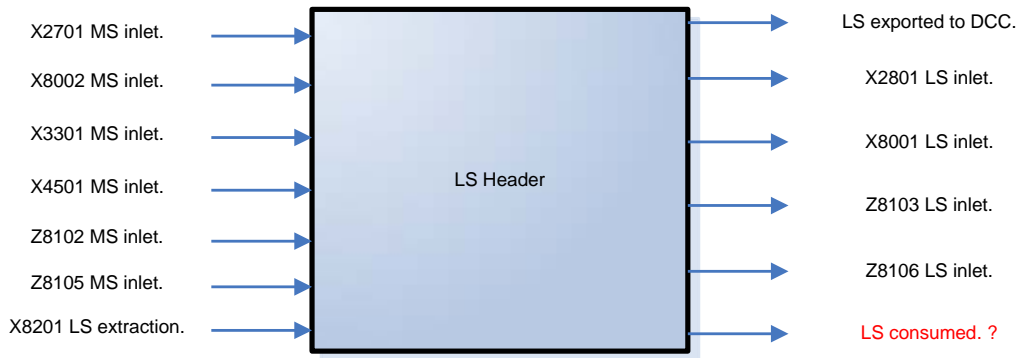
ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการทำสมดุลมวล)

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{MS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล

13.9 ton/hr

สมดุลมวลระดับความดัน LS

Inlet LS Header = Outlet LS Header



รูปที่ 4.6 สมดุลมวลระดับความดัน LS

ทั้งนี้ จะสังเกตเห็นได้ว่าตัวแปรในระดับความดัน MS (ค่า Outlet) จะมีค่าที่เท่ากับค่า Inlet ของบางอุปกรณ์ ในระดับความดัน LS ยกตัวอย่าง ค่า X2701 MS inlet จะมีค่าเท่ากับ X2701 LS extraction เนื่องจากเป็นกังหันไอน้ำแบบ Back pressure turbine ไม่มี Extraction ระหว่าง Stage turbine ไม่มี Admission ค่ามวลเข้าจึงเท่ากับมวลที่ออก ซึ่งเมื่อทำสมดุลมวลของระดับความดัน LS จะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ LS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 8)

สภาวะมวลทางเข้า LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2701 ($\dot{m}_{X2701MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8002 ($\dot{m}_{X8002MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3301 ($\dot{m}_{X3301MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4501 ($\dot{m}_{X4501MS-inlet}$)

-ทั้งนี้รวมอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 Ton/hr เนื่องจากเป็นกลุ่ม Back pressure turbine ที่มีแต่ไอน้ำเข้า (inlet steam) และออกกักกันไอน้ำ (Outlet steam) ไม่มี Extraction หรือ Admission ไอน้ำกลาง Stage

$$(\dot{m}_{X2701MS-inlet}) = (\dot{m}_{X2701LS-outlet}) \quad (4.1)$$

$$(\dot{m}_{X8002MS-inlet}) = (\dot{m}_{X8002LS-outlet}) \quad (4.2)$$

$$(\dot{m}_{X3301MS-inlet}) = (\dot{m}_{X3301LS-outlet}) \quad (4.3)$$

$$(\dot{m}_{X4501MS-inlet}) = (\dot{m}_{X4501LS-outlet}) \quad (4.4)$$

จึงทำให้อัตราการไหลเข้าและออกเท่ากัน ในที่นี้จึงใช้ตัวแปรเดียวกันกับไอน้ำกลุ่ม Turbine ระดับ MS

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 20.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$) 80.5 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ส่งออกสู่ภายนอก DCC plant ($\dot{m}_{LS-exported}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

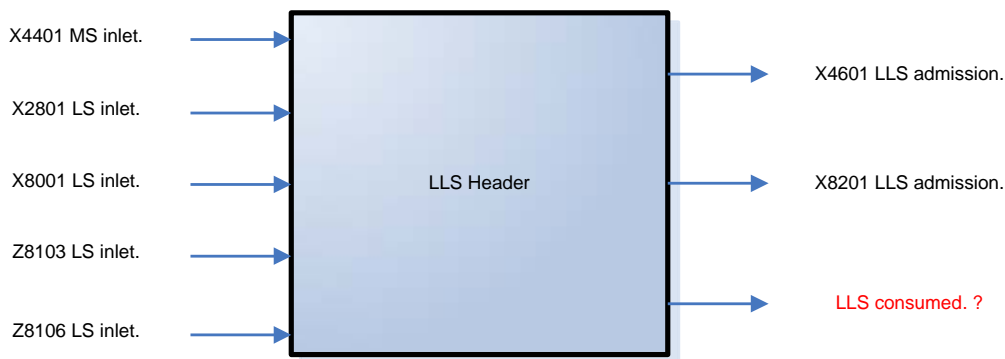
ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมีวัตต์อัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำ สมดุลมวล)

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ LS consumer ($\dot{m}_{LS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล

110.0 ton/hr

สมดุลมวลระดับความดัน LLS

Inlet LLS Header = Outlet LLS Header



รูปที่ 4.7 สมดุลมวลระดับความดัน LLS

ซึ่งเมื่อทำสมดุลมวลของระดับความดัน LLS จะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ LLS consumers ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 9)

สภาวะมวลทางเข้า LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$)
25.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)
49.6 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมีวัตต์อัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ LLS consumer ($\dot{m}_{\text{LLS-consumer}}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล
65.5 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท



รูปที่ 4.8 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท

เมื่อทำสมดุลไอน้ำรอบกังหันไอน้ำ X3201, X4601 และ X8201 จะได้ปริมาณ Exhaust steam ที่ต้อง Cool down ที่แต่ละ Surface condenser นำมารวมกันจะได้ปริมาณคอนเดนเสทที่ส่งคืนระบบบำบัดน้ำป้อนเข้าหม้อต้มหมุนเวียนเป็นรอบกลับไปใช้ใหม่ (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 10)

สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{\text{X3201-EXH}}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601-EXH}}$) 53.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201-EXH}}$) 94.6 ton/hr

-ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบใน แต่ละกังหันไอน้ำ

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมีวัตต์อัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

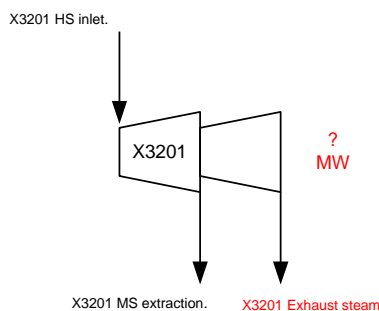
นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header อันได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{\text{condensate}}$) 181.0 ton/hr

5. กำหนดให้ไอน้ำในแต่ละ Header ความดัน หรือที่เข้าออกกังหันไอน้ำเป็นไอน้ำร้อนอิ่มตัว ยิ่งยวด จากนั้นหาค่า Enthalpy ในแต่ละระดับแรงดันรวมถึง Exhaust steam ลง Condenser และ Condensate water ที่ต้องทำให้เย็นด้วยน้ำหล่อเย็นก่อนกลับเข้าสู่วัฏจักรระบบ Boiler feed water จากการเปิดตารางไอน้ำ (Smith, 1987) ซึ่งจะได้ HS = 3,406 MJ/ton (116 BarA, 520 °C), MS = 3,156 MJ/ton (46 BarA, 380 °C), LS = 2,996 MJ/ton (14 BarA, 280 °C), LLS = 2,815 MJ/ton (4.5 BarA, 180 °C), EXH = 2,420 MJ/ton (0.8 BarA, 95 °C), Condensate = 206 MJ/ton (0.8 BarA, 50 °C) (สำหรับค่า Enthalpy ของ Condensate water จะถูกนำไปใช้ประกอบการคิดผลประหยัดที่ได้) จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (5)

6. ทำสมดุลมวลและพลังงานในแต่ละกังหันไอน้ำเพื่อหาค่ากำลัง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกังหันไอน้ำที่ต้องมีการ Extraction เป็นหลายระดับความดัน หรือกังหันไอน้ำที่มีการ Admission steam หรือกังหันไอน้ำที่มีการปั่นผลิตกระแสไฟฟ้า จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (5) และ ข้อ (8)

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X3201 Cracked gas compressor turbine



รูปที่ 4.9 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X3201

สมดุลมวล

อัตราการไหล X3201 HS inlet = อัตราการไหล X3201 MS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust steam

ทราบค่าอัตราการไหล X3201 HS inlet., X3201 MS extraction. หาค่าอัตราการไหล X3201 Exhaust steam

จากสมการสมดุลมวล

$$\dot{m}_{X3201HS-inlet} = \dot{m}_{X3201MS-extraction} + \dot{m}_{X3201-EXH} \quad (4.5)$$

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X3201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X3201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$)

156.9 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$) 33.1 ton/hr

สมดุลพลังงาน

จากสมการสมดุลพลังงาน $E_{inlet} = E_{outlet}$ (4.6)

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X3201 = พลังงานไอน้ำ X3201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X3201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X3201 Exhaust steam

โดยค่าพลังงานของไอน้ำในแต่ละระดับ หาได้จากค่าอัตราการไหล คูณด้วยค่าพลังงานเฉพาะ (Enthalpy) ของไอน้ำในระดับนั้นๆ (ได้มาจากการเปิดตารางไอน้ำ)

ค่าพลังงานไอน้ำที่ใช้หมุนกังหันไอน้ำจะต้องมีการแปลงหน่วยให้เป็นเมกะวัตต์ เช่นเดียวกับพลังงานไฟฟ้า ก่อนนำมาเปรียบเทียบ

$$E_{X3201HS-inlet} = E_{X3201MS-extraction} + E_{X3201EXH} + P_{X3201} \quad (4.7)$$

$$\dot{m}_{X3201HS-inlet} H_{HS} = \dot{m}_{X3201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X3201-EXH} H_{EXH} + P_{X3201} \quad (4.8)$$

ทราบค่าอัตราการไหลทั้งหมดจากสมการสมดุลมวล ทราบค่า Enthalpy นำแทนค่าในสมการ (4.8) หาค่ากำลังงานที่เปลี่ยนแปลงจากปริมาณไอน้ำเข้าออกที่เปลี่ยนแปลง

สภาวะพลังงานของกังหันไอน้ำ X3201

พลังงานจากไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X3201 ($E_{X3201HS-inlet}$)

$$\begin{aligned}
 E_{X3201HS-inlet} &= \dot{m}_{X3201HS-inlet} H_{HS} & (4.9) \\
 &= \frac{(190.0 \text{ ton / hr}) \times (3,406 \text{ MJ / ton})}{3,600} \\
 &= 179.8 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

พลังงานจากไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$)

$$\begin{aligned}
 E_{X3201MS-extraction} &= \dot{m}_{X3201MS-extraction} H_{MS} & (4.10) \\
 &= \frac{(156.9 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} \\
 &= 137.5 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

พลังงานจากไอน้ำที่ Exhaust ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$)

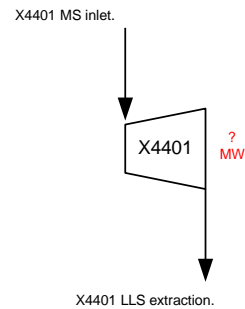
$$\begin{aligned}
 E_{X3201EXH} &= \dot{m}_{X3201-EXH} H_{EXH} & (4.11) \\
 &= \frac{(33.1 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} \\
 &= 22.3 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

$$E_{X3201HS-inlet} = E_{X3201MS-extraction} + E_{X3201EXH} + P_{X3201} \quad (4.12)$$

ได้พลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Crack gas compressor ของ Turbine X3201 (P_{X3201})

จากสมดุลพลังงานได้เท่ากับ 20.0 MW

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4401 Ethylene compressor turbine



รูปที่ 4.10 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4401

สมดุลมวล

อัตราการไหล X4401 MS inlet = อัตราการไหล X4401 LLS extraction

$$\dot{m}_{X4401MS-inlet} = \dot{m}_{X4401LLS-extraction} \quad (4.13)$$

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X4401

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X4401

ซึ่งเป็นตัวแปรไม่ทราบค่า หาได้จากสมดุลมวลรอบ Turbine X4401

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X4401 ($\dot{m}_{X4401LLS-extraction}$)

91.1 ton/hr

สมดุลพลังงาน

เพื่อหากำลังงานที่ Turbine X4401 ซึ่งเป็นต้นกำลังให้แก่เครื่องจักรในที่นี่ Ethylene Compressor
ณ กำลังการผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X4401 = พลังงานไอน้ำ X4401 MS inlet - พลังงานไอน้ำ X4401
LLS extraction

$$E_{X4401MS-inlet} = E_{X4401LLS-extraction} + P_{X4401} \quad (4.14)$$

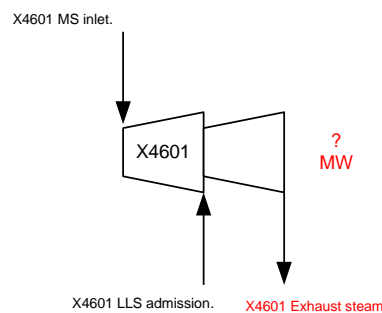
$$\dot{m}_{X4401MS-inlet} H_{MS} = \dot{m}_{X4401LLS-extraction} H_{LLS} + P_{X4401} \quad (4.15)$$

$$\frac{(91.1 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} = \frac{(91.1 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} + P_{X4401}$$

$$P_{X4401} = 8.6 \text{ MW}$$

จากสมดุลพลังงาน ได้กำลังงานที่ Turbine X4401 ถ่ายโอนให้แก่เครื่องจักร (P_{X4401}) ณ กำลังการผลิตในกรณีศึกษาพื้นฐาน เท่ากับ 8.6 MW

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine



รูปที่ 4.11 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601

สมดุลมวล

อัตราการไหล X4601 MS inlet + อัตราการไหล X4601 LLS admission = อัตราการไหล X4601 Exhaust steam

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} = \dot{m}_{X4601-EXH} \quad (4.16)$$

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X4601

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) 28.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่เก็บเข้ากลาง Stage Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 25.0 ton/hr

(เป็นไอน้ำที่เก็บเข้าเพื่อนำไปทำให้ควบแน่นกลับเป็นน้ำผ่าน Surface Condenser เพื่อให้หมุนเวียนในระบบน้ำป้อนเข้า Boiler)

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X4601

ซึ่งในที่นี้เป็นตัวแปรไม่ทราบค่าจึงต้องหาจากการทำสมดุลมวลรอบ X4601

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} = \dot{m}_{X4601-EXH}$$

จะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) 53.3 ton/hr

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X4601 = พลังงานไอน้ำ X4601 MS inlet + พลังงานไอน้ำ X4601 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X4601 Exhaust steam

$$E_{X4601MS-inlet} + E_{X4601LLS-admission} = E_{X4601EXH} + P_{X4601} \quad (4.17)$$

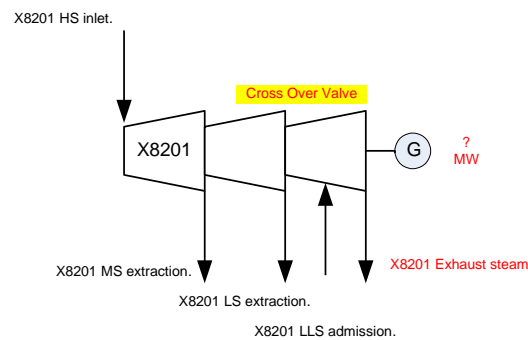
$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} H_{MS} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} H_{MS} = \dot{m}_{X4601-EXH} H_{EXH} + P_{X4601} \quad (4.18)$$

$$P_{X4601} = \frac{(28.3 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(25.0 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(53.3 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$P_{X4601} = 8.5 \text{ MW}$$

ได้พลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Propylene compressor ของ Turbine X4601 (P_{X4601}) จากสมดุลพลังงานได้เท่ากับ 8.5 MW

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine



รูปที่ 4.12 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (4.19)$$

$$215.4 \text{ ton/hr} + 49.6 \text{ ton/hr} = 89.9 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8201-EXH}$$

จะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 94.6 ton/hr

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 215.4 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่เก็บเข้ากลาง Stage Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)

49.6 Ton/hr

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$)

89.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$)
80.5 ton/hr

จากการทำสมดุลมวลจะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201
($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 94.6 ton/h

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (4.20)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \quad (4.21)$$

$$P_{X8201} = \frac{(215.4 \text{ ton / hr}) \times (3,406 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(49.6 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(89.9 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(80.5 \text{ ton / hr}) \times (2,996 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(94.6 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$P_{X8201} = 33.2 \text{ MW}$$

จากสมดุลพลังงานการหมุน Steam turbine generator X8201 (P_{X8201}) ใช้พลังงานจากไอน้ำจำนวน 33.2 MW เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า 27.7 MW (ข้อมูลจากมาตรฐานวัดปริมาณไฟฟ้า) เนื่องจาก X8201 ต้องใช้การคำนวณเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจึงต้องมีการคิดประสิทธิภาพกังหันไอน้ำกับไฟฟ้าที่ผลิตได้ เป็นค่าประกอบการคำนวณตามกรณีศึกษาต่างๆ (ดังที่คำนวณไว้ตาม ข้อ 7 ด้านล่าง)

เงื่อนไขอื่นๆของ X8201 สำหรับกรณีศึกษาต่างๆ

เนื่องจากกังหันไอน้ำ X8201 มี Extraction steam ที่กลาง Turbine Stage โดยทั่วไปแล้วเพื่อให้ ความร้อนส่งถึง Turbine Stage สุดท้าย ซึ่งเป็น interlock ป้องกันกังหันไอน้ำเสียหายจากอุณหภูมิ ที่แตกต่าง จึงต้องให้ Cross over valve ปิดไว้ให้น้อยที่สุดที่ 30 ton / hr ทั้งนี้ทำให้เป็นไปตาม เงื่อนไข

ทั้งนี้ปริมาณอัตราการไหล X8201 MS extraction และ อัตราการไหล X8201 LS extraction จะเป็นตัวถูกใช้เพื่อปรับตามปริมาณสมดุลการใช้งานของผู้ใช้ในแต่ละระดับพลังงาน

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (4.22)$$

และไอน้ำที่ Exhaust ลง Surface condenser เป็นไปตามความสัมพันธ์ข้างล่างนี้

อัตราการไหล X8201 Exhaust = อัตราการไหล X8201 LLS admission + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201-EXH} = \dot{m}_{X8201LLS-admission} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (4.23)$$

ข้อสำคัญคืออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201

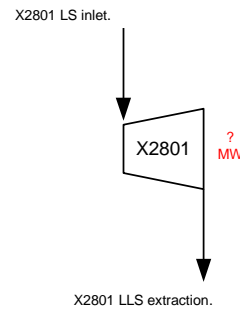
($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) ขึ้นอยู่กับปริมาณการเรียกใช้ไอน้ำในระดับ MS หรือก็คือขึ้นอยู่กับสมดุลมวลใน MS Header

$$\begin{aligned} \dot{m}_{X8201MS-extraction} = & \dot{m}_{MS-exported} + \dot{m}_{MLS-exported} + \dot{m}_{X4401MS-inlet} + \dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X2701MS-inlet} + \\ & \dot{m}_{X8002MS-inlet} + \dot{m}_{X3301MS-inlet} + \dot{m}_{X4501MS-inlet} + \dot{m}_{Z8102MS-inlet} + \dot{m}_{Z8105MS-inlet} + \\ & \dot{m}_{MS-consumer} - \dot{m}_{Z8101HS-inlet} - \dot{m}_{Z8104HS-inlet} - \dot{m}_{X3201MS-extraction} - \dot{m}_{MS-imported} \end{aligned} \quad (4.24)$$

เช่นกัน อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$) ก็ขึ้นอยู่กับปริมาณการเรียกใช้ไอน้ำในระดับ LS หรือก็คือขึ้นอยู่กับสมดุลมวลใน LS Header

$$\begin{aligned} \dot{m}_{X8201LS-extraction} = & \\ \dot{m}_{LS-exported} + \dot{m}_{X2801LS-inlet} + \dot{m}_{X8001LS-inlet} + \dot{m}_{Z8103LS-inlet} + \dot{m}_{Z8106LS-inlet} + \dot{m}_{LS-consumer} - & \quad (4.25) \\ \dot{m}_{X2701MS-inlet} - \dot{m}_{X8002MS-inlet} - \dot{m}_{X3301MS-inlet} - \dot{m}_{X4501MS-inlet} - \dot{m}_{Z8102MS-inlet} - \dot{m}_{Z8105MS-inlet} & \end{aligned}$$

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X2801 Wash water pump turbine



รูปที่ 4.13 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X2801

สมดุลมวล

อัตราการไหล X2801 LS inlet = อัตราการไหล X2801 LLS extraction

$$\dot{m}_{X2801LS-inlet} = \dot{m}_{X2801LLS-extraction} \quad (4.26)$$

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X2801 ($\dot{m}_{X2801LLS-extraction}$) ก็จะได้ 25.5 ton/hr ด้วย

สมดุลพลังงาน

เพื่อหากำลังงานที่ Turbine X2801 ซึ่งเป็นต้นกำลังให้แก่เครื่องจักรในที่นี่ Wash water pump ณ กำลังการผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X2801 = พลังงานไอน้ำ X2801 LS inlet - พลังงานไอน้ำ X2801 LLS extraction

$$E_{X2801LS-inlet} = E_{X2801LLS-extraction} + P_{X2801} \quad (4.27)$$

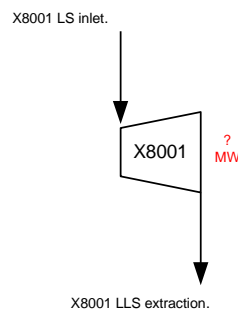
$$\dot{m}_{X2801LS-inlet} H_{LS} = \dot{m}_{X2801LLS-extraction} H_{LLS} + P_{X2801} \quad (4.28)$$

$$\frac{(25.5 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} = \frac{(25.5 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} + P_{X2801}$$

$$P_{X2801} = 1.3 \text{ MW}$$

จากสมดุลพลังงาน ได้กำลังงานที่ Turbine X2801 ถ่ายโอนให้แก่เครื่องจักร (P_{X2801}) ณ กำลังการผลิตในกรณีศึกษาพื้นฐาน เท่ากับ 1.3 MW

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8001 Boiler feed water pump turbine



รูปที่ 4.14 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8001

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8001 LS inlet = อัตราการไหล X8001 LLS extraction

$$\dot{m}_{X8001LS-inlet} = \dot{m}_{X8001LLS-extraction} \quad (4.29)$$

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8001 ($\dot{m}_{X2801LLS-extraction}$) ก็จะได้ 23.5 ton/hr ด้วย

สมดุลพลังงาน

เพื่อหา กำลังงานที่ Turbine X8001 ซึ่งเป็นต้นกำลังให้แก่เครื่องจักรในที่นี่ Boiler feed water pump ณ กำลังการผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8001 = พลังงานไอน้ำ X8001 LS inlet - พลังงานไอน้ำ X8001 LLS extraction

$$E_{X8001\text{LS-inlet}} = E_{X8001\text{LLS-extraction}} + P_{X8001} \quad (4.30)$$

$$\dot{m}_{X8001\text{LS-inlet}} H_{\text{LS}} = \dot{m}_{X8001\text{LLS-extraction}} H_{\text{LLS}} + P_{X8001} \quad (4.31)$$

$$\frac{(23.5 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} = \frac{(23.5 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} + P_{X8001}$$

$$P_{X8001} = 1.2 \text{ MW}$$

จากสมดุลพลังงาน ได้กำลังงานที่ Turbine X8001 ถ่ายโอนให้แก่เครื่องจักร (P_{X8001}) ณ กำลังการผลิตในกรณีศึกษาพื้นฐาน เท่ากับ 1.2 MW

ในที่นี้จะไม่แสดงวิธีคิดคำนวณหา กำลังของ X2701, X8002, X3301 และ X4501 ซึ่งสามารถทำได้ เช่นเดียวกับ X4601, X2801 และ X8001 เนื่องจากเป็น back pressure turbine ที่ไม่มีนัยสำคัญกับการคำนวณกำลังงานในกรณีศึกษาอื่นๆ โดยเป็นกังหันไอน้ำประเภทที่ทำงานโดยมีมวลไอน้ำ 1 สาย เข้า เท่ากับมวลไอน้ำ 1 สายออกโดยตรงให้กำลังงานเท่าเดิมตลอดและเป็นกลุ่มกังหันไอน้ำที่อยู่ในสถานะที่ต้องเดินตลอดตามโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

7.คำนวณหาประสิทธิภาพ ของเครื่องกังหันไอน้ำชนิดผลิตพลังงานร่วม (STG Efficiency) (ภาคผนวก ค) จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (6.2)

ประสิทธิภาพชุดกังหันไอน้ำ ที่ผลิตกระแสไฟฟ้า (Steam turbine generator ; STG) เป็นการคิดรวมทั้งระบบของกังหันไอน้ำครบวงจรการปั่นไฟฟ้า โดยการคำนวณหาประสิทธิภาพของเครื่องกังหันไอน้ำสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าจะใช้วิธีเปรียบเทียบระหว่างพลังงานของไอน้ำทั้งหมดที่นำเข้าไปในการหมุนกังหันไอน้ำ กับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นั่นคือ

$$\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้}}{\text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำ}} \times 100$$

$$\begin{aligned} \text{ประสิทธิภาพ X8201} &= 27.7 \text{ MW} / 33.2 \text{ MW} \times 100 \\ &= 83.5 \% \end{aligned}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ สามารถอ่านได้จากมิเตอร์ ส่วนค่าพลังงานของไอน้ำได้จากการทำสมดุลพลังงานไอน้ำที่รับเข้าและจ่ายออกของกังหันไอน้ำ ซึ่งสามารถหาได้โดย

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

โดยค่าพลังงานของไอน้ำในแต่ละระดับ หาได้จากค่าอัตราการไหล คูณด้วยค่าพลังงานเฉพาะ (Enthalpy) ของไอน้ำในระดับนั้นๆ (ได้มาจากการเปิดตารางไอน้ำ)

ค่าพลังงานไอน้ำที่ใช้หมุนกังหันไอน้ำจะต้องมีการแปลงหน่วยให้เป็นเมกะวัตต์ เช่นเดียวกับพลังงานไฟฟ้า ก่อนนำมาเปรียบเทียบกัน

8.ทำการตรวจสอบข้อมูลภายในโครงข่ายสมดุลไอน้ำที่คำนวณขึ้น เปรียบเทียบกับข้อมูลการเดินกำลังผลิตจริงจากโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน ปรับค่าในแบบจำลองสมดุลไอน้ำให้ได้ตรงตามข้อมูลจริง จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (9)

9.วิเคราะห์การสูญเสียพลังงานไอน้ำจากกรณีศึกษาพื้นฐาน อันได้แก่ จากขั้นตอนการออกแบบระบบบริหารจัดการไอน้ำข้อ (11)

9.1 มีปริมาณไอน้ำที่ต้องสูญเสียพลังงานทิ้งโดยถูกทำให้ควบแน่นที่ Surface condenser ของ X3201 (Cracked gas compressor turbine), X4601 (Propylene compressor turbine), X8201 (Steam Generator turbine) เมื่อรวมกันจากทั้ง 3 กังหันไอน้ำดังกล่าวแล้วพบว่ามีปริมาณถึง 181 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 10)

9.2 มีการเปิดของสถานีลดความดันไอน้ำ (Letdown station) อันได้แก่

9.2.1 สถานีลดความดันจาก MS header ลงสู่ LS header, Z8102 มีการเปิดของ Letdown station เมื่อเปลี่ยน ร้อยละการเปิดของวาล์วจากผู้ผลิตวาล์วพบว่าการเปิดถึง 20 ton/hr เนื่องจากมีผู้บริโภคน้ำในระดั LS สูงกว่าค่า Extraction steam จากทุกๆ กังหันไอน้ำที่ทำหน้าที่ Extract ไอน้ำลง LS header (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 7)

9.2.2 DCC ผลิตไอน้ำระดับความดัน 44 Barg แต่กลับต้องลดความดันเป็น 10.5 Barg ผ่านสถานีลดความดันปริมาณ 20 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 11)

9.2.3 ETP ต้องลดความดันจาก MS header 45 Barg เป็น 25 Barg ผ่านสถานีลดความดันและก่อนเข้า BTX ยังต้องลดความดันจาก 25 Barg เป็น 16 Barg ปริมาณ 35 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 12)

9.2.4 SRU รับไอน้ำจาก UT1/PW จากระดับ 25 Barg และทำการลดความดันเป็น 3.5 Barg ผ่านสถานีลดความดันปริมาณ 35 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 13)

9.3 การผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนสูงกว่าภายนอก

9.4 การคิดประสิทธิภาพ หม้อต้มไอน้ำ ซึ่งเปลี่ยนพลังงานที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงถ่ายเทให้กับไอน้ำ โดยวิธี Heat input-output (ภาคผนวก ค)

4.3 แนวทางการวิเคราะห์ผลประหยัด

1. วิเคราะห์ความสามารถในการลดการผลิต HP steam เพื่อลดการเผาไหม้เชื้อเพลิง

ข้อมูลที่ได้หลังการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่ม สามารถนำมาทำสมดุลไอน้ำเพื่อคำนวณหาปริมาณการผลิต HP steam ที่ลดลง เปลี่ยนกลับเป็นค่าความร้อนเทียบกับเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา เกรดซี)

2. วิเคราะห์ความสามารถในการลดปริมาณไอน้ำที่ต้องถูกควบแน่นเป็นน้ำคอนเดนเสทที่ Surface Condenser

ปริมาณน้ำคอนเดนเสทที่ผ่านการควบแน่นไอน้ำด้วยน้ำหล่อเย็น ซึ่งต้องปล่อยพลังงานทิ้งที่หอหล่อเย็น (Cooling tower) ในที่สุด โดยพลังงานที่สูญเสียเปล่าประโยชน์นี้จะคำนวณโดยอิงค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่ต้องเผาไหม้ในช่วงการให้ความร้อนสัมผัสของการต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำ

3. วิเคราะห์กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไอน้ำร่วม (Steam Turbine Generator)

ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน และปริมาณการใช้กระแสไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงของผู้ใช้ (เครื่องจักรกล) ภายในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

4. วิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการสร้างติดตั้งอุปกรณ์เพิ่ม (ท่อขนถ่ายไอน้ำ กังหันไอน้ำ มอเตอร์ไฟฟ้า)

การสร้างและติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มต้องพิจารณาราคาการลงทุนซึ่งเป็นตัวแปรสำคัญในการตัดสินใจ เป็นตัวกำหนดระยะเวลาคืนทุน อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return) และงบประมาณลงทุนในการก่อสร้าง

5. วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback period : PB)

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนเป็นอีกตัวแปรที่สำคัญมากในการวิเคราะห์ประกอบก่อนการลงทุนสร้างเพื่อความเหมาะสมในการออกแบบอย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น สามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$\text{Pay back period} = \frac{\text{Cost}}{\text{profit} / \text{time}} \quad (4.32)$$

ค่า Payback Period เป็นค่าที่บ่งบอกระยะเวลาในการคืนทุน เป็นค่าพื้นฐานที่สุดในการใช้ตัดสินใจพิจารณารับโครงการ ดังตัวอย่างเงื่อนไขของค่า Payback Period มีดังนี้เช่น

โครงการระยะสั้น อายุโครงการ 0-5 ปี PB ไม่ควรเกิน 3 ปี

โครงการระยะกลาง อายุโครงการ 5-10 ปี PB ไม่ควรเกิน 5 ปี

โครงการระยะยาว อายุโครงการ 10 ปีขึ้นไป PB ไม่ควรเกิน 7 ปี

6. วิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate Of Return : IRR)

เพื่อให้ทราบผลตอบแทนเฉลี่ยต่อหน่วยเวลาสามารถคำนวณจากสมการที่ 1

$$P + PI \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = F \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (4.33)$$

- โดยที่ P คือ เงินลงทุนในปัจจุบัน (เงินที่โครงการต้องใช้เพื่อการลงทุน)
- PI คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อเวลา
(ค่าใช้จ่ายที่ประเมินว่าจะเกิดขึ้นในแต่ละปี ซึ่งอาจหมายถึง Operation Cost, Maintenance Cost เป็นต้น)
- F คือ รายได้ต่อเวลา (ผลตอบแทนต่อปีของโครงการ)
- i คือ Internal Rate of Return
(ค่าอัตราผลตอบแทนที่จะได้รับเมื่อโครงการครบอายุ แสดงเป็นเปอร์เซ็นต์ ค่า IRR ควรมีค่ามากกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารพาณิชย์)
- n คือ ระยะเวลาใช้งาน (อายุโครงการ)

7. วิเคราะห์ดัชนีพลังงาน (Energy index : EI)

$$\text{Energy Index (kJ/kg)} = \text{Energy Consumption} / \text{Olefins Production} \quad (4.34)$$

เมื่อ ;

$$\text{Energy Consumption} = \text{Purchased Fuel/Utilities} + \text{Plant Fuel} - \text{Export Utilities}$$

EI (Energy index) เป็นค่าการใช้พลังงานต่อจำนวนผลิตภัณฑ์หลักที่ผลิตขึ้นได้ (GJ/ton) ซึ่งเกิดขึ้นภายในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานภายใต้ขอบเขตแบ่งชัดเจนที่กำหนดขึ้น

ทั้งนี้เป็นเพราะหากพิจารณาแต่พลังงานที่ลด แต่ไม่พิจารณาการเดินกำลังการผลิตที่ลด ไม่ว่าจะเป็นการลดลงจากภาวะความต้องการผลิตภัณฑ์ของตลาด หรืออื่นๆ ก็จะไม่สามารถเทียบผลประหยัดกันได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีจำนวนผลิตภัณฑ์ เป็นตัวบอกการเดินกำลังผลิตเพื่อให้ค่าการใช้พลังงานในแต่ละช่วงปีการผลิตนั้นสามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้

EII (Energy intensity index) เป็นดัชนีเปรียบเทียบการใช้พลังงานจริงต่อจำนวนผลิตภัณฑ์หลัก (EI Actual) กับค่าการใช้พลังงานต่อจำนวนผลิตภัณฑ์หลักในปีฐาน (EI Standard) ค่าการใช้พลังงานต่อจำนวนผลิตภัณฑ์ต่อปีฐานที่ใช้เทียบ

$$EII = \frac{\text{(Actual Net Energy Consumption)}}{\text{(Standard Net Energy Consumption, Intensity Basis)}} \times 100 \quad (4.34)$$

โดยทั้งนี้จะใช้ EI Standard ปี 2007 เป็นข้อมูลปีฐาน เนื่องจากมีการหยุดเดินโรงงานเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักรในปีก่อนหน้าแล้วเดินขึ้นมาใหม่ในสภาพที่มีประสิทธิภาพสูง และเป็นช่วงเวลาที่ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกค่อนข้างคงที่แปรผันเปลี่ยนแปลงในช่วงแคบเมื่อเทียบกับปีอื่นๆ ก่อนหน้า

บทที่ 5

การวิเคราะห์ผลงานวิจัย

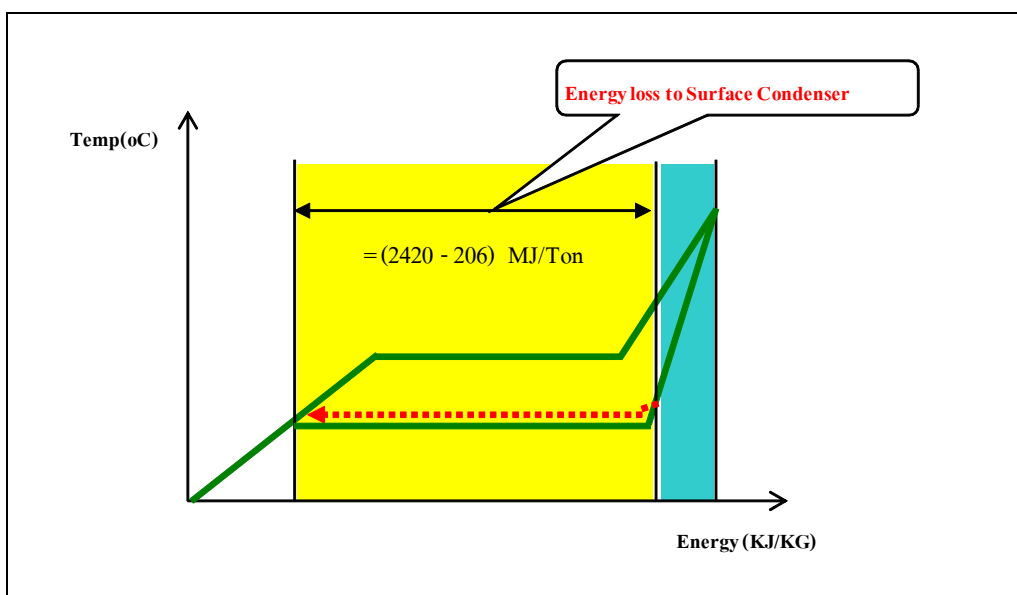
ในบทนี้กล่าวถึงผลของรูปแบบการจำลองสมมูลไอน้ำในกรณีศึกษาต่างๆ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าร่วมของโรงงานผลิตโอเลฟินส์ ตามวิธีการที่ได้กำหนดขึ้น เพื่อหาค่าตัวแปรที่ไม่ทราบค่าของกระบวนการโดยตรงจากเครื่องมือวัด เพื่อที่จะทำให้ทราบผลประหยัดด้านพลังงานและจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ในแต่ละกรณีศึกษารูปแบบการจัดการไอน้ำ โดยจะกล่าวรายละเอียดในลำดับต่อไป

5.1 รูปแบบการจัดการไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา

5.1.1 อธิบายการทำสมมูลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 1

(เดินท่อส่ง Exhaust steam ให้ผู้ใช้ไอน้ำประเภทเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน)

จากกรณีศึกษาตัวอย่างก่อนทำการปรับปรุงมีปริมาณไอน้ำที่ต้องสูญเสียพลังงานทิ้งโดยถูกทำให้ควบแน่นที่ Surface condenser ของ X3201 (Cracked gas compressor turbine), X4601 (Propylene compressor turbine), X8201 (Steam Generator turbine) เมื่อรวมกันจากทั้ง 3 กังหันไอน้ำดังกล่าวแล้วพบว่าปริมาณถึง 181 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 10)



รูปที่ 5.1 อธิบายปริมาณพลังงานไอน้ำที่สูญเสียใน Surface condenser

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย จากขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำข้อ (11)

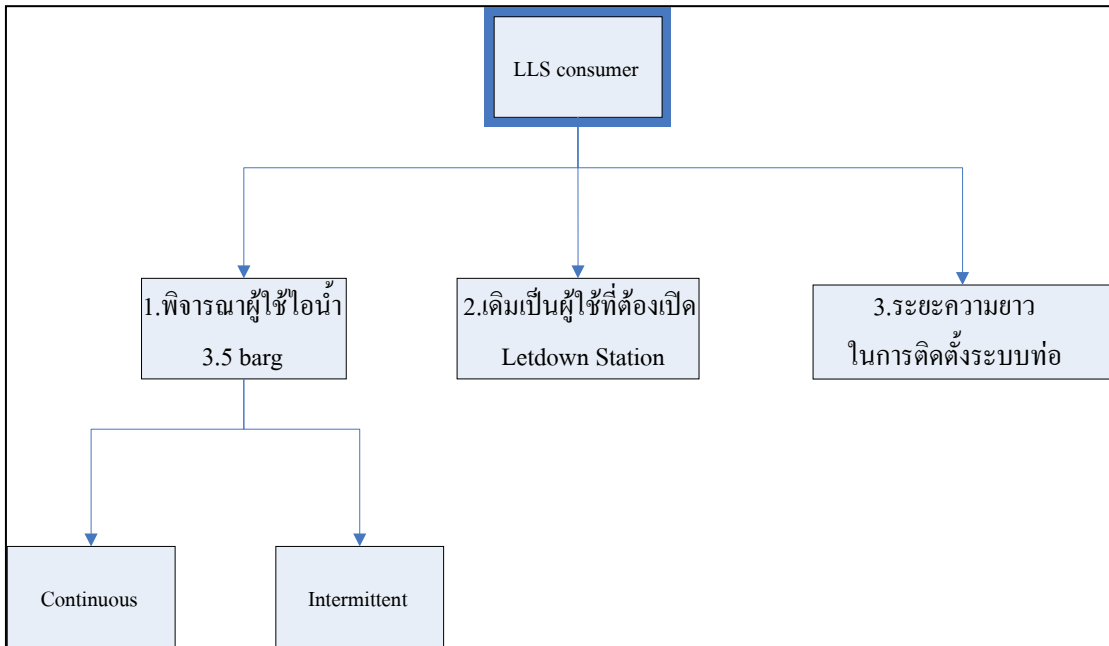
ปริมาณพลังงานที่สูญเสียลง Surface condenser เป็นค่าปริมาณพลังงานความร้อนของ Exhaust steam (-0.2 Barg, 95 °C, 2420 MJ/ton) ต้องถูกทำให้ควบแน่นเพื่อเก็บน้ำคอนเดนเสท (-0.2 Barg, 50 °C, 206 MJ/ton) ก่อนกลับเข้า Deaerator เพื่อนำน้ำหมุนเวียนกลับเข้าระบบน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม

การเก็บไอน้ำ LLS steam 3.5 Barg เข้ากักกันไอน้ำที่ปลาย Stage สุดท้ายจะเป็นการเก็บมวลไอน้ำและทำการควบแน่นที่ Condenser ซึ่งจะเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานกลเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับไอน้ำที่เข้าต้น Stage แรกๆ ซึ่งเป็นเหตุผลด้านกลไกเครื่องจักรอุณหภูมิต่ำให้มีการอุ่นไอน้ำให้ร้อนถึง Stage สุดท้าย แต่ด้านพลังงานกลับต้องสูญเสียมหาศาลถึง 70% ของเชื้อเพลิงที่เผาไหม้ในหม้อต้ม ซึ่งการเก็บมวลน้ำจากการนำไอน้ำไปควบแน่นด้วยน้ำหล่อเย็น cooling water ที่ Surface condenser ในที่สุดแล้วก็ต้องนำความร้อนนั้นไปที่หอหล่อเย็น (Cooling tower) ลึนเปลื้องทั้งพลังงานไฟฟ้าที่ต้องให้กับพัดลม (Cooling fan) เพื่อ Remove heat หรือ ในประเด็นการเดินปั้มน้ำหล่อเย็นซึ่งหากเป็นปั้มขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์แบบแปรผันความเร็ว (Variable speed drive) สามารถลด circulation flow ตามกำลังการผลิต (Plant load) ก็จะสามารถลดกระแสไฟฟ้าที่ ปั้ม Cooling pump ได้

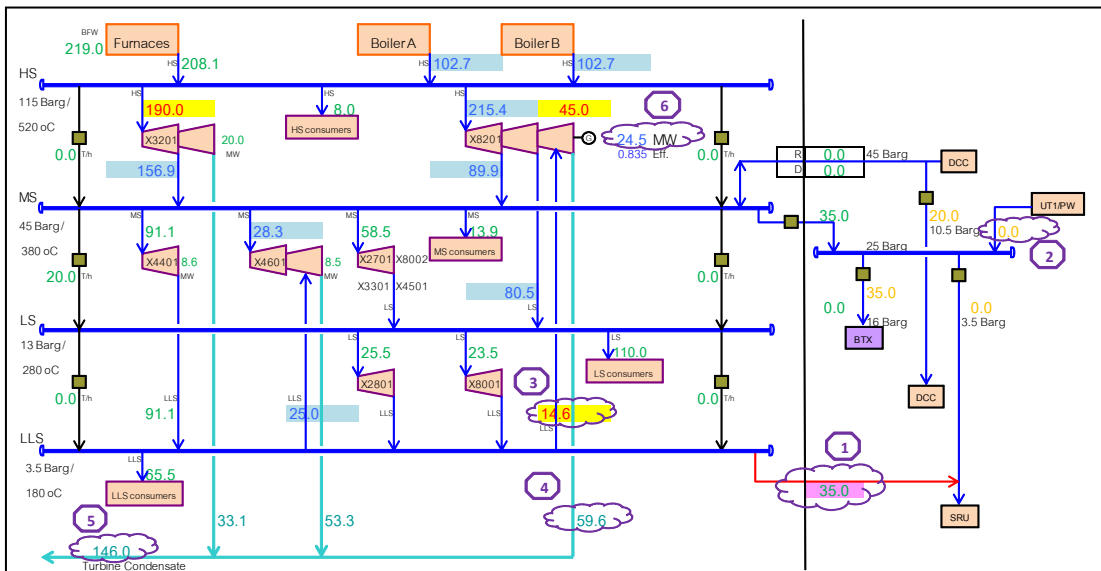
ก่อนปรับปรุงระบบให้พิจารณาระบบน้ำป้อนเข้าและระบบรองรับน้ำ Condensate return ว่ามีปริมาณเพียงพอสำหรับการปรับปรุงระบบไอน้ำ

จะเห็นได้ว่ามีไอน้ำที่ถูกเก็บเข้า Condenser และต้องสูญเสียพลังงานไปกับการควบแน่นเก็บเป็นน้ำคอนเดนเสทจากกรณีศึกษาพื้นฐานถึง 181 ton/hr

เพื่อทำการลดปริมาณไอน้ำที่ต้องถูกควบแน่นที่ Surface condenser จะต้องเริ่มจากหาผู้บริโภคที่ใช้ไอน้ำ 3.5 Barg จากหน่วยผลิตข้างเคียง ซึ่งต้องเริ่มพิจารณาผู้ใช้ไอน้ำที่อยู่ใกล้ใช้งบประมาณลงทุนระบบท่อที่ต่ำสุดก่อน ต่อจากนั้นทำการพิจารณาผู้ใช้ไอน้ำที่เดิมต้องเปิด Letdown ไอน้ำก่อน แล้วเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุน เพื่อพิจารณาประกอบการลงทุนทำโครงการใดก่อนหรือหลัง ดังแสดงตามภาพที่ 5.2 ประกอบการพิจารณาเลือก LLS consumer



รูปที่ 5.2 ประกอบการพิจารณาเลือก LLS consumer



รูปที่ 5.3 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 1

เมื่อทำการปรับปรุงระบบไอน้ำโดยจำลองการเดินท่อเพื่อส่งไอน้ำ LLS steam 3.5 Barg ปริมาณ 35 ton/hr ดังแสดงตามภาพที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 1 ให้ SRU plant ดึง Latent heat ในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจากเดิมในกรณีศึกษาพื้นฐาน SRU plant ก็จะหยุดนำเอาไอน้ำ 25

Barg ซึ่งเดิมรับจาก หน่วยสาธารณูปโภคที่ 1 / โรงไฟฟ้าหลัก (UT1/PW) ปริมาณ 35 ton/hr มาทำการลดความดันเป็น 3.5 Barg ดังแสดงตามรูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 2 แต่รับโดยตรงจาก LLS header ของ ETP plant

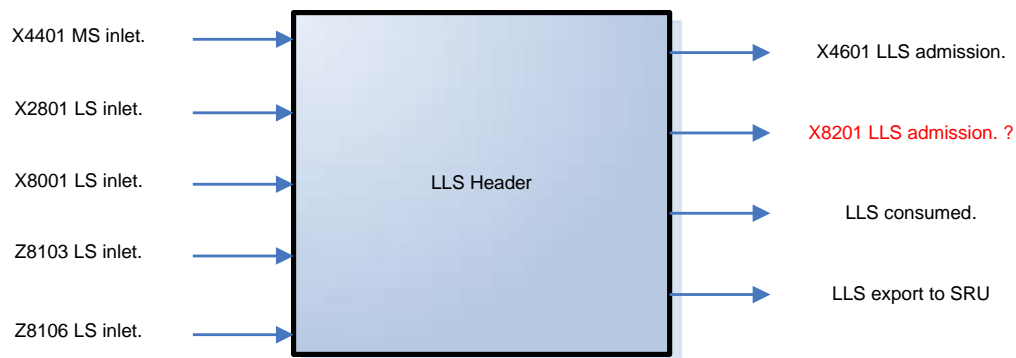
สำหรับ ETP จะทำให้เดิม X8201 ที่จะต้องช่วยเก็บ LLS admission ผ่าน Stage สุดท้าย จากกรณีศึกษาพื้นฐานเดิมรับปริมาณ 49.6 ton/hr เหลือเพียง 14.6 ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 3 แล้วส่งผลให้การปล่อยออก Exhaust steam ลดลงได้ 35 ton/hr ด้วย ซึ่งก็จะทำให้อิอน้ำที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser ด้วยน้ำหล่อเย็นลดลงจาก 94.6 ton/hr เหลือ 59.6 ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 4 ซึ่งทำให้ปริมาณไอน้ำที่ต้องควบแน่นรวมทั้งหมดลดลงจากเดิมในกรณีศึกษาพื้นฐานปริมาณ 181.0 ton/hr ลดลงเหลือ 146.0 ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 5

แต่ทั้งนี้การลด LLS admission ทำให้ไฟฟ้าที่ปั่นได้ลดลงจาก 27.7 MW เหลือ 24.5 MW ดังแสดงตามรูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 6 ซึ่งก็ยังเพียงพอต่อ House load 21.0 MW ที่สภาวะการเดินโรงงานเช่นเดียวกับกรณีศึกษาตัวอย่างพื้นฐาน

ในส่วนของสมดุลไอน้ำ เมื่อมีการดึงไอน้ำออกจาก LLS header ปริมาณ 35 ton/hr ซึ่งทำให้ X8201 เก็บ LLS admission ลดลงจากกรณีศึกษาพื้นฐานเดิมรับปริมาณ 49.6 ton/hr เหลือเพียง 14.6 ton/hr แน่นอนก็จะทำให้ปั่นไฟฟ้าลดลงด้วย ทั้งหมดที่กล่าวมาจะต้องทำการคำนวณสมดุลมวลระดับความดัน LLS สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท และสมดุลมวล-พลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 ใหม่

สมดุลมวลระดับความดัน LLS ตามกรณีศึกษาที่ 1

Inlet LLS Header = Outlet LLS Header



รูปที่ 5.4 สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 1

จากกรณีศึกษาพื้นฐานจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ LLS consumers 65.5 ton/hr, แต่เมื่อมีการส่งออกไอน้ำ LLS ให้ SRU plant ทำให้ไอน้ำ LLS ที่เหลือ Admission เข้า Condensing turbine ลดลง โดยจะพิจารณาลดจากกังหันไอน้ำที่ใช้ปั่นไฟฟ้าซึ่งครอบคลุม House load ของโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

สภาวะมวลทางเข้า LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LLS Header

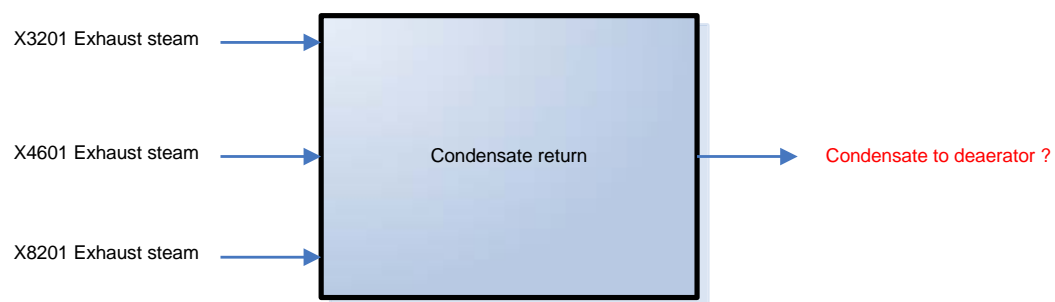
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$)
25.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ใช้โดย LLS consumer ($\dot{m}_{LLS-consumer}$) 65.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ส่งออก SRU plant ($\dot{m}_{LLS-export-SRU}$) 35.0 ton/hr

เมื่อทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header ก็จะทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$) 14.6 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท ตามกรณีศึกษาที่ 1



รูปที่ 5.5 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 1

เมื่อปริมาณ Exhaust steam จาก X8201 เปลี่ยนไปจากสมดุลมวลรอบ X8201 ก็จะทำให้ไอน้ำที่ต้องควบแน่นกลับเป็นน้ำคอนเดนเสทลดลงตามสมดุลมวลรอบ Condensate Header สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) 53.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) ลดลงจาก

94.6 ton/hr เหลือเป็น 59.6 ton/hr

ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบในแต่ละกังหันไอน้ำ

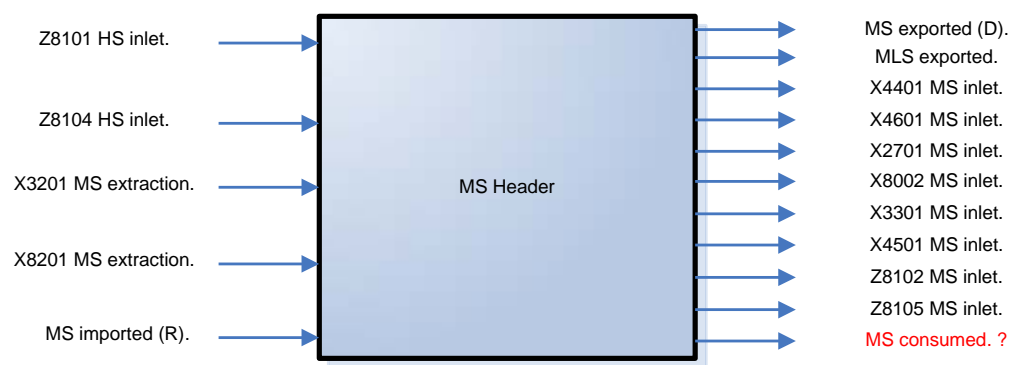
ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header ใหม่อันได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 146.0 ton/hr

สมดุลมวลระดับความดัน MS

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.6 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 1

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

ทั้งนี้ จะเห็นได้ว่า Z8102 มีการเปิดของ Letdown station เมื่อเปลี่ยน ร้อยละการเปิดของวาล์วจากผู้ผลิตวาล์วพบว่ามีเปิดถึง 20 ton/hr เนื่องจากมีผู้บริโภคไอน้ำในระดับ LS สูงกว่าค่า Extraction steam จากทุกๆ กังหันไอน้ำที่ทำหน้าที่ Extract ไอน้ำลง LS header (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 7)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ทั้งนี้ กำหนดให้มวลไอน้ำเข้าเท่ากับออก Letdown station จะไม่นำมวลน้ำที่ใช้ spray มาคิดรวมเนื่องจากถือว่าปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับปริมาณของไอน้ำที่ผ่านเข้าออกสถานีลดแรงดัน

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$)

156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$)

89.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{MS-imported}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MS-exported}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MLS-exported}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) 28.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2701 ($\dot{m}_{X2701MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8002 ($\dot{m}_{X8002MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X3301 ($\dot{m}_{X3301MS-inlet}$)

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X4501 ($\dot{m}_{X4501MS-inlet}$)

-ทั้งนี้รวมอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น

58.5 ton/hr

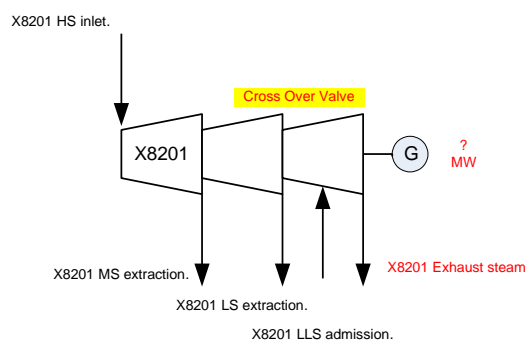
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 20.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการทำสมดุลมวล)

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{MS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล
13.9 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตามกรณีศึกษาที่ 1



รูปที่ 5.7 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 1

เมื่ออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$) เปลี่ยนจาก 49.6 Ton/hr เป็น 14.6 Ton/hr แต่อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$) ยังคงที่เท่ากับค่าในกรณีศึกษาพื้นฐาน จึงพิจารณาทำสมดุลมวลและพลังงานใหม่ เพื่อหาค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) และค่าพลังงานไฟฟ้าที่ X8201 ผลิตได้

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.1)$$

$$215.4 \text{ ton / hr} + 14.6 \text{ ton / hr} = 89.9 \text{ ton / hr} + 80.5 \text{ ton / hr} + \dot{m}_{X8201-EXH}$$

จะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 59.6 Ton/hr

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 215.4 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่เก็บเข้ากลาง Stage Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)
14.6 ton/hr

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$)
89.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$)
80.5 ton/hr

จากการทำสมดุลมวลจะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201
($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 59.6 ton/hr

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.2)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \quad (5.3)$$

$$P_{X8201} = \frac{(215.4 \text{ ton / hr}) \times (3,406 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(14.6 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(89.9 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(80.5 \text{ ton / hr}) \times (2,996 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(59.6 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$P_{X8201} = 29.3 \text{ MW}$$

จากค่าประสิทธิภาพเครื่อง STG (Steam turbine generator) ตามการคำนวณในภาคผนวก ค เมื่อนำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมونกังหันไอน้ำจะเป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมونกังหันไอน้ำ}}{100} \\ &= \frac{83.5 \times 29.3 \text{ MW}}{100} = 24.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้ (กรณีศึกษาที่ 1)

ในที่นี้พิจารณาจากความร้อนของ Exhaust steam ที่ไม่ต้องควบแน่นที่ Surface condenser แต่ส่งไปให้หน่วยการผลิต SRU ใช้ในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน การลงทุนคิดจากระบบท่อที่ติดตั้งเพิ่ม แต่ทั้งนี้ต้องหักผลประหยัดจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลงด้วย

5.1.2 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 2

(เปิด Letdown valve โดยการหยุดเดิน Turbine drive แล้วเดิน Stand by Motor drive ทดแทน)

เนื่องจากกรณีศึกษาพื้นฐานมีการเปิดของสถานีลดแรงดันจากไอน้ำระดับ MS เป็น LS ซึ่งเป็นผลมาจากมีการใช้ไอน้ำมากขึ้นจาก LS consumers จากการเดินกำลังการผลิตโอเลฟินส์ที่สูงเกินค่าการออกแบบเดิม โดยทำให้มีการใช้ไอน้ำ LS มากเกินสมดุลไอน้ำซึ่งเดิมที่ใช้ไอน้ำจากระดับความดัน MS จะ extraction ผ่านกังหันไอน้ำให้ทำงาน (Work) แล้วจึงกลายเป็นไอน้ำระดับความดัน LS ในปริมาณพอดีกับความต้องการไม่มีการลดความดันไอน้ำเปล่าผ่านสถานีลดแรงดัน (letdown station) แต่เมื่อมีปริมาณการใช้มากขึ้นตามการเดินกำลังการผลิตที่เกิน 100% plant load จนเกินค่าการใช้ไอน้ำที่จะ Extraction ผ่านเพียงกังหันไอน้ำเดิมได้ สถานีลดแรงดันจึงถูกเปิดขึ้นเพื่อลดความดันไอน้ำจากระดับ MS เป็น LS ตามความต้องการใช้ไอน้ำของ LS consumers เปรียบเทียบการเปิดของสถานีลดความดันถูกคำนวณเทียบกลับเป็นปริมาณไอน้ำได้ 20 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 7)

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย จากขั้นตอนการออกแบบระบบไอน้ำข้อ (11)

แนวทางลดการสูญเสียพลังงานผ่านสถานีลดแรงดัน (ซึ่งในที่สุดจะทำให้เกิด Exhaust steam ที่ Surface condenser มากขึ้น) ในกรณีศึกษาที่ 2 นี้คือ การลดผู้ใช้ไอน้ำในระดับพลังงานที่ใช้เกินในที่นี้ก็คือที่ระดับแรงดัน 14 Barg, LS header หากพิจารณาการลดที่ LS consumers ประเภทเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจะไม่สามารถทำได้เนื่องจากจะส่งผลให้ Load plant ลดลงตามไอน้ำที่ให้ความร้อนแก่ ไฮโดรคาร์บอนในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ จึงต้องไปพิจารณาที่อุปกรณ์ต้นกำลังเช่น กังหันไอน้ำของ pump หรือ compressor ที่มี Stand by ด้วย Motor drive แต่ก็เกิดความเสียหายขึ้นหากเดิน Motor drive เป็นต้นกำลังหลักแล้วใช้ Turbine drive เป็น Stand by เนื่องจากคุณสมบัติพื้นฐานตามปกติทั่วไปของการ Start Motor drive สามารถทำได้ทันทีทันใด แต่ Turbine drive ต้องใช้เวลาระหว่าง 10 – 30 นาทีในการอุ่น (warm up) ใบพัดของกังหันไอน้ำ (Turbine blade) เพื่อป้องกันการควมแน่นภายในกังหันไอน้ำแล้วกลายเป็นหยดน้ำความดันสูงพุ่งทำลายใบพัด และอีกเหตุผลเพื่อให้ใบพัดมีความร้อนกระจายตัวทั่วถึง ป้องกันและลดการเกิดการแตกร้าว (Thermal shock cracking) ของวัสดุที่ใช้ทำใบพัดให้ต่ำลง และยังมีอายุ

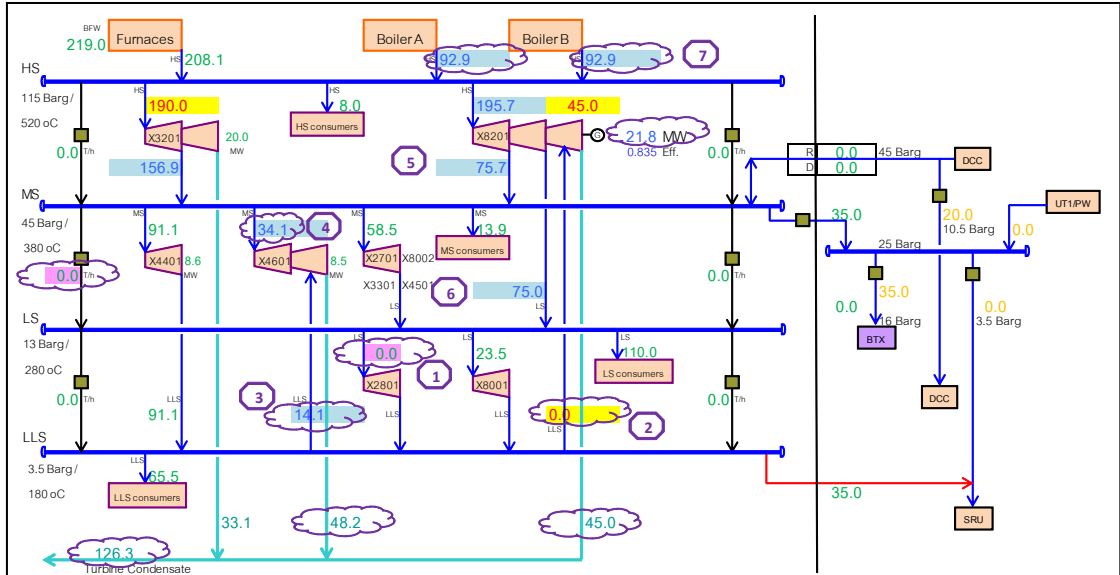
การใช้งาน Turbine blade ซึ่งอาจทำให้ Start Turbine drive ไม่ทันในกระบวนการผลิตของหน่วยผลิตนั้นๆ

เมื่อทำการหยุดกังหันไอน้ำ X2801 (ซึ่งเป็นกังหันไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้แก่ Bottom product ของหอ Water Scrubbing) ทั้งนี้หากพิจารณาหยุด X8001 (ซึ่งเป็นกังหันไอน้ำต้นกำลังของป้อนน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ) จะได้ผลประหยัดเช่นเดียวกันเนื่องจากขนาดการใช้ไอน้ำใกล้เคียงกัน จากนั้นเดิน Motor drive ซึ่งเป็นต้นกำลังให้ Stand by ป้อนขึ้นแทน Turbine drive ทำให้ใช้ปริมาณกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นกับตัว Motor ประมาณ 1 MW (จากการคำนวณในกรณีศึกษาพื้นฐาน) เมื่อพิจารณาทำสมดุลไอน้ำใหม่ดังรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 1 จะพบว่าเมื่อให้การใช้น้ำเข้า X2801 เป็นศูนย์ ที่สถานีลดแรงดันไอน้ำจาก MS เป็น LS ก็จะถูกปิดลงตามความต้องการ LS ที่ลดลงจากการหยุดเดินกังหันไอน้ำ X2801 เมื่อ Extract steam ผ่าน X2801 ลดลง (ในที่นี้ให้ไม่มีการ Extract ผ่านเลย) ก็จะมีผลตามมาคือทำให้ปริมาณ LLS ส่วนเกินใน LLS Header ก็จะลดลง การเก็บ LLS admission เข้าใน Stage สุดท้ายของกังหันไอน้ำแล้ว Exhaust ลง Surface condenser โดยรวมของทั้งกังหันไอน้ำที่เป็น Condensing turbine ก็จะลดลงด้วย (รูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 2) การลดของปริมาณไอน้ำ LLS admission ให้พิจารณาลดที่ X8201 ก่อนให้เป็นศูนย์ เนื่องจากมี Cross over valve เปิดส่งไอน้ำไปถึง Stage สุดท้ายเพราะเป็นกังหันไอน้ำที่มีการ Extraction steam ที่กลาง Stage และอีกเหตุผลหนึ่งที่ต้องลด Admission steam ที่ X8201 ก่อนเนื่องจากเป็นกังหันไอน้ำที่ปั่นไฟฟ้า เมื่อบั่นไฟฟ้าในระดับที่ครอบคลุม House load 21 MW กระแสไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกส่งขายภายนอก หนึ่งการ Extraction ในระดับ MS และ LS จะแปรผันให้สมดุลตามปริมาณความต้องการของ Steam Consumer ในระดับความดันนั้นๆ (หากลดที่ X4601 ก่อนซึ่งใช้น้ำ MS ป้อนเข้าก็จะทำให้ระบบมีการเรียกจากระดับความดันที่สูงกว่าอยู่ดี ซึ่งไม่ก่อให้เกิดผลประหยัดใดๆ)

เมื่อ LLS admission steam ที่เข้า X8201 เป็นศูนย์ดังแสดงในรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 2 และ LLS admission steam เข้า X4601 ลดลง ดังแสดงตามรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 3 ทำให้ X4601 เรียกปริมาณ MS steam inlet เพิ่มขึ้นเพื่อรักษาระดับกำลังงานให้เพียงพอต่อกำลังการผลิตของโรงงาน (X4601 เป็น Turbine ต้นกำลังของ Propylene compressor ขนาด 8.5 MW) ดังแสดงตามรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 4

แต่เมื่อพิจารณาทั้งระดับ MS header ผู้บริโภคไอน้ำเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาพื้นฐานไอน้ำที่ต้อง Extraction จาก X8201 ในระดับ MS และ LS ก็จะลดลงตาม Load ผู้บริโภคในแต่ละระดับความดันดังแสดงตามรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 5,6 ตามลำดับ ซึ่งทำให้การเรียกไอน้ำเข้า X8201 ลดลง การปั่นไฟฟ้าของ X8201 ก็จะลดลงด้วย เมื่อ X8201 ใช้น้ำระดับ HS ลดลงโดยที่อุปกรณ์อื่นๆ

ใน HS header เดินคงที่ การผลิตไอน้ำของหม้อต้มไอน้ำจึงลดลง ดังแสดงตามรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 7

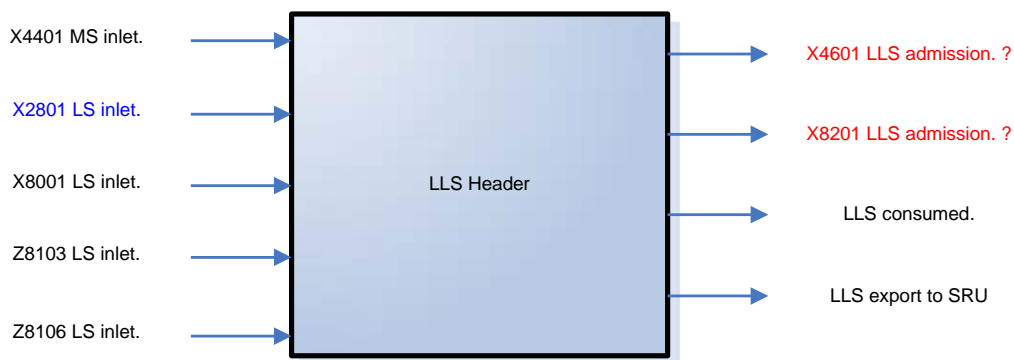


รูปที่ 5.8 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 2.1

ในส่วนของสมดุลไอน้ำ เมื่อปิดสถานีลดความดันมี MP-LP Letdown station (Z8102, ทำหน้าที่ลดความดันไอน้ำและ Spray น้ำลดอุณหภูมิให้ MS steam เปลี่ยนเป็น LS steam) จากเดิมเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาพื้นฐานที่เปิด 20.0 ton/hr เป็นปิดสนิท 0.0 ton/hr จะทำให้สมดุลมวลใน MS header สมดุลมวลใน LS header สมดุลมวลใน LLS header สมดุลมวล Condensate header สมดุลมวล-พลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 สมดุลมวล-พลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 เปลี่ยน จนที่สุดทำให้การเรียกผลิตไอน้ำความดันสูง HS ลดลง ซึ่งก็จะต้องคำนวณสมดุลไอน้ำใน HS header ใหม่

สมดุลมวลระดับความดัน LLS ตามกรณีศึกษาที่ 2

Inlet LLS Header = Outlet LLS Header



รูปที่ 5.9 สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 2

จากหลังปรับปรุงตามกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อพิจารณาจำลองการหยุด X2801 ไอน้ำ LS ที่เข้าจากเดิม 25.5 ton/hr เป็น 0.0 ton/hr ทำให้ไม่มีไอน้ำที่ extraction ผ่าน X2801 ลง LLS header ซึ่งจะทำให้ไอน้ำ LLS ที่เหลือ Admission เข้า Condensing turbine ลดลง โดยจะลดการรับ LLS admission เริ่มจากกังหันไอน้ำที่ใช้ปั่นไฟฟ้านั้นคือ X8201 เดิมมี LLS admission เข้าปริมาณ 14.6 ton/hr ปิดสนิทเป็น 0.0 ton/hr และเมื่อ X8201 หยุดรับ LLS admission จึงพิจารณาลด LLS admission ที่ X4601 ซึ่งมี Surface condenser เช่นกัน

สภาวะมวลทางเข้า LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ใช้โดย LLS consumer ($\dot{m}_{LLS-consumer}$) 65.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ส่งออก SRU plant ($\dot{m}_{\text{LLS-export-SRU}}$) 35.0 ton/hr
ลดอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201LLS-admission}}$)
0.0 ton/hr

เมื่อทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header ก็จะทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601LLS-admission}}$) 14.1 ton/hr

สมดุลมวลระดับความดัน LS ตามกรณีศึกษาที่ 2

หยุด X2801 เดิน Stand by motor ซึ่งเดิมมีอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2801 ($\dot{m}_{\text{X2801LS-inlet}}$) 25.5 ton/hr เป็น 0.0 Ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 1 ทำให้การใช้ไอน้ำโดยเปิดผ่านสถานีลดความดัน Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{\text{Z8102MS-inlet}}$) ลดลง จาก 20.0 ton/hr เป็น 0.0 ton/hr

ไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201LS-extraction}}$) ก็จะถูกเรียกใช้ลดลงจาก 80.5 ton/hr เหลือ เป็น 75.0 ton/hr ตามการใช้ของผู้บริโภคไอน้ำ ในสมดุลมวล ระดับ LS Header

Inlet LS Header = Outlet LS Header



รูปที่ 5.10 สมดุลมวลระดับความดัน LS กรณีศึกษาที่ 2

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ LS consumers ($\dot{m}_{\text{LS-consumer}}$) 110 ton/hr จากสมดุลมวล LS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 8)

สภาวะมวลทางเข้า LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ส่งออกสู่ภายนอก DCC plant ($\dot{m}_{LS-exported}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ LS consumer ($\dot{m}_{LS-consumer}$) 110.0 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล LS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$)

75.0 ton/hr

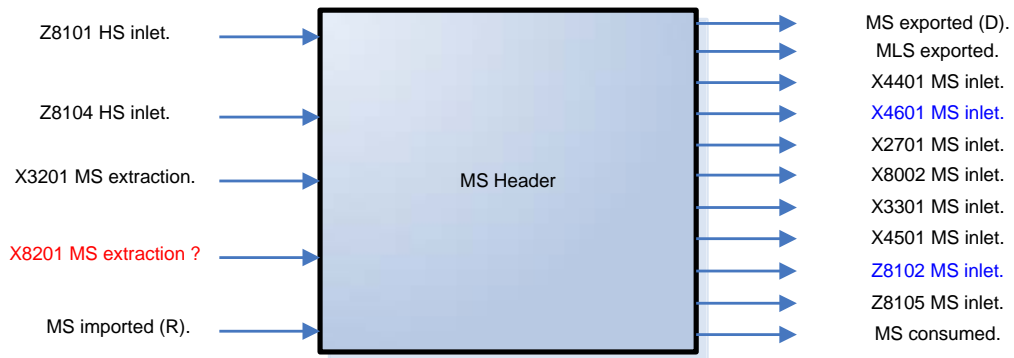
สมดุลมวลระดับความดัน MS ตามกรณีศึกษาที่ 2

เมื่อการใช้ไอน้ำโดยเปิดผ่านสถานีลดความดัน Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) ลดลงจาก 20.0 ton/hr เป็น 0.0 ton/hr แต่เนื่องมาจากการหยุด X2801 ซึ่งส่งผลถึงอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) ลดลงจาก 25.0 ton/hr เหลือเพียง 14.1 ton/hr

ทำให้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) ต้องรับเพิ่มขึ้นจาก 28.3 ton/hr เป็น 34.1 ton/hr ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X4601

ไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) ก็จะถูกเรียกใช้ลดลงจาก 89.9 ton/hr เหลือ เป็น 75.7 ton/hr ตามการใช้ของผู้บริโภคไอน้ำ ในสมดุลมวล ระดับ MS Header

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.11 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 2.1

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers ($\dot{m}_{\text{MS-consumer}}$) 13.9 ton/hr จากสมดุลมวล MS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{\text{Z8101HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{\text{Z8104HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{\text{X3201MS-extraction}}$) 156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-imported}}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-exported}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MLS-exported}}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{\text{X4401MS-inlet}}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601MS-inlet}}$) 34.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{\text{Z8102MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{\text{Z8105MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

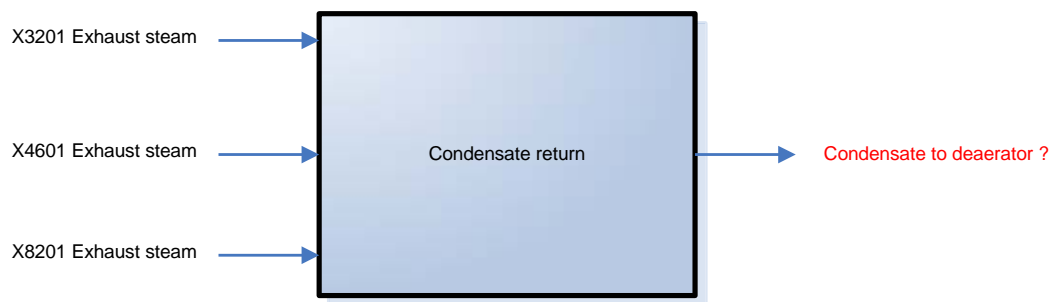
ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{\text{MS-consumer}}$) 13.9 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล MS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201MS-extraction}}$)

75.7 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท ตามกรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 5.12 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 2

เมื่อปริมาณ Exhaust steam จาก X8201 เปลี่ยนไปจากสมดุลมวลรอบ X8201 ก็จะทำให้ไอน้ำที่ต้องควบแน่นกลับเป็นน้ำคอนเดนเสทลดลงตามสมดุลมวลรอบ Condensate Header

สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{\text{X3201-EXH}}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601-EXH}}$) 48.2 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201-EXH}}$) ลดลงจาก

59.6 ton/hr เหลือเป็น 45.0 ton/hr

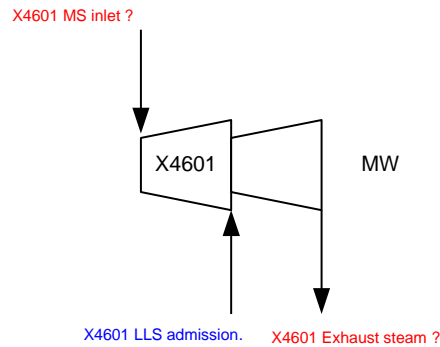
-ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบในแต่ละกังหันไอน้ำ

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header ใหม่อันได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{\text{condensate}}$) 126.3 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine ตาม
กรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 5.13 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 2

เมื่อทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 14.1 ton/hr จากการทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header แต่อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) และอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) เป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่า

สมดุลมวล

อัตราการไหล X4601 MS inlet + อัตราการไหล X4601 LLS admission = อัตราการไหล X4601 Exhaust steam

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} = \dot{m}_{X4601-EXH} \quad (5.4)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 14.1 = \dot{m}_{X4601-EXH}$$

สมดุลพลังงาน

จากกรณีศึกษาพื้นฐาน ทราบพลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Propylene compressor ของ Turbine X4601 (P_{X4601}) จากสมดุลพลังงานได้เท่ากับ 8.5 MW นำแทนค่าในสมการสมดุลพลังงานพร้อมกับ $\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 14.1 = \dot{m}_{X4601-EXH}$ เพื่อนำไปแก้สมการหาค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$)

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X4601 = พลังงานไอน้ำ X4601 MS inlet + พลังงานไอน้ำ X4601 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X4601 Exhaust steam

$$E_{X4601MS-inlet} + E_{X4601LLS-admission} = E_{X4601EXH} + P_{X4601} \quad (5.5)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} H_{MS} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} H_{MS} = \dot{m}_{X4601-EXH} H_{EXH} + P_{X4601} \quad (5.6)$$

$$\frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(14.1 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$= \frac{(\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 14.1) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + 8.5 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 28.3 \text{ ton/hr}$$

แทนค่า $\dot{m}_{X4601MS-inlet}$ สมการ 5.4 จะได้

$$\dot{m}_{X4601-EXH} = 48.2 \text{ ton/hr}$$

เพื่อลดตัวแปรในการคำนวณพลังงานสามารถใช้ระดับพลังงานที่ Exhaust steam เป็นสถานะ

อ้างอิง ทำให้สมการสมดุลพลังงานสามารถตัด พจน์ $\dot{m}_{X4601-EXH}$ ได้

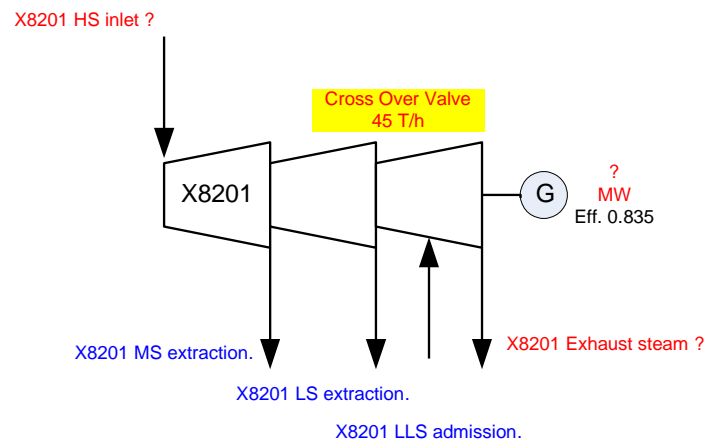
$$\frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(14.1 \text{ ton / hr}) \times (2,815 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$= \frac{\dot{m}_{X4601-EXH} \times (2,420 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + 8.5 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 28.3 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตาม
กรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 5.14 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 2

เมื่ออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$) เปลี่ยนจาก 14.6 ton/hr เป็น 0.0 ton/hr และอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำผ่าน Cross over valve ($\dot{m}_{X8201-cross_over_valve}$) เป็น 45 ton/hr เปิดเท่ากับในกรณีศึกษาพื้นฐาน แต่สำหรับ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) และ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$) สามารถคำนวณหาได้จากสมดุลมวล-พลังงานรอบ X8201 สมดุลมวล MS Header และสมดุลมวล LS ตามลำดับ และจากความสัมพันธ์ของการรับไอน้ำเข้าปั่นไฟฟ้า X8201 กับไอน้ำผ่าน Cross over valve ตามสมการ

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (5.7)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 75.7 \text{ ton/hr} + 75.0 \text{ ton/hr} + 45.0 \text{ ton/hr}$$

ทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$)
195.7 ton/hr

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.8)$$

$$195.7 \text{ ton / hr} + 0.0 \text{ ton / hr} = 75.7 \text{ ton / hr} + 75.0 \text{ ton / hr} + \dot{m}_{X8201-EXH}$$

$$\dot{m}_{X8201-EXH} = 45.0 \text{ ton / hr}$$

ทำให้ทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$)

45.0 ton/hr

สภาวะมวลทางเข้ากังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 195.7 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่เก็บเข้ากลาง Stage Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)

0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออกกังหันไอน้ำ X8201

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$)

75.7 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$)

75.0 ton/hr

จากการทำสมดุลมวลจะได้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201

($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 45.0 ton/hr

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.9)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \quad (5.10)$$

$$P_{X8201} = \frac{(195.7 \text{ ton / hr}) \times (3,406 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(75.7 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(75.0 \text{ ton / hr}) \times (2,996 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(45.0 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$P_{X8201} = 26.1 \text{ MW}$$

จากค่าประสิทธิภาพเครื่อง STG (Steam turbine generator) ตามการคำนวณในภาคผนวก ค. เมื่อนำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำให้เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำ}}{100} \\ &= \frac{83.5 \times 26.1 \text{ MW}}{100} = 21.8 \text{ MW} \end{aligned}$$

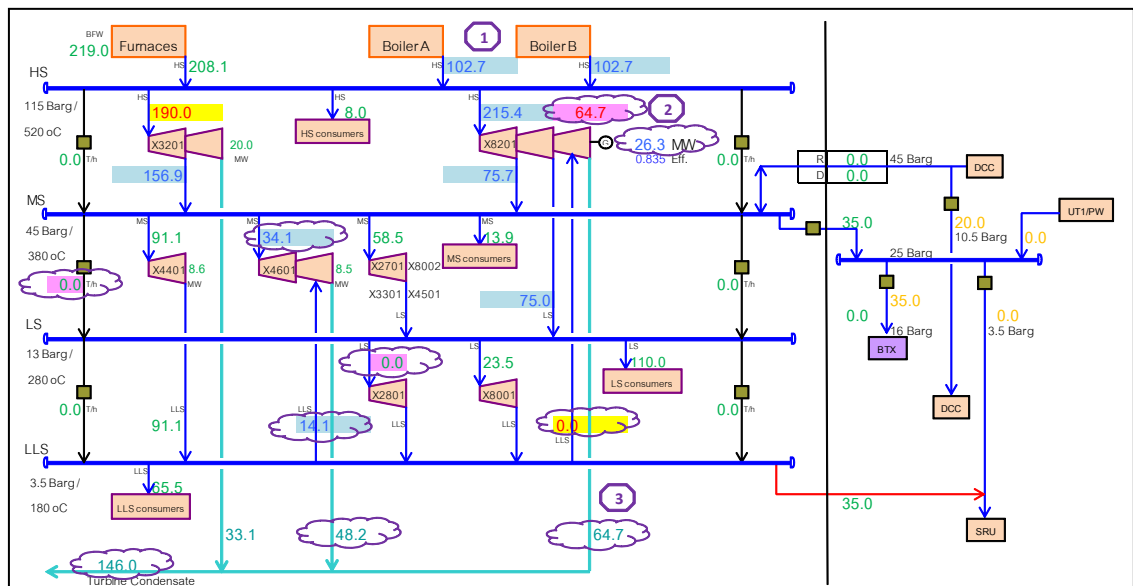
การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

จากกรณีการศึกษาที่ 2.1

โดยคิดจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ลดจากการผลิต HS ที่ลดลง หักลบกระแสไฟฟ้าที่ปั่นได้ลดลง หักลบกระแสไฟฟ้าที่ต้องจ่ายเพิ่มให้ Motor drive และบวกปริมาณ Exhaust steam เข้า

Surface condenser ที่ลดลง ทั้งหมดเทียบกับกรณีพื้นฐาน ไม่มีค่าใช้จ่ายการลงทุน (Quick win) เนื่องจาก Stand by pump, Motor drive ติดตั้งอยู่ตั้งแต่แรกเริ่มเดินโรงงานผลิต

เพื่อให้สามารถพิจารณาเปรียบเทียบผลประโยชน์ให้มองเห็นได้ง่ายขึ้นในการหยุด Turbine drive แล้วเดิน Motor drive จึงทำการเพิ่มการผลิตไอน้ำ HS ให้เท่ากับของกรณีศึกษาพื้นฐานเดิมแล้วนำไอน้ำที่ผลิตเพิ่มขึ้นจากกรณีศึกษาที่ 2.1 มาใช้ในการปั่นผลิตกระแสไฟฟ้าให้มากขึ้น ดังแสดงตามรูปที่ 5.15 ตำแหน่งที่ 1,2 (การคิดเป็นราคาผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการขายไฟฟ้าที่ต้องอิงราคาไฟฟ้ากลาง ทำได้โดยเปิด Cross over valve เพิ่มขึ้นซึ่งไม่ได้สะท้อนความจริงที่ขึ้นกับชนิดเชื้อเพลิง) แต่ในขณะเดียวกันเมื่อปั่นไฟฟ้าได้มากขึ้นไอน้ำที่สูญเสียลง Surface condenser ของ X8201 ก็เพิ่มขึ้นตาม ดังแสดงตามรูปที่ 5.15 ตำแหน่งที่ 3



รูปที่ 5.15 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 2.2

เมื่อเพิ่มการผลิตไอน้ำให้เท่ากับกรณีศึกษาพื้นฐาน โดยไอน้ำเข้า X8201 เท่าเดิมนั้นคือ

215.4 Ton/hr

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \tag{5.11}$$

$$215.4 \text{ ton/hr} = 75.7 \text{ ton/hr} + 75.0 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve}$$

จึงทำให้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำผ่าน Cross over valve ($\dot{m}_{X8201-cross_over_valve}$)

เพิ่มจาก 45.0 ton/hr เป็น 64.7 ton/hr ดังแสดงตามภาพที่ 5.15 ตำแหน่งที่ 2

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.12)$$

$$215.3 \text{ ton/hr} + 0.0 \text{ ton/hr} = 75.7 \text{ ton/hr} + 75.0 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8201-EXH}$$

$$\dot{m}_{X8201-EXH} = 64.7 \text{ ton/hr}$$

จากสมการ (5.10) เมื่อทำสมดุลมวล X8201 ใหม่พบว่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) เพิ่มขึ้นจาก 45.0 Ton/hr เป็น 64.7 Ton/hr ซึ่งก็จะทำให้อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{\text{condensate}}$) เพิ่มขึ้นจาก 126.3 ton/hr เป็น 145.9 ton/hr

$$\begin{aligned} \dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} H_{LS} \\ + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \end{aligned} \quad (5.13)$$

$$\begin{aligned} P_{X8201} = & \frac{(215.3 \text{ ton/hr}) \times (3,406 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ & - \frac{(75.7 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(75.0 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ & - \frac{(64.6 \text{ ton/hr}) \times (2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} \end{aligned}$$

$$P_{X8201} = 31.5 \text{ MW}$$

จากสมการ 5.13 เมื่อทำสมดุลพลังงาน X8201 ใหม่แล้วนำเปลี่ยนแปลงกลับด้วยค่าประสิทธิภาพ STG พบว่าจะได้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 21.8 MW เป็น 26.3 MW

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

จากกรณีการศึกษาที่ 2.2

คิดจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ลดจากการผลิต HS ที่เปลี่ยนแปลง (ในกรณีศึกษา 2.2 เท่าเดิม) บวกด้วยกระแสไฟฟ้าที่ปั่นได้เพิ่มขึ้น หักลบกระแสไฟฟ้าที่ต้องจ่ายเพิ่มให้ Motor drive และ หักลบปริมาณ Exhaust steam เข้า Surface condenser ที่ลดลง ทั้งหมดเทียบกับกรณีพื้นฐาน

ในกรณีศึกษาที่ 2 นี้ผลประหยัดที่ได้ เกิดขึ้นบนความเสี่ยงในการเดินโรงงานผลิตไอดีพินส์ จึงควรวางแผนหยุดด้วยวิธีนี้เป็นครั้งคราว อีกทั้งต้องมีการบำรุงรักษาชุดเครื่องจักร Motor Drive เป็นอย่างดี และอาจใช้วิธีสลับกันหยุด ระหว่างกังหันไอน้ำ X2801 และ X8001 (กำลังการ

ใช้ไอน้ำใกล้เคียงกัน) เพื่อเป็นการกระจายความเสี่ยงไปยังกังหันไอน้ำทั้ง 2 ตัวนี้ ให้สามารถทำแผนการหยุดซ่อมบำรุงได้

แต่หากต้องการกำจัดความเสี่ยงนี้ออกไปในการเดิน Motor Drive แล้วใช้ Turbine Drive เป็นตัว Stand by ซึ่งเมื่อมีเหตุการณ์ Motor Drive เกิดหยุดไปกะทันหัน (trip) ก็จะทำการเริ่มเดิน (start up) Turbine Drive ขึ้นซึ่งจะไม่ทันต้องใช้เวลา warm up ดังนั้นการเปลี่ยน Turbine Drive เป็น Motor Drive คู่ Motor Drive เดิมจึงเป็นสิ่งที่พิจารณาติดตั้งเพิ่มขึ้นร่วมกับราคาติดตั้ง

5.1.3 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 3

(ปิด Letdown valve โดยรวบรวมไอน้ำ extraction ผ่าน Back pressure turbine ที่ติดตั้งเพิ่ม)

เพื่อที่จะทำการปิดสถานีลดความดันของไอน้ำจากระดับ MS เป็น LS จากกรณีลดปริมาณผู้ใช้ไอน้ำความดันที่ต้องมีการ Extraction steam ไปช่วย ทำได้โดยพิจารณาใช้หลักการที่สร้างขึ้นในบทที่ 3 ข้อที่ (16.3) พิจารณาปรับเปลี่ยนไอน้ำที่ต้องผ่านการเปิดของสถานีลดแรงดันมาทำการลดความดันแล้วได้งาน (Work) ด้วยการนำผ่านกังหันไอน้ำใหม่ที่พิจารณาติดตั้งเพิ่มขึ้น

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย

โดยจะต้องพิจารณารวมไอน้ำให้คุ้มค่าแก่การลงทุนที่จะติดตั้งกังหันไอน้ำ ซึ่งต้องสำรวจปริมาณไอน้ำจากหน่วยผลิตข้างเคียงว่ามีคุณภาพความดันและปริมาณที่พอดีกับระบบเดิมให้มากที่สุด

จากกรณีศึกษาพื้นฐานหากพิจารณาติดตั้ง Back pressure turbine เพื่อลดการเปิดของสถานีลดแรงดันเฉพาะแต่ภายในกรณีศึกษาพื้นฐานจำนวนไอน้ำจะไม่มีศักยภาพเพียงพอต่อการติดตั้ง Back pressure turbine จึงต้องรวบรวมเก็บไอน้ำจากหน่วยผลิตภายนอก

เมื่อศึกษาจากหน่วยการผลิตข้างเคียงพบว่า DCC มีไอน้ำ ผ่านสถานีลดความดัน จาก 45 Barg เป็น 10.5 Barg ประมาณ 20 ton/hr , BTX มีไอน้ำ ผ่านสถานีลดความดันจาก 45 Barg เป็น 16 Barg ประมาณ 35 ton/hr ส่วนโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานเองก็พบว่าการปิดของสถานีลดความดันจากไอน้ำระดับ MS เป็น LS ประมาณ 20 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 1,2,3 ตามลำดับ)

จึงทำการติดตั้ง Back pressure turbine ผลิตกระแสไฟฟ้า 3.5 MW (แสดงดังรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 4) เพื่อรวบรวมไอน้ำแรงดันสูงจากแหล่งต่างๆ ตามข้างต้นมาทำการลดแรงดันผ่าน Turbine ให้ได้งานแล้วนำงานที่ได้นั้นมาปั่นเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า แทนการลดความดันโดยศูนย์เปล่าผ่านสถานีลดแรงดัน

โดยการติดตั้ง Back pressure turbine ใหม่ นี้ จากหลักการออกแบบระบบไอน้ำในข้อ (16.3) จะกำหนดปริมาณไอน้ำเข้ากังหันไว้ไม่น้อยกว่า 75 ton/hr นั่นคือปริมาณการรวมไอน้ำที่ผ่านจากสถานีลดแรงดันที่เปิดอยู่ การ Extraction จะปล่อยไอน้ำออกตามระดับความดันตามความต้องการของผู้ใช้โดยพิจารณาให้เข้าระบบ Header เดิมก่อนเพื่อให้มีเสถียรภาพในระบบจ่ายไอน้ำเนื่องจากไอน้ำใน Header เป็นจำนวนปริมาตรใหญ่(อีกทั้งยังลดเงินลงทุนในการทำระบบท่อ

ใหม่แต่พยายามให้ร่วมระบบเดิม) ในที่นี้จะเห็นว่าผู้บริโภครที่ต้องการใช้ไอน้ำซึ่งเดิมผ่านสถานีลดความดันไอน้ำ อันได้แก่ LS Consumers 14 Barg, ไอน้ำเข้า DCC plant 10.5 Barg, ไอน้ำเข้า BTX plant 16 Barg

และไอน้ำที่ Extraction จะได้ความดันที่ลดลงตรงตามความต้องการใช้ไอน้ำเดิม ในที่นี้จะได้ Extraction ผ่าน Back pressure turbine เป็น 2 ระดับความดันอันได้แก่ 14 Barg ปริมาณ 40 ton/hr ลง LS header และ 16 Barg ปริมาณ 35 ton/hr ให้ BTX plant จากนั้นจึงทำการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำที่ Extraction ผ่าน Turbine ตัวใหม่ในที่นี้คือ ท่อส่งไอน้ำ 16 Barg ไป BTX plant (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 5) และท่อส่งไอน้ำ 14 Barg จาก LS header ไป BTX plant (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 6) เส้นสีน้ำเงินแทนท่อที่มีอยู่เดิม เส้นสีแดงคือท่อที่สร้างขึ้นใหม่ (ในการติดตั้งจริงปรากฏว่าได้กั้นไอน้ำ 75 ton/hr ซึ่งมีเพียง 1 stage การ Extraction และออกมาเป็นไอน้ำที่ระดับความดัน 16 Barg ซึ่งแบ่งลง LS header และส่งให้ 35 ton/hr ให้ BTX plant ใช้ได้ และเดินท่อส่งจาก LS header 14 Barg ให้ DCC plant ซึ่งรับ 10.5 Barg ซึ่งจะใช้ขนาดท่อทำให้เกิดความดันตกคร่อมและ Pressure control valve ทำให้ในที่สุดแล้วได้ความดัน 10.5 Barg ตามความต้องการใช้ไอน้ำของ BTX plant

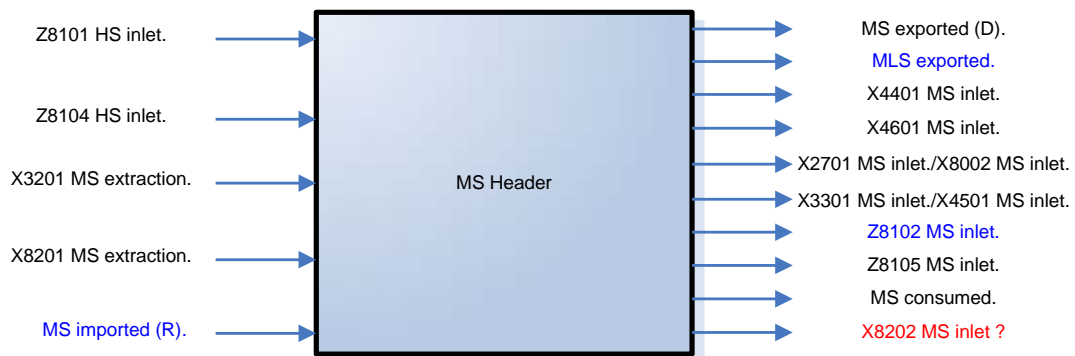
ทำสมดุลไอน้ำรอบ Back pressure turbine ตัวใหม่เพื่อหาปริมาณไฟฟ้าที่สามารถปั่นได้ โดยทั้งนี้กำหนดประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำไว้ที่ 90% ซึ่งจากการคำนวณทำให้ได้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3 MW (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 4)

ซึ่งเมื่อส่งไอน้ำไปให้หน่วยผลิตภายนอกใช้ ก็ให้ถือว่าหน่วยผลิตภายนอกนั้นสามารถจ่ายน้ำ Condensate return กลับเข้าระบบบำบัดน้ำป้อนเข้าหม้อต้มโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานได้

เปิดนำเข้าไอน้ำ MS จากภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-imported}}$) ปริมาณ 20.0 ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 1

รวบรวมไอน้ำตามข้างต้น จำลองนำเข้ากังหันไอน้ำตัวใหม่ที่ติดตั้งขึ้น (X8202) ดังแสดงตามรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 4 เพื่อนำไปปั่นผลิตกระแสไฟฟ้าแล้ว Extraction ให้ได้ระดับความดันตามความต้องการเดิมของผู้ใช้แทนการเปิดผ่านสถานีลดแรงดันโดยเปล่าประโยชน์

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.17 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 3

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{\text{Z8101HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{\text{Z8104HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{\text{X3201MS-extraction}}$) 156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-imported}}$) 20.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-exported}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MLS-exported}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{\text{X4401MS-inlet}}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601MS-inlet}}$) 28.3 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 0.0 ton/hr
 อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr
 ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{MS-consumer}$) 13.9 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล MS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8202 ($\dot{m}_{X8202MS-inlet}$) 75.0 ton/hr

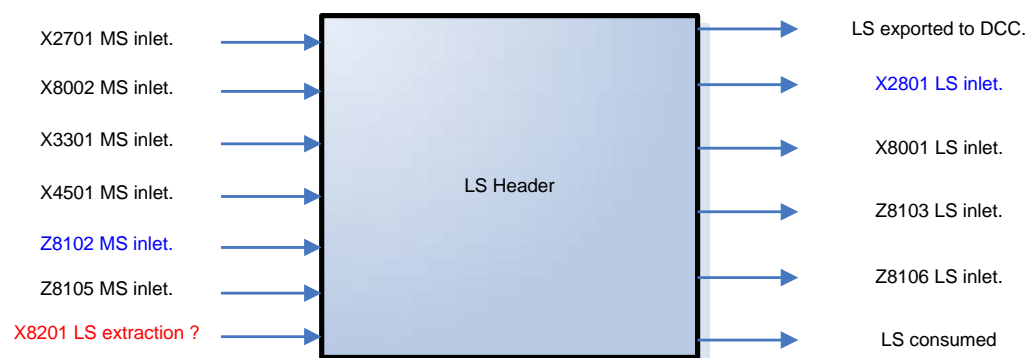
สมดุลมวลระดับความดัน LS ตามกรณีศึกษาที่ 3

ไอน้ำที่เปิดผ่านสถานีลดความดัน Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr ดังแสดงตามรูปที่ 5.16
 ตำแหน่งที่ 3

เกิดไอน้ำที่ Extraction ผ่านออกจาก X8202 ที่จำลองติดตั้งใหม่ ($\dot{m}_{X8202LS-extraction}$) 40.0 ton/hr
 แล้วยังมีการจำลองส่งออกไอน้ำ LS 14 Barg ($\dot{m}_{LS-exported}$) ปริมาณ 20.0 ton/hr ให้ DCC plant
 แทนการลดความดันภายในเอง

ตรวจสอบค่าปริมาณไอน้ำ LS เข้าและออกต้องเท่ากัน

Inlet LS Header = Outlet LS Header



รูปที่ 5.18 สมดุลมวลระดับความดัน LS กรณีศึกษาที่ 2

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ LS consumers ($\dot{m}_{LS-consumer}$) 110.0 ton/hr จากสมดุลมวล
 LS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 8)

สภาวะมวลทางเข้า LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201LS-extraction}$) 80.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8202 ($\dot{m}_{X8202LS-extraction}$) 40.0 ton/hr

(ไม่ได้รวมส่งออกไอน้ำโดยตรงไม่ผ่าน LS Header ไป BTX plant 20.0 ton/hr)

สภาวะมวลทางออก LS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ส่งออกสู่ภายนอก DCC plant ($\dot{m}_{LS-exported}$) 20.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

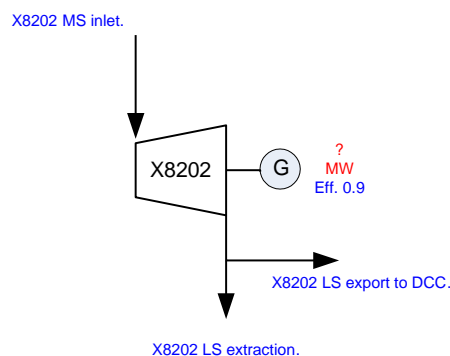
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ LS consumer ($\dot{m}_{LS-consumer}$) 110.0 ton/hr

พบว่าปริมาณไอน้ำเข้าและออก LS Header สมดุลเท่ากัน ที่ปริมาณ 179.0 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8202 3.5 MW Steam Turbine Generater ตามกรณีศึกษาที่ 3



รูปที่ 5.19 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8202 กรณีศึกษาที่ 2

สมดุลมวล

จากสมดุลมวล MS header และ LS header ทำให้ทราบค่า

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8202 ($\dot{m}_{X8202MS-inlet}$) 75.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8202 ($\dot{m}_{X8202LS-extraction}$)

40.0 ton/hr

จากสมดุลมวล X8202 ก็จะได้

อัตราการไหล X8202 MS inlet = อัตราการไหล X8202 LS extraction + อัตราการไหล X8202 LS extraction/export to BTX

$$\dot{m}_{X8202MS-inlet} = \dot{m}_{X8202LS-extraction} + \dot{m}_{X8202LS-extraction-BTX} \quad (5.14)$$

$$75.0 \text{ ton/hr} = 40.0 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8202LS-extraction-BTX}$$

ทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8202 แล้วส่งออก

โดยตรง ไป BTX plant ($\dot{m}_{X8202LS-extraction-BTX}$) 35.0 ton/hr

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8202 = พลังงานไอน้ำ X8202 MS inlet - พลังงานไอน้ำ X8202 LS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction extraction/export to BTX

$$E_{X8202MS-inlet} = E_{X8202LS-extraction} + E_{X8202LS-extraction-BTX} + P_{X8202} \quad (5.15)$$

$$\dot{m}_{X8202MS-inlet} H_{MS} = \dot{m}_{X8202LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8202LS-extraction-BTX} H_{LS} + P_{X8202} \quad (5.16)$$

$$P_{X8202} = \frac{(75.0 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(40.0 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(35.0 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600}$$

$$P_{X8202} = 3.3 \text{ MW}$$

เพื่อลดตัวแปรในการคำนวณพลังงานสามารถใช้ระดับพลังงานที่ LS เป็นสถานะอ้างอิง ทำให้สมการสมดุลพลังงานสามารถตัด พจน์ $\dot{m}_{X8202LS-extraction} H_{LS}$ และ $\dot{m}_{X8202LS-extraction-BTX} H_{LS}$ ลงได้

$$P_{X8202} = \frac{(75.0 \text{ ton/hr}) \times (3,156 - 2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600}$$

$$P_{X8202} = 3.3 \text{ MW}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

กังหันไอน้ำปั่นไฟฟ้าต้องมีค่าประสิทธิภาพเครื่องซึ่งจะเป็นตัวบอกความสามารถในการเปลี่ยนพลังไอน้ำที่ป้อนเข้าเครื่องจักรทั้งระบบว่าจะเปลี่ยนเป็นกระแสไฟฟ้าได้มากน้อยขึ้นอยู่กับค่าประสิทธิภาพ ในที่นี้เป็นกังหันไอน้ำที่จำลองขึ้นติดตั้งใหม่จึงต้องสมมุติค่าประสิทธิภาพ ในที่นี้กำหนดขึ้นว่าเท่ากับ 90% ซึ่งเมื่อนำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำจะให้ป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำ}}{100} \\ &= \frac{90.0 \times 3.3 \text{ MW}}{100} = 3.0 \text{ MW} \end{aligned}$$

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

ปริมาณการผลิตไอน้ำความดันสูง HS steam ปริมาณไอน้ำ Exhaust steam ที่ลง Surface condenser ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก X8201 Steam Turbine Generator ทั้งหมดเท่าเดิมเหมือนก่อนติดตั้ง Back Pressure Turbine ตัวใหม่ ยกเว้นแต่สถานีลดความดันได้น้ำดังที่กล่าวในขั้นตอนปิดลงเนื่องมาจากนำไอน้ำ Extraction ผ่านกังหันไอน้ำตัวใหม่ที่ติดตั้งขึ้น จึงทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3.0 MW เพื่อ Synchronized เข้า Grid ส่งขายภายนอก และคิดค่าลงทุนติดตั้ง Back pressure turbine ขนาด 3.5 MW ตัวใหม่

5.1.4 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 4 (ลดการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อเฉพาะความต้องการใช้ภายในโรงงานผลิต)

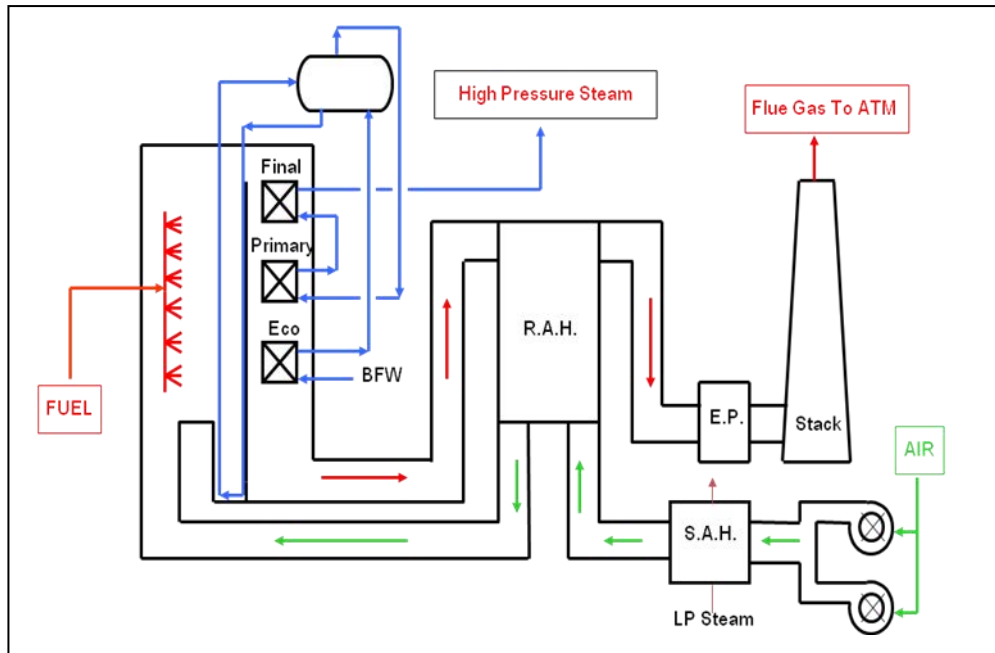
เมื่อพิจารณาการสูญเสียพลังงานไอน้ำจากล่างขึ้นบนลดการสูญเสียไอน้ำลง Surface condenser และการปิดของสถานีลดความดัน ดังกรณีศึกษาที่ 1, 2 และ 3 แล้ว ตามหลักการที่สร้างขึ้นก็จะมาถึงการพิจารณาที่ปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้า

ระบบเชื้อเพลิงที่ใช้ในหม้อต้มไอน้ำของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน มี 4 ชนิด ดังนี้

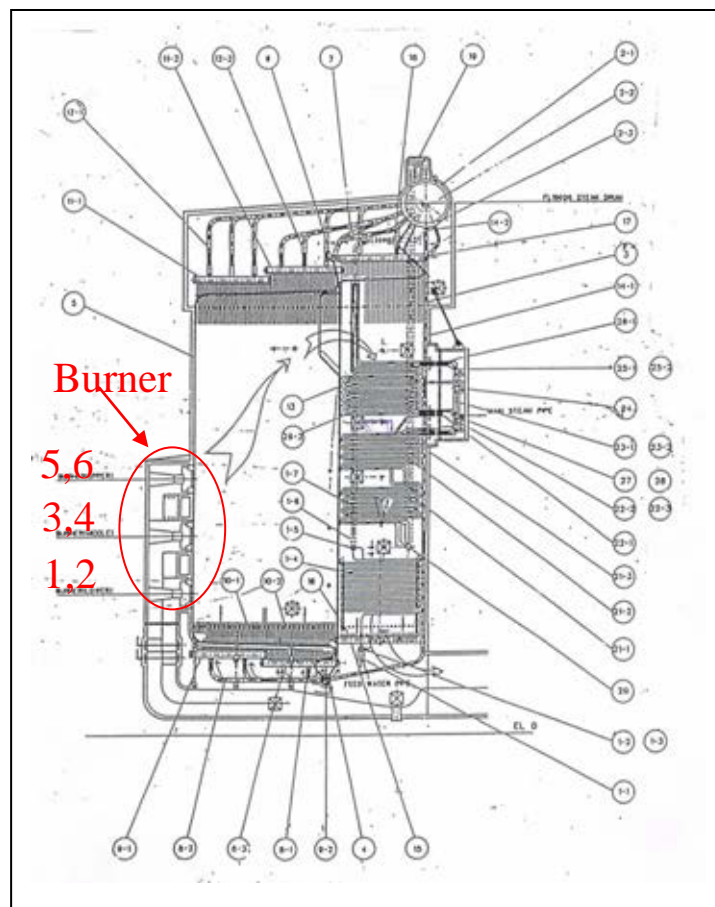
(ภาคผนวก ง)

1. น้ำมันเตา เบอร์ 6 (Bunker Oil C) ซึ่งถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงหลัก
2. PFO (Pyrolysis Fuel Oil) เป็นน้ำมันผลิตภัณฑ์ผลพลอยได้ (by-product) จากไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่โซ่ยาวที่แยกจาก Crack gas ที่ Oil fractionation unit ซึ่งเกิดขึ้นในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์
3. PGO (Pyrolysis Gas Oil) เช่น เดียวกันกับ PFO แต่เป็นสารประกอบด้วยไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอน 9 ตัว ซึ่งโมเลกุลเล็กกว่า PFO
4. น้ำมันดีเซล ใช้ตอนเริ่มต้นเดินหม้อไอน้ำ เท่านั้น
5. ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel gas) เป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกระบวนการผลิตโอเลฟินส์
6. C4-Mixed เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอน 4 ตัว (ซึ่งจะมี Butane, Butene, Butylene และ C3 ปนในปริมาณเล็กน้อย) เป็นผลพลอยได้จากการกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ทั้ง thermal cracking และ catalytic cracking ปัจจุบันจะถูกใช้เป็นสารตั้งต้นในกระบวนการ metathesis แทนการเผาเป็นเชื้อเพลิง

หม้อต้มไอน้ำ ประกอบด้วยหัวจุดไฟ (Burner) ซึ่งเป็นแบบหัดฉีดน้ำมัน 6 หัว โดยนับจากด้านล่างหัวที่ 1-4 สามารถเผาไหม้ได้ทุกเชื้อเพลิงยกเว้นหัวที่ 5 และ 6 ใช้เผาไหม้ได้เพียง น้ำมันเตา, PFO และ น้ำมันดีเซลเท่านั้น สำหรับ Fuel gas ไม่นิยมใช้เผาไหม้ในหัวบนนี้เนื่องจากเชื้อเพลิงชนิดนี้มีพลังงานความร้อนสูงและให้ลูกเปลวไฟ (Flame) ยาวมาก ทำให้ผนังเตาเสียหาย และมีการควบคุมปริมาณออกซิเจนเกินพอ (O_2 excess) ไว้ประมาณ 2% ของก๊าซไอเสีย



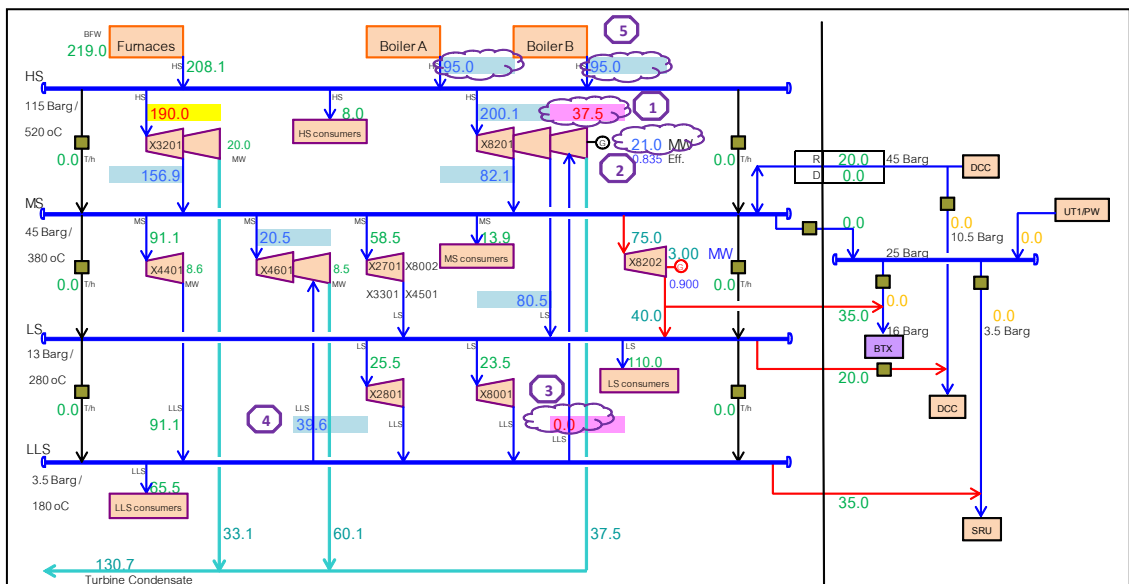
รูปที่ 5.20 ระบบเชื้อเพลิง น้ำป้อนเข้า อากาศป้อนเข้า



รูปที่ 5.21 หัวจุดไฟ (Burner) ของหม้อต้มไอน้ำกรณีศึกษาพื้นฐาน (Samsung, 1996)

การส่งออกไฟฟ้าเข้า Grid กลางจะส่งออกส่วนเกินที่เหลือใช้ภายในโรงงานผลิต กรณีศึกษาตัวอย่างพื้นฐานให้แก่ภายนอก ซึ่งเป็นสิ่งที่ไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ในสภาวะที่ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานใช้น้ำมันเตาซึ่งมีราคาสูงเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้า ส่วนกลาง Petrochemical Complex หรือรับไฟฟ้าจากภายนอก (EGAT: Electricity Generating Authority of Thailand) เนื่องจากมาภายนอกใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่าไม่ว่าจะเป็น ก๊าซธรรมชาติ (Natural gas) หรือถ่านหิน (Coal) ทำให้ราคาต้นทุนไฟฟ้าภายนอกมีราคาถูกกว่าเมื่อ เทียบกับการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงงานกรณีพื้นฐาน ดังนั้น การส่งออกไอน้ำให้กับโรงงาน ข้างเคียง หรือ การผลิตให้เพียงพอต่อ สภาวะการณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใน (House load) ใน กรณีไฟฟ้าภายนอกเกิดดับ (Blackout) จนทำให้ต้องเดิน Island mode ผ่านระบบป้องกัน อัตโนมัติ (Load Shedding) เป็นสิ่งที่คุ้มค่าสร้างผลประหยัดให้โรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานได้

ตรวจสอบราคาต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงนั้นก็คือ น้ำมัน เตาเปรียบเทียบกับราคาอ้างอิงนำเข้าหรือส่งไฟฟ้ากับภายนอกโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน



รูปที่ 5.22 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 4

การผลิตไฟฟ้าให้พอดีกับ House load 21.0 MW ทำได้โดยปรับลด Cross Over Valve (แต่จะต้องไม่ต่ำกว่า 30 ton/hr ซึ่งเป็นระบบป้องกันความเสียหายของกังหันไอน้ำจากความร้อนให้ส่งถึง Stage สุดท้าย) จากภาพที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 1 Cross Over Valve ถูกลดจาก 45.0 ton/hr มาเป็น 37.5 ton/hr ทำให้ปั่นไฟฟ้าลดลงจาก 24.5 MW เป็น 21.0 MW (ตามแสดงในรูปที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 2) ไอน้ำความดันสูง (HS steam) ที่ถูกเรียกเข้า Steam turbine generator , X8201 ก็ จะลดลงด้วย และ Exhaust steam ที่ Condensing turbine ต้องรับก็จะลดลงโดยเริ่มจาก Admission เข้า X8201 จนปริมาณเป็นศูนย์แล้วจึงปรับลดที่ X4601 (ตามลำดับดังแสดงในรูปที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 3,4) ในที่สุดแล้วทำให้การผลิตไอน้ำจากหม้อต้มลดลง (ดังแสดงในรูปที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 5) การเผาไหม้เชื้อเพลิงซึ่งในที่นี้คือน้ำมันเตาก็ลดลงด้วย

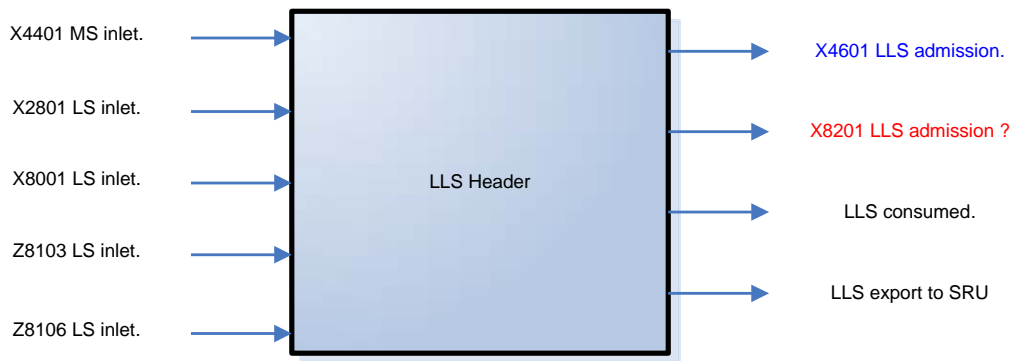
การคำนวณสมดุลไอน้ำ เริ่มต้นจากเป้าหมายที่จะผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงครอบคลุม เฉพาะในปริมาณที่พอเพียงกับ House load นั่นคือที่ 21 MW ทำได้โดยการลดไอน้ำที่เข้า X8201 นั่นคือ ไอน้ำที่ Input และ Admission เข้า Turbine X8201 ทั้งนี้ Cross Over Valve ต้องเปิดไม่ น้อยกว่า 30 ton/hr

การลดหรือปิดไอน้ำที่ Admission เข้า X8201 (ดังแสดงในรูปที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 3) จะ กระทบกับสมดุลมวล LLS ทำให้ X4601 ต้องรับไอน้ำ Admission เข้าแทน (ดังแสดงในรูปที่ 5.22 ตำแหน่งที่ 4) และทำให้ X4601 ต้องลดการรับไอน้ำ MS เข้าเพื่อคงพลังงานเข้าให้ได้ปริมาณเท่า เดิม ดังนั้นไอน้ำ MS ที่ต้อง Extraction จาก X8201 จึงลดลง ดังที่กล่าวมาจะต้องคำนวณสมดุล มวล LLS Header ทำสมดุลมวล-พลังงาน X4601 และสมดุลมวล MS Header ใหม่จากตัวแปรที่ ได้เปลี่ยนไปดังกล่าว

ต่อจากนั้นเมื่อได้ปริมาณไอน้ำ MS ที่ต้อง Extraction จาก X8201 ก็จะต้องนำข้อมูลที่ได้ ทำสมดุลมวล-พลังงาน X8201 กำหนดปริมาณการปั่นผลิตกระแสไฟฟ้าเฉพาะที่ครอบคลุม House load ที่ 21.0 MW

สมดุลมวลระดับความดัน LLS ตามกรณีศึกษาที่ 4

Inlet LLS Header = Outlet LLS Header



รูปที่ 5.23 สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 4

จากหลังปรับปรุงตามกรณีศึกษาที่ 3 เริ่มจากลดปริมาณ LLS admission เข้าปริมาณ กังหันไอน้ำ X8201 จากเดิม 14.6 ton/hr เป็นปิดสนิท 0.0 ton/hr ซึ่งก็จะทำให้ LLS admission ที่ X4601 เพิ่มปริมาณขึ้น

สภาวะมวลทางเข้า LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ใช้โดย LLS consumer ($\dot{m}_{LLS-consumer}$) 65.5 ton/hr

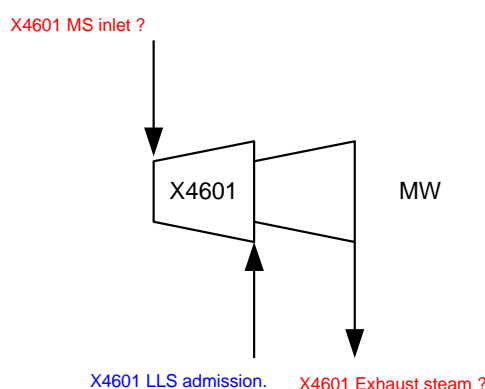
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ส่งออก SRU plant ($\dot{m}_{LLS-export-SRU}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)

0.0 ton/hr

เมื่อทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header ก็จะทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 39.6 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine ตามกรณีศึกษาที่ 4



รูปที่ 5.24 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 4

เมื่อทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 39.6 ton/hr จากการทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header แต่อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) และอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) เป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่า

สมดุลมวล

อัตราการไหล X4601 MS inlet + อัตราการไหล X4601 LLS admission = อัตราการไหล X4601 Exhaust steam

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} = \dot{m}_{X4601-EXH} \quad (5.17)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 39.6 \text{ ton/hr} = \dot{m}_{X4601-EXH}$$

สมดุลพลังงาน

จากกรณีศึกษาพื้นฐาน ทราบพลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Propylene compressor ของ Turbine X4601 (P_{X4601}) จากสมดุลพลังงานได้เท่ากับ 8.5 MW นำแทนค่าใน

สมการสมดุลพลังงานพร้อมกับ $\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 39.6 = \dot{m}_{X4601-EXH}$ เพื่อนำไปแก้สมการหาค่า อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$)

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X4601 = พลังงานไอน้ำ X4601 MS inlet + พลังงานไอน้ำ X4601 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X4601 Exhaust steam

$$E_{X4601MS-inlet} + E_{X4601LLS-admission} = E_{X4601EXH} + P_{X4601} \quad (5.18)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} H_{MS} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} H_{MS} = \dot{m}_{X4601-EXH} H_{EXH} + P_{X4601} \quad (5.19)$$

$$\frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(39.6 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$= \frac{(\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 39.6) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + 8.5MW$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 20.5 \text{ ton/hr}$$

แทนค่า $\dot{m}_{X4601MS-inlet}$ สมการ 5.17 จะได้

$$\dot{m}_{X4601-EXH} = 60.1 \text{ ton/hr}$$

เพื่อลดตัวแปรในการคำนวณพลังงานสามารถใช้ระดับพลังงานที่ Exhaust steam เป็นสถานะอ้างอิง ทำให้สมการสมดุลพลังงานสามารถตัด พจน์ $\dot{m}_{X4601-EXH}$ ได้

$$\frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(39.6 \text{ ton / hr}) \times (2,815 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$= \frac{\dot{m}_{X4601-EXH} \times (2,420 - 2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600} + 8.5MW$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 60.1 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

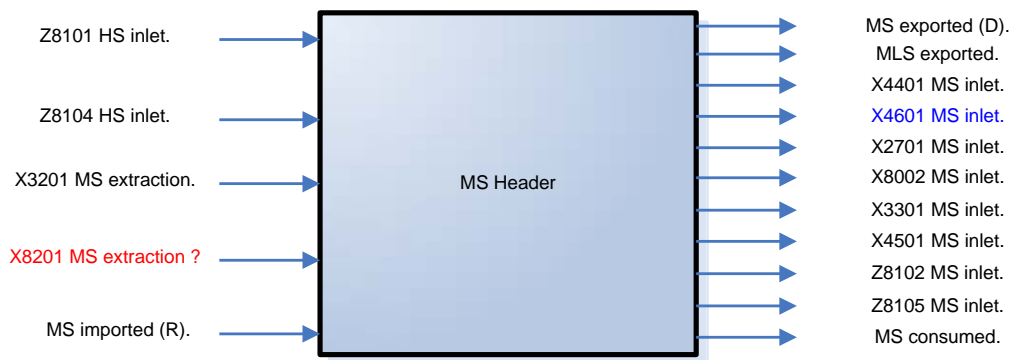
สมดุลมวลระดับความดัน MS ตามกรณีศึกษาที่ 4

เมื่ออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$)

เพิ่มขึ้นจาก 25.0 ton/hr เป็น 39.6 ton/hr

ทำให้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) ต้องรับลดลงจาก 28.3 ton/hr เป็น 39.6 ton/hr ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X4601
 ไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) ก็จะถูกเรียกใช้ลดลงจาก 89.9 ton/hr เหลือ เป็น 82.1 ton/hr ตามการใช้ของผู้บริโภคไอน้ำ ในสมดุลมวล ระดับ MS Header

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.25 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 2.1

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers ($\dot{m}_{MS-consumer}$) 13.9 ton/hr จากสมดุลมวล MS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr,

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$) 156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{MS-imported}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MS-exported}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{MLS-exported}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr
 อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) 20.5 ton/hr
 อัตราการไหลเชิงมวลรวมของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr
 อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{Z8102MS-inlet}$) 0.0 ton/hr
 อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{Z8105MS-inlet}$) 0.0 ton/hr
 ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{MS-consumer}$) 13.9 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล MS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) 82.1 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท ตามกรณีศึกษาที่ 4



รูปที่ 5.26 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 4

เมื่อปริมาณ Exhaust steam จาก X8201 เปลี่ยนไปจากสมดุลมวลรอบ X8201 ก็จะทำให้ไอน้ำที่ต้องควบแน่นกลับเป็นน้ำคอนเดนเสทลดลงตามสมดุลมวลรอบ Condensate Header

สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) เพิ่มขึ้นจาก 53.3 ton/hr เหลือเป็น 60.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) ลดลงจาก 59.6 ton/hr เหลือเป็น 37.5 ton/hr

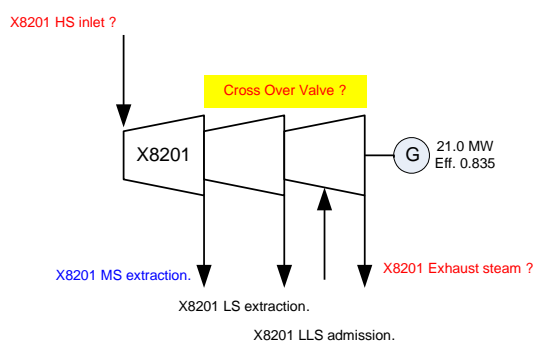
-ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบในแต่ละกังหันไอน้ำ

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header ใหม่อันนี้ได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{\text{condensate}}$) 130.7 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตามกรณีศึกษาที่ 4



รูปที่ 5.27 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 4

จากสมการประสิทธิภาพเครื่อง STG ตามวิธีการในภาคผนวก ค

$$\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้}}{\text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุมกังหันไอน้ำ}} \times 100$$

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุมกังหันไอน้ำ} &= 21.0 \text{ MW} / 0.835 \\ &= 25.1 \text{ MW} \end{aligned}$$

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.20)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + 0.0 \text{ ton/hr} = 82.1 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8201-EXH}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201-EXH} + 162.6 \text{ ton/hr}$$

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} \dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} \\ + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \end{aligned} \quad (5.22)$$

$$\begin{aligned} \frac{\dot{m}_{X8201HS-inlet} \times (3,406 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ = \frac{(82.1 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(80.5 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ + \frac{(\dot{m}_{X8201HS-inlet} - 162.6) \times (2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + 25.1 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 200.1 \text{ ton/hr}$$

แทนค่า $\dot{m}_{X8201HS-inlet}$ สมการ 5.20 จะได้

$$\dot{m}_{X8201-EXH} = 37.5 \text{ ton/hr}$$

เพื่อลดตัวแปรในการคำนวณพลังงานสามารถใช้ระดับพลังงานที่ Exhaust steam เป็นสภาวะอ้างอิง ทำให้สมการสมดุลพลังงานสามารถตัด พจน์ $\dot{m}_{X8201-EXH}$ ได้

$$\begin{aligned} \frac{\dot{m}_{X8201MS-inlet} \times (3,406 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/h}) \times (2,815 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ = \frac{(82.1 \text{ ton/h}) \times (3,156 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(80.5 \text{ ton/h}) \times (2,996 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} \end{aligned}$$

$$= \frac{\dot{m}_{X4601-EXH} \times (2,420 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + 8.5 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 200.1 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

เมื่อตรวจสอบเงื่อนไขไอน้ำผ่าน Cross over เข้าป้อนไฟฟ้า X8201 แล้วพบว่ามากกว่าข้อจำกัดไอน้ำผ่านที่ต้องมากกว่า 30 ton/hr แสดงตามสมการความสัมพันธ์ข้างล่าง

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

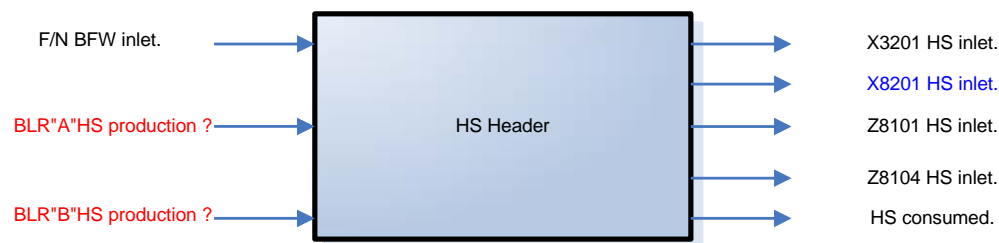
$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (5.23)$$

$$200.1 \text{ ton/hr} = 82.1 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve}$$

$$\dot{m}_{X8201-cross_over_valve} = 37.5 \text{ ton/hr}$$

สมดุลมวลระดับความดัน HS ตามกรณีศึกษาที่ 4

Inlet HS Header = Outlet HS Header



รูปที่ 5.28 สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 4

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ HS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.4 ตำแหน่งที่ 5)

สภาวะมวลทางเข้า HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำรวมที่ Furnace ผลิต ($\dot{m}_{F/N}$) 208.1 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ HS consumer ($\dot{m}_{HS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล 8.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) จากเดิม 215.4 ton/hr

ลดลงเหลือ 200.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ตัวแปรที่ต้องการทราบจากการทำสมดุลมวล HS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "A" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"A"HS-production}$) 95.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "B" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"B"HS-production}$) 95.0 ton/hr

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย

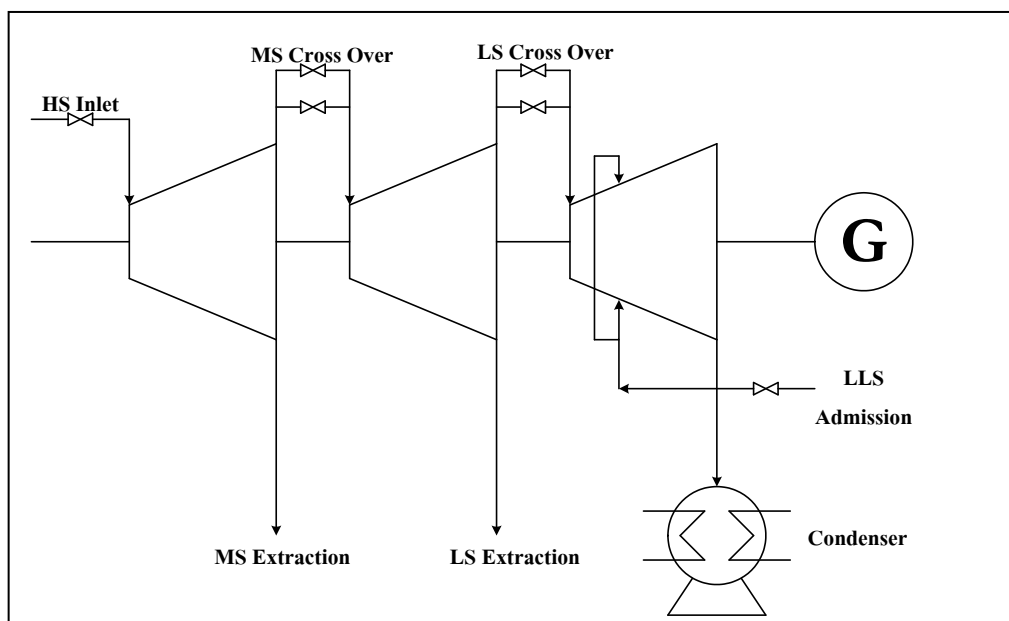
เนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้าเกิดการใช้ House load 21.0 MW ทำให้ต้องให้น้ำมันเตาในการเผาไหม้และผลิตไอน้ำความดันสูง (HS steam) เพื่อป้อนเข้ากังหันไอน้ำและยังทำให้เกิดไอน้ำเข้า Condensing turbine ที่ลดลงตามมา

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

คำนวณจากปริมาณน้ำมันเตาที่เผาไหม้ลดลง หักลบด้วยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตขายได้ลดลง ไม่มีค่าใช้จ่ายการลงทุน (Quick win) เนื่องจากระบบปรับเปลี่ยนปริมาณไอน้ำและกระแสไฟฟ้าติดตั้งอยู่ตั้งแต่เริ่มแรกเดินโรงงานผลิต

5.1.5 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 5 (เปลี่ยน Condensing turbine เป็น Back pressure turbine)

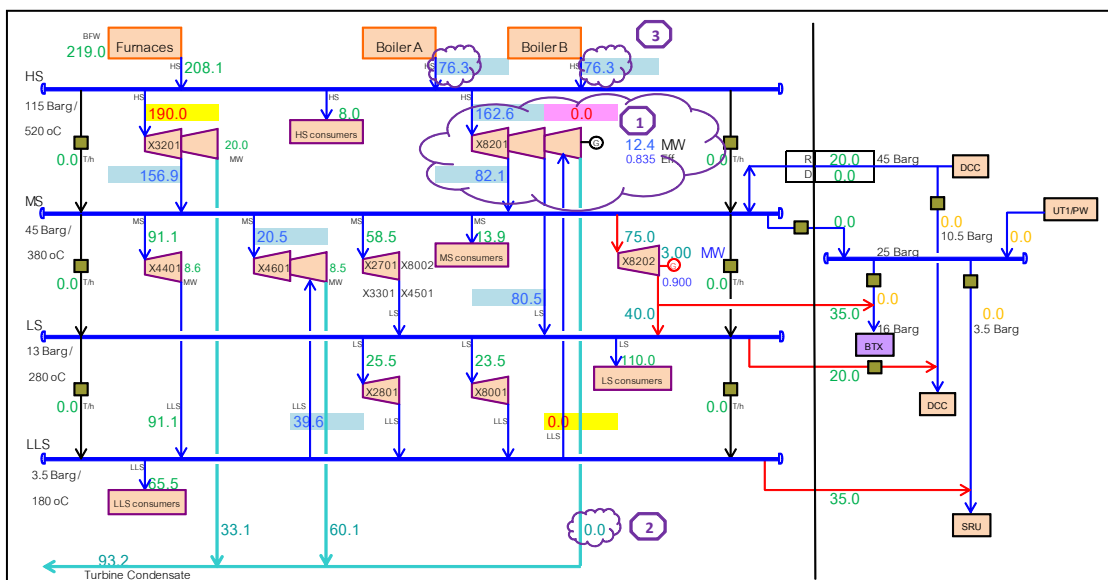
กรณีศึกษาที่ 5 นี้จะพิจารณาปรับปรุงได้ก็ต่อเมื่อไฟฟ้าที่รับจากภายนอกมีความเสถียรภาพที่มั่นคงสูงปราศจากการ Blackout เนื่องจากการผลิตโอเลฟินส์มีค่าใช้จ่ายที่สูงหลักร้อยล้านบาทในช่วงเริ่มต้นและหยุดเดินกำลังการผลิตอย่างกะทันหันซึ่งจะต้องมีการปล่อยไฮโดรคาร์บอนที่ยังผลิตไม่ได้ตามค่าคุณภาพควบคุมจำนวนมากเผาทิ้งที่หอเผาไหม้ (Flare) นอกจากนี้สูญเสียทางเศรษฐศาสตร์ สูญเสียโอกาสการผลิตต่อเนื่องซึ่งโรงงานผลิตโอเลฟินส์จะเป็นโรงงานที่อยู่ระหว่างกลางของโรงงานต้นน้ำ (Upstream Plant) และโรงงานปลายน้ำ (Downstream Plant) ทั้งยังมีผลกระทบต่อมลพิษสิ่งแวดล้อม ภาพลักษณ์ของบริษัทต่อชุมชนภายนอก ดังนั้นโรงงานโอเลฟินส์จึงต้องมีระบบไฟฟ้าที่มีความมั่นคงสูง รวมถึงสามารถทำ Under Frequency Load แยกตัวออกจากระบบไฟฟ้าใหญ่ภายนอกโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐานเดินเองอิสระได้ (Island Mode) ในกรณีเกิดกระแสไฟฟ้าภายนอกดับ (Blackout)



รูปที่ 5.29 แสดง Steam Turbine Generator-X8201 (ก่อนจำลองเปลี่ยนเป็น Back pressure turbine)

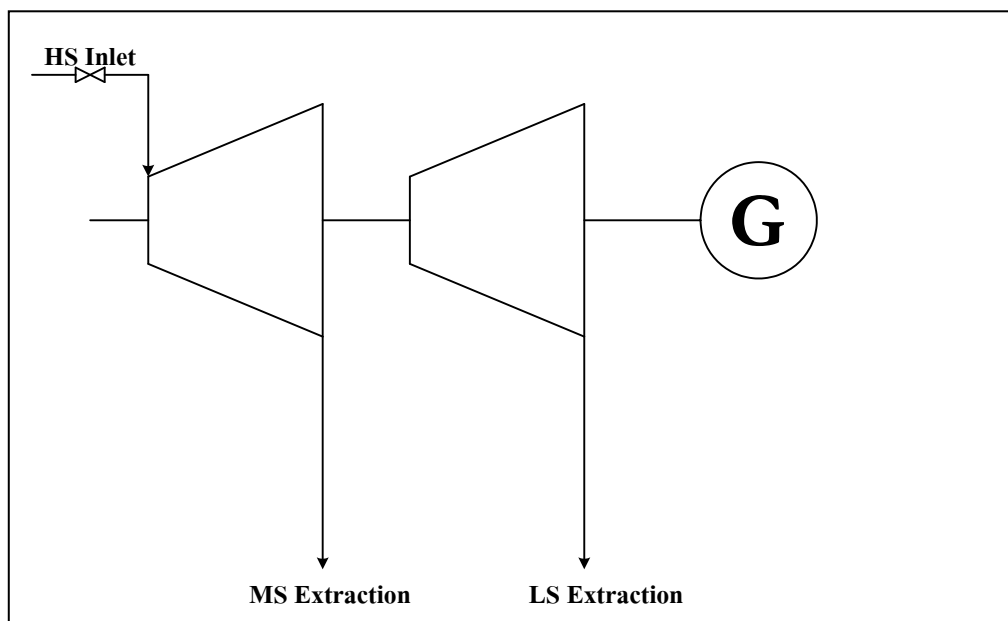
และเมื่อพิจารณาแล้วเห็นว่าระบบไฟฟ้าภายนอกมีเสถียรภาพดีพอแล้ว (ภายใน Complex เขตประกอบการอุตสาหกรรม) ภายใต้ข้อจำกัดที่การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงที่มีต้นทุน

สูงทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงกว่าการนำเข้ากระแสไฟฟ้าจากภายนอก การพิจารณาเปลี่ยน Condensing turbine เป็นชนิดกังหันไอน้ำเป็น Back pressure turbine เพื่อ Extraction steam ออกมาให้เพียงพอต่อการผลิตของโรงงาน ทำให้ลด Exhaust steam ที่ Surface condenser ได้จึงเกิดผลประหยัดขึ้น



รูปที่ 5.30 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 5

เมื่อพิจารณาจากสมดุลไอน้ำ จากรูปที่ 5.30 การเปลี่ยนชนิดกังหันไอน้ำของ Steam turbine generator, X8201 จาก Condensing turbine เป็น Back pressure turbine มีความหมายเดียวกันในแผนภาพสมดุลไอน้ำนั่นก็คือทำให้มีแต่ HS steam inlet เข้า X8201 และ Extract ไอน้ำในระดับ MS และ LS ไม่มีอัตราการไหลผ่านที่ Cross Over Valve, LLS steam admission และ Exhaust steam นั่นก็คือปรับตัวเลขที่ไม่มีแล้วดังกล่าวให้เป็นศูนย์ (ในโรงงานการผลิตจริงทำได้เมื่อเปลี่ยนชนิดกังหันไอน้ำเป็น Back pressure turbine ไม่มี Surface condenser) เมื่อไม่มีไอน้ำผ่าน Cross Over Valve ไฟฟ้าที่ปั่นได้ก็จะลดลงด้วย ดังแสดงในจากรูปที่ 5.30 ตำแหน่งที่ 1 ซึ่งสามารถหากระแสไฟฟ้าที่ลดลงได้โดยการทำสมดุลมวลและพลังงานรอบๆ X8201 ซึ่งจะพบว่าไอน้ำ HS steam inlet เข้า X8201 ก็จะลดลงตามการปั่นไฟฟ้าที่น้อยลง ทำให้หม้อต้มไอน้ำผลิต HS steam ลดลง (ดังแสดงในรูปที่ 5.30 ตำแหน่งที่ 3) การใช้น้ำมันเตาในการเผาไหม้ก็จะน้อยลงตามด้วย



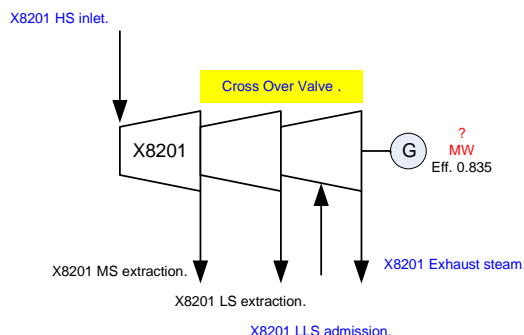
รูปที่ 5.31 Steam Turbine Generator-X8201 (หลังจำลองเปลี่ยนเป็น Back pressure turbine)

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย

เมื่อไม่จำเป็นต้องผลิตกระแสไฟฟ้าให้เกิน House load ตามกรณีศึกษาพื้นฐาน 21.0 MW แต่เป็นเดินหม้อต้มไอน้ำเพื่อผลิตไอน้ำเป็นหลัก ไฟฟ้าที่ได้กลายเป็นผลพลอยได้ เมื่อทำสมดุลมวลและพลังงานรอบ X8201 ตาม Extraction steam ที่พอดีกับไอน้ำใน MS header และ LS header ทำให้การปั่นไฟฟ้าผ่าน Back pressure turbine ที่เปลี่ยนใหม่นี้ได้ ปริมาณกระแสไฟฟ้าลดลงเหลือเพียง 12.4 MW ส่งผลให้ในที่สุดแล้วใช้น้ำมันเตาในการเผาไหม้ลดลงตามการผลิตไอน้ำ ความดันสูง (HS steam) ที่ลดลงนั้นเป็นการ Extraction steam ให้เพียงพอต่อผู้ใช้ไอน้ำในระดับ MS และ LS เท่านั้น และยังทำให้ไม่เกิด Exhaust steam ที่ต้องควบแน่นที่ Surface condenser

การคำนวณสมดุลไอน้ำ เริ่มจากการปรับลดไอน้ำที่ผ่าน Cross Over valve ให้เป็นศูนย์ เสมือนไม่การส่งผ่านไอน้ำไป Surface condenser จำลองการเปลี่ยนชนิดกังหันไอน้ำเป็น Back pressure turbine

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตาม
กรณีศึกษาที่ 5



รูปที่ 5.32 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 5

สมดุลมวล

จากสมการความสัมพันธ์ของ Cross Over Valve เมื่อคำนวณดังข้างล่าง จะได้ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$)

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (5.23)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 82.1 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + 0.0 \text{ ton/hr}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 162.6 \text{ ton/hr}$$

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.24)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201} \quad (5.25)$$

$$P_{X8201} = \frac{(162.6 \text{ ton / hr}) \times (3,406 \text{ MJ / ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton / hr}) \times (2,815 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

$$\frac{(82.1 \text{ ton / hr}) \times (3,156 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(80.5 \text{ ton / hr}) \times (2,996 \text{ MJ / ton})}{3,600} - \frac{(0.0 \text{ ton / hr}) \times (2,420 \text{ MJ / ton})}{3,600}$$

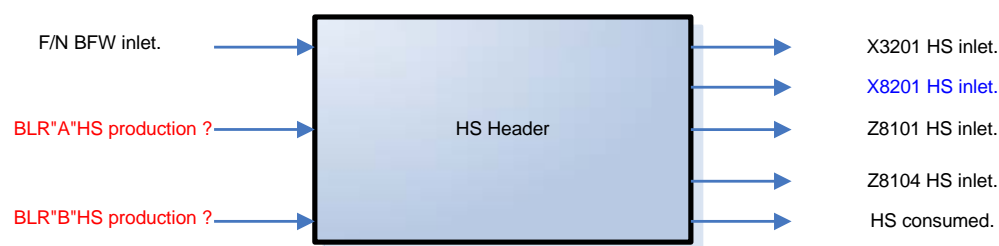
$$P_{X8201} = 14.9 \text{ MW}$$

จากค่าประสิทธิภาพเครื่อง STG (Steam turbine generator) จากการคำนวณในภาคผนวก ค เมื่อนำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหม้อแกงหันทันไอน้ำให้เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหม้อแกงหันทันไอน้ำ}}{100} \\ &= \frac{83.5 \times 14.9 \text{ MW}}{100} = 12.4 \text{ MW} \end{aligned}$$

สมดุลมวลระดับความดัน HS ตามกรณีศึกษาที่ 5

Inlet HS Header = Outlet HS Header



รูปที่ 5.33 สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 5

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ HS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 5)

สภาวะมวลทางเข้า HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำรวมที่ Furnace ผลิต ($\dot{m}_{F/N}$) 208.1 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ HS consumer ($\dot{m}_{HS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล 8.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) จากเดิม 200.1 ton/hr ลดลงเหลือ 162.6 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

ตัวแปรที่ต้องการทราบจากการทำสมดุลมวล HS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "A" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"A"HS-production}$) 76.3 ton/hr

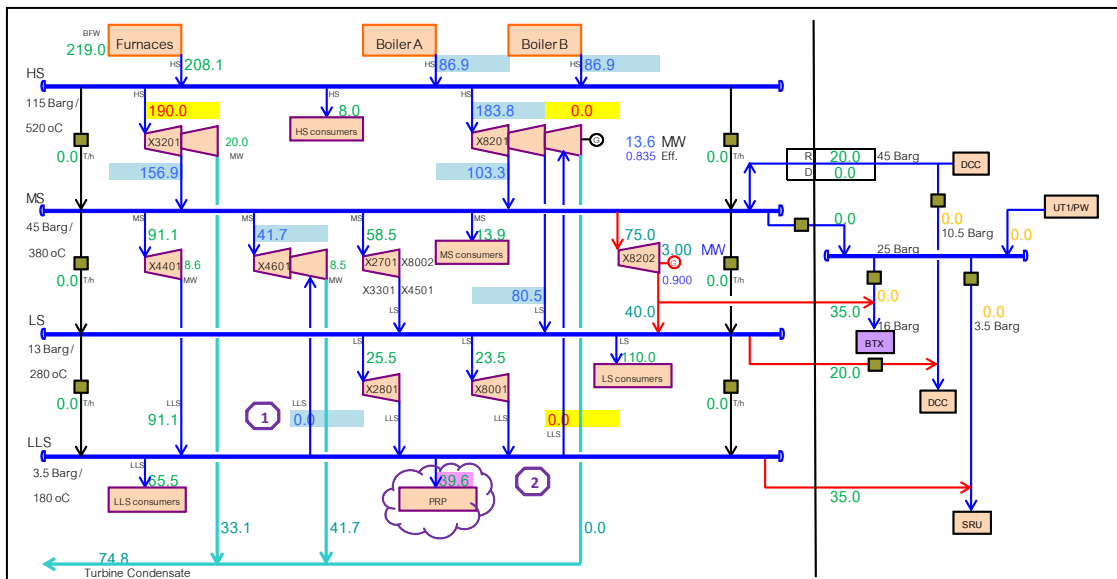
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "B" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"B"HS-production}$) 76.3 ton/hr

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

มูลค่าปริมาณน้ำมันเตาที่เผาไหม้ลดลงจากการผลิตไอน้ำความดันสูงหักลบกับมูลค่าปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตขายได้ลดลง การลงทุนคิดจากราคาการปรับปรุง Condensing turbine ไปเป็น Back pressure turbine และระบบท่อที่ติดตั้งเพิ่ม

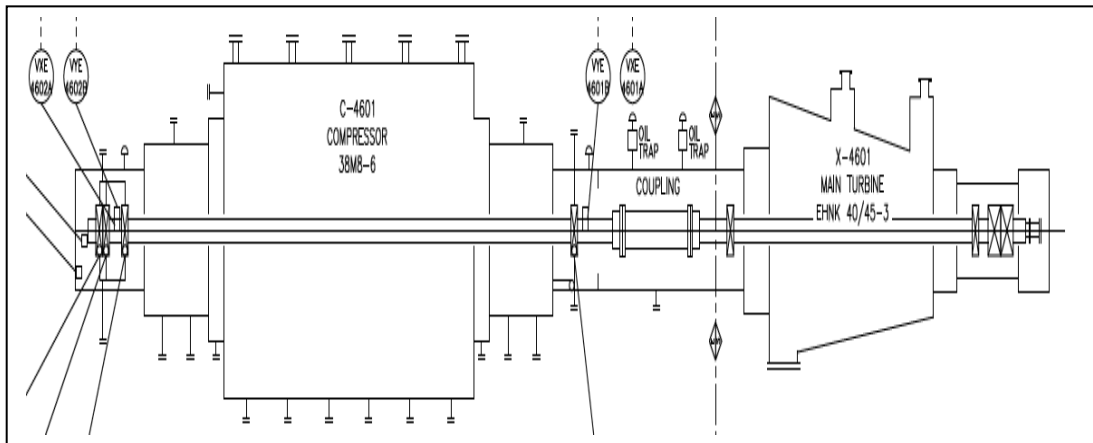
5.1.6 อธิบายการทำสมดุลไอน้ำหลังการปรับปรุงกรณีศึกษาที่ 6 (เปลี่ยน Condensing turbine เป็น Motor Drive)

หลังปรับปรุงระบบไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 5 ยังพบว่ามี Condensing turbine คือ X4601 Propylene Compressor turbine ซึ่งจะมีไอน้ำลง Surface condenser ถึง 60.1 ton/hr (X3201 Crack gas compressor turbine เป็นตัวรับ HS steam ซึ่งเดินตามกำลังการผลิตของโรงงานเดินคองที่จึงไม่พิจารณาเปลี่ยน) แต่สำหรับกังหันไอน้ำตัวนี้ยังทำหน้าที่ Admission LLS steam เข้า Stage ที่ 2 ของ X4601 เพื่อเก็บน้ำ Condensate กลับเข้าระบบน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม ปริมาณ 39.6 ton/hr ดังนั้นต้องพยายามหาวิธีลดหรือกำจัด Exhaust steam ออกก่อน (ดังตามรูปที่ 5.34 ตำแหน่งที่ 1) ซึ่งทำได้โดยพิจารณาหา ผู้ใช้ LLS steam เพิ่ม แล้วสร้างระบบท่อส่งไอน้ำดังกล่าวไปให้ใช้ ดังแสดงตาม รูปที่ 5.34 ตำแหน่งที่ 2 (พร้อมกับมี PRP unit ซึ่งเป็นหน่วยผลิตใหม่ที่มีความต้องการใช้ไอน้ำเพิ่มขึ้น)



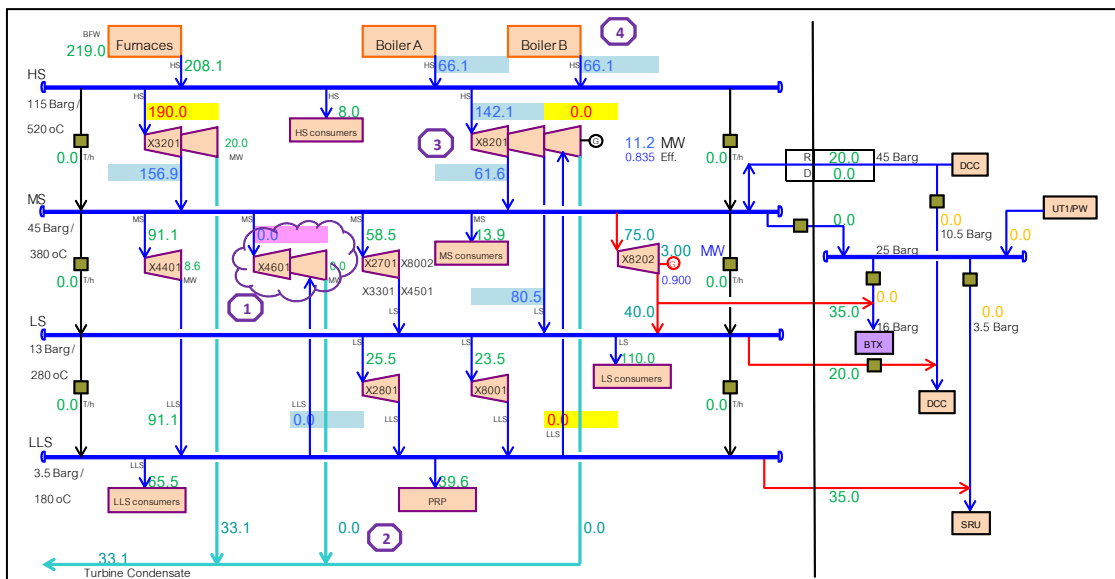
รูปที่ 5.34 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 6

หลังปรับปรุงหาผู้ใช้ Exhaust steam 39.6 ton/hr ได้ X4601 ก็จะไม่มีการ Admission steam จึงทำการเปลี่ยน Turbine Drive เป็น Motor Drive (เนื่องจากเป็นต้นกำลังให้ชุด Compressor ใหญ่การติด Stand by เพิ่มเป็นสิ่งที่ต้องลงทุนสูง และเป็น Compressor ในระบบ Propylene Refrigeration ซึ่งมีความซับซ้อนเกี่ยวเนื่องในหลายอุปกรณ์ จึงพิจารณาเปลี่ยนเฉพาะต้นกำลัง)



รูปที่ 5.35 Propylene Compressor Turbine-X4601 (ก่อนจำลองเปลี่ยนเป็น Motor Drive) (Samsung, 1996)

ในแผนภาพสมดุลไอน้ำการเปลี่ยน Turbine Drive เป็น Motor Drive ทำได้โดยตัด Inlet MS steam ที่เข้า X4601 ให้เป็นศูนย์ (ดังแสดงในรูปที่ 5.36 ตำแหน่งที่ 1) ซึ่งก็จะทำให้ไม่มีไอน้ำลง Surface condenser ของ X4601 (ดังแสดงในรูปที่ 5.36 ตำแหน่งที่ 2) MS steam ที่ต้อง Extraction ผ่าน X8201 ก็จะลดลงจาก 103.3 ton/hr เหลือเพียง 61.6 ton/hr (ดังแสดงในรูปที่ 5.36 ตำแหน่งที่ 2) ดังนั้นไฟฟ้า, HS steam และในที่สุดคือปริมาณการเผาไหม้น้ำมันเตาก็จะลดลงตาม



รูปที่ 5.36 แบบจำลองระบบไอน้ำหลังการปรับปรุง กรณีศึกษาที่ 6

การวิเคราะห์พลังงานที่สูญเสีย

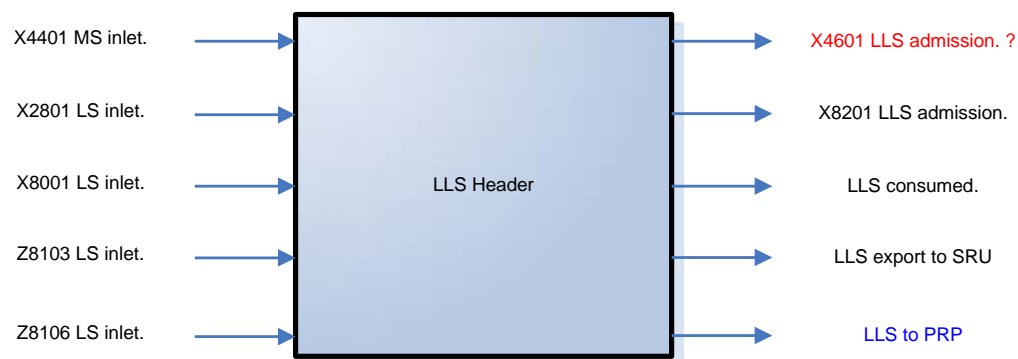
ปริมาณพลังงานที่สูญเสียลง Surface condenser เป็นค่าปริมาณพลังงานความร้อนของ Exhaust steam (-0.2 Barg, 95 °C, 2420 MJ/ton) ต้องถูกทำให้ควบแน่นเพื่อเก็บน้ำคอนเดนเสท (-0.2 Barg, 50 °C, 206 MJ/ton) ก่อนกลับเข้า Deaerator เพื่อนำกลับเข้าระบบน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม

การคำนวณสมดุลไอน้ำ เป็นกรณีศึกษาที่มุ่งหยุดการเดินทางของกังหันไอน้ำที่มีการสูญเสียผ่าน Condenser แล้วจึงสามารถหยุดรับไอน้ำ MS เข้า X4601 โดยเปลี่ยนส่วนต้นกำลังจากกังหันไอน้ำมาเป็น ใช้มอเตอร์ไฟฟ้าขับเคลื่อน ซึ่งสำหรับในสถานการณ์ที่การผลิตไอน้ำเองภายในมีต้นทุนสูงกว่าการรับไฟฟ้าจากภายนอกโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

เริ่มจากการทำสมดุลมวล LLS Header ดึงไอน้ำไปใช้ในหน่วยผลิตโพรพีลีน เมทาธีซีล (PRP) เหมือนดังเช่นกรณีศึกษาที่ 1 จะทำให้ X4601 ลดการ Admission ไอน้ำ LLS แล้ว จึงทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X4601 ซึ่งใช้พลังงานเท่าเดิมจะได้ ทำสมดุลพลังงานจะได้อัตราไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS เข้า X4601 ซึ่งก็จะส่งผลทำให้ X8201 MS Extraction เปลี่ยนไปตามการเรียกใช้ไอน้ำใน MS Header ทำสมดุลหา X8201 MS Extraction และทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X8201 จะได้ปริมาณไอน้ำ HS ที่เรียกเข้า X8201 ซึ่งก็จะทำให้ได้ปริมาณไฟฟ้าที่ปั่นได้ลดลงจาก HS ที่เข้าลดลง

สมดุลมวลระดับความดัน LLS ตามกรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)

Inlet LLS Header = Outlet LLS Header



รูปที่ 5.37 สมดุลมวลระดับความดัน LLS กรณีศึกษาที่ 6

จากหลังปรับปรุงตามกรณีศึกษาที่ 5 เมื่อพิจารณาจำลองการส่งไอน้ำ LLS ปริมาณ 39.6 ton/hr ให้ PRP จะทำให้ LLS admission ที่ X4601 ซึ่งมีค่าเป็น 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางเข้า LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{X4401MS-inlet}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X2801 ($\dot{m}_{X2801LS-inlet}$) 25.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8001 ($\dot{m}_{X8001LS-inlet}$) 23.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8103 ($\dot{m}_{Z8103LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8106 ($\dot{m}_{Z8106LS-inlet}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก LLS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)

0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ใช้โดย LLS consumer ($\dot{m}_{LLS-consumer}$) 65.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ส่งออกไป SRU plant ($\dot{m}_{LLS-export-SRU}$) 35.0 ton/hr

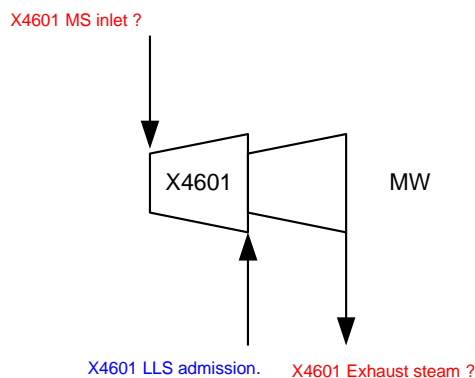
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201LLS-admission}$)

0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ LLS ที่ส่งให้ PRP unit ($\dot{m}_{LLS-to-SRU}$) 39.6 ton/hr

เมื่อทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header ก็จะทำให้ทราบ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 0.0 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine ตาม
กรณีศึกษาที่ 6
(ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)



รูปที่ 5.38 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 6

เมื่อทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) 0.0 Ton/hr จากการทำสมดุลไอน้ำรอบ LLS header แต่อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) และอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) เป็นตัวแปรที่ไม่ทราบค่า

สมดุลมวล

อัตราการไหล X4601 MS inlet + อัตราการไหล X4601 LLS admission = อัตราการไหล X4601 Exhaust steam

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} = \dot{m}_{X4601-EXH} \quad (5.26)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} + 0.0 \text{ ton/hr} = \dot{m}_{X4601-EXH}$$

สมดุลพลังงาน

จากกรณีศึกษาพื้นฐาน ทราบพลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Propylene compressor ของ Turbine X4601 (P_{X4601}) จากสมดุลพลังงานได้เท่ากับ 8.5 MW นำแทนค่าใน

สมการสมดุลพลังงานพร้อมกับ $\dot{m}_{X4601MS-inlet} = \dot{m}_{X4601-EXH}$ เพื่อนำไปแก้สมการหาค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$)

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X4601 = พลังงานไอน้ำ X4601 MS inlet + พลังงานไอน้ำ X4601 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X4601 Exhaust steam

$$E_{X4601MS-inlet} + E_{X4601LLS-admission} = E_{X4601EXH} + P_{X4601} \quad (5.27)$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} H_{MS} + \dot{m}_{X4601LLS-admission} H_{MS} = \dot{m}_{X4601-EXH} H_{EXH} + P_{X4601} \quad (5.28)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/h}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ &= \frac{(\dot{m}_{X4601MS-inlet}) \times (2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + 8.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 41.7 \text{ ton/hr}$$

แทนค่า $\dot{m}_{X4601MS-inlet}$ สมการ 5.26 จะได้

$$\dot{m}_{X4601-EXH} = 41.7 \text{ ton/hr} \text{ ด้วย}$$

เพื่อลดตัวแปรในการคำนวณพลังงานสามารถใช้ระดับพลังงานที่ Exhaust steam เป็นสภาวะอ้างอิง ทำให้สมการสมดุลพลังงานสามารถตัด พจน์ $\dot{m}_{X4601-EXH}$ ได้

$$\begin{aligned} & \frac{\dot{m}_{X4601MS-inlet} \times (3,156 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,815 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ &= \frac{\dot{m}_{X4601-EXH} \times (2,420 - 2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600} + 8.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

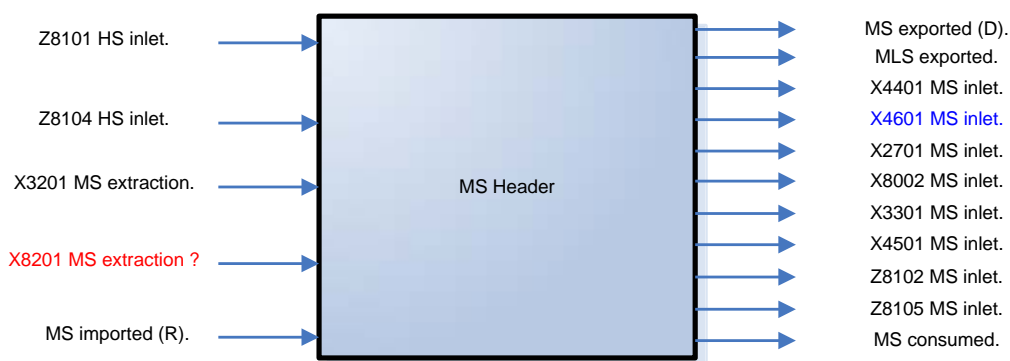
$$\dot{m}_{X4601MS-inlet} = 41.7 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

สมดุลมวลระดับความดัน MS ตามกรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)

เมื่ออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) ลดลงจาก 39.6 ton/hr (ข้อมูลหลังการปรับปรุงตามกรณีศึกษาที่ 5) เหลือเพียง 0.0 ton/hr ทำให้อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) ต้องรับเพิ่มขึ้นจาก 20.5 ton/hr เป็น 41.7 ton/hr ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X4601 ไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) ก็จะถูกเรียกใช้เพิ่มขึ้นจาก 82.1 ton/hr เป็น 103.3 ton/hr ตามการใช้ของผู้บริโภคไอน้ำ ในสมดุลมวล ระดับ MS Header

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.39 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission)

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers ($\dot{m}_{MS-consumer}$) 13.9 ton/hr จากสมดุลมวล MS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{X3201MS-extraction}$)

156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-imported}}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-exported}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MLS-exported}}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{\text{X4401MS-inlet}}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601MS-inlet}}$) 41.7 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{\text{Z8102MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{\text{Z8105MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{\text{MS-consumer}}$) 13.9 ton/hr

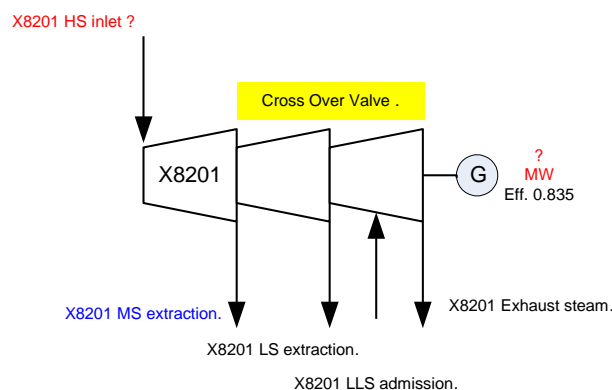
ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล MS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{\text{X8201MS-extraction}}$)

103.3 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตามกรณีศึกษาที่ 6

(ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)



รูปที่ 5.40 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 6

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.29)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + 0.0 \text{ ton/hr} = 103.3 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + 0.0 \text{ ton/hr}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 183.8 \text{ ton/hr}$$

ทำให้ทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 183.8 Ton/hr

หรือใช้ความสัมพันธ์ของ Cross Over Valve เมื่อคำนวณดังข้างล่าง จะได้ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) เช่นกัน

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (5.30)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 103.3 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + 0.0 \text{ ton/hr}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 183.8 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.31)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} + \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201}$$

$$P_{X8201} = \frac{(183.8 \text{ ton/hr}) \times (3,406 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ - \frac{(103.3 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(80.5 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} \\ - \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600}$$

$$P_{X8201} = 16.3 \text{ MW}$$

จากค่าประสิทธิภาพเครื่อง STG (Steam turbine generator) ตามวิธีคำนวณในภาคผนวก ค เมื่อ นำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังไอน้ำที่ป้อนเข้าหมونกังหันไอน้ำให้เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} = \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมونกังหันไอน้ำ}}{100} \\ = \frac{83.5 \times 16.3 \text{ MW}}{100} = 13.6 \text{ MW}$$

สมดุลมวลระดับความดัน HS ตามกรณีศึกษาที่ 6
(ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)

Inlet HS Header = Outlet HS Header



รูปที่ 5.41 สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission)

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ HS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 5)

สภาวะมวลทางเข้า HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำรวมที่ Furnace ผลิต ($\dot{m}_{F/N}$) 208.1 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ HS consumer ($\dot{m}_{HS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล 8.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 183.8 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

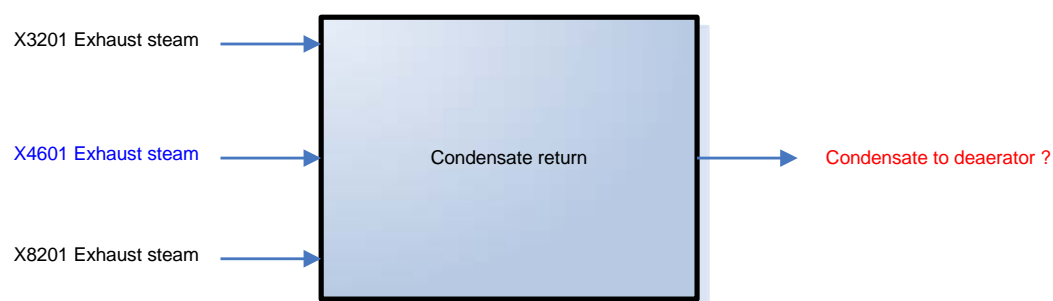
ตัวแปรที่ต้องการทราบจากการทำสมดุลมวล HS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "A" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"A"HS-production}$) 86.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "B" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"B"HS-production}$) 86.9 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท ตามกรณีศึกษาที่ 6

(ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)



รูปที่ 5.42 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 6 (ขั้นตอนลด LLS Admission)

เมื่อปริมาณ Exhaust steam จาก X8201 เปลี่ยนไปจากสมดุลมวลรอบ X8201 ก็จะทำให้ไอน้ำที่ต้องควบแน่นกลับเป็นน้ำคอนเดนเสทลดลงตามสมดุลมวลรอบ Condensate Header

สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) 41.7 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 0.0 ton/hr

-ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบในแต่ละกังหันไอน้ำ

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำสมดุลมวล)

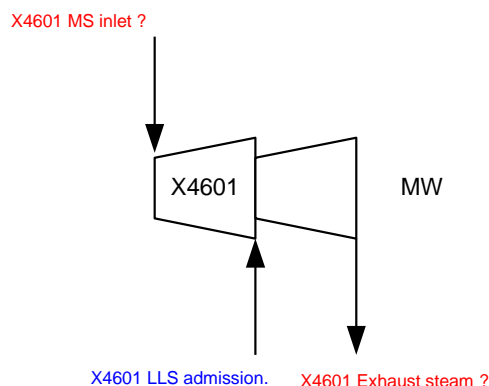
นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header ใหม่อันได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($\dot{m}_{\text{condensate}}$) 74.8 ton/hr

เมื่อกำจัดไอน้ำ LLS ที่ Admission เข้า X4601 แล้ว เปลี่ยน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน เมื่อแสดงด้วยแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงด้วยไอน้ำที่เข้าออก X4601 เป็นศูนย์ เมื่ออัตราไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS เข้า X4601 เป็นศูนย์ ซึ่งก็จะส่งผลทำให้ X8201 MS Extraction เปลี่ยนไปตามการเรียกใช้ไอน้ำใน MS Header ทำสมดุลหา X8201 MS Extraction และทำสมดุลมวล-พลังงานรอบ X8201 จะได้ปริมาณไอน้ำ HS ที่เรียกเข้า X8201 ซึ่งก็จะทำให้ได้ปริมาณไฟฟ้าที่ปั่นได้ลดลงจาก HS ที่เข้าลดลง (ทั้งนี้ใช้ข้อมูลต่อจากการปรับปรุงในกรณีศึกษาที่ 5)

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 Propylene compressor turbine ตาม กรณีศึกษาที่ 6

(ขั้นตอนการเปลี่ยน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน)



รูปที่ 5.43 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X4601 ตามกรณีศึกษาที่ 6

การเปลี่ยน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อนที่แสดงในสมดุลไอน้ำคือ อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) และพลังงานจากไอน้ำที่เป็นต้นกำลังให้ Propylene compressor ของ Turbine X4601 (P_{X4601}) ทั้งหมดเท่ากับศูนย์

สมดุลมวลระดับความดัน MS ตามกรณีศึกษาที่ 6

(ขั้นตอนการเปลี่ยน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน)

เมื่ออัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Admission เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601LLS-admission}$) เป็น 0.0 ton/hr

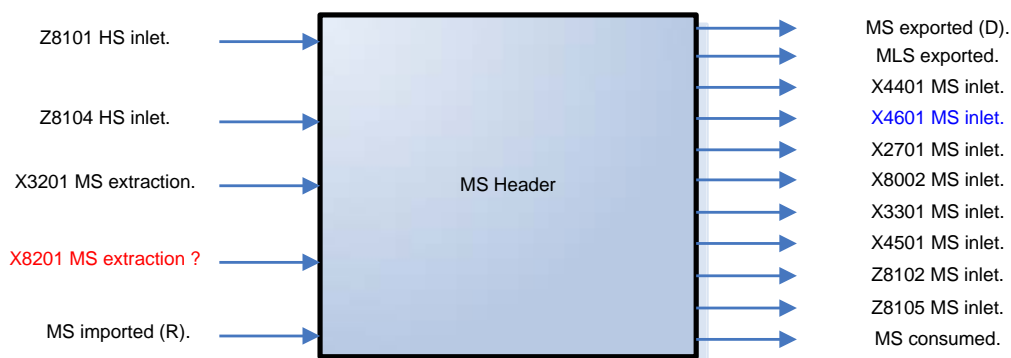
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601MS-inlet}$) เป็น 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) 0.0 ton/hr

ไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$) ก็จะถูกเรียกใช้ลดลงจาก 103.3 ton/hr เหลือ เป็น 61.6 ton/hr ตามการใช้ของผู้บริโภคไอน้ำ ในสมดุลมวล ระดับ MS

Header

Inlet MS Header = Outlet MS Header



รูปที่ 5.44 สมดุลมวลระดับความดัน MS กรณีศึกษาที่ 6

ทั้งนี้ได้ทราบปริมาณการใช้ไอน้ำของ MS consumers ($\dot{m}_{\text{MS-consumer}}$) 13.9 ton/hr จากสมดุลมวล MS Header จากกรณีศึกษาตัวอย่าง (ดังแสดงในภาพที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 6)

สภาวะมวลทางเข้า MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{\text{Z8101HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{\text{Z8104HS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X3201 ($\dot{m}_{\text{X3201MS-extraction}}$)

156.9 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่นำเข้าจากภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-imported}}$) 0.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก MS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MS-exported}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MLS ที่ส่งออกสู่ภายนอก ($\dot{m}_{\text{MLS-exported}}$) 35.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4401 ($\dot{m}_{\text{X4401MS-inlet}}$) 91.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X4601 ($\dot{m}_{\text{X4601MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของไอน้ำที่เข้า X2701, X8002, X3301 และ X4501 ได้เป็น 58.5 ton/hr

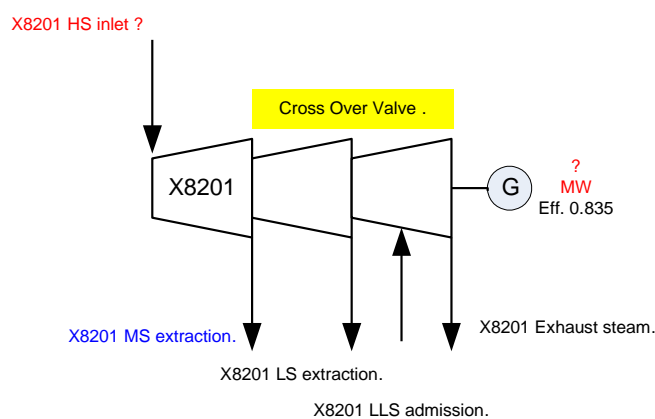
อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8102 ($\dot{m}_{\text{Z8102MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8105 ($\dot{m}_{\text{Z8105MS-inlet}}$) 0.0 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ MS consumer ($\dot{m}_{\text{MS-consumer}}$) 13.9 ton/hr

ตัวแปรไม่ทราบค่า ที่ได้ทราบจากการทำสมดุลมวล MS Header คือ
 อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ MS ที่ Extraction ผ่านออกจาก X8201 ($\dot{m}_{X8201MS-extraction}$)
 61.6 ton/hr

สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 Steam Generator turbine ตามกรณีศึกษา
 ที่ 6
 (ขั้นตอนการเปลี่ยน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน)



รูปที่ 5.45 สมดุลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201 กรณีศึกษาที่ 6

สมดุลมวล

อัตราการไหล X8201 HS inlet + อัตราการไหล X8201 LLS admission = อัตราการไหล X8201
 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหล X3201 Exhaust

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-EXH} \quad (5.32)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} + 0.0 \text{ ton / hr} = 61.6 \text{ ton / hr} + 80.5 \text{ ton / hr} + 0.0 \text{ ton / hr}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 142.1 \text{ ton / hr}$$

ทำให้ทราบอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 142.1 ton/hr

หรือใช้ความสัมพันธ์ของ Cross Over Valve เมื่อคำนวณดังข้างล่าง จะได้ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำ HS ที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) เช่นกัน

อัตราการไหล X8201 HS inlet = อัตราการไหล X8201 MS extraction + อัตราการไหล X8201 LS extraction + อัตราการไหลผ่าน Cross over valve

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} + \dot{m}_{X8201LLS-extraction} + \dot{m}_{X8201-cross_over_valve} \quad (5.33)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 61.6 \text{ ton/hr} + 80.5 \text{ ton/hr} + 0.0 \text{ ton/hr}$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} = 142.1 \text{ ton/hr}$$

ซึ่งได้ผลลัพธ์เท่ากัน

สมดุลพลังงาน

พลังงานไอน้ำที่หมุนกังหันไอน้ำ X8201 = พลังงานไอน้ำ X8201 HS inlet - พลังงานไอน้ำ X8201 MS extraction - พลังงานไอน้ำ X8201 LS extraction + พลังงานไอน้ำ X8201 LLS admission - พลังงานไอน้ำ X8201 Exhaust steam

$$E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission} = E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH} + P_{X8201} \quad (5.34)$$

$$\dot{m}_{X8201HS-inlet} H_{HS} + \dot{m}_{X8201LLS-admission} H_{LLS} = \dot{m}_{X8201MS-extraction} H_{MS} + \dot{m}_{X8201LS-extraction} H_{LS} \quad (5.35)$$

$$+ \dot{m}_{X8201-EXH} H_{EXH} + P_{X8201}$$

$$P_{X8201} = \frac{(142.1 \text{ ton/hr}) \times (3,406 \text{ MJ/ton})}{3,600} + \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,815 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(61.6 \text{ ton/hr}) \times (3,156 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(80.5 \text{ ton/hr}) \times (2,996 \text{ MJ/ton})}{3,600} - \frac{(0.0 \text{ ton/hr}) \times (2,420 \text{ MJ/ton})}{3,600}$$

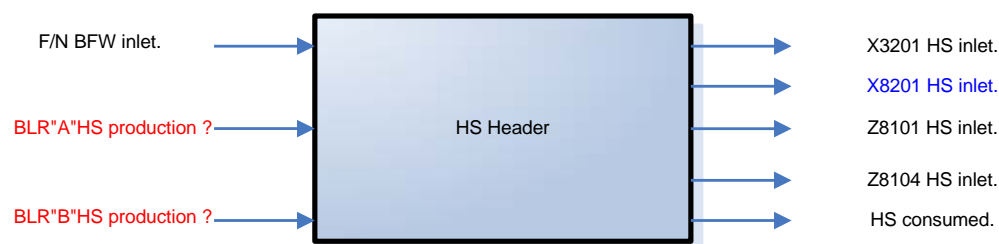
$$P_{X8201} = 13.4 \text{ MW}$$

จากค่าประสิทธิภาพเครื่อง STG (Steam turbine generator) ตามวิธีคำนวณในภาคผนวก ค เมื่อนำมาเป็นตัวคูณเปลี่ยนกลับจากพลังไอน้ำที่ป้อนเข้าหม้อแกงหันทันไอน้ำให้เป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงตามวิธีคำนวณข้างล่างนี้

$$\begin{aligned} \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} &= \frac{\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} \times \text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหม้อแกงหันทันไอน้ำ}}{100} \\ &= \frac{83.5 \times 13.4 \text{ MW}}{100} = 11.2 \text{ MW} \end{aligned}$$

สมดุลมวลระดับความดัน HS ตามกรณีศึกษาที่ 6
(ชั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)

Inlet HS Header = Outlet HS Header



รูปที่ 5.46 สมดุลมวลระดับความดัน HS กรณีศึกษาที่ 6

ซึ่งจะได้ปริมาณการใช้ไอน้ำของ HS consumers, ซึ่งใช้ให้ความร้อน Hydrocarbon ในกระบวนการผลิตผ่าน Heat Exchanger (ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ตำแหน่งที่ 5)

สภาวะมวลทางเข้า HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำรวมที่ Furnace ผลิต ($\dot{m}_{F/N}$) 208.1 ton/hr

ปริมาณการใช้ไอน้ำรวมของ HS consumer ($\dot{m}_{HS-consumer}$) ซึ่งได้จากการทำสมดุลมวล

8.0 ton/hr

สภาวะมวลทางออก HS Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201HS-inlet}$) 190.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201HS-inlet}$) 142.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8101 ($\dot{m}_{Z8101HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่เข้า Letdown station Z8104 ($\dot{m}_{Z8104HS-inlet}$) 0.0 ton/hr

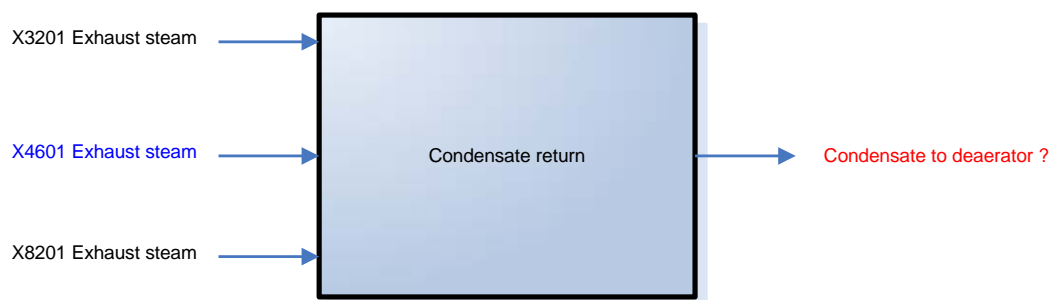
ตัวแปรที่ต้องการทราบจากการทำสมดุลมวล HS Header คือ

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "A" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"A"HS-production}$) 66.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ Boiler "B" ผลิต ($\dot{m}_{BLR"B"HS-production}$) 66.1 ton/hr

สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท ตามกรณีศึกษาที่ 6

(ขั้นตอนลด LLS Admission เข้า X4601)



รูปที่ 5.47 สมดุลมวลน้ำคอนเดนเสท กรณีศึกษาที่ 6

เมื่อปริมาณ Exhaust steam จาก X8201 เปลี่ยนไปจากสมดุลมวลรอบ X8201 ก็จะทำให้ไอน้ำที่
ต้องควบแน่นกลับเป็นน้ำคอนเดนเสทลดลงตามสมดุลมวลรอบ Condensate Header

สภาวะมวลทางเข้า Condensate Header

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X3201 ($\dot{m}_{X3201-EXH}$) 33.1 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X4601 ($\dot{m}_{X4601-EXH}$) 0.0 ton/hr

อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำที่ปล่อยออกจาก Turbine X8201 ($\dot{m}_{X8201-EXH}$) 0.0 ton/hr

ทั้งนี้ไอน้ำที่ปล่อยลง Surface condenser ของแต่ละกังหันไอน้ำได้จากการทำสมดุลมวลรอบ
ในแต่ละกังหันไอน้ำ

ตัวแปรไม่ทราบค่า (การติดตั้งเครื่องมือวัดอัตราการไหลไม่ครบต้องหาค่าจากการคำนวณโดยทำ
สมดุลมวล)

นั่นคือสภาวะมวลทางออก Condensate Header ใหม่อันได้แก่

อัตราการไหลเชิงมวลรวมของน้ำคอนเดนเสท ($m_{\text{condensate}}$) 33.1 ton/hr

การคิดผลตอบแทนการลงทุนพลังงานที่ประหยัดได้

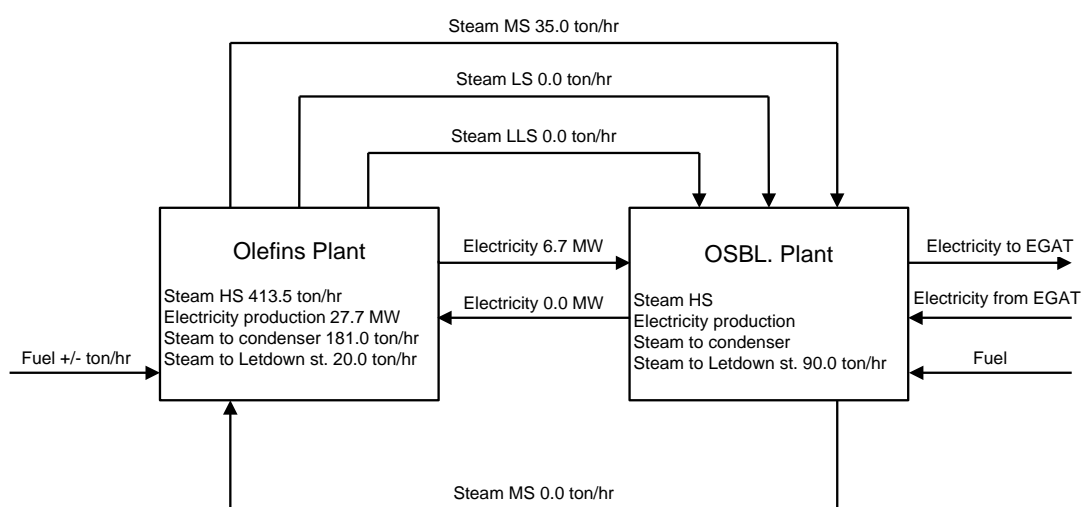
มูลค่าปริมาณน้ำมันเตาที่เผาไหม้ลดลงจากการผลิต HS steam ที่ลดลง ลบปริมาณไฟฟ้า
ที่ต้องรับเพิ่มขึ้น 8.5 MW (ปริมาณ Exhaust steam และ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลงไม่นำมา
คิดจะซ้ำซ้อนกับปริมาณน้ำมันเตาที่ลดได้) การลงทุนคิดจาก Motor Drive ที่ติดตั้งเพิ่มแทน
X4601

5.2 ผลการปรับปรุงระบบไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา

จากการทำสมดุลไอน้ำเริ่มต้นจากกรณีศึกษาพื้นฐานโรงงานผลิตโอเลฟินส์ ตารางที่ 5.1
จะแสดงให้เห็นถึงต้นทุนปริมาณการใช้และจุดที่เกิดการสูญเสียพลังงานที่สำคัญอันได้แก่ ปริมาณ
เชื้อเพลิงหลักนั้นคือน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้หรือรับเข้าจาก
ภายนอก, ปริมาณไอน้ำเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ตลอดจนปริมาณไอน้ำที่ต้อง
เปิดผ่านสถานีลดความดัน หากสามารถลดการใช้พลังงานดังกล่าวได้ก็จะทำให้เกิดเป็นผล
ประหยัด ทั้งนี้การคิดผลประหยัดจะต้องไม่ซ้ำซ้อนหากคิดตอนต้นของกระบวนการไอน้ำแล้วที่
ปลายทางก็จะไม่นำมาคิด หรือหากคิดที่ปลายทางกระบวนการแล้วตอนต้นก็จะไม่นำมาคิดอีกเช่นกัน
ซึ่งจะแสดงให้เห็นในผลประหยัดแต่ละกรณี เพื่อให้การเปรียบเทียบทางเศรษฐศาสตร์นี้นำไปเป็น
ข้อมูลประกอบการพิจารณาลงทุนที่แม่นยำต่อไป

ตารางที่ 5.1 ปริมาณการใช้และการสูญเสียพลังงาน ก่อนปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาพื้นฐาน

ผลการดำเนินงาน	ก่อนทำการปรับปรุง (กรณีศึกษาพื้นฐาน)
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	27.7
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	181.0
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	110.0



รูปที่ 5.48 สาธารณูปโภคที่มีนัยสำคัญทางพลังงานของกรณีศึกษาพื้นฐาน

ตารางที่ 5.2 คุณสมบัติของเครื่องจักร/อุปกรณ์ในแต่ละกรณีศึกษา

เครื่องจักร	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ระบบท่อส่งไอน้ำไป SRU	- ไม่มีระบบท่อส่งไอน้ำ	- ท่อส่งไอน้ำ Carbon Steel ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ระยะทาง 800 เมตร
2. หยุดเดินกังหันไอน้ำ X2801	- เดินกังหันไอน้ำ X2801	- เดิน Stand by Motor ขึ้นแทน
3. Steam Turbine Generator (X8202)	- ไม่มี STG (X8202) - ลดความดันไอน้ำที่ใช้ภายใน ETP, BTX และ DCC โดยใช้ วาล์วลดความดัน - ทำงาน 24 ชั่วโมง 365 วันต่อปี	- ติดตั้ง STG (X8202) เพิ่มเติม - ลดความดันไอน้ำที่ใช้ภายใน ETP, BTX และ DCC โดยนำมา ผ่าน STG (X8202) - ทำงาน 24 ชั่วโมง 365 วันต่อปี
4. Steam turbine Generator (X8201)	- รับไอน้ำปั่นผลิตกระแสไฟฟ้า เกิน House load 21.0 MW	- ผลิตกระแสไฟฟ้าให้พอดี เฉพาะกับ House load ไม่ขาย ไฟฟ้าออกโรงงานกรณีศึกษา พื้นฐาน
5. Steam turbine Generator (X8201)	- มีการสูญเสียพลังงานไอน้ำที่ Surface condenser	- เปลี่ยนชนิด X8201 จาก Condensing turbine เป็น Back pressure turbine
6. Propylene compressor turbine (X4601)	- ต้นกำลัง Compressor เป็น กังหันไอน้ำซึ่งมีการสูญเสียพลังงานไอน้ำที่ Surface condenser	- เปลี่ยนต้นกำลังจากกังหันไอน้ำให้เป็นติดตั้งมอเตอร์ทดแทน

ทั้งนี้ตัวแปรที่ต้องใช้ในการพิจารณาผลประหยัดจะอ้างอิงราคาอัตรา (Transfer price) ในปี ค.ศ. 2007 รวมถึงใช้เป็น พื้นฐาน ในการคิดค่าร้อยละพลังงานที่ลดได้ เนื่องจากเป็นปีหลังจากที่โรงงาน กรณีศึกษาพื้นฐานเดินกำลังการผลิตหลังจากซ่อมบำรุงใหญ่ (Turnaround) และเป็นช่วงเวลาที่ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกค่อนข้างเปลี่ยนแปลงขึ้นลงคงที่

โดยโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานมีระยะเวลาทำงานใน 1 ปี เป็น 360 วัน, 1 วัน เดือนเครื่องจักร
ตลอด 24 ชั่วโมง

ตารางที่ 5.3 ค่าพลังงานและราคาต่อหน่วย

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Exhaust Steam Energy, MJ/ton	2,420.0
2. Condensate Energy, MJ/ton	206.0
3. Fuel Oil Price, Baht/ton	8,855.0
4. Fuel Oil Heat Value, MJ/ton	40,070.0
5. Boiler Efficiency, %	90
6. Electricity price, Baht/KWh	3.2
7. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443

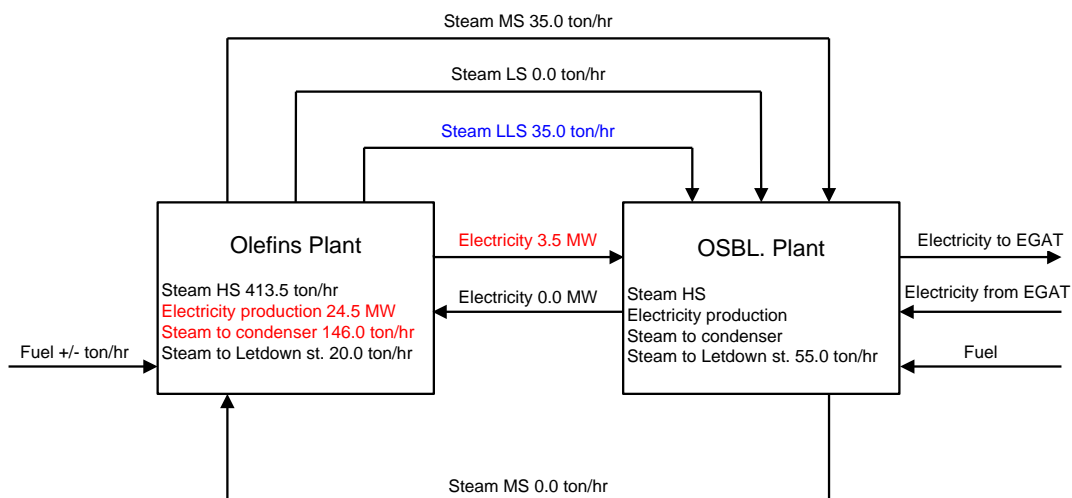
5.2.1 กรณีศึกษาที่ 1

(เดินทอส่ง Exhaust steam ให้ผู้ใช้ไอน้ำประเภทเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน)

จากการทำสมดุลไอน้ำเริ่มต้นจากกรณีศึกษาพื้นฐานโรงงานผลิตโอเลฟินส์และจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 1 จะพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณค่าความร้อนของไอน้ำรวมเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ที่ลดลงได้แล้วเปลี่ยนกลับด้วยค่าประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Efficiency) ซึ่งจะได้ค่าปริมาณน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักลบด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 1 แสดงดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 1

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5	413.5
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	27.7	24.5
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	0.0
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	181.0	146.0
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	110.0	75.0



รูปที่ 5.49 สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 1 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถนำไปพิจารณาผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.5 อัตราการไหลไอน้ำ SRU ที่รับ LLS

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. อัตราการไหล LLS, ton/hr	35.0

ตารางที่ 5.6 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. อัตราการไหล LLS, ton/hr	35.0
2. Save Steam Energy Lost to Condenser, MJ/hr	77,490.0
3. Convert to Fuel oil Consumption, ton/hr	2.149
4. Money Saved, Baht/hr	19,027
Baht/Year	164,394,058
5. Energy Saved, GJ/hr	77.5
GJ/Year	669,514.0

ตารางที่ 5.7 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง, KW	3,200
3. Money lost, Baht/hr	10,240
Baht/Year	88,473,600
4. Energy lost, GJ/hr	11.5
GJ/Year	99,532.8

ตารางที่ 5.8 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากการขายไอน้ำ LLS ให้ SRU plant แต่ต้องลบด้วยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money Saved, Baht/hr	8,787
Baht/Year	75,920,458
2. Energy Saved, GJ/hr	66.0
GJ/Year	569,981
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	3.73

ตารางที่ 5.9 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 1

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/H	รายได้, Baht/H
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง, ton/hr	0.0	0.0	0.0
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	35.0	77.5	19,027
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	-3,200	-11.5	-10,240
รวม (2+3)	-	66.0	8,787

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

ปริมาณความร้อนของ Exhaust steam ที่ไม่ต้องควบแน่นทิ้งลง Surface condenser แต่จะทำการส่งไปให้หน่วยการผลิต SRU ใช้ในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน การลงทุนคิดจากระบบท่อส่งไอน้ำ LLS ที่ติดตั้งเพิ่ม (รูปที่ 5.3 ตำแหน่งที่ 1)

ตารางที่ 5.10 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำ

รายการ	หน่วย (บาท)
1.ค่าท่อส่ง	30,000,000

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากทุนจากสมการ (4.32)

$$\begin{aligned} \text{Pay back period} &= \frac{\text{Cost}}{\text{profit / time}} \\ &= \frac{30,000,000}{75,920,458} \text{ ปี} \\ &= 0.40 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน = 0.40 ปี

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.33)

$$P + PI \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = F \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

โดยที่ P คือ เงินลงทุนในปัจจุบัน

PI คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อเวลา

F คือ รายได้ต่อเวลา

i คือ Internal Rate of Return

n คือ ระยะเวลาใช้งาน

โดยกำหนดให้อายุการใช้งานของเครื่องจักรระบบท่อส่งเป็น 10 ปี มีค่าใช้จ่ายเริ่มต้นที่ 30,000,000 บาท รายได้ที่เกิดจากผลประหยัดได้ 75,920,458 บาท/ปี และไม่คิดค่าบำรุงรักษา ซึ่งจะให้ค่า IRR จากการคำนวณตามสมการข้างต้นได้ดังนี้

$$30,000,000 + 0 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right] = 75,920,458 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right]$$

ดังนั้น IRR = 253.07 %

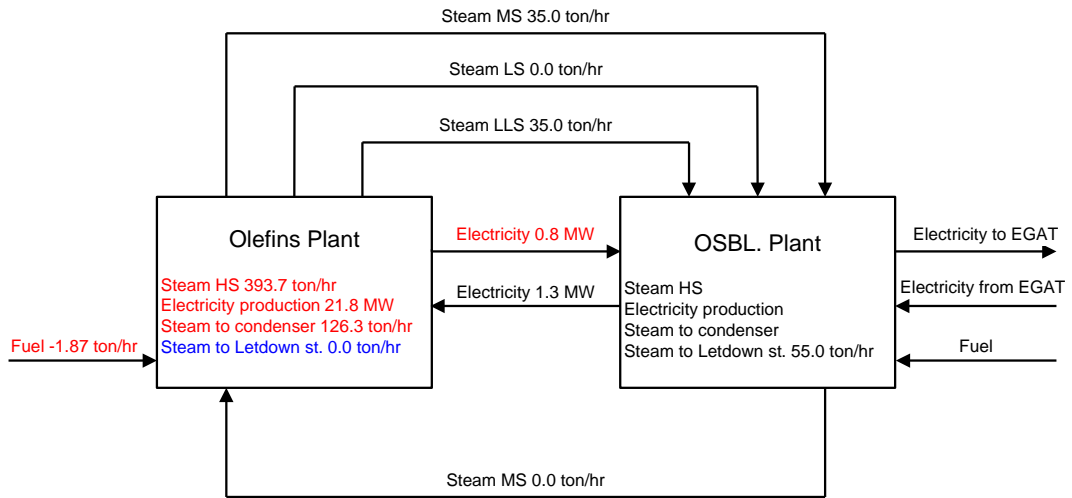
5.2.2 กรณีศึกษาที่ 2

(หยุดเดินกังหันไอน้ำ X2801 แล้วเดิน Stand by Motor ขึ้นแทน)

ต่อจากการทำสมดุลไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 1 และทำการจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำ ตามกรณีศึกษาที่ 2.1 จะพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณค่าความร้อนของไอน้ำรวมเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ที่ลดลงได้แล้วเปลี่ยนกลับด้วยค่าประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Efficiency) ซึ่งจะได้ค่าปริมาณน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักลบด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงและกระแสไฟฟ้าที่ Stand by motor ที่เดินขึ้น จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 2.1 แสดงดังตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.11 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.1

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5	393.7
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	24.5	21.8
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	1.3
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	146.0	126.3
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	75.0	55.0



รูปที่ 5.50 สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 2.1 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐานและกรณีศึกษาที่ 1

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.12 สามารถนำไปพิจารณาผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.12 ปริมาณไอน้ำ extraction ออกจาก X2801 แล้วไม่ต้องควบแน่นลง Surface condensor

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	25.5

ตารางที่ 5.13 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	25.5

ตารางที่ 5.13 (ต่อ)

2. Save Steam Energy Lost to Condenser, MJ/hr	56,457.0
3. Convert to Fuel oil Consumption, ton/hr	1.566
4. Money Saved, Baht/hr	13,863
Baht/Year	119,772,814
5. Energy Saved, GJ/hr	56.5
GJ/Year	487,788.0

ตารางที่ 5.14 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง, KW	4,000
3. Money lost, Baht/hr	12,800
Baht/Year	110,592,000
4. Energy lost, GJ/hr	14.4
GJ/Year	124,416.0

ตารางที่ 5.15 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากให้น้ำมันเตาลดลง)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money Saved, Baht/hr	1,063
Baht/Year	9,180,814
2. Energy Saved, GJ/hr	42.1
GJ/Year	363,372
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	2.38

ตารางที่ 5.16 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.1

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/hr	รายได้, Baht/hr
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง*, ton/hr	1.87	68.4	16,798
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	25.5	56.5	13,863
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	-4,000	-14.4	-12,800
รวม (2+3)	-	42.1	1,063

*ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลงคำนวณจากไอน้ำ HS ที่ผลิตลดลงซึ่งได้จากการทำสมดุลไอน้ำ แต่จะไม่ได้นำไปรวมคิดผลประหยัดเนื่องจากจะเกิดการซ้ำซ้อนจึงคิดผลประหยัดจากไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser และกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปลายกระบวนการนั้น

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

เนื่องจาก X2801 มี Stand by motor อยู่แล้วไม่ต้องมีการติดตั้งเพิ่ม (เป็นการเปลี่ยนแปลงรูปแบบไอน้ำแบบสามารถทำได้เลย Quick win) แต่จะเกิดความเสียหายขึ้นหากมอเตอร์เกิดเหตุขัดข้องต้องหยุด จะทำให้ทั้งโรงงานกรณีศึกษาตัวอย่างต้องหยุดกำลังการผลิตเนื่องจากเครื่องจักรที่ใช้เป็นตัว Stand by เป็นกังหันไอน้ำซึ่งต้องมีระยะเวลาพอสมควรในการ Warm up และเดินเครื่องขึ้น (รูปที่ 5.8 ตำแหน่งที่ 1)

ตารางที่ 5.17 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำ

รายการ	หน่วย (บาท)
1. ไม่มีค่าใช้จ่ายการเปลี่ยนแปลง	0.0

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.32)

$$\begin{aligned} \text{Pay back period} &= \frac{\text{Cost}}{\text{profit / time}} \\ &= \frac{0}{9,180,814} \text{ ปี} \\ &= 0.0 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน = 0.0 ปี (Quick win)

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

เป็นโครงการที่ใช้อุปกรณ์ที่มีอยู่เดิมตามโรงงานกรณีศึกษาตัวอย่างเปลี่ยนแปลงด้าน Operation จึงไม่มีการใช้งบประมาณลงทุน

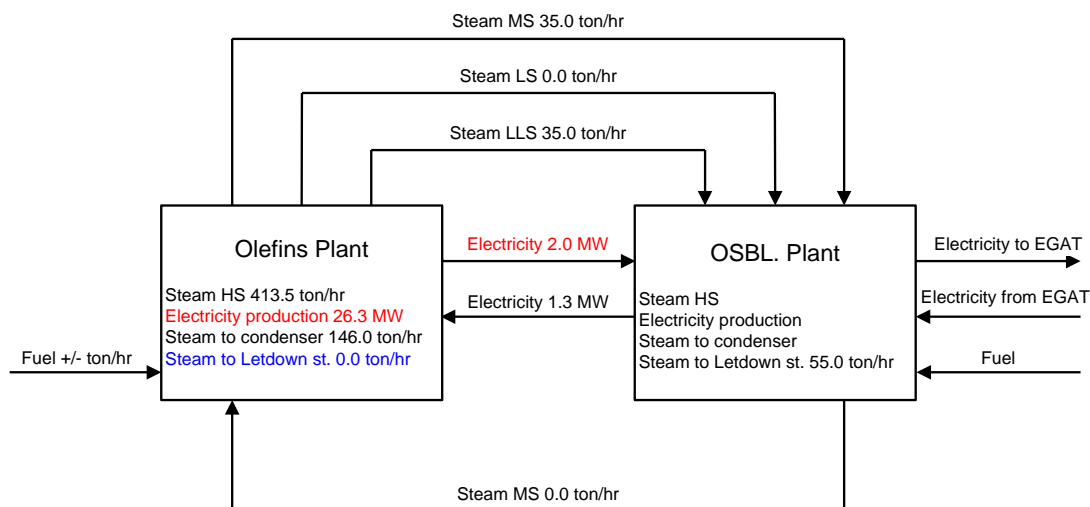
5.2.2.2 กรณีศึกษาที่ 2.2

(หยุดเดินกังหันไอน้ำ X2801 แล้วเดิน Stand by Motor ขึ้นแทน แต่ปั่นไฟฟ้าเพิ่ม)

ในเงื่อนไขเดียวกันกับกรณีศึกษาที่ 2.1 ต่างที่ให้มีการผลิตไอน้ำเท่ากับรูปแบบเดิมก่อนหยุดเดินกังหันไอน้ำต่อจากกรณีศึกษาที่ 1 ทำให้ผลประหยัดสามารถจะพิจารณาได้จากปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ เพิ่มขึ้น แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักลบด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงและกระแสไฟฟ้าที่ Stand by motor ที่เดินขึ้นมาแทนเช่นกัน จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 2.2 แสดงดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.18 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.2

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5	413.5
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	24.5	26.3
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	1.3
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	146.0	146.0
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	75.0	55.0



รูปที่ 5.51 สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 2.2 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐานและกรณีศึกษาที่ 1

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.7 สามารถนำไปพิจารณาผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.19 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง, KW	2,000
3. Money income, Baht/hr	6,400
Baht/Year	55,292,000
4. Energy saved, GJ/hr	7.2
GJ/Year	62,208.0

ตารางที่ 5.20 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากการขายไฟฟ้าให้ภายนอก)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money income, Baht/hr	6,400
Baht/Year	55,292,000
2. Energy Saved, GJ/hr	7.2
GJ/Year	62,208.0
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	0.41

ตารางที่ 5.21 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 2.2

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/hr	รายได้, Baht/hr
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง*, ton/hr	0.0	0.0	0.0
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	0.0	0.0	0.0
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	2,000	7.2	6,400
รวม (2+3)	-	7.2	6,400

*ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลงคำนวณจากไอน้ำ HS ที่ผลิตลดลงซึ่งได้จากการทำสมดุลไอน้ำ แต่จะไม่ได้นำไปรวมคิดผลประหยัดเนื่องจากจะเกิดการซ้ำซ้อนจึงคิดผลประหยัดจากไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser และกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปลายกระบวนการนั้น

5.2.3.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

เหมือนกับกรณีศึกษาที่ 2.1

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

เหมือนกับกรณีศึกษาที่ 2.1

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

เหมือนกับกรณีศึกษาที่ 2.1

5.2.3 กรณีศึกษาที่ 3

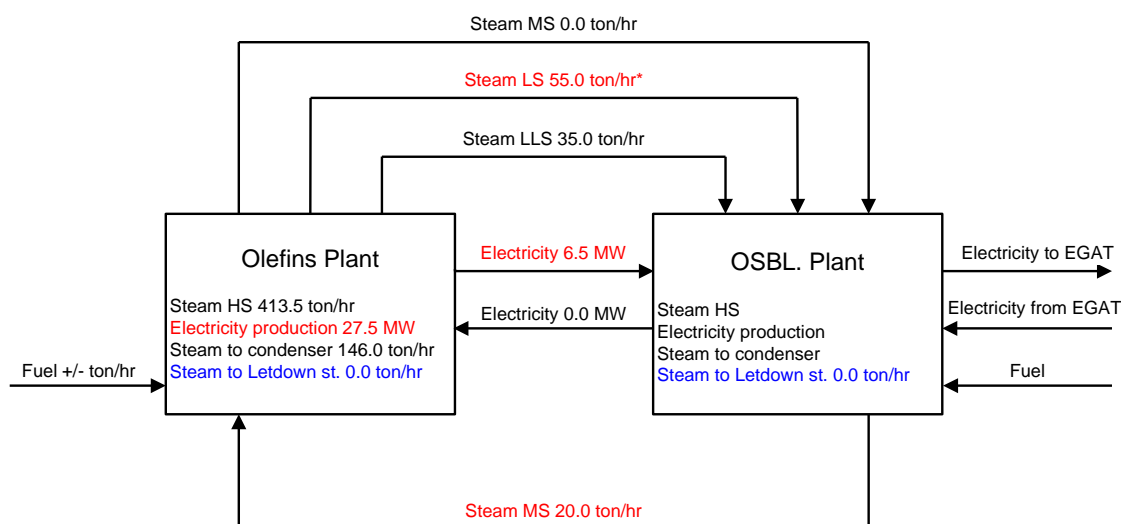
(ติดตั้ง Steam Turbine Generator (X8202))

ต่อจากการทำสมดุลไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 1 และทำการจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำ ตามกรณีศึกษาที่ 3 จะสามารถพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ Back pressure turbine (X8202) ตัวใหม่ปั่นไฟฟ้าได้ ซึ่งก็จะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 3 แสดงดังตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.22 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 3

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5	413.5
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	24.5	27.5*
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	0.0
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	146.0	146.0
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	75.0	0.0

*เป็นปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจาก X8201 เดิมรวมกับ X8202 ที่ติดตั้งใหม่



รูปที่ 5.52 มาตรฐานรูปโมคในกรณีศึกษาที่ 3 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน

*เป็นปริมาณไอน้ำ LS ที่เป็นผลรวมจาก ไอน้ำ 35 ton/hr ที่ Extraction ผ่าน X8202 แล้วส่งให้ BTX plant โดยตรง (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 2) กับ ไอน้ำ 20 ton/hr ที่ส่งออกจาก LS Header ให้ DCC (ดังแสดงในรูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 5)

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถนำไปพิจารณาผลประโยชน์พลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.23 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เพิ่มขึ้น

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง, KW	3,000
3. Money income, Baht/hr	9,600
Baht/Year	82,944,000
4. Energy saved, GJ/hr	10.8
GJ/Year	93,312.0

ตารางที่ 5.24 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากการขายไฟฟ้าให้ภายนอก)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money income, Baht/hr	9,600
Baht/Year	82,944,000
2. Energy Saved, GJ/hr	10.8
GJ/Year	93,312.0
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	0.61

ตารางที่ 5.25 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 3

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/H	รายได้, Baht/H
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง*, ton/hr	0.0	0.0	0.0
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	0.0	0.0	0.0
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	3,000	10.8	9,600
รวม (2+3)	-	10.8	9,600

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

ปริมาณการผลิตไอน้ำความดันสูง HS steam, ปริมาณไอน้ำ Exhaust steam ที่ลง Surface condenser, ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก X8201 Steam Turbine Generator ทั้งหมดเท่าเดิมเหมือนก่อนติดตั้ง Back Pressure Turbine ตัวใหม่, ยกเว้นแต่สถานีลดความดันได้นำดังที่กล่าวในขั้นตอนปิดลงเนื่องมาจากนำไอน้ำ Extraction ผ่านกังหันไอน้ำตัวใหม่ที่ติดตั้งขึ้นจึงทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3.0 MW, Synchronized เข้า Grid ส่งขายภายนอก และคิดค่าลงทุนติดตั้ง Back pressure turbine ขนาด 3.5 MW ตัวใหม่ (รูปที่ 5.16 ตำแหน่งที่ 4)

5.2.1 วิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการสร้าง Back pressure turbine

การสร้างและติดตั้งเครื่องกังหันไอน้ำชนิด Back pressure turbine ขนาดผลิตกระแสไฟฟ้า 3.5 MW ที่โรงงานมีรายการค่าใช้จ่ายในแต่ละรายการแสดงดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 5.26 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Back pressure turbine

รายการ	หน่วย (บาท)
1. ค่าสร้าง Back pressure turbine	165,000,000
2. ค่าติดตั้ง	15,000,000
3. ค่าวัสดุ, ระบบท่อและอุปกรณ์ประกอบ	35,000,000
รวม	215,000,000

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.32)

$$\begin{aligned} \text{Pay back period} &= \frac{\text{Cost}}{\text{profit / time}} \\ &= \frac{215,000,000}{81,744,000} \text{ ปี} \\ &= 2.63 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน = 2.63 ปี

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.33)

$$P + PI \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = F \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

โดยที่ P คือ เงินลงทุนในปัจจุบัน

PI คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อเวลา

F คือ รายได้ต่อเวลา

i คือ Internal Rate of Return

n คือ ระยะเวลาใช้งาน

โดยกำหนดให้อายุการใช้งานของเครื่องจักรระบบท่อส่งเป็น 10 ปี มีค่าใช้จ่ายเริ่มต้นที่ 215,000,000 บาท รายได้ที่เกิดจากผลประหยัดได้ 82,944,000 บาท/ปี และคิดค่าบำรุงรักษา อาทิเช่น เปลี่ยนถ่ายน้ำมันหล่อลื่น 1,200,000 บาท/ปี ซึ่งจะให้ค่า IRR จากการคำนวณตามสมการข้างต้นได้ดังนี้

$$215,000,000 + 1,200,000 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right] = 82,944,000 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right]$$

ดังนั้น IRR = 36.30 %

5.2.4 กรณีศึกษาที่ 4

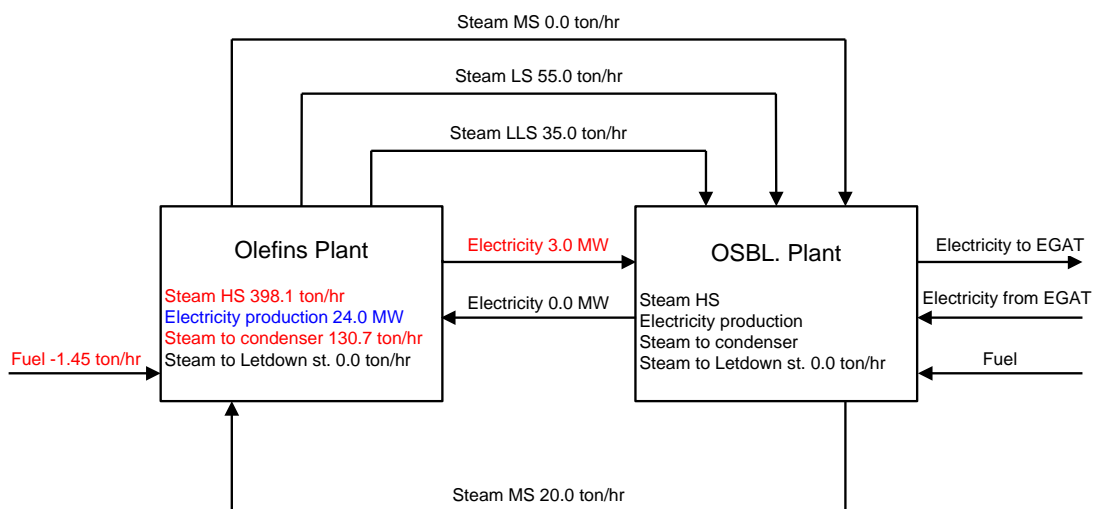
(Minimize การผลิตไฟฟ้า X8201)

ต่อจากการทำสมดุลไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 3 และทำการจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำ ตามกรณีศึกษาที่ 4 จะพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณค่าความร้อนของไอน้ำรวมเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ที่ลดลงได้แล้วเปลี่ยนกลับด้วยค่าประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Efficiency) ซึ่งจะได้ค่าปริมาณน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักลบด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 4 แสดงดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.27 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 4

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	413.5	398.1
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	27.5*	24.0
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	0.0
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	146.0	130.7
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	0.0	0.0

*เป็นปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจาก X8201 เดิมรวมกับ X8202



รูปที่ 5.53 สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 4 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถนำไปพิจารณาผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.28 ผลประหยัด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser, ton/hr	15.3

ตารางที่ 5.29 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser, ton/hr	15.3
2. Save Steam Energy Lost to Condenser, MJ/hr	33,874.2
3. Convert to Fuel oil Consumption, ton/hr	0.939
4. Money Saved, Baht/hr	8,318
Baht/Year	71,863,688
5. Energy Saved, GJ/hr	33.9
GJ/Year	292,673.0

ตารางที่ 5.30 ส่วนต่างกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยลง

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง, KW	3,500
3. Money lost, Baht/hr	11,200
Baht/Year	96,768,000
4. Energy lost, GJ/hr	12.6
GJ/Year	108,864.0

ตารางที่ 5.31 ผลประหยัด (ขาดทุนจากการขายไฟฟ้าที่ลดลง)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money Saved, Baht/hr	-2,882
Baht/Year	-24,904,312
2. Energy Saved, GJ/hr	21.3
GJ/Year	363,372
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	1.20

ตารางที่ 5.32 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 4

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/hr	รายได้, Baht/hr
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง*, ton/hr	1.455	53.2	13,065
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	15.3	33.9	8,318
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	-3,500	-12.6	-11,200
รวม (2+3)	-	21.3	-2,882

*ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลงคำนวณจากไอน้ำ HS ที่ผลิตลดลงซึ่งได้จากการทำสมดุลไอน้ำ แต่จะไม่ได้นำไปรวมคิดผลประหยัดเนื่องจากจะเกิดการซ้ำซ้อนจึงคิดผลประหยัดจากไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser และกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปลายกระบวนการนั้น
ประหยัดพลังงานแต่ขาดทุนจากการขายไฟฟ้าได้น้อยลง

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ
ไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นจากเดิมกรณีลดการปั่นผลิตไฟฟ้า

5.2.5 กรณีศึกษาที่ 5

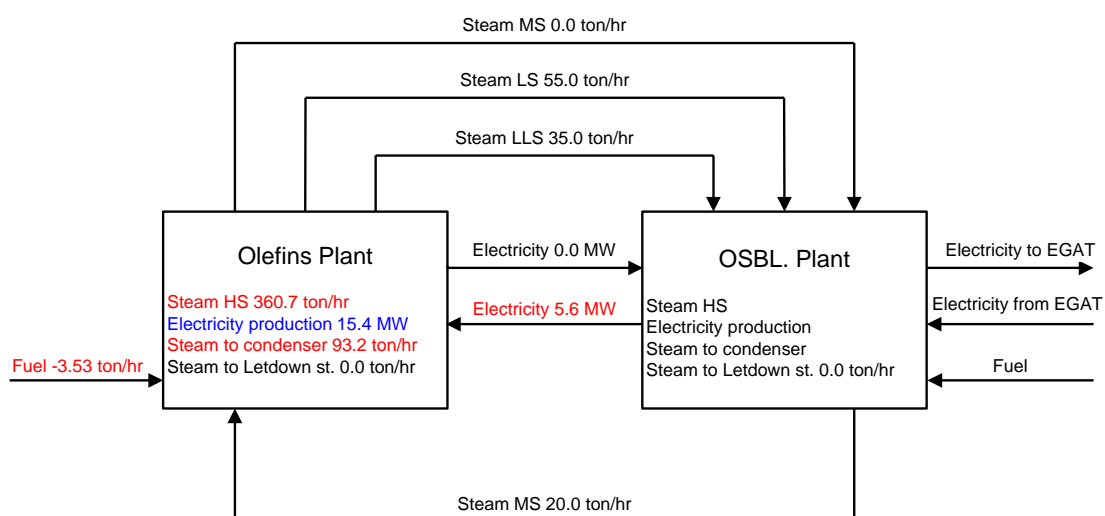
(เปลี่ยน X8201 เป็น Back pressure turbine)

ต่อจากการทำสมดุลไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 4 และทำการจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำ ตามกรณีศึกษาที่ 5 จะพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณค่าความร้อนของไอน้ำรวมเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ที่ลดลงได้แล้วเปลี่ยนกลับด้วยค่าประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Efficiency) ซึ่งจะได้ค่าปริมาณน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักกลับด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าสุทธิส่วนเพิ่มที่รับจากภายนอกให้เพียงพอตาม House load (21 MW) เนื่องจากการปั่นผลิตกระแสไฟฟ้าที่จำกัดลงของ Back pressure turbine จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 5 แสดงดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.33 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 5

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	398.1	360.7
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	24.0	15.4
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	0.0	5.6
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	130.7	93.2
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	0.0	0.0

*เป็นปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจาก X8201 เดิมรวมกับ X8202



รูปที่ 5.54 สารบัญรูปโภาคในกรณีศึกษาที่ 5 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน

ตารางที่ 5.34 ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถนำไปพิจารณาผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 5.11

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	37.5

ตารางที่ 5.35 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	37.5
2. Save Steam Energy Lost to Condenser, MJ/hr	83,025.0
3. Convert to Fuel oil Consumption, ton/hr	2.302
4. Money Saved, Baht/hr	20,386
Baht/Year	176,136,491
5. Energy Saved, GJ/hr	83.0
GJ/Year	717,336.0

ตารางที่ 5.36 ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่มจากภายนอกให้เพียงพอต่อ House load

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่ม, KW	5,600
3. Money add, Baht/hr	17,920
Baht/Year	154,828,800
4. Energy add, GJ/hr	20.1
GJ/Year	174,182.4

ตารางที่ 5.37 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากให้น้ำมันเตาลดลง)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money Saved, Baht/hr	2,466
Baht/Year	21,307,691
2. Energy Saved, GJ/hr	62.9
GJ/Year	543,154
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	3.55

ตารางที่ 5.38 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 5

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/hr	รายได้, Baht/hr
1. ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลง*, ton/hr	3.534	129.2	31,731
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	37.5	83.0	20,386
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	-5,600	-20.1	-17,920
รวม (2+3)	-	62.9	2,466

*ปริมาณน้ำมันเตาที่ลดลงคำนวณจากไอน้ำ HS ที่ผลิตลดลงซึ่งได้จากการทำสมดุลไอน้ำ แต่จะไม่ได้นำไปรวมคิดผลประหยัดเนื่องจากจะเกิดการซ้ำซ้อนจึงคิดผลประหยัดจากไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser และกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปลายกระบวนนั้น

ประหยัดพลังงานแต่ขาดทุนจากการขายไฟฟ้าได้น้อยลง

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

ปริมาณความร้อนของ Exhaust steam ที่ไม่ต้องควบแน่นทิ้งลง Surface condenser การลงทุนคิดจากการติดตั้งเปลี่ยนกังหันไอน้ำจาก Condensing turbine เป็น Back pressure turbine (รูปที่ 5.30 ตำแหน่งที่ 1)

ตารางที่ 5.39 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเปลี่ยนกังหันไอน้ำจาก Condensing turbine เป็น Back pressure

รายการ	หน่วย (บาท)
1. ค่าสร้าง Back pressure turbine	200,000,000
2. ค่าติดตั้ง	15,000,000
3. ค่าวัสดุ, ระบบท่อและอุปกรณ์ประกอบ	35,000,000
รวม	250,000,000

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.32)

$$\begin{aligned} \text{Pay back period} &= \frac{\text{Cost}}{\text{profit / time}} \\ &= \frac{250,000,000}{21,307,691} \text{ ปี} \\ &= 11.73 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน = 11.73 ปี

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.33)

$$P + PI \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = F \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

- โดยที่ P คือ เงินลงทุนในปัจจุบัน
- PI คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อเวลา
- F คือ รายได้ต่อเวลา
- i คือ Internal Rate of Return
- n คือ ระยะเวลาใช้งาน

โดยกำหนดให้อายุการใช้งานของเครื่องจักรระบบท่อส่งเป็น 10 ปี มีค่าใช้จ่ายเริ่มต้นที่ 30,000,000 บาท รายได้ที่เกิดจากผลประหยัดได้ 75,920,458 บาท/ปี และไม่คิดค่าบำรุงรักษาส่วนเพิ่มหลังเปลี่ยนจากกังหันไอน้ำ Condensing turbine เป็น Back pressure turbine ซึ่งจะให้ค่า IRR จากการคำนวณตามสมการข้างต้นได้ดังนี้

$$250,000,000 + 0 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right] = 21,307,691 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right]$$

ดังนั้น IRR = -2.8 %

5.2.6 กรณีศึกษาที่ 6

(เปลี่ยน X4601 เป็น Motor drive)

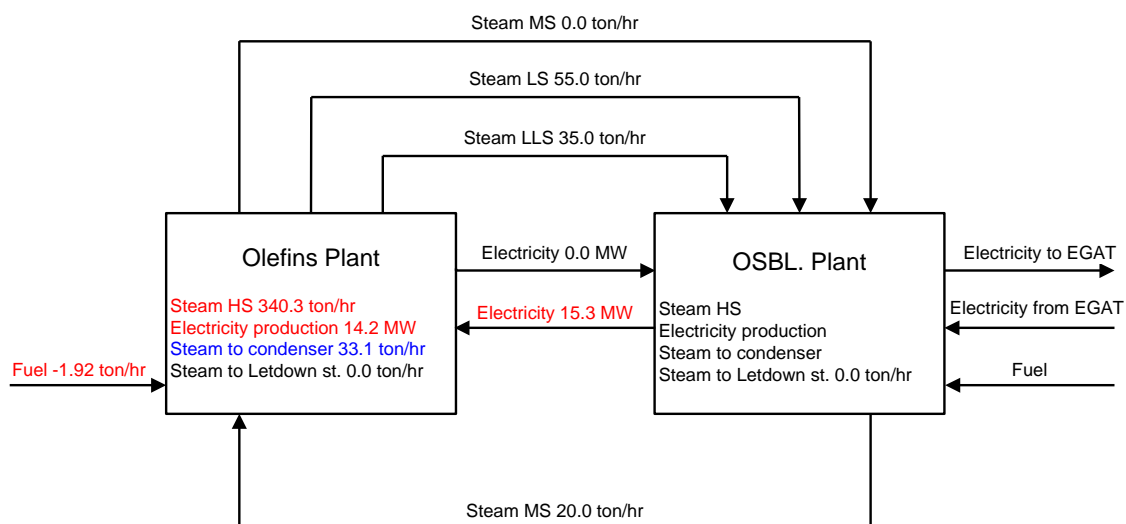
ต่อจากการทำสมดุลไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 5 และทำการจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำ ตามกรณีศึกษาที่ 6 จะพิจารณาผลประหยัดได้จากปริมาณค่าความร้อนของไอน้ำรวมเข้าเครื่องควบแน่น (Surface condenser) ที่ลดลงได้แล้วเปลี่ยนกลับด้วยค่าประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำ (Boiler Efficiency) ซึ่งจะได้ค่าปริมาณน้ำมันเตาเกรด ซี (Bunker oil C) แต่ผลประหยัดนั้นจะต้องหักลบด้วย ปริมาณกระแสไฟฟ้าสุทธิส่วนเพิ่มที่รับจากภายนอกให้เพียงพอตาม House load และกระแสไฟฟ้าเดินมอเตอร์สำหรับเป็นต้นกำลังแทนกังหันไอน้ำ X4601 จึงจะเป็นผลประหยัดสุทธิที่เกิดจากการดำเนินการปรับปรุงระบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 6 แสดงดังตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.40 ผลก่อนและหลัง การปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 6

ผลการดำเนินงาน	ก่อนการปรับปรุง	หลังการปรับปรุง
1. ปริมาณไอน้ำแรงดันสูง (HS) รวมที่ผลิต, ton/hr	360.7	340.3
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้, MW	15.4*	14.2*
3. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับจากภายนอก, MW	5.6	15.3**
4. ปริมาณไอน้ำรวมที่ต้องเข้าเครื่องควบแน่น, ton/hr	93.2	33.1
5. ปริมาณไอน้ำรวมที่ผ่านสถานีลดความดัน, ton/hr	0.0	0.0

*เป็นปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจาก X8201 เดิมรวมกับ X8202

**เป็นปริมาณกระแสไฟฟ้าวรวมที่นำเข้ามาให้เพียงพอ House load (นำเข้าเพิ่ม 6.8 MW) และใช้เดินมอเตอร์ขับเคลื่อนแทน X4601 (8.5 MW)



รูปที่ 5.55 สาธารณูปโภคในกรณีศึกษาที่ 6 ที่เปลี่ยนแปลงจากกรณีศึกษาพื้นฐาน

ผลการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำที่ได้ แสดงดังตารางที่ 5.1 สามารถนำไปพิจารณา

ตารางที่ 5.41 ผลประหยัดพลังงานในแง่ของรายได้ที่เพิ่มขึ้น

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	60.1

ตารางที่ 5.42 ปริมาณพลังงานความร้อนที่ลด

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. ปริมาณไอน้ำที่ลดลงจากที่ต้องควบแน่นลง Surface condensor, ton/hr	60.1
2. Save Steam Energy Lost to Condenser, MJ/hr	133,061.4
3. Convert to Fuel oil Consumption, T/hr	3.690
4. Money Saved, Baht/hr	32,672
Baht/Year	282,288,083
5. Energy Saved, GJ/hr	133.1
GJ/Year	1,149,650

ตารางที่ 5.43 ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่มจากภายนอกให้เพียงพอต่อ House load

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Electricity price, Baht/KWh	3.2
2. ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่รับเพิ่ม, KW	9,700*
3. Money add, Baht/hr	31,040
Baht/Year	268,185,600
4. Energy add, GJ/hr	34.9
GJ/Year	301,708.8

*เป็นปริมาณไฟฟ้าที่รับเพิ่มจากกรณีศึกษาที่ 5 (รับเพิ่ม 1.2 MW และรวมมอเตอร์ทดแทนกังหันไอน้ำ X4601 อีก 8.5 MW กระแสไฟฟ้าอีก 5.6 MW เป็นส่วนที่เกิดจาก กรณีศึกษาที่ 5 เองอยู่แล้ว)

ตารางที่ 5.44 ผลประหยัด (กำไรที่เพิ่มขึ้นจากให้น้ำมันเตาลดลง)

ตัวแปรผลประหยัด	ปริมาณ
1. Money Saved, Baht/hr	1,632
Baht/Year	14,102,483
2. Energy Saved, GJ/hr	98.1
GJ/Year	847,942
3. Total energy consumption (Year 2007), GJ/Year	15,294,443
4. Percent Reduction to Overall Consumption, %	5.54

ตารางที่ 5.45 ผลพิจารณาในแง่ของรายได้ ของการปรับปรุงรูปแบบการใช้ไอน้ำ กรณีศึกษาที่ 6

ผลการดำเนินงาน	ปริมาณ	พลังงาน, GJ/H	รายได้, Baht/H
1. ปริมาณน้ำมันเตาลดลง*, ton/hr	1.928	70.5	17,308
2. ลดไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser, ton/hr	60.1	133.1	32,672
3. กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง, KW	-9,700	-34.9	-31,040
รวม (2+3)	-	98.1	1,632

*ปริมาณน้ำมันเตาลดลงคำนวณจากไอน้ำ HS ที่ผลิตลดลงซึ่งได้จากการทำสมดุลไอน้ำ แต่จะไม่ได้นำไปรวมคิดผลประหยัดเนื่องจากจะเกิดการซ้ำซ้อนจึงคิดผลประหยัดจากไอน้ำที่ควบแน่นผ่าน Condenser และกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงปลายกระบวนการนั้น

ประหยัดพลังงานแต่ขาดทุนจากการขายไฟฟ้าได้น้อยลง

5.2.1.1 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไอน้ำ

ปริมาณความร้อนของ Exhaust steam ที่ไม่ต้องควบแน่นทิ้งลง Surface condenser การลงทุนคิดจากราคาการเปลี่ยนติดตั้ง Turbine drive เป็น Motor drive (รูปที่ 5.36 ตำแหน่งที่ 1)

ตารางที่ 5.46 สรุปค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเปลี่ยนกังหันไอน้ำขับเคลื่อนเป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน

รายการ	หน่วย (บาท)
1. ค่าสร้าง Motor Drive	80,000,000
2. ค่าติดตั้ง	25,000,000
3. ค่าวัสดุ, ระบบท่อ และอุปกรณ์ประกอบไฟฟ้า	40,000,000
รวม	145,000,000

5.2.1.2 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.32)

$$\begin{aligned} \text{Pay back period} &= \frac{\text{Cost}}{\text{profit / time}} \\ &= \frac{145,000,000}{14,102,483} \text{ ปี} \\ &= 10.28 \text{ ปี} \end{aligned}$$

ดังนั้น ระยะเวลาคืนทุน = 10.28 ปี

5.2.1.3 วิเคราะห์ Internal Rate of Return

วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนจากสมการ (4.33)

$$P + PI \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = F \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

โดยที่ P คือ เงินลงทุนในปัจจุบัน

PI คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อเวลา

F คือ รายได้ต่อเวลา

i คือ Internal Rate of Return

n คือ ระยะเวลาใช้งาน

โดยกำหนดให้อายุการใช้งานของเครื่องจักรระบบท่อส่งเป็น 10 ปี มีค่าใช้จ่ายเริ่มต้นที่ 500,000,000 บาท รายได้ที่เกิดจากผลประหยัดได้ 14,102,483 บาท/ปี และไม่คิดค่าบำรุงรักษาส่วนเพิ่มหลังเปลี่ยนอุปกรณ์ขับเคลื่อน Compressor ซึ่งจะให้ค่า IRR จากการคำนวณตามสมการข้างต้นได้ดังนี้

$$145,000,000 + 0 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right] = 14,102,483 \left[\frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \right]$$

ดังนั้น IRR = -0.5 %

ตารางที่ 5.47 สรุปผลประหยัดในการจัดรูปแบบสมดุลไอน้ำ

กรณีศึกษา	การปรับปรุง	ผลประหยัด						ระยะเวลาคืนทุน
		เชื้อเพลิง น้ำมัน เตา (ton/hr)	ไฟฟ้า (MW)	ร้อยละ พลังงาน ที่ลด (%)	ตัวเงิน (ล้าน บาท ต่อปี)	เงิน ลงทุน (ล้าน บาท)	IRR (%)	Pay back period (ปี)
1	เดินท่อส่ง Exhaust steam ไป SRU	1.829*	-3.2	3.73*	75.92	30.0	253.1	0.40
2.1	หยุดเดิน กังหันไอน้ำ X2801	1.871	-4.0	2.38	9.18	0.0	-	0.0
2.2	หยุดเดิน กังหันไอน้ำ X2801, ปั่น ไฟฟ้าเพิ่ม	0.000	2.0	0.41*	55.29	0.0	-	0.0

ตารางที่ 5.47 (ต่อ)

กรณีศึกษา	การปรับปรุง	ผลประหยัด	ผลประโยชน์					ระยะเวลาคืนทุน
			เชื้อเพลิง น้ำมัน เตา (ton/hr)	ไฟฟ้า (MW)	ร้อยละ พลังงาน ที่ลด (%)	ตัวเงิน (ล้านบาท ต่อปี)	เงิน ลงทุน (ล้านบาท)	
3	ติดตั้ง Steam Turbine Generator (X8202)	0.000	3.0	0.61	82.94	215.0	36.3	2.63
4	Minimize การผลิต ไฟฟ้า X8201	1.455	-3.5	1.20	-24.90	0.0	-	0.0
5	เปลี่ยน X8201 เป็น Back pressure turbine	3.534	-5.6	3.55	21.31	250.0	-2.8	11.73
6	เปลี่ยน X4601 เป็น Motor drive	1.928	-9.7	5.54	14.10	145.0	-0.5	10.28

*ค่าที่ลดลงเทียบเท่าปลายทางหรือเกิดจากเทียบเท่าพลังงานสูญเสียก่อนหน้าปรับปรุงรูปแบบระบบไอน้ำ

การใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์ของปีฐาน 2007 (พ.ศ.2550)

จากสมการ (4.37) ข้อ 7 การคำนวณ EI

ตารางที่ 5.48 ปริมาณการใช้พลังงานและราคาผลิตภัณฑ์ปีฐาน

รายการ	หน่วย	ค่า
การใช้พลังงาน (Energy consumption)	GJ/year	15,294,443
ผลิตภัณฑ์เอททีลีน (Ethylene)	ton/year	378,650
ผลิตภัณฑ์โพรพีลีน (Propylene)	ton/year	208,271

จากสมการ (4.37)

Energy Index (GJ/ton) = Energy Consumption / Olefins Production

$$= (15,294,443 \text{ GJ/year}) / (586,921 \text{ ton/year})$$

จะได้ค่า EI มาตรฐาน 2007 ของกรณีศึกษาพื้นฐาน, EI₂₀₀₇ = 26.06 GJ/ton

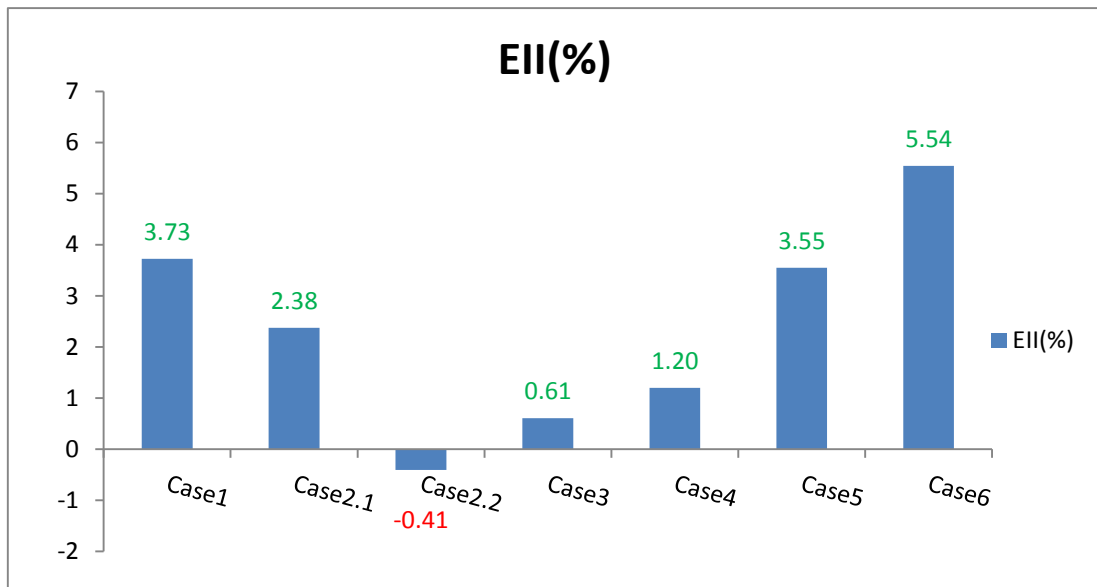
เมื่อนำค่าพลังงานที่ลดหรือเพิ่มในแต่ละกรณีศึกษามาคำนวณค่า EII จะได้ตามตาราง 5.49
ข้างล่าง

ตารางที่ 5.49 ค่าดัชนีพลังงานที่เปลี่ยนแปลงหลังการปรับปรุงในแต่ละกรณีศึกษา

EII	กรณี 1	กรณี 2.1	กรณี 2.2	กรณี 3	กรณี 4	กรณี 5	กรณี 6
Energy Saving (GJ/Year)	569,981	363,372	(-62,208)*	93,312	183,809	543,154	847,942
% EII (เพิ่ม/ลด)	3.73	2.38	(-0.41)*	0.61	1.20	3.55	5.54

โดยที่ค่าปริมาณผลิตภัณฑ์จริง (Olefins actual product) สมมุติให้เท่ากับปริมาณที่ผลิตได้ในปี 2007, *ค่าติดลบเกิดจากการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาพื้นฐาน

กราฟเปรียบเทียบผลในแต่ละกรณีศึกษา



รูปที่ 5.56 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า Energy index กับ กรณีศึกษาต่างๆ (ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง)

บทที่ 6

สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

การสรุปผลงานวิจัยซึ่งประกอบด้วย การพัฒนาแบบจำลองระบบสมดุลไอน้ำในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ ทำให้สามารถทำนายค่าตัวแปรที่มีนัยสำคัญต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม จากการเปลี่ยนแปลงรูปแบบสมดุลไอน้ำในกรณีศึกษาต่างๆ ตามหลักการจัดรูปแบบระบบไอน้ำที่ได้พัฒนาขึ้น แล้ววิเคราะห์ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นทั้งเชิงเทคนิค, เศรษฐศาสตร์และเสถียรภาพในการผลิต ทำยสรุปข้อเสนอแนะของงานวิจัยได้กล่าวไว้ในบทนี้ตามหัวข้อด้านล่างนี้

6.1 สรุปผลงานวิจัย

6.1.1. การพัฒนาแบบจำลองระบบสมดุลไอน้ำในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์กรณีศึกษาพื้นฐาน

จากการทำดุลพลังงานและดุลมวลสารโดยข้อมูลที่บันทึกมาจากโรงงานเพื่อสร้างและพัฒนาแผนภาพต้นแบบจำลองสมดุลไอน้ำที่สามารถใช้เป็นตัวแทนกระบวนการ พบว่าแผนภาพต้นแบบจำลองกรณีศึกษาพื้นฐานที่สร้างขึ้นสามารถใช้เป็นตัวแทนกระบวนการได้ดี เมื่อตรวจสอบค่าที่คำนวณจากแบบจำลองกับโรงงานผลิตพบว่าค่าตัวแปรทุกตัวคำนวณค่าได้ตรงกับค่าจริงจากโรงงาน ทำให้มั่นใจได้ว่าแบบจำลองสมดุลไอน้ำที่สร้างและพัฒนาขึ้นสามารถใช้ทำนายความเป็นไปของระบบผลิตไอน้ำและไฟฟ้าสำหรับกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ได้

สำหรับค่าปริมาณการใช้ไอน้ำในแต่ละระดับของกลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (heat exchanger), ค่ากำลังงานของกังหันไอน้ำ (turbine) ประสิทธิภาพชุดกังหันเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า (steam turbine generator) ซึ่งได้จากแบบจำลองสมดุลกรณีศึกษาพื้นฐาน จะถูกนำไปใช้ในการจำลองเพื่อปรับปรุงการจัดรูปแบบสมดุลไอน้ำในแต่ละกรณีศึกษา

6.1.2. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในกรณีศึกษาที่ 1

(เดินท่อส่ง Exhaust steam ให้ผู้ใช้ไอน้ำประเภทเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน)

เมื่อทำการจำลองการติดตั้งระบบท่อส่งไอน้ำให้หน่วยผลิตที่ใช้ความร้อนแฝง (Latent heat) จากไอน้ำในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแทนการเก็บเข้า stage สุดท้ายของกังหันไอน้ำซึ่งได้งานเพิ่มจากการปั่นกังหันไอน้ำเพียงเล็กน้อยแต่กลับต้องควมแน่นไอน้ำกลับสูญเสียพลังงานมหาศาลไปกับระบบน้ำหล่อเย็น (cooling water system) หลังจากการจำลองรูปแบบไอน้ำกรณีศึกษาที่ 1 แม้จะผลิตไฟฟ้าได้ลดลง 3.2 MW แต่ก็สามารถส่งไอน้ำให้หน่วยผลิตอื่นๆ ดึงพลังงานความร้อนจากไอน้ำแทนการควมแน่นที่ Surface Condenser เมื่อหักลบกับไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงเป็นค่าพลังงานถึง 66 GJ/hr ซึ่งไอน้ำที่ลดการส่งควมแน่นนี้สามารถเทียบเท่ากับเป็นปริมาณพลังงานจากการเผาไหม้น้ำมันเตา 1.829 ton/hr โดยทำให้ค่าดัชนีพลังงานลดได้ถึง 3.73 % จากปีฐาน

สำหรับผลประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ให้ค่าผลตอบแทนการลงทุนที่ IRR = 253.07 % และมีระยะคืนทุนเพียง 0.4 ปี เนื่องจากลงทุนเพียงเฉพาะระบบท่อส่ง อีกทั้งเมื่อพิจารณาเสถียรภาพการเดินกำลังการผลิตยังคงเดิมผลิตกระแสไฟฟ้าได้ครอบคลุมกำลังการผลิต

6.1.3. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในกรณีศึกษาที่ 2

(กรณีศึกษาที่ 2.1 ปิด Letdown valve โดยการหยุดเดิน Turbine drive แล้วเดิน Stand by Motor drive ขึ้นทดแทน โดยผลิตกระแสไฟฟ้าตามปริมาณการเรียกใช้ไอน้ำ)

ปรับปรุงระบบไอน้ำต่อเนื่องจากกรณีศึกษาที่ 1 พบว่ามีสถานีลดความดันเปิดเปล่าประโยชน์โดยไม่สร้างงานอยู่ จึงทำการปิดโดยพิจารณาแบบใช้ทรัพยากรเครื่องจักรอุปกรณ์ที่มีอยู่ โดยไม่มีการติดตั้งเพิ่มเติมแต่เปลี่ยนแปลงโดยวิธีการเดินเครื่องจักรการผลิต แต่เสี่ยงกับเสถียรภาพของโรงงานหากตัวขับเคลื่อนมอเตอร์หยุดการทำงานกะทันหันโรงงานก็ต้องหยุดการผลิตตามทันที เนื่องจากตัว Stand by เป็นกังหันไอน้ำซึ่งต้องใช้เวลาในอุณหภูมิจากเครื่องจักรไม่สามารถเดินเครื่องจักรขึ้นชดเชยได้ทัน หลังจากการจำลองรูปแบบไอน้ำตาม กรณีศึกษาที่ 2 แม้จะผลิตไฟฟ้าได้ลดลง 4.0 MW (รวมกระแสไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มในการเดินมอเตอร์ขับเคลื่อน) แต่ก็ทำให้ได้ปริมาณการใช้ น้ำมันเตาลดลงถึง 1.871 ton/hr เมื่อหักลบผลประโยชน์จากการเผาไหม้น้ำมันเตาที่ลดลงกับพลังไฟฟ้าส่วนเกินที่จ่ายออกภายใต้ลดลง พบว่าทำให้ค่าดัชนีพลังงานลดได้ถึง 2.38 % จากปีฐาน คิดเป็นมูลค่า 9,180,814 บาทต่อปี โดยไม่ใช้เงินลงทุนใดๆ (quick win project)

(กรณีศึกษาที่ 2.2 ปิด Letdown valve โดยการหยุดเดิน Turbine drive แล้วเดิน Stand by Motor drive ขึ้นทดแทน โดยผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มตามปริมาณไอน้ำที่ผลิตเดิมก่อนปรับปรุงระบบไอน้ำ)

เช่นเดียวกับกรณีศึกษา 2.1 ในการปิดสถานีลดความดันโดยไม่ลงทุนติดตั้งเครื่องจักรเพิ่ม แต่กรณีศึกษาที่ 2.2 จะต่างกับกรณีศึกษาที่ 2.1 ที่ผลิตไอน้ำเท่าเดิม จะมุ่งขายไฟฟ้าให้ได้เพิ่มขึ้น (สำหรับใช้ในกรณีมีสถานการณ์ตัวอย่างเช่นมีกลไกขึ้นบันไดอุดหนุนราคาค่าไฟฟ้าจากภาครัฐหรืออื่นๆ) ทำให้น้ำมันเตาไม่ได้ใช้ลดลงเพราะผลิตไอน้ำเท่าเดิมแต่จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นจากหลังปรับปรุงระบบไอน้ำตาม กรณีศึกษาที่ 1 ปริมาณ 2.0 MW เทียบเป็นพลังงานที่ลดลงจากการจ่ายกระแสไฟฟ้ามากขึ้น คิดในรูปค่าดัชนีพลังงานลดได้เพียง 0.41 % จากปีฐาน แต่เกิดส่วนต่างการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึง 55,296,000 บาทต่อปี

6.1.4. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในกรณีศึกษาที่ 3

(ปิด Letdown valve โดยรวบรวมไอน้ำ extraction ผ่าน Back pressure turbine ที่จำลองติดตั้งเพิ่ม)

ทั้งนี้ในระยะยาวกรณีศึกษาที่ 2 การปิดสถานีลดความดันโดยลดผู้ใช้ไอน้ำโดยหยุดกังหันไอน้ำแล้วเดินมอเตอร์ขับเคลื่อนมีความเสี่ยงที่ทำให้โรงงานหยุดการผลิตกะทันหัน

จึงพิจารณาจำลองปรับปรุงระบบไอน้ำต่อเนื่องจากกรณีศึกษาที่ 1 ในทางเลือกที่พิจารณาหน่วยผลิตภายนอกด้วยแล้วพบว่ามีความศักยภาพในการรวบรวมระบบไอน้ำเข้าด้วยกัน (Steam Integration) เพื่อปิดสถานีลดความดันทั้งหมด โดยรวบรวมไอน้ำมาลดความดันตามความต้องการในแต่ละหน่วยผลิตแล้วได้งาน (Work) ในที่นี้งานที่ได้นำไปปั่นผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้จากกังหันไอน้ำใหม่ที่จำลองขึ้น 3.0 MW ปิดสถานีลดความดันรวม 110 ton/hr และลดการควบแน่นไอน้ำที่ Surface condenser จาก 181 ton/hr เหลือเพียง 146 ton/hr ทั้งนี้การใช้น้ำมันเตาไม่ได้ใช้ลดลงเนื่องจากยังคงผลิตไอน้ำเท่าเดิม นอกจากหน่วยผลิตเดิมที่รับไอน้ำจากภายนอกในการคิดผลประโยชน์เพื่อไม่ให้ซ้ำซ้อนจะคิดจากขอบเขตโรงงานศึกษาพื้นฐาน จะได้กำไรจากไฟฟ้าที่ขายได้เพิ่มขึ้นถึง 82,944,000 บาทต่อปี เทียบในรูปค่าดัชนีพลังงานลดได้ 0.61 % จากปีฐาน

6.1.5. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ใน กรณีศึกษาที่ 4

(ลดการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อเฉพาะความต้องการใช้ภายในโรงงานผลิต)

บนพื้นฐานราคาต้นทุนเชื้อเพลิงที่แตกต่างกันในแต่ละชนิด ซึ่งไม่ได้ขึ้นอยู่กับค่าความร้อนของเชื้อเพลิงต่อมวลแต่เพียงอย่างเดียว หากแต่เป็นไปตามกลไกแทรกแซงราคาเชื้อเพลิงจากภายนอก ด้วยเหตุผลใดๆ ในแต่ละช่วงเวลา

เมื่อปรับปรุงระบบไอน้ำต่อเนื่องจากกรณีศึกษาที่ 3 พบว่าไฟฟ้าที่ผลิตจากน้ำมันเตามีต้นทุนที่สูงกว่าภายนอกเนื่องจากผลิตจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ดังนั้นจึงลดการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อเฉพาะความต้องการใช้ภายในโรงงานผลิตและยังคงรักษาเสถียรภาพของโรงงานให้ได้ดังเช่นเดิม

หลังการปรับปรุงจัดรูปแบบไอน้ำตามกรณีศึกษาที่ 4 ทำให้ลดการผลิตกระแสไฟฟ้าลงได้ 3.5 MW, การผลิตไอน้ำแรงดันสูงลดลงจาก 413.5 ton/hr เหลือ 398.1 ton/hr, ปริมาณน้ำมันเตาจึงใช้ลดลง 1.455 ton/hr ปริมาณไอน้ำที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser ลดลงเหลือ 130.7 ton/hr โดยค่าดัชนีพลังงานสุทธิลดลงเท่ากับ 1.20 % จากปีฐาน แต่เมื่อคิดผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์แล้วพบว่าแม้จะประหยัดค่าพลังงานที่ต้องควบแน่นสูญเสียไปแต่เมื่อนำมาหักลบกับราคาไฟฟ้าที่ส่งออกขายภายนอกแล้วพบว่าขาดทุน 24,904,312 บาทต่อปี

6.1.6. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ใน กรณีศึกษาที่ 5

(เปลี่ยน Condensing turbine เป็น Back pressure turbine)

จากการปรับปรุงรูปแบบไอน้ำโดย ลดผู้ใช้ไอน้ำในแต่ละระดับพลังงาน, ลดการเก็บไอน้ำเข้า Stage สุดท้ายของ Condensing turbine โดยส่งไอน้ำให้ผู้ใช้ไอน้ำที่เป็นเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อดึงความร้อนแฝงแทนการควบแน่นทิ้งพลังงานไอน้ำ การติดตั้ง Back pressure turbine รวบรวมไอน้ำที่เดิมเปิดผ่าน Letdown station โดยสูญเสียไปมาลดความดันให้เกิดขึ้นและจนกระทั่งผลิตไฟฟ้าเฉพาะให้พอเพียงต่อ House load เพื่อลดปริมาณไอน้ำควบแน่นกลับเพราะยิ่งผลิตไอน้ำมากการสูญเสียก็ยิ่งสูงมากตามด้วย

แต่เมื่อใดพิจารณาแล้วเสถียรภาพการรับไฟฟ้าจากภายนอกมีความมั่นคงไม่มีไฟฟ้าดับ (Blackout) การเปลี่ยนชนิดกังหันไอน้ำจาก Condensing turbine เป็น Back pressure turbine เพื่อลดการควบแน่นไอน้ำแต่จะลดความดันไอน้ำตามปริมาณและระดับความดันตามการเรียกใช้ไอน้ำของกลุ่มอุปกรณ์

เมื่อนำผลการปรับปรุงระบบไอน้ำจากกรณีศึกษาที่ 4 มาพิจารณาต่อเนื่องตามแนวทางของกรณีศึกษาที่ 5 โดยจำลองสมดุระบบไอน้ำหลังการเปลี่ยนชนิดกังหันไอน้ำจาก Condensing turbine เป็น Back pressure turbine ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันไอน้ำ (X8201) ลดลงจาก 21.0 MW เหลือ 12.4 MW ต้องรับไฟฟ้าเพิ่มจากภายนอก แต่ก็ทำให้ผลิตไอน้ำลดลงจาก 398.1 ton/hr เหลือเพียง 360.7 ton/hr ปริมาณน้ำมันเตาจึงใช้ลดลงอีก 3.534 ton/hr ปริมาณไอน้ำที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser ลดลงเหลือ 93.2 ton/hr โดยค่าดัชนีพลังงานสุทธิลดลงเท่ากับ 3.55 % จากปีฐาน แต่เมื่อคิดผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เนื่องจากเป็นกังหันไอน้ำขนาดใหญ่งบประมาณลงทุนติดตั้งสูง จึงทำให้ระยะเวลาคืนทุนนานถึง 11.73 ปี

6.1.7. ผลจำลองการปรับปรุงระบบไอน้ำ ผลประโยชน์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในกรณีศึกษาที่ 6

(เปลี่ยนกังหันไอน้ำขับเคลื่อน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน)

จนในที่สุดพิจารณาปรับปรุงรูปแบบสมดุไอน้ำมาจนถึงกรณีศึกษาที่ 5 แต่ยังพบไอน้ำที่ต้องควบแน่นอยู่ ในการลดจะต้องจำลองเปลี่ยนต้นกำลัง Turbine drive เป็น Motor drive โดยทำในกังหันไอน้ำที่มีแต่ไอน้ำเข้าและไอน้ำออกเครื่องควบแน่นคงที่ตามกำลังการผลิต ไม่เป็นกังหันไอน้ำที่เกี่ยวข้องแปรผันการ Extract steam ตามการเรียกใช้ไอน้ำ

เมื่อจำลองเปลี่ยนกังหันไอน้ำขับเคลื่อน X4601 เป็นมอเตอร์ขับเคลื่อน ตามการจัดรูปแบบไอน้ำในกรณีศึกษาที่ 6 ทำให้ลดการผลิตกระแสไฟฟ้าลงได้ 9.7 MW การผลิตไอน้ำแรงดันสูงลดลงเหลือ 340.3 ton/hr ปริมาณน้ำมันเตาจึงใช้ลดลง 1.928 ton/hr ปริมาณไอน้ำที่ต้องควบแน่นลง Surface condenser ลดลงเหลือ 33.1 ton/hr โดยค่าดัชนีพลังงานสุทธิลดลงเท่ากับ 5.54 % จากปีฐาน แต่เมื่อคิดผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เนื่องจากเงินลงทุนเปลี่ยนมอเตอร์ขับเคลื่อนที่สูง จึงทำให้ระยะเวลาคืนทุนนานถึง 10.28 ปี

6.2 ข้อเสนอแนะ

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาเฉพาะผลประโยชน์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ซึ่งในการลดการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะมีผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมในการลด Carbon Emission ที่ปล่อยสู่บรรยากาศ ควรมีการขยายผลการศึกษาไปถึงการเปรียบเทียบเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ การใช้เชื้อเพลิงที่สะอาดขึ้นและยังสามารถดึงอุณหภูมิก๊าซเสียที่ปล่อยออกที่ให้อยู่ต่ำกว่าการถ่ายเทให้น้ำป้อนเข้าในชุด Economizer ที่มากขึ้น (ทั้งนี้เชื้อเพลิงที่มีกำมะถันสูงจะมีปัญหา Sulfur dew point corrosion)

จากแบบจำลองสมดุลไอน้ำที่พัฒนาขึ้นควรมีการขยายผลการศึกษาต่อหากสามารถปรับเปลี่ยนอุณหภูมิ ความดันและดึงค่าเอนทัลปีได้อย่างอัตโนมัติรวดเร็วในโปรแกรม Excel ก็จะสามารถจำลองสมดุลไอน้ำที่เชื่อมโยงได้ในรูปแบบพลวัตได้อย่างรวดเร็วอิสระ เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละกำลังการผลิตของโรงงานอย่างทันทีทันใด และทำให้ประยุกต์ใช้ในอนาคตได้เป็นอย่างดี

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. อนุรักษ์พลังงานระบบไอน้ำ. พิมพ์ครั้งที่ 2.

กรุงเทพมหานคร, 2548

เฉลิมพล เหลืองศิริรักษา. การวิเคราะห์พารามิเตอร์ การจำลองระบบทางความร้อน และการเปรียบเทียบผลกับงานจริงในอุตสาหกรรม “กรณีศึกษาระบบต้นกำลังผลิตไอน้ำ”.

วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, 2543

ชัยสวัสดิ์ เทียนวิบูลย์. เทคโนโลยีไอน้ำ. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร : โรงพิมพ์

ศึกษาสัมพันธ์, 2538

ชณิชา หมอฮายดี. มาตรการการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานในกระบวนการผลิต

สำหรับอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, จุฬาลงกรณ์

มหาวิทยาลัย, 2550

วรวรรณ บุญยะวันดัง. แบบจำลองเพื่อประเมินต้นทุนไอน้ำ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ,

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2539

วงศ์ ปวรจารย์ และ อาทิวรรณ โชติพิฤกษ์. หลักการเทอร์โมไดนามิกส์สำหรับวิศวกรรมเคมี.

พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร : สำนักพิมพ์ท็อป, 2552

ศิริกัลยา สุวจิตตานนท์. เทคโนโลยีการจัดการและการอนุรักษ์พลังงาน. พิมพ์ครั้งที่ 1.

กรุงเทพมหานคร : สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2554

ศุภกิจ ศรีวิวัฒน์วรกุล. การศึกษาการปรับปรุงระบบผลิตไอน้ำเพื่อการผลิตไฟฟ้าในโรงงาน

น้ำตาล. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2541

สมเกียรติ บุญนงะ. วิศวกรรมโรงจักรต้นกำลัง. พิมพ์ครั้งที่ 3. กรุงเทพมหานคร : โรงพิมพ์

พิทักษ์อักษร, 2547

สวรรยา แยมสกุลณา. การออกแบบระบบจัดการพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ.

วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2543

สุวพันธ์ นิลายน. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกับสิ่งแวดล้อม. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร :

สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2548

รายการอ้างอิง (ต่อ)

อาษา ประทีปเสน. การวิเคราะห์ระบบการผลิตร่วมในโรงงานกระดาษ. วิทยานิพนธ์
ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2534
อินทรชิต หอวิจิตร. เทอร์โมไดนามิกส์ 1. พิมพ์ครั้งที่ 1. ขอนแก่น : คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยขอนแก่น, 2545

ภาษาอังกฤษ

- Cenusa, V. E., and et al. Steam CHPP site level optimal integration into a refinery /
Petrochemical plant. 17th European Symposium on Computer Aided Process
Engineering-ESCAPE. 17 (2007) : 1083-1088
- Chaibakhsh, A., and Ghaffari, A., Steam turbine model, Simulation Modelling
Practice and Theory 16 (2008) : 1145–1162
- EI-Wakil, M.M. Powerplant Technology. Singapore: McGraw-Hill Book , 1984.
- Ensinas, A. V., and et al. Analysis of process steam demand reduction and electricity
generation in sugar and ethanol production from sugarcane. Energy Conversion
and Management. 48 (2007) : 2978-2987
- Gorsek, A., and Glavic, P., Process integration of a steam turbine. Applied Thermal
Engineering. 23 (2003) : 1227-1234
- Pricea, T., and Majozi, T., Using Process Integration for Steam System Network
Optimization with Sustained Boiler Efficiency. 19th European Symposium on
Computer Aided Process Engineering- ESCAPE.19, (2009) : 1281-1285
- Samsung Engineering, Record book for TPI Rayfin project. Seoul Korea,
1996. (Mimeographed)
- Smith, R. Chemical Process Design and Integration. England: John Wiley & Sons.
, 2005
- Smith, J.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics. Singapore:
McGraw-Hill Book, 1987.

รายการอ้างอิง (ต่อ)

- Zhigang, S., and Antonis, K., A transshipment model for the optimization of steam levels of total site utility system for multiperiod operation. Computer and Chemical Engineering. 28, (2004) : 1673-1688
- Zeon corporation, Butadiene recovery [Online]. 2013. Available from :
http://www.zeon.co.jp/business_e/enterprise/license/license1.html
[2013, August 6]

ภาคผนวก

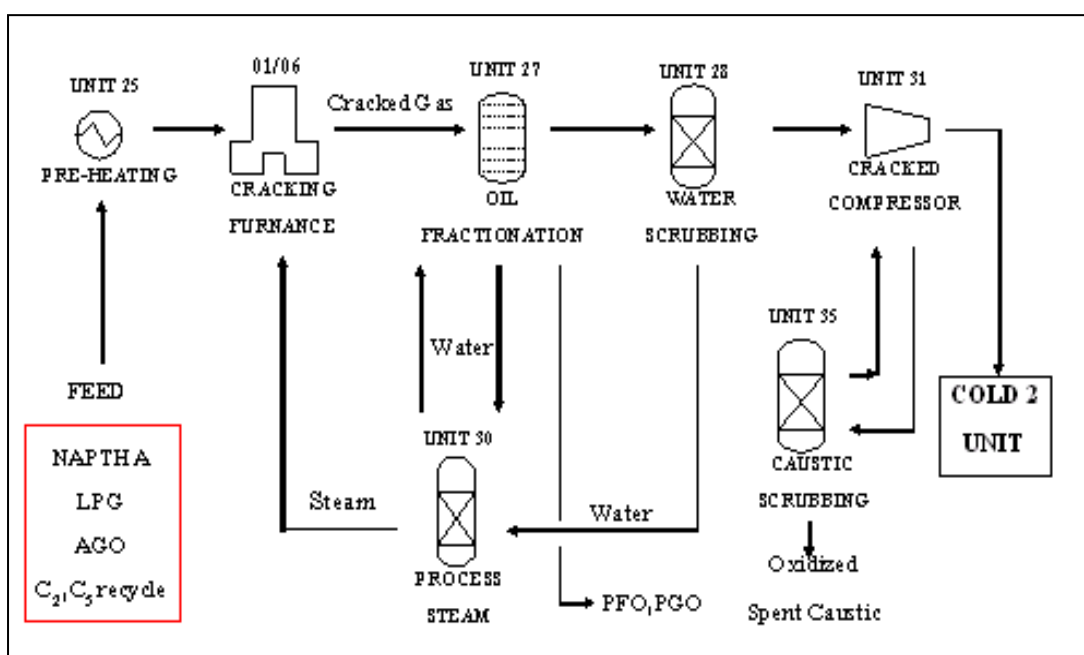
ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบผลิตโอเลฟินส์และอุปกรณ์ในแบบจำลองสมดุลไอน้ำ

ก. ข้อมูลระบบผลิตโอเลฟินส์

HOT UNIT

สารประกอบไฮโดรคาร์บอน ปกติจะจับตัวกันเป็นสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนยาว ซึ่งไม่เป็นที่ต้องการ มีมูลค่าต่ำ เพื่อเป็นการเพิ่มมูลค่า จำเป็นต้องนำมาทำให้สารประกอบไฮโดรคาร์บอนเกิดการแตกตัวกลายเป็นโมเลกุลที่เล็กลงด้วยการให้ความร้อน (Thermal Cracking) จึงจะทำให้สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่



ภาพ ก.1 Hot unit

Unit 25: FEED PREHEATING

เป็นการนำเอาสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ใช้เป็นสารป้อน ได้แก่ Naphtha LPG Kerosene Gasoline C_2/C_3 recycle ซึ่งเป็น Sour Gas (มี S, CO, CO_2) จาก Tank Farm มาแลกเปลี่ยนความร้อนกับ Superheated Steam (ชนิด Low Low Pressure Steam) ที่ Heat Exchanger เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้ได้สภาวะที่เหมาะสมในการทำให้กระบวนการ Crack เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์ และประหยัดพลังงานในการ Crack อีกทั้งยังป้องกัน flue gas furnace กัดกร่อนบริเวณผิวท่อ เนื่องจาก สารที่ feed เข้ามามีอุณหภูมิต่ำกว่า flue gas มากทำให้เกิดการควบแน่นที่บริเวณผิวท่อและจะเกิดการกัดกร่อนขึ้น

Unit 01/05: CRACKING FURNACE

เป็นการนำเอาสารป้อนที่ผ่านการ Preheat มาทำให้เกิดการแตกตัวเป็นโมเลกุลเล็ก ด้วยความร้อนโดยการป้อนสารเข้าสู่ Coil ภายใน Furnace เพื่อให้เกิดการแตกตัว

Unit 27: OIL FRACTIONATION AND QUENCH OIL CYCLES

เป็นการนำ Cracked Gas ที่ได้มาจาก Cracking Furnace มาทำการแยกโมเลกุลใหญ่ๆ ออก โดยสารที่แยกได้จะเป็น Pyrolysis Gas Oil (PGO) และ Pyrolysis Fuel Oil (PFO)

Unit30: PROCESS STEAM SYSTEM

เป็นการนำน้ำที่อาจมี Hydrocarbon ปนอยู่มาทำการกลั่นเพื่อแยก Hydrocarbon ออก โดย Hydrocarbon จะแยกออกทางส่วนบนของหอกลั่น และน้ำจะแยกออกทางส่วนล่างของหอกลั่น

Unit 28: WATER SCRUBBING

เป็นการแยกน้ำและ Gasoline ออกจาก Cracked Gas โดยใช้การกลั่นแยก เนื่องจากจุดเดือดที่ไม่เท่ากันของสาร จะได้ Gasoline และน้ำออกจากส่วนล่างของหอกลั่น แล้วนำมาแยก Gasoline และน้ำออกจากกันด้วย Liquid Separator ซึ่งเป็นการแยกโดยอาศัยสมบัติความหนาแน่นที่ไม่เท่ากันของ Gasoline และน้ำ โดย Gasoline มีน้ำหนักเบาว่าจะอยู่ด้านบน ในขณะที่น้ำอยู่ด้านล่างจะถูกส่งผ่านท่อไปเพื่อผลิต steam ที่ unit30

Unit 31: CRACKED GAS COMPRESSION

จะทำหน้าที่แยก Phase ระหว่าง Cracked Gas (Liq + Gas) จะได้ Cracked Gas (Gas) และ Cracked Gas (Liq) ซึ่ง Cracked Gas (Gas) จะถูกส่งเข้าสู่ Compressor ทั้ง 5 Stage เพื่อเพิ่มความดัน

Unit 35: CAUSTIC SCRUBBING

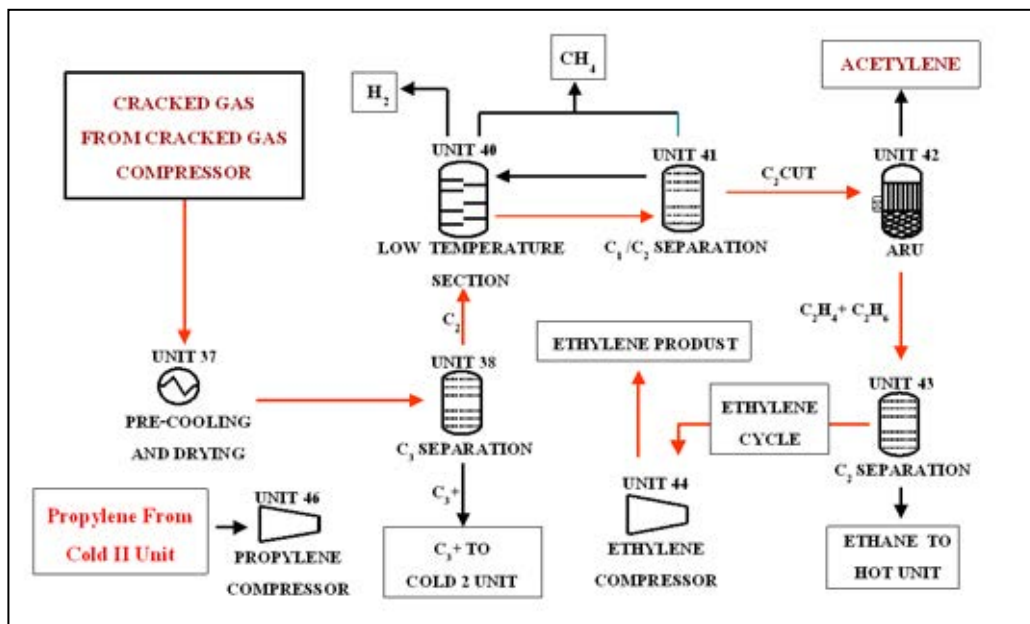
เป็นการใช้ Caustic ซึ่งเป็นสารประกอบ NaOH มาทำปฏิกิริยาเพื่อแยก gas ที่มีสมบัติเป็นกรด Sulfur, CO₂ และ CO (Sour Gas) ออกจาก Cracked Gas เนื่องจาก CO₂ ถ้าถูกส่งต่อไปยัง Unit Cold1 ซึ่งอุณหภูมิใน process เป็นติดลบ จะทำให้เกิดการเปลี่ยนสถานะจาก gas เป็นของแข็งเกิดเป็นน้ำแข็งขึ้นและอุดตันต่อท่อได้ และ Sulfur นั้นมีสมบัติเป็นกรด ถ้าอยู่ในท่ออาจจะเกิดการกัดกร่อนท่อได้และตัวมันเองก็มีความเป็นพิษด้วยจึงต้องกำจัดออกไป

SPENT CAUSTIC OXIDATION

Caustic จะทำปฏิกิริยา Oxidation กับ Spent caustic เกิดเป็นโซเดียมซัลเฟต (Na₂SO₄)

COLD I UNIT

สาร Cracked Gas ที่กลั่นได้จาก Hot Unit ประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำนวนมาก เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่ต้องการจึงจำเป็นต้องทำการกลั่นแยกสารต่างๆออกจาก Crack Gas



ภาพที่ ก.2 Cold I unit

Unit 37: PRECOOLING & DRYING

คือกระบวนการในการนำ Cracked gas จาก Hot Unit ไปลดอุณหภูมิและกำจัดน้ำ เพื่อให้ได้สภาวะที่เหมาะสมกับการกลั่นแยกใน Process ถัดไป ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ Cracked Gas และ Liquid Cracked Gas ที่ปราศจากน้ำพร้อมที่จะเข้าหอกลั่นในกระบวนการถัดไป

Unit 38: C₂/C₃ SEPERATION

เป็นการกลั่นแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบมากกว่า 3 ตัว ออกจากสารป้อนเพื่อนำไปกลั่นแยกใน Cold I Unit
ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมน้อยกว่า 3 อะตอม ออกมาจากส่วนบนของหอกลั่น ซึ่งจะถูกนำไปกลั่นแยก Hydrogen และ Methane ในขั้นตอนถัดไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 3 อะตอมขึ้นไป ออกมาทางส่วนล่างของหอกลั่น ซึ่งจะถูกส่งไปกลั่นแยกในกระบวนการ C_3/C_4 Separation ใน Cold II Unit

Unit 40: LOW TEMPERATURE SECTION

เมื่อทำการแยกสารประกอบ C_3 ออกจากสารป้อนแล้วสารที่ได้จะเป็นสารประกอบที่มีจุดเดือดต่ำกว่าจุดเดือดของสารประกอบ C_3 ซึ่งจะถูกนำมาลดอุณหภูมิและแยก H_2 ก่อนนำไปกลั่นแยกสารประกอบ C_1 ใน Process ถัดไป

ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ

สารประกอบมีเทน(CH_4) ซึ่งจะถูกนำไปใช้ในกระบวนการอื่นๆ

สารประกอบไฮโดรเจนซึ่งจะถูกส่งไปทำให้บริสุทธิ์ในกระบวนการ Pressure Swing Adsorption(PSA)

Unit 48: PSA-UNIT

มีหน้าที่คือทำให้ H_2 นั้นบริสุทธิ์ โดยกระบวนการ Pressure Swing Adsorption (PSA) โดยอาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงความดัน โดยความดันที่สูงมาทำการดูดซับสิ่งปลอมปน (impurity) ได้ดี แต่เมื่อความดันต่ำลง การดูดซับสิ่งปลอมปนจะทำได้น้อยลง (impurity หลุด)

Unit 41: C_1/C_2 SEPARATION

คือ Process การแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอน 1 อะตอม (มีเทน) และ 2 อะตอมออกจากกันโดยใช้การกลั่นแยกสารที่มีจุดเดือดต่างกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ

สารประกอบมีเทน(CH_4) ออกมาทางส่วนบนของหอกลั่น จะถูกนำไปใช้ในกระบวนการอื่นๆต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมจำนวน 2 อะตอม(C_2) ออกมาทางส่วนล่างของหอกลั่น จะมีสารประกอบหลายชนิดปนกันอยู่จำเป็นต้องส่งไปแยกสารประกอบแต่ละชนิดออกจากกันในกระบวนการอื่นๆ

Unit 42: ARU

คือการแยก Acetylene ออกจากสารประกอบ C_2 ที่ได้จาก C_1/C_2 Separation Process ด้วยกระบวนการสกัดด้วยตัวทำละลายประกอบกับการกลั่นแยกด้วยจุดเดือดเพื่อแยก Acetylene ออกจากสารปน โดยใช้ DMF (Di Methyl Formamide) เป็นตัวทำละลายแล้วใช้ความร้อนกลั่นแยก Acetylene ออกจากสารประกอบ

ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ

Acetylene ซึ่งถูกส่งไปยังกระบวนการ Carbon Black ต่อไป

สารประกอบอีเทน(Ethane) และ เอทิลีน (Ethylene) ซึ่งจะถูกส่งไปกลั่นแยกในกระบวนการถัดไป (C_2 Separation Process)

Unit 47: CARBON BLACK

Acetylene black เป็น black ชนิดพิเศษที่ใช้ในการผลิต dry cell battery เป็นส่วนประกอบของพลาสติกและยางสังเคราะห์ที่มีคุณสมบัติในด้านการนำความร้อนและการนำไฟฟ้า ผลิตได้โดยการแตกพันธะของ Acetylene ในที่ซึ่งไม่มีอากาศ ที่อุณหภูมิ $800^{\circ}C$ เป็นกระบวนการคายความร้อนอย่างต่อเนื่องจะได้อนุภาคของ black ที่มีความบริสุทธิ์ที่สุดในบรรดา Black ที่สามารถผลิตได้ในกระบวนการผลิตแบบต่างๆ มีปฏิกิริยาที่ผิวต่ำ มีความสามารถในการดูดซึมของเหลวสูง และมีค่าการนำความร้อนและการนำไฟฟ้าสูง

ประมาณ 97% ของการใช้ Carbon black ในครัวเรือนเป็นการใช้ผลิตภัณฑ์ยางสังเคราะห์โดยเฉพาะยางรถยนต์ (ประมาณ 67% จากทั้งหมด) , สันรองเท้า, อุปกรณ์ทางด้าน Mechanic โดยที่ Black จะถูกใช้ในการเพิ่มคุณภาพทางด้านความทนทาน ซึ่งบางครั้ง Black จะถูกนำมาผสมกับยางสังเคราะห์ (โดยเฉพาะ ยาง Styrene-Butadiene (SBR) copolymer) เพื่อผลิตเป็นยางรถยนต์ โดยที่ยางรถยนต์ที่ผลิตจากการผสม Black จากกระบวนการผลิตแบบ Furnace black กับสารประกอบชนิด cold-polymerized SBR จะมีคุณสมบัติป้องกันการสึกหรอของดอกยางสูงกว่ายางรถยนต์ที่ผลิตจากยางธรรมชาติผสมกับ Black ที่ผลิตได้จากกระบวนการผลิตแบบ Channel องค์ประกอบของ Carbon black ในยางรถยนต์ปัจจุบันจะมีประมาณ 35% เป็นไปตามกฎการนำ Carbon black มาใช้ในการผลิตยางรถยนต์

ในหมึกพิมพ์ก็มี Carbon black เป็นองค์ประกอบด้วย ในกรณีนี้ Black ที่ใช้จะมีคุณสมบัติเป็นผงละเอียดขนาดเล็ก และมีความสามารถในการดูดซึม Oil ได้อย่างรวดเร็ว

ส่วนพลาสติก, สี, แล็กเกอร์ (Lacquer) และสารเคลือบต่างๆ ที่มีสีดำจะมี Black เป็นส่วนประกอบของเม็ดสี

Unit 43: C₂ SEPARATION

เป็นการแยกสารประกอบ Ethane ออกจาก Ethylene ซึ่งเป็น main product โดยการกลั่นแยกด้วยความร้อน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ

สารประกอบอีเทน(Ethane) ซึ่งจะถูส่งกลับไป Crack ใหม่ที่ Hot Unit

สารประกอบเอทิลีน(Ethylene) ซึ่งจะถูส่งเข้าสู่กระบวนการ C₂H₄ CYCLE และ C₂H₄ COMPRESSION ต่อไป

Unit 44: C₂H₄ CYCLE & C₂H₄ COMPRESSION

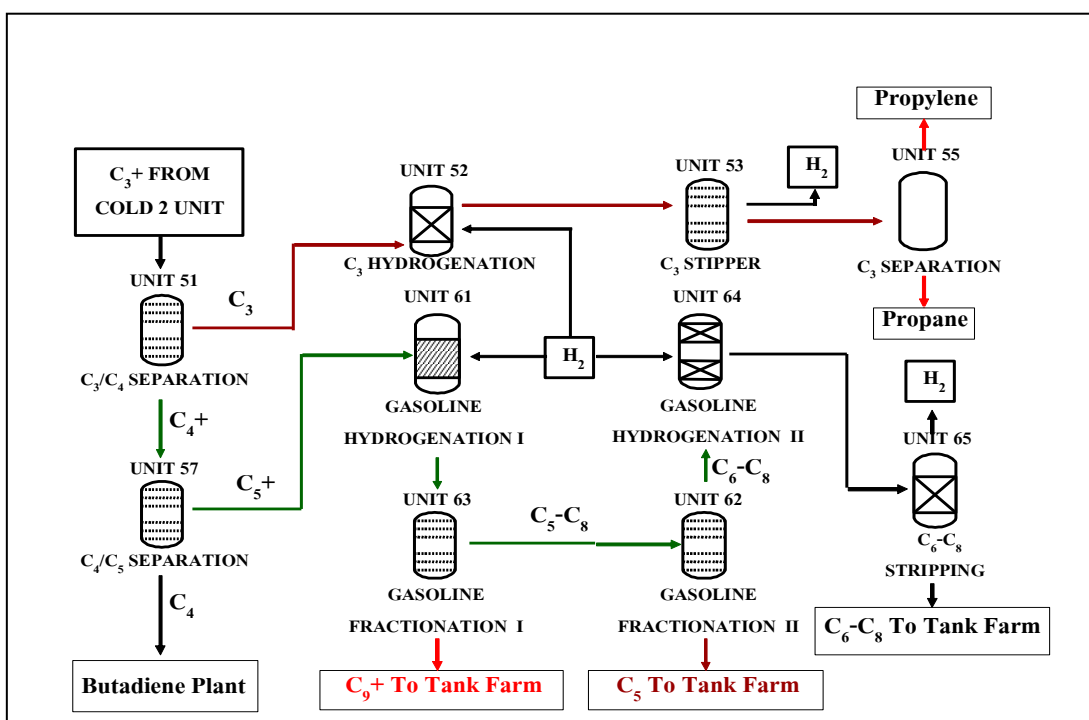
เป็นการนำสารประกอบ Ethylene ที่ได้มาทำการแลกเปลี่ยนความร้อนกับ Heat Exchanger จนกระทั่งแยกเป็น 2 สถานะ แล้วนำส่วนที่เป็น gas มาเข้า Compressor จำนวน 4 Stage เพื่อเพิ่มความดันก่อนที่จะส่งสารทั้ง 2 สถานะไปใช้ใน Complex อื่นๆต่อไป

Unit 46: C₃H₆ CYCLE & C₃H₆ COMPRESSION

เป็นการนำสารประกอบ Propylene มาทำให้เป็นสารหล่อเย็นของทั้งกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ โดยผ่านการอัดเพิ่มความดันโดยใช้ Compressor ที่มีต้นกำลังเป็นกังหันไอน้ำซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในระบบ Propylene refrigeration system แล้วซึ่งจะได้ Propylene ที่อุณหภูมิต่างๆ กันตามเป็นลำดับชั้นอุณหภูมิความดันในแต่ละอุปกรณ์ที่ใช้โพรพิลีนเย็น (Propylene refrigerant consumers)

COLD II UNIT

หลังจากผ่านกระบวนการใน Cold I Unit จะยังคงเหลือสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 3 อะตอมขึ้นไปที่ยังไม่ได้ผ่านกระบวนการแยกสารประกอบแต่ละชนิดออกจากกัน Cold II Unit มีหน้าที่ในการกลั่นแยกสารประกอบที่เหลือให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ



ภาพที่ ก.3 Cold II unit

Unit 51: C₃/C₄ SEPARATION

เป็นกระบวนการในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 3 อะตอม (C₃ Cut) กับ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 4 อะตอมขึ้นไป (C₄+) ออกจากกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 3 อะตอม (C₃ Cut) จะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้ทางด้านบนของหอกลั่น (Top Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งต่อไปยังส่วนของ C₃ Hydrogenation Unit ต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 4 อะตอมขึ้นไป (C_4+) ซึ่งจะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางล่างของหอกลิ้น (Bottom Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งต่อไปยังส่วนของ C_4/C_5 Separation Unit ต่อไป

Unit 52: C_3 HYDROGENATION

เป็นกระบวนการในการทำปฏิกิริยา Hydrogenation เพื่อให้สารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Methyl Acetylene และ Propadiene เปลี่ยนไปเป็น Propylene โดยใช้ Catalyst เป็นตัวเร่งปฏิกิริยา

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Propane และ Propylene โดยมีสารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Methyl Acetylene และ Propadiene เหลืออยู่ในปริมาณที่น้อยที่สุด

Unit 53: C_3 STRIPPING

เป็นกระบวนการที่ต่อเนื่องจากกระบวนการ C_3 Hydrogenation คือ เป็นกระบวนการในการแยก Hydrogen (H_2) ที่เหลือจากการทำปฏิกิริยาจากกระบวนการ C_3 Hydrogenation ออกจากสารผลิตภัณฑ์หลัก (Propane และ Propylene)

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

Hydrogen Gas ซึ่งจะเป็นสารผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางด้านบนของหอกลิ้น (Top Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งต่อไปยังส่วนของกระบวนการ Pressure Swing Adsorption ต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Propane และ Propylene ซึ่งจะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางล่างของหอกลิ้น (Bottom Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งต่อไปยังส่วนของ C_3 Separation Unit ต่อไป

Unit 55: C_3 SEPARATION

คือกระบวนการ แยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Methyl, Acetylene และ Propadiene ที่เหลืออยู่ออกจาก Propylene

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

Propylene ซึ่งจะนำไปกำจัดสารประกอบจำพวก Carbonyl Sulfide (COS) และ Methanol ออก

Propane โดยจะถูกส่งไปยังส่วนของกระบวนการ Pre-Heating ของ Hot Unit เพื่อเป็นวัตถุดิบในการเริ่มต้นกระบวนการ Cracked Gas ต่อไป

Unit 57: C₄/C₅ SEPARATION

เป็นกระบวนการในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 4 อะตอม (C₄ Cut) กับ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 5 อะตอมขึ้นไป (C₅+) ออกจากกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 4 อะตอม (C₄ Cut) จะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้ทางด้านบนของหอกลิ้น (Top Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งไปจัดเก็บในส่วนของ Tank Farm เพื่อส่งต่อไปเป็นวัตถุดิบให้กับ Butadiene Plant ในการผลิต Butadiene ต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 5 อะตอมขึ้นไป (C₅+) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางล่างของหอกลิ้น (Bottom Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งไปเก็บที่ Tank Farm เพื่อรักษาระดับของ Gasoline และ ส่งต่อไปยังส่วนของ Gasoline Hydrogenation I Unit ต่อไป

Unit 61: GASOLINE HYDROGENATION I

เป็นกระบวนการในการทำปฏิกิริยา Hydrogenation เพื่อเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Gasoline ที่เป็นสารประกอบ Di-Olefin ไปเป็นสารประกอบ Olefin

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนจำพวก Gasoline ที่เป็นสารประกอบ Olefin โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะถูกส่งไปยังส่วนของกระบวนการ Gasoline Fractionation I ต่อไป

Unit 63: GASOLINE FRACTIONATION I

เป็นกระบวนการในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมอยู่ระหว่าง 5 – 8 อะตอม (C₅ – C₈) กับ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 9 อะตอมขึ้นไป (C₉+) ออกจากกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมระหว่าง 5–8 อะตอม (C₅-C₈) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้ทางด้านบนของหอกลิ้น (Top Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะถูกส่งต่อไปยังส่วนของกระบวนการ Gasoline Fractionation II ต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมตั้งแต่ 9 อะตอมขึ้นไป (C_9+) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางล่างของหอกลิ้น (Bottom Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งไปเก็บที่ Tank Farm เพื่อนำไปผสมกับน้ำมัน Diesel ส่งขายต่อไป

Unit 62: GASOLINE FRACTIONATION II

เป็นกระบวนการในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมอยู่ระหว่าง 6-8 อะตอม (C_6-C_8 Heart Cut) กับ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 5 อะตอม (C_5 Cut) ออกจากกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 5 อะตอม (C_5 Cut) ซึ่งจะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้ทางด้านบนของหอกลิ้น (Top Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จะถูกส่งไปเป็นสารป้อนในส่วนของการกระบวนการ Cracked Gas ต่อไป

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอมระหว่าง 6-8 อะตอม (C_6-C_8 Heart Cut) ซึ่งจะเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากทางล่างของหอกลิ้น (Bottom Product) โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะส่งต่อไปยังส่วนของ Gasoline Hydrogenation II ต่อไป

Unit 64: GASOLINE HYDROGENATION II

เป็นกระบวนการในการทำปฏิกิริยา Hydrogenation เพื่อเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (C_6-C_8 Heart Cut) ที่เป็นสารประกอบ Olefin ไปเป็นสารประกอบ Paraffin และกำจัดสารประกอบ Sulfur ออกจากสารผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอนอะตอมระหว่าง 6-8 อะตอม (C_6-C_8 Heart Cut) ที่เป็นสารประกอบ Paraffin และ ถูกกำจัด Sulfur ออกแล้ว โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้นี้จะถูกส่งต่อไปเป็นวัตถุดิบ (Raw Material) ในส่วน BTX Plant เพื่อผลิต Benzene, Toluene และ Xylene ต่อไป

Unit 65: C6-C8 STRIPPING

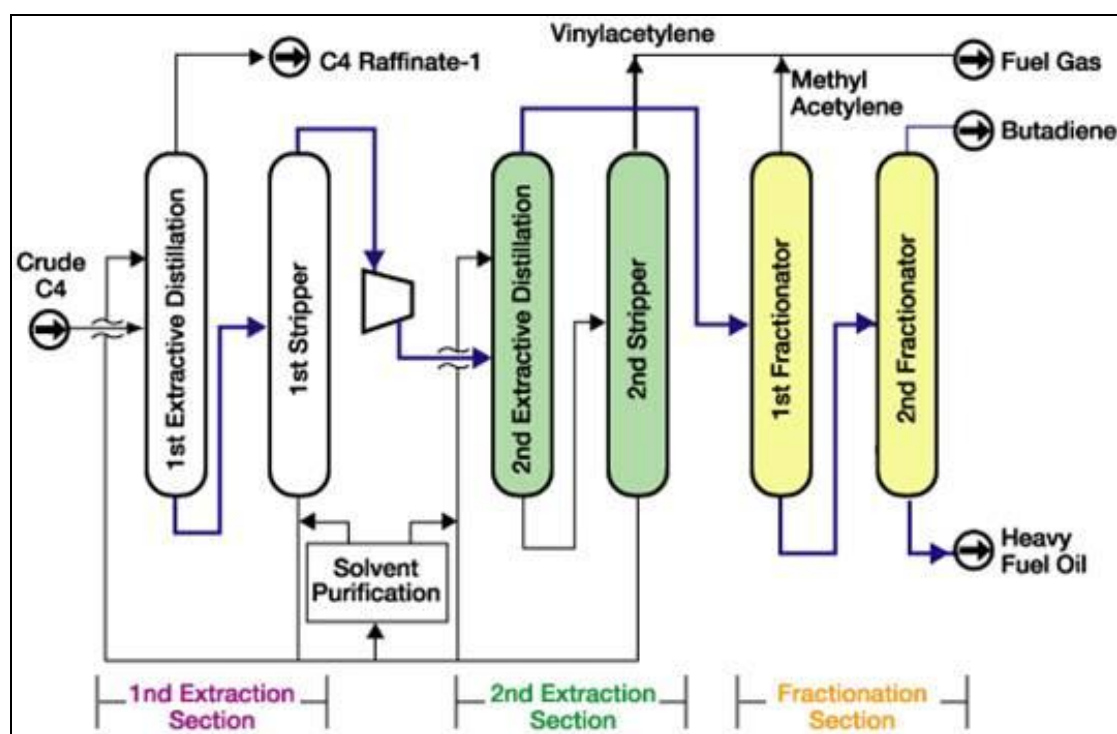
เป็นการกำจัดตัวเบาที่อยู่ในองค์ประกอบของ C_6-C_8 Fraction ตัวอย่างของตัวเบาที่อยู่ใน Gasoline Hydrogenation Unit เช่น H_2S ใน Normal Operation จะถูกส่งไปกำจัดใน Unit Caustic Scrubber ซึ่งจะถูกทำปฏิกิริยาให้กลายเป็น Na_2SO_4 ก่อนส่งไปเป็น Fuel Gas

ส่วนของ Bottom Product ก็คือ C_6-C_8 Product จะถูกส่งไปยัง BTX Plant เพื่อแยกส่วนประกอบเป็น Benzene, Toluene และ Xylene

Unit 66-69: BDE Unit (Butadiene extraction unit)

หน่วยนี้เป็นการผลิต 1, 3 Butadiene ให้มีความบริสุทธิ์สูงจากวัตถุดิบ C_4 cut ที่ได้มาจาก Cold II unit ซึ่งจะได้ 1, 3 butadiene ที่ได้มีความบริสุทธิ์สูงกว่า 99.7% โดยน้ำหนัก Butadiene extraction unit ประกอบด้วย 4 section ดังนี้

1. 1st Extractive Distillation Section
2. 2nd Extractive Distillation Section
3. Butadiene Purification Section
4. Solvent Purification Section



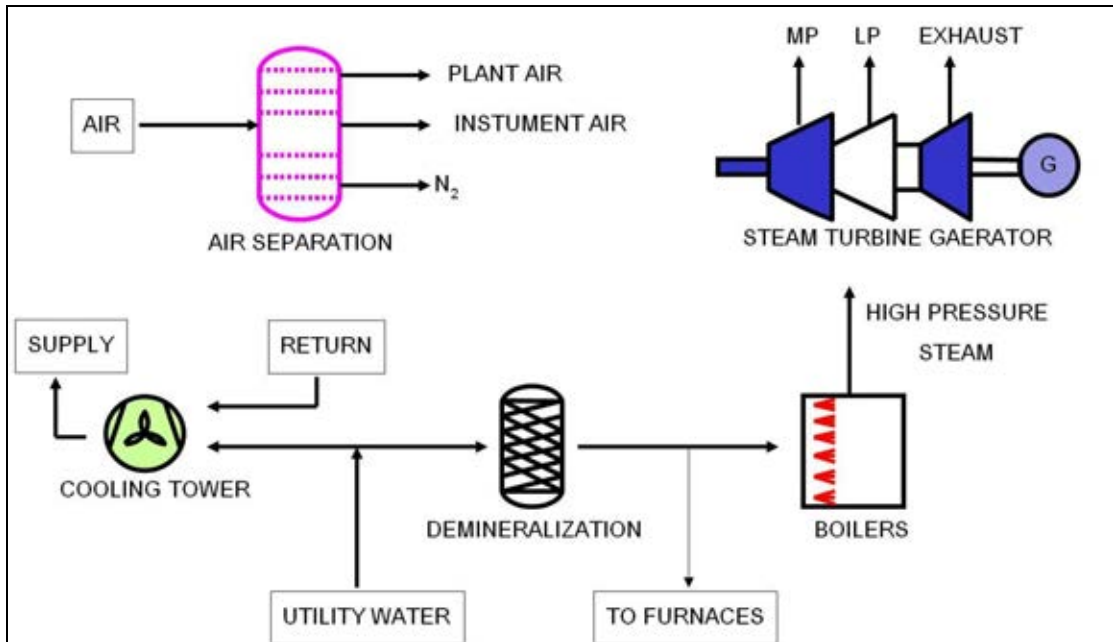
ภาพที่ ก.4 Butadiene extraction unit (Zeon, 2013)

UTILITY UNIT

ในกระบวนการผลิตจำเป็นต้องมีการใช้ ระบบสาธารณูปโภคต่างๆในปริมาณมาก เช่น ใช้ น้ำในการระบายความร้อน, ใช้ไอน้ำในการแลกเปลี่ยนความร้อนให้กับสารต่างๆ, ใช้ Nitrogen ในการเป่าไล่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการผลิต สาธารณูปโภคดังกล่าว เพื่อเป็นประโยชน์สูงสุดในการใช้งาน ประกอบด้วย

1. Plant air (PA) ซึ่งเป็นอากาศปกติ แต่จะถูกเพิ่มความดันเป็น 7 Barg เพื่อนำไปใช้งาน ต่างๆ เช่น ใช้เป่าทำความสะอาดตาม Plant งาน, นำไปใช้ในปฏิกิริยา De-coke ของ เตาเผา (Furnaces) เป็นต้น
2. Instrument air (IA) เป็นอากาศที่ถูกเพิ่มความดันเป็น 6 Barg และทำให้ปราศจาก ความชื้น เพื่อนำไปใช้งานทางด้าน Instrument เช่น ใช้ควบคุม Control Valve ต่างๆ เป็น ต้น
3. Nitrogen (gas inert) ที่ความดัน 6 Barg ใช้สำหรับไล่ไฮโดรคาร์บอนออกจากระบบ
4. Demin. water เป็นกระบวนการผลิตน้ำที่ปราศจากสิ่งสกปรกต่างๆ รวมถึงแร่ธาตุต่าง ๆ ที่ ละลายอยู่ในน้ำ เพื่อทำให้น้ำที่ได้นั้น ไม่ทำให้เกิดท่อที่ใช้ในระบบต่าง ๆ ไม่เกิดการสึกกร่อน อุด ตัน เนื่องจากสิ่งเจือปนต่างๆในน้ำ
5. Utility water คือน้ำที่นำมากรองแล้วมีคุณสมบัติเทียบเท่าน้ำประปา
6. Cooling water คือน้ำที่ใช้ในการหล่อเย็น กระบวนการผลิตทั่วไป
7. Steam แบ่งออกเป็น 4 ระดับ
 - ระดับ HS (high pressure steam) 115 Barg 520 °C
 - ระดับ MS (medium pressure steam) 45 Barg 380 °C
 - ระดับ LS (low pressure steam) 14 Barg 280 °C
 - ระดับ LLS (low low pressure steam) 3.5 Barg 180 °C
8. Boiler Feed Water (BFW) ผลิตมาจากน้ำ Demin ซึ่งต้องทำการปรับสภาพก่อน
9. Condensate
 - LC (low pressure condensate) เป็น condensate ชั้นดี ไม่มีโอกาสปนเปื้อน จะ recycle โดยไม่ต้อง treatment ก็ได้
 - LLC (low low condensate) เป็น condensate ที่มีโอกาสปนเปื้อนกับ hydrocarbon มักใช้ในอุปกรณ์ heat exchanger

10. Power & Co-Generation Plant



ภาพที่ ก.5 Utility unit

ก.2 อุปกรณ์ในแบบจำลองสมดุลไอน้ำ

แบบจำลองสมดุลไอน้ำ ภายในโรงงานผลิตโอเลฟินส์ตามกรณีศึกษาพื้นฐาน ประกอบด้วย หม้อต้มไอน้ำ เตาเผาอุตสาหกรรม กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน กังหันไอน้ำ มอเตอร์ บีม คอมเพรสเซอร์ เจนเนอเรเตอร์ หน่วยลดความดันไอน้ำ หน่วยผลิตที่ผลิตและใช้ไอน้ำ สำหรับอุปกรณ์ทั้งหมด ของแบบจำลองได้แสดงไว้ในตารางที่ ก.1-8

อุปกรณ์ของแบบจำลองสมดุลไอน้ำ

ตารางที่ ก.1 หน่วยผลิตไอน้ำ

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
Boiler A	หม้อต้มไอน้ำ A
Boiler B	หม้อต้มไอน้ำ B
F0101-F0601	Cracking furnaces

ตารางที่ ก.2 หน่วยผลิตที่ผลิตและใช้ไอน้ำ

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
DCC	หน่วยแตกสลายโมเลกุลด้วยแคททาลิสต์
UT1 / PW	หน่วยสาธารณูปโภคที่ 1 / โรงไฟฟ้าหลัก
BTX	หน่วยสกัดแยกสารอะโรมาติก
SRU	หน่วยนำกลับสารซัลเฟอร์
PRP	หน่วยผลิตโพรพีลีน เมทาธีซิส

ตารางที่ ก.3 กังหันไอน้ำ

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
X3201	Cracked gas compressor turbine
X8201	Steam Generator turbine
X4401	Ethylene compressor turbine
X4601	Propylene compressor turbine

ตารางที่ ก.3 (ต่อ) กังหันไอน้ำ

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
X2701	Pyrolysis fuel oil pump turbine
X3301	Oil pump turbines for Cracking gas compressor
X8002	Boiler feed water pump turbine (furnaces)
X4501	Oil pump turbines for Propylene compressor
X2801	Wash water pump turbine
X8001	Boiler feed water pump turbine (boilers)
X8202	3.5 MW Steam Turbine Generater

ตารางที่ ก.4 หน่วยลดความดันไอน้ำ

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
Z8101	HP-MP Letdown station (process site)
Z8102	MP-LP Letdown station (process site)
Z8103	LP-LLP Letdown station (process site)
Z8104	HP-MP Letdown station (utility site)
Z8105	MP-LP Letdown station (utility site)
Z8106	LP-LLP Letdown station (utility site)
Z8107	MP-Export 25 Barg Letdown station
DCC Letdown Station	44 to 25 Barg Letdown station
BTX Letdown Station	25 to 16 Barg Letdown station
SRU Letdown Station	10.5 to 3.5 Barg Letdown station

ตารางที่ ก.5 กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 115 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น HS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
E6402	Second stage reactor feed heater

ตารางที่ ก.6 กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 45 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น MS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
E6301	Reboiler deoxtanizer
E 8601	Regeration gas heater

ตารางที่ ก.7 กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 14 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
E3003 A/B	Process steam generator I
E3005	Process steam superheater
J3201, J3202/R และ J3203/R	Ejectors for cracked gas compressor turbine
J4601, J4602/R และ J4603/R	Ejectors for propylene compressor turbine
J4401	Ejectors for ethylene compressor turbine
E7802	PFO preheater
E7803	Bunker oil preheater
E7805	PFO heater
E6201	Reboiler depentanizer
E6501	Reboiler C6-C8 stripper
E4206	Acetylene stripper reboiler
D8805	Warm slop drum
R3501	Caustic oxidator
E7804	BFW preheater
C7803 A/B	Soot blowers for steam boilers
E7808 A/B	Air preheaters
J8202, J8203/R และ J8204/R	Ejectors for generator turbine
F0101-F0601	Cracking furnaces
F8601	Regeneration furnace
F8801	Flare

ตารางที่ ก.7 (ต่อ) กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 14 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
E6905	Solvent reclaiming
J6902	Steam ejector reclaiming ejector
E6903	Solvent refining column reboiler
E6605/R	1 st extractor steam reboilers
E6703/R	2 nd extractor 2 nd reboiler
E6606/R	Prestripper reboilers
E6609	1 st stripper reboiler
E6610	Draw-off solvent degassing heater
E6705	Butadiene recovery column reboiler
E6708	2 nd stripper reboiler
J6901	Steam condensate mixer

ตารางที่ ก.8 กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 3.5 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LLS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
F0101-F0601	Cracking furnaces
J8805 A	Ejector for pit of warm slop drum
J8805 B	Ejector for pit of cold slop drum
P2701 A/B/R	Pyrolysis fuel oil pump
E5503	Washwater heater
J4202	Ejector for pit of ARU I
E2501	Naphtha preheater
E2502	LPG recycle preheater

ตารางที่ ก.8 (ต่อ) กลุ่มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ใช้ไอน้ำ 3.5 Barg (ในแผนภาพสมดุลไอน้ำจะแสดงรวมเป็น LLS consumers)

ชื่อ / หมายเลข	อุปกรณ์
E2504	AGO feed preheater
E6103	Start-up heater
E7806	Bunker oil heater
E3001	Process water preheater I
E3802 A/B/R	Reboiler deethanizer II
E5601/R	Reboiler gasoline stabilizer
E5701/R	Reboiler debutanizer
E8401	Fuel gas vaporizer
D8801	Warm blow down drum
E9503	PGO heater
T3001	Process water stripper
E8801	Methanol vaporizer
D8001	Deaerator
E8304	BFW preheater IV
S7803 A/B	Electrostatic precipitator
J4201	Ejector for pit of ARU II
J8805 C	Ejector for pit of WWT
D6912	Tar mixing drum
D6916	Dimer drum
D6908	TBC feed drum

ภาคผนวก ข

หม้อต้มไอน้ำ (Boiler)

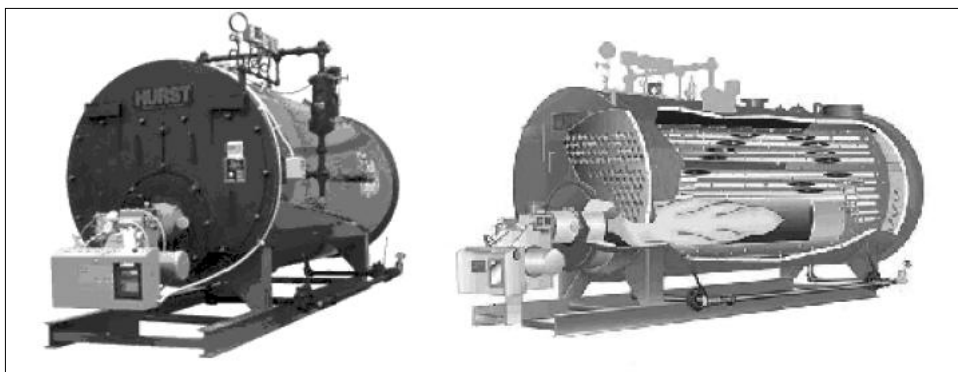
ในทางอุตสาหกรรม หม้อต้มไอน้ำ หมายถึง ภาชนะที่บรรจุน้ำภายใต้ความดันสูง และน้ำนี้จะถูกทำให้กลายเป็นไอ เมื่อได้รับความร้อนจากการสันดาปของเชื้อเพลิง เหตุผลที่ต้องการทำให้น้ำที่บรรจุอยู่ในหม้อต้มไอน้ำมีความดันสูง เพราะจะทำให้จุดเดือดของไอน้ำสูงขึ้น เพื่อที่จะให้ได้พลังงานจากไอน้ำมากขึ้น ขณะเดียวกันน้ำซึ่งมีสภาพเป็นของเหลวจะมีปริมาตรน้อยกว่าน้ำที่มีสภาพเป็นไอ ความต้องการเนื้อที่ของหม้อน้ำจึงน้อยกว่า ซึ่งจะได้ประโยชน์ทั้งสองทาง (ชัยสวัสดิ์, 2538)

เหตุผลที่ทำให้มีการใช้ไอน้ำอย่างแพร่หลาย เนื่องจากกระบวนการผลิตตลอดจนควบคุมไอน้ำให้นำพลังงานจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่งสามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพราะไอน้ำเป็นแหล่งพลังงานที่มีอุณหภูมิคงที่และค่าพลังงานต่อหน่วยที่สามารถถ่ายเทได้สูง (กรณีการควบแน่น) และยังเป็นเทคโนโลยีที่ผ่านการทดสอบมาอย่างยาวนาน ซึ่งการปฏิวัติอุตสาหกรรมเกิดขึ้นจากการพัฒนาเครื่องจักรกลไอน้ำ (Steam Engine) เป็นสำคัญ

หม้อต้มไอน้ำในอุตสาหกรรมสมัยแรก สร้างขึ้นโดยมีจุดประสงค์เพียงเพื่อให้ผลิตไอน้ำได้เท่านั้นยังไม่ได้คำนึงถึงประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ การป้อนเชื้อเพลิง หรือการควบคุมปริมาณน้ำเลี้ยงและไอน้ำยังเป็นแบบป้อนด้วยมือ ต่อมาเมื่อราคาเชื้อเพลิงแพงขึ้น จึงได้มีการพิจารณาออกแบบ และสร้างหม้อน้ำที่มีราคาถูกลง มีประสิทธิภาพสูง และสามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลายๆ ชนิดพร้อมกัน เพื่อให้เกิดการประหยัดที่สุด (ชัยสวัสดิ์, 2538)

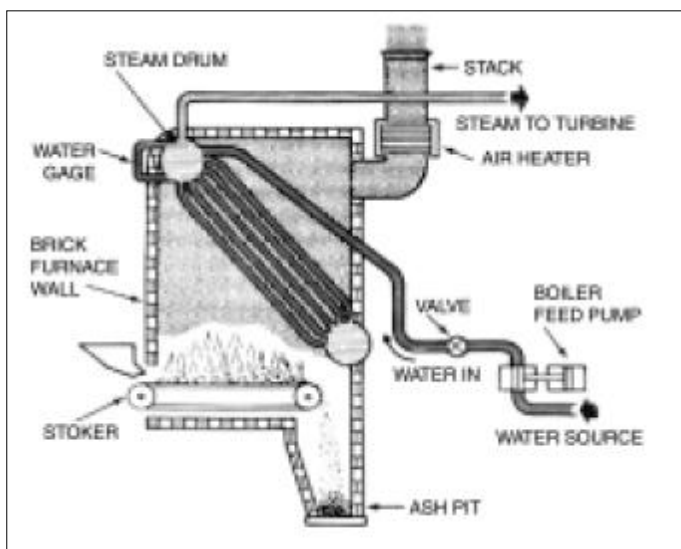
หม้อต้มไอน้ำ แบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่

1. หม้อต้มไอน้ำชนิดท่อไฟ (fire tube boiler) คือ หม้อต้มไอน้ำที่ใช้ก๊าซไอเสียที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงผ่านเข้าไปในท่อที่ทำด้วยโลหะและถ่ายเทความร้อนให้แก่น้ำซึ่งอยู่ข้างนอกกรอบๆ หลอดไฟเหล่านี้ โดยมีเปลือกหม้อต้มไอน้ำห่อหุ้มอยู่ และรักษาความดันภายในหม้อน้ำไว้ (ชัยสวัสดิ์, 2538)



รูปที่ ข.1 หม้อต้มไอน้ำแบบหลอดไฟ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนฯ, 2548)

2. หม้อต้มไอน้ำชนิดท่อน้ำ (water tube boiler) คือหม้อต้มไอน้ำชนิดที่ให้น้ำที่ต้องการต้มอยู่ภายในท่อที่ทำด้วยโลหะ ส่วนก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง อยู่ภายนอกกรอบๆ ท่อน้ำ ปกติหม้อต้มไอน้ำชนิดนี้ใช้ผลิตไอน้ำที่มีความดันสูงตั้งแต่ 10-345 บาร์ และผลิตไอน้ำสำหรับงานที่ต้องการใช้ไอน้ำร้อนยิ่งยวด (superheated steam) หรืองานที่ต้องการไอน้ำปริมาณตั้งแต่ 7.5 ton/hr ขึ้นไป (ชัยสวัสดิ์, 2538)



รูปที่ ข.2 หม้อต้มไอน้ำชนิดท่อน้ำ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนฯ, 2548)

สำหรับโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานโอเลฟินส์ มีหม้อไอน้ำทั้งหมด 2 เครื่อง ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

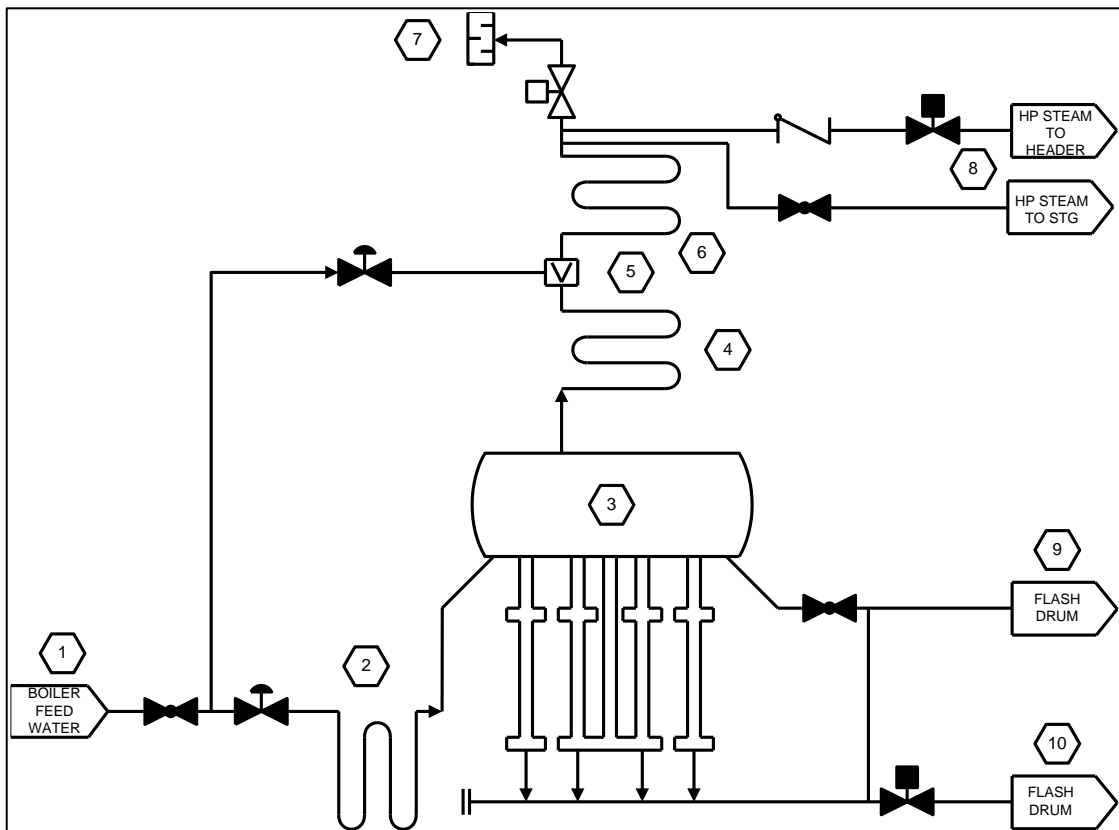
1. ชนิดของหม้อไอน้ำ : ครัมเดียว, มีการไหลเวียนแบบธรรมชาติ, Top supported type for outdoor
2. การระเหยที่กำลังการผลิตสูงสุด : 110 ton/hr ที่ S/H Outlet
3. ค่าความดันในการออกแบบ : 134 Barg
4. สภาวะของไอน้ำที่กำลังการผลิตสูงสุด : 119 Barg x 520 ± 5 °C ที่ S/H Outlet (ที่ Load คงที่)
5. อุณหภูมิของน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ : 145°C ที่ทางเข้าของอีโคโนไมเซอร์
6. ช่วงการควบคุมอุณหภูมิของไอน้ำ : 50-100 เปรเซ็นต์ ของกำลังการผลิต
7. Turndown Ratio : 4 ต่อ 1
(ค่าต่ำสุดของกำลังการผลิตไอน้ำโดยที่จุดหัวเผาทั้ง 6 หัว)
8. เชื้อเพลิงหลัก : น้ำมันเตา เบอร์ 6
9. เชื้อเพลิงใช้เริ่มเดินหม้อต้มไอน้ำ : น้ำมันดีเซล
10. เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจุดไฟ : ก๊าซเชื้อเพลิง (LPG)

กระบวนการผลิตไอน้ำ ของหม้อต้มไอน้ำ

1. วงจรทางเดินของน้ำ

เริ่มต้นโดยน้ำเลี้ยงจากดีแอร์เรเตอร์ (Deaerator) ถูกปั๊ม เข้าสู่อุปกรณ์อุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อต้ม ซึ่งเป็นท่อขดกันอยู่ภายในหม้อต้มไอน้ำ ผ่านเข้าสู่ถังพักไอ (steam drum) ซึ่งทำหน้าที่รับและแยกน้ำกับไอน้ำออกจากกัน จากถังพัก น้ำส่วนหนึ่งจะผ่านไปยังหม้อท่อของผนังน้ำ ซึ่งจะรับความร้อนจากการเผาไหม้ ทำให้อุณหภูมิสูงขึ้น เกิดเป็นไอน้ำอิ่มตัว (saturated steam) ลอยขึ้นไปจนถึงถังพักไอ ในขณะเดียวกัน น้ำอีกส่วนหนึ่งจะไหลลงตามท่อที่เป็นดาวน์คัมเมอร์ (Downcomer) กลับ

เข้าสู่ผนังน้ำ รับความร้อนกลายเป็นไอน้ำอิ่มตัวกลับเข้าถึงพักไอน้ำใหม่ เกิดการไหลเวียนของน้ำแบบธรรมชาติไปเรื่อยๆ ไอน้ำอิ่มตัวที่ลอยขึ้นสู่ถังพักไอน้ำ ถูกไซโคลน (Cyclone) แยกน้ำออกจากไอน้ำ ไอน้ำจะถูกแยกและลอยไปเข้า สกรับเบอร์ (Scrubber) ซึ่งทำหน้าที่แยกน้ำที่อาจหลงเหลืออยู่ ออกก่อนที่ไอน้ำ จะผ่านไปเข้าชุดเปอรฮีทเทอร์คอยล์ (Superheat coil) เพื่อเพิ่มอุณหภูมิของไอน้ำอิ่มตัวให้สูงขึ้น จนกลายเป็นไอคง เพื่อส่งเข้าสู่เครื่องกังหันไอน้ำ ต่อไป (ดังแสดงในรูปที่ ข.3)



รูปที่ ข.3 แผนผังวงจรทางเดินของน้ำ

- | | |
|--|--|
| 1. น้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ (Boiler feed water) | 3. ถังพักไอน้ำ (Steam drum) |
| 2. อุปกรณ์อุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ (Economizer) | 4. ท่อไอคงปฐมภูมิ (Primary super heater) |
| | 5. อุปกรณ์ควบคุมอุณหภูมิ (Attemporator) |

6. ท่อไอ้ดงทุ้ยฎุมิ (Final super heater)

8. ไ้ดง (Superheated steam)

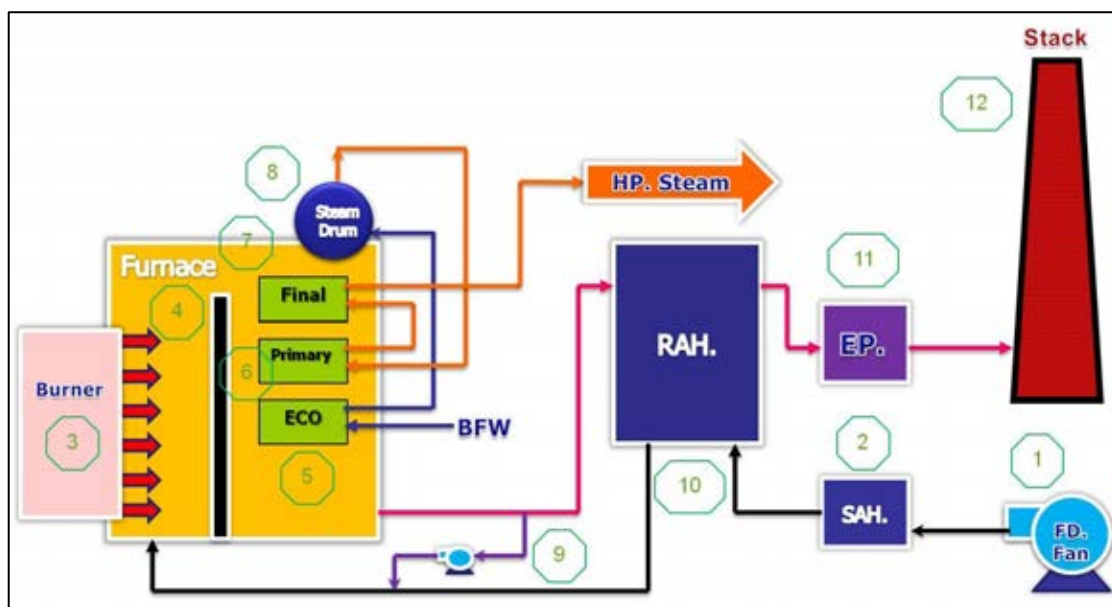
7. อู้ปกรณั้กรองเสี้ยง (High pressure steam silencer)

9. โบลดวาร์น (Blow down)

10. เดรน (Drain)

2. วงจรทางเดินของอากาศ

อากาศจากภายนอกผ่านเข้าสู่เตาทางพัดลมเป่า ผ่านอุปกรณ์อุ่นอากาศ (steam air preheater) มาตามท่อ เข้าสู่เตาทางด้านล่างและเคลื่อนที่ขึ้นสู่ข้างบน เพื่อช่วยในการเผาไหม้ ของเชื้อเพลิงภายในเตากลายเป็นก๊าซไอเสีย ผ่านหลอดน้ำ ท่อไอ้ดง เข้าสู่อู้ปกรณั้อุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไ้ดงน้ำ อู้ปกรณั้อุ่นอากาศ (Rotary air heater) เข้าสู่อู้ปกรณั้กำจั้ดขี้เก้้า และอากาศภายในอู้ปกรณั้ เข้าสู่ปล้อ้ง ปล้อ้ยออกสู่บรรยากาศภายนอก (ดังแสดงในรูปที่ ข.4)



รูปที่ ข.4 แผนผังวงจรทางเดินของอากาศ

1. พัดลมดูดอากาศ (FD. fan, Air blower)
2. อุปกรณ์อุ่นอากาศ (Steam air preheater : SAH.)
3. หัวจุดไฟ (Burner : B1-B6)
4. เตาเผา (Furnace)
5. อุปกรณ์อุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อต้มไอน้ำ (Economizer)
6. ท่อไอน้ำปฐมภูมิ (Primary super heater)
7. ท่อไอน้ำทุติยภูมิ (Final super heater)
8. ถังพักไอน้ำ (Steam drum)
9. พัดลมหมุนวนก๊าซร้อน (Gas recirculation fan)
10. อุปกรณ์อุ่นอากาศ (Rotary air heater : RAH.)
11. อุปกรณ์ดักจับฝุ่น (Electrostatic precipitator : EP.)
12. ปล่องควัน (Stack for steam boiler)

ภาคผนวก ค

การคำนวณหาประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำและเครื่องกังหันไอน้ำ

ค.1 การคำนวณหาประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำโดยวิธี Heat input-output

การหาประสิทธิภาพของ Boiler เป็นการหาอัตราส่วนของพลังงานที่ได้จากไอน้ำที่ผลิตได้ เทียบกับ ผลรวมของพลังงานที่ได้จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง และอากาศที่ป้อนเข้าสู่ Boiler

เพื่อเป็นการคิดเทียบกลับหาผลประหยัดพลังงานในการผลิตไอน้ำความดันสูง (HS; high pressure steam) ที่ลดลง เปรียบกับเชื้อเพลิงหลักนั้นก็คือปริมาณน้ำมันเตาที่ลดการใช้ลงได้ตลอดจนนำไปคิดถึงต้นทุนการใช้เชื้อเพลิงที่ลดลง การคำนวณหาประสิทธิภาพของ Boiler ข้างต้นสามารถแบ่งคำนวณออกเป็น 2 ส่วนคือ

1. ผลรวมพลังงานที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ให้แก่ Boiler
2. ผลรวมพลังงานของไอน้ำที่ได้จาก Boiler

เนื่องจากเชื้อเพลิงที่ใช้มี 4 ชนิด คือ Bunker oil, PFO, Diesel oil และ Fuel gas และในการคำนวณค่าผลรวมพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดจะใช้ค่า LHV (lower heating value) ซึ่งเป็นค่าพลังงานความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง โดยค่า LHV ได้มาจากผลวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (Lab)

สูตรการคำนวณค่าพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้า Boiler ชนิดที่ 1 Bunker oil

$$H_1 = M_1 Cp(T_1 - 34.5) + (M_1 LHV_1) + 0.06M_1(H_{280} - H_{34.5})$$

H_1 = ค่าพลังงานจากการเผาไหม้ของ Bunker oil (kcal/hr)

M_1 = อัตราการไหลเชิงมวลของ Bunker oil (kcal/hr)

T_1 = อุณหภูมิของ Bunker oil ($^{\circ}\text{C}$)

Cp = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของ Bunker oil (kcal/kg/ $^{\circ}\text{C}$)

LHV_1 = ค่าพลังงานความร้อนสุทธิของ Bunker oil (kcal/kg)

H_{280} = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ 280°C (kcal/kg)

$H_{34.5}$ = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ sat. vapor 34.5°C (kcal/kg)

โดยที่ 1. อุณหภูมิอ้างอิง = 34.5°C

2. อัตราการไหลเชิงมวลของ atomizing steam เป็น 6% ของอัตราการไหลเชิงมวลของ เชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าสู่ Boiler

สูตรการคำนวณค่าพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้า Boiler ชนิดที่ 2 PFO

$$H_2 = M_2 Cp(T_2 - 34.5) + (M_2 LHV_2) + 0.06M_2(H_{280} - H_{34.5})$$

H_2 = ค่าพลังงานจากการเผาไหม้ของ PFO (kcal/hr)

M_2 = อัตราการไหลเชิงมวลของ PFO (kcal/hr)

T_2 = อุณหภูมิของ Bunker oil ($^{\circ}$ C)

Cp = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของ PFO (kcal/kg $^{\circ}$ C)

LHV_2 = ค่าพลังงานความร้อนสุทธิของ PFO (kcal/kg)

H_{280} = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ 280 $^{\circ}$ C (kcal/kg)

$H_{34.5}$ = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ sat. vapor 34.5 $^{\circ}$ C (kcal/kg)

สูตรการคำนวณค่าพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้า Boiler ชนิดที่ 3 Diesel oil

$$H_3 = M_3 Cp(T_3 - 34.5) + (M_3 LHV_3) + 0.06M_3(H_{280} - H_{34.5})$$

H_3 = ค่าพลังงานจากการเผาไหม้ของ Diesel oil (kcal/hr)

M_3 = อัตราการไหลเชิงมวลของ Diesel oil (kcal/hr)

T_3 = อุณหภูมิของ Diesel oil ($^{\circ}$ C)

Cp = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของ Diesel oil (kcal/kg $^{\circ}$ C)

LHV_3 = ค่าพลังงานความร้อนสุทธิของ Diesel oil (kcal/kg)

H_{280} = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ 280 $^{\circ}$ C (kcal/kg)

$H_{34.5}$ = ค่าพลังงานของ atomizing steam ที่ sat. vapor 34.5 $^{\circ}$ C (kcal/kg)

สูตรการคำนวณค่าพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้า Boiler ชนิดที่ 4 Fuel gas

$$H_4 = M_4 LHV_4$$

H_4 = ค่าพลังงานจากการเผาไหม้ของ Fuel gas (kcal/hr)

M_4 = อัตราการไหลเชิงมวลของ Fuel gas (kg/hr)

LHV_4 = ค่าพลังงานความร้อนสุทธิของ Fuel gas (kcal/kg)

ทั้งนี้ Fuel gas มีการกระจายตัวที่ดี จึงไม่จำเป็นต้องมี atomizing เหมือนกรณีของเชื้อเพลิงที่เป็น น้ำมันของเหลว

และ C4-Mixed ไม่ได้นำมาคิดหาค่าความร้อนด้วยเพราะโดยมากแล้วไม่ได้นำมาจุดเผาเป็น เชื้อเพลิงจะส่งป้อนเป็นสารตั้งต้นของ หน่วยผลิตโพรพีลีน เมทาธีซีส เพื่อเพิ่มมูลค่าแทนการเผาทั้ง เป็นเชื้อเพลิง

สูตรการคำนวณค่าพลังงานของอากาศป้อนเข้า Boiler

$$H_5 = M_5 C_p (T_5 - 34.5)$$

H_5 = ค่าพลังงานของอากาศป้อนเข้า (kcal/hr)

M_5 = อัตราการไหลเชิงมวลของอากาศป้อนเข้า (kg/hr)

T_5 = อุณหภูมิของอากาศป้อนเข้า ($^{\circ}\text{C}$)

C_p = ค่าความจุความร้อนจำเพาะของอากาศป้อนเข้า (kcal/kg/ $^{\circ}\text{C}$)

ดังนั้นผลรวมของพลังงานทั้งหมดที่ให้แก่ Boiler จะเท่ากับ $\sum H_R$ โดยที่

$$\sum H_R = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5$$

2. ผลรวมพลังงานที่ได้รับจาก Boiler

ผลรวมของพลังงานที่ได้จากไอน้ำคือ ค่าการเปลี่ยนแปลงพลังงานจากสถานะของเหลวอัดตัวไปสู่สถานะไอร้อนยิ่งยวด จึงแสดงเป็นสมการได้ดังนี้

$$\sum H_P = M_6 (H_{ST} - H_{CL})$$

$\sum H_P$ = ผลรวมพลังงานของไอน้ำร้อนยิ่งยวด (kcal/hr)

M_6 = อัตราการไหลเชิงมวลของไอน้ำร้อนยิ่งยวด (kg/hr)

H_{ST} = พลังงานของไอน้ำร้อนยิ่งยวด (kcal/kg)

H_{CL} = พลังงานของน้ำป้อนเข้า Boiler (kcal/kg)

$$\text{ประสิทธิภาพของ Boiler} = (\sum H_P / \sum H_R) \times 100$$

จากการคำนวณจะได้ประสิทธิภาพของหม้อต้มไอน้ำ = 90%

ปกติการหาประสิทธิภาพด้วยวิธีนี้ จะคิดในลักษณะไม่มีความร้อนสูญเสียไปตามแหล่งอื่นๆ เพราะฉะนั้นจะต้องปิดวาล์วระบายน้ำทิ้งที่ถึงพักไอดีด้วย (Blown down) แต่ในทางปฏิบัติ อาจมีการเปิดวาล์วนี้ตลอดเวลา ดังนั้นจึงต้องมีพลังงานความร้อนที่สูญเสียจากการระบายน้ำที่ถึงพักไอดี (Heat from blow down) โดยคำนวณจากผลคูณระหว่างอัตราการไหลของน้ำระบายกับเอนทัลปีของน้ำ ณ. สถานะนั้น

ค.2 การคำนวณหาประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำโดยวิธี Heat loss

ในบางกรณีหากต้องการบ่งชี้การสูญเสียพลังงานที่ตัวหม้อต้มไอน้ำเอง การหาประสิทธิภาพของ Boiler โดยคำนวณหาค่าความร้อนสูญเสีย ทั้งหมดที่เกิดจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง จะทำให้สามารถวิเคราะห์ถึงสาเหตุการสูญเสียได้

ความร้อนสูญเสียที่เกิดกับหม้อต้มไอน้ำ ที่มีความสำคัญและส่งผลกับประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำมีดังนี้

1. Heat loss due to dry flue gas หมายถึง ความร้อนที่สูญเสียออกป่ล่ง เนื่องจากก๊าซไอเสีย นำออกไป (ก๊าซไอเสีย เกิดจากอากาศที่อุณหภูมิบรรยากาศรวมกับเชื้อเพลิง) ซึ่งเป็นการสูญเสียความร้อนที่มากที่สุด

2. Heat loss due to moisture in fuel หมายถึง ความร้อนสูญเสียจากความชื้นที่มีอยู่ในเชื้อเพลิงนำพาออกป่ล่งไป

3. Heat loss due to moisture from burning of hydrogen หมายถึง ความร้อนที่สูญเสียจากความชื้นที่เกิดจากการเผาไฮโดรเจนกับอากาศแล้วได้น้ำ

4. Heat loss due to moisture in air หมายถึง ความร้อนที่สูญเสียจากความชื้นที่เกิดจากการเผาไฮโดรเจนกับอากาศแล้วได้น้ำ

5. Heat loss due to unburned carbon in refuse หมายถึง ความร้อนที่สูญเสียจากการเผาไหม้คาร์บอน ไม่หมดและมีปะปนอยู่ในขี้เถ้าตามที่ต่างๆ ในหม้อต้มไอน้ำ

6. Radiation and unaccounted loss หมายถึง ความร้อนสูญเสียผ่าน ฉนวนหม้อไอน้ำให้กับบรรยากาศรอบๆ เป็นการสูญเสียเล็กน้อย ที่คำนวณได้ยากและมีผลน้อย การสูญเสียจาก Radiation ขึ้นกับพื้นที่ผิวนอกของหม้อต้มไอน้ำ และตามความสามารถของฉนวน การเพิ่มกำลังการผลิตของหม้อต้มไอน้ำ ยิ่งทำให้ Radiation ลดลงเนื่องจาก อัตราการดูดกลืนความร้อนเพื่อผลิตไอน้ำ มีมากเพื่อเทียบอัตรากับการใช้ความร้อนที่อัตราต่างๆ

7. Heat loss due to atomizing steam หมายถึง ความร้อนที่สูญเสียเพื่อเพิ่มพลังงานความร้อนให้แก่อะตอมไมซิง สตรีม ซึ่งช่วยในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง

$$\text{ประสิทธิภาพของ Boiler} = 100 - \text{ผลรวมของความร้อนสูญเสียทั้งหมด (\%)}$$

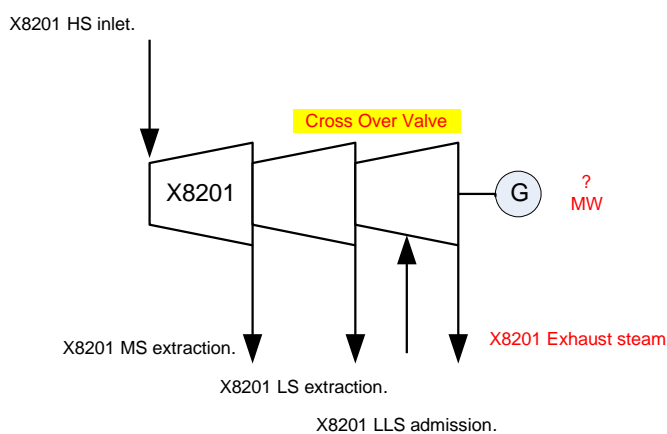
แต่สำหรับในงานวิจัยนี้จะคำนวณอ้างอิงประสิทธิภาพหม้อต้มไอน้ำจากวิธี Heat input-output

ค.3 การคำนวณหาประสิทธิภาพ ของเครื่องกังหันไอน้ำชนิดผลิตพลังงานความร้อน ไฟฟ้าร่วม (STG Efficiency)

ประสิทธิภาพชุดกังหันไอน้ำ ที่ผลิตกระแสไฟฟ้า (Steam turbine generator ; STG) เป็น การคิดรวมทั้งระบบของกังหันไอน้ำครบวงจรการปั่นไฟฟ้า โดยการคำนวณหาประสิทธิภาพของ เครื่องกังหันไอน้ำสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าจะใช้วิธีเปรียบเทียบระหว่างพลังงานของไอน้ำทั้งหมดที่ นำเข้าในการหมุนกังหันไอน้ำ กับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นั่นคือ

$$\text{ประสิทธิภาพเครื่อง STG} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้}}{\text{พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำ}} \times 100$$

พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหมุนกังหันไอน้ำ X8201 สูททิ หาได้จากสมมูลมวลพลังงาน โดยค่า พลังงานไอน้ำในแต่ละระดับพลังงานจะใช้ค่าจากตารางไอน้ำ



รูปที่ ค.1 สมมูลมวลและพลังงานของกังหันไอน้ำ X8201

พลังงานไอน้ำที่ป้อนเข้าหม้อแกงหน้ไอน้ำสุทธิ

$$= (E_{X8201HS-inlet} + E_{X8201LLS-admission}) - (E_{X8201MS-extraction} + E_{X8201LS-extraction} + E_{X8201EXH})$$

โดยที่

$$E_{X8201HS-inlet} = \text{พลังงานของ high pressure steam (MW)}$$

$$E_{X8201MS-extraction} = \text{พลังงานของ medium pressure steam (MW)}$$

$$E_{X8201LS-extraction} = \text{พลังงานของ low pressure steam (MW)}$$

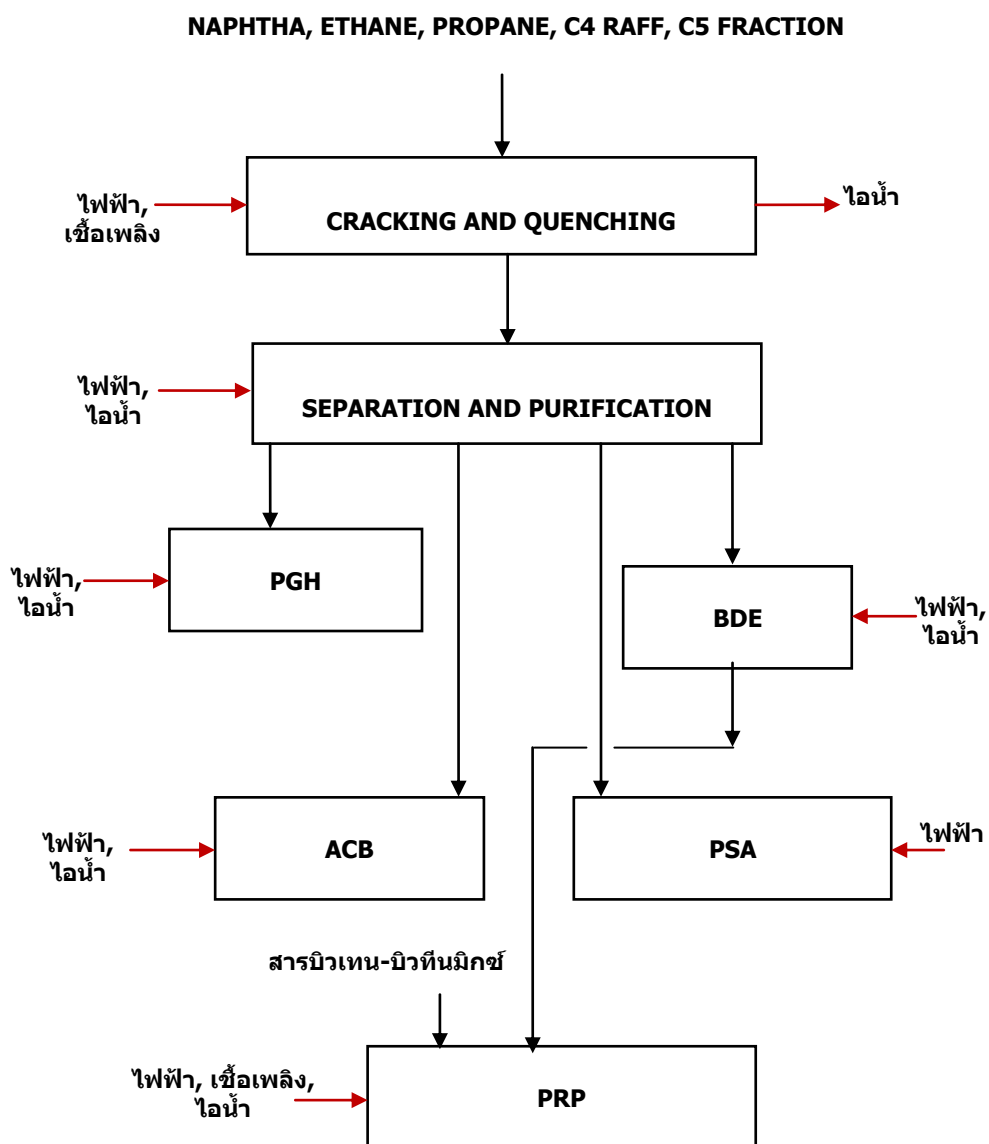
$$E_{X8201LLS-admission} = \text{พลังงานของ low low pressure steam (MW)}$$

$$E_{X8201EXH} = \text{พลังงานของ exhaust pressure steam (MW)}$$

ภาคผนวก ง

อธิบายการใช้พลังงานเชื้อเพลิง ใอน้ำ ไฟฟ้า ในกรณีศึกษาพื้นฐาน

ง.1 ขั้นตอนการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์



รูปที่ ง.1 แผนผังการใช้พลังงานในกระบวนการผลิต Ethylene, Propylene, Butadiene, C6-C8, Hydrogen, Acetylene carbon black

โรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานโอเลฟินส์ เป็นโรงงานปิโตรเคมีขั้นต้น ซึ่งใช้กระบวนการแตกตัวด้วยความร้อนในการผลิต แล้วจึงนำมาทำให้เย็นลง และกลั่นแยกเพื่อให้ผลผลิตที่ได้มีความบริสุทธิ์ตามความต้องการของลูกค้าโดยวัตถุดิบหลักคือ Naphtha และ ผลผลิตที่ได้คือ Ethylene, Propylene, Butadiene, C4, C6-C8, Acetylene, Hydrogen และ Acetylene carbon black โดยมีลักษณะการใช้พลังงานในการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ ดังนี้

1. พลังงานไฟฟ้า ใช้ใน กระบวนการผลิต ระบบปรับอากาศ ระบบแสงสว่าง เป็นต้น
2. พลังงานเชื้อเพลิง ได้แก่ น้ำมันเตาชนิด C, ก๊าซเชื้อเพลิง, Pyrolysis fuel oil, Pyrolysis gas oil
3. พลังงานไอน้ำ

หมายเหตุ

PGH : Pyrolysis Gasoline Hydrogenation

BDE : Butadiene Extraction

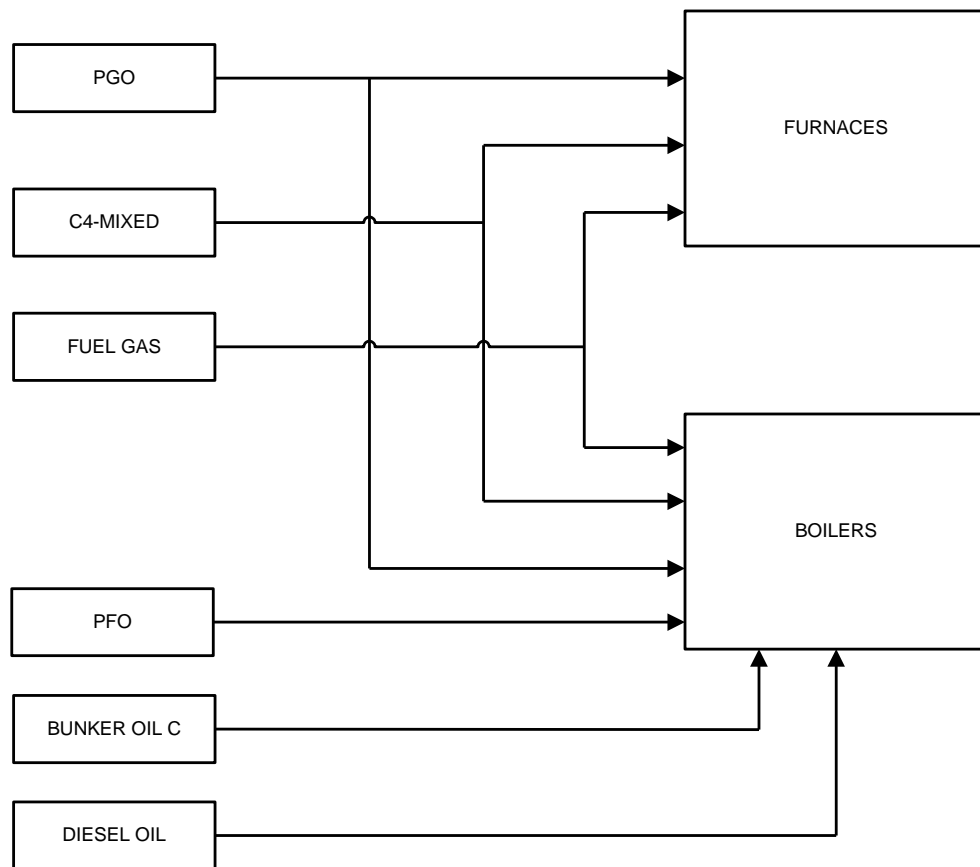
ACB : Acetylene Carbon Black

PSA : Pressure Swing Adsorption

PRP : Propylene Plant (Metathesis Process)

การใช้พลังงานของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานซึ่งโดยส่วนใหญ่เชื้อเพลิงต่างๆ จะถูกใช้ไปในการให้ความร้อนกับเตาเผา (furnaces) เพื่อให้ความร้อนกับสารตั้งต้น และใช้กับหม้อต้มไอน้ำ (boilers) เพื่อผลิตไอน้ำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่างๆ การใช้เชื้อเพลิงและพลังงานของโรงงานโอเลฟินส์ แสดงได้ตาม Block flow diagram ดังต่อไปนี้

ง.2 แสดงการใช้เชื้อเพลิง



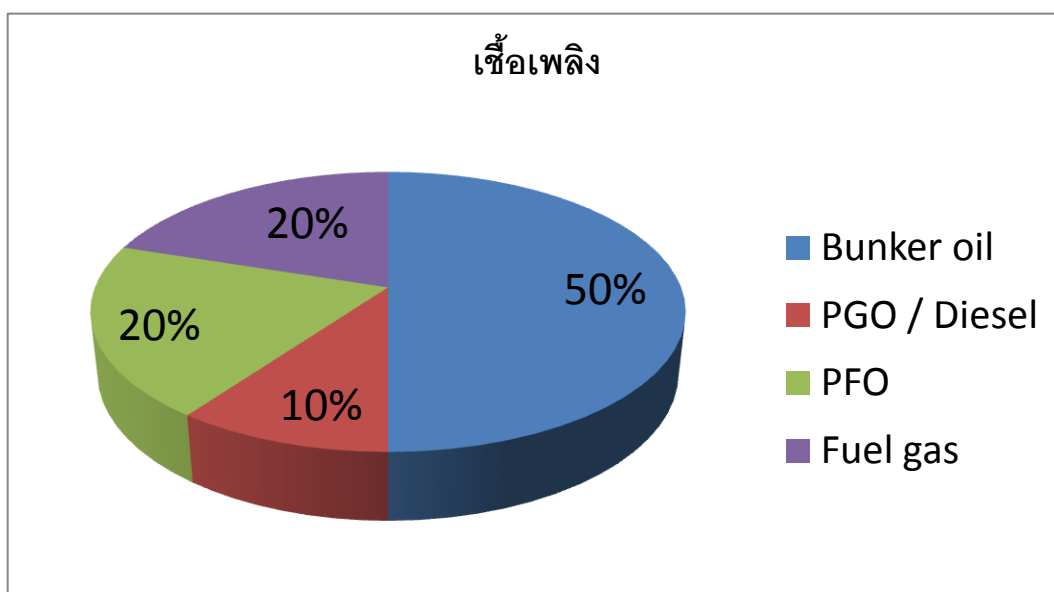
รูปที่ ง.2 การใช้เชื้อเพลิงของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

ระบบเชื้อเพลิงที่ใช้ในหม้อต้มไอน้ำของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน มี 6 ชนิด ดังนี้

1. น้ำมันเตา เบอร์ 6 (Bunker Oil C) ซึ่งถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงหลัก
2. PFO (Pyrolysis Fuel Oil) เป็นน้ำมันผลิตภัณฑ์ผลพลอยได้ (by-product) จากไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ไซยาเวที่แยกจาก Crack gas ที่ Oil fractionation unit ซึ่งเกิดขึ้นในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์
3. PGO (Pyrolysis Gas Oil) เช่น เดียวกันกับ PFO แต่เป็นสารประกอบด้วยไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอน 9 ตัว ซึ่งโมเลกุลเล็กกว่า PFO

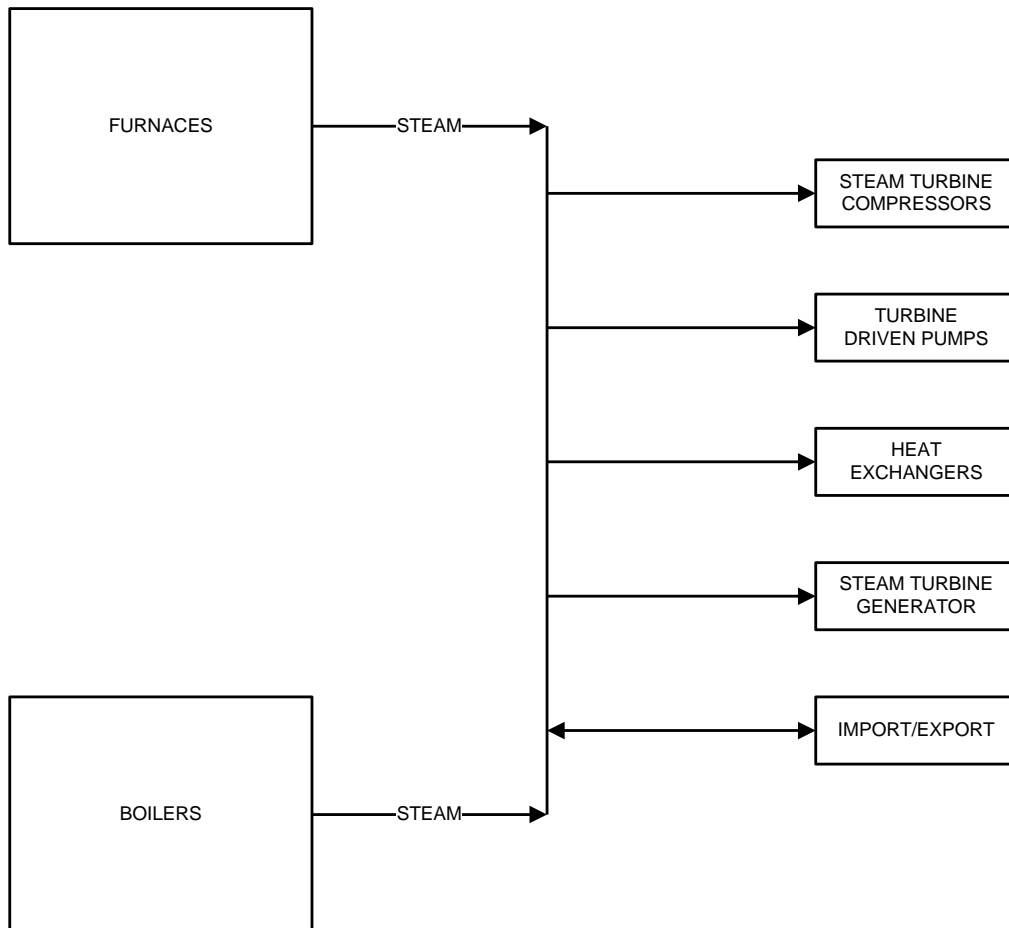
4. น้ำมันดีเซล ใช้ตอนเริ่มต้นเดินหม้อไอน้ำ เท่านั้น
5. ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel gas) เป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการระบวณการผลิตโอเลฟินส์
6. C4-Mixed เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีคาร์บอน 4 ตัว (ซึ่งจะมี Butane, Butene, Butylene และ C3 ปนในปริมาณเล็กน้อย) เป็นผลพลอยได้จากการระบวณการผลิตโอเลฟินส์ทั้ง thermal cracking และ catalytic cracking ปัจจุบันจะถูกใช้เป็นสารตั้งต้นในกระบวนการ metathesis แทนการเผาเป็นเชื้อเพลิง

ระบบ Boiler ของ โรงงานกรณีศึกษาพื้นฐานมี Boiler 2 ตัว คือ Boiler A และ B แต่ละตัวมี Capacity การผลิต High pressure steam อยู่ที่ 110 t/h ซึ่งใช้เชื้อเพลิงได้ทั้ง Fuel oil และ Fuel gas แต่ละ Boiler ประกอบด้วย 6 Burner โดยแยกเป็น Oil&Gas 4 หัว และ Gas อย่างเดียว 2 หัว ซึ่งมีสัดส่วนปริมาณการใช้แสดงตามแผนภาพด้านล่าง



รูปที่ ง.3 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของหม้อต้มไอน้ำในโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

ง.3 แสดงการใช้พลังงานไอน้ำ

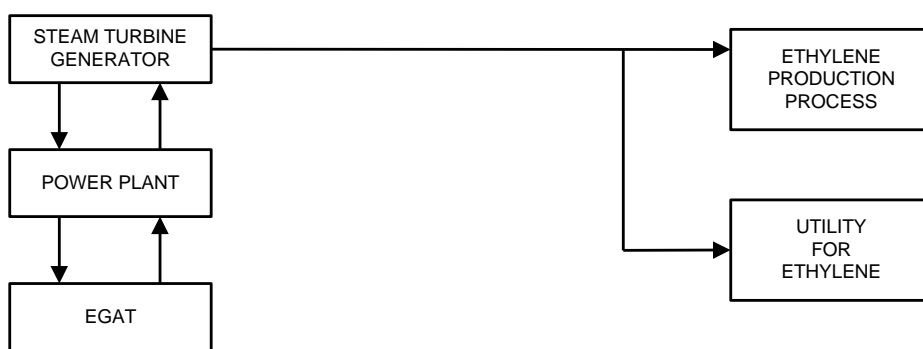


รูปที่ ง.4 การใช้ไอน้ำของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

โรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐานมีระบบการผลิตไอน้ำ เป็นของตัวเองและหากไม่พอก็สามารถที่จะรับจาก OSBL. (Outside bettery limits) ได้ สำหรับระบบการผลิตไอน้ำ ของโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐานโอเลฟินส์สามารถผลิตได้จาก Furnace และ Boiler

ไอน้ำที่ผลิตได้จาก Furnace และ Boiler จะถูกใช้ในการปั่นกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งจะเป็นต้นกำลังของ ปั๊ม (Pump), เครื่องอัดเพิ่มความดันก๊าซ (Gas Compressor), เครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า (Generator) และเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat exchanger) ทั้งนี้ในบางระดับความดันไอน้ำสามารถนำเข้าไปและส่งออกนอกโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐาน

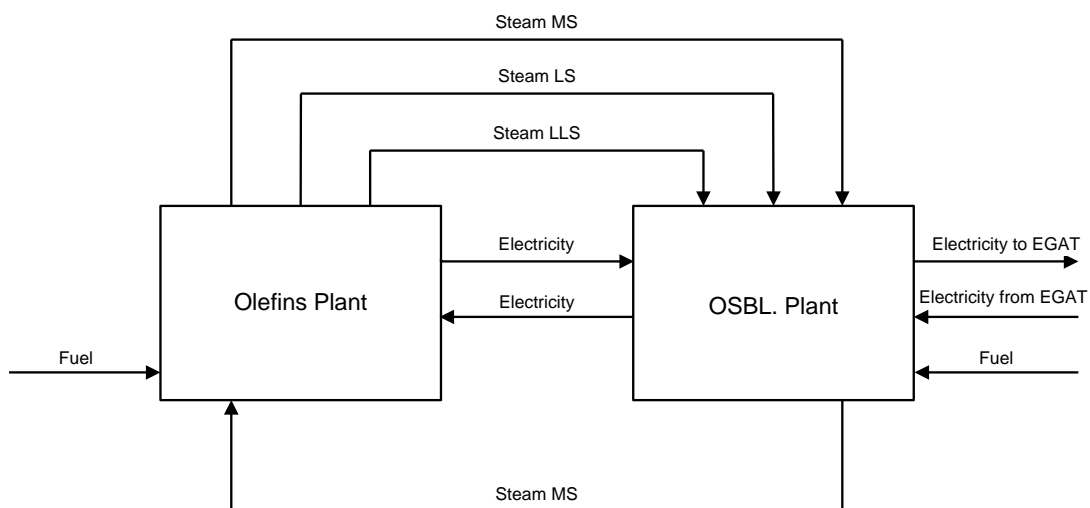
ง.4 แสดงการใช้พลังงานไฟฟ้า



รูปที่ ง.5 การใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงงานผลิตกรณีศึกษาพื้นฐานโอเลฟินส์ นอกจากใช้ในโรงงานผลิตเอททิลีน แล้วยังสามารถส่งออกในกรณีที่เกิดเกินต่อความต้องการภายใน และหากขาดในบางกรณีการผลิตยังสามารถรับจากปิโตรเคมีคอมเพล็กซ์ (Petrochemical Complex) ซึ่งจะจัดการรับส่งเป็นโครงข่ายกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT)

ง.5 แสดงการใช้พลังงาน เชื้อเพลิง, ไอน้ำ และไฟฟ้า



รูปที่ ง.6 การใช้พลังงานรวมของโรงงานกรณีศึกษาพื้นฐาน

เมื่อพิจารณาการใช้พลังงานโดยรวมแล้วรวมของทั้งโรงงานผลิตโเอเลฟินส์ตามกรณีศึกษาพื้นฐาน มีการรับพลังงานในรูปของเชื้อเพลิง, ไอน้ำ MS ตลอดจนถึงกระแสไฟฟ้าในบางกรณีศึกษา

สำหรับการส่งพลังงานออกภายนอกจะมีการส่งไอน้ำ MS, LS, LLS และการขายกระแสไฟฟ้าส่วนเกินออกภายนอกในบางกรณีศึกษาเช่นกัน

ภาคผนวก จ

ภาพถ่ายประกอบอุปกรณ์ในระบบบริหารจัดการไอน้ำโรงงานโอเลฟินส์



รูปที่ จ.1 Cracking furnaces (F0101-F0601)



รูปที่ จ.2 หม้อต้มไอน้ำ (Boiler A/B)



รูปที่ ๑.3 หม้อต้มไอน้ำ (Boiler B)



รูปที่ ๑.4 โรงงานผลิตโอเลฟินส์



รูปที่ ๑.5 โรงงานไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่สนับสนุนกระบวนการผลิตโอเลฟินส์



รูปที่ ๑.6 ใบพัดกังหันไอน้ำ X3201 (Cracked gas compressor turbine)



รูปที่ ๑.๗ ใบพัดกังหันไอน้ำ X3201 (Cracked gas compressor turbine)



รูปที่ ๑.๘ ใบพัดกังหันไอน้ำ X4401 (Ethylene compressor turbine)



รูปที่ ๑.๙ ภายนอก Turbine House เครื่องกำเนิดไฟฟ้า X8201 (Steam Generator turbine)



รูปที่ ๑.๑๐ ภายใน Turbine House กังหันไอน้ำ X8201 (Steam Generator turbine)



รูปที่ จ.11 ภายใน Turbine House เครื่องกำเนิดไฟฟ้า X8201 (Generator)



รูปที่ จ.12 ภายในห้องเผาไหม้หม้อต้มไอน้ำ (Boiler)



รูปที่ ๑.13 ภายนอกหัวเผาไหม้ (Burner)



รูปที่ ๑.14 ภายในหัวเผาไหม้ชนิด Oil & Gas



รูปที่ ๑.15 ภายในหัวเผาไหม้ชนิด Oil



รูปที่ ๑.16 ก้านหัวเผา Oil Lance & Tip



รูปที่ จ.17 สถานีลดแรงดัน (Letdown station)



รูปที่ จ.18 สถานีลดแรงดัน Z8106 (LP-LLP Letdown station)



รูปที่ จ.19 หอน้ำหล่อเย็น (Cooling Tower)

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายหุตน์ย บริรัตน์ เกิดวันที่ 17 มิถุนายน พ.ศ. 2523 สำเร็จการศึกษาระดับชั้นมัธยมศึกษาปีที่ 6 จากโรงเรียนราชสีมาวิทยาลัย (จังหวัดนครราชสีมา) สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี จากมหาวิทยาลัยขอนแก่น เมื่อปี พ.ศ. 2545 และศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553

ผลงานการเผยแพร่

หุตน์ย บริรัตน์ และ อมรชัย อภรณ์วิธานพ, “การออกแบบและจัดการระบบไดรฟ์น้ำเชิงบูรณาการสำหรับกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม” การประชุมวิชาการนานาชาติวิศวกรรมเคมีและเคมีประยุกต์แห่งประเทศไทยครั้งที่ 21 (TICHe 2011) หน้า T-17, สงขลา, 2554