วิเคราะห์และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด

นายวุฒิชัย ชนปิยางกูร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
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.

ANALYSIS AND SIMULATION OF CLEAN COAL POWER PLANT MODEL

MR.WUTTICHAI CHANAPIYANGKOON

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Science Program in Energy Technology and Management

(Interdisciplinary Program)

Graduate School

Chulalongkorn University

Academic Year 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	วิเคราะห์และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด
โดย	นายวุฒิชัย ชนปิยางกูร
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์.ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชวลิต งามจรัสศรีวิชัย

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

…….. คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.อมร เพชรสม)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

…… ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

…….. อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์.ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช)

…….. อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชวลิต งามจรัสศรีวิชัย)

…… กรรมการ
(รองศาสตราจารย์.ดร.วิทยา ยงเจริญ)

…… กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.อุริช อัชชโคสิต)

วุฒิชัย ชนปิยางกูร : วิเคราะห์และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (ANALYSIS AND SIMULATION OF CLEAN COAL POWER PLANT MODEL) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : รศ.ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช , อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม : ผศ.ดร.ชวลิต งามจรัสศรีวิชัย , 125 หน้า

การศึกษาวิเคราะห์ และจำลองผลโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด เป็นการศึกษาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่จะนำมาใช้สำหรับโรงไฟฟ้า โดยกำหนดขอบเขตของการศึกษาสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในประเทศไทย ใช้เชื้อเพลิงจากการนำเข้าถ่านหิน จากตลาดแปซิฟิก ซึ่งมีแหล่งถ่านหินที่มีปริมาณสำรองสูงในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก และมีความคุ้มค่าในการลงทุน การศึกษาได้กำหนดให้ประเทศอินโดนีเซีย เป็นแหล่งถ่านหิน ที่มีศักยภาพในด้านคุณภาพถ่านหิน ประเภท ซับบิทูมินัส และบิทูมินัส และการขนส่งนำเข้ามาใช้ในประเทศไทย ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่สำคัญของการใช้ถ่านหินนำเข้า เนื่องจากต้องขนถ่ายถ่านหินทางทะเล ผู้วิจัยจึงได้กำหนดขอบเขตของการศึกษาตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดตั้งอยู่ชายฝั่งด้านอ่าวไทย ในพื้นที่ ภาตใต้ตอนบน และภาคตะวันออกที่มีศักยภาพในการพัฒนาเป็นท่าเรือน้ำลึกเพื่อการขนถ่ายถ่านหินได้ในอนาคต และสามารถเชื่อมโยงเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทั้งนี้ ในการศึกษาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดได้ทำการศึกษาอย่างรอบด้าน ตั้งแต่เทคโนโลยีก่อนการเผาไหม้ เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหิน และเทคโนโลยีหลังการเผาไหม้ เพื่อศึกษา ทางเลือกโมเดลที่มีประสิทธิภาพ และมีความเหมาะสมสำหรับประเทศไทย รวมทั้งสามารถนำมาพัฒนาได้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ด้านการลงทุน และสอดรับกับนโยบายของภาครัฐในการเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน กระจายความเสี่ยง ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติ และการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ

ผลการวิเคราะห์แบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด สำหรับขนาดกำลังการผลิตที่มีความคุ้มค่าทางเศรษศาสตร์ พบโรงไฟฟ้าจะมีกำลังการผลิตหน่วยละ 800-900 MW โดยตั้งอยู่ริมทะเลเพื่อรองรับการขนถ่านหินขึ้นจากเรือ และการใช้น้ำทะเลเพื่อการหล่อเย็น ในการศึกษาและกำหนดแบบจำลอง ในขั้นตอนก่อนการเผาไหม้ได้กำหนดให้ใช้ระบบการขนถ่าย การลำเลียงและการจัดเก็บถ่านหิน ด้วยระบบปิด เพื่อป้องกันการฝุ่นถ่านหินมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้ม ขั้นตอนหลังการเผาไหม้ได้เลือกใช้ระบบกำจัดซัลเฟอร์ด้วยระบบเปียกด้วยหินปูน หรือการกำจัดด้วยน้ำทะเล ส่วนเทคโนโลยีการเผาไหม้ได้จำลองผล เป็น 3 รูปแบบ ซึ่งประกอบด้วย Ultra Super Critical PC, Super Critical PC และ Sub Critical PC ผลการจำลองผลด้านเทคนิค และด้านเศรษศาสตร์การเงินให้พบ ว่าเทคโนโลยี Ultra Super Critical PC ให้ผลของค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Levelized Unit Price) 1.9458 บาท ถูกที่สุด รองลงมา 2.1166 บาท และ 2.2294 บาท ตามลำดับ ดังนั้นในการเลือกแบบจำลองที่เหมาะสม สำหรับประเทศไทยควรเลือกเป็นแบบจำลอง Ultra Supper Critical PC ซึ่งจะทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุด เนื่องจากมีประสิทธิภาพที่สูงกว่า ลดการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเมื่อเปรียบเทียบกันแล้ว และยังช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เท่ากัน

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต.....

ปีการศึกษา 2556 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม.....

5287647020 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT

WUTTICHAI CHANAPIYANGKOON: (ANALYSIS AND SIMULATION OF CLEAN COAL POWER PLANT MODEL). ADVISOR : ASSOC.PROF. DAWAN WIWATTANADATE,Ph.D.,
CO - ADVISOR : ASST. PROF. CHAWALIT NGAMCHARUSSRIVICHAI,Ph.D.,125 pp.

Analysis and Simulation of Clean Coal Power Plant Model was defined the scope of study for Clean Coal Power Plant in Thailand by utilizing the imported thermal coal from Pacific Market. Indonesia country was focus to be the high potential source to supply for this region in perspective of quality of coal and total cost included transportation cost. The location of Clean Coal Power Plant in Thailand was studied base on imported coal via deep sea port, the site would be shoreline surround gulf of Thailand and also capable to connect with the nation grid. Upper part of southern area and eastern area was being concentrated upon the condition.

Study of Clean Coal Technology was be comprehensive study the choice of technology, beginning from Pre combustion, Combustion and Post Combustion, the plant configuration was be design base on commercial availability of technology to minimize the environment impact and human health risk, also the efficiency of the operation unit through 25 years plant life. The result of financial analysis and modeling would be the parameter for justification. In order to promote and enhance the policy for fuel diversification and increase the stability of Thailand power generation.

The model for simulation of Power Unit capacity 800-900 MW would be integrated from coal unloading, transportation, storage and handling by closed system. The combustion technology was be classified to 3 technology, Ultra Supper Critical PC, Supper Critical PC and Sub Critical PC. The post combustion was design as same technology, Selective Catalytic Reduction for NOx Removal, Electrostatic Precipitator for particle removal and the Wet Flue gas desulfurization (or Sea water scrubber) for sulfur removal.

The result of plant heat balance simulation and financial modeling derived the Levelized Unit Price of power per kWh as following, Ultra Supper Critical PC 1.9458 baht, Supper Critical PC 2.1166 Baht and Sub Critical PC 2.2294 Baht respectively. The high efficiency and appropriated model for Thailand Clean Coal Power Plant would be Ultra Supper Critical Pulverized Coal Boiler base on the result of efficiency and economic justification and also saving coal consumption per kWh with low volume of exhausted flue gas.

Field of Study: Energy Technology and Management Student's Signature .....

Academic Year : 2013 Advisor's Signature .....

Co-Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ดีเนื่องจากความกรุณาและความช่วยเหลือเป็นอย่างยิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ชวลิต งามจรัสศรีวิชัย อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ที่ได้เสียสละเวลาอันมีค่านับตั้งแต่เริ่มต้นดำเนินการจนเสร็จเรียบร้อยสมบูรณ์ในการให้คำแนะนำ ช่วยเหลือ ตลอดจนแก้ไข ปรับปรุงข้อบกพร่อง เพื่อให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณา จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง ไว้ ณ โอกาสนี้

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ ศาสตราจารย์ ดร.บัญฑิต เอื้ออาภรณ์ ที่กรุณาให้เกียรติเป็นประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ โดยมีรองศาสตราจารย์ ดร.วิทยา ยงเจริญ เป็นกรรมการในการสอบวิทยานิพนธ์ และ อาจารย์ ดร. อุริช อัชชโคสิต เป็นกรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย ซึ่งได้กรุณาตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้ถูกต้องสมบูรณ์ยิ่งขึ้นและให้คำปรึกษาในทุกๆ ด้าน ตลอดจนเจ้าหน้าที่สถาบันวิจัยพลังงาน, เจ้าหน้าที่ภาควิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, ทุกท่านที่ให้ความสะดวกด้านอำนวยการ และประสานงาน ในการทำวิทยานิพนธ์ให้ผู้เขียนตลอดมาตลอดจนค้นคว้าหาข้อมูลในการจัดทำวิทยานิพนธ์ของผู้เขียนครั้งนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา รวมทั้งภรรยาและบุตรทั้งสองคน ของผู้วิจัยที่ให้ทุกๆ สิ่ง ทุกๆ อย่าง โดยเฉพาะอย่างยิ่งความรัก กำลังใจ และแรงกระตุ้นที่ทำให้ข้าพเจ้าประสบความสำเร็จในการศึกษาลุล่วงไปด้วยดี รวมทั้งขอขอบคุณเพื่อนๆ ในภาควิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน รุ่น 1ทุกคน และเพื่อนร่วมงานในบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)สำหรับกำลังใจและมีความปรารถนาดีแก่ข้าพเจ้าเสมอมา และรวมถึงผู้มีพระคุณทุกท่านที่มิได้เอ่ยนามไว้ ณ ที่นี้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญรูป ..... ญ
บทที่ 1 บทนำ 1
วัตถุประสงค์ของการศึกษา 4
ขอบข่ายของการศึกษา 4
ประโยชน์ที่คาดว่าได้รับ 4
วิธีการศึกษา 5
บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6
แหล่งถ่านหินในประเทศไทย 9
ข้อจำกัดในการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า 10
โครงสร้างตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้า 12
ถ่านหินกับการพัฒนาพลังงานไฟฟ้า 16
การใช้ประโยชน์จากถ่านหิน 23
บทที่ 3 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและการบำบัดมลภาวะ การคัดกรองมลพิษ
และการควบคุมการนำถ่านหินมาใช้ประโยชน์ 24
การควบคุมมลพิษจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน 33
เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหิน 50
เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) 51
เปรียบเทียบประเภทเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหิน 61
บทที่ 4 การวิเคราะห์ และจำลองผล รูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด 63

หน้า

บทที่ 5 ข้อสรุปและข้อเสนอแนะ 118
สรุปผลการศึกษา 118
ข้อเสนอแนะการศึกษา 119
รายงานอ้างอิง 124
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 125

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2555-2573 (หน่วย : เมกะวัตต์/ MW) แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า 1

1.2 ปริมาณถ่านหินสำรองที่สำรวจแล้ว (หน่วย : ล้านตัน) 2

1.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าของโลกจำแนกตามเชื้อเพลิงระหว่างปี 3

2.1 ปริมาณและมูลค่าการส่งออกถ่านหินของประเทศออสเตรเลีย พ.ศ.2555 16

2.2 คุณลักษณะของถ่านหินแต่ละประเภท 21

2.3 คุณสมบัติของถ่านหินแต่ละประเภท 22

4.1 เปรียบเทียบประเภทเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในปัจจุบัน 64

4.2 แบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด 68

4.3 การออกแบบกำลังการผลิตของ Clean Coal Power Plant 69

4.4 ค่าควบคุมมลภาวะของแบบจำลอง 71

4.5 คุณสมบัติของถ่านหินนำเข้าจากประเทศอินโดนีเซีย ประเภท Subbituminous 72

4.6 ผลจากการวิเคราะห์ Financial Model 73

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	วงจรการค้าของตลาดถ่านหินโลก	13
2.2	เส้นทางและปริมาณการค้าถ่านหินในตลาดโลก	14
2.3	กระบวนการเกิดถ่านหินในธรรมชาติ	20
2.4	ปริมาณสำรองและปริมาณการผลิตถ่านหินในโลก แยกตามรายทวีป	22
3.1	วัฏจักรการเกิดฝนกรดในชั้นบรรยากาศ	28
3.2	การเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจก	29
3.3	การขนถ่ายถ่านหินขึ้นจากเรือด้วยระบบปิด Screw Pipe Unloading	34
3.4	การลำเลียงถ่านหิน และการจัดเก็บถ่านหิน ด้วยระบบปิด (Closed System)	35
3.5	ตัวอย่าง Dry Sorbet Injection Process	41
3.6	ตัวอย่างระบบ Flue Gas Desulfurization (FGD)	42
3.7	ตัวอย่างระบบ Selective Catalytic Reduction (SCR)	44
3.8	ตัวอย่างอุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบไซโคลน (Cyclone)	45
3.9	ตัวอย่างอุปกรณ์ดักจับฝุ่นด้วยหยดน้ำ หรือสครับเบอร์ (Wet Scrubbers)	46
3.10	ตัวอย่างเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Participator)	48
3.11	ตัวอย่างเครื่องดักตับฝุ่นแบบถุงกรอง(Bag Filters)	50
3.12	การใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)	52
3.13	การทำความสะอาดโดยวิธีทางกายภาพ (Physical Cleaning)	53
3.14	การทำความสะอาดโดยวิธีทางเคมี (Chemical Cleaning)	54
3.15	เทคโนโลยีถ่านหินแบบ Pulverized Coal Combustion (PC)	55
3.16	เทคโนโลยีแบบ Atmosphere Fluidized Bed Combustion (AFBC)	57
3.17	เทคโนโลยีแบบ Pressurized Fluidized Bed Combustion (PFBC)	58
3.18	เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	59
3.19	ประเภทเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากถ่านหินในปัจจุบัน	61
4.1	การออกแบบท่าเรือน้ำลึก และอุปกรณ์ขนถ่ายถ่านหิน	68
4.2	แบบจำลองอ้างอิงของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด	69
4.3	Model ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด Clean Coal Power Plant Model	70

บทที่ 1
บทนำ

พลังงานไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ และยังเป็นปัจจัยพื้นฐานในการดำรงชีวิตของภาคครัวเรือน และยังเป็นการให้บริการสาธารณูปโภคหลักของประเทศให้เข้าถึงตามสิทธิพลเมืองของประชาชนทุกคน รวมทั้งเป็นกระจายความเจริญสู่ท้องถิ่น และชนบทต่างๆ ส่งเสริมให้เกิดปัจจัยการผลิต และการจ้างงาน ในการพัฒนาประเทศ สร้างความเป็นอยู่ที่ดีให้กับประชาชนอย่างทั่วถึง

ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) โดยได้เน้นเรื่องความมั่นคงและความเพียงพอของกำลังการผลิตไฟฟ้า ควบคู่กับนโยบายของกระทรวงพลังงานในเรื่องการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และที่สำคัญเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน โดยคำนึงถึงการกระจายการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และให้มีกำลังสำรองของระบบในระดับที่เหมาะสมโดยจะต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งในแผนได้กำหนดให้จัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน พิจารณาให้มีสัดส่วนที่เหมาะสมตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้าของประเทศ ทั้งนี้ในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน จะพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)

ตารางที่ 1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2555-2573 (หน่วย : เมกะวัตต์/ MW)แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต
1. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	14,580
- **ในประเทศ**	9,481
- รับซื้อจากต่างประเทศ	5,099
2. โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	6.476
3. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	2,5451
4. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	8,623
- **โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด**	4,400
- โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	2,000
- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ	750
- รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	1,473
รวม	**55,130**

ข้อมูลในตารางที่ 1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้ากำลังการผลิตไฟฟ้าใหม้ 2555 – 2573 ได้กำหนดให้มีการพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ และยังเป็นการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ ดังจะเห็นได้จากการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่า เนื่องจากการหยุดซ่อมในช่วงเดือนเมษายน 2556 ที่ผ่านมา ทำให้ประเทศไทยมีความเสี่ยงเนื่องจากกำลังสำรองลดลงมาน้อยกว่าร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด

ข้อมูลในตารางที่ 1.2 แสดงปริมาณถ่านหินสำรองที่พิสูจน์แล้ว โดยจำแนกเป็นถ่านหินชั้นบิทูมินัสถึงแอนทราไซด์ และถ่านหินชั้นลิกไนต์ถึงซับบิทูมินัส พบว่าปริมาณถ่านหินสำรองที่พิสูจน์แล้วของโลกมี 860,938 ล้านตัน หากปริมาณการผลิตไม่เปลี่ยนแปลง โลกจะสามารถใช้ทรัพยากรถ่านหินได้อีก 112 ปี ถ่านหินพบมากที่สุดในทวีปยุโรป และยูเรเซีย มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเท่ากับ 304,604 ล้านตัน และสามารถใช้ได้อีก 242 ปี โดยพบมากในพื้นที่ของสหพันธรัฐรัสเซีย รองลงมาคือภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค ปริมาณสำรองที่พิสุจน์แล้ว 265,843 ล้านตัน คิดเป็นปริมาณร้อยละ 30.9 สามารถใช้ได้อีก 53 ปี โดยพบมากที่ประเทศจีน ออสเตรเลีย อินเดีย และอินโดนีเซีย จากข้อมูลดังกล่าวเห็นได้ว่าถ่านหินเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่มีปริมาณสำรองจำนวนมาก และกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ ทั่วโลก ดังนั้นถ่านหินจึงเป็นเชื้อเพลิงที่มีความมั่นคงในด้านการจัดหาทรัพยากร

ตารางที่ 1.2 ปริมาณถ่านหินสำรองที่สำรวจแล้ว (หน่วย : ล้านตัน)

ทวีป	**แอนทราไซต์และบิทูมินัส**	**ซับบิทูมินัสและลิกไนต์**	**รวม**	**ร้อยละ**	R/P Ratio [1]
ทวีปอเมริกาเหนือ	112,835	132,253	245,088	28.5	228
ทวีปอเมริกาใต้	6,890	5,618	12,508	1.5	124
ทวีปยุโรป และยูเรเซีย	92,990	211,614	304,604	35.4	242
ภูมิภาคแอฟริกาและตะวันออกกลาง	32,721	174	32,895	3.8	126
ภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค	159,326	106,517	265,843	30.9	53
รวม	404,762	456,176	860,938	100.0	112

ที่มา : BP Statistical Review of World Energy June 2012

[1] Reserve to production ratio หรือ R/P Ration หมายถึง ปริมาณสำรองของถ่านหินที่มีการสำรวจแล้วว่าสามารถใช้ได้อีกกี่ปี หากปริมาณการผลิตไม่เปลี่ยนแปลงจาก BP Statistical Review of World Energy June 2012

ประกอบกับปัจจัยด้านราคาถ่านหินในตลาด มีความเหมาะสมต่อการนำผลิตพลังงานไฟฟ้า ทำให้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีต้นทุนการผลิตต่ำกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทอื่น โรงไฟฟ้าที่มีถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะมีต้นทุนการผลิตต่อหน่วยต่ำกว่าโรงไฟฟ้าที่เชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นๆ เมื่อต้นทุน

การผลิตของโรงไฟฟ้าคงที่ จึงมีผลทำให้ลดความผันผวนในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศลงด้วย

ตารางที่ 1.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าของโลกจำแนกตามเชื้อเพลิงระหว่างปี

กำลังการผลิต	2538		2548		2563		**อัตราเฉลี่ย**
	ล้านเมกะวัตต์	%	ล้านเมกะวัตต์	%	ล้านเมกะวัตต์	%	(2538-2563)
ถ่านหิน	1,032	33.5	1,362	29.9	1,760	29.8	2.2%
น้ำมัน	404	13.1	527	11.6	604	10.2	1.6%
ก๊าซธรรมชาติ	571	18.5	1,309	28.7	2,035	34.4	5.2%
นิวเคลียร์	347	11.3	375	8.2	334	5.6	-0.2%
พลังน้ำ	713	23.2	940	20.6	1,109	18.8	1.8%
พลังงานหมุนเวียน	13	0.4	43	1.0	73	1.2	7.2%
รวม	**3,079**	**100**	**4,556**	**100**	**5,915**	**100**	**2.6%**

ที่มา : International Energy Agency

แม้ว่าการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จะมีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมมากกว่าการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทอื่นๆ แต่ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) ก้าวหน้าไปอย่างมาก มีการนำมาใช้ในกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้า ซึ่งเทคโนโลยีดังกล่าวถูกออกแบบให้เพิ่มประสิทธิภาพตั้งแต่ขั้นตอนการทำเหมืองถ่านหิน และการจัดการเหมืองถ่านหินก่อนนำมาใช้ ตลอดจนการเผาไหม้ถ่านหินในการผลิตไอน้ำ เพื่อลดผลกระทบที่เกิดจากเขม่า ฝุ่นละออง และมลทินสารจากการเผาไหม้เพื่อให้เกิดสารตกค้างน้อยที่สุด โดยเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดสามารถนำมาใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าในหลายขั้นตอน ได้แก่ เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก่อนการเผาไหม้ (Pre Combustion) เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดขณะเผาไหม้ (Combustion) เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดหลังการเผาไหม้ (Post Combustion) และเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดโดยการแปรสภาพถ่านหิน (Coal Conversion) ทั้งนี้การดำเนินการตามนโยบายการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงถ่านหินเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้กับประเทศ จึงต้องใช้เทคโนโลยีเหล่านี้ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้า เพื่อเป็นการสร้างความมั่นใจ และการยอมรับเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดให้กับชุมชนและประชาชน

วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์เชิงเปรียบเทียบเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)
2. เพื่อศึกษาและนำเสนอแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Simulation Model of Clean Coal Power Plant)
3. ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Economic Feasibility Study for Clean Coal Power Plant Model)

ขอบเขตการศึกษา

ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ จะทำการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และด้านเศรษฐศาสตร์ ของรูปแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Technical and Economic Feasibility Study for Clean Coal Power Plant)

ในขอบเขตของตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหิน บริเวณชายฝั่งทะเลด้านอ่าวไทย ในภาคใต้และภาคตะวันออก ที่มีศักยภาพ และความพร้อมที่จะพัฒนาเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดได้ในอนาคต โดยการศึกษาจะครอบคลุมประเด็นที่สำคัญดังต่อไปนี้

1. การคัดเลือกแหล่งถ่านหินคุณภาพสูงที่มีศักยภาพ ทั้งในประเทศ และต่างประเทศ
2. การคัดเลือกเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) ที่เหมาะสมและ มีความเป็นไปได้ทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ อันได้แก่ เทคโนโลยีก่อนการเผาไหม้ เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตไอน้ำ และเทคโนโลยีหลังการเผาไหม้ ซึ่งรวมถึงเทคโนโลยีการบำบัดมลภาวะและการจัดการกากของเสีย
3. การศึกษาแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Clean Coal Power Design Model)
4. การศึกษาเงื่อนไขและปัจจัยสำคัญในการเลือกที่ตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Site Selection Criteria and Key Factors)
5. การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ (Project Economic Feasibility Study)

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- ทราบแหล่งถ่านหินคุณภาพสูงที่มีศักยภาพ และมีความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์
- ทราบแนวทางการคัดเลือกเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่เหมาะสม
- ได้แบบจำลองของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Integrated Clean Coal Power Plant Model) ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย พร้อมผลการศึกษาทางด้านเศรษศาสตร์ตามแบบจำลองของ

โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Financial Model for Integrated Clean Coal Power Plant Model)

วิธีการศึกษา

<u>การเก็บรวบรวมข้อมูล</u>

ข้อมูลทุติยภูมิ

ศึกษารวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับถ่านหิน และเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ จากข้อมูลทุติยภูมิ เพื่อนำมาศึกษาและเป็นข้อมูลพื้นฐานในการวิเคราะห์ และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด

การวิเคราะห์ข้อมูล

1. วิเคราะห์ และเปรียบเทียบคุณสมบัติของถ่านหิน จากแหล่งถ่านหินที่มีศักยภาพ ทั้งในและต่างประเทศ
2. วิเคราะห์ และจำลองผล กระบวนการก่อนการเผาไหม้เชื้อเพลิง (Pre Combustion Process) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด
3. วิเคราะห์ และจำลองผล กระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิง (Combustion Process) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด ในการกระบวนการผลิตไอน้ำ (Steam Generation Technology)
4. วิเคราะห์ และจำลองผล กระบวนการหลังการเผาไหม้ (Post Combustion Process) เทคโนโลยีการป้องกันมลพิษ และการกำจัดของเสีย (Pollution Treating and Waste Disposal Technology) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด
5. วิเคราะห์ และจำลองรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Integrated Clean Coal Power Plant Model)
6. ศึกษาองค์ประกอบพื้นฐานที่จำเป็นของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด เพื่อการคัดเลือกที่ตั้งที่เหมาะสม (Site Selection Criteria)
7. ศึกษาความคุ้มค่าทางด้านเศษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Economic Feasibility Study for Clean Coal Power Plant)
8. ศึกษาโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้า ตามสูตรการผลิตไฟฟ้าโดยเอกชน (Independent Power Producer's Tariff Structure) ตามรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ทิฆัมพร จอนเจิดสิน (2539) ได้ศึกษาเรื่อง “การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์: กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เปรียบเทียบน้ำมันเตาและถ่านหิน” โดยได้ใช้ข้อมูลทุติยภูมิที่รวบรวมจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องเพื่อวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าและทรัพยากรที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง รวมทั้งการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบกรณีใช้ถ่านหินและน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงโดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C) และอัตราผลตอบแทนโครงการ (IRR)

ผลการวิเคราะห์พบว่ากรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะเกิดความคุ้มค่ามากกว่ากรณีใช้น้ำมันเตา และเมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการต่อการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิง พบว่ากรณีใช้ถ่านหินจะมีความมั่นคงต่อการเปลี่ยนแปลงของราคามากกว่า แต่การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ดังนั้นหากเลือกใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงต้องมีการจัดการที่ดี

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2541) ได้ทำวิจัยโครงการศึกษาความเหมาะสมการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากลิกไนต์เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าแบบ Combine Cycle ภายใต้การว่าจ้างจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยศึกษาข้อมูลด้านเทคโนโลยีการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากถ่านหินและการประยุกต์ใช้กับ Combine Cycle Plant และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นของการนำระบบดังกล่าวมาใช้

ผลการศึกษารูปแบบ Lignite Coal Gasification และ Gas Cleaning Systems ที่เหมาะกับการนำมาใช้กับ Combined Cycle Power Plant ของการไฟฟ้าฝ่าผลิตแห่งประเทศไทยพบว่าไม่จำเป็นต้องปรับคุณภาพลิกไนต์ล่วงหน้า ใช้การป้อนแบบแห้ง (Dry feed) ไล่ความชื้นแบบ Flash Dryer สามารถลดความชื้นของลิกไนต์ให้อยู่ในเกณฑ์ที่ต้องการ (ไม่เกิน 10 เปอร์เซ็นต์) สำหรับกระบวนการ Gasification ใช้ Transport Reactor ที่ความดัน 15-25 บาร์ อุณหภูมิ 800-900 C ใช้ระบบ Ceramic Candle Filter ทำงานที่อุณหภูมิ 400-450 C เพื่อกำจัดสารอนุภาคละเอียดออกจากก๊าซเชื้อเพลิง ใช้สารดูดซับ (Adsorbent Catalyst) เพื่อกำจัดสารกำมะถัน และเมื่ออุณหภูมิลดต่ำใช้เทคโนโลยีเชิงพานิชย์ เช่น Diethanol Amine Solvent Absorption Process) ในการแยก H2S ออกจาก Syngas ที่อุณหภูมิ 40 C สำหรับระบบกำจัด NOX เนื่องจากระบบกำจัดสารกำมะถันออกจากก๊าซเชื้อเพลิงที่ใช้เป็นระบบอุณหภูมิต่ำ (Cold Gas Cleanup) ซึ่งใช้สารละลายที่สามารถกำจัด

แอมโมเนียและไฮโดรเจนไซยาไนด์ ด้วยเหตุนี้จึงไม่จำเป็นต้องใช้ระบบกำจัด NOX เพิ่ม โดย Syngas ที่ผ่านระบบกำจัดมลพิษเรียบร้อยจะถูกส่งไปเพิ่มอุณหภูมิโดยการแลกเปลี่ยนความร้อนก่อนเข้าระบบ Combined Cycle Power Generation ส่วนผลการศึกด้านความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นของการนำระบบดังกล่าวมาใช้พบว่าค่าใช้จ่ายการลงทุนเบื้องต้นของโรงไฟฟ้า IGCC ขนาด 300-450 MW อยู่ในช่วง 1,100-1,300 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์

อำพรรณ (2544) ได้ศึกษาเรื่อง การวิเคราะห์ต้นทุนพลังงานของโรงไฟฟ้าผลิตร่วม เป็นการศึกษาวิเคราะห์ต้นทุนราคาไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าผลิตร่วมโดยวิธี Energy Costing ในกรณีรวมและไม่รวมการคิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยใช้วิธี Externality Cost ร่วมกับวิธี NETS: Numerical Environment Total Standards ในการประเมินค่าใช้จ่ายที่เกิดจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยใช้โรงไฟฟ้าผลิตร่วม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ เป็นกรณีศึกษาผลการวิเคราะห์ต้นทุนราคาไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยต้นทุนราคาไอน้ำ และต้นทุนราคาไฟฟ้าเมื่อพิจารณาต้นทุนราคาไอน้ำ ด้วยวิธีต่างๆ จะได้ต้นทุนราคาไอน้ำ ที่คำนวณด้วยวิธีการต่างๆ 3 วิธี
โดยวิธีแรก ไอน้ำเป็นผลผลิตของระบบผลิตร่วมมีต้นทุนเทียบได้กับผลคูณของราคาระบบผลิตร่วมกับอัตราส่วน Exergy ไอน้ำ ที่ผลิตได้กับ Exergy รวมของไอน้ำและไฟฟ้า วิธีที่สองเหมือนวิธีแรก ยกเว้นราคาระบบผลิตร่วมใช้ราคาระบบผลิตไอน้ำ วิธีสุดท้ายเป็นการใช้อัตราส่วน Exergy ของไอน้ำ สำหรับกระบวนการผลิต Exergy ของไอน้ำจากหม้อไอน้ำคูณกับราคาของระบบผลิตไอน้ำ ผลที่ได้คือ กรณีเครื่องเดินเต็มพิกัด ต้นทุนราคาไอน้ำ เท่ากับ 46.67, 11.42 และ 134.81 บาท/ตัน ตามลำดับ กรณีเดินเครื่องจริง ต้นทุนราคาไอน้า เท่ากับ 131.19, 32.11 และ 270.85 บาท/ตัน ในส่วนต้นทุนราคาไฟฟ้า ในกรณีเดินเครื่องเต็มพิกัด และไม่รวมผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมีค่าเท่ากับ 0.68 บาทต่อกิโลวัตต์ และเมื่อรวมผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต้นทุนราคาไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1.656 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยที่ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อมจาก CO2 มีค่าเท่ากับ 0.503 บาท/kWh ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจาก SOx มีค่าเท่ากับ 0.038 บาทต่อกิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจาก NOx มีค่าเท่ากับ 0.436 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยระยะเวลาคืนทุนของโครงการกรณีที่ไม่รวมผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมีค่าเท่ากับ 4.068 ปีและไม่สามารถหาระยะเวลาคืนทุนได้ในกรณีรวมผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2550) ได้ทำวิจัยโครงการศึกษาความเหมาะสมของโรงไฟฟ้าระบบ IGCC ภายใต้การว่าจ้างจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยทำการศึกษา คุณสมบัติของถ่านหินในประเทศ วิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยี Coal Gasification Technology และ Gas Cleaning Technology รวมถึงการประยุกต์ใช้กับ Combined Cycle Power Plant หรือ IGCC จากข้อมูลเชิงเทคนิคในต่างประเทศ สรุปข้อมูล นำเสนอรูปแบบและ

ขนาดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า IGCC ที่เหมาะสมในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ สามารถใช้ร่วมกับถ่านหินที่คัดเลือกในประเทศ วิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นของการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า IGCC และประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้า IGCC ที่ใช้ถ่านหินคัดเลือก

ผลการศึกษา ถ่านหินในประเทศเป็นแบบลิกไนต์ซึ่งค่าความร้อนปานกลางค่อนไปทางระดับต่ำ เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าระบบ IGCC ในการแปลงเป็นก๊าซสังเคราะห์ที่สามารถใช้ได้คือ Fluidized-Bed Gasifier ของ GTI ส่วนขนาดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าระบบ IGCC มีลักษณะพิเศษเฉพาะแต่ละโครงการ (Project Specific) ที่ยังไม่มีมาตรฐานกลางสามารถใช้ได้กับโครงการทั่วไป (Generic Project) ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเชื้อเพลิง (ถ่านหิน) สถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ประเภทของเทคโนโลยี ดังนั้นการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ใช้การเทียบเคียงแนวทางและเทคโนโลยีที่ได้คัดเลือกเพื่อใช้กับเชื้อเพลิงถ่านหินที่กำหนด เพื่อประมาณการลงทุนโดยใช้โครงการ Feasibility Study of a Coal-Based IGCC Power Plant in India ดำเนินการศึกษาโดย บ.Nexant Inc. ที่ได้ศึกษาเมื่อ ค.ศ.2002-2005 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ 106.766 MW เป็นฐานข้อมูลด้านราคาและส่วนประกอบต่าง ๆ ที่จะนำมาวิเคราะห์ด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ (Financial/Economic Analysis Model) โดยใช้ตัวแปรที่กำหนดโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ผลลัพธ์ ดังนี้ แหล่งถ่านหินลิกไนต์จากแม่เมาะได้ผลตอบแทนการลงทุนสูงสุด คือ ได้มูลค่าปัจจุบัน (NPV) เมื่อกำหนดอัตราผลตอบแทนที่ร้อยละ 10 ต่อปี เท่ากับ -180.9 ล้านบาท และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 9.75 เปอร์เซ็นต์

และใช้เวลาคืนทุน 23 ปี และราคาขายไฟฟ้าในปีฐานเท่ากับ 2.20 บาทต่อหน่วย (kWh) โดยผลตอบแทนการลงทุนที่รองลงมา คือ แหล่งถ่านหินสินปูน และจากถ่านหินนำเข้าจากประเทศอินโดนีเซีย ตามลำดับ สังเกตได้ว่ามูลค่าปัจจุบัน (NPV) มีค่าเป็นลบทั้ง 3 กรณีไม่น่าลงทุน เนื่องจากราคาของเครื่องจักร อุปกรณ์ของโรงไฟฟ้า IGCC ที่ค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าแบบถ่านหินบดที่ใช้โดยทั่วไป ต่อไปในอนาคตมี เกณฑ์ ระเบียบ ข้อบังคับ ด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดโรงไฟฟ้าระบบ IGCC จะมีความเหมาะสม เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และได้รับการยอมรับจากสังคม

คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2556), ศึกษาแนวทางเลือกเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) โดยใช้แบบจำลองพลังงานที่มีชื่อว่า Long range Energy Alternatives Planning System ประเมินการจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐานตามการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 และประเมินการจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกต่างๆ ของปัจจัยที่ส่งผลการลดการปล่อย CO2 ได้แก่เชื้อเพลิงถ่านหิน เทคโนโลยีการเผาไหม้ และเทคโนโลยีการดักจับ และการกักเก็บก๊าซ

คาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) โดยในงานวิจัยนี้เทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ศึกษาได้แก่ เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบยิ่งยวด (Sub PC) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบเหนือยิ่งยวด (Super PC) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบฟลูอิด์เบดหมุนวน (Sub CFB) เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นกับวัฏจักรความร้อนร่วม (IGCC) เทคโนโลยีเผาไหม้แบบเหนือยิ่งยวดโดยใช้หม้อกำเนิดไอน้ำแรงดันสูง (Ultra Super PC) และเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy fuel Combustion) ส่วนเทคโนโลยี CCS เลือกใช้วิธีใช้โมโนเอทานอลเอมีน (MEA) เป็นสารเคมีดูดซับ CO2 ผลการศึกษาเมื่อพิจารณาด้านการปล่อย CO2 พบว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกไม่มี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Oxy fuel เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส และภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Ultra Super PC เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส ปล่อย CO2 ออกจากระบบน้อยที่สุดใกล้เคียงกัน 117 ล้านตัน CO2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 แต่ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Oxy Fuel และไม่มี CCS มีต้นทุนเฉลี่ยรายปีต่ำกว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Ultra Super PC และไม่มี CCS ในระบบ เมื่อพิจารณาด้านต้นทุน พบว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ไม่มี CCS และใช้เทคโนโลยี Super PC เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส มีต้นทุนเฉลี่ยจากระบบดังกล่าวต่ำสุด ประมาณ 1,195 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี แต่มีการปล่อย CO2 ประมาณ 140 ล้านตัน CO2 เทียบเท่าในปี 2573 พบอีกว่าเทคโนโลยี IGCC ที่ใช้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัส ในการเผาไหม้ และ CCS มีต้นทุนในการลดการปล่อย CO2 ต่อหน่วยต่ำที่สุดประมาณ 58 ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นการพิจารณาทางเลือกการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดจำเป็นต้องพิจารณาทั้งด้านศักยภาพการปล่อย CO2 และด้านต้นทุนที่ใช้เนื่องจากปัจจัยทั้ง 2 ตัวนี้มีความสัมพันธ์กัน

แหล่งถ่านหินในประเทศไทย

ประเทศไทยมีแหล่งถ่านหินกระจายอยู่ทั่วทุกภาค มีปริมาณสำรองทั้งสิ้น ประมาณ 2,197 ล้านตัน แหล่งสำคัญอยู่ในภาคเหนือประมาณ 1,803 ล้านตัน หรือร้อยละ 82 ของปริมาณสำรองทั่วประเทศ ส่วนอีก 394 ล้านตัน หรือ ร้อยละ 18 อยู่ภาคใต้ ถ่านหินส่วนใหญ่มีคุณภาพต่ำอยู่ในขั้นลิกไนต์และซับบิทูมินัส มีค่าความร้อนระหว่าง 2,800 - 5,200 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม หรือ ถ่านลิกไนต์ 2 - 3.7 ตัน ให้ค่าความร้อนเท่ากับน้ำมันเตา 1 ตัน ลิกไนต์เป็นถ่านหินที่พบมากที่สุดในประเทศไทย ที่แม่เมาะ จ.ลำปาง และ จ.กระบี่ จัดว่าเป็นลิกไนต์ที่คุณภาพแย่ที่สุด พบว่าส่วนใหญ่ มีเถ้าปนอยู่มาก แต่มีกำมะถันเพียงเล็กน้อย คาร์บอนคงที่อยู่ระหว่างร้อยละ 41 - 74 ปริมาณความชื้นอยู่ระหว่างร้อยละ 7 - 30 และเถ้าอยู่ระหว่างร้อยละ 2 - 45 โดยน้ำหนัก ในช่วงที่ราคาน้ำมันยังไม่แพงประเทศไทยไม่นิยมใช้ลิกไนต์มากนักแต่ภายหลังที่เกิดวิกฤติน้ำมัน จึงได้มีการนำลิกไนต์มาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง

มากขึ้นทั้งในด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าและอุตสาหกรรม แหล่งถ่านหินที่มีการสำรวจพบบางแหล่งได้ทำเหมืองผลิตถ่านหินขึ้นมาใช้ประโยชน์แล้ว แต่บางแหล่งยังรอการพัฒนาขึ้นมาใช้ประโยชน์ต่อไป ถ่านหินมีปริมาณสำรองมากและกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆทั่วโลก โรงไฟฟ้านำเข้าถ่านหินที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า (Thermal Coal) ส่วนใหญ่จากแหล่งผลิตในประเทศอินโดนีเซียและออสเตรเลีย ปริมาณความต้องการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศที่มีอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจและมีปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง เช่น จีน ญี่ปุ่น อินเดีย เกาหลีใต้ ไต้หวัน เป็นต้น ราคาถ่านหินถูกกำหนดจากกลไกทางการตลาด ดังนั้น โครงสร้างตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้าจึงมีลักษณะเป็นตลาดผู้ขายน้อยราย ถ่านหินจึงเป็นสินค้าที่สามารถใช้ทดแทนกันได้

ในอดีตโรงไฟฟ้าถ่านหินนิยมทำสัญญาซื้อขายถ่านหินในระยะยาว โดยกำหนดราคาถ่านหินเท่ากันตลอดระยะเวลาที่สัญญามีภาระผูกพันจึงทำให้ราคาถ่านหินไม่มีความผันผวนมากนัก เมื่อความต้องการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้น ราคาถ่านหินจึงปรับตัวเพิ่มขึ้น ผู้ผลิตถ่านหินจึงนิยมขายถ่านหินในตลาดจรมากกว่าเพราะให้ผลตอบแทนสูงกว่า ราคาถ่านหินนิยมอ้างอิงจากราคาของท่าเรือนิวคาสเซิล ออสเตรเลีย ซึ่งเป็นตลาดค้าถ่านหินที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในแถบภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค การเปลี่ยนแปลงของราคาถ่านหินในตลาดจรมีความผันผวนมากกว่าราคาถ่านหินในสัญญาระยะยาว เนื่องจากเปลี่ยนแปลงตามสภาพแวดล้อมต่างๆ ที่ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ราคาน้ำมัน ปริมาณการผลิต สภาพดินฟ้าอากาศ เป็นต้น เป็นการยากที่จะพยากรณ์ราคาถ่านหินในอนาคตได้อย่างแม่นยำ ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงของราคาถ่านหินซึ่งเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจึงเป็นความเสี่ยงด้านราคาที่โรงไฟฟ้าจะต้องเผชิญอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

ในอนาคต ประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะนำเข้าถ่านหินจากแหล่งผลิตในต่างประเทศมากขึ้น เนื่องจากประเทศไทยขาดแคลนถ่านหินคุณภาพดี มีความร้อนสูง เพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และนโยบายสนับสนุนการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศ

ข้อจำกัดในการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า

แม้ว่าถ่านหินจะมีข้อได้เปรียบในการใช้เป็นเชื้องเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าเนื่องจากต้นทุนการผลิจตไฟฟ้าจากถ่านหินต่ำกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน พลังงานหมุนเวียน อีกทั้งเป็นทรัพยากรที่มีปริมาณสำรองมากและกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆของโลก หากปริมาณการผลิตไม่มีเปลี่ยนแปลงจะมีทรัพยากรถ่านหินใช้ได้มากกว่าร้อยปี ประกอบกับการใช้เทคโนโลยีถ่านหิน

สะอาดที่พิสูจน์ได้ว่าสามารถนำมาใช้ลดมลภาวะที่เกิดจากกระบวนการเผาไหม้ถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าได้ แต่อย่างไรก็ตาม การนำถ่านหินมาใช้ก็ยังมีข้อจำกัดบางประการ สามารถจำแนกเป็นประเด็นได้ดังนี้

1. การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้ระบบควบคุมมลภาวะทางอากาศที่มีราคาสูงเนื่องจากกระบวนการเผาไหม้ถ่านหิน เป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดปัญหาฝนกรด และสารซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เป็นสารตกค้างปนเปื้อนอยู่ในอากาศนั้น จะทำให้เกิดปัญหาระบบทางเดินหายใจที่ส่งผลกระทบต่อปัญหาสุขภาพอนามัยของประชาชนที่อาศัยอยู่ในชุมชนรอบโรงไฟฟ้าและบริเวณใกล้เคียงได้

2. ในการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ควรใช้ถ่านหินที่มีคุณภาพดีและเลือกใช้ถ่านหินที่มีคุณสมบัติเหมาะสมกับเทคโนโลยีการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจึงมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้าถ่านหินคุณภาพดีจากแหล่งผลิตถ่านหินในต่างประเทศ เนื่องจากทรัพยากรถ่านหินในประเทศไทยยังเป็นถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำ มีค่าความร้อนต่ำทำให้เกิดสารปนเปื้อนตกค้างในอากาศมาก ดังนั้นโรงไฟฟ้าที่มีการนำเข้าถ่านหินจึงต้องอ้างอิงราคาถ่านหินจากตลาดโลก เกิดความผันผวน จะส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าได้ และเมื่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเกิดความผันผวนอาจจะกระทบต่อโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศเนื่องจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้ามีสัดส่วนมากที่สุดในต้นทุนการผลิตทั้งหมดของโรงไฟฟ้า

3. ต้องเร่งแก้ไขปัญหาภาพลักษณ์ด้านลบของโรงไฟฟ้าถ่านหินในสายตาประชาชน โดยการส่งเสริมให้ประชาชนมีความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งข้อจำกัดนี้ต้องอาศัยระยะเวลาไม่สามารถทำให้สำเร็จได้ในเวลาอันสั้น ดังนั้น ในขณะที่ประเทศไทยยังไม่สามารถผลักดันนโยบายการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ จึงควรแก้ปัญหาเฉพาะหน้าในการสร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าด้วยการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นในการผลิตไฟฟ้าไปพร้อมกับการสร้างความเข้าใจให้กับประชาชนเพื่อให้เกิดการยอมรับจากชุมชน

แม้ว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินจะมีลักษณะเป็นโรงไฟฟ้าพื้นฐานซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศมีความมั่นคงมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำ แต่ข้อจำกัดในการหาพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ประกอบกับปัญหาการคัดค้านของประชาชนและชุมชนโดยรอบโรงไฟฟ้าที่มีความวิตกกังวลในผลกระทบจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าจึงทำให้โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทยยังไม่สามารถเดินหน้าได้อย่างเต็มที่ ประการสำคัญจึงจำเป็นต้องให้ความรู้ความเข้าใจกับประชาชนและกำหนดให้โรงไฟฟ้าถ่านหินต้องมีการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดและถ่านหินคุณภาพดีมาใช้เป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ต้องมีการกำหนดจำนวนโรงไฟฟ้าถ่านหินตามความจำเป็นในการใช้ไฟฟ้าในระบบ อย่างไรก็ตาม ผู้ศึกษาควรมองว่าเป็นโอกาสของผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าเอกชนที่จะเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าของประเทศ

และมีแนวโน้มว่าประเทศไทยจะมีการนำเข้าถ่านหินคุณภาพดีจากต่างประเทศมาใช้ในกิจการของโรงไฟฟ้าถ่านหินมากขึ้น

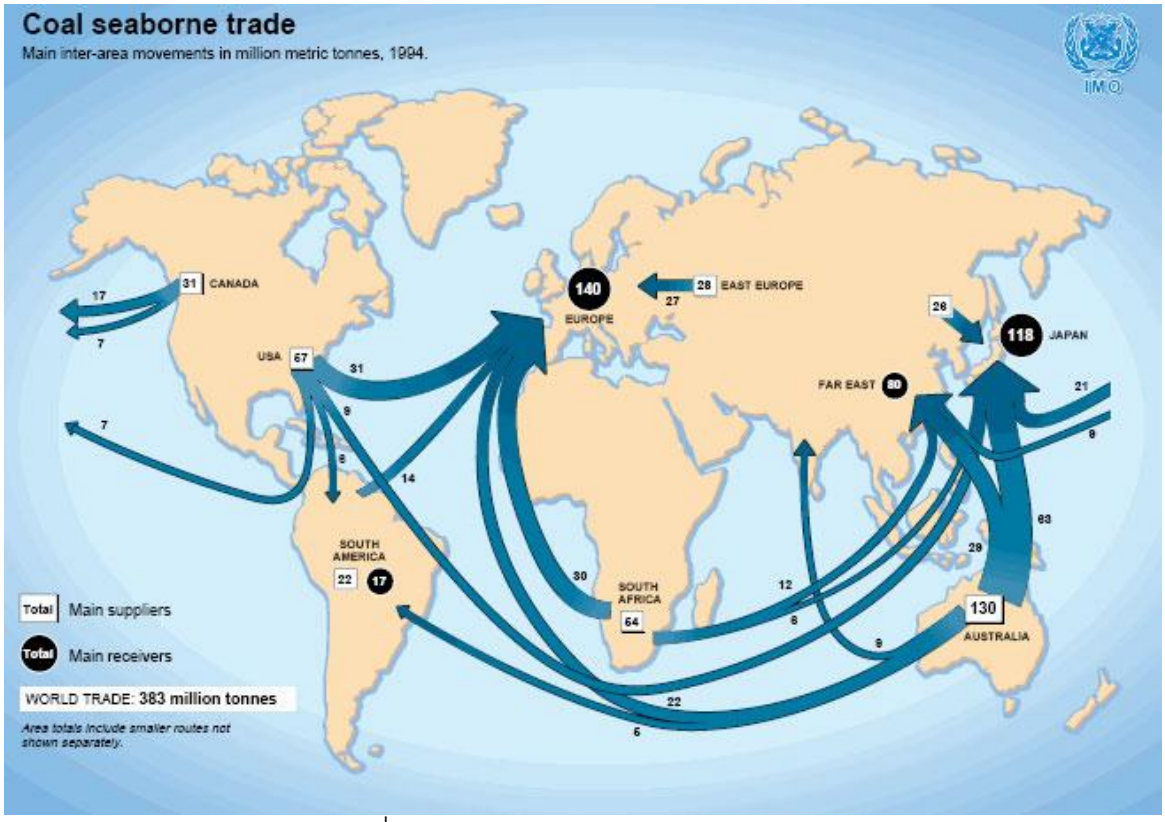
โครงสร้างตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้า

การวิเคราะห์ลักษณะโครงสร้างตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้า โดยเริ่มจากการศึกษาลักษณะของตลาดถ่านหินในตลาดโลก แล้วจึงนำไปสู่การศึกษาโครงสร้างตลาดหินสำหรับโรงไฟฟ้าในประเทศไทย เป็นการศึกษาโครงสร้างตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้าโดยทำการวิเคราะห์ปริมาณสำรองถ่านหิน ปริมาณการใช้และปริมาณการผลิตถ่านหินจากบริษัทผู้ผลิตถ่านหินและโรงไฟฟ้าถ่านหินในฐานะผู้ใช้ สถานการณ์ปัจจุบันของตลาดถ่านหิน ลักษณะการซื้อขายถ่านหินที่มีอยู่ในประเทศไทย ซึ่งเป็นการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ เพื่อใช้ในกิจการโรงไฟฟ้าในการเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า ตลอดจนแนวโน้มของตลาดถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้าในอนาคตซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงพฤติกรรมของผู้ผลิตถ่านหินและโรงไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี จากนั้นจึงนำไปวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อความเสี่ยงด้านราคาถ่านหินสำหรับโรงไฟฟ้าต่อไป

1. **โครงสร้างตลาดถ่านหินโลก**

การวิเคราะห์โครงสร้างตลาดถ่านหินของโลกแบ่งได้ตามลักษณะทางภูมิศาสตร์เป็น 2 ภูมิภาค ได้แก่ การซื้อขายถ่านหินแถบมหาสมุทรแปซิฟิค (Pacific Trade) และการซื้อขายถ่านหินแถบมหาสมุทรแอตแลนติก (Atlantic Trade) โดยตั้งชื่อตลาดถ่านหินตามเส้นทางการเดินเรือสมุทรที่ใช้ในการขนส่งถ่านหิน ประเทศที่มีลักษณะทางภูมิศาสตร์ใกล้เคียงกันหรือมีที่ตั้งอยู่ในภูมิภาคเดียวกันโดยมากขะซื้อขายถ่านหินกันเองภายในภูมิภาคเนื่องจากมีข้อได้เปรียบด้านต้นทุนค่าขนส่งและราคาถ่านหินที่ใช้อ้างอิงนั้น มาจากตลาดถ่านหินที่ใหญ่ที่สุดของภูมิภาคนั้น แต่ในความเป็นจริงได้มีการซื้อขายถ่านหินข้ามภูมิภาคด้วย เช่น ออสเตรเลียเป็นประเทศที่ตั้งอยู่ในควบมหาสมุทรแปซิฟิคนิยมซื้อขายถ่านหินกับประเทศที่ตั้งอยู่ภายในหรือใกล้เคียงกับมหาสมุทรแปซิฟิค เช่น ไทย จีน ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ อินโดนีเซีย ไต้หวัน เป็นต้น โดยใช้ราคาถ่านหินอ้างอิงจากตลาดที่มีมูลค่าการซื้อขายถ่านหินมากที่สุดในภูมิภาคแปซิฟิค คือ ท่าเรือนิวคาสเซิลของออสเตรเลีย ด้านสหรัฐอเมริกา เป็นประเทศที่ตั้งอยู่ในคาบสมุทรแอตแลนติก นิยมทำการค้ากับประเทศที่อยู่ในทวีปอเมริกาเหนือ ทวีปยุโรป ทวีปแอฟริกาใต้ เช่น แคนาดา เม็กซิโก อเมริกาใต้ สหพันธรัฐรัสเซีย เป็นต้น โดยอ้างอิงราคาถ่านหินจากท่าเรือริชาร์ดเบย์ในแอฟริกาใต้ ซึ่งเป็นตลาดที่มีมูลค่าการซื้อขายถ่านหินมากที่สุดในแถบมหาสมุทรแอตแลนติก เนื่องจากความต้องการใช้ถ่านหินของผู้ซื้อแต่ละรายมีความหลกหลายและคุณสมบัติของถ่านหินแต่ละแหล่งผลิตมีความแตกต่างกันจึงทำให้ทั้งออสเตรเลียและสหรัฐอเมริกายังมีการค้าขายถ่านหินข้าม

ภูมิภาคกันอยู่ แต่อย่างไรก็ตามทั้งผู้ซื้อและผู้ขายจะคำนึงถึงต้นทุนการขนส่งเป็นสำคัญ และจากสาเหตุนี้จึงทำให้ราคาถ่านหินของแต่ละภูมิภาคมีความแตกต่างกัน



รูปที่ 2.1 วงจรการค้าของตลาดถ่านหินโลก

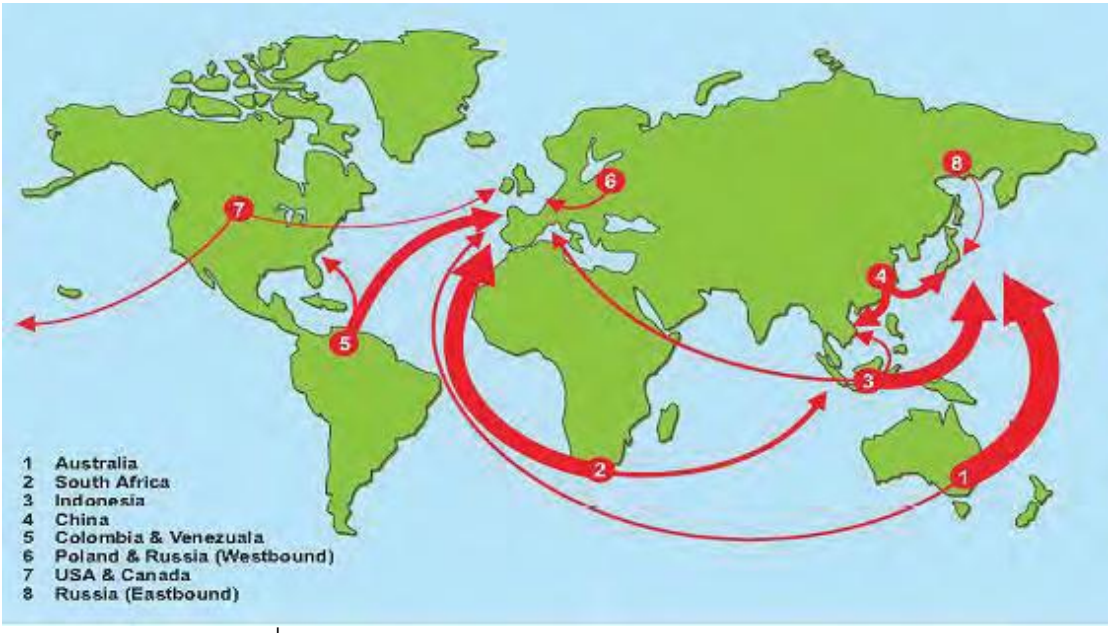
ที่มา: IMO 2012

ภาพที่ 2.1 แสดงวงจรการค้าถ่านหินของโลกIMO และ ภาพที่ 2.2 แสดงเส้นทางและปริมาณการค้าถ่านหินในตลาดโลก จะเห็นได้ว่าวงจรการค้าถ่านหินที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า โดยมากนิยมทำการค้ากันระหว่างประเทศที่ตั้งอยู่ภายในภูมิภาคเดียวกันทั้งในคาบสมุทรแปซิฟิคและคาบสมุทรแอตแลนติก เนื่องจากมีข้อได้เปรียบเรื่อง ต้นทุนการขนส่งที่ต่ำกว่า ถ้าไม่นับต้นทุนค่าถ่านหินแล้ว ต้นทุนการขนส่งถือว่าเป็นต้นทุนที่มีผลต่อการค้าถ่านหินมากเพราะการติดต่อระหว่างผู้ผลิตและผู้ซื้อจะต้องขนส่งโดยเรือบรรทุกสินค้าขนาดใหญ่ผ่านมหาสมุทร

ในการศึกษาครั้งนี้ มีขอบเขตที่จะทำการศึกษาเฉพาะการค้าถ่านหินประเภทที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Thermal Coal / Steam Coal) ของโรงไฟฟ้าในแถบมหาสมุทรแปซิฟิคเท่านั้น เนื่องจากเป็นตลาดที่มีมูลค่าการซื้อขายถ่านหินมากที่สุดในโลกและโรงไฟฟ้าถ่านหินของประเทศไทยได้อ้างอิงราคาถ่านหินจากตลาดนี้เช่นกัน

เมื่อพิจารณาประเทศที่เป็นผู้นำการส่งออกถ่านหินของโลก จะเห็นได้ว่ามีลักษณะโครงสร้างตลาดแบบผู้ขายน้อยราย เนื่องจากมีประเทศผู้ส่งออกถ่านหินเพียง 3 รายหลักที่มีมูลค่าส่งออกถ่านหิน

มากกว่าร้อยละ 60 ของการส่งออกถ่านหินทั้งหมดของโลก ได้แก่ ออสเตรเลีย อินโดนีเซีย และสหพันธรัฐรัสเซีย (IEA, 2009) ประกอบกับข้อมูลการค้าถ่านหินของ Barlow Jonker Pty Ltd. ที่กล่าวว่าการค้าถ่านหินประเภทที่เป็นเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า (Thermal Coal / Steam Coal) ในตลาดโลกจะมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะอย่างยิ่งถ่านหินชั้นบิทูมินัส และซับบิทูมินัส ซึ่งเป็นผลมาจากการปริมาณความต้องการใช้ถ่านหินที่เพิ่มมากขึ้นในประเทศแถบทวีปเอเชีย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในญี่ปุ่น เกาหลีใต้ ไต้หวัน จีน และอินเดียถือว่าเป็นประเทศที่มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงมากและเป็นประเทศผู้นำการนำเข้าถ่านหินรวมกันแล้วมากกว่าร้อยละ 60 ของการนำเข้าถ่านหินทั้งหมด



รูปที่ 2.2 เส้นทางและปริมาณการค้าถ่านหินในตลาดโลก

ที่มา : Professor Peter Knights and Micheal Hood, Coal and the commomwealth The Greatness of an Australian Resource. October 2009.

ออสเตรเลียเป็นประเทศที่มีอิทธิพลอย่างมากต่อตลาดถ่านหินในภูมิภาคแปซิฟิค ข้อมูล พ.ศ. 2555 ออสเตรเลียมีการผลิตถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 เนื่องจากปริมาณความต้องการใช้ถ่านหินของโลกเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งในจีนและอินเดีย มีมูลค่าการส่งออกถ่านหิน 58,373 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย ในปริมาณการส่งออก 263.4 ล้านตัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจาก พ.ศ.2554 ที่มีมูลค่าการส่งออกถ่านหิน 24,680 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย ในปริมาณการส่งออก 252.3 ล้านตัน คิดเป็นร้อยละ 4.4 ราคาถ่านหินมีการปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามภาวะเศรษฐกิจ ทำให้มูลค่าที่แท้จริงของถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 136.5 ถ่านหินที่มีคุณสมบัติทางการค้าในตลาดถ่านหินสามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

1) โค้กกิ้งโคล หรือ Coking Coal หรือ Metallurgical Coal เป็นถ่านหินคุณภาพดีที่มีค่าความร้อนสูงมาก นิยมใช้ในอุตสาหกรรมการถลุงเหล็กเนื่องจากถ่านหินประเภทนี้มีคุณสมบัติที่ไม่กระทบกับกระบวนการถลุงแร่เหล็ก ประเทศผู้นำเข้าถ่านหินประเภทนี้ ได้แก่ ญี่ปุ่น ร้อยละ 43.3

อินเดียร้อยละ 23.8 และจีนร้อยละ 15.5 ข้อมูล พ.ศ.2555 มีมูลค่าการส่งออก 40,166 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย ในปริมาณ 131.4 ล้านตัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากมูลค่าการส่งออก พ.ศ.2554 ที่มีมูลค่าเท่ากับ 16,160 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย คิดเป็นร้อยละ 148.6 และใน พ.ศ. 2555 ราคาถ่านหินเฉลี่ยเท่ากับ 305.66 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลียต่อตัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจาก พ.ศ.2554 ที่มีราคา ถ่านหินเฉลี่ยเท่ากับ 117.54 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลียต่อตัน คิดเป็นร้อยละ 160

2) เทอร์มอลโคล หรือ Thermal Coal หรือ Steam Coal เป็นถ่านหินประเภทที่ให้พลังงานความร้อนนิยมนำไปใช้ในอุตสาหกรรมที่ต้องการไอน้ำหรือเพื่อการผลิตไฟฟ้า พ.ศ.2555 ออสเตรเลียเป็นประเทศที่มีการส่งออกถ่านหินชนิดนี้มากเป็นอันดับสองรองจากอินโดนีเซียในสัดส่วนร้อยละ 32 และร้อยละ 19 ตามลำดับ ประเทศที่เป็นผู้นำเข้าถ่านหินชนิดนี้ได้แก่ ญี่ปุ่น ร้อยละ 61.5 เกาหลีใต้ ร้อยละ 27.9 ไต้หวัน ร้อยละ 20 โดยมีมูลค่าการส่งออกประมาณ 18,208 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย คิดเป็นปริมาณถ่านหิน 132 ล้านตัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจาก พ.ศ.2554 ร้อยละ 15 จากมูลค่าเดิม 8,520 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย หรือ 114.8 ล้านตัน และมีราคาถ่านหินโดยเฉลี่ยที่ 137.90 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย เพิ่มขึ้นร้อยละ 85.8 จาก พ.ศ.2554 ที่ระดับ 74.20 ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลียต่อตัน

ในการศึกษาครั้งนี้ จะทำการศึกษาเฉพาะการซื้อขายถ่านหินประเภทที่ให้พลังงานความร้อน (Thermal Coal/ Steam Coal) เพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเท่านั้น ปัจจุบันหลายประเทศมีแนวโน้มที่จะนำถ่านหินมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เพราะถ่านหินเป็นทรัพยากรที่มีความมั่นคงในการจัดหาวัตถุดิบประกอบปัจจัยด้านราคาที่มีความเหมาะสม เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านกับเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ แล้ว พบว่าถ่านหินมีต้นทุนต่ำกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น แต่มีต้นทุนการผลิตต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ แม้ว่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจะถูกคัดค้านจากประชาชนและชุมชนรอบโรงไฟฟ้า เพราะความวิตกกังวลในเรื่องปัญหาสุขอนามัยและสิ่งแวดล้อม แต่ในปัจจุบันมีการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดมาใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินแล้ว เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว ทำให้โรงไฟฟ้าถ่านหินมีอีกหนึ่งพลังงานทางเลือกที่ได้รับความสนใจ

ตารางที่ 2.1 ปริมาณและมูลค่าการส่งออกถ่านหินของประเทศออสเตรเลีย พ.ศ.2555

ประเทศ	Metallurgical Coal	Thermal Coal	รวม
ปริมาณการส่งออก			
ญี่ปุ่น	43.3	61.5	104.8
อินเดีย	23.8	0.9	24.7
จีน	15.5	9.5	25.0
เกาหลีใต้	15.1	27.9	43.0
ไต้หวัน	6.1	20.0	26.1
อื่นๆ	27.6	12.2	39.8
ปริมาณการส่งออกปี 2555	131.4	132.0	2363.4
ปริมาณการส่งออกปี 2554	137.5	114.8	252.3
อัตราการเปลี่ยนแปลง	-4.4	15.0	4.4
มูลค่าการส่งออก (ล้านดอลล่าร์ออสเตรเลีย)			
ปี 2555	40,166	18,208	58,373
ปี 2554	16,160	8,520	24,680
อัตราการเปลี่ยนแปลง	148.6	113.7	136.5
มูลค่าเฉลี่ยต่อตัน ปี 2555	305.7	137.9	221.3
มูลค่าเฉลี่ยต่อตัน ปี 2554	117.5	74.2	97.8
อัตราการเปลี่ยนแปลง	160.0	85.8	126.5

ที่มา : Coal Srevice Pty Limited

ในส่วนต่อไปจะเป็นการสรุปสถานการณ์ปัจจุบันของตลาดถ่านหินโลก ในด้านการผลิตและปริมาณสำรองถ่านหิน ปริมาณการใช้ถ่านหินและแนวโน้นการใช้ถ่านหินในอนาคต ตลอดจนการซื้อขาถ่านหินที่มีในประเทศไทย เพื่อให้เห็นถึงภาพรวมของตลาดถ่านหินในปัจจุบัน นำไปสู่การวิเคราะห์ปัจจัยทีมีผลกระทบต่ออุตสหกรรมถ่านหินและแนวโน้มการปรับตัวของผู้ที่เกี่ยวข้องในอุตสาหกรรมถ่านหินและโรงไฟฟ้าในอนาคต

ถ่านหินกับการพัฒนาพลังงานไฟฟ้า

ปัจจุบันประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนสูงถึง 70% สูงกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในระบบการผลิตไฟฟ้าของไทยในอนาคต ดังนั้นกระทรวงพลังงานจึงได้ส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงทางเลือกประเภทอื่นๆ ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้มีการกระจายชนิดและแหล่งของเชื้อเพลิง เพื่อไม่ให้มีการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดเดียวมากเกินไป ถ่านหิน

จึงเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงพลังงานทางเลือก เพื่อการผลิตไฟฟ้าที่ยังคงใช้อยู่ในปัจจุบัน

ทุกวันนี้สัดส่วนการใช้ถ่านหินในประเทศไทย ใช้ในการผลิตภาคไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ถึงร้อยละ 81ที่เหลือร้อยละ 19 ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม ได้แก่ อุตสาหกรรมซีเมนต์ กระดาษ เยื่อไฟเบอร์ อาหารปูนขาว ใบยาสูบ โลหะ แบตเตอรี่ และอื่นๆ ตามลำดับ ขณะที่ประเทศไทยมีปริมาณสำรองถ่านหินมากกว่า 2,000 ล้านตัน โดยในจำนวนนี้คิดเป็นปริมาณสำรองที่ประเมินแล้ว (Measured Reserve) ประมาณ 1,100 ล้านตัน

แหล่งถ่านหินส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณตอนเหนือของประเทศ โดยมีอันดับถ่านหิน (Coal Rank) เรียงตามค่าความร้อนจากต่ำสุดไปสูงสุดอยู่ในระดับลิกไนต์ (Lignite) ซับบิทูมินัส (Sub-Bituminous) ไปจนถึงบิทูมินัส (Bituminous) มีถ่านหินจำนวนน้อยที่เป็นแอนทราไซต์(Anthracite) ซึ่งจะพบในแหล่งทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แหล่งผลิตถ่านหินของประเทศส่วนใหญ่มาจากเหมืองแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตั้งอยู่ที่อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง ซึ่งเป็นแหล่งถ่านหินขนาดใหญ่

นอกจากนี้ ยังมีแหล่งผลิตถ่านหินสำคัญอีก 3 แหล่ง ได้แก่ แหล่งถ่านหินที่อำเภอลี้ จังหวัดลำพูน มีปริมาณการผลิต 1.9 ล้านตัน แหล่งถ่านหินที่ อำเภอสบปราบ จังหวัดลำปาง มีปริมาณการผลิต 1.6 ล้านตัน และแหล่งอำเภอเชียงม่วน จังหวัดพะเยา มีปริมาณการผลิต 0.2 ล้านตัน ทั้ง 3 แหล่งนี้ดำเนินการผลิตโดยบริษัทเอกชน นอกจากนี้มีการผลิตจากแหล่งอื่นๆ เล็กน้อยรวมกันแล้วประมาณ 0.4 ล้านตัน

ประเทศไทยยังคงมีความจำเป็นต้องใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และมีต้นทุนการผลิตต่ำกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ รองจากก๊าซธรรมชาติ กระทรวงพลังงานจึงได้มีการวิจัยเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology :CCT) เพื่อลดผลกระทบที่จะเกิดต่อสิ่งแวดล้อม เช่น การลดปริมาณมลพิษที่จะปล่อยเข้าสู่บรรยากาศ

นอกจากนี้ ยังมีการวิจัยเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดให้สามารถลดผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมได้ดียิ่งขึ้นและสามารถนำส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้มาใช้ประโยชน์ได้อีก ซึ่งได้แก่ เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก่อนการเผาไหม้ เพื่อลดสารซัลเฟอร์และสิ่งเจือปนอื่น ๆ ออกจากถ่านหินก่อนเข้าสู่ระบบการเผาไหม้ หรือระบบผลิตก๊าซเชื้อเพลิง ช่วยขจัดหรือลดมลพิษ ซึ่งมี 3 หลักการ ได้แก่ การทำความสะอาดถ่านหินทางกายภาพ (Physical Cleaning) การทำความสะอาดถ่านหินทางเคมี และ การทำความสะอาดถ่านหินทางชีววิทยา เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดระหว่างการเผาไหม้ เพื่อขจัดหรือลดมลพิษออกจากระบบระหว่างการใช้ประโยชน์ถ่านหิน ซึ่งเทคโนโลยีนี้มีผลดีในแง่ที่ไม่ต้องสร้างเครื่องมือขึ้นมาเพิ่มเติมเพื่อกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์(SO2) และ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน(NOx) เช่น ขั้นตอนการขจัดหรือลดมลพิษระหว่างการเผาไหม้ถ่านหิน หรือระหว่างการผลิต

ก๊าซเชื้อเพลิง (Flue Gas) เทคโนโลยีนี้ได้แก่ Fluidized Bed Combustion ของถ่านหินในสภาวะบรรยากาศปกติ และในสภาวะความกดดันสูง และเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดระหว่างการเผาไหม้ ที่พัฒนาขึ้นเพื่อดักจับสารมลพิษ และฝุ่นละอองที่ออกจากกระบวนการเผาไหม้ ก่อนที่จะปล่อยก๊าซออกสู่ปล่องเพื่อระบายสู่บรรยากาศโดยปราศจากมลพิษ

เทคโนโลยีการจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO2) ออกจากก๊าซที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้หรือจากก๊าซเชื้อเพลิง (Flue Gas) ที่เกิดจากขบวนผลิต ก่อนปล่อยออกสู่บรรยากาศ เรียกขบวนการนี้ว่า Flue Gas Desulfurization (FGD) โดยการทำปฏิกิริยาระหว่าง Flue Gas กับน้ำปูนหรือหินปูนทั้งในรูปของการฉีดพ่นฝอยหรือใส่เข้าไปเป็นของเหลว ปฏิกิริยาดังกล่าวจะเกิดซัลเฟตหรือซัลไฟต์ขึ้นเป็นของแข็ง คือ ยิปซั่มสังเคราะห์ (Synthetic Gypsum) สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ เช่น ถมที่ หรือทำแผ่นยิปซั่ม วิธีการนี้สามารถลดซัลเฟอร์ได้ 80-90% แต่ไม่สามารถลดปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจนได้ จึงต้องมีระบบกำจัดของเสียที่เกิดจากระบบกำจัด (Scrubber) อีกด้วย

นอกจากนี้ ยังมีเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดด้วยการแปรสภาพถ่านหิน (Coal Conversion) ได้มีการศึกษาการแปรสภาพถ่านหินให้เป็นก๊าซโดยกระบวนการ Gasification ซึ่งจะทำให้สามารถนำก๊าซที่เกิดขึ้นไปกำจัดสารซัลเฟอร์ออกก่อนนำไปใช้เผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงหรือนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า เทคโนโลยีนี้เป็นที่คาดหวังว่า จะถูกนำมาใช้แทนระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเผาถ่านหินโดยตรงในปัจจุบัน เพราะมีข้อดีกว่าระบบเดิมหลายประการ รวมทั้งเสียค่าใช้จ่ายในการกำจัดซัลเฟอร์ต่ำและของเสียจากการกำจัดมีน้อยลง ทำให้การกำจัดมีประสิทธิภาพสูงขึ้นและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยลง

นอกจากนั้นแล้ว ยังมีการศึกษาการแปลงถ่านหินให้อยู่ในสภาพของเหลว (Liquefaction) ซึ่งมีคุณสมบัติใกล้เคียงน้ำมันดิบสามารถนำไปกลั่นได้

อนึ่ง ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ได้คุณภาพ คือ โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหินบิทูมินัส ตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง แม้จะถูกต่อต้านจากชุมชนในพื้นที่ และเอ็นจีโออย่างกว้างขวาง แต่ในที่สุดหลังจากได้พัฒนาปรับปรุงกระบวนการต่างๆ ให้สอดคล้องกับกฎหมายและระเบียบข้อบังคับทั้งหมดที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งเสริมสร้างจิตสำนึก การฝึกอบรมเพื่อเพิ่มทักษะความรู้ความสามารถในด้านสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และชีวอนามัย ให้แก่พนักงานและผู้เกี่ยวข้อง พร้อมทำความเข้าใจกับชุมชน จนสามารถเดินระบบผลิตไฟฟ้า และส่งไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.ได้

โรงไฟฟ้าแห่งนี้ มีกำลังการผลิตระยะแรกที่ 717 เมกะวัตต์ และเริ่มเดินระบบในระยะที่สองไปเมื่อวันที่ 1 กุมพาพันธ์ 2550 อีก 717 เมกะวัตต์ รวมกำลังการผลิต 1,434 เมกะวัตต์ที่ต้องขายให้กับ กฟผ.ในระยะเวลาสัมปทาน 25 ปี

โรงไฟฟ้าถ่านหินบีแอลซีพี คือ ต้นแบบด้านมาตรฐานสิ่งแวดล้อม และการควบคุมมลภาวะที่เกิดจากการใช้ถ่านหินที่สังคมให้การยอมรับมาตรฐานในระดับหนึ่ง สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) ฉบับปัจจุบันที่เปิดประมูลรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าตามโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนรายใหญ่(IPP) โดยมีสัดส่วนการใช้ถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มจากร้อยละ15 เป็นร้อยละ 40 ตรงนี้เองที่ทำให้เอกชนหลายบริษัท ต้องการเข้ามาชิงส่วนแบ่งในการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน

จะเห็นได้ว่า ปัจจุบันโรงไฟฟ้าของไทยพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงถึง 70% ซึ่งถือเป็นอัตราที่สูงมากจำเป็นต้องแก้ไขโดยหาเชื้อเพลิงชนิดอื่นเสริม ซึ่งถ่านหินถือเป็นทางเลือกหนึ่ง เนื่องจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำและมีการพัฒนาเทคโนโลยีไปมากแล้ว จึงส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

สำหรับเป้าหมายในการศึกษาครั้งนี้ คือ การให้ความสำคัญต่อการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำถ่านหินมาใช้ประกอบการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ถ่านหิน (Coal) คือหินตะกอนชนิดหนึ่งซึ่งสามารถติดไฟได้ มีส่วนประกอบสำคัญคือสารประกอบของคาร์บอน มากกว่า 50% โดยน้ำหนักกำเนิดมาจากการเปลี่ยนแปลงตามธรรมชาติของพันธุ์ไม้ต่างๆ ที่สลายตัวและสะสมอยู่ในลุ่มน้ำหรือแอ่งน้ำต่างๆ นับเป็นเวลาหลายร้อยล้านปี เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของผิวโลกเช่น เกิดแผ่นดินไหว ภูเขาไฟระเบิด หรือมีการทับถมของตะกอนมากขึ้นทำให้แหล่งสะสมตัวนั้นได้รับความกดดันและความร้อนที่มีอยู่ภายในโลกเพิ่มขึ้น ซากพืชเหล่านั้นก็จะเกิดการเปลี่ยนแปลงกลายเป็นถ่านหินในเวลาต่อมา

การจำแนกถ่านหินมักนิยม คือ ระบบของสมาคมทดสอบและวัสดุแห่งสหรัฐอเมริกา (America Society for Testing and Material, ASRM) ซึ่งเป็นกระบวนการจำแนกถ่านหินตามลำดับขั้น (Rank) มีความชัดเจนและง่ายต่อการใช้งาน โดยพิจารณาความสมบูรณ์ในการเปลี่ยนแปลงสภาพจากซากพืชไปเป็นถ่านหิน แสดงดังรูปที่ 2.3 ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อกระบวนการนี้ดำเนินไปปริมาณของคาร์บอนในถ่านหินจะเพิ่มขึ้นแต่ปริมารของสารอื่นจะลดลง โดยสามารถจำแนกถ่านหินเป็น 4 ลำดับชั้น โยเรียงประเภทที่มีคาร์บอนมากที่สุดไปน้อยที่สุดคือ แอนทราไซต์ บิทูมินัส ซับบิทูมินัส และลิกไนต์ สรุปได้ดังตารางที่ 2.2 สำหรับคุณสมบัติทั่วไปของถ่านหินที่มีอยู่ในลำดับสูงคือจะมีปริมาณคาร์บอนมาก ให้ความร้อนสูง มีไฮโดรเจนและออกซิเจนอยู่น้อย ในขณะที่ถ่านหินที่อยู่ในลำดับต่ำจะมีประมาณคาร์บอนน้อย แต่มีไฮโดรเจนและออกซิเจนมาก ซึ่งแต่ละลำดับชั้นถูกแบ่งย่อยลงไปอีก ตามคุณสมบัติทางเคมีและค่าความร้อนที่ต่างกันไป ลักษณะทั่วๆ ไปของถ่ายหินในแต่ละลำดับชั้นดังกล่าวรายละเอียดสรุปดังตารางที่ 2.3

รูปที่ 2.3 กระบวนการเกิดถ่านหินในธรรมชาติ

ตารางที่ 2.2 คุณลักษณะของถ่านหินแต่ละประเภท

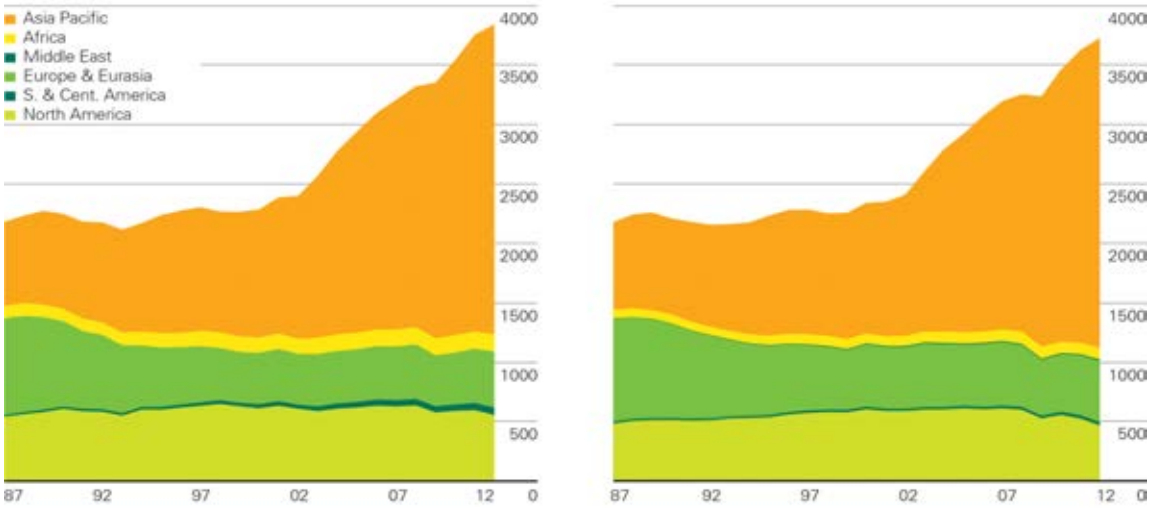
ชนิด	รายละเอียด	ภาพตัวอย่าง
แอนทราไซต์ (Anthracite)	เป็นถ่านหินที่จัดอยู่ในลำดับสูงสุด ถือว่าเป็นถ่านหินที่มีคุณภาพดีที่สุด มีลักษณะดำ เป็นเงามัน มีความวาวสูง มีปริมาณคาร์บอนสูงถึง 90% ขึ้นไป มีปริมาณความชื้นต่ำมากและมีค่าความร้อนสูง มีควันน้อย แต่จุดคิดไปยาก ส่วนใหญ่มักใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงเพื่อให้ความร้อนภายในบ้าน และในอุตสาหกรรมแก้ว อุตสาหกรรมเคมี เป็นต้น	
บิทูมินัส (Bituminous)	ถ่านหินบิทูมินัส เป็นถ่านหินเนื้อแน่น มีลักษณะแข็ง และมักจะประกอบด้วยชั้นถ่านหินสีดำสนิทที่มีลักษณะเป็นมันวาว มีปริมาณคาร์บอนประมาณ 80-90% และมีความชื้น 2-7% ถ่านหินประเภทนี้สามารถบางย่อยได้เป็น 3 กลุ่มตามความสามารถในการระเหย (World Coal Institute, 2004) คือประเภทที่มีความสามารในการระเหยสูง กลาง และต่ำ ถ่านหินชนิดนี้เหมาะสำหรับการใช้เป็นถ่านหินเพื่อการถลุงโลหะ หรืออาจใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตกระไฟฟ้าได้ ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณคาร์บอนและความสามารถในการระเหย	
ซับบิทูมินัส (Subbituminous)	มีลักษณะสีน้ำตาลเข้มจนถึงดำ เนื้อถ่านหินจะมีความอ่อนตัวคล้ายขี้ผึ้ง ไม่แข็งมาก มีปริมาณคาร์บอนประมาณ 71-77% และมีความชื้นประมาร 10-20% (World Coal Institute, 2004) ถ่านหินประเภทนี้ส่วนมากใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า หรือใช้ในอุตสาหกรรม	
ลิกไนต์ (Lignite)	เป็นถ่านหินที่ยังพอมีซากพืชเหลือปรากฏให้เห็นอยู่เล็กน้อย มีสีน้ำตาลเข้มขนถึงดำ มีปริมาณคาร์บอนค่อยข้างน้อย และมีความชื้นสูงถึง 30-70% ส่วนใหญ่ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิง ถือเป็นถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำ	

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2547.

ตารางที่ 2.3 คุณสมบัติของถ่านหินแต่ละประเภท

ถ่านหิน	ปริมาณความร้อน	ปริมาณความชื้น	ปริมาณขี้เถ้า	ประมาณกำมะถัน
1. แอนทราไซต์	สูง	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
2. บิทูมินัส	สูง	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
3. ซับบิทูมินัส	ปานกลาง – สูง	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง
4. ลิกไนต์	ต่ำ – ปานกลาง	สูง	สูง	สูง

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2547



รูปที่ 2.4 ปริมาณสำรองและปริมาณการผลิตถ่านหินในโลก แยกตามรายทวีป

(Coal production/consumption by region) Million tonnes oil equivalent

ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2013

การใช้ประโยชน์จากถ่านหิน

การใชถ่านหินเป็นที่นิยมกันมากเมื่อหลังการปฏิวัติอุตสาหกรรมในประเทศอังกฤษและยิ่งเพิ่มมากขึ้นหลายเท่าตัวเมื่อเกิดวิกฤตราคาน้ำมันในปี พ.ศ. 2516 ทำให้มีการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันมากขึ้น ทั้งการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า และในอุตสาหกรรมต่างๆ ปริมาณการใช้พลังงานจากถ่านหินทั่วโลกเมื่อปี พ.ศ. 2554 อยู่ที่ประมาณ 28% ของการใช้พลังงานทั้งหมด (EIA 2005) การใช้ประโยชน์จากถ่านหินแบ่งได้ 2 ประเภท คือ

1) การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ถ่านหินส่วนใหญ่จะถูกนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์โดยตรง คือ การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และในอุตสาหกรรม เช่น อุตสาหกรรมการถลุงโลหะ การผลิตปูนซีเมนต์ อุตสาหกรรมอาหาร เป็นต้น จากข้อมูลการรายงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานเมื่อปี พ.ศ. 2546 พบว่าในประเทศไทยใช้ถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าถึง 86% ส่วนที่เหลือ 14% ถูกนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆ ในขณะที่ภาพรวมทั่วโลกพบว่ามีการใช้ถ่านหิน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 64% ซึ่งจะเห็นว่าปริมาณของถ่านหินที่ขุดขึ้นมาได้นั้นจะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงค่อนข้างมากโดยเฉพาะการผลิตกระแสไฟฟ้า

2) การใช้ถ่านหินเพื่อวัตถุประสงค์อื่น

นอกจากการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และเชื้อเพลิงสำหรับการใช้พลังงานความร้อนในอุตสาหกรรมต่างๆ แล้ว ยังมีการใช้ถ่านหินเป็นแหล่งวัตถุดิบเพื่อผลิตเป็นผลิตภัณฑ์อื่นๆ อีกหลายอย่างเช่น การนำมาผลิตเป็นถ่านโค้กเทียม ถ่านกัมมันต์ ปุ๋ยยูเรียหรือการนำมาสลัดเอาน้ำมันดิบ เป็นต้น

บทที่ 3
เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและการบำบัดมลภาวะ(Clean Coal Technology) การคัดกรองมลพิษ และการควบคุมการนำถ่านหินมาใช้ประโยชน์

การนำถ่านหินมาใช้ประโยชน์ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ โดยเริ่มต้นที่การทำเหมือง (Coal Mining) การเตรียมหรือปรับปรุงคุณภาพถ่านหิน (Coal Preparation) การขนถ่ายและกักเก็บ จนถึงการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในอตุสาหกรรมประเภทต่างๆ ในกระบวนการแต่ละกระบวนการส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เนื่องมาจากสารประกอบอนินทรีย์ กำมะถัน และไนโตรเจน โดยเฉพาะกำมะถันจะเกิดการปนเปื้อนลงในดิน น้ำ และอากาศ

ในขณะที่ในขั้นตอนการเผาไหม้กำมะถันในถ่านหิน จะถูกออกซิไดซ์ เป็นซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ออกสู่ชั้นบรรยากาศ และกำมะถันส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้จะตกค้างอยู่กับเถ้าในรูปของแคลเซียมซัลไฟส์ ซึ่งจะส่งผลกระทบในกรณีที่นำไปทิ้งในสิ่งแวดล้อมเช่นเดียวกัน และฝุ่นละอองที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหิน รวมทั้งสารประกอบอื่นๆ ที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหินและกากของเสียยังส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้อีก

รายละเอียดของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อันเนื่องมาจากการนำถ่านหินมาใช้ประโยชน์อาจแบ่งออกเป็นขั้นตอนต่างๆ ได้ดังนี้

1) การทำเหมืองถ่านหิน

การทำเหมืองถ่านหิน (ซึ่งคาดว่าจะไม่เกิดผลกระทบจากกิจกรรมนี้ในพื้นที่ศึกษาภายในจังหวัดระยอง) เพื่อนำถ่านหินออกมาใช้ประโยชน์ไม่ว่าจะเป็นเหมืองแบบเปิด หรือการทำเหมืองใต้ดิน ก่อให้เกิดผลกระทบ ทั้งผลกระทบต่อคุณภาพดิน การใช้ที่ดิน เกษตรกรรม คุณภาพน้ำ และคุณภาพชีวิต โดยเฉพาะการทำเหมืองแบบเปิดต้องใช้พื้นที่ค่อนข้างมาก ทำให้พื้นที่ป่าไม้ถูกทำลาย ส่งผลต่อระบบนิเวศทั้งความหลากหลายของพืชพรรณไม้ รวมถึงที่อยู่อาศัยของสัตว์ต่างๆ และเมื่อเข้าสู่ระยะเปิดหน้าดินจะทำให้เกิดบริเวณดินจำนวนมาก ตามระดับความลึกจนถึงแหล่งแร่ ถ่านหิน สิ่งที่ตามมา คือ ฝุ่นละออง ทั้งในช่วงการขุด การขนย้าย ส่วนพื้นที่บริเวณที่ขุดพื้นที่นำดินมากองอาจเกิดการพังทลายของดิน (Erosion of Siol) นอกจากนี้ในการทำเหมืองถ่านหินยังพบปัญหาเรื่องน้ำทิ้งที่มีสภาวะเป็นกรด (Acid Mine Drainage) เป็นกระบวนการที่เกิดขึ้นเองในธรรมชาติอีกด้วย

2) การเตรียมและล้างถ่านหิน (Coal Treatment or Coal Cleaning)

การเตรียมถ่านหินให้สะอาด (ซึ่งคาดว่าจะไม่เกิดผลกระทบจากกิจกรรมนี้ในพื้นที่ศึกษาภายในจังหวัดระยอง) เป็นกระบวนกสนลดมลพิษที่ติดอยู่กับถ่านหินในรูปของเถ้า และสารประกอบกำมะถัน โดยจะใช้น้ำเป็นตัวกลางในการแยก และบางครั้งอาจจะใช้ของผสมน้ำและแร่บางชนิด ซึ่งทำให้ถ่านหินสะอาดและกากของถ่าน (Tailling) ที่เป็นกินละเอียดอยู่ในรูปของผสมที่ต้องทิ้ง

โดยปกติจะปล่อยกากถ่านลงเก็บในบ่อกักเก็บเพื่อปล่อยให้ตกตะกอนแล้วปล่อยให้น้ำใสไหลล้นออกไป

ผลกระทบที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ได้แก่ ผลกระทบด้านเสียง การสั่นสะเทือน ฝุ่นละออง น้ำเสีย และกากของถ่านหิน ขนาดของผลกระทบขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของถ่านหินแต่โดยทั่วไปแล้วผลกระทบจากกระบวนการเตรียมถ่านหินไม่รุนแรงมากนัก

3) การขนส่งถ่านหิน

การขนส่งถ่านหินแบ่งออกเป็น 2 ช่วง การขนส่งถ่านหินผ่านทางเรือสู่ท่าเทียบเรือ และการขนส่งถ่านหินโดยผ่านระบบรถบรรทุก กล่าวคือ

การขนส่งถ่านหินทางเรือ ด้วยรูปแบบการเทกอง (Bulk) โดยเรือบรรทุกจะลำเลียงถ่านหินผ่านเข้าน่านน้ำมาสู่ร่องน้ำ โดยจะให้เรือนำร่องลากเข้ามาเทียบท่า จากนั้นจึงทำการตัดขนโดยใช้ Grab และผ้าใบผู้ระหว่างพื้นที่กาบเรือกับหน้าท่าในระหว่างการขนถ่ายเพื่อป้องกันการหกหล่นระหว่างขนถ่าย จากนั้นจึงลำเลียงเข้ามาเก็บในลานกอง

การขนส่งถ่านหินทางรถ จะเป็นขั้นตอนการลำเลียงจากแหล่งสำรองไปยังผู้ใช้โดยการขนส่งด้วยรถบรรทุกขนาดใหญ่ โดยทั่วไปจะให้น้ำหนักบรรทุกที่ 28 ตันต่อคัน ดังนั้น หากมีปริมารความต้องการใช้ต่อวันในปริมาณมาก การขนถ่ายทางรถย่อมมีโอกาสก่อให้เกิดผลกระทบต่อชีวิตความเป็นอยู่ของชุมชนที่เกี่ยวข้องได้โดยตรง

(1) การขนส่ง

ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่สำคัญเกิดจากการขนส่งถ่านหิน ได้แก่ ฝุ่นละออง เสียงดัง ปริมาณการจราจรที่เพิ่มขึ้น และอุบัติเหตุที่อาจจะเกิดขึ้นตามมา โดยฝุ่นละอองที่เกิดขึ้นจากการขนส่งถ่านหินอาจควบคุมได้โดยการฉีดน้ำหรือใช้ผ้าใบปิดคุลมในขณะขนส่ง สำหรับผลกระทบที่เกิดจากการร่วงหล่นของถ่านหินในระหว่างการขนส่งอาจเกิดขึ้นได้บ้าง และผลกระทบที่เกิดจากอุบัติเหตุอื่นเนื่องมาจากการขนส่ง อาจจะเกิดขึ้นได้แต่น้อยกว่าเมื่อเทียบกับการขนส่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณฝุ่นถ่านหินที่ลอยไปตามแรงลงในขณะขนส่ง ขึ้นอยู่กับประเภทของถ่านหินและความเร็วของลม จากผลการศึกษาพบว่า ปริมาณฝุ่นถ่านหินที่ปนเปื้อนในบรรยากาศ บริเวณใกล้เคียงกับขบวนรถไฟขนส่งถ่านหิน จะเกิดขึ้นประมาณ 0.012 Llg/m^3/d ต่อรถไฟ 1 ขบวน (Szabo, M.F., EPA, 1980) ซึ่งถ้าฝุ่นถ่านหินถูกกระแสลมพาไปตกลงในเมืองหรือชุมชนอาจทำให้อาคารบ้านเรืองสกปรก หรือฝุ่นถ่านหินที่ตกลงสะสมบนใบไม้จะทำให้ประสิทธิภาพในการสังเคราะห์แสงลดลง สำหรับปริมาณฝุ่นถ่านหินที่เกิดจากการขนส่งถ่านหินโดยใช้สายพานลำเลียง จากการศึกษาพบว่าจะเกิดขึ้นประมาณ 0.02 ของน้ำหนัก (Lawrence, R. 1983.)

สำหรับการควบคุมฝุ่นซึ่งทำได้โดยการใช้น้ำหรือสารเคมีบางชนิดฉีดพ่นเพื่อลดปริมาณฝุ่น หรือใช้วัสดุปกคลุมหรือกำบังลม (Wind Screens) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ลดความเร็วของลม ทำให้ฝุ่นเกาะติดกับพื้นผิว ซึ่งอาจทำด้วยเส้นใยหรือผ้า การใช้กำบังลมจะใช้ได้ในบางกรณี เช่น ในโรงงาน หรือบริเวณกองถ่านหิน

(2) การเก็บกอง

เทคโนโลยีในการเก็บกองถ่านหินได้พัฒนาไปถึงขั้นที่ไม่ต้องตากพื้นที่ลานกอง แต่เป็นเก็บในไซโลขนาดใหญ่ที่สามารถควบคุมสภาวะให้ถ่านหินที่ทำการเก็บสำรองอยู่ในสภาพที่ปลอดภัยได้แทนการเก็บที่ลานกอง ทั้งนี้เนื่องจากการกองถ่านหินในที่โล่งจะก่อให้เกิดฝุ่นละอองฟุ้งกระจายออกมาได้จากแรงลม และน้ำชะล้างกองถ่านหิน (Leachate) ที่ออกจากกองถ่านหินมักมีฤทธิ์เป็นกรด เนื่องจกาการออกซิเดชั่นของกำมะถันในแร่ไพไรท์กับน้ำและออกซิเจนในอากาศโดยน้ำชะล้างกองถ่านหินที่จะมีปัญหา ถ้าหากปล่อยลงสู่แหล่งน้ำ และอาจทำให้คุณภาพน้ำเสื่อมโทรม

4) การเผาไหม้ถ่านหินเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ขั้นตอนที่สำคัญในการใช้แปรรูปถ่านหินให้เป็นพลังงานก็ด้วยการเผาในหม้อต้มไอน้ำหรือในเครื่องกำเนิดความร้อนเพื่อให้ได้มวลความร้อนทั้งในรูปของไอน้ำหรืออากศร้อนเพื่อไปปั่นแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการแปรรูปไปเป็นพลังงานไฟฟ้าต่อไป ดังนั้นขั้นตอนในการเผาไหม้จึงถือเป้นเทคโนโลยีของการแปรรูปถ่านหินเป็นพลังงานที่สำคัญ

จากเอกสาร AP-42 ของ US.EPA พบว่า ก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหินประกอบด้วย ฝุ่นละออง (PM) ออกไซด์ของซัลเฟอร์ (SO_X) และออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_X) คาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) สารประกอบอินทรีย์ที่เผาไหม้ไม่หมด และโลหะหนักที่ปะปนอยู่ส่วนเถ้าที่เหลืออยู่จะเป็นเถ้าหนัก (Bottom Ash) ที่จะตกอยู่ภายในเตาเผา โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)

ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) เป็นก๊าซที่สำคัญในกลุ่มออกไซด์ของซัลเฟอร์ (SO_X) โดย (SO_2) เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่ติดไฟ มีกลิ่นแสบจมูก ละลายน้ำได้ดี โดยจะเปลี่ยนเป็นกรดซุลฟูริกเมื่อมีความชื้นเพียงพอ ก๊าซ SO_2 ในบรรยากาศโดยทั่วไปจะมีปริมาณน้อยประมาณ 0.02-0.2 ppm

การเผาไหม้ในถ่านหิน จะทำให้กำละถันออกซิไดซ์เป็นซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และจะมีบางส่วนเกิดเป็นก๊าซซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ (SO_3) แต่เป็นส่วนน้อย โดยจะมีกำมะถันบางส่วนปะปนมากับขี้เถ้า โดยอยู่ในรูปของซัลเฟต (SO_4) ซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิขณะเผาไหม้ โดยกำมะถันในถ่านหินประมาณ 90-95% จะเกิดเป็น SO_2 สำหรับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และสุขภาพเนื่องมาจาก SO_2 ส่วนใหญ่จะเป็นโรคระบบทางเดินหายใจ โดยเฉพาะกลุ่มเสี่ยงต่อการเกิดโรค เช่น เด็ก ผู้สูงอายุ หรือผู้ที่เป็นโรคในระบบทางเดินหายใจ หรือโรคหัวใจ เมื่อสัมผัสกับ SO_2 จะทำให้อาการแย่ลง

นอกจากนี้ SO_2 ยังเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดฝนกรดซึ่งมีผลกระทบต่อพืช แหล่งน้ำ อาคารสิ่งปลูกสร้าง โบราณสถาน เป็นต้น หากไม่มีเทคโนโลยีการบริหารจัดการที่เพียงพอ

(2) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_X)

ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_X) เป็นก๊าซที่พบมากที่สุดในบรรยากาศเป็นก๊าซที่ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น การเกิด NO_X จะขึ้นอยู่กับการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่มีสภาวะสูง คือมากกว่า 800 ^{O}C และมีออกซิเจนเพียงพอ โดยแหล่งกำเนิดส่วนใหญ่เกิดจากการเปาไหม้เชื้อเพลิง ของเครื่องยนต์โรงไฟฟ้าหรือโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง หรือการเผาไหม้เชื้อเพลิงในบ้านเรือง นอกจากนี้ NO_X ก็สามารถเกิดขึ้นเองได้ตามธรรมชาติ โดยปัญหาเรื่อง NO_X ถือเป้นจุดเริ่มต้นของปัญหาด้านความสามารถในการรองรับมลพิษของพื้นที่อุตสาหกรรมมาบตาพุด

(3) ฝุ่นละออง (Particular Matter)

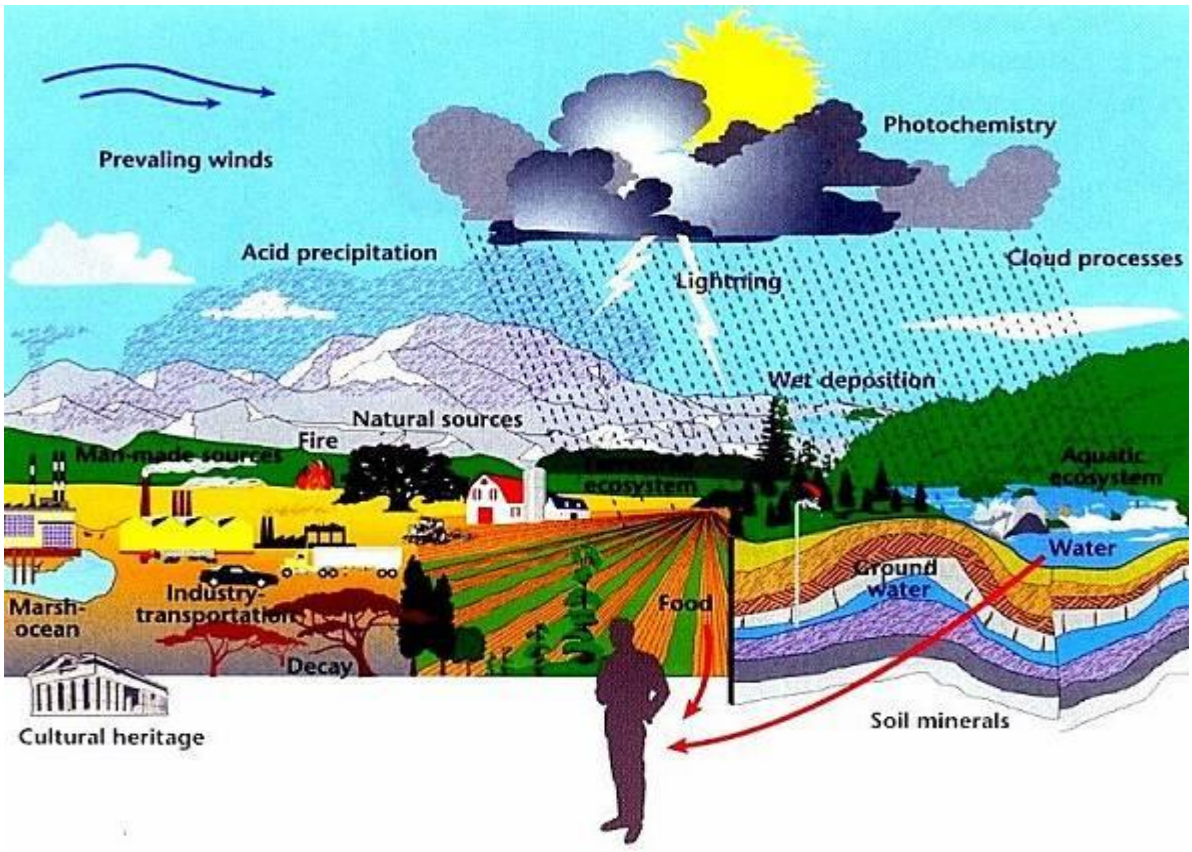
ฝุ่นละออง หมายถึง อนุภาคของแข็งและหยดละอองของเหลวที่แขวนลอยในอากาศ บางชนิดมีขนาดใหญ่ และมีสีดำ จนมองเห็นเป็นเขม่าและควัน แต่บางชนิดมีขนาดเล็กมากจนมองด้วยตาเปล่าไม่เห็น ฝุ่นละอองที่แขวนลอยในอากาศมีขนาดตั้งแต่ 100 ไมครอนลงมา สำหรับฝุ่นละอองที่เกิดจากการเผาไม้ถ่านหินจะประกอบไปด้วย เถ้าลอย (Fly Ash) โดยเถ้าลอยจะเป็นฝุ่นละอองขนาดเล็กและละเอียดมาก ปริมาณที่เกิดจาการเผาไหม้ถ่านหินขึ้นอยู่กับอุณหภูมิจากการเผาไหม้ องค์ประกอบของถ่านหิน และองค์ประกอบของหม้อน้ำ

(4) ก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO)

ก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) เกิดจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซหุงต้ม และก๊าซเผาไหม้ในสถานที่ที่มีออกซิเจนปริมาณน้อย เป็นก๊าซที่มีคุณสมบัติไม่มีสี กลิ่น รส น้ำหนักเบากว่าอากาศ และเมื่อเผาไหม้จะให้เปลวไฟสีฟ้า อัตราการเกิดขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการออกซิเดชั่นกับเชื้อเพลิง (ถ่านหิน) ซึ่งถ้าหากมีการควบคุมกระบวนการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ปริมาณการเกิด CO สามารถลดลงได้ แต่ถ้าหากขาดการควบคุมที่ดี หรือกระบวนการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ปริมาณของ CO ก็จะเพิ่มขึ้น

(5) ฝนกรด (Acid Rain)

ฝนกรดเป็นปรากฏการณ์ต่อเนื่องที่เกิดจากการ SO_2 และ NO_X เข้าสะสมในบรรยากาศเป็นปริมาณมากๆ ทำปฏิกิริยากับน้ำหรือความชื้นในบรรยากาศเกิดเป็นกรดดำมะถัน หรือกรดซัลฟูริก (H2SO4) และกรดไนตริก (HNO3) แสดงดังรูปที่ 3.2 มีความเป็นกรดมากขึ้นกว่าที่เป็นอยู่ตามธรรมชาติ เมื่อตกลงมาในแหล่งน้ำ และผืนดิน ก็จะทำให้น้ำและดินมีความเป็นกรดมากขึ้น เกิดผลกระทบเสียหายต่อพืช สัตว์ และระบบนิเวศ นอกจากนี้ ความเป็นกรดของน้ำฝนยังก่อให้เกิดการสึกกร่อยของวัสดุสิ่งก่อสร้างต่างๆ อีกด้วย



รูปที่ 3.1 วัฏจักรการเกิดฝนกรดในชั้นบรรยากาศ

ที่มา : www.ozone.tmd.go.th

(6) ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas)

เป็นปรากฏการณ์ทางธรรมชาติที่เกิดจากก๊าซที่มีคุณสมบัติในการดูดซับควันรังสีความร้อน หรือรังสีอินฟาเรดได้ดี ก๊าซเหล่านี้มีความจำเป็นต่อการรักษาอุณหภูมิในบรรยากาศของโลกให้คงที่ ซึ่งหากบรรยากาศโลกไม่มีก๊าซเรือนกระจกในชั้นบรรยากาศ ดังเช่น ดาวเคราะห์ดวงอื่นๆ นะระบบสุริยะแล้ว จะทำให้อุณหภูมิในตอนกลางวันนั้นร้อนจัด และในตอนกลางคืนหนาวจัด เนื่องจากก๊าซดูดคลื่นรังสีความร้อนไว้ในเวลากลางวันและค่อยๆแผ่รังสีความร้อนออกมาในเวลากลางคืน ทำให้อุณหภูมิในบรรยากาศโลกไม่เปลี่ยนแปลงอย่างฉับพลัน มีก๊าซจำนวนมากมีคุณสมบัติในการดูดซับคลื่นรังสีความร้อน และถูกจัดอยู่ในกลุ่มก๊าซเรือนกระจก ซึ่งมีทั้งก๊าซที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติและเกิดจากกิจกรรมของมนุษย์ ซึ่งก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญคือ ไอน้ำ (H_2O) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โอโซน (O_3) มีเทน (CH_4) และไนตรัสออกไซด์ (N_2O) และสาร CFC (Chlorofluorocarbon) เป็นต้น แสดงดังรูปที่ 3.3

รูปที่ 3.2 การเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจก

ที่มา: กระทรวงพลังงาน 2554

5) น้ำทิ้งจากการบวนการผลิตของโรงไฟฟ้า

น้ำทิ้งที่ระบายออกจากกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้านั้นจะมี 2 ส่วน คือ น้ำทิ้งจากกระบวนการผลิตน้ำร้อนจากการหล่อเย็นและน้ำทิ้งจากการใช้ของพนักงาน โดยเฉพาน้ำจากกระบวนการหล่อเย็นนั้นจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทั้งในด้านการใช้น้ำที่มาก การปล่อยน้ำทิ้งที่มีอุณหภูมิสูง ซึ่งจะเกิดผลโดยตรงคือ การฆ่าปลาและไข่ของปลา เนื่องจากโรงไฟฟ้าสูบน้ำจำนวนแสนล้านแกลลอนต่อปี ซึ่งจำนวนเหล่านั้นสิ่งมีชีวิตเล็กๆจำนวน 1 ล้านล้านชีวิตของปลา หอย แพลงค์ตอน หรือสิ่งมีชีวิตอื่นๆ ในน้ำ ซึ่งจะเกิดผลกระทบต่อระบบนิเวศได้

3.4.3 ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและผลกระทบต่อสุขภาพ

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหิน เป็นแหล่งที่ก่อมลพิษในหลายๆ ด้าน ไม่ว่าจะเป็นมลพิษทางอากาศ เสียง น้ำ และโลหะหนัก (ปรอท) โดยลักษณะความรุนแรงของผลกระทบที่เกิดขึ้นจะขึ้นอยู่กับชนิดและความเข้มข้นของสามมลพิษ รวมทั้งระยะเวลาของการสัมผัสสารมลพิษ

นอกจากนี้ยังมีผลกระทบจากกิจกรรมอื่นที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อมอีก เช่น จากเสียงดังของเครื่องจักร และน้ำร้อนจากกระบวนการหล่อเย็น ผลกระทบมีดังนี้

1) ผลกระทบต่อสุขภาพ

(1) ผลกระทบของ SO_2 ที่มากเกินในบรรยากาศ

ก๊าซ SO_2 จะเป็นอันตรายต่อสุขภาพอนามัยโดยเฉพาะเมื่ออยู่รวมกับฝุ่นละออง เนื่องจากจะเพิ่มความระคายเคืองต่อเนื้อเยื่อในระบบทางเดินหายใจ นอกจากนั้นฝุ่นละอองบางชนิดเป็นพิษ และบางชนิดเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาให้ก๊าซ SO_2 กลายเป็นกรดซัลฟูริก (H_2SO_4) ได้อย่างรวดเร็ว เช่น ไอของเฟอรัส (Fe) แมงกานีส (Mn) วานาเดียม (V) เป็นต้น ซึ่งเป็นอันตรายต่อปอดอย่างรุนแรง จนเพิ่มความต้านทานการเคลื่อนที่ของอากาศภายในระบบทางเดินหายใจ

ก๊าซ SO_2 ที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของมนุษย์ (แนวทางการประเมินผลกระทบต่อสุขภาพของโครงการโรงไฟฟ้า, กรมอนามัย กระทรวงสาธารณสุข, 2554) สรุปได้ดังนี้

- การสูดก๊าซ SO_2 ในปริมาณที่สูง แม้เป็นระยะเวลาสั้นจะทำให้เกิดการกายใจลำบากไปชั่วขณะ และการสัมผัสเป็นเวลานานทำให้เกิดโรคระบบทางเดินหายใจ และส่งผลกระทบต่อผู้ที่เป็นโรคหัวใจให้อาการแย่ลงได้
- การสูดอนุภาคก๊าซ SO_2 จะทำปฏิกิริยาทางเคมีกับสารอื่นๆ ในบรรยากาศทำให้เกิดฝุ่นละอองขนาดเล็กของซัลเฟต ซึ่งเมื่อสูดละอองของซัลเฟต จะทำให้เข้าไปสะสมในปอด เมื่อสะสมมากขึ้นก็จะทำให้เกิดการระคายเคืองในระบบทางเดินหายใจ และจะทำให้เกิดโรคของระบบทางเดินหายใจและอาจเป็นสาเหตุของการเสียชีวิตก่อนเวลาอันควร
- การลดทัศนวิสัยในการมองเห็น โดยเมื่อแสงหักเหหรือถูกดูดกลืนโดยก๊าซหรืออนุภาคของ SO_2 จะลดทัศนวิสัยของการมองเห็น โดยฝุ่นละอองขนาดเล็กของซัลเฟตเป็นตัวที่ลดทัศนวิสัยได้มากกว่า
- จากการศึกษาพบว่าการสัมผัส SO_2 ในระดับ (ต่ำกว่า 5 ppm) จะส่งผลกระทบต่อปอดอย่างถาวร และการสัมผัส SO_2 เป็นเวลานาน 30 oที ในระดับ 10 ppm หรือการได้รับสัมผัส SO_2 เป็นเวลานาน 1 ชั่วโมง ในระดับ 4 ppm จะทำให้เกิดการระคายเคืองผิวหนัง

(2) ผลกระทบของก๊าซ NO_X ที่มากเกินในบรรยากาศ

ปกติก๊าซ NO_2 ถือเป็นก๊าซที่มีสัดส่วนในอากาศทั่วไปมากที่สุดมากถึงกว่า 70% ทว่าหากมีมากเกินจะส่งผลกระทบต่อร่างกายมนุษย์ได้ ซึ่งพบว่าค่าต่ำที่สุดที่มีผลกระบต่อสุขภาพของผู้ป่วยโรคหืด คือ 190 Ug/m^3 ในระยะเวลา 1 hr ที่ทำการหายใจเอาก๊าซ NO_2 เข้าไป

นากจากนี้ NO_2 ยังมีส่วนในการกระตุ้นให้เกิดการเพิ่มขึ้นของก๊าซโอโซน (O3) ในระดับพื้นที่ (Smog) ซึ่งจะเกิดขึ้นจากการทำปฏิกิริยาระหว่างก๊าซ NO_X กับสารอินทรีย์ระเหย (VOCs) โดยมีแสงแดดเป็นตัวเร่งปฏิกิริยา ประชากรกลุ่มเสี่ยงต่อการรับผลกระทบ ได้แก่ เด็ก คนชรา ผู้ที่เป็นโรคปอดหรือหลอดลม เช่น โรคหอบหืด หรือผู้ที่ทำงานหรือออกกกำลังกายนอกบ้านซึ่งเอสัมผัสเป็นเวลานานๆ อยู่เป็นประจำ ก็จะทำให้มีการทำลายของเนื้อเยื่อปอดทำให้การทำงานของปอดลดลง นอกจากนั้น O_3 สามารถถูกพัดไปได้ไกลจากแหล่งกำเนิดมลพิษทำให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและประชาชน ที่อยู่ห่างออกไป

(3) ผลกระทบจากฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Particular Matter)

ฝุ่นละอองขนาดเล็กจะมีผลกระทบต่อสุขภาพมากกว่าละอองขนาดใหญ่โดยเมื่อหายใจเอาฝุ่นละอองเข้าไปอยู่ในระบบทางเดินหายใจส่วนล่าง ในประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่าผู้ที่ได้รับฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน (PM -10) ในระดับที่มากเกินจะทำให้เกิดอาการผลกระทบดังนี้

- ทำให้มีอาการของระบบทางเดินหายใจมากขึ้น ได้แก่ การระคายเคืองทางเดินหายใจ ไอ จาม หรือกายใจลำบาก
- ความสามารถในการทำงานของปอดลดลง และอาจจะเสียชีวิตก่อนวัยอันควร
- ทำให้ผู้ป่วยโรคหอบหืด เกิดอาการหอบได้ง่ายขึ้น หรือถ้าหอบอยู่แล้วจะทำให้หอบมากขึ้น
- ทำให้เกิดโรคหลอดลมอักเสบ
- ทำให้เกิดปัญหาต่อหัวใจและทำให้จังหวะการเต้นของหัวใจผิดจังหวะและอาจจะเสียชีวิตก่อนวัยอันควร

(4) ผลกระทบของคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO)

เมื่อหายใจเอาก๊าซ CO เข้าในร่างกาย ก๊าซนี้จะมีความสามารถในการรวมตัวกับฮีโมโกลบิล (Haemoglobin) ในเม็ดเลือดแดงมากกว่าออกซิเจน (O2) ถึง 200 – 250 เท่า แล้วเกิดเป็นคาร์บอกซีฮีโมโกลิบิล (COHb) ซึ่งจะไปลดความสามารถของเลือกในการนำออกซิเจนจากปอดไปยังเนื้อเยื่อต่างๆ ในร่างกาย โดยความเข้มข้นของคาร์บอกซีฮีโมโกลิบิล (COHb) ขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของก๊าซ CO ในบรรยากาศที่เราหายใจเข้าไป และระยะเวลาที่สัมผัสในสภาวะนั้น สำหรับอาการที่ตอบสนองมนุษย์ขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของคาร์บอกซีฮีโมโกลิบิล (COHb) และความไวต่อการ

ตอบสนองของแต่ละบุคคล (Individual Susceptibility) และความสัมพันธ์ระหว่างการตอบสนองและระดับความเข้าข้นของคาร์บอกซีฮีโมโกลิบิล (COHb) อิ่มตัวในเลือด

(5) ผลกระทบของสารอินทรย์ระเหย (VOCs)

สารอินทรย์ระเหย คือ สารประกอบอินทรีย์ที่ระเหยได้ที่อุณหภูมิห้องและความดันปกติ ปัจจุบันกำลังเป็นปัญหาที่ได้รับความสนใจจากองค์กรด้านสุขภาพและสิ่งแวดล้อมโดย VOCs ที่มีต่อสิ่งแวดล้อมแลสุขภาพของมนุษย์ (แนวทางการประเมินผลกระทบต่อสุขภาพของโครงการโรงไฟฟ้า, กรมอนามัย กระทรวงสาธารณสุข, 2554) สรุปได้ดังนี้

- มาสบาย หายใจไม่สะดวก เคืองตา ระคายคอ จมูก ปวดศีรษะ และเป็นไข้
- ผลกระทบต่อระบบภูมิคุ้มกัน ทำให้คิดเชื้อได้ง่าย
- ผลกระทบต่อระบบประสาท กดประสามทำลายประสาทส่วนกลาง ทำให้ง่วงนอน วิงเวียนศีรษะ ซึมเศร้าหมดสติ
- ผลกระทบในด้านอื่นๆ เช่น พันธุกรรม ระบบฮอร์โมน ระบบสิบพันธุ์ ก่อให้เกิดมะเร็งบางชนิด
- ผลกระทบต่อระบบตับและไต
- บางชนิดมีส่วนในการเพิ่มโอกาสในการทำให้เป็นมะเร็งได้

(6) โลหะหนัก (ปรอท)

โลหะหนักเป็นปัญหาสำคัญของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหิน คือ ปรอท โดยผลกระทบที่มีตอสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของมนุษย์ มากน้อยเพียงใดขึ้นอยู่กับเหตุการณ์และปัจจัยต่างๆ ได้แก่ เส้นทางที่พิษเข้าสู้ร่างการ (ผิวหนัง ระบบทางเดินหายใจ ระบบทางเดินอาหาร) ปริมาณที่ได้รับเข้าสู่ร่างการ ชนิดของสารปรอท การเกิดพิษของสารปรอทมีทั้งเฉียบพลัน และเรื้อรัง พิษแบบเฉียบพลันมักจะเกิดอุบัติเหตุโดยการกลืนกินสารปรอทเข้าสู่ร่างกาย ซึ่งปริมาณปกติเข้าสู้ร่างการแบะทำให้ถึงตายได้โดนเฉลี่ยประมาณ 0.02 g โยจะมีอาการที่เกิดจากการกลืนสารปรอท ได้แก่ อาเจียน ปากพองไหม้แดง มีเลือดออก ปวดท้องรุนแรง ท้องร่วงรุนแรง อุจจาระเป็นเลือด เป็นลมหมดสติ และเมื่อปรอทเข้าสู่กระสเลือกปรอทจะไปทำลายไต ปัสสาวะไม่ออกหรือออกเป็นเลือด และเสียชีวิตในที่สุด

(7) ผลกระทบจากเสียงดัง

มลพิษทางเสียงเกิดจากกิจกรรมของกระบวนการผลิตที่มีระดับเสียงแตกต่างกันออกไป สำหรับชุมชนและสถานที่สำคัญที่ตั้งอยู่ใกล้โรงไฟฟ้า โดยเฉพาะพื้นที่อ่อนไหวต่อผลกระทบด้านเสียง เช่น วัด โรงเรียน สถานพยาบาล เป็นต้น มักจะมีความวิตกกังวลเรื่องเสียงดังจากกิจกรรมของโรงไฟฟ้า โดยระดับความถี่ของเสียงที่แตกต่างกันจะส่งผลกระทบที่แตกต่างกันไปด้วย เสียงที่มี

ระดับความถี่ต่ำจะทำให้เกิดความสั่นสะเทือนต่อโครงสร้าง และทำให้เกิดความรำคาญต่อประชาชนที่ได้สัมผัส ได้แก่ เครื่องกำเนิดไอน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ อุปกรณ์ขนส่งถ่านหิน และทำหล่อเย็น เป็นต้น โดยพบว่า กิจกรรมจากการขนส่งถ่านหินด้วยรถบรรทุกจะทำให้เกิดเสียงดังประมาณ 85 dB(A) กิจกรรมของหม้อไอน้ำมีเสียงประมาณ 125 dB(A) เป็นต้น โดยระดับเสียงดังที่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพ

การควบคุมมลพิษจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้ถ่านหิน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถควบคุมได้ แต่ที่ผ่านมาในอดีตมาตรการในการป้องกันในอดีตยังไม่เพียงพอเท่าที่ควบจึงส่งผลกระทบต่อชุมชนที่อยู่ใกล้ๆ โรงๆไฟฟ้า และส่งผลกระทบไปในระดับภูมิภาค เช่น การเกิดฝนกรดซึ่งเกิดในประเทศอุตสาหกรรมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เป็นต้น แต่ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีที่ใช้ควบคุมมลพิษที่มีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะมลพิษทางอากาศ เช่น การควบคุมฝุ่นละอองจากการทำเหมือง การขนส่งและการเก็บกอง และการใช้เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต ที่ใช้ได้ผลดีและเป็นที่ยอมรับ รวมถึงเทคโนโลยีที่ใช้ควบคุมก๊าซ SO_2 และ NO_X และอีกทางหนึ่งที่ใช้ควบคุมผลพิษจากถ่านหินคือการใช้ถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันน้อยตั้งแต่เริ่มต้น โดยรายละเอียดการควบคุมมลพิษจากการใช้ถ่านหินมีดังนี้

การกำจัดฝุ่นในระหว่างขนถ่ายถ่านหิน

การขนถ่ายถ่านหิน ตลอดจนการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศมาใช้ในประเทศ ต้องมีการพิจารณาถึงการควบคุมสภาวะสมดุลระหว่างการพัฒนาและสิ่งแวดล้อม ได้แก่ การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมนั้นด้วยวิธีการที่เหมาะสมและมีประสิทธิภาพการกองถ่านหินมากที่สุด ณ จุดใดจุดหนึ่ง และการขนถ่ายถ่านหินจากแหล่งหนึ่งมายังอีกแหล่งหนึ่ง ย่อมมีปรากฏการณ์เกิดจากฝุ่นถ่านหิน การขนส่งมากองที่ท่าเรือบรรทุก หรือแม้แค่การกองไว้ เมื่อเกิดการพัดพาของกระแสลมระดับพื้นผิวในความเร็วต่างๆกันก่อให้เกิดภาวะฝุ่นถ่านหินขึ้น

วิธีการกำจัดฝุ่นถ่านหินด้วยระบบต่างๆ มีหลายวิธีการกองถ่านหินในรูปแบบต่างๆ ที่เหมาสมกับสถานที่ มีอุปกรณ์การขนส่ง ขนยานพาหนะและการโยกย้ายต่างๆชนิดกัน มีการวางท่อขนถ่ายถ่านหิน เป็นต้น (ฝุ่นจากถ่านหินประเภทนี้ไม่ใช่ฝุ่นจากขี้เถ้าโรงงานหรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่เผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงแล้ว ซึ่งขี้เถ้าชนิดนั้นมี 2 ชนิด เป็นขี้เถ้าลองหรือขี้เถ้าแห้ง (Fly Ash or Dry Ash) เป็นขี้เถาเกิดจากการเผาผงถ่านหินและลอยขึ้นสู่ปล่องควัน โดยมีเครื่องดักขี้เถ้ารวมไว้ และถ่ายสู่ที่เก็บขี้เถ้าใต้เตา (Wet Ash หรือ Bottom Ash) ที่หลอมเป็นเม็ด หรือแผ่นขี้เถ้าตอยู่ใต้เตา

รูปที่ 3.3 การขนถ่ายถ่านหินขึ้นจากเรือด้วยระบบปิด Screw Pipe Unloading

ที่มา : Power Electric Development (J Power)

ระบบกำจัดฝุ่นจากถ่านหินโดยตรงมี 4 ระบบ หลักจากการวางแผนการกองถ่านหินให้อยู่ในแนวและมีรูปร่างผิวหน้ากองถ่านหินที่เหมาะสมกับสภาวะของทิศทางและความเร็วลมประจำถิ่น

(1) ระบบกำจัดฝุ่นถ่านหินด้วยการบีบอัดผงถ่านหินให้แน่น (Dust Extraction System)

ทำได้โดยการใช้อุปกรณ์หลายชิ้นที่ช่วยทำการบีบอัดตัวของผงถ่านหินให้มีสภาวะแน่นเข้าในพื้นที่จำกัด ด้วยการก่อกำแพงล้อมรอบ มีการสร้างอุปกรณ์ต่างๆ เช่น กรวยบนยอดถังถ่านหิน สายพานลำเลียงรางลาดจากถ่านหิน ถังหมุนตักถ่านหิน อุปกรณ์พิเศษขนถ่ายถ่านหินจากเรือ การใช้อุปกรณ์เหล่านี้ออกแบบช่วยการกรองผงถ่านหินและก่อให้เกิดการบีบตัวของถ่านหินเป็นการช่วยกำจัดฝุ่นจากถ่านหินได้ส่วนหนึ่งช่วยขจัดการฟุ้งกระจายของผงฝุ่น ปัจจุบันระบบการบีบตัวของผงฝุ่นถ่านหินให้แน่น บางแห่งใช้มากกว่าระบบทำให้ถ่านหินเปียก (Wet Type System)

รูปที่ 3.4 การลำเลียงถ่านหิน และการจัดเก็บถ่านหิน ด้วยระบบปิด (Closed System)

ที่มา : บริษัท Power Electric Development (J Power)

(2) ระบบการใช้สารเคมี (Chemical Total Treatment Systems)

ในระยะแรกการป้องกันการเกิดฝุ่นละอองของถ่านหินนิยมทำให้ถ่านหินเปียกเนื่องจากการที่ถ่านหินแห้งอยู่ ณ ระดับหนึ่งจะเกิดผงฝุ่นถ่านหินออกมา ยิ่งถ้าถ่านหินแห้งมากก็จะมีฝุ่นถ่านหินมากขึ้นด้วย ปรากฏการณ์เกิดฝุ่นถ่านหินออกมาเป็นสมบัติอันเป็นลักษณะเฉพาะที่แตกต่างกันของชนิดถ่านหินและแหล่งแร่ถ่านหิน ระดับขีดความสามารถการปล่องฝุ่นถ่านกินเกิดตามสภาวะการแห้งตัวของถ่านหิน การที่เพิ่มน้ำให้แก่กองถ่านกินในการลดฝุ่นถ่านหินมีปัญหาที่ควรพิจารณา คือ

- สมบัติตามธรรมชาติของการไม่อุ้มน้ำของถ่านหิน (Hydrophobic Nature)
- การระเหยอย่างไม่เป็นระบบมีผลต่อความชื้นของถ่านหิน
- มีการสะสมน้ำหนักส่วนเกิดบนเรือที่บรรทุกถ่านหินเนื่องจากปริมาณความชื้นในถ่านหินที่ทำการขนถ่ายมากเกินพิกัด

ด้วยเหตุนี้จึงมีการใช้สารตัวทำละลายที่สามารถทำให้แรงตึงผิวของน้ำลดลงช่วยในการดูดความชื้นของผิวถ่านหินดีขึ้น ระบบการใช้สารเคมีมีประโยชน์ คือ เกิดการลดความชื้นที่ต้องเพิ่มเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้น้ำทำให้ถ่านหินเปียกในระบบเดิม ผิวหน้ากองถ่านหินที่สะสมกองไว้ (Stockpile) เกิดการจับตัวเป็นผิวหน้าแข็งและมีผลต่อการควบคุมฝุ่นถ่านหินไปจนถึงท่าเรือของลูกค้าผู้สั่งซื้อถ่านหิน

ลักษณะสำคัญของระบบการใช้สารเคมี คือ การเลือกสารเคมี งานขั้นแรกจำเป็นต้องเลือกสารเคมีในห้องปฏิบัติการที่สามารถลดการกระจายของฝุ่นถ่านหินจากแหล่งต่างๆที่จะขนย้าย ต้นทุนของสารเคมีที่ใช้ ระดับความเข้มข้นของสารเคมีกับระดับความมากน้อยต้องทำการวิจัยในห้องทดลองและภาคสนาม แสดงการเปรียบเทียบผลโดยกราฟจากการใช้สารเคมี ขั้นต่อไปเป็นการออกแบบส่วนสัดของโครงการขนถ่ายถ่ายถ่านหิน เครื่องมือตรวจวัดควบคุมการใช้สารเคมีต้องมีปริมาณที่เหมาะสมและพอเพียงกับการใช้งานพ่นสารเคมี ณ โครงการจนถ่ายถ่านหินนั้น

การเลือกตำแหน่งฉีดสารเคมี (Spray Stations) จัดการวางตำแหน่งฉีดสารเคมีให้สารเคมีสามารถเข้าถึงถ่านหินโดยทั่วถึงกันมากที่สุก ตำแหน่งที่เหมาะสมคือ ตรง Vibratory Feeder Discharges และ Conveyor Transfers นอกจากนี้คุณลักษณะและวิธีการฉีดสารเคมีก็ออกแบบให้มีการฟุ้งกระจายตลอดก้อนถ่านหินจากเม็กที่ละเอียดจนกระทั่งก้องใหญ่ให้การจับแน่นวิธีการที่จะนำสารเคมีให้ฟุ้งกระจายสู่ถ่านหินนั้น น้ำเป็นส่วนผสมที่ดีและมีราคาถูกที่สุดที่สมควรนำมาผสมสารเคมีเพื่อพ่นกระจายลงบนกองถ่านหิน ความสำเร็จในการกำจัดฝุ่นถ่านหินกรณีนี้จะขึ้นอยู่กับความสารถของปฏิกิริยาการยึดเหนี่ยวของเม็ดฝุ่นถ่านหินเล็กๆ ในระดับความชื้นที่เหมาสมบนกองถ่านหิน การก่อร้างของแผ่นผิวหน้าของกองถ่านหินใช้เวลาประมาณ 1 ชั่วโมง (จากผลการทดลองใน

ห้องปฏิบัติการได้อกแบบการก่อสร้างสารเคมีในรูปของ Static Dust Control ของ CM. West (1982) ออสเตรเลีย)

(3) ระบบฉีดพ่นสารเคลือบผิวหน้ากองถ่านหิน

มีสารเคมีหลายชนิดที่ใช้ควบคุมการฟุ้งกระจายของผงถ่านจากกองถ่านหินด้วยการเคลือบผิวหน้ากองถ่านหิน ในการควบคุมมีส่วนที่ต้องพิจารณาถึงความสูงและเนินลาดของกองถ่านหิน ก่อนขนถ่ายที่เหมาะสมแก่การปฏิบัติและประหยัดที่สุด แต่บางครั้งต้องฉีดพ่นสารเคลือบที่เข้าข้นขึ้น เช่น ในภาวะที่ลมท้องถิ่นมีกำลังแงขึ้นกว่าปกติหรือมีสภาวะอากาศรุนแรง เช่น มีพายุหมุน พายุโซนร้อน เคลื่อนที่ผ่านมาใกล้ ดังนั้น การฉีดพ่นสารเคลือบผิวหน้ากองถ่านหินนี้จึงสามารถยืดหยุ่นได้ และต้องคำนึงการระยะเวลาในการควบคุมฝุ่นด้วย ตามปกติจะฉีดสารเคลือบผิวหน้ากองถ่านหินเพื่อให้การขนถ่ายสามารควบคุมได้ในระยะเวลา 6 เดือนหรือมากกว่า

การควบคุมฝุ่นด้วยการฉีดพ่นสารเคมีเคลือบผิวหน้ากองถ่านหินจะไม่มีผลถ้าต้องทยอยขนถ่านหินบางส่วนออกไป หรือมีการเพิ่มกองถ่านหินใหม่อีก เนื่องจากกองถ่านหินเปลี่ยนสภาพผิวหน้าใหม่ จำเป็นต้องมีจัดการเคลือบผิวหน้ากองถ่านหินใหม่เป็นการเสียค่าใช้จ่ายมากขึ้น การออกแบบและตำแหน่งตลอดจนวิธีการพ่นสารเคลือบผิวหน้ากองถ่านหินยังต้องคำนึงถึงการวางตำแหน่งฉีด เช่น ตั้งตำแหน่งฉีดไว้รอบๆกองถ่านหิน หรือส่วนบนของฐานฉีดอาจใช้วิธีกองไว้เป็นแบบที่ต้องการ เพื่อฉีดคลุมด้านบนลงมาอาจใช้วิธีการวางรางเลื่อนให้ตัวฉีดเลื่อนขึ้นตามแนวชัน บางแห่งทำเป็นถนนรอบบริเวณกองเก็บถ่านหินแล้วใช้รถบรรทุกฉัดสารเคลือบผิวหน้าแล่นไปบนถนนพร้อมกับฉีดสารเคลือบผิวหน้าถ่านหินโดยรอบ

(4) ระบบการฉีดน้ำพ่นบนกองถ่านหิน

การฉีดน้ำพ่นบนกองถ่านหินเป็นวิธีที่ใช้กันโดยทั่วไป เพื่อป้องกันฝุ่นจากกองถ่านหิน แต่จากการประเมินค่าในระยะเวลานานรวมทั้งการทดลองในการสนามจริงๆแล้ว ถ้าออกแบบการใช้ไม่ดีพอกลับมีผลก่อให้เกิดการเพิ่มฝุ่นผลถ่านหินเสียอีก โดยมีปรากฏการณ์เกิดการเปลี่ยนแปลงในช่วงสั้นเป็นผลมาจากการที่น้ำไหลออกมาและเกิดเป็นร่องกับผิวหน้าของถ่านหิน ทั้งร่องถ่านหินและผิวหน้าถ่านหิน เมื่อแห้งแล้วจะเกิดการเพิ่มฝุ่นมากกว่าเดิม อีกประการหนึ่งการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วเป็นผลทาง Surface boiling ทำให้เกิดฝุ่นเล็กๆ ลอยบนผิวหน้าที่ฉีดบนกองถ่านหิน

การออกแบบระบบการฉีดพ่นน้ำจะต้องทำให้มีผลกระทบน้อยที่สุดต่อภาวะที่กล่าวมานี้ ด้วยการทำให้เกิดความชื้นที่มีภาวะปกติขณะที่พ่นน้ำคลุมผิวหน้าถ่านหินโดยตลอด ใช้วิธีฉีดพ่นให้มีละอองน้ำบางที่สุดคล้ายๆ กับปรากฏการณ์หมอกน้ำค้าง แต่ทั้งนี้ต้องขึ้นอยู่กับการกระจายของละอองน้ำที่ฉีดพ่นในภาวะลมอ่อน อย่างไรก็ตามระบบการพ่นน้ำนี้ยังไม่สามารถทำนายและควบคุมการระบายอากาศได้ เพราะยังต้องขึ้นอยู่กับทิศทางและความเร็วลมบริเวณกองถ่านหินด้วย ปัจจุบัน

สถานที่กองถ่านหินขนาดใหญ่มากที่จะขนถ่ายได้มีการสร้างระบบการฉีดละอองน้ำทำให้เกิดความชื้นที่ผิวหน้ากองถ่านหินได้อย่างเหมาะสมหลายแห่ง (ในประเทศออสเตรเลียทางองค์การป้องกันอันตรายจากสิ่งแวดล้อม (NSW) เป็นผู้พิจารณาการใช้ระบบควบคุมภาวะต่อกองถ่านหินในที่โล่งให้ใช้การขจัดผงฝุ่นถ่านหินด้วยวิธีฉีดพ่นสารเคมี แต่ในขณะที่ลมแรงก็ใช้วิธีฉีดน้ำคลุมบนกองถ่านหินร่วมด้วย)

วิธีการฉีดพ่นน้ำทางปฏิบัติ ควรให้อัตราการพ่นน้ำให้กระทำโดยไม่เกิดการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว คำนึงถึงอันตรายการสูญเสียความชื้นจากผิวหน้าของกองถ่านหินเนื่องจากภาวะ Moisture Migration และ Re-evaporation และการใช้วิธีการฉีดพ่นน้ำหลายรูปแบบด้วยอัตราความแรงขนาดต่างๆ ภายใต้สภาวะของทิศทางและความเร็วลมที่เปลี่ยนแปลง การจัดวาตำแหน่งฉีดพ่นน้ำด้วยเครื่องมือเป็น 3 รูปแบบ คือ ฉีดพ่นน้ำด้วยเครื่องอัตโนมัติทั้งหมดเป็นวงตลอดและหยุดโดยการตั้งระบบบังคับตามระดับอัตราเร็วลม จากเครื่องวัดความเร็วลม (Anemometer) ฉีดพ่นน้ำด้วยเครื่องมือกึ่งอัตโนมัติเป็นวงตลอดในภาวะที่มีลักษณะความเร็วลมอ่อนและฉีดน้ำตามเอกสารที่กำหนดปริมาณและอัตราการฉีดไว้ให้โดยทำการฉีดทำมุมแตกต่างกัน

นอกจากนี้ต้องมีระบบการตรวจผลการควบคุมว่าสามารถควบคุมมลภาวะจากฝุ่นที่มาจากกองถ่านหินได้ดีเพียงใด ด้วยการมีเครื่องมือบันทึกการตรวจวัดระดับของฝุ่นที่ฟุ้งกระจายจากกองถ่านหิน รวมทั้งมลภาวะทางน้ำบริเวณที่ตั้งกองถ่านหิน

1) การจัดการเถ้าลอยถ่านหินจากโรงไฟฟ้าความร้อน

โรงไฟฟ้าความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เมื่อส่งถ่านหินที่ถูกบดละเอียดเข้าไปในเตาเผาไหม้ของโรงไฟฟ้า โนมีการฉีดเข้าไปผสมจะเกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์โดยความร้อนในเตาเผาจะทำให้เกิดปฏิกิริยาเคมีเกิดการสันดาปของเชื้อเพลิง เปลี่ยนแปลงสภาพของแร่ธาตุที่มีอยู่ทำให้เกิดเป็นออกไซด์ของโลหะหลายชนิดที่มีสูตรซับซ้อน เถ้าถ่านหินที่เหลืออยู่จะมี 2 สภาพ คือ ส่วนที่เป็นเถ้าลอย (Fly Ash, Dry Ash หรือ Pulverized Fuel Ash) เป็นเถ้าที่ถูกแยกออกจากลมร้อนซึ่งถูกพัดออกไปทางปล่องด้านบนของโรงไฟฟ้า เถ้าที่ถูกแยกออกนี้จะถูกจับไว้ที่เครื่องดักฝุ่น (Electrostatic Precipitator : EP) อีกส่วนหนึ่งจะเป็นเถ้าหนัก (Wet Ash หรือ Bottom Ash) ซึ่งเป็นเถ้าที่ได้จากการปะทะของอนุภาคเถ้าในบริเวณที่เกิดการสันดาปที่มีอุณหภูมิสูงพอที่จะหลอมเถ้าให้เป็นเม็ดตกสู่ก้นเตา บางส่วนของเถ้าจะปะทะติดกับผนังเตาและหลอมติดกันรวมเป็นก้านขนาดใหญ่เรียกว่าตะกรัน (Slag) เมื่อก้อนโดขึ้นมีน้ำหนักมากจนไม่สามารถเกาะติดผนังเตาได้ก็จะหล่นสู่ก้นเตา

สมบัติพื้นฐานของเถ้าลอยและเถ้าหนักสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในงานโยธา โดยเถ้าลอย (Fly Ash) จะนำไปใช้ในงานคอนกรีตใช้เป็นมวลละเอียดในงานก่อสร้างถนน ซึ่งใช้เป็นคันทาง (Embankment) ดินถม (Back Fill) หรือวัสดุทดแทนทรายในวัสดุก่อสร้าง ใช้ในงานก่อสร้างด้านอื่นๆ เป็นวัตถุดิบในการผลิตปูนซีเมนต์ปอร์ตแลนด์ (Portland Cement) ใช้แทนซีเมนต์ในคอนกรีตใช้เป็น

มวลรวมในการเพิ่มเสถียรภาพในงานถนน ใช้เป็นวัสดุดิบถมถนนในงานก่อสร้าง ใช้เพิ่มเสถียรภาพในกากแร่ เป็นต้น สำหรับเถ้าหนัก (Bottom Ash) ใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนทราย ในงานคอนกรีตอิฐ ซึ่งกำลังได้รับความนิยมในตลาดวัสดุก่อสร้าง

2) การควบคุมก๊าซ SO_X

การควบคุมปริมาณก๊าซ SO_X ที่เกิดจากการเผาไหม้โดยการคัดเลือกประเภทของถ่านหินและปริมาณกำมะถันที่อยู่ในถ่านหินให้มีปริมาณกำละถันต่ำนวมถึงการกำจัดก๊าซ SO_X ออกจาก๊าซเสียโดยตรง ก็จะสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซ SO_X ได้ โยปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากถ่านหินมักจะนิยมให้ปล่องระบายที่มีความสูงควบคู่กับการใช้ถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันต่ำและทำการติดตั้งระบบกำจัดก๊าซ SO_X โดยรายละเอียดในการควบคุมมีดังนี้

(1) การใช้ถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันต่ำ

การใช้ถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันต่ำเป็นปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งในการควบคุมก๊าซ SO_X แต่อย่างไรกามแหล่งถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันต่ำมีจำกัด ทำให้แนวโน้มในอนาคตอาจมีการใช้ถ่านหินจากแหล่งที่มีปริมาณกำมะถันสูง โดยปกติปริมาณกำมะถันต่ำจะอยู่ประมาณต่ำกว่า 1% ของน้ำหนักถ่านหิน เช่น แหล่งถ่านหินในประเทศออสเตรเลีย และอินโดนีเซีย สำหรับแหล่งถ่านหินในประเทศไทยมีปริมาณกำมะถันระดับปานกลาง (มากกว่า 1% ของน้ำหนักถ่านหิน) ถึงระดับสูง (ประมาณ 5-6% ของน้ำหนักถ่านหิน)

(2) การกำจัดกำมะถันออกจากถ่านหิน

การกำจัดกำมะถันออกจากถ่านหินโดยตรงเป็นผลมาจากการล้างถ่านหินด้วยวิธีทางเคมีหรือการปรับปรุงคุณภาพถ่านหิน กำมะถันจะถูกกำจัดได้ในขั้นตอนนี้ โดนกำมะถันที่ถูกกำจัดในขั้นตอนนี้จะอยู่ในรูปของสารอนินทรีย์ ส่วนสารประกอบอินทรีย์ของกำมะถันจะไม่ถูกกำจัดในกระบวนการนี้ และปริมาณกำมะถันในสารอินทรีย์ที่สามารถล้างออกได้ก็ขึ้นอยู่กับลักษณะของสารประกอบอนินทรีย์นั้นๆ ในถ่านหิน โดยทั่วไปแล้วจะลดปริมาณกำมะถันได้ประมาณ 30% ของปริมาณกำมะถันในถ่านหิน

(3) การออกแบบปล่องระบายก๊าซเสียให้สูงๆ

วิธีการใช้ปล่องระบายก๊าซเสียให้มีความสูงเป็นวิธีการลดความเข้มข้นของก๊าซ SO_X ลงโดยกรปล่อยให้เจือจางในชั้นบรรยากาศสูงๆ เป็นวิธีที่ได้ผลในระยะสั้น แต่จะส่งผลกระทบในระยะไกลเมื่อก๊าซ SO_2 ตกลงสู้พื้นดินอีกครั้งหนึ่ง และเป็นปัญหาสำคัญในกลุ่มประเทศที่ใช้ถ่านหิน สำหรับปล่องระบายก๊าซเสียที่มีระดับความสูง 200m ก๊าซเสียจะตกไปไกลหลายกิโลเมตร ดังนั้น การกำหนดความสูงของปล่องจะคำนวณจากระกับความเข้มข้นของสาร SO_2 ในระดับพื้นดินให้มากที่สุดที่ยอมรับ

ได้ แต่ระดับความเข้มข้นของก๊าซ ดังกล่าวจะเปลี่ยนแปลงไปตามความแปรปรวนของคุณลักษณะทางอุตุนิยมวิทยา

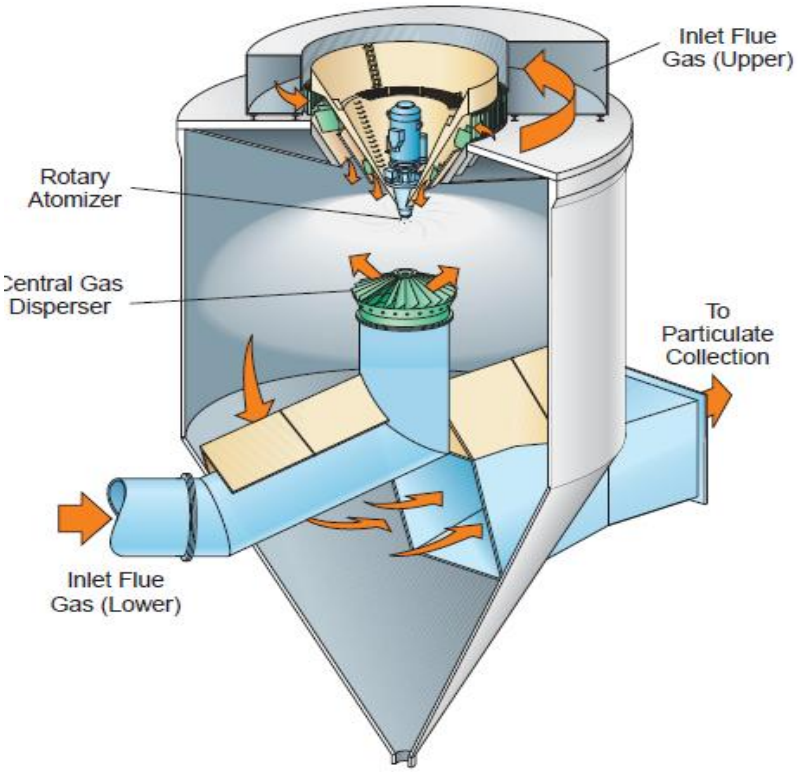
การใช้ปล่องระบายก๊าซเสียสูงๆ จะทำให้ลดความเข้มข้นของก๊าซ SO_2 ในบริเวณใกล้เคียง แต่จะไม่ได้เป็นการป้องกันการเกิดฝนกรดหรือปริมาณก๊าซ SO_2 ที่จะตกลงสู่พื้นดินแต่อย่างใด ดังนั้นจะต้องใช้วิธีควบคุมการระบายกับวิธีอื่นๆ ร่วมด้วย

(4) การกำจัดก๊าซ SO2 ออกจากก๊าซเสียโดยตรง

วิธีการกำจัดก๊าซ SO2 โดยตรงจะใช้คุ้มค่ากับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น เพราะเป็นวิธีการที่สิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายสูง ประสิทธิการในการกำจัดก๊าซ SO2 ได้มากกว่า 90% แต่อย่างไรก็ตามก๊าซ SO2 ที่ถูกกำจัดออกมาจะอยู่ในรูปแบบอื่นที่จำเป็นต้องมีการบำบัดต่อไป

โดยระบบ Fuel-gas desulfurization (FGD) นี้เป็นกระบวนการที่ใช้กำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ SO2 ซึ่งเกิดขึ้นจากการเผาถ่านหินให้เปลี่ยนสภาพเป็นสารที่ไม่มีอันตรายทำให้อากาศที่ปล่อยออกมาจากโรงไฟฟ้าปราศจากมลภาวะ และไม่ทำอันตรายต่อสภาพแวดล้อม ระบบ FGD นี้พัฒนามานานกว่า 40 ปีแล้ว แต่เริ่มนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ ระบบ FGD ในหลายประเทศ โดยระบบที่นิยมกันมี 3 ระบบ ได้แก่

- **ระบบฉีดแห้ง** (Dry Sorbet Injection Process) มีประสิทธิภาพในการกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ได้ประมาณ 45% จึงใช้กับโรงไฟฟ้าพลังความร่อยขนาดเล็ก เหมาสำหรับกรณีที่ไม่ต้องการเครื่องมือที่มีประสิทธิภาพสูงในการกำจัด SO_2 ที่อุปกรณ์น้อยชิ้น และราคาไม่สูง การทำงานของระบบฉีดแห้ง คือ การฉีดผงปูนขาว หรือผงหินปูนเข้าไปในเตาเผาโดยตรง เมื่อผงปูนขาวหรือผงหินปูนไปปะทะกับขี้เถ้าและไอร้อนของก๊าซ SO_2 ก็จะทำปฏิกิริยาทางเคมีกลายเป็นยิปซัม และสารประกอบบางส่วนคล้ายยิปซัมตกลงมาปะปนกับขี้เถ้ายิปซัมที่ได้จากระบบนี้จึ้งสกปรกไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ และสาเหตุจากการพ่นผงปูนขาวหรือผงหินปูนเข้าในเตาเผาโดยตรงไม่สามารถทำปฏิกิริยากับไอร้อยของก๊าซได้อย่างทั่วถึง นอกจากนั้นผงปูนขาวที่ฉีดเข้าไปในเตาเผามีส่วนทำให้การทำงานของเตาเผาลดประสิทธิภาพในการทำงานลงด้วย



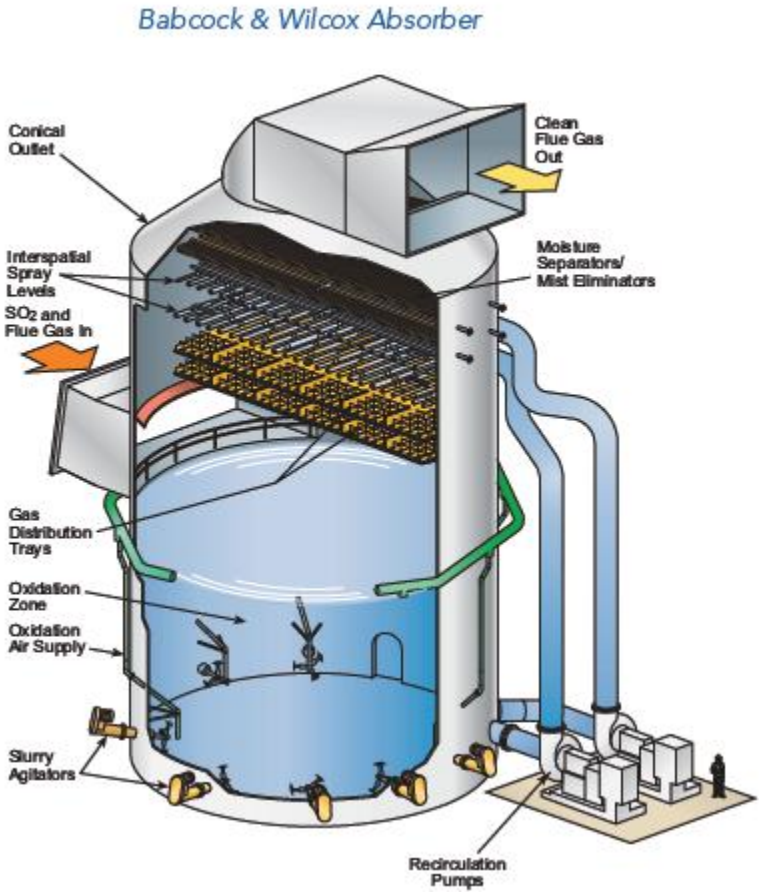
รูปที่ 3.5 ตัวอย่าง **Dry Sorbet Injection Process**

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

- **ระบบกึ่งแห้งและเปียก** (Wet and Dry Process) เป็นระบบผสมแต่มีวิธีกรที่ซับซ้อนขึ้น มีค่าใช้จ่ายสูงกว่าระบบฉีดแห้งประมาณ 2.5 ถึง 3 เท่า แต่มีความสามารถในการกำจัดก๊าซ SO_2 ประมาณ 85% การทำงานของระบบกึ่งแห้งเปียก คือ ใช้หินปูนที่เผาจนกลายเป็นปูนขาวมาละลายน้ำเป็นปูนขาวฉีดเข้าไปทำปฏิกิริยากับไอน้ำของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ผ่านการกรองฝุ่นมาแล้ว ไอของก๊าซ SO_2 ที่ปะทะกับน้ำปูนขาวจะเปลี่ยนสภาพเป็นยิปซัม ส่วนที่ทำปฏิกิริยาไม่สมบูรณ์หรือไม่ได้ทำปฏิกิริยาจะเปลี่ยนเป็นสารประกอบ ตกลงสู่พื้นที่รองรับด้านล่างปูนกับเป็นผงยิปซัมที่ไม่บริสุทธิ์ ส่วนน้ำเมื่อกระทบไอน้ำจะระเหย

- **ระบบน้ำปูนเปียก** (Wet Limestone Process) เป็นระบบที่นิยมใช้กันในปัจจุบัน มีอุปกรณ์และขั้นตอนในการทำงานมากขึ้น มีประสิทธิภาพในการกำจัดก๊าซ SO_2 สูงที่สุด โดยกำจัดได้มากกว่า 92% ระบบนี้มีการลงทุนในระยะแรกสูงแต่สามารถกำจัดก๊าซ SO_2 ได้ถึง 95% ตามมาตรฐานสิ่งแวดล้อมในการควบคุม

การทำงานของระบบน้ำปูนเปียก คือ การบดหินปูนและละลายน้ำเป็นน้ำหินปูน ใช้เครื่องฉีดน้ำหินปูนเข้าไปในหอดักจับ เพื่อทำปฏิกิริยากับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ผ่านการกรองในมาแล้ว ให้กลายเป็นยิปซัมเหลวตกลงมากับน้ำหินปูน น้ำหินปูนจะถูกสูบกลับเพื่อหมุนเวียนทำปฏิกิริยากับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ซ้ำอีกต่อๆไป ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จึงถูกกำจัดได้มากที่สุด ส่วนยิปซัมเหลวจะนำไปแยกน้ำออกและทำให้แห้ง เพื่อให้เป็นผงยิปซัมที่มีความบริสุทธิ์ที่สามารถนำไปใช้ทำแผ่นยิปซัมบอร์ดหรือซีเมนต์ได้



รูปที่ 3.6 ตัวอย่างระบบ Flue Gas Desulfurization (FGD)

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

3) การควบคุม NO_x

ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) มีสาเหตุการณ์เกิดจากไนโตรเจนในถ่านหิน โดยปกติไนโตรเจนที่อยู่ในถ่านหินจะมีอยู่ประมาณ 0.5-1.5 โยในระหว่างการเผาไหม้ไนโตรเจนในถ่านหินจะถูกเปลี่ยนเป็นไนโตรเจนออกไซด์ (NO_2) โดยอีกประการหนึ่งเกิดจากไนโตรเจนในอากาศรวมตัวกับออกซิเจนในขณะเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงๆ ซึ่งในการควบคุม NO_x สามารถทำได้ 2 วิธี

(1) การควบคุมโดยการปรับสภาวะการเผาไหม้ (Combustion Modification)

การควบคุมสภาวะในการเผาไหม้เป็นวิธีที่มีค่าใช้จ่ายย้อยที่สุดในการลดปริมาณ NO_X ที่เกิดจากการรวมตัวกันระหว่างออกซิเจนและไนโตรเจนในอากาศในขณะที่เผาไหม้ ซึ่งการควบคุมทำได้โดยการออกแบบเตาเผาไหม้ให้สมบูรณ์ช้าลง ทำให้พลังงานความร้อนส่วนหนึ่งสูญเสียไปตามผนังของห้องเผาไหม้ และอุณหภูมิของการเผาไหม้จึงลดต่ำ สำหรับการควบคุม NO_X ที่เกิดจากไนโตรเจนในถ่านหินทำได้โดยการควบคุมให้มีการผสมของผงถ่านหินกับอากาศร้อนช้าลง เพราะการเกิด NO_X ขึ้นอยู่กับปริมาณออกซิเจนในขณะเผาไหม้

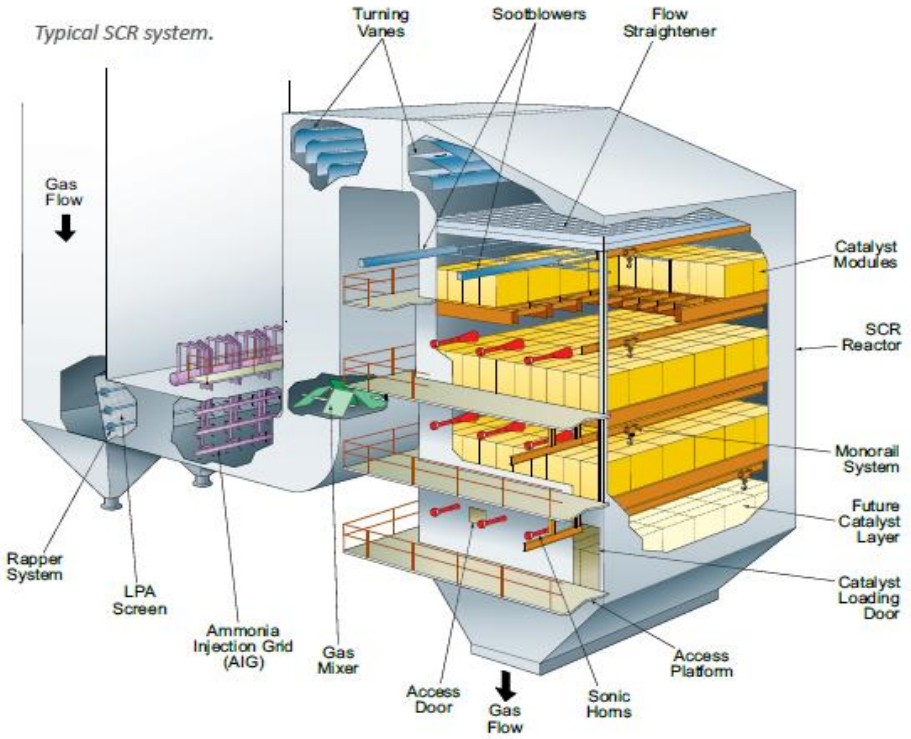
ในการควบคุม NO_X โดยการปรับสภาวะและหรือออกแบบหม้อน้ำใหม่เพื่อเป็นการลด NOX ในก๊าซเสีย โดยมากนิยมใช้หัวเผา (Burner) 2 ชุด พ่นอากาศเข้าไป 2 จังหวะ ทำให้การเผาไหม้ที่สมบูรณ์เสร็จสิ้นช้าลง การควบคุมโยหลักการนี้ ได้มีการพัฒนาเทคนิคต่างๆ พอสรุปได้ดังนี้

- การดัดแปลงสภาวะในการทำงานของหม้อน้ำ
  - เผาไหม้ในขณะอากาศน้อย (Combustion at a Low Air Ratio)
  - ลดปริมาณอากาศร้อนก่อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ (Reduced Air Preheat Operation)
  - ลดภาระการทำงานของหม้อน้ำ (Load Reduction)
- การดัดแปลงอุปกรณ์ในการเผาไหม้
  - ดัดแปลงให้เผาไหม้ไม่สมดุลทางเคมี (Off-stoichiometric Facility)
  - เผาไหม้ 2 จังหวะ (2 Stage Combustion)
  - ไหลเวียนอากาศเสีย (Fuel Gas Recirculation)
  - พ่นน้ำและไอน้ำเข้าไป (Water and Steam Injection)
- การใช้หัวเผาที่เกิด NO_X น้อย
  - Mixture Accelerating Burner
  - Flame Splitting Burner
  - Self-Recirculation Burner
  - Off-Stoichiometric Combustion Burner
  - Two-Stage Combustion Burner

(2) การกำจัดไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) ออกจากก๊าซเสียโดยตรง (Fuel Gas Denitrification)

การใช้เทคโนโลยีในการกำจัด NO_X ออกจากก๊าซเสียโดยตรง จะใช้กระบวนการสลายตัวของ NO_X ให้เป็นสารประกอบไนโตรเจน กระบวนการที่ได้รับความนิยมที่สุดมีอยู่ 2 กระบวนการ ได้แก่ กระบวนการ Selective Catalytic Reduction (SCR) ในกระบวนการนี้จะใช้แอมโมเนียเป็นตัวลด NO_X ให้เป็น N_2 ในปฏิกิริยา Catalytic Reduction แสดงดังรูปที่ 3.6 และ

กระบวนการกำจัด NO_X แบบเปียก (Wet Process) จะเป็นกระบวนการดูดซึม NO_X โดยตรงแบบออกซิเดชั่น (Oxidation Absorption Process) โดยกระบวนการนี้ต้องการปริมาณ SO_X ส่วนหนึ่งด้วยและเหมาะกับก๊าซเสียที่ค่อยข้างมีความสกปรกเพราะกำจัดได้ทั้ง NO_X, SO_X และฝุ่นละออง ในหม้อน้ำที่มีการติดตั้งระบบกำจัด SO_X อยู่แล้ว สามารถดัดแปลงเพิ่มเติมเพื่อกำจัด NO_X ออกไปได้โดยไม่ยาก แต่กรณีไนเตรด และไนไตรท์ ที่เกิดจากการดูดซึมของ NO_X ที่อยู่ในรูปของสารละลายจะก่อให้เกิดปัญหาในการทิ้งอีกภายหลังหากไม่มีการนำไปบำบัดต่อ



รูปที่ 3.7 ตัวอย่างระบบ Selective Catalytic Reduction (SCR)

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

การใช้กระบวนการลดปริมาณ NO_X โดยการกำจัดโดยตรงจากก๊าซเสียจะมีประสิทธิภาพในการกำจัดประมาณ 90% ของปริมาณ NO_X ที่เกิดขึ้น ซึ่งการติดตั้งระบบกำจัด NO_X มักจะติดตั้งไว้หลักการดักฝุ่นละออง (การกำจัดฝุ่นละอองแบบไฟฟ้าสถิต) แต่จะอยู่ก่อนระบบกำจัด SO_X ออกจากก๊าซเสีย (FGD)

4) การควบคุมฝุ่นละออง (Control of Particular Emissions)

ปัจจุบันมีเทคโนโลยีอยู่ 4 แบบ สำหรับกำจัดฝุ่นละอองที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหิน ได้แก่ การดักจับฝุ่นด้วยระบบไซโคลน (Cyclone) การดักจับฝุ่นด้วยระบบหยดน้ำหรือสครับเบอร์ (Wet

Scrubbers) การดักจับฝุ่นด้วยถุงกรอง (Bag Filter) การดักจับฝุ่นด้วยไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitators) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) อุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบไซโคลน (Cyclone)

เป็นอุปกรณ์ดับจับฝุ่นขนาดใหญ่ออกจากกระแสก๊าซ โดยใช้หลักการแรงหนีศูนย์กลาง ซึ่งเกิดจากการทำให้ก๊าซหมุนเวียน (Vortex) เนื่องจากรูปร่าลักษณะของไซโคลนกระแสก๊าซที่ไหลเข้าสู่ไซโคลนตามแนบสัมผัสการทำงานของไซโคลนขึ้นกับความเฉื่อยของอนุภาคไปยังผนังของไซโคลนและเคลื่อนลงถังพัก โดยประสิทธิภาพของไซโคลนประมาณ 80-90% และจะลดลงเมื่อขนาดของอนุภาคหรือฝุ่นละอองมีขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน การใช้ไซโคลนจะใช้เป็นอุปกรณ์ดักจับอนุภาคหรือดักจับฝุ่นละอองมีขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน การใช้ไซโคลนจะใช้เป็นอุปกรณ์ดักจับฝุ่นในขั้นแรกก่อนที่จะผ่านก๊าซเสียไปยังอุปกรณ์ดักฝุ่นในขั้นต่อไปที่สามารถดักฝุ่นที่มีขนาดเล็กได้ดีกว่า

ไซโคลนจะมีลักษณะเป็นทรงกระบอกและมีท่อนำก๊าซเสียเข้าไปสัมผัสอากาศแนวผนังทรงกระบอก และมีทางออกของก๊าซในส่วนบน ฝุ่นที่ถูกดักเอาไว้จะไหลลงส่วนล่างของไซโคลนซึ่งโดยปกติจะทำงานในตำแหน่งแนวตั้งกับแนวระดับพื้น แต่ก็อาจจะมีการวางเอียงหรือวางในแนวนอนบ้างก็ได้ แสดงดังรูปที่ 3.9

รูปที่ 3.8 ตัวอย่างอุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบไซโคลน (Cyclone)

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

(2) อุปกรณ์ดักจับฝุ่นด้วยหยดน้ำ หรือสครับเบอร์ (Wet Scrubbers)

เครื่องดักจับฝุ่นแบบเปียกหรืออุปกรณ์ที่ใช้ของเหลวดักจับฝุ่นหรืออนุภาคขนาดเล็กอย่างมีประสิทธิภาพและจับก๊าซมลพิษจากกระแสก๊าซได้ในขณะเดียวกัน โดยฉีดของเหลวเป็นละอองฝอยสู่กระแสก๊าซ หรือในกระแสก๊าซไหลผ่านฟิล์มของเหลวด้วยความเร็วสูงหรือให้ไหลผ่านชั้นวัสดุที่มีของเหลวเคลือบผิว เมื่ออนุภาคเคลื่อนที่ใกล้ละอองหรือหยดน้ำจะสัมผัสกับละอองด้วยกลไกหลัก 3 อย่าง คือ การกระทบเนื่องจากความเฉื่อย การสกัดกั้น และการแพร่ โดยทั่วไปการกระทบกันเนื่องจากความเฉื่อยเป็นกลไกการจับอนุภาคเป็นสำคัญที่สุดของสครับเบอร์ โดยก๊าซมีความเร็วมากกว่า 0.3 m/s หยดน้ำที่จับอนุภาคไว้เหล่านี้จะถูกแยกออกจากกระแสก๊าซโดยแรงโน้มถ่วง หรือให้กระแทกแผ่นกั้น หรือแรงเหวี่ยง ในการดับจับฝุ่นด้วยสครับเบอร์มี 3 ขั้นตอน คือ

- อนุภาคสัมผัสและดักจับด้วยหยดของเหลวหรือฟิล์มของเหลว
- แยกหยดของเหลวออกจากก๊าซ
- บำบัดของเหลวที่จับฝุ่น (น้ำเสีย) ก่อนระบายทิ้ง

ระบบสครับเบอร์ประกอบด้วยส่วนประกอบที่สำคัญ ได้แก่ ปั๊ม พัดลม อุปกรณ์ป้องกัน ระบบท่อ และอุปกรณ์ตรวจวัด สำหรับสครับเบอร์ที่ใช้ดักจับฝุ่นขนาดเล็กมาก (เล็กกว่า 1 ไมครอน) มักติดตั้งอุปกรณ์ สำหรับหล่อเย็นก๊าซก่อนเข้าสครับเบอร์และอุปกรณ์หล่อเย็นของเหลวเพื่อให้ไปน้ำควบแน่น แสดงดังรูปที่ 3.10

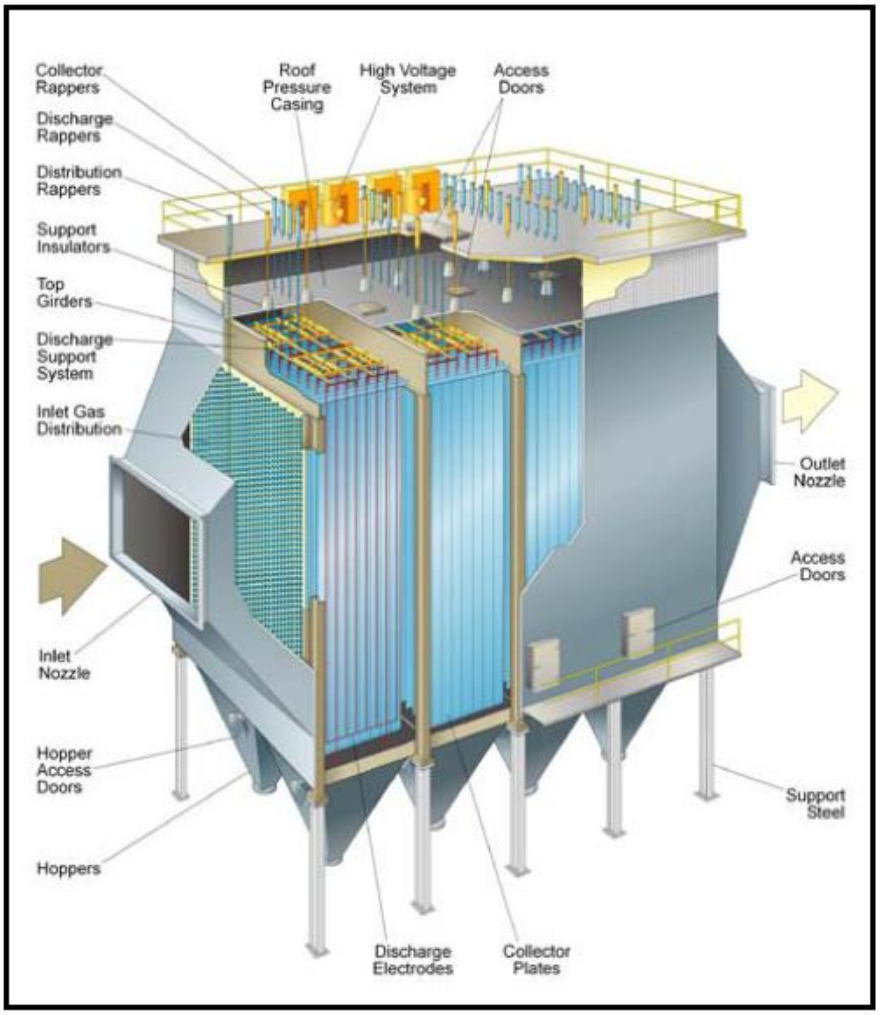
รูปที่ 3.9 ตัวอย่างอุปกรณ์ดักจับฝุ่นด้วยหยดน้ำ หรือสครับเบอร์ (Wet Scrubbers)

(3) **เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต** (Electrostatic Participator)

เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต เป็นเครื่องใช้แรงไฟฟ้าในการแยกอนุภาคออกจากกระแสก๊าซ โดยใช้หลักการใส่ประจุไฟฟ้าเข้าไปในสนามไฟฟ้าสถิต อนุภาคเหล่านี้จะเคลื่อนที่เข้าไปหาและถูกเก็บบนแผ่นเก็บซึ่งมีศักย์ไฟฟ้าตรงข้ามกับของอนุภาค เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตมรประสิทธิภาพสูงในการเก็บอนุภาคขนาดเล็กกว่า 1 ไมครอน โดยทั่วไปมีประสิทธิภาพถึง 99.5% หรือสูงกว่า ปัจจุบันเครื่องดักกับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตใช้อย่างแพร่หลายในการควบคุมมลพิษทางอากาศในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ โยเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหิน โรงหลอมโลหะ โรงปูนซีเมนต์ เป็นต้น หลักการทำงานของเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตแบ่งได้เป็น 3 ขั้นตอน

- การใส่ประจุไฟฟ้าให้กับอนุภาค
- การเก็บอนุภาคที่มีประจุโดยใช้แรงไฟฟ้าสถิตจากสนามไฟฟ้า
- การแยกฝุ่นออกจากขั้วเก็บในเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตไปยังถังพัก

เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตจะมีส่วนประกอบที่สำคัญด้วยกัน 4 ส่วน ได้แก่ ขั้วปล่อยประจุ (Discharge Electrodes) ขั้วเก็บ (Collection Electrodes) เครื่องแยกฝุ่น (Rappers) และถังพัก (Hopper) แสดงดังรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.10ตัวอย่างเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Participator)

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

(4) อุปกรณ์ดักตับฝุ่นแบบถุงกรอง(Bag Filters)

การใช้อุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบถุงกรองที่ออกกับก๊าซเสียที่มีประสิทธิภาพสูงวิธีหนึ่ง และได้รับความนิยมในการดับฝุ่นจากโรงงานขนาดใหญ่ โดยทั่วไปแล้วถุงกรองมีโครงสร้างที่มีรูพรุนประกอบด้วยสารที่เป็นเม็ดหรือเส้นใย ซึ่งใช้กักกันอนุภาคไว้และให้ก๊าซไหลผ่านช่องว่างของถุงกรอง สำหรับถุงกรองโดยปกติแล้วทำด้วยผ้าทอ (Woven Fabric) หรือผ้าสักหลาด (Felted Fabric) เป็นอุปกรณ์ที่แยกฝุ่นออกจากกระแสก๊าซ โดยเฉพาะฝุ่นละอองที่มีขนาดเล็กตั้งแต่ช่วง 0.2-0.5 ไมครอน ซึ่งดักจับยากแต่ถุงกรองสามารถดักจับได้อย่างมีประสิทธิภาพ เครื่องกรองแบบถุงนี้จะต้องทำความสะอาดเป็นครั้งคราว

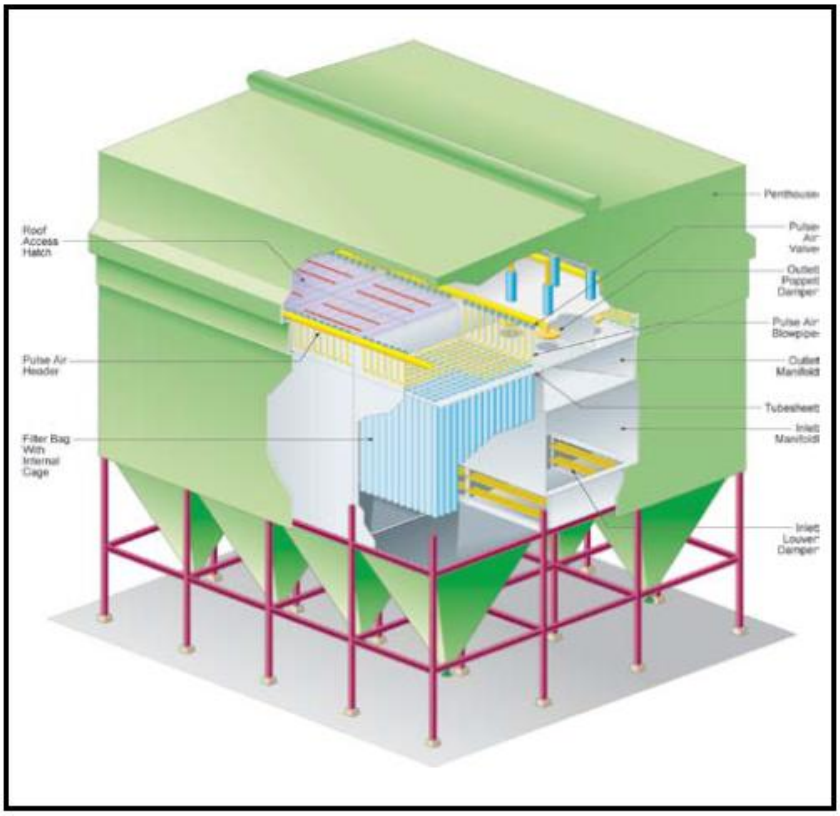
ลักษณะของถุงกรอง ประกอบไปด้วยถุงกรองเป็นแถวๆ อยู่ในหน่วยย่อยหลายหน่วย โดยปกติมีรูปร่างเหมือนทอด้วยผ้าทอ หรือผ้าสักหลาด ที่หัวและท้ายของถุงใช้ Metal Rings เป็นตัวยึด

หรืออาจใช้ Cage เป็นโครงยึดของถุงก็ได้ ก๊าซเมื่อไหลผ่านผ้าถุงกรอง อนุภาคจะค้างบนผิวของผ้ากรองในขณะที่ก๊าซสะอาดถูกระบายสู่บรรยากาศ เมื่อชั้นฝุ่นสะสมจนหนาพอควรจะต้องทำความสะอาดถุงกรอง ทำให้ฝุ่นตกลงไปยังถังพัก ซึ่งเอาออกโดยใช้ Pneumatic หรือ Screw Conveyor การออกแบบลักษณะการกรองแบ่งเป็น 2 แบบ ได้แก่

ระบบการกรองภายใน (Interior Filtration) ก๊าซจะไหลเข้าเครื่องกรองทางด้านบน หรือทางด้านล่างโดยผ่าน Cell Plate การกรองแบบนี้อนุภาคถูกจับภายในถุง ส่วนอากาศจะถูกระบายออกสู่ด้านล่าง

ระบบการกรองภายนอก (Exterior Filtration) กรณีนี้อนุภาคฝุ่นจะถูกจับที่ผิวด้านนอกของถุงกรองเนื่องจากการไหลของก๊าซจากด้านนอกถุงผ่านไปยังด้านใน ดังนั้นต้องมี Cage และ Ring เป็นโครงสร้างยึด แสดงดังรูปที่ 3.12

หลักการทำงานคือ เมื่ออนุภาคเคลื่อนที่เข้าหาผ้ากรอง อนุภาคจะถูกจับเนื่องจากกลไกหลายอย่าง เช่น การสกัดกั้น การกระทบ การแพร่ แรงไฟฟ้า แรงถ่วง และการลอดผ่าน ซึ่งเป็นกลไกที่อนุภาคถูกกัดกั้นเพราะมีขนาดใหญ่เกินที่จะลอดผ่านช่องว่างได้ สำหรับตัวกลางกรองหรือผ้ากรองต้องมีการตัดเลือกให้เหมาะกับการระบายก๊าซเสีย เช่น องค์ประกอบทางเคมีของก๊าซ อุณหภูมิ ปริมาณฝุ่นเข้า คุณลักษณะทางกายภาพ โดยปกติแล้วผ้ากรองทำมาจากเส้นใยธรรมชาติหรือเส้นใยสังเคราะห์ในรูปของ ผ้าทอ (Woven Fabric) ผ้าสักหลาด (Felted Fabric) เยื่อ (Membrane) และใยสังเคราะห์ (Sintered Metal Fiber)



รูปที่ 3.11 ตัวอย่างเครื่องดักตับฝุ่นแบบถุงกรอง(Bag Filters)

ที่มา: Babcock & Wilcox Power Generation Group

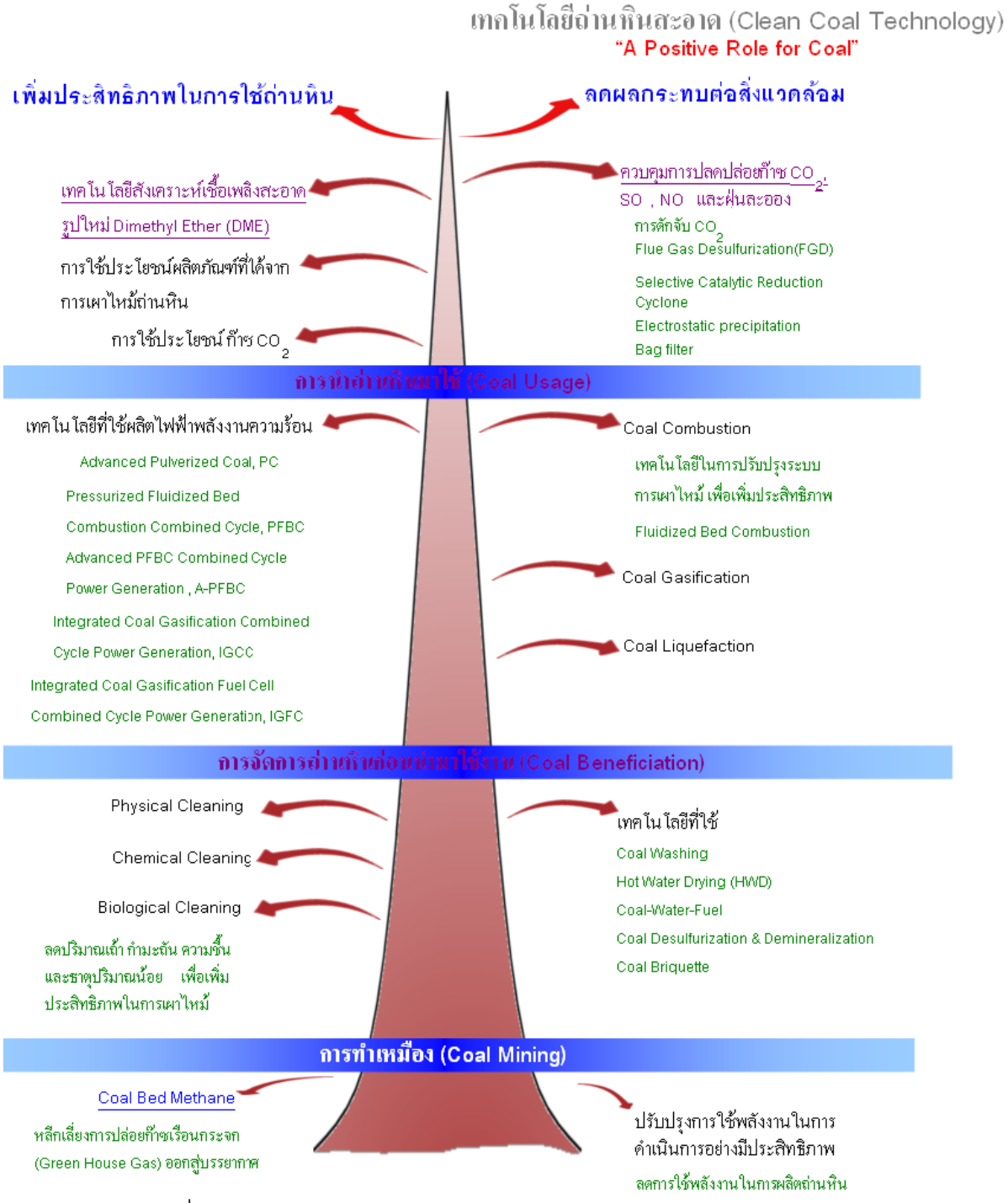
เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหิน

การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหินมักเกิดปัญหาเรื่องสิ่งแวดล้อมตามมา เนื่องจากเชื้อเพลิงถ่านหินยังไม่เป็นที่ยอมรับจากประชาชน ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องหาเทคโนโลยีที่มีช่วยทำให้ถ่านหินลดลง ปัจจุบันมีเทคโนโลยีมีเทคโนโลยีใหม่ ที่เรียกว่าเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology, CCT) เทคโนโลยีแต่ละชนิดอาจจะมีความเหมาะสมต่อคุณสมบัติถ่านหินแตกต่างกันไป บางเทคโนโลยีสามารถประยุกต์ใช้ได้กับถ่านหินคุณภาพสูงและต่ำ ในขณะที่บางเทคโนโลยีใช้ได้เฉพาะกับถ่านหินที่มีคุณภาพค่อนข้างดี ดังนั้น การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีจึงเป็นสิ่งจำเป็น และสามารถเลือกใช้เทคโนโลยีรองรับที่เหมาสมตามคุณสมบัติของถ่านหินที่มีได้

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)

ปัจจุบันการใช้ถ่านหินในประเทศไทยแบ่งเป็นการใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และการใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม โดยที่แหล่งถ่านหินที่อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง และที่อำเภอคลองท่อม จังหวัดกระบี่ ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งเนื่องจากเป็นถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำ ค่าขนส่งแพงจึงไม่เหมาะสมที่จะนำไปใช้ทำอย่างอื่น ส่วนถ่านหินที่อำเภอลี้ จังหวัดลำพูน จะมีคุณภาพดี จึงนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆแทนฟืน อาทิ อุตสาหกรรมบ่มใบยาสูงในเขตภาคเหนือ นอกจากถ่านหินที่ได้กล่าวไปแล้ว ยังมีแหล่งถ่านหินอีกหลายแหล่งกระจัดกระจายอยู่ทั่วภาคเหนือ แต่การนำถ่านหินมาใช้ยังมีปัญหาเนื่องจากภาพลักษณ์ด้านลบในเรื่องการปล่อยมลพิษสู่สิ่งแวดล้อมของถ่านหิน ดังนั้นเพื่อเป็นการลดปัญหาการเกิดมลพิษจากถ่านหิน จึงได้มีการคิดค้นและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำเหมือง การจัดการถ่านหินก่อนนำมาใช้ และการใช้ประโยชน์ถ่านหินโดยให้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

เทคโนโลยีนี้เรียกว่าเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology, CCT) กระบวนการของเทคโนโลยีนี้สามารถทำได้ทั้ง 3 ขั้นตอน คือ ก่อนการเผาไหม้ ขณะเผา และหลังการเผา ซึ่งมีรายละเอียดดังรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.12 การใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)

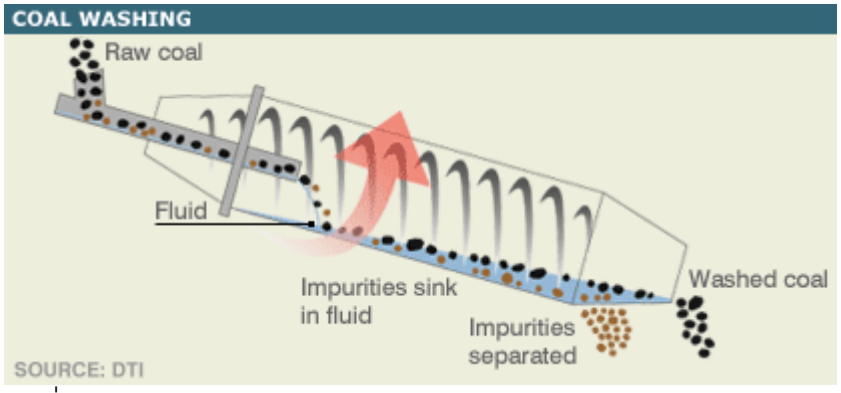
1) เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก่อนเผาไหม้

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก่อนการเผาไหม้ (Pre-combustion) นี้เป็นการทำความสะอาดถ่านหินในขั้นตอนก่อนการเผาไหม้ เพื่อกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ ออกจากถ่านหิน เช่น ฝุ่นละออง เศษหิน และสารประกอบอนินทรีย์ เพื่อลดประมาณเถ้าและกำมะถันที่ปะปนอยู่ในถ่านหิน ซึ่งจะช่วยเพิ่มค่า

ความร้อนของถ่านหินก่อนนำไปเผาไหม้เป็นเชื้อเพลิง โดยอาจเรียกขั้นตอนนี้ว่าการปรับระดับถ่านหิน (Coal Upgrading) การทำความสะอาดก่อนการเผาไหม้นี้มีด้วยกัน 3 วิธี ได้แก่

(1) การทำความสะอาดโดยวิธีทางกายภาพ (Physical Cleaning)

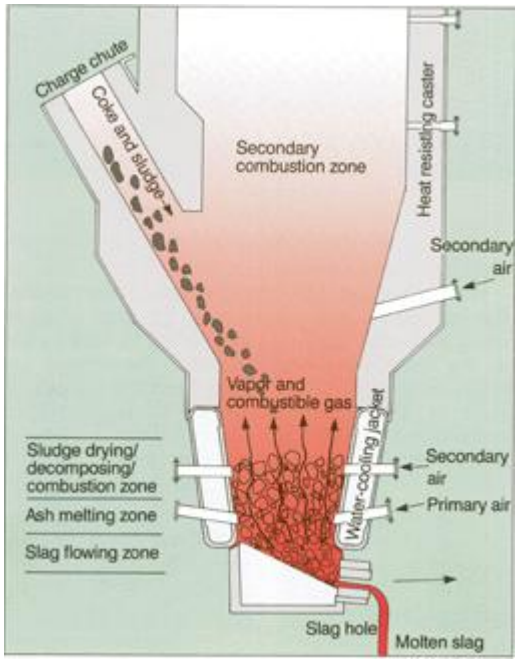
เป็นการกำจัดสิ่งเจือปนประเภท ฝุ่นละออง ดิน หิน และสารประกอบพวกกำมะถันอนินทรีย์ ซึ่งมีเหล็กเป็นส่วนประกอบ เช่น ไพไรดิกซัลเฟอร์ (Pyritic Sulfer) เป็นต้น โดยมีวิธีการคือ นำถ่านหินมาบดให้มีขนาดเล็กกว่าขนาดของฝุ่นผงแล้วล้างผ่านน้ำ โดยอาศัยหลักการความแตกต่างของความหนาแน่นของถ่านหินกับสารเหล่านี้ จะทำให้สิ่งเจือปนต่างๆ ที่ไม่ต้องการถูกแยกออกจากเนื้อถ่านหิน ซึ่งวิธีนี้จะทำให้สิ่งเจือปนต่างๆ ที่ไม่ต้องการถูกแยกออกจากเนื้อถ่านหิน ซึ่งวิธีนี้จะทำให้ไพไรดิกซัลเฟอร์ถูกกำจัดออกได้ประมาณ 90% นอกจากนี้ยังมีวิธีทำความสะอาดถ่านหินทางกายภาพอีกวิธีหนึ่งเรียกว่าการลอยผ่านปล่อง (Column Flotation) เป็นการทำความสะอาดถ่านหิน โดยอาศัยหลักการที่ผงถ่านหินมีคุณสมบัติทางเคมีซึ่งสามารถยึดคิดกับฟองอากาศได้ เมื่อฟองอากาศเคลื่อนที่ผ่านผงถ่านหินและน้ำซึ่งบรรจุในอุปกรณ์ที่เรียกว่าปล่อง (Column) ผงถ่านจะติดขึ้นไปกับฟองอากาศทิ้งให้สารประกอบอนินทรีย์ เช่น Pyitic Sulfur และแร่ธาตุต่างๆ จมอยู่ชั้นล่างแสดงดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.13 การทำความสะอาดโดยวิธีทางกายภาพ (Physical Cleaning)

(2) การทำความสะอาดโดยวิธีทางเคมี (Chemical Cleaning)

เป็นการใช้สารเคมีเข้าไปทำปฏิกิริยากับผงถ่านหิน ซึ่งสารเคมีดังกล่าวมีคุณสมบัติในการกำจัดพวกสิ่งเจือปนต่างๆ ที่ไม่สามารถกำจัดได้โดยวิธีทางกายภาพ ในการทำปฏิกิริยากับผงถ่านหินเพื่อกำจัดกำมะถันและเถ้า เทคโนโลยีกลุ่มนี้ ได้แก่ Molten – Caustic Leaching แสดงดังรูปที่ 3.15



รูปที่ 3.14 การทำความสะอาดโดยวิธีทางเคมี (Chemical Cleaning)

(3) การทำความสะอาดโดยวิธีทางชีวภาพ (Biological Cleaning)

วิธีนี้เป็นเทคโนโลยีที่ยังค่อนข้างใหม่ โดยใช้สิ่งมีชีวิตเล็กๆ จำพวกแบคทีเรียและเชื้อราบางชนิด ที่ใช้กำมะถันเป็นอาหารเข้าไปช่วยในการกำจัดกำมะถันในถ่านหิน และสามารถนำสิ่งมีชีวิตเหล่านี้มาทำการเพาะเลี้ยงเพื่อสกัดเอาเอนไซม์ที่ใช้สำหรับการย่อยสลายกำมะถันมาใช้เร่งกระบวนการกำจัดกำมะถันในถ่านหิน

2) เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดขณะเผาไหม้หรือเมื่อนำไปใช้ประโยชน์

เทคโนโลยีต่างๆ ที่ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อนำมาใช้ในกระบวนการเผาไหม้ถ่านหิน หรือในขณะที่นำถ่านหินไปใช้ประโยชน์มีด้วยกันหลายอย่าง เช่น เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดขณะเผาไหม้ เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดโดยการแปรรูป และเทคโนโลยีสังเคราะห์เชื้อเพลิงสะอาด ซึ่งแต่ละเทคโนโลยีจะช่วยลดปริมาณสิ่งเจือปนต่างๆ โยเฉพาะกำมะถันในถ่านหินลงได้เป็นอย่างดี

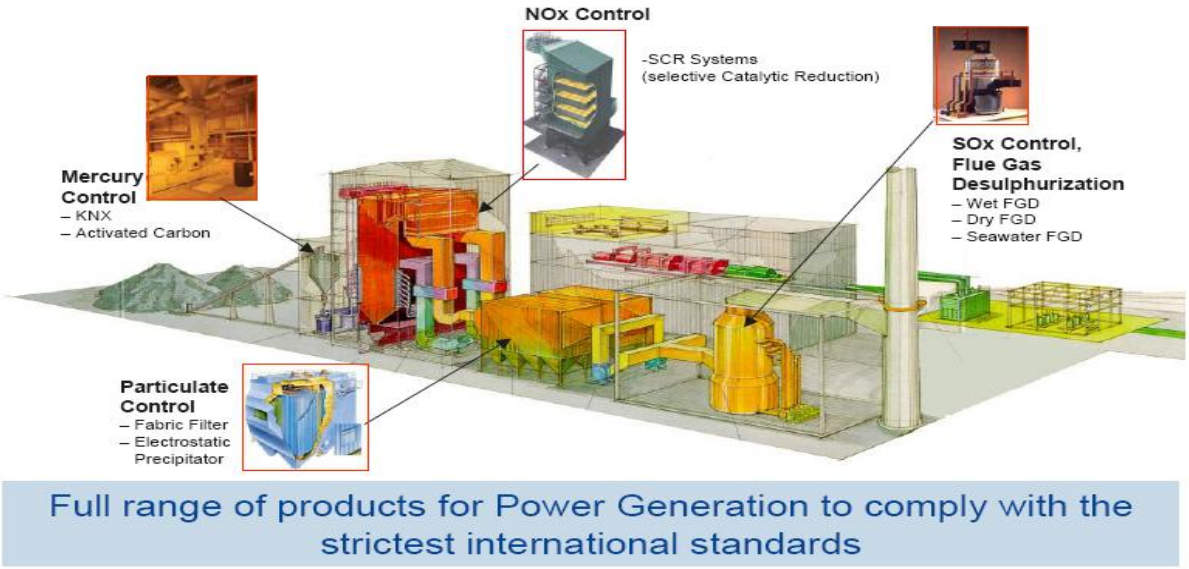
ก. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดขณะเผาไหม้

ปัจจุบันมีเทคโนโลยีที่ใช้ในการเผาไหม้ถ่านหินอยู่หลายรูปแบบ โยใช้หลักการปรับปรุงเตาเผา และหม้อไอน้ำเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการเผาไหม้ถ่านหิน และลดมลพิษจากการเผาไหม้ ซึ่งปัจจุบันมีเทคโนโลยีหลักๆ อยู่ 3 ประเภท ดังนี้

(1) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Pulverized Coal Combustion (PC)

เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ PC เป็นเทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินที่นิยมกันมากที่สุด (ประมาณ 97% ของโรงไฟฟ้าถ่านหินทั่วโลก) มีหลักการทำงาน คือ การบดถ่านหินให้มีขนาดเล็กมาก

แล้วพ่นเข้าเตาเผาพร้อมอากาศ ซึ่งจะมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 1,300 – 1,700 ^{O}C ความร้อนจากการเผาไหม้ถ่านหินจะถูกส่งผ่านไปยังน้ำที่อยู่ในท่อโดยรอบห้องเผาไหม้ก่อนให้เกิดไอน้ำ โดยทั่วไปมีความดันประมาณ 180 บาร์ และมีอุณหภูมิ 540 ^{O}C ไอน้ำจะถูกส่งไปขึ้นกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.15 เทคโนโลยีถ่านหินแบบ Pulverized Coal Combustion (PC)

ที่มา: บริษัท Black & Veatch Thailand

ประสิทธิภาพเชิงพลังงานสุทธิโดยเฉลี่ย (ไฟฟ้าที่ผลิตได้ลบด้วยไฟฟ้าที่ใช้ภายในโรงงาน) ของเทคโนโลยี PC มีอยู่ประมาณ 35% (คิดที่ค่าความร้อนสูง : HHV) ซึ่งหมายความว่า พลังงานที่อยู่ในถ่านหินมีอยู่ 100 หน่วย สามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ 35 หน่วย แต่ในปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีของเตาเผาทำให้ประสิทธิภาพเชิงพลังงานของการเผาไหม้ถ่านหินเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 40% และอาจจะเป็น 55% ในอนาคต และเทคโนโลยีถ่านหินชนิดนี้ (PC) มีขนาดตั้งแต่เล็กๆ ไปจนถึงขนาด 1,000 เมกะวัตต์ต่อหน่วย

ในการพัฒนาเทคโนโลยี PC ให้มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงขึ้น สามารถทำได้โดยการเพิ่มอุณหภูมิและความดันไอน้ำที่ผลิตได้จากการเผาไหม้ถ่านหินให้สูงขึ้นจนเลยจุดที่เรียกว่าจุดวิกฤต (ความดันวิกฤตของน้ำเท่ากับ 21 MPa) ซึ่งโดยปกติไอน้ำที่ผลิตได้จะมีอุณหภูมิและความดันไม่เกินจุดวิกฤต (Critical Point)

จากการพัฒนาในการเพิ่มอุณหภูมิและความดันไอน้ำดังกล่าว จึงทำให้โรงไฟฟ้าถ่านหินแบบ PC สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้จากการเพิ่มความดันไอน้ำและอุณหภูมิเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้น

- **Subcritical Pulverized Coal (Sub PC)** โรงไฟฟ้าประเภทที่มีความดันของไอน้ำที่ผลิตได้จะต่ำกว่าความดันวิกฤตของน้ำ โดยทั่วไปอุณหภูมิอยู่ที่ 540 ^{O}C และมีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสุทธิ (คิดที่ค่าความร้อนสูง) จะอยู่ระหว่าง 35-38%

- **Supercritical Pulverized Coal (Sup PC)** โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีความดันของไอน้ำที่ผลิตได้จะสูงกว่าความดันวิกฤตของน้ำ โดยทั่วไปจะออกแบบให้มีความดันอยู่ที่ 250 บาร์ (ประมาณ 24.7 MPa) และอุณหภูมิไอน้ำอยู่ที่ 540-560 ^{O}C ซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพพลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินแบบนี้อยู่ระหว่าง 38-40%

- **Ultra-Supercritical Pulverized Coal (USC)** โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะมีสภาวะของไอน้ำผลิตได้อยู่ที่ 300 บาร์ และมีอุณหภูมิอยู่ในช่วงระหว่าง 560-625 ^{O}C และมีประสิทธิภาพเชิงพลังงานอยู่ระหว่าง 40-42.5%

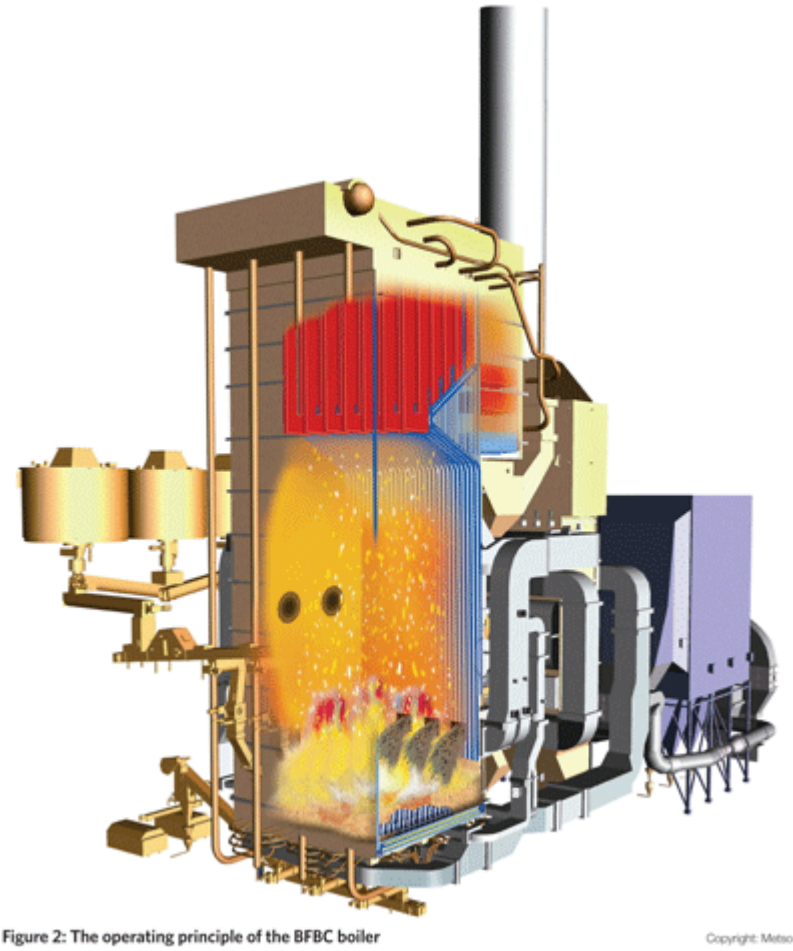
- **Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal (Adv.USC)** โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะผลิตไอน้ำได้สูงถึง 625-650 OC และมีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงถึง 42.5-46.0%

(2) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Fluidized Bed Combustion (FBC)

เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ FBC เป็นเทคโนโลยีการขจัดหรือลดมลพิษออกจากระบบระหว่างการเผาไหม้ เช่น SO_X และ NO_X ซึ่งเทคโนโลยีนี่มีผลดีในแง่ที่ว่าไม่ต้องสร้างเครื่องมือขึ้นมาเพิ่มเติมเพื่อกำจัด SO_X และ NO_X เช่น ขั้นตอนการขจัดหรือลดมลพิษระหว่างการเผาไหม้ถ่านหิน หรือระหว่างการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) โดยเทคโนโลยี FBC มีอยู่ 2 รูปแบบ คือ แบบการเผาไหม้ในสภาวะบรรยากาศปกติ (Atmosphere Fluidized Bed Combustion) (AFBC) และ การเผาไหม้ในสภาวะที่มีความกดดันสูง (Pressurized Fluidized Bed Combustion) (PFBC) โยมีรายละเอียดของเทคโนโลยี FBC ดังนี้

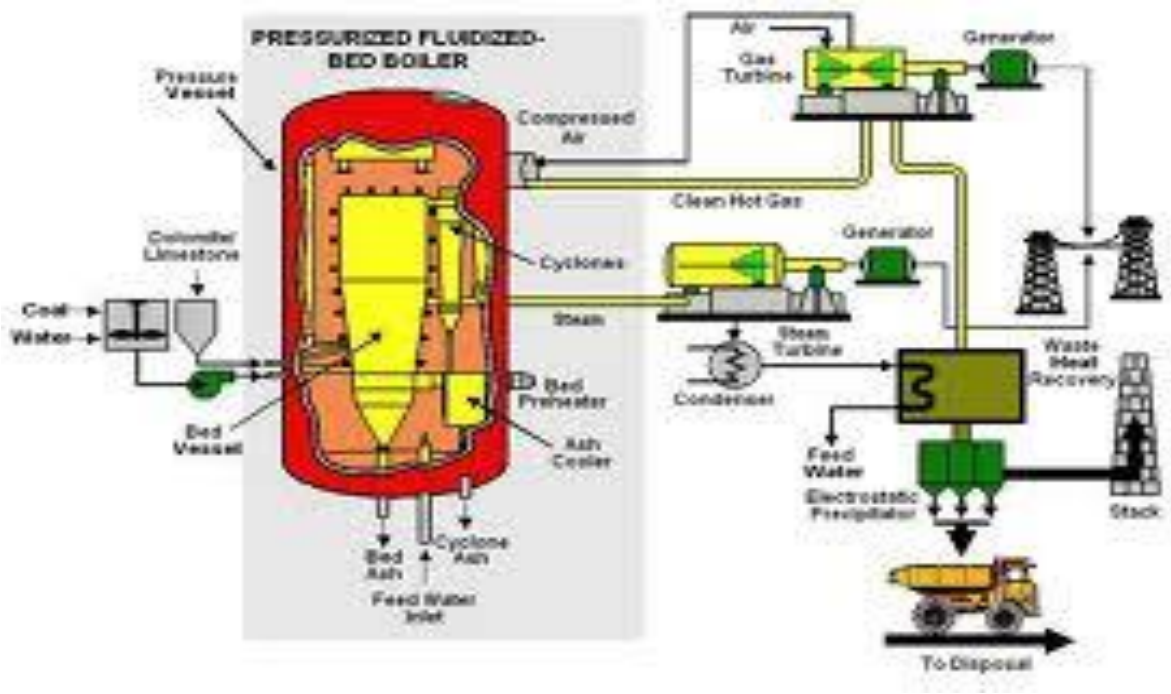
- เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ AFBC เป็นเทคโนโลยีการเผาไหม้โยการนำถ่านหินมาบดใหม่มีขนาดเล็กแล้วป้อนเข้าสู่ชั้นของวัสดุที่ไม่ติดไฟ ซึ่งอาจเป็นวัสดุที่สามารถดูดเอาซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ไว้ได้ เช่น หินปูน หรือโดโลไมท์ โดยเริ่มจากการบดถ่านหินให้มีขนาดเล็กพอประมาณแล้วผสมกับหินปูนและถูกพ่นเข้าไปในเตาเผาพร้อมอากาศร้อน ถ่านหินและหินปูนที่พ่นเข้าไปจะทำหน้าที่คล้ายฟองน้ำดักจับกำมะถันที่เกิดขึ้น ความร้อนจากการเผาไหม้จะนำไปต้มน้ำทำให้เกิดไปน้ำไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กระบวนการนี้สามารถลดปริมาณกำมะถันที่ถูกปล่อยออกมาได้

มากถึง 90% และอุณหภูมิในเตาเผายังน้อยกว่าวิธีการเผาไหม้แบบ PC คือ ประมาณ 900 ^{O}C ซึ่งจะสามารถลดปริมาณก๊าซ NO_x ที่เกิดจากการเผาไหมไนโตรเจนในถ่านหิน แสดงดังรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.16 เทคโนโลยีแบบ Atmosphere Fluidized Bed Combustion (AFBC)

- เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ PFBC เป็นการเผาไหม้แบบ FBC ภายใต้สภาพความกดดันสูง โยใช้ความดันเข้าช่วยในการเผาไหม้ในชั้นวัสดุ ความร้อนที่ผลิตได้นำไปใช้ขับกังหันไอน้ำ ส่วนก๊าซร้อนที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูง อุณหภูมิที่เกิดขึ้นประมาณ 800-900 ^{O}C สามารถนำไปขับกังหันก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้าร่วมได้ แสดงดังรูปที่ 3.18

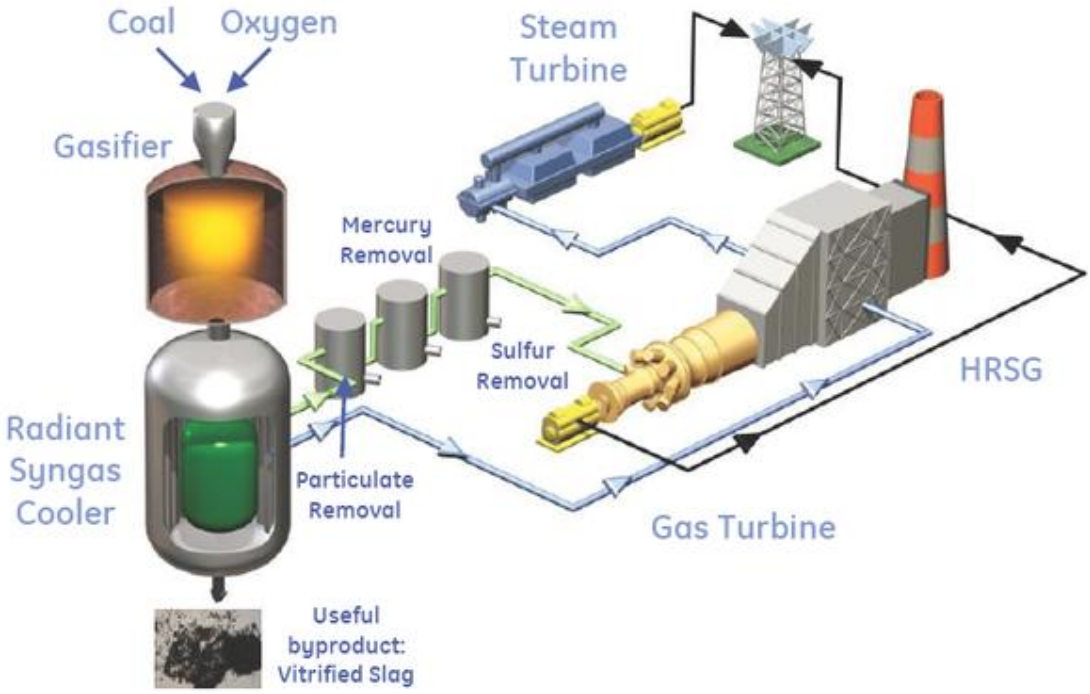


รูปที่ 3.17 เทคโนโลยีแบบ Pressurized Fluidized Bed Combustion (PFBC)

เทคโนโลยีแบบ FBC ถูกพัฒนาขึ้นมาใช้งานกับโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาดเล็ก โดยมีขนาดเล็กใช้กันส่วนมากประมาณ 300 MW แต่กำลังการพัฒนาให้มีขนาดใหญ่ขึ้นอยู่ที่ 500-800 MW จุดเด่นของเทคโนโลยีแบบ FBC คือ สามารถใช้กับถ่านหินคุณภาพต่ำ โยมีประสิทธิภาพเชิงพลังงานไม่ต่างกับเทคโนโลยีแบบ FC มากนัด ประมาณ 35-38% ที่ความดันไอน้ำ 180 บาร์ และมีอุณหภูมิของไอน้ำเท่ากับ 540 ^{O}C

(3) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

เป็นเทคโนโลยีที่มีการผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนถ่านหินให้เป็นก๊าซ (Coal Gasification) กับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม กังหันก๊าซเข้าด้วยกัน โดยเริ่มจากการนำถ่านหินไปผสมกับไอน้ำและออกซิเจน โดยใช้ความดันและอุณหภูมิสูงจนเกิดปฏิกิริยาจะได้ก๊าซที่มีส่วนประกอบของคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และไฮโดเจน (H_2) ก๊าซที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงนี้จะต้องผ่านขั้นตอนการทำความสะอาด โดยการสกัดฝุ่นละออง กำมะถัน และไนโตรเจนออกไป ก่อนที่จะนำไปเผาไหม้ผ่านเครื่องกังหันก๊าซ เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ความร้อนหรือก๊าซเสียที่ออกมาจากเครื่องกังหันก๊าซจะนำไปใช้ในความร้อนแก่หม้อกำเนิดไอน้ำเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกทอดหนึ่ง เทคโนโลยี IGCC มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานอยู่ระหว่าง 38-45% โดยมีความดันไอน้ำ 180 บาร์ ที่อุณหภูมิ 540 OC



รูปที่ 3.18 เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

เทคโนโลยีแบบ IGCC เป็นเทคโนโลยีที่สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซมลพิษได้อย่างมาก แต่เทคโนโลยี IGCC มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ จึงยังไม่ได้รับความนิยมนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์มากนัก แต่อย่างไรก็ตามในปัจจุบันคาดว่าภายในอนาคตอันใกล้จะได้รับความนิยมมากยิ่งขึ้น เนื่องจากสามารถกำจัดมลพิษต่างๆ ที่ได้จากถ่านหิน รวมถึงสามารถแยกก๊าซ CO_2 ออกจากเชื้อเพลิงได้แล้วใช้เทคโนโลยีที่สามารถกักเก็บ CO_2 โดยที่ไม่ระบายออกได้ ซึ่ง CO_2 เป็นก๊าซที่ทำให้เกิดภาวะเรือนกระจก (Greenhouse Effect) ซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน (Global Warming) ในปัจจุบัน

ข. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดโดยการแปรรูป (Coal Conversion)

เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นเพื่อแปรรูปถ่านหินให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Coal Gasification) หรือเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหิน (Coal Liquefaction) โดยแต่ละเทคโนโลยีจะมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

(1) **Coal Gasification Technology** เป็นกระบวนการออกซิเดชั่นถ่านหินเพียงบางส่วนโดยถ่านหินทำปฏิกิริยากับก๊าซออกซิเจนหรืออากาศและไอน้ำภายใต้อุณหภูมิและความดันให้ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ซึ่งประกอบด้วยไฮโดรเจนและคาร์บอนไดออกไซด์เป็นส่วนใหญ่ ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จะถูกนำมาทำให้สะอาดโดยการกำจัดมลพิษก่อน ก๊าซที่ได้นี้สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง หรือเป็น

สารตั้งต้นในการสังเคราะห์แอมโมเนีย เมทานอล หรือก๊าซไฮโดรเจน เตาปฏิกรณ์ที่ใช้ในการผลิตกาซเชื้อเพลิงแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ๆ คือ Entraied Flow, Fluidised Bed และ Moving Bed การเลือกใช้จึงขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของถ่านหินและขนาดของโรงงาน

นอกจากกระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงในโรงงานแล้ว ยังสามานรถผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากถ่านหินที่อยู่ใต้ดินซึ่งไม่คุ้มค่าต่อการขุดขึ้นมา กระบวนการนี้เรียกว่า Underground Gasification ซึ่งทำได้โดยกรอัดไอน้ำและออกซิเจนเข้าไปในถ่านหินผ่านหลุมเจาะจากพื้นผิวดิน เมื่อชั้นถ่านหินบางส่วนติดไฟ ความร้อนที่เกิดจาการเผาไหม้จะทำให้ถ่านหินที่เหลือผลิตก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซที่เกิดขึ้นจะผ่านขึ้นมาตามท่อและนำไปแยกมลพิษออกก่อนนำไปใช้

(2) **Coal Liquefaction Technology** เป็นการแปรรูปถ่านหินให้อยู่ในรูปของเชื้อเพลิงเหลว (Liquid Fuel) โดยทั่วไปการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหินทำได้โดยการแยกคาร์บอนออกหรือการเติมไฮโดรเจนเข้าไป กรณีแรกเรียกว่า Corbonisation หรือ Pyrolysis สำหรับการเติมไฮโดรเจนเรียกว่า Liquefaction เชื้อเพลิงเหลวที่ได้จากถ่านหิน สามารถนำมากลั่นในกระบวนการกลั่นน้ำมันสำหรับรถยนต์และผลิตภัณฑ์อื่นๆ เช่น พลาสติกและสารละลายต่างๆ (Solvent) กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสามารถแบ่งได้เป็น 2 วิธี คือ การเติมเชื้อเพลิงเหลวโดยตรง (Direct Liquefaction) เป็นการแปรรูปถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเหลวโดยใช้กระบวนการเดียว (Single Process) และการผลิตเชื้อเพลิงเหลวโยทางอ้อม (Indirect Liquefaction) เป็นการนำถ่านหินมาผ่านกระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงก่อนจึงนำมาแปรรูปเป็นของเหลว

(3) **Dimethyl Ether, EME** เป็นเทคโนโลยีสังเคราะห์เชื้อเพลิงสะอาดอีกรูปแบบหนึ่งของการใช้ถ่านหินที่สะอาดและประหยัดและมีคุณสมบัติเปรียบเสมือน LPG (Liquefied Petroleum Gas) ก๊าซสังเคราะห์ที่ผลิตได้จากการเผาไหม้ก๊าซมีเทน (ที่มาจากเหมืองถ่านหิน) กับออกซิเจน โดยมีไอน้ำและคาร์บอนไดออกไซด์ (ที่หมุนเวียนนำกลับมาใช้ได้) อยู่ด้วย เพื่อให้อัตราส่วนของไฮโดรเจนกับคาร์บอนมอนนอกไซด์สูงขึ้นและเติมโปรเพน เพื่อลดไนโตรเจนในก๊าซสังเคราะห์ ก๊าซสังเคราะห์จะถูกทำให้เย็นลงทำการอัดและแยกคาร์บอนไดออกไซด์ออกด้วย Amine Absorption ป้อนเข้าสู่เตาปฏิกรณ์ ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ Dimethyl Ether คาร์บอนไดออกไซด์ และเมทานอล

3) เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดหลังการเผาไหม้

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดหลังการเผาไหม้ (Post-Combustion) นี้เป็นการกำจัดมลพิษที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ถ่านหิน ก่อนที่จะถูกปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อม ซึ่งมีทั้งที่อยู่ในรูปของฝุ่นละอองต่างๆ และก๊าซ เทคโนโลยีที่นำมาใช้แก้ปัญหาในขั้นตอนนี้ โดยรายละเอียดของเทคโนโลยีภายหลังการเผาไหม้

เปรียบเทียบประเภทเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากถ่านหิน

ปัจจุบันมีเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินหลักๆ มีอยู่ที่ 3 ประเภท (รูปที่ XXX) โดยแต่ละประเภทของเทคโนโลยีได้มีการพัฒนาขีดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้สูงขึ้นและปล่อยมลพิษได้น้อยลง โดยมีขีดจำกัดต่างๆ เช่น ชนิดและคุณภาพของเชื้อเพลิงถ่านหิน ความแตกต่างกันในขั้นตอนการเผาไหม้ แต่ที่ทำให้ประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงขึ้น คือ การพัฒนาหม้อไอน้ำให้มีขีดความสามารถสูงขึ้นเพื่อผลิตไอน้ำนำไปปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีที่จะลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้มีขีดความสามารถสูง เพื่อลดมลพิษที่ออกมาน้อยมากจนเป็นที่ยอมรับ โดยเมื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีและประสิทธิภาพเชิงพลังงาน และการจัดการมลพิษที่เกิดขึ้น

Pulverized Combustion(PC)	Fluidized Bed Combustion (FBC)	Integrated Gasification Combined Cycle
1.Subcritical PC	Atmospheric FBC	
2. Supercritical PC	Pressurized FBC	
3. Ultra Supercritical PC		
4. Advance Ultra Supercritical PC		

รูปที่ 3.19 ประเภทเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากถ่านหินในปัจจุบัน

โดยสัดส่วนการใช้เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินแต่ละประเภท จากกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าถ่านหินทั้งหมด 1289 GWs จะเห็นว่าเทคโนโลยี Sub Critical PC มีสัดส่วนการใช้งานมากที่สุดที่ 74.5% ในขณะที่เทคโนโลยี Sup Critical PC มีการใช้งานอยู่ที่ 20.5% ซึ่งคาดว่าเทคโนโลยีนี้จะมีสัดส่วนการใช้งานเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินแบบ USC, Adv USC และ IGCC แม้ว่าจะมีประสิทธิภาพสูงแต่ยังมีการใช้งานอยู่น้อยเนื่องจากต้นทุนการลงทุนก่อสร้างยังสูงอยู่มาก และเทคโนโลยีแบบ FBC จะเหมาะกับถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำเท่านั้น

สำหรับเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินแต่ละประเภทในปัจจุบัน ค่าลงทุนโรงไฟฟ้าถ่านหินแบบ PC ที่มีการติดตั้งระบบกำจัด SO2 และ NOX จะมีเงินลงทุนอยู่ในช่วง 1,300 – 1,700 ดอลล่าร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์ ของกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยที่เทคโนโลยีแบบ Sub PC จะมีค่าก่อสร้างต่ำสุด เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตที่เท่ากัน ในขณะที่เทคโนโลยีแบบ USC มีค่าก่อสร้างและติดตั้งสูงกว่า Sub PC ประมาณ 10% ซึ่งมีรายละเอียดค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และค่าเดินระบบของแต่ละเทคโนโลยี เมื่อพิจารณาเทคโนโลยีแบบ FBC จะพบว่าเงินลงทุน และเดินระบบจะมีความใกล้เคียงกับเทคโนโลยีแบบ PC เนื่องจากมีรายละเอียดการก่อสร้างและการติดตั้งระบบไม่แตกต่างกันในขณะที่เทคโนโลยีแบบ Advance USC และแบบ IGCC ในปัจจุบันมีข้อมูลด้านเงินลงทุนยังไม่ชัดเจน

เนื่องจากยังเป็นเทคโนโลยีใหม่และเริ่มมีการใช้เชิงพาณิชย์ได้ไม่นานและยังไม่เป็นที่นิยม จึงคาดว่าเงินลงทุนการก่อสร้างยังคงสูงมาก สำหรับค่าเดินระบบของเทคโนโลยีทั้ง 3 ประเภทไม่มีความแตกต่างกันมาก คือ อยู่ระหว่าง 40-41 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์

สำหรับปริมาณมลพิษที่จะระบายออกมาจากแต่ละประเภทของเทคโนโลยีถ่านหินนั้นจะขึ้นอยู่กับคุณภาพของถ่านหิน กำลังการผลิตไฟฟ้า และประสิทธิภาพเชิงพลังงาน โยเมื่อประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงขึ้น (ไอน้ำ) การใช้เชื้อเพลิงถ่านหินก็จะลดลงเมื่อเปรียบเทียบต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ และจะทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งเป็นก๊าซเรื่อนกระจก (Greenhouse Gas) ลดลง เนื่องจากการใช้ถ่านหินลดลง การปล่องสารมลพิษต่างๆ ได้แก่ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_X) และฝุ่นละอองขนาดเล็กก็ลดลงด้วยเช่นกัน โดประมาณได้ว่าทุกๆ 1% ของประสิทธิภาพเชิงพลังงานที่เพิ่มขึ้นจะทำให้การปล่อยสารมลพิษลดลงประมาณ 2%

บทที่ 4
การวิเคราะห์และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด

การวิเคราะห์และจำลองผลรูปแบบโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด โดยการจัดองค์ประกอบของแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด ตามแบบจำลองของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดโดยการเปรียบเทียบเทคโนโลยีดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบประเภทเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในปัจจุบัน

เปรียบเทียบ	**ประเภทของเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินในปัจจุบัน**					
	Sub PC	Sup PC	USC PC	Adv USC PC	FBC	IGCC
1.ประสิทธิภาพเชิงพลังงาน (HHV)	35-38%	38-40%	40-42.5%	42.5-46%	35-48%	38-50%
2. อุณหภูมิไอน้ำ (C degree)	<540	540-570	570-675	625-650	540	540
3. ความดันไอน้ำ (bar)	165-221.2	221.2-250	250-300	300	180	180
4. ปริมาณการใช้น้ำ	ปริมาณการใช้น้ำขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตไฟฟ้า					น้อยกว่า PC และ FBC 50%
5. การกำจัดฝุ่นละออง (Fly Ash)	ทำได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ดักจักฝุ่นละอองแบบ ESP และ Bag House					เถ้าจะถูกกำจัดออกก่อนจาก Syngas และมีลักษณะเป็นแก้ว ทำให้จัดการได้ง่าย
6. การกำจัด CO2	การกำจัดทำได้ยากต้องแยกออกจาก Flue Gas					CO2 ทำการกำจัดในขั้นตอน Syngas ที่ความดันสูง

เปรียบเทียบ	ประเภทของเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินในปัจจุบัน					
	Sub PC	Sup PC	USC PC	Adv USC PC	FBC	IGCC
7. การกำจัด SOx	ติดตั้งเครื่องดักจัก SO x เช่น FGD				ใช้ปูนขาวช่วยในการดูดซับซัลเฟอร์ในขณะเผาไหม้แล้วได้ยิปซั่ม	ซัลเฟอร์ที่เกิดอยู่ในรูป H2S ซึ่งกำจัดได้ง่ายอยู่ในรูปของแข็ง
8. การกำจัด NOX	ใช้เทคโนโลยี Low NOx ในการเผาไหม้ หรือทำการติดตั้งระบบดักจับ NOx ได้แก่ SCR					ควบคุมโดยการลดอุณหภูมิของการเผาไหม้ใน Gas Turbine

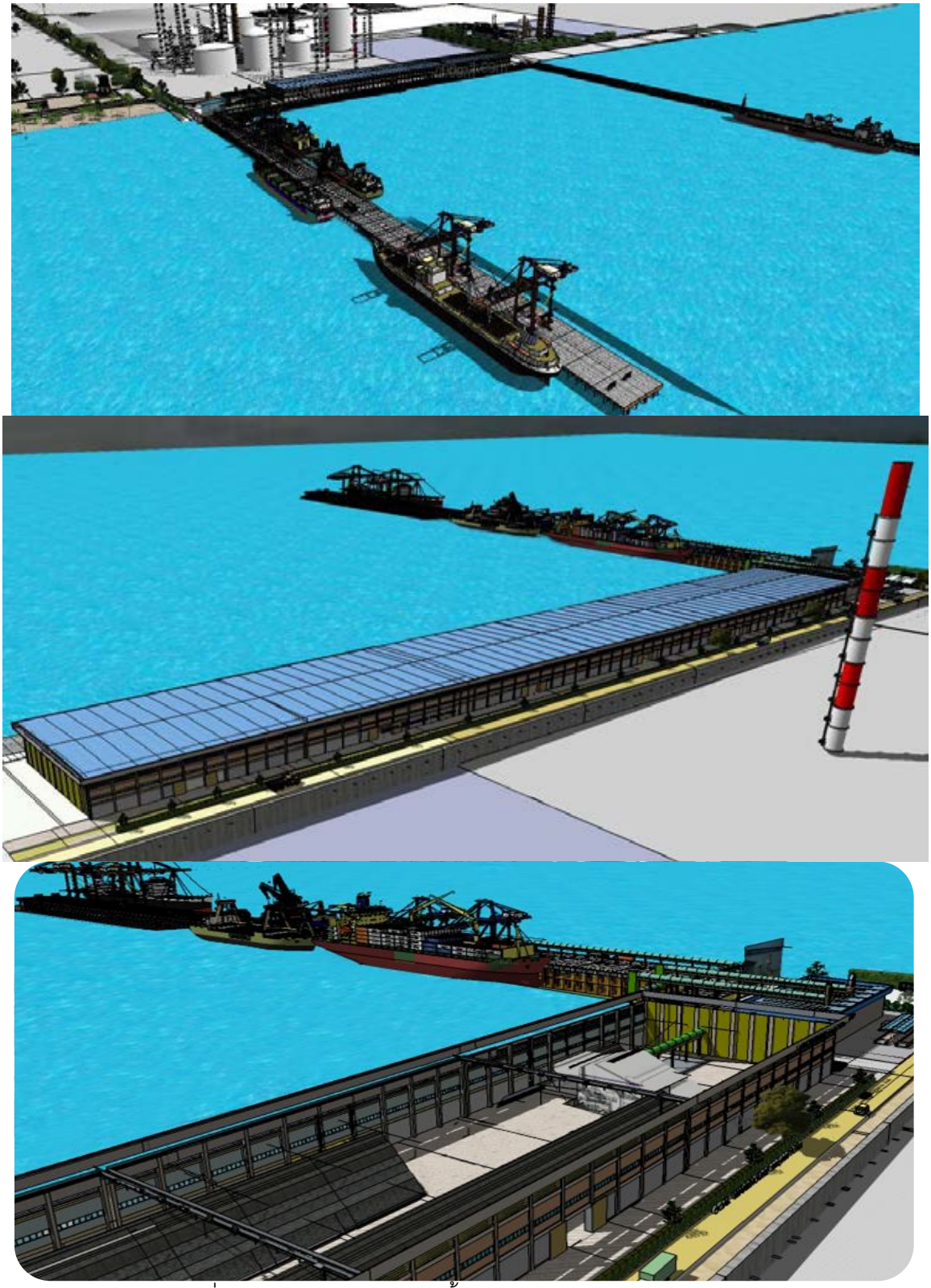
การศึกษาตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด โดยการนำเข้าเชื้อเพลิงถ่านหินจากต่างประเทศ จะต้องมีองค์ประกอบของตำแหน่งที่ตั้งดังต่อไปนี้

1. เป็นพื้นที่ชายฝั่งทะเล เพื่อการพัฒนาท่าเรือน้ำลึกในการรองรับเรือนำเข้าถ่านหินที่มีปริมาณความต้องการใช้ในอัตราที่สูง
2. เป็นพื้นที่ชายฝั่งทะเล ที่สามารถนำน้ำทะเลมาใช้เพื่อการหล่อเย็น และการกำจัดซัลเฟอร์ด้วยระบบ Sea Water FGD
3. ทำเลที่ตั้งสามารถเชื่อมโยงเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ตามกำลังการผลิตที่ออกแบบ
4. ทำเลที่ตั้งมีโครงสร้างทางธรณีวิทยาที่ไม่มีความเสี่ยงแผ่นดินไหว หรืออยู่ในแนวรอยเลื่อนต่างๆ ในประเทศไทย

ในการออกแบบจำลองเพื่อให้เหมาะสมกับขนาดและความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ ผู้ศึกษาได้ทำการศึกษา และออกแบบทางเลือกของแบบจำลองบนสมมติฐานของทำเลที่ตั้งโรงไฟฟ้าให้อยู่บริเวณชายฝั่งทะเลเพื่อให้มีความเป็นไปได้ในการการจัดเตรียมสาธารณูปโภคเพื่อการพัฒนา ดังนี้

1. การออกแบบท่าเรือน้ำลึก เพื่อการขนถ่ายถ่านหิน และการลำเลียงเข้าสู่กระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้าจะต้องมีร่องน้ำลึกที่สามารถ ให้เรือขนส่งถ่านหินเทียบท่าเพื่อขนถ่าน โดยขนาดของเรือบรรทุก ประมาณ 120,000- 140,000 ตัน ซึ่งมีความต้องการร่องน้ำลึกประมาณ 14 เมตร และมีอัตราขนถ่าย และลำเลียงถ่านหิน ประมาณ 2,000 – 2,500 ตันต่อชั่งโมง

2. มีอุปกรณ์ขนถ่าย และการลำเลียงถ่านหินเข้าสู่ที่เก็บในระบบปิด ลักษณะเป็น Coal Silo หรือ Warehouse ดังแสดงตามรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 การออกแบบท่าเรือน้ำลึก และอุปกรณ์ขนถ่ายถ่านหิน

การออกแบบ แบบจำลองจะต้องออกแบบให้ครอบคลุมกระบวนการผลิตไฟฟ้า ในขั้นตอนต่างๆ ดังต่อไปนี้

รูปที่ 4.2 แบบจำลองอ้างอิงของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด

ที่มา : บริษัท Black & Veatch

1. เทคโนโลยีก่อนการเผาไหม้ Pre combustion Technology
2. เทคโนโลยีการเผาไหม้ Combustion Technology
3. เทคโนโลยีหลังการเผาไหม้ Post Combustion Technology

ตารางที่ 4.2 แบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด

Parameter	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1. Pre Combustion Coal Handling & Storage	Belt Pipe Conveyor and warehouse storage : Closed System		
2. Combustion Technology	Ultra super Critical PC	Super Critical PC	Sub Critical PC
3. Sox Removal	1 Wet FGD Limestone or 2. Sea water FGD		
4. Nox Removal	Selective Catalytic Reduction		
5. Particulate Matter	Electrostatic Precipitator		

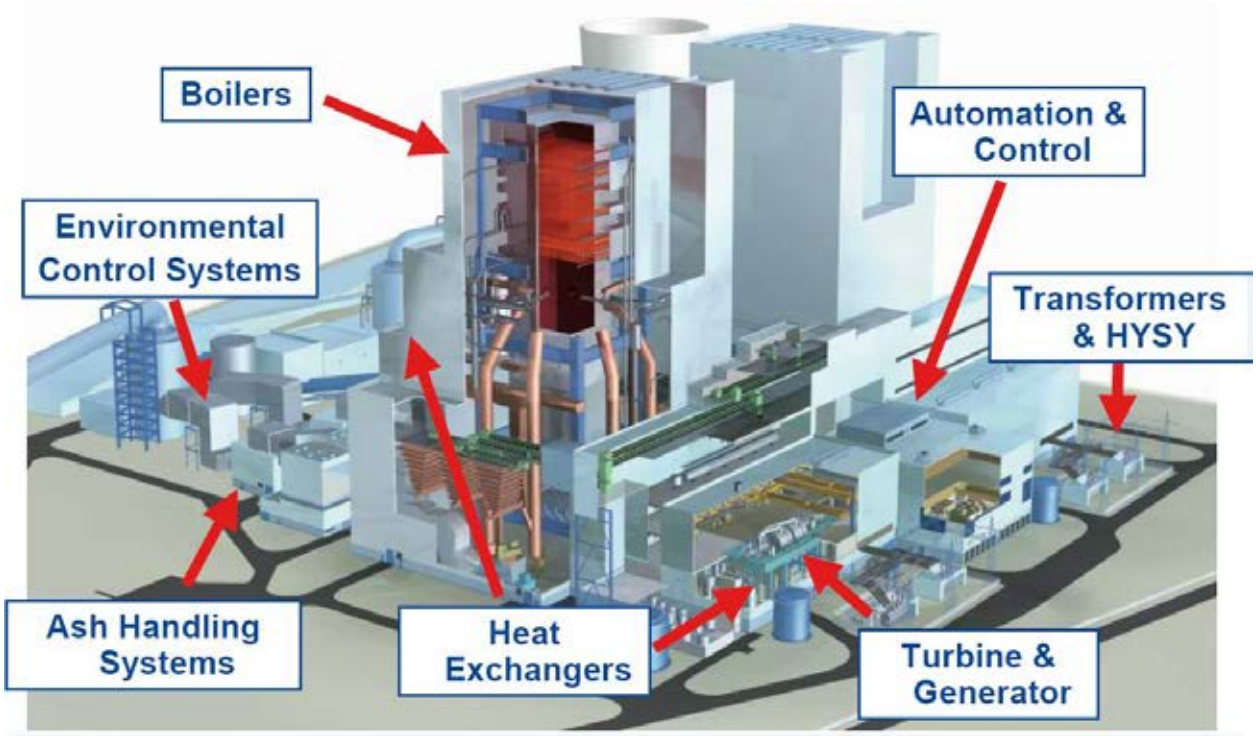
จากแบบจำลองทางเทคนิค จะทำการศึกษาผลของเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่แตกต่างกันเพื่อวิเคราะห์ โดยใช้โปรแกรม Steam Master เพื่อศึกษา

Thermal Heat Balance ของ Plant ในการนำค่า Parameter ต่างๆ ไปใช้ในการสร้างแบบจำลองทางการเงิน (Financial Model) เพื่อวิเคราะห์จุดคุ้มทุนและ โครงสร้างค่าไฟฟ้า

การสร้างแบบจำลองทางเทคนิคของ Clean Coal Power Power Plant เพื่อให้สอดคล้องกับแผนความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย และมีความคุ้มค่าทางเศรษศาสตร์ ในลงทุน ได้ศึกษาขนาด และ Capacity Plant มีรายละเอียดดังตาราง ที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 การออกแบบกำลังการผลิตของ Clean Coal Power Plant

1.	Gross Power Output	813 MW*2Unit (Rate output;50 Hz)
2.	Net efficiency (LHV basis)	Approx 45.6% @ design point
3.	Steam Generator	Tower Type Once through boiler with vertical evaporator tubing
4.	Gas Cleaning	Selective Catalytic Reactor (DeNOx), Electrostatic Precipitator (particulate matters),Wet limestone flue gas desulphurization(Sox)
5.	Steam Parameter	280 bar / 600 C degree @ boiler outlet
6.	Steam Turbine	SST5-600 with single reheat and two double flow LP turbine
7.	Generator	Water / Hydrogen cooled
8.	Condenser	Dual Pressure serial condenser operating at 30 & 45 mbar
9.	Flue Gas Discharge	Via the natural draft wet cooling water



รูปที่ 4.3 Model ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด Clean Coal Power Plant Model

การควบคุมมลภาวะของแบบจำลองความคุมค่าการปลอดปล่อยมลสาร ให้ต่ำกว่าค่าควบคุมตาม กฎหมาย ว่าด้วยพรบ.สิ่งแวดล้อมปี พ.ศ. 2535

โดยในแบบจำลองได้กำหนดค่าควบคุมดังแสดงรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 4.4 ค่าควบคุมมลภาวะของแบบจำลอง

Emission Parameter	Basic design concept (at 7% O2, 25 degrees C)	Note
Emission standard for SO2 Thai standard <320ppm at 7% O2 World Bank Guideline < 400mg / m3N at 6% O2 (equiv.91 131 ppm at 7% O2 , 25 degrees C)	Less Than 50ppm	
Emission standard for Nox Thai standard < 350ppm at 7% O2 Word Bank Guideline < 200 mg / m3N (equiv.91 ppm at 7% O2, 25 degrees C)	Less Than 50ppm	
Emission standard for dust (TSP) Thai standard < 120mg / m3N World Bank Guideline<30mg/ m3N	Less Than 30 mg / m3N	

ตารางที่ 4.5 คุณสมบัติของถ่านหินนำเข้าจากประเทศอินโดนีเซีย ประเภท Subbituminous

Coal Analysis Item (as received base)	Performance coal	Design Coal Property Range
Specific Energy (GCV):	5030 kcal/kg	5,000-6,800 kcal/kg
Total Moisture:	25.00%	9 - 30%
Fixed Carbon	36.31%	33 - 48%
Volatile Matter	34.57%	29 - 43%
Ash	4.12%	0.8 - 12.1%
Total Sulphur	0.82%	0.1 - 1.0%
Fuel Ratio (FC/VM):	1.1	0.9 - 1.7
Grind ability (HGI):	50	45 - 60

แหล่งถ่านหินนำเข้าจากประเทศอินโดนีเซีย ประเภท Subbituminous เป็นแหล่งถ่านหินที่มีปริมาณสำรอง โดยมีการเปิดเหมืองกระจายอยู่ในพื้นที่ต่างๆ แหล่งใหญ่สุดอยู่ที่เกาะสุมาตรา เป็นถ่านหินที่มีศักยภาพสำหรับการนำเข้ามาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโครงการ Clean Coal Power Plant

ตารางที่ 4.6 ผลจากการวิเคราะห์ Financial Model

Result	Scenario 1 Ultra Super Critical PC	Scenario 2 Super Critical PC	Scenario 3 Sub Critical PC
Levelized Unit Price (Baht/ kWh)	1,9458	2.1166	2.2294
Total CAPEX (Million USD)	2,828	2,726.1	2,686.4
Plant Efficiency (%)	46.58	44.21	40.45
Project IRR %	8.12	8.12	8.12
IRROE %	10.97	11.15	10.94

Case 1 – Ultra Super Critical PC : Levelized Unit Price

Levelized Unit Price Summary

Discount Rate %	**8%**
Present Value of Payments	**In 000 Baht**
PV of Availability Payment 1 - Capacity costs	103,008,867
PV of Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	22,150,446
PV of Fuel Payment - Energy delivered	84,483,243
PV of Fuel Payment - Start-up allowance	262,279
PV of VOM Payment - Energy delivered	6,899,130
PV of VOM Payment - Start-up allowance	116,065
PV of Additional Facility Charge	2,499,579
PV of Transmission System Upgrade Allowance	-
Total PV of Payments	**219,419,610**
Present Value of Total Net Electrical Output (MWh)	**116,197,673**
Levelized Unit Price (LUP)	**In Baht/kWh**
LUP - Availability Payment 1 - Capacity costs	0.8865
LUP - Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	0.1906
LUP - Fuel Payment - Energy delivered	0.7271
LUP - Fuel Payment - Start-up allowance	0.0023
LUP - VOM Payment - Energy delivered	0.0594
LUP - VOM Payment - Start-up allowance	0.0010
LUP - Additional Facility Charge	0.0215
LUP - Transmission System Upgrade Allowance	0.0000
Levelized Unit Price	**1.9458**

Case 1 Ultra Supper Critical : Summary

SUMMARY OF IRPC PROJECT

Project Schedule		
COD - Unit 1		1-มี.ค.-18
COD - Unit 2 (7 months after Unit 1)		1-ต.ค.-18
Financial Close Date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction commencing date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction period for Unit 1	months	38
Construction period for Unit 2	months	38
PPA terms	years	25

Project Cost and Financing

Project Cost:	MMTHB	MMUSD	Percentage
EPC Costs	79,576.8	2,273.6	80.1%
Pre-Operating Costs	5,873.7	167.8	5.9%
Site Development Costs	950.0	27.1	1.0%
New Transmission Facility (NTF)	2,500.0	71.4	2.5%
Advisory Fees	352.3	10.1	0.4%
Project Contingency	1,490.6	42.6	1.5%
Financing Costs	1,618.6	46.2	1.6%
Interest during Construction (IDC)	7,012.6	200.4	7.1%
Total	99,374.5	2,839.3	100.0%

Project Financing:	MMTHB	MMUSD	Percentage
Debt	74,530.9	2,129.5	75.00%
Equity	24,843.6	709.8	25.00%
Total	99,374.5	2,839.3	100%

Terms of Debt Financing

	MMTHB	MMUSD	Percentage
Loan Amount:			
- Thai Baht Facility	37,265.5	1,064.7	50.00%
- USD Facility	37,265.5	1,064.7	50.00%
Total Loan Amount	74,530.9	2,129.5	100.00%
Interest:			
- Thai Baht Facility	MLR-1.5%	5.50%	6.00%
- USD Facility	LIBOR+1%	6.40%	6.40%
Door to Door Tenor			
- Thai Baht Facility		14.25 years	
- USD Facility		14.25 years	
Average Loan Life			
- Thai Baht Facility		5.55 years	
- USD Facility		5.55 years	

Project Revenue		
Unit 1 Contracted Capacity	MW	800.00
Unit 2 Contracted Capacity	MW	800.00
Total Contracted Capacity	MW	1,600.00
Dispatch Factor	%	92.5%
APR1 indexation	%	50.0%
APR2 indexation	%	50.0%
Fuel Allowance	kJ/KWh	9,088.31
VOM Allowance	Baht/MWh	43.00
EGAT Tariff (Baht/kWh):		
APR1		0.8865
APR2		0.1906
Fuel Charge		0.7293
VOM Charge		0.0604
AFC		0.0215
Total		1.8883
		0.0540

Project Cost		
Plant heat rate (net HHV)	kJ/KWh	9,088.31
Average Degradation	%	0.00%
		Year 2020
Major Operating Costs:		(3rd Year)
Fixed O&M fee (foreign portion)	USD million	0.79
Fixed O&M fee (local portion)	Baht million	791.07
Variable O&M fee (foreign portion)	USD million/year	0.16
Variable O&M fee (local portion)	Baht million/year	24.29
(Escalation with US and Thai CPI)		
O&M management fee	Baht million/year	0.49
Land Lease for power plant	Baht million/year	177.38
Ash Handling & Disposal Mgt.	Baht million/year	180.00
BLCP Cost (Cents/kWh):		
Depre, Land, Interest & Tax		1.05
Fixed O&M		0.58
Fuel Cost		2.53
VOM		0.28
AFC		0.12
Total		4.57

Project Working Capital		
Accounts receivable	days	45
Fuel Inventory	days	15
Accounts payable	days	30

Depreciation & Amortization		
Depreciation - straight line	years	25
Amortization - straight line	years	25

Reserve Account	
Debt service reserve	50%

Tax		
Corporate income tax	%	30%
- Tax holidays	years	8
Corporate income tax	%	0%
- Tax exemption for following period	years	5
Corporate income tax	%	30%
VAT (Value Added Tax)		
VAT	%	7%

Coal Used		
Heating Value of Coal	GJ/Tonne	25.96
		Year 2018
Coal Price (CIF Price)	USD/Tonne	100.00
Escalation		US CPI

Case 1 – Ultra Super Critical PC : CAPEX Sum

CAPITAL EXPENDITURES

				All					
				Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
			Payment	Thai Baht	US Equivalent	TH Equivalent	USD		
				Total (MMTHB)	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs				**79,576.80**	**21,845.00**	**624.14**	**57,731.80**	**1,649.48**	**79,576.80**	**2,273.62**
- EPC Overall Cost				70,000.00	18,900.00	540.00	51,100.00	1,460.00	70,000.00	2,000.00
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost	1	18,900.00	18,900.00	540.00	-	-	18,900.00	540.00
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost	2	51,100.00	-	-	51,100.00	1,460.00	51,100.00	1,460.00
- *Contingency for EPC Costs*				3,500.00	945.00	27.00	2,555.00	73.00	3,500.00	100.00
- Civil Works			1	2,000.00	2,000.00	57.14	-	-	2,000.00	57.14
- Strategic Spares Parts			2	76.80	-	-	76.80	2.19	76.80	2.19
- Initial Spare Parts			2	4,000.00	-	-	4,000.00	114.29	4,000.00	114.29
2. Pre-Operating Costs				**5,873.67**	**2,120.30**	**60.58**	**3,753.37**	**107.24**	**5,873.67**	**167.82**
- Development Costs			1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost			2	587.65	-	-	587.65	16.79	587.65	16.79
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs			2	700.00	-	-	700.00	20.00	700.00	20.00
- O&M Mobilization Fee			1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance			2	280.00	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency			2	210.00	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost			1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction			1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition			1	120.00	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction			1	40.00	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization			1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning			2	200.00	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations			1	100.00	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)			1	276.67	276.67	7.90	-	-	276.67	7.90
- Third Party Monitoring EIA Commitments			1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*				129.22	30.33	0.87	98.88	2.83	129.22	3.69
- Fuel Inventory (Dead Stock)			2	1,676.83	-	-	1,676.83	47.91	1,676.83	47.91
- VAT			1	1,483.30	1,483.30	42.38	-	-	1,483.30	42.38
3. Site Development Costs				**950.00**	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area			1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area			1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost			1	750.00	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)			1	200.00	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)			**1**	**2,500.00**	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees				**352.25**	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- Lender Advisory Fees				**180.25**	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor			2	87.50	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor			2	17.50	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor			2	75.25	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- Sponsor Advisory Fees				**172.00**	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor			2	30.00	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor			2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor			2	10.00	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor			1	2.30	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee			1	47.70	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor			1	2.00	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee			1	70.00	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee			1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency				**1,490.62**	**479.47**	**13.70**	**1,011.15**	**28.89**	**1,490.62**	**42.59**
7. Financing Costs				**1,618.58**	**632.07**	**18.06**	**986.52**	**28.19**	**1,618.58**	**46.25**
8. Interest during Construction (IDC)				**7,012.63**	**3,305.80**	**94.45**	**3,706.82**	**105.91**	**7,012.63**	**200.36**
Total				**99,374.54**	**31,964.64**	**913.28**	**67,409.90**	**1,926.00**	**99,374.54**	**2,839.27**

CAPITAL EXPENDITURES

	Payment	Total (MMTHB)	Unit 1					
			Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
			Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMUSD)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs		**79,576.80**	**13,107.00**	**374.49**	**34,639.08**	**989.69**	**47,746.08**	**1,364.17**
- EPC Overall Cost		70,000.00	11,340.00	324.00	30,660.00	876.00	42,000.00	1,200.00
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	1	18,900.00	11,340.00	324.00	-	-	11,340.00	324.00
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	2	51,100.00	-	-	30,660.00	876.00	30,660.00	876.00
- *Contingency for EPC Costs*		3,500.00	567.00	16.20	1,533.00	43.80	2,100.00	60.00
- Civil Works	1	2,000.00	1,200.00	34.29	-	-	1,200.00	34.29
- Strategic Spares Parts	2	76.80	-	-	46.08	1.32	46.08	1.32
- Initial Spare Parts	2	4,000.00	-	-	2,400.00	68.57	2,400.00	68.57
2. Pre-Operating Costs		**5,873.67**	**877.80**	**25.08**	**838.42**	**23.95**	**1,716.22**	**49.03**
- Development Costs	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost	2	587.65	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	2	700.00	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance	2	280.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency	2	210.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost	1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	1	120.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction	1	40.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization	1	10.00	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	2	200.00	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations	1	100.00	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)	1	276.67	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*		129.22	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)	2	1,676.83	-	-	838.42	23.95	838.42	23.95
- VAT	1	1,483.30	877.80	25.08	-	-	877.80	25.08
3. Site Development Costs		**950.00**	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Power Plant Area	1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	1	750.00	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	1	200.00	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)	**1**	**2,500.00**	-	-	-	-	-	-
5. Advisory Fees		**352.25**	-	-	-	-	-	-
- **Lender Advisory Fees**		**180.25**	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor	2	87.50	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	2	17.50	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	2	75.25	-	-	-	-	-	-
- **Sponsor Advisory Fees**		**172.00**	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor	2	30.00	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	2	10.00	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor	1	2.30	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee	1	47.70	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor	1	2.00	-	-	-	-	-	-
- Management Fee	1	70.00	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee	1	10.00	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency		**1,490.62**	-	-	-	-	-	-
7. Financing Costs		**1,618.58**	-	-	-	-	-	-
8. Interest during Construction (IDC)		**7,012.63**	-	-	-	-	-	-
Total		**99,374.54**	**13,984.80**	**399.57**	**35,477.50**	**1,013.64**	**49,462.30**	**1,413.21**

CAPITAL EXPENDITURES

				Payment	Total (MMTHB)	Unit 2					
						Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
						Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMUSD)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs					79,576.80	8,738.00	249.66	23,092.72	659.79	31,830.72	909.45
- EPC Overall Cost					70,000.00	7,560.00	216.00	20,440.00	584.00	28,000.00	800.00
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost		1	18,900.00	7,560.00	216.00	-	-	7,560.00	216.00
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost		2	51,100.00	-	-	20,440.00	584.00	20,440.00	584.00
- *Contingency for EPC Costs*					3,500.00	378.00	10.80	1,022.00	29.20	1,400.00	40.00
- Civil Works				1	2,000.00	800.00	22.86	-	-	800.00	22.86
- Strategic Spares Parts				2	76.80	-	-	30.72	0.88	30.72	0.88
- Initial Spare Parts				2	4,000.00	-	-	1,600.00	45.71	1,600.00	45.71
2. Pre-Operating Costs					5,873.67	585.20	16.72	838.42	23.95	1,423.62	40.67
- Development Costs				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost				2	587.65	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs				2	700.00	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance				2	280.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency				2	210.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost				1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction				1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition				1	120.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction				1	40.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization				1	10.00	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning				2	200.00	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations				1	100.00	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)				1	276.67	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*					129.22	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)				2	1,676.83	-	-	838.42	23.95	838.42	23.95
- VAT				1	1,483.30	585.20	16.72	-	-	585.20	16.72
3. Site Development Costs					950.00	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Power Plant Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost				1	750.00	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)				1	200.00	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)				1	2,500.00	-	-	-	-	-	-
5. Advisory Fees					352.25	-	-	-	-	-	-
- **Lender Advisory Fees**					180.25	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor				2	87.50	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor				2	17.50	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	75.25	-	-	-	-	-	-
- **Sponsor Advisory Fees**					172.00	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor				2	30.00	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor				2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	10.00	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor				1	2.30	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee				1	47.70	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor				1	2.00	-	-	-	-	-	-
- Management Fee				1	70.00	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee				1	10.00	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency					1,490.62	-	-	-	-	-	-
7. Financing Costs					1,618.58	-	-	-	-	-	-
8. Interest during Construction (IDC)					7,012.63	-	-	-	-	-	-
Total					99,374.54	9,323.20	266.38	23,931.14	683.75	33,254.34	950.12

CAPITAL EXPENDITURES

				Payment	Total (MMTHB)	Common Equipment					
						Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
						Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMUSD)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs					**79,576.80**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- EPC Overall Cost					70,000.00	-	-	-	-	-	-
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost		1	18,900.00	-	-	-	-	-	-
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost		2	51,100.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for EPC Costs*					3,500.00	-	-	-	-	-	-
- Civil Works				1	2,000.00	-	-	-	-	-	-
- Strategic Spares Parts				2	76.80	-	-	-	-	-	-
- Initial Spare Parts				2	4,000.00	-	-	-	-	-	-
2. Pre-Operating Costs					**5,873.67**	**657.30**	**18.78**	**2,076.53**	**59.33**	**2,733.83**	**78.11**
- Development Costs				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost				2	587.65	-	-	587.65	16.79	587.65	16.79
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs				2	700.00	-	-	700.00	20.00	700.00	20.00
- O&M Mobilization Fee				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance				2	280.00	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency				2	210.00	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost				1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction				1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition				1	120.00	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction				1	40.00	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning				2	200.00	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations				1	100.00	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)				1	276.67	276.67	7.90	-	-	276.67	7.90
- Third Party Monitoring EIA Commitments				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*					129.22	30.33	0.87	98.88	2.83	129.22	3.69
- Fuel Inventory (Dead Stock)				2	1,676.83	-	-	-	-	-	-
- VAT				1	1,483.30	20.30	0.58	-	-	20.30	0.58
3. Site Development Costs					**950.00**	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost				1	750.00	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)				1	200.00	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)				**1**	**2,500.00**	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees					**352.25**	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- Lender Advisory Fees					**180.25**	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor				2	87.50	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor				2	17.50	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor				2	75.25	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- Sponsor Advisory Fees					**172.00**	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor				2	30.00	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor				2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	10.00	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor				1	2.30	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee				1	47.70	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor				1	2.00	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee				1	70.00	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency					**1,490.62**	**479.47**	**13.70**	**1,011.15**	**28.89**	**1,490.62**	**42.59**
7. Financing Costs					**1,618.58**	**632.07**	**18.06**	**986.52**	**28.19**	**1,618.58**	**46.25**
8. Interest during Construction (IDC)					**7,012.63**	**3,305.80**	**94.45**	**3,706.82**	**105.91**	**7,012.63**	**200.36**
Total					**99,374.54**	**8,656.64**	**247.33**	**8,001.27**	**228.61**	**16,657.91**	**475.94**

Case 1 Ultra Super Critical PC : Balance Sheet

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets											
Current Assets	-	-	35.4	211.6	562.6	8,315.1	13,090.6	15,274.5	15,020.6	15,240.5	17,888.8
- Cash on Hand	-	-	-	-	-	-	(2,720.5)	(561.0)	0.0	619.6	3,620.8
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	-	-	-	-	-	3,522.6	5,000.5	4,821.5	4,452.5	4,279.9	4,107.3
- Account Receivables	-	-	-	-	-	272.8	3,128.7	3,748.5	3,774.1	3,966.2	3,818.8
- Fuel Inventory	-	-	-	-	-	878.8	2,198.6	2,276.7	2,299.6	2,374.8	2,341.9
- Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	2,400.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	35.4	211.6	562.6	1,240.9	1,483.3	988.9	494.4	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	-	-	10,779.2	24,310.3	46,727.6	82,886.9	87,576.9	83,942.2	80,307.4	76,672.7	73,038.0
- Land	-	-	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	-	-	8,611.9	21,104.9	41,731.3	74,839.2	78,821.8	75,516.8	72,211.9	68,906.9	65,602.0
- Financing Fee&Charge	-	-	1,055.8	1,291.2	1,482.3	1,582.1	1,521.9	1,457.5	1,393.2	1,328.9	1,264.6
- IDC	-	-	161.5	964.2	2,564.0	5,515.6	6,283.3	6,017.8	5,752.3	5,486.8	5,221.3
Total Assets	-	-	10,814.6	24,521.9	47,290.2	91,202.0	100,667.5	99,216.7	95,328.0	91,913.2	90,926.8
Liabilities											
Current Liabilities	-	-	-	-	-	3,053.6	5,163.6	5,189.2	2,706.1	202.6	206.6
Account Payable	-	-	-	-	-	18.4	163.6	189.2	194.9	202.6	206.6
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	3,035.2	5,000.0	5,000.0	2,511.1	-	-
NoN-Current Liabilities	-	-	8,111.0	18,391.4	35,467.7	65,979.4	68,489.9	62,551.1	56,612.4	51,044.9	45,477.3
Thai Baht Facility	-	-	4,055.5	9,195.7	17,733.8	32,989.7	34,244.9	31,275.6	28,306.2	25,522.4	22,738.6
USD Facility-TH Equivalent	-	-	4,055.5	9,195.7	17,733.8	32,989.7	34,244.9	31,275.6	28,306.2	25,522.4	22,738.6
Total Liabilities	-	-	8,111.0	18,391.4	35,467.7	69,033.0	73,653.4	67,740.4	59,318.5	51,247.5	45,683.9
Shareholders' Equities											
Capital	-	-	2,703.7	6,130.5	11,822.6	21,993.1	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2
Legal Reserve	-	-	-	-	-	10.9	181.9	457.4	737.2	1,024.6	1,307.1
Retained Earnings	-	-	-	-	-	165.0	2,765.0	6,951.8	11,205.2	15,573.9	19,868.5
Total Shareholders' Equities	-	-	2,703.7	6,130.5	11,822.6	22,169.0	27,014.1	31,476.4	36,009.5	40,665.7	45,242.8
Total Liablities and Shareholders' Equities	-	-	10,814.6	24,521.9	47,290.2	91,202.0	100,667.5	99,216.7	95,328.0	91,913.2	90,926.8

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets											
Current Assets	20,504.2	23,078.0	24,776.5	25,408.5	25,844.3	26,222.6	26,606.6	26,926.8	33,091.7	39,087.2	44,937.5
- Cash on Hand	6,351.1	8,784.9	10,733.4	11,256.5	11,427.8	12,201.9	12,893.2	15,885.7	22,273.4	28,168.3	33,589.3
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	3,937.8	3,762.1	3,769.3	3,765.1	3,570.6	3,373.8	2,998.4	(63.0)	(63.2)	(63.0)	(63.0)
- Account Receivables	3,850.2	4,078.2	3,873.7	3,961.5	4,311.1	4,150.0	4,192.0	4,476.0	4,298.3	4,364.1	4,679.6
- Fuel Inventory	2,365.2	2,452.9	2,400.1	2,425.4	2,534.8	2,496.9	2,523.0	2,628.1	2,583.2	2,617.9	2,731.6
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	69,403.2	65,768.5	62,133.7	58,499.0	54,864.2	51,229.5	47,594.7	43,960.0	40,325.2	36,690.5	33,055.7
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	62,297.0	58,992.1	55,687.1	52,382.2	49,077.2	45,772.3	42,467.3	39,162.4	35,857.4	32,552.5	29,247.5
- Financing Fee&Charge	1,200.3	1,136.0	1,071.7	1,007.4	943.1	878.8	814.5	750.2	685.9	621.6	557.3
- IDC	4,955.9	4,690.4	4,424.9	4,159.4	3,893.9	3,628.4	3,362.9	3,097.4	2,831.9	2,566.4	2,300.9
Total Assets	89,907.4	88,846.5	86,910.2	83,907.5	80,708.5	77,452.1	74,201.3	70,886.8	73,417.0	75,777.7	77,993.2
Liabilities											
Current Liabilities	212.9	221.7	225.6	232.7	243.1	248.1	255.8	266.4	269.8	278.7	290.7
Account Payable	212.9	221.7	225.6	232.7	243.1	248.1	255.8	266.4	269.8	278.7	290.7
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	39,909.7	34,342.2	28,774.6	22,835.9	16,526.0	10,216.1	3,906.2	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)
Thai Baht Facility	19,954.9	17,171.1	14,387.3	11,417.9	8,263.0	5,108.1	1,953.1	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)
USD Facility-TH Equivalent	19,954.9	17,171.1	14,387.3	11,417.9	8,263.0	5,108.1	1,953.1	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)
Total Liabilities	40,122.6	34,563.9	29,000.2	23,068.6	16,769.1	10,464.2	4,162.0	(1,766.1)	(1,762.7)	(1,753.9)	(1,741.9)
Shareholders' Equities											
Capital	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2
Legal Reserve	1,587.5	1,865.1	2,118.8	2,323.6	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7
Retained Earnings	24,130.1	28,350.2	31,724.0	34,448.1	37,465.5	40,513.9	43,565.4	46,179.0	48,705.7	51,057.7	53,261.2
Total Shareholders' Equities	49,784.8	54,282.6	57,910.0	60,838.9	63,939.5	66,987.9	70,039.4	72,652.9	75,179.7	77,531.6	79,735.1
Total Liablities and Shareholders' Equities	89,907.4	88,846.5	86,910.2	83,907.5	80,708.5	77,452.1	74,201.3	70,886.8	73,417.0	75,777.7	77,993.2

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets										
Current Assets	50,588.5	56,081.9	61,425.2	66,583.3	71,752.1	76,768.8	81,402.8	85,895.6	89,633.6	90,299.1
- Cash on Hand	39,564.7	44,953.3	49,710.4	55,144.4	60,139.1	64,606.3	69,509.9	73,878.5	81,798.9	87,603.1
- O&M Reserve Account										
- Debt Service Reserve Account	(63.0)	(63.2)	(63.0)	(63.0)	(63.0)	(63.2)	(63.0)	(63.0)	(15.5)	-
- Account Receivables	4,424.3	4,494.7	4,928.3	4,710.8	4,845.9	5,252.3	5,039.9	5,124.7	4,924.6	858.8
- Fuel Inventory	2,662.5	2,697.0	2,849.6	2,791.0	2,830.0	2,973.4	2,916.0	2,955.4	2,925.7	1,837.2
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	-	-
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	29,421.0	25,786.3	22,151.5	18,516.8	14,882.0	11,247.3	7,612.5	3,977.8	1,151.5	950.0
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	25,942.6	22,637.6	19,332.7	16,027.7	12,722.8	9,417.8	6,112.9	2,807.9	201.5	-
- Financing Fee&Charge	493.0	428.7	364.4	300.1	235.8	171.5	107.2	42.9	-	-
- IDC	2,035.4	1,769.9	1,504.5	1,239.0	973.5	708.0	442.5	177.0	-	-
Total Assets	80,009.5	81,868.1	83,576.8	85,100.0	86,634.1	88,016.1	89,015.4	89,873.4	90,785.2	91,249.1
Liabilities										
Current Liabilities	296.2	305.9	320.2	327.0	337.7	352.6	360.4	372.2	342.3	63.4
Account Payable	296.2	305.9	320.2	327.0	337.7	352.6	360.4	372.2	342.3	63.4
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)	(2,032.5)
Thai Baht Facility	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)
USD Facility-TH Equivalent	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)	(1,016.3)
Total Liabilities	(1,736.3)	(1,726.6)	(1,712.4)	(1,705.5)	(1,694.8)	(1,679.9)	(1,672.1)	(1,660.4)	(1,690.2)	(1,969.1)
Shareholders' Equities										
Capital	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2	24,067.2
Legal Reserve	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7
Retained Earnings	55,271.9	57,120.9	58,815.2	60,331.7	61,855.0	63,222.1	64,213.6	65,059.8	66,001.5	66,744.3
Total Shareholders' Equities	81,745.8	83,594.8	85,289.1	86,805.6	88,328.9	89,696.0	90,687.5	91,533.7	92,475.4	93,218.2
Total Liablities and Shareholders' Equities	80,009.5	81,868.1	83,576.8	85,100.0	86,634.1	88,016.1	89,015.4	89,873.4	90,785.2	91,249.1

Case 1 Ultra Super Critical PC : Income Statements

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,212.7**	**25,377.0**	**30,404.5**	**30,611.8**	**32,170.1**	**30,974.9**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	-	-	-	-	-	2,212.7	25,377.0	30,404.5	30,611.8	32,170.1	30,974.9
Operating Expenses						44%	50%	48%	50%	53%	52%
- **Fixed operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**206.0**	**1,474.2**	**1,738.6**	**1,799.4**	**1,862.4**	**1,927.6**
- **Variable operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,001.1**	**13,212.9**	**15,160.0**	**15,726.3**	**17,587.2**	**16,769.7**
Total Operating Expenses	-	-	-	-	-	1,207.2	14,687.1	16,898.5	17,525.7	19,449.6	18,697.2
EBITDA (Operating Profit)	-	-	-	-	-	1,005.6	10,689.9	13,506.0	13,086.1	12,720.5	12,277.7
Less Depreciation & Amortization	-	-	-	-	-	606.4	3,635.3	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	-	-	-	-	-	399.2	7,054.6	9,871.2	9,451.4	9,085.8	8,642.9
Less											
- Interest Expenses	-	-	-	-	-	182.1	3,633.5	4,362.3	3,854.9	3,337.4	2,992.2
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	-	-	-	-	-	217.1	3,421.1	5,509.0	5,596.5	5,748.4	5,650.7
Less Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	-	-	-	-	-	217.1	3,421.1	5,509.0	5,596.5	5,748.4	5,650.7
Accumulated Legal Reserve	-	-	-	-	-	10.9	181.9	457.4	737.2	1,024.6	1,307.1
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	10.9	171.1	275.4	279.8	287.4	282.5
Net Income (after Legal Reserve)	-	-	-	-	-	206.2	3,250.0	5,233.5	5,316.7	5,461.0	5,368.2
Less Dividend to shareholders	-	-	-	-	-	41.2	650.0	1,046.7	1,063.3	1,092.2	1,073.6
Net Income (after Dividend)	-	-	-	-	-	165.0	2,600.0	4,186.8	4,253.3	4,368.8	4,294.6
Retained Earnings	-	-	-	-	-	165.0	2,765.0	6,951.8	11,205.2	15,573.9	19,868.5

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**31,229.1**	**33,078.4**	**31,419.7**	**32,132.5**	**34,967.6**	**33,661.1**	**34,001.4**	**36,305.1**	**34,863.9**	**35,397.5**	**37,956.5**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	31,229.1	33,078.4	31,419.7	32,132.5	34,967.6	33,661.1	34,001.4	36,305.1	34,863.9	35,397.5	37,956.5
Operating Expenses	54%	57%	56%	57%	60%	59%	61%	64%	63%	65%	68%
- **Fixed operating costs**	**1,995.0**	**2,064.9**	**2,137.1**	**2,211.9**	**2,289.3**	**2,369.5**	**2,452.4**	**2,538.2**	**2,627.1**	**2,719.0**	**2,814.2**
- **Variable operating costs**	**17,344.9**	**19,517.8**	**18,206.6**	**18,833.9**	**21,546.5**	**20,604.4**	**21,248.9**	**23,851.3**	**22,712.1**	**23,570.3**	**26,387.1**
Total Operating Expenses	19,340.0	21,582.7	20,343.7	21,045.9	23,835.8	22,973.9	23,701.4	26,389.5	25,339.2	26,289.3	29,201.3
EBITDA (Operating Profit)	11,889.1	11,495.7	11,076.0	11,086.6	11,131.8	10,687.2	10,300.1	9,915.6	9,524.7	9,108.2	8,755.1
Less Depreciation & Amortization	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	8,254.4	7,860.9	7,441.2	7,451.9	7,497.1	7,052.5	6,665.3	6,280.9	5,890.0	5,473.4	5,120.4
Less											
- Interest Expenses	2,647.0	2,308.1	1,956.6	1,599.9	1,220.2	831.3	437.8	58.1	(126.0)	(126.4)	(126.0)
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	5,607.4	5,552.8	5,484.6	5,852.0	6,276.9	6,221.2	6,227.6	6,222.8	6,016.0	5,599.8	5,246.4
Less Corporate Income Tax	-	-	411.3	1,755.6	1,883.1	1,866.4	1,868.3	1,866.8	1,804.8	1,679.9	1,573.9
Net Income	5,607.4	5,552.8	5,073.3	4,096.4	4,393.8	4,354.9	4,359.3	4,356.0	4,211.2	3,919.9	3,672.5
Accumulated Legal Reserve	1,587.5	1,865.1	2,118.8	2,323.6	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7
Less Legal Reserve	280.4	277.6	253.7	204.8	83.1	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	5,327.0	5,275.2	4,819.6	3,891.6	4,310.7	4,354.9	4,359.3	4,356.0	4,211.2	3,919.9	3,672.5
Less Dividend to shareholders	1,065.4	1,055.0	1,445.9	1,167.5	1,293.2	1,306.5	1,307.8	1,742.4	1,684.5	1,567.9	1,469.0
Net Income (after Dividend)	4,261.6	4,220.1	3,373.7	2,724.1	3,017.5	3,048.4	3,051.5	2,613.6	2,526.7	2,351.9	2,203.5
Retained Earnings	24,130.1	28,350.2	31,724.0	34,448.1	37,465.5	40,513.9	43,565.4	46,179.0	48,705.7	51,057.7	53,261.2

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue										
- Electricity Sales	**35,885.7**	**36,457.2**	**39,974.0**	**38,210.1**	**39,306.0**	**42,602.1**	**40,879.5**	**41,567.0**	**39,944.2**	**6,966.1**
- Interest Income from Cash Balance										
Total Revenue	35,885.7	36,457.2	39,974.0	38,210.1	39,306.0	42,602.1	40,879.5	41,567.0	39,944.2	6,966.1
Operating Expenses	67%	68%	71%	71%	71%	74%	74%	75%	76%	56%
- **Fixed operating costs**	**2,912.7**	**3,014.6**	**3,120.1**	**3,229.3**	**3,342.4**	**3,459.4**	**3,580.4**	**3,705.8**	**3,355.7**	**515.1**
- **Variable operating costs**	**24,676.7**	**25,531.6**	**29,311.3**	**27,861.5**	**28,827.8**	**32,379.0**	**30,958.0**	**31,934.6**	**31,197.8**	**4,158.2**
Total Operating Expenses	27,589.4	28,546.3	32,431.4	31,090.8	32,170.2	35,838.3	34,538.5	35,640.4	34,553.5	4,673.4
EBITDA (Operating Profit)	8,296.3	7,910.9	7,542.6	7,119.3	7,135.8	6,763.7	6,341.0	5,926.6	5,390.8	2,292.7
Less Depreciation & Amortization	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	2,826.2	201.5
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	4,661.5	4,276.2	3,907.8	3,484.6	3,501.1	3,129.0	2,706.3	2,291.8	2,564.5	2,091.2
Less										
- Interest Expenses	(126.0)	(126.0)	(126.4)	(126.0)	(126.0)	(126.0)	(126.4)	(126.0)	(126.0)	(31.1)
- Other Financial Expenses										
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	4,787.6	4,402.2	4,034.2	3,610.6	3,627.1	3,255.0	2,832.6	2,417.8	2,690.5	2,122.3
Less Corporate Income Tax	1,436.3	1,320.7	1,210.3	1,083.2	1,088.1	976.5	849.8	725.4	807.2	636.7
Net Income	3,351.3	3,081.5	2,823.9	2,527.4	2,539.0	2,278.5	1,982.8	1,692.5	1,883.4	1,485.6
Accumulated Legal Reserve	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7	2,406.7
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	3,351.3	3,081.5	2,823.9	2,527.4	2,539.0	2,278.5	1,982.8	1,692.5	1,883.4	1,485.6
Less Dividend to shareholders	1,340.5	1,232.6	1,129.6	1,011.0	1,015.6	911.4	991.4	846.2	941.7	742.8
Net Income (after Dividend)	2,010.8	1,848.9	1,694.4	1,516.4	1,523.4	1,367.1	991.4	846.2	941.7	742.8
Retained Earnings	55,271.9	57,120.9	58,815.2	60,331.7	61,855.0	63,222.1	64,213.6	65,059.8	66,001.5	66,744.3

Case 1 Ultra Super Critical PC : Cash Flow Statements

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities											
Net Income	-	-	-	-	-	217.1	3,421.1	5,509.0	5,596.5	5,748.4	5,650.7
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:											
- Depreciation and Amortisation	-	-	-	-	-	606.4	3,635.3	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	-	-	-	-	-	(294.8)	(3,192.1)	(672.2)	(42.8)	(259.7)	184.3
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	-	-	-	-	-	(272.8)	(2,855.9)	(619.8)	(25.6)	(192.1)	147.4
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	-	-	-	-	-	(40.4)	(481.4)	(78.0)	(22.9)	(75.2)	32.9
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	-	-	-	-	-	18.4	145.1	25.7	5.7	7.7	4.0
Net Cash Flow from Operating Activities	-	-	-	-	-	528.7	3,864.3	8,471.5	9,188.5	9,123.5	9,469.8
Investing Activities											
- Capital Expenditure	-	-	(10,779.2)	(13,531.1)	(22,417.3)	(40,004.1)	(10,763.8)	-	-	-	-
- VAT	-	-	(35.4)	(176.1)	(351.0)	(678.3)	(242.4)	494.4	494.4	494.4	-
- Other Investment											
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	(10,814.6)	(13,707.3)	(22,768.3)	(40,682.4)	(11,006.2)	494.4	494.4	494.4	-
Financing Activities											
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	3,035.2	1,964.8	-	(2,488.9)	(2,511.1)	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	-	-	4,055.5	5,140.2	8,538.1	15,255.9	1,255.2	(2,969.4)	(2,969.4)	(2,783.8)	(2,783.8)
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	-	-	4,055.5	5,140.2	8,538.1	15,255.9	1,255.2	(2,969.4)	(2,969.4)	(2,783.8)	(2,783.8)
- Increase (decrease) in Equity	-	-	2,703.7	3,426.8	5,692.1	10,170.6	2,074.0	-	-	-	-
- Dividend Payment	-	-	-	-	-	41.2	650.0	1,046.7	1,063.3	1,092.2	1,073.6
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	-	-	-	-	-	3,522.6	1,477.9	(179.0)	(369.0)	(172.6)	(172.6)
Net Cash Flow from Financing Activities	-	-	10,814.6	13,707.3	22,768.3	40,153.7	4,421.4	(6,806.4)	(9,121.9)	(8,998.3)	(6,468.6)
Net Cash Flow	-	-	-	-	-	-	(2,720.5)	2,159.6	561.0	619.6	3,001.2
Ending Cash	-	-	-	-	-	-	(2,720.5)	(561.0)	0.0	619.6	3,620.8
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)											
EBITDA+Vat Refund	-	-	-	-	-	1,005.6	10,689.9	14,000.4	13,580.5	13,214.9	12,277.7
Debt Service	-	-	-	-	-	-	7,045.2	10,001.0	9,642.9	8,904.9	8,559.7
DSCR	-	-	-	-	-	-	1.52	1.40	1.41	1.48	1.43

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities											
Net Income	5,607.4	5,552.8	5,073.3	4,096.4	4,393.8	4,354.9	4,359.3	4,356.0	4,211.2	3,919.9	3,672.5
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:											
- Depreciation and Amortisation	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	(48.3)	(306.9)	261.2	(106.1)	(448.6)	204.1	(60.4)	(378.5)	226.0	(91.6)	(417.2)
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	(31.3)	(228.0)	204.5	(87.9)	(349.5)	161.1	(42.0)	(284.0)	177.7	(65.8)	(315.5)
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	(23.3)	(87.7)	52.9	(25.3)	(109.5)	37.9	(26.1)	(105.1)	44.9	(34.6)	(113.7)
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	6.3	8.8	3.9	7.1	10.4	5.1	7.6	10.6	3.4	8.8	12.0
Net Cash Flow from Operating Activities	9,193.8	8,880.7	8,969.2	7,625.0	7,579.9	8,193.7	7,933.6	7,612.2	8,071.9	7,463.0	6,890.1
Investing Activities											
- Capital Expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- VAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Other Investment											
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financing Activities											
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	(2,783.8)	(2,783.8)	(2,783.8)	(2,969.4)	(3,154.9)	(3,154.9)	(3,154.9)	(2,969.4)	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	(2,783.8)	(2,783.8)	(2,783.8)	(2,969.4)	(3,154.9)	(3,154.9)	(3,154.9)	(2,969.4)	-	-	-
- Increase (decrease) in Equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividend Payment	1,065.4	1,055.0	1,445.9	1,167.5	1,293.2	1,306.5	1,307.8	1,742.4	1,684.5	1,567.9	1,469.0
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	(169.4)	(175.7)	7.2	(4.3)	(194.5)	(196.7)	(375.4)	(3,061.4)	(0.2)	0.2	-
Net Cash Flow from Financing Activities	(6,463.5)	(6,446.8)	(7,020.7)	(7,101.9)	(7,408.6)	(7,419.6)	(7,242.2)	(4,619.7)	(1,684.3)	(1,568.1)	(1,469.0)
Net Cash Flow	2,730.2	2,433.8	1,948.5	523.1	171.3	774.1	691.4	2,992.5	6,387.6	5,894.9	5,421.1
Ending Cash	6,351.1	8,784.9	10,733.4	11,256.5	11,427.8	12,201.9	12,893.2	15,885.7	22,273.4	28,168.3	33,589.3
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)											
EBITDA+Vat Refund	11,889.1	11,495.7	11,076.0	11,086.6	11,131.8	10,687.2	10,300.1	9,915.6	9,524.7	9,108.2	8,755.1
Debt Service	8,214.6	7,875.7	7,524.2	7,538.7	7,530.1	7,141.2	6,747.7	5,996.8	(126.0)	(126.4)	(126.0)
DSCR	1.45	1.46	1.47	1.47	1.48	1.50	1.53	1.65	(75.58)	(72.08)	(69.48)

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities										
Net Income	3,351.3	3,081.5	2,823.9	2,527.4	2,539.0	2,278.5	1,982.8	1,692.5	1,883.4	1,485.6
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:										
- Depreciation and Amortisation	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	3,634.7	2,826.2	201.5
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	329.9	(95.3)	(571.8)	282.8	(163.4)	(534.8)	277.6	(112.4)	4,199.9	4,875.4
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	255.3	(70.5)	(433.6)	217.5	(135.1)	(406.4)	212.4	(84.8)	200.1	4,065.8
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	69.0	(34.5)	(152.5)	58.5	(39.0)	(143.3)	57.3	(39.4)	29.7	1,088.5
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	4,000.0	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	5.6	9.6	14.3	6.8	10.7	14.9	7.8	11.7	(29.9)	(278.9)
Net Cash Flow from Operating Activities	7,315.9	6,621.0	5,886.9	6,445.0	6,010.3	5,378.5	5,895.1	5,214.8	8,909.5	6,562.5
Investing Activities										
- Capital Expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- VAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Other Investment										
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financing Activities										
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividend Payment	1,340.5	1,232.6	1,129.6	1,011.0	1,015.6	911.4	991.4	846.2	941.7	742.8
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	-	(0.2)	0.2	-	-	(0.2)	0.2	-	47.5	15.5
Net Cash Flow from Financing Activities	(1,340.5)	(1,232.4)	(1,129.8)	(1,011.0)	(1,015.6)	(911.2)	(991.6)	(846.2)	(989.2)	(758.3)
Net Cash Flow	5,975.4	5,388.5	4,757.1	5,434.0	4,994.7	4,467.2	4,903.5	4,368.6	7,920.4	5,804.2
Ending Cash	39,564.7	44,953.3	49,710.4	55,144.4	60,139.1	64,606.3	69,509.9	73,878.5	81,798.9	87,603.1
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)										
EBITDA+Vat Refund	8,296.3	7,910.9	7,542.6	7,119.3	7,135.8	6,763.7	6,341.0	5,926.6	5,390.8	2,292.7
Debt Service	(126.0)	(126.0)	(126.4)	(126.0)	(126.0)	(126.0)	(126.4)	(126.0)	(126.0)	(31.1)
DSCR	(65.83)	(62.78)	(59.69)	(56.50)	(56.63)	(53.67)	(50.18)	(47.03)	(42.78)	(73.79)

Case 1 Ultra Super Critical PC : IRR

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
EBITDA	-	-	-	-	-	1,005.6	10,689.9	13,506.0	13,086.1	12,720.5	12,277.7
Adjust Items:											
Corporate Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital Expenditures	-	-	(10,779.2)	(13,531.1)	(22,417.3)	(40,004.1)	(10,763.8)	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	-	-	-	-	-	(294.8)	(3,192.1)	(672.2)	(42.8)	(259.7)	184.3
Free Cash Flow	**-**	**-**	**(10,779.2)**	**(13,531.1)**	**(22,417.3)**	**(39,293.3)**	**(3,266.0)**	**12,833.8**	**13,043.3**	**12,460.8**	**12,462.0**

Enterprise Value	103,331
NPV	6,385
IRR	8.12%
WACC	7.24%

								2,832.79			
								2,532.79			
								3,027.22			
								3,206.26			
Net Cash Flow before Dividend Payout	-	-	-	-	-	41.2	(2,070.5)	3,206.3	1,624.3	1,711.8	4,074.8
Less Equity Investment	-	-	2,703.7	3,426.8	5,692.1	10,170.6	2,074.0	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**-**	**-**	**(2,703.7)**	**(3,426.8)**	**(5,692.1)**	**(10,129.4)**	**(4,144.6)**	**3,206.3**	**1,624.3**	**1,711.8**	**4,074.8**

NPV	10,071
IRROE	10.97%

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
EBITDA	11,889.1	11,495.7	11,076.0	11,086.6	11,131.8	10,687.2	10,300.1	9,915.6	9,524.7	9,108.2	8,755.1
Adjust Items:											
Corporate Tax	-	-	(411.3)	(1,755.6)	(1,883.1)	(1,866.4)	(1,868.3)	(1,866.8)	(1,804.8)	(1,679.9)	(1,573.9)
Capital Expenditures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	(48.3)	(306.9)	261.2	(106.1)	(448.6)	204.1	(60.4)	(378.5)	226.0	(91.6)	(417.2)
Free Cash Flow	**11,840.8**	**11,188.8**	**10,925.8**	**9,224.9**	**8,800.1**	**9,025.0**	**8,371.4**	**7,670.3**	**7,945.9**	**7,336.7**	**6,764.0**

Enterprise Value	**103,331**
NPV	**6,385**
IRR	**8.12%**
WACC	**7.24%**

Net Cash Flow before Dividend Payout	3,795.6	3,488.9	3,394.4	1,690.6	1,464.5	2,080.5	1,999.2	4,734.9	8,072.1	7,462.8	6,890.1
Less Equity Investment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**3,795.6**	**3,488.9**	**3,394.4**	**1,690.6**	**1,464.5**	**2,080.5**	**1,999.2**	**4,734.9**	**8,072.1**	**7,462.8**	**6,890.1**

NPV	**10,071**
IRROE	**10.97%**

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365
EBITDA	8,296.3	7,910.9	7,542.6	7,119.3	7,135.8	6,763.7	6,341.0	5,926.6	5,390.8	2,292.7
Adjust Items:										
Corporate Tax	(1,436.3)	(1,320.7)	(1,210.3)	(1,083.2)	(1,088.1)	(976.5)	(849.8)	(725.4)	(807.2)	(636.7)
Capital Expenditures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	329.9	(95.3)	(571.8)	282.8	(163.4)	(534.8)	277.6	(112.4)	4,199.9	4,875.4
Free Cash Flow	**7,189.9**	**6,495.0**	**5,760.5**	**6,318.9**	**5,884.3**	**5,252.4**	**5,768.8**	**5,088.8**	**8,783.5**	**6,531.5**

Enterprise Value	**103,331**
NPV	**6,385**
IRR	**8.12%**
WACC	**7.24%**

Net Cash Flow before Dividend Payout	7,315.9	6,621.2	5,886.7	6,445.0	6,010.3	5,378.6	5,895.0	5,214.8	8,862.1	6,547.0
Less Equity Investment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**7,315.9**	**6,621.2**	**5,886.7**	**6,445.0**	**6,010.3**	**5,378.6**	**5,895.0**	**5,214.8**	**8,862.1**	**6,547.0**

NPV	**10,071**
IRROE	**10.97%**

Case 2 Super Critical PC : Levelized Unit Price

Levelized Unit Price Summary

Discount Rate %	**8%**
Present Value of Payments	**In 000 Baht**
PV of Availability Payment 1 - Capacity costs	99,080,200
PV of Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	22,150,446
PV of Fuel Payment - Energy delivered	103,111,081
PV of Fuel Payment - Start-up allowance	250,904
PV of VOM Payment - Energy delivered	6,649,539
PV of VOM Payment - Start-up allowance	112,373
PV of Additional Facility Charge	2,499,579
PV of Transmission System Upgrade Allowance	-
Total PV of Payments	**233,854,122**
Present Value of Total Net Electrical Output (MWh)	**110,504,799**
Levelized Unit Price (LUP)	**In Baht/kWh**
LUP - Availability Payment 1 - Capacity costs	0.8966
LUP - Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	0.2004
LUP - Fuel Payment - Energy delivered	0.9331
LUP - Fuel Payment - Start-up allowance	0.0023
LUP - VOM Payment - Energy delivered	0.0602
LUP - VOM Payment - Start-up allowance	0.0010
LUP - Additional Facility Charge	0.0226
LUP - Transmission System Upgrade Allowance	0.0000
Levelized Unit Price	**2.1162**

Case 2 Super Critical PC : Summary

SUMMARY OF IRPC PROJECT

Project Schedule		
COD - Unit 1		1-มี.ค.-18
COD - Unit 2 (7 months after Unit 1)		1-ต.ค.-18
Financial Close Date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction commencing date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction period for Unit 1	months	38
Construction period for Unit 2	months	38
PPA terms	years	25

Project Cost and Financing

Project Cost:	MMTHB	MMUSD	Percentage
EPC Costs	76,426.8	2,183.6	79.8%
Pre-Operating Costs	5,803.8	165.8	6.1%
Site Development Costs	950.0	27.1	1.0%
New Transmission Facility (NTF)	2,500.0	71.4	2.6%
Advisory Fees	352.3	10.1	0.4%
Project Contingency	1,436.9	41.1	1.5%
Financing Costs	1,559.9	44.6	1.6%
Interest during Construction (IDC)	6,765.3	193.3	7.1%
Total	95,795.0	2,737.0	100.0%

Project Financing:	MMTHB	MMUSD	Percentage
Debt	71,846.2	2,052.7	75.00%
Equity	23,948.7	684.2	25.00%
Total	95,795.0	2,737.0	100%

Terms of Debt Financing

	MMTHB	MMUSD	Percentage
Loan Amount:			
- Thai Baht Facility	35,923.1	1,026.4	50.00%
- USD Facility	35,923.1	1,026.4	50.00%
Total Loan Amount	71,846.2	2,052.7	100.00%
Interest:			
- Thai Baht Facility	MLR-1.5%	5.50%	6.00%
- USD Facility	LIBOR+1%	6.40%	6.40%
Door to Door Tenor			
- Thai Baht Facility		14.25 years	
- USD Facility		14.25 years	
Average Loan Life			
- Thai Baht Facility		5.55 years	
- USD Facility		5.55 years	

Project Revenue		
Unit 1 Contracted Capacity	MW	800.00
Unit 2 Contracted Capacity	MW	800.00
Total Contracted Capacity	MW	1,600.00
Dispatch Factor	%	92.5%
APR1 indexation	%	50.0%
APR2 indexation	%	50.0%
Fuel Allowance	kJ/KWh	9,330.91
VOM Allowance	Baht/MWh	43.00
EGAT Tariff (Baht/kWh):		
APR1		0.8527
APR2		0.1906
Fuel Charge		0.9353
VOM Charge		0.0604
AFC		0.0215
Total		2.0605
		0.0589

Project Cost		
Plant heat rate (net HHV)	kJ/KWh	9,330.91
Average Degradation	%	0.00%
		Year 2020
Major Operating Costs:		(3rd Year)
Fixed O&M fee (foreign portion)	USD million	0.79
Fixed O&M fee (local portion)	Baht million	791.07
Variable O&M fee (foreign portion)	USD million/year	0.16
Variable O&M fee (local portion)	Baht million/year	24.29
(Escalation with US and Thai CPI)		
O&M management fee	Baht million/year	0.49
Land Lease for power plant	Baht million/year	177.38
Ash Handling & Disposal Mgt.	Baht million/year	180.00
BLCP Cost (Cents/kWh):		
Depre, Land, Interest & Tax		1.05
Fixed O&M		0.58
Fuel Cost		2.53
VOM		0.28
AFC		0.12
Total		4.57

Project Working Capital		
Accounts receivable	days	45
Fuel Inventory	days	15
Accounts payable	days	30

Depreciation & Amortization		
Depreciation - straight line	years	25
Amortization - straight line	years	25

Reserve Account	
Debt service reserve	50%

Tax		
Corporate income tax	%	30%
- Tax holidays	years	8
Corporate income tax	%	0%
- Tax exemption for following period	years	5
Corporate income tax	%	30%
VAT (Value Added Tax)		
VAT	%	7%

Coal Used		
Heating Value of Coal	GJ/Tonne	25.96
		Year 2018
Coal Price (CIF Price)	USD/Tonne	100.00
Escalation		US CPI

Case 2 Super Critical PC : CAPEX Sum

CAPITAL EXPENDITURES

	All					
	Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
	Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMTHB)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs	**20,994.50**	**599.84**	**55,432.30**	**1,583.78**	**76,426.80**	**2,183.62**
- EPC Overall Cost	18,090.00	516.86	48,910.00	1,397.43	67,000.00	1,914.29
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	18,090.00	516.86	-	-	18,090.00	516.86
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	-	-	48,910.00	1,397.43	48,910.00	1,397.43
- *Contingency for EPC Costs*	904.50	25.84	2,445.50	69.87	3,350.00	95.71
- Civil Works	2,000.00	57.14	-	-	2,000.00	57.14
- Strategic Spares Parts	-	-	76.80	2.19	76.80	2.19
- Initial Spare Parts	-	-	4,000.00	114.29	4,000.00	114.29
2. Pre-Operating Costs	**2,060.10**	**58.86**	**3,740.18**	**106.86**	**5,800.28**	**165.72**
- Development Costs	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost	-	-	562.47	16.07	562.47	16.07
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	-	-	670.00	19.14	670.00	19.14
- O&M Mobilization Fee	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost	-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)	273.33	7.81	-	-	273.33	7.81
- Third Party Monitoring EIA Commitments	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*	30.17	0.86	96.12	2.75	126.29	3.61
- Fuel Inventory (Dead Stock)	-	-	1,721.59	49.19	1,721.59	49.19
- VAT	1,426.60	40.76	-	-	1,426.60	40.76
3. Site Development Costs	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- **Lender Advisory Fees**	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- **Sponsor Advisory Fees**	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency	**460.74**	**13.16**	**970.46**	**27.73**	**1,431.20**	**40.89**
7. Financing Costs	**604.76**	**17.28**	**944.57**	**26.99**	**1,549.33**	**44.27**
8. Interest during Construction (IDC)	**3,014.12**	**86.12**	**3,389.32**	**96.84**	**6,403.44**	**182.96**
Total	**30,716.22**	**877.61**	**64,697.08**	**1,848.49**	**95,413.30**	**2,726.09**

CAPITAL EXPENDITURES

	Unit 1					
	Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
	Thai Baht	US Equivalent	TH Equivalent	USD		
	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs	**12,596.70**	**359.91**	**33,259.38**	**950.27**	**45,856.08**	**1,310.17**
- EPC Overall Cost	10,854.00	310.11	29,346.00	838.46	40,200.00	1,148.57
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	10,854.00	310.11	-	-	10,854.00	310.11
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	-	-	29,346.00	838.46	29,346.00	838.46
- *Contingency for EPC Costs*	542.70	15.51	1,467.30	41.92	2,010.00	57.43
- Civil Works	1,200.00	34.29	-	-	1,200.00	34.29
- Strategic Spares Parts	-	-	46.08	1.32	46.08	1.32
- Initial Spare Parts	-	-	2,400.00	68.57	2,400.00	68.57
2. Pre-Operating Costs	**843.78**	**24.11**	**860.80**	**24.59**	**1,704.58**	**48.70**
- Development Costs	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost	-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)	-	-	860.80	24.59	860.80	24.59
- VAT	843.78	24.11	-	-	843.78	24.11
3. Site Development Costs	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Area of Land Leased for Power Plant Area	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
5. Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Lender Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	-	-	-	-
- Sponsor Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor	-	-	-	-	-	-
- Management Fee	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
7. Financing Costs	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
8. Interest during Construction (IDC)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**13,440.48**	**384.01**	**34,120.18**	**974.86**	**47,560.66**	**1,358.88**

CAPITAL EXPENDITURES

	Unit 2					
	Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
	Thai Baht	US Equivalent	TH Equivalent	USD		
	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs	**8,397.80**	**239.94**	**22,172.92**	**633.51**	**30,570.72**	**873.45**
- EPC Overall Cost	7,236.00	206.74	19,564.00	558.97	26,800.00	765.71
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	7,236.00	206.74	-	-	7,236.00	206.74
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	-	-	19,564.00	558.97	19,564.00	558.97
- *Contingency for EPC Costs*	361.80	10.34	978.20	27.95	1,340.00	38.29
- Civil Works	800.00	22.86	-	-	800.00	22.86
- Strategic Spares Parts	-	-	30.72	0.88	30.72	0.88
- Initial Spare Parts	-	-	1,600.00	45.71	1,600.00	45.71
2. Pre-Operating Costs	**562.52**	**16.07**	**860.80**	**24.59**	**1,423.32**	**40.67**
- Development Costs	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost	-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)	-	-	860.80	24.59	860.80	24.59
- VAT	562.52	16.07	-	-	562.52	16.07
3. Site Development Costs	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Area of Land Leased for Power Plant Area	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
5. Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Lender Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	-	-	-	-
- Sponsor Advisory Fees	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor	-	-	-	-	-	-
- Management Fee	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
7. Financing Costs	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
8. Interest during Construction (IDC)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**8,960.32**	**256.01**	**23,033.72**	**658.11**	**31,994.04**	**914.12**

CAPITAL EXPENDITURES

	Common Equipment					
	Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
	Thai Baht	US Equivalent	TH Equivalent	USD		
	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs	-	-	-	-	-	-
- EPC Overall Cost	-	-	-	-	-	-
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	-	-	-	-	-	-
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for EPC Costs*	-	-	-	-	-	-
- Civil Works	-	-	-	-	-	-
- Strategic Spares Parts	-	-	-	-	-	-
- Initial Spare Parts	-	-	-	-	-	-
2. Pre-Operating Costs	**653.80**	**18.68**	**2,018.59**	**57.67**	**2,672.39**	**76.35**
- Development Costs	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost	-	-	562.47	16.07	562.47	16.07
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	-	-	670.00	19.14	670.00	19.14
- O&M Mobilization Fee	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost	-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)	273.33	7.81	-	-	273.33	7.81
- Third Party Monitoring EIA Commitments	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*	30.17	0.86	96.12	2.75	126.29	3.61
- Fuel Inventory (Dead Stock)	-	-	-	-	-	-
- VAT	20.30	0.58	-	-	20.30	0.58
3. Site Development Costs	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- Lender Advisory Fees	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- Sponsor Advisory Fees	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency	**460.74**	**13.16**	**970.46**	**27.73**	**1,431.20**	**40.89**
7. Financing Costs	**604.76**	**17.28**	**944.57**	**26.99**	**1,549.33**	**44.27**
8. Interest during Construction (IDC)	**3,014.12**	**86.12**	**3,389.32**	**96.84**	**6,403.44**	**182.96**
Total	**8,315.42**	**237.58**	**7,543.19**	**215.52**	**15,858.60**	**453.10**

Case 2 : Super Critical PC : Balance Sheet

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets											
Current Assets	-	-	34.3	204.5	542.4	8,182.9	15,507.1	15,732.2	14,955.6	17,300.0	19,765.6
- Cash on Hand	-	-	-	-	-	-	(166.9)	-	-	2,711.0	5,522.9
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	-	-	-	-	-	3,418.6	4,881.1	4,708.7	4,352.8	4,186.4	4,020.1
- Account Receivables	-	-	-	-	-	268.4	3,108.9	3,735.0	3,766.2	3,964.4	3,818.2
- Fuel Inventory	-	-	-	-	-	902.3	2,257.3	2,337.5	2,361.0	2,438.2	2,404.4
- Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	2,400.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	34.3	204.5	542.4	1,193.7	1,426.6	951.1	475.5	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	-	-	10,481.5	23,511.0	45,044.4	79,700.0	84,187.7	80,695.1	77,202.5	73,709.9	70,217.3
- Land	-	-	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	-	-	8,356.8	20,381.9	40,186.5	71,902.8	75,709.1	72,534.6	69,360.1	66,185.6	63,011.1
- Financing Fee&Charge	-	-	1,017.8	1,244.4	1,428.4	1,524.7	1,466.7	1,404.7	1,342.8	1,280.8	1,218.8
- IDC	-	-	156.9	934.7	2,479.5	5,322.5	6,061.9	5,805.8	5,549.6	5,293.5	5,037.4
Total Assets	-	-	10,515.8	23,715.5	45,586.8	87,883.0	99,694.8	96,427.3	92,158.1	91,009.9	89,982.9
Liabilities											
Current Liabilities	-	-	-	-	-	2,998.3	5,162.7	3,327.5	382.8	201.7	205.8
Account Payable	-	-	-	-	-	18.4	162.7	188.3	194.0	201.7	205.8
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	2,979.9	5,000.0	3,139.2	188.8	-	-
NoN-Current Liabilities	-	-	7,886.9	17,786.6	34,190.1	63,553.5	67,982.0	62,257.2	56,532.4	51,165.4	45,798.4
Thai Baht Facility	-	-	3,943.4	8,893.3	17,095.1	31,776.8	33,991.0	31,128.6	28,266.2	25,582.7	22,899.2
USD Facility-TH Equivalent	-	-	3,943.4	8,893.3	17,095.1	31,776.8	33,991.0	31,128.6	28,266.2	25,582.7	22,899.2
Total Liabilities	-	-	7,886.9	17,786.6	34,190.1	66,551.8	73,144.7	65,584.7	56,915.2	51,367.1	46,004.1
Shareholders' Equities											
Capital	-	-	2,629.0	5,928.9	11,396.7	21,184.5	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3
Legal Reserve	-	-	-	-	-	9.1	166.5	431.4	703.1	974.7	1,242.3
Retained Earnings	-	-	-	-	-	137.6	2,530.4	6,557.8	10,686.5	14,814.8	18,883.1
Total Shareholders' Equities	-	-	2,629.0	5,928.9	11,396.7	21,331.2	26,550.2	30,842.6	35,242.9	39,642.8	43,978.8
Total Liablities and Shareholders' Equities	-	-	10,515.8	23,715.5	45,586.8	87,883.0	99,694.8	96,427.3	92,158.1	91,009.9	89,982.9

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets										
Current Assets	22,188.2	24,584.3	26,140.1	26,685.4	27,074.0	27,383.8	27,692.4	27,954.1	33,843.5	39,576.3
- Cash on Hand	8,051.6	10,288.3	12,100.1	12,533.6	12,638.8	13,337.6	13,937.3	16,746.0	22,862.7	28,487.6
- O&M Reserve Account										
- Debt Service Reserve Account	3,856.9	3,687.3	3,694.3	3,690.2	3,502.9	3,313.0	2,951.1	-	-	-
- Account Receivables	3,851.4	4,090.3	3,881.6	3,971.5	4,329.8	4,169.5	4,213.6	4,509.8	4,328.6	4,401.0
- Fuel Inventory	2,428.3	2,518.4	2,464.1	2,490.1	2,602.5	2,563.6	2,590.3	2,698.3	2,652.2	2,687.8
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	66,724.7	63,232.1	59,739.5	56,246.9	52,754.3	49,261.7	45,769.1	42,276.5	38,783.9	35,291.3
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	59,836.6	56,662.1	53,487.6	50,313.1	47,138.7	43,964.2	40,789.7	37,615.2	34,440.7	31,266.2
- Financing Fee&Charge	1,156.8	1,094.9	1,032.9	970.9	908.9	847.0	785.0	723.0	661.0	599.1
- IDC	4,781.2	4,525.1	4,269.0	4,012.8	3,756.7	3,500.5	3,244.4	2,988.3	2,732.1	2,476.0
Total Assets	88,912.9	87,816.4	85,879.6	82,932.2	79,828.3	76,645.4	73,461.4	70,230.6	72,627.4	74,867.6
Liabilities										
Current Liabilities	212.0	220.9	224.8	231.8	242.2	247.3	254.9	265.6	269.1	277.9
Account Payable	212.0	220.9	224.8	231.8	242.2	247.3	254.9	265.6	269.1	277.9
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	40,431.4	35,064.4	29,697.4	23,972.6	17,890.0	11,807.4	5,724.8	-	-	-
Thai Baht Facility	20,215.7	17,532.2	14,848.7	11,986.3	8,945.0	5,903.7	2,862.4	-	-	-
USD Facility-TH Equivalent	20,215.7	17,532.2	14,848.7	11,986.3	8,945.0	5,903.7	2,862.4	-	-	-
Total Liabilities	40,643.4	35,285.3	29,922.1	24,204.4	18,132.2	12,054.7	5,979.7	265.6	269.1	277.9
Shareholders' Equities										
Capital	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3
Legal Reserve	1,507.2	1,770.2	2,009.8	2,203.6	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3
Retained Earnings	22,909.0	26,907.5	30,094.3	32,670.9	35,457.4	38,352.1	41,243.1	43,726.4	46,119.6	48,351.0
Total Shareholders' Equities	48,269.5	52,531.1	55,957.5	58,727.8	61,696.0	64,590.7	67,481.7	69,965.0	72,358.3	74,589.7
Total Liablities and Shareholders' Equities	88,912.9	87,816.4	85,879.6	82,932.2	79,828.3	76,645.4	73,461.4	70,230.6	72,627.3	74,867.6

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Assets											
Current Assets	45,164.0	50,565.7	55,809.6	60,916.6	65,838.3	70,770.8	75,564.3	79,988.5	84,282.5	87,841.6	88,494.1
- Cash on Hand	33,634.0	39,363.5	44,498.8	48,999.5	54,203.4	58,957.7	63,182.4	67,882.4	72,044.1	79,836.3	85,736.2
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Account Receivables	4,725.6	4,468.6	4,541.8	4,991.4	4,769.3	4,907.5	5,329.2	5,112.3	5,204.0	5,001.6	871.7
- Fuel Inventory	2,804.5	2,733.6	2,769.0	2,925.6	2,865.6	2,905.6	3,052.7	2,993.9	3,034.3	3,003.8	1,886.2
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	-	-
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	31,798.7	28,306.0	24,813.4	21,320.8	17,828.2	14,335.6	10,843.0	7,350.4	3,857.8	1,143.1	950.0
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	28,091.7	24,917.2	21,742.7	18,568.2	15,393.7	12,219.2	9,044.7	5,870.2	2,695.7	193.1	-
- Financing Fee&Charge	537.1	475.1	413.2	351.2	289.2	227.2	165.3	103.3	41.3	-	-
- IDC	2,219.9	1,963.7	1,707.6	1,451.4	1,195.3	939.2	683.0	426.9	170.8	-	-
Total Assets	76,962.7	78,871.8	80,623.1	82,237.4	83,666.5	85,106.4	86,407.3	87,338.9	88,140.3	88,984.8	89,444.1
Liabilities											
Current Liabilities	289.9	295.5	305.1	319.4	326.2	336.9	351.8	359.7	371.4	341.5	62.6
Account Payable	289.9	295.5	305.1	319.4	326.2	336.9	351.8	359.7	371.4	341.5	62.6
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thai Baht Facility	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
USD Facility-TH Equivalent	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Liabilities	289.9	295.5	305.1	319.4	326.2	336.9	351.8	359.7	371.4	341.5	62.6
Shareholders' Equities											
Capital	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3	23,853.3
Legal Reserve	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3
Retained Earnings	50,434.1	52,337.6	54,079.3	55,679.3	57,101.6	58,530.8	59,816.8	60,740.6	61,530.2	62,404.5	63,142.8
Total Shareholders' Equities	76,672.8	78,576.3	80,317.9	81,918.0	83,340.3	84,769.5	86,055.5	86,979.2	87,768.8	88,643.2	89,381.4
Total Liablities and Shareholders' Equities	76,962.7	78,871.7	80,623.1	82,237.4	83,666.5	85,106.4	86,407.3	87,338.9	88,140.3	88,984.7	89,444.1

Case 2 Super Critical PC : Income Statements

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,176.7**	**25,216.8**	**30,295.0**	**30,548.4**	**32,155.6**	**30,970.2**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	-	-	-	-	-	2,176.7	25,216.8	30,295.0	30,548.4	32,155.6	30,970.2
Operating Expenses						46%	52%	49%	51%	54%	54%
- **Fixed operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**206.0**	**1,474.2**	**1,738.6**	**1,799.4**	**1,862.4**	**1,927.6**
- **Variable operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,027.3**	**13,541.2**	**15,538.8**	**16,120.1**	**18,029.9**	**17,191.0**
Total Operating Expenses	-	-	-	-	-	1,233.4	15,015.4	17,277.3	17,919.5	19,892.3	19,118.6
EBITDA (Operating Profit)	-	-	-	-	-	943.3	10,201.5	13,017.7	12,628.9	12,263.2	11,851.6
Less Depreciation & Amortization	-	-	-	-	-	583.4	3,493.9	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	-	-	-	-	-	359.8	6,707.5	9,525.1	9,136.3	8,770.6	8,358.9
Less											
- Interest Expenses	-	-	-	-	-	178.8	3,559.2	4,225.8	3,703.9	3,338.6	3,005.9
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	-	-	-	-	-	181.1	3,148.4	5,299.3	5,432.4	5,432.0	5,353.1
Less Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	-	-	-	-	-	181.1	3,148.4	5,299.3	5,432.4	5,432.0	5,353.1
Accumulated Legal Reserve	-	-	-	-	-	9.1	166.5	431.4	703.1	974.7	1,242.3
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	9.1	157.4	265.0	271.6	271.6	267.7
Net Income (after Legal Reserve)	-	-	-	-	-	172.0	2,990.9	5,034.4	5,160.8	5,160.4	5,085.4
Less Dividend to shareholders	-	-	-	-	-	34.4	598.2	1,006.9	1,032.2	1,032.1	1,017.1
Net Income (after Dividend)	-	-	-	-	-	137.6	2,392.8	4,027.5	4,128.7	4,128.3	4,068.3
Retained Earnings	-	-	-	-	-	137.6	2,530.4	6,557.8	10,686.5	14,814.8	18,883.1

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**31,239.4**	**33,176.9**	**31,483.9**	**32,213.2**	**35,119.4**	**33,819.5**	**34,176.7**	**36,579.9**	**35,109.5**	**35,696.8**	**38,329.6**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	31,239.4	33,176.9	31,483.9	32,213.2	35,119.4	33,819.5	34,176.7	36,579.9	35,109.5	35,696.8	38,329.6
Operating Expenses	55%	58%	57%	58%	61%	61%	62%	65%	64%	66%	69%
- **Fixed operating costs**	**1,995.0**	**2,064.9**	**2,137.1**	**2,211.9**	**2,289.3**	**2,369.5**	**2,452.4**	**2,538.2**	**2,627.1**	**2,719.0**	**2,814.2**
- **Variable operating costs**	**17,781.5**	**20,011.4**	**18,665.9**	**19,309.7**	**22,093.4**	**21,126.7**	**21,788.2**	**24,459.0**	**23,291.7**	**24,172.3**	**27,063.0**
Total Operating Expenses	19,776.5	22,076.3	20,803.1	21,521.6	24,382.7	23,496.2	24,240.7	26,997.2	25,918.7	26,891.4	29,877.2
EBITDA (Operating Profit)	11,462.9	11,100.6	10,680.9	10,691.5	10,736.7	10,323.3	9,936.1	9,582.7	9,190.8	8,805.5	8,452.4
Less Depreciation & Amortization	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	7,970.3	7,608.0	7,188.3	7,198.9	7,244.1	6,830.7	6,443.5	6,090.1	5,698.2	5,312.8	4,959.8
Less											
- Interest Expenses	2,673.1	2,346.8	2,007.6	1,663.8	1,297.7	923.1	543.5	177.5	-	-	-
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	5,297.2	5,261.2	5,180.7	5,535.2	5,946.4	5,907.5	5,900.0	5,912.6	5,698.2	5,312.8	4,959.8
Less Corporate Income Tax	-	-	388.5	1,660.5	1,783.9	1,772.3	1,770.0	1,773.8	1,709.5	1,593.9	1,487.9
Net Income	5,297.2	5,261.2	4,792.1	3,874.6	4,162.5	4,135.3	4,130.0	4,138.8	3,988.7	3,719.0	3,471.9
Accumulated Legal Reserve	1,507.2	1,770.2	2,009.8	2,203.6	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3
Less Legal Reserve	264.9	263.1	239.6	193.7	181.8	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	5,032.3	4,998.2	4,552.5	3,680.9	3,980.7	4,135.3	4,130.0	4,138.8	3,988.7	3,719.0	3,471.9
Less Dividend to shareholders	1,006.5	999.6	1,365.8	1,104.3	1,194.2	1,240.6	1,239.0	1,655.5	1,595.5	1,487.6	1,388.7
Net Income (after Dividend)	4,025.9	3,998.5	3,186.8	2,576.6	2,786.5	2,894.7	2,891.0	2,483.3	2,393.2	2,231.4	2,083.1
Retained Earnings	22,909.0	26,907.5	30,094.3	32,670.9	35,457.4	38,352.1	41,243.1	43,726.4	46,119.6	48,351.0	50,434.1

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue										
- Electricity Sales	**36,245.2**	**36,839.1**	**40,486.2**	**38,684.3**	**39,805.5**	**43,225.9**	**41,466.0**	**42,210.3**	**40,568.3**	**7,070.3**
- Interest Income from Cash Balance										
Total Revenue	36,245.2	36,839.1	40,486.2	38,684.3	39,805.5	43,225.9	41,466.0	42,210.3	40,568.3	7,070.3
Operating Expenses	68%	69%	72%	72%	72%	75%	75%	76%	77%	57%
- **Fixed operating costs**	**2,912.7**	**3,014.6**	**3,120.1**	**3,229.3**	**3,342.4**	**3,459.4**	**3,580.4**	**3,705.8**	**3,355.7**	**515.1**
- **Variable operating costs**	**25,307.8**	**26,185.1**	**30,063.8**	**28,576.0**	**29,567.7**	**33,211.9**	**31,753.7**	**32,755.9**	**31,999.8**	**4,252.7**
Total Operating Expenses	28,220.5	29,199.7	33,183.9	31,805.3	32,910.0	36,671.3	35,334.2	36,461.7	35,355.4	4,767.9
EBITDA (Operating Profit)	8,024.8	7,639.4	7,302.2	6,879.0	6,895.5	6,554.6	6,131.9	5,748.6	5,212.8	2,302.4
Less Depreciation & Amortization	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	2,714.7	193.1
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	4,532.2	4,146.8	3,809.6	3,386.4	3,402.9	3,062.0	2,639.3	2,256.0	2,498.1	2,109.3
Less										
- Interest Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Other Financial Expenses										
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	4,532.2	4,146.8	3,809.6	3,386.4	3,402.9	3,062.0	2,639.3	2,256.0	2,498.1	2,109.3
Less Corporate Income Tax	1,359.6	1,244.0	1,142.9	1,015.9	1,020.9	918.6	791.8	676.8	749.4	632.8
Net Income	3,172.5	2,902.8	2,666.8	2,370.5	2,382.0	2,143.4	1,847.5	1,579.2	1,748.7	1,476.5
Accumulated Legal Reserve	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3	2,385.3
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	3,172.5	2,902.8	2,666.8	2,370.5	2,382.0	2,143.4	1,847.5	1,579.2	1,748.7	1,476.5
Less Dividend to shareholders	1,269.0	1,161.1	1,066.7	948.2	952.8	857.4	923.7	789.6	874.4	738.2
Net Income (after Dividend)	1,903.5	1,741.7	1,600.1	1,422.3	1,429.2	1,286.0	923.7	789.6	874.4	738.2
Retained Earnings	52,337.6	54,079.3	55,679.3	57,101.6	58,530.8	59,816.8	60,740.6	61,530.2	62,404.5	63,142.8

Case 2 Super Critical PC : Cash Flow Statements

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities											
Net Income	-	-	-	-	-	181.1	3,148.4	5,299.3	5,432.4	5,432.0	5,353.1
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:											
- Depreciation and Amortisation	-	-	-	-	-	583.4	3,493.9	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	-	-	-	-	-	(291.4)	(3,190.6)	(680.6)	(49.0)	(267.7)	184.0
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	-	-	-	-	-	(268.4)	(2,840.6)	(626.1)	(31.2)	(198.1)	146.1
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	-	-	-	-	-	(41.5)	(494.3)	(80.1)	(23.5)	(77.2)	33.8
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	-	-	-	-	-	18.4	144.3	25.7	5.7	7.7	4.0
Net Cash Flow from Operating Activities	-	-	-	-	-	473.1	3,451.7	8,111.4	8,876.0	8,656.9	9,029.7
Investing Activities											
- Capital Expenditure	-	-	(10,481.5)	(13,029.6)	(21,533.4)	(38,499.9)	(10,442.4)	-	-	-	-
- VAT	-	-	(34.3)	(170.1)	(337.9)	(651.3)	(232.9)	475.5	475.5	475.5	-
- Other Investment											
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	(10,515.8)	(13,199.7)	(21,871.3)	(39,151.2)	(10,675.3)	475.5	475.5	475.5	-
Financing Activities											
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	2,979.9	2,020.1	(1,860.8)	(2,950.4)	(188.8)	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	-	-	3,943.4	4,949.9	8,201.8	14,681.7	2,214.2	(2,862.4)	(2,862.4)	(2,683.5)	(2,683.5)
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	-	-	3,943.4	4,949.9	8,201.8	14,681.7	2,214.2	(2,862.4)	(2,862.4)	(2,683.5)	(2,683.5)
- Increase (decrease) in Equity	-	-	2,629.0	3,299.9	5,467.8	9,787.8	2,668.8	-	-	-	-
- Dividend Payment	-	-	-	-	-	34.4	598.2	1,006.9	1,032.2	1,032.1	1,017.1
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	-	-	-	-	-	3,418.6	1,462.5	(172.4)	(355.9)	(166.4)	(166.4)
Net Cash Flow from Financing Activities	-	-	10,515.8	13,199.7	21,871.3	38,678.1	7,056.7	(8,420.0)	(9,351.5)	(6,421.5)	(6,217.7)
Net Cash Flow	-	-	-	-	-	-	(166.9)	166.9	-	2,711.0	2,811.9
Ending Cash	-	-	-	-	-	-	(166.9)	-	-	2,711.0	5,522.9
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)											
EBITDA+Vat Refund	-	-	-	-	-	943.3	10,201.5	13,493.2	13,104.5	12,738.8	11,851.6
Debt Service	-	-	-	-	-	-	6,837.2	9,762.2	9,417.4	8,705.6	8,372.9
DSCR	-	-	-	-	-	-	1.49	1.38	1.39	1.46	1.42

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities											
Net Income	5,297.2	5,261.2	4,792.1	3,874.6	4,162.5	4,135.3	4,130.0	4,138.8	3,988.7	3,719.0	3,471.9
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:											
- Depreciation and Amortisation	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	(50.8)	(320.1)	266.9	(108.8)	(460.3)	204.3	(63.2)	(393.6)	230.9	(99.1)	(429.3)
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	(33.2)	(238.9)	208.7	(89.9)	(358.3)	160.3	(44.0)	(296.3)	181.3	(72.4)	(324.6)
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	(23.9)	(90.1)	54.3	(26.0)	(112.4)	39.0	(26.8)	(108.0)	46.1	(35.6)	(116.7)
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	6.3	8.8	3.9	7.1	10.4	5.1	7.6	10.7	3.5	8.8	12.0
Net Cash Flow from Operating Activities	8,739.0	8,433.7	8,551.6	7,258.4	7,194.8	7,832.2	7,559.4	7,237.9	7,712.2	7,112.5	6,535.2
Investing Activities											
- Capital Expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- VAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Other Investment											
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financing Activities											
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	(2,683.5)	(2,683.5)	(2,683.5)	(2,862.4)	(3,041.3)	(3,041.3)	(3,041.3)	(2,862.4)	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	(2,683.5)	(2,683.5)	(2,683.5)	(2,862.4)	(3,041.3)	(3,041.3)	(3,041.3)	(2,862.4)	-	-	-
- Increase (decrease) in Equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividend Payment	1,006.5	999.6	1,365.8	1,104.3	1,194.2	1,240.6	1,239.0	1,655.5	1,595.5	1,487.6	1,388.7
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	(163.2)	(169.6)	7.0	(4.1)	(187.3)	(189.8)	(361.9)	(2,951.1)	-	-	-
Net Cash Flow from Financing Activities	(6,210.3)	(6,197.1)	(6,739.7)	(6,824.9)	(7,089.5)	(7,133.4)	(6,959.7)	(4,429.2)	(1,595.5)	(1,487.6)	(1,388.7)
Net Cash Flow	2,528.7	2,236.7	1,811.8	433.5	105.2	698.8	599.7	2,808.7	6,116.7	5,624.9	5,146.4
Ending Cash	8,051.6	10,288.3	12,100.1	12,533.6	12,638.8	13,337.6	13,937.3	16,746.0	22,862.7	28,487.6	33,634.0
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)											
EBITDA+Vat Refund	11,462.9	11,100.6	10,680.9	10,691.5	10,736.7	10,323.3	9,936.1	9,582.7	9,190.8	8,805.5	8,452.4
Debt Service	8,040.1	7,713.8	7,374.6	7,388.6	7,380.3	7,005.7	6,626.1	5,902.3	-	-	-
DSCR	1.43	1.44	1.45	1.45	1.45	1.47	1.50	1.62	-	-	-

CASH FLOW STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Operating Activities										
Net Income	3,172.5	2,902.8	2,666.8	2,370.5	2,382.0	2,143.4	1,847.5	1,579.2	1,748.7	1,476.5
Adjustments to Reconcile Net Income to Net Cash:										
- Depreciation and Amortisation	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	3,492.6	2,714.7	193.1
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (Dedecrease) in Net Working Capital	333.4	(99.0)	(592.0)	289.0	(167.5)	(553.9)	283.7	(120.5)	4,203.1	4,968.5
- Decrease/(Increase) in Acc. Receivable	257.0	(73.2)	(449.6)	222.1	(138.2)	(421.7)	217.0	(91.8)	202.4	4,129.9
- Decrease/(Increase) in Fuel Inventory (Active Stock)	70.9	(35.4)	(156.6)	60.1	(40.0)	(147.1)	58.9	(40.5)	30.5	1,117.6
- Decrease/(Increase) in Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	-	-	-	4,000.0	-
- (Decrease)/Increase in Account Payable	5.6	9.6	14.3	6.8	10.7	14.9	7.8	11.7	(29.9)	(278.9)
Net Cash Flow from Operating Activities	6,998.5	6,296.4	5,567.4	6,152.1	5,707.1	5,082.0	5,623.8	4,951.4	8,666.5	6,638.1
Investing Activities										
- Capital Expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- VAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Other Investment										
Net Cash Flow from Investing Activities	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financing Activities										
- Increase (decrease) in Short Term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-Thai Baht Facility	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Long Term Loan-USD Facility	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Increase (decrease) in Equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividend Payment	1,269.0	1,161.1	1,066.7	948.2	952.8	857.4	923.7	789.6	874.4	738.2
- Transfer to/(from) Debt Service Reserves Account (DSRA)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Cash Flow from Financing Activities	(1,269.0)	(1,161.1)	(1,066.7)	(948.2)	(952.8)	(857.4)	(923.7)	(789.6)	(874.4)	(738.2)
Net Cash Flow	5,729.5	5,135.3	4,500.7	5,203.9	4,754.3	4,224.7	4,700.0	4,161.7	7,792.1	5,899.9
Ending Cash	39,363.5	44,498.8	48,999.5	54,203.4	58,957.7	63,182.4	67,882.4	72,044.1	79,836.3	85,736.2
Debt Service Coverage Ratio (DSCR)										
EBITDA+Vat Refund	8,024.8	7,639.4	7,302.2	6,879.0	6,895.5	6,554.6	6,131.9	5,748.6	5,212.8	2,302.4
Debt Service	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DSCR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Case 2 Super Critical PC : IRR

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365
EBITDA	-	-	-	-	-	943.3	10,201.5	13,017.7	12,628.9	12,263.2	11,851.6
Adjust Items:											
Corporate Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital Expenditures	-	-	(10,481.5)	(13,029.6)	(21,533.4)	(38,499.9)	(10,442.4)	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	-	-	-	-	-	(291.4)	(3,190.6)	(680.6)	(49.0)	(267.7)	184.0
Free Cash Flow	**-**	**-**	**(10,481.5)**	**(13,029.6)**	**(21,533.4)**	**(37,848.0)**	**(3,431.5)**	**12,337.1**	**12,579.9**	**11,995.5**	**12,035.5**

Enterprise Value	**99,236**	2,574.93
NPV	**5,822**	2,386.58
IRR	**8.12%**	1,001.31
WACC	**7.29%**	1,173.74

Net Cash Flow before Dividend Payout	-	-	-	-	-	34.4	431.3	1,173.7	1,032.2	3,743.0	3,829.0
Less Equity Investment	-	-	2,629.0	3,299.9	5,467.8	9,787.8	2,668.8	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**-**	**-**	**(2,629.0)**	**(3,299.9)**	**(5,467.8)**	**(9,753.4)**	**(2,237.5)**	**1,173.7**	**1,032.2**	**3,743.0**	**3,829.0**

NPV	**9,829**
IRROE	**11.15%**

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
EBITDA	11,462.9	11,100.6	10,680.9	10,691.5	10,736.7	10,323.3	9,936.1	9,582.7	9,190.8	8,805.5	8,452.4
Adjust Items:											
Corporate Tax	-	-	(388.5)	(1,660.5)	(1,783.9)	(1,772.3)	(1,770.0)	(1,773.8)	(1,709.5)	(1,593.9)	(1,487.9)
Capital Expenditures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	(50.8)	(320.1)	266.9	(108.8)	(460.3)	204.3	(63.2)	(393.6)	230.9	(99.1)	(429.3)
Free Cash Flow	**11,412.1**	**10,780.5**	**10,559.2**	**8,922.2**	**8,492.5**	**8,755.3**	**8,102.9**	**7,415.3**	**7,712.2**	**7,112.5**	**6,535.2**

Enterprise Value	**99,236**
NPV	**5,822**
IRR	**8.12%**
WACC	**7.29%**

Net Cash Flow before Dividend Payout	3,535.1	3,236.3	3,177.6	1,537.7	1,299.5	1,939.4	1,838.7	4,464.2	7,712.2	7,112.5	6,535.2
Less Equity Investment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**3,535.1**	**3,236.3**	**3,177.6**	**1,537.7**	**1,299.5**	**1,939.4**	**1,838.7**	**4,464.2**	**7,712.2**	**7,112.5**	**6,535.2**

NPV	**9,829**
IRROE	**11.15%**

IRR and IRROE

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365
EBITDA	8,024.8	7,639.4	7,302.2	6,879.0	6,895.5	6,554.6	6,131.9	5,748.6	5,212.8	2,302.4
Adjust Items:										
Corporate Tax	(1,359.6)	(1,244.0)	(1,142.9)	(1,015.9)	(1,020.9)	(918.6)	(791.8)	(676.8)	(749.4)	(632.8)
Capital Expenditures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Change in Working Capital	333.4	(99.0)	(592.0)	289.0	(167.5)	(553.9)	283.7	(120.5)	4,203.1	4,968.5
Free Cash Flow	**6,998.5**	**6,296.4**	**5,567.4**	**6,152.1**	**5,707.1**	**5,082.0**	**5,623.8**	**4,951.4**	**8,666.5**	**6,638.1**

Enterprise Value	**99,236**
NPV	**5,822**
IRR	**8.12%**
WACC	**7.29%**

Net Cash Flow before Dividend Payout	6,998.5	6,296.4	5,567.4	6,152.1	5,707.1	5,082.0	5,623.8	4,951.4	8,666.5	6,638.1
Less Equity Investment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Cash Flow to Sharesholders	**6,998.5**	**6,296.4**	**5,567.4**	**6,152.1**	**5,707.1**	**5,082.0**	**5,623.8**	**4,951.4**	**8,666.5**	**6,638.1**

NPV	**9,829**
IRROE	**11.15%**

Case 3 Sub Critical PC : Levelized Unit Price

Levelized Unit Price Summary

Discount Rate %	**8%**
Present Value of Payments	**In 000 Baht**
PV of Availability Payment 1 - Capacity costs	97,871,379
PV of Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	22,150,446
PV of Fuel Payment - Energy delivered	116,824,855
PV of Fuel Payment - Start-up allowance	250,904
PV of VOM Payment - Energy delivered	6,649,539
PV of VOM Payment - Start-up allowance	112,373
PV of Additional Facility Charge	2,499,579
PV of Transmission System Upgrade Allowance	-
Total PV of Payments	**246,359,076**
Present Value of Total Net Electrical Output (MWh)	**110,504,799**
Levelized Unit Price (LUP)	**In Baht/kWh**
LUP - Availability Payment 1 - Capacity costs	0.8857
LUP - Availability Payment 2 - Fixed O&M costs	0.2004
LUP - Fuel Payment - Energy delivered	1.0572
LUP - Fuel Payment - Start-up allowance	0.0023
LUP - VOM Payment - Energy delivered	0.0602
LUP - VOM Payment - Start-up allowance	0.0010
LUP - Additional Facility Charge	0.0226
LUP - Transmission System Upgrade Allowance	0.0000
Levelized Unit Price	**2.2294**

Case 3 Sub Critical PC Summary

SUMMARY OF IRPC PROJECT

Project Schedule		
COD - Unit 1		1-มี.ค.-18
COD - Unit 2 (7 months after Unit 1)		1-ต.ค.-18
Financial Close Date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction commencing date	dd/mm/yy	1-ม.ค.-15
Construction period for Unit 1	months	38
Construction period for Unit 2	months	38
PPA terms	years	25

Project Cost and Financing

Project Cost:	MMTHB	MMUSD	Percentage
EPC Costs	75,166.8	2,147.6	#NUM!
Pre-Operating Costs	5,809.6	166.0	#NUM!
Site Development Costs	950.0	27.1	#NUM!
New Transmission Facility (NTF)	2,500.0	71.4	#NUM!
Advisory Fees	352.3	10.1	#NUM!
Project Contingency	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Financing Costs	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Interest during Construction (IDC)	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Total	#NUM!	#NUM!	#NUM!

Project Financing:	MMTHB	MMUSD	Percentage
Debt	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Equity	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Total	#NUM!	#NUM!	100%

Terms of Debt Financing

	MMTHB	MMUSD	Percentage
Loan Amount:			
- Thai Baht Facility	#NUM!	#NUM!	#NUM!
- USD Facility	#NUM!	#NUM!	#NUM!
Total Loan Amount	#NUM!	#NUM!	#NUM!

Interest:			
- Thai Baht Facility	MLR-1.5%	5.50%	6.00%
- USD Facility	LIBOR+1%	6.40%	6.40%
Door to Door Tenor			
- Thai Baht Facility		14.25 years	
- USD Facility		14.25 years	
Average Loan Life			
- Thai Baht Facility		5.55 years	
- USD Facility		5.55 years	

Project Revenue		
Unit 1 Contracted Capacity	MW	800.00
Unit 2 Contracted Capacity	MW	800.00
Total Contracted Capacity	MW	1,600.00
Dispatch Factor	%	92.5%
APR1 indexation	%	50.0%
APR2 indexation	%	50.0%
Fuel Allowance	kJ/KWh	9,610.84
VOM Allowance	Baht/MWh	43.00
EGAT Tariff (Baht/kWh):		
APR1		0.8423
APR2		0.1906
Fuel Charge		1.0594
VOM Charge		0.0604
AFC		0.0215
Total		2.1742
		0.0621

Project Cost		
Plant heat rate (net HHV)	kJ/KWh	9,610.84
Average Degradation	%	0.00%
		#N/A
Major Operating Costs:		(3rd Year)
Fixed O&M fee (foreign portion)	USD million	0.79
Fixed O&M fee (local portion)	Baht million	#N/A
Variable O&M fee (foreign portion)	USD million/year	0.16
Variable O&M fee (local portion)	Baht million/year	24.29
(Escalation with US and Thai CPI)		
O&M management fee	Baht million/year	0.49
Land Lease for power plant	Baht million/year	177.38
Ash Handling & Disposal Mgt.	Baht million/year	180.00
BLCP Cost (Cents/kWh):		
Depre, Land, Interest & Tax		1.05
Fixed O&M		0.58
Fuel Cost		2.53
VOM		0.28
AFC		0.12
Total		4.57

Project Working Capital		
Accounts receivable	days	45
Fuel Inventory	days	15
Accounts payable	days	30

Depreciation & Amortization		
Depreciation - straight line	years	25
Amortization - straight line	years	25

Reserve Account	
Debt service reserve	50%

Tax		
Corporate income tax	%	30%
- Tax holidays	years	8
Corporate income tax	%	0%
- Tax exemption for following period	years	5
Corporate income tax	%	30%
VAT (Value Added Tax)		
VAT	%	7%

Coal Used		
Heating Value of Coal	GJ/Tonne	25.96
		Year 2018
Coal Price (CIF Price)	USD/Tonne	100.00
Escalation		US CPI

Case 3 Sub Critical PC : CAPEX Sum

CAPITAL EXPENDITURES

				Payment	Total (MMTHB)	All				Total	
						Thai Baht Facility		USD Facility			
						Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMTHB)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs					**75,166.80**	**20,654.30**	**590.12**	**54,512.50**	**1,557.50**	**75,166.80**	**2,147.62**
- EPC Overall Cost					65,800.00	17,766.00	507.60	48,034.00	1,372.40	65,800.00	1,880.00
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost		1	17,766.00	17,766.00	507.60	-	-	17,766.00	507.60
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost		2	48,034.00	-	-	48,034.00	1,372.40	48,034.00	1,372.40
- *Contingency for EPC Costs*					3,290.00	888.30	25.38	2,401.70	68.62	3,290.00	94.00
- Civil Works				1	2,000.00	2,000.00	57.14	-	-	2,000.00	57.14
- Strategic Spares Parts				2	76.80	-	-	76.80	2.19	76.80	2.19
- Initial Spare Parts				2	4,000.00	-	-	4,000.00	114.29	4,000.00	114.29
2. Pre-Operating Costs					**5,806.07**	**2,037.42**	**58.21**	**3,768.65**	**107.68**	**5,806.07**	**165.89**
- Development Costs				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost				2	552.39	-	-	552.39	15.78	552.39	15.78
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs				2	658.00	-	-	658.00	18.80	658.00	18.80
- O&M Mobilization Fee				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance				2	280.00	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency				2	210.00	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost				1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction				1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition				1	120.00	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction				1	40.00	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning				2	200.00	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations				1	100.00	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)				1	273.33	273.33	7.81	-	-	273.33	7.81
- Third Party Monitoring EIA Commitments				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*					125.19	30.17	0.86	95.02	2.71	125.19	3.58
- Fuel Inventory (Dead Stock)				2	1,773.24	-	-	1,773.24	50.66	1,773.24	50.66
- VAT				1	1,403.92	1,403.92	40.11	-	-	1,403.92	40.11
3. Site Development Costs					**950.00**	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost				1	750.00	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)				1	200.00	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)				**1**	**2,500.00**	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees					**352.25**	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- Lender Advisory Fees					**180.25**	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor				2	87.50	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor				2	17.50	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor				2	75.25	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- Sponsor Advisory Fees					**172.00**	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor				2	30.00	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor				2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	10.00	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor				1	2.30	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee				1	47.70	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor				1	2.00	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee				1	70.00	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency					**1,410.34**	**454.42**	**12.98**	**955.92**	**27.31**	**1,410.34**	**40.30**
7. Financing Costs					**1,526.71**	**596.19**	**17.03**	**930.52**	**26.59**	**1,526.71**	**43.62**
8. Interest during Construction (IDC)					**6,310.65**	**2,970.41**	**84.87**	**3,340.23**	**95.44**	**6,310.65**	**180.30**
Total					**94,022.82**	**30,294.74**	**865.56**	**63,728.07**	**1,820.80**	**94,022.82**	**2,686.37**

CAPITAL EXPENDITURES

	Payment	Total	Unit 1					
			Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
			Thai Baht	US Equivalent	TH Equivalent	USD		
		(MMTHB)	(MMTHB)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs		**75,166.80**	**12,392.58**	**354.07**	**32,707.50**	**934.50**	**45,100.08**	**1,288.57**
- EPC Overall Cost		65,800.00	10,659.60	304.56	28,820.40	823.44	39,480.00	1,128.00
Thai Baht Facility 27% of EPC Overall Cost	1	17,766.00	10,659.60	304.56	-	-	10,659.60	304.56
USD Facility 73% of EPC Overall Cost	2	48,034.00	-	-	28,820.40	823.44	28,820.40	823.44
- *Contingency for EPC Costs*		3,290.00	532.98	15.23	1,441.02	41.17	1,974.00	56.40
- Civil Works	1	2,000.00	1,200.00	34.29	-	-	1,200.00	34.29
- Strategic Spares Parts	2	76.80	-	-	46.08	1.32	46.08	1.32
- Initial Spare Parts	2	4,000.00	-	-	2,400.00	68.57	2,400.00	68.57
2. Pre-Operating Costs		**5,806.07**	**830.17**	**23.72**	**886.62**	**25.33**	**1,716.79**	**49.05**
- Development Costs	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost	2	552.39	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs	2	658.00	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance	2	280.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency	2	210.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost	1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction	1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition	1	120.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction	1	40.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization	1	10.00	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning	2	200.00	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations	1	100.00	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)	1	273.33	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments	1	20.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*		125.19	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)	2	1,773.24	-	-	886.62	25.33	886.62	25.33
- VAT	1	1,403.92	830.17	23.72	-	-	830.17	23.72
3. Site Development Costs		**950.00**	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Power Plant Area	1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area	1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost	1	750.00	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)	1	200.00	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)	**1**	**2,500.00**	-	-	-	-	-	-
5. Advisory Fees		**352.25**	-	-	-	-	-	-
- **Lender Advisory Fees**		**180.25**	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor	2	87.50	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	2	17.50	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	2	75.25	-	-	-	-	-	-
- **Sponsor Advisory Fees**		**172.00**	-	-	-	-	-	-
- Legal Advisor	2	30.00	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor	2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor	2	10.00	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor	1	2.30	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee	1	47.70	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor	1	2.00	-	-	-	-	-	-
- Management Fee	1	70.00	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee	1	10.00	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency		**1,410.34**	-	-	-	-	-	-
7. Financing Costs		**1,526.71**	-	-	-	-	-	-
8. Interest during Construction (IDC)		**6,310.65**	-	-	-	-	-	-
Total		**94,022.82**	**13,222.75**	**377.79**	**33,594.12**	**959.83**	**46,816.87**	**1,337.62**

CAPITAL EXPENDITURES

				Payment	Total (MMTHB)	Unit 2					
						Thai Baht Facility		USD Facility		Total	
						Thai Baht (MMTHB)	US Equivalent (MMUSD)	TH Equivalent (MMUSD)	USD (MMUSD)	(MMTHB)	(MMUSD)
1. EPC Costs					**75,166.80**	**8,261.72**	**236.05**	**21,805.00**	**623.00**	**30,066.72**	**859.05**
- EPC Overall Cost					65,800.00	7,106.40	203.04	19,213.60	548.96	26,320.00	752.00
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost		1	17,766.00	7,106.40	203.04	-	-	7,106.40	203.04
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost		2	48,034.00	-	-	19,213.60	548.96	19,213.60	548.96
- *Contingency for EPC Costs*					3,290.00	355.32	10.15	960.68	27.45	1,316.00	37.60
- Civil Works				1	2,000.00	800.00	22.86	-	-	800.00	22.86
- Strategic Spares Parts				2	76.80	-	-	30.72	0.88	30.72	0.88
- Initial Spare Parts				2	4,000.00	-	-	1,600.00	45.71	1,600.00	45.71
2. Pre-Operating Costs					**5,806.07**	**553.45**	**15.81**	**886.62**	**25.33**	**1,440.07**	**41.14**
- Development Costs				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Hedging Cost				2	552.39	-	-	-	-	-	-
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs				2	658.00	-	-	-	-	-	-
- O&M Mobilization Fee				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance				2	280.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Insurance Contingency				2	210.00	-	-	-	-	-	-
- Construction Mobilization Cost				1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction				1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition				1	120.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Construction				1	40.00	-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Mobilization				1	10.00	-	-	-	-	-	-
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning				2	200.00	-	-	-	-	-	-
- Community, Public and Government Relations				1	100.00	-	-	-	-	-	-
- Clean Energy Fund (Construction Period)				1	273.33	-	-	-	-	-	-
- Third Party Monitoring EIA Commitments				1	20.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*					125.19	-	-	-	-	-	-
- Fuel Inventory (Dead Stock)				2	1,773.24	-	-	886.62	25.33	886.62	25.33
- VAT				1	1,403.92	553.45	15.81	-	-	553.45	15.81
3. Site Development Costs					**950.00**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Area of Land Leased for Power Plant Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost				1	750.00	-	-	-	-	-	-
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)				1	200.00	-	-	-	-	-	-
4. New Transmission Facility (NTF)				**1**	**2,500.00**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
5. Advisory Fees					**352.25**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- **Lender Advisory Fees**					**180.25**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor				2	87.50	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor				2	17.50	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	75.25	-	-	-	-	-	-
- **Sponsor Advisory Fees**					**172.00**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Legal Advisor				2	30.00	-	-	-	-	-	-
- Insurance Advisor				2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	10.00	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor				1	2.30	-	-	-	-	-	-
- Financial Advisor Success Fee				1	47.70	-	-	-	-	-	-
- Tax and Accounting Advisor				1	2.00	-	-	-	-	-	-
- Management Fee				1	70.00	-	-	-	-	-	-
- Environmental Consultant Fee				1	10.00	-	-	-	-	-	-
6. Project Contingency					**1,410.34**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
7. Financing Costs					**1,526.71**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
8. Interest during Construction (IDC)					**6,310.65**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total					**94,022.82**	**8,815.17**	**251.86**	**22,691.62**	**648.33**	**31,506.79**	**900.19**

CAPITAL EXPENDITURES

				Payment	Total (MMTHB)	Common Equipment: Thai Baht Facility Thai Baht (MMTHB)	Thai Baht Facility US Equivalent (MMUSD)	USD Facility TH Equivalent (MMUSD)	USD Facility USD (MMUSD)	Total (MMTHB)	Total (MMUSD)
1. EPC Costs					**75,166.80**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- EPC Overall Cost					65,800.00	-	-	-	-	-	-
Thai Baht Facility	27%	of EPC Overall Cost		1	17,766.00	-	-	-	-	-	-
USD Facility	73%	of EPC Overall Cost		2	48,034.00	-	-	-	-	-	-
- *Contingency for EPC Costs*					3,290.00	-	-	-	-	-	-
- Civil Works				1	2,000.00	-	-	-	-	-	-
- Strategic Spares Parts				2	76.80	-	-	-	-	-	-
- Initial Spare Parts				2	4,000.00	-	-	-	-	-	-
2. Pre-Operating Costs					**5,806.07**	**653.80**	**18.68**	**1,995.41**	**57.01**	**2,649.21**	**75.69**
- Development Costs				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Hedging Cost				2	552.39	-	-	552.39	15.78	552.39	15.78
- Owners Engineer and Construction Inspection Costs				2	658.00	-	-	658.00	18.80	658.00	18.80
- O&M Mobilization Fee				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- Construction Insurance				2	280.00	-	-	280.00	8.00	280.00	8.00
- Construction Insurance Contingency				2	210.00	-	-	210.00	6.00	210.00	6.00
- Construction Mobilization Cost				1		-	-	-	-	-	-
- Sponsors' Operating Cost during Construction				1		-	-	-	-	-	-
- Ash Disposal-Land Acquisition				1	120.00	120.00	3.43	-	-	120.00	3.43
- Ash Disposal-Construction				1	40.00	40.00	1.14	-	-	40.00	1.14
- Ash Disposal-Mobilization				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
- Coal, Fuel Oil, Water and Chemicals for Commissioning				2	200.00	-	-	200.00	5.71	200.00	5.71
- Community, Public and Government Relations				1	100.00	100.00	2.86	-	-	100.00	2.86
- Clean Energy Fund (Construction Period)				1	273.33	273.33	7.81	-	-	273.33	7.81
- Third Party Monitoring EIA Commitments				1	20.00	20.00	0.57	-	-	20.00	0.57
- *Contingency for Pre-Operating Costs (Exclude VAT and Fuel Inventory)*					125.19	30.17	0.86	95.02	2.71	125.19	3.58
- Fuel Inventory (Dead Stock)				2	1,773.24	-	-	-	-	-	-
- VAT				1	1,403.92	20.30	0.58	-	-	20.30	0.58
3. Site Development Costs					**950.00**	**950.00**	**27.14**	**-**	**-**	**950.00**	**27.14**
- Area of Land Leased for Power Plant Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Area of Land Leased for Construction Area				1	-	-	-	-	-	-	-
- Land Acquisition Cost				1	750.00	750.00	21.43	-	-	750.00	21.43
- Land Improvement Cost (Water, Main Road and Telecom Connection)				1	200.00	200.00	5.71	-	-	200.00	5.71
4. New Transmission Facility (NTF)				**1**	**2,500.00**	**2,500.00**	**71.43**	**-**	**-**	**2,500.00**	**71.43**
5. Advisory Fees					**352.25**	**132.00**	**3.77**	**220.25**	**6.29**	**352.25**	**10.06**
- Lender Advisory Fees					**180.25**	**-**	**-**	**180.25**	**5.15**	**180.25**	**5.15**
- Legal Advisor				2	87.50	-	-	87.50	2.50	87.50	2.50
- Insurance Advisor				2	17.50	-	-	17.50	0.50	17.50	0.50
- Technical Advisor				2	75.25	-	-	75.25	2.15	75.25	2.15
- Sponsor Advisory Fees					**172.00**	**132.00**	**3.77**	**40.00**	**1.14**	**172.00**	**4.91**
- Legal Advisor				2	30.00	-	-	30.00	0.86	30.00	0.86
- Insurance Advisor				2	-	-	-	-	-	-	-
- Technical Advisor				2	10.00	-	-	10.00	0.29	10.00	0.29
- Financial Advisor				1	2.30	2.30	0.07	-	-	2.30	0.07
- Financial Advisor Success Fee				1	47.70	47.70	1.36	-	-	47.70	1.36
- Tax and Accounting Advisor				1	2.00	2.00	0.06	-	-	2.00	0.06
- Management Fee				1	70.00	70.00	2.00	-	-	70.00	2.00
- Environmental Consultant Fee				1	10.00	10.00	0.29	-	-	10.00	0.29
6. Project Contingency					**1,410.34**	**454.42**	**12.98**	**955.92**	**27.31**	**1,410.34**	**40.30**
7. Financing Costs					**1,526.71**	**596.19**	**17.03**	**930.52**	**26.59**	**1,526.71**	**43.62**
8. Interest during Construction (IDC)					**6,310.65**	**2,970.41**	**84.87**	**3,340.23**	**95.44**	**6,310.65**	**180.30**
Total					**94,022.82**	**8,256.82**	**235.91**	**7,442.33**	**212.64**	**15,699.15**	**448.55**

Case 3 Sub Critical PC : Balance Sheet

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365
Assets											
Current Assets	-	-	33.9	201.6	534.3	8,119.6	12,888.7	14,983.2	14,934.1	14,759.5	17,322.2
- Cash on Hand	-	-	-	-	-	-	(2,727.3)	(710.6)	0.0	172.7	3,082.2
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	-	-	-	-	-	3,345.7	4,748.9	4,578.8	4,228.3	4,064.3	3,900.4
- Account Receivables	-	-	-	-	-	269.7	3,138.2	3,771.5	3,806.0	4,011.1	3,863.1
- Fuel Inventory	-	-	-	-	-	929.3	2,325.0	2,407.6	2,431.8	2,511.4	2,476.5
- Spare Parts Inventory	-	-	-	-	-	2,400.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	33.9	201.6	534.3	1,174.8	1,403.9	935.9	468.0	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	-	-	10,362.8	23,191.8	44,371.8	78,426.6	82,833.9	79,398.1	75,962.2	72,526.4	69,090.6
- Land	-	-	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	-	-	8,254.7	20,092.7	39,568.5	70,728.5	74,464.5	71,342.2	68,219.9	65,097.5	61,975.2
- Financing Fee&Charge	-	-	1,002.9	1,226.2	1,407.4	1,502.4	1,445.3	1,384.2	1,323.1	1,262.1	1,201.0
- IDC	-	-	155.1	922.9	2,445.8	5,245.7	5,974.1	5,721.7	5,469.2	5,216.8	4,964.4
Total Assets	-	-	10,396.7	23,393.4	44,906.1	86,546.2	95,722.6	94,381.2	90,896.3	87,285.9	86,412.8
Liabilities											
Current Liabilities	-	-	-	-	-	2,942.6	5,162.3	5,187.9	2,994.7	201.3	205.3
Account Payable	-	-	-	-	-	18.4	162.3	187.9	193.6	201.3	205.3
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	2,924.2	5,000.0	5,000.0	2,801.1	-	-
NoN-Current Liabilities	-	-	7,797.5	17,545.1	33,679.6	62,596.7	65,019.6	59,378.2	53,736.8	48,448.1	43,159.3
Thai Baht Facility	-	-	3,898.7	8,772.5	16,839.8	31,298.4	32,509.8	29,689.1	26,868.4	24,224.0	21,579.6
USD Facility-TH Equivalent	-	-	3,898.7	8,772.5	16,839.8	31,298.4	32,509.8	29,689.1	26,868.4	24,224.0	21,579.6
Total Liabilities	-	-	7,797.5	17,545.1	33,679.6	65,539.4	70,181.9	64,566.1	56,731.6	48,649.4	43,364.6
Shareholders' Equities											
Capital	-	-	2,599.2	5,848.4	11,226.5	20,865.6	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5
Legal Reserve	-	-	-	-	-	8.7	166.2	430.0	698.5	974.6	1,246.9
Retained Earnings	-	-	-	-	-	132.5	2,526.0	6,536.6	10,617.7	14,813.5	18,952.8
Total Shareholders' Equities	-	-	2,599.2	5,848.4	11,226.5	21,006.8	25,540.7	29,815.1	34,164.8	38,636.5	43,048.2
Total Liablities and Shareholders' Equities	-	-	10,396.7	23,393.4	44,906.1	86,546.2	95,722.6	94,381.2	90,896.3	87,285.9	86,412.8

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Assets											
Current Assets	19,838.0	22,331.4	23,967.2	24,580.8	25,003.2	25,385.2	25,763.3	26,085.7	31,951.0	37,663.9	43,231.6
- Cash on Hand	5,699.0	8,018.4	9,916.7	10,415.4	10,538.4	11,310.0	11,970.7	14,782.8	20,881.2	26,480.6	31,592.9
- O&M Reserve Account											
- Debt Service Reserve Account	3,739.4	3,572.4	3,579.3	3,575.3	3,390.5	3,203.6	2,847.0	(61.1)	(61.3)	(61.1)	(61.1)
- Account Receivables	3,898.5	4,146.6	3,933.0	4,025.3	4,393.7	4,231.1	4,277.6	4,584.7	4,399.3	4,476.1	4,811.2
- Fuel Inventory	2,501.2	2,594.0	2,538.1	2,564.8	2,680.6	2,640.5	2,668.0	2,779.2	2,731.8	2,768.4	2,888.6
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	65,654.8	62,218.9	58,783.1	55,347.3	51,911.5	48,475.6	45,039.8	41,604.0	38,168.1	34,732.3	31,296.5
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	58,852.9	55,730.5	52,608.2	49,485.9	46,363.5	43,241.2	40,118.9	36,996.5	33,874.2	30,751.9	27,629.5
- Financing Fee&Charge	1,139.9	1,078.9	1,017.8	956.7	895.7	834.6	773.5	712.5	651.4	590.3	529.3
- IDC	4,711.9	4,459.5	4,207.1	3,954.7	3,702.2	3,449.8	3,197.4	2,945.0	2,692.5	2,440.1	2,187.7
Total Assets	85,492.7	84,550.3	82,750.3	79,928.1	76,914.6	73,860.9	70,803.1	67,689.6	70,119.1	72,396.2	74,528.1
Liabilities											
Current Liabilities	211.6	220.5	224.4	231.4	241.8	246.9	254.5	265.2	268.7	277.5	289.5
Account Payable	211.6	220.5	224.4	231.4	241.8	246.9	254.5	265.2	268.7	277.5	289.5
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	37,870.5	32,581.7	27,292.9	21,651.5	15,657.6	9,663.6	3,669.7	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)
Thai Baht Facility	18,935.2	16,290.9	13,646.5	10,825.8	7,828.8	4,831.8	1,834.8	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)
USD Facility-TH Equivalent	18,935.2	16,290.9	13,646.5	10,825.8	7,828.8	4,831.8	1,834.8	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)
Total Liabilities	38,082.1	32,802.2	27,517.3	21,883.0	15,899.4	9,910.5	3,924.2	(1,706.5)	(1,703.0)	(1,694.1)	(1,682.1)
Shareholders' Equities											
Capital	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5
Legal Reserve	1,516.2	1,783.9	2,027.6	2,224.3	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8
Retained Earnings	23,046.0	27,115.7	30,356.9	32,972.3	35,881.9	38,817.0	41,745.6	44,262.8	46,688.8	48,957.0	51,076.9
Total Shareholders' Equities	47,410.6	51,748.1	55,233.0	58,045.1	61,015.2	63,950.4	66,878.9	69,396.1	71,822.1	74,090.4	76,210.2
Total Liablities and Shareholders' Equities	85,492.7	84,550.3	82,750.3	79,928.1	76,914.6	73,860.9	70,803.1	67,689.6	70,119.1	72,396.2	74,528.1

Balance Sheet

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Number of Days in Period	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365
Assets										
Current Assets	48,617.3	53,845.2	58,940.3	63,850.0	68,770.6	73,556.1	77,964.4	82,245.6	85,800.0	86,462.3
- Cash on Hand	37,313.8	42,428.9	46,897.7	52,096.8	56,834.3	61,032.4	65,723.4	69,866.3	77,611.3	83,632.9
- O&M Reserve Account										
- Debt Service Reserve Account	(61.1)	(61.3)	(61.1)	(61.1)	(61.1)	(61.3)	(61.1)	(61.1)	(15.1)	-
- Account Receivables	4,549.0	4,625.4	5,090.3	4,862.8	5,004.6	5,440.7	5,218.5	5,315.1	5,109.9	886.5
- Fuel Inventory	2,815.6	2,852.1	3,013.4	2,951.5	2,992.8	3,144.3	3,083.7	3,125.3	3,093.9	1,942.8
- Spare Parts Inventory	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	4,000.0	-	-
- VAT Receivable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets (Non-Current Assets)	27,860.7	24,424.8	20,989.0	17,553.2	14,117.4	10,681.5	7,245.7	3,809.9	1,139.8	950.0
- Land	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0
- PP&E	24,507.2	21,384.9	18,262.5	15,140.2	12,017.9	8,895.6	5,773.2	2,650.9	189.8	-
- Financing Fee&Charge	468.2	407.1	346.1	285.0	223.9	162.8	101.8	40.7	-	-
- IDC	1,935.3	1,682.8	1,430.4	1,178.0	925.6	673.1	420.7	168.3	-	-
Total Assets	76,477.9	78,270.0	79,929.3	81,403.2	82,887.9	84,237.7	85,210.1	86,055.5	86,939.8	87,412.3
Liabilities										
Current Liabilities	295.1	304.8	319.0	325.9	336.6	351.5	359.3	371.0	341.2	62.3
Account Payable	295.1	304.8	319.0	325.9	336.6	351.5	359.3	371.0	341.2	62.3
Short-term Debt (W/C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NoN-Current Liabilities	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)	(1,971.7)
Thai Baht Facility	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)
USD Facility-TH Equivalent	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)	(985.8)
Total Liabilities	(1,676.6)	(1,666.9)	(1,652.7)	(1,645.8)	(1,635.1)	(1,620.2)	(1,612.4)	(1,600.6)	(1,630.5)	(1,909.4)
Shareholders' Equities										
Capital	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5	22,848.5
Legal Reserve	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8
Retained Earnings	53,021.2	54,803.6	56,448.6	57,915.7	59,389.7	60,724.6	61,689.1	62,522.8	63,436.9	64,188.3
Total Shareholders' Equities	78,154.5	79,936.9	81,581.9	83,049.0	84,523.0	85,857.9	86,822.5	87,656.1	88,570.3	89,321.6
Total Liablities and Shareholders' Equities	76,477.9	78,270.0	79,929.3	81,403.2	82,887.9	84,237.7	85,210.1	86,055.5	86,939.8	87,412.3

Case 3 Sub Critical PC : Income Statements

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5
Period of Project	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	PRE-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,187.8**	**25,454.3**	**30,591.0**	**30,871.2**	**32,534.7**	**31,334.2**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	-	-	-	-	-	2,187.8	25,454.3	30,591.0	30,871.2	32,534.7	31,334.2
Operating Expenses						48%	53%	50%	52%	55%	55%
- **Fixed operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**206.0**	**1,474.2**	**1,738.6**	**1,799.4**	**1,862.4**	**1,927.6**
- **Variable operating costs**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,057.6**	**13,927.7**	**15,983.3**	**16,581.8**	**18,548.1**	**17,684.5**
Total Operating Expenses	-	-	-	-	-	1,263.7	15,401.9	17,721.8	18,381.2	20,410.5	19,612.1
EBITDA (Operating Profit)	-	-	-	-	-	924.1	10,052.4	12,869.2	12,490.0	12,124.2	11,722.2
Less Depreciation & Amortization	-	-	-	-	-	574.3	3,437.5	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	-	-	-	-	-	349.8	6,615.0	9,433.4	9,054.2	8,688.4	8,286.3
Less											
- Interest Expenses	-	-	-	-	-	175.5	3,465.6	4,156.3	3,684.2	3,167.7	2,839.8
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	-	-	-	-	-	174.4	3,149.3	5,277.0	5,369.9	5,520.7	5,446.5
Less Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	-	-	-	-	-	174.4	3,149.3	5,277.0	5,369.9	5,520.7	5,446.5
Accumulated Legal Reserve	-	-	-	-	-	8.7	166.2	430.0	698.5	974.6	1,246.9
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	8.7	157.5	263.9	268.5	276.0	272.3
Net Income (after Legal Reserve)	-	-	-	-	-	165.7	2,991.9	5,013.2	5,101.4	5,244.7	5,174.2
Less Dividend to shareholders	-	-	-	-	-	33.1	598.4	1,002.6	1,020.3	1,048.9	1,034.8
Net Income (after Dividend)	-	-	-	-	-	132.5	2,393.5	4,010.6	4,081.2	4,195.7	4,139.3
Retained Earnings	-	-	-	-	-	132.5	2,526.0	6,536.6	10,617.7	14,813.5	18,952.8

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue											
- Electricity Sales	**31,621.0**	**33,633.8**	**31,901.2**	**32,649.4**	**35,637.7**	**34,318.9**	**34,695.7**	**37,187.3**	**35,683.3**	**36,306.1**	**39,024.1**
- Interest Income from Cash Balance											
Total Revenue	31,621.0	33,633.8	31,901.2	32,649.4	35,637.7	34,318.9	34,695.7	37,187.3	35,683.3	36,306.1	39,024.1
Operating Expenses	56%	59%	58%	59%	62%	61%	63%	66%	65%	67%	70%
- **Fixed operating costs**	**1,995.0**	**2,064.9**	**2,137.1**	**2,211.9**	**2,289.3**	**2,369.5**	**2,452.4**	**2,538.2**	**2,627.1**	**2,719.0**	**2,814.2**
- **Variable operating costs**	**18,292.4**	**20,588.2**	**19,203.1**	**19,865.8**	**22,731.5**	**21,736.4**	**22,417.6**	**25,167.1**	**23,966.6**	**24,873.2**	**27,849.1**
Total Operating Expenses	20,287.5	22,653.0	21,340.2	22,077.7	25,020.8	24,105.9	24,870.0	27,705.4	26,593.6	27,592.2	30,663.3
EBITDA (Operating Profit)	11,333.5	10,980.8	10,561.0	10,571.7	10,616.8	10,213.0	9,825.7	9,481.9	9,089.7	8,713.9	8,360.9
Less Depreciation & Amortization	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	7,897.7	7,545.0	7,125.2	7,135.8	7,181.0	6,777.2	6,389.9	6,046.1	5,653.8	5,278.1	4,925.0
Less											
- Interest Expenses	2,511.9	2,190.0	1,856.1	1,517.3	1,156.6	787.1	413.3	52.6	(122.2)	(122.6)	(122.2)
- Other Financial Expenses											
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	5,385.7	5,355.0	5,269.1	5,618.6	6,024.4	5,990.1	5,976.6	5,993.5	5,776.1	5,400.7	5,047.3
Less Corporate Income Tax	-	-	395.2	1,685.6	1,807.3	1,797.0	1,793.0	1,798.0	1,732.8	1,620.2	1,514.2
Net Income	5,385.7	5,355.0	4,873.9	3,933.0	4,217.1	4,193.0	4,183.6	4,195.4	4,043.3	3,780.5	3,533.1
Accumulated Legal Reserve	1,516.2	1,783.9	2,027.6	2,224.3	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8
Less Legal Reserve	269.3	267.7	243.7	196.6	60.6	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	5,116.5	5,087.2	4,630.2	3,736.3	4,156.5	4,193.0	4,183.6	4,195.4	4,043.3	3,780.5	3,533.1
Less Dividend to shareholders	1,023.3	1,017.4	1,389.1	1,120.9	1,247.0	1,257.9	1,255.1	1,678.2	1,617.3	1,512.2	1,413.2
Net Income (after Dividend)	4,093.2	4,069.8	3,241.1	2,615.4	2,909.6	2,935.1	2,928.5	2,517.3	2,426.0	2,268.3	2,119.9
Retained Earnings	23,046.0	27,115.7	30,356.9	32,972.3	35,881.9	38,817.0	41,745.6	44,262.8	46,688.8	48,957.0	51,076.9

INCOME STATEMENTS

Type of Period	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly	Yearly
No. Year	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Period of Project	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD	POST-COD
Revenue										
- Electricity Sales	**36,897.6**	**37,517.4**	**41,288.3**	**39,442.6**	**40,593.0**	**44,130.4**	**42,327.6**	**43,111.0**	**41,446.7**	**7,190.4**
- Interest Income from Cash Balance										
Total Revenue	36,897.6	37,517.4	41,288.3	39,442.6	40,593.0	44,130.4	42,327.6	43,111.0	41,446.7	7,190.4
Operating Expenses	69%	70%	73%	73%	73%	76%	75%	76%	78%	57%
- **Fixed operating costs**	**2,912.7**	**3,014.6**	**3,120.1**	**3,229.3**	**3,342.4**	**3,459.4**	**3,580.4**	**3,705.8**	**3,355.7**	**515.1**
- **Variable operating costs**	**26,042.1**	**26,945.3**	**30,938.3**	**29,406.6**	**30,427.5**	**34,179.2**	**32,678.0**	**33,709.7**	**32,931.3**	**4,368.9**
Total Operating Expenses	28,954.8	29,959.9	34,058.4	32,636.0	33,769.9	37,638.5	36,258.5	37,415.5	36,287.0	4,884.0
EBITDA (Operating Profit)	7,942.8	7,557.5	7,229.9	6,806.6	6,823.1	6,491.8	6,069.1	5,695.5	5,159.7	2,306.4
Less Depreciation & Amortization	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	3,435.8	2,670.1	189.8
EBIT (Earnings before Interest and Tax)	4,507.0	4,121.6	3,794.1	3,370.8	3,387.3	3,056.0	2,633.3	2,259.7	2,489.6	2,116.7
Less										
- Interest Expenses	(122.2)	(122.2)	(122.6)	(122.2)	(122.2)	(122.2)	(122.6)	(122.2)	(122.2)	(30.1)
- Other Financial Expenses										
- Realized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Unrealized Fx Loss / (Gain)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT (Earnings before Tax)	4,629.2	4,243.9	3,916.7	3,493.1	3,509.5	3,178.3	2,755.9	2,381.9	2,611.8	2,146.8
Less Corporate Income Tax	1,388.8	1,273.2	1,175.0	1,047.9	1,052.9	953.5	826.8	714.6	783.5	644.0
Net Income	3,240.5	2,970.7	2,741.7	2,445.1	2,456.7	2,224.8	1,929.1	1,667.3	1,828.3	1,502.8
Accumulated Legal Reserve	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8	2,284.8
Less Legal Reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income (after Legal Reserve)	3,240.5	2,970.7	2,741.7	2,445.1	2,456.7	2,224.8	1,929.1	1,667.3	1,828.3	1,502.8
Less Dividend to shareholders	1,296.2	1,188.3	1,096.7	978.1	982.7	889.9	964.6	833.7	914.1	751.4
Net Income (after Dividend)	1,944.3	1,782.4	1,645.0	1,467.1	1,474.0	1,334.9	964.6	833.7	914.1	751.4
Retained Earnings	53,021.2	54,803.6	56,448.6	57,915.7	59,389.7	60,724.6	61,689.1	62,522.8	63,436.9	64,188.3

บทที่ 5
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

สรุปผลการศึกษา

พลังงานไฟฟ้าอันเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ และการส่งเสริมความเป็นอยู่ที่ดีให้กับประชาชน ซึ่งมีความสำคัญเป็นอย่างมากในการเสริมสร้างเสถียรภาพ และความเจริญเติบโตของประเทศ การกระจายแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินที่มีคุณภาพดีนำเข้าจากต่างประเทศ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งนับวันจะมีความเสี่ยงความมั่นคงด้านพลังงานจากการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการปรับราคาสูงขึ้นของก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก ซึ่งในอนาคตประเทศไทยหลีกเลี่ยงไม่ได้ที่จะต้องนำเข้า LNG เป็นจำนวนมาก และมีราคาที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

การวิเคราะห์ และการจำลองผลแบบจำลองโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Analysis and Simulation Clean Coal Power Plant Model) ที่ผู้เขียนได้ทำการศึกษา โดยอ้างอิงจากตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด ที่มีความจำเป็นต้องตั้งอยู่ชายฝั่งทะเลด้านอ่าวไทย เพื่อการก่อสร้างท่าเรือน้ำลึก ในการละเลียงถ่านหิน จากแหล่งที่มีศักยภาพนำเข้าจากประเทศอินโดนีเซีย และแหล่งอื่นทีมีคุณสมบัติใกล้เคียงในด้านเอเชียแปซิฟิก โดยกำหนดแบบจำลองให้มีความต่างในเทคโนโลยีการเผาไหม้ โดยใช้เชื้อเพลิงถ่านหินประเภทเดียวกัน และมีระบบ Pre Combustion และ Post Combustion ที่มีผลิตเหมือนกัน ผลการศึกษา Levelized Unit Price (บาท / kWh) ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ดังนี้

แบบจำลองที่ 1	Ultra Supercritical Pulverized Coal Boilers	1.9458
แบบจำลองที่ 2	Supercritical Pulverized Coal Boilers	2.1166
แบบจำลองที่ 3	Subcritical Pulverized Coal Boilers	2.2294

จากการศึกษาและพิจารณาจะเห็นได้ว่า การเลือกใช้เทคโนโลยีที่มีประสิทธิที่สูงขึ้น จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยต่ำลง ถึงแม้ว่าจะมีการลงทุนที่สูงกว่า ยังเป็นประโยชน์ต่อการลดขนาด หรือการประหยัดการลงทุนทางอ้อมในเกี่ยวกับหน่วยกำจัดมลภาวะ เพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดลม อันเป็นมาตรการที่สำคัญในการดำเนินการทั้งช่วงดำเนินการก่อสร้าง และช่วงการเดินเครื่องผลิต

ข้อเสนอแนะจากการศึกษา

จากผลการศึกษาจะเป็นว่าเป็นความจำเป็นของประเทศไทย ที่จะต้องเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งถ่านหินยังเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณสำรองอยู่ในอัตราที่สูงเมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันปิโตรเลียม ผู้เขียนมีข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษา และการดำเนินการอย่างต่อเนื่องและเป็นรูปธรรมดังต่อไปนี้

1. รัฐบาล โดยกระทรวงพลังงานควรมีนโยบายในการซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินในปริมาณที่มากขึ้น และดำเนินการแก้ไขแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยเร่งด่วน เพื่อให้ผู้ที่สนใจลงทุนเสนอเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
2. การประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ควรมีหลักการที่ชัดเจน และนำไปปฏิบัติได้อย่างเท่าเทียมกัน
3. การเลือกใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) ที่มีความก้าวหน้าอย่างต่อเนื่อง เป็นผลให้มีการลดการใช้เชื้อเพลิง และลดการลงทุนก่อสร้างหน่วยกำจัด หรือ บำบัดมลภาวะ ต่างๆ ไม่ให้มีผลกระทบสิ่งแวดล้อมและชุมชน
4. การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดจะต้องเลือกพื้นที่ที่อยู่ติดชายฝั่ง และสามารถที่จะทำการพัฒนา เป็นท่าเรื่องน้ำลึกสำหรับเรือขนถ่ายถ่านหิน

จากการศึกษา วิเคราะห์และจำลองผลโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด ผู้ศึกษามีความเห็นว่าหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐ และภาคเอกชนควรให้ความร่วมมืออย่างเต็มที่ในการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้กับประเทศ ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และลดการนำเข้าพลังงานจากประเทศเพื่อนบ้าน เนื่องจากถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทอื่นๆ และมีปริมาณสำรองมาก แต่รัฐบาลควรมีนโยบาย และการปฏิบัติที่เป็นรูปธรรมในการสร้างความรู้ความเข้าใจ และสร้างการยอมรับในโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด เพื่อลดการต่อต้านจากชุมชน และหน่วยงาน NGO รวมทั้งสะท้อนให้เห็นแนวโน้มราคาไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง จากการใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ ในสัดส่วนที่สูงโดยภาพรวมทั้งประเทศ

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

จันธิรา ชมชื่น และคณะ.2556. แนวทางการเลือกใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดสำหรับโรงไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองพลังงาน. ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ , สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ทิฆัมพร จอนเจิดสิน. 2539. การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์: กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เปรียบเทียบน้ำมันเตาและถ่านหิน. ปริญญาวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สถาบันวิจัยพลังงาน, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย . 2541. โครงการศึกษาความเหมาะสมการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากลิกไนต์เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าแบบ Combine Cycle.

สถาบันวิจัยพลังงาน, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย . 2550. โครงการศึกษาความเหมาะสมของโรงไฟฟ้าระบบ Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC).

สำนักงานนโบบาย และแผนพลังงานม, กระทรวงพลังงาน. 2554. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3.

อำพรรณ ไชยบุญชู. 2544. การวิเคราะห์ต้นทุนพลังงานของโรงไฟฟ้าผลิตร่วม: การศึกษาวิเคราะห์ต้นทุนราคาไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าผลิตร่วม. ปริญญาวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมพลังงาน มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

ภาษาอังกฤษ

A.L. Moretti, C.S. Jones.2012. Advance Emission Control Technologies for Coal Fired Power Plants. Babcock & Wilcox Power Generation Group, Inc.

Andrew Harrington, Matthew Trivett. 2012. Indonesian Coal Review – The short term option. Petersons Securities Limited.

Brenda Buchan, Christi Cao. 2004. Coal Fire Generation Proven and Developing Technologies. Office of Market Monitoring and Strategy Analysis, Florida Public Service Commssion.

Charles Soothill, Philippe Paelinck. 2010. The Future of Coal Power Generation in a Carbon Constrained World. Alstom Power.

Dr. Frank Cziesla . 2009. Lunen State of the Art Ultra Supper Critical Steam Power Plant under Construction. Siemen A.G., Energy Sector.

Jen Rosenkranz, Dr.Andreas Wichtmann. 2005. Balancing economics and environmental friendliness – the challenge for supercritical coal fired power plants with highest steam parameters in the future. Siemens Power Generation (PG), Germany.

K.J. McCauley, D.L.Kraft .2012. IR-CFB Boilers: Supercritical Once-through Developments for Power Generation. Babcock & Wilcox Power Generation Group, Inc.

Koichi Mogi .2012. Challenge for Diffusion of Japan's Clean Coal Technology. IEEJ

K.S. Kumar, J.A. Knapik.2012. Electrostatic Precipitator Upgrade Opportunities through a Review of Best Performers in Coal fire Power Plants. Babcock & Wilcox Power Generation Group, Inc.

Lui Zhan .2012. Clean Coal Power Generation in China. China Power Investment Corporation.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

ชื่อ สกุล	นายวุฒิชัย ชนปิยางกูร
วันเดือนปีเกิด	17 เมษายน พ.ศ.2515
สถานที่เกิด	บ้านเลขที่ 139 หมู่ 5 ตำบลแม่น้ำคู้ อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง 21140
สถานที่อยู่ปัจจุบัน	บ้านเลขที่ 90/35 ซอย 3 ถ.พระยาสุเรนทร์ 26 แขวงบางชัน เขตคลองสามวา กรุงเทพมหานคร 10510

ประวัติการศึกษา

ชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น	โรงเรียนระยองวิทยาคม ระยอง
ชั้นมัธยมศึกษาตอนปลาย	โรงเรียนโยธินบูรณะ กรุงเทพมหานคร (วิทย์-คณิต)
ปริญญาตรี	วิทยาศาสตรบัญฑิต มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
ปริญญาโท	รัฐประศาสนศาสตร์มหาบัณฑิต สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

ประวัติการทำงาน

2537-2556	ผู้จัดการส่วน พัฒนาธุรกิจไฟฟ้า บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)