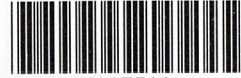


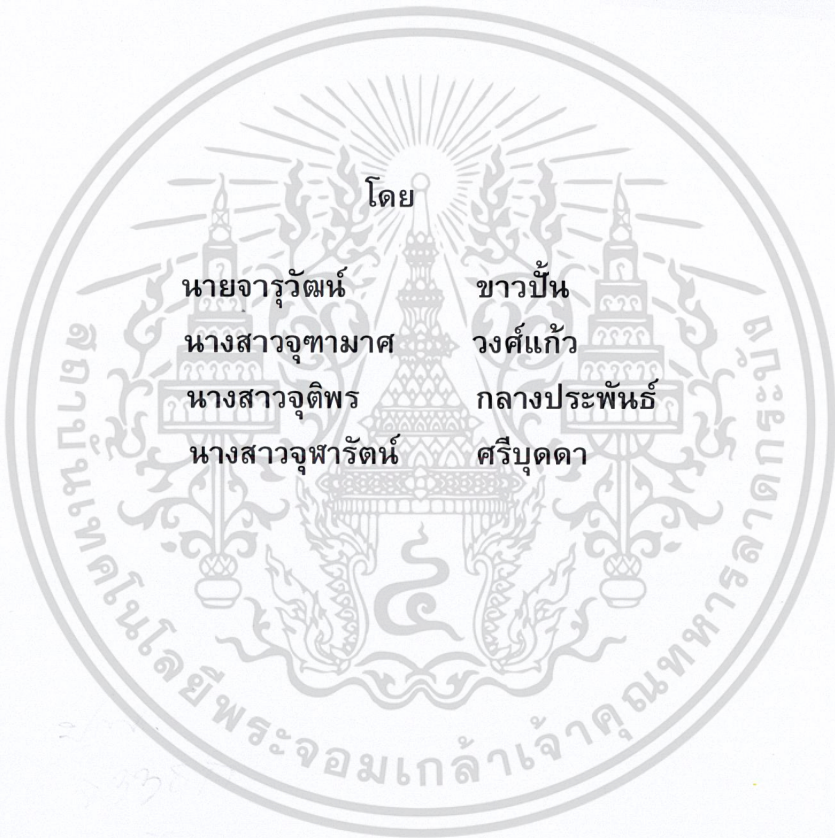
สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง

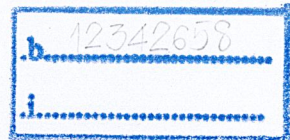
Direct Combustion Biomass Power Plant Design



T117512



เลขหมู่.....
เลขทะเบียน 117512
วัน,เดือน,ปี - 5 ส.ค. 2554



ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2553

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปีการศึกษา 2553

การออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง
Direct Combustion Biomass Power Plant Design



อาจารย์ที่ปรึกษา

ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว
รศ.ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปริญญาโทปีการศึกษา 2553


สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เรื่อง การออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง

ผู้จัดทำ

นายจรรุวัฒน์ ขาวปั้น
นางสาวจุฑามาศ วงศ์แก้ว
นางสาวจตุพร กลางประพันธ์
นางสาวจุฬารัตน์ ศรีบุตตา



.....อาจารย์ที่ปรึกษา
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชาย ชมภูอินไหว)



.....อาจารย์ที่ปรึกษา
(รองศาสตราจารย์ ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง

นายจรรุวัฒน์	ชาวบั้น
นางสาวจุฑามาศ	วงศ์แก้ว
นางสาวจุติพร	กลางประพันธ์
นางสาวจุฬารัตน์	ศรีบุคดา

ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	อาจารย์ที่ปรึกษา
รศ.ดร.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	อาจารย์ที่ปรึกษา
ปีการศึกษา	2553	

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการศึกษาความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับชีวมวล เทคโนโลยีในปัจจุบันและศักยภาพทางด้านชีวมวลของประเทศไทย โดยทำการศึกษาผ่านเว็บไซต์ต่าง ๆ หนังสือและบทความเกี่ยวกับชีวมวล แล้วนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาไปออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเบื้องต้น ทำการศึกษาความเหมาะสมและผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่มีขนาด 7 MW เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของจังหวัดชัยภูมิที่แรงดัน 22 kV อีกทั้งทำการศึกษาเกี่ยวกับองค์ประกอบที่มีผลกระทบต่อระบบเพื่อนำมาพิจารณาประกอบการกำลัองระบบโดยโปรแกรม DigSILENT 14.0 ซึ่งในปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ได้ให้ความสนใจการควบคุมระบบแบบแรงดัน (Voltage Control) เพื่อศึกษาถึงความเหมาะสมในการควบคุมแบบแรงดันไฟฟ้าที่จะช่วยปรับปรุงระบบให้ดียิ่งขึ้น จากนั้นจะทำการวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อระบบ เมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติขึ้นกับระบบอีกด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Direct Combustion Biomass Power Plant Design

Mr. Jaruwat	Khowpun
Miss Juthamach	Wongkhaw
Miss Jutiporn	Klangpraphan
Miss Jurarat	Sribudda

Asst.Prof.Dr. Chai Chompoo-inwai Advisor

Assoc.Prof.Dr.Monthon Leelachindakailak Advisor

2010

ABSTRACT

This thesis study fundamental knowledge, current technology and feasibility of biomass power generation in Thailand. The knowledge gained from study is used for a conceptual design of biomass power generation system. In addition, the feasibility and system impact study when integrating a 7 MW of Biomass power generate to Chaiyaphum's distribution system at voltage level 22 kV are investigated. Various cases and scenario of system impact study are performed by a powerful simulation program, DigSILENT 14.0. For all case studies, the main focus is on voltage control mode of generation in order to obtain the better system performance. Moreover the study of a disturbance in system are also our interesting.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

ปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้ ประสบความสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ด้วยคำแนะนำ คำปรึกษา และความเอาใจใส่เป็นอย่างดีจาก ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว และ รศ.ดร.มณฑล ติลาจินดาไกรฤกษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมปริญญาานิพนธ์ คณะผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งและขอกราบขอบพระคุณท่านเป็นอย่างสูง

ขอกราบขอบพระคุณ สำหรับท่านคณาจารย์ทุกท่านที่ให้ความรู้ความเข้าใจในเนื้อหาวิชา ตั้งแต่เริ่มเข้าการศึกษา เพื่อนำความรู้ที่ได้จากคณาจารย์ทุกท่าน นำมาประกอบในการทำปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบพระคุณ คุณ อนุรักษ์ ขำดี ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ ในการใช้โปรแกรม DigSILENT และคอยให้คำแนะนำเกี่ยวกับปริญญาานิพนธ์ จนปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ขอขอบพระคุณพี่ๆทุกท่านที่อยู่ในห้องปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้าศูนย์วิจัยพลังงานและระบบแสงสว่าง คำแนะนำปรึกษา ตลอดจนช่วยเหลือในการทำปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้

ขอบพระคุณห้องปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้าศูนย์วิจัยพลังงานและระบบแสงสว่าง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่ใช้เป็นสถานที่รวมสมาชิกในกลุ่มเพื่อทำงานต่างๆ

สุดท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาและผู้มีพระคุณของคณะผู้จัดทำทุกท่าน ผู้ที่มอบชีวิต การศึกษา และอนาคตที่ดี ตลอดจนให้คำปรึกษา ความช่วยเหลือในด้านต่างๆและกำลังใจในการทำปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้ให้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากปริญญาานิพนธ์ฉบับนี้ คณะผู้วิจัยขอมอบให้แก่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

คณะผู้จัดทำ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญรูป	VII
สารบัญตาราง.....	IX
 บทที่ 1 บทนำ	
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ.....	2
1.3 ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงการ	2
1.4 วิธีการที่ใช้ในโครงการ	2
1.5 แผนการดำเนินโครงการ.....	3
1.6 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย.....	4
 บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	
2.1 ความหมายของชีวมวล	5
2.2 เชื้อเพลิงชีวมวล	6
2.2.1 ข้าวเปลือก	6
2.2.2 อ้อย	8
2.2.3 มันสำปะหลัง	10
2.2.4 ปาล์มน้ำมัน.....	12
2.2.5 ข้าวโพด	15
2.2.6 ไม้ยางพารา.....	16
2.3 ศักยภาพของชีวมวล.....	19
2.4 เทคโนโลยีที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปพลังงานของชีวมวลเป็นพลังงานไฟฟ้า.....	20
2.4.1 Gasification	20
2.4.2 Direct Combustion	24
2.5 เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงของการเผาไหม้โดยตรง	25
2.5.1 ระบบการจัดการชีวมวล	26
2.5.2 ห้องเผาไหม้ (Furnace).....	29
2.5.3 หม้อไอน้ำ (Boiler).....	35

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
2.5.4 กังหันไอน้ำ (Steam turbine).....	38
2.5.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator).....	41
2.5.6 Exciter	43
2.5.7 Governor	46
2.6 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายในประเทศ	51
2.6.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายในประเทศ	51
2.6.2 รูปแบบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกัน.....	51
2.6.3 มาตรฐานไฟฟ้า CT PT และอุปกรณ์ประกอบระหว่างผู้ได้ รับอนุญาตกับการไฟฟ้า	51
2.6.4 ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบ	52
2.6.5 จุดซื้อขายไฟฟ้า.....	52
2.6.6 หลักปฏิบัติในการจ่ายไฟ	52
2.6.7 หลักเกณฑ์คุณภาพไฟฟ้า.....	52
2.6.8 การประเมิน ตรวจสอบ และทดสอบ	53
2.6.9 อื่นๆ.....	53
2.7 ระเบียบการรับซื้อไฟจากโรงไฟฟ้าชีวมวล	54
2.7.1 การรับซื้อไฟฟ้าของกฟผ.	54
2.7.2 การยื่นคำร้องขายไฟฟ้าการยื่นคำร้องขายไฟฟ้าให้กฟผ.	55
2.7.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้า.....	55
2.7.4 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตที่สำคัญ.....	56
2.7.5 อัตราการรับซื้อไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าของกฟผ. หรือ กฟน.....	56
2.7.6 อัตราการรับซื้อไฟฟ้า	56
2.8 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านเศรษฐศาสตร์.....	57
บทที่ 3 การศึกษาโปรแกรมช่วยออกแบบและโปรแกรม DigSILENT 14.0	
3.1 โปรแกรมช่วยออกแบบ.....	61
3.1.1 การหาปริมาณวัตถุดิบโดยการกำหนดขนาดพิกัด ของโรงไฟฟ้า	61
3.1.2 กำหนดวัตถุดิบหลัก	63
3.1.3 กำหนดพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้า	63
3.2 โปรแกรม DigSILENT 14.0.....	67

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
3.2.1 การเลือกแนวทาง.....	67
3.2.2 การแบ่งพื้นที่ในการวิเคราะห์ระบบและการเลือกตำแหน่ง ติดตั้ง DG.....	68
3.2.3 การจำลองการติดตั้งโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ.....	69
3.2.4 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านเทคนิคของระบบ	72
บทที่ 4 ผลการศึกษาและวิเคราะห์	
4.1 การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายในระบบ	75
4.2 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า	77
4.3 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสาย.....	77
4.4 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดกระแสลัดวงจร.....	78
4.5 การเปรียบเทียบค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย	79
4.6 การเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพ	84
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	
5.1 ข้อเสนอเกี่ยวกับความเป็นไปได้ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานชีวมวลในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ	91
5.2 ข้อเสนอเกี่ยวกับการเลือกเทคโนโลยีในการติดตั้งโรงพลังงาน ชีวมวลในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ.....	92
5.3 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานชีวมวลที่มีการควบคุมแบบแรงดันไฟฟ้าและตำแหน่งใน การติดตั้งแตกต่างกัน.....	93
5.3.1 ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าภายในระบบของระบบ (แรงดันตก และแรงดันเกิน) และข้อเสนอแนะ	93
5.3.2 ปัญหาด้านความสูญเสียในระบบไฟฟ้าและข้อเสนอแนะ	93
5.3.3 ปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายส่งสายจำหน่ายในระบบ และข้อเสนอแนะ	94
5.3.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร	94
5.3.5 ผลการศึกษาเรื่องภาวะทาง Dynamics	95

บรรณานุกรม

ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 2. 1	ข้าวเปลือก	6
รูปที่ 2. 2	แกลบ	7
รูปที่ 2. 3	ฟางข้าว	8
รูปที่ 2. 4	อ้อย	9
รูปที่ 2. 5	กากอ้อย	9
รูปที่ 2. 6	ใบอ้อยและยอดอ้อย	10
รูปที่ 2. 7	มันสำปะหลัง	11
รูปที่ 2. 8	เหง้ามันสำปะหลัง	11
รูปที่ 2. 9	เปลือกและกากมันสำปะหลัง	12
รูปที่ 2. 10	ปาล์มน้ำมัน	13
รูปที่ 2. 11	กากปาล์ม	13
รูปที่ 2. 12	ใบปาล์มและต้นปาล์ม	14
รูปที่ 2. 13	ไร่ข้าวโพด	15
รูปที่ 2. 14	ซังข้าวโพด	16
รูปที่ 2. 15	เศษไม้ยางพารา	17
รูปที่ 2. 16	ศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า	20
รูปที่ 2. 17	เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier)	21
รูปที่ 2. 18	เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier)	22
รูปที่ 2. 19	ระบบต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง	26
รูปที่ 2. 20	การรับชีวมวล	26
รูปที่ 2. 21	อุปกรณ์ที่ใช้ในการคัดกรองขั้นแรก	27
รูปที่ 2. 22	การเก็บรักษาชีวมวล	27
รูปที่ 2. 23	การลำเลียงชีวมวลผ่าน Hopper	28
รูปที่ 2. 24	Feeder แบบต่างๆ (ก.) Gravity Chute (ข.) Screw Conveyor (ค.) Pneumatic Injection (ง.) Rotary Spreader (จ.) Moving Hole Feeder (ฉ.) Belt Feeder	29
รูปที่ 2. 25	ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะกรับเลื่อน (Traveling Grate Stoker)	30
รูปที่ 2. 26	ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบกระจาย (Spaeder Fired Stoker)	31

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่ 2. 27	ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะกรับเอียง (Incline / Fixed grate stoker)..	31
รูปที่ 2. 28	ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบขั้นบันได (Step grate stoker).....	32
รูปที่ 2. 29	ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะกรับสั่น (Vibrating grate stoker)	32
รูปที่ 2. 30	ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบพัลเวอร์ไรซ์	33
รูปที่ 2. 31	ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบไซโคลน.....	34
รูปที่ 2. 32	ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบฟลูอิดไดซ์เบด ผิดพลาด! ไม่ได้กำหนดที่คั่นหน้า	
รูปที่ 2. 33	หม้อไอน้ำชนิดท่อไฟ	36
รูปที่ 2. 34	หม้อไอน้ำชนิดท่อน้ำ	37
รูปที่ 2. 35	หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด	37
รูปที่ 2. 36	หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง	38
รูปที่ 2. 37	ลักษณะการทำงานของ Back Pressure Steam Turbine	39
รูปที่ 2. 38	แผนผังการผลิตไฟฟ้าของ Back Pressure Steam Turbine.....	39
รูปที่ 2. 39	Condensing Extraction Steam Turbine.....	40
รูปที่ 2. 40	แผนผังการผลิตไฟฟ้าของ Condensing Steam Turbine.....	41
รูปที่ 2. 41	DC Generator-Commutator Exciter.....	43
รูปที่ 2. 42	AC Generator-Commutator Exciter	43
รูปที่ 2. 43	Static Excitation System.....	44
รูปที่ 2. 44	Brushless Excitation System.....	45
รูปที่ 2. 45	Block Diagram ของ Model Exciter SCRX.....	46
รูปที่ 2. 46	การควบคุมความเร็วรอบแบบ Isochronous Speed	47
รูปที่ 2. 47	ลักษณะ Block Diagram ของ Droop Governor.....	48
รูปที่ 2. 48	การควบคุมความเร็วรอบแบบ Droop Speed ผิดพลาด! ไม่ได้กำหนดที่คั่นหน้า	
รูปที่ 2. 49	การแบ่งภาระไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขนานวงจรรกัน	49
รูปที่ 2. 50	การควบคุมปริมาณเชื้อเพลิงโดย Speed Governor	50
รูปที่ 2. 51	Block Diagram ของ Model Governor IEEE1	50
รูปที่ 2. 52	แผนภูมิแสดงความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด.....	57
รูปที่ 2. 53	จุดคุ้มทุนของเชื้อเพลิง 3 อันดับ.....	60

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ภายในมหาวิทยาลัยเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านธุรกิจ
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่ 3. 1	แผนผังการทำงานของโปรแกรมช่วยออกแบบ.....	67
รูปที่ 3. 2	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของจังหวัดชัยภูมิ.....	69
รูปที่ 3. 3	ไดอะแกรมการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบ	70
รูปที่ 4. 1	กราฟแสดงจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันตก 75	
รูปที่ 4. 2	กราฟแสดงจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันตก	76
รูปที่ 4. 3	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายก่อนทำการ ติดตั้ง DG	79
รูปที่ 4. 4	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	80
รูปที่ 4. 5	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	80
รูปที่ 4. 6	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	81
รูปที่ 4. 7	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	81
รูปที่ 4. 8	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	82
รูปที่ 4. 9	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG.....	82
รูปที่ 4. 10	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG	83
รูปที่ 4. 11	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG	83
รูปที่ 4. 12	ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG	84
รูปที่ 4. 13	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพก่อนติดตั้ง DG	85
รูปที่ 4. 14	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	85
รูปที่ 4. 15	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	86
รูปที่ 4. 16	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	86
รูปที่ 4. 17	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	87
รูปที่ 4. 18	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	87
รูปที่ 4. 19	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	88
รูปที่ 4. 20	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	88
รูปที่ 4. 21	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	89
รูปที่ 4. 22	ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG	89

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 การวางแผนจัดลำดับขั้นตอนของการทำโครงการ.....	3
ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงชี้เลื่อย	18
ตารางที่ 2.2 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงชี้เลื่อย	19
ตารางที่ 2.3 เปรียบเทียบคุณสมบัติโดยทั่วไประบบผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบ Updraft และ Downdraft	23
ตารางที่ 2.4 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียระบบแก๊สซิฟิเคชั่นแบบ Updraft และ Downdraft	23
ตารางที่ 2.5 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของระบบแก๊สซิฟิเคชั่น	24
ตารางที่ 2.6 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของระบบการเผาไหม้โดยตรง	25
ตารางที่ 2.7 ข้อกำหนดแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	52
ตารางที่ 2.8 ค่าเงินลงทุนสะสมและเงินที่ขายไฟฟ้าได้สะสมในระยะเวลา 10 ปี	59
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าในโปรแกรมช่วยออกแบบ	61
ตารางที่ 3.2 ศักยภาพของวัตถุดิบที่วิเคราะห์จากโปรแกรมช่วยออกแบบของภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	64
ตารางที่ 3.3 ขนาดพิกัดโรงไฟฟ้าเมื่อจำแนกตามวัตถุดิบที่กำหนดเองจากโปรแกรมช่วย คำนวณ.....	65
ตารางที่ 3.4 ขนาดพิกัดโรงไฟฟ้าของจังหวัดชัยภูมิจากโปรแกรมช่วยคำนวณ.....	66
ตารางที่ 3.5 ค่า Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ชัยภูมิ.....	68
ตารางที่ 3.6 โหลดในพื้นที่ จ.ชัยภูมิ	69
ตารางที่ 3.7 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ GENROU ที่ใช้ในแบบจำลอง.....	71
ตารางที่ 3.8 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ Governor ชนิด pculEEEG1.....	71
ตารางที่ 3.9 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ Excitor ชนิด vcoSCRX.....	72
ตารางที่ 4.1 แสดงการเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า.....	77
ตารางที่ 4.2 แสดงจำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาใช้งานเกินพิกัด.....	77

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่ 4.3	แสดงค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ.....	78
ตารางที่ 4.4	แสดงการเปรียบเทียบแรงดันตกขณะเกิดภาวะผิดปกติ (p.u)	90
ตารางที่ 4.5	แสดงการเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพ.....	90



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

ประเทศไทยในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา ได้มีการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง พลังงานนับเป็นปัจจัยที่สำคัญหนึ่งในการด้านพัฒนาเทคโนโลยี ประเทศไทยใช้น้ำมันและก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงาน โดยปัจจุบันร้อยละ 50 ของอุปทานพลังงานได้มาจากแหล่งพลังงานภายในประเทศ แต่ในอนาคตคาดว่าจะต้องพึ่งพาแหล่งพลังงานจากการนำเข้า ซึ่งจะทำให้ประเทศไทยต้องขาดดุลการค้าจากการนำเข้าน้ำมันดิบในปีหนึ่งๆ และประเทศไทยยังประสบปัญหาทางด้านพลังงานเนื่องจากน้ำมันมีราคาสูงขึ้น อีกทั้งประเทศไทยเป็นประเทศที่กำลังพัฒนา ปริมาณความต้องการด้านพลังงานจึงมีมาก ฉะนั้นการแก้ปัญหาด้านพลังงานเชื้อเพลิงนั้นควรส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงภายในประเทศให้ได้มากที่สุด ซึ่งรัฐบาลมีการส่งเสริมให้มีการนำพลังงานรูปแบบอื่นๆมาทดแทนการใช้น้ำมัน แหล่งพลังงานทดแทนที่ใช้ในประเทศไทย มีหลายประเภท เช่น พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำ เป็นต้น

พลังงานชีวมวลนับเป็นพลังงานทดแทนรูปแบบหนึ่งที่ประเทศไทยมีศักยภาพเพียงพอที่จะสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ ทั้งนี้เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรเช่น แกลบ ฟางข้าว ชานอ้อย ไม้ ฟืน ชี้เลี้ยง ชังข้าวโพด เป็นต้น นับว่าเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลที่สามารถนำมาผลิตเป็นพลังงานเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันได้ โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมซึ่งเป็นส่วนที่มีการใช้พลังงานมาก จึงจำเป็นต้องมีการปรับปรุงกระบวนการผลิตให้สามารถใช้พลังงานทดแทนรูปแบบอื่นร่วมกับการใช้น้ำมันหรือเชื้อเพลิงหลักชนิดอื่นๆ ในอุตสาหกรรม การปรับปรุงดังกล่าวจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีการเปลี่ยนรูปพลังงานจากชีวมวลที่มีประสิทธิภาพสูง เพื่อให้ได้พลังงานมาใช้ได้อย่างเต็มที่ ซึ่งจะทำให้ลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากปิโตรเลียมลงได้

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2553 ได้ระบุไว้ว่าในระหว่างปี 2553-2573 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลร้อยละ 37.8% ของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ดังนั้นบทความฉบับนี้จึงทำการวิจัยการออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยพิจารณาขอบเขตของการออกแบบ วิเคราะห์ข้อมูลโดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นใหม่ เพื่อนำไปสู่การเลือกองค์ประกอบของโรงไฟฟ้าชีวมวลต่อไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1. เพื่อศึกษาศักยภาพตามแผนของ PDP 2010 ว่าประเทศไทยสามารถนำมาทดแทนพลังงานรูปแบบเดิมได้มากน้อยเพียงใด
2. เพื่อศึกษาวัตถุดิบที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานทดแทนว่ามีเพียงพอต่อการผลิต และสำรวจปริมาณวัตถุดิบของแต่ละภาคด้วย
3. เพื่อส่งเสริมประเทศไทยในด้านการผลิตพลังงานทดแทน เพื่อสามารถนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า และเพียงพอต่อการใช้ไฟของประชาชนในประเทศ
4. เพื่อศึกษาผลกระทบที่เกิดจากการที่วัตถุดิบไม่เพียงพอ จึงทำการจัดลำดับปริมาณวัสดุเหลือใช้ ทางการเกษตรของแต่ละภาค แล้วเลือกพื้นที่ที่ใช้ในการตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเพื่อให้สอดคล้องกับการจัดลำดับปริมาณวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร
5. เพื่อศึกษาแนวโน้มของปริมาณวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต ซึ่งช่วยเป็นข้อมูลในการตัดสินใจในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย
6. เพื่อออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ซึ่งสอดคล้องกับศักยภาพของประเทศไทย

1.3 ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงการ

1. ศึกษาหาข้อมูลและงานวิจัยต่างๆที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย โดยทำการสืบค้นจากฐานข้อมูลของบทความ วิทยานิพนธ์ และหน่วยงานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง
2. ศึกษาข้อจำกัดปริมาณวัตถุดิบที่นำมาเป็นเชื้อเพลิง และเทคโนโลยีในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
3. พิจารณาออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลในเบื้องต้นที่เหมาะสมกับชีวมวลในประเทศไทยได้
4. ทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.4 วิธีการที่ใช้ในโครงการ

1. ศึกษาหาข้อมูล และมาตรฐานข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงาน ชีวมวล
2. ศึกษาทฤษฎี ทำการจัดเรียงลำดับปริมาณวัสดุเหลือใช้ของแต่ละภาค และหาความหมายของพลังงานชีวมวล
3. ทำการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยเลือกเทคโนโลยีแบบเผาไหม้โดยตรง เลือก อุปกรณ์หลัก เช่น Generator Turbine และ Boiler
4. ทำการจำลองการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อดูว่าสามารถมีกำลังการผลิตเพียงพอต่อปริมาณเชื้อเพลิงหรือวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร
5. ทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.5 แผนการดำเนินงาน

ตารางที่ 1.1 การวางแผนจัดลำดับขั้นตอนของการทำโครงการ

ขั้นตอนการดำเนินงาน วิจัย	พ.ศ. 2553					พ.ศ.2554					
	มี.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	
ศึกษาค้นคว้าหาข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	←-----→ ←-----→										
2. ทำการศึกษาโปรแกรม DigSILENT14.0 เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า			←-----→ ←-----→								
3. ทำการออกแบบและเลือกเทคโนโลยีในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล			←-----→ ←-----→								
4. ทำการทดลองและวิเคราะห์ผลการทดลอง นำข้อมูลที่ได้มาสรุปผลการทดลอง							←-----→ ←-----→				
5. จัดทำปฏิญานินพนธ์ฉบับสมบูรณ์							←-----→ ←-----→				

←-----→ การวางแผน ←-----→ การปฏิบัติงานจริง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.6 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. สามารถนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาเกี่ยวกับพลังงานชีวมวล เพื่อนำมารองรับการผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทยได้ในอนาคต
2. ได้รับความรู้จากการใช้เทคโนโลยีของการผลิต เพื่อนำไปใช้ให้เหมาะกับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่จะทำการติดตั้งในแต่ละพื้นที่ และเพียงพอต่อปริมาณวัตถุดิบ
3. ได้รับความรู้เกี่ยวกับศักยภาพของประเทศไทย ที่มีผลต่อการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ซึ่งอันเป็นประโยชน์ของประเทศไทยในอนาคต
4. สามารถเป็นข้อมูลเบื้องต้นให้กับผู้ที่สนใจ ในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
5. เป็นการส่งเสริมในด้านของพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นพลังงานอีกทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยประหยัดเงินตราของประเทศ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ความหมายของชีวมวล

Biomass หรือที่ใช้ชื่อภาษาไทยว่า ชีวมวล หมายถึง อินทรีย์สารซึ่งสามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานได้ เชื้อเพลิงชีวมวลนับเป็นเชื้อเพลิงเก่าแก่ที่สุดที่มนุษย์นำมาใช้ ทั้งในการทำอาหารและให้ความร้อนเพื่อกิจกรรมต่างๆ ซึ่งในปัจจุบันเป็นพลังงานที่มีราคาถูกเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงที่ได้จากซากดึกดำบรรพ์ (Fossil fuels) ชีวมวลสามารถพบได้รอบๆตัวเรา เช่น ต้นไม้ หญ้า และพืชทะเลต่างๆ นอกจากนี้ยังรวมถึงวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ ชังข้าวโพด ชานอ้อย เศษต้นตอของพืชที่เหลือจากการเก็บเกี่ยว ตลอดจนมูลสัตว์ต่างๆด้วย

โดยภาพรวมแล้วชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้มากที่สุดเป็นอันดับที่สี่รองจากน้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งคิดเป็น 13% ของพลังงานที่ใช้โดยมนุษย์ ประโยชน์ในการนำชีวมวลมาใช้คือ เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบของกำมะถัน ดังนั้นจึงช่วยลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวกับการเกิดฝนกรด (Acid rain) ได้ ในขณะที่คาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณที่เท่ากันนี้ ก็จะถูกดูดซับจากบรรยากาศในระหว่างวัฏภาคการเติบโตของชีวมวล ดังนั้นเชื้อเพลิงชีวมวลจะหมุนเวียนคาร์บอนจากบรรยากาศทำให้ลดผลกระทบจากภาวะโลกร้อนขึ้น (Global warming) ซึ่งจะต่างจากการใช้เชื้อเพลิงซากดึกดำบรรพ์ เพราะการใช้เชื้อเพลิงซากดึกดำบรรพ์นั้นเป็นการเพิ่มปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศโดยไม่มี การหมุนเวียนนำคาร์บอนไดออกไซด์กลับมาใช้ นอกจากนี้การใช้ชีวมวลยังช่วยลดปริมาณของวัสดุที่ต้องไปฝังกลบ และ การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจะก่อให้เกิดแก๊สน้อยกว่าการเผาไหม้ถ่านหิน ทำให้ลดค่าใช้จ่ายในการกำจัดแก๊ส และแก๊สจากชีวมวลนั้นสามารถนำไปใช้ใช้เป็นปุ๋ยได้อีกด้วย การใช้ชีวมวล (วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร) เป็นเชื้อเพลิงที่สามารถสร้างรายได้เสริมให้แก่เกษตรกร และเกษตรกรยังสามารถปลูกพืชพลังงาน เช่น หญ้า และต้นไม้เป็นรายได้พิเศษได้อีกด้วย ถ้าหากในอนาคตมีการสนับสนุนให้นำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ในเชิงอุตสาหกรรมมากขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 เชื้อเพลิงชีวมวล

พืชชีวมวลของประเทศไทยที่ทำการเก็บเกี่ยวในแต่ละปีนั้นมีอยู่เป็นจำนวนมาก ก่อนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ควรทราบว่าปัจจุบันมีชีวมวลที่ชนิดที่เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ ซึ่งสามารถ แสดงพืชชีวมวลประเภทต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้

2.2.1 ข้าวเปลือก

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีสภาพภูมิอากาศและภูมิประเทศเหมาะสมต่อการประกอบอาชีพทางการเกษตร โดยเกษตรกรรมหลักของประเทศไทยคือ การปลูกข้าว โดยข้าวเปลือกจะสามารถประมาณได้มาจาก 2 แหล่ง คือปริมาณผลผลิตของข้าวเปลือกในเขตเศรษฐกิจเกษตรและภาค และปริมาณจากผลผลิตเปลือกข้าวจากจำนวนประชากร และความสามารถของเครื่องสีข้าวในประเทศไทย ซึ่งปริมาณเปลือกข้าวเฉลี่ยเท่ากับ 26.7% ของการเก็บเกี่ยวข้าวที่ตากแห้งโดยน้ำหนัก นอกจากนี้ข้าวเป็นพืชที่ต้องการน้ำมากที่สุด นักวิชาการเกษตรระบุว่าข้าว 1 ไร่ ใช้น้ำ 2,500 ลูกบาศก์เมตร จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ไม่ต้องปลูกข้าวในหน้าฝนซึ่งเรียกว่าข้าวนาปี และเป็นเหตุผลสำคัญในการที่มีการเพาะปลูกข้าวมากที่สุด ซึ่งผลผลิตที่ได้จากข้าวเปลือก ที่สามารถนำมาทำเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลนั้น คือ ฟางข้าว แกลบ คุณลักษณะชีวมวลที่ได้จากข้าวนั้น จะสามารถแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 2.1 ข้าวเปลือก [6]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1) แกลบ



รูปที่ 2.2 แกลบ [7]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป	มีขนาดเล็ก ยาวไม่เกิน 5 มิลลิเมตร และหนาไม่เกิน 2 มิลลิเมตร สีเหลือง แกลบ ได้มาจากการสีข้าวเปลือก ซึ่งต้องมีความชื้นไม่เกิน 15% ก่อนสี
แหล่ง	ส่วนใหญ่มาจากโรงสีข้าว
การนำไปใช้งาน	แกลบสามารถนำไปใช้งานได้หลายอย่าง เช่น เป็นเชื้อเพลิงผสมลงในดิน เพื่อปรับสภาพดินก่อนเพาะปลูก และใช้โปรยใต้โรงเลี้ยงไก่เพื่อรองรับมูลไก่ เป็นต้น
จุดเด่น	มีความชื้นต่ำและขนาดเล็กเหมาะเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ขี้เถ้าแกลบมีมูลค่าสูง ถ้าสามารถควบคุมคุณสมบัติให้ได้ตามที่ผู้ซื้อกำหนด
จุดด้อย	มีปริมาณขี้เถ้า 16-18 % โดยน้ำหนัก ดังนั้นในการเผาไหม้ควรคำนึงถึงเรื่องนี้ด้วย อีกประการหนึ่งเนื่องจากแกลบมีน้ำหนักเบา (1 ลบ.ม.หนัก 123 กก.) ต้องมีการวางแผนในการขนส่งให้ดี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) ฟางข้าว



รูปที่ 2.3 ฟางข้าว [8]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป

ขนาดเล็กยาวแต่กลวง ได้มาหลังการเกี่ยวข้าว

แหล่ง

ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยแรงคน ฟางข้าวจะกองอยู่บริเวณลานตากข้าวตามหมู่บ้าน
ถ้าเกี่ยวข้าวด้วย เครื่องจักร ฟางข้าวจะถูกทิ้งไว้ในนาข้าว

การนำไปใช้งาน

ฟางข้าวมีประโยชน์หลายอย่าง เช่น เป็นอาหารสัตว์ คูลุมดิน เพาะเห็ดฟาง
ทำโครงพวง หรือดอกไม้ และใช้ในอุตสาหกรรมทำกระดาษ เป็นต้น แต่ยังมี
ฟางข้าวอีก มากที่ไม่ได้นำไปใช้ คาดว่าประมาณ 1 ใน 3 ของส่วนที่เหลือ
จากการถูกเผาทิ้ง

จุดเด่น

ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์

จุดด้อย

รวบรวมได้ยากถ้าใช้แรงคน เพราะอยู่กระจัดกระจาย ต้อง ใช้เครื่องทุ่นแรง
(Straw baler) มาช่วยในการรวบรวม

2.2.2 อ้อย

ประเทศไทยมีพื้นที่ปลูกอ้อยประมาณ 6 ล้านไร่ คิดเป็นผลผลิตประมาณ 50 - 60 ล้าน
ตัน ต่อปี พื้นที่ปลูกอ้อยมีอยู่เกือบทุกภาค ยกเว้นภาคใต้ อ้อยเป็นพืชล้มลุกใช้ระยะเวลาให้
ผลผลิตประมาณ 1 ปี และมีช่วงฤดูเก็บเกี่ยวเพียง 4 - 5 เดือน ตั้งแต่เดือนธันวาคมถึงเดือน
เมษายนของปีถัดไป ซึ่งต่างจากพืชอื่นๆ อ้อยเป็นพืชที่ปลูกง่าย เพียงแต่นำพันธุ์ (ส่วนที่เป็นลำ
ต้น) มาปักลงดิน หลังจากเก็บเกี่ยวแล้วต่อที่เหลืออยู่ยังสามารถเจริญเติบโตได้อีก โดยเฉลี่ย
แล้วเกิน 3 ปี เรียกว่า 3 ตอ และสูงสุดไม่เกิน 4 ปีหรือ 4 ตอ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.4 อ้อย [9]

1) กากอ้อย



รูปที่ 2.5 กากอ้อย [10]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเป็นขุย ได้จากการผลิตน้ำตาลดิบ โดยนำอ้อยมาคั้นน้ำออก ส่วนที่เป็นน้ำนำไปผลิตเป็นน้ำตาลดิบ ส่วนที่เหลือคือกากอ้อย

แหล่ง โรงงานน้ำตาล ซึ่งมีอยู่ประมาณ 46 โรง

การนำไปใช้งาน ส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิต น้ำตาลดิบประมาณ 80 % ส่วนที่เหลืออีก 20 % นำไปเป็นวัตถุดิบสำหรับผลิตกระดาษ และ MDF Board

จุดเด่น ยังมีกากอ้อยเหลืออีกส่วนหนึ่งที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน

จุดด้อย น้ำหนักเบา และความชื้นสูง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) ไบโอดีและยอดอ้อย



รูปที่ 2.6 ไบโอดีและยอดอ้อย [11]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเรียวยาว จะถูกตัดออกจากลำต้นอ้อยก่อนส่งไปโรงงาน ช่วงเดือนธันวาคมถึงเมษายน ดังนั้นไบโอดีและยอดอ้อยจะกระจายไปทั่วไร่อ้อย แต่บางครั้งชาวไร่อ้อยจะใช้วิธีการเผาแทนการตัด ซึ่งจะทำให้ไม่มีไบโอดีและยอด อ้อยหลงเหลืออยู่

แหล่ง ตามไร่อ้อยทั่วไป

การนำไปใช้งาน ยอดอ้อยสามารถนำมาเป็นอาหารสัตว์

จุดเด่น ไบโอดีและยอดอ้อยส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งในไร่ ยังไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์

จุดด้อย มีเฉพาะเดือนธันวาคมถึงเมษายนของทุกปี และการรวบรวมเก็บ ค่อนข้างใช้แรงงานมากจำเป็นต้องหาเครื่องทุ่นแรงมาช่วย

2.2.3 มันสำปะหลัง

มันสำปะหลังเป็นพืชล้มลุกชนิดหนึ่ง ใช้ระยะเวลาการให้ผลผลิตประมาณ 8 – 13 เดือน ขึ้นอยู่กับพันธุ์ที่ปลูกมีแหล่งกำเนิดจากทวีปอเมริกาใต้ ไม่เป็นที่ทราบแน่ชัดว่านำเข้ามาประเทศไทยเมื่อใด ปัจจุบันปลูกมากในภาคอีสานตอนใต้และภาคตะวันออก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.7 มั่นสำปะหลัง [12]

1) เหง้ามันสำปะหลัง



รูปที่ 2.8 เหง้ามันสำปะหลัง [13]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป เหง้ามันเป็นส่วนที่ถูกตัดออกจากหัวมัน ด้านบนมีลักษณะเป็นลำต้นค่อนข้างกลมขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 15 มม. ยาวประมาณ 30 ซม. ส่วนอีกด้านหนึ่งมีรูปร่างไม่แน่นอน

แหล่ง ตามไร่มันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน ปัจจุบันยังไม่ค่อยนำไปใช้งาน จึงมักถูกเผาทิ้งตามไร่

จุดเด่น เนื่องจากส่วนมากยังไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์ จึงไม่มีคู่แข่งในการจัดหา

จุดด้อย ความชื้นโดยเฉลี่ย 60 % และมีขนาดรูปทรงไม่แน่นอน จึงต้องมีขบวนการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ทำให้เล็กลง ก่อนนำไปเป็นเชื้อเพลิง
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) เปลือกและกากมันสำปะหลัง



รูปที่ 2.9 เปลือกและกากมันสำปะหลัง [14]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป

เปลือกมีลักษณะเป็นขุย สีน้ำตาล ความชื้น 50 % กากมันมีลักษณะละเอียด สีขาว ความชื้นสูงประมาณ 80 %

แหล่ง

เป็นเศษที่เหลือจากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน

กากมันนำไปใช้ผสมอาหารสัตว์ในมันเส้น เปลือกมันทำปุ๋ย

จุดเด่น

เนื่องจากเปลือกมันส่วนยังมีส่วนหนึ่งที่ขายไม่ได้ ทางโรงงานต้องนำไปฝังกลบ เพราะยังไม่ได้ศึกษานำไปใช้ให้เป็นประโยชน์อย่างอื่น

จุดด้อย

เปลือกมันมีค่าความร้อนค่อนข้างต่ำ

2.2.4 ปาล์มน้ำมัน

ปาล์มน้ำมันเป็นพืชเศรษฐกิจชนิดหนึ่งที่สำคัญไม่น้อยกว่ายางพารา ให้ผลผลิตเป็นน้ำมันปาล์มที่ใช้ประกอบการทำอาหารแทบทุกครัวเรือน ปาล์มน้ำมันไม่ได้เป็นพืชดั้งเดิมของประเทศไทย กิ่งพันธุ์ถูกนำเข้ามาจากต่างประเทศ เช่น มาเลเซีย อินโดนีเซีย ปาปัวนิวกินี และคอซตาริกา เป็นต้น ปัจจุบันหน่วยงานราชการไทยได้พัฒนาสายพันธุ์ขึ้นมาใหม่ เพื่อให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมของประเทศไทยคือ พันธุ์ปาล์มน้ำมันลูกผสมสุราษฎร์ธานี (หมายเลข 38) ซึ่งให้ผลผลิตสูง ต้นเตี้ย และมีสีเหลืองส้มเมื่อสุก ทำให้สังเกตเห็นได้ง่าย

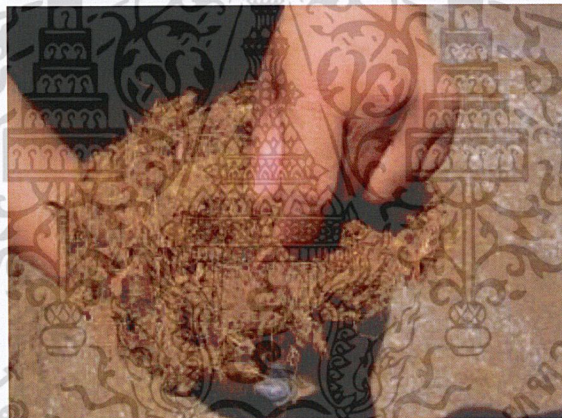
เนื่องจากน้ำมันปาล์มที่ผลิตได้ยังไม่พอเพียงต่อการอุปโภคบริโภคภายในประเทศ ทางหน่วยงานราชการจึงได้กำหนดเขตส่งเสริมให้มีการปลูกเพิ่มขึ้นปีละ 50,000 ไร่ และในส่วนของเอกชนมีการวางแผนเพิ่มพื้นที่ปลูกเช่นกัน แต่ไม่ทราบตัวเลขที่ชัดเจน จังหวัดสุราษฎร์ธานีและกระบี่เป็นจังหวัดที่มีการปลูกมากที่สุด จากข้อมูลของกรมส่งเสริมทางการเกษตร กระทรวงเกษตร พบว่าพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 5 เปอร์เซ็นต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.10 ปาล์มน้ำมัน [15]

1) กากปาล์ม



รูปที่ 2.11 กากปาล์ม [16]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป กากปาล์มเป็นเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบจากทะลายปาล์มสด มี 3 แบบคือไฟเบอร์มีลักษณะเป็นขุย กะลามีลักษณะเป็นคล้ายกะลามะพร้าวแต่มีขนาดเล็กกว่ามาก โดประมาณ 1-2 ซม. และทะลายปาล์มเปล่า

แหล่ง จะได้จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมาตรฐาน อย่างไรก็ตามยังโรงงานสกัดอีกประเภทหนึ่งคือ นำเฉพาะผลปาล์มสดไม่รวมทะลายมาสกัด เศษที่ได้จะนำมาเป็นอาหารสัตว์

การนำไปใช้งาน ไฟเบอร์นำมาเป็นเชื้อเพลิง ในขบวนการผลิตน้ำมันปาล์มดิบ จึงมีเหลือไม่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ ส่วนทะลายเปล่านำไปเพราะเห็นดี ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งกะลาปาล์มมีค่าความชื้นสูงที่สุดเหมาะนำมาเป็นเชื้อเพลิง แต่ต้องระวังเศษใช้

จุดเด่น

จุดด้อย

น้ำมันที่ตกค้างอยู่ ส่วนทะเลยาปาล์มเปล่านั้นเหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำมาใช้ และถ้านำมาเผา จะได้ซีแก่ที่มีแร่ธาตุโปตัสเซียมสูงมาก การที่จะนำทะเลยาปาล์มเปล่านั้น เป็นเชื้อเพลิง ต้องนำมาผ่านขบวนการย่อย หรือตัดก่อน เพราะมีขนาดใหญ่ นอกจากนี้ ยังมีสารประกอบอัลคาไลน์สูง จะทำให้ท่อไอน้ำหม้อน้ำมียางเหนียวเกาะติดได้ง่าย

2) ใบปาล์มและต้นปาล์ม

รูปที่ 2.12 ใบปาล์มและต้นปาล์ม [10]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป ใบปาล์มหรือทางปาล์มจะถูกตัดออกเพื่อนำทะเลยา ปาล์มสดลงจากลำต้น มีขนาดยาวประมาณ 2-3 เมตร ส่วนลำต้นจะถูกโค่นเมื่อมีอายุ 20-25 ปี หรือเมื่อไม่สามารถให้ผลผลิตได้ดี

แหล่ง จากสวนปาล์ม

การนำไปใช้งาน ทางปาล์มใช้คลุมดิน ส่วนลำต้นเริ่มทยอยตัดในพื้นที่บางแห่ง

จุดเด่น ยังไม่มีการศึกษานำไปใช้ประโยชน์เป็นอย่างอื่น

จุดด้อย ทางปาล์มมีความชื้นสูงถึง 80 % และขนาดใหญ่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.5 ข้าวโพด

ข้าวโพด มีชื่อวิทยาศาสตร์ว่า ซีเมส (Zea mays) เป็นพืชตระกูลเดียวกับหญ้ามีลำต้นสูง โดยเฉลี่ย 2.2 เมตร ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางของลำต้น 0.5-2.0 นิ้ว ถิ่นกำเนิดก็คือ ได้มีการขุดพบซังข้าวโพดและซากของต้นข้าวโพดที่ใกล้แม่น้ำในนิวเม็กซิโก (แถบอเมริกาใต้) และปัจจุบันนิยมปลูกแพร่หลายในแถบอเมริกา แคนาดา ฯลฯ สามารถปลูกได้ในสภาพที่ภูมิอากาศแตกต่างกันมาก ๆ เป็นแหล่งอาหารที่สำคัญของสัตว์ เพราะสามารถนำมาเลี้ยงสัตว์ได้ทั้งต้น ใบ และเมล็ดประเทศไทยได้ปลูกข้าวโพดในปีหนึ่ง ๆ จำนวนไม่น้อย ทั้งนำมาใช้เองและส่งออกต่างประเทศ คิดพื้นที่ ๆ เพาะปลูกเฉลี่ยแล้วตั้งแต่ปี 18 เป็นต้นมา ปลูกไม่ต่ำกว่า 8,000,000 ไร่/ปี ปริมาณข้าวโพดที่ผลิตได้ ได้นำมาใช้ภายในประเทศ 10-15% ของที่ผลิตได้ หรือถ้านับรวมทั้งการใช้เลี้ยงสัตว์และค่าเมล็ดพันธุ์เพาะปลูกประมาณ 5-6 แสนตันต่อปี ซึ่งฤดูของการเพาะปลูกจะแบ่งออกเป็น 2 ฤดูคือ ต้นฝน (เดือนมีนาคม-พฤษภาคม) และปลายฝน(เดือนกรกฎาคม-สิงหาคม) โดยจะแบ่งกลุ่มของข้าวโพดออกเป็น 5 กลุ่ม ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์หรือข้าวโพดไร่ ข้าวโพดหวาน ข้าวโพดคั่ว ข้าวโพดแป็ง และข้าวโพดเทียน



รูปที่ 2.13 ไร่ข้าวโพด [17]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1) ชั่งข้าวโพด



รูปที่ 2.14 ชั่งข้าวโพด [18]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป ชั่งข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำ เมล็ดมาใช้งาน ส่วนใหญ่เป็นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ในส่วนของลำต้นจะถูกตัดหลังจากการเก็บเกี่ยวแล้ว

แหล่ง ปัจจุบันการสีข้าวโพดจะใช้เครื่องจักรที่สามารถ เคลื่อนที่ไปตามไร่ข้าวโพด ดังนั้นจะสามารถหาชั่งข้าวโพดและต้นข้าวโพด ได้ตามไร่ข้าวโพดทั่วไป

การนำไปใช้งาน ชั่งข้าวโพดมีประโยชน์หลายอย่าง นำไปเป็นวัตถุดิบผลิตแอลกอฮอล์ เป็นเชื้อเพลิงผสมกับโมลาสเพื่อเลี้ยงสัตว์ เป็นต้น ส่วนลำต้น นำไปเลี้ยงสัตว์ได้เช่นกัน

จุดเด่น ชั่งข้าวโพดมีค่าความร้อนสูง เมื่อเทียบกับชีวมวลอื่นๆ ส่วนลำต้นข้าวโพดมีส่วนหนึ่งที่ไม่ได้นำไปใช้งาน ชาวไร่ข้าวโพดจะไถฝังกลบในไร่

จุดด้อย ชั่งข้าวโพดมีการนำไปใช้ประโยชน์หลายอย่าง ดังนั้นต้องพิจารณาถึงแหล่งที่มีการนำไปใช้งานน้อยที่สุด เพื่อไม่ให้เกิดการแก่งแย่งกันซื้อ ส่วนลำต้นข้าวโพดจะเก็บรวบรวมลำบาก ต้องใช้แรงคนมาก

2.2.6 ไม้ยางพารา

ไม้ยางพาราเป็นไม้ยืนต้นขนาดใหญ่ ถูกนำมาปลูกครั้งแรกในประเทศไทยปี พ.ศ. 2443 โดยเจ้าพระยาเมืองตรัง จากนั้นได้ขยายพื้นที่ปลูกเรื่อยมา จวบจนปัจจุบันมีประมาณ 12 ล้านไร่ ส่วนใหญ่อยู่ที่ภาคใต้ของประเทศไทย ไม้ยางพาราถือเป็นพืชเศรษฐกิจ ให้ผลผลิตเป็นน้ำยางซึ่งสร้างรายได้ให้แก่ชาวสวนยางเกือบทุกวัน ดีกว่าไม้ผลอื่นๆที่ต้องคอยให้ถึงฤดูกาลจึงสามารถเก็บเกี่ยวได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

ไม้ยางพาราเมื่อมีอายุประมาณ 25 – 30 ปี จะให้ผลผลิตน้ำยางลดลง ต้องโค่นทิ้งและปลูกใหม่ซึ่งต้องคอยอีก 6 – 7 ปี จึงสามารถกรีดยางได้ ในอดีตเมื่อมีการโค่นต้นยางพาราจะสร้างปัญหาให้แก่ชาวสวนมาก เพราะไม่สามารถนำไม้ไปใช้ประโยชน์ได้นอกจากใช้เป็นฟืนและถ่าน สาเหตุคือไม้ยางพาราไม่ทนต่อการกัดแทะของแมลง และเชื้อราต่างๆ นอกจากนี้ยังมีตุ่มตาอีกมากมายในเนื้อไม้ทำให้ดูไม่สวยงาม แต่ด้วยเทคโนโลยีสมัยใหม่ ปัจจุบันสามารถแปรรูปไม้ยางพาราให้เป็นเฟอร์นิเจอร์ที่สวยงาม ทนทาน และราคาไม่แพง

1) เศษไม้ยางพารา



รูปที่ 2.15 เศษไม้ยางพารา [5]

คุณสมบัติโดยทั่วไป

ลักษณะทั่วไป ไม้ยางพาราเมื่อมีอายุถึง 20 -25 ปีจะถูกตัดเพื่อปลูกใหม่ ไม้ยางพาราที่ถูกตัดจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รากหรือต่อไม้ ปลายไม้มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 3 นิ้วลงมา และไม้ท่อนมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 4 นิ้วขึ้นไป ไม้ท่อนจะถูกตัดให้ได้ความยาว 1.05 เมตร เพื่อส่งโรงเลื่อย และโรงงานเฟอร์นิเจอร์ซึ่งจะได้เศษไม้หลายแบบคือ ปีกไม้ ตาไม้ (ส่วนที่มีตำหนิ) ชี้เลื่อยและซีกบ

แหล่ง ปีกไม้และชี้เลื่อย จะได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา ตาไม้และซีกบ ได้จากโรงงานเฟอร์นิเจอร์ไม้ยางพารา ปลายไม้และรากไม้ ได้จากสวนยางพารา

การนำไปใช้งาน ในส่วนของชี้เลื่อยจะนำไปเผาเห็ด ทำรูป ใช้คลุมเผาถ่าน เศษไม้อื่นๆจะนำไปเป็นเชื้อเพลิง สำหรับโรงบ่มยางพารา เผาถ่าน ใช้ในขบวนการผลิต ใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับไม้อัดยางพารา (Plywood) Medium density board และ Chip board นอกจากนี้ ยังนำไปใช้ในงานก่อสร้าง เช่นเสาเข็ม ใช้ทำเป็นพาเลท ลังไม้ เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้า ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
จุดเด่น ยังมีเศษไม้ยางพารา คือ รากไม้ และกิ่งไม้ เหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน
 ไม่ว่าจะวิธีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จุดด้อย มีขนาดใหญ่ และถ้าเป็นเศษไม้สดจะมีความชื้นค่อนข้างสูง ประมาณ 50% ประสิทธิภาพในการเผาไหม้จึงไม่ค่อยสมบูรณ์ ดังนั้นอาจจะต้องเพิ่มขบวนการย่อยและลดความชื้นก่อนนำไปเผา

คุณสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวลโดยทั่วไป

เชื้อเพลิงชีวมวลโดยทั่วไปจะเป็นเชื้อเพลิงแตกต่างกันตามประเภทของเชื้อเพลิงชีวมวล และการที่เชื้อเพลิงชีวมวลมีปริมาณความชื้น และองค์ประกอบที่แตกต่างกัน จึงทำให้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีวมวลมีค่าแตกต่างกันด้วยดังนี้

ขี้เลื่อย	มีค่าความร้อน	4000	กิโลแคลอรี/กิโลกรัม
แกลบ	มีค่าความร้อน	3580	กิโลแคลอรี/กิโลกรัม
ขานอ้อย	มีค่าความร้อน	1900	กิโลแคลอรี/กิโลกรัม

เชื้อเพลิงชีวมวลที่นิยมนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนส่วนมากจะเป็นเชื้อเพลิงขี้เลื่อยและแกลบ เพราะให้ปริมาณความร้อนสูงจากการเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของเชื้อเพลิงชีวมวลที่เป็นแกลบข้าว และขี้เลื่อยพบว่า

ขี้เลื่อย

- ข้อดี มีคุณสมบัติในการเป็นเชื้อเพลิงที่ดี เนื่องจากเผาไหม้แล้วจะได้ปริมาณถ่านน้อยกว่า 2 เปอร์เซ็นต์ และไม่มีปริมาณซัลเฟอร์เลย จึงทำให้เกิดมลพิษในอากาศน้อยมาก
- ข้อเสีย มีปริมาณความชื้นสูง 20 – 50 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งขึ้นอยู่กับเวลาที่ปล่อยให้แห้งหลังจากถูกผลิตมา เสียค่าใช้จ่ายในการขนส่งสูง และมีความหนาแน่นต่ำ (400 – 600 กิโลกรัม/ลูกบาศก์เมตร) ดังนั้นจึงต้องเสียเนื้อที่ในการเก็บมาก

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงขี้เลื่อย [1]

องค์ประกอบ	เปอร์เซ็นต์
ขี้เถ้า	2
ความชื้น	20-50
คาร์บอน	50-53
ออกซิเจน	40-41
ไฮโดรเจน	6-7
ไนโตรเจนรวมขี้เถ้า	1-2
ค่าความร้อน (กิโลแคลอรี/กิโลกรัม)	4000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แกลบ

- ข้อดี มีคุณสมบัติในการเป็นเชื้อเพลิงได้ดีพอสมควรและราคาถูก
- ข้อเสีย เมื่อถูกเผาไหม้จะมีปริมาณซัลเฟอร์สูงประมาณ 14 เปอร์เซ็นต์ และมีปริมาณความชื้นสูงประมาณ 10.3 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 2.2 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงขี้เลื่อย

องค์ประกอบ	เปอร์เซ็นต์
ความชื้น	10.3
ซัลเฟอร์	14.0
คาร์บอน	38.0
ไฮโดรเจน	5.7
ไนโตรเจน	0.69
ออกซิเจน	41.6
ซัลเฟอร์	0.06
ค่าความร้อน (กิโลแคลอรี/กิโลกรัม)	3580

2.3 ศักยภาพของชีวมวล

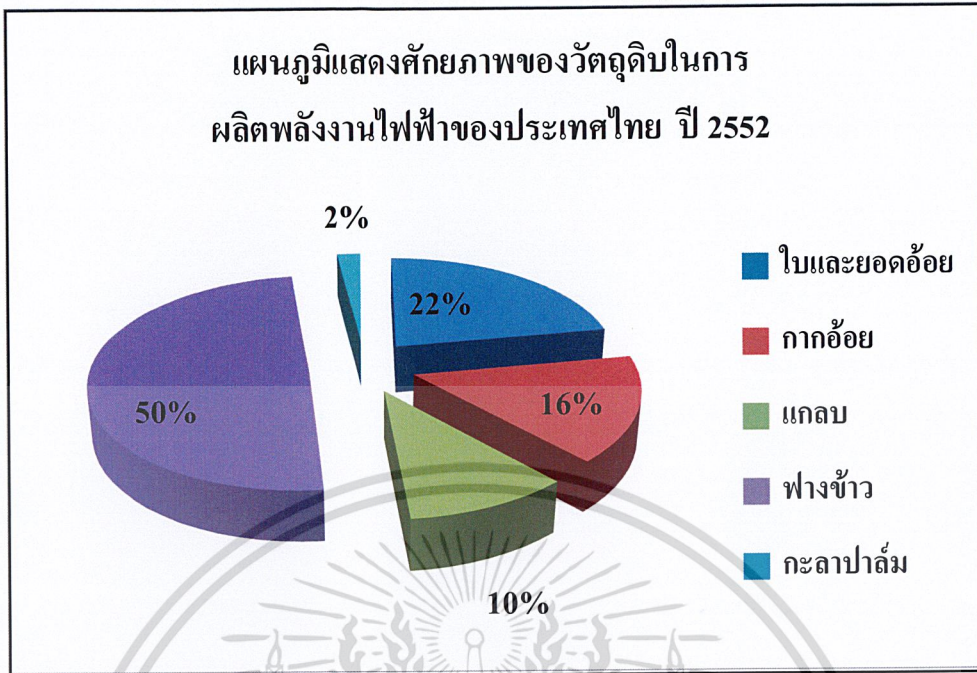
ในปี 2552 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนทั้งหมดเท่ากับ 24,872 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีสัดส่วนการใช้ในรูปพลังงานไฟฟ้าร้อยละ 2.2 อุตสาหกรรมการผลิต ร้อยละ 66.3 คริวเรือนร้อยละ 23.2 และเพื่อการขนส่งร้อยละ 8.3 สามารถจำแนกสัดส่วนการใช้ตามแหล่งพลังงานได้ ดังนี้ สัดส่วนการใช้พลังงานจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 14.3 ถ่านหินร้อยละ 30.1 พลังงานชีวมวลของแข็งร้อยละ 52.2 เชื้อเพลิงชีวภาพของเหลวร้อยละ 3.2 พลังงานน้ำ ร้อยละ 0.1 และพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชยะ ก๊าซชีวภาพ พลังงานความร้อนใต้พิภพ ร้อยละ 0.1 ของการใช้พลังงานทดแทนทั้งหมด

จากการรวบรวมและประมาณการปริมาณ วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ซึ่งประกอบด้วย อ้อยโรงงาน ข้าวข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน มะพร้าว ถั่วลิสง ฝ้าย ถั่วเหลือง ข้าวฟ่าง ยางพารา สับปะรด และก๊าซเหลือใช้จากกระบวนการผลิต พบว่าศักยภาพเชิงพลังงาน มีทั้งหมดประมาณ 33,004.54 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

การใช้ชีวมวลของแข็งเพื่อผลิตพลังงานคิดเป็นปริมาณเท่ากับ 12,981.89 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยใช้ในอุตสาหกรรมการผลิต 6,694 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ใน คริวเรือน 5,761 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และเพื่อการผลิตไฟฟ้า 526.89 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

โดยประเทศไทยมีปริมาณวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรของพลังงานชีวมวลของแข็ง จำแนกตามรายจังหวัด ปี 2552 ดังแสดงในภาคผนวก ก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์อื่นใด
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมีเหตุใดแบบลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.16 ศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า

2.4 เทคโนโลยีที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปพลังงานของชีวมวลเป็นพลังงานไฟฟ้า

2.4.1 Gasification กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Gasification) คือ การเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลโดยการจำกัดอากาศเข้าทำปฏิกิริยา ส่งผลให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ ได้ผลผลิตเป็นก๊าซที่สามารถติดไฟได้ เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์ มีเทน และไฮโดรเจน และเป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลอย่างสมบูรณ์ในเตาแบบปิด (Gasifier) ในอุณหภูมิที่สูงกว่า 350 °C โดยจะได้ก๊าซที่เผาไหม้ได้ สารประกอบอินทรีย์ที่เป็นสารระเหย (Volatile organic compounds) และขี้เถ้า ขั้นตอนของวิธีการ Gasification คือ Drying , Pyrolysis , Oxidation และ Reduction โดยที่กระบวนการทั้งหมดจะเกิดขึ้นใน Gasifier โดยที่อุณหภูมิ 200 °C จะเริ่มมีสารระเหยของสารประกอบอินทรีย์ระเหยออกมา และที่อุณหภูมิสูงขึ้นโครงสร้างทางเคมีของอินทรีย์สารก็จะแตกตัว จากนั้นเกิดปฏิกิริยาเคมีจนได้ผลผลิตออกเป็นก๊าซชนิดต่างๆ

ก๊าซชีวมวลที่ได้สามารถนำไปเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้โดยตรงได้ เช่น การอบข้าวเปลือก เป็นต้น แต่ถ้าหากจะนำก๊าซชีวมวลเหล่านี้ไปผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์ดีเซล จะต้องนำก๊าซชีวมวลไปผ่านชุดกรองเพื่อกำจัดน้ำมันดิน (Tar) ออกไปก่อน จากนั้นให้ก๊าซชีวมวลผ่านทางท่อไอดี ซึ่งจะลดการใช้ น้ำมันดีเซลลงได้ถึง 75%

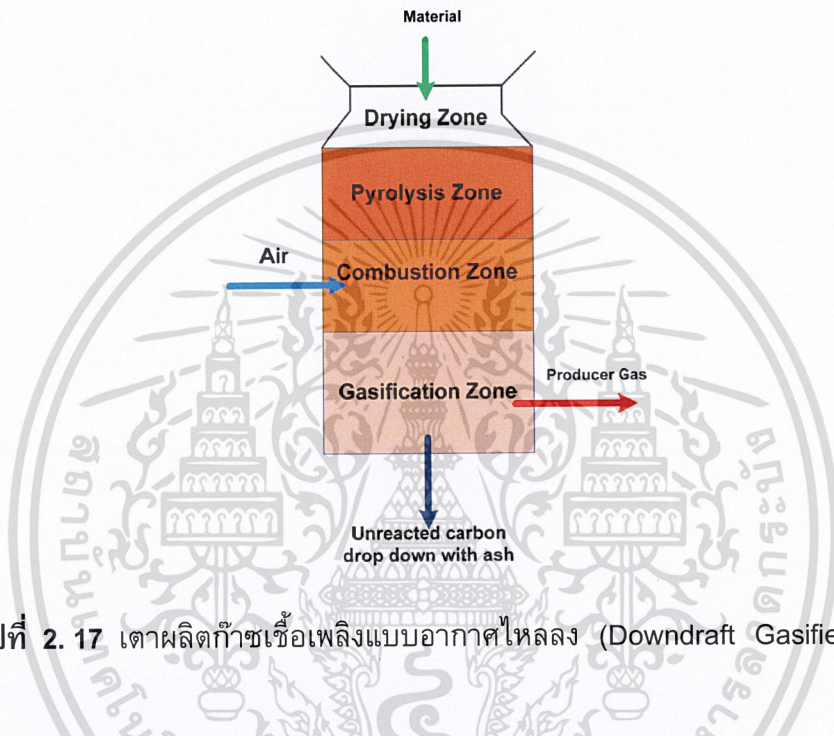
ระบบการเผาไหม้ของแก๊สซิฟิเคชันที่นิยมใช้กันในปัจจุบันมีอยู่ 2 รูปแบบ คือ

1) แบบอากาศไหลลง (Down draft)

2) แบบอากาศไหลขึ้น (Up draft)

1) แบบอากาศไหลลง (Down draft)

อากาศไหลลงทิศทางเดียวกับการไหลเลื่อนของเชื้อเพลิงจึงอาจเรียกว่า Co-current Gasifier เตาชนิดนี้มีจุดประสงค์ให้ผลิตภัณฑ์จาก Pyrolysis Zone ไหลผ่าน Combustion Zone ซึ่งมีอุณหภูมิสูงจะทำให้เกิดการแตกตัวเป็นแก๊สก่อนที่จะไหลออกจากเตาผลิตแก๊ส ดังรูปที่ 2-16 แก๊สจึงมี Tar ต่ำแต่แก๊สจะมีอุณหภูมิสูงถึง 300-500 องศาเซลเซียส จุดสำคัญของ Downdraft Gasifier คือลักษณะ Combustion Zone รูปแบบตะแกรงและวิธีการ ป้อนอากาศ



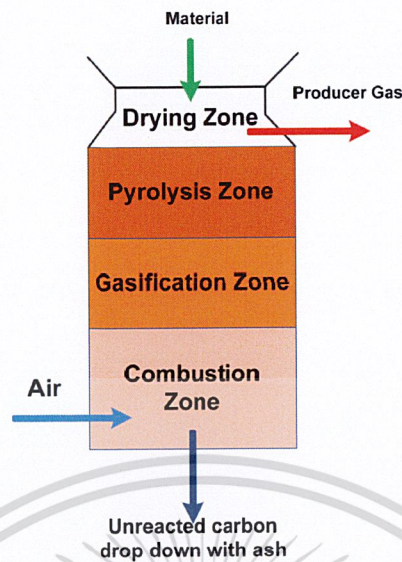
รูปที่ 2.17 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) [19]

ลักษณะรูปร่างของ Combustion Zone จะออกแบบให้เล็กลงโดยการลดพื้นที่หน้าตัดและปรับลักษณะของการป้อนอากาศเพื่อทำให้อุณหภูมิชั้นเผาไหม้มีค่าสูงเพียงพอในการสลาย Tar แต่ถ้าเชื้อเพลิงที่มีเถ้าสูงกว่า 6% และมีความชื้นสูงกว่า 20% จะไม่เหมาะกับ Downdraft Gasifier เนื่องจากเถ้าอาจหลอมละลายติดกับคอคอดขัดขวางการไหลของเชื้อเพลิง และแก๊ส อัตราการผลิตแก๊สที่เหมาะสมมีค่า SGR ซึ่งจะอยู่ระหว่าง 2,900-3,900 kg/hr-m²

2) แบบอากาศไหลขึ้น (Up draft)

อากาศจะถูกป้อนเข้าทางด้านล่างไหลขึ้นด้านบนในขณะที่เชื้อเพลิงจะเคลื่อนที่ลงด้านล่างลักษณะสวนทางกัน หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Counter Current Gasifier ดังรูป 2-18 ชั้นของปฏิกิริยาจะแบ่งเป็นลำดับ จากระดับอุณหภูมิสูงใน Combustion Zone ไปสู่ระดับอุณหภูมิต่ำใน Drying Zone

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.18 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier) [19]

เนื่องจากแก๊สร้อนที่เกิดจาก Combustion Zone ไหลผ่านชั้นเชื้อเพลิง ความร้อนสัมผัส จะถูกถ่ายเทให้กับเชื้อเพลิงก่อนไหลลงสู่ Reduction Zone และ Pyrolysis Zone ต่อไป ฉะนั้น Updraft Gasifier จึงมีประสิทธิภาพทางความร้อนสูง แต่เมื่อแก๊สออกจากเตาผลิตแก๊สอุณหภูมิของแก๊สจะลดลง Tar และ Oil จะกลั่นตัวเป็นของเหลว ดังนั้นแก๊สจึงมีสิ่งปนเปื้อนสูง การผลิตแก๊สด้วยวิธีนี้อาจจะป้อนไอน้ำช่วยในการทำปฏิกิริยาเพื่อเพิ่มปริมาณ H_2 , CO และช่วยควบคุมอุณหภูมิ Combustion Zone กรณีเชื้อเพลิงมีความชื้นสูงไม่จำเป็นต้องป้อนไอน้ำ พารามิเตอร์ที่สำคัญประกอบด้วยวิธีการป้อนอากาศ ตำแหน่งแก๊สไหลออกชนิดและขนาดของตะแกรง การบุนวนความหนาของชั้นเชื้อเพลิงและค่า Specific Gasification Rate (SGR)

SGR (Specific Gasification Rate) หมายถึง อัตราส่วนของปริมาณเชื้อเพลิงที่ทำปฏิกิริยา ผลิตแก๊สในเวลา 1 ชั่วโมง (kg/hr) ต่อพื้นที่หน้าตัดของตะแกรง (m^2) ขึ้นอยู่กับ ชนิดเชื้อเพลิง การออกแบบและการทำงานของ Gasifier ค่า SGR ของการผลิตแก๊สด้วยวิธีนี้อยู่ระหว่าง 100-300 Kg/hr- m^2

ตารางที่ 2.3 เปรียบเทียบคุณสมบัติโดยทั่วไประบบผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบ Updraft และ Downdraft

คุณสมบัติ	Updraft	Downdraft
ขนาดของชีวมวล (มม.)	5-100	20-100
ความชื้น (20%)	<50	<15-20
องค์ประกอบเถ้า	<15	<5
ความหนาแน่นของชีวมวลที่ใช้ได้ (กก./ลบ.ม.)	>400	>500
อุณหภูมิหลอมเหลวของเถ้า (C)	1250	>1250
ปริมาณน้ำมันดินปะปนในก๊าซ (ก่อนผ่าน กระบวนการทำความสะอาด)*(กรัม/ลบ.ม.-ก๊าซ)	50-100	0-1

หมายเหตุ *คุณสมบัติของก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวลที่สามารถใช้ได้กับเครื่องยนต์สันดาปภายใน จะต้องมือน้ำมันดินปะปนไม่เกินกว่า 50 มิลลิกรัม/ลบ.ม.-ก๊าซ (0.05 กรัม/ลบ.ม.-ก๊าซ)

ตารางที่ 2.4 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียระบบแก๊สซิฟิเคชันแบบ Updraft และ Downdraft

Updraft	Downdraft
1. สามารถใช้ได้กับชีวมวลที่มีความชื้นสูง	1. ชีวมวลที่นำมาใช้ต้องมีความชื้นต่ำ
2. ปริมาณเถ้าชีวมวลหลังเกิดปฏิกิริยามีปริมาณสูง	2. ปริมาณเถ้าชีวมวลหลังเกิดปฏิกิริยามีปริมาณต่ำ
3. ก๊าซชีวมวลที่ได้ค่อนข้างสกปรก	3. ก๊าซชีวมวลที่ได้ค่อนข้างสะอาด
4. เหมาะสำหรับนำไปใช้ผลิตความร้อน (ใช้ในหม้อน้ำเพื่อทดแทนน้ำมันเตา/LPG)	4. เหมาะสำหรับนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์สันดาปภายใน (เพราะมีปริมาณน้ำมันดินต่ำ)

ระบบแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับกำลังการผลิตที่ไม่เกิน 1 MW มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 10-20% และมีประสิทธิภาพทางความร้อนประมาณ 30-60% ซึ่งระบบแก๊สซิฟิเคชันมีข้อดี-ข้อเสีย ดังตารางที่ 2-3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.5 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของระบบแก๊สซิฟิเคชัน

ข้อดี	ข้อเสีย
1. เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่เกิน 1 MW จึงเหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีปริมาณเชื้อเพลิงจำกัด และเหมาะสมกับหมู่บ้านชนบทที่กระแสไฟฟ้าเข้าไม่ถึง 2. ต้นทุนต่อเมกกะวัตต์ ถูกกว่าระบบกังหันไอน้ำ คือราคาในการลงทุนไม่สูงมากนัก 3. ไม่ต้องคำนึงถึงความชื้นของเชื้อเพลิง	1. มีสารน้ำมันดิน (Tar) ปนเปื้อน 2. เทคโนโลยียังไม่นิ่ง - การบำรุงรักษายุ่งยาก - capacity factor < 60% 3. เครื่องยนต์จำเป็นต้องมีการบำรุงดูแลรักษาที่ดีจากผู้เชี่ยวชาญด้านเครื่องยนต์ 4. มีความยุ่งยากในการจัดเตรียมเชื้อเพลิง

2.4.2 Direct Combustion โรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนมากในโลกนี้มักจะใช้ ระบบการเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรงในระบบหม้อไอน้ำ (Boiler) และถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้แก่ น้ำในหม้อไอน้ำจนกลายเป็นไอน้ำที่ร้อนจัด และมีความดันสูงซึ่งไอน้ำนี้จะถูกนำไปปั่นกังหันที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และได้กระแสไฟฟ้าออกมา นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแล้ว ในโรงงานอุตสาหกรรมหลายประเภท เช่น โรงงานน้ำตาล โรงงานกระดาษ ก็จะใช้ประโยชน์จากไอน้ำไปในช่วงตอนการผลิตของโรงงานร่วมด้วย ซึ่งการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าร่วมกันนี้เรียกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงสูง กลายเป็นวิธีที่สามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมได้ และความร้อนที่ได้นั้นสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้หลายทางเช่นนำมาอบแห้ง มาผลิตน้ำร้อนที่ใช้ในกระบวนการผลิต ทำไอน้ำความดันต่ำ (0.1 – 1.0 MPa) ที่นำไปใช้ในการทำความร้อน และน้ำร้อนความดันสูง (4-10 MPa) ในการขับเคลื่อนสำหรับผลิตไฟฟ้า และอื่นๆ ซึ่งจุดที่จะคุ้มทุนกับการดำเนินการขนาดโรงไฟฟ้าไม่ควรต่ำกว่า 5 MW สำหรับระบบนี้

ระบบการเผาไหม้โดยตรงเป็นเทคโนโลยีพื้นฐานของโรงไฟฟ้าโดยทั่วไป ใช้ได้กับโรงไฟฟ้าทุกขนาด แต่ถ้ามีขนาดเล็ก ราคาค่าก่อสร้างต่อเมกกะวัตต์จะสูง กล่าวคือยังมีขนาดกำลังการผลิตที่ใหญ่ ยังมีราคาต่อเมกกะวัตต์น้อยลง โดยประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 20-30 % ซึ่งระบบการเผาไหม้โดยตรงมีข้อดี-ข้อเสีย ดังในตารางที่ 2.6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.6 เปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของระบบการเผาไหม้โดยตรง

ข้อดี	ข้อเสีย
<ol style="list-style-type: none"> 1. เหมาะกับขนาดกำลังการผลิตใหญ่ 2. สามารถนำไอน้ำมาหมุนเวียนในกระบวนการผลิต ซึ่งขึ้นอยู่กับทางเลือกชนิดของ Turbine 3. การจัดเตรียมเชื้อเพลิงไม่ยุ่งยาก 4. ศักยภาพทางเทคโนโลยีในปัจจุบันค่อนข้างมีความชัดเจน 	<ol style="list-style-type: none"> 1. มีประสิทธิภาพทางความร้อนไม่สม่ำเสมอ 2. ต้นทุนในการลงทุนสูง 3. ประสิทธิภาพการเผาไหม้ขึ้นอยู่กับความชื้น

การเลือกเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวลที่เหมาะสมกับประเทศไทย

จากการศึกษาข้อดีและข้อเสียของเทคโนโลยีของทั้ง 2 ระบบในข้างต้น จึงทำการเลือกเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) มาทำการศึกษารายละเอียด เนื่องจากสาเหตุดังต่อไปนี้

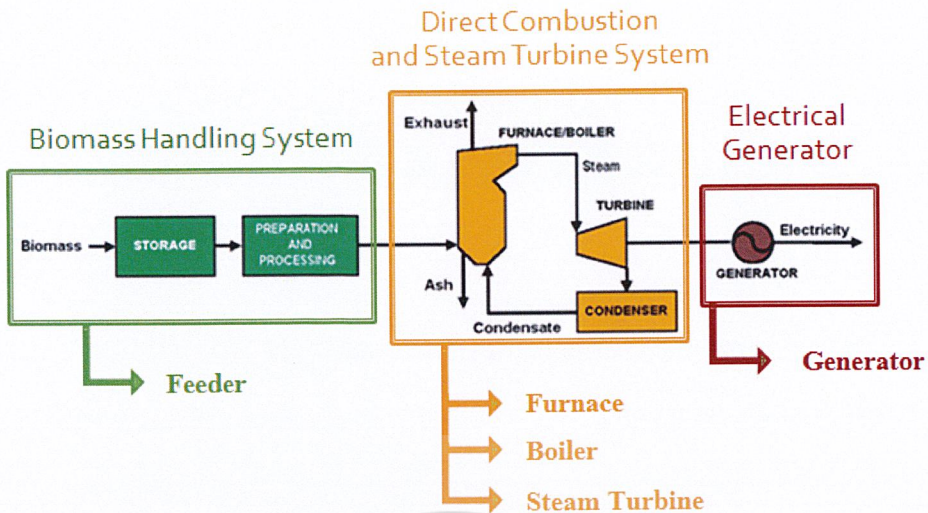
1. ระบบการเผาไหม้โดยตรงเป็นระบบที่ไม่มีความยุ่งยากและซับซ้อน
2. การจัดเตรียมเชื้อเพลิงและการดูแลรักษาอุปกรณ์ในระบบมีความง่ายและสะดวก
3. ระบบการเผาไหม้โดยตรงสามารถนำพลังงานความร้อนในรูปของไอน้ำที่มีอยู่ในระบบ นำมาใช้เพิ่มประสิทธิภาพของระบบได้
4. เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรงมีความสามารถและเหมาะสมกับหน่วยกำลังการผลิตที่มีขนาดใหญ่

2.5 เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงของการเผาไหม้โดยตรง

การเผาไหม้ตรง (Direct Combustion) การเผาไหม้โดยตรงเป็นปฏิกิริยาเคมีการรวมตัวกันระหว่างเชื้อเพลิงกับออกซิเจนอย่างรวดเร็ว ทำให้เกิดการลุกไหม้และการคายความร้อนออกมา โดยใช้ก๊าซออกซิเจนร้อยละ 23 และก๊าซไนโตรเจนร้อยละ 77 โดยน้ำหนัก ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอน คือ ขั้นตอนที่ก๊าซออกซิเจนสัมผัสกับพื้นผิวเชื้อเพลิง การเกิดปฏิกิริยาเผาไหม้ได้ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ การปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ออกมาที่พื้นผิว และการเกิดปฏิกิริยาระหว่างคาร์บอนมอนอกไซด์ CO กับออกซิเจนเกิดเป็นคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂)

อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลของระบบการเผาไหม้โดยตรง สามารถจำแนกอุปกรณ์ออกได้ 5 ส่วน ดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.19 ระบบต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง [20]

2.5.1 ระบบการจัดการชีวมวล (Biomass Handling System)

ระบบการจัดการชีวมวล มีส่วนสำคัญในการช่วยแก้ไข้ปัญหาที่เกิดจากชีวมวลที่นำมาเป็นเชื้อเพลิง เช่น ปัญหาเรื่องการมีหินหรือเศษซากอื่นๆปะปนมากับชีวมวล ซึ่งหากการจัดการชีวมวลที่ไม่ดี อาจจะทำให้เกิดปัญหาในภายหลังได้ ซึ่งเราสามารถแบ่งขั้นตอนต่างๆ ออกเป็น 6 ขั้นตอน ดังนี้

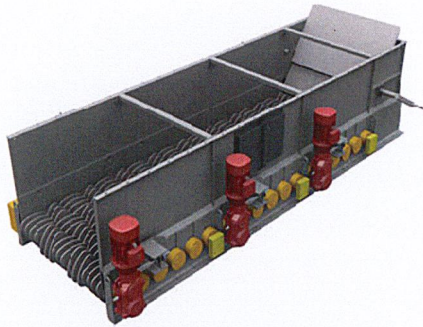
1) การรับชีวมวล (Biomass Receiving) การรับชีวมวล อาจจะขนส่งมาทางรถบรรทุกหรือรถไฟ ซึ่งจะบรรทุกชีวมวลมาส่งยังโรงไฟฟ้าและขนถ่ายลงยังสถานีรับ (Receiving Station)



รูปที่ 2.20 การรับชีวมวล [21]

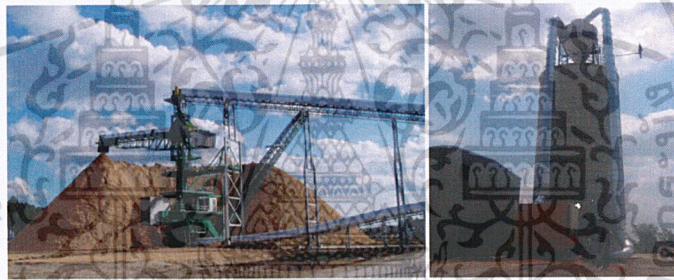
2) การคัดกรองเบื้องต้น (First Stage Screening) การคัดกรองเบื้องต้นขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวลแต่ละประเภทเพราะอาจจะมีวัสดุอื่นผสมมาด้วยเป็นจำนวนมาก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น ยกเว้นแต่ที่มีเหตุเปลี่ยนแปลงเนื้อหาและต้องจ่ายค่าลิขสิทธิ์แก่ผู้จัดทำ



รูปที่ 2.21 อุปกรณ์ที่ใช้ในการคัดกรองขั้นแรก [22]

3) การเก็บรักษา (Storage) การเก็บรักษาวัสดุชีวมวลนั้น เมื่อได้รับการคัดกรองแล้วชีวมวลที่ได้จะถูกขนส่งโดยสายพานลำเลียงไปเก็บไว้ โดยชีวมวลขนาดใหญ่จะสามารถเก็บรักษาไว้บนพื้นได้ ส่วนชีวมวลที่มีขนาดเล็ก จะใช้ Silo หรือบังเกอร์ในการเก็บ



รูปที่ 2.22 การเก็บรักษาชีวมวล [23]

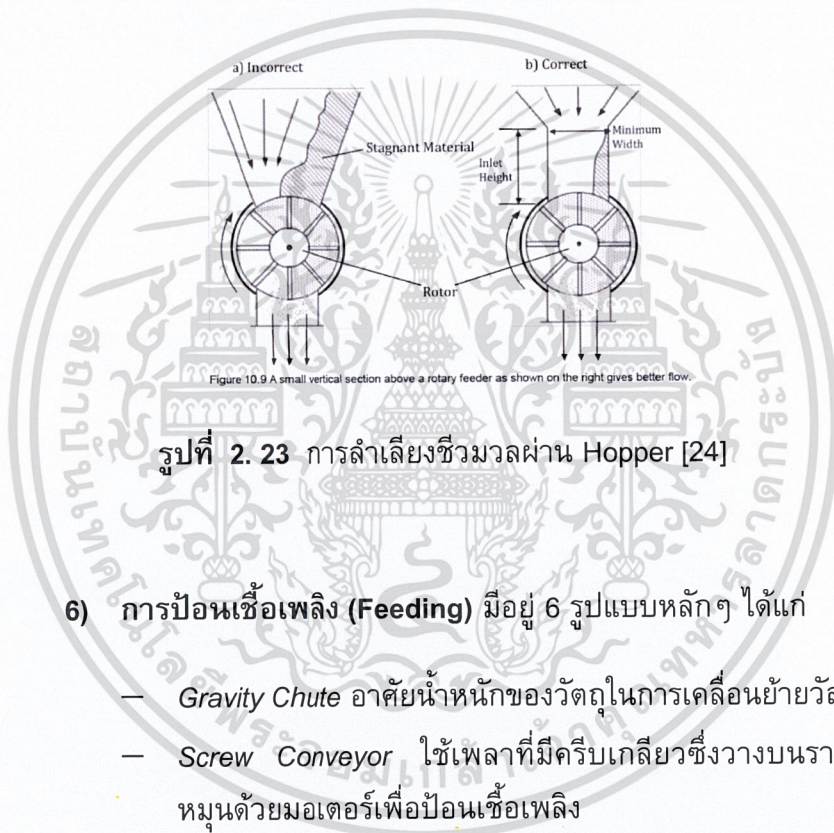
4) การเก็บเตรียมชีวมวล (Feed Preparation) เมื่อเราได้ชีวมวลมาแล้วเราไม่สามารถที่จะส่งเข้าไปเป็นเชื้อเพลิงได้ทันทีเนื่องจากปัญหาต่างๆ เช่น เปอร์เซ็นต์ของวัสดุอื่นๆ(หินหรือโลหะ) ระดับความชื้น หรือ ขนาด จำเป็นต้องมีการเตรียมชีวมวลโดยวิธีการดังต่อไปนี้

- การคัดกรอง (Screening) ซึ่งจะมีอุปกรณ์ที่ใช้ในการคัดกรองได้แก่
 - De-stoner ใช้แยกวัสดุที่หนักกว่าชีวมวล ซึ่งโดยปกติจะใช้ระบบสั่นและการไหลของอากาศซึ่งจะแยกวัสดุได้ตามความถ่วงจำเพาะ
 - Non-Ferrous Metal Separators จะใช้การไหลของชีวมวลโดยจะแยกวัสดุตามความถ่วงจำเพาะ
 - Magnetic Metal Separation จะใช้แม่เหล็กในการแยกเหล็กและวัสดุแม่เหล็กอื่นๆ ออกจากวัสดุชีวมวล

● การอบ (Drying) ชีวมวลที่ใหม่นั้นอาจจะมี ความชื้นได้ถึง 40% – 60% ซึ่งหากไม่ทำการอบก่อนอาจทำให้ประสิทธิภาพในการเผาไหม้ลดลง

- การปรับขนาด (Sizing) อุปกรณ์ที่ใช้ในการปรับขนาด ได้แก่
 - *Chunker* : 250-50 mm
 - *Chipper* : 50-5 mm
 - *Grinder* : น้อยกว่า 80 mm
 - *Pulverizer* : น้อยกว่า 100 micrometers

5) การลำเลียง (**Conveying**) เมื่อเราเตรียมชีวมวลเป็นที่เรียบร้อยแล้ว จากนั้นเราก็จะนำชีวมวลที่ได้ลำเลียงผ่าน Hopper ไปยังเครื่องป้อนเชื้อเพลิง



รูปที่ 2.23 การลำเลียงชีวมวลผ่าน Hopper [24]

6) การป้อนเชื้อเพลิง (**Feeding**) มีอยู่ 6 รูปแบบหลักๆ ได้แก่

- *Gravity Chute* อาศัยน้ำหนักของวัตถุในการเคลื่อนย้ายวัสดุ
- *Screw Conveyor* ใช้เฟลาที่มีครีบกเก็ลียวซึ่งวางบนรางเหล็กโดยจะหมุนด้วยมอเตอร์เพื่อป้อนเชื้อเพลิง
- *Pneumatic Injection* เป็นระบบที่ขนถ่ายวัสดุด้วยแรงดันลม โดยจะทั้งระบบตัน ดูด และแรงดันสุญญากาศ
- *Rotary Spreader* ทำการป้อนวัสดุเข้าสู่เส้นทางลำเลียงแล้วให้มอเตอร์กระจายวัสดุออก
- *Moving Hole Feeder* เป็นช่องให้วัสดุผ่าน โดยจะมีระบบสั่นเพื่อป้องกันวัสดุค้าง
- *Belt Feeder* มีลักษณะเป็นสายพาน ปลายสองข้างชนเข้าด้วยกันขนถ่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ในแนวตรงและลาดเอียงเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การป้อนเชื้อเพลิงนั้น สามารถใช้รูปแบบหลายๆ แบบผสมกันก็ได้แล้วแต่กรณีและความเหมาะสม โดย Belt Feeder จะเป็นรูปแบบที่ใช้งานได้ง่ายและสามารถใช้ได้กับวัสดุหลากหลายชนิด

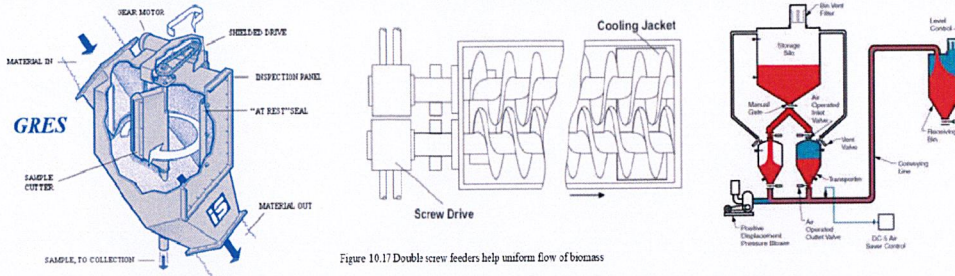


Figure 10.17 Double screw feeders help uniform flow of biomass

(ก.)

(ข.)

(ค.)

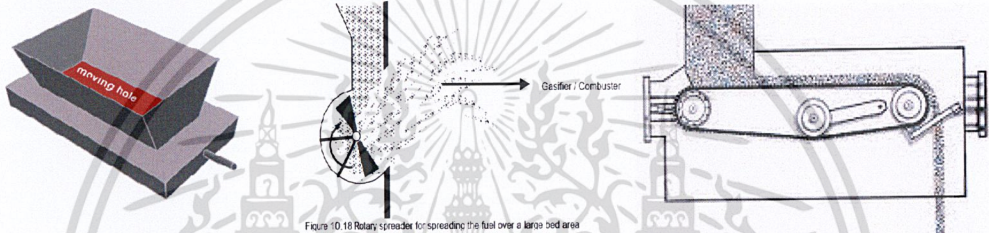


Figure 10.18 Rotary spreader for spreading the fuel over a large bed area

(ง.)

(จ.)

(ฉ.)

รูปที่ 2.24 Feeder แบบต่างๆ (ก.) Gravity Chute (ข.) Screw Conveyor (ค.) Pneumatic Injection (ง.) Rotary Spreader (จ.) Moving Hole Feeder (ฉ.) Belt Feeder [24]

2.5.2 ห้องเผาไหม้ (Furnace)

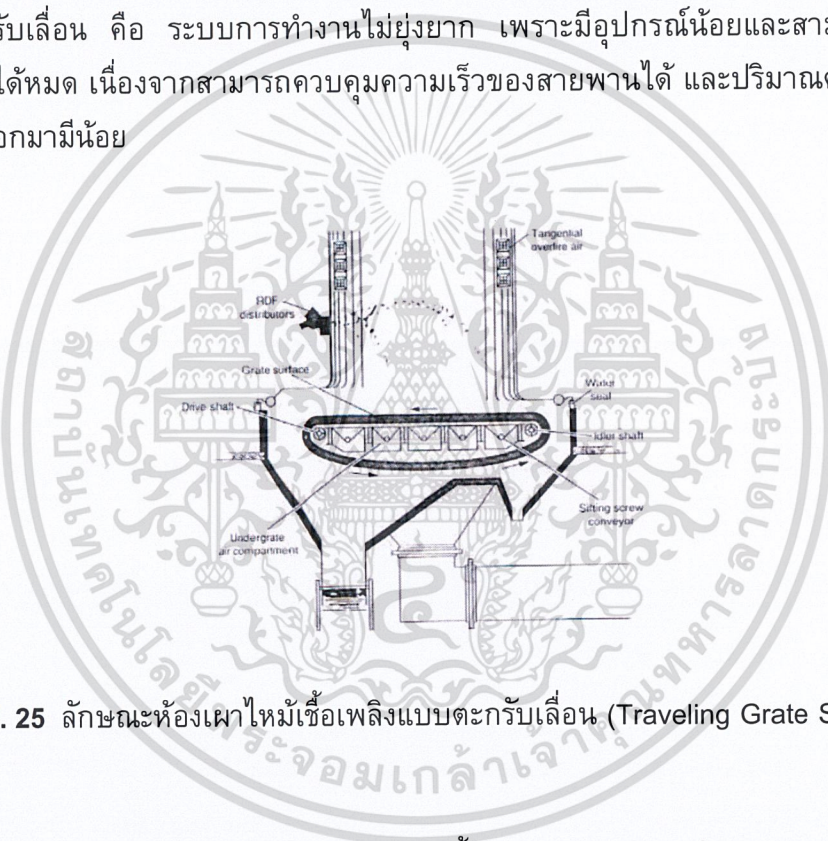
คือ บริเวณที่เป็นห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงสำหรับป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่ระบบการเผาไหม้ ซึ่งโครงสร้างห้องเผาไหม้ที่ใช้ในประเทศไทย มีหลากหลายแบบขึ้นอยู่กับประเภทของเชื้อเพลิงและประสิทธิภาพการเผาไหม้ ซึ่งสามารถแบ่งออกได้ดังนี้

1) ระบบใช้แรงงานคนป้อนเชื้อเพลิง ระบบนี้อาศัยคนงานที่มีความชำนาญในการกระจายเชื้อเพลิงให้ทั่วสม่ำเสมอบนตะแกรงเตาไฟ ที่ทำจากเหล็กหล่อเป็นตอน ๆ อากาศที่ใช้สำหรับเผาไหม้จะถูกส่งจากใต้เตาเหนือตะแกรงเตาไฟ ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของระบบนี้ค่อนข้างต่ำ

2) ระบบสโตกเกอร์ (Stoker) เป็นระบบแรกที่มีการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาโดยอาศัยเครื่องกลแทนแรงงานคน ข้อดีของระบบนี้คือ มีราคาถูก และสามารถออกแบบให้ใช้ได้กับเชื้อเพลิงแข็งหลายชนิดแต่ระบบสโตกเกอร์มีขีดความสามารถในการผลิตไอน้ำร้อนในระดับต่ำ ซึ่งระบบสโตกเกอร์สามารถแบ่งออกได้ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้วงบเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

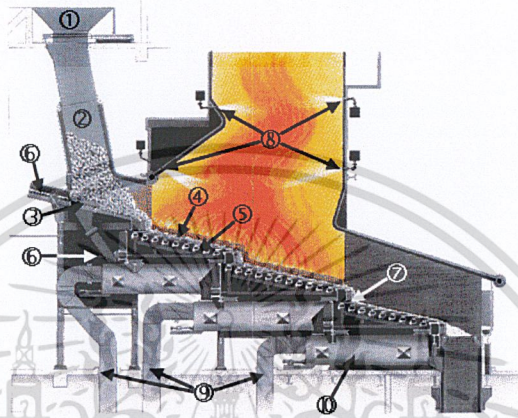
- **Traveling Grate Stoker** เชื้อเพลิงจะถูกป้อนออกจากถังเก็บ (Hopper) โดยสายพานดินตะขาบ ซึ่งจะเคลื่อนที่พาเชื้อเพลิงผ่านเข้าไปในเตาเพื่อเผาไหม้ การลุกไหม้จะลุกคืบจากด้านบนของชั้นเชื้อเพลิงลงสู่ด้านล่าง ในขณะที่เชื้อเพลิงถูกพาให้เคลื่อนที่ไปยังอีกด้านหนึ่งของเตา เมื่อสายพานเลื่อนไปจนสุดทางอีกด้านหนึ่งเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดพอดี ถ้ำที่เหลืออยู่จะตกลงสู่ที่รองรับทางด้านล่าง โครงสร้างของตะแกรงจะเคลื่อนที่ตลอดเวลา คล้ายดินตะขาบรถถังเหมาะสำหรับเชื้อเพลิงที่มีขนาดใกล้เคียงกันและมีสัดส่วนซีเถ้ามากเช่นแกลบ โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบนี้มีหลายแห่งเช่น ร้อยเอ็ดกรีน อุทองไบโอแมส บัวสมหมาย กัลปียะลากรีน และโรงงานน้ำตาลบางแห่ง อย่างไรก็ตาม โครงสร้างนี้ไม่เหมาะกับการเผาไหม้เชื้อเพลิงหลายชนิดพร้อมกัน เพราะเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดไม่พร้อมกัน ดังรูปที่ 2.25 ข้อดีของสโตกเกอร์แบบตะแกรงเลื่อน คือ ระบบการทำงานไม่ยุ่งยาก เพราะมีอุปกรณ์น้อยและสามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หมด เนื่องจากสามารถควบคุมความเร็วของสายพานได้ และปริมาณควันและเขม่าที่ปล่อยออกมามีน้อย



รูปที่ 2.25 ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะแกรงเลื่อน (Traveling Grate Stoker) [19]

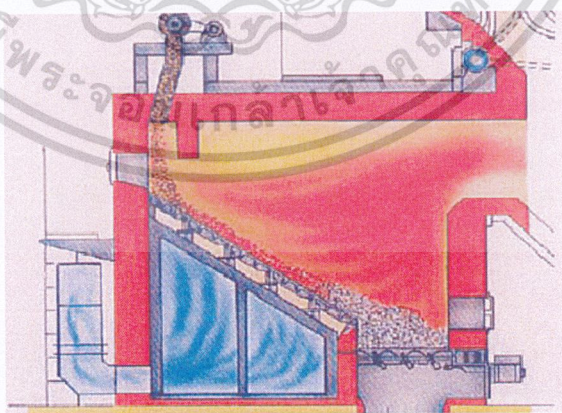
- **Spaeder Fired Stoker** เชื้อเพลิงถูกส่งเข้าเตาในลักษณะกระจายไปทั่วห้องเผาไหม้ด้วยเครื่องป้อนซึ่งมีลักษณะคล้ายใบพัดเป็นตัวหมุนนำกวักเอาเชื้อเพลิงเข้าสู่เตา เชื้อเพลิงที่มีขนาดเล็กหรือเป็นผงจะเกิดการเผาไหม้ขึ้นอย่างรวดเร็วในขณะที่ลอยตัวอยู่ภายในเตา ส่วนเชื้อเพลิงที่มีขนาดใหญ่ก็จะตกลงมาบนตะแกรง และเกิดการเผาไหม้บนตะแกรง ตะแกรงอาจมีการสั่นเป็นจังหวะเพื่อให้ถ้ำร่วงลงสู่ด้านล่าง โครงสร้างนี้พัฒนามาจาก Traveling grate stoker โดยนำเชื้อเพลิงมาบดให้ละเอียดและพ่นเข้าเตา มีประสิทธิภาพการเผาไหม้สูงขึ้นเพราะเชื้อเพลิงสัมผัสอากาศทั่วถึง แต่ต้นทุนค่าก่อสร้างสูงเช่นกัน ระบบนี้มีข้ออยู่ที่เดียวคือ บริษัท เอทีไบโอพาวเวอร์ (ฟิจิตร) ดังรูปที่ 2.26 ระบบการเผาไหม้แบบนี้จำเป็นต้องใช้อากาศเหนือไฟที่ด้านหลังและด้านข้างเตา เพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนให้พอเพียงต่อการเผาไหม้ อย่างไรก็ตามทั้งนี้ยังต้องมีชุดบดเชื้อเพลิงและต้องอาศัยกำลังน้ำของเอกสารที่ส่งมาให้สำหรับการใช้งานเพื่อความสะดวกหาทานบ ไม่จนเกินไปใช้ประโยชน์จากกระดาษไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งยังมีชุดบดเชื้อเพลิงและต้องอาศัยกำลังน้ำของเอกสารที่ส่งมาให้ใช้

เชื้อเพลิงละเอียดให้กระจายออกไป ข้อดีของการเผาไหม้ระบบนี้ คือ การที่เชื้อเพลิงกองอยู่บาง ๆ บนตะแกรงทำให้ความดันอากาศไหลผ่านเชื้อเพลิงมีค่าน้อยกว่าสโตเกอร์แบบตะกรับเลื่อน ดังนั้นการควบคุมอากาศที่ป้อนใต้ตะแกรงสามารถทำได้ง่ายกว่า ในส่วนของข้อเสียของระบบสโตเกอร์แบบกระจาย คือ มีปริมาณเขม่าและควันออกจากปล่องมากจึงต้องมีอุปกรณ์สำหรับดักซี้เถ้าที่ออกจากปล่องสู่บรรยากาศภายนอก



รูปที่ 2.26 ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบกระจาย (Spaefer Fired Stoker) [19]

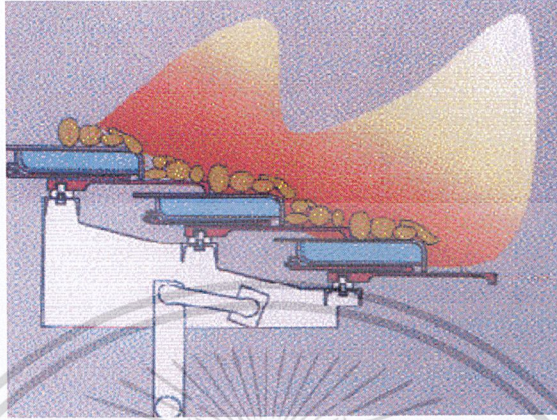
- **Incline / Fixed grate stoker** มีโครงสร้างแบบง่าย ๆ ตะกรับจะยึดติดอยู่กับที่ ดันทุนค่าก่อสร้างค่อนข้างถูก ข้อเสียคือประสิทธิภาพต่ำ นำซี้เถ้าออกยาก และบางครั้งเชื้อเพลิงค้างอยู่กลางตะกรับ ทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง โครงสร้างนี้ส่วนใหญ่ใช้ในโรงงานน้ำตาล โรงงานน้ำมันปาล์ม และโรงสีข้าว เช่น โรงไฟฟ้าปทุมไรซ์มิลล์



รูปที่ 2.27 ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะกรับเอียง (Incline / Fixed grate stoker) [5]

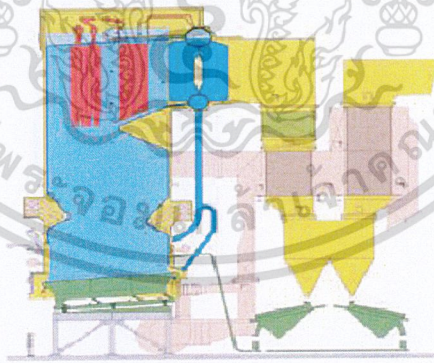
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- **Step grate stoker** มีโครงสร้างคล้ายกับชั้นบันได เชื้อเพลิงจะถูกผลักลงทีละชั้นทำให้มีโอกาสพลิกไปมา ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น เหมาะกับการใช้เชื้อเพลิงหลายชนิด ติดตั้งในโรงไฟฟ้ามุ่งเจริญพร และบัวใหญ่ไบโอพาวเวอร์



รูปที่ 2.28 ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบขั้นบันได (Step grate stoker) [5]

- **Vibrating grate stoker** ตะกรับจะสั่นเพื่อให้เชื้อเพลิงไหลลงสะดวก เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ ระบบนี้มีใช้อยู่ 3 โรงคือ บริษัท ภูเขียวไบโอ-เอ็นเนอร์ยี บริษัท ดำนช่างไบโอ-เอ็นเนอร์ยี และโรงงานน้ำตาลขอนแก่น ซึ่งทั้งสามโรงงานเป็นโรงงานน้ำตาลทั้งหมด



รูปที่ 2.29 ลักษณะห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบตะกรับสั่น (Vibrating grate stoker) [5]

3) ระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverised) การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในเตา

ระบบพัลเวอร์ไรซ์จะเกิดขึ้นในลักษณะที่เชื้อเพลิงแขวนลอยอยู่ ดังนั้นเชื้อเพลิงที่ใช้ในเตาเผา

แบบนี้จะต้องมีขนาดเล็กเพียงพอที่จะแขวนลอยอยู่ในอากาศภายในเตา อากาศส่วนแรกจะถูก

อุ่นก่อนส่งเข้าเตา เพื่อใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงในขณะที่อากาศส่วนที่สองถูกส่งเข้าเตาโดยตรง

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพื่อช่วยให้การเผาไหม้เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์ ชี้อัดที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกพัดพาออกจากเตาเผาติดมากับแก๊สร้อนที่ได้จากการเผาไหม้

ข้อดี ของการเผาไหม้ระบบนี้ คือ ไม่จำเป็นต้องมีระบบตะแกรงที่จะต้องให้ความร้อนในการเผาไหม้สูง เพราะระบบสโตคเกอร์ที่กล่าวมาแล้วนั้น เชื้อเพลิงจะเผาไหม้ได้จะต้องได้รับความร้อนที่สูงเพียงพอจากเชื้อเพลิงเก่าบนตะแกรง จากเหตุดังกล่าวข้างต้นจึงต้องให้เตาเผา ระบบสโตคเกอร์มีขนาดเล็กเพียงพอที่จะทำให้ความร้อนภายในเตาเผามีค่าสูงพอแก่เชื้อเพลิงที่จะเผาไหม้ต่อไป ดังนั้นเตาเผาแบบพัลเวอร์ไรซ์นี้จึงให้ความร้อนในการเผาไหม้ได้สูงกว่า

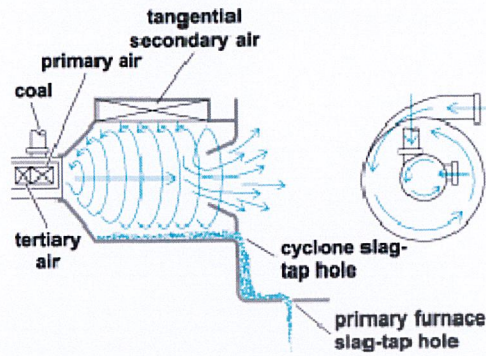
ข้อเสีย ของระบบพัลเวอร์ไรซ์นี้ คือ การควบคุมเผาทำได้ยาก ดังนั้นจึงต้องมีระบบการจับเถ้าที่ดีซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่ายสูง เชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องมีขนาดเล็กเพียงพอ ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการบดเชื้อเพลิงให้มีขนาดเล็กลง นอกจากนี้การควบคุมอุณหภูมิภายในเตาเผาทำได้ยาก เพราะถ้าอุณหภูมิของการเผาไหม้สูงเกินไปจะทำให้เกิดการหลอมตัวของเถ้าเกาะกันเป็นก้อนใหญ่ ซึ่งทำให้เตาเผาเสียหายได้ เชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องแห้งเพียงพอจึงต้องมีการอบแห้ง ซึ่งทั้งหมดนี้เป็นการเพิ่มราคาต้นทุนและพลังงานที่ใช้



รูปที่ 2. 30 ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบพัลเวอร์ไรซ์ [19]

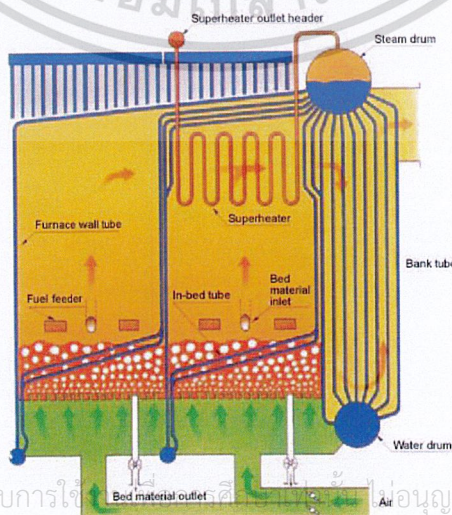
4) ระบบไซโคลน (Cyclone) เตาเผาแบบไซโคลน เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าเตาเผาโดยอาศัยแรงโน้มถ่วงเช่นเดียวกับระบบพัลเวอร์ไรซ์ แต่ไม่จำเป็นต้องบดเชื้อเพลิงให้มีขนาดเล็ก ทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการบดเชื้อเพลิงลงได้ การเผาไหม้ในระบบไซโคลนจะใช้หัวเผาแบบ Horizontal water-cooled ขนาดเล็ก ทำให้เตาเผาแบบไซโคลนมีขนาดเล็กกว่าเตาเผาแบบพัลเวอร์ไรซ์เมื่อคิดต่อหน่วยปริมาตร อากาศจะเข้าสู่เตาเผาในแนวสัมผัสกับผนังของห้องเผาไหม้ ซึ่งจะทำให้เชื้อเพลิงเกิดการเคลื่อนที่แบบปั่นป่วน (Turbulence) ในห้องเผาไหม้ ทำให้การเผาไหม้ดีขึ้น อุณหภูมิของการเผาไหม้ภายในเตาเผาแบบไซโคลนสูงถึง 1,650 องศาเซลเซียส ซึ่งจะทำให้ชี้อัดถูกเผาไหม้กลายเป็นชี้อัดเหลว (Liquid Slag) ได้ประมาณ 30-50 % และค่าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เหลือซีเถ้าที่ปนออกมากับแก๊สร้อนเพียง 70-50% ซีโหละเหลวที่เกิดขึ้นภายในเตาเผาระบบไซโคลนนี้สามารถปล่อยออกทางด้านล่างของเตาเผาได้



รูปที่ 2.31 ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบไซโคลน [19]

5) ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed) อากาศจะไหลผ่านชั้นของเชื้อเพลิง และเมื่อเพิ่มค่าความเร็วของอากาศถึงค่าหนึ่งเชื้อเพลิงที่วางอยู่จะลอยตัวขึ้นมีลักษณะคล้ายของไหล ในตอนเริ่มติดเตานั้น เบดจะได้รับความร้อนจากภายนอกจนอุณหภูมิถึงจุดติดไฟของเชื้อเพลิง หลังจากนั้นเชื้อเพลิงจะถูกบ้อนเข้าไปอย่างสม่ำเสมอ การเผาไหม้จะเกิดขึ้นทั่วๆ บริเวณเตา โดยปกติจะใส่สารเฉื่อย (Inert Material) เช่น ททราย หรือ สารที่ทำปฏิกิริยา (Reaction Material) เช่น หินปูน (Limestone) หรือตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ซึ่งจะช่วยในด้านการถ่ายเทความร้อนและช่วยทำความสะอาดภายในเตาระบบฟลูอิดไดซ์เบดนี้แสดงดังรูปที่ 2.32 ระบบฟลูอิดไดซ์เบดนี้ได้รับความสนใจมากในปัจจุบัน เนื่องจากสามารถใช้กับเชื้อเพลิงแข็งได้ทุกชนิด เพราะอุณหภูมิภายในเตาจะมีค่าใกล้เคียงตลอดทั่วเตาเผา ทำให้อัตราการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงสม่ำเสมอ สามารถเผาเชื้อเพลิงที่มีปริมาณความชื้นสูงได้ดี นอกจากนี้ยังทำให้อุณหภูมิของเปลวไฟคงที่



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้... ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 2.32 ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบฟลูอิดไดซ์เบด [5]

ข้อดี ของระบบฟลูอิดไดซ์เบด คือมีสารเฉื่อย เช่น ททราย เป็นเบด จึงทำให้เกิด การผสมของเชื้อเพลิงกับออกซิเจนได้ดี เกิดการเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์และรวดเร็ว นอกจากนี้ ตัวเบดยังช่วยอมความร้อนทำให้เตามีความเสถียร ไม่ดับง่าย และเกิดการเผาไหม้ในตัวเตาเผา ได้อย่างทั่วถึง จึงทำให้อุณหภูมิภายในเตาเผามีค่าเท่ากันและสม่ำเสมอ สามารถใช้เผาไหม้ เชื้อเพลิงในช่วงอุณหภูมิการเผาไหม้ที่ต่ำ (ประมาณ 850 °C) จึงช่วยแก้ปัญหาด้านมลพิษของ อากาศเนื่องจากการเกิดสารประกอบไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ได้ เป็นระบบเกี่ยวกับลมเกือบ ทั้งหมด (Pneumatic System) ไม่ค่อยมีระบบเครื่องกล (Mechanical System) ทำให้การ ควบคุมระบบทำได้ง่าย เชื้อเพลิงที่เผาไหม้ในเตาระบบฟลูอิดไดซ์เบด ใช้เวลาในการทำ ปฏิกริยาการเผาไหม้หมดสมบูรณ์ไม่เกิน 5 วินาที ซึ่งน้อยกว่าเวลาที่เชื้อเพลิงใช้อยู่ในเตาเผา จึงทำให้การเผาไหม้สมบูรณ์

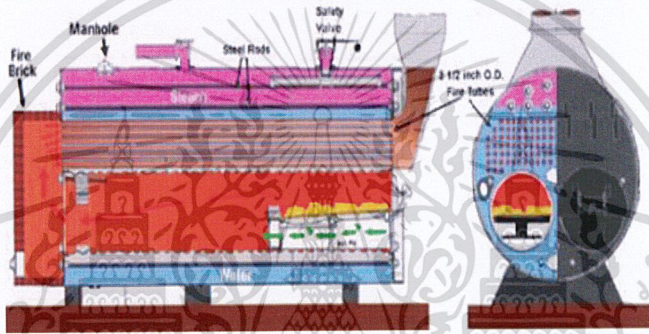
ชนิดของเตา ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของระบบผลิตไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวล ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับชีวมวลที่มีขนาดเป็นชิ้นค่อนข้างใหญ่ เตาเผาแบบสโตกเกอร์มีความ เหมาะสมมาก ในขณะที่ชีวมวลที่เป็นชิ้นเล็กหรือเป็นเม็ด เช่น ชี้เลื่อย แกลบ มีความเหมาะสม กับเตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบดหรือไซโคลน เตาเผาแบบ สโตกเกอร์นั้นสามารถใช้กับเชื้อเพลิง ได้หลายชนิด/ขนาด แต่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระต่ำ เตาเผาแบบไซโคลนตอบสนอง ต่อการเปลี่ยนแปลงภาระสูงกว่าเตาเผาแบบสโตกเกอร์ แต่ต้องการเชื้อเพลิงที่มีความแห้งมาก เตาเผาแบบ ฟลูอิดไดซ์เบดเป็นระบบค่อนข้างใหม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงคุณภาพ ของเชื้อเพลิง และตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระได้เร็ว

2.5.3 หม้อไอน้ำ (Boiler)

หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไอน้ำ สำหรับให้ความร้อนในกระบวนการผลิตใน โรงงานอุตสาหกรรม หรือเพื่อใช้ขับเคลื่อนไอน้ำ (Steam Turbine) หรือเครื่องจักรไอน้ำ (Steam Engine) เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานกล หน้าที่หลักของหม้อไอน้ำคือการผลิตไอน้ำที่มี ความดัน อุณหภูมิ และอัตราการไหลที่กำหนดไว้

1) หม้อไอน้ำท่อไฟ (Fire Tube Boiler) เป็นหม้อไอน้ำที่มีความสามารถในการ ผลิตไอน้ำได้ไม่มาก เนื่องจากผลิตไอน้ำได้ที่ความดันและอัตราการไหลจำกัด เนื่องจากมี ลักษณะโครงสร้างที่เป็นถัง (shell) ทรงกระบอกใหญ่ในแนวนอนหรือแนวตั้ง โดยมีห้องเผาไหม้ เป็นรูปทรงกระบอกอยู่ภายในตัวถัง ส่วนผนังของท่อจะทำเป็นร่องเพื่อรองรับการขยายตัวขณะ ร้อน และเพื่อเพิ่มความแข็งแรงของโครงสร้างเมื่อรับความดันสูง ห้องเผาไหม้จะอยู่ด้านหน้าของ หม้อไอน้ำ ซึ่งสามารถใช้ได้ทั้งเชื้อเพลิงแข็ง เชื้อเพลิงเหลว และก๊าซความร้อนที่ได้จากการเผา ไหม้เชื้อเพลิงจะถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำรอบตัว โดยกลไกการถ่ายเทส่วนใหญ่จะเป็นแบบการ แผลงรังสี หลังจากนั้นไอเสียร้อยละเคลื่อนที่ย้อนกลับในท่อหลายๆ ท่อที่วางเรียงตัวขนานกับหม้อ ไอน้ำ ซึ่งจะช่วยให้เพิ่มอัตราการถ่ายเทความร้อนให้กับหม้อไอน้ำ (เนื่องจากปริมาณพื้นผิวถ่ายเท ความร้อนมีค่ามากขึ้น) การมีไฟหรือไอเสยร้อนเดินในท่อ จึงเรียกหม้อไอน้ำชนิดนี้ว่าท่อไฟ

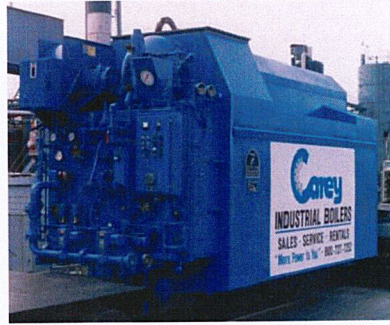
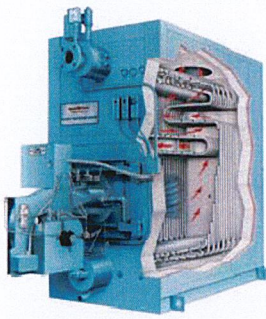
หลังจากที่ไอเสีร้อนเคลื่อนที่มาถึงด้านหน้าของหม้อ ถ้ำปล้อยออกที่ตำแหน่งนี้ โดยปกติหม้อไอน้ำชนิดนี้จะเรียกว่า ท่อไฟแบบ 2 กลับ (2 passes) แต่สามารถออกแบบให้ไอเสียเคลื่อนที่ย้อนกลับได้อีกครั้งหนึ่งก่อนออกสู่ปล้อง ก็จะเรียกว่าเป็นท่อไฟ 3 กลับ โดยทั่วไปมักใช้มาเกิน 4 กลับ เนื่องจากเพิ่มความยุ่งยากในการออกแบบตำแหน่งของกลุ่มท่อไฟในแต่ละกลับ (pass) อาจกำหนดให้อยู่ข้างใต้ หรือเหนือช่องเตาก็ได้ วัตถุประสงค์ของการเพิ่มจำนวนกลับเพื่อเพิ่มเนื้อที่ผิวถ่ายเทความร้อน ซึ่งจะทำให้การถ่ายเทความร้อนออกจากตำแหน่งไอเสียจากน้ำให้ไต้มากที่สุดก่อนไหลออกปล้อง เนื่องจากข้อจำกัดในเรื่องของรูปร่างโครงสร้างทำให้หม้อไอน้ำชนิดนี้มีความสามารถในการผลิตไอน้ำได้ไม่เกิน 25 บาร์ ที่อัตราการไหลไม่เกิน 29 ตัน/ชั่วโมง ส่วนใหญ่จะใช้ในการผลิตไอน้ำอ้อมตัวเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตและใช้สอยอย่างอื่น



รูปที่ 2.33 หม้อไอน้ำชนิดท่อไฟ [19]

2) หม้อไอน้ำท่อน้ำ (Water Tube Boiler) ในระบบหม้อไอน้ำชนิดนี้ น้ำจะไหลเวียนอยู่ในท่อ ในขณะที่ไอเสียจากการเผาไหม้จะไหลผ่านท่อต่างๆ เหล่านี้ ทำให้ได้การถ่ายเทความร้อนจากไอเสียมาให้น้ำในท่อ ซึ่งมีการไหลเวียนโดยอาศัยความแตกต่างในค่าความหนาแน่นของน้ำที่ตำแหน่งแตกต่างกัน น้ำในท่อส่วนที่รับความร้อนก็จะลอยตัวสูงขึ้นและน้ำที่เย็นกว่าก็จะไหลมาแทนที่ ทำให้เกิดการไหลเวียนตามธรรมชาติ ในกรณีที่ต้องการไอน้ำที่มีความดันสูง อัตราการไหลสูง ลักษณะการเวียนตามธรรมชาตินี้อาจไม่เพียงพอ จึงจำเป็นต้องใช้ปั๊มช่วย ไอน้ำที่เกิดขึ้นจะถูกเก็บสะสมไว้ในถังไอน้ำด้านบนสำหรับนำออกไปใช้งาน ระบบท่อน้ำที่ใช้อาจออกแบบให้มีรูปร่างหลายลักษณะ เช่น ออกแบบให้มีรูปร่างตามอักษร A D และ O เป็นต้น หรือออกแบบให้ระบบท่อบางส่วนให้เป็นส่วนหนึ่งของผนังหม้อไอน้ำ จะได้ช่วยหล่อเย็นผนังทำให้สามารถรับอุณหภูมิได้สูงขึ้นเป็นการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของระบบอย่างหนึ่งหม้อไอน้ำที่ใช้ระบบผลิตกำลังมักจะเป็นแบบท่อน้ำผลิตไอน้ำ โดยที่น้ำจะอยู่ภายในท่อและไอเสีร้อนไหลผ่านด้านนอกของท่อ จากลักษณะโครงสร้างที่แสดงดังรูป ทำให้สามารถผลิตได้ไอน้ำ

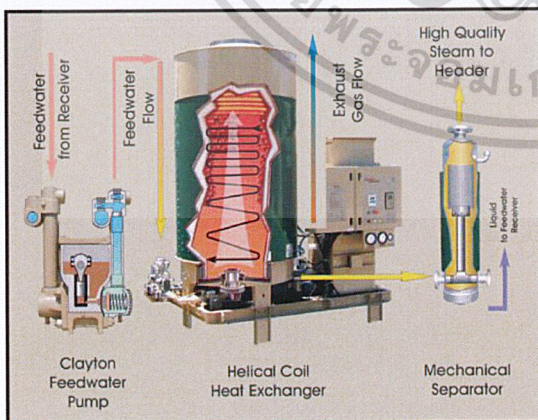
ปริมาตรมาก ๆ ที่ความดันสูงอาจมีค่าถึง 1,800 ตัน/ชั่วโมง ที่ความดันสูงกว่าค่าความดันวิกฤต
ไม่ต่ำกว่าของน้ำ (>221 บาร์) ดังรูปที่ 2.34 ปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2. 34 หม้อไอน้ำชนิดท่อน้ำ [19]

นอกจากนี้หม้อไอน้ำยังมีท่อไอน้ำแบบอื่นๆ อีก 2 แบบ ซึ่งเป็นหม้อไอน้ำน้ำเฉพาะอย่าง และมีข้ออยู่ในวงเล็บ ได้แก่

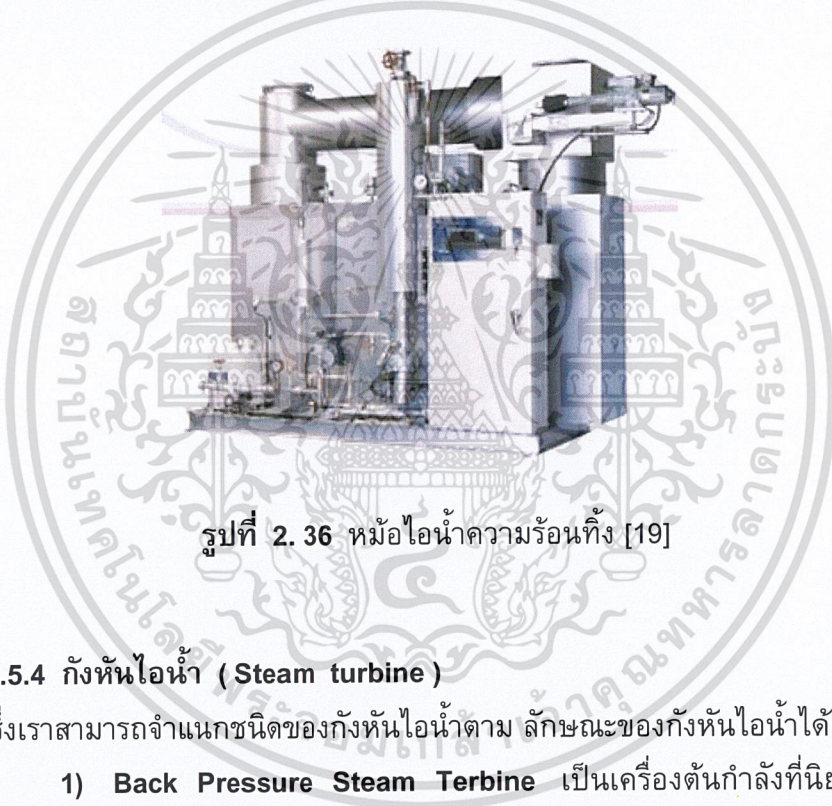
3) หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด (Once-Through Boiler) หม้อไอน้ำชนิดนี้ไม่มีถังไอน้ำ (Steam Drum) สำหรับบรรจุน้ำและไอน้ำขณะกลายเป็นไอ เหมือนกับหม้อไอน้ำแบบท่อไฟหรือท่อน้ำ แต่จะประกอบด้วยหลายๆท่อ ท่อเดินขนานกันไปอยู่ในเตาหม้อไอน้ำ ความดันที่ใช้มักสูงกว่าความดันวิกฤตของน้ำ เนื่องจากที่ค่าความดันสูงนี้ปริมาณความร้อนที่ใช้จะมีค่าน้อยมาก อุณหภูมิไอน้ำที่ได้จะมีค่าประมาณ 600 °C โดยได้รับความร้อนจากเตาโดยวิธีการแผ่รังสีเป็นสำคัญ ขนาดที่ใช้กันทั่วไปมีขนาดตั้งแต่ขนาดเล็กถึงขนาดที่ใช้กันในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยส่วนรวมข้อดีของหม้อไอน้ำชนิดนี้เป็นผลจากการใช้ท่อเชื่อมตลอด ทำให้สามารถหลีกเลี่ยงปัญหาการขยายตัวเนื่องจากการเปิด-ปิดเครื่อง ดังนั้นการเปิด-ปิดเครื่องจึงสามารถกระทำได้รวดเร็ว



รูปที่ 2. 35 หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด [19]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4) หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste - Heat Boiler) ความร้อนที่ใช้ผลิตไอน้ำ ในหม้อไอน้ำชนิดนี้ ได้จากความร้อนทิ้งจากระบวนการผลิต หรือเครื่องจักรบางอย่างเช่น ไอเสียจากเตาเผาปูนซีเมนต์ เตาอบเหล็ก เตาเผาเซรามิกส์ เครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน และเครื่องกังหันก๊าซ เป็นต้น ความร้อนในไอเสียที่ได้มักจะมีอุณหภูมิสูงที่ได้มักมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 500 -1,000 °C ซึ่งยังจัดว่ายังมีอะเวเลบิลิตีค่อนข้างสูง สามารถนำมาใช้ในการผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อนเพื่อใช้ประโยชน์ได้ โดยทำให้ไอเสียดังกล่าวไหลผ่านเข้าไปในหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง ซึ่งโดยลักษณะโครงสร้างของมันสามารถกล่าวได้ว่าเป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนแบบเปลือกและท่อ (Shell-and-Tube Heat Exchanger) แบบหนึ่งนั่นเอง ทั้งนี้โดยจัดให้ไอเสยร้อนไหลในถังและน้ำไหลในท่อ ในกรณีที่ต้องการเพิ่มพิภักความสามารถของหม้อเช่น เพิ่มอัตราการไหล หรือความดัน อาจจะใช้เตาเผาไหม้เชื้อเพลิงเสริมเข้าไปในระบบได้



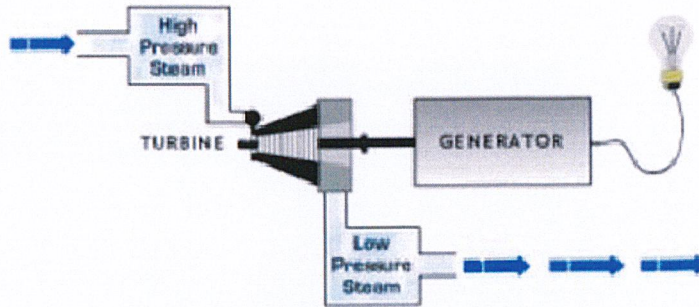
รูปที่ 2.36 หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง [19]

2.5.4 กังหันไอน้ำ (Steam turbine)

ซึ่งเราสามารถจำแนกชนิดของกังหันไอน้ำตาม ลักษณะของกังหันไอน้ำได้เป็น 3 ชนิด ดังนี้

1) **Back Pressure Steam Turbine** เป็นเครื่องต้นกำลังที่นิยมใช้กันอย่างกว้างขวาง หลักการของ Back Pressure Steam Turbine คือ เชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้ในหม้อน้ำเพื่อไอน้ำที่ความดันสูง (อาจสูงถึง 100 บาร์) แล้วปล่อยไอน้ำขยายตัวผ่านเครื่องกังหันไอน้ำ กังหันไอน้ำจะหมุนขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำจะถูกปล่อยออกจากตัวกังหัน และมีความดันเหลืออยู่ประมาณ 3 ถึง 20 บาร์ ไอน้ำนี้จะถูกใช้ให้พลังงานความร้อนในกระบวนการต่าง ๆ ของโรงงานต่อไป

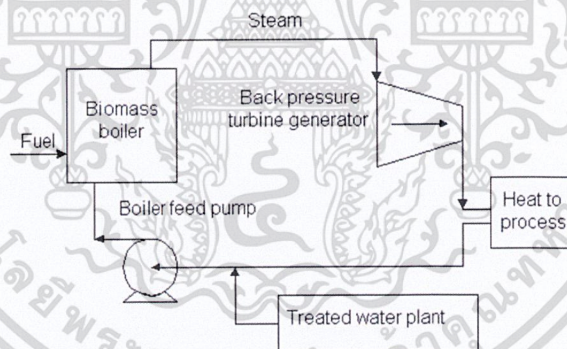
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.37 ลักษณะการทำงานของ Back Pressure Steam Turbine [19]

เทคโนโลยีนี้เหมาะสมกับโรงงานหรือกิจการที่ต้องใช้น้ำจำนวนมากๆในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานน้ำตาล และโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ดังนั้นต้องคำนวณปริมาณไอน้ำที่ต้องการและไฟฟ้าที่ใช้ให้สัมพันธ์กัน

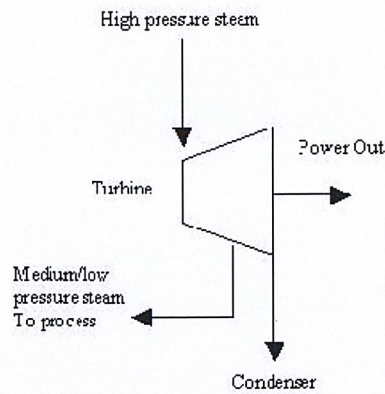
โดยประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 20-25% ประสิทธิภาพของของความร้อนอยู่ที่ 60-65% และประสิทธิภาพรวมของระบบอยู่ที่ 85% ซึ่งเหมาะสำหรับการผลิตไฟฟ้าและนำไอน้ำไปใช้ในกระบวนการผลิต



รูปที่ 2.38 แผนผังการผลิตไฟฟ้าของ Back Pressure Steam Turbine [19]

2) **Condensing Extraction Steam Turbine** มีลักษณะที่แตกต่างไปจาก Back Pressure คือ ใน Condensing Extraction Turbine นั้น จะมีไอน้ำบางส่วนถูกปล่อยออกมาในช่วงกลางของกังหัน ไอน้ำที่ปล่อยออกมาระหว่างกลางนี้ จะมีความดันให้เลือกหลายขนาด ซึ่งอาจเลือกใช้ให้เหมาะกับจุดใดจุดหนึ่งของกระบวนการผลิตได้ ส่วนไอน้ำที่เหลือจึงออกจากกังหันไอน้ำจะถูกปล่อยให้ขยายตัวผ่านกังหันจนมีความดันต่ำ ไอน้ำที่มีความดันต่ำเหล่านี้ยังอาจนำไปใช้กับจุดต่าง ๆ ในขบวนการที่ต้องการไอน้ำที่มีความดันต่ำได้อีกด้วย กังหันแบบ

Condensing Extraction Steam Turbine นี้มีราคาสูงกว่ากังหันแบบ Back Pressure Steam Turbine ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

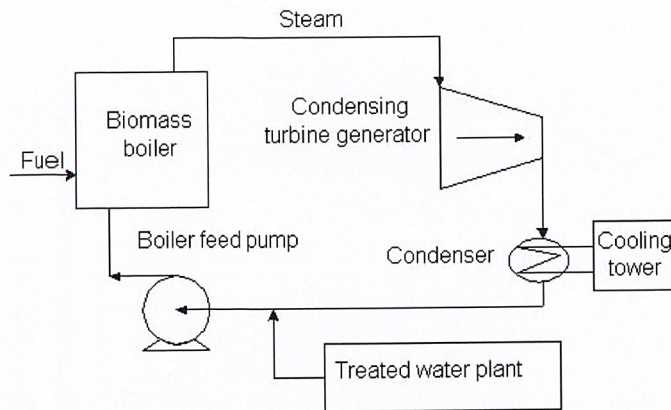


รูปที่ 2.39 Condensing Extraction Steam Turbine [19]

จากลักษณะการทำงานของระบบดังกล่าว ถ้าผลต่างของความดันที่เข้า และออกของไอน้ำที่ผ่านกังหันมีค่ามาก ก็จะทำให้งานเพลลาออกมาได้มาก ระบบนี้เหมาะสำหรับอุตสาหกรรมที่ต้องการความร้อนมาก ไฟฟ้าน้อย ซึ่งมีอัตราส่วนความต้องการความร้อนต่อไฟฟ้า (Heat to Power Ratio, H/P) ประมาณ 5-20 ประสิทธิภาพของระบบนี้อาจสูงถึง 85% เนื่องจากการสูญเสียพลังงานในกังหันไอน้ำมีส่วนช่วยเพิ่มค่าความร้อนให้กับกระบวนการ ข้อได้เปรียบสำคัญอีกประการหนึ่ง คือ สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงชนิดแข็งต่างๆ จากพวกถ่านหิน ลิกไนต์ ชานอ้อย ขยะ เส้นใยปาล์ม กะลาปาล์ม แกลบ ปีกไม้ยางพารา ชี้อ้อย ชังข้าวโพด เหง้ามันสาปะหลัง เป็นต้น ขนาดของระบบโดยทั่วไปมีตั้งแต่ 500 kWh ถึง 100 MWh

3) Condensing Steam Turbine การทำงานเริ่มจากนำน้ำดิบมาบำบัดให้ได้คุณภาพตามที่กำหนด จากนั้นใช้ปั๊มน้ำ (Boiler feed pump) ส่งน้ำที่บำบัดแล้วเข้าในหม้อผลิตไอน้ำ (Boiler) ซึ่งจะถูกทำให้ร้อนโดยเชื้อเพลิงชีวมวล น้ำที่ร้อนจะเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอน้ำ ผ่านไปยังกังหันไอน้ำ (Condensing Steam turbine) เพื่อให้เกิดการหมุน ได้กระแสไฟฟ้า ในส่วนของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันต่ำมากและยังคงมีสภาพเป็นไอน้ำ ต้องทำให้กลับคืนเป็นน้ำ โดยผ่านเครื่องควบแน่น (Condenser) และหอระบายความร้อน (Cooling tower) จากนั้นน้ำดังกล่าวจะถูกปั๊มกลับเข้าในหม้อผลิตไอน้ำอีกครั้ง หมุนเวียนเช่นนี้เรื่อยไป ประสิทธิภาพของระบบโดยรวมอยู่ระหว่าง 15 -20 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.40 แผนผังการผลิตไฟฟ้าของ Condensing Steam Turbine [19]

กังหันไอน้ำชนิดนี้เหมาะสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 35%

2.5.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

ทำหน้าที่แปลงพลังงานกลที่ได้รับเป็นพลังงานไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบ่งตามกระแสไฟฟ้ามี 2 ชนิด คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC Generator) กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Generator) ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับโดยทั่วไปประกอบด้วย 2 ชนิด คือ

1) Induction Generator เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บ่อนไฟฟ้ากระแสสลับเข้าที่ซูดสเตเตอร์ ทำให้เกิดฟลักซ์เป็นขั้วแม่เหล็กหมุนตามสภาวะกระแสสลับ ไปเหนี่ยวนำแกนโรเตอร์ให้หมุนตามในตอนที่เริ่มต้น และเมื่อมีแรงมาขับโรเตอร์ให้หมุนเกินกว่า Synchronous Speed จะเกิดการเหนี่ยวนำย้อนกลับ ทำให้เกิดกระแสไหลออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายย้อนกลับเข้าระบบ สายส่ง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้สามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภทตามชนิดของโรเตอร์ คือ

- ประเภทโรเตอร์แบบขดลวด (Wound Rotor)
- ประเภทโรเตอร์แบบกรงกระรอก (Squirrel Cage Rotor)

2) Synchronous Generator เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานในขณะที่โรเตอร์มีความเร็วเท่ากับสนามแม่เหล็กหมุนที่เกิดจากอาร์มาเจอร์ ที่หมุนด้วยความเร็วรอบคงที่ คือ ความเร็ว Synchronous Speed (50 Hz) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีความถี่และแรงดันไฟฟ้าเท่ากับความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสนั้น สามารถแบ่งออกได้หลายวิธี เช่น การแบ่งโดยลักษณะรูปร่างของโรเตอร์

- ชนิดโรเตอร์ขั้วยื่น (Salient Pole)
- ชนิดโรเตอร์ทรงกระบอก (Cylindrical Rotor)

การแบ่งโดยวิธีการสร้างสนามแม่เหล็กบนโรเตอร์

- ชนิดแม่เหล็กถาวร (Permanent Magnet Rotor)
- ชนิดขดลวดสนามแม่เหล็กบนโรเตอร์ (Wound Field Rotor)

จากการศึกษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในข้างต้น เราได้ทำการเลือก Synchronous Generator แบบ Wound Field Rotor ความถี่ 50 Hz เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าชีวมวล เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous Generator มีข้อดีคือสามารถปรับตัวประกอบกำลังให้จ่ายหรือดึงกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ด้วยตัวเอง และการกระตุ้นนั้นไม่จำเป็นต้องมีการต่อ Grid ภายนอกซึ่งจะแตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction Generator ที่จะต้องมีการต่อกับระบบภายนอกเพื่อกระตุ้นและต้องการ Capacitors เพื่อปรับ Power factor ถึงแม้จะมีข้อเสียคือราคาแพงกว่าและต้องการระบบควบคุมสนามแม่เหล็ก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะมีส่วนประกอบที่สำคัญ 2 ส่วนคือ

ส่วนที่หนึ่งคือขดลวดอยู่กับที่ (Armature Windings) โดยจะมี 3 เฟสพันอยู่บน Stator Core เมื่อมีกระแสกระแสสลับไหลผ่านขดลวดจะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กหมุน (Rotating Magnetomotive Force (mmf)) ทำมุมเฟสต่างกัน 120 องศา

ส่วนที่สองก็คือ ขดลวดสนามแม่เหล็ก (Field Windings) ที่พันอยู่บนแกนเหล็กของโรเตอร์ (Rotor Core) โดยขดลวดนี้จะสร้างสนามแม่เหล็กที่เกิดจากไฟฟ้ากระแสตรงที่ป้อนมาจาก Exciter เมื่อโรเตอร์ถูกขับหมุนโดยเครื่องต้นกำลังจะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กหมุน และเหนี่ยวนำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้าในขดลวดอยู่กับที่ ของขั้วแม่เหล็กไฟฟ้า (Field Poles = p) ของขดลวดทั้งสองชนิดจะมีค่าเท่ากัน

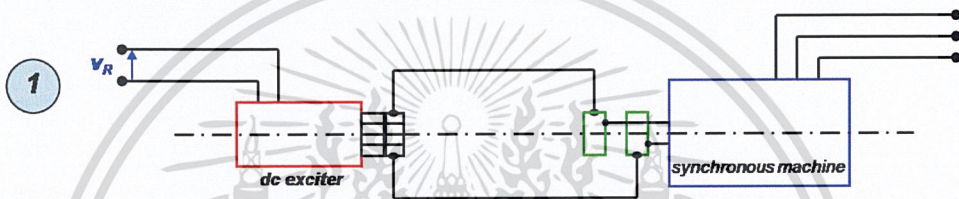
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้กับโรงไฟฟ้าจะเป็น Rotating Field Type ซึ่งจะสร้างกระแสไฟฟ้าได้โดยการใช้ขดลวดพันอยู่ที่ Pole ของ Stationary Armature และมีขดลวดสร้างสนามแม่เหล็ก (Magnetic Field) ที่อยู่บน Rotor เมื่อสนามแม่เหล็กหมุนตัดผ่านขดลวด จะทำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้ากระแสสลับขึ้นภายในขดลวด โดยมีค่าความถี่ไฟฟ้าแปรผันไปตามความเร็วรอบของ Rotor และจำนวน Pole บน Armature สนามแม่เหล็กที่เกิดขึ้นบน Rotor เกิดจากไฟฟ้ากระแสตรงที่ถูกส่งมาจาก Exciter เข้าสู่ขดลวดอีกชุดหนึ่ง (Field Windings) ที่พันรอบ Rotor โดยทั่วไปเราสามารถจัดประเภทของ Exciter ได้เป็น Brush Type ที่จะมาพร้อมกับ Rotating Commutator และ Static Excitation ซึ่งหมายถึง Brush Less Generator and Exciter เราสามารถจะควบคุมแรงดันไฟฟ้าหรือ Reactive Power (VAR) ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตออกมาได้โดยการปรับค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจาก Exciter ได้โดยใช้อุปกรณ์ที่

เรียกว่า Voltage Regulator และสามารถควบคุมค่าความถี่ไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้า (Watt) ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตออกมาได้โดยใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า Governor หรือ Speed Controller

2.5.6 Exciter

Exciter คือ แหล่งพลังงานไฟฟ้าที่จะป้อน DC Magnetizing Current เข้าสู่ Field Windings ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator) และทำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้าเหนี่ยวนำ (Inducing AC Voltage) ขึ้นใน Armature Windings ซึ่งสามารถแบ่งรูปแบบของระบบ Excitation ได้เป็น 4 รูปแบบ คือ

1) **DC Generator - Commutator Exciter** ที่รับพลังงานจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (System with DC Generator-Commutator Exciter)



รูปที่ 2.41 DC Generator-Commutator Exciter [25]

2) **AC Generator - Commutator Exciter** ที่รับพลังงานจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ (System with Alternator Rectifier Exciter and Stationary Rectifiers)

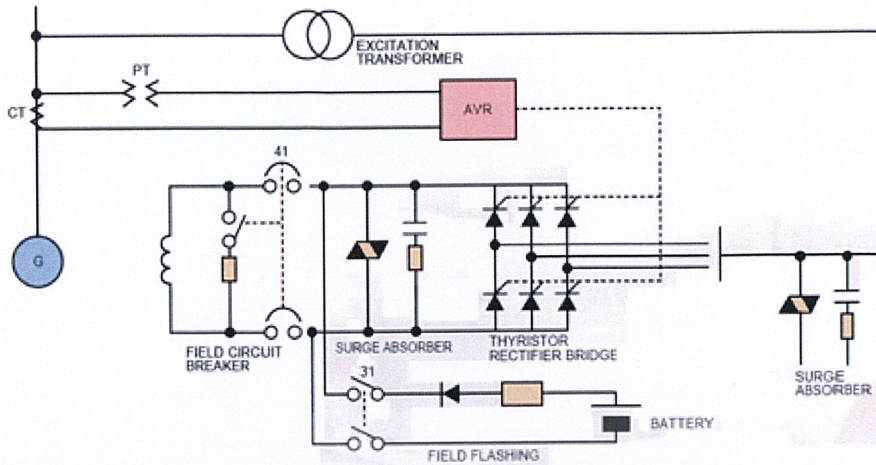


รูปที่ 2.42 AC Generator-Commutator Exciter [26]

และโดยทั่วไปโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มักจะมีการใช้ Excitation System 2 ชนิด คือ

3) **Static Excitation System** จะใช้แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าอื่นก็ได้ โดยการใช้หม้อแปลงไฟฟ้า (Excitation Transformer) ช่วยลดระดับแรงดันลง แล้วป้อนพลังงานให้กับ Excitation Converter เปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสตรงโดยผ่าน Full-Wave Thyristor Rectifier ซึ่งประกอบด้วย Three-Phase Bridge ที่ถูกควบคุมการ Trigger โดย AVR ตามรูป

เอกสารฉบับนี้เป็นทรัพย์สินทางปัญญาของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.43 Static Excitation System [27]

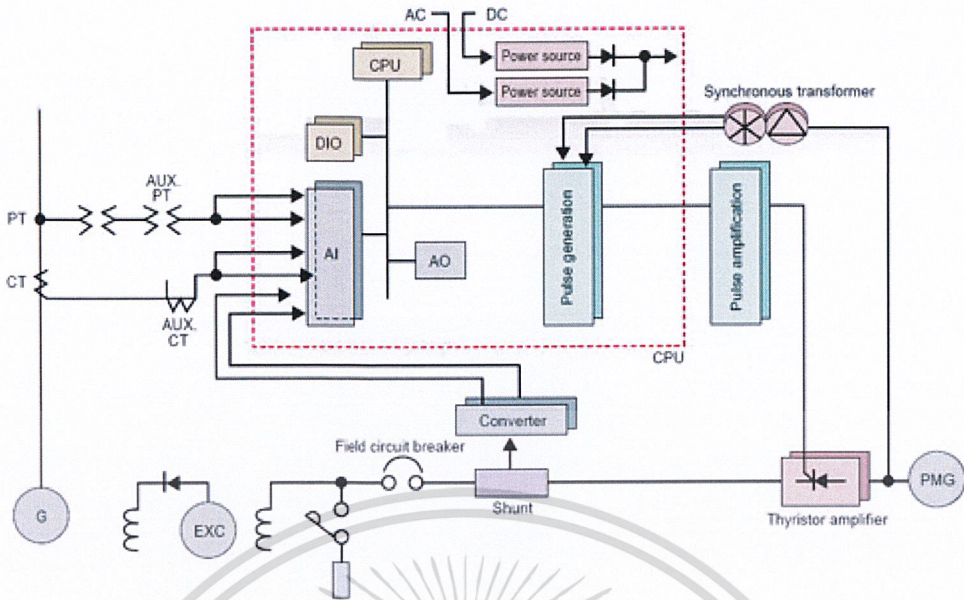
กระแสไฟฟ้าที่ได้จะถูกป้อนให้กับ Main Generator Filed Windings โดยผ่าน Sliprings จะเห็นว่า Field Circuit จะต้องมีการ Surge Absorber หรือ Overvoltage Protection เพื่อช่วยป้องกัน แรงดันไฟฟ้าเกิน หรือ Negative Excitation Current ที่อาจจะเกิดขึ้นในขณะมีฟลัดด์ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในช่วงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ Excitation System จะไม่มีแหล่งกำลังไฟฟ้า ซึ่ง AVR จะตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสั่งให้เบรกเกอร์ 31 ต่อดวงจร (Close Circuit) เพื่อใช้แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองจากแบตเตอรี่ หรือระบบไฟฟ้ากระแสสลับที่ผ่าน Rectifier Bridge มาเพื่อป้อน Field Current ให้กับ Main Field Windings เป็นการชั่วคราว โดยไม่สนว่าจะมีค่า Remanent Voltage หรือไม่

ในกรณีที่ Excitation ใช้แหล่งจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะเรียกว่า Shunt Excited Generator ถ้าเกิดค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านตกลง (Transient Voltage Dip) เนื่องจากการเพิ่มค่าภาระไฟฟ้าปริมาณมาก (Block Loading หรือ Large Motor Starting) จะทำให้ Input Voltage ของ AVR เปลี่ยนแปลงไปด้วย ดังนั้นการควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงอาจผิดพลาดขึ้นได้

4) **Brushless Excitation System** จะใช้ Permanent Magnet Generator (PMG) ที่มีแกนหมุนที่ต่อกับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อป้อนพลังงานให้กับ Stationary Exciter Field ของ Rotating Exciter โดยมี AVR ช่วยควบคุม Firing Pulse ให้กับ Thyristor Gate ของ Full-Wave Thyristor Rectifier เพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรงตามรูปที่ 2.44 ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่ Rotating Armature

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.44 Brushless Excitation System [27]

และเมื่อต่อวงจรผ่าน Rotating Three-Phase Bridge Rectifier ก็จะได้ Field Current สำหรับป้อนให้กับ Main Generator Field Windings โดยไม่ต้องใช้ Sliprings หรือ แปรงถ่าน (Brushes) การใช้ PMG เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้กับ Excitation System จะทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าค่อนข้างคงที่ แม้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร

ปริมาณความต้องการ Magnetizing Current ที่จะช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้คงที่นั้น จะขึ้นอยู่กับค่าภาระไฟฟ้า (Loads) ด้วย เมื่อภาระไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ค่า Excitation ก็จะต้องเพิ่มขึ้นด้วย นอกจากนี้ลักษณะของภาระไฟฟ้าก็จะมีผลต่อความต้องการ Excitation กล่าวคือ สำหรับภาระไฟฟ้าที่เป็น Reactive Lagging Power Factor จะต้องใช้ปริมาณ Excitation มากกว่า ภาระไฟฟ้าที่เป็น Reactive Leading Power Factor

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขนานเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก (Utility Grid) จะไม่สามารถควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้า (Terminal Voltage) ของตัวเองได้อีกต่อไป เนื่องจากระบบไฟฟ้าหลักจะเป็นตัวกำหนดค่าระดับแรงดันและความถี่ไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม Voltage Regulator ยังคงทำหน้าที่ควบคุมค่า Exciter Field อยู่

หลังจากขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว ถ้าเพิ่มค่า Exciter Field จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่าย Reactive Power (VAR) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักได้ ในทางกลับกัน ถ้าวัดค่า Exciter Field ก็จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับค่า Reactive Power จากระบบไฟฟ้าหลัก

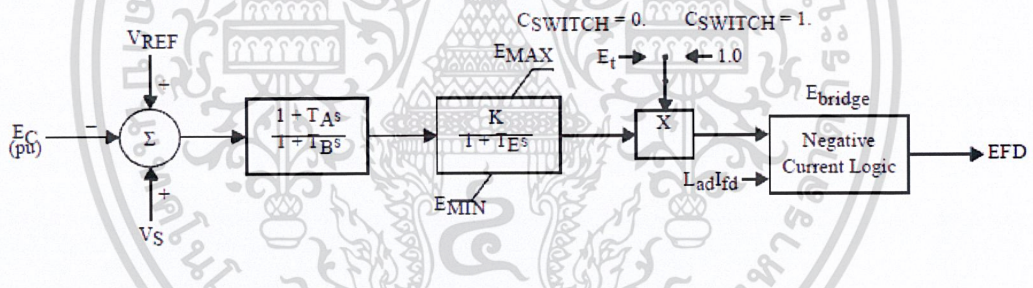
เนื่องจาก Field Windings มีค่า Inductance ค่อนข้างสูง ทำให้ยากที่จะเปลี่ยนแปลงค่า Field Current ได้อย่างรวดเร็ว จึงเกิด Delay Time ในการควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้า และทำให้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับควรใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
AVR พยายามจะเพิ่มค่าแรงดันไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเมื่อพบว่ายังมี Different Signal ที่เป็นค่า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งหากมีการนำไปใช้

บวกอยู่ หรืออาจจะพยายามจะลดค่าแรงดันไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเมื่อพบว่ายังมี Different Signal ที่เป็นค่าลบ ดังนั้น AVR ที่ดีควรมี Stabilizing Control Circuit เพื่อช่วยให้การควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้าเป็นไปอย่างถูกต้องมากขึ้น

ระบบ Excitation ยังสามารถแบ่งตามเวลาการตอบสนองเป็น 2 รูปแบบ คือ ระบบ Excitation แบบ Rotating และระบบ Excitation แบบ Static ซึ่งระบบ Excitation แบบ Rotating จะตอบสนองช้ากว่าระบบ Excitation แบบ Static ความเร็วของการตอบสนองของระบบ Excitation โดยปกติจะมีการตอบสนองอย่างรวดเร็วเมื่อเปรียบเทียบการตอบสนองทั่วไป ซึ่งความเร็วของการตอบสนองปกติอยู่ระหว่างช่วงเวลา 0.5 วินาที เมื่อแรงดันที่ Terminal ของเครื่องกำเนิดไฟฟาลดลงร้อยละ 20 อย่างทันทีทันใด โดยปกติระบบ Excitation แบบ Rotating จะมีการตอบสนองปกติของแรงดันของ Exciter อยู่ในช่วง 0.5 p.u. - 1.0 p.u. โวลต์ต่อวินาที และระบบ Excitation แบบ Static โดยปกติจะมีการตอบสนองปกติของแรงดันของ Exciter อยู่ในช่วง 2.5 p.u.-3.5 p.u.

จากที่กล่าวมา เราได้ทำการเลือก Model Exciter ไปการทำการศึกษารายละเอียดต่อไป คือ Model SCRX (Bus Fed or Solid Fed Static Exciter) ซึ่งเป็น Model ที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล มี Block Diagram ในการทำงานดังรูป



รูปที่ 2.45 Block Diagram ของ Model Exciter SCRX

2.5.7 Governor

การควบคุมความเร็วรอบของ Prime Mover ซึ่งมีแกนหมุนต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นหน้าที่ของอุปกรณ์ที่เรียกว่า Governor ซึ่งจะตรวจสอบค่าความเร็วรอบของโรเตอร์ โดยใช้เครื่องมือวัดที่เรียกว่า Magnetic Pickup Unit (MPU) แล้วนำมาเปรียบเทียบกับ Referent Speed

ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังไม่ได้ขนานวงจรกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าอื่น ๆ หรือเป็น Isolated System ถ้าค่าความเร็วรอบที่ตรวจวัดได้มีค่าน้อยกว่าค่าอ้างอิง Governor จะควบคุมให้เครื่องต้นกำลังเร่งความเร็วขึ้น และถ้าค่าความเร็วรอบที่ตรวจวัดได้มีค่ามากกว่าค่าอ้างอิง

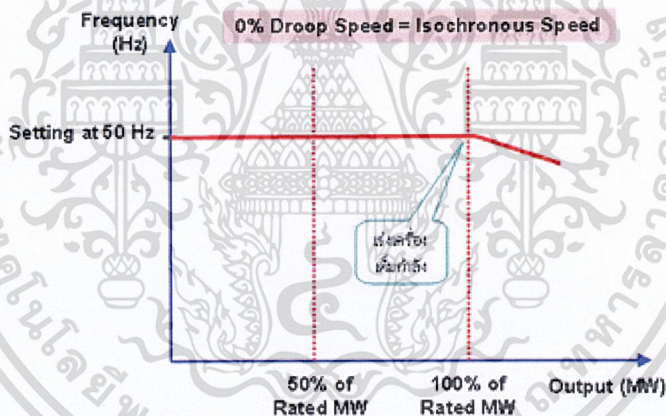
เอกสาร Governor จะควบคุมให้เครื่องต้นกำลังลดความเร็วลงเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เข้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับค่าภาระไฟฟ้า (Loads) เพิ่มขึ้น จะทำให้ความถี่ไฟฟาลดลงชั่วคราว นั่นคือความเร็วรอบของเครื่องต้นกำลังตกลงด้วย Governor จะตอบสนองโดยการควบคุมให้เครื่องต้นกำลังเร่งความเร็วขึ้น สำหรับ Hydro Power Generator การควบคุมความเร็วรอบจะทำได้โดยการควบคุมการเปิด Wicket Gate หรือ Needle Valves เพื่อควบคุมปริมาณน้ำหรือแรงดันน้ำที่ฉีดผ่านกังหันน้ำ (Runner) อยู่ในระดับที่เหมาะสม

แต่สำหรับ Steam Turbine Generator การควบคุมความเร็วรอบจะทำได้โดยการควบคุมการเปิด-ปิด Steam Regulation Valve เพื่อให้มีปริมาณไอน้ำที่ไหลเข้าเครื่องกังหันอยู่ในระดับที่เหมาะสม ส่วน Gas Turbine Generator จะสามารถปรับเปลี่ยนความเร็วรอบได้โดยการควบคุมปริมาณเชื้อเพลิงที่จ่ายเข้าห้องเผาไหม้ (Combustor)

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขนานวงจรรกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าอื่นหรือขนานวงจรรกับระบบไฟฟ้าหลัก (Utility Grid) เราสามารถเลือก Governor Function ในการควบคุมค่าความเร็วรอบของ Prime Mover ได้ 2 วิธี คือ

1). Isochronous Speed Control



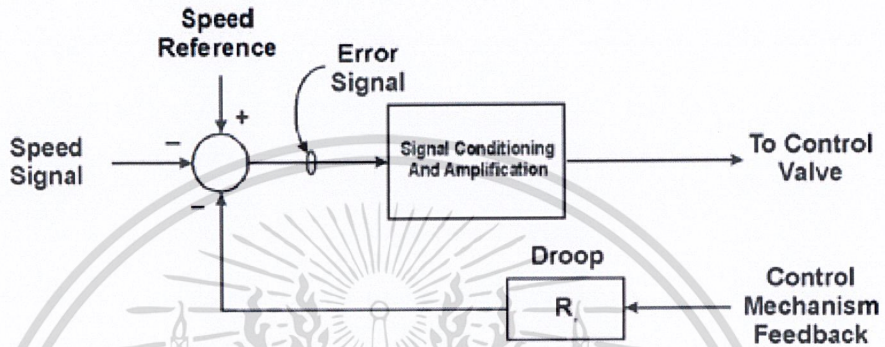
รูปที่ 2.46 การควบคุมความเร็วรอบแบบ Isochronous Speed [27]

Isochronous Speed Control คือ Mode การควบคุมของ Governor ซึ่งจะพยายามรักษาค่าความเร็วรอบให้เท่ากับค่า Speed Reference (หรือ Frequency Reference) อยู่ตลอดเวลา ไม่ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีค่าภาระไฟฟ้ามามากหรือน้อยเพียงใด การเลือกใช้ Mode นี้ จะเหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีการขนานกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่น ๆ หรือให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำหน้าที่เป็น Swing Bus

อย่างไรก็ตามถ้ามีอุปกรณ์ควบคุมการแบ่งภาระไฟฟ้า (Load Sharing Controller หรือ Base Load Controller) จะทำให้ Governor สามารถควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้แบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Load Sharing) หรือจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าคงที่ (Base Load) ได้โดยรักษาความเร็วไว้ที่ Isochronous Speed อยู่ตลอดเวลา

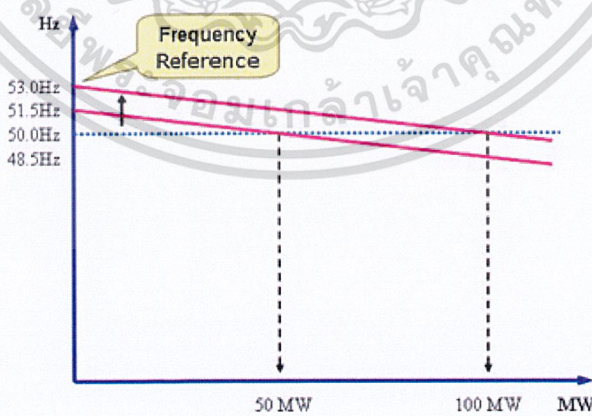
จากรูปที่ 2.46 จะเห็นว่าทันทีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าจะพยายามจ่ายกำลังไฟฟ้าออกมาตามค่าภาระไฟฟ้าที่มีอยู่ในขณะนั้น และไม่ว่าจะมีการใช้ไฟฟ้ามากขึ้นหรือลดลง Governor จะรักษาค่าความเร็วรอบให้คงที่เสมอ เว้นแต่ค่าภาระไฟฟ้าจะมากเกินไปกว่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น

2). Speed Droop



รูปที่ 2.47 ลักษณะ Block Diagram ของ Droop Governor

Speed Droop คือ Mode การควบคุมของ Governor ซึ่งจะลดค่า Speed ของเครื่องต้นกำลังลง เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับภาระไฟฟ้ามากขึ้น การควบคุมความเร็วรอบของ Prime Mover ในลักษณะเช่นนี้สามารถช่วยให้เกิด Stable Operation ได้ จากรูปที่ 2.48 เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีการกำหนดค่า 6% Droop และรับภาระไฟฟ้า 50MW ที่ความถี่คงที่เท่ากับ 50Hz



รูปที่ 2.48 การควบคุมความเร็วรอบแบบ Droop Speed [27]

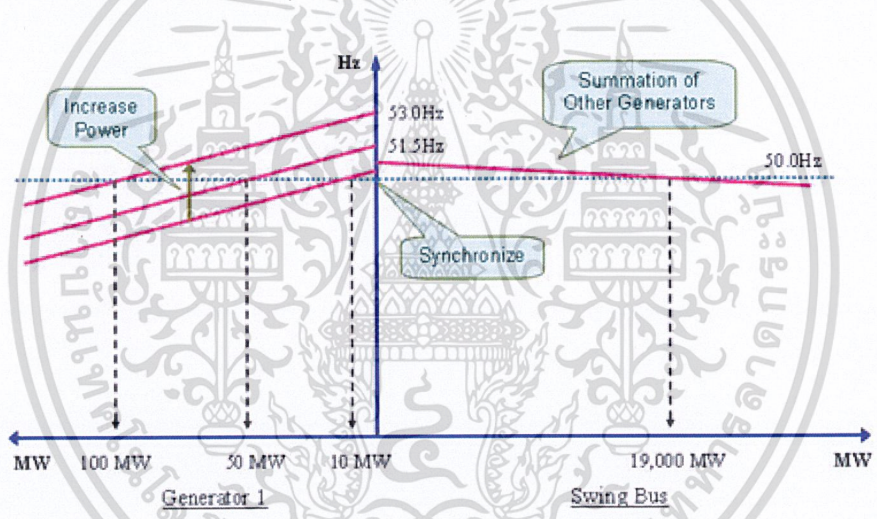
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ถ้าค่าภาระไฟฟ้าเปลี่ยนไปเป็น 100MW ค่าความถี่จะลดลงเป็น 48.5 Hz แต่เมื่อเราปรับค่า Frequency Reference ของ Governor เป็น 53Hz จะทำให้ Droop Curve ยกตัวขึ้น และทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับไปเป็น 50Hz เช่นเดิม

$$\% \text{ Droop} = [(\text{Speed Drop NL to FL}) / \text{Rated Speed}] \times 100\% \dots\dots\dots (2.1)$$

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกขนานเข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งมีคุณลักษณะเหมือน Swing Bus โดยกำหนดค่า Frequency Reference ไว้ที่ 50.3 Hz เพื่อป้องกัน Reverse Power จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับภาระไฟฟ้าเท่ากับ 10MW และมีค่าความถี่ลดลงเป็น 50 Hz ตามรูปที่ 2.48

หลังจากนั้น Governor จะควบคุมเครื่องต้นกำลังให้เพิ่มกำลังขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และทำให้ Droop Curve ถูกยกตัวขึ้นและทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นจนรับภาระไฟฟ้าเต็มพิกัด (Full Load) ที่ค่าความถี่ไฟฟ้าเท่ากับ 50 Hz เช่นเดิม



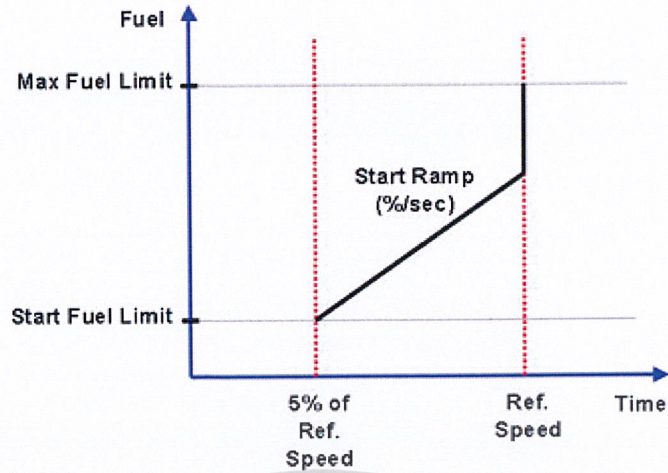
รูปที่ 2.49 การแบ่งภาระไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขนานวงจรกัน [27]

ตามปกติ โรงไฟฟ้าที่จะต้องขนานวงจรเพื่อจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะเลือกใช้ Control Mode เป็นแบบ Droop ประมาณ 4-6% จากรูปที่ 2.49 จะเห็นว่าถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกขนานเข้ากับระบบไฟฟ้าที่ความถี่ 50Hz และจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงเล็กน้อยเท่านั้น

แต่หลังจากนั้น Operator หรือ Distributed Control System จะสั่งให้ Governor ปรับเพิ่มกำลังขับหมุนของ Prime Mover ตาม Start Ramp Rate และจะทำให้ค่าภาระไฟฟ้าถูกถ่ายโอนจาก Swing Bus มาให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างช้า ๆ (Soft Loading)

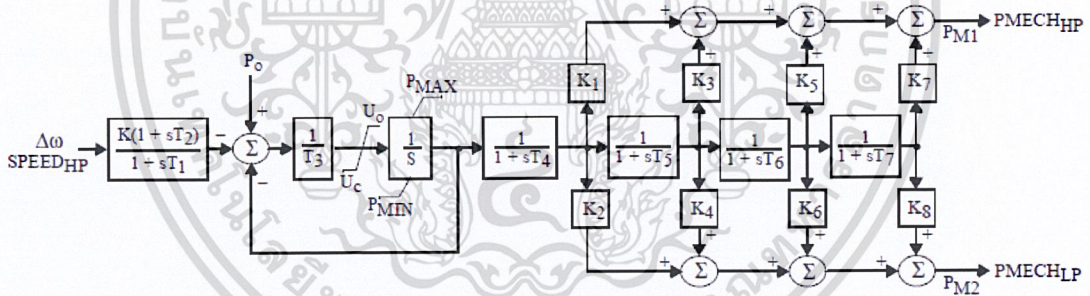
จนกระทั่งถึงค่า Full Load ตามรูปที่ 2.50 เมื่อโรงไฟฟ้าต้องการหยุดเดินเครื่อง Governor จะค่อย ๆ ลดกำลังขับหมุนของ Prime Mover และจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าน้อย ๆ รับภาระไฟฟ้าน้อยลง (Unloading) จนกระทั่งถึงค่า Minimum Load แล้วสับปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับงานวิชาการเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น ดึงทั้งหมดมีเหตุดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีารนำไปใช้



รูปที่ 2.50 การควบคุมปริมาณเชื้อเพลิงโดย Speed Governor [27]

จากที่กล่าวมา เราได้ทำการเลือก Model Governor ไปการทำการศึกษาในขั้นตอนต่อไป คือ Model IEEE1 ซึ่ง เป็น Model ที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล มี Block Diagram ในการทำงานดังรูป 2.51



รูปที่ 2.51 Block Diagram ของ Model Governor IEEE1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายในประเทศ

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายในประเทศนั้น จะมีมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเราจะพิจารณาเฉพาะข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพราะการที่จะทำการติดตั้ง Synchronous Generator แบบ Round Rotor Type นั้นจากการศึกษาพื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้งแล้วจะเป็นพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมด

2.6.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ก. ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 MW / ผู้ได้รับอนุญาต

ข. ระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 MW / ผู้ได้รับอนุญาต

ค. หากปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าที่กำหนดในข้อ ก. หรือ ข. ให้จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในส่วนของระบบ 69 หรือ 115 kV แล้วแต่กรณีทั้งนี้ปริมาณจริงที่จะรับเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้รับพิจารณาถึงความปลอดภัยมาตรฐานทางด้านบริการ และ ผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

2.6.2 รูปแบบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกัน

ก. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องมีรูปแบบดังรายละเอียดตามภาคผนวก ง. และผู้ได้รับอนุญาตต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ง. ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมโยงและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม โดยอุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมโยงระบบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

ข. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาต เข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อแยก Zero Sequence ทั้ง 2 ระบบออกจากกัน ที่มี Winding Connection ที่สอดคล้องต่อปริมาณการจ่ายเข้าระบบ และลักษณะการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบตามภาคผนวก ง. โดยจะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน สำหรับผู้ได้รับอนุญาตรายเดิมที่มีได้เปลี่ยนแปลงปริมาณที่เพิ่มขึ้น และประเภทของสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าให้สามารถใช้รูปแบบการเชื่อมโยงเดิมได้

2.6.3 มาตรฐานไฟฟ้า CT PT และอุปกรณ์ประกอบระหว่างผู้ได้รับอนุญาตกับการไฟฟ้า

ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการพิจารณา ออกแบบ ตรวจสอบและบำรุงรักษา มาตรฐานไฟฟ้า CT PT ระหว่างผู้ที่ได้รับอนุญาตกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและอุปกรณ์

ข. ห้ามผู้ได้รับอนุญาต ดำเนินการใดๆ เกี่ยวกับมาตรฐานไฟฟ้า CT และอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6.4 ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบ

ก. ผู้ได้รับอนุญาตเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการปรับปรุงระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ต่างๆที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่ามีความจำเป็น

ข. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม เช่น บำรุงรักษา ซ่อมแซม แก้ไข หรือเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าดังกล่าวที่เกี่ยวกับการเชื่อมโยงระบบกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ค. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการประเมิน ตรวจสอบ และทดสอบต่างๆ ที่เกี่ยวกับการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2.6.5 จุดซื้อขายไฟฟ้า กำหนดให้มาตรวัดไฟฟ้าเป็นจุดซื้อขายไฟฟ้า

2.6.6 หลักปฏิบัติในการจ่ายไฟ

ก. ผู้ได้รับอนุญาตต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตเข้ามาในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากได้ตกลงไว้ในสัญญาหรือได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียบร้อยแล้ว

ข. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในขณะที่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบของผู้ได้รับอนุญาตไม่มีแรงดันไฟฟ้า

ค. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องจัดหาเครื่องมือสื่อสารเพื่อใช้ในการติดต่อประสานงานในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอย่างต่ำ 2 ระบบ

ง. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องปฏิบัติตามแนวทางการปฏิบัติงานด้านการปฏิบัติการร่วมกัน ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและผู้ได้รับอนุญาต

2.6.7 หลักเกณฑ์คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องควบคุมการจ่ายไฟฟ้าจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังนี้

ก. ระดับแรงดัน ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2.7 ข้อกำหนดแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าภูมิภาค		
ระดับแรงดัน(kV)	ระดับแรงดัน Max(kV)	ระดับแรงดัน Min(kV)
115	120.7	109.2
69	72.4	65.5
33	34.6	31.3
22	23.1	20.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะช่วงแรงดันข้างต้น หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ

ข. ความถี่ไฟฟ้า โดยผู้ได้รับอนุญาตจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที

ค. Power Factor ผู้ได้รับอนุญาตต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษาค่า Power Factor ให้อยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging

ง. Harmonics ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องไม่ทำให้รบกวนคลื่นแรงดัน และกระแสในระบบของการไฟฟ้าผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อร่วมจะต้องไม่เกินที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกส์เกี่ยวกับไฟฟ้า ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

จ. Voltage Fluctuation (แรงดันกระเพื่อม) ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องไม่ทำให้เกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับธุรกิจอุตสาหกรรม

2.6.8 การประเมิน ตรวจสอบ และทดสอบ

ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ที่ใช้หรือมีผลในการเชื่อมโยงระบบกับระบบไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ตามข้อ 2.6.2) ทุก 2 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

ข. ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมตรวจสอบก่อนนำเข้าใช้งาน

ค. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการประเมินคุณภาพไฟฟ้า ณ จุด เชื่อมโยงระบบกับผู้ได้รับอนุญาตของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทุก 1 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

ง. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและทดสอบมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้า ทุก 1 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

2.6.9 อื่น ๆ

ก. โดยทั่วไปการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมี Automatic Reclosing Scheme ที่ระบบไฟฟ้า ดังนั้นผู้ได้รับอนุญาตจะต้องแน่ใจว่าสวิตช์ตัดตอนของผู้ได้รับอนุญาตจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน

ข. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์เช่น ติดตั้งระบบ Synchronizing, ระบบ transfer trip หรือระบบ Block Reclosing ทั้งในส่วนของผู้ได้รับอนุญาต และในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ได้รับอนุญาต ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ได้รับอนุญาตเนื่องจากการ Reclosing นี้

ค. Interconnection Circuit Breaker และ Circuit Breaker รวมทั้งอุปกรณ์ตัดตอนที่ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมโยงที่ติดตั้งใน Terminal Station ในระบบ 69 และ 115 kV

จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ง. Interconnection Circuit Breaker หรืออุปกรณ์ตัดตอนในระบบ 22 kV และ 33 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จ. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่รับผิดชอบความเสียหายของผู้ได้รับอนุญาต ที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ฉ. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่าการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนดังกล่าวไม่มีความปลอดภัย หรือส่งผลกระทบต่อระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ได้รับอนุญาตต้องดำเนินการปรับปรุงและแจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมตรวจสอบดังกล่าวด้วย

ช. การปรับปรุงระบบไฟฟ้าภายในของผู้ได้รับอนุญาต จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนทุกครั้ง

ซ. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่าผู้ได้รับอนุญาต ไม่สามารถปฏิบัติตามระเบียบฯ ฉบับนี้ข้อใดข้อหนึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการระงับหรือยกเลิกการเชื่อมโยงระบบกับผู้ได้รับอนุญาต

2.7 ระเบียบการรับซื้อไฟจากโรงไฟฟ้าชีวมวล [5]

ผู้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง สามารถที่จะเลือกขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ การไฟฟ้านครหลวง แหล่งใดแหล่งหนึ่ง

2.7.1 การรับซื้อไฟฟ้าของกฟผ. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงนี้ เป็น "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ที่ใช้กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง" ของ กฟผ. ฉบับเดือนมกราคม 2541 และประกาศเพิ่มเติมเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2544 สรุปสาระสำคัญไว้ดังนี้

กฟผ. ได้แบ่งประเภทการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนออกเป็น 2 ประเภทขึ้นอยู่กับปริมาณและเงื่อนไขที่รับซื้อคือ

ก. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หมายถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เสนอขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตามข้อกำหนดที่ กฟผ. เชื่อเชิญให้ เอกชนยื่นข้อเสนอโครงการโรงไฟฟ้า ทั่วไปเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ใช้แก่สาธารณะชาติ หรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ข. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก หมายถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ไม่เกิน 60 เมกกะวัตต์ แบ่งออกเป็น 4 แบบตามลักษณะของเชื้อเพลิง ซึ่งจะได้รับค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า ต่างกันคือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ใช้แก๊สธรรมชาติ
- ใช้น้ำมันเตา
- ใช้ถ่านหิน
- ใช้ชีวมวล พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

2.7.2 การยื่นคำร้องขายไฟฟ้าการยื่นคำร้องขายไฟฟ้าให้กฟผ. ผู้ผลิตจะต้องกรอกแบบ กฟผ. รฟ-1 โดยมีรายละเอียดข้อมูล ที่สำคัญดังต่อไปนี้

- หลักฐานการจดทะเบียนนิติบุคคล และหนังสือบริคณห์สนธิของนิติบุคคล
- แผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า
- สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า
- ปริมาณพลังงานความร้อนที่ใช้ในกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด
- รายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องต้นกำลังพร้อมข้อกำหนดทางเทคนิค
- แผนภูมิระบบไฟฟ้าและระบบป้องกันที่จะต่อเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้า
- ปริมาณพลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้า ที่จะขาย
- ระยะเวลาสัญญาที่ผู้ผลิตจะผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้า
- ปริมาณพลังไฟฟ้าสำรองที่ผู้ผลิตต้องการขอใช้จากการไฟฟ้า
- จำนวนผู้ปฏิบัติงานเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า วุฒิการศึกษา และ ใบอนุญาตเป็นผู้-ประกอบอาชีพวิศวกรรม
- ปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีและค่าความร้อนเฉลี่ยของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตในการผลิต ไฟฟ้าหรือใช้ในระบบ

2.7.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดหลักเกณฑ์การพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าไว้ดังนี้

- ความเหมาะสมของโครงการด้านเทคนิคและวิศวกรรม
- ประสิทธิภาพของผู้ยื่นคำร้อง ผู้ร่วมทุน บริษัทแม่ของผู้ลงทุน
- ความพร้อมทางการเงินและความพร้อมของแหล่งรายได้ของโครงการซึ่งรวมถึงลูกค้าไฟฟ้า และลูกค้าไอน้ำ
- ความเชื่อถือได้ของการจัดหาเชื้อเพลิง
- ความเหมาะสมของการสำรองเชื้อเพลิงและการขนส่งเชื้อเพลิง
- ความเหมาะสมของสถานที่ตั้งโครงการในด้านความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและการเชื่อมโยงเข้าระบบของการไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับพิจารณาซึ่งรวมที่เอกสารนี้เท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและ การยอมรับของประชาชน ในท้องถิ่นรวมทั้งผลประโยชน์ที่จะเกิดต่อเนื่องจาก โครงการ
- วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าโดยพิจารณาจากเวลาก่อนหลัง
- การขอแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต้นแบบ

2.7.4 เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตที่สำคัญ มีดังนี้

- กฟผ.เป็นผู้รับซื้อแต่ผู้เดียว
- ผู้ผลิตจะต้องได้รับอนุญาตหรือมีหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยต้องนำมาแสดงภายใน 18 เดือน หลังทำสัญญา ซื้อขายและก่อนเริ่มจำหน่าย
- การไฟฟ้าสงวนสิทธิ์เป็นผู้กำหนดวันเริ่มรับซื้อไฟฟ้า
- ในวันลงนามสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้า ผู้ผลิตจะต้องยื่นหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา ในวงเงินเป็นจำนวนเท่ากับร้อยละ 5 ของมูลค่าพลังไฟฟ้าที่จะได้รับทั้งหมดตามสัญญา โดยใช้ส่วนลดเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำ 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย การไฟฟ้า จะคืนหลักประกันเมื่อผู้ผลิตได้เริ่มต้นปฏิบัติตามสัญญาแล้ว

2.7.5 อัตราการรับซื้อไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าของกฟผ. หรือ กฟน.

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงนี้ เป็น "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก" ซึ่งทางกฟผ. หรือ กฟน. จะรับซื้อโดยมีปริมาณพลังไฟฟ้า 1-10 เมกกะวัตต์

ขั้นตอนและหลักการพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้า

1. ยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของ กฟน. หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของ กฟผ.
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อไฟฟ้า
3. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน และแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวัน แจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า
4. ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า
5. ผู้ผลิตไฟฟ้าแจ้งความประสงค์จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
6. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดให้แล้วเสร็จภายใน 15 วัน ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

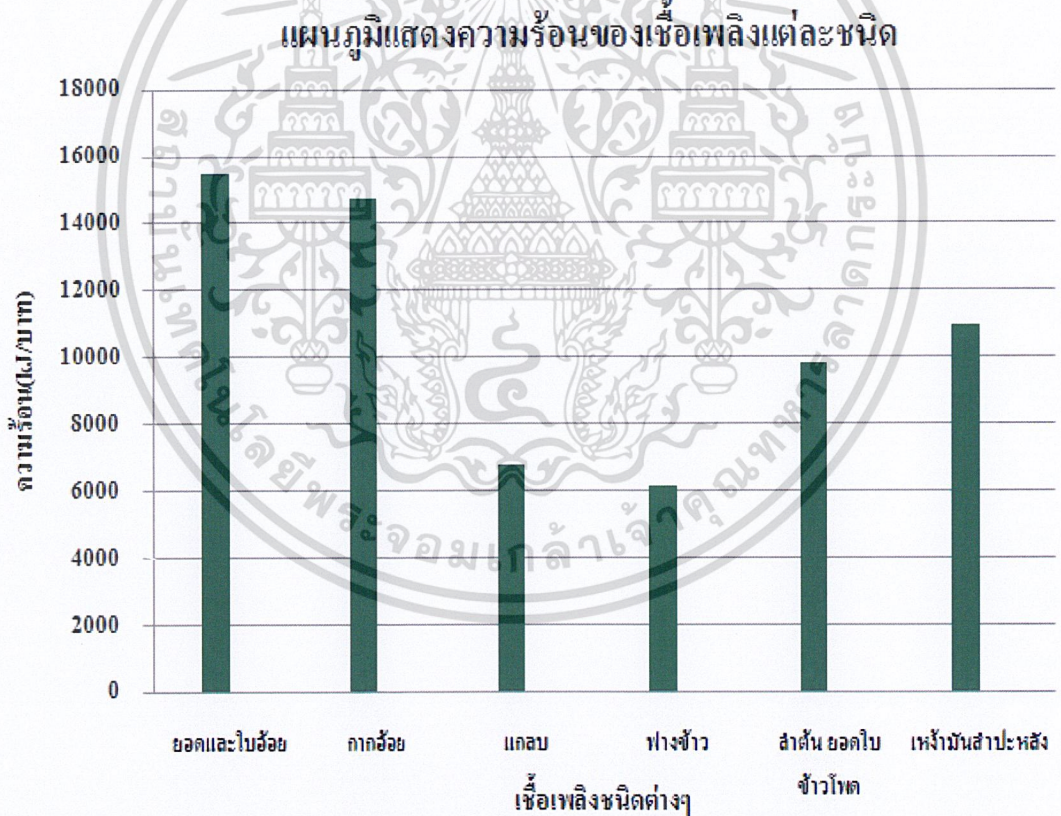
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมีเหตุดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

7. จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

2.7.6 อัตราการรับซื้อไฟฟ้า จะคิดเฉพาะพลังงานไฟฟ้าในอัตราขายส่งเฉลี่ยที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. และ กฟน. รวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย ณ เดือน

2.8 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านเศรษฐศาสตร์

ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์จะมุ่งเน้นไปที่การหาจุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยโรงไฟฟ้าที่ศึกษาจะใช้เชื้อเพลิงเพียงแค่ชนิดเดียวเท่านั้น เริ่มจากการเลือกเชื้อเพลิง 3 อันดับที่มีค่าความร้อนในหน่วย kJ/บาทสูงที่สุดจากเชื้อเพลิงทั้งหมดของจังหวัดชัยภูมิ เชื้อเพลิงทั้งหมดในที่นี้จะหมายถึงชนิดของเชื้อเพลิงที่จังหวัดชัยภูมิมีศักยภาพเพียงพอที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 7 MW หากพิจารณาชนิดของเชื้อเพลิงที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าชีวมวลได้ทั้งหมดในจังหวัดชัยภูมิจะพบว่ามิตัวกันทั้งหมด 8 ชนิด แต่มีเพียง 6 ชนิดเท่านั้นที่มีปริมาณเพียงพอที่จะผลิตไฟฟ้าขนาด 7 MWซึ่งในส่วนนี้โปรแกรมช่วยออกแบบสามารถที่จะช่วยเราพิจารณาได้



รูปที่ 2.52 แผนภูมิแสดงความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะพบว่าเชื้อเพลิงที่ทำให้ความร้อนสูงสุด 3 อันดับคือ ยอดและใบอ้อย กากอ้อย และ เหมง้ำมันสำปะหลัง จากนั้นจะเริ่มคำนวณหาต้นทุนทั้งหมดและเงินที่จะขายไฟฟ้าได้ในแต่ละปี โดยที่จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าคือจุดตัดระหว่างกราฟเงินลงทุนสะสมกับกราฟเงินที่ขายไฟฟ้าได้สะสม

การคำนวณหาเงินลงทุนสะสม

$$\text{เงินลงทุนสะสม} = \text{ต้นทุนคงที่} + \sum_{i=0}^n \text{ต้นทุนเชื้อเพลิงแต่ละปี} \dots\dots (2.2)$$

n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

- ต้นทุนคงที่ = ค่าติดตั้งโรงไฟฟ้า + ค่าสายไฟระหว่างโรงไฟฟ้ากับสาย 22 kV
- ค่าติดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 7 MW = 300 ล้านบาท
- ค่าสายไฟระหว่างโรงไฟฟ้ากับสาย 22 kV (กิโลเมตรละ 1 ล้านบาท) = 32,000,000 บาท

*หมายเหตุ กำหนดให้ระยะห่างระหว่างโรงไฟฟ้าชีวมวลกับสาย 22 kV เท่ากับ 32 km

$$\text{ต้นทุนเชื้อเพลิงแต่ละปี} = \text{ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้(ตัน)} \times \text{ราคาเชื้อเพลิง(บาท/ตัน)} \dots\dots (2.3)$$

$$\text{เงินลงทุนยอดและใบอ้อยต่อปี} = 17,157.24085 \times 1000 = 17.15724 \text{ ล้านบาท}$$

$$\text{เงินลงทุนกากอ้อยต่อปี} = 36,044.64320 \times 500 = 18.02232 \text{ ล้านบาท}$$

$$\text{เงินลงทุนเหมง้ำมันสำปะหลังต่อปี} = 48,339.44869 \times 500 = 24.169725 \text{ ล้านบาท}$$

การคำนวณหาเงินที่ขายไฟฟ้าได้สะสม

$$\text{เงินที่ขายไฟฟ้าได้สะสม} = \sum_{i=1}^n \text{เงินที่ขายไฟฟ้าได้ในแต่ละปี} \dots\dots (2.4)$$

n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

$$\text{เงินที่ขายไฟฟ้าได้ในแต่ละปี} = 7,000 \times 8 \times 365 \times 3.3$$

$$= 67.452 \text{ ล้านบาท}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

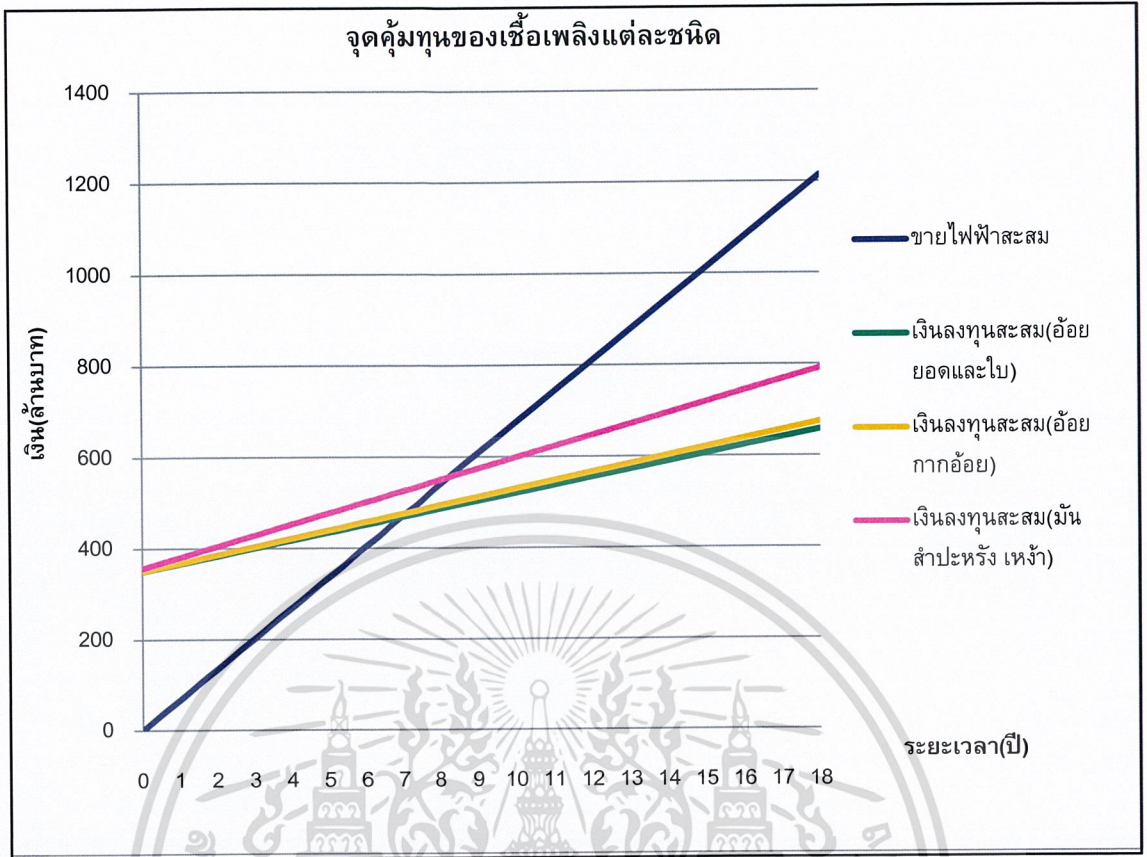
ตารางที่ 2.8 ค่าเงินลงทุนสะสมและเงินที่ขายไฟฟ้าได้สะสมในระยะเวลา 10 ปี

ปี	ขายไฟฟ้าได้สะสม (ล้านบาท)	เงินลงทุนสะสม(ล้านบาท)					
		อ้อย		ข้าว		ข้าวโพด	มันสำปะหลัง
		ยอด และใบ	กาก อ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอดใบ	เหง้า
0	0	349.1	350.02	371.29	375.07	359.01	356.16
1	67.452	366.31	368.04	410.59	418.15	386.03	380.33
2	134.904	383.47	386.06	449.88	461.23	413.05	404.50
3	202.356	400.62	404.08	489.18	504.31	440.06	428.67
4	269.808	417.78	422.1	528.47	547.39	467.08	452.84
5	337.26	434.94	440.13	567.77	590.46	494.10	477.01
6	404.712	452.10	458.15	607.06	633.54	521.11	501.18
7	472.164	469.25	476.17	646.36	676.62	548.13	525.35
8	539.616	486.41	494.20	685.65	719.70	575.15	549.52
9	607.068	503.57	512.22	724.95	762.78	602.16	573.69
10	674.52	520.72	530.24	764.24	805.85	629.18	597.86

*หมายเหตุ เติบโตเครื่อง 8 ชั่วโมงต่อวัน , ราคาไฟฟ้า 3.3 บาทต่อหน่วย

เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 10 ปีจะได้ค่าต่างๆดังตารางที่ 2.8 และสามารถหาจุดคุ้มทุน
ดังรูปที่ 2.53

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.53 จุดคุ้มทุนของเชื้อเพลิง 3 อันดับ

จะเห็นได้ว่าจังหวัดชัยภูมิมีเชื้อเพลิงที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าชีวมวลอยู่ 8 ชนิด แต่มีเพียง 6 ชนิดที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าขนาด 7 MW ได้คือ ยอดและใบอ้อย กากอ้อย ฟางข้าว แกลบ ใบและลำต้นข้าวโพด เหง้ามันสำปะหลัง และเมื่อพิจารณาเลือกเชื้อเพลิง 3 อันดับแรก จากค่าความร้อนในหน่วย kJ/บาท จะได้เชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนสูงสุดตามลำดับคือ ยอดและใบอ้อย กากอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง จากนั้นทำการพล็อตกราฟหาจุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดพบว่า โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอ้อยจะคุ้มทุนที่ประมาณ 7 ปีซึ่งเร็วกว่าเชื้อเพลิงประเภทเหง้ามันสำปะหลังที่จะคุ้มทุนที่ประมาณ 8 ปี 3 เดือน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

การศึกษาโปรแกรมช่วยออกแบบและโปรแกรม DigSILENT 14.0

ในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้น เริ่มจากการประเมินศักยภาพของวัตถุดิบในพื้นที่ที่ต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมช่วยออกแบบในการช่วยวิเคราะห์ จากนั้นจึงทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบแล้วทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะคงตัวนี้ โดยทำการวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านภาระไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) ด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ (Voltage profile analysis) ด้านความสูญเสียในระบบ (System losses analysis) และทางด้านภาวะการณืผิดปกติ (Fault analysis) โดยใช้โปรแกรม DigSILENT 14.0 ซึ่งโปรแกรมดังกล่าวมีรายละเอียดการใช้งานดังต่อไปนี้

3.1 โปรแกรมช่วยออกแบบ

ขอบเขตของการออกแบบที่ใช้ในการพิจารณาเพื่อที่จะนำไปสู่การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้น สามารถที่จะแบ่งออกได้เป็น 3 แนวทางซึ่งมีขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมดังรูปที่ 3.1

3.1.1 การหาปริมาณวัตถุดิบโดยการกำหนดขนาดฟักัดของโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าในโปรแกรมช่วยออกแบบ

ข้อมูลของโรงไฟฟ้า		
ฟักัดของโรงไฟฟ้าที่ต้องการ	4000	kW
ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า (Efficiency)	27.7	%
อัตราการใช้ความร้อน (Net Heat Rate)	13,000	kJ/kWh
ระยะเวลาในการเดินเครื่อง	8	ชั่วโมง/วัน
	365	วัน/ปี
	<u>2,920</u>	ชั่วโมง/ปี

จากโปรแกรมฐานข้อมูล สามารถกำหนดขนาดฟักัดของโรงไฟฟ้าที่ต้องการเองได้โดยตัวโปรแกรมได้กำหนดค่าตัวแปรคงที่ไว้คือ ค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ค่าอัตราการใช้ความร้อน (kJ/kWh) และระยะเวลาในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ชั่วโมง/ปี) ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากนั้นจึงนำค่าทั้งหมดมาคำนวณผ่านโปรแกรมได้ผลลัพธ์ออกมาเป็นค่าความต้องการพลังงานความร้อน (MJ/hr) ซึ่งสามารถคำนวณได้ 2 สมการคือ

$$Q = \frac{P}{0.278\eta} \text{ (MJ/hr)} \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{P \times NHR}{1000} \text{ (MJ/hr)} \quad (3.2)$$

เมื่อ Q เท่ากับความต้องการพลังงานความร้อนของโรงไฟฟ้า (MJ/hr)

P เท่ากับขนาดฟัดกำลังของโรงไฟฟ้า (kW)

η เท่ากับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

NHR เท่ากับอัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า (Net Heat rates) (kJ/kW-hr)

****หมายเหตุ** กำหนดให้ 1 MJ = 0.278 kW-hr

จากนั้นจึงทำการคำนวณอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของวัตถุดิบแต่ละชนิด จากสมการ

$$\text{Fuel Consumption Rate} = \frac{Q}{LHV} = \frac{W}{t} \text{ (kg/hr)} \quad (3.3)$$

เมื่อ Fuel Consumption Rate เท่ากับอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อชั่วโมง (kg/hr)

LHV เท่ากับค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิง (Lower Heating Value) (kJ/kg)

W เท่ากับปริมาณเชื้อเพลิง (kg)

t เท่ากับจำนวนชั่วโมงที่ต้องการเดินเครื่อง (hr)

จากการแทนค่าความต้องการพลังงานความร้อนของโรงไฟฟ้าจากสมการที่ 3.1 และสมการที่ 3.2 ลงในสมการที่ 3.3 พบว่าค่าอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อชั่วโมงนั้นมีค่าใกล้เคียงกัน ดังนั้นจึงสามารถใช้สมการที่ 3.1 ได้ เมื่อทราบค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า และใช้สมการที่ 3.2 ได้ เมื่อทราบค่าอัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า

ค่าอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อชั่วโมงที่คำนวณได้นั้นจะถูกนำมาแปลงจากหน่วย กิโลกรัมต่อชั่วโมงเป็นตันต่อปี เพื่อนำมาใช้ในการเปรียบเทียบกับปริมาณวัตถุดิบที่มีอยู่ในจังหวัดต่างๆว่ามีศักยภาพเพียงพอที่จะใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามขนาด MW ที่ต้องการได้หรือไม่ โดยตัวโปรแกรมได้กำหนดความเป็นได้ในการนำวัตถุดิบมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็น 3 กรณีคือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ชั้น 1 เมื่อจังหวัดนั้นๆมีศักยภาพทางด้านวัตถุดิบเพียงพอในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ไม่ว่าพลังงานไฟฟ้า อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ↓ ลูกศรลง เมื่อจังหวัดนั้นๆมีศักยภาพทางด้านวัตถุดิบไม่เพียงพอในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

3. → ลูกศรชี้เข้า เมื่อจังหวัดนั้นๆมีศักยภาพด้านวัตถุดิบน้อยกว่า 10% ของปริมาณที่คำนวณได้ แต่ยังมีโอกาสที่จะใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ โดยอาศัยวัตถุดิบที่มีมากเป็นลำดับต่อไปมาผสม

ซึ่งรายละเอียดในด้านศักยภาพของวัตถุดิบที่วิเคราะห์ได้ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นั้น ได้แสดงไว้แล้วใน ตารางที่ 3.2 ซึ่งทำให้เราสามารถวิเคราะห์ศักยภาพของวัตถุดิบในจังหวัดต่างๆ และทำการเลือกวัตถุดิบที่เหมาะสมในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าตามขนาดที่กำหนดไว้ในตอนต้นได้

3.1.2 กำหนดวัตถุดิบหลัก

ในการจะติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้น ปัจจัยที่มีผลสำคัญอย่างยิ่งอีกประการหนึ่งก็คือเรื่องวัตถุดิบ เราต้องทำการพิจารณาถึงแหล่งที่มา ราคา พร้อมทั้งค่าขนส่งของวัตถุดิบเป็นหลัก เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าจะเลือกใช้วัตถุดิบชนิดใดเป็นเชื้อเพลิงหลักอันดับหนึ่งในการนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้า

เมื่อเราทำการพิจารณาเลือกชนิดของวัตถุดิบหลักได้แล้ว ก็จะทำให้เราทราบถึงพื้นที่ที่ต้องการจะติดตั้งโรงไฟฟ้า ทำให้สามารถทราบถึงชนิดของวัตถุดิบที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในลำดับที่สองได้

ตัวอย่างเช่น นาย ก. มีความสามารถในการซื้อแกลบได้ในราคาถูก แต่ต้องการติดตั้งโรงไฟฟ้าที่จังหวัดพิษณุโลก เนื่องจากมีที่ดินอยู่แล้วและเป็นจังหวัดที่มีการใช้โหลดสูง ดังนั้น วัตถุดิบหลักอันดับหนึ่งที่นำมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าก็คือ แกลบ วัตถุดิบสำรองลำดับที่สองคือ กากอ้อยและฟางข้าว ที่มีมากเป็นอันดับหนึ่งและสองในจังหวัดพิษณุโลก (ภาคผนวก ก)

ในโปรแกรมช่วยออกแบบ เราจะต้องกำหนดปริมาณวัตถุดิบหลัก เช่น เราสามารถซื้อแกลบได้ในปริมาณ 60,000 ตันต่อปี สำหรับในส่วนของวัตถุดิบรองนั้นสามารถดูได้จากตารางศักยภาพวัตถุดิบในภาคผนวก ก จากนั้นกรอกจำนวนวัตถุดิบลงไป โปรแกรมจะทำการคำนวณขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังตารางที่ 3.3

3.1.3 กำหนดพื้นที่ติดตั้งโรงไฟฟ้า

ในกรณีที่เรามีที่ดินที่พร้อมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอยู่แล้ว เช่น จังหวัดชัยภูมิ โปรแกรมสามารถทำการประมวลผลข้อมูลศักยภาพของวัตถุดิบแต่ละชนิดในจังหวัดชัยภูมิและแสดงผลออกมาเป็นขนาดฟักัดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับจัดตั้งได้ ดังตารางที่

3.4

ตารางที่ 3.2 ศักยภาพของวัตถุดิบที่วิเคราะห์จากโปรแกรมช่วยออกแบบของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

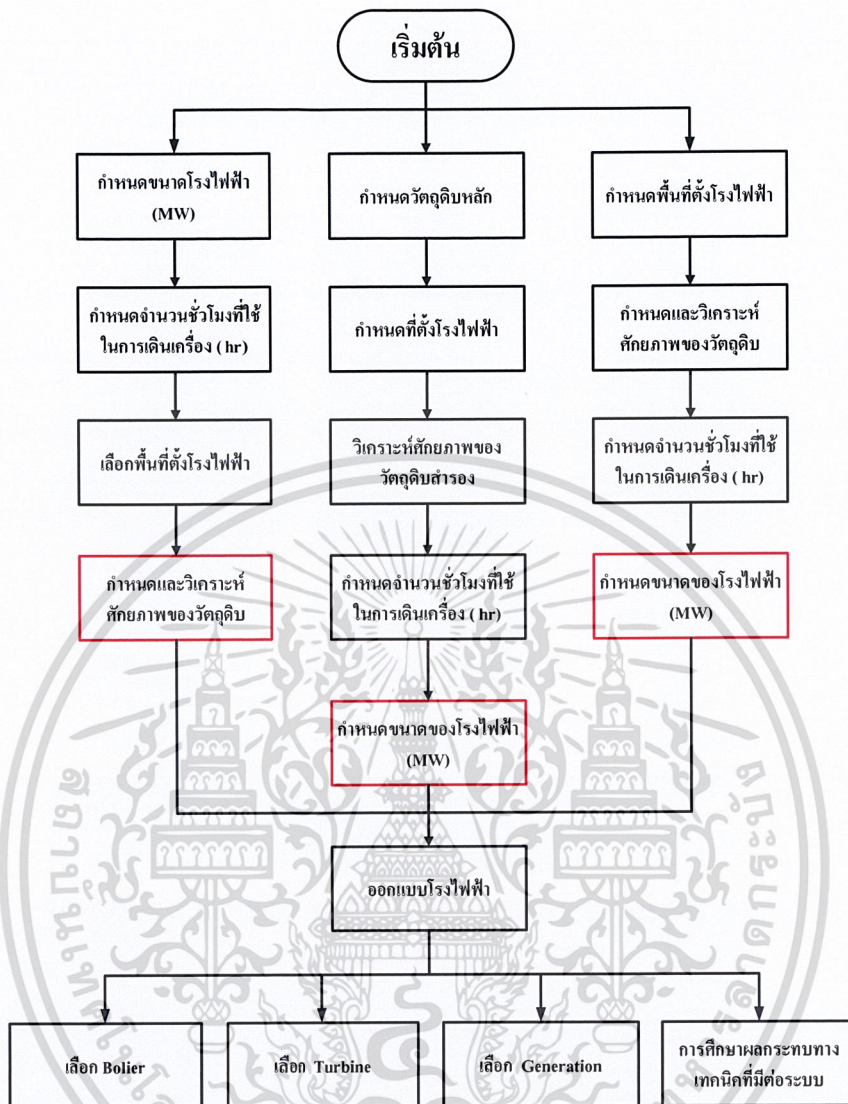
วัตถุดิบ	อ้อยโรงงาน		ข้าว		ข้าวโพด		มันสำปะหลัง	ปาล์มหน้าวัน				ยางพารา
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	สาค้นยอด ใบ	ชังข้าวโพด	ตจ้ำ	ทางใบและก้าน	โอบปลั้ม	กะลา	ทลาย	เศษไม้
ปริมาณของวัตถุดิบที่คำนวณได้	9,504	20,597	11,227	12,308	15,435	15,753	27,623	56,226	13,312	5,950	20,961	17,646
รวมทั้งประเทศ	13,630,555.00	20,245,353.00	7,156,535.00	37,654,220.00	4,117,575.00	572,446	2,735,010	2,220,167	1,216,194	1,052,947	1,754,911	312,115
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	4,667,537.00	6,933,110.00	2,534,541	13,345,569.00	596,575	159,969	1,416,930	4,759	2,623	2,271	3,755	20,042
เลย	↑ 111,541	↑ 166,116	↑ 33,970	↑ 345,650	↑ 326,213	↑ 69,119	↑ 51,567	↓ 230	↓ 126	↓ 109	↓ 182	↓ 2,054
หนองบัวลำภู	↑ 69,312	↑ 102,945	↑ 65,644	↑ 175,870	↑ 31,189	↓ 6,603	↓ 14,723	↓ 8	↓ 4	↓ 4	↓ 6	↓ 254
อุดรธานี	↑ 727,203	↑ 1,080,111	↑ 132,436	↑ 697,341	↓ 7,123	↑ 1,509	↓ 60,723	↓ 55	↓ 46	↓ 40	↓ 67	↓ 1,733
หนองคาย	↑ 13,650	→ 20,275	↑ 34,445	↑ 444,644	↓ 957	↓ 209	↓ 11,731	↓ 2,655	↓ 1,455	↓ 1,259	↓ 2,099	↓ 5,271
สกลนคร	↑ 28,151	↑ 41,813	↑ 131,373	↑ 691,735	↓ 0	↓ 0	↓ 19,345	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 659
นครพนม	↑ 12,976	→ 19,273	↑ 73,311	↑ 386,035	↓ 0	↓ 0	↓ 4,077	↓ 70	↓ 35	↓ 33	↓ 55	↓ 1,064
มุกดาหาร	↑ 213,731	↑ 317,453	↑ 24,923	↑ 131,259	↓ 0	↓ 0	↑ 31,573	↓ 47	↓ 26	↓ 22	↓ 37	↓ 782
ยโสธร	↓ 5,111	↓ 12,045	↑ 74,492	↑ 392,236	↓ 0	↓ 0	↓ 17,310	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 430
อำนาจเจริญ	↓ 6,036	↓ 9,039	↑ 64,380	↑ 333,991	↓ 0	↓ 0	↓ 13,165	↓ 23	↓ 12	↓ 11	↓ 15	↓ 205
อุบลราชธานี	↓ 0	↓ 0	↑ 231,656	↑ 1,219,751	↓ 607	↑ 129	↓ 45,479	↓ 321	↓ 450	↓ 389	↓ 649	↓ 1,319
ศรีสะเกษ	↓ 5,579	↓ 12,743	↑ 191,235	↑ 1,006,968	↑ 26,322	↓ 5,577	↓ 25,930	↓ 735	↓ 430	↓ 372	↓ 620	↓ 1,504
สุรินทร์	↑ 220,664	↑ 327,751	↑ 220,970	↑ 1,163,515	↓ 0	↓ 0	↓ 16,501	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 1,179
บุรีรัมย์	↑ 197,250	↑ 293,019	↑ 202,025	↑ 1,063,774	↓ 162	↓ 34	↓ 76,655	↓ 51	↓ 25	↓ 24	↓ 40	↓ 2,251
มหาสารคาม	26,3755,00	↑ 56,155	↑ 156,48	↑ 823,960	↓ 0	↓ 0	↑ 37,170	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 43
ร้อยเอ็ด	↑ 30,456	↑ 45,236	↑ 213,331	↑ 1,123,321	↓ 0	↓ 0	↑ 31,564	↓ 9	↓ 5	↓ 4	↓ 7	↓ 270
กาฬสินธุ์	↑ 551,102	↑ 515,549	↑ 145,565	↑ 766,455	↓ 0	↓ 0	↑ 106,001	↓ 5	↓ 3	↓ 2	↓ 4	↓ 522
ขอนแก่น	↑ 555,925	↑ 1,320,311	↑ 170,691	↑ 595,801	↓ 2,610	↑ 553	↓ 71,900	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 212
ชัยภูมิ	↑ 612,193	↑ 909,251	↑ 55,905	↑ 465,140	↑ 58,775	↑ 12,453	↓ 132,133	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 166
นครราชสีมา	↑ 909,566	↑ 1,350,973	↑ 228,671	↑ 1,204,066	↑ 442,557	↑ 93,777	↓ 645,755	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 0	↓ 120

ตารางที่ 3.3 ขนาดพิกัดโรงไฟฟ้าเมื่อจำแนกตามวัตถุดิบที่กำหนดเองจากโปรแกรมช่วยคำนวณ

วัตถุดิบ	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Lower Heating Value (LHV))		จำนวนของ วัตถุดิบ (ตัน)	ความสิ้นเปลือง เชื้อเพลิง (kg/hr)	ค่าพลังงานความร้อน ที่ได้(MJ/hr)	พิกัดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม (kW)		
						วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	เฉลี่ย
กากอ้อย	7,368	kJ/kg	418,077	143,177	1,054,929	81,236	81,148	81,192
แกลบ	13,517	kJ/kg	60,000	20,548	277,747	21,388	21,365	21,377
ฟางข้าว	12,330	kJ/kg	1,326,257	454,198	5,600,256	431,253	430,789	431,021

ตารางที่ 3.4 ขนาดพิกัดโรงไฟฟ้าของจังหวัดชัยภูมิจากโปรแกรมช่วยคำนวณ

วัตถุดิบ	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Lower Heating Value (LHV))		จำนวนของ วัตถุดิบ (ตัน)	ความสิ้นเปลือง เชื้อเพลิง (kg/hr)	ค่าพลังงานความร้อน ที่ได้(MJ/hr)	พิกัดของโรงไฟฟ้าที่ เหมาะสม (kW)		
	วิธีที่ 1	วิธีที่ 2				เฉลี่ย		
ลigniteและใบอ้อย	15,479	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
กากอ้อย	7,368	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
แกลบ	13,517	kJ/kg	88,908	30,448	411,565	31,693	31,659	31,676
ฟางข้าว	12,330	kJ/kg	468,146	160,324	1,976,795	152,225	152,061	152,143
ลignite ยอด ใบ ข้าวโพด	9,830	kJ/kg	58,775	20,128	197,862	15,237	15,220	15,228
ชังข้าวโพด	9,615	kJ/kg	12,453	4,265	41,005	3,158	3,154	3,156
เหง้ามันสำปะหลัง	5,494	kJ/kg	132,133	45,251	248,609	19,144	19,124	19,134
ทางใบและก้านปาล์ม	1,760	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
เส้นใยปาล์ม	11,400	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
กะลาปาล์ม	16,900	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
ทะลายปาล์ม	7,240	kJ/kg	0	0	0	0	0	0
เศษไม้ยางพารา	8,600	kJ/kg	166	57	489	38	38	38



รูปที่ 3.1 แผนผังการทำงานของโปรแกรมช่วยออกแบบ

3.2 โปรแกรม DigSILENT 14.0

ปัจจัยสำคัญอีกประการหนึ่งที่ใช้ประกอบการพิจารณาตัดสินใจในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้น คือ การคำนึงถึงผลกระทบทางด้านเทคนิคต่างๆต่อระบบ โดยใช้โปรแกรม DigSILENT 14.0 ในการช่วยวิเคราะห์ ดังต่อไปนี้

3.2.1 การเลือกแนวทาง

จากกรณีศึกษา เราได้เลือกแนวทางที่สามในการพิจารณาติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล นั่นคือ การกำหนดพื้นที่ตั้ง โดยเราได้เลือกศึกษาพื้นที่บริเวณภาคเอกสารตะวันออกเฉียงเหนือ เนื่องจากมีวัตถุดิบที่หลากหลาย และปริมาณมาก และเลือกศึกษา "อำเภอจันทชัยภูมิ" เนื่องจากมีปริมาณวัตถุดิบมากเป็นอันดับที่สามของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

นอกจากนั้นยังมีปริมาณการใช้โหลดที่สูงอีกด้วย โดยอันดับที่หนึ่งคือจังหวัดนครราชสีมา สาเหตุที่ไม่เลือกศึกษาจังหวัดนี้เนื่องจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเป็นจำนวนมากแล้ว และอันดับที่สองคือจังหวัดขอนแก่น สาเหตุที่ไม่เลือกศึกษาจังหวัดนี้เนื่องจากได้มีผู้เลือกศึกษาจังหวัดนี้เป็นจำนวนมากแล้ว ดังนั้นจึงได้เลือกจังหวัดชัยภูมิเป็นกรณีศึกษา และเนื่องด้วยพื้นที่จังหวัดชัยภูมินั้นมีระบบจำหน่ายไม่เกิน 22 kV ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจึงผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ไม่เกิน 8 MW (ภาคผนวก ค) ดังนั้นเราจึงเลือกติดตั้งโรงไฟฟ้าขนาด 7 MW เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของระบบได้อย่างชัดเจน

3.2.2 การแบ่งพื้นที่ในการวิเคราะห์ระบบและการเลือกตำแหน่งติดตั้ง DG

ในกรณีศึกษาได้แบ่งพื้นที่ในการวิเคราะห์ออกเป็น 3 ส่วน คือ พื้นที่ต้นสาย พื้นที่กลางสายและพื้นที่ปลายสาย โดยเฉลี่ยจากความยาวของสายประธานซึ่งมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 185 mm^2 ซึ่งมีความยาวรวม 44.38 km โดยเฉลี่ยเป็น พื้นที่ต้นสาย 14.89 km พื้นที่กลางสาย 14.43 km และพื้นที่ปลายสาย 15.06 km และทำการติดตั้ง DG เพื่อศึกษาผลกระทบทางเทคนิคของแต่ละพื้นที่ โดยเลือกติดตั้งในบริเวณที่มีการใช้งานโหลดสูง

แหล่งกำเนิดแรงดัน ใช้ Voltage Source เป็นแหล่งจ่ายแรงดัน 3 เฟสโดยมีขนาดของแรงดัน 1.5 p.u. ที่แหล่งกำเนิดแรงดันมีค่า Sequence Impedance ดังตารางที่ 3.5

สายส่งในระบบ ความยาวของสายส่งจากบริเวณต้นสายจนถึงสุดปลายสายมีความยาวประมาณ 44.38 กิโลเมตร และสายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm^2 และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 50 mm^2

จำนวนบัส ทั้งหมด 480 บัส โดยแบ่งบริเวณต้นสาย 150 บัส บริเวณกลางสาย 210 บัส บริเวณปลายสาย 120 บัส

ตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล บริเวณต้นสายที่บัส N230 มีระยะห่างจาก Voltage Source ประมาณ 14.89 km บริเวณกลางสายที่บัส N224 มีระยะห่างจาก Voltage Source ประมาณ 24.63 km และบริเวณปลายสายที่บัส N189 มีระยะห่างจาก Voltage Source ประมาณ 37.25 km ดังแสดงในรูปที่ 3.2 และพบว่าพื้นที่ปลายสายมีการใช้งานโหลดสูงสุด ดังตารางที่ 3.6

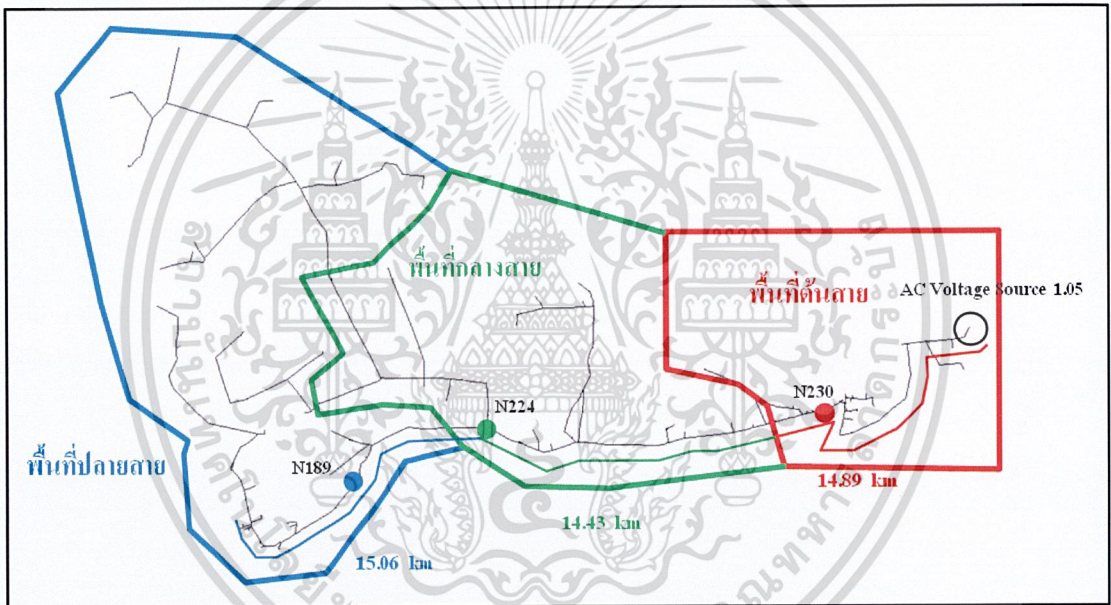
ตารางที่ 3.5 ค่า Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในพื้นที่ จ.ชัยภูมิ

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.029813	1.496467
Negative Sequence	0.029813	1.496467
Zero Sequence	0.003334	1.976256
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$S_k = 355.70 \text{ MVA}$	$I_k = 9.33 \text{ kA}$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 โหลดในพื้นที่ จ.ชัยภูมิ

พื้นที่ติดตั้ง	Installed Capacity of Distribution Transformer (MW)					
	P (MW)/Phase			Q (Mvar)/Phase		
	A	B	C	A	B	C
ต้นสาย	1.511	1.5133	1.5507	0.83665	0.837942	0.85864
กลางสาย	0.70004	0.70471	0.77011	0.387202	0.389784	0.42592
ปลายสาย	1.7497	1.72637	1.93197	0.967107	0.9542003	1.0677638
รวม	3.96074	3.94438	4.25278	2.190959	2.1819263	2.3523238



รูปที่ 3.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของจังหวัดชัยภูมิ

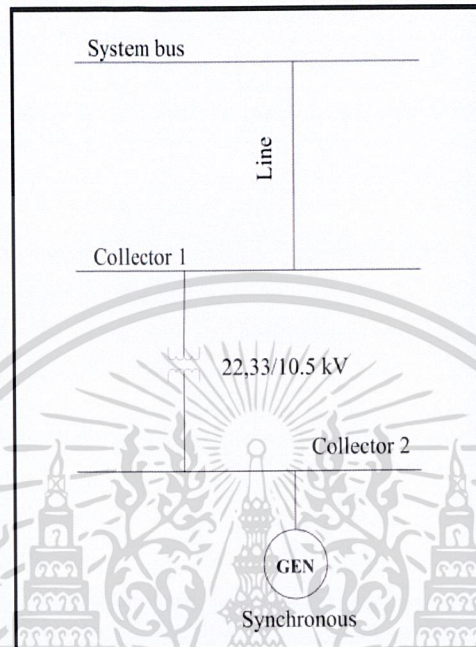
3.2.3 การจำลองการติดตั้งโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ในการจำลองติดตั้งโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT 14.0 นั้น ได้มีการเลือกใช้อุปกรณ์และกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆดังต่อไปนี้

- 1) ลักษณะการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

รูปที่ 3.3 แสดงไดอะแกรมการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบไฟฟ้า จากรูปบัสของระบบ (System bus) ก็คือบัสที่ได้ทำการเลือกไว้ที่จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งในการศึกษาผลกระทบแต่ละวงจรสายบ่อนั้น ตำแหน่งติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่สนใจนำมาศึกษาเพื่อประเมิน ผลกระทบด้านต่างๆประกอบด้วย การติดตั้งทั้งหมดใน 3 ตำแหน่งต่าง ๆ กัน ดังนี้

- ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ตำแหน่งต้นทางของสายป้อน
- ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ตำแหน่งกลางทางของสายป้อน
- ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ตำแหน่งปลายทางของสายป้อน



รูปที่ 3.3 โดอะแกรมการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบ

- 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เป็น Synchronous Generator แบบ Wound Rotor สำหรับแบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจะใช้ Synchronous Generator แบบ Round Rotor ขนาด 7 MW เป็นตัวกำเนิดพลังงานไฟฟ้าโดยค่าพารามิเตอร์ที่นำมาใช้ในการจำลอง เป็นค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ขนาด 7 MW 50 Hz ดังตารางที่ 3.7
- 3) Governor ที่ใช้เป็นชนิด pcuIEEE1 เนื่องจากสอดคล้องกับชนิดของ Generator ซึ่งมีค่าพารามิเตอร์ดังตารางที่ 3.8
- 4) Excitor ที่ใช้เป็นชนิด vcoSCRX เนื่องจากสอดคล้องกับชนิดของ Generator ซึ่งมีค่าพารามิเตอร์ดังตารางที่ 3.9 ลักษณะการควบคุมการทำงานของ Generator คือ Voltage Control
- 5) รูปแบบการควบคุมการทำงานนั้นได้ทำการเปรียบเทียบไว้ในทั้งหมด 3 รูปแบบดังต่อไปนี้

- Voltage control ที่ 0.95 p.u
- Voltage control ที่ 1.00 p.u

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้ • Voltage control ที่ 1.05 p.u นั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.7 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ GENROU ที่ใช้ในแบบจำลอง

พารามิเตอร์ (Parameter)	ค่า (Value)
I	4
T'_{do}	6.5
T''_{do}	0.05
T'_{qo}	1.5
T''_{qo}	0.05
H	3.1273
D	0
X_d	2.04
X_q	2.018
X'_d	0.423
X'_q	0.606
X''_d	0.276
X_l	0.22
S(1.0)	0.03
S(1.2)	0.4

ตารางที่ 3.8 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ Governor ชนิด pcuIEEEG1

พารามิเตอร์ (Parameter)	ค่า (Value)
K Controller Gain (p.u.)	14.9
T_1 Governor Time Constant (s)	0.25
T_2 Governor Derivative Time Constant (s)	0
T_3 Servo Time Constant (s)	0.1
K_1 High Pressure Turbine Factor (p.u.)	0.3
K_2 High Pressure Turbine Factor (p.u.)	0
T_5 Intermediate Pressure Turbine Time Constant (s)	10
K_3 Intermediate Pressure Turbine Factor (p.u.)	0.4
K_4 Intermediate Pressure Turbine Factor (p.u.)	0
T_6 Medium Pressure Turbine Time Constant (s)	0.4
K_5 Medium Pressure Factor (p.u.)	0.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.8 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ Governor ชนิด pcuIEEEG1 (ต่อ)

พารามิเตอร์ (Parameter)	ค่า (Value)
K_6 Medium Pressure Factor (p.u.)	0
T_4 High Pressure Turbine Time Constant (s)	0.3
T_7 Low Pressure Turbine Time Constant (s)	0
K_7 Low Pressure Turbine Factor (p.u.)	0
K_8 Low Pressure Turbine Factor (p.u.)	0
Delta Participation Factor (p.u.)	1
U_c Valve Opening Time (p.u./s)	-0.1
P_{min} Minimum Gate Limit (p.u./s)	0.3
U_0 Valve Opening Time (p.u./s)	0.1
P_{max} Maximum Gate Limit (p.u.)	1

ตารางที่ 3.9 แสดงค่าพารามิเตอร์ของ Excitor ชนิด vcoSCRX

พารามิเตอร์ (Parameter)	ค่า (Value)
T_b Filter Delay Time (s)	10
T_a Filter Derivative Time Constant	1.5
K Controller Gain (p.u.)	200
T_e Excitor Time Constant	0.04
E_{min} Controller Minimum Output (p.u.)	0
E_{max} Controller Maximum Output (p.u.)	4

3.2.4 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านเทคนิคของระบบ

1) การศึกษาระบบในสภาวะคงตัว (Steady State Study)

การจำลองติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบจำหน่ายด้วยเงื่อนไขที่แตกต่างกัน ย่อมส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ต่างกัน ดังนั้นในส่วนนี้จึงเป็นการเปรียบเทียบผลกระทบทางสภาวะคงตัวในด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้

- การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายในระบบ เนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบนั้น จะขึ้นอยู่กับค่า กำลังไฟฟ้า

เสมือนของระบบดังนั้น รูปแบบการควบคุมการทำงานของ Synchronous Generator จึงเป็นตัวแปรสำคัญที่จะแสดงถึงลักษณะแรงดันของไฟฟ้าในระบบ ทั้งนี้ การศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าจะกำหนดสภาวะปกติของระบบอยู่ในช่วง 0.95-1.05 p.u. ดังนั้น ผลการวิเคราะห์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์หรือการเชิงอื่นเพื่อการพาณิชย์เท่านั้น มิอนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบที่แรงดันเกินกว่า 1.05 p.u. จะเรียกว่า สภาวะ “แรงดันเกิน” และหากแรงดันต่ำกว่า 0.95 p.u. จะเรียกว่า สภาวะ “แรงดันตก”

- การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า
ในการศึกษาความสูญเสียในระบบนี้ ต้องการเน้นให้เห็นรูปแบบการควบคุมของ Synchronous Generator ที่มีการควบคุมแบบ Voltage Control ที่แตกต่างกัน จะมีส่วนทำให้ความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบมีความแตกต่างกันออกไปด้วย

- ขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจร
ตำแหน่งการติดตั้งของ DG ที่แตกต่างกันย่อมส่งผลกระทบต่อระบบในด้านของขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นกับระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรย่อมมีความสำคัญในการทำงานประสานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเพื่อทำการป้องกันระบบจากสภาวะผิดปกติของระบบ

- ปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสาย
จากผลการจำลองก่อนการติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบพบว่าไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส และหลังจากติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ตำแหน่งต่างๆของระบบ พบว่าไม่ทำให้เกิดการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส ไม่ว่าจะทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเป็นค่าใดก็ตาม

2) การศึกษาระบบในสภาวะพลวัต (Dynamic State Study)

เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ย่อมส่งผลกระทบอย่างมากแก่ระบบ ดังนั้นจึงมีการศึกษาระบบในสภาวะพลวัต โดยจำลองการเกิดภาวะผิดปกติชนิด 3 Phase Fault บริเวณต้นทางของสายป้อนในระบบจำหน่าย เนื่องจากมีความรุนแรงที่สุด ทำให้เห็นการเปลี่ยนแปลงได้งายที่สุด หากพิจารณาถึงผลกระทบของการเกิดภาวะผิดปกติในด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้แล้ว สามารถนำไปเลือกชนิดและวิธีในการป้องกันระบบได้ต่อไป โครงการนี้ได้มีการตั้งสมมติฐานในการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบดังต่อไปนี้

- การเปรียบเทียบค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย
เมื่อเกิดภาวะผิดปกติขึ้นในระบบ แรงดันจะตกลงอย่างรวดเร็ว หากฟอลต์มีความรุนแรงมาก ก็จะส่งผลให้แรงดันตกลงมากยิ่งขึ้น ดังนั้นระบบจึงต้องการให้แรงดันตกมีค่าน้อยที่สุดเมื่อเกิดฟอลต์

- การเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพ
จากนั้นระบบจะทำการเคลียร์ฟอลต์ ระบบใดที่ใช้เวลาในการเข้าสู่เสถียรภาพเร็วที่สุดแสดงว่าระบบนั้นมีประสิทธิภาพดีที่สุดเพื่อให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพให้เร็วที่สุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ผลการศึกษาและวิเคราะห์

จากการจำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เข้าสู่ระบบจำหน่ายในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ ดังได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.2 นั้นย่อมส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังนั้นจึงทำการเปรียบเทียบผลกระทบทางสภาวะคงตัวและไดนามิกในด้านต่างๆ ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในข้างต้น ทั้งจากการควบคุมการทำงานแบบการควบคุมแรงดัน (Voltage control) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และตำแหน่งติดตั้งที่แตกต่างกัน โดยผลการศึกษาทั้งหมดจะแสดงไว้ดังต่อไปนี้

วิเคราะห์ผลกระทบทางสภาวะคงตัว (Steady State)

1. การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายในระบบ
2. การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า
3. การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสาย
4. การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดกระแสลัดวงจร
5. การเปรียบเทียบค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย
6. การเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อเกิดความผิดปกติ

บริเวณต้นสาย

วิเคราะห์ผลกระทบทางสภาวะพลวัต (Dynamic)

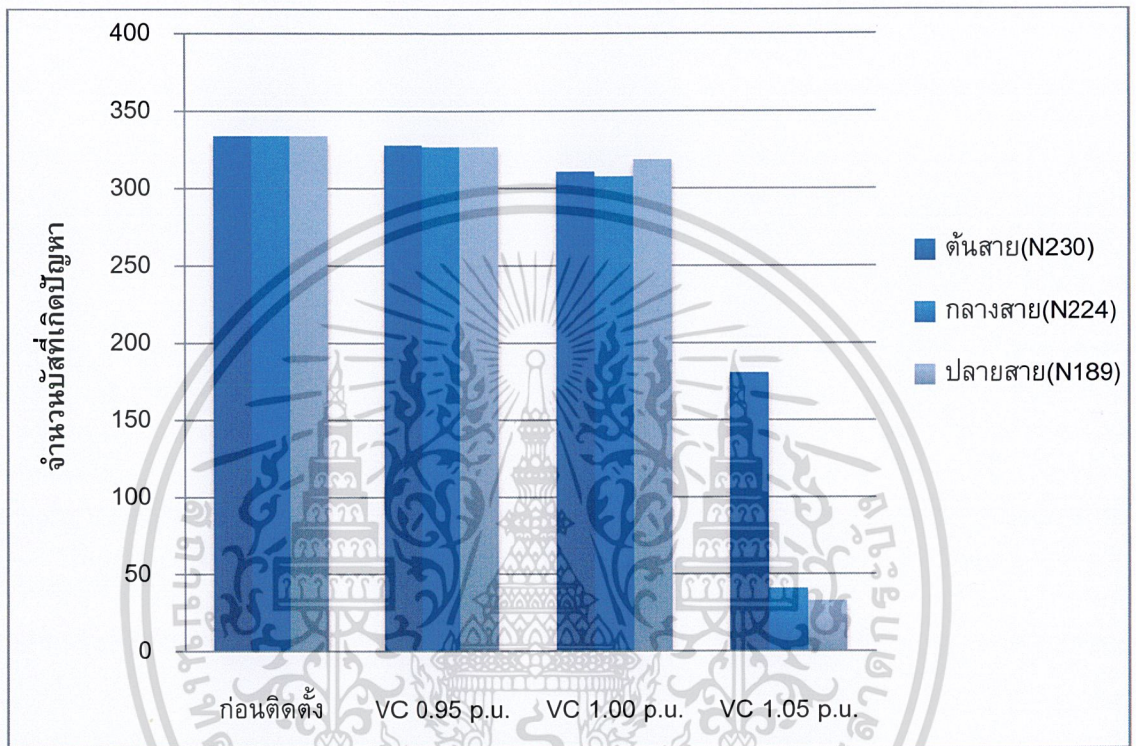
1. การเปรียบเทียบค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย
2. การเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อเกิดความผิดปกติ

รายละเอียดของตารางบันทึกผลการศึกษาและการวิเคราะห์ผลการศึกษาสามารถพิจารณาได้ดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1 การวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายในระบบ

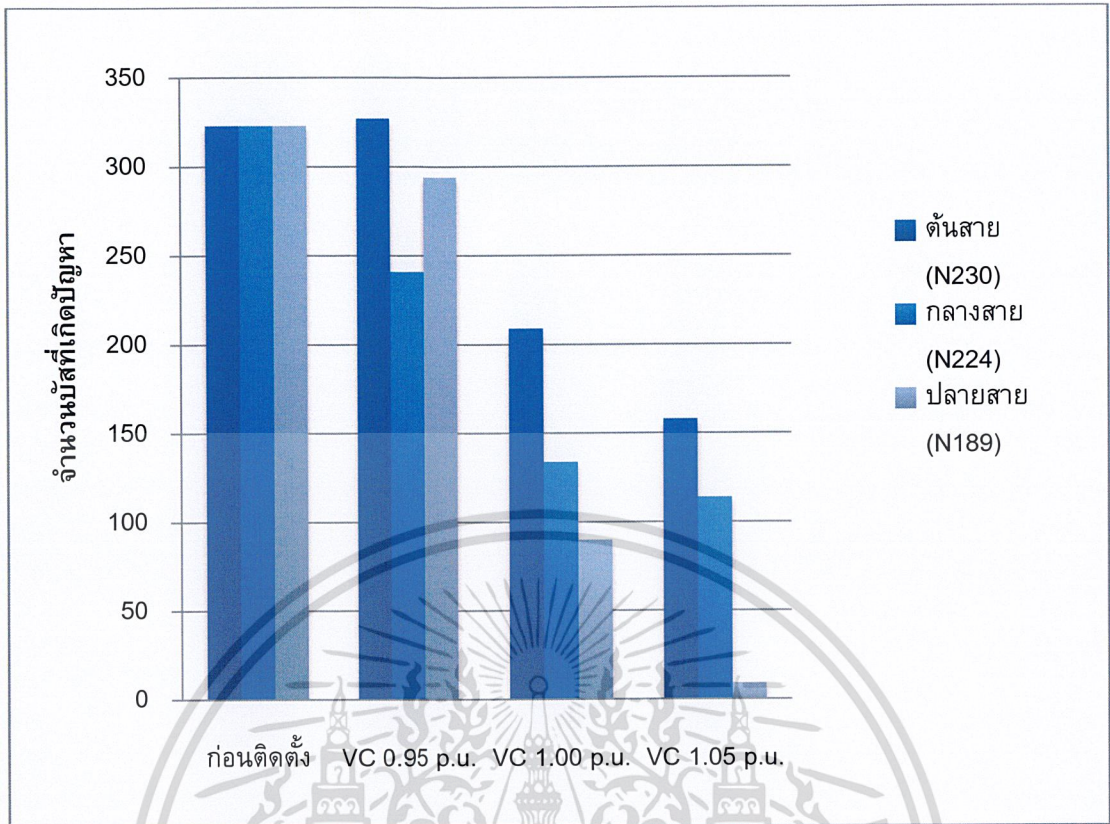
จากผลการทดลองพบว่าเมื่อทำการกำหนดแรงดันที่สถานีไฟฟ้าเป็น 1.00 p.u. พบว่าเกิดปัญหาด้านแรงดันตกในระบบเป็นจำนวนมาก จึงทำการเพิ่มค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าเป็น 1.05 p.u. พบว่าสามารถลดปัญหาด้านแรงดันตกในระบบลดลง ซึ่งแสดงได้จากกราฟที่ 4.1 และ 4.2



รูปที่ 4.1 กราฟแสดงจำนวนบั๊สที่เกิดปัญหาแรงดันตก
เมื่อกำหนดค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า 1.00 p.u.

จากผลการทดลองพบว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า 1.00 p.u. ถ้าหากทำการพิจารณาการติดตั้ง DG ที่ปลายสายและควบคุมแรงดันที่ 1.05 p.u. พบว่าจะเกิดปัญหาด้านแรงดันตกในระบบ จำนวน 33 บั๊ส

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.2 กราฟแสดงจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันตก
เมื่อกำหนดค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า 1.05 p.u.

จากผลการทดลองพบว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า 1.05 p.u. จะเกิดปัญหาด้านแรงดันตกในระบบ จำนวน 9 บัส สามารถกล่าวได้ว่าถ้าหากเพิ่มค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าเป็น 1.05 p.u. และทำการติดตั้ง DG ที่ปลายสายและควบคุมแรงดันที่ 1.05 p.u. พบว่าจะมีจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันตกเพียง 9 บัสเท่านั้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

ในการศึกษาความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ต้องการเน้นให้เห็นรูปแบบการควบคุมของการติดตั้ง DG ที่ทำการควบคุมแบบแรงดันที่แตกต่างกัน ซึ่งจะมีส่วนทำให้ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบมีความแตกต่างกันออกไปด้วย

ตารางที่ 4.1 แสดงการเปรียบเทียบค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

ตำแหน่งติดตั้ง GEN	ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า [แรงดันสถานีไฟฟ้า 1.05 p.u.]					
	VC=0.95 p.u. at DG		VC= 1 p.u. at DG		VC=1.05 p.u. at DG	
	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)	P(MW)	Q(MVar)
ก่อนการติดตั้ง	0.98	1.85	0.98	1.85	0.98	1.85
ต้นสาย (CYA01N230)	0.91	1.97	0.67	1.43	0.56	1.22
กลางสาย (CYA01N224)	0.62	1.34	0.43	0.96	0.35	0.83
ปลายสาย (CYA01N189)	0.52	1.15	0.34	0.8	0.26	0.65

4.3 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสาย

จากผลการจำลองก่อนการติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบ พบว่าไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส และหลังจากติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ตำแหน่งต่างๆของระบบ พบว่าไม่ทำให้เกิดการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส ไม่ว่าจะทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเป็นค่าใดก็ตาม

ตารางที่ 4.2 แสดงจำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาใช้งานเกินพิกัด

พื้นที่	เฟส	จำนวนสายส่งที่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัด			
		การควบคุมแบบ Voltage Control ทั้ง 3 รูปแบบ			
		ก่อนติดตั้ง	ต้นสาย	กลางสาย	ปลายสาย
ต้นสาย	A	0	0	0	0
	B	0	0	0	0
	C	0	0	0	0
กลางสาย	A	0	0	0	0
	B	0	0	0	0
	C	0	0	0	0
ปลายสาย	A	0	0	0	0
	B	0	0	0	0
	C	0	0	0	0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้นฉบับอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.4 การวิเคราะห์ผลกระทบด้านการเกิดกระแสลัดวงจร

ตำแหน่งการติดตั้งของ DG ที่แตกต่างกันย่อมส่งผลกระทบต่อระบบในด้านของขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นกับระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรมีความสำคัญในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเพื่อทำการป้องกันระบบจากสภาวะผิดปกติของระบบ

ตารางที่ 4.3 แสดงค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่างๆ

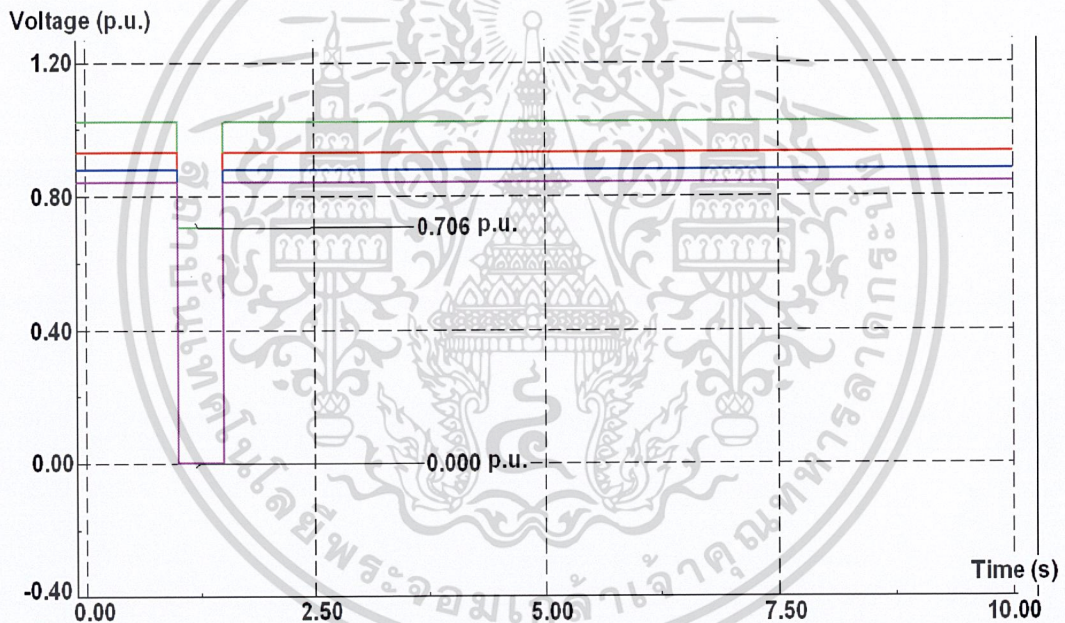
ตำแหน่งเกิด Fault	ค่ากระแสลัดวงจรจาก Fault ชนิดต่าง ๆ							
	1 Phase-G Fault (Phase A)		2 Phase Fault (Phase B&C)		2 Phase-G Fault (Phase C)		3 Phase Fault	
	ก่อนติด I_k'' (kA)	หลังติด I_k'' (kA)	ก่อนติด I_k'' (kA)	หลังติด I_k'' (kA)	ก่อนติด I_k'' (kA)	หลังติด I_k'' (kA)	ก่อนติด I_k'' (kA)	หลังติด I_k'' (kA)
ต้นสาย (N230)	1.29	7.52	2.06	5.72	2.23	7.89	2.38	6.93
กลางสาย (N244)	0.69	6.57	1.16	4.86	1.24	6.86	1.34	5.95
ปลายสาย (N189)	0.47	6.19	0.8	4.51	0.85	6.45	0.92	5.56

4.5 การเปรียบเทียบค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย

เมื่อทำการวัดค่าแรงดันตกขณะเกิดฟอลต์บริเวณต้นสาย กลางสายและปลายสายแล้ว นั้น จากรูปที่ พบว่าก่อนที่การติดตั้ง DG แรงดันที่บริเวณต้นสาย กลางสายและปลายสาย จะตกลงอยู่ที่ 0 p.u เท่ากันทั้งสามกรณี ในขณะที่บริเวณหน้าสถานีไฟฟ้านั้น แรงดันจะตกลงมาอยู่ที่ 0.706 p.u. ต่อมาเมื่อทำการติดตั้ง DG บริเวณต้นสาย กลางสายและปลายสาย พบว่า การติดตั้ง DG บริเวณปลายสายโดยกำหนดค่า Voltage Control เป็น 1.05 นั้น จะช่วยทำให้แรงดันขณะเกิดฟอลต์เพิ่มขึ้นมาจากกรณีที่ยังไม่ได้ทำการติดตั้ง DG มากที่สุด

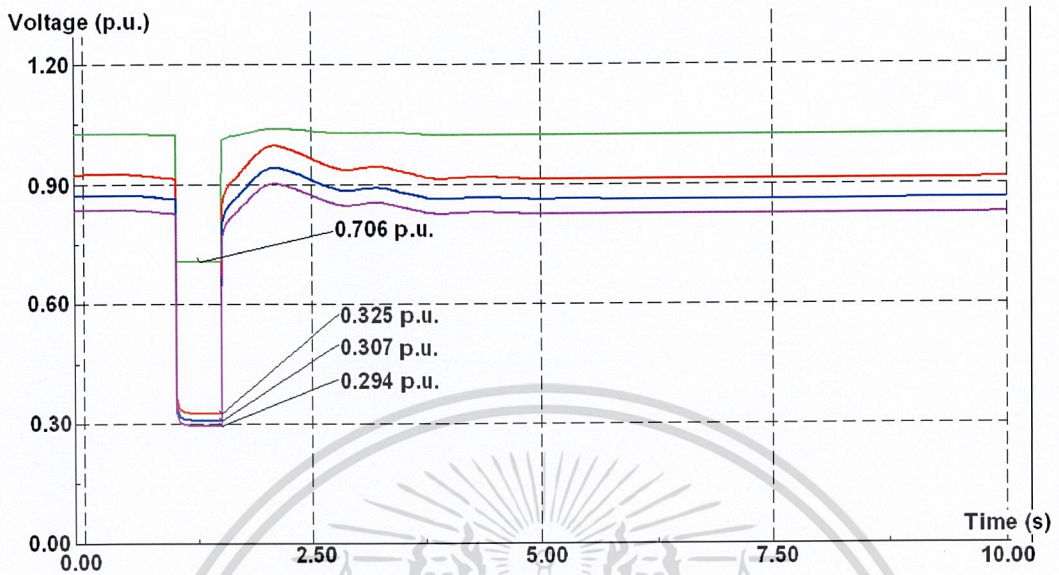
*หมายเหตุ กำหนดให้

- หน้าสถานีไฟฟ้า
- ต้นสาย
- กลางสาย
- ปลายสาย

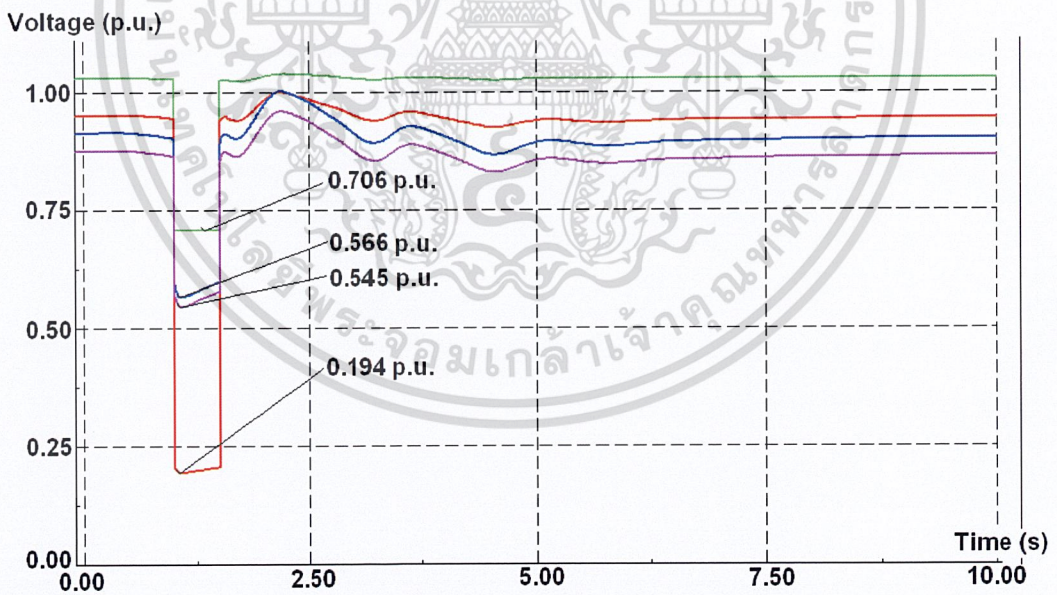


รูปที่ 4.3 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสาย ก่อนทำการติดตั้ง DG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

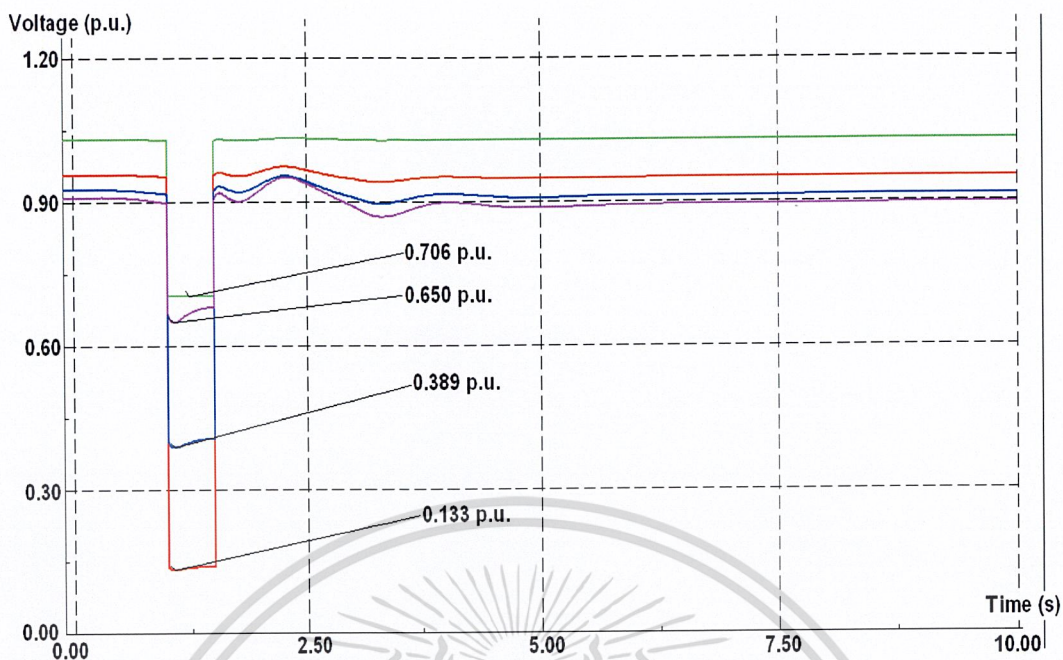


รูปที่ 4.4 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG บริเวณต้นสาย Voltage Control = 0.95 p.u.

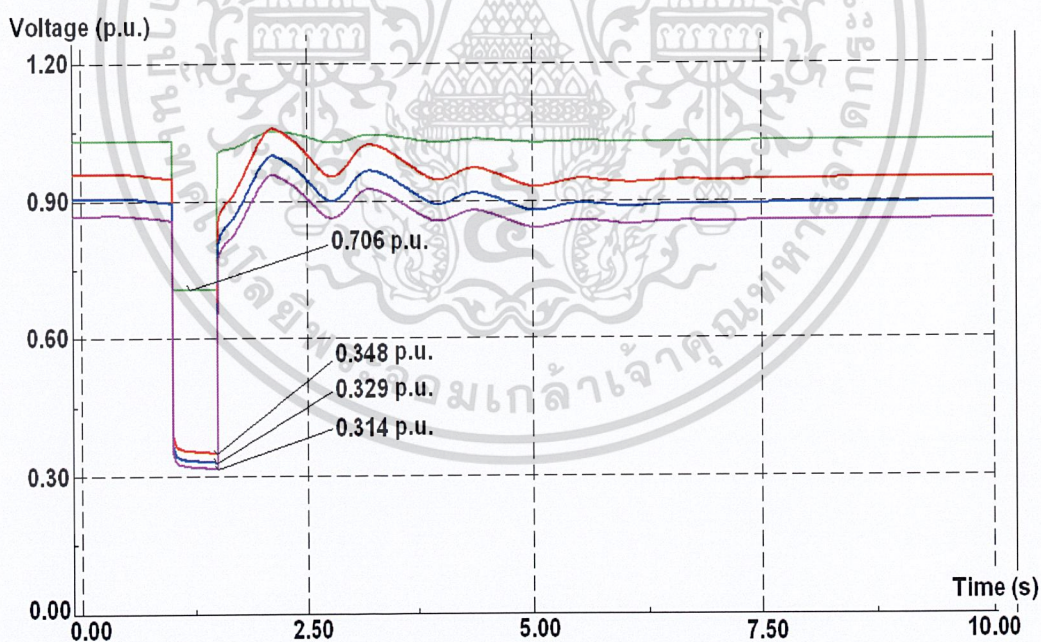


รูปที่ 4.5 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG บริเวณกลางสาย Voltage Control = 0.95 p.u

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.6 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดพลาดบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณปลายสาย Voltage Control = 0.95 p.u.

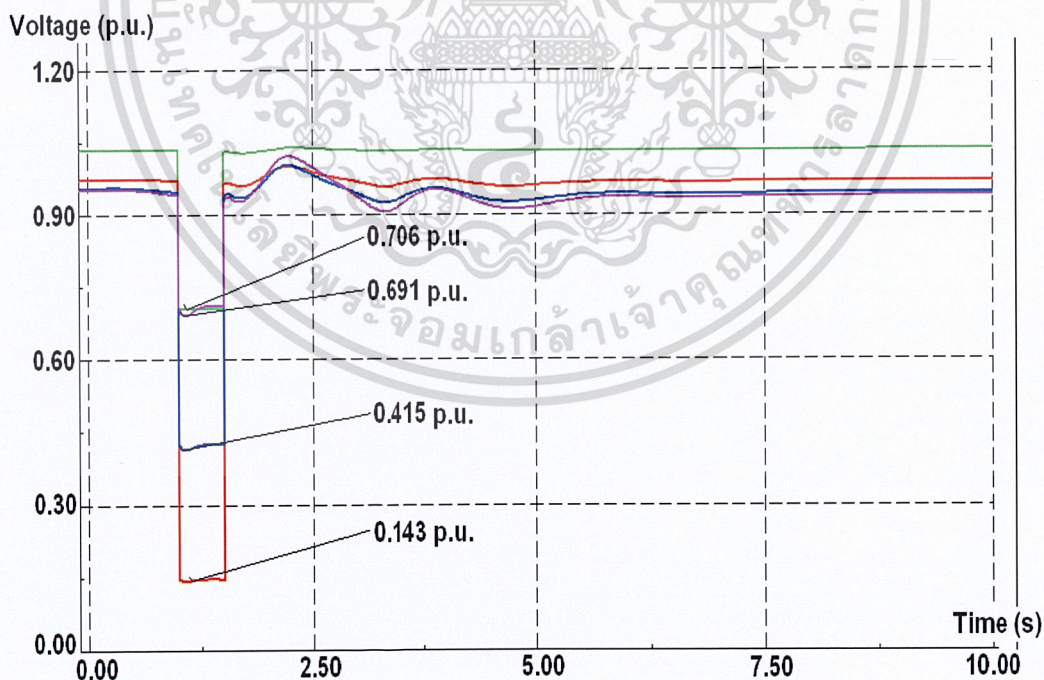


รูปที่ 4.7 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดพลาดบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณต้นสาย Voltage Control = 1.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

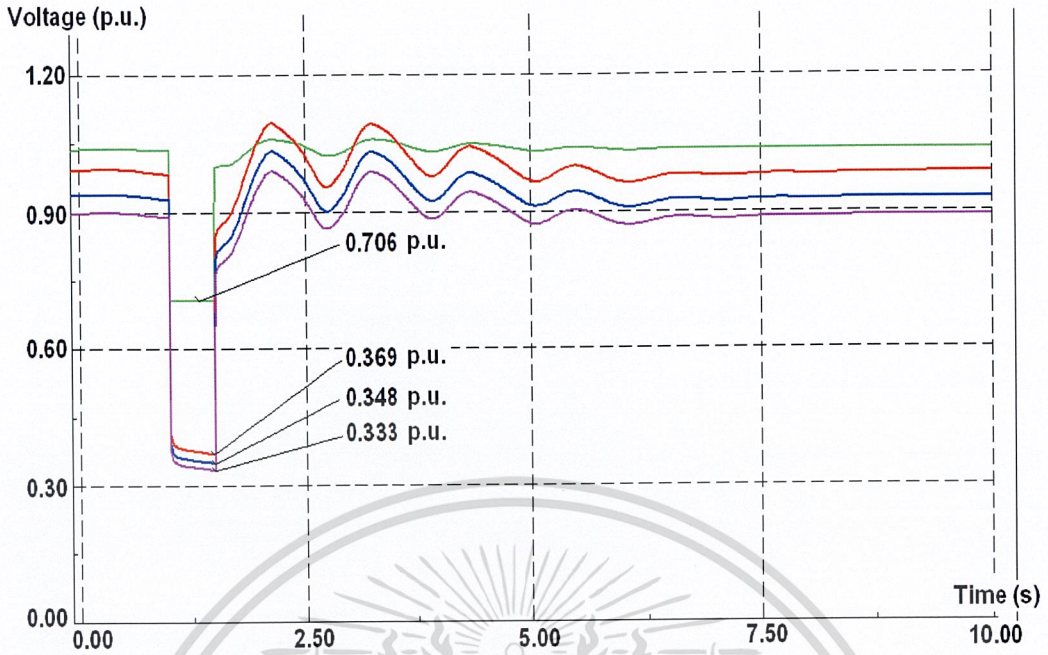


รูปที่ 4.8 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดพลาดบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG บริเวณกลางสาย Voltage Control = 1.00 p.u

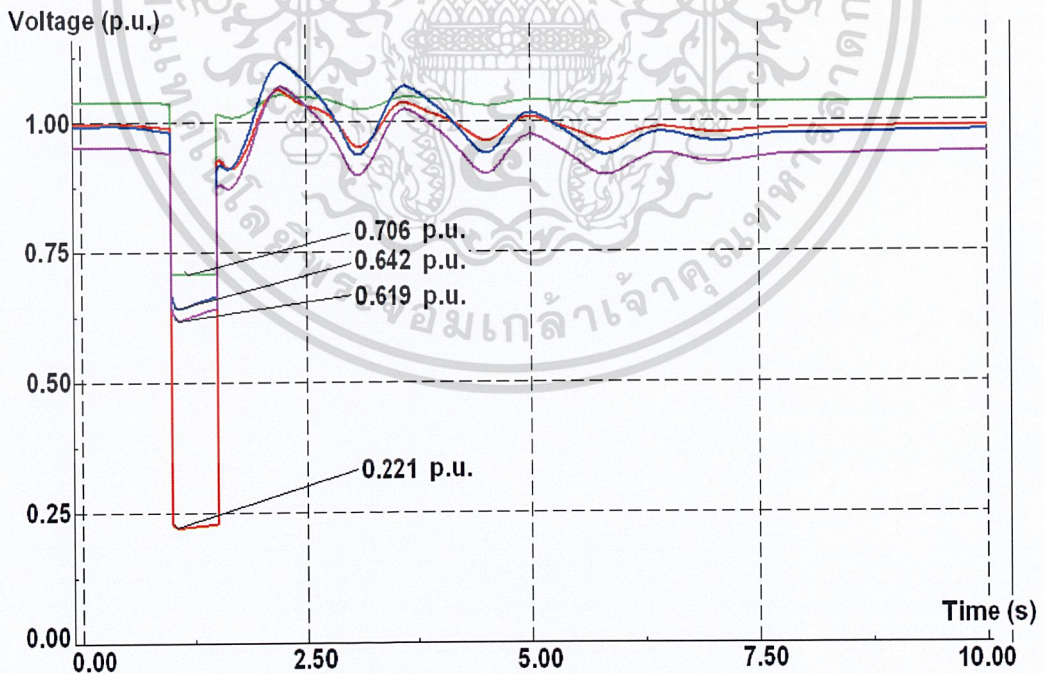


รูปที่ 4.9 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดพลาดบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับบริเวณปลายสาย Voltage Control = 1.00 p.u นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

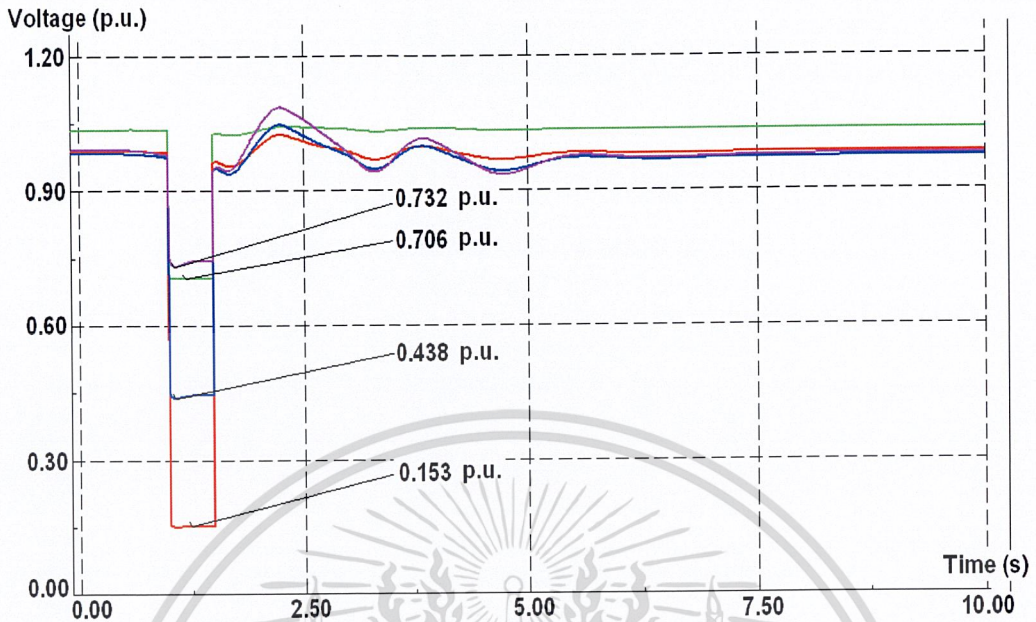


รูปที่ 4.10 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG บริเวณต้นสาย Voltage Control = 1.05 p.u



รูปที่ 4.11 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ประโยชน์ในการค้า
 บริเวณกลางสาย Voltage Control = 1.05 p.u นำไปใช้ประโยชน์ในการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.12 ผลจำลองค่าแรงดันตกเมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณต้นสายเมื่อติดตั้ง DG บริเวณปลายสาย Voltage Control = 1.05 p.u

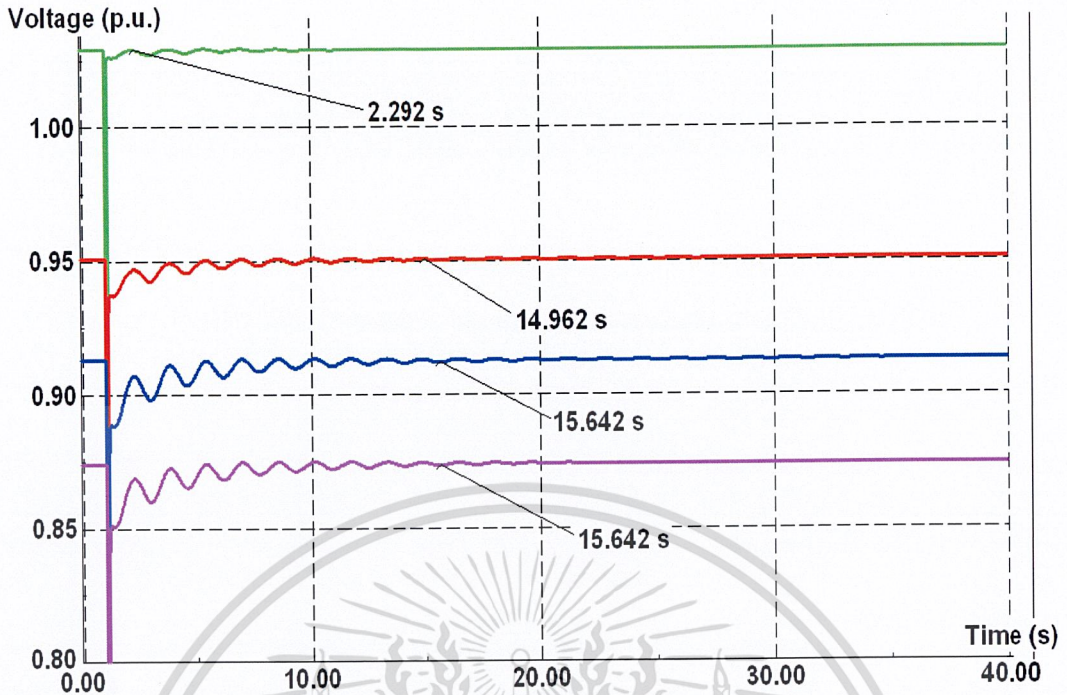
4.6 การเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพ

จากรูปที่ 4.13 แสดงเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพของระบบก่อนทำการติดตั้ง DG จะเห็นว่าเมื่อทำการวัดค่าที่บริเวณต้นสาย กลางสายและปลายสาย จะใช้เวลาโดยเฉลี่ย ประมาณ 2 วินาที ต่อมาเมื่อทำการติดตั้ง DG บริเวณต้นสาย กลางสายและปลายสาย พบว่า การติดตั้ง DG บริเวณปลายสายโดยกำหนดค่า Voltage Control เป็น 1.05 นั้นจะใช้เวลาที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพน้อยที่สุด

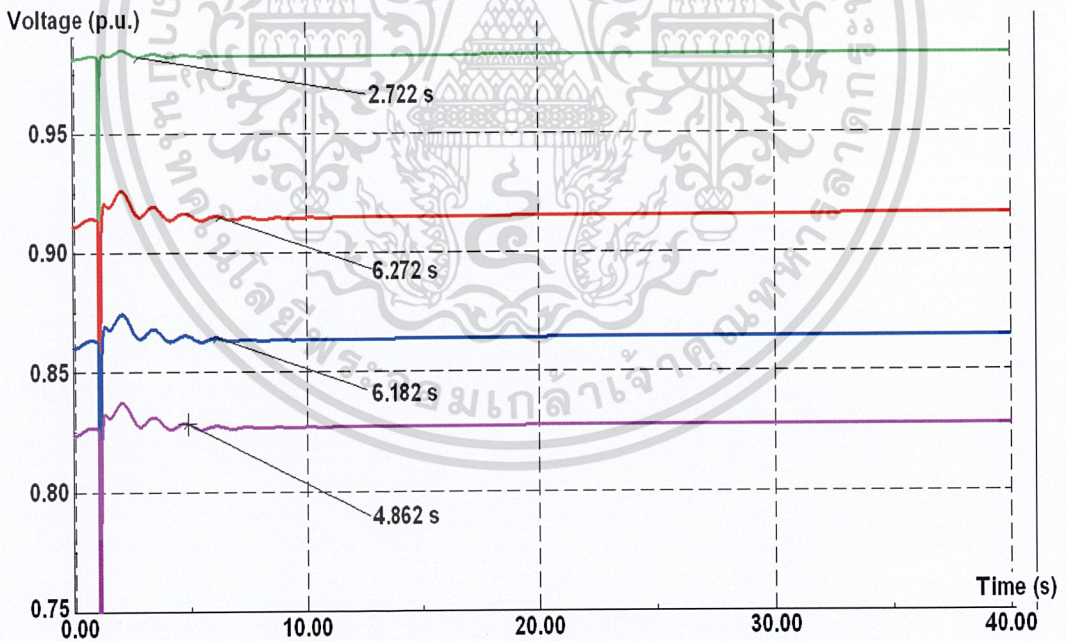
*หมายเหตุ กำหนดให้

	หน้าสถานีไฟฟ้า
	ต้นสาย
	กลางสาย
	ปลายสาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



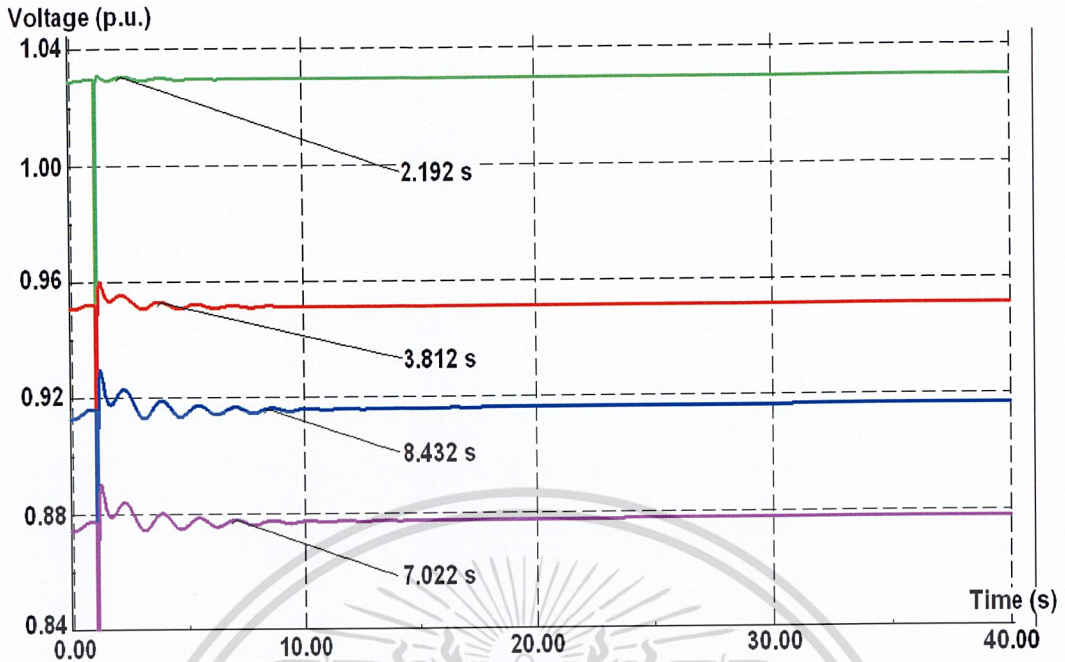
รูปที่ 4.13 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพก่อนติดตั้ง DG



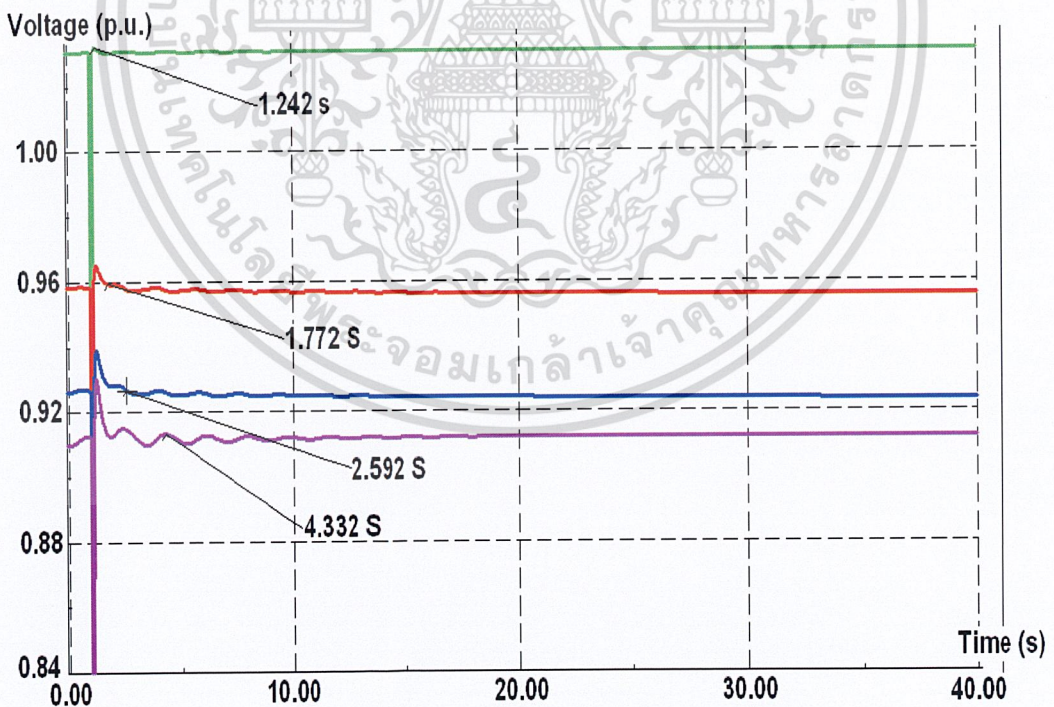
รูปที่ 4.14 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG

บริเวณต้นสาย Voltage Control = 0.95 p.u

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

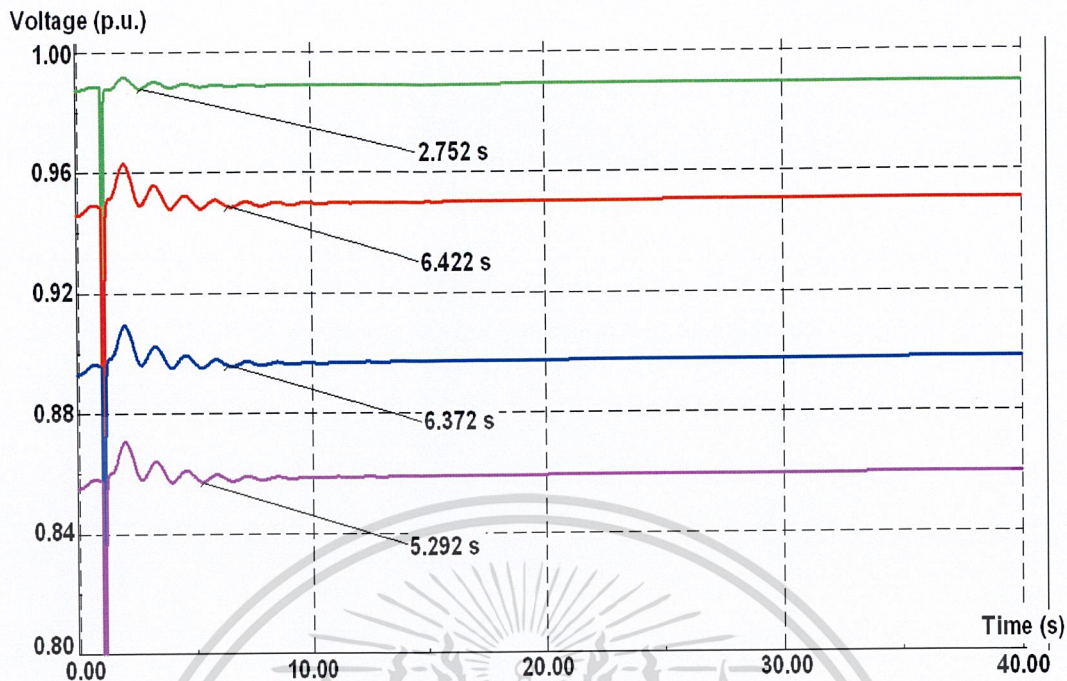


รูปที่ 4.15 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณกลางสาย Voltage Control = 0.95 p.u

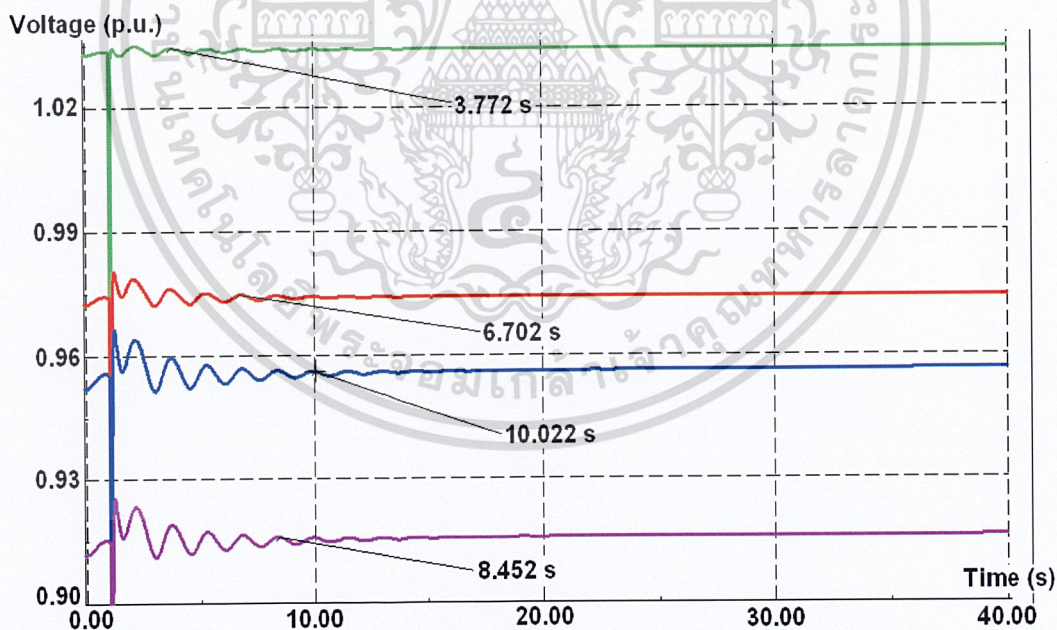


รูปที่ 4.16 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณปลายสาย Voltage Control = 0.95 p.u.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

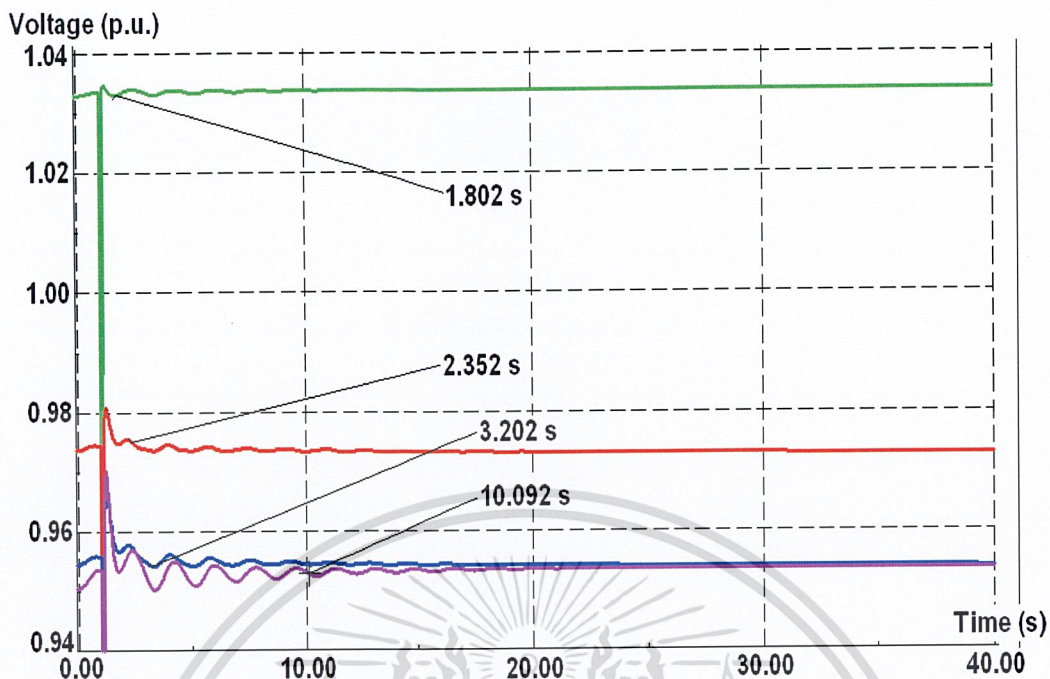


รูปที่ 4.17 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณต้นสาย Voltage Control = 1.00 p.u

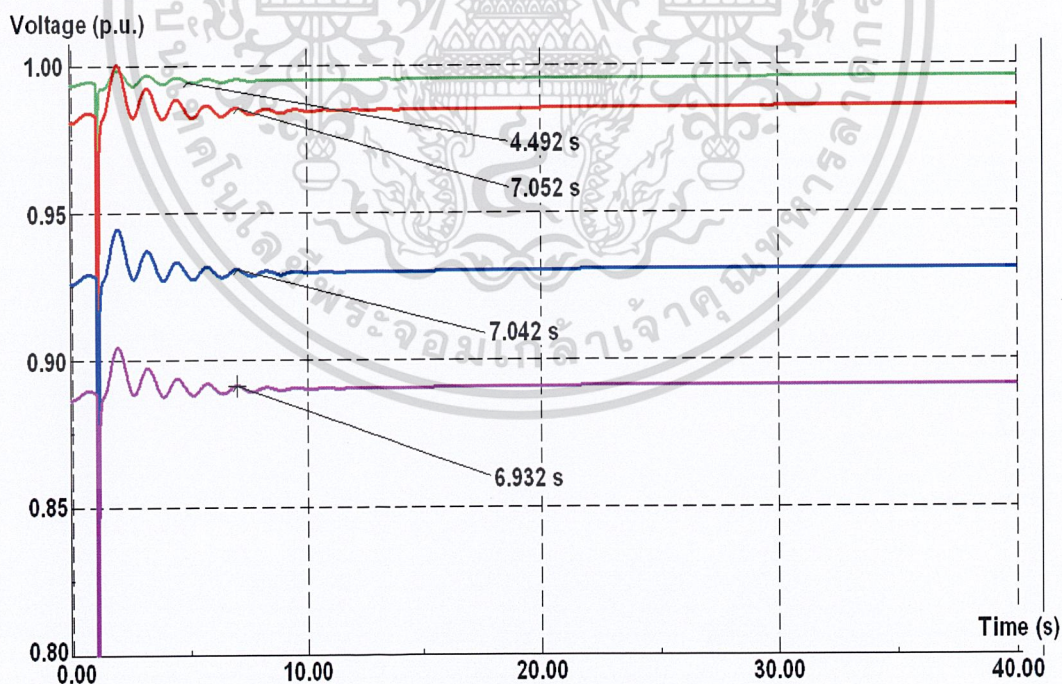


รูปที่ 4.18 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณกลางสาย Voltage Control = 1.00 p

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

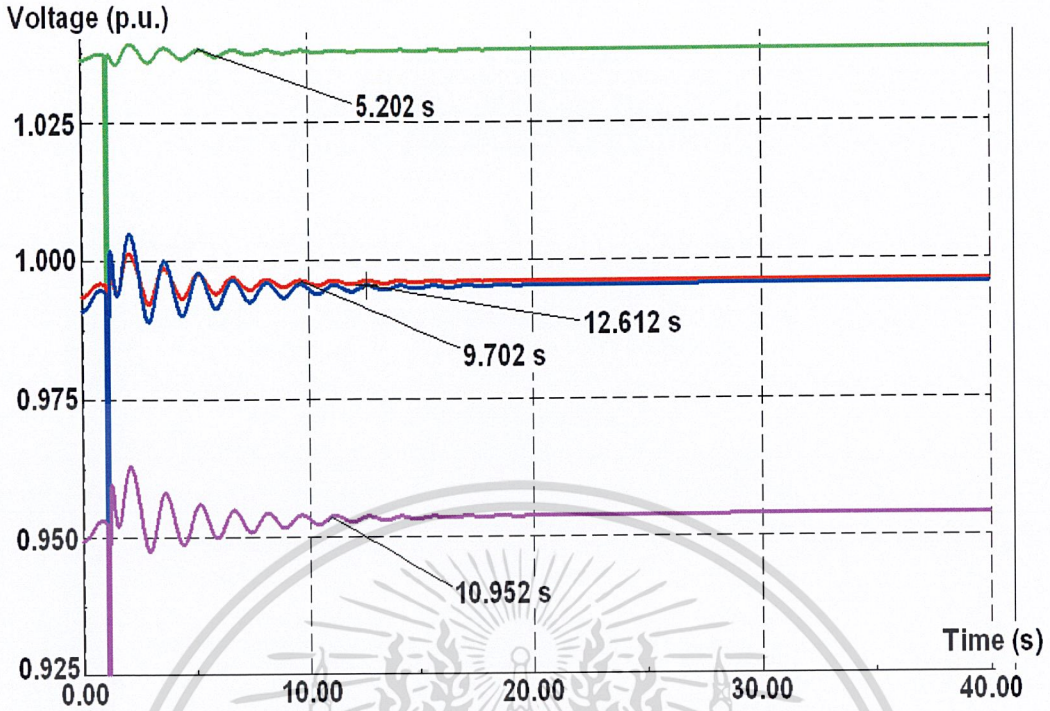


รูปที่ 4.19 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณปลายสาย Voltage Control = 1.00 p.u

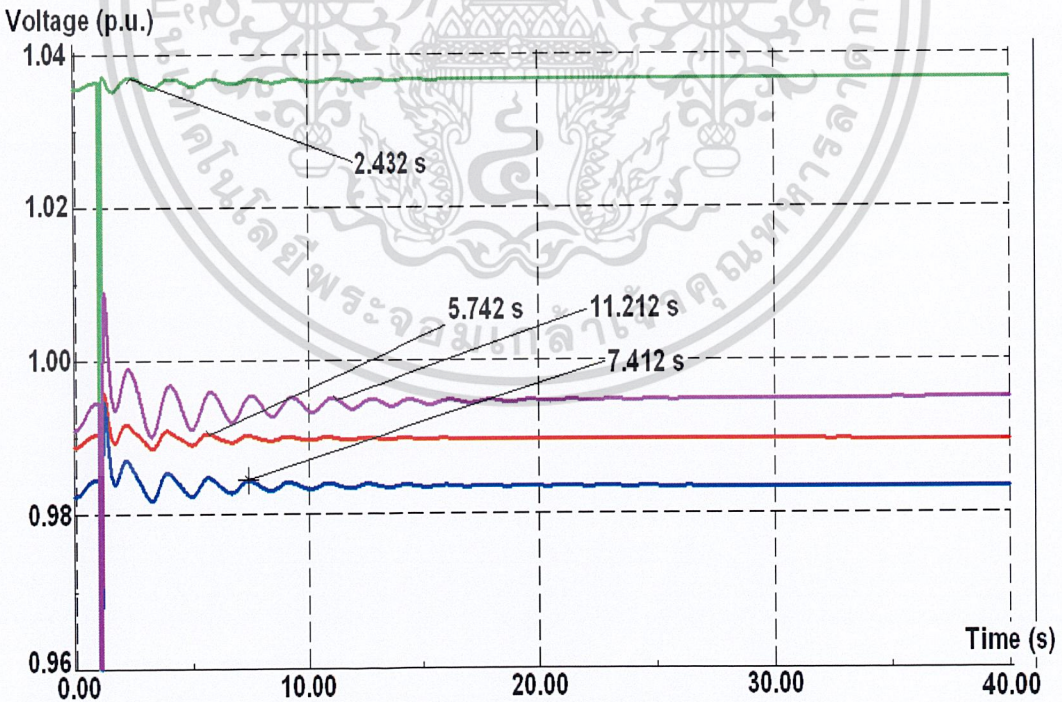


รูปที่ 4.20 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณต้นสาย Voltage Control = 1.05 p.u

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.21 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG
บริเวณกลางสาย Voltage Control = 1.05 p.u



รูปที่ 4.22 ผลจำลองเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อติดตั้ง DG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบแรงดันตกขณะเกิดภาวะผิดปกติ (p.u)

ตำแหน่งที่ตรวจสอบ ฟอล์ต	ค่า Volt (p.u.) ณ ตำแหน่งที่ติด DG									
	ก่อนติดตั้ง DG	Generation Control Mode = VC 0.95 p.u			Generation Control Mode = VC 1.0 p.u			Generation Control Mode = VC 1.05 p.u		
		ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW			ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW			ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW		
		ต้น	กลาง	ปลาย	ต้น	กลาง	ปลาย	ต้น	กลาง	ปลาย
ใกล้สถานี	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706
บัสต้นสาย	0	0.325	0.194	0.133	0.348	0.207	0.143	0.369	0.221	0.153
บัสกลางสาย	0	0.307	0.566	0.389	0.329	0.605	0.415	0.348	0.642	0.438
บัสปลายสาย	0	0.294	0.545	0.65	0.314	0.584	0.691	0.333	0.619	0.732

ตารางที่ 4.5 แสดงการเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพ

ตำแหน่งที่ตรวจสอบฟอล์ต	Generation Control Mode = VC 0.95 p.u			Generation Control Mode = VC 1.0 p.u			Generation Control Mode = VC 1.05 p.u		
	ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW			ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW			ตำแหน่งติดตั้ง Biomass ขนาด 7 MW		
	ต้น	กลาง	ปลาย	ต้น	กลาง	ปลาย	ต้น	กลาง	ปลาย
ใกล้สถานี	2.722	2.192	1.242	2.752	3.772	1.802	4.492	5.202	2.432
บัสต้นสาย	6.272	3.812	1.772	6.422	6.702	2.352	7.052	9.702	5.742
บัสกลางสาย	6.182	8.432	2.592	6.372	10.022	3.202	7.042	12.612	7.412
บัสปลายสาย	4.862	7.022	4.332	5.292	8.452	10.092	6.932	10.952	11.212

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 ข้อสรุปเกี่ยวกับความเป็นไปได้ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ

เราได้เลือกศึกษาพื้นที่บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เนื่องจากมีวัตถุดิบที่หลากหลาย และปริมาณมาก และเลือกศึกษาจังหวัดชัยภูมิ เนื่องจากมีปริมาณวัตถุดิบมากเป็นอันดับที่สามของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นอกจากนี้ยังมีปริมาณการใช้โหลดที่สูงอีกด้วย โดยอันดับที่หนึ่งคือจังหวัดนครราชสีมา สาเหตุที่ไม่เลือกศึกษาจังหวัดนี้เนื่องจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเป็นจำนวนมากแล้ว และอันดับที่สองคือจังหวัดขอนแก่น สาเหตุที่ไม่เลือกศึกษาจังหวัดนี้เนื่องจากได้มีผู้เลือกศึกษาจังหวัดนี้เป็นจำนวนมากแล้ว ดังนั้นจึงได้เลือกจังหวัดชัยภูมิเป็นกรณีศึกษา

เมื่อเปรียบเทียบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอื่นๆ พบว่า จะมีประสิทธิภาพของระบบโดยรวมที่มีค่าสูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอื่น ไม่ว่าจะเป็น โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม เป็นต้น และถ้าทำการเปรียบเทียบราคาต้นทุน (บาท/kW) จะพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจะมีราคาต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชนิดอื่น โดยชีวมวลจะมีข้อดีในด้าน

- มีปริมาณกำมะถันต่ำ
- ราคาถูกกว่าพลังงานเชิงพาณิชย์อื่น ต่อหน่วยความร้อนที่เท่ากัน
- มีแหล่งผลิตอยู่ในประเทศ
- พลังงานจากชีวมวลจะไม่ก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก และแทบจะไม่ทำให้เกิดมลภาวะทางอากาศหรืออากาศเป็นพิษเลย ในกรณีที่มีการปลูกทดแทน

แต่เมื่อมีข้อดี ก็ย่อมมีข้อเสียในด้าน

- ชีวมวลมีปริมาณที่ไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับฤดูกาล และภูมิอากาศ
- ค่าขนส่งจากแหล่งชีวมวลมาสู่โรงงาน ยิ่งอยู่จากไกลพื้นที่ตั้งของโรงงานก็ยิ่งทำให้มีค่าใช้จ่ายสูง
- เทคโนโลยีที่สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงชีวมวลหลายๆ ชนิด มีราคาแพง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาเบื้องต้นเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้เพื่อการตัดสินใจลงทุนหรือการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือแสงอาทิตย์ได้ โดยหากต้องการข้อมูลเพิ่มเติมหรือปรึกษาเกี่ยวกับโครงการลงทุนหรือการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลหรือแสงอาทิตย์ กรุณาติดต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ปล่อยมลพิษในระดับที่สูงขณะผลิตไฟฟ้า ในปัจจุบันพลังงานจากชีวมวลที่ประเทศมีเหลืออยู่มากนั้น สามารถนำมาใช้เป็นพลังงานความร้อนและผลิตไฟฟ้าได้ ด้วยราคาที่ไม่สูงจนเกินไป ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำมาก และยังสามารถเสริมรายได้ให้แก่เกษตรกรในท้องถิ่นได้อีกด้วย

5.2 ข้อสรุปเกี่ยวกับการเลือกเทคโนโลยีในการติดตั้งโรงพลังงานชีวมวลในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ

สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลนั้น จากการศึกษาข้อดีและข้อเสียของเทคโนโลยีของทั้ง 2 ระบบ ได้ทำการเลือกเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) มาทำการศึกษา เพราะไม่มีความยุ่งยากและซับซ้อน การจัดเตรียมเชื้อเพลิงและการดูแลรักษาอุปกรณ์ในระบบมีความง่ายและสะดวก สามารถนำพลังงานความร้อนในรูปของไอน้ำที่มีอยู่ในระบบ นำมาใช้เพิ่มประสิทธิภาพของระบบได้อีกทั้งยังเหมาะสมกับหน่วยกำลังการผลิตที่มีขนาดใหญ่อีกด้วย

ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรงนั้น ส่วนของการบ้อนเชื้อเพลิงสามารถใช้รูปแบบหลายๆ แบบผสมกันก็ได้แล้วแต่กรณีและความเหมาะสม โดยได้ทำการเลือกระบบสายพานลำเลียง (Belt Feeder) เป็นหลัก ซึ่งเป็นรูปแบบที่ใช้งานได้ง่ายและสามารถใช้กับวัสดุได้หลากหลายชนิด ส่วนของห้องเผาไหม้ได้ทำการเลือกห้องเผาไหม้แบบ Step Grate Stoker เนื่องจากห้องเผาไหม้ชนิดนี้สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลายชนิดและมีราคาที่ไม่สูงนัก ส่วนของหม้อไอน้ำได้ทำการเลือกหม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water Tube) เนื่องจากหม้อไอน้ำชนิดนี้สามารถผลิตไอน้ำได้ในปริมาณมากและไอน้ำที่ผลิตออกมาได้นี้ยังเป็นไอน้ำที่ร้อนจัด (Superheated Steam) ส่วนของกังหันไอน้ำได้ทำการเลือกกังหันไอน้ำแบบ Condensing Steam Turbine เนื่องจากวัตถุประสงค์ของการออกแบบโรงไฟฟ้าต้องการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว อีกทั้งกังหันไอน้ำชนิดนี้มีราคาไม่แพง จึงเลือกใช้กังหันไอน้ำชนิดนี้ ในส่วนของระบบควบคุมจะใช้ Governor Model IEEG1 ในศึกษา ส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เลือก Synchronous Generator แบบ Wound rotor ความถี่ 50 Hz เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าชีวมวล เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานที่ความเร็วรอบคงที่ ทั้งยังทำหน้าที่เป็น Voltage Regulator เพื่อช่วยสนับสนุนและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าของระบบอีกด้วย ในส่วนของระบบควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะใช้ Exciter Model SCRX ในการศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่มีการควบคุมแบบแรงดันไฟฟ้าและตำแหน่งในการติดตั้งแตกต่างกัน

เนื่องจากระบบของจังหวัดชัยภูมิเป็นระบบจำหน่าย 22 kV ซึ่งสามารถทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ไม่เกิน 8 MW แต่ในกรณีศึกษานี้ได้ทำการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous ขนาด 7 MW เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ จากการจำลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ขนาดกำลังการผลิต 7 MW จะแบ่งพื้นที่ของการติดตั้ง 3 รูปแบบ คือ

- 1) ติดตั้งที่ต้นสาย
- 2) ติดตั้งที่กลางสาย
- 3) ติดตั้งที่ปลายสาย

รูปแบบการควบคุมการทำงานแบบควบคุมแรงดัน (Voltage Control) 3 รูปแบบ คือ

- 1) การควบคุมที่ Voltage Control ที่ 0.95 p.u.
- 2) การควบคุมที่ Voltage Control ที่ 1.00 p.u
- 3) การควบคุมที่ Voltage Control ที่ 1.05 p.u

5.3.1 ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าภายในระบบของระบบ (แรงดันตก และแรงดันเกิน) และข้อเสนอแนะ

ในระบบจำหน่าย 22 kV ขนาดของแรงดันไฟฟ้าในระบบ จะขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายๆ อย่าง เช่น ขนาดโหลดในพื้นที่ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด และความยาวของสายจำหน่ายภายในระบบ สำหรับระบบจำหน่ายของพื้นที่ชัยภูมิ โหลดสูงสุดในพื้นที่ที่มีขนาด 8 MW และเป็นโหลดที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนน้อย และได้ทำการเพิ่มค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าเป็น 1.05 p.u. จึงทำให้กรณีฐานหรือก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยชีวมวลแรงดันไฟฟ้าในระบบอยู่ในเกณฑ์ที่ดี คือ มีจำนวนบัสที่เกิดปัญหาแรงดันตกน้อยลงเมื่อเทียบกับการปรับค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าเป็น 1.0 p.u.

5.3.2 ปัญหาด้านความสูญเสียในระบบไฟฟ้าและข้อแนะนำ

ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจะเกิดจากค่าความต้านทานของสายส่ง หม้อแปลง และการสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดจากค่ารีแอกแตนซ์ของทั้งสายส่ง ซึ่งในการศึกษาจะเปรียบเทียบผลค่าความสูญเสียจากการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและตำแหน่งในการติดตั้งที่

แตกต่างกัน ซึ่งจากการเปรียบเทียบสามารถสรุปได้ว่าการควบคุม DG โดยมีการควบคุมแบบ Voltage Control ที่แรงดัน 1.05 p.u. จะก่อให้เกิดค่าความสูญเสียต่อระบบน้อยที่สุดที่มีการนำไปใช้

สำหรับความเป็นจริงแล้วการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย จะช่วยลดค่าความสูญเสียภายในระบบ แต่ในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ณ ตำแหน่งปลายสายซึ่งมีโหลดภายในพื้นที่บริเวณนั้นเป็นจำนวนมาก มีค่าความสูญเสียที่น้อยที่สุด เป็นเพราะว่าในบริเวณพื้นที่ปลายสายแรงดันไฟฟ้าที่สูงไป จะพบว่าเกิดแรงดันตก แต่เมื่อเราทำการติดตั้ง DG เข้าสู่ระบบ เป็นการช่วยเพิ่มระดับแรงดันที่ตกให้สูงขึ้น ในทำนองเดียวกันจึงทำให้ค่าความสูญเสียในระบบกลับดีมากขึ้น

5.3.3 ปัญหาการใช้งานเกิดพิกัดของสายส่งสายจำหน่ายในระบบและข้อแนะนำ

จากผลการจำลองก่อนการติดตั้ง DG เข้าสู่ระบบ พบว่าไม่เกิดปัญหาการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส และหลังจากติดตั้ง DG เข้าสู่ตำแหน่งต่างๆของระบบ พบว่าไม่ทำให้เกิดการใช้งานเกินพิกัดของสายจำหน่ายในแต่ละเฟส อาจจะเป็นเนื่องมาจากจังหวัดชัยภูมิมีโรงงานไม่มากนักจึงทำให้การใช้โหลดเพียงพอ และไม่มีการใช้งานเกินพิกัดของสายเลย ไม่ว่าจะทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเป็นค่าใดก็ตาม

5.3.4 เปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสขณะเกิดการลัดวงจร

ในการศึกษาระบบจำหน่ายขนาด 22 kV จะพบว่าก่อนการติดตั้ง DG หรือกรณีฐานขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault > 2ϕ -G Fault, 2ϕ Fault > 1ϕ -G Fault ตามลำดับและหลังจากทำการติดตั้ง DG พบว่าขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรแบบ 3ϕ Fault > 2ϕ -G Fault, 2ϕ Fault > 1ϕ -G Fault เช่นเดียวกัน

เมื่อทำการจำลองติดตั้ง DG ขนาด 7 MW เข้าสู่ระบบจะทำให้ขนาดของกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้ามีขนาดเพิ่มมากขึ้นเพราะจะมีกระแสลัดวงจรจากตัว DG ไหลเข้าสู่สถานีไฟฟ้า แต่ก็ยังไม่เกินระดับของอุปกรณ์ป้องกัน การติดตั้งบริเวณพื้นที่ต้นสายจะทำให้ขนาดของกระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้นสูงสุด เพราะกระแสลัดวงจรจะไหลจากสถานที่ติดตั้งไปยังสถานีไฟฟ้าในระยะทางที่สั้น ส่วนการติดตั้งในบริเวณที่ไกลกว่าจะทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้ามีค่าลดลงตามระยะทาง

เมื่อเปรียบเทียบถึงการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกัน จะไม่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจร เนื่องจากในการคำนวณขนาดกระแสลัดวงจร จะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดัน และค่า Sequence Impedance ของทั้งแหล่งกำเนิดแรงดันและสายส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น มิอนุญาติให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น ยกเว้นหากมีเหตุดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3.5 ผลการศึกษาเรื่องภาวะทาง Dynamics

เนื่องจากก่อนทำการติดตั้ง DG นั้นแรงดันบริเวณปลายสายส่งย่อมตกลงมากที่สุด เนื่องจากเกิดค่าความสูญเสียในสายส่งไฟฟ้ากระแสสลับขึ้น และนอกจากนั้นยังมีความต้องการโหลดบริเวณปลายสายมากที่สุดอีกด้วย ดังนั้นเมื่อทำการติดตั้ง DG เข้าไปที่บริเวณปลายสายส่งจึงช่วยทำให้ระบบมีเสถียรภาพมากขึ้นที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีการติดตั้ง DG ที่บริเวณต้นสายและกลางสาย เมื่อทำการวิเคราะห์ระบบในสภาวะพลวัต โดยพิจารณาผลจำลองจากโปรแกรม DIGSILENT 14.0 จากการเปรียบเทียบค่าแรงดันตกและการเปรียบเทียบเวลา (s) ที่ทำให้ระบบเข้าสู่เสถียรภาพเมื่อเกิดความผิดปกติของบริเวณต้นสาย พบว่า เมื่อทำการติดตั้ง DG บริเวณปลายสายที่ค่า Voltage Control เป็น 1.05 p.u. จะช่วยทำให้ระบบมีเสถียรภาพมากที่สุด



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก

ปริมาณวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรของพลังงานชีวมวลของแข็ง จำแนกตามรายจังหวัด ปี 2552



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก

ปริมาณวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรของพลังงานชีวมวลของแข็ง จำแนกตามรายจังหวัด ปี 2552

วัตถุประสงค์	อ้อยโรงงาน		ข้าว		ข้าวโพด		มันสำปะหลัง เหง้า	ปาล์มน้ำมัน				ยางพารา เศษไม้
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ซังข้าวโพด		ทางใบและก้าน	ใบปาล์ม	กะลา	ทลาย	
รวมทั้งประเทศ	13,630,555	20,245,383	7,156,835	37,684,220	4,117,578	872,446	2,738,010	2,220,167	1,216,194	1,052,947	1,754,911	312,118
ภาคเหนือ	4,251,032	6,314,033	2,124,654	11,187,339	2,660,164	563,645	481,115	278	152	132	220	623
เชียงใหม่	0	0	174,989	921,404	261,794	55,470	3,543	132	72	63	104	181
พะเยา	0	0	69,112	363,907	131,960	27,960	1,917	0	0	0	0	84
ลำปาง	52,550	78,053	53,363	280,982	48,407	10,257	331	0	0	0	0	4
ลำพูน	0	0	20,444	107,646	60,360	12,789	0	0	0	0	0	0
เชียงใหม่	4,746	7,049	76,985	405,365	73,033	15,475	0	0	0	0	0	9
แม่ฮ่องสอน	0	0	12,533	65,994	3,574	757	0	0	0	0	0	0
ตาก	16,899	25,099	26,800	141,115	362,775	76,866	6,238	0	0	0	0	1
กำแพงเพชร	984,561	1,462,363	222,673	1,172,480	85,527	18,122	198,152	31	17	15	25	62
สุโขทัย	329,967	490,098	145,049	763,752	53,928	11,426	3,505	0	0	0	0	1
แพร่	4,026	5,979	33,749	177,707	92,790	19,661	396	0	0	0	0	5
น่าน	0	0	24,089	126,842	297,355	63,005	0	0	0	0	0	59
อุดรดิตถ์	191,270	284,092	103,331	544,086	61,194	12,966	5,311	0	0	0	0	2
พิษณุโลก	281,478	418,077	251,877	1,326,257	155,560	32,961	58,968	16	8	7	12	104
พิจิตร	86,112	127,902	295,304	1,554,921	25,562	5,416	1,339	0	0	0	0	0
นครสวรรค์	1,325,775	1,969,166	381,654	2,009,595	222,863	47,221	98,082	0	0	0	0	5
อุทัยธานี	415,699	617,436	91,965	484,241	108,827	23,059	77,519	99	54	47	78	79
เพชรบูรณ์	557,950	828,719	140,737	741,046	614,656	130,235	25,814	0	0	0	0	27

ตารางที่ 1 แสดงศักยภาพวัตถุประสงค์ของภาคเหนือ

วัตถุประสงค์	อ้อยโรงงาน		ข้าว		ข้าวโพด		มันสำปะหลัง	ปาล์มน้ำมัน				ยางพารา
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ชังข้าวโพด		เหง้า	ทางใบและก้าน	ใบปาล์ม	กะลา	
รวมทั้งประเทศ	13,630,555.00	20,245,383.00	7,156,835.00	37,684,220.00	4,117,578.00	872,446	2,738,010	2,220,167	1,216,194	1,052,947	1,754,911	312,118
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	4,667,837.00	6,933,110.00	2,534,541	13,345,589.00	896,575	189,969	1,416,930	4,789	2,623	2,271	3,785	20,042
เลย	111,841	166,116	33,970	345,650	326,213	69,119	51,567	230	126	109	182	2,054
หนองบัวลำภู	69,312	102,949	65,644	178,870	31,189	6,608	14,723	8	4	4	6	254
อุดรธานี	727,208	1,080,117	132,436	697,341	7,123	1,509	60,723	85	46	40	67	1,733
หนองคาย	13,650	20,275	84,445	444,646	987	209	11,731	2,655	1,455	1,259	2,099	5,271
สกลนคร	28,151	41,813	131,372	691,735	0	0	19,345	0	0	0	0	659
นครพนม	12,976	19,273	73,314	386,035	0	0	4,077	70	38	33	55	1,064
มุกดาหาร	213,731	317,453	24,928	131,259	0	0	31,573	47	26	22	37	782
ยโสธร	8,111	12,048	74,492	392,236	0	0	17,310	0	0	0	0	430
อำนาจเจริญ	6,086	9,039	64,380	338,994	0	0	13,158	23	12	11	18	205
อุบลราชธานี	0	0	231,656	1,219,781	607	129	45,479	821	450	389	649	1,319
ศรีสะเกษ	8,579	12,743	191,239	1,006,968	26,322	5,577	25,930	785	430	372	620	1,504
สุรินทร์	220,664	327,751	220,970	1,163,515	0	0	16,801	0	0	0	0	1,179
บุรีรัมย์	197,280	293,019	202,028	1,063,774	162	34	76,658	51	28	24	40	2,251
มหาสารคาม	26,375,005	86,155	156,484	823,962	0	0	37,170	0	0	0	0	48
ร้อยเอ็ด	30,456	45,236	213,337	1,123,324	0	0	31,864	9	5	4	7	270
กาฬสินธุ์	551,102	818,549	145,568	766,485	0	0	106,001	5	3	2	4	522
ขอนแก่น	888,925	1,320,315	170,697	898,801	2,610	553	71,900	0	0	0	0	212
ชัยภูมิ	612,193	909,287	88,908	468,146	58,775	12,453	132,133	0	0	0	0	166
นครราชสีมา	909,566	1,350,973	228,671	1,204,066	442,587	93,777	648,785	0	0	0	0	120

ตารางที่ 2 แสดงศักยภาพวัตถุประสงค์ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

วัตถุประสงค์	อ้อยโรงงาน		ข้าว		ข้าวโพด		มันสำปะหลัง	ปาล์มหน้ามัน				ยางพารา
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ซังข้าวโพด	เหง้า	ทางใบและก้าน	ใบปาล์ม	กะลา	ทลาย	เศษไม้
รวมทั้งประเทศ	13,630,555.00	20,245,383.00	7,156,835.00	37,684,220.00	4,117,578.00	872,446	2,738,010	2,220,167	1,216,194	1,052,947	1,754,911	312,118
ภาคกลาง	4,711,686.00	6,998,240.00	2,284,617	12,029,621.00	560,839	118,832	839,966	184,652	101,151	87,574	145,957	35,279
สระบุรี	311,260	462,312	81,824	430,843	116,510	24,687	10,992	67	37	32	53	4
ลพบุรี	710,118	1,054,734	176,462	929,159	199,210	42,209	69,212	0	0	0	0	1
สิงห์บุรี	69,437	103,134	120,022	631,973	0	0	0	0	0	0	0	0
ชัยนาท	72,407	107,545	240,381	1,265,723	5,906	1,251	24,438	0	0	0	0	0
สุพรรณบุรี	901,786	1,339,418	378,618	1,993,608	33,314	7,059	13,125	0	0	0	0	0
อ่างทอง	27,469	40,800	110,547	582,084	0	0	0	0	0	0	0	0
พระนครศรีอยุธยา	0	0	237,681	1,251,504	0	0	0	0	0	0	0	0
นนทบุรี	0	0	36,206	190,642	0	0	0	0	0	0	0	0
กรุงเทพฯ	0	0	34,147	179,799	0	0	0	0	0	0	0	0
ปทุมธานี	0	0	96,358	507,374	0	0	0	239	131	113	189	0
นครนายก	0	0	61,342	322,993	0	0	0	0	0	0	0	0
ปราจีนบุรี	463,000	14,428	87,931	463,000	4,753	1,007	55,143	7	4	3	6	79
ฉะเชิงเทรา	73,256	108,807	161,061	848,063	3,644	772	106,537	3,159	1,730	1,498	2,497	2,207
สระแก้ว	350,736	520,945	58,101	305,932	118,731	25,157	134,930	2,660	1,457	1,261	2,102	264
จันทบุรี	26,509	39,374	3,613	19,022	19,083	4,043	95,641	2,194	1,202	1,040	1,734	8,432
ตราด	0	0	3,730	19,642	0	0	0	37,123	20,336	17,606	29,343	4,550
ระยอง	48,898	72,628	3,664	19,293	0	0	83,576	10,057	5,509	4,770	7,950	13,875
ชลบุรี	152,368	226,312	12,794	67,365	922	195	101,898	55,965	30,657	26,542	44,237	3,580
สมุทรปราการ	0	0	9,669	50,909	0	0	0	0	0	0	0	0
สมุทรสาคร	0	0	2,332	12,278	0	0	0	0	0	0	0	0
นครปฐม	135,076	200,628	119,563	629,558	0	0	0	0	0	0	0	0
กาญจนบุรี	1,381,519	2,051,962	71,311	375,489	52,732	11,173	112,026	978	536	464	773	890
ราชบุรี	347,530	516,184	91,243	480,438	3,424	725	31,052	0	0	0	0	48
สมุทรสงคราม	0	0	590	3,105	0	0	0	0	0	0	0	0
เพชรบุรี	38,825	57,667	75,072	395,288	1,637	347	1,395	796	436	377	629	3
ประจวบคีรีขันธ์	54,778	81,361	10,357	54,534	973	206	0	71,408	39,117	33,866	56,444	1,346

ตารางที่ 3 แสดงศักยภาพวัตถุประสงค์ของภาคกลาง

วัตถุประสงค์	อ้อยโรงงาน		ข้าว		ข้าวโพด		มันสำปะหลัง	ปาล์มน้ำมัน				ยางพารา
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ซังข้าวโพด	เหง้า	ทางใบและก้าน	ใบปาล์ม	กะลา	ทลาย	เศษไม้
รวมทั้งประเทศ	13,630,555.00	20,245,383.00	7,156,835.00	37,684,220.00	4,117,578.00	872,446	2,738,010	2,220,167	1,216,194	1,052,947	1,754,911	312,118
ภาคใต้	0	0	213,023	1,121,671	0	0	0	2,030,448	1,112,268	962,970	1,604,950	256,175
ชุมพร	0	0	1,513	7,966	0	0	0	490,809	268,862	232,773	387,955	10,665
ระนอง	0	0	150	791	0	0	0	39,844	21,826	18,896	31,494	2,403
สุราษฎร์ธานี	0	0	2,177	11,464	0	0	0	583,816	319,811	276,884	461,473	42,398
พังงา	0	0	318	1,676	0	0	0	49,827	27,295	39,385	39,385	14,200
ภูเก็ต	0	0	10	52	0	0	0	578	317	274	457	2,138
กระบี่	0	0	1,617	8,514	0	0	0	627,846	343,931	297,765	496,276	13,371
ตรัง	0	0	3,578	18,841	0	0	0	67,521	36,987	32,023	53,371	32,229
นครศรีธรรมราช	0	0	67,659	356,257	0	0	0	77,464	42,434	36,738	61,231	29,225
พัทลุง	0	0	46,846	246,669	0	0	0	4,955	2,714	2,350	3,917	12,316
สงขลา	0	0	50,737	267,154	0	0	0	12,182	6,673	5,778	9,629	32,813
สตูล	0	0	6,782	35,710	0	0	0	54,910	30,079	26,042	43,403	6,702
ปัตตานี	0	0	17,802	93,736	0	0	0	2,591	1,419	1,229	2,048	6,702
ยะลา	0	0	5,066	26,673	0	0	0	1,856	1,017	880	1,467	25,304
นราธิวาส	0	0	8,768	46,167	0	0	0	16,249	8,901	7,706	12,844	25,708

ตารางที่ 4 แสดงศักยภาพวัตถุประสงค์ของภาคใต้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข

ค่าพารามิเตอร์ของ GENROU จากโปรแกรม PSSE



POWER TECHNOLOGIES, INC.*

A Shaw Group Company

APPENDIX

E

**GENERATOR AND COMPENSATOR
MODEL DATA SHEETS**

This appendix contains a collection of data sheets for the generator and compensator models contained in the PSS/E dynamics model library. The data sheets are presented in alphabetical order for each model type as shown below.

Models listed under Standard Models are for general use. Models listed under Nonstandard Models have been developed for special purposes; these models are included to meet the requirements of individual users and, as such are not recommended for general use. Models listed under FTI Consulting Service Models have been developed by FTI's Consulting Services Department for use in their consulting and research work.

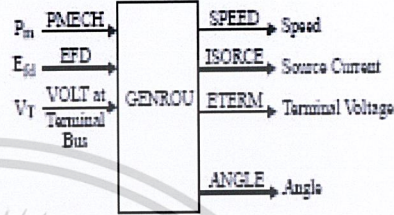
Table E-1. Generator Models

Standard Models	
CIMTR1	Induction generator model with rotor flux transients.
CIMTR2	Induction motor model with rotor flux transients.
CIMTR3	Induction generator model with rotor flux transients.
CIMTR4	Induction motor model with rotor flux transients.
CSVGN1	SCR controlled static var source model.
CSVGN3	SCR controlled static var source model.
CSVGN4	SCR controlled static var source model.
CSVGN5	WECC controlled static var source model.
CSVGN6	WECC controlled static var source model.
FRECHG	Salient pole frequency changer model.
GENCLS	Classical generator model.
GENDCO	Round rotor generator model with dc offset torque component.
GENROE	Round rotor generator model.
GENROU	Round rotor generator model.
GENSAE	Salient pole generator model.
GENSAL	Salient pole generator model.
GENTRA	Transient level generator model.

GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K.
The machine MVA is _____ for each of _____
units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (≥ 0) (sec)
J+1			T'_{d0} (< 0) (sec)
J+2			T'_{ep} (≥ 0) (sec)
J+3			T'_{ep} (< 0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_2
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ω/ω_0
K+3		ω/ω_0
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radians)

Note: $X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_2, H$ and D are in pu,
machine MVA base.
 X''_q must be equal to X''_d .

IBUS, 'GENROU', I, $T'_{do}, T'_{d0}, T_{ep}, T_{ep}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_2, S(1.0), S(1.2)$

ภาคผนวก ค

ระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2546



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ค

ระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วน

ภูมิภาค พ.ศ. 2546



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พ.ศ. 2546

โดยที่เห็นเป็นการสมควร เพื่อให้ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความเหมาะสมยิ่งขึ้น อาศัยอำนาจตามมาตรา 31(2) แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2503 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงออกระเบียบใหม่เรียกว่า ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2546 โดยให้มีผลบังคับใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2546 เป็นต้นไป และให้ยกเลิก ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2543 และใช้ระเบียบนี้แทน บรรดาคำสั่ง ระเบียบอย่างอื่น ในส่วนที่กำหนดไว้แล้วในระเบียบนี้ หรือ ขัดแย้งกับระเบียบนี้ ให้ใช้ระเบียบนี้แทน ยกเว้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากให้คงใช้ระเบียบเดิม

นิยาม

ผู้ได้รับอนุญาต

หมายถึง

ผู้ที่ได้รับอนุญาตให้เดินเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วัตถุประสงค์

เพื่อให้การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความปลอดภัย และเกิดประสิทธิภาพสูงสุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ก. ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1. ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 MW / ผู้ได้รับอนุญาต
2. ระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 MW / ผู้ได้รับอนุญาต
3. หากปริมาณพลังไฟฟ้าเกินกว่าที่กำหนดในข้อ 1. หรือ 2. ให้จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในส่วนของระบบ 69 หรือ 115 kV แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ปริมาณจริงที่จะรับเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้พิจารณาถึงความปลอดภัยมาตรฐานทางด้านบริการ และ ผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

ข. รูปแบบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกัน

1. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องมีรูปแบบดังรายละเอียดตามเอกสารแนบ 1 และผู้ได้รับอนุญาตต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ดังรายละเอียดตามเอกสารแนบ 1 ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมโยงและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม โดยอุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมโยงระบบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

2. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาต เข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า (Isolated Transformer) เพื่อแยก Zero Sequence ทั้ง 2 ระบบออกจากกัน ที่มี Winding Connection ที่สอดคล้องต่อปริมาณการจ่ายเข้าระบบ และลักษณะการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบตามเอกสารแนบ 1 โดยจะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนสำหรับผู้ได้รับอนุญาตรายเดิมที่มีได้เปลี่ยนแปลงปริมาณที่เพิ่มขึ้นและประเภทของสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าให้สามารถใช้รูปแบบการเชื่อมโยงเดิมได้

ค. มาตรฐานไฟฟ้า ซีที พีที และอุปกรณ์ประกอบ ระหว่างผู้ได้รับอนุญาตกับการไฟฟ้า

1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการพิจารณา ออกแบบ ตรวจสอบและบำรุงรักษา มาตรฐานไฟฟ้า ซีที พีที ระหว่างผู้ได้รับอนุญาตกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและอุปกรณ์ประกอบ

2. ห้ามผู้ได้รับอนุญาต ดำเนินการใดๆ เกี่ยวกับมาตรฐานไฟฟ้า ซีที พีที และอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

ง. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบ

1. ผู้ได้รับอนุญาตเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การปรับปรุงระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ต่างๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่ามีความจำเป็น

2. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมบำรุงรักษา ซ่อมแซม แก้ไข หรือเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าดังกล่าวที่เกี่ยวกับการเชื่อมโยงระบบกับการ

เอกสารแนบ 1-3 และ 5-7 จำนวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ผู้ได้รับอนุญาต จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการการประเมิน ตรวจสอบ และทดสอบ ต่างๆ ที่เกี่ยวกับการเชื่อมโยงระบบกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งก่อนและหลังการทำสัญญา

จ. จุดแบ่งความรับผิดชอบในการดำเนินการ

1. การเชื่อมโยงระบบ 22 - 33 kV กำหนดให้สวิตช์ตัดตอนตัวแรกที่ต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบ ทั้งนี้ ตำแหน่งที่ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สวสนสิทธิ์ในการเข้าไปควบคุมได้โดยอิสระ

2. การเชื่อมโยงระบบ 69 - 115 kV ที่เป็นแบบ Terminal Substation กำหนดให้เสาไฟฟ้าระบบ 69 - 115 kV ต้นแรกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบ ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสวสนสิทธิ์ในการเข้าไปควบคุม Substation ได้โดยอิสระ โดยผู้ได้รับอนุญาตต้องจัดทำถนนเฉพาะจากทางสาธารณะไปยังอาคารควบคุมภายใน Substation

3. กรณีการขอใช้ Terminal หรือ Bus ภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และมีการสร้างระบบไฟฟ้า วงจรอิสระไปยังสถานีไฟฟ้านั้น ให้ถือว่า Circuit Breaker ที่ป้องกันระบบไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบ

ฉ. จุดซื้อขายไฟฟ้า

กำหนดให้มาตรวัดไฟฟ้าเป็นจุดซื้อขายไฟฟ้า

ช. หลักปฏิบัติในการจ่ายไฟ

1. ผู้ได้รับอนุญาตต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตเข้ามาในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากได้ตกลงไว้ในสัญญาหรือได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียบร้อยแล้ว

2. ผู้ได้รับอนุญาตต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในขณะที่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบของผู้ได้รับอนุญาตไม่มีแรงดันไฟฟ้า

3. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องจัดหาเครื่องมือสื่อสารเพื่อใช้ในการติดต่อประสานงานในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อย่างน้อย 2 ระบบ

4. ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องปฏิบัติตามแนวทางการปฏิบัติงานด้านปฏิบัติการร่วมกันระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ได้รับอนุญาตอย่างเคร่งครัด รายละเอียดตามเอกสารแนบ

2

5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสวสนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟแบบ Islanding กับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้กับผู้ได้รับอนุญาตเป็นรายๆ ไป

ช. หลักเกณฑ์คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องควบคุมการจ่ายไฟจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

1. ระดับแรงดันช่วงการจ่ายไฟ ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วน

เอกสารภูมิภาคอยู่ในช่วงดังต่อไปนี้ กับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- แรงดัน 115 kV สูงสุด 120.7 kV. ต่ำสุด 109.2 kV.
- แรงดัน 69 kV สูงสุด 72.4 kV. ต่ำสุด 65.5 kV.
- แรงดัน 33 kV สูงสุด 34.6 kV. ต่ำสุด 31.3 kV.
- แรงดัน 22 kV สูงสุด 23.1 kV. ต่ำสุด 20.9 kV.

ผู้ได้รับอนุญาตต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะช่วงแรงดันข้างต้น หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ

2. ความถี่ไฟฟ้าผู้ได้รับอนุญาตจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ $50 + 0.5$ รอบต่อวินาที

3. Power Factor ผู้ได้รับอนุญาตต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษาค่า Power factor ให้อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging

4. Harmonics ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดัน และกระแสไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อรวมจะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตามเอกสารแนบ 3

5. Voltage Fluctuation (แรงดันกระเพื่อม) ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องไม่ทำให้เกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ 3 การไฟฟ้า เมื่อตรวจวัดที่จุดต่อรวม รายละเอียดตามเอกสารแนบ 4

ฉ. การประเมิน ตรวจสอบ และทดสอบ

1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ที่ใช้หรือมีผลในการเชื่อมโยงระบบกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ตามข้อ ข.) ทุก 2 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

2. ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในครั้งแรก ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องแจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมตรวจสอบก่อนนำเข้าใช้งาน

3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการประเมินคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมโยงระบบกับผู้ได้รับอนุญาตของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทุก 1 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

4. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและทดสอบมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าทุก 1 ปี หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร

ญ. อื่น ๆ

1. โดยทั่วไปการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมี Automatic Reclosing Scheme ที่ระบบไฟฟ้า ดังนั้นผู้ได้รับอนุญาตจะต้องแน่ใจว่าสวิตช์ตัดตอนของผู้ได้รับอนุญาตจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน

2. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์เช่น ติดตั้งระบบ Synchronizing, ระบบ Transfer Trip หรือ ระบบ Block Reclosing ทั้งในส่วนของผู้ได้รับอนุญาต และในส่วนของการไฟฟ้าส่วน-ภูมิภาค โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ได้รับอนุญาต ผู้ได้รับอนุญาตจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ได้รับอนุญาตเนื่องจากการ Reclosing นี้

3. Interconnection Circuit Breaker และ Circuit Breaker รวมทั้งอุปกรณ์ตัดตอนที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมโยงที่ติดตั้งใน Terminal Station ในระบบ 69 และ 115 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ Supervisory Control And Data Acquisition(SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4. Interconnection Circuit Breaker หรืออุปกรณ์ตัดตอนในระบบ 22 และ 33 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ Supervisory Control And Data Acquisition(SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่รับผิดชอบความเสียหายของผู้ได้รับอนุญาต ที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่า การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนดังกล่าวไม่มีความปลอดภัย หรือส่งผลกระทบต่อระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ได้รับอนุญาตต้องดำเนินการปรับปรุงและแจ้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าร่วมตรวจสอบดังกล่าวด้วย

7. การปรับปรุงระบบไฟฟ้าภายในของผู้ได้รับอนุญาต จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อนทุกครั้ง

8. หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่าผู้ได้รับอนุญาต ไม่สามารถปฏิบัติตามระเบียบขณบับนี้ข้อใดข้อหนึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการระงับหรือยกเลิกการเชื่อมโยงระ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การออกแบบโรงจักรไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแบบเผาไหม้โดยตรง

Direct Combustion Biomass Power Plant Design

จาร์วัฒน์ ขาวปิ่น , จุฑามาศ วงศ์แก้ว , จุติพร กลางประพันธ์ และจุฬารัตน์ ศรีบุคดา
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
3 หมู่ที่ 2 ถนนคลองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ 10520 โทรศัพท์ : 0-2737-3000
E-mail: s010215@kmitl.ac.th, s010252@kmitl.ac.th, s010256@kmitl.ac.th, s010261@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้จะทำการศึกษาดังความเหมาะสมและผลกระทบต่อระบบ เมื่อทำการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่มีขนาด 7 MW เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของจังหวัดชัยภูมิที่แรงดัน 22 kV อีกทั้งทำการศึกษากับองค์ประกอบที่มีผลกระทบต่อระบบ เพื่อนำมาพิจารณาประกอบการจำลองระบบ โดยโปรแกรม DIGSILENT ซึ่งในปริศยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ให้ความสนใจการควบคุมระบบแบบ Voltage Control เพื่อศึกษาถึงความเหมาะสมในการควบคุมองค์ประกอบแรงดันไฟฟ้าที่จะช่วยปรับปรุงระบบให้ดียิ่งขึ้นด้วย โดยประเด็นในการศึกษาและวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสภาวะพลวัตที่นำมาพิจารณาจะประกอบไปด้วยการวิเคราะห์ ผลกระทบทางด้านกริดของกำลังไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าของระบบ เกิดกระแสลัดวงจร ความสูญเสียในระบบ และภาวะการฉีกผิดร่อง ถ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติขึ้นกับระบบอีกด้วย

คำสำคัญ : ผลกระทบ, องค์ประกอบแรงดัน, พลวัต,แรงดันตก, ความสูญเสีย, กระแสลัดวงจร, ความผิดร่อง

Abstract

This article study feasibility and system impact when integrating a 7 MW of Biomass power generate to Chaiyaphum's distribution system at voltage level 22 kV are investigated. Various cases and scenario of system impact study are performed by a powerful simulation program, DigSILENT. For all case studies, the main focus is on voltage control mode of generation in order to obtain the better system performance. For a guideline of system analysis on the establishment of biomass power plant. The focus of the study and analysis of electrical systems in a dynamic taken into consideration will include analysis, the study of power flow,voltage profile,short circuit ,system loss and fault analysis.If has a disturbance in system are also our interesting.

Keyword : impact, voltage control, dynamic,voltage sag, losses, short circuit current, fault

1. บทนำ

เนื่องจากการขยายตัวของชุมชน อุตสาหกรรม ทำให้ความต้องการของพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้การตอบสนองกำลังไฟฟ้า แต่ในสภาวะการปัจจุบันทรัพยากรประเภทนี้กำลังลดลงอย่างรวดเร็ว ทำให้มีราคาสูงขึ้น ด้วยเหตุผลนี้จึงได้มีการศึกษาหาแนวทางในการนำพลังงานหมุนเวียนและวัตถุดิบที่มีอยู่ภายในประเทศมาใช้เพื่อเป็นลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า

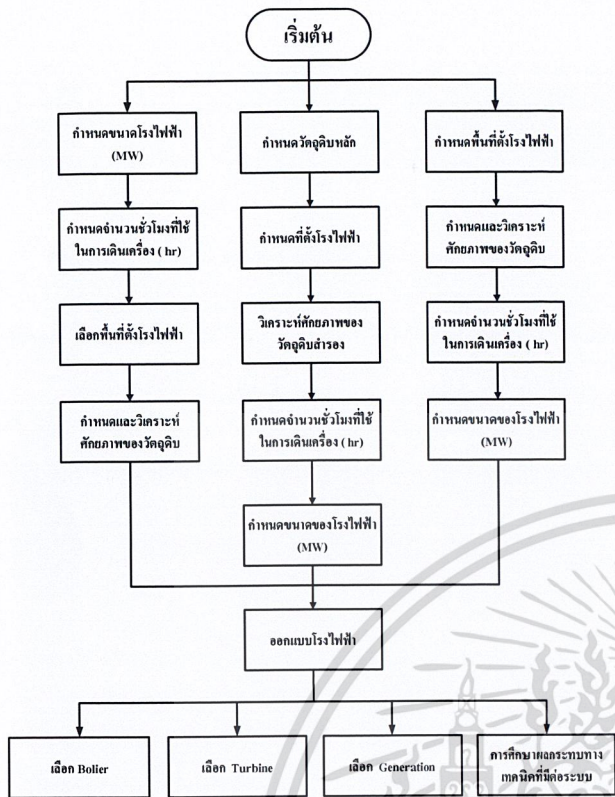
โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer,SPP) จึงได้รับความสนใจเนื่องจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถใช้วัตถุดิบ ประเภทของชีวมวลในการผลิต ซึ่งเป็นวัตถุดิบที่มีอยู่ทั่วไปในประเทศ และยังสามารถกระจายตัวอยู่ตามแหล่งชุมชนได้อย่างทั่วถึง การติดตั้งโรงไฟฟ้าจะมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม จึงต้องมีการศึกษา สถานที่ติดตั้ง และขนาดของการติดตั้งเพื่อให้เหมาะสมต่อระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ในชุมชนเพื่อเสถียรภาพที่ดีของระบบ ไฟฟ้า

การที่จะทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว DG (Distributed Generator) เข้ากับระบบไฟฟ้านั้น ย่อมมีข้อที่สำคัญในการพิจารณาที่จะส่งผลกระทบต่อระบบ โดยเฉพาะสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลซึ่งจะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดชนิด Synchronous Generator ที่อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในด้านต่างๆ เช่น แรงดันไฟฟ้า (System Voltage) ค่าความสูญเสียของระบบ (System Losses) และกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้น (Short Circuit Current)ผลกระทบต่อกริดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ณ ตำแหน่งต้นสาย กลางสาย และปลายสาย หลังจากนั้นก็จะเป็นการคำนึงผลทางด้านเศรษฐศาสตร์

2. ขอบเขตของการออกแบบ

ขอบเขตของการออกแบบที่ใช้ในการพิจารณาเพื่อที่จะนำไปสู่การออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลนั้น สามารถที่จะแบ่งออกได้เป็น 3 แนวทางดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ที่สืบจากการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 1 ขอบเขตของการออกแบบ

3. เทคโนโลยีที่มีใช้กันอยู่ในปัจจุบัน

3.1 ระบบแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) [1]

ระบบแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) มีคุณสมบัติและข้อดีข้อเสียดังต่อไปนี้

ตารางที่ 1 ข้อดีและข้อเสียของระบบแก๊สซิฟิเคชัน

ข้อดี	ข้อเสีย
1. เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่เกิน 1 MW	1. มีสารน้ำมันดิน (Tar) ปนเปื้อน
2. ราคาในการลงทุนไม่สูงมากนัก	2. เทคโนโลยียังไม่นิ่ง
3. ไม่ต้องคำนึงถึงความชื้นของเชื้อเพลิง	3. เครื่องยนต์จำเป็นต้องบำรุงดูแล
	4. มีความยุ่งยากในการจัดเตรียมเชื้อเพลิง

3.2 ระบบการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion)

ระบบการเผาไหม้โดยตรงมีคุณสมบัติและข้อดีข้อเสียดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2 ข้อดีและข้อเสียของระบบการเผาไหม้โดยตรง

ข้อดี	ข้อเสีย
1. เหมาะกับขนาดกำลังการผลิตใหญ่	1. มีประสิทธิภาพทางความร้อนไม่สม่ำเสมอ
2. สามารถนำไอน้ำมาหมุนเวียนในกระบวนการผลิต	2. ต้นทุนในการลงทุนสูง
3. เทคโนโลยีมีความชัดเจนสูง	3. ประสิทธิภาพการเผาไหม้ขึ้นอยู่กับความชื้น

4. อุปกรณ์ที่ใช้ติดตั้งภายในโรงไฟฟ้า ที่มีใช้กันอยู่ในปัจจุบัน

4.1 ห้องเผาไหม้ [2]

จากการศึกษาข้อดี-ข้อเสีย สามารถเลือกใช้เตาเผาและนำไปออกแบบเบื้องต้น โดยทำการเลือก Step grate stoker ซึ่งห้องเผาไหม้ชนิดนี้มีโครงสร้างคล้ายกับชั้นบันได เชื้อเพลิงจะถูกผลักลงทีละชั้นทำให้มีโอกาสพลิกไปมา ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น เหมาะกับการใช้เชื้อเพลิงหลายชนิด และมีราคาไม่สูงมากนัก เป็นการเหมาะที่จะนำมาออกแบบโรงไฟฟ้า เนื่องจากห้องเผาไหม้

4.2 หม้อไอน้ำ

สามารถจำแนกชนิดของหม้อไอน้ำออกเป็นหลายประเภทตามลักษณะโครงสร้างการทำงานและวัตถุประสงค์การใช้งาน ได้ดังนี้

- 1) หม้อไอน้ำท่อไฟ (Fire Tube Boiler)
- 2) หม้อไอน้ำท่อน้ำ (Water Tube Boiler)
- 3) หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด (Once-Through Boiler)
- 4) หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste-Heat Boiler)

จากการศึกษาหม้อไอน้ำ (Boiler) จะเห็นว่า ควรใช้หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water Tube) เนื่องจากหม้อไอน้ำชนิดนี้สามารถผลิตไอน้ำได้ในปริมาณมากและไอน้ำที่ผลิตออกมาได้นี้ยังเป็นไอน้ำที่ร้อนจัด (Superheated Steam)

4.3 กังหันไอน้ำ

เครื่องกังหันไอน้ำ ใช้เปลี่ยนพลังงานความร้อนของไอน้ำให้เป็นพลังงานกล ซึ่งกังหันไอน้ำที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยชีวมวลในปัจจุบันแบ่งออกเป็น 3 ชนิด ได้แก่

1. Back Pressure Steam Turbine
2. Condensing Extraction Turbine
3. Condensing Steam Turbine

จากการศึกษาเรื่องชนิดของ Turbine เบื้องต้น จึงเลือกใช้ Turbine ชนิด Back Pressure Steam Turbine ไม่มีเครื่องควบแน่นและหอระเหยความร้อน และไอน้ำที่ออกมาจากกังหันไอน้ำจะมีความดันสูงเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ดังนั้น กังหันไอน้ำชนิดนี้ จึงสามารถ

ควบคุมความดันของไอน้ำที่ออกมาตามที่กระบวนการการผลิตต้องการ ในการผลิตกระแสไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

4.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ทำหน้าที่แปลงพลังงานกลที่ได้รับเป็นพลังงานไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยทั่วไป แบ่งออกเป็น 2 ชนิด ได้แก่ Induction Generator และ Synchronous Generator

จากการศึกษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเบื้องต้น จึงควรเลือกชนิด Synchronous Generator แบบ Wound rotor ความถี่ 50 Hz เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานในขณะที่โรเตอร์มีความเร็วเท่ากับสนามแม่เหล็กหมุนที่เกิดจากอาร์มาเจอร์ ที่หมุนด้วยความเร็วรอบคงที่ คือความเร็ว Synchronous Speed (50 Hz) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีความถี่และแรงดันไฟฟ้าเท่ากับระบบ

5. โปรแกรมฐานข้อมูล

5.1 ความต้องการพลังงานความร้อนของโรงไฟฟ้า

$$Q = \frac{P}{0.278\eta} \quad (1)$$

หรือ

$$Q = \frac{P \times NHR}{1000} \quad (2)$$

โดยกำหนดให้

- Q คือ ความต้องการพลังงานความร้อนของโรงไฟฟ้า (MJ/hr)
 - P คือ ขนาดพิกัดกำลังของโรงไฟฟ้า (kW)
 - η คือ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า
 - NHR คือ อัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า (Net Heat rates) (kJ/kW-hr)
- หมายเหตุ กำหนดให้ 1 MJ = 0.278 kW-hr

5.2 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่อชั่วโมง

$$FCR = \frac{Q}{LHV} = \frac{W}{t} \quad (3)$$

โดยกำหนดให้

- FCR คือ อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel Consumption Rate) (kg/hr)
- Q คือ ความต้องการพลังงานความร้อนของโรงไฟฟ้า (kJ/hr)
- LHV คือ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิง (Lower Heating Value) (kJ/kg)
- W คือ ปริมาณเชื้อเพลิง (kg)

T คือ จำนวนชั่วโมงที่ต้องการเดินเครื่อง (hr)

5.3 ตัวอย่างการแสดงผลแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สามารถป้อนข้อมูลของโรงไฟฟ้าหรือข้อมูลของวัตถุดิบลงในโปรแกรมฐานข้อมูล เพื่อดูอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงหรือพิกัดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมได้ โดยมีวิธีการคำนวณ 2 วิธีคือ วิธีที่ 1 เมื่อทราบค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ 1 และวิธีที่ 2 เมื่อทราบค่าอัตราการใช้ความร้อนสุทธิของโรงไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ 2

ตารางที่ 3 ผลการคำนวณหาความต้องการเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าโดยผ่านโปรแกรมฐานข้อมูล

วัตถุดิบ	อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (ตัน/ปี)		
	วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	ค่าเฉลี่ย
ลำต้นและใบอ้อย	24,252	24,278	24,265
กากอ้อย	50,950	51,005	50,977
แกลบ	27,772	27,802	27,787
ฟางข้าว	30,446	30,479	30,462
กะลาปาล์ม	22,213	22,237	22,225
ทะลายปาล์ม	51,851	51,907	51,879

ตารางที่ 4 ผลการคำนวณหาพิกัดกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับปริมาณเชื้อเพลิง

วัตถุดิบ	ปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)	พิกัดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม (kW)		
		วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	เฉลี่ย
ลำต้นและใบอ้อย	1,381,519	563,951	563,344	563,647
กากอ้อย	2,051,962	398,713	398,284	398,499
แกลบ	71,311	25,420	25,393	25,406
ฟางข้าว	375,489	122,096	121,965	122,030
กะลาปาล์ม	52,732	207	207	207
ทะลายปาล์ม	11,173	148	147	148

- โดยกำหนดให้ พิกัดของโรงไฟฟ้า 9,900 kW
- Efficiency 27.7 %
- อัตราการใช้ความร้อน 13,000 kJ/kWh
- ระยะเวลาในการเดินเครื่อง 2,920 ชั่วโมง/ปี

ค่าความร้อนเชื้อเพลิงของ

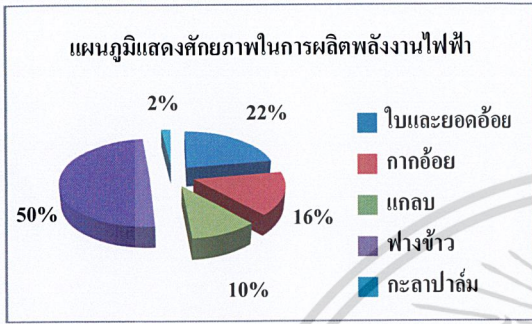
- ลำต้นและใบอ้อย 15,479 kJ/kg
- กากอ้อย 7,368 kJ/kg
- แกลบ 13,517 kJ/kg

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้เพื่อการค้าขายหรือการเผยแพร่ข้อมูลอื่นใดได้โดยไม่ได้รับอนุญาตให้ไปใช้

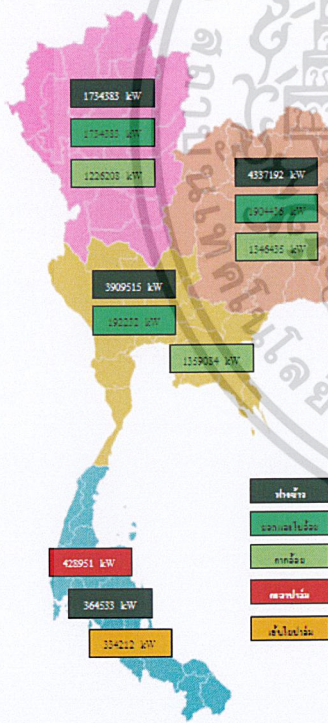
ฟางข้าว	12,330 kJ/kg
กะลาปาล์ม	16,900 kJ/kg
ทะลายปาล์ม	7,240 kJ/kg

ยาวประมาณ 44.38 กิโลเมตร สายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm² และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 50 mm² และมีโหลดในพื้นที่ 12.16 MW 6.73 MVar ดังแสดงในรูปที่ 4

6. ผลการวิเคราะห์ศักยภาพปริมาณวัตถุดิบของประเทศไทย โดยผ่านโปรแกรมฐานข้อมูล



รูปที่ 2 ศักยภาพวัตถุดิบในการผลิตพลังงานไฟฟ้าปี 2552 (kW)



รูปที่ 3 ผลการวิเคราะห์ศักยภาพวัตถุดิบโดยแบ่งเป็นภูมิภาค

7. ระบบที่ใช้ศึกษา

การศึกษาในบทความนี้ จะนำเอาระบบ 22 kV ของจังหวัด ชัยภูมิมาทำการศึกษา โดยให้แหล่งกำเนิดแรงดัน มีขนาดของแรงดัน 1.05 p.u. ความยาวของสายส่งจากบริเวณต้นสายจนถึงปลายทางมีความ

7. ระบบที่ใช้ศึกษา



รูปที่ 4 ระบบจำหน่าย 22 kV ของชัยภูมิ

การศึกษาในบทความนี้ จะนำเอาระบบ 22 kV ของจังหวัด ชัยภูมิมาทำการศึกษา โดยให้แหล่งกำเนิดแรงดัน มีขนาดของแรงดัน 1.05 p.u. ความยาวของสายส่งจากบริเวณต้นสายจนถึงปลายทางมีความยาวประมาณ 44.38 กิโลเมตร สายจำหน่ายหลักเป็นสายขนาด 185 mm² และสายจำหน่ายย่อยที่มีขนาดเล็กที่สุดมีขนาด 50 mm² และมีโหลดในพื้นที่ 12.16 MW 6.73 MVar ดังแสดงในรูปที่ 1

เนื่องจากพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ เป็นพื้นที่ที่มีการเพาะปลูกพืชชีว มวลอยู่เป็นจำนวนมาก และพื้นที่นี้มีโรงงานน้ำตาลตั้งอยู่เป็นจำนวนมาก เราจึงมีแนวทางเลือกในการติดตั้ง Synchronous Generator ในพื้นที่ที่มีการใช้โหลดเป็นจำนวนมาก

8. สมมติฐานในการจำลองระบบ

การศึกษาระบบนี้จะตั้งอยู่บนสมมติฐานสองข้อหลักซึ่ง ประกอบด้วยประเด็นพิจารณาดังต่อไปนี้

8.1 สมมติฐานในการติดตั้ง

1) ลักษณะการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

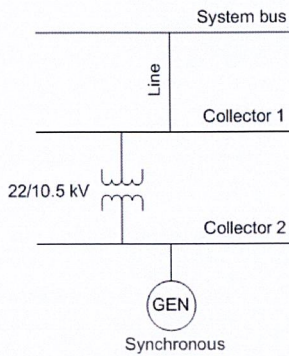
รูปที่ 2 แสดงไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Synchronous Generator เข้ากับระบบ จากรูปบัสของระบบ (System bus) ก็คือบัสที่ได้ทำการเลือกเพื่อที่จะเชื่อมต่อ Synchronous Generator ซึ่งจากการศึกษาพื้นที่ของระบบชัยภูมิ สามารถแบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 พื้นที่ ตามความยาวของสายจำหน่ายหลักของระบบ ดังรูปที่ 3

- พื้นที่ต้นสายจำหน่าย
- พื้นที่กลางสายจำหน่าย
- พื้นที่ปลายสายจำหน่าย

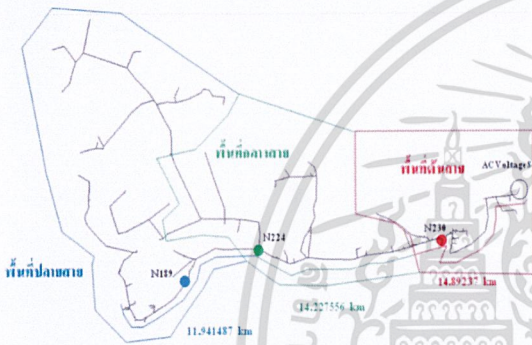
การศึกษาผลกระทบแต่ละวงจรสายจำหน่ายนั้น ตำแหน่งติดตั้งที่นำมาศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบด้านต่างๆ ประกอบด้วย การติดตั้งทั้งหมดใน 3 ตำแหน่งต่างๆกัน ดังนี้

- ติดตั้ง ณ ตำแหน่งต้นทางของสายจำหน่าย
- ติดตั้ง ณ ตำแหน่งกลางทางของสายจำหน่าย

- คิดตั้ง ณ ตำแหน่งปลายทางทางสายจำหน่าย



รูปที่ 5 โดอะแกรมการเชื่อมต่อ Synchronous Generator เข้ากับระบบ[2]



รูปที่ 6 การแบ่งพื้นที่ระบบจำหน่ายของจังหวัดชัยภูมิ

2) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เนื่องจากระบบของจังหวัดชัยภูมิเป็นระบบจำหน่าย 22 kV ซึ่งสามารถทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ไม่เกิน 8 MW แต่ในกรณีศึกษานี้ได้ทำการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Synchronous ขนาด 7 MW เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ

3) ลักษณะการควบคุมการทำงาน

รูปแบบการควบคุม Synchronous Generator นั้น จะทำการควบคุมแบบ Voltage Control ซึ่งจะทำการเปรียบเทียบไว้ทั้งหมด 3 รูปแบบ ดังนี้

- Voltage Control ที่ 0.95 p.u.
- Voltage Control ที่ 1.00 p.u.
- Voltage Control ที่ 1.05 p.u.

9. เงื่อนไขในการศึกษาผลกระทบของระบบ

ในการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ในสภาวะคงตัวนั้น จะแสดงให้เห็นถึงลักษณะผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้ง Synchronous Generator ในบริเวณต่างๆ ของวงจรสายป้อนที่นำมาศึกษา อันประกอบด้วยเงื่อนไขในการศึกษาดังนี้ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่) ปัญหาแรงดันไฟฟ้าภายในของระบบ ให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบนั้น จะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบ ดังนั้น รูปแบบการควบคุมการทำงานของ Synchronous Generator จึงเป็นตัวแปรสำคัญที่จะแสดงถึงลักษณะแรงดันของไฟฟ้าในระบบ ทั้งนี้ การศึกษาผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าจะกำหนดสภาวะปกติของระบบอยู่ในช่วง 0.95-1.05 p.u. ดังนั้น ผลการวิเคราะห์ระบบที่แรงดันเกินกว่า 1.05 p.u. จะเรียกว่า สภาวะ “แรงดันเกิน” และหากแรงดันต่ำกว่า 0.95 p.u. จะเรียกว่า สภาวะ “แรงดันตก”

2) ค่าความสูญเสียกำลังในระบบ

ในการศึกษาความสูญเสียในระบบนี้ ต้องการเน้นให้เห็นรูปแบบการควบคุมของ Synchronous Generator ที่มีการควบคุมแบบ Voltage Control ที่แตกต่างกัน จะมีส่วนทำให้ความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบมีความแตกต่างกันออกไปด้วย

3) ขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจร

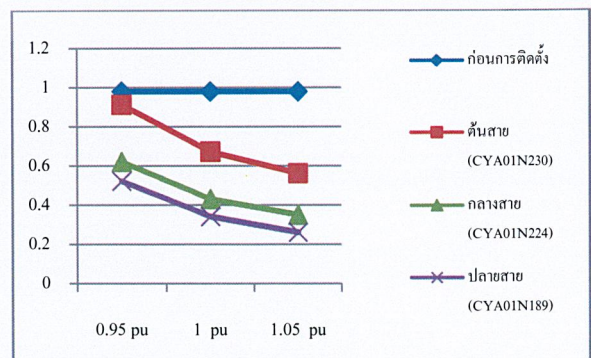
ตำแหน่งการติดตั้งของ DG ที่แตกต่างกันย่อมส่งผลกระทบต่อระบบในด้านของขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นกับระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรย่อมมีความสำคัญในการทำงานประสานร่วมกันของของอุปกรณ์ป้องกันเพื่อทำการป้องกันระบบจากสภาวะผิดปกติของระบบ

10. ผลการศึกษาและวิเคราะห์

จากการจำลองติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบจำหน่ายด้วยเงื่อนไขที่แตกต่างกัน ย่อมส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ต่างกัน ดังนั้น ในส่วนนี้จึงเป็นการเปรียบเทียบผลกระทบทางสภาวะคงตัวในด้านต่างๆ ดังที่ได้เคยกล่าวไว้ข้างต้น อีกทั้งทำการควบคุมการทำงานของ Synchronous Generator ที่องค์ประกอบทางกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยผลการศึกษาและการวิเคราะห์ผลการศึกษาจะสามารถพิจารณาได้ดังนี้

10.1 ผลการจำลองติดตั้ง Synchronous Generator ขนาด 7 MW เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV

1) การศึกษาค่าความสูญเสียกำลังในระบบ



รูปที่ 7 กราฟแสดงค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า (Real Power)

จากผลการจำลอง พบว่า เมื่อทำการติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบ จะทำให้ค่าความสูญเสียของระบบน้อยกว่าก่อนทำการติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบ และเมื่อทำการควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าแบบ Voltage Control ที่ 1.05 p.u. จะทำให้ได้ค่าความสูญเสียที่น้อยที่สุด

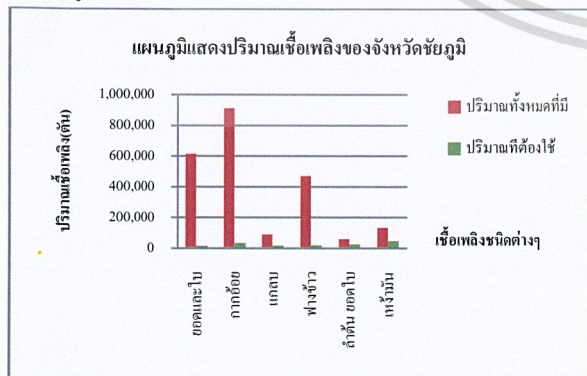
3) การศึกษาขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจร

เมื่อทำการเปรียบเทียบขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรแบบต่างๆ ทั้งก่อนและหลังทำการติดตั้ง Synchronous Generator เข้าสู่ระบบ และทำการควบคุมทั้งแบบ Voltage Control โดยกำหนดค่า 0.95 p.u., 1.00 p.u., 1.05 p.u. ตามลำดับ พบว่าขนาดของกระแสลัดวงจรสูงสุดก่อนติดตั้ง DG จะมีค่าดังต่อไปนี้ กระแส 30 Fault > 20 Fault, 20-G Fault > 10-G Fault นอกจากนี้ พบว่าการควบคุมองค์ประกอบแรงดันของ Synchronous Generator นั้น ไม่ส่งผลต่อขนาดของกำลังไฟฟ้าและขนาดของกระแสลัดวงจร

จากผลการจำลอง เมื่อพิจารณาที่สถานีจะมีขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่ 13.08 kA แต่เมื่อพิจารณาในบริเวณปลายสาย ณ จุดที่ทำการติดตั้ง Synchronous Generator พบว่าก่อนการติดตั้ง Synchronous Generator ขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดมีค่า 0.92 kA โดยเป็นการลัดวงจรแบบสามเฟสสมดุล เมื่อทำการติดตั้ง Synchronous Generator เข้ากับระบบจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าและกระแสขณะเกิดการลัดวงจรมีค่าสูงขึ้น โดยพบว่า ขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุดมีค่า 5.56 kA โดยเกิดเมื่อติดตั้ง Synchronous Generator ที่บริเวณปลายสาย

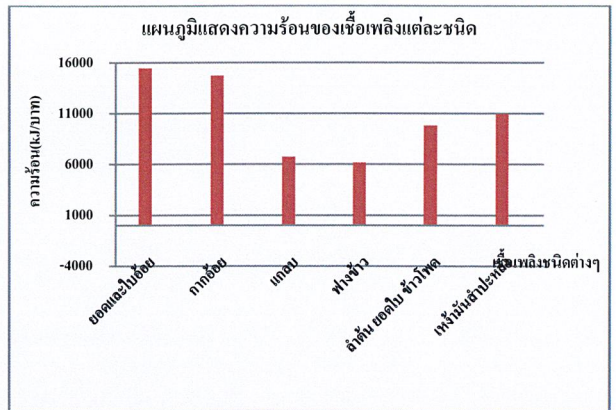
4) การวิเคราะห์ผลกระทบต่อด้านเศรษฐศาสตร์

จากโปรแกรมช่วยออกแบบ เมื่อกรอกจำนวน MW ที่ต้องการ (ในที่นี้ 7 MW) โปรแกรมช่วยออกแบบจะแสดงชนิดของเชื้อเพลิงทั้งหมดในจังหวัดชัยภูมิที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ และเมื่อนำข้อมูลมาเปรียบเทียบระหว่างปริมาณเชื้อเพลิงที่จำเป็นต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าขนาด 7 MW กับปริมาณเชื้อเพลิงที่มีทั้งหมดในจังหวัดชัยภูมิ จะแสดงได้ดังแผนภูมิต่อไปนี้



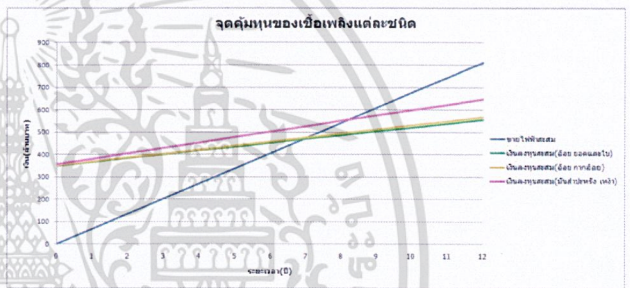
รูปที่ 8 แผนภูมิแสดงปริมาณเชื้อเพลิงที่จำเป็นต้องใช้กับปริมาณที่มีทั้งหมดในจังหวัดชัยภูมิ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

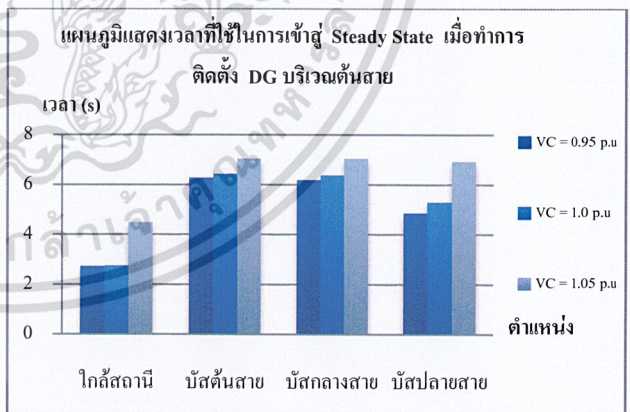


รูปที่ 9 แผนภูมิแสดงค่าความร้อนในหน่วย kJ/บาท ของเชื้อเพลิงในจังหวัดชัยภูมิ

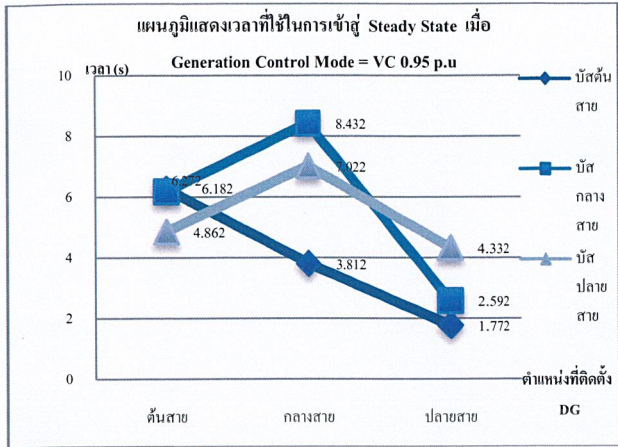
จากข้อมูลข้างต้นเมื่อพิจารณาเลือกวัตถุหลัก 3 อันดับ จากเชื้อเพลิงทั้งหมด โดยเลือกจากเชื้อเพลิงที่ให้ความร้อนสูงสุด 3 อันดับแรก จะได้ว่าวัตถุ 3 ชนิด คือ ยอดและใบอ้อย กากอ้อย เหนียงมันสำปะหลัง



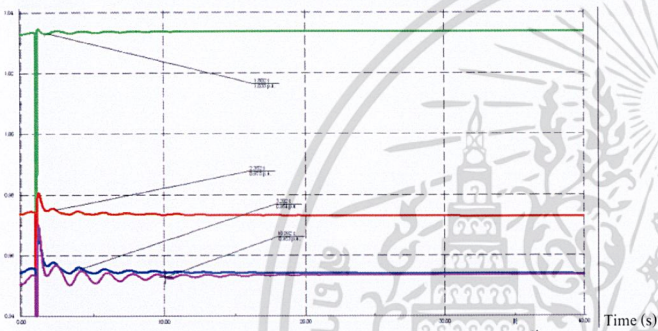
รูปที่ 10 กราฟแสดงจุดคุ้มทุนของวัตถุหลัก 3 ชนิด



รูปที่ 11 แผนภูมิแสดงเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่ steady state เมื่อทำการติดตั้ง DG บริเวณต้นสาย



รูปที่ 12 แผนภูมิแสดงเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่ steady state เมื่อทำการติดตั้ง DG บริเวณปลายสาย เมื่อทำการ Voltage Control ที่ 0.95 pu.



รูปที่ 13 กราฟแสดงเวลาที่เข้าสู่ steady state หลังการติดตั้ง DG

11. สรุป

เงื่อนไขที่ใช้ในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 3 เงื่อนไข ซึ่งได้แก่ การกำหนดควัตถุคิบัติ การกำหนดขนาดพักคักของโรงไฟฟ้า และการกำหนดที่ตั้งของโรงไฟฟ้า เมื่อนำข้อมูลของทั้ง 3 กรณีมาวิเคราะห์และคำนวณโดยผ่านโปรแกรมแล้ว จะได้ผลลัพธ์ออกมาเป็นคำแนะนำสำหรับเงื่อนไขต่างๆข้างต้น เพื่อนำไปใช้ในการประกอบการตัดสินใจที่จะทำการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลต่อไป

จากการศึกษาในส่วนของการเลือกใช้อุปกรณ์ต่างๆภายในโรงไฟฟ้าพบว่า ควรเลือกใช้เทคโนโลยีระบบ Direct Combustion ห้องเผาไหม้ควรขึ้นอยู่กับประเภทของเชื้อเพลิงและประสิทธิภาพการเผาไหม้หม้อไอน้ำควรเลือกแบบท่อน้ำเพราะสามารถผลิตไอน้ำได้ปริมาณมากและราคาไม่สูงมากนัก กังหันไอน้ำควรเลือกชนิด Back Pressure Steam Turbine เหมาะสำหรับการผลิตไฟฟ้าและนำไอน้ำไปใช้ในกระบวนการผลิต ซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตสูง และในส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรเลือกชนิด Synchronous Generator แบบ Wound rotor ความถี่ 50 Hz เนื่องจากเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานที่ความเร็วรอบคงที่และที่ความเร็วสูง

การติดตั้ง DG เข้ากับระบบโดยทำการควบคุมแบบ Voltage

Control จะส่งผลกระทบต่อระบบ ดังนั้นจึงควรคำนึงไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีกรนำมาไปใช้

1) ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบ

เมื่อทำการติดตั้ง DG เข้ากับระบบ จะพบว่า ค่าความสูญเสียในระบบจะมีค่าน้อยลงกว่าก่อนทำการติดตั้ง เนื่องจาก DG ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ ซึ่งการควบคุมแรงดันที่ 0.95, 1.00, และ 1.05 p.u. ตามลำดับ พบว่า การติดตั้ง DG ที่ปลายสายจะทำให้เกิดค่าความสูญเสีย น้อยที่สุด คือไม่ว่าจะเป็นการควบคุมแรงดันที่ 0.95, 1.00, และ 1.05 p.u. ด้วยก็ตาม

2) เกิดเหตุการณ์ความผิดปกติขึ้นกับระบบ

เมื่อพิจารณาจากตำแหน่งที่ทำการติดตั้ง DG ทั้งที่บัสต้นสาย กลางสาย และปลายสาย แล้วทำการกำหนดค่า Voltage Control ที่ค่า 0.95, 1.00 และ 1.05 ตามลำดับ พบว่าที่ค่า 0.95 p.u. แรงดันที่เกิด fault จะใช้เวลาในการเข้าสู่ steady state น้อยที่สุด รองลงมาคือที่ค่า 1.00 และ 1.05 p.u. ตามลำดับและพบว่า การติดตั้ง DG เข้าที่ปลายสายจะส่งผลให้การเข้าสู่ steady state เร็วที่สุด

3) ขนาดกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรชั่วขณะ

จากการศึกษาพบว่า จะมีขนาดกำลังไฟฟ้าและค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ 3Ø Fault และ 1Ø Fault จะเห็นได้ว่า ขนาดกำลังไฟฟ้าและค่ากระแสลัดวงจรจะไม่เปลี่ยนแปลงตามการควบคุม เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรจะขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟฟ้า

4) ทางด้านเศรษฐศาสตร์

จากการศึกษาพบว่า ยอดและใบอ้อย กากอ้อย จะให้จุดคุ้มทุนที่ประมาณ 7 ปี ซึ่งเร็วกว่าหน่วยงานสำปะหลังที่ให้จุดคุ้มทุนที่ 8 ปี 3 เดือน

12. เอกสารอ้างอิง

- [1] สรรพชญ์ สุ่มมาตย์ และคณะ, "การศึกษาความเหมาะสมและผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานชีวมวลของประเทศไทย วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร.สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, ปีการศึกษา 2552
- [2] ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย, "การศึกษาจัดทำแผนแม่บทการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง" การวิเคราะห์ศักยภาพในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง, ธันวาคม 2542
- [3] ศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมการส่องสว่าง, โครงการวิจัยเพื่อการออกแบบและการควบคุมระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อระบบการจ่ายไฟของ กฟภ. 2552.
- [4] Available online at : <http://www.effe.or.th>
- [5] Available online at : <http://www.eppo.go.th>
- [6] Available online at : <http://www.dede.go.th>

บรรณานุกรม

- [1] กิตติพงศ์ สุขศรีเมือง และคณะ, “เตาเผาชีวมวลแบบฟลูอิดไดซ์เบด”, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์, สาขาวิศวกรรมเครื่องกล สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, ปีการศึกษา 2544
- [2] ศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2549. ชีวมวล. บริษัท คิว พรินท์ แมเนจเม้น จำกัด, กรุงเทพฯ.
- [3] ภูมิบัณฑิต ภูมิศรีไพบุลย์ และคณะ, “การวิเคราะห์เลือกตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และศึกษาผลกระทบของเทคโนโลยีต่างชนิด”, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, ปีการศึกษา 2550
- [4] ศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมการส่องสว่าง, “โครงการวิจัยเพื่อการออกแบบและการควบคุมระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อระบบการจ่ายไฟของ”, กฟผ. 2552.
- [5] Available URL : <http://www.effe.or.th>
- [6] Available URL : <http://www.sotoknow.org>
- [7] Available URL : <http://www.nanagarden.com>
- [8] Available URL : <http://www.rakbankerd.com>
- [9] Available URL : <http://www.ertc.degp.go.th>
- [10] Available URL : <http://www.212cafe.com>
- [11] Available URL : <http://www.dld.go.th>
- [12] Available URL : <http://www.bloggang.com>
- [13] Available URL : <http://www.it.doa.go.th>
- [14] Available URL : <http://village.haii.or.th>
- [15] Available URL : <http://www.weekendhobby.com>
- [16] Available URL : <http://www.apecthai.org>
- [17] Available URL : <http://www.siamxpress.com>
- [18] Available URL : <http://www.kanchanapisek.or.th>
- [19] Available URL : <http://www.energy.go.th>
- [20] Available URL : <http://www1.eere.energy.gov>
- [21] Available URL : <http://www.bruks.com>

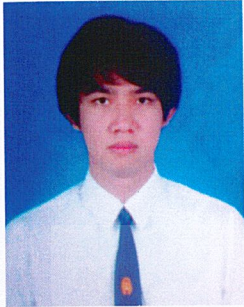
เอกสาร [22] Available URL : <http://www.bmh.fi> การศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่า [23] Available URL : <http://www.processbaron.com/blog> เจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [24] Available URL : <http://poisson.me.dal.ca>
- [25] Available URL : <http://protectionrelay.blogspot.com>
- [26] Available URL : <http://protectionrelay.blogspot.com>
- [27] Available URL : <http://www.thailandindustry.com>
- [28] Available URL : http://www.pea.co.th/vspp/spp/Connection_SPP.pdf



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน



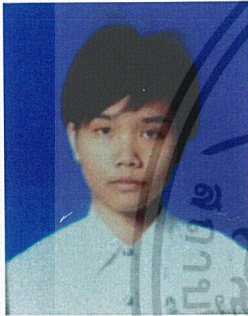
นายจาร์วัฒน์ ขาวบั้น (เจมส์)

เกิดวันที่ 30 มกราคม 2532

ที่อยู่ 209/1 ม.2 ต.คลองท่อมใต้ อ.คลองท่อม จ.กระบี่ 81120

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น โรงเรียนกาญจนาภิเษกวิทยาลัย กระบี่

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนกาญจนาภิเษกวิทยาลัย กระบี่



นางสาวจุฑามาศ วงศ์แก้ว (เอม)

เกิดวันที่ 25 มิถุนายน 2532

ที่อยู่ 64 ซ.ประเสริฐวิษณุ แขวงคลองตัน เขตวัฒนา กทม. 10110

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น โรงเรียนสายน้ำผึ้งในพระอุปถัมภ์ฯ

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนสายน้ำผึ้งในพระอุปถัมภ์ฯ



นางสาวจutipพร กลางประพันธ์ (ฝน)

เกิดวันที่ 27 มกราคม 2532

ที่อยู่ 34/556 หมู่บ้านไทยสมบูรณ 2 ถ.เลียบคลองคดลอง 3

ต.คลอง 3 อ.คลองหลวง จ.ปทุมธานี 12120

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น โรงเรียนเทพศิรินทร์ร่มเกล้า

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนเทพศิรินทร์ร่มเกล้า



นางสาวจุฬารัตน์ ศรีบุตดา (ยู่ย)

เกิดวันที่ 3 ธันวาคม 2531

ที่อยู่ 641/289 ม.1 ถ.ทองประเสริฐ ต.ในเมือง อ.บ้านไผ่

จ.ขอนแก่น 40110

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น โรงเรียนบ้านไผ่

จบชั้นมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนบ้านไผ่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับใช้เฉพาะในวงจำกัดเท่านั้น มิใช่ให้ผู้อื่นไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่หรือทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต และต้องอ้างอิงถึงชื่อของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้