

การคำนวณค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม
กับโครงการโรงไฟฟ้ารายเล็ก



เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
มิถุนายน 2558

การคำนวณค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม
กับโครงการโรงไฟฟ้ารายเล็ก



ปริญญานิพนธ์
ของ
อุษณี อนันตผลสมบัติ

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม

มิถุนายน 2558

ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

การคำนวณค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม
กับโครงการโรงไฟฟ้ารายเล็ก



เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม

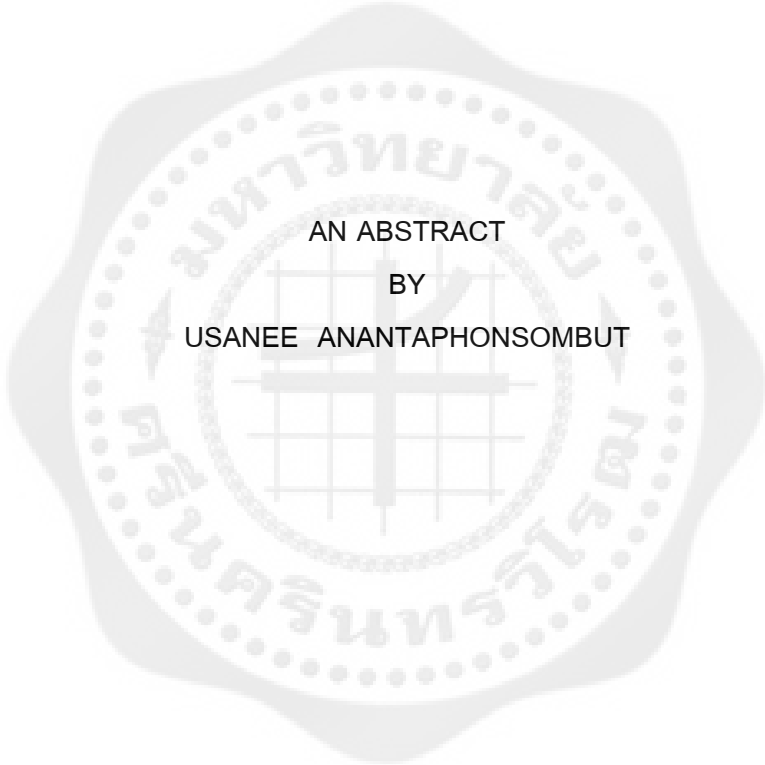
มิถุนายน 2558

อุษณี อนันตผลสมบัติ. (2558). การคำนวณค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมกับโครงการโรงไฟฟ้ารายเล็ก. วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต; บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ; คณะกรรมการควบคุมวิทยานิพนธ์: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ปฐมทัศน์ จิระเดชะ

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีจำนวนเพิ่มขึ้นตามแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มจำนวนโครงการมากขึ้น เนื่องจากเป็นโครงการขนาดเล็ก มีความคล่องตัวในการก่อสร้าง งานวิจัยนี้ศึกษาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์ ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้ามีค่าตามข้อกำหนดของการไฟฟ้า โดยทำการจำลองแบบโรงไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทระบบความร้อนร่วม ที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้า 120 เมกกะวัตต์ ปรับค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากัณฑ์ก๊าซ ตั้งแต่ 12.5% โดยปรับขึ้นครั้งละ 0.5% พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่ 12.5-20.5% ทำให้ค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้ามีค่าอยู่ในช่วง 0.85 ตามหลังถึง 0.85 นานา เป็นไปตามข้อกำหนดการไฟฟ้า และมีค่ากระแสลัดวงจรจากโครงการมีค่าในช่วง 4.03-4.67 กิโลแอมแปร์ ทำให้กล่าวได้ว่า โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทระบบความร้อนร่วม ขนาด 120 เมกกะวัตต์ ควรเลือกค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจในช่วง 12.5-20.5% และเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรของเครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ารายเล็กในช่วง 16.12-35.97 กิโลแอมแปร์ ให้สอดคล้องกับค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ ค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าจะเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญาเฟิร์ม ระบบความร้อนร่วม

คำสำคัญ: ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก, ระบบความร้อนร่วม, ค่าตัวประกอบกำลัง, เปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ

AN APPROPRIATE PARAMETER COMPUTATION OF GENERATOR TRANSFORMER
FOR SMALL POWER PRODUCER



AN ABSTRACT
BY
USANEE ANANTAPHONSOMBUT

Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Master of Engineering Degree in Engineering Management
at Srinakharinwirot University

June 2015

Usanee Anantaphonsombut. (2015). *An appropriate parameter computation of generator transformer for small power producer project*. Master thesis, M.Eng. (Engineering Management). Bangkok: Graduate School, Srinakharinwirot University. Advisor Assistant professor. Dr. Pathomthat Chiradeja

Number of small power producer (SPP) has grown up according to Thailand Power Development Plan and the number of project tend to increase in the future as the projects are small and easy to construct. This research was conducted to find impedance voltage percent (%Z) of gas turbine generator transformer that makes the power factor and short circuit current at the connection with power grid to meet the requirement of The Electricity of Thailand. This research simulated a small power plant of 120 MW and adjusted the impedance voltage percent of gas generator transformer from 12.5% step up 0.5% times. The impedance voltage percent at 12.5%-20.5% making the power factor at the connection are in the range of 0.85 lagging to 0.85 leading according to the requirements of The Electricity of Thailand. The short circuit current ranges from 4.03 to 4.67 kilo amperes. In conclusion, Small power producer 120MW, Cogeneration type, Single line diagram as the simulated model should choose impedance voltage percent of gas generator transformer range from 12.5%-20.5% and consider the location of project by short circuit current at connection with power grid before connected SPP range from 16.12-35.97 kilo amperes.

Keywords: Small power producer, Cogeneration, power factor, Impedance voltage percentage

ประกาศคุณูปการ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จสมบูรณ์ลงได้ อันเนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อาจรี ศุภสุธิกุล ประธานคณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ และอาจารย์ ดร.ธนธิป สุ่มอ้อม คณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษาและให้ความรู้ แนวทาง ทำให้งานวิจัยดำเนินไปได้ด้วยดี รวมถึงท่านรองศาสตราจารย์ ดร.อรรพผล เก้าพิทักษ์กุล ที่ร่วมเป็นคณะกรรมการสอบปากเปล่า ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาและขอขอบพระคุณคณะอาจารย์ ที่ให้ความรู้ทางด้านวิชาการ และประสบการณ์ต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาและทำงานวิจัย สำเร็จลงได้ด้วยดี

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฝ่ายวิศวกรรมไฟฟ้าและระบบควบคุม ที่เอื้อเฟื้อ โปรแกรม ETAP และมาตรฐานสากลจากต่างประเทศ อาทิ IEC, IEEE เพื่อมาเป็นอุปกรณ์และข้อมูลอ้างอิงในวิจัยฉบับนี้ ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาและขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

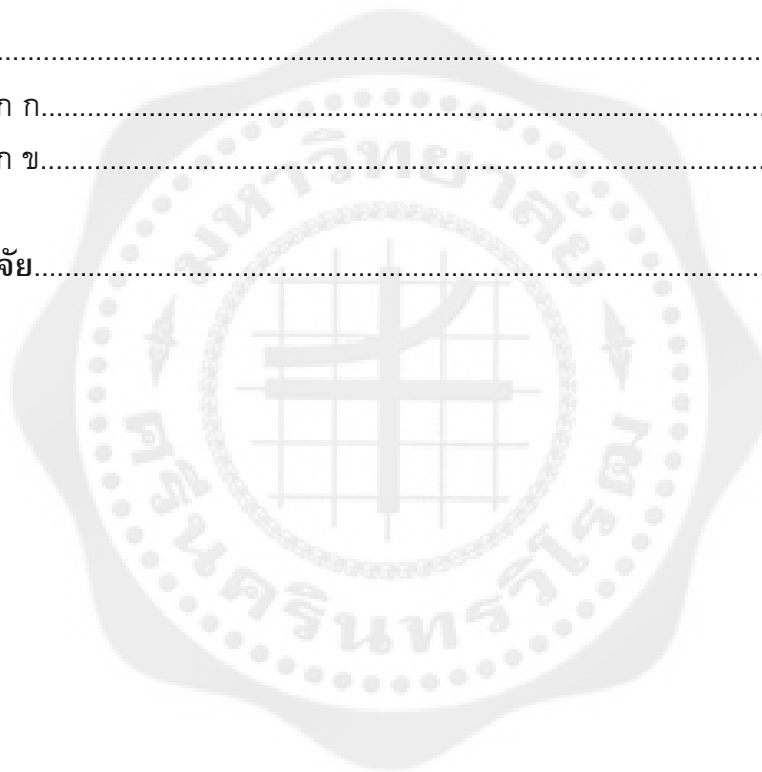
อุษณี อนันตผลสมบัติ

สารบัญ

บทที่	หน้า
1 บทนำ	1
ความเป็นมา	1
วัตถุประสงค์	3
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
ขอบเขตของการศึกษาวิจัย	3
2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
ค่าตัวประกอบกำลัง	5
การไหลของกำลังเชิงซ้อน	7
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส	9
หม้อแปลงไฟฟ้า	16
โหลดโพลาร์	18
กระแสลัดวงจร	22
ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม	30
ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อน	35
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	38
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	41
3 วิธีดำเนินการวิจัย	47
ศึกษาเปรียบเทียบการและข้อกำหนดของการไฟฟ้า	47
ศึกษารูปแบบการออกแบบระบบไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วม	55
ศึกษาโปรแกรม ETAP	59
4 การนำเสนอผลของข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล	102
ค่าพารามิเตอร์และ Single line diagram จากโครงการโรงไฟฟ้า SPP ต้นแบบ	102
วิเคราะห์และกำหนดค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า	108
ออกแบบโรงไฟฟ้าและคำนวณขนาดอุปกรณ์ในแบบจำลองโรงไฟฟ้า	116
วิเคราะห์พารามิเตอร์หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	126

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
5 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ.....	136
สรุปผลการวิจัย.....	136
ข้อเสนอแนะ.....	140
บรรณานุกรม.....	142
ภาคผนวก.....	146
ภาคผนวก ก.....	147
ภาคผนวก ข.....	182
ประวัติย่อผู้วิจัย.....	200



บัญชีตาราง

ตาราง	หน้า
1 แสดงลักษณะของการแล่งแยกชนิดของบัส.....	19
2 แสดงแหล่งจ่ายของวงจรเปรียบเทียบผลคูณของ $E \cdot I^*$	20
3 ตารางสรุปหัวข้อที่ควรมีใน Grid code.....	43
4 ตารางแสดงชนิดของ Liquid ใน Transformer.....	67
5 ตารางแสดงชนิดของ Dry Type Transformer.....	67
6 ตาราง Impedance ตามมาตรฐาน IEC 60076-5.....	69
7 ตารางค่า Tolerance ของ Transformer ที่มีผลต่อการ Study.....	69
8 เปรียบเทียบพารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง โครงการโรงไฟฟ้า B, N และ R.....	102
9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน.....	109
10 แสดงโหลดของระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า B , N, R.....	119
11 แสดงสัดส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าของ GAS Generator และ Steam Generator ของแต่ละโรงไฟฟ้า.....	120
12 แสดงรายละเอียดของ Common load.....	121
13 แสดงผลการคำนวณค่าพลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จากโปรแกรม ETAP เมื่อ เพิ่มค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5% ที่แรงดัน 95% ของแรงดันปกติ.....	127
14 แสดงผลการคำนวณค่าพลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จากโปรแกรม ETAP เมื่อ เพิ่มค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5% ที่แรงดัน 105% ของแรงดันปกติ.....	129
15 ตารางแสดงค่า Gas turbine generator load ที่เพิ่มขึ้นตาม.....	131
16 กำลังสูญเสียในหม้อแปลง GSU เนื่องจากค่า %Z ที่เพิ่มขึ้น.....	133
17 แสดงค่า Short circuit current ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าเมื่อ ค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5%...	135
18 ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดของ เครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการ เชื่อมต่อ SPP ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเครื่องกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการ ไฟฟ้า.....	138
19 ตารางแสดงความสัมพันธ์ ค่า%Z ของ GSU กับ ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแส ลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า.....	139

บัญชีภาพประกอบ

ภาพประกอบ	หน้า
1 แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าสำหรับโหลดชนิดนำหน้า.....	5
2 วงจรสำหรับพิจารณาการไหลของกำลังเชิงซ้อน.....	7
3 ลักษณะกราฟแสดงคุณสมบัติความสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส.....	11
4 แสดง Phasor diagram ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส.....	12
5 แสดงแผนภาพเฟสเซอร์ (Phasor diagram) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อมีการเพิ่มค่าภาระโหลด.....	13
6 แสดงกราฟเรกูเลชัน (regulation curves) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส....	14
7 แสดงผังวงจรของอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	15
8 ชนิดของความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า 3 เฟส.....	24
9 การทดสอบเพื่อหาค่า percentage Impedance ของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	25
10 การวัดทดสอบหาค่า Synchronous reactance.....	26
11 แสดง Transient reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส.....	28
12 แสดง Reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส.....	28
13 วงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุด F.....	29
14 การใช้พลังงานแบบพลังงานความร้อนร่วม.....	30
15 หลักการทำงานวัฏจักรอยู่ข้างบน.....	31
16 หลักการทำงานวัฏจักรอยู่ข้างล่าง.....	32
17 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันไอน้ำ.....	33
18 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซ.....	34
19 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดเครื่องยนต์สันดาปภายใน.....	35
20 รูปแสดงการทำงานของระบบพลังงานร่วมความร้อน	36
21 อัตราส่วนไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย.....	40
22 แผนภาพขั้นตอนการศึกษาระบบไฟฟ้า.....	50
23 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.....	52
24 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วน การไฟฟ้านครหลวง.....	53
25 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค.....	54

บัญชีภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
26 แผนภูมิเส้นเดี่ยวของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration.....	56
27 วงจรไฟฟ้าในการเริ่มต้นเครื่องโรงไฟฟ้า.....	57
28 ภาพตัวอย่างการใช้งานโปรแกรม ETAP.....	59
29 ภาพตัวอย่างการใช้งานโปรแกรม ETAP.....	60
30 Mode Toolbar ในโปรแกรม ETAP.....	61
31 การสร้าง Project file ในโปรแกรม ETAP.....	61
32 อุปกรณ์ในภาค AC Element	62
33 ตัวอย่างการต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ มาต่อกับ Bus.....	62
34 Info Page ใน Manu Bus Editor.....	63
35 Info Page ใน 2-Winding Transformer.....	64
36 Rating Page ใน 2-Winding Transformer.....	66
37 Impedance Page ใน 2-Winding Transformer.....	68
38 Tap Page ใน 2-Winding Transformer.....	70
39 Load Tap Changer ใน Tap Page.....	71
40 Grounding Page ใน 2-Winding Transformer.....	71
41 Info Page ใน Synchronous Generator Editor.....	72
42 Rating Page ใน Synchronous Generator Editor.....	74
43 Capability Page ใน Synchronous Generator Editor.....	75
44 Imp/Model Page ใน Synchronous Generator Editor.....	76
45 Grounding Page ใน Synchronous Generator Editor.....	77
46 Info Page ใน Lumped Load Editor.....	78
47 Nameplate Page ใน Lumped Load Editor.....	79
48 Short Circuit Page ใน Lumped Load Editor.....	80
49 Info Page ใน Power Grid Editor.....	81
50 Rating Page ใน Power Grid Editor.....	82
51 Short Circuit Page ใน Power Grid Editor.....	83
52 ภาพตัวอย่าง Single Line Diagram ที่สร้างจากโปรแกรม ETAP.....	84
53 ภาพตัวอย่าง Single Line Diagram ที่สร้างจากโปรแกรม ETAP.....	85

บัญชีภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
54 Study Case ในการศึกษา Load Flow.....	86
55 Info Page ใน Load Flow Study Case.....	86
56 Loading Page ใน Load Flow Study Case.....	87
57 Adjustment Page ใน Load Flow Study Case.....	88
58 Alert Page ใน Load Flow Study Case.....	89
59 ตัวอย่างการแสดงผล Load Flow Analysis.....	90
60 ตัวอย่างการแสดงผล Load Flow Analysis.....	91
61 ตัวอย่างรายงาน Load Flow Analysis.....	92
62 Mode Toolbar ของ Short Circuit Study.....	93
63 Info Page ใน Short Circuit Study Case.....	93
64 Standard Page ใน Short Circuit Study Case.....	95
65 Alert Page ใน Short Circuit Study Case.....	96
66 ตัวอย่างการแสดงผล Short Circuit Analysis.....	97
67 Manu ในการปรับการแสดงผล Short Circuit Analysis.....	98
68 Manu ในการปรับการแสดงผล Short Circuit Analysis.....	98
69 Manu ในการปรับการแสดงผล Short Circuit Analysis.....	99
70 ตัวอย่างรายงาน แสดงผลการคำนวณกระแส Short Circuit.....	100
71 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า B.....	105
72 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า N.....	106
73 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า R.....	107
74 ส่วนประกอบของพลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้	108
75 ส่วนประกอบของภาระโหลด Generator แต่ละตัว.....	116
76 ส่วนประกอบของ Common load.....	116
77 ตารางแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าที่พิกัดและค่าอุณหภูมิโดยรอบ.....	118
78 Typical %Z ของหม้อแปลงที่มีขนาดมากกว่า 500kVA ขึ้นไปตาม IEEE60076-5....	118
79 Typical X/R ของหม้อแปลงที่มีขนาดมากกว่า 500 kVA ขึ้นไปตาม IEEE C57.12.10.....	119
80 กราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้า (Capacity curve) ของ STG.....	122
81 กราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้า (Capacity curve) ของ GTG.....	123

บัญชีภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพประกอบ	หน้า
82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง %Z ของ GSU#1 และ #2 กับ ค่า power factor ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด.....	128
83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง %Z ของ GSU#1 และ #2 กับ ค่า power factor ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด.....	128
84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ค่า Power factor ของ GTG #1, #2 กับ %Z ของ GSU #1,#2.....	132
85 กราฟแสดงค่า Short circuit current ที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบ และ %Z ของ GSU#1 และ #2.....	134
86 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้าแบบจำลอง.....	137
87 การเลือก ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาจาก Capacity curve.....	140

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมา

พลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่จำเป็นอย่างมากในภาคเศรษฐกิจและสังคม การกระจายพลังงานไฟฟ้าให้สามารถใช้งานได้อย่างทั่วถึงและเพียงพอต่อความต้องการ มีส่วนช่วยผลักดันให้เกิดการพัฒนาประเทศ จากรายงานสถิติพลังงานของประเทศไทยประจำปี 2556 ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน แสดงการแยกใช้ไฟฟ้ารายสาขาการใช้พลังงานไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมมีมากที่สุดเป็นอันดับหนึ่งโดยคิดเป็น 45% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (สนพ.) 2556: 93) รัฐบาลจึงมีนโยบายส่งเสริมให้มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าที่มีคุณภาพและอยู่ใกล้เขตอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นการลดต้นทุนในทางการผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าของภาครัฐบาล

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) (สนพ. 2555: 7) ได้มีการส่งเสริม และปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าระบบพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration power plant) ดังนี้

1. ปี 2553-2557 ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าที่มีความชัดเจนแล้ว
2. ปี 2557-2562 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small power producer: SPP) ระบบความร้อนร่วม (Cogeneration) ประเภท Firm ประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 และวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553
3. หลังปี 2563 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration ประเภท Firm เพิ่มขึ้นอีก 1,350 เมกะวัตต์

ผู้มีความประสงค์จะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องส่งคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้า ในช่วงเวลาตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าที่กำหนดโดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งต้องแนบเอกสาร อาทิเช่น แผนที่แสดงที่ตั้งโครงการ, เอกสารกรรมสิทธิ์ในที่ดินที่ตั้งโครงการ, ข้อมูลลักษณะกระบวนการผลิต, รายละเอียดเครื่องต้นกำลัง, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.); การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.); และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.). 2554: 2-3) หลัง กฟผ. แจ้งผลการคัดเลือกให้เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใน 2 ปี หลังแจ้งผลและก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD) 2 ปี พร้อมแนบเอกสารประกอบการทำสัญญา อาทิ รายงานการศึกษาและประเมินผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม, สุขภาพของประชาชนใน

ชุมชน, รายงานการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสีย เอกสารสิทธิการใช้ที่ดินในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า หนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อทำสัญญาเรียบร้อยแล้วสามารถเริ่มโครงการได้ทันที และก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบครั้งแรก (Back energize) เพื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้องทำการขออนุญาตตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยต้องส่งพารามิเตอร์อุปกรณ์ไฟฟ้าให้การไฟฟ้าพิจารณาค่าพารามิเตอร์ตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด อาทิเช่น ค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า ความถี่ระบบ ความเพี้ยนฮาร์โมนิก เป็นต้น (กฟผ. 2551: 12-15); (กฟผ. 2551ก: 4-13); (กฟผ. 2551: 4-13)

การไฟฟ้าจะพิจารณาความเหมาะสมในการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดข้างต้น หากไม่ผ่านการพิจารณา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้องเป็นผู้ลงทุน เพื่อปรับปรุงระบบก่อนการเชื่อมต่อส่งผลกระทบต่อการบริหารต้นทุนโครงการ และระยะเวลาดำเนินงานโครงการที่เพิ่มมากขึ้น ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีหน้าที่ต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบให้ได้ตามวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ที่กำหนดไว้ในสัญญาขอเสนอขายไฟฟ้ากับ กฟผ. หากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ทัน จะต้องเสียค่าปรับตามที่การไฟฟ้ากำหนด

ค่ากระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า เป็นพารามิเตอร์หนึ่งที่ต้องนำมาใช้ในการตัดสินใจเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าและมีผลต่อการกำหนดค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ (Impedance voltage percent: %Z) ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะมีผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor) และค่ากระแสลัดวงจร (Short circuit current) ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

ในปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นที่ยอมรับและเชื่อถือ ส่วนใหญ่มาจากต่างประเทศ อาทิ General Electric ประเทศสหรัฐอเมริกา, Siemens จากประเทศเยอรมัน เป็นต้น ในแต่ละประเทศของผู้ผลิตมีข้อกำหนดในการเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid code) ที่แตกต่างกัน (IVAN.; ITZEL 2006: 79-80) และแตกต่างจากข้อกำหนดในการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย การเสนอเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงมักเสนอค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดในการเชื่อมต่อกับโครงข่ายของประเทศผู้ผลิต ซึ่งเป็นเหตุให้ ค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศไทย

โครงการวิจัยนี้จึงได้ทำการจำลอง ระบบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กระบบความถี่ 60 Hz แบบเฟิร์ม ด้วยโปรแกรมการคำนวณทางวิศวกรรม Electrical Transient Analysis Program (ETAP) ในการศึกษาค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจรของระบบ ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายการไฟฟ้า เพื่อพิจารณาค่าเปอร์เซ็นต์รีแอตแตนซ์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Generator Step Up Transformer: GSU) และ ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator: GTG) ให้มีความสอดคล้องกับระเบียบที่ได้กล่าวข้างต้น

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาผลการเปลี่ยนแปลงค่าของตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ และค่าเปอร์เซ็นต์รีแอตแตนซ์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ที่ส่งผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

2. เพื่อให้ผู้ต้องการเป็นผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กมีแนวทางในการพิจารณา ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ และค่าเปอร์เซ็นต์รีแอตแตนซ์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ที่มีความเหมาะสมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า ในการทำเอกสารขอย้ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและการออกแบบทางวิศวกรรม

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบผลของค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซและค่าเปอร์เซ็นต์รีแอตแตนซ์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ที่ส่งผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

2. ผู้ต้องการเป็นผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กมีแนวทางในการพิจารณา ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซและค่าเปอร์เซ็นต์รีแอตแตนซ์ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ที่มีความเหมาะสมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า ในการทำเอกสารขอย้ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและการออกแบบทางวิศวกรรม

1.4 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

1. กำหนดข้อมูลพารามิเตอร์ของแบบจำลองโรงไฟฟ้า เช่น ขนาดกังหันก๊าซ ขนาดกังหันไอน้ำ ขนาดโหลดของระบบภายในโรงไฟฟ้า เป็นต้น จากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานความร้อนร่วม ประเภทสัญญาเฟิร์ม ประเภทเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ที่นำมาเป็นโครงการต้นแบบจำนวน 3 โครงการ

2. ค่ากระแสลัดวงจรของระบบเครือข่ายบริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับเครือข่ายไฟฟ้า ศึกษาที่แรงดันพิกัด 69 และ 115 kV

3. ศึกษาที่ระดับแรงดันระบบไฟฟ้าสถานะคงที่ โดยมีระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่ 95%-105% ของแรงดันพิกัด

4. ทำการศึกษาพารามิเตอร์ของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GTG) และหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GSU) เพื่อให้มีค่าเหมาะสมกับ ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อ

เครือข่ายการไฟฟ้า โดยพิจารณาจากพารามิเตอร์ดังนี้ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GTG) ขนาดหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GSU) ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ (%Z) ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้การศึกษาการถ่ายเทของกำลังไฟฟ้า (Load flow calculation) และการคำนวณกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสสมมูล (Symmetrical three phase short circuit calculation)

5. การศึกษาค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า จะกำหนดให้สอดคล้องตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญาเฟิร์มระบบความร้อนร่วม พ.ศ. 2553 และข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า



บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1. ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor: PF.) (บันทึก เอื้ออาภรณ์, 2547; 40-49)

ค่าตัวประกอบกำลัง คือค่าตัวเลขอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานจริง (Real Power: P) ซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (Watt: W) หารด้วยค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power: S) ซึ่งมีหน่วยเป็นวีเอหรือโวลต์-แอมป์ (VA) ค่าตัวประกอบกำลังคือตัวเลขที่บอกถึงกำลังไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์หรือเกิดการทำงานจริงกับขนาดของกำลังงานทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้าโดยส่วนที่เกินจากกำลังงานที่ใช้ทำงานจริงจะเรียกว่า กำลังรีแอคทีฟ (Reactive Power: Q) ซึ่งมีหน่วยเป็นวาร์ (VAR) โดยเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\text{Power factor (PF.)} = \cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{W_{\text{acc}}}{VA} \quad \text{สมการที่ 2.1}$$

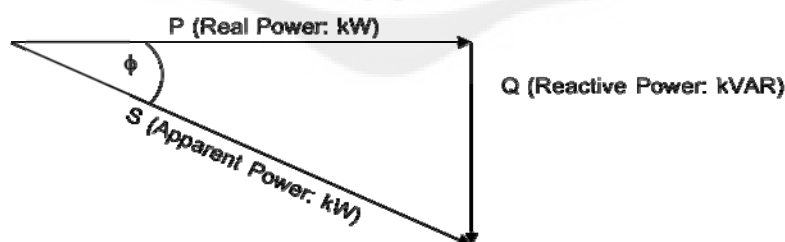
$$\text{Apparent power (S)} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad VA \quad \text{สมการที่ 2.2}$$

$$S = |V||I| = |Z||I|^2 = Z|I|^2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad VA \quad \text{สมการที่ 2.3}$$

V = แรงดัน (Voltage) หน่วยเป็น Volt (V)

I = กระแส (Current) หน่วยเป็น Ampere (A)

Z = อิมพีแดนซ์ (Impedance) หน่วยเป็น โอห์ม (Ω)



ภาพประกอบ 1 แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าสำหรับโหลดชนิดนำหน้า (P.F นำหน้า)

ที่มา: บันทึก เอื้ออาภรณ์. รองศาสตราจารย์ (2547). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. หน้า 41.

ค่ากำลังปรากฏนี้เป็นค่าบ่งชี้ถึงความร้อนที่เกิดขึ้นในตัวอุปกรณ์ และมักใช้แสดงเป็นค่าพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง อีกทั้งยังมีความหมายในทางปฏิบัติต่อการไฟฟ้าที่ปฏิบัติงานด้วยเช่นกัน เนื่องจากตามปกติการไฟฟ้าต้องจัดหาทั้งกำลังจริง และกำลังรีแอคทีฟให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า กำลังรีแอคทีฟ (Q) จะมีค่าเป็นบวกเมื่อมุม ϕ เป็นบวก (กระแสตามหลังแรงดันหรือเป็นโหลดเหนี่ยวนำ) และจะมีค่าเป็นลบ เมื่อมุม ϕ เป็นลบ (กระแสนำหน้าแรงดันหรือเป็นโหลดตัวเก็บประจุ) ดังแสดงในภาพประกอบ 1

จากสมการที่ 2.1 อาจกล่าวได้ว่า กำลังปรากฏ (S) จะมีค่าสูงกว่ากำลังจริง (P) หากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (PF.) มีค่าต่ำกว่า 1 นั้นหมายความว่า หากมีความต้องการกำลังจริงที่ค่าหนึ่ง แล้วนั้น ขนาดกระแสไฟฟ้าในกรณีที่ ตัวประกอบกำลังน้อยกว่า 1 จะมีค่ามากกว่าในกรณีที่ ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 ค่ากระแสที่มากขึ้นนี้ก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้นต่อการไฟฟ้าฯ เช่น กำลังสูญเสียมากขึ้น อุปกรณ์มีภาระสูงขึ้น เป็นต้น ดังนั้นตามปกติแล้วแต่ละการไฟฟ้าฯ ต้องการให้จุดโหลดของตนเองโดยเฉพาะจุดโหลดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนั้นมีค่าตัวประกอบกำลังเข้าใกล้ 1.0 มากที่สุด (บันทึก เอื้ออาภรณ์, 2547; 40-49)

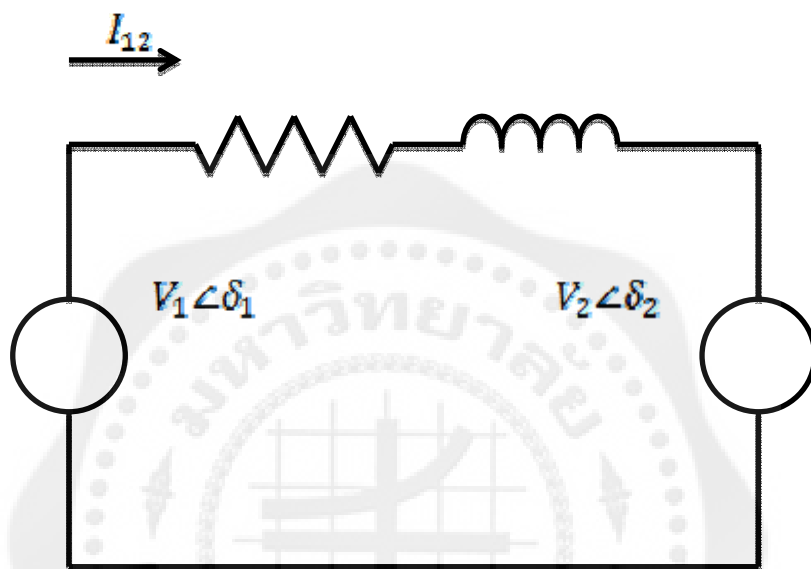
นั่นคือ ถ้าค่าตัวประกอบกำลังเข้าใกล้ 1 ค่ากำลังรีแอคทีฟจะน้อยและเข้าใกล้ศูนย์ ในทางกลับกัน ถ้าค่าตัวประกอบกำลังเข้าใกล้ศูนย์ กำลังรีแอคทีฟจะมากขึ้น ทางกรไฟฟ้าฯ ต้องการให้โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า มีค่ากำลังรีแอคทีฟเข้าใกล้ศูนย์ แต่เนื่องจากเป็นธรรมชาติของโหลดและระบบส่งจ่ายไฟฟ้าจึงมีค่ากำลังรีแอคทีฟในระบบเสมอ การไฟฟ้าฯ จึงจำเป็นต้องกำหนดให้โรงไฟฟ้าต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังรีแอคทีฟได้ในช่วงที่กำหนด เพื่อให้เกิดเสถียรภาพของระบบ

2.2. การไหลของกำลังเชิงซ้อน (บันทึก เอื้ออาภรณ์, 2547, 52-54)

หากพิจารณาวงจรในภาพประกอบ 2 ซึ่งประกอบด้วย แหล่งจ่ายแรงดันอุดมคติสองชุดต่อผ่านสายส่งที่มีอิมพีแดนซ์ตามสมการที่ 2.4 (Impedance: Z) และมีกระแสไฟฟ้าไหลจาก 1 ไป 2

$$Z = R + jX = |Z|\angle\gamma$$

สมการที่ 2.4



ภาพประกอบ 2 วงจรสำหรับพิจารณาการไหลของกำลังเชิงซ้อน

ที่มา: บันทึก เอื้ออาภรณ์, รองศาสตราจารย์ (2547). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. หน้า 52

กำหนดให้เฟสเซอร์ของแรงดันและกระแส เป็นดังนี้

$$V_1 = |V_1|\angle\delta_1, \quad V_2 = |V_2|\angle\delta_2$$

$$I_{12} = \frac{|V_1|\angle\delta_1 - |V_2|\angle\delta_2}{|Z|\angle\gamma}$$

$$= \frac{|V_1|}{|Z|}\angle(\delta_1 - \gamma) - \frac{|V_2|}{|Z|}\angle(\delta_2 - \gamma)$$

กำลังเชิงซ้อนที่ไหลจาก 1 ไป 2 คือ

$$S_{12} = V_1 I_{12}^* = |V_1| \angle \delta_1 \left[\frac{|V_1|}{|Z|} \angle (\gamma - \delta_1) - \frac{|V_2|}{|Z|} \angle (\gamma - \delta_2) \right]$$

$$= \frac{|V_1|^2}{|Z|} \angle \gamma - \left[\frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \angle (\gamma + \delta_1 - \delta_2) \right]$$

ดังนั้นกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ไหลออกจากปลายด้านส่ง (ด้าน 1) คือ

$$P_{12} = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \cos \gamma - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \cos(\gamma + \delta_1 - \delta_2)$$

$$Q_{12} = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \sin \gamma - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \sin(\gamma + \delta_1 - \delta_2)$$

หากสมมติว่าสายส่งมีค่าความต้านทานต่ำมาก ($R = 0$) เมื่อเทียบกับค่ารีแอกแตนซ์ ดังนั้น

$$Z = X \angle 90^\circ$$

$$\gamma = 90^\circ$$

$$P_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

สมการที่ 2.5

$$Q_{12} = \frac{|V_1|}{X} [|V_1| - |V_2|] \cos(\delta_1 - \delta_2)$$

สมการที่ 2.6

ทั้งนี้เมื่อค่า $R = 0$ ก็หมายความว่าไม่มีกำลังจริงสูญเสีย (Power loss) ในสายส่ง ดังนั้นกำลังจริงที่ส่งออกจากปลายด้านส่งจะเท่ากับกำลังจริงที่ปลายด้านรับได้รับ

จากข้างต้นในกรณีของระบบส่งไฟฟ้ามักมีค่าสัดส่วน R/X ต่ำนั้น สามารถสรุปผลโดยสังเขปเกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างจุดสองจุดในระบบได้ดังนี้

จากสมการที่ 2.5 แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงของค่า δ_1 และ δ_2 จะมีผลโดยตรงต่อค่ากำลังจริงที่ไหลในสายส่ง โดยผลของการเปลี่ยนแปลงขนาดแรงดันที่เกิดขึ้นเพียงเล็กน้อยจะไม่มีผลต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลมากนัก ดังนั้นการควบคุมกำลังจริงที่ไหลในสายส่งสามารถกระทำได้โดยการควบคุมผลต่างของมุมของแรงดันที่ขั้วทั้งสอง นั่นคือ $P_{12} \propto \sin \delta$ เมื่อ $\delta = \delta_1 - \delta_2$ หากมุมของ V_1 นำหน้า V_2 ค่า δ จะเป็นบวกและกำลังจริงก็จะไหลจากจุด 1 ไปจุด 2 ในทางตรงข้าม หากมุมของ V_2 นำหน้า V_1 ค่า δ จะเป็นลบและกำลังจริงจะไหลจากจุด 2 ไปจุด 1

หากสมมติให้ $R = 0$ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งผ่านจากจุด 1 ไปสู่จุด 2 ได้ตามทฤษฎี ซึ่งเราเรียกว่า ขนาดพิกัดสถิตยของสายส่ง (Static transmission capacity) จะเกิดขึ้นเมื่อ $\delta = 90^\circ$ โดยกำลังสูงสุดที่ส่งผ่านได้คือ

$$P_{\max} = \frac{|V_1||V_2|}{X}$$

ตามปกติในการปฏิบัติงานนั้นค่า δ จะมีค่าต่ำเพื่อรักษาเสถียรภาพชั่วคราว (Transient stability) ของระบบ ดังนั้นกำลังรีแอฟทิฟที่ไหลจึงถูกตัดสินจากสมการที่ 2.6 โดยผลต่างระหว่างขนาดแรงดันที่ขั้วนั้นคือ $Q \propto |V_1| - |V_2|$ หมายความว่าตามปกติรีแอกทีฟมีแนวโน้มที่จะไหลจากจุดที่มีขนาดแรงดันสูงไปสู่จุดที่มีขนาดแรงดันต่ำ (บันทึก เอื้ออาภรณ์, 2547, 52-54)

2.3. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator) (สุชาติ ปรีชาธร, 2555, 32-42)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator หรือ Alternator) ประกอบด้วยส่วนประกอบที่สำคัญ 2 ส่วนคือขดลวดอาร์เมเจอร์ (Three-phase armature windings) พ้นอยู่ที่สเตเตอร์ (Stator) ที่มีช่อง (Slots) สำหรับวางขดลวด (Coil) ขดลวดชุดนี้จะทำหน้าที่จ่ายไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้า และ ส่วนที่ 2 คือ ขดลวดสนาม (Field Winding) ที่พันรอบแกนเหล็กของโรเตอร์ ในแนวแกนไดเรกซ์ (Direct Axis) ซึ่งขดลวดดังกล่าวจะรับไฟฟ้ากระแสตรงที่ป้อนมาจากเอ็กซไซเตอร์ (Exciter) นอกจากนี้ จะมีแดมเปอร์ (Damper) ที่ทำจากแท่งทองแดง (Copper Bars) ฝังอยู่ที่โพล์เฟส (Pole Face) ของโรเตอร์เหมือนกับมอเตอร์ชนิดเหนี่ยวนำ (Induction Motor) ถ้าโรเตอร์หมุนด้วยความเร็วเท่ากับความเร็วซิงโครนัส จะไม่เกิดกระแสไฟฟ้าไหลผ่านขดลวดนี้ และมีพฤติกรรมเหมือนกับมอเตอร์ที่ไม่มีภาระทางกล แต่เมื่อโรเตอร์หมุนเร็วขึ้นหรือช้าลงเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงค่าภาระไฟฟ้าแบบฉับพลันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะมีกระแสไฟฟ้าไหลในขดลวดและทำให้เกิดแรงต้านในทิศตรงข้ามไม่ให้โรเตอร์มีความเร็วรอบแกว่ง (Oscillation) รอบ ๆ ค่าความเร็วซิงโครนัสมากเกินไป

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เป็นเครื่องกลไฟฟ้าที่สามารถแปลงพลังงานกลในการขับเคลื่อนโรเตอร์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดพิกัดใหญ่มากๆจะต้องใช้เครื่องต้นกำลังที่มีกำลังมากเช่นกัน เช่น กังหันก๊าซ (Gas Turbine), กังหันไอน้ำ (Steam Turbine), กังหันพลังน้ำ (Hydro Turbine) และ เครื่องต้นกำลังดีเซล (Diesel Engine) เป็นต้น

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ใช้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซหรือโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ มักจะมีโรเตอร์เป็นแบบ 2 หรือ 4 ขั้ว ชนิดทรงกระบอก (Cylindrical rotor) ที่จะหมุนด้วยความเร็วรอบ 3,000 รอบต่อนาที (rpm) หรือ 1,500 รอบต่อนาที เพื่อให้ได้ความถี่ไฟฟ้า 50 เฮิรตซ์ (Hz) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีโรเตอร์ที่สร้างจากแบบลามิเนชัน (Lamination) เพื่อป้องกันการ

เกิดกำลังสูญเสียเนื่องจากกระแสไหลวน (Eddy current loss) แต่สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ จะมีโรเตอร์ที่ขึ้นรูปมาจากเหล็ก (Permeable magnetic steel) เพียงชั้นเดียว และโรเตอร์จะต้องมีรัศมีน้อย เนื่องจากโรเตอร์ต้องหมุนด้วยความเร็วสูงและทำให้เกิดแรงเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifugal Force) และความเครียดทางกล (Mechanical stress) มาก แต่เพื่อการผลิตไฟฟ้าให้ได้มากจึงทำให้ต้องใช้โรเตอร์ที่มีความยาวมาก ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่ใช้กับกังหันโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จะมีโรเตอร์ชนิดที่มีขั้วยื่นออกจากแกนหมุน (Salient-pole rotor) จำนวนมาก เนื่องจากมีความเร็วรอบต่ำมากประมาณ 50 ถึง 300 รอบต่อนาที เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะถูกออกแบบให้มีความยาวไม่มากแต่จะต้องมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางค่อนข้างมาก ทั้งนี้โครงสร้างจะไม่แข็งแรงมากนักเมื่อเทียบกับแบบชนิดทรงกระบอกและมักจะเกิดแรงต้านทานจากอากาศ (Wind resistance) มาก ขณะที่หมุนเร็วขึ้นจนทำให้เกิดเสียงดังรบกวนค่อนข้างมาก (สุชาติ ปรีชาธร, 2555, 32-33)

2.3.1. หลักการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขดลวดสนามที่พันอยู่บนแกนเหล็กของโรเตอร์จะสร้างสนามแม่เหล็กที่เกิดจากไฟฟ้ากระแสตรงที่ป้อนมาจากเอ็กไซเตอร์ (Exciter) เมื่อโรเตอร์ถูกขับเคลื่อนโดยเครื่องต้นกำลังจะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กหมุน และเหนี่ยวนำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้าในขดลวดสเตเตอร์ เมื่อมีไฟฟ้ากระแสสลับไหลผ่านขดลวดสเตเตอร์ จะทำให้เกิดสนามแม่เหล็กหมุน (Rotating magnetomotive force: mmf) ทำมุมเฟสต่างกัน 120 องศา จำนวนของขั้วแม่เหล็กไฟฟ้าของขดลวดทั้ง 2 ชนิดมีค่าเท่ากัน ดังนั้น เมื่อโรเตอร์ถูกขับเคลื่อนและมีความเร็วรอบคงที่ จะทำให้สนามแม่เหล็กของสเตเตอร์และโรเตอร์ มีทิศทางสอดคล้องกัน และในสภาวะสมดุลโรเตอร์จะมีความเร็วรอบเท่ากับ ความเร็วซิงโครนัส (Synchronous speed n_s) ความถี่ไฟฟ้าของกระแสไฟฟ้าที่ขดลวดสเตเตอร์เท่ากับ f ซึ่งสามารถเขียนสมการความสัมพันธ์ได้ คือ

$$n_s = 120 \times \frac{f}{p}$$

สมการที่ 2.4

n_s = ความเร็วซิงโครนัส

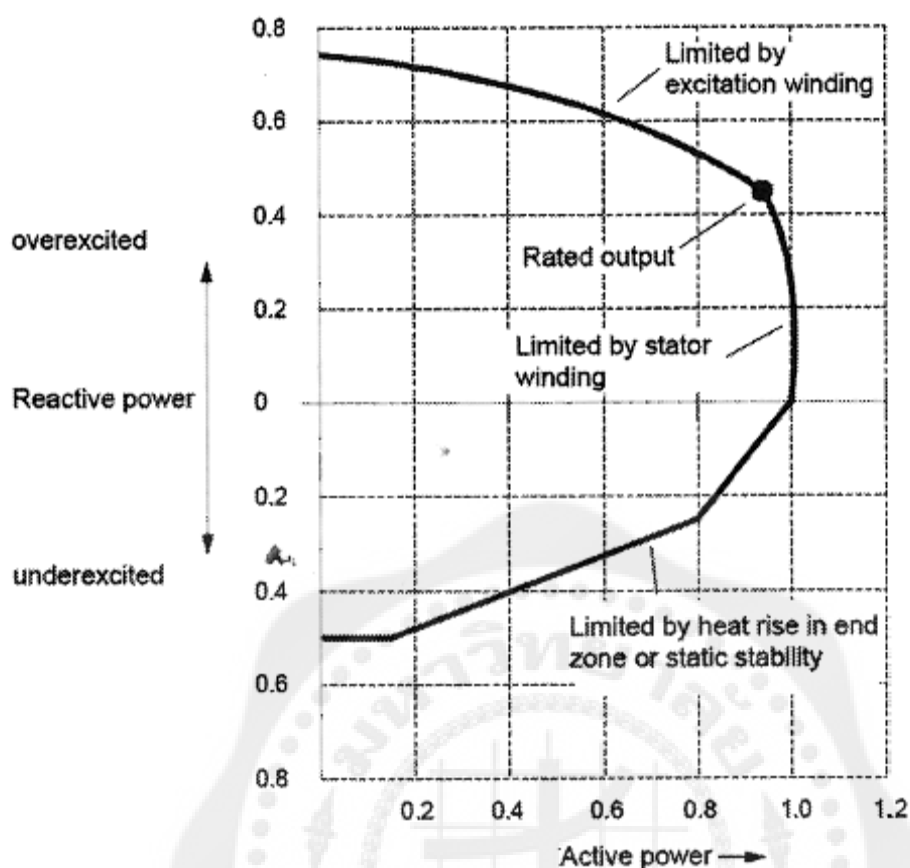
หน่วยเป็น รอบต่อนาที

f = ความถี่ไฟฟ้า

หน่วยเป็น เฮิรท์ (Hz)

p = จำนวนโพล์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

หน่วยเป็น โพล์



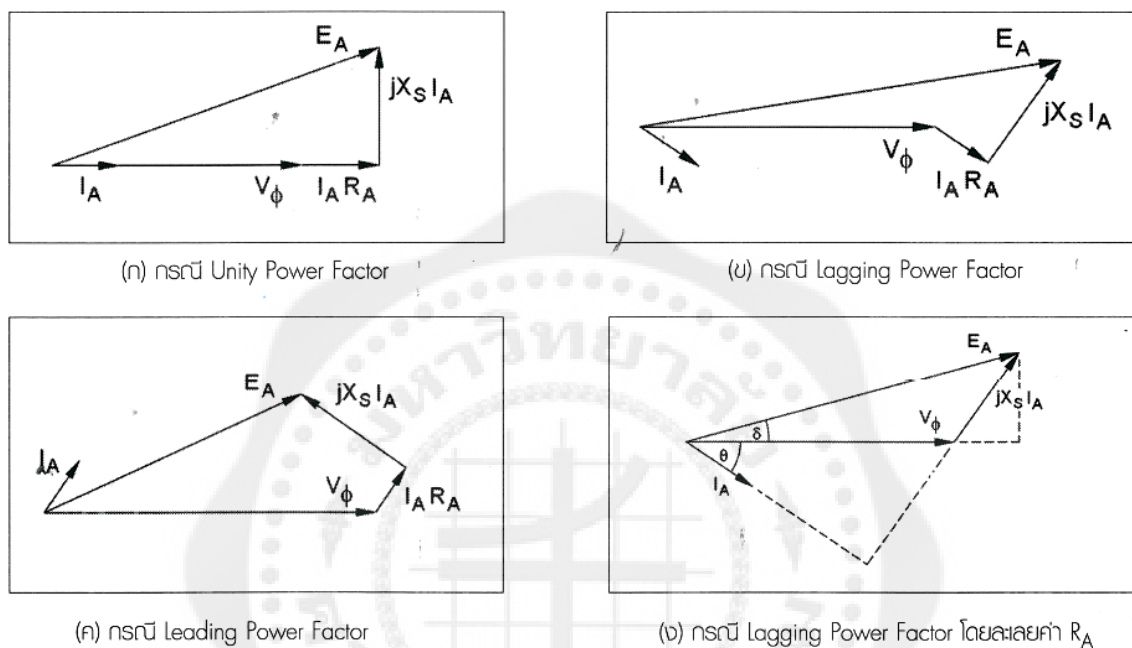
ภาพประกอบ 3 ลักษณะกราฟแสดงคุณสมบัติความสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ที่มา: สุชาติ ปรึชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 37

จากภาพประกอบ 3 จะแสดงให้เห็นขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีเอคทีฟ (Active และ Reactive power) ที่ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor) ต่างๆ พื้นที่ที่ถูกปิดล้อมโดยกราฟ (Capability curve) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าระบบไฟฟ้าได้ โดยไม่ทำให้ขดลวดสเตเตอร์และขดลวดสนามเกิดความร้อนมากเกินไป และมีการทำงานอย่างมีประสิทธิภาพที่ดี ทั้งนี้ความร้อนที่สเตเตอร์จะเกิดขึ้นเพราะมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านขดลวดสเตเตอร์ และความร้อนในปลายแกนเหล็กของสเตเตอร์จะเกิดจากกระแสไหลวน (Eddy current) ในแกนเหล็กของสเตเตอร์ (stator lamination) ซึ่งเป็นผลมาจากฟลักซ์แม่เหล็กที่รั่วไหลตรงปลายขดลวดสเตเตอร์ (End-turn leakage flux) ส่วนความร้อนที่เกิดขึ้นบน โรเตอร์อาจจะทำให้เกิดอาการสั่น (Vibration) มากขึ้นตามค่ากระแสสนาม (Field current) ที่เพิ่มมากขึ้น โดยความร้อนที่เกิดขึ้นอาจจะทำให้ขดลวดทองแดง

(Copper coils) และแกนเหล็กโรเตอร์ (Steel alloy rotor) เกิดการขยายตัวได้เท่าไม่กัน จนอาจทำให้โรเตอร์ เกิดความเสียหายทางกายภาพได้

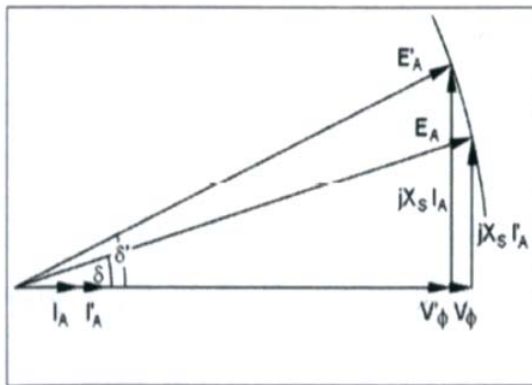
เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระไฟฟ้าเพียงลำพังตัวเดียว พฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะแปรเปลี่ยนไปตาม ค่าตัวประกอบกำลัง ของภาระโหลดนั้น ดังแสดงในภาพประกอบ 4



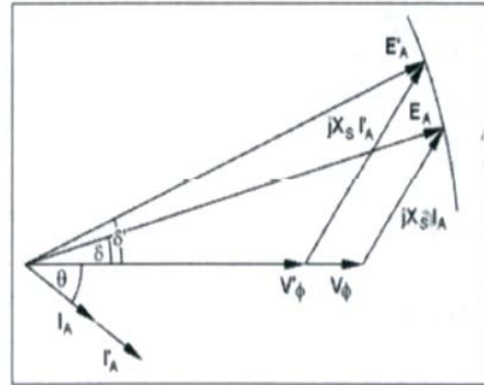
ภาพประกอบ 4 แสดง Phasor diagram ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 38

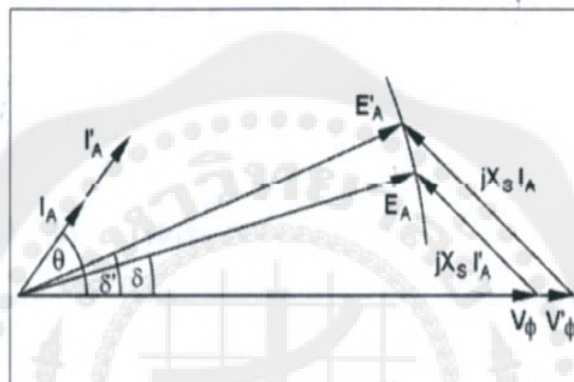
เมื่อภาระโหลดเพิ่มมากขึ้น ทั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริง (MW) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVAR) หรือค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นด้วย หากไม่มีการปรับเปลี่ยนค่ากระแสกระตุ้น (Excitation) จะทำให้ค่า E_A มีค่าคงที่ตลอดเวลา ดังนั้น ค่าแรงดันปลายสาย (Terminal voltage) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไปตามภาระไฟฟ้า ดังแสดงในภาพประกอบ 5



(ก) กรณี Unity Power Factor



(ข) กรณี Lagging Power Factor



(ค) กรณี Leading Power Factor

ภาพประกอบ 5 แสดงแผนภาพเฟสเซอร์ (Phasor diagram) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อมีการเพิ่มค่าภาระโหลด

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 39

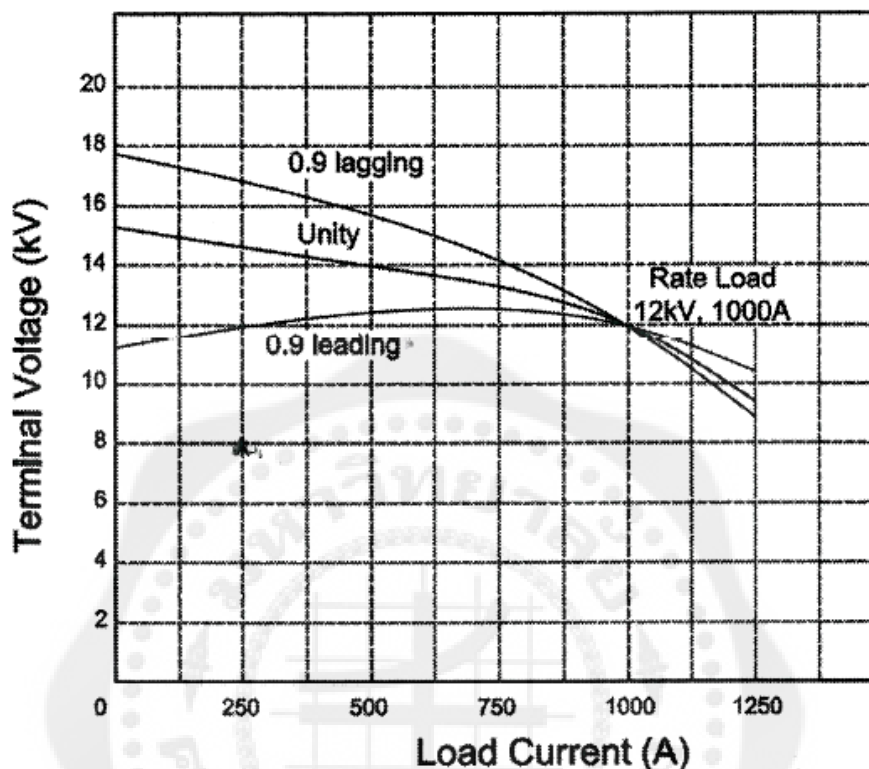
ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับภาระโหลดเพียงลำพัง โดยไม่ได้ขนานวงจรกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าอื่นๆ ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสัมพันธ์กับค่ากระแสไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลัง ตามภาพประกอบ 6 ซึ่งถูกเรียกว่ากราฟเรกูเลชัน (Regulation curves) เนื่องจากผลของการตอบสนองของอาร์เมเจอร์ (Armature reaction) โดยอัตราการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงดันปลายสาย (Terminal voltage) จากค่าภาระโหลดเท่ากับศูนย์ไปจนมีค่าภาระไฟฟ้าเต็มพิกัดจะแสดงเป็นค่าเปอร์เซ็นต์เรกูเลชัน (percent regulation) ตามสมการด้านล่าง

$$\% \text{Regulation} = \frac{V_{NL} - V_{FL}}{V_{FL}} \times 100$$

สมการที่ 2.8

V_{NL} = ค่า No load voltage

V_{FL} = ค่า Rated voltage ที่ค่าภาระไฟฟ้าเต็มพิกัด (Full load)



ภาพประกอบ 6 แสดงกราฟเรกูเลชัน (regulation curves) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 39

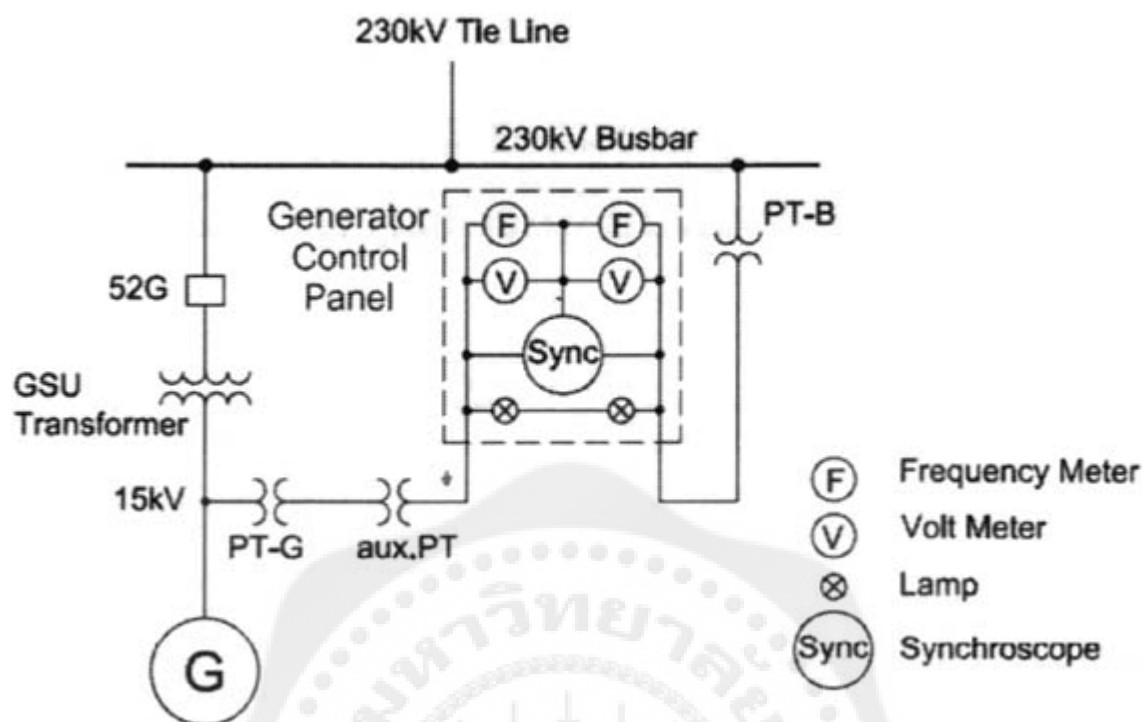
#

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าส่วนใหญ่ จะทำงานโดยการขนานวงจรกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยอื่นๆ เพื่อช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าวร่วมกัน ประโยชน์ของการขนานวงจรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวนมาก เพื่อร่วมกันรับภาระไฟฟ้าซึ่งมักจะแปรเปลี่ยนไปตามช่วงเวลาก็คือ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าตามลำพัง จะต้องจ่ายภาระไฟฟ้าที่มีค่าแปรเปลี่ยนอย่างมากจึงมักจะไม่ได้ทำงานที่ระดับค่าภาระโหลดเต็มพิกัด (Full load) หรือใกล้เคียง ทำให้ขาดประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวนมากต่อขนานวงจรกัน และทุกหน่วยจะมี Spinning reserve เพียงเล็กน้อย ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ที่ระดับเกือบเท่ากับ Full load จึงมีประสิทธิภาพโดยรวมมากขึ้น

ทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพ และเชื่อถือได้ดี ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยใดถูกตัด (Trip) ออกไปจากระบบ การจ่ายไฟฟ้าก็ยังสามารถทำได้อย่างต่อเนื่อง เราสามารถวางแผนการจ่ายไฟฟ้า และการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้โดยไม่กระทบต่อการจ่ายไฟฟ้า



c

ภาพประกอบ 7 แสดงผังวงจรของอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม1. หน้า 40

การขนานวงจรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก จะต้องให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่ความถี่ไฟฟ้า ระดับแรงดันไฟฟ้า มุมเฟสของรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้า และลำดับเฟส ที่ตรงกันกับค่าของระบบไฟฟ้าหลัก

ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายมักจะมีการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าอย่างมากในแต่ละช่วงเวลา โดยเฉพาะโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่มีระบบการผลิตที่ต้องใช้ไฟฟ้าปริมาณมากในช่วงเวลาสั้นๆ แต่เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดมีการต่อเข้าระบบไฟฟ้าหลักและใช้กำลังไฟฟ้าจากระบบเดียวกัน จะทำให้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละช่วงเวลาไม่ได้มีการเปลี่ยนแปลงแบบฉับพลัน แต่จะเป็น Load curve ซึ่งเป็นเส้นโค้งที่ต่อเนื่องกัน พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้านี้มักจะเกิดขึ้นซ้ำๆ กันตามช่วงเวลาเดิม ทำให้ผู้ควบคุมการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Generation Dispatcher) สามารถคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าล่วงหน้า (Demand forecasting) และเตรียมแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้อย่างไรก็ตาม ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจจะแตกต่างจากที่คาดการณ์ไว้บ้าง จึงจำเป็นต้องมีค่า Spinning reserve และ Standby reserve ในระบบการผลิตไฟฟ้าเพื่อช่วยรองรับปัญหาดังกล่าว (สุชาติ ปรีชาธร, 2555, 34-42)

2.4. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

การใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเป็นวิธีการหนึ่งที่มีประสิทธิภาพในการปรับระดับแรงดันซึ่งในการใช้งานทั่วไป มักเป็นชนิดที่มีจำนวนรอบขดลวดคงที่ หรือมีส่วนส่วนของแรงดันทางด้านปฐมภูมิต่อทุติยภูมิคงที่

2.4.1. ชนิดของหม้อแปลงไฟฟ้า (อิสรา ศิริตันหยง, 2547: หน้า 33-34)

2.4.1.1. หม้อแปลงแบ่งตามขนาด

1. หม้อแปลงในระบบจำหน่าย (Distribution transformer)

คือหม้อแปลงที่ใช้ถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าจากวงจรจำหน่ายไฟฟ้าหลักไปยังวงจรจำหน่ายไฟฟ้าย่อย หรือวงจรไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม อาคารพาณิชย์ ที่พักอาศัย ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้เป็นหม้อแปลงตัวสุดท้ายที่เชื่อมโยงระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้ากับโหลดและจะติดตั้งบนเสาไฟฟ้า ภายในอาคารหรือในตู้สวิตช์เกียร์

2. หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power transformer)

คือหม้อแปลงที่ใช้ถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังวงจรจำหน่ายไฟฟ้าหลัก และโดยทั่วไปมีขนาดใหญ่เกินกว่าที่จะติดตั้งบนเสาไฟฟ้า แต่จะติดตั้งบนแท่นคอนกรีต มีพิกัดโวลต์-แอมป์ และระดับแรงดันที่สูง จะได้เห็นตามโรงไฟฟ้าได้แก่หม้อแปลงแปลงแรงดันให้สูงขึ้น (Step up Transformer) หรือในสถานีไฟฟ้าที่ใช้เชื่อมโยงเพิ่ม และลดระดับแรงดันระบบสายส่งไฟฟ้า

2.4.1.2. หม้อแปลงแบ่งตามลักษณะของฉนวนป้องกัน

1. หม้อแปลงแบบแห้ง (Dry-type Transformer)

คือหม้อแปลงที่มีลักษณะการจัดวางโครงสร้างของแกนเหล็กและขดลวดที่ใช้ฉนวนแบบแห้งหรือฉนวนที่เป็นก๊าซมาเป็นตัวกลางฉนวน (Insulation Medium) โดยหม้อแปลงแบบแห้งนี้จะใช้เป็นหม้อแปลงในระบบจำหน่ายที่มีขนาดเล็ก ถึงปานกลางติดตั้งภายในอาคารหรือในตู้สวิตช์เกียร์

2. หม้อแปลงแบบฉนวนเหลว (Liquid Filled Transformer)

คือหม้อแปลงที่มีลักษณะการจัดวางแกนเหล็กและขดลวดที่อยู่ในฉนวนเหลว ส่วนใหญ่ใช้ฉนวนน้ำมัน ใช้เป็นหม้อแปลงในระบบจำหน่ายที่ติดตั้งภายนอกอาคารและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีพิกัดโวลต์-แอมป์สูง

2.4.1.3. หม้อแปลงแบ่งตามลักษณะการใช้งาน

1. หม้อแปลงแบบปรับแรงดันขณะจ่ายโหลด (On Load Tap Changer Transformer)

คือหม้อแปลงที่ใช้กับวงจรที่มีการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันบ่อยๆ เช่นหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าโดยจะมีตัวเปลี่ยนแทป(Tap Changer) ช่วยในการปรับแรงดัน และมีลักษณะการพันขดลวดจะมีแทปของขดลวดหลายแทป นำมาต่อเข้ากับตัวเปลี่ยนแทป ภายในตัวหม้อแปลง

2. หม้อแปลงแบบรักษาเอาต์พุตให้คงที่ (Regulating Transformer)

คือหม้อแปลงที่ใช้กับวงจรที่มีการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดัน หรือมุมเฟสของทางต้านวงจรเอาต์พุต (Output) ทำหน้าที่ควบคุมเอาต์พุตของหม้อแปลงให้อยู่ภายในขีดจำกัดที่ระบุไว้ นอกจากนี้ยังชดเชยการแกว่งไปมาของโหลดและแรงดันอินพุต

3. หม้อแปลงแบบเลื่อนมุมเฟส (Phase-shifting Transformer)

คือหม้อแปลงที่ทำหน้าที่เพิ่ม หรือหน่วงความสัมพันธ์มุมเฟสของแรงดันจากวงจรไฟฟ้าหนึ่งกับอีกวงจรไฟฟ้า

4. หม้อแปลงเตาหลอม (Furnace Transformer)

คือหม้อแปลงที่สร้างขึ้นมาเพื่อใช้กับการหลอมโลหะด้วยไฟฟ้าโดยเฉพาะ

5. หม้อแปลงที่ต่อแบบสก็อตหรือที (Scott Transformer or T

Connection Transformer)

คือหม้อแปลงที่ใช้ถ่ายโอนพลังงานจากวงจรสามเฟสไปเป็นวงจรสองเฟส หรือจากสองเฟสเป็นสามเฟสโดยลักษณะของโครงสร้างขดลวดจะมีแท่งกึ่งกลาง สำหรับการต่อภายใน(Inter Connection) และจะใช้แกนเหล็กแบบ 3 ขา (3-leg core) ขดลวดหลัก(main coil) และขดลวดทีสเซอร์ (Teasor Coil) จะพันที่ขาด้านข้างทั้งสองส่วนขากลางจะไม่มีขดลวด แต่มีไว้เพื่อเป็นทางเดินแม่เหล็กรวม

6. หม้อแปลงต่อลงดิน(Grounding Transformer)

คือหม้อแปลงที่มีวัตถุประสงค์ เพื่อเพิ่มระบบกราวด์ให้กับวงจรที่ต่อแบบเดลต้าใช้สำหรับการป้องกันการลัดวงจรลงดิน

7. หม้อแปลงเครื่องวัด(Instrument Transformer)

คือหม้อแปลงที่มีวัตถุประสงค์ เพื่อลดระดับกระแสและแรงดันจากวงจรไฟฟ้าหลัก (Primary Circuit) ลงมาทางต้านวงจรไฟฟารอง (Secondary Circuit) ใช้สำหรับวงจรการป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า

2.4.2. การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลง (เอกชัย ชัยดี, 2557: 405-406)

หม้อแปลง 2 ประเภทที่เป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบไฟฟ้ากำลังคือ หม้อแปลงที่สามารถปรับระดับแรงดันได้ในย่าน $\pm 10\%$ และหม้อแปลงที่สามารถเลื่อนเฟสแรงดันได้

หม้อแปลงส่วนใหญ่สามารถปรับแทปที่ขดลวดได้ หม้อแปลงที่สามารถเปลี่ยนแทปได้ในขณะที่จ่ายโหลดเรียกว่าหม้อแปลง OLTC (On-Load-Tap-Changing) หรือหม้อแปลง TCUL (Tap-changer-under-load) การเปลี่ยนแทปของหม้อแปลงสามารถทำได้แบบอัตโนมัติ(Automatic) โดยใช้มอเตอร์ที่ตอบสนองตามการตั้งค่าของรีเลย์ หรือแบบต้องมีคำสั่งจากผู้ควบคุม (Manual) ทั้งนี้เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในระดับตามที่กำหนด การปรับแทปของหม้อแปลงจะต้องไม่ทำให้กระแสที่จ่ายให้กับโหลดขัดข้อง การเปลี่ยนแทปของหม้อแปลง OLTC จะทำทางต้านแรงสูง

เนื่องจากกระแสขณะจ่ายโหลดมีค่าน้อย ในกรณีที่เปลี่ยนแทปทำได้ในขณะที่ไม่มีการจ่ายโหลด เท่านั้น เรียกว่าหม้อแปลงชนิดนี้ว่า OCTC (Off Circuit Tap Changer)

2.5. โหลดโฟลว์ (Load flow) (ชำนาญ ใจประดิษฐ์ธรรม, 2552: 87-99)

การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow) เป็นการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ณ จุดต่างๆ ของระบบไฟฟ้า เพื่อจะได้ทราบค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้าในแต่ละบัส เช่น กำลังไฟฟ้าจริง กำลังรีแอกทีฟ กระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนพัฒนา และพิจารณาปรับปรุงระบบ อาทิเช่น ตรวจสอบหาอุปกรณ์ไฟฟ้าใดในระบบที่ทำงานเกินค่าพิกัด ลดกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบให้เหลือน้อยที่สุด เป็นต้น

2.5.1. บัสและชนิดของบัส (Bus)

การศึกษา Load flow นั้นจะมีการแบ่งบัส ทางไฟฟ้าออกได้เป็น 3 ชนิดด้วยกัน คือ

1. แสลคบัส (slack bus)

อาจเรียก สวิงบัส (swing bus) หรือ บัสอินฟินิต (bus) บัสชนิดนี้มีขนาดแรงดันไฟฟ้า (V) และมุมแรงดันไฟฟ้า (δ) เป็นค่าคงที่ค่าหนึ่ง บัสนี้จะแทนส่วนของระบบที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนใหญ่มักจะเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุด สิ่งที่ต้องหาจากโหลดโฟลว์กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) บัสดังกล่าวนี้มักใช้เป็นบัสอ้างอิง (reference bus) ได้

2. เจนบัส (Gen bus)

หรือบัสควบคุมแรงดัน (voltage-control bus) บัสนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ที่บัส กำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริง (P) และขนาดของแรงดันไฟฟ้า (V) คงที่ เรียกว่า PV บัส

3. โหลดบัส (Load bus)

บัสที่กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Q) ทั้งโหลดและของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือจะทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของบัส เรียกว่า PQ บัส

ในระบบไฟฟ้ากำลังนี้ ค่ากำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในสายส่งมีความสัมพันธ์กันกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัส ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาไม่สามารถกำหนดได้ตามความต้องการ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่กับแสลคบัส จะถูกใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าตามแรงดันที่บัสและจะมากขึ้นเมื่อมีค่าแรงดันที่บัสลดลง ดังนั้นแสลคบัสจะทราบขนาดและค่ามุมของแรงดันไฟฟ้า ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟจะต้องทำการคำนวณหา โดยจะต้องทราบค่าการสูญเสียในสายส่งจึงจะสามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าต่างๆที่แสลคบัสได้ การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังจะต้องทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริงและขนาดของแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละบัสก่อน เพราะค่า P และ V ควบคุมได้โดยใช้เครื่องควบคุมกังหัน (Governor) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงใช้วิธีควบคุมความเร็วของเครื่องต้นกำลัง ส่วนแรงดันไฟฟ้า V ทำการควบคุมได้ที่วงจรของโรเตอร์ สำหรับโหลดบัสจะเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า PQ บัส เพราะค่า P และ Q ถูกกำหนดโดยโหลดบัส

ตาราง 1 แสดงลักษณะของการแลกเปลี่ยนชนิดของบัส

ชนิดของบัส	ปริมาณที่ทราบค่า	ปริมาณที่ไม่ทราบค่า
แอสลคบัส	$ V , \delta$	P, Q
บัสควบคุมแรงดัน	$P, V $	Q, δ
โหลดบัส	P, Q	$ V , \delta$

ที่มา: ชานี ใจประดิษฐ์ธรรม. (2552). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในงานวิศวกรรม.
หน้า 89.

2.5.2. สมการในการวิเคราะห์ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

สมการที่ใช้แก้ปัญหาโหลดโพล์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่สำคัญมีอยู่ 2 สมการ คือ

1. สมการแรงดันไฟฟ้า

2. สมการกำลังไฟฟ้า

สมการกำลังไฟฟ้าปรากฏที่เข้าบัส k ใดๆ ในระบบ S_k สามารถหาค่าได้จากความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้ากับแรงดันไฟฟ้าดังนี้

$$S_k = V_k I_k^*$$

V_k คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส k

I_k คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส k

สมการนี้เป็นสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear) โดยสามารถเปลี่ยนให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าบัสและแอดมิตแตนซ์ของระบบได้ดังนี้

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* [\sum_{t=1}^n Y_{kt} V_t] \quad \text{สมการที่ 2.9}$$

$$P_k = R_e [V_k^* \sum_{t=1}^n Y_{kt} V_t] \quad \text{สมการที่ 2.10}$$

$$Q_k = -I_m [V_k^* \sum_{t=1}^n Y_{kt} V_t] \quad \text{สมการที่ 2.11}$$

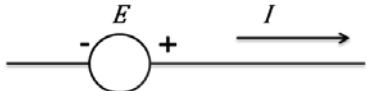
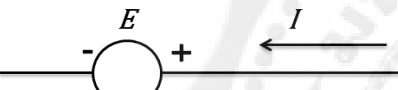
R_e คือ ส่วนค่าจริง (Real part)

I_m คือ ส่วนค่าจินตภาพ (Imaginary part)

2.5.3. ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Direction of Power flow)

ในการที่จะทราบว่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟจ่ายเข้าหรือจ่ายออกจากบัสใด ๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้น จำเป็นจะต้องมีหลักการเบื้องต้นดังนี้

ตาราง 2 แสดงแหล่งจ่ายของวงจรเปรียบเทียบกับผลคูณของ $E \cdot I^0$

วงจรแสดง	ผลคูณของ $E \cdot I^0$
	P เป็น + จะเป็นการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ P เป็น - จะเป็นการรับไฟฟ้าจากระบบ Q เป็น + จะเป็นการจ่ายรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ (I ล้าหลัง E) Q เป็น - จะเป็นการรับรีแอกทีฟจากระบบ (I นำหน้า E)
สมมุติว่าเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	
	P เป็น + จะเป็นการรับไฟฟ้าจากระบบ P เป็น - จะเป็นการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ Q เป็น + เป็นการรับรีแอกทีฟจากระบบ (I ล้าหลัง E) Q เป็น - จะเป็นการจ่ายรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ (I นำหน้า E)
สมมุติว่าเป็นมอเตอร์	

ที่มา: ชานี ใจประดิษฐ์ธรรม. (2552). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในงานวิศวกรรม. หน้า 93.

2.5.4. สมการในการวิเคราะห์การจ่ายโหลด (Equations for analysis in distribution of Load)

ในการคำนวณหาโหลดโวลต์จะมีตัวแปรอยู่ 4 ชนิดคือ ค่า P_k , Q_k มุมแรงดัน δ_k และขนาดของแรงดัน $|V_k|$ โดยในแต่ละบัสของระบบจะต้องทราบค่าตัวแปร 2 ตัวและจะต้องคำนวณหาค่า 2 ตัว ดังนั้นสมการแรงดันไฟฟ้าที่บัส k สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^0} - \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad \text{สมการที่ 2.12}$$

โดยที่ $i = k$

จากสมการที่ 2.12 สมการมีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น ในการแก้สมการที่มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้นนั้น สามารถคำนวณเพื่อแก้สมการของโพลีโนเมียลที่นำมาใช้ ซึ่งพิจารณาหาได้ 3 วิธีหลักๆด้วยกันคือ

1. วิธีการของเกาส์ (Gauss method)
2. วิธีการของเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidal method)
3. วิธีการของนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method)

โดยโครงการวิจัยนี้เลือกการคำนวณโดยวิธีการของนิวตัน-ราฟสัน เนื่องจากสมการมีความยุ่งยากแต่จะแทนค่าน้อยกว่าวิธีอื่นๆ และมีประสิทธิภาพสูงกว่า จำนวนรอบในการคำนวณน้อยกว่า

2.5.5. การแก้สมการด้วยสมการไม่เป็นเชิงเส้นโดยวิธีการนิวตัน-ราฟสัน

(Solutions to nonlinear equation by Newton-Raphson method) (ธานี ใจประดิษฐ์ธรรม, 2552, หน้า 98-99)

วิธีการแก้สมการไม่เป็นเชิงเส้นโดยวิธีนิวตัน-ราฟสันมีความยุ่งยากมากพอสมควร แต่จะแทนค่าน้อยกว่าวิธีอื่นๆ ซึ่งเป็นวิธีการที่ใช้อนุกรมเทเลอร์ (Taylor's series) ดังนี้

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx}(x - x_0) + \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} \frac{(x - x_0)^2}{2!} + \dots + \frac{d^nf(x_0)}{dx^n} \frac{(x - x_0)^n}{n!}$$

โดยที่ x_0 คือ ค่าเริ่มต้น และถ้า x_0 มีค่าเข้าใกล้ x จะได้คำตอบเร็วขึ้น นั่นคือ

$$(x - x_0) = \Delta x$$

ค่าตั้งแต่เทอมที่ 3 เป็นต้นไป Δx จะมีค่าน้อยมาก ซึ่งอาจตัดทิ้งได้ไม่นำมาคิดพิจารณาหา ดังนั้นคือ

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x + \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} \Delta x^2$$

ดังนั้นสามารถนำมาเขียนในรูปของเมทริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}$$

และ

$$\begin{bmatrix} \Delta y^{(0)}_1 \\ \Delta y^{(0)}_2 \\ \vdots \\ \Delta y^{(0)}_n \end{bmatrix} = J^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x^{(0)}_1 \\ \Delta x^{(0)}_2 \\ \vdots \\ \Delta x^{(0)}_n \end{bmatrix}$$

J เรียกว่า จาโคเบียน (Jacobian) โดยที่ $J^{(0)}$ แทนค่าด้วยการเริ่มต้น $x^{(0)}_1, x^{(0)}_2, \dots, x^{(0)}_n$

เมื่อทำการอินเวิร์สจาโคเบียนแล้ว สามารถหาค่า $x^{(0)}_1, x^{(0)}_2, \dots, x^{(0)}_n$ และเมื่อนำค่าที่ได้ไปบวกกับค่าเริ่มต้น หลังจากนั้นแทนค่าเข้าไปในสมการใหม่จนค่าที่ได้แตกต่างจากค่าที่ได้แตกต่างจากค่าที่ได้เมื่อแทนค่าครั้งก่อนเท่าที่ยอมรับได้ตั้งนั้นจึงถือว่าผลลัพธ์คือค่าที่ได้จากการแทนค่าครั้งสุดท้าย

$$\begin{aligned} x^{(1)}_1 &= x^{(0)}_1 + \Delta x^{(0)}_1 \\ x^{(1)}_2 &= x^{(0)}_2 + \Delta x^{(0)}_2 \end{aligned}$$

2.6. กระแสลัดวงจร (Short circuit current)

สภาพความบกพร่อง (Fault) จากการทำหน้าที่ของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือสายไฟจนอาจจะทำให้เกิดการขัดจังหวะการทำงานของระบบไฟฟ้าตามปกติ โดยทั่วไป ความบกพร่องในการทำหน้าที่ของระบบไฟฟ้าจะเกิดขึ้นได้ในสองลักษณะ คือ การเสียสภาพความเป็นฉนวนไฟฟ้าในจุดใดจุดหนึ่งของอุปกรณ์หรือสายไฟ และจะทำให้เกิดไฟฟ้าลัดวงจร (Short circuit fault) และอาจทำให้มีค่ากระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าสูงขึ้นจนเกินพิกัดซึ่งจะเกิดความร้อนสูงจนเกิดการหลอมละลายได้ สำหรับความบกพร่องอีกรูปแบบหนึ่งก็คือการบกพร่องในการเกิดเปิดหรือปิดวงจรไฟฟ้า (Open-Circuit fault) อย่างเช่น จุดต่อวงจรเกิดหลุดหลวมสายไฟฟ้าขาด หรือกลไกการทำงานของสวิตช์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดความบกพร่อง เป็นต้น

2.6.1 ชนิดของความผิดปกติพร้อมแบบ (The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1991: 73-76)

ในการออกแบบระบบสนับสนุน (Auxiliary system) ต้องคำนึงถึงค่าความผิดปกติที่มากที่สุด โดยเลือกจากค่าความผิดปกติที่เกิดขึ้นแต่ละชนิด และนำมาออกแบบระบบป้องกันที่เหมาะสม

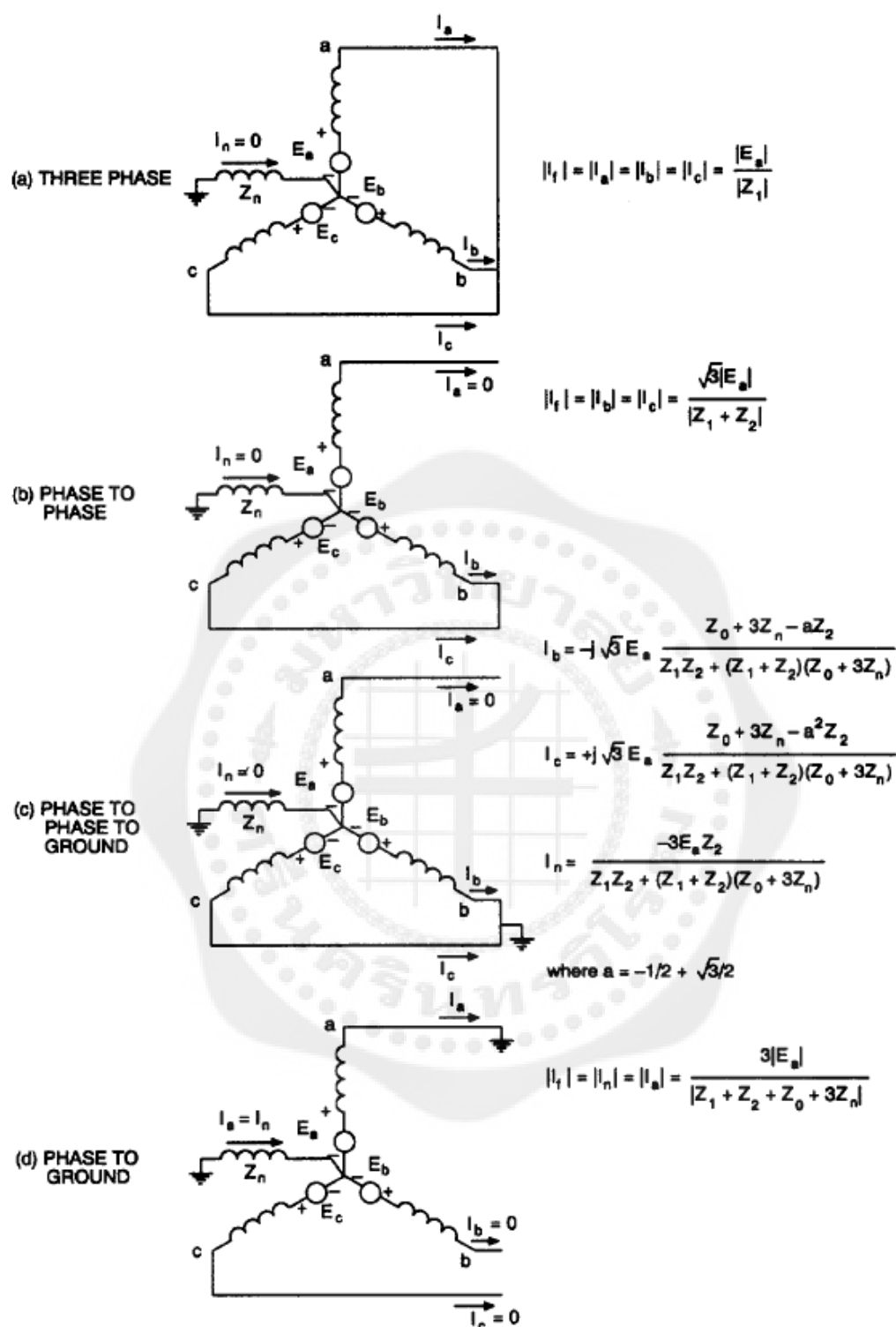
ชนิดของความผิดปกติพร้อมแบบ ออกเป็น 4 ชนิด ดังแสดงในภาพประกอบ

1. Three phase fault
2. Phase to phase fault
3. Phase to phase to ground fault
4. Phase to ground fault

เมื่อ

E_n	คือ แรงดันเฟสถึงนิวทรัลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ก่อนเกิดความผิดปกติ
Z_1	คือ Positive-sequence impedance
Z_2	คือ Negative-sequence impedance
Z_0	คือ Zero-sequence impedance
Z_n	คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ neutral grounding

Three phase fault จะคิดในกรณีที่เลวร้ายที่สุดในการออกแบบระบบไฟฟ้า ยกเว้นในกรณีที่ค่ากระแสความผิดปกติของ สายเฟสถึงสายกราวด์ในระบบต่อลงกราวด์โดยตรง หรือระบบที่มีการต่อความต้านทานต่ำลงกราวด์ ที่เป็นสาเหตุให้ค่าอัตราส่วน Z_0/Z_1 น้อยกว่า 1



ภาพประกอบ 8 ชนิดของความผิดปกติในระบบไฟฟ้า 3 เฟส

ที่มา: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1991, *IEEE Design*

Guide for Electric Power Service Systems for Generating Stations (IEEE std 666-1991), page 75.

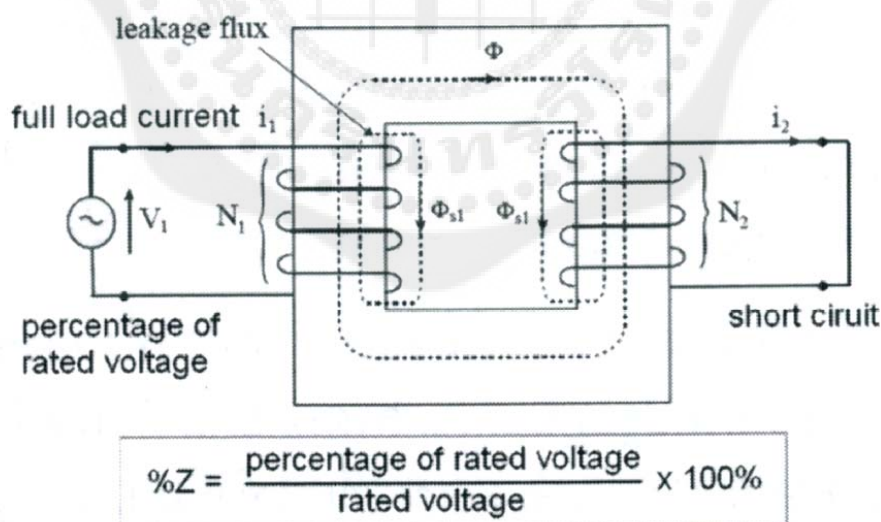
2.6.2 การจำลองลักษณะการทำงานของระบบไฟฟ้า (Power system modeling)

(สุชาติ ปรีชาธร, 2555: 313-346)

การศึกษาพฤติกรรมของส่วนประกอบต่างๆ ในระบบไฟฟ้าทั้งในสภาวะปกติและสภาวะที่เกิดฟอลต์มีความจำเป็น สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแรงสูง ที่สำคัญ ซึ่งเราจะต้องทำความเข้าใจได้แก่ หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.6.2.1. วงจรสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้า

ค่า $\%Z$ ที่แสดงอยู่บน Nameplate ของหม้อแปลงไฟฟ้า จะได้จากวิธีทำการทดสอบและคำนวณหาค่า เมื่อต่อแหล่งจ่ายไฟฟ้าเข้าที่ขดลวดปฐมภูมิแล้วค่อยๆ ปรับค่าแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จากค่าศูนย์จนกระทั่งวัดค่ากระแสไฟฟ้าได้ เท่ากับค่าพิกัดกระแสไฟฟ้าตามวงจรใน ภาพประกอบ 9 ค่าเปอร์เซ็นต์ของแรงดันไฟฟ้าที่บันทึกได้นั้นจะเป็นค่า $\%Z$ ของหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์ที่วัดได้ จะประกอบด้วยค่าความต้านทานของขดลวด ค่าความต้านทานเสมือนเส้นแรงแม่เหล็กรั่ว (Leakage reactance) และค่าประสิทธิผลความต้านทานเสมือนสร้างสนามแม่เหล็ก (Magnetizing impedance) และถ้าเราปรับค่าแรงดันไฟฟ้าที่ขดลวดปฐมภูมิ เพิ่มขึ้นจนเท่ากับ 100% ของค่าพิกัดแรงดัน ไฟฟ้า ค่ากระแสไฟฟ้าที่วัดได้ คือค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดตามการใช้งานจริง ซึ่งจะมีค่าเท่ากับค่ากระแส ความผิดพลาดทั้ง 3 เฟส นั้นหมายความว่าเราจะสามารถคำนวณหากระแสความผิดพลาดทั้ง 3 เฟสได้โดยนำค่าพิกัดกระแสหารด้วย $\%Z$ และคูณด้วย 100



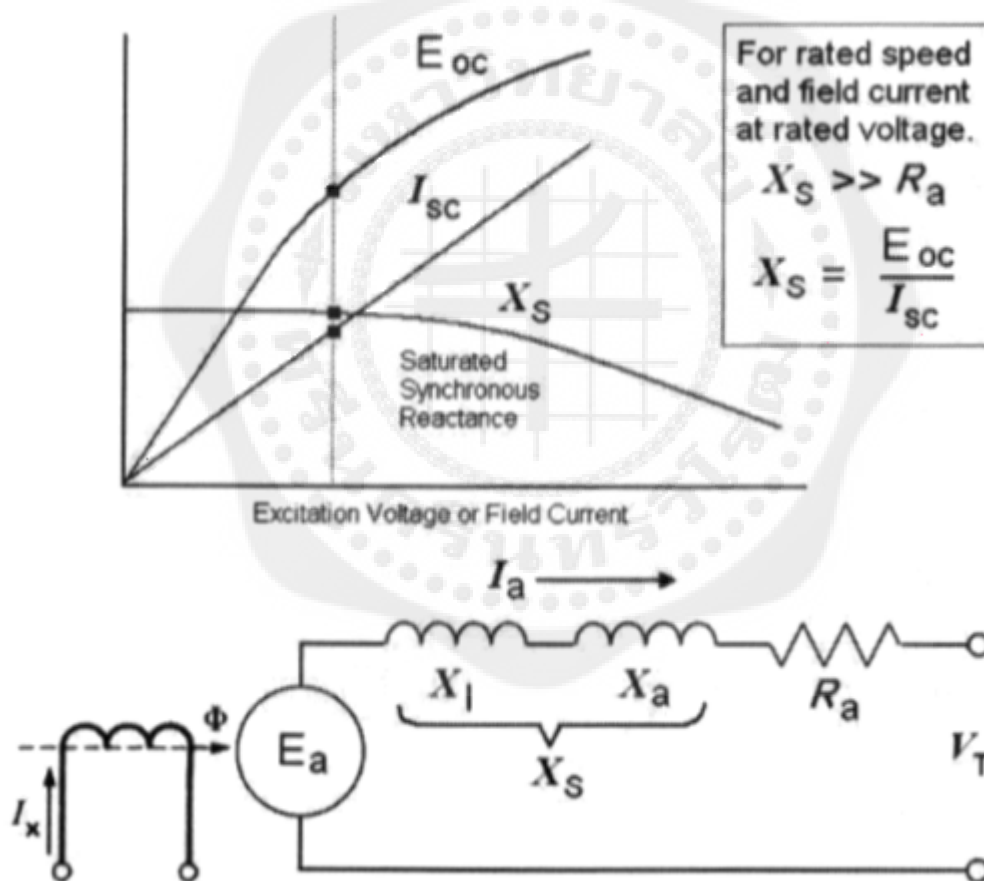
ภาพประกอบ 9 การทดสอบเพื่อหาค่า percentage Impedance ของหม้อแปลงไฟฟ้า

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม1. หน้า 315.

ค่า%Z จะใช้คำนวณค่ากระแสผิตพ่วงทั้ง 3 เฟสเท่านั้น แต่เมื่อเกิดความผิตพ่วงแบบไม่สมดุลเราจะต้องคำนวณหาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรโดยใช้สูตรการคำนวณตามที่กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 2.6.1

2.6.2.2. วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

การทดสอบค่าพารามิเตอร์ในวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด cylindrical rotor ได้ตามภาพประกอบ 10 โดยวัดค่าแรงดันไฟฟ้าจาก open-circuit test (E_{oc}) และวัดค่ากระแสไฟฟ้าจาก Short circuit test (I_{sc}) เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วยความเร็วรอบตามพิกัด และป้อนค่า Excitation voltage ที่ทำให้แรงดันไฟฟ้าเท่ากับค่าพิกัด ซึ่งค่า Synchronous reactance (X_s) จะมีส่วนประกอบ 2 ส่วนคือ Leakage reactance (X_l) และ Fictitious reactance หรือ Armature reaction reactance (X_a)



#

ภาพประกอบ 10 การวัดทดสอบหาค่า Synchronous reactance

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 331.

การเกิด Three phase bolted fault ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส จะทำให้เกิดส่วนประกอบของกระแสไฟฟ้าลัดวงจรแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนคือ AC component และ DC component โดยส่วนประกอบส่วนหลังจะลดขนาดลงไปเองตามค่า Time constant (τ_d) ซึ่งมีค่าประมาณ 0.1 ถึง 0.4 วินาที

ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรทั้งสามเฟส

$$i(t) = i_{ac}(t) + i_{dc}(t) + i_{df}(t)$$

ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรในส่วน AC component

$$i_{ac} = \sqrt{2}E_0 \sin(\omega t + \delta) \times \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \times e^{-t/\tau'_d} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) \times e^{-t/\tau''_d} \right]$$

ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรในส่วน DC Component

$$i_{dc}(t) = \frac{1}{\sqrt{2}}E_0 \sin(\delta) \times \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X''_q} \right) \times e^{-t/\tau_d}$$

เมื่อ

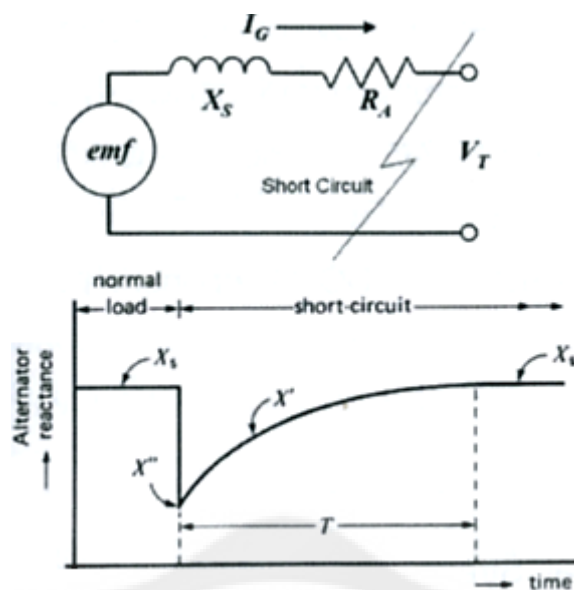
X''_d คือ Subtransient direct-axis synchronous reactance

X''_q คือ Subtransient quadrature-axis synchronous reactance

τ'_d คือ Transient time constant

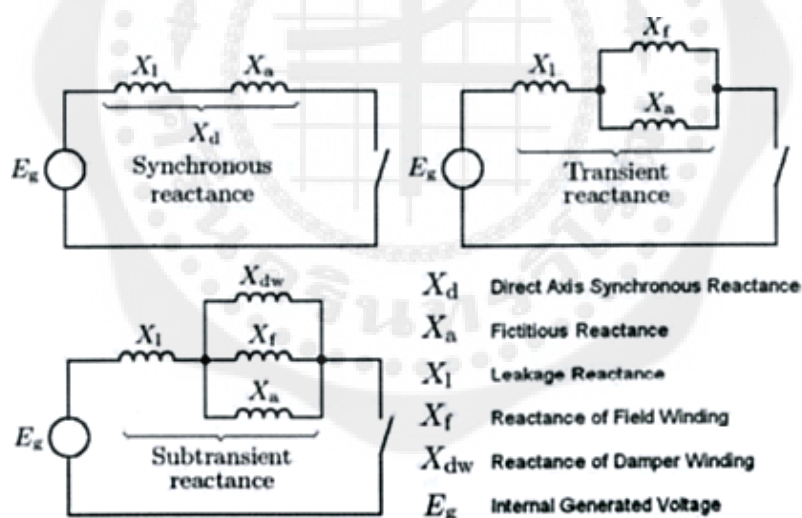
τ''_d คือ Subtransient time constant

τ_d คือ Aperiodic time constant



ภาพประกอบ 11 แสดง Transient reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 335.



ภาพประกอบ 12 แสดง Reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 335.

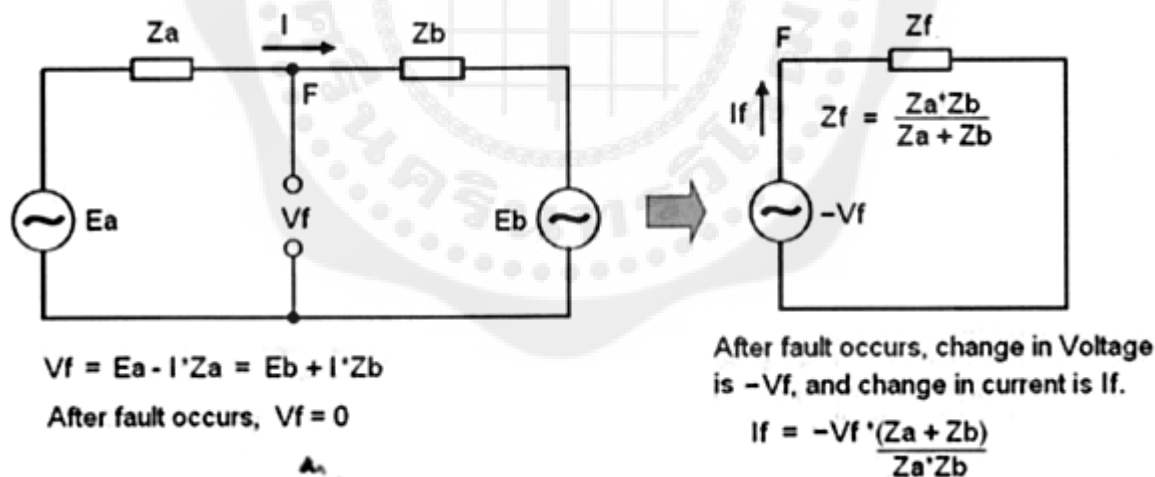
วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator model) ที่จะใช้เพื่อการคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรแบบสมมาตร (Symmetrical Short circuit current) จะมีอยู่ 3 แบบ ตามช่วงเวลาหลังจากเกิดการลัดวงจร ดังแสดงในภาพประกอบ 12

ผลที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของค่า Reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสในขณะที่เกิดการลัดวงจร จะทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรลดลงไปตามเวลาที่ผ่านไป ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรนี้ จะเป็นผลรวมของค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร ที่เป็นส่วนประกอบของ AC Component และ DC Component ในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้ ยิ่งค่า X/R Ratio ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีมากเท่าไร ก็จะทำให้ค่า Time Constant มีค่ามากขึ้น และจะทำให้ส่วนประกอบของค่า DC Component ลดลงได้ช้ามากขึ้นด้วย

2.6.3 การคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร Three Phase Fault

ทางปฏิบัติเราสามารถใช่ Thevenin's และ Superposition Theorem เพื่อคำนวณหาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรที่ไหลในแต่ละ Branch ของเครือข่ายของระบบไฟฟ้าได้ โดยเพิ่ม Fault Branch ที่มีส่วนประกอบเป็น Voltage source ต่ออนุกรมกับ Fault impedance (ปกติจะให้มีค่าเท่ากับศูนย์) ในตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าของ Voltage source จะเท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่จุดนั้นก่อนเกิดฟอลต์ (Prefault voltage)

สำหรับวงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า 2 ด้านของวงจรสายส่งไฟฟ้า โดยจะมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านสายส่งไฟฟ้าเท่ากับค่า I ก่อนที่จะเกิดการลัดวงจรไฟฟ้า ดังนั้น Prefault voltage $(V_f) = E_a - I \times Z_a$ ตามภาพประกอบ 13 และเนื่องจากก่อนเกิดฟอลต์ ค่ากระแส ไฟฟ้าลัดวงจร I_f จะเท่ากับศูนย์ ดังนั้นการเพิ่ม Fault Branch นี้จึงไม่ส่งผลถึงการทำงานของวงจรไฟฟ้า



ภาพประกอบ 13 วงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุด F

ที่มา: สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1. หน้า 339.

ทันทีที่เกิดการลัดวงจรไฟฟ้า จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อม Fault Branch เปลี่ยนเป็นศูนย์ซึ่งจะทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรเปลี่ยนจากศูนย์เป็นค่า I_f เมื่อใช้ Superposition Theorem โดยการลัดวงจร Independent voltage sources ทั้งหมดจะได้

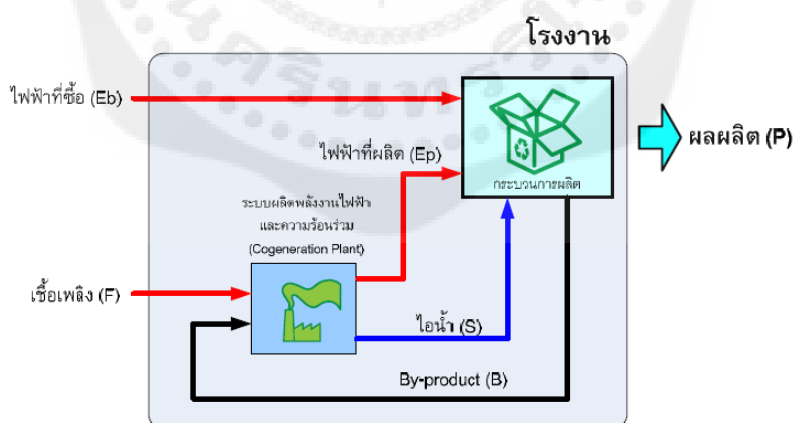
$$\Delta I_f = I_f - 0 = \frac{\Delta V_f}{Z_f} = \frac{0 - V_f}{Z_f}$$

$$Z_f = \frac{Z_a \times Z_b}{Z_a + Z_b}$$

การเกิดฟอลต์ทำให้เกิดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรรวมกับค่า Load current ก่อนการลัดวงจร ซึ่งสามารถคำนวณได้จากผลรวมของค่ากระแสไฟฟ้าที่เกิดจาก Voltage Sources แต่ละหน่วยจ่ายไฟฟ้าให้กับวงจรโดยลำพัง ขณะที่จะต้องลัดวงจร Independent voltage sources อื่นๆ ทั้งหมด (ยกเว้น V_f ซึ่งเป็น Dependent source) โดยทั่วไปค่า I จะน้อยกว่า I_f อย่างมาก จึงไม่จำเป็นต้องนำมาพิจารณา

2.7. ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration)

ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม คือ ระบบที่ผลิตพลังงานออกมาในรูปแบบของไฟฟ้าหรือพลังงานกลและความร้อน โดยพลังงานที่ผลิตออกมาได้มาจากต้นกำลังเดียวกัน แหล่งเชื้อเพลิงเดียวกัน ประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วมนั้นสูงถึง 80% เมื่อเทียบกับระบบที่ผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวซึ่งมีประสิทธิภาพเพียง 40% เนื่องจากความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าจะถูกปล่อยทิ้งให้กับบรรยากาศโดยไม่ถูกนำมาใช้งาน (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). ม.ป.ป.: ออนไลน์)



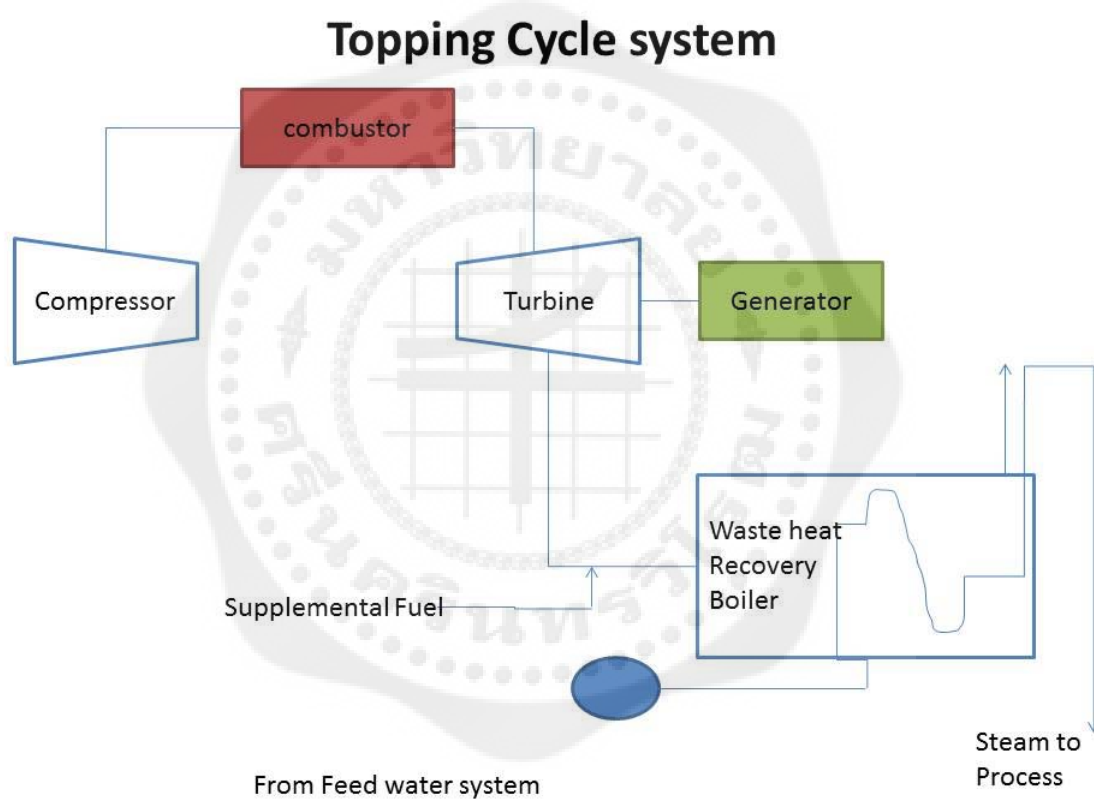
ภาพประกอบ 14 การใช้พลังงานแบบพลังงานความร้อนร่วม

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). (ม.ป.ป.). ระบบผลิตพลังงานร่วม: ออนไลน์.

ระบบพลังงานความร้อนร่วมยังแบ่งออกได้เป็น 2 ระบบ คือ (มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. 2556: ออนไลน์)

1. **วัฏจักรอยู่ข้างบน (Topping cycle)** คือ วัฏจักรที่รับความร้อนจากเชื้อเพลิงแปลงไปหมุนกังหันและผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าจากนั้นนำความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการผลิตภาพประกอบ 15

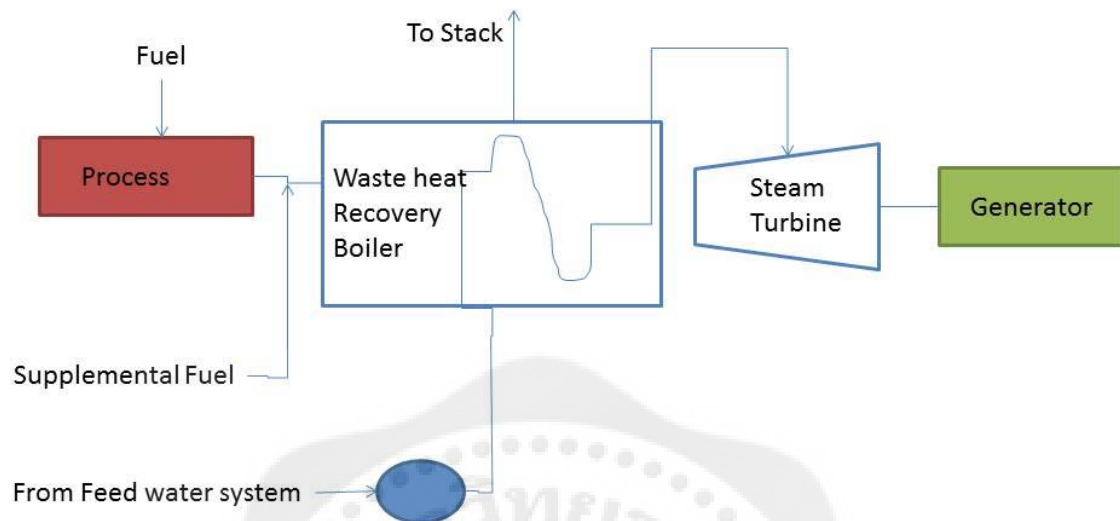
2. **วัฏจักรอยู่ข้างล่าง (Bottoming cycle)** คือ วัฏจักรที่รับความร้อนจากเชื้อเพลิงมาใช้ในกระบวนการผลิตก่อน เช่น หม้อเผาปูนซีเมนต์ เตาหลอมแก้ว เตาหลอมเหล็ก จากนั้นนำความร้อนที่เหลือไปใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังภาพประกอบ 16



ภาพประกอบ 15 หลักการทำงานของวัฏจักรอยู่ข้างบน

ที่มา: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. (2556). การเผาไหม้และระบบพลังงานความร้อนร่วมของโรงจักรพลังไอน้ำ: ออนไลน์.

Bottoming Cycle system



ภาพประกอบ 16 หลักการทำงานวัฏจักรอยู่ข้างล่าง

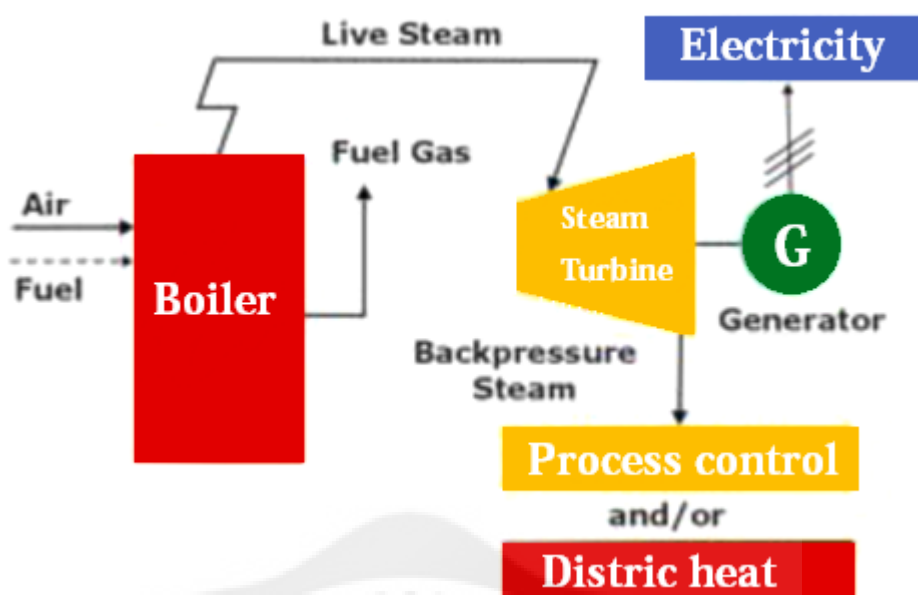
ที่มา: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. (2556). การเผาไหม้และระบบพลังงานความร้อนร่วมของโรงจักรพลังไอน้ำ: ออนไลน์.

ระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้ในปัจจุบันสามารถผลิตพลังงานกลเพื่อใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้จากเครื่องต้นกำลัง 3 ชนิดคือ (พพ. ม.ป.ป.: ออนไลน์)

1. ระบบกังหันไอน้ำ (Steam turbine)
2. ระบบกังหันก๊าซ (Gas turbine)
3. ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine)

2.7.1. ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันไอน้ำ

ระบบชนิดนี้ประกอบด้วย หม้อไอน้ำ (Boiler) เครื่องกังหันไอน้ำ (Stream turbine) หลักการทำงานคือ เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนแก่น้ำในหม้อไอน้ำ ซึ่งได้อิอน้ำยวดยิ่ง (Superheat steam) ที่อุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำยวดยิ่งจะไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำได้กำลังงานที่เพลา ซึ่งสามารถนำไปขับเคลื่อนเครื่องมีอกลต่างๆ เช่น ปั๊ม คอมเพรสเซอร์ หรือเปลี่ยนรูปเป็นไฟฟ้าโดยนำไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ออกจากเครื่องกังหันไอน้ำจะมีความดันและอุณหภูมิลดลง สามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไปได้



ภาพประกอบ 17 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันไอน้ำ

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). (ม.ป.ป.). ระบบผลิตพลังงานร่วม: ออนไลน์.

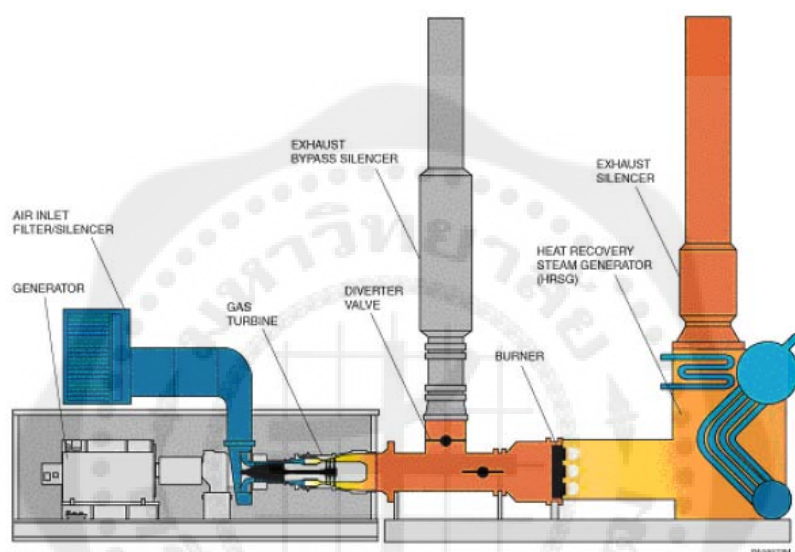
หากพิจารณาตามชนิดของเครื่องกังหัน จะมีอยู่ 2 ชนิด คือ

1. กังหันชนิด Back pressure ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำจะถูกปล่อยออกจากตัวกังหัน และมีความดันเหลืออยู่ประมาณ 3-20 บาร์ สามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไปได้
2. กังหันชนิด Extraction ไอน้ำบางส่วนถูกปล่อยออกมาในช่วงกลางของกังหัน และไอน้ำที่ปล่อยออกมาจะมีความดันหลายขนาดให้เลือกตามความเหมาะสมกับจุดใดจุดหนึ่งของกระบวนการผลิต ไอน้ำที่เหลือจะถูกปล่อยให้ขยายตัวผ่านกังหัน เพื่อผลิตไฟฟ้าจนมีความดันต่ำแล้วจึงออกจากกังหัน

ระบบพลังความร้อนร่วมแบบที่ใช้กังหันไอน้ำจะมีข้อได้เปรียบสำคัญประการหนึ่งคือสามารถใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ไม่สามารถใช้ในระบบพลังความร้อนร่วมแบบที่ใช้กังหันแก๊ส (Gas turbine cogeneration) และระบบพลังความร้อนร่วมแบบที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engines) เช่น เชื้อเพลิงแข็งชนิดต่างๆ จำพวก ถ่านหิน ลิกไนต์ ชานอ้อย ขยะ เป็นต้น

2.7.2. ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซ

มีหลักการทำงานคือ คอมเพรสเซอร์จะอัดอากาศจากภายนอก นำเข้าสู่ห้องเผาไหม้ เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมกับอากาศและจุดระเบิด เกิดก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ขึ้น ซึ่งจะไปขยายตัวผ่านเครื่องกังหันก๊าซ ทำให้กังหันก๊าซหมุน แกนของเครื่องกังหันก๊าซจะต่อไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนก๊าซร้อนที่ปล่อยจากกังหันก๊าซจะมีอุณหภูมิประมาณ 450-550 องศาเซลเซียส ก๊าซร้อนนี้สามารถนำไปใช้เป็นแหล่งให้ความร้อน โดยใช้อุปกรณ์เสริมคือ Waste heat boiler เพื่อผลิตไอน้ำที่ความดันต่ำๆ หรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรง



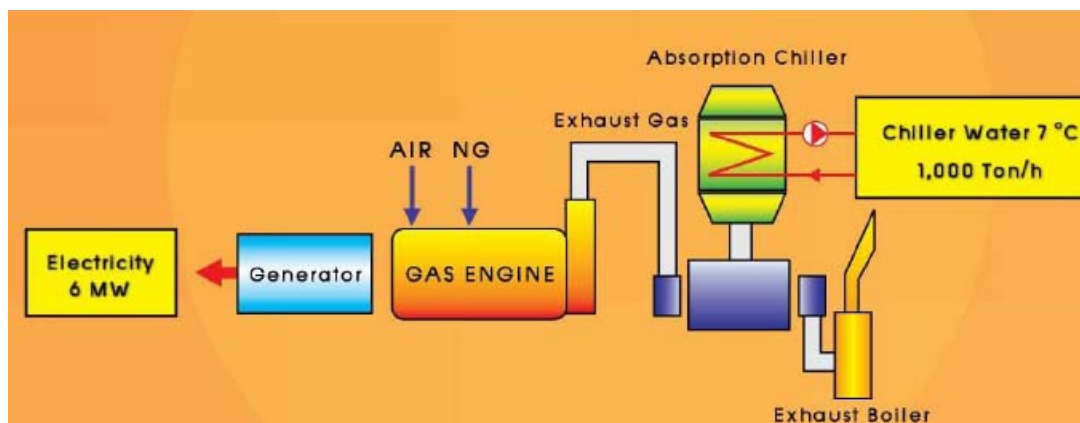
ภาพประกอบ 18 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซ

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). (ม.ป.ป.). ระบบผลิตพลังงานร่วม: ออนไลน์.

2.7.3. ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดเครื่องยนต์สันดาปภายใน

(พพ. ม.ป.ป.: ออนไลน์)

ระบบนี้สามารถแบ่งได้ตามประเภทเครื่องยนต์เป็น 2 ชนิด คือ เครื่องยนต์ spark-ignition engines จะใช้เชื้อเพลิงเหลวหรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องยนต์ compression-ignition engines จะใช้น้ำมันดีเซลหรือน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง พลังงานความร้อนที่ออกมาอยู่ในรูปของก๊าซไอเสีย น้ำหล่อเย็นเสื่อสูบและน้ำมันหล่อลื่น ซึ่งการนำพลังงานความร้อนไปใช้อาจใช้คู่กับ waste heat boiler ในการผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อน



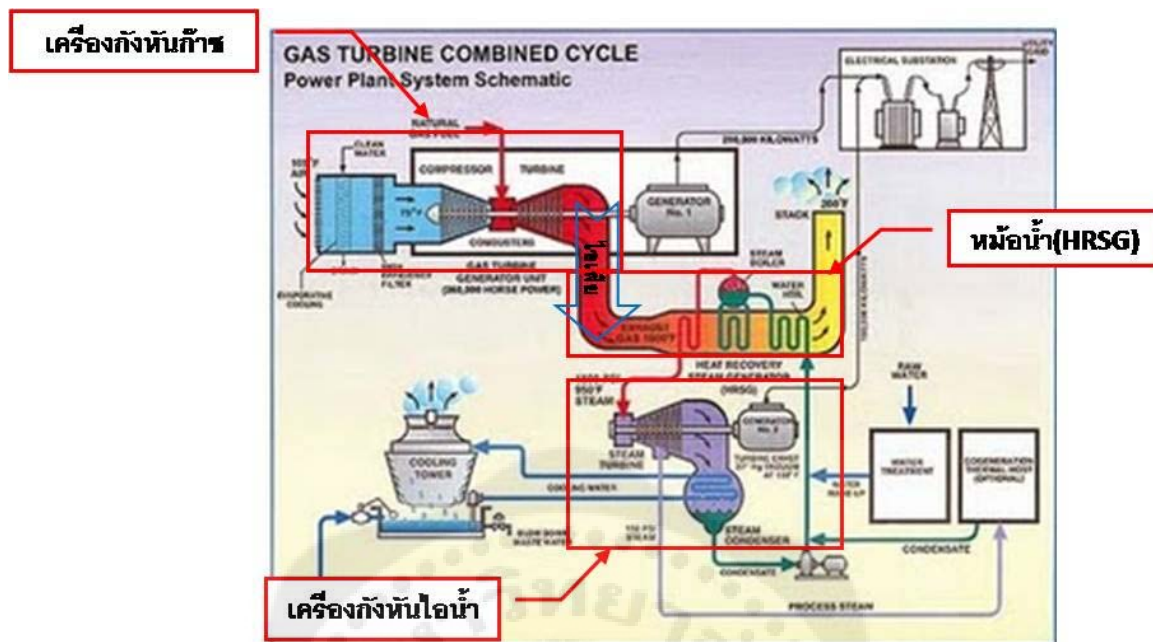
ภาพประกอบ 19 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดเครื่องยนต์สันดาปภายใน

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). (ม.ป.ป.). ระบบผลิตพลังงานร่วม: ออนไลน์.

2.8. ระบบผลิตพลังงานร่วมความร้อน (Combined system)

2.8.1 การทำงานของโรงไฟฟ้าระบบพลังงานร่วมความร้อน(กฟผ. 2557: ออนไลน์)

โรงไฟฟ้าระบบพลังงานร่วมความร้อนจะทำงานร่วมกันระหว่างกังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ ซึ่งมีการทำงานดังนี้ คือ เชื้อเพลิงจะถูกส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ โดยมีอากาศที่ถูกอัดด้วยความดันสูงจากเครื่องอัดอากาศถูกอัดเข้ามาในห้องเผาไหม้ จากนั้นแก๊สจะได้รับความร้อนจากห้องเผาไหม้เกิดการขยายตัวของแก๊สร้อน, ความดัน, อุณหภูมิ แล้วแก๊สร้อนจะถูกส่งเข้าไปขับเคลื่อนและจุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่บนเพลลาเดียวกัน ส่วนแก๊สร้อนที่เหลือหลังขับเคลื่อนกังหันแก๊สซึ่งมีความร้อนสูง (ประมาณ 500 องศาเซลเซียส) จะถูกส่งออกไปยังหม้อน้ำ (Heat recovery steam generator) เพื่อไปต้มน้ำที่หม้อน้ำ น้ำที่ถูกต้มจะกลายเป็นไอน้ำความดันสูงไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ขับเคลื่อนกังหันไอน้ำแล้วส่วนที่ยังคงมีความดันสูงอยู่จะไหลผ่านวาล์วความดันได้ไอน้ำส่วนนี้ก็จะขับเคลื่อนกังหันอีกครั้งหนึ่ง ส่วนไอน้ำความดันลดลงก็จะถูกส่งเข้าไปยังเครื่องควบแน่นซึ่งจะระบายความร้อนของไอน้ำด้วยน้ำ ไอน้ำจะถูกควบแน่นเป็นน้ำและปั๊มจะส่งไปยังถังพักน้ำ เพื่อส่งไปต้มต่อไปยังหม้อต้มน้ำ โดยระบบพลังงานร่วมความร้อนมีประสิทธิภาพรวม 40-45% มีอายุการใช้งานประมาณ 20 ปี



ภาพประกอบ 20 รูปแสดงการทำงานของระบบพลังงานร่วมความร้อน (Combine cycle)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม: ออนไลน์.

2.8.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วย ส่วนสำคัญ 3 ส่วนคือ

(กฟผ. 2557: ออนไลน์)

1. เครื่องกังหันก๊าซ(เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ)
2. หม้อน้ำ (Waste Heat Boiler หรือ Heat Recovery Steam Generator)
3. เครื่องกังหันไอน้ำ (เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม สามารถแยกประเภทตามลักษณะของหม้อน้ำ ได้เป็นแบบ Unfired Type และ Fired Type ซึ่งยังแบ่งออกเป็น Supplementary Fired และ Exhaust Fired

2.8.2.1 หน่วยการผลิตไฟฟ้ากังหันแก๊ส

อุปกรณ์หลักของเครื่องกังหันแก๊สจะประกอบด้วย เครื่องกังหันแก๊สและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเป็นเชื้อเพลิง การทำงานจะอาศัยแก๊สร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเป็นตัวขับเคลื่อนใบพัดให้หมุนเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชิ้นส่วนหลักของเครื่องกังหันแก๊สจะประกอบด้วยเพลาลูกเบี้ยวซึ่งมีชุดใบพัดติดตั้งอยู่หลายชุดสำหรับอัดอากาศให้มีความหนาแน่นและความดันสูง ชุดใบพัดเหล่านี้เรียกว่าเครื่องอัดอากาศ อากาศก่อนที่จะเข้าเครื่องอัดอากาศนี้อากาศจะถูกกรองด้วยเครื่องกรองอากาศและเมื่อถูกอัดเพิ่มความดันแล้ว จะถูกส่งไปยัง

ห้องเผาไหม้ เพื่อผสมกับเชื้อเพลิงซึ่งเป็นก๊าซธรรมชาติหรืออาจจะเป็นน้ำมันที่และจะใช้หัวเทียนเป็นตัวจุดระเบิด เมื่อเชื้อเพลิงติดไฟจะเกิดการเผาไหม้กลายเป็นแก๊สร้อนที่มีการขยายตัวสูงส่งออกจากห้องเผาไหม้ไปขับเคลื่อนชุดใบพัดอีกชุดหนึ่งซึ่งเรียกว่าเครื่องกังหันซึ่งติดตั้งบนเพลาดียวกันกับเครื่องอัดอากาศให้หมุน การถ่ายเทพลังงาน จะเป็นกระบวนการต่อเนื่อง

2.8.2.2 หม้อน้ำ

เนื่องจากเป็นหม้อกำเนิดไอน้ำที่ใช้แก๊สเสียจากเครื่องกังหันแก๊สเป็นตัวให้ความร้อน จึงมีชื่อเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า เวสต์ฮีทบอยเลอร์ (Waste Heat Boiler) โครงสร้างประกอบขึ้นจากโครงเหล็กที่แข็งแรง ภายในติดตั้งชุดท่อเหล็กทนความร้อนหลาย ๆ ชุด ซึ่งเป็นทางผ่านของแก๊สเสียจากเครื่องกังหันแก๊สที่ปล่อยเข้ามาในหม้อน้ำ น้ำและไอน้ำจะไหลเวียนเข้ามารับความร้อนภายในท่อ ภายนอกหม้อน้ำขณะเชื่อมปิดหมดเพื่อไม่ให้แก๊สร้อนรั่วออก ทิศทางการไหลของแก๊สร้อนในหม้อน้ำอาจจะบังคับด้วยพัดลมชนิดดูดหรือเป่า หรือปล่อยให้ไหลตามธรรมชาติลอยขึ้นเบื้องบน แล้วออกทางปล่องขึ้นอยู่กับการออกแบบชุดท่อต่าง ๆ ลักษณะการใช้เชื้อเพลิงของหม้อน้ำชนิดต่างๆของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชนิดหม้อน้ำแบบ Unfired เป็นชนิดที่ไม่มีการใช้เชื้อเพลิง เพื่อการเผาไหม้ในหม้อน้ำแต่ใช้ไอเสียจากกังหันก๊าซเพียงอย่างเดียวโรงไฟฟ้าประเภทนี้กำลังผลิตประมาณ 70 % จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซและอีกประมาณ 30% จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันไอน้ำ

2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชนิดหม้อน้ำแบบ Supplementary Fired มีการใช้เชื้อเพลิงเผาไหม้ในหม้อน้ำเพิ่มกำลังผลิตผลิตของกังหันไอน้ำให้ประมาณ 50% ของกำลังผลิตทั้งหมด

3. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชนิดหม้อน้ำแบบ Exhaust Fired เพิ่มระบบเชื้อเพลิงและการเผาไหม้ให้มากขึ้นอีก เพื่อใช้ประโยชน์จากการเผาไหม้ออกซิเจนที่เหลืออยู่ในไอเสีย จากเครื่องกังหันก๊าซให้เต็มที่ ซึ่งจะเพิ่มกำลังผลิตจากกังหันไอน้ำให้สูงถึงประมาณ 80% ของกำลังผลิตทั้งหมด

2.8.2.3 หน่วยการผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

เครื่องกังหันไอน้ำมีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วน คือ

1. ส่วนที่อยู่กับที่ (Stationary Part) เป็นส่วนที่ไม่มีการหมุน ได้แก่ กรอบนอก(Casing) ซึ่งเป็นเปลือกนอกที่ห่อหุ้มชิ้นส่วนต่าง ๆ ของเครื่องกังหัน

2. ส่วนหมุน (Rotating Part) เป็นส่วนที่มีการหมุน โดยมีเพลาคือแกนกลางและมีใบพัดหลายชุดยึดติดอยู่บนเพลานี้ เมื่อไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูงฉีดมาปะทะใบพัดก็ผลักดันให้เกิดการหมุน

2.8.3 ข้อดีและข้อเสียของโรงไฟฟ้าระบบพลังงานร่วมความร้อน

(พพ. ม.ป.ป.: ออนไลน์)

ข้อดี

1. ประหยัดค่าเชื้อเพลิงในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ
2. ทำการก่อสร้างได้เร็วกว่าโรงไฟฟ้าชนิดอื่น
3. ความเหมาะสมในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และเสริมความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้า
4. สามารถออกแบบให้ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา
5. ประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสูงถึง 50% เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั่วไปซึ่งมีค่าเพียง 40%
6. มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาก เพราะหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำไม่ได้ใช้เชื้อเพลิงจากภายนอก

ข้อเสีย

1. กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง ทำให้เสียค่าใช้จ่ายสูงเนื่องจากน้ำมันดีเซลมีราคาสูง
2. กรณีที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ โรงไฟฟ้าบางแห่งมีสัญญาซื้อกับบริษัทต่างชาติ ทำให้เงินตรารั่วไหลออกนอกประเทศ

2.9. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small power producer: SPP)

เนื่องจากไฟฟ้าเป็นสินค้าอุปโภคที่มีความสำคัญต่อความมั่นคงและเศรษฐกิจของประเทศ จึงถูกควบคุมในการผลิต จัดจำหน่ายโดยหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ ภายใต้การดูแลของรัฐบาล เพื่อให้สามารถควบคุมราคา และการจำหน่ายให้เป็นไปได้อย่างทั่วถึงทั่วประเทศ อีกทั้งการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มีมูลค่าสูง ระยะเวลาคืนทุนนาน

แต่ในช่วงปีพ.ศ. 2530 ประเทศไทยมีการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจบริการเพิ่มมากขึ้นส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมาก จึงมีความจำเป็นต้องกู้เงินจากต่างประเทศในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่เมื่อวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้วจะไม่สามารถชำระหนี้ได้ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2536 เป็นต้นไปซึ่งจะเป็นภาระที่ทางรัฐบาลต้องแบกรับเพื่อเป็นการลดภาระการลงทุนของรัฐบาล จึงมีนโยบายให้มีการระดมทุนจากภาคเอกชนในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (มรกต ลิ้มตระกูล. 2547: ออนไลน์)

โดยในปัจจุบันได้มีการแบ่งผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนเป็น 3 ประเภทดังนี้ (สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ). 2542ข: ออนไลน์), (กกพ. 2542ก: ออนไลน์)

1. Independent power producer (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ

โครงการผลิตไฟฟ้าที่ผู้ผลิต เป็นผู้เสนอพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยให้ความสำคัญกับเชื้อเพลิงที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของประชาชน ราคามีเสถียรภาพ มีความแน่นอนในการจัดหา และส่งเสริมนโยบายของรัฐ ในการกระจายแหล่งพลังงานของประเทศ ได้แก่ พลังงานนอกแบบ (ไม่รวมนิวเคลียร์) ก๊าซธรรมชาติทั้งที่ผลิตในประเทศ และนำเข้า ถ่านหิน และออร์มัลชั้น

2. Small power producer (SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ ระบบการผลิตพลังงานความร้อน และไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก แต่ละโครงการ จะจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ (MW) แต่เนื่องจากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภค ที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิตของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มักจะอยู่ในระดับ 120-150 เมกกะวัตต์ บางโครงการมีขนาดใกล้เคียงกับ IPP แต่ใช้รูปแบบการผลิตเป็นระบบ Cogeneration

3. Very small power producer (VSPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก คือ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากปริมาณไม่เกิน 10 MW โดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อน และไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง

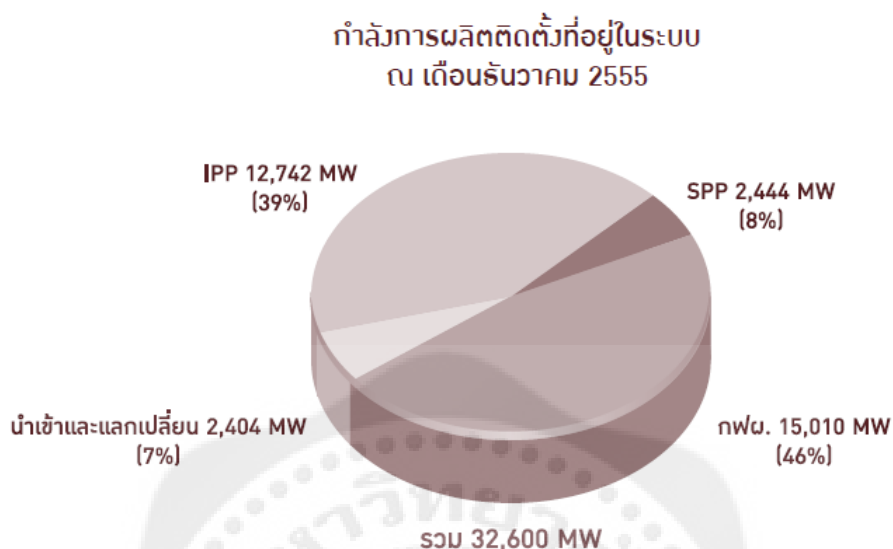
2.9.1 วัตถุประสงค์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีดังนี้(กกพ. 2542ก: ออนไลน์)

1. ส่งเสริมให้ผู้ผลิตรายเล็กเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า เพิ่มการแข่งขันในการผลิตไฟฟ้า
2. ส่งเสริมให้มีการใช้ต้นทุนพลังงานพลอยได้ในประเทศ และพลังงานนอกแบบในการผลิตไฟฟ้า
3. ส่งเสริมให้มีการใช้ต้นทุนพลังงานในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้น
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิต และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.9.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก สามารถแบ่งตามประเภทสัญญาได้เป็น 2 ประเภทดังนี้ (กกพ. 2542ก: ออนไลน์)

1. ประเภท Firm คือผู้ผลิตไฟฟ้ามีหน้าที่ต้องพร้อมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามจำนวนพลังไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและได้รับค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Cost) สัญญามีอายุตั้งแต่ 20-25 ปี
2. ประเภท Non-Firm คือผู้ผลิตไฟฟ้าจะขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นงวดๆ และไม่ได้รับค่าพลังไฟฟ้า(Capacity Cost) สัญญามีอายุ 1 ปี

โดยในปีพ.ศ. 2556 มีอัตราส่วนไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยดังนี้ (สนพ. 2556: 93)



ภาพประกอบ 21 อัตราส่วนไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2556). รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2556 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. หน้า 93.

เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีความคล่องตัวในดำเนินโครงการมากกว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) จึงกำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่ม โดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration ประเภท Firm รวมทั้งสิ้น 4,850 เมกะวัตต์ โครงการวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นศึกษาเฉพาะโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration ประเภท Firm (สนพ. 2555: 7)

2.10. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ (2545) ศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงิน และด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน และไฟฟ้าร่วมกันแบบที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และชีวมวล (เศษไม้) เป็นเชื้อเพลิง ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ประเภท firm ผลการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นโครงการที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนทางด้านการเงิน และเศรษฐศาสตร์โดยมีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการทางด้านการเงินร้อยละ 13.41 และทางด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 15.3 ส่วนโครงการโรงไฟฟ้าแบบใช้เศษไม้เป็นเชื้อเพลิงพบว่ามีเหมาะสมสำหรับการลงทุนทางด้านการเงิน และเศรษฐศาสตร์โดยมีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการทางด้านการเงินร้อยละ 14.09 และทางด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 16.51 โดยทั้ง 2 โครงการมีความเสี่ยงระดับปานกลาง เนื่องจากราคาของก๊าซธรรมชาติที่ไม่คงที่ แม้โรงไฟฟ้าแบบชีวมวลจะไม่ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก แต่มีผลเพราะอัตราซื้อไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ

วิสาข ภัทรวินัย (2551) ศึกษาปัญหาเสถียรภาพแรงดันในระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านสิ่งแวดล้อม และด้านการเมืองทำให้ไม่สามารถดำเนินการสร้างระบบส่งให้เป็นไปตามแผนได้ ส่งผลกระทบต่อระบบที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพิ่มเติม โดยเฉพาะอย่างยิ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เป็นแบบเหนี่ยวนำ ซึ่งต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จากระบบมากขึ้น ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อเสถียรภาพแรงดัน วิจัยฉบับนี้ทำการวิเคราะห์ทั้งแบบสถิตและพลวัต โดยใช้ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพแรงดัน PAVSI เป็นเครื่องมือเพื่อตรวจสอบหาจุดที่ทำงานอยู่ใกล้กับจุดที่จะเกิดการสูญเสียเสถียรภาพแรงดันมากน้อยเพียงใด และทำการตรวจสอบความถูกต้องด้วยการจำลองแบบพลวัต ผลพบว่า เสถียรภาพแรงดันแยลงเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำเข้าสู่ระบบ โดยเฉพาะเมื่อขณะนั้นระบบกำลังทำการจ่ายกำลังให้โหลดแบบอินดักทีฟขนาดใหญ่ ซึ่งมีผลให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพแรงดันของทั้งระบบจำหน่ายได้ โดยวิจัยนี้ได้เสนอให้เห็นข้อดีของการติดตั้งตัวเก็บประจุที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ เพื่อช่วยเพิ่มสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้มากขึ้น

กฤษรา ประทักษ์กุล (2553) สรุปความได้ดังนี้ ศึกษาโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อดูทิศทางการแข่งขัน และเป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กโดยศึกษา ตามกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้า คือ ระบบพลังความร้อนร่วมซึ่งประกอบด้วยเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ประกอบ ด้วยพลังงานลม พลังแสงอาทิตย์ และ ชีวมวล โดยวิเคราะห์ที่กำลังการผลิตในช่วง 10-90 เมกะวัตต์ วิเคราะห์เงื่อนไขการพิจารณาออกเป็น 4 ด้าน และสรุปได้ดังนี้

1. สถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้า – เลือกให้เหมาะสมกับแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า เช่น พลังงานความร้อนร่วม ควรจะอยู่ใกล้แหล่งน้ำ แนวส่งท่อก๊าซธรรมชาติ พลังงานแสงอาทิตย์และ พลังงานลม ต้องคำนึงถึงแหล่งที่มีศักยภาพทางแสงอาทิตย์หรือ มีความเร็วลมเฉลี่ยต่อปีเพียงพอ (6 เมตรต่อวินาที) และทุกโรงไฟฟ้าควรจะอยู่ใกล้แนวสายส่งไฟฟ้า

2. ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม – ต้องปฏิบัติตามกฎที่สำนักวิเคราะห์ผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อมกำหนดไว้ ทั้งทางอากาศ ทางน้ำ และทางเสียง และนอกจากนี้ โรงไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้า มากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องจัดทำรายงานสิ่งแวดล้อม (EIA) เพิ่มเติม

3. ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้า – เนื่องจากรายได้ของโรงไฟฟ้าเกิดจากการขาย ผลิตรถยนต์คือ ไฟฟ้า ทำให้สรุปได้ว่ายิ่งผลิตมากจะยิ่งคุ้มทุนมาก

จากการวิเคราะห์สรุปได้ว่าการจะลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชนิดใดนั้นควรจะลงทุนสร้างที่ กำลังการผลิตสูงที่สุดที่สามารถเป็นไปได้เนื่องจากผลตอบแทนที่ได้รับจะมากที่สุดด้วย และต้นทุน ของแต่ละกระบวนการผลิตไฟฟ้าเป็นดังนี้

พลังงานความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	ต้นทุนหน่วยละ	1.94 บาท/kWh
พลังงานความร้อนร่วมเชื้อเพลิงถ่านหิน	ต้นทุนหน่วยละ	1.52 บาท/kWh
พลังงานหมุนเวียนเชื้อเพลิงชีวมวล	ต้นทุนหน่วยละ	2.90 บาท/kWh
พลังงานหมุนเวียนพลังแสงอาทิตย์	ต้นทุนหน่วยละ	10.00 บาท/kWh
พลังงานหมุนเวียนพลังลม	ต้นทุนหน่วยละ	5.60 บาท/kWh

จากงานวิจัยของคุณกฤษทีรา ข้างต้นพลังงานความร้อนร่วมมีราคาต้นทุนต่อหน่วยการผลิตต่ำที่สุดและการใช้เชื้อเพลิงแบบก๊าซธรรมชาติ ก็สะดวกกว่าในบริเวณนิคมอุตสาหกรรม ทาง ผู้วิจัยจึงมีความสนใจศึกษา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย ระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

4. การกำหนดส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า - ราคาที่กำหนดไว้มีความเหมาะสมแล้วแต่ ยังไม่แน่ใจควรจะปรับส่วนเพิ่มราคาสำหรับพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และ พลังงานชีวมวล เป็นดังนี้ 3.34, 7.34 และ 0.84 บาท/หน่วย ตามลำดับ

(Ivan machado and Itzel arias, 2006: สรุปความ) สรุปได้ว่า ทำการเปรียบเทียบ กฎ ข้อปฏิบัติของเครือข่ายไฟฟ้า (Grid code) ของแต่ละประเทศดังนี้ สหรัฐอเมริกา สวีเดน เดนมาร์ก สหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี นิวซีแลนด์ แอฟริกาใต้ และ อินเดีย โดยมีหน่วยงานดังนี้เป็นผู้รับผิดชอบให้เป็นไปตาม Grid code

Germany	: Verband der Netzbetreiber-VDN-e..V. beim VDEW
United Kingdom	: BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements)
Denmark	: Elkraft
Swden	: Svenska kraftnat

South Africa	: NER (National Electricity Regulator)
USA	: NERC (North America Electric Reliability Council)
New Zealand	: Transpower
India	: ISTS (Inter State Transmission System)

Note: ในประเทศกลุ่ม ยุโรปจะมี Grid code ที่เกิดจากการรวมกลุ่ม คือ ETSO (European Transmission system operator) ซึ่งแต่ละหน่วยงานของประเทศสมาชิกต้องปฏิบัติตาม

ทำรวบรวมข้อมูลของ Grid code แต่ละประเทศและมากำหนดเนื้อหาที่ควรมีใน Grid code เพื่อให้ได้ Grid code ที่เหมาะสมและมีข้อมูลที่จำเป็นครบถ้วน

เริ่มวิเคราะห์ Grid code แต่ละประเทศ โดยแบ่งตามหัวข้อใหญ่ๆ ดังนี้ ประเภทโรงไฟฟ้า และการควบคุม (Generating units) เงื่อนไขของระบบเครือข่าย (Network conditions) ความถี่ (Frequency) ระดับแรงดันและค่ากำลังรีแอกทีฟ (Voltage and reactive power) คุณภาพทางไฟฟ้า (Quality) ระบบป้องกัน (Protection requirements) แผนปฏิบัติการ (Contingency planning) การบำรุงรักษาและการสื่อสาร (Maintenance and communication)

สรุปได้ว่า Grid code ที่ดีควรมีหัวข้อที่กั้นรายละเอียดทางด้านเทคนิค ดังนี้

ตาราง 3 ตารางสรุปหัวข้อที่ควรมีใน Grid code

Generating units	Renewable energies	Network conditions	Frequency	Voltage and reactive power
Non hydro and hydro units	Voltage	Isolation	Frequency support	Connection conditions
Thermal units	Frequency control	Back up protection for grid faults	Capabilities	Active power
Nuclear power stations	Active and reactive power	Emergencies	Speed governors	Reactive power
Stability of transmission systems	Isolation	Extra high voltage	Frequency control	Reactive capabilities
Synchronization		Neutral	Response to low frequency	Power factor
Power system stabilizers		HVDC	Response to high frequency	Voltage control

ตาราง 3 (ต่อ)

Generating units	Renewable energies	Network conditions	Frequency	Voltage and reactive power
			Control reserve	Automatic voltage regulation
			Primary control	Voltage stability
			Secondary control	
Quality	Protection	Contingency planning	Operational planning and management	
Voltage quality	Feeder protection	Planning and development	Restoration	
Voltage collapse	System requirements	Transmission plan	Maintenance and communication	
Voltage dip	Criterion (n-1)	Contingency	Network maintenance	
Flicker		Black starts	Operational communication	
Harmonics		Re-synchronization of islands	Measurements and telemetry	
		Joint system incident procedure		

โดยในหัวข้อ ระดับแรงดันและกำลังรีแอกทีฟ มีการเปรียบเทียบ ค่าที่แต่ละประเทศ กำหนดไว้ดังนี้

สหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี เมื่อกำลังไฟฟ้าไหลจากเครือข่าย ENE มาที่ผู้ขอเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อต้องต่อด้วย power factor ที่ 0.95 ตามหลัง การเชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด มากกว่า 50 เมกะวัตต์ จะต้องขออนุญาตเครือข่าย ENE ก่อน และที่มี กำลังไฟฟ้าจริงน้อยกว่า 100 เมกะวัตต์ต้องทำงานได้ที่ power factor 0.95 ตามหลัง ถึง 0.95 นำหน้า ที่จุดเชื่อมต่อ

สหราชอาณาจักร เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวจะต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่จุดใด ๆ ระหว่างที่ค่าตัวประกอบกำลังอยู่ในช่วง 0.85 ตามหลังและ 0.95 นำหน้า ที่ขั้วของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้า หรือนอกจากจะตกลงกันกับบริษัทผู้ผลิต ค่าอัตราส่วนลัดวงจร (Short circuit ratio) ของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่น้อยกว่า 0.5 หรือนอกจากจะตกลงกันกับบริษัทผู้ผลิต.

อเมริกา สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถควบคุมการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าและโหลดที่ ค่าตัวประกอบกำลัง 0.95 หรือขึ้นกับค่าตัวประกอบกำลังที่ตกลงกันไว้ที่ค่าพิกัด เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่น ๆ ต้องให้ค่าตัวประกอบกำลังเดียวกัน หรือให้ค่ากำลังรีแอกทีฟและการ ควบคุมแรงดันจากผู้ให้บริการแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

แอฟริกาใต้ โรงไฟฟ้าจะถูกออกแบบให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ค่าตัวประกอบกำลังอยู่ในช่วง 0.85 ตามหลังและ 0.95 นำหน้า

เนื่องจาก ผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผลิตให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มักจะเป็นบริษัทจาก ต่างประเทศ เช่น General Electric (GE) จากสหรัฐอเมริกา Siemens จากสหพันธ์สาธารณรัฐ เยอรมนี Brush จากสหราชอาณาจักร เป็นต้น ทำให้มีความเคยชินในการคำนวณตาม Grid code ของประเทศในแถบ สหรัฐอเมริกา และยุโรป จึงมักเลือกค่า ตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ 0.85 เป็นส่วนใหญ่ ทำให้การเลือกขนาดอุปกรณ์หลักอย่าง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ หม้อแปลง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator transformer) ไม่เป็นไปตาม Grid code ของประเทศไทย ทำให้ ต้องมีการแก้ไขการคำนวณและส่งผลให้เกิดความล่าช้าในการดำเนินโครงการ เนื่องจากอุปกรณ์ทั้ง 2 ตัวเป็นอุปกรณ์หลักในการผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่เครือข่าย หากไม่เป็นไปตาม Grid code ทางโรงไฟฟ้าจะไม่อนุญาตให้นำโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ และการเปลี่ยนอุปกรณ์ต้องใช้เวลาานาน เนื่องจากเป็นอุปกรณ์สั่งทำจากต่างประเทศ

Pedro M. S. Carvalho and Pedro F. Correia, (2008) ศึกษาการควบคุมกำลังรีแอกทีฟ ของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed generation : DG) เพื่อลดการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าใน ระบบจำหน่าย ปัญหาการเพิ่มขึ้นของแรงดันไฟฟ้าในการเชื่อมต่อกับ DG จำนวนมาก จึงต้องมีการ วางแผนเพื่อรับกำลังไฟจาก DG เพื่อรักษาแรงดันให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ผู้ควบคุมระบบจำหน่าย ไฟฟ้า (Distribution network operator: Operator) ส่วนใหญ่จะต้องการให้ DG มีค่ากำลังรีแอกทีฟ เป็นศูนย์ หรือ ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าเป็น 1 เนื่องจาก DG แต่ละหน่วยมีกำลังไฟฟ้าน้อยมากเมื่อ เทียบกับระบบ และการควบคุมด้วยการปรับแท็ปแรงดันที่หม้อแปลง (On load tap change: OLTC) ก็ง่ายและป้องกัน DG หลุดออกจากระบบได้ ดังนั้นจึงตั้งให้ DG ทำงานในโหมดคงที่ค่าตัว

ประกอบกำลัง แต่การวิจัยนี้เสนอให้ DG หลายๆหน่วยช่วยรับกำลังรีแอกทีฟ (Absorb reactive power) ที่เกิดขึ้น จากการสรุปได้ว่า การควบคุมกำลังรีแอกทีฟให้ช่วยลดแรงดันได้นั้นต้องมีขนาดการผลิตไฟฟ้าที่มาก และการลดแรงดันด้วยการควบคุมกำลังรีแอกทีฟมีความสัมพันธ์กับการใช้หม้อแปลงที่มี OLTC



บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อเป็นแนวทางการคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator: GTG) และหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Generator Step Up Transformer : GSU) สำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ประเภทสัญญา Firm ระบบพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยมุ่งเน้นที่ ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor : PF.) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) และค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ (Percent Impedance Voltage: %Z) ของหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU) งานวิจัยนี้เป็นการวิจัยเชิงปริมาณ (Quantity research) โดยการศึกษาเปรียบเทียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (กฟผ.; กฟน.; และ กฟภ. 2554), ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (กฟผ. 2557); (กฟภ. 2551ค.); (กฟน. 2551ค), ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (กฟผ. 2551ข); (กฟภ. 2551ก); (กฟน. 2551ก) และข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (กฟผ. 2551ก); (กฟภ. 2551ข); (กฟน. 2551ข) ของการไฟฟ้าทั้งสามการไฟฟ้า คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าภูมิภาค (กฟภ.) ศึกษาค่าพารามิเตอร์จากโรงไฟฟ้าที่นำมาเป็นกรณีศึกษา จากนั้นนำข้อมูลมาจำลองการออกแบบระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม ETAP และทำการวิเคราะห์ เพื่อให้ได้ค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) และหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU) ที่เหมาะสมเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้า ดังที่ได้กล่าวข้างต้น โดยมุ่งเน้นศึกษาในเรื่องค่าตัวประกอบกำลัง และการจ่ายกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายการไฟฟ้า

3.1. ศึกษาเปรียบเทียบการและข้อกำหนดของการไฟฟ้า

3.1.1. เปรียบเทียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554 (กฟผ.; กฟน.; กฟภ. 2554)

จากการศึกษาเปรียบเทียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พบว่าระเบียบที่เกี่ยวข้องที่ต้องนำมาพิจารณาในงานวิจัยดังนี้

3.1.1.1. เงื่อนไขข้อที่ 7.2 ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละราย ที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้

3.1.1.2. เงื่อนไขข้อที่ 10.1.4 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องผลิตไฟฟ้าให้มีคุณภาพ และเป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ซึ่งข้อกำหนดดังกล่าวข้างต้น จะแบ่งออกเป็นของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขึ้นอยู่กับว่าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละราย จะทำการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าใด ยกตัวอย่างเช่น ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กก่อสร้าง โรงไฟฟ้า Cogeneration ในจังหวัดราชบุรี ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผ่านการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1.2. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ธันวาคม 2551 และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มกราคม พ.ศ.2557 (กฟผ. 2551ข)

จากการศึกษาข้อกำหนด การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องส่งข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ศึกษาว่า สามารถเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้หรือไม่ เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ศึกษา แล้วพบว่าโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถรองรับการเชื่อมต่อได้ ก็จะไม่อนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ทำการเชื่อมต่อ แต่หากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องการให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้สามารถรองรับการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าได้ ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะเป็นภาระค่าใช้จ่ายของผู้ขอใช้บริการเชื่อมต่อระบบ ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะใช้หลักเกณฑ์ในการศึกษาระบบไฟฟ้าครอบคลุมการศึกษาใน 3 เรื่องดังนี้

3.1.2.1. การศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady-State Power Flow Study)

ระบบไฟฟ้าจะต้องทำงานอยู่ภายใต้พิกัดปกติ เมื่อทำงานที่สภาวะปกติ และรูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่สภาวะปกติ ควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power : Q) ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท้ปหม้อแปลงไฟฟ้า และการชดเชยกำลังรีแอกทีฟเพื่อให้การสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

3.1.2.2. การศึกษาค่ากระแสลัดวงจร (Short- Circuit Current Study)

กรณีเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้า ค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละบัสจะต้องไม่เกิน 85% ของค่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน โดยค่าพิกัดแบ่งตามระดับแรงดันดังนี้

ระบบ	500 kV	:	50.0 kA
ระบบ	230 kV	:	40.0 – 50.0 kA
ระบบ	115 kV	:	31.5 – 40.0 kA
ระบบ	69 kV	:	40.0 kA

3.1.2.3. การศึกษาเสถียรภาพไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

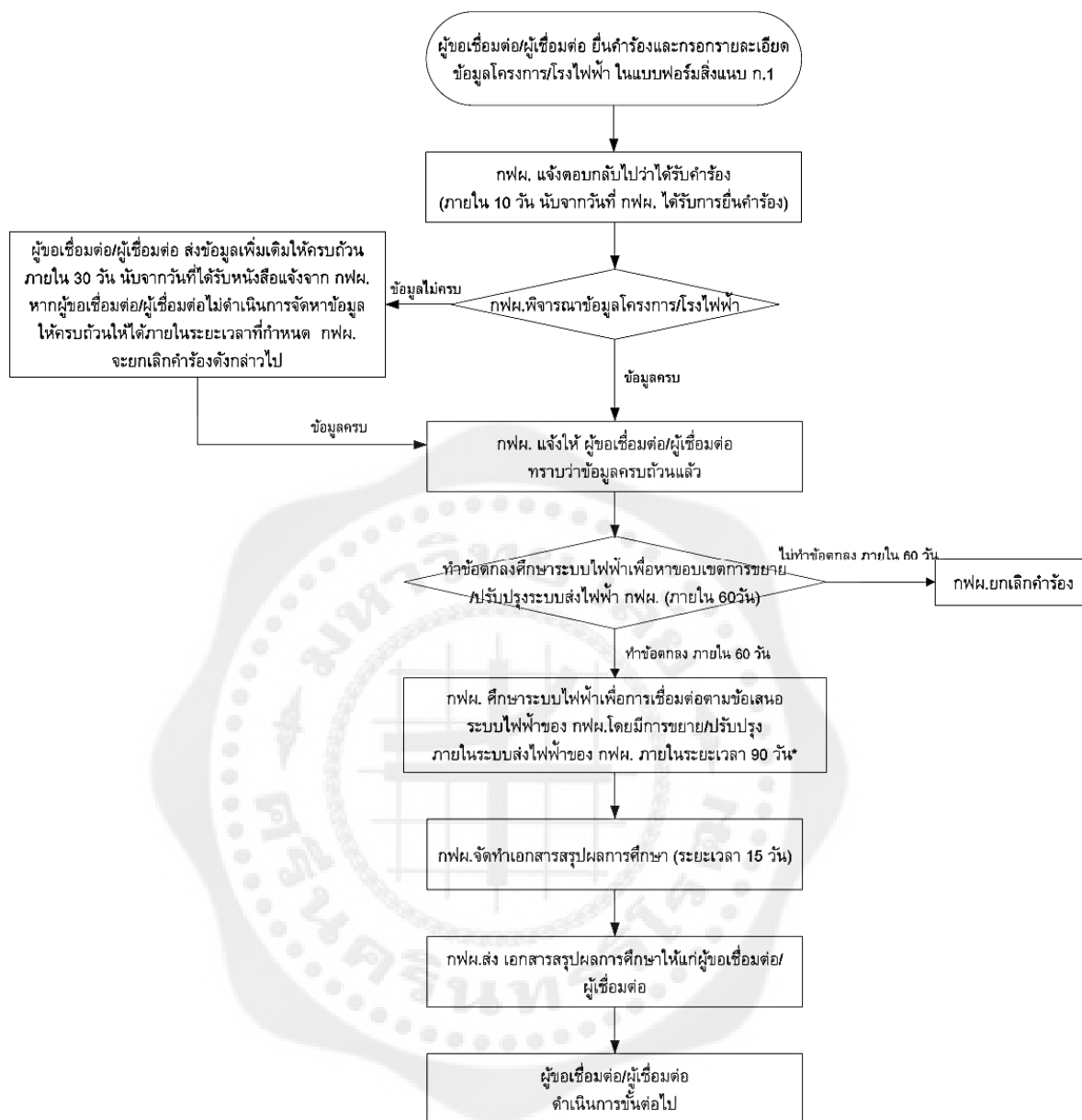
ระบบไฟฟ้าต้องมีการวางแผนให้รองรับเสถียรภาพชั่วครู่ได้ เมื่อเกิดการรบกวนต่อระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

1. เกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งในวงจรใด วงจรหนึ่ง หรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้น ภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังจากเกิดลัดวงจร ดังนี้

4 Cycle (80 ms)	:	สำหรับระบบ 500 kV ขึ้นไป
5 Cycle (100 ms)	:	สำหรับระบบ 230 kV
7 - 8 Cycle (140 -160 ms)	:	สำหรับระบบ 115 kV และ 69 kV

2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า

แผนผังขั้นตอนในการศึกษาระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และระยะเวลาในการศึกษา แสดงดังภาพประกอบ 4



ภาพประกอบ 22 แผนภาพขั้นตอนการศึกษาระบบไฟฟ้า

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2551ข). ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า. หน้า 16.

นอกจากนี้ทั้งข้อกำหนด การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 (กฟผ. 2551ข) และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2557 (Grid Code) (กฟผ. 2557) ได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องสามารถรับ และ

จ่าย Reactive Power : VAR ที่ 0.85 Leading และ 0.85 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดเชื่อมต่อและ/หรือ จ่ายให้เหมาะสมตามความต้องการของ VAR ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละช่วงเวลา

3.1.3. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 และระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก พ.ศ. 2551 (กฟน. 2551ก); (กฟน. 2551ค)

ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องควบคุมค่า Power factor เพิ่มหรือลดตามที่กำหนด ซึ่งจะอยู่ในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้าถึง 0.85 ตามหลัง เพื่อควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกำหนดให้ ผู้ใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร(short circuit interrupting capacity) ของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

3.1.4. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 และ ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 (กฟภ. 2551ก); (กฟภ. 2551ค)

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.9 นำหน้าถึง 0.9 ตามหลัง ทั้งนี้ผู้ใช้บริการสามารถจ่ายพลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามความต้องการของโหลด โดยมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.9 ตามหลังที่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟให้กับโครงข่ายไฟฟ้าได้ และกำหนดให้ผู้ใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร(short circuit interrupting capacity) ของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผ่านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องออกแบบโรงไฟฟ้าให้สามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ณ จุดเชื่อมต่อที่ 0.85 แบบนำหน้า (Leading) ถึง 0.85 แบบตามหลัง (Lagging) และ จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short circuit interrupting capacity) ของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไฟฟ้า (กฟผ. 2551ข); (กฟน. 2551ก); (กฟภ. 2551ก) ได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) สามารถเชื่อมต่อโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ในระบบ 115 kV หรือ 69 kV ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อ อุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกัน จะต้องเป็นไปตามที่การไฟฟ้ากำหนด ดังภาพประกอบ 23-25

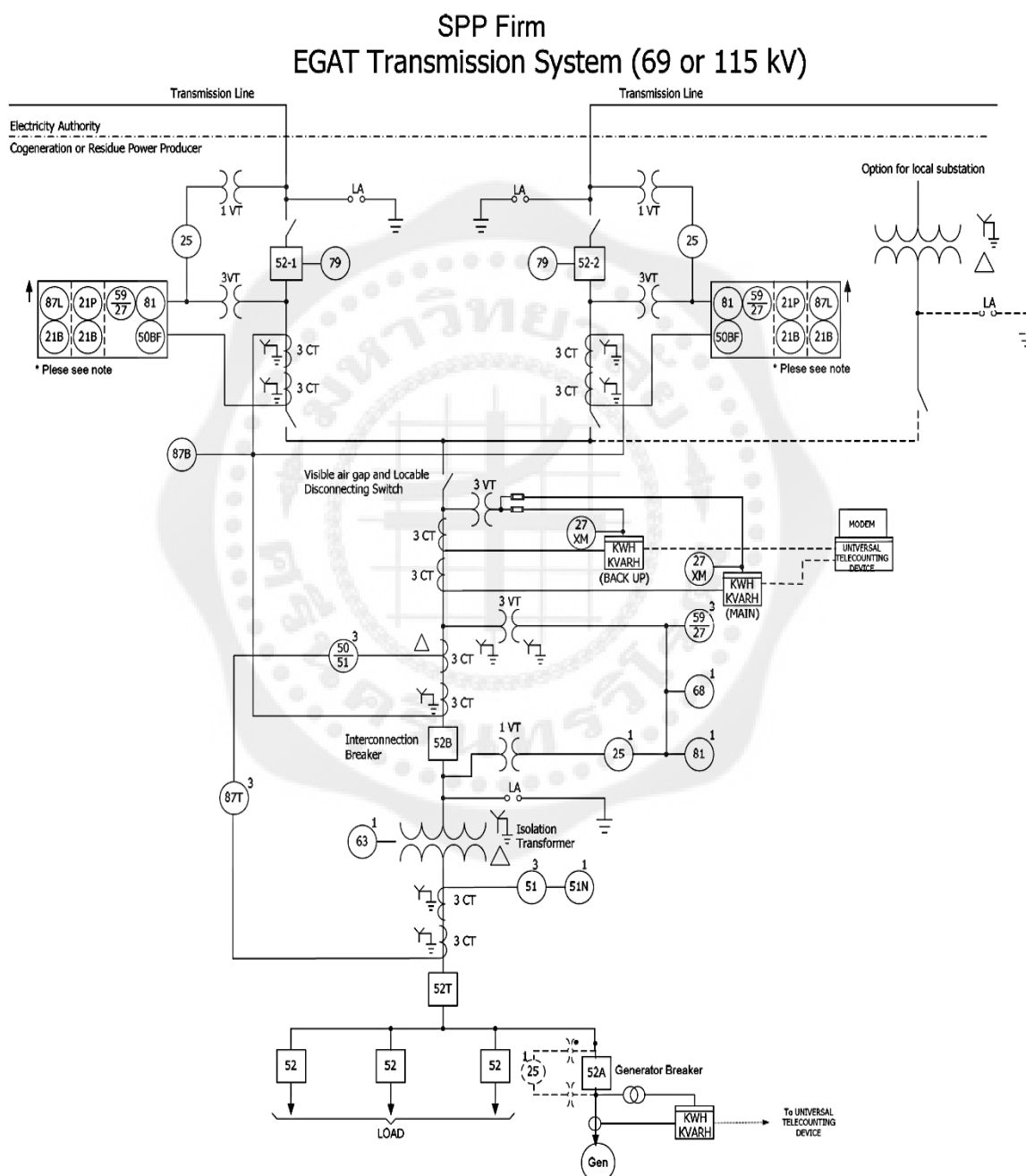
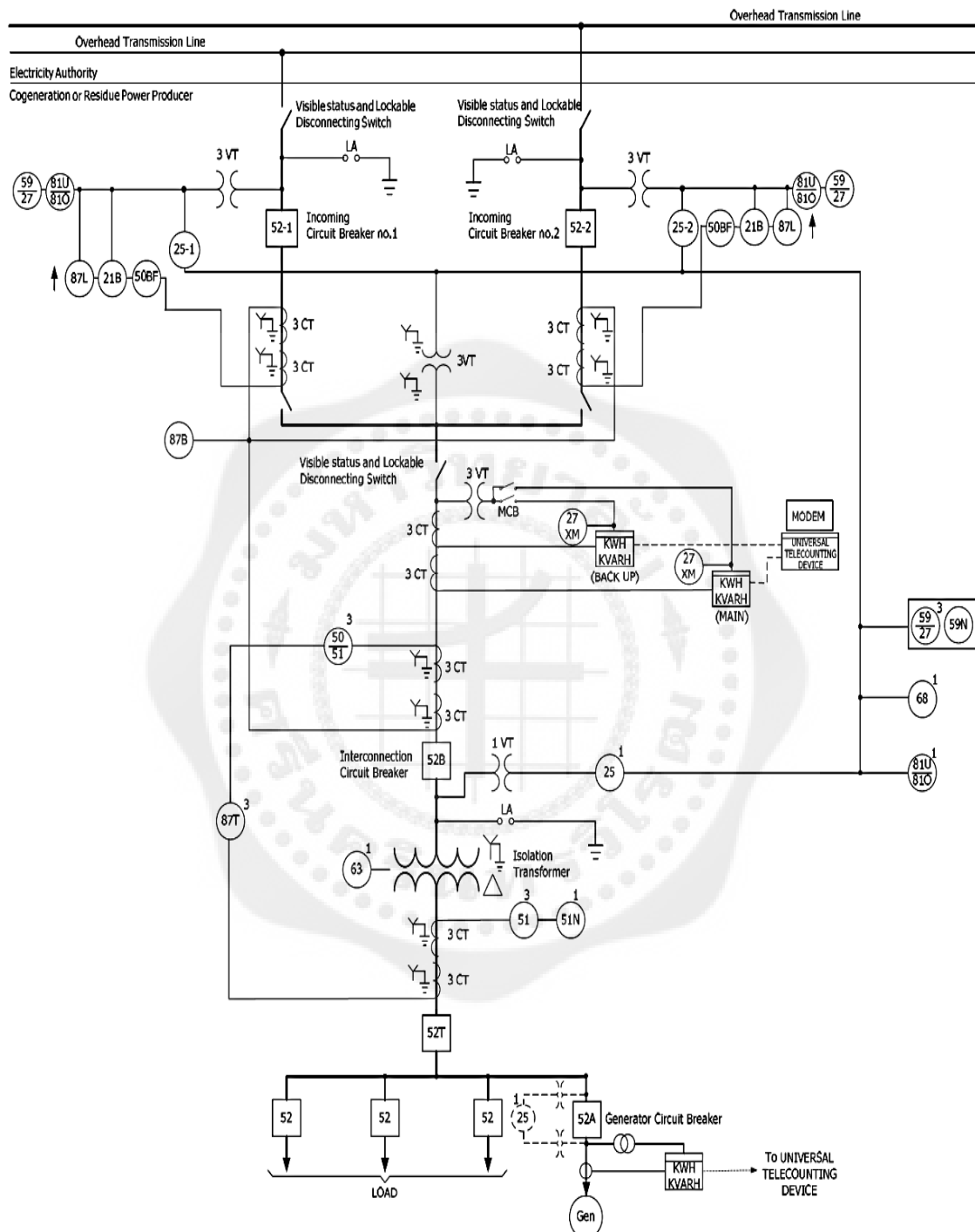


Figure 4 EGAT Typical Transmission Interconnection

ภาพประกอบ 23 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2551ข). ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า. สิ่งแนบ ก.4.

**MEA Transmission System (69 or 115 kV) with Primary selective connection
For SPP to be connected**

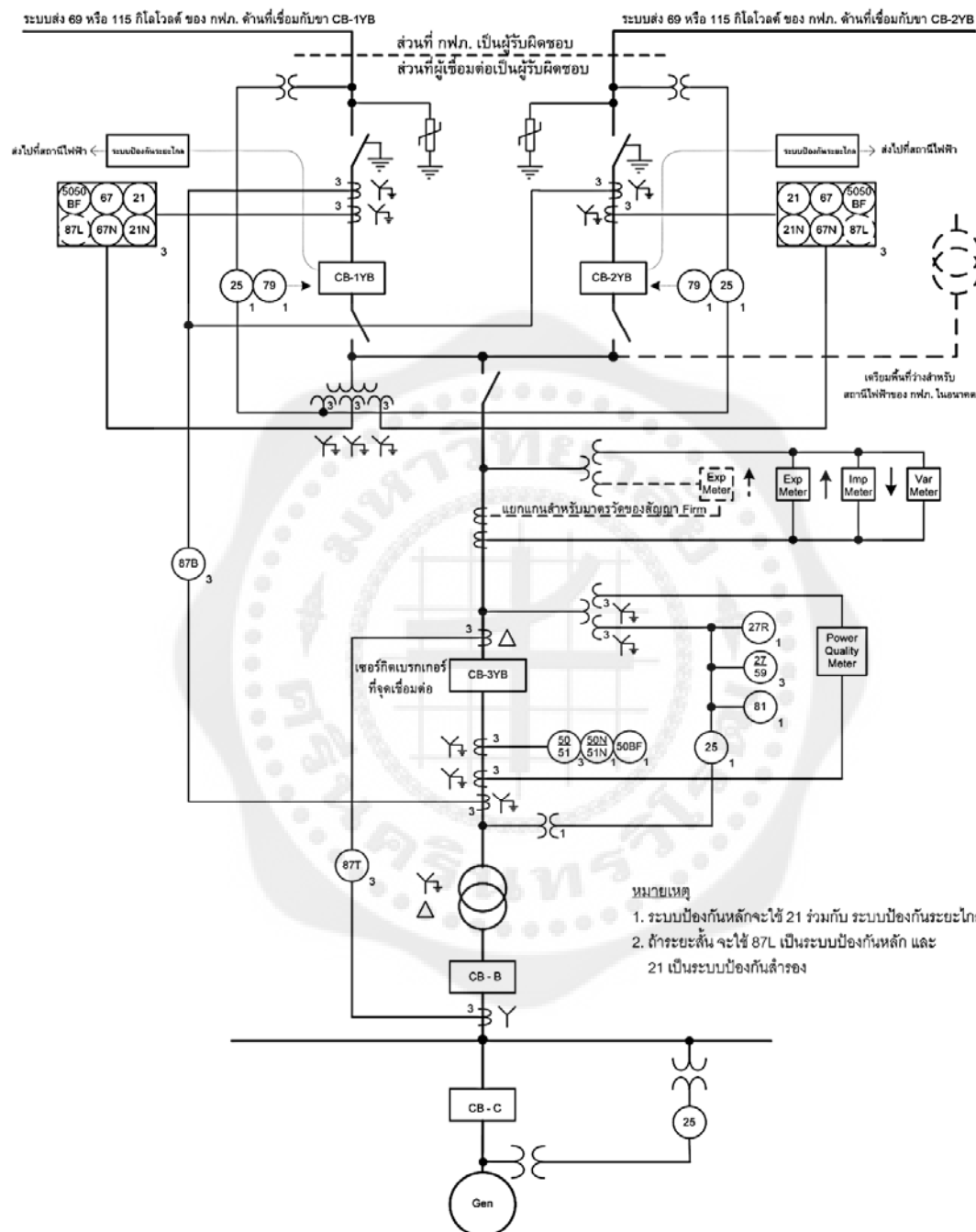


ภาพประกอบ 24 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง. (2551ก). ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สิ่งแนบที่ 2.

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์
และเชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

รูปแบบที่ 14



ภาพประกอบ 25 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสำหรับ SPP กับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551ก). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. สิ่งแนบที่ 1.

3.2. รูปแบบการออกแบบระบบไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration

โรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จะมีหน่วยผลิตไฟฟ้าหลักประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าเครื่องยนต์กังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator :GTG) จำนวน 2 ชุด และ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator : STG) จำนวน 1 ชุด

หน่วยผลิตไฟฟ้าเครื่องยนต์กังหันก๊าซ (GTG) ทั้ง 2 ชุดจะทำการเชื่อมต่อกับหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GSU) ผ่านทางเบรกเกอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Circuit Breaker: GCB) เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สอดคล้องกับโครงข่ายไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ส่วนหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam turbine generator: STG) จะเชื่อมต่อกับหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GSU) โดยตรง

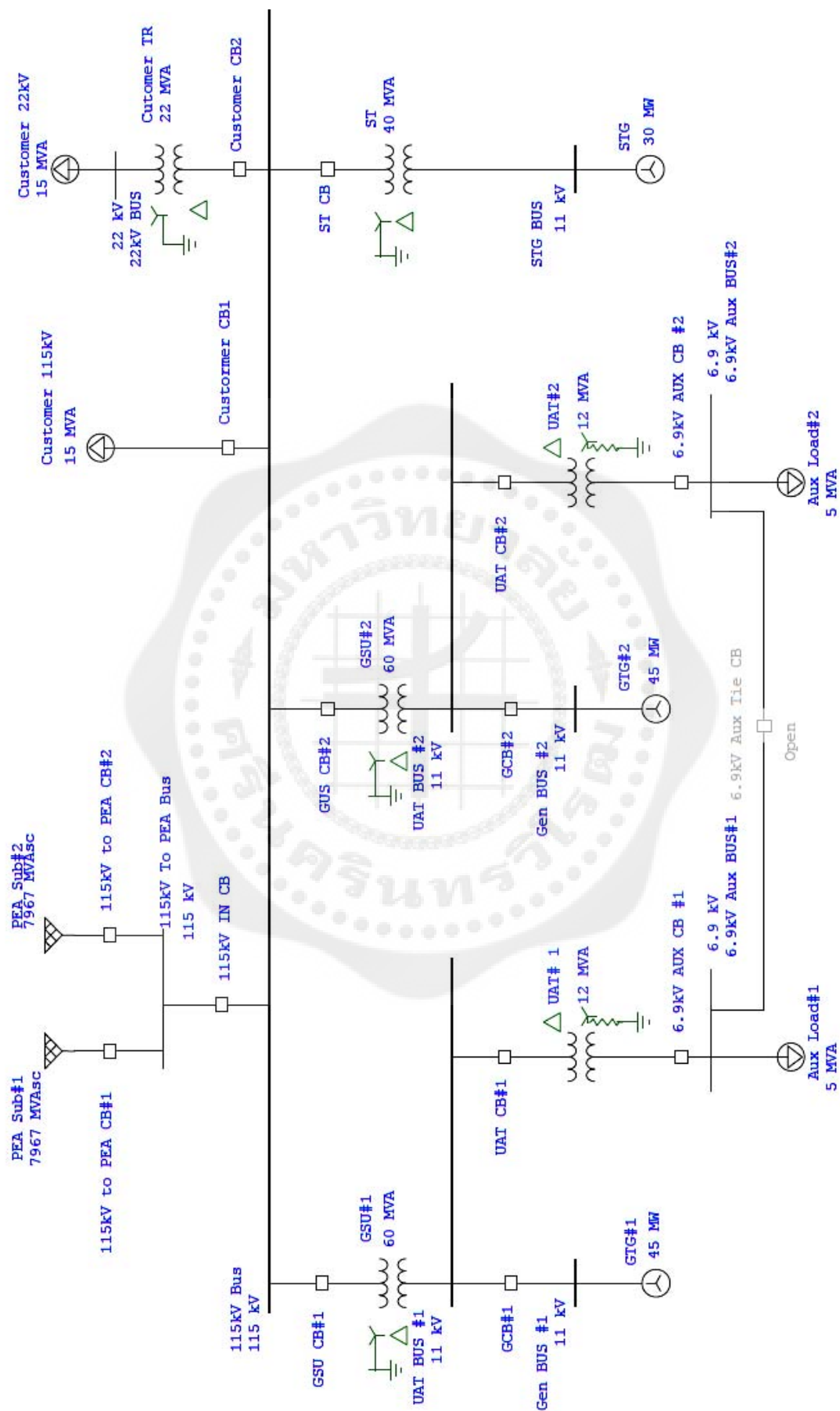
ในหน่วยไฟฟ้าไฟฟ้าเครื่องยนต์กังหันก๊าซทั้ง 2 ชุด จะมีหม้อแปลงโหลดสนับสนุนโรงไฟฟ้า (Unit Auxiliary Transformer : UAT) เชื่อมต่ออยู่เพื่อทำการลดแรงดันไฟฟ้าลงมาจ่ายให้โหลดสนับสนุนโรงไฟฟ้า (Auxiliary Load) ที่มีความจำเป็นในกระบวนการผลิตไฟฟ้า

นอกจากนี้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กยังอาจมีลูกค้าที่รับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าโดยตรง ในระดับแรงดันไฟฟ้า 115kV หรือ 69kV หรือ 22kV โดยสามารถเชื่อมต่อนระบบไฟฟ้าโดยตรงกับโรงไฟฟ้าโดยตรง หรือเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Transformer) ขึ้นอยู่กับระบบแรงดันไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญาซื้อขายกัน

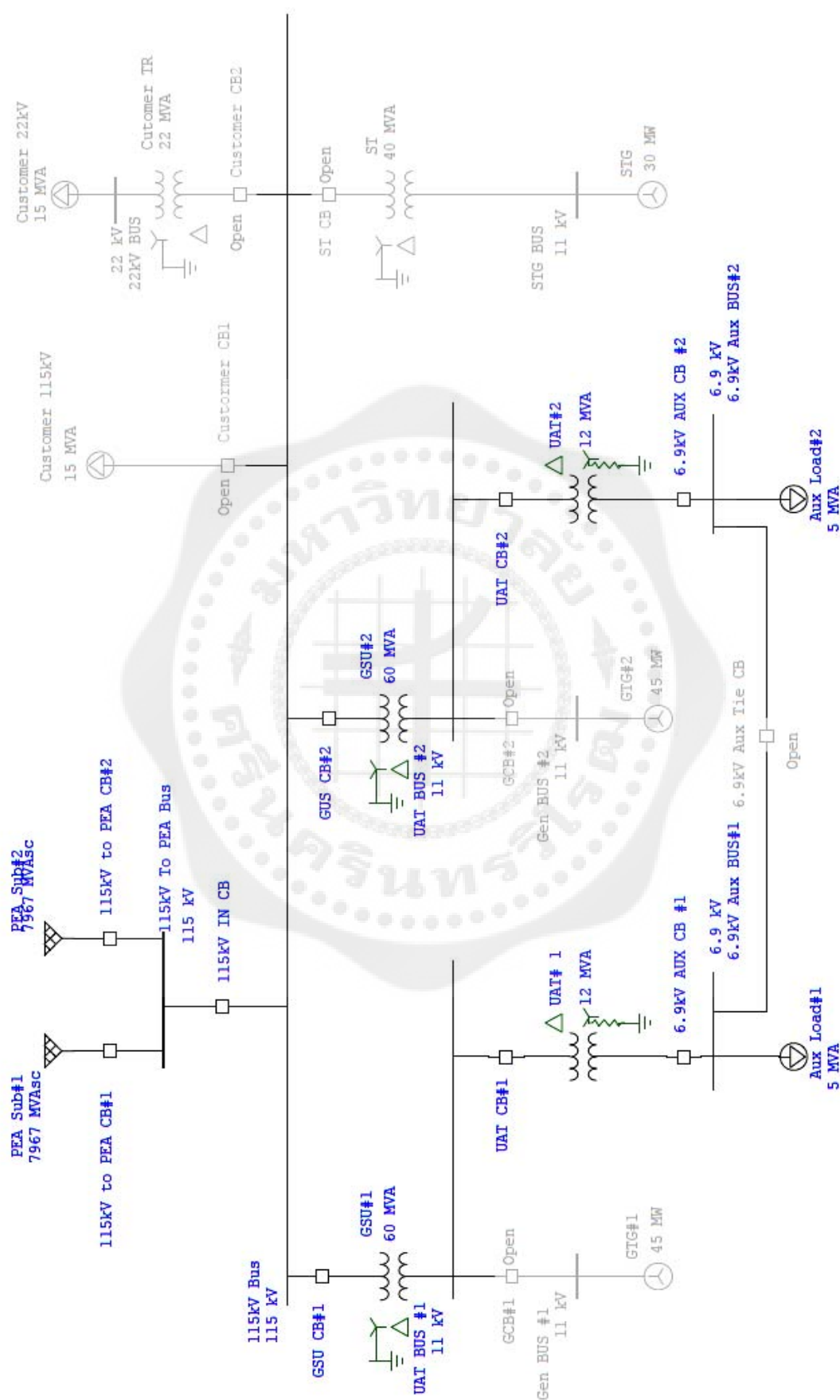
กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าจะอยู่ที่ประมาณ 110 - 150 เมกกะวัตต์ ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ กำลังผลิตที่เหลือนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าที่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียงที่ตั้งโรงไฟฟ้า ซึ่งข้อดีของการที่โรงงานอุตสาหกรรมรับซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากโรงไฟฟ้า คือ จะได้ไฟฟ้าที่มีคุณภาพ (Quality) มีความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า (Reliability) สูง เนื่องจากอยู่ใกล้แหล่งผลิตไฟฟ้า โอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ หรือ เกิดแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม หรือแรงดันไฟฟ้าตก มีน้อยกว่าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว

รูปแบบในการออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วม แสดงได้ดังแผนภูมิเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) ในภาพประกอบ 26

ในการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Start Up) จำเป็นต้องนำพลังงานไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า (Back Energize) ผ่านทางหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (GSU) และหม้อแปลงโหลดสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT) เข้าสู่สวิตช์เกียร์แรงดันปานกลาง (MV SWGR) เพื่อทำการเริ่มเดินเครื่อง ซึ่งสามารถทำได้โดยทำการปิดเบรกเกอร์หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 1 (GSU CB#1) เปิดเบรกเกอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 1 (GCB#1) และปิดเบรกเกอร์หม้อแปลงโหลดสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UATCB#1) แสดงภาพประกอบ 27



ภาพประกอบ 26 แผนภูมิเส้นเดี่ยวของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration



ภาพประกอบ 27 วงจรไฟฟ้าในการเริ่มต้นเครื่องโรงไฟฟ้า

เมื่อโรงไฟฟ้าสามารถสตาร์ท (Start Up) และเมื่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator) ได้ความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าใกล้ความเร็วรอบซิงโครนัส (Synchronous Speed) แล้วระบบสามารถทำการซิงโครไนซ์เซชัน (Synchronization) กับเครือข่ายได้แล้ว เบรกเกอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ 1 (GCB#1) จะถูกปิดเพื่อนำเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซตัวที่ 1 (GTG#1) เข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเข้าเครือข่ายได้

ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) หน่วยที่ 2 สามารถทำการเริ่มเดินเครื่องและทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ในรูปแบบเดียวกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) หน่วยที่ 1

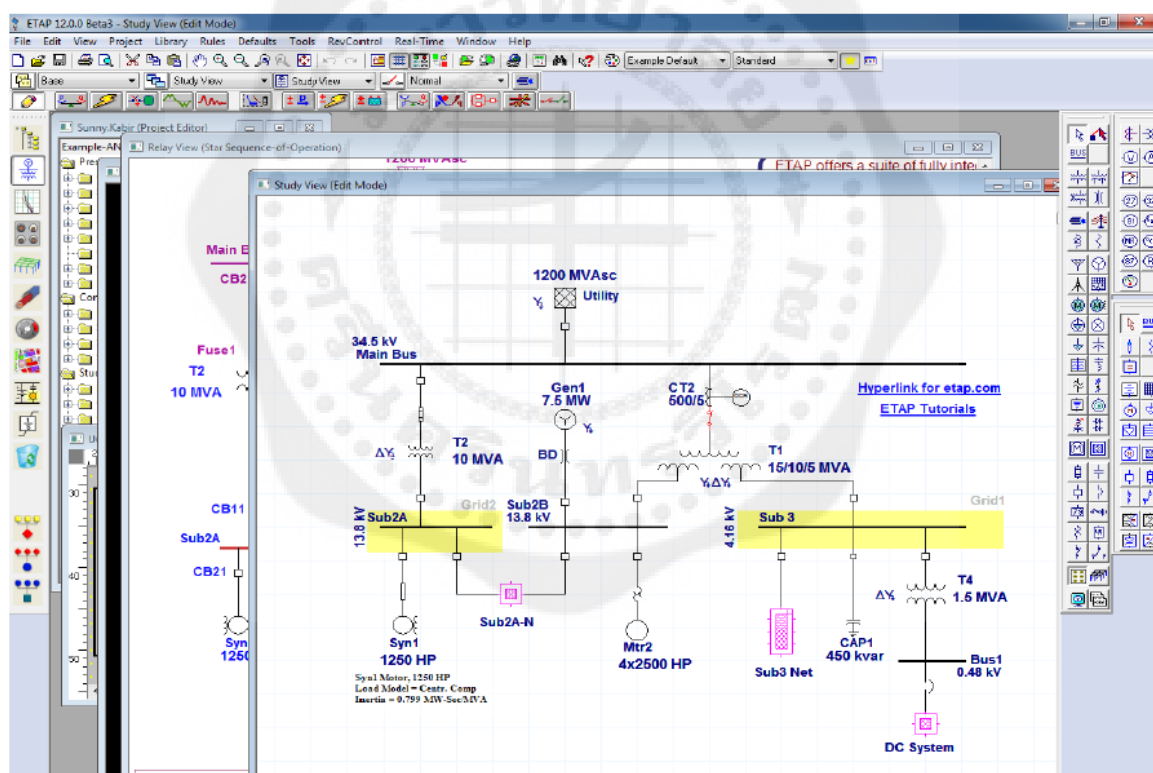
เมื่อเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) ความร้อนที่เหลือจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในกังหันก๊าซ จะถูกนำไปแหล่งความร้อนในการต้มน้ำที่ Heat Recovery Steam Generator (HRSG) จากนั้นนำไอน้ำเข้าสู่กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator) เดินเครื่องจนเข้าใกล้ความเร็วรอบซิงโครนัส สามารถทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยการปิดเบรกเกอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG CB)

เมื่อเชื่อมต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 หน่วยผลิตเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แล้ว โรงไฟฟ้าจะสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โรงไฟฟ้าจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 90 เมกกะวัตต์ กำลังการผลิตที่เหลือจะถูกส่งขายให้กับลูกค้าประมาณ 10 - 50 เมกกะวัตต์ ขึ้นอยู่กับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าแล้วสัญญาซื้อขายกับลูกค้า

3.3. การใช้โปรแกรม ETAP

ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในการวิจัยครั้งนี้ จะใช้โปรแกรม ETAP Power Station version 12 ในการวิเคราะห์การถ่ายเทกำลังไฟฟ้า (Load Flow) และการวิเคราะห์กระแสลัดวงจร (Short Circuit) ซึ่งโปรแกรม ETAP นั้นเป็นที่นิยมในการใช้ ออกแบบ ศึกษา และวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า สำหรับโรงไฟฟ้า เนื่องจากเป็นโปรแกรมที่มีฐานข้อมูลอุปกรณ์ในโรงไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าอย่างครบครัน เช่น ฐานข้อมูลของกังหันก๊าซ กังหันไอน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า มอเตอร์ไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดตอน สายไฟฟ้า โหลดชนิดต่างๆ ซึ่งฐานข้อมูลดังกล่าวถูกสร้างขึ้นบนพื้นฐานข้อมูลในมาตรฐานนานาชาติ (International Standard) เช่น มาตรฐาน IEC IEEE เป็นต้น ทำให้สามารถใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้อย่างสะดวก และมีความแม่นยำสูง

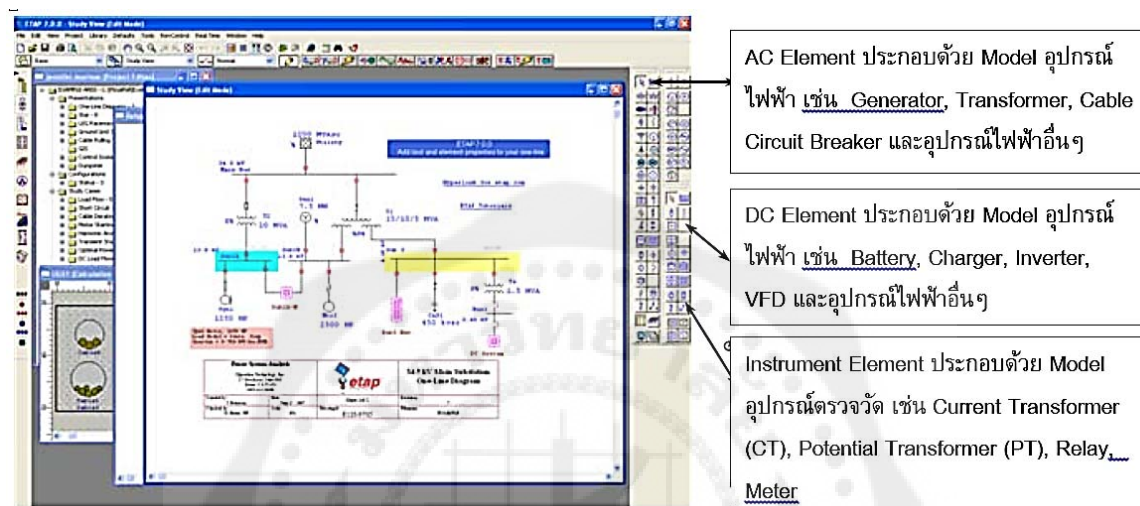
การเชื่อมต่อกับผู้ใช้งาน (User Interface) ของโปรแกรม เป็นแบบรูปภาพ (Graphic Interface) ซึ่งช่วยให้เข้าใจและใช้งานได้ง่าย



ภาพประกอบ 28 ภาพตัวอย่างการใช้งานโปรแกรม ETAP

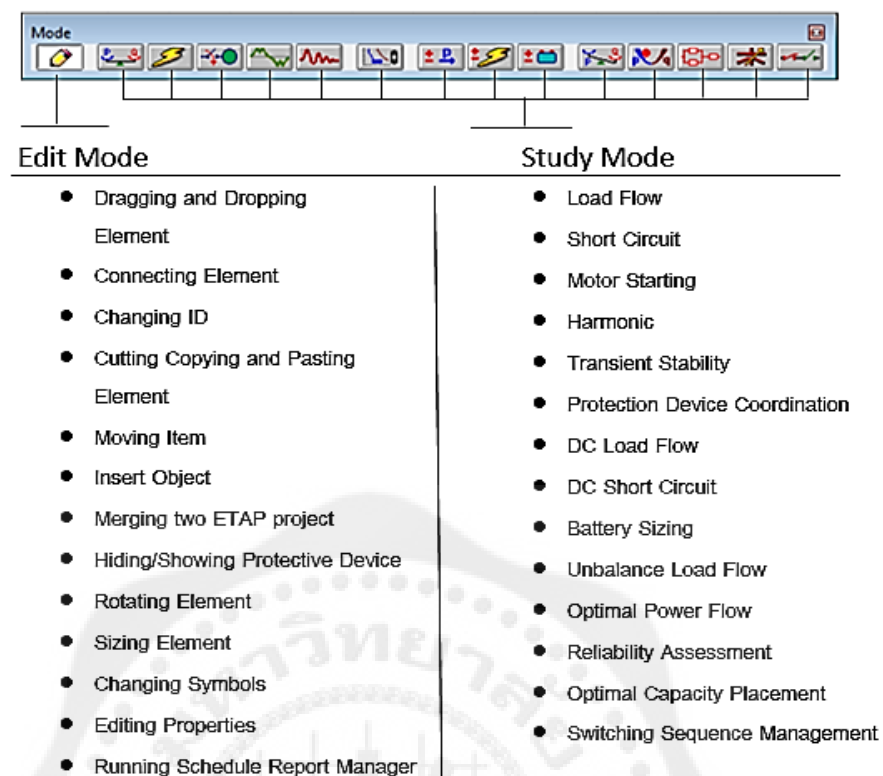
ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

ในการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม ETAP สามารถทำได้โดยสร้างแผนภูมิเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) ขึ้นมาโดยใช้ถาดอุปกรณ์ที่ทางโปรแกรมมีไว้ให้ ซึ่งอุปกรณ์มาตรฐานที่ทางโปรแกรมจัดเตรียมไว้ให้ใช้งาน มีทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบ Alternative Current (AC Element) อุปกรณ์ไฟฟ้าแบบ Direct Current (DC Element) และอุปกรณ์ตรวจวัด (Instrument Element)



ภาพประกอบ 29 ภาพตัวอย่างการใช้งานโปรแกรม ETAP

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013). Mode Toolbar ในโปรแกรม ETAP สามารถเลือกใช้งานได้ 2 Mode คือ Edit Mode และ Study Mode

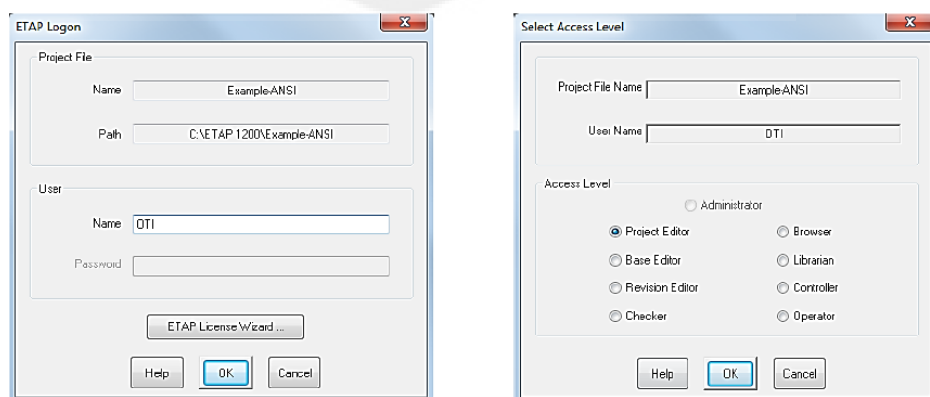


ภาพประกอบ 30 Mode Toolbar ในโปรแกรม ETAP

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.1. การสร้าง Model โปรแกรม ETAP

1. ดับเบิลคลิก ETAP ไอคอน 
2. ใส่รายละเอียดใน Project Name, User Name และเลือก Access Level กรณีที่สร้างโปรเจกต์ขึ้นใหม่ ให้เลือก Access Level เป็น Administrator

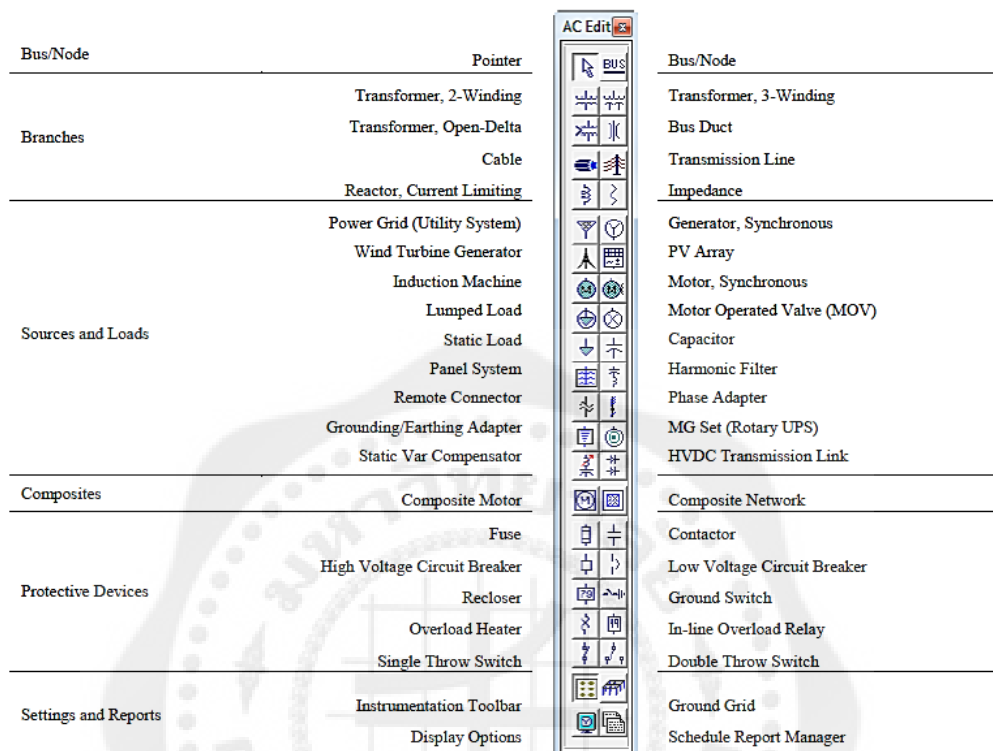


ภาพประกอบ 31 การสร้าง Project file ในโปรแกรม ETAP

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.2. การสร้าง Single Line Diagram

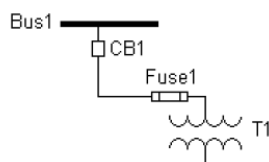
เลือกอุปกรณ์ไฟฟ้าในภาค AC Element มาวาง



ภาพประกอบ 32 อุปกรณ์ในภาค AC Element

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

เริ่มต้นด้วยการสร้าง Main Bus แล้วนำอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ มาต่อกับ Bus เช่น Circuit Breaker, Cable, Transformer, และ อุปกรณ์อื่นๆ มาต่อในระบบไฟฟ้า



ภาพประกอบ 33 ตัวอย่างการต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ มาต่อกับ Bus

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.3. การสร้าง Main Bus

เมื่อสร้าง Main Bus ขึ้นมาแล้ว ค่าพารามิเตอร์ที่จะต้องป้อนให้กับ Bus จะมีดังต่อไปนี้

3.3.3.1. Info Page

ภาพประกอบ 34 Info Page ใน Manu Bus Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Info

- ID : ให้ป้อนชื่อ Bus สามารถตั้งชื่อ Bus ได้สูงสุด 25 ตัวอักษร
- Nominal kV : ป้อนแรงดันไฟฟ้าของ Bus

Condition

- เลือก In service หมายถึงใช้งาน Bus นี้ในการ Study
- เลือก Out service หมายถึงไม่นำ Bus มา Study

Bus Voltage

- Initial % V : ป้อน Bus voltage เป็นจำนวนเปอร์เซ็นต์ ของ Nominal kV ซึ่งค่า Default ของ Initial %V จะอยู่ที่ 100% จากนั้นโปรแกรมจะทำการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าในช่อง Initial kV ให้ โดยอัตโนมัติ

- Initial Angle : ป้อนค่า Bus Voltage Angle มีค่าเป็นองศา
- Operating %V/kV/ Angle : ค่าเหล่านี้จะแสดงอัตโนมัติหลังจากทำการ Run

Load Flow Study

Connection

- เลือกชนิดของระบบไฟฟ้าสำหรับ Bus นี้

3Phase / 1 Phase 2 W / 1 Phase 3 W

Load Diversity Factor

ป้อนค่า Minimum และ Maximum Loading เป็นจำนวนเปอร์เซ็นต์ ค่านี้จะถูกนำไปคำนวณในการ Study ต่างๆ เมื่อกำหนดให้พิจารณา Load Diversity Factor ในการ Study ด้วย

3.3.4. การสร้าง 2-Winding Transformer

เมื่อได้สร้าง Transformer ขึ้นมาแล้ว ค่าพารามิเตอร์ ที่จะต้องป้อนที่ดังต่อไปนี้

3.3.4.1. Info page

ภาพประกอบ 35 Info Page ใน 2-Winding Transformer

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Info

- ID : ให้ป้อนชื่อ Transformer สามารถตั้งชื่อได้สูงสุด 25 ตัวอักษร
- Primary/Secondary : ป้อนชื่อ Bus ที่ Transformer เชื่อมต่ออยู่ทั้งฝั่ง Primary และ Secondary จากนั้น โปรแกรมจะป้อนแรงดันไฟฟ้าในฝั่ง primary และ Secondary ให้กับ Transformer โดยอัตโนมัติ ตามแรงดันไฟฟ้าของ Bus ที่เชื่อมต่อ

Condition

- เลือก In service หมายถึงนำเข้าใช้งาน Transformer นี้ในการ Study ต่างๆ
- เลือก Out service หมายถึงไม่นำเข้าใช้งาน Transformer นี้ในการ Study ต่างๆ

Connection

- สามารถป้อนข้อมูลของ Transformer ได้ว่าเป็นชนิด 3 phase หรือ 1 phase และ
- สามารถเลือกได้ว่า โครงสร้าง Transformer เป็น ชนิด Shell Type หรือ Core Type

Standard

- ป้อนคำว่า Transformer นี้ถูกออกแบบและผลิตตามมาตรฐาน IEC หรือ ANSI โดยหากป้อนค่าให้เป็นมาตรฐาน IEC ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของ Transformer จะเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60076 แต่หากป้อนค่ามาตรฐาน ANSI ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของ Transformer จะเป็นไปตามมาตรฐาน ANSI C57.12

Equipment

- Tag/ Name/ Description : สามารถป้อนรายละเอียดอื่นๆ ให้กับ Transformer ซึ่งค่าเหล่านี้ไม่มีผลต่อการคำนวณพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าของ Transformer

3.3.4.2. Rating page

2-Winding Transformer Editor - T2

Reliability		Remarks		Comment	
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Surge
10 MVA ANSI Liquid-Fill OA/FOA/FOA 55/65 C 34.5 13.8 kV					
Voltage Rating		FLA		Z Base	
Prim.	34.5	167.3	292.9	34.5	
Sec.	13.8	418.4	732.1	13.8	
		OA 55	FOA 65		
Power Rating		1st Stage		2nd Stage	
MVA	10	14	17.5	Per Standard	
Rated	OA 55	FOA 65	FOA 65	User-Defined	
Derated	10	14	17.5		
		Fan / Pump	Fan / Pump		
% Derating		0	0	0	
MFR					
Type / Class		Sub Type		Class	
Liquid-Fill		Mineral Oil		OA/FOA/FOA	
Temp. Rise		55/65			

ภาพประกอบ 36 Rating Page ใน 2-Winding Transformer

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Voltage Rating

จะแสดงค่า Primary และ Secondary Voltage ของ Transformer ในหน่วย kV ตามที่ได้ป้อนในหน้า Info page และค่า Full Load Current (FLA) จะแสดงค่ากระแสฟลักซ์ของ Transformer ตามค่า MVA ที่ป้อน

Type/ Class :

ให้ป้อนค่าชนิดของ Transformer ว่าเป็น แบบ Liquid Fill หรือ Dry Type

- Sub Type : หาก Transformer เป็นชนิด Liquid Fill ให้เลือกค่าชนิดของ Liquid

ได้ดังนี้

ตาราง 4 ตารางแสดงชนิดของ Liquid ใน Transformer

Standard	Type	Subtype	Standard	Type	Subtype
ANSI	Liquid Fill	Mineral Oil	IEC	Liquid Fill	Mineral Oil
		Flammable Liquid			Synthetic Liquid ≤ 300
		Less-Flammable Liquid			Synthetic Liquid > 300
		Non-Flammable Liquid			Non-Flammable Synthetic Liquid
		Other			Other

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

หากเป็นชนิด Dry Type สามารถป้อนค่าได้ดังนี้

ตาราง 5 ตารางแสดงชนิดของ Dry Type Transformer

Dry	Ventilated	Dry	Sealed
	Non-Ventilated		Non-Enclosed
	Sealed		Enclosed
	Other		Totally Enclosed
			Vent-Dry
			Other

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

- Class : ให้เลือกป้อนค่าชนิดการระบายความร้อนของ Transformer ตาม Standard และชนิดของ Transformer

Power rating

- Rated MVA : ให้ป้อนค่า MVA ของ Transformer ตาม Type และ Class ของ Transformer ที่ได้ เลือกไว้

3.3.4.3. Impedance page

The screenshot shows the 'Impedance' tab in the ETAP software interface. The transformer is identified as '4 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C' with a voltage of '13 4 kV'. The 'Impedance' section contains two rows of data for 'Positive' and 'Zero' sequences, with columns for %Z, X/R, R/X, %X, and %R. The 'Z Base' section has a dropdown for 'MVA' and a text field for 'Other 65'. The 'Z Variation' section includes a table for %Z and %Z Variation. The 'Z Tolerance' section has a table for %Z and %Z Variation. The 'No Load Test Data' section includes a table for %FLA, kW, %G, and %B. There are also checkboxes for 'Buried Delta Winding' and 'Zero Seq. Impedance', and buttons for 'Typical Z & X/R', 'Typical X/R', and 'Typical Value'.

ภาพประกอบ 37 Impedance Page ใน 2-Winding Transformer

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Impedance

- Positive and Zero Sequence Impedances : ให้ป้อนค่า Impedance ของ Transformer ในหน่วยเปอร์เซ็นต์ (%) ตามค่า Base Impedance (Z Base)

- Typical Z and X/R and Typical X/R : หากไม่ทราบค่า Impedance ของ Transformer สามารถเลือกใช้ค่า Typical ในโปรแกรม ETAP ได้ ซึ่งหาก Transformer เป็นแบบมาตรฐาน ANSI ค่า Typical จะเป็นไปตาม ANSI C57.12.10

หาก Transformer มาตรฐาน IEC ค่า Typical จะเป็นไปตาม IEC 60076 -5 ดังนี้

ตาราง 6 ตาราง Impedance ตามมาตรฐาน IEC 60076-5

Rating	%Z	X/R
$MVA \leq 0.63$	4	1.5
$0.63 < MVA \leq 1.25$	5	3.5
$1.25 < MVA \leq 3.15$	6.25	6
$3.15 < MVA \leq 6.3$	7.15	8.5
$6.3 < MVA \leq 12.5$	8.35	13
$12.5 < MVA \leq 25$	10	20
$25 < MVA \leq 200$	12.5	45
$200 < MVA$	12.5	45

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Z Base

- ป้อนค่า Z Base ของ Transformer

Z Variation

- ให้ป้อนค่า % Impedance ที่เปลี่ยนไปเนื่องจากการเปลี่ยน Tap ของ Transformer

Z Tolerance

- ให้ป้อนค่า Tolerance ของ Transformer ที่ต้องการทำการศึกษา โดยค่า Tolerance จะมีผลต่อการ Study ต่างๆ ดังนี้

ตาราง 7 ตารางค่า Tolerance ของ Transformer ที่มีผลต่อการ Study

	Tolerance	
	Negative	Positive
Load Flow		X
Short-Circuit	X	
Motor Starting		X
Transient Stability		X
Harmonics		X
Optimal Power Flow		X

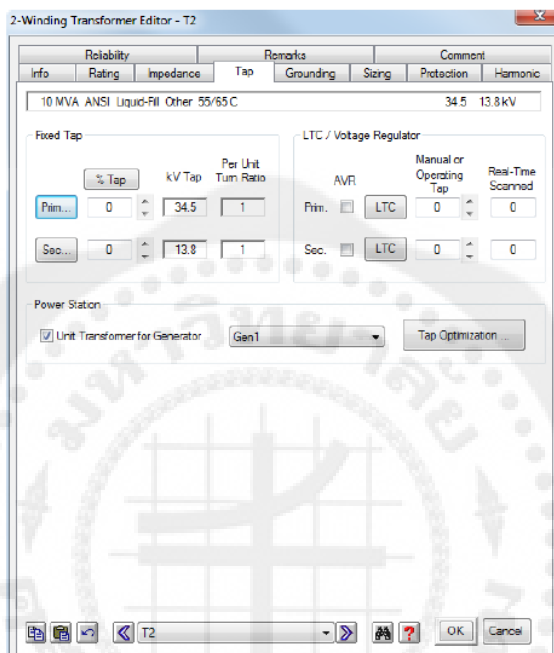
ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

No Load Test Data:

ป้อนค่าต่างๆ สำหรับใช้ใน Unbalance Load Flow Study เท่านั้น

3.3.4.4. Tap page

สามารถป้อนค่าได้ว่า Transformer เป็นแบบ Fixed Tap หรือ On Load Tap Changer (OLTC)



ภาพประกอบ 38 Tap Page ใน 2-Winding Transformer

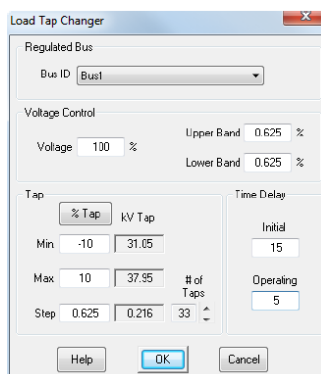
ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Fixed Tap

ให้ป้อนค่า % Tap และจำนวน Tap ของ Transformer

LTC/Voltage Regulator

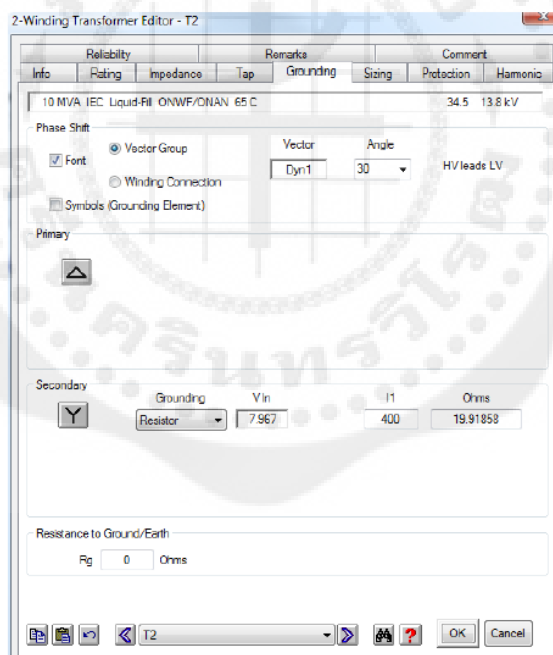
ให้ป้อนค่า % Tap จำนวน Tap ของ Transformer และให้เลือกว่าจะใช้การควบคุม Automatic Voltage Regulation (AVR) ที่ฝั่ง Primary หรือ Secondary จากนั้นให้เลือก Bus ที่ต้องการทำการควบคุม Voltage โดยคลิกที่ LTC จากนั้นเลือก Bus ID ที่ต้องการควบคุม



ภาพประกอบ 39 Load Tap Changer ใน Tap Page

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

3.3.4.5. Grounding page



ภาพประกอบ 40 Grounding Page ใน 2-Winding Transformer

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Phase Shift :

ให้ป้อนข้อมูล Vector Group และ Phase Shift ของ Transformer

Secondary

- Grounding Type : ป้อนข้อมูล Neutral Grounding ของ Transformer ที่เป็นแบบ Wye-Connection

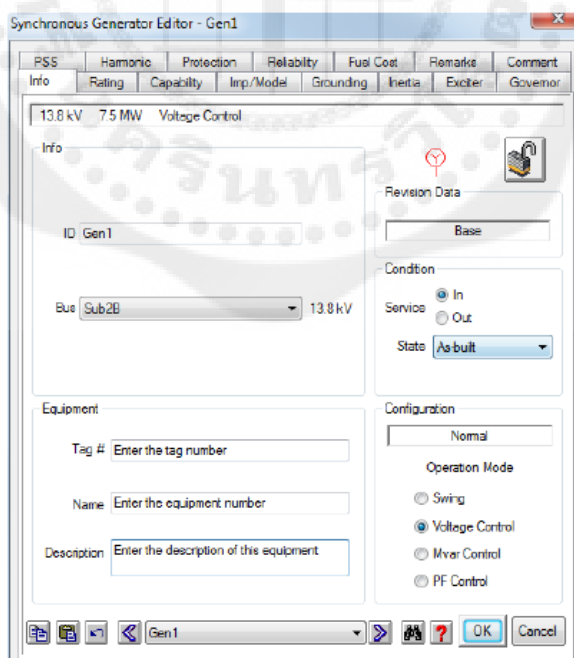
โดยสามารถเลือกได้ดังต่อไปนี้

- Open ground
- Solid ground
- Resistor
- Reactor
- Transformer with Resistor
- Transformer with Reactor

3.3.5. การสร้าง Synchronous Generator

พารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องป้อนให้กับ Synchronous Generator มีดังต่อไปนี้

3.3.5.1. Info page



ภาพประกอบ 41 Info Page ใน Synchronous Generator Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Info

- ID : ให้ป้อนชื่อ Transformer สามารถตั้งชื่อได้สูงสุด 25 ตัวอักษร
- Bus : ป้อนชื่อ Bus ที่ Generator เชื่อมต่ออยู่

Condition

เลือก In service หมายถึงนำเข้าใช้งาน Generator ในการ Study ต่างๆ เลือก Out service หมายถึงไม่นำเข้าใช้งาน Generator ในการ Study ต่างๆ

- Operation : ป้อนค่า Operation mode ของ Generator ได้ดังนี้
- Swing : Mode นี้ Generator จะทำงานโดยรักษาระดับแรงดัน มุม ความถี่ ให้อยู่ภายใต้ภาวะปกติ จะป้อนค่าให้ Generator ทำงานใน Mode นี้ กรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับ Power Grid
- Voltage Control : Generator จะพยายามรักษาแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่กำหนด โดย Generator จะพยายามจ่ายหรือรับ Reactive power (Var) เพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่
- Mvar Control : ใน Mode นี้ Generator จะเดินเครื่องโดยจ่ายหรือรับ Reactive Power คงที่ตามที่ได้กำหนดไว้ โดยไม่ขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้าในขณะนั้น
- PF Control : Generator จะเดินเครื่องโดยคำนึงถึงสัดส่วนการจ่าย Real Power (W) และ Reactive Power (Var) ให้มีสัดส่วนคงที่ เพื่อรักษา Power Factor (PF) ให้คงที่ตามที่กำหนด

3.3.5.2. Rating page

Synchronous Generator Editor - Gen1

13.8 kV 7.5 MW Voltage Control

Rating

MW: 7.5, kV: 13.8, % PF: 85, MVA: 8.824, % Eff.: 90, Poles: 4

% of Bus kVnom: 100, FLA: 369.1, RPM: 1800

Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin
1 Design	100		6.3			5.286	-2.534
2 Normal	101		5			5.827	-2.836
3 Shutdown	100		7.5			4.648	-2.255
4 Emergency	95		7.5			4.648	-2.255
5 Standby	100		0			6.702	-4
6 Startup	100		0			6.702	-4

Prime/Mover Rating

Continuous: HP 10053, MW 7.5; Peak: HP 10058, MW 7.5

Mvar Limits: ☒ Capability Curve, Peak Mvar 4.648; ☐ User Defined

Operating Values: % V 0, Angle 0, MW 0, Mvar 0

ภาพประกอบ 42 Rating Page ใน Synchronous Generator Editor

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Rating

- Rating : ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของ Generator เช่น MW, kV, %PF, MVA, %Efficiency, Poles, %BuskV, Full Load Current (FLA) และ ความเร็วรอบ (RPM)

Generation Categories

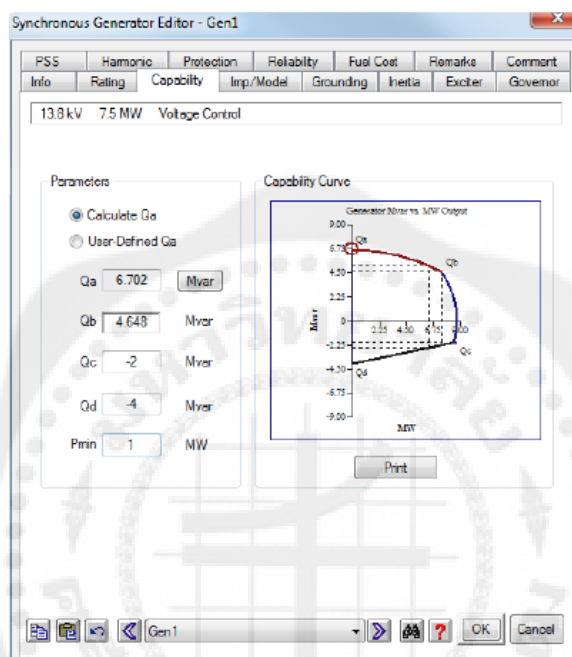
ให้ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของ Generator ตาม Operation Mode ที่ได้เลือกไว้ดังนี้

- Swing Mode : ป้อนค่า %V, Angle
- Voltage Control Mode : ป้อนค่า %V และ MW
- MVar Control Mode : ป้อนค่า MW และ Mvar
- PF Control Mode : ป้อนค่า MW และ PF
- Mvar Limited : ป้อนค่า Reactive power (Var) สูงสุดที่ Generator สามารถจ่ายออก (over excite) และรับเข้า (under excite) ได้

- Primover Rating : ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของต้นกำลังที่ใช้ขับ Generator เช่น Gas turbine Steam turbine เป็นต้น

3.3.5.3. Capability page

ป้อนค่า Real Power (W) และ Reactive Power (Var) ที่ Generator สามารถจ่ายออกและรับเข้าได้สูงสุดตาม Generator Capability Curve จากผู้ผลิต



ภาพประกอบ 43 Capability Page ใน Synchronous Generator Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.5.4. Imp/Model page

ป้อนค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าของ Generator ประกอบด้วย

Impedance

- X_d'' : Sub transient reactance in percent (Saturated Value, machine base)
- X_d''/R_a : Armature X/R ratio
- R_a (%) : Armature resistance in percent
- R_a (Ohm) : Armature resistance in ohm
- X_2 : Negative sequence reactance in percent (machine base)
- X_2/R_2 : Negative sequence X/R ratio
- R_2 (%) : Negative sequence armature resistance in percent

- R2 (Ohm) : negative sequence armature resistance in ohm
- X0 : Zero sequence reactance in percent (machine base)
- X0/R0 : Zero sequence X/R ratio
- R0 (%) : Zero sequence resistance in percent (machine base)
- R0 (Ohm) : Zero sequence resistance in Ohm

Synchronous Generator Editor - Gen1

13.8 kV 7.5 MW Voltage Control

Impedance

%		%		Ohm	
Xd''	12	Xd''/Ra	48	Ra	0.25
X2	12	X2/R2	48	R2	0.25
X0	12	X0/R0	48	R0	0.053958

Xd'' Tolerance: 0 %

Inertia: H 0.9

Dynamic Model

	%		%		Sec	
Subtransient	Xd	110	Xq	108	Td0'	5.5
Transient	Xdu	116.93	Xqu	114.79	Td0''	0.002
Equivalent	Xd'	23	Xq'	15	Tq0'	3.7
Typical Data	X _L	11	Xq''	12	Tq0''	0.002

Damping: 5

Type

Gen. Type: Steam Turbo

Rotor Type: Round-Rotor

Exciter Type: Turbine 130%

Compound Exc.:

PG: 7.5

IEC 60909 S.C.

Buttons: Gen1, OK, Cancel

ภาพประกอบ 44 Imp/Model Page ใน Synchronous Generator Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Xd'' Tolerance

ค่า Tolerance ของ Xd'' ซึ่งมีความจำเป็นในการใช้ศึกษา Short Circuit

Inertia

- H : Moment of inertia ของ Generator

Type

- Gen Type : ป้อนชนิดของ Generator
- Rotor Type : ป้อนชนิดของ Rotor

IEC 60909 SC

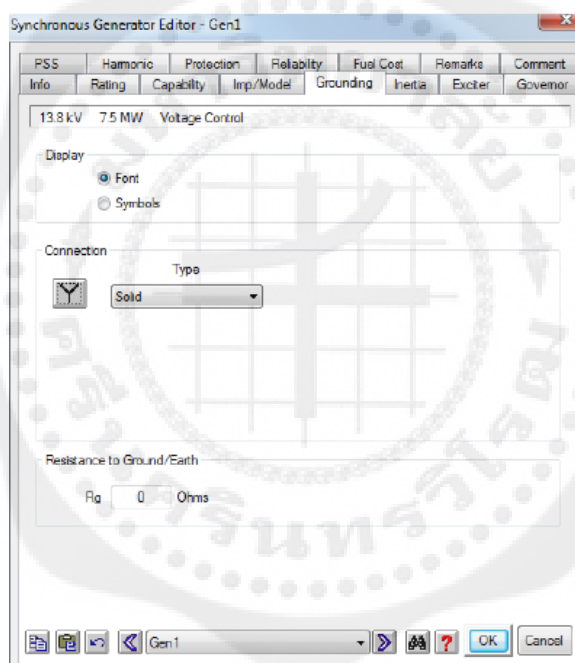
- Exciter Type : ป้อนชนิดของ Exciter

3.3.5.5. Grounding page

Connection

ป้อนข้อมูล Neutral Grounding ของ Generator ที่เป็นแบบ Wye-Connection โดยสามารถเลือกได้ดังต่อไปนี้

- Open ground
- Solid ground
- Resistor
- Reactor
- Transformer with Resistor
- Transformer with Reactor



ภาพประกอบ 45 Grounding Page ใน Synchronous Generator Editor

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

3.3.6. การสร้าง Lumped Load

การใช้ Lumped Load เพื่อจำลองโหลดที่ใช้ในโรงไฟฟ้าเป็นที่นิยม เนื่องจากสามารถป้อนและปรับเปลี่ยนอัตราส่วนระหว่าง Static Load และ Motor Load ได้

3.3.4.1. Info page

The screenshot shows the 'Lumped Load Editor - LUMP1' window with the 'Info' tab selected. The top bar shows tabs: Info, Nameplate, Short-Circuit, Dyn Model, Reliability, Remarks, and Comment. The main area contains several sections: 'Info' with ID 'LUMP1' and Bus 'LVBus' at '0.48 kV'; 'Equipment' with fields for Tag #, Name, and Description; 'Condition' with 'Service' set to 'In' and 'State' set to 'As-built'; 'Configuration' with 'Normal' and 'Continuous' options; 'Connection' with '3 Phase' selected; and 'Demand Factor' with 'Continuous' at 100, 'Intermittent' at 50, and 'Spare' at 0%. The 'Reference kV' is set to 'Calculated' at 0.48 kV. The bottom of the window has a toolbar with icons for file operations and buttons for 'LUMP1', 'OK', and 'Cancel'.

ภาพประกอบ 46 Info Page ใน Lumped Load Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Info

- ID : ให้อัปชื่อ Load สามารถตั้งชื่อได้สูงสุด 25 ตัวอักษร
- Bus : ป้อน ID ของ Bus ที่ Load เชื่อมต่ออยู่

Condition

- เลือก In service หมายถึงใช้งาน Load นี้ในการ Study
- เลือก Out service หมายถึงไม่นำ Load มา Study

Configuration

- เลือกชนิดการทำงานของโหลด เป็น Continuous หรือ Intermittent หรือ Spare

Connection

- ป้อนข้อมูลชนิดของโหลดเป็น 3 phase หรือ 1 phase

Demand factor

- ป้อนข้อมูลการใช้งานของโหลดเป็นเปอร์เซ็นต์ สำหรับการทำงานในกรณีต่างๆ

Preference kV

- ป้อนข้อมูลแรงดันไฟฟ้า ที่โหลดต้องการ

3.3.4.2. Nameplate page

Lumped Load Editor - LUMP1

Info Nameplate Short-Circuit Dyn Model Reliability Remarks Comment

220 kVA 0.46 kV (70% Motor 30% Static)

Model Type
Conventional Rated kV
0.46 Calculator...

Ratings
kVA kW kvar % PF Amp
220 191 108 87 276.1

Load Type
Constant kVA 70 %
Constant Z 30 %

Motor Load			Static Load		
Loading Category	% Loading	kW	kvar	kW	kvar
1 Design	100	0	0	0	0
2 Brake	77	0	0	0	0
3 Full Load	90	0	0	0	0
4 Summer Load	0	0	0	0	0
5 Winter Load	45	0	0	0	0
6 Start Up	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0

Operating 0 0 0 0 kW + j kvar

LUMP1 OK Cancel

ภาพประกอบ 47 Nameplate Page ใน Lumped Load Editor

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Model Type

- ป้อนชนิดของโหลด สามารถเลือกได้จาก Conventional, Exponential, Comprehensive, Unbalanced, Polynomial ซึ่งโดยปกติการจำลองโหลดในโรงไฟฟ้าจะใช้เป็น Conventional

- Rated kV : ป้อนค่าแรงดันพิกัดให้กับ Load

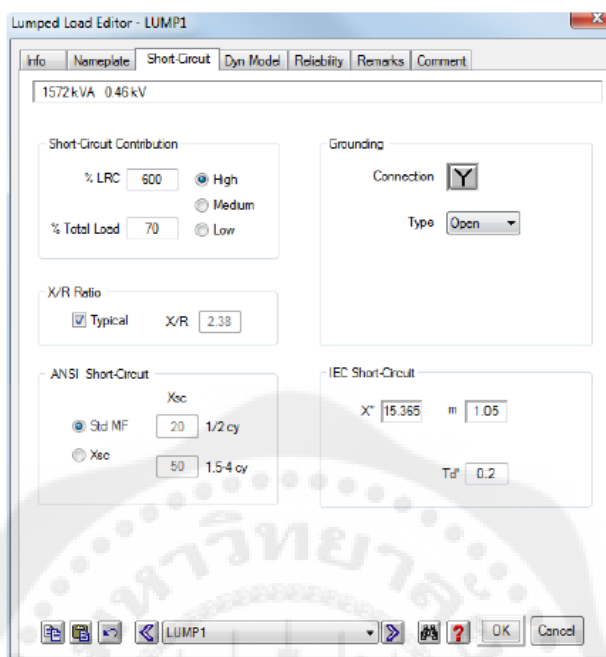
Rating

- ป้อนข้อมูล kVA, kW, kVar, %PF, ค่ากระแสพิกัด (Amp) ให้กับ Load

Motor/Static Load

- ป้อนข้อมูลอัตราส่วนระหว่าง Motor Load และ Static Load

3.3.4.3. Short Circuit page



ภาพประกอบ 48 Short Circuit Page ใน Lumped Load Editor

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Short Circuit Contribution

- ป้อนค่ากระแส Short Circuit ที่ไหลกระจายออกไปสู่จุดที่เกิด Short Circuit เป็นเปอร์เซ็นต์ของกระแสฟกัก

Grounding

- ป้อนชนิดการต่อลงดินของโหลด

X/R ratio

- ป้อนข้อมูล X/R ratio

ANSI / IEC short circuit

- ป้อนพารามิเตอร์สำหรับการคำนวณ Short Circuit ตามมาตรฐาน ANSI และ

IEC

3.3.7. การสร้าง Power Grid

Power Grid เป็น Model ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีรายละเอียดการป้อนค่าพารามิเตอร์ดังต่อไปนี้

3.3.4.1. Info page

The screenshot shows the 'Power Grid Editor - Utility' window with the 'Info' tab selected. The window contains several sections for data entry:

- Info:** ID (Utility), Bus (Main Bus), 34.5kV.
- Connection:** 3 Phase (selected), 1 Phase.
- Equipment:** Tag #, Name, Description.
- Revision Data:** Base.
- Condition:** Service (In, Out), State (As-built).
- Configuration:** Mode (Swing, Voltage Control, Mvar Control, PF Control).

ภาพประกอบ 49 Info Page ใน Power Grid Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Info

- ID : ให้ป้อนชื่อ Power Grid สามารถตั้งชื่อได้สูงสุด 25 ตัวอักษร
- Bus : ป้อน ID ของ Bus ที่เชื่อมต่อกับ Power Grid

Condition

- เลือก In service หมายถึงใช้งาน Power Grid นี้ในการ Study
- เลือก Out service หมายถึงไม่นำ Power Grid มา Study

Connection

- ป้อนข้อมูลชนิดของ Power Grid เป็น 3 phase หรือ 1 phase

Configuration

- สามารถเลือก Mode การทำงานของ Power Grid ได้ดังต่อไปนี้

- ต้องการ
- Swing : Power Grid จะทำหน้าที่รับ หรือจ่าย Power ตามที่โรงไฟฟ้าและโหลด
 - Voltage Control : Power Grid จะควบคุมระดับ Voltage ของ Bus ให้คงที่ตามที่กำหนด
 - Mvar Control : ใน Mode นี้ Power Grid จะจ่ายหรือรับ Reactive Power คงที่ตามที่ได้กำหนดไว้ โดยไม่ขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้าในขณะนั้น
 - PF Control : Power Grid จะจ่ายหรือรับโหลดโดยคำนึงถึงสัดส่วนการจ่าย Real Power (W) และ Reactive Power (Var) ให้มีสัดส่วนคงที่ เพื่อรักษา Power Factor (PF) ให้คงที่ตามที่กำหนด

3.3.4.2. Rating page

	Gen Cat	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	0					
2	Normal	98	2					
3	Shutdown	101	1.5					
4	Emergency	102	0					
5	Standby	100	3					
6	Startup	100	4					
7	Accident	100	0					
8	Summer Load	100	0					
9	Winter Load	100	0					
10	Gen Cat 10	100	0					

ภาพประกอบ 50 Rating Page ใน Power Grid Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Rated kV

- ป้อนค่าแรงดันพิกัดของ Power Grid

Generation Categories

- ให้ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ตาม Operation Mode ที่ได้เลือกไว้ดังนี้
- Swing Mode : ป้อนค่า %V, Angle

- Voltage Control Mode : ป้อนค่า %V และ MW
- MVar Control Mode : ป้อนค่า MW และ Mvar
- PF Control Mode : ป้อนค่า MW และ PF

3.3.4.3. Short Circuit page

The screenshot shows the 'Short Circuit' tab in the Power Grid Editor. The '1 kV Swing' is selected. Under 'Grounding', the 'Earthing Type' is set to 'TN-S'. The 'SC Rating' section has two rows: '3-Phase' with values 0.1 MVA/Asc, 10 X/R, and 0.058 kAsc; and '1-Phase' with values 0.08 MVA/Asc, 0.027 X/R, and 0.046 kAsc. The 'SC Impedance (100 MVA)' section shows values for Positive, Negative, and Zero sequence impedances. The 'Earth/Ground Fault Loop Impedance' section shows a value of 0.8 Ohms for Ze and 10 X/R.

ภาพประกอบ 51 Short Circuit Page ใน Power Grid Editor

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Grounding

ป้อนค่าระบบ Earthing ของระบบ

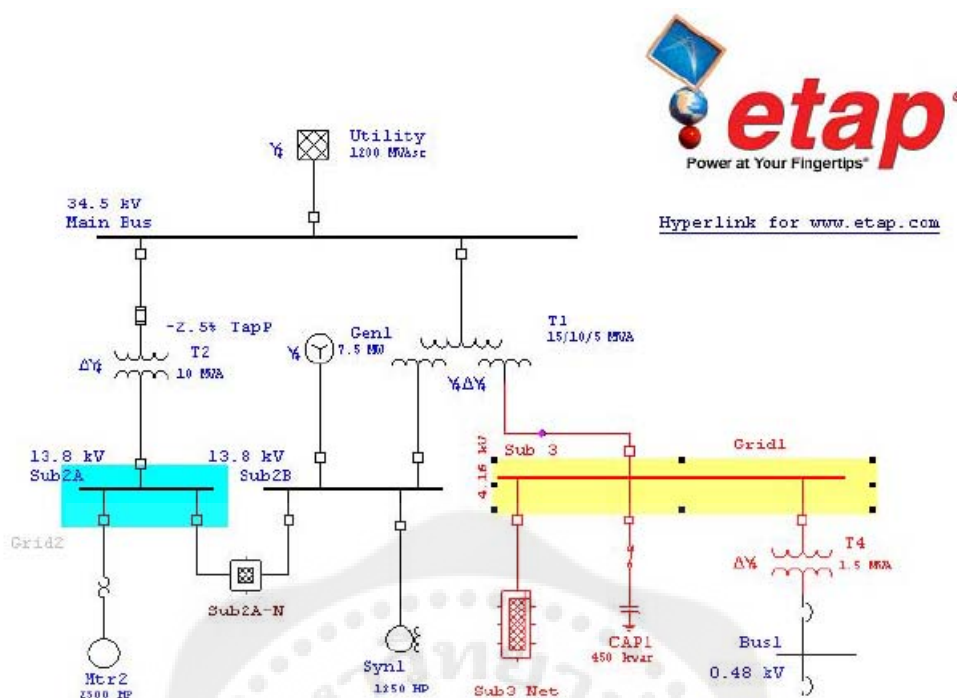
SC Rating

ป้อนค่า Short Circuit rating และ X/R ratio ของระบบ Power Grid

SC impedance

ป้อนค่า Short circuit impedance ของ ระบบ Power Grid

ทำการสร้าง Single Line Diagram ของระบบไฟฟ้าที่ต้องการศึกษา และป้อนค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้ครบถ้วน ตัวอย่าง Single Line Diagram จะแสดงดังภาพด้านล่าง



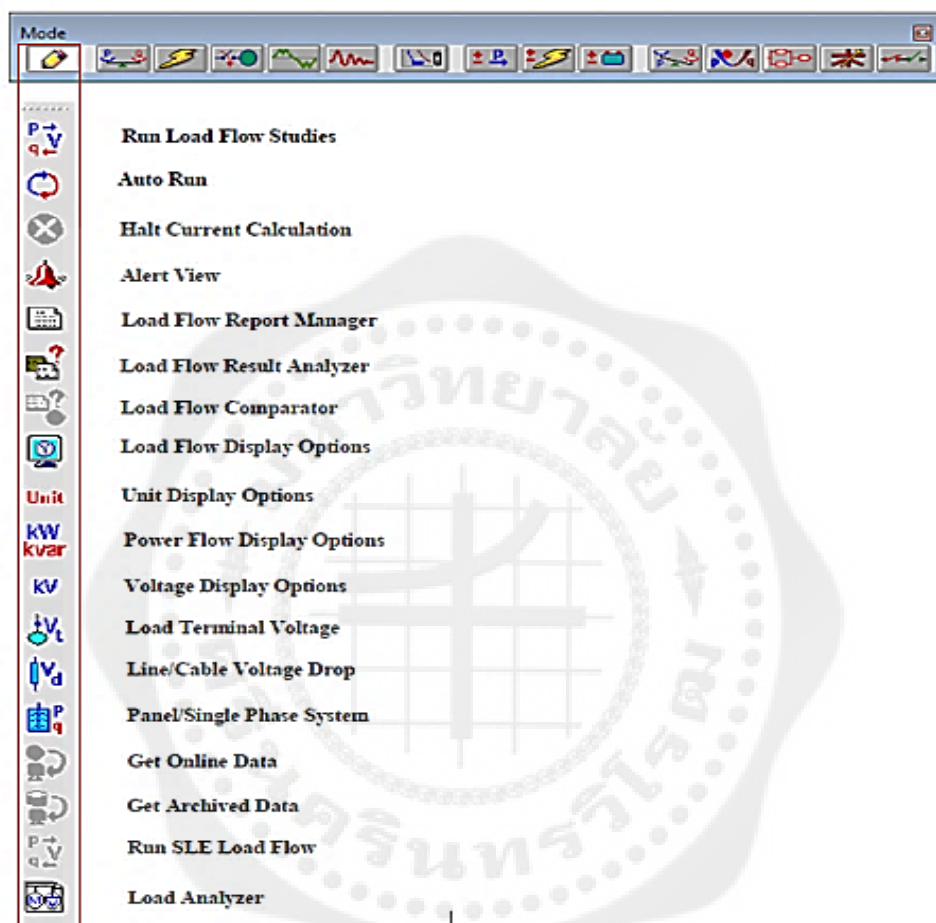
ภาพประกอบ 52 ภาพตัวอย่าง Single Line Diagram ที่สร้างจากโปรแกรม ETAP

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

ไฟล์ของโปรแกรม ETAP จะถูกเก็บในนามสกุล *.OTI ส่วนฐานข้อมูลต่างๆ ที่นำมาใช้ในการออกแบบ การคำนวณในระบบไฟฟ้าที่สร้างขึ้น จะถูกเก็บในรูปแบบฐานข้อมูล Microsoft Access (*.MDB) ทั้งสองไฟล์จะถูกใช้ทำงานร่วมกันเมื่อใช้งานโปรแกรม

3.3.8. การศึกษา Load Flow

การศึกษา Load Flow สามารถเลือกได้จาก Mode Toolbar ของโปรแกรมตามที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.3

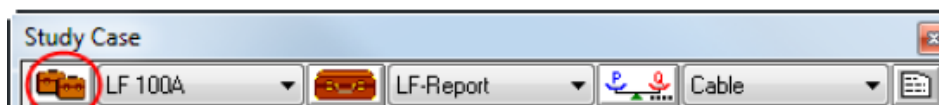


ภาพประกอบ 53 ภาพตัวอย่าง Single Line Diagram ที่สร้างจากโปรแกรม ETAP

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

3.3.4.1. Study Case Editor

สามารถสร้าง Load Flow Case Study ต่างๆ ได้จากเมนูดังนี้

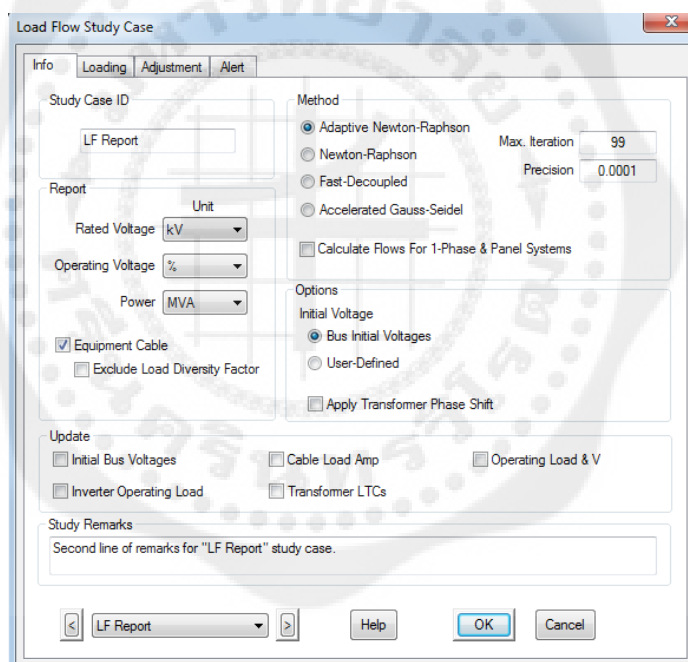


ภาพประกอบ 54 Study Case ในการศึกษา Load Flow

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

จากนั้นทำการป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังนี้

3.3.9.1.1. Info page



ภาพประกอบ 55 Info Page ใน Load Flow Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Study Case ID

- ป้อนชื่อของ Study Case

Method

- ป้อนวิธีการคำนวณ Load Flow สามารถเลือกวิธีการคำนวณได้ดังนี้

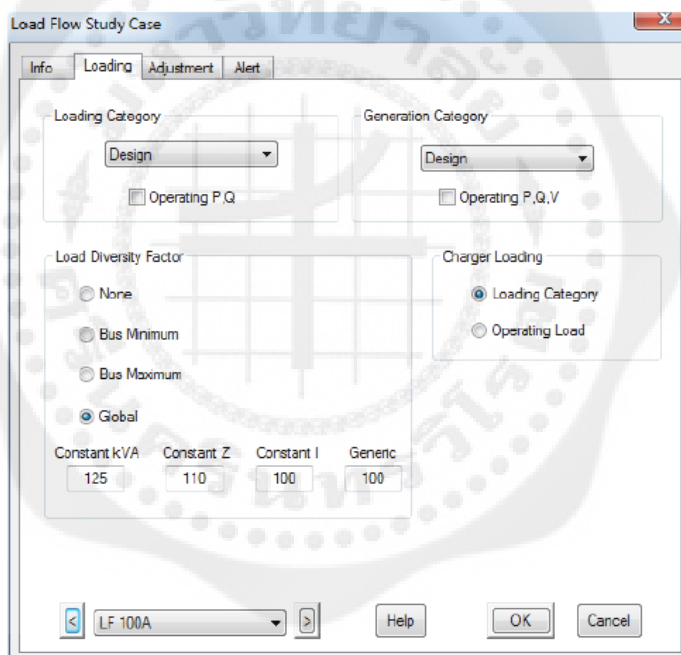
- Adaptive Newton-Raphson
- Newton Raphson
- Fast-Decoupled
- Accelerated Gauss-Seidel

Report

- ป้อนค่าการแสดงผลการคำนวณ

3.3.9.1.2. Loading page

เลือกค่าพารามิเตอร์สำหรับการคำนวณของ Loading Category และ Generation Category ซึ่งพารามิเตอร์ดังกล่าว จะถูกสร้างขึ้นในตอนการสร้าง Load Model และ Generator Model ดังได้ กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.3.6 และ 3.3.5



ภาพประกอบ 56 Loading Page ใน Load Flow Study Case

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

3.3.9.1.3. Adjustment page

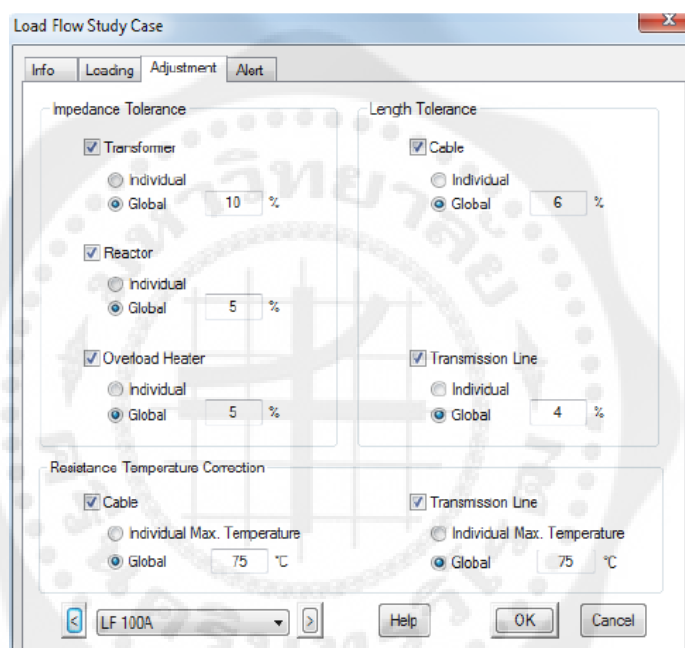
- กำหนดค่า Impedance tolerance ของ Transformer, Reactor, Over Load

Heater

- กำหนดค่า Length Tolerance ของ Cable, Transmission Line
- กำหนดค่า Resistance Temperature Correction ของ Cable และ

Transmission Line

โดยการเลือก Global หมายถึงใช้ค่าที่กำหนดขึ้นในหน้านี้กับอุปกรณ์ทุกตัว หากเลือก Individual หมายถึงใช้ค่า Tolerance ที่กำหนดให้กับอุปกรณ์แต่ละตัวในขณะสร้าง Model



ภาพประกอบ 57 Adjustment Page ใน Load Flow Study Case

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

3.3.9.1.4. Alert page

ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่จะให้โปรแกรมแจ้งเตือนเมื่อค่าพารามิเตอร์เหล่านั้นเบี่ยงเบนออกไป จากค่าที่กำหนดไว้

Component	Critical	Marginal
Bus	100	90 %
Cable	100	90 %
Line	100	95 %
Reactor	100	90 %
Transformer	100	95 %
Panel/UPS/VFD	100	95 %
PD	100	85 %
Generator	100	95 %
Inverter/Charger	100	95 %

Setting	Critical	Marginal
OverVoltage	105	102 %
UnderVoltage	95	98 %

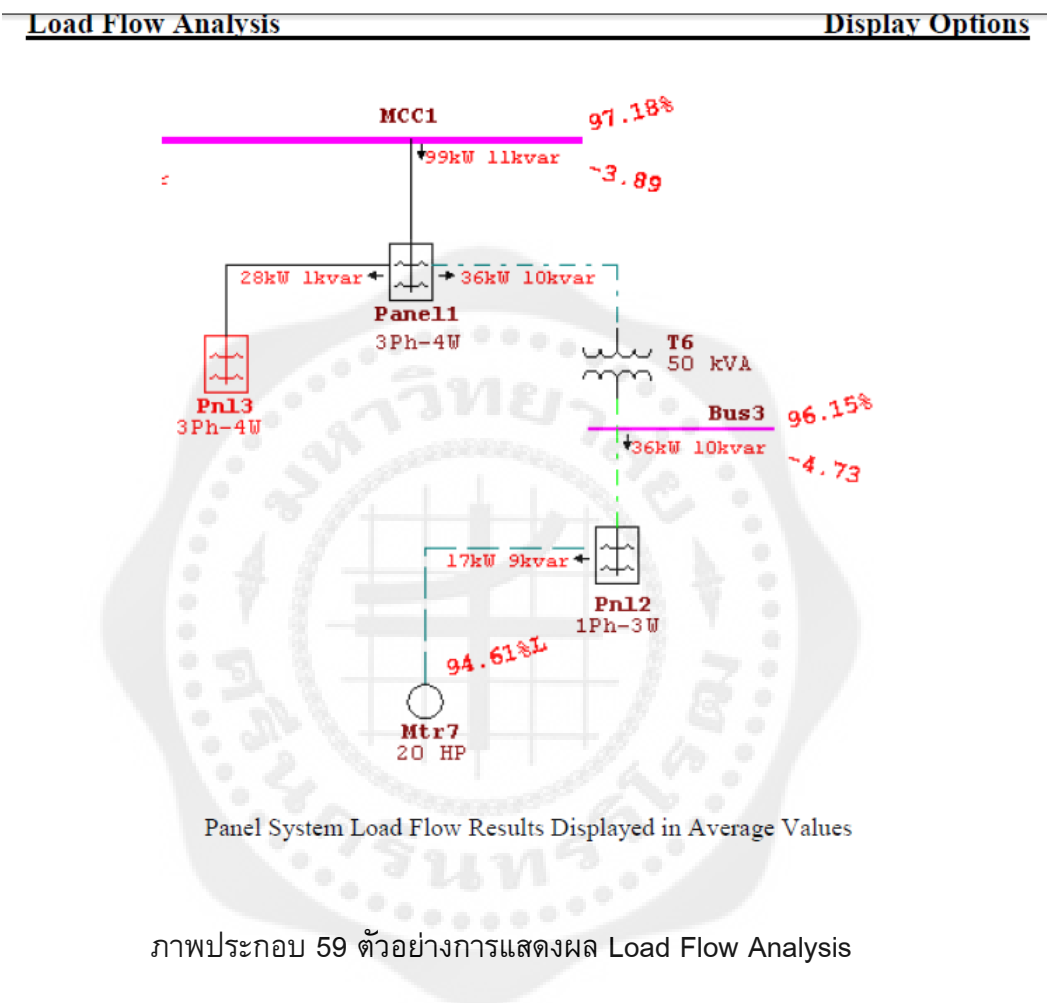
Setting	Critical	Marginal
OverExcited	100	95 % Qmax
UnderExcited	100	% Qmin

ภาพประกอบ 58 Alert Page ใน Load Flow Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

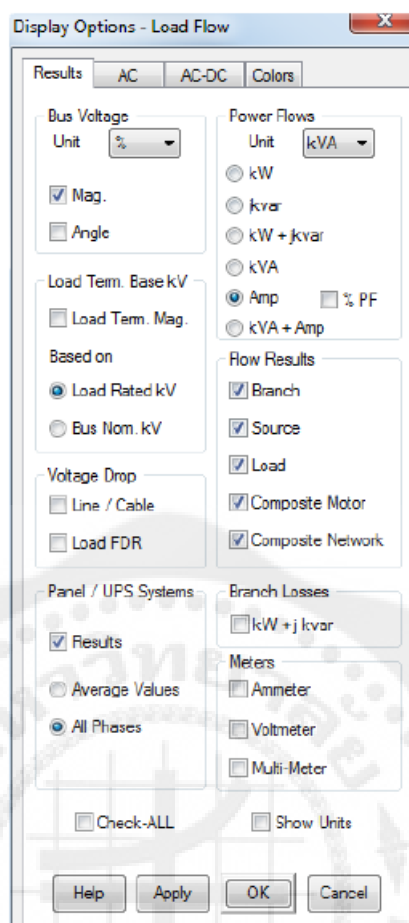
3.3.4.2. การแสดงผล Load Flow Analysis

ผลจากการศึกษา Load Flow จะแสดงบน Single Line Diagram โดยจะแสดงค่า Bus Voltage, Voltage Angle, Real Power flow, Reactive Power Flow ดังนี้



ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

หากผู้ใช้งานต้องการปรับเปลี่ยนการแสดงผล Load Flow สามารถปรับเปลี่ยนได้ที่หน้า Display Option ดังรูป



ภาพประกอบ 60 ตัวอย่างการแสดงผล Load Flow Analysis

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

นอกจากนี้ โปรแกรมยังสามารถสร้าง Report ซึ่งแสดง Input parameter ของอุปกรณ์ไฟฟ้า การตั้งค่าและวิธีการ Run Load Flow และผลการ Run Load Flow ดังตัวอย่างดังรูป

Bus			Connected Loads			Operating Loads			% Loading		
ID	kV	Rating (A)	kW	kvar	kVA	kW	kvar	kVA	% PF	Connected	Operating
Bus1	0.480	1200	582.50	333.41	671.17	582.50	333.41	671.17	86.79	67.27	67.27
Bus10	2.402	0	175.00	0.00	175.00	175.00	0.00	175.00	100.00	0.00	0.00
Bus2	0.480	1200	582.50	333.41	671.17	582.50	333.41	671.17	86.79	67.27	67.27
Bus23A	0.480	1200	533.06	310.91	617.11	533.06	310.91	617.11	86.38	61.86	61.86
Bus3	0.240	0	20.31	0.31	20.31	20.31	0.31	20.31	99.99	0.00	0.00
Bus4	0.480	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bus6	13.800	0	533.06	310.91	617.11	533.06	310.91	617.11	86.38	0.00	0.00
Bus7	13.800	0	2975.00	1843.74	3500.00	2975.00	1843.74	3500.00	85.00	0.00	0.00
Bus9	4.160	0	600.00	263.39	655.27	600.00	263.39	655.27	91.57	0.00	0.00
LVBus	0.480	1600	575.10	184.10	603.85	562.20	176.97	589.39	95.39	45.39	44.31
Main Bus	34.500	1200	9053.17	2952.42	9522.43	9040.27	2845.29	9307.95	95.08	13.28	13.26
MCC1	0.480	1600	483.01	136.94	502.05	483.01	136.94	502.05	96.21	37.74	37.74
Panel1	0.480	400	83.20	1.25	83.21	83.20	1.25	83.21	99.99	25.02	25.02
Panel2	0.240	225	20.31	0.31	20.31	20.31	0.31	20.31	99.99	37.62	37.62
Panel3	0.480	150	29.03	0.94	29.05	29.03	0.94	29.05	99.95	29.29	29.29
Sub 3	4.160	600	2647.77	652.28	2726.93	2634.87	645.14	2712.70	97.13	63.08	62.75
Sub 22	3.450	1200	2975.00	1843.74	3500.00	2975.00	1843.74	3500.00	85.00	48.81	48.81
Sub 23	3.450	1200	533.06	310.91	617.11	533.06	310.91	617.11	86.38	8.61	8.61
Sub 2A	13.800	800	3969.85	1227.19	4155.20	3969.85	1227.19	4155.20	95.54	21.73	21.73
Sub 2B	13.800	1600	2435.55	1072.96	2661.42	2435.55	1072.96	2661.42	91.51	6.96	6.96
Sub 3 Svcgr	4.160	225	2065.27	768.87	2203.75	2052.37	761.74	2189.17	93.75	135.93	135.03

Bus ID

Bus kV

Bus Continuous Current (A)

Continuous Loads Based on Loads Nameplate

Operating Loads = Connected Loads X % Loading X Demand Factor X Load Diversity Factor

Power Factor for Total Bus Operating Loads

Total Operating kVA / Rated Bus kVA

Total Connected kVA / Rated Bus kVA

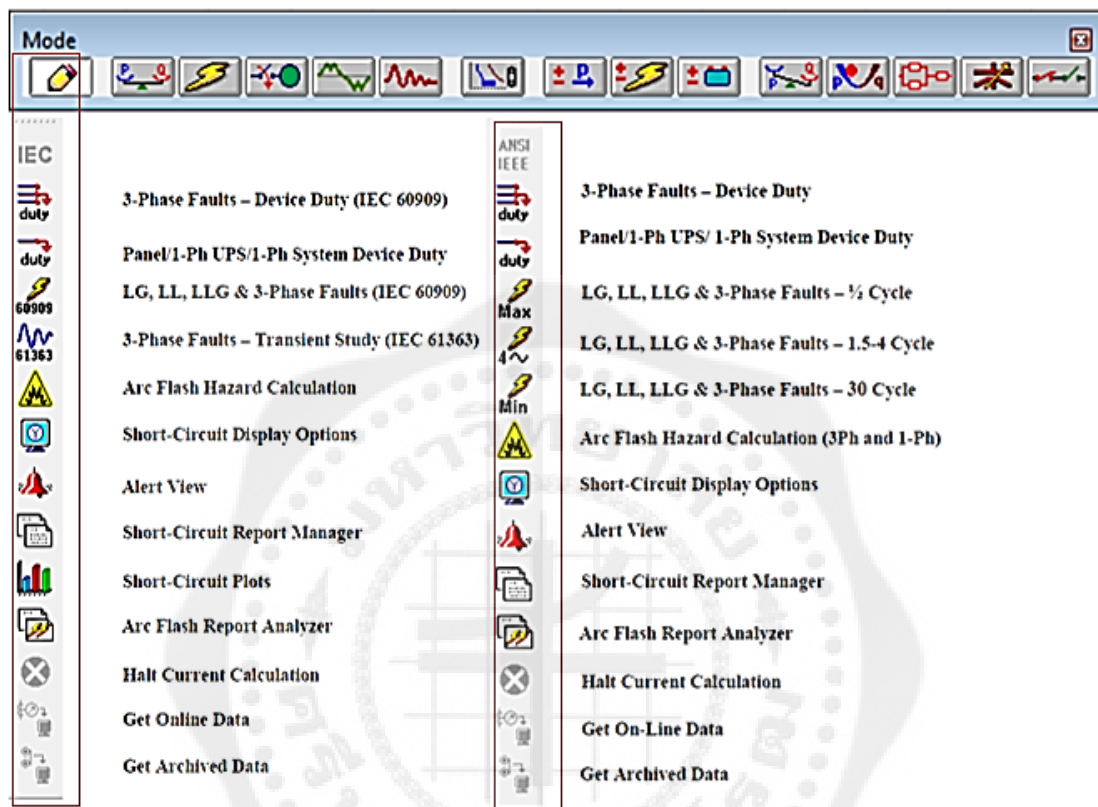
Is include Connected Loads X % Loading X Demand Factor X Diversity Factor (Bus Diversity Factors are applied to directly connected loads only.)
 ex: C: Nona, L: Nona, S: Nona

ภาพประกอบ 61 ตัวอย่างรายงาน Load Flow Analysis

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.9. การศึกษา Short Circuit

การศึกษา Short Circuit สามารถเลือกได้จาก Mode Toolbar ของโปรแกรมตามที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.3 โดยการเลือก Short Circuit สามารถเลือกการคำนวณตาม ANSI C37 หรือ IEC 60909

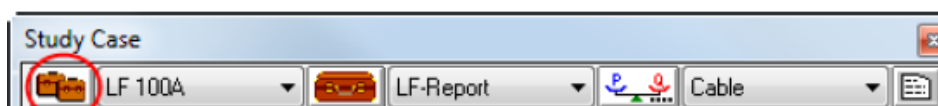


ภาพประกอบ 62 Mode Toolbar ของ Short Circuit Study

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.3.4.1. Study Case Editor

สามารถสร้าง Load Flow Case Study ต่างๆ ได้จากเมนูดังนี้



ภาพประกอบ 63 Toolbar ของ Short Circuit Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

จากนั้นทำการป้อนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังนี้

3.3.9.1.1. Info page

ภาพประกอบ 63 Info Page ใน Short Circuit Study Case

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

Study Case ID

- ป้อนชื่อ Short Circuit Study Case

Transformer Tap

- เลือกใช้ Tap ตามที่ตั้งค่าใน Transformer Model หรือเลือกใช้ Nominal

Tap

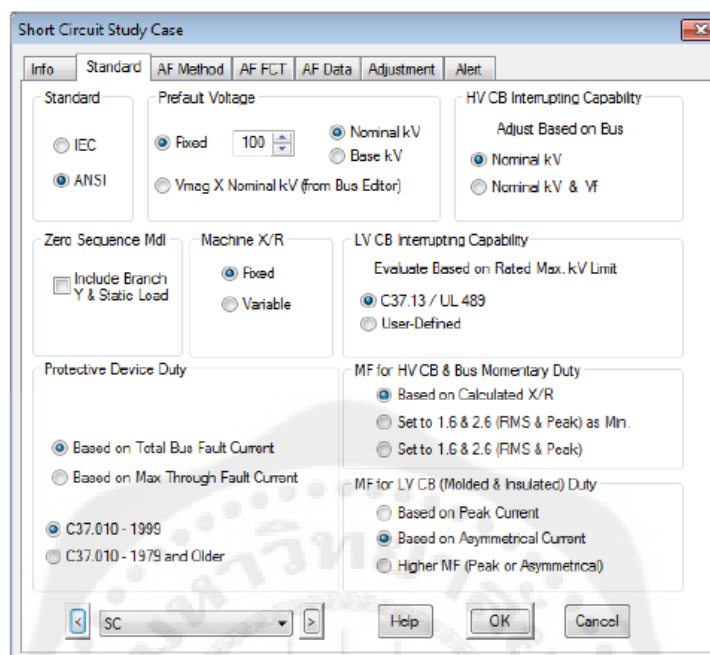
Bus Selection

- เลือก Bus ที่ต้องการศึกษา Short Circuit

Motor Contribution base on

- เลือกข้อกำหนดในการ Contribution กระแส Short Circuit ของ Motor

3.3.9.1.2. Standard page



ภาพประกอบ 64 Standard Page ใน Short Circuit Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Standard

- เลือกมาตรฐานในการคำนวณ Short Circuit ระหว่างการคำนวณตามมาตรฐาน ANSI หรือ IEC

Pre Fault Voltage

- เลือกสถานะ Bus Voltage ก่อนเกิด Fault

HVCB interrupting capacity

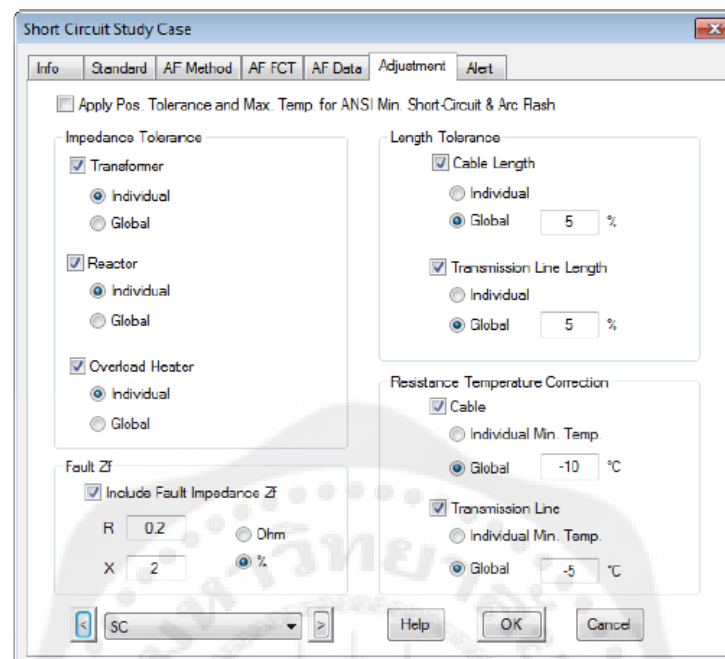
- เลือกสถานะความสามารถในการตัดวงจรของ High Voltage Circuit Breaker

LVCB Interrupting capacity

- เลือกสถานะความสามารถการตัดวงจรของ Low Voltage Circuit Breaker

ค่าพารามิเตอร์อื่นๆ สามารถเลือกได้จากเมนูของโปรแกรม

3.3.9.1.3. Adjustment page



ภาพประกอบ 65 Adjustment Page ใน Short Circuit Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

Impedance tolerance

- กำหนดค่า Impedance tolerance ของ Transformer, Reactor, Over Load Heater

Length Tolerance

- กำหนดค่า Length Tolerance ของ Cable, Transmission Line

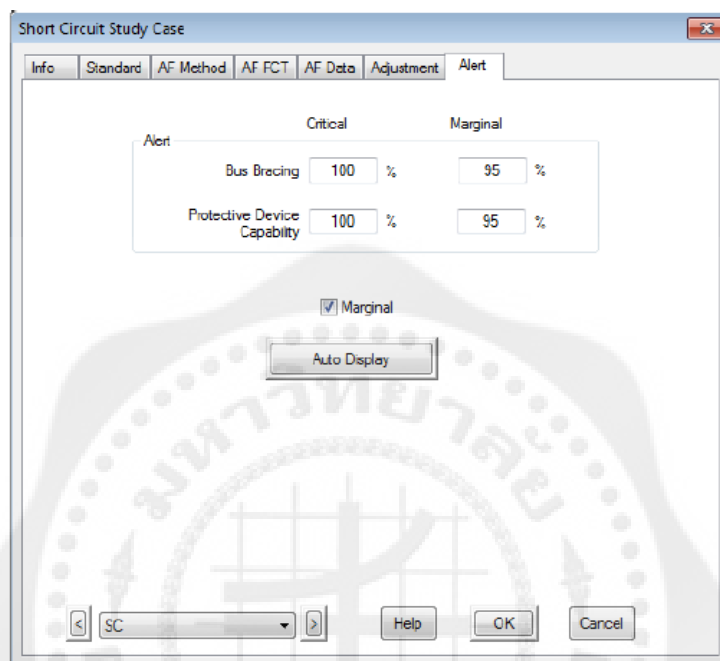
Resistance Temperature Correction

- กำหนดค่า Resistance Temperature Correction ของ Cable และ Transmission Line

โดยการเลือก Global หมายถึงใช้ค่าที่กำหนดขึ้นในหน้านี้กับอุปกรณ์ทุกตัว หากเลือก Individual หมายถึงใช้ค่า Tolerance ที่กำหนดให้กับอุปกรณ์แต่ละตัวในขณะสร้าง Model

3.3.9.1.4. Alert page

เลือกการตั้งค่าการแจ้งเตือนของโปรแกรมในกรณีที่ ค่า Short Circuit มีค่าเกินความสามารถในการทนกระแส Short Circuit หรือเกินความสามารถในการตัดวงจรของ Circuit Breaker



ภาพประกอบ 66 Alert Page ใน Short Circuit Study Case

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

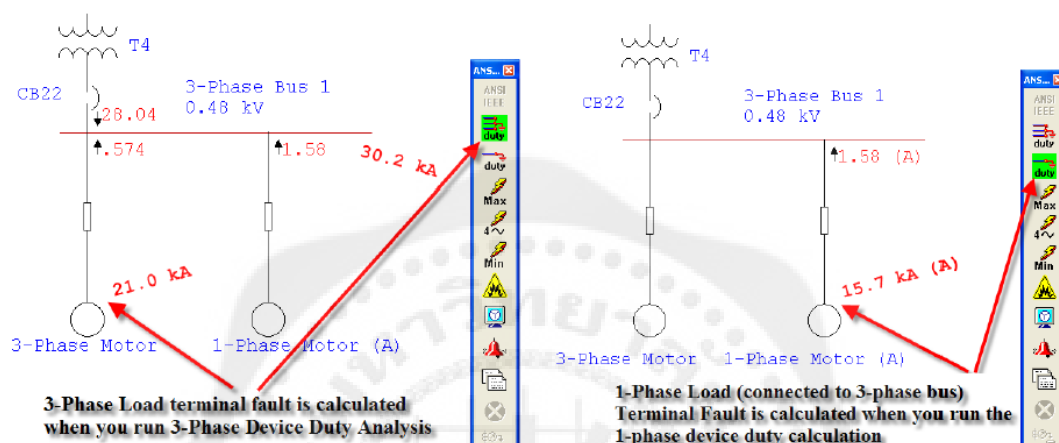
3.3.4.2. การแสดงผล Short Circuit Analysis

โปรแกรมจะแสดงผลค่ากระแส Short Circuit บน Bus ที่ต้องการศึกษา ขึ้นอยู่กับว่าต้องการศึกษา

Short Circuit ชนิดใด ดังรูป

Short-Circuit Analysis

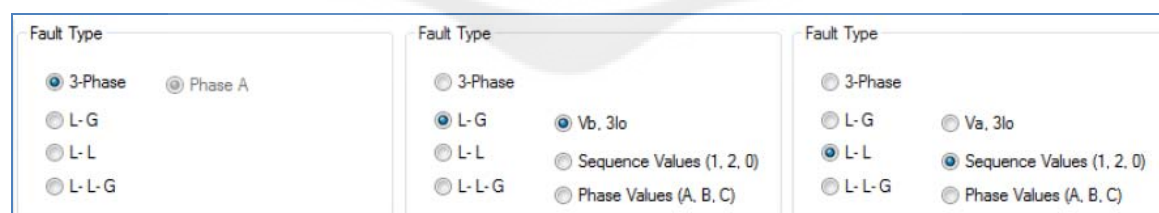
Study Case Editor



ภาพประกอบ 67 ตัวอย่างการแสดงผล Short Circuit Analysis

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

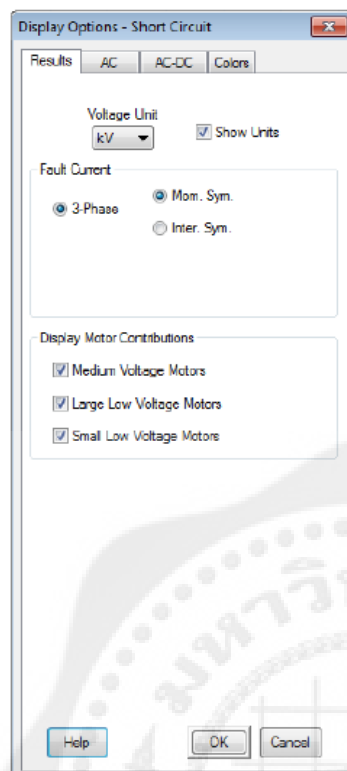
ผู้ใช้งานสามารถปรับเปลี่ยนการแสดงผลของกระแส Short Circuit ได้ในเมนู Display Option



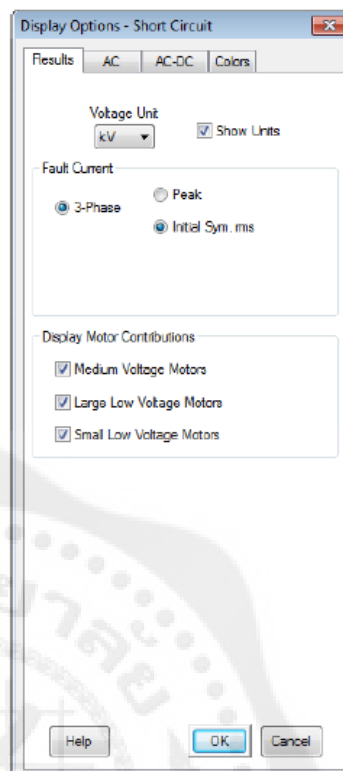
ภาพประกอบ 68 Menu ในการปรับการแสดงผล Short Circuit Analysis

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

ANSI Page



IEC Page



ภาพประกอบ 69 Manu ในการปรับการแสดงผล Short Circuit Analysis

ที่มา: *ETAP 12.6 User Guide*. (2013).

นอกจากนี้โปรแกรมยังสามารถสร้าง Report เพื่อแสดงผล Input Parameter และ ผลการคำนวณกระแส Short Circuit ได้ดังรูป

Short-Circuit Report											
3-phase fault at bus: Main Bus											
Prefault voltage = 36.225											
= 105.00 % of nominal bus kV (34.500 kV)											
= 105.00 % of base (34.500 kV)											
Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	Imag. /Real	I A Symm. Magnitude	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	Imag. /Real	I A Symm. Magnitude
Main Bus	Total	0.00	0.341	-22.420	41.8	22.427	0.00	0.322	-22.431	43.0	22.438
Sub2A	Main Bus	14.14	0.027	-0.397	14.9	0.398	11.42	0.020	-0.285	14.5	0.284
# T1	Main Bus	0.44	0.044	-1.143	25.0	1.144	0.43	0.033	-1.043	31.9	1.044
Utility	Main Bus	105.00	0.448	-21.081	45.0	21.084	105.00	0.448	-21.081	45.0	21.084
Bus 7	Sub2A	14.23	0.045	-0.474	10.7	0.474	11.49	0.033	-0.331	10.5	0.332
Mtr2	Sub2A	112.59	0.020	-0.490	24.2	0.494	112.59	0.013	-0.343	23.4	0.343
# Sub2B	T1	29.78	0.029	-1.031	34.8	1.032	28.48	0.023	-1.013	43.3	1.013
# Sub3	T1	3.09	0.017	-0.091	3.3	0.093	1.94	0.010	-0.033	3.3	0.033
Sub22	Bus 7	31.04	0.045	-0.474	10.7	0.474	22.44	0.033	-0.331	10.5	0.332
Bus 4	Sub2B	29.79	0.015	-0.033	3.5	0.034	28.48	0.001	-0.009	8.4	0.009
Gen1	Sub2B	105.00	0.047	-2.313	49.7	2.314	105.00	0.031	-2.347	44.0	2.347
Sym1	Sub2B	109.77	0.009	-0.241	28.1	0.242	109.77	0.007	-0.177	24.9	0.177
Sub3 Swgs	Sub3	3.33	0.143	-0.738	3.3	0.771	2.09	0.083	-0.434	3.3	0.444
Bus 1	Sub3	3.09	0.000	0.000	999.9	0.000	1.94	0.000	0.000	999.9	0.000

ภาพประกอบ 70 ตัวอย่างรายงาน แสดงผลการคำนวณกระแส Short Circuit

ที่มา: ETAP 12.6 User Guide. (2013).

3.4. สรุปขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาระเบียบการและข้อกำหนดของการไฟฟ้า ดังนี้

- 1.1. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554
- 1.2. ข้อกำหนดเกี่ยวกับ การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ธันวาคม 2551
- 1.3. ข้อกำหนดเกี่ยวกับ การปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มกราคม พ.ศ. 2557
- 1.4. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551
- 1.5. ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก พ.ศ. 2551

1.6. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

1.7. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 เพื่อหาข้อมูลที่ระบุเงื่อนไขเกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

2. ศึกษาโปรแกรม ETAP การป้องกันพารามิเตอร์ การวาดแผนภาพเส้นเดียว (Single line diagram) การคำนวณโหลดโพลล์ และการคำนวณกระแสลัดวงจร

3. นำค่าพารามิเตอร์และแบบ Single line diagram จากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ต้นแบบทั้ง 3 โครงการ มาทำแบบจำลอง ในโปรแกรม ETAP

4. ทำการคำนวณหาค่า Power factor ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า ด้วยโปรแกรม ETAP ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 115kV โดยกำหนดค่า %Z ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU) ตามมาตรฐาน IEC-60076-5 (IEC. 2006: 13)

5. เพิ่มค่า %Z ที่ละ 0.5% จนกระทั่งค่า Power factor ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า ที่ค่ามากกว่า 0.85 แบบตามหลัง และ 0.85 แบบนำหน้า ซึ่งเป็น %Z ของ GSU ที่เหมาะสมกับ Power factor ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายการไฟฟ้า

6. คำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของ GSU ตามค่า %Z ที่ได้จากข้อ 5 ด้วยโปรแกรม ETAP สังเกตค่า Power factor ของโหลด GTG ที่เปลี่ยนแปลง นำไปกำหนดค่า Power factor ที่เหมาะสมของ GTG

7. คำนวณหาค่า Short circuit current ของโรงไฟฟ้า ด้วยโปรแกรม ETAP โดยกำหนดค่า %Z ของ GSU ที่ได้จากข้อที่ 5

8. คำนวณค่า Short circuit current ของเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่ทำให้ค่า Short circuit current ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายการไฟฟ้า

9. จัดทำตารางสรุปค่า %Z ของ GSU กับ ค่า Power factor และ Short circuit current ของโรงไฟฟ้า ที่ส่งผลให้ค่า Power factor และ Short circuit current ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายการไฟฟ้า

10. สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

บทที่ 4

การนำเสนอผลของข้อมูลและการวิเคราะห์ข้อมูล

4.1. ศึกษาค่าพารามิเตอร์และ Single line diagram จากโครงการโรงไฟฟ้า SPP

จากโครงการโรงไฟฟ้า SPP ต้นแบบ จำนวน 3 โครงการ ดังนี้

โรงไฟฟ้า B - โครงการ SPP ขนาดประมาณ 106 MW ประเภท Co-generation แบบ Bottom cycle ผลิต Steam ขยาย 20 t/h ที่อุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจาก natural gas

โรงไฟฟ้า N - โครงการ SPP ขนาดประมาณ 128 MW ประเภท Co-generation แบบ Bottom cycle ผลิต Steam ขยาย 30 t/h ที่อุณหภูมิ 220 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจาก natural gas

โรงไฟฟ้า R - โครงการ SPP ขนาดประมาณ 100 MW ประเภท Co-generation แบบ Bottom cycle ผลิต Steam ขยาย 15 t/h ที่อุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจาก natural gas

ตาราง 8 เปรียบเทียบพารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าต้นแบบ โครงการโรงไฟฟ้า B, N และ R

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก	B	N	R
ปริมาณการผลิตไฟฟ้า (net power output) (MW)	106	128	100
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ.(MW)	90	90	90
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 22kV (MW)	6	30	10
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 115kV (MW)	10	5	-
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (Auxiliary power plant) (MW)	8.640	8.980	7.202
ปริมาณการขาย process steam (t/h)	20	30	15
ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ GTG (MW)	47.30	49.80	40.73
ค่า PF. ของ GTG	0.8	0.8	0.8
ค่า X"d ของ GTG (%)	16.2	13.7	13.0
ค่า Ra ของ GTG (%)	0.121	0.147	0.171

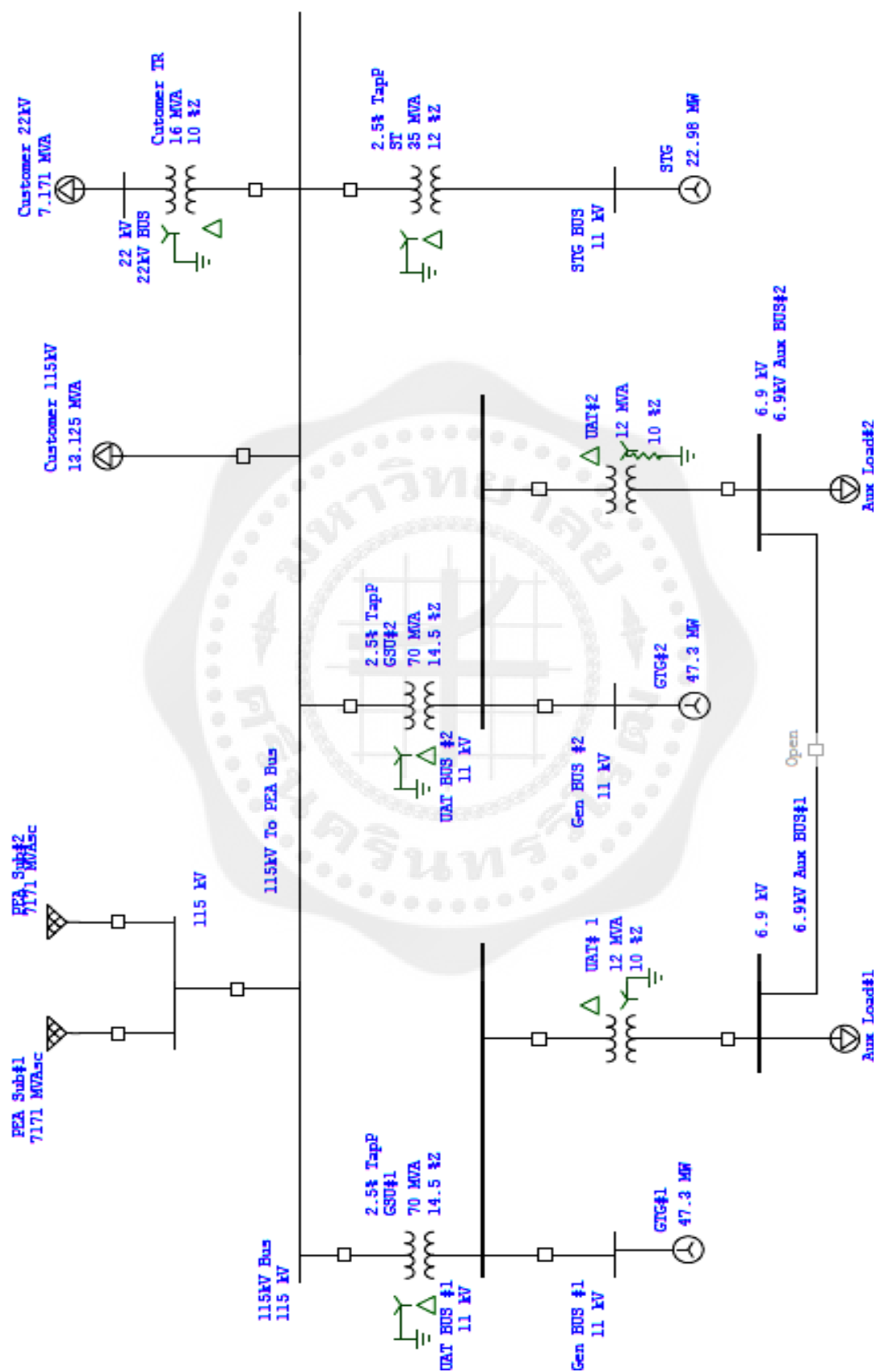
ตาราง 8 (ต่อ)

โครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก	B	N	R
ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ	22.98	42.00	26.93
STG (MW)			
ค่า PF. ของ STG	0.80	0.80	0.80
ค่า $X''d$ ของ STG (%)	13.0	16.7	14.0
ค่า R_a ของ STG (%)	0.159	0.191	0.267
ขนาดหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหัน	70.00	65.00	55.00
แก๊ส GSU 1 และ 2 (MVA)			
ค่า %Z ของ GSU 1 และ 2 (%)	14.5	12.5	12.5
ค่า X/R ของ GSU 1 และ 2	50.70	33.00	31.96
ขนาดหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ST (MVA)	35	52	36
ค่า %Z ของ ST (%)	12.0	12.5	12.5
ค่า X/R ของ ST	29.50	34.00	35.99
ขนาดหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า	12	12	12
UAT 1 และ 2 (MVA)			
ค่า %Z ของ UAT 1 และ 2 (%)	10.0	8.2	8.5
ค่า X/R ของ UAT 1 และ 2	14.42	13.39	13.20
ขนาด Transformer Customer TR (MW)	16	40	15
ค่า %Z ของ Customer TR (%)	10.0	12.5	12.5
ค่า X/R ของ Customer TR	17.85	34.00	29.28

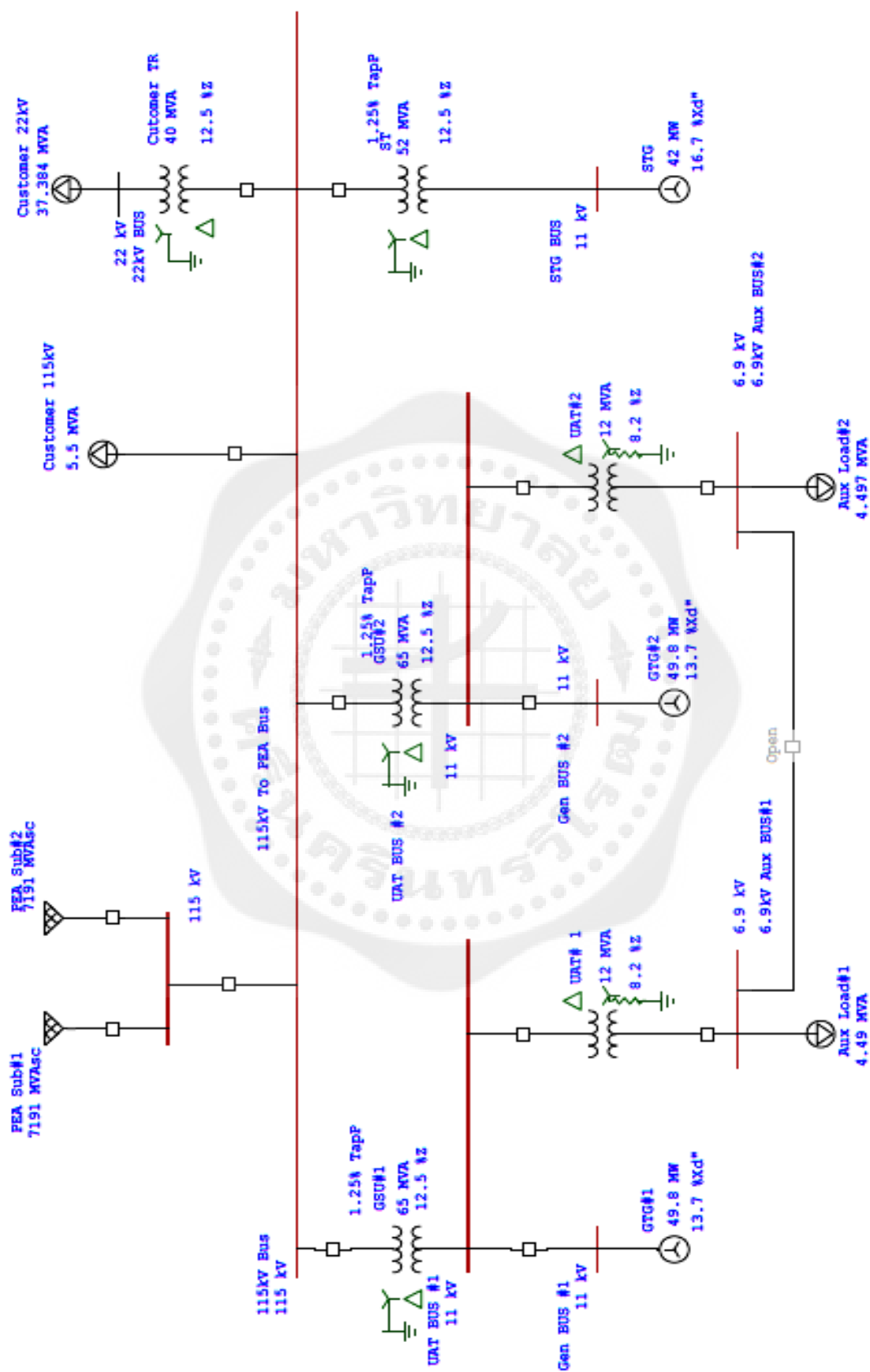
โรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมอยู่ในจังหวัดที่แตกต่างกัน ปริมาณลูกค้าเอกชนผู้รับซื้อไฟฟ้าในแต่ละนิคมอุตสาหกรรมจึงมีความแตกต่างกัน โรงไฟฟ้า B มีจำนวนลูกค้าเอกชนที่รับซื้อไฟฟ้าแรงดัน 115 kV มากกว่าที่ระดับแรงดัน 22 kV ในขณะที่ โรงไฟฟ้า N และ R มีลูกค้าเอกชนที่รับซื้อไฟฟ้าแรงดัน 22 kV มากกว่า โดยส่วนใหญ่ลูกค้าเอกชนที่รับซื้อไฟฟ้าแรงดัน 115kV เป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 10-180 MW (กฟภ. 2551ก: 4) ซึ่งมีจำนวนน้อยกว่าโรงงานอุตสาหกรรมที่รับแรงดัน 22 kV ที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ในช่วง 56 kW ถึง 8 MW

แบบ Single line diagram ของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง มีรูปแบบเดียวกัน เนื่องจากมีขนาดใกล้เคียงกัน และเป็นโรงไฟฟ้าระบบการผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซเหมือนกัน ดังที่ได้กล่าวในรายละเอียดข้างต้น รูปแบบการเชื่อมต่อเป็นรูปแบบสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟภ. 2551ก: สิ่งแนบที่ 1) ดังภาพประกอบ 71-73 ตามลำดับ

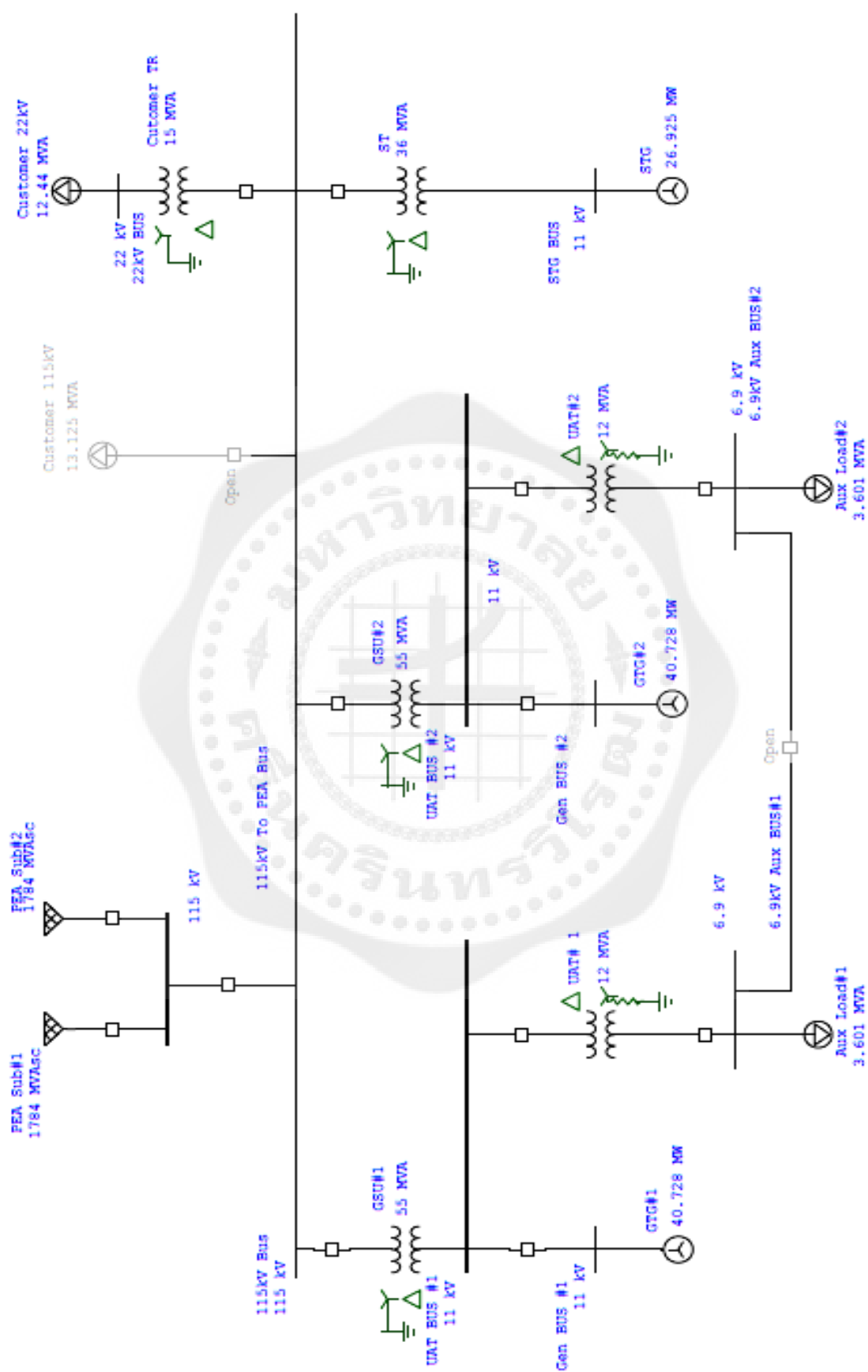




ภาพประกอบ 71 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า B



ภาพประกอบ 72 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า N



ภาพประกอบ 73 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้า R

4.2. กำหนดค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า

4.2.1. กำหนดค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electrical net power)

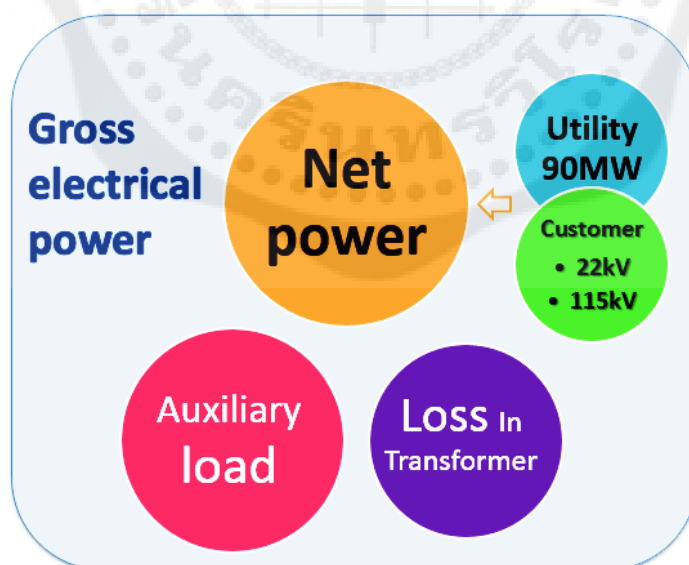
จากข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้า Net power จากระบบฐานข้อมูลโครงการ SPP/VSP ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ. 2555: ออนไลน์) ดังตารางที่ 9 มีค่าฐานนิยม (Mode) 113.90 MW ซึ่งมีความถี่เพียง 8 ครั้ง มีค่าเฉลี่ย (Mean) 121.59 MW จึงเลือกขนาดแบบจำลองโรงไฟฟ้าที่มีขนาด 120 MW เพื่อให้มีขนาดใกล้เคียงกับโครงการส่วนใหญ่

4.2.2. กำหนดค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า

จากระบบฐานข้อมูลโครงการ SPP/VSP ของ กกพ. (กกพ. 2555: ออนไลน์) ดังตารางที่ 9 มีค่าฐานนิยม (Mode) 90 MW และค่าเฉลี่ย (Mean) 86.01 MW ทั้ง 2 ค่ามีความใกล้เคียงกันและค่าฐานนิยม มีความถี่มาก 67 ครั้งจากทั้งหมด 76 โรงไฟฟ้า มีความถี่เป็น 90% จึงกำหนดค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าที่ 90 MW ซึ่งเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายสามารถจ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าได้ (กฟผ.; กฟน; และ กฟภ. 2554)

4.2.3. กำหนดขนาดปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าไฟฟ้าเอกชน

จาก Electrical net power 120 MW และปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า 90 MW ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถขายให้ลูกค้าได้จึงเท่ากับ 30 MW โดยกำหนดให้มีลูกค้าจาก 2 แหล่ง คือ ลูกค้าที่รับไฟฟ้าที่แรงดันไฟฟ้า 22 kV และ 115 kV กำหนดขนาดลูกค้าที่รับแรงดันไฟฟ้า 22 kV เท่ากับ 25 MW และ กำหนดลูกค้า 115 kV เท่ากับ 5 MW.



ภาพประกอบ 74 ส่วนประกอบของพลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ (Gross electrical power)

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน.

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ โดเจนเนอร์ชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	111.000	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	106.200	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.300	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	118.890	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	106.200	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็มเค2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	109.100	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็มเค จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	107.790	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็มแอลแอล จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.130	90
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	150.000	90
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	150.000	90
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	77.000	74
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	67.680	55
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	66.350	55

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	120.000	90
SPP	Firm	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	101.180	90
SPP	Firm	บริษัท ไชมี ดาร์บี เพาเวอร์ จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	105.000	60
SPP	Firm	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	138.880	41
SPP	Firm	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	118.500	90
SPP	Firm	บริษัท บางกอก โดเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	115.300	90
SPP	Firm	บริษัท บางปะอิน โดเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	106.250	90
SPP	Firm	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ , Off Gas	171.100	32
SPP	Non Firm	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม		206.000	60
SPP	Firm	บริษัท ราชบุรีเวิลด์ โดเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	115.280	90

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท เอ็กโก โดเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	120.000	60
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	123.499	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	123.499	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส3 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	123.499	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส4 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	123.499	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.957	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.684	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ รีทีฟ จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.957	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	119.643	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	119.643	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	123.499	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.957	90
SPP	Firm	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	122.350	90

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	131.500	90
SPP	Firm	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	131.460	90
SPP	Non - Firm	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 4)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	121.135	70
SPP	Firm	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	128.000	90
SPP	Firm	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	168.430	90
SPP	Firm	(โครงการ 1)				
SPP	Firm	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	139.000	90
SPP	Firm	บริษัท หอนงแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	131.000	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	165.820	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	108.740	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	168.000	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	108.000	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	165.820	90

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	121.730	90
SPP	Firm	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	109.740	90
SPP	Firm	บริษัท บ่อวิน คลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท บางกะปิ คลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.290	90
SPP	Firm	บริษัท บางปะอิน โดเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	120.500	90
SPP	Firm	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	112.000	90
SPP	Firm	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 1 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 2 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	125.490	90
SPP	Firm	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.640	90
SPP	Firm	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	124.640	90
SPP	Firm	บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	129.320	90
SPP	Firm	บริษัท พีพีทีจี จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.900	90

ตารางที่ 9 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท ราชบุรีโคเจนเนอเรชั่น จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	111.759	90
SPP	Firm	บริษัท ราชบุรีเวิลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	115.280	90
SPP	Firm	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	112.010	90
SPP	Firm	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) โครงการ 2	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	166.530	90
SPP	Firm	บริษัท สยามเพียวไรซ์ จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	105.506	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	113.902	90
SPP	Firm	บริษัท เอสเอสยูที่ จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	108.300	90
SPP	Firm	บริษัท เอสเอสยูที่ จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	108.300	90

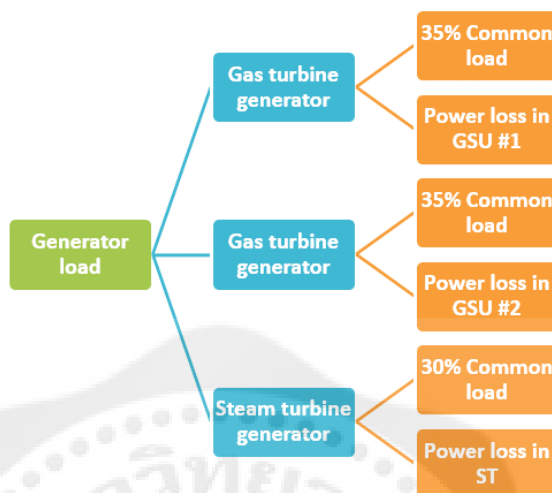
ตารางที่ ๑ ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (ต่อ)

ผู้ผลิต ไฟฟ้า	สัญญา	บริษัท/บุคคล	ประเภทโรงไฟฟ้า	รายละเอียด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ติดตั้ง (MW)	ปริมาณขาย ตามสัญญา (MW)
SPP	Firm	บริษัท แอ็ดวานซ์ อะโกร เอเชี่ย จำกัด	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	105.430	90
SPP	Firm	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	115.217	90
SPP	Firm	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	พลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	115.217	90

ที่มา: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2555). ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก: ออนไลน์. สืบค้นจากอินเทอร์เน็ต.<http://www.erc.or.th/ERCSP>.
 ค้นเมื่อวันที่ 22 มีนาคม 2558.

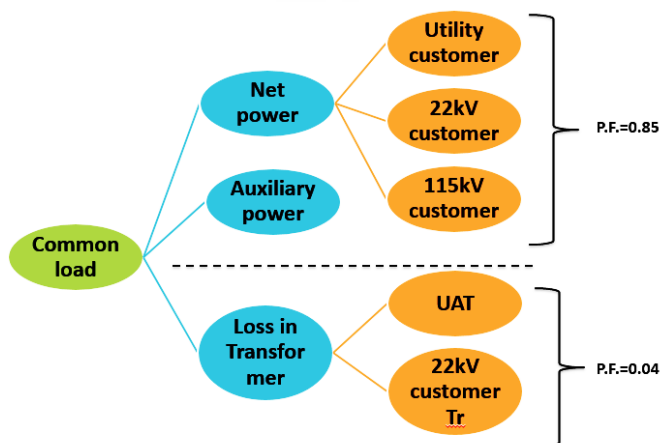
4.3. ออกแบบโรงไฟฟ้าและคำนวณขนาดอุปกรณ์ในระบบจำลองโรงไฟฟ้า

แบบจำลองโรงไฟฟ้ามีการจัดเรียงโครงสร้างดังภาพประกอบ 75 และมีการแบ่งภาระโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องดังนี้



ภาพประกอบ 75 ส่วนประกอบของภาระโหลด Generator แต่ละตัว

เนื่องจากโรงไฟฟ้าต้นแบบทั้ง 3 โครงการ เป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการใช้เชื้อเพลิง เพื่อการเผาไหม้ในหม้อน้ำ (Heat recovery steam generator: HRSG) ใช้เพียงไอเสียจากกังหันก๊าซ เพียงอย่างเดียวในการขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ โรงไฟฟ้าประเภทนี้กำลังผลิตประมาณ 70% จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซและอีกประมาณ 30% จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันไอน้ำ (กฟผ. 2557: ออนไลน์) และโรงไฟฟ้า N ที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Net power) ที่ใกล้เคียงแบบจำลองโรงไฟฟ้า มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเท่ากับ 35.4%, 29.6% ตามลำดับ ดังนั้นจึงเลือกสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ: เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ เท่ากับ 70%: 30% ดังภาพประกอบ 75 และมีรายละเอียดโหลดรวมโรงไฟฟ้างดภาพประกอบ 76



ภาพประกอบ 76 ส่วนประกอบของ Common load

4.3.1. ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับลูกค้าที่รับแรงดันไฟฟ้าขนาด 22 kV

1. ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้า 22 kV เท่ากับ 25 MW
2. ตามระเบียบการคิดอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านคร

หลวง (กฟภ. 2555: ออนไลน์); (กฟน. 2555: ออนไลน์) หากมีการใช้กำลังรีแอกทีฟมาก จนมีค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำกว่า 0.85 แบบตามหลัง ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายค่าปรับให้การไฟฟ้าต่อหน่วยที่เกิน นำข้อกำหนดนี้มากำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ลูกค้าไฟฟ้าทั้ง 22 kV และ 115 kV มีค่าเท่ากับ 0.85 แบบตามหลัง ดังนั้น ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้า 22 kV เท่ากับ 29.41 MVA

3. จาก IEEE C57.91-1995 หม้อแปลงไฟฟ้าที่มีระบบระบายความร้อนแบบ ONAN/ONAF เมื่อมีอุณหภูมิโดยรอบเฉลี่ยสูงขึ้น 1°C จาก 30°C จะทำให้มี หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลดได้ลดลง 1% ดังภาพประกอบ 77 อุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่ 40°C IEEE แนะนำให้เผื่ออีก 5°C สำหรับอุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าในอนาคตและเนื่องจากอายุการใช้งานเฉลี่ยของกระดาษฉนวนแบบ Kraft paper มีค่า 17.12 ปี แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมีสัญญาการขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าที่ 25 ปี จาก สมการ acceleration factor จาก IEEE C57.91 (IEEE. 1995: 11) ต้องลดอุณหภูมิขดลวดสูงสุดต่อหม้อแปลง 5°C ดังนั้นกำหนดค่า Margin factor เท่ากับ 20%

$$F_{AA} = \text{EXP} \left[\frac{15\,000}{368} - \frac{15\,000}{\Theta_H + 273} \right]$$

สมการที่ 4.1

4. ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าน้อยที่สุดเท่ากับ 35.29 MVA จึงเลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 36 MVA

5. เลือกใช้ค่า %Z เท่ากับ 10% และ X/R เท่ากับ 27.3 ตามภาพประกอบ 78 และ 79 จาก IEC 60076-5 (IEC. 2006: 13) และ IEEE C57.12.10 (IEEE. 1997: 11) ตามลำดับ

Table 4—Loading on basis of temperatures
 (average ambient other than 30°C and average winding rise less than limiting values)
 (for quick approximation)
 (ambient temperature range –30°C to 50°C)

Type of cooling *	% of KVA rating	
	Decrease load for each°C higher temperature	Increase load for each°C lower temperature
Self-cooled—OA	1.5	1.0
Water-cooled—OW	1.5	1.0
Forced-air-cooled—OA/FA, OA/FA/FA	1.0	0.75
Forced-oil, -air, -water-cooled—FOA, FOW, and OA/FOA/FOA	1.0	0.75

*See 5.1 in IEEE Std C57.12.00-1995.

ภาพประกอบ 77 ตารางแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าที่พิกัดและค่าอุณหภูมิโดยรอบ

ที่มา : The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1995). C57.91-1995-IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformer. page12.

Table 1 – Recognized minimum values of short-circuit impedance for transformers with two separate windings

Short-circuit impedance at rated current	
Rated power kVA	Minimum short-circuit impedance %
25 to 630	4,0
631 to 1 250	5,0
1 251 to 2 500	6,0
2 501 to 6 300	7,0
6 301 to 25 000	8,0
25 001 to 40 000	10,0
40 001 to 63 000	11,0
63 001 to 100 000	12,5
above 100 000	>12,5

NOTE 1 Values for rated power greater than 100 000 kVA are generally subject to agreement between manufacturer and purchaser.

NOTE 2 In the case of single-phase units connected to form a three-phase bank, the value of rated power applies to three-phase bank rating.

ภาพประกอบ 78 Typical %Z ของหม้อแปลงที่มีขนาดมากกว่า 500kVA ขึ้นไปตาม IEEE60076-5

ที่มา: International Electrotechnical Commission. (2006). 60076-5-IEC Power transformers- Part 5: Ability to withstand short circuit. Page 13

Rating	X/R	Rating	X/R
MVA ≤ 1	5.790	8 < MVA ≤ 10	15.50
1 < MVA ≤ 2	7.098	10 < MVA ≤ 20	18.60
2 < MVA ≤ 3	10.67	20 < MVA ≤ 30	23.70
3 < MVA ≤ 4	11.41	30 < MVA ≤ 40	27.30
4 < MVA ≤ 5	12.14	40 < MVA ≤ 50	29.50
5 < MVA ≤ 6	12.85	50 < MVA ≤ 100	34.10
6 < MVA ≤ 7	13.55	100 < MVA ≤ 200	42.00
7 < MVA ≤ 8	14.23	200 < MVA ≤ 1000	50.00

ภาพประกอบ 79 Typical X/R ของหม้อแปลงที่มีขนาดมากกว่า 500 kVA ขึ้นไปตาม IEEE C57.12.10

ที่มา: The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1997). C57.12.10-IEEE Standard requirements for liquid-immersed power transformers.

6. คำนวณค่า Transformer loss ขณะ full load จากสมการ

$$\begin{aligned} \text{MVAR Loss} &= 3I^2X = 3.5976 \text{ MVAR} \\ \text{MW Loss} &= 3I^2R = 0.1318 \text{ MW} \end{aligned}$$

4.3.2. ขนาด Transformer สำหรับจ่ายไฟฟ้าให้ระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT)

ตาราง 10 แสดงโหลดของระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า B , N, R

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กโรงไฟฟ้า	B	N	R
Electrical net power (MW)	106	128	100
Auxiliary load (MW)	8.64	8.98	7.20
Power factor ของ Auxiliary load	0.85	0.89	0.89

1. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าจาก 3 โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กต้นแบบ แสดงดังตารางที่ 10 เมื่อนำมาค่าจากตารางคำนวณค่า Auxiliary load (MW) ต่อค่า Electrical net power (MW) คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ มีค่าดังนี้ 6.93%, 6.24%, 6.41% เฉลี่ยได้เท่ากับ 6.53% ดังนั้น โหลดของระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าของแบบจำลอง มีค่าเท่ากับ 7.84 MW

2. กำหนดค่า Power factor ของ Auxiliary load จากค่า ที่น้อยที่สุด จากทั้ง 3 โครงการต้นแบบ คือ 0.85 แบบตามหลัง

3. ค่า UAT load เท่ากับ 9.22 MVA

4. ค่า Margin factor 20% ตามแสดงดังข้อ 4.3.1

5. ขนาด Minimum ของ UAT เท่ากับ 11.06 MVA เลือก UAT ขนาด 12 MVA
6. ตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน แนะนำค่า $\%Z = 8\%$ และ $X/R = 18.6$ ตามภาพประกอบ 78 และ 79
7. คำนวนค่า Transformer loss ได้ดังนี้ $0.0515 \text{ MW} + 0.9586 \text{ MVAR}$

4.3.3. ขนาด Steam generator transformer (ST)

สัดส่วนระหว่าง Gas turbine generator และ Steam turbine generator ของแต่ละโรงไฟฟ้าขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย อาทิ เช่น ปริมาณการผลิต Process steam , ประเภทของ HRSG เป็นต้น ทำให้แต่ละโรงไฟฟ้ามีสัดส่วนของ Generator ที่แตกต่างกัน

ตาราง 11 แสดงสัดส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าของ GAS Generator และ Steam Generator ของแต่ละโรงไฟฟ้า

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กโรงไฟฟ้า	B	N	R
Electrical net power (MW)	106	128	100
Capacity of power plant (MW)	117.58	141.60	108.39
Gas generator (MW)	47.30	49.80	40.73
Steam generator (MW)	22.98	42.00	26.93
สัดส่วนของ			
Gas generator: Gross power plant (%)	40.23	35.17	37.58
Steam generator: Gross power plant (%)	19.54	29.66	24.84

เนื่องจากโรงไฟฟ้า N มีค่า Electrical net power และ ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้า มีค่าใกล้เคียงกับแบบจำลองโรงไฟฟ้า จึงเลือกสัดส่วนของ Gas Generator และ Steam Generator ที่ 35%:35%:30%

ดังนั้นโหลดของ Steam turbine generator ประกอบไปด้วย พลังงานสูญเสียใน ST และ 30% ของโหลดรวมโรงไฟฟ้า (Common load) Common Load คือ ผลรวมโหลดดังต่อไปนี้

ตาราง 12 แสดงรายละเอียดของ Common load

โหลดรวมของโรงไฟฟ้า	MW	MVAR	Pf.
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า	90.00	55.78	0.85
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 22kV	25.00	15.49	0.85
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 115kV	5.00	3.10	0.85
Power plant auxiliary load	7.84	4.86	0.85
Loss of Customer Transformer	0.132	3.598	0.037
Loss of UAT#1	0.052	0.959	0.054
Loss of UAT#2	0.052	0.959	0.054
ผลรวมโหลดรวมของโรงไฟฟ้า	128.076	84.746	0.834

1. ดังนั้น Common load ที่ Steam turbine generator ต้องร่วมจ่ายเท่ากับ 38.423 MW และ 24.311 MVAR เท่ากับ 45.468 MVA
2. ค่า Margin factor 20% ตามแสดงดังข้อ 4.3.1
3. ขนาด Minimum ของ ST เท่ากับ 54.562 MVA เลือก ST ขนาด 55 MVA
4. ตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน แนะนำค่า %Z = 11% และ X/R =34.1 ตามภาพประกอบ 78 และ 79
5. คำนวณค่า Transformer loss ได้ดังนี้ 0.1773 MW และ 6.0474 MVAR

4.3.4. ขนาด Steam Turbine generator (STG)

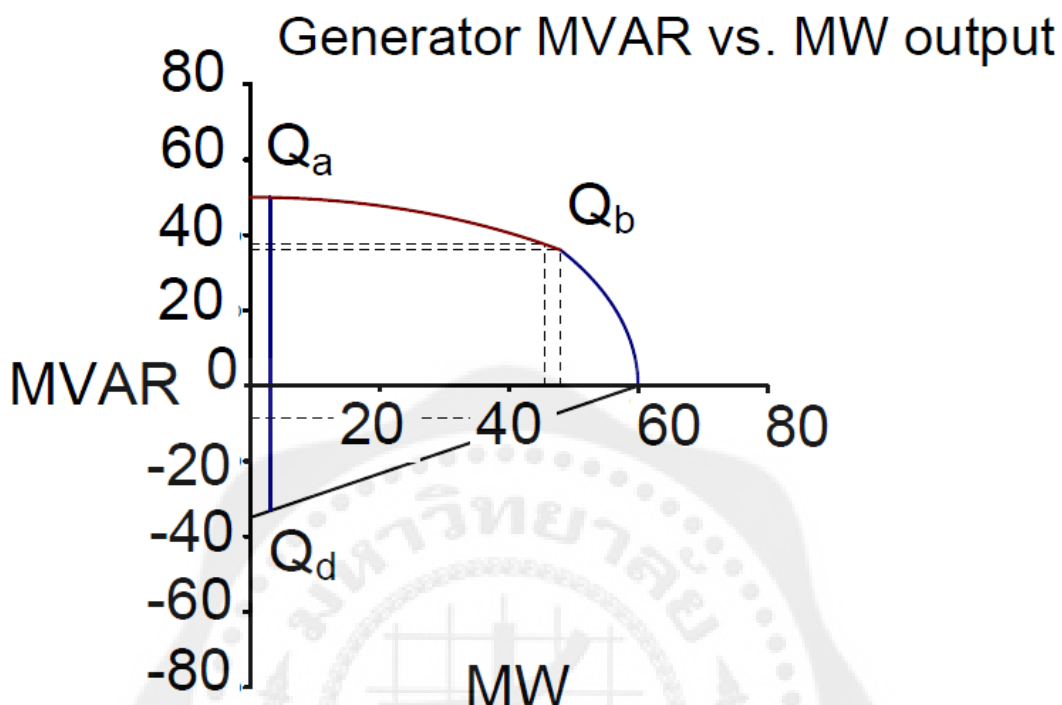
1. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับ STG ประกอบด้วย 30% ของโหลดรวมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 12 และ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียใน ST รวมโหลดของ STG เท่ากับ 49.108 MVA ค่า PF. เท่ากับ 0.786 แบบตามหลัง
2. จาก IEC 60034-1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมีตัวประกอบกำลัง 0.8 ตามหลังที่ กำลังไฟฟ้าพิกัด นอกจากจะมีข้อตกลงเป็นพิเศษกับผู้ซื้อ (IEC. 2004: 55) ดังนั้น เลือก ตัวประกอบกำลังที่ 0.8 แบบตามหลัง
- 3.

$$P = \frac{Q}{\tan(\cos^{-1}(PF.))}$$

สมการ 4.2

4. จากสมการ 4.2 กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้น้อยที่สุดต้องเท่ากับ 50.597 MVA จึงเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 51 MVA
5. เลือกใช้ค่าพารามิเตอร์ของ STG ของโครงการ N เนื่องจากมีขนาดใกล้เคียงกัน

6. ตรวจสอบความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก Capacity curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



ภาพประกอบ 80 กราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้า (Capacity curve) ของ STG

4.3.5. ขนาด Gas turbine generator transformer (GSU)

1. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ประกอบด้วย 35% ของโหลดรวมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 12 โหลดรวมที่หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ต้องร่วมจ่ายเท่ากับ 44.826 MW และ 28.790 MVAR เท่ากับ 53.275 MVA
2. ค่า Margin factor 20% ตามแสดงดังข้อ 4.3.1
3. ขนาด Minimum ของ GSU เท่ากับ 63.93 MVA เลือก GSU ขนาด 64 MVA
4. ตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน แนะนำค่า $\%Z = 12.5\%$ และ $X/R = 34.1$ ตามภาพประกอบ 78 และ 79
5. คำนวณค่า Transformer loss ได้ดังนี้ 0.146 MW และ 4.976 MVAR

4.3.6. ขนาด Gas turbine generator (GTG)

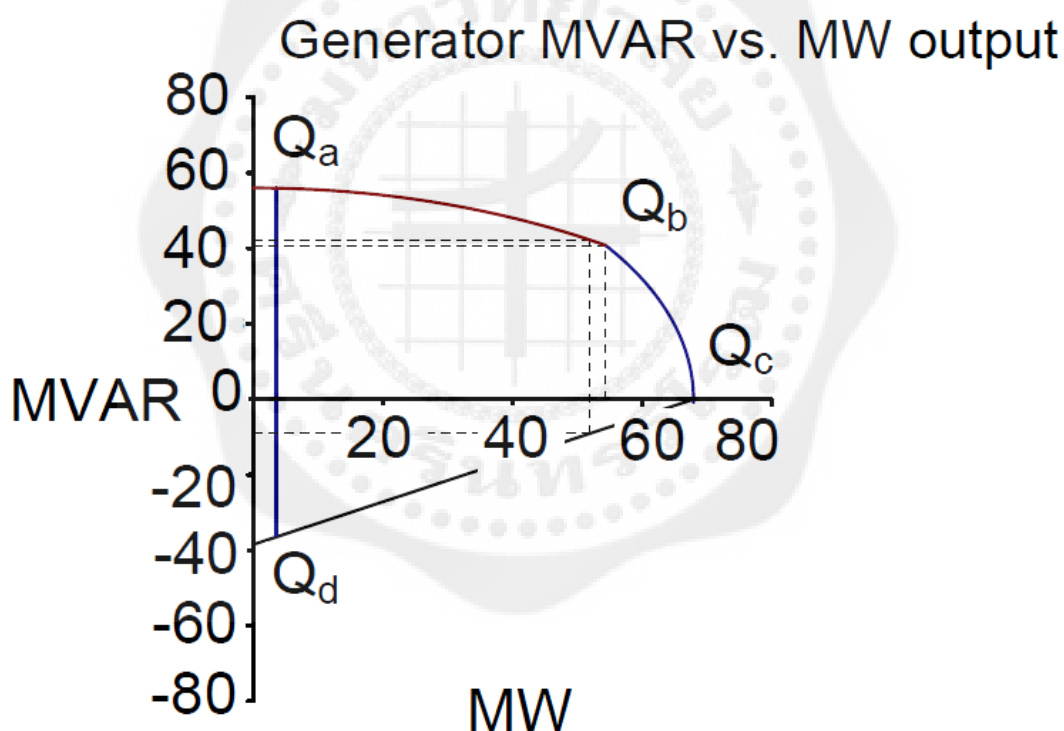
1. ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ประกอบด้วย 35% ของโหลดรวมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 12 และ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ รวมเท่ากับ 56.728 MVA ค่า PF.เท่ากับ 0.790

2. กำหนด ตัวประกอบกำลังที่ 0.8 แบบตามหลัง

3. กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้อย่างน้อยที่สุดต้องเท่ากับ 57.944 MVA จึงเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 60 MVA

4. เลือกใช้ค่าพารามิเตอร์ของ GTG ของโครงการ N เนื่องจากมีขนาดใกล้เคียงกัน

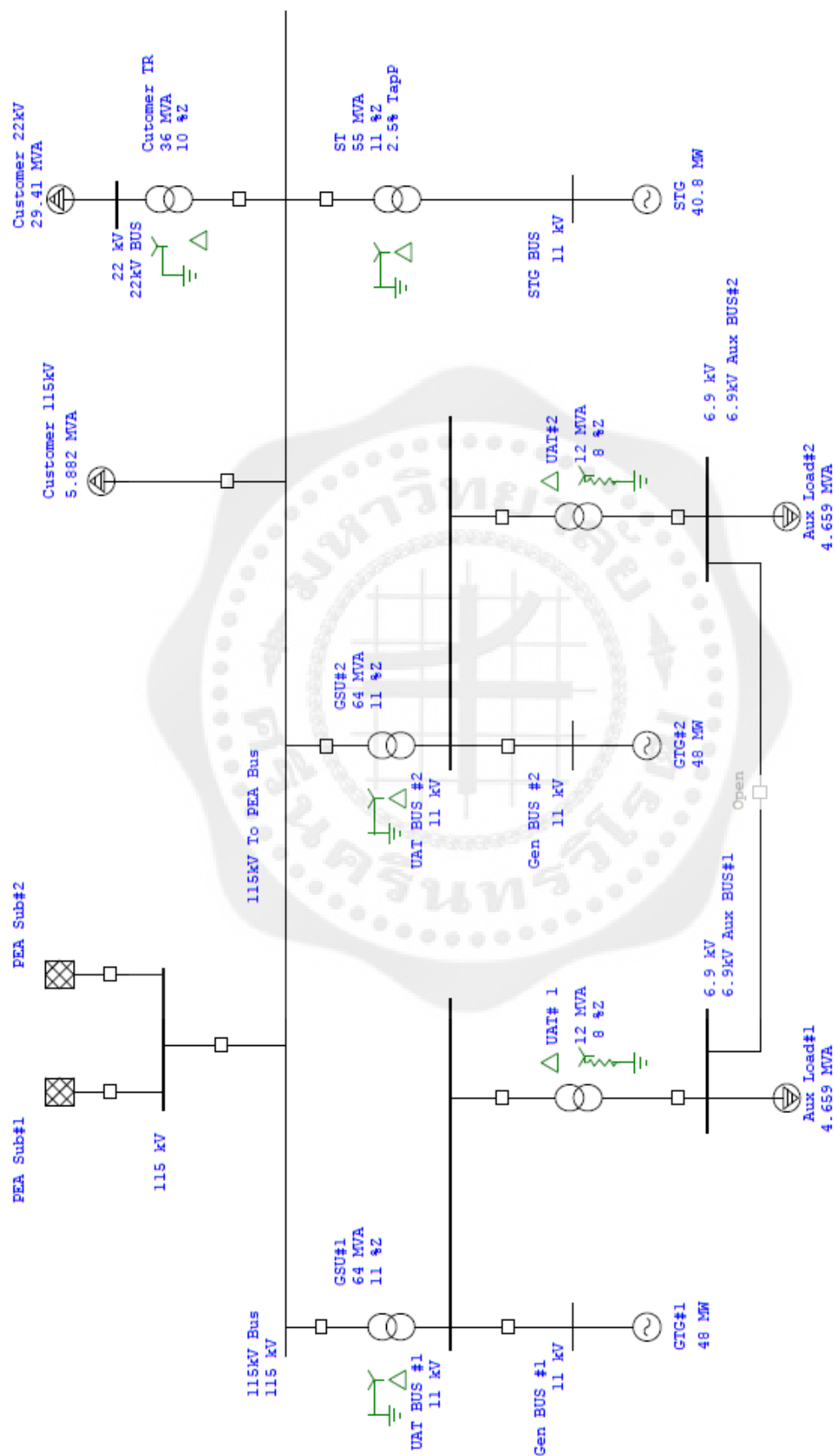
5. ตรวจสอบความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าจาก Capacity curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



ภาพประกอบ 81 กราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้า (Capacity curve) ของ GTG

การเลือกขนาด Generator ต้องพิจารณาจาก กราฟ capacity curve ของ generator ให้สามารถครอบคลุมโหลดได้ โดยถ้าเลือกขนาดที่มีความใกล้เคียงหรือเท่ากับโหลด power factor จะต้องต่ำกว่าหรือเท่ากับโหลดเพื่อให้มีค่า reactive power เพียงพอต่อการจ่ายโหลด ในกรณีนี้คือ ต้องต่ำกว่า 0.8 แต่ถ้าเลือกขนาด Generator ที่ใหญ่กว่าโหลดค่า power factor อาจจะสูงกว่า 0.8 ได้ทั้งนี้ ต้องพิจารณาจาก กราฟ Capacity curve ของ Generator ให้สามารถครอบคลุมโหลดได้





ภาพประกอบ 86 Single line diagram ของ แบบจำลองโรงไฟฟ้า

4.4. วิเคราะห์พารามิเตอร์หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4.4.1. กำหนดสมมุติฐานเกี่ยวกับค่า power factor ของจุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า กับ ค่า %Z: การเพิ่มค่า %Z ของหม้อแปลง GSU จะมีผลทำให้ค่า Power factor ณ จุดเชื่อมต่อ เครือข่ายการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง

การตรวจสอบสมมุติฐาน: กำหนดให้ Generator ผลิตไฟฟ้าคงที่ และปรับค่า %Z ของ หม้อแปลง GSU#1 และ #2 ขึ้นเท่ากัน สังเกตค่า Power factor ที่จุด Connection กับการไฟฟ้า จากนั้นปรับ %Z ขึ้นจนกระทั่ง การรับและจ่าย Reactive power ที่จุดเชื่อมต่อมีค่า Power factor ออกนอกขอบเขต 0.85 Lagging และ 0.85 Leading

ขั้นตอนการทดสอบสมมุติฐาน:

1. กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบที่ 95%แรงดันพิกัดของการไฟฟ้า ซึ่งเป็นระดับ แรงดันค่าต่ำสุดในภาวะปกติตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่งผลให้ Generator จ่าย Reactive power เข้าเครือข่ายการไฟฟ้าและมี Power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าแบบ Lagging

2. กำหนดการควบคุม GTG#1, GTG#2 และ STG แบบ MVAR control

3. กำหนดระดับการผลิตไฟฟ้าของ Generator แต่ละตัวดังนี้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG#1, GTG#2) ภาระโหลดทั้งหมดรวมกำลัง สูญเสียในหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ %Z = 12.5 % เท่ากับ 44.826 MW และ 34.766 MVAR ดังนั้นจึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่ 45.5 MW เพื่อกำลังสูญเสียในหม้อ แปลงเมื่อมีการปรับ %Z เพิ่มขึ้น และเลือกกำลังรีแอกทีฟที่สามารถจ่ายได้สูงสุดที่ 45.5 MW เท่ากับ 37.537 MVAR ตาม Capacity curve ของ GTG ตามภาพประกอบ 81

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) ภาระโหลดทั้งหมดรวมกำลังสูญเสียในหม้อ แปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ %Z = 11 % เท่ากับ 38.600 MW และ 30.358 MVAR ดังนั้น จึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่ 39 MW และเลือกกำลังรีแอกทีฟที่สามารถจ่ายได้สูงสุดที่ 39 MW เท่ากับ 31.659 MVAR ตาม Capacity curve ของ STG ตามภาพประกอบ 80

4. กำหนดค่าเริ่มต้นของ %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ที่ 12.5%

5. คำนวณโดยใช้โปรแกรม ETAP หาค่า power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

6. เพิ่มค่า %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ขึ้นครั้งละ 0.5 %

7. ทำตามข้อ 5-6 ซ้ำจนกว่า ค่า power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จะมีค่าสูง กว่า 0.85 lagging

8. เปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าของระบบเป็น 105% ของแรงดันพิกัดของการไฟฟ้า ซึ่งเป็น ระดับแรงดันค่าสูงสุดในภาวะปกติตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่งผลให้ Generator รับ Reactive power จากเครือข่ายการไฟฟ้าและมี Power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าแบบ Leading

9. เปลี่ยนระดับการผลิตไฟฟ้าของ Generator แต่ละตัวให้ รับ Reactive power สูงสุดตาม Capacity curve ตามภาพที่ 80 และ 81 ได้ดังนี้

GTG กำหนดให้ผลิตไฟฟ้าที่ 45.5 MW -8.00 MVAR

STG กำหนดให้ผลิตไฟฟ้าที่ 39.00 MW -6.00 MVAR

10. กำหนดค่าเริ่มต้นของ %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ที่ 12.5%

11. คำนวณโดยใช้โปรแกรม ETAP หาค่า Power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

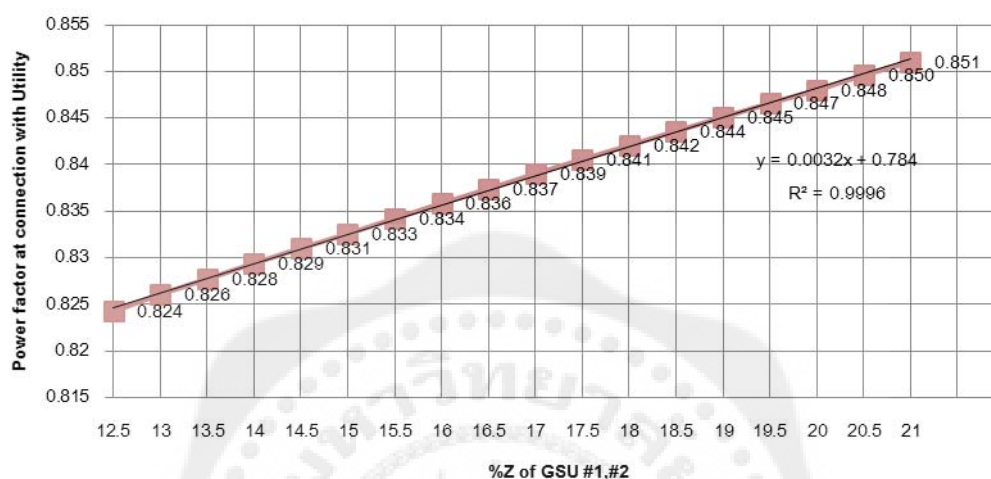
12. เพิ่มค่า %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ขึ้นครั้งละ 0.5%

13. ทำตามข้อ 11-12 ซ้ำจนกว่า ค่า Power factor ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จะมีค่าต่ำกว่า 0.85 Leading

ตาราง 13 แสดงผลการคำนวณค่าพลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จากโปรแกรม ETAP เมื่อเพิ่มค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5% ที่แรงดัน 95% ของแรงดันปรกติ

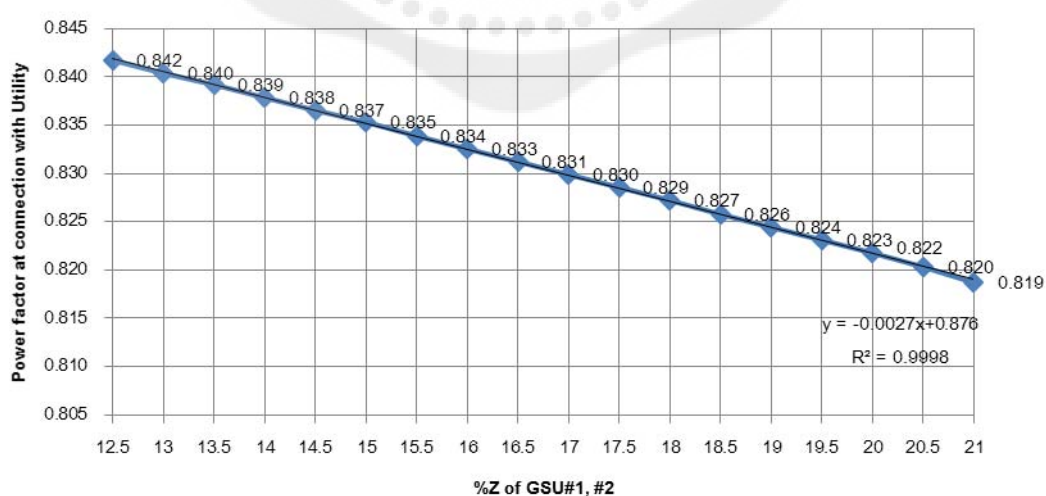
GTG				Transformer GSU					AT connection Utility		
Generator supply				Size	Parameter		Power Loss		Power		Pf.
MVA	MW	MVAR	Pf.	MVA	%Z	X/R	MW	MVAR	MW	MVAR	Lagging
60	45.5	37.537	0.77	64	12.5	34.1	0.171	5.826	91.542	62.860	0.824
60	45.5	37.537	0.77	64	13.0	34.1	0.177	6.034	91.563	62.461	0.826
60	45.5	37.537	0.77	64	13.5	34.1	0.183	6.235	91.544	62.055	0.828
60	45.5	37.537	0.77	64	14.0	34.1	0.189	6.435	91.524	61.652	0.829
60	45.5	37.537	0.77	64	14.5	34.1	0.195	6.633	91.505	61.253	0.831
60	45.5	37.537	0.77	64	15.0	34.1	0.200	6.829	91.486	60.857	0.833
60	45.5	37.537	0.77	64	15.5	34.1	0.206	7.023	91.468	60.464	0.834
60	45.5	37.537	0.77	64	16.0	34.1	0.212	7.221	91.489	60.084	0.836
60	45.5	37.537	0.77	64	16.5	34.1	0.217	7.413	91.471	59.698	0.837
60	45.5	37.537	0.77	64	17.0	34.1	0.223	7.602	91.452	59.315	0.839
60	45.5	37.537	0.77	64	17.5	34.1	0.228	7.791	91.434	58.935	0.841
60	45.5	37.537	0.77	64	18.0	34.1	0.234	7.977	91.416	58.558	0.842
60	45.5	37.537	0.77	64	18.5	34.1	0.239	8.162	91.398	58.184	0.844
60	45.5	37.537	0.77	64	19.0	34.1	0.245	8.346	91.381	57.813	0.845
60	45.5	37.537	0.77	64	19.5	34.1	0.250	8.529	91.363	57.444	0.847
60	45.5	37.537	0.77	64	20.0	34.1	0.255	8.710	91.346	57.079	0.848
60	45.5	37.537	0.77	64	20.5	34.1	0.261	8.896	91.368	56.723	0.850
60	45.5	37.537	0.77	64	21.0	34.1	0.266	9.075	91.351	56.363	0.851

จากตารางที่ 13 ค่า PF. แบบ Lagging ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น เมื่อค่า %Z ของ GSU เพิ่มขึ้น โดยค่า %Z ที่ทำให้ค่า PF. มีค่าเกินกว่า 0.85 คือ %Z = 21% ดังนั้นช่วง %Z ที่ทำให้ค่า PF. อยู่ในขอบเขตตามข้อกำหนดไฟฟ้าคือช่วง 12.5% - 20.5%



ภาพประกอบ 82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง %Z ของ GSU#1 และ #2 กับ ค่า power factor ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด

จากภาพประกอบ 82 กราฟ %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 มีความสัมพันธ์กันแบบกราฟเส้นตรง โดย เมื่อค่า %Z เพิ่มขึ้นจาก 12.5% ถึง 21% เพิ่มขึ้นครั้งละ 0.5% ค่า Power factor ณ จุดเชื่อมต่อมีค่าเพิ่มขึ้นจาก 0.824 ถึง 0.851 โดยมีความชัน เท่ากับ 0.0032



ภาพประกอบ 83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง %Z ของ GSU#1 และ #2 กับ ค่า power factor ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด

ตาราง 14 แสดงผลการคำนวณค่าพลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า จากโปรแกรม ETAP เมื่อเพิ่มค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5% ที่แรงดัน 105% ของแรงดันปรกติ

GTG				Transformer GSU					AT connection Utility		
Generator supply				Size	Parameter		Power Loss		Power		Pf.
MVA	MW	MVAR	Pf.	MVA	%Z	X/R	MW	MVAR	MW	MVAR	Leading
60	45.5	45.5	0.71	64	12.5	34.1	0.105	3.575	91.545	-58.724	0.842
60	45.5	45.5	0.71	64	13.0	34.1	0.109	3.726	91.539	-59.024	0.840
60	45.5	45.5	0.71	64	13.5	34.1	0.114	3.877	91.534	-59.325	0.839
60	45.5	45.5	0.71	64	14.0	34.1	0.118	4.03	91.528	-59.628	0.838
60	45.5	45.5	0.71	64	14.5	34.1	0.123	4.183	91.523	-59.933	0.837
60	45.5	45.5	0.71	64	15.0	34.1	0.127	4.337	91.517	-60.239	0.835
60	45.5	45.5	0.71	64	15.5	34.1	0.132	4.488	91.471	-60.560	0.834
60	45.5	45.5	0.71	64	16.0	34.1	0.136	4.643	91.465	-60.869	0.833
60	45.5	45.5	0.71	64	16.5	34.1	0.141	4.800	91.460	-61.180	0.831
60	45.5	45.5	0.71	64	17.0	34.1	0.145	4.957	91.454	-61.492	0.830
60	45.5	45.5	0.71	64	17.5	34.1	0.150	5.115	91.449	-61.806	0.829
60	45.5	45.5	0.71	64	18.0	34.1	0.155	5.274	91.443	-62.122	0.827
60	45.5	45.5	0.71	64	18.5	34.1	0.159	5.433	91.438	-62.440	0.826
60	45.5	45.5	0.71	64	19.0	34.1	0.164	5.594	91.432	-62.760	0.824
60	45.5	45.5	0.71	64	19.5	34.1	0.169	5.756	91.426	-63.081	0.823
60	45.5	45.5	0.71	64	20.0	34.1	0.174	5.919	91.421	-63.405	0.822
60	45.5	45.5	0.71	64	20.5	34.1	0.178	6.083	91.415	-63.730	0.820
60	45.5	45.5	0.71	64	21.0	34.1	0.183	6.243	91.369	-64.069	0.819

จากตารางที่ 14 ค่า PF. แบบนำหน้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า มีค่าลดลง เมื่อค่า %Z ของ GSU เพิ่มขึ้น โดย %Z ที่เพิ่มขึ้น ไม่มีผลทำให้ค่า PF. แบบนำหน้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าให้ มีค่ามากกว่า 0.85 ดังแสดงในภาพประกอบ 83 ในทางกลับกันถ้าลดค่า %Z ลงจะทำให้ค่า PF. แบบนำหน้าเพิ่มขึ้น จนมากกว่า 0.85 แบบนำหน้าได้ สมการเส้นตรงจากรูปประกอบ 14 ค่า %Z ที่ทำให้ค่า PF.เท่ากับ 0.85 คือ 9.63%

จากข้อมูลข้างต้น การพิจารณาค่า %Z ของ GSU ให้เป็นไปตามระเบียบการเชื่อมต่อการไฟฟ้าเกี่ยวกับ ค่า PF. ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า สามารถพิจารณาเฉพาะ PF. แบบล้าหลัง อย่างเดียวได้ เนื่องจากค่า %Z ที่ทำให้ค่า PF.แบบนำหน้า ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดได้นั้นต้องมีค่า %Z ที่น้อยกว่า ค่า %Z ที่ IEC 60076-5 แนะนำ (IEC. 2006: 13)

4.4.2. กำหนดสมมุติฐานเกี่ยวกับค่า Power factor ของ GTG กับค่า %Z: การเพิ่มค่า %Z ของหม้อแปลง GSU มีผลต่อการกำหนดค่า Power factor ของ GTG

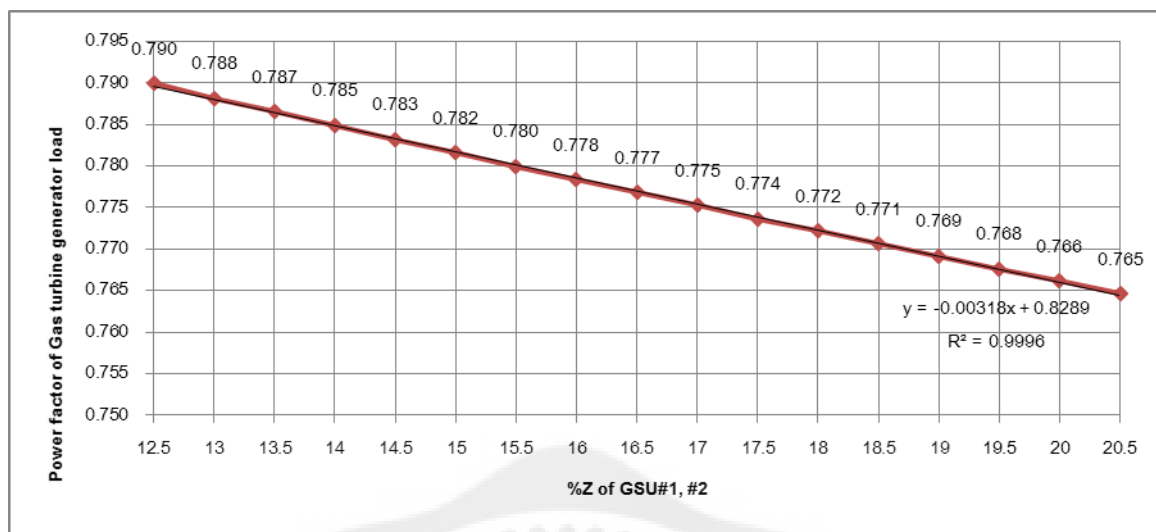
การตรวจสอบสมมุติฐาน: กำหนดให้ Generator ผลิตไฟฟ้าคงที่ และปรับค่า %Z ของหม้อแปลง GSU#1 และ #2 ขึ้นเท่ากัน สังเกตค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลง และ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ GTG ผลิต จากนั้นปรับ %Z ขึ้นจนกระทั่งค่า %Z เท่ากับ 20.5 %

ขั้นตอนการทดสอบสมมุติฐาน:

1. กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบที่ 95%แรงดันพิกัดของการไฟฟ้า
2. กำหนดการควบคุม GTG#1, GTG#2 และ STG แบบ MVAR control ระดับการผลิตไฟฟ้าของ Generator ทุกตัวจะคงที่ตลอดการทดสอบแต่ละระดับแรงดัน
3. กำหนดระดับการผลิตไฟฟ้าของ Generator แต่ละตัวดังนี้
เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG#1, GTG#2) ภาระโหลดทั้งหมดรวม
 กำลังสูญเสียในหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ %Z = 12.5 % เท่ากับ 44.826 MW และ 34.766 MVAR ดังนั้นจึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่ 45.5 MW เพื่อกำลังสูญเสียในหม้อแปลงเมื่อมีการปรับ %Z เพิ่มขึ้น และเลือกกำลังรีแอกทีฟที่สามารถจ่ายได้สูงสุดที่ 45.5 MW เท่ากับ 37.537 MVAR ตาม Capacity curve ของ GTG ตามภาพประกอบ 81
เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG ภาระโหลดทั้งหมดรวมกำลังสูญเสียใน
 หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ %Z = 11 % เท่ากับ 38.600 MW และ 30.358 MVAR ดังนั้นจึงกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานที่ 39 MW และเลือกกำลังรีแอกทีฟที่สามารถจ่ายได้สูงสุดที่ 39 MW เท่ากับ 31.659 MVAR ตาม Capacity curve ของ STG ตามภาพประกอบ 80
4. กำหนดค่าเริ่มต้นของ %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ที่ 12.5%
5. คำนวณโดยใช้โปรแกรม ETAP หากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลง และ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ GTG ผลิต
6. เพิ่มค่า %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ขึ้นครั้งละ 0.5%
7. ทำตามข้อ 5-6 ซ้ำจนกระทั่งค่า %Z เท่ากับ 20.5%

ตาราง 15 ตารางแสดงค่า Gas turbine generator load ที่เพิ่มขึ้นตามกำลังสูญเสียในหม้อแปลง
GSU เนื่องจากค่า %Z ที่เพิ่มขึ้น

Loss of GSU				Gas Turbine Generator load		
%Z	MW	MVAR	PF.	MW	MVAR	PF.
12.5	0.171	5.826	0.029	44.997	34.931	0.790
13.0	0.177	6.034	0.029	45.003	35.139	0.788
13.5	0.183	6.235	0.029	45.009	35.340	0.787
14.0	0.189	6.435	0.029	45.015	35.540	0.785
14.5	0.195	6.633	0.029	45.021	35.738	0.783
15.0	0.200	6.829	0.029	45.026	35.934	0.782
15.5	0.206	7.023	0.029	45.032	36.128	0.780
16.0	0.212	7.221	0.029	45.038	36.326	0.778
16.5	0.217	7.413	0.029	45.043	36.518	0.777
17.0	0.223	7.602	0.029	45.049	36.707	0.775
17.5	0.228	7.791	0.029	45.054	36.896	0.774
18.0	0.234	7.977	0.029	45.060	37.082	0.772
18.5	0.239	8.162	0.029	45.065	37.267	0.771
19.0	0.245	8.346	0.029	45.071	37.451	0.769
19.5	0.250	8.529	0.029	45.076	37.634	0.768
20.0	0.255	8.710	0.029	45.081	37.815	0.766
20.5	0.261	8.896	0.029	45.087	38.001	0.765



ภาพประกอบ 84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ค่า Power factor ของ GTG #1, #2 กับ %Z ของ GSU #1,#2

เมื่อค่า %Z ของ GSU เพิ่มขึ้นค่า PF. ของ Generator load จะมีค่าลดลง ซึ่งการกำหนดขนาดของ Generator ที่เล็กที่สุดนั้นจะต้องสามารถจ่ายโหลดได้เพียงพอตาม Generator load สรุปว่าถ้ากำหนดให้ Generator มีขนาดเล็กที่สุดที่เป็นไปได้ Generator จะต้องมียค่า Power factor น้อยกว่า 0.85 ซึ่งในการวิจัยมีค่า power factor อยู่ในช่วง 0.76-0.790 Lagging แต่เนื่องจากตามมาตรฐาน IEC 60034-1 กำหนดให้ค่า Power factor ของ Generator อย่างน้อยเท่ากับ 0.8 Lagging (IEC .2004; 55) ผู้ผลิต Generator ส่วนใหญ่จึงออกแบบให้ Generator มีค่า Power factor ที่ต่ำที่สุดในตลาด คือ Power factor 0.8 ที่ Rate power

4.4.3. กำหนดสมมุติฐานเกี่ยวกับค่า Short circuit current ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า กับค่า %Z: การเพิ่มค่า %Z ของหม้อแปลง GSU มีผลต่อค่า Short circuit current ที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบเครือข่ายไฟฟ้า

การตรวจสอบสมมุติฐาน: ใช้โปรแกรม ETAP สร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า ตามข้อ 4.3 เพิ่มค่า %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 จาก 12.5% เพิ่มขึ้นครั้งละ 0.5% เพื่อดูแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงค่า Short circuit current ที่โรงไฟฟ้า SPP สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบ

ขั้นตอนการทดสอบสมมุติฐาน:

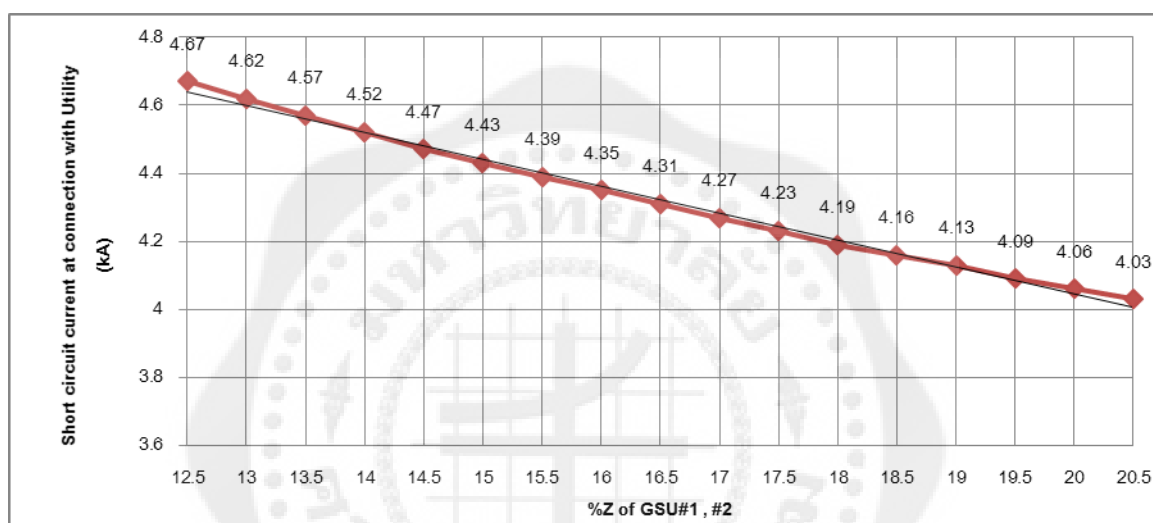
1. กำหนดค่าเริ่มต้นของ %Z ของ GSU #1 และ GSU #2 ที่ 12.5% X/R เท่ากับ 34.1
2. คำนวณโดยใช้โปรแกรม ETAP หาค่า Short circuit current ที่จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า
3. เพิ่มค่า %Z ของ GSU#1 และ GSU#2 ขึ้นครั้งละ 0.5%
4. ทำตามข้อ 2-3 ซ้ำจน %Z เท่ากับ 20.5%

ตาราง 16 แสดงค่า Short circuit current ที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าเมื่อ ค่า %Z เพิ่มขึ้นทีละ 0.5%

GTG #1, #2	Transformer GSU #1, #2			Utility Short circuit current
	Size	Size	Parameter	
MVA	MVA	%Z	X/R	(kA)
60	64	12.5	34.1	4.67
60	64	13.0	34.1	4.62
60	64	13.5	34.1	4.57
60	64	14.0	34.1	4.52
60	64	14.5	34.1	4.47
60	64	15.0	34.1	4.43
60	64	15.5	34.1	4.39
60	64	16.0	34.1	4.35
60	64	16.5	34.1	4.31
60	64	17.0	34.1	4.27
60	64	17.5	34.1	4.23
60	64	18.0	34.1	4.19
60	64	18.5	34.1	4.16
60	64	19.0	34.1	4.13
60	64	19.5	34.1	4.09

ตาราง 16 (ต่อ)

GTG #1, #2	Transformer GSU #1, #2		Utility Short circuit current
	Size	Parameter	
	MVA	%Z	(kA)
60	64	20.0	4.06
60	64	20.5	4.03



ภาพประกอบ 85 กราฟแสดงค่า Short circuit current ที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบ และ %Z ของ GSU#1 และ #2

ค่า Short circuit current ที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบการไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อเพิ่ม %Z มากขึ้น จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อการไฟฟ้า (กฟผ. 2551ข); (กฟภ. 2551ก); (กฟน. 2551ก) ระบุให้ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดจากโรงไฟฟ้า SPP จ่ายเข้าสู่ระบบการไฟฟ้าต้องมีค่าไม่เกินกว่า 25% ของค่ากระแสลัดวงจรของระบบเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า SPP และค่า short circuit current หลังการเชื่อมต่อเครือข่ายต้องมีค่าไม่เกินกว่า 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร สรุปค่า Minimum และ Maximum ของ short circuit current ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายได้ดังนี้

ตาราง 17 ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดของ เครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ SPP ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเครื่องกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

GTG #1, #2 Size	Transformer GSU #1, #2			SPP Short circuit current (kA)	Min. Grid before connect SPP (kA)	Max. Grid before connect SPP (kA)	Max. Circuit breaker (kA)
	Size	Parameter					
		MVA	%Z				
60	64	12.5	34.1	4.67	18.68	35.33	40
60	64	13.0	34.1	4.62	18.48	35.38	40
60	64	13.5	34.1	4.57	18.28	35.43	40
60	64	14.0	34.1	4.52	18.08	35.48	40
60	64	14.5	34.1	4.47	17.88	35.53	40
60	64	15.0	34.1	4.43	17.72	35.57	40
60	64	15.5	34.1	4.39	17.56	35.61	40
60	64	16.0	34.1	4.35	17.4	35.65	40
60	64	16.5	34.1	4.31	17.24	35.69	40
60	64	17.0	34.1	4.27	17.08	35.73	40
60	64	17.5	34.1	4.23	16.92	35.77	40
60	64	18.0	34.1	4.19	16.76	35.81	40
60	64	18.5	34.1	4.16	16.64	35.84	40
60	64	19.0	34.1	4.13	16.52	35.87	40
60	64	19.5	34.1	4.09	16.36	35.91	40
60	64	20.0	34.1	4.06	16.24	35.94	40
60	64	20.5	34.1	4.03	16.12	35.97	40

ค่ากระแสลัดวงจรของ SPP ที่มี Net power 120 MW และมี Single line diagram ตามแบบจำลองโรงไฟฟ้า จะมีค่าอยู่ในช่วง 4.03-4.67 kA ขึ้นอยู่กับ %Z ของ GSU และส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจรของการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ต้องมีค่าอยู่ในช่วง 16.12-35.97 kA เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับเครือข่ายการไฟฟ้าเรื่องกระแสลัดวงจร ที่จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า (กฟผ. 2551ข); (กฟภ. 2551ก); (กฟน. 2551ก)

บทที่ 5

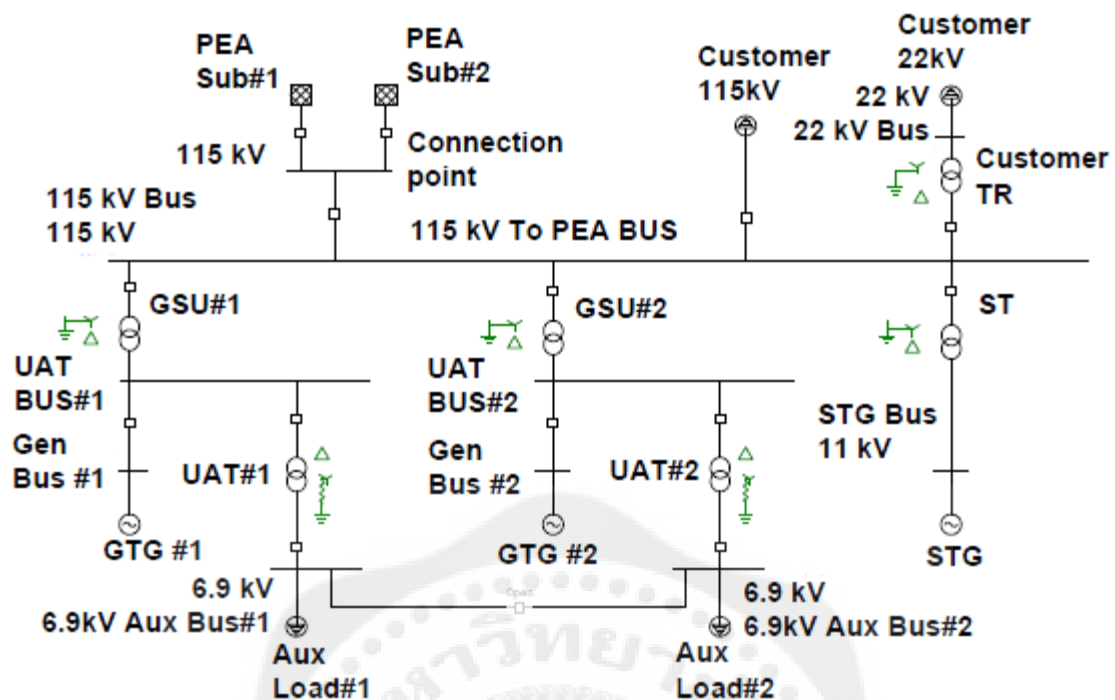
สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอเชิงทฤษฎีจากการวิจัย

5.1. สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อหาค่า %Z ของหม้อแปลง GSU และ ค่า power factor ของ Gas Turbine Generator ที่เหมาะสมต่อข้อกำหนดการไฟฟ้าเกี่ยวกับ power factor และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า ซึ่งกำหนดไว้ดังนี้ (กฟผ. 2551ข); (กฟภ. 2551ก); (กฟน. 2551ก)

1. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องควบคุมค่า power factor เพิ่มหรือลดตามที่กำหนด ซึ่งจะอยู่ในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า หรือ 0.85 ตามหลัง
2. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ผู้วิจัยทำการจำลองแบบโรงไฟฟ้า SPP โดยใช้โปรแกรม ETAP ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มีการคำนวณตามมาตรฐานสากล อาทิเช่น IEC และ IEEE เป็นต้น แบบจำลองโรงไฟฟ้ามีขนาด Net power 120 MW และมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของ Generator แต่ละชนิดเท่ากับ Gas turbine generator 35% และ Steam turbine generator 30% โดยค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้ากำหนดจากอุปกรณ์ไฟฟ้าจริงจากข้อมูลโรงไฟฟ้า SPP ที่นำมาเป็นต้นแบบ จำนวน 3 โรงไฟฟ้า คือ โรงไฟฟ้า B, N และ R นอกจากนี้ยังใช้ข้อมูลอ้างอิงจากมาตรฐาน IEC และ IEEE ตามรายละเอียดในบทที่ 4



ภาพประกอบ 86 Single line diagram ของ โรงไฟฟ้าแบบจำลอง

สรุปผลได้ว่าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทระบบความร้อนร่วม ขนาด 120 MW ที่มีโครงสร้างตามภาพประกอบ 87 ควรเลือก สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ที่มีค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า ก่อนการเชื่อมต่อกับ SPP ในช่วง 16.12-35.97 กิโลแอมแปร์ ตามตาราง 18 เพื่อให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบเครือข่ายไฟฟ้าไม่เกิน 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และ SPP ไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกิน 25% ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ตาราง 18 ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดของ เครื่องข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

GTG #1, #2 Size	Transformer GSU #1, #2			SPP Short circuit current (kA)	Min. Grid before connect SPP (kA)	Max. Grid before connect SPP (kA)	Circuit breaker (kA)
	Size	Parameter					
	MVA	%Z	X/R				
60	64	12.5	34.1	4.67	18.68	35.33	40
60	64	13.0	34.1	4.62	18.48	35.38	40
60	64	13.5	34.1	4.57	18.28	35.43	40
60	64	14.0	34.1	4.52	18.08	35.48	40
60	64	14.5	34.1	4.47	17.88	35.53	40
60	64	15.0	34.1	4.43	17.72	35.57	40
60	64	15.5	34.1	4.39	17.56	35.61	40
60	64	16.0	34.1	4.35	17.4	35.65	40
60	64	16.5	34.1	4.31	17.24	35.69	40
60	64	17.0	34.1	4.27	17.08	35.73	40
60	64	17.5	34.1	4.23	16.92	35.77	40
60	64	18.0	34.1	4.19	16.76	35.81	40
60	64	18.5	34.1	4.16	16.64	35.84	40
60	64	19.0	34.1	4.13	16.52	35.87	40
60	64	19.5	34.1	4.09	16.36	35.91	40
60	64	20.0	34.1	4.06	16.24	35.94	40
60	64	20.5	34.1	4.03	16.12	35.97	40

ในการวิจัยนี้กำหนดเซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่แรงดันระบบ 69 หรือ 115 กิโลวัตต์ มีความสามารถทนกระแสลัดวงจร 40 กิโลแอมแปร์ ตามระเบียบการเชื่อมต่อระบบเครื่องข่ายการไฟฟ้า (กฟผ. 2551ข); (กฟผ. 2551ก); (กฟน. 2551ก) SPP สามารถเลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่มี ความสามารถทนกระแสลัดวงจรมากกว่า 40 กิโลแอมแปร์ได้ ถ้าค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อ มีค่ามากกว่า 35.97 กิโลแอมแปร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีค่าทนกระแสลัดวงจรได้มาก จะมีราคา ที่สูงกว่า และหาก SPP เลือกสถานที่ ที่มีค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อมีค่าน้อยกว่า 16.12

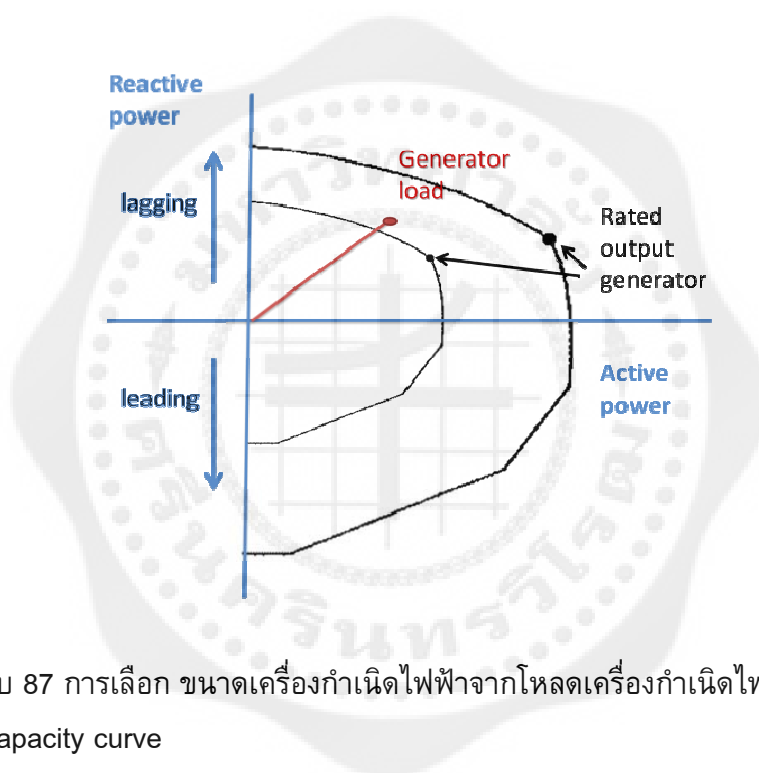
กิโลแอมแปร์ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบตามที่ต้องการไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเป็นผู้ระบุ

ค่า %Z ของ GSU ในช่วง 12.5-20.5% เพื่อให้มีค่า PF.ไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า อยู่ในช่วง 0.85 ตามหลัง ถึง 0.85 นำหน้า การพิจารณาค่า %Z ของ GSU สามารถพิจารณาเฉพาะ ช่วงค่า PF. แบบตามหลัง ได้ เนื่องจาก ค่า %Z ที่ทำให้ค่า PF. แบบ นำหน้ามีค่ามากกว่า 0.85 นำหน้านั้น มีค่าเท่ากับ 9.63% ซึ่งมีค่าต่ำกว่าที่ IEEE C57.12.10 (IEEE. 1997: 15) แนะนำ โดยเลือกค่า %Z ให้เหมาะสมกับค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อ ตามตารางที่ 19

ตาราง 19 ตารางแสดงความสัมพันธ์ ค่า%Z ของ GSU กับ ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

Transformer GSU #1, #2		95% Voltage AT connection Utility			105% Voltage AT connection Utility			Utility Short circuit
Parameter		Power		Pf. Lagging	current (kA)Power		Pf. Leading	
					MW	MVAR		
%Z	X/R	MW	MVAR		MW	MVAR		
12.5	34.1	91.542	62.86	0.824	91.545	-58.724	0.842	4.67
13.0	34.1	91.563	62.461	0.826	91.539	-59.024	0.840	4.62
13.5	34.1	91.544	62.055	0.828	91.534	-59.325	0.839	4.57
14.0	34.1	91.524	61.652	0.829	91.528	-59.628	0.838	4.52
14.5	34.1	91.505	61.253	0.831	91.523	-59.933	0.837	4.47
15.0	34.1	91.486	60.857	0.833	91.517	-60.239	0.835	4.43
15.5	34.1	91.468	60.464	0.834	91.471	-60.560	0.834	4.39
16.0	34.1	91.489	60.084	0.836	91.465	-60.869	0.833	4.35
16.5	34.1	91.471	59.698	0.837	91.460	-61.18	0.831	4.31
17.0	34.1	91.452	59.315	0.839	91.454	-61.492	0.830	4.27
17.5	34.1	91.434	58.935	0.841	91.449	-61.806	0.829	4.23
18.0	34.1	91.416	58.558	0.842	91.443	-62.122	0.827	4.19
18.5	34.1	91.398	58.184	0.844	91.438	-62.440	0.826	4.16
19.0	34.1	91.381	57.813	0.845	91.432	-62.760	0.824	4.13
19.5	34.1	91.363	57.444	0.847	91.426	-63.081	0.823	4.09
20.0	34.1	91.346	57.079	0.848	91.421	-63.405	0.822	4.06
20.5	34.1	91.368	56.723	0.850	91.415	-63.730	0.820	4.03

ค่า %Z ของ GSU มีผลต่อการกำหนดขนาด GTG เนื่องจากเมื่อค่า %Z เพิ่มขึ้น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงจะมากขึ้น ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลง มีส่วนประกอบเป็น กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นส่วนมาก ทั้งนี้ขึ้นกับสัดส่วน X/R ของหม้อแปลง อย่างไรก็ตาม %Z มีผลกระทบต่อค่า PF ของโหลด GTG ทำให้มีค่าน้อยกว่า 0.8 แบบตามหลัง แต่เนื่องจาก IEC 60034-1 กำหนดให้ค่า PF ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุดที่ 0.8 แบบตามหลัง นอกจากจะมี ข้อตกลงเป็นพิเศษกับผู้ซื้อ (IEC .2004; 55) จึงควรเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่า PF. 0.8 แบบตามหลัง และเพิ่มขนาดความสามารถการผลิตไฟฟ้าให้ครอบคลุม กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลด เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาจากกราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Capacity curve) ดังภาพที่ 88



ภาพประกอบ 87 การเลือก ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาจาก Capacity curve

5.2 ข้อเสนอแนะ

ในการพิจารณาความเหมาะสมในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าขนาดเล็กกับเครือข่ายการไฟฟ้า ต้องพิจารณาในหลายหลักเกณฑ์ โดยงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาในหลักเกณฑ์ เกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า เท่านั้น ซึ่งหากผู้ดำเนินโครงการต้องการนำการวิจัยไปใช้ในการดำเนินโครงการ อาจต้องพิจารณาหลักเกณฑ์อื่นๆ ประกอบด้วย

งานวิจัยนี้เป็นการรวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูล จากโครงการของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่นำมาเป็นโครงการตัวอย่าง มาใช้ในการอ้างอิงและวิเคราะห์หาค่าที่เหมาะสม ดังนั้นข้อมูลต่างๆ อาจมีการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากข้อมูลที่นำมาใช้ในงานวิจัยอยู่ในช่วงปี 2554-2556 แต่ทั้งนี้ผู้ที่ต้องการศึกษางานวิจัยสามารถปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ใหม่ และใช้แนวทางการคำนวณในงานวิจัยนี้ได้





บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (ม.ป.ป.). ระบบผลิตพลังงานร่วม. สืบค้น 6 ธันวาคม 2557, จาก [http://www2.dede.go.th/bhrd/old/web_display/websemple/Industrial\(PDF\)/Bay28%20Cogeneration.pdf](http://www2.dede.go.th/bhrd/old/web_display/websemple/Industrial(PDF)/Bay28%20Cogeneration.pdf).
- การไฟฟ้านครหลวง. (2551ก). ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=2999&pid=2995>.
- การไฟฟ้านครหลวง. (2551ข). ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=2999&pid=2995>.
- การไฟฟ้านครหลวง. (2551ค). ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=2999&pid=2995>.
- การไฟฟ้านครหลวง. (2555). อัตราค่าไฟฟ้าประเภทต่างๆ. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=114&pid=109>.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2551ก). ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557 จาก www.ppa.egat.co.th.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2551ข). ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557). ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (ม.ป.ป.). โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม, สืบค้นเมื่อ 7 ธันวาคม 2557, จาก <http://prinfo.egat.co.th/combined.html>.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย; การไฟฟ้านครหลวง; และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2554). ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ COGENERATION พ.ศ.2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ.2554).
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551ก). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <https://www.pea.co.th/vspp/Pages/rule.aspx>.

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551ข). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <https://www.pea.co.th/vspp/Pages/rule.aspx>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551ค). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551. สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก <https://www.pea.co.th/vspp/Pages/rule.aspx>.
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2555). อัตราค่าไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก <https://www.pea.co.th/Documents/Rate2012.pdf>.
- กฤษณ์ ปรุทะนุญกุล. (2553). การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก. ปริญญานิพนธ์ วศ.ม. (อุตสาหกรรม). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ถ่ายเอกสาร.
- เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ. (2545). ผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง. งานวิจัยเฉพาะเรื่อง ศ.ม. (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ) . กรุงเทพฯ: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. ถ่ายเอกสาร.
- ธานี ใจประดิษฐ์ธรรม. (2552). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในงานวิศวกรรม. กรุงเทพฯ: ท้อป. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. (2547). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- มรกต ลิ้มตระกูล. (2547). ประวัตินโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจและการเปิดเสรีด้านพลังงาน. โครงการศึกษาวิจัยและจัดทำประวัติศาสตร์ด้านการพัฒนาพลังงาน ของประเทศไทย บริษัทบอร์รา จำกัด จัดทำการนำเสนอต่อสำนักนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก http://www.eppo.go.th/admin/history/state_enterprises.html.
- มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. (2556). การเผาไหม้และระบบพลังงานความร้อนร่วมของโรงจักรพลังไอน้ำ, สืบค้นเมื่อ 6 ธันวาคม 2557, จาก http://mte.kmutt.ac.th/elearning/Combution_and_Cogeneration/content/content2_1.htm, 57.
- วิสาขโกฏี ดวี มาเทียน โต. (2551). ปัญหาเสถียรภาพแรงดันในระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก. ปริญญานิพนธ์ วศ.ม. (ไฟฟ้า) . กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ถ่ายเอกสาร.
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2555). ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก <http://www.erc.or.th/ERCSP/default.aspx?x=0&muid=23&prid=41>.

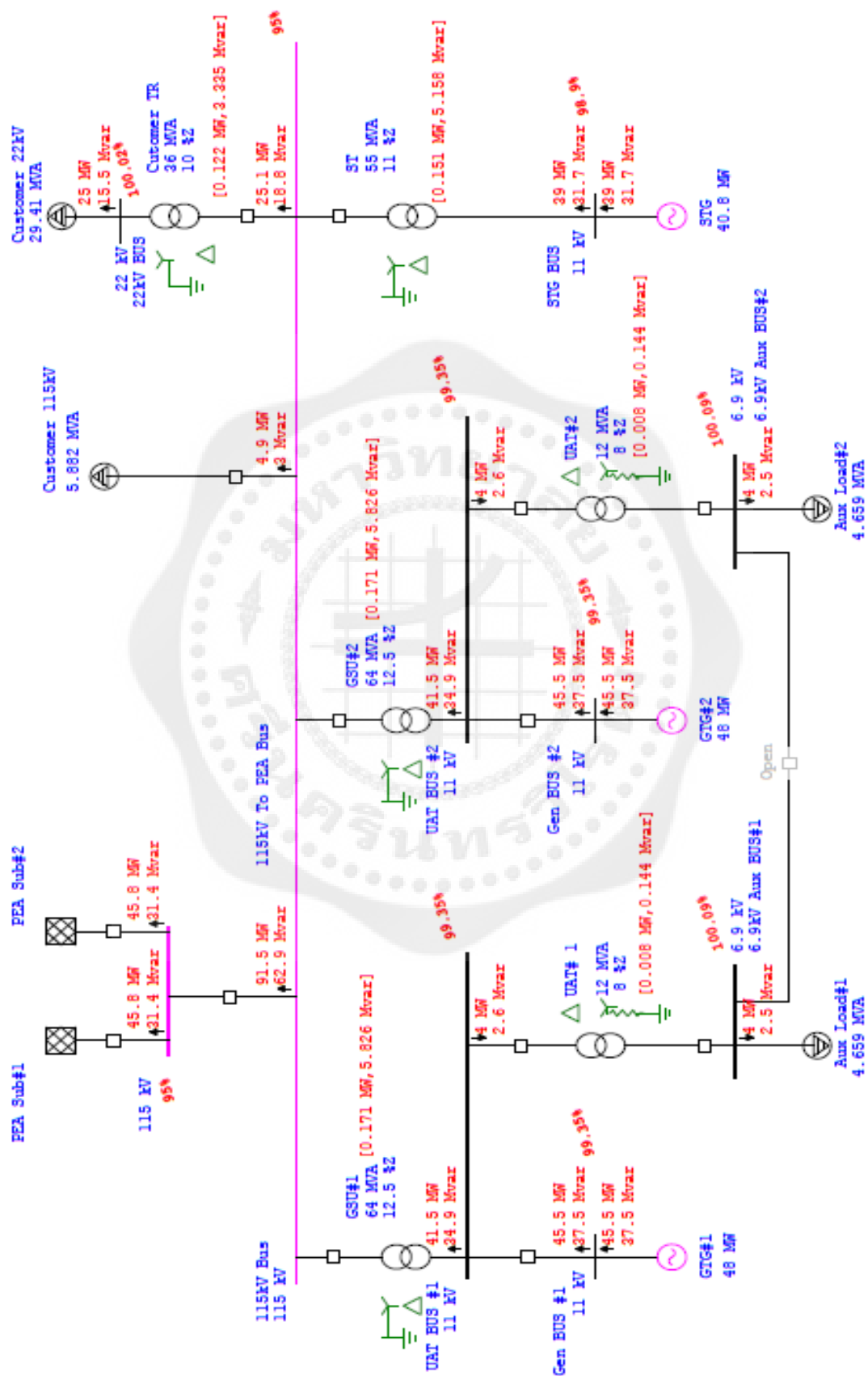
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2542ก). ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก <http://www.eppo.go.th/power/pw-ElecPriv-T-02.html>.
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2542ข). ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ. สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก <http://www.eppo.go.th/power/pw-ElecPriv-T-03.html>.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2555). *สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)*. กรุงเทพฯ: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2556). *รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2556*. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กรุงเทพฯ: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.
- สุชาติ ปรีชาธร. (2555). *วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1*. กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น.
- อิสรา ศิริตันหยง. (2547). *การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง*. ปรินซ์นิพนธ์ วิศวกรรม (ไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. ฉบับอัดสำเนา.
- เอกชัย ชัยดี. (2557). *ระบบไฟฟ้ากำลัง*. กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น.
- ETAP 12.6 User Guide. (2013). (CD). Southern California: Operation Technology.
- International Electrotechnical Commission. (2004). *60034-1-IEC Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*.
- International Electrotechnical Commission. (2006). *60076-5-IEC Power transformers- Part 5: Ability to withstand short circuit*.
- Machado, IVAN.; & Arias, Itzel. (2006). *Grid codes comparison*. Thesis M.Eng (Electric power). Gotborg: Department of Engineering Chalmers University of technology. Photocopied.
- Pedro, Carvalho M. S.; et al. (2008, May). *Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks*. IEEE Transactions on Power Systems. 23(2): 766. Retrieved December 16, 2014, from <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4472349&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F59%2F4494587%2F04472349.pdf%3Farnumber%3D4472349>.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1991). *666-1991 IEEE Design Guide for Electric Power Service Systems for Generating Stations*.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1997). *C57.12.10-IEEE Standard requirements for liquid-immersed power transformers*.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1995). *C57.91-1995-IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformer*.

ภาคผนวก

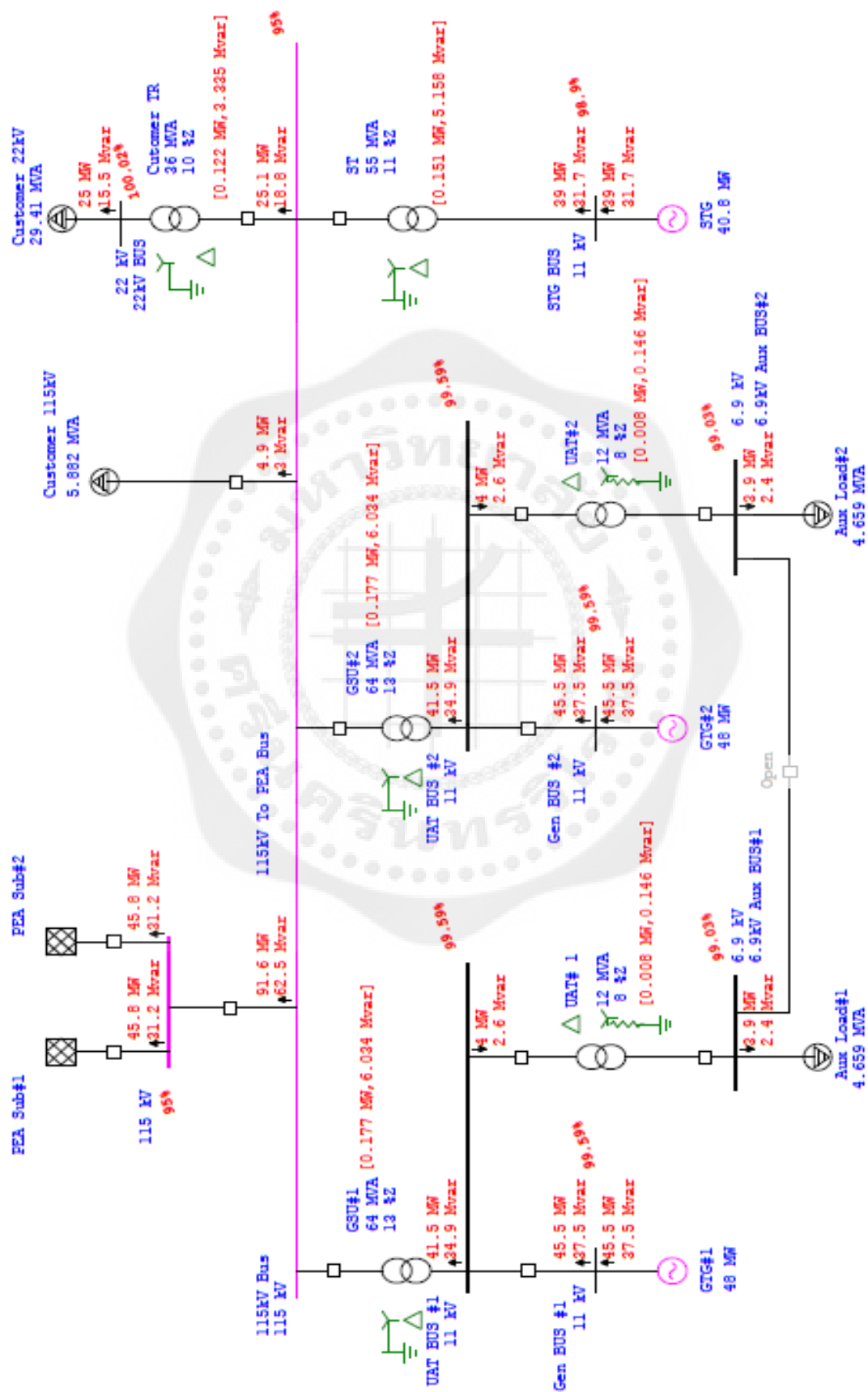




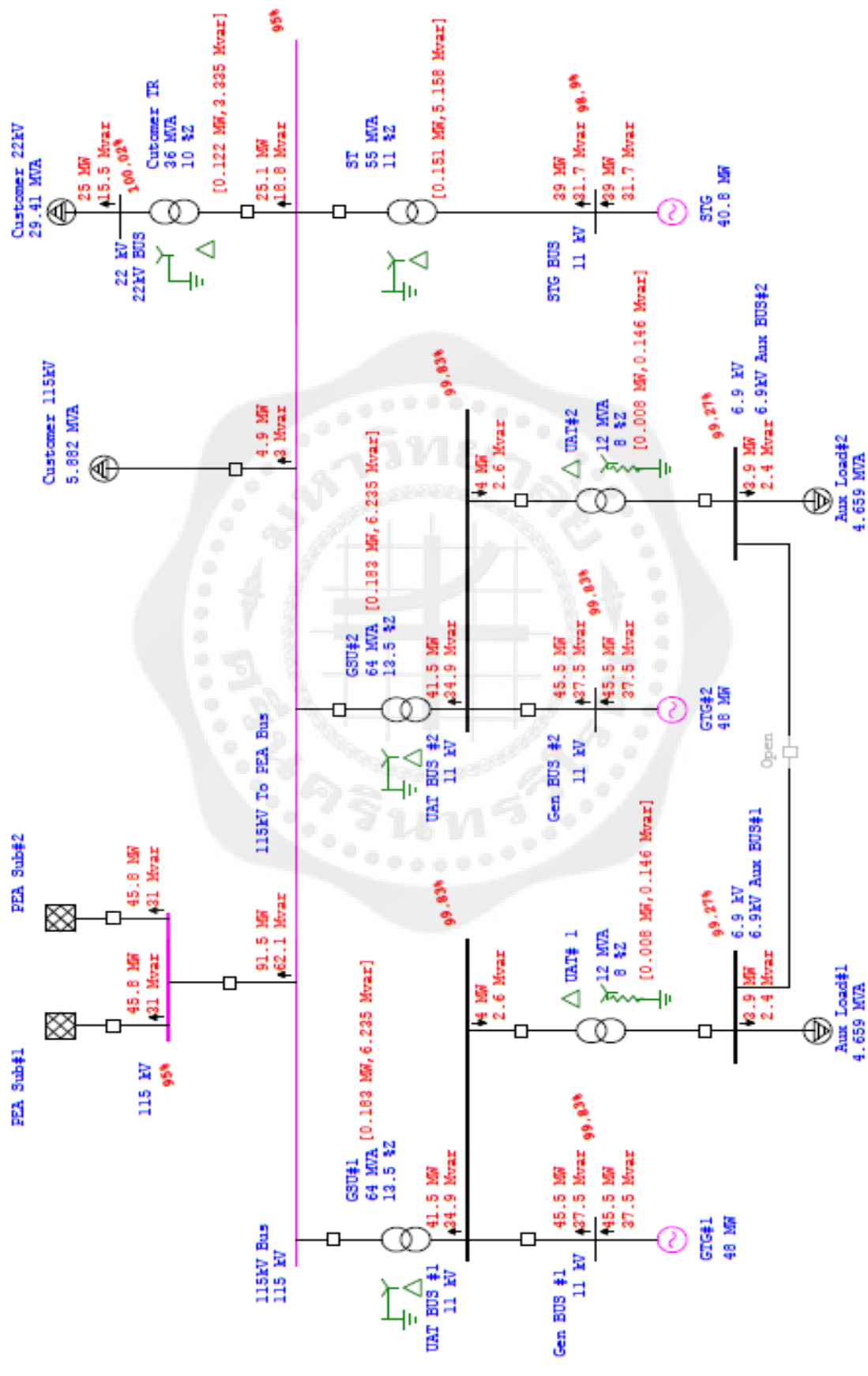
ภาคผนวก ก
ผลการศึกษา Load flow โดยให้โปรแกรม ETAP



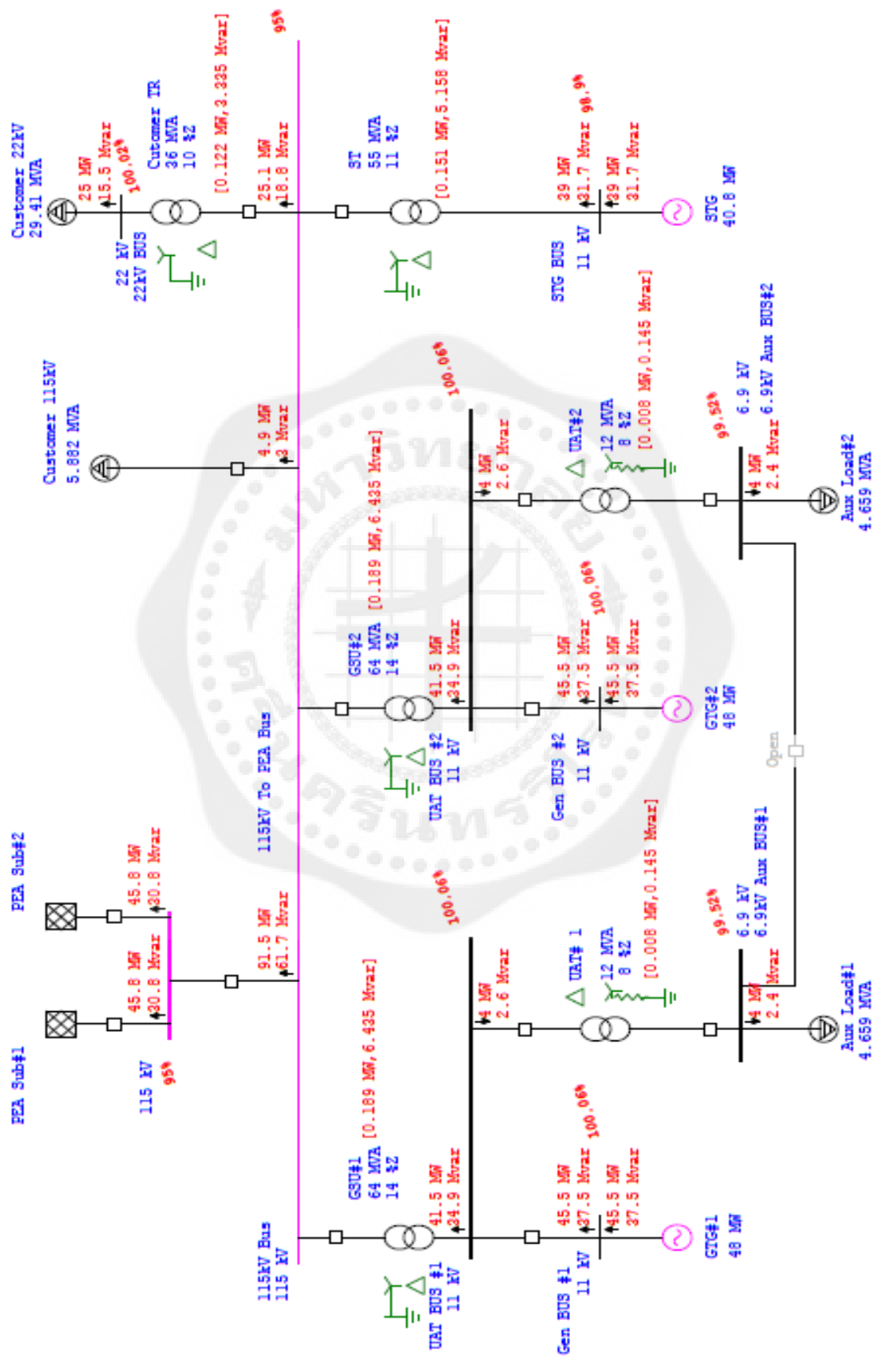
ภาพประกอบภาคผนวก ก-1 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดันพิกัด $\%Z = 12.5\%$



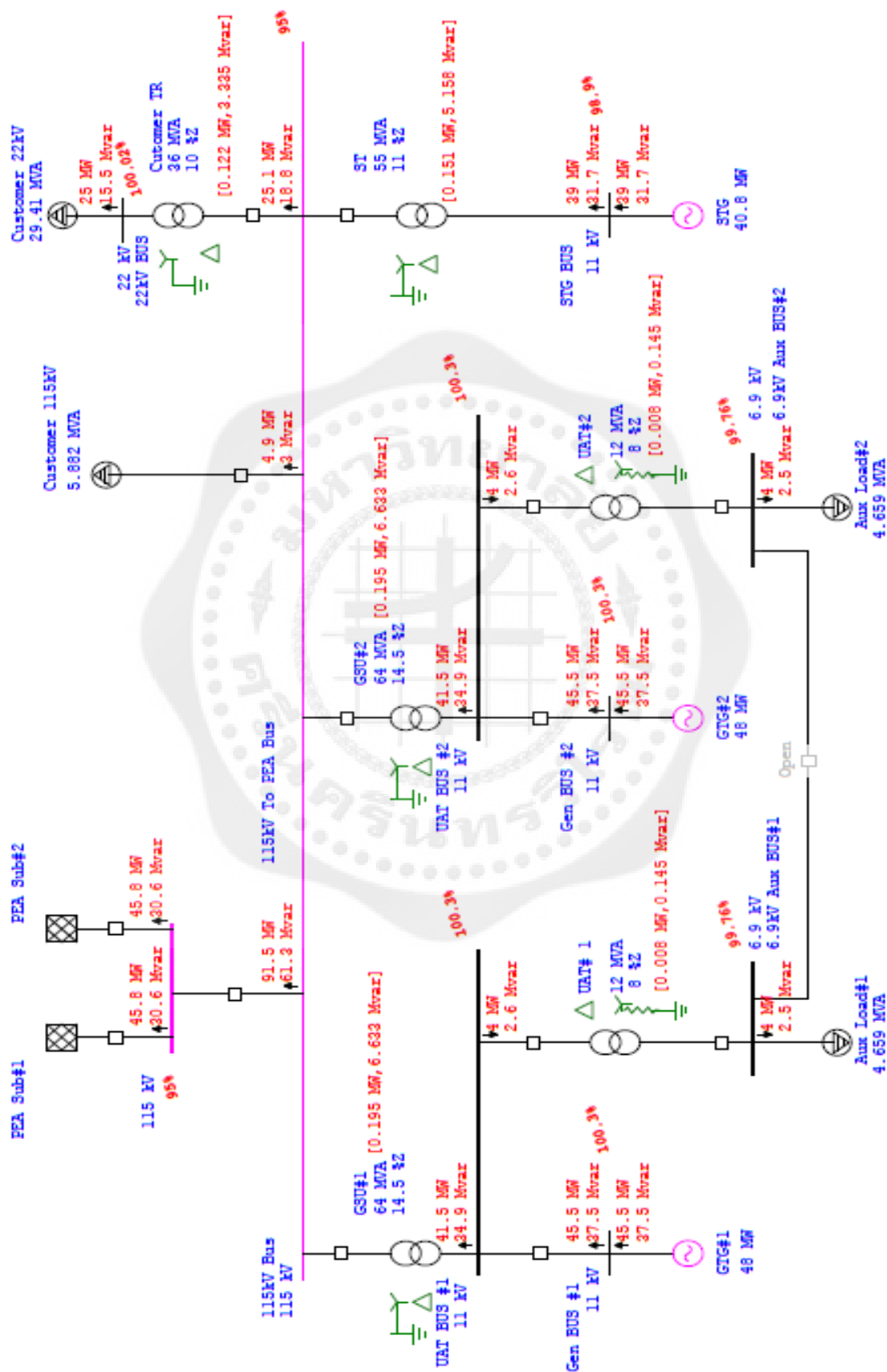
ภาพประกอบภาคผนวก ก-2 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 13.0 %



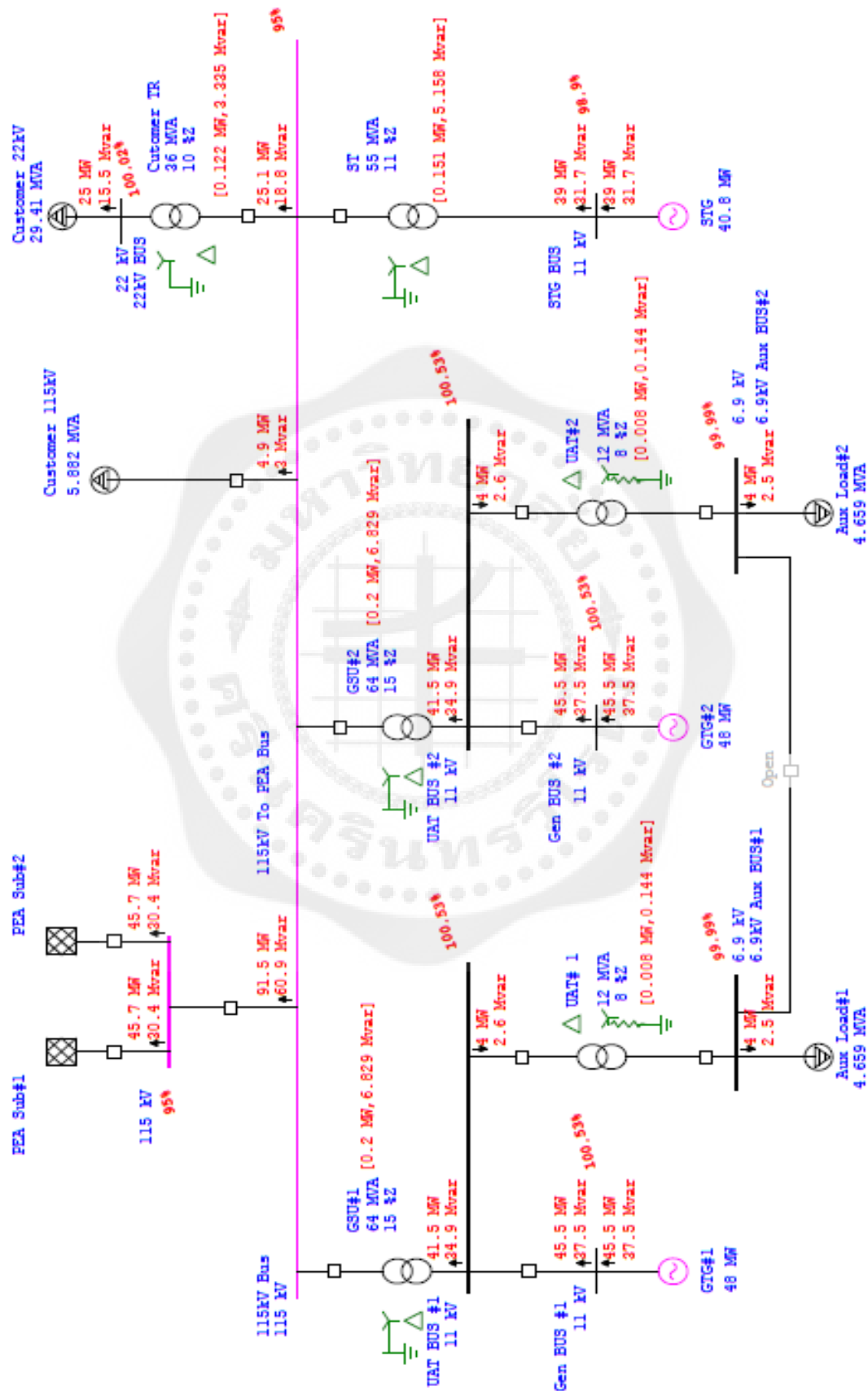
ภาพประกอบภาคผนวก ก-1 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 13.5 %



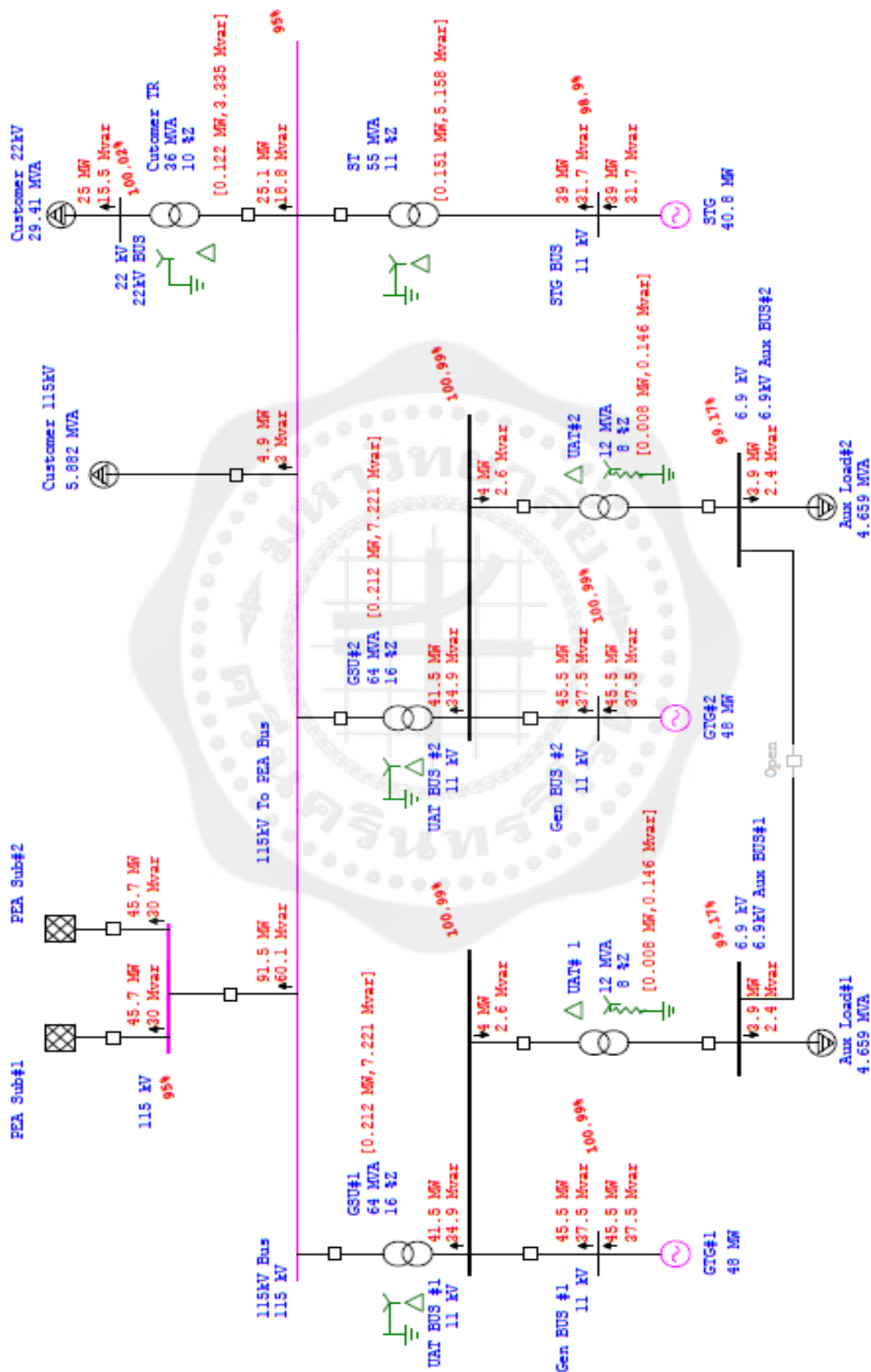
ภาพประกอบภาคผนวก ก-2 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 14.0 %



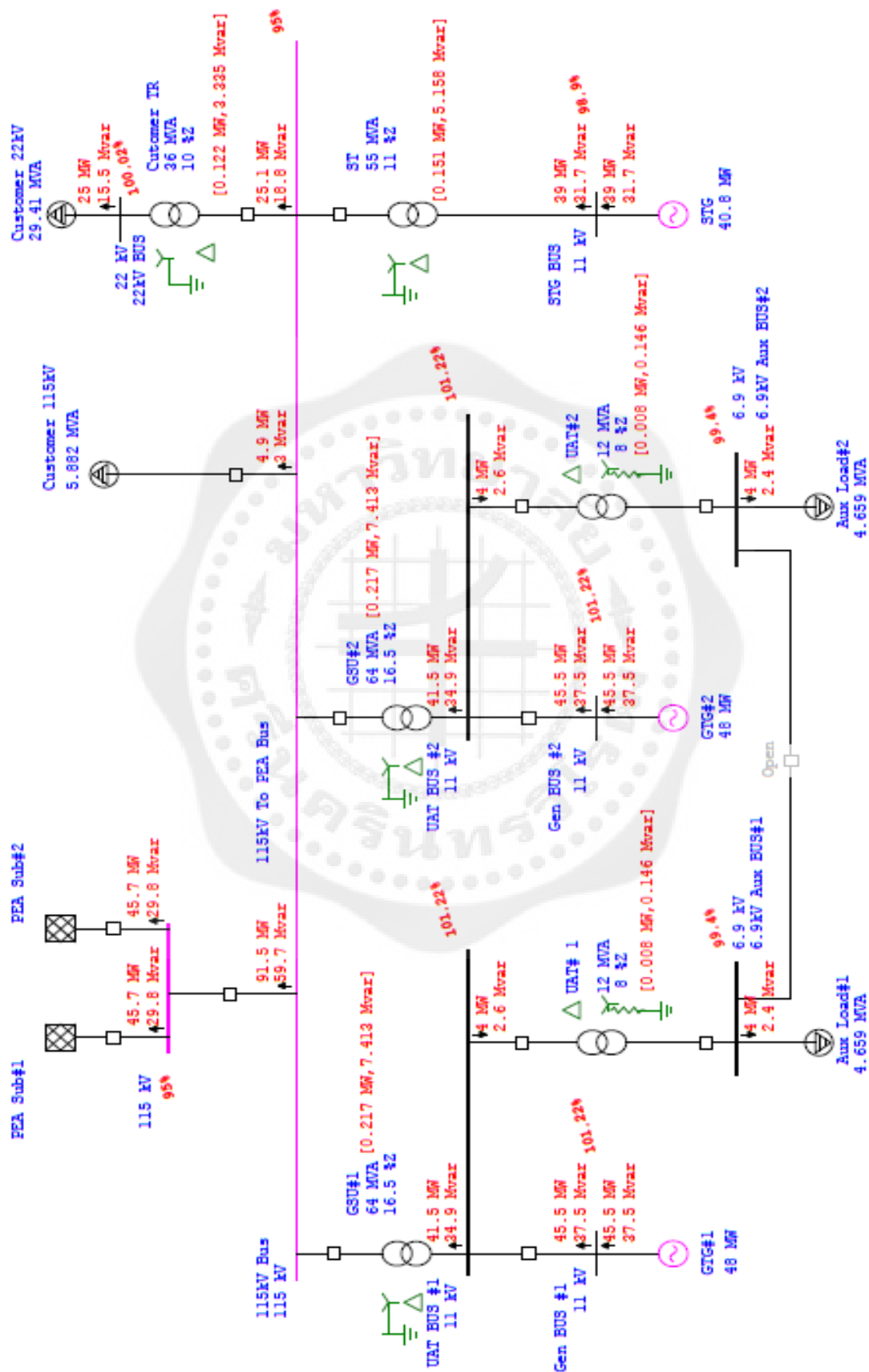
ภาพประกอบภาคผนวก ก-3 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 14.5 %



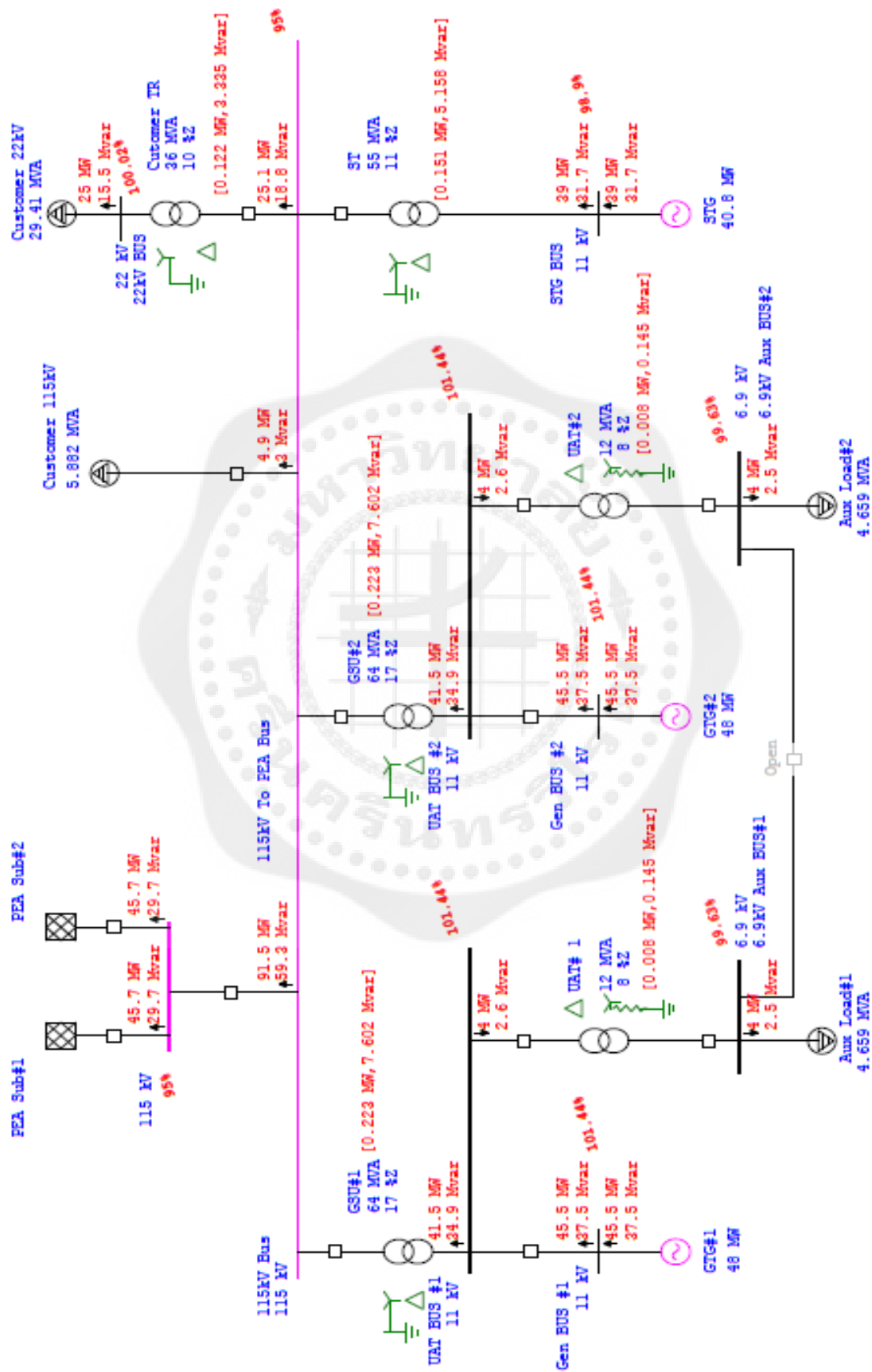
ภาพประกอบภาคผนวก ก-4 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 15.0 %



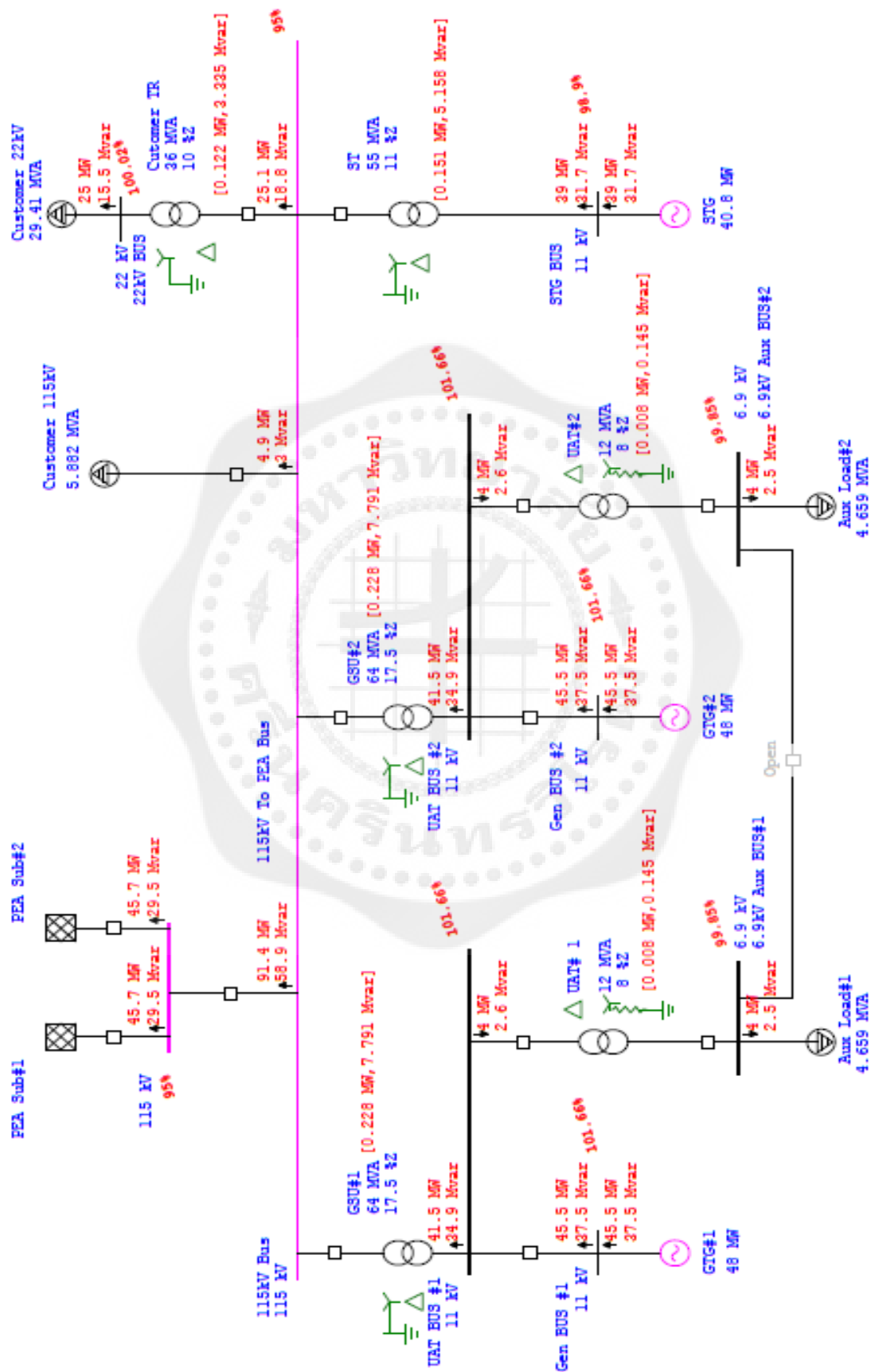
ภาพประกอบภาคผนวก ก-6 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 16.0 %



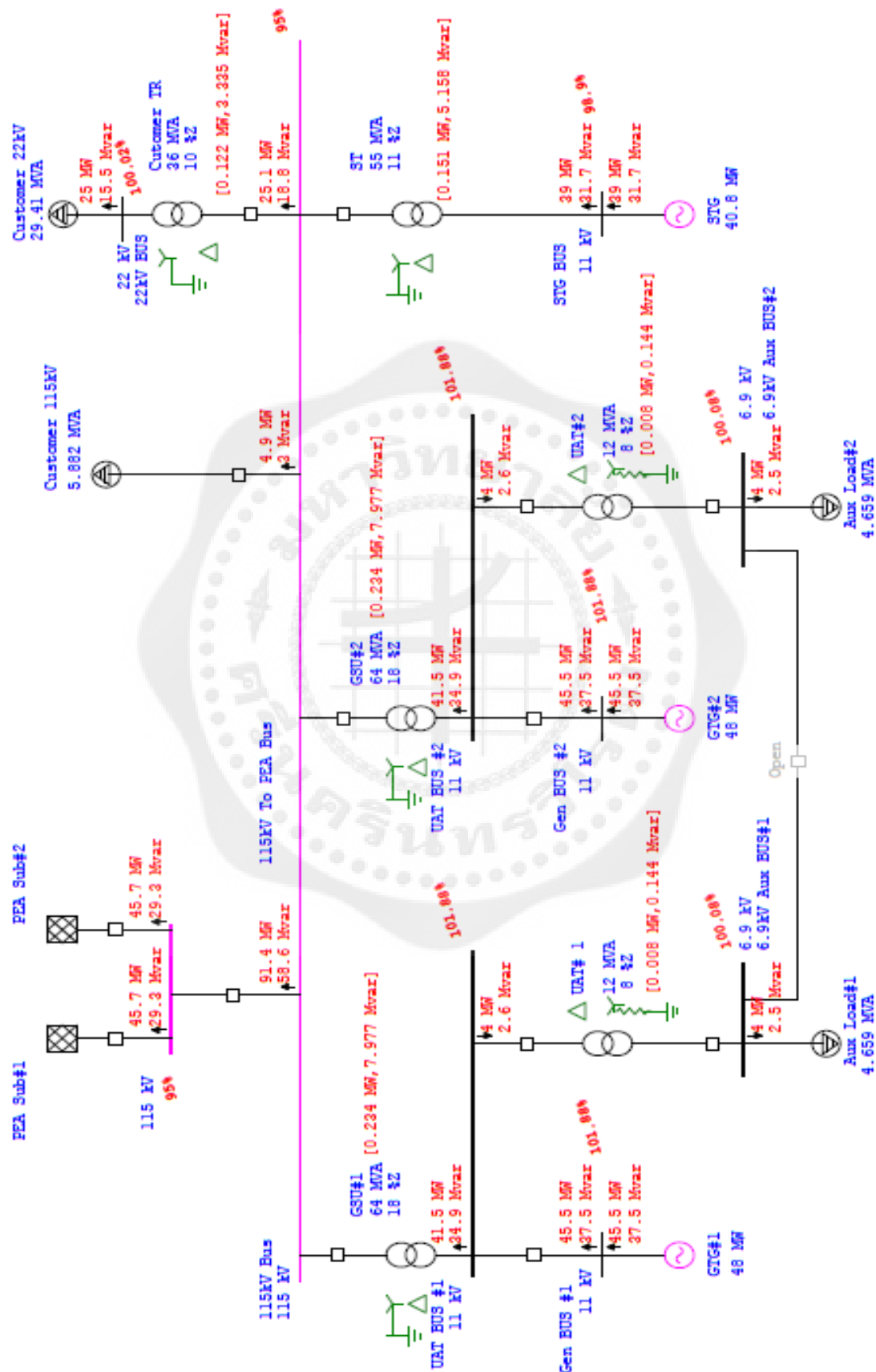
ภาพประกอบภาคผนวก ก-7 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 16.5 %



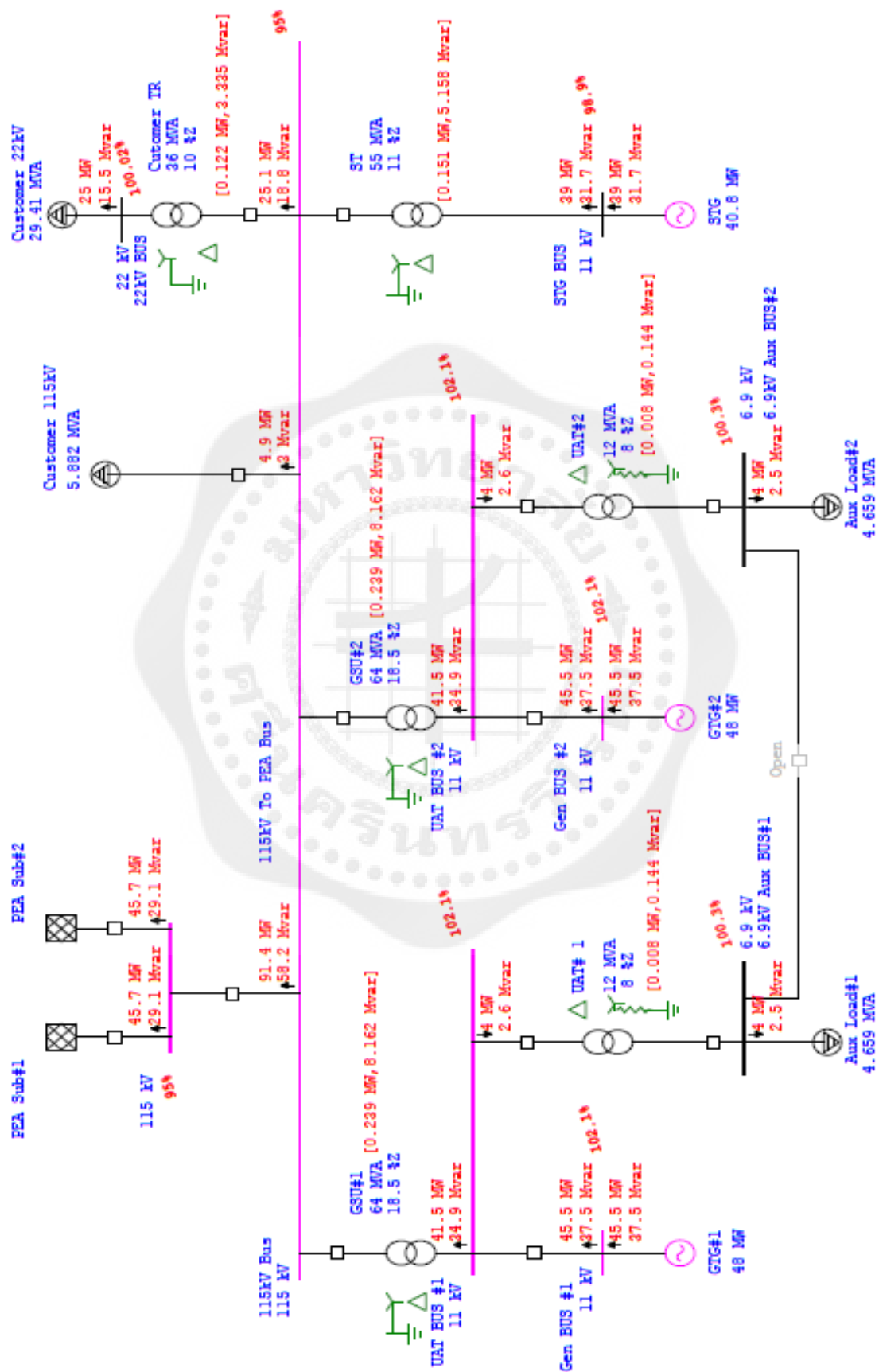
ภาพประกอบภาคผนวก ก-8 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันปกติ %Z = 17.0 %



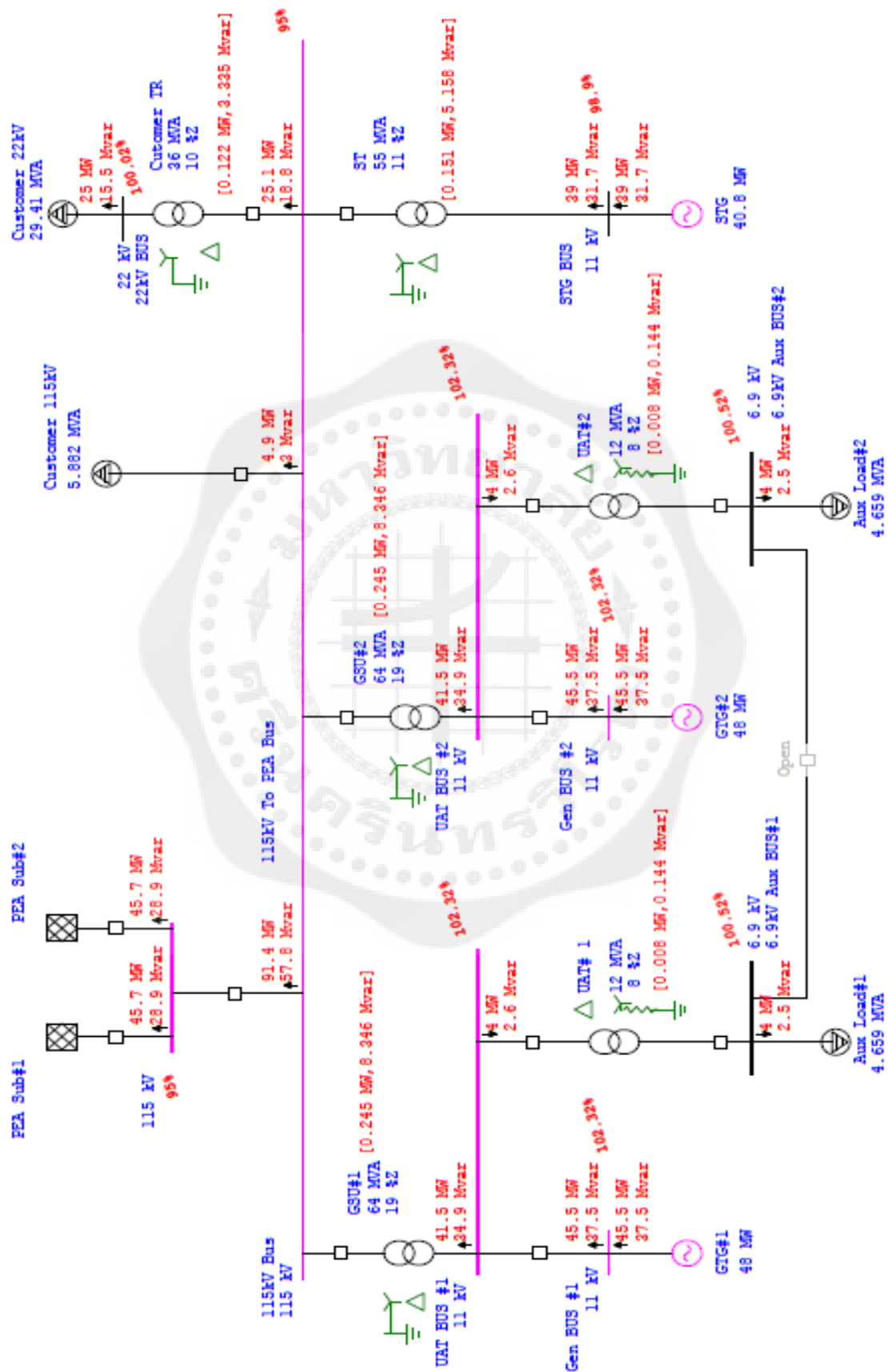
ภาพประกอบภาคผนวก ก-9 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันปกติ %Z = 17.5 %



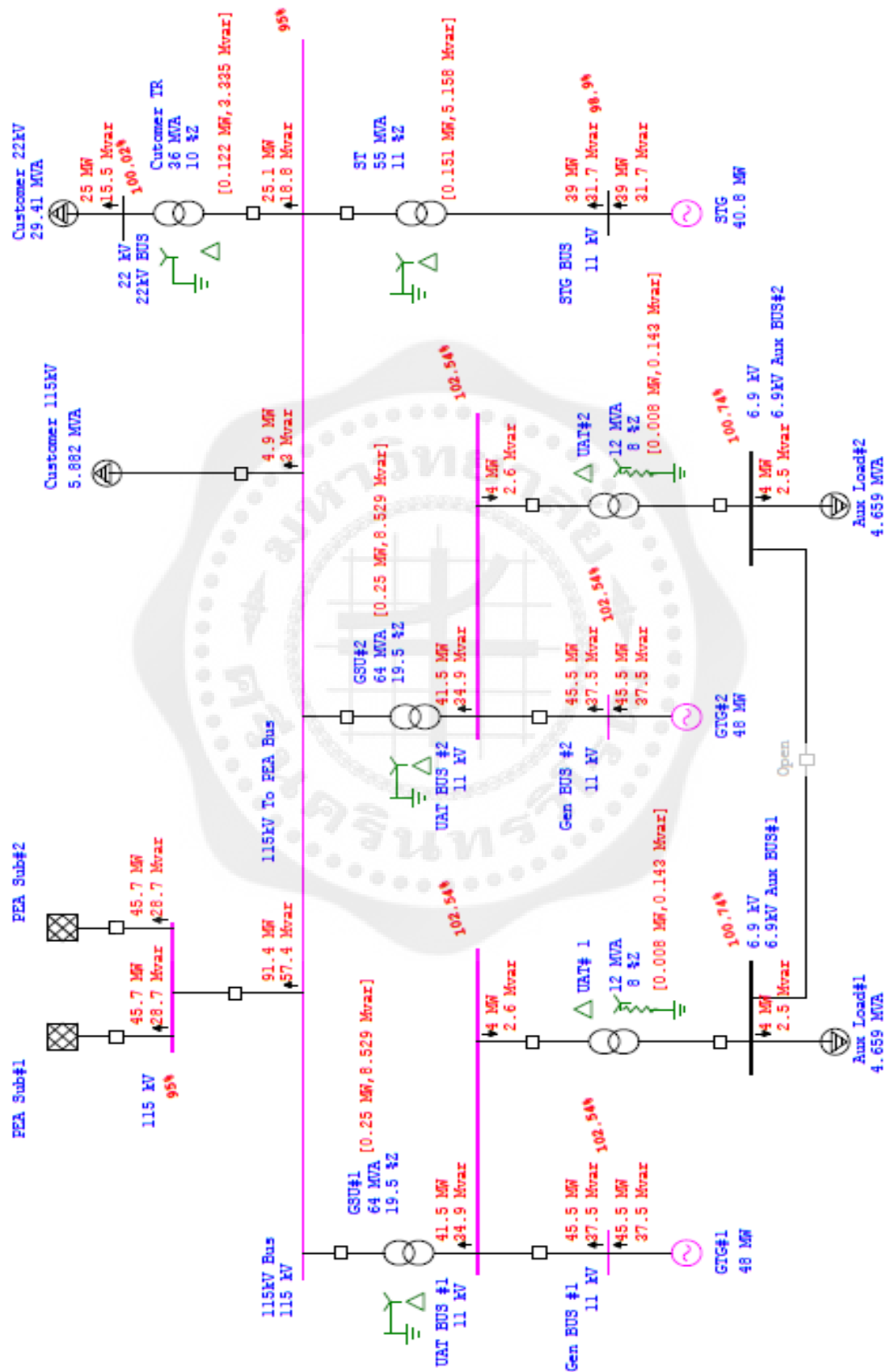
ภาพประกอบภาคผนวก ก-10 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 18.0 %



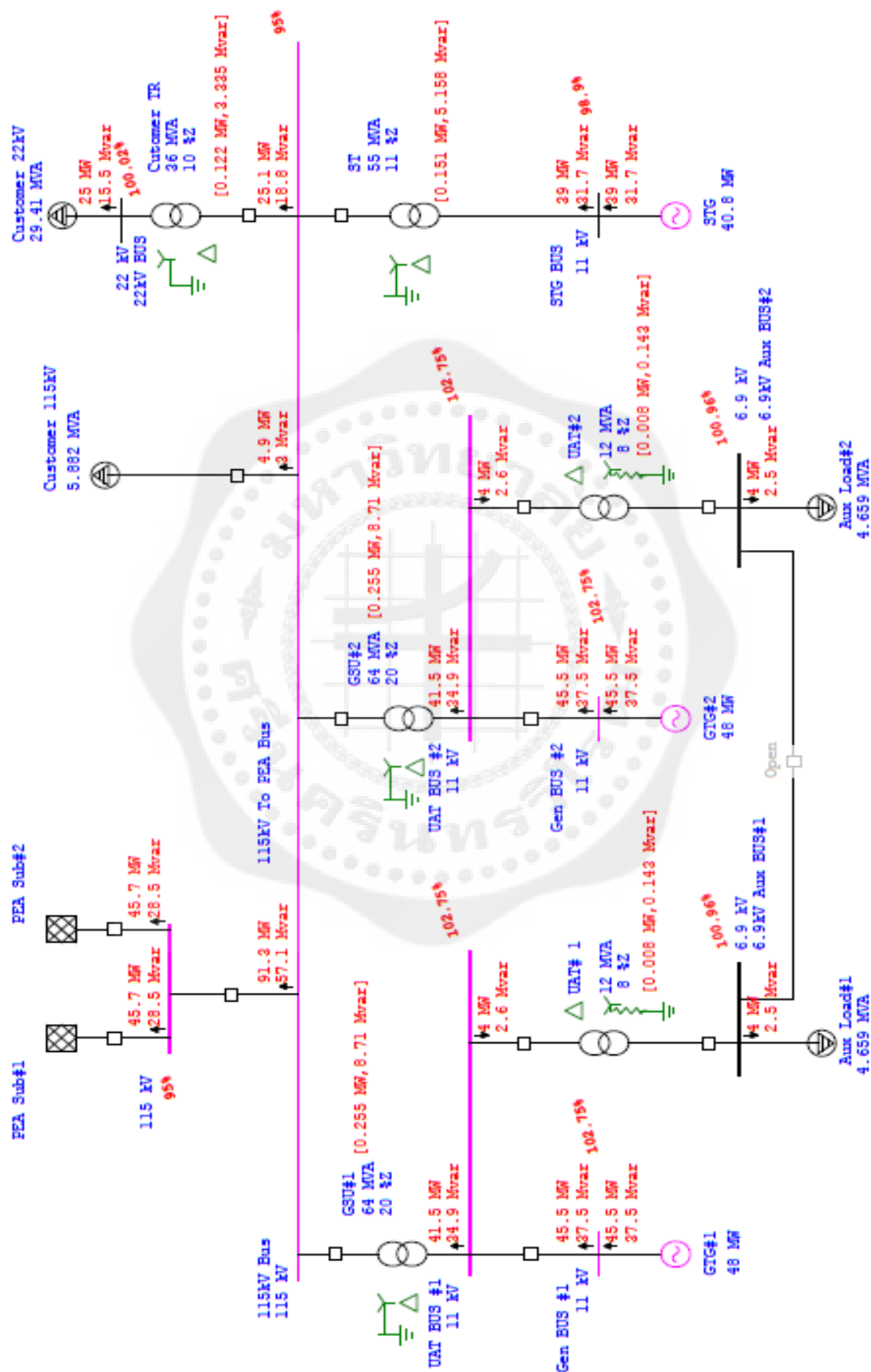
ภาพประกอบภาคผนวก ก-11 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z=18.5 %



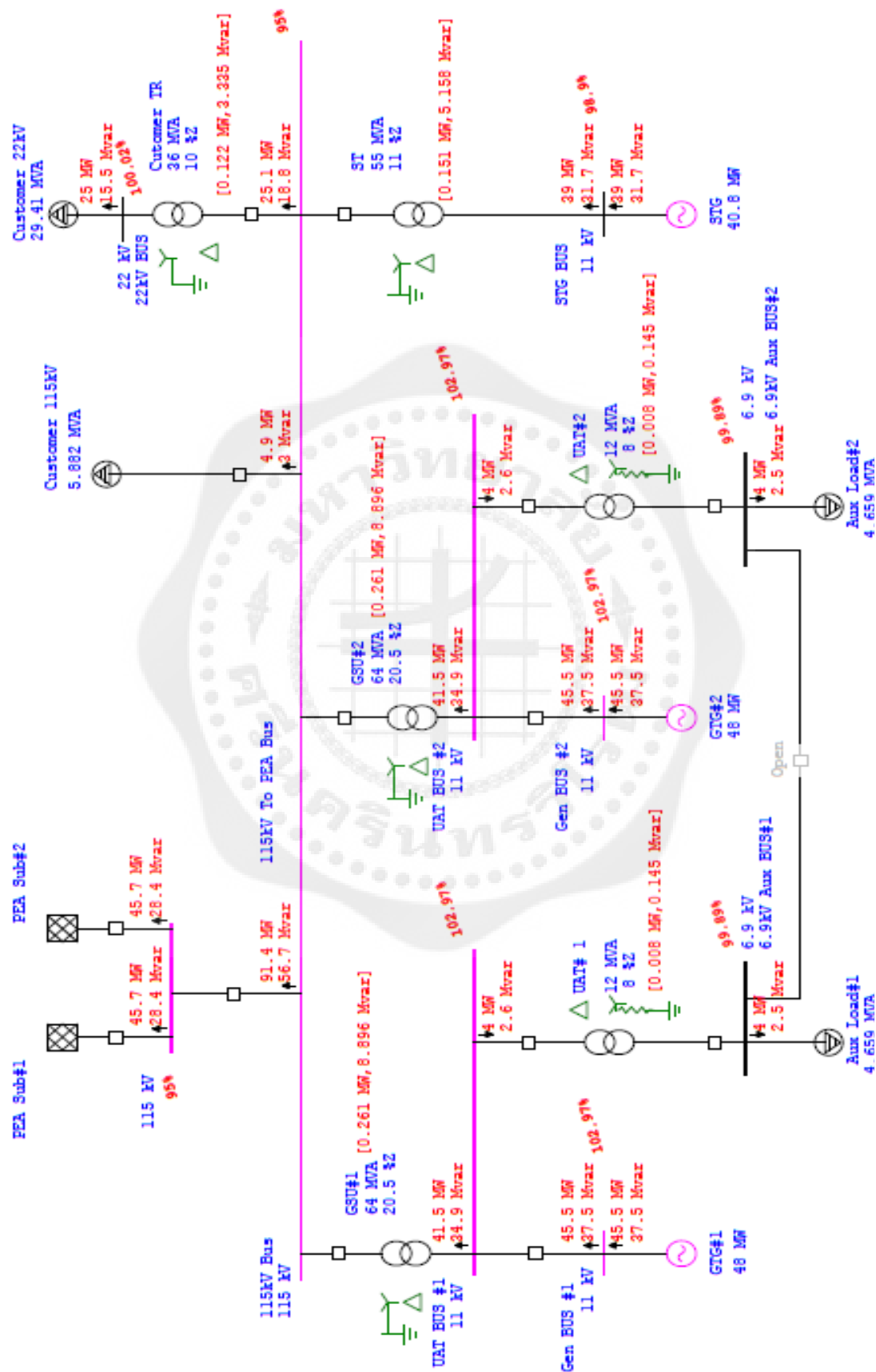
ภาพประกอบภาคผนวก ก-12 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z =19.0 %



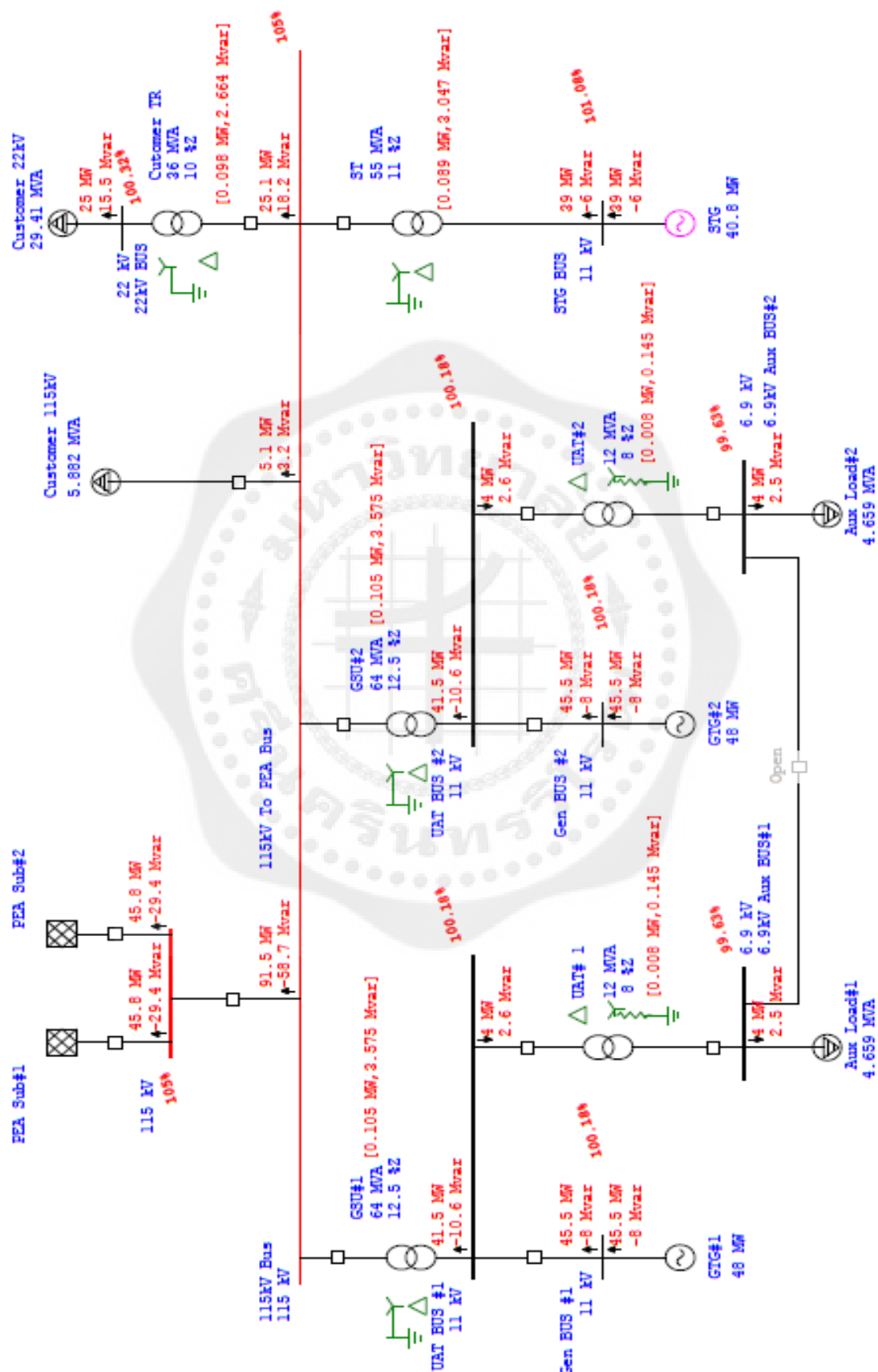
ภาพประกอบภาคผนวก ก-13 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z=19.5 %



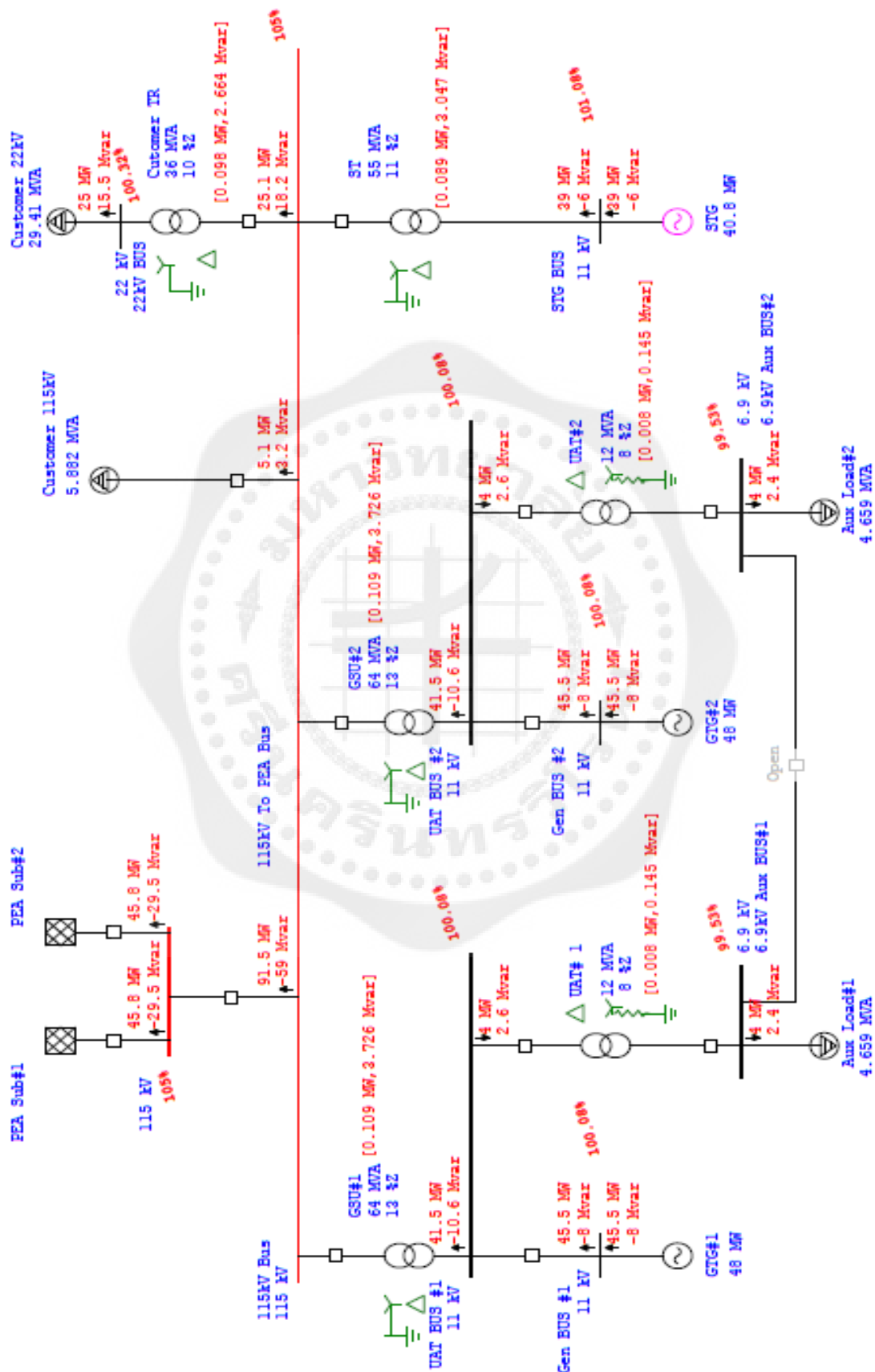
ภาพประกอบภาคผนวก ก-14 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันปกติ %Z = 20.0 %



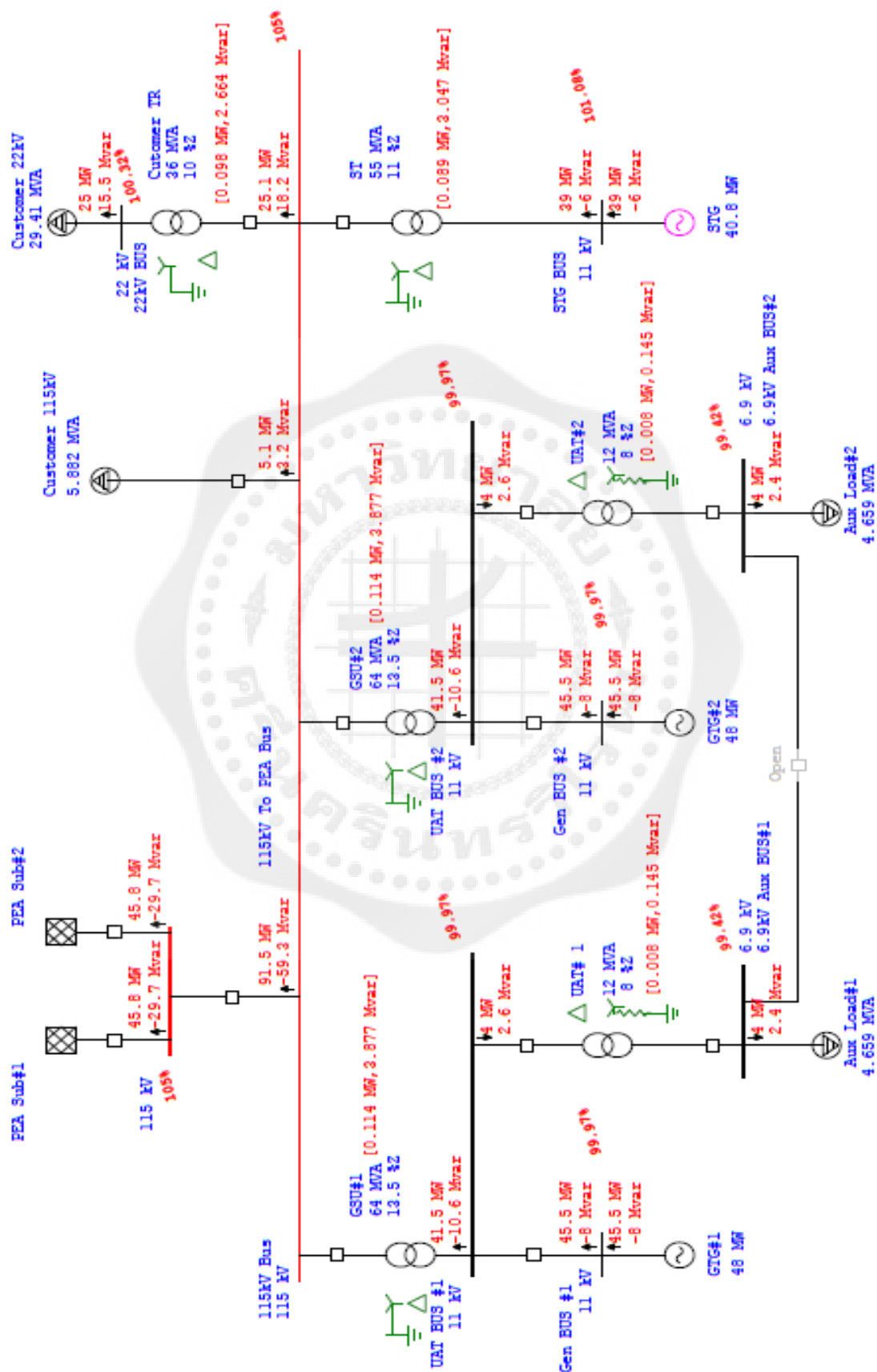
ภาพประกอบภาคผนวก ก-15 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 95% ของแรงดันพิกัด %Z = 20.5 %



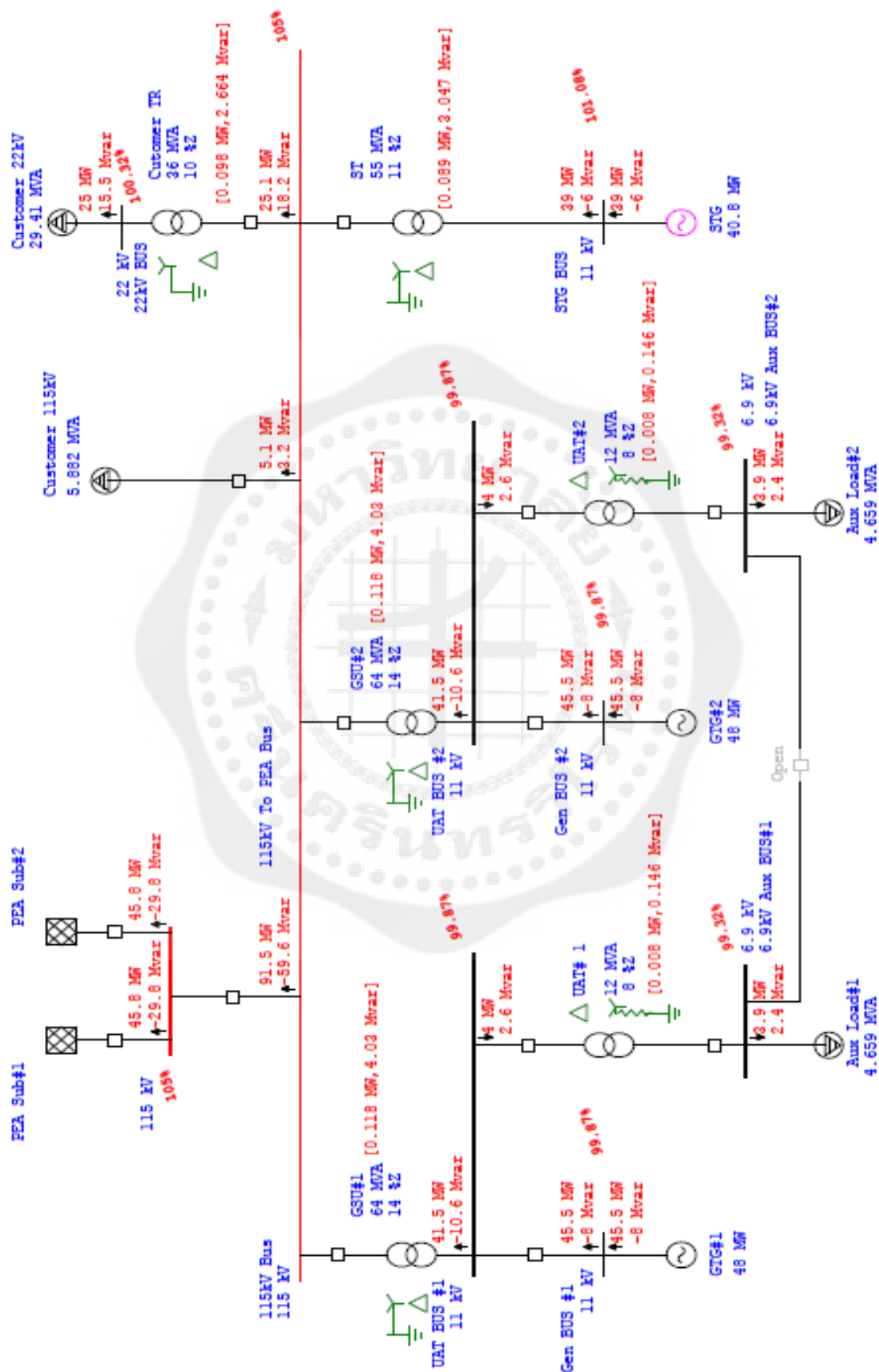
ภาพประกอบภาคผนวก ก-16 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 12.5 %



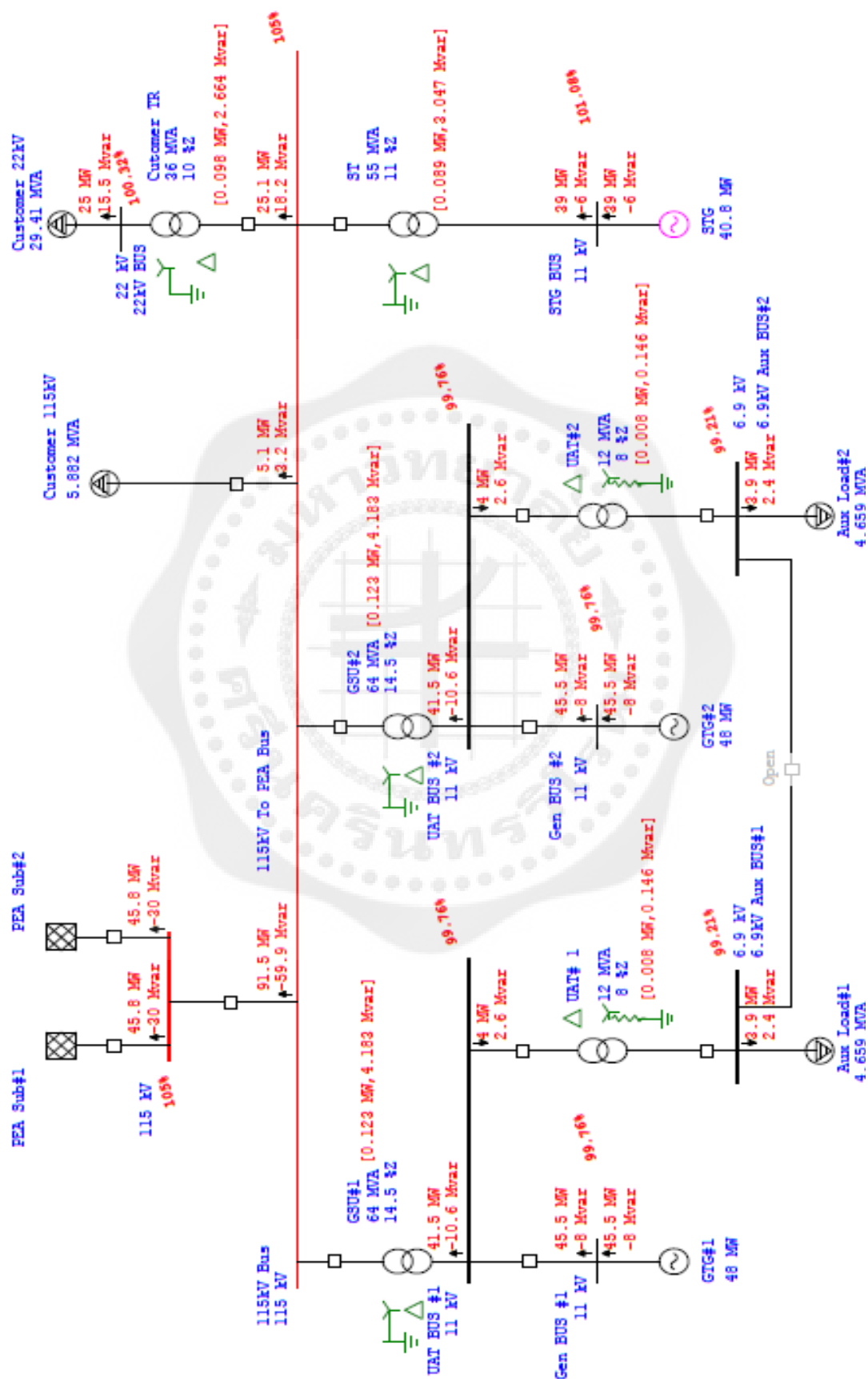
ภาพประกอบภาคผนวก ก-17 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 13.0 %



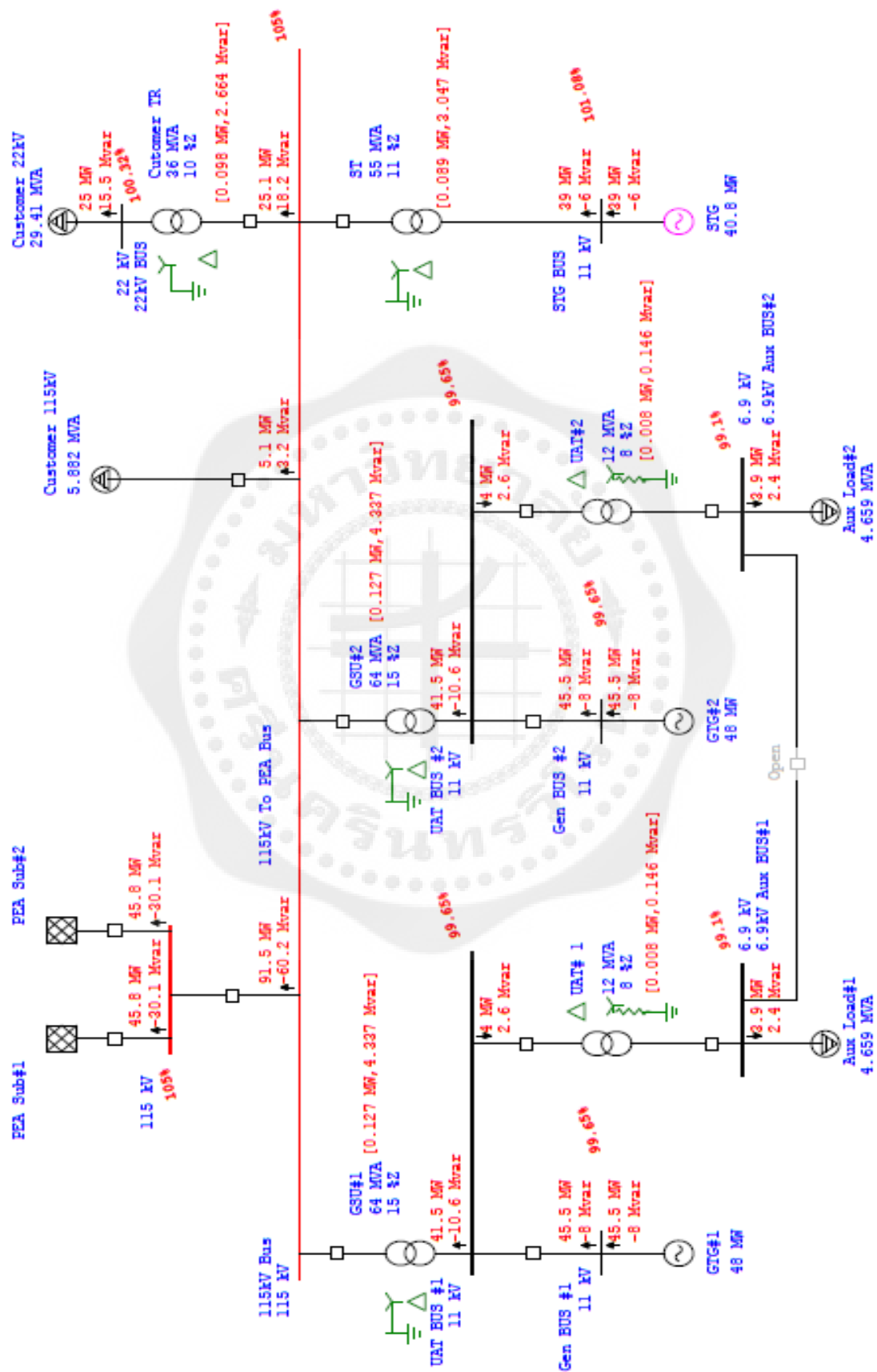
ภาพประกอบภาคผนวก ก-18 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ $\%Z = 13.5\%$



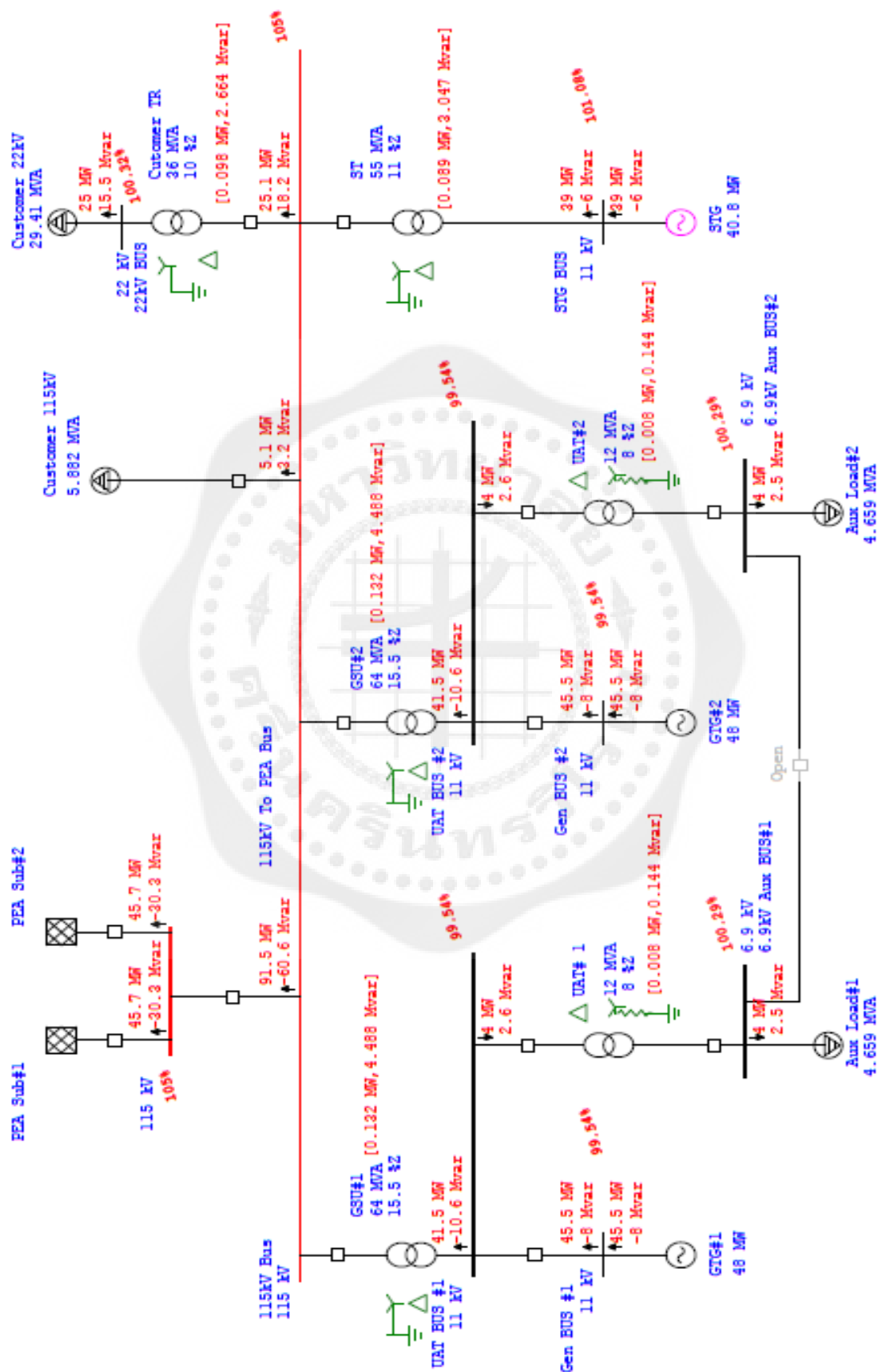
ภาพประกอบภาคผนวก ก-19 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ $\%Z = 14.0\%$



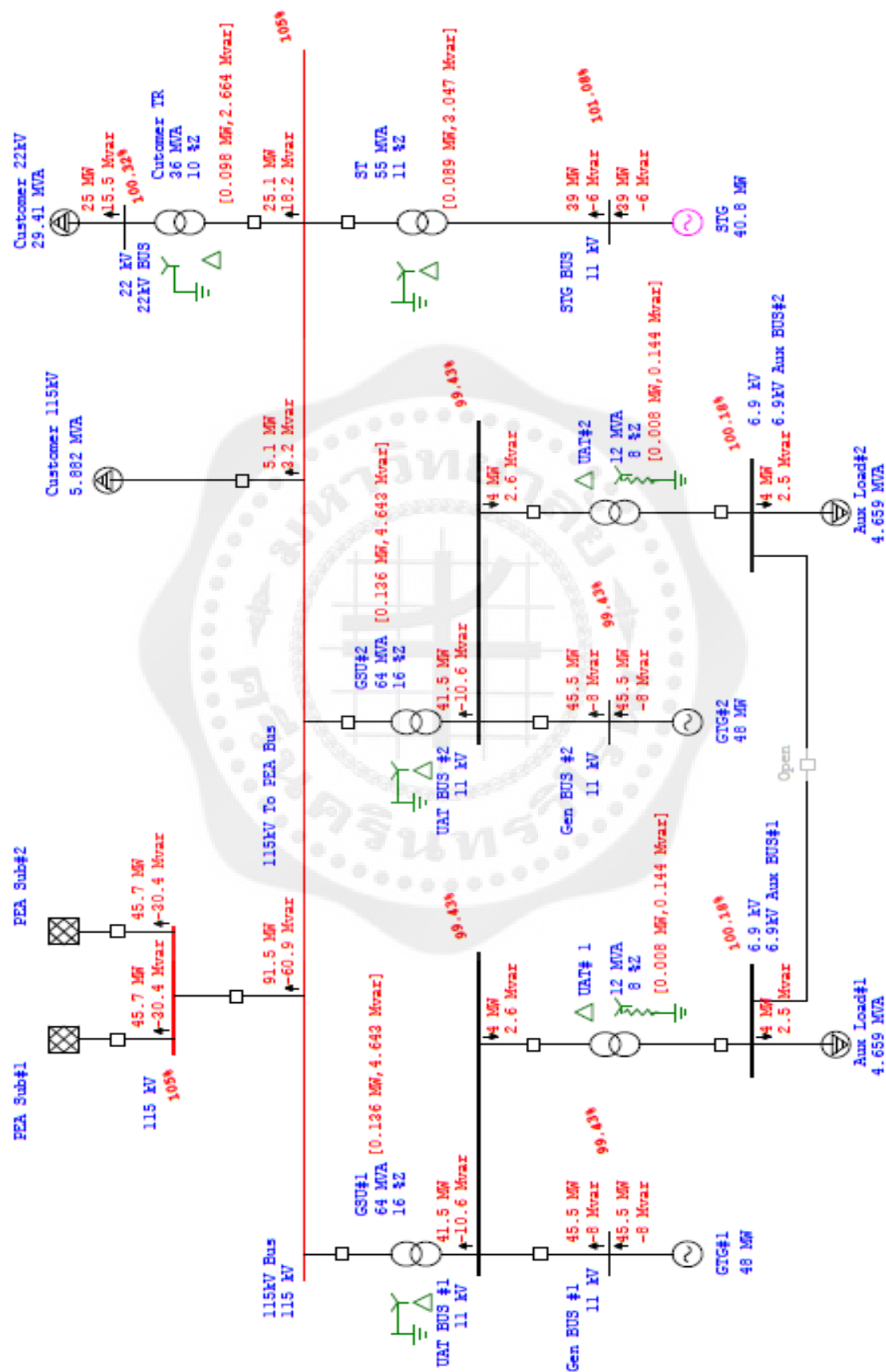
ภาพประกอบภาคผนวก ก-20 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ $\%Z = 14.5\%$



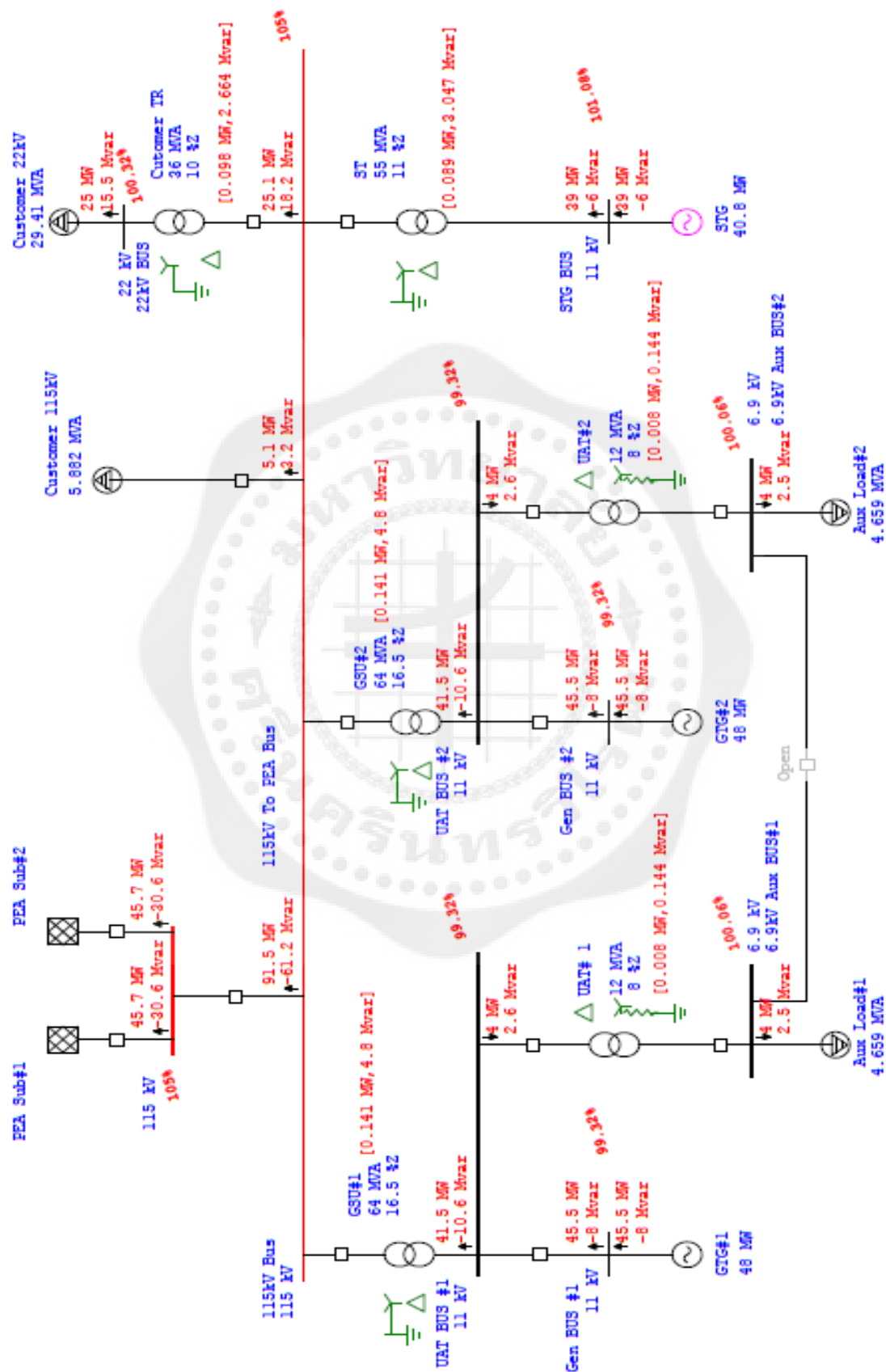
ภาพประกอบภาคผนวก ก-21 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z =15.0 %



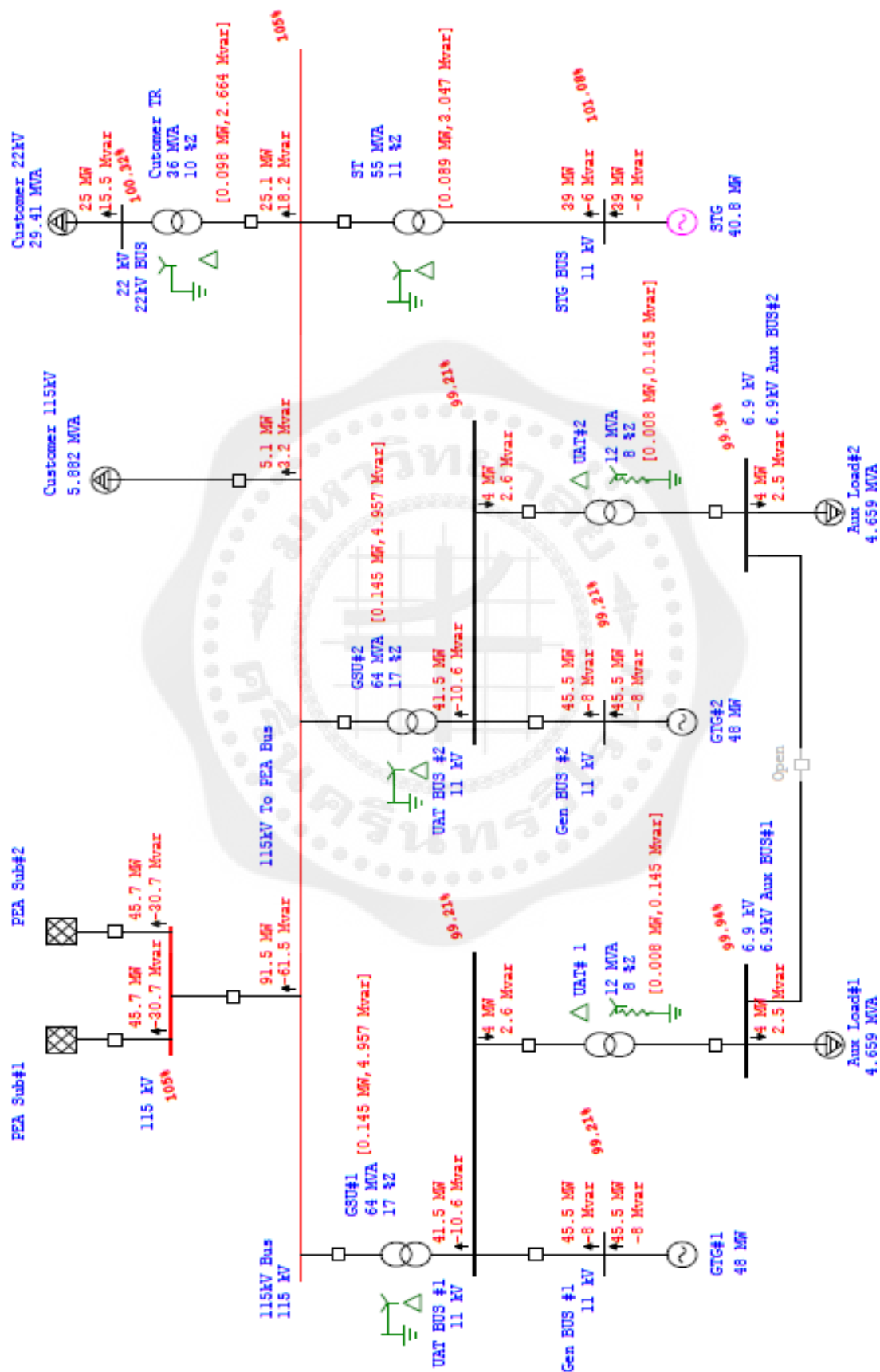
ภาพประกอบภาคผนวก ก-22 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 15.5 %



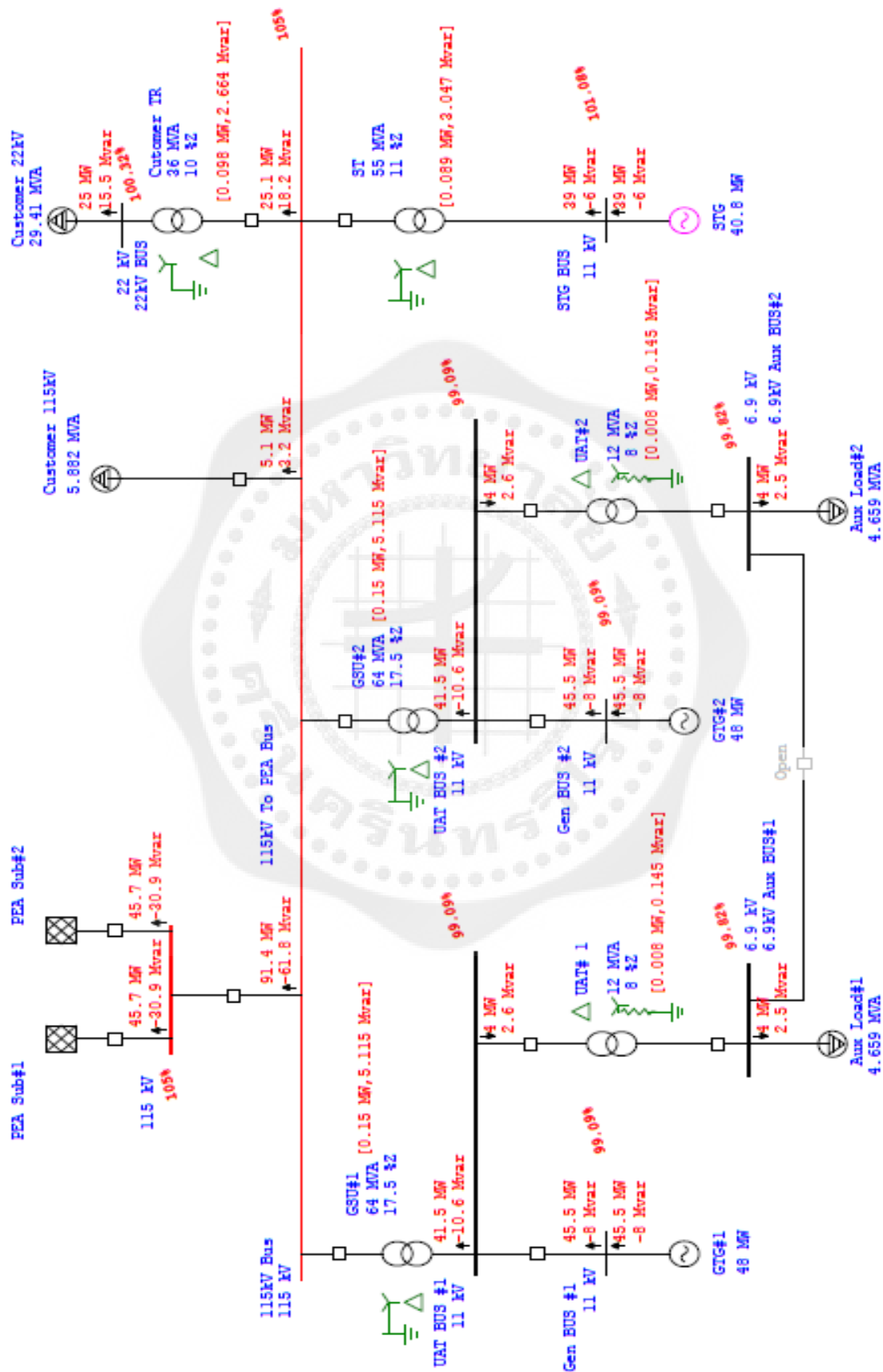
ภาพประกอบภาคผนวก ก-23 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ %Z =16.0 %



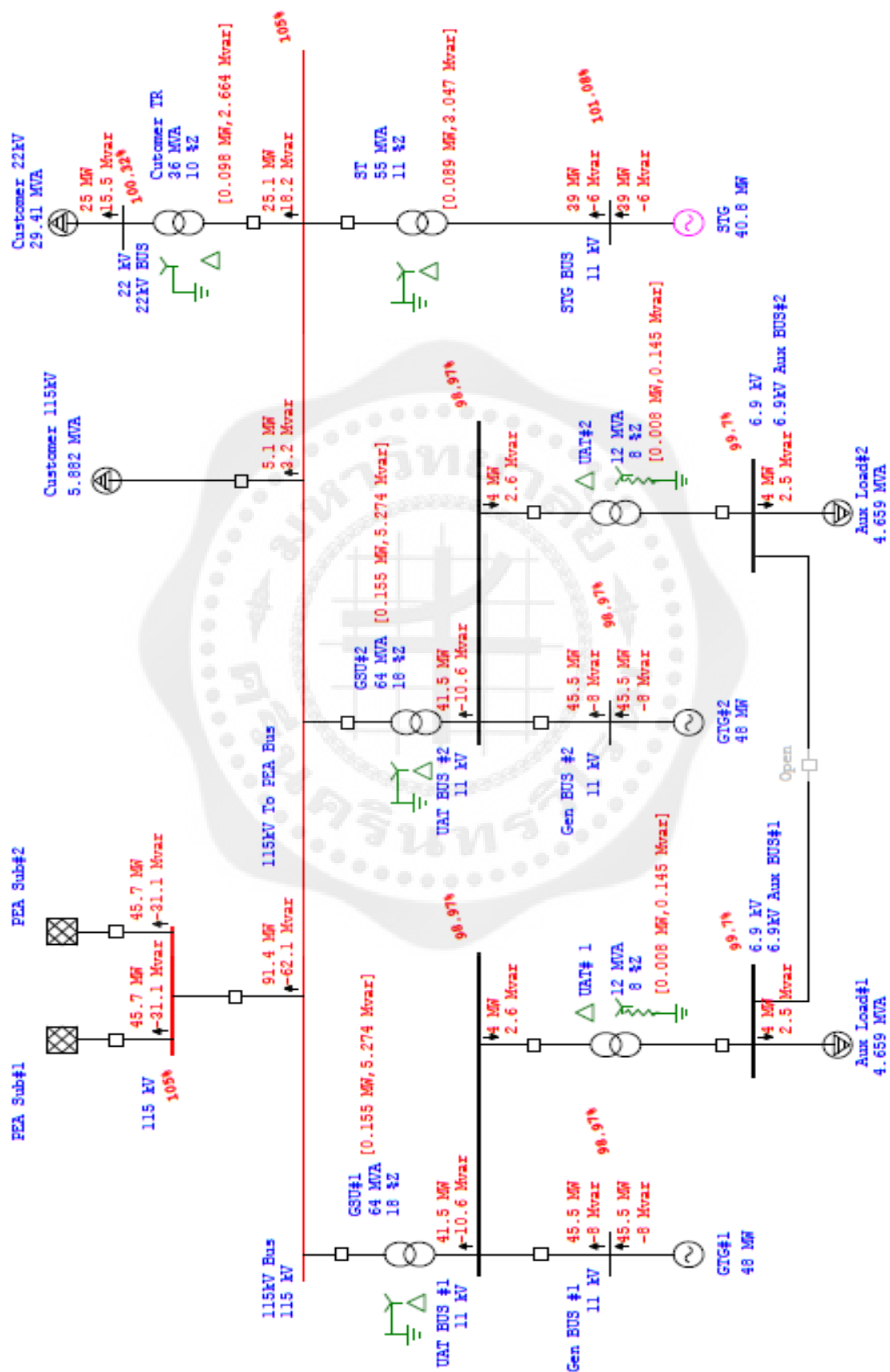
ภาพประกอบภาคผนวก ก-24 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ %Z = 16.5 %



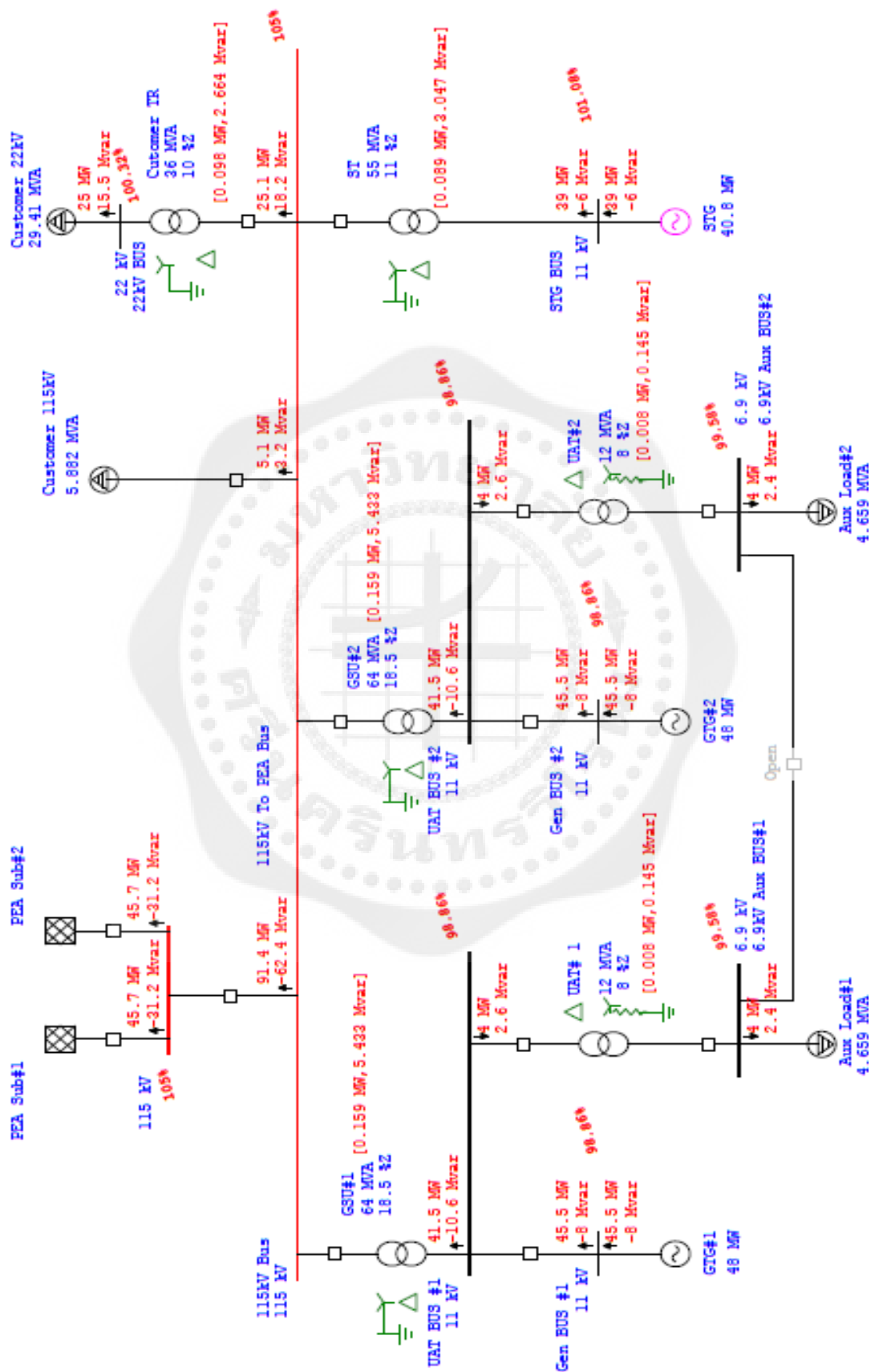
ภาพประกอบภาคผนวก ก-25 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 17.0 %



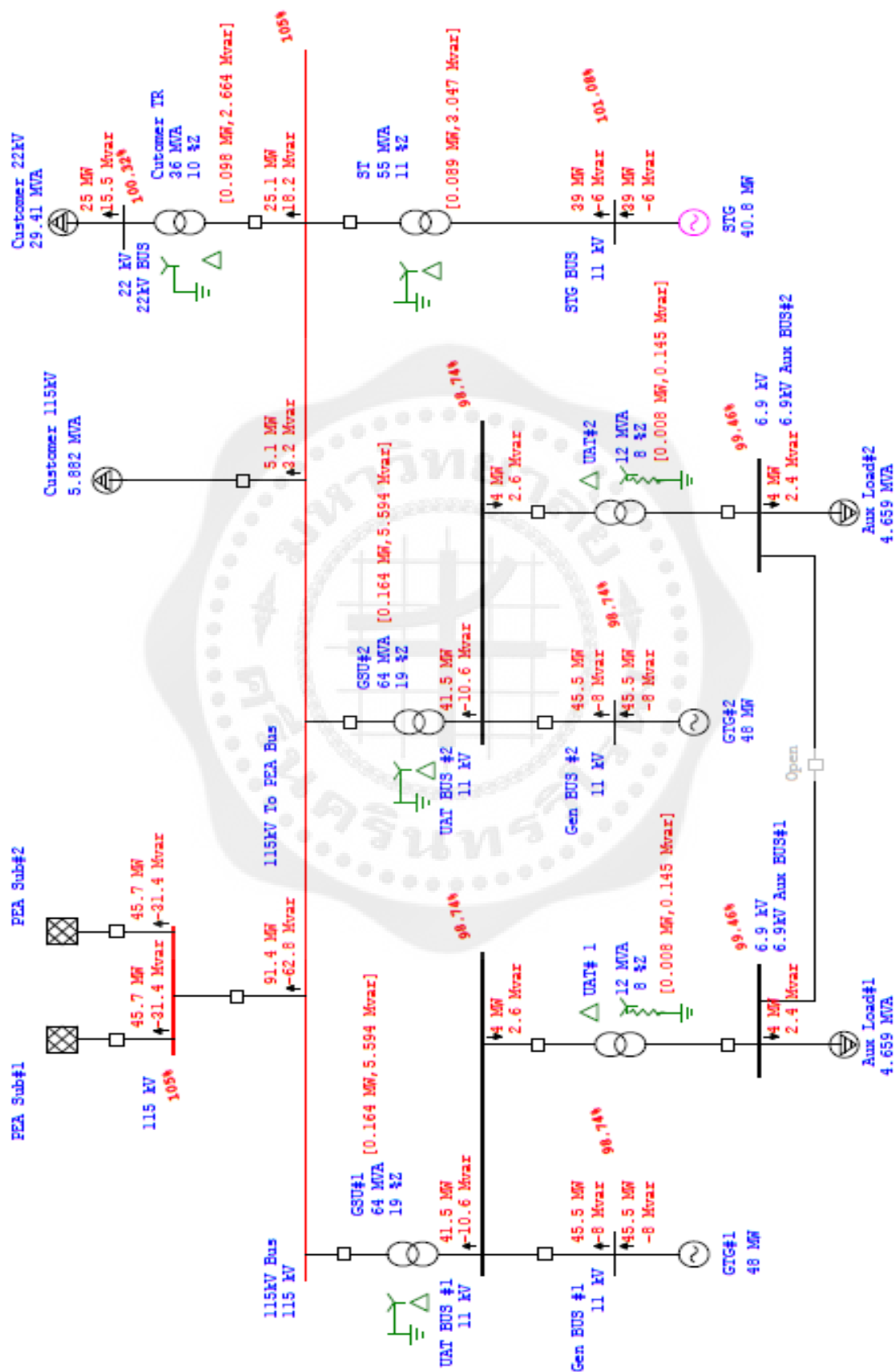
ภาพประกอบภาคผนวก ก-26 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ %Z = 17.5 %



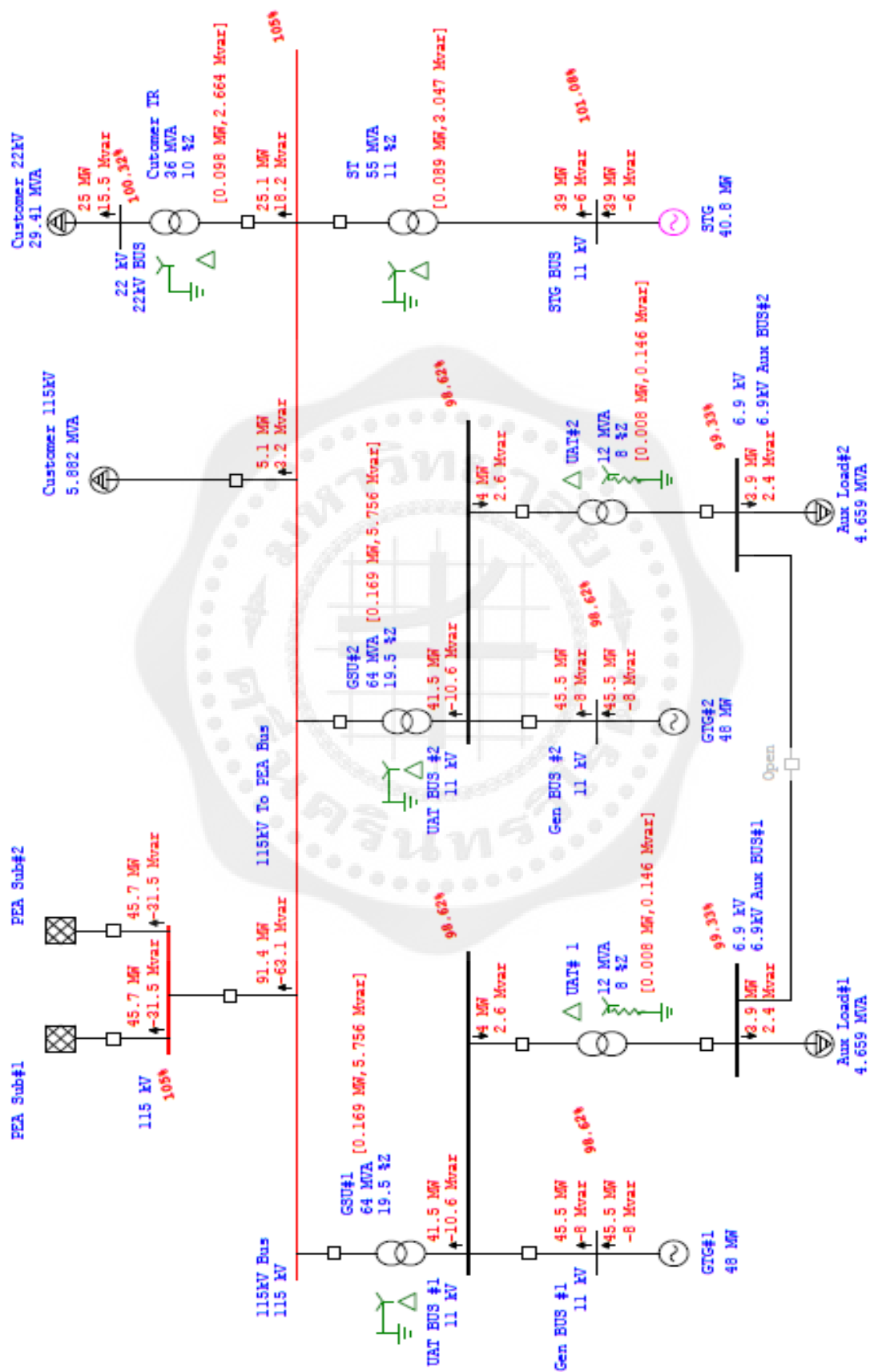
ภาพประกอบภาคผนวก ก-27 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ %Z = 18.0 %



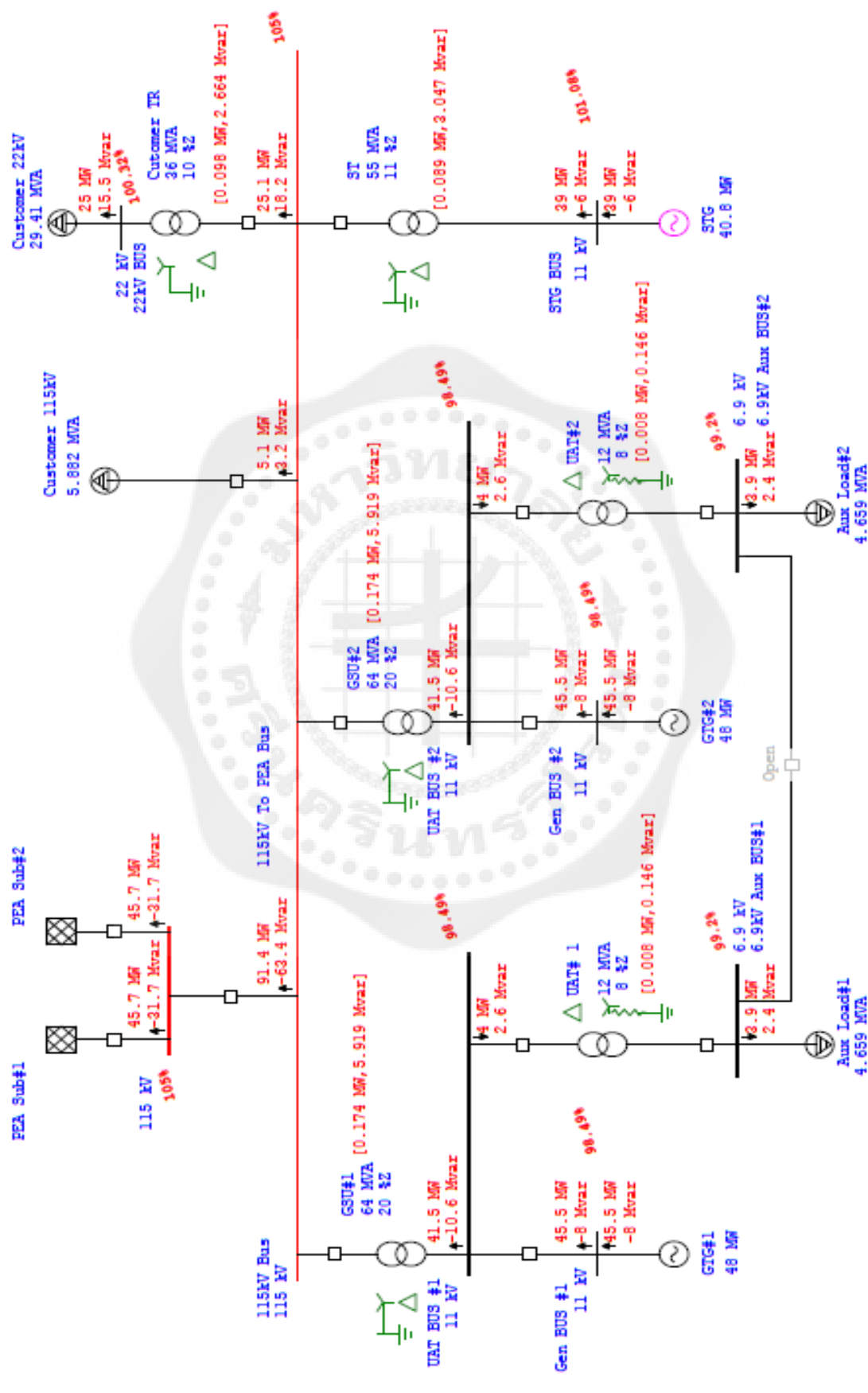
ภาพประกอบภาคผนวก ก-28 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 18.5 %



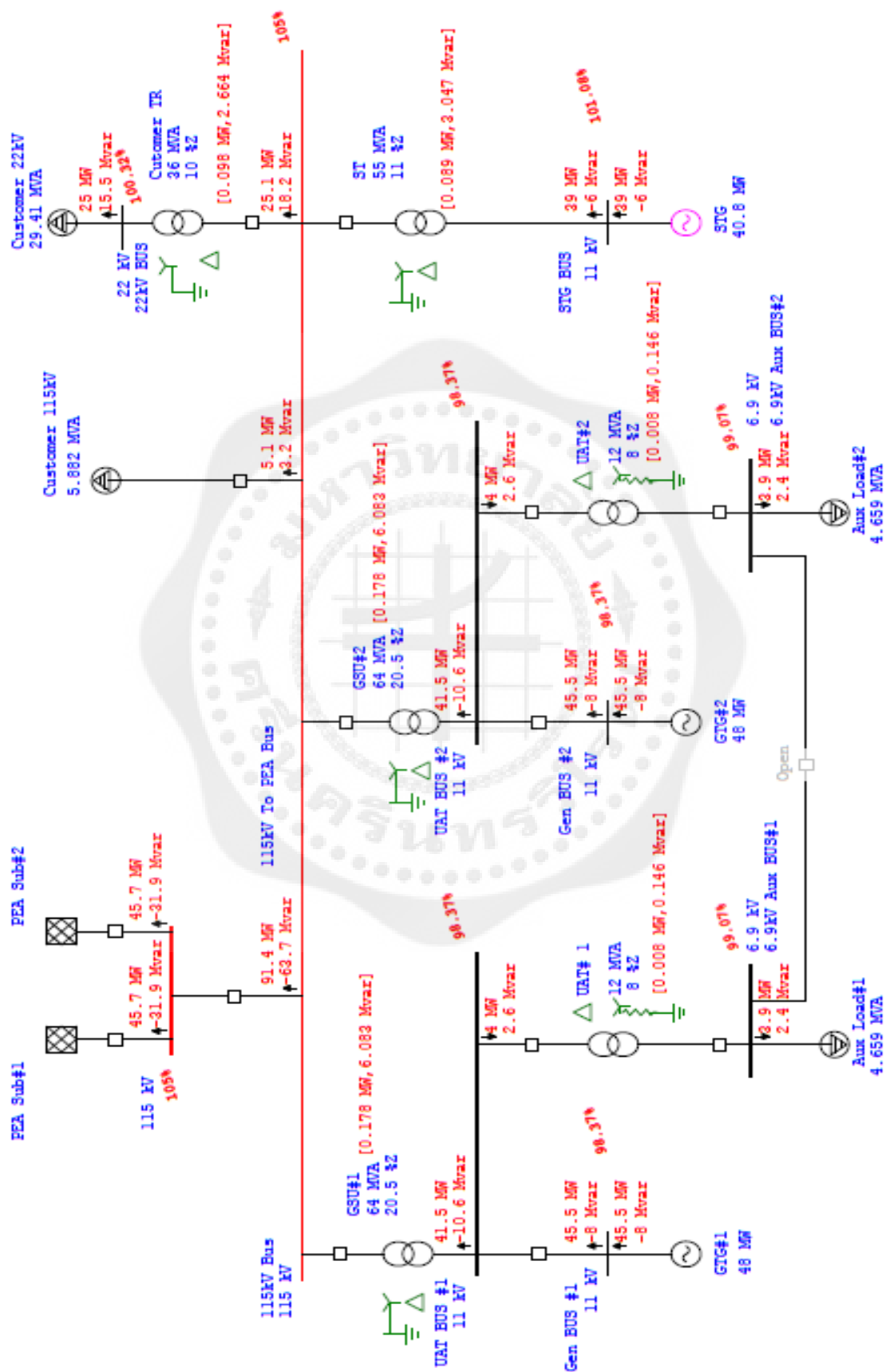
ภาพประกอบภาคผนวก ก-29 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันปกติ %Z = 19.0 %



ภาพประกอบภาคผนวก ก-30 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด $\%Z = 19.5\%$

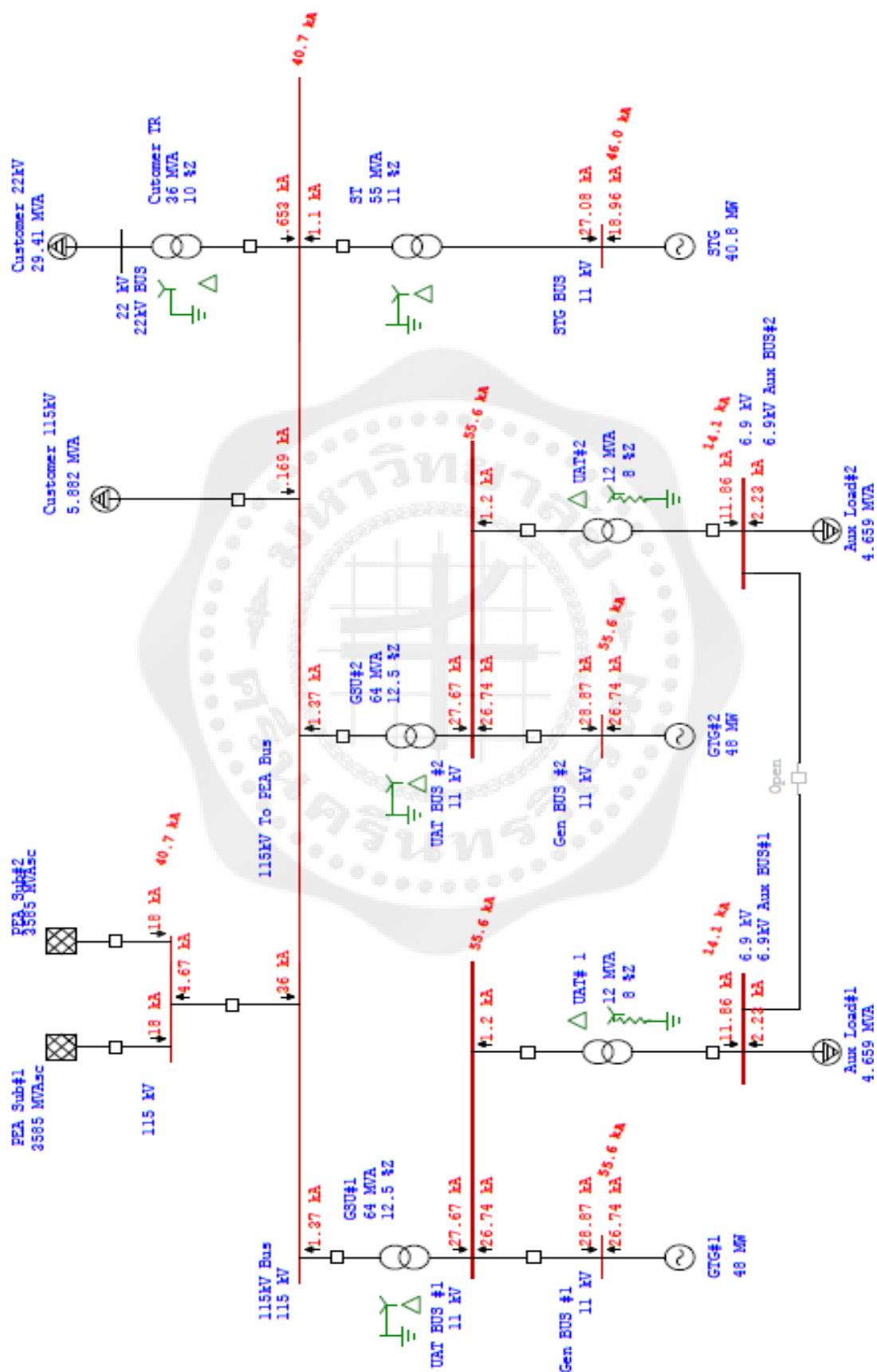


ภาพประกอบภาคผนวก ก-31 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 20.0 %

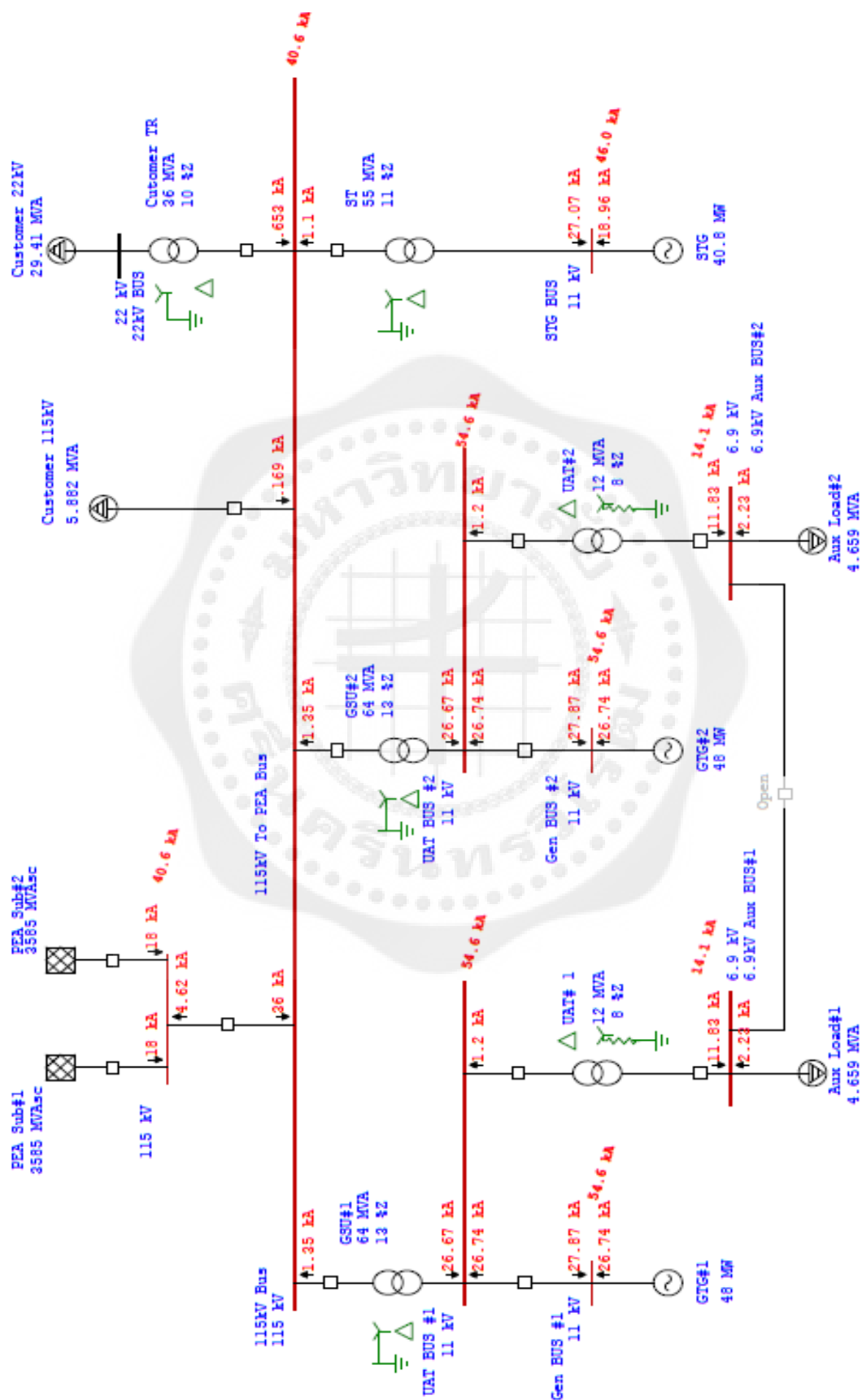


ภาพประกอบภาคผนวก ก-32 แสดงผลการศึกษา Load flow ที่ระดับแรงดัน 105% ของแรงดันพิกัด %Z = 20.5 %

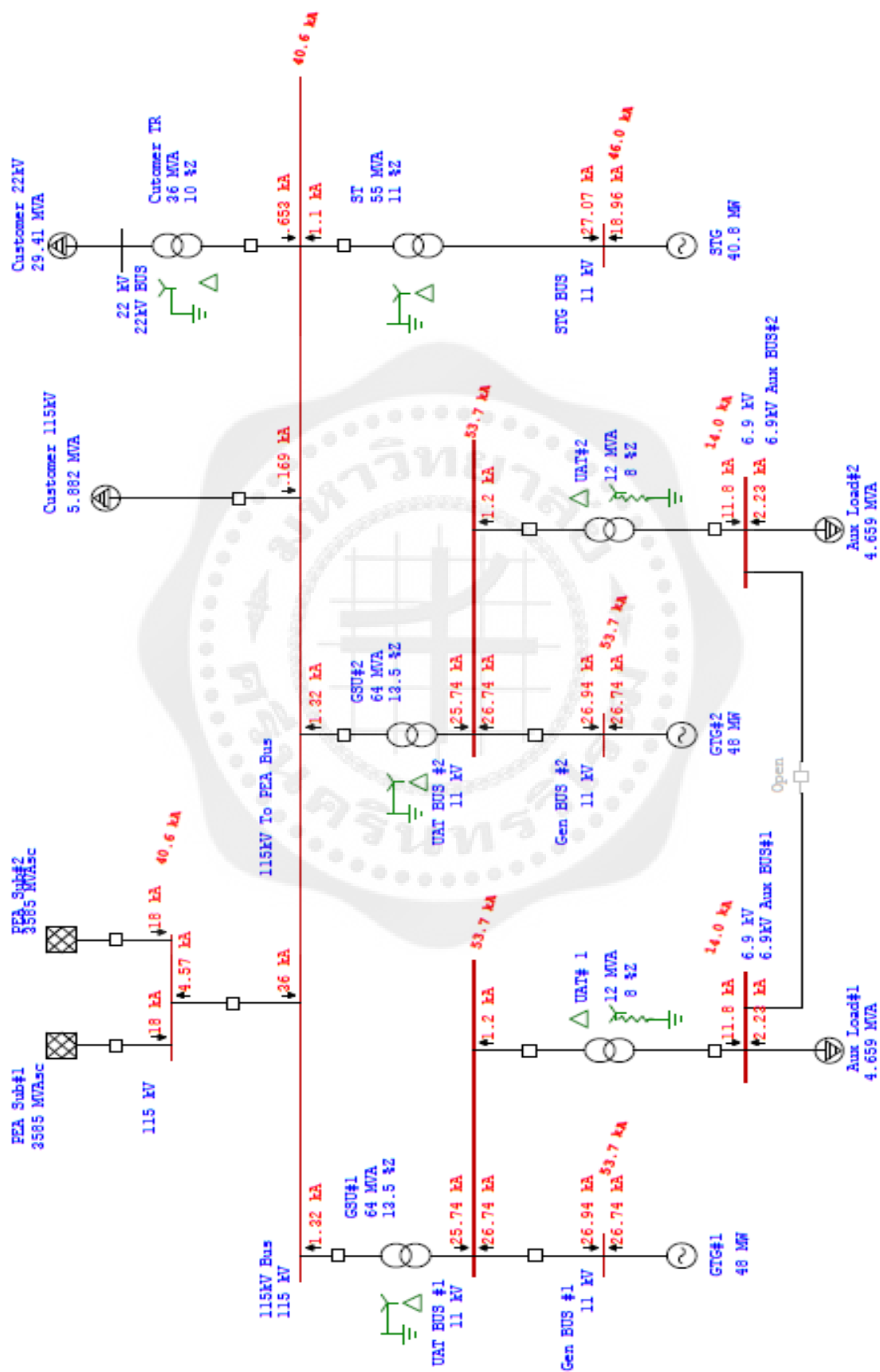
ภาคผนวก ข
ผลการศึกษา Short Circuit Current โดยให้โปรแกรม ETAP



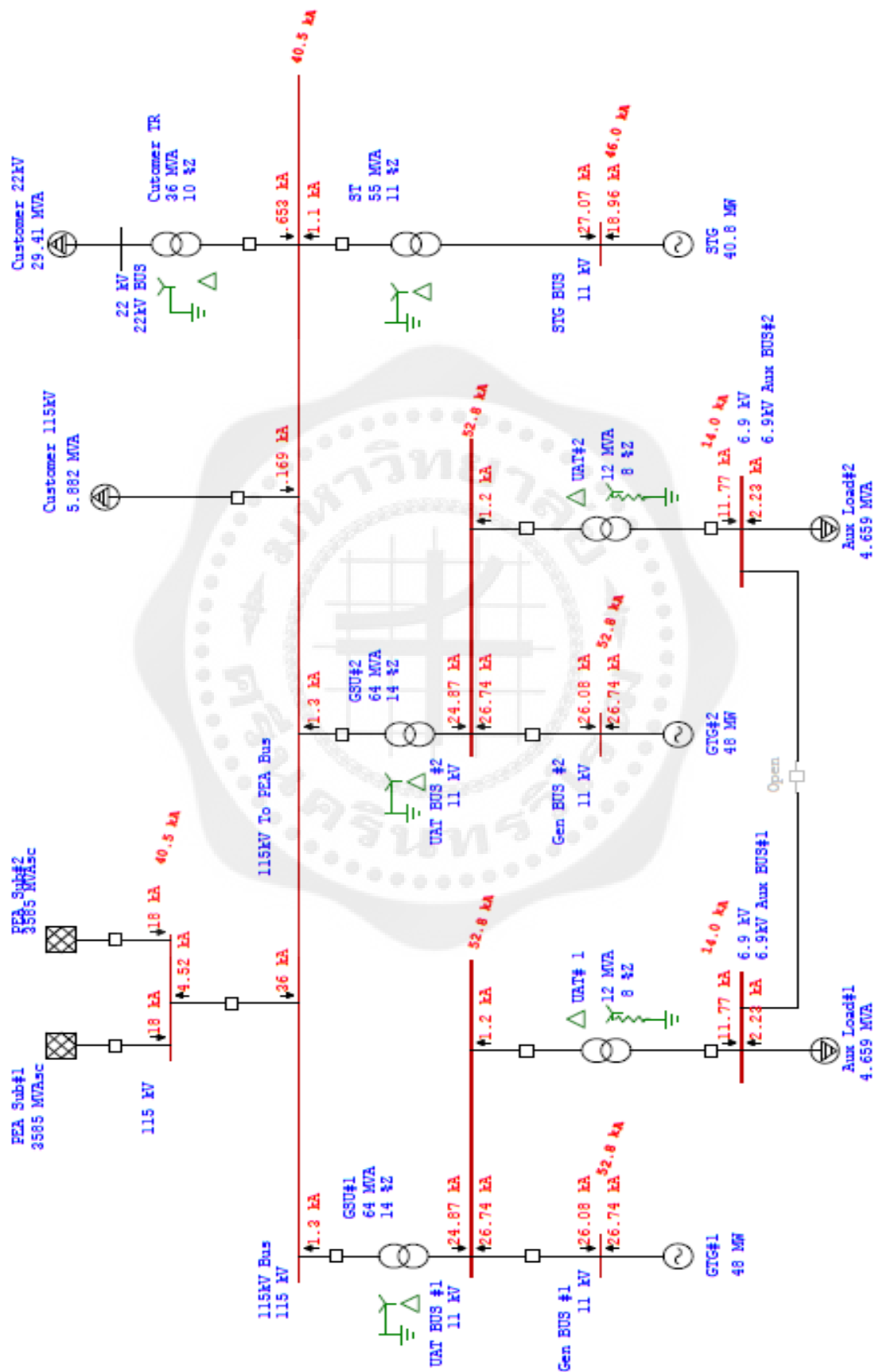
ภาพประกอบภาคผนวก ข-1 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 12.5 %



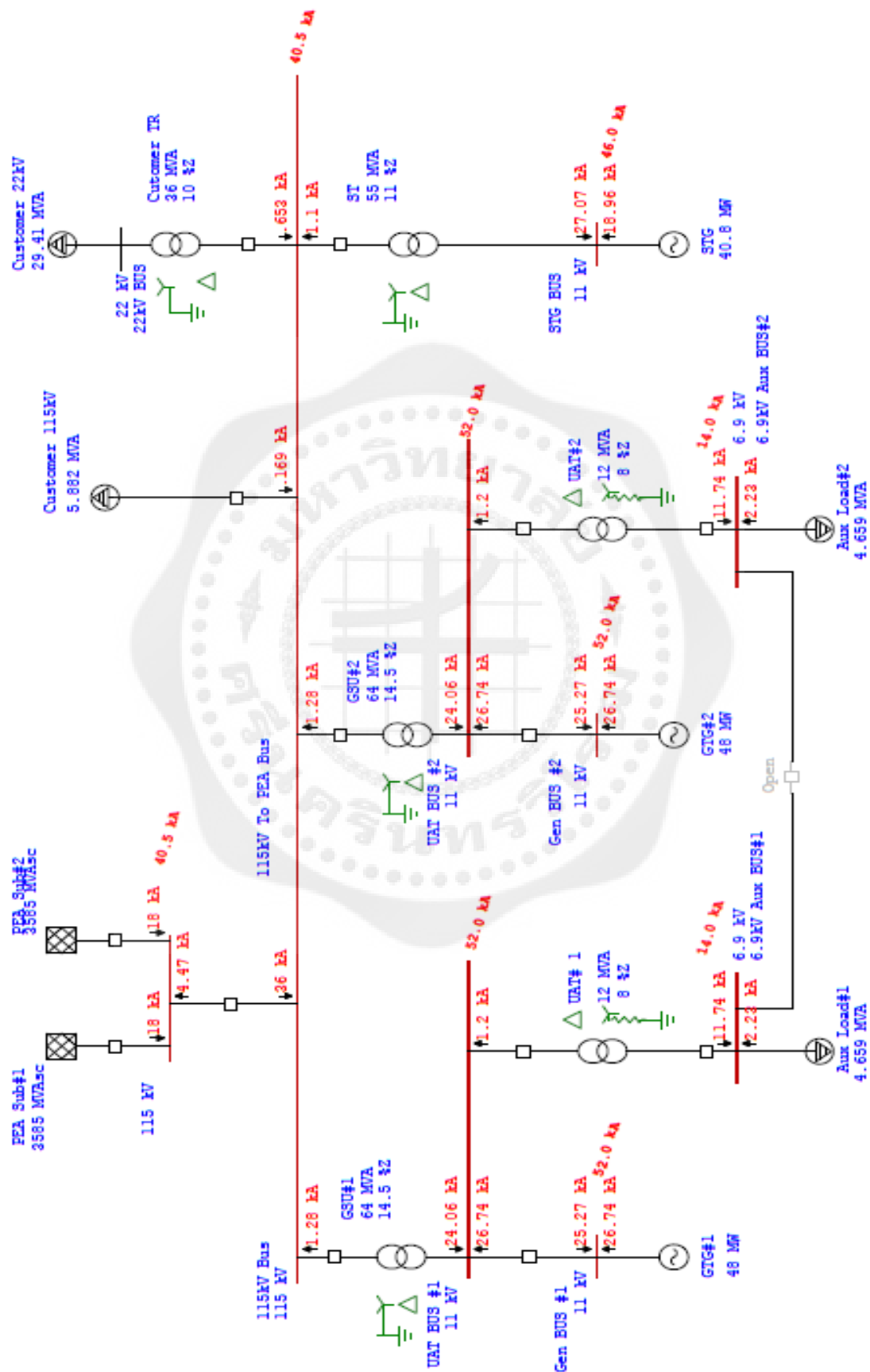
ภาพประกอบภาคผนวก ข-2 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ $\%Z = 13.0\%$



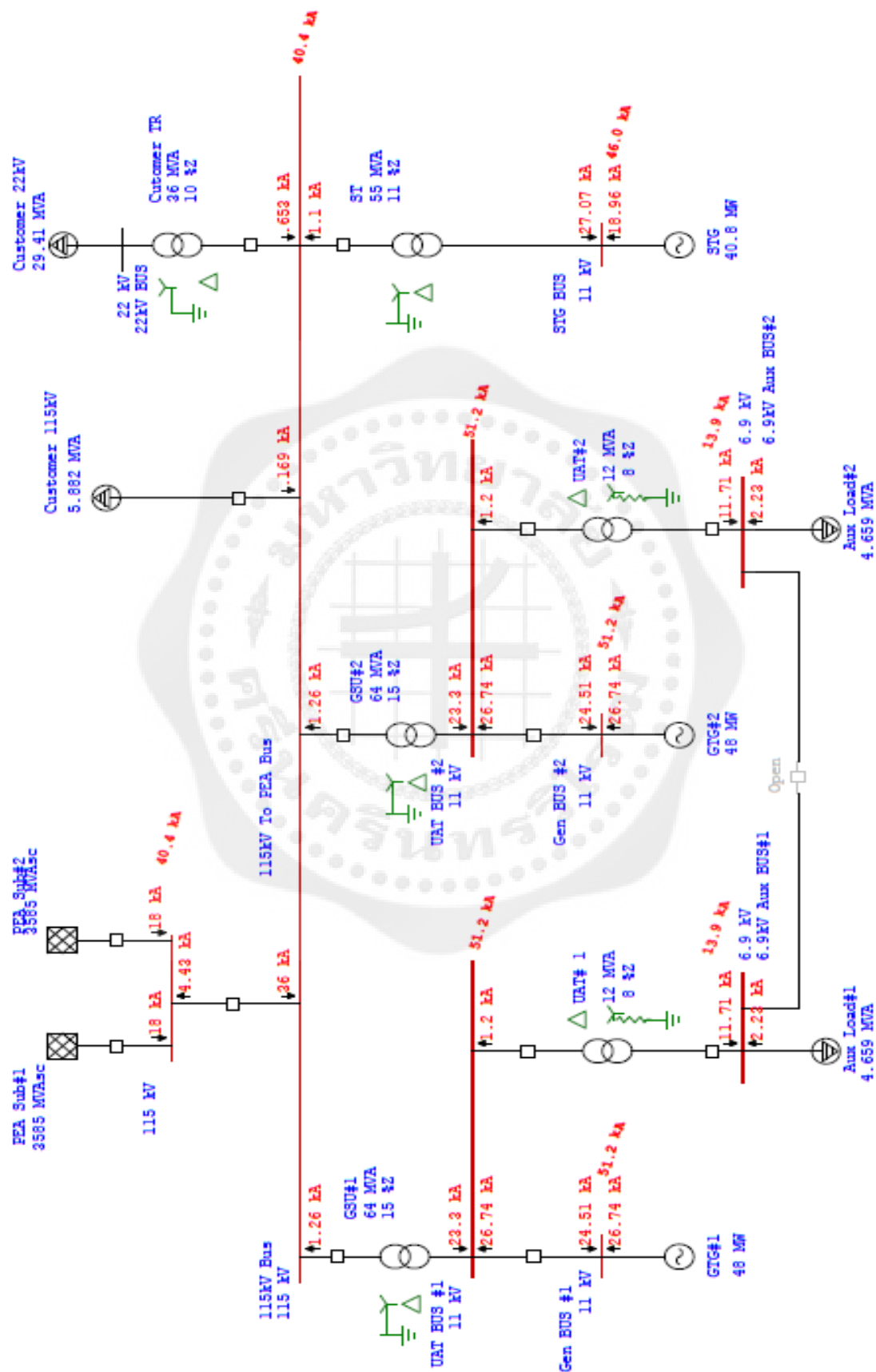
ภาพประกอบภาคผนวก ข-3 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 13.5 %



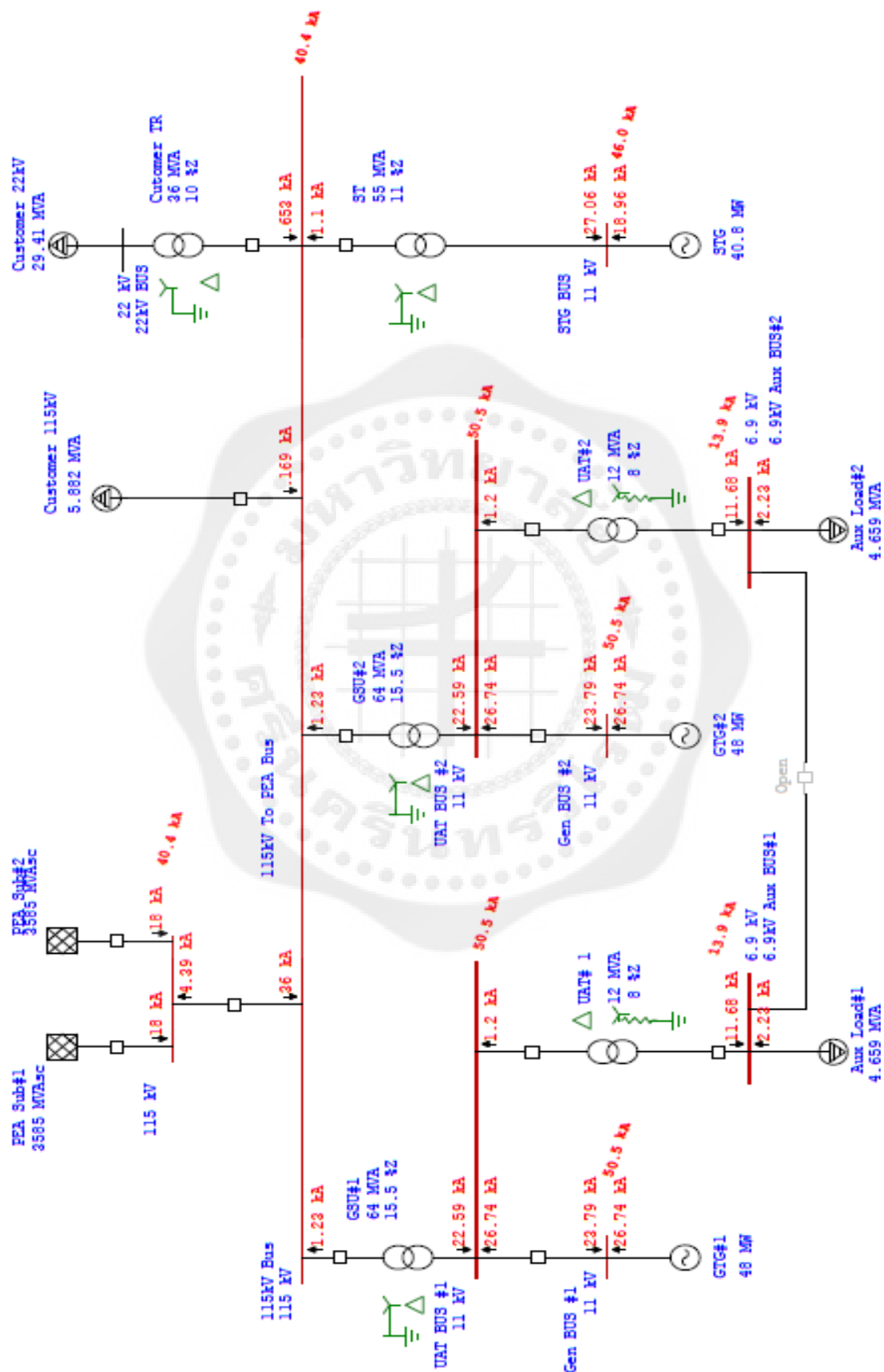
ภาพประกอบภาคผนวก ข-4 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 14.0 %



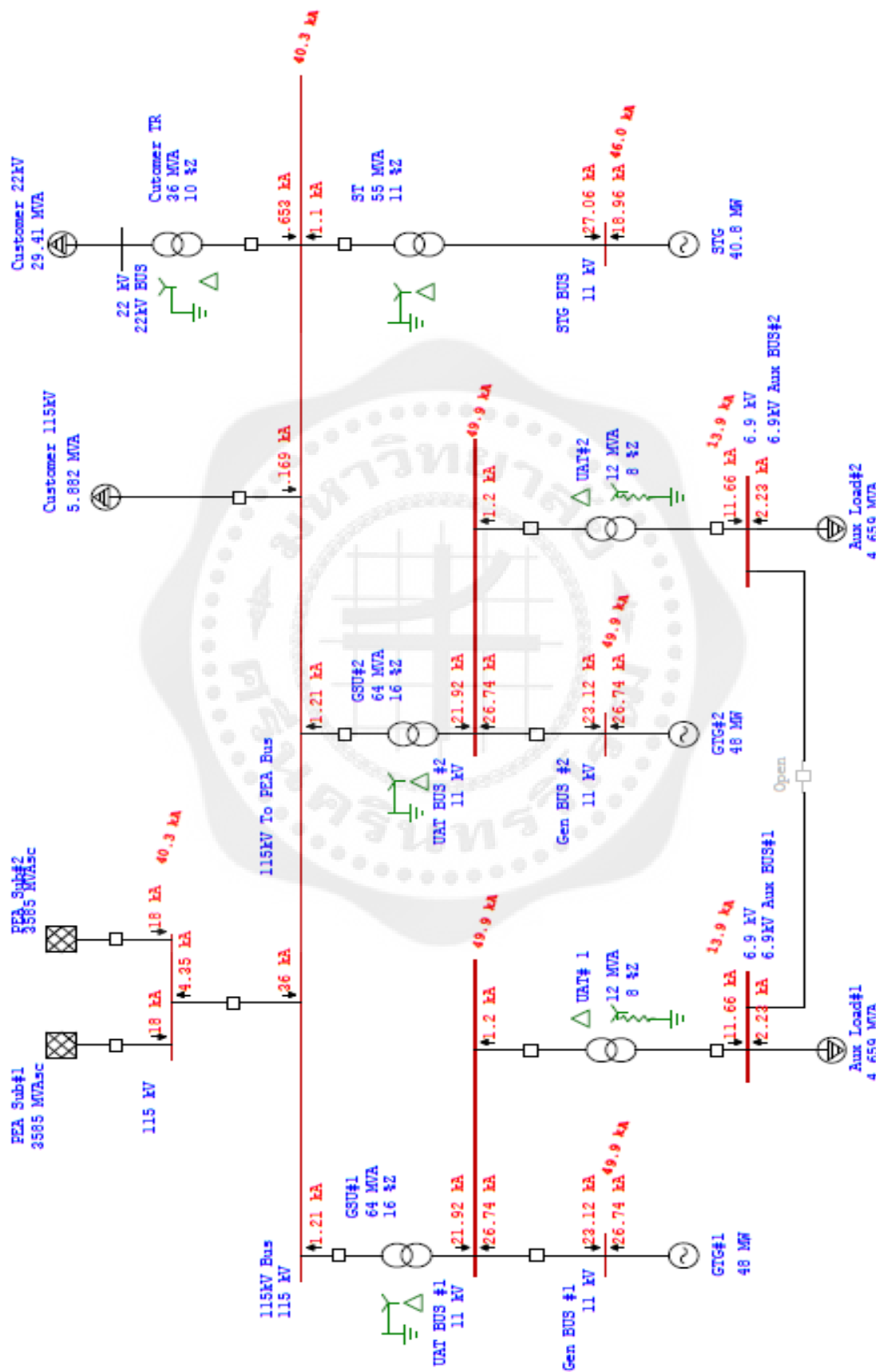
ภาพประกอบภาคผนวก ข-5 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 14.5 %



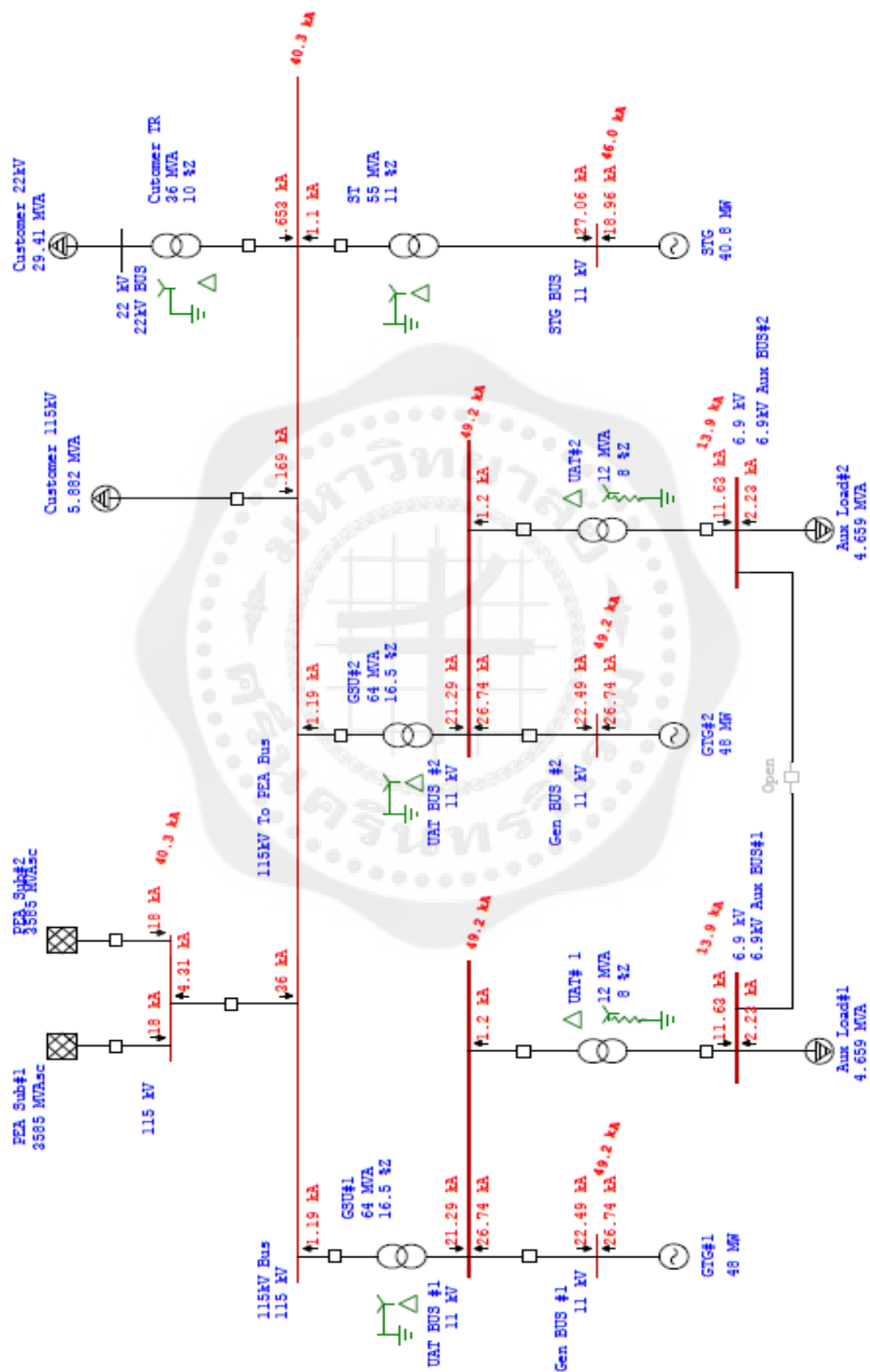
ภาพประกอบภาคผนวก ข-6 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 15.0 %



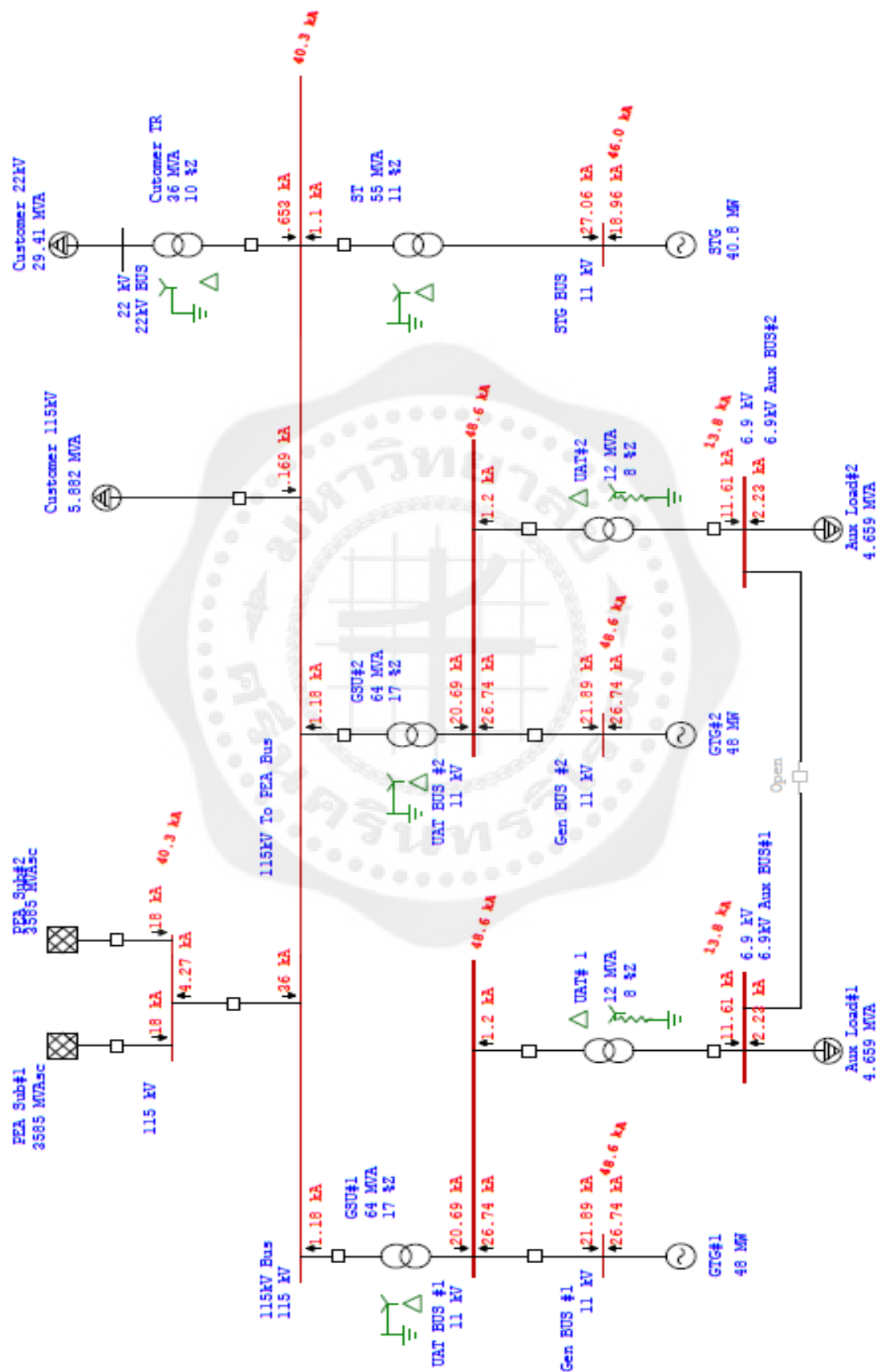
ภาพประกอบภาคผนวก ข-7 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 15.5 %



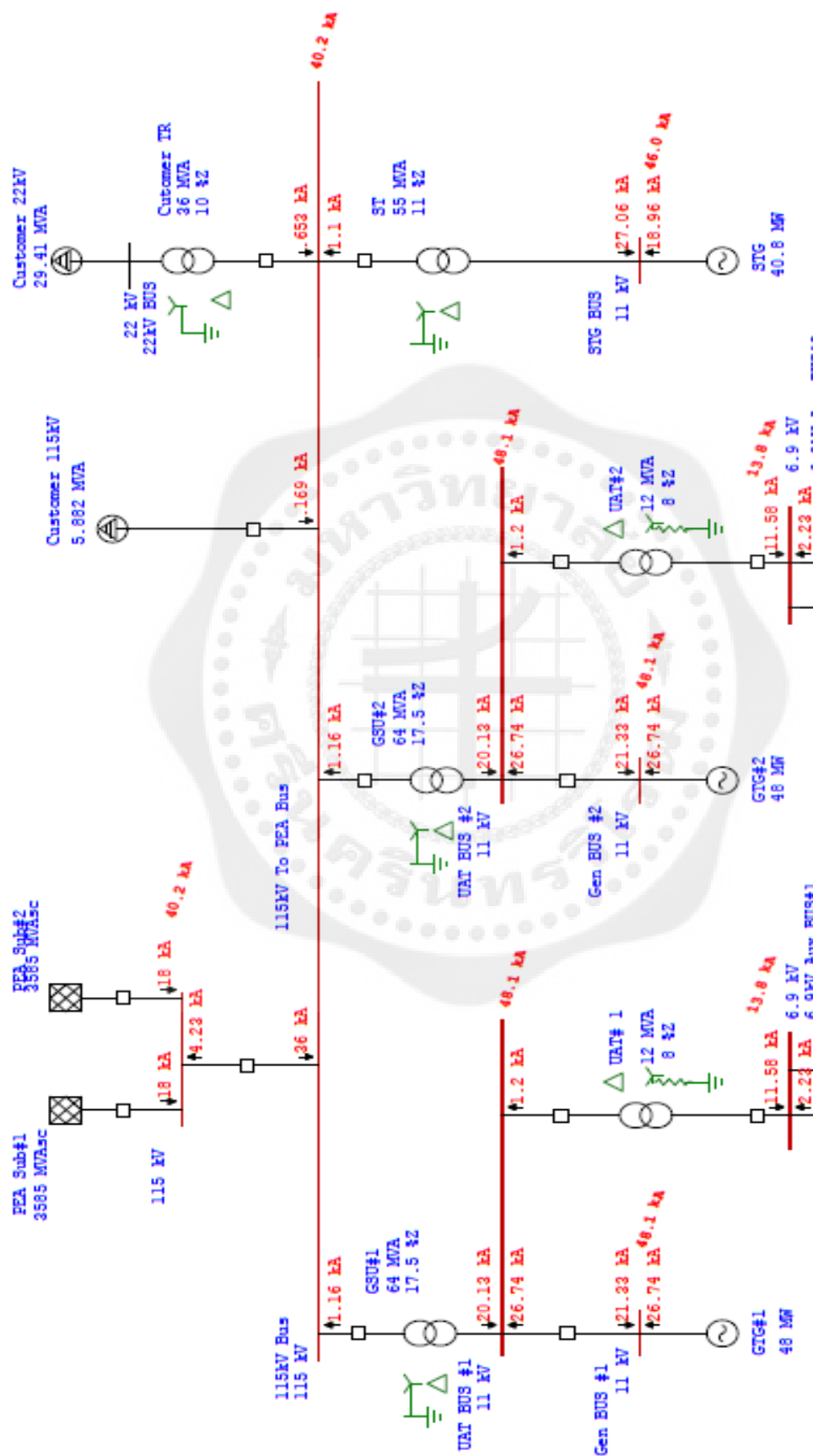
ภาพประกอบภาคผนวก ข-8 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 16.0 %



ภาพประกอบภาคผนวก ข-9 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 16.5 %



ภาพประกอบภาคผนวก ข-10 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 17.0 %

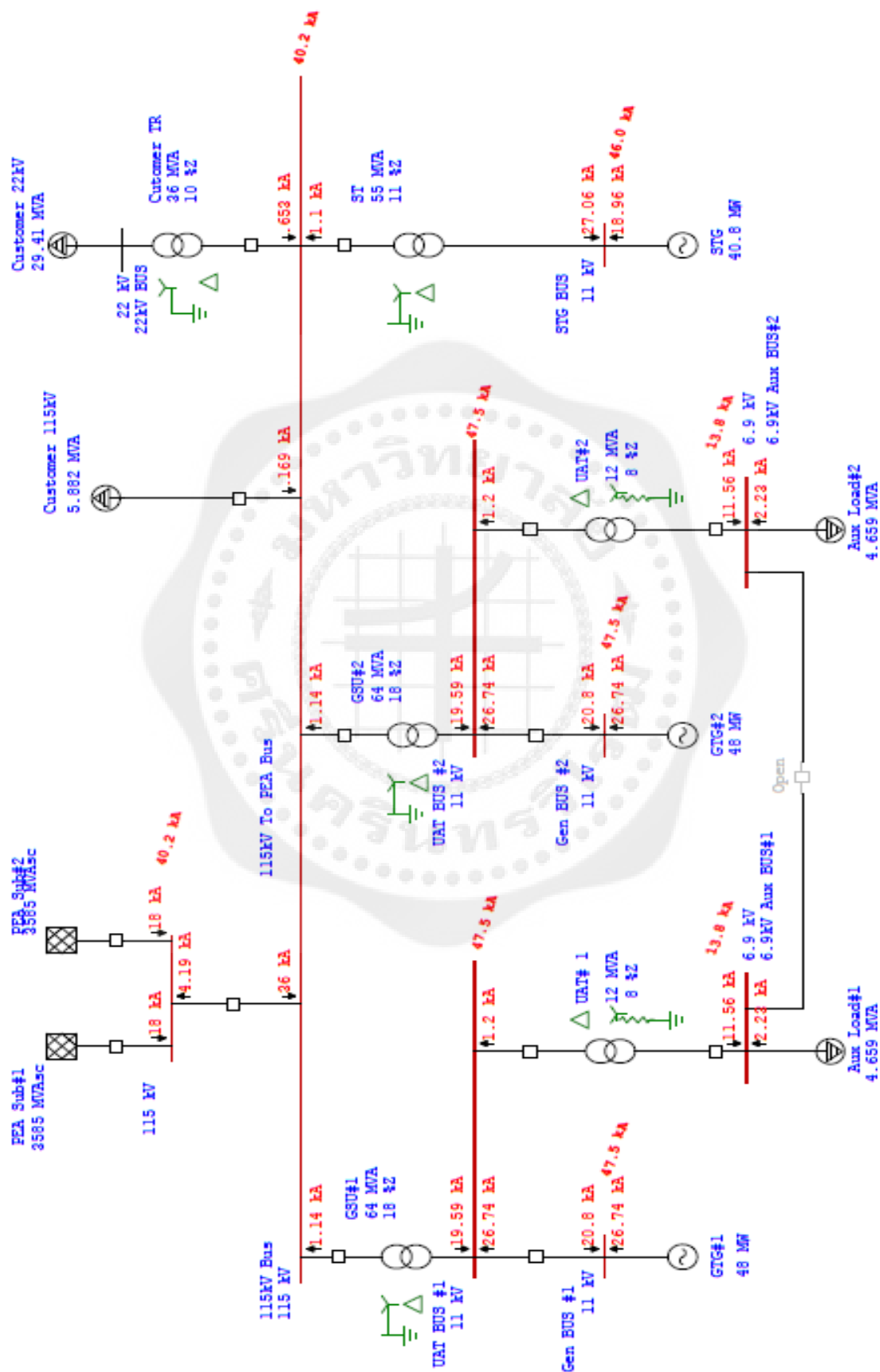


ภาพประกอบภาคผนวก ข-12 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 18.0 %

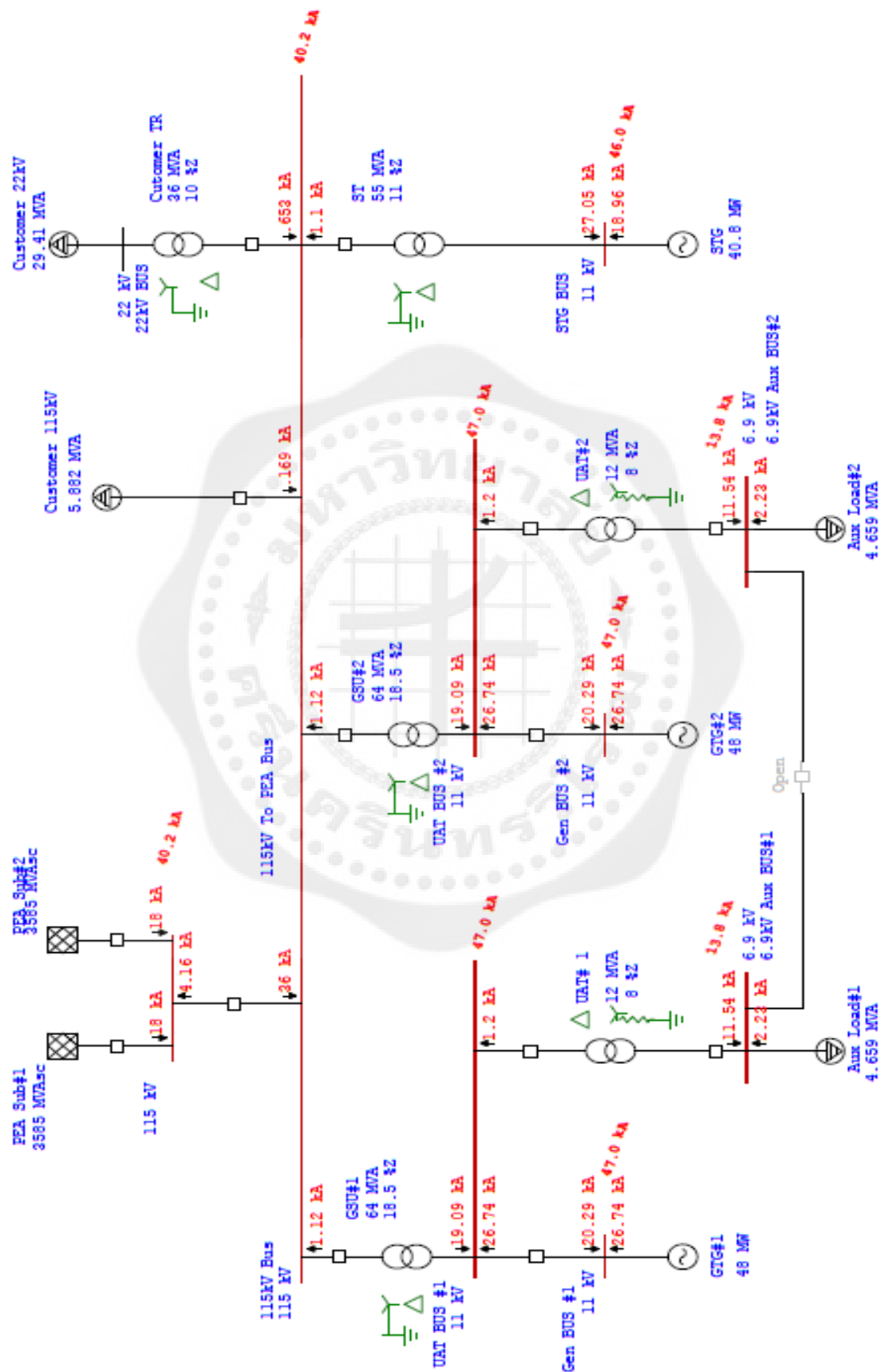
Aux Load#1
4 650 MVA

Aux Load#2
4 659 MVA

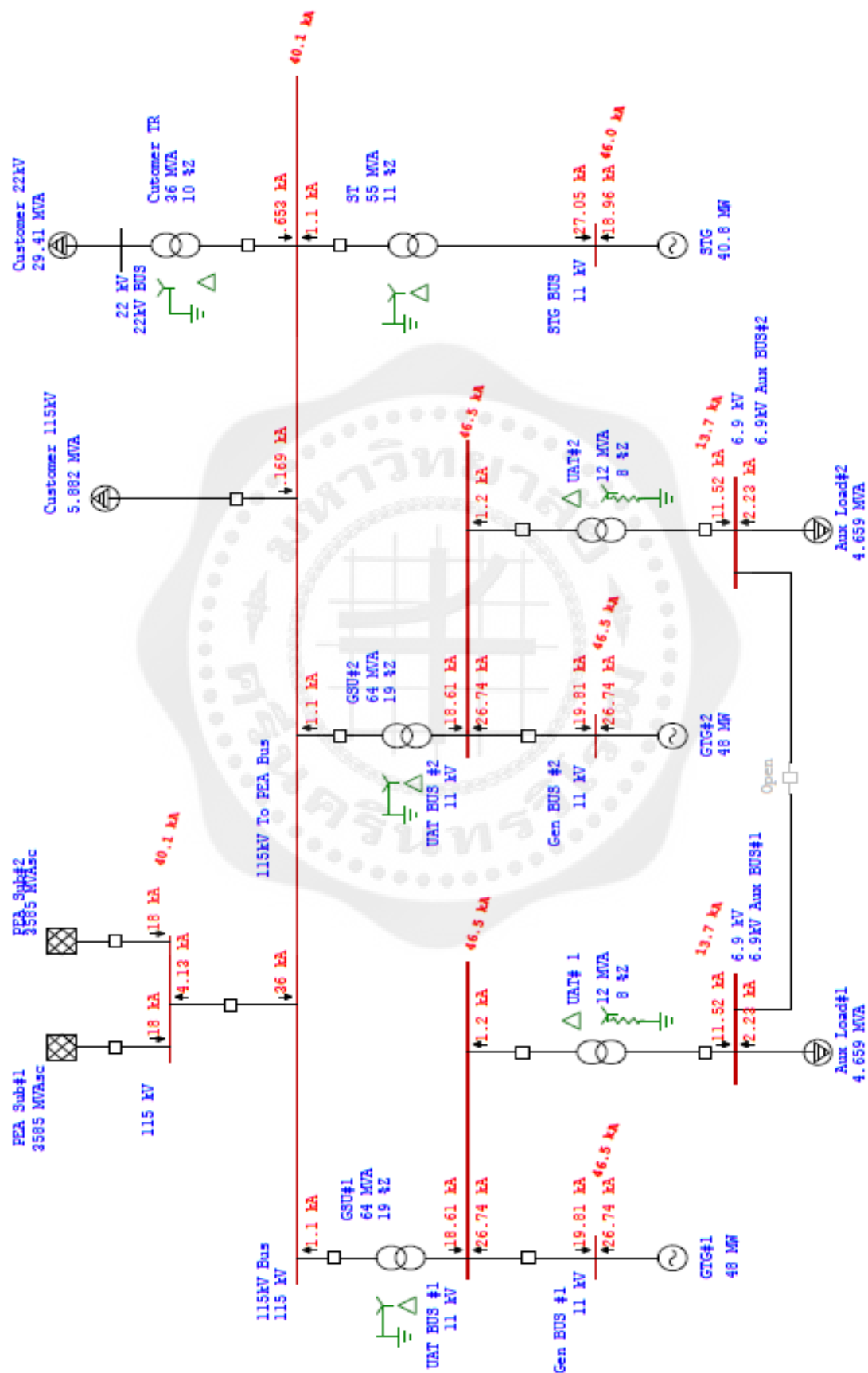
ภาพประกอบภาคผนวก ข-11 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 17.5 %



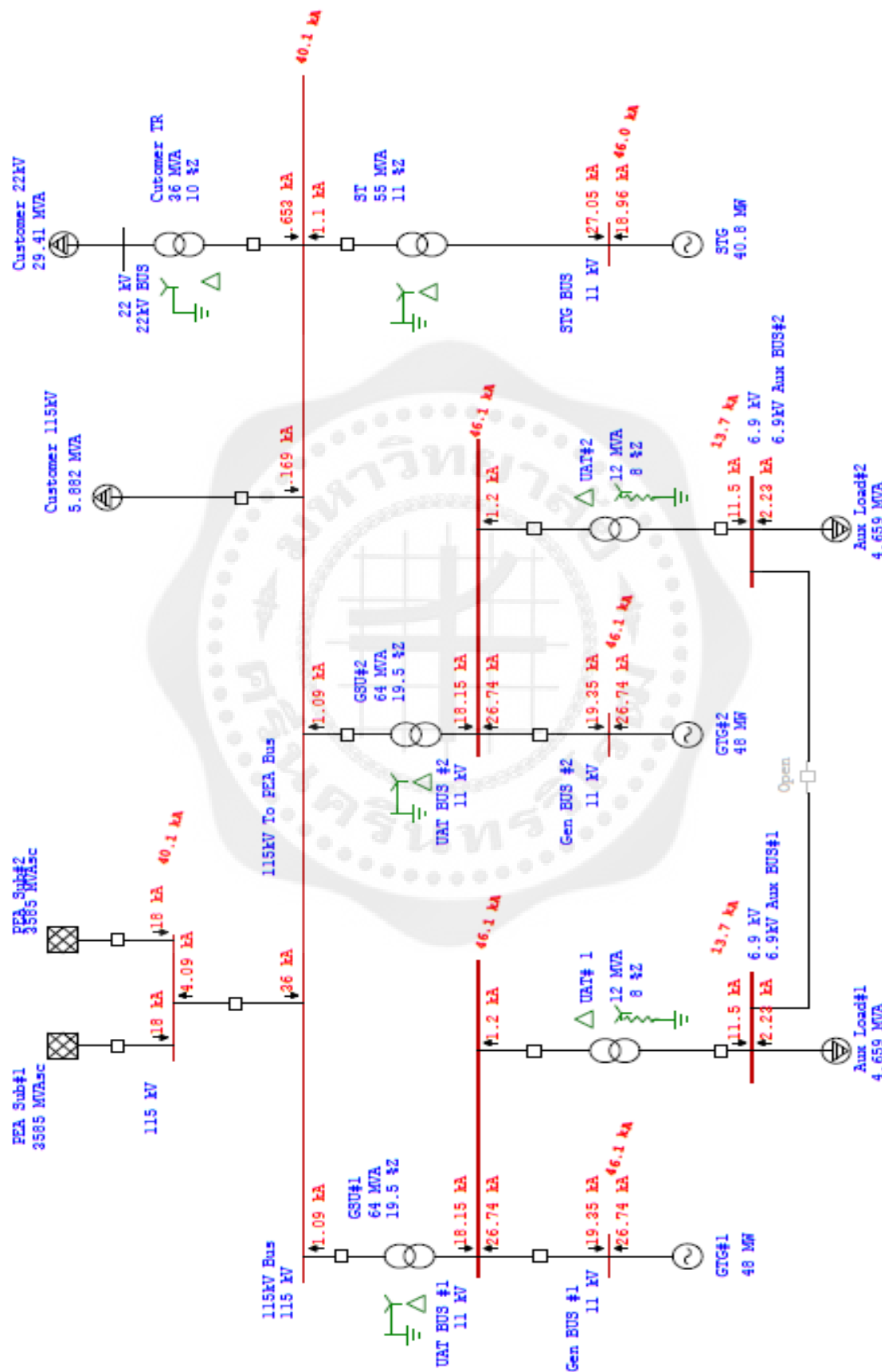
ภาพประกอบภาคผนวก ข-12 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 18.0 %



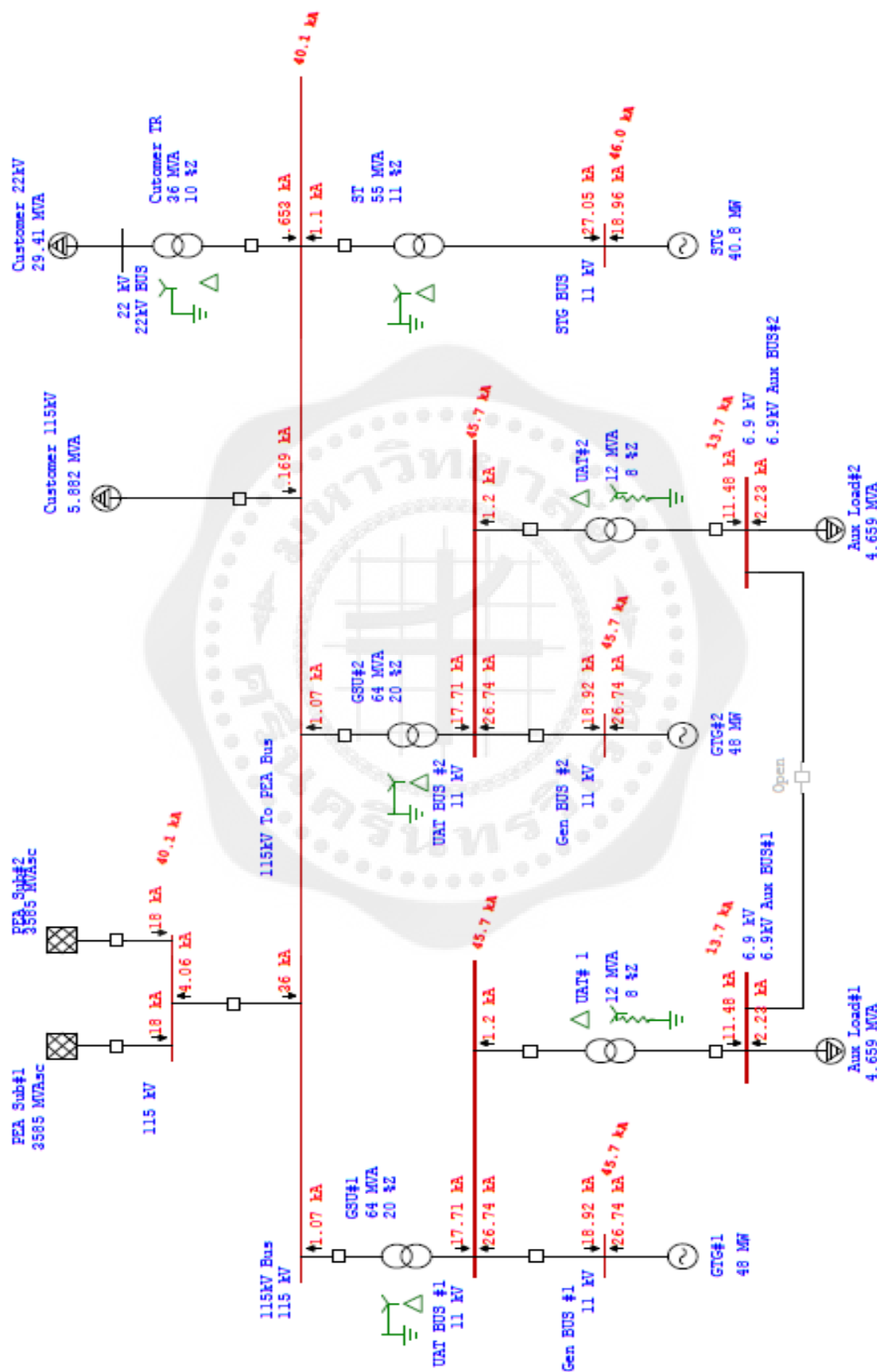
ภาพประกอบภาคผนวก ข-13 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 18.5 %



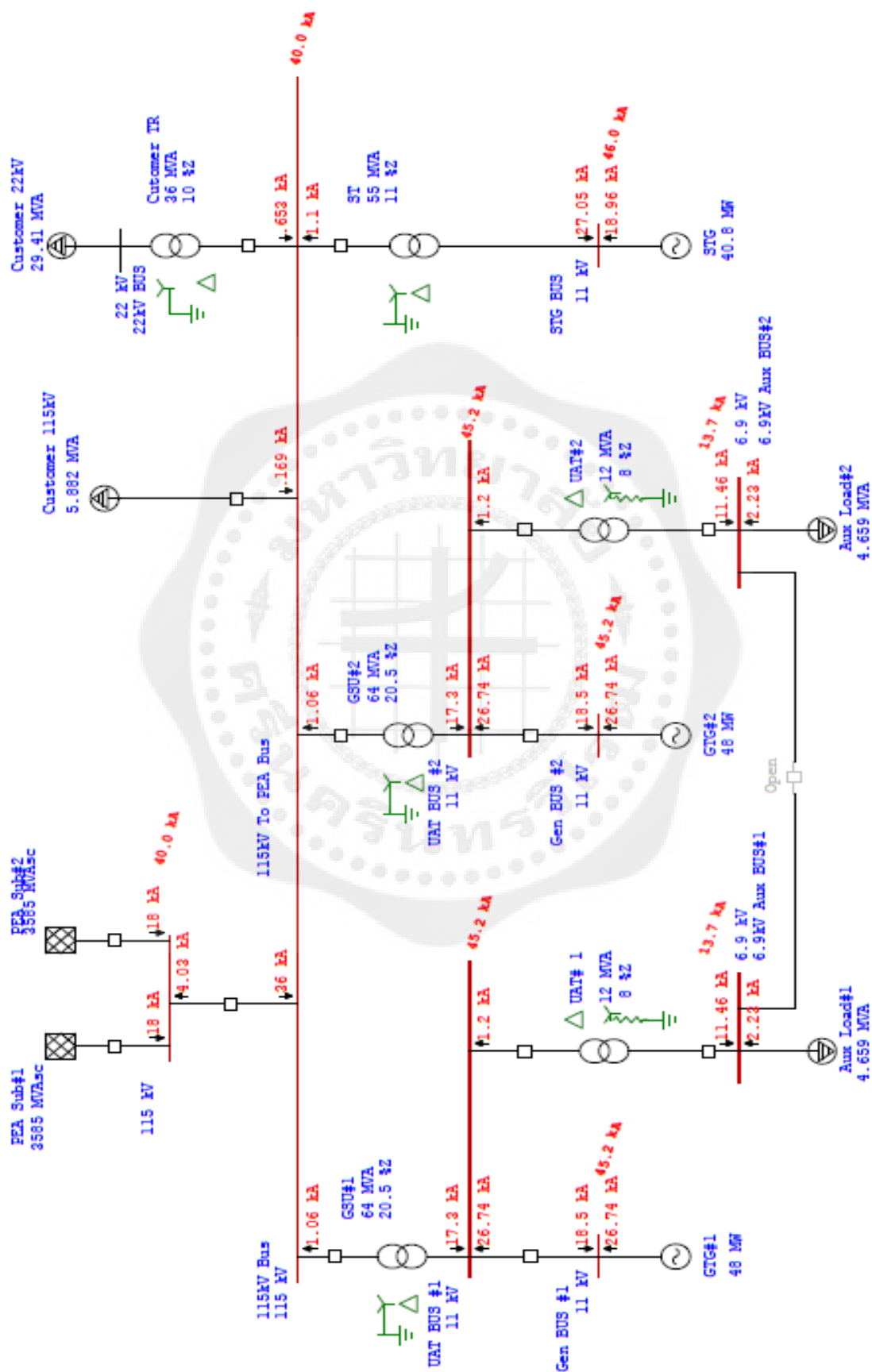
ภาพประกอบภาคผนวก ข-14 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 19.0 %



ภาพประกอบภาคผนวก ข-15 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 19.5 %



ภาพประกอบภาคผนวก ข-16 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 20.0 %



ภาพประกอบภาคผนวก ข-17 แสดงผลการศึกษา Short Circuit Current ที่ %Z = 20.5 %

ประวัติย่อผู้วิจัย



ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อชื่อสกุล

อุษณีย์ อนันตผลสมบัติ

วัน เดือน ปีเกิด

10 ตุลาคม 2526

สถานที่อยู่ปัจจุบัน

369/10 ถนนสามเสน อำเภอดุสิต
แขวงวชิรพยาบาล กรุงเทพฯ 10300

ตำแหน่งงานปัจจุบัน

วิศวกรไฟฟ้า

สถานที่ทำงานปัจจุบัน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2547

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

จาก มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

พ.ศ. 2558

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

การจัดการทางวิศวกรรม

สาขาการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม

จาก มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ