การหาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมกับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

AN APPROPRIATE IMPEDANCE VOLTAGE PERCENTAGE COMPUTATION OF GENERATOR TRANSFORMER FOR SMALL POWER PRODUCER

อุษณี อนันตผลสมบัติ[1]* *ปฐมทัศน์ จิระเดชะ*[2]

***Usanee Anantaphonsombut*[1]*, *Pathomthat Chiradeja*[2]

[1]*สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ*

[1]*Engineering Management Program, Faculty of Engineering, Srinakharinwirot University.*

[2]*ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ*

[2]*Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Srinakharinwirot University.*

***Corresponding author, E-mail:** yuyu_201@hotmail.com*

บทคัดย่อ

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีจำนวนเพิ่มขึ้นตามแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มจำนวนโครงการมากขึ้น เนื่องจากเป็นโครงการขนาดเล็กจึงมีความคล่องตัวในการก่อสร้าง งานวิจัยนี้ได้ศึกษาการหาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้ามีค่าตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยทำการจำลองแบบโรงไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทระบบความร้อนร่วมที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้า 120 เมกกะวัตต์ ปรับค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซตั้งแต่ 12.5% โดยปรับขึ้นครั้งละ 0.5% พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่ 12.5-20.5% ทำให้ค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อกับการไฟฟ้ามีค่าอยู่ในช่วง 0.85 ตามหลังถึง 0.85 นำหน้า เป็นไปตามข้อกำหนดการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และมีค่ากระแสลัดวงจรจากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีค่าในช่วง 4.03-4.67 กิโลแอมแปร์ กล่าวได้ว่าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทระบบความร้อนร่วมขนาด 120 เมกกะวัตต์ ควรเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรของเครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในช่วง 16.12-35.97 กิโลแอมแปร์ และเลือกค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซในช่วง 12.5-20.5% ให้สอดคล้องกับค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญาเฟิร์มระบบความร้อนร่วม

คำสำคัญ: ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบความร้อนร่วม ค่าตัวประกอบกำลัง เปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ

Abstract

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 Electricity Generating Authority 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 Electricity Generating Authority 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 select the location of project by short circuit current at connection with power grid before connected SPP range from 16.12-35.97 kiloamperes and consider impedance voltage percent of gas generator transformer range from 12.5%-20.5%. Then the power factor and short circuit current at the connection point to power grid will be according to the connection regulation of Electricity Authorities of Thailand.

Keywords: Small Power Producer, Cogeneration, Power Factor, Impedance Voltage Percentage

บทนำ

พลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่จำเป็นอย่างมากในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจและการลงทุนของแต่ละประเทศ จากรายงานสถิติพลังงานของประเทศไทยประจำปี พ.ศ. 2556 ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน สัดส่วนการใช้พลังไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรมมีสูงที่สุดคือ 45% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ [1] ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ได้เข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรมตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2576 [2] เนื่องจากโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีความคล่องตัวในการก่อสร้างมากกว่าโครงการขนาดใหญ่ที่มักมีแรงต้านจากชุมชนใกล้เคียง และการให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทลงทุนในธุรกิจพลังงานไฟฟ้า ส่งผลให้สามารถลดภาระการลงทุนของภาครัฐบาล [3]

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีหน้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญาเฟิร์มระบบความร้อนร่วม (Cogeneration Firm) พ.ศ. 2553 ซึ่งกำหนดเงื่อนไขปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบ เครือข่ายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องผลิตไฟฟ้าให้ได้คุณภาพและเป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า การปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามการเชื่อมต่อระบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับเครือข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าใด [4-13]

ผู้มีความประสงค์จะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องส่งคำร้องและข้อเสนอขายไฟฟ้าในช่วงเวลาตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าที่กำหนดโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งต้องแนบเอกสาร เช่น แผนที่แสดงที่ตั้งโครงการ เอกสารกรรมสิทธิ์ในที่ดินที่ตั้งโครงการ ข้อมูลลักษณะกระบวนการผลิต รายละเอียดเครื่องต้นกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น

[4] หลังการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแจ้งผลการคัดเลือกให้เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยภายใน 2 ปี หลังแจ้งผลและก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) 2 ปี พร้อมแนบเอกสารประกอบการทำสัญญา เช่น รายงานการศึกษาและประเมินผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม สุขภาพของประชาชนในชุมชน รายงานการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสีย เอกสารสิทธิการใช้ที่ดินในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า หนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อทำสัญญาเรียบร้อยแล้วสามารถเริ่มโครงการได้ทันที และก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบครั้งแรก (Back Energize) เพื่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องทำการขออนุญาติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยต้องส่งพารามิเตอร์อุปกรณ์ไฟฟ้าหลักให้การไฟฟ้าคำนวณค่าพารามิเตอร์ตามข้อกำหนด ซึ่งกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องควบคุมค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าต้องสามารถเพิ่มหรือลดตามที่กำหนดอยู่ภายในช่วง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ล้าหลัง เพื่อควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกำหนดให้ผู้ใช้บริการที่ขออนุญาติเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดและสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ [5, 8, 11]

การไฟฟ้าฯ จะพิจารณาความเหมาะสมในการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดข้างต้น หากไม่ผ่านการพิจารณา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องเป็นผู้ลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบก่อนการเชื่อมต่อ ส่งผลกระทบต่อต้นทุนโครงการ และระยะเวลาดำเนินงานโครงการที่เพิ่มมากขึ้น ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจึงควรพิจารณาค่ากระแสลัดวงจของเครือข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อเป็นแนวทางในการตัดสินใจก่อนการเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า และนำเงื่อนไขข้อจำกัดของค่ากระแสลัดวงจรหลังการเชื่อมต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้าระบบและค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า มากำหนดค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ (Impedance Voltage Percent: %Z) ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

IVAN กับ ITZEL (2006) ศึกษาข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า (Grid Code) โดยการเปรียบเทียบข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าของแต่ละประเทศ สรุปได้ว่าประเทศทางยุโรปและแอฟริกาใต้ระบุค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 ล้าหลัง ถึง 0.95 นำหน้า ประเทศสหรัฐอเมริการะบุค่าตัวประกอบกำลังในช่วง 0.95 ล้าหลัง ถึง 0.95 นำหน้า [14] ผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่วนใหญ่มาจากประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศทางยุโรป มักจะเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามการเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าของประเทศผู้ผลิต ที่พบบ่อยมักจะเสนอค่าตัวประกอบกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 0.85 ล้าหลัง ซึ่งจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของประเทศไทย ดังนั้นการมีแนวทางการพิจาณาค่าพารามิเตอร์เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ และหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่มีผลต่อค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้า จะช่วยให้สามารถกำหนดต้นทุนการดำเนินงานได้

อย่างแม่นยำมากขึ้น ลดเวลาที่เกิดจากข้อผิดพลาดจากการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งเป็นอุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ดังกล่าวต้องสั่งทำล่วงหน้าหลายเดือน เนื่องจากเป็นอุปกรณ์ที่มีความซับซ้อน

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาผลกระทบของค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator: GTG) และค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Transformer of Gas Turbine Generator: GSU) ที่มีความเหมาะสมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้า

2. เพื่อให้ผู้ประกอบการที่ต้องการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีแนวทางในการพิจารณาค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซและค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่มีความเหมาะสมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายไฟฟ้าในการทำเอกสารขอขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและการออกแบบทางวิศวกรรม

วิธีดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาค่าพารามิเตอร์และแบบไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram)

จากโครงการโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้นแบบ จำนวน 3 โครงการ ดังนี้

โรงไฟฟ้า B- โครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาด 106 เมกกะวัตต์ ประเภทความร้อนร่วมแบบวัฏจักรอยู่ข้างล่าง (Bottom Cycle) ผลิตไอน้ำขาย 20 ตันต่อชั่วโมง ที่อุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจากก๊าซธรรมชาติ

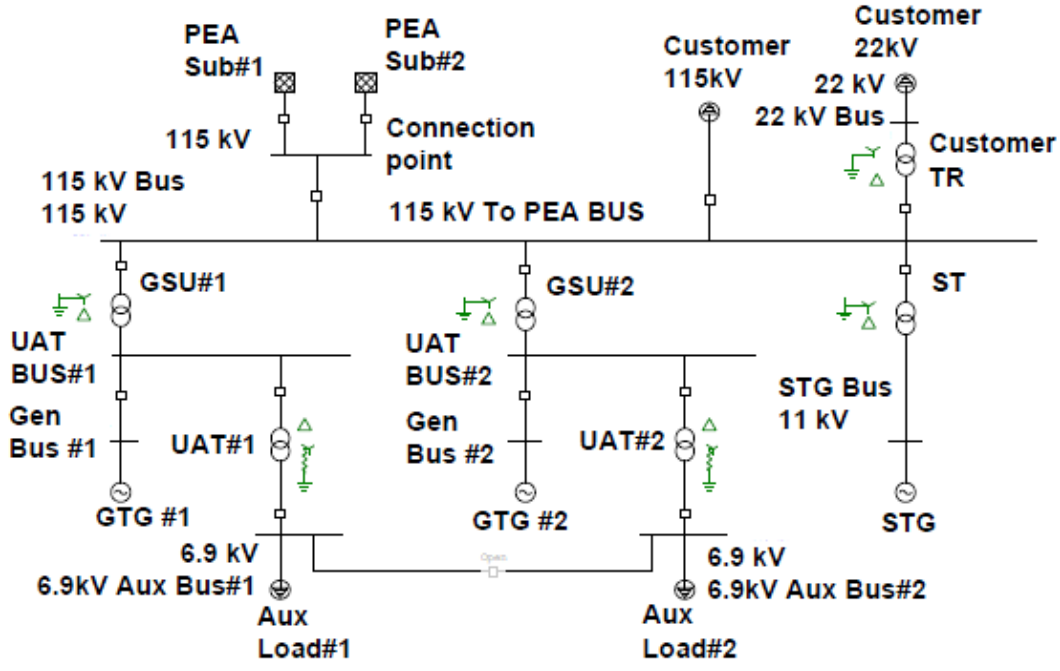
โรงไฟฟ้า N- โครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาด 128 เมกกะวัตต์ ประเภทความร้อนร่วมแบบวัฏจักรอยู่ข้างล่าง ผลิตไอน้ำขาย 30 ตันต่อชั่วโมง ที่อุณหภูมิ 220 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจากก๊าซธรรมชาติ

โรงไฟฟ้า R- โครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กขนาด 100 เมกกะวัตต์ ประเภทความร้อนร่วมแบบวัฏจักรอยู่ข้างล่าง ผลิตไอน้ำขาย 15 ตันต่อชั่วโมง ที่อุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงหลักจากก๊าซธรรมชาติ

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบพารามิเตอร์ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง โครงการโรงไฟฟ้า B, N, R และแบบจำลอง

โรงไฟฟ้า	B	N	R	แบบจำลอง
ปริมาณการผลิตไฟฟ้า (net power output) (MW)	106	128	100	120
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (MW)	90	90	90	90
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 22kV (MW)	6	30	10	25
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 115kV (MW)	10	5	-	5
โหลดระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (MW)	8.64	8.98	7.20	7.84
ปริมาณการขายไอน้ำ (Process Steam) (t/h)	20	30	15	-
ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) (MW)	47.3	49.8	40.7	48.0
ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG)	0.8	0.8	0.8	0.8
ค่า X"d ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) (%)	16.2	13.7	13.0	13.7
ค่า Ra ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) (%)	0.12	0.14	0.17	0.14
ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) (MW)	22.9	42.0	26.9	40.8
ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG)	0.8	0.8	0.8	0.8
ค่า X"d ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) (%)	13.0	16.7	14.0	13.7
ค่า Ra ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG) (%)	0.15	0.19	0.26	0.14
ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU) (MVA)	70	65	55	64
ค่า %Z ของหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU) (%)	14.5	12.5	12.5	12.5
ค่า X/R ของหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU)	50.7	33.0	31.9	34.1
ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (ST)	35	52	36	55
ค่า %Z ของหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (ST) (%)	12.0	12.5	12.5	11.0
ค่า X/R ของหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (ST)	29.5	34.0	35.9	34.1
ขนาดหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT) (MVA)	12	12	12	12
ค่า %Z ของหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT) (%)	10.0	8.2	8.5	8.0
ค่า X/R ของหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT)	14.4	13.3	13.2	18.6
ขนาดหม้อแปลงสำหรับลูกค้า 22 kV (MW)	16	40	15	36
ค่า %Z ของหม้อแปลงสำหรับลูกค้า 22 kV (%)	10.0	12.5	12.5	10.0
ค่า X/R ของหม้อแปลงสำหรับลูกค้า 22 kV	17.8	34.0	29.2	27.3

โรงไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ตั้งอยู่ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมในเขตจังหวัดที่แตกต่างกัน ปริมาณลูกค้าเอกชนผู้รับซื้อไฟฟ้าในแต่ละนิคมอุตสาหกรรมจึงมีความแตกต่างกัน โรงไฟฟ้า B มีจำนวนลูกค้าเอกชนที่รับซื้อไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ มากกว่าที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ในขณะที่โรงไฟฟ้า N และ R มีลูกค้าเอกชนที่รับซื้อไฟฟ้าแรงดัน 22 กิโลโวลต์ มากกว่าแบบไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) ของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งมีรูปแบบเดียวกัน เนื่องจากมีขนาดใกล้เคียงกัน และเป็นโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกัน ใช้ระบบการผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซเหมือนกันดังที่ได้กล่าวในรายละเอียดข้างต้น รูปแบบการเชื่อมต่อเป็นรูปแบบสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 115 กิโลโวลต์ เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังภาพที่ 1



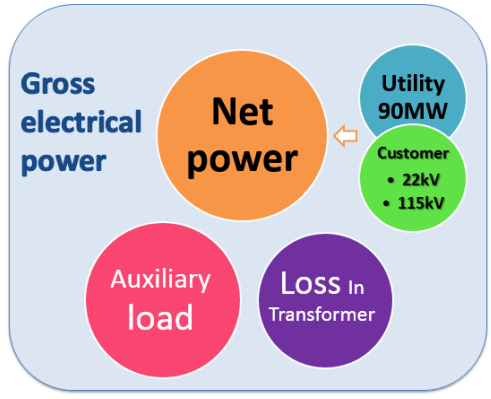
ภาพที่ 1 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของทั้ง 3 โครงการ และแบบจำลอง

2. กำหนดค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า

2.1 กำหนดค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electrical Net Power) จากข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electrical Net Power) จากระบบฐานข้อมูลโครงการ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) [15] มีค่าเฉลี่ย (Mean) 121.59 เมกกะวัตต์ จึงเลือกขนาดแบบจำลองโรงไฟฟ้าที่มีขนาด 120 เมกกะวัตต์ เพื่อให้มีขนาดใกล้เคียงกับโครงการส่วนใหญ่

2.2 กำหนดค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า เท่ากับ 90 เมกกะวัตต์ ซึ่งเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายสามารถจ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก [4]

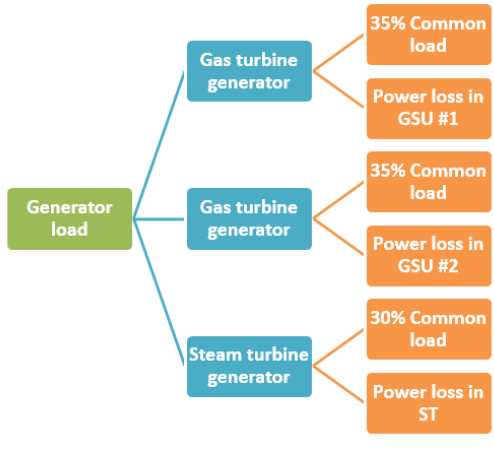
2.3 กำหนดขนาดปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าไฟฟ้าเอกชน จากปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electrical Net Power) ที่ 120 เมกกะวัตต์ และปริมาณการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า 90 เมกกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถขายให้ลูกค้าได้เท่ากับ 30 เมกกะวัตต์ โดยกำหนดให้มีลูกค้าจาก 2 แหล่ง คือ ลูกค้าที่รับไฟฟ้าที่แรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์ และเนื่องจากลูกค้าเอกชนที่รับไฟฟ้าที่แรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ จะเป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 10-180 เมกกะวัตต์ ซึ่งมีจำนวนน้อยกว่าลูกค้าเอกชนที่รับไฟฟ้าที่แรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ และจากโรงไฟฟ้า N ที่มีขนาดปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกัน จึงกำหนดขนาดลูกค้าที่รับแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ เท่ากับ 25 เมกกะวัตต์ และกำหนดลูกค้า 115 กิโลโวลต์ เท่ากับ 5 เมกกะวัตต์



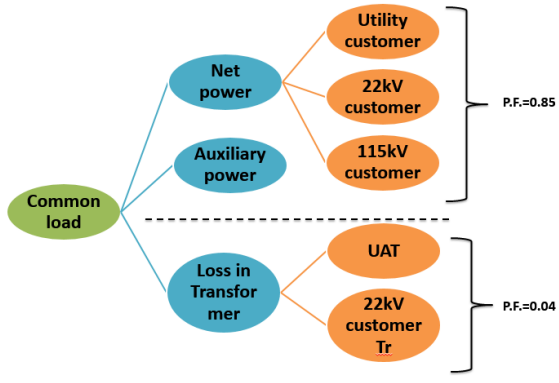
ภาพที่ 2 ส่วนประกอบของพลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ (Gross Electrical Power)

3. สร้างแบบจำลองโรงไฟฟ้า

แบบจำลองโรงไฟฟ้ามีการจัดเรียงโครงสร้างดังภาพที่ 1 และมีการแบ่งภาระโหลดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องดังภาพที่ 3 และ 4



ภาพที่ 3 ส่วนประกอบของภาระโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว



ภาพที่ 4 ส่วนประกอบของโหลดร่วมโรงไฟฟ้า

เนื่องจากโรงไฟฟ้าตัวอย่างทั้ง 3 โครงการเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการใช้เชื้อเพลิง เพื่อการเผาไหม้ในหม้อน้ำ (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) แต่ใช้ไอเสียจากกังหันก๊าซเพียงอย่างเดียว โรงไฟฟ้าประเภทนี้กำลังผลิตประมาณ 70% จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันก๊าซและอีกประมาณ 30% จะเป็นกำลังผลิตจากเครื่องกังหันไอน้ำ [15] และโรงไฟฟ้า N ที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Net Power) ที่ใกล้เคียงแบบจำลองโรงไฟฟ้ามีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเท่ากับ 35.4%, 29.6% ตามลำดับ ดังนั้นจึงเลือกสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซเท่ากับ 70%:30% ดังภาพที่ 3 และมีรายละเอียดโหลดร่วมโรงไฟฟ้าดังภาพที่ 4

3.1 การคำนวณขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าที่รับแรงดันไฟฟ้าขนาด 22 กิโลโวลต์

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ขายให้ลูกค้า 22 กิโลโวลต์ เท่ากับ 25 เมกกะวัตต์

(2) ตามระเบียบการคิดอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง [16-17] หากมีการใช้กำลังรีแอคทีฟมากจนมีค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำกว่า 0.85 แบบตามหลัง ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายค่าปรับให้การไฟฟ้าต่อหน่วยที่เกิน นำข้อกำหนดนี้มากำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ลูกค้าไฟฟ้าทั้ง 22 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์

(3) จาก IEEE C57.91-1995 [18] หม้อแปลงไฟฟ้าที่มีระบบระบายความร้อนแบบ ONAN/ONAF เมื่อมีอุณหภูมิโดยรอบเฉลี่ยสูงขึ้น 1°C (จาก 30°C) จะทำให้มีหม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลดได้ลดลง 1% อุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่ 40°C IEEE แนะนำให้เผื่ออีก 5°C สำหรับอุณหภูมิเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าในอนาคตและเนื่องจากอายุการใช้งานเฉลี่ยของกระดาษฉนวนแบบ Kraft paper มีค่า 17.12 ปี แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมีสัญญาการขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าที่ 25 ปี จาก IEEE C57.91 ต้องลดอุณหภูมิขดลวดสูงสุดในหม้อแปลงลง 5°C [18] ดังนั้นกำหนดค่า Margin Factor เท่ากับ 20%

(4) ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าเล็กที่สุดเท่ากับ 35.29 เมกกะโวลต์แอมแปร์ จึงเลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 36 เมกกะโวลต์แอมแปร์

(5) เลือกใช้ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ เท่ากับ 10% และ X/R เท่ากับ 27.3 ตาม IEEE C57.12.10 [19]

(6) คำนวณค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลง (Transformer Loss) ขณะจ่ายโหลดเต็มพิกัด (Full Load) จากสมการ

MVAR Loss = $3I^2X$ =3.5976 MVAR (1)

MW Loss = $3I^2R$ =0.1318 MW (2)

3.2 การคำนวณขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (UAT)

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าจาก 3 โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กตัวอย่าง 3 โครงการ แสดงดังตารางที่ 2 เมื่อนำมาค่าจากตารางคำนวนค่าโหลดระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า (Auxiliary Load) (MW) ต่อค่าปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electrical Net Power) (MW) คิดเป็นเปอร์เซ็นต์มีค่าดังนี้ 6.93%, 6.24%, 6.41% เฉลี่ยได้เท่ากับ 6.53% ดังนั้น โหลดของระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าของแบบจำลองมีค่าเท่ากับ 7.84 เมกกะวัตต์

(2) คำนวณตามข้อ 3.1 เลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 12 เมกกะโวลต์แอมแปร์ ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจเท่ากับ 8% และอัตราส่วน X/R เท่ากับ 18.6 ค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลงขณะจ่ายโหลดเต็มพิกัดได้เท่ากับ 0.0515 เมกกะวัตต์ และ 0.9586 เมกกะวาร์

ตารางที่ 2 แสดงโหลดของระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า B, N และ R

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก	B	N	R
ปริมาณการผลิตไฟฟ้า Electrical Net Power (MW)	106	128	100
ค่าโหลดระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า Auxiliary Load (MVA)	8.64	8.98	7.20
ตัวประกอบกำลังของโหลดระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า Power Factor ของ Auxiliary Load	0.85	0.89	0.89

ตารางที่ 3 แสดงรายละเอียดของโหลดร่วมของโรงไฟฟ้า (Common Load)

โหลดร่วมของโรงไฟฟ้า	MW	MVAR	Power Factor
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า	90	55.78	0.85
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 22kV	25	15.49	0.85
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้า 115kV	5	3.10	0.85
โหลดระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้า	7.84	4.86	0.85
พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงสำหรับลูกค้า 22KV	0.1318	3.5976	-
พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าตัวที่ 1	0.0515	0.9586	-
พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงสำหรับระบบสนับสนุนโรงไฟฟ้าตัวที่ 2	0.0515	0.9586	-
ผลรวมโหลดร่วมของโรงไฟฟ้า	128.07	84.75	-

3.3 การคำนวณขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (ST)

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำประกอบด้วย 30% ของโหลดร่วมโรงไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 3 ดังนั้นโหลดร่วมที่หม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำต้องร่วมจ่ายเท่ากับ 38.42 เมกกะวัตต์ และ 24.31 เมกกะวาร์ เท่ากับ 45.47 เมกกะโวลต์แอมแปร์

(2) คำนวณตามข้อ 3.1 เลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 55 เมกกะโวลต์แอมแปร์ ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ เท่ากับ 11% และ X/R เท่ากับ 34.1 ค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลงขณะจ่ายโหลดเต็มพิกัดได้เท่ากับ 0.1773 เมกกะวัตต์ และ 6.0474 เมกกะวาร์

3.4 การคำนวณขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG)

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำประกอบด้วย 30% ของโหลดร่วมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 3 และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำรวมเท่ากับ 49.11 เมกกะโวลต์แอมแปร์ ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.786

(2) จาก IEC 60034-1 [20] เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องมีตัวประกอบกำลัง 0.8 ล้าหลังที่กำลังไฟฟ้าพิกัด นอกจากจะมีข้อตกลงเป็นพิเศษกับผู้ซื้อ ดังนั้นเลือกตัวประกอบกำลังที่ 0.8

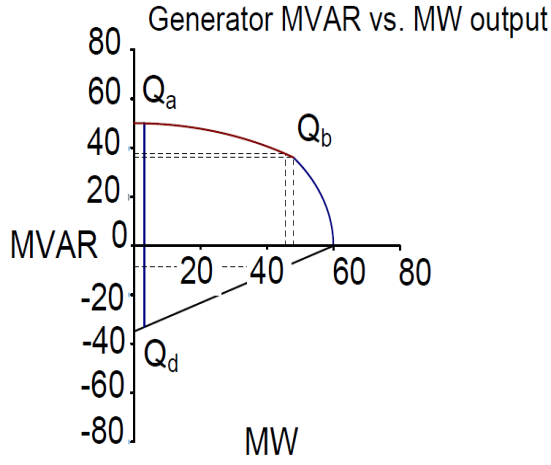
(3) จากสมการกำลังไฟฟ้า

$$P = {}^{Q}/_{\tan(\cos^{-1}(PF.))} \qquad (3)$$

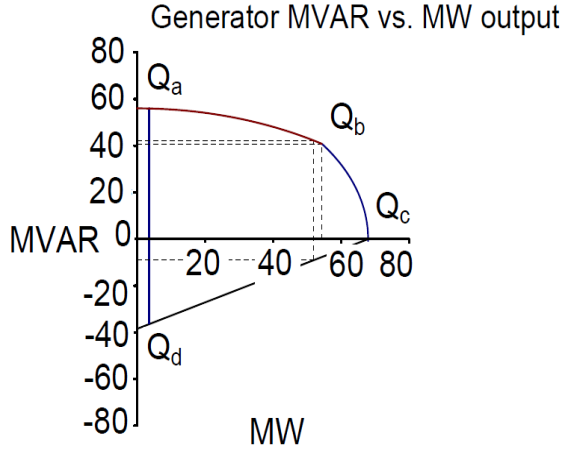
กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้อย่างน้อยที่สุดต้องเท่ากับ 50.597 เมกกะโวลต์แอมแปร์ จึงเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 51 เมกกะโวลต์แอมแปร์

(4) เลือกใช้ค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำของโครงการ N เนื่องจากมีขนาดใกล้เคียงกัน

(5) ตรวจสอบความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอคทีพ และกำลังไฟฟ้าจริงได้จากกราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้า (Capacity Curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



ภาพที่ 5 กราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ



ภาพที่ 6 กราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ

3.5 การคำนวณขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GSU)

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ประกอบด้วย 35% ของโหลดร่วมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 3 โหลดร่วมที่หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซต้องร่วมจ่ายเท่ากับ 44.826 เมกกะวัตต์ และ 29.79 เมกกะวาร์ เท่ากับ 53.275 เมกกะโวลต์แอมแปร์

(2) คำนวณตามข้อ 3.1 เลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 64 เมกกะโวลต์แอมแปร์ ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจเท่ากับ 12.5% และอัตราส่วน X/R เท่ากับ 34.1 ค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลงขณะจ่ายโหลดเต็มพิกัดได้เท่ากับ

0.1460 เมกกะวัตต์ และ 4.976 เมกกะวาร์

3.6 การคำนวณขนาดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG)

(1) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ประกอบด้วย 35% ของโหลดร่วมโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 3 และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซรวมเท่ากับ 56.728 เมกกะโวลต์แอมแปร์ ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.790

(2) คำนวณตามข้อ 3.4 เลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 60 เมกกะโวลต์แอมแปร์

4. หาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลล์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมตามข้อกำหนด มีขั้นตอนดังนี้

(1) กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบที่ 95% แรงดันพิกัดของการไฟฟ้า ซึ่งเป็นระดับแรงดันค่าต่ำสุดในภาวะปกติตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผู้จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าเครือข่ายการไฟฟ้ามากที่สุด และมีค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าแบบตามหลัง

(2) กำหนดการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบควบคุมกำลังรีแอคทีฟคงที่ ระดับการผลิตกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวให้จ่ายกำลังรีแอคทีฟสูงสุดตามกราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าในการวิจัยนี้มีค่าดังนี้

(3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซเท่ากับ 44.826 เมกกะวัตต์ และ 34.765 เมกกะวาร์

(4) เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเท่ากับ 38.600 เมกกะวัตต์ และ 30.358 เมกกะวาร์

(5) กำหนดค่าเริ่มต้นของค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซตัวที่ 1 และ 2 ที่ 12.5%

(6) คำนวณโดยใช้โปรแกรม ETAP หาค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

(7) เพิ่มค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซตัวที่ 1 และ 2 ขึ้นครั้งละ 0.5%

(8) ทำตามข้อ 5-6 ซ้ำ จนกว่าค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่า 0.85 ล้าหลัง

(9) เปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าของระบบเป็น 105% ของแรงดันพิกัดของการไฟฟ้าฯ ซึ่งเป็นระดับแรงดันค่าสูงสุดในภาวะปกติตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับกำลังรีแอคทีฟจากเครือข่ายการไฟฟ้า และมีค่าตัวประกอบกำลังที่จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าแบบนำหน้า

(10) เปลี่ยนการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวให้รับกำลังรีแอคทีฟสูงสุดตามกราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้าในการวิจัยนี้มีค่าดังนี้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซเท่ากับ 45.500 เมกกะวัตต์ และ 8.000 เมกกะวาร์

เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำเท่ากับ 39.000 เมกกะวัตต์ และ 6.000 เมกกะวาร์

(11) ทำตามข้อ 3-6 ซ้ำ จนกว่าค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าฯ จะมีค่าสูงกว่า 0.85 นำหน้า

ตารางที่ 4 ค่าตัวประกอบกำลังและค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าฯ

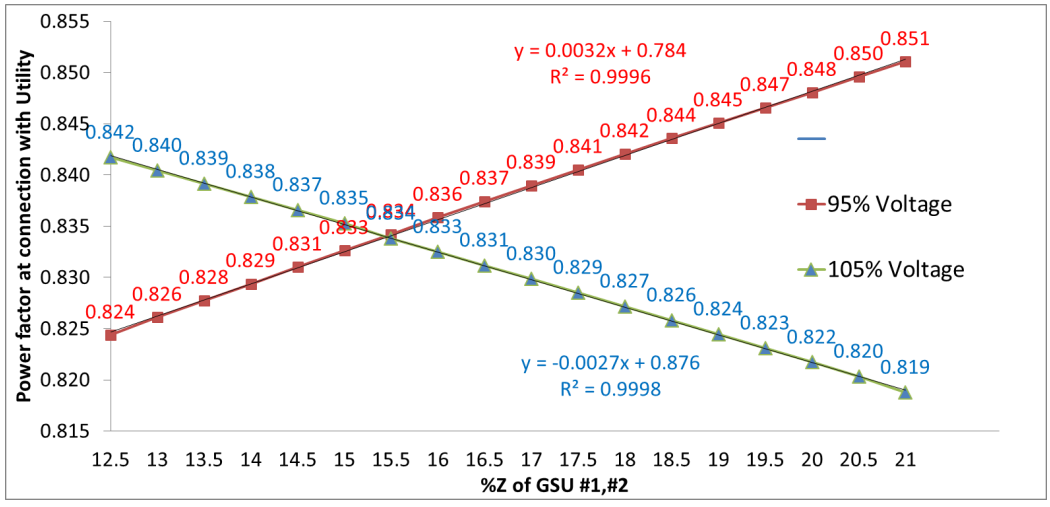
Transformer GSU #1, #2		95% Voltage AT Connection Utility			105% Voltage AT Connection Utility		
Parameter		Power		Pf.	Current (kA) Power		Pf.
%Z	X/R	MW	MVAR	Lagging	MW	MVAR	Leading
12.5	34.1	91.542	62.860	0.824	91.545	-58.724	0.842
13	34.1	91.563	62.461	0.826	91.539	-59.024	0.840
13.5	34.1	91.544	62.055	0.828	91.534	-59.325	0.839
14	34.1	91.524	61.652	0.829	91.528	-59.628	0.838
14.5	34.1	91.505	61.253	0.831	91.523	-59.933	0.837
15	34.1	91.486	60.857	0.833	91.517	-60.239	0.835
15.5	34.1	91.468	60.464	0.834	91.471	-60.56	0.834
16	34.1	91.489	60.084	0.836	91.465	-60.869	0.833
16.5	34.1	91.471	59.698	0.837	91.460	-61.180	0.831
17	34.1	91.452	59.315	0.839	91.454	-61.492	0.830
17.5	34.1	91.434	58.935	0.841	91.449	-61.806	0.829
18	34.1	91.416	58.558	0.842	91.443	-62.122	0.827
18.5	34.1	91.398	58.184	0.844	91.438	-62.44	0.826
19	34.1	91.381	57.813	0.845	91.432	-62.76	0.824
19.5	34.1	91.363	57.444	0.847	91.426	-63.081	0.823
20	34.1	91.346	57.079	0.848	91.421	-63.405	0.822
20.5	34.1	91.368	56.723	0.850	91.415	-63.73	0.820

ผลการวิจัย

1. ผลของการเพิ่มค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ ต่อค่าตัวประกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อ

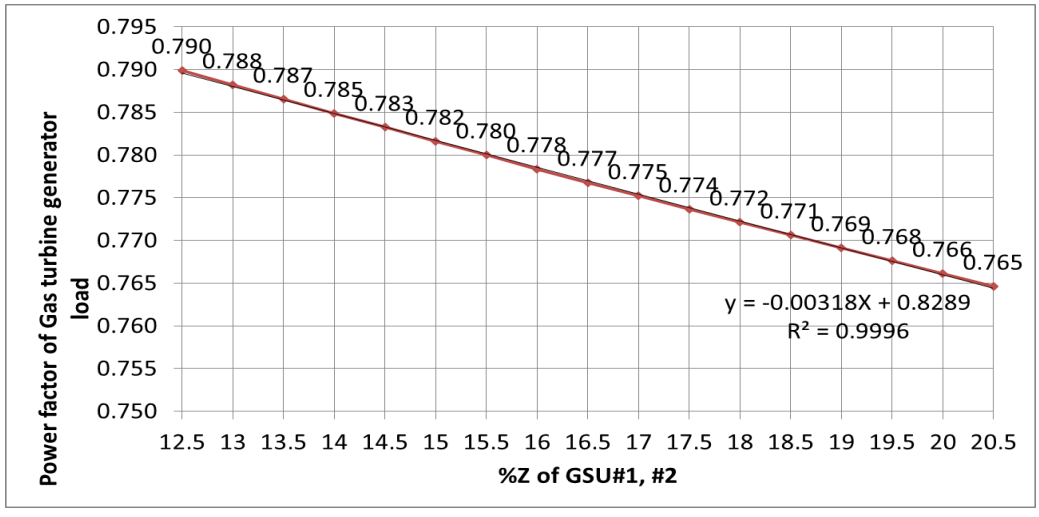
ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่ทำให้ค่าตัวประกอบกำลัง มีค่าเกินกว่า 0.85 แบบล้าหลัง คือ 21% ดังนั้นช่วงค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ ที่ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังอยู่ในขอบเขตตามข้อกำหนดการไฟฟ้าคือช่วง 12.5%-20.5%

ค่าตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้ามีค่าลดลงเมื่อค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซเพิ่มขึ้น โดยค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่เพิ่มขึ้นไม่มีผลทำให้ค่าตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้ามีค่ามากกว่า 0.85 ดังแสดงในภาพที่ 8 ในทางกลับกันถ้าลดค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจลงจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังแบบนำหน้าเพิ่มขึ้นจนมากกว่า 0.85 แบบนำหน้าได้ โดยคำนวณจากสมการแนวโน้มจากกราฟเส้นตรงค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85 คือ 9.63%



ภาพที่ 7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซตัวที่ 1 และ 2 กับค่าตัวประกอบกำลัง ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 95% และ 105% ของแรงดันพิกัด

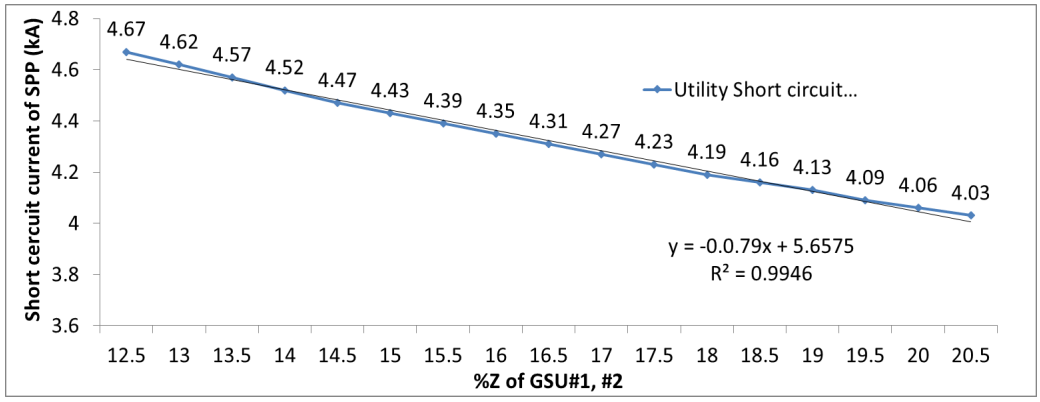
2. ผลของการเพิ่มค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ ต่อค่าตัวประกอบกำลังของโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ



ภาพที่ 8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าตัวประกอบกำลังของโหลด เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ และค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ

เมื่อพิจารณาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจในช่วง 12.5-20.5% ค่าตัวประกอบกำลังจะอยู่ในช่วง 0.790-0.765 แบบล้าหลัง ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซที่เล็กที่สุดจะมีขนาดเท่ากับภาระโหลด แต่ IEC 60034-1 กำหนดให้ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องทำได้อย่างน้อยที่ 0.8 แบบล้าหลัง ดังนั้นเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังที่ 0.8 แบบตามหลัง และสามารถผลิตค่ากำลังแอคทีฟได้ตามที่โหลดต้องการ ส่งผลให้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ขึ้น

3. ผลของการเพิ่มค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ ต่อค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อ



ภาพที่ 9 กราฟแสดงค่ากระแสลัดวงจรที่โรงไฟฟ้าสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบ และค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อการไฟฟ้าระบุให้ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจ่ายเข้าระบบการไฟฟ้าต้องมีค่าไม่เกินกว่า 25% ของค่ากระแสลัดวงจรของระบบเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และค่ากระแสลัดวงจรหลังการเชื่อมต่อเครือข่ายต้องมีค่าไม่เกินกว่า 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกณ์ตัดต่อลัดวงจร สรุปค่าต่ำสุด (Minimum) และค่าสูงสุด (Maximum) ของกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายได้ดังนี้

ตารางที่ 5 ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุดของเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กให้เป็นไปตามข้อกำหนดเครื่องกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้าฯ

ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า			ค่ากระแสลัดวงจร (kA)			
	ขนาด	พารามิเตอร์		จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	เครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อต่ำที่สุด	เครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อสูงที่สุด	พิกัดอุปกรณ์ตัดต่อวงจร
MVA	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	17.40	35.65	40

ตารางที่ 5 (ต่อ)

ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	หม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า			ค่ากระแสลัดวงจร (kA)			
	ขนาด	พารามิเตอร์		จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	เครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อต่ำที่สุด	เครือข่ายก่อนการเชื่อมต่อสูงที่สุด	พิกัดอุปกรณ์ตัดต่อวงจร
MVA	MVA	%Z	X/R				
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

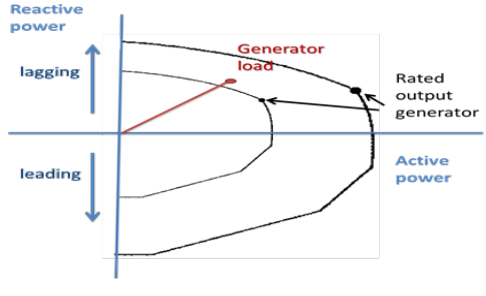
ค่ากระแสลัดวงจรของแบบจำลองโรงไฟฟ้ามีค่าอยู่ในช่วง 4.03-4.67 กิโลแอมแปร์ ขึ้นอยู่กับค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจ และส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจรของการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อควรมีค่าอยู่ในช่วง 16.12-35.97 กิโลแอมแปร์ เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับเครือข่ายการไฟฟ้าเรื่องกระแสลัดวงจรที่จุดเชื่อมต่อ

สรุปและอภิปรายผล

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทระบบความร้อนร่วมขนาด 120 เมกกะวัตต์ ที่มีโครงสร้างตามแบบจำลอง ควรเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในช่วง 16.12-35.97 กิโลแอมแปร์ เพื่อให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่เกิน 85% ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดต่อลัดวงจร และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกิน 25% ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ในการวิจัยนี้กำหนดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่แรงดันระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ มีความสามารถทนกระแสลัดวงจร 40 กิโลแอมแปร์ ตามระเบียบการเชื่อต่อระบบเครื่องข่ายการไฟฟ้า [4, 7, 10] ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถเลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีความสามารถทนกระแสลัดวงจรมากกว่า 40 กิโลแอมแปร์ได้ ถ้าค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อมีค่าสูงกว่า 35.97 กิโลแอมแปร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีค่าทนกระแสลัดวงจรได้มากจะมีราคาที่สูงขึ้น และหากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเลือกสถานที่ที่มีค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อมีค่าต่ำกว่า 16.12 กิโลแอมแปร์ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบตามที่การไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเป็นผู้ระบุ

ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซในช่วง 12.5-20.5% เพื่อให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อเครือข่ายการไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.85 ล้าหลัง ถึง 0.85 นำหน้า การพิจารณาค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซสามารถพิจารณาเฉพาะช่วงค่าตัวประกอบกำลังแบบล้าหลัง ได้เนื่องจากค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจที่ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังแบบนำหน้ามีค่าสูงกว่า 0.85 นำหน้านั้น มีค่าเท่ากับ 9.63% ซึ่งมีค่าต่ำกว่าที่ IEEE C57.12.10 [19] แนะนำ โดยเลือกค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจให้เหมาะกับค่ากระแสลัดวงจรก่อนการเชื่อมต่อตามตารางที่ 5

ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซมีผลต่อการกำหนดขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ เนื่องจากเมื่อค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจเพิ่มขึ้น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงจะมากขึ้น ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงมีส่วนประกอบเป็นกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นส่วนมาก ทั้งนี้ขึ้นกับอัตราส่วน X/R ของหม้อแปลง อย่างไรก็ตาม ค่าเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์โวลต์เทจมีผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลังของโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ ทำให้มีค่าน้อยกว่า 0.8 แบบล้าหลัง แต่เนื่องจาก IEC 60034-1 กำหนดให้ค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าน้องที่สุดที่ 0.8 แบบล้าหลัง นอกจากจะมีข้อตกลงเป็นพิเศษกับผู้ซื้อ [20] จึงควรเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลัง 0.8 แบบล้าหลัง และเพิ่มขนาดความสามารถการผลิตไฟฟ้าให้ครอบคลุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาจากกราฟความสามารถการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Capacity Curve) ดังภาพที่ 10



ภาพที่ 10 การเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพิจารณาจากกราฟความสามารถการผลิตกำลังไฟฟ้า

เอกสารอ้างอิง

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2556). *รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2556.* หน้า 93. กรุงเทพฯ: สำนักงานฯ.

[2] --------. (2555). *สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3).* หน้า 7. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน.

[3] มรกต ลิ้มตระกูล. (2547). *ประวัตินโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจและการเปิดเสรีด้านพลังงาน.* โครงการศึกษาวิจัยและจัดทำประวัติศาสตร์ด้านการพัฒนาพลังงานของประเทศไทย บริษัทบอร์ร่า จำกัด จัดทำการนำเสนอต่อสำนักนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน. ม.ป.พ.

[4] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย; การไฟฟ้านครหลวง; และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2554). *ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ COGENERATION พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554).* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th

[5] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2551). *ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th

[6] ---------. (2551). *ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th

[7] ---------. (2557). *ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก www.ppa.egat.co.th

[8] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2551). *ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก https://www.pea.co.th/vผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก/Pages/rule.aspx

[9] ----------. (2551). *ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก https://www.pea.co.th/vผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก/Pages/rule.aspx

[10] ---------. (2551). *ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551.* สืบค้นเมื่อ 21 ธันวาคม 2557, จาก https://www.pea.co.th/vผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก/Pages/rule.aspx

[11] การไฟฟ้านครหลวง. (2551). *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

[12] ----------. (2551). *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

[13] ----------. (2551). *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

[14] IVAN Machado; and Itzel arias. (2006). *Grid codes comparison.* pp. 79-80, 117-122. Department of Electric power engineering CHALMERS University of Technology: Gotborg. Sweden.

[15] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557). *โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม.* สืบค้นเมื่อ 7 ธันวาคม 2557, จาก http://prinfo.egat.co.th/combined.html

[16] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2555). *อัตราค่าไฟฟ้า.* สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก https://www.pea.co.th/Documents/Rate2012.pdf

[17] การไฟฟ้านครหลวง. (2555). *อัตราค่าไฟฟ้าประเภทต่างๆ.* สืบค้นเมื่อ 22 มีนาคม 2558, จาก http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=114&pid=109

[18] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1995). *C57.91-1995-IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformer*. p. 11. n.p.

[19] ---------. (1997). *C57.12.10-IEEE Standard requirements for liquid-immersed power transformers*. n.p.

[20] International Electrotechnical Commission. (2004). *60034-1-IEC Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance.* n.p.