

ผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระจายตัว ที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุน เมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

Impact of Size and Location on Distributed Generator on Pay Back Period with Consideration of Power Factor Penalty

จกกาย ลวรัตนกร (Jakkai lawarattanakorn)* ดร.คมสันต์ คาโรจน์ (Dr.Komson Daroj) **

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการเมื่อคำนึงถึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกิดจากการใช้พลังงานไฟฟ้ารีแอกตีฟมากกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าจริง ศึกษาโดยใช้โปรแกรมจำลองคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จำลองในระบบทดสอบ 99 บัสของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 1 ตัวจำลองการเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่ง คือ บัสหมายเลข 10 หมายเลข 24 และหมายเลข 38 และขนาด 3 ขนาด ได้แก่ 6 MW 7 MW และ 8 MW เป็นกรณีศึกษา โดยกำหนดราคาค่าต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ราคาขายไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง และค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ผลการจำลองจะแสดงให้เห็นว่าขนาดกับตำแหน่งเชื่อมต่อมีผลต่อกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวรับและกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ วิธีการเสนอสนับสนุนให้เกิดธรรมาภิบาลแก่ 3 หน่วยงาน ได้แก่ นักวางแผนด้านพลังงานผู้ประกอบการของโครงการ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน

ABSTRACT

This paper studied the impact of size and location of Distributed Generator (DG) for the investment return rate with consideration on the power factor charge and energy loss of a distribution system. The power factor charge occurs when the reactive power demand, during injecting active power to the grid, is higher than 61.97 % of the active power demand. The studied framework is simulated by a 99-bus distribution system of PEA's network. Three location. Were selected, they are bus No. 10 No. 24 and No. 38 and three size of DG i.e., 6 MW 7 MW and 8MW are selected for this study. A power flow calculation is adopted to verify the absorbed reactive power and the distribution loss. Contribution of the present methodology is to provide a good governance for 3 entities i.e., energy policy planner, DG's owner, and the distribution utility for sustainable development

คำสำคัญ: เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาคืนทุน

Keywords: Distributed generator, Power factor charge, Pay black period

* นักศึกษา หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

** อาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

บทนำ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generator; DG) ได้รับการส่งเสริมให้จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในปัจจุบัน และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ตามกระแสของโลกที่ต้องการใช้พลังงานเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์แล้วหันมาพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (R. S. Al Abri et al., 2013) จากพลังงานหมุนเวียนแทน รัฐบาลจึงมีนโยบายการวางแผนที่จะพัฒนาพลังงานทดแทน แลพลังงานทางเลือกโดยส่งเสริมให้มีพลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาพิเศษ (Feed-in Tariff; FiT) เพื่อจูงใจแก่ผู้ประกอบการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Prachuab Peerapong, Bundit Limmeechokchai, 2013) จากหลักเกณฑ์ควบคุมแรงดันเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค DG ต้องควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์อากรับกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ เข้าสู่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (var charge) ซึ่งค่าปรับเกิดจากการรับพลังไฟฟ้ารีแอกตีฟ สูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของพลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดในแต่ละเดือน โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าปรับในอัตรา กิโลวาร์ละ 56.07 บาท ค่าปรับดังกล่าวส่งผลต่อระยะเวลาคืนทุนของโครงการซึ่งผู้ประกอบการ DG อาจไม่ได้คำนึงก่อนการลงทุนโครงการ

บทความนี้จะมีการประเมินเพื่อศึกษาผลกระทบของขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ที่มีผลต่อระยะเวลาคืนทุนเมื่อคำนึงค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรมคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าจำลองขนาด DG 3 ขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่งคือ ต้นสาย กลางสายและปลาย และแรงดันที่ DG ควบคุม 5 ระดับ

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟของ DG นอกจากส่งผลกระทบต่อค่าปรับกำลังไฟฟ้าโดยตรงแล้ว โดยทางอ้อมก็จะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย ทำให้เป็นประโยชน์ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้ นักวางแผนด้านพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วัตถุประสงค์การวิจัย

เพื่อศึกษาผลกระทบของระยะเวลาคืนทุนของผู้ประกอบการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยศึกษาผลของค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อระยะเวลาคืนทุน และศึกษาการสูญเสียในระบบจำหน่าย เพื่อเป็นแนวทางแก่ นักลงทุน ผู้วางแผนนโยบายพลังงานและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วิธีการวิจัย

ขั้นตอนการประเมินผลกระทบในบทความนี้เสนอเป็น 5 ขั้นตอนดังนี้

- กำหนดข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
- การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- คำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- คำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
- คำนวณระยะเวลาคืนทุน

กำหนดข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่นำมาจำลองเป็นโรงไฟฟ้าน้ำตาลที่ผลิตไฟฟ้าจากขานอ้อยมีข้อมูลโครงการดังนี้

- ราคาโครงการโรงไฟฟ้าน้ำตาล 33-40 ล้านบาท/เมกะวัตต์ (พลังงานชีวมวล, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2554)
- ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (thermal plant efficiency) เท่ากับ 20% คือ ค่าประสิทธิภาพของการแปลงพลังงานจากเชื้อเพลิงเป็นไฟฟ้า
- เชื้อเพลิงขานอ้อยมีค่าความร้อนอยู่ที่ $7,370 \text{ kJ/kg} = 2048 \text{ kWh/ตัน}$
- คิดค่าบำรุงรักษา 2.5% ต่อปีของเงินโครงการ
- ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากิโวลาร์ละ 56.07 บาท
- จำลองการผลิตไฟฟ้าขายตลอด 24 ชั่วโมง 180 วันต่อปี
- ราคาขายไฟฟ้าในอัตรา FiT 4.24 บาท/kWh

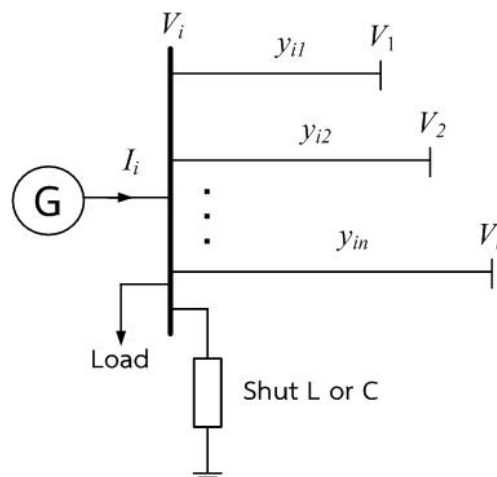
การจำลองขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว มีดังนี้

- กำหนดให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบ 3 ขนาด ได้แก่ 6 MW 7 MW และ 8 MW
- กำหนดตำแหน่งเชื่อมต่อ DG อยู่ที่บัสหมายเลข 10 หมายเลข 24 และหมายเลข 38

บทความนี้จำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 ขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อ 3 ตำแหน่ง เป็นตำแหน่ง ต้นสาย กลางสาย และปลายสาย ตามลำดับ เพื่อแสดงถึงผลกระทบที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นการคำนวณเพื่อหาขนาดแรงดันไฟฟ้า มุมเฟส กำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกติฟ ที่บัสต่างๆ ในกรณีทั่วไปกำลังไฟฟ้า ณ บัส i ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด และสายส่งต่อไปยังบัสอื่นๆ แสดงดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 การไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัส i

กำลังไฟฟ้าที่ไหล ณ บัส i คำนวณได้จากสมการที่ (1)

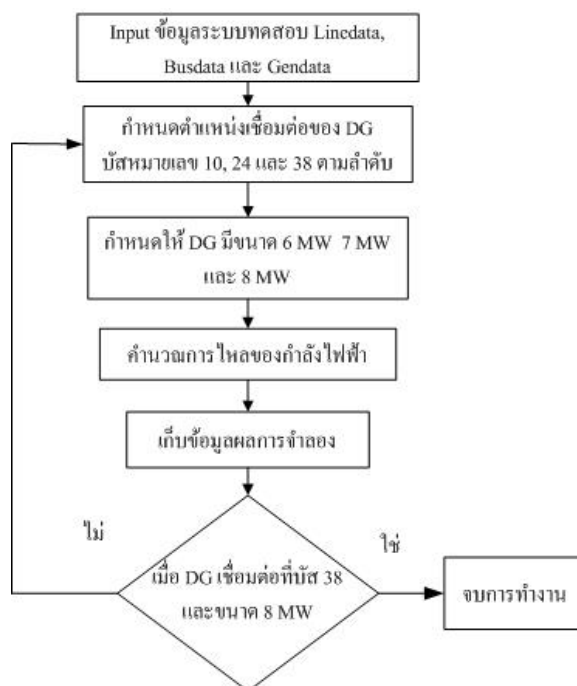
$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (1)$$

แยกส่วนกำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q ได้ดังตามสมการที่ (2) และ (3) ตามลำดับ

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (2)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_j + \delta_i) \quad (3)$$

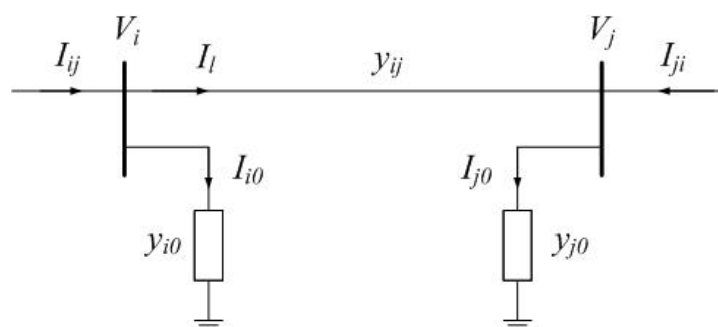
ขั้นตอนการคำนวณแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 ขั้นตอนการจำลอง

การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

เพื่อดูผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไหลในสายระหว่างบัส i และ j แสดงดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 กระแสที่ไหลจากบัส i ไปยังบัส j

สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบได้จากสมการที่ (4)

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4)$$

โดยที่	P_L	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ (W)
	V_i	คือ	ค่าแรงดันที่บัส i (V)
	V_j	คือ	ค่าแรงดันที่บัส j (V)
	Y_{ij}	คือ	ค่าแอดมิตแตนซ์ของสายบัส i ไปบัส j

หลังจากคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า นำค่าแรงดันที่บัส i กับแรงดันที่บัส j และค่าแอดมิตแตนซ์ของสายบัส i ไปบัส j มาคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในระบบ

คำนวณค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกิดจากผู้ใช้งานไฟฟ้าใช้มีค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ต่ำกว่า 0.85 หรือมีการใช้พลังงานไฟฟ้ารีแอกติฟที่สูงที่สุดในเดือนมากกว่าร้อยละ 61.97 ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดในเดือน ซึ่งกำลังไฟฟ้ารีแอกติฟที่เกินขีดกิโลวาร์ละ 56.07 บาทสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5)

$$PF_{charge} = [(Q_M) - (0.6197 \times P_M)] \times 56.07 \quad (5)$$

โดยที่	PF_{charge}	คือ	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)
	Q_M	คือ	ค่าพลังงานไฟฟ้ารีแอกติฟสูงสุดในเดือน (kVar)
	P_M	คือ	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดในเดือน (kW)

นำค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกติฟและค่าความต้องการพลังงานสูงสุดในเดือนมาคำนวณหาค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากสมการที่ (4) โดย P_M คือพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจาก กฟภ. ซึ่งเป็นค่าที่น้อยมากเนื่องจาก DG มีการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้และขายตลอด 24 ชั่วโมง ยกเว้นกรณีหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุง กำหนด $P_M = 50$ kW

คำนวณระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการเป็นค่าที่บ่งชี้ถึงความคุ้มค่าต่อการลงทุน สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (6)

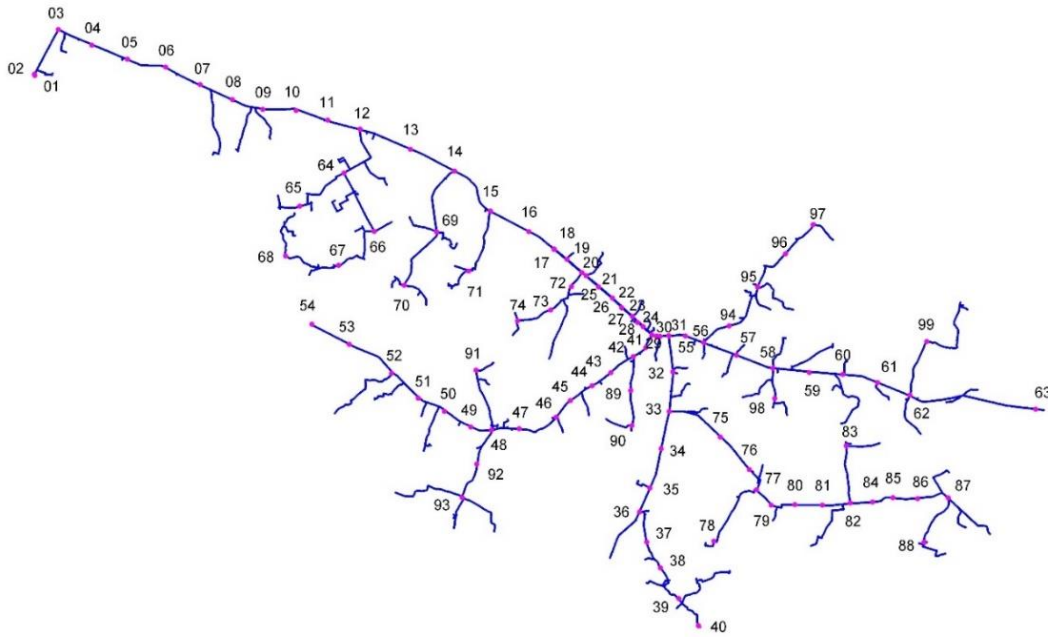
$$PB = \frac{\text{Initial investment}}{\text{Annual net cash inflow}} \quad (6)$$

โดยที่	PB	คือ	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
	Initial investment	คือ	เงินลงทุนโครงการเริ่มแรก (บาท)
	Annual net cash inflow	คือ	กระแสเงินสดสุทธิต่อปี (บาท)

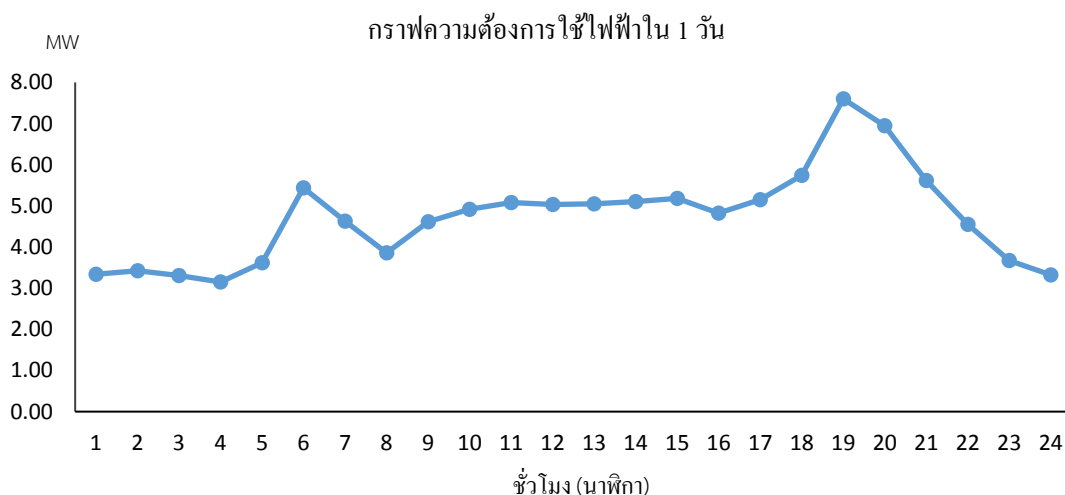
เงินลงทุนโครงการเริ่มแรกคิดจาก ค่าลงทุนโครงการบวกกับค่าที่ดิน ส่วนกระแสเงินสดสุทธิต่อปีคิดจากรายได้จากการขายไฟฟ้าลบค่าเชื้อเพลิงและค่าดูแลรักษาระบบ ส่วนที่เหลือคือเงินสุทธิ

ระบบทดสอบ

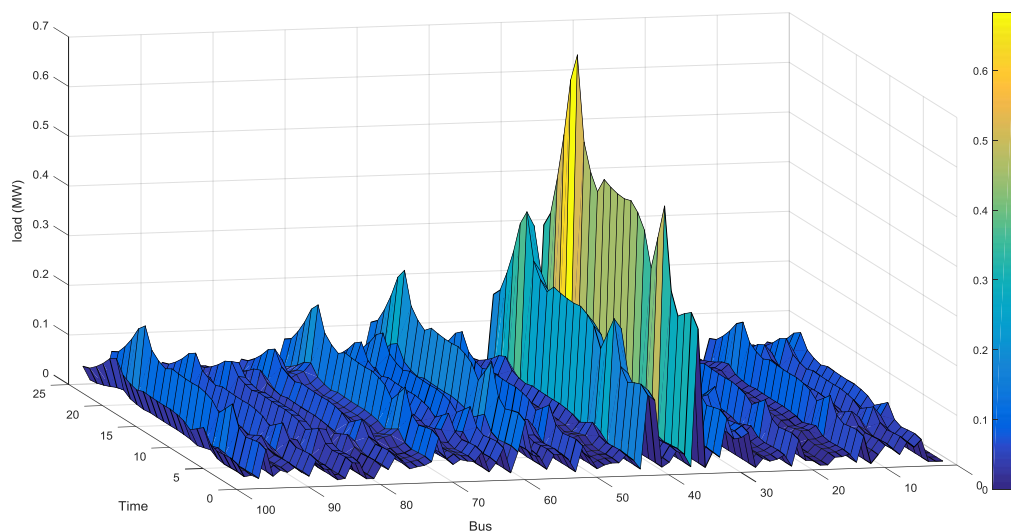
ใช้ระบบจำหน่าย กฟฉ.2 เป็นระบบทดสอบ ประกอบด้วยบัสทั้งหมด 99 บัส กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง (slack bus) กำหนดแรงดันลงที่ 1.0 pu. มีบัสเครื่องกำเนิด (PV bus) 1 บัส กำหนดแรงดันบัส 5 ระดับคือ 0.96 pu. 0.98 pu. 1.0 pu. 1.02 pu. และ 1.04 pu. นอกนั้นเป็นโหลดบัส (PQ bus) ระบบทดสอบแสดงในรูปที่ 4 ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าทุก 1 ชั่วโมงใน 1 วัน เมื่อวัดที่ต้นทางสถานีไฟฟ้าข่อยมีกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดอยู่ที่ 7.8 MW โหลดเฉลี่ยอยู่ที่ 4.7 MW กราฟโหลดแสดงในรูปที่ 5 และกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละบัส ณ ช่วงเวลาต่างๆแสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 4 ระบบทดสอบ 99 บัส



รูปที่ 5 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าใน 1 วัน



รูปที่ 6 กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้าใน 24 ชั่วโมงของแต่ละบัส

ผลการวิจัย

ผลการจำลอง DG ขนาดและตำแหน่งต่างๆมีรายละเอียดดังนี้

จากการจำลองระบบทดสอบค่ากำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ DG รับสูงสุดอยู่ในช่วงเวลา 03.00 - 04.00 น. ซึ่งเป็นช่วงที่มีค่าโหลดต่ำที่สุด ผลกำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ DG รับสูงสุดแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลค่ากำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่ DG รับสูงสุดและกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบใน 1 วัน

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ขนาด P_{DG} (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟ (MVar)		
		เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	-3.871	-2.690	-1.880
	7	-4.492	-3.149	-2.213
	8	-5.088	-3.561	-2.488
0.98	6	-2.431	-2.097	-1.470
	7	-3.073	-2.579	-1.824
	8	-3.690	-3.013	-2.120
1.00	6	-0.909	-1.470	-1.035
	7	-1.574	-1.975	-1.410
	8	-2.213	-2.431	-1.728
1.02	6	0.696	-0.807	-0.576
	7	0.008	-1.335	-0.972
	8	-0.654	-1.813	-1.310
1.04	6	2.385	-0.107	-0.091
	7	1.674	-0.658	-0.508
	8	0.989	-1.160	-0.868

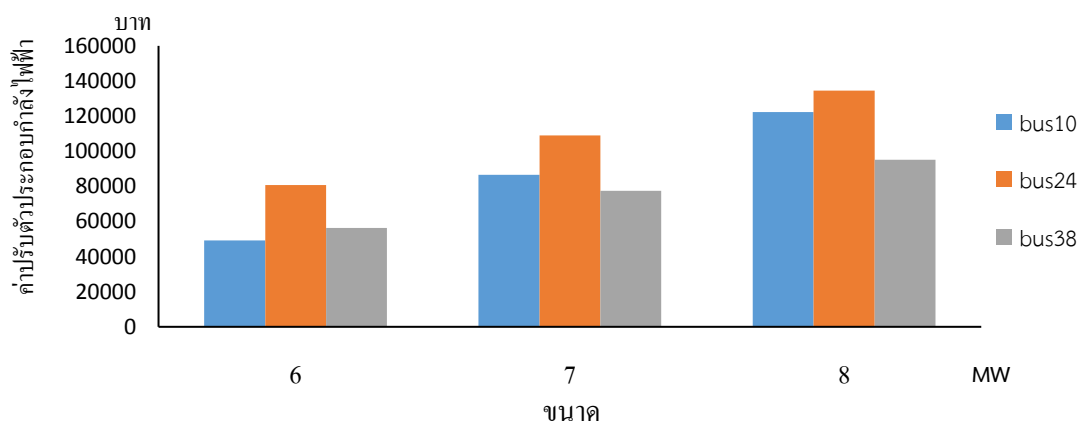
หมายเหตุ : เครื่องหมายคือทิศทางของการไหลของกำลังไฟฟ้า

จากตารางที่ 1 นำค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกติฟมาคำนวณหาค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากสมการที่ (5) ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่างๆแสดงในตารางที่ 2 และกราฟค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแสดงในรูปที่ 7

ตารางที่ 2 ผลค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG ขนาดและตำแหน่งต่างๆ

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ขนาด P_{DG} (MW)	ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท)		
		เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	215,310	149,069	103,677
	7	250,129	174,853	122,358
	8	283,547	197,919	137,809
0.98	6	134,570	115,877	80,705
	7	170,617	142,913	100,553
	8	205,215	167,221	117,180
1.00	6	49,222	80,702	56,341
	7	86,522	109,008	77,360
	8	122,359	134,572	95,164
1.02	6	0	43,508	30,565
	7	0	73,106	52,764
	8	34,924	99,942	71,748
1.04	6	0	6,001	3,361
	7	0	36,913	26,748
	8	0	65,040	46,916

ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของขนาดและตำแหน่งต่างๆ ณ แรงดัน 1.0 pu.



รูปที่ 7 ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ DG

จากรูปที่ 7 แสดงให้เห็นว่าขนาดและตำแหน่งเชื่อมต้อมีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งค่าปรับตัวที่สูงที่สุดคือ DG เชื่อมที่บัสหมายเลข 24 ขนาด 8 MW ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ 134,572 บาท/เดือน

ระยะเวลาคืนทุนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6) ผลแสดงในตารางที่ 3 พลังงานสูญเสียของระบบคิดจากพื้นที่ใต้กราฟของกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบ ผลพลังงานสูญเสียแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 3 รายละเอียดโครงการและระยะเวลาคืนทุน

รายละเอียด	บัส	กำลังผลิตขายไฟฟ้า		
		6 MW	7 MW	8 MW
เงินลงทุนโครงการ (ล้านบาท) ¹		240	273	304
ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ตัน/ปี)		69541	81132	92722
ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปี (ล้านบาท/ปี) ²		69.54	81.13	92.72
ค่าดูแลรักษาระบบ (ล้านบาท/ปี) ³		6	6.825	7.6
ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (บาท) ⁴	10	49222	86522	122359
	24	80702	109008	134572
	38	56341	77360	95164
รายได้จากการขายไฟฟ้า FiT (ล้านบาท)		109.9	128.22	146.53
รายได้สุทธิ (ล้านบาท)	10	34.36	40.26	46.21
	24	33.7	39.78	45.22
	38	34.02	39.8	45.64
ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *ไม่คิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า		5.9	5.73	5.56
ระยะเวลาคืนทุน (ปี) *คิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	10	6.98	6.78	6.58
	24	7.12	6.86	6.72
	38	7.05	6.86	6.66

 หมายเหตุ : ¹ โครงการโรงไฟฟ้าอ้อย 33-40 ล้านบาท/เมกะวัตต์ ² ราคาชานอ้อย = 1,000 บาท/ตัน

³ ค่าบำรุงรักษา = 2.5% ของเงินโครงการ ⁴ ค่าปรับของ DG เชื่อมต่อที่แรงดัน 1.0 pu.

ตารางที่ 4 พลังงานสูญเสียของระบบ

แรงดันขั้ว DG (pu.)	ขนาด	พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (MWh)		
	P_{DG} (MW)	เชื่อมต่อบัส 10	เชื่อมต่อบัส 24	เชื่อมต่อบัส 38
0.96	6	12.058	13.136	11.849
	7	14.201	18.254	17.853
	8	16.977	24.590	22.479
0.98	6	9.355	10.884	9.991
	7	10.991	15.479	15.533
	8	13.264	21.300	20.030
1.00	6	7.800	9.142	8.473
	7	8.911	13.203	13.547
	8	10.669	18.501	17.918
1.02	6	7.434	7.924	7.304
	7	8.005	11.439	11.904
	8	9.229	16.204	16.151
1.04	6	8.298	7.245	6.490
	7	8.308	10.201	10.611
	8	8.982	14.422	16.151

สรุปและอภิปรายผลงานวิจัย

จากการจำลอง DG ในระบบทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG ที่มีต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาคืนทุนและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบ สรุปผลได้ดังนี้

ผลกระทบขนาดของ DG มีดังนี้

- ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงตามขนาด เนื่องจาก DG ที่มีขนาดใหญ่จะรับกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟมากกว่า DG ขนาดเล็ก
- DG ที่มีขนาดใหญ่มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นกว่า เพราะค่าลงทุนโครงการใหญ่ถูกกว่าโครงการเล็ก และขายไฟฟ้าได้ปริมาณที่มากกว่า
- DG ขนาด 8MW, 7MW และ 6MW มีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียระบบมีขนาดสูงไปต่ำตามลำดับ

ผลกระทบตำแหน่งของ DG มีดังนี้

- ตำแหน่งของ DG ส่งผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอย่างชัดเจนตำแหน่งที่ค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุดคือบัสหมายเลข 10 เป็นซึ่งเป็นตำแหน่งต้นสาย
- จากตำแหน่งบัสหมายเลข 24 ที่มีค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงที่สุด ส่งผลให้มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวนานที่สุด
- ตำแหน่งของ DG มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเล็กน้อยที่สุดคือบัสหมายเลข 10

ผลกระทบของแรงดันเชื่อมต่อ DG มีดังนี้

- แรงดันมีผลต่อค่าปรับกำลังไฟฟ้าโดยตรง จะสังเกตได้ว่าถ้าแรงดันที่ DG ควบคุมมีค่าน้อยกว่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าขอยมาก จะทำให้เกิดค่าปรับกำลังไฟฟ้าสูงตามไปด้วย
- แรงดัน DG ขนาด 0.96 pu. ส่งผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบมีค่าสูง

จากการจำลองพบว่าขนาดและตำแหน่งเชื่อมต่อของ DG มีผลต่อค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ระยะเวลาคืนทุน และพลังงานสูญเสียในระบบ ถ้าหน่วยงานต่าง ๆ มีการปรึกษาวางแผนร่วมกันอาจทำให้เกิดผลประโยชน์ร่วมกัน ในแง่ DG ช่วยรักษาแรงดันและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคช่วยละเว้นค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เกิดกับ DG เพื่อเกิดธรรมาภิบาลแก่ทุกฝ่าย บทความนี้หวังว่าจะเป็นประโยชน์แก่ผู้ประกอบการ นักวางแผนด้านพลังงานและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อการใช้พลังงานที่ยั่งยืน

เอกสารอ้างอิง

คู่มือการพัฒนาและการลงทุนพลังงานทดแทนชุดที่ 4 พลังงานชีวมวล, กระทรวงพลังงาน, [อ้างเมื่อ 20 ธันวาคม 2560], จาก <http://www.able.co.th/Upload/File/20.pdf>

Prachuab Peerapong, Bundit Limmeechokchai, Thailand's feed-in tariff for residential rooftop solar PV systems:

Progress so far Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand, 2013 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies

R. S. Al Abri, Ehab F. El-Saadany, Yasser M. Atwa, Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS 2013;8(1).