การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

An Analysis of Electrical Line Losses in the Distribution system with the Employment of Distributed Generation

ปฐมทัศน์ จิระเดชะ* ประทีป ฟูผล** อาจรี ศุภสุธีกุล***
*ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
องครักษ์ นครนายก 26120 โทร 02-649-5000 โทรสาร 037-322-605 E-mail: pathomthat@swu.ac.th
**แผนกวิศวกรรมและการตลาด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
อ.สามพราน จ.นครปฐม E-mail: pra_fu@hotmail.com
***ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
องครักษ์ นครนายก 26120 โทร 02-649-5000 โทรสาร 037-322-601 E-mail: ajaree@swu.ac.th

Pathomthat Chiradeja* Pratheep Fupol** Ajaree Supasuteekul***
*Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Srinakharinwirot University
Ongkharak, Nakhon Na Yok 26120 Thailand Tel: 0-2649-5000 Fax: 037-322-605 E-mail: pathomthat@swu.ac.th
**Division of Engineering and Marketing, Provincial Electricity Authority
Sampran, Nakhon Pathom E-Mail: pra_fu@hotmail.com
***Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Srinakharinwirot University
Ongkharak, Nakhon Na Yok 26120 Thailand Tel: 0-2649-5000 Fax: 037-322-601 E-mail: ajaree@swu.ac.th

บทคัดย่อ

จากนโยบายของภาครัฐที่ส่งเสริมให้ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ โดยมีระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เกี่ยวกับหลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าระบุไว้ว่าผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ซึ่งค่าดำเนินการดังกล่าวนี้ส่วนหนึ่งเป็นการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Electrical Line Losses) ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ถูกหักออกร้อยละ 2 นั้นได้สร้างความสงสัยเกี่ยวกับความเหมาะสม และความยุติธรรมแก่ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย งานวิจัยนี้จึงได้ทำการวิเคราะห์และประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคที่เกิดขึ้นเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายถูกเชื่อมโยงเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยได้นำปัจจัยของขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตำแหน่งการติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาดของโหลด และระยะทางระหว่างตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและศูนย์กลางโหลดมาพิจารณา งานวิจัยนี้ได้ศึกษากรณีศึกษาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียของการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมเข้ากับระบบจำหน่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผลลัพธ์ที่ได้จะถูกนำมาวิเคราะห์และประเมินเพื่อกำหนดอัตราค่าดำเนินการการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความเหมาะสมและยุติธรรมแก่ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

คำสำคัญ: กำลังไฟฟ้าสูญเสีย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

Abstract

Thai government has set several policies in order to promote the usage of renewable energy to produce electricity. One policy is to expand the amount of electrical power to connect to the distribution system. However, very small power producer (VSPP) has to pay the fee of 2% of its electrical energy sold to electricity utility. That fee also includes the electrical line losses due to the employment of distributed generation (DG). However, the

suitable and farness for both VSPP and utility is still questionable. This research aims to analyze the effect of electrical line losses with the installing DG into the distribution system. The effect of size, location, and distance of DG and load are taking into consideration. This research uses the distributions system of Provincial Electricity Authority (PEA) to analyze the line losses by employing several case studies. The results of this research can be used and created the suitable and fairness of the fee for both VSPP and utility.

Key words: Electrical Line Losses, Distributed Generation, Very Small Power Producer

1. บทนำ

การติดตั้งและขนานการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าส่งผลดีหลายประการแก่ทั้งผู้ใช้ไฟและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้งในแง่ของการประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ดีขึ้น ความหลากหลายของประเภทเชื้อเพลิง การติดตั้งที่ง่ายและไม่ใช้พื้นที่มากจนเกินไป คุณภาพทางไฟฟ้าที่ดีขึ้น ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่สูงขึ้น รวมทั้งมลภาวะทางสิ่งแวดล้อมที่ลดลง ซึ่งส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้รับความสนใจและถูกนำมาใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้ามากขึ้นเรื่อยๆ [1-2]

เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐในการสร้างโรงไฟฟ้า และเป็นการเปิดโอกาสให้มีการแข่งขันการผลิตพลังงานไฟฟ้า รัฐบาลได้มีนโยบายในการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งได้มีการดำเนินการเรื่อยมาจนถึงปี 2545 โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) สามารถซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) ที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 1 MW แต่ด้วยข้อจำกัดของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่น้อยมาก ทำให้ความคุ้มค่าต่อการลงทุนอยู่ในระดับต่ำ ส่งผลให้จำนวน VSPP ที่เข้าเชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีจำนวนไม่มากเท่าใดนัก

ในปี 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้ขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนโดยกำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถขยายกำลังการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากได้เป็นไม่เกิน 10 MW อีกทั้งยังกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ADDER) ให้ VSPP ตามเทคโนโลยีหรือเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

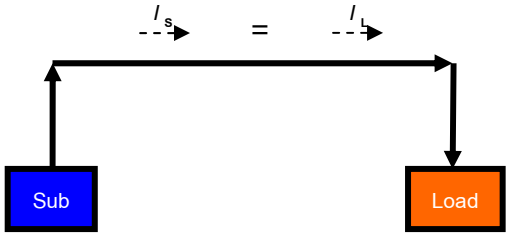
โดยปกติระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีระบบการจ่ายไฟแบบเรเดียล กระแสไฟฟ้าจะไหลจากแหล่งจ่ายไฟไปยังโหลดในทิศทางเดียว แต่เมื่อมี VSPP ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator : DG) ต่อเชื่อมและจ่ายไฟฟ้าขนานเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้การไหลของกระแสไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปทั้งขนาดและทิศทาง การเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้าดังกล่าวนี้ ส่งผลกระทบทางด้านเทคนิคต่างๆในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่น้อย อาทิ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) เพาเวอร์แฟกเตอร์ (Power Factor) แรงดันไฟฟ้ารวมถึงระดับกระแสลัดวงจร (Fault Level) และเมื่อมีผู้สนใจผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพิ่มจำนวนมากขึ้นเรื่อยๆ ทำให้เกิดผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากขึ้นด้วย ซึ่งจะทำให้สูงขึ้นหรือลดลงนั้นขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่งการติดตั้ง DG ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย รวมถึงภาวะโหลดในวงจรนั้นๆด้วย [3]

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้กำหนดไว้ว่า VSPP ที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ซึ่งค่าดำเนินการดังกล่าวนี้ส่วนหนึ่งเป็นการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss)

ในการวิจัยครั้งนี้จะทำการศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคจากการติดตั้ง DG เข้าระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าของ กฟภ. ในหลายกรณีศึกษา (โดยอาศัยข้อมูลจากการที่ได้ดำเนินการติดตั้ง DG ไปแล้วเป็นกรณีศึกษา) และศึกษาค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่เหมาะสม

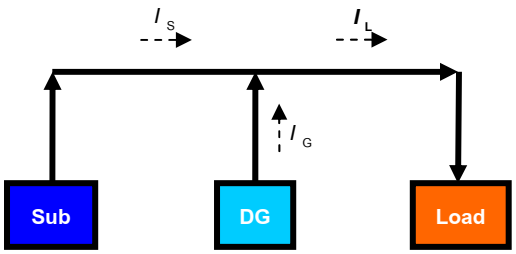
2. แบบจำลอง (Model Description)

การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มี DG เชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ จะสามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่าย (Radial System) ดังแสดงในรูปที่ 1

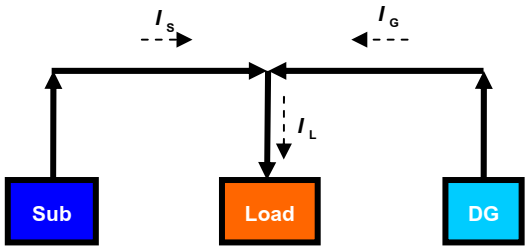


รูปที่ 1 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสีย กรณีที่ไม่มี DG

เมื่อทำการเชื่อมโยง DG กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯจะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในสายป้อนเปลี่ยนไปซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยตำแหน่งของ DG อาจอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) และโหลด ดังแสดงในรูปที่ 2 หรืออาจจะติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งปลายสุดของสายป้อนดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 2 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสีย กรณี DG ติดตั้งอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยและโหลด



รูปที่ 3 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสีย กรณี DG ติดตั้งอยู่ปลายสายป้อน

3. การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

กำลังไฟฟ้าสูญเสียเกิดขึ้นเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านในสายไฟฟ้า (สายป้อนในระบบจำหน่าย) ในกรณีที่ยังไม่มี DG อยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถคำนวณได้จาก [4]

$$P_{Loss1} = 3 \times I_L^2 \times r \times L \qquad (1)$$

โดยที่

r คือ ความต้านของสายป้อน (โอห์มต่อกิโลเมตร)

L คือ ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งของโหลด

I_L คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อน

ในกรณี DG มีการเชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 2 การคำนวณหาค่ากำลังสูญเสียในสายป้อนจะต้องแบ่งการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียออกเป็น 2 ช่วงซึ่งได้แก่กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของ DG กำลังไฟฟ้าสูญเสียจาก DG จนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อนได้แก่

$$P_{LT} = P_{LSG} + P_{LGL} \qquad (2)$$

โดยที่

P_{LT} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อน

P_{LSG} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของ DG

P_{LGL} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจาก DG จนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจาก DG กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของ DG สามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LSG} = \frac{r \times G}{3V_L^2}\left(P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G\right) \qquad (3)$$

โดยที่

G คือ ระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยและสถานที่ตั้งของ DG

P_L คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด

Q_L คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟของโหลด

V_L คือ แรงดันที่โหลด

P_G คือ กำลังไฟฟ้าที่ DG ผลิตออกมา

Q_G คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟที่ DG ผลิตออกมา

สำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงระหว่างสถานที่ตั้งของ DG และตำแหน่งที่ตั้งของโหลดสามารถวิเคราะห์ได้จาก

$$P_{LGL} = \frac{r \times \left(P_L^2 + Q_L^2\right)}{3V_L^2}(L - G) \qquad (4)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในสายป้อน ในกรณีที่ระบบจำหน่ายมีการต่อเชื่อมโยงอยู่กับ DG สามารถหาได้จาก

$$P_{LT} = \frac{r \times L}{3V_L^2}\left[\left(P_L^2 + Q_L^2\right) + \left(P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G\right)\left(\frac{G}{L}\right)\right] \qquad (5)$$

โดยที่

G/L คือ อัตราส่วนระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งของ DG ต่อระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งโหลด

การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น อันเนื่องมาจากการเชื่อมโยงของ DG สามารถวิเคราะห์ได้โดยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น ในกรณีที่มีการเชื่อมโยง DG และกรณีที่ไม่มีการเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยสามารถคำนวณได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = P_{LT} - P_{Loss1} \qquad (6)$$

โดยที่

ΔP_{Loss} คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจาก DG

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดและกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจาก DG การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจาก DG สามารถคำนวณได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = \frac{r \times G}{3V_L^2 L}\left(P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G\right) \qquad (7)$$

ค่าของ ΔP_{Loss} ที่มีค่าเป็นลบจะหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าน้อยกว่า

กำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมโยง DG ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

ค่าของ ΔP_{Loss} ที่มีค่าเป็นบวกจะหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมโยง DG ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นการเพิ่มภาระต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในรูปของร้อยละที่มีการเปลี่ยนแปลงจะสามารถหาได้จาก

$$\%\Delta P_{Loss} = \left(\frac{\Delta P_{Loss}}{P_{Loss1}} \right) \times 100 \qquad (8)$$

4. การกำหนดรหัสกรณีศึกษา

เพื่อให้ครอบคลุมกรณีศึกษาตามปัจจัยที่มีผลกระทบ จึงกำหนดรหัสกรณีศึกษา โดยความหมายรหัสกรณีศึกษาของตัวเลข 5 หลัก แสดงอยู่ในตารางที่ 1 ส่วนลักษณะการกระจายตัวของโหลด และตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ. มีลักษณะที่หลากหลาย จึงได้กำหนดการกระจายตัวของโหลดให้เสมือนเป็นโหลดเดียว และให้ตัวประกอบกำลังของโหลดมีค่าเท่ากับ 0.90 ทุกกรณีศึกษา

สำหรับการศึกษานี้มีจำนวนกรณีศึกษาสำหรับกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG จำนวน 12 กรณีศึกษาดังแสดงในตารางที่ 4.2 และจำนวน 384 กรณีศึกษา สำหรับที่มีการติดตั้ง DG

5.วิธีการหาระยะทางและขนาดของกลุ่มโหลด

เนื่องจากสภาพการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายของ กฟภ.แต่ละวงจรมีความหลากหลายทั้งระยะทางจากแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลด และขนาดของกลุ่มโหลด เพื่อให้การกำหนดระยะทางในแต่ละช่วงและขนาดของกลุ่มโหลดมีความเหมาะสมกับงานวิจัยนี้ จึงได้ทำการคำนวณระยะทางจากสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลดและขนาดของกลุ่มโหลดใหม่ โดยทำการรวมระยะทางจากสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลดให้เป็นขนาดเดียว และรวมโหลดทุกจุดให้เป็นโหลดเดียว ใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยเลขคณิตแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Arithmetic Mean) ซึ่งตัวอย่างการหาระยะทางระยะทางจากแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลดสามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 4

ค่าเฉลี่ยระยะทางจากสถานีจ่ายไฟถึงกลุ่มโหลดสามารถหาได้จาก

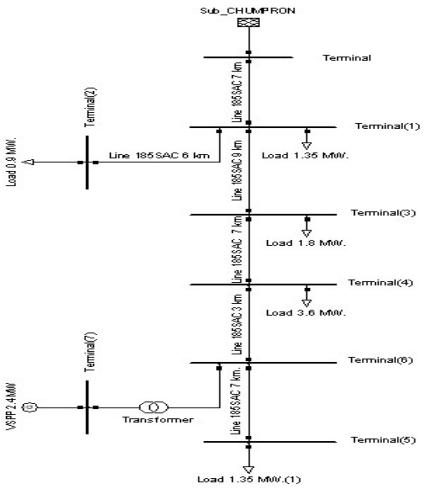
ระยะทาง(km) = {(1.35 MW x 7 km)+(1.80 MW x 16 km)+(3.60 MW x 23 km)+ (1.35 MW x 33 km)+(0.90 MW x13 km)}/(1.35 MW + 1.80 MW + 3.60 MW + 1.35 MW + 0.90 MW)

= 19.70 km

สำหรับการหาค่าเฉลี่ยของขนาดโหลดสามารถหาได้จากการเก็บข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้าย่อย ตารางที่ 3 แสดงตัวอย่างข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้าชุมพร ดังนั้นค่าเฉลี่ยของโหลดสามารถหาได้จาก

โหลด (MW) = {(5.63 MW x 22 วัน)+(5.33 MW x 4 วัน)+(4.68 MW x 4 วัน)}/(30 วัน)

= 5.46 MW



รูปที่ 4 ผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยชุมพรวงจรที่ 6

6. ข้อมูลโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ในงานวิจัยนี้ได้ใช้ข้อมูล DG ที่เชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีจำนวน DG ทั้งสิ้น 28 รายซึ่งมีข้อมูลในเรื่องของกำลังไฟฟ้าติดตั้ง และสถานที่ของ DG ดังแสดงตามตารางที่ 4

7. ผลการวิจัย

เพื่อศึกษาผลกระทบของ DG ที่เชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงได้ทำการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นเมื่อ DG จ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นเมื่อไม่มี DG อยู่ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากตารางที่ 1 พบว่ากรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG สามารถเกิดเหตุการณ์ได้ 12 เหตุการณ์ ดังตามตารางที่ 2 และสำหรับกรณีที่มีการติดตั้ง DG จะสามารถเกิดเหตุการณ์ได้ 384 เหตุการณ์ อย่างไรก็ตามบางเหตุการณ์ที่ไม่สามารถเกิดขึ้นได้จริงคือ Event Code ใน Location 1 ที่มีลักษณะการติดตั้ง DG อยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลด ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดย่อมมากกว่าระยะทางจาก DG ถึงโหลดเสมอ เหตุการณ์ที่ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดน้อยกว่าระยะทางจาก DG ถึงโหลดจึงไม่สามารถเกิดขึ้นจริงได้ ดังนั้น จะเหลือเหตุการณ์ที่นำมาประมวลผลเพียง 264 เหตุการณ์เท่านั้น

จากการวิเคราะห์หากำลังไฟฟ้าสูญจะทำการเปรียบเทียบโดยให้กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG เป็นกรณีฐาน และให้กรณีที่มีการติดตั้ง DG มาเปรียบเทียบผลต่างในแต่ละ Event Code ที่มีหลักหน่วยและหลักสิบเหมือนกับกรณีฐาน ตัวอย่าง เช่น Event Code ที่ 00043 เป็นกรณีฐานที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดมากกว่า 20 km และมีโหลดขนาดมากกว่า5 MW ขึ้นไปจะมี Event Code ที่ 11143,11243,11343,...24443 ซึ่งเป็น Event Code ที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดมากกว่า 20 km และมีโหลดขนาดมากกว่า 5 MW ขึ้นไปเหมือนกรณีฐานมาเปรียบเทียบซึ่งจะได้ผลดังแสดงตามรูปที่ 5 และ 6

ตารางที่ 1 ความหมายของรหัสกรณีศึกษา

รหัส	หลักหมื่น ตำแหน่งการติดตั้ง	หลักพัน ขนาดของ DG	หลักร้อย ระยะทางจาก DG ถึง Load	หลักสิบ ระยะทางจาก Sub ถึง Load	หลักหน่วย ขนาดของ Load
0	ไม่มีการติดตั้ง DG	ไม่มีการติดตั้ง DG	ไม่มีการติดตั้ง DG	-	-
1	DG อยู่ระหว่าง Sub กับ Load	ไม่เกิน 3 MW (พิจารณาที่ขนาด 2 MW)	ไม่เกิน 5 km (พิจารณาที่ 3 km)	ไม่เกิน 5 km (พิจารณาที่ 2 km)	ไม่เกิน 2 MW (พิจารณาที่ขนาด 2 MW)
2	Load อยู่ระหว่าง Sub กับ DG	มากกว่า 3 MW แต่ไม่เกิน 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 4 MW)	มากกว่า 5 km แต่ไม่เกิน 15 km (พิจารณาที่ 10 km)	มากกว่า 5 km แต่ไม่เกิน 10 km (พิจารณาที่ 7 km)	มากกว่า 2 MW แต่ไม่เกิน 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 4 MW)
3	-	มากกว่า 5 MW แต่ไม่เกิน 7 MW (พิจารณาที่ขนาด 6 MW)	มากกว่า 15 km แต่ไม่เกิน 25 km (พิจารณาที่ 20 km)	มากกว่า 10 km แต่ไม่เกิน 20 km (พิจารณาที่ 15 km)	มากกว่า 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 6 MW)
4	-	มากกว่า 7 MW (พิจารณาที่ขนาด 8 MW)	มากกว่า 25 km (พิจารณาที่ 35 km)	มากกว่า 20 km (พิจารณาที่ 25 km)	-

ตารางที่ 2 รหัสกรณีศึกษา กรณีไม่มีการติดตั้ง DG

กรณีศึกษา	ตำแหน่งการติดตั้ง	ขนาดของ DG	ระยะทางจาก DG ถึง Load	ระยะทางจาก Sub ถึง Load	ขนาดของ Load	รหัส
1	0	0	0	1	1	00011
2	0	0	0	1	2	00012
3	0	0	0	1	3	00013
4	0	0	0	2	1	00021
5	0	0	0	2	2	00022
6	0	0	0	2	3	00023
7	0	0	0	3	1	00031
8	0	0	0	3	2	00032
9	0	0	0	3	3	00033
10	0	0	0	4	1	00041
11	0	0	0	4	2	00042
12	0	0	0	4	3	00043

ตารางที่ 3 ข้อมูลโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6

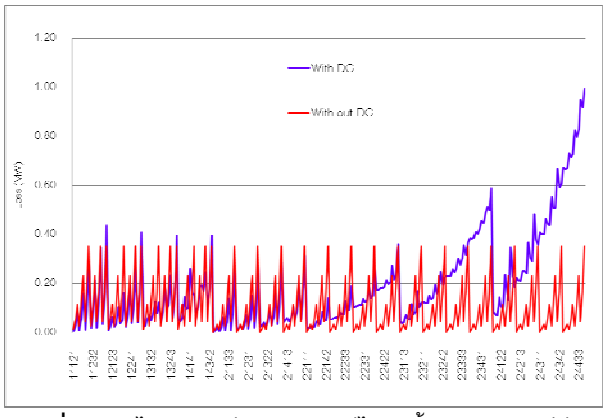
เวลา	กำลังไฟฟ้า (MW)		
	วันธรรมดา	วันเสาร์	วันอาทิตย์
1.00	4.00	3.40	3.40
2.00	4.10	3.40	3.40
3.00	3.90	3.50	3.40
4.00	4.20	4.00	3.60
5.00	4.70	4.60	3.70
6.00	5.00	4.90	4.20
7.00	5.40	5.10	4.50
8.00	5.50	5.30	4.60
9.00	5.80	5.60	4.50
10.00	5.90	5.70	4.80
11.00	6.10	5.90	5.10
12.00	6.20	6.00	5.00
13.00	6.00	5.90	4.70
14.00	6.10	5.80	4.80
15.00	6.00	5.90	5.10

ตารางที่ 3 (ต่อ)			
16.00	6.40	6.10	5.00
17.00	6.30	6.30	5.00
18.00	6.50	6.50	5.20
19.00	6.90	6.20	6.00
20.00	6.70	6.10	5.80
21.00	6.30	6.00	5.60
22.00	6.20	5.70	5.50
23.00	5.80	5.40	5.00
24.00	5.10	4.70	4.30
เฉลี่ย	5.63	5.33	4.68

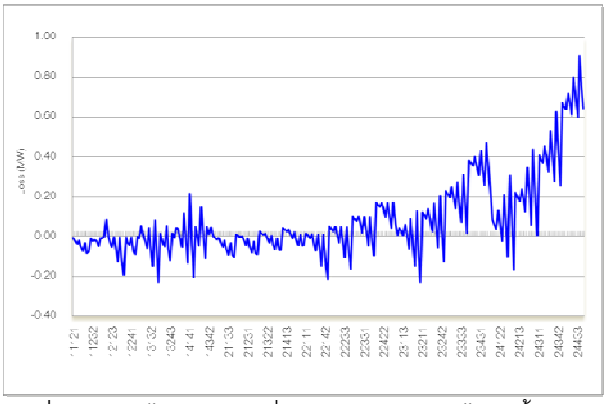
ตารางที่ 4 ข้อมูลโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ลำดับ	กำลังติดตั้ง (MW)	สถานที่ติดตั้ง*	จังหวัด
1	6.50	1	บุรีรัมย์
2	5.00	1	กาญจนบุรี
3	5.00	1	ร้อยเอ็ด
4	8.00	1	ร้อยเอ็ด
5	8.00	1	อุดรธานี
6	8.00	1	มุกดาหาร
7	8.00	1	หนองบัวลำภู
8	8.00	1	บุรีรัมย์
9	3.00	1	กาฬสินธุ์
10	6.80	1	ราชบุรี
1	2.00	1	กาญจนบุรี
12	5.00	1	อุดรธานี
13	3.00	2	ราชบุรี
14	7.50	2	อุบลราชธานี
15	5.00	2	กาฬสินธุ์
16	5.50	2	นครราชสีมา
17	8.00	2	บุรีรัมย์
18	4.00	2	อุทัยธานี
19	2.632	2	ร้อยเอ็ด
20	8.00	2	นครสวรรค์
21	8.00	2	ชุมพร
22	2.40	2	ชุมพร
23	4.00	2	สิงห์บุรี
24	3.00	2	ประจวบคีรีขันธ์
25	8.00	2	นครราชสีมา
26	8.00	2	นครราชสีมา
27	5.00	2	พิษณุโลก
28	8.00	2	สุรินทร์

* ตามที่กำหนดไว้ในตารางที่ 1



รูปที่ 5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียสำหรับกรณีไม่ติดตั้ง DG และกรณีมีการติดตั้ง DG



รูปที่ 6 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่แตกต่างระหว่างกรณีไม่ติดตั้ง DG กับกรณีมีการติดตั้ง DG

จากรูปที่ 6 สามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ออกเป็น 3 ช่วงดังนี้ ช่วงที่ 1 เริ่มจากรหัสกรณีศึกษา11121 ถึง 14343 เป็นตำแหน่งการติดตั้งที่ 1 มีลักษณะการติดตั้ง DG อยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับกลุ่มโหลด พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่ลดลง ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น คือกลุ่มหลักสิบและหลักหน่วยของรหัสกรณีศึกษาเป็น 31 และ 41 ซึ่งหมายถึงมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากกว่า 10 km ขึ้นไปและมีโหลดน้อยกว่า 2 MW

ช่วงที่ 2 เริ่มจากรหัสกรณีศึกษาที่ 21111 ถึง 22243 เป็นตำแหน่งการติดตั้งที่ 2 มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งติดตั้ง DG หลักพันและหลักร้อยของรหัสกรณีศึกษาไม่เกิน 2 หมายถึงขนาดของ DG ไม่เกิน 5 MW และระยะทางจาก DG ถึงกลุ่มโหลดไม่เกิน 15 km พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่ลดลง ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นเล็กน้อย คือ กลุ่มหลักหน่วยของรหัสกรณีศึกษาเป็น 1 ซึ่งหมายถึงมีโหลดน้อยกว่า 2 MW

ช่วงที่ 3 เริ่มจากรหัสกรณีศึกษาที่ 22311 เป็นต้นไป เป็นตำแหน่งการติดตั้งที่ 2 มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งติดตั้ง DG พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีที่ DG มีขนาดใหญ่ ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงคือกลุ่มที่มีหลักสิบและหลักหน่วยของรหัสกรณีศึกษาเป็น 33 และ 43 ซึ่งหมายถึงมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากกว่า 10 km และมีขนาดโหลดมากกว่า 5 MW

สำหรับผลการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียซึ่งพิจารณาจาก VSPP จำนวน 28 ราย ตามที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 4 โดยใช้วิธีการพิจารณาค่าถ่วงน้ำหนัก (Weighting Factor) จะได้ผลดังแสดงในตารางที่ 5 โดยหากค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าเป็นบวกแสดงว่าการมี DG ติดตั้งเข้าในระบบจำหน่ายจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น แต่หากกำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าเป็น ลบแสดงว่าการ DG ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

ตารางที่ 5 กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงเมื่อ DG เชื่อมโยงกับระบบจำหน่าย

ลำดับ	กรณีศึกษา	กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลง (%)
1	12123	-0.0161
2	12132	-0.0236
3	13122	-0.0305
4	13142	-0.0190
5	14122	-0.0189
6	14131	0.1503
7	14242	-0.0002
8	14342	0.0025
9	22111	0.1366
10	22112	0.0062
11	22142	-0.0250
12	23232	0.0174
13	23242	0.0051
14	23243	-0.0129
15	23341	0.2437
16	24111	0.7459
17	24131	0.2631
18	24132	0.0357
19	24142	0.0128
20	24222	0.1325
21	24321	1.1927
22	24332	0.1316
23	24333	0.0423
เฉลี่ย		2.9722

8. สรุป

จากการประมวลผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคโดย ตามรหัสกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ เทียบกันระหว่างขณะไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีมีการติดตั้ง DG เข้าระบบจำหน่าย พบว่าการที่มี DG ติดตั้งอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับกลุ่มโหลด ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้นกรณีที่มีปริมาณโหลดน้อยและมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมาก จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคเพิ่มขึ้น สำหรับในลักษณะการติดตั้งที่มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งการติดตั้ง DG พบว่าหาก DG มีขนาดเล็กถึงปานกลาง (ไม่เกิน 5 MW) และระยะทางจาก DG ถึงกลุ่มโหลดไม่มากนัก (ไม่เกิน 15 km) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้นระบบจำหน่ายที่มีปริมาณโหลดน้อยจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคเพิ่มขึ้น และหาก DG มีขนาดใหญ่ขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคจะยิ่งเพิ่มขึ้น ยกเว้นกรณีที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากและมีปริมาณโหลดมาก ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคจะลดลง

ผลการวิจัยจากการศึกษากลุ่มตัวอย่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจำนวน 28 ราย พบว่าเมื่อมีการติดตั้ง DG เข้าในระบบจำหน่าย 22 kV จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิคเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9722 ซึ่งสามารถนำผลการวิจัยดังกล่าวไปช่วยในการกำหนดค่าดำเนินการที่เหมาะสมและเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าจำหน่ายได้

9. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต/วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ และฝ่ายวิจัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒที่ให้การสนับสนุนทุนวิจัย และขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สนับสนุนข้อมูลการวิจัย

เอกสารอ้างอิง

1. Chiradeja, P. and Ramakumar, R. “Voltage Profile Improvement with Distributed Wind Turbine Generation – A Case Study” Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Canada, July 2003.
2. R. C. Dugan, and S. K. Price, “Issues for Distributed Generations in the US,” IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp. 121-126, January 2002.
3. สุรศักดิ์ อัศวชัยอนันต์ “ผลกระทบของคุณลักษณะการกระจายของโหลดที่แตกต่างกันที่มีต่อการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง” วารสารวิจัยพลังงาน ฉบับที่ 5 หน้า 76-87
4. ปฐมทัศน์ จิระเดชะ เอกสารประกอบการบรรยายเรื่องผลกระทบของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย