การศึกษาบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว

The study of reactive power ancillary service of VSPPs to support the distributed PV inverters installation from customers

พงศธร เรืองจันทร์[1], นพคุณ มีสุข[2] และ ภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย[3]

[1]pongsathornruangchan@gmail.com, [2]noppakun.mee@pea.co.th, [3]aekalter@hotmail.com

กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทคัดย่อ

ระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวจำนวนมากจะส่งผลกระทบให้เกิดปัญหาแรงดันเกิน ซึ่งสามารถแก้ปัญหาได้โดยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ บทความนี้แสดงการคิดต้นทุนการรักษาระดับแรงดันโดยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) เนื่องจากปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีการเรียกเก็บค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากรณีที่โรงไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยทำการศึกษาจากระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ผลการศึกษาพบว่ากรณีที่ระบบไฟฟ้ามี VSPPs ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งเป็น 8.0-MW ต้นทุนการรักษาระดับแรงดันของโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์จะมีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เนื่องมาจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะไม่มีค่าสูญเสียโอกาสจากการลดลงของกำลังไฟฟ้าจริง

คำสำคัญ: กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว

Abstract

The growing number of distributed PV inverters brings about certain problems in distribution systems and one of them is overvoltage. This problem could be alleviated by managing reactive power appropriately, particularly from very small power plants (VSPPs). This article demonstrates the method how to calculate the cost for doing so because these days PEA charges the power plants if they receive reactive power. Feeder no.7 of Ubonratchathani-2 substation is used to study. The results reveal that in the system with 8.0-MW VSPPs, cost of voltage regulation of inverter based VSPPs is higher than synchronous based VSPPs because there is no loss of opportunity cost from real power reduction in synchronous based VSPPs.

The manuscript received July 12, 2020; revised November 1, 2020; accepted December 21, 2020; available online August 31, 2021.

*Corresponding author: พงศธร เรืองจันทร์, กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรุงเทพมหานครฯ (E-mail: pongsathornruangchan@gmail.com)

Keywords: Reactive power, Ancillary service, Very small power producer, Distributed PV inverter

1. บทนำ

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก ส่งผลกระทบต่อปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบจำหน่ายที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) เชื่อมต่ออยู่ อาจส่งผลให้ กฟภ. ไม่สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามนโยบายภาครัฐที่ตั้งเป้าหมายในโครงการโซลาร์ภาคประชาชนปีละ 100 MW เป็นระยะเวลา 10 ปี [1] เนื่องมาจากขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมของ VSPPs จะส่งผลต่อแรงดันเกินในภาพรวมของระบบมากกว่าขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบจำหน่าย [2] ดังนั้น VSPPs จำเป็นต้องมีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary service) เพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันในระบบด้วยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ซึ่งจะทำให้สามารถเพิ่มขีดจำกัดกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ [3]

ตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ [4] ตัวอย่างเช่น ประเทศแคนนาดาได้กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญาการควบคุมแรงดัน จะได้รับเงินชดเชยเท่ากับค่าเสียโอกาสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มกำลัง สำหรับประเทศสหราชอาณาจักร มีหน่วยงาน National Grid Co. (NGC) เป็นผู้ดูแลโครงข่าย กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยประมาณ 2.40 U$/Mvarh ทั้งรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ โดยในอดีต NGC ต้องลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เมื่อ NGC ทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าในการชดเชยกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ ทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการจัดหาอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีได้ถึง 90%

วัตถุประสงค์ของบทความ เพื่อแสดงผลของต้นทุนการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ในการรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายของ กฟภ. เมื่อ VSPPs ช่วยรักษาระดับแรงดันในระบบไฟฟ้าในภาพรวมด้วยวิธีรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟแบบคงที่ โดยพิจารณาผลของประเภทของ VSPPs ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (Bio Gas) โรงไฟฟ้าชีวมวล (Bio Mass) โรงไฟฟ้าโคเจนเนอร์เรชั่น (Cogeneration) โรงไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar farm) และโรงไฟฟ้าขยะ (Waste) สำหรับเป็นแนวทางในการละเว้นค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ VSPPs ช่วยรักษาระดับแรงดันของระบบ

หัวข้อที่ 2 นำเสนอการคิดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. หัวข้อที่ 3 ต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs หัวข้อที่ 4 แบบจำลองระบบไฟฟ้า หัวข้อที่ 5 การศึกษาบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของ VSPPs หัวข้อที่ 6 ผลการศึกษาและอภิปราย ท้ายสุดหัวข้อที่ 7 สรุปผลการศึกษา

2. การคิดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ กฟภ.

การคิดค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Var charge) ของ กฟภ. นั้น [4-5] จะคิดจากความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (kVar) เฉลี่ย 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลหนึ่ง โดย kVar ที่เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง (kW) เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลหนึ่ง ส่วนเกินต้องเสียค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอัตรา 56.07 บาท/kVar แสดงได้ดังสมการที่ (1) และ (2)

$$\text{Total kVar charged} = Q_{absorb} - (0.6197 \times P_{peak_demand}) \quad (1)$$

$$\text{Total power factor cost (฿)} = \text{Total kVar charged} \times 56.07 \quad (2)$$

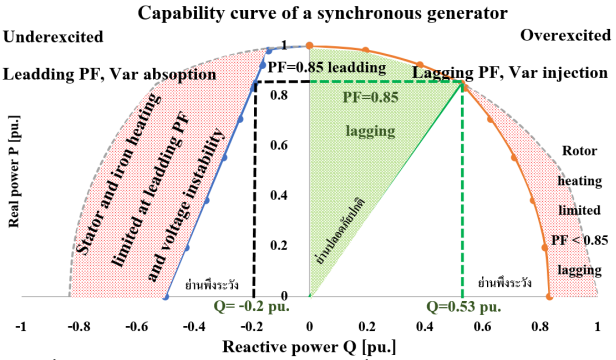
3. ต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. นอกจากจะสามารถแบ่งประเภทตามเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถแบ่งตามอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อส่วนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับกริด (Grid coupling converter) [6] สำหรับบทความนี้สามารถแบ่งได้ 2 เทคโนโลยี ได้แก่ เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสและเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์

โรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าโคเจนเนอร์เรชั่นและโรงไฟฟ้าขยะ โรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.1 เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะมีกราฟคุณลักษณะในการผลิตไฟฟ้า (Generator capability curve) [3] ซึ่งเป็นตัวที่กำหนดความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง การรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ตัวอย่างเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสมีพิกัด 10 MVA สามารถเดินเครื่องได้ที่ค่าประกอบกำลังไฟฟ้า (PF) มากกว่า 0.85 ในย่านปลอดภัยปกติ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ 0.53 pu. ที่ PF เป็น 0.85 ล้าหลัง ในทางตรงกันข้ามถ้าต้องการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำงานในย่านพึงระวังและต้องปรับ PF เป็น 0.85 นำหน้า ซึ่งจะสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้เพียง 0.2 pu. เพื่อไม่ทำให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเปรียบเสมือนว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง ทำให้อาจถูกเรียกเก็บค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 กราฟคุณลักษณะในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

ดังนั้น การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสช่วยรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของระบบ จะไม่ทำให้สูญเสียกำลังการผลิตไฟฟ้าในหน่วย MW เนื่องจากขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหน่วย MVA มีขนาดใหญ่กว่าพิกัดของกำลังไฟฟ้าจริงในหน่วย MW

3.2 เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์

การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบไฟฟ้านั้น จะทำการเชื่อมต่อผ่านอุปกรณ์ที่เรียกว่าอินเวอร์เตอร์ ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยอินเวอร์เตอร์จะทำงานตามกราฟคุณลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Capability curve of inverter) [1] ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังสมการที่ (3)

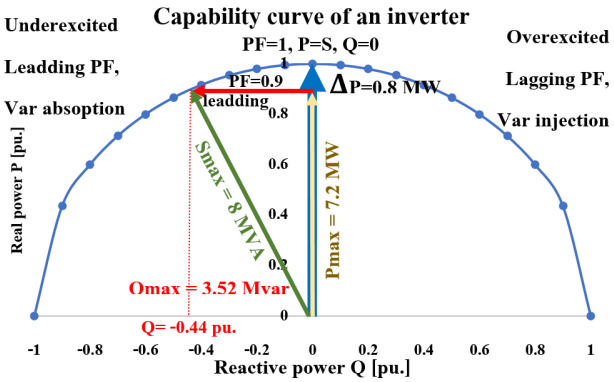
$$|Q|_{\max}(t) = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2(t)} \quad (3)$$

เมื่อ $Q_{\max}$ คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่อินเวอร์เตอร์สามารถรับหรือจ่ายได้

$S_{\max}$ คือ พิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์

$P_{\max}$ คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้

ตัวอย่างเช่น อินเวอร์เตอร์มีพิกัด 8 MVA ที่ PF เป็น 1.00 จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้ 8 MW ในขณะที่เมื่อปรับ PF เป็น 0.9 นำหน้า จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้ 7.2 MW แต่ก็สามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้สูงสุดเป็น 3.52 Mvar ดังรูปที่ 2



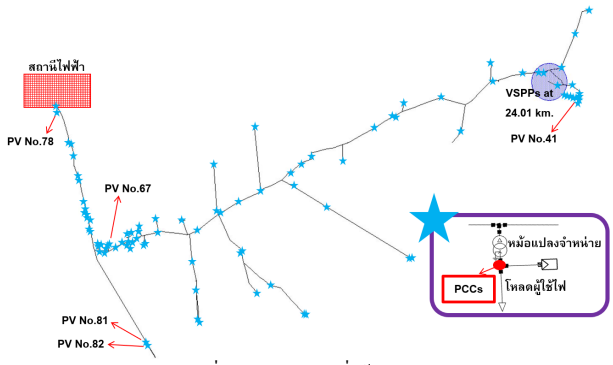
รูปที่ 2 กราฟคุณลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์

ดังนั้น การที่อินเวอร์เตอร์ช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟนอกจากจะทำให้สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าแล้ว อาจจะถูกเรียกเก็บค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ เนื่องมาจากโรงไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในขณะที่ไม่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าจริง

4. แบบจำลองระบบไฟฟ้า

4.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าที่ใช้ศึกษา

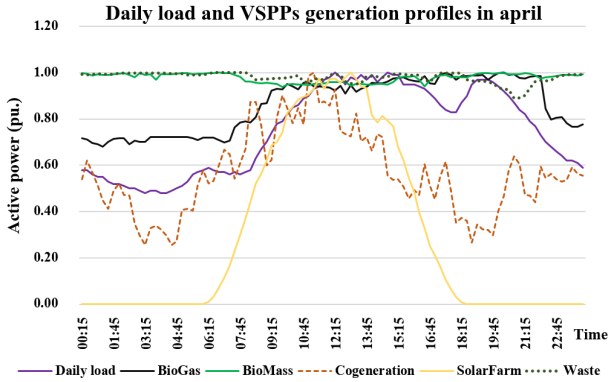
ทำการศึกษาจากระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 [1] ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) เชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยบทความนี้กำหนดให้ VSPPs ขนาด 8.0 MW ถูกติดตั้งตำแหน่งห่างจากสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นระยะทาง 24.01 กม. ระบบไฟฟ้ามีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น 103 ราย กระจายตัวในฟีดเดอร์ ความยาวของสายส่งในวงจรหลักประมาณ 25.27 กม. ดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ

4.2 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวัน

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิของสายป้อยวงจรที่ 7 เมื่อทำการวัดค่าที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง พบว่ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็น 2.92 MW ที่เวลา 14.30 น. แสดงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิในหน่วย pu. [1] ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันและ
การผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs ประเภทต่างๆ

4.3 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs

บทความนี้จะพิจารณาผลของ VSPPs ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าโคเจนเนอร์เรชั่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าขยะ ที่ส่งผลต่อต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs เพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 ราย โดยใช้ข้อมูลจริงของกำลังการผลิตไฟฟ้าในเดือนเมษายนปี 2562 สามารถแสดงค่าการผลิตไฟฟ้าที่ได้จาก VSPPs ประเภทต่างๆ ในหน่วย pu. ดังรูปที่ 4

4.4 การกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรม Power Factory DigSILENT 2019 เป็นแบบ Static Generator โดยถ้าผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดติดตั้งมีค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนเป็นดังสมการที่ (4)

$$\bar{S}_{Peakload,i} = P_{Peakload,i} + jQ_{Peakload,i} \quad (4)$$

เมื่อ $\bar{S}_{Peakload,i}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ในหน่วย kVA

$P_{Peakload,i}$ คือ ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ในหน่วย kW

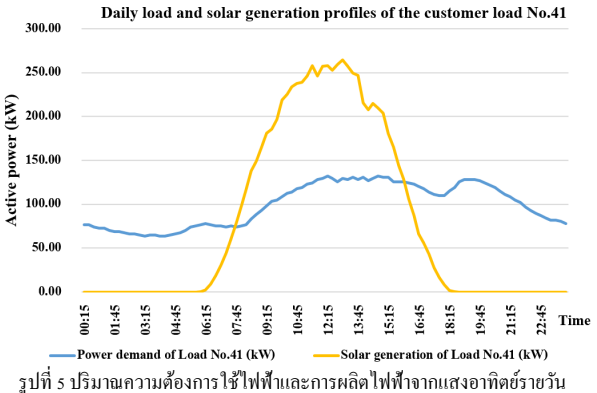
$Q_{Peakload,i}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ในหน่วย kvar

การกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย (Install Solar Capacity, kW) จะกำหนดให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ดังสมการที่ (5) เพื่อการันตีว่าจะมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เหลือใช้จ่ายเข้าระบบไฟฟ้า

$$\text{Install Solar Capacity}_i = 2 \cdot P_{Peakload,i} \quad (5)$$

เมื่อ i คือ ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ และ $i = \{1, 2, ..., 103\}$

เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้า จะกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้เท่านั้น กล่าวคือ ไม่มีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (PF=1) ตัวอย่างเช่น ผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ 41 มีค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด ($P_{Peakload,41}$) เป็น 132.31 kW ดังนั้น จะสามารถกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้สูงที่สุดเป็น 264.62 kW ที่เวลา 13.00 น. เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่ 41 จะเป็นดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์รายวัน
ของผู้ใช้ไฟฟ้าหมายเลขที่ 41

5. การศึกษาบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของ VSPPs

5.1 กรณี VSPPs ไม่มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

การศึกษานี้จะทำการเชื่อมต่อ VSPPs เข้ากับระบบจำหน่าย ได้แก่ โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าโคเจนเนอร์เรชั่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าขยะ ตามลำดับ

สำหรับ VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส จะกำหนดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 10 MVA เดินเครื่องในย่านปลอดภัยปกติ ที่ค่า PF เป็น 0.85 ล้าหลัง ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ 0.53 pu. ดังรูปที่ 1

สำหรับ VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ จะกำหนดพิกัดของอินเวอร์เตอร์เป็น 8 MVA ที่ PF เป็น 1.00 เพื่อไม่ให้สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าดังรูปที่ 2

วัตถุประสงค์ของการศึกษานี้ เพื่อแสดงให้เห็นว่ากรณีที่ VSPPs ไม่มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 รายได้ เนื่องจากเกิดปัญหาแรงดันเกิน 1.05 pu. ตามระเบียบ กฟภ. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [7]

5.2 กรณี VSPPs มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

การศึกษานี้จะทำการเชื่อมต่อ VSPPs เข้ากับระบบจำหน่าย โดยเชื่อมต่อ VSPPs ทีละประเภท มีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นว่ากรณีที่ VSPPs มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าจะสามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 รายได้ทั้งหมด แต่ กฟภ. จำเป็นที่จะต้องมีการชดเชยต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs โดยมีแนวคิดดังต่อไปนี้

5.2.1 VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส

กำหนดพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 10 MVA เดินเครื่องในย่านพึงระวัง ที่ค่า PF เป็น 0.85 นำหน้า ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะทำงานตามตามกราฟคุณลักษณะในการผลิตไฟฟ้าในรูปที่ 1 การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของระบบ จะไม่ทำให้สูญเสียกำลังการผลิตไฟฟ้าในหน่วย MW ทำให้ต้นทุนการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าจะมีแค่ค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ VSPPs รับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (1) และ (2) โดยปกติค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (Ppeak_demand) ของ VSPPs ที่ซื้อ กฟภ. เพื่อนำไปใช้ในกิจการการผลิตไฟฟ้า มีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ซึ่งสามารถประมาณค่า Total kVar charged ได้เท่ากับค่าความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Qabsorb) ที่โรงไฟฟ้ารับจากระบบ

5.2.2 VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์

กำหนดพิกัดของอินเวอร์เตอร์เป็น 8 MVA ที่ PF เป็น 0.9 นำหน้าจะสามารถรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้ตามตามกราฟคุณลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในรูปที่ 2 ทำให้สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และอาจจะถูกเรียกเก็บค่าปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ โดยค่าสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากผลต่างระหว่างหน่วยที่ผลิตได้ (MWh) กรณี PF เป็น 1.00 และหน่วยที่ผลิตได้ (MWh) กรณี PF เป็น 0.9 นำหน้า ซึ่งจะถูกคิดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) [8] สำหรับกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์อัตรา 5.66 บาท/kWh

6. ผลการศึกษาและอภิปราย

6.1 กรณี VSPPs ไม่มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

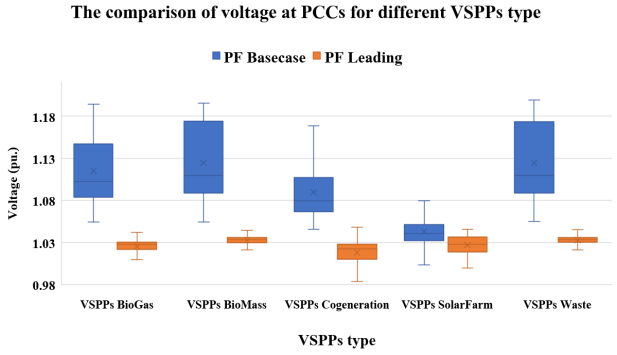
จากการศึกษาพบว่า VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เมื่อเดินเครื่องในย่านปลอดภัยปกติที่ PF เป็น 0.85 ล้าหลัง ทำให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อทุกจุดในระบบมีค่าสูงเกิน 1.05 pu. เพราะ VSPPs มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าระบบตลอดเวลาเป็นไปตามลักษณะของการผลิตไฟฟ้ารายวัน เช่นเดียวกับ VSPPs ที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ เมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานที่ PF เป็น 1.00 กล่าวคือ VSPPs ไม่สูญเสียโอกาสจากการลดลงของกำลังไฟฟ้าจริง จะทำให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยส่วนใหญ่มีค่าสูงเกิน 1.05 pu. ในขณะที่อินเวอร์เตอร์ไม่มีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าระบบ แสดงดังรูปที่ 6

ดังนั้น ในกรณีที่ VSPPs ไม่มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า จะทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 รายได้ เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณที่มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของตนเอง

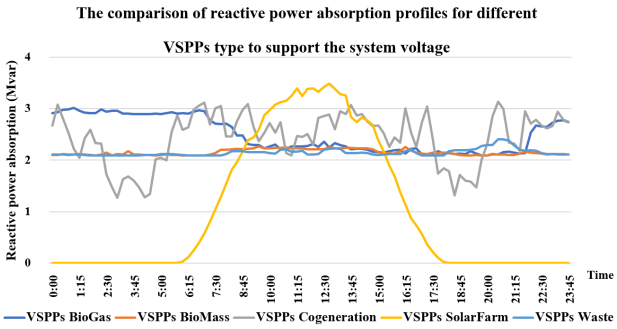
6.2 กรณี VSPPs มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

จากการศึกษาพบว่าเมื่อ VSPPs มีการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟหรือปรับ PF เป็น 0.85 นำหน้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสและปรับ PF เป็น 0.9 นำหน้าสำหรับอินเวอร์เตอร์ จะทำให้สามารถลดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าลงได้โดยไม่เกิน 1.05 pu. ตลอดทั้งวัน ทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 รายได้ แสดงดังรูปที่ 6

สำหรับปริมาณการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของ VSPPs ที่มีบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าจะเป็นไปตามลักษณะการผลิตไฟฟ้าของ VSPPs ประเภทต่างๆ โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ VSPPs ต้องการสูงสุดจะถูกจำกัดตามกราฟคุณลักษณะการทำของงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสและอินเวอร์เตอร์แสดงดังรูปที่ 7

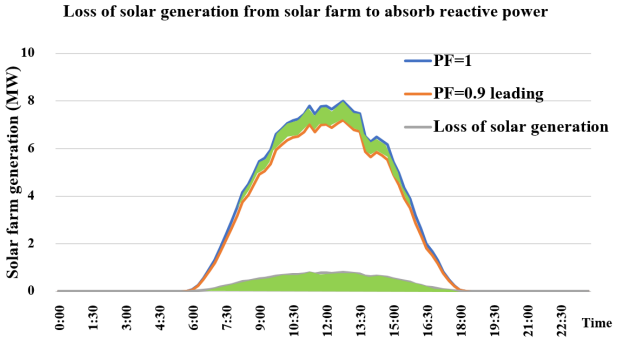


รูปที่ 6 เปรียบเทียบแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณี VSPPs ไม่มี (PF Basecase) และมี (PF Leading) บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า



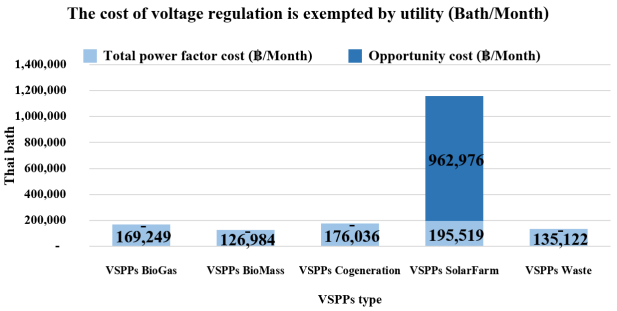
รูปที่ 7 ความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของ VSPPs แต่ละประเภท

การรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของอินเวอร์เตอร์จะทำให้สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้า คิดเป็น 5.67 MWh/วัน หรือ 32,092.20 บาท/kWh/วัน (คิดอัตรารับซื้อที่ 5.66 บาท/kWh) แสดงดังรูปที่ 8



รูปที่ 8 กำลังการผลิตไฟฟ้าที่สูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

เมื่อพิจารณาต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs แต่ละประเภท พบว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส จะไม่ทำให้สูญเสียกำลังการผลิตเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเปลี่ยนย่านการทำงานจากย่านปลอดภัยปกติเป็นย่านพึงระวัง คงเหลือเพียงแต่ค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า แต่สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์นอกจากจะสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าแล้วยังต้องเสียค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ถ้าใน 1 เดือนมี 30 วัน และในทุก ๆ วันทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและ VSPPs มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันและกำลังการผลิตไฟฟ้าจาก VSPPs เหมือนกันทุกวัน จะสามารถประมาณต้นทุนการรักษาระดับแรงดันของ VSPPs ที่ กฟภ. ต้องชดเชยแก่ VSPPs ดังรูปที่ 9



รูปที่ 9 ต้นทุนการรักษาระดับแรงดันของ VSPPs ใน 1 เดือน

7. สรุปผลการศึกษา

บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว สามารถคิดต้นทุนการรักษาระดับแรงดันสำหรับ VSPPs แต่ละประเภทได้จาก ค่าสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าและค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะไม่ทำให้สูญเสียกำลังการผลิต เนื่องจากขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสของโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีขนาดของพิกัด (MVA) ที่ใหญ่กว่าพิกัดของกำลังไฟฟ้าจริง (MW) แต่การเปลี่ยนย่านการทำงานจะต้องระวังไม่ให้เกิดสถานการณ์การสูญเสียเสถียรภาพของสนามกระตุ้น (Loss of excitation) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ค่าสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าจะมีค่าสูงมากกว่าค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เมื่อพิจารณาร่วมกันของโรงไฟฟ้าทุกประเภทจะพบว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์จะมีผลต่อการชดเชยค่ารักษาระดับแรงดันมากที่สุด ทำให้ กฟภ. ต้องชดเชยค่ารักษาระดับแรงดันในจำนวนเงินที่สูง เมื่อเทียบกับการละเว้นค่าปรับสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า แต่ก็แลกมาด้วยการที่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายได้มากขึ้น โดยที่ไม่จำเป็นต้องลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีประเภทอื่น ๆ อีกทั้งยังสามารถดำเนินการได้รวดเร็วกว่าการปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยวิธีอื่น ๆ เช่น การติดตั้งรีแอคเตอร์หรือคาปาซิเตอร์ เป็นต้น อีกทั้งยังสามารถดำเนินการได้รวดเร็ว เนื่องจากมีการเชื่อมต่ออยู่ในระบบอยู่แล้ว แต่ปัจจุบัน กฟภ. ยังไม่มีระบบและแนวทางการควบคุมสั่งการโรงไฟฟ้าเหล่านี้เพื่อรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้า ในอนาคตหากมีการก้าวเข้าสู่ตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี โรงไฟฟ้าเหล่านี้จะมีบทบาทสำคัญเพิ่มเติมจากปัจจุบัน ในด้านการให้บริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นสิ่งที่ต้องศึกษาเพิ่มเติมต่อไปทั้งในด้านระบบการวิเคราะห์ การควบคุมระบบไฟฟ้า การประเมินต้นทุนและอัตราค่าบริการที่เหมาะสม

เอกสารอ้างอิง

[1] กระทรวงพลังงานงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018)," กรุงเทพ, สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, เม.ย.2562.

[2] พงศธร เรืองจันทร์, ศุภณัฐ สถาวร และ ภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย, "การศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟด้วยอินเวอร์เตอร์ สำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว," ใน งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2562, ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนราชการเฉลิมพระเกียรติ แจ้งวัฒนะ กรุงเทพ, 23-24 ก.ย. 2562.

[3] พงศธร เรืองจันทร์, สุดธิดา ยะเรือนงาม, นพคุณ มีสุข และ ภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย, "การเพิ่มขีดจำกัดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่รองรับได้สำหรับระบบจำหน่ายโดยการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก," ใน งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2563, ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติ แจ้งวัฒนะ กรุงเทพ, 22-23 ก.ย. 2563.

[4] รองฤทธิ์ ฉัตรถาวร, "การคิดราคากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในต่างประเทศ," สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 20 มกราคม 2558.

[5] M. Hemsuree และ S. Chaitusaney, "Modeling of power factor charge for photovoltaic generation system based on its contribution to power systems," in 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Hua Hin Thailand, 2015.

[6] M. Braun, "Reactive Power Supply by Distributed Generators," in the Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 29 Nov 2007.

[7] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ.2559," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพ, 2559.

[8] กระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, "นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff," 22 มี.ค. 2559.