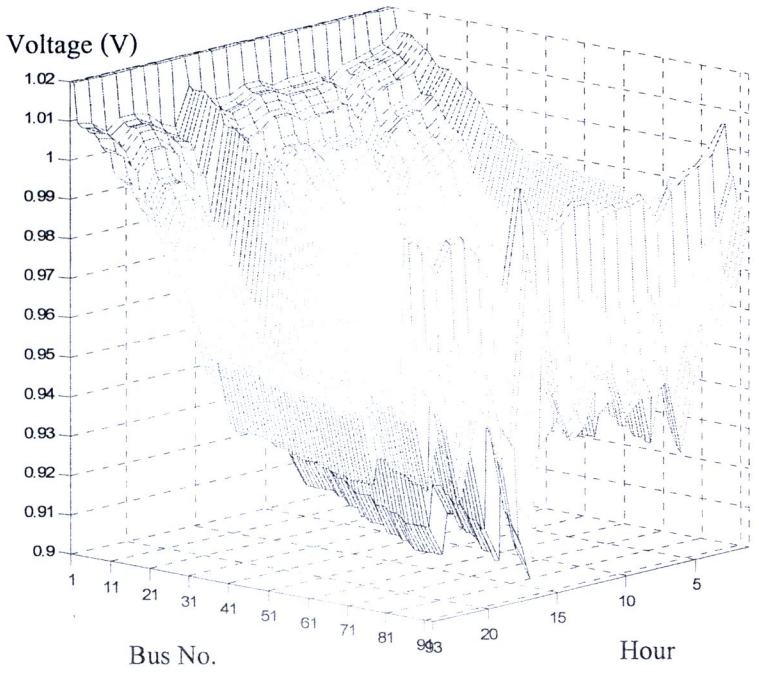
บทที่ 7
ผลการคำนวณ

ในบทนี้จะได้กล่าวถึงผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมง และพลังงานสูญเสียรวมในระบบ โดยใช้ระบบทดสอบตามที่นำเสนอในบทที่ 6 โดยผลการจำลองแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีและมี DG ขนาดคงที่ 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ในระบบ การนำเสนอผลและการคำนวณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม และการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงมากที่สุดโดยมีรายละเอียดดังนี้

7.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีไม่มี และมี DG ขนาด 7.5 MW

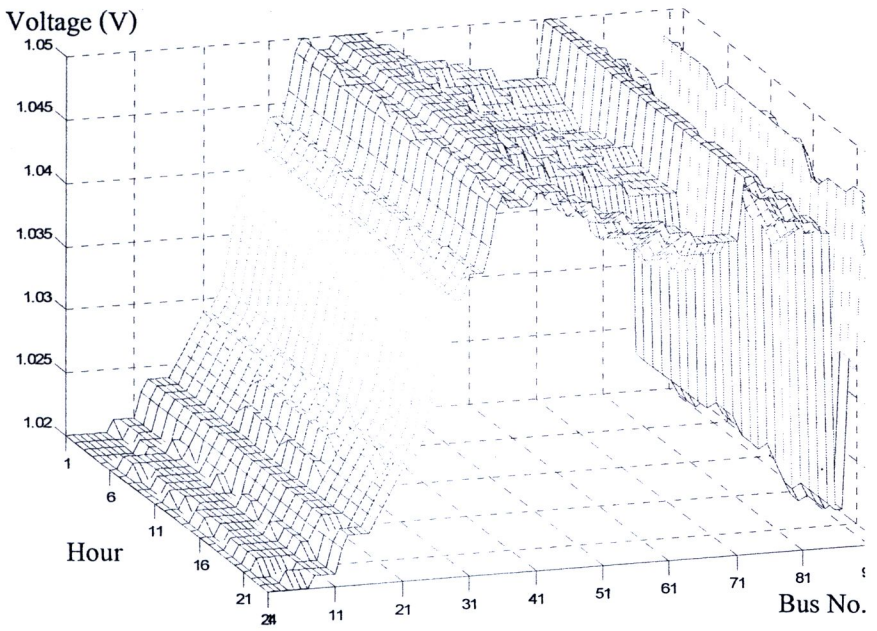
ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนนี้ถือเป็นสภาวะฐานสำหรับอ้างอิง และเพื่อทำการเปรียบเทียบกันระหว่าง กรณีก่อนที่จะมี DG ในโครงการ VSPP เกิดขึ้น กับกรณีที่ระบบมี DG แบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีกำลังการผลิตสูงสุด 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ ณ บัสที่ 42 โดยแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองกรณี แสดงได้ดังรูปที่ 7.1 และ 7.2 ตามลำดับ



รูปที่ 7.1 ขนาดแรงดันไฟฟ้าของระบบในกรณีที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่

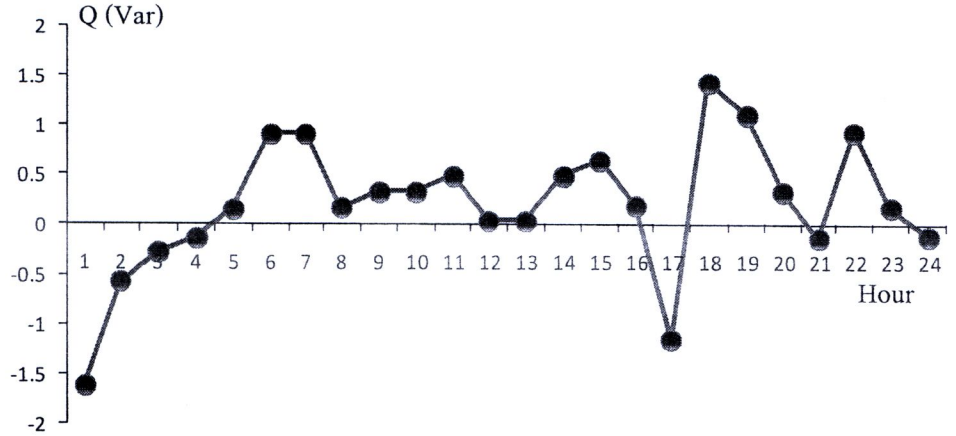
จากรูปที่ 7.1 พบว่าแรงดันไฟฟ้าของระบบมีแนวโน้มตกลงจากสถานีไฟฟ้าต้นทางที่มีการควบคุมอยู่ที่ 1.02 p.u. อย่างต่อเนื่อง เมื่อตำแหน่งโหลดอยู่ห่างออกไปจากสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้น โดยแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำสุด 9.05 p.u. ในชั่วโมงที่ 17 ณ บัสที่ 93 ถึงแม้ว่าในบางช่วงเวลาระบบจะมีการต่อ

คาปาซิเตอร์แบบที่สามารถสวิตช์ได้ (Switch Type Capacitor) ขนาด 1.5 MVar เพิ่มเติม ณ บัสที่ 36 แต่ก็พบว่าเพียงสามารถยกระดับแรงดันของระบบขึ้นมาได้เล็กน้อย



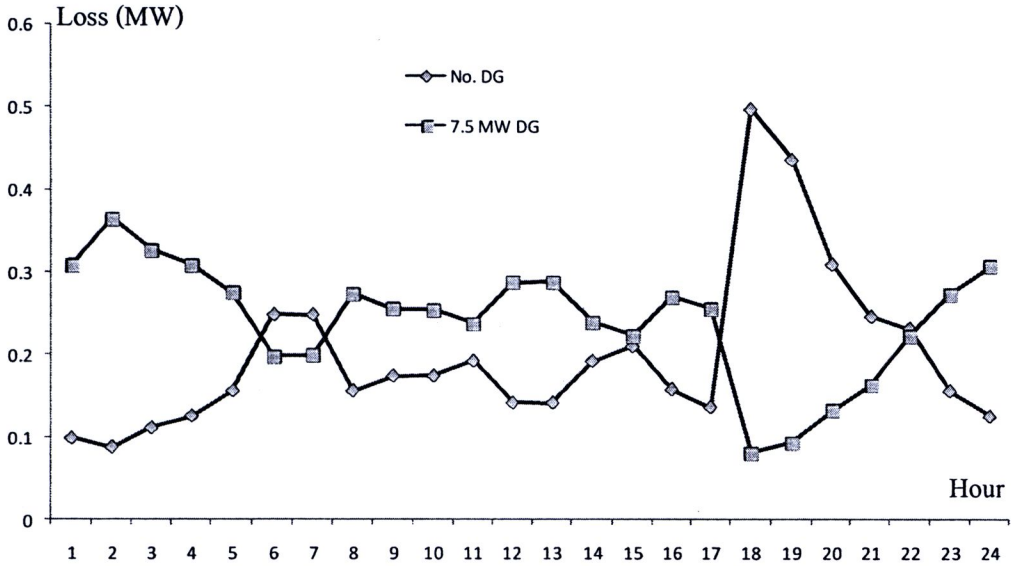
รูปที่ 7.2 ขนาดแรงดันไฟฟ้าของระบบในกรณีที่มี DG ขนาด 7.5 MW เชื่อมต่ออยู่ ณ บัสที่ 42

จากรูปที่ 7.2 พบว่าแรงดันไฟฟ้าของระบบมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากสถานีไฟฟ้าต้นทางจนถึงบัสที่ 36 และ 42 ที่ระบบมีแรงดันไฟฟ้าสูงสุด 1.05 p.u. เนื่องมาจากผลของการติดตั้งคาปาซิเตอร์และการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และจากการจำลองเมื่อปลดคาปาซิเตอร์ขนาด 1.5 MVar ออกจากบัสที่ 36 มีผลต่อรูปแบบการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของระบบเพียงเล็กน้อยเท่านั้น นอกจากนั้นพบว่าในบางช่วงเวลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบดังรูปที่ 7.3 เพื่อเป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของระบบให้ได้ที่1.05 p.u.



รูปที่ 7.3 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ DG จ่ายออก

โดยสรุป การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงออกสวนทางกับกำลังไฟฟ้าของระบบ (Form Counterflow) ทำให้แรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวมักเกิดขึ้นเสมอในระบบที่มี DG เมื่อวิเคราะห์ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.4



รูปที่ 7.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละชั่วโมง ในกรณีที่ไม่มีและมี DG ขนาด 7.5 MW ในระบบ

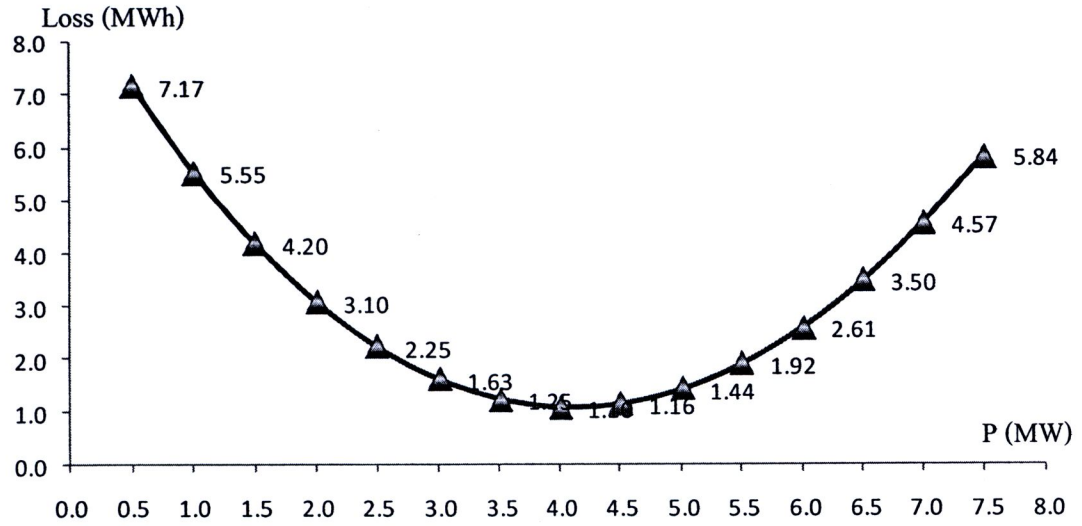
จากรูปที่ 7.4 พบว่าระบบที่ไม่มี DG จะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียมากในช่วงที่โหลดมีค่าสูง ถึงแม้ว่าการมี DG ขนาด 7.5 MW จะช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียลงในช่วงเวลานี้ แต่กำลังไฟฟ้าสูญเสียในชั่วโมงอื่นๆ ที่โหลดมีค่าน้อยกลับเพิ่มขึ้นมากเช่นกัน เมื่อคำนวณเป็นค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมตลอด 24 ชั่วโมง จะได้ว่า กรณีที่ไม่มีและมี DG มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย 4.764 และ 5.841 MWh ตามลำดับ โดยคิดเป็น 5.127 และ 6.286 เปอร์เซ็นต์ ของพลังงานไฟฟ้ารวมของโหลด 92.927 MWh จึงเห็นได้ว่าระบบทดสอบนี้มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น 1.159 และ 22.618 เปอร์เซ็นต์ เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้ารวมของโหลดและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเดิม ก่อนที่จะมี DG เชื่อมต่ออยู่ตามลำดับ

7.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม

ในหัวข้อนี้จะได้นำเสนอความสัมพันธ์ของปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา ที่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมและแนวทางการจัดการพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย ดังสามารถอธิบายได้ดังนี้

7.2.1 ผลกระทบของกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย

กำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญามีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมตลอด 24 ชั่วโมง โดยเมื่อมีการจำลองให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาของ DG ลดลงขั้นละ 0.5 MW จาก 7.5 MW ลงมาจนถึง 0.5 MW จะแสดงความสัมพันธ์ดังกล่าวดังรูปที่ 7.5



รูปที่ 7.5 ความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมกับปริมาณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา

จากรูปที่ 7.5 จะเห็นได้ว่ามีปริมาณซื้อขายตามสัญญาค่าหนึ่งที่มีผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าน้อยที่สุด โดยในงานวิจัยนี้จะได้นิยามปริมาณของกำลังซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาดังกล่าวเป็นค่า **"กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม"** ซึ่งสามารถคำนวณได้ ดังอธิบายในหัวข้อถัดไป

7.2.2 กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม

กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม หมายถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่ VSPP เสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Firm Power Purchase Agreement) ที่ทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบตลอดช่วงเวลาที่พิจารณาลดลงมากที่สุด โดยปัญหาดังกล่าวสามารถสร้างเป็นปัญหาการหาค่าที่เหมาะสม (Optimization Problem) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้พลังงานไฟฟ้าจริงสูญเสียในระบบรวมในช่วงเวลาที่พิจารณามีค่าน้อยที่สุด (Energy Loss Minimization) ดังอธิบายได้ในสมการที่ (7.1)

$$Minimize \quad E_{loss} = \sum_{t=1}^{T} \left(P_{Loss}^{t} \Delta t \right) \tag{7.1}$$

โดยที่

$$P_{Loss}^{t} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} \left| V_i^t \right| \left| V_j^t \right| \left| Y_{ij} \right| cos(\theta_{ij} - \delta_i^t + \delta_j^t), \quad \forall t \in T \tag{7.1a}$$

$$\left(P_{sch_i}^{t} + jQ_{sch_i}^{t} \right) = \sum_{j=1}^{N} \left(P_{ij}^{t} + jQ_{ij}^{t} \right), \quad \forall i \in N, \forall t \in T \tag{7.1b}$$

$$P_g^r = P_g^s, \quad \forall r \in T, \forall s \in T \tag{7.1c}$$

$$P_g^{min} \le P_g^t \le P_g^{max}, \quad \forall t \in T \tag{7.1d}$$

$$Q_g^{min} \le Q_g^t \le Q_g^{max}, \quad \forall t \in T \tag{7.1e}$$

$$V_k^{min} \le V_k^t \le V_k^{max}, \quad \forall k \in N, \forall t \in T \tag{7.1f}$$

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ห้องสมุดงานวิจัย

สมการที่ (7.1) เป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาที่ต้องการให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมในช่วงเวลาที่พิจารณามีค่าต่ำที่สุด โดยที่ตัวแปรควบคุม (Control Variable) คือกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจาก DG ตามปริมาณซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา ซึ่งกำหนดให้มีค่าคงที่ตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา โดยกำลังไฟฟ้าจริงที่สูญเสียในแต่ละช่วงเวลาเป็นฟังก์ชันของตัวแปรสถานะ (State Variable) ของระบบ ได้แก่ ขนาดแรงดันและมุมแรงดันไฟฟ้าของทุกโหลดบัสคำนวณได้ตามสมการที่ (7.1a) ดังที่นำเสนอในสมการที่ (5.20) ในบทที่ 5 เงื่อนไขสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าแสดงได้ดังสมการที่ (7.1b) ตามที่นำเสนอในหัวข้อ 5.1 ของบทที่ 5 โดยคำตอบของปัญหานี้คือค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ DG จ่ายออกแบบคงที่ตลอดช่วงเวลาที่พิจารณาดังสมการที่ (7.1c) ซึ่งทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องมีค่าอยู่ในพิกัดการจ่ายของ DG ตามอสมการที่ (7.1d) และ (7.1e) ตามลำดับ นอกจากนั้นแรงดันไฟฟ้าทุกโหลดบัสต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่กำหนด ดังอสมการที่ (7.1f)

เนื่องจากใช้แบบจำลองโหลดคงที่รายชั่วโมง ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรายชั่วโมงมีค่าเท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในชั่วโมงนั้น ในการคำนวณสมมติให้บัสต้นทางที่สถานีไฟฟ้าย่อยและบัสที่มี DG เชื่อมต่ออยู่มีการควบคุมขนาดของแรงดันไฟฟ้าให้คงที่ที่ค่า 1.02 และ 1.05 p.u. ตามลำดับ งานวิจัยนี้ได้เสนอวิธีการหาคำตอบ โดยการประมาณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา ตามสมการที่ (7.1) เป็นฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญา ขั้นตอนการคำนวณสามารถอธิบายได้ในหัวข้อถัดไป

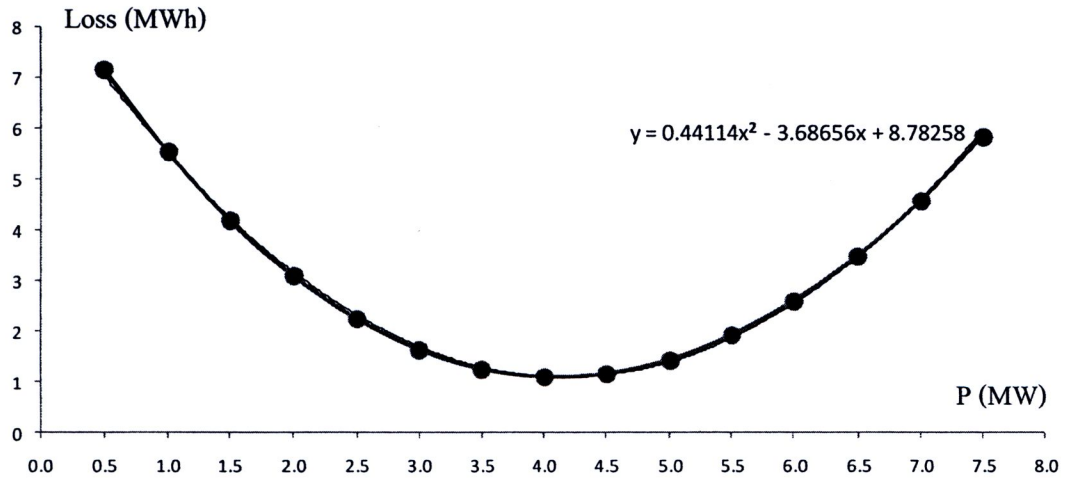
7.2.3 การคำนวณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม

จากรูปที่ 7.5 พบว่าความสัมพันธ์ของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบสามารถประมาณเป็นฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญา ได้ดังสมการที่ (7.2)

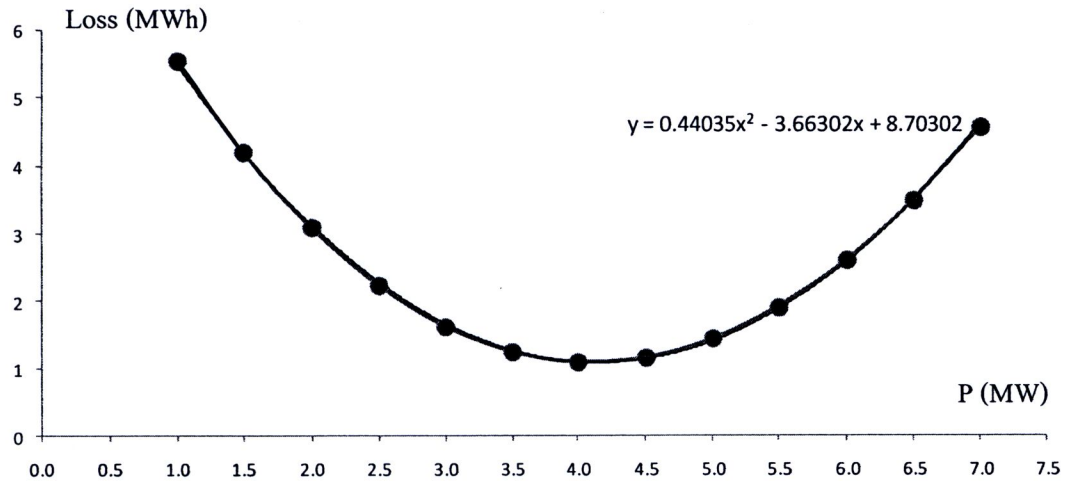
$$P_{loss} = A\left(P_g\right)^2 + B\left(P_g\right) + C \qquad (7.2)$$

โดยค่าสัมประสิทธิ์ A B และ C จากสมการที่ (7.2) คำนวณได้จากวิธีการปรับค่าตามกราฟให้เหมาะสม (Curve Fitting) โดยที่ผลรวมกำลังสองของค่าผิดพลาดมีค่าน้อยที่สุด (Least Square Error; LSE) ซึ่งการประมาณด้วยวิธีการนี้สามารถทำได้โดยใช้ฟังก์ชันด้านคณิตศาสตร์ ที่มีใช้งานทั่วไปในโปรแกรมด้านการคำนวณ โดยในงานวิจัยนี้จะใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการปรับค่าตามกราฟ

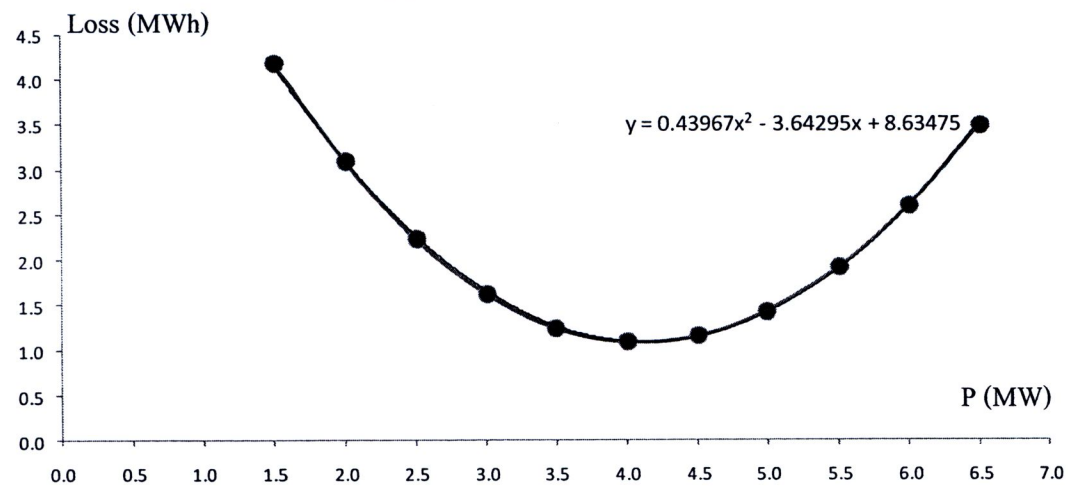
จากสมการที่ (7.2) ค่า **กำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม** คือ P_g ซึ่งมีค่าท่ากับ $-B/2A$ ความถูกต้องของคำตอบจากการประมาณด้วยวิธีนี้ ขึ้นอยู่กับจำนวนลและตำแหน่งของจุดจากกราฟที่ใช้ในการประมาณ เพื่อความสะดวกจะนำเสนอผลการคำนวณและวิเคราะห์จากกราฟของรูปที่ 7.5 โดยมีค่ากำลังไฟฟ้าของ DG ที่ 4 MW เป็นจุดกึ่งกลางกราฟ พบว่าเส้นแนวโน้มรวมทั้งสมการประมาณค่าในแต่ละกรณีแสดงได้ดังรูปที่ 7.6 – 7.12



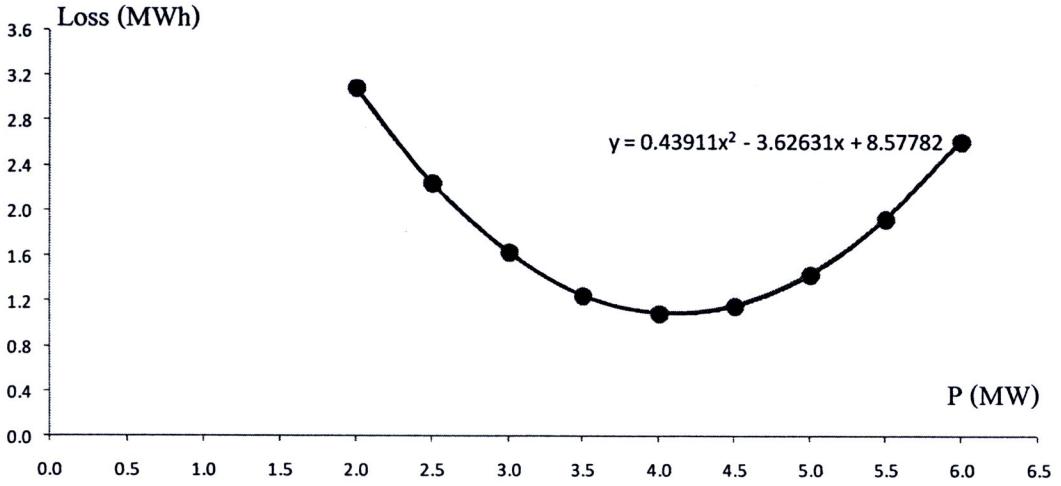
รูปที่ 7.6 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 0.5 – 7.5 MW



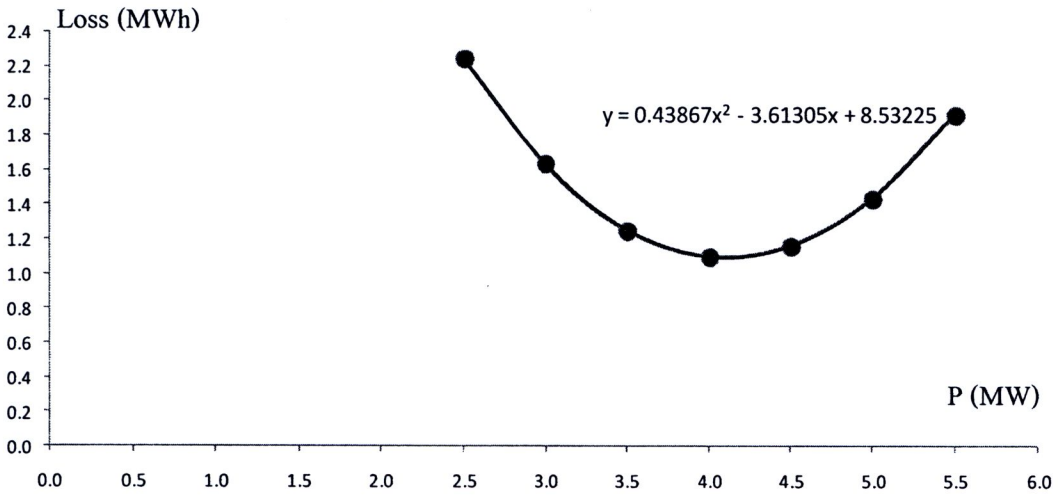
รูปที่ 7.7 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 1.0 – 7.0 MW



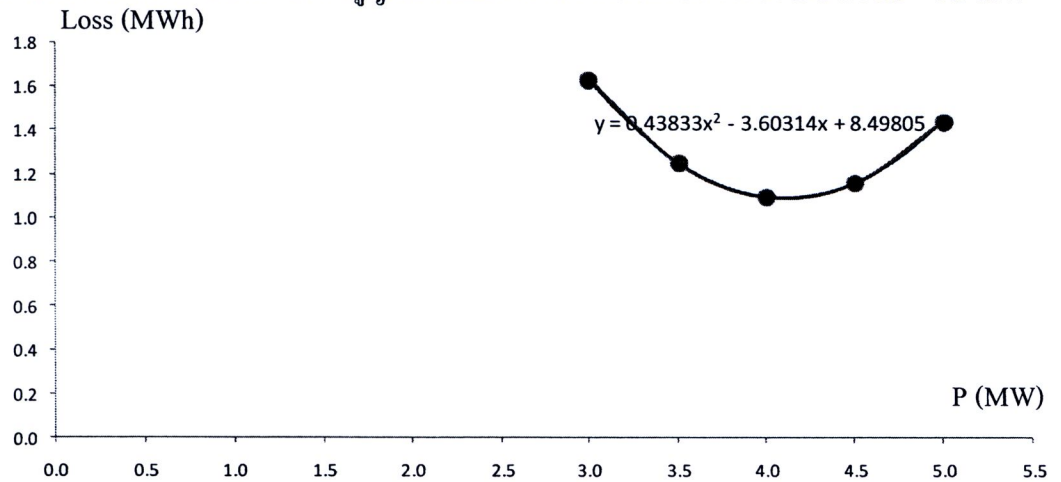
รูปที่ 7.8 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 1.5 – 6.5 MW



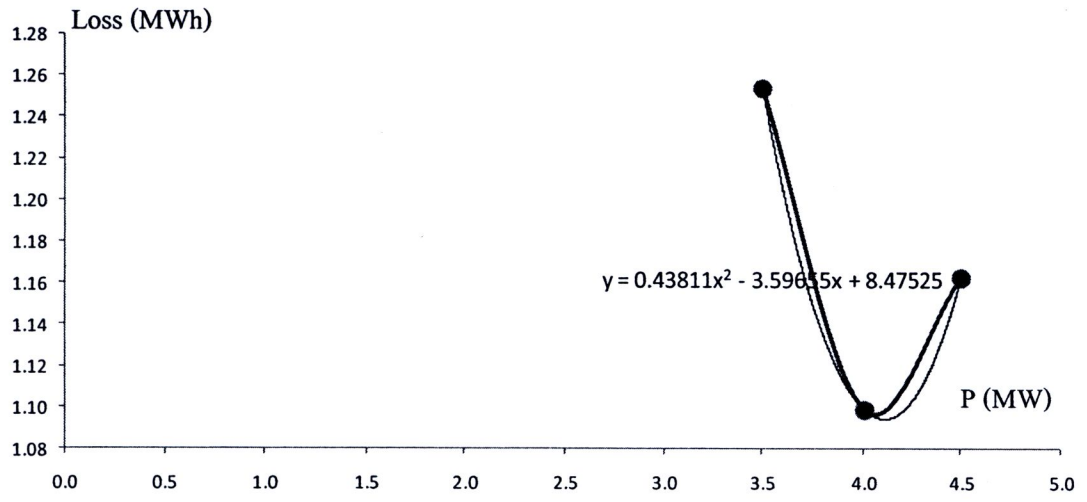
รูปที่ 7.9 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 2.0 – 6.0 MW



รูปที่ 7.10 เส้นแนวโน้มกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 2.5 – 5.5 MW



รูปที่ 7.11 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 3.0 – 5.0 MW



รูปที่ 7.12 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมประมาณจากกำลังไฟฟ้าของ DG ค่า 3.5 – 4.5 MW

จากสมการเส้นแนวโน้ม ตามรูปที่ 7.6 – 7.12 สามารถคำนวณหาค่า P_g ค่า LSE และค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมที่น้อยที่สุดของระบบได้ ดังสรุปในตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 สรุปผลการคำนวณจากรูปที่ 7.6 – 7.12

จำนวนจุด	สมการแนวโน้มกำลังสูญเสีย	Pg (MW)	LSE	พลังงานสูญเสีย (MWh)
3	$0.43811P^2$-3.59655P+8.47525	4.104620	8.92656E-10	1.09424554
5	$0.43833P^2$-3.60314P+8.49805	4.110077	2.91237E-06	1.09426805
7	$0.43867P^2$-3.61305P+8.53225	4.118187	3.13254E-05	1.09434938
9	$0.43911P^2$-3.62631P+8.57782	4.129159	0.000161615	1.09455057
11	$0.43967P^2$-3.64295P+8.63475	4.142823	0.000576916	1.09494755
13	$0.44035P^2$-3.66302P+8.70302	4.159214	0.001640688	1.09563781
15	$0.44114P^2$-3.68656P+8.78258	4.178447	0.003074483	1.09674528

จากตารางที่ 7.1 พบว่าเมื่อใช้จำนวณจุดน้อยกว่าในช่วงที่เป็นคำตอบในการประมาณ จะได้ค่าที่มีความถูกต้องมากกว่า เนื่องจาก LSE มีค่าน้อยกว่า ดังจะเห็นได้จากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบกรณีที่ประมาณโดยใช้สามจุดของรูปที่ 7.12 มีค่าน้อยที่สุด และมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งมีค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมมากที่สุดจากการประมาณโดยใช้สิบห้าจุดตามรูปที่ 7.6 ทั้งนี้เนื่องจากการที่ใช้จำนวนจุดมากและตำแหน่งของจุดห่างจากคำตอบที่เป็นจุดที่เหมาะสม จะทำให้วิธีการคำนวณโดยประมาณจากกราฟมีความคลาดเคลื่อนสูง ดังนั้นงานวิจัยนี้จะได้เสนออัลกอริทึมการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม โดยใช้จุดสามจุดที่ครอบคลุมบริเวณคำตอบ ดังจะได้อธิบายรายละอียดในหัวข้อถัดไป

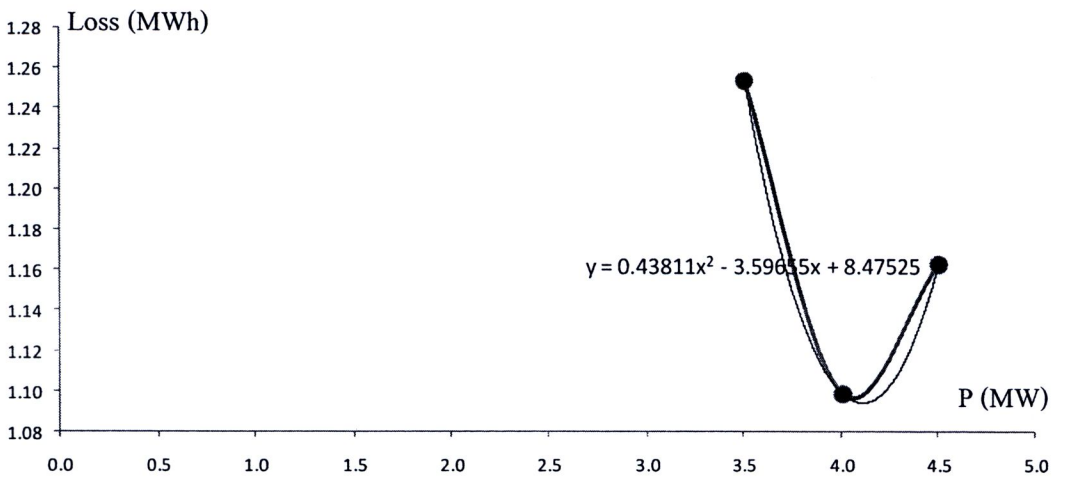
7.2.4 อัลกอริทึมการคำนวณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม

ปัญหาการคำนวณกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม เป็นรูปแบบของปัญหา การหาค่าที่เหมาะสมแบบ Convex Optimization เนื่องจากจุดเปลี่ยนเครื่องหมายของความชันกราฟเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียว ณ จุดที่มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุด ในงานวิจัยนี้ได้เสนออัลกอริทึมการหาคำตอบดังนี้

- กำหนดค่า P_g สามค่า โดยประมาณให้มีค่าทั้งน้อยกว่าและมากกว่าค่าที่เหมะสม
- คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจากค่า P_g ที่กำหนดขึ้น
- ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ด้วยฟังก์ชันกำลังสองของ P_g
- คำนวณหาค่าประมาณของ P_g ที่เหมาะสม ซึ่งมีค่าเท่ากับ $-B/2A$ ตามสมการที่ (7.2)
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ จุดที่เหมาะสม ด้วยสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า
- ตัดค่า P_g ที่ทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่ามากที่สุดจากทั้งสี่จุดนี้ออกไป เพื่อให้เหลือค่า P_g สามค่า สำหรับคำนวณในรอบถัดไป
- เริ่มกระบวนการประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมอีกครั้ง และดำเนินการไปเรื่อยๆ จนกระทั่งคำตอบลู่เข้าสู่ขอบเขตที่ยอมรับได้

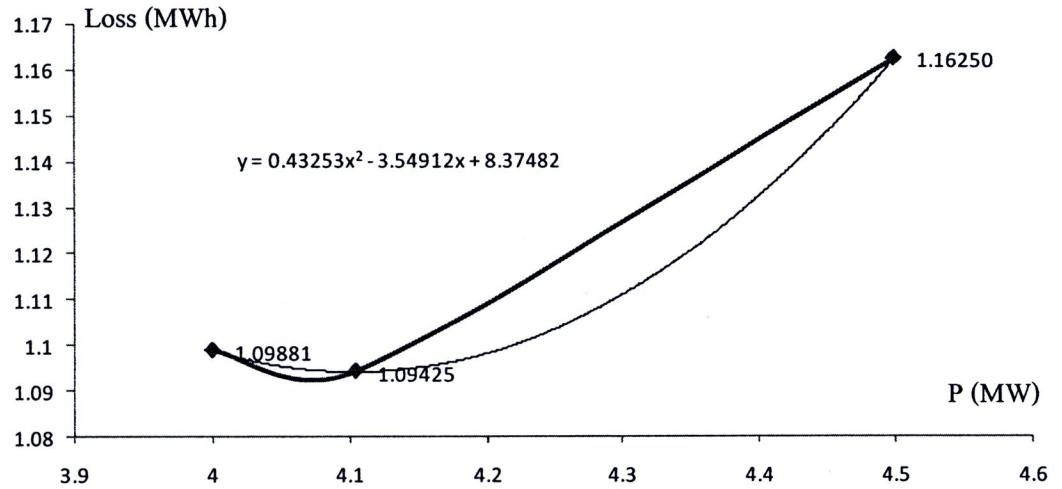
เพื่อความเข้าใจจะใช้ค่าการประมาณด้วยสามจุดจากตารางที่ 7.1 เป็นตัวอย่าง ดังนี้

- กำหนดค่า P_g สามค่า ได้แก่ 3.5 MW 4 MW และ 4.5 MW
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมจากค่า P_g ที่กำหนดขึ้น จะได้ค่าพิกัด 3 จุด ได้แก่ (3.5, 1.25419) (4.0, 1.09881), และ (4.5, 1.16250)
- ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมได้เป็น $0.43811P^2-3.59655P+8.47525$ ดังรูปที่ 7.13



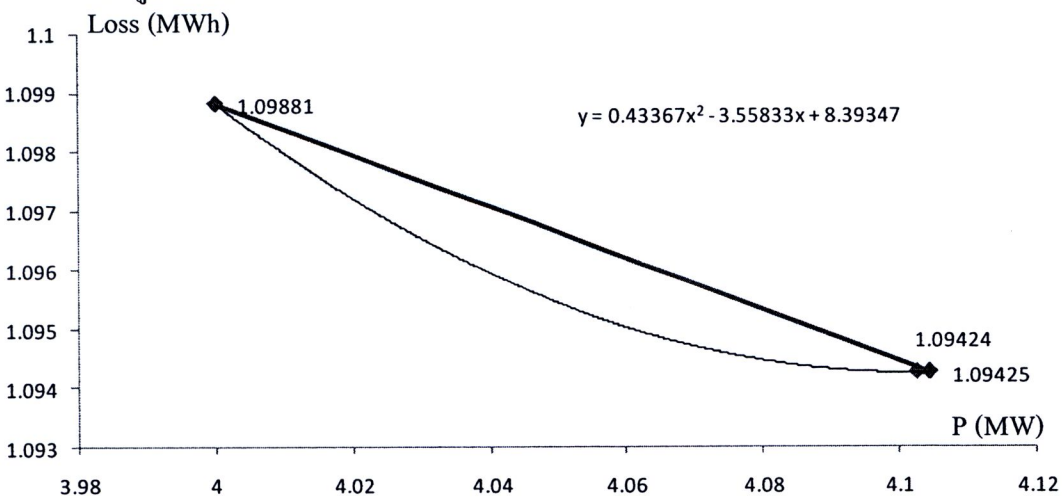
รูปที่ 7.13 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบแรก

- คำนวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10462 MW
- คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ P_g = 4.10462 MW ได้ 1.09425 MW
- ตัดค่า P_g = 3.5 MW ออก เหลือจุด (4.0, 1.09881) จุด (4.10462, 1.09425) และ จุด (4.5, 1.16250) ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานสูญเสียรวม เป็น $0.43253P^2 - 3.54912P + 8.37482$ ดังรูปที่ 7.14



รูปที่ 7.14 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบที่สอง

- คำนวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10274 MW
- คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ P_g = 4.10274 MW ได้ 1.09424 MW
- ตัด P_g = 4.5 MW ออก ประมาณเส้นแนวโน้มพลังงานสูญเสียจาก จุด (4.0, 1.09881) จุด (4.10274, 1.09424) และ จุด (4.10462, 1.09425) ได้เป็น $0.43367P^2 - 3.55833P + 8.39347$ ดังรูปที่ 7.15



รูปที่ 7.15 เส้นแนวโน้มพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของรอบที่สาม

- คำนวณหาค่า P_g ที่เหมาะสม คือ 4.10258 MW
- คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม ณ P_g = 4.10258 MW ได้ 1.09424 MW ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับค่าในรอบที่แล้วมาก ถือว่าลู่เข้าสู่คำตอบ

จากผลการคำนวณได้ค่ากำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญาที่เหมาะสม คือ 4.10258 MW เนื่องจากทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมต่ำสุด คือ 1.09424 MWh

อัลกอริทึมการคำนวณที่นำเสนอในหัวข้อนี้ จะได้นำไปใช้ในหัวข้อถัดไป ที่มีการนำเสนอในแนวทางการวางแผน **"การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม"**

7.3 การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

ค่ากำลังไฟฟ้าซื้อขายที่เหมาะสมตามสัญญาในหัวข้อที่แล้วเป็นการมองระบบในภาพรวม ซึ่งสามารถนำไปกำหนดเป็นนโยบายได้ในขั้นตอนของการวางแผน แต่เมื่อระบบมี DG ติดตั้งแล้ว การให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย สามารถพิจารณาเป็นช่วงเวลาหรือระดับโหลด ณ เวลาจริงที่ย่อยลงมาได้ ซึ่งจะทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมมีค่าลดลงได้มากกว่า ดังนั้นหัวข้อนี้จะได้นำเสนอแนวทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Distributed Generation Dispatch; ODGD) เป็นรายชั่วโมง ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

7.3.1 ปัญหาการวางแผนจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม จะได้คำตอบเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก DG ในแต่ละชั่วโมง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียในระบบมีค่าน้อยที่สุด ดังอธิบายในสมการที่ (7.3)

$$Minimize \quad E_{loss} = \sum_{t=1}^{T} \left(P^{t}_{Loss} \Delta t \right) \tag{7.3}$$

โดยที่

$$P^{t}_{Loss} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} |V^{t}_{i}||V^{t}_{j}||Y_{ij}| cos(\theta_{ij} - \delta^{t}_{i} + \delta^{t}_{j}), \quad \forall t \in T \tag{7.3a}$$

$$\left(P^{t}_{sch_i} + jQ^{t}_{sch_i} \right) = \sum_{j=1}^{N} \left(P^{t}_{ij} + jQ^{t}_{ij} \right), \quad \forall i \in N, \forall t \in T \tag{7.3b}$$

$$P^{min}_{g} \le P^{t}_{g} \le P^{max}_{g}, \quad \forall t \in T \tag{7.3c}$$

$$Q^{min}_{g} \le Q^{t}_{g} \le Q^{max}_{g}, \quad \forall t \in T \tag{7.3d}$$

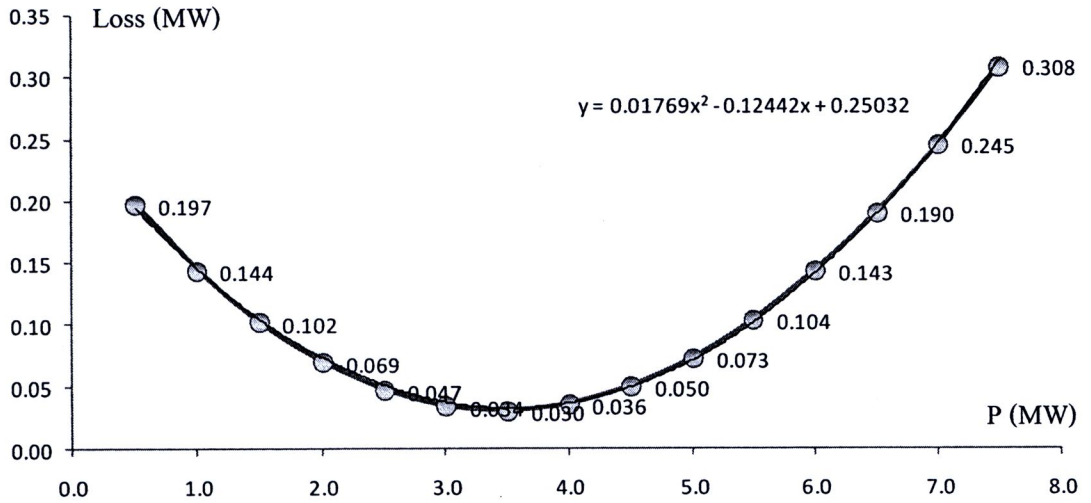
$$V^{min}_{k} \le V^{t}_{k} \le V^{max}_{k}, \quad \forall k \in N, \forall t \in T \tag{7.3e}$$

สมการที่ (7.3) เป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาที่ต้องการให้กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียรวมในระบบตลอดช่วงเวลาที่พิจารณามีค่าต่ำที่สุด ซึ่งมีวัตถุประสงค์คล้ายกับปัญหาการคำนวณกำลังไฟฟ้าซื้อ

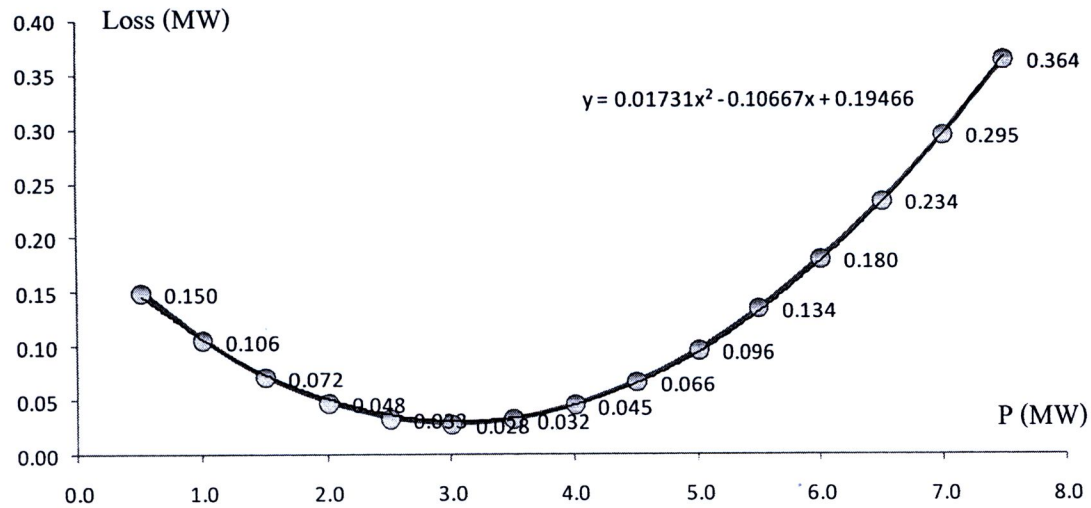
ขายตามสัญญาที่เหมาะสม ตามสมการที่ (7.1) ยกเว้นเงื่อนไขที่ DG ต้องมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าคงตลอดช่วงเวลาที่จะตัดออกไป โดยตัวแปรควบคุมของสมการ (7.3) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจาก DG ในแต่ละชั่วโมง ไม่จำเป็นต้องคงที่

7.3.2 การคำนวณการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม

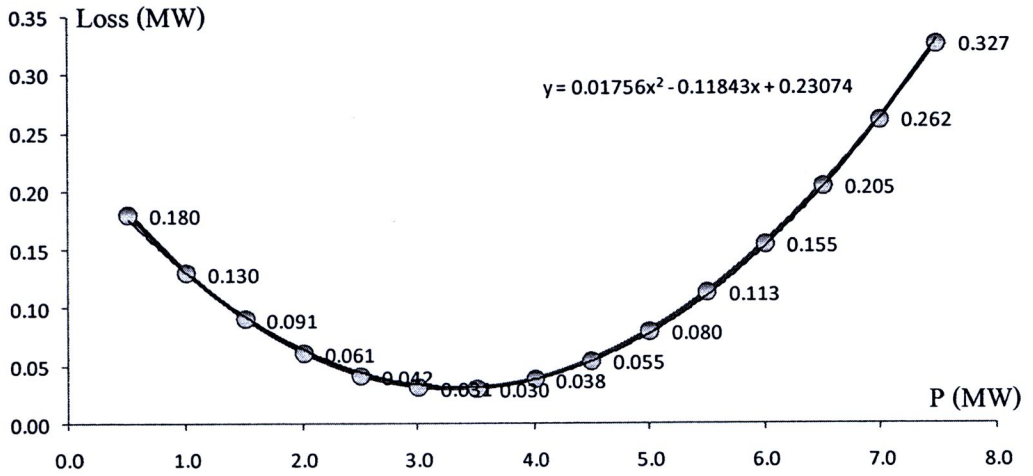
ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าที่ DG จ่ายเข้าสู่ระบบ กับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ในแต่ละชั่วโมง แสดงได้ดังรูปที่ 7.16 – 7.39



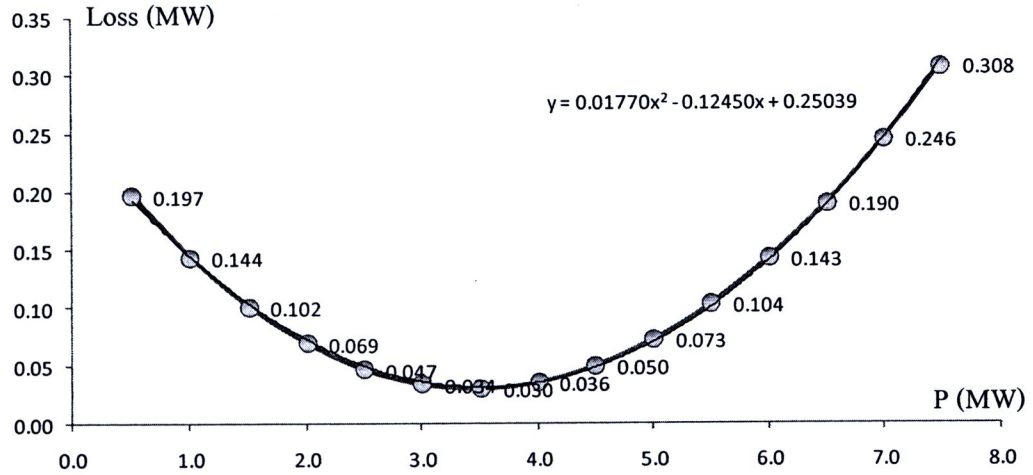
รูปที่ 7.16 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 1



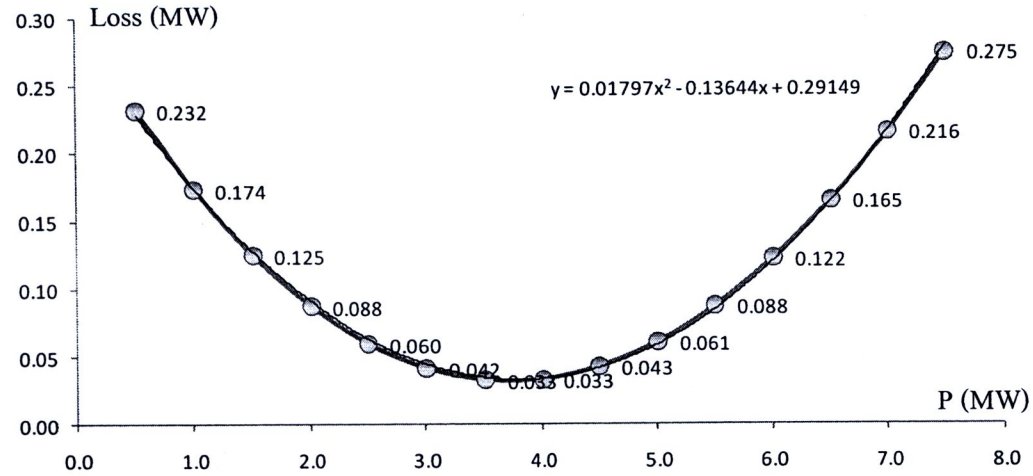
รูปที่ 7.17 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 2



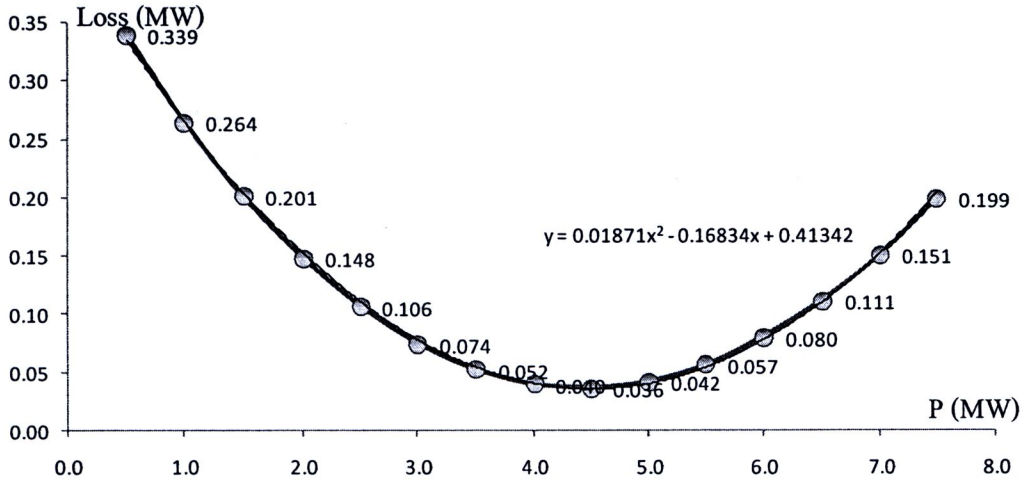
รูปที่ 7.18 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 3



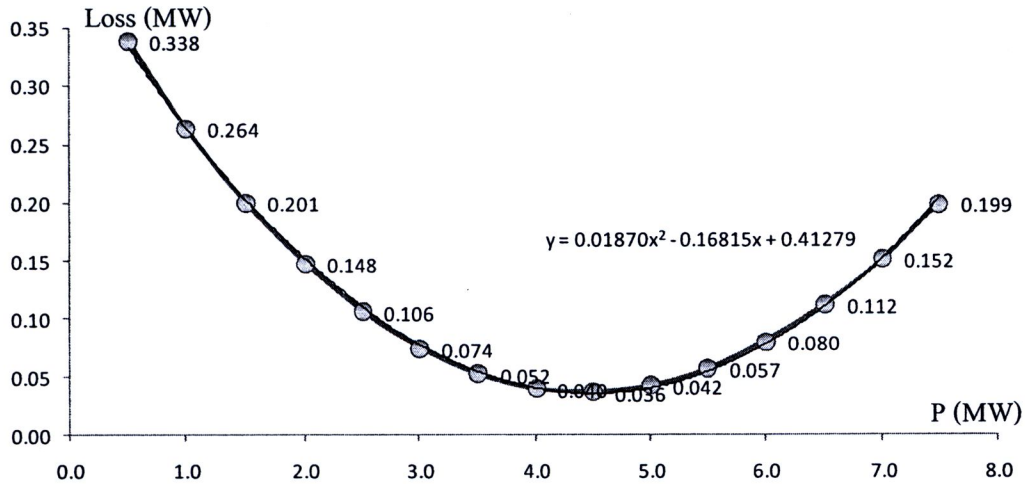
รูปที่ 7.19 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 4



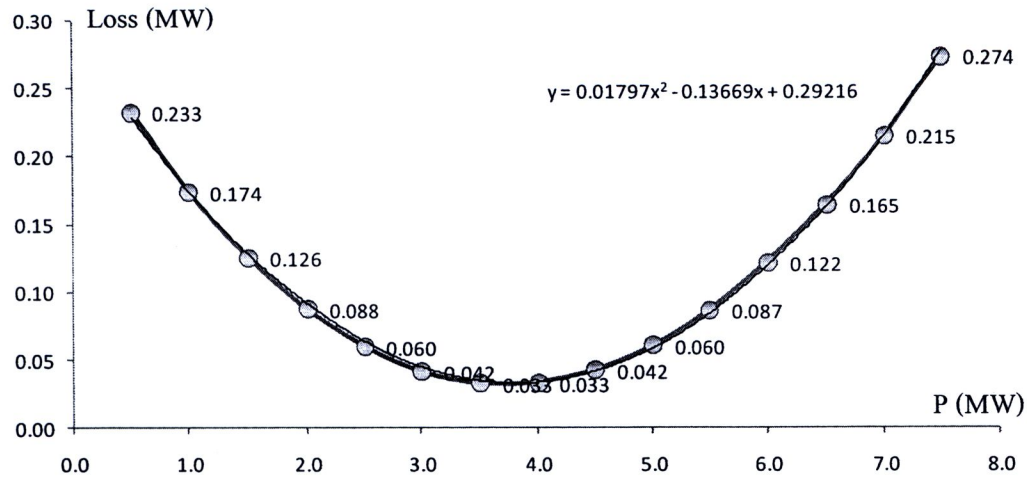
รูปที่ 7.20 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 5



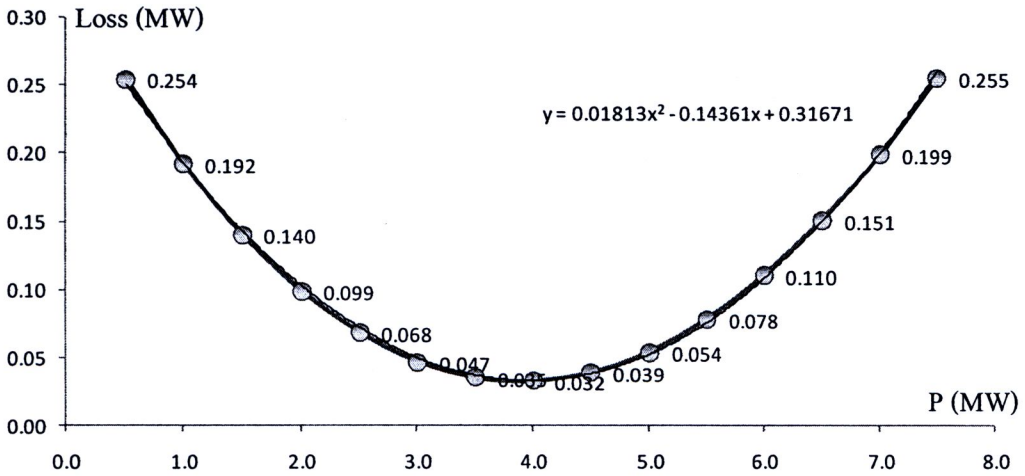
รูปที่ 7.21 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 6



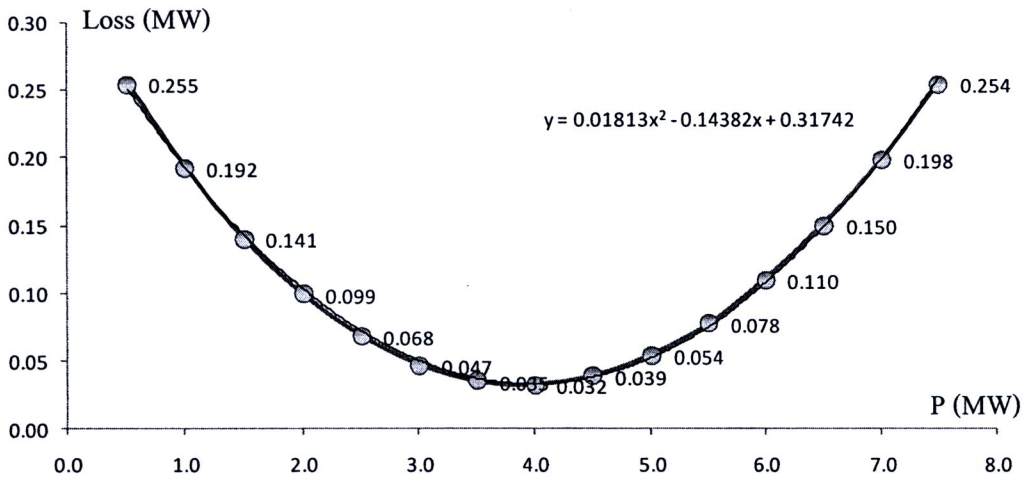
รูปที่ 7.22 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 7



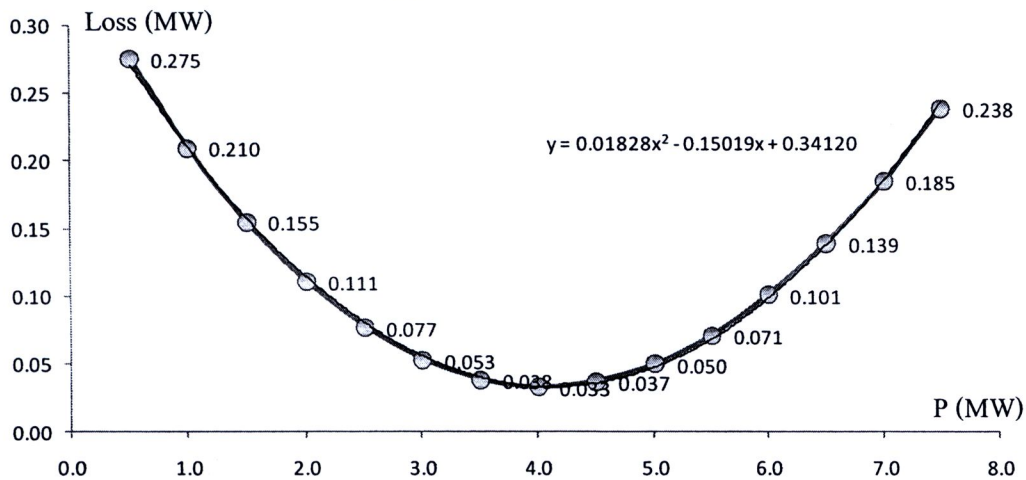
รูปที่ 7.23 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 8



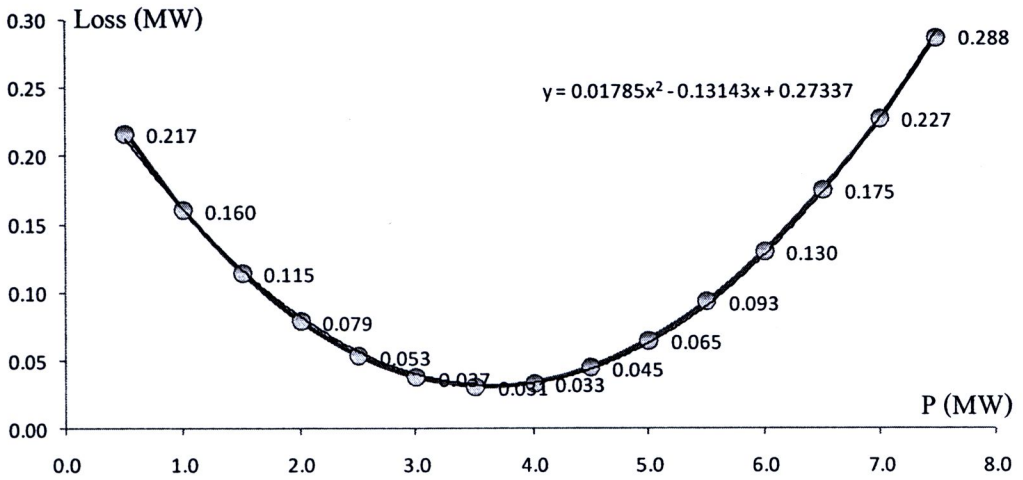
รูปที่ 7.24 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 9



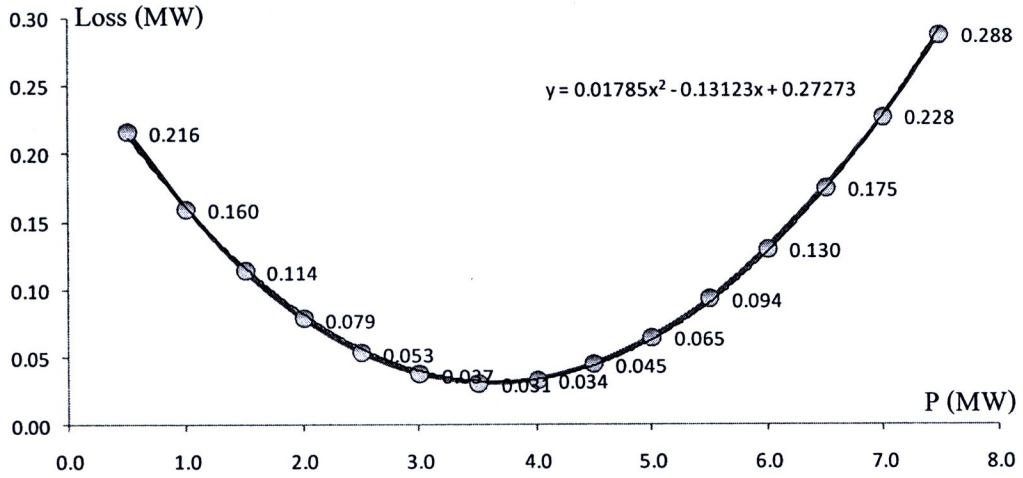
รูปที่ 7.25 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 10



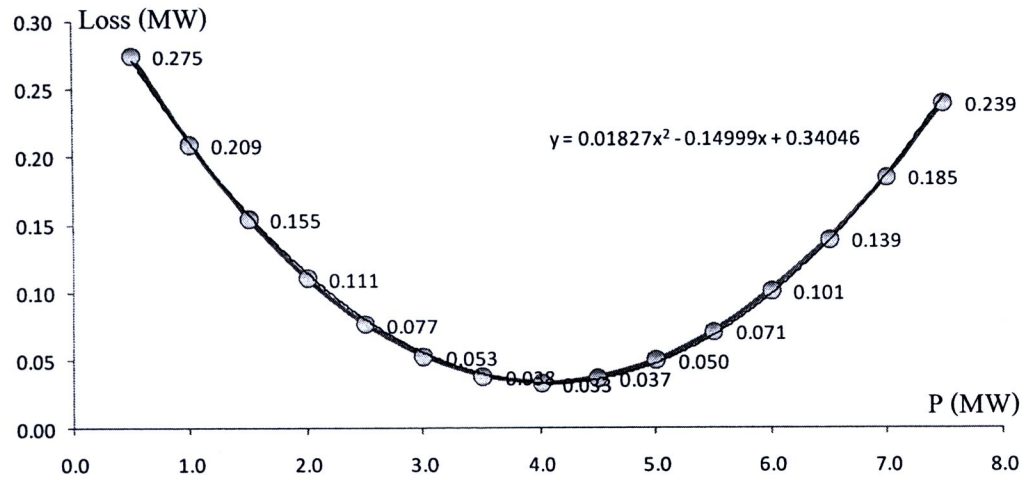
รูปที่ 7.26 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 11



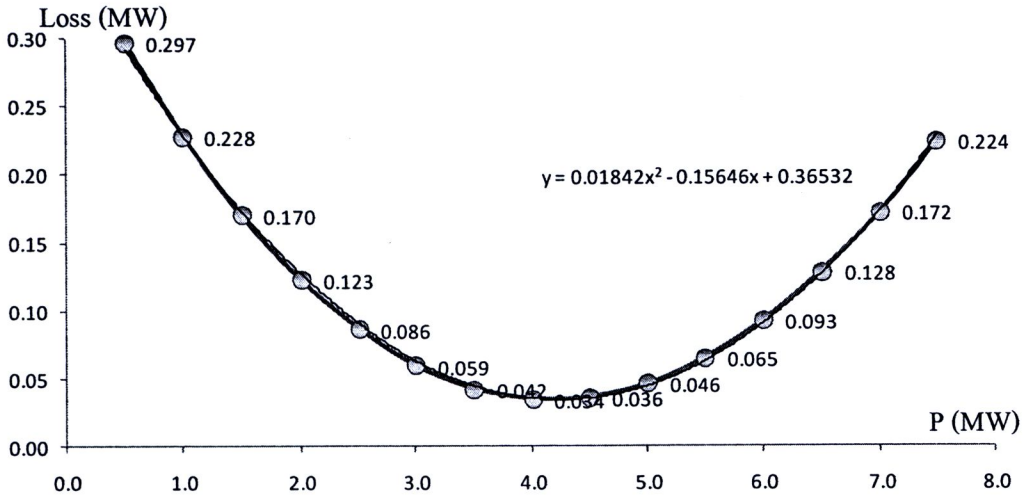
รูปที่ 7.27 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 12



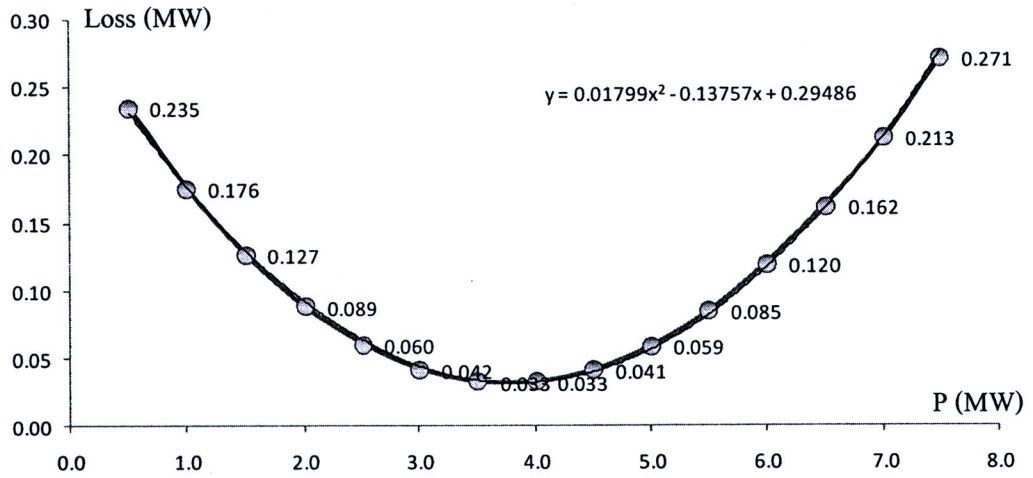
รูปที่ 7.28 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 13



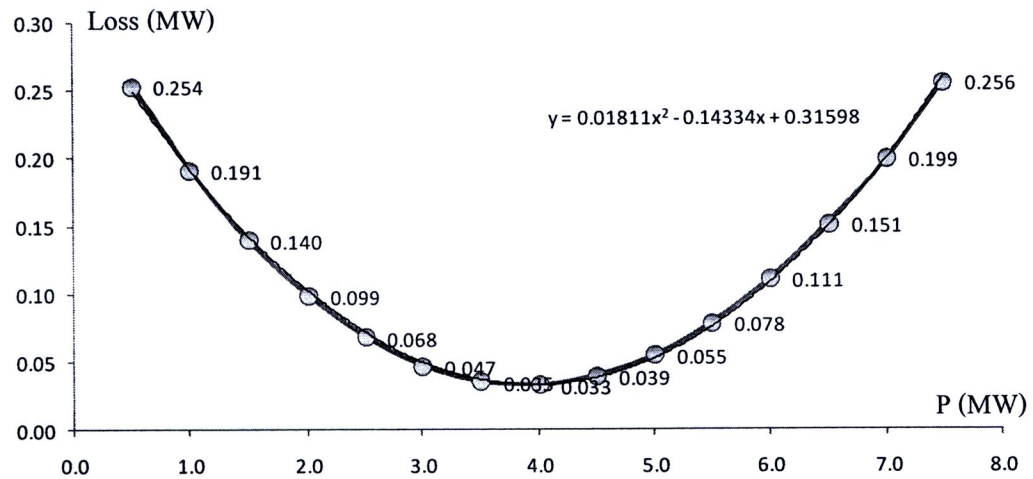
รูปที่ 7.29 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 14



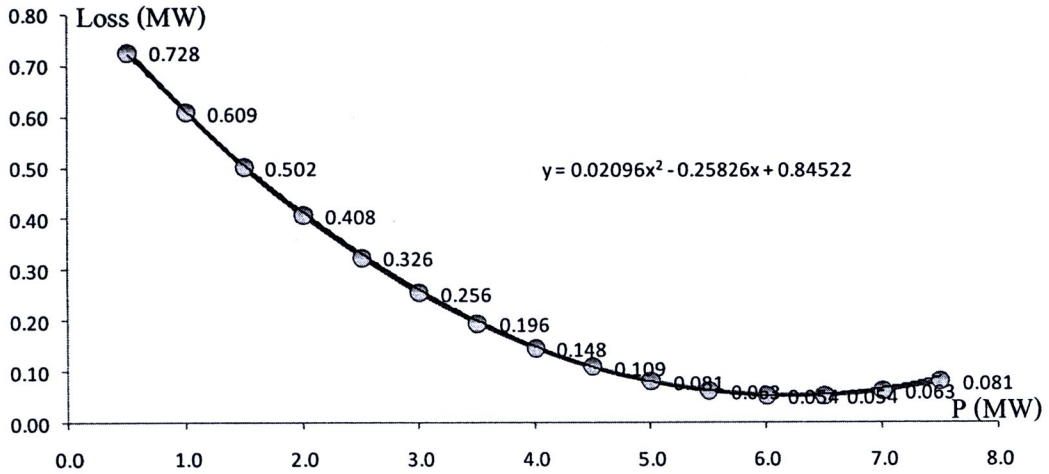
รูปที่ 7.30 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 15



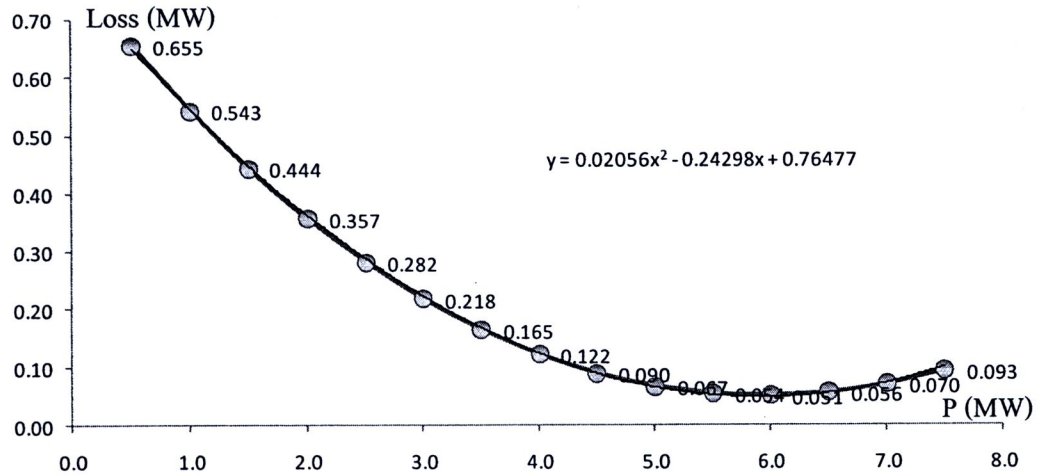
รูปที่ 7.31 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 16



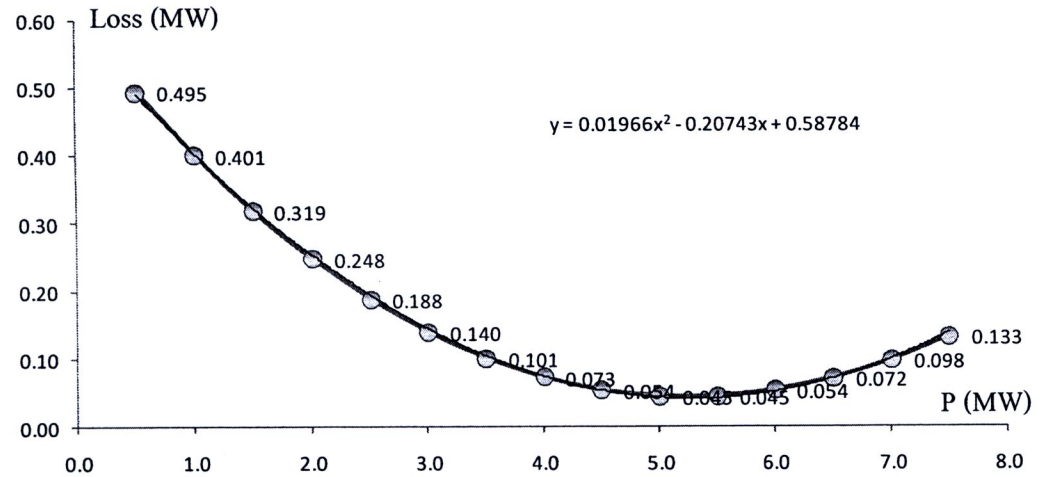
รูปที่ 7.32 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 17



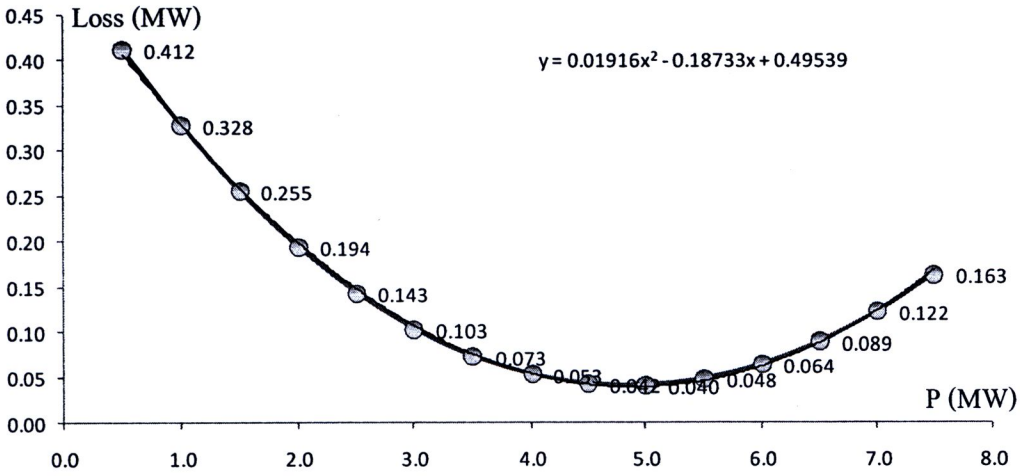
รูปที่ 7.33 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 18



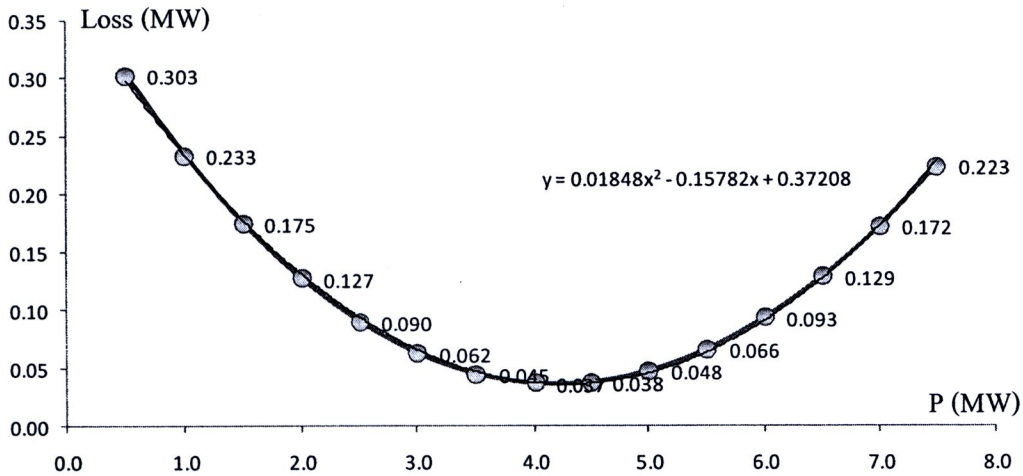
รูปที่ 7.34 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 19



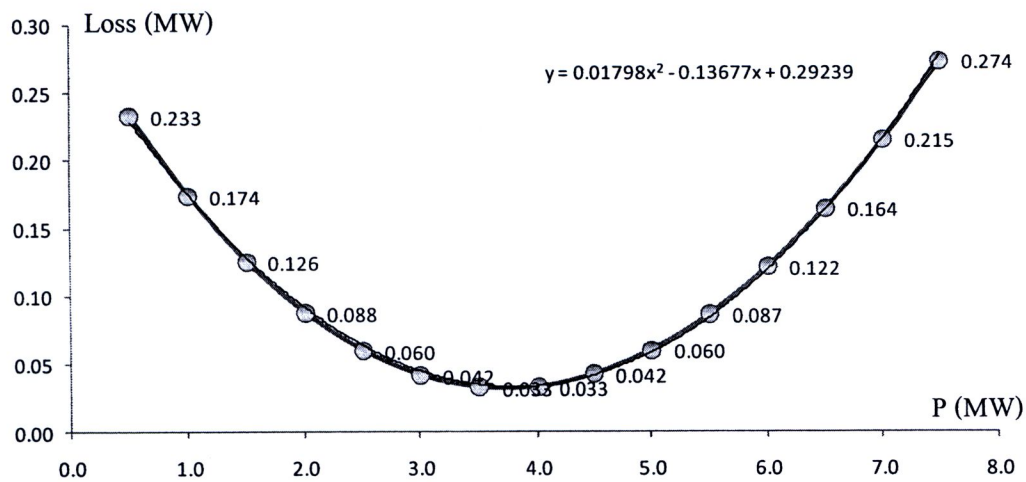
รูปที่ 7.35 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 20



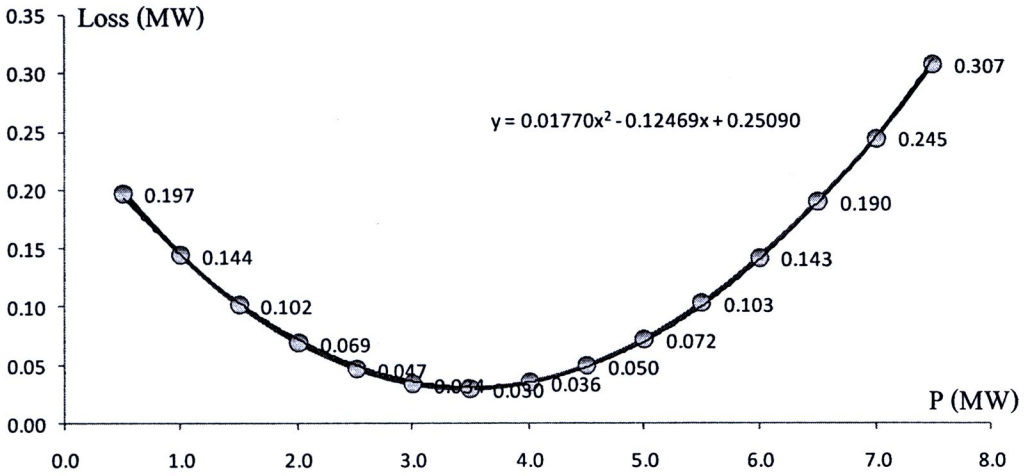
รูปที่ 7.36 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 21



รูปที่ 7.37 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 22



รูปที่ 7.38 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 23



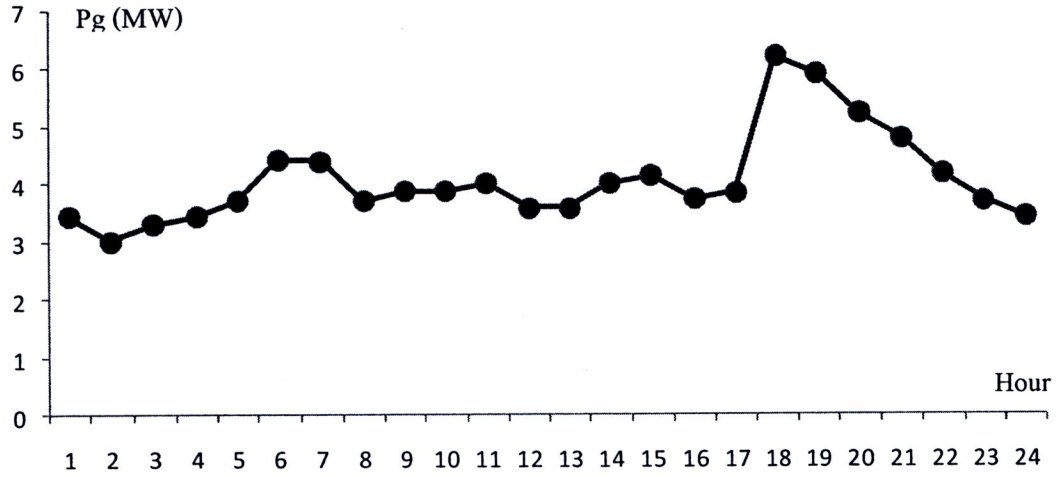
รูปที่ 7.39 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับค่ากำลังไฟฟ้าจาก DG ณ ชั่วโมงที่ 24

เนื่องจากรูปแบบโหลดในแต่ละชั่วโมงมีค่าแตกต่างกัน ทำให้กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละชั่วโมงที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากที่สุดมีค่าไม่เท่ากัน ดังสังเกตได้จากรูปที่ 7.16 – 7.39 เมื่อใช้วิธีการคำนวณในหัวข้อที่ 7.2.3 หาค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมจะได้ค่าในตารางที่ 7.2

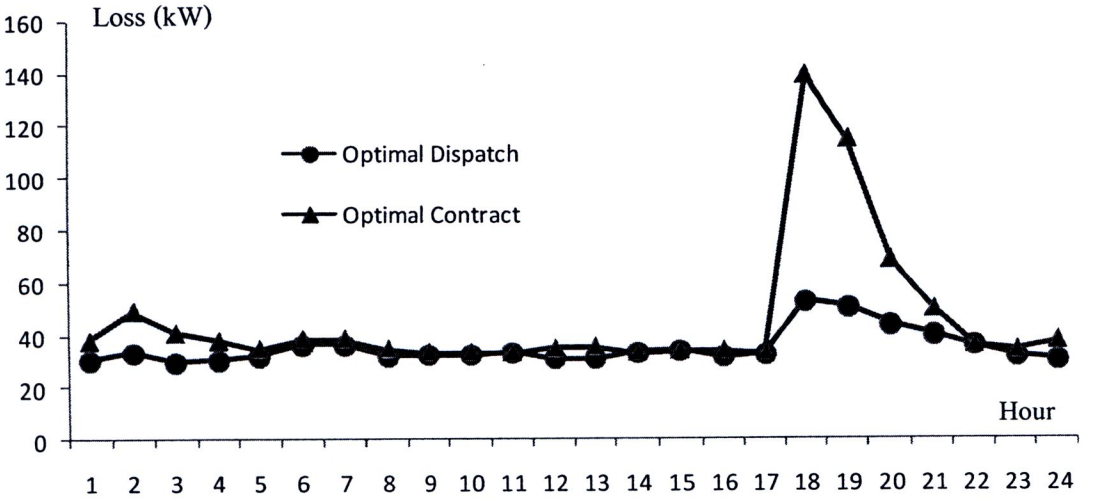
ตารางที่ 7.2 กำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ต่ำที่สุดในแต่ละชั่วโมง

ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้า (MW)		ชั่วโมง	กำลังไฟฟ้า	
	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	สูญเสีย		เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	สูญเสีย
1	3.448447894	0.03037605	13	3.604062326	0.03071081
2	3.029379157	0.03353884	14	4.028048049	0.03304474
3	3.306994329	0.02964108	15	4.171927048	0.03388669
4	3.448753463	0.03030224	16	3.749868871	0.03142512
5	3.722034514	0.03203911	17	3.881064433	0.0323444
6	4.428922909	0.03621914	18	6.236857017	0.05281567
7	4.423798918	0.03638553	19	5.946556849	0.05055346
8	3.727820372	0.03183009	20	5.247389494	0.04391596
9	3.886176632	0.03223905	21	4.833537757	0.03999513
10	3.89048826	0.03219227	22	4.195436295	0.03594322
11	4.032851986	0.03300935	23	3.729583958	0.03176989
12	3.609272373	0.03066528	24	3.45336241	0.03017833

จากตารางที่ 7.2 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมแสดงได้ดังรูปที่ 9.40 และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละชั่วโมงของกรณีที่เป็นทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมะสมกับกรณีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม แสดงได้ดังรูปที่ 9.41



รูปที่ 7.40 ค่ากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในแต่ละชั่วโมง



รูปที่ 7.41 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ต่ำที่สุดในแต่ละชั่วโมง

จากรูปที่ 9.41 เห็นได้ชัดว่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในต่ละชั่วโมงจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากกว่า การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียตลอดวันในกรณีแรกและหลังมีค่า 0.835 และ 1.09424 MWh ตามลำดับ ซึ่งจะเห็นว่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นลดลงไปจากกรณีที่ไม่มี DG และ มี DG แต่จ่ายกำลังไฟฟ้าคงที่ที่ 7.5 MW อย่างที่แสดงในรูปที่ 7.4 ค่อนข้างมาก ในทางปฏิบัติเนื่องจากยังไม่มีการวางข้อกำหนดและระเบียบเกี่ยวกับเรื่องนี้ ทำให้การ

ดำเนินการเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดโดยการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจึงยังไม่เกิดขึ้น อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้มีการเริ่มต้นพัฒนาระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปในทิศทางระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เช่น ในการลงทุนโครงการมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading) เพื่อรองรับระบบเครือข่ายการวัดอัจฉริยะ (Smart Meter for Advanced Metering Infrastructure) รวมทั้งโครงการสถานีไฟฟ้าย่อยแบบอัตโนมัติ (Automation Substation) โดยการลงทุนระบบสื่อสารและสั่งการอุปกรณ์แบบอัติโนมัติ ทำให้ในอนาคตระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีโครงสร้างพื้นฐานรองรับที่จะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้า แม้ในสภาวะที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding Mode of Operation) โดยใช้ DG อันเป็นการใช้ประโยชน์สูงสุดจากแล่งพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าย่อยสำหรับอนาคต (Microgrid)

อย่างไรก็ตามข้อจำกัดที่สำคัญด้านเทคนิคของระบบ VSPP ยังมีอีกหลายด้านด้วยกันที่จะต้องมีการวิจัยรองรับ เช่น การวางแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้า ณ สภาวะจริงของระบบที่ใช้ไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Combined Heat and Power; CHP) เช่นในโรงงานน้ำตาล การจัดการเชื้อเพลิงตลอดจนแผนการบำรุงรักษาระบบด้วยตัวเอง เนื่องจากเชื้อเพลิงประเภท ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ จัดเป็นเชื้อเพลิงจากชีวมวลซึ่งถือว่ามีปริมาณจำกัดในรอบฤดูการผลิตหนึ่ง ยกตัวอย่าง เช่น แกลบและชานอ้อย เป็นชีวมวลที่มีปริมาณทั้งปีจำกัดขึ้นอยู่กับปริมาณการปลูกข้าวและการปลูกอ้อย ตามฤดูกาล ซึ่งพบว่ามี VSPP ขนาดใหญ่เพียงบางรายเท่านั้น ที่มีศักยภาพในการจัดหาเชื้อเพลิงสำรองเพื่อผลิตไฟฟ้าขายได้ตลอดทั้งปีอย่างเพียงพอ ในส่วนก๊าซชีวภาพถึงแม้ว่าสำหรับ VSPP บางประเภท เช่น โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซจากขยะ หรือมูลสัตว์ สามารถผลิตก๊าซได้อย่างต่อเนื่องแต่อัตราการผลิตก๊าซก็มีค่าน้อย ด้วยเหตุนี้จึงต้องมีการกักเก็บไว้ในถังกักเก็บเป็นปริมาณที่มากพอจึงจะเริ่มการผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งจะเห็นได้ว่ายังคงต้องอาศัยการวิจัยอีกมากเพื่อให้สามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจาก DG ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ห้องสมุดงานวิจัย

บทที่ 8
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

การดำเนินธุรกิจด้านการผลิตไฟฟ้าแบบไม่รวมศูนย์ (Distributed Generation) ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นอีกมากในอนาคต ทั้งในโครงการที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Combined Heat and Power; CHP) และโครงการที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) จากผลการทดสอบแบบจำลองในงานวิจัยนี้ พบว่าทั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและที่จ่ายออกมาในเวลาจริง มีผลกระทบอย่างสูงต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าของ DG ที่เพิ่มขึ้นจากค่าไม่มากจะทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลงได้ จนกระทั่งกำลังการผลิตไฟฟ้า มากถึงค่าหนึ่งจะมีผลทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นมากกว่าตอนที่ไม่มี DG กระบวนการจัดการพลังงานไฟฟ้าสูญเสียดังกล่าวในทางทฤษฎีสามารถดำเนินการได้ทั้งในขั้นตอนการวางแผนและดำเนินการ ณ เวลาจริง

ถึงแม้ว่าการจัดการเรื่องของตำแหน่งการเชื่อมต่อระบบ และขนาดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในขั้นตอนการวางแผนสามารถลดพลังงานสูญเสียลงได้มาก ดังที่เสนออยู่ในบทที่ 7 ของรายงานวิจัยฉบับนี้ ซึ่งได้แสดงให้เห็นว่า เฉพาะการดำเนินการในส่วนของการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสามารถทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงได้มาก แต่อย่างไรก็ตามปัจจุบันยังไม่มีการออกกฎระเบียบเกี่ยวกับการกำหนดราคาค่าพลังงานโดยใช้ผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ ทำให้ต้องมีการปรับระเบียบบางส่วนเพื่อให้วิธีการที่นำเสนอสามารถใช้ได้จริง

สำหรับการจัดการในสภาวะจริง ในปัจจุบันการไฟฟ้าได้เริ่มตระหนักถึงปัญหาของการที่มี DG เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายมากขึ้น และที่ผ่านมาได้เริ่มมีการดำเนินการบางเรื่อง เช่น ร้องขอให้ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลงในบางช่วงเวลา รวมทั้งการให้ DG ประเภทซิงโครนัสช่วยจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าเสมือนในบางช่วงเวลาเพิ่มขึ้น เป็นต้น แต่การดำเนินการร้องขอดังกล่าวมุ่งเน้นที่ผลของแรงดันในระบบโดยยังไม่ได้ประเมินถึงพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย แต่การที่ไม่มีระเบียบรองรับทำให้การดำเนินการ ณ เวลาจริง เพื่อให้ DG สามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้ยังดำเนินการในลักษณะร้องขอ และกระทำได้เฉพาะโครงการที่ไม่ระบุขนาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าแน่นอน (Non-firm Contract) ซึ่งจากผลการทดสอบในบทที่ 7 พบว่าวิธีการจัดการ ณ เวลาจริง สามารถทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้มากกว่าในขั้นตอนการวางแผน อย่างไรก็ตามการนำไปสู่แนวทางการปฏิบัติจริงยังมีข้อจำกัดซึ่งต้องการการวิจัยเพิ่มเติมอีกมาก เช่น DG ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล เช่น ชานอ้อย แกลบ และก๊าซชีวภาพ เป็นเชื้อเพลิง จะต้องคำนึงถึงข้อจำกัดในทางปฏิบัติจริงที่สำคัญบางประการ

นอกเหนือจากข้อจำกัดปกติของการผลิตไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าประเภท CHP ของโรงงานน้ำตาลมีข้อจำกัดด้านสัดส่วนหรือปริมาณพลังงานทางความร้อนที่ต้องมีอย่างพอเพียง เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาล รวมถึงข้อจำกัดของปริมาณอ้อย ในแต่ละปีการผลิต สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงมีข้อจำกัดด้านปริมาณเชื้อเพลิงเนื่องจากมีการแข่งด้านราคาแกลบ และในกรณีโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซชีวภาพมักพบข้อจำกัดด้านการจัดเก็บก๊าซ เพื่อให้มีปริมาณมากพอที่จะผลิตไฟฟ้าให้ได้อย่างต่อเนื่อง เป็นต้น

นอกจากที่กล่าวมาแล้วการดำเนินการและจัดการนโยบายอันเกี่ยวเนื่องกับการนำ DG มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อรองรับกับระบบไฟฟ้าย่อย (Microgrid) ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งมีความสามารถที่จะควบคุมการจ่ายโหลดได้เองโดยที่ไม่ต้องเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding Operation) ซึ่งจำเป็นต้องวิจัยควบคู่ไปกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งปัจจุบันทั้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงได้มีการเริ่มวางแนวทาง (Road Map) ดำเนินการในเรื่องนี้ไว้บางส่วนแล้ว โดยการลงทุนเพิ่มเติมระบบในบางโครงการ เช่น โครงการมิเตอร์วัดไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading) โครงการสถานีไฟฟ้าย่อยแบบอัตโนมัติ (Substation Automation) เป็นต้น