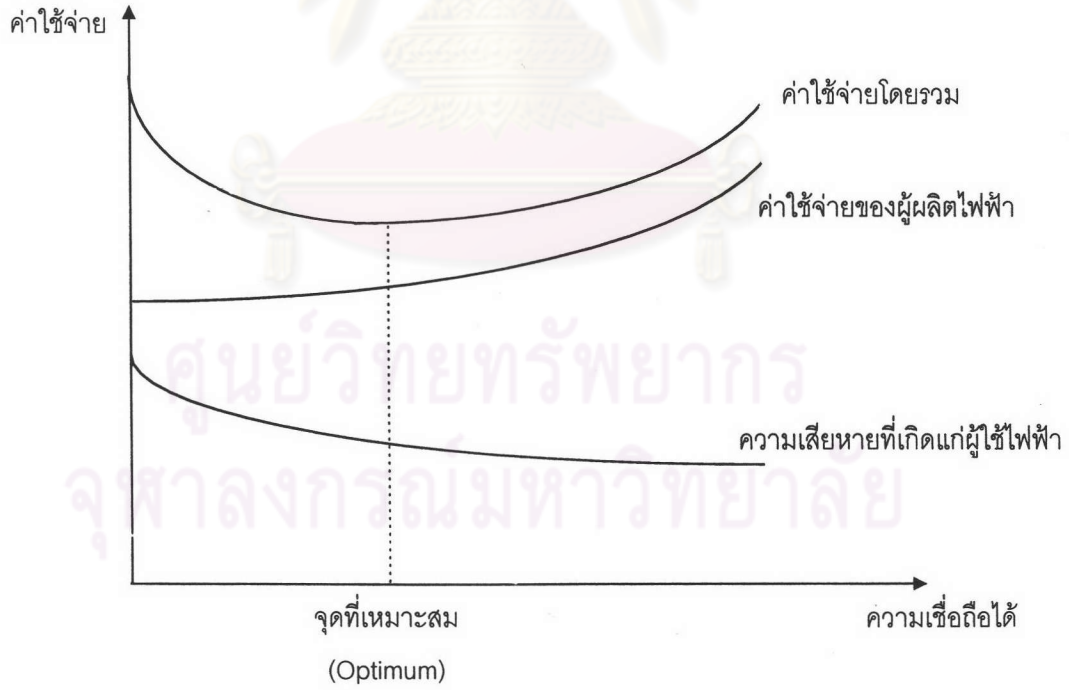
บทที่ 4

การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

4.1 แนวคิดในการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

เนื่องจากการไฟฟ้าแต่ละแห่งต่างก็พยายามที่จะปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบตนเองเพื่อให้สามารถบริการลูกค้าได้มากที่สุด แต่การปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้นย่อมส่งผลให้ทางการไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าสูงขึ้น [3] ดังนั้นการไฟฟ้าจึงต้องทำการวางแผนระบบไฟฟ้าของตนเองเพื่อหาวิธีที่จะทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปรับปรุงระบบมีความเหมาะสมตามหลักเศรษฐศาสตร์ ในรูปที่ 4.1 ได้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า



รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 4.1 แสดงให้เห็นว่า ณ จุดที่ระบบมีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมนั้น ราคาและค่าใช้จ่ายรวมของผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมจะอยู่ที่จุดซึ่งต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการปรับปรุงความเชื่อถือได้ (Margial cost of reliability improvement) เท่ากับต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่ลดลงของมูลค่าความเสียหายของลูกค้าทั้งหมด (Reduction in customer interruption cost) [3]

สำหรับค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้นประกอบไปด้วย 3 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการทำงานและบำรุงรักษา และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

เนื่องจากในสภาพสังคมปัจจุบันมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับก็เป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนการผลิตของการไฟฟ้าที่มีความสำคัญ ดังนั้นการประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับซึ่งเป็นค่าที่เกี่ยวข้องกับมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท (Sector) หรือในแต่ละพื้นที่ (Area) เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นนี้จะมีผลกระทบต่อผู้ใช้โดยตรงไม่ว่าจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม (Industry) ธุรกิจบริการ (Business) หน่วยงานราชการ (Government institute) หรือผู้ใช้ประเภทที่อยู่อาศัย (Residential) [3] ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการวางแผนปรับปรุงระบบเพื่อให้มูลค่าความเสียหายส่วนนี้ลดลงซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนการผลิตของระบบโดยรวมมีค่าต่ำลงด้วย แต่เนื่องจากในอดีตยังไม่มีตัวประกอบ (Factor) ซึ่งจะใช้แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างความสูญเสียของผู้ใช้ (Customer losses) กับคุณค่าของความเชื่อถือได้ในการบริการไฟฟ้า (Worth of electric service reliability) ซึ่งจะใช้สำหรับการวางแผนดังนั้นจึงได้เกิดแนวคิดในการหาค่าตัวประกอบที่เรียกว่า "อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ" (Interrupted Energy Rate : IER) [3] ขึ้นซึ่งเป็นตัวเดียวกับ Interrupted Energy Assessment Rate (IEAR) [4-8] ซึ่งเป็นค่าที่นิยมใช้ในการวางแผนเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมานี้ [3,8]

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงแบบจำลองที่จำเป็นต้องใช้ในการหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ และวิธีการคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

4.2 แบบจำลองที่ใช้ในการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

ในการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจำเป็นจะต้องอาศัยข้อมูลจากแบบจำลอง 3 ประเภท ซึ่งได้แก่ แบบจำลองของระบบร่วมระหว่างระบบผลิตและระบบส่ง(Composite generation and transmission system model) หรือแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power system model) , แบบจำลองโหลด (Load model) และแบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Model หรือ Customer Damage Function) [7]

4.2.1 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

สำหรับแบบจำลองของระบบไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่ แบบจำลองของระบบผลิต แบบจำลองของสายส่งและหม้อแปลง และแบบจำลองของบัส

ก) แบบจำลองระบบผลิตจะถูกนำแสดงด้วยค่าความสามารถในการผลิต (MW) ,อัตราการขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบผลิต(ครั้ง/ปี) และอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบผลิต (ชั่วโมง)

ข) แบบจำลองสายส่ง และหม้อแปลงจะถูกแสดงด้วย บัสเริ่มต้นและบัสสิ้นสุด, ค่าอิมพีแดนซ์เป็นเปอร์ยูนิต (p.u.), ค่าซัสเซพแตนซ์เป็นเปอร์ยูนิต (p.u.), ขีดจำกัดทางด้านกระแสเป็นเปอร์ยูนิต(p.u.), อัตราความล้มเหลว(ครั้ง/ปี) และ อัตราการซ่อมแซม (ครั้ง/ปี)

ค) แบบจำลองของบัสได้แก่ โหลดจริง (MW) และโหลดรีแอคทีฟ (MVAR) , กำลังการผลิต (MW), ขีดจำกัดของกำลังรีแอคทีฟต่ำสุดและสูงสุด (MVAR), ค่าแรงดันประมาณเริ่มต้น, ค่าแรงดันต่ำสุดและสูงสุดที่แต่ละบัสเป็นเปอร์ยูนิต (p.u.)

4.2.2 แบบจำลองโหลด

แบบจำลองโหลดที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะคำนวณโดยใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปีซึ่งเป็นแบบจำลองโหลดสูงสุดระดับเดียว (Single-step load model) ดังแสดงในรูปที่ 3.3 เพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณ

4.2.3 แบบจำลองมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า

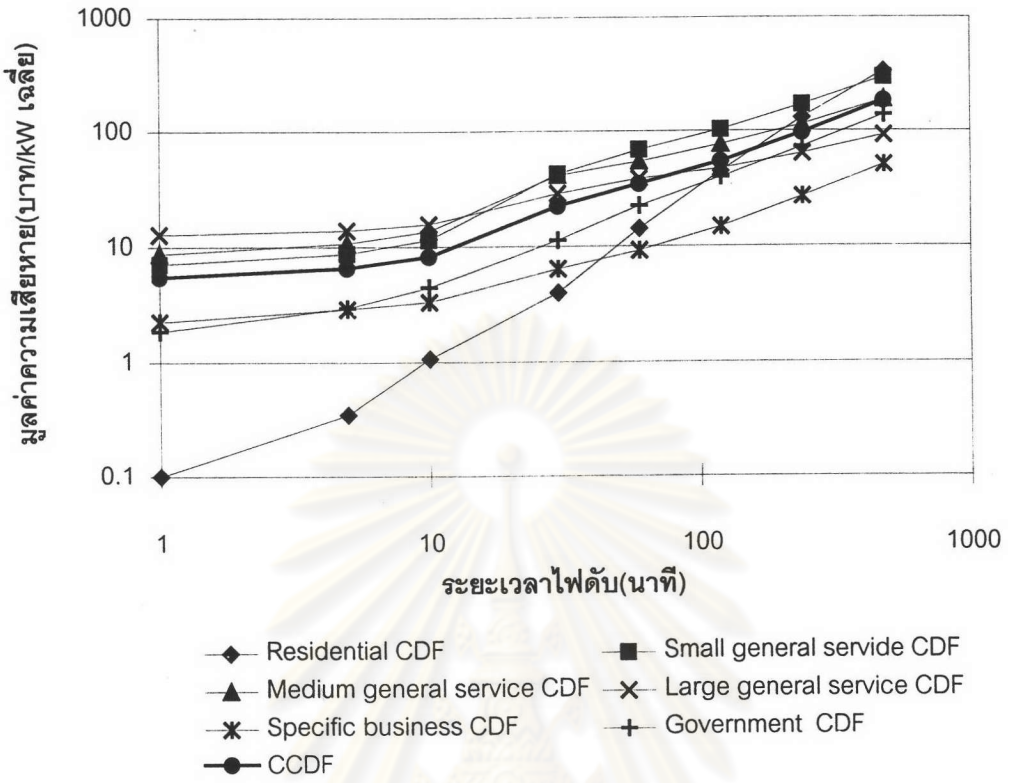
ในการประเมินความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเกิดการขัดข้องในการบริการไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นจะต้องใช้แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละรายในเขตพื้นที่ต่าง ๆ เข้ามาเกี่ยวข้องซึ่งแบบจำลองที่นิยมนำมาใช้มี 2 ชนิด คือแบบจำลอง

ที่แสดงถึงมูลค่าความเสียหายต่อค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (kW) ต่อปี และแบบจำลองที่แสดงถึงมูลค่าความเสียหายต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (kWh) [3] รายละเอียดและการคำนวณแบบจำลองทั้งสองมีดังต่อไปนี้

ก) แบบจำลองความเสียหายต่อหน่วยกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kW เฉลี่ย) แบบจำลองนี้แสดงถึงค่าเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นในกรณีที่เกิดขึ้นอย่างถาวร (1นาที ขึ้นไป) เป็นระยะเวลานานแตกต่างกันของผู้ใช้แต่ละรายต่อค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยในรอบปีของผู้ใช้ไฟนั้น ๆ วิธีการคำนวณแบบจำลองดังกล่าวทำได้โดย คำนวณมูลค่าความเสียหาย (บาท) ที่เกิดขึ้นของผู้ใช้แต่ละรายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาต่าง ๆ กัน เช่น 1 นาที, 10 นาที และ 1 ชั่วโมง เป็นต้น แล้วนำค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (kW) ในรอบปีของผู้ใช้ไฟฟ้านั้น ๆ ไปหารออกจากมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น

ข) แบบจำลองความเสียหายต่อหน่วยพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายโดยเฉลี่ย (บาท/kWh เฉลี่ย) เป็นแบบจำลองที่แสดงถึงมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นในกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับถาวรเป็นระยะเวลานานแตกต่างกันของผู้ใช้แต่ละรายต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายโดยเฉลี่ยของผู้ใช้รายนั้นๆ สำหรับการคำนวณแบบจำลองดังกล่าวทำได้โดยนำมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับหารด้วยค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายโดยเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า (kWh) ที่ระยะเวลาต่าง ๆ กัน

แบบจำลองทั้ง 2 ประเภทดังที่กล่าวมาเป็นแบบจำลองของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย แต่ถ้านำผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายมาจัดแบ่งเป็นประเภทตามอัตราค่าไฟที่ทางการไฟฟ้าเรียกเก็บเงิน [3] ก็จะได้แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (Sector Customer Damage Function : SCDF) และเพื่อให้สะดวกต่อการคำนวณจึงได้นำแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้แต่ละประเภทมาทำการถ่วงน้ำหนัก (Weight) ด้วยค่าสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี (Annual average demand, kW) หรือค่าสัดส่วนการใช้พลังงานรายปี (Annual energy consumption,kWh) ซึ่งจะทำให้ได้แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้โดยรวม (Composite Customer Damage Function : CCDF) สำหรับแบบจำลองที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นแบบจำลองความเสียหายต่อหน่วยกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kW เฉลี่ย) ที่ได้มาจากรายงานการศึกษาผลกระทบทางเศรษฐกิจเนื่องจากไฟฟ้าดับซึ่งจัดทำโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย [3] มาทำการคำนวณ รูปที่ 4.2 แสดงตัวอย่างแบบจำลองมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ประเภทต่าง ๆ (SCDF) และ แบบจำลองมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้โดยรวม (CCDF)



รูปที่ 4.2 แบบจำลองมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

4.3 วิธีการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

สำหรับวิธีการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทได้แก่ การคำนวณโดยตรง (Direct method) [4-8] และการคำนวณโดยวิธีการประมาณ (Approximate method) [7] ซึ่งรายละเอียดในการคำนวณด้วยวิธีการต่าง ๆ มีดังต่อไปนี้

4.3.1 การคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับด้วยวิธีตรง [4-8]

การคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับด้วยวิธีนี้จะทำการพิจารณาเหตุขัดข้องทุกเหตุขัดข้องที่ทำให้ระบบเกิดปัญหาจนต้องมีการตัดโหลดออกไปบางส่วน การคำนวณโดยวิธีนี้จะใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้บางตัว ได้แก่ ค่าความถี่ (Frequency) ช่วงเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Duration) และปริมาณโหลดที่ถูกตัด (Load curtailment) มาทำการคำนวณร่วมกับแบบจำลอง

ความเสียหายของผู้ใช้โดยรวม (CCDF) จึงทำให้วิธีนี้ถูกต้องมากกว่าวิธีการประมาณซึ่งจะกล่าวถึงต่อไปแต่ข้อเสียก็คือขณะทำการคำนวณจะใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์และเวลามากกว่า สำหรับรายละเอียดเกี่ยวกับการคำนวณเป็นดังนี้

สำหรับแต่ละเหตุขัดข้อง j ที่จะทำให้เกิดการตัดโหลดที่บัส k ถ้าตัวแปรเหล่านี้ได้มาจากการหาโดยใช้โปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งได้แก่

L_{kj} หมายถึง ขนาดของโหลดที่ถูกตัด (MW)

F_j หมายถึงความถี่ของการเกิดเหตุขัดข้อง j (ครั้ง/ปี)

D_j หมายถึงช่วงเวลาของการเกิดเหตุขัดข้อง j

ค่า EENS ที่บัส k อันเนื่องมาจากการเกิดเหตุขัดข้องทุกเหตุการณ์ที่จะต้องมีการตัดโหลดสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$EENS_k = \sum L_{kj} F_j D_j \qquad \text{(MWh/yr)} \qquad (4.1)$$

ส่วนมูลค่าความเสียหาย $C(D_j)$ ของการหลุดออกจากระบบอันเนื่องมาจากเหตุขัดข้องในช่วงเวลา D_j สามารถหาได้จาก CCDF ของบัส k ดังนั้นค่าคาดการณ์มูลค่าความเสียหาย (Expected COST : ECOST) ที่เกิดจากการขัดจังหวะในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าที่บัส k จนทำให้ต้องมีการตัดโหลดหาได้จากสมการ

$$ECOST_k = \sum L_{kj} F_j C\left(D_j\right) \qquad \text{(MW- Baht/kW-yr)} \qquad (4.2)$$

ซึ่งจากค่า $EENS_k$ และ $ECOST_k$ ก็จะถูกนำไปใช้ในการคำนวณหาค่าตัวประกอบ IER ที่บัส k โดยคำนวณได้จากสมการ

$$IER_k = \frac{ECOST_k}{EENS_k} \qquad (4.3)$$

หรือ $$IER_k = \frac{\sum L_{kj} F_j C(D_j)}{\sum L_{kj} F_j D_j} \quad (4.4)$$

ส่วนค่า IER ของทั้งระบบก็คำนวณได้จาก

$$\text{System IER} = \sum_{n=1}^{nbus} IER_k \, q_k \quad (4.5)$$

โดยที่ nbus หมายถึง จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในพื้นที่บริการ

q_K หมายถึง สัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าที่บัส k

4.3.2 การคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยใช้วิธีการประมาณ [7]

การนำวิธีการประมาณเข้ามาใช้ในการคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับก็เพื่อที่จะลดเวลาในการคำนวณให้น้อยลง และลดการใช้หน่วยความจำขณะทำการคำนวณทำให้สามารถคำนวณระบบที่ใหญ่ขึ้นได้ การคำนวณด้วยวิธีนี้จะใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้บางตัวเหมือนกับวิธีตรงแต่จะใช้ค่าดัชนีสูงสุด(Maximum indices) หรือค่าดัชนีค่าเฉลี่ย (Average value) แทนซึ่งค่าเหล่านี้จะได้มาจากค่าดัชนีพื้นฐาน (Basic indices) สำหรับการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยวิธีการประมาณจะมีอยู่ 3 วิธีคือ

1) วิธีประมาณจากกรณีที่เกิดเหตุการณ์ตัดโหลดสูงสุด (Maximum Load Curtailed Event Method)

2) วิธีประมาณจากกรณีที่เกิดเหตุการณ์ตัดค่าพลังงานสูงสุด (Maximum Energy Curtailed Event Method)

3) วิธีประมาณจากดัชนีค่าเฉลี่ย (Average Value Method)

รายละเอียดในการคำนวณแต่ละวิธีเป็นดังนี้

4.3.2.1 วิธีประมาณจากกรณีที่เกิดเหตุการณ์ตัดโหลดสูงสุด

การคำนวณโดยวิธีนี้จะใช้ค่าดัชนีที่ได้จากกรณีที่อุปกรณ์เกิดขัดข้องแล้วทำให้เกิดการตัดโหลดสูงสุดซึ่งได้แก่ ค่าความถี่กรณีที่เกิดเหตุการณ์นี้ (F) ช่วงเวลาที่เกิดขัดข้องกรณี

นี้ (D) ปริมาณการตัดโหลด (L_k) และมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดขัดข้องเป็นระยะเวลา D (C(D)) ตามลำดับ ดังนั้นสมการสำหรับการคำนวณค่า IER ที่บัส k จะเป็นดังนี้

ค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายคำนวณจากสมการ

$$EENS_k = L_k F D \qquad \text{(MWh/yr)} \qquad (4.6)$$

ส่วนค่าคาดการณ์มูลค่าความเสียหาย สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$ECOST_k = L_k F C(D) \qquad \text{(MW- Baht/kW-yr)} \qquad (4.7)$$

จะได้ว่าค่า IER ที่บัส k มีค่า

$$IER_k = L_k F C(D)/ L_k F D$$
$$= C(D)/D \qquad \text{(Baht/kWh)} \qquad (4.8)$$

4.3.2.2 **วิธีประมาณจากกรณีที่เกิดเหตุการณ์ตัดค่าพลังงานสูงสุด**

การคำนวณโดยวิธีนี้จะใช้ค่าดัชนีที่ได้จากกรณีที่อุปกรณ์เกิดขัดข้องแล้วทำให้เกิดการตัดค่าพลังงานสูงสุด (ทำให้มีพลังงานไม่พอจ่าย) ซึ่งได้แก่ ค่าความถี่กรณีที่เกิดเหตุการณ์นี้ (F_m) ช่วงเวลาที่เกิดขัดข้องกรณีนี้ (D_m) ปริมาณพลังงานที่ถูกตัด ($EENS_{k,m}$) และมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดขัดข้องเป็นระยะเวลา D_m ($C(D_m)$) ตามลำดับ ดังนั้นสมการสำหรับการคำนวณค่า IER ที่บัส k จะเป็นดังนี้

จากสมการค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายมีค่า

$$EENS_{k,m} = L_{k,m} F_m D_m \qquad \text{(MWh/yr)} \qquad (4.9)$$

จะได้ว่าค่าโหลดที่ถูกตัดกรณีเกิดเหตุการณ์ตัดค่าพลังงานสูงสุดมีค่า

$$L_{k,m} = EENS_{k,m}/F_m D_m \qquad \text{(MW)} \qquad (4.10)$$

ส่วนค่าคาดการณ์มูลค่าความเสียหาย สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$ECOST_{k,m} = L_{k,m} F_m C(D_m)$$

แทนค่า $L_{k,m}$ จาก (4.10) จะได้

$$ECOST_{k,m} = (EENS_{k,m}/F_m D_m)*F_m C(D_m)$$
$$= EENS_{k,m}*(C(D_m)/D_m) \quad (MW\text{- Baht/kW-yr}) \qquad (4.11)$$

จะได้ว่าค่า IER ที่บัส k มีค่า

$$IER_k = ECOST_{k,m}/EENS_{k,m}$$
$$= C(D_m)/D_m \qquad (Baht/kWh) \qquad (4.12)$$

4.3.2.3 **วิธีการประมาณจากดัชนีค่าเฉลี่ย**

การคำนวณโดยวิธีนี้จะใช้ดัชนีค่าเฉลี่ยซึ่งประกอบด้วย ค่าโหลดเฉลี่ยที่ถูกตัด (L_a) ช่วงเวลาเฉลี่ยที่เกิดการตัดโหลด (D_a) ปริมาณพลังงานเฉลี่ยที่ถูกตัด ($EENS_a$) และมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดขัดข้องเป็นระยะเวลา D_a ($C(D_a)$) ตามลำดับ ดังนั้นสมการสำหรับการคำนวณค่า IER ที่บัส k จะเป็นดังนี้

จากสมการค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายมีค่า

$$EENS_{k,a} = L_{k,a} F_a D_a \qquad (MWh/yr) \qquad (4.13)$$

จะได้ว่าค่าความถี่เฉลี่ยกรณีเกิดเหตุการณ์ตัดโหลดมีค่า

$$F_a = EENS_{k,a}/L_{K,a} D_a \qquad (4.14)$$

ส่วนค่าคาดการณ์มูลค่าความเสียหาย สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$ECOST_{k,a} = L_{k,a} F_a C(D_a)$$

แทนค่า F_a จาก (4.14) จะได้ว่า

$$ECOST_{k,a} = (EENS_{k,a}/L_{k,a} D_a)*L_{k,a} C(D_a)$$
$$= EENS_{k,a}*(C(D_a)/D_a) \quad \text{(MW- Baht/kW-yr)} \quad (4.15)$$

จะได้ว่าค่า IER ที่บัส k มีค่า

$$IER_K = ECOST_{k,a}/EENS_{k,a}$$
$$= C(D_a)/D_a \quad \text{(Baht/kWh)} \quad (4.16)$$

เมื่อพิจารณาสมการ (4.8), (4.12) และ สมการ(4.16) จะพบว่ามีพื้นฐานของสมการเหมือนกันแต่ตัวแปรในแต่ละสมการจะแตกต่างกันตามชนิดของเหตุการณ์ที่ใช้ในการประมาณ ยกตัวอย่างการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับโดยวิธีการประมาณ เช่น สมมติใช้วิธีประมาณค่า IER จากค่าดัชนีเฉลี่ยเราเพียงแต่ทราบค่าระยะเวลาเฉลี่ยของการตัดโหลดจากนั้นใช้ค่านี้ไปทำการประมาณ (Interpolate/Extrapolate) เพื่อหามูลค่าความเสียหายจากแบบจำลองผู้ใช้โดยรวมจากนั้นหารมูลค่าความเสียหายที่ได้ด้วยค่าระยะเวลาของการตัดโหลดเฉลี่ย ก็จะได้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับที่แต่ละโหลดบัส จะสังเกตว่าการคำนวณค่า IER โดยวิธีประมาณจะรวดเร็วมาก และวิธีนี้จะทำหลังจากทำการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้เสร็จเรียบร้อยแล้ว

ในเอกสารอ้างอิงที่ [7] ได้แสดงการเปรียบเทียบค่า IER ระหว่างวิธีการประมาณทั้ง 3 วิธีกับค่าที่ได้จากวิธีการคำนวณโดยตรง พบว่าการประมาณโดยใช้ค่าดัชนีเฉลี่ยจะให้ค่าที่ใกล้เคียงกับวิธีการคำนวณโดยตรงมากที่สุด ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงใช้วิธีดังกล่าวเพื่อคำนวณหาค่า IER ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่เพื่อเป็นการลดเวลาและประหยัดหน่วยความจำของคอมพิวเตอร์ขณะทำการคำนวณ

4.4 การใช้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเพื่อการวางแผน

การใช้ค่า IER เพื่อการวางแผนในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk Power System) หรือ ระบบร่วมระหว่างระบบผลิตกับระบบส่งจ่าย (Composite Generation and Transmission System) ได้มีการพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1989 [7] โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้สำหรับการวางแผน (Plan) และ การปฏิบัติงาน (Operation) ในระบบไฟฟ้า [8]

สำหรับในการวางแผนถ้าไม่คำนึงถึงมูลค่าของการลงทุน และมูลค่าของการปฏิบัติงาน การวางแผนจะคำนึงถึงว่าจะทำอย่างไรถึงจะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Cost of interruption/Cost of Unsupplied energy) มีค่าต่ำสุด โดยวิธีที่ใช้ในการวางแผนนี้อาจจะเป็นการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบ (Add generator) หรือเพิ่มสายส่งเข้าไปในระบบ (Add transmission line) หรือเพิ่มทั้งสองอย่างก็ได้

การคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะใช้สมการที่ (4.17) คือ

$$\text{Customer Cost }, C = [\text{IER}] \times [\text{EENS}] \qquad (4.17)$$

สมการข้างบนนี้จะใช้ในการหามูลค่าความเสียหายของทางเลือกต่าง ๆ กรณีที่โหลดมีการเปลี่ยนแปลง โดยจะกำหนดให้ค่า IER มีค่าคงที่เนื่องจากพบว่าการเปลี่ยนแปลงค่าโหลดมีผลต่อการเปลี่ยนแปลง IER น้อยมาก [5,8] ซึ่งผลการศึกษาจะได้แสดงในบทต่อไป

สรุปขั้นตอนการวางแผนมีดังต่อไปนี้

1) คำนวณค่า IER กรณีที่ยังไม่มีการเพิ่มอุปกรณ์เข้าไปในระบบตามวิธีการต่าง ๆ ดังที่กล่าวมา

2) เพิ่มอุปกรณ์เข้าไปในระบบที่ตำแหน่งต่าง ๆ แล้วคำนวณหาค่า EENS ของระบบ

3) คำนวณมูลค่าความเสียหายโดยใช้สมการที่ (4.17) โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากในข้อ 1) และ 2)

4) ทำการพิจารณาทางเลือกต่าง ๆ ว่าทางเลือกใดที่มีมูลค่าความเสียหายน้อยที่สุดจึงเลือกวิธีการนั้นเพื่อใช้ในการวางแผนระบบต่อไป ทั้งนี้เมื่อยังไม่มีการพิจารณามูลค่าของการลงทุนและมูลค่าของการปฏิบัติงาน

สำหรับการวางแผนขยายระบบในทางปฏิบัติจริงนั้น การพิจารณาเฉพาะมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเพียงอย่างเดียวไม่ใช่เป็นวิธีการที่ดีที่สุด เนื่องจากว่าถึงแม้ทางเลือกนั้นจะมีมูลค่าความเสียหายน้อยที่สุดแล้วก็ตาม แต่เมื่อพิจารณาถึงมูลค่าการลงทุน และมูลค่าของการปฏิบัติงานด้วยแล้ว อาจจะไม่ทำให้มูลค่าการลงทุนโดยรวมของระบบ (Total cost) ต่ำที่สุดก็ได้ ดังนั้นจะต้องมีการพิจารณามูลค่าการลงทุน และมูลค่าของการปฏิบัติงานร่วมกับมูลค่าความเสียหายด้วย เพื่อให้ทราบมูลค่าการลงทุนโดยรวมของแต่ละทางเลือกที่จะทำการวางแผน โดยที่ทางเลือกใดมีมูลค่าลงทุนโดยรวมต่ำที่สุดจึงเลือกวิธีการนั้นเพื่อการลงทุนต่อไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย