บทที่ 2

การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า และการหาค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม

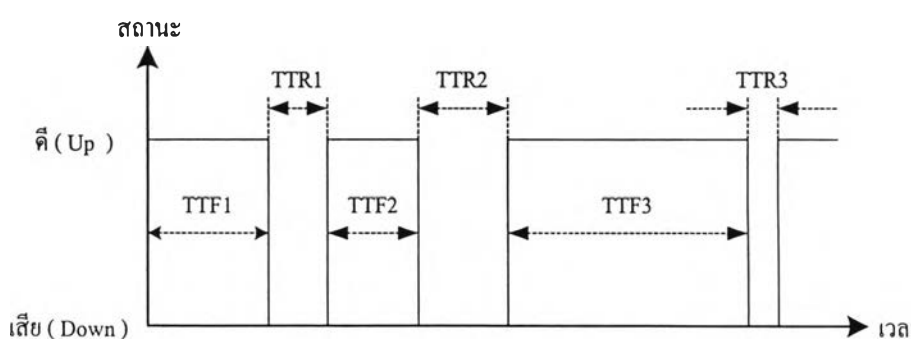
บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่า Loss of Load Expectation (LOLE) ค่า Expected Energy Not Supplied (EENS) และค่า Frequency & Duration (F&D) ซึ่งอาศัยหลักการพื้นฐานจากทฤษฎีความน่าจะเป็น จากนั้นจึงจะนำเสนอหลักการในการคำนวณหาค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม ตามลำดับ

2.1 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า (Generation system model)

2.1.1 แนวคิดพื้นฐานทางความถี่และช่วงเวลา

โดยทั่วไปลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่ง หรือหม้อแปลงนั้น มีลักษณะการทำงานเป็นคาบเวลาระหว่างสถานะที่ทำงานได้และทำงานไม่ได้สลับกันไป [1,5] โดยสถานะที่ทำงานไม่ได้นั้นมักเกิดจากการที่อุปกรณ์ขัดข้องหรือเสียหาย แต่หลังจากทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วก็สามารถใช้งานได้ต่อไป หากพิจารณาอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ คือ ทำงานได้และทำงานไม่ได้แล้ว โดยทั่วไปการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆเหล่านี้จะมีลักษณะเป็นคาบเวลา ดังแสดงในรูปที่ 2.1

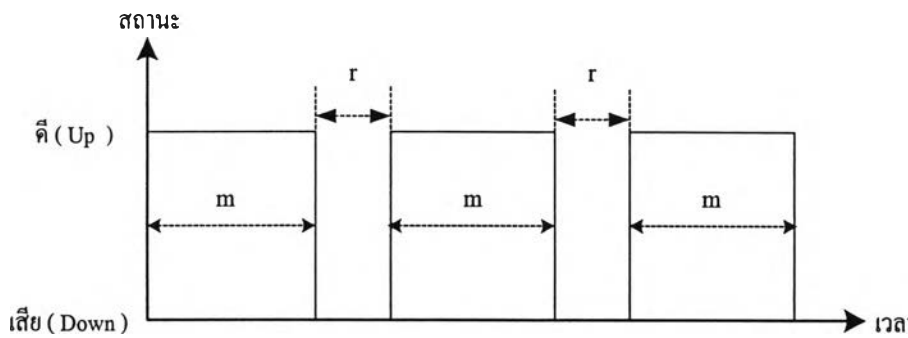


รูปที่ 2.1 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

โดยที่ TTFi (Time to failure) คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ในครั้งที่ i

TTRi (Time to repair) คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่ i

จากรูปที่ 2.1 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่ทำงานได้กับช่วงเวลาที่เสียในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะที่ทำงานได้ และระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะที่ทำงานไม่ได้ [1,5] ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าเมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

โดยที่ m คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (ค่าเฉลี่ยของ TTF)

r คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสีย (ค่าเฉลี่ยของ TTR)

รูปที่ 2.2 แสดงให้เห็นว่าในวิธีแบบดั้งเดิม จะใช้ค่าเฉลี่ยของช่วงเวลาในการทำงานและหยุดการทำงานเนื่องจากเครื่องเสียนั้นเป็นตัวแทนข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ เพื่อใช้ในการแสดงถึงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์นั้นๆ

แนวคิดทางด้านความถี่และช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์สามารถอธิบายได้ในเทอมของอุปกรณ์ที่สามารถซ่อมได้ (Repairable component) ดังรูปที่ 2.2 จะเห็นว่า สถานะการทำงานของอุปกรณ์มี 2 สถานะคือ ดี(Up) และ เสีย(Down) ดังนั้น หากกำหนดให้

P(s) คือ ความน่าจะเป็นของภาวะที่อยู่ในสถานะ s

M(s) คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่จะอยู่ในสถานะ s

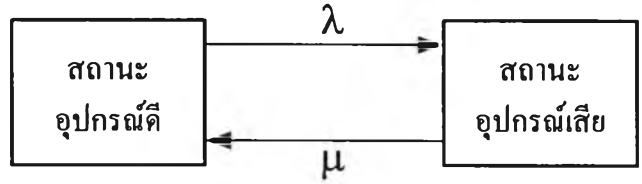
T(s) คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยเมื่อกลับมาสู่สถานะ s อีกครั้ง หรือคาบของเวลา จะได้ว่า

$$P(s)=\frac{M(s)}{T(s)} \tag{2.1}$$

จากรูปที่ 2.2 ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะ "ดี(Up)" และ สถานะ "เสีย(Down)" แสดงได้ดังสมการที่ 2.2 คือ

$$P_{Up}=\frac{m}{m+r} \quad ; \quad P_{Down}=\frac{r}{m+r} \tag{2.2}$$

2.1.2 แบบจำลองมาร์คอฟฟ์ 2 สถานะ (2-states Markov model)



รูปที่ 2.3 แผนภาพของการเคลื่อนที่ระหว่างสถานะในแบบจำลองมาร์คอฟฟ์

พิจารณาแบบจำลองมาร์คอฟฟ์ 2 สถานะในรูปที่ 2.3 จากการประยุกต์ใช้เมตริกซ์ความน่าจะเป็นในการเปลี่ยนสถานะแบบ Stochastic (Stochastic transitional probability matrix) สำหรับกระบวนการมาร์คอฟฟ์แบบต่อเนื่อง(Continuous Markov process) [5] เราจะได้สมการการเปลี่ยนสถานะแบบ Stochastic (Stochastic transition equation) คือ

$$\begin{bmatrix} 1-\lambda & \mu \\ \lambda & 1-\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Up} \\ P_{Down} \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

และสมการตามกฎของความน่าจะเป็นคือ $P_{Up} + P_{Down} = 1$ โดย

P_{Up} = ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะดี (พิจารณาที่สถานะอยู่ตัว: Steady State)

P_{Down} = ความน่าจะเป็นที่จะอยู่ในสถานะเสีย (พิจารณาที่สถานะอยู่ตัว: Steady State)

λ = อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี

μ = อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

ผลลัพธ์ของสมการที่ 2.3 คือ

$$P_{Up} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad ; \quad P_{Down} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{2.4}$$

จากสมการที่ 2.2 และ 2.4 ค่า P_{Down} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะทำงานไม่ได้ หรือเรียกว่า ค่า FOR (Forced Outage Rate) ของอุปกรณ์ซึ่งเป็นค่าความน่าจะเป็นในระยะยาวที่อุปกรณ์จะไม่สามารถทำงานได้ ในทางตรงกันข้าม ค่า P_{Up} คือ ค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะสามารถทำงานได้ หรือเรียกว่า ค่า A (Availability) ของอุปกรณ์ โดยปกติแล้วค่าความน่าจะเป็นของสถานะต่างๆและอัตราการเปลี่ยนแปลงระหว่างสถานะต่างๆนั้น เราสามารถทราบได้จากสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องซึ่งโดยทั่วไปการไฟฟ้าที่รับผิดชอบจะมีการบันทึกไว้

จากรูปที่ 2.2 เนื่องจากช่วงเวลา m คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ หรือ Mean Time To Failure (MTTF) ส่วนช่วงเวลา r คือ ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสียและอยู่ระหว่างการซ่อม หรือ Mean Time To Repair (MTTR) และ T คือ คาบการทำงานของอุปกรณ์ซึ่งมีค่าเท่ากับ (m + r) (โดยปกติแล้วช่วงเวลา m จะมีค่ามากกว่า r เสมอเพราะช่วงเวลาซ่อมจะไม่นานนัก) ดังนั้น

$$\begin{aligned} m &= MTTF = 1/\lambda \\ r &= MTTR = 1/\mu \\ T &= (m + r) = 1/f \end{aligned} \tag{2.5}$$

โดย f คือ ความถี่ในการเปลี่ยนสถานะ จากสมการที่ 2.2 และ 2.4 จะได้ว่า

$$P_{up} = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \tag{2.6}$$

$$P_{Down} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{1}{\mu T} = \frac{f}{\mu} \qquad (2.7)$$

จากสมการที่ 2.6 และ 2.7 จะได้ว่า ความถี่ในการเปลี่ยนสถานะ คือ

$$f = P_{Up} \cdot \lambda = P_{Down} \cdot \mu \qquad (2.8)$$

2.1.3 การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า

การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น ขั้นแรกจะต้องสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าขึ้นมาก่อน โดยการสร้างเป็นตารางการขาดกำลังการผลิตขนาดต่างๆกันที่อาจจะเกิดขึ้นเนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเกิดเหตุขัดข้อง ตารางดังกล่าวมักประกอบด้วยข้อมูล 2 ส่วน คือ ความน่าจะเป็นและความถี่ของค่ากำลังผลิตที่อาจจะเกิดเหตุขัดข้องหรือค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้ ซึ่งจะได้อธิบายดังต่อไปนี้

- *การสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของความน่าจะเป็น*

การสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของความน่าจะเป็น เรียกว่า การสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต หรือตาราง COPT (Capacity Outage probability Table) [1] โดยการสร้างตาราง COPT จะอาศัยวิธี Recursive (Recursive method) โดยมีหลักการคือ การเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบทีละเครื่องจนครบทุกเครื่องก็จะได้ตาราง COPT ของระบบ ในที่นี้จะอธิบายวิธีการสร้างตาราง COPT ในกรณีที่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะการทำงานแบบ 2 สถานะ (No derated state) คือ ดีและเสีย ที่นิยามตามแบบจำลองมาร์คอฟฟ์ ดังต่อไปนี้

เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative probability) ของสถานะกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้อง X MW หลังจากรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ซึ่งมีค่า FOR = U เข้าไปแล้วได้ตามสมการที่ 2.9 คือ

$$P(X) = (1-U)P'(X) + UP'(X-C) \qquad (2.9)$$

เมื่อ P'(X) คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

P(X) คือ ความน่าจะเป็นสะสมของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW หลังเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น(Initial condition) คือ P(X) = 1.0 เมื่อ $X \leq 0$ และ P(X) = 0 เมื่อ $X > 0$

นอกจากนี้เราสามารถคำนวณความน่าจะเป็นของแต่ละสถานะ (Individual probability) ได้ตามสมการที่ 2.10 คือ

$$p(X) = (1-U)p'(X) + Up'(X-C) \tag{2.10}$$

เมื่อ p'(X) คือ ค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW ก่อนเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

p(X) คือ ค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของสถานะกำลังผลิตที่เกิดเหตุขัดข้องขนาด X MW หลังเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW

โดยกำหนดให้ค่าเริ่มต้น(Initial condition) คือ p(X) = 1.0 เมื่อ X = 0 และ p(X) = 0 เมื่อ $X \neq 0$

- *การสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของความถี่*

การสร้างแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยพิจารณาในส่วนของความถี่ด้วยนั้น ต้องการข้อมูลพื้นฐานเพิ่มเติมคือ อัตราการเปลี่ยนสถานะ (Transition rate) จากสถานะหนึ่งไปยังอีกสถานะหนึ่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีลักษณะการทำงานแบบ 2 สถานะ จะได้สมการ Recursive หลังจากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด C MW ที่มีค่า FOR = U เข้าไปในระบบโดยมีค่าอัตราการเสียเท่ากับ λ และ อัตราการซ่อมเท่ากับ μ ดังแสดงได้ตามสมการที่ 2.11 และ 2.12 คือ

$$\lambda_+(X) = \frac{p'(X)(1-U)\lambda'_+(X) + p'(X-C)U(\lambda'_+(X-C)+\mu)}{p(X)} \tag{2.11}$$

$$\lambda_{-}(X)=\frac{p'(X)(1-U)\lambda'_{-}(X)+p'(X-C)U(\lambda'_{-}(X-C)+\mu)}{p(X)} \qquad (2.12)$$

โดย X คือ ค่ากำลังการผลิตที่เกิดขัดข้อง

$\lambda_{+}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*น้อยกว่า* X MW *หลัง*จากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$\lambda'_{+}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*น้อยกว่า* X MW *ก่อน*จากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$\lambda_{-}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*มากกว่า* X MW *หลัง*จากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$\lambda'_{-}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*มากกว่า* X MW *ก่อน*จากเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

หลังจากที่คำนวณหาค่า $\lambda_{+}(X)$ และค่า $\lambda_{-}(X)$ เสร็จเรียบร้อยแล้วเราจะสามารถคำนวณค่าความถี่เฉพาะ (Individual probability : f(X)) และความถี่สะสม (Cumulative probability : F(X)) ในแต่ละสถานะของตาราง COPT ได้ จากสมการที่ 2.13 และ 2.14 ตามลำดับ

$$f(X)=p(X)(\lambda_{+}(X)+\lambda_{-}(X)) \qquad (2.13)$$

$$F(X)=F(Y)+p(X)(\lambda_{+}(X)+\lambda_{-}(X)) \qquad (2.14)$$

เมื่อ f(X) คือ ความถี่ของกำลังการผลิตที่เกิดขัดข้องเท่ากับ X MW

Y คือ กำลังการผลิตที่เกิดขัดข้องมากกว่า X MW (คือ สถานะที่อยู่ต่ำกว่าสถานะ (X) ที่กำลังพิจารณาในตาราง COPT)

F(X) คือ ความถี่สะสมที่กำลังผลิตที่เกิดขัดข้องเท่ากับ X MW

2.2 แบบจำลองของโหลด (Load model)

ในการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น โดยทั่วไปมีการเลือกใช้โหลดลักษณะต่างๆตามความเหมาะสมซึ่งมักประกอบด้วย

1. โหลดสูงสุดประจำเดือน
2. โหลดประจำชั่วโมง
3. โหลดสูงสุดประจำวันของแต่ละสัปดาห์

แบบจำลองของโหลดอาจพิจารณาสร้างขึ้นจากข้อมูลประเภทต่างๆดังกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ถ้าเลือกพิจารณารายละเอียดของโหลดเป็นแบบรายชั่วโมง ก็จะส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีความละเอียดมากกว่าการนำรายละเอียดของโหลดอีก 2 ประเภทมาพิจารณา

โดยปกติแบบจำลองของโหลดที่นิยมใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ มี 2 รูปแบบ คือ

- *Cumulative state load model*

แบบจำลองของโหลดแบบนี้เหมาะสำหรับการพิจารณารายละเอียดของโหลดเป็นรายชั่วโมง โดยการสร้างแบบจำลองของโหลดแบบนี้จะพิจารณาแบบจำลองของโหลดเป็น 2 ส่วน คือ ความน่าจะเป็นและความถี่ในการเกิดโหลดค่าต่างๆ

- *Individual state load model*

แบบจำลองของโหลดแบบนี้เหมาะสำหรับการพิจารณารายละเอียดของโหลดเป็นแบบรายวัน คือ พิจารณาโหลดเป็น 2 ระดับ คือ โหลดต่ำสุดในแต่ละวันและโหลดสูงสุดในแต่ละวัน โดยโหลดในแต่ละวันจะมีการเปลี่ยนแปลงจากโหลดต่ำสุดไปยังโหลดสูงสุดแล้วกลับมายังโหลดต่ำสุดอีกครั้ง

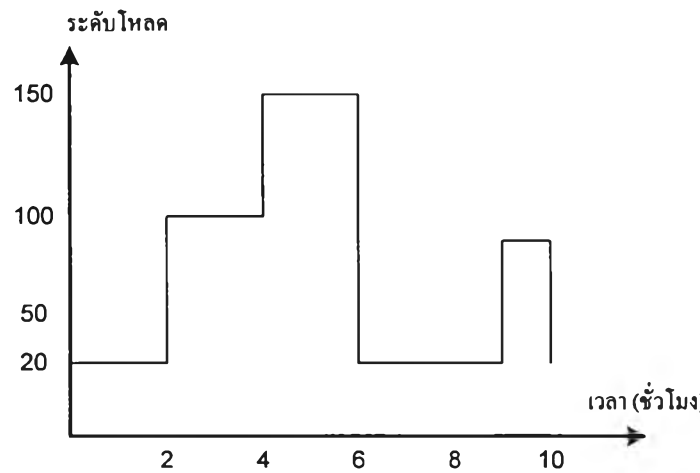
2.2.1 แบบจำลองของโหลดชนิด Cumulative state

เมื่อเราทราบรายละเอียดของโหลดในแต่ละชั่วโมงแล้ว เราสามารถนำข้อมูลเหล่านี้มาสร้างแบบจำลองของโหลดซึ่งประกอบไปด้วยค่าความน่าจะเป็นและความถี่สะสมที่จะเกิดโหลดที่ระดับต่างๆ [1] โดยการคำนวณความน่าจะเป็นและความถี่ของโหลดที่ระดับต่างๆจะแสดงได้ดังต่อไปนี้

- *การคำนวณความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับ*

หลักการของการคำนวณค่าความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับนั้น จะอาศัยการนับจำนวนช่วงเวลาที่เกิดโหลดระดับต่างๆ โดยหากมีโหลดชั่วโมงใดมีค่าเหมือนกันก็ให้รวมจำนวนช่วงเวลาของการเกิดโหลดดังกล่าวเข้าด้วยกัน แล้วทำการคำนวณจนกระทั่งครบถึงชั่วโมงสุดท้าย เสร็จแล้วให้นำจำนวนชั่วโมงของการเกิดโหลดที่ระดับต่างๆนั้นมาหารด้วยช่วงเวลาที่พิจารณาก็จะได้ความน่าจะเป็นของการเกิดโหลดที่ระดับต่างๆ โดยตัวอย่างการคำนวณความน่าจะเป็นของโหลดที่ระดับต่างๆ แสดงได้ในตัวอย่างที่ 2.1 ดังนี้

ตัวอย่างที่ 2.1 พิจารณาโหลดรายชั่วโมงดังแสดงในรูปที่ 2.4 ซึ่งมีช่วงเวลาทั้งสิ้น 10 ชั่วโมง



รูปที่ 2.4 โหลดรายชั่วโมงของตัวอย่างที่ 2.1

จากรูปที่ 2.4 จะพบว่ากรณีนี้โหลดต่ำสุดมีค่า 20 MW และโหลดสูงสุดมีค่า 150 MW และระยะเวลาที่เกิดโหลดระดับ 20 MW 100 MW และ 150 MW มีค่าเท่ากับ 5 ชั่วโมง 3 ชั่วโมง และ 2 ชั่วโมง ตามลำดับ เมื่อนำระยะเวลาที่จะเกิดโหลดในแต่ละระดับมาหารด้วยระยะเวลาของการเกิดโหลดทั้งหมดซึ่งในที่นี้มีค่าเท่ากับ 10 ชั่วโมง ก็จะได้ความน่าจะเป็นของการเกิดโหลดในแต่ละระดับ เพราะฉะนั้นความน่าจะเป็นของโหลดระดับ 20 ,100 และ 150 MW มีค่าเท่ากับ 0.5 , 0.3 และ 0.2 ตามลำดับ

ความน่าจะเป็นสะสมของการเกิดโหลดสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.15 คือ

$$P_L(X) = \sum_i p_L(x_i) \qquad : X \leq x_i \tag{2.15}$$

โดย $P_L(X)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมของโหลดที่ระดับ X MW

$p_L(x_i)$ คือ ความน่าจะเป็นแบบ Individual ของโหลดที่ระดับ x_i MW

ผลลัพธ์ที่ได้นำมาเขียนเป็นตารางของการเกิดโหลดได้ตามตารางที่ 2.1 ดังนี้

ตารางที่ 2.1 แบบจำลองความน่าจะเป็นของโหลดตามตัวอย่างที่ 2.1

ระดับโหลด	ความน่าจะเป็นของโหลด	ความน่าจะเป็นสะสมของโหลด
20	0.5	1.0
100	0.3	0.5
150	0.2	0.2

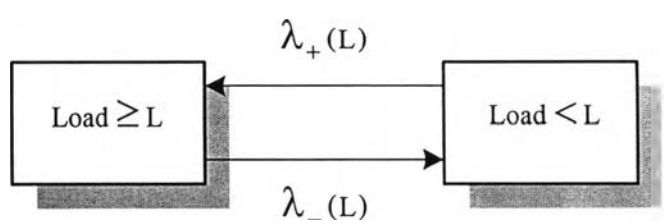
- *การคำนวณความถี่ของโหลดแต่ละระดับ*

การคำนวณความถี่ของการเกิดโหลดเมื่อพิจารณาโหลดเป็นแบบ Cumulative state load model สามารถทำได้โดยเริ่มจากการพิจารณาสถานะ 2 สถานะ ดังนี้

สถานะที่ 1 $\text{Load} \geq L$ และ สถานะที่ 2 $\text{Load} < L$

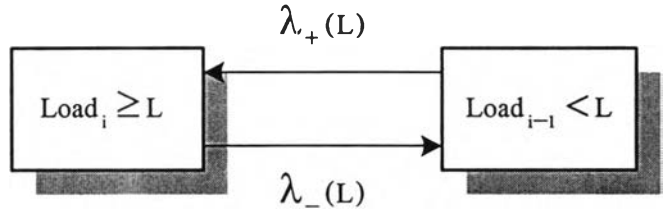
เมื่อ Load คือ โหลดที่ระดับต่างๆในช่วงเวลาที่พิจารณา

L คือ ระดับของโหลดที่พิจารณา



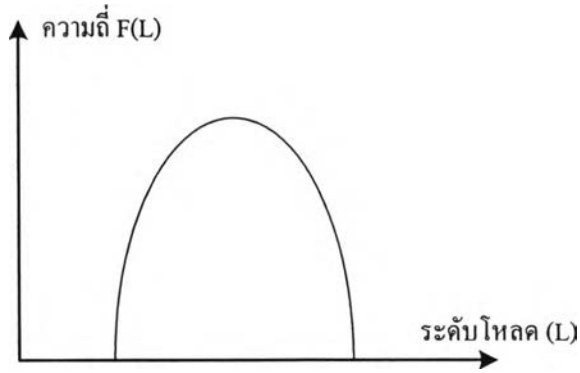
รูปที่ 2.5 แบบจำลองของโหลดชนิด Cumulative state

จากรูปที่ 2.5 สามารถอธิบายได้ว่า $\lambda_+(L)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดที่สถานะต่ำกว่าไปยังสถานะที่โหลดสูงกว่า ในทางตรงกันข้าม $\lambda_-(L)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดที่สถานะสูงกว่าไปยังสถานะที่โหลดต่ำกว่า ดังนั้นในกรณีที่เราพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง รูปที่ 2.5 สามารถเขียนใหม่ได้ดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 แผนภาพแบบจำลองของโหลดชนิด Cumulative state
เมื่อพิจารณาโหลดเป็นแบบรายชั่วโมง

เมื่อ $Load_i$ คือ ระดับโหลดที่เวลา i และ $Load_{i-1}$ คือ ระดับโหลดที่เวลา i-1 จากรูปที่ 2.6 ความถี่ของโหลดสามารถคำนวณได้จากการนับจำนวนครั้งของอัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่ $Load < L$ ไปยังสถานะที่ $Load \geq L$ แล้วแปลงมาเป็นความถี่โดยการหารช่วงเวลาที่พิจารณา โดยรูปกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างระดับโหลดที่เราพิจารณา (L) กับความถี่ของแบบจำลองของโหลดแสดงได้ดังรูปที่ 2.7 จากรูปที่ 2.7 สามารถอธิบายได้ว่า ความถี่ที่จะเกิดโหลดมากกว่าโหลดสูงสุดและน้อยกว่าโหลดต่ำสุดมีค่าเป็นศูนย์



รูปที่ 2.7 กราฟแสดงความถี่เมื่อพิจารณาโหลดเป็นแบบ Cumulative state load model

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ขั้นตอนการคำนวณความถี่ของโหลดแต่ละระดับสามารถอธิบายได้ ดังนี้

1) กำหนดระดับโหลด แล้วทำการเรียงโหลดจากต่ำสุดไปถึงระดับสูงสุด ซึ่งโหลดแต่ละระดับจะแทนด้วย L

2) ทำการคำนวณตั้งแต่โหลดระดับต่ำสุดไปจนถึงโหลดสูงสุด โดยนำโหลดที่ระดับต่างๆ (L_i) จากข้อ 1) ไปเปรียบเทียบกับโหลดชั่วโมงที่ 1 และ ชั่วโมงที่ 2 ถ้า

$$\text{สถานะที่ 1} \quad \text{Load}_i \geq L \quad \text{และ} \quad \text{สถานะที่ 2} \quad \text{Load}_{i-1} < L$$

แล้วเราจะนับจำนวนครั้งเท่ากับ 1 ครั้ง แต่ถ้าหากไม่สอดคล้องก็ให้จำนวนครั้งเท่ากับ 0 จากนั้นก็ทำการเปรียบเทียบกับชั่วโมงที่ 2 และชั่วโมงที่ 3 ต่อไป ถ้าสอดคล้องก็ให้นับเพิ่มจากเดิมอีก 1 ครั้ง (ในกรณีนี้จะเห็นว่าเป็นการนับจำนวนครั้งของ $\lambda_-(L)$ ในรูปที่ 2.6 นั่นเอง หรือจะนับจำนวนครั้งของ $\lambda_+(L)$ ก็จะมีค่าเท่ากัน) ทำไปจนครบที่ทุกๆระดับโหลด

3) นำจำนวนครั้งที่นับได้ในแต่ละระดับของโหลดมาหารด้วยช่วงเวลาที่เราพิจารณาจะได้ผลลัพธ์เป็นค่าความถี่ของโหลดที่ระดับนั้น

จากรูปที่ 2.4 ในตัวอย่างที่ 2.1 สามารถคำนวณความถี่ของโหลดที่ระดับต่างๆตามขั้นตอนการคำนวณที่ได้กล่าวมาแล้วได้ดังตารางที่ 2.2

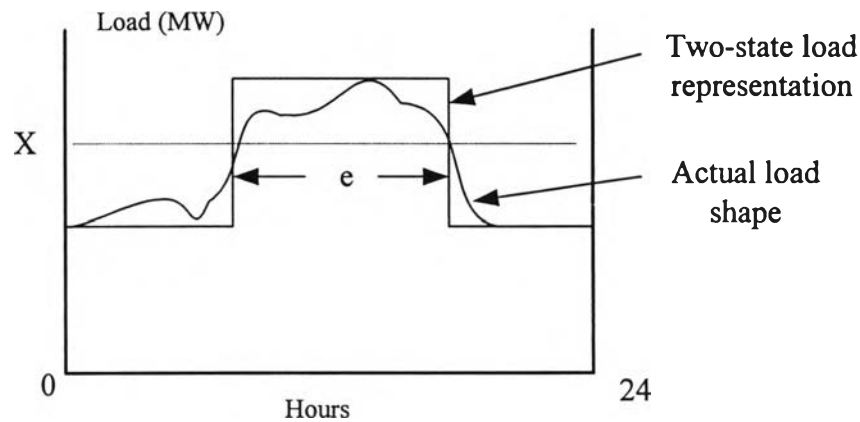
ตารางที่ 2.2 แบบจำลองความน่าจะเป็นของโหลดตามตัวอย่างที่ 2.1

ระดับโหลด	จำนวนครั้ง	ความถี่ = จำนวนครั้ง / 10 ชั่วโมง
20	0	0
100	2	0.2
150	1	0.1

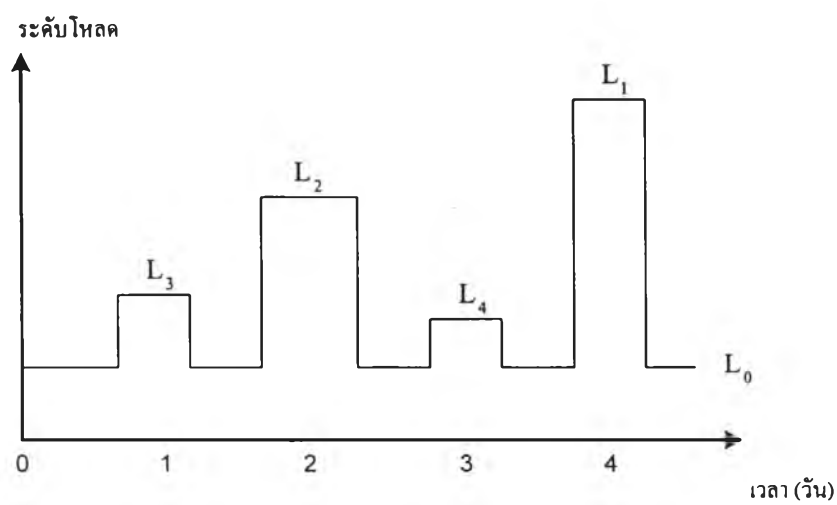
2.2.2 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state

ลักษณะของโหลดแบบนี้ คือ วัฏจักรของโหลด (Load cycle) ในช่วงเวลาใดๆจะเป็นลำดับของโหลดแบบสุ่มจำนวน N ระดับ ซึ่งเหมาะสำหรับโหลดในลักษณะเป็นโหลดรายวันซึ่งมีโหลดสูงสุดเป็นช่วงเวลาโดยเฉลี่ย e วัน ซึ่งค่า e จะถูกเรียกว่าเป็นค่า Exposure factor และมีช่วงเวลาในการเกิดโหลดต่ำสุดเท่ากับ 1-e วันแสดงได้ดังรูปที่ 2.8 โดยวัฏจักรของการเกิดโหลดแสดงได้ดังรูปที่ 2.9 ซึ่ง

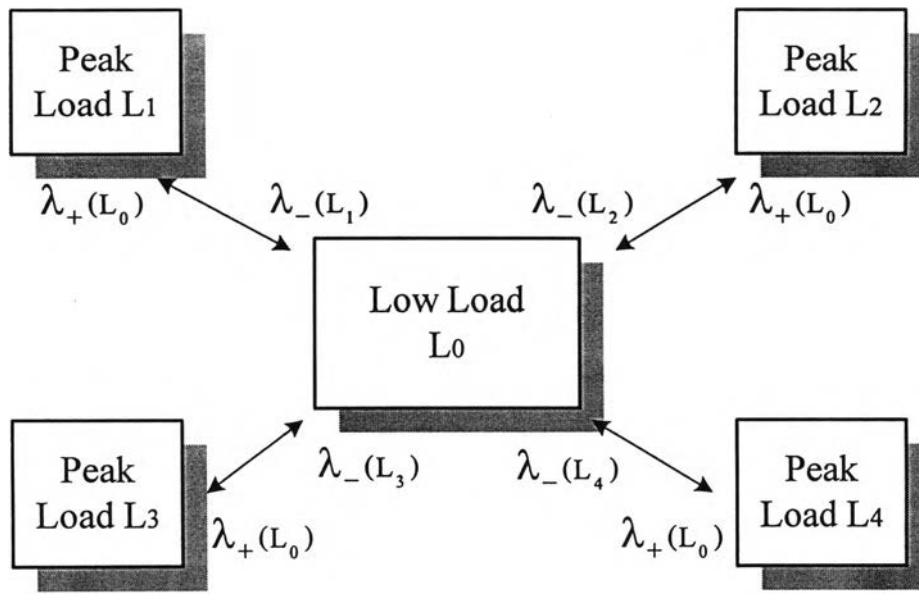
โหลดสูงสุดในแต่ละวันจะกลับมายังโหลดต่ำสุดเสมอก่อนที่จะไปสู่ค่าโหลดสูงสุดอีกครั้งในวันถัดไป ส่วนรูปที่ 2.10 แสดงไดอาแกรมการเปลี่ยนแปลงของโหลดชนิด Individual state อนึ่ง ปกติค่า X ในรูปที่ 2.8 นั้นไม่มีมาตรฐานใดที่จะกำหนดแน่ชัดลงไปว่าค่า X ควรมีค่าเป็นเท่าใด โดยถ้าค่า X มีค่าลดลง ค่า e จะมีค่าสูงขึ้น ถ้าค่า e มีค่าเท่ากับ 1 ย่อมหมายถึงว่าโหลดที่พิจารณาคือโหลดสูงสุดนั่นเองซึ่งปกติแล้วมักจะกำหนดให้ X มีค่าเท่ากับ 85% ของโหลดสูงสุด



รูปที่ 2.8 แบบจำลองของโหลดรายวันโดยใช้ Individual state load model



รูปที่ 2.9 ลักษณะของแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state



รูปที่ 2.10 แผนภาพการเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับ
แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state

พารามิเตอร์ที่ต้องการในการคำนวณแบบจำลองของโหลดสามารถคำนวณได้ ดังนี้

จำนวนของระดับของโหลดต่างๆ มีค่าเท่ากับ N **(ไม่รวมระดับโหลดต่ำสุด)**

ค่าโหลดสูงสุด L_i , $i = 1, 2, 3, \ldots, N$ **โดยที่** $L_1 > L_2 > L_3 > \ldots. > L_N$

ค่าโหลดต่ำสุดคงที่เท่ากับ L_0

จำนวนครั้งของการเกิดโหลด L_i **คือ** $n(L_i)$, $i = 1, 2, 3, \ldots, N$

ช่วงเวลาที่เกิดโหลดในแต่ละระดับ (ไม่รวมโหลดระดับต่ำสุด) $D = \sum_{i=1}^{N} n(L_i)$

โดยค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองของโหลดสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 การคำนวณค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลอง
ของโหลดชนิด Individual state

พารามิเตอร์	โหลดสูงสุด L_i	โหลดต่ำสุด L_0
เวลาโดยเฉลี่ยในการเกิดโหลด	e	1-e
ความน่าจะเป็น	$p(L_i)=\frac{n(L_i)}{D}(e)$	$p(L_0)=(1-e)$
อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดระดับหนึ่งไปยังโหลดที่สูงกว่า	$\lambda_+(L_i)=0$	$\lambda_+(L_0)=\frac{1}{1-e}$
อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดระดับหนึ่งไปยังโหลดที่ต่ำกว่า	$\lambda_-(L_i)=\frac{1}{e}$	$\lambda_-(L_0)=0$
ความถี่ในการเกิดโหลด	$f(L_i)=\frac{n(L_i)}{D}$	$f(L_0)=1$

เมื่อเราทราบค่า $p(L_i)$ $\lambda_+(L_i)$ และ $\lambda_-(L_i)$ ก็จะสามารถสร้างแบบจำลองของโหลดได้ โดยความถี่และความถี่สะสมของโหลดสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.16 และ 2.17 ตามลำดับ

$$f(L_i)=p(L_i)(\lambda_+(L_i)+\lambda_-(L_i)) \tag{2.16}$$

$$F(L_i)=F(L_{i-1})+p(L_i)(\lambda_+(L_i)+\lambda_-(L_i)) \tag{2.17}$$

โดย $f(L_i)$ คือ ความถี่ของโหลดที่ระดับ L_i

$\lambda_+(L_i)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดต่ำสุดไปยังโหลดที่สูงสุดในแต่ละวัน

$\lambda_-(L_i)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากโหลดสูงสุดไปยังโหลดที่ต่ำสุดในแต่ละวัน

$F(L_i)$ คือ ความถี่สะสมของโหลดระดับ L_i

$F(L_{i-1})$ คือ ความถี่สะสมของโหลดระดับ L_{i-1}

ตัวอย่างที่ 2.2 กำหนดข้อมูลของโหลดดังตารางที่ 2.4 เราสามารถสร้างแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state ได้ดังนี้

ตารางที่ 2.4 ข้อมูลของโหลดรายวันในตัวอย่างที่ 2.2

ระดับโหลดสูงสุด	จำนวนครั้งของการเกิดโหลด (ครั้ง)
65	8
55	4
50	4
46	4
0	20

กำหนดให้ e = 0.5 และจากตารางที่ 2.4 จะได้ว่า D = 20 วัน L_1= 65 MW L_2= 55 MW L_3 = 50 MW L_4 = 46 MW L_5 = 0 MW ดังนั้นโดยการคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างๆตามตารางที่ 2.3 จะได้แบบจำลองของโหลดตามตารางที่ 2.5 ดังนี้

ตารางที่ 2.5 แบบจำลองของโหลดชนิด Individual state ในตัวอย่างที่ 2.2

L_i	$p(L_i)$	$\lambda_+(L_i)$	$\lambda_-(L_i)$	$f(L_i)$	$F(L_i)$
65	0.2	0	2	0.4	0
55	0.1	0	2	0.2	0.4
50	0.1	0	2	0.2	0.6
46	0.1	0	2	0.2	0.8
0	0.5	2	0	0.1	1

หากพิจารณาโหลดรายวันในช่วงเวลาที่พิจารณาแล้ว ข้อมูลของโหลดในการสร้างแบบจำลองของโหลดชนิด Individual state นั้นอาจจะพิจารณาจากการเรียงระดับโหลด จากสูงสุดไปหาต่ำสุดหรือจากต่ำสุดไปหาสูงสุดก็ได้ จากนั้นทำการจับกลุ่มของโหลดให้อยู่ในช่วงที่กำหนดไว้ โดยค่าเฉลี่ย (Mean) ของโหลดในแต่ละกลุ่มจะเป็นตัวแทนของระดับโหลดสูงสุดในกลุ่มนั้นๆ [1] ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 2.18 ส่วนจำนวนครั้งในการเกิดโหลดสามารถคำนวณได้โดยการพิจารณาว่าโหลดสูงสุดในแต่ละวันที่อยู่ในช่วงเวลาที่พิจารณานั้นมีค่าอยู่ในกลุ่มใด ก็ให้นับจำนวนครั้งในการเกิดโหลดของกลุ่มนั้นๆ โดยกำหนดให้โหลดต่ำสุดเกิดขึ้นตลอดช่วงเวลาที่พิจารณา

$$L_{av} = \frac{\sum_{i=1}^{m} L_i n_i}{\sum_{i=1}^{m} n_i} \qquad (2.18)$$

โดย m คือ ระดับโหลดที่อยู่ในแต่ละกลุ่ม

L_{av} คือ โหลดเฉลี่ยในแต่ละกลุ่ม

n_i คือ จำนวนครั้งของการเกิดโหลดระดับ L_i

จากตัวอย่างที่ 2.2 หากกำหนดให้จำนวนกลุ่มของโหลดเท่ากับ 3 กลุ่ม(ไม่รวมโหลดต่ำสุด) จะได้ว่า

กลุ่มที่ 1 อยู่ในช่วง 41 - 50 MW

กลุ่มที่ 2 อยู่ในช่วง 51 - 60 MW

กลุ่มที่ 3 อยู่ในช่วง 61 - 70 MW

จากข้อมูลของโหลดในตารางที่ 2.4 เมื่อนำมาเขียนใหม่จะได้ข้อมูลของโหลดตามตารางที่ 2.6 หลังจากนั้นก็นำค่าเฉลี่ยของโหลดและจำนวนครั้งของการเกิดโหลดในแต่ละกลุ่มไปสร้างแบบจำลองของโหลดตามวิธีที่ได้กล่าวมาแล้วต่อไป

ตารางที่ 2.6 ข้อมูลของโหลดหลังจากการแบ่งกลุ่มของโหลดในตัวอย่างที่ 2.2 ออกเป็นช่วงๆ

ระดับของโหลด (MW)	ค่าเฉลี่ยของโหลดในแต่ละกลุ่ม	จำนวนครั้งของการเกิดโหลด
61 - 70	65	8
51 - 60	55	4
41 - 50	48	8
0	0	20

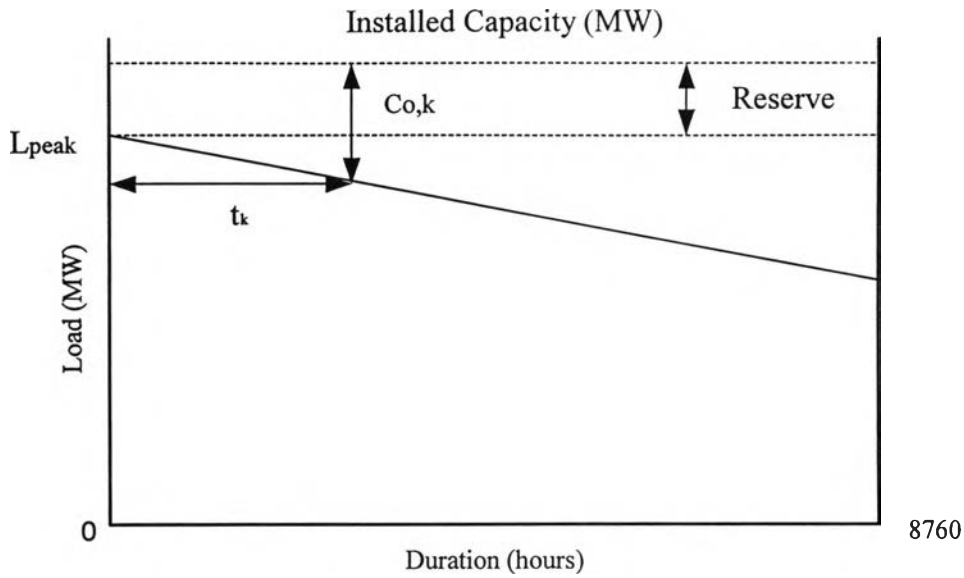
2.3 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ในอดีตนั้นการประเมินความเพียงพอของระบบผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาจากค่าเปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตสำรองโดยจะกำหนดเป็นค่าเปอร์เซ็นต์ที่คงที่ ของกำลังผลิตติดตั้งในระบบหรือโหลดที่คาดหวังว่าจะเพิ่มขึ้นในอนาคต [3,4] หลักเกณฑ์อื่นๆก็อาจจะนำมาพิจารณาความเพียงพอในส่วนนี้ได้ เช่น กำลังการผลิตสำรองอาจจะต้องมากกว่าหรือเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในระบบ แต่ต่อมาหลักเกณฑ์การพิจารณาดังกล่าวได้ถูกแทนที่ด้วยวิธีความน่าจะเป็น ซึ่งได้สะท้อนปัจจัยหลายส่วนที่เกิดขึ้นจริงในระบบไฟฟ้าและส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ในระบบผ่านทางค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ค่า Loss of Load Expectation (LOLE) ค่า Expected Energy Not Supplied (EENS) และค่า Frequency & Duration (F&D) จากนั้นจึงอาศัยค่าเหล่านี้ไปปรับปรุงแผนการเตรียมกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้าต่อไป

2.3.1 การคำนวณค่าดัชนี Loss of Load Expectation (LOLE) และค่าดัชนี Expected Energy Not Supplied (EENS)

ดัชนี LOLE (Loss of Load Expectation) คือ ค่าที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาเฉลี่ย (ชั่วโมงหรือวัน) เมื่อเทียบกับระยะเวลาทั้งหมดที่สนใจซึ่งโดยทั่วไปมักมีระยะเวลา 1 ปี ซึ่งคาดว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่จะไม่เพียงพอต่อโหลดในระบบ ส่วนความหมายของดัชนี EENS (Expected Energy Not Supplied) คือ ค่าที่บอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าอันเนื่องจากโหลดมีค่ามากกว่าปริมาณกำลังการผลิตที่มีอยู่ โดยดัชนีดังกล่าวแสดงถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโหลดที่สูญหายไปจากการที่มีกำลังผลิตไม่เพียงพอ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ คือค่า LOLE และ EENS นั้น เราจะนำตาราง COPT ที่ได้จากการทำแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองของโหลดในรูปของเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Cumulative Load Duration Curve: CLDC) มาพิจารณารวมกัน โดยเส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสมคำนวณได้โดยใช้วิธีเช่นเดียวกันกับการคำนวณความน่าจะเป็นของโหลดแต่ละระดับในการสร้างแบบจำลองของโหลดแบบ Cumulative state load model (หัวข้อ 2.1.3)



รูปที่ 2.11 การคำนวณค่าดัชนี LOLE โดยการพิจารณา
เส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Cumulative Load Duration Curve: CLDC)

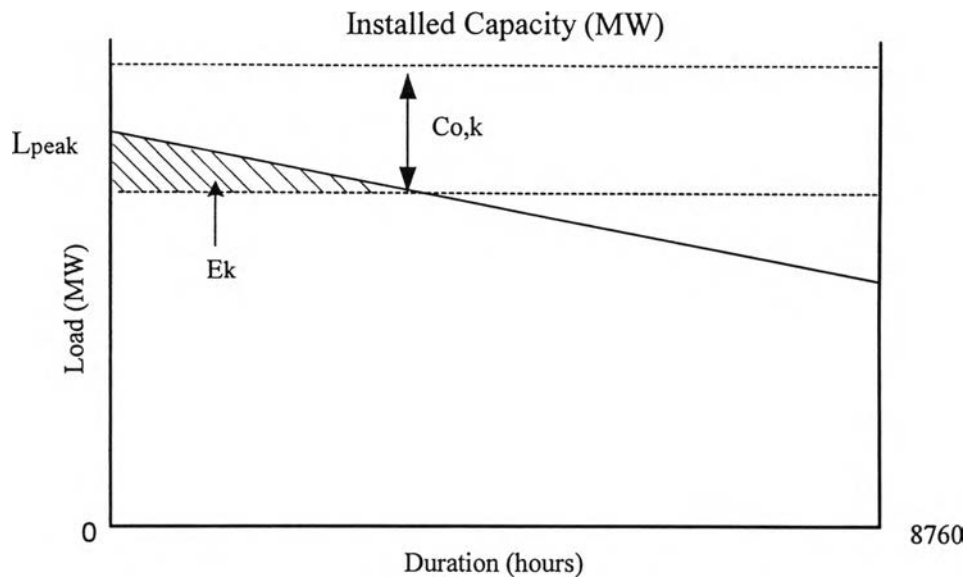
รูปที่ 2.11 แสดงตัวอย่างของเส้นโค้ง CLDC ที่ใช้ในการคำนวณค่า LOLE โดยการสูญเสียโหลดจะเกิดขึ้นเมื่อกำลังการผลิตที่มีอยู่น้อยกว่าปริมาณความต้องการของโหลดในขณะนั้น จากรูปที่ 2.11 ค่า L_{peak} คือ ค่าโหลดสูงสุดในรอบปีโดยพิจารณาจากค่าโหลดรายชั่วโมง ส่วน $C_{o,k}$ MW คือค่ากำลังการผลิตที่คาดว่าจะเกิดเหตุขัดข้อง (Outage capacity) ของสถานะ k ในตาราง COPT ซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียโหลดเป็นระยะเวลา t_k ชั่วโมงตามลำดับ ด้วยเหตุนี้เราสามารถคำนวณ LOLE ได้ตามสมการที่ 2.19 ดังนี้

$$LOLE = \sum_{k=1}^{N} p_k t_k \qquad (2.19)$$

เมื่อ p_k คือค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของ $C_{o,k}$ MW

t_k คือระยะเวลาที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตที่มีค่าเท่ากับ $C_{o,k}$ MW

N คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของตาราง COPT



รูปที่ 2.12 การคำนวณค่าดัชนี EENS โดยการพิจารณา
เส้นโค้งระยะเวลาของโหลดสะสม (Cumulative Load Duration Curve: CLDC)

การคำนวณค่าดัชนี EENS สามารถทำได้โดยการพิจารณาปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังการผลิตขาดหายไปโดยดูจากเส้นโค้ง CLDC จากรูปที่ 2.12 E_k คือพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากกำลังการผลิตขาดหายไปเป็นปริมาณเท่ากับ $C_{o,k}$ MW ดังนั้นเราสามารถคำนวณค่าดัชนี EENS ได้จากสมการที่ 2.20 ดังนี้

$$EENS = \sum_{k=1}^{N} p_k E_k \qquad (2.20)$$

เมื่อ p_k คือ ค่าความน่าจะเป็นแบบ Individual ของ $C_{o,k}$ MW

E_k คือ ปริมาณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการขาดหายของกำลังการผลิตที่มีค่าเท่ากับ $C_{o,k}$ MW

N คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของตาราง COPT

2.3.2 การคำนวณค่าดัชนี Frequency & Duration (F&D)

- *การคำนวณโดยใช้แบบจำลองโหลดชนิด Individual state*

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้แบบจำลองโหลดชนิด Individual state นั้นต้องคำนวณเป็นตารางอาร์เรย์ 2 มิติหรือเรียกว่าตาราง Margin [1] คือ มิติแรกเป็นแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมิติที่สองเป็นแบบจำลองของโหลด โดยการสร้างตารางอาร์เรย์ 2 มิตินี้ก็เพื่อนำไปคำนวณค่า Margin ซึ่งเกิดจากผลต่างระหว่างค่ากำลังผลิตที่ใช้งานได้และระดับของโหลด ซึ่งแสดงได้ตามสมการที่ 2.21 คือ

$$m_k = C_i - L_j \tag{2.21}$$

ถ้า m_k มีค่าติดลบนั่นหมายถึงค่าของโหลด ณ สถานะ j มีค่ามากกว่าค่ากำลังการผลิตติดตั้ง ณ สถานะ i ซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียโหลดในระบบ โดยอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะ (Transition rate) ของค่า Margin แสดงได้ตามสมการที่ 2.22 และ 2.23 ดังนี้

$$\lambda_{+m} = \lambda_{+C} + \lambda_{-L} \tag{2.22}$$

$$\lambda_{-m} = \lambda_{-C} + \lambda_{+L} \tag{2.23}$$

โดย λ_{+m} และ λ_{-m} เป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะไปสู่สถานะที่มีค่า Margin สูงขึ้นและต่ำลงตามลำดับ

λ_{+C} และ λ_{-C} เป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะไปสู่สถานะที่มีค่ากำลังการผลิตที่สูงขึ้นและต่ำลงตามลำดับ

λ_{+L} และ λ_{-L} เป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะไปสู่สถานะที่มีค่าโหลดที่สูงขึ้นและต่ำลงตามลำดับ

ความน่าจะเป็นที่สถานะ Margin นั้นๆ คือผลคูณของค่าความน่าจะเป็นของค่ากำลังการผลิตและความน่าจะเป็นของโหลดที่ทำให้เกิดค่า Margin นั้น ซึ่งแสดงได้ตามสมการที่ 2.24

$$\text{Probability} \qquad p_k = (p_C)(p_L) \tag{2.24}$$

เมื่อ p_C เป็นค่าความน่าจะเป็นในส่วนของระบบผลิต

p_L เป็นค่าความน่าจะเป็นในส่วนของโหลด

และความถี่ของค่า Margin แสดงได้ดังสมการที่ 2.25 คือ

$$f_k = p_k(\lambda_{+k} + \lambda_{-k}) \tag{2.25}$$

อย่างไรก็ตามในการคำนวณตาราง Margin นั้นอาจจะเกิดสถานะที่ซ้ำกันขึ้น ดังนั้นจึงต้องทำการรวมสถานะที่ซ้ำกันที่เกิดขึ้นนี้ ซึ่งทำได้ตามสมการที่ 2.26 และ 2.27 ตามลำดับ

$$p_k = \sum_{i=1}^{s} p_i \tag{2.26}$$

เมื่อ s คือสถานะที่ซ้ำกันทั้งหมด จะได้ว่า

$$\lambda_{\pm k} = \sum_{i=1}^{s} \frac{p_i \lambda_{\pm i}}{p_k} \tag{2.27}$$

ความถี่สะสมสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 2.28 คือ

$$F_k = F_{k-1} + p_k(\lambda_{+k} - \lambda_{-k}) \tag{2.28}$$

จากสมการที่ 2.28 เมื่อคำนวณจนครบทุกสถานะแล้ว ค่า F_k ของสถานะที่เป็นลบค่าแรก (First negative margin) จะเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ "Frequency" ของระบบ ส่วนค่า "Duration" จะสามารถคำนวณได้โดยการนำค่าความน่าจะเป็นสะสม ณ สถานะที่เป็นลบค่าแรกมาหารด้วยค่า F_k ตามสมการที่ 2.29

$$\text{Duration} = \frac{P_k}{F_k} \tag{2.29}$$

- *การคำนวณโดยใช้แบบจำลองโหลดชนิด Cumulative state*

ในกรณีนี้ เราไม่สามารถพิจารณาสถานะที่เป็นลบค่าแรก (First negative margin) แบบเดียวกับกรณีของแบบจำลองชนิด Individual state ได้ ด้วยเหตุนี้จึงต้องพิจารณาสถานะที่เป็นศูนย์ (Zero margin) แทน เพื่อแสดงถึงสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลด

กำหนดให้ Margin เท่ากับ m MW และกำลังการผลิตที่ขาดหายไปเท่ากับ X MW สำหรับระบบที่มีกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากับ C MW สถานะที่แสดงถึงสถานะที่เกิดการสูญเสียโหลดจะเกิดขึ้นเมื่อ $L > C - X - m$ เราสามารถคำนวณค่าความน่าจะเป็นสะสมและค่าความถี่สะสมของค่า Margin เท่ากับ m ได้ดังสมการที่ 2.30 และ 2.31 ตามลำดับ

$$P(m) = \sum_{x} p(X)P(C - X - m) \tag{2.30}$$

$$F(m) = \sum_{x} p(X)\left[(\lambda_{+}(X) - \lambda_{-}(X))P(C - X - m) + F(C - X - m)\right] \tag{2.31}$$

โดย $p(X)$ คือ ความน่าจะเป็นเฉพาะ ที่จะเกิดกำลังการผลิตขัดข้องเท่ากับ X MW ซึ่งได้มาจากตาราง COPT

$P(C-X-m)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมที่โหลดจะมีค่าตั้งแต่ (C-X-m) ขึ้นไป ซึ่งได้มาจากแบบจำลองของโหลดแบบ Cumulative state

$F(C-X-m)$ คือ ความถี่สะสมที่โหลดจะมีค่าตั้งแต่ (C-X-m) ขึ้นไป ซึ่งได้มาจากแบบจำลองของโหลดแบบ Cumulative state

$\lambda_{+}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*น้อยกว่า* X MW

$\lambda_{-}(X)$ คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงจากสถานะที่กำลังการผลิตเกิดขัดข้องเท่ากับ X MW ไปยังสถานะที่เกิดขัดข้อง*มากกว่า* X MW

จากสมการที่ 2.30 และ 2.31 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ "Frequency" คือค่า F(0) และค่าดัชนี "Duration" สามารถหาได้จากการหาค่า P(0) แล้วนำมาหารด้วย ค่า F(0)

2.4 การคำนวณค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสม

การพิจารณาวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้านอกจากต้องคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ เช่น ระดับความเชื่อถือได้ เงินลงทุน หรือ ชนิดของโรงไฟฟ้า ฯลฯ แล้ว การพิจารณาถึงผลกระทบของแผนการปรับปรุงการผลิตแต่ละแผนที่มีต่อผู้ใช้ก็ถือว่าเป็นสิ่งจำเป็นด้วยในสภาพปัจจุบัน หากพิจารณาถึงผลกระทบที่มีต่อผู้ใช้ในเชิงเศรษฐศาสตร์แล้ว โดยทั่วไปจะประเมินออกมาเป็นมูลค่าความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับขึ้น หากการไฟฟ้าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าไม่เพียงพอ มูลค่าความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าก็อาจจะมีค่าสูง ในทางตรงกันข้ามหากการไฟฟ้าก่อสร้างโรงไฟฟ้ามากเกินไปก็อาจจำเป็นต้องลงทุนสูงเกินความเหมาะสม ดังนั้นจุดสมดุลหรือจุดเหมาะสมระหว่างความเพียงพอ (ความเชื่อถือได้) กับมูลค่าความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าจึงได้รับความสนใจมากในปัจจุบัน

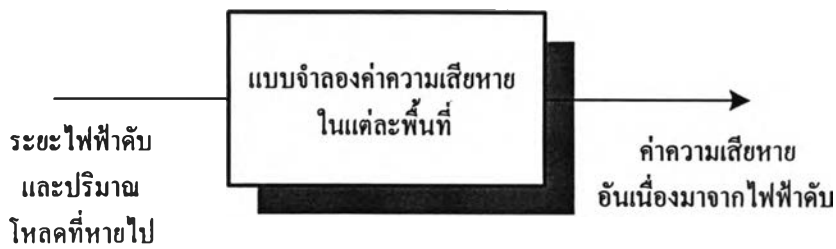
2.4.1 มูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

ในกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับขึ้นแต่ละครั้งนั้น โดยทั่วไปมักจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบหรือเกิดความเสียหายทั้งทางด้านเศรษฐกิจและทางสังคมขึ้น โดยลักษณะและมูลค่าความเสียหายดังกล่าวอาจจะแตกต่างกันไปในผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ตัวอย่างของความเสียหายทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นในกรณีของผู้ประกอบการอุตสาหกรรมอาจประกอบด้วยการหยุดชะงักของการผลิตสินค้า ค่าจ้างแรงงานที่จะต้องจ่ายโดยไม่มีการทำงานตอบแทน ค่าความเสียหายของวัตถุดิบและเครื่องจักรในกระบวนการผลิตและการสูญเสียรายได้ในการดำเนินธุรกิจ สำหรับตัวอย่างผลกระทบที่เกิดขึ้นกับสังคมนั้น เช่น ความไม่สะดวกสบายในการประกอบกิจกรรมต่างๆ เป็นต้น ปกติการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้จะประกอบด้วยวิธีหลักๆ 3 วิธี [16] คือ

1. การประเมินจากดัชนีทางเศรษฐกิจ หรือ เรียกว่าเป็นการประเมินทางอ้อม (Indirect analytical evaluation)
2. การสำรวจความเสียหายทันทีหลังไฟฟ้าดับ (Case study of actual backouts)
3. การสำรวจข้อมูลจากผู้ใช้ไฟ (Customer survey)

โดยวิธีที่เป็นที่ยอมรับกันในปัจจุบัน คือวิธีการสำรวจข้อมูลไฟฟ้าดับจากผู้ใช้ไฟโดยตรง ทั้งนี้เนื่องจากมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับจากการสำรวจนั้น ผู้ที่ได้รับความเสียหายซึ่งทราบรายละเอียดดีที่สุดได้มีส่วนร่วมในการประเมินด้วย

แนวคิดในการประเมินมูลค่าความเสียหายในแต่ละพื้นที่เมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับขึ้นในแต่ละครั้งนั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 การประเมินมูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

จากรูปที่ 2.13 จะพบว่าข้อมูลสำคัญที่ใช้ในการประเมินมูลค่าความเสียหายนั้นประกอบด้วย

1) ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ๆพิจารณา
2) ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ
3) ปริมาณโหลดที่หายไป
4) แบบจำลองความเสียหายของพื้นที่

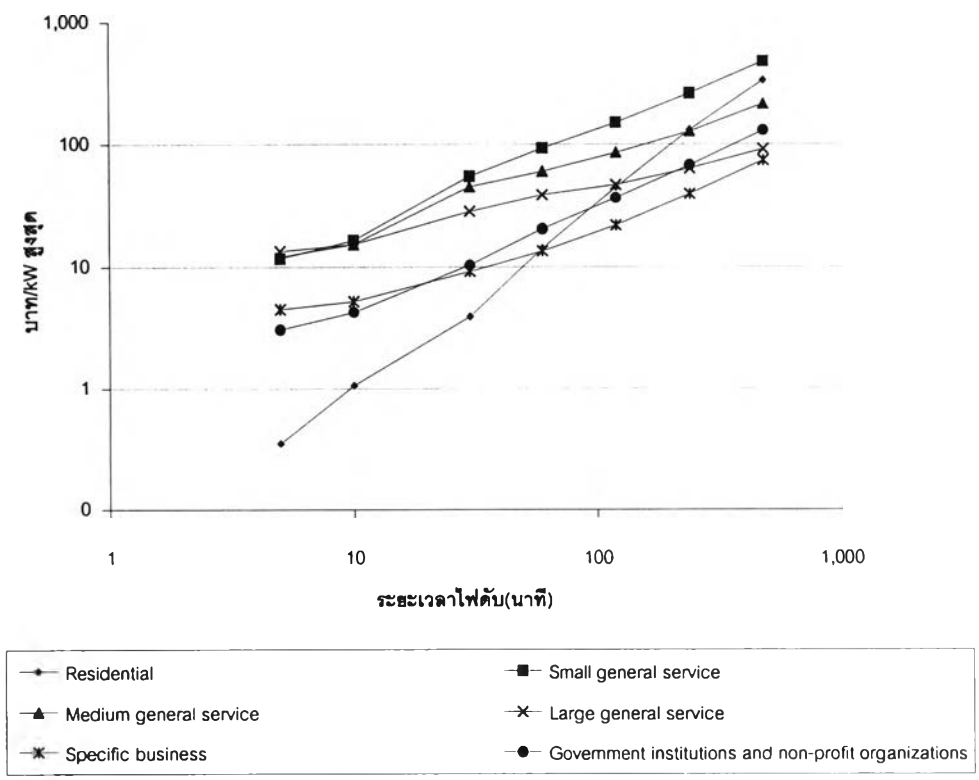
2.4.2 ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า

ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Damage Function: CDF) [13,14] แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของข้อมูลที่ได้จากการสำรวจของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทเทียบกับระยะเวลาไฟฟ้าดับ จากฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้านี้ เราสามารถนำไปสร้างเป็นแบบจำลองค่าความเสียหายในแต่ละพื้นที่ได้ดังรูปที่ 2.13 โดยฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากการสำรวจข้อมูลที่เกี่ยวกับความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะแบ่งกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีพฤติกรรมและลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่คล้ายคลึงกันไว้ในประเภทเดียวกัน เช่น กลุ่มผู้อยู่อาศัย กลุ่มอุตสาหกรรม เป็นต้น ซึ่งจะเรียกว่าฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท (Sector Customer Damage Function: SCDF)

ตัวอย่างที่จะแสดงต่อไปนี้ เป็นตัวอย่างของฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท ซึ่งอ้างอิงมาจากรายงานการวิจัยของสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย [17] โดยในกรณีนี้ ฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทสามารถแบ่งออกได้เป็น 6 ประเภทตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

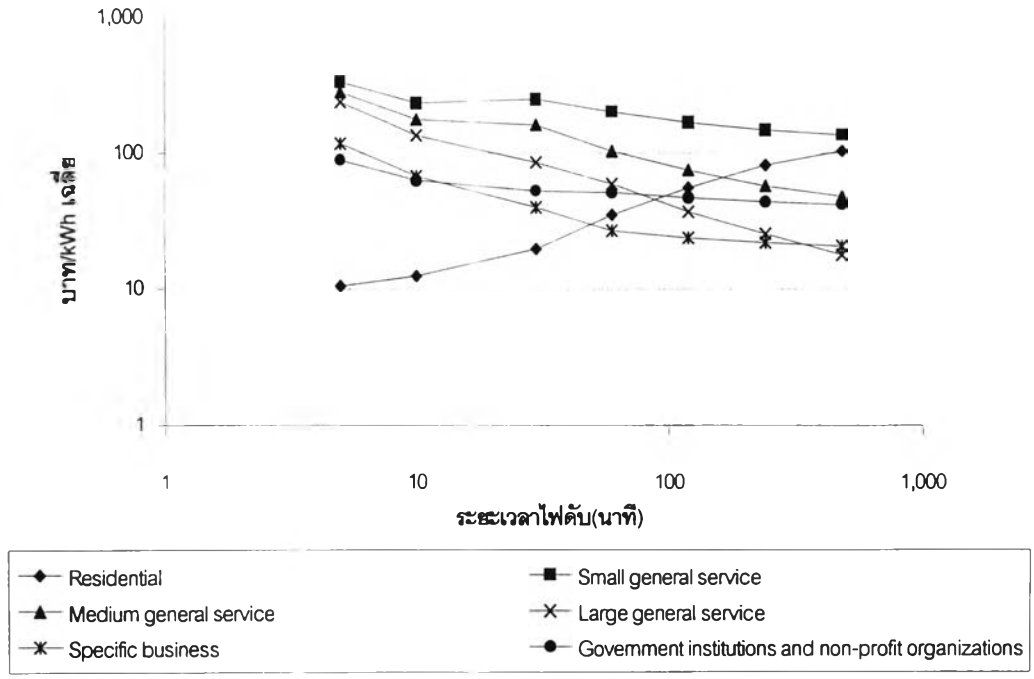
1) บ้านอยู่อาศัย
2) ธุรกิจขนาดเล็ก คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 30 kW
3) ธุรกิจขนาดกลาง คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 30 kW แต่ไม่เกิน 2000 kW
4) ธุรกิจขนาดใหญ่ คือ ผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 2000 kW ขึ้นไป
5) ธุรกิจเฉพาะอย่าง คือ ธุรกิจการโรงแรม ภัตตาคาร เป็นต้น
6) หน่วยงานราชการและองค์กรไม่หวังผลกำไร

สำหรับแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทสามารถพิจารณาได้ 2 แบบ คือ มูลค่าความเสียหายต่อกำลังไฟฟ้าสูงสุดและมูลค่าความเสียหายต่อพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ตัวอย่างแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทแสดงได้ดังรูปที่ 2.14 และ 2.15 ตามลำดับ



รูปที่ 2.14 แบบจำลองความเสียหายแบบมูลค่าความเสียหายต่อกำลังไฟฟ้าสูงสุด

I19255263

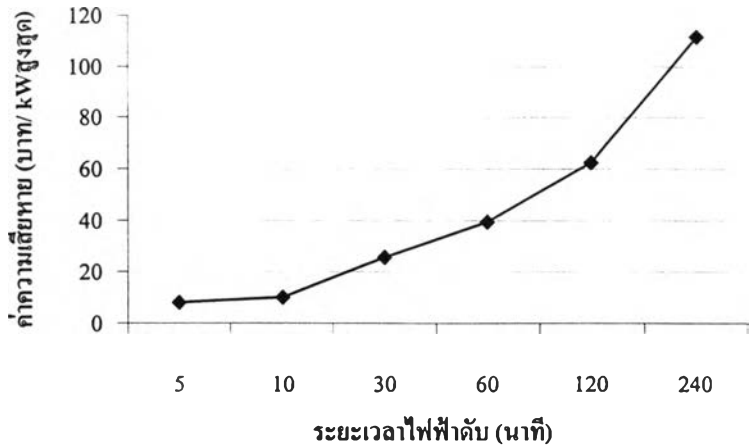


รูปที่ 2.15 แบบจำลองความเสียหายแบบมูลค่าความเสียหายต่อพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

โดยทั่วไปผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่จะประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าหลายประเภท ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการคำนวณฟังก์ชันความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (Composite Customer Damage Function: CCDF) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการถ่วงน้ำหนักฟังก์ชันความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทด้วยสัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูงสุด หรือพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ดังแสดงเป็นตัวอย่างในตารางที่ 2.7 ผลการคำนวณฟังก์ชันความเสียหายโดยรวมจากการถ่วงน้ำหนักแสดงได้ในรูปที่ 2.16

ตารางที่ 2.7 สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในผู้ใช้แต่ละประเภท

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า (%)
บ้านอยู่อาศัย	20
ธุรกิจขนาดเล็ก	12
ธุรกิจขนาดกลาง	20
ธุรกิจขนาดใหญ่	25
ธุรกิจเฉพาะอย่าง	10
หน่วยงานราชการและองค์กรไม่หวังผลกำไร	13



รูปที่ 2.16 ฟังก์ชันความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.4.3 การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้า

การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Assessment Rate: IEAR) [14] ในระบบผลิตไฟฟ้านั้นสามารถประเมินได้ 2 วิธี คือ โดยวิธีการวิเคราะห์หรือวิธีความถี่และช่วงเวลา (Frequency & Duration approach) และวิธีมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation method) แต่ในที่นี้จะกล่าวถึงวิธีการวิเคราะห์ดังที่จะได้อธิบายต่อไปนี้

แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและของโหลดที่กล่าวในหัวข้อ 2.1 และ 2.2 จะถูกนำมาใช้ในการคำนวณค่า IEAR โดยแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจะพิจารณาเป็นแบบฟังก์ชันความเสียหายโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (CCDF) จากการคำนวณตาราง Margin โดยใช้แบบจำลองของโหลดแบบ Individual state load model จะทำให้เราทราบสถานะที่จะเกิดการสูญเสียโหลด พร้อมทั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ซึ่งทำให้สามารถคำนวณค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า (EENS) ได้ตามสมการที่ 2.32 คือ

$$\text{Total EENS} = \sum_{i=1}^{N} m_i f_i d_i \qquad \text{(kWh/day หรือ MWh/day)} \qquad (2.32)$$

เมื่อ m_i = ปริมาณโหลดที่สูญเสีย (ค่า Margin) (MW หรือ kW)

f_i = จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับของการสูญเสียโหลดที่ m_i

d_i = ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (นาที หรือ ชั่วโมง)

N = จำนวนสถานะทั้งหมดที่เกิดการสูญเสียโหลด

และค่าความเสียหายทั้งหมดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 2.33

$$\text{Total expected cost} = \sum_{i=1}^{N} m_i f_i C(d_i) \qquad \text{(บาท/วัน หรือ \$/day)} \qquad (2.33)$$

ดังนั้นค่า IEAR สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.34

$$IEAR = \frac{\sum_{i=1}^{N} m_i f_i C(d_i)}{\sum_{i=1}^{N} m_i f_i d_i} \qquad \text{(บาท/kWh หรือ \$/kWh)} \qquad (2.34)$$

เมื่อ IEAR คือ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

$C(d_i)$ คือ ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับที่ได้จากแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ระยะเวลา ไฟฟ้าดับเท่ากับ d_i

มีข้อสังเกตว่าค่าดัชนี IEAR จะมีค่าที่ค่อนข้างคงที่โดยจะไม่แปรผันตามค่าโหลดสูงสุด และค่า Exposure factor ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองโหลดแบบ Individual state load model [14]

2.4.4 การประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบผลิตไฟฟ้า

ค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบผลิตไฟฟ้าเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในระบบไฟฟ้า (System cost) ซึ่งประกอบไปด้วย 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (Production cost) และค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Interruption cost) โดยทั่วไปค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จากผลรวมของค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed cost) และค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable cost) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบ ซึ่งค่าใช้จ่ายผันแปรคำนวณได้จากผลคูณของค่า EENS กับ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละเครื่อง ส่วนค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

สามารถคำนวณได้จากการนำค่า IEAR คูณกับ ค่า EENS ที่คำนวณได้ตามหัวข้อ 2.3.1 ซึ่งแสดงได้ตามสมการที่ 2.35 ดังนี้

$$C = (IEAR)(EENS) \tag{2.35}$$

เมื่อ C คือ ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

หลังจากทราบค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับแล้ว จะสามารถทำการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบผลิตไฟฟ้าได้โดยการทำการทดสอบกับแผนการเพิ่มกำลังการผลิตที่มีอยู่ แล้วตรวจสอบค่าใช้จ่ายรวมของระบบ (Total cost) ซึ่งเป็นผลรวมของค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (Production cost) และค่าความสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Interruption cost) ว่าแผนการใดให้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำที่สุด