# บทที่ 3

# แบบจำลองปัญหาและวิธีการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพัฒนาวิธีการจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้า เพื่อให้ได้แบบจำลองวิธีการจัดสรรต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าสามารถครอบคลุมต้นทุนระบบส่งไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม และเป็นธรรมตามหลักการทางวิศวกรรมไฟฟ้าให้มากที่สุด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทดสอบกับระบบทดสอบทั้งหมด 2 ระบบคือ ระบบทดสอบ 6 บัสที่ปรับปรุงมาจากระบบทดสอบในงานวิจัยที่ [14] และทดสอบกำลังไฟฟ้า 50 บัสในส่วนภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

โดยที่ข้อมูลต้นทุนของสายส่งแต่ละเส้นทางในระบบส่งไฟฟ้ารายปี จะถูกจัดสรรแบ่งการจัดสรรออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ คือ

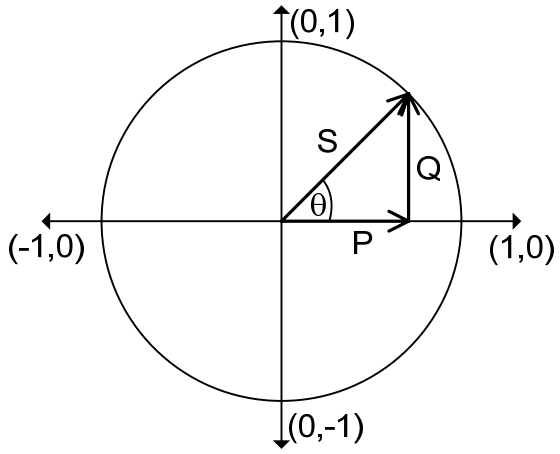
(1) ต้นทุนที่พิจารณาตามปริมาณการใช้จริงในสภาวะปกติ (Transmission Used Capacity, TUC) ปริมาณการใช้จริงหมายถึง กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ไหลผ่านสายส่ง ที่ได้จากการประมวลผลโปรแกรมวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

(2) ต้นทุนที่พิจารณาจากระดับความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (Transmission reliability) ซึ่งหมายถึงต้นทุนของสายส่งส่วนที่ไม่ถูกใช้งานในสภาวะปกติ แต่จำเป็นต้องมีสำรอง

## 3.1 การจัดสรรตามปริมาณการใช้ความจุของสายส่งในสภาวะปกติ (Allocation method considering transmission usage capacity under normal condition)

ในส่วนนี้เป็นการพิจารณาต้นทุนของสายส่งโดยพิจารณาจากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้นทางเทียบกับปริมาณความจุสูงสุดของสายส่งของแต่ละเส้นทางนั้นๆ

หลังจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และใช้วิธีการสืบหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาปริมาณการใช้สายส่งของผู้ใช้บริการระบบส่งแต่ละรายได้ใช้ความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งแต่ละเส้นทางไปในปริมาณเท่าไร โดยใช้วิธีการพิจารณาจากต้นน้ำในกรณีที่ต้องการหาปริมาณการใช้ความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งสำหรับผู้ผลิต และใช้วิธีการพิจารณาปลายน้ำในกรณีที่ต้องการหาปริมาณการใช้ความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งสำหรับผู้ใช้ด้วยวิธีการสืบหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ได้กล่าวไว้ในข้างต้น




รูปที่ 3.1 การพิจาณาตัวประกอบกำลัง

ต้นทุนของสายส่งแต่ละเส้นทางจะถูกแบ่งออกเป็นสองส่วน คือต้นทุนด้านกำลังแอคทีฟ และต้นทุนด้านกำลังรีแอคทีฟโดยพิจารณาจากตัวประกอบกำลังที่เกิดขึ้นในสายส่งแต่ละเส้นทาง ซึ่งหาได้จากการพิจาณาในรูปที่ 3.1 จะได้ว่า

$$P_k = S_k \cdot \cos\theta_k \tag{3.1}$$

$$Q_k = S_k \cdot \sin\theta_k \tag{3.2}$$

$$S_k^{\,2} = P_k^{\,2} + Q_k^{\,2} \tag{3.3}$$

$$S_k^{\,2} = \left(S_k \cdot \cos\theta_k\right)^2 + \left(S_k \cdot \sin\theta_k\right)^2 \tag{3.4}$$

$$1 = \cos^2\theta_k + \sin^2\theta_k \qquad S \tag{3.5}$$

ดังนั้น

$$TF_k = TFP_k + TFQ_k \tag{3.6}$$

$$TFP_k = TF_k \times \cos^2\theta_k \tag{3.7}$$

$$TFQ_k = TF_k \times \sin^2\theta_k \tag{3.8}$$

โดยที่ $TF_k$ คือ ต้นทุนทั้งหมดของสายส่งเส้นทาง k

$TFP_k$ คือ ต้นทุนของสายส่งเส้นทาง k ด้านกำลังแอคทีฟ

$TFQ_k$ คือ ต้นทุนของสายส่งเส้นทาง k ด้านกำลังรีแอคทีฟ

$\theta_k$ คือ มุมของตัวประกอบกำลัง (Power factor) ของสายส่งเส้นทาง k

สามารถหาต้นทุนที่พิจารณาตามปริมาณการใช้ความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งในสภาวะปกติของเส้นทาง k (หรือ เส้นทาง i-j) ได้จากสมการ

$$TUCP_k = \frac{mpf_k}{PCAP_k} \times TFP_k \quad (3.9)$$

$$TUCQ_k = \frac{mQf_k}{QCAP_k} \times TFQ_k \quad (3.10)$$

โดยที่ $TUCP_k$ คือ ต้นทุนที่พิจารณาตามปริมาณการใช้ความจุกำลังแอคทีฟของสายส่งในสภาวะปกติของสายส่งเส้นทาง k

$TUCQ_k$ คือ ต้นทุนที่พิจารณาตามปริมาณการใช้ความจุกำลังรีแอคทีฟในสภาวะปกติของสายส่งเส้นทาง k

$mpf_k$ คือ กำลังแอคทีฟที่ไหลอยู่ในสายส่งเส้นทาง k ในสภาวะการใช้งานปกติ

$mQf_k$ คือ กำลังรีแอคทีฟที่ไหลอยู่ในสายส่งเส้นทาง k ในสภาวะการใช้งานปกติ

$PCAP_k$ คือ ความจุกำลังแอคทีฟสูงสุดของสายส่งเส้นทาง

$QCAP_k$ คือ ความจุกำลังรีแอคทีฟสูงสุดของสายส่งเส้นทาง k

### 3.2 การจัดสรรโดยพิจารณาจากความเชื่อถือได้ของสายส่ง
### (Allocation method considering transmission reliability criteria)

เป็นการจัดสรรต้นทุนของความจุกำลังของสายส่งในส่วนที่เหลือการจากใช้งานของสายส่งในสภาวะปกติ ซึ่งเป็นความจุของสายส่งที่ต้องสำรองไว้เพื่อรักษาความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่ง D.Hur และคณะ [12-14] เสนอให้ใช้คำนวณจากการหาความจุที่เหลือสำหรับความเชื่อถือได้ (Transmission Reliability Margin, TRM) เป็นต้นทุนที่พิจารณาสำหรับความเชื่อถือได้ของระบบส่ง ซึ่งหาได้จากสมการ

$$TRMP_k = PCAP_k - mpf_k \quad (3.11)$$

$$TRMQ_k = QCAP_k - mQf_k \quad (3.12)$$

เมื่อ $TRMP_k$ คือ ความจุกำลังแอคทีฟที่จัดสรรจากความเชื่อถือได้ของสายส่งเส้นทาง k

$TRMQ_k$ คือ ความจุกำลังรีแอคทีฟที่จัดสรรจากความเชื่อถือได้ของสายส่งเส้นทาง k

ซึ่งในการจัดสรรต้นทุนในส่วนของความเชื่อถือได้นี้จะประกอบด้วย 2 ส่วนย่อย คือ

3.2.1 ความจุสำรองของสายส่งเพื่อใช้สำหรับรองรับปริมาณการใช้งานภายในเส้นทาง (Transmission Internal Reliability Margin, TIRM)

ความจุของกำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นทางหนึ่งๆ ที่สำรองไว้สำหรับปริมาณการใช้ภายในเส้นทาง หรือความจุกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับใช้งานตามเกณฑ์ N-1 คือเมื่อในกรณีที่เมื่อสายส่งในเส้นทางนั้นถูกปลดออก 1 เส้นจะต้องไม่เป็นเหตุให้สายส่งเส้นที่เหลืออยู่ได้รับผลกระทบ ดังนั้นขนาดความจุสำรองของสายส่ง จึงควรถูกจัดสรรให้กับผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าตามสัดส่วนการใช้สายส่งในสภาวะปกติหรือกรณีฐาน (Base case) ซึ่งความจุสำรองของสายส่งเส้นทาง k ใดๆ สามารถเขียนได้ตามสมการ (3.13) และ (3.14)

$$TIRMP_k = \begin{cases} \dfrac{PCAP_k}{N} & ; N>1 \\ 0 & ; N=1 \end{cases} \tag{3.13}$$

$$TIRMQ_k = \begin{cases} \dfrac{QCAP_k}{N} & ; N>1 \\ 0 & ; N=1 \end{cases} \tag{3.14}$$

เมื่อ $TIRMP_k$ คือ ความจุกำลังแอคทีฟของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง k

$TIRMQ_k$ คือ ความจุกำลังรีแอคทีฟของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง k

N คือ จำนวนวงจรของสายส่งในเส้นทาง (มีค่าตั้งแต่ 1 ขึ้นไป)

ดังนั้นเมื่อคิดเป็นต้นทุนของความจุของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง (Transmission Internal Reliability Margin Charge, TIRMC) จะได้เป็น

$$TIRMCP_k = \frac{TIRMP_k}{PCAP_k} \times TFP_k \tag{3.15}$$

$$TIRMCQ_k = \frac{TIRMQ_k}{QCAP_k} \times TFQ_k \tag{3.16}$$

โดย $TIRMCP_k$ คือ ต้นทุนของความจุกำลังแอคทีฟของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง k

$TIRMCQ_k$ คือ ต้นทุนของความจุกำลังรีแอคทีฟของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง k

เมื่อแทนสมการที่ (3.13) และ (3.14) ลงในสมการที่ (3.15) และ (3.16) ตามลำดับแล้วพบว่าแท้จริงแล้วราคาต้นทุนของความจุของสายส่งที่สำรองไว้สำหรับโหลดของสายส่งภายในเส้นทาง คือ อัตราส่วนของราคาต้นทุนของสายส่งต่อจำนวนวงจรของสายส่งเส้นนั้น ดังสมการ (3.17) และ (3.18)

$$TIRMCP_k = \begin{cases} \dfrac{TFP_k}{N} & ;N > 0 \\ 0 & ;N = 0 \end{cases} \tag{3.17}$$

$$TIRMCQ_k = \begin{cases} \dfrac{TFQ_k}{N} & ;N > 0 \\ 0 & ;N = 0 \end{cases} \tag{3.18}$$

3.2.2 ความจุสำรองของสายส่งเพื่อใช้รองรับการใช้งานของสายส่งวงจรภายนอกเส้นทาง (Transmission External Reliability Margin, TERM)

ความจุกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของสายส่งเส้นทาง k ใดๆ ที่สำรองไว้รองรับการใช้งานในกรณีสายส่งนอกเส้นทาง หรือเส้นทาง l ใดๆ หลุดออกจากระบบ สามารถคำนวณได้ตามสมการ

$$TERMP_k = \begin{cases} \frac{PCAP_k}{N}[N-1] - mpf_k & ; N>1 \\ PCAP_k - mpf_k & ; N=1 \\ 0 & ;\text{for redial line} \end{cases} \quad (3.19)$$

$$TERMQ_k = \begin{cases} \frac{QCAP_k}{N}[N-1] - mQf_k & ; N>1 \\ QCAP_k - mQf_k & ; N=1 \\ 0 & ;\text{for redial line} \end{cases} \quad (3.20)$$

ส่วนต้นทุนความจุสำรองของสายส่งเพื่อใช้รองรับการใช้งานของสายส่งวงจรภายนอกเส้นทาง (Transmission External Reliability Margin Charge: TERMC) โดยหาได้โดยสมการ

$$TERMCP_k = TERMP_k \times \frac{TFP_k}{PCAP_k} \quad (3.21)$$

$$TERMCQ_k = TERMQ_k \times \frac{TFQ_k}{QCAP_k} \quad (3.22)$$

โดย $TERMCP_k$ คือ ต้นทุนความจุกำลังแอคทีฟสำรองของสายส่งเพื่อใช้รองรับการใช้งานของสายส่งของวงจรภายนอกสายส่งเส้นทาง k

$TERMCQ_k$ คือ ต้นทุนความจุกำลังรีแอคทีฟสำรองของสายส่งเพื่อใช้รองรับการใช้งานของสายส่งของวงจรภายนอกสายส่งเส้นทาง k

เมื่อใช้เกณฑ์ N-1 จำลองให้สายส่งเส้นทางใดๆ หลุดออกจากระบบครั้งละ 1 เส้นทาง จะไม่สามารถทราบได้ว่าเมื่อมีสายส่งหลุดเล้นทางหนึ่งแล้วสายส่งเส้นทางอื่นเส้นทางใดบ้างที่จะได้รับผลกระทบ หรือมีภาระโหลดมากขึ้นจากสภาวะปกติอันเนื่องจากการหลุดไปของสายส่ง 1 เส้นทางในแต่ละครั้ง ดังนั้น D.Hur และคณะ [12-14] จึงได้เสนอ “ตัวประกอบผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อสายส่งถูกปลด” (LOIF) ซึ่งเป็นดัชนีชี้วัดผลกระทบบนสายส่งเส้นทาง l เมื่อสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบทุกวงจร ถ้าสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบแล้วทำให้กำลังไฟฟ้าไหลผ่านสายส่งเส้นทาง l เพิ่มขึ้น แสดงว่าสายส่งเส้นทาง k มีผลกระทบต่อสายส่งเส้นทาง l ดังนั้นผู้ใช้บริการสายส่งเส้นทาง k ในสภาวะปกติ (ก่อนสายส่ง k หลุดออกจากระบบ) ต้องรับภาระค่าต้นทุนความเชื่อถือได้ (TERM) ของสายส่งเส้นทาง l นี้ด้วย ในทางตรงกันข้าม ถ้าการหลุดออกจากระบบของสายส่งเส้นทาง k ไม่ทำให้กำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นทาง l เพิ่มขึ้น หมายถึงว่า สายส่งเส้นทาง k ไม่มีผลต่อสายส่งเส้นทาง l กรณีนี้ผู้ใช้บริการสายส่งเส้นทาง k ไม่ต้องรับภาระค่าต้นทุนความเชื่อถือได้ของสายส่งเส้นทาง l แต่อย่างใด ดัชนีชี้วัดผลกระทบสามารถหาได้จากสมการ

$$P_{LOIF_l}^{k} = \begin{cases} \dfrac{\left|mpf_l^{k}\right|}{\left|mpf_l^{0}\right|} - 1 & ; \left|mpf_l^{k}\right| > \left|mpf_l^{0}\right| \\ 0 & ; \left|mpf_l^{k}\right| \le \left|mpf_l^{0}\right| \end{cases} \tag{3.23}$$

$$Q_{LOIF_l^k} = \begin{cases} \dfrac{\left|mQf_l^k\right|}{\left|mQf_l^0\right|} - 1 & ; \left|mQf_l^k\right| > \left|mQf_l^0\right| \\ 0 & ; \left|mQf_l^k\right| \le \left|mQf_l^0\right| \end{cases} \quad (3.24)$$

เมื่อ l คือ สายส่งเส้นทางที่ได้รับผลกระทบจากการหลุดไปของสายส่ง k

k คือ สายส่งเส้นทางที่หลุดออกจากระบบ

$mpf_l^0$ คือ กำลังแอคทีฟสูงสุดที่ไหลในสายส่งเส้นทาง l กรณีปกติ

$mpf_l^k$ คือ กำลังแอคทีฟสูงสุดที่ไหลในสายส่งเส้นทาง l กรณีสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบ

$mQf_l^0$ คือ กำลังรีแอคทีฟสูงสุดที่ไหลในสายส่งเส้นทาง l กรณีปกติ

$mQf_l^k$ คือ กำลังรีแอคทีฟสูงสุดที่ไหลในสายส่งเส้นทาง k หลุดออกจากระบบ

จากนั้น Chung และคณะ [14] ได้เสนอการปรับปรุงดัชนีชี้วัดผลกระทบขึ้นใหม่ ซึ่งได้พิจารณารวมเอาจำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่สายส่งเส้นทาง k ไม่สามารถให้บริการได้ต่อปี (Average time of occurrence of failure event, F) ที่คำนวนได้จากค่าเฉลี่ยเหตุการณ์ผิดพร่อง (FOR) ที่สายส่งแต่ละเส้นจะถูกปลดออกจากระบบเข้าไว้ด้วยเรียกว่า ตัวประกอบผลกระทบความน่าจะเป็น (Line Outage Probability Impact Factor, LOPIF) ดังนั้นเมื่อถ่วงน้ำหนักด้วยค่าเฉลี่ยเหตุการณ์ผิดพร่องที่สายส่ง k จะหลุดออกจากระบบจะเป็นไปตามสมการที่ (3.25) และ (3.26)

$$P_{LOPIF_l^k} = P_{LOIF_l^k} \times F^k \quad (3.25)$$

$$Q_{LOPIF_l^k} = Q_{LOIF_l^k} \times F^k \quad (3.26)$$

เมื่อ $P_{LOPIF_l}^{k}$ คือ ดัชนีชี้วัดกระทบความน่าจะเป็นของสายส่งเส้นทาง k จะส่งผลกระทบต่อสายส่ง l ด้านกำลังแอคทีฟ

$Q_{LOPIF_l}^{k}$ คือ ดัชนีชี้วัดกระทบความน่าจะเป็นของสายส่งเส้นทาง k จะส่งผลกระทบต่อสายส่ง l ด้านกำลังรีแอคทีฟ

$F^{k}$ คือ ชั่วโมงเฉลี่ยที่สายส่งเส้นทาง k ไม่สามารถให้บริการได้ต่อปี

ดังนั้นจากต้นทุนความเชื่อถือได้ของสายส่ง l สามารถจัดสรรให้กับสายส่ง k ตามสัดส่วนผลกระทบที่เกิดจากสายส่ง k เทียบกับผลกระทบรวมทุกเส้น (Normalization) เขียนได้ดังสมการ

$$P_{NLOPIF_l}^{k} = \frac{P_{LOPIF_l}^{k}}{\sum_{j=1, j\neq l}^{n} P_{LOPIF_l}^{j}} \tag{3.27}$$

$$Q_{NLOPIF_l}^{k} = \frac{Q_{LOPIF_l}^{k}}{\sum_{j=1, j\neq l}^{n} Q_{LOPIF_l}^{j}} \tag{3.28}$$

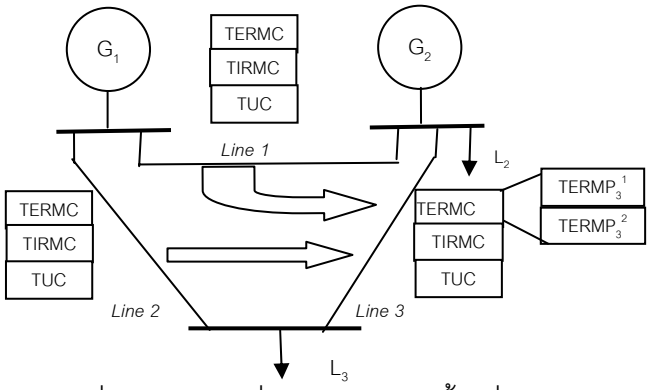
เมื่อได้ดัชนีชี้วัดผลกระทบของทุกสายส่งเส้นทาง k ใดๆ ต่อสายส่ง l แล้ว ต้นทุนความจุสำรองความเชื่อถือได้ของสายส่ง l ที่จัดสรรให้กับสายส่ง k หาได้จากสมการ

$$TERMCP'_k = \sum_{l=1, l\neq k}^{n} \left( P_{NLOPIF_l}^{k} \times TERMCP_l \right) \tag{3.29}$$

$$TERMCQ'_k = \sum_{l=1, l\neq k}^{n} \left( Q_{NLOPIF_l}^{k} \right) \times TERMCQ_l \tag{3.30}$$

เมื่อ $TERMCP'_k$ คือ ต้นทุนของสายส่งสำรองของกำลังแอคทีฟที่รองรับความเชื่อถือได้ของสายส่ง l ที่จัดสรรให้สายส่ง k

$TERMCQ'_k$ คือ ต้นทุนของสายส่งสำรองของกำลังรีแอคทีฟที่รองรับความเชื่อถือได้ของสายส่ง l ที่จัดสรรให้สายส่ง k




รูปที่ 3.2 การจัดสรรต้นทุนเมื่อสายส่งเส้นที่ 3 รับภาระมากขึ้นเนื่องจากสายส่งเส้นทางที่ 1 และ 2 หลุดออกจากระบบ

จากรูปที่ 3.2 แสดงตัวอย่างการจัดสรรต้นทุนทั้งหมดของสายส่ง พิจารณาสายส่งเส้นที่ 3 พบว่าสามารถพบองค์ประกอบของการจัดสรรต้นทุนทั้ง 3 ส่วน ในกรณีที่สายส่งเส้นที่ 1 และ 2 หลุดออกจากระบบทำให้สายส่งเส้นที่ 3 ต้องรองรับภาระในการส่งกำลังมากขึ้นจากเดิมในภาวะปกติ จึงทำให้เกิดต้นทุนการรองรับกำลังสำรองจากภายนอกของสายส่ง เส้นที่ 1 ($TERMP_3^1$) และเส้นที่ 2 ($TERMP_3^2$) ขึ้นในสายส่งเส้นที่ 3

ราคาค่าบริการของสายส่ง k คือ ผลรวมของต้นทุนตามปริมาณการใช้จริง ($TUC_k$) ต้นทุนความเชื่อถือได้ภายในสายส่ง ($TIRMC_k$) และ ต้นทุนความเชื่อถือได้ที่ถูกจัดสรรมาจากสายส่งเส้นทางอื่นๆ ($TERMC'_k$) เขียนความสัมพันธ์ได้ดังสมการ

$$TTCP_k = TUCP_k + TIRMCP_k + TERMCP'_k \quad (3.31)$$

$$TTCQ_k = TUCQ_k + TIRMCQ_k + TERMCQ'_k \quad (3.32)$$

โดยที่ $TTCP_k$ คือ ต้นทุนค่าบริการระบบส่งทั้งหมดของสายส่ง k ด้านกำลังแอคทีฟ

$TTCQ_k$ คือ ต้นทุนค่าบริการระบบส่งทั้งหมดของสายส่ง k ด้านกำลังรีแอคทีฟ

เมื่อได้ต้นทุนค่าบริการระบบส่งของสายส่งแต่ละเส้นทางตามสมการ (3.31) และ (3.32) แล้ว จึงนำมาสามารถจัดสรรต้นทุนของสายส่งทั้งหมดทุกเส้นทางให้กับบัสผู้ผลิตไฟฟ้าและบัสผู้ใช้ไฟฟ้า โดยนำมาคูณกับปริมาณการใช้ความจุไฟฟ้าของสายส่งที่หาได้จากสมการที่ (2.10) และ (2.11) สำหรับการจัดสรรให้กับทางด้านบัสผู้ผลิต และสมการที่ (2.21) และ (2.22) สำหรับการจัดสรรให้กับทางด้านบัสผู้ใช้

ซึ่งการจัดสรรต้นทุนทั้งหมดของสายส่งให้แก่บัสผู้ผลิตไฟฟ้าและบัสผู้ใช้ไฟฟ้านี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอให้สามารถปรับสัดส่วนการจัดสรรระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ด้วยการใช้ดัชนีสัดส่วนการจัดสรรต้นทุนสำหรับบัสผู้ผลิตและบัสผู้ใช้ คือ ดัชนีสัดส่วนการจัดสรรต้นทุนสำหรับบัสผู้ผลิต ($\gamma$) และดัชนีสัดส่วนการจัดสรรต้นทุนสำหรับบัสผู้ใช้ ($\delta$) โดยที่ $\gamma+\delta=1$ ดังสมการที่ (3.33) และสมการที่ (3.34) ตามลำดับ

$$C_{G_i,k}=\gamma\times\left\{\left(TTCP_k\times P_{G_i,k}\right)+\left(TTCQ_k\times Q_{G_i,k}\right)\right\} \tag{3.33}$$

$$C_{L_d,k}=\delta\times\left\{\left(TTCP_k\times P_{L_d,k}\right)+\left(TTCQ_k\times Q_{L_d,k}\right)\right\} \tag{3.34}$$

โดยที่ $C_{G_i},I$ คือ ราคาค่าบริการระบบส่งสำหรับกำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นทาง k สำหรับบัสผู้ผลิตไฟฟ้า i

$C_{L_d},I$ คือ ราคาค่าบริการระบบส่งสำหรับกำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นทาง k สำหรับบัสผู้ใช้ไฟฟ้า d

$P_{G_i},k$ คือ กำลังแอคทีฟเพาเวอร์ทั้งหมดของบัสผู้ผลิตไฟฟ้าราย i ใดๆ ที่ไหลในสายส่งเส้นทาง k

$Q_{G_i},k$ คือ กำลังรีแอคทีฟเพาเวอร์ทั้งหมดของบัสผู้ผลิตไฟฟ้าราย i ใดๆ ที่ไหลในสายส่งเส้นทาง k

$P_{L_d},k$ คือ กำลังแอคทีฟเพาเวอร์สุทธิของบัสผู้ใช้ไฟฟ้าราย d ใดๆ ที่ไหลอยู่ในสายส่งเส้นทาง k

$Q_{L_d},k$ คือ กำลังรีแอคทีฟเพาเวอร์สุทธิของบัสผู้ใช้ไฟฟ้าราย d ใดๆ ที่ไหลอยู่ในสายส่งเส้นทาง k

$\gamma$ คือ ดัชนีสัดส่วนการจัดสรรต้นทุนสำหรับบัสผู้ผลิต

$\delta$ คือ ดัชนีสัดส่วนการจัดสรรต้นทุนสำหรับบัสผู้ใช้

## 3.3 ขั้นตอนการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการเสนอเทคนิคการจัดสรรต้นทุนรวมของธุรกิจระบบส่งให้กับผู้ใช้บริการตามปริมาณการใช้จริง และผลตอบแทนความเชื่อถือได้ในรูปแบบสมการคณิตศาสตร์ ดังนั้นผู้เขียนจึงเลือกใช้โปรแกรมช่วยคำนวณทางคณิตศาสตร์ MATLAB มาใช้ในการเขียนโปรแกรมเพื่อหาคำตอบ ขั้นตอนของวิธีการที่เสนอสรุปได้ตามแผนภาพ ในรูปที่ 3.3 อธิบายโดยง่ายได้ดังนี้

3.3.1 ข้อมูลระบบ

ข้อมูลระบบประกอบด้วย ข้อมูลด้านเทคนิค ได้แก่ พารามิเตอร์สายส่ง ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของบัส การเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า จำนวนวงจรของสายส่ง ความจุของสายส่ง ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า สถิติการปลดสายส่ง และข้อมูลด้านการเงิน ได้แก่ ต้นทุนของสายส่งทุกเส้นต่อปี นำข้อมูลระบบป้อนเข้าโปรแกรม “linedata.m”

3.3.2 ประมวลผลโปรแกรมโหลดโฟล์ว

นำข้อมูลจากข้อ 3.3.1 ประมวลผลด้วยโปรแกรม เอ.ซี.โหลดโฟลชื่อ “newton_powerflow.m” ผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลคือกำลังไฟฟ้าของบัสอ้างอิง (Slack bus) กำลังไฟฟ้าไหลในสายส่ง และค่าความสูญเสียของสายส่ง

3.3.3 ประมวลผลโปรแกรมโหลดโฟลสืบหาการไหลของกำลังไฟฟ้า

นำข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ได้จากข้อ 3.3.2 มาประมวลผลด้วยโปรแกรมสืบหาการไหลของกำลังไฟฟ้า ชื่อ “north_Upstream.m” และ “north_downstream.m” ผลลัพธ์จากการประมวลผลของทั้ง 2 โปรแกรมคือ สัดส่วนการใช้สายส่งในสภาวะปกติของโรงไฟฟ้าและโหลดที่บัสต่างๆ

3.3.4 ประมวลผลโปรแกรมผลกระทบจากการปลดสายส่ง

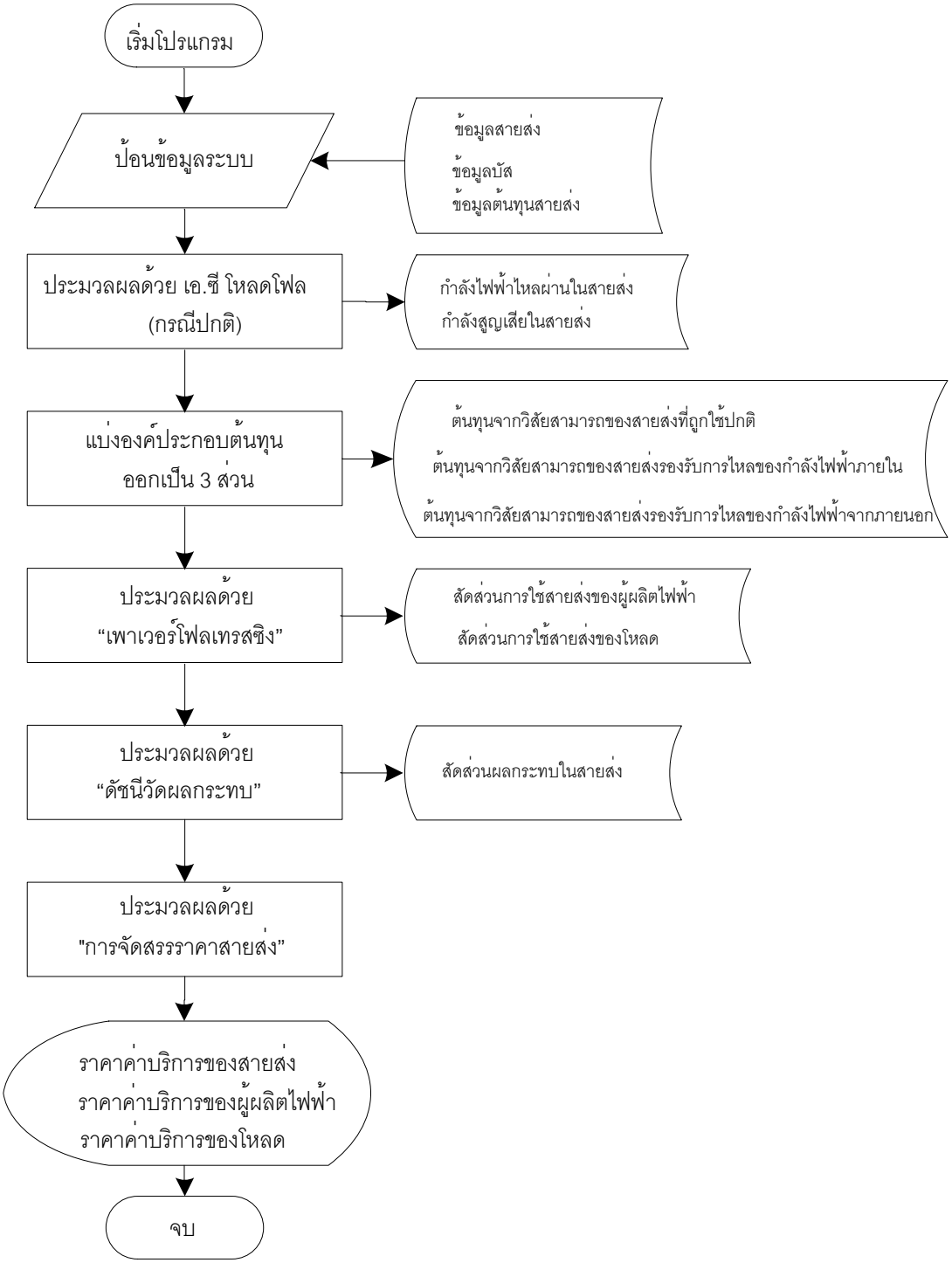
นำข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ได้จากข้อ 3.3.2 มาประมวลผลด้วยโปรแกรมหาผลกระทบจากการปลดสายส่ง ชื่อ “LOIF.m” ผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลคือ สัดส่วนการใช้สายส่ง $l$ เมื่อสายส่ง $k$ ถูกปลดออกจากระบบ

3.3.5 จัดสรรต้นทุนเพื่อคิดราคาค่าบริการสายส่ง

นำข้อมูลด้านการเงินและด้านเทคนิค ประมวลผลด้วยโปรแกรมการจัดสรรต้นทุนเพื่อคิดราคาค่าบริการสายส่ง ชื่อ “Lineprice.m” ผลลัพธ์จากการประมวลผลโปรแกรมนี้ คือ อัตราค่าบริการของสายส่งแต่ละเส้นหน่วยเป็นบาทต่อปี

3.3.6 จัดสรรราคาค่าบริการสายส่งให้กับผู้ใช้บริการ

นำข้อมูลราคาค่าบริการของสายส่งต่อปีจากข้อ 3.3.5 มาจัดสรรให้กับผู้ใช้บริการคือโรงไฟฟ้าและโหลดที่บัสต่างๆ ตามสัดส่วนการใช้สายส่ง ด้วยโปรแกรมชื่อ “allocate.m” ผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลโปรแกรมนี้คือ อัตราค่าบริการที่ผู้ใช้บริการจ่ายให้กับผู้ให้บริการระบบส่งมีหน่วยเป็นบาทต่อเมกกะวัตต์ต่อปี




รูปที่ 3.3 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดสรรต้นทุน