

บทที่ 4

การศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

ในบทนี้จะนำเสนอผลการศึกษาการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังในระบบแรงดัน 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสภาพการจ่ายไฟแบบเดิม (การจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด) ที่ได้ทำการเปรียบเทียบกับกรณีการจ่ายไฟในพื้นที่วงรอบเดียวกันเป็นแบบวงรอบปิด และกรณีการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งเป็นกรณีศึกษาในพื้นที่วงรอบสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 - นนทบุรี - กบินทร์บุรี - สระแก้ว - ปราจีนบุรี 2 ซึ่งมีผลการศึกษา ดังนี้

4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จากการวิเคราะห์สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 3 และ โล้น 4 ซึ่งเป็นไปตามภาพที่ 3.1 พบว่าเป็นแบบการจ่ายไฟวงรอบเปิด (Radial System) ซึ่งการจ่ายไฟในลักษณะนี้จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ เช่น หากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ L1 จะทำให้ สถานีไฟฟ้านนทบุรี สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี และผู้ใช้ไฟทั้ง 3 ราย ได้แก่ บริษัท ชันโยยูนิเวอร์แซล อิเล็กทริก จำกัด (มหาชน) บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ธานินทร์ เอลน่า จำกัด จะได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้เป็นเวลานาน นอกจากนี้หากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ L8 จะทำให้ สถานีไฟฟ้าสระแก้ว สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น และ บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) ได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้เป็นเวลานานเช่นเดียวกัน โดยปริมาณความต้องการโหลดสูงสุดของแต่ละสถานีไฟฟ้าและระยะทางมีค่าดังตารางที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2547

| รายชื่อกลุ่มโหลด | MW | MVar |
|----------------------------------------------------------------|-------|-------|
| สถานีไฟฟ้านนทบุรี (NSI) | 46.10 | 15.21 |
| สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี (KBI) | 22.20 | 7.33 |
| สถานีไฟฟ้าสระแก้ว (SKW) | 22.20 | 7.33 |
| สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น (WYA) | 11.40 | 3.76 |
| บริษัท ซันโยนิเวออร์แซลทีเลคทริค จำกัด (มหาชน) (SANYO) | 7.40 | 2.37 |
| บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด (HITACHI) | 9.60 | 3.07 |
| บริษัท ธานีทรอลีน่า จำกัด (TANIN) | 2.56 | 0.82 |
| บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) (THAI CANE PAPER : TCP) | 19.68 | 6.30 |

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเหตุ : ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95

ตารางที่ 4.2 ตารางความยาวสายส่ง

| สายส่ง | ระยะทาง (กม.) |
|--------|---------------|
| L1 | 38.4 |
| L2 | 7.6 |
| L3 | 14.0 |
| L4 | 0.2 |
| L5 | 0.5 |
| L6 | 0.2 |
| L7 | 0.2 |
| L8 | 0.7 |
| L9 | 31.0 |
| L10 | 9.0 |
| L11 | 24.0 |

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 4.2 ตารางความยาวสายส่ง (ต่อ)

| สายส่ง | ระยะทาง (กม.) |
|--------|---------------|
| L12 | 63.7 |
| L13 | 1.9 |
| L14 | 13.2 |
| L15 | 21.6 |
| L16 | 40.0 |
| L17 | 41.0 |
| L18 | 41.9 |
| L19 | 25.9 |

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

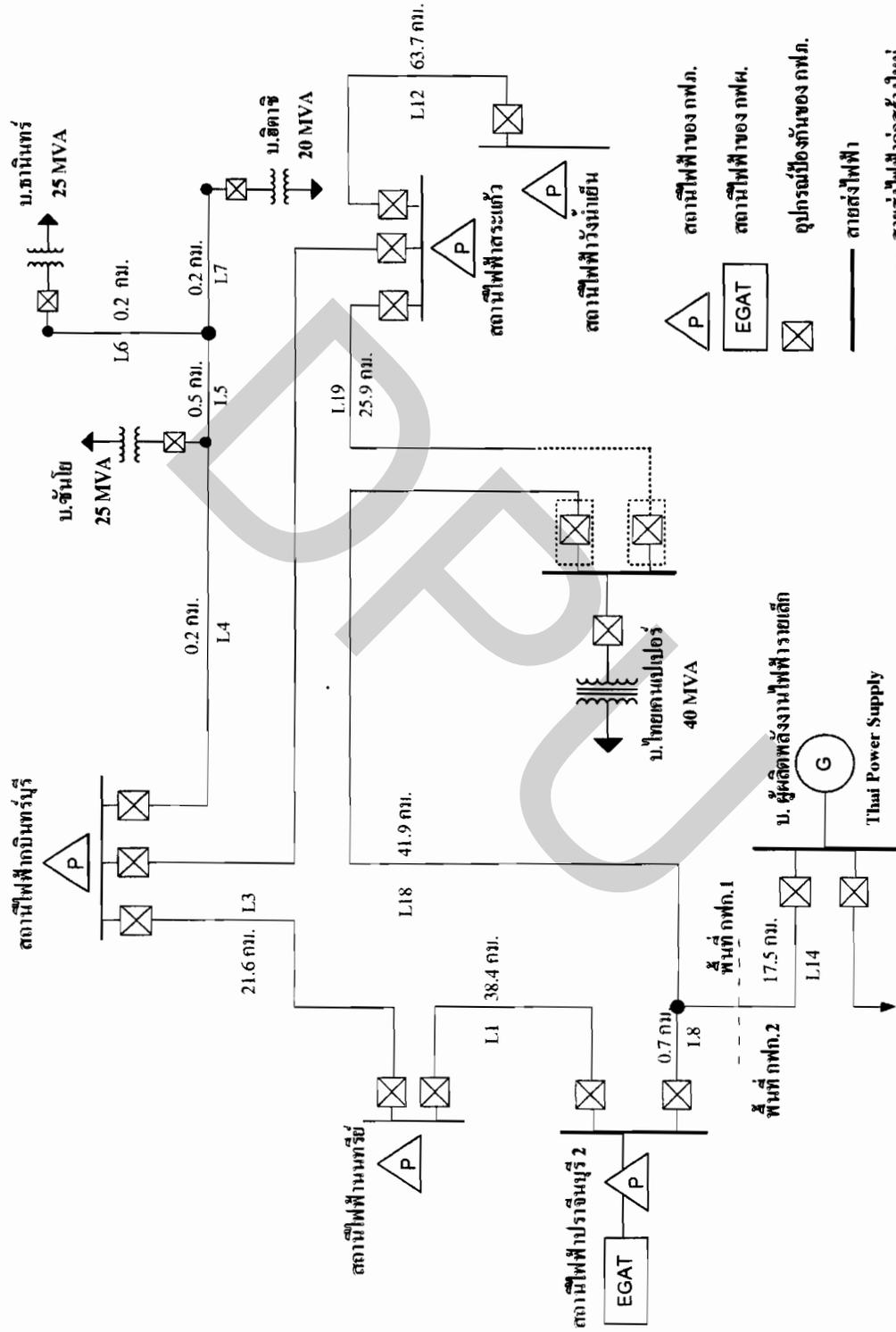
4.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้า

4.2.1 แนวทางการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสภาพการจ่ายไฟวงรอบปิด จากการพิจารณา สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังที่ทำการศึกษา เมื่อวิเคราะห์เบื้องต้นจาก สภาพพื้นที่พบว่ามีความเป็นไปได้ในการจัดท้าววงรอบปิดในระบบสายส่งดังกล่าว โดยทั้งนี้จะ ปรับปรุงโดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 แนวคือ

1. จากบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรีถึงสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี
2. จากบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรีถึงสถานีไฟฟ้าสระแก้ว

การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังดังกล่าวจะก่อให้เกิดผลดีด้านความมั่นคงของระบบ เมื่อ เกิดความผิดปกติขึ้นที่สายส่ง L1 สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี และสถานีไฟฟ้านนทบุรี สามารถรับการ จ่ายไฟได้ผ่านทางสถานีไฟฟ้าสระแก้วได้ หรือกรณีเกิดความผิดปกติขึ้นที่สายส่ง L8 บริษัท ไทย เคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) และสถานีไฟฟ้าสระแก้วสามารถรับไฟผ่านทางสถานีไฟฟ้ากบินทร์ บุรีได้ซึ่งเป็นไปตามภาพที่ 4.2

4.2.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้ากำลังกรณีระบบสายส่งวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) จากการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟให้เป็นแบบวงรอบปิดในหัวข้อที่ผ่านมาพบว่าหากเกิดความผิดปกติที่สายส่ง L8,L11,L13,L14 และ L16 พบว่า บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) จะได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้ ซึ่งบริษัทฯ ดังกล่าวเป็นบริษัทที่มีปริมาณความ ต้องการพลังงานไฟฟ้ามาก จึงมีแนวความคิดในการปรับปรุงให้จุดรับไฟของ บริษัท ไทยเคนเป เปอร์ จำกัด (มหาชน) เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Substation) เพื่อให้รับไฟได้จาก สองทิศทางตามภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 สภาพการจ่ายไฟฟ้าหลังจากการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (วงรอบปิดแบบสมบูรณ)

4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

4.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulator Version 8.0 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังของพื้นที่ศึกษาโดยเปรียบเทียบระหว่างสภาพการจ่ายไฟในปัจจุบัน ซึ่งเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และการจ่ายไฟผ่านสถานีแยกจ่ายไฟ ตัวอย่างได้ในภาคผนวก ก.1-ก.3

โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายปรับแรงดันเท่ากับ 1.05 p.u. ใช้ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด) สูงสุด (MW) ในปี 2547 นำมาแปลงเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยตามตารางที่ 4.3 ใช้ค่าตัวประกอบโหลดเท่ากับค่าเฉลี่ยของเขต กฟก.1 ที่ประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟลักษณะต่างๆ ซึ่งมีค่าประมาณ 0.7 นำมาพยากรณ์ต่อไปอีก 14 ปีข้างหน้าจากการใช้อัตราการเติบโตของโหลดประมาณ 10, 7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปีตามตารางที่ 4.4 ผลของการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าอัตราการเติบโตของโหลดประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เป็นไป ตามตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.3 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของปี พ.ศ. 2547

| รายชื่อกลุ่มโหลด | MW | MVar |
|------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| สถานีไฟฟ้านนทรี (NSI) | 32.27 | 10.65 |
| สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี (KBI) | 15.54 | 5.13 |
| สถานีไฟฟ้าสระแก้ว (SKW) | 15.54 | 5.13 |
| สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น (WYA) | 7.98 | 2.63 |
| บริษัท ชัน โยชุนิเวอร์แซลอิเล็กทรอนิกส์ จำกัด (มหาชน) (SANYO) | 5.18 | 1.66 |
| บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด (HITACHI) | 6.72 | 2.15 |
| บริษัท ธานินทร์เอลน่า จำกัด (TANIN) | 1.79 | 0.57 |
| บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) (THAI CANE PAPER : TCP) | 13.78 | 4.41 |
| รวม | 98.80 | 32.33 |

หมายเหตุ : ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95

ตารางที่ 4.4 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | อัตราการเติบโตของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (%) | | | | | |
|------|----------------------------------------------------|--------|--------|-------|--------|-------|
| | 10 | | 7 | | 5 | |
| | MW | MVar | MW | MVar | MW | MVar |
| 2547 | 98.80 | 32.33 | 98.80 | 32.33 | 98.80 | 32.33 |
| 2549 | 119.55 | 39.12 | 113.11 | 37.01 | 108.92 | 35.64 |
| 2551 | 144.65 | 47.33 | 129.50 | 42.38 | 120.09 | 39.30 |
| 2553 | 175.03 | 57.27 | 148.27 | 48.52 | 132.40 | 43.32 |
| 2555 | 211.78 | 69.30 | 169.75 | 55.55 | 145.97 | 47.76 |
| 2557 | 256.26 | 83.85 | 194.35 | 63.60 | 160.93 | 52.66 |
| 2559 | 308.79 | 101.04 | 222.51 | 72.81 | 177.43 | 58.06 |
| 2561 | 334.61 | 109.38 | 254.75 | 83.36 | 195.61 | 64.01 |

ตารางที่ 4.5 แสดงแรงดันที่บัสสถานี่ไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด ณ ปีต่างๆ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโต 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

| ปี | แรงดันที่บัส (kV) สถานีไฟฟ้า | | | | | | | |
|------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
| | NSI | KBI | SKW | WAY | SANYO | HITACHI | TANIN | TCP |
| 2547 | 117.95 | 117.21 | 119.14 | 118.85 | 117.21 | 117.20 | 117.20 | 119.52 |
| 2551 | 116.34 | 115.21 | 117.81 | 117.20 | 115.21 | 115.21 | 115.20 | 118.52 |
| 2555 | 115.05 | 114.76 | 117.48 | 118.10 | 114.75 | 114.74 | 114.74 | 118.04 |
| 2559 | 111.53 | 109.24 | 115.33 | 115.90 | 109.23 | 109.20 | 109.21 | 116.24 |
| 2561 | 110.36 | 107.91 | 114.78 | 114.99 | 107.89 | 107.82 | 107.82 | 115.62 |

4.3.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิดจะใช้วิธีการเดียวกับวิธีวงรอบเปิดกรณีมีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ โดยมีผลการวิเคราะห์แรงดันที่บัสต่างๆ ตามตารางที่ 4.6 นอกจากนี้การศึกษาครั้งนี้ได้วิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้กรณีเกิดภาวะผิดปกติขึ้นในสถานะที่ร้ายแรงโดยจำลองให้เกิดภาวะลัดวงจรขึ้นที่สายส่ง L1 และ L8 (L11,L13,L14,L16) ของกรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดพร้อมทั้งตรวจสอบแรงดันของบัสว่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่ มีสถานะแรงดันเป็นไปตามตารางที่ 4.7 และ 4.8

ตารางที่ 4.6 แสดงแรงดันที่บัสสถานีไฟฟ้ากรณีวงรอบปิด ณ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

| ปี | แรงดันที่บัส (kV) สถานีไฟฟ้า | | | | | | | |
|------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
| | NSI | KBI | SKW | WAY | SANYO | HITACHI | TANIN | TCP |
| 2547 | 119.64 | 119.44 | 119.40 | 119.10 | 119.43 | 119.42 | 119.42 | 119.67 |
| 2551 | 119.10 | 118.82 | 118.96 | 118.36 | 118.81 | 118.80 | 118.80 | 119.18 |
| 2555 | 118.37 | 118.34 | 118.14 | 117.09 | 118.33 | 118.32 | 118.32 | 118.64 |
| 2559 | 117.32 | 119.74 | 116.89 | 117.61 | 116.72 | 116.70 | 116.70 | 117.32 |
| 2561 | 116.75 | 116.09 | 116.05 | 116.31 | 116.07 | 116.04 | 116.05 | 116.71 |

ตารางที่ 4.7 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด)

ปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | 2547 | 2549 | 2551 | 2553 | 2555 | 2557 | 2559 | 2561 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| NSI(10) | 118.91 | 118.77 | 118.01 | 118.42 | 117.29 | 116.62 | 114.77 | 113.82 |
| NSI(7) | 118.91 | 118.52 | 118.07 | 118.32 | 118.57 | 118.35 | 117.20 | 116.67 |

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.8 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L8 (L11,L13,L14,L16)

เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด) ปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | 2547 | 2549 | 2551 | 2553 | 2555 | 2557 | 2559 | 2561 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| WAY(10) | 116.46 | 117.89 | 119.72 | 119.86 | 117.26 | 112.09 | 104.57 | 100.17 |
| WAY(7) | 116.46 | 115.33 | 118.05 | 119.40 | 118.14 | 116.85 | 116.10 | 112.88 |

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

จากผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ทางวิศวกรรมตามตารางที่ 4.7 และ 4.8 พบว่า กรณีที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี นั้นหากเกิดความผิดปกติที่สายส่ง L1 นั้นระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดสามารถรองรับปริมาณโหลดได้จนถึงปี พ.ศ. 2561 อย่างไรก็ตามระบบไม่สามารถรองรับการจ่ายไฟอย่างสมบูรณ์ของการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดได้หากเกิดความ

ผิดปกติที่สายส่ง L8 (L11,L13,L14,L16) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 เป็นต้นไป เนื่องจากระดับแรงดันต่ำกว่ามาตรฐานในกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน (103.5 kV) แต่หากปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้นลดลงเป็นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์ลงไป พบว่าทั้งกรณีปกติและภาวะลัดวงจรแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ไม่ต่ำกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นกรณีที่สามารถจ่ายโหลดได้

4.3.3 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ(วงรอบปิดแบบสมบูรณ์) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟจะวิเคราะห์แรงดันที่บัสต่างๆ อัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ ตามตารางที่ 4.9 นอกจากนี้การศึกษานี้ได้วิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้กรณีเกิดภาวะผิดปกติขึ้นในสภาวะที่ร้ายแรงโดยจำลองให้เกิดภาวะลัดวงจรขึ้นที่สายส่ง L1 , L8 (L14,L18) และ L19 พร้อมทั้งตรวจสอบแรงดันของบัสว่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่ มีสภาวะแรงดันเป็นไปตามตารางที่ 4.10, 4.11 และ 4.12

ตารางที่ 4.9 แสดงแรงดันที่บัสกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ณ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

| ปี | แรงดันที่บัส (kV) สถานีไฟฟ้า | | | | | | | |
|------|------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
| | NSI | KBI | SKW | WAY | SANYO | HITACHI | TANIN | TCP |
| 2547 | 119.92 | 119.73 | 119.88 | 119.58 | 119.72 | 119.71 | 119.71 | 120.02 |
| 2551 | 119.31 | 118.98 | 119.14 | 118.54 | 118.97 | 118.96 | 118.96 | 119.50 |
| 2555 | 119.30 | 118.92 | 119.12 | 118.51 | 118.91 | 118.90 | 118.90 | 119.41 |
| 2559 | 118.14 | 117.54 | 118.07 | 118.90 | 117.52 | 117.50 | 117.50 | 118.44 |
| 2561 | 117.74 | 117.03 | 117.53 | 117.58 | 117.02 | 116.99 | 117.00 | 118.02 |

ตารางที่ 4.10 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ

(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | 2547 | 2549 | 2551 | 2553 | 2555 | 2557 | 2559 | 2561 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| NSI(10) | 119.48 | 119.07 | 118.56 | 118.93 | 118.48 | 117.57 | 116.68 | 116.08 |
| NSI(7) | 119.48 | 119.19 | 118.86 | 119.18 | 119.04 | 118.78 | 118.25 | 117.96 |

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.11 แสดงแรงดันที่บัส (kV) TCP กรณีสายส่ง L8 (L14,L18) เกิดความผิดปกติ
(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | 2547 | 2549 | 2551 | 2553 | 2555 | 2557 | 2559 | 2561 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| TCP(10) | 117.23 | 115.84 | 116.99 | 116.50 | 114.04 | 109.57 | 102.86 | 98.26 |
| TCP(7) | 117.23 | 116.28 | 116.44 | 116.72 | 116.92 | 115.59 | 113.03 | 109.37 |

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.12 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L19 เกิดความผิดปกติ
(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

| ปี | 2547 | 2549 | 2551 | 2553 | 2555 | 2557 | 2559 | 2561 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| WAY(10) | 119.39 | 119.37 | 119.30 | 119.23 | 117.96 | 113.81 | 108.01 | 104.88 |
| WAY(7) | 119.39 | 119.03 | 118.62 | 118.51 | 118.19 | 118.08 | 117.92 | 117.96 |

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

จากผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ กรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ที่อัตราการเติบโตของโหลดต่อปี 10 เปอร์เซ็นต์ หากเกิดภาวะผิดปกติตามตารางที่ 4.11 แล้ว ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 การจ่ายไฟในกรณีนี้จะไม่สามารถรองรับภาวะแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่ามาตรฐานได้ (103.5 kV) ส่วนที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 7 เปอร์เซ็นต์ พบว่าทั้งกรณีปกติและภาวะลัดวงจรแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ไม่ต่ำกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นกรณีการจ่ายโหลดได้ เช่นเดียวกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด ซึ่งพบว่าทั้งสองกรณีที่มีการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าทำให้ กฟภ. สามารถจ่ายโหลดได้ปกติในกรณีเกิดภาวะลัดวงจรขึ้นในระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังในพื้นที่ศึกษา

4.3.4 การศึกษาภาวะลัดวงจร การศึกษาภาวะลัดวงจรวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์ภาวะลัดวงจรแบบ Single Line to Ground Fault (1 Φ -G) และกรณี Three Phase to Ground Fault (3 Φ -G) โดยวิเคราะห์ที่ปี 2004 และปี 2010 เนื่องจาก บมจ. กฟผ. คาดการณ์ว่าระบบไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อกระแสภาวะลัดวงจรที่แหล่งจ่าย โดยใช้พารามิเตอร์ที่ได้กำหนดไว้

จากข้อมูลของค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ในปี 2547 จะมีค่า 12.9 kA และ 15.4 สำหรับกรณี 1 Φ -G และ 3 Φ -G ตามลำดับ สำหรับปี 2553 จะมีค่า 13.1 kA และ 15.4 สำหรับกรณี 1 Φ -G และ 3 Φ -G ตามลำดับเช่นกัน การศึกษาจะแบ่งการวิเคราะห์เป็นแบบกรณี วงรอบเปิด วงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งมีผลการทดลองดังตารางที่ 4.13 และ 4.14 ซึ่งหากเปรียบเทียบค่าพิคคของอุปกรณ์มาตรฐานตามตารางที่ 2.2 แล้วพบว่าหากเกิดภาวะลัดวงจรทั้งกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดกับกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟค่ากระแสลัดวงจรจะไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ในตารางที่ 2.2 แสดงว่าโครงการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเป็นระบบปิดมีความเหมาะสมและเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

ตารางที่ 4.13 ตารางแสดงค่าลัดวงจรปี พ.ศ. 2547

| สถานีไฟฟ้า | ค่ากระแสลัดวงจร ปี พ.ศ. 2547 | | | | | |
|------------|------------------------------|-------|----------|------------------|-------|----------|
| | 1 Φ -G (Amp) | | | 3 Φ -G(Amp) | | |
| | Open | Loop | Terminal | Open | Loop | Terminal |
| NSI | 2,222 | 4,768 | 5,252 | 4,267 | 8,048 | 8,596 |
| KBI | 1,556 | 3,814 | 4,009 | 3,027 | 6,724 | 6,985 |
| SKW | 1,405 | 2,874 | 3,643 | 2,850 | 5,158 | 6,470 |
| WAY | 743 | 1,026 | 1,115 | 1,562 | 2,073 | 2,267 |
| SANYO | 1,502 | 3,785 | 3,977 | 3,017 | 6,680 | 6,938 |
| HITACHI | 1,486 | 3,688 | 3,871 | 2,987 | 6,535 | 6,782 |
| TANIN | 1,486 | 3,688 | 3,871 | 2,987 | 6,535 | 6,782 |
| TCP | 2,035 | 4,029 | 5,307 | 3,969 | 7,041 | 8,378 |

ตารางที่ 4.14 ตารางแสดงค่าตัดวงจรปี 2553

| สถานีไฟฟ้า | ค่ากระแสตัดวงจร ปี พ.ศ. 2553 | | | | | |
|------------|------------------------------|-------|----------|------------------|-------|----------|
| | 1 Φ -G(Amp) | | | 3 Φ -G(Amp) | | |
| | Open | Loop | Terminal | Open | Loop | Terminal |
| NSI | 2,230 | 4,784 | 5,270 | 4,258 | 8,057 | 8,607 |
| KBI | 1,541 | 3,822 | 4,017 | 3,016 | 6,728 | 6,989 |
| SKW | 1,402 | 2,867 | 3,648 | 2,844 | 5,157 | 6,742 |
| WAY | 741 | 1,023 | 1,113 | 1,558 | 2,069 | 2,262 |
| SANYO | 1,509 | 3,793 | 3,985 | 3,007 | 6,684 | 6,942 |
| HITACHI | 1,493 | 3,695 | 3,878 | 2,977 | 6,538 | 6,785 |
| TANIN | 1,493 | 3,695 | 3,878 | 2,977 | 6,538 | 6,785 |
| TCP | 2,034 | 4,039 | 5,090 | 3,963 | 7,045 | 8,383 |

4.3.5 การวิเคราะห์ความสูญเสีย การวิเคราะห์ความสูญเสียในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulator Version 8.0 วิเคราะห์ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ โดยวิเคราะห์ไปในอนาคตอีก 14 ปีข้างหน้าแยกตามรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด วงรอบเปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งผลการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียมีค่าตามตารางที่ 4.15 จากผลการพยากรณ์ตามตารางที่ 4.15 พบว่าการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจะทำให้ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าลดลงและพบว่าค่าความสูญเสียทางไฟฟ้ากรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (วงรอบปิดแบบสมบูรณ) จะลดลงมากกว่ากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดปกติ

ตารางที่ 4.15 แสดงค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า (MW)

| ปีที่ | 10% | | | 7% | | | 5% | | |
|-------|------|------|----------|------|------|----------|------|------|----------|
| | Open | Loop | Terminal | Open | Loop | Terminal | Open | Loop | Terminal |
| 1 | 0.87 | 0.53 | 0.43 | 0.87 | 0.53 | 0.43 | 0.87 | 0.53 | 0.43 |
| 2 | 1.05 | 0.64 | 0.54 | 0.99 | 0.60 | 0.49 | 0.95 | 0.58 | 0.47 |
| 3 | 1.27 | 0.75 | 0.65 | 1.12 | 0.68 | 0.55 | 1.05 | 0.63 | 0.51 |
| 4 | 1.53 | 0.89 | 0.72 | 1.29 | 0.77 | 0.64 | 1.15 | 0.69 | 0.56 |
| 5 | 1.85 | 1.06 | 0.83 | 1.47 | 0.87 | 0.70 | 1.26 | 0.76 | 0.61 |
| 6 | 2.17 | 1.26 | 0.98 | 1.68 | 0.97 | 0.80 | 1.39 | 0.83 | 0.67 |
| 7 | 2.65 | 1.48 | 1.17 | 1.94 | 1.09 | 0.88 | 1.53 | 0.91 | 0.73 |
| 8 | 3.24 | 1.78 | 1.40 | 2.14 | 1.24 | 1.00 | 1.69 | 1.10 | 0.80 |
| 9 | 3.65 | 2.18 | 1.70 | 2.46 | 1.38 | 1.12 | 1.87 | 1.21 | 0.88 |
| 10 | 4.57 | 2.62 | 2.04 | 2.84 | 1.57 | 1.26 | 1.98 | 1.21 | 0.96 |
| 11 | 5.54 | 3.17 | 2.49 | 3.28 | 1.80 | 1.44 | 2.15 | 1.33 | 1.06 |
| 12 | 6.87 | 3.87 | 3.00 | 3.56 | 2.05 | 1.64 | 2.43 | 1.46 | 1.16 |
| 13 | 8.38 | 4.61 | 3.63 | 4.12 | 2.37 | 1.88 | 2.69 | 1.61 | 1.28 |
| 14 | 9.17 | 5.12 | 3.99 | 4.79 | 2.71 | 2.18 | 2.98 | 1.78 | 1.41 |
| 15 | 9.97 | 5.56 | 4.36 | 5.57 | 3.11 | 2.46 | 3.31 | 1.96 | 1.55 |

4.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้สถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่อุปกรณ์ป้องกันของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลင်းที่ 3 และ 4 นำมาคำนวณ โดยใช้ค่าสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องช่วงระหว่างปี 2542 – 2547 มีดังตารางที่ 4.16 โดยพื้นที่ศึกษากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดมีความยาวระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 204.6 กม.

ตารางที่ 4.16 แสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี ปี 2542-2547

| ปี | จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง) | ระยะเวลาไฟดับรวม (นาที) |
|------|-----------------------------------|-------------------------|
| 2542 | 9 | 185 |
| 2543 | 8 | 286 |
| 2544 | 5 | 494 |
| 2545 | 6 | 79 |
| 2546 | 7 | 110 |
| 2547 | 11 | 220 |
| รวม | 46 | 1,374 |

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากข้อมูลในตารางแสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องพบว่าความถี่ความล้มเหลวของสายส่งและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยได้ตามสมการ 2.72 และ 2.74 ดังนี้

$$\lambda = \frac{46}{6 \times 204.6} = 0.037 \quad \text{ครั้ง/กม./ปี}$$

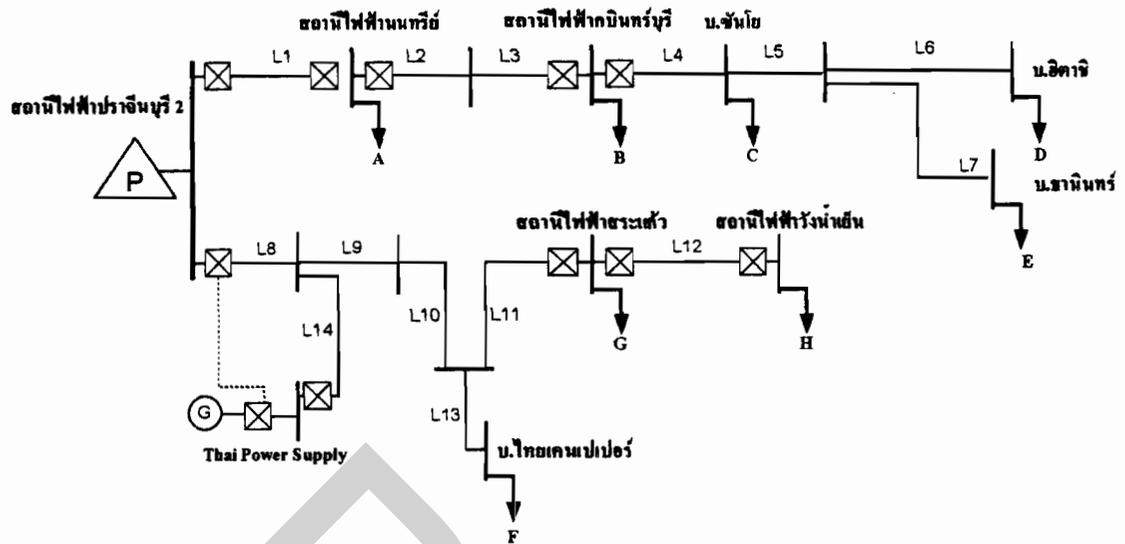
$$r = \frac{1374}{46} = 29.870 \approx 30 \quad \text{นาที/ครั้ง}$$

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจะตั้งสมมติฐานว่าอัตราความล้มเหลวของสายส่งทุกเส้นมีค่าเท่ากันและความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 100% ระยะเวลาการแยกวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 0.005 นาที และพบว่าสายส่งไฟฟ้ากำลังในพื้นที่ศึกษาทั้ง 3 กรณี จะมีค่าดังตารางที่ 4.17

4.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน (วงรอบเปิด) สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดไลน์ 3 และ ไลน์ 4 สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.4 โดย Load A หมายถึง สถานีไฟฟ้านนทรี , Load B หมายถึง สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี , Load C หมายถึง บ.ชันโฮ , Load D หมายถึง บ.ธิดาธิ , Load E หมายถึง บ.ธานินทร์ , Load F หมายถึง บ.ไทยเคนเปเปอร์ , Load G หมายถึง สถานีไฟฟ้าสระแก้ว , Load H หมายถึง สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น

ตารางที่ 4.17 แสดงอัตราความล้มเหลวของสายส่งระบบกำลังไฟฟ้า

| สายส่ง | ความยาว (กม.) | λ (ครั้ง/ปี) |
|--------|---------------|----------------------|
| L 1 | 38.4 | 1.439 |
| L 2 | 7.6 | 0.285 |
| L 3 | 14.0 | 0.525 |
| L 4 | 0.2 | 0.007 |
| L 5 | 0.5 | 0.019 |
| L 6 | 0.2 | 0.007 |
| L 7 | 0.2 | 0.007 |
| L 8 | 0.7 | 0.026 |
| L 9 | 31.0 | 1.162 |
| L 10 | 9.0 | 0.337 |
| L 11 | 24.0 | 0.899 |
| L 12 | 63.7 | 2.387 |
| L 13 | 1.9 | 0.071 |
| L 14 | 13.2 | 0.495 |
| L 15 | 21.6 | 0.809 |
| L 16 | 40.0 | 1.499 |
| L 17 | 41.0 | 1.536 |
| L 18 | 41.9 | 1.570 |
| L 19 | 25.9 | 0.971 |



ภาพที่ 4.4 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

ตารางที่ 4.18 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

| สายส่ง | ความยาว (กม.) | λ (ครั้ง/ปี) | r (นาท) | U (นาท/ปี) |
|--------|---------------|----------------------|---------|------------|
| L 1 | 38.4 | 1.439 | 30 | 43.167 |
| L 2 | 7.6 | 0.285 | 30 | 8.543 |
| L 3 | 14.0 | 0.525 | 30 | 15.738 |
| L 4 | 0.2 | 0.007 | 30 | 0.225 |
| L 5 | 0.5 | 0.019 | 30 | 0.562 |
| L 6 | 0.2 | 0.007 | 30 | 0.225 |
| L 7 | 0.2 | 0.007 | 30 | 0.225 |
| รวม | | 2.290 | 30 | 68.685 |

ตารางที่ 4.19 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

| สายส่ง | ความยาว (กม.) | λ (ครั้ง/ปี) | r (นาที) | U (นาที/ปี) |
|--------|---------------|----------------------|----------|-------------|
| L 8 | 0.7 | 0.026 | 30 | 0.787 |
| L 9 | 31.0 | 1.162 | 30 | 34.848 |
| L 10 | 9.0 | 0.337 | 30 | 10.117 |
| L 11 | 24.0 | 0.899 | 30 | 26.979 |
| L 12 | 63.7 | 2.387 | 30 | 71.608 |
| L 13 | 1.9 | 0.071 | 30 | 2.136 |
| L 14 | 13.2 | 0.495 | 30 | 14.839 |
| รวม | | 5.377 | 30 | 161.315 |

ตารางที่ 4.18 และ 4.19 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 4 และ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ เห็นได้ว่าสายส่งไลน์ 4 สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 มีอัตราความล้มเหลวเฉลี่ย 2.290 ครั้ง/ปี ระยะเวลาเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 68.685 นาที/ปี ส่วนสายส่งไลน์ 3 มีอัตราความล้มเหลวเฉลี่ย 5.377 ครั้ง/ปี ระยะเวลาเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 161.315 นาที/ปี

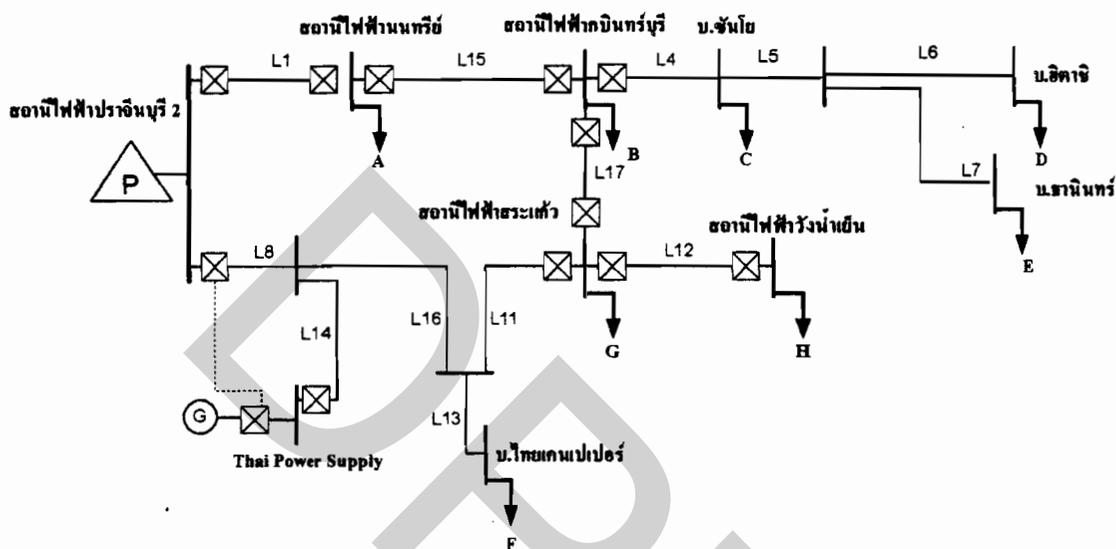
ตารางผนวกที่ ง.1 และ ง.2 เป็นตารางแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสายส่งกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 4 และ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จากนั้นนำค่าที่ได้ไปคำนวณค่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ได้ดังตารางภาคผนวกที่ ง.3

ค่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟในตารางผนวกที่ ง.3 เป็นพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟกรณีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ในวิทยานิพนธ์นี้จะศึกษากรณีของอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี รวมแล้วเป็นระยะเวลา 15 ปี ตามตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10.7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MW/ปี)
กรณีสภาพจ่ายไฟปัจจุบัน

| อัตราการเติบโตของโหลด (เปอร์เซ็นต์ต่อปี) | ปีที่ | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 10 | 121.65 (2547) | 133.82 (2548) | 147.20 (2549) | 161.92 (2550) | 178.11 (2551) | 195.92 (2552) | 215.52 (2553) | 237.07 (2554) | 260.78 (2555) | 286.85 (2556) | 315.54 (2557) | 347.09 (2558) | 380.88 (2559) | 402.22 (2560) | 422.15 (2561) |
| 7 | 121.65 | 130.17 | 139.28 | 149.03 | 159.46 | 170.63 | 182.57 | 195.35 | 209.02 | 223.66 | 239.31 | 256.06 | 273.99 | 293.17 | 313.69 |
| 5 | 121.65 | 127.74 | 134.12 | 140.83 | 147.87 | 155.26 | 163.03 | 171.18 | 179.74 | 188.72 | 198.16 | 208.07 | 218.47 | 229.40 | 240.87 |

4.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.5 โดยวงรอบปิดจะมีสายส่ง L15 , L16 และ L17



ภาพที่ 4.5 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

ตารางที่ 4.21 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

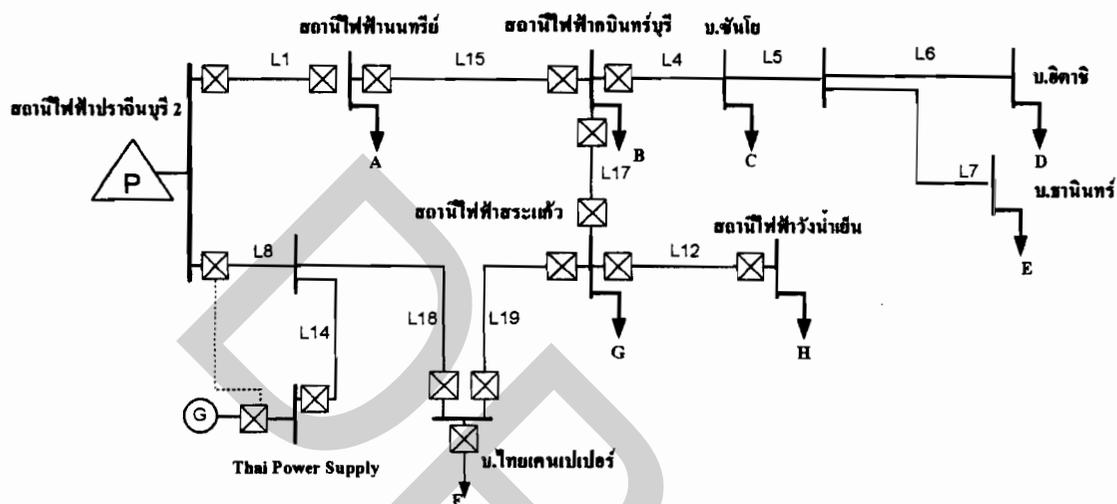
| สายส่ง | ความยาว (กม.) | λ (ครั้ง/ปี) | r (นาทีก) | U (นาทีก/ปี) |
|--------|---------------|----------------------|-----------|--------------|
| L 15 | 21.6 | 0.809 | 30 | 24.282 |
| L 16 | 40.0 | 1.499 | 30 | 44.966 |
| L 17 | 41.0 | 1.536 | 30 | 46.090 |
| รวม | | 3.845 | 30 | 115.337 |

ตารางที่ 4.22 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี)

กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

| อัตราการเติบโตของโหลด (เปอร์เซ็นต์/ปี) | ปีที่ | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 10 | 30.47 (2547) | 33.52 (2548) | 36.87 (2549) | 40.56 (2550) | 44.62 (2551) | 49.08 (2552) | 53.99 (2553) | 59.38 (2554) | 65.32 (2555) | 71.85 (2556) | 79.04 (2557) | 86.94 (2558) | 95.64 (2559) | 105.19 (2560) | 115.69 (2561) |
| 7 | 30.47 | 32.61 | 34.89 | 37.33 | 39.94 | 42.74 | 45.73 | 48.93 | 52.36 | 56.02 | 59.95 | 64.14 | 68.63 | 73.44 | 78.58 |
| 5 | 30.47 | 32.00 | 33.60 | 35.28 | 37.04 | 38.89 | 40.84 | 42.88 | 45.02 | 47.27 | 49.64 | 52.12 | 54.73 | 57.46 | 60.34 |

4.4.3 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ากรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

ตารางที่ 4.23 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

| สายส่ง | ความยาว (กม.) | λ (ครั้ง/ปี) | r (นาทิจ) | U (นาทิจ/ปี) |
|--------|---------------|----------------------|-----------|--------------|
| L 18 | 41.9 | 1.570 | 30 | 47.102 |
| L 19 | 25.9 | 0.971 | 30 | 29.115 |
| รวม | | 2.541 | 30 | 76.217 |

ตารางที่ 4.24 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี)

กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

| อัตราการเติบโต ของโหลด (เปอร์เซ็นต์/ปี) | ปีที่ | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 10 | 9.88 (2547) | 10.87 (2548) | 11.96 (2549) | 13.15 (2550) | 14.47 (2551) | 15.91 (2552) | 17.50 (2553) | 19.25 (2554) | 21.18 (2555) | 23.30 (2556) | 25.63 (2557) | 28.19 (2558) | 31.01 (2559) | 34.10 (2560) | 37.49 (2561) |
| 7 | 9.88 | 10.57 | 11.31 | 12.10 | 12.95 | 13.86 | 14.83 | 15.87 | 16.98 | 18.17 | 19.44 | 20.80 | 22.25 | 23.81 | 25.48 |
| 5 | 9.88 | 10.37 | 10.89 | 11.44 | 12.01 | 12.61 | 13.24 | 13.90 | 14.60 | 15.33 | 16.09 | 16.90 | 17.74 | 18.63 | 19.56 |

4.5 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

การพิจารณามูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (ECOST) สามารถคิดจากสมการ 2.80 โดยมูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในตารางภาคผนวก ก.4 พบว่าที่เวลา 30 นาที ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของพื้นที่เขต กฟก.1 จะมีค่าเท่ากับ 40.324 บาท/kW_{avg} ซึ่งสามารถคำนวณมูลค่าความเสียหายได้คือ

$$ECOST = (40.32) \times L_{avg} \times 0.037 \times I \times 10^3 \quad \text{บาท/ปี}$$

เมื่อ L_{avg} คือ โหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

I คือ ระยะทางสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ตัวอย่าง $ECOST (L1) = 40.32 \times 61.50 \times 0.037 \times 38.4 \times 1,000$

แทนค่าตามสมการเพื่อคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเนื่องจากเกิดภาวะลัดวงจร รายละเอียดการคำนวณของกรณีจ่ายไฟสภาพปัจจุบัน(วงรอบเปิด) กรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ กรณีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เป็นไปตามตารางที่ 4.25 , 4.26 และ 4.27 ตามลำดับ

ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามอัตราการเติบโตของโหลดตั้งแต่ปี 2547-2561 ของกรณีจ่ายไฟสภาพปัจจุบัน(วงรอบเปิด) กรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ แยกตามอัตราการเติบโตของโหลดเป็นไปตามตารางที่ 4.28 และตารางภาคผนวกที่ ง.8 และ ง.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.25 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

| ตำแหน่ง เกิดเหตุลัดวงจร | ระยะทาง (กม.) | โหลดที่ได้รับ ผลกระทบ | ปริมาณโหลดที่ ได้รับผลกระทบ (MW _{avg}) | ECOST (บาท/ปี) |
|----------------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------|
| L 1 | 38.4 | A,B,C,D,E | 61.50 | 3,568,140.43 |
| L 2 | 7.6 | B,C,D,E | 29.23 | 335,655.37 |
| L 3 | 14.0 | B,C,D,E | 29.23 | 618,312.52 |
| L 4 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 5 | 0.5 | C,D,E | 13.69 | 10,343.28 |
| L 6 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 7 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 8 | 0.7 | F,G,H | 37.30 | 39,444.07 |
| L 9 | 31.0 | F,G,H | 37.30 | 1,746,809.02 |
| L 10 | 9.0 | F,G,H | 37.30 | 507,138.10 |
| L 11 | 24.0 | F,G,H | 37.30 | 1,352,368.27 |
| L 12 | 63.7 | H | 7.98 | 768,004.56 |
| L 13 | 1.9 | F,G,H | 37.30 | 107,062.49 |
| L 14 | 13.2 | F,G,H | 37.30 | 743,802.55 |
| รวม | | | | 9,809,492.61 |

ตารางที่ 4.26 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 สภาพการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

| ตำแหน่ง เกิดเหตุผิดปกติ | ระยะทาง (กม.) | โหลดที่ได้รับ ผลกระทบ | ปริมาณโหลดที่ ได้รับผลกระทบ (MW _{avg}) | ECOST (บาท/ปี) |
|----------------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------|
| L 1 | 38.4 | - | 0.00 | - |
| L 4 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 5 | 0.5 | C,D,E | 13.69 | 10,343.28 |
| L 6 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 7 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 8 | 0.7 | - | 0.00 | - |
| L 11 | 24.0 | - | 0.00 | - |
| L 12 | 63.7 | H | 7.98 | 768,004.56 |
| L 13 | 1.9 | F | 13.78 | 39,545.60 |
| L 14 | 13.2 | - | 0.00 | - |
| L 15 | 21.6 | - | 0.00 | - |
| L 16 | 40.0 | - | 0.00 | - |
| L 17 | 41.0 | - | 0.00 | - |
| รวม | | | | 830,305.39 |

ตารางที่ 4.27 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ
(วงรอบปิดแบบสมบูรณ์)

| ตำแหน่ง เกิดเหตุขัดข้อง | ระยะทาง (กม.) | โหนดที่ได้รับ ผลกระทบ | ปริมาณโหนดที่ ได้รับผลกระทบ (MW _{avg}) | ECOST (บาท/ปี) |
|----------------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------|
| L 1 | 38.4 | - | 0.00 | - |
| L 4 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 5 | 0.5 | C,D,E | 13.69 | 10,343.28 |
| L 6 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 7 | 0.2 | C,D,E | 13.69 | 4,137.31 |
| L 8 | 0.7 | - | 0.00 | - |
| L 12 | 63.7 | H | 7.98 | 768,004.56 |
| L 14 | 13.2 | - | 0.00 | - |
| L 15 | 21.6 | - | 0.00 | - |
| L 17 | 41.0 | - | 0.00 | - |
| L 18 | 41.9 | - | 0.00 | - |
| L 19 | 25.9 | - | 0.00 | - |
| รวม | | | | 790,759.78 |

ตารางที่ 4.28 แสดงค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด
10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี) ปี พ.ศ. 2547 - 2561

| ปีที่ | วงรอบเปิด | วงรอบปิด | สถานีแยกจ่ายไฟ |
|-------|---------------|--------------|----------------|
| 1 | 9,809,492.61 | 830,305.39 | 790,759.78 |
| 2 | 10,790,441.87 | 913,335.92 | 869,835.76 |
| 3 | 11,869,486.06 | 1,004,669.52 | 956,819.34 |
| 4 | 13,056,434.66 | 1,105,136.47 | 1,052,501.27 |
| 5 | 14,362,078.13 | 1,215,650.11 | 1,157,751.40 |
| 6 | 15,798,285.94 | 1,337,215.13 | 1,273,526.54 |
| 7 | 17,378,114.53 | 1,470,936.64 | 1,400,879.19 |
| 8 | 19,115,925.99 | 1,618,030.30 | 1,540,967.11 |
| 9 | 21,027,518.59 | 1,779,833.33 | 1,695,063.82 |
| 10 | 23,130,270.44 | 1,957,816.67 | 1,864,570.20 |
| 11 | 25,443,297.49 | 2,153,598.33 | 2,051,027.22 |
| 12 | 27,987,627.24 | 2,368,958.17 | 2,256,129.94 |
| 13 | 30,786,389.96 | 2,605,853.98 | 7,818,517.87 |
| 14 | 33,865,028.96 | 8,463,847.51 | 8,600,369.66 |
| 15 | 37,251,531.85 | 9,310,232.26 | 9,460,406.62 |