



มหาวิทยาลัยศรีปทุม

รายงานการวิจัย
เรื่อง

การพัฒนาแบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับ
โครงข่ายอัจฉริยะ

**DEVELOPMENT OF POWER FLOW MODEL FOR
SMART GRID**

กิริติ ชยะกุลศิริ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยศรีปทุม
ปีการศึกษา 2554

คำนำ

รายงานวิจัยนี้เป็นผลมาจากการสนับสนุนให้บุคลากรภายในมหาวิทยาลัยศรีปทุมได้มีโอกาสผลิตผลงานวิจัยที่มีคุณภาพและเผยแพร่ออกสู่ภายนอก โดยให้อาจารย์เสนอโครงการที่สำนักวิจัยซึ่งมีทั้งการวิจัยวิชาการและการวิจัยสถาบัน ทั้งนี้เพื่อให้คณาจารย์ได้พัฒนาความรู้และประสบการณ์ทางวิชาการอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังเป็นแนวทางในการขอรับทุนอุดหนุนงานวิจัยจากหน่วยงานภายนอกและนำไปสู่การขยายกรอบความร่วมมือทางวิชาการกับหน่วยงานภายนอกต่อไป

งานวิจัยนี้เป็นการวิจัยองค์ความรู้เพื่อการพัฒนาแบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายอัจฉริยะ (Development of Power Flow Model for Smart Grid) ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่ารายงานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์ในการพัฒนางานวิชาการในด้านระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป และหากมีข้อผิดพลาดประการใดผู้วิจัยต้องขออภัยไว้ ณ ที่นี้ด้วย และยินดีน้อมรับคำแนะนำเพื่อปรับปรุงแก้ไขต่อไป

นายกิริติ ชยะกุลคีรี

ผู้วิจัย

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณมหาวิทยาลัยศรีปทุมอย่างสูงที่ได้ให้การสนับสนุนงบประมาณทั้งหมด และได้ให้เวลาในการทำโครงการวิจัยนี้ รวมทั้งขอขอบพระคุณคณะกรรมการวิจัยในการให้ข้อเสนอแนะอันมีประโยชน์ในการทำงานวิจัย รวมทั้งสำนักวิจัยที่ได้อำนวยความสะดวกและประสานงานอย่างดีเยี่ยมในการดำเนินโครงการวิจัยนี้

หัวข้อวิจัย : การพัฒนาแบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายอัจฉริยะ
ผู้วิจัย : นายกิริติ ชยะกุลศิริ
หน่วยงาน : ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม
ปีที่พิมพ์ : พ.ศ. 2556

บทคัดย่อ

ในงานวิจัยนี้ ได้มีการพัฒนาและทดสอบแบบจำลองการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายอัจฉริยะที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงและการจัดการภาระไฟฟ้า แบบจำลองที่ศึกษาสามารถกระจายกำลังงานที่ไม่สมดุลในการคำนวณไปยังบัสควบคุมแรงดันในระบบได้โดยใช้ตัวประกอบการมีส่วนร่วม รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในระบบ

นอกจากนี้ ลักษณะของภาระการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังจริงยังได้นำมาวิเคราะห์หาฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (probability distribution function, PDF) และใช้ในการพัฒนาวิธีการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (probabilistic optimal power flow, POPF) ที่คำนึงถึงลักษณะทางสถิติของภาระไฟฟ้า ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงของภาระไฟฟ้าได้แทนด้วยฟังก์ชันไวบูลล์และวิเคราะห์ความเที่ยงตรงด้วย Akaike Information Criteria (AIC) โดยในการคำนวณ POPF ที่นำเสนอจะเป็นการแยกคำนวณระหว่างปัญหาหอยการหาสถานะที่มีต้นทุนต่ำสุดที่วิเคราะห์ด้วยโปรแกรมควอดราติกแบบวนซ้ำ (successive quadratic programming, SQP) โดยมีตัวแปรเป็นกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบไฟฟ้ากำลัง และปัญหาหอยการหาสถานะที่มีความสูญเสียในระบบต่ำสุดที่วิเคราะห์ด้วยโปรแกรมเชิงเส้นแบบวนซ้ำ (successive linear programming, SLP) การหาคำตอบความน่าจะเป็นของปัญหา POPF ที่เสนอได้ใช้การประมาณพารามิเตอร์ของไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์และทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส และ 300 บัส ของ IEEE เปรียบเทียบกับผลลัพธ์จากการคำนวณด้วยวิธีการมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation, MCS)

ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองเพื่อวิเคราะห์การไหลของระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอสามารถใช้จำลองระบบไฟฟ้ากำลังที่คำนึงถึงการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ รวมทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และลักษณะของภาระที่แปรตามแรงดันได้ นอกจากนี้วิธีการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบสถิติที่นำเสนอยังสามารถวิเคราะห์หาผลลัพธ์ในเชิงสถิติเป็นฟังก์ชันไวบูลล์ได้โดยลดเวลาและทรัพยากรคอมพิวเตอร์ในการคำนวณลงได้อย่างมาก โดยพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์ที่เป็นผลลัพธ์สามารถวิเคราะห์ได้อย่างไม่ซับซ้อนและมีประสิทธิภาพจากวิธีการที่นำเสนอ

คำสำคัญ: โครงข่ายอัจฉริยะ พลังงานหมุนเวียน การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ Akaike Information Criteria วิธีการมอนติคาร์โล

Research Title : Development of Power Flow Model for Smart Grid
Name of Researcher : Mr. Keerati Chayakulkheeree
Name of Institute : Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Sripatum University
Year of Publication : B.E. 2556

ABSTRACT

In this research, the power flow model for analyzing power flow with smart grid including high penetrations of small renewable power stations and customer load management has been investigated. The method can distribute the power imbalance to voltage controlled buses in the system by using participation factor with voltage dependence loads and the renewable power stations, including photovoltaic power plant (PVPP) and wind power plant (WPP).

In additions, the practical load profile of power system was investigated to evaluate the load probability distribution function (PDF), and then the probabilistic optimal power flow (POPF) for hour-ahead scheduling with statistical system loading is proposed. The system loading uncertainty was represented by Weibull PDF in the proposed method. The Akaike Information Criteria (AIC) is used to evaluate the properties of PDF models. In the proposed POPF, the deterministic OPF is used as a subproblem and decomposed into total operating cost minimization subobjective, which is solved by successive quadratic programming (SQP) and real power loss minimization subobjective, which is solved by successive linear programming (SLP). The Weibull PDF parameters of the OPF output variables are estimated by the percentile values. The proposed POPF algorithm is tested on the IEEE 30 bus and IEEE 300 bus systems and compared to Monte Carlo simulation (MCS) solutions.

The results shows that the proposed method can satisfactory represent the system behavior that all generators are response to power imbalance including small renewable power plant and voltage dependence loads. Moreover, the proposed POPF can successfully determine the probability distribution of optimal power generation, considering Weibull PDF of load, with substantial reduction of computation. The PDF parameters of OPF variables can be simply and effectively estimated by the proposed method.

Keywords : Smart grid, renewable power, probabilistic optimal power flow, Weibull probability density function, Akaike Information Criteria, Monte Carlo Simulation

สารบัญ

บทที่	หน้า
1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	2
1.3 คำถามการวิจัย.....	3
1.4 สมมุติฐานการวิจัย	3
1.5 ขอบเขตของการวิจัย	3
1.6 นิยามศัพท์.....	3
2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
3 ระเบียบวิธีวิจัย.....	8
3.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์	9
3.1.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	9
3.1.2 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PVPP)	10
3.1.3 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานลม (WPP).....	11
3.1.4 แบบจำลองของโหลด.....	12
3.2 สมการการไหลของกำลังงานไฟฟ้า (Power Flow Equations)	13
3.3 การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Optimal Power Flow, POPF).....	15
3.3.1 ปัญหาหาคำตอบ OPF.....	15
3.3.2 แบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้า	17
3.3.3 กระบวนการคำนวณ POPF	18

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
4 ผลการทดสอบวิธีการ	22
4.1 การทดสอบแบบจำลองการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้า.....	22
4.2 การทดสอบแบบจำลองการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าเหมาะที่สุด.....	26
4.2.1 การศึกษาแบบจำลองทางสถิติของภาระไฟฟ้า	26
4.2.2 การทดสอบวิธีการประเมินพารามิเตอร์ของไวลบูลล์กับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัซของ IEEE.....	28
4.2.3 การทดสอบวิธีการประเมินพารามิเตอร์ของไวลบูลล์กับระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัซของ IEEE.....	32
5 สรุปผล	37
บรรณานุกรม	39
ประวัติย่อผู้วิจัย.....	44
ภาคผนวก.....	45

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
4.1 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม	
ในการทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส.....	23
4.2 ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงและค่าตัวประกอบการมีส่วนร่วมของโรงไฟฟ้า	
ในการทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส.....	23
4.3 ผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีดั้งเดิม.....	24
4.4 ผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ.....	25
4.5 ค่าพารามิเตอร์และค่า AIC ของการจำลองภาระไฟฟ้า	
ด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์และแบบปกติ.....	26
4.6 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า 30 บัส ของ IEEE.....	28
4.7 พารามิเตอร์ไวบูลล์จากการประเมินที่เปอร์เซ็นต์ไทล์	
$10^{th}/90^{th}$, $25^{th}/75^{th}$ และ $40^{th}/60^{th}$ ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE.....	29
4.8 พารามิเตอร์จากการคำนวณด้วยวิธี MCS ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์และแบบปกติ	
เปรียบเทียบกับ การประเมินพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์	
ตามวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE.....	29
4.9 พารามิเตอร์ไวบูลล์จากการประเมินที่เปอร์เซ็นต์ไทล์	
$10^{th}/90^{th}$, $25^{th}/75^{th}$ และ $40^{th}/60^{th}$ ของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัส ของ IEEE.....	33
4.10 พารามิเตอร์จากการคำนวณด้วยวิธี MCS ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์และแบบปกติ	
เปรียบเทียบกับ การประเมินพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์	
ตามวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัส ของ IEEE.....	34

สารบัญภาพประกอบ

ภาพประกอบ	หน้า
3.1 ลักษณะโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต.....	8
3.2 วงจรสมมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงเซลล์สุริยะ.....	10
3.3 วงจรสมมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานลม.....	11
3.4 การสร้างแบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	17
3.5 การวิเคราะห์ด้วยวิธีการ MCS.....	19
3.6 กระบวนการคำนวณค่าพารามิเตอร์ของไวบูลล์จากเปอร์เซ็นต์ไทล์.....	21
4.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE ที่เพิ่มเติมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าพลังงานลมสำหรับทดสอบ.....	22
4.2 ลักษณะของภาระไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดปีที่น่าสนใจ.....	27
4.5 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าที่เวลา 14:00 น. ของทุกวันของประเทศไทยในปี 2553.....	27
4.6 การดูเข้าของการคำนวณด้วย MCS กับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE.....	28
4.7 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าผลิตรวม ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE.....	30
4.8 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานจริงที่ผลิตที่บัส ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE.....	31
4.9 การดูเข้าของการคำนวณด้วย MCS กับระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE.....	32
4.10 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าผลิตรวม ของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE.....	35

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันระบบไฟฟ้ากำลังได้มีการพัฒนาขึ้นมาก มีความซับซ้อนและมีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของเพื่อนบ้านมากขึ้น ด้วยเหตุผลเพื่อที่จะลดค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงไฟฟ้า และเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบ การเปิดโอกาสให้เอกชนได้ลงทุนในการผลิตไฟฟ้าได้มีขึ้นในหลายประเทศ ทั้งที่พัฒนาแล้ว และกำลังพัฒนา โครงสร้างของระบบไฟฟ้าได้เปลี่ยนแปลงไปอย่างมาก ในบางแห่ง บริษัท หรือหน่วยงานที่ผลิตไฟฟ้า (Generation), ส่งจ่ายระบบรวม (Transmission) และส่งจ่ายระบบย่อย (Distribution) ได้แยกออกจากกันอย่างชัดเจนเป็น หรือในต่างประเทศเรียกว่า Unbundled System ในบางแห่งบริษัทหรือหน่วยงานด้านไฟฟ้าอาจมีทั้งการผลิต และขายให้กับลูกค้าของตนเอง และส่วนที่เหลือจะขายให้กับระบบหรือบริษัทข้างเคียง ในทำนองเดียวกันบริษัทนั้นอาจต้องการซื้อไฟฟ้าจากระบบในบางช่วงเวลา เมื่อราคาไฟฟ้าในระบบถูกกว่าที่จะผลิตเอง โดยการซื้อหรือขายไฟฟ้าจะต้องมีการเสนอราคาผ่านบริษัทตัวกลาง (Energy Broker) ระบบนี้บางครั้งเรียกว่า ระบบไฟฟ้าเสรี (Deregulated Power System)

นอกจากนี้ระบบไฟฟ้ากำลังและระบบจำหน่ายยังได้มีการพัฒนาไปในทิศทางที่จะเป็นลักษณะของโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งจะเป็นระบบที่บริหารจัดการรวมทั้งตั้งแต่การผลิตจนถึงภาระการใช้งาน โดยระบบจะสามารถปรับสภาวะทำงานให้อยู่ในจุดที่เหมาะสมที่สุดโดยบริหารจัดการแบบองค์รวมทั้งระบบผลิต ระบบจำหน่าย และภาระใช้งาน โดยยังมีการพิจารณาถึงหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม และภาระการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบอื่น เช่น การอัดประจุของรถไฟฟ้า ซึ่งรูปแบบของภาระไฟฟ้าจะมีแนวโน้มที่เปลี่ยนไปจากเดิมอย่างมาก

เมื่อโครงสร้างของระบบเปลี่ยนไป การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบเดิมซึ่งสมมติว่ากำลังงานไฟฟ้าที่จ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ละเครื่องในระบบมีค่าคงที่ (Specified Generation Power) และกำลังงานที่ต้องการเพิ่มเติม (power mismatch) จะถูกจ่ายโดยจุดร่วมอ้างอิง หรือ บัสอ้างอิง (Slack Bus or Swing Bus) เพียง 1 จุดรวม อาจมีผลให้การวิเคราะห์ไม่ได้ผลลัพธ์ที่สอดคล้องกับความเป็นจริงเท่าที่ควร เนื่องจากการคำนวณแบบ 1 บัสอ้างอิง จะอยู่ภายใต้การสมมติดังต่อไปนี้

- ความถี่ของระบบมีค่าคงที่
- ความต้องการกำลังงานไฟฟ้ามีค่าคงที่ หรือมีเฉพาะ Constant Power Load
- ขนาด และมุมเฟสของแรงดัน ที่บัสอ้างอิงมีค่าคงที่
- กำลังงานที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ที่ไม่ใช่บัสอ้างอิง) ในระบบ จะมีค่าคงที่และกำลังงานที่ต้องการเพิ่มเติม จะถูกจ่ายโดยบัสอ้างอิงเท่านั้น
- ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อกับระบบของประเทศเพื่อนบ้าน กำลังงานที่ไหลระหว่างระบบ (Interchange) จะถือว่าคงที่

การที่ถือว่าความถี่ของระบบมีค่าคงที่ในการวิเคราะห์ระบบจะทำให้ไม่สามารถแสดงถึงผลกระทบของกำลังงานที่แลกเปลี่ยนระหว่างระบบ (Tie-line flow) หรือระหว่างประเทศได้ และไม่สามารถใช้ในกรณีที่ระบบถูกผลกระทบจากเหตุการณ์บางอย่าง (Disturbance) เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของกำลังงานอย่างกะทันหันจะมีผลต่อความถี่ของระบบ และกระทบไปถึงความต้องการไฟฟ้าของระบบ กำลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ โดยในความเป็นจริงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำ ควรจะถูกกำหนดให้จ่ายกำลังงานไฟฟ้ามากกว่าเครื่องที่มีต้นทุนการผลิตสูง นอกจากนี้ในความเป็นจริงภาระ (Load) ของระบบไม่ได้มีเพียง กำลังงานไฟฟ้าคงที่ (Constant Power) เพียงอย่างเดียว หากแต่ยังมีภาระประเภทอื่น เช่น ภาระแบบอิมพีแดนซ์คงที่ แบบกระแสคงที่ เป็นต้น ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดที่ภาระประเภทดังกล่าวจะมีผลต่อกำลังงาน ไฟฟ้าที่จ่ายแก่ภาระนั้นอย่างมาก

ดังนั้นการพัฒนาแบบจำลองที่สามารถวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังให้สามารถสะท้อนการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและภาระการใช้ไฟฟ้าจึงมีความสำคัญในการที่จะช่วยให้การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของโครงข่ายอัจฉริยะได้ชัดเจนและตรงกับความเป็นจริงมากขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

วัตถุประสงค์ของการวิจัยนี้คือ

1. เพื่อทดสอบแบบจำลองที่สะท้อนการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง
2. เพื่อทดสอบแบบจำลองที่สะท้อนการตอบสนองของภาระที่ไม่ใช่ภาระแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง
3. เพื่อเสนอแบบจำลองสำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของโครงข่ายอัจฉริยะ

1.3 คำถามการวิจัย

รูปแบบที่เหมาะสมของแบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีการคำนึงถึงการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและภาระที่ไม่ใช่ภาระแบบกำลังไฟฟ้าคงที่สำหรับโครงข่ายอัจฉริยะควรเป็นรูปแบบใด

1.4 สมมุติฐานการวิจัย

มีความเป็นไปได้ที่จะใช้แบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีการคำนึงถึงการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและภาระที่ไม่ใช่ภาระแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ในการวิเคราะห์โครงข่ายอัจฉริยะ และจะทำให้สะท้อนความเป็นจริงมากขึ้น

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

- กลุ่มเป้าหมาย หรือประชากร
ระบบมาตรฐาน 30 บัส และ 118 บัส ของ IEEE
- เนื้อหาของการวิจัย

พัฒนาแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีการคำนึงถึงการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและภาระที่ไม่ใช่ภาระแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ในการวิเคราะห์โครงข่ายอัจฉริยะ และทดสอบกับระบบมาตรฐาน 30 บัส และ 300 บัส ของ IEEE

- ระยะเวลา
1 ปี

1.6 นิยามศัพท์

การวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้า (Power Flow)

การหาคำตอบตัวแปรที่แสดงสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย ค่าแรงดันและมุมเฟสที่สถานีย่อย และทราบถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า ภายใต้สถานะของระบบที่สนใจ

โครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid)

ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการบริหารจัดการรวมทั้งตั้งแต่การผลิตจนถึงภาระการใช้งาน โดยมีการทำงานที่ปรับสถานะทำงานให้อยู่ในจุดที่เหมาะสมที่สุดโดยบริหารจัดการแบบองค์รวมตั้งแต่ระบบผลิต ระบบจำหน่าย และการใช้งาน

การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow)

การหาคำตอบตัวแปรที่แสดงสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย ค่าแรงดันและมุมเฟสที่สถานีย่อย และทราบถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า ภายใต้สถานะของระบบที่สนใจ ที่เหมาะสมที่สุดตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการ เช่น ต้นทุนในการผลิตกำลังงานไฟฟ้าต่ำที่สุด

บทที่ 2

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง ปัจจุบันจะนิยมวิธีการคำนวณแบบวนซ้ำด้วยวิธีนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson power flow) ซึ่งจะเป็นการจัดสมการในรูปของตัวแปรที่ทราบค่าและไม่ทราบค่า และแทนค่าตัวแปรที่ทราบค่าลงในสมการเพื่อหาคำตอบค่าแรงดันและมุมเฟสของแต่ละสถานีไฟฟ้า ผลลัพธ์ที่ได้จะสามารถนำมาคำนวณตัวแปรอื่นในระบบไฟฟ้ากำลังได้ เช่น กำลังงานรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำลังงานที่ไหลในสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น

อย่างไรก็ตามวิธีการหาคำตอบที่ใช้ในปัจจุบันยังอยู่บนพื้นฐานของการประมาณค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ภาระเป็นแบบกำลังงานคงที่ และการวิเคราะห์ที่สามารถคำนึงถึงการตอบสนองของภาระต่อแรงดันและความถี่รวมทั้งการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ถูกเสนอโดย D. Thukaram และคณะ (1984) ซึ่งวิธีการนี้มีความเป็นไปได้ที่จะนำมาปรับปรุงประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีภาระในรูปแบบที่หลากหลายกว่าเดิมในปัจจุบันและมีการกระจายการผลิตไปในระบบไฟฟ้าที่มากขึ้น โดยเฉพาะในกรณีของโครงข่ายอัจฉริยะซึ่งเป็นระบบที่บริหารจัดการระบบไฟฟ้ารวมถึงแต่ส่วนการผลิตจนถึงผู้ใช้

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ได้ถูกเสนอในหลากหลายรูปแบบ โดย J. Kim และ H. Park (2011) ได้เสนอแนวทางระยะยาวในการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อก้าวไปสู่การเป็นโครงข่ายอัจฉริยะโดยใช้กรณีศึกษาของเกาะ Jeju ประเทศเกาหลี ซึ่งจะต้องคำนึงถึงนโยบายของประเทศที่ชัดเจนและทำอย่างจริงจัง

L. R. Varasquim และ V. R. Oliverira (2010) ได้เสนอแนวทางในการวางแผนและดำเนินการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อใช้หลักการของโครงข่ายอัจฉริยะ รวมทั้งได้ให้ภาพรวมของเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องสำหรับการใช้ระบบโครงข่ายอัจฉริยะ A. P. S. Meliopoulos และคณะ (2011) ได้เสนอวิธีการในการวางโครงสร้างและจัดการโครงข่ายอัจฉริยะให้มีประสิทธิภาพโดยคำนึงถึงการป้องกันระบบ การจัดการภาระไฟฟ้า การลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้า และการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ A. Molderink และคณะ (2011) ได้เสนอวิธีการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าในภาพรวมซึ่งรวมเอาการจัดการภาระเข้ามาพิจารณา ร่วมกับการจัดการผลิตไฟฟ้า ในรูปแบบตามเวลาจริงซึ่งจะทำให้มีประสิทธิภาพในการทำงานของระบบมากขึ้น

ในส่วนของงานจำลองและวิเคราะห์โครงข่ายอัจฉริยะ R. Podmore และ M. R. Robinson (2010) ได้เสนอแบบจำลองที่สะท้อนความเป็นจริงในการทำงานของโครงข่ายอัจฉริยะ ทั้งในด้านการจัดการพลังงานไฟฟ้าและพฤติกรรมของภาระไฟฟ้าในระบบ สำหรับประเทศไทยได้ให้ความ

สนใจเรื่องโครงข่ายอัจฉริยะเช่นเดียวกัน โดยได้มีการศึกษาความเป็นไปได้ที่จะนำแนวทางดังกล่าวมาประยุกต์ใช้ให้ระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากขึ้น

ดังนั้นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่สะท้อนความเป็นจริงของส่วนต่าง ๆ ในโครงข่ายอัจฉริยะจึงเป็นความสำคัญพื้นฐานในการพัฒนาแนวทางในการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังและประยุกต์ใช้หลักการของโครงข่ายอัจฉริยะในอนาคต

นอกจากนี้การวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow, OPF) ยังเป็นวิธีที่ใช้เป็นเครื่องมือในการบริหารจัดการและวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบัน โดยวัตถุประสงค์หลักของการวิเคราะห์ OPF คือการหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุด โดยเป็นไปตามเงื่อนไขสมดุลของกำลังงานไฟฟ้าและขอบเขตของอุปกรณ์และการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง [M. Huneault and F. Galiana, 1991] การศึกษาแนวทางในการวิเคราะห์ปัญหา OPF ในปัจจุบันจะนิยมพิจารณาที่สภาวะการทำงานที่สนใจเพียงจุดเดียว (Deterministic OPF) ซึ่งไม่สามารถวิเคราะห์ปัจจัยที่มีความไม่แน่นอน เป็นต้นว่า ภาระไฟฟ้าในระบบ [M. E. El-Hawary and G. A. N. Mbamalu, 1988; M. Shukla and G. Radman, 2005, X. Li, Y. Li, and S. Zhang, 2008] ลักษณะของราคาเสนอขายไฟฟ้าในตลาดกลางไฟฟ้า [G. Verbic, A. Schellenberg, W. Rosehart, and C. A. Canizares, 2006; Z. N. C. Viray and A. C. Nerves, 2010] และตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความคลาดเคลื่อนได้ในการพยากรณ์สภาวะของระบบไฟฟ้ากำลัง

ดังนั้นจึงมีความจำเป็นในการเชื่อมโยงปัจจัยที่ไม่แน่นอนในการจำลองปัญหา ในลักษณะของการหาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Optimal Power Flow, POPF) ซึ่งก็ได้มีการเสนอขึ้นในงานวิจัยหลายชิ้น [M. E. El-Hawary and G. A. N. Mbamalu, 1988; M. Shukla and G. Radman, 2005, X. Li, Y. Li, and S. Zhang, 2008; G. Verbic, A. Schellenberg, W. Rosehart, and C. A. Canizares, 2006; Z. N. C. Viray and A. C. Nerves, 2010; A. Schellenberg, W. Rosehart, and J. Aguad, 2005; H. Zhang and P. Li, 2010]

ในการพัฒนาแบบจำลอง OPF ได้มีการเสนอในหลายรูปแบบ เป็นต้นว่า

[M. E. El-Hawary and G. A. N. Mbamalu, 1988] ได้เริ่มเสนอการวิเคราะห์ปัญหา OPF แบบ stochastic ที่มีการพิจารณาความไม่แน่นอนในปัญหา OPF และหาคำตอบด้วยวิธีการนิวตัน

[M. Shukla and G. Radman, 2005] ได้นำเสนอวิธีการคำนวณค่าภาระสูงสุดที่ระบบจะสามารถจ่ายได้โดยจำลองภาระของระบบแบบความน่าจะเป็น

[A. Schellenberg, W. Rosehart, and C. A. Canizares, 2006] ได้เสนอวิธีการคำนวณด้วยวิธี cumulant ในการหาคำตอบ POPF ที่ลดระยะเวลาในการคำนวณลง

[G. Verbic, A. Schellenberg, W. Rosehart, and C. A. Canizares, 2006] ได้ศึกษาถึงการประยุกต์ใช้หลักการของ POPF ในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าโดยใช้ two-point estimate และวิธีการ cumulant ในการวิเคราะห์

[X. Li, Y. Li, and S. Zhang, 2008] ได้เสนอกระบวนการคำนวณ POPF โดยคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของภาระและคำนวณด้วยวิธีการ first-order second-moment method (FOSMM)

[Z. N. C. Viray and A. C. Nerves, 2010] ได้เสนอวิธีการวิเคราะห์ปัญหา POPF ที่พิจารณา รวมการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าและบริหารในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

[H. Zhang and P. Li, 2010] ได้ศึกษาผลกระทบของตัวแปรที่ไม่แน่นอนต่อการวิเคราะห์ ปัญหา POPF ด้วยวิธีการมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation, MCS)

อย่างไรก็ตามการวิเคราะห์ปัญหา POPF ที่มีผู้เสนอไว้ดังกล่าวจะใช้แบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าที่เป็นการกระจายแบบปกติ (Normal Probability Distribution Function, PDF) บนหลักการของการใช้เส้นโค้งภาระรายวันหรือตลอดปี ซึ่งในทางปฏิบัติลักษณะความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าอาจไม่เป็นการกระจายตัวแบบปกติ นอกจากนี้การวิเคราะห์โดยใช้ภาระรายวันหรือตลอดปีอาจไม่สะท้อนคุณลักษณะความไม่แน่นอนของภาระจริงในการใช้บริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังรายชั่วโมง

ในงานวิจัยนี้จึงได้มุ่งเน้นเพิ่มเติมในการศึกษาและประเมินความเหมาะสมของการจำลองความน่าจะเป็นของภาระในระบบในทางสถิติ โดยศึกษาการจำลองด้วยฟังก์ชันไวบูลล์ และประเมินความสอดคล้องด้วยวิธี Akaike Information Criteria (AIC) [H. Akaike, 1974] และพัฒนาแบบจำลองและวิธีการคำนวณที่ดีขึ้นในการคำนวณ POPF

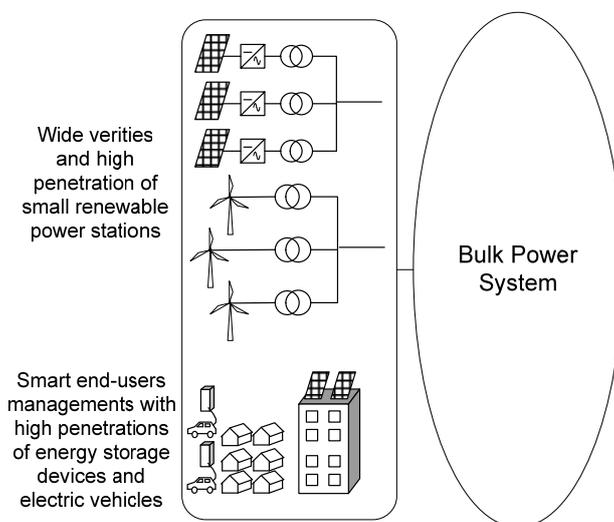
บทที่ 3

ระเบียบวิธีวิจัย

จากการที่วิธีการคำนวณการไหลของกำลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอยู่บนพื้นฐานของการมีบัลลัสต์หนึ่งบัลลัสต์เพื่อเป็นการชดเชยความสูญเสียในระบบส่งที่ยังไม่ทราบค่าขณะที่คำนวณ ทำให้ค่ากำลังงานจริงในระบบมีการตอบสนองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สแลคบัลลัสต์เพียงบัลลัสต์เดียวซึ่งในความเป็นจริงแล้วค่ากำลังงานที่ต้องชดเชยนี้จะตอบสนองกระจายกันไปโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวในระบบไฟฟ้ากำลัง

นอกจากนี้ระบบไฟฟ้ากำลังยังมีความซับซ้อนที่มากขึ้นจากการที่ระบบมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มากขึ้น รวมทั้งยังมีการตอบสนองของผู้ใช้ไฟฟ้าและการเก็บสำรองพลังงานไฟฟ้าที่หลากหลายมากขึ้น ระบบไฟฟ้ากำลังจึงต้องทำงานในลักษณะของโครงข่ายอัจฉริยะเพื่อตอบสนองคุณลักษณะของระบบ ทั้งนี้ในอนาคตองค์ประกอบที่เพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้าจะประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน อุปกรณ์เก็บสำรองพลังงาน และเครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีความชาญฉลาด

ในงานวิจัยนี้ได้พัฒนาวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายอัจฉริยะ โดยอยู่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานแบบกระจายบัลลัสต์แลค (Distributed Slack Bus Power Flow) ที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic Power Plant, PVPP) และโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power Plant, WPP) รวมทั้งการตอบสนองของการใช้ไฟฟ้าตามแรงดัน (Voltage Dependence Load) ลักษณะโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังที่เป็นโครงข่ายอัจฉริยะในงานวิจัยนี้สามารถแสดงได้ดังภาพประกอบ 3.1



ภาพประกอบ 3.1 ลักษณะโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต

3.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

3.1.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงแบบจำลองเป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงที่ต่อกับบัสที่สามารถควบคุมแรงดันได้โดยสามารถจำลองคุณสมบัติการตอบสนองในการผลิตกำลังงานได้โดยการพิจารณาให้กำลังงานไฟฟ้าจริงที่บัส i มีค่าเป็น

$$P_{Gi} = P_{Gseti} + P_{Gei}, \quad (3.1)$$

โดยที่

$$P_{Gi}^{\max} \geq P_{Gi} \geq P_{Gi}^{\min}, \quad (3.2)$$

เมื่อ

P_{Gi} เป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)

P_{Gi}^{\max} เป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)

P_{Gi}^{\min} เป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)

P_{Gseti} เป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงที่กำหนดไว้ที่บัส i (MW)

P_{Gei} เป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงจากการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MW)

ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงจากการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i สามารถคำนวณได้จาก

$$P_{Gei} = \alpha_i \Delta G, \quad (3.3)$$

เมื่อ

$$\sum_{i=1}^{NG} \alpha_i = 1.00, \quad (3.4)$$

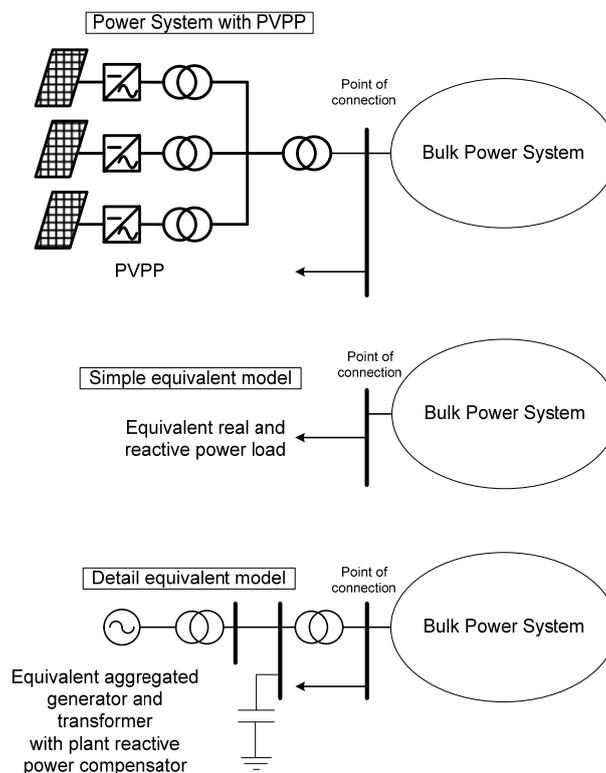
α_i เป็นค่าตัวประกอบการมีส่วนร่วม (participation factor) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

ΔG เป็นค่ากำลังงานจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตอบสนอง (MW)

NG เป็นจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

3.1.2 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PVPP)

แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PVPP) สามารถอ้างอิงได้จาก [Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2010.] โดยสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงเซลล์สุริยะ (Photovoltaic) นั้นจะเป็นการผลิตกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่มีแรงดันที่ขั้วของแผงเซลล์สุริยะแปรตามการตกกระทบของแสงอาทิตย์ การเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังจะผ่านชุดแปลงสัญญาณไฟฟ้าเป็นกระแสสลับ (Inverter)

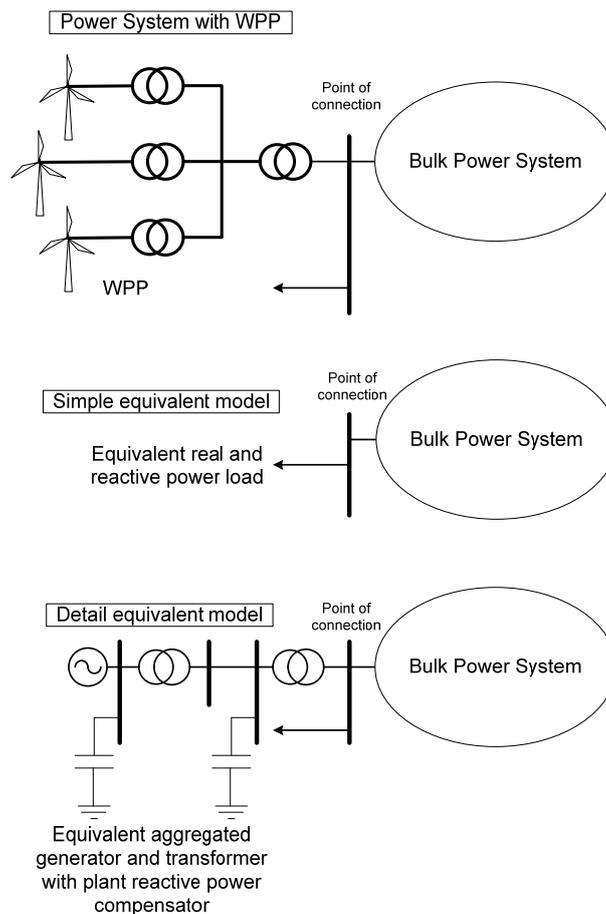


ภาพประกอบ 3.2 วงจรสมมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แผงเซลล์สุริยะ

ในแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะแสดงได้เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าพิกัดกำลังงานเท่ากับกำลังงานรวมของชุดแปลงสัญญาณไฟฟ้าต่ออยู่กับหม้อแปลงสมมูลที่แทนหม้อแปลงทุกตัวในชุดรวมกำลังงานของระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รูปแบบจำลองนี้จะสามารถแสดงถึงกำลังงานที่ไหลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งกำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟสูญเสียและแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกับระบบของโรงไฟฟ้า ภาพประกอบ 3.2 เป็นการแสดงตัวอย่างการจำลองวงจรสมมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับการศึกษาการไหลของกำลังงานไฟฟ้าในสถานะคงตัว (Steady state power flow)

3.1.3 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานลม (WPP)

ในปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานลมได้มีจำนวนและขนาดที่สูงขึ้น นอกจากนี้การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมยังมักจะมีการกระจายตัวไปตามพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ศักยภาพของพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานลมในปัจจุบันจะมีการออกแบบให้รองรับผลกระทบจากการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังและช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้ากำลังด้วย



ภาพประกอบ 3.3 วงจรสมมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานลม

โดยปกติโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะอาศัยแหล่งกำลังงานรีแอกทีฟในการจ่ายกำลังงานรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมสามารถจัดประเภทได้เป็น [Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2008]

- แบบที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบกรงกระรอก (Cage rotor induction generators)
- แบบที่ 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำแบบปรับค่าความต้านทานของโรเตอร์ได้ (Induction

generators with variable rotor resistance)

- แบบที่ 3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแนวมอเตอร์โรตอร์แบบดับลิเฟดแบบมีคอนเวอร์เตอร์ด้านโรเตอร์ (Doubly-fed asynchronous generators with rotor-side converter)
- แบบที่ 4 การเชื่อมต่อแบบแปลงสัญญาณกำลังงานเต็ม (Full-power converter interface)

ในการจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานลมในระบบไฟฟ้ากำลังจะสามารถแสดงค่าของสายส่ง หม้อแปลง และแหล่งจ่ายกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบแยกจากกันอย่างชัดเจนได้ แหล่งกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถแสดงแทนด้วยกำลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานลม และในทำนองเดียวกันหม้อแปลงและแหล่งจ่ายกำลังงานรีแอกทีฟในระบบของโรงไฟฟ้าก็สามารถแทนได้ด้วยหม้อแปลงสมมูลรวมและแหล่งจ่ายกำลังงานรีแอกทีฟสมมูลรวมได้ดังแสดงในรูปที่ 3.3

3.1.4 แบบจำลองของโหลด

ในการคำนวณการไหลของกำลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะจำลองโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟคงที่ โดยบัสที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่จะถูกพิจารณาให้เป็นบัสโหลดที่สามารถระบุค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟได้ อย่างไรก็ตาม โหลดในระบบไฟฟ้าจริงอาจมีทั้งแบบที่เหมาะสมจะจำลองเป็นโหลดกำลังงานคงที่และแบบที่เป็นโหลดที่แปรตามแรงดัน (Voltage Dependence Load) โดยในทางคณิตศาสตร์แล้วโหลดกำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟสามารถแสดงได้เป็น

$$P_{Li} = P_{Loi} \sum_{j=1}^{NPL_i} A_{ij} V_i^{NP_i}, \text{ for } i = 1, \dots, NB, \quad (3.5)$$

$$Q_{Li} = Q_{Loi} \sum_{j=1}^{NQL_i} B_{ij} V_i^{NQ_i}, \text{ for } i = 1, \dots, NB, \quad (3.6)$$

เมื่อ

P_{Li} , Q_{Li} คือค่ากำลังงานจริงของโหลดที่บัส i (MW)

P_{Loi} , Q_{Loi} คือค่ากำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟของโหลดตามที่กำหนดไว้ที่บัส i (MW)

A_i , B_i , NP_i , NQ_i คือค่าคงที่แสดงคุณลักษณะของโหลดที่บัส i

NPL_i และ NQL_i คือเลขแสดงชนิดของโหลดกำลังงานจริงและกำลังงานรีแอกทีฟที่บัส i

3.2 สมการการไหลของกำลังงานไฟฟ้า (Power Flow Equations)

พิจารณาสมการสมดุลการไหลของกำลังงานไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังที่มี NB บัส ที่แยกแสดงส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะแสดงเป็นสมการจำนวน 2NB สมการ ที่สามารถหาคำตอบด้วยวิธีการนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson) โดยสมการกำลังงานไฟฟ้าจะสามารถแสดงได้เป็น

$$S_i = (P_{G_{seti}} + P_{G_{ci}} - P_{Li}) + j(Q_{Gi} - Q_{Li}), \text{ for } i = 1, \dots, NB \quad (3.7)$$

สมการสมดุลการไหลของกำลังงานไฟฟ้าสามารถแสดงได้เป็น

$$P_i = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB, \quad (3.8)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i = 1, \dots, NB, \quad (3.9)$$

เมื่อ

NB คือจำนวนบัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

S_i คือกำลังงานปรากฏพุงเข้าที่บัส i (MVA)

P_i คือกำลังงานจริงพุงเข้าที่บัส i (MW)

Q_i คือกำลังงานรีแอกทีฟพุงเข้าที่บัส i (MVA_r)

Q_{Gi} คือกำลังงานรีแอกทีฟจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (MVA)

Q_{Li} คือกำลังงานรีแอกทีฟของโหลดที่บัส i (MVA)

$|V_i|$ คือขนาดของแรงดันที่บัส i (V)

$|y_{ij}|$ คือขนาดขององค์ประกอบ y_{ij} ในเมตริกซ์ Y_{bus} (mho)

θ_{ij} คือค่ามุมเฟสขององค์ประกอบ y_{ij} ในเมตริกซ์ Y_{bus} (radian)

δ_{ij} คือค่ามุมต่างเฟสระหว่างแรงดันที่บัส i และบัส j (radian)

พิจารณากำลังไฟฟ้าจริงพ่วงเข้าที่บัสจะไม่เปลี่ยนแปลงมากตามการเปลี่ยนแปลงขนาดของแรงดัน และในทำนองเดียวกันค่ากำลังงานรีแอกทีฟที่บัสจะไม่เปลี่ยนแปลงมากตามการเปลี่ยนแปลงมุมเฟสของแรงดัน ดังนั้นสมการคำนวณแบบนิวตัน-ราฟสันสามารถสรุปได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{i,j \in Ref} \\ \Delta P_{i,j \in BS} \\ \Delta Q_{i,j \in BL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial G} & \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \\ \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial G} & \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \\ 0 & \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta G \\ \Delta \delta_{i,j \in BS} \\ \Delta |V|_{i,j \in BL} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

เมื่อ

BS คือเซตของบัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

BL คือเซตของบัสโหลด

Ref คือบัสที่ต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เป็นจุดอ้างอิงมุมเฟสของแรงดัน

$\begin{bmatrix} \Delta P_{i,j \in BS} \\ \Delta Q_{i,j \in BL} \end{bmatrix}$ คือเมตริกซ์แบบคอลัมน์ที่แสดงค่าความแตกต่างของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังงานรีแอกทีฟ

$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \\ \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \end{bmatrix}$ คือเมตริกซ์จาโคเบียนในวิธีการนิวตัน-ราฟสัน

$\begin{bmatrix} \Delta \delta_{i,j \in BS} \\ \Delta |V|_{i,j \in BL} \end{bmatrix}$ คือเมตริกซ์แบบคอลัมน์แสดงผลต่างมุมเฟสและขนาดของแรงดัน ในวิธีการแบบนิวตัน-ราฟสัน

$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial G} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial G} \end{bmatrix}$ คือเมตริกซ์แบบคอลัมน์แสดงค่าความไวของการเปลี่ยนแปลงกำลังงานจริงต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$\Delta P_{i,j \in Ref}$ คือค่ากำลังงานจริงแตกต่างของบัสอ้างอิง

$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,j \in Ref}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \end{bmatrix}$ คือเมตริกซ์แบบแถวแสดงค่าความไวของการเปลี่ยนแปลงกำลังงานจริงของบัสอ้างอิงต่อการเปลี่ยนแปลงมุมเฟสและขนาดของแรงดัน

ค่ามุมเฟสและขนาดของแรงดันรวมทั้งค่า G จะสามารถประเมินค่าได้จากสมการ

$$\begin{bmatrix} \Delta G \\ \Delta \delta_{i,j \in BS} \\ \Delta |V|_{i,j \in BL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i,Ref}}{\partial G} & \frac{\partial P_{i,Ref}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,Ref}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \\ \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial G} & \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial P_{i,j \in BS}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \\ 0 & \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial \delta_{i,j \in BS}} & \frac{\partial Q_{i,j \in BL}}{\partial |V|_{i,j \in BL}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_{i,Ref} \\ \Delta P_{i,j \in BS} \\ \Delta Q_{i,j \in BL} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

เมื่อกำหนดค่า ΔG , $\Delta \delta_{i,j \in BS}$ และ $\Delta |V|_{i,j \in BL}$ แล้วจะสามารถนำมาปรับปรุงค่ากำลังงานจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่ามุมเฟสของแรงดันที่แต่ละบัส และค่าขนาดของแรงดันที่บัสโหลดได้ และนำไปคำนวณซ้ำจนกระทั่ง ΔP และ ΔQ เข้าสู่ค่าต่ำกว่าค่าที่กำหนด (tolerance)

3.3 การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Optimal Power Flow, POPF)

การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow, OPF) จะนำมาใช้เป็นการคำตบย่อในการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Optimal Power Flow, POPF) โดยในส่วนของ OPF จะแยกคำนวณเป็นการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุด (Total Operating Cost Minimization) และการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีความสูญเสียในระบบส่งต่ำสุด (Real Power Loss Minimization) แบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าใน POPF จะสร้างจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงย้อนหลังตลอดปีทีนำมาแบ่งเป็นค่าความน่าจะเป็นในช่วงเวลาเดียวกันของแต่ละวัน วิธีการ POPF โดยรวมสามารถแสดงได้ดังนี้

3.3.1 ปัญหาการหาคำตอบ OPF

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุด (Total Operating Cost Minimization) สามารถแสดงได้เป็น [M. Huneault and F. Galiana, 1991],

$$\text{หาค่าต่ำสุดของ} \quad TFC = \sum_{i \in BG} FC(P_{Gi}), \quad (3.12)$$

โดยที่เป็นไปตามเงื่อนไขสมมูลกำลังงานไฟฟ้า

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), \quad i=1, \dots, NB, \quad (3.13)$$

และ
$$Q_{Gi} - Q_{Di} = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), i=1, \dots, NB, \quad (3.14)$$

ซึ่ง

$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, \text{ for } i \in BG, \quad (3.15)$$

และเป็นไปตามเงื่อนไขข้อจำกัดของระบบส่ง

$$|f_{w_l}| \leq f_{w_l}^{\max}, \text{ for } l=1, \dots, NC. \quad (3.16)$$

วัตถุประสงค์นี้สามารถหาคำตอบได้โดยใช้โปรแกรมควอดราติกหาคำตอบวนซ้ำสลับกับการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าตามวิธีการในหัวข้อที่ 3.2

นอกจากนี้ยังมีวัตถุประสงค์การหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีความสูญเสียในระบบส่งต่ำสุด (Real Power Loss Minimization) คือ

หาค่าต่ำสุดของ
$$P_{loss} = \sum_{l=1}^{NL} G_{ij} (|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i| |V_j| \cos(\delta_{ij})), \quad (3.17)$$

เมื่อ P_{loss} เป็นฟังก์ชันของขนาดของแรงดันที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่และค่าการปรับแก้ปของหม้อแปลงกำลัง โดยในสมการสายส่ง l เป็นสายส่งระหว่างบัส i และ j

ในสมการที่ (3.17) กำลังงานจริงสูญเสียเป็นฟังก์ชันที่ไม่เป็นเชิงเส้นของขนาดของแรงดันมุมเฟสของแรงดัน และค่าการปรับแก้ปของหม้อแปลง [K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour, 1993] อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรในสมการจะสามารถแสดงเฉพาะค่าการเปลี่ยนแปลงในช่วงแคบ ๆ ของขนาดของแรงดันและค่าการปรับแก้ปของหม้อแปลง เนื่องจากเป็นตัวแปรที่สามารถควบคุมได้ [N. I. Deep and S. M. Shahidehpour, 1991; K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour, 1993] ค่ามุมเฟสของแรงดันไม่ได้นำมาพิจารณาในการหาคำตอบของฟังก์ชันวัตถุประสงค์เนื่องจากเป็นตัวแปรที่ไม่สามารถควบคุมได้และจะได้จากการคำนวณการไหลของกำลังงานไฟฟ้า

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ทำเป็นเชิงเส้นจะสามารถแสดงได้เป็น [N. I. Deep and S. M. Shahidehpour, 1991; K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour, 1993; M. K. Mangoli, K. Y. Lee, and Y. M. Park, 1993],

หาค่าต่ำสุดของ
$$\Delta P_{loss} = \left[\frac{dP_{loss}}{d|V|} \quad \frac{dP_{loss}}{dT} \right] \begin{bmatrix} \Delta |V| \\ \Delta T \end{bmatrix}, \quad (3.18)$$

โดยที่เป็นไปตามสมการสมดุลของกำลังงานไฟฟ้าในสมการที่ (3.13) และ (3.14) และขอบเขตของขนาดของแรงดันและค่าการปรับแก้ปหม้อแปลงกำลัง ซึ่งสามารถแสดงได้เป็น

$$\Delta |V_i^{\min}| \leq \Delta |V_i| \leq \Delta |V_i^{\max}|, \text{ for } i = 1, \dots, NB, \quad (3.19)$$

$$\Delta T_i^{\min} \leq \Delta T_i \leq \Delta T_i^{\max}, \text{ for } i = 1, \dots, NT, \quad (3.20)$$

$$\Delta |V_i^{\min}| = |V_i^{\min}| - |V_i|, \text{ for } i = 1, \dots, NB, \quad (3.21)$$

$$\Delta |V_i^{\max}| = |V_i^{\max}| - |V_i|, \text{ for } i = 1, \dots, NB, \quad (3.22)$$

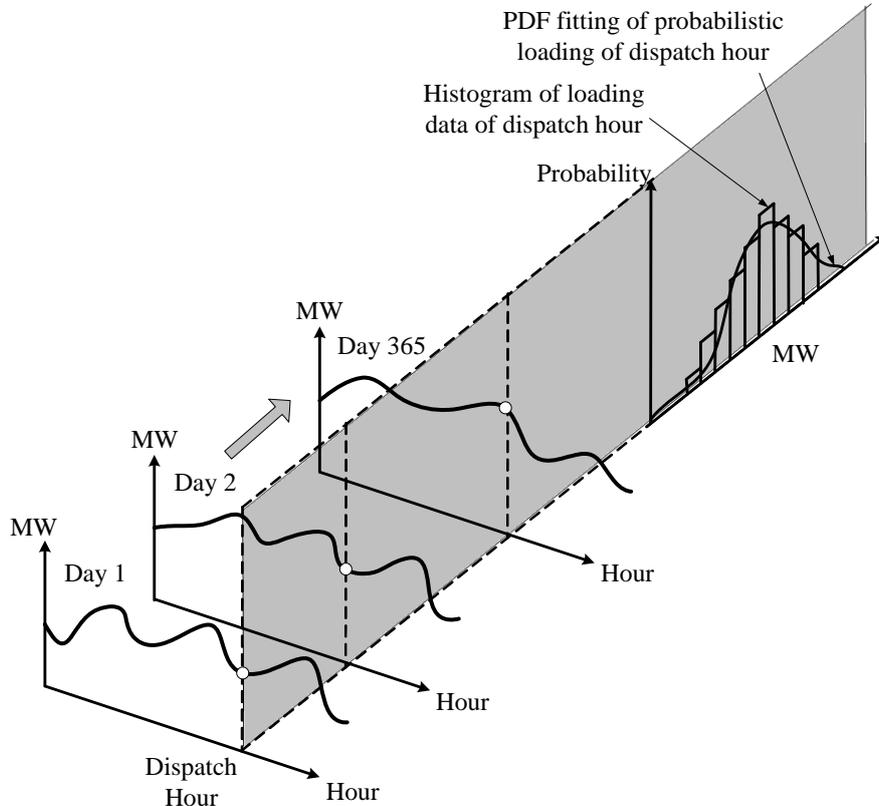
$$\Delta T_i^{\min} = T_i^{\min} - T_i, \text{ for } i = 1, \dots, NT, \quad (3.23)$$

$$\Delta T_i^{\max} = T_i^{\max} - T_i, \text{ for } i = 1, \dots, NT, \quad (3.24)$$

จากรูปแบบที่ทำการเป็นเชิงเส้นนี้จะสามารถหาคำตอบของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) และคำนวณแบบวนซ้ำสลับกับการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้า

3.3.2 แบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้า

ในการสร้างแบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าเพื่อคำนวณ POPF จะใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังรายชั่วโมงตลอดปี โดยนำข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงของแต่ละวันมาวิเคราะห์หาฟังก์ชันการกระจายตัวของความน่าจะเป็น (Probabilistic Distribution Function, PDF) ดังแสดงในภาพประกอบ 3.4 จากนั้นนำแบบจำลองที่ได้ไปใช้ในการหาคำตอบ POPF ต่อไป



ภาพประกอบ 3.4 การสร้างแบบจำลองความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในงานวิจัยนี้ได้ใช้วิธีการ AIC [H. Akaike, 1974] ในการประเมินความแม่นยำของ PDF ที่ได้จากการจำลองภาระไฟฟ้าที่จะนำมาใช้เป็นตัวแทนภาระในการคำนวณ POPF โดยครุฑชนี AIC สามารถแสดงได้เป็น

$$AIC = 2(\text{number of parameters}) - 2(\log \text{likelyhood}) \quad (3.25)$$

แนวคิดของ AIC คือการประเมินจากค่า log likelihood และจำนวนตัวแปร ว่า PDF ที่ใช้เป็นตัวแทนความน่าจะเป็นของตัวแปรจะมีความแม่นยำเพียงใด โดย AIC จะใช้ทั้งค่าความผิดพลาดที่ข้อมูลสูญเสียไป (log likelihood) และความซับซ้อนของแบบจำลองคือ (จำนวนตัวแปร) [H. Bozdogan, 2000] ในประเด็นของ POPF แล้ว AIC จะเป็นการแทนข้อมูลที่สูญเสียไปในการคำนวณแบบความน่าจะเป็นของภาระ ดังนั้นแบบจำลองที่ให้ค่า AIC ต่ำกว่าจะเป็นแบบจำลองที่ดีกว่าในการเป็นตัวแทนของข้อมูลที่คำนวณ

3.3.3 กระบวนการคำนวณ POPF

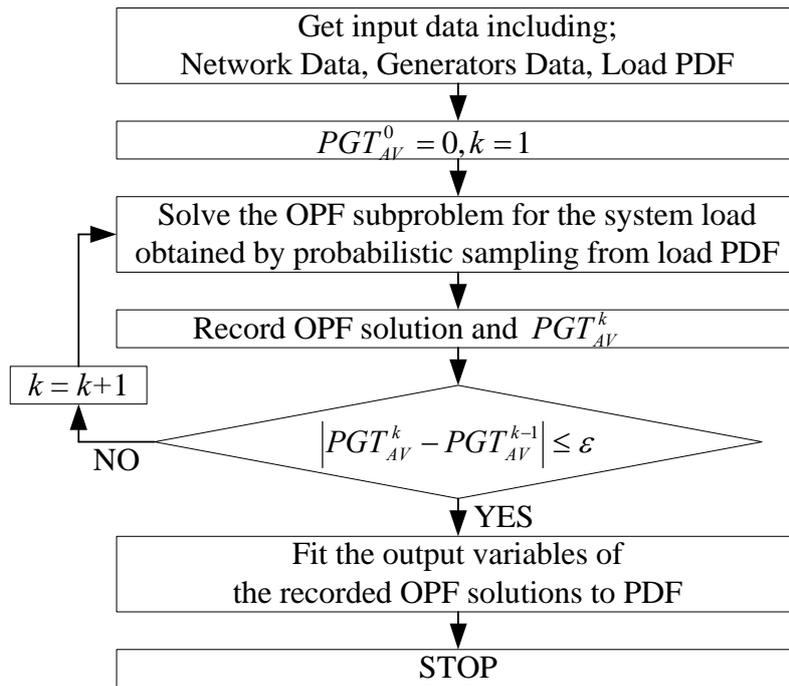
กระบวนการคำนวณที่พิจารณาประกอบด้วย 2 วิธีการคือวิธีการมอนติคาโล (Monte Carlo, MCS) [M. H. Kalos and P. A. Whitlock, 2008] และวิธีการประเมินพารามิเตอร์ของไวบูลล์โดยใช้เปอร์เซ็นต์ไทล์ (Weibull parameters from percentiles) [N. B. Marks, 2005]

3.3.3.1 วิธีการมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation, MCS)

ในการวิเคราะห์ทางสถิติและความน่าจะเป็นได้มีการใช้วิธีการมอนติคาร์โลในการจำลองการคำนวณการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้แบบจำลองความน่าจะเป็นทางสถิติของการใช้ไฟฟ้าที่จำลองด้วยวิธีในหัวข้อ 3.3.2 มาสุ่มทางสถิติ ในแต่ละรอบที่คำนวณจะคำนวณค่าเฉลี่ยของกำลังงานรวมในการผลิตเป็น

$$PGT_{AV}^k = \frac{\sum_{m=1}^k PGT^m}{k} \quad (3.26)$$

เมื่อ PGT^m เป็นกำลังงานไฟฟ้าจริงรวมที่ผลิตในการคำนวณรอบที่ m โดยการคำนวณจะวนรอบจนกว่า PGT_{AV}^k จะมีค่าใกล้เคียงกับกับค่าเฉลี่ยถึงการคำนวณรอบก่อน (PGT_{AV}^{k-1}) กระบวนการคำนวณได้แสดงไว้ดังภาพประกอบ 3.5 โดยค่า ε ที่ใช้มีค่าเป็น 0.0001



ภาพประกอบ 3.5 การวิเคราะห์ด้วยวิธีการ MCS

3.3.3.2 การประเมินค่าพารามิเตอร์ของไวบูลล์โดยใช้เปอร์เซนต์ไทล์

ในการวิจัยนี้ได้มีการศึกษาการใช้วิธีการคำนวณที่มีความเร็วมากขึ้นกว่าวิธีการ MCS ที่ต้องสุ่มคำนวณหลายรอบจนกว่าจะเข้าสู่หาคำตอบ โดยใช้วิธีการประเมินค่าตัวแปรของแบบจำลองไวบูลล์จากเปอร์เซนต์ไทล์ โดยจากสมการแบบจำลองไวบูลล์คือ

$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{\alpha-1} e^{(-x/\beta)^\alpha}, \quad (3.27)$$

เมื่อ $f(x)$ เป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability Density Function, PDF) ของตัวแปร x โดยที่ α และ β เป็นค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์ และฟังก์ชันความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative Probability Function, CDF) จะแสดงได้เป็น

$$F(x) = 1 - e^{-(x/\beta)^\alpha}, \quad x > 0. \quad (3.28)$$

ดังนั้น

$$x = \beta[-\ln(1 - F(x))]^{1/\alpha}. \quad (3.29)$$

เปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ P และ $(100-P)$ จะสามารถคำนวณได้จาก

$$x_p = \beta \left[-\ln \left(1 - \frac{P}{100} \right) \right]^{1/\alpha}, \quad (3.30)$$

$$x_{(100-P)} = \beta \left[-\ln \left(\frac{P}{100} \right) \right]^{1/\alpha}. \quad (3.31)$$

เมื่อ x_p และ $x_{(100-P)}$ เป็นค่าของตัวแปรในการคำนวณ OPF ที่ P และ $(100-P)$ ตามลำดับ ดังนั้นค่าตัวแปรของไวบูลล์ประกอบด้วย shape และ scale สามารถประเมินได้จาก [N. B. Marks, 2005]

$$\alpha_p = \frac{\ln \left[\frac{\ln \left(\frac{P}{100} \right)}{\ln \left(1 - \frac{P}{100} \right)} \right]}{\ln \left[\frac{x_{(100-P)}}{x_p} \right]}, \quad (3.32)$$

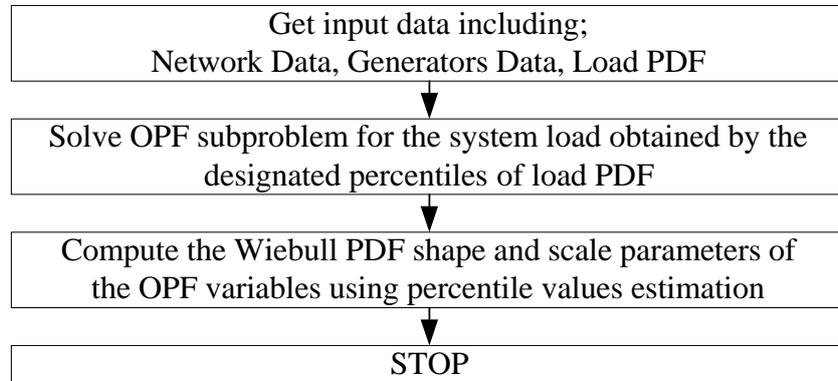
$$\beta_p = \frac{x_{(100-P)}}{\left[-\ln \left(\frac{P}{100} \right) \right]^{1/\alpha_p}}. \quad (3.33)$$

โดยที่ α_p และ β_p เป็นค่า shape และ scale ของฟังก์ชันไวบูลล์ที่ประเมินได้จากเปอร์เซ็นต์ไทล์ P และ $(100-P)$ ทั้งนี้การประเมินพารามิเตอร์ที่เปอร์เซ็นต์ไทล์ต่างกันจะให้คำตอบที่ต่างกันและขึ้นอยู่กับลักษณะของการกระจายข้อมูล ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณเป็นรูปแบบทั่วไปสำหรับกรณีการกระจายของความน่าจะเป็นที่ต่างกัน ค่าพารามิเตอร์จะคำนวณจากค่าเฉลี่ยของผลลัพธ์การประเมินที่แต่ละเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่กำหนด คือ

$$\alpha = \frac{\sum_{P \in NP} \alpha_p}{\text{Number of } NP \text{ members}}, \quad (3.34)$$

$$\beta = \frac{\sum_{P \in NP} \beta_p}{\text{Number of } NP \text{ members}}. \quad (3.35)$$

เมื่อ NP เป็นจำนวนเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่นำมาคำนวณ กระบวนการคำนวณสามารถแสดงได้
ดังภาพประกอบ 3.6



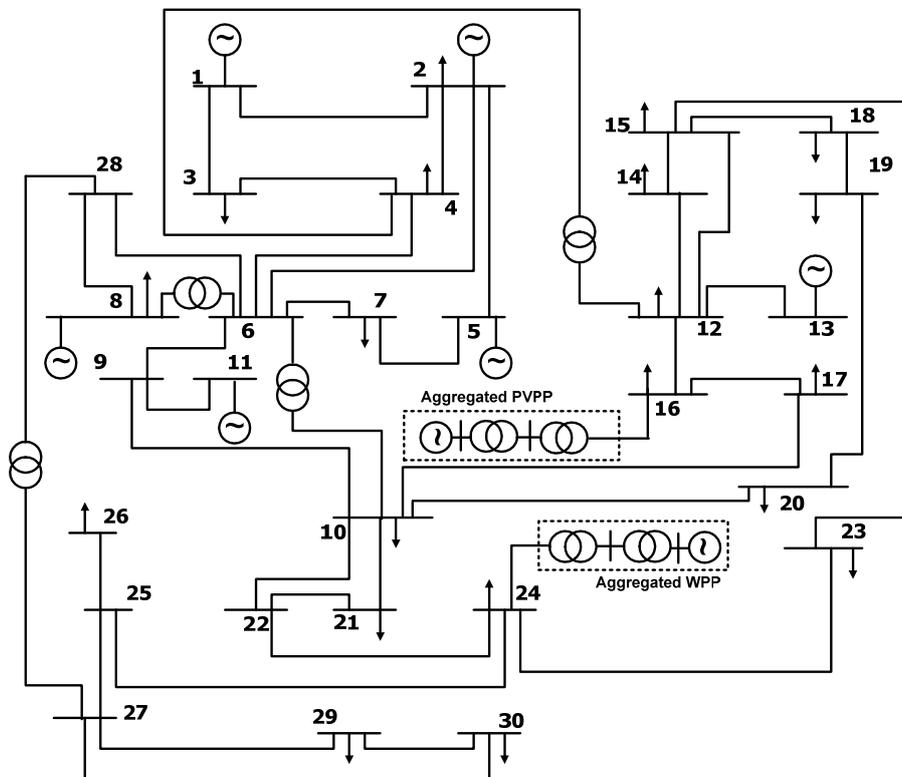
ภาพประกอบ 3.6 กระบวนการคำนวณค่าพารามิเตอร์ของไวบูลล์จากเปอร์เซ็นต์ไทล์

บทที่ 4

ผลการทดสอบวิธีการ

4.1 การทดสอบแบบจำลองการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้า

ในการทดสอบแบบจำลองการไหลของกำลังงานไฟฟ้าได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE โดยได้จำลองให้มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่บัส 16 และ 24 ตามลำดับ ดังแสดงในภาพประกอบ 4.1



ภาพประกอบ 4.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE ที่เพิ่มเติม โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโรงไฟฟ้าพลังงานลมสำหรับทดสอบ

ข้อมูลของระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส สามารถอ้างอิงได้จาก [O. Alsac and B. Stott, 1974] และแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.1 โดยในการทดสอบได้กำหนดค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงและค่าตัวประกอบการมีส่วนร่วมของโรงไฟฟ้าดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1 แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในการทดสอบกับระบบ
ไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส

Plant	At Bus	Power	V	Equivalent Transformer at		Equivalent Cable of Plant Collector		Equivalent Plant	
		Gen (MW)		R	X (p.u.)	R	X (p.u.)	R	X (p.u.)
PVPP	16	10	1.05	0	0.1	0.01	0.1	0	0.1
WPP	24	10	1.05	0	0.1	0.01	0.1	0	0.1

ตารางที่ 4.2 ค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงและค่าตัวประกอบการมีส่วนร่วมของโรงไฟฟ้าในการทดสอบ
กับระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE 30 บัส

At Bus	Power Generation (MW)	Participation Factor
1	50	0.2
2	40	0.2
5	40	0.3
8	50	0.1
11	30	0.1
13	40	0.2

ในการทดสอบได้กำหนดค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดที่บัส i ใดๆ เป็น

$$P_{Li} = P_{Loi} (0.8 + 0.1V_i + 0.1V_i^2) \quad \text{และ} \quad Q_{Li} = Q_{Loi} (0.8 + 0.1V_i + 0.1V_i^2)$$

ทั้งนี้กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิงมุมเฟส ซึ่งผลลัพธ์ได้แสดงดังตารางที่ 4.3 และ 4.4 โดยตารางที่ 4.3 เป็นผลลัพธ์ในกรณีที่หาค่าตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีดั้งเดิมส่วนตารางที่ 4.4 เป็นผลลัพธ์จากวิธีที่นำเสนอ

จะเห็นว่าผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าจากวิธีการดั้งเดิมมีค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงรวมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 286.9 MW ในขณะที่กำลังงานรวมของโหลดในระบบเป็น 283.4 MW มีค่าความสูญเสียในระบบเท่ากับ 4.5 MW โดยในวิธีนี้กำลังงานไฟฟ้าจริงและกำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดจะเป็นค่าคงที่และกำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีค่าตามที่กำหนดคงที่ไว้ในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.3 ผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีดั้งเดิม

BUS	V (p.u.)	DEL (Deg.)	P-Gen (MW)	Q-Gen (MVar)	P-Load (MW)	Q-Load (MVar)
1	1.06	0	66.4	19.8	0	0
2	1.045	-1.3	40	24.2	21.7	13.3
3	1.03	-1.6	0	0	2.4	1.3
4	1.023	-1.9	0	0	7.6	1.7
5	1.01	-5.3	40	17.8	94.2	19.2
6	1.018	-2.3	0	0	0	0
7	1.007	-4	0	0	22.8	11
8	1.01	-1.8	50	1.7	30	30.3
9	1.055	-2	0	0	0	0
10	1.05	-3.5	0	0	5.8	2.2
11	1.082	1.2	30	14.8	0	0
12	1.063	-2.1	0	0	11.2	8.5
13	1.071	0.7	40.5	7.2	0	0
14	1.049	-3.1	0	0	6.1	1.8
15	1.044	-3.2	0	0	8.3	2.6
16	1.053	-2.3	0	0	3.5	2
17	1.045	-3.4	0	0	9	6.3
18	1.034	-4	0	0	3.2	1
19	1.031	-4.3	0	0	9.5	3.6
20	1.035	-4.2	0	0	2.2	0.8
21	1.039	-3.9	0	0	17.5	12.1
22	1.04	-3.9	0	0	0	0
23	1.038	-3.7	0	0	3.2	1.7
24	1.037	-4	0	0	8.7	7.2
25	1.025	-4.8	0	0	0	0
26	1.008	-5.2	0	0	3.5	2.3
27	1.027	-5	0	0	0	0
28	1.013	-2.4	0	0	0	0
29	1.007	-6.2	0	0	2.4	0.9
30	0.996	-7.1	0	0	10.6	1.9
PVPP	1.05	-0.8	10	-1.2	0	0
WPP	1.05	-2.4	10	4.2	0	0
Total			286.9	88.5	283.4	131.7

ตารางที่ 4.4 ผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ

BUS	V (p.u.)	DEL (Deg.)	P-Gen (MW)	Q-Gen (MVar)	P-Load (MW)	Q-Load (MVar)
1	1.06	0	53.3	23.4	0	0
2	1.045	-0.9	43.3	22.1	22	13.3
3	1.03	-1.3	0	0	2.4	1.3
4	1.024	-1.5	0	0	7.7	1.7
5	1.01	-4.6	44.9	16.1	94.5	19.2
6	1.018	-1.8	0	0	0	0
7	1.007	-3.4	0	0	22.8	11
8	1.01	-1.2	51.6	0.7	30.1	30.3
9	1.055	-1.3	0	0	0	0
10	1.05	-2.9	0	0	5.9	2.2
11	1.082	2	31.6	14.9	0	0
12	1.063	-1.4	0	0	11.4	8.3
13	1.071	1.7	43.8	7.1	0	0
14	1.049	-2.4	0	0	6.2	1.8
15	1.045	-2.6	0	0	8.4	2.6
16	1.053	-1.7	0	0	3.6	2
17	1.045	-2.7	0	0	9.1	6.3
18	1.034	-3.4	0	0	3.2	1
19	1.031	-3.7	0	0	9.6	3.6
20	1.035	-3.5	0	0	2.2	0.7
21	1.039	-3.3	0	0	17.7	12
22	1.04	-3.3	0	0	0	0
23	1.038	-3.1	0	0	3.2	1.7
24	1.038	-3.4	0	0	8.8	7.1
25	1.026	-4.2	0	0	0	0
26	1.008	-4.6	0	0	3.5	2.3
27	1.027	-4.4	0	0	0	0
28	1.013	-1.9	0	0	0	0
29	1.007	-5.7	0	0	2.4	0.9
30	0.996	-6.5	0	0	10.6	1.9
PVPP	1.05	-0.1	10	-1.3	0	0
WPP	1.05	-1.8	10	4.2	0	0
Total			288.5	87.2	285.3	131.2

ผลลัพธ์ของวิธีการที่นำเสนอมีค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมเท่ากับ 288.5 MW และค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงของโหลดรวมเท่ากับ 285.3 MW มีค่ากำลังงานสูญเสีย 3.2 MW ซึ่งจากผลลัพธ์ในตารางที่ 4.4 จะเห็นว่าวิธีการที่เสนอมีการจำลองผลการตอบสนองของกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบตามค่าตัวประกอบการมีส่วนร่วมได้และยังสามารถวิเคราะห์ผลจากพฤติกรรมของโหลดในระบบที่แปรตามแรงดันได้ ทำให้การหาผลลัพธ์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังมีแบบจำลองที่ใกล้เคียงสภาพความเป็นจริงมากขึ้นและยืดหยุ่นต่อความต้องการกว่าวิธีการแบบดั้งเดิม

4.2 การทดสอบแบบจำลองการไหลของการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด

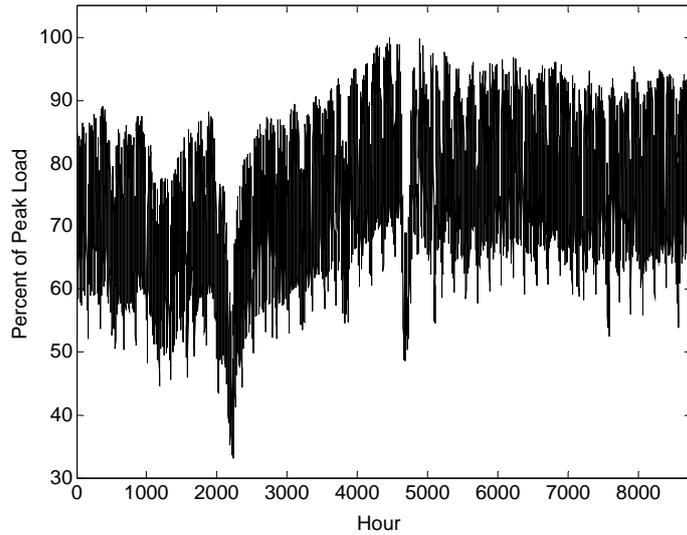
ในการทดสอบแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นได้มีขั้นตอนในการศึกษาหาแบบจำลองทางสถิติที่เหมาะสมของภาระไฟฟ้าจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจริงในระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลสถิติการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2553 [Electricity Generating Authority of Thailand, Statistical Report, 2010] มาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับแบบจำลองการกระจายแบบปกติและการกระจายแบบไวบูลล์ จากนั้นใช้วิธี Akaike Information Criteria (AIC) [H. Akaike, 1974] ในการประเมินความแม่นยำของแบบจำลอง ระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาทดสอบคือ ระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE และ ระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE [Power Systems Test Case Archive, University of Washington], [Power Systems Test Case Archive, University of Washington ; R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, 2001]

4.2.1 การศึกษาแบบจำลองทางสถิติของภาระไฟฟ้า

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยรายชั่วโมงตลอดปี 2553 ได้นำมาใช้ในการวิเคราะห์แบบจำลองทางสถิติของภาระไฟฟ้า ลักษณะการใช้ไฟฟ้าตลอดปีได้แสดงในภาพประกอบ 4.2 และเมื่อนำมาวิเคราะห์ด้วยแบบจำลองตามวิธีในหัวข้อ 3.3.2 โดยใช้การกระจายแบบปกติ (Normal Distribution) และแบบไวบูลล์ ค่าภาระที่เวลา 14:00 น. ของทุกวันจะสามารถแสดงได้ดังภาพประกอบ 4.3 และได้พารามิเตอร์ของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบปกติและแบบไวบูลล์ดังแสดงในตารางที่ 4.5

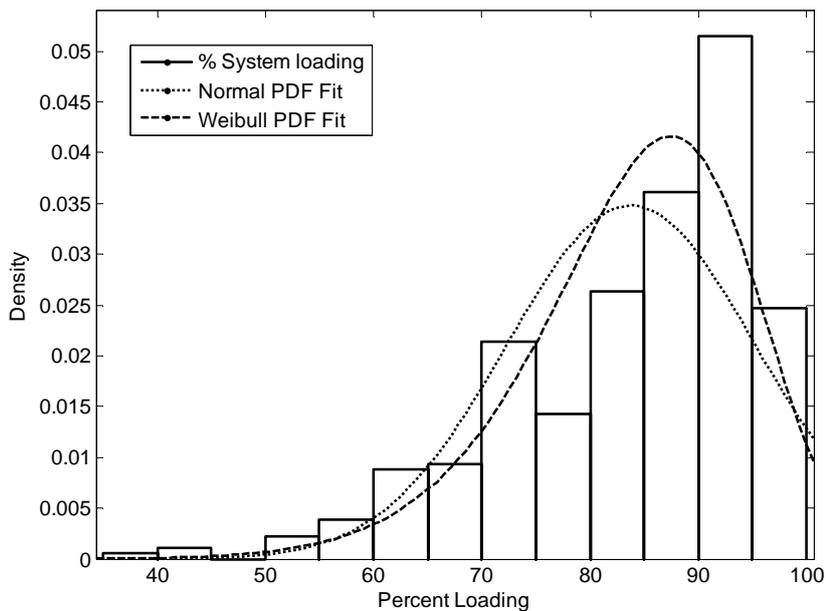
ตารางที่ 4.5 ค่าพารามิเตอร์และค่า AIC ของการจำลองภาระไฟฟ้าด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์และแบบปกติ

PDF Model	Weibull PDF	Normal PDF
Parameters Estimation	Shape = 88.4039 Scale = 9.95245 AIC = 2748.90	Mean = 83.7874 Sigma = 11.4642 AIC = 2819.46



ภาพประกอบ 4.2 ลักษณะของภาระไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดปีที่น่าสนใจ

ภาพประกอบ 4.5 แสดงการเปรียบเทียบของการจำลองด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์และแบบปกติบนฮิสโตแกรมของภาระในช่วงเวลาที่พิจารณา จะเห็นได้ชัดเจนว่าการจำลองด้วยฟังก์ชันแบบไวบูลล์จะมีแบบจำลองที่ใกล้เคียงความเป็นจริงกว่าการจำลองด้วยการกระจายแบบปกติ นอกจากนี้ค่า AIC ในตารางที่ 4.5 ยังแสดงให้เห็นว่าการจำลองด้วยฟังก์ชันแบบไวบูลล์มีความใกล้เคียงการกระจายความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าจริงมากกว่าฟังก์ชันการกระจายแบบปกติจากค่า AIC ที่ต่ำกว่า



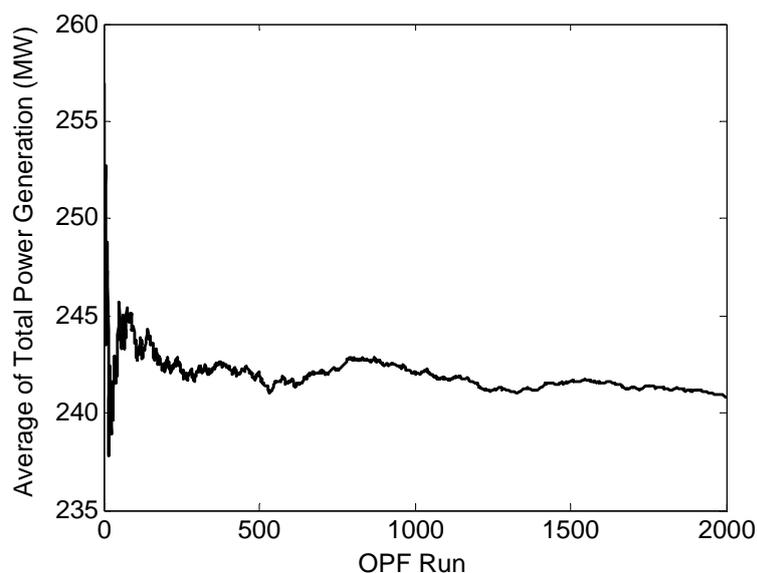
ภาพประกอบ 4.5 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าที่เวลา 14:00 น. ของทุกวันของประเทศไทยในปี 2553

4.2.2 การทดสอบวิธีการประเมินพารามิเตอร์ของไวบูลล์กับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE

ระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE ที่นำมาทดสอบเป็นระบบจาก [Power Systems Test Case Archive, University of Washington] ในการทดสอบระบบนี้ได้ใช้แบบจำลองต้นทุนการผลิตเป็นสมการโพลีโนเมียลยกกำลังสอง ดังตารางที่ 4.6 และใช้ลักษณะการกระจายความน่าจะเป็นของภาระในหัวข้อ 4.2.1 ในการทดสอบกระบวนการคำนวณ ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ใช้ในการประเมินพารามิเตอร์ของไวบูลล์คือเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 10^{th} , 25^{th} และ 40^{th} ดังนั้น $NP = \{10, 25, 40\}$ ผลลัพธ์จากการคำนวณที่แต่ละเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 10^{th} , 25^{th} และ 40^{th} แสดงได้ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.6 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า 30 บัส ของ IEEE

Bus	$FC_i = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$			MW Min	MW Max
	a_i	b_i	c_i		
1	0.01375	1.70	0.0	20	200
2	0.01750	1.75	0.0	20	100
5	0.02250	1.50	0.0	15	80
8	0.01834	1.85	0.0	10	60
11	0.01500	2.00	0.0	10	50
13	0.02500	1.80	0.0	12	60



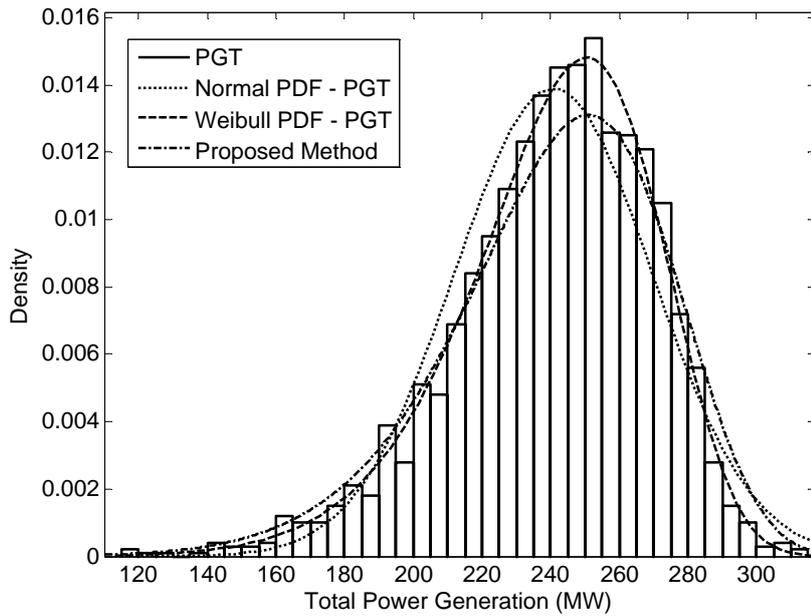
ภาพประกอบ 4.6 การลู่เข้าของการคำนวณด้วย MCS กับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE

ตารางที่ 4.7 พารามิเตอร์ไวบูลล์จากการประเมินที่เปอร์เซ็นต์ไทล์ 10th/90th, 25th/75th และ 40th/60th
ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE

OPF Variables	10 th /90 th percentiles pair			25 th /75 th percentiles pair			40 th /60 th percentiles pair		
	Shape	Scale	AIC	Shape	Scale	AIC	Shape	Scale	AIC
<i>PGT</i>	249.6409	9.3675	18,995.33	255.4508	8.0687	19,152.64	258.1354	9.5704	19,053.76
<i>P_{G1}</i>	54.7734	10.0412	12,812.26	55.9607	8.6172	12,894.39	56.4947	10.3219	12,814.79
<i>P_{G2}</i>	42.7364	9.5527	11,985.39	43.7143	8.2111	12,080.17	44.158	9.8241	12,001.08
<i>P_{G5}</i>	41.2454	10.8249	11,383.77	42.0283	9.2534	11,478.34	42.4022	10.8401	11,408.99
<i>P_{G8}</i>	38.9682	8.9189	11,946.04	39.9292	7.7176	12,088.51	40.3817	9.0649	12,061.76
<i>P_{G11}</i>	42.7309	7.9006	12,754.78	43.9599	6.8699	12,812.26	44.5377	8.1177	12,744.42
<i>P_{G13}</i>	29.1591	9.2539	10,597.67	29.8511	7.9759	10,691.08	30.162	9.5404	10,622.59

ตารางที่ 4.8 พารามิเตอร์จากการคำนวณด้วยวิธี MCS ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์และแบบปกติ
เปรียบเทียบกับ การประเมินพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ตามวิธีที่นำเสนอ
ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE

OPF Variables	MCS						Proposed Method (Weibull parameter estimation)		
	Weibull PDF fit			Normal PDF fit			Shape	Scale	AIC
	Shape	Scale	AIC	Mean	Sigma	AIC			
<i>PGT</i>	252.995	10.135	18,958.00	240.830	28.719	19,109.00	254.409	9.002	19,017.53
<i>P_{G1}</i>	55.628	10.323	12,766.28	53.052	6.017	12,856.80	55.743	9.660	12,785.61
<i>P_{G2}</i>	43.400	9.875	11,944.66	41.311	4.893	12,029.82	43.536	9.196	11,968.04
<i>P_{G5}</i>	41.756	11.052	11,350.04	39.936	4.024	11,422.88	41.892	10.306	11,373.85
<i>P_{G8}</i>	39.257	9.143	11,937.70	37.178	5.025	12,136.08	39.760	8.567	11,985.08
<i>P_{G11}</i>	43.692	8.192	12,695.80	41.229	5.909	12,784.42	43.743	7.629	12,715.18
<i>P_{G13}</i>	29.596	9.514	10,561.88	28.124	3.465	10,649.56	29.724	8.923	10,583.58
Number of OPF Runs	≥ 1504			≥ 1504			6		



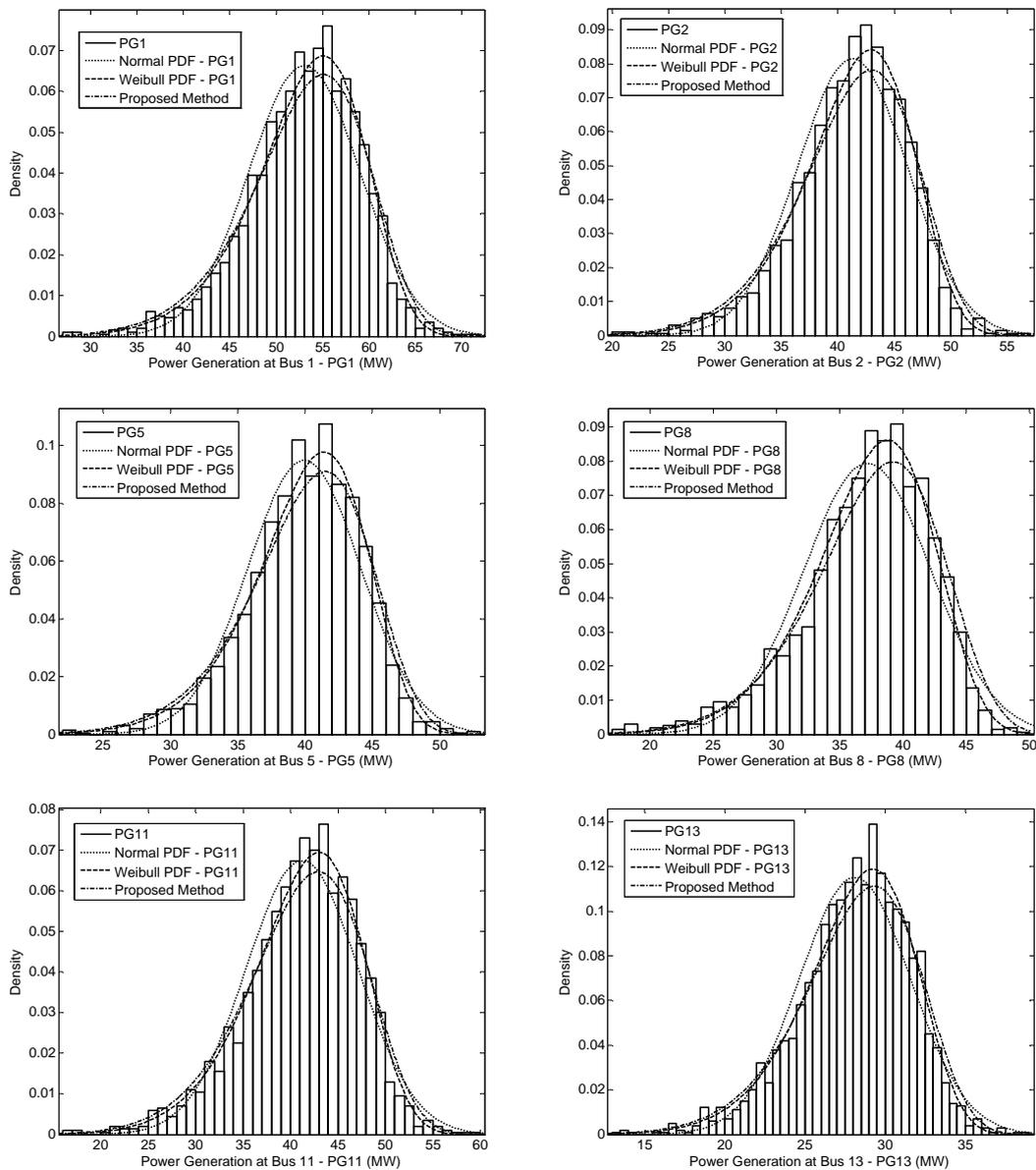
ภาพประกอบ 4.7 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าผลิตรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัสของ IEEE

จากภาพประกอบ 4.6 การคำนวณด้วย MCS ต้องใช้จำนวนรอบเท่ากับ 1504 รอบในการดูเข้า ซึ่งต้องใช้ทรัพยากรในการคำนวณคือหน่วยความจำคอมพิวเตอร์และเวลาในการคำนวณที่มาก ในตารางที่ 4.7 เป็นการแสดงพารามิเตอร์ไวบูลล์จากการประเมินที่เปอร์เซ็นต์ไทล์ $10^{th}/90^{th}$, $25^{th}/75^{th}$ และ $40^{th}/60^{th}$ ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE พร้อมแสดงค่า AIC จะเห็นว่าค่าพารามิเตอร์ที่ได้จากแต่ละค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์จะให้ผลลัพธ์ที่ต่างกันเล็กน้อย ซึ่งในกรณีนี้ค่าพารามิเตอร์ที่ประเมินจากเปอร์เซ็นต์ไทล์ $10^{th}/90^{th}$ ให้ผลลัพธ์แบบจำลองที่สะท้อนความเป็นจริงมากที่สุดจากค่า AIC ที่ต่ำที่สุด

ภาพประกอบ 4.7 แสดงฮิสโตแกรมที่ได้จากการคำนวณด้วยวิธี MCS จำนวน 2000 รอบ และได้แสดงแบบจำลองที่ได้จากการประมาณเป็นการกระจายแบบปกติ (Normal) และฟังก์ชันแบบไวบูลล์ (Weibull) จากข้อมูลที่ได้ รวมทั้งผลลัพธ์จากวิธีการที่นำเสนอคือการประเมินค่าพารามิเตอร์ไวบูลล์จากเปอร์เซ็นต์ไทล์

ผลลัพธ์ความน่าจะเป็นของค่ากำลังงานจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตที่แสดงด้วยค่าพารามิเตอร์จากการคำนวณด้วยวิธี MCS ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์และแบบปกติ เปรียบเทียบกับการประเมินพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ตามวิธีที่นำเสนอของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE ได้แสดงในตารางที่ 4.8 จากผลลัพธ์นี้จะเห็นว่าค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองไวบูลล์ที่ประมาณจาก MCS เป็นแบบจำลองที่ใกล้เคียงความเป็นจริงที่สุดเนื่องจากมีค่า AIC ที่ต่ำที่สุดคือ 18,958.00 ในขณะที่ผลลัพธ์ค่าพารามิเตอร์ของแบบจำลองแบบไวบูลล์ ที่ได้จาก

การประเมินด้วยเปอร์เซ็นต์ไทล์ให้ค่า AIC เท่ากับ 19,017.53 ซึ่งเป็นคำตอบที่ดีกว่าการจำลองด้วยการกระจายแบบปกติที่ประมาณจาก MCS ที่มีค่า AIC เท่ากับ 19,190.00



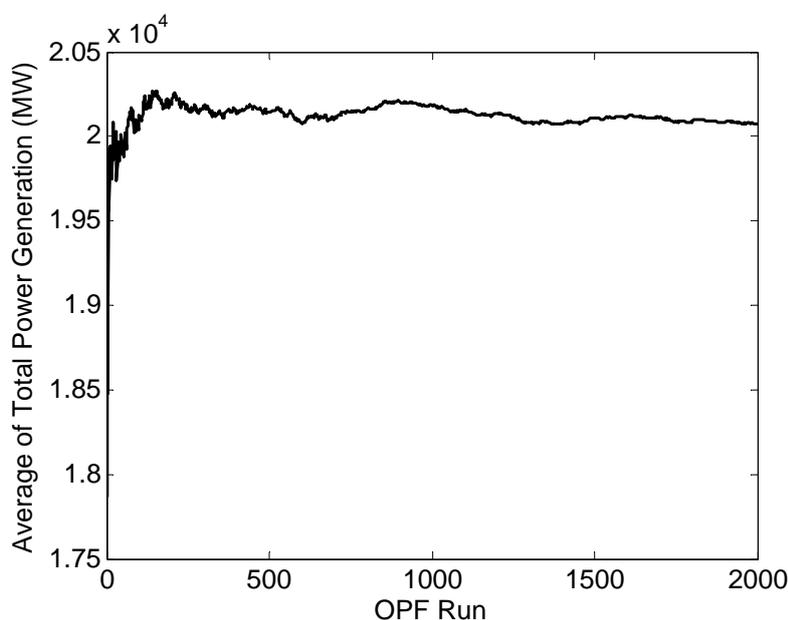
ภาพประกอบ 4.8 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่ากำลังงานจริงที่ผลิตที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ของระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส ของ IEEE

ในทำนองเดียวกันค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์ที่ได้จากการประมาณด้วยเปอร์เซ็นต์ไทล์ของค่ากำลังงานจริงที่ผลิตที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ก็ให้ค่า AIC ที่ต่ำกว่าการประมาณเป็นการกระจายแบบปกติ นอกจากนี้ค่าพารามิเตอร์คือ shape และ scale ยังมีค่าใกล้เคียงกับพารามิเตอร์ของไวบูลล์ที่ประมาณจาก MCS ด้วย

ภาพประกอบ 4.8 แสดงฮิสโตแกรมพร้อมด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว จะเห็นได้ว่าวิธีการที่นำเสนอให้ผลลัพธ์ความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ใกล้เคียงกับค่าความน่าจะเป็นจริงจากวิธีสุ่มแบบ MCS กว่าประมาณค่าเป็นการกระจายแบบปกติ นอกจากนี้วิธีการที่นำเสนอยังใช้การคำนวณเพียง 6 รอบ คือการคำนวณที่ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่กำหนดไว้กับคู่ของเปอร์เซ็นต์ไทล์ดังกล่าวคือที่ค่าภาระไฟฟ้าเป็นเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 10th, 25th, 40th, 60th, 75th และ 90th ซึ่งทำให้การคำนวณลดระยะเวลาและทรัพยากรลงมา

4.2.3 การทดสอบวิธีการประเมินพารามิเตอร์ของไวลบูลล์กับระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE

ในงานวิจัยนี้ยังทดสอบวิธีการกับระบบขนาดใหญ่ที่ซับซ้อนเพื่อดูแนวทางในการประยุกต์ใช้จริงด้วยคือระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE [Power Systems Test Case Archive, University of Washington] โดยต้นทุนการผลิตได้ใช้ข้อมูลจาก [R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, 200] ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของภาระไฟฟ้าใช้รูปแบบเดียวกับในหัวข้อ 4.2.2 และใช้การคำนวณที่ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์เดียวกันกับหัวข้อ 4.2.2 เช่นเดียวกันในการทดสอบวิธีการที่นำเสนอ



ภาพประกอบ 4.9 การลู่เข้าของการคำนวณด้วย MCS กับระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE

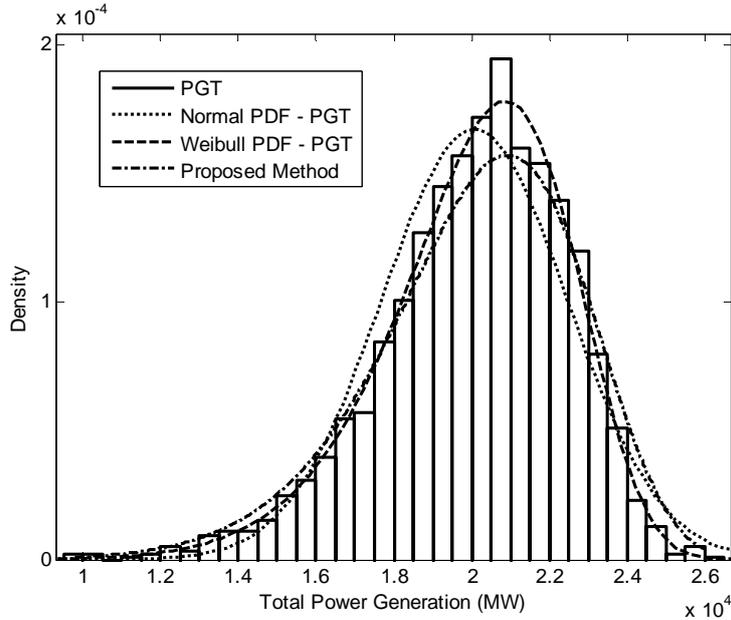
ตารางที่ 4.9 พารามิเตอร์ไวบูลล์จากการประเมินที่เปอร์เซ็นต์ไทล์ 10th/90th, 25th/75th และ 40th/60th

ของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัส ของ IEEE

OPF Variables	10 th /90 th percentiles pair			25 th /75 th percentiles pair			40 th /60 th percentiles pair		
	Shape	Scale	AIC	Shape	Scale	AIC	Shape	Scale	AIC
PGT	20,814.371	9.394	36,671.96	21,299.984	8.086	36,835.24	21,524.345	9.575	36,738.74
PG84	381.834	9.654	20,510.73	391.678	8.285	20,712.47	396.133	9.922	20,600.59
PG91	139.450	11.827	15,672.95	142.570	10.164	15,887.60	143.968	12.244	15,771.87
PG92	250.536	11.307	18,192.31	256.391	9.732	18,403.61	259.022	11.727	18,289.07
PG98	67.089	11.680	12,799.60	68.591	10.014	13,015.27	69.262	12.038	12,899.23
PG108	125.014	10.249	15,812.49	128.061	8.775	16,019.09	129.430	10.508	15,905.16
PG119	1,702.426	8.560	26,953.25	1,752.417	7.375	27,148.71	1,775.081	8.844	27,039.40
PG124	215.101	8.607	18,657.44	221.391	7.409	18,854.48	224.230	8.886	18,744.20
PG141	235.651	10.206	18,351.27	241.664	8.788	18,557.39	244.370	10.574	18,444.45
PG143	568.432	10.993	21,577.60	582.159	9.477	21,786.95	588.339	11.427	21,673.27
PG146	68.210	11.069	13,066.56	69.869	9.535	13,279.62	70.611	11.500	13,165.42
PG147	169.414	11.372	16,598.06	173.444	9.809	16,810.52	175.253	11.847	16,696.31
PG149	83.439	11.485	13,726.35	85.408	9.896	13,940.77	86.289	11.947	13,826.17
PG152	285.420	10.197	19,115.22	292.856	8.804	19,320.98	296.203	10.617	19,208.66
PG153	165.681	10.265	16,912.93	169.983	8.861	17,119.60	171.918	10.688	17,007.16
PG170	169.726	9.807	17,193.12	174.258	8.451	17,398.07	176.290	10.179	17,284.92
PG176	164.619	14.015	15,640.55	168.054	12.138	15,863.93	169.588	14.797	15,747.94
PG177	66.786	12.643	12,450.33	68.266	10.904	12,671.00	68.925	13.210	12,554.88
PG185	173.889	9.605	17,375.90	178.533	8.267	17,578.70	180.628	9.929	17,467.02
PG186	998.966	9.607	24,366.26	1,025.814	8.281	24,568.16	1,037.939	9.958	24,456.69
PG187	1,002.185	9.588	24,386.84	1,029.147	8.264	24,588.62	1,041.324	9.937	24,477.18
PG190	480.751	9.562	21,468.53	493.300	8.213	21,669.36	498.985	9.838	21,558.02
PG191	1,676.485	8.680	26,830.64	1,726.178	7.500	27,026.51	1,748.729	9.018	26,917.54
PG198	416.969	9.808	20,798.77	427.649	8.423	21,001.46	432.475	10.098	20,889.21
PG213	263.460	10.506	18,689.87	269.866	9.027	18,896.21	272.759	10.838	18,783.10
PG220	102.765	9.542	15,304.97	105.467	8.185	15,508.33	106.682	9.809	15,395.45
PG221	462.597	9.452	21,360.65	474.772	8.115	21,561.23	480.282	9.718	21,449.66
PG222	257.049	9.600	18,949.32	263.731	8.239	19,151.31	266.748	9.870	19,039.08
PG227	312.958	9.562	19,752.44	321.111	8.205	19,954.22	324.792	9.829	19,841.88
PG230	344.527	9.688	20,083.68	353.446	8.322	20,285.55	357.483	9.973	20,173.80
PG233	310.741	9.559	19,725.32	318.836	8.203	19,926.91	322.493	9.825	19,814.79
PG236	605.058	9.634	22,359.01	620.745	8.274	22,560.30	627.852	9.913	22,448.68
PG238	253.314	9.622	18,880.92	259.906	8.260	19,083.07	262.881	9.900	18,970.79
PG239	551.278	9.659	21,975.99	565.558	8.297	22,177.48	572.025	9.942	22,065.80
PG241	583.564	9.622	22,219.28	598.695	8.263	22,420.50	605.551	9.899	22,308.91
PG242	168.785	10.397	16,950.95	172.916	8.928	17,157.23	174.779	10.712	17,044.12
PG243	83.777	11.627	13,706.20	85.656	9.976	13,920.09	86.499	11.993	13,804.78
PG7001	373.321	10.024	20,257.69	383.145	8.653	20,462.10	387.574	10.428	20,350.16
PG7002	474.655	10.152	21,165.67	487.122	8.772	21,370.74	492.737	10.587	21,258.66
PG7003	977.387	9.973	24,128.58	1,003.088	8.606	24,332.35	1,014.687	10.367	24,220.50
PG7011	191.462	9.984	17,603.22	196.502	8.612	17,807.98	198.773	10.373	17,695.93
PG7012	304.020	9.993	19,449.89	312.003	8.620	19,654.27	315.603	10.382	19,542.30
PG7017	347.785	8.853	20,478.92	357.362	7.590	20,676.58	361.704	9.070	20,566.02
PG7023	142.265	10.957	16,044.11	145.784	9.461	16,254.56	147.364	11.431	16,141.12
PG7024	328.475	10.464	19,576.67	336.803	9.029	19,783.58	340.555	10.887	19,670.87
PG7039	451.688	9.915	21,070.69	463.368	8.533	21,274.17	468.643	10.251	21,162.11
PG7044	35.657	9.949	10,899.78	36.586	8.540	11,109.07	37.001	10.246	10,996.11
PG7055	41.639	11.169	11,060.91	42.633	9.597	11,276.02	43.077	11.551	11,161.44
PG7057	143.991	12.348	15,625.63	147.143	10.631	15,842.20	148.556	12.834	15,726.62
PG7061	325.717	11.079	19,318.65	333.562	9.553	19,528.64	337.091	11.524	19,414.89
PG7062	331.700	10.929	19,446.65	339.743	9.419	19,655.84	343.363	11.354	19,542.27
PG7071	130.530	9.739	16,187.62	133.824	8.338	16,390.51	135.314	9.965	16,278.42
PG7130	1,055.663	9.878	24,474.65	1,083.629	8.524	24,677.83	1,096.259	10.266	24,566.20
PG7139	605.697	9.606	22,367.54	621.838	8.271	22,569.46	629.132	9.935	22,457.97
PG7166	415.947	10.169	20,630.59	426.879	8.788	20,835.80	431.805	10.607	20,723.86
PG9054	45.057	9.811	11,887.63	46.255	8.438	12,094.99	46.792	10.139	11,982.46

ตารางที่ 4.10 พารามิเตอร์จากการคำนวณด้วยวิธี MCS ของฟังก์ชันแบบไวบูลล์และแบบปกติ
 เปรียบเทียบกับการประเมินพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ตามวิธีที่นำเสนอ
 ของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัส ของ IEEE

OPF Variables	MCS						Proposed Method (Weibull parameter estimation)		
	Weibull PDF fit			Normal PDF fit			Shape	Scale	AIC
	Shape	Scale	AIC	Mean	Sigma	AIC			
<i>P_{GT}</i>	20,071.369	2383.517	36784.08	21,082.383	10.166	36,635.50	21,212.900	9.018	36,699.04
<i>P_{G84}</i>	369.269	42.418	20669.09	387.156	10.835	20,452.95	389.882	9.287	20,549.67
<i>P_{G91}</i>	135.692	12.855	15893.75	141.140	13.520	15,601.10	141.996	11.412	15,713.89
<i>P_{G92}</i>	243.536	24.091	18406.13	253.719	12.919	18,120.58	255.316	10.922	18,231.53
<i>P_{G98}</i>	65.244	6.252	13010.33	67.898	13.295	12,731.30	68.314	11.244	12,842.29
<i>P_{G108}</i>	121.089	13.138	15980.81	126.652	11.511	15,754.36	127.502	9.844	15,853.67
<i>P_{G119}</i>	1,641.491	211.443	27094.57	1,729.706	9.618	26,893.82	1,743.308	8.260	26,988.32
<i>P_{G124}</i>	207.431	26.580	18799.39	218.527	9.670	18,598.12	220.240	8.301	18,693.14
<i>P_{G141}</i>	228.440	24.912	18540.13	238.925	11.599	18,283.58	240.562	9.856	18,389.04
<i>P_{G143}</i>	552.256	56.133	21789.67	575.923	12.577	21,504.62	579.643	10.632	21,615.38
<i>P_{G146}</i>	66.292	6.694	13283.83	69.113	12.700	12,991.15	69.563	10.701	13,105.55
<i>P_{G147}</i>	164.777	16.223	16824.46	171.615	13.079	16,520.58	172.703	11.009	16,636.00
<i>P_{G149}</i>	81.173	7.915	13953.88	84.512	13.210	13,648.89	85.045	11.110	13,765.39
<i>P_{G152}</i>	276.805	30.230	19314.06	289.491	11.656	19,042.56	291.493	9.873	19,151.13
<i>P_{G153}</i>	160.715	17.441	17114.08	168.035	11.743	16,839.61	169.194	9.938	16,949.14
<i>P_{G170}</i>	164.387	18.625	17376.70	172.201	11.152	17,124.59	173.424	9.479	17,229.59
<i>P_{G176}</i>	161.035	13.017	15943.64	166.511	16.533	15,539.85	167.421	13.650	15,676.35
<i>P_{G177}</i>	65.146	5.800	12710.42	67.593	14.693	12,363.83	67.992	12.252	12,489.58
<i>P_{G185}</i>	168.254	19.433	17546.63	176.415	10.863	17,311.93	177.683	9.267	17,413.29
<i>P_{G186}</i>	966.775	111.671	24540.99	1,013.624	10.888	24,300.48	1,020.906	9.282	24,402.49
<i>P_{G187}</i>	969.823	112.226	24560.80	1,016.902	10.864	24,321.27	1,024.218	9.263	24,423.08
<i>P_{G190}</i>	464.848	53.893	21626.78	487.548	10.739	21,410.09	491.012	9.204	21,506.87
<i>P_{G191}</i>	1,618.105	205.726	26984.94	1703.779	9.821	26,765.76	1,717.131	8.400	26,864.12
<i>P_{G198}</i>	403.497	45.666	20964.20	422.752	11.036	20,738.99	425.698	9.443	20,837.48
<i>P_{G213}</i>	255.482	27.087	18875.02	266.931	11.885	18,626.15	268.695	10.124	18,729.29
<i>P_{G220}</i>	99.364	11.543	15463.21	104.225	10.720	15,246.23	104.971	9.179	15,344.10
<i>P_{G221}</i>	447.122	52.410	21515.13	469.188	10.603	21,303.03	472.550	9.095	21,399.00
<i>P_{G222}</i>	248.565	28.708	19107.49	260.663	10.778	18,891.17	262.509	9.236	18,988.12
<i>P_{G227}</i>	302.587	35.079	19909.17	317.368	10.730	19,694.67	319.621	9.199	19,791.19
<i>P_{G230}</i>	333.278	38.163	20246.26	349.359	10.896	20,024.24	351.819	9.328	20,122.17
<i>P_{G233}</i>	300.438	34.840	19881.87	315.119	10.726	19,667.59	317.357	9.196	19,764.06
<i>P_{G236}</i>	585.170	67.361	22518.99	613.554	10.824	22,300.35	617.885	9.274	22,397.46
<i>P_{G238}</i>	244.987	28.235	19041.03	256.882	10.813	18,822.07	258.700	9.261	18,919.55
<i>P_{G239}</i>	533.215	61.228	22137.18	559.014	10.857	21,916.98	562.954	9.299	22,014.42
<i>P_{G241}</i>	564.351	65.036	22378.52	591.757	10.807	22,160.86	595.937	9.261	22,257.78
<i>P_{G242}</i>	163.615	17.519	17131.88	171.020	11.745	16,888.32	172.160	10.012	16,990.69
<i>P_{G243}</i>	81.464	7.841	13916.20	84.791	13.231	13,638.09	85.311	11.199	13,748.13
<i>P_{G7001}</i>	361.850	40.159	20450.12	378.700	11.434	20,186.71	381.347	9.702	20,293.49
<i>P_{G7002}</i>	460.325	50.489	21365.78	481.494	11.618	21,091.96	484.838	9.837	21,200.83
<i>P_{G7003}</i>	947.125	105.606	24317.62	991.450	11.359	24,058.89	998.387	9.649	24,164.49
<i>P_{G7011}</i>	185.543	20.666	17792.62	194.217	11.375	17,533.32	195.579	9.657	17,639.60
<i>P_{G7012}</i>	294.620	32.788	19639.05	308.384	11.381	19,380.24	310.542	9.665	19,486.16
<i>P_{G7017}</i>	335.386	41.823	20612.53	352.952	9.870	20,425.75	355.617	8.504	20,517.28
<i>P_{G7023}</i>	138.261	14.105	16264.99	144.191	12.603	15,966.31	145.137	10.616	16,080.82
<i>P_{G7024}</i>	318.751	33.961	19779.58	333.029	11.962	19,504.11	335.278	10.126	19,613.29
<i>P_{G7039}</i>	437.412	49.018	21247.53	458.042	11.219	21,006.40	461.233	9.566	21,108.34
<i>P_{G7044}</i>	34.535	3.856	11077.15	36.158	11.269	10,834.84	36.415	9.578	10,940.42
<i>P_{G7055}</i>	40.466	4.049	11272.74	42.177	12.771	10,988.52	42.450	10.772	11,102.18
<i>P_{G7057}</i>	140.301	12.763	15864.89	145.705	14.210	15,548.07	146.564	11.938	15,665.85
<i>P_{G7061}</i>	316.535	31.941	19534.36	329.999	12.692	19,244.48	332.123	10.718	19,356.37
<i>P_{G7062}</i>	322.202	32.932	19656.50	336.087	12.494	19,374.25	338.269	10.567	19,484.57
<i>P_{G7071}</i>	126.224	14.375	16340.59	132.300	10.890	16,132.70	133.223	9.347	16,228.24
<i>P_{G7130}</i>	1,022.688	115.072	24660.99	1,070.967	11.243	24,405.47	1,078.517	9.556	24,510.45
<i>P_{G7139}</i>	586.061	67.684	22538.14	614.488	10.862	22,303.72	618.889	9.271	22,404.52
<i>P_{G7166}</i>	403.426	44.183	20832.11	421.947	11.644	20,556.32	424.877	9.855	20,665.69
<i>P_{G9054}</i>	43.632	4.938	12066.91	45.707	11.137	11,820.78	46.034	9.463	11,926.50
Number of OPF Runs		1823			1823			6	



ภาพประกอบ 4.10 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าผลิตรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE

ภาพประกอบ 4.9 แสดงการคู่เข้าของการคำนวณ MCS ในระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัส ของ IEEE ซึ่งในกรณีนี้คู่เข้าจากการวนซ้ำ OPF 1823 รอบ ซึ่งต้องใช้เวลาและหน่วยความจำเก็บข้อมูลจำนวนมาก โดยในภาพประกอบ 4.10 แสดงฮิสโตแกรมจากการคำนวณ MCS 2000 รอบ พร้อมทั้งแสดงผลการประมาณฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นด้วยฟังก์ชันแบบปกติและแบบไวบูลล์ รวมทั้งการประมาณค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์ด้วยวิธีที่น่าเสนอ

ค่าพารามิเตอร์ shape และ scale ของฟังก์ชันไวบูลล์ ที่คำนวณจากเปอร์เซ็นต์ไทล์ $10^{th}/90^{th}$, $25^{th}/75^{th}$ และ $40^{th}/60^{th}$ รวมทั้งค่า AIC ของระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บัสของ IEEE ได้แสดงในตารางที่ 4.9 ส่วนในตารางที่ 4.10 ได้แสดงค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรวมและที่แต่ละบัสของการคำนวณแต่ละวิธี

เมื่อพิจารณาค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรวมจากการทดสอบแสดงให้เห็นว่าการประมาณค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากการคำนวณ MCS จะเป็นแบบจำลองที่สะท้อนความเป็นจริงมากที่สุดจากค่า AIC ที่ต่ำสุดคือ 36,635.50 ส่วนการประมาณค่าพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์จากเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่น่าเสนอจะให้ค่า AIC เป็น 36,699.04 ซึ่งต่ำกว่าการประมาณเป็นฟังก์ชันการกระจายแบบปกติจาก MCS ที่มีค่า AIC เป็น 36784.08 และผลลัพธ์จากการคำนวณด้วยวิธีที่น่าเสนอของกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตในแต่ละบัสยังเป็นไปในทำนองเดียวกันคือมีค่า AIC ต่ำกว่าการคำนวณโดยประมาณเป็นการกระจายแบบปกติ

จากผลการทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง 300 บั๊สของ IEEE ทำให้ยืนยันได้ว่าวิธีที่นำเสนอสามารถประยุกต์ใช้ได้กับระบบขนาดใหญ่และมีประสิทธิภาพในการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุดในเชิงความน่าจะเป็นทางสถิติได้โดยไม่จำเป็นต้องใช้ทรัพยากรและเวลาในการคำนวณที่มาก

บทที่ 5

สรุปผล

ในงานวิจัยนี้ ได้มีการพัฒนาและทดสอบแบบจำลองการวิเคราะห์การไหลของกำลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายอัจฉริยะที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงและการจัดการภาระไฟฟ้า แบบจำลองที่ศึกษาสามารถกระจายกำลังงานที่ไม่สมดุลในการคำนวณไปยังบัสควบคุมแรงดันในระบบได้โดยใช้ตัวประกอบการมีส่วนร่วม รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในระบบ

นอกจากนี้ ลักษณะของภาระการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังจริงยังได้นำมาวิเคราะห์หาฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (probability distribution function, PDF) และใช้ในการพัฒนาวิธีการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบความน่าจะเป็น (probabilistic optimal power flow, POPF) ที่คำนึงถึงลักษณะทางสถิติของภาระไฟฟ้า ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงของภาระไฟฟ้าได้แทนด้วยฟังก์ชันไวบูลล์และวิเคราะห์ความเที่ยงตรงด้วย Akaike Information Criteria (AIC) โดยในการคำนวณ POPF ที่นำเสนอจะเป็นการแยกคำนวณระหว่างปัญหาหอยการหาสถานะที่มีต้นทุนต่ำสุดที่วิเคราะห์ด้วยโปรแกรมควอดราติกแบบวนซ้ำ (successive quadratic programming, SQP) โดยมีตัวแปรเป็นกำลังงานไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบไฟฟ้ากำลัง และปัญหาหอยการหาสถานะที่มีความสูญเสียในระบบต่ำสุดที่วิเคราะห์ด้วยโปรแกรมเชิงเส้นแบบวนซ้ำ (successive linear programming, SLP) การหาคำตอบความน่าจะเป็นของปัญหา POPF ที่เสนอได้ใช้การประมาณพารามิเตอร์ของไวบูลล์จากค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์และทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง 30 บัส และ 300 บัส ของ IEEE เปรียบเทียบกับผลลัพธ์จากการคำนวณด้วยวิธีการมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation, MCS)

ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองเพื่อวิเคราะห์การไหลของระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอสามารถใช้จำลองระบบไฟฟ้ากำลังที่คำนึงถึงการตอบสนองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ รวมทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และลักษณะของภาระที่แปรตามแรงดันได้ นอกจากนี้วิธีการหาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดแบบสถิติที่นำเสนอยังสามารถวิเคราะห์หาผลลัพธ์ในเชิงสถิติเป็นฟังก์ชันไวบูลล์ได้โดยลดเวลาและทรัพยากรคอมพิวเตอร์ในการคำนวณลงได้อย่างมาก โดยพารามิเตอร์ของฟังก์ชันไวบูลล์ที่เป็นผลลัพธ์สามารถวิเคราะห์ได้อย่างไม่ซับซ้อนและมีประสิทธิภาพจากวิธีการที่นำเสนอ

แนวทางในการนำหลักการและวิธีการคำนวณที่ได้จากงานวิจัยนี้ไปใช้ประโยชน์จะสามารถดำเนินการได้ดังนี้

1. ทำการจำลองระบบไฟฟ้ากำลังรวมทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามวิธีการในหัวข้อ 3.1 เพื่อสร้างสมการตามหัวข้อที่ 3.2
2. สร้างรูปแบบปัญหาตามวิธีการในหัวข้อที่ 3.3.1 โดยใช้ข้อมูลต้นทุนโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้ากำลัง
3. ใช้ข้อมูลภาระรายชั่วโมงตลอดปีของระบบไฟฟ้ากำลังจากสถิติปีก่อนหน้า มาเพิ่มสัดส่วนตามอัตราการเพิ่มของภาระที่พยากรณ์ได้ มาจำลองเป็นฟังก์ชันความน่าจะเป็นแบบไวบูลล์ตามวิธีการในหัวข้อที่ 3.3.2
4. ทำการคำนวณฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของกำลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง
5. ผลลัพธ์ที่ได้จะเป็นประโยชน์ในการวางแผนการบริหารจัดการระบบไฟฟ้ากำลังและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบให้เกิดประโยชน์สูงสุด

แนวทางในการพัฒนาต่อยอดงานวิจัยนี้มีประเด็นที่สามารถดำเนินการได้และเกิดประโยชน์คือ การพัฒนาวิธีการคำนวณที่ใช้ข้อมูลสถิติมากกว่าหนึ่งตัวแปรเพื่อใช้วิเคราะห์หาคำตอบการไหลของกำลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดที่คำนึงถึงความน่าจะเป็นของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วย ซึ่งในกรณีนี้จะใช้สถิติการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้ากำลังในการวิเคราะห์

บรรณานุกรม

- A. P. Sakis Meliopoulos, George Cokkinides, Renke Huang, Evangelos Farantatos, Sungyun Choi, Yonghee Lee, and Xuebei Yu. 2011. "Smart Grid Technologies for Autonomous Operation and Control." **IEEE Trans. on Smart Grid** Vol. 2 No. 1: 1 – 10.
- Albert Molderink, Vincent Bakker, Maurice G. C. Bosman, Johann L. Hurink, and Gerard J. M. Smit. 2011. "Management and Control of Domestic Smart Grid Technology." **IEEE Trans. on Smart Grid** Vol. 1 No. 2: 109 – 119.
- A. Modh, E. Ortjohann, A. Schmelter, N. Hamsic, D. Morton. 2008. "Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid." **Proc. of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics**. June/July.
- A. Mannikoff, H. Nilsson. 2009. "Sweden Reaching 100% Smart Meters." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- A. Mahmood, M. Aamir, M. I. Anis. 2008. "Design and Implementation of AMR Smart Grid System." **Proc. of the IEEE Electric Power and Energy Conference EPEC** October.
- Assef Zobian and Marija D. Ilic. 1997. "Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part II : Cost-Based Pricing Framework." **IEEE Transaction on Power System** Vol. 12 No. 2: 549-558.
- A. J. Wood and B. F. Wollenberg. 1983. **Power Generation, Operation and Control**. John Wiley & Sons, Inc. Canada.
- A. Zobian and M. D. Ilic. 1997. "Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part I: Technical Issues." **IEEE Transaction on Power System** Vol. 12 No. 2: 539-548.
- A. Zobian and M. D. Ilic. 1997. "Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part II: Cost-Based Pricing Framework." **IEEE Transaction on Power System** Vol. 12 No. 2: 549-558.
- A. Schellenberg, W. Rosehart, and J. Aguado. 2005. "Cumulant-Based Probabilistic Optimal Power Flow (P-OPF) With Gaussian and Gamma Distributions." **IEEE Trans. Power System** Vol. 20 No. 2: 773-781.
- C. W. Potter, A. Archambault, K. Westrick. 2009. "Building a Smarter Smart Grid Through Better Renewable Energy Information." **Proc. of the IEEE Power systems Conference and Exposition**. March.

- David G. Hart. 2008. "Using AMI to Realize the Smart Grid." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. July.
- D. Thukaram, K. Parthasarathy, H. P. Khincha and B. S. Ramakrishna Iyengar, 1984. "Steady State Power Flow Analysis Incorporating Load and Generation Regulation Characteristic." **The Journal of the Institution of Engineering (I)** Vol. 64 pt.EL5: 274-279.
- Electricity Generating Authority of Thailand. 2010. **Statistical Report**.
- F. Bagnan Beidou, Walid G. Morsi, C. P. Diduch, and L. Chang. 2010. "Smart Grid: Challenges, Research Directions and Possible Solutions." **2010 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems**: 670-673.
- G. K. Venayagamoorthy. 2009. "Potentials and Promises of Computational Intelligence for Smart Grids." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- G. Fahd, D. A. Richards and G. B. Sheble. 1992. "The Implementation of an Energy Brokerage System Using Linear Programming," **IEEE Trans. Power System** Vol. PWRS-7 No. 2: 90-96.
- G. Verbic, A. Schellenberg, W. Rosehart, and C. A. Canizares. 2006 "Probabilistic Optimal Power Flow Applications to Electricity Markets." **9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. June.
- Harold Kirkham. 2009. "Current Measurement Methods for the Smart Grid." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- H. Zhang and P. Li. 2010 "Probabilistic Analysis for Optimal Power Flow Under Uncertainty," **IET Generation, Transmission & Distribution** Vol. 4 Iss. 5: 553-561.
- H. Akaike. 1974. "A New Look at the Statistical Model Identification." **IEEE Trans. Automation and Control** AC-19: 716-723.
- H. Bozdogan. 2000. "Akaike's Information Criterion and Recent Developments in Information Complexity." **Journal of Mathematical Psychology** Vol.44: 62-91.
- J. Kim and H. Park. 2011. "A National Vision Policy Directions for the Smart Grid in Korea." **IEEE Power and Energy Magazine**: 40-49.
- J. Zaborszky, G. Huang, S. Y. Lin. 1984. "Reactive and Real Power Control For Computationally Effective Voltage and Thermal Management." **IEEE/PES Summer Meeting Seattle, Washington** Paper No. 84 SM 618-5.

- J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, B. Brooks, M. Buvall. 2009. "Evaluation of the Impact of Plug-in Electric Vehicle Loading on Distribution Operations." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- J. Ruusunen, H. Ehtamo and R. P. Hamalainen. 1991. "Dynamic Cooperative Electricity Exchange in a Power Pool." **IEEE Transaction on Power System** Vol. 21 No. 4: 758-766.
- K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour. 1993. "A Fuzzy-Based Optimal Reactive Power Control." **IEEE Trans. Power System** Vol. 8 No. 2: 662-670.
- L. S. Luen. 1979. **The Load Flow Problem without Slack Bus**. McGill University. Masters Thesis. Canada.
- L. A. Barroso, F. Porrua, M.V. Pereira, B. Bezerra. 2009. "Solving the Major Challenges in transmission Asset Investment in the Competitive Environment: The Brazilian Case." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- L. R. Varasquim and V. R. Oliverira. 2010. "The Use of Roadmap for Smart Grid Development – the Practice." **2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**: 380 – 387.
- M. Anvar. 1995. "Decentralized control of interconnected Electric Power System in Competitive Markets." **Electric Power Systems Research** Vol. 35: 65-71.
- M. Huneault and F. Galiana. 1991. "A Survey of The Optimal Power Flow Literature." **IEEE Trans. Power System** Vol. 6 No. 2: 762–770.
- M. E. El-Hawary and G. A. N. Mbamalu. 1988. "Stochastic Optimal Load Flow Using Newton-Raphson Iterative Technique." **Electric Machines & Power Systems** Vol. 15 Issue 6: 371-380.
- M. Shukla and G. Radman. 2005. "Optimal Power Flow Using Probabilistic Load Model." **Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on System Theory**. March: 439-442.
- M. H. Kalos and P. A. Whitlock. 2008. **Monte Carlo Method**. 2nd Edition. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Weinheim.
- M. K. Mangoli, K. Y. Lee, and Y. M. Park. 1993. "Optimal Real and Reactive Power Control Using Linear Programming." **Electric Power Systems Research** Vol. 26: 1-10.

- Massoud Amin. 2008. "Challenges in Reliability, Efficiency, and Resilience of Energy Infrastructure: Toward Smart Self healing Electric Power Grid." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**, July: 1-5.
- N. I. Deep and S. M. Shahidehpour. 1991. "Decomposition Approach for Minimizing Real Power Losses in Power Systems." **IEE Proceeding-C** Vol.138 No.1: 27-38.
- N. B. Marks. 2005. "Estimation of Weibull Parameters from Common Percentiles," **Journal of Applied Statistics** Vol. 32 No.1: 17-24.
- O. Alsac and B. Stott. 1974. "Optimal Load Flow with Steady State Security." **IEEE Transaction on Power Apparatus and System** Vol. PAS93 No. 3: 745-751.
- P. Kulshrestha, L. Wang, M. Chow, S. Lukic. 2009. "Intelligent Energy Management System Simulator for PHEVs at Municipal Parking Deck in a Smart Grid Environment." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**, July.
- Pravin P. Varaiya, Felix F. Wu, and Janusz W. Bialek. 2011. "Smart Operation of Smart Grid: Risk-Limiting Dispatch." **Proceedings of the IEEE** Vol. 99 No. 1: 40-57.
- P. K. Lee, L. L. Lai. 2009. "Smart Metering in Micro-Grid Applications." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**, July.
- Robin Podmore and Marck Ramon Robinson. 2010. "The Role of Simulators for Smart Grid Development." **IEEE Transaction on Smart Grid** Vol. 1 No. 2: 250-212.
- Ron Davies. 2009. "Hydro One's Smart Meter Initiative Paves Way for Defining the Smart Grid of the Future." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**, July.
- Richard E. Brown. 2008. "Impact of smart Grid on Distribution System Design." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, July.
- R. W. Ferrero and S. M. Shahideshpour. 1997. "Optimality Condition in Power Transaction in Deregulated Power Pool." **Electric Power Systems Research** Vol. 42: 209-214.
- R. Nagaraja, S. A. Soman, K. Parthasarathy, D. Thukaram, K. Ramanathan and V.J. Talwar. 1994. "Fast Decoupled Power Flow Incorporating Load and Generation Regulating Characteristics." **VIII National Power System Conference, NPSC-94**, Dec: 353-357.
- R. W. Ferrero, S. M. Shahideshpour and V. C. Ramesh. 1997. "Transaction Analysis in Deregulated Power System Using Game Theory." **IEEE Transaction on Power System** Vol. 12 No. 3: 1340-1347.

- R. W. Ferrero and S. M. Shahideshpour. 1996. "Energy Interchange in Deregulated Power System." **Int. J. of Electrical Power & Energy Systems** Vol. 18 No. 4: 433-439.
- R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas. 2011. "MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," **IEEE Trans. Power System** Vol. 26 No. 1: 12-19.
- Steve Collier. 2009. "Ten Steps to a Smarter Grid." **Proc. of the Rural Electric Power Conference**. April.
- S. Chouhan, H. Wan, H.J. Lai, A. Feliachi, A. Choudhry. 2009. "Intelligent reconfiguration of smart distribution Network Using Multi-Agent Technology." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- T. J. Hammons. 2006. "Integrating Renewable Energy Sources into European Grids." **Proc. of the International Universities Power Engineering Conference UPEC '06**. September.
- University of Washington. **Power Systems Test Case Archive**, from <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html>.
- Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group. 2010 **WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations**.
- Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group. 2008. **WECC Wind Power Plant Power Flow Modeling Guide**.
- Serm Janchai. 2005. **Handbook of Solar Radiation and Climatic Data for Renewable Energy Applications**. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Thailand.
- X. Mamo, S. Mallet, T. Coste, S. Grenard. 2009. "Distribution Automation: the Cornerstone for the Smart Grid Development Strategy." **Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting**. July.
- X. Li, Y. Li, and S. Zhang. 2008. "Analysis of Probabilistic Optimal Power Flow Taking Account of the Variation of Load Power." **IEEE Trans. Power System** Vol. 23 No. 3: 992-999.
- Z. N. C. Viray and A. C. Nerves. 2010. "Integrated Energy and Reserve Electricity Market Analysis Using Probabilistic Optimal Power Flow." **2010 IEEE Region 10 Conference - TENCON 2010**. Nov. : 598-603.

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ นายกิริติ ชยะกุลศิริ

วัน เดือน ปีเกิด วันที่ 25 กันยายน 2515

สถานที่เกิด จังหวัดบุรีรัมย์

สถานที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 11/108 ซอยพหลโยธิน 48 ถนนพหลโยธิน
แขวงอนุสาวรีย์ เขตบางเขน กรุงเทพมหานคร 12120

ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

สถานที่ทำงานปัจจุบัน คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2538 วศ.บ. จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2542 M.Eng จาก Asian Institute of Technology

พ.ศ. 2547 D.Eng จาก Asian Institute of Technology

