



ทุนเพิ่มขีดความสามารถด้านการวิจัยของอาจารย์รุ่นใหม่ในสถาบันอุดมศึกษา

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

เรื่อง

การจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมและการประมาณค่าสถานะสำหรับ
ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความยืดหยุ่น

**Measurement Placement and State Estimation for Electrical Power
System Containing Flexible Alternating Current Transmission Systems**

โดย

รศ.ดร.สุทธิชัย เปรมฤดีปรีชาชาญ

ผศ.ดร.เสริมศักดิ์ เอื้อตรงจิตต์

อ.ดร.เชวศักดิ์ รักเป็นไทย

หัวหน้าโครงการวิจัย

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ร่วมวิจัย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

กุมภาพันธ์ 2552

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

เรื่อง

การจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมและการประมาณค่าสถานะสำหรับ
ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความยืดหยุ่น

**Measurement Placement and State Estimation for Electrical Power
System Containing Flexible Alternating Current Transmission Systems**

โดย

รศ.ดร.สุทธิชัย เปรมฤดีปรีชาชาญ

ผศ.ดร.เสริมศักดิ์ เอื้อตรงจิตต์

อ.ดร.เชวศักดิ์ รักเป็นไทย

หัวหน้าโครงการวิจัย

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ร่วมวิจัย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

สนับสนุนโดยสำนักงานคณะกรรมการการอุดมศึกษา
และสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

(ความเห็นในรายงานนี้เป็นของผู้วิจัย สกอ. และ สกว. ไม่จำเป็นต้องเห็นด้วยเสมอไป)

กิตติกรรมประกาศ

โครงการวิจัยนี้สามารถดำเนินการเสร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์เนื่องจากได้รับทุนสนับสนุนการวิจัยจาก สำนักงานคณะกรรมการอุดมศึกษา (สกอ) และสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว) ในโครงการทุนเพิ่มขีดความสามารถด้านการวิจัยของอาจารย์รุ่นกลาง ในสถาบันอุดมศึกษา ทางคณะผู้วิจัยขอถือโอกาสนี้ขอบคุณการสนับสนุนทุนวิจัยดังกล่าวไว้ ณ ที่นี้ด้วย อีกทั้งการสนับสนุนในด้านอื่นๆที่จำเป็นจาก ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ รวมทั้งนักศึกษาและบุคลากรที่ได้มีส่วนร่วมในการทำ ให้โครงการวิจัยสำเร็จได้ ทางคณะผู้วิจัยขอขอบคุณทุกภาคส่วนที่มีทำให้โครงการสำเร็จลุล่วง ได้ คณะผู้วิจัยหวังว่ารายงานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์ต่อผู้สนใจต่อไป

รศ.ดร.สุทธิชัย เปรมฤดีปรีชาชาญ
หัวหน้าโครงการวิจัย
กุมภาพันธ์ 2552

สัญญาเลขที่: RMU4980015

โครงการ: การจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมและการประมาณค่าสถานะสำหรับระบบ
ไฟฟ้ากำลังที่มีระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความยืดหยุ่น

คณะผู้วิจัย: รศ.ดร.สุทธิชัย เปรมฤดีปรีชาชาญ หัวหน้าโครงการวิจัย

ผศ.ดร.เสริมศักดิ์ เอื้อตรงจิตต์ ผู้ร่วมวิจัย

อ.ดร.เชวศักดิ์ รักเป็นไทย ผู้ร่วมวิจัย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

บทคัดย่อ

ในปัจจุบันระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่น (FACTS) เริ่มถูกนำมาใช้กันมากในระบบไฟฟ้ากำลังที่ทันสมัย เหตุผลก็เนื่องจากความสามารถในถ่ายเทกำลังที่ไหลในสายรวมทั้งเพิ่มความมั่นคงและเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นการเฝ้ามองตัวแปรของอุปกรณ์เหล่านี้จึงมีความสำคัญในการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง ในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอวิธีการใหม่ในการวางตำแหน่งเครื่องมือวัดเฟสเซอร์สำหรับการประมาณค่าสถานะภายใต้เงื่อนไขกรณีที่เครื่องมือวัดเสียหาย 1 เครื่องกับกรณีที่สายส่งเสียหาย 1 กิ่ง จากผลการจำลองด้วยระบบทดสอบ IEEE แสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถให้ผลการวัดมีความเชื่อถือได้และทำให้มีความมั่นใจว่าการประมาณค่าสามารถหาคำตอบได้ภายใต้สภาวะที่กำหนดได้ ในงานวิจัยนี้ยังได้เสนอวิธีการแก้ปัญหาการประมาณค่าสถานะสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS โดยใช้ความสัมพันธ์การหาคำตอบเหมาะสมที่สุด Weight Least Square (WLS) ซึ่งมีเซตของข้อจำกัดไม่เชิงเส้นสมภาพและไม่สมภาพ โดยได้ใช้วิธีการ Primal-Dual Interior Point และวิธี Predictor-Corrector Interior Point ในการแก้ปัญหา โดยได้กล่าวถึงรายละเอียดของวิธีการคำนวณ เช่น การเลือกขนาดของขั้น เป็นต้น ได้ทำการทดสอบประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอกับระบบ IEEE 14 บัสและ 118 บัสที่มีการเพิ่มอุปกรณ์เข้าไป การประมาณสถานะได้จำลองโดยใช้โปรแกรม MATLAB ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอได้ผลการประมาณสถานะในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และมีอุปกรณ์ FACTS หลายชนิดได้ดีเมื่อเทียบกับวิธีการเดิม อย่างไรก็ตามยังมียานวิจัยที่ควรจะศึกษาเพิ่มเติมในอนาคต เช่น ผลกระทบของความไม่แน่นอนของการโมเดล ผลกระทบของการวัดที่ไม่พร้อมกันทั้งหมด การหาวิธีการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการประมาณสถานะด้วยวิธีการอื่นๆ และการวางตำแหน่งเครื่องมือวัดและการประมาณค่าสถานะสำหรับระบบไฟฟ้าสามเฟส เป็นต้น

คำสำคัญ : อุปกรณ์การส่งไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่น, การประมาณค่าสถานะ, วิถีจุดภายใน

Project Code: RMU4980015

Project Title: Measurement Placement and State Estimation for Electrical Power
System Containing Flexible Alternating Current Transmission Systems

Investigator: Assoc. Prof. Dr. Suttichai Premrudeepreechacharn (Main Investigator)

Assist. Prof. Dr. Sermsak Uatrongjit (Co-Investigator)

Lect. Dr. Chawasak Rakpenthai (Co-Investigator)

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering,
Chiang Mai University

Abstract

Flexible AC transmission systems (FACTS) controllers are used increasingly in many power systems, since they can control the power flow, and hence enhance the utilization of the power transfer capability, as well as improve the security and stability of a power system. Consequently, monitoring these devices and their parameters is also becoming crucial for power system control. In this research, a new phase measurement unit placement algorithm for power system state estimation under single measurement loss and any single branch outage has been presented. Numerical results on the IEEE test systems indicate that the proposed placement method satisfactory provides a reliable measurement system that ensures the state estimation to be solvable under the given contingency conditions. In this research, we also propose a method for solving the state estimation problem of power system containing FACTS by formulating the problem as a nonlinear weighted least square (WLS) optimization with a set of equality and inequality nonlinear constraints. The primal-dual interior point method and predictor-corrector interior point method are used to solve this problem. The details of the algorithm, i.e. initialization, step size selection, are also described. The modified IEEE 14 and 118 bus systems are used to demonstrate the effectiveness of the proposed algorithm. The state estimation algorithm has been developed using MATLAB. The simulation results indicate that the propose method yields a good state estimate of the system states for a large scale power system with many FACTS. However, there are still more works that could be done in this area. Some topics would be studied such as: effect of uncertainty of network parameters and measurements' noise, effect of non-simultaneous measurements in system, application of other optimization methods for state estimation, and measurement placement and state estimation for three-phase power system.

Keywords: Flexible AC transmission system devices, State estimation, Interior point method.

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	i
Abstract	ii
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย	1
1.2 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (Literature review)	2
1.3 วัตถุประสงค์ของโครงการ	5
1.4 ระเบียบวิธีวิจัย	5
1.5 ขอบเขตการวิจัย	5
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้	6
บทที่ 2 การประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลัง	7
2.1 บทนำ	7
2.2 หลักพื้นฐานการประมาณค่าสถานะแบบเชิงเส้น	8
2.2.1 โมเดลการวัดเชิงเส้น	8
2.2.2 วิธีสมการนอมอล	9
2.2.3 ค่าตัวเลขสภาวะ	12
2.3 การวางเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุด	12
2.3.1 วิธีทฤษฎีทางกราฟ	13
2.3.2 วิธีทางพันธุกรรม	14
2.3.3 วิธีการจำลองการเผา	14
2.3.4 วิธีโปรแกรมเลขจำนวนเต็ม	15
2.4 การวิเคราะห์ความสามารถในการสังเกตการณ์	15
2.5 การวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดี	16
บทที่ 3 วิธีการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุด	18
3.1 บทนำ	18
3.2 การกำหนดปัญหา	19
3.3 ขั้นตอนการวางตำแหน่ง PMU	20

3.3.1 การหาเซตการวัดสำคัญ	22
3.3.2 การเลือกการวัดส่วนเกิน	23
3.3.3 หาการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุด	24
3.3.4 การลดจำนวนสถานที่ติดตั้ง PMU ให้น้อยที่สุด	24
3.3.5 เทคนิคการแยกเครือข่าย	27
3.4 ผลการจำลอง	28
3.4.1 ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส	28
3.4.2 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส	30
บทที่ 4 การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS	33
4.1 บทนำ	33
4.2 โมเดลการวัดเฟสเซอร์	34
4.2.1 เครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง	34
4.2.2 โมเดล UPFC	35
4.3 หลักการประมาณสถานะ	37
4.4 การประมาณสถานะ WLS	38
4.4.1 การกำหนดค่าเริ่มต้น	40
4.4.2 การปรับตั้งค่าตัวแปรขวางกันและขนาดของชั้น	40
4.5 ผลการจำลอง	41
4.5.1 กรณีที่ 1 IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด	41
4.5.2 กรณีที่ 2 IEEE 118 บัสที่มี UPFC 1 ชุด	44
4.5.3 กรณีที่ 3 IEEE 118 บัสที่มี UPFC 4 ชุด	45
4.5.4 กรณีที่ 4 วิเคราะห์ข้อมูลไม่ดีระบบ IEEE 14 บัส	47
บทที่ 5 การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ด้วยวิธี WLAV	48
5.1 บทนำ	48
5.2 วิธีการที่นำเสนอ	48
5.2.1 การประมาณค่าสถานะแบบ WLAV	48
5.2.2 การกำหนดค่าเริ่มต้น	52
5.2.3 การปรับตั้งค่าตัวแปรขวางกันและขนาดของชั้น	52

5.3 ผลการจำลอง	53
5.3.1 กรณีที่ 1 IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด	54
5.3.2 กรณีที่ 2 เงื่อนไขความผิดพลาดทั้งหมดในระบบ IEEE 14 บัส	57
5.3.3 กรณีที่ 3 IEEE 118 บัสที่มี UPFC 1 ชุด	58
5.3.4 กรณีที่ 4 IEEE 118 บัสที่มี UPFC 4 ชุด	59
บทที่ 6 การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ด้วยวิธี WLAV	62
6.1 บทนำ	62
6.2 โมเดลอุปกรณ์ FACTS สำหรับการประมาณค่าสถานะ	62
6.2.1 โมเดล Static Var Compensator (SVC)	62
6.2.2 โมเดล Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)	63
6.2.3 โมเดล Unified Power Flow Controller (UPFC)	64
6.3 การจัดรูปแบบของปัญหาการประมาณค่าสถานะ	66
6.4 วิธีการประมาณค่าสถานะ	68
6.4.1 Primal-Dual Interior Point Method (PDIP)	68
6.4.2 Predictor-Corrector Interior Point Method (PCIP)	69
6.5 ผลการจำลอง	70
6.5.1 กรณีที่ 1 ระบบ IEEE 14	70
6.5.2 กรณีที่ 2 ผลกระทบของข้อมูลไม่ดี	73
6.5.3 กรณีที่ 3 ระบบ IEEE 118 บัส	74
บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	76
7.1 สรุปผลการวิจัย	76
7.2 ข้อเสนอแนะเพื่อการวิจัยในอนาคตต่อไป	77
เอกสารอ้างอิง	78
ผลงานที่ได้จากโครงการวิจัย	84
ภาคผนวก ผลงานตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ	85

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

การประมาณค่าสถานะ (State Estimation) มีความสำคัญสำหรับระบบการจัดการด้านพลังงาน (Energy Management System) เพื่อที่จะเฝ้ามองความปลอดภัยระบบและเพื่อควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง การประมาณค่าสถานะมีพื้นฐานมาจากความสัมพันธ์ด้านคณิตศาสตร์ระหว่างตัวแปรสถานะของระบบและค่าที่วัดมาได้จริง กล่าวคือจะใช้ค่าที่วัดได้จากบางบัสในระบบเพื่อนำมาประมาณสถานะของระบบไฟฟ้ากำลัง (แรงดันบัส และมุมเฟส) การประมาณค่าสถานะแบบดั้งเดิมนั้นค่าที่วัดจะเป็นขนาดแรงดัน กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ ซึ่งจะทำให้สมการการวัด (Measurement Equation) มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น กระบวนการหาคำตอบจะต้องใช้หลักวิธีการวนซ้ำ (Iteration) เช่นเดียวกับกระบวนการนิวตันราฟสันในการไหลกำลัง (Newton-Raphson Power Flow Procedure) [1][2] การออกแบบระบบการวัด (Measurement System) เพื่อให้ได้มาซึ่งค่าการวัดนั้นเป็นปัญหาที่ซับซ้อนมาก เพราะทั้งต้นทุนและคุณภาพของการประมาณค่าสถานะจะต้องถูกพิจารณาร่วมกัน [3] ทำให้ขั้นตอนการหาดำแหน่งวางเครื่องมือวัดที่เหมาะสมที่สุดจะต้องหาการวางตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดทั้งจำนวน ชนิด และตำแหน่งที่ติดตั้ง การประมาณค่าสถานะและการวางตำแหน่งเครื่องมือที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่มักจะใช้เวลาคำนวณมากเนื่องจากความสามารถการคำนวณของเครื่องคอมพิวเตอร์

ในปัจจุบันระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่น (Flexible Alternating Current Transmission Systems หรือ FACTS) เริ่มถูกนำมาใช้กันมากในระบบไฟฟ้ากำลังที่ทันสมัย เหตุผลก็เนื่องจากความสามารถในถ่ายเทกำลังที่ไหลในสาย [4] ดังนั้นการเฝ้ามอง (Monitoring) ตัวแปรของอุปกรณ์เหล่านี้จึงมีความสำคัญไปด้วย วิธีการประมาณค่าสถานะที่เคยทำมาและปราศจากการพิจารณาอุปกรณ์เหล่านี้ร่วมด้วยนั้นไม่เหมาะที่จะนำมาใช้กับระบบกำลังที่มีอุปกรณ์เหล่านี้อยู่ เพราะว่าการประมาณค่าสถานะจะกลายเป็นปัญหาไม่เป็นเชิงเส้นที่มีเซตของเงื่อนไขการเท่ากันและเงื่อนไขการไม่เท่ากัน ซึ่งเรียกว่า การประมาณค่าสถานะที่มีเงื่อนไข (Constrained State Estimation) ปัญหานี้เป็นปัญหาการทำให้เหมาะที่สุด (Optimization Problem) วิธีการทำให้เหมาะที่สุดมีหลายวิธีได้มีการเสนอขึ้นเพื่อค้นหาคำตอบที่เหมาะสม เพื่อปรับปรุงความทนทาน (Robustness) ประสิทธิภาพในการคำนวณ (Computational Efficiency) และความเชื่อถือได้ (Reliability) [5]-[7] ในบทความ [8] สมการที่ใช้ถูกรวมแบบจำลองของ FACTS เข้าไว้ในการประมาณค่าสถานะด้วย การวิเคราะห์ที่อยู่บนพื้นฐานของวิธีจุดภายใน (Interior Point Method) และได้แสดงผลลัพธ์ขั้นต้นจากการทดสอบบนระบบทดสอบขนาดเล็ก วิธีเดียวกันนี้ถูกนำไปทดสอบกับระบบทดสอบขนาดใหญ่มีการ

นำเสนอในบทความที่ [9] พบว่าตัวเลขสภาวะ (Condition Number) ของเมตริกซ์จะมีการเพิ่มขึ้นเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น หรือ อุปกรณ์ FACTS ถูกเพิ่มจำนวนมากขึ้น ในบทความนี้ยังได้เสนอเทคนิคการสเกล (Scaling Technique) เพื่อใช้ปรับปรุงคุณลักษณะของการประมาณสถานะให้ดีขึ้น

ด้วยเหตุผลดังกล่าวข้างต้น หลักวิธีการวางเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุดจึงถูกต้องการเพื่อใช้หาตำแหน่งที่เหมาะสม (จำนวน ชนิด และตำแหน่ง) ของเซตการวัด (Measurement Set) ในการหาคำตอบของการประมาณค่าสถานะและปัญหาการวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุดในระบบกำลังขนาดใหญ่ขึ้น โดยทั่วไปจะใช้เวลาแก้คำนวณนานขึ้นเนื่องจากสภาพการคำนวณที่หนัก คำตอบที่เหมาะสมที่สุดก็มีความยากในการค้นหาและตรวจสอบความถูกต้อง ยิ่งกว่านั้นปัญหาในระบบที่ใหญ่มาก ๆ นั้น เมตริกซ์การวัดอาจจะกลายเป็น ill-conditioned

เป้าหมายของงานวิจัยนี้เพื่อปรับปรุงสมรรถนะของการประมาณค่าสถานะ และเพื่อแก้ปัญหาการวางเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุด สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS การศึกษาจะทำการทดสอบสมรรถนะของหลักวิธีที่นำเสนอภายใต้สภาพข้อมูลที่ไม่ดี (Bad Data) ด้วย

1.2 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (Literature review)

Baran, *et al.* [3] ได้เสนอการวางตำแหน่งเครื่องมือวัดใหม่ ซึ่งได้พิจารณาประเด็นที่สำคัญคือ ต้นทุน ความแม่นยำ ความเชื่อถือได้ และความสามารถในการประมวลผลข้อมูลที่ไม่ดี การแก้ปัญหา 3 ขั้นตอน โดยขั้นตอนแรกมีจุดประสงค์เพื่อหาเซตของตำแหน่งของเครื่องมือวัดที่มีความแม่นยำตามที่ต้องการ ส่วนในขั้นตอนที่สองเป็นการเพิ่มมิเตอร์เพื่อให้มีความเชื่อถือได้ ในขั้นตอนที่สามเพิ่มมิเตอร์เพื่อให้ปรับปรุงความสามารถในการประมวลผลข้อมูลที่ไม่ดีเมื่อทำการประมาณค่าสถานะ โดยได้ทำการทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบทดสอบ IEEE 14 บัส และ 30 บัส รวมทั้งระบบสายส่ง 230 kVจริงที่มี 211 บัส

Park, *et al.* [10] ได้เสนอหลักวิธีการวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการประมาณค่าสถานะ โดยใช้เงื่อนไขที่ว่าต้นทุนรวมต่ำสุดและได้การประมาณที่มีความแม่นยำ กระบวนการหาคำตอบถูกพัฒนาขึ้นจากวิธีการเพิ่มและกำจัดที่ละลำดับ ความไวของเครื่องวัดถูกนิยามขึ้นเพื่อแสดงเครื่องวัดที่ดีที่สุดที่จะเพิ่มหรือกำจัดจากระบบการวัด วิธีการที่นำเสนอถูกทดสอบบนระบบทดสอบขนาด 6 บัส และ 14 บัส

Baldwin, *et al.* [11] พัฒนาหลักวิธีที่จะหาเซตต่ำสุดของ PMUs เพื่อให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้ กราฟย่อยของการวัดที่มีการขยายออก (Spanning Measurement Subgraph) และเครื่องวัดปลอม (Pseudo-Measurement) ถูกกำหนดไปยังแต่ละกิ่ง (Branches) ในโครงข่ายของระบบ เซต PMU ที่ต่ำสุดถูกค้นโดยผ่านหลักวิธีค้นหาที่มีการแบ่งออกเป็นสองภาค คือ ใช้ทั้งการค้นหาสองตอนที่ถูกแก้ไข (Modified Bisecting Search) และวิธีการที่มีพื้นฐานบนการจำลองการทำให้แรงแ้ง (Simulated Annealing-Based Method) ผลการจำลองที่

กระทำการหลายระบบทดสอบการแสดงให้เห็นว่า 1 ใน 4 ถึง 1 ใน 3 ของจำนวนบัสในระบบต้องการเพื่อจะทำให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้

Yehia, *et al.* [12] เสนอหลักวิธีการวางตำแหน่ง RTU เป้าหมายของหลักวิธีนี้เพื่อวางเซตต่ำสุดของ RTU ที่ยังทำให้สามารถสังเกตการณ์ระบบได้ การไม่มีอยู่ของเครื่องวัดวิกฤต (Critical Measurements) และความเชื่อถือได้ ถูกกำหนดในทอมของการสูญเสีย RTU ในการศึกษาใช้เพียงเครื่องวัดแรงดัน และกำลังไหลจริงและรีแอกทีฟในสาย เพื่อพัฒนาเมตริกซ์จาโคเบียน หลักวิธีการวาง RTU ถูกเชื่อมโยงกับตัวประมาณค่าสถานะที่เป็นการโปรแกรมแบบเชิงเส้น จากการทดสอบบนระบบมาตรฐานของ IEEE แสดงให้เห็นว่าตัวประมาณที่เป็นการโปรแกรมแบบเชิงเส้นสามารถกรองข้อมูลไม่ดีได้อย่างมีประสิทธิภาพ และการสูญเสียของ RTU ใด ๆ จะไม่มีผลกระทบต่อคำตอบที่ได้จากการประมาณ

Milosevic and Begovic [13] พัฒนาหลักวิธีที่อยู่บนพื้นฐานพันธุกรรมแบบการคัดเลือกที่ไม่เด่น (Nondominated Sorting Genetic-based Algorithm) เพื่อแก้ปัญหาการวางตำแหน่ง PMU โดยเป้าหมายที่แข่งขันกันมี 2 อย่าง คือ จำนวนต่ำสุดของ PMU และการวัดเหลือเพื่อ (Measurement Redundancy) มากที่สุด ในขั้นแรกของหลักวิธีคำตอบที่เหมาะสมของฟังก์ชันเป้าหมายจะถูกประมาณอย่างอิสระจากกันโดยใช้กระบวนการทางทฤษฎีกราฟ และหลักวิธีพันธุกรรมเบื้องต้น (Simple Genetic Algorithm) จะถูกใช้เพื่อลดจำนวนของ PMU เริ่มต้นที่ลงแข่งขัน ต่อมาภาวะถ่วงดุลที่ดีที่สุดระหว่างเป้าหมายที่แข่งขันกันจะถูกค้นพบโดยใช้หลักวิธีที่อยู่บนพื้นฐานพันธุกรรมแบบการคัดเลือกที่ไม่เด่น ที่มีการปรับแต่งสำหรับปัญหาการวางตำแหน่ง PMU หลักวิธีที่นำเสนอถูกทดสอบบนระบบ IEEE 39 บัส และ 118 บัส จากผลการวิเคราะห์พบว่าหลักวิธีที่นำเสนอมีการคำนวณที่ซับซ้อน โดยเวลาคำนวณเกือบทั้งหมดจะหมดไปกับการแก้ไขคำตอบ (การตรวจสอบคำตอบที่เป็นไปไม่ได้) จึงทำให้วิธีการนี้ถูกจำกัดโดยขนาดของปัญหา

Madtharad, *et al.* [14] เสนอเทคนิคง่าย ๆ ในการวางตำแหน่งเครื่องวัดสำหรับประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลัง ค่าต่ำสุดของตัวเลขสภาวะถูกใช้เป็นเกณฑ์ร่วมกับการกำจัดที่ละลำดับ เพื่อหาตำแหน่งวางเครื่องวัด ในการศึกษาได้ทำการจำลองบนระบบ IEEE ขนาด 14 บัส

Holten, *et al.* [15] พัฒนาวิธีการที่จะกำจัดปัญหาสภาวะที่ไม่ดี (III-Conditioned Problem) ในเมตริกซ์อัตราขยาย (Gain Matrix) ของหลักวิธีสมการทั่วไปดั้งเดิม (Classical Normal Equations Approach) ในการประมาณค่าสถานะ การศึกษาเชิงเปรียบเทียบ 5 วิธีการ คือ วิธีสมการทั่วไป (Normal Equation Method) วิธีการแปลงเชิงฉาก (Orthogonal Transformation Method) วิธีผสม (Hybrid Method) วิธีสมการทั่วไปที่มีเงื่อนไข (Normal Equation With Constraints) และวิธีขยายเมตริกซ์ของฮาซเทล (Hachtel's Augmented Matrix Method) ถูกทดสอบในทอมของเสถียรภาพทางจำนวน ประสิทธิภาพในการคำนวณ และความซับซ้อนในการติดตั้ง โดยสภาวะที่ไม่ดี (III-Conditioned) อาจเกิดขึ้นในวิธีการหาคำตอบ

ดั้งเดิม เมื่อมีความไม่เหมือนกันของแฟกเตอร์น้ำหนัก เครื่องวัดการฉีดจำนวนมาก และการต่อของสายส่งสั้นและยาว การเปรียบเทียบได้ทำบนระบบทดสอบ 3 ระบบ ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่าสมรรถนะของแต่ละหลักวิธีจะขึ้นกับแฟกเตอร์น้ำหนัก จำนวนของเครื่องวัดการฉีด และขนาดโครงข่าย

El-Keib, *et al.* [16] เสนอวิธีการโปรแกรมแบบเชิงเส้นสำหรับการประมาณค่าสถานะที่เหมาะสมกับระบบกำลังที่มีการเชื่อมต่อภายในขนาดใหญ่ (Large Scale Interconnected Power Systems) โดยใช้หลักวิธีการแตก (Dantzaing-Wolfe Decomposition Algorithm) สมรรถนะของวิธีการแตกถูกทำให้สูงขึ้นโดยใช้กลยุทธ์หลายคอลัมน์และการแก้ไขหลาย ๆ อย่างในหลักวิธีการเดิม เทคนิคการสเกลถูกใช้เพื่อรับรองความเชื่อถือได้ของคำตอบ เมตริกซ์จาร์โคเบียน (Jacobian Matrix) ของระบบมีการจัดเรียงใหม่ในรูปแบบโครงสร้างเป็นบล็อก (Block Diagonal Structure) โดยแต่ละบล็อกจะตอบสนองต่อระบบย่อย (Subsystem) องค์ประกอบของจาร์โคเบียนมีการเกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อระหว่างระบบย่อยที่ถูกรวมกลุ่มกันราวกับว่าเป็นเงื่อนไขการเชื่อม แต่ละระบบย่อยจะถูกหาคำตอบอย่างอิสระจากกันโดยวิธีการสื่อสารทางเดียวที่ถูกสร้างขึ้นใหม่ (Revised Simplex Method) และส่งผลที่ได้ไปยังปัญหาหลัก ต่อมาคำตอบที่ได้จากปัญหาหลักจะถูกใช้ปรับแต่งฟังก์ชันเป้าหมายของระบบย่อย กระบวนการนี้จะกระทำจนกระทั่งลู่เข้าหาคำตอบ ในการทดสอบใช้ระบบ IEEE ขนาด 30 บัส และ 118 บัส

Falcao, *et al.* [17] เสนอหลักวิธีสำหรับการประมาณค่าสถานะแบบขนานและกระจายบนพื้นฐานหลักวิธีดั้งเดิม ร่วมกับเทคนิคเงื่อนไขการคับบั้งที่มีความเหมาะสมที่สุด (Coupling Constraints Optimization Technique) ผลลัพธ์จากการคำนวณแสดงให้เห็นว่าวิธีที่นำเสนอมีความแม่นยำ ทนทาน และสามารถลดเวลาในการคำนวณได้ อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้กระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดีและการสังเกตการณ์ยังไม่ได้ศึกษา

Ebrahimian and Baldick [18] เสนอหลักวิธีกระจายที่ทนทาน (Robust Distributed Algorithm) เพื่อใช้ประมาณค่าสถานะระบบกำลัง หลักวิธีดังกล่าวจะแตกระบบขนาดใหญ่ออกเป็นระบบขนาดเล็ก ๆ ที่ซ้อนทับกัน วิธีการแบบลากรางเกียนส์ (Lagrangians) ถูกใช้หาคำตอบระบบย่อยที่ซ้อนทับกัน กรณีศึกษาหลายกรณีถูกศึกษาโดยใช้ระบบไฟฟ้าจริงขนาดใหญ่จำนวน 2 ระบบ หลักวิธีที่นำเสนอถูกเปรียบเทียบกับหลักวิธีศูนย์กลาง (Centralized Algorithm) ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของวิธีที่นำเสนอเมื่อใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่

Xu and Abur [8] เสนอสมการ การหาคำตอบ และให้ผลการทดสอบสำหรับปัญหาการประมาณค่าสถานะของระบบที่มีอุปกรณ์ UPFC โดยใช้วิธีจุดภายใน (Interior Point Method) แก้ปัญหาการประมาณค่าสถานะที่มีลักษณะเป็นปัญหา Weight Least Square (WLS) ไม่เป็นเชิงเส้นที่มีเซตของเงื่อนไขการเท่าและไม่เท่ากัน การจำลองถูกกระทำบนระบบทดลอง IEEE ขนาด 14 บัสถึง 118 บัส และพบว่าตัวเลขสภาวะของระบบถูกทำให้แย่ลงเมื่อระบบมีขนาด

ใหญ่ขึ้นและมีการเพิ่มขึ้นของอุปกรณ์ UPFC ในระบบ จึงได้เสนอวิธีการสเกลเพื่อปรับปรุงคุณลักษณะการลู่เข้าหาคำตอบ

1.3 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1) เพื่อพัฒนาวิธีการวางเครื่องมือตรวจวัดที่เหมาะสมในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS
- 2) เพื่อพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาเพื่อหาจุดที่เหมาะสมที่เกิดจากการประมาณค่าสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มี FACTS
- 3) เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการประมาณค่าสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มี FACTS

1.4 ระเบียบวิธีวิจัย

- 1) ศึกษาวิธีการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 2) ศึกษาวิธีการวางเครื่องมือวัดที่เหมาะสมในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 3) ศึกษาปัญหาการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS
- 4) พัฒนาการแยกเครือข่ายวงจรเพื่อใช้ในการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS
- 5) พัฒนาโปรแกรมเพื่อใช้ในการประมาณค่าสถานะและการวางเครื่องมือวัด
- 6) ทดสอบประสิทธิภาพของการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS
- 7) ปรับปรุงวิธีการประเมินค่าสถานะที่น่าเสนอ
- 8) สรุปผลและเขียนบทความและรายงานการวิจัย

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

- งานวิจัยนี้จะปรับปรุงวิธี Interior Point Method เพื่อแก้ปัญหาค่าสถานะของระบบไฟฟ้าโดยจะใช้ร่วมกับ Weighted Least Absolute Value (WLAV) ซึ่งจะช่วยให้มีความทนทานเมื่อมีข้อมูลที่ไม่ดี

- การวางตำแหน่งเครื่องมือวัดที่เหมาะสมจะพัฒนาและทดสอบโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยเครื่องมือวัดที่จะพิจารณาคือ Remote Terminal Unit (RTU) และ Phase Measurement Unit (PMU) โดยใช้เทคนิคการหาคำตอบแบบวิทยาการศึกษาค้นคว้า (Heuristic Solution Techniques)

- อุปกรณ์ในระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความยืดหยุ่น (FACTS) ที่จะพิจารณา เช่น Unified Power Flow Controller (UPFC), Thyristor Controlled Phase-Shifting Transformer (TCPST) เป็นต้น โดยในการทดสอบจะพิจารณามากกว่า 1 ชนิดในระบบไฟฟ้ากำลัง

- ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาจะเป็นระบบมาตรฐานของ IEEE 14 บัส และระบบมาตรฐานของ IEEE 118 บัส เพื่อเปรียบเทียบผลของระบบที่มีทั้งขนาดเล็กและขนาดใหญ่
- ทำการวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดี (Bad data analysis) ที่เกิดขึ้นในระบบ
- ทำการศึกษาผลกระทบของวางเครื่องมือต่อการประมาณสถานะของระบบไฟฟ้า

1.6 ประโยชน์ที่จะได้รับจากโครงการวิจัยนี้

ได้วิธีการจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมและการประมาณค่าสถานะสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีระบบการส่งไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความยืดหยุ่น โดยสามารถใช้ได้กับ FACTS มากกว่า 1 ชนิด โดยสามารถตีพิมพ์ผลงานชื่อ Power system with multi-type FACTS devices states estimation based on predictor-corrector interior point algorithm ในวารสาร International Journal of Electrical Power and Energy Systems มีค่า impact factor 0.304

บทที่ 2

การประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System State Estimation)

2.1 บทนำ

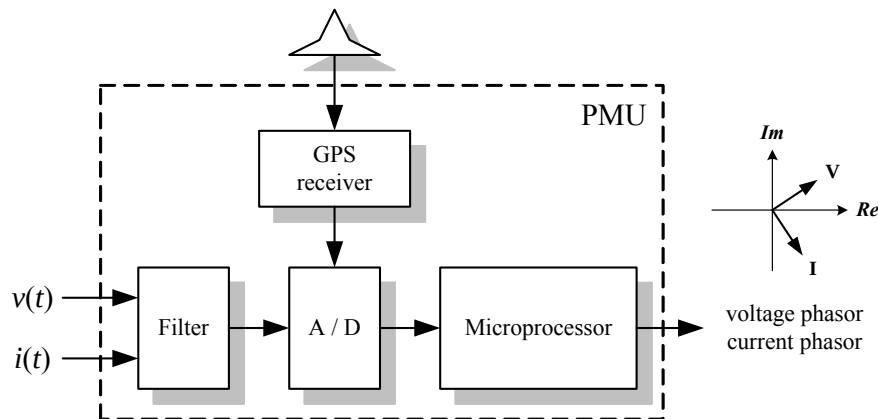
สถานะของระบบไฟฟ้ากำลังกระแสสลับสามารถอธิบายได้จากขนาดแรงดันและมุมเฟสที่บัสต่าง ๆ ในระบบ ข้อมูลเวลาจริง (Real-Time Data) ที่ได้มาจากระบบจะถูกนำไปใช้โดยตัวประมาณค่าสถานะ (State Estimator) ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้คำนวณหาขนาดแรงดันและมุมเฟสของบัสต่าง ๆ โดยข้อมูลเวลาจริงที่ป้อนให้ตัวประมาณค่าสถานะนั้นมี 2 ชนิด คือ ข้อมูล (Data) และข่าวสารภาวะ (Status information) ภาวะเปิดและปิดของอุปกรณ์สวิตช์ (เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ปลด และจุดแยกของหม้อแปลง) จะบ่งชี้ถึงโครงสร้างของระบบกำลัง ซึ่งอาจจะมีการเปลี่ยนแปลงโดยการทำงานของอุปกรณ์สวิตช์ การประมาณสถานะจะใช้ในศูนย์การควบคุมระบบไฟฟ้าในการควบคุมการส่งจ่ายไฟเมื่อมีข้อจำกัดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง การประมาณสถานะอาจจะเป็นแบบสถิต (Static) หรือ พลวัต (Dynamic) การประมาณค่าทั้งสองแบบได้ถูกนำมาใช้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยในงานวิจัยนี้จะศึกษาเฉพาะแบบสถิตเท่านั้น

ข้อดีของการประมาณค่าสถานะ คือ เมื่อข้อมูลจากการวัดเกิดผิดพลาดขึ้น หลักวิธีการประมาณค่าสถานะสามารถสร้างค่าสถานะซึ่งเป็นการประมาณที่ดีที่สุดที่เป็นไปได้ของค่าสถานะที่ถูกต้อง บางครั้งการประมาณค่าสถานะจะถูกใช้เพื่อประมาณปริมาณที่ไม่สามารถวัดได้โดยตรง ยิ่งกว่านั้นการประมาณค่าสถานะยังสามารถตรวจจับและบ่งชี้ว่าเครื่องวัดตัวใดในระบบที่ให้ข้อมูลไม่ถูกต้อง หรือในบางครั้งเครื่องวัดเกิดขัดข้องไม่สามารถตรวจวัดเพื่อให้ข้อมูลที่ถูกต้องได้

โดยทั่วไปแล้วข้อมูลที่ได้จากตัวแปลงสัญญาณ (Transducers) จะถูกรวบรวมโดยอุปกรณ์ที่เรียกว่า Remote Terminal Unit (RTU) ซึ่งถูกติดตั้งบนระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อรายงานการเปลี่ยนแปลงต่าง ๆ และเฝ้ามองข้อมูลการวัดบนบัส สาย และอุปกรณ์กำลังต่าง ๆ โดยในทุก ๆ ไม่กี่วินาที RTUs จะถูกกวาดจับค่า และเซตที่สมบูรณ์ของการวัดจะถูกส่งผ่านระบบสื่อสารไปยังศูนย์กลางควบคุมพลังงาน (Energy Control Center) RTUs ให้ค่า RMS ของขนาดแรงดัน กำลังที่ไหล และข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็น ปกติแล้วค่าของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟจะถูกวัดแล้วจะทำให้การประมาณค่าสถานะเป็นปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear Optimization Problem) ซึ่งต้องการเทคนิคการหาค่าตอบแบบวนซ้ำ เช่น วิธีที่มีพื้นฐานนิวตัน (Newton-Based Methods) [1] และเนื่องจากข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดไม่ได้ตรวจวัดที่เวลาเดียวกันทำให้การประมาณค่าในระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้ไม่เป็นค่าที่ถูกต้อง

ในปัจจุบัน การซิงโครไนซ์การวัด (Synchronizing Measurements) ถูกนำไปใช้ในการประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลัง [10][11] หน่วยการวัดเฟสเซอร์ (Phasor Measurement Units หรือ PMUs) เป็นอุปกรณ์การวัดซึ่งถูกซิงโครไนซ์โดยใช้การซิงโครไนซ์

สัญญาณจากดาวเทียม Global Positioning System (GPS) Satellite ประโยชน์ของการซิงโครไนซ์การวัดต่อการควบคุมการตรวจวัดในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นที่ทราบดีอยู่แล้ว โดยในรูปที่ 2.1 แสดงบล็อกไดอะแกรมการทำงานของ PMU ขนาดของแรงดันและกระแสที่มีขนาดสูงจะถูกแปลงให้มีขนาดที่เหมาะสมโดยตัววัด หม้อแปลงแรงดัน และหม้อแปลงกระแส ข้อมูลที่ได้จาก PMU ปกติจะเป็นเฟสเซอร์ของแรงดันและกระแส ซึ่งจะมีความแม่นยำกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลที่ได้จาก RTU [11] นอกจากนั้นเมื่อข้อมูลการวัดทั้งหมดเป็นเฟสเซอร์ของแรงดันและกระแส ทำให้สมการในการประมาณค่าสถานะจะกลายเป็นเชิงเส้นและการหาคำตอบสามารถได้มาโดยตรง (ไม่ต้องใช้เทคนิคการหาคำตอบแบบวนซ้ำ) รายละเอียดการวิเคราะห์ความแม่นยำของการวัดเฟสเซอร์ได้กล่าวในบทความ [22][23] คำจำกัดความของวัดแบบทันที (Real-time) หรือการซิงโครไนซ์การวัดได้กล่าวในรายละเอียดในมาตรฐาน IEEE Standard 1344-1995 [24]



รูปที่ 2.1 โครงสร้างอย่างง่ายของ PMU

จากการติดตั้งในสนาม ที่งานของ Virginia Tech ได้ดำเนินการติดตั้งให้กับบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้า 3 แห่งในทวีปอเมริกา คือ Bonneville Power Administration และ American Electric Power New York Power Authority ซึ่งปัจจุบันจำนวนของหน่วยการวัดเฟสเซอร์ที่ติดตั้งทั่วโลกมีจำนวนหลายร้อยหน่วย ซึ่งผลการศึกษาการติดตั้งหน่วยการวัดในระบบไฟฟ้ากำลังจริงในกล่าวในบทความ [25] ซึ่งคาดว่าจะมีการติดตั้งเพิ่มมากขึ้นเมื่อมีการนำไปประยุกต์ใช้งานมากขึ้นเรื่อยๆ

2.2 หลักพื้นฐานการประมาณค่าสถานะแบบเชิงเส้น (Basis of Linear State Estimation)

2.2.1 โมเดลการวัดเชิงเส้น (Linear Measurement Model)

แบบจำลองการวัดแบบเชิงเส้นที่ใช้ในการประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเขียนได้เป็น

$$z = Hx + \varepsilon \quad (2.1)$$

โดยที่ z	คือ เวกเตอร์ของค่าการวัดที่ได้มาจาก PMUs
x	คือ เวกเตอร์ของตัวแปรสถานะที่จะถูกประมาณค่า
H	คือ เมตริกซ์การวัด
ε	คือ เวกเตอร์ค่าผิดพลาดของการวัด

สมการในการประมาณค่าสถานะ (สมการที่ 2.1) สามารถถูกแบ่งออกได้เป็น 3 รูปแบบ คือ ถูกกำหนดเกิน (Over-determined) ถูกกำหนดสมบูรณ์ (Completely-determined) และ ถูกกำหนดต่ำกว่า (Under-determined) โดยขึ้นกับว่าจำนวนของสมการการวัดที่เป็นอิสระจะมากกว่า เท่ากับ หรือ น้อยกว่าจำนวนตัวแปรสถานะ ตามลำดับ คำตอบที่มีเพียงหนึ่งเดียวนั้นจะสามารถได้มาจากการไขถูกกำหนดเกินและถูกกำหนดสมบูรณ์เท่านั้น

วิธีการหลายวิธีถูกพัฒนาขึ้นเพื่อแก้ปัญหาการประมาณค่าสถานะ วิธีการ Weighted Least Squares (WLS) Method เป็นตัวประมาณที่ดีที่สุดในความหมายของมีค่าทางว่าสูงสุด (Maximum Likelihood Sense) เมื่อค่าผิดพลาดมีธรรมชาติการกระจายแบบเกาส์เซียน (Gaussian) แต่วิธีการ WLS ไม่สามารถกรองข้อมูลที่ไม่ดีออกไปได้ ในบทความ [13] ได้เปรียบเทียบวิธีการที่แตกต่างกัน 4 วิธี คือ 1) Normal Equation Method, 2) Orthogonal Transformation Method 3) Augmented Matrix Method 4) Pseudo-Inverses Method เพื่อใช้แก้ปัญหา WLS สำหรับวิธีการอื่นที่เรียกว่า Weighted Least Absolute Value (WLAV) Method มีการกล่าวไว้ว่าให้ผลที่ดีในการกรองข้อมูลที่ไม่ดี [1] วิธีการ WLAV สามารถถูกหาคำตอบโดยใช้วิธีการโปรแกรมแบบเชิงเส้น (Linear Programming) วิธีสื่อสารทางเดียว (Simplex Method) และวิธีจุดภายใน (Interior Point Method) [6] อย่างไรก็ตามวิธี WLAV มีการคำนวณที่มาก ดังนั้นหากต้องการนำไปใช้ในระบบเวลาจริงจะต้องเพิ่มเทคนิคช่วยปรับปรุงความเร็ว

2.2.2 วิธีสมการนอมอล (Normal Equation Method)

ปัญหาการประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลังที่ปราศจากเงื่อนไขสามารถถูกพิจารณาเป็นปัญหาการทำให้เหมาะที่สุดในความหมายของ WLS [1] ดังสมการที่ (2.2)

$$\text{Minimize } J(x) = [z - Hx]^T R^{-1} [z - Hx] \quad (2.2)$$

โดยที่ R เป็นเมตริกซ์ค่าความแปรปรวนร่วมของการวัด (Measurement Covariance Matrix) คำนำนหนักของเมตริกซ์นี้ถูกเลือกจากคุณลักษณะความแม่นยำของการวัด [14] เมตริกค่าความแปรปรวนร่วม (Covairances) R สามารถเขียนแทนได้ด้วยสมการดังนี้

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

โดยที่ σ_i คือค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation) ของความผิดพลาดของเครื่องมือวัดตัวที่ i และ m คือจำนวนของเครื่องมือวัด โดยปกติแล้วค่าความแปรปรวนร่วม (Covariances) ของการวัดจะไม่ทราบค่า โดยทั่วไปจะสมมติว่าข้อมูลได้มาจากเครื่องมือวัดที่เหมือนกัน ดังนั้น $\mathbf{R}$ จึงถูกสมมติให้เป็นเมตริกซ์หนึ่งหน่วย (Identity Matrix) สำหรับคำตอบของสมการที่ (2.2) ในเชิงของ WLS สามารถได้จาก

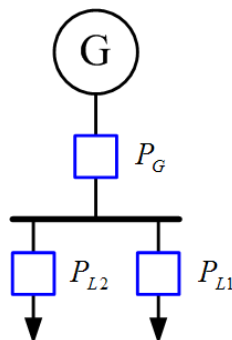
$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} \quad (2.4)$$

โดยที่ $\hat{\mathbf{x}}$ คือสถานะประมาณและ $\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$ คือเมตริกขยายของการประมาณสถานะ หลังจากทราบค่า $\hat{\mathbf{x}}$ แล้ว สามารถคำนวณหาค่าประมาณของปริมาณการวัด $\hat{\mathbf{z}}$ และค่าประมาณส่วนที่เหลือ (Estimation residual) $\hat{\mathbf{r}}$ จากสมการต่อไปนี้

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H} \hat{\mathbf{x}} \quad (2.5)$$

$$\hat{\mathbf{r}} = \mathbf{z} - \mathbf{H} \hat{\mathbf{x}} \quad (2.6)$$

ตัวอย่างที่ 2.1 พิจารณาระบบที่มีหนึ่งบัสดังแสดงในรูปที่ 2.2 ที่มีค่าการวัดดังนี้ $P_G^{meas} = 1.05$ p.u., $P_{L1}^{meas} = -0.72$ p.u., และ $P_{L2}^{meas} = -0.29$ p.u., ค่าความแปรปรวนร่วมมีค่าดังนี้ $\sigma_G^2 = 0.004$, $\sigma_{L1}^2 = 0.001$, $\sigma_{L2}^2 = 0.001$. โดยสมมุติให้ค่า P_G และค่า P_{L1} เป็นค่าตัวแปรสถานะของระบบนี้



รูปที่ 2.2 ระบบหนึ่งบัส

ดังนั้นโมเดลการวัดของระบบนี้คือ

$$\begin{aligned} P_G &= P_G^{meas} \\ P_{L1} &= P_{L1}^{meas} \\ -P_{L1} - P_G &= P_{L2}^{meas} \end{aligned}$$

สมการเหล่านี้สามารถเขียนในรูปของเมตริกได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_G \\ P_{L1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_G^{meas} \\ P_{L1}^{meas} \\ P_{L2}^{meas} \end{bmatrix}$$

โดยที่ เมื่อเทียบกับสมการที่ (2.1) จะได้ว่า

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} P_G \\ P_{L1} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{z} = \begin{bmatrix} P_G^{meas} \\ P_{L1}^{meas} \\ P_{L2}^{meas} \end{bmatrix}$$

ดังนั้น

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_G \\ P_{L1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_G^{meas} \\ P_{L1}^{meas} \\ P_{L2}^{meas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.05 \\ -0.72 \\ -0.29 \end{bmatrix}$$

เมื่อหาค่าเมตริกขยาย $\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$ จะได้ว่า

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 250 & 0 & 0 \\ 0 & 1000 & 0 \\ 0 & 0 & 1000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1250 & 1000 \\ 1000 & 2000 \end{bmatrix}$$

ดังนั้น ค่าประมาณสถานะ $\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}$ มีค่าดังนี้

$$\hat{\mathbf{x}} = 10^{-4} \begin{bmatrix} 13.3 & -6.67 \\ -6.67 & 8.33 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 250 & 0 & 0 \\ 0 & 1000 & 0 \\ 0 & 0 & 1000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.05 \\ -0.72 \\ -0.29 \end{bmatrix}$$

$$\hat{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \hat{P}_G \\ \hat{P}_{L1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.0233 \\ -0.7267 \end{bmatrix}$$

ค่าประมาณของปริมาณที่ตรวจวัด ($\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H} \hat{\mathbf{x}}$) และค่าประมาณส่วนที่เหลือ ($\hat{\mathbf{r}} = \mathbf{z} - \mathbf{H} \hat{\mathbf{x}}$) สามารถหาค่าได้ดังนี้

$$\hat{\mathbf{z}} = \begin{bmatrix} \hat{P}_G \\ \hat{P}_{L1} \\ \hat{P}_{L2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.0233 \\ -0.7267 \\ -0.2967 \end{bmatrix}$$

$$\hat{\mathbf{r}} = \begin{bmatrix} P_G^{meas} - \hat{P}_G \\ P_{L1}^{meas} - \hat{P}_{L1} \\ P_{L2}^{meas} - \hat{P}_{L2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0267 \\ 0.0067 \\ 0.0067 \end{bmatrix}$$

2.2.3 ค่าตัวเลขสภาวะ (Condition Number)

ค่าตัวเลขสภาวะของเมตริกใด ๆ คือ ค่าที่มากที่สุดของซิงกูลาร์ (Largest Singular Value)หารด้วยค่าที่น้อยที่สุดของซิงกูลาร์ (Smallest Singular Value) [28] สามารถเขียนแทนได้ด้วยสมการดังนี้

$$Cond(A) = \|A\| \times \|A^{-1}\| \quad (2.7)$$

โดยที่ $\|\cdot\|$ แทนค่าของนอร์มของเมตริก (Matrix norm) และ A ที่นอนซิงกูลาร์ (Nonsingular)

ค่าตัวเลขสภาวะเป็นดัชนีในการบ่งบอกว่าเมตริกนี้มีความใกล้เคียงจะเป็นตั้งฉากหรือ ออโธโกนอล (Orthogonal) หรือ ซิงกูลาร์ ถ้าเป็นเมตริกตั้งฉากจะมีค่าตัวเลขเงื่อนไขเท่ากับหนึ่งและถ้าหากเมตริกเป็นซิงกูลาร์จะมีค่าเงื่อนไขตัวเลขเป็นอนันต์ (Infinity) ดังนั้นถ้าหากเมตริกมีค่าตัวเลขสภาวะน้อยแสดงว่าเมตริกนี้มีเงื่อนไขที่ดี (Well-conditioned) แต่ถ้าหากเมตริกนั้นมีค่าตัวเลขเงื่อนไขมากแสดงว่ามีเงื่อนไขที่ไม่ดี (Ill-conditioned) หรือเข้าใกล้ที่จะเป็นเมตริกซิงกูลาร์ ค่าที่มากของตัวเลขสภาวะบ่งบอกถึงความสัมพันธ์ความแม่นยำทางเลขคณิต ยกตัวอย่างเช่น สำหรับความแม่นยำสองเท่าทางเลขคณิต (Double Precision Arithmetic) ตัวเลขสภาวะเท่ากับ 10^{12} แสดงให้เห็นว่าเมตริกนี้จะมีเงื่อนไขที่ไม่ดี [29] ดังนั้นในการพิจารณาระบบที่ใช้ความแม่นยำสองเท่าทางเลขคณิตจะมีค่าตัวเลขสภาวะน้อยกว่า 10^{12} เพื่อให้มั่นใจว่าในการลู่อเข้า ค่าตัวเลขสภาวะยังมีผลกระทบพียงกั้นอื่น เช่น การตรวจวัดข้อมูลที่ไม่ดี

2.3. การวางเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Measurement Placement)

การออกแบบระบบการวัดเพื่อทำการประมาณค่าสถานะเป็นงานที่ซับซ้อนมาก เหตุผลเกือบทั้งหมดของความซับซ้อนเป็นเพราะขนาดของระบบ ความต้องการให้มีความแม่นยำ มีความเชื่อถือได้ในภาวะที่ตัวแปลงสัญญาณและการสื่อสารข้อมูลล้มเหลว มีความสามารถที่จะปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของโครงข่าย และต้องการให้มีต้นทุนต่ำที่สุด ดังนั้นการออกแบบการจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุดจึงถูกบังคับโดยเงื่อนไขดังกล่าวเหล่านี้

เป้าหมายบางอย่างที่อาจถูกใช้เพื่อบ่งชี้ถึงการการจัดวางเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุด [14] เช่น

- จำนวนจุดวัดต่ำที่สุดในขณะที่ระบบยังสามารถถูกสังเกตการณ์ได้
- จำนวนตัววัดต่ำที่สุด
- ผลรวมของค่าที่เพี้ยนออกไป (Variances) มีค่าต่ำสุด
- ความเชื่อถือได้ของระบบสูงสุด
- ต้นทุนระบบวัดต่ำสุด
- ต้นทุนที่ต้องเพิ่มสำหรับการวัดต่ำสุด

สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ การวางกฎเกณฑ์ที่เข้มงวดสำหรับการจัดวางตำแหน่งเครื่องวัดที่เหมาะสมที่สุดนั้นมีความยากมากและต้องใช้เวลาในการค้นหาคำตอบทั่วไปที่เหมาะสมที่สุด ด้วยเหตุนี้เองที่วิธีการทั้งหมดที่ถูกนำเสนอจึงอยู่บนพื้นฐานของการวาง

กฎเกณฑ์ที่ไม่เข้มงวดหรือ เทคนิคการหาคำตอบแบบการเรียนรู้ (Heuristic Solution Techniques) ซึ่งคำตอบที่ได้จะเป็นค่าที่ใกล้เคียงกับค่าที่เหมาะสมที่สุด แต่ใช้เวลาคำนวณน้อยกว่าวิธีการที่ใช้ในการวางตำแหน่งของ PMU ที่ได้มีการศึกษาแล้วมีดังนี้

2.3.1 วิธีทฤษฎีทางกราฟ (Graph Theorem Method) [11]

การค้นหาโดยทฤษฎีทางกราฟจะอยู่บนพื้นฐานของโทโปโลยีของระบบ (System's Topology) กราฟย่อย (Subgraph) ของเครือข่ายที่ทำการวัดคือกราฟที่ประกอบด้วยโหนดและกิ่งที่ได้จากเครือข่ายที่ทำการวัด โดยกราฟย่อยอาจจะไม่เชื่อมต่อกันและอาจจะมีลูปอยู่ด้วยก็ได้ ซึ่งกราฟย่อยที่ประกอบด้วยทุกโหนดของกราฟเรียกว่า Spanning Subgraph ส่วนกราฟย่อยที่มีการวัดกระแสในแต่ละกิ่งของกราฟเรียกว่า Measurement-assigned Subgraph แนวคิดในการตรวจวัดเทียม (Pseudo-measurement) ประกอบด้วยกรณีที่ทราบค่าของเฟสเซอร์แรงดันทั้งสองด้านของกิ่งซึ่งทำให้การคำนวณค่ากระแสสามารถคำนวณได้จากการใช้กฎของโอห์ม นอกจากนี้ยังรวมถึงกรณีที่ทราบค่าของกระแสในทิศทางหนึ่งในทุกบัสทำให้กระแสที่ไม่ทราบค่าสามารถหาได้การใช้กฎของโอห์มเช่นกัน ในกรณีที่มีการวัดกราฟย่อยที่ประกอบด้วยทุกโหนดของเครือข่ายเรียกว่ากราฟย่อยการวัดขยาย (Spanning Measurement Subgraph) ซึ่งถ้าหากมีกราฟย่อยการวัดขยายสูงสุดจะครอบคลุมการวางตำแหน่ง PMU ขั้นตอนในการสร้างกราฟย่อยของการวัดทั่วทั้งเครือข่ายมีกฎที่ใช้ในการสร้างดังนี้

กฎข้อที่ 1 กำหนดการวัดเฟสเซอร์กระแสในแต่ละกิ่งที่ติดกระแทกไปที่บัสที่มี PMU ติดตั้งอยู่

กฎข้อที่ 2 กำหนดการวัดกระแสเทียมในแต่ละกิ่งที่เชื่อมต่อระหว่าง 2 บัสที่ทราบค่าแรงดัน

กฎข้อที่ 3 กำหนดการวัดกระแสเทียมในแต่ละกิ่งที่กระแสสามารถหาได้จากกฎกระแสของเคอร์ชอฟ

จากกฎดังกล่าวการวัดกราฟย่อยสามารถขยายไปสู่กราฟย่อยต่อไป จากแต่ละบัสที่เป็นส่วนของเครือข่ายจะเห็นว่าสามารถสังเกตการณ์ได้ (Observable) การรวบรวมของชุด PMU ในรูปแบบของการกระทำแบบลำดับโดยการวาง PMU ครั้งละหนึ่งในแต่ละครั้งในส่วนของเครือข่ายที่ไม่สามารถสังเกตการณ์ได้ ในความพยายามที่จะครอบคลุมให้มากที่สุด PMU ตัวใหม่จะถูกวางที่บัสที่มีการเชื่อมต่อกับกิ่งมากที่สุดซึ่งเป็นการใช้ความสามารถการวัดกระแสทั้งหมดที่กระแทกบัสนั้น ขั้นตอนนี้จะกระทำซ้ำจนกระทั่งเครือข่ายทั้งหมดสามารถสังเกตการณ์ได้ ซึ่งจะเห็นว่าขั้นตอนเหล่านี้ไม่ได้ทำให้มีจำนวน PMU ต่ำสุด เนื่องจากเมื่อเพิ่ม PMU ใหม่เข้าไป PMU ที่วางไปแล้วจะต้องย้ายที่ไปเพื่อให้ครอบคลุมได้มากที่สุด

2.3.2 วิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA)

GA เป็นวิธีการทางความฉลาดเทียม (Artificial Intelligent) ที่ทนทาน ซึ่งสามารถใช้ในการแก้ปัญหาได้หลากหลายสาขา ถึงแม้ว่าคำตอบของ GA จะไม่รับประกันว่าเป็นคำตอบที่ดีที่สุดทั้งหมด (Global Optimal Solution) แต่คำตอบที่ได้เป็นคำตอบที่ดี ข้อด้อยของวิธี GA คือ ใช้เวลามากในการคำนวณโดยเฉพาะระบบที่มีขนาดใหญ่ เพื่อที่จะทำให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้คำตอบเริ่มแรกของ GA ควรเริ่มจากกระบวนการของทฤษฎีกราฟก่อน ขั้นตอนของวิธี GA สำหรับการวางตำแหน่ง PMU มีขั้นตอนดังนี้ [30]

1) ขั้นตอนเริ่มต้น (Initialization): ในขั้นตอนนี้เริ่มต้นด้วยประชากรของคำตอบที่เป็นไปได้ของปัญหานี้ แต่ละคำตอบจะประกอบด้วยบิตที่แทนจำนวนการวัดที่เป็นไปได้อันจะถูกเพิ่มเข้าไปในระบบ โดยแต่ละคำตอบจะถูกคำนวณค่าความเหมาะสม (Fitness value) จะเป็นไปสัดส่วนของต้นทุนของการวัดในแต่ละคำตอบ

2) การเลือก (Selection) : ทำการเลือกคำตอบที่ให้ค่าความเหมาะสมสูงสุดเพื่อใช้ในการเป็นจุดเริ่มต้นของประชากรรุ่นต่อไป

3) การข้ามสายพันธุ์และการเปลี่ยนรูป (Crossover and Mutation) : เป็นการกระทำหลัก 2 อย่างทางด้านพันธุกรรม ซึ่งข้อมูลในแต่ละคำตอบจะมีการแลกเปลี่ยนกันและจัดการเพื่อทำให้ประชากรรุ่นต่อไปมีค่าความเหมาะสมที่ดีขึ้น

4) วนซ้ำในขั้นตอน 2-3 จนกระทั่งได้คำตอบที่ดีที่สุดหรือได้คำตอบตามเงื่อนไขที่กำหนด

2.3.3 วิธีการจำลองการเผา (Simulated Annealing Method)

วิธีการนี้มีพื้นฐานมาจากเทอร์โมไดนามิกซึ่งได้จากการก่อตัวของคริสตัลในของแข็งในช่วงของการเย็นตัว วิธีการนี้นิยมใช้ในการหาคำตอบในหลายๆปัญหาเกี่ยวกับการหาคำตอบที่ดีที่สุด อย่างไรก็ตามในการหาคำตอบที่ดีที่สุดทั้งหมดในเกือบทุกกรณีจำเป็นต้องเวลามากในการหาคำตอบด้วย บทความ [11] ได้นำวิธีการนี้ไปใช้ในการแก้ปัญหาการวางตำแหน่ง PMU โดยมีขั้นตอนดังนี้ เริ่มจากชุดการวางตำแหน่ง PMU ที่ได้จากตามกระบวนการของทฤษฎีกราฟแล้วเลือกการวางตำแหน่ง PMU แบบสุ่ม จากนั้นทำการแก้ไขแบบลำดับโดยในแต่ละครั้งทำการเปลี่ยนตำแหน่งครั้งละหนึ่ง PMU โดยการเปลี่ยนไปตำแหน่งบัสใหม่จะใช้วิธีการสุ่มเช่นเดียวกัน หลังจากนั้นให้คำนวณหาฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ใหม่สำหรับตำแหน่ง PMU ใหม่ ดำเนินการตามขั้นตอนนี้จนกระทั่งฟังก์ชันมีค่าเป็นศูนย์หรือเครือข่ายทั้งหมดสามารถสังเกตการณ์ได้ โดยในการตัดสินใจจะยอมรับการวางตำแหน่ง PMU ชุดใหม่หรือไม่อยู่บนพื้นฐานของการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้นของฟังก์ชันวัตถุประสงค์และการควบคุมอุณหภูมิ ฟังก์ชันอุณหภูมิหาปริมาณของเซตของ PMU ที่ยอมรับได้

2.3.4 วิธีโปรแกรมเลขจำนวนเต็ม (Integer Programming Method) [31]

การวางตำแหน่ง PMU ที่บัสที่กำหนดที่สามารถวัดค่าเฟสเซอร์แรงดันของบัสและเฟสเซอร์ กระแสของทุกกิ่งที่เชื่อมต่อกับบัสนั้น ดังนั้นทั้งระบบสามารถทำให้สามารถสังเกตการณ์ได้จากวางตำแหน่ง PMU ที่บัสที่ถูกต้อง จุดประสงค์หลักของการปัญหาวางตำแหน่ง PMU คือต้องการใช้จำนวน PMU ให้น้อยที่สุด ดังนั้นสำหรับระบบที่มีจำนวนบัส n บัส ปัญหาการวางตำแหน่ง PMU สามารถเขียนในรูปของสมการดังนี้

$$\text{Minimize} \quad \sum_i^n w_i x_i \quad (2.8)$$

$$\text{Subject to} \quad f(X) \geq b \quad (2.9)$$

โดยที่ X คือ เวกเตอร์ที่บ่งบอกถึงตำแหน่งของแต่ละบัสโดยกำหนดให้

$$x_i = \begin{cases} 1; & \text{if a PMU is installed at bus } i \\ 0; & \text{otherwise} \end{cases}$$

w_i คือค่าต้นทุนในการติดตั้ง PMU ที่บัส i

$f(X)$ คือฟังก์ชันเวกเตอร์ที่มีค่าไม่เป็นศูนย์ถ้าแรงดันบัสสามารถแก้มการได้จากเซตการวัดที่มีอยู่ และจะมีเป็นศูนย์หากเป็นกรณีอื่น

b คือเวกเตอร์ที่มีค่าเป็นหนึ่งทั้งหมด

การติดตั้ง PMU ตามค่าที่เป็นศูนย์ตาม X จะถือว่าเป็นการวัดที่ดีที่สุด

2.4. การวิเคราะห์ความสามารถในการสังเกตการณ์ (Observability Analysis)

การวิเคราะห์ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้เป็นส่วนประกอบที่สำคัญของการประมาณค่าสถานะแบบประมวลผลแบบทันที (Real-time State Estimator) เนื่องจากตัวแปรสถานะทั้งหมดซึ่งประกอบด้วยขนาดและมุมเฟสของบัสไม่สามารถประมาณค่าได้ถ้ามีการวัดไม่เพียงพอ ถ้าค่าที่วัดได้มีเพียงพอที่จะประมาณตัวแปรสถานะทั้งหมดในระบบนั้นแล้วระบบจะถูกพิจารณาให้สามารถสังเกตการณ์ได้ ซึ่งจำนวนของการวัดที่เป็นอิสระต้องไม่น้อยกว่าตัวแปรสถานะที่จะถูกประมาณค่า ความสามารถในการสังเกตการณ์ขึ้นกับเครื่องวัด (จำนวน ตำแหน่ง และชนิด) ที่สามารถให้ข้อมูลได้ และโครงสร้างของโครงข่าย อย่างไรก็ตามถ้าโครงข่ายไม่สามารถสังเกตการณ์ได้อย่างสมบูรณ์ ก็ยังคงมีประโยชน์ที่จะรู้ส่วนของโครงข่ายที่มีเครื่องวัดและยังคงสามารถประมาณค่าสถานะได้ โดยจะเรียกส่วนเหล่านั้นว่า Observable Islands การพิจารณาส่วนที่ไม่สามารถสังเกตการณ์ได้ก็มีความสำคัญ เพราะมีความเป็นไปได้ที่จะดัดแปลงส่วนเหล่านั้นให้สามารถสังเกตการณ์ได้โดยการเพิ่มเครื่องวัดที่เหมาะสมบางตัว

การวิเคราะห์ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้สามารถแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มที่สำคัญ คือ 1) ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางพีชคณิต (Algebraically Observable) 2) ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางจำนวน (Numerically Observable) และ 3)

ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยี (Topologically Observable) ซึ่งจะกล่าวแบบย่อๆในแต่ละกลุ่มได้ดังนี้

1) ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางพีชคณิต (Algebraically Observable)

ระบบที่เรียกว่าเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางพีชคณิตได้ถ้าเซตของการวัดมีแรงค์ของเมตริกขยายเท่ากับจำนวนตัวแปรสถานะที่ต้องการประมาณ โดยแรงค์เป็นส่วนที่บอกถึงจำนวนสมการที่ไม่ขึ้นแก่กันของระบบ [28]

2) ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางจำนวน (Numerically Observable)

ระบบที่เรียกว่าเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางจำนวนได้ถ้าโมเดลของการวัดสามารถแก้ได้เพื่อหาค่าตัวแปรสถานะ การที่มีค่าของดัชนีศูนย์ (Zero Pivot) ในระหว่างการแยกสามเหลี่ยม (Triangular Factorization) ของเมตริกขยายมักจะทำให้ในการหาสถานะที่ไม่สามารถหาคำตอบได้ [1] ถ้าหากมีค่าดัชนีศูนย์เกิดขึ้นการวัดค่าใหม่ควรจะเพิ่มเข้าไปตามตัวแปรสถานะที่ตรงกัน ถ้าระบบเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางจำนวนได้จะถือว่าระบบเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางพีชคณิตได้ อย่างไรก็ตามไม่ทางกลับกันอาจจะไม่จริงเสมอไปเนื่องจากเมตริกขยายต้องการแรงค์ที่อาจจะไม่เป็นเงื่อนไขที่ไม่ดีซึ่งอาจจะแก้สมการทางจำนวนไม่ อย่างไรก็ตามในระบบไฟฟ้ากำลังแล้วระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางพีชคณิตได้มักจะเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางจำนวนได้

3) ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยี (Topologically Observable)

แนวคิดของความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยีซึ่งแทนเครือข่ายของระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้ทฤษฎีทางกราฟ กราฟย่อยการวัดขยายสูงสุด (Maximum Spanning Measurement Subgraph) คือกราฟย่อยที่ประกอบด้วยทุกโหนดในกราฟที่แทนเครือข่าย ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังจะเป็นระบบที่สามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยีถ้ามีกราฟย่อยขยายของแรงค์เต็มสำหรับกราฟที่แทนเครือข่ายที่มีตำแหน่งการวัดดังกล่าว วิธีทางโทโปโลยีเป็นวิธีการวิเคราะห์ความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ที่รวดเร็ว อย่างไรก็ตามในบางกรณีปัญหาการประมาณค่าสถานะอาจจะแก้ปัญหาไม่ได้ถึงแม้ว่าระบบดังกล่าวจะมีความสามารถในการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยีก็ตาม

2.5.การวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดี (Bad Data Analysis)

ผลลัพธ์จากการประมาณสถานะจะมีความเชื่อถือได้ก็ต่อเมื่อการวัดไม่ได้รับผลกระทบจากค่าผิดพลาด ถ้าข้อมูลการวัดมีค่าผิดพลาดปนอยู่มาก ค่าสถานะที่ประมาณได้อาจจะมีความไม่น่าเชื่อถือ ดังนั้นฟังก์ชันที่สำคัญสำหรับการประมาณสถานะคือความสามารถในการตรวจจับและบ่งชี้ถึงข้อมูลที่ไม่ดีได้ ซึ่งข้อมูลที่ไม่ดีอาจเกิดขึ้นจากค่าการวัดที่ผิดพลาด ตัวแปรระบบไม่ถูกต้อง และการต่อโครงข่ายไม่ถูกต้อง ค่าการวัดผิดพลาดเป็นประเด็นหลักที่ถูกสนใจในการวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดี ความผิดพลาดจากการวัดสามารถจำแนกได้เป็น 3 กลุ่ม คือ ค่าผิดพลาดที่รุนแรง ค่าผิดพลาดหลอก ๆ (Gross errors) และค่าผิดพลาดจากสัญญาณรบกวน การเกิดขึ้น

ของข้อมูลที่ไม่ดีจะลดความแม่นยำของผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณค่าสถานะ อย่างไรก็ตามปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยกระบวนการตรวจจับ (Detection) การบ่งชี้ (Identification) และเคลื่อนย้ายข้อมูลที่ไม่ดีออกไป กระบวนการเหล่านี้โดยทั่วไปจะต้องการสมการระบบที่เป็น Over-determined หรือ มีการวัดที่เหลือเฟือ (Redundancy Measurements) ในทางปฏิบัตินั้น หลักวิธีที่จะใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลที่ไม่ดีควรมีสสมรรถนะบ่งชี้ที่ดี และมีการคำนวณที่มีประสิทธิภาพ

ในกรณีข้อมูลที่ไม่ดี (Bad data) แบบเดี่ยวและหลายข้อมูลที่ไม่เกี่ยวข้องกัน ผลจากการประมาณค่าสถานะมักจะไปใช้การทดสอบสมมุติฐาน [2] ข้อมูลที่ไม่ดีสามารถตรวจจับได้จากทดสอบหาค่า $J(\hat{x})$ บนฐานของ Chi-squared Statistic หลังจากทำการประมาณค่าแล้ว ถ้าขนาดของ $J(\hat{x})$ มีค่ามากกว่าค่าที่กำหนดแสดงว่ามีข้อมูลที่ไม่ดีปรากฏอยู่ในผลของการประมาณสถานะ สำหรับการบ่งชี้การวัดที่ไม่ดี (Bad Measurement) นั้นสามารถบ่งชี้โดยใช้วิธีทดสอบทางสถิติของค่าคงเหลือซึ่งหาได้จากสมการดังนี้

$$r^n = \left(\text{diag} (R_{\hat{r}}) \right)^{-1/2} \hat{r} \quad (2.10)$$

โดยที่

$$R_{\hat{r}} = \text{Cov}(\hat{r}) = R - H \left(H^T R^{-1} H \right)^{-1} H^T \quad (2.11)$$

ถ้าหากมีข้อมูลที่ไม่ดีถูกตรวจจับโดยใช้ขั้นตอนการทดสอบค่า $J(\hat{x})$ ดังนั้นค่าการวัดที่มีค่า r^n สูงสุดจะบ่งชี้ว่าเป็นข้อมูลที่เกิดผิดพลาด

บทที่ 3

วิธีการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุด

(An Optimal PMU Placement Method)

3.1 บทนำ

หน่วยการวัดเฟสเซอร์ (Phasor Measurement Units หรือ PMUs) เป็นอุปกรณ์การวัดซึ่งถูกซิงโครไนซ์โดยใช้การซิงโครไนซ์สัญญาณจากดาวเทียม Global Positioning System (GPS) Satellite ซึ่งใช้ในการวัดลำดับบวก (Positive Sequence) ของเฟสเซอร์กระแสและแรงดัน PMU นั้นสามารถวัดได้แม่นยำมากขึ้นและสามารถซิงโครไนซ์กันได้ด้วย นอกจากนี้ยังช่วยให้การประสิทธิภาพในประมาณสถานะดีขึ้นด้วยเนื่องจากค่าที่วัดได้เป็นค่าเฟสเซอร์กระแสและแรงดันทำให้สมการที่ใช้ในการประมาณสถานะมีลักษณะเป็นเชิงเส้นและสามารถหาคำตอบได้ง่ายกว่ากรณีของการประมาณสถานะที่มีลักษณะไม่เชิงเส้น [21] ปัญหาของการวางตำแหน่ง PMU เริ่มเป็นที่สนใจมากขึ้นในการประมาณค่าในระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากมีการนำ PMU มาใช้ในระบบมากขึ้น การวางตำแหน่ง PMU ควรกระทำภายใต้การพิจารณา 3 ข้อนี้คือ ความแม่นยำของการประมาณค่า ความเชื่อถือได้ของการประมาณค่าภายใต้เงื่อนไขการวัดขัดข้องและการเปลี่ยนรูปแบบของวงจร และสุดท้ายคือในเรื่องการลงทุน การวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดเป็นปัญหาที่ยากและใช้เวลาในการประมวลผลนานเพื่อที่จะได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุดทั้งหมด (Global Optimal Solution) ขั้นตอนการหาตำแหน่งที่เป็นระบบที่ให้คำตอบที่เกือบเหมาะสมที่สุดเป็นสิ่งที่ต้องการในการหาตำแหน่ง PMU

บทความ [11] ได้นำเสนอการวางเครื่องมือวัดเฟสเซอร์โดยใช้หลักการทางทฤษฎีของการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยีโดยใช้ทฤษฎีทางกราฟ การหาจำนวนบัสที่มีการวัดได้จากการวิธีการค้นหาแบบการแบ่งเป็นสองส่วน (Bisecting Search) และวิธีการจำลองการเผา (Simulated Annealing Method) อย่างไรก็ตามเงื่อนไขที่เป็นไปได้ในระบบไฟฟ้ากำลังไม่ได้พิจารณาร่วมด้วยทำให้เซตของการวัดที่ได้ไม่คงทนต่อการหายไปของการวัดและการขาดไปของกิ่ง บทความ [13] ได้นำเสนอการวางตำแหน่ง PMU โดยการเรียงตามแนวทางพันธุกรรมโดยพยายามวางเซตเครื่องมือวัด PMU น้อยที่สุดที่ยังทำให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้ในระหว่างการทำงานปกติและในการทำงานที่ขาดหายไปหนึ่งกิ่ง ซึ่งในการหาการวางตำแหน่งที่ดีที่สุดตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ถูกประมาณโดยใช้ทฤษฎีกราฟและหลักการทางพันธุกรรมเนื่องจากวิธีการนี้ต้องมีการคำนวณมากดังนั้นจะมีข้อจำกัดในเรื่องขนาดของระบบ บทความ [31] นำเสนอวิธีการวางตำแหน่ง PMU ที่ใช้โปรแกรมจำนวนเต็ม (Integer Programming) โดยอยู่บนหลักการของการสังเกตการณ์ได้ของเครือข่ายและต้นทุนของ PMU วิธีการนี้สามารถใช้กับกรณีที่มีเครื่องมือวัดผสมกันระหว่าง PMU และเครื่องมือวัดแบบดั้งเดิม โดยวิธีการนี้หาจำนวนบัสต่ำสุดเพื่อวางตำแหน่ง PMU เพื่อให้ทำให้เครือข่ายสามารถสังเกตการณ์ได้ โดยตั้งสมมุติฐานว่า PMU มีจำนวนช่องสัญญาณเพียงพอที่จะใช้เก็บข้อมูลเฟสเซอร์แรงดันบัสที่ต่ออยู่

และเฟสเซอร์กระแสทุกกิ่งที่ตกกระทบบัสนั้น อย่างไรก็ตามการสังเกตการณ์ได้ทางโทโปโลยีไม่ได้รับประกันว่าการประมาณสถานะจะหาคำตอบได้ [1] นอกจากนี้วิธีการนี้มักจะได้อัตราตัวเลขสภาวะของเมตริกการวัดมีค่ามาก ซึ่งจะเป็นผลทำให้คำตอบที่ได้ไม่มีความแม่นยำเนื่องจากการบิดเบือนในระหว่างการคำนวณ

วิธีการวางตำแหน่งที่ดีที่สุดสำหรับเครื่องมือวัดแบบดั้งเดิมที่พิจารณาถึงการกรณีที่เกิดเหตุการณ์อาจเกิดขึ้น (Contingency) ได้มีการกล่าวถึงในบทความ [10][32][33] โดยที่บทความ [10] ได้นำเสนอขั้นตอนการเลือกแบบลำดับอยู่บนพื้นฐานของความไวของการวัดและดัชนีประสิทธิภาพการวัดที่เกิดการเสียหาย บทความ [32] ได้นำเสนอวิธีโทโปโลยีที่พิจารณาเพียงกรณีกิ่งหนึ่งไม่สามารถใช้งานได้ ส่วนบทความ [33] ได้นำเสนอวิธีทางจำนวนเพื่อปรับปรุงระบบการวัดให้สามารถสังเกตการณ์ได้ภายใต้เงื่อนไขเครื่องมือวัดหนึ่งเครื่องขัดข้องและหนึ่งกิ่งเกิดเสียหาย

ดังนั้น ในบทความนี้จะนำเสนอวิธีการวางตำแหน่ง PMU สำหรับการประมาณสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังโดยอยู่บนพื้นฐานของตัวเลขสภาวะต่ำสุดสำหรับเมตริกการวัดที่ถูกนอกลมอลไลซ์ วิธีการที่นำเสนอจะหาเซตของการวัดที่ดีที่สุดที่จำเป็นสำหรับการทำให้ระบบการสังเกตการณ์ทางจำนวนได้ครบสมบูรณ์ (Completely System Numerical Observability) และกรณีที่เกิดขึ้นในกรณีเครื่องมือวัดหนึ่งเครื่องขัดข้องและหนึ่งกิ่งเกิดเสียหาย ตำแหน่งของเครื่องมือวัดเหล่านี้ถูกจัดตำแหน่งใหม่โดยใช้วิธีการเรียนรู้เพื่อให้มีจำนวนสถานีที่ติดตั้ง PMU มีจำนวนน้อยที่สุด นอกจากนี้จะได้นำเสนอเทคนิคการแยกเครือข่ายสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

3.2 การกำหนดปัญหา (Problem Formulation)

ในบทนี้ ทำการเลือกแรงดันเฟสเซอร์ที่ทุกบัสบาร์เป็นตัวแปรสถานะซึ่งสามารถนำไปคำนวณหาค่ากระแสกิ่ง กระแสชาน (Shunt Current) และกระแสฉีด (Injection Current) เข้าบัสของระบบได้ ค่าที่ทำการวัดคือเฟสเซอร์แรงดันบัส เฟสเซอร์กระแสฉีดและเฟสเซอร์กระแสกิ่ง จากข้อมูลการวัดดังกล่าวสามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างเวกเตอร์ประมาณตัวแปรสถานะและเวกเตอร์การวัดในกรณีที่มีการวัดผิดพลาด สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังสมการ

$$\begin{bmatrix} z_V \\ z_I \\ z_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ Y_{IM} & Y_{IC} \\ Y_{BM} & Y_{BC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_M \\ v_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_V \\ \varepsilon_I \\ \varepsilon_B \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

โดยที่ **1** คือเมตริกหนึ่ง

z_V , z_I , และ z_B คือค่าการวัดของเวกเตอร์ย่อยของแรงดันบัส กระแสฉีด และกระแสกิ่งตามลำดับ

Y_{IM} , Y_{IC} คือเมตริกย่อยของบัสแอดมิตแตนซ์ของแรงดันบัสที่ได้จากวัดและการคำนวณสัมพันธ์กับ z_I ตามลำดับ

Y_{BM} , Y_{BC} คือเมตริกย่อยของบัสแอดมิตแตนซ์ของแรงดันบัสที่ได้จากวัดและการคำนวณสัมพันธ์กับ z_B ตามลำดับ

v_M , v_C คือเวกเตอร์ย่อยแรงดันบัสที่ได้จากวัดและการคำนวณ ตามลำดับ

ε_V , ε_I , และ ε_B คือเวกเตอร์ย่อยการค่าความผิดพลาดในการวัด

สมการ (3.1) สามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

$$z = H v + \varepsilon \quad (3.2)$$

โดยที่ z คือ เวกเตอร์ของค่าการวัด

v คือ เวกเตอร์ของตัวแปรสถานะที่จะถูกประมาณค่า

H คือ เมตริกซ์การวัด

ε คือ เวกเตอร์ค่าผิดพลาดของการวัด

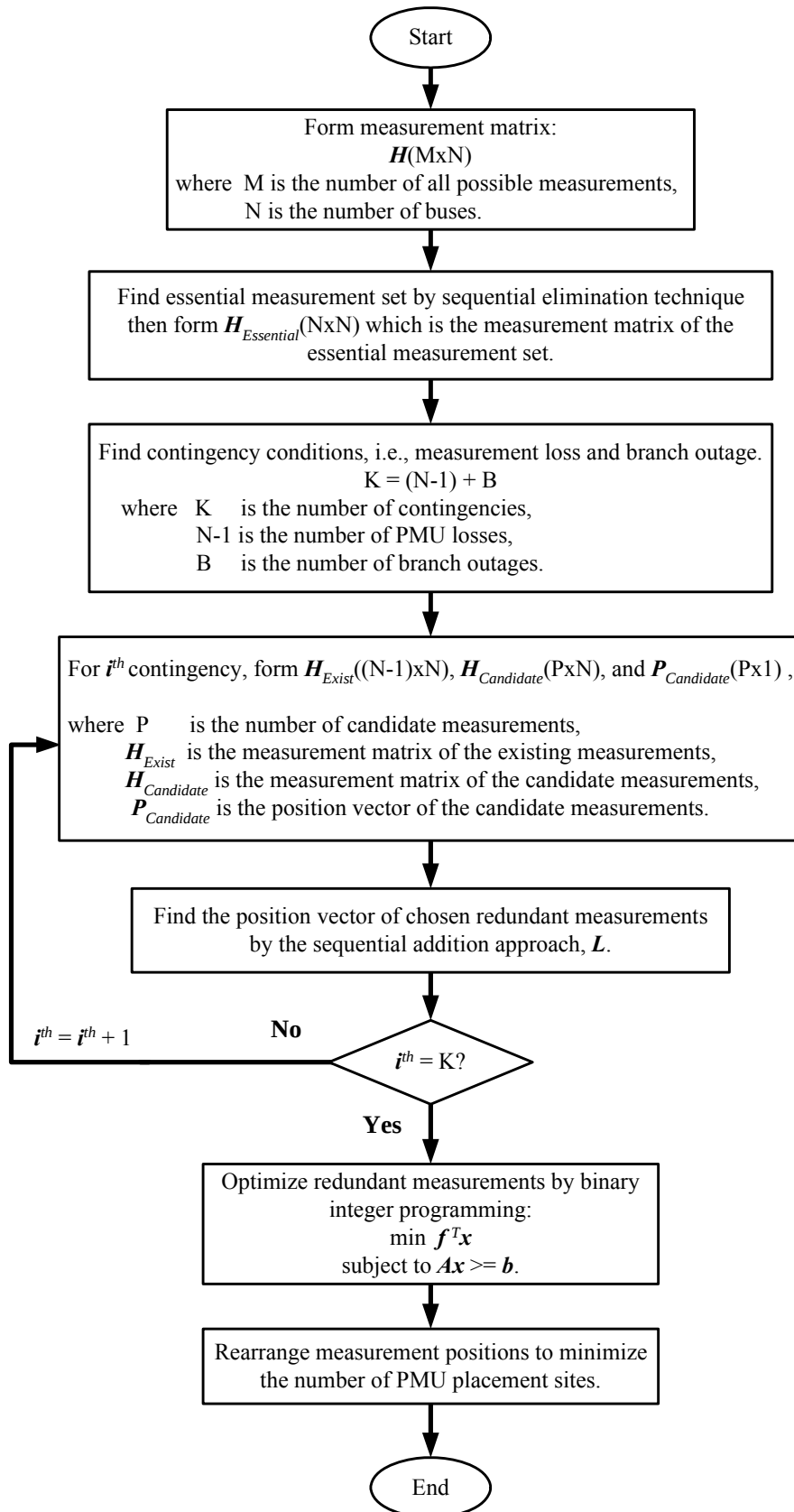
สมการ (3.2) แสดงความสัมพันธ์ที่เป็นไปได้ทั้งหมดระหว่างค่าจากการวัดและตัวแปรสถานะที่ประมาณ ในทางปฏิบัติอุปกรณ์การวัดจะไม่วางไปยังทุกตำแหน่งที่เป็นไปได้เนื่องจากเหตุผลทางเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องหาเซตตำแหน่งการวัดที่เหมาะสมที่ยังคงทำให้ตัวแปรสถานะทุกสถานะภายใต้เงื่อนไขที่กำลังพิจารณา ยังคงสามารถประมาณได้โดยใช้จำนวนเครื่องมือวัดน้อยที่สุด

มีข้อสังเกตว่าถ้าค่าการวัดที่ได้ไม่มีความผิดพลาด ปัญหาในการประมาณค่าตามสมการ (3.2) สามารถพิจารณาว่าเป็นปัญหาพีชคณิตเชิงเส้น (Linear Algebraic Problem) โดยที่แต่ละแถวของเมตริกการวัดจะเชิงเส้นไม่ขึ้นแก่กันกับจำนวนเครื่องมือวัดที่น้อยที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง นอกจากนี้ตัวเลขสภาวะของเมตริกการวัดจะเป็นหนึ่งในปัจจัยสำคัญสำหรับขั้นตอนการแก้สมการ [28] ตัวเลขสภาวะที่มีค่ามากอาจทำให้ปัญหาไม่สามารถแก้ได้หรือคำตอบไม่มีความแม่นยำ ดังนั้นหนึ่งในเกณฑ์สำหรับปัญหาการวางตำแหน่ง PMU คือการหาการวัดต่ำสุดที่มีค่าตัวเลขสภาวะของเมตริกการวัดน้อย

การขัดข้องของเครื่องมือวัดอาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังหรือวงจรเครือข่ายอาจเปลี่ยนไปเนื่องจากการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิดการผิดปกติในระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจเป็นผลทำให้ระบบไม่สามารถสังเกตการณ์ได้ ดังนั้นการตำแหน่งการวัดที่ดีควรจะต้องพิจารณาถึงกรณีเครื่องมือวัดขัดข้องและกึ่งขัดข้อง

3.3 ขั้นตอนการวางตำแหน่ง PMU

ขั้นตอนการวางตำแหน่งที่นำเสนอแสดงในผังงานในรูปที่ 3.1 ซึ่งประกอบด้วย 4 ขั้นตอนคือ ขั้นตอนแรก ทำการหาเซตการวัดภายใต้เงื่อนไขถูกกำหนดสมบูรณ์ (Completely-determined) ซึ่งเรียกว่าเซตการวัดสำคัญ (Essential Measurement Set) ขั้นตอนต่อไป เซตการวัดส่วนเกิน (Redundant Measurement set) มาจากการวัดภายใต้เงื่อนไขการเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นแต่ละเหตุการณ์ ซึ่งทั้งสองขั้นตอนใช้ตัวเลขสภาวะที่ต่ำสุดของเมตริกการวัดที่ถูกนอลมอลไลซ์เป็นเกณฑ์ในการเลือกตำแหน่งการวัด ขั้นตอนต่อไป จากข้อมูลการวัดเหล่านี้ ใช้



รูปที่ 3.1 ผังงานของการวางตำแหน่ง PMU

เทคนิค Binary Integer Programming ในการคัดเลือกเซตการวัดเกินที่เหมาะสมที่สุด ขั้นตอนสุดท้ายใช้วิธีการเรียนรู้ที่นำเสนอเพื่อจะได้จำนวนสถานที่ติดตั้ง PMU น้อยที่สุดโดยใช้ข้อมูลการวัดสำคัญและการวัดเกินที่เหมาะสมที่สุดเป็นส่วนในการพิจารณา โดยแต่ละขั้นตอนสามารถอธิบายได้ดังนี้

3.3.1 การหาเซตการวัดสำคัญ (Finding Essential Measurement Set)

ขั้นตอนนี้เริ่มจากการหาเซตการวัดสำคัญ ซึ่งเป็นการหาตำแหน่งและชนิดของเครื่องมือวัดที่เงื่อนไขถูกกำหนดสมบูรณ์ นั่นคือจำนวนการวัดเท่ากับจำนวนของการสถานะประมาณ วิธีที่นำเสนอแตกต่างจากบทความ [14] [34] ที่ใช้เมตริกการวัดนอมอลไลซ์ในขั้นตอนการลดทอนแบบลำดับ โดยการหาเมตริกการวัดนอมอลไลซ์ทำได้โดยแปลงนอร์มของแต่ละแถวของเมตริกการวัดให้มีค่าเป็นหนึ่ง เมตริกการวัดนอมอลไลซ์สามารถใช้เป็นเมตริกการวัดของการโมเดลการวัดเชิงเส้นสำหรับการประมาณสถานะ โดยปกติในการคำนวณในระบบไฟฟ้ากำลังมักจะใช้ระบบต่อหน่วย ซึ่งระบบไฟฟ้ากำลังมีค่าต่าง ๆ สูง ทำให้ฐานของอิมพีแดนซ์ต่อหน่วยมีค่าสูงและมักจะมากกว่าค่าอิมพีแดนซ์จริงของสายส่ง ทำให้ค่าแอดมิตแตนซ์ต่อหน่วยของสายส่งมีค่ามากกว่าหนึ่ง เป็นผลทำให้นอร์มของแต่ละแถวเวกเตอร์ของเมตริกการวัดมีค่าไม่น้อยกว่าหนึ่ง ดังนั้นค่าการวัดและค่าความผิดพลาดในสมการ (3.1) อาจจะไม่เปลี่ยนแปลงหรืออาจจะมีค่าลดลง

สมมติให้จำนวนของเครื่องมือวัดที่จะใช้มีจำนวนเป็น M และจำนวนของตัวแปรสถานะมีค่าเป็น N การกำจัดแบบลำดับ (Sequential Elimination) สามารถอธิบายได้โดยโปรแกรมดังนี้

Sequential Elimination Pseudo-code

```

Input :  $H$ ,  $M \times N$  matrix ( $M \geq N$ );
Output :  $H_{\text{Essential}}$ ,  $N \times N$  matrix;
Normalize each row of  $H$  to unit row vector;
 $H_{\text{Essential}} = H$ ;
for  $j = 1$  to  $(M-N)$ ,
    nrow = the number of rows of  $H_{\text{Essential}}$ ;
    for  $i = 1$  to nrow,
         $H_i = H_{\text{Essential}}$ ;
        Eliminate  $i$ -th row from  $H_i$ ;
         $C(i) =$  Find the condition number of  $H_i$ ;
    end
    Find imin such that  $C(i) \geq C(\text{imin})$ ;
    Eliminate imin-th row from  $H_{\text{Essential}}$ ;
end
return  $H_{\text{Essential}}$ ;
    
```

3.3.2 การเลือกการวัดส่วนเกิน (Selection of Redundant Measurement)

ในบทนี้เงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์จะพิจารณากรณีที่เกิดการขัดข้องของเครื่องมือวัด 1 เครื่องและกรณีหนึ่งก็เกิดการขัดข้อง โดยที่การวัดแรงดันที่บัสอ้างอิงเป็นเครื่องมือวัดที่สำคัญ ซึ่งไม่สามารถกำหนดให้เกิดการขัดข้องได้ การหาการวัดส่วนเกินจากเงื่อนไขของการเกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ โดยจะใช้วิธีการเพิ่มแบบลำดับ โดยในขั้นตอนนี้จะหาการวัดที่จำเป็นจากเงื่อนไขของการเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้การประมาณสถานะสามารถแก้ปัญหาได้ภายใต้เงื่อนไข

ในกรณีของการเกิดการขัดข้องของเครื่องมือวัด เมตริกการวัดจะถูกปรับเปลี่ยนโดยการเอาแถวที่ตรงกับการขัดข้องของเครื่องมือวัดนั้นออกไป อย่างไรก็ตามเมื่อวงจรเปลี่ยนไปจึงจำเป็นต้องมีการสร้างเมตริกการวัดใหม่ที่สอดคล้องกับเงื่อนไขที่เกิดการขัดข้อง การวัดที่ทำให้ได้ค่าเมตริกการวัดที่นอมอลไลซ์ที่ให้ค่าตัวเลขสถานะต่ำกว่าค่าที่กำหนดจะเลือกการวัดนี้เป็นการวัดส่วนเกิน เนื่องจากเฟสเซอร์แรงดันบัสถูกเลือกให้เป็นตัวแปรสถานะ ดังนั้นจำนวนของการวัดแรงดันควรจะเป็นจำนวนที่น้อยที่สุดที่จะทำได้ อย่างไรก็ตามในกรณีที่ไม่มีกรวัดกระแสก็ทำให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้ภายใต้เงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์ก็จำเป็นต้องเลือกการวัดแรงดันบัสเป็นตัวเลือก

กำหนดให้ H_{Exist} เป็นเมตริกการวัดของระบบที่เป็นอยู่ $H_{Candidate}$ เป็นเมตริกการวัดของระบบที่เป็นตัวเลือก และ $P_{Candidate}$ เป็นเวกเตอร์ตำแหน่งของการวัดของระบบที่เป็นอยู่ ขั้นตอนของการเพิ่มแบบลำดับสามารถอธิบายได้ด้วยโปรแกรมดังนี้

Sequential Addition Pseudo-code

Input : H_{Exist} , $(N-1) \times N$ matrix;

$H_{Candidate}$, $P \times N$ matrix;

$P_{Candidate}$, $P \times 1$ matrix;

Threshold;

Output : L , $Q \times 1$ matrix;

$L = \{\}$;

Normalize each row of H_{Exist} and $H_{Candidate}$ to unit row vector;

for $i = 1$ to P ,

$H_i = H_{Exist}$;

Append the i -th row of $H_{Candidate}$ to H_i ;

$H_c =$ Find the condition number of H_i ;

if $H_c \leq$ Threshold,

$L = \{L, P_{Candidate}(i)\}$;

end

end

return L ;

เอาต์พุตจากการเพิ่มแบบลำดับประกอบด้วยรายละเอียดของการวัดส่วนเกินที่จะถูกเพิ่มเข้าไปกับการวัดที่สำคัญเพื่อให้เกิดการความสามารถการสังเกตการณ์ได้สมบูรณ์เมื่อเกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ เกิดขึ้น รายละเอียดนี้นำไปใช้ในการสร้างเมตริกตัวเลือกเหตุการณ์ (Contingency-Candidate Matrix, A) แถวและคอลัมน์ของเมตริก A จะเป็นไปตามเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและการวัดส่วนเกินตามลำดับ โดยที่ A_{ij} มีค่าเท่ากับหนึ่งถ้าการวัดที่ j ถูกเลือกเป็นสำหรับกรณีการเกิดเหตุการณ์ที่ i นอกเหนือจากนี้ให้มีค่าเป็นศูนย์

3.3.3 หากการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุด (Finding Optimal Redundant Measurement)

การแก้ปัญหาการวางตำแหน่งของเครื่องมือวัดแบบดั้งเดิมคือ ขนาดแรงดัน กำลังไฟฟ้า ที่ฉีดเข้าไป และการวัดการไหลกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธี Binary Integer Programming ได้นำเสนอใน [31] โดยในงานในส่วนนี้จะใช้วิธีข้างต้นในการหาการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดสำหรับเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้น เพื่อเป็นง่ายกำหนดให้ต้นทุนของการวัดส่วนเกินที่เป็นตัวเลือกแต่ละอันมีค่าเท่ากัน ดังนั้นปัญหาการวางตำแหน่ง PMU ส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดสามารถเขียนในรูปแบบของ Binary Integer Programming ได้ดังนี้

$$\text{Minimize } f^T x \quad (3.3)$$

$$\text{Subject to } Ax \geq b \quad (3.4)$$

โดยที่ $f^T = [1, 1, \dots, 1]$, $b^T = [1, 1, \dots, 1]$, และ x คือเวกเตอร์คำตอบที่เป็นฐานสองที่มีค่าเป็น 0 หรือ 1 การวัดส่วนเกินตามค่าที่ไม่เป็นศูนย์ของ x ถือว่าเป็นการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุด

3.3.4 การลดจำนวนสถานที่ติดตั้ง PMU ให้น้อยที่สุด (Minimization of PMU Placement Sites)

ถึงแม้ว่าจะได้ทำการติดตั้ง PMU ที่แต่ละตำแหน่งการวัดที่หาได้จากขั้นตอนข้างต้นในทางปฏิบัติ PMU และเครื่องมือวัดจะติดตั้งที่บัสที่เป็นสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบไฟฟ้ากำลัง ข้อมูลการวัดได้ทำการแลกเปลี่ยนและซิงโครไนซ์กับศูนย์ควบคุมกลางโดยผ่านดาวเทียม GPS หรือช่องสัญญาณไฟเบอร์นำแสง ซึ่งกระบวนการเหล่านี้ต้องการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์อย่างมาก ดังนั้นการลดจำนวนสถานที่ติดตั้ง PMU เพื่อเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการสื่อสารลงสำหรับสถานที่ติดตั้งที่มีเครื่องมือวัดหลายตัวจำเป็นต้องใช้ PMU ที่มีหลายช่องสัญญาณ ถึงแม้ว่าอุปกรณ์การวัดแรงดันบัสและกระแสจัดไม่สามารถย้ายไปจากตำแหน่งเริ่มต้นได้ จะสังเกตเห็นว่าถ้าย้ายตำแหน่งการวัดกระแสจากด้านหนึ่งไปอีกด้านหนึ่งจะไม่ทำให้ค่าของตัวเลขสภาวะเปลี่ยนไป ดังนั้นตำแหน่งการวัดสามารถย้ายตำแหน่งที่ใช้หลักเกณฑ์ตัวเลขสภาวะต่ำสุดเพื่อให้มีสถานที่ติดตั้ง PMU น้อยที่สุดโดยใช้หลักการเรียนรู้ สามารถสรุปขั้นตอนได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 จากข้อมูลของตำแหน่งการติดตั้งเครื่องมือวัดที่ได้จากการวิธีการวางตำแหน่งเครื่องมือ พิจารณาว่าบัสใดมีอุปกรณ์การวัดกระแสชนิดหรือแรงดันบัส ให้เรียกบัสนี้ว่า บัสหลัก (Major buses) ส่วนบัสอื่นๆให้เรียกว่า บัสรอง (Minor buses)

ขั้นตอนที่ 2 ถ้ามีอุปกรณ์การวัดกระแสกึ่งในกึ่งที่เชื่อมกับบัสหลักให้ย้ายอุปกรณ์ดังกล่าวไปใกล้กับบัสหลัก

ขั้นตอนที่ 3 พิจารณากึ่งที่มีอุปกรณ์การวัดกระแสกึ่งที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับบัสหลัก ให้หาบัสรองที่มีการเชื่อมต่อมากที่สุดที่มีการวัดกระแสกึ่ง จากนั้นให้ย้ายอุปกรณ์ดังกล่าวไปยังบัสนั้น โดยที่บัสรองนี้จะไม่นำมาพิจารณาอีกในรอบต่อไป

ขั้นตอนที่ 4 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 จนกระทั่งจำนวนการต่อสูงสุดของการวัดกระแสกึ่งมีค่าเป็นหนึ่งโดยที่การวัดเทียม (Pseudo Measurement) จะไม่นำมาพิจารณาในการกระบวนนี้ เนื่องจากไม่มีการติดตั้ง PMU จริง

ตัวอย่างที่ 3.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง 6 บัสดังแสดงในรูปที่ 3.2 (a) ซึ่งมีห้าสถานีในการติดตั้งอุปกรณ์ จงลดสถานีในการติดตั้งอุปกรณ์ให้กับระบบดังกล่าว

ขั้นตอนที่ 1 : หาบัสหลักและบัสรอง

จาก	ไปยัง	ชนิดการวัด	ชนิดบัส
1	-	แรงดันบัส	บัสหลัก
2	4	กระแสกึ่ง	บัสรอง
3	1	กระแสกึ่ง	บัสรอง
3	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง
5	6	กระแสกึ่ง	บัสรอง
6	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง

ขั้นตอนที่ 2 : ย้ายอุปกรณ์ไปยังบัสหลัก

จาก	ไปยัง	ชนิดการวัด	ชนิดบัส
1	-	แรงดันบัส	บัสหลัก
2	4	กระแสกึ่ง	บัสรอง
1	3	กระแสกึ่ง	บัสรอง
3	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง
5	6	กระแสกึ่ง	บัสรอง
6	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง

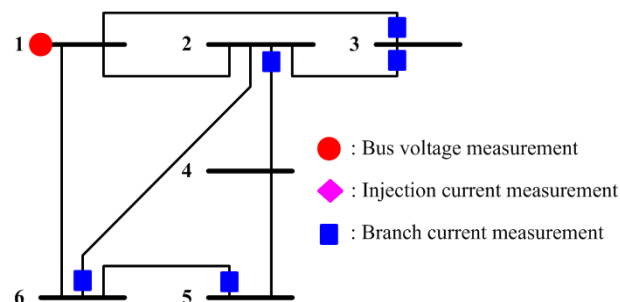
ขั้นตอนที่ 3 : พิจารณาเฉพาะตัวเลขหนาเท่านั้น จะเห็นว่าบัส 2 มีการเชื่อมต่อมากที่สุดคือ 3 ซึ่งเชื่อมต่อกับบัส 3 4 และ 6 ดังนั้นเลือกบัส 2 ในการดำเนินการ

จาก	ไปยัง	ชนิดการวัด	ชนิดบัส
1	-	แรงดันบัส	บัสหลัก
2	4	กระแสกึ่ง	บัสรอง
1	3	กระแสกึ่ง	บัสรอง
3	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง
5	6	กระแสกึ่ง	บัสรอง
6	2	กระแสกึ่ง	บัสรอง

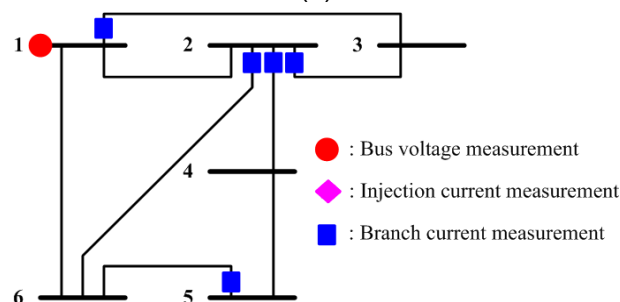
ดังนั้น ย้ายอุปกรณ์การวัดไปที่บัส 2 จะได้ว่า

จาก	ไปยัง	ชนิดการวัด	ชนิดบัส
1	-	แรงดันบัส	บัสหลัก
2	4	กระแสกึ่ง	บัสรอง
1	3	กระแสกึ่ง	บัสรอง
2	3	กระแสกึ่ง	บัสรอง
5	6	กระแสกึ่ง	บัสรอง
2	6	กระแสกึ่ง	บัสรอง

ขั้นตอนที่ 4 : หลังจากย้ายอุปกรณ์การวัดจากบัส 5 และบัส 6 มีการเชื่อมต่อเท่ากับหนึ่ง ดังนั้นขั้นตอนการวนซ้ำสิ้นสุดและตำแหน่งของระบบไฟฟ้ากำลัง 6 บัสที่ได้ดังแสดงในรูปที่ 3.2 (b) ซึ่งจะสังเกตเห็นว่าจำนวนสถานีในการติดตั้งอุปกรณ์ลดลงจาก 5 สถานีเหลือเพียง 3 สถานีเท่านั้น



(a)



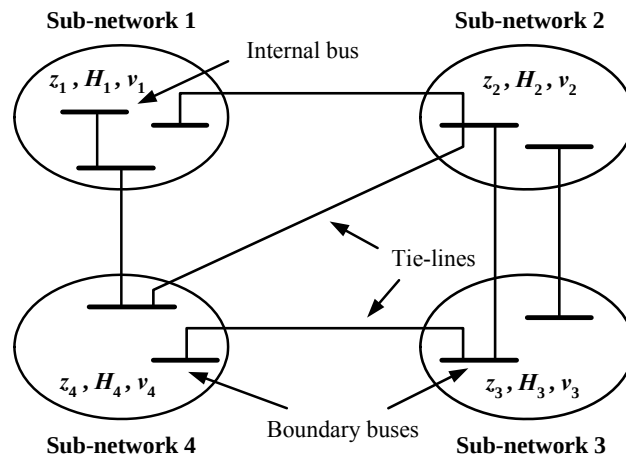
(b)

รูปที่ 3.2 ระบบไฟฟ้ากำลัง 6 บัส (a) ก่อนการย้ายอุปกรณ์ (b) หลังจากการย้ายอุปกรณ์

3.3.5 เทคนิคการแยกเครือข่าย

สมมติให้เครือข่ายทั้งหมดสามารถแยกย่อยออกเป็นเครือข่ายย่อยที่สามารถสังเกตการณ์ได้ที่ไม่ทับซ้อนกันจำนวน r เครือข่ายย่อย โดยแต่ละเครือข่ายย่อยประกอบด้วยบัสภายใน (Internal Buses) ซึ่งอยู่ภายในเครือข่ายย่อยนี้เท่านั้น บัสขอบ (Boundary Buses) โดยแต่ละเครือข่ายย่อยเชื่อมต่อกับสายส่งเชื่อม (Tie-lines) ยกตัวอย่างเช่นในวงจรในรูปที่ 3.3 ซึ่งเป็นการแยกเครือข่ายออกเป็น 4 เครือข่ายย่อย ในการหาสมการประมาณสถานะของเครือข่ายย่อยที่แยกจากกันโดยที่มีข้อจำกัดของการวางตำแหน่งการวัดดังนี้

- 1) ไม่มีเครื่องมือวัดกระแสที่บัสขอบ
- 2) ไม่มีเครื่องมือวัดกระแสที่บนสายส่งเชื่อม
- 3) แต่ละเครือข่ายย่อยจะมีเครื่องมือวัดแรงดันบัสอย่างน้อยหนึ่ง



รูปที่ 3.3 การแยกเครือข่ายออกเป็น 4 เครือข่ายย่อยที่ไม่ทับซ้อนกัน

จากเงื่อนไขข้างต้น ตัวแปรของสายส่งเชื่อมไม่ปรากฏในสมการการประมาณค่า โดยโมเดลของการวัดของการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1 & & 0 \\ & H_2 & \\ & & \ddots \\ 0 & & & H_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_r \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

โดยที่ z_i , v_i , และ H_i คือเวกเตอร์การวัด เวกเตอร์ตัวแปรสถานะ และเมตริกการวัดของเครือข่ายย่อยที่ i ตามลำดับ ε_i คือค่าเวกเตอร์ค่าความผิดพลาดการวัดตามเวกเตอร์การวัด z_i โดยที่ค่า z_i , v_i , H_i และ ε_i หาได้จากสมการตามสมการ (3.2) ของเครือข่ายย่อยที่ i

จะเห็นว่าในสมการที่ (3.5) ไม่มีความสัมพันธ์กันระหว่างเครือข่ายย่อย ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องมีการแลกเปลี่ยนข้อมูลการวัดหรือเวกเตอร์สถานะระหว่างกัน นอกจากนั้นตัวแปรสถานะของเครือข่ายย่อยสามารถจะทำการประมาณค่าได้อิสระจากกัน เนื่องจากขนาดของเครือข่ายย่อยมีขนาดเล็กกว่า ดังนั้นการหาตำแหน่งการวัดที่เหมาะสมที่สุดสามารถกระทำได้

ง่ายกว่าโดยที่การหาตำแหน่งการวัดที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละเครือข่ายย่อยสามารถกระทำได้อิสระจากกันเช่นกัน นอกจากนั้นเทคนิคนี้สามารถนำไปใช้ได้กับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ได้ด้วย

3.4 ผลการจำลอง

วิธีการวางตำแหน่งเครื่องมือวัดนำไปทดสอบกับระบบทดสอบไฟฟ้ากำลังของ IEEE โดยมีการติดตั้งเครื่องมือวัดแรงดันบัสที่บัสอ้างอิงของระบบเพื่อเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดสมบูรณ์ (Completely-determined Condition)

3.4.1 ระบบทดสอบ IEEE 14 บัส

ในระบบทดสอบ IEEE 14 บัสมีตำแหน่งการวัดที่เป็นไปได้มีอยู่ 55 ตำแหน่งซึ่งประกอบด้วย วัดบัสแรงดัน 1 ตำแหน่ง วัดกระแสชนิด 14 ตำแหน่ง และวัดกระแสกึ่ง 40 ตำแหน่ง ตัวเลขสภาวะก่อนและหลังทำการนอมอลไลซ์คือ 258.55 และ 12.83 ตามลำดับ การวัดที่สำคัญสำหรับเงื่อนไขที่กำหนดสมบูรณ์หาได้จากการกำจัดแบบลำดับซึ่งมีการวัดดังนี้ วัดบัสแรงดันที่บัส 1 วัดบัสกระแสชนิดที่บัส 8 10 และ 14 และกระแสกึ่งระหว่างกึ่งดังนี้ 1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 4-7, 4-9, 5-6, 6-11, 6-12, และ 6-13 ตัวเลขสภาวะจากวิธีการที่นำเสนอจะมีเท่ากับ 10.08 เงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์ประกอบด้วย กรณีเครื่องมือวัดขัดข้อง 13 กรณี และกรณีกึ่งขัดข้อง 20 กรณี แต่เนื่องจากกึ่ง 7-8 เพื่อแยก Synchronous condenser ที่ติดตั้งที่บัส 8 ดังนั้นไม่จำเป็นต้องสังเกตค่าตัวแปรสถานะที่บัส 8 ดังนั้นกรณีกึ่งขัดข้องที่กึ่งนี้จะไม่นำมาพิจารณาในการเกิดเหตุการณ์ นอกจากนั้นถึงแม้ว่าจะมีการขัดข้องที่กึ่ง 2-5, 3-4, 4-5, 7-9, 9-10, 9-14, 10-11, 12-13, และ 13-14 แต่หลังจากการทำการเพิ่มแบบลำดับภายใต้การเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวยังคงให้ค่าตัวเลขสภาวะต่ำกว่าค่าที่กำหนด ดังนั้นการขัดข้องที่กึ่งดังกล่าวจะไม่นำมาพิจารณาในการเกิดเหตุการณ์ ดังนั้นจะมีเพียงการเกิดเหตุการณ์เพียง 23 กรณีคือ กรณีเครื่องมือวัดขัดข้อง 13 กรณีและกรณีกึ่งขัดข้อง 10 กรณี และมี 21 การวัดส่วนเกินตัวเลือกเพื่อใช้ในการพิจารณาการเลือกส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งเงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์กับการวัดส่วนเกินสามารถเขียนได้ดังเมตริก A ที่มีขนาด 23 แถวและ 21 คอลัมน์ดังแสดงในรูปที่ 3.4

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

รูปที่ 3.4 เงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์กับการวัดส่วนเกินของระบบทดสอบ IEEE 14 บัส

กำหนดให้ V_m แทนการวัดแรงดันบัสที่บัส m

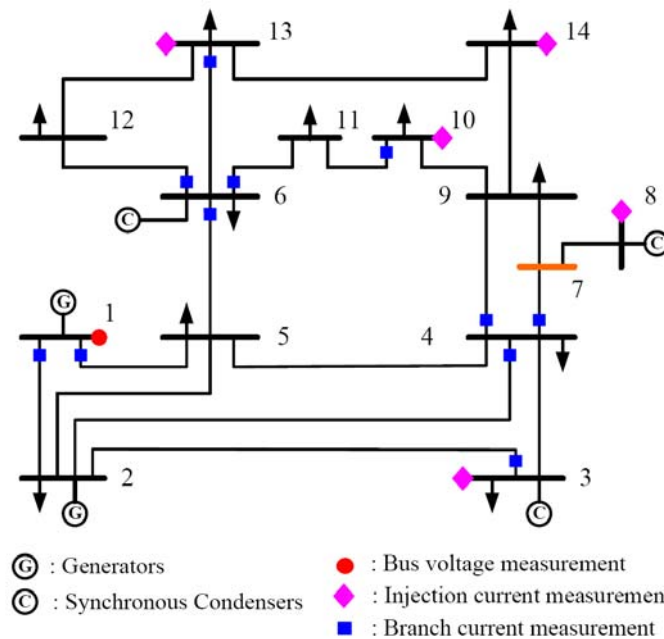
I_m แทนการวัดกระแสชนิดที่บัส m

I_{m-n} แทนการวัดกระแสกึ่งระหว่างบัส m กับบัส n

แถวของเมตริก A ในรูปที่ 3.4 แทนด้วย [การขัดข้องของ $I_8, I_{10}, I_{14}, I_{1-2}, I_{1-5}, I_{2-3}, I_{2-4}, I_{4-7}, I_{4-9}, I_{5-6}, I_{6-11}, I_{6-12}, I_{6-13}$, และการขัดข้องของกิ่ง 1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 4-7, 4-9, 5-6, 6-11, 6-12, 6-13]

คอลัมน์ของเมตริก A ในรูปที่ 3.4 แทนด้วย [$I_7, I_{7-8}, I_9, I_{11}, I_{9-10}, I_{10-11}, I_{13}, I_{9-14}, I_{13-14}, I_1, I_2, I_4, I_5, I_{2-5}, I_{4-5}, I_3, I_{3-4}, I_{7-9}, I_6, I_{12}$, และ I_{12-13}]

หลังจากใช้ Binary Integer Programming จะได้การวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดที่ได้คือ I_3, I_7, I_{13} , และ I_{10-11} ดังนั้นทั้งการวัดที่สำคัญและการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดต้องจัดเรียงใหม่ตามหลักการเรียนรู้ ดังนั้นในที่สุดจะได้การวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดดังแสดงในรูปที่ 3.5 ซึ่งจะเห็นว่าการฉีดกระแสเป็นศูนย์ที่บัส 7 ดังนั้นไม่จำเป็นต้องการติดตั้งการวัดที่บัส 7 จำนวนสถานีที่ติดตั้งเครื่องมือวัดมีอยู่ 8 สถานี ตัวเลขสภาวะของเมตริกการวัดที่นอมอลไลซ์มีค่าเท่ากับ 10.67

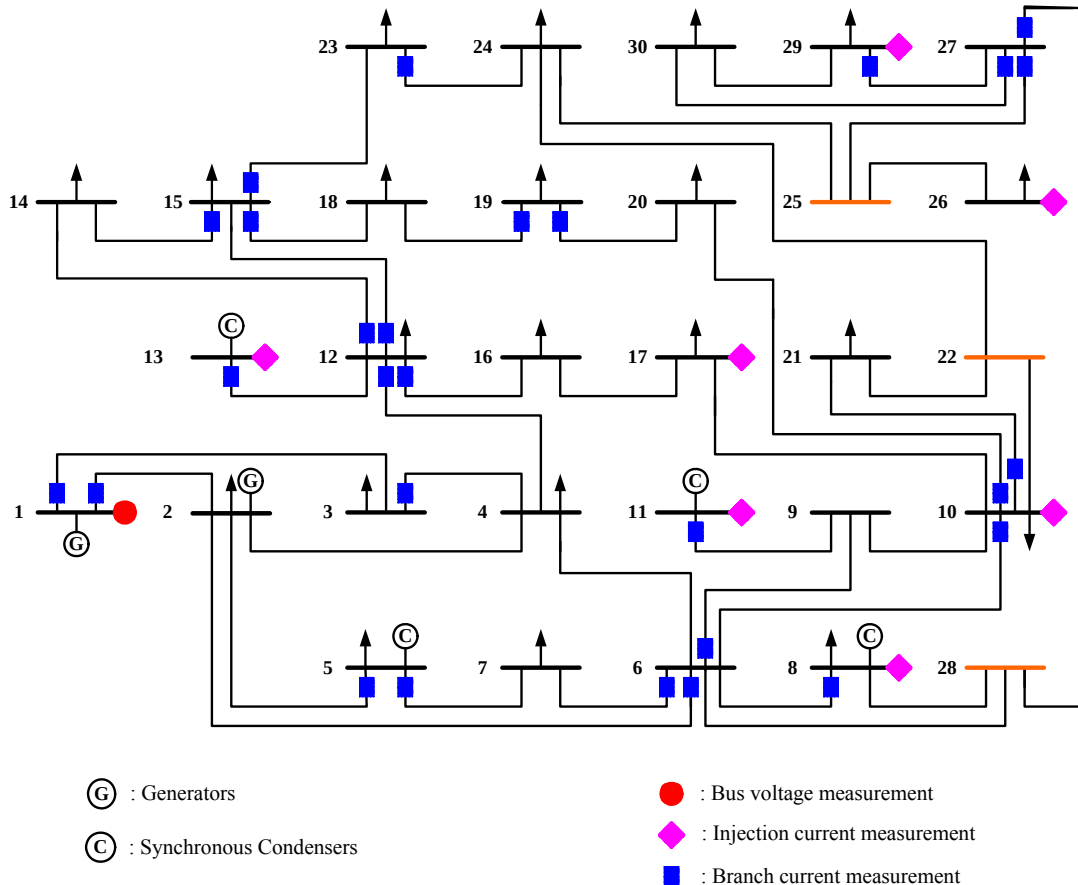


รูปที่ 3.5 ระบบทดสอบ IEEE 14 บัสที่มีการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุด

3.4.2 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัส

ตำแหน่งการวางเครื่องมือวัดของระบบทดสอบ IEEE 30 บัสประกอบด้วย แรงดันบัส 1 ตำแหน่ง วัดกระแสจัด 30 ตำแหน่ง และวัดกระแสกึ่ง 82 กิ่ง รวมทั้งหมดเท่ากับ 113 ตำแหน่งที่เป็นไปได้ในการวางตำแหน่งเครื่องมือ ตัวเลขสภาวะก่อนและหลังทำการนอมอลไลซ์คือ 637.66 และ 22.64 ตามลำดับ การวัดที่สำคัญสำหรับเงื่อนไขถูกกำหนดสมบูรณหาได้จากการกำจัดแบบลำดับซึ่งมีการวัดดังนี้ วัดบัสแรงดันที่บัส 1 วัดบัสกระแสจัดที่บัส 11, 17, 22, 26 และ 28, และกระแสกึ่งระหว่างกิ่งดังนี้ 1-2, 1-3, 2-5, 2-6, 3-4, 4-12, 5-7, 6-8, 6-9, 6-10, 10-20, 10-21, 12-13, 12-14, 12-15, 12-16, 15-18, 15-23, 19-20, 23-24, 25-27, 27-28, 27-29 และ 27-30 ตัวเลขสภาวะจากวิธีการที่นำเสนอจะมีเท่ากับ 18.06 เงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์ประกอบด้วย กรณีเครื่องมือวัดขัดข้อง 29 กรณี และกรณีกิ่งขัดข้อง 41 กรณี สำหรับระบบทดสอบ IEEE 30 บัสการขัดข้องของกิ่ง 9-11 และ กิ่ง 12-13 ที่ทำหน้าที่เพียงแยก Synchronous Condensers ขณะที่กิ่ง 25-26 แยกโหลด ดังนั้นบัส 11, 13, และ 26 ไม่จำเป็นในการสังเกตการณ์ได้ของบัส ซึ่งการขัดข้องของกิ่งเหล่านี้ไม่จำเป็นต้องพิจารณาในการเกิดเหตุการณ์ นอกจากนั้นการขัดข้องของกิ่ง 2-4, 4-6, 6-7, 6-28, 8-28, 9-10, 10-17, 10-22, 14-15, 16-17, 18-19, 21-22, 22-24, 24-25, และ 29-30 เมื่อทำการเพิ่มแบบลำดับภายใต้การเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวยังคงให้ค่าตัวเลขสภาวะต่ำกว่าค่าที่กำหนด ดังนั้นการขัดข้องที่กิ่งดังกล่าวจะไม่นำมาพิจารณาในการเกิดเหตุการณ์ ดังนั้นจะมีเพียงการเกิดเหตุการณ์เพียง 52 กรณีคือ กรณีเครื่องมือวัดขัดข้อง 29 กรณีและกรณีกิ่งขัดข้อง 23 กรณี และมี 42 การวัดส่วนเกินตัวเลือกเพื่อใช้ในการพิจารณาการเลือกส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งเงื่อนไขการเกิดเหตุการณ์กับการวัดส่วนเกินสามารถเขียนได้ดังเมตริก A ที่มีขนาด 52 แถวและ 42 คอลัมน์

หลังจากใช้ Binary Integer Programming จะได้การวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดที่ถูกเพิ่มเข้าไปเพื่อให้ยังคงการสังเกตการณ์ได้ภายใต้เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้คือ $I_8, I_{10}, I_{13}, I_{25}, I_{29}, I_{6-7}, I_{9-11}, I_{14-15}$, และ I_{18-19} ดังนั้นทั้งการวัดที่สำคัญและการวัดส่วนเกินที่เหมาะสมที่สุดต้องจัดเรียงใหม่ตามหลักการเรียนรู้ ดังนั้นในที่สุดจะได้การวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดดังแสดงในรูปที่ 3.6 ซึ่งจะเห็นว่ามีการจัดกระแสเป็นศูนย์ที่บัส 22, 25, และ 28 ดังนั้นไม่จำเป็นต้องการติดตั้งการวัดที่บัสดังกล่าว จำนวนสถานที่ติดตั้งเครื่องมือวัดมีอยู่ 16 สถานที่ ตัวเลขสภาวะของเมตริกการวัดที่นอมอลไลซ์มีค่าเท่ากับ 19.95



รูปที่ 3.6 ระบบทดสอบ IEEE 30 บัสที่มีการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุด

นอกจากนั้นได้มีการทดสอบวิธีการนี้กับระบบทดสอบ IEEE อื่นๆด้วย ผลการทดสอบแสดงได้ดังตารางที่ 3.1 ซึ่งจะเห็นว่าสถานที่ที่ใช้ในการติดตั้งเครื่องมือวัดมีมากเกินไปของจำนวนบัสเพื่อต้องการให้ผลการประมาณสถานะมีความเชื่อถือได้และแม่นยำด้วย มีการพิจารณาการใช้การวัดเทียม (Pseudo-measurement) ที่กระแสดัดเป็นศูนย์เพื่อช่วยลดจำนวนสถานที่ในการติดตั้งเครื่องมือวัดลงได้ ผลของการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดตามวิธีการทำนำเสนอแสดงได้ดังในตารางที่ 3.2

ตาราง 3.1 ผลการคำนวณของวิธีการวางตำแหน่ง PMU ที่นำเสนอ

ระบบ IEEE	จำนวนสถานีวัด	ชนิดของการวัด*	การวัดเทียม	ตัวเลขสภาวะ
14 บัส	8	1, 6, 11	1	10.67
30 บัส	16	1, 10, 28	3	19.95
39 บัส	25	3, 14, 32	3	16.85
57 บัส	30	1, 8, 59	1	23.08

*1, 6, 11 หมายถึงจำนวนแรงดันบัส 1 กระแสจืด 6 และกระแสกึ่ง 11 ตามลำดับ

ตาราง 3.2 การวางตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดตามวิธีการที่นำเสนอ

ระบบ IEEE	แรงดัน บัส	กระแสจืด	กระแสกึ่ง
14บัส	V_1	$I_3, *I_7, I_8, I_{10}, I_{13}, I_{14}$	$I_{1-2}, I_{1-5}, I_{3-2}, I_{4-2}, I_{4-7}, I_{4-9}, I_{6-5}, I_{6-11}, I_{6-12}, I_{10-11}, I_{13-6}$
30 บัส	V_1	$I_8, I_{10}, I_{11}, I_{13}, I_{17}, *I_{22}, *I_{25}, I_{26}, *I_{28}, I_{29}$	$I_{1-2}, I_{1-3}, I_{3-4}, I_{5-2}, I_{5-7}, I_{6-2}, I_{6-7}, I_{6-9}, I_{8-6}, I_{10-6}, I_{10-20}, I_{10-21}, I_{11-9}, I_{12-4}, I_{12-14}, I_{12-15}, I_{12-16}, I_{13-12}, I_{15-14}, I_{15-18}, I_{15-23}, I_{19-18}, I_{19-20}, I_{23-24}, I_{27-25}, I_{27-30}, I_{27-28}, I_{29-27}$
39 บัส	V_{19}, V_{20}, V_{31}	$*I_{10}, *I_{19}, I_{20}, *I_{22}, I_{29}, I_{30}, I_{31}, I_{32}, I_{33}, I_{34}, I_{35}, I_{36}, I_{37}, I_{38}$	$I_{2-1}, I_{1-39}, I_{2-25}, I_{3-4}, I_{3-18}, I_{4-5}, I_{6-5}, I_{6-7}, I_{6-11}, I_{8-7}, I_{8-9}, I_{9-39}, I_{11-10}, I_{11-12}, I_{13-12}, I_{13-14}, I_{14-15}, I_{16-15}, I_{16-17}, I_{16-21}, I_{16-24}, I_{17-18}, I_{17-27}, I_{19-16}, I_{21-22}, I_{23-24}, I_{26-27}, I_{36-23}, I_{26-25}, I_{26-28}, I_{26-29}, I_{30-2}, I_{31-6}, I_{37-25}$
57บัส	V_1	$I_1, I_6, I_{25}, I_{33}, *I_{39}, I_{49}, I_{52}, I_{56}$	$I_{1-15}, I_{1-16}, I_{2-3}, I_{4-3}, I_{4-5}, I_{4-18}, I_{6-4}, I_{6-7}, I_{9-8}, I_{9-55}, I_{11-13}, I_{11-41}, I_{11-43}, I_{12-9}, I_{12-10}, I_{12-16}, I_{12-17}, I_{15-13}, I_{15-14}, I_{15-45}, I_{19-18}, I_{19-20}, I_{20-21}, I_{22-21}, I_{22-23}, I_{22-38}, I_{24-23}, I_{24-26}, I_{25-24}, I_{27-26}, I_{27-28}, I_{29-7}, I_{29-28}, I_{31-30}, I_{31-32}, I_{33-32}, I_{34-32}, I_{34-35}, I_{36-35}, I_{36-37}, I_{36-40}, I_{38-37}, I_{38-44}, I_{39-57}, I_{41-42}, I_{41-43}, I_{44-45}, I_{46-14}, I_{46-47}, I_{47-48}, I_{49-13}, I_{51-10}, I_{51-50}, I_{52-53}, I_{54-53}, I_{54-55}, I_{56-40}, I_{56-41}, I_{56-57}$

* การวัดเทียม (Pseudo-measurement)

บทที่ 4

การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS (State Estimation of Power System with FACTS Devices)

4.1 บทนำ

ในปัจจุบันความก้าวหน้าในอิเล็กทรอนิกส์กำลังมีการนำมาเพื่อพัฒนาตัวควบคุมการส่งกำลังไฟฟ้า เทคโนโลยีใหม่นี้ถูกเรียกว่า Flexible AC Transmission Systems (FACTS) ซึ่งสามารถควบคุมกำลังที่ไหลได้ง่าย ปรับปรุงความสามารถในการถ่ายโอนกำลัง ลดต้นทุนการผลิต สามารถปรับปรุงความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบกำลัง แม้ว่าอุปกรณ์ FACTS จะมีราคาแพงกว่าอุปกรณ์กำลังแบบดั้งเดิมที่คล้าย ๆ กัน แต่มีข้อดีที่มีฟังก์ชันมากมายที่อุปกรณ์แบบดั้งเดิมไม่สามารถทำได้ นอกจากนี้สมรรถนะพลวัตของระบบก็ดีกว่า กล่าวคือ ผลตอบสนองอย่างรวดเร็ว อุปกรณ์สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงบ่อย ๆ ของเอาต์พุตได้ดี และเอาต์พุตที่ได้สามารถถูกปรับแต่งอย่างราบรื่นได้

อุปกรณ์ FACTS มีหลายชนิด ยกตัวอย่างเช่น ตัวคาปาซิเตอร์อนุกรมที่ใช้ไทรสเตอร์ควบคุม (Thyristor-Controlled Series Capacitor, TCSC) และตัวควบคุมมุมเฟสที่ใช้ไทรสเตอร์ควบคุม (Thyristor-Controlled Phase-Angle Regulator, TCPST) สามารถสร้างแรงดันอนุกรมกับสายส่งซึ่งจะส่งผลให้สามารถควบคุมกำลังจริงที่ไหลผ่านสายส่งได้ [4] ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้ารวม (Unified Power Flow Controller, UPFC) ซึ่งมีแหล่งจ่ายแรงดันอนุกรมและขนาน UPFC มีความสามารถควบคุมขนาดแรงดัน กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ไหลผ่านสายส่งได้อย่างอิสระ[39]

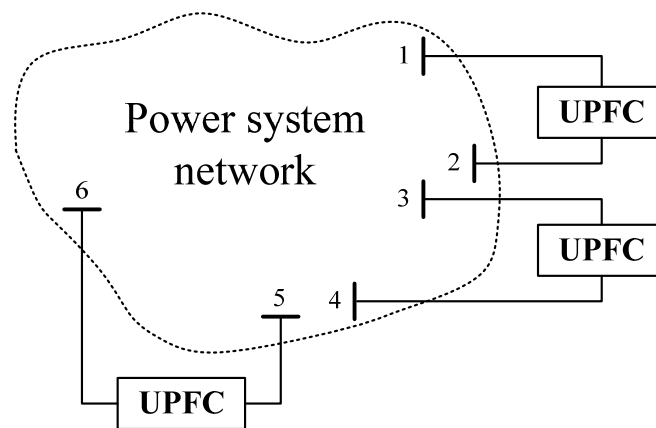
เพื่อที่จะประมาณสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่ประกอบด้วยอุปกรณ์ FACTS สมการการวัดที่มีส่วนของระบบไฟฟ้ากำลังและอุปกรณ์ FACTS จะมีลักษณะเป็นการแก้ปัญหาที่ดีที่สุดที่ไม่เชิงเส้น (Nonlinear Optimization Problem) ตัวแปรสถานะจะหาโดยใช้วิธีวนซ้ำ ในบทความ [40] ได้นำเสนอการวิธีการปรับปรุงแบบลำดับที่แยกแต่ละส่วนออกเป็นระบบไฟฟ้า TCSC TCPST และ UPFC อย่างไรก็ตามข้อจำกัดของอุปกรณ์เหล่านี้ไม่ได้นำมาพิจารณาบทความ [8] ได้นำรวมเอาข้อจำกัดของ UPFC ทำให้การประมาณค่าสถานะมีลักษณะที่ดีที่สุดที่ไม่เชิงเส้นที่มีเซตของข้อจำกัดการเท่ากันและไม่เท่ากัน ซึ่งปัญหานี้ได้ใช้วิธีแก้ปัญหาบนหลักการของ Interior Point Method [41]

ในปัจจุบัน การซิงโครไนซ์การวัด (Synchronizing Measurements) ถูกนำไปใช้ในการประมาณค่าสถานะระบบไฟฟ้ากำลังเรียกว่าหน่วยการวัดเฟสเซอร์ (Phasor Measurement Units หรือ PMUs) เป็นอุปกรณ์การวัดซึ่งถูกซิงโครไนซ์โดยใช้การซิงโครไนซ์สัญญาณจากดาวเทียม Global Positioning System (GPS) ซึ่งทำให้ค่าการวัดมีการซิงโครไนซ์กันถึงแม้ว่าจะอยู่ห่างกันมากก็ตาม ข้อมูลที่ได้จาก PMU ปกติจะเป็นเฟสเซอร์ลำดับบวกของแรงดันและกระแส ความแม่นยำของข้อมูลจากเครื่องมือนี้ช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพการประมาณค่าสถานะ

บทความ [42] แสดงให้เห็นว่าเมื่อใช้เฟสเซอร์แรงดันและกระแสจาก PMU เป็นค่าการวัดทำให้การประมาณสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่ไม่มีอุปกรณ์ FACTS เป็นการแก้ปัญหาเป็นลักษณะเชิงเส้นและง่ายในการหาคำตอบด้วย

4.2 โมเดลการวัดเฟสเซอร์ (Phasor Measurement Model)

ในหัวข้อนี้ จะอธิบายถึงสมการความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลการวัดที่ได้จาก PMU และตัวแปรสถานะที่จะถูกประมาณ จากรูป 4.1 แสดงถึงเครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลังที่มี UPFC อยู่ด้วย โดยสมมติให้มีการติดตั้ง PMU ในตำแหน่งที่เหมาะสมที่ทำให้ระบบสามารถสังเกตการณ์ได้สมบูรณ์ [20] โมเดลการวัดของเครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลังกับ UPFC สามารถแยกกันพิจารณาอย่างอิสระดังนี้



รูปที่ 4.1 เครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลังที่มี UPFC 3 ชุด

4.2.1 เครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง

ถ้าแรงดันเฟสเซอร์ของบัสระบบถูกเลือกให้เป็นตัวแปรสถานะและค่าที่ได้การวัดจาก PMU คือค่าเฟสเซอร์แรงดันบัส เฟสเซอร์กระแสฉีด และเฟสเซอร์กระแสกึ่งตามลำดับ โมเดลการวัดทั่วไปสำหรับการประมาณค่าสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\bar{z}_n = \bar{M}\bar{V}_n + \bar{\epsilon}_n \quad (4.1)$$

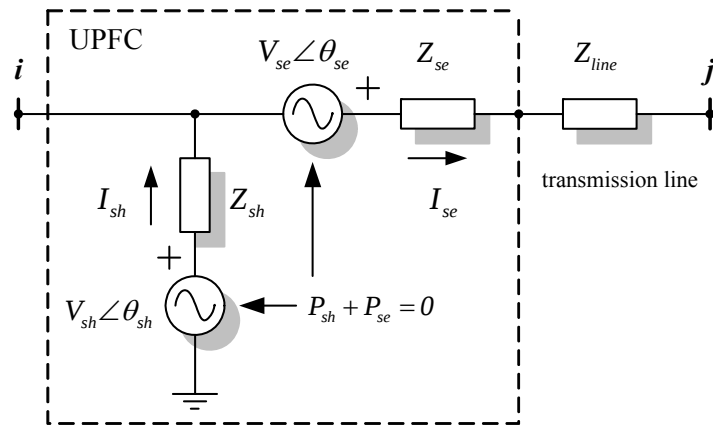
โดยที่

- $\bar{z}_n$ คือเวกเตอร์ของการวัดเฟสเซอร์
- $\bar{M}$ คือเมตริกการวัด
- $\bar{V}_n$ คือเวกเตอร์ของเฟสเซอร์แรงดันที่จะถูกประมาณ
- $\bar{\epsilon}_n$ คือเวกเตอร์สัญญาณรบกวน

วงจรสมมูลของ UPFC ขึ้นอยู่กับจุดการทำงานของวงจร ดังนั้น ค่าการวัดเฟสเซอร์กระแสของบัสและกึ่งที่เชื่อมต่อกับ UPFC จะไม่รวมอยู่ในสมการ (4.1)

4.2.2 โมเดล UPFC

สมมุติให้ UPFC ทำงานที่เงื่อนไขปกติและความสูญเสียในคอนเวอร์เตอร์มีค่าน้อยมาก ดังนั้นวงจรสมมูลของ UPFC ที่มีสายส่งรวมอยู่ด้วยดังแสดงในรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แบบจำลองที่ภาวะคงตัวของ UPFC

ค่าต่างๆในรูปที่ 4.2 มีความหมายดังนี้

$\vec{V}_i$ และ $\vec{V}_j$ คือเฟสเซอร์แรงดันที่บัส i และ บัส j ตามลำดับ

$\vec{V}_{sh}$ และ $\vec{V}_{se}$ คือเฟสเซอร์แรงดันของแหล่งจ่ายขนาน(Shunt)และอนุกรม (Series)

ตามลำดับ

$\vec{I}_{sh}$ และ $\vec{I}_{se}$ คือกระแสเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

$\vec{Z}_{sh}$ และ $\vec{Z}_{se}$ คืออิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

$\vec{Z}_{line}$ คืออิมพีแดนซ์ของสายส่ง

$\vec{Z}_{ij}$ มีค่าเท่ากับ $\vec{Z}_{se} + \vec{Z}_{line}$,

P_{sh} และ P_{se} คือกำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

กระแสเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรมสามารถอธิบายได้ดังนี้

$$\vec{I}_{sh} = (\vec{V}_{sh} - \vec{V}_i) \vec{Y}_{sh} \quad (4.2)$$

$$\vec{I}_{se} = (\vec{V}_i + \vec{V}_{se} - \vec{V}_j) \vec{Y}_{ij} \quad (4.3)$$

โดยที่ $\vec{Y}_{sh} = 1/\vec{Z}_{sh}$ และ $\vec{Y}_{ij} = 1/\vec{Z}_{ij}$.

กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนเอาต์พุตของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรมสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\vec{S}_{sh} = \vec{V}_{sh} \vec{I}_{sh}^* = P_{sh} + jQ_{sh} \quad (4.4)$$

$$\vec{S}_{se} = \vec{V}_{se} \vec{I}_{se}^* = P_{se} + jQ_{se} \quad (4.5)$$

ข้อจำกัดของ UPFC ที่เพิ่มเข้ามาในสมการการประมาณค่ามีดังนี้

$$\text{ข้อจำกัดการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง:} \quad P_{sh} + P_{se} = 0, \quad (4.6)$$

$$\text{ข้อจำกัดแรงดันขานาน:} \quad V_{sh} \leq V_{sh,\max}, \quad (4.7)$$

$$\text{ข้อจำกัดแรงดันอนุกรม:} \quad V_{se} \leq V_{se,\max}, \quad (4.8)$$

$$\text{ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าขานาน:} \quad S_{sh} \leq S_{sh,\max}, \quad (4.9)$$

$$\text{ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าอนุกรม:} \quad S_{se} \leq S_{se,\max}, \quad (4.10)$$

โดยที่

V_{sh} และ V_{se} คือขนาดของแรงดันเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายแรงดันขานานและอนุกรมตามลำดับ

S_{sh} และ S_{se} คือขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนของแหล่งจ่ายแรงดันขานานและอนุกรมตามลำดับ

$X_{\max}$ คือค่าสูงสุดของ X .

โดยการกำหนดให้เฟสเซอร์แรงดันขานานและอนุกรมเป็นตัวแปรสถานะ และเฟสเซอร์กระแสขานานและอนุกรมเป็นค่าการวัด โมเดลการวัดของ UPFC สามารถเขียนได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{sh} \\ \bar{I}_{se} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\bar{Y}_{sh} & 0 \\ \bar{Y}_{ij} & -\bar{Y}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{V}_j \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Y}_{sh} & 0 \\ 0 & \bar{Y}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{sh} \\ \bar{V}_{se} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{\varepsilon}_{sh} \\ \bar{\varepsilon}_{se} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

โดยที่ $\bar{\varepsilon}_{sh}$ และ $\bar{\varepsilon}_{se}$ เป็นค่าสัญญาณรบกวนของการวัด สมการ (4.11) สามารถเขียนใหม่ในรูปของเวกเตอร์ของตัวแปรสถานะของแรงดันบัสได้ดังนี้

$$\bar{\mathbf{z}}_{u,1} = \bar{\mathbf{N}}_1 \mathbf{D}_1 \bar{\mathbf{V}}_n + \bar{\mathbf{N}}_1 \bar{\mathbf{V}}_{u,1} + \bar{\boldsymbol{\varepsilon}}_{u,1} \quad (4.12)$$

โดยที่

$$\bar{\mathbf{z}}_{u,1} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{sh} \\ \bar{I}_{se} \end{bmatrix}, \quad \bar{\mathbf{N}}_1 = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{sh} & 0 \\ 0 & \bar{Y}_{ij} \end{bmatrix}, \quad \bar{\mathbf{V}}_{u,1} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{sh} \\ \bar{V}_{se} \end{bmatrix},$$

$$\bar{\boldsymbol{\varepsilon}}_{u,1} = \begin{bmatrix} \bar{\varepsilon}_{sh} \\ \bar{\varepsilon}_{se} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{D}_1 = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{d}_i^T \\ \mathbf{d}_j^T \end{bmatrix},$$

โดยที่ $\mathbf{d}_t$ หมายถึงเวกเตอร์คอลัมน์ที่มีตัวที่ t มีค่าเท่ากับ 1 ส่วนที่เหลือมีค่าเป็นศูนย์

สมการข้อจำกัดที่เท่ากันตามสมการ (4.6) และสมการข้อจำกัดที่ไม่เท่ากันตามสมการ (4.7)-(4.10) ของ UPFC สามารถเขียนใหม่ได้ตามสมการ (4.13) และสมการ (4.14) ตามลำดับ

$$g(\bar{\mathbf{V}}_n, \bar{\mathbf{V}}_{u,1}) \equiv P_{sh} + P_{se} = 0 \quad (4.13)$$

$$\mathbf{f}(\bar{\mathbf{V}}_n, \bar{\mathbf{V}}_{u,1}) \equiv \begin{bmatrix} V_{sh} - V_{sh,\max} \\ V_{se} - V_{se,\max} \\ S_{sh} - S_{sh,\max} \\ S_{se} - S_{se,\max} \end{bmatrix} \leq 0 \quad (4.14)$$

โดยที่ $\mathbf{f} \leq 0$ หมายถึงทุกส่วนของ $\mathbf{f}$ มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับศูนย์

4.3 หลักการประมาณสถานะ (STATE ESTIMATION FORMULATION)

สมมุติว่าระบบไฟฟ้ากำลังมี UPFC จำนวน m หน่วย ดังนั้นโมเดลการวัดสำหรับ UPFC เหล่านี้สามารถเขียนแทนได้ด้วยดังนี้

$$\begin{bmatrix} \bar{z}_{u,1} \\ \bar{z}_{u,2} \\ \vdots \\ \bar{z}_{u,m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{N}_1 & & 0 \\ & \bar{N}_2 & \\ & & \ddots \\ 0 & & \bar{N}_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{D}_1 \\ \bar{D}_2 \\ \vdots \\ \bar{D}_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{N}_1 & & 0 \\ & \bar{N}_2 & \\ & & \ddots \\ 0 & & \bar{N}_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{u,1} \\ \bar{V}_{u,2} \\ \vdots \\ \bar{V}_{u,m} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{\epsilon}_{u,1} \\ \bar{\epsilon}_{u,2} \\ \vdots \\ \bar{\epsilon}_{u,m} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

หรือเขียนในรูปย่อได้ดังนี้

$$\bar{z}_u = \bar{N} \bar{D} \bar{V}_n + \bar{N} \bar{V}_u + \bar{\epsilon}_u \quad (4.16)$$

โมเดลการวัดของเครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลังตามสมการ (4.1) และของ UPFC ตามสมการ (4.16) สามารถเขียนรวมกันตามสมการการวัดเชิงเส้นได้ดังนี้

$$\bar{z} = \bar{H} \bar{x} + \bar{\epsilon} \quad (4.17)$$

โดยที่

$$\bar{z} = \begin{bmatrix} \bar{z}_n \\ \bar{z}_u \end{bmatrix}, \quad \bar{H} = \begin{bmatrix} \bar{M} & \mathbf{0} \\ \bar{N} \bar{D} & \bar{N} \end{bmatrix}, \quad \bar{x} = \begin{bmatrix} \bar{V}_n \\ \bar{V}_u \end{bmatrix} \quad \text{และ} \quad \bar{\epsilon} = \begin{bmatrix} \bar{\epsilon}_n \\ \bar{\epsilon}_u \end{bmatrix}.$$

ข้อจำกัดที่เท่ากันและไม่เท่ากันสำหรับ UPFC m หน่วยสามารถเขียนรวมกันได้ดังนี้

$$\mathbf{g}(\bar{x}) \equiv \begin{bmatrix} g_1(\bar{x}) \\ g_2(\bar{x}) \\ \vdots \\ g_m(\bar{x}) \end{bmatrix} = 0 \quad \text{และ} \quad \mathbf{f}(\bar{x}) \equiv \begin{bmatrix} f_1(\bar{x}) \\ f_2(\bar{x}) \\ \vdots \\ f_m(\bar{x}) \end{bmatrix} \leq 0 \quad (4.18)$$

เพื่อหลีกเลี่ยงการคำนวณตัวเลขเชิงซ้อน สมการ (4.17) สามารถเขียนในรูปของส่วนจริงและส่วนจินตภาพของตัวแปรเฟสเซอร์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} z_R \\ z_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_R & -H_I \\ H_I & H_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_R \\ x_I \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \epsilon_R \\ \epsilon_I \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

เมื่อตัวห้อย R และ I หมายถึงส่วนจริงและส่วนจินตภาพของค่าเฟสเซอร์ ตามลำดับ

ดังนั้นสมการ (4.19) สามารถเขียนย่อได้ดังนี้

$$\mathbf{z} = \mathbf{H} \mathbf{x} + \boldsymbol{\epsilon} \quad (4.20)$$

โดยปกติมุมของบัสอ้างอิงจะถูกกำหนดให้มีค่าเป็นมุมอ้างอิงของระบบทั้งหมดโดยกำหนดให้มีค่าเป็นศูนย์ ดังนั้นส่วนจินตภาพของเฟสเซอร์แรงดันบัส ค่าการวัด เมตริกการวัด ค่าความผิดพลาดและค่าประมาณการวัดของเฟสเซอร์เหล่านี้จะไม่รวมอยู่ในสมการ (4.20) ดังนั้นจำนวนประมาณสถานะมีค่าเท่ากับ $[(2 \times n_b - 1) + 4 \times m]$ เมื่อ n_b คือจำนวนบัส

ทำนองเดียวกัน ข้อจำกัดที่สมภาพและไม่สมภาพสำหรับ UPFC จำนวน m หน่วยสามารถเขียนได้เป็น

$$g(x) = 0 \quad \text{และ} \quad f(x) \leq 0 \quad (4.21)$$

ดังนั้นปัญหาการประมาณสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มี UPFC จะมีลักษณะที่เป็นเชิงเส้นดังสมการ (4.20) ที่มีเงื่อนไขที่ไม่เชิงเส้นสมภาพและไม่สมภาพดังสมการ (4.21)

4.4 การประมาณสถานะ WLS

ปัญหาการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS สามารถจัดสมการได้เช่นเดียวกันกับเป็นปัญหา WLS ที่เหมาะสมที่สุดแบบไม่เป็นเส้นตรงที่มีเซตของข้อจำกัดได้ดังนี้ [8]

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \quad \frac{1}{2} r^T R^{-1} r \\ & \text{Subject to} \quad g(x) = 0 \\ & \quad \quad \quad r - z + h(x) = 0 \\ & \quad \quad \quad f(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (4.22)$$

โดยที่ x คือ เวกเตอร์ตัวแปรสถานะ
 z คือ เวกเตอร์การวัด
 r คือ เวกเตอร์ตกค้าง (Residual Vector)
 $h(x)$ คือ ฟังก์ชันไม่เป็นเชิงเส้นที่มีการเชื่อมโยงค่าการวัดไปยังตัวแปรสถานะ
 R คือ เมตริกซ์ Covariance ของเซตการวัด
 $g(x)$ คือ ฟังก์ชันไม่เป็นเชิงเส้นของเงื่อนไขการเท่ากัน เช่น การฉีดกระแสที่เป็นศูนย์
 $f(x)$ คือ ฟังก์ชันไม่เป็นเชิงเส้นของเงื่อนไขการไม่เท่ากัน เช่น ข้อจำกัดของกำลังที่ผลิตได้ ขอบเขตของอัตราส่วนจุดแยกของหม้อแปลง

ข้อจำกัดที่ไม่สมภาพแบบไม่เชิงเส้นในสมการ (4.22) สามารถแปลงไปอยู่ในรูปข้อจำกัดสมภาพแบบไม่เชิงเส้นโดยการเพิ่มเวกเตอร์ตัวแปรหย่อนที่ได้เป็นบวก ($s \geq 0$) และเพื่อให้มั่นใจว่า s จะมีค่าเป็นบวกจึงต้องเพิ่มฟังก์ชัน Logarithmic Barrier เข้าไปในสมการ (4.22) ดังนั้นสมการ (4.22) เขียนใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \quad \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \mu \sum_{k=1}^L \ln s_k \\ & \text{Subject to} \quad g(x) = 0 \\ & \quad \quad \quad r - z + Hx = 0 \\ & \quad \quad \quad f(x) + s = 0 \\ & \quad \quad \quad s \geq 0 \end{aligned} \quad (4.23)$$

โดยที่ s_k หมายถึงส่วนที่ k ของ $\mathbf{s}$ และ L คือจำนวนของแถวของ $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ ตัวแปรอุปสรรค $\mu > 0$ ถูกบังคับให้ลดลงเป็นศูนย์เมื่อการวนรอบดำเนินไป

ปัญหาในสมการ (4.23) สามารถเขียนในเทอมของฟังก์ชัน Lagrangian ในจุดคงที่ได้ดังนี้คือ

$$\mathcal{L} = \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{r} - \mu \sum_{k=1}^L \ln s_k - \lambda^T [\mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}] - \rho^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) - \pi^T [\mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{H}\mathbf{x}] \quad (4.24)$$

เงื่อนไขเหมาะสมที่สุดตามหลักการ Karuch-Kuhn-Tucker สำหรับปัญหานี้คือ

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{s}} \mathcal{L} &= -\mu \mathbf{S}^{-1} \mathbf{e} - \lambda = \mathbf{0} \\ \nabla_{\lambda} \mathcal{L} &= -\mathbf{f}(\mathbf{x}) - \mathbf{s} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\rho} \mathcal{L} &= -\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \nabla_{\pi} \mathcal{L} &= -\mathbf{r} + \mathbf{z} - \mathbf{H}\mathbf{x} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{r}} \mathcal{L} &= \mathbf{R}^{-1} \mathbf{r} - \pi = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L} &= -\mathbf{F}^T \lambda - \mathbf{G}^T \rho - \mathbf{H}^T \pi = \mathbf{0} \end{aligned} \quad (4.25)$$

โดยที่ $\mathbf{S} = \text{diag}(\mathbf{s}_1, \dots, \mathbf{s}_L)$, $\mathbf{e} = [1, \dots, 1]^T$, และ $\mathbf{F}$, $\mathbf{G}$ คือจาโคเบียนเมตริกของ $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ และ $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ ตามลำดับ คำตอบสำหรับสมการ (4.25) สามารถคำนวณโดยใช้วิธีการนิวตัน โดยที่ในการคำนวณซ้ำครั้งที่ k ค่าฟังก์ชันไม่เชิงเส้นในสมการ (4.25) สามารถประมาณค่าแบบเชิงเส้นได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \mathbf{f}(\mathbf{x}) &\approx \mathbf{f}(\mathbf{x}^k) + \mathbf{F} \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) &\approx \mathbf{g}(\mathbf{x}^k) + \mathbf{G} \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{F} &\approx \mathbf{F}(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{G} &\approx \mathbf{G}(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{S}^{-1} \mathbf{e} &\approx (\mathbf{S}^k)^{-1} \mathbf{e} - (\mathbf{S}^k)^{-2} \Delta \mathbf{s} \end{aligned} \quad (4.26)$$

โดยที่ด้วยกหมายถึงการคำนวณซ้ำครั้งที่ k เนื่องจากสมการการวัดในสมการที่ (4.20) เป็นสมการเชิงเส้น ดังนั้นการหาค่าเมตริกจาโคเบียน $\mathbf{H}$ จึงหาเพียงครั้งเดียว ในทางตรงกันข้ามหากเป็นโมเดลที่ไม่เชิงเส้นเมตริกจาโคเบียน $\mathbf{F}$, $\mathbf{G}$, และ $\mathbf{H}$ ต้องมีการวนซ้ำในแต่ละรอบการคำนวณ ดังนั้นวิธีการที่นำเสนอจึงมีประสิทธิภาพการคำนวณที่ดีกว่า

หลังจากการประมาณค่า คำตอบที่มีการปรับปรุงค่าสามารถหาค่าโดยการแก้สมการดังนี้

$$\begin{bmatrix} \mathbf{D} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{F} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{G} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{R} & \mathbf{H} \\ \mathbf{F}^T & \mathbf{G}^T & \mathbf{H}^T & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ \rho \\ \pi \\ \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}^k) \\ -\mathbf{g}(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{z} - \mathbf{H}\mathbf{x}^k \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

โดยที่

$$D = \frac{1}{\mu} (S^k)^2 \quad (4.28)$$

เมตริกทั้งหมดทางด้านซ้ายมือของสมการ (4.27) เขียนแทนด้วยเมตริก A โดยที่จะสามารถหาคำตอบได้ก็ต่อเมื่อเมตริก A มีเงื่อนไขที่สมบูรณ์ (Well-conditioned) [28] หลังจากคำนวณหาค่า λ , ρ , และ π จากสมการ (4.27) ตัวแปรสามารถปรับปรุงค่าได้ดังนี้

$$\begin{aligned} x^{k+1} &= x^k + \alpha \Delta x \\ \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha (\lambda - \lambda^k) \\ \rho^{k+1} &= \rho^k + \alpha (\rho - \rho^k) \\ \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha (\pi - \pi^k) \end{aligned} \quad (4.29)$$

การเลือกค่าขนาดของขั้น α ที่เหมาะสมเพื่อให้ค่า x^{k+1} ยังคงภายในพื้นที่ที่เป็นไปได้ กล่าวคือ $f(x) \leq 0$ และ $\lambda \leq 0$ การวนซ้ำจะทำจนกระทั่งค่านอร์มของ Δx มีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้

4.4.1 การกำหนดค่าเริ่มต้น

ค่าเริ่มต้นของขนาดและมุมของแรงดันควรกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 และ 0.0 ตามลำดับ ขนาดแรงดันของแหล่งจ่ายขานและอนุกรมกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 และ 0.0 ตามลำดับโดยที่มุมทั้งสองให้มีค่าเท่ากับ 0 จากค่าเริ่มต้นดังกล่าวทำการแปลงไปเป็นเซตของค่าเริ่มต้นของตัวแปรสถานะ x^0 ที่เป็นไปตามเงื่อนไข $f(x^0) < 0$ นอกจากนั้นกำหนดค่าเริ่มต้นของค่าตัวแปรขวางกัน (Barrier parameter) μ และค่าเวกเตอร์ตัวแปรหย่อน (slack variable) s^0 ให้มีค่าเท่ากับ 1.0 และ $-f(x^0)$ ตามลำดับ

4.4.2 การปรับค่าตัวแปรขวางกันและขนาดของขั้น

ตัวแปรขวางกันจำเป็นต้องปรับค่าให้มีค่าที่เหมาะสมและควรมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ขณะที่ x เข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด และใช้ค่าแตกต่างระหว่างฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์คู่ในแต่ละรอบการคำนวณในการปรับค่าของ μ ดังได้กล่าวในบทความ [41] ปัญหาคู่ของสมการ (4.22) สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Maximize} \quad & \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \lambda^T f(x) - \rho^T g(x) - \pi^T [r - z + Hx] \\ \text{Subject to} \quad & -F^T \lambda - G^T \rho - H^T \pi = 0 \\ & R^{-1} r - \pi = 0 \end{aligned} \quad (4.30)$$

ช่องว่างระหว่างค่าระหว่างฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์คู่สามารถอธิบายได้จาก

$$\delta = \lambda^T f(x) + \rho^T g(x) + \pi^T [r - z + Hx] \quad (4.31)$$

ค่าช่องว่างมีค่าเป็นบวกถ้าคำตอบของคำตอบหลักและคำตอบคู่มีค่าที่เป็นไปได้ ถ้าค่าช่องว่างมีค่าเป็นศูนย์แสดงว่าเป็นจุดที่เหมาะสมที่สุด ค่าตัวแปรขวางกันควรเลือกค่าช่องว่างตามที่กล่าวไว้ในบทความ [8] โดยกำหนดให้มีค่าดังนี้

$$\mu = \frac{\delta}{n_s^2} \quad (4.32)$$

โดยที่ n_s คือจำนวนของตัวแปรสถานะ

ควรเลือกขนาดของขั้น α ที่ทำให้คำตอบอยู่ในเงื่อนไขที่กำหนดไว้เช่น $f(x) \leq 0$, และ $\lambda \leq 0$ เป็นต้น ซึ่งค่าที่ได้มีค่าดังนี้

$$\alpha = \sigma \cdot \min \{1, \hat{\alpha}_s, \hat{\alpha}_\lambda\} \quad (4.33)$$

โดยที่, σ เป็นค่าคงที่สเกลลาร์

$$\hat{\alpha}_s = \min \left\{ -\frac{s_i}{|\Delta s_i|}, \Delta s_i < 0 \right\},$$

$$\hat{\alpha}_\lambda = \min \left\{ \frac{\lambda_i^k}{\lambda_i^k - \lambda_i}, (\lambda_i^k - \lambda_i) < 0 \right\}.$$

ในงานวิจัยนี้กำหนดให้ σ มีค่าเท่ากับ 0.9995 เพื่อป้องกันค่าที่ประมาณได้มีค่าเข้าใกล้ขอบของคำตอบที่เป็นไปได้มากเกินไป

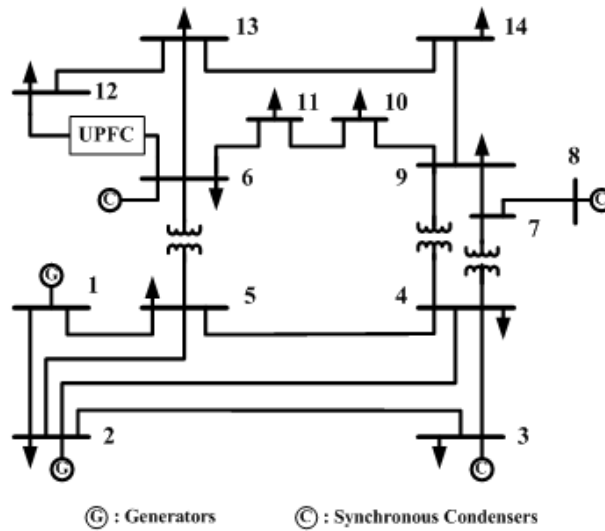
4.5 ผลการจำลอง

เพื่อทดสอบประสิทธิภาพของวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอ จะทำการทดสอบวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอกับระบบ IEEE 14 บัสและ 118 บัสที่มีการดัดแปลงเพิ่มอุปกรณ์ FACTS เข้าไปในระบบดังกล่าว ในการจำลองระบบทั้งหมดจะใช้ค่าตัวแปรดังนี้ ค่าแรงดันบัสมีค่าเท่ากับ 0.002 ค่ากระแสดิจิตมีค่าเท่ากับ 0.015 และค่ากระแสกึ่งมีค่าเท่ากับ 0.010 โดยกำหนดให้ค่าการวัดสามารถวัดได้จากทุกเครื่องมือวัดที่วัดได้กำหนดให้บัส 1 เป็นบัสอ้างอิงของวงจรทั้งหมด ค่าที่ยอมรับได้ของการลู่เข้ามีค่าเท่ากับ 10^{-4} และมีการเพิ่มสัญญาณรบกวนเกาส์เซียนที่มีค่าเฉลี่ยเป็นศูนย์เข้ากับค่าที่วัดได้

4.5.1 กรณีที่ 1 IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

รูปที่ 4.3 แสดงระบบ IEEE 14 บัสที่มีการเพิ่ม UPFC เข้าไปในระบบ โดยที่ UPFC ติดตั้งในกึ่ง 6-12 โดยติดตั้งที่บัส 6 โดยชุดเครื่องมือวัดในระบบเป็นระบบที่สามารถสังเกตได้ทั้งหมด (Fully observable) ตาราง 4.1 แสดงค่าที่วัดได้จาก PMUs ต่างๆ โดยค่าที่วัดได้ประกอบด้วย ค่าแรงดัน 2 ค่า ค่ากระแสดิจิต 2 ค่า ค่ากระแสกึ่ง 16 ค่า และค่ากระแสชานและอนุกรมอย่างละ 1 ค่า โดยที่ตัวแปรและข้อจำกัดของ UPFC กำหนดให้ในตารางที่ 4.2 ค่าแรงดันบัสและค่าประมาณสถานะของ UPFC ที่ประมาณได้สรุปได้ดังตารางที่ 4.3 และ 4.4 ตามลำดับ จะเห็นว่าค่าประมาณสถานะของ UPFC และค่ากำลังไฟฟ้าอยู่ภายในค่าที่จำกัด และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งจ่ายระหว่างแหล่งจ่ายแรงดันทั้งสองมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ กล่าวคือ $P_{sh} + P_{se}$

= 0 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถหาค่าประมาณค่าที่ถูกต้องได้ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด



รูปที่ 4.3 ระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

ตาราง 4.1 ข้อมูลการวัดของระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC ชุด

ค่าวัดแรงดัน					
บัส	V	θ°	บัส	V	θ°
1	1.0600	0.000	8	1.0950	-13.339
ค่าวัดกระแสจุด					
บัส	I	θ°	บัส	I	θ°
2	0.3304	116.638	8	0.1585	-103.339
ค่าวัดกระแสกิ่ง					
กิ่ง	I	θ°	กิ่ง	I	θ°
1-2	1.4986	-173.644	1-5	0.7043	175.276
2-3	0.7062	170.357	2-4	0.5447	175.357
2-5	0.4030	171.461	4-3	0.2383	178.143
4-7	0.3457	-153.043	6-5	0.4793	14.340
6-11	0.0685	135.814	6-13	0.0837	121.105
9-7	0.2588	-24.167	9-10	0.0717	131.557
9-14	0.0801	142.346	11-10	0.0312	133.344
13-12	0.1367	-21.035	13-14	0.0706	149.396
ค่าวัดกระแสของ UPFC					
ขนาน	I	θ°	อนุกรม	I	θ°
I_{sh}	0.0166	102.607	I_{se}	0.1954	-23.128

ตาราง 4.2 ค่าตัวแปรและขอบเขตของ UPFC ในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

แหล่งจ่ายขนาน		แหล่งจ่ายอนุกรม		สายส่ง	
R_{sh}	0.00	R_{se}	0.00	R_{line}	0.1229
X_{sh}	0.12	X_{se}	0.12	X_{line}	0.2558
$V_{sh,max}$	1.10	$V_{se,max}$	1.10		
$S_{sh,max}$	0.10	$S_{se,max}$	0.10		

ตาราง 4.3 ค่าจริง ค่าประมาณ และความผิดพลาดของแรงดันบัสในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

บัสเลขที่	ค่าจริง		ค่าประมาณ		ค่าความผิดพลาด (ค่าจริง-ค่าประมาณ)	
	V	θ°	V	θ°	V	θ°
1	1.0600	0.0000	1.0609	0.0000	-0.0009	0.0000
2	1.0450	-4.9929	1.0459	-5.0004	-0.0009	0.0075
3	1.0100	-12.7324	1.0110	-12.7819	-0.0010	0.0495
4	1.0188	-10.3446	1.0199	-10.3741	-0.0011	0.0296
5	1.0202	-8.8194	1.0215	-8.7805	-0.0012	-0.0389
6	1.0700	-14.4216	1.0712	-14.3649	-0.0012	-0.0567
7	1.0625	-13.3389	1.0647	-13.3648	-0.0022	0.0259
8	1.0900	-13.3389	1.0941	-13.3480	-0.0041	0.0092
9	1.0574	-14.8901	1.0596	-14.8693	-0.0022	-0.0208
10	1.0523	-15.0926	1.0543	-15.0716	-0.0020	-0.0211
11	1.0576	-14.8875	1.0593	-14.8498	-0.0016	-0.0378
12	1.0915	-13.3900	1.0930	-13.3346	-0.0015	-0.0554
13	1.0582	-14.6360	1.0597	-14.5800	-0.0015	-0.0561
14	1.0398	-15.7706	1.0418	-15.7306	-0.0020	-0.0400

ตาราง 4.4 ค่าจริงและค่าประมาณของตัวแปรสถานะของ UPFCs ในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

สถานะ ของ UPFC	ค่าจริง		ค่าประมาณ	
	แหล่งจ่ายขนาน	แหล่งจ่ายอนุกรม	แหล่งจ่ายขนาน	แหล่งจ่ายอนุกรม
V	1.0682	0.1043	1.0695	0.1051
θ°	-14.4700	43.1770	-14.4146	43.0822
P	-0.0081	0.0081	-0.0083	0.0083
Q	-0.0159	0.0185	-0.0159	0.0188
S	0.0179	0.0202	0.0179	0.0205

4.5.2 กรณีที่ 2 ระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

ในกรณีนี้ แสดงการใช้วิธีการประมาณค่าที่นำเสนอกับระบบที่มีขนาดใหญ่ที่มี UPFC 1 ชุด โดยได้ทำการเพิ่ม UPFC จำนวน 1 ชุดเข้ากับระบบ IEEE 118 บัสที่มีจำนวน 118 บัสและ 186 กิ่ง โดยติดตั้ง UPFC เข้าระหว่างกิ่ง 17-18 ที่บัส 17 ตาราง 4.5 สรุปค่าตัวแปรและข้อจำกัดของ UPFC และสายส่งไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณ โดยค่าที่วัดได้ประกอบด้วย แรงดัน 8 ค่า กระแสชนิด 17 ค่า กระแสกิ่ง 110 ค่าและค่ากระแสขนาน ตาราง 4.6 แสดงค่าประมาณสถานะของ UPFC ซึ่งค่าตัวแปรสถานะที่ได้ยังอยู่ในช่วงที่จำกัด รวมทั้งการถ่ายโอนของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างแหล่งจ่ายแรงดันมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ $P_{sh} + P_{se} = 0$

ตาราง 4.5 ตัวแปรและข้อจำกัดของ UPFC ในระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC

แหล่งจ่ายขนาน		แหล่งจ่ายอนุกรม		สายส่งไฟฟ้า	
R_{sh}	0.00	R_{se}	0.00	R_{line}	0.0123
X_{sh}	0.05	X_{se}	0.05	X_{line}	0.1005
$V_{sh,max}$	1.10	$V_{se,max}$	0.60		
$S_{sh,max}$	0.35	$S_{se,max}$	0.35		

ตาราง 4.6 ค่าจริงและค่าประมาณของตัวแปรสถานะของ UPFCในระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC 1 ชุด(กรณีที่ 2)

สถานะ ของ UPFC	ค่าจริง		ค่าประมาณ	
	แหล่งจ่ายขนาน	แหล่งจ่ายอนุกรม	แหล่งจ่ายขนาน	แหล่งจ่ายอนุกรม
V	0.9783	0.2086	0.9777	0.2102
θ°	13.5370	69.3810	13.5365	68.8741
P	-0.0061	0.0061	-0.0089	0.0089
Q	-0.1608	0.2954	-0.1612	0.2996
S	0.1609	0.2955	0.1614	0.2998

4.5.3 กรณีที่ 3 ระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC จำนวน 4 ชุด

ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่อาจจะมีอุปกรณ์ FACTS จำนวนหลายชุดเพื่อควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นปัญหาในการหาคำตอบดังแสดงในบทความ [8] เนื่องจากข้อจำกัดที่มีความไม่เชิงเส้นมากขึ้น เพื่อทดสอบวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอจึงพิจารณาเพิ่ม UPFC จำนวน 4 ชุดเข้าไปในระบบ IEEE 118 บัส โดยติดตั้ง UPFC ดังนี้

ชุดที่ 1 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 17-18 โดยติดตั้งที่บัส 17

ชุดที่ 2 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 66-67 โดยติดตั้งที่บัส 66

ชุดที่ 3 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 89-90 โดยติดตั้งที่บัส 89

ชุดที่ 4 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 100-104 โดยติดตั้งที่บัส 100

ตัวแปรและข้อจำกัดของแหล่งจ่ายขนานและแหล่งจ่ายอนุกรมของแต่ละ UPFC มีค่าเช่นเดียวกันกับกรณีที่ 2 ดังตารางที่ 4.5 โดยขณะที่ตัวแปรที่สำคัญของสายส่งไฟฟ้าสำหรับการประมาณสถานะสามารถหาได้จากระบบ IEEE 118 บัสมาตรฐาน ค่าที่ได้จากการวัดประกอบด้วยแรงดัน 8 ค่า กระแสฉัด 15 ค่า กระแสกึ่ง 112 ค่าและค่ากระแสขนาน 4 ค่า ตาราง 4.7 แสดงผลการประมาณค่าของ UPFC ทั้ง 4 ชุด จะเห็นว่าค่าที่ได้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดดังเช่นกรณีที่แล้ว ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถใช้ในระบบขนาดใหญ่ที่มี UPFC จำนวนหลายชุดได้

ตาราง 4.7 ประมาณค่าสถานะของ UPFC ในระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC จำนวน 4 ชุด

สถานะ ของ UPFC	UPFC 1 (กึ่ง 17-18)		UPFC 2 (กึ่ง 66-67)	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	0.9796	0.2023	1.0469	0.1202
θ°	13.5056	68.9208	27.2447	79.2301
P	-0.0080	0.0080	-0.0174	0.0174
Q	-0.1604	0.2823	-0.0856	0.0994
S	0.1606	0.2824	0.0874	0.1009
สถานะ ของ UPFC	UPFC 3 (กึ่ง 89-90)		UPFC 4 (กึ่ง 100-104)	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	1.0057	0.0715	1.0164	0.0340
θ°	39.4521	105.4264	28.1252	70.4942
P	-0.0106	0.0106	-0.0106	0.0106
Q	0.0547	0.0605	-0.0086	0.0267
S	0.0557	0.0614	0.0137	0.0287

เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของ 3 กรณีที่ผ่านมาสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.8 โดยได้มีการคำนวณหาค่าตัวเลขเงื่อนไข (Condition number) จะเห็นได้ว่าค่าตัวเลขเงื่อนไขจำนวนรอบในการวนซ้ำและเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อระบบไฟฟ้ากำลังมีขนาดใหญ่นั้น นอกจากนั้นเวลาที่ใช้ในการคำนวณจะขึ้นอยู่กับจำนวน UPFC ในระบบไฟฟ้ากำลัง จะเห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถหาคำตอบได้ในการวนซ้ำไม่กี่รอบเนื่องจากวิธีการประมาณสถานะที่นำเสนอเป็นการแก้ปัญหาที่มีโมเดลแบบเชิงเส้นที่มีข้อจำกัดแบบไม่เชิงเส้น ดังนั้นจากเปรียบเทียบของข้อจำกัดมีการปรับค่าใหม่ในแต่ละรอบ

ตาราง 4.8 เปรียบเทียบผลการจำลองในแต่ละกรณี

จำนวน บัส	จำนวน UPFC	ตัวเลข เงื่อนไข*	จำนวนวนซ้ำ	เวลาที่ใช้ใน การคำนวณ (sec.)
14	1	4.63×10^6	4	0.19
118	1	7.82×10^7	5	1.15
118	4	7.74×10^7	5	1.38

* เป็นตัวเลขที่คำนวณในรอบสุดท้าย

4.5.4 กรณีที่ 4 การวิเคราะห์ข้อมูลไม่ดีระบบ IEEE 14 บัส

เพื่อศึกษาผลกระทบของข้อมูลไม่ดีในวิธีการประมาณสถานะที่นำเสนอ จะใช้วิธี Normalized residual ที่นำเสนอในบทความ [2] เพื่อตรวจวัดและบอกสถานะของข้อมูลไม่ดี สำหรับกรณีที่ 1 ซึ่งวิธีนี้จะใช้ได้ดีในกรณีข้อมูลไม่ดีชุดเดียวหรือหลายชุดที่ไม่เกี่ยวข้องกัน ในงานวิจัยนี้กำหนดให้ถ้าค่า Normalized residual มากที่สุด $r_N^{\max}$ มากกว่า 3 ถือว่าค่าที่วัดได้เป็นข้อมูลที่ไม่ดี

เมื่อเพิ่มข้อมูลไม่ดีเข้าไปในระบบ โดยเพิ่มเข้าไปกระแสกึ่งในกึ่ง 6-11 โดยการเปลี่ยนเครื่องหมายของค่าที่วัดได้ แต่เนื่องจากวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอมีการแปลงการประมาณค่าเป็นค่าจริง จะมีค่าเทียบเท่ากับสองข้อมูลไม่ดีขึ้นคือค่าจริงและค่าจินตภาพของกระแสกึ่ง โดยผลการประมวลผลข้อมูลไม่ดีดังแสดงในตารางที่ 4.9 จะเห็นว่าค่าจริงของกระแสกึ่งในกึ่ง 6-11 จะเป็นข้อมูลไม่ดีในรอบที่หนึ่งของการหาข้อมูลที่ไม่ดี หลังจากจัดข้อมูลที่ไม่ดีในกึ่ง 6-11 แล้วและประมาณค่าใหม่ในรอบที่สองจะเห็นว่าข้อมูลที่ไม่ดีที่ตรวจวัดได้คือค่าจินตภาพของกระแสกึ่งในกึ่ง 6-11 หลังจากนั้นในการประมาณค่าในรอบที่สามซึ่งได้จัดข้อมูลที่ไม่ดีทั้งหมดแล้ว โดยผลการประมาณค่าสถานะของ UPFC ดังแสดงในตาราง 4.10

ตาราง 4.9 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลไม่ดีในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

รอบ*	ผลการวิเคราะห์	ข้อมูลที่ไม่ดี	$r_N^{\max}$
1	ข้อมูลไม่ดี	ส่วนจริงของ I_{6-11}	10.18
2	ข้อมูลไม่ดี	ส่วนจินตภาพของ I_{6-11}	5.18
3	ไม่มีข้อมูลไม่ดี	ไม่	1.28

* รอบการบอกข้อมูลไม่ดี

ตาราง 4.10 ประมาณค่าสถานะของ UPFC ในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุดและข้อมูลไม่ดี

แหล่งจ่าย	V	θ°	P	Q	S
ขนาน	1.0692	-14.3597	-0.0083	-0.0159	0.0179
อนุกรม	0.1051	43.1243	0.0083	0.0188	0.0205

บทที่ 5

การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ด้วยวิธี WLAV

5.1 บทนำ

ในบทที่ 4 ได้นำเสนอวิธีการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยวิธีจุดภายในโดยใช้เกณฑ์ Weighted Least Squares (WLS) ในการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ซึ่งใช้อุปกรณ์ UPFCs ในการพิจารณา โดยที่โมเดลในการวัดของ UPFC พิจารณาพื้นฐานของการเครื่องมือวัดเฟสเซอร์ เนื่องจากกระแสเฟสเซอร์ที่วัดได้จากเครื่องมือวัดเฟสเซอร์ ทำให้ปัญหาในการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มี UPFCs กลายเป็นเซตของสมการการวัดที่เป็นเชิงเส้นในเซตของข้อจำกัดที่ไม่เชิงเส้น

การประมาณค่าด้วยวิธี WLS ได้มีการใช้อย่างแพร่หลายในการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง [1,2] เนื่องจากมีความรวดเร็วในการหาคำตอบ อย่างไรก็ตามวิธีการนี้ไม่ทนทานต่อการวัดที่ผิดพลาดได้ ดังนั้นจึงมีการนำวิธีการ Weighted Least Absolute Value (WLAV) ที่สามารถปรับปรุงในเรื่องของความทนทานต่อการวัดที่ผิดพลาดได้ [26] การประมาณค่าสถานะด้วย WLAV สามารถที่จะจัดข้อมูลการวัดที่ผิดพลาดได้ทราบเท่าที่จุดนั้นไม่เป็นจุดที่ Leverage [43,44] ซึ่งได้มีการนำวิธีการ interior point สำหรับการประมาณค่าสถานะ WLAV สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังดังที่ได้นำเสนอในบทความ [6] [45-46]

ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ UPFC โดยจัดรูปของสมการในการแก้ปัญหาไม่เชิงเส้นของข้อจำกัดที่เชิงเส้นและไม่เชิงเส้น โดยการประมาณค่าสถานะจะใช้ที่วัดได้ในรูปของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพ ดังนั้นโมเดลทางคณิตศาสตร์ของ UPFC จะอยู่บนพื้นฐานของค่าที่วัดได้ในรูปของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพตามโมเดลการวัดที่ไม่เชิงเส้น โดยในการสมการเหล่านี้จะใช้หลักการของวิธี Primal-Dual Interior Point Method ส่วนโมเดลของ UPFC ใช้ปริมาณของแรงดันและกำลังไฟฟ้าเป็นค่าที่วัดได้ซึ่งได้กล่าวในรายละเอียดในบทความที่ [8] ดังนั้นในบทนี้จะกล่าวเพียงเฉพาะวิธีการที่นำเสนอ

5.2 วิธีการที่นำเสนอ

5.2.1 การประมาณค่าสถานะแบบ WLAV

ปัญหาการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ UPFC เป็นปัญหาที่ไม่เชิงเส้นที่มีข้อจำกัดแบบสมภาพและไม่สมภาพที่ไม่เชิงเส้น สามารถเขียนสมการแสดงความสัมพันธ์ตามหลักของวิธี WLAV ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} && W^T |\varepsilon| \\
 & \text{Subject to} && \varepsilon = z - h(x) \\
 & && g(x) = 0 \\
 & && f(x) \leq 0
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

โดยที่ x คือ เวกเตอร์ตัวแปรสถานะ
 z คือ เวกเตอร์การวัด
 ε คือ เวกเตอร์ของสัญญาณรบกวนในการวัด
 $h(x)$ คือ ฟังก์ชันไม่เป็นเชิงเส้นที่มีการเชื่อมโยงค่าการวัดไปยังตัวแปรสถานะ
 W คือ เวกเตอร์ของน้ำหนัก
 $g(x)$ คือ เวกเตอร์ของข้อจำกัดสมภาพที่ไม่เป็นเชิงเส้น
 $f(x)$ คือ เวกเตอร์ของข้อจำกัดไม่สมภาพที่ไม่เป็นเชิงเส้น

ในการแก้สมการ (5.1) โดยตรงเป็นเรื่องที่ค่อนข้างยาก จึงทำการแปลงปัญหาที่เหมาะสมที่สุดไปอยู่ในรูปแบบที่เทียบเท่ากันได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} && W^T \varepsilon \\
 & \text{Subject to} && z - h(x) - \varepsilon \leq 0 \\
 & && -z + h(x) - \varepsilon \leq 0 \\
 & && f(x) \leq 0 \\
 & && g(x) = 0 \\
 & && \varepsilon \geq 0
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

ข้อจำกัดในรูปของไม่สมภาพไม่เชิงเส้นในสมการ (5.2) สามารถแปลงไปอยู่ในรูปข้อจำกัดในรูปของสมการได้โดยเพิ่มเวกเตอร์ตัวแปรหย่อนที่มีค่าเป็นบวกเข้าไปเช่น $(2u, -2v, s \geq 0)$ และเพื่อให้ค่าตัวแปรหย่อนมีค่าเป็นบวกในส่วนของฟังก์ชันเป้าหมายจะเพิ่มในส่วนของฟังก์ชัน logarithm เข้าไป ดังนั้นสมการ (5.2) เขียนใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} && W^T \varepsilon - \mu \sum_{l=1}^m (\ln 2u_l + \ln 2v_l) - \mu \sum_{p=1}^n \ln s_p \\
 & \text{Subject to} && z - h(x) - \varepsilon + 2u = 0 \\
 & && -z + h(x) - \varepsilon + 2v = 0 \\
 & && f(x) + s = 0 \\
 & && g(x) = 0 \\
 & && (\varepsilon, u, v, s) \geq 0
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

โดยที่ u_l คือค่าที่ l ของเวกเตอร์ u ,
 v_l คือค่าที่ l ของเวกเตอร์ v ,
 s_p คือค่าที่ p ของเวกเตอร์ s ,
 m คือจำนวนแถวของเวกเตอร์ z ,

n คือจำนวนแถวของฟังก์ชัน $f(x)$,

μ คือตัวแปรขวางกันที่ทำให้ค่าลดลงเข้าใกล้ศูนย์เมื่อการคำนวณดำเนินไป

จากสมการ (5.3) สามารถหาความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\varepsilon = u + v \quad (5.4)$$

ปัญหาในสมการ (5.3) สามารถเขียนในเทอมของฟังก์ชัน Lagrangian ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & W^T \varepsilon - \mu \sum_{l=1}^m (\ln 2u_l + \ln 2v_l) - \mu \sum_{p=1}^n \ln s_p - \lambda^T [f(x) + s] - \rho^T g(x) \\ & - \pi^T [z - h(x) - \varepsilon + 2u] - \beta^T [-z + h(x) - \varepsilon + 2v] \end{aligned} \quad (5.5)$$

เงื่อนไขความเหมาะสมที่สุดของปัญหานี้ตามหลักการของ The Karush-Kuhn-Tucker สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \nabla_{\varepsilon} \mathcal{L} &= W + \pi + \beta = 0 \\ \nabla_u \mathcal{L} &= -(\mu/2)U^{-1}e - 2\pi = 0 \\ \nabla_v \mathcal{L} &= -(\mu/2)V^{-1}e - 2\beta = 0 \\ \nabla_s \mathcal{L} &= -\mu S^{-1}e - \lambda = 0 \\ \nabla_{\lambda} \mathcal{L} &= -f(x) - s = 0 \\ \nabla_{\rho} \mathcal{L} &= -g(x) = 0 \\ \nabla_{\pi} \mathcal{L} &= -z + h(x) + \varepsilon - 2u = 0 \\ \nabla_{\beta} \mathcal{L} &= z - h(x) + \varepsilon - 2v = 0 \\ \nabla_x \mathcal{L} &= -F^T \lambda - G^T \rho + H^T \pi - H^T \beta = 0 \\ (\varepsilon, u, v, s) &\geq 0 \end{aligned} \quad (5.6)$$

โดยที่ $U = \text{diag}(u_1, \dots, u_m)$, $V = \text{diag}(v_1, \dots, v_m)$, $S = \text{diag}(s_1, \dots, s_n)$, $e = [1, \dots, 1]^T$, และ F , G , H เป็นจาคอเบียนเมตริกของ $f(x)$, $g(x)$ และ $h(x)$ ตามลำดับ

แทนค่าความสัมพันธ์จากสมการ (5.4) ลงในสมการที่ 7 และ 8 ของสมการ (5.6) ดังนั้นจะได้ว่า

$$\nabla_{\pi} \mathcal{L} = -\nabla_{\beta} \mathcal{L} = -z + h(x) + v - u = 0 \quad (5.7)$$

ดังนั้นไม่จำเป็นต้องใช้สมการที่ 8 ในสมการ (5.6) การหาคำตอบของสมการ (5.6) โดยใช้วิธีการของนิวตัน ดังนั้นในการคำนวณรอบที่ k ฟังก์ชันไม่เชิงเส้นในสมการ (5.6) สามารถประมาณเชิงเส้นได้ดังนี้

$$\begin{aligned} f(x) &\approx f(x^k) + F\Delta x \\ g(x) &\approx g(x^k) + G\Delta x \\ h(x) &\approx h(x^k) + H\Delta x \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 F &\approx F(x^k) \\
 G &\approx G(x^k) \\
 H &\approx H(x^k) \\
 U^{-1}e &\approx (U^k)^{-1}e - (U^k)^{-2}\Delta u \\
 V^{-1}e &\approx (V^k)^{-1}e - (V^k)^{-2}\Delta v \\
 S^{-1}e &\approx (S^k)^{-1}e - (S^k)^{-2}\Delta s
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

หลังจากจัดสมการใหม่ ในการปรับปรุงค่าใหม่ในการหาคำตอบสามารถหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$\begin{bmatrix} S_\mu & 0 & 0 & F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & G & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & H & -I & I \\ -F^T & -G^T & 2H^T & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & U_\mu & 0 & -I & 0 \\ 0 & 0 & V_\mu & 0 & 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ \rho \\ \pi \\ \Delta x \\ \Delta u \\ \Delta v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x^k) \\ -g(x^k) \\ r^k - v^k + u^k \\ -H^T W \\ -U^k e \\ V^k e - V_\mu W \end{bmatrix} \tag{5.9}$$

โดยที่

$$\begin{aligned}
 S_\mu &= \frac{1}{\mu}(S^k)^2 \\
 U_\mu &= \frac{4}{\mu}(U^k)^2 \\
 V_\mu &= \frac{4}{\mu}(V^k)^2 \\
 r^k &= z - h(x^k)
 \end{aligned}$$

กำหนดให้เมตริกทางด้านซ้ายมือของสมการ (5.9) มีค่าเป็นเมตริก A ซึ่งการหาคำตอบที่มีความถูกต้องแม่นยำได้ถ้าเมตริก A มีเงื่อนไขดี (Well-condition) [28] หลังจากหาคำตอบของสมการ (5.9) ตัวแปรทุกตัวสามารถปรับปรุงค่าได้ด้วยสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned}
 \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha(\lambda - \lambda^k) \\
 \rho^{k+1} &= \rho^k + \alpha(\rho - \rho^k) \\
 \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha(\pi - \pi^k) \\
 x^{k+1} &= x^k + \alpha \Delta x \\
 u^{k+1} &= u^k + \alpha \Delta u \\
 v^{k+1} &= v^k + \alpha \Delta v
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

การเลือกค่าขนาดของขั้น α ควรเลือกค่าที่ทำให้ x^{k+1} ยังอยู่ภายในพื้นที่ที่มีคำตอบ การคำนวณวนซ้ำจะทำจนกระทั่งค่า Δx มีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้

5.2.2 การกำหนดค่าเริ่มต้น

ค่าเริ่มต้นของขนาดและมุมของแรงดันควรกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 และ 0.0 ตามลำดับ ขนาดแรงดันของแหล่งจ่ายขานานและอนุกรมกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 และ 0.0 ตามลำดับโดยที่มุมทั้งสองให้มีค่าเท่ากับ 0 จากค่าเริ่มต้นดังกล่าวทำให้เมตริก $\mathbf{A}$ เป็นซิงกูลาร์ ดังนั้นจึงกำหนดให้ค่ามุมเฟสและขนาดของแรงดันอนุกรมมีค่าเท่ากับ 0.001 ส่วนเงื่อนไขอื่นๆ ให้กำหนดเป็นไปตามเงื่อนไขของสมการ (5.6) นอกจากนั้นกำหนดให้ค่าตัวแปรขวางกันมีค่าเท่ากับ 1.0

5.2.3. การปรับค่าตัวแปรขวางกันและขนาดของชั้น

ตัวแปรขวางกันจำเป็นต้องปรับค่าให้มีค่าที่เหมาะสมและควรมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ ขณะที่ x ลู่เข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด และใช้ค่าแตกต่างระหว่างฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์คู่ในแต่ละรอบการคำนวณในการปรับค่าของ μ ปัญหาคู่ของสมการ (5.1) สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Maximize} \quad & \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varepsilon} - \lambda^T [\mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}] - \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\pi}^T [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{u}] \\ & - \boldsymbol{\beta}^T [-\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{v}] \\ \text{Subject to} \quad & \mathbf{W} + \boldsymbol{\pi} + \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\ & -\mathbf{F}^T \boldsymbol{\lambda} - \mathbf{G}^T \boldsymbol{\rho} + \mathbf{H}^T \boldsymbol{\pi} - \mathbf{H}^T \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\ & (\boldsymbol{\varepsilon}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \end{aligned} \quad (5.11)$$

ค่าช่องว่างคู่ (Duality gap) เป็นค่าความแตกต่างระหว่างฟังก์ชันเป้าหมายหลักและฟังก์ชันเป้าหมายคู่ มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\delta = \lambda^T \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\pi}^T [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon}] + \boldsymbol{\beta}^T [-\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon}] \quad (5.12)$$

ค่าช่องว่างคู่มีค่าเป็นบวกถ้าคำตอบหลักและคำตอบคู่มีความเป็นไปได้ ถ้าค่าช่องว่างคู่มีค่าเป็นศูนย์จะเป็นจุดเหมาะสมที่สุด การเลือกค่าตัวแปรขวางกันตามเงื่อนไขค่าช่องว่างคู่ได้กล่าวไว้ในบทความ [8] ดังนั้นค่าตัวแปรขวางกันในงานวิจัยนี้มีค่าดังนี้

$$\mu = \frac{\delta}{n_s^2} \quad (5.13)$$

โดยที่ n_s คือจำนวนของตัวแปรสถานะ

ขนาดของชั้น α ควรมีขนาดที่ทำให้คำตอบอยู่ในบริเวณที่เป็นไปได้ กล่าวคือ ในช่วงของ $\mathbf{s} \leq \mathbf{0}$ $\mathbf{u} \leq \mathbf{0}$ และ $\mathbf{v} \leq \mathbf{0}$ เพื่อให้ค่า $\mathbf{s}^{k+1} \geq \mathbf{0}$ ดังนั้น

$$\mathbf{s}^{k+1} = \mathbf{s}^k + \hat{\alpha}_s \Delta \mathbf{s} \geq \mathbf{0} \quad (5.14)$$

จะได้ว่า

$$\hat{\alpha}_s = \min \left\{ -\frac{s_i^k}{|\Delta s_i|}, \Delta s_i < 0 \right\} \quad (5.15)$$

เพื่อให้ค่า $u^{k+1} \geq 0$ ดังนั้น

$$u^{k+1} = u^k + \hat{\alpha}_u \Delta u \geq 0 \quad (5.16)$$

จะได้ว่า

$$\hat{\alpha}_u = \min \left\{ -\frac{u_i^k}{|\Delta u_i|}, \Delta u_i < 0 \right\} \quad (5.17)$$

เพื่อให้ค่า $v^{k+1} \geq 0$ ดังนั้น

$$v^{k+1} = v^k + \hat{\alpha}_v \Delta v \geq 0 \quad (5.18)$$

จะได้ว่า

$$\hat{\alpha}_v = \min \left\{ -\frac{v_i^k}{|\Delta v_i|}, \Delta v_i < 0 \right\} \quad (5.19)$$

ดังนั้น ขนาดของขั้น α ควรเลือกให้มีขนาดตามเงื่อนไขต่อไปนี้

$$\alpha = \sigma \cdot \min \{1, \hat{\alpha}_s, \hat{\alpha}_u, \hat{\alpha}_v\} \quad (5.20)$$

โดยที่ σ เป็นค่าคงที่สเกลลาร์

ในงานวิจัยนี้ ค่า σ กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 0.9995 เพื่อป้องกันการประมาณค่าที่อาจจะไกลกับขอบเขตที่เป็นไปได้มากเกินไป

5.2.4 ขั้นตอนการคำนวณ

ขั้นตอนในการคำนวณสำหรับวิธีการนำเสนอมีขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่ 0) กำหนดค่าเริ่มต้นของตัวแปรสถานะ ตัวแปรหย่อน ตัวแปรขวางกัน และตัวคูณ Lagrange รวมทั้งกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการคำนวณและค่าความผิดพลาดที่ยอมรับได้

ขั้นตอนที่ 1) แก้มการ (5.9)

ขั้นตอนที่ 2) คำนวณหาค่าขนาดของขั้นและปรับปรุงค่าคำตอบ

ขั้นตอนที่ 3) คำนวณหาค่าตัวแปรขวางกัน

ขั้นตอนที่ 4) ทดสอบการลู่เข้า ซึ่งถ้าคำตอบเป็นไปตามเงื่อนไขการลู่เข้า คำนวณหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด ถ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขให้กลับไปขั้นตอนที่ 1)

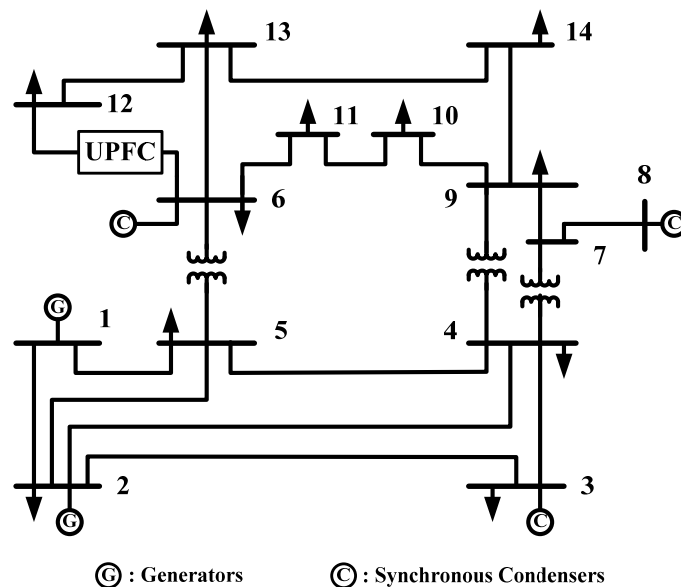
5.3 ผลการจำลอง

วิธีการประมาณสถานะแบบ WLAV ได้ทดสอบกับระบบ IEEE 14 บัสและ 118 บัส ถ้าหากการให้ค่านำหนักสำหรับฟังก์ชันเป้าหมายไม่เหมาะสมจะทำให้ไม่สามารถหาคำตอบได้ ดังนั้นภายในเงื่อนไขการทดสอบสำหรับระบบ IEEE 14 บัสและ 118 บัส ค่าที่เหมาะสมที่ใช้

สำหรับค่าน้ำหนักมีค่าเท่ากับ 0.1 และ 0.01 ตามลำดับ ผลการทดลองที่ได้ทำการเปรียบเทียบกับวิธี WLS ในบทความ [8] ภายใต้เงื่อนไขเดียวกัน นอกจากนั้นเทคนิคการขยายที่กล่าวในบทความ [8] ได้นำมาใช้ในการคำนวณด้วยวิธี WLS กับระบบ IEEE 118 บัสด้วย ค่าจริงของระบบได้มาจากการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า สำหรับการจำลองทั้งหมดจะใช้ค่าที่ยอมรับได้ในการลู่ออกกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 10^{-4} และค่าที่วัดได้มีการเพิ่มสัญญาณรบกวนแบบเกาส์เซียนที่มีค่าเฉลี่ยเป็นศูนย์เข้าไปด้วย

5.3.1 กรณีที่ 1 ระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

รูปที่ 5.1 แสดงระบบ IEEE 14 บัสที่มีการเพิ่ม UPFC เข้าไปในระบบ โดยที่ UPFC ติดตั้งในกึ่ง 6-12 โดยติดตั้งที่บัส 6 ตารางที่ 5.1 แสดงค่าตัวแปรและข้อจำกัดของ UPFC ตารางที่ 5.2 แสดงค่าที่วัดได้จากเครื่องมือวัด โดยค่าที่วัดได้ประกอบด้วยแรงดัน 2 ค่า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 12 ค่า และ ค่ากำลังไฟฟ้าไหล 32 ค่า ซึ่งเซตของค่าเครื่องมือวัดที่มีอยู่ทำให้ระบบเป็นระบบที่สามารถสังเกตได้ทั้งหมด การประมาณสถานะของ UPFC ที่ประมาณได้สรุปได้ดังตารางที่ 5.3 และ 5.4 ตามลำดับ จะเห็นว่าค่าประมาณสถานะของ UPFC และค่ากำลังไฟฟ้าอยู่ภายในค่าที่จำกัด และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งจ่ายระหว่างแหล่งจ่ายแรงดันทั้งสองมีค่าเข้าใกล้ศูนย์กล่าวคือ $P_{sh} + P_{se} = 0$ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถให้ค่าประมาณค่าที่ถูกต้องได้ดีภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด



รูปที่ 5.1 ระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

ตาราง 5.1 ตัวแปรและขอบเขตของ UPFC ในระบบ IEEE 14 บัส

แหล่งจ่ายขนาน				แหล่งจ่ายอนุกรม			
R_{sh}	0.00	X_{sh}	0.07	R_{se}	0.00	X_{se}	0.07
$V_{sh,max}$	1.10	$S_{sh,max}$	0.10	$V_{se,max}$	0.60	$S_{se,max}$	0.10

ตาราง 5.2 ข้อมูลการวัดของระบบ IEEE 14 บัส

ค่าวัดแรงดันบัส					
บัส	V		บัส	V	
1	1.0599		4	1.0187	
ค่าวัดกำลังไฟฟ้านี้ด					
บัส	P	Q	บัส	P	Q
3	-0.9419	0.0430	8	-0.0001	0.1699
9	-0.2949	-0.1659	10	-0.0899	-0.0581
13	-0.1351	-0.0580	14	-0.1490	-0.0500
ค่าวัดกำลังไฟฟ้าไหล					
กิ่ง	P	Q	กิ่ง	P	Q
1-5	0.7591	0.0352	2-3	0.7321	0.0357
2-5	0.4180	0.0072	4-7	0.2760	-0.0966
4-9	0.1580	-0.0052	6-5	-0.4557	-0.0823
6-11	0.0628	0.0367	6-12	0.2733	0.0104
7-9	0.2761	0.0531	8-7	-0.0002	0.1703
9-7	-0.2761	-0.0454	9-14	0.0760	0.0335
10-11	-0.0273	-0.0178	12-6	-0.2223	-0.0303
13-12	-0.1567	-0.0100	13-14	0.0746	0.0204

ตาราง 5.3 ค่าจริงและค่าประมาณของแรงดันบัสด้วยวิธี WLS กับ WLAV ในระบบ IEEE 14 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

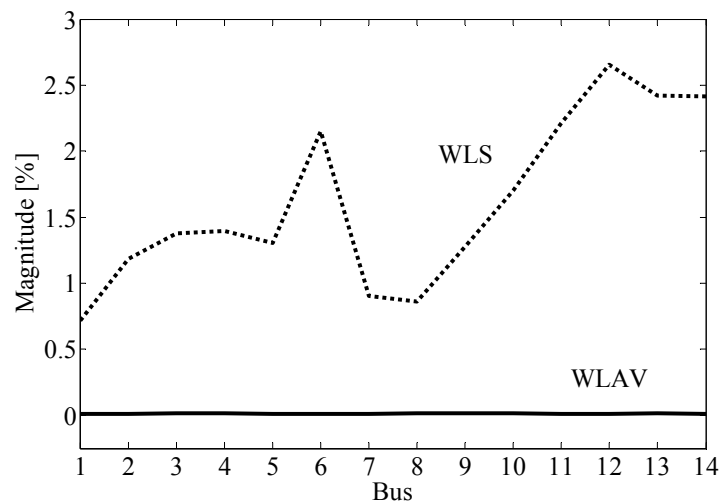
หมายเลข บัส	ค่าจริง		WLS		WLAV	
	V	θ°	V	θ°	V	θ°
1	1.0600	0.0000	1.0639	0.0000	1.0599	0.0000
2	1.0450	-4.9956	1.0527	-4.9994	1.0449	-4.9969
3	1.0100	-12.7364	1.0201	-12.6267	1.0099	-12.7405
4	1.0188	-10.3494	1.0314	-10.3307	1.0186	-10.3554
5	1.0202	-8.8261	1.0270	-8.7653	1.0201	-8.8273
6	1.0700	-14.4517	1.0792	-14.3024	1.0698	-14.4559
7	1.0625	-13.3397	1.0742	-13.2505	1.0624	-13.3456
8	1.0900	-13.3397	1.1014	-13.2519	1.0899	-13.3470
9	1.0574	-14.8889	1.0690	-14.7674	1.0573	-14.8951
10	1.0523	-15.0969	1.0634	-14.9622	1.0521	-15.1032
11	1.0576	-14.9044	1.0677	-14.7581	1.0575	-14.9120
12	1.0932	-13.1281	1.1030	-13.0200	1.0931	-13.1347
13	1.0583	-14.5713	1.0682	-14.4290	1.0581	-14.5769
14	1.0398	-15.7417	1.0510	-15.5906	1.0397	-15.7479

ตาราง 5.4 ค่าจริงและค่าประมาณของตัวแปรควบคุมของ UPFC ในระบบ IEEE 14 บัสด้วยวิธี WLS กับ WLAV

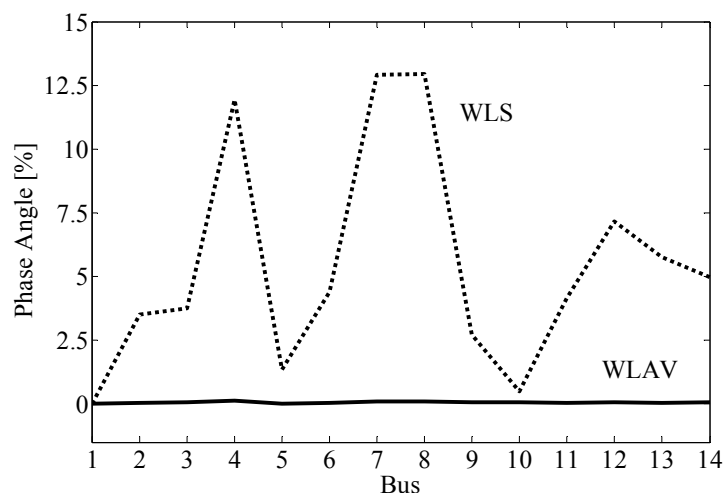
สถานะ ของ UPFC	ค่าจริง		WLS		WLAV	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	1.0709	0.1183	1.0801	0.1111	1.0707	0.1183
θ°	-14.4950	45.0700	-14.3398	43.9997	-14.4993	45.0114
P	-0.0124	0.0124	-0.0109	0.0109	-0.0124	0.0124
Q	0.0133	0.0262	0.0141	0.0224	0.0132	0.0262
S	0.0182	0.0290	0.0178	0.0249	0.0181	0.0290

5.3.2 กรณีที่ 2 เงื่อนไขความผิดพลาดทั้งหมดในระบบ IEEE 14 บัส

ข้อมูลไม่ดีมักจะเกิดจากความบกพร่องของเครื่องมือวัดหรือจากการสื่อสารขัดข้องซึ่งอาจทำให้การประมาณค่ามีความผิดพลาดอย่างมาก เพื่อทดสอบประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอเมื่อมีข้อมูลที่ไม่ดี โดยการเปลี่ยนเครื่องหมายของกำลังไฟฟ้าในกึ่ง 9-14 และกำลังไฟฟ้าที่ไหลทั้ง P และ Q ในกึ่ง 9-7 รูปที่ 5.2 และ 5.3 แสดงผลค่าสัมบูรณ์เปอร์เซ็นต์ของความผิดพลาดในการประมาณค่าขนาดและมุมเฟสเมื่อมีข้อมูลไม่ดีในระบบ จะเห็นว่าวิธีการที่นำเสนอ WLAV ได้คำตอบที่มีค่าความผิดพลาดน้อยกว่าทั้งค่าขนาดและมุมเฟส โดยที่เปอร์เซ็นต์ของการความผิดพลาดของตัวแปรควบคุมของ UPFC แสดงในตาราง 5.5



รูป 5.2 ค่าสัมบูรณ์เปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของขนาดแรงดันในระบบ IEEE 14 บัส (กรณีที่ 2)



รูป 5.3 ค่าสัมบูรณ์เปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของมุมเฟสของแรงดันในระบบ IEEE 14 บัส (กรณีที่ 2)

ตาราง 5.5 เปอร์เซนต์ความผิดพลาดของตัวแปรควบคุมในระบบ IEEE 14 บัส (กรณีที่ 2)

สถานะ ของ UPFC	WLS		WLAV	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	-2.1384	-0.2536	0.0187	0.0000
θ°	4.4139	1.5864	-0.0290	0.1340
P	6.4516	6.4516	0.0000	0.0000
Q	6.0150	10.6870	0.0000	0.0000
S	6.2178	9.8970	0.0000	0.0000

5.3.3 กรณีที่ 3 ระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC 1 ชุด

ในกรณีนี้ แสดงการใช้วิธีการประมาณค่าที่นำเสนอกับระบบที่มีขนาดใหญ่ที่มี UPFC 1 ชุด โดยได้ทำการเพิ่ม UPFC จำนวน 1 ชุดเข้ากับระบบ IEEE 118 บัสที่มีจำนวน 118 บัสและ 186 กิ่ง โดยติดตั้ง UPFC เข้าระหว่างกิ่ง 17-18 ที่บัส 17 ตาราง 5.6 สรุปค่าตัวแปรและข้อจำกัดของ UPFC โดยค่าที่วัดได้ประกอบด้วย แรงดัน 13 ค่า กำลังไฟฟ้าจริง 138 ค่า และกำลังไฟฟ้าไหล 172 ค่า ตาราง 5.7 แสดงค่าประมาณสถานะของ UPFC ซึ่งค่าตัวแปรสถานะที่ได้ยังอยู่ในช่วงที่จำกัด รวมทั้งการถ่ายโอนของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างแหล่งจ่ายแรงดันมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ $P_{sh} + P_{se} = 0$

ตาราง 5.6 ตัวแปรและขอบเขตของ UPFC ในระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC จำนวน 4 ชุด

แหล่งจ่ายขนาน		แหล่งจ่าย อนุกรม	
R_{sh}	0.00	R_{se}	0.00
X_{sh}	0.05	X_{se}	0.05
$V_{sh,max}$	1.10	$V_{se,max}$	0.60
$S_{sh,max}$	0.35	$S_{se,max}$	0.35

ตาราง 5.7 ค่าจริงและค่าประมาณของตัวแปรควบคุมของ UPFC ในระบบ IEEE 118 บัสด้วยวิธี WLS กับ WLAV (กรณีที่ 3)

สถานะ ของ UPFC	ค่าจริง		WLS		WLAV	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	0.9817	0.1451	1.0170	0.1468	0.9839	0.1453
θ°	11.8561	69.8285	11.7058	69.3563	11.8428	69.6687
P	-0.0038	0.0038	-0.0059	0.0059	-0.0044	0.0044
Q	-0.0913	0.2104	-0.1013	0.2042	-0.0918	0.2100
S	0.0914	0.2104	0.1015	0.2043	0.0919	0.2100

5.3.4 กรณีที่ 4 ระบบ IEEE 118 บัสที่มี UPFC จำนวน 4 ชุด

ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่อาจจะมีอุปกรณ์ FACTS จำนวนหลายชุดเพื่อควบคุมการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นปัญหาในการหาคำตอบดังแสดงในบทความ [8] เนื่องจากข้อจำกัดที่มีความไม่เชิงเส้นมากขึ้น เพื่อทดสอบวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอจึงพิจารณาเพิ่ม UPFC จำนวน 4 ชุดเข้าไปในระบบ IEEE 118 บัส โดยติดตั้ง UPFC ดังนี้

ชุดที่ 1 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 17-18 โดยติดตั้งที่บัส 17

ชุดที่ 2 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 66-67 โดยติดตั้งที่บัส 66

ชุดที่ 3 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 89-90 โดยติดตั้งที่บัส 89

ชุดที่ 4 ติดตั้งเข้าไปที่กึ่ง 100-104 โดยติดตั้งที่บัส 100

ตัวแปรและข้อจำกัดของแหล่งจ่ายขนานและแหล่งจ่ายอนุกรมของแต่ละ UPFC มีค่าเช่นเดียวกันกับกรณีที่ 3 ดังตารางที่ 4.5 โดยขณะที่ตัวแปรที่สำคัญของสายส่งไฟฟ้าสำหรับการประมาณสถานะสามารถหาได้จากระบบ IEEE 118 บัสมาตรฐาน ค่าที่ได้จากการวัดประกอบด้วยแรงดัน 13 ค่า กำลังไฟฟ้าจริง 138 ค่าและกำลังไฟฟ้าไหล 184 ค่า ตาราง 5.8 แสดงผลการประมาณค่าของ UPFC ทั้ง 4 ชุด จะเห็นว่าค่าที่ได้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดดังเช่นกรณีที่แล้ว ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถใช้ในระบบขนาดใหญ่ที่มี UPFC จำนวนหลายชุดได้

ตาราง 5.8 ค่าประมาณของตัวแปรควบคุมของ UPFC ในระบบ IEEE 118 บัสด้วยวิธี WLAV (กรณี 4)

สถานะ ของ UPFC	UPFC 1 (กึ่ง 17-18)		UPFC 2 (กึ่ง 66-67)	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	0.9827	0.1451	1.0490	0.1242
θ°	11.8027	69.6954	27.3555	80.6257
P	-0.0041	0.0041	-0.0182	0.0182
Q	-0.0916	0.2101	-0.0359	0.1048
S	0.0917	0.2101	0.0402	0.1064
สถานะ ของ UPFC	UPFC 3 (กึ่ง 89-90)		UPFC 4 (กึ่ง 100-104)	
	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม	แหล่งจ่าย ขนาน	แหล่งจ่าย อนุกรม
V	1.0099	0.1041	1.0186	0.0977
θ°	45.1203	116.5847	25.5780	63.1217
P	-0.0944	0.0944	-0.0287	0.0287
Q	0.0857	0.2092	0.0198	0.0695
S	0.1275	0.2295	0.0349	0.0752

ผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของสองวิธีการได้สรุปในตารางที่ 5.9 โดยได้ทำการหาค่าความผิดพลาดเฉลี่ย (Mean square error (MSE)) ของขนาดและมุมเฟสของระบบไฟฟ้าและแหล่งจ่ายของ UPFC จะเห็นได้ว่าจำนวนรอบในการคำนวณมีค่ามากขึ้นในการคำนวณด้วยวิธี WLAV ซึ่งวิธีการ WLAV ไม่มีปัญหาในการสู่เข้าในการหาคำตอบ แม้กระทั่งกรณีมี UPFC หลายชุดในระบบ โดยอาจเกิดจากการที่ในการทำซ้ำนั้นไม่เกี่ยวข้องกับโคเวเรียนเมตริก แต่จะเห็นว่าค่าความผิดพลาดเฉลี่ยของวิธี WLAV มีค่าต่ำลงเมื่อเทียบกับวิธี WLS ซึ่งโดยทั่วไปค่าความแม่นยำมีความสำคัญมากกว่าค่าเวลาที่ใช้ในการคำนวณ เพราะสามารถลดเวลาที่ใช้ในการคำนวณด้วยวิธีการโปรแกรมได้

ตาราง 5.9 เปรียบเทียบผลในแต่ละกรณี

กรณี	WLS			WLAV		
	MSE	จำนวนรอบ ในการ คำนวณ	เวลา CPU (วินาที)	MSE	จำนวนรอบ ในการ คำนวณ	เวลา CPU (วินาที)
1	4.2×10^{-2}	13	2.75	1.2×10^{-4}	13	2.85
2	3.7×10^{-1}	14	2.93	1.5×10^{-4}	13	2.85
3	3.2×10^{-1}	11	135.28	1.3×10^{-3}	30	383.62
4	3.6×10^{-1}	15	186.47	4.3×10^{-4}	33	424.72

บทที่ 6

การประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS ด้วยวิธี

Predictor-Corrector Interior Point

6.1 บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลังที่อุปกรณ์ FACTS หลายชนิดและจำนวนหลายชุด โดยอุปกรณ์ FACTS จะโมเดลโดยการใช้มุมจุดชนวนของไทริสเตอร์และโมเดลแหล่งจ่าย เนื่องจากในการคำนวณจะพิจารณาขอบเขตการทำงานของตัวแปรควบคุมของอุปกรณ์ FACTS และแรงดันบัล จะทำให้ปัญหาการประมาณค่าเป็นปัญหาไม่เชิงเส้นที่มีข้อจำกัดขอบเขต ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการ Predictor-Corrector Interior Point [48],[49] โดยจะทำการเปรียบเทียบกับผลงานวิจัยที่ผ่านมาในบทความ [8]

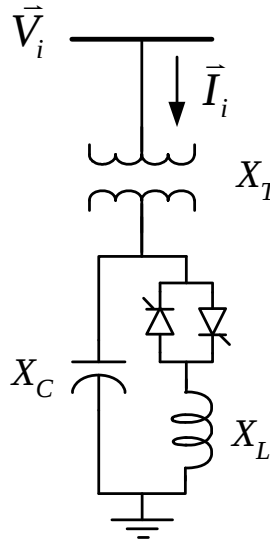
6.2 โมเดลอุปกรณ์ FACTS สำหรับการประมาณค่าสถานะ

ในหัวข้อนี้จะพิจารณาถึงโมเดลในสถานะคงตัวของอุปกรณ์ FACTS และสายส่งไฟฟ้าในการประมาณค่าสถานะ โดยโมเดลของสายส่งจะใช้วงจรสมมูลแบบ π กำลังไฟฟ้าจริงและจินตภาพที่ได้จากส่วนนี้ถือเป็นค่าที่วัดได้ มุมจุดชนวนถือว่าเป็นตัวแปรสถานะสำหรับทั้ง Static Var Compensator (SVC) และ Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) ขณะที่แหล่งจ่ายขนานและอนุกรมเป็นค่าประมาณสถานะของ UPFC นอกจากนั้นแรงดันบัลและมุมเฟสของแรงดันบัลเป็นตัวแปรสถานะของระบบไฟฟ้ากำลัง

6.2.1 โมเดล Static Var Compensator (SVC)

SVC สามารถแทนได้ด้วยคาปาซิเตอร์ร่วมกับตัวเหนี่ยวนำที่มีการควบคุมโดยใช้ไทริสเตอร์ [50],[51] วงจรสมมูลที่ความถี่หลักของ SVC ที่เป็นไปตามฟังก์ชันของมุมจุดชนวนของไทริสเตอร์แสดงดังในรูปที่ 6.1 โดยปริมาณในรูปที่ 6.1 มีความหมายดังนี้

- δ คือ มุมจุดชนวนของไทริสเตอร์
- X_C คือ ค่ารีแอคแตนซ์ของคาปาซิเตอร์
- X_L คือ ค่ารีแอคแตนซ์ของตัวเหนี่ยวนำ
- X_T คือ ค่ารีแอคแตนซ์ของหม้อแปลง
- V_i คือ แรงดันบัลเฟสเซอร์ที่บัล i
- I_i คือ กระแสฉีดเฟสเซอร์ที่บัล i



รูปที่ 6.1 วงจรสมมูลของ SVC ต่อร่วมกับหม้อแปลง

ดังนั้นค่ารีแอคแตนซ์ของ SVC สามารถเขียนเป็นสมการแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$X_{SVC}(\delta) = \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \delta) + \sin 2\delta) - X_L} \quad (6.1)$$

ค่ารีแอคแตนซ์ของ SVC ที่รวมเอาหม้อแปลงเข้าไปด้วยสามารถสมการได้ดังนี้

$$X_i = X_T + X_{SVC}(\delta) \quad (6.2)$$

ดังนั้น ค่ากำลังไฟฟ้าจินตภาพที่บัสที่ติดตั้ง SVC สามารถเขียนแทนได้ด้วย

$$Q_i = -B_i V_i^2, \quad (6.3)$$

โดยที่ $B_i = -1/X_i$.

ข้อจำกัดของ SVC ที่ควรเพิ่มเข้าไปในการประมาณค่าสถานะคือ

$$B_{i,\min} \leq B_i \leq B_{i,\max}, \quad (6.4)$$

$$\delta_{\min} \leq \delta \leq \delta_{\max}. \quad (6.5)$$

6.2.2 โมเดล Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)

รูปที่ 6.2 แสดงวงจรสมมูลของ TCSC เพื่อชดเชยสายส่ง โดย TCSC ประกอบด้วย คาปาซิเตอร์ขนานกับตัวเหนี่ยวนำที่ควบคุมโดยไทรสเตอร์ โดยค่ารีแอคแตนซ์ของ TCSC ที่เป็นไปตามฟังก์ชันของมุมจุดชนวนของไทรสเตอร์มีความสัมพันธ์ดังนี้ [52]

$$X_{TCSC}(\delta) = -X_C + K_1 (2(\pi - \delta) + \sin(2(\pi - \delta))) - K_2 \cos^2(\pi - \delta) \{ \varpi \tan(\varpi(\pi - \delta)) - \tan(\pi - \delta) \}, \quad (6.6)$$

โดยที่ $\varpi = \omega_0 / \omega$

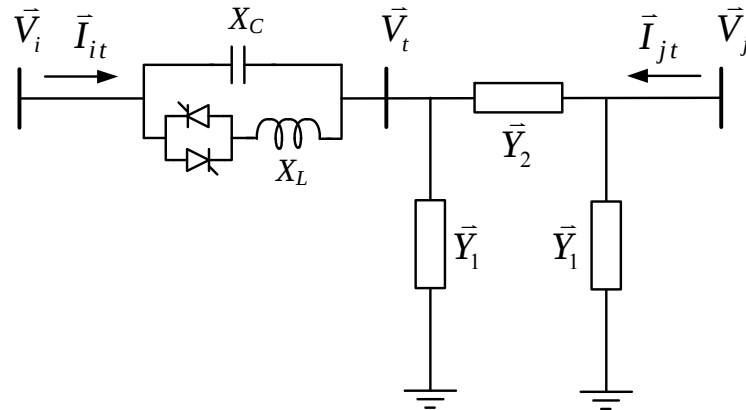
$$\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$$

$$\omega = 2\pi f$$

$$X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L}$$

$$K_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}$$

$$K_2 = \frac{4X_{LC}^2}{\pi X_L}.$$



รูปที่ 6.2 วงจรสมมูลของ TCSC ต่ออนุกรมกับสายส่ง

จากรูปที่ 6.2 กระแสเฟสเซอร์ที่ไหลผ่านกิ่ง $i-t$ และ $j-t$ สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\bar{I}_{it} = \frac{\bar{Y}_{TCSC} \left((\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2) \bar{V}_i - \bar{Y}_1 \bar{V}_j \right)}{\bar{Y}_{TCSC} + \bar{Y}_1 + \bar{Y}_2} \quad (6.7)$$

$$\bar{I}_{jt} = \bar{Y}_1 (\bar{V}_j - \bar{V}_i) + \frac{\bar{Y}_1 \left((\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2) \bar{V}_i - \bar{Y}_1 \bar{V}_j \right)}{\bar{Y}_{TCSC} + \bar{Y}_1 + \bar{Y}_2} + \bar{Y}_2 \bar{V}_j \quad (6.8)$$

โดยที่ $\bar{Y}_{TCSC} = 1/jX_{TCSC}(\delta)$ เป็นค่าแอดมิตแตนซ์ของ TCSC ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลผ่านกิ่ง $i-t$ และกิ่ง $j-t$ สามารถเขียนแทนได้ด้วย

$$\bar{S}_{it} = \bar{V}_i \bar{I}_{it}^* \quad \text{และ} \quad \bar{S}_{jt} = \bar{V}_j \bar{I}_{jt}^* \quad (6.9)$$

ข้อจำกัดของ TCSC ที่ควรเพิ่มเข้าไปในการประมาณค่าสถานะคือ

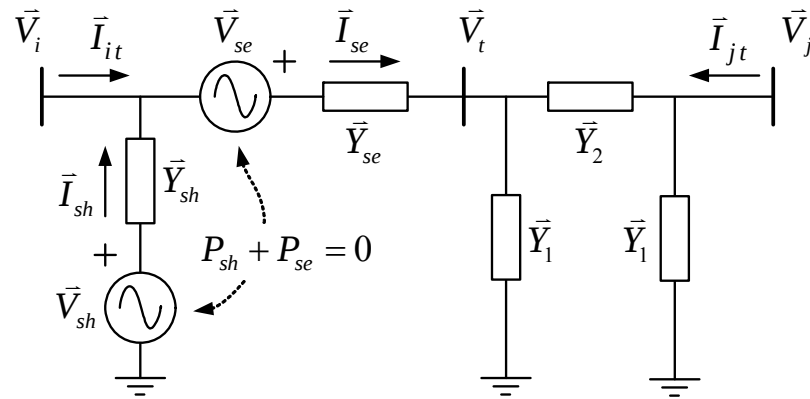
$$X_{TCSC, \min} \leq X_{TCSC} \leq X_{TCSC, \max} \quad (6.10)$$

$$I_{TCSC, \min} \leq I_{TCSC} \leq I_{TCSC, \max} \quad (6.11)$$

โดยที่ I_{TCSC} คือขนาดของกระแสเฟสเซอร์ที่ไหลผ่าน TCSC นอกจากนั้นมุมจุดชนวนของไทริสเตอร์ของ TCSC จะต้องให้อยู่ในช่วงที่ทำงานได้ด้วย

6.2.3 โมเดลของ Unified Power Flow Controller (UPFC)

UPFC ประกอบด้วยคอนเวอร์เตอร์แรงดันอนุกรมและขนานที่เชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้า ซึ่งสามารถควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าจินตภาพได้อย่างอิสระ[53]-[56] ถ้าสมมติให้ UPFC ทำงานในช่วงปกติและความสูญเสียในคอนเวอร์เตอร์มีค่าน้อยมาก วงจรสมมูลของ UPFC ต่อเชื่อมกับสายส่งไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 6.3 โดยโมเดลของสายส่งเป็นแบบ π



รูปที่ 6.3 วงจรสมมูล UPFC ต่อเข้ากับสายส่งไฟฟ้า

ค่าต่างๆในรูปที่ 6.3 มีความหมายดังนี้

$\bar{V}_i$, $\bar{V}_j$, และ $\bar{V}_t$ คือเฟสเซอร์แรงดันที่บัส i บัส j และ บัส t ตามลำดับ

$\bar{V}_{sh}$ และ $\bar{V}_{se}$ คือเฟสเซอร์แรงดันของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

$\bar{I}_{sh}$ และ $\bar{I}_{se}$ คือกระแสเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

$\bar{Y}_{sh}$ และ $\bar{Y}_{se}$ คือแอดมิตแตนซ์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

$\bar{Y}_1$ และ $\bar{Y}_2$ คือแอดมิตแตนซ์ขนานและอนุกรมของสายส่ง ตามลำดับ

P_{sh} และ P_{se} คือกำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม ตามลำดับ

กระแสเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายขนานและลำดับสามารถอธิบายได้ดังนี้

แรงดันเฟสเซอร์ที่บัส t ($\bar{V}_t$) มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\bar{V}_t = \frac{\bar{Y}_{se}(\bar{V}_i + \bar{V}_{se}) + \bar{Y}_1 \bar{V}_j}{\bar{Y}_{se} + \bar{Y}_1 + \bar{Y}_2} \quad (6.12)$$

กระแสเฟสเซอร์ของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรม มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\bar{I}_{sh} = \bar{Y}_{sh}(\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i), \quad (6.13)$$

$$\bar{I}_{se} = \bar{Y}_{se}(\bar{V}_i + \bar{V}_{se} - \bar{V}_t), \quad (6.14)$$

กระแสเฟสเซอร์ที่ไหลผ่านกิ่ง $i-t$ และ $j-t$ มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\bar{I}_{it} = \bar{I}_{se} - \bar{I}_{sh}, \quad (6.15)$$

$$\bar{I}_{jt} = \bar{Y}_2(\bar{V}_j - \bar{V}_t) + \bar{Y}_1 \bar{V}_j. \quad (6.16)$$

ดังนั้น กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลผ่านกิ่ง $i-t$ และ $j-t$ สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\bar{S}_{it} = \bar{V}_i \bar{I}_{it}^* = P_{it} + jQ_{it}, \quad (6.17)$$

$$\bar{S}_{jt} = \bar{V}_j \bar{I}_{jt}^* = P_{jt} + jQ_{jt}. \quad (6.18)$$

กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนเอาต์พุตของแหล่งจ่ายขนานและอนุกรมสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\bar{S}_{sh} = \bar{V}_{sh} \bar{I}_{sh}^* = P_{sh} + jQ_{sh} , \quad (6.19)$$

$$\bar{S}_{se} = \bar{V}_{se} \bar{I}_{se}^* = P_{se} + jQ_{se} . \quad (6.20)$$

ข้อจำกัดของ UPFC ที่ควรเพิ่มเข้าไปในสมการการประมาณสถานะมีดังนี้

$$\text{ข้อจำกัดการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง:} \quad P_{sh} + P_{se} = 0 . \quad (6.21)$$

$$\text{ข้อจำกัดมุมเฟสขนาน:} \quad \theta_{sh,min} \leq \theta_{sh} \leq \theta_{sh,max} . \quad (6.22)$$

$$\text{ข้อจำกัดมุมเฟสอนุกรม:} \quad \theta_{se,min} \leq \theta_{se} \leq \theta_{se,max} \quad (6.23)$$

$$\text{ข้อจำกัดแรงดันขนาน:} \quad V_{sh,min} \leq V_{sh} \leq V_{sh,max} . \quad (6.24)$$

$$\text{ข้อจำกัดแรงดันอนุกรม:} \quad V_{se,min} \leq V_{se} \leq V_{se,max} . \quad (6.25)$$

6.3 การจัดรูปแบบของปัญหาการประมาณค่าสถานะ

ในทางปฏิบัตินั้น ขนาดของแรงดันบัสจะต้องอยู่ในขอบเขตที่จำกัดไว้ เพื่อป้องกันอุปกรณ์ และรักษาเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า ถ้าขนาดแรงดันสูงกว่าหรือต่ำกว่าขอบเขตที่กำหนด อุปกรณ์ตัดตอนจะแยกบัสนั้นออกจากระบบไฟฟ้า ดังนั้นขอบเขตสูงสุดและขอบเขตต่ำสุดของแรงดันบัสควรได้รับการพิจารณาเป็นขอบเขตของข้อจำกัด และเนื่องจากเครื่องวัดเสมือนสามารถช่วยลดจำนวนของเครื่องวัดและยังช่วยปรับปรุงผลลัพธ์ที่ประมาณได้ด้วย เครื่องวัดเสมือนจึงควรรวมไว้ในระบบการวัดด้วย นอกจากนี้จุดที่มีการฉีดกำลังไฟฟ้าเป็นศูนย์ (zero-injection power) มักได้รับการพิจารณาให้เป็นเครื่องวัดเสมือน ซึ่งเครื่องวัดเสมือนเหล่านี้จะก่อให้เกิดเงื่อนไขบังคับสมภาพในปัญหาการประมาณค่า ด้วยเหตุผลนี้เองที่ทำให้ปัญหาการประมาณค่าสถานะของระบบที่มีอุปกรณ์ FACTS หลายชนิดสามารถเขียนได้เป็น

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \quad \frac{1}{2} r^T R^{-1} r, \\ & \text{Subject to} \quad \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ w_{\min} \leq w(x) \leq w_{\max} . \end{cases} \end{aligned} \quad (6.26)$$

โดยที่	z	คือ เวกเตอร์ของค่าที่ได้จากเครื่องวัด
	x	คือ เวกเตอร์ของตัวแปรสถานะที่ต้องการประมาณค่า
	r	คือ เวกเตอร์ตกค้าง (residue vector)
	R	คือ เมตริกซ์ค่าความแปรปรวนร่วม (covariance matrix)
	$h(x)$	คือ ฟังก์ชันไม่เชิงเส้น
	$g(x)$	คือ เงื่อนไขบังคับไม่เชิงเส้นสมภาพ (equality nonlinear constraint)
	$w(x)$	คือ เงื่อนไขบังคับไม่เชิงเส้นไม่สมภาพ (inequality nonlinear constraint)
	$w_{\min}$ และ $w_{\max}$	คือ ขอบเขตต่ำสุดและขอบเขตสูงสุดของ $w(x)$

ปัญหาการทำให้เหมาะที่สุดที่สุดในสมการที่ (6.26) สามารถแปลงไปยังปัญหาสมมูลได้ดังนี้

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \frac{1}{2} r^T R^{-1} r, \\ & \text{Subject to } \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ f(x) \leq 0, \end{cases} \end{aligned} \quad (6.27)$$

$$\text{โดยที่ } f(x) = \begin{bmatrix} w_{\min} - w(x) \\ w(x) - w_{\max} \end{bmatrix}.$$

โดยการเพิ่มเวกเตอร์ของตัวแปร $s \geq 0$ ลงในเงื่อนไขไม่สมภาพในสมการที่ (6.27) และเขียนฟังก์ชันเป้าหมายใหม่ ต่อมาสมการที่ (6.27) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \mu \sum_{i=1}^p \ln s_i, \\ & \text{Subject to } \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ f(x) + s = 0, \end{cases} \end{aligned} \quad (6.28)$$

โดยที่ s_i คือ s ตัวที่ i -th

p คือ จำนวนแถวของ $f(x)$

μ คือ ตัวแปรขวางกัน ซึ่งจะเข้าสู่ศูนย์เมื่อได้คำตอบ

เขียนฟังก์ชัน Lagrangian ของปัญหาในสมการที่ (6.28) ได้เป็น

$$\mathcal{L} = \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \mu \sum_{i=1}^p \ln s_i - \lambda^T [f(x) + s] - \rho^T g(x) - \pi^T [r - z + h(x)]. \quad (6.29)$$

และได้เงื่อนไข Karush-Kuhn-Tucker (KKT) คือ

$$0 = \mu e + \Lambda s \quad (6.30)$$

$$0 = f(x) + s \quad (6.31)$$

$$0 = g(x) \quad (6.32)$$

$$0 = r - z + h(x) \quad (6.33)$$

$$0 = r - R\pi \quad (6.34)$$

$$0 = F^T \lambda + G^T \rho + H^T \pi \quad (6.35)$$

โดยที่ $\Lambda = \text{diag}(\lambda)$ คือ เมตริกซ์แนวทแยงที่มีสมาชิกแนวทแยงเป็น λ

$$e = [1, \dots, 1]^T$$

F G และ H คือ เมตริกซ์จาโคเบียนของ $f(x)$ $g(x)$ และ $h(x)$ ตามลำดับ

จากสมการที่ (6.30) เนื่องจาก $s \geq 0$ และ $\mu > 0$ จะได้ว่า $\lambda \leq 0$

โดยใช้ $r = R\pi$ และ $s = -f(x)$ ดังนั้นสมการที่ (6.30) ถึง (6.35) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \Lambda f(x) - \mu e \\ g(x) \\ R\pi - z + h(x) \\ F^T \lambda + G^T \rho + H^T \pi \end{bmatrix} = 0. \quad (6.36)$$

6.4 วิธีการประมาณค่าสถานะ

ในการประมาณสถานะเพื่อหาค่า λ, ρ, π , และ x ที่เป็นไปตามเงื่อนไขในสมการ (6.36) และข้อจำกัดทั้งหมดตั้งในสมการ (6.27) ในหัวข้อนี้จะพิจารณา 2 วิธี โดยวิธีแรกจะใช้หลักการ Primal-Dual Interior Point Algorithm [48] ส่วนวิธีที่สองจะใช้หลักการ Predictor-Corrector Interior Point Algorithm [48]-[49]

6.4.1 Primal-Dual Interior Point Method (PDIP)

กำหนดให้ $x = x^k + \Delta x$ โดยที่ k คือ รอบการทำซ้ำ และโดยการประมาณอันดับหนึ่งของ $f(x)$ $g(x)$ และ $h(x)$ จะได้

$$f(x) \approx f(x^k) + F\Delta x \quad (6.37)$$

$$g(x) \approx g(x^k) + G\Delta x \quad (6.38)$$

$$h(x) \approx h(x^k) + H\Delta x \quad (6.39)$$

เงื่อนไข KKT ในสมการที่ (6.36) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$\begin{bmatrix} D_f & 0 & 0 & \Lambda F \\ 0 & 0 & 0 & G \\ 0 & 0 & R & H \\ F^T & G^T & H^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ \rho \\ \pi \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu e \\ -g(x^k) \\ z - h(x^k) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.40)$$

สังเกตว่า $\Lambda f(x^k) = D_f \lambda$ โดย $D_f = \text{diag}(f^k)$

คำตอบที่ได้มาจากสมการที่ (6.40) จะใช้เพื่อคำนวณหาทิศทางของการเปลี่ยนแปลงของ λ ρ π และ x โดยค่าในรอบถัดไปของตัวแปรเหล่านี้คำนวณได้จาก

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha(\lambda - \lambda^k) \quad (6.41)$$

$$\rho^{k+1} = \rho^k + \alpha(\rho - \rho^k) \quad (6.42)$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \alpha(\pi - \pi^k) \quad (6.43)$$

$$x^{k+1} = x^k + \alpha\Delta x \quad (6.44)$$

โดย $\alpha \in (0,1]$ ซึ่งต้องเลือกเพื่อให้ตัวแปร λ ρ π และ x ยังคงอยู่ในขอบเขตคำตอบที่เป็นไปได้ สำหรับการคำนวณหา α การปรับตัวปรววงกัน และเงื่อนไขการหยุดของวิธี PDIP นั้น คำนวณได้ด้วยสมการที่ (6.48) ถึง (6.52) ซึ่งจะอธิบายในหัวข้อต่อไป

6.4.2 Predictor-Corrector Interior Point Method (PCIP)

ในที่นี้จะใช้เทคนิค predictor-corrector ใน [48]-[49] เพื่อแก้ปัญหาในสมการที่ (6.36) กำหนดให้ $\lambda \approx \lambda^k + \Delta\lambda$ $\rho \approx \rho^k + \Delta\rho$ และ $\pi \approx \pi^k + \Delta\pi$ โดยสมการที่ (6.40) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$\begin{bmatrix} D_f & 0 & 0 & \Lambda F \\ 0 & 0 & 0 & G \\ 0 & 0 & R & H \\ F^T & G^T & H^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\lambda \\ \Delta\rho \\ \Delta\pi \\ \Delta x \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Lambda f(x^k) \\ -g(x^k) \\ z - h(x^k) \\ \phi^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta\Lambda\Delta s - \mu e \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

หรือเขียนให้กระชับได้ดังนี้

$$A\Delta y = -b_1 - b_2 \quad (6.45)$$

โดยที่ $\phi^k = F^T \lambda^k + G^T \rho^k + H^T \pi^k$ และ $\Delta s = F \Delta x$

เนื่องจาก b_2 ไม่สามารถทราบค่าได้ ดังนั้น ค่า Δy_a ต้องประมาณโดยใช้เทคนิค predictor-corrector

$$A\Delta y_a = -b_1 \quad (6.46)$$

$\Delta\lambda_a$ และ Δx_a ที่ได้มาจาก Δy_a ใช้เพื่อเลือก α_a เพื่อที่ว่า $\lambda \leq 0$ และ $s \geq 0$ ต่อมา b_2 สามารถประมาณได้โดยใช้ $\Delta x = \alpha_a \Delta x_a$ และ $\Delta\lambda = \alpha_a \Delta\lambda_a$ ดังนั้น Δy จะได้มาจากการแก้สมการที่ (6.45) ซึ่งใช้ค่าประมาณของ b_2

คำตอบที่รอบถัดไปจะหาได้จาก

$$y^{k+1} = y^k + \alpha\Delta y \quad (6.47)$$

โดย $\alpha \in (0,1]$ ต้องเลือกเพื่อรักษา y^{k+1} ให้อยู่ในขอบเขตที่ได้คำตอบ และสามารถเลือกได้โดยใช้กฎดังนี้

$$\hat{\alpha}_s = \sigma \cdot \min \left\{ -\frac{s_m^k}{\Delta s_m} : \Delta s_m < 0 \right\} \quad (6.48)$$

$$\hat{\alpha}_\lambda = \sigma \cdot \min \left\{ -\frac{\lambda_m^k}{\Delta \lambda_m} : \Delta \lambda_m > 0 \right\} \quad (6.49)$$

$$\alpha = \min \{1.0, \hat{\alpha}_s, \hat{\alpha}_\lambda\} \quad (6.50)$$

โดย $\sigma \in (0,1)$ คือ ค่าคงที่ เพื่อป้องกันการประมาณค่าไม่ให้เข้าใกล้ขอบเขตของคำตอบมากเกินไป ในงานวิจัยนี้ $\sigma = 0.99995$ เช่นเดียวกับใน [57] โดยจากการทดสอบพบว่า ไม่จำเป็นต้องใช้ค่าที่แน่นอนของ σ แต่หาก σ มีค่าน้อยก็จะทำให้การลู่เข้าหาคำตอบช้า หาก σ มีค่ามากเกินไปก็อาจทำให้ไม่ได้คำตอบที่เหมาะสม

ตัวแปรขวางกันต้องมีการปรับอย่างเหมาะสม และควรเข้าสู่ศูนย์เมื่อได้คำตอบที่เหมาะสม ในงานวิจัยนี้จะปรับตัวแปรขวางกันโดยใช้วิธีใน [57]

$$\mu = \beta \left[\frac{\lambda^T f(x)}{p} \right] \quad (6.51)$$

โดย $\beta \in (0,1)$ คือ ตัวแปรศูนย์กลาง ซึ่งค่ามาก ๆ ของ β จะช่วยปรับปรุงการค้นหาคำตอบที่เป็นไปได้ แต่จะลดความเร็วในการลู่เข้าหาคำตอบ สำหรับค่าน้อย ๆ ของ β จะปรับปรุงการลู่เข้าหาคำตอบ แต่อาจทำให้เกิดการแกว่งของคำตอบ โดยจากการทดสอบพบว่า $\beta \approx 0.05$ จะให้การลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็วสำหรับทุกกรณีที่ได้ทดสอบ โดยการซ้ำจะหยุดลงเมื่อ

$$\|\Delta x\|_{\infty} \leq \varepsilon_x \quad (6.52)$$

โดย $\varepsilon_x = 10^{-4}$ คือ ค่าที่กำหนดขึ้น

6.5.ผลการจำลอง

ในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบใน 3 กรณีเพื่อทดสอบหลักการที่นำเสนอ ความผิดพลาดแบบเกาส์เซียนที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ได้ถูกเพิ่มเข้าไปในทุกเครื่องวัด โดยผลทดสอบที่ได้จากที่นำเสนอ(PCIP) ทำการเปรียบเทียบกับวิธีการ Primal-dual interior point method (PDIP) กับวิธีการ interior point method ที่นำเสนอใน [8] โดยได้ทำการเขียนทุกวิธีการด้วยโปรแกรม MATLAB

สำหรับวิธีการ PCIP และ PDIP กำหนดให้ค่าเริ่มต้นในการคำนวณมีค่าต่าง ๆ ดังนี้

ขนาดแรงดันมีค่าเท่ากับ 1.0 และมีมุมเริ่มต้นเท่ากับ 0.0

ขนาดของแรงดันขนาของ UPFC มีค่าเท่ากับ 1.0

ขนาดแรงดันอนุกรมของ UPFC มีค่าเท่ากับ 0.1

ขนาดมุมของแหล่งจ่ายทั้งสองของ UPFC มีค่าเท่ากับ 0.0°

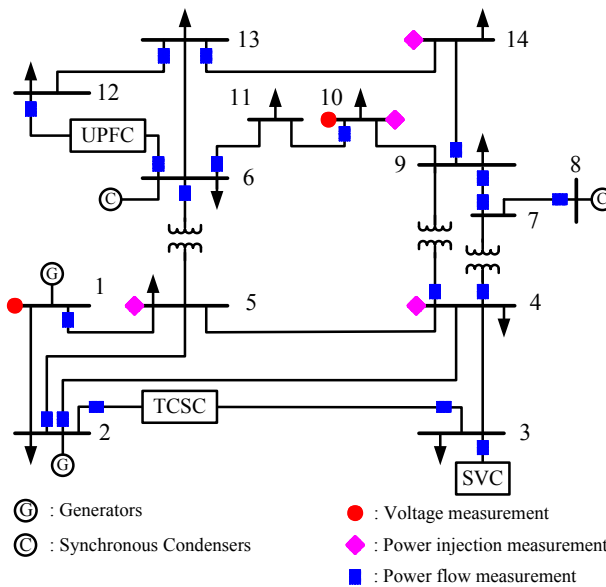
มุมจุดชนวนของ SVC มีค่าเท่ากับ 135°

มุมจุดชนวนของ TCSC มีค่าเท่ากับ 145°

ค่าเริ่มต้นของตัวแปรขวางกัน (μ) กำหนดให้มีค่าสูงสุดของค่า R^{-1} เพื่อสมดุลน้ำหนักของฟังก์ชันเป้าหมายและเทอมของตัวแปรขวางกันในฟังก์ชัน Lagrangian

6.5.1 กรณีที่ 1 ระบบ IEEE 14 บัส

ระบบ IEEE 14 บัส ได้ถูกทำการปรับเปลี่ยนเพื่อเพิ่มอุปกรณ์ FACTS เช่น SVC TCSC และ UPFC เข้าไปในระบบดังแสดงในรูปที่ 6.4 มี 3 ส่วนด้วยกัน โดยมีรายละเอียดดังนี้ ส่วนแรก ซึ่งโครนัสคอนเดนเซอร์ (Synchronous condenser) ที่บัสหมายเลข 3 ถูกแทนที่ด้วย SVC ส่วนที่สอง ทำการติดตั้ง TCSC เข้าไประหว่างกึ่ง 2-3 โดยติดตั้งที่บัสหมายเลข 2 และส่วนที่สาม ทำการติดตั้ง UPFC เข้าไประหว่างกึ่ง 6-12 เข้าไปที่บัสหมายเลข 6



รูปที่ 6.4 ระบบ IEEE 14 บัสที่มีการเพิ่มอุปกรณ์ FACTS

ตัวแปรของอุปกรณ์ FACTS แสดงในตารางที่ 6.1 ข้อสังเกตว่าค่าขอบเขตด้านสูงและด้านต่ำของสถานะประมาณคือค่าของค่าสูงสุดและค่าต่ำสุดนั้น

กำหนดให้ค่าขอบเขตของแรงดันบัสมีค่าขอบเขตด้านสูงเท่ากับ 1.10 และค่าขอบเขตด้านต่ำมีค่าเท่ากับ 0.90

กำหนดให้ค่าขอบเขตของมุมเฟสของแรงดันบัสและของแรงดันแหล่งจ่ายของ UPFC มีค่าขอบเขตด้านสูงเท่ากับ 180° และค่าขอบเขตด้านต่ำมีค่าเท่ากับ -180°

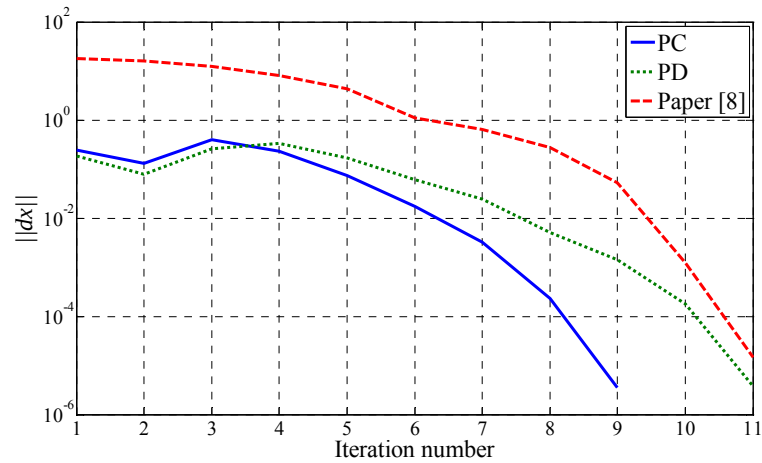
การฉีดกำลังไฟฟ้าเป็นศูนย์ที่บัสหมายเลข 7 ถูกนำมาใช้ในข้อจำกัดในการสมการด้วย จากวิธีการ PCIP ที่นำเสนอ ค่าประมาณของอุปกรณ์ FACTS สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.2 จะเห็นได้ว่าค่าของอุปกรณ์ FACTS ที่ควบคุมได้จะมีค่าอยู่ในขอบเขตที่กำหนดและเงื่อนไขที่กำหนด รูปที่ 6.5 แสดงการลู่เข้าของการคำนวณทั้ง 3 วิธีในกรณี IEEE 14 บัส เช่นเดียวกัน จะเห็นได้ว่าทั้ง 3 กรณีสามารถลู่เข้าตามฟังก์ชันเป้าหมายที่ต้องการได้ อย่างไรก็ตามจะเห็นว่าวิธีของ PCIP และ PDIP สามารถจะลู่เข้าได้เร็วกว่า โดยวิธีการ PCIP ที่นำเสนอมีความรวดเร็วในการลู่เข้ามากที่สุดโดยใช้จำนวนครั้งในการวนรอบต่ำที่สุด

ตารางที่ 6.1 ตัวแปรของอุปกรณ์ FACTS

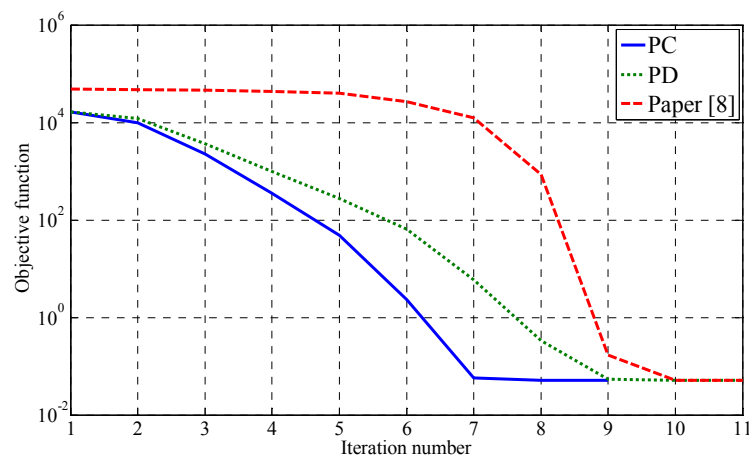
SVC	α°	B_{SVC}	X_C	X_L	X_T
MAX	180	1.0	1.0	1.0	0.0
MIN	90	0.0			
TCSC	α°	X_{TCSC}	X_C	X_L	
MAX	180	-0.008	0.008	0.0014	
MIN	142.7	-0.270			
UPFC	V_{sh}	V_{se}	B_{sh}	B_{se}	
MAX	1.10	0.60	-50	-50	
MIN	0.90	0.00			

ตารางที่ 6.2 ค่าประมาณของอุปกรณ์ FACTS ในระบบ IEEE 14 บัส

State	SVC	TCSC	UPFC	
			Shunt source	Series source
V			1.0690	0.1935
θ°			-22.07	46.09
P			-0.0251	0.0251
Q			-0.0519	0.1187
α°	99.66	144.31		
B_{SVC}	0.213			
X_{TCSC}		-0.050		



(ก) ความผิดพลาดกับจำนวนรอบการวนซ้ำ



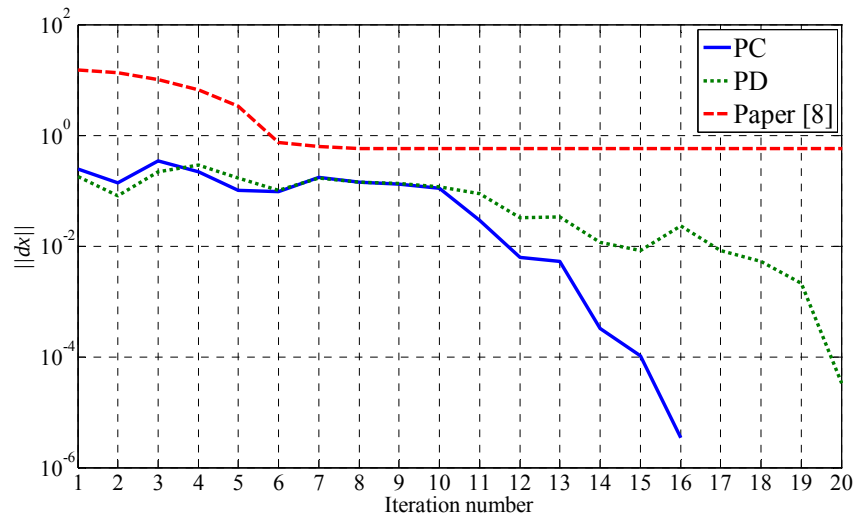
(ข) ฟังก์ชันเป้าหมายกับจำนวนรอบการวนซ้ำ

รูปที่ 6.5 เปรียบเทียบผลการลู่เข้าของ 3 วิธีสำหรับการประมาณค่าในระบบ IEEE 14 บัส

6.5.2 กรณีที่ 2 ผลกระทบของข้อมูลที่ไม่ดี

การประมาณค่าอาจจะไม่สามารถทำได้หากมีค่าความผิดพลาดที่เกิดจากเครื่องวัด ความผิดพลาดของตัวแปร และรวมทั้งวงจรที่เปลี่ยนไป ทำให้มีค่าคงเหลือมีค่ามากเกินไป ในการทดสอบผลกระทบของข้อมูลไม่ดีในกรณีนี้จะทำการทดสอบเมื่อมีความผิดพลาดในเครื่องวัด ในวงจร IEEE 14 บัสในกรณีที่แล้ว โดยทำให้กลับค่าที่ได้จากเครื่องมือวัดกำลังไฟฟ้าจริงในกิ่ง 2-5 จากค่าที่เป็นบวกให้เป็นลบ แล้วทำการประมาณค่า

เมื่อทำการทดสอบโดยการประมาณค่าด้วยวิธี PCIP และ PDIP จะสามารถตรวจวัด ค่าที่ไม่ได้โดยดูได้จากค่าคงเหลือมีค่ามากกว่าค่าที่ตั้งไว้ ผลการทดสอบในรูปที่ 6.6 แสดงการ เปรียบการลู่เข้าของทั้ง 3 วิธี จะเห็นว่าวิธีการจาก [8] นั้นไม่สามารถลู่เข้าได้ในกรณีนี้ อย่างไรก็ตามจะเห็นว่าวิธีการ PCIP จะมีการลู่เข้าที่ดีกว่าวิธีของ PDIP



รูปที่ 6.6 เปรียบเทียบการลู่เข้าของระบบ IEEE 14 บัสที่มีข้อมูลที่ไม่ดีในระบบ.

6.5.3 กรณีที่ 3 ระบบ IEEE 118 บัส

ระบบไฟฟ้าใหญ่อาจจะมีอุปกรณ์ FACTS หลายชุดเพื่อควบคุมการไหลในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อทดสอบวิธีการประมาณค่าที่นำเสนอในระบบไฟฟ้าใหญ่จึงได้ทำการเพิ่มอุปกรณ์ FACTS เข้าไปในระบบไฟฟ้า IEEE 118 บัสดังนี้

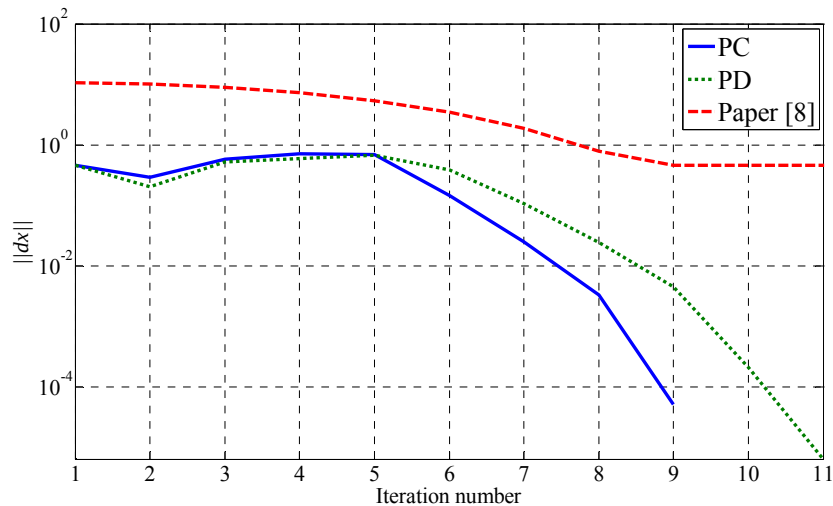
- ติดตั้ง SVC จำนวน 7 ชุดที่บัสต่อไปนี้ 15, 40, 77, 92, 112, 113 และ 116
- ติดตั้ง TCSC จำนวน 3 ชุดดังนี้
 - ชุดที่ 1 ติดตั้งบนกึ่ง 23-32 โดยติดตั้งที่บัส 23
 - ชุดที่ 2 ติดตั้งบนกึ่ง 44-43 โดยติดตั้งที่บัส 44
 - ชุดที่ 3 ติดตั้งบนกึ่ง 85-83 โดยติดตั้งที่บัส 85
- ติดตั้ง UPFC จำนวน 4 ชุดดังนี้
 - ชุดที่ 1 ติดตั้งบนกึ่ง 17-18 โดยติดตั้งที่บัส 17
 - ชุดที่ 2 ติดตั้งบนกึ่ง 66-67 โดยติดตั้งที่บัส 66
 - ชุดที่ 3 ติดตั้งบนกึ่ง 89-90 โดยติดตั้งที่บัส 89
 - ชุดที่ 4 ติดตั้งบนกึ่ง 100-104 โดยติดตั้งที่บัส 100

ชุดข้อมูลที่ได้จากการวัดประกอบด้วยค่าแรงดัน 26 ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 32 ค่าและค่ากำลังไฟฟ้าไหล 190 ค่า โดยที่ค่าตัวแปรและข้อจำกัดของอุปกรณ์ FACTS ยังคงมีค่าเหมือนเดิมดังเช่นในตารางที่ 6.1 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงศูนย์ที่บัสหมายเลขต่อไปนี้ 5, 9, 30, 37, 38, 63, 64, 68, 71, และ 81 ถูกนำมาใช้ในข้อจำกัดในการสมการด้วย

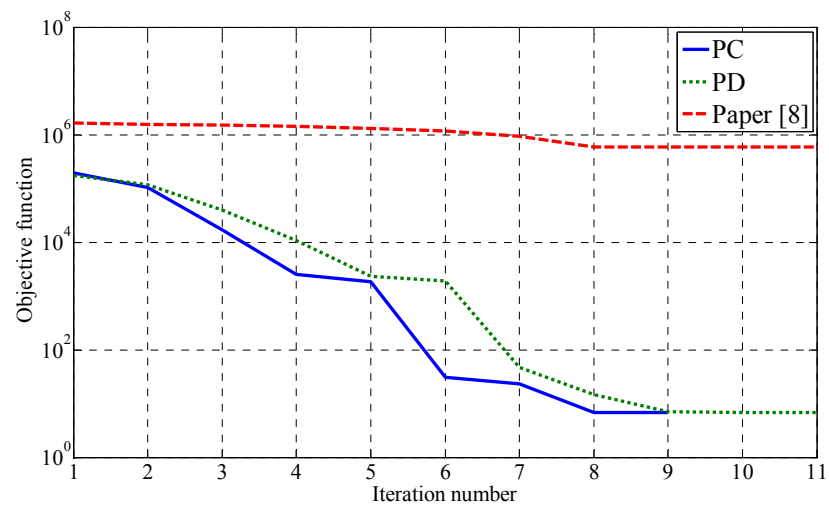
รูปที่ 6.7 แสดงการเปรียบเทียบการลู่เข้าของ 3 วิธีการประมาณค่าในระบบไฟฟ้า IEEE 118 บัส จะเห็นได้ว่าวิธีการประมาณค่าแบบ PCIP สามารถลู่เข้าได้เร็วที่สุดและจำนวนการวนซ้ำน้อยที่สุดด้วย ในขณะที่วิธีการที่ได้จากบทความ [8] ไม่สามารถหาคำตอบได้ในระบบ

ทดสอบนี้

ตารางที่ 6.3 แสดงการเปรียบเทียบการใช้เวลาเฉลี่ยในการคำนวณในแต่ละวิธี จะเห็นได้ว่าถึงแม้ว่าวิธีการประมาณค่าแบบ PCIP จะต้องแก้ชุดสมการเชิงเส้นถึง 2 ครั้งเพื่อหาค่าในขั้นตอนการคาดเดาและในขั้นตอนการปรับปรุงในแต่ละรอบการคำนวณ แต่เวลาในการคำนวณทั้งหมดยังคงน้อยกว่าเวลาที่ใช้ในการคำนวณด้วยวิธีการประมาณค่า PDIP



(ก) ความผิดพลาดกับจำนวนรอบการวนซ้ำ



(ข) ฟังก์ชันเป้าหมายกับจำนวนรอบการวนซ้ำ

รูปที่ 6.7 เปรียบเทียบผลการลู่เข้าของ 3 วิธีสำหรับการประมาณค่าในระบบ IEEE 118 บัส

ตารางที่ 6.3 เวลาเฉลี่ยในการคำนวณ

Case	PCIP (sec.)	PDIP (sec.)	Paper [8] (sec.)
1	2.91	3.41	4.85
2	5.73	6.35	Not converge
3	14.92	17.39	Not converge

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้ศึกษาเกี่ยวกับการวางตำแหน่งเครื่องมือให้เหมาะสมที่สุดและการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS หน่วยการวัดเฟสเซอร์ (PMU) เป็นอุปกรณ์การวัดเพื่อวัดค่าเพื่อนำมาใช้ในการประมาณค่าสถานะ ในรายงานวิจัยนี้ได้กล่าวถึงวิธีการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดในบทที่ 3 ส่วนการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS โดยใช้วิธี Weighed Least Squares (WLS) ได้กล่าวถึงในบทที่ 4 ส่วนวิธี Weighed Least Absolute Value (WLAV) ได้กล่าวถึงในบทที่ 5 และส่วนสุดท้าย วิธี Predictor-Corrector Interior Point Method ได้กล่าวถึงในบทที่ 6

ในบทที่ 3 ได้นำเสนอวิธีใหม่ในการวางตำแหน่ง PMU ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการประมาณค่าสถานะในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยวิธีที่นำเสนอพิจารณา 2 กรณีเพื่อหาความเชื่อถือได้ของการวัด คือกรณีที่เครื่องมือวัดเสียหาย 1 เครื่องกับกรณีที่สายส่งเสียหาย 1 กิ่ง โดยใช้ตัวเลขสภาวะที่ต่ำที่สุดของเมตริกการวัดเป็นเกณฑ์ เครื่องมือวัดเหล่านี้ถูกจัดตำแหน่งใหม่โดยใช้วิธีการเรียนรู้เพื่อที่จะให้มีจำนวนสถานที่ติดตั้ง PMU มีจำนวนน้อยที่สุด นอกจากนี้ได้นำเสนอเทคนิคการแยกเครือข่ายสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ จากผลการจำลองจะเห็นว่าวิธีการที่นำเสนอการวางตำแหน่ง PMU สามารถให้ผลการวัดมีความเชื่อถือได้และทำให้มีความมั่นใจว่าการประมาณค่าสามารถหาคำตอบได้ภายใต้สภาวะที่กำหนดได้

ในบทที่ 4 ได้ทำการศึกษาการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS โดยศึกษาอุปกรณ์ UPFC เพียงชนิดเดียวเนื่องจากเป็นอุปกรณ์ที่มีความยุ่งยากมากที่สุดของอุปกรณ์ FACTS ได้มีการอธิบายถึงโมเดลการวัดเฟสเซอร์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ UPFC การประมาณค่าสถานะประกอบด้วยแรงดันของบัสและตัวแปรควบคุมของ UPFC โดยปัญหาการประมาณสถานะประกอบไปด้วยเซตของสมการการวัดและข้อจำกัดที่ไม่เชิงเส้น การหาคำตอบของระบบโดยใช้เทคนิค Interior Point Optimization โดยใช้หลักเกณฑ์ WLS ได้มีการจำลองวิธีการที่นำเสนอกับระบบ IEEE 14 บัส และ IEEE 118 บัสที่มีอุปกรณ์ FACTS ซึ่งผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอใช้จำนวนรอบในการคำนวณน้อยกว่าและไม่อ่อนไหวต่อการเปลี่ยนขนาดของระบบ นอกจากนั้นได้ศึกษาถึงผลกระทบของข้อมูลไม่ดีด้วย

ในบทที่ 5 ได้ศึกษาความทนทานการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS หลายๆชุด อย่างไรก็ตามอุปกรณ์ UPFC ยังคงเป็นอุปกรณ์ชนิดเดียวที่ใช้แทนอุปกรณ์ FACTS ค่าการวัดเป็นค่าแรงดันและกำลังไฟฟ้า ซึ่งปัญหาการประมาณค่าสถานะ

ประกอบด้วยเซตของสมการการวัดไม่เชิงเส้นที่มีข้อจำกัดไม่เชิงเส้น การหาคำตอบของระบบโดยใช้เทคนิค Interior Point Optimization โดยใช้หลักเกณฑ์ WLAV ได้มีการจำลองวิธีการที่นำเสนอกับระบบ IEEE 14 บัส และ IEEE 118 บัสที่มีอุปกรณ์ FACTS หลายชุดซึ่งผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอได้ผลการประมาณสถานะในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และมีอุปกรณ์ FACTS ได้ดี

ในบทที่ 6 ได้กล่าวถึงการหาสมการข้อจำกัดไม่เชิงเส้นสำหรับการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS หลายๆชนิด การแก้ปัญหาการประมาณค่าสถานะโดยใช้หลักของ Predictor-Corrector Interior Point ได้มีการจำลองวิธีการที่นำเสนอกับระบบ IEEE 14 บัส และ IEEE 118 บัสที่มีอุปกรณ์ FACTS หลายชุดซึ่งผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าวิธีการที่นำเสนอได้ผลการประมาณสถานะในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และมีอุปกรณ์ FACTS หลายชนิดได้ดีเมื่อเทียบกับวิธีการเดิม ซึ่งวิธีการที่นำเสนอสามารถนำไปใช้ในการประมาณสถานะระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่ได้ถึงแม้ว่าจะมีข้อมูลไม่ดีปรากฏอยู่ก็ตาม

7.2 ข้อเสนอแนะเพื่อการวิจัยในอนาคตต่อไป

งานวิจัยนี้ได้นำเสนอวิธีการวางตำแหน่ง PMU ให้เหมาะสมที่สุดและการประมาณค่าสถานะของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอุปกรณ์ FACTS อย่างไรก็ตามยังมีงานวิจัยที่ควรจะศึกษาเพิ่มเติมในอนาคตในประเด็นต่อไปนี้

- ผลกระทบของความไม่แน่นอนของการโมเดล
- ผลกระทบของการวัดที่ไม่พร้อมกันทั้งหมด
- หาวิธีการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการประมาณสถานะด้วยวิธีการอื่นๆ
- การวางตำแหน่งเครื่องมือวัดและการประมาณค่าสถานะสำหรับระบบไฟฟ้าสามเฟส

เอกสารอ้างอิง

- [1] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*, USA: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [2] A. J. Wood, and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 2nd edition, Wiley, NY, 1996.
- [3] M.E. Baran, J. Zhu, H. Zhu, and K.E. Garren, "A meter placement method for state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, pp. 1704–1710, Aug. 1995.
- [4] N.G. Hingorani, and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible ac transmission systems*, IEEE Press, 2000.
- [5] K.A. Clements, G.W. Woodzell, and R.C. Burchett, "A new method for solving equality-constrained power system static-state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, pp. 1260–1266, Nov. 1990.
- [6] H. Singh, and F.L. Alvarado, "Weighted least absolute value state estimation using interior point methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1478–1484, Aug. 1994.
- [7] G.N. Korres, "A robust method for equality constrained state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 305–314, May 2002.
- [8] B. Xu, and A. Abur, "State estimation of systems with UPFCs using the interior point method," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1635–1641, Aug. 2004.
- [9] B. Xu, and A. Abur, "State estimation of systems with embedded FACTS devices," in *PowerTech Conference*, Bologna, Italy, June 2003.
- [10] Y.M. Park, Y.H. Moon, J.B. Choo, and T.W. Kwon, "Design of reliable measurement system for state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, pp. 830–836, 1988.
- [11] T.L. Baldwin, L. Mili, M.B.J Boisen, and R. Adapa, "Power system observability with minimal phasor measurement placement," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, pp. 707–715, May 1993.

- [12] M. Yehia, R. Jabr, R. El-Bitar, and R. Waked, "A PC based state estimator interfaced with a remote terminal unit placement algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, pp. 210-215, May 2001.
- [13] B. Milosevic, and M. Begovic, "Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, pp. 69 – 75, Feb. 2003.
- [14] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N.R. Watson, and D. Saenrak, "Measurement placement method for power system state estimation: part I," *Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 3, pp. 1629-1632, July 2003.
- [15] L. Holten, A. Gjelsvik, S. Aam, F.F. Wu, and W.H.E. Liu, "Comparison of different methods for state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1798-1806, Nov. 1988.
- [16] A.A. El-Keib, J. Nieplocha, H. Singh, and D.J. Maratukulam, "A decomposed state estimation technique suitable for parallel processor implementation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, pp. 1088–1097, Aug. 1992.
- [17] D.M. Falcao, F.F. Wu, and L. Murphy, "Parallel and distributed state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 724-730, May 1995.
- [18] R. Ebrahimian, and R. Baldick, "State estimation distributed processing," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, pp. 1240–1246, Nov. 2000.
- [19] A.G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 6, No.2, pp. 10-15, April 1993.
- [20] J. Arrillaga, N.R. Watson, and S. Chen, *Power System Quality Assessment*, England: John Wiley & Sons Ltd., 2000.
- [21] I.W. Slutsker, S. Mokhtari, L.A. Jaques, J.M.G. Provost, M.B. Perez, J.B. Sierra, F.G. Gonzalez, and J.M.M. Figueroa, "Implementation of phasor measurements in state estimator at Sevillana de Electricidad," *Proceedings of Power Industry Computer Application Conference*, pp. 392–398, May 1995.

- [22] R.O.J Burnett, M.M. Butts, T.W. Cease, V. Centeno, G. Michel, R.J. Murphy, and A.G. Phadke, "Synchronized phasor measurements of a power system event," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1643–1650, Aug. 1994.
- [23] A.G. Phadke, et al., "Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, No. 1, pp. 442-452, Jan. 1994.
- [24] IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems (IEEE Std 1344-1995).
- [25] R. Klump, R.E. Wilson, and K.E. Martin, "Visualizing real-time security threats using hybrid SCADA/PMU measurement displays," *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Jan. 2005.
- [26] M.R. Irving, R.C. Owen, and M.J.H. Sterling, "Power system state estimation using linear programming," *Proceedings of IEE*, Vol. 125, pp. 879–885, 1978.
- [27] J.J. Grainger, and W.D. Stevenson Jr., *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [28] G.H. Golub, and C.F. Van Loan, *Matrix Computations*, 3rd edition, The Johns Hopkins University Press, 1996.
- [29] F.L. Alvarado, and W.F. Tinney, "State estimation using augmented blocked matrices," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, pp. 911–921, Aug. 1990.
- [30] A. El-Zonkoly, "A novel algorithm for optimal meter placement to maintain network observability," *Proceedings of Power Systems Conference and Exposition*, pp. 93-99, Oct. 2004.
- [31] B. Xu, and A. Abur, "Observability analysis and measurement placement for system with PMUs," *Proceedings of Power System Conference and Exposition*, pp. 943-946, Oct. 2004.
- [32] A. Abur, and F.H. Magnago, "Optimal meter placement for maintaining observability during single branch outage," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1273–1278, Nov. 1999.

- [33] F.H. Magnago, and A. Abur, "A unified approach to robust meter placement against loss of measurements and branch outages," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 945–949, Aug. 2000.
- [34] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N.R. Watson, and R. Saeng-Udom, "An optimal measurement placement method for power system harmonic state estimation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, No. 2, pp. 1514–1521, April 2005.
- [35] C. Rakpenthai, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrongjit, and N.R. Watson, "An improved PMUs placement method for power system state estimation," in *The 7th International Power Engineering Conference*, Singapore, 29 Nov.-2 Dec. 2005.
- [36] C. Rakpenthai, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrongjit, and N.R. Watson, "Power system state estimation using decomposition technique," *Electric Power Systems Research*, Vol. 75, pp. 41-49, 2005.
- [37] N.G. Hingorani, "FACTS-flexible AC transmission system," *Proceedings of International Conference on AC and DC Power Transmission*, pp. 1-7, Sept. 1991.
- [38] M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandhari, G. Andersson, "Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 4, pp. 1635-1641, Oct. 1997.
- [39] L. Gyugyi, C.D. Schauder, S.L. Williams, T.R. Rietman, D.R. Torgerson, and A. Edris, "The unified power flow controller : a new approach to power transmission control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, No. 2, pp. 1085-1097, April 1995.
- [40] D. Qifeng, Z. Boming, and T.S. Chung, "State estimation for power systems embedded with FACTS devices and MTDC systems by a sequential solution approach," *Electric Power Systems Research*, Vol. 55, pp. 147-156, Sept. 2000.
- [41] K.A. Clements, P.W. Davis, and K.D. Frey, "Treatment of inequality constraints in power system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 567-574, May 1995.

- [42] R. Zivanovic, and C. Cairns, "Implementation of PMU technology in state estimation: an overview," in *IEEE Proceedings of AFRICON*, Vol. 2, pp. 1006-1011, Sept. 1996.
- [43] A. Abur, "A bad data identification method for linear programming state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, pp. 894–901, 1990.
- [44] M.K. Celik, and A. Abur, "A robust WLAV state estimator using transformations," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 106–113, Feb. 1992.
- [45] H. Wei, H. Sasaki, J. Kubokawa, and R. Yokoyama, "An interior point method for power system weighted nonlinear L_1 norm static state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 617–623, May 1998.
- [46] J.M. Ramirez-Arredondo, E.E. Barocio, and O.L. Chacon, "The affine-scaling dual algorithm as an alternative to solve the power system state estimation problem," *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 19, No. 6, pp. 50–52, June 1999.
- [47] K.A. Clements, P.W. Davis, K.D. Frey, Treatment of inequality constraints in power system state estimation, *IEEE Transactions on Power System*, Vol.10, No. 2, pp. 567-574, 1995.
- [48] S. Mehrotra, On the implementation of a (primal-dual) interior point method, *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 2, pp. 575-601, 1992.
- [49] I. J. Lustig, R. E. Marsten, D. F. Shanno, On the implementing Mehrotra's predictor corrector interior point method for linear programming, *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 2, No. 3, pp. 435-449, 1992.
- [50] IEEE Special Stability Controls Working Group, Static var compensator models for power flow and dynamic performance simulation, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 9, No. 1, pp. 229–240, 1995.
- [51] H. Ambriz-Perez, E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel, Advanced svc models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 15, No. 1, pp. 129–136, 2000.

- [52] C.R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, H. Ambriz-Perez, A thyristor controlled series compensator model for the power flow solution of practical power networks, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 15, No. 1, pp. 58–64, 2000.
- [53] L. Gyugyi, C.D. Schauder, S.L. Williams, T.R. Rietman, D.R. Torgerson, A. Edris, The unified power flow controller: a new approach to power transmission control, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, No. 2, pp. 1085–1097, 1995.
- [54] I. Papic, P. Zunko, D. Povh, Basic control of unified power flow controller, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 12, No. 4, pp. 1734-1739, 1997.
- [55] S. Kannan, S. Jayaram, M.M.A. Salama, Real and reactive power coordination for a unified power flow controller, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 19, No. 3, pp. 1454-1461, 2004.
- [56] A. M. Vural, M. Tumay, Mathematical modeling and analysis of a unified power flow controller: a comparison of two approaches in power flow studies and effects of UPFC location, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 29, pp. 617-629, 2007
- [57] G.L. Torres, V.H. Quintana, On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 16, No. 2, pp. 222-228, 2001.
- [58] J. Arrillaga, and C.P. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons Ltd., 1990.
- [59] M.S. Chen, and W.E. Dillon, “Power system modeling,” *Proceedings of IEEE*, Vol. 62, No. 7, pp. 901-915, 1974.
- [60] MATPOWER, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [61] University of Washington, <http://www.ee.washington.edu/research>

ผลงานวิจัยที่ได้จากโครงการวิจัย

1. ผลงานตีพิมพ์ในวารสารวิชาการนานาชาติ

- Rakpenthai C, Premrudeepreechacharn S, and Uatrungjit S, *Power System With Multi-Type FACTS Devices States Estimation Based On Predictor-Corrector Interior Point Algorithm*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, In Press, มีค่า impact factor 0.304
- Rakpenthai C, Premrudeepreechacharn S, Uatrungjit S, and Watson N R, *An Interior Point Method for WLAV State Estimation of Power System with UPFCs*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems; Submitted.

2. การนำผลงานวิจัยไปใช้ประโยชน์

- ได้สร้างนักวิจัยใหม่ 2 ราย คือ
 - อ.ดร.เชวศักดิ์ รักเป็นไทย, ปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า), หัวข้อวิทยานิพนธ์ “Measurement Placement And State Estimation For Electrical Power System Containing Flexible Alternating Current Transmission Systems”
 - นายชลากร สุวรรณสิทธิ์, ปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า), หัวข้อวิทยานิพนธ์ “การประมาณค่าสถานะในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดยใช้เทคนิคกำลังสองน้อยสุดที่ถูกถ่วงน้ำหนัก”
- การเสนอผลงานในที่ประชุมวิชาการ
 - Rakpenthai, C., **Premrudeepreechacharn, S.**, Uatrungjit, S., and Watson, N.R. (2007), PMU-based Two Stages State Estimation for Power System with Nonlinear Devices, *Proceeding of International Power Engineering Conference. (IPEC 2007)*, 3-6 December 2007.

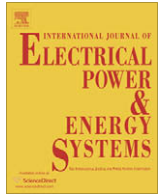
ภาคผนวก

ผลงานตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ



Contents lists available at ScienceDirect

Electrical Power and Energy Systems

journal homepage: www.elsevier.com/locate/ijepes

Power system with multi-type FACTS devices states estimation based on predictor–corrector interior point algorithm

Chawasak Rakpenthai^a, Suttichai Premrudeepreechacharn^{b,*}, Sermsak Uatrongjit^b^a Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Naresuan University Phayao, Phayao 56000, Thailand^b Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chiang Mai University, 239 Huay Kaew Rd., Muang, Chiang Mai 50200, Thailand

ARTICLE INFO

Article history:

Received 25 November 2007

Received in revised form 5 October 2008

Accepted 18 October 2008

Available online xxxx

Keywords:

FACTS devices

Predictor–corrector interior point method

State estimation

ABSTRACT

This paper addresses a state estimation problem of power systems incorporating various flexible alternating current transmission system (FACTS) devices. Static var compensators, thyristor controlled series compensators, and unified power flow controllers are considered since they represent various kinds of FACTS devices. By considering constraints of system buses and devices, the estimation problem can be formulated as a nonlinear optimization with constraints. An algorithm based on predictor–corrector interior point is applied to solve the problem. The IEEE 14- and 118-bus systems modified by incorporating FACTS devices are used as test systems to verify and demonstrate the effectiveness of the proposed algorithm. Numerical results indicate that the proposed algorithm performs better than the primal dual interior point based method even the presence of bad measurement data.

© 2008 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Flexible alternating current transmission systems (FACTS) controllers have been increasingly employed in many power systems, since they can control the power flow and enhance the utilization of the power transfer capability as well as improve the security and stability of a power system [1,2]. There are several types of FACTS devices that may be integrated into power system [3] for examples static var compensator (SVC), thyristor controlled series compensator (TCSC), thyristor controlled phase-shifting transformer (TCPST), and unified power flow controller (UPFC). Control variables of the FACTS devices should be optimally set in order to minimize loss [4]. Consequently, monitoring these devices and their parameters is also becoming crucial for power system control. Moreover, some parameters of FACTS devices may be difficult to obtain directly, in these cases the technique of state estimation can be used to verify control variables and equivalent parameters of FACTS devices.

Some techniques for state estimation of power system with FACTS devices have been proposed. In [5], a method based on Hopfield neural network has been applied to the state estimation of power system embedded with FACTS. Only results with a IEEE 14-bus system with only one UPFC have been reported. In [6], power system with UPFC state estimation algorithm has been proposed. In this method, the power injection model is employed and

the affect of UPFC on the power flow is transferred to the two nodes of the corresponding transmission line. In [7], an improved sequential method which uses matrix reduction to decouple the power network, the FACTS devices, and multi-terminal DC system has been proposed. The TCSC, the TCPST, and the UPFC are FACTS devices incorporated into the power network. The method yields a sequential solution without considering FACTS devices' constraints. In [8] the state estimation of systems with FACTS devices is formulated as nonlinear optimization with a set of equality and inequality constraints. The optimization problem is then solved by using a solution method based on the interior point (IP) method [9]. But only UPFC model is considered in the state estimation. Moreover, a scaling technique for improving matrix's condition number is required, due to the nature of ill conditioning problem of the method when applied to large power systems with many UPFCs.

This paper focuses on the problem of state estimation of systems containing multiple and multi-type FACTS devices. The FACTS devices are modeled by using thyristor's firing angle and voltage source models. Since the operation limits of control variables of FACTS devices and bus voltages are considered, the formulated state estimation problem becomes a nonlinear optimization with boundary constraints. The solution algorithm based on the predictor–corrector IP [10,11] is proposed and compared with the method described in [8].

This paper is organized as follows. The steady-state models of FACTS devices including transmission line π model for the state estimation are explained in Section 2. The state estimation problem formulation of a system containing FACTS devices is given in

* Corresponding author. Tel.: +66 53 944140; fax: +66 53 221485.

E-mail addresses: chawasak@hotmail.com (C. Rakpenthai), sutticha@doe1.eng.cmu.ac.th (S. Premrudeepreechacharn), sermsak@eng.cmu.ac.th (S. Uatrongjit).

Section 3. The proposed algorithm for solving the problem is described in Section 4. Numerical results from the modified IEEE test systems are presented in Section 5.

2. FACTS devices model for system state estimation

In this section, the steady-state models of FACTS devices including transmission line for state estimation are explained. The transmission line is represented by π equivalent circuit. Real and reactive power flows obtained from this part are considered as the measurement values. Thyristor's firing angle is also considered as the state variable for both SVC and TCSC. While shunt and series voltage sources are the estimated states of UPFC. In addition, bus voltages and phase angles of system buses are considered as state variables of power network.

2.1. Static var compensator

SVC can be considered as the combination of a capacitor and a thyristor controlled reactor [12,13]. The fundamental frequency SVC equivalent circuit as a function of the thyristor's firing angle is shown in Fig. 1. The quantities in Fig. 1 are defined as follows:

δ is the firing angle of thyristor, X_C is the reactance of capacitor, X_L is the reactance of inductor, X_T is the reactance of transformer, $\bar{V}_i$ is the bus voltage phasors at bus i , and $\bar{I}_i$ is the injected current phasors at bus i .

The effective reactance of SVC can be described as

$$X_{SVC}(\delta) = \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi}(2(\pi - \delta) + \sin 2\delta) - X_L}. \quad (1)$$

And the equivalent reactance of SVC including transformer is given by

$$X_i = X_T + X_{SVC}(\delta). \quad (2)$$

Thus, the reactive power at the installed SVC bus can be written as

$$Q_i = -B_i V_i^2, \quad (3)$$

where $B_i = -1/X_i$ and V_i denotes the magnitude of $\bar{V}_i$.

The SVC's constraints which should be added to the estimation equations are as follows:

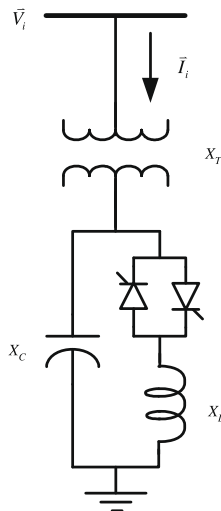


Fig. 1. Equivalent circuit of SVC.

$$B_{i,\min} \leq B_i \leq B_{i,\max}, \quad (4)$$

$$\delta_{\min} \leq \delta \leq \delta_{\max}. \quad (5)$$

Note that the subscript min and max are used to denote the minimum and maximum values, i.e. the lower and the upper bounds, of the corresponding quantities, respectively.

2.2. Thyristor controlled series compensator

Fig. 2 shows the equivalent circuit of TCSC compensated transmission line. The TCSC consists of a capacitor in parallel with a thyristor controlled reactor. The fundamental frequency TCSC equivalent reactance as a function of the thyristor's firing angle is given by [14]

$$X_{TCSC}(\delta) = -X_C + K_1[2(\pi - \delta) + \sin(2(\pi - \delta))] - K_2 \cos^2(\pi - \delta)[\varpi \tan(\varpi(\pi - \delta)) - \tan(\pi - \delta)], \quad (6)$$

where $\varpi = \omega_0/\omega$, $\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$, ω is the fundamental frequency in rad/s, and

$$K_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}, K_2 = \frac{4X_{LC}^2}{\pi X_L}, X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L}.$$

From Fig. 2 the current phasor through branch i - t and j - t can be described as

$$\bar{I}_{it} = \frac{\bar{Y}_{TCSC}((\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2)\bar{V}_i - \bar{Y}_1\bar{V}_j)}{\bar{Y}_{TCSC} + \bar{Y}_1 + \bar{Y}_2}, \quad (7)$$

$$\bar{I}_{jt} = \bar{Y}_1(\bar{V}_j - \bar{V}_i) + \frac{\bar{Y}_1((\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2)\bar{V}_i - \bar{Y}_1\bar{V}_j)}{\bar{Y}_{TCSC} + \bar{Y}_1 + \bar{Y}_2} + \bar{Y}_2\bar{V}_j, \quad (8)$$

where $\bar{Y}_{TCSC} = 1/jX_{TCSC}(\delta)$ is the admittance of the TCSC. Therefore, the complex power flow through branch i - t and j - t can be expressed as

$$\bar{S}_{it} = \bar{V}_i \bar{I}_{it}^* \quad \text{and} \quad \bar{S}_{jt} = \bar{V}_j \bar{I}_{jt}^*. \quad (9)$$

The TCSC's constraints which should be added to the estimation equations are as follows:

$$X_{TCSC,\min} \leq X_{TCSC}(\delta) \leq X_{TCSC,\max}, \quad (10)$$

$$I_{TCSC,\min} \leq I_{TCSC} \leq I_{TCSC,\max}, \quad (11)$$

where I_{TCSC} is the magnitude of current phasor $\bar{I}_{it}$ through TCSC. In addition, the TCSC thyristor's firing angle must be kept within its operating range.

2.3. Unified power flow controller

A UPFC consists of the series and the shunt voltage converters connected to a transmission line which allows the independent control of the real and the reactive power flows along the transmission line [15–18]. By assuming that the UPFC is operating normally and that the losses in both converters are negligible, the equivalent

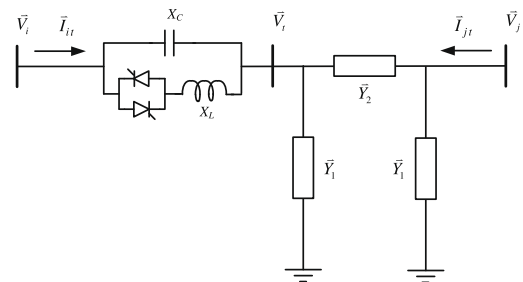


Fig. 2. Equivalent circuit of TCSC including transmission line.

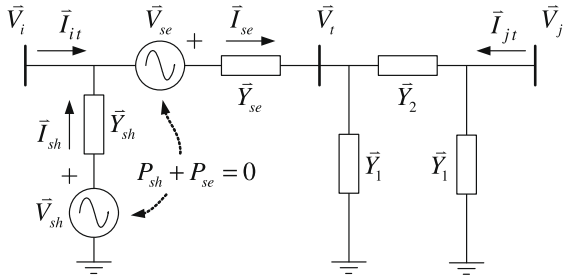


Fig. 3. Equivalent circuit of UPFC including transmission line.

circuit of the UPFC, including the transmission line, is shown in Fig. 3. The quantities in Fig. 3 are defined as follows:

$\vec{V}_i, \vec{V}_j$, and $\vec{V}_t$ bus voltage phasors at bus i, j , and t , respectively
 $\vec{V}_{sh}$ and $\vec{V}_{se}$ voltage phasors of the shunt and the series sources, respectively
 $\vec{I}_{sh}$ and $\vec{I}_{se}$ current phasors of the shunt and the series sources, respectively
 $\vec{Y}_{sh}$ and $\vec{Y}_{se}$ admittance phasors of the shunt and the series sources, respectively
 $\vec{Y}_1$ and $\vec{Y}_2$ shunt and the series admittance phasors of transmission line
 P_{sh} and P_{se} real power outputs of the shunt and the series voltage sources, respectively.

The voltage phasor at bus t , $\vec{V}_t$, is described as

$$\vec{V}_t = \frac{\vec{Y}_{se}(\vec{V}_i + \vec{V}_{se}) + \vec{Y}_1 \vec{V}_j}{\vec{Y}_{se} + \vec{Y}_1 + \vec{Y}_2}. \quad (12)$$

The current phasors of the shunt and the series voltage sources are

$$\vec{I}_{sh} = \vec{Y}_{sh}(\vec{V}_{sh} - \vec{V}_i), \quad (13)$$

$$\vec{I}_{se} = \vec{Y}_{se}(\vec{V}_i + \vec{V}_{se} - \vec{V}_t). \quad (14)$$

The current phasors flow through branch $i-t$ and $j-t$ can be expressed as

$$\vec{I}_{it} = \vec{I}_{se} - \vec{I}_{sh}, \quad (15)$$

$$\vec{I}_{jt} = \vec{Y}_2(\vec{V}_j - \vec{V}_t) + \vec{Y}_1 \vec{V}_j. \quad (16)$$

Therefore, the complex power flow through branch $i-t$ and $j-t$ can be described by

$$\vec{S}_{it} = \vec{V}_i \vec{I}_{it}^* = P_{it} + jQ_{it}, \quad (17)$$

$$\vec{S}_{jt} = \vec{V}_j \vec{I}_{jt}^* = P_{jt} + jQ_{jt}. \quad (18)$$

The complex power outputs of the shunt and the series voltage sources are given by

$$\vec{S}_{sh} = \vec{V}_{sh} \vec{I}_{sh}^* = P_{sh} + jQ_{sh}, \quad (19)$$

$$\vec{S}_{se} = \vec{V}_{se} \vec{I}_{se}^* = P_{se} + jQ_{se}. \quad (20)$$

The UPFC's constraints which should be added to the estimation equations are as follows:

$$\text{Real power transfer constraint : } P_{sh} + P_{se} = 0, \quad (21)$$

$$\text{Shunt phase angle constraint : } \theta_{sh,\min} \leq \theta_{sh} \leq \theta_{sh,\max}, \quad (22)$$

$$\text{Series phase angle constraint : } \theta_{se,\min} \leq \theta_{se} \leq \theta_{se,\max}, \quad (23)$$

$$\text{Shunt voltage constraint : } V_{sh,\min} \leq V_{sh} \leq V_{sh,\max}, \quad (24)$$

$$\text{Series voltage constraint : } V_{se,\min} \leq V_{se} \leq V_{se,\max}. \quad (25)$$

3. Problem formulation

In practice, the voltage magnitudes of system buses have to be kept within their limits in order to protect the equipments and maintain the voltage stability of power system. If the magnitude of bus voltage is higher or lower than its limit, a circuit breaker should disconnect the bus from the system. Therefore, the upper and lower limits of bus voltages should be also considered as boundary constraints. In addition, since pseudo-measurements can reduce the measurements and improve the estimated results, these pseudo-measurements should be integrated in the measurement system. The zero-injections usually are considered as the pseudo-measurements. These measurements cause the equality constraints into the estimation problem. As the results, the state estimation problem of system with multi-type FACTS devices can be formulated as the constrained weighted least square optimization problem as

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } \frac{1}{2} r^T R^{-1} r, \\ &\text{Subject to } \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ w_{\min} \leq w(x) \leq w_{\max}, \end{cases} \end{aligned} \quad (26)$$

where z is the vector of the measurements, i.e., the bus voltages, flow powers and injected powers, x is the vector of the state variables such as the magnitude and phase angle of bus voltages, thyristor's firing angles of FACTS devices, the magnitude and phase angle of voltage sources, r is the residue vector, R is the covariance matrix, $h(x)$ is the nonlinear function that relates the measurement vector and the state variable vector, $g(x)$ is the vector of the equality nonlinear constraints such as the zero-injections of buses and power constraints of FACTS devices, $w(x)$ is the vector of the inequality nonlinear constraints such as the impedances, currents, powers and thyristor's firing angles of FACTS devices, and $w_{\min}$ and $w_{\max}$ are the lower and the upper bounds of $w(x)$, respectively.

And the superscript T denotes matrix transpose operation.

The optimization problem (26) can be converted to an equivalent problem as follows:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } \frac{1}{2} r^T R^{-1} r, \\ &\text{Subject to } \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ f(x) \leq 0, \end{cases} \end{aligned} \quad (27)$$

where

$$f(x) = \begin{bmatrix} w_{\min} - w(x) \\ w(x) - w_{\max} \end{bmatrix}.$$

By introducing the nonnegative slack variable vectors ($s \geq 0$) into inequality constraints in (27) and incorporating the slack variables in the logarithmic barrier terms of the objective function. Then (27) are transformed into

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \mu \sum_{i=1}^p \ln s_i, \\ &\text{Subject to } \begin{cases} r - z + h(x) = 0, \\ g(x) = 0, \\ f(x) + s = 0, \end{cases} \end{aligned} \quad (28)$$

where s_i is the i th element of s , p is the number of rows of $f(x)$, $\mu > 0$ is the barrier parameter. Its value is forced to decrease towards zero as the iterations progress.

The Lagrangian function of the problem (28) is then defined as

$$\mathcal{L} = \frac{1}{2} r^T R^{-1} r - \mu \sum_{i=1}^p \ln s_i - \lambda^T [f(x) + s] - \rho^T g(x) - \pi^T [r - z + h(x)]. \quad (29)$$

Karush–Kuhn–Tucker (KKT) conditions are given by

$$0 = \mu e + \Lambda s, \quad (30)$$

$$0 = f(x) + s, \quad (31)$$

$$0 = g(x), \quad (32)$$

$$0 = r - z + h(x), \quad (33)$$

$$0 = r - R\pi, \quad (34)$$

$$0 = F^T \lambda + G^T \rho + H^T \pi, \quad (35)$$

where $\Lambda = \text{diag}(\lambda)$ denotes a diagonal matrix whose diagonal elements are formed by λ and $e = [1, \dots, 1]^T$. Here, F , G , and H are the Jacobian matrix of $f(x)$, $g(x)$, and $h(x)$, respectively. From (30), since $s \geq 0$ and $\mu > 0$, then $\lambda \leq 0$. Using $r = R\pi$ and $s = -f(x)$ then (30)–(35) can be written as a system of nonlinear equations as

$$\begin{bmatrix} \Lambda f(x) - \mu e \\ g(x) \\ R\pi - z + h(x) \\ F^T \lambda + G^T \rho + H^T \pi \end{bmatrix} = 0. \quad (36)$$

4. State estimation algorithm

The problem of state estimation is to find λ , ρ , π , and x that satisfies (36) and all constraints in (27). In this section, two types of solution methods are considered. The first method is based on the primal–dual interior point algorithm [10] while the other is based on the predictor–corrector interior point algorithm [10,11].

4.1. Primal–dual interior point method (PDIP)

Let $x = x^k + \Delta x$, where the superscript k denotes the value of that quantity during the k th iteration. Then by using the first-order approximation for $f(x)$, $g(x)$, and $h(x)$ as

$$f(x) \approx f(x^k) + F\Delta x, \quad (37)$$

$$g(x) \approx g(x^k) + G\Delta x, \quad (38)$$

$$h(x) \approx h(x^k) + H\Delta x, \quad (39)$$

KKT conditions in (36) can be written as

$$\begin{bmatrix} D_f & 0 & 0 & \Lambda F \\ 0 & 0 & 0 & G \\ 0 & 0 & R & H \\ F^T & G^T & H^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ \rho \\ \pi \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu e \\ -g(x^k) \\ z - h(x^k) \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (40)$$

Notice that $\Lambda f(x^k) = D_f \lambda$ where $D_f = \text{diag}(f^k)$.

The solution obtained from (40) is used to compute the direction of changes in λ , ρ , π and x . The new values for next iteration of these variables is computed by

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha(\lambda - \lambda^k), \quad (41)$$

$$\rho^{k+1} = \rho^k + \alpha(\rho - \rho^k), \quad (42)$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \alpha(\pi - \pi^k), \quad (43)$$

$$x^{k+1} = x^k + \alpha\Delta x. \quad (44)$$

The step length $\alpha \in (0, 1]$ is chosen such that all parameters remain in the feasible region. The step length computation, the adjustment of barrier parameter and the stopping criterion of the PDIP method are performed using (48)–(52) as explained in later section.

4.2. Predictor–corrector interior point method (PCIP)

The predictor–corrector technique [10,11] is applied to solve (36). Let $\lambda \approx \lambda^k + \Delta\lambda$, $\rho \approx \rho^k + \Delta\rho$, and $\pi \approx \pi^k + \Delta\pi$. Then (40) can be rewritten as

$$\begin{bmatrix} D_f & 0 & 0 & \Lambda F \\ 0 & 0 & 0 & G \\ 0 & 0 & R & H \\ F^T & G^T & H^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\lambda \\ \Delta\rho \\ \Delta\pi \\ \Delta x \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Lambda f(x^k) \\ -g(x^k) \\ z - h(x^k) \\ \phi^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta\Lambda\Delta s - \mu e \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

or compactly as

$$\Delta\Delta y = -b_1 - b_2, \quad (45)$$

where $\phi^k = F^T \lambda^k + G^T \rho^k + H^T \pi^k$ and $\Delta s = F\Delta x$.

Since b_2 is not known in advance, it is approximated by using the technique of predictor–corrector scheme. The affine step Δy_a is solved from

$$\Delta\Delta y_a = -b_1. \quad (46)$$

$\Delta\lambda_a$ and Δx_a obtained from Δy_a are used to select the step length α_a such that $\lambda \leq 0$ and $s \geq 0$. Then b_2 is estimated by using $\Delta x = \alpha_a \Delta x_a$ and $\Delta\lambda = \alpha_a \Delta\lambda_a$. The corrector step is then applied by solving for the update direction Δy from (45) with the estimated value of b_2 . The solution is updated to its next iteration value by

$$y^{k+1} = y^k + \alpha\Delta y, \quad (47)$$

where the step length $\alpha \in (0, 1]$ is chosen to keep y^{k+1} in the feasible region. This is done by using the following rules:

$$\hat{\alpha}_s = \sigma \cdot \min \left\{ -\frac{s_m^k}{\Delta s_m} : \Delta s_m < 0 \right\}, \quad (48)$$

$$\hat{\alpha}_\lambda = \sigma \cdot \min \left\{ -\frac{\lambda_m^k}{\Delta\lambda_m} : \Delta\lambda_m > 0 \right\}, \quad (49)$$

$$\alpha = \min \{1.0, \hat{\alpha}_s, \hat{\alpha}_\lambda\}, \quad (50)$$

where $\sigma \in (0, 1)$ is a constant to prevent the estimation from approaching too close to the feasibility boundary. In this work, $\sigma = 0.99995$ as suggested in [19]. Based on numerical experiments, it is noticed that the exact value of σ is not critical, but too small σ generally yields slow convergence, while too large σ may produce infeasible solution.

The barrier parameter μ must be appropriately adjusted and it should be close to zero while x approaches the solution. It should be noted that the adjusting of μ effects the convergence characteristics of IP based methods. In this work, μ is chosen according to the average complementarity residual as [19]

$$\mu = \beta \left[\frac{\lambda^T f(x)}{p} \right], \quad (51)$$

where $\beta \in (0, 1)$ is the centering parameter. Large value of β improves the feasibility of the solution, however it decreases the convergence speed. While small value of β improves the convergence speed, however it may cause constraints violation of the solution. By numerical experiments, it is found that $\beta \approx 0.05$ gives fast convergence under all test cases.

The iteration is terminated when

$$\|\Delta x\|_\infty \leq \varepsilon_x, \quad (52)$$

where $\varepsilon_x = 10^{-4}$ is the typical value.

5. Numerical experiment results

In this section, three test cases are studied to evaluate the proposed state estimation algorithm. In all tests, Gaussian errors with

zero mean are added to all measurements. The state estimation problems are solved by three solution methods, the proposed predictor–corrector IP based algorithm (PCIP) in Section 4.2, the primal–dual IP method (PDIP) in Section 4.1, and the IP based method described in [8], to compare the effectiveness of the proposed algorithms. The state estimation algorithms have been implemented in MATLAB environment. All tests are performed on a PC with Intel Celeron 2.2 GHz and 256 MB of RAM.

The initial values of the magnitudes and the phase angles of bus voltages of the power system network are set to 1.0 and 0.0, respectively. The magnitudes of shunt and series voltage sources of UPFC are set to 1.0 and 0.1, respectively. The angles of both voltage sources of UPFC are set to 0.0°. The thyristor's firing angles of SVC and TCSC are set to 135° and 145°, respectively.

For PCIP and PDIP methods, the initial setting of barrier parameter μ is set to the maximum value of R^{-1} to balance the weight of the objective function and the barrier logarithm terms in the Lagrangian function.

5.1. Case 1: IEEE 14-bus system

The IEEE 14-bus system modified by incorporating multi-type FACTS devices (i.e., SVC, TCSC and UPFC) is shown in Fig. 4. A synchronous condenser at bus no. 3 is represented by SVC. One TCSC is installed on branch 2–3 at bus no. 2. One UPFC is installed on branch 6–12 at bus no. 6.

Parameters of the FACTS devices are given in Table 1. Note that the upper and the lower bounds of estimated states are the maximum and the minimum values, respectively. The upper and lower bound of bus voltages are 1.10 and 0.90, respectively. The upper and lower bound of phase angles of bus voltages and UPFC's voltage sources are equal to 180° and –180°, respectively. The zero-injected powers ($P&Q$) at bus no. 7 are also considered as the equality constraints.

With the proposed PCIP method, the estimated states of FACTS devices are summarized in Table 2. It can be seen that FACTS devices' control variable states are within their bounds and also all constraints are satisfied. Fig. 5 shows the convergence comparison of three methods for the IEEE 14-bus case. It can be seen that all methods converge to the solution with similar value of the objec-

Table 1

Parameters of FACTS devices.

SVC	α°	B_{SVC}	X_C	X_L	X_T
Max	180	1.0	1.0	1.0	0.0
Min	90	0.0			
TCSC	α°	X_{TCSC}	X_C	X_L	
Max	180	–0.008	0.008	0.0014	
Min	142.7	–0.270			
UPFC	V_{sh}	V_{se}	B_{sh}	B_{se}	
Max	1.10	0.60	–50	–50	
Min	0.90	0.00			

Table 2

Estimated values of FACTS devices in IEEE 14-bus system.

State	SVC	TCSC	UPFC	
				Shunt source Series source
V			1.0690	0.1935
θ°			–22.07	46.09
P			–0.0251	0.0251
Q			–0.0519	0.1187
α°	99.66	144.31		
B_{SVC}	0.213			
X_{TCSC}		–0.050		

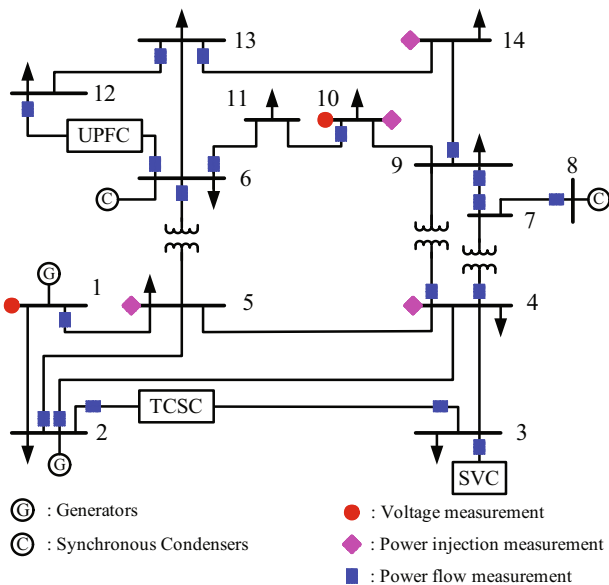


Fig. 4. The IEEE 14-bus system with FACTS devices.

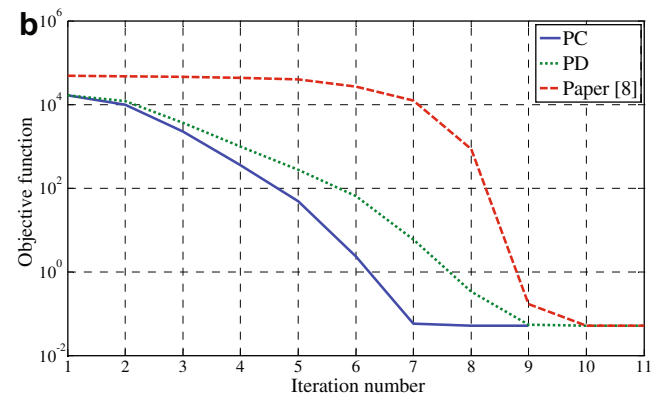
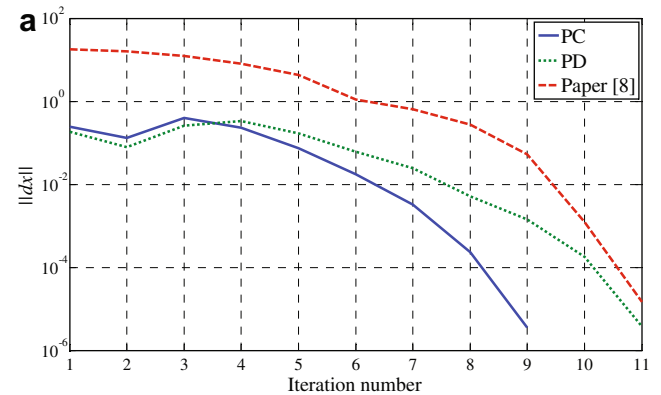


Fig. 5. Convergence comparison of the IEEE 14-bus system.

tive function. The objective functions obtained from the PCIP and PDIP methods are rapidly decreased after a few iterations. The proposed PCIP method gives the best convergence and requires the smallest number of iterations.

5.2. Case 2: effect of bad data

Some errors of measurements, parameters, and topology may make the state estimator fail due to large residuals produced by these errors. In this case, the effect of single measurement error on Case 1 is tested. The measurement error is simulated by changing the sign of the real power flow measurement on branch 2–5 from positive to negative value.

After the proposed PCIP and PDIP algorithms have been applied, the measurement is identified as a bad measurement due to its normalized residual higher than threshold value. Fig. 6 compares the convergence of all methods for this case. It is found that the

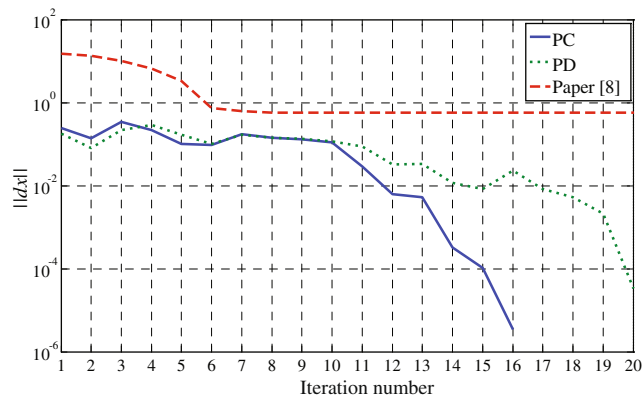


Fig. 6. Convergence comparison of the IEEE 14-bus system with a bad measurement.

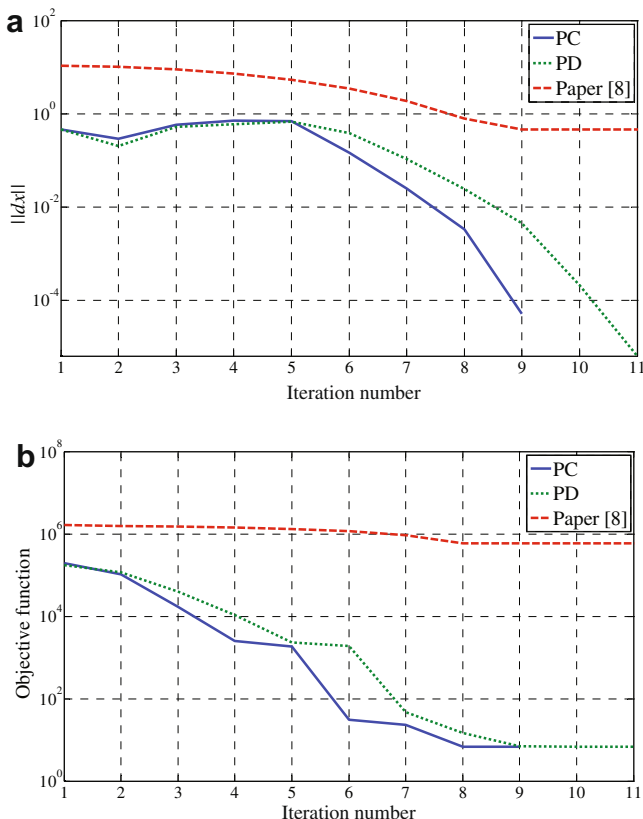


Fig. 7. Convergence comparison of the IEEE 118-bus system.

Table 3

Average CPU time.

Case	PCIP (s)	PDIP (s)	Paper [8] (s)
1	2.91	3.41	4.85
2	5.73	6.35	Not converge
3	14.92	17.39	Not converge

method [8] fails to reach an acceptable solution for this test case. The PCIP method has the superior convergence than the PDIP method.

5.3. Case 3: IEEE 118-bus system

A large power system may include several FACTS devices in order to control the power transfer on the transmission lines. To test the performance of the proposed algorithm under this condition, seven SVCs, three TCSCs, and four UPFCs are added to the IEEE 118-bus system. The SVCs are installed as the synchronous condensers at bus no. 15, 40, 77, 92, 112, 113 and 116, respectively. The TCSCs are installed on branch 23–32 at bus no. 23, 44–43 at bus no. 44, and 85–83 at bus no. 85, respectively. The UPFCs are installed on branch 17–18 at bus no. 17, 66–67 at bus no. 66, 89–90 at bus no. 89 and 100–104 at bus no. 100, respectively. The measurement set consists of 26 voltages, 32 injections, and 190 flow measurements. Parameters and constraints of these FACTS devices are the same as in Table 1. The zero-injected powers ($P&Q$) at bus no. 5, 9, 30, 37, 38, 63, 64, 68, 71, and 81 are also considered as the equality constraints.

Fig. 7 shows the convergence comparison of three methods for the IEEE 118-bus case. It can be seen that the PCIP method gives fast convergence and requires smallest number of iterations. The method [8] fails to obtain the solution for this test case.

Table 3 shows the average computational time of all methods. Although the PCIP method needs to solve a linear system of equations twice in order to find the predictor step and the corrector step per iteration, the overall computation time is still less than the PDIP method's.

6. Conclusion

In this paper, the formulation of the constrained nonlinear optimization for the state estimation of power systems with multi-type FACTS devices is given. The algorithm based on predictor–corrector IP (PCIP) method to solve the state estimation problem has been proposed. Numerical results on the IEEE 14-bus and 118-bus systems with FACTS devices show that the proposed method performs better than the IP based method in [8] in many test cases, especially in term of the computational time. However, as with many IP based methods, some parameters of the proposed method, such as the barrier parameter, should be appropriately adjusted in order to give the good performances. Nevertheless, the proposed approach shows a potential to solve a large power system integrating multi-type FACTS devices estimation problem even the presence of bad measurement data.

Acknowledgement

The authors would like to thank Assoc. Prof. Neville R. Watson, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Canterbury, New Zealand, for his useful suggestions. The authors would like to thank the Thailand Research Fund (TRF) for supporting this research.

References

- [1] Del Rosso A, Canizares C, Dona VM. A study of TCSC controller design for power system stability improvement. *IEEE Trans Power Syst* 2003;18(4):1487–96.
- [2] Messina AR, Pérez MA, Hernández E. Co-ordinated application of FACTS devices to enhance steady-state voltage stability. *Int J Electr Power Energy Syst* 2003;25:259–67.
- [3] Hingorani NG, Gyugyi L. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible ac transmission systems*. IEEE Press; 2000.
- [4] Dominguez-Navarro JA, Bernal-Agustin JL, Diaz A, Requena D, Vargas EP. Optimal parameters of FACTS devices in electric power systems applying evolutionary strategies. *Int J Electr Power Energy Syst* 2007;29:83–90.
- [5] Singh SK, Sharma J. A Hopfield neural network based approach for state estimation of power systems embedded with FACTS devices. In: *IEEE 2006 power india conference*, April 2006.
- [6] S. Guo-qiang, W. Zhi-nong, Power system state estimation with unified power flow controller. In: *Third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies*, April 2008. p. 775–8.
- [7] Qifeng D, Boming Z, Chung TS. State estimation for power systems embedded with FACTS devices and MTDC systems by a sequential solution approach. *Electr Power Syst Res* 2000;55(3):147–56.
- [8] Bei X, Abur A. State estimation of systems with UPFCs using the interior point method. *IEEE Trans Power Syst* 2004;19(3):1635–41.
- [9] Clements KA, Davis PW, Frey KD. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. *IEEE Trans Power Syst* 1995;10(2):567–74.
- [10] Mehrotra S. On the implementation of a (primal–dual) interior point method. *SIAM J Optimiz* 1992;2:575–601.
- [11] Lustig IJ, Marsten RE, Shanno DF. On the implementing Mehrotra's predictor corrector interior point method for linear programming. *SIAM J Optimiz* 1992;2(3):435–49.
- [12] IEEE Special Stability Controls Working Group. Static var compensator models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Trans Power Syst* 1995;9(1):229–40.
- [13] Ambriz-Perez H, Acha E, Fuerte-Esquivel CR. Advanced svc models for Newton–Raphson load flow and Newton optimal power flow studies. *IEEE Trans Power Syst* 2000;15(1):129–36.
- [14] Fuerte-Esquivel CR, Acha E, Ambriz-Perez H. A thyristor controlled series compensator model for the power flow solution of practical power networks. *IEEE Trans Power Syst* 2000;15(1):58–64.
- [15] Gyugyi L, Schauder CD, Williams SL, Rietman TR, Torgerson DR, Edris A. The unified power flow controller: a new approach to power transmission control. *IEEE Trans Power Del* 1995;10(2):1085–97.
- [16] Papic I, Zunko P, Povh D. Basic control of unified power flow controller. *IEEE Trans Power Syst* 1997;12(4):1734–9.
- [17] Kannan S, Jayaram S, Salama MMA. Real and reactive power coordination for a unified power flow controller. *IEEE Trans Power Syst* 2004;19(3):1454–61.
- [18] Vural AM, Tumay M. Mathematical modeling and analysis of a unified power flow controller: a comparison of two approaches in power flow studies and effects of UPFC location. *Int J Electr Power Energy Syst* 2007;29:617–29.
- [19] Torres GL, Quintana VH. On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow. *IEEE Trans Power Syst* 2001;16(2):222–8.

An interior point method for WLAV state estimation of power system with UPFCs

Chawasak Rakpenthai ^{*}, Suttichai Premrudeepreechacharn ^{**}, Sermak Uatrongjit ^{**}, and Neville R. Watson ^{***}

^{*}Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, North-Chiang Mai University, Chiang Mai, 50230, Thailand
(e-mail: chawasak@hotmail.com).

^{**}Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chiang Mai University, Chiang Mai, 50200 Thailand
(e-mail: suttic@eng.cmu.ac.th, sermsak@eng.cmu.ac.th).

^{***}Department of Electrical and Computer Engineering, University of Canterbury, Christchurch, New Zealand
(e-mail: n.watson@elec.canterbury.ac.nz).

Abstract

This paper presents a robust state estimator for power system containing unified power flow controller. The estimation problem is formulated as an optimization problem using weighted least absolute value criteria, with a set of equality and inequality constraints. The interior point optimization method is applied to primal and dual formulation in order to solve this problem. Some details of the algorithm, i.e. initialization, step size selection, are also described. The modified IEEE 14-and 118-bus systems are used to demonstrate the effectiveness of the proposed algorithm. The simulation results indicate that the method yields a good state estimate of the system states for a large scale power system with many UPFCs.

Keywords: Flexible ac transmission system devices, Interior point method, State estimation, Unified power flow controllers.

1. Introduction

Flexible ac transmission systems (FACTS) controllers are used increasingly in many power systems, since they can control the power flow, and hence enhance the utilization of the power transfer capability, as well as improve the security and stability of a power system [1,2]. Consequently, monitoring these devices and their parameters is also becoming crucial for power system control. There are several types of FACTS devices such as thyristor controlled series compensation (TCSC), thyristor controlled phase-shifting transformer (TCPST), and unified power flow controller (UPFC) [3]. A UPFC consists of the series and the shunt voltage converters connected to a transmission line which allows the independent control of the real and the reactive power flows along the line [4].

In order to estimate the state of the power system containing FACTS devices, the measurement equation associated with both the power network and FACTS devices are formulated as a nonlinear optimization problem. The state variables are then obtained by an iterative method. In [5], an improved sequential method which uses matrix reduction to decouple the power network, the TCSC, the TCPST, and the UPFC, thereby allowing a sequential solution, has been proposed. However, the constraints of these devices are not considered. In [6], the UPFC's constraints are included, the state estimation problem becomes the nonlinear weighted least square (WLS) optimization with a set of equality and inequality constraints. This optimization problem is then solved by using a solution method based on the interior point method [7]. In these publications the state estimation is performed using the voltage magnitudes, the real and reactive power, as measurement values. Therefore, the mathematical model of the system, including UPFCs, is formulated based on real and reactive power measurements.

WLS state estimation has been widely used in the past for power system state estimation [8]. Although, it provides a fast solution, it is not robust in the presence of the bad measurements. One criterion called the weighted least absolute value (WLAV) can be used to improve the robustness [9]. The WLAV estimator is able to reject the bad measurements as long as these are not leverage points [10,11]. Recently the application of the interior point method for WLAV state estimation of the conventional power system has been presented [12-14].

In this paper, we propose a method for solving the state estimation problem of power system containing UPFC by formulating the problem as a nonlinear WLAV optimization with a set of equality and inequality nonlinear constraints. The primal-dual interior point method is then used to solve this problem.

This paper is organized as follows. The steady-state model of UPFC including its operating constraints is explained in Section 2. The proposed WLAV state estimation algorithm, the initial value selection and the step size adjusting are given in Section 3. The performance of the proposed state estimation method is demonstrated using the IEEE standard systems, which have been modified by the inclusion of UPFCs. These results are shown in Section 4. Finally, the concluding comments on this work are provided in Section 5.

2. Mathematical Model of UPFC

In this section, the mathematical relationship between measurement data and UPFC's state variables to be estimated, are explained. Assuming that the UPFC is operating normally and that the losses in both converters are negligible, the equivalent circuit of the UPFC, including the transmission line, is shown in Fig. 1.

Where the quantities in Fig. 1 are defined as follows:

$\bar{V}_i$ and $\bar{V}_j$ are the bus voltage phasors at bus i and j , respectively,

$\bar{V}_{sh}$ and $\bar{V}_{se}$ are the voltage phasors of the shunt and the series sources, respectively,

$\bar{I}_{sh}$ and $\bar{I}_{se}$ are the current phasors of the shunt and the series sources, respectively,

$\bar{Z}_{sh}$ and $\bar{Z}_{se}$ are the impedance phasors of the shunt and the series sources, respectively,

$\bar{Z}_{line}$ is the impedance phasor of transmission line,

$\bar{Z}_{ij}$ is equal to $\bar{Z}_{se} + \bar{Z}_{line}$,

P_{sh} and P_{se} are the real power outputs of the shunt and the series voltage sources, respectively.

The current phasors of the shunt and the series voltage sources are:

$$\bar{I}_{sh} = (\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i) \bar{Y}_{sh} \quad (1)$$

$$\bar{I}_{se} = (\bar{V}_i + \bar{V}_{se} - \bar{V}_j) \bar{Y}_{ij} \quad (2)$$

where $\bar{Y}_{sh} = 1/\bar{Z}_{sh}$ and $\bar{Y}_{ij} = 1/\bar{Z}_{ij}$.

The apparent power flow through branch i - j and j - i can be expressed as:

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \bar{I}_{ij}^* = P_{ij} + jQ_{ij} \quad (3)$$

$$\bar{S}_{ji} = \bar{V}_j \bar{I}_{ji}^* = P_{ji} + jQ_{ji} \quad (4)$$

where $\bar{I}_{ij} = \bar{I}_{se} - \bar{I}_{sh}$ and $\bar{I}_{ji} = -\bar{I}_{se}$.

The apparent power output of the shunt and the series voltage sources is given by:

$$\bar{S}_{sh} = \bar{V}_{sh} \bar{I}_{sh}^* = P_{sh} + jQ_{sh} \quad (5)$$

$$\bar{S}_{se} = \bar{V}_{se} \bar{I}_{se}^* = P_{se} + jQ_{se} \quad (6)$$

The UPFC's constraints which should be added to the estimation equations are as follows:

$$\text{Real power transfer constraint: } P_{sh} + P_{se} = 0 \quad (7)$$

$$\text{Shunt voltage constraint: } V_{sh} \leq V_{sh, \max} \quad (8)$$

$$\text{Series voltage constraint: } V_{se} \leq V_{se, \max} \quad (9)$$

$$\text{Shunt power constraint:} \quad S_{sh} \leq S_{sh,max} \quad (10)$$

$$\text{Series power constraint:} \quad S_{se} \leq S_{se,max} \quad (11)$$

where

V_{sh} and V_{se} are the magnitude of the voltage phasor of the shunt and the series voltage sources respectively,

S_{sh} and S_{se} are the magnitude of the apparent power of the shunt and the series voltage sources respectively,

X_{max} is the maximum value of X .

The real and reactive power flows are used as measurement values. The magnitudes and phase angles of shunt and series voltage sources are considered as UPFC's control variables to be estimated.

3. The proposed state estimation algorithm

3.1 WLAV state estimation

The state estimation problem of power system with UPFCs is the nonlinear problem with equality and inequality nonlinear constraints. The problem can be formulated as the constrained weighted least absolute value optimization as:

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & \mathbf{W}^T |\boldsymbol{\varepsilon}| \\ \text{Subject to} \quad & \boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) \\ & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ & \mathbf{f}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \end{aligned} \quad (12)$$

where

$\mathbf{z}$ is the vector of the measurements,

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$ is the nonlinear function,

$\mathbf{x}$ is the vector of the state variables,

$\boldsymbol{\varepsilon}$ is the corresponding measurement noise vector,

$\mathbf{W}$ is the weight vector,

$\mathbf{g}(\mathbf{x})$ is the vector of the equality nonlinear constraints,

$\mathbf{f}(\mathbf{x})$ is the vector of the inequality nonlinear constraints.

Since it is difficult to solve Eq. (12) directly, the optimization problem is transformed to the equivalent problem as follows:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize} && \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varepsilon} \\
& \text{Subject to} && \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} \leq \mathbf{0} \\
& && -\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} \leq \mathbf{0} \\
& && \mathbf{f}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \\
& && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& && \boldsymbol{\varepsilon} \geq \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{13}$$

The inequality nonlinear constraints in Eq. (13) can be converted to the equality nonlinear constraints by adding a nonnegative slack variable vector ($2\mathbf{u}, 2\mathbf{v}, \mathbf{s} \geq 0$). To ensure that these slack variable vectors will remain non-negative, the logarithmic barrier functions are appended to the objective function of Eq. (13). Then Eq. (13) can then be written as:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize} && \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varepsilon} - \mu \sum_{l=1}^m (\ln 2u_l + \ln 2v_l) - \mu \sum_{p=1}^n \ln s_p \\
& \text{Subject to} && \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{u} = \mathbf{0} \\
& && -\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{v} = \mathbf{0} \\
& && \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0} \\
& && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& && (\boldsymbol{\varepsilon}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{14}$$

where

u_l is the l -th element of $\mathbf{u}$,

v_l is the l -th element of $\mathbf{v}$,

s_p is the p -th element of $\mathbf{s}$,

m is the number of rows of $\mathbf{z}$,

n is the number of rows of $\mathbf{f}(\mathbf{x})$,

μ is the barrier parameter that is forced to decrease towards zeros as the iterations progress.

From Eq. (14) the following expressions are obtained.

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{u} + \mathbf{v} \quad (15)$$

The problem, Eq. (14), is expressed in terms of a stationary point of the Lagrangian function, that is:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varepsilon} - \mu \sum_{l=1}^m (\ln 2u_l + \ln 2v_l) - \mu \sum_{p=1}^n \ln s_p \\ & - \boldsymbol{\lambda}^T [\mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}] - \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\pi}^T [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{u}] \\ & - \boldsymbol{\beta}^T [-\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{v}] \end{aligned} \quad (16)$$

The Karush-Kuhn-Tucker optimality conditions for this problem are:

$$\begin{aligned} \nabla_{\boldsymbol{\varepsilon}} \mathcal{L} &= \mathbf{W} + \boldsymbol{\pi} + \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{u}} \mathcal{L} &= -(\mu/2)\mathbf{U}^{-1}\mathbf{e} - 2\boldsymbol{\pi} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{v}} \mathcal{L} &= -(\mu/2)\mathbf{V}^{-1}\mathbf{e} - 2\boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{s}} \mathcal{L} &= -\mu\mathbf{S}^{-1}\mathbf{e} - \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\boldsymbol{\lambda}} \mathcal{L} &= -\mathbf{f}(\mathbf{x}) - \mathbf{s} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\boldsymbol{\rho}} \mathcal{L} &= -\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \nabla_{\boldsymbol{\pi}} \mathcal{L} &= -\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\varepsilon} - 2\mathbf{u} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\boldsymbol{\beta}} \mathcal{L} &= \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\varepsilon} - 2\mathbf{v} = \mathbf{0} \\ \nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L} &= -\mathbf{F}^T \boldsymbol{\lambda} - \mathbf{G}^T \boldsymbol{\rho} + \mathbf{H}^T \boldsymbol{\pi} - \mathbf{H}^T \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\ (\boldsymbol{\varepsilon}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{s}) &\geq \mathbf{0} \end{aligned} \quad (17)$$

where $\mathbf{U} = \text{diag}(\mathbf{u}_1, \dots, \mathbf{u}_m)$, $\mathbf{V} = \text{diag}(\mathbf{v}_1, \dots, \mathbf{v}_m)$, $\mathbf{S} = \text{diag}(\mathbf{s}_1, \dots, \mathbf{s}_n)$, $\mathbf{e} = [1, \dots, 1]^T$, and $\mathbf{F}$, $\mathbf{G}$, $\mathbf{H}$ are Jacobian matrix of $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ and $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, respectively.

The instead of using $\boldsymbol{\varepsilon}$ in the seventh and eighth equations in Eq. (17), from Eq. (15) the following expressions are obtained.

$$\nabla_{\pi} \mathcal{L} = -\nabla_{\beta} \mathcal{L} = -\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v} - \mathbf{u} = \mathbf{0} \quad (18)$$

Hence the eighth equation in Eq. (17) can be neglected. The solution of Eq. (17) is computed using Newton method. At the k -th iteration, the nonlinear functions in Eq. (17) are linearly approximated as follows:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) \approx \mathbf{f}(\mathbf{x}^k) + \mathbf{F} \Delta \mathbf{x}$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) \approx \mathbf{g}(\mathbf{x}^k) + \mathbf{G} \Delta \mathbf{x}$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) \approx \mathbf{h}(\mathbf{x}^k) + \mathbf{H} \Delta \mathbf{x}$$

$$\mathbf{F} \approx \mathbf{F}(\mathbf{x}^k)$$

$$\mathbf{G} \approx \mathbf{G}(\mathbf{x}^k)$$

$$\mathbf{H} \approx \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)$$

$$\mathbf{U}^{-1} \mathbf{e} \approx (\mathbf{U}^k)^{-1} \mathbf{e} - (\mathbf{U}^k)^{-2} \Delta \mathbf{u}$$

$$\mathbf{V}^{-1} \mathbf{e} \approx (\mathbf{V}^k)^{-1} \mathbf{e} - (\mathbf{V}^k)^{-2} \Delta \mathbf{v}$$

$$\mathbf{S}^{-1} \mathbf{e} \approx (\mathbf{S}^k)^{-1} \mathbf{e} - (\mathbf{S}^k)^{-2} \Delta \mathbf{s} \quad (19)$$

After some manipulations, the update for the solution is obtained by solving:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_{\mu} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{F} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{G} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{H} & -\mathbf{I} & \mathbf{I} \\ -\mathbf{F}^T & -\mathbf{G}^T & 2\mathbf{H}^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{U}_{\mu} & \mathbf{0} & -\mathbf{I} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{V}_{\mu} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ \rho \\ \pi \\ \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}^k) \\ -\mathbf{g}(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{r}^k - \mathbf{v}^k + \mathbf{u}^k \\ -\mathbf{H}^T \mathbf{W} \\ -\mathbf{U}^k \mathbf{e} \\ \mathbf{V}^k \mathbf{e} - \mathbf{V}_{\mu} \mathbf{W} \end{bmatrix} \quad (20)$$

where

$$\mathbf{S}_{\mu} = \frac{1}{\mu} (\mathbf{S}^k)^2$$

$$\mathbf{U}_{\mu} = \frac{4}{\mu} (\mathbf{U}^k)^2$$

$$V_{\mu} = \frac{4}{\mu} (V^k)^2$$

$$\mathbf{r}^k = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)$$

The entire matrix on the left side of Eq. (20) is called $\mathbf{A}$. Note that the solution can be accurately obtained if $\mathbf{A}$ is well-condition [15]. After the solution of Eq. (20) is obtained, all variables are updated as follows:

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha (\lambda - \lambda^k)$$

$$\rho^{k+1} = \rho^k + \alpha (\rho - \rho^k)$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \alpha (\pi - \pi^k)$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \alpha \Delta \mathbf{x}$$

$$\mathbf{u}^{k+1} = \mathbf{u}^k + \alpha \Delta \mathbf{u}$$

$$\mathbf{v}^{k+1} = \mathbf{v}^k + \alpha \Delta \mathbf{v} \tag{21}$$

The scalar step size α is appropriately chosen in order to make $\mathbf{x}^{k+1}$ remains interior to the feasible region. The iteration is performed until the norm of $\Delta \mathbf{x}$ becomes smaller than the set tolerance.

3.2 Initialization

The initial condition of the magnitudes and the angles of the bus voltages of the power system network should be set equal to 1.0 and 0.0, respectively. The magnitudes of the shunt and series voltage sources are set to 1.0 and 0.0, respectively, while the angles of both voltage sources are set to 0.0. Since setting the initial of these state variables as zeros leads to a singular of $\mathbf{A}$ matrix, all phase angles and magnitude of series voltage source are assigned to be 0.001. Other necessary parameters should be set to satisfy Eq. (17). In addition, the barrier parameter μ is initialized to 1.0.

3.3 Adjusting barrier parameter and step size

The barrier parameter must be adjusted appropriately and it should be close to zero while $\mathbf{x}$ approaches the optimal solution. At each iteration, the difference between the primal and the dual objective functions is used to adjust the value of μ . The dual problem of Eq. (12) is given by

$$\begin{aligned}
& \text{Maximize } \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\lambda}^T [\mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}] - \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) \\
& \quad - \boldsymbol{\pi}^T [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{u}] - \boldsymbol{\beta}^T [-\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon} + 2\mathbf{v}] \\
& \text{Subject to } \quad \mathbf{W} + \boldsymbol{\pi} + \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\
& \quad -\mathbf{F}^T \boldsymbol{\lambda} - \mathbf{G}^T \boldsymbol{\rho} + \mathbf{H}^T \boldsymbol{\pi} - \mathbf{H}^T \boldsymbol{\beta} = \mathbf{0} \\
& \quad (\boldsymbol{\varepsilon}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{22}$$

The duality gap, the difference between the primal and dual objective functions, can be explained as

$$\delta = \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\pi}^T [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon}] + \boldsymbol{\beta}^T [-\mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\varepsilon}] \tag{23}$$

The duality gap is positive if the primal and the dual solutions are feasible. It is zero at the optimal point. The barrier parameter is chosen according to the duality gap as suggested in [6].

$$\mu = \frac{\delta}{n_s^2} \tag{24}$$

where n_s is the number of the state variables.

The step size α should be chosen such that the solution remains within the feasible region i.e., $\mathbf{s} \leq \mathbf{0}$, $\mathbf{u} \leq \mathbf{0}$ and $\mathbf{v} \leq \mathbf{0}$.

To keep $\mathbf{s}^{k+1} \geq \mathbf{0}$:

$$\mathbf{s}^{k+1} = \mathbf{s}^k + \hat{\alpha}_s \Delta \mathbf{s} \geq \mathbf{0} \tag{25}$$

then

$$\hat{\alpha}_s = \min \left\{ -\frac{s_i^k}{|\Delta s_i|}, \Delta s_i < 0 \right\} \tag{26}$$

To keep $\mathbf{u}^{k+1} \geq \mathbf{0}$:

$$\mathbf{u}^{k+1} = \mathbf{u}^k + \hat{\alpha}_u \Delta \mathbf{u} \geq \mathbf{0} \tag{27}$$

then

$$\hat{\alpha}_u = \min \left\{ -\frac{u_i^k}{|\Delta u_i|}, \Delta u_i < 0 \right\} \tag{28}$$

To keep $\mathbf{v}^{k+1} \geq \mathbf{0}$:

$$\mathbf{v}^{k+1} = \mathbf{v}^k + \hat{\alpha}_v \Delta \mathbf{v} \geq \mathbf{0} \tag{29}$$

then

$$\hat{\alpha}_v = \min \left\{ -\frac{v_i^k}{|\Delta v_i|}, \Delta v_i < 0 \right\} \quad (30)$$

Therefore, the step size α is selected using the following condition:

$$\alpha = \sigma \cdot \min \{1, \hat{\alpha}_s, \hat{\alpha}_u, \hat{\alpha}_v\} \quad (31)$$

where σ is a scalar constant.

In this work, the scalar value σ is setting to 0.9995 in order to prevent the estimation from approaching too close to the feasibility boundary.

4. Simulation results

In this section, the proposed WLAV state estimation algorithm has been applied to the modified IEEE 14-and 118-bus systems. Weighting factors in the objective function of the proposed method can result in the ill-conditioning. In this work, the appropriate weight factors for the IEEE 14-and 118-bus systems under test conditions are 0.1 and 0.01, respectively. The simulation results are compared with the WLS method in [6] under the same conditions. In addition, scaling technique in [6] is used to improve matrix conditioning for the IEEE 118-bus system using the WLS method. The true values of the system are computed by using power-flow calculation. For all simulations, the tolerance used to define convergence is 10^{-4} and Gaussian noise with zero mean is added to the measurements. The state estimation algorithm has been developed using MATLAB and all tests have been performed on Intel Celeron 2.2 GHz 256 MB PC.

4.1 Case 1: IEEE 14-bus system with UPFC

Fig. 2 shows the modified IEEE 14-bus system. One UPFC is installed on branch 6-12 at bus no. 6. Table 1 shows the parameters and constraints of the UPFC. The measurement data obtained from the measuring devices are given in Table 2. The measurement set consists of 2 voltages, 12 power injections, and 32 flow measurements. Note that the measurement set makes the network and UPFC fully observable. The estimated bus voltages and the estimated states of the UPFC are summarized in Tables 3 and 4, respectively. Note that the UPFC estimated states and its apparent powers are within its limits. The real power transfer between both voltage sources is close to zero,

$P_{sh} + P_{se} = 0$. It can be seen that the proposed WLAV method provides a superior estimate under the test conditions.

4.2 Case 2: Gross error condition in IEEE 14-bus system

Bad data is usually due to equipment failure or data communication error. It may result in estimates that have large errors. To investigate the effectiveness of the proposed algorithm under the presence of bad data, the gross errors in measurements are introduced by changing the sign of the measured values, i.e. the real power flow in branch 9-14 and the power flow (P and Q) in branch 9-7. Figs. 3 and 4 show the absolute of percentage of the estimation errors for magnitude and phase angles with gross errors introduced. Note that the proposed WLAV method yields the smaller error both in the magnitude and phase angles. In addition, the percentage of the estimation errors of the UPFC control variables is shown in Table 5.

4.3 Case 3: IEEE 118-bus system with a UPFC

In this case, the proposed algorithm is applied to a large system with a UPFC. The test system is modified from the IEEE 118-bus system. The UPFC is installed on branch 17-18 at bus no. 17. Parameters and constraints of the UPFC are summarized in Table 6. The measurement set consists of 13 voltages, 138 power injections, and 172 flow measurements. The true and estimated states of UPFC are summarized in Table 7. It should be noted that the UPFC control variables are within their limits. The real power transfer between both voltage sources is close to zero, $P_{sh} + P_{se} = 0$.

4.4 Case 4: IEEE 118-bus system with 4 UPFCs

A large power system may include many FACTS devices in order to control the power transfer on the transmission lines. This may cause a convergence problem as shown in [6], when the number of nonlinear constraints is increased. To demonstrate the performance of the proposed algorithm under this condition, four UPFCs are added to the IEEE 118-bus system. The UPFCs are installed on branch 17-18 at bus no. 17, 66-67 at bus no. 66, 89-90 at bus no. 89 and 100-104 at bus no. 100, respectively. Parameters and constraints of the shunt and the series sources of each UPFC are the same as in Case 3, while other necessary parameters of the transmission lines

for state estimation are obtained from the data of the standard IEEE 118-bus system. The measurement set consists of 13 voltages, 138 power injections, and 184 flow measurements. The estimation results for the UPFCs are shown in Table 8. As in the previous simulations, it can be seen that all constraints are satisfied. From these results, it can be concluded that the proposed method is a promising technique for state estimation of a large power system containing many UPFCs.

A comparison of the algorithm performance for these test cases is given in Table 9. Note that mean square error (MSE) of the magnitude and phase angles of power network and UPFC voltage sources are also determined. It can be seen that the number of iterations increase with the system size using the proposed WLAV method. A convergence problem as stated in [6] is not appearing for the case of a large system with many UPFCs, this may be because a covariance matrix is not included in the iterative procedure of the proposed method. Although the proposed method requires more the number of iterations and the computation time than the WLS method, it provides smaller MSE in every case study. Normally, the accuracy of estimated states is more important than the computation effort as the efficiently programming can improve the computation burden.

5. Conclusions

In this paper, a weighted least absolute value estimator using the interior point method for the power system containing UPFCs has been proposed. The results on the modified IEEE test systems illustrate that the proposed algorithm can be applied satisfactory for estimating the state variables of the power system with UPFCs. The method provides the accurate and robust solution. Although only UPFCs are considered in this paper, other FACTS devices can be also incorporated using the proposed concept.

Acknowledgement

The authors would like to thank the Thailand Research Fund (TRF) for the financial support of this research.

Reference

- [1] Hingorani NG. FACTS-flexible AC transmission system. Proceedings of the International Conference on AC and DC Power Transmission; 1991, p. 1-7.
- [2] Noroozian M, Angquist L, Ghandhari M, Andersson G. Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices. IEEE Trans Power Deliv 1997; 12(4):1635-41.
- [3] Hingorani NG, Gyugyi L. Understanding FACTS: concepts and technology of flexible ac transmission systems. IEEE Press; 2000.
- [4] Gyugyi L, Schauder CD, Williams SL, Rietman TR, Torgerson DR, Edris A. The unified power flow controller: a new approach to power transmission control. IEEE Trans Power Deliv 1995; 10(2):1085-97.
- [5] Qifeng D, Boming Z, Chung TS. State estimation for power systems embedded with FACTS devices and MTDC systems by a sequential solution approach. Electr Power Syst Res 2000; 55(3):147-56.
- [6] Bei X, Abur A. State estimation of systems with UPFCs using the interior point method. IEEE Trans Power Syst 2004; 19(3):1635-41.
- [7] Clements KA, Davis PW, Frey KD. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. IEEE Trans Power Syst 1995; 10(2):567-74.
- [8] Monticelli A. State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers; 1999.
- [9] Irving MR, Owen RC, Sterling MJH. Power system state estimation using linear programming. IEE Proc 1978; 125:879-85.
- [10] Abur A. A bad data identification method for linear programming state estimation. IEEE Trans Power Syst 1990; 5(3):894-901.
- [11] Celik MK, Abur A. A robust WLAV state estimator using transformations. IEEE Trans Power Syst 1992; 7(1):106-13.
- [12] Singh H, Alvarado FL. Weighted least absolute value state estimation using interior point method. IEEE Trans Power Syst 1994; 9(3):1478-84.
- [13] Wei H, Sasaki H, Kubokawa J, Yokoyama R. An interior point method for power system weighted nonlinear L_1 norm static state estimation. IEEE Trans Power Syst 1998; 13(2):617-23.
- [14] Ramirez-Arredondo JM, Barocio EE, Chacon OL. The affine-scaling dual algorithm as an alternative to solve the power system state estimation problem. IEEE Power Engineering Review 1999; 19(6):50-2.
- [15] Kreyszig E. Advanced Engineering Mathematics. 8th ed. Singapore: John Wiley & Sons; 1999.

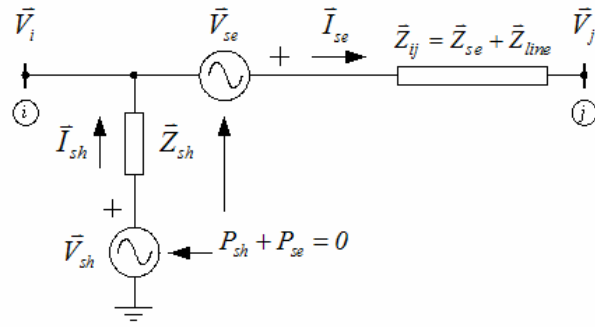


Fig. 1. Equivalent circuit of UPFC including transmission line.

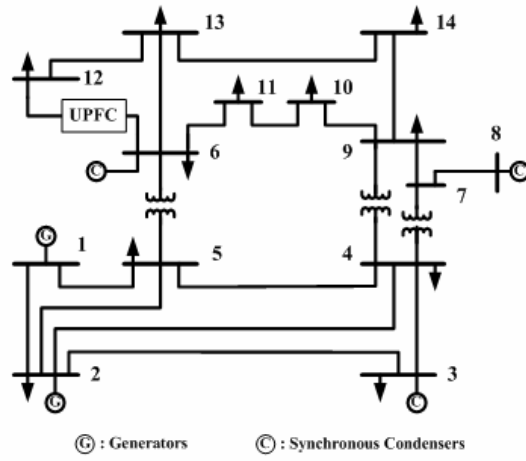


Fig. 2. IEEE 14-bus system with UPFC.

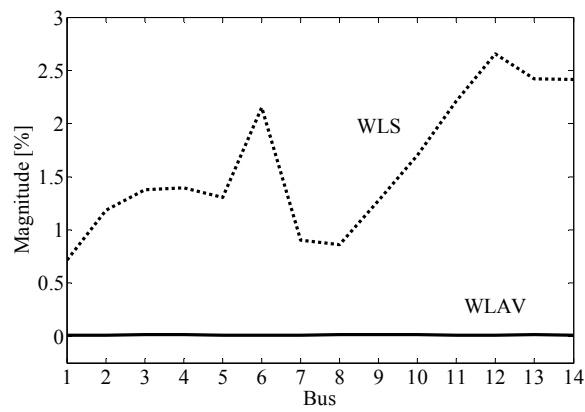


Fig. 3. Absolute of percentage error of voltage magnitudes in IEEE 14-bus system (Case 2).

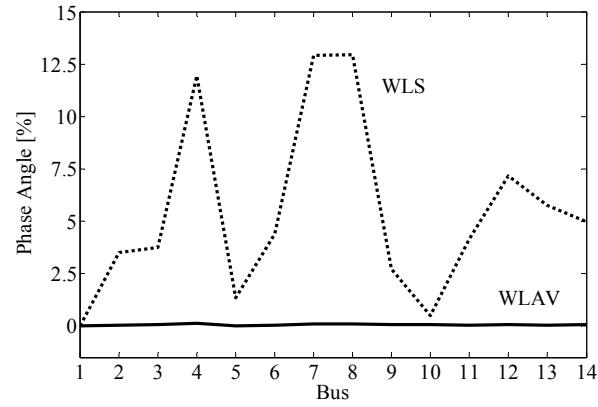


Fig. 4. Absolute of percentage error of phase angles in IEEE 14-bus system (Case 2).

Table 1
Parameters and constraints of UPFC in IEEE 14-bus system

Shunt Source		Series Source	
R_{sh}	0.00	R_{se}	0.00
X_{sh}	0.07	X_{se}	0.07
$V_{sh,max}$	1.10	$V_{se,max}$	0.60
$S_{sh,max}$	0.10	$S_{se,max}$	0.10

Table 2
Measurement data of IEEE 14-bus system

Bus voltage measurements					
Bus	V		Bus	V	
1	1.0599		4	1.0187	
Injection measurements					
Bus	P	Q	Bus	P	Q
3	-0.9419	0.0430	8	-0.0001	0.1699
9	-0.2949	-0.1659	10	-0.0899	-0.0581
13	-0.1351	-0.0580	14	-0.1490	-0.0500
Flow measurements					
Branch	P	Q	Branch	P	Q
1-5	0.7591	0.0352	2-3	0.7321	0.0357
2-5	0.4180	0.0072	4-7	0.2760	-0.0966
4-9	0.1580	-0.0052	6-5	-0.4557	-0.0823
6-11	0.0628	0.0367	6-12	0.2733	0.0104
7-9	0.2761	0.0531	8-7	-0.0002	0.1703
9-7	-0.2761	-0.0454	9-14	0.0760	0.0335
10-11	-0.0273	-0.0178	12-6	-0.2223	-0.0303
13-12	-0.1567	-0.0100	13-14	0.0746	0.0204

Table 3
True and estimated values of bus voltages of IEEE 14-bus system

Bus no.	True values		WLS		WLAV	
	V	θ°	V	θ°	V	θ°
1	1.0600	0.0000	1.0639	0.0000	1.0599	0.0000
2	1.0450	-4.9956	1.0527	-4.9994	1.0449	-4.9969
3	1.0100	-12.7364	1.0201	-12.6267	1.0099	-12.7405
4	1.0188	-10.3494	1.0314	-10.3307	1.0186	-10.3554
5	1.0202	-8.8261	1.0270	-8.7653	1.0201	-8.8273
6	1.0700	-14.4517	1.0792	-14.3024	1.0698	-14.4559
7	1.0625	-13.3397	1.0742	-13.2505	1.0624	-13.3456
8	1.0900	-13.3397	1.1014	-13.2519	1.0899	-13.3470
9	1.0574	-14.8889	1.0690	-14.7674	1.0573	-14.8951
10	1.0523	-15.0969	1.0634	-14.9622	1.0521	-15.1032
11	1.0576	-14.9044	1.0677	-14.7581	1.0575	-14.9120
12	1.0932	-13.1281	1.1030	-13.0200	1.0931	-13.1347
13	1.0583	-14.5713	1.0682	-14.4290	1.0581	-14.5769
14	1.0398	-15.7417	1.0510	-15.5906	1.0397	-15.7479

Table 4
True and estimated values of UPFC control variables in IEEE 14-bus system

States of UPFC	True values		WLS		WLAV	
	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source
V	1.0709	0.1183	1.0801	0.1111	1.0707	0.1183
θ°	-14.4950	45.0700	-14.3398	43.9997	-14.4993	45.0114
P	-0.0124	0.0124	-0.0109	0.0109	-0.0124	0.0124
Q	0.0133	0.0262	0.0141	0.0224	0.0132	0.0262
S	0.0182	0.0290	0.0178	0.0249	0.0181	0.0290

Table 5
Percentage error of UPFC control variables in IEEE 14-bus system (Case 2)

States of UPFC	WLS		WLAV	
	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source
V	-2.1384	-0.2536	0.0187	0.0000
θ°	4.4139	1.5864	-0.0290	0.1340
P	6.4516	6.4516	0.0000	0.0000
Q	6.0150	10.6870	0.0000	0.0000
S	6.2178	9.8970	0.0000	0.0000

Table 6
Parameters and constraints of UPFC in IEEE 118-bus system

Shunt Source		Series Source	
R_{sh}	0.00	R_{se}	0.00
X_{sh}	0.05	X_{se}	0.05
$V_{sh,max}$	1.10	$V_{se,max}$	0.60
$S_{sh,max}$	0.35	$S_{se,max}$	0.35

Table 7
True and estimated values of UPFC control variables in IEEE 118-bus system (Case 3)

States of UPFC	True Values		WLS		WLAV	
	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source
V	0.9817	0.1451	1.0170	0.1468	0.9839	0.1453
θ°	11.8561	69.8285	11.7058	69.3563	11.8428	69.6687
P	-0.0038	0.0038	-0.0059	0.0059	-0.0044	0.0044
Q	-0.0913	0.2104	-0.1013	0.2042	-0.0918	0.2100
S	0.0914	0.2104	0.1015	0.2043	0.0919	0.2100

Table 8
Estimated UPFCs control variables in IEEE 118-bus system (Case 4)

States of UPFC	UPFC 1 (Branch 17-18)		UPFC 2 (Branch 66-67)		UPFC 3 (Branch 89-90)		UPFC 4 (Branch 100-104)	
	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source	Shunt Source	Series Source
V	0.9827	0.1451	1.0490	0.1242	1.0099	0.1041	1.0186	0.0977
θ°	11.8027	69.6954	27.3555	80.6257	45.1203	116.5847	25.5780	63.1217
P	-0.0041	0.0041	-0.0182	0.0182	-0.0944	0.0944	-0.0287	0.0287
Q	-0.0916	0.2101	-0.0359	0.1048	0.0857	0.2092	0.0198	0.0695
S	0.0917	0.2101	0.0402	0.1064	0.1275	0.2295	0.0349	0.0752

Table 9
Comparison results of case studies

Case	WLS			WLAV		
	MSE	Iteration	CPU Time (sec.)	MSE	Iteration	CPU Time (sec.)
1	4.2×10^{-2}	13	2.75	1.2×10^{-4}	13	2.85
2	3.7×10^{-1}	14	2.93	1.5×10^{-4}	13	2.85
3	3.2×10^{-1}	11	135.28	1.3×10^{-3}	30	383.62
4	3.6×10^{-1}	15	186.47	4.3×10^{-4}	33	424.72