

การหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้า
ระหว่างสายโดยใช้เทคนิคกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2558

**OPTIMIZING LOCATION AND SIZE OF INTERLINE
POWER FLOW CONTROLLER USING LOSS
MINIMIZATION TECHNIQUE**



Surat Sangwato

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering
Suranaree University of Technology
Academic Year 2015**

การหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสายโดย
ใช้เทคนิคกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยพิจารณาเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. ดร. ธนัชชัย กุลวรวาณิชพงษ์)

ประธานกรรมการ

(ผศ. ดร. อนันต์ อุ่นศิริไธย์)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(ผศ. ดร. บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ

(ผศ. ดร. เผด็จ เผ่าละออ)

กรรมการ

(ศ. ดร. ชูกิจ ลิ้มปีจางค์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและนวัตกรรม

(รศ. ร.อ. ดร. กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

สุรัตน์ แสงวาโท : การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหล
กำลังไฟฟ้าระหว่างสายโดยใช้เทคนิคกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด (OPTIMIZING
LOCATION AND SIZE OF INTERLINE POWER FLOW CONTROLLER USING
LOSS MINIMIZATION TECHNIQUE) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อนันท์
อุ้นศิริไฉย, 261 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอเกี่ยวกับการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (Interline power flow controller : IPFC) โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งใช้วิธีการค้นหาความบรรสานและวิธีการไฮบริดจินเนติกอัลกอริทึม (Harmony Search and Hybrid genetic algorithm : HS&HGA) เป็นเครื่องมือในการคำนวณ วิธีการนี้เป็นการผสมผสานกันระหว่างวิธีการค้นหาความบรรสาน (Harmony Search : HS) กับวิธีไฮบริดจินเนติกอัลกอริทึม (Hybrid genetic algorithm : HGA) สำหรับการค้นหานั้น วิธีการ HS จะทำหน้าที่เป็นฟังก์ชันหลักในการค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด ส่วนวิธีการ HGA จะทำหน้าที่เป็นฟังก์ชันรองที่ช่วยค้นหาขนาดของ IPFC และกำลังงานสูญเสียของระบบให้กับฟังก์ชันหลัก โดยที่ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ประกอบด้วย ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC (ขนาดของ IPFC) กับฟังก์ชันกำลังงานสูญเสียของระบบ และมีเงื่อนไขบังคับที่เกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้า คือ หลักการสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัส กับขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ การทดสอบนั้นจะทำการเปรียบเทียบกับ วิธีการค้นหาความบรรสานและวิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการกำลังสอง (Harmony Search and Sequential Quadratic Programming : HS&SQP) ซึ่งวิธีการนี้มีหลักการทำงานที่คล้าย ๆ กับวิธีการ HS&HGA การทดสอบกับระบบ IEEE 14 BUS วิธีการ HS&HGA ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5 ทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 10.0813 MW วิธีการ HS&SQP ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 2-3 และ 2-4 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 10.3203 MW ระบบ IEEE 30 BUS วิธีการ HS&HGA ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5 ทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 15.1520 MW วิธีการ HS&SQP ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 2-5 และ 2-6 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 15.5155 MW ระบบ IEEE 57 BUS วิธีการ HS&HGA ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56 ทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 11.2853 MW วิธีการ HS&SQP ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 11.3232 MW ระบบ IEEE 118 BUS วิธีการ HS&HGA ได้ตำแหน่งในการ

ติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87 ทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 41.9593 MW วิธีการ HS&SQP ได้ตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 41.9593 MW ดังนั้นจากผลการทดสอบจะพบว่าในการตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด นั้น สำหรับระบบ IEEE 14 BUS กับ IEEE 30 BUS วิธีการ HS&HGA จะสามารถค้นหาตำแหน่งและขนาดของ IPFC ที่สามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบได้ดีกว่าวิธีการ HS&SQP แต่วิธีการ HS&SQP จะใช้ระยะเวลาในการทดสอบน้อยกว่า และสำหรับระบบ IEEE 57 BUS กับ IEEE 118 BUS วิธีการ HS&HGA และ วิธีการ HS&SQP ให้ผลการทดสอบที่ใกล้เคียงกัน ทั้งความสามารถในการค้นหาตำแหน่งและขนาดของ IPFC ที่สามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบ และระยะเวลาในการทดสอบ



สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า _____

ปีการศึกษา 2558

ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

SURAT SANGWATO : OPTIMAIZING LOCATION AND SIZE OF
INTERLINE POWER FLOW CONTROLLER USING LOSS
MINIMIZATION TECHNIQUE. THESIS ADVISOR : ASST. PROF.
ANANT OONSIVILAI, Ph.D., 261 PP.

INTERLINE POWER FLOW CONTROLLER/HARMONY SEARCH/HYBRID
GENETIC ALGORITHM.

This thesis presents optimizing the location and size of the interline power flow controller using loss minimization technique. The Harmony Search and Hybrid genetic algorithm (HS&HGA) methods were used to find results. The HS&HGA methods will consist of Harmony search (HS) and Hybrid genetic algorithm (HGA). The HS was used as a primary function to search optimizing location. Whereas, the HGA was used as a second function to find the size of interline power flow controller and real transmission line loss. When, objective functions of this work are reduction of operating cost interline power flow controller and real power loss. Moreover, the constraint of objective functions is the power balance at the bus and limitation of instruments in the electrical system. The results will compare with the Harmony Search and Sequential Quadratic Programming (HS&SQP). The results in IEEE 14 BUS, The HS&HGA methods achieve the location for installing IPFC is between bus 1-2 and 1-5 the real transmission line loss is 10.0813 MW, The HS&SQP methods achieve the location for installing IPFC is between bus 2-3 and 2-4 the real transmission line loss is 10.3203 MW. The results in IEEE 30 BUS, The HS&HGA methods achieve the location for installing IPFC is between bus 2-1 and 2-5 the real

transmission line loss is 15.1520 MW, The HS&SQP methods achieve the location for installing IPFC is between bus 2-5 and 2-6 the real transmission line loss is 15.5155 MW. The results in IEEE 57 BUS, The HS&HGA methods achieve the location for installing IPFC is between bus 41-42 and 41-56 the real transmission line loss is 11.2853 MW, The HS&SQP methods achieve the location for installing IPFC is between bus 41-43 and 41-56 the real transmission line loss is 11.3232 MW. The results in IEEE 118 BUS, The HS&HGA methods achieve the location for installing IPFC is between bus 86-85 and 86-87 the real transmission line loss is 41.9593 MW, The HS&SQP methods achieve the location for installing IPFC is between bus 86-85 and 86-87 the real transmission line loss is 41.9593 MW. Therefore, the Result in IEEE 14 BUS and IEEE 30 BUS showed that HS&HGA methods, Can reduce the transmission line loss is better when compared with HS&SQP methods. Whereas, HS&SQP methods used them for searching optimal parameter shorter than HS&HGA methods. However, in IEEE 57 BUS and IEEE 118 BUS system, both HS&HGA and HS&SQP methods presented similarity of reducing transmission line loss and time for searching optimal parameter.

School of Electrical Engineering

Academic Year 2015

Student's Signature _____

Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งด้านวิชาการ และด้านการดำเนินงานวิจัยจากบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อนันต์ อุ่นศิริวิไลย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้โอกาสทางการศึกษา ให้คำปรึกษา แนะนำ และแนวทางอันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่องานวิจัย รวมทั้งช่วยตรวจทาน และแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์นี้เล่มนี้จนเสร็จสมบูรณ์

อาจารย์ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีทุกท่าน ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ และความรู้ทางด้านวิชาการอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

พี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่าน ที่คอยให้คำปรึกษา สนทนา เรื่องงานวิจัย อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อวิทยานิพนธ์ รวมถึงมิตรสหาย ทั้งในอดีตและปัจจุบัน ที่คอยถามไถ่และให้กำลังใจในการทำวิจัยมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ทางด้านต่าง ๆ ทั้งในอดีต และปัจจุบัน และของกราบขอบคุณพระคุณ บิดา มารดา รวมถึงญาติพี่น้องของผู้วิจัยทุกท่านที่ได้ให้ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย การอบรมเลี้ยงดู และให้การสนับสนุนทางการศึกษาอย่างดียิ่งมาโดยตลอด รวมทั้งเป็นกำลังใจที่ยิ่งใหญ่ในยามที่ผู้วิจัยท้อหรือท้อแท้ใจ ช่วยให้มีพลังเข้มแข็งพร้อมเผชิญกับอุปสรรคต่าง ๆ จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา

สุรัตน์ แสงวาโท

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ค
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูป.....	ด
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ.....	ผ
บทที่	
1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	2
1.3 ขอบเขตของเบื้องต้น.....	3
1.4 ขอบเขตของงานวิจัย.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์.....	4
2 ปรัชญาวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.1 บทนำ.....	6
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS.....	6
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบ ที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS.....	8
2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดโดย ใช้วิธีการทางด้านปัญญาประดิษฐ์.....	9
2.5 สรุป.....	10
3 อุปกรณ์ยึดหยุ่นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ.....	12
3.1 บทนำ.....	12

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2 ตัวชดเชยแบบอนุกรม.....	13
3.2.1 ตัวชดเชยอนุกรมควบคุมด้วยไทรสเตอร์.....	14
3.2.2 ตัวชดเชยอนุกรมแบบสถิต.....	19
3.3 ตัวชดเชยแบบขนาน.....	25
3.3.1 ตัวชดเชยวาร์แบบสถิต.....	26
3.3.2 ตัวชดเชยแบบสถิต.....	30
3.3.2.1 คุณสมบัติระหว่าง $V-I$ ของ STATCOM กับ SVC.....	32
3.3.2.2 คุณสมบัติระหว่าง $V-Q$ ของ STATCOM กับ SVC.....	33
3.4 ตัวชดเชยแบบอนุกรม-ขนาน.....	35
3.4.1 ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม.....	36
3.5 ตัวชดเชยแบบผสมอนุกรม-อนุกรม.....	43
3.6 สรุป.....	43
4 ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย.....	45
4.1 บทนำ.....	45
4.2 หลักการพื้นฐานของ IPFC.....	45
4.3 สมการกำลังไฟฟ้าของ IPFC.....	48
4.4 การใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า.....	50
4.5 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง.....	52
4.5.1 ชนิดของไทรสเตอร์.....	55
4.5.2 แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า.....	56
4.5.3 วิธีการ PWM.....	57
4.5.4 การออกแบบหาขนาดของตัวเก็บประจุ.....	58
4.6 สรุป.....	60
5 วิธีการหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้า	
ระหว่างสายโดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด.....	61
5.1 บทนำ.....	61
5.2 วิธีการคำนวณกลุ่มข้อมูลบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC.....	66

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.3 เทคนิคการหาขนาดของ IPFC และ กำลังงานสูญเสียของระบบ สำหรับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC.....	68
5.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	69
5.3.1.1 ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC.....	69
5.3.1.2 ฟังก์ชันกำลังงานสูญเสีย.....	71
5.3.2 เงื่อนไขบังคับสมการ.....	72
5.3.3 เงื่อนไขบังคับอสมการ.....	75
5.4 การปรับตั้งค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับ การหาขนาดของ IPFC กับ กำลังงานสูญเสียของระบบ.....	76
5.4.1 ค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	78
5.4.2 ค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	80
5.4.3 ค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	81
5.4.4 ค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	83
5.5 สรุป.....	84
6 เทคนิคในการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุด.....	85
6.1 บทนำ.....	85
6.2 วิธีการไฮบริดจินตคณิตกริเทียม.....	86
6.2.1 โครงสร้างส่วนประกอบของ HGA.....	86
6.2.2 การสร้างโครโมโซมประชากรและการเข้ารหัสของ GA.....	87
6.2.3 การประเมินค่าความเหมาะสม.....	88
6.2.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	89
6.2.3.2 ฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม.....	90
6.2.4 การคัดเลือกสายพันธุ์.....	91
6.2.4.1 การกำหนดค่าโอกาสในการถูกคัดเลือก.....	91
6.2.4.2 การแปลงโอกาสเป็นจำนวนโครโมโซมลูกหลาน.....	92
6.2.5 ปฏิบัติการทางสายพันธุ์.....	94
6.2.5.1 คrossover.....	95

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
6.2.5.2 มิวเทชั่น.....	97
6.2.6 การแทนที่.....	98
6.2.7 เปลี่ยนอัลกอริทึม.....	99
6.3 วิธีการเขียนโปรแกรมลำดับกำลังสอง.....	100
6.4 การค้นหาความบรรสาน.....	104
6.4.1 โครงสร้างส่วนประกอบของ HS.....	104
6.4.2 กำหนดค่าเริ่มต้น.....	105
6.4.3 สร้างหน่วยความจำเสียง.....	106
6.4.4 การสร้างตัวโน้ตใหม่และการปรับโน้ตเสียง.....	107
6.4.4.1 สร้างโน้ตตัวใหม่โดยตรง.....	107
6.4.4.2 ปรับโน้ตเสียงจากหน่วยความจำ.....	108
6.4.5 ทดสอบเสียง.....	109
6.4.6 การแทนที่.....	109
6.5 การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของ HGA.....	111
6.5.1 จำนวนประชากร และ จำนวนรอบในการค้นหา สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	111
6.5.2 จำนวนประชากร และ จำนวนรอบในการค้นหา สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	112
6.5.3 จำนวนประชากร และ จำนวนรอบในการค้นหา สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	112
6.5.4 จำนวนประชากร และ จำนวนรอบในการค้นหา สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	113
6.6 สรุป.....	114
7 ผลการทดสอบ.....	115
7.1 บทนำ.....	115
7.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 14 BUS.....	115
7.2.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 14 BUS ด้วยวิธี HS&HGA.....	115

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
7.2.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 14 BUS ด้วยวิธี HS&SQP.....	118
7.2.3 ผลการทดสอบเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	121
7.3 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 30 BUS.....	126
7.3.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 30 BUS ด้วยวิธี HS&HGA.....	126
7.3.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 30 BUS ด้วยวิธี HS&SQP.....	129
7.3.3 ผลการทดสอบเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	132
7.4 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 57 BUS.....	139
7.4.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 57 BUS ด้วยวิธี HS&HGA.....	139
7.4.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 57 BUS ด้วยวิธี HS&SQP.....	144
7.4.3 ผลการทดสอบเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	149
7.5 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 118 BUS.....	160
7.5.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 118 BUS ด้วยวิธี HS&HGA.....	160
7.5.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 118 BUS ด้วยวิธี HS&SQP.....	167
7.5.3 ผลการทดสอบเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	174
7.6 สรุป.....	192
7.6.1 การสรุปเกี่ยวกับ การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด.....	192
7.6.2 การสรุปเกี่ยวกับ การลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า เมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC.....	195
8 สรุปและข้อเสนอแนะ.....	199
8.1 สรุป.....	199
8.2 ข้อเสนอแนะ.....	202
รายการอ้างอิง.....	203

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก. ข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบกับผลการทดสอบหาค่ากำลังงานสูญเสีย ที่เหมาะสมสำหรับระบบที่ไม่มีติดตั้ง IPFC 215.....	208
ภาคผนวก ข. บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	253
ประวัติผู้เขียน.....	261



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS.....	6
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบ ที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS.....	8
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการทางด้านปัญหาประดิษฐ์.....	9
5.1 ข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งที่ยังไม่ได้เรียบเรียง.....	66
5.2 ข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งที่ผ่านการเรียบเรียง.....	67
5.3 กลุ่มข้อมูลบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC สำหรับ IEEE 14 BUS.....	67
5.4 ตารางคู่อันดับสำหรับหาค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	77
5.5 ตารางคู่อันดับสำหรับหาค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ที่มีการแบ่งให้ละเอียดมากยิ่งขึ้น.....	78
7.1 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5).....	116
7.2 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-3 และ 2-4).....	118
7.3 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 219MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5.....	123
7.4 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 309 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5.....	124
7.5 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 249 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5.....	125
7.6 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5).....	126

สารบัญตาราง (ต่อ)

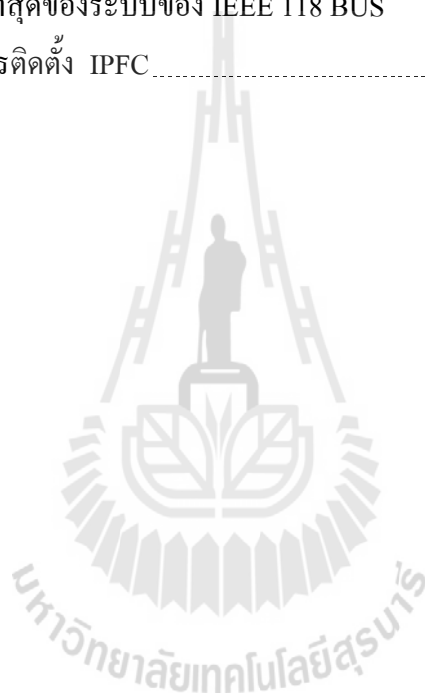
ตารางที่	หน้า
7.7 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-5 และ 2-6).....	129
7.8 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 272.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5.....	134
7.9 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 303.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5.....	136
7.10 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 286.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5.....	139
7.11 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56).....	139
7.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56).....	144
7.13 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 1186.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56.....	151
7.14 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 1332.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56.....	154
7.15 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 1222 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56.....	157
7.16 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87).....	160
7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87).....	167
7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87.....	176
7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87.....	182

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87.....	187
7.21 การหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	193
7.22 การหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	193
7.23 การหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	194
7.24 การหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	194
7.25 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบ.....	195
ก.1 ข้อมูลของระบบ IEEE 14 BUS.....	209
ก.2 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 14 BUS.....	210
ก.3 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	210
ก.4 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC.....	212
ก.5 ข้อมูลของระบบ IEEE 30 BUS.....	213
ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 30 BUS.....	215
ก.7 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	216
ก.8 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC.....	218
ก.9 ข้อมูลของระบบ IEEE 57 BUS.....	220
ก.10 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57 BUS.....	222
ก.11 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	225
ก.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC.....	228

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS.....	231
ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS.....	236
ก.15 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	243
ก.16 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC.....	247



สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1 ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า.....	2
3.1 ลักษณะการเชื่อมต่อและโครงสร้างของตัวควบคุมแบบอนุกรม.....	13
3.2 โครงสร้างพื้นฐานของ TCSC.....	14
3.3 คุณสมบัติในย่านการทำงานของ X_{TCSC}	15
3.4 ระบบ 2 บัสที่ทำการติดตั้ง TCSC และเฟสเซอร์ไคอะแกรมของแรงดันกับกระแส.....	16
3.5 ความสัมพันธ์กำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและมุมเฟส ระหว่างแรงดันทั้ง 2 บัสของระบบที่ติดตั้ง TCSC ที่ $k = 0.4$	17
3.6 การใช้งาน TCSC.....	18
3.7 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงอินดักทีฟ.....	19
3.8 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงคาปาซิทีฟ.....	19
3.9 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงเรโซแนนซ์.....	19
3.10 โครงสร้างพื้นฐานของ SSSC.....	20
3.11 วงจรพื้นฐานของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า.....	20
3.12 การชดเชยด้วยตัวเก็บประจุแบบอนุกรม.....	21
3.13 วงจรเริ่มต้นพิจารณาจากการชดเชยด้วย SSSC.....	22
3.14 กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปตามแรงดันไฟฟ้าของ SSSC.....	22
3.15 การใช้งาน SSSC.....	23
3.16 การทำงานของ SSSC โหมดอินดักทีฟที่ไม่มีตัวควบคุม POD.....	24
3.17 การทำงานของ SSSC โหมดอินดักทีฟที่มีตัวควบคุม POD.....	24
3.18 การทำงานของ SSSC โหมดคาปาซิทีฟที่ไม่มีตัวควบคุม POD.....	25
3.19 การทำงานของ SSSC โหมดคาปาซิทีฟที่มีตัวควบคุม POD.....	25
3.20 ลักษณะการเชื่อมต่อและโครงสร้างของตัวควบคุมแบบขนาน.....	26
3.21 วงจรพื้นฐาน และ กราฟคุณลักษณะแรงดันกับกระแสของ SVC.....	26
3.22 ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย และ เฟสเซอร์ไคอะแกรม.....	27

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.23 ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่ายที่มีการติดตั้ง SVC และเฟสเซอร์ไดอะแกรม.....	27
3.24 ลักษณะการชดเชยกำลังไฟฟ้าของ SVC.....	28
3.25 การเพิ่มขึ้นของขีดจำกัดในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเมื่อระบบมีการติดตั้ง SVC.....	29
3.26 การประยุกต์ใช้งาน SVC.....	30
3.27 ลักษณะการฉีดและดูดซับกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าไปในระบบของ SVC.....	30
3.28 โครงสร้างพื้นฐานของ STATCOM.....	31
3.29 คุณสมบัติของแรงดันและกระแสของ STATCOM.....	32
3.30 คุณลักษณะ $V-I$ ของ STATCOM และ SVC.....	33
3.31 คุณลักษณะ $V-Q$ ของ STATCOM และ SVC.....	33
3.32 การใช้งาน STATCOM.....	34
3.33 ลักษณะการฉีดและดูดซับกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าไปในระบบของ STATCOM.....	35
3.34 โครงสร้างพื้นฐานของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม.....	35
3.35 ระบบที่ติดตั้ง UPFC และเฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดัน.....	36
3.36 โครงสร้างของ UPFC.....	37
3.37 ลักษณะการทำงานของ UPFC.....	37
3.38 กำลังไฟฟ้าที่มีการชดเชยเมื่อเทียบกับมุมของระบบ u	40
3.39 การใช้งาน UPFC.....	41
3.40 การชดเชยและการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของ UPFC.....	42
3.41 โครงสร้างพื้นฐานในการเชื่อมต่อแบบอนุกรม-อนุกรม.....	43
4.1 โครงสร้างของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย.....	46
4.2 วงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง IPFC.....	46
4.3 วงจรสมมูลและเฟสเซอร์ไดอะแกรมของระบบที่มีการติดตั้ง IPFC (พิจารณาเฉพาะสายส่งเส้นที่ 1).....	47
4.4 คุณสมบัติในการควบคุมกำลังไฟฟ้าของ IPFC.....	48
4.5 วงจรสมมูลของ IPFC ที่ติดตั้งเข้าไปในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า.....	48
4.6 วงจรสมมูลในการฉีดกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบ.....	49

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.7 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่ไม่มีการเชื่อมโยงกัน).....	50
4.8 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่ไม่มีการเชื่อมโยงกัน).....	51
4.9 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่มีการเชื่อมโยงกัน).....	51
4.10 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่มีการเชื่อมโยงกัน).....	52
4.11 สัญลักษณ์ของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังชนิดต่าง ๆ.....	53
4.12 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของ ไดโอด.....	53
4.13 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของทรานซิสเตอร์.....	54
4.14 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของทรานซิสเตอร์.....	54
4.15 การใช้งานอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังในด้านต่าง ๆ.....	56
4.16 แหล่งจ่ายแปลงผันกำลังไฟฟ้า 3 เฟส แบบ 2 ระดับ.....	57
4.17 การควบคุมด้วยวิธีการ PWM.....	58
4.18 วงจรพื้นฐานในการติดตั้ง IPFC เข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า.....	59
5.1(ก) โครงสร้างในการค้นหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้ง IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด.....	62
5.1(ข) ฟังก์ชันรองในการคำนวณหาค่าขนาดของ IPFC กับ กำลังงานสูญเสียของระบบ ณ ตำแหน่งที่ติดตั้ง IPFC.....	63
5.2(ก) การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบเมื่อไม่มีการติดตั้ง IPFC.....	64
5.2(ข) การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบเมื่อมีการติดตั้ง IPFC.....	65
5.3 การเชื่อมต่อกันของสายส่งในระบบที่จะสามารถติดตั้ง IPFC.....	66
5.4 จำนวนอุปกรณ์ที่เท่ากันของ IPFC และ UPFC.....	70
5.5 ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์ FACTS.....	70
5.6 องค์กรของแรงดันในการลดกำลังสูญเสีย.....	71

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.7 สมดุลกำลังไฟฟ้าที่บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	72
5.8 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.1-0.9$ และ $b=0.9-0.1$ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	78
5.9 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.01-0.09$ และ $b=0.99-0.91$ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	79
5.10 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.001-0.009$ และ $b=0.999-0.991$ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	79
5.11 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.1-0.9$ และ $b=0.9-0.1$ สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	80
5.12 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.01-0.09$ และ $b=0.99-0.91$ สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	80
5.13 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.1-0.9$ และ $b=0.9-0.1$ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	81
5.14 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.01-0.09$ และ $b=0.99-0.91$ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	82
5.15 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.031-0.039$ และ $b=0.969-0.961$ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	82
5.16 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.1-0.9$ และ $b=0.9-0.1$ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	83
5.17 ค่าถ่วงน้ำหนัก สำหรับ ช่วง $a=0.01-0.09$ และ $b=0.99-0.91$ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	84
6.1 สมการแบบไม่เชิงเส้น.....	85
6.2 โครงสร้างของวิธี HGA.....	86
6.3 คำตอบในมุมมองของ GA และ โลกจริง.....	88
6.4 โครโมโซมที่ถูกเข้ารหัสแบบฐานสองจากคำตอบในระบบ.....	88
6.5 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์กับการเชื่อมโยง GA เข้ากับระบบ.....	89

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.6 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม.....	90
6.7 วงลู่รูเล็ดจากค่าความเหมาะสมของแต่ละ โคร โม โชม	93
6.8 วงลู่รูเล็ดจากวิธีการจัดลำดับ.....	93
6.9 วงลู่รูเล็ดจากกระบวนการเฟ้นสุ่มครอบจักรวาล.....	94
6.10 ปฏิบัติการทางสายพันธุ์.....	95
6.11 ครอสโอเวอร์แบบจุดเดียว.....	95
6.12 ครอสโอเวอร์แบบหลายจุด.....	96
6.13 ครอสโอเวอร์แบบสม้าเสมอ.....	97
6.14 การแปรผันยีนแบบมิวเทชัน.....	97
6.15 ขั้นตอนการแทนที่ประชากรแบบแทนที่ทั้งกลุ่ม.....	98
6.16 ขั้นตอนการแทนที่ประชากรแบบบางส่วน.....	99
6.17 ขั้นตอนการทำงานของ HGA ที่ผสมผสานกันระหว่าง GA กับ SQP.....	100
6.18 รูปแบบของตัวโน้ตในเนื้อเพลง.....	104
6.19 โครงสร้างส่วนประกอบของ HS.....	105
6.20 การสร้างหน่วยความจำเสียง.....	106
6.21 การสร้างตัวโน้ตโดยตรง.....	108
6.22 การปรับโน้ตเสียง.....	108
6.23 การเชื่อมโยงกันระหว่าง HS กับระบบ.....	109
6.24 การแทนที่ของตัวโน้ต.....	110
6.25 จำนวนประชากร และจำนวนรอบในการค้นหาที่ค่าต่าง ๆ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	111
6.26 จำนวนประชากร และจำนวนรอบในการค้นหาที่ค่าต่าง ๆ สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	112
6.27 จำนวนประชากร และจำนวนรอบในการค้นหาที่ค่าต่าง ๆ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	113

สารบัญรูป (ต่อ)

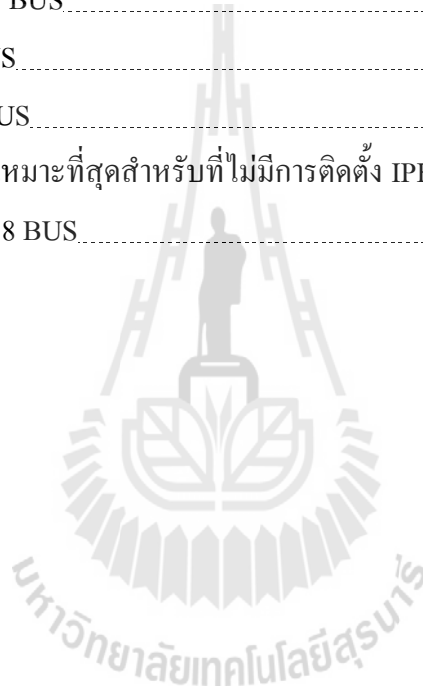
รูปที่	หน้า
6.28 จำนวนประชากร และจำนวนรอบในการค้นหาที่ค่าต่าง ๆ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	114
7.1 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	117
7.2 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุด ของระบบโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	117
7.3 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	120
7.4 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุด ของระบบโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	120
7.5 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	121
7.6 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 14 BUS เมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC.....	121
7.7 การลู่เข้าหาค่าตอบเหมาะสมที่สุดเมื่อ โหลดมีการเปลี่ยนแปลงสำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	122
7.8 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	128
7.9 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุด ของระบบโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	128
7.10 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	131
7.11 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุด ของระบบโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	132
7.12 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	132
7.13 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 30 BUS เมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC.....	133
7.14 การลู่เข้าหาค่าตอบเหมาะสมที่สุดเมื่อ โหลดมีการเปลี่ยนแปลงสำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	133
7.15 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	143
7.16 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุดของ ระบบโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	148
7.17 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	148
7.18 การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุดของ ระบบโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	149

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
7.19 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	149
7.20 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 57 BUS เมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC.....	149
7.21 การลู่เข้าหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงสำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	150
7.22 การลู่เข้าหาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	166
7.23 การลู่เข้าหาค่าขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดของระบบโดยใช้วิธี HS&HGA สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	166
7.24 การลู่เข้าหาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	173
7.25 การลู่เข้าหาค่าขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดของระบบโดยใช้วิธี HS&SQP สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	174
7.26 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	174
7.27 การเปลี่ยนแปลงของโหลดสำหรับระบบ IEEE 118 BUS เมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC.....	175
7.28 การลู่เข้าหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดเมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงสำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	175
7.29 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC สำหรับระบบ IEEE 14 BUS.....	196
7.30 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC สำหรับระบบ IEEE 30 BUS.....	196
7.31 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC สำหรับระบบ IEEE 57 BUS.....	197
7.32 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC สำหรับระบบ IEEE 118 BUS.....	197
ก.1 ระบบ IEEE 14 BUS.....	211
ก.2 การลู่เข้าหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับที่ไม่มีมีการติดตั้ง IPFC ของระบบ IEEE 14 BUS.....	212
ก.3 ระบบ IEEE 30 BUS.....	217

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ก.4 การดูเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC ของระบบ IEEE 30 BUS.....	218
ก.5 การดูเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC ของระบบ IEEE 57 BUS.....	226
ก.6 ระบบ IEEE 57 BUS.....	227
ก.7 ระบบ IEEE 118 BUS.....	246
ก.8 การดูเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC ของระบบ IEEE 118 BUS.....	247



คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

$X_{TCSC}(r)$	=	ค่ารีแอกแตนซ์ของอุปกรณ์ TCSC ที่เกิดจากการปรับมุมจุด ฉนวน
$X_L(r)$	=	ค่ารีแอกแตนซ์ของตัวเหนี่ยวนำที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้ โดย การปรับมุมจุดฉนวนของไทรริสเตอร์
X_C	=	ค่ารีแอกแตนซ์ของตัวเก็บประจุ
r	=	มุมจุดฉนวนสำหรับอุปกรณ์ TCSC
X_{eff}	=	ผลรวมรีแอกแตนซ์ของสายส่งกับรีแอกแตนซ์ของ TCSC
$P_{comp,TCSC}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงหลังจากการติดตั้ง TCSC
$Q_{comp,TCSC}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟหลังจากการติดตั้ง TCSC
P_m	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไม่มีการชดเชย
Q_m	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไม่มีการชดเชย
$P_{comp,SSSC}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงหลังจากการติดตั้ง SSSC
$P_{comp,SVC}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงหลังจากการติดตั้ง SVC
$Q_{comp,SVC}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟหลังจากการติดตั้ง SVC
$P_{comp,UPFC}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงหลังจากการติดตั้ง UPFC
$Q_{comp,UPFC}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟหลังจากการติดตั้ง UPFC
V_s	=	แรงดันที่บัสต้นทาง
V_r	=	แรงดันที่บัสปลายทาง
V_{pq}	=	แรงดันที่แทรกเข้ามาในระบบโดย UPFC
P_{pq}	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่แทรกเข้ามาในระบบโดย UPFC
Q_{pq}	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่แทรกเข้ามาในระบบโดย UPFC
$P_{inj,i}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่แทรกเข้ามาในระบบโดย IPFC ที่บัส i
$Q_{inj,i}$	=	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่แทรกเข้ามาในระบบโดย IPFC ที่บัส i
$P_{inj,n}$	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่แทรกเข้ามาในระบบโดย IPFC ที่บัส $n=j,k$

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

$Q_{inj,n}$	=	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่แทรกเข้ามาในระบบโดย IPFC ที่บัส $n=j,k$
$Y_{se_{in}}$	=	แอดมิแตนซ์ของหม้อแปลงอนุกรม
$f(x)$	=	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์
$g(x)$	=	เงื่อนไขบังคับสมการ
$h(x)$	=	เงื่อนไขบังคับอสมการ
$C_{IPFC,A}$	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC สำหรับ VSC ตัวที่ A
$C_{IPFC,B}$	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC สำหรับ VSC ตัวที่ B
P_{loss}	=	กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบ
C_{UPFC}	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ UPFC
C_{TCSC}	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ TCSC
C_{SVC}	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ SVC
C_{IPFC}	=	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC
g_{ij}	=	ค่าแอดมิแตนซ์ของสายมีค่าเท่ากับ $1/R_{ij}$
V_i	=	ขนาดของแรงดันต้นสาย
V_j	=	ขนาดของแรงดันปลายสาย
" i	=	มุมของแรงดันต้นสาย
" j	=	มุมของแรงดันปลายสาย

บทที่ 1

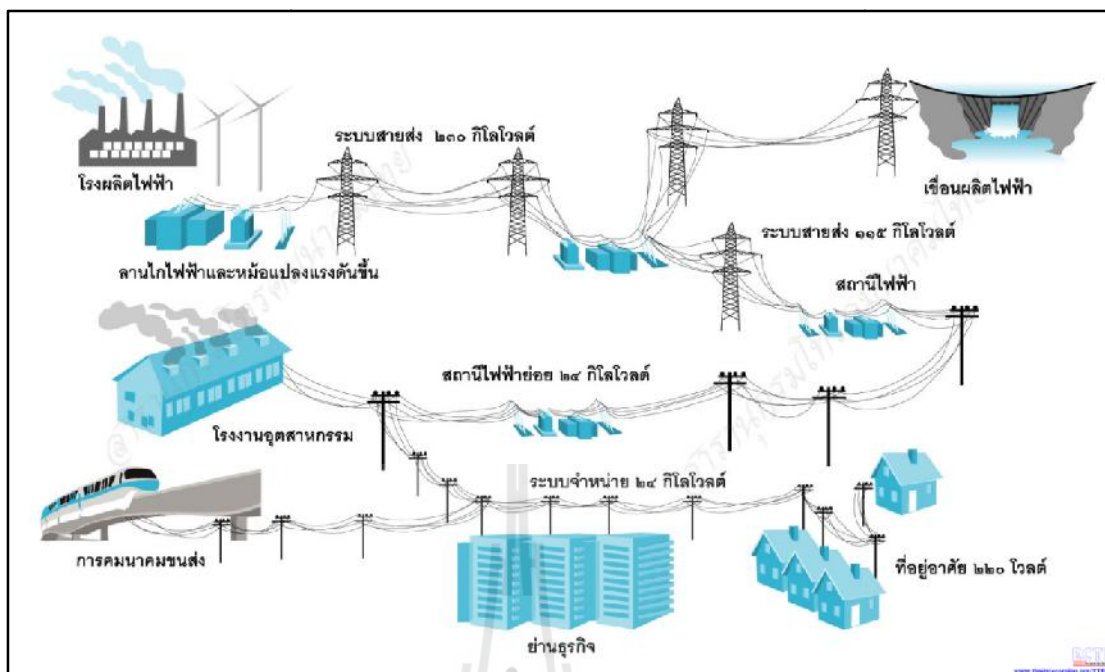
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

โดยทั่วไปส่วนประกอบหลักของระบบไฟฟ้ากำลังจะประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบส่งจ่าย ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า และ ส่วนประกอบของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งหมดนี้จะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันดังรูปที่ 1.1 สำหรับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เป็นระบบที่เกี่ยวข้องกับการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปยังโหลด ซึ่ง โหลดของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาในลักษณะของกลุ่มความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้งาน ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่มีระยะทางของสายส่งเป็นหลายร้อยกิโลเมตรจะดำเนินการส่งจ่ายด้วยระบบแรงดันสูง 69 kV, 115 kV, 230 kV, และ 500 kV ขึ้นอยู่กับระบบที่นำมาใช้งาน ในส่วนของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า เป็นระบบที่จ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านระบบสายป้อนที่มีระดับแรงดันตั้งแต่ 3-34 kV สายป้อนนี้ถูกต่อออกมาจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยสถานีไฟฟ้าย่อยจะเป็นที่รวบรวมการจ่ายโหลดให้กับผู้ใช้ไฟ

ปัจจุบันระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีการขยายตัวเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากการพัฒนาทั้งทางด้านเศรษฐกิจ และสังคมที่เพิ่มสูงขึ้น ตลอดจนมีการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง เป็นเหตุให้มีความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย สิ่งเหล่านี้ส่งผลให้เกิดปัญหาทางด้านเสถียรภาพความมั่นคงของระบบ และกำลังงานสูญเสียของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า นอกจากนี้ยังส่งผลให้เกิดปัญหาด้านการเพิ่มขีดจำกัดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า กับ ปัญหาการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เป็นไปตามความต้องการของผู้ใช้งาน

อย่างไรก็ตามในปัจจุบันมีการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีสารกึ่งตัวนำที่ทำให้การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากยิ่งขึ้น โดยการใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Power electronic) อาทิเช่น ไดโอด (Diode) ทรานซิสเตอร์ (Transistors) และ ไทริสเตอร์ (Thyristors) มาใช้งานสำหรับแก้ไขปัญหาการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า กับ การนำไปประยุกต์ใช้กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหาด้านเสถียรภาพ และ ความมั่นคงของระบบ โดยที่อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังนี้จะถูกนำมาใช้งานในรูปแบบของ อุปกรณ์ยืดหยุ่นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า กระแสสลับ (Flexible ac transmission system devices: FACTS) หรือ อุปกรณ์ FACTS



รูปที่ 1.1 ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

(ที่มา: [http:// www.thaitelecomkm.org/TTE](http://www.thaitelecomkm.org/TTE))

ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้มีความสนใจที่จะศึกษาเกี่ยวกับการหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (Interline Power Flow Controller : IPFC) โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด โดยที่ IPFC เป็นอุปกรณ์ชนิดหนึ่งที่อยู่ในกลุ่มของอุปกรณ์ FACTS ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เพื่อที่จะแก้ปัญหาด้านการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า ในการติดตั้ง IPFC นั้นตำแหน่งในการติดตั้งเป็นหัวใจหลักที่จะนำมาพิจารณา เนื่องจากในแต่ละตำแหน่งที่ติดตั้งนั้น จะส่งผลกระทบต่อกำลังงานสูญเสียในระบบที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จึงนำเอาผลกระทบนี้มาพิจารณาเพื่อหาตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ IPFC เข้าไปแล้วทำให้กำลังงานสูญเสียลดลงมากที่สุด โดยที่ยังสามารถรักษาขอบเขตพิกัดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบได้โดยไม่เกิดความเสียหาย

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.2.1 เพื่อหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งอุปกรณ์ IPFC
- 1.2.2 เพื่อหาค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมที่สุดในการดำเนินการของอุปกรณ์ IPFC
- 1.2.3 เพื่อหากำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ IPFC

1.2.4 เพื่อนำวิธีการไฮบริดจ์เนติกอัลกอริทึมมาประยุกต์ใช้กับระบบที่ทำการศึกษา

1.2.5 เพื่อนำขั้นตอนการหาค่าที่เหมาะสมแบบดั้งเดิมมาประยุกต์ใช้งานกับระบบที่ทำการศึกษา

1.3 ข้อตกลงเบื้องต้น

1.3.1 เมื่อมีการปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในระบบทดสอบเพื่อให้กำลังงานสูญเสียของระบบต่ำที่สุด จะต้องให้ค่าพารามิเตอร์นั้นอยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้เพื่อไม่ให้เกิดความเสียหายกับอุปกรณ์

1.3.2 ทำการทดสอบกับระบบมาตรฐาน IEEE 14 BUS IEEE 30 BUS IEEE 57 BUS และ IEEE 118 BUS

1.3.3 ทำการพิจารณา IPFC ในสภาวะอยู่ตัว คือ IPFC ทำงานเป็นแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าเชิงโครนัส

1.3.4 พิจารณาทั้งระบบที่มีการเปลี่ยนแปลงของโหลด 3 ความต้องการ

1.3.5 ในการพิจารณาความต้องการโหลดนั้นจะทำการกำหนดโหลดขึ้นมาเอง

1.4 ขอบเขตของงานวิจัย

1.4.1 ในการทดสอบเพื่อหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการหาค่ากำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด จะใช้วิธีการไฮบริดจ์เนติกอัลกอริทึมเป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ

1.4.2 ในการทดสอบเพื่อหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการหาค่ากำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด จะใช้วิธีแบบดั้งเดิมเป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ

1.4.3 ในการทดสอบเพื่อหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการหาค่ากำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด จะทำการเปรียบเทียบกันระหว่างไฮบริดจ์เนติกอัลกอริทึมกับวิธีการแบบดั้งเดิม

1.4.4 ทำการทดสอบกับระบบมาตรฐาน IEEE 14 BUS IEEE 30 BUS IEEE 57 BUS และ IEEE 118 BUS

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 สามารถที่จะหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการหาค่ากำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดได้

1.5.2 สามารถหาค่าพลังงานสูญเสียต่ำที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC ได้

1.5.3 สามารถรักษาระดับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้เพื่อไม่ให้เกิดความเสียหาย

1.6 การจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วยทั้งหมด 8 บท และ 2 ภาคผนวก

บทที่ 1 กล่าวถึงความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ข้อยกเว้นเบื้องต้น ขอบเขตของงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย รวมทั้งแนะนำเนื้อหาเบื้องต้นของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงปริทัศน์วรรณกรรมและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ซึ่งประกอบด้วย งานวิจัยเกี่ยวกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS งานวิจัยเกี่ยวกับวิธีการหาการไหลกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS และ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้ปัญญาประดิษฐ์

บทที่ 3 กล่าวถึงอุปกรณ์ยึดหยุ่นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ (FACTS) จะอธิบายถึงหลักการของอุปกรณ์ FACTS ชนิดต่าง ๆ และการนำไปประยุกต์ใช้งานกับระบบไฟฟ้า

บทที่ 4 กล่าวถึงตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (IPFC) ซึ่งจะประกอบด้วย หลักการพื้นฐานของ IPFC สมการกำลังไฟฟ้าของ IPFC การใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังกำลังไฟฟ้า อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง ชนิดของทรานซิสเตอร์ แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า วิธีการ PWM และการออกแบบหาขนาดของตัวเก็บ

บทที่ 5 กล่าวถึงวิธีการตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งจะประกอบด้วย วิธีการคำนวณกลุ่มข้อมูลบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC เทคนิคการหาขนาดของ IPFC กับกำลังงานสูญเสียของระบบสำหรับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC การปรับตั้งค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับการหาขนาดของ IPFC กับกำลังงานสูญเสียของระบบ

บทที่ 6 กล่าวถึงเทคนิคในการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งจะประกอบวิธีการ HS&HGA โดยเป็นการผสมกันระหว่าง วิธีไฮบริดจินเนติกอัลกอริทึม (Hybrid Genetic Algorithm : HGA) และวิธีการค้นหาความบรรสาน (Harmony Search Algorithm : HS)

บทที่ 7 ผลการทดสอบ

บทที่ 8 สรุปและข้อเสนอแนะ

ภาคผนวก ก. ข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบ กับ ผลการทดสอบหาค่ากำลังงานสูญเสียที่
เหมาะสมสำหรับระบบที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC

ภาคผนวก ข. บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่



บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

องค์ความรู้จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่ามีการสร้างและพัฒนาจากอดีตอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน ทั้งนี้เพื่อเป็นพื้นฐานของการทำวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ การนำเสนอปริทัศน์วรรณกรรม และ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีตจึงเป็นจุดเริ่มต้นที่สำคัญ โดยสามารถแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักคือ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS และ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการทางด้านปัญญาประดิษฐ์ ซึ่งในแต่ละหัวข้อผู้วิจัยวิทยานิพนธ์จะนำเสนอเรียงตามลำดับปีที่ตีพิมพ์ รวมถึงอธิบายสาระสำคัญของแต่ละงานวิจัยไว้พอสังเขป

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS ในระบบไฟฟ้ากำลัง มีผู้วิจัยจำนวนมากได้ทำการเสนอ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2004	Abdelsalam H.A, Aly G.E.M, Abdelkrim M, and Shebl K.M	นำเสนอการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้ง UPFC เพื่อที่จะทำให้การลงทุนของอุปกรณ์ต่ำที่สุด และค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าต่ำที่สุด ทำการทดสอบกับระบบ IEEE 14 BUS
2004	Cai L.J, Erlich I, and Stamitsis, G.	ได้นำเสนอการหาตำแหน่งในการติดตั้ง UPFC, TCSC และ SVC ที่ทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์ต่ำที่สุดและ

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
		ค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าจ่ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ำที่สุด
2006	Saravanan M., Mary Raja Slochanal S., Venkatesh P., Prince Stephen Abraham J.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการใช้วิธีการหาค่าเหมาะที่สุดของฝูงอนุภาค (Particle swarm optimization : PSO) ในการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS กับความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การทดสอบกับระบบ IEEE 6 BUS IEEE 30 BUS IEEE 118 BUS และ ระบบ TNEB 69 BUS
2011	Kahyaei A.	ได้นำเสนอการหาตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC และผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบเมื่อมีการติดตั้ง IPFC
2012	Sreejith S, Sishaj P, and Selvan M.P	ได้นำเสนอการวิเคราะห์การหาตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC ที่ทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่ำที่สุดและค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าจ่ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ำที่สุด โดยที่สมการค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC จะมีความคล้ายคลึงกับ UPFC เนื่องจากให้จำนวนอุปกรณ์เท่ากัน
2012	Karthik B., Alagarasan I., Chandradekar S.,	ได้นำเสนอการวิเคราะห์การหาตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC โดยในการค้นหาตำแหน่งที่เหมาะสมนั้น จะมีวิธีการดังนี้คือ ใช้วิธีการเครือข่ายประสาทเทียม (Artificial neural network: ANN) ในการหาคำตอบ

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS มีผู้วิจัยจำนวนมากได้ทำการเสนอ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2004	Teerathana S. Yokoyama, A.	ได้นำเสนอการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ขนาดของแหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า (Voltage source convertors : VSC) ทั้ง 2 ตัว
2006	Zhang J. Yokoyama, A.	ได้นำเสนอการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยจะนำเสนอ โมเดลและสมการในการหาค่ากำลังงานไฟฟ้าของ IPFC ที่นำเอาไปใช้กับการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด ซึ่งในการทดสอบนั้นจะมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์อยู่ด้วยกัน 2 ตัวคือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ กับ ฟังก์ชันกำลังงานสูญเสียของระบบ
2010	Mohamed Khalid.H., Rama Rao K.S., Hasan Khairul Nisak Bt Md.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของ IPFC เพื่อที่จะทำให้กำลังงานสูญเสียระหว่าง VSC ทั้ง 2 ตัวมีกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด โดยใช้วิธีการ PSO ในการหาค่าตอบ

ตารางที่ 2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง
อุปกรณ์ FACTS (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2012	Babu N.A.V. Sivanagaraju S.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC ซึ่งจะมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็น ค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าและ มีเงื่อนไขบังคับคือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า บวกกับกำลังไฟฟ้าที่ฉีดจาก IPFC ลบกับกำลังไฟฟ้าที่โหลด และกำลังไฟฟ้าที่ตกคร่อมสายส่งจะต้องมีค่าเท่ากับ 0 และขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์

2.4 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการ
ทางด้านปัญญาประดิษฐ์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการทางด้านปัญญาประดิษฐ์ มีผู้วิจัยจำนวนมากได้ทำการเสนอ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการ
ทางด้านปัญญาประดิษฐ์

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2008	El Metwail M.M, El Emary A.A., El Bendary F.M., Mossaad M.I.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการโปรแกรมทางด้านวิวัฒนาการ (Evolutionary programming) ในการคำตอบ โดยที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้า และมีเงื่อนไขบังคับคือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ลบกับโหลดจะต้องมีค่าเท่ากับ 0

ตารางที่ 2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุดโดยใช้วิธีการทางด้านปัญญาประดิษฐ์ (ต่อ)

ปีที่ตีพิมพ์ (ค.ศ.)	คณะผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2010	Anantasate S., Chokpanyasuwan C., Bhasaputra P.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการฝูงผึ้ง (Bees algorithm) ในการค้นหาค่าตอบ โดยที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้า และมีเงื่อนไขบังคับ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลบกับโหลดและ กำลังงานสูญเสียของระบบ จะต้องมามีค่าเท่ากับ 0
2011	Suharto M.N., Hassan M.Y., Majid M.S., Abdulah M.P.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการคำนวณเชิงวิวัฒนาการ ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้าและมีเงื่อนไขบังคับ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลบกับโหลดและ กำลังไฟฟ้าที่ตกคร่อมสายส่ง จะต้องมามีค่าเท่ากับ 0
2013	Sunil Joseph P., Dinesh Balaji C.	ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้วิธีการ PSO โดยที่มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ กำลังงานสูญเสียของระบบ และมีเงื่อนไขบังคับ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลบกับโหลดและ กำลังไฟฟ้าที่ตกคร่อมสายส่ง จะต้องมามีค่าเท่ากับ 0

2.5 สรุป

ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่ได้นำเสนอในบทที่ 2 เป็นผลงานวิจัยที่มีความสำคัญต่อวิทยานิพนธ์นี้เป็นอย่างยิ่ง คือ ได้นำเอาแนวคิดการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS แนวคิดในการหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด และ แนวคิดในการใช้

ปัญญาประดิษฐ์สำหรับแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า มาใช้งานเพื่อเป็นองค์ประกอบในการจัดทำวิทยานิพนธ์ และ ยังเป็นผลการวิจัยที่สำคัญในด้านการปรับปรุงแก้ไขระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น



บทที่ 3

อุปกรณ์ยึดหยุ่นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ

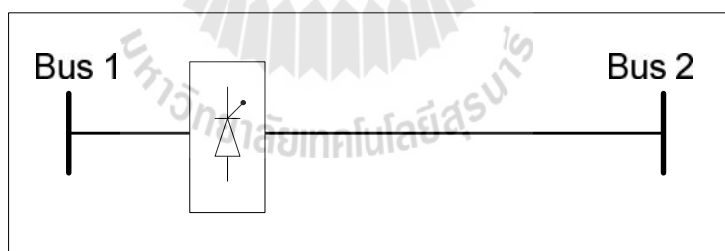
3.1 บทนำ

ในปัจจุบันนี้ความต้องการกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้งานมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และ ผู้ใช้งานก็ยังคงต้องการความมั่นคงของกำลังไฟฟ้าด้วยเช่นกัน ด้วยเหตุนี้จึงได้มีการขยายของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟ และการเพิ่มเสถียรภาพของความมั่นคงในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้มากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามการขยายตัวของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้านั้นถูกจำกัดด้วยเหตุผลทางด้านสิ่งแวดล้อมกับงบประมาณในการลงทุน ส่งผลให้การไฟฟ้าต้องหันมาใช้ทรัพยากรที่มีอยู่แล้วให้เกิดประโยชน์มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ สายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสิ่งแรกที่มีการไฟฟ้าให้ความสนใจ เนื่องจากโดยทั่วไปแล้วกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งนั้นถูกจำกัดไว้ที่ขอบเขตของเสถียรภาพในการส่ง ซึ่งขอบเขตนี้น้อยกว่าขอบเขตของอุณหภูมิของสายส่ง อย่างไรก็ตามในอดีตการใช้สายส่งให้เกิดประโยชน์สูงสุดจนถึงขอบเขตของอุณหภูมินั้นเป็นไปได้เนื่องจากอาจส่งผลให้ขาดเสถียรภาพ ขาดความมั่นคง รวมไปถึงขาดความปลอดภัย ตัวอย่างเช่น กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งเป็นฟังก์ชันของอิมพีแดนซ์ของสายส่ง ขนาดและมุมเฟสของแรงดันต้นสายและปลายสาย ดังนั้นในการควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งจะสามารถทำได้โดยการควบคุมตัวแปรเหล่านี้เท่านั้น ซึ่งในอดีตตัวแปรเหล่านี้ไม่สามารถควบคุมให้เร็วพอที่จะรักษาเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าได้ จนกระทั่งประมาณปลายทศวรรษที่ 80 สถาบันวิจัยไฟฟ้ากำลัง EPRI (Electric Power Research Institute) ที่เน้นงานวิจัยเกี่ยวกับอิเล็กทรอนิกส์กำลังเพื่อใช้กับระบบส่งจ่ายแรงดันสูงกระแสตรง (High voltage direct current : HVDC) นอกจากนี้ยังได้ศึกษาเกี่ยวกับการชดเชยสายส่งกระแสสลับ (AC line compensation) ได้นำเสนอหลักการทั่วไปสำหรับชดเชยระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เรียกว่า อุปกรณ์ยึดหยุ่นในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ (Flexible AC transmission system device : FACTS) โดยมีวัตถุประสงค์หลักสองประการได้แก่การเพิ่มขีดความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง และการควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่ง ซึ่งได้ตีพิมพ์โดย N.G. Hingorani and L. Gyugyi ในปี 1991 หลังจากนั้น หลักการของอุปกรณ์ FACTS ได้รับความสนใจอย่างมากเนื่องจากหลักการนี้เป็นทางออกสำหรับการเพิ่มขีดความสามารถของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี

โดยที่ความสามารถหลักของอุปกรณ์คือ การชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ การควบคุมแรงดันไฟฟ้า และการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ อุปกรณ์ชนิดนี้สามารถชดเชยได้อย่างรวดเร็วเมื่อเปรียบเทียบกับอุปกรณ์ชดเชยแบบเดิม เช่น ตัวเก็บประจุ (Capacitor bank) รีแอกเตอร์ชาน (Shunt reactor) และ ซิงโครนัสคอนเดนเซอร์ (Synchronous condenser) อุปกรณ์ FACTS สามารถทำงานได้หลากหลายฟังก์ชันในระบบไฟฟ้ากำลัง อาทิเช่น ทำหน้าที่หน่วงการแกว่งของกำลังไฟฟ้า (Power oscillation damping) และสามารถนำมาใช้งานในระดับแรงดันไฟฟ้าสูง ๆ ได้ ดังนั้นอุปกรณ์ FACTS จึงเป็นที่ยอมรับในด้านการพัฒนาระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในปัจจุบัน ซึ่งสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ส่งเสริมเสถียรภาพทั้งแบบสถิตและพลวัต (Static and Dynamic) นอกจากนี้ยังสามารถลดกำลังงานสูญเสียในสายส่งได้อีกด้วย ด้วยเหตุนี้อุปกรณ์ FACTS ได้ถูกติดตั้งเข้าไปในระบบเพิ่มมากขึ้นในทุก ๆ ปี โดยทั่วไปแล้วอุปกรณ์ FACTS สามารถจำแนกออกตามโครงสร้างได้ดังนี้ [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

3.2 ตัวชดเชยแบบอนุกรม

ตัวชดเชยแบบอนุกรมจะต่ออนุกรมกับสายส่งดังรูปที่ 3.1 อุปกรณ์ในกลุ่มนี้อาจจะเรียกว่าเป็นอิมพีแดนซ์ที่เปลี่ยนแปลงค่าได้ ซึ่งทำหน้าที่เป็นได้ทั้งคาปาซิทีฟ และรีแอกทีฟ

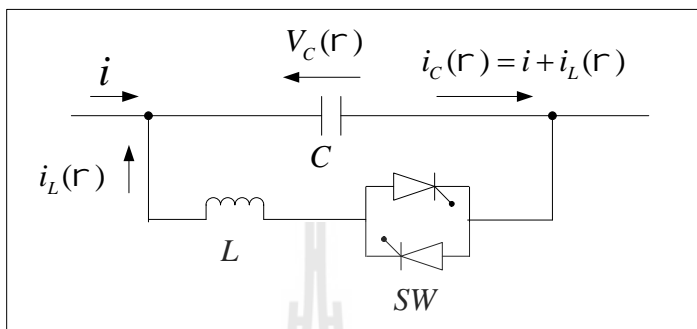


รูปที่ 3.1 ลักษณะการเชื่อมต่อและโครงสร้างของตัวควบคุมแบบอนุกรม

ซึ่งหน้าที่หลักในการทำงานของอุปกรณ์ที่ต่อในลักษณะนี้จะเป็นการแทรกแรงดันอนุกรมเข้าไปในสายส่ง ดังนั้นการทำงานของอุปกรณ์ตัวชดเชยแบบอนุกรมจึงเปรียบได้กับอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่ง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรืออาจจะเรียกว่าเป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งโดยการเปลี่ยนแปลงรีแอกแตนซ์ของสายส่ง ของอุปกรณ์ในกลุ่มตัวชดเชยแบบอนุกรม คือ ตัวชดเชยอนุกรมควบคุมด้วยไทรสเตอร์ และตัวชดเชยอนุกรมแบบแบบสถิต ซึ่งจะทำให้การนำเสนอต่อไป

3.2.1 ตัวชดเชยอนุกรมควบคุมด้วยไทรสเตอร์

ตัวชดเชยอนุกรมควบคุมด้วยไทรสเตอร์ (Thyristor controlled series compensator: TCSC) มีวงจรพื้นฐานสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 โครงสร้างพื้นฐานของ TCSC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

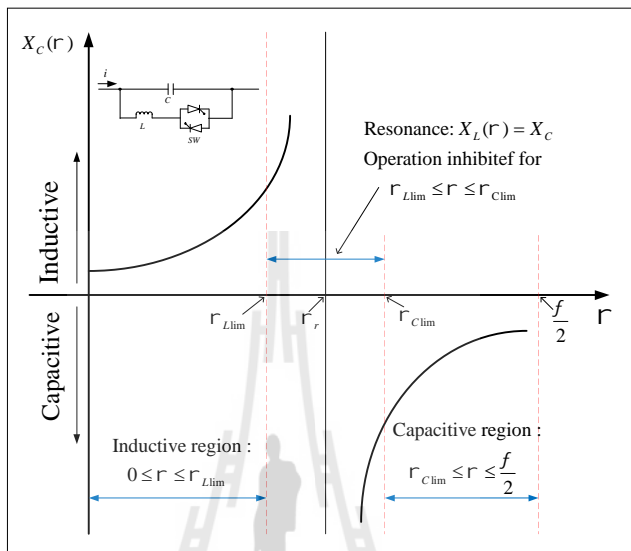
ซึ่งประกอบด้วยตัวเก็บประจุ (Capacitor) และ ตัวเหนี่ยวนำ (Reactor) ที่ควบคุมด้วยไทรสเตอร์ต่อขนานกัน โดยที่ TCSC จะต่ออนุกรมกับสายส่งเพื่อชดเชยแรงดันอินดักทีฟที่ตกคร่อมในสายส่งโดยการแทรกแรงดันจากตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบ แรงดันที่แทรกเข้าไปในระบบนั้นจะเป็นสัดส่วนกันระหว่างกระแสในสายส่ง ส่วนมุมเฟสจะแตกต่างกับกระแสในสายส่งเท่ากับ 90 องศา อย่างไรก็ตามการทำงานของ TCSC จะถูกกำหนดให้เป็นตัวเก็บประจุที่สามารถปรับค่าได้โดยการหักล้างจากตัวเหนี่ยวนำที่ควบคุมด้วยไทรสเตอร์นั่นเอง ดังนั้นรีแอกแตนซ์ในสถานะคงตัวของ TCSC สามารถเขียนเป็นสมการได้นี้

$$X_{TCSC}(r) = \frac{X_C X_L(r)}{X_L(r) - X_C} \tag{3.1}$$

โดยที่ $X_L(r) = X_L \frac{f}{f - 2r - \sin r}$, $X_L \leq X_L(r) \leq \infty$ (3.2)

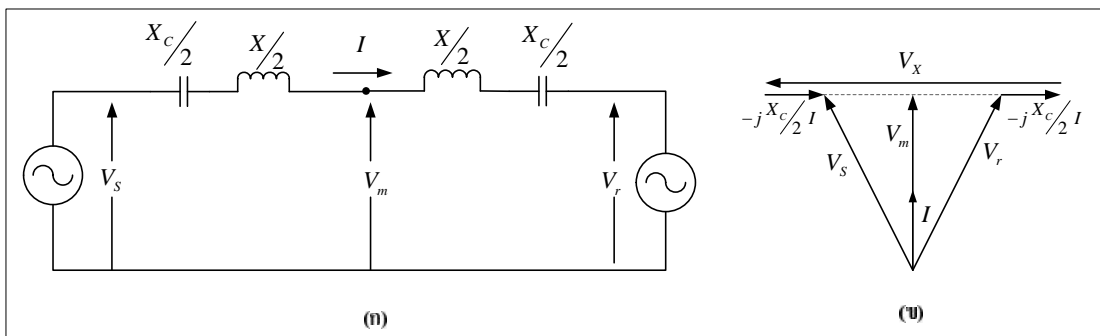
ผลของการเปลี่ยนแปลงค่ารีแอกแตนซ์ $X_L(r)$ จากค่าสูงสุด $X_L(r) = \infty$ ไปสู่ค่าต่ำสุด $X_L(r) = X_{L,\min}$ จะส่งผลให้ TCSC สามารถเปลี่ยนแปลงค่ารีแอกแตนซ์ในช่วงคาปาซิทีฟจากค่าต่ำสุด $X_{TCSC,\min} = X_C = 1/SC$ ไปจนกระทั่งเกิดเรโซแนนซ์ (Resonance) แบบขนานที่ $X_C = X_L(r)$ ซึ่งจุดนี้จะทำให้ X_{TCSC} มีค่าเข้าสู่ ∞ และเมื่อทำการลดค่ารีแอกแตนซ์ของ $X_L(r)$

ลงเรื่อยๆจะส่งผลให้การทำงานของ TCSC กลายมาอยู่ในช่วงอินดักทีฟที่มีค่าต่ำสุดค่าเท่ากับ $X_L X_C / (X_L - X_C)$ ที่ค่า $r = 0$ โดยทั่วไปแล้ว TCSC จะมีค่ารีแอกแตนซ์ของตัวเหนี่ยวนำ (X_L) น้อยกว่าค่าอิมพีแดนซ์ของตัวเก็บประจุ (X_C)



รูปที่ 3.3 คุณสมบัติในย่านการทำงานของ X_{TCSC} [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

โดยทั่วไปแล้ว TCSC สามารถทำงานได้ 2 ย่านรอบเรโซแนนท์ภายในวงจร (Internal Circuit Resonance) ในย่านที่ 1 X_{TCSC} อยู่ในย่านคาปาซิทีฟที่มีมุมจูดชนวนอยู่ระหว่าง $r_{Clim} \leq r \leq f/2$ และในย่านที่ 2 X_{TCSC} อยู่ในย่านอินดักทีฟที่มีมุมจูดชนวนอยู่ระหว่าง $0 \leq r \leq r_{Llim}$ โดยที่กราฟคุณสมบัติการทำงานในย่านต่างๆของ TCSC จะสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.3 จากรูปจะเห็นว่าเมื่อมุมจูดชนวน (r) ทำงานที่ใกล้กับ 90 องศา ในช่วงนี้ X_{TCSC} จะอยู่ในย่านคาปาซิทีฟที่ต่ำที่สุด ($X_{TCSC,Cmin}$) เมื่อลดมุมจูดชนวนลงเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงค่า r_{Clim} จะส่งผลให้ X_{TCSC} ในย่านคาปาซิทีฟมีค่าเพิ่มมากขึ้นจนลู่เข้าค่าอนันต์ และ ในขณะที่การทำงานในย่านอินดักทีฟจะทำงานที่มุมจูดชนวนอยู่ระหว่าง 0 ถึง r_{Llim} โดยที่มุมจูดชนวนที่ใกล้ 0 องศา จะทำให้ X_{TCSC} ในย่านอินดักทีฟต่ำที่สุด ($X_{TCSC,Lmin}$) และเมื่อมุมจูดชนวนเพิ่มขึ้นจนถึงค่า r_{Llim} จะส่งผลให้ X_{TCSC} ในย่านอินดักทีฟมีค่าเพิ่มขึ้นจนกระทั่งเข้าใกล้ค่าอนันต์ และในช่วงของมุมจูดชนวนที่อยู่ระหว่าง r_{Llim} ถึง r_{Clim} นี้จะมีช่วงที่ทำให้เกิดเรโซแนนท์ (r_r) โดยจะทำให้ค่า $X_L(r)$ มีค่าใกล้เคียงกับ X_C ซึ่งเป็นช่วงที่ไม่อยากให้เกิดขึ้น



รูปที่ 3.4 ระบบ 2 บัสที่ทำการติดตั้ง TCSC และเฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดันกับกระแส

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

นอกจากนี้เมื่อพิจารณาระบบ 2 บัสที่ติดตั้ง TCSC เพื่อชดเชยรีแอกแตนซ์ของสายส่ง ดังแสดงในรูปที่ 3.4 (ก) เฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดันและกระแสของระบบที่ทำการติดตั้ง TCSC แสดงในรูปที่ 3.4 (ข) ซึ่งขนาดของแรงดันทั้งหมดที่ตกคร่อมรีแอกแตนซ์ของสายส่งจะเพิ่มขึ้น โดยแรงดันของ TCSC ที่มีทิศทางตรงกันข้ามกับแรงดันของระบบ และ ผลรวมของรีแอกแตนซ์ของสายส่ง (X_{eff}) จะเป็นผลรวมของรีแอกแตนซ์ของสายส่งและรีแอกแตนซ์ของตัวเก็บประจุของ TCSC ซึ่งสามารถเขียนได้ดังนี้

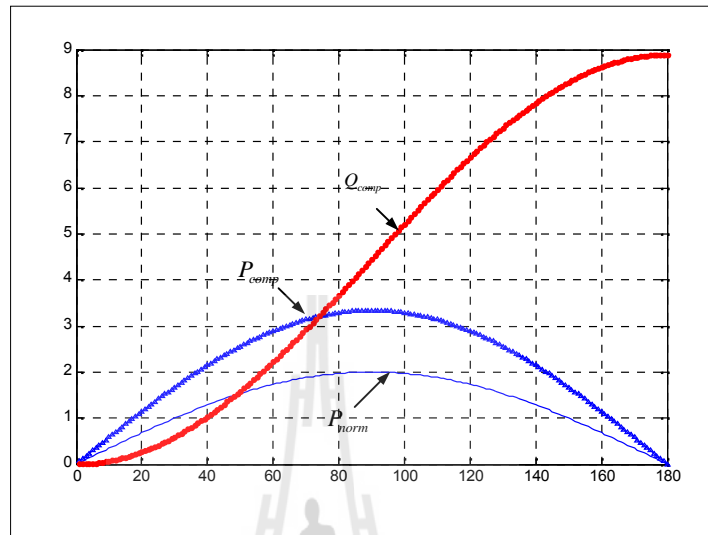
$$X_{eff} = X - X_C = (1 - k)X \quad (3.3)$$

โดยที่ $k = \frac{X_C}{X}$ และ $0 \leq k \leq 1$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบ 2 บัสที่มีการติดตั้ง TCSC สามารถเขียนใหม่ได้ดังสมการที่ 3.4 และ 3.5 ตามลำดับและความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟารีแอกทีฟและมุมเฟสระหว่างแรงดันทั้ง 2 บัสของระบบที่มีการติดตั้ง TCSC ที่ค่า $k=0.4$ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.5 จากรูปพบว่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบที่ทำการติดตั้ง TCSC จะเพิ่มขึ้นดังสมการที่ 3.4 และ 3.5

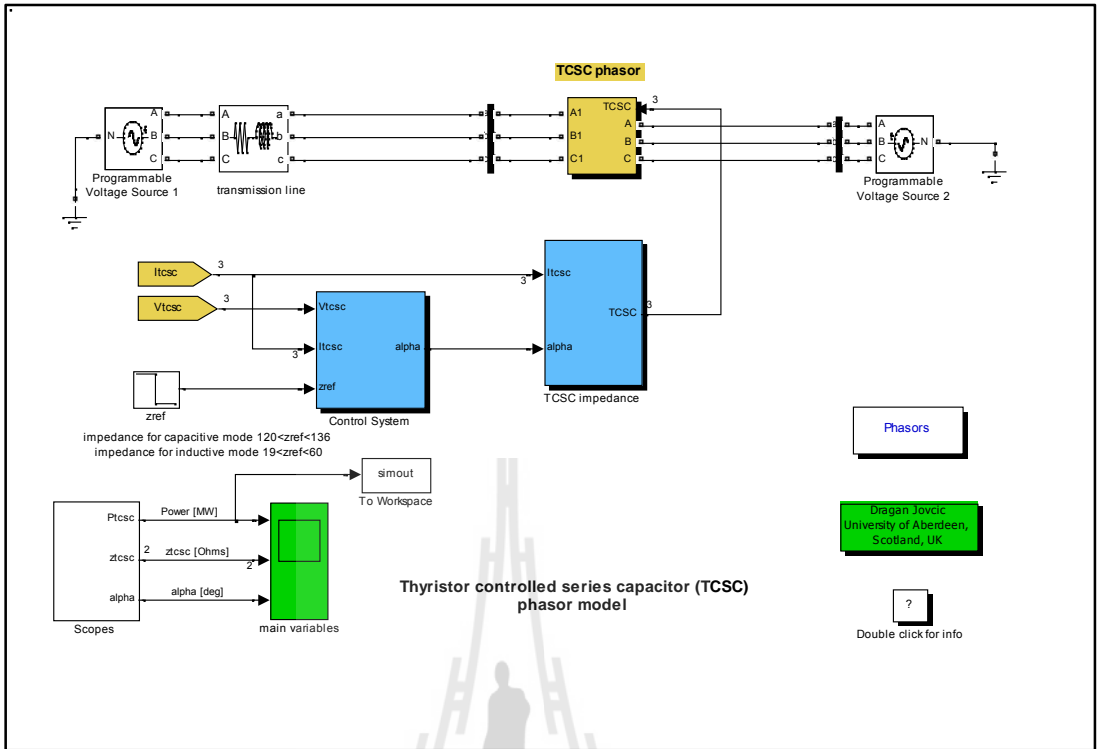
$$P_{comp,TCSC} = \frac{V^2}{X(1-k)} \sin \mu \quad (3.4)$$

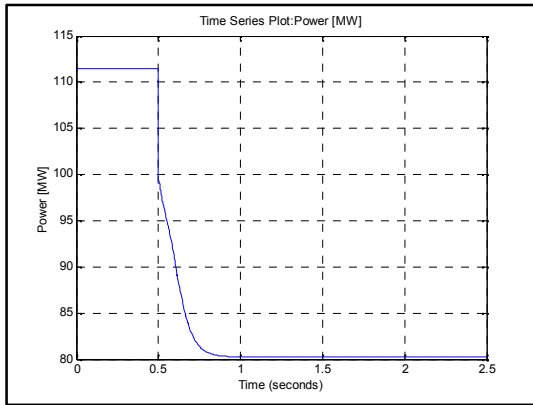
$$Q_{comp, TCSC} = \frac{2V^2k}{X(1-k)^2}(1 - \cos\alpha) \quad (3.5)$$



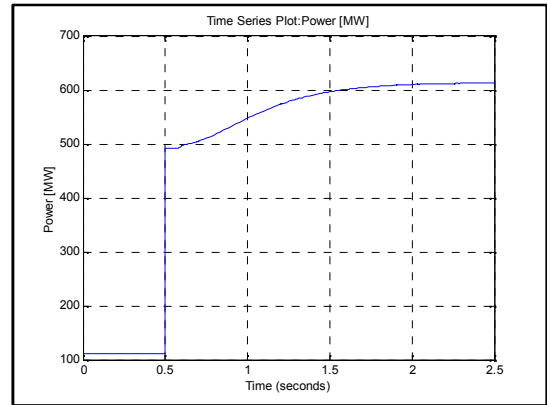
รูปที่ 3.5 ความสัมพันธ์กำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและมมเฟสระหว่างแรงดันทั้ง 2 บัส
ของระบบที่ติดตั้ง TCSC ที่ $k = 0.4$

การใช้งาน TCSC ดังรูปที่ 3.6 โดยที่ TCSC ได้ถูกนำมาใช้งานกับระบบ 500 kV ที่มีสายส่งที่ยาวมาก เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการถ่ายกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลด จากเดิมระบบที่ไม่มีการติดตั้ง TCSC จะสามารถถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 110 MW และเมื่อถึงช่วงเวลาที่ 0.5 วินาที TCSC จะถูกกำหนดให้เริ่มมีการชดเชยกำลังไฟฟ้าซึ่งจะแบ่งออกเป็นกรณีต่าง ๆ ดังนี้

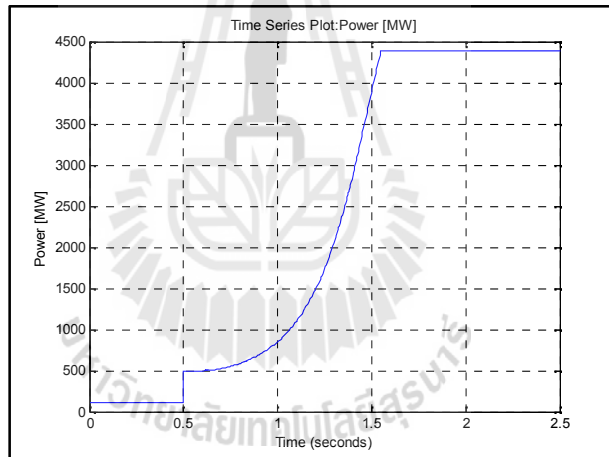


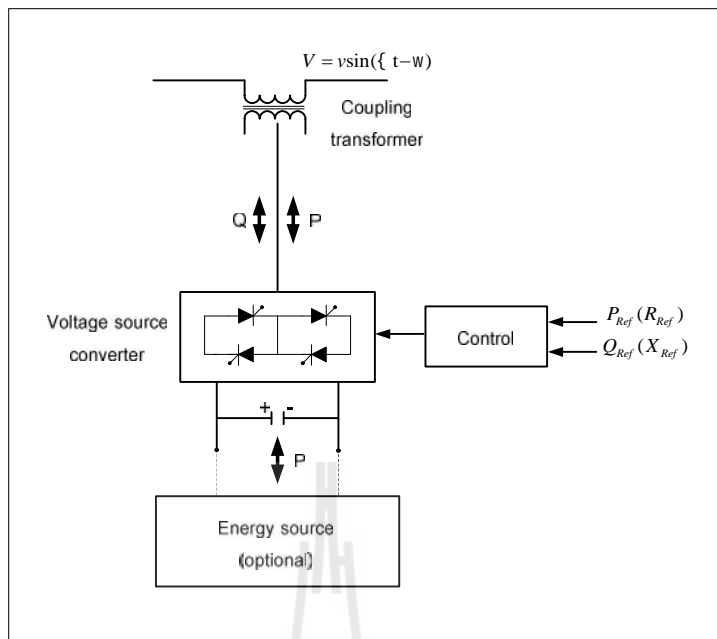


รูปที่ 3.7 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงอินดักทีฟ



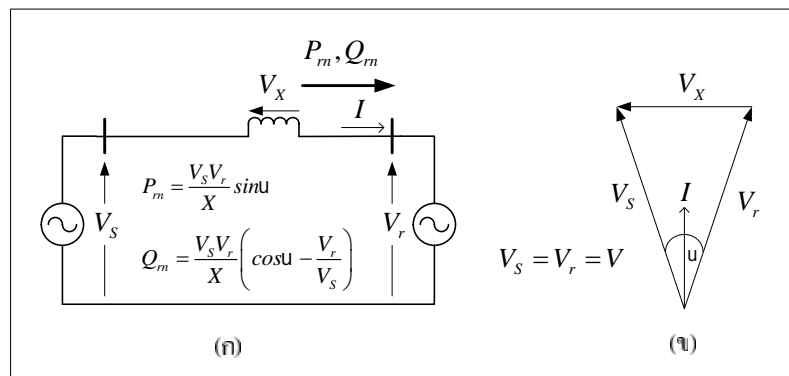
รูปที่ 3.8 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงคาปาซิทีฟ





รูปที่ 3.10 โครงสร้างพื้นฐานของ SSSC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

โดยทั่วไปแล้วการคำนวณหากำลังไฟฟ้าในระบบอย่างง่าย (1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 สายส่ง 1 โหลด) จะขึ้นอยู่กับฟังก์ชันของ ค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่ง (x) แรงดันต้นสาย (V_S) และแรงดันที่ปลายสายส่ง (V_r) ดังรูปที่ 3.11(ก) และความสัมพันธ์กับเฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดันไฟฟ้าสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.11(ข) ดังนั้นธรรมชาติการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง (P_m และ Q_m) สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.6 และ 3.7

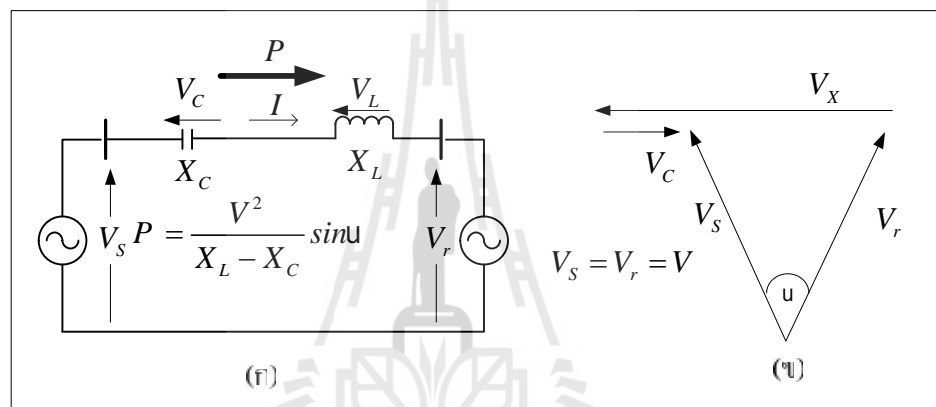


รูปที่ 3.11 วงจรพื้นฐานของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

$$P_m = \frac{V_s V_r}{X} \sin(u_s - u_r) = \frac{V^2}{X} \sin u \quad (3.6)$$

$$Q_m = \frac{V_s V_r}{X} \cos(u_s - u_r) - \frac{V_r^2}{X} = \frac{V^2}{X} (\cos u - 1) \quad (3.7)$$

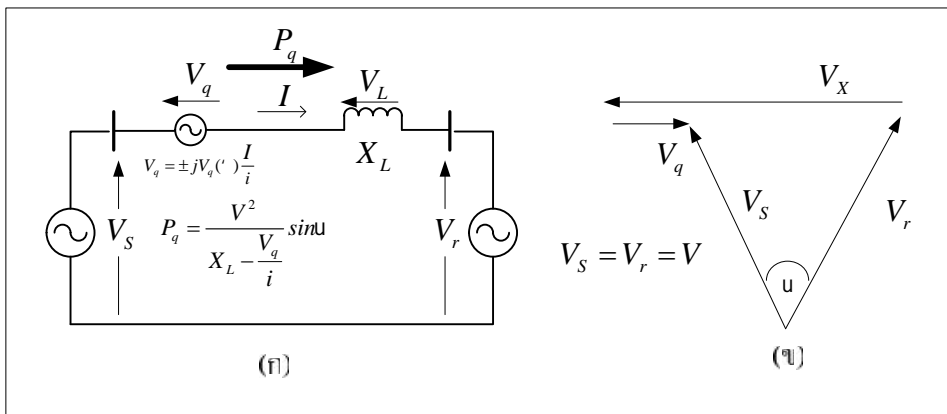
SSSC จะใช้ VSC เป็นส่วนประกอบในการควบคุมการชดเชยกำลังไฟฟ้าโดยจะต่ออนุกรมเข้ากับระบบ ซึ่งหลักการทำงานพื้นฐานของ SSSC สามารถอธิบายได้โดยการเริ่มต้นพิจารณาจากการชดเชยด้วยตัวเก็บประจุต่ออนุกรมเข้าไปในระบบ ดังแสดงในรูปที่ 3.12(ก)



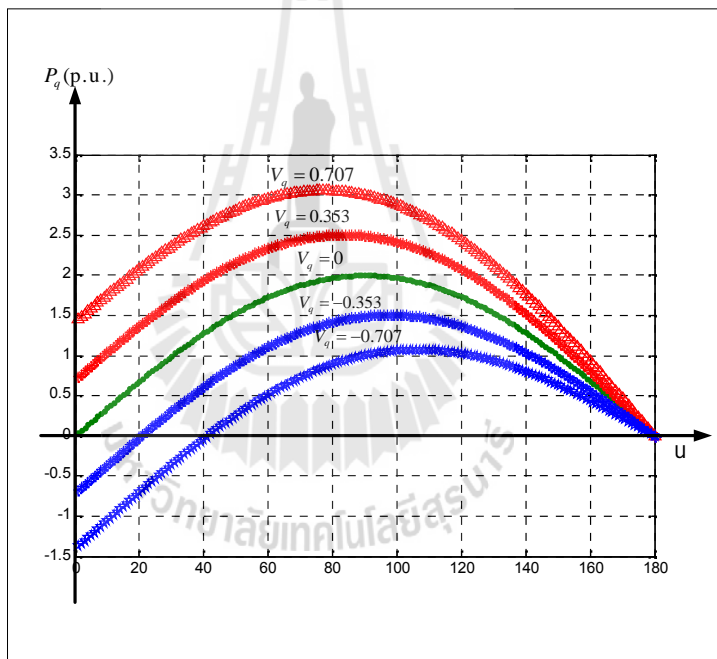
รูปที่ 3.12 การชดเชยด้วยตัวเก็บประจุแบบอนุกรม [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

เฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดันไฟฟ้าสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.12(ข) แสดงให้เห็นว่าทิศทางของแรงดันที่ตกคร่อมตัวเก็บประจุอนุกรม จะส่งผลให้แรงดันที่ตกคร่อมตัวรีแอกแตนซ์ของสายส่ง มีค่าเพิ่มมากขึ้น นั่นหมายความว่า การชดเชยแบบอนุกรมทำงานโดยการเพิ่มแรงดันตกคร่อมรีแอกแตนซ์ของสายส่ง ซึ่งการเพิ่มขึ้นของแรงดันนี้จะสอดคล้องกับการเพิ่มขึ้นของกระแสในสายส่ง และการเพิ่มขึ้นของขีดจำกัดในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

การชดเชยแบบนี้สามารถทำได้เช่นเดียวกันกับการใช้งานอุปกรณ์ SSSC ที่สามารถผลิตแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับดังแสดงในรูปที่ 3.13 โดยที่แรงดันที่ผลิตออกมานั้นจะสามารถปรับค่าได้อย่างอิสระ นั้นหมายความว่าในการปรับค่าของแรงดันที่ผลิตจาก VSC นั้น สามารถควบคุมให้ SSSC ทำการชดเชยกำลังไฟฟ้าหรือดูดซับกำลังไฟฟ้าได้โดยการเปลี่ยนแปลงมุมจุดฉนวนของ VSC ซึ่งจะสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.14



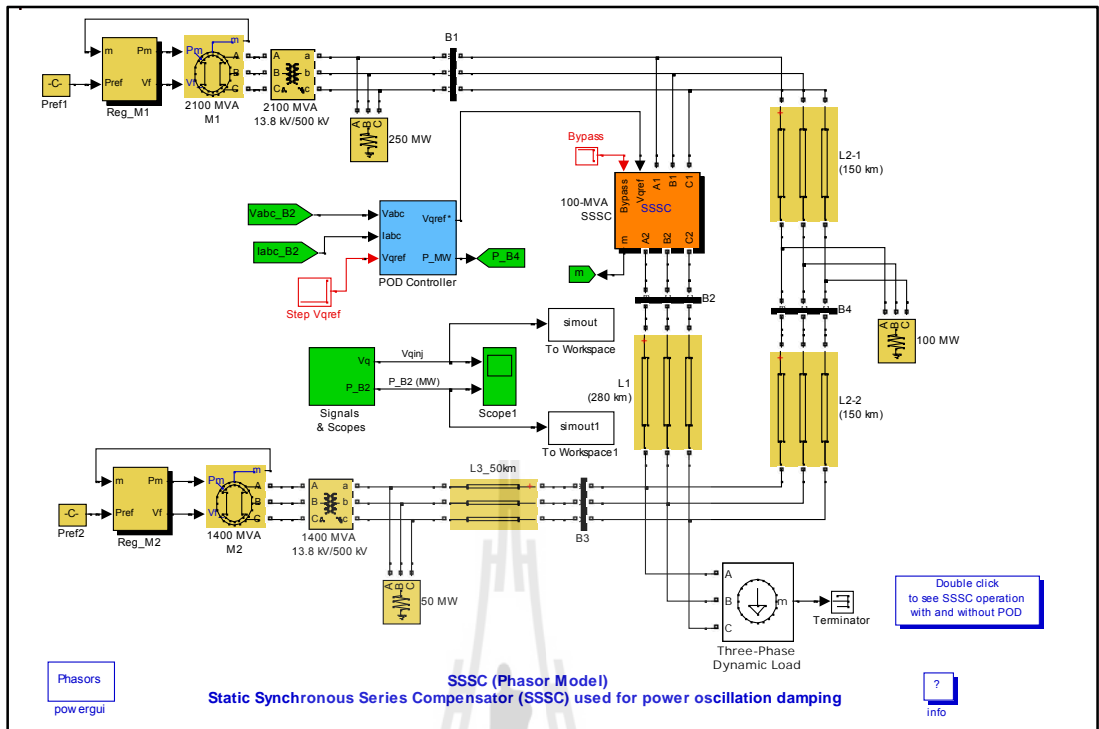
รูปที่ 3.13 วงจรเริ่มต้นพิจารณาจากการชดเชยด้วย SSSC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]



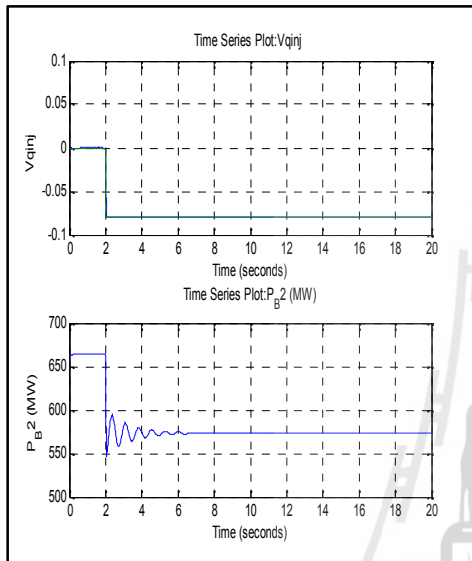
รูปที่ 3.14 กำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปตามแรงดันไฟฟ้าของ SSSC

จากรูปที่ 3.14 สามารถแสดงให้เห็นว่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบนั้นจะถูกควบคุมด้วยแรงดันไฟฟ้า $V_q < \dots$ ที่นิยามจาก SSSC ซึ่งจะทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าจริงตามสมการที่ 3.6 จะถูกเปลี่ยนแปลงไปดังสมการต่อไปนี้

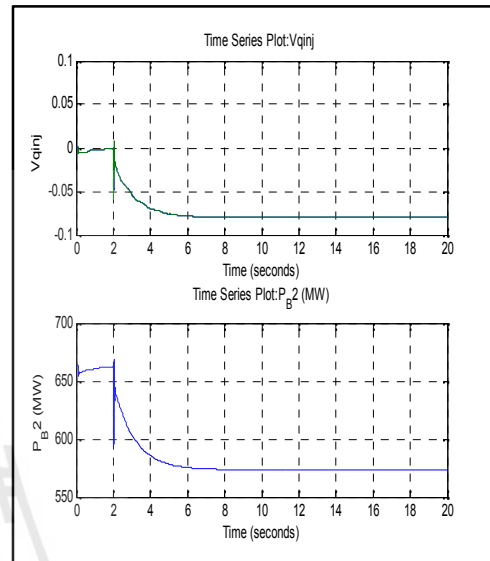
$$P_{comp,SSSC} = \frac{V^2}{X} \sin u + \frac{V}{X} V_q \cos \frac{u}{2} \tag{3.8}$$



$$-V_q$$

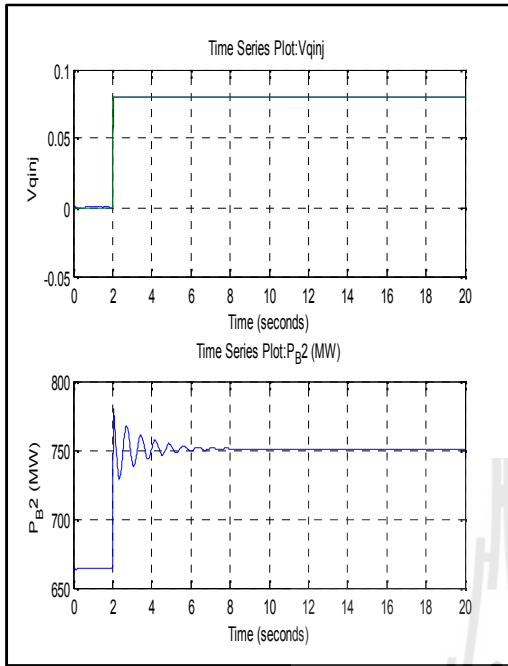


รูปที่ 3.16 การทำงานของ SSSC โหมด
อินดักทีฟที่ไม่มีตัวควบคุม POD

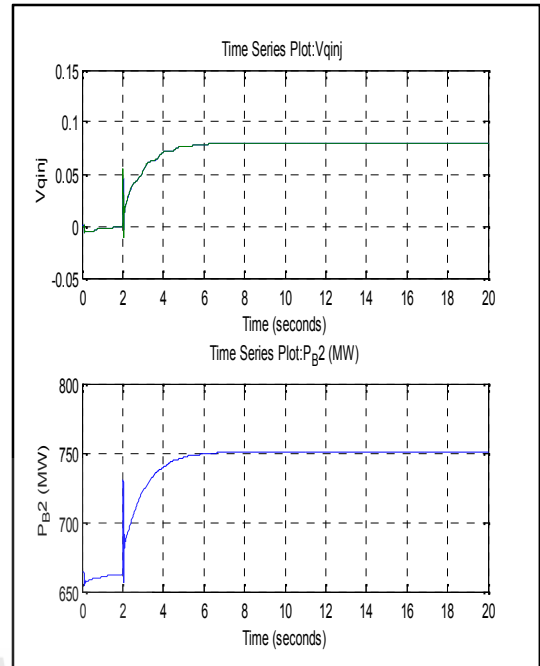


รูปที่ 3.17 การทำงานของ SSSC โหมด
อินดักทีฟที่มีตัวควบคุม POD

$$+V_q$$

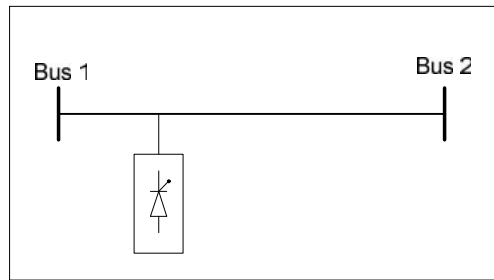


รูปที่ 3.18 การทำงานของ SSSC โหมด
คาปาซิทีฟที่ไม่มีตัวควบคุม POD



รูปที่ 3.19 การทำงานของ SSSC โหมด
คาปาซิทีฟที่มีตัวควบคุม POD

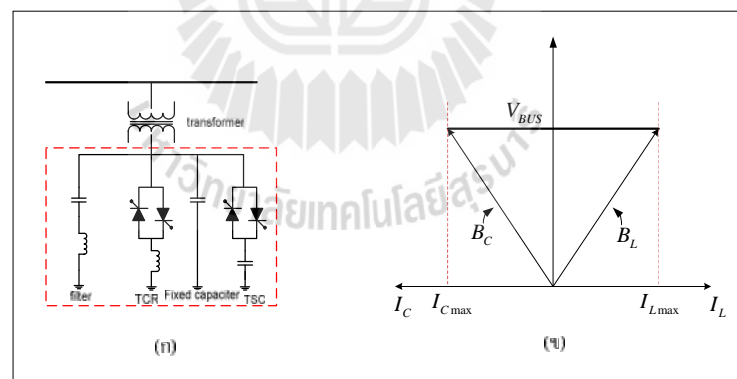




รูปที่ 3.20 ลักษณะการเชื่อมต่อและโครงสร้างของตัวควบคุมแบบขนาน

3.3.1 ตัวชดเชยวาร์แบบสถิต

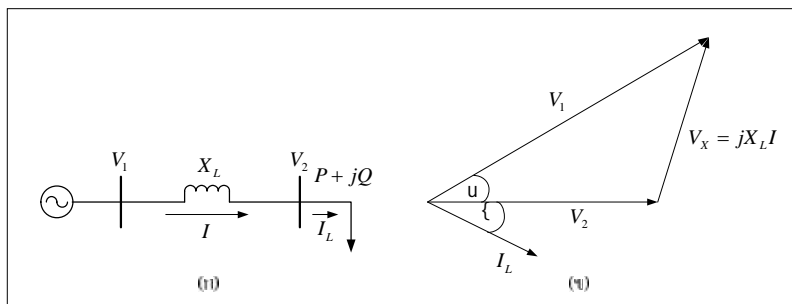
ตัวชดเชยวาร์แบบสถิตหรือที่เรียกว่า SVC เป็นตัวชดเชยแบบขนานที่ใช้ไทรสเตอร์ เป็นอุปกรณ์ในการสวิตช์ ซึ่งวงจรถูกพื้นฐานและกราฟคุณลักษณะแรงดันและกระแสของ SVC แสดงได้ดังรูปที่ 3.21 จากรูปที่ 3.21(ก) SVC ประกอบด้วยตัวเหนี่ยวนำที่ควบคุมด้วยไทรสเตอร์ (TCR) ซึ่งจะทำงานได้เฉพาะในย่านอินดักทีฟเท่านั้น หากต้องการให้สามารถทำงานได้ทั้งย่านอินดักทีฟ และ คาปาซิทีฟจำเป็นต้องนำตัวเก็บประจุมาต่อเข้าร่วมด้วย ซึ่งอาจเป็นตัวเก็บประจุที่ควบคุมด้วยไทรสเตอร์ (TSC) หรือเป็นตัวเก็บประจุแบบคงที่ (FC) ก็ได้



รูปที่ 3.21 วงจรพื้นฐาน และกราฟคุณลักษณะแรงดันกับกระแสของ SVC

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

แรงดันที่บัสเชื่อมต่อ (V_{BUS}) ตามรูปที่ 3.21 (ข) สามารถรักษาได้โดยการควบคุมมุมจุดชนวนของ TCR และ TSC ซึ่งเป็นการควบคุมกระแสที่ไหลผ่านตัวเหนี่ยวนำ (I_L) และ กระแสที่ไหลผ่านตัวเก็บประจุ (I_C) โดยที่กราฟคุณลักษณะของแรงดันที่บัสกับกระแสที่ชดเชยจาก TCR และ TSC



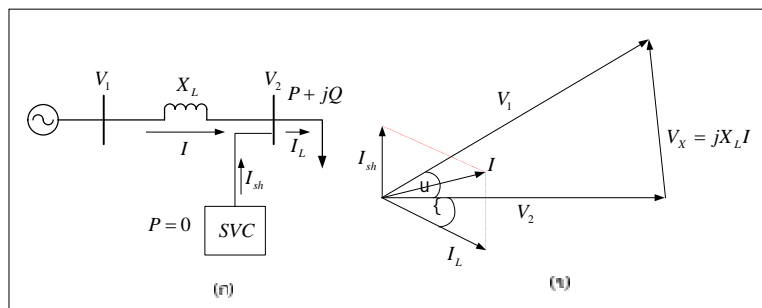
รูปที่ 3.22 ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย และ เฟสเซอร์ไคอะแกรม

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

โดยปกติแล้วการพิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังจะประกอบด้วยแหล่งจ่าย สายส่ง และ โหลด ดังแสดงในรูปที่ 3.22(ก) เฟสเซอร์แรงดัน และ กระแสของระบบดังรูปที่ 3.22(ข) ซึ่งแรงดันที่บัสต้นสายจะแทนด้วย V_1 และแรงดันที่ปลายสายจะแทนด้วย V_2 กระแสไฟฟ้าที่ไหลจาก V_1 ไปยัง V_2 ผ่านรีแอกแตนซ์ของสายส่ง X_L จะแทนด้วย I และกระแสไฟฟ้าที่ไหลไปยังโหลดจะแทนด้วย I_L ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ของระบบดังกล่าวสามารถหาได้จาก สมการที่ 3.9 และ 3.10

$$P_m = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin u = \frac{V^2}{X_L} \sin u \tag{3.9}$$

$$Q_m = \frac{V_1^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \cos u = \frac{V^2}{X_L} (1 - \cos u) \tag{3.10}$$

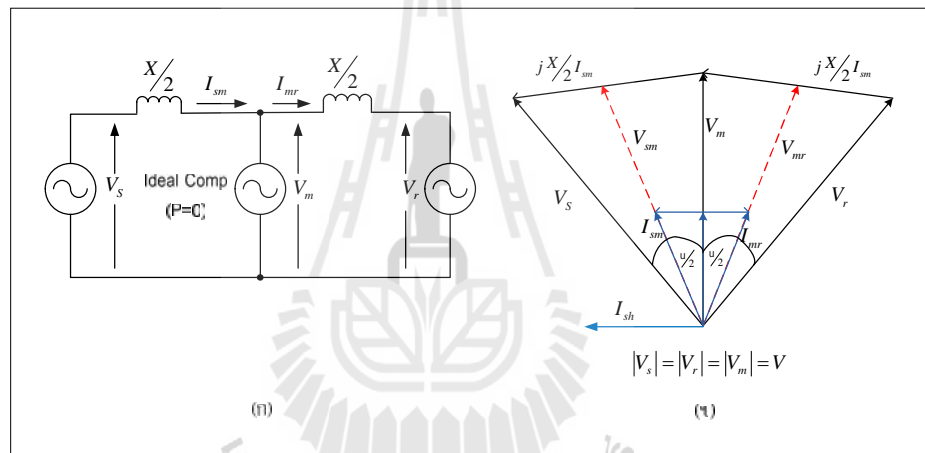


รูปที่ 3.23 ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่ายที่มีการติดตั้ง SVC และเฟสเซอร์ไคอะแกรม

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

เมื่อทำการติดตั้ง SVC กับระบบ ดังแสดงในรูปที่ 3.23(ก) จะทำการชดเชยเฉพาะในส่วนของกำลังไฟฟัรีแอกทีฟที่บัสปลายทางส่งโดยการแทรกกระแสรีแอกทีฟเข้าไป ซึ่งจะทำให้แรงดันที่ปลายทางมีค่าเพิ่มสูงขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 3.21(ข)

ความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของสายส่งสามารถเพิ่มขึ้นได้ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ SVC ในรูปที่ 3.24(ก) เป็นการติดตั้ง SVC ในอุดมคติ คือทำการติดตั้งไว้กึ่งกลางของสายส่ง สำหรับการติดตั้งในลักษณะนี้รีแอกแตนซ์ของสายส่งจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน และ SVC จะฉีดกระแสรีแอกทีฟเข้าไปในระบบ เพื่อรักษาระดับแรงดันที่บัสปลายทางส่งให้มีค่าเท่ากับแรงดันที่บัสต้นสาย ดังนั้นจึงสามารถกำหนดได้ว่า $V = V_s = V_r$ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟัรีแอกทีฟของระบบที่มีการติดตั้ง SVC สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.11 และ 3.12 ตามลำดับ



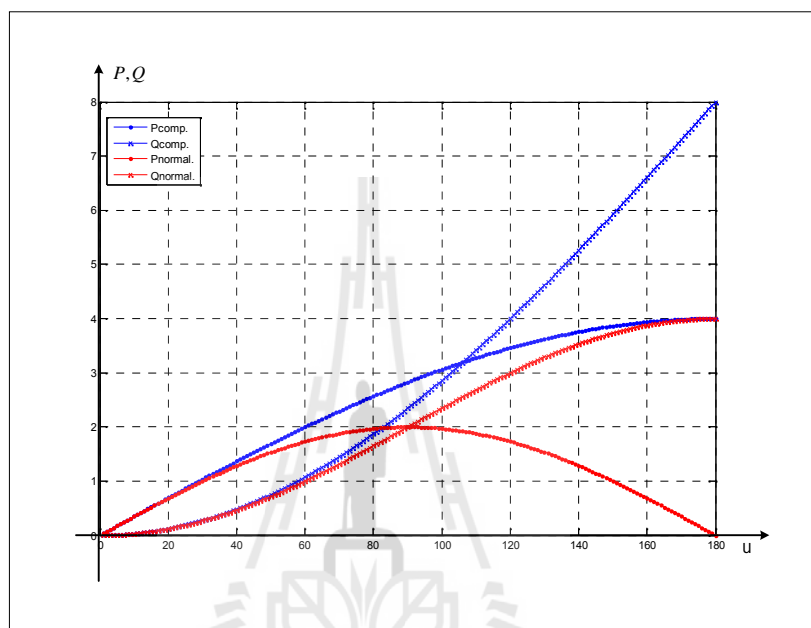
รูปที่ 3.24 ลักษณะการชดเชยกำลังไฟฟ้าของ SVC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

$$P_{comp,SVC} = \frac{2V^2}{X_L} \sin \frac{u}{2} \quad (3.11)$$

$$Q_{comp,SVC} = \frac{4V^2}{X_L} \left(1 - \cos \frac{u}{2}\right) \quad (3.12)$$

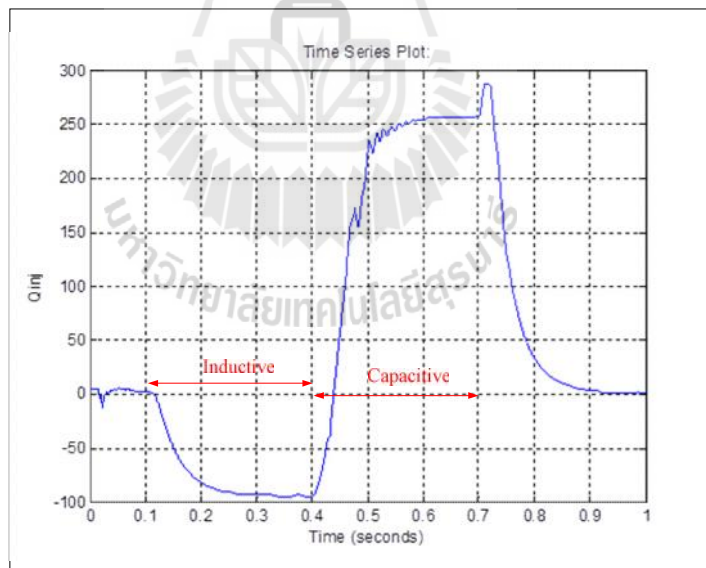
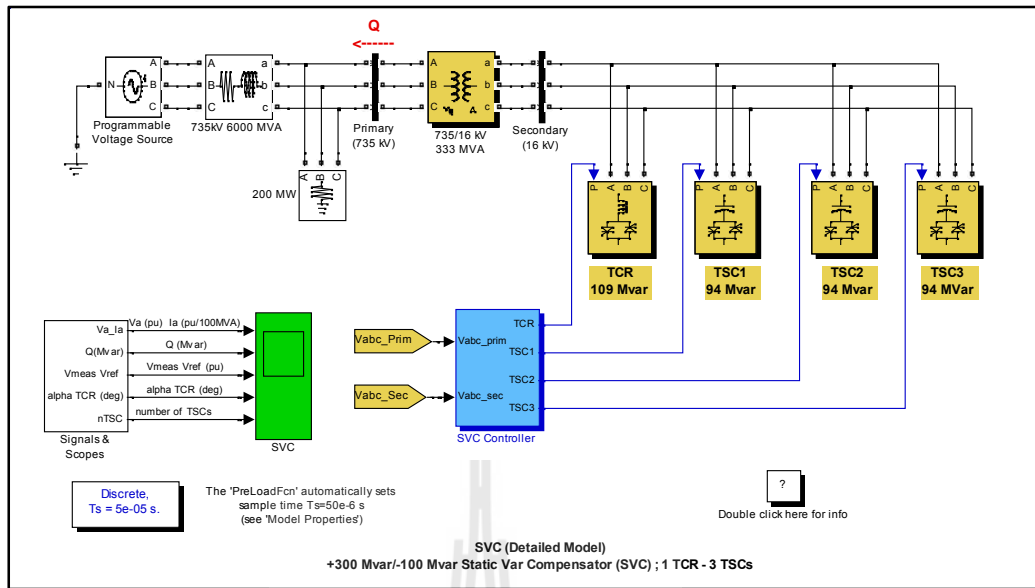
เฟสเซอร์ไดอะแกรมของแรงดัน และ กระแสของระบบที่ทำการติดตั้ง SVC แสดงไว้ในรูปที่ 3.24(ข) กระแสของ SVC (I_{sh}) จะนำหน้าแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ (V_m) เป็นมุม 90 องศา นั้นหมายความว่า SVC ฉีดกระแสคาปาซิทีฟเข้าไปในระบบ ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งจากต้นสายไปยังปลายทางสามารถเพิ่มขึ้นได้สูงสุดเป็น 2 เท่าของกำลังไฟฟ้าจริงที่ไม่ได้ทำการติดตั้ง SVC

ในขณะที่กำลังไฟฟารีแอกทีฟจะเพิ่มขึ้นได้สูงสุดเป็น 4 เท่าของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไม่ได้ทำการติดตั้ง SVC ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟารีแอกทีฟ และ มุมเฟสระหว่างแรงดันทั้ง 2 บัซของระบบที่มีการติดตั้ง SVC สามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.25 กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ส่งจากต้นสายไปยังปลายสายจะเกิดขึ้นอยู่กับที่มุมเฟสระหว่างแรงดันทั้ง 2



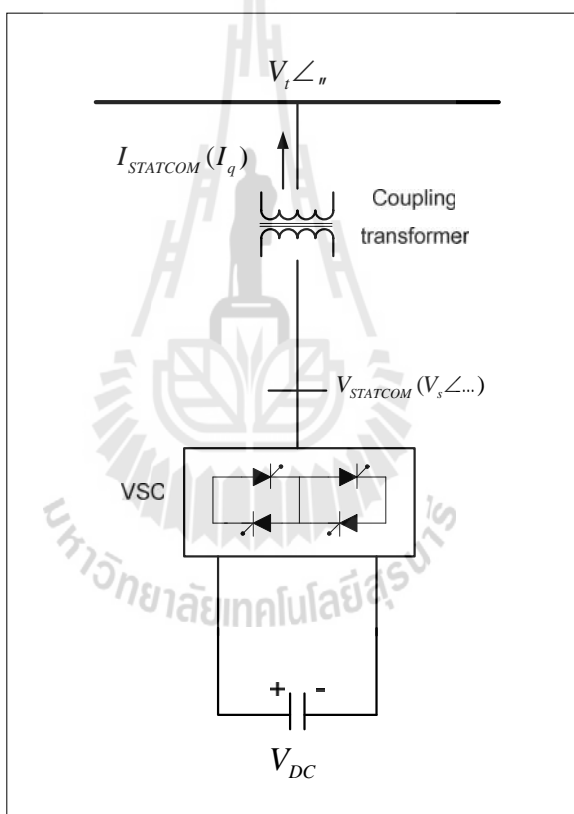
รูปที่ 3.25 การเพิ่มขึ้นของขีดจำกัดในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเมื่อระบบมีการติดตั้ง SVC

ตัวอย่างการประยุกต์ใช้งาน SVC ดังรูปที่ 3.26 ซึ่ง SVC มีขนาดเท่ากับ 300 MVar ทำหน้าที่ควบคุมแรงดันของระบบ 6000 MVA , 735 kV โดยที่ SVC จะประกอบด้วยหม้อแปลงที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบที่มีพิกัดเท่ากับ 333 MVA , 735/16 kV และ TCR ขนาด 109 MVar กับ TCS จำนวน 3 ตัว ตัวละ 97 MVar เชื่อมต่อเข้ากับระบบทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลง โดยที่ช่วงเวลาดัง 0-0.1 วินาที จะเป็นช่วงที่กำหนดให้ SVC ยังไม่ได้ทำงาน ช่วงเวลา 0.1-0.4 วินาที เป็นช่วงที่ SVC จะทำหน้าที่ในการดูดซับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยจะกำหนดให้ TCR ทำงานดูดซับกำลังไฟฟ้ากำลังไฟฟารีแอกทีฟเท่ากับ -95 MVar และ ในช่วงเวลา 0.4-0.7 วินาที จะทำหน้าที่ในการฉีดกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าไปในระบบ โดยจะกำหนดให้ TSC ทำงานฉีดกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าไปในระบบเท่ากับ +256 MVar ตั้งแต่เวลา 0.7 วินาทีขึ้นไปจะกำหนดให้ทำการปลด SVC ออกจากระบบ ซึ่งจะสามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.27



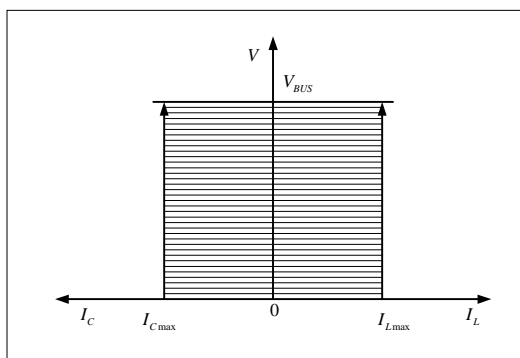
V_{DC}

กระแสลับ ที่สามารถควบคุมได้ทั้งขนาด และ มุมเฟสด้วย VSC โดยเมื่อขนาดแรงดันเอาต์พุตที่ออกจาก VSC มีค่ามากกว่าขนาดแรงดันของระบบไฟฟ้า ($V_s > V_r$) จะทำให้กระแส (I_q) ไหลจากออกจากตัวเก็บประจุผ่าน VSC เข้าไปยังระบบไฟฟ้า ในกรณีนี้ STATCOM จะทำหน้าที่ฉีดกำลังไฟรีแอกทีฟให้กับระบบ และ ในขณะที่เมื่อขนาดแรงดันเอาต์พุตที่ออกจาก VSC มีค่าลดลงต่ำกว่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าของระบบ ($V_s < V_r$) จะทำให้กระแส (I_q) ไหลจากระบบผ่าน VSC ไปยังตัวเก็บประจุที่ติดตั้งไว้ในวงจร ซึ่งในกรณีนี้ STATCOM จะทำหน้าที่ดูดกลืนกำลังไฟรีแอกทีฟจากระบบไฟฟ้า และหากแรงดันไฟฟ้าทั้งสองมีค่าเท่ากัน ($V_s = V_r$) กำลังไฟฟ้าที่แลกเปลี่ยนมีค่าเป็น 0 ในกรณีนี้ STATCOM จะอยู่ในสภาวะลอยตัว



รูปที่ 3.28 โครงสร้างพื้นฐานของ STATCOM [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

ความสามารถในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของ STATCOM สามารถควบคุมแรงดันได้โดยไม่ขึ้นกับขนาดแรงดันของระบบ ดังที่แสดงไว้ในรูปที่ 3.29 และเมื่อกำหนดให้แรงดันที่บัสต้นสายและปลายสายมีค่าเท่ากันคือ $V = V_s = V_r$ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟรีแอกทีฟสามารถหาได้จากสมการที่ 3.13 และ 3.14



รูปที่ 3.29 คุณสมบัติของแรงดันและกระแสของ STATCOM [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

$$P_{comp,STATCOM} = \frac{2V^2}{X_L} \sin \frac{\alpha}{2} \quad (3.13)$$

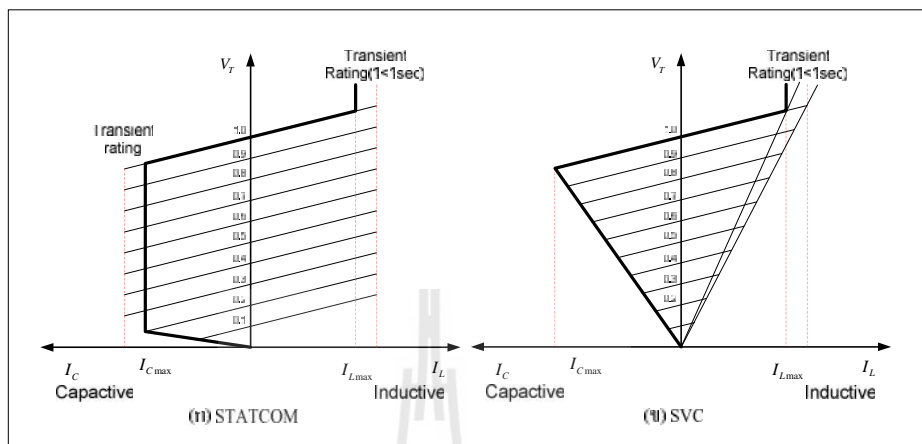
$$Q_{comp,STATCOM} = \frac{4V^2}{X_L} (1 - \cos \frac{\alpha}{2}) \quad (3.14)$$

จากสมการการชดเชยกำลังไฟฟ้าของ STATCOM และ SVC มีความคล้ายคลึงกันเป็นอย่างมาก (สมการชดเชยกำลังไฟฟ้าของ SVC คือ สมการที่ 3.11 และ 3.12 กับ สมการการชดเชยกำลังไฟฟ้าของ STATCOM คือ สมการที่ 3.13 และ 3.14) แต่สิ่งที่แตกต่างกันที่เห็นได้ชัดเจนคือ STATCOM จะเปรียบเสมือนกับการเอาแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเชิงโคจรนัสเข้าไปต่อกับระบบที่สามารถทำการปรับค่าได้อย่างอิสระ แต่ SVC จะเปรียบเสมือนกับการเอาตัวเหนี่ยวนำ กับตัวเก็บประจุไปต่อเข้ากับระบบ โดยที่การเปรียบเทียบการควบคุมแรงดันที่บัสของ STATCOM และ SVC สามารถอธิบายได้ดังนี้

3.3.2.1 คุณสมบัติระหว่าง $V-I$ ของ STATCOM กับ SVC

STATCOM จะเปรียบเสมือนเป็นแหล่งจ่ายแรงไฟฟ้ากระแสสลับที่เชื่อมต่อเข้าไปกับระบบผ่านหม้อแปลง ซึ่งความสัมพันธ์กันระหว่าง $V-I$ ของ STATCOM และ SVC สามารถแสดงได้ในรูปที่ 3.30(ก) และ 3.30(ข) ตามลำดับ จากกราฟที่กล่าวมาข้างต้น STATCOM สามารถทำงานได้เต็มรูปแบบแม้กระทั่งในช่วงแรงดันไฟฟ้าที่บัสเชื่อมต่อมีค่าต่ำมาก (ในทางทฤษฎีแล้วแรงดันเท่ากับ 0 ก็สามารถทำงานได้ แต่ โดยทั่วไปแล้วจะทำงานได้ตั้งแต่แรงดัน

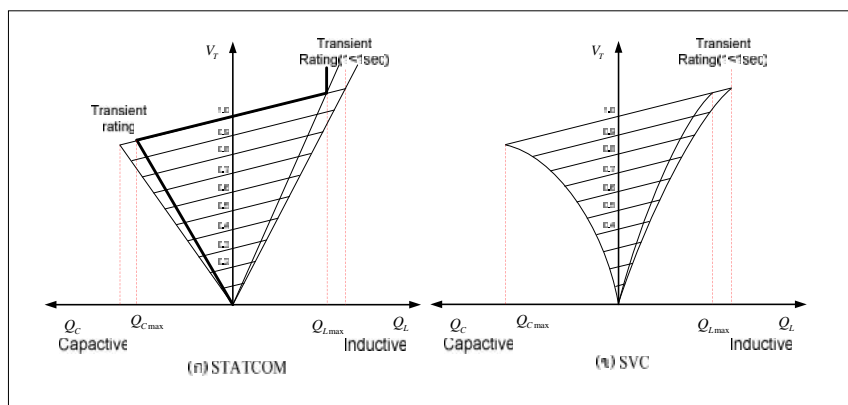
ของระบบเท่ากับ 0.2 pu. แต่ ในการชดเชยแรงดันไฟฟ้าของ SVC นั้นจะขึ้นอยู่กับขนาดแรงดันของระบบ

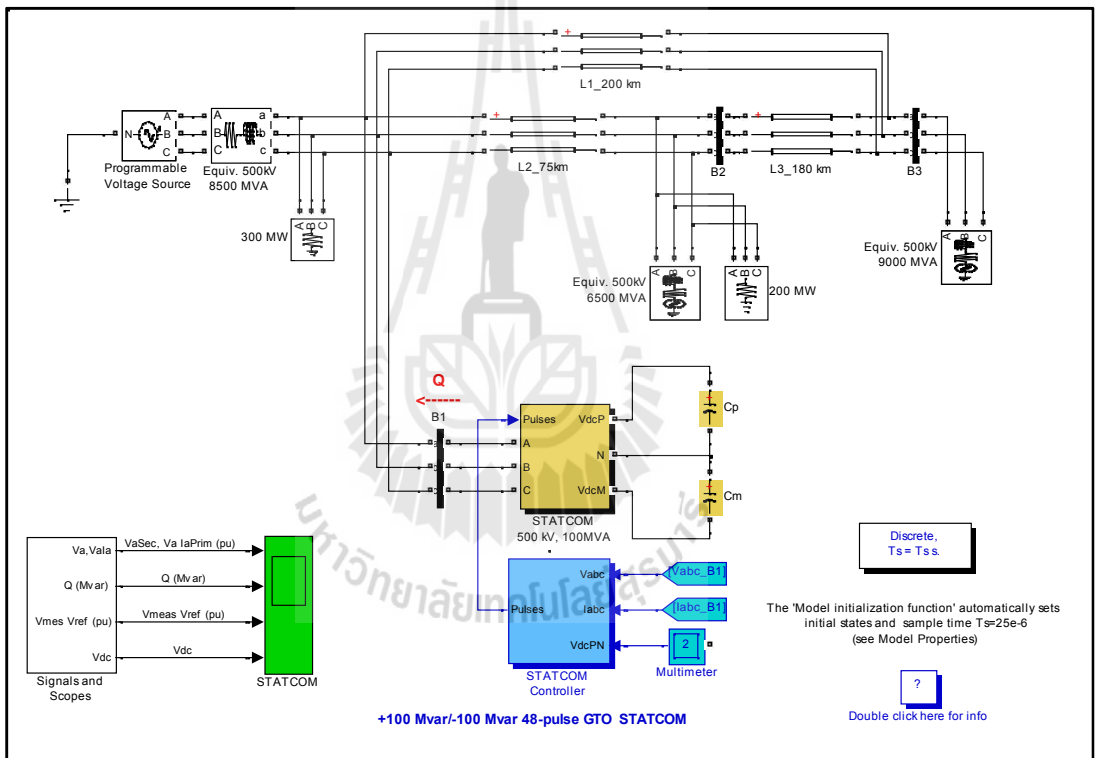


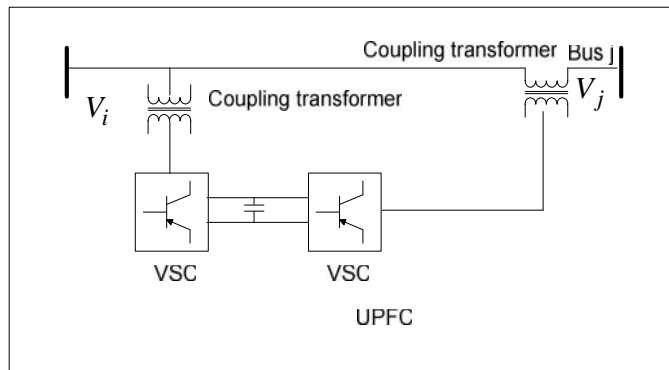
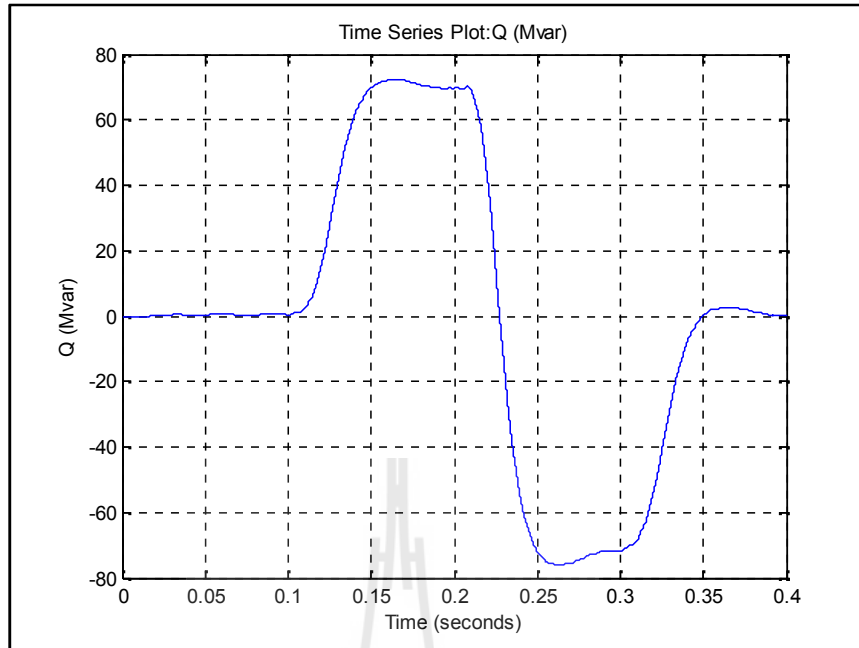
รูปที่ 3.30 คุณลักษณะ $V-I$ ของ STATCOM และ SVC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

3.3.2.2 คุณสมบัติระหว่าง $V-Q$ ของ STATCOM กับ SVC

เมื่อพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่าง $V-Q$ ของ STATCOM และ SVC ดังที่แสดงไว้ในรูปที่ 3.31(ก) และ 3.21(ข) จะเห็นได้ว่าการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ STATCOM จะอยู่ในรูปแบบเชิงเส้น แต่การชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจาก SVC จะอยู่ในรูปแบบของสมการกำลัง 2 ดังนั้นจะเห็นได้ว่าพื้นที่ขีดความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ STATCOM จะมากกว่า SVC นั้นจึงหมายความว่า STATCOM สามารถชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้ดีกว่า SVC

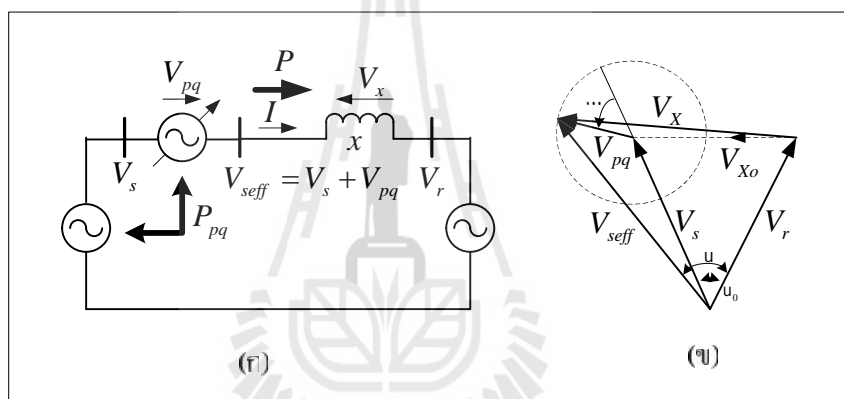






3.4.1 ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม

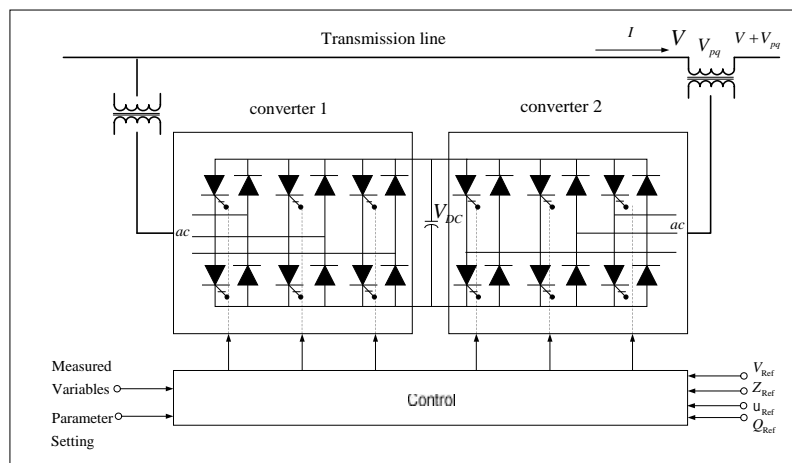
ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม หรือที่เรียกว่า UPFC เป็นอุปกรณ์ที่จัดในกลุ่มเทคโนโลยีผสม ซึ่งแนวคิดของ UPFC ได้นำเสนอโดย Gyugyi ในปี 1991 ว่าเป็นอุปกรณ์สำหรับการควบคุมแบบ real-time และการชดเชยแบบพลวัตของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า กระแสสลับ ที่มีฟังก์ชันการทำงานหลายฟังก์ชัน สามารถแก้ปัญหาของการส่งกำลังไฟฟ้าได้หลายปัญหา UPFC สามารถควบคุมพารามิเตอร์ที่มีผลกระทบกับการไหลของกำลังไฟฟ้าทุก ๆ ตัวพร้อมกัน หรือ สามารถเลือกควบคุมตัวใดตัวหนึ่งก็ได้ หลักการทำงานเบื้องต้นจะพิจารณา UPFC ว่าเป็นแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous Voltage Source : SVS) แทนด้วยเฟสเซอร์แรงดัน V_{pq} ซึ่งจะต่อแทรกเข้าไปในระบบดังแสดงในรูปที่ 3.35



รูปที่ 3.35 ระบบที่ติดตั้ง UPFC และเฟสเซอร์โดยอะแกรมของแรงดัน

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

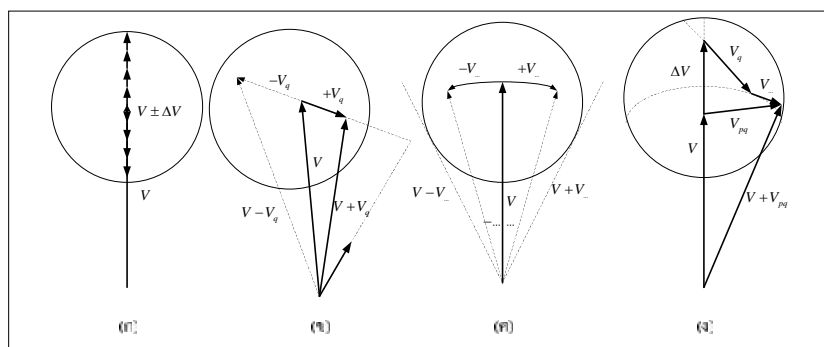
โดยที่ขนาดของแรงดัน V_{pq} สามารถควบคุมได้ตั้งแต่ 0 ไปจนถึง $V_{pq,max}$ และมุมเฟส ... ควบคุมได้ตั้งแต่ 0 จนถึง 2π ด้วยการที่ควบคุมได้ทั้งขนาดและมุมเฟสของแรงดันเอาต์พุต แหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าซิงโครนัสที่นำมาต่อนั้น จะสามารถกำเนิดได้เฉพาะกำลังไฟฟารีแอกทีฟเท่านั้น ในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงจะต้องได้รับหรือดูดซับจากแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ด้วยเหตุนี้การแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงของ UPFC จึงเกิดขึ้นที่บัสต้นสายดังแสดงในรูปที่ 3.35



รูปที่ 3.36 โครงสร้างของ UPFC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

โดยทั่วไปแล้วโครงสร้างของ UPFC ประกอบด้วย VSC 2 ตัวเชื่อมต่อกันในลักษณะ Back-to-Back โดยต่อกับตัวเก็บประจุกระแสตรงร่วมกันดังรูปที่ 3.36 VSC ตัวที่ 2 จะทำงานเป็นตัวหลักของ UPFC โดยการแทรกแรงดัน V_{pq} ที่สามารถควบคุมได้ทั้งขนาดและมุมเฟสอนุกรมเข้ากับสายส่งผ่านหม้อแปลงอนุกรม ซึ่งแรงดันที่แทรกเข้าไปนี้ทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายแรงดันแบบซิงโครนัส

ในส่วนของ VSC ตัวที่ 1 จะทำหน้าที่จ่ายหรือดูดซับกำลังไฟฟ้าจริงตามความต้องการของ VSC ตัวที่ 2 เพื่อสนับสนุนการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงของ VSC ตัวที่ 2 กับระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และ นอกเหนือจากความต้องการของกำลังไฟฟ้าจริงจาก VSC ตัวที่ 2 แล้ว VSC ตัวที่ 1 ยังสามารถกำเนิดหรือดูดซับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ควบคุมได้ตามความต้องการ และด้วยเหตุนี้จึงสามารถชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบไฟฟ้ากระแสสลับได้ โดยไม่ขึ้นกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่แลกเปลี่ยนระหว่าง VSC ตัวที่ 2 กับระบบไฟฟ้ากระแสสลับ



รูปที่ 3.37 ลักษณะการทำงานของ UPFC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

การทำงานของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า บนพื้นฐานของการชดเชยแบบขนานกับการชดเชยแบบอนุกรม และ การรักษามุมเฟสที่นั้น อุปกรณ์ UPFC สามารถเติมเต็มทุกฟังก์ชันการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้ได้ และสามารถควบคุมได้หลายวัตถุประสงค์ โดยการแทรกแรงดัน V_{pq} ที่สามารถควบคุมได้ทั้งขนาดและมุมเฟสเข้ากับระบบไฟฟ้า ฟังก์ชันการทำงานของ UPFC สามารถอธิบายได้ดังแสดงในรูปที่ 3.37 ดังนี้

การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับด้วยการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของแรงดันที่แทรกเข้าไปในระบบไฟฟ้าในลักษณะที่มีเฟสตรงกัน หรือ ตรงข้ามกันข้ามกับแรงดันของระบบแสดงในรูปที่ 3.37(ก) แรงดันที่แทรกเข้าไปในระบบ (Voltage Increments) V_{pq} จะมีค่าเท่ากับ $\pm\Delta V$ ที่มุมเฟสของแรงดันเป็น 0 องศา ($\dots = 0$) ลักษณะการทำงานนี้ทำให้สามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับได้

การชดเชยอิมพีแดนซ์ของสายส่งดังแสดงในรูปที่ 3.37(ข) แรงดัน V_{pq} จะมีค่าเท่ากับ V_q ซึ่งจะแทรกเข้าไปในลักษณะตั้งฉากกับกระแสในสายส่ง (I) การทำงานในลักษณะนี้จะคล้ายกับการชดเชยคาปาซิทีฟ และ อินดักทีฟแบบอนุกรมของอุปกรณ์ SSSC แรงดันอนุกรมนี้สามารถรักษาให้คงที่ตามต้องการโดยไม่ขึ้นกับกระแสในสายส่ง หรือ สามารถเปลี่ยนแปลงตามสัดส่วนของกระแสในสายส่งเหมือนกับการชดเชยด้วย TCSC

การรักษามุมเฟสแสดงในรูปที่ 3.37(ค) โดยที่แรงดัน V_{pq} จะมีค่าเท่ากับ V_{\dots} ซึ่งจะแทรกเข้าไปในระบบ ซึ่งมุม \dots สามารถควบคุมได้ตามต้องการโดยไม่ขึ้นกับการเปลี่ยนแปลงขนาดของแรงดันของระบบ ดังนั้น UPFC จึงสามารถทำหน้าที่เป็นตัวรักษามุมเฟส

การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในลักษณะหลายฟังก์ชันนี้สามารถทำได้โดยการรักษาแรงดันไฟฟ้าที่ขั้ว การชดเชยอิมพีแดนซ์อนุกรมของสายส่ง และ การเลื่อนเฟสไปพร้อมกันดังแสดงในรูปที่ 3.37(ง) โดยที่แรงดันไฟฟ้า $V_{pq} = \Delta V + V_q + V_{\dots}$ ซึ่งความสามารถนี้เป็นลักษณะที่โดดเด่นของอุปกรณ์ กำลังไฟฟ้าจริง $P_{comp,UPFC}$ และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ $Q_{comp,UPFC}$ ที่บัสปลายทางสามารถเขียนได้ดังนี้

$$P_{comp,UPFC} - jQ_{comp,UPFC} = V_r \left(\frac{V_s + V_{pq} - V_r}{jX} \right)^* \quad 3.15)$$

จากเดินระบบปกติที่ไม่มีการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟารีแอกทีฟจะมีค่าดังนี้

$$P - jQ = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{jX} \right)^* \quad (3.16)$$

ระบบมีการชดเชย $V_{pq} \neq 0$ จะทำให้กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทั้งหมดสามารถเขียนได้ดังนี้

$$P_{comp,UPFC} - jQ_{comp,UPFC} = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{jX} \right)^* + \frac{V_r V_{pq}^*}{-jX} \quad (3.17)$$

จากนั้นแทนค่า

$$V_s = V e^{ju/2} = V \left(\cos \frac{u}{2} + j \sin \frac{u}{2} \right) \quad (3.18)$$

$$V_r = V e^{-ju/2} = V \left(\cos \frac{u}{2} - j \sin \frac{u}{2} \right) \quad (3.19)$$

และ

$$V_{pq} = V_{pq} e^{j(u/2+\dots)} = V_{pq} \left(\cos \left(\frac{u}{2} + \dots \right) - j \sin \left(\frac{u}{2} + \dots \right) \right) \quad (3.20)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่มีการชดเชยจาก UPFC สามารถหาได้ดังนี้

$$P_{comp,UPFC}(u, \dots) = P_{rn}(u) + P_{pq}(\dots) = \frac{V^2}{X} \sin u - \frac{V V_{pq}}{X} \cos \left(\frac{u}{2} + \dots \right) \quad (3.21)$$

$$Q_{comp,UPFC}(u, \dots) = Q_{rn}(u) + Q_{pq}(\dots) = \frac{V^2}{X} (1 - \cos u) - \frac{V V_{pq}}{X} \sin \left(\frac{u}{2} + \dots \right) \quad (3.22)$$

โดยที่

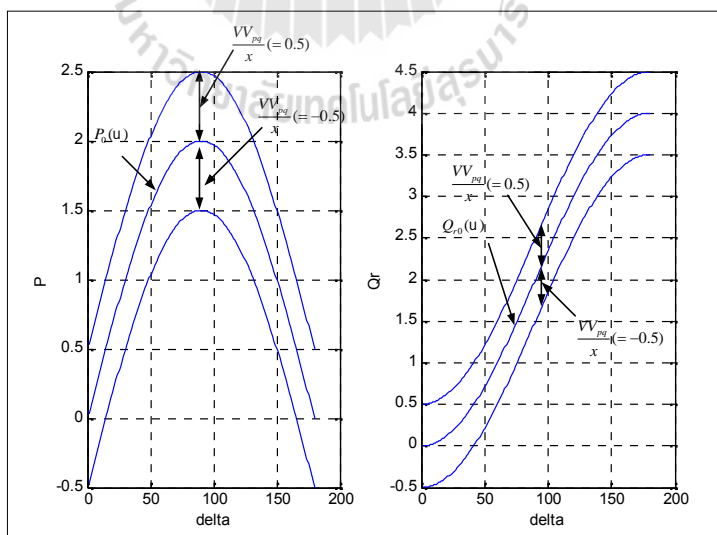
$$P_m(u) = \frac{V^2}{X} \sin u \quad (3.23)$$

$$Q_m(u) = \frac{V^2}{X} (1 - \cos u) \quad (3.24)$$

ลักษณะของกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า จะทำการชดเชยมุมของแรงดัน (...) ที่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตั้งแต่ 0 ถึง $2f$ ($0 \leq \dots \leq 2f$) ที่ทุกค่าของมุมกำลังไฟฟ้า (u) ซึ่งสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตั้งแต่ 0 ถึง f ($0 \leq u \leq f$) ในขณะที่ $P_{pq}(\dots)$ และ $Q_{pq}(\dots)$ สามารถควบคุมได้ระหว่าง $\frac{-VV_{pq}}{x}$ และ $\frac{+VV_{pq}}{x}$ โดยไม่ขึ้นกับขนาดของแรงดันไฟฟ้าในระบบ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริง ($P_{comp,UPFC}$) และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ($Q_{comp,UPFC}$) สามารถควบคุมได้ดังสมการที่ 3.25 และ 3.26 ตามลำดับ

$$P_m(u) - \frac{VV_{pq,max}}{x} \leq P_m(u) \leq P_m(u) + \frac{VV_{pq,max}}{x} \quad (3.25)$$

$$Q_m(u) - \frac{VV_{pq,max}}{x} \leq Q_m(u) \leq Q_m(u) + \frac{VV_{pq,max}}{x} \quad (3.26)$$



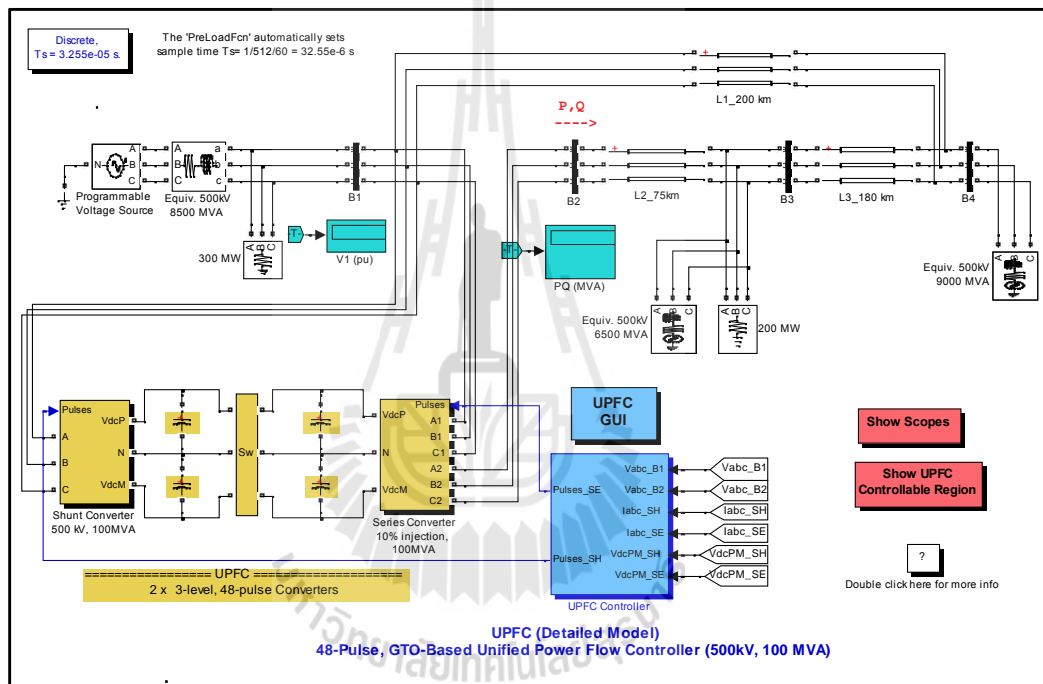
รูปที่ 3.38 กำลังไฟฟ้าที่มีการชดเชยเมื่อเทียบกับมุมของระบบ u

[Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

$(P_{comp,UPFC})$

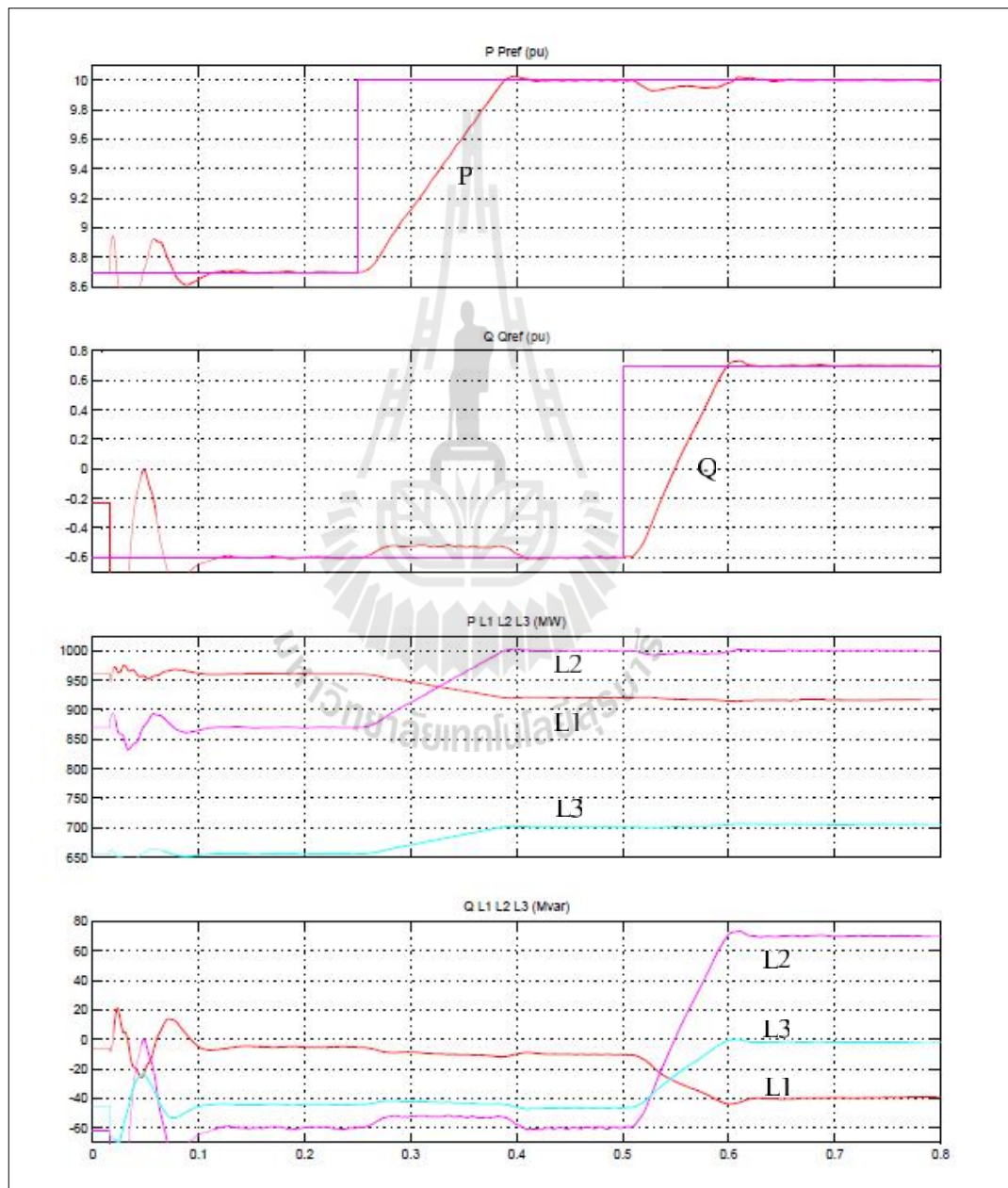
$(Q_{comp,UPFC})$

U



กำหนดให้ UPFC ทำการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบ จนทำให้ระบบมีกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเท่ากับ 0.7 p.u. ดังรูปที่ 3.41

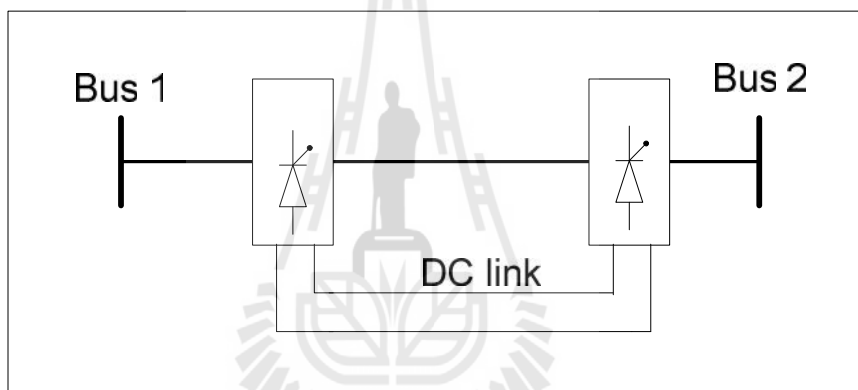
ซึ่งในการชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟนี้การแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะกำหนดให้ UPFC ดูดซับกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากสายส่งเส้นที่ 1 แล้วถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าทั้งสองไปยังสายส่งเส้นที่ 2 และ เส้นที่ 3 ดังรูปที่ 3.40



รูปที่ 3.40 การชดเชยและการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ UPFC

3.5 ตัวชดเชยแบบผสมอนุกรม-อนุกรม

ตัวชดเชยแบบผสมอนุกรม-อนุกรม เป็นอุปกรณ์ที่รวมอุปกรณ์ตัวชดเชยแบบอนุกรมตั้งแต่ 2 ตัวเชื่อมต่อกัน ตัวควบคุมแบบอนุกรมแต่ละตัวจะชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับสายส่งแต่ละเส้นแยกกันอย่างอิสระ แต่จะชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงจะใช้วิธีการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจริงจากสายส่งจากเส้นหนึ่งไปยังเส้นอื่น ๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ หรือเรียกว่า ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (interline power flow controller: IPFC) เป็นแนวคิดใหม่ในอุปกรณ์ FACTS เพื่อใช้ควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่มีจำนวนมาก ซึ่ง IPFC ประกอบด้วย SSSC ตั้งแต่ 2 ตัวเชื่อมต่ออนุกรมกับสายส่งแต่ละเส้น โดยมีโครงสร้างพื้นฐานในการเชื่อมต่อสามารถแสดงดังรูปที่ 3.41 ซึ่งรายละเอียดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าจะนำเสนอในบทที่ 4 ต่อไป



รูปที่ 3.41 โครงสร้างพื้นฐานในการเชื่อมต่อแบบอนุกรม-อนุกรม

3.6 สรุป

สำหรับการนำเสนอในบทที่ 3 เป็นการนำเสนอรายละเอียดเกี่ยวกับหลักการทำงานของอุปกรณ์ FACTS ในลักษณะต่าง ๆ ซึ่งจะแบ่งออกเป็น ตัวชดเชยแบบอนุกรม ได้แก่ ตัวชดเชยอนุกรมด้วยไทรริสเตอร์ (TCSC) เป็นอุปกรณ์ที่ถูกนำมาใช้ในลักษณะการเชื่อมต่ออนุกรมกับระบบ TCSC นี้จะใช้ไทรริสเตอร์เป็นอุปกรณ์ในการสวิตช์ สำหรับควบคุมการชดเชยอินดักทีฟหรือคาปาซิทีฟ และ ตัวชดเชยอนุกรมแบบสถิต (SSSC) เป็นอุปกรณ์ที่ถูกนำมาใช้ในลักษณะเชื่อมต่ออนุกรมกับระบบ SSSC จะใช้ VSC ในการควบคุมการชดเชยอินดักทีฟหรือคาปาซิทีฟ

ตัวชดเชยแบบขนานจะมีอยู่ด้วยกัน 2 ตัว คือ ตัวชดเชยวาร์แบบสถิต (SVC) เป็นอุปกรณ์ที่ถูกนำมาใช้ในลักษณะเชื่อมต่อนานกับระบบ ซึ่ง SVC นี้จะใช้ไทรริสเตอร์เป็นอุปกรณ์ในการ

สวิตช์ สำหรับควบคุมการชดเชยอินดักทีฟหรือคาปาซิทีฟ และ ตัวชดเชยแบบสถิต (STATCOM) จะใช้ VSC ในการควบคุมการชดเชยอินดักทีฟหรือคาปาซิทีฟ

ตัวชดเชยแบบผสมจะมีอยู่ด้วยกัน 2 แบบ คือ ตัวชดเชยแบบอนุกรม-ขนาน หรือที่เรียกว่า ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม (UPFC) และ ตัวชดเชยแบบอนุกรม-อนุกรม หรือที่เรียกว่า ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (IPFC) อุปกรณ์ทั้ง 2 ตัวนี้จะใช้ VSC ในการคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบ โดยที่รายละเอียดการประยุกต์ใช้งานของ IPFC นั้นจะนำเสนอในบทที่ 4 ต่อไป ซึ่งจะเน้นไปในทางด้านกรนำเอา IPFC มาใช้ในการที่จะทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบมีความเหมาะสมมากขึ้นเพื่อที่จะทำให้กำลังงานสูญเสียของระบบลดลง



บทที่ 4

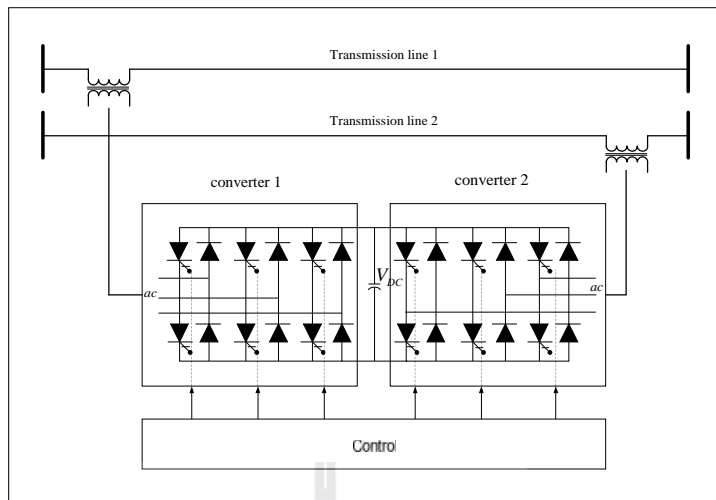
ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย

4.1 บทนำ

ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย (IPFC) เป็นอุปกรณ์หนึ่งที่อยู่ในกลุ่มเทคโนโลยีผสม IPFC ถูกนำเสนอโดย Gyugyi และคณะในปี 1999 สำหรับปัญหาในการชดเชยกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่มีจำนวนมาก โดยทั่วไปแล้วการชดเชยแบบอนุกรมถูกใช้งานเพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าจริงในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบหลายเส้น แต่อย่างไรก็ตามก็ไม่สามารถควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสายส่งได้ ด้วยโครงสร้างของ IPFC บวกกับความสามารถในการควบคุม การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้อย่างอิสระในสายส่งแต่ละเส้น และสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างสายส่งที่เชื่อมต่อกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ จึงทำให้ IPFC เป็นอุปกรณ์ที่เหมาะสมสำหรับการชดเชย และ ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง กับ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสถานีไฟฟ้าที่มีสายส่งจำนวนมาก และ ในหัวข้อนี้ยังนำเสนอเกี่ยวกับ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Power electronics) ที่ถูกนำมาใช้กับอุปกรณ์ FACTS สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้ แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า (VSC) ในการควบคุมการชดเชยกำลังไฟฟ้า กับ การออกแบบตัวเก็บประจุที่ติดตั้งไว้ด้านในตัวอุปกรณ์ เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการกำลังงานของระบบ [Gyugyi, L., et al.,1999]

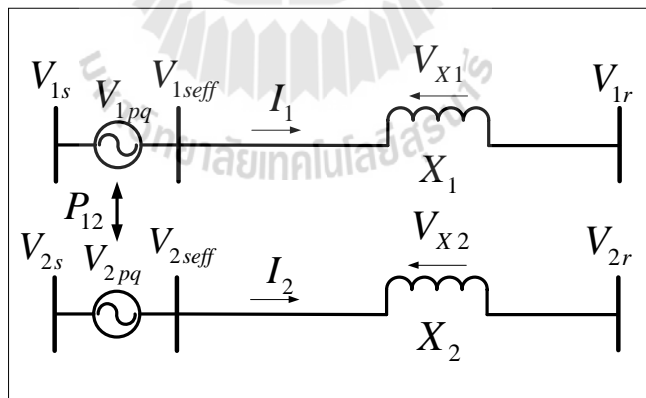
4.2 หลักการพื้นฐานของ IPFC

โดยทั่วไป IPFC ประกอบด้วย VSC ตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป แต่ละตัวจะทำการชดเชยแบบอนุกรมสำหรับสายส่งแต่ละเส้น หรืออาจกล่าวได้ว่า IPFC นั้นประกอบด้วยอุปกรณ์ SSSC ตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป ซึ่ง SSSC แต่ละตัวจะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันโดยผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรงดังแสดงในรูปที่ 4.1 ซึ่งการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงสามารถทำได้โดย การถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจริงจากสายส่งหนึ่งไปยังอีกสายส่งหนึ่ง โดยผ่าน VSC เพื่อที่จะทำให้การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเป็นไปได้อย่างอิสระส่วนการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสามารถทำได้โดยการแลกเปลี่ยนผ่านตัวเก็บประจุที่ติดตั้งไว้ระหว่าง VSC ทั้ง 2 ตัว ซึ่งการทำงานในลักษณะนี้ส่งผลให้ IPFC สามารถทำการชดเชยได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเช่นเดียวกันกับ UPFC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]



รูปที่ 4.1 โครงสร้างของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าระหว่างสาย [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

พิจารณา IPFC ที่ประกอบด้วย VSC จำนวน 2 ตัวเชื่อมต่อกันแบบ back-to-back (เชื่อมต่อกันผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรง) ทำการชดเชยให้กับสายส่งด้วยการแทรกแรงดันอนุกรมกับสายส่งดังรูปที่ 4.2

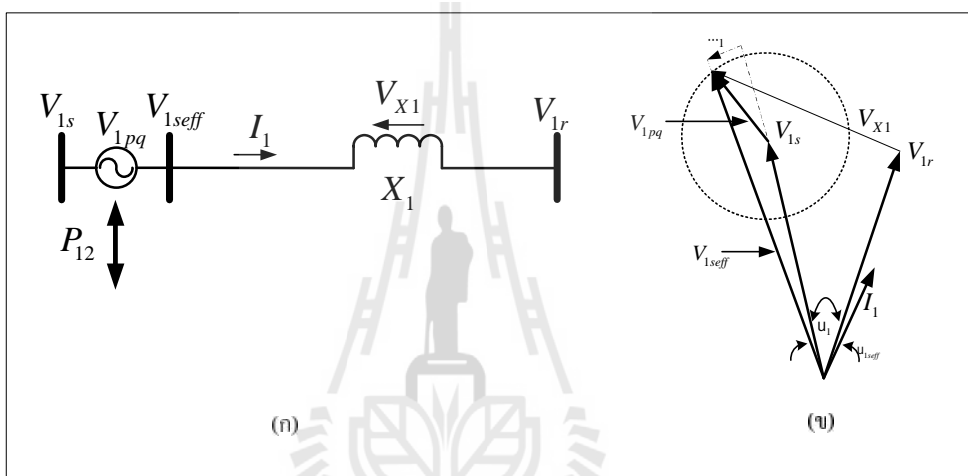


รูปที่ 4.2 วงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง IPFC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

จากรูปแบบแหล่งจ่ายแรงดันเชิงโคโรนัสทั้ง 2 ตัว (V_{1pq} และ V_{2pq}) แทรกแรงดันอนุกรมเข้าไปในสายส่งที่เชื่อมต่อ แหล่งจ่ายแรงดันเชิงโคโรนัสทั้ง 2 ตัว จะเชื่อมต่อกันโดยผ่านสายส่ง

แรงดันไฟฟ้ากระแสตรง โดยจะทำหน้าที่สำหรับการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างแหล่งจ่ายแรงดันทั้งสอง

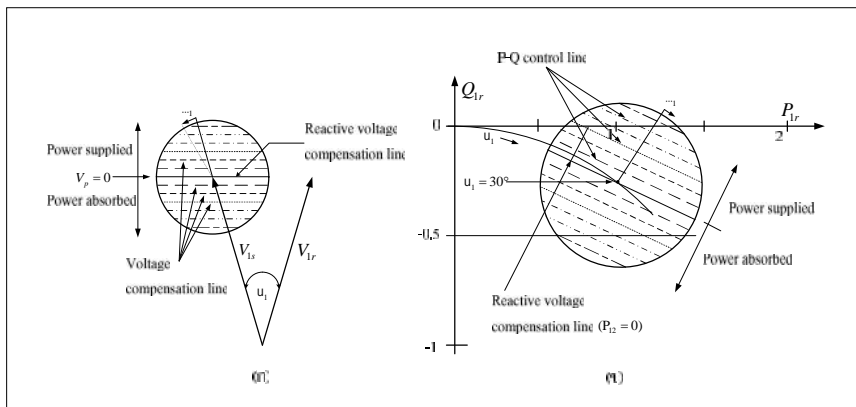
จากวงจรสมมูลของระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง IPFC เมื่อพิจารณาเฉพาะสายส่งเส้นที่ 1 ซึ่งจะมีวงจรสมมูลดังรูปที่ 4.3(ก) และมีเฟสเซอร์ไดอะแกรมความสัมพันธ์กันระหว่าง V_{1s} , V_{1r} , V_{1x} (แรงดันตกคร่อมรีแอคแตนซ์ X_1) และ V_{1pq} ดังรูปที่ 4.3(ข) แรงดัน V_{1pq} สามารถควบคุมได้ตั้งแต่ 0 จนถึง $V_{1pq,max}$ (พิกัดสูงสุดของแรงดันที่ IPFC สามารถจ่ายเข้ามาในระบบ) และ มุมสามารถควบคุมตั้งแต่ 0° ถึง 360° ซึ่งจะมีความคล้ายคลึงกันกับ UPFC



รูปที่ 4.3 วงจรสมมูลและเฟสเซอร์ไดอะแกรมของระบบที่มีการติดตั้ง IPFC (พิจารณาเฉพาะสายส่งเส้นที่ 1) [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

จากคุณสมบัติของ IPFC ที่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่แทรกเข้ามาในระบบได้อย่างอิสระ (สามารถควบคุม v_{1pq} ตั้งแต่ 0 จนถึง $v_{1pq,max}$ และมุมควบคุมตั้งแต่ 0° ถึง 360°) ขอบเขตความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง P_{1r} และ ควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ Q_{1r} สามารถอธิบายได้ดังรูปที่ 4.4(ข)

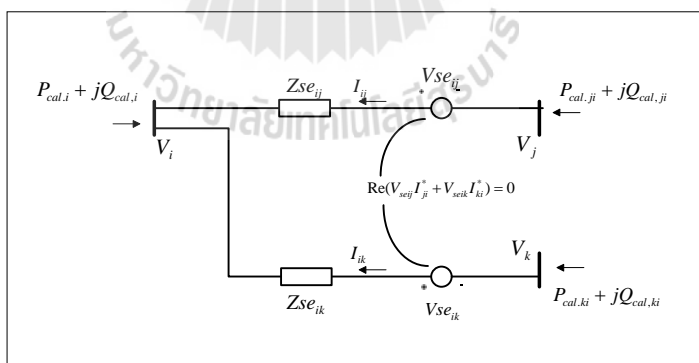
โดยที่จะกำหนดให้มุมกำลังไฟฟ้าของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า $u_1 = 30^\circ$ กำลังไฟฟ้าจริง $P_{1r,30^\circ} = 1.0$ pu. และ กำลังไฟฟารีแอคทีฟ $Q_{1r,30^\circ} = 0.268$ pu. ขอบเขตในการเปลี่ยนแปลงค่า P_{1r} และ Q_{1r} นั้น สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้โดยการปรับขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่แทรกเข้ามาในระบบ V_{1pq} และ มุมของแรงดัน u_1 เพื่อที่จะควบคุมให้ IPFC สามารถที่ทำการชดเชยกำลังไฟฟ้าหรือดูดซับกำลังไฟฟ้าได้อย่างอิสระ



รูปที่ 4.4 คุณสมบัติในการควบคุมกำลังไฟฟ้าของ IPFC [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

4.3 สมการกำลังไฟฟ้าของ IPFC

จากรูปแบบวงจรสมมูลของ IPFC ดังรูปที่ 4.5 $P_{Cal,i}$, $P_{Cal,j}$, $P_{Cal,k}$ และ $Q_{Cal,i}$, $Q_{Cal,j}$, $Q_{Cal,k}$ คือกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัสเชื่อมต่อ $Z_{se,ij}$, $Z_{se,ik}$ คือค่า อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงอนุกรมที่ใช้สำหรับเชื่อมต่อ IPFC เข้ากับระบบ $V_{se,ij} \angle \theta_{se,ij}$, $V_{se,ik} \angle \theta_{se,ik}$ คือขนาดของแรงดันกับมุมเฟสที่ฉีดจาก IPFC เข้าไปในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า [Zhang, J., and Yokoyama, A., 2006]

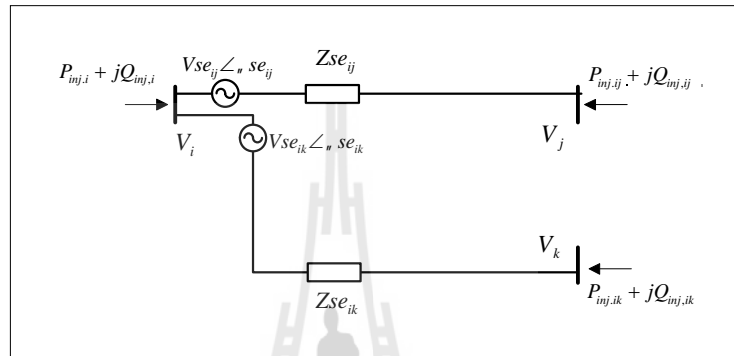


รูปที่ 4.5 วงจรสมมูลของ IPFC ที่ติดตั้งเข้าไปในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า [Zhang, J., and Yokoyama, A., 2006]

จากคุณสมบัติของถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจริงของ IPFC กำลังไฟฟ้าจริงที่อยู่ระหว่าง VSC ทั้ง 2 ตัว จะต้องมีค่าเท่ากับ 0 ($\text{Re}(V_{se,ij} I_{ij}^* + V_{se,ik} I_{ik}^* = 0)$) และ แหล่งจ่ายของแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตจาก

IPFC $V_{se,ij}$ และ $V_{se,ik}$ สามารถควบคุมได้ทั้งขนาดของแรงดันกับมุมเฟส โดยที่ขนาดของแรงดันสามารถควบคุมได้ตั้งแต่ $V_{se,min} \leq V_{se,in} \leq V_{se,max}$ โดยที่ $n=j,k$ และ มุมเฟสของแรงดันสามารถควบคุมได้ตั้งแต่ $0 \leq \theta_{se,in} \leq 2\pi$ โดยที่ $n=j,k$

จากหัวข้อที่ 4.2 นั้น IPFC สามารถที่จะทำการควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าได้ทั้งการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยการแทรกแรงดันเข้าไปในระบบ



รูปที่ 4.6 วงจรสมมูลในการฉีดกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบ [Zhang, J., and Yokoyama, A., 2006]

กำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่แทรกเข้าไปในระบบดังรูปที่ 4.6 สามารถหาได้จากสมการดังต่อไปนี้ [Zhang, J., and Yokoyama, A., 2006],[Karthik, B.,et al., 2012]

$$P_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i V_{se,in} (g_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se,in}) + b_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se,in})) \quad (4.1)$$

$$Q_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i V_{se,in} (g_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se,in}) - b_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se,in})) \quad (4.2)$$

$$P_{inj,n} = -V_n V_{se,in} (g_{in} \cos(\theta_n - \theta_{se,in}) + b_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se,in})) \quad (4.3)$$

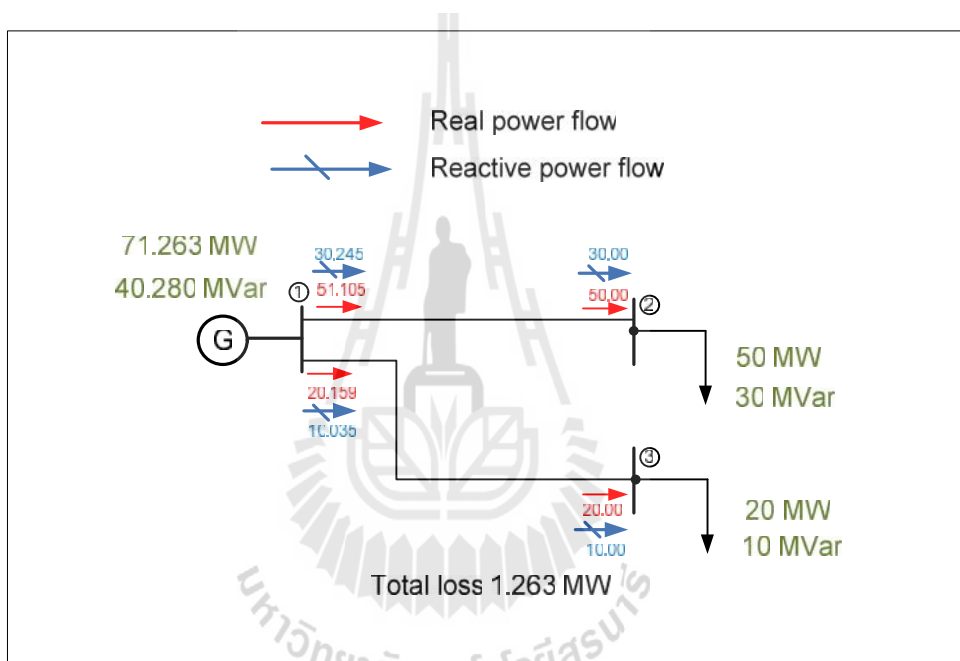
$$Q_{inj,n} = -V_n V_{se,in} (g_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se,in}) - b_{in} \cos(\theta_n - \theta_{se,in})) \quad (4.4)$$

โดยที่ $n = j,k$

$$g_{in} + jb_{in} = \frac{1}{Z_{se,in}} = Y_{se,in} \text{ (แอดมิตแตนซ์ของหม้อแปลง)}$$

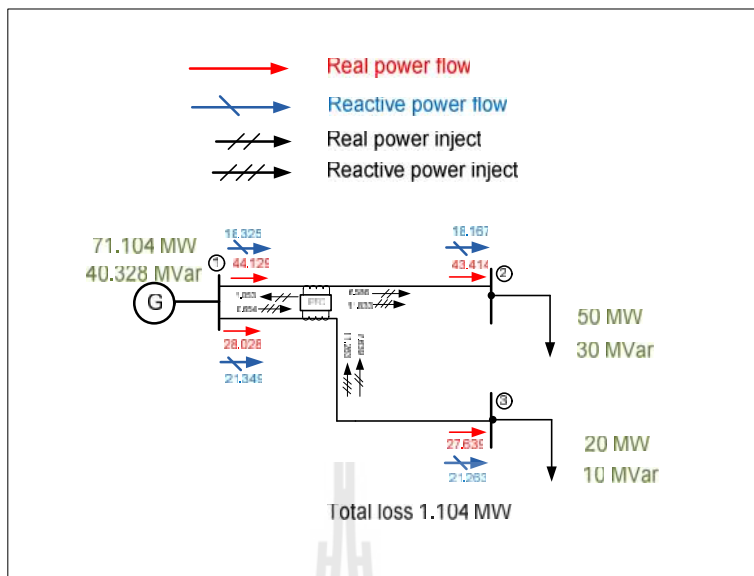
4.4 การใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

การใช้งานที่จะนำเสนอนี้เป็นการประยุกต์ใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะลดกำลังงานสูญเสียของระบบ ซึ่งจะนำเสนอด้วยระบบไฟฟ้า 3 บัส เป็นระบบอย่างง่าย เพื่อที่จะทดสอบคุณลักษณะของระบบเมื่อมีการติดตั้ง IPFC ในการทดสอบนั้นจะมีอยู่ด้วยกัน 2 ระบบ คือ ระบบที่ 1 เป็นระบบที่ไม่มีการเชื่อมโยงกันของสายส่ง และ ระบบที่ 2 เป็นระบบที่มีการเชื่อมโยงกันของสายส่ง ซึ่งวิธีการค้นหาคำตอบนั้นจะใช้หลักการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ กำลังงานสูญเสียของระบบ



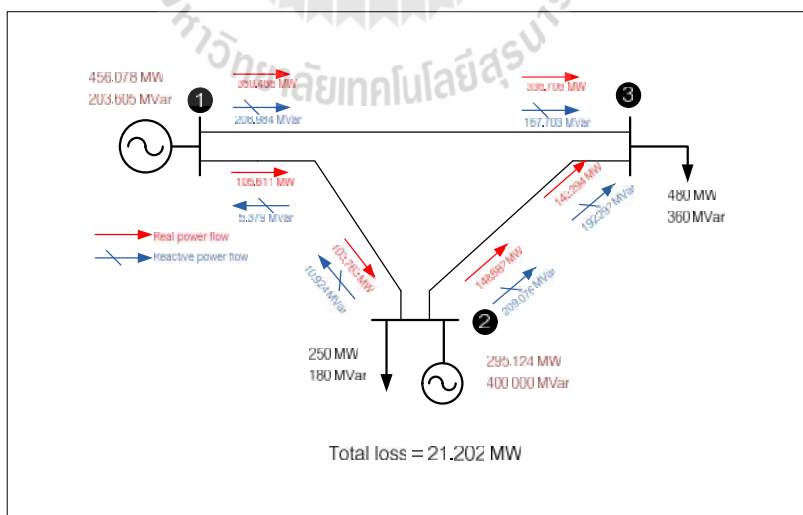
รูปที่ 4.7 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่ไม่มีการเชื่อมโยงกัน)

ระบบที่ 1 เป็นระบบอย่างง่ายที่ใช้ในการพิจารณา และ อธิบายหลักการทำงานของ IPFC คือเป็นระบบที่มีเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้า 1 ตัวจ่ายไปยังโหลด 2 โหลด โดยที่ทั้ง 2 โหลดนี้แยกออกจากกันอย่างอิสระ ดังรูปที่ 4.7 จะเห็นได้ว่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดจะเกิดกำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบเท่ากับ 1.263 MW แต่เมื่อทำการติดตั้ง IPFC เข้าระหว่างบัส 1-2 และ ระหว่างบัส 1-3 IPFC จะทำหน้าที่ควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าที่ส่งไปยังโหลดให้เหมาะสมยิ่งขึ้น ซึ่งจะสังเกตได้ว่ากำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบจะมีค่า 1.104 MW ดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่ไม่มีการเชื่อมโยงกัน)

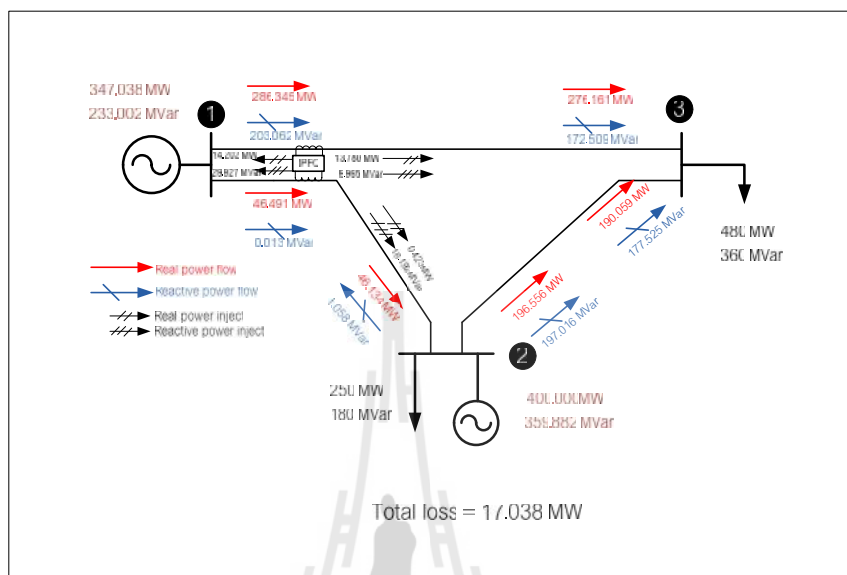
ระบบที่ 2 เป็นระบบอย่างง่ายที่ใช้ในการพิจารณา และ อธิบายหลักการการทำงานของ IPFC คือเป็นระบบที่มีเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้า 1 ตัวจ่ายไปยังโหลด 2 โหลด โดยที่ทั้ง 2 โหลดนี้มีการเชื่อมโยงกัน ดังรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่มีการเชื่อมโยงกัน)

จะเห็นได้ว่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดจะเกิดกำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบเท่ากับ

21.202 MW



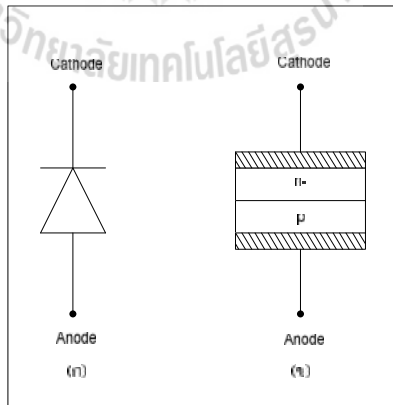
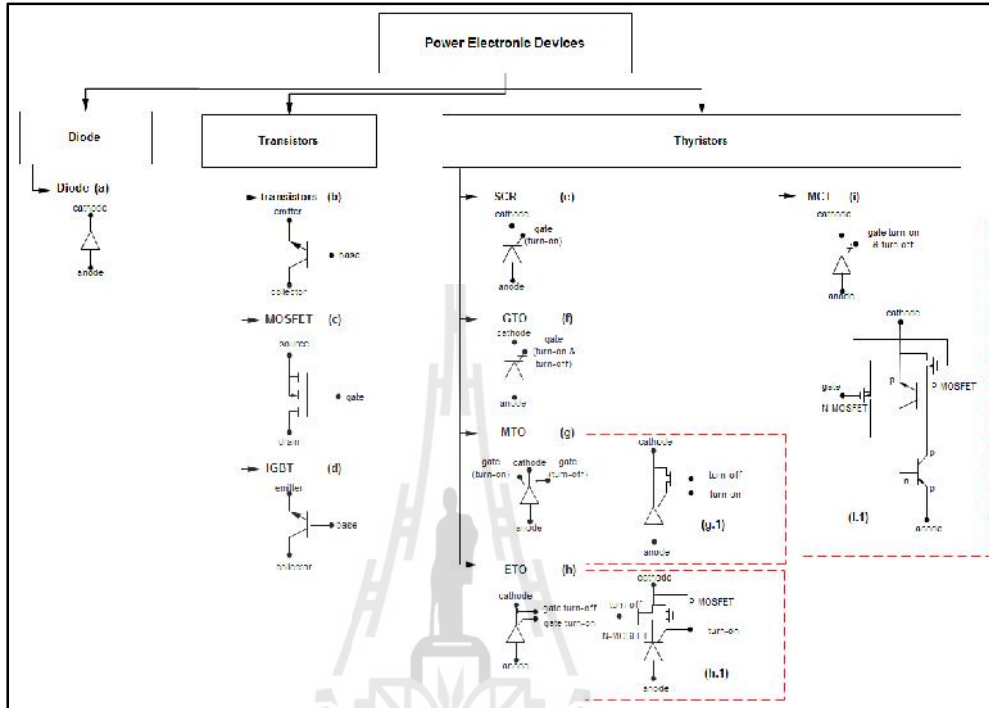
รูปที่ 4.10 การไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบ 3 บัสที่มีการติดตั้ง IPFC (ระบบที่มีการเชื่อมโยงกัน)

เมื่อทำการติดตั้ง IPFC เข้าระหว่างบัส 1-2 และ ระหว่างบัส 1-3 IPFC จะทำหน้าที่ควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าที่ส่งไปยังโหลดให้เหมาะสมยิ่งขึ้น ซึ่งจะสังเกตได้ว่ากำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบจะมีค่าลดลงเหลือ 17.038 MW ดังรูปที่ 4.10 และอีกอย่างก็คือเมื่อระบบมีการเชื่อมโยงระหว่างบัสทุกบัสเข้าด้วยกันแล้ว เมื่อทำการติดตั้ง IPFC เข้าไปในระบบ IPFC จะไม่ส่งผลกระทบต่อบัสที่เชื่อมต่อเพียงอย่างเดียว แต่จะส่งผลต่อบัสอื่น ๆ ในระบบเช่นกัน

4.5 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง

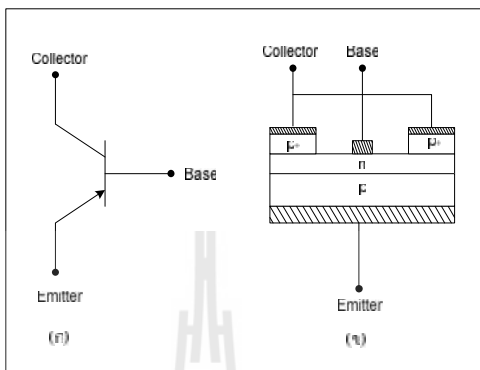
โดยปกติแล้วการใช้งานอุปกรณ์ FACTS นั้นจะถูกนำมาใช้ในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 3 เฟส ที่มีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่สูงมาก (หลายร้อย MW) ซึ่งพื้นฐานการใช้งานของ FACTS จะใช้งานรูปแบบของ แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า (VSC) จากกระแสสลับเป็นกระแสตรง หรือ จากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ ที่มีการสวิตช์ของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่สูงมาก

โดยทั่วไปแล้วอุปกรณ์ FACTS ส่วนมากจะใช้งานในรูปแบบของ VSC ที่ประกอบด้วยการรวมกลุ่มของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง วงจรสับเบอ์ และ วงจรการควบคุมการ สวิตช์ เปิด-ปิด



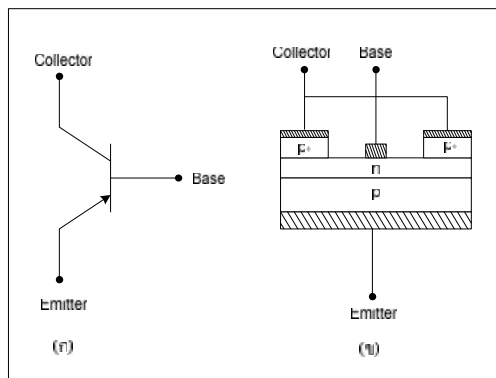
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จะควบคุมกระแสที่ไหลผ่านได้ สำหรับในการนำเอาไดโอดไปใช้งานนั้น จะใช้ในรูปแบบต่อขนานกับอุปกรณ์สวิตช์เปิด-ปิด เพื่อป้องกันกระแสไหลย้อนกลับ ดังนั้นไดโอดจึงถือเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญของอุปกรณ์ FACT



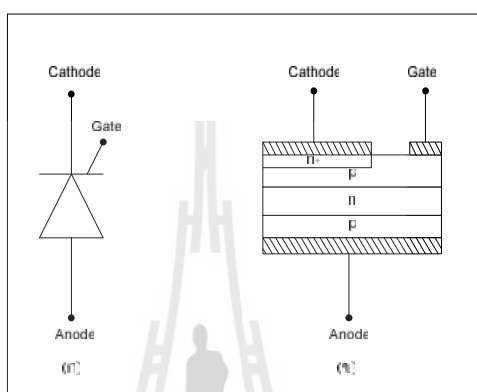
รูปที่ 4.13 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของทรานซิสเตอร์ [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

ทรานซิสเตอร์ อยู่ในกลุ่มของอุปกรณ์ที่มี 3 ชั้น ดังรูปที่ 4.13 มีการนำกระแสในทิศทางเดียว คือจะนำกระแสไปข้างหน้าจาก อิมิตเตอร์ (Emitter) ไปยัง คอลเลคเตอร์ (Collector) และสามารถควบคุมการไหลผ่านของกระแสด้วยขา เบส (Base) ทรานซิสเตอร์สามารถที่จะใช้กับระบบไฟฟ้า ที่มีกำลังไฟระดับต่ำจนถึงปานกลาง โดยที่อุปกรณ์ในตระกูลของทรานซิสเตอร์ ที่นิยมนำมาใช้งาน ได้แก่ ไอจีบีที (Insulated gate bipolar transistor : IGBT) และ มอสเฟต (MOS Field Transistor : MOSFET) อุปกรณ์ทั้ง 2 ตัวนี้มีความสามารถที่จะควบคุมการสวิตช์ ปิด-เปิด ได้อย่างรวดเร็ว และ ยังมีกำลังงานสูญเสียที่เกิดการสวิตช์ ปิด-เปิดที่ต่ำ



รูปที่ 4.13 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของทรานซิสเตอร์ [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L.,2000]

ไทรสเตอร์ อยู่ในกลุ่มของอุปกรณ์ที่มี 4 ชั้น ดังรูปที่ 4.14 มีการนำกระแสในทิศทางเดียว คือจะนำกระแสไปข้างหน้าจาก ขั้วแอโนด (Anode) ไปยัง ขั้วแคโทด (Cathode) และสามารถควบคุมการไหลผ่านของกระแสด้วยขา เกต (Gate) ไทรสเตอร์สามารถที่จะใช้งานกับระบบไฟฟ้าที่มีกำลังไฟฟ้าสูง ๆ ได้ โดยที่อุปกรณ์ในตระกูลของไทรสเตอร์ ที่นิยมนำมาใช้งาน ได้แก่ เอสซีอาร์ (Silicon control Rectifier : SCR) และ จีทีโอ (Gate turn-off thyristor : GTO)



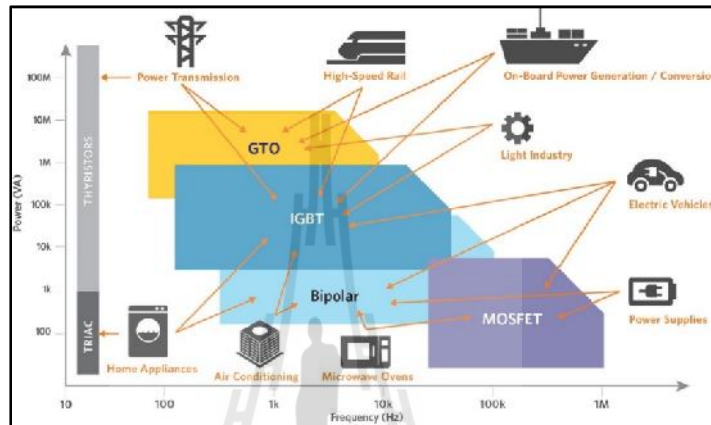
รูปที่ 4.14 สัญลักษณ์ และ โครงสร้างของไทรสเตอร์ [Hingorani, N.G., and Gyugyi, L., 2000]

จากที่กล่าวมาข้างต้นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่สามารถสวิตช์ ปิด-เปิด คือ อุปกรณ์ในตระกูลของทรานซิสเตอร์ กับ ไทรสเตอร์ และเมื่อทำการเปรียบเทียบกัน โดยทั่วไปแล้ว ทรานซิสเตอร์ มีพิสัยความสามารถสวิตช์ ปิด-เปิด ที่ดีกว่า ไทรสเตอร์ และ มีกำลังงานสูญเสียจากการสวิตช์ที่ต่ำกว่า แต่ไทรสเตอร์ มีความคงทน และสามารถทำงานได้ในระบบที่มีกำลังไฟฟ้าที่สูง ดังนั้นอุปกรณ์ FACTS ที่ติดตั้งในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจึงนิยมใช้อุปกรณ์ในตระกูลของ ไทรสเตอร์ เป็นอุปกรณ์ในการสวิตช์ ปิด-เปิด

4.5.1 ชนิดของไทรสเตอร์

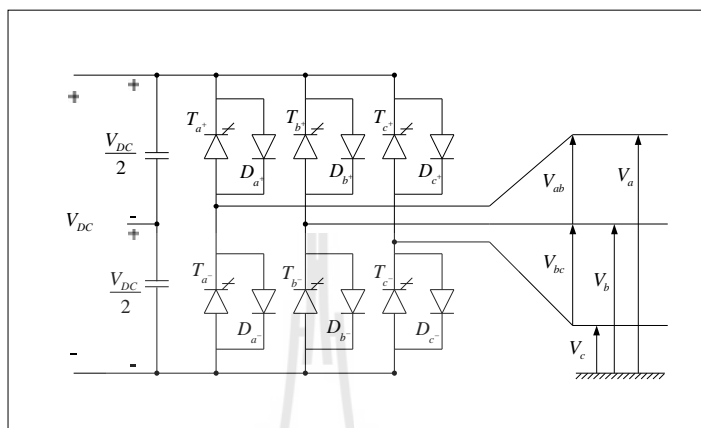
โดยทั่วไปแล้วในทางเทคนิค ไทรสเตอร์ กับ SCR ทั้งสองมีความคล้ายคลึงกันมาก คือเป็นอุปกรณ์ที่สามารถควบคุมให้สวิตช์เปิดได้เพียงอย่างเดียว ไม่สามารถควบคุมให้สวิตช์ปิดได้ ซึ่งต่อมาได้มีการพัฒนาอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อแก้ไขข้อด้อยนี้ อาทิเช่น

GTO มีลักษณะที่คล้ายคลึงกันกับ SCR แต่จะแตกต่างกันตรงที่ GTO สามารถที่จะควบคุมการสวิตช์ ได้ทั้ง ปิด และ เปิด โดยการควบคุมกระแสที่ไหลเข้าไปยังขาเกต อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ชนิดนี้จึงเป็นที่นิยมสำหรับมาใช้ในอุปกรณ์ FACTS ดังรูปที่ 4.15 แต่ยังมีข้อเสียคือ มีพิสัยในการ



มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

โดยที่ ลักษณะของ VSC ที่แตกต่างกันนั้น ก็จะเป็นการแปลงเพื่อให้กระแสลับที่ได้นั้นมีความคล้าย
 ครึ่งกับคลื่นรูปไซน์ (Sine wave) มากที่สุด อาทิเช่น รูปที่ 4.16 เป็นการใช้งาน VSC ในรูปแบบของ
 แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า 3 เฟส แบบ 2 ระดับ [Enrique, Acha.,2004]

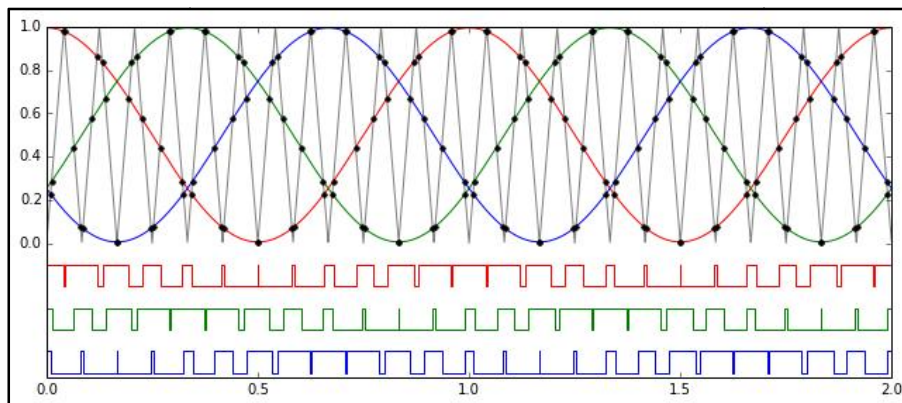


รูปที่ 4.16 แหล่งจ่ายแปลงผันกำลังไฟฟ้า 3 เฟส แบบ 2 ระดับ [Enrique, Acha.,2004]

แหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า ในรูปที่ 4.16 นี้จะประกอบด้วย GTO จำนวน 6 โดยที่
 GTO แต่ละตัวจะทำการต่อขนานกับ ไดโอด 1 ตัว เพื่อป้องกันกระแสย้อนกลับ และ ทางด้าน
 กระแสตรงต่อตัวเก็บประจุ 2 ตัวขนาดเท่ากันเพื่อเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สำหรับการ
 ควบคุมการสวิตช์ ปิด-เปิด ของ GTO แต่ละตัวนั้น จะทำการควบคุมให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้า
 ทางด้านกระแสลับให้มีคล้ายครึ่งกับคลื่นรูปไซน์มากที่สุด โดยวิธีการควบคุม GTO แต่ละตัวจะ
 ใช้เทคนิค PWM (Pulse-width modulation control) ซึ่งหลักการของวิธี PWM จะนำเสนอในหัวข้อ
 ต่อไป

4.5.3 วิธีการ PWM

ในการควบคุมการสวิตช์ ปิด-เปิด ของ GTO แต่ละตัวนั้น จะใช้วิธีการ PWM ใน
 การควบคุม โดยที่วิธีการนี้จะเป็นการปรับความกว้างของพัลส์ (Pulse) สัญญาณที่จะนำไปควบคุม
 การ สวิตช์ โดยการนำเอาสองสัญญาณมาเปรียบเทียบกัน ดังรูปที่ 4.17 ซึ่งเป็นการนำเอาสัญญาณ
 อ้างอิง (สัญญาณรูปไซน์ที่ความถี่ของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า) มาเปรียบเทียบกับสัญญาณรูป
 สามเหลี่ยม โดยที่การควบคุมความถี่ในการสวิตช์ของ GTO จะสามารถทำได้โดยการปรับความถี่
 ของสัญญาณรูปสามเหลี่ยม แต่อย่างไรก็ตามความถี่ในการสวิตช์นั้น ก็จะต้องคำนึงถึงขีด
 ความสามารถในการสวิตช์ของอุปกรณ์



รูปที่ 4.17 การควบคุมด้วยวิธีการ PWM

(ที่มา: <http://microchip.wikidot.com>)

4.5.4 การออกแบบหาขนาดของตัวเก็บประจุ

โดยทั่วไปแล้วอุปกรณ์ IPFC มีตัวเก็บประจุที่เชื่อมต่อทางด้านกำลังไฟฟ้า กระแสตรง ซึ่งจะมียบทบาทในการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้รีแอคทีฟกับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า และยังเป็นทางผ่านของการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงระหว่าง VSC ทั้ง 2 ตัว ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาขนาดของตัวเก็บประจุ เพื่อให้ตัวเก็บประจุสามารถที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบได้ โดยที่พลังงานไฟฟ้าที่เก็บไว้ในตัวเก็บประจุสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 4.5 [Sreenivasachar, K.,2001]

$$W_C = \frac{1}{2} C V_{dc}^2 \quad (4.5)$$

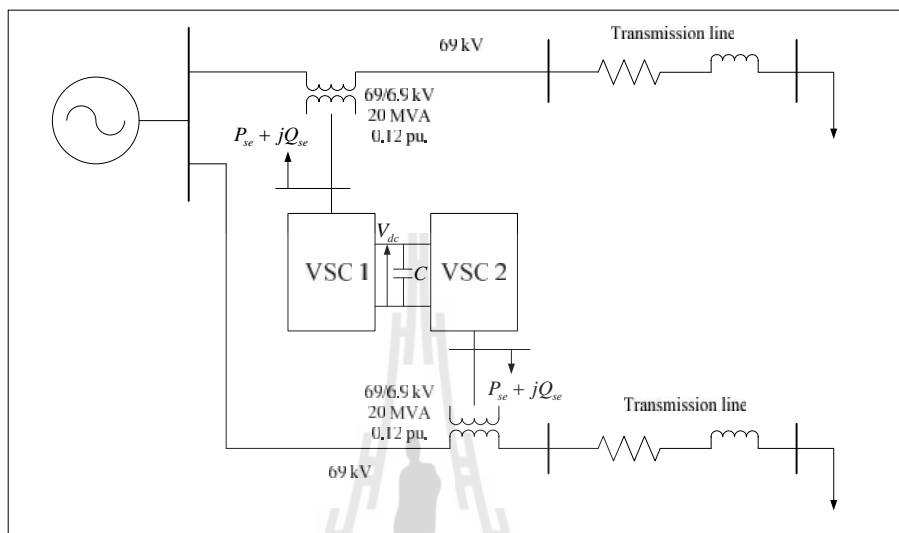
โดยที่ C คือ ตัวเก็บประจุกระแสตรง (F)

V_{dc} คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่ตกร่อมตัวเก็บประจุ

ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ได้จากตัวเก็บประจุนั้น จะเป็นอัตราส่วนกันระหว่างพลังงานที่เก็บไว้ในตัวเก็บประจุกับระยะเวลาในการปลดปล่อยพลังงาน โดยที่ระยะเวลาในการปลดปล่อยพลังงานนั้นจะหาได้จากเวลาที่รูปคลื่นไซน์ สามารถคลื่นที่ได้ $1/4$ ลูกคลื่น ดังสมการที่ 4.6

$$S_{se} = \frac{W_C}{t_r} \quad (4.6)$$

จากรูปแบบวงจรพื้นฐานในการติดตั้ง IPFC เข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.18 กำหนดให้กำลังไฟฟ้ามกที่สุด ที่ชดเชยจาก VSC แต่ละตัวมีค่าเท่ากับ 20 MVA ดังนั้นพลังงานไฟฟ้าที่ตัวเก็บประจุ ก็จะต้องมีขนาดที่เพียงพอต่อความต้องการ



รูปที่ 4.18 วงจรพื้นฐานในการติดตั้ง IPFC เข้ากับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

จากความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานที่เก็บไว้ในตัวเก็บประจุกับระยะเวลาในการปลดปล่อยพลังงานตามสมการที่ 4.6 จะได้

$$W_C = 40 \times 10^6 \times \frac{1}{4} \times \frac{1}{f_n} \quad ; (f_n) \text{ คือความถี่ของระบบ}$$

$$W_C = 40 \times 10^6 \times \frac{1}{4} \times \frac{1}{50}$$

$$W_C = 0.2 \text{ MVAsec}$$

กำหนดให้ VSC แต่ละตัวเป็นแหล่งจ่ายแปลงผันแรงดันไฟฟ้า 3 เฟส แบบ 2 ระดับ โดยใช้วิธีการควบคุมโดยวิธีการ 6 พัลส์ PWM แรงดันไฟฟ้าที่ได้นั้นจะมีค่าเท่ากับ

$$V_{ac} = \frac{m}{2} \sqrt{3} V_{dc} \quad (4.7)$$

โดยที่ $m = \text{modulation (} m=0.85)$

VSC ต้องการจ่ายแรงดันไฟฟ้าให้กับระบบที่ 6.9 kV ดังนั้น

$$V_{dc} = V_{ac} \frac{2}{m\sqrt{3}}$$

$$V_{dc} = \frac{6.9 \times 10^3 \times 2}{0.85 \times \sqrt{3}} = 9373.45 \text{ V} \approx 10000 \text{ V}$$

ดังนั้นจากสมการที่ 4.5 จะได้ค่าของตัวเก็บประจุมีค่าเท่ากับ

$$C = \frac{0.2 \times 2}{10000^2} = 4000 \sim F$$

4.6 สรุป

เนื้อหาในบทนี้กล่าวถึงความสามารถในการทำงานของ IPFC ที่สามารถชดเชยได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ให้กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะทำการนำเสนอเริ่มจาก หลักการพื้นฐานของ IPFC สมการกำลังไฟฟ้าของ IPFC การใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงหลักการพื้นฐานเกี่ยวกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่นำมาใช้งานในตัวอุปกรณ์ IPFC

ด้วยความสามารถในการชดเชยได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจึงทำให้เมื่อติดตั้ง IPFC เข้าไประบบแล้วทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบมีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น กล่าวคือ สามารถที่จะทำให้กำลังงานสูญเสียของระบบนั้นลดลง แต่ระบบไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นระบบไฟฟ้าที่มีปริมาณมาก ดังนั้นในการที่จะทำการติดตั้ง IPFC ก็ต้องคำนึงถึงตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งด้วย เนื่องจาก ณ ตำแหน่งที่ต่างกัน IPFC ก็จะส่งต่อการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่แตกต่างกันออกไป โดยที่การหาตำแหน่งในการติดตั้งนี้จะทำถูกนำเสนอไว้ในบทที่ 5 ต่อไป

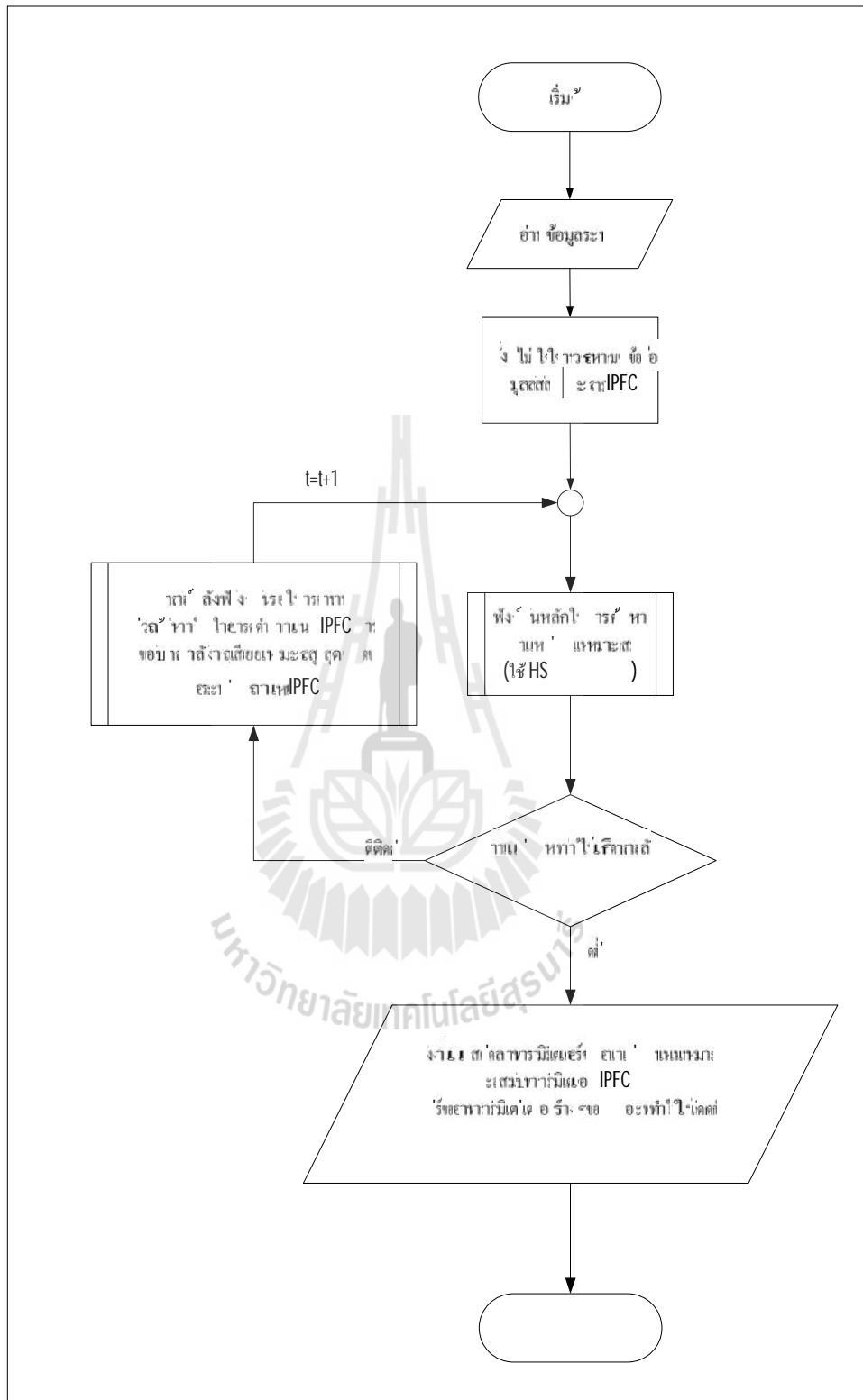
บทที่ 5

วิธีการหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้า ระหว่างสายโดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด

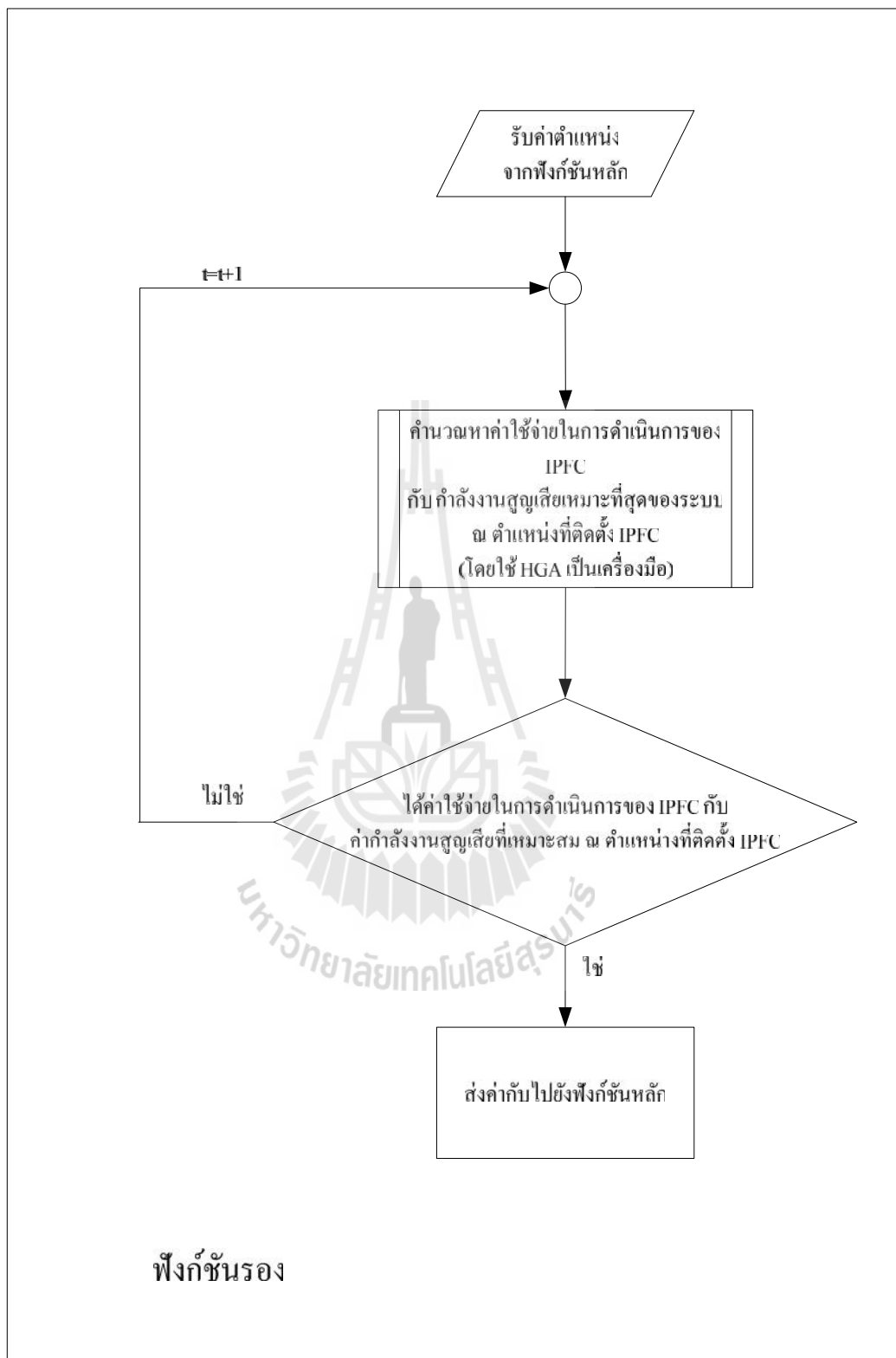
5.1 บทนำ

ปัจจุบันนี้ปัญหาการหาตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC นั้นเป็นปัญหาที่ยากและมีความซับซ้อนเป็นอย่างมาก ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการหาตำแหน่งและขนาดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด โดยมีวิธีการค้นหาความบรรสาน (Harmony Search : HS) ผสมกับวิธีการไฮบริดจีเนติกอัลกอริทึม (Hybrid Genetic Algorithm : HGA) หรือจะเรียกว่า วิธีการค้นหาความบรรสานและวิธีการไฮบริดจีเนติกอัลกอริทึม (Harmony Search and Hybrid Genetic Algorithm : HS&HGA) เป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ สำหรับรูปแบบในการค้นหานั้นจะเป็นการซ้อนกันของฟังก์ชันการค้นหา ดังรูปที่ 5.1(ก) และ 5.1(ข) คือฟังก์ชันหลักในการค้นหาจะทำหน้าที่ค้นหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุด โดยจะใช้วิธีการ HS เป็นเครื่องมือในการค้นหา ส่วนฟังก์ชันรองจะทำหน้าที่เป็นฟังก์ชันในการค้นหาขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC กับ กำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุดของระบบ ณ ตำแหน่งที่ติดตั้ง IPFC ที่ได้รับมาจากฟังก์ชันหลัก การค้นหาตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดนั้น จะทำการทดสอบเปรียบเทียบกันระหว่าง HS&HGA กับวิธีการ HS ผสมกับวิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการกำลังสอง (Sequential Quadratic Programming : SQP) ซึ่งเป็นวิธีการค้นหาคำตอบทางคณิตศาสตร์ หรือจะเรียกว่า วิธีการค้นหาความบรรสานและวิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการกำลังสอง (Harmony Search and Sequential Quadratic Programming: HS&SQP)

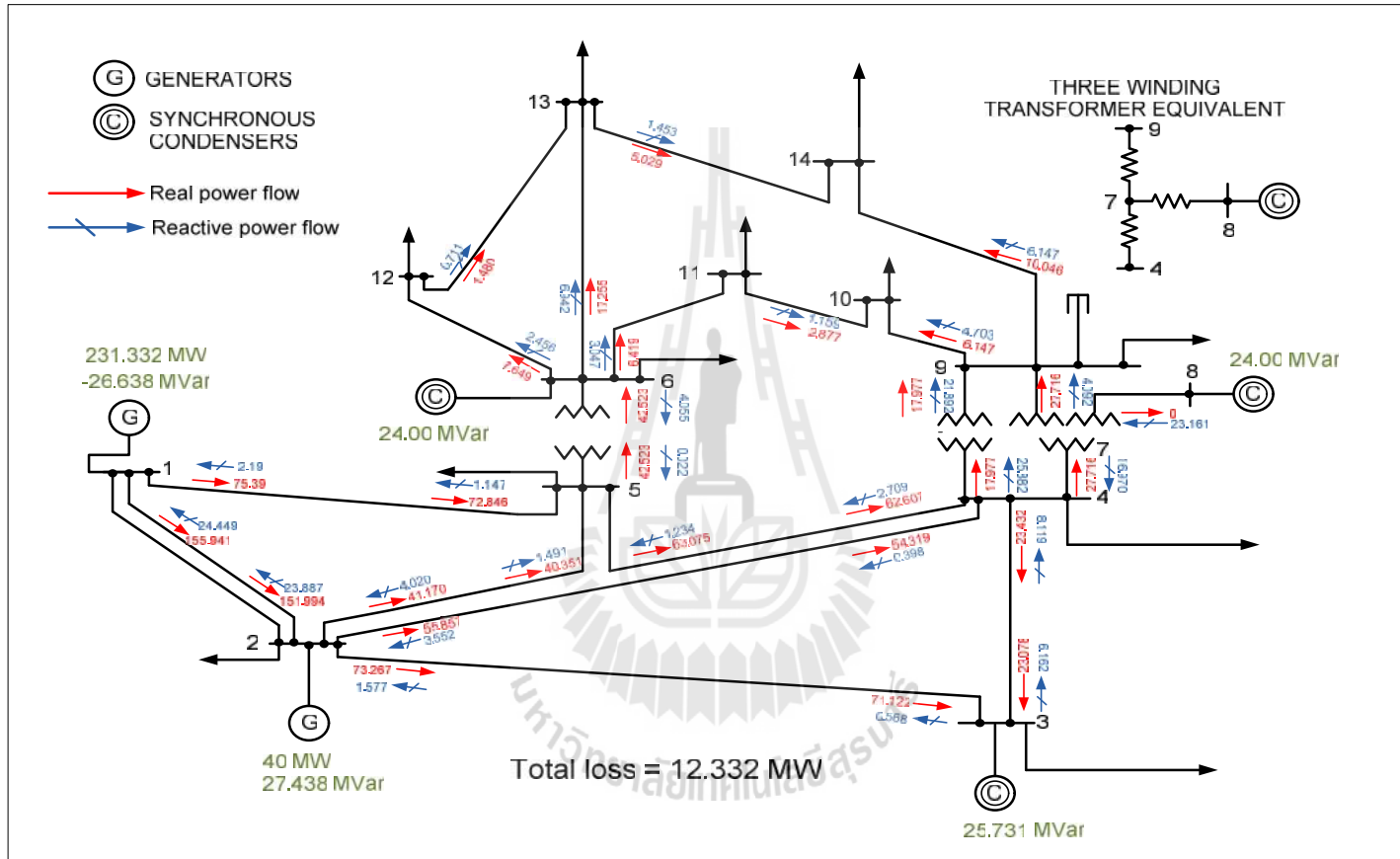
เมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC เข้าไปแล้วนั้น IPFC จะส่งกระทบกับการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้านั้น ไหลได้อย่างเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ซึ่งจะทำให้การกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบลดลง ดังรูปที่ 5.2(ก) และ 5.2(ข) แต่ ณ ตำแหน่งที่แตกต่างกัน IPFC ก็จะมีส่งผลกระทบต่อการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่แตกต่างกันด้วย ดังนั้นจึงจำเป็นจะต้องค้นหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง IPFC ซึ่งจะมีขั้นตอนในการค้นหาดังต่อไปนี้



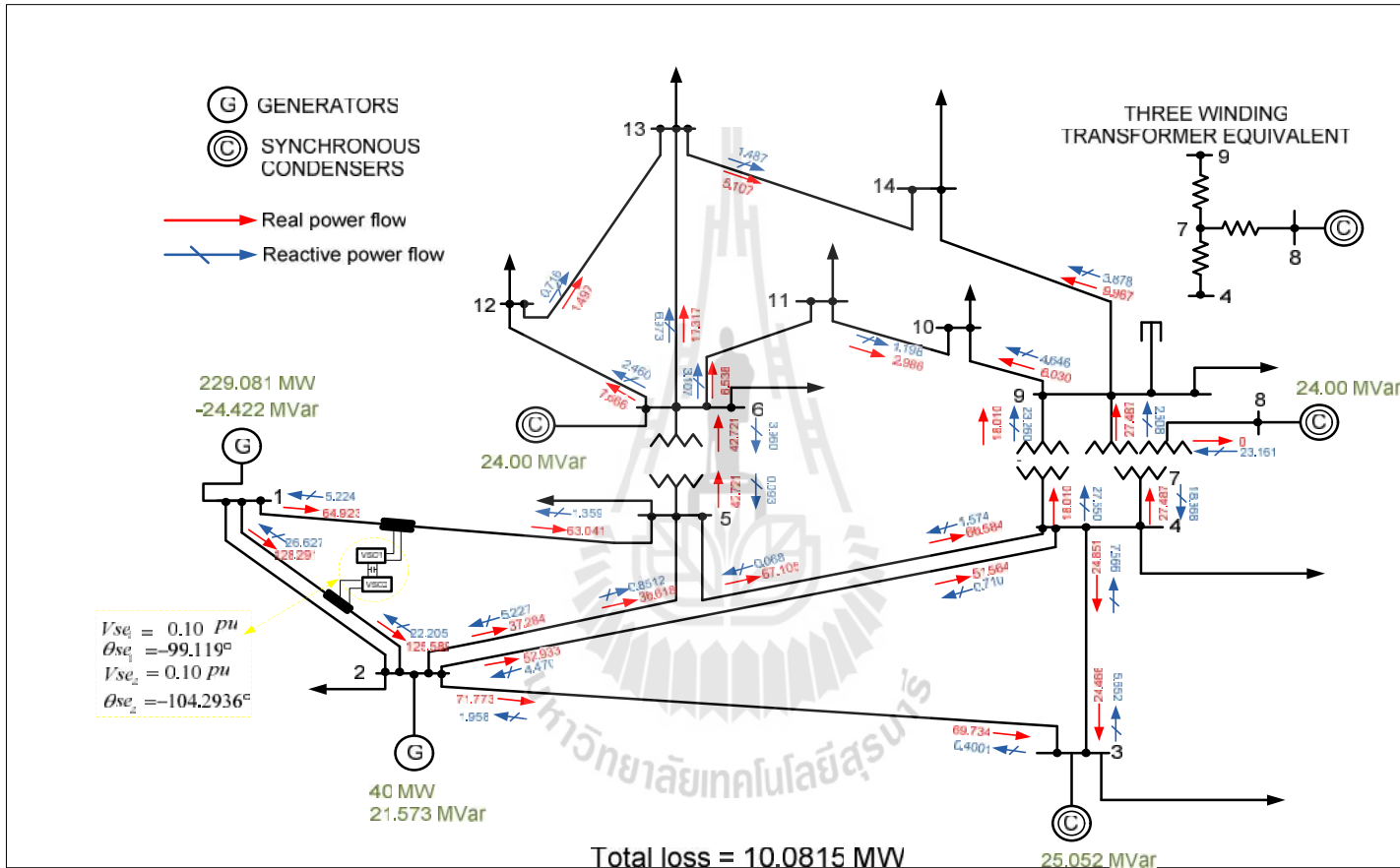
รูปที่ 5.1 (ก) โครงสร้างในการค้นหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด



รูปที่ 5.1 (ข) ฟังก์ชันรองในการคำนวณหาขนาดของ IPFC กับ กำลังงานสูญเสียของระบบ ณ ตำแหน่งที่ติดตั้ง IPFC



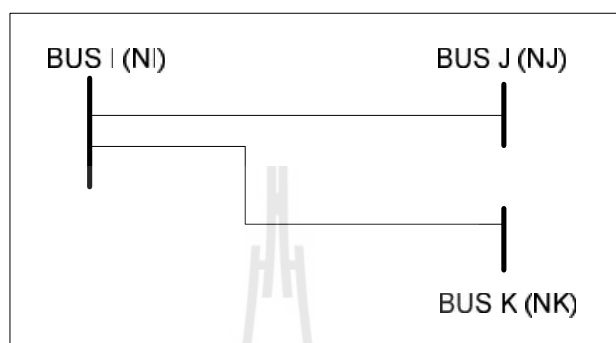
รูปที่ 5.2(ก) การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบเมื่อไม่มีการติดตั้ง IPFC



รูปที่ 5.2(ข) การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบเมื่อมีการติดตั้ง IPFC

5.2 วิธีการคำนวณกลุ่มข้อมูลบัสที่สามารถติดตั้ง IPFC

การคำนวณหาข้อมูลบัสที่สามารถติดตั้ง IPFC นั้น จะสามารถหาได้จากการนำเอาชุดข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งในระบบทดสอบ มาคำนวณหาตำแหน่งที่สามารถติดตั้ง IPFC โดยที่การติดตั้ง IPFC นั้นการเชื่อมต่อกันของสายส่งในระบบ จะต้องอยู่ในลักษณะดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 การเชื่อมต่อกันของสายส่งในระบบที่สามารถติดตั้ง IPFC

ขั้นตอนและขบวนการในการค้นหาข้อมูลบัสที่สามารถติดตั้ง IPFC นั้นสามารถหาได้ดังขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. นำข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งมาเรียบเรียงใหม่ คือ การเรียบเรียงเพื่อให้รู้ว่า ณ ตำแหน่งบัสนั้น ๆ มีสายส่งเส้นใใดบ้างที่เชื่อมต่ออยู่ อาทิเช่น ระบบที่ยังไม่ได้ทำการเรียบเรียงดังแสดงไว้ดังตารางที่ 5.1 (ระบบ IEEE 14 BUS) และระบบที่ทำการเรียบเรียง ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งที่ยังไม่ได้เรียบเรียง

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	บัสต้นสาย	บัสปลายสาย
1	2	4	7	7	8
1	5	4	9	7	9
2	3	5	6	9	10
2	4	6	11	9	14
2	5	6	12	10	11
4	5	6	13	12	13
13	14				

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งที่ผ่านการเรียบเรียง

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	บัสต้นสาย	บัสปลายสาย
1	2	5	4	10	11
1	5	5	6	11	6
2	1	6	5	11	10
2	3	6	11	12	6
2	4	6	12	12	13
2	5	6	13	13	6
3	2	7	4	13	12
3	4	7	8	13	14
4	2	7	9	14	9
4	3	8	7	14	13
4	5	9	4		
4	7	9	7		
4	9	9	10		
5	1	9	14		
5	2	10	9		

2. นำข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งที่ทำการเรียบเรียงเรียบร้อยแล้ว มาทำการจับคู่ให้อยู่ในรูปแบบของกลุ่มข้อมูล ดังรูปที่ 5.3 ซึ่งจะได้กลุ่มข้อมูลบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 กลุ่มข้อมูลบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC สำหรับ IEEE 14 BUS

กลุ่มที่	NI	NJ	NK	กลุ่มที่	NI	NJ	NK
1	1	2	5	7	2	4	5
2	2	1	3	8	3	2	4
3	2	1	4	9	4	2	3
4	2	1	5	10	4	2	5
5	2	3	4	11	4	2	7
6	2	3	5	12	4	2	9

ตารางที่ 5.3 กลุ่มข้อมูล巴士ที่จะสามารถติดตั้ง IPFC สำหรับ IEEE 14 BUS (ต่อ)

กลุ่มที่	NI	NJ	NK	กลุ่มที่	NI	NJ	NK
13	4	3	5	30	6	12	13
14	4	3	7	31	7	4	8
15	4	3	9	32	7	4	9
16	4	5	7	33	7	8	9
17	4	5	9	34	9	4	7
18	4	7	9	35	9	4	10
19	5	1	2	36	9	4	14
20	5	1	4	37	9	7	10
21	5	1	6	38	9	7	14
22	5	2	4	39	9	10	14
23	5	2	6	40	10	9	11
24	5	4	6	41	11	6	10
25	6	5	11	42	12	6	13
26	6	5	12	43	13	6	12
27	6	5	13	44	13	6	14
28	6	11	12	45	13	12	14
29	6	11	13	46	14	9	13

5.3 เทคนิคการหาขนาดของ IPFC และกำลังงานสูญเสียของระบบสำหรับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC

หลังจากรับค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC มาจากฟังก์ชันหลักแล้วขั้นตอนต่อไปคือการคำนวณหาขนาดของ IPFC และ กำลังงานสูญเสียของระบบที่เหมาะสม โดยจะมีวิธีการหาดังนี้

การหา กำลังงานสูญเสียของระบบที่เหมาะสม (น้อยที่สุด) สามารถทำได้โดยการทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าไหลอย่างเหมาะสม หรืออาจจะเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ซึ่งจะใช้ฟังก์ชันกำลังงานสูญเสียรวมของระบบเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ แต่สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะต้องมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพิ่มอีก 1 ตัว คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC สำหรับหาขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยมีเงื่อนไขบังคับคือ หลักการสมดุล

กำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของระบบ กับ การถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าจริงของ VSC ภายในตัวอุปกรณ์ IPFC จะต้องมามีค่าเท่ากับ ศูนย์ (เงื่อนไขบังคับสมการ) และ ขนาดของเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้าแรงดันที่บัส ขนาดของตัวควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า จะต้องอยู่ในขอบเขตพิกัดของอุปกรณ์ (เงื่อนไขบังคับสมการ) โดยรูปแบบของฟังก์ชันจะมีลักษณะดังต่อไปนี้ [ธนัชชัย กุลวารานิช พงษ์.,2551]

$$\begin{aligned} \text{Minimum} \quad & f(x) & (5.1) \\ \text{Subject to} \quad & g(x) = 0, \text{ เงื่อนไขบังคับสมการ} \\ & h(x) \geq 0, \text{ เงื่อนไขบังคับสมการ} \end{aligned}$$

5.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

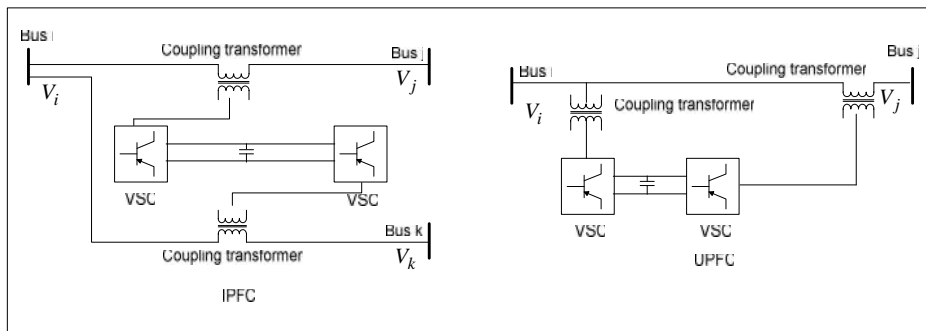
ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้ง IPFC นี้ จะคำนึงอยู่ 2 ส่วนด้วยกันคือ กำลังสูญเสียรวมทั้งระบบ และ ค่าใช้ในการดำเนินการของ IPFC

$$f(x) = a(C_{IPFC,A} + C_{IPFC,B}) + b(P_{loss}) \quad (5.2)$$

โดยที่ a เป็นค่านำหนักสำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC
 b เป็นค่านำหนักสำหรับกำลังงานสูญเสียของระบบ
 $C_{IPFC,A}$ เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC สำหรับ VSC ตัวที่ 1
 $C_{IPFC,B}$ เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC สำหรับ VSC ตัวที่ 2
 P_{loss} เป็นค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ

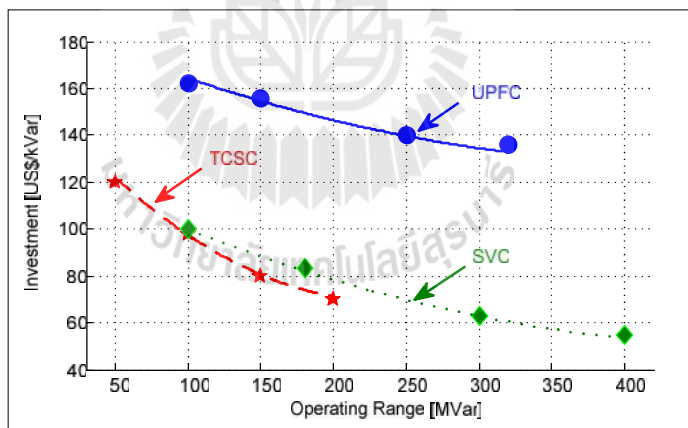
5.3.1.1 ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC

ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้าแบบรวม (unified power flow controller: UPFC) จะขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดความสามารถในการจ่ายกำลังงานไฟฟ้าของอุปกรณ์นั้น ดังรูปที่ 5.5 ซึ่งอุปกรณ์ IPFC ใช้จำนวน VSC 2 ตัว จำนวนของหม้อแปลงในการเชื่อมต่อ (Coupling transformer) และ จำนวนของตัวเก็บประจุ เช่นเดียวกันกับ UPFC ดังรูปที่ 5.4 จะมีความแตกต่างกันตรงที่จากใช้งานเท่านั้น ดังนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์จึงสามารถใช้ฟังก์ชันเดียวกันได้ [Sreejith, et al.2012]



รูปที่ 5.4 จำนวนอุปกรณ์ที่เท่ากันของ IPFC และ UPFC

จากรูปแบบฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์ FACTS ที่ถูกนำเสนอโดย Cai, L.J., ในปี 2004 ดังนั้นจากรูปที่ 5.5 นำมาเขียนในรูปของฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์แต่ละตัว จะได้ดังนี้ [Cai L., et al., 2004]



รูปที่ 5.5 ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของอุปกรณ์ FACTS [Cai L., et al., 2004]

$$C_{UPFC} = 0.0003Q^2 - 0.2691Q + 188.22(\text{US\$} / \text{kVar}) \quad (5.3)$$

$$C_{TCSC} = 0.0015Q^2 - 0.7130Q + 153.75(\text{US\$} / \text{kVar}) \quad (5.4)$$

$$C_{SVC} = 0.0003Q^2 - 0.3051Q + 127.38(\text{US\$} / \text{kVar}) \quad (5.5)$$

โดยที่ Q คือกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่จ่ายเข้ามาในระบบด้วยมีหน่วยเป็น MVar จากที่กล่าวมาข้างต้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC จะมีค่าเท่ากับ

$$C_{IPFC} = 0.0003Q^2 - 0.2691Q + 188.22(\text{US\$ / kVar}) \quad (5.6)$$

เมื่อแยกเป็นค่าใช้จ่ายของ VSC แต่ละตัวจะได้เป็น

$$C_{IPFC,A} = 0.00015Q_{i,k}^2 - 0.01345Q_{i,k} + 94.11(\text{US\$ / kVar}) \quad (5.7)$$

$$C_{IPFC,B} = 0.00015Q_{i,k}^2 - 0.01345Q_{i,k} + 94.11(\text{US\$ / kVar}) \quad (5.8)$$

โดยที่ $Q_{i,j}$ คือ ขนาดของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ VSC ตัวแรกมีหน่วยเป็น MVar

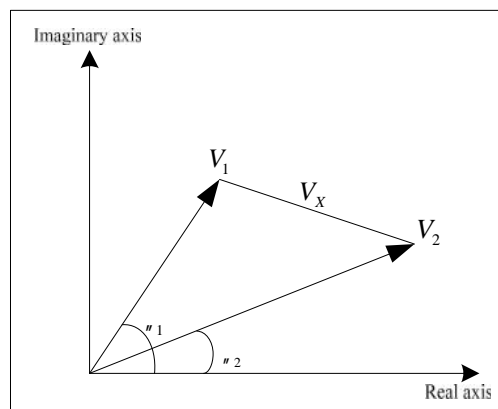
$$Q_{i,j} = V_i V_{se_{ij}} (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se_{ij}}) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se_{ij}}))$$

$Q_{i,k}$ คือ ขนาดของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ VSC ตัวที่สองมีหน่วยเป็น MVar

$$Q_{i,k} = V_i V_{se_{ik}} (g_{ik} \cos(\theta_i - \theta_{se_{ik}}) + b_{ik} \sin(\theta_i - \theta_{se_{ik}}))$$

5.3.1.2 ฟังก์ชันกำลังงานสูญเสีย

การลดกำลังงานสูญเสียของกำลังไฟฟ้าจริงสามารถทำได้ โดยการทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าเหมาะสมที่สุด หรืออาจจะเรียกว่าการหากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด



รูปที่ 5.6 องค์ประกอบของแรงดันในการลดกำลังสูญเสีย [James A. M., 2008]

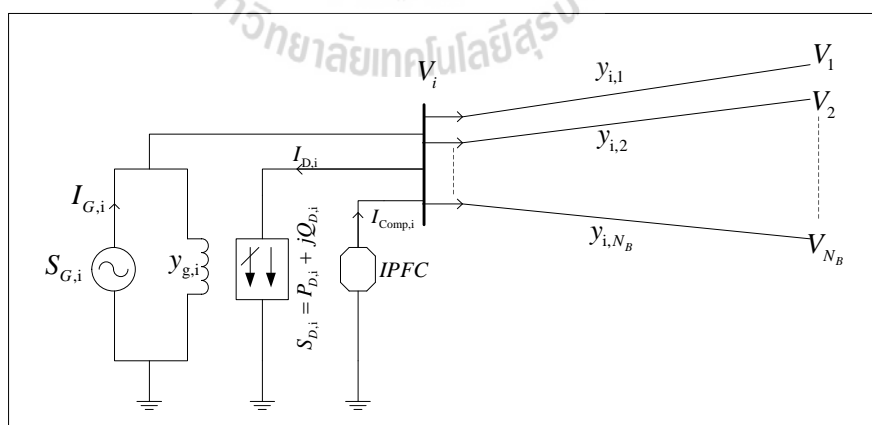
โดยที่วิธีการหาค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด แสดงให้เห็นถึงความพยายามที่จะลดความแตกต่างของแอมพลิจูดระหว่างบัสที่เชื่อมต่อกัน (แอมพลิจูด V_x) ดังรูปที่ 5.6 ซึ่งจะสามารถทำได้ด้วยการลดขนาด และ มุมเฟสของดันในแต่ละบัสให้ลดลง โดยทั่วไปแล้วฟังก์ชันกำลังงานสูญเสียของระบบสามารถหาได้ดังสมการต่อไปนี้ [James A. M., 2008]

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{NL} g_{ij} \{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)\} \quad (5.9)$$

โดยที่ NL มีค่าตั้งแต่ 1 ถึง จำนวนบัสทั้งหมดในระบบทดสอบ

5.3.2 เงื่อนไขบังคับสมการ

เงื่อนไขบังคับสมการสำหรับการแก้ไขปัญหา การหาค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุด จะอาศัยหลักการสมดุลกระแสที่บัสตามหลักการของ KCL แต่สำหรับการคำนวณในระบบไฟฟ้ากำลัง จะเปลี่ยนไปใช้หลักการสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสแทนดังรูปที่ 5.7 ซึ่งจะสามารถแสดงได้ดังนี้ [Wood, A.J., and Wollenberg, B.F., 1996], [Lee, K.Y., and Mohamed, A., 2008], [ธนัชชัย กุลวราณีพงษ์., 2551]



รูปที่ 5.7 สมดุลกำลังไฟฟ้าที่บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากหลักการสมดุลกระแสที่บัส i ใด ๆ ดังนี้

$$Y_{i,1}V_1 + Y_{i,2}V_2 + \dots + Y_{i,N_B}V_{N_B} = I_{G,i} - I_{D,i} + I_{comp,i} \quad (5.10)$$

หรือ

$$\sum_{j=1}^{N_B} Y_{i,j}V_j = I_{G,i} - I_{D,i} + I_{comp,i} \quad (5.11)$$

เนื่องจากกำลังไฟฟ้าของโหลด กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้า IPFC อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนดังนั้นจะได้ว่า

$$\sum_{j=1}^{N_B} Y_{i,j}V_j = \left(\frac{S_{G,i} - S_{D,i} + S_{comp,i}}{V_i} \right)^* \quad (5.12)$$

จัดรูปสมการใหม่จะได้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่บัส i ใด ๆ ดังนี้

$$S_{G,i}^* - S_{D,i}^* + S_{comp,i}^* = V_i^* \sum_{j=1}^{N_B} Y_{i,j}V_j \quad (5.13)$$

โดยที่ กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน แรงดัน และ แอดมิตแตนซ์มีค่าเท่ากับ

$$S_{G,i} = P_{G,i} + jQ_{G,i}$$

$$S_{D,i} = P_{D,i} + jQ_{D,i}$$

$$S_{comp,i} = P_{comp,i} + jQ_{comp,i}$$

$$V_i = |V_i| \angle u_i$$

$$Y_{i,j} = |Y_{i,j}| \angle \theta_{i,j}$$

แทนค่าต่าง ๆ ลงในสมการที่ 5.13 จะได้ความสัมพันธ์ในรูปแบบพิกัดเชิงเส้นดังนี้

$$(P_{G,i} + P_{comp,i} - P_{D,i}) - j(Q_{G,i} + Q_{comp,i} - Q_{D,i}) = (|V_i| \angle -u_i) \sum_{j=1}^{N_B} (|Y_{i,j}| \angle \theta_{i,j}) (|V_j| \angle u_j) \quad (5.14)$$

หรือ

$$(P_{G,i} + P_{comp,i} - P_{D,i}) - j(Q_{G,i} + Q_{comp,i} - Q_{D,i}) = \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j} V_i V_j| \angle(\theta_{i,j} + u_j - u_i) \quad (5.15)$$

นำมาเขียนแยกให้อยู่ในรูปแบบของ กำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะได้สมการดังต่อไปนี้

$$P_{G,i} + P_{comp,i} - P_{D,i} = \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j} V_i V_j| \cos(\theta_{i,j} + u_j - u_i) \quad (5.16)$$

$$Q_{G,i} + Q_{comp,i} - Q_{D,i} = -\sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j} V_i V_j| \sin(\theta_{i,j} + u_j - u_i) \quad (5.17)$$

เนื่องจากตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าที่นำมาพิจารณานั้น เป็น IPFC ดังนั้นจะได้สมการเงื่อนไขบังคับสมการ สำหรับการแก้ไขปัญหาคำถามการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ดังสมการที่ 5.18 และ 5.19

$$P_{G,i} + P_{inj,m} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j} V_i V_j| \cos(\theta_{i,j} + u_j - u_i) = 0 \quad (5.18)$$

$$Q_{G,i} + Q_{inj,m} - Q_{D,i} + \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j} V_i V_j| \sin(\theta_{i,j} + u_j - u_i) = 0 \quad (5.19)$$

โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, N_B; N_B$ คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบทดสอบ

$P_{G,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$Q_{G,i}$ คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$P_{D,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด ณ ตำแหน่งบัส i

$Q_{D,i}$ คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่โหลด ณ ตำแหน่งบัส i

$P_{inj,m}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงจาก IPFC ที่ฉีดเข้าไปในระบบที่ตำแหน่งบัส $m = i, j, k$

$Q_{inj,m}$ คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจาก IPFC ที่ฉีดเข้าไปในระบบที่ตำแหน่งบัส $m = i, j, k$

$\theta_{i,j}$ คือ ค่ามุมของ Y_{bus} ที่ตำแหน่ง i, j

$Y_{i,j}$ คือ ค่าขนาดของ Y_{bus} ที่ตำแหน่ง i, j

เงื่อนไขบังคับสมการอีกตัวหนึ่งก็คือ จากวงจรสมมูลของ IPFC ตามรูปที่ 4.5 กำลังไฟฟ้าจริงที่ถ่ายโอนระหว่าง VSC ทั้ง 2 ตัวจะต้องมีค่าเท่ากับ 0 ซึ่งจะสามารถแสดงได้ตั้งสมการต่อไปนี้

$$\sum_{m=i,j,k} P_{inj,m} = 0 \quad (5.20)$$

5.3.3 เงื่อนไขบังคับสมการ

เงื่อนไขบังคับสมการสำหรับการแก้ไขปัญหาการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดนั้น จะแสดงให้เห็นถึงขอบเขตพิกัดตั้งต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ เพื่อให้ไม่ให้อุปกรณ์ในระบบเกิดความเสียหาย ดังนั้นจะสามารถแสดงในรูปแบบของสมการได้ดังต่อไปนี้

$$P_{G,i}^{\min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{\max} \quad ; i = 1, 2, 3, \dots, N_G \quad (5.21)$$

$$Q_{G,i}^{\min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{\max} \quad ; i = 1, 2, 3, \dots, N_G \quad (5.22)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad ; i = 1, 2, 3, \dots, N_B \quad (5.23)$$

$$Q_{comp,i}^{\min} \leq Q_{comp,i} \leq Q_{comp,i}^{\max} \quad ; i = 1, 2, 3, \dots, N_C \quad (5.24)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad ; i = 1, 2, 3, \dots, N_T \quad (5.25)$$

$$Vse_{in}^{\min} \leq Vse_{in} \leq Vse_{in}^{\max} \quad ; n = j, k \quad (5.26)$$

$$se_{in}^{\min} \leq se_{in} \leq se_{in}^{\max} \quad ; n = j, k \quad (5.27)$$

โดยที่ $Vse_{in}^{\min}, Vse_{in}^{\max}$ เป็น ขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้าที่ฉีดจาก IPFC ณ บัส n
 $se_{in}^{\min}, se_{in}^{\max}$ เป็น ขีดจำกัดของมุมแรงดันไฟฟ้าที่ฉีดจาก IPFC ณ บัส n
 V_i^{\min}, V_i^{\max} เป็น ขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i
 $P_{G,i}^{\min}, P_{G,i}^{\max}$ เป็น ขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i
 $Q_{G,i}^{\min}, Q_{G,i}^{\max}$ เป็น ขีดจำกัดของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$Q_{comp,i}^{\min}, Q_{comp,i}^{\max}$ เป็นขีดจำกัดของตัวชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i
 T_i^{\min}, T_i^{\max} เป็นขีดจำกัดของแท็ปหม้อแปลง (Tap transformer) ที่บัส i

5.4 การปรับตั้งค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์สำหรับการหาขนาดของ IPFC กับ กำลังงานสูญเสียของระบบ

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นำมาใช้งาน ดังสมการที่ 5.28 ประกอบไปด้วย ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC มีหน่วยเป็น US\$/kVar กับ ฟังก์ชันกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีหน่วยเป็น MW

$$f(x) = a(C_{IPFC,A} + C_{IPFC,B}) + b(P_{loss}) \quad (5.28)$$

ดังนั้นในการที่จะปรับค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันทั้ง 2 จำเป็นจะต้องมีการปรับเปลี่ยนหน่วยให้มีความเหมือนกัน ซึ่งในปี 2007 Saravanan, M. ได้นำเสนอค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC ที่อยู่ในหน่วย US\$ ดังนี้ [Saravanan, M.,2007]

$$IC(\text{US}\$) = C \times S \times 1000 \quad (5.29)$$

โดยที่ C คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC (สมการที่ 5.7 และ 5.8)
 มีหน่วยเป็น US\$/kVar
 S คือ กำลังไฟฟ้าที่ฉีดออกมาจาก IPFC มีหน่วยเป็น MVar

จากเดิมกำลังงานสูญเสียของระบบนั้นมีหน่วยเป็น MW ดังนั้นในการเปลี่ยนให้เป็นหน่วย US\$ นั้น จะกำหนดใช้ค่ากำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เปรียบเสมือนกับรายได้ที่การไฟฟ้าจะต้องสูญเสียไป โดยที่จะคิดช่วงระยะเวลาในการสูญเสียรายได้จากกำลังงานสูญเสียของระบบ ณ ขณะที่ระบบมีการติดตั้ง IPFC (กำหนดให้ IPFC อายุการใช้งานที่ 10) ดังนั้นรายได้ที่สูญเสียไป จากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับ

$$Loss(\text{US}\$) = L \times T \times U \times ER \quad (5.30)$$

โดยที่ L คือ กำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MW

T คือ ช่วงระยะเวลาในการสูญเสียรายได้จากกำลังงานสูญเสียของระบบ ณ ขณะที่ระบบมีการติดตั้ง IPFC มีค่าเท่ากับ $24 \times 365 \times 10 = 87600$ hr

U คือ อัตราค่าพลังงาน มีหน่วยเป็น ยูนิต์ หรือ Bath/kWh

ER คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงิน (Exchange rate) มีหน่วยเป็น US\$/Bath

ดังนั้นจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามสมการที่ 5.28 สามารถเขียนใหม่ได้ดังต่อไปนี้

$$f(x) = a \times IC(\text{US\$}) + b \times \text{Loss}(\text{US\$}) \quad (5.31)$$

โดยที่ $\sum a + b = 1$

a คือ ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับฟังก์ชันค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC

b คือ ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับฟังก์ชันรายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

สำหรับขั้นตอนในการหาค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ทั้ง 2 นั้น จะทำการทดสอบเพื่อหาค่าถ่วงน้ำหนักดังต่อไปนี้

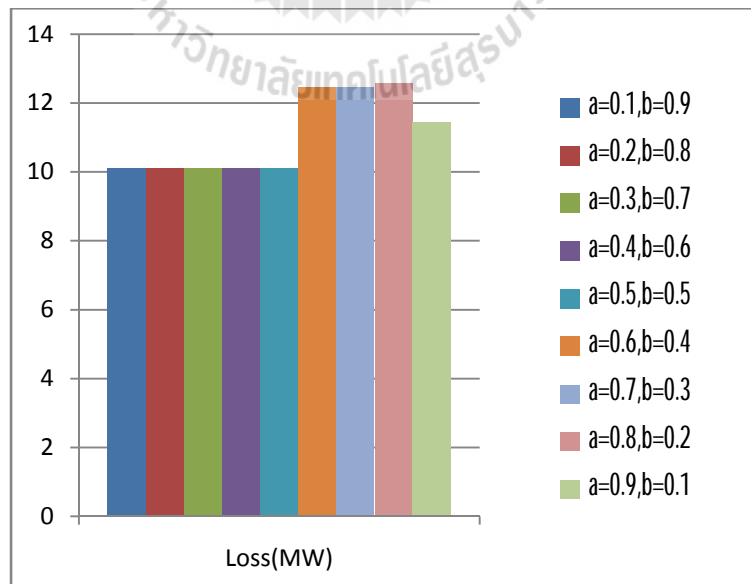
ขั้นตอนที่ 1 กำหนดคู่อันดับค่าถ่วง a และ b ดังตารางที่ 5.4

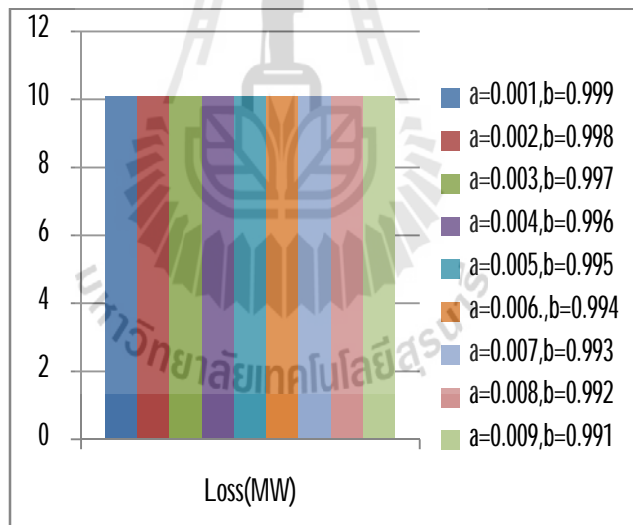
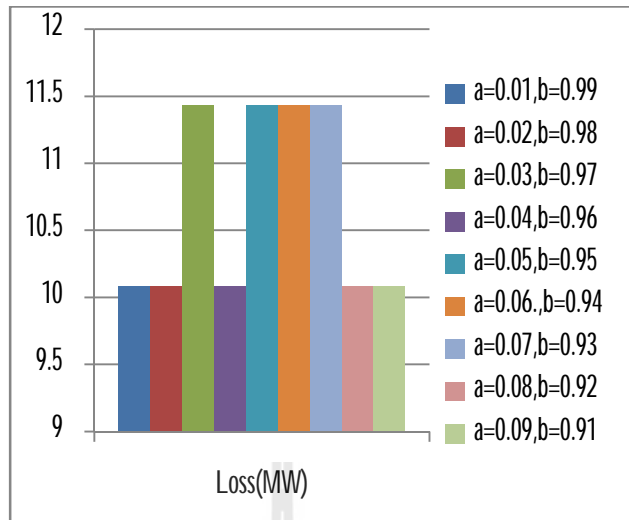
ตารางที่ 5.4 คู่อันดับสำหรับหาค่าถ่วงน้ำหนักของฟังก์ชันวัตถุประสงค์

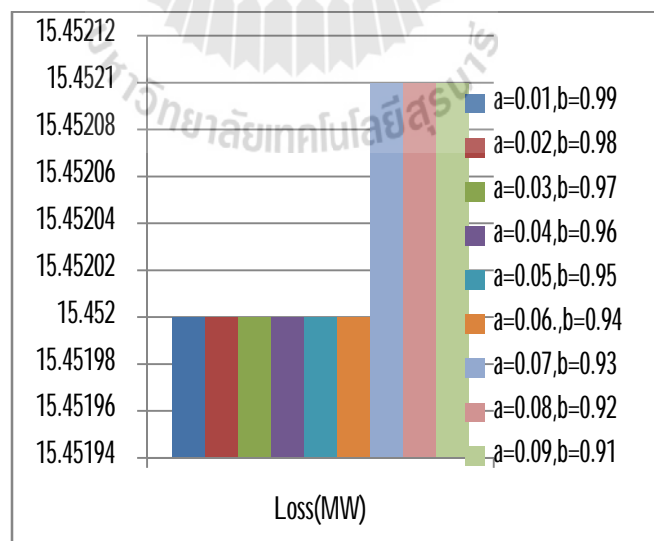
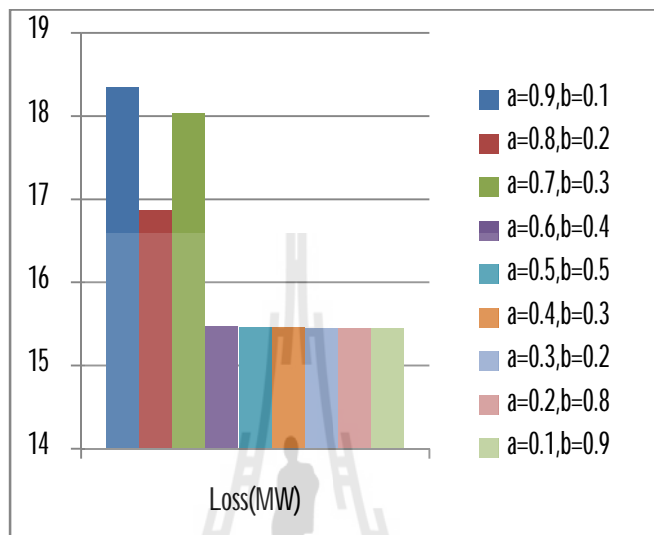
คู่อันดับ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
a	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
b	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9

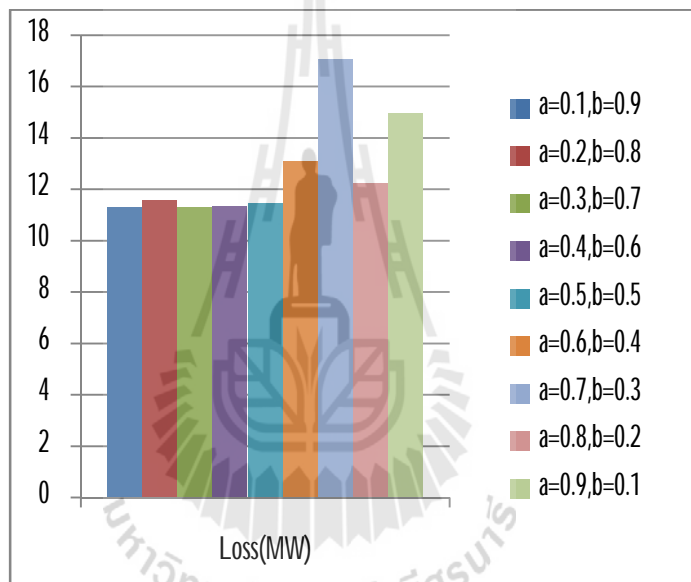
ขั้นตอนที่ 2 นำคู่อันดับตารางที่ 5.4 ไปแทนค่าในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ แล้วทำการคำนวณหาค่าเหมาะที่สุดของ $f(x)$ (คำนวณหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC กับ รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไป จากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า) ซึ่งเมื่อได้ผลการทดสอบของคู่อันดับทั้งหมดแล้ว คู่อันดับไหนทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด จะนำเอาคู่อันดับนั้นมาแบ่งช่วงให้ละเอียดมากยิ่งขึ้น ยกตัวเช่น ที่อยู่ $a=0.1$ และ $b=0.9$ ทำให้ได้ค่ากำลังงานสูญเสียที่น้อยที่สุด ดังนั้นจะสามารถแบ่งช่วงออกได้เป็นดังตารางที่ 5.5

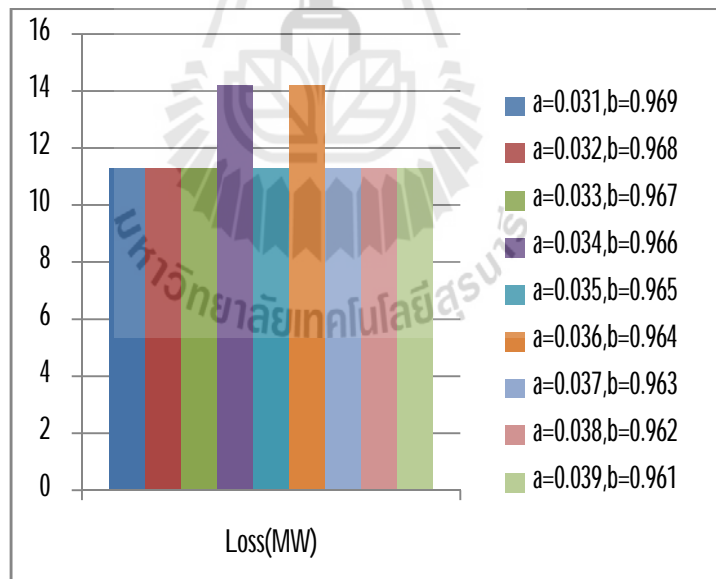
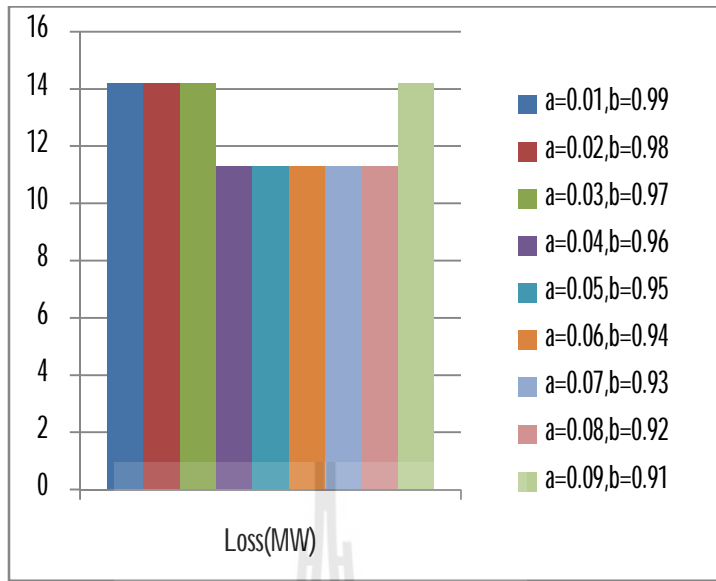
คู่อันดับ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
a	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
b	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91

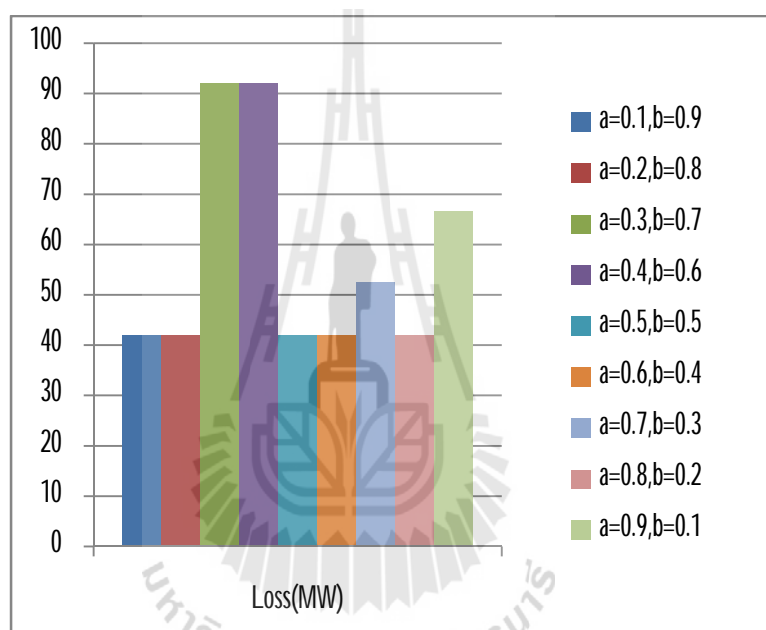


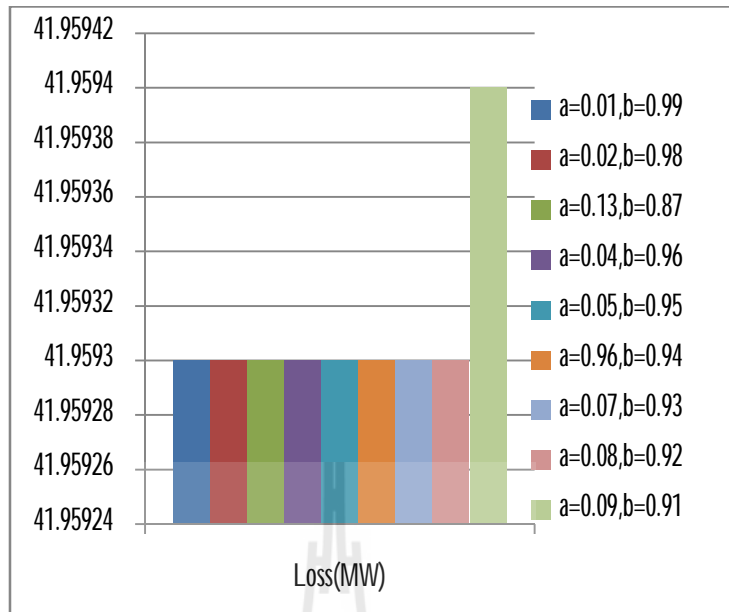


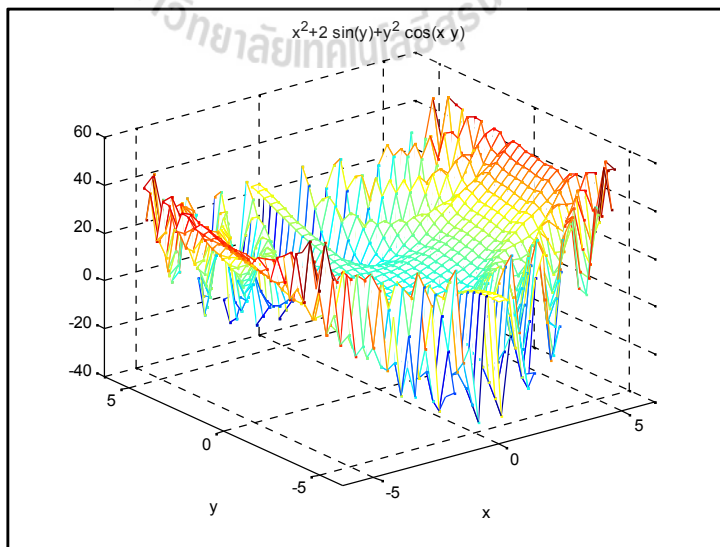
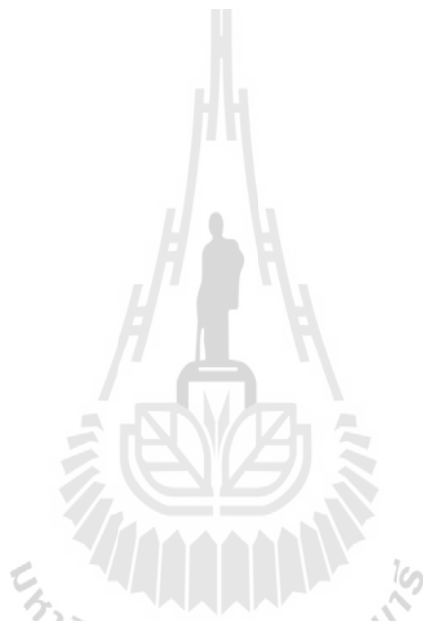










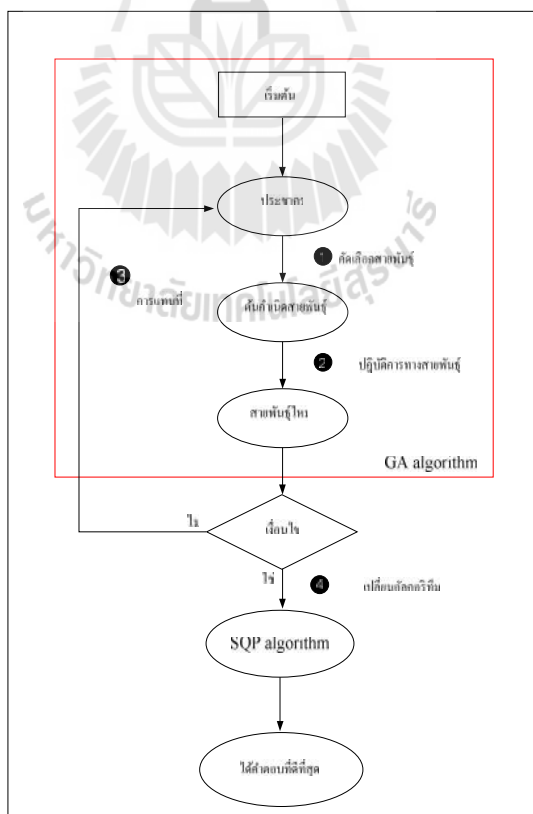


6.2 วิธีการไฮบริดจีเนติกอัลกอริทึม

วิธีการไฮบริดจีเนติกอัลกอริทึม (HGA) เป็นการค้นหาคำตอบโดยใช้หลักการคัดเลือกทางสายพันธุ์ผสมกับหลักการทางคณิตศาสตร์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการจีเนติกอัลกอริทึม (Genetic Algorithm : GA) ผสมกับวิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการลำดับกำลังสอง (Sequential Quadratic Programming : SQP) ซึ่งจะให้ความแม่นยำและความรวดเร็วในการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด ดีกว่าวิธีการ GA แบบดั้งเดิม สำหรับขั้นตอนการดำเนินงานนั้นจะให้ GA ทำการค้นหาจุดต่ำสุดเฉพาะถิ่น (Local optimal) แล้วจึงใช้วิธี SQP ค้นหาจุดคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Global optima;) ต่อไป

6.2.1 โครงสร้างส่วนประกอบของ HGA

HGA เป็นอัลกอริทึมที่ใช้ในการค้นหาคำตอบให้กับระบบ ซึ่งสามารถกำหนดให้ HGA เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการช่วยคำนวณคำตอบให้กับระบบ โดยผ่านฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยที่ HGA จะประกอบด้วย 4 กระบวนการที่สำคัญดังนี้ (ดังแสดงในรูปที่ 6.2)



รูปที่ 6.2 โครงสร้างของวิธี HGA

1. การคัดเลือกสายพันธุ์ คือขั้นตอนในการคัดเลือกประชากรที่ดีในระบบ ไปเป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์เพื่อให้กำเนิดลูกหลานในรุ่นถัดไป
2. ปฏิบัติการทางสายพันธุ์ เป็นขั้นตอนการสร้างลูกหลานที่ได้จากการผสมพันธุ์ของต้นกำเนิดสายพันธุ์เพื่อให้ได้ลูกหลานที่มีส่วนผสมที่มาจากพ่อและแม่ หรือได้จากการแปรผันยีนของพ่อแม่เพื่อให้ได้ลูกหลานสายพันธุ์ใหม่เกิดขึ้น
3. การแทนที่ คือขั้นตอนการนำเอาลูกหลานที่กำเนิดใหม่ไปแทนที่ประชากรรุ่นก่อน เป็นขบวนการในการคัดเลือกกว่าควรจะเอาลูกหลานในกลุ่มใด จำนวนเท่าไร ไปแทนที่ประชากรในกลุ่มใด
4. เปลี่ยนอัลกอริทึม คือการนำเอาจุดคำตอบที่ได้จากขบวนการที่ 1-3 (เป็นขบวนการค้นหาของ GA) มาเป็นจุดเริ่มต้นของการค้นหาด้วยวิธี SQP ซึ่งจะทำให้ได้จุดคำตอบที่รวดเร็วและแม่นยำขึ้น

6.2.2 การสร้างโครโมโซมประชากรและการเข้ารหัสของ GA

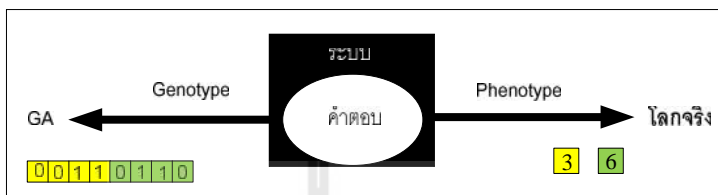
โดยทั่วไปแล้ว GA จะพิจารณาหาคำตอบของปัญหาจากกลุ่มของคำตอบหรือประชากรของคำตอบ แต่ละคำตอบจะมีคุณลักษณะเฉพาะตัวแสดงในรูปของ โครโมโซม การเข้ารหัสประชากรเป็นขั้นตอนแรกและเป็นขั้นตอนที่สำคัญ เพราะเป็นการออกแบบให้โครโมโซมเป็นตัวแทนของคำตอบจากระบบ ในการใช้งาน GA ทั่วไป รูปแบบที่ง่ายที่สุดคือการกำหนดให้โครโมโซมอยู่ในรูปของตัวแปรแบบสตริง (String of variable) ดังสมการที่ 6.1 [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

$$S = [s_1, s_2, s_3, \dots, s_L] \quad (6.1)$$

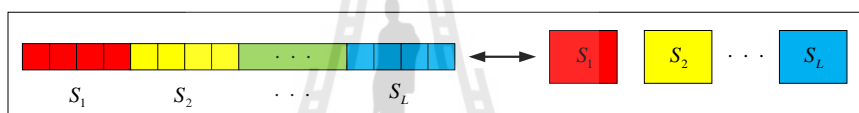
โดยที่ S คือ โครโมโซมหนึ่ง ๆ ที่ประกอบไปด้วยตัวแปรทั้งหมดของระบบ (แต่ละระบบจะมีจำนวนตัวแปรไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับลักษณะของปัญหา ความซับซ้อน และการออกแบบการแก้ปัญหาของระบบนั้นๆ)

เมื่อพิจารณาโครโมโซมหนึ่ง ๆ สามารถกำหนดได้ว่าเป็นการนำเอาคำตอบทั้งชุดของระบบมาเรียงต่อกันเป็นสายพันธุกรรมที่เก็บคุณลักษณะคำตอบของระบบเอาไว้ เพื่อใช้ในการสืบทอดสายพันธุกรรมให้ประชากรรุ่นถัดไป กระบวนการภายในของ GA จะกำหนดให้คำตอบของระบบอยู่ในรูปของโครโมโซมเรียกว่า “จีโนไทป์” (genotype) รูปแบบดังกล่าวมีความแตกต่างจากรูปแบบตัวแปรที่จะสามารถเข้าใจได้ในระบบปกติที่เรียกว่า “ฟีโนไทป์” (phenotype) เช่น ตัวแปร

ชนิดจำนวนจริงหรือจำนวนเต็มดังแสดงในรูปที่ 6.3 การเข้ารหัสจึงเป็นการจัดรูปแบบของระบบให้อยู่ในรูปที่ GA สามารถเข้าใจและทำงานได้ วิธีการเข้ารหัสวิธีหนึ่งก็คือแบบสายอักขระเลขฐานสอง ดังแสดงในรูปที่ 6.4 โครโมโซมจะนำมาจากการเรียงกันด้วยคำตอบของระบบแบบบิตต่อบิต [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]



รูปที่ 6.3 คำตอบในมุมมองของ GA และ โลกจริง [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]



รูปที่ 6.4 โครโมโซมที่ถูกเข้ารหัสแบบฐานสองจากคำตอบในระบบ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

ขนาดของประชากร อาจกล่าวได้ว่าเป็นสิ่งแรกที่ต้องทำการกำหนด กล่าวคือคำตอบของระบบควรจะเป็นคำตอบที่ดีที่สุดจากประชากรที่มีอยู่ ดังนั้นจำนวนของประชากรที่เหมาะสมนั้นจะขึ้นอยู่กับระบบและการออกแบบ จึงไม่มีกฎเกณฑ์ที่แน่นอนในการระบุจำนวนที่เหมาะสมของประชากรในแต่ละครั้ง อย่างไรก็ตามมีหลักแนวคิดที่ว่าจำนวนประชากรที่มีน้อยเกินไปอาจจะมีผลให้ประชากรที่มีอยู่ทั้งหมดไม่สามารถขยายพันธุ์ครอบคลุมไปถึงคำตอบของระบบได้ตามที่ต้องการ ในขณะที่จำนวนประชากรที่มากเกินไปก็จะก่อให้เกิดความล่าช้าในการคำนวณ และทำให้เกิดความซ้ำซ้อนกันของประชากร อาจจะทำให้ GA ไม่สามารถหาคำตอบได้ แต่สำหรับวิธีการ HGA แล้วนั้น GA จะทำหน้าที่ในการค้นหาคำตอบเฉพาะถิ่นเท่านั้น ดังนั้นการกำหนดจำนวนของประชากรจึงอยู่ในช่วงระหว่าง 5-50

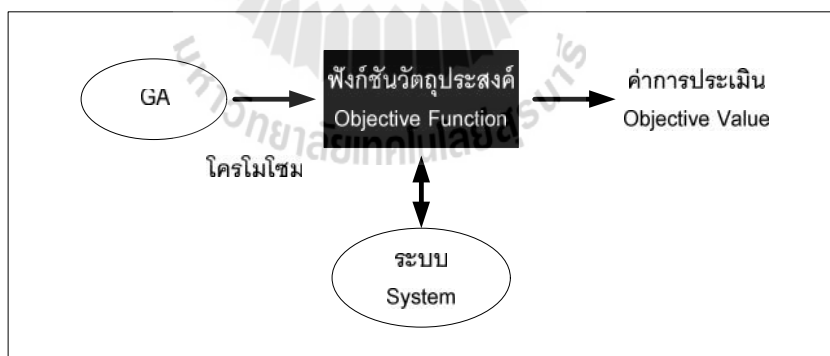
6.2.3 การประเมินค่าความเหมาะสม

การประเมินค่าความเหมาะสมเป็นขั้นตอนในการประเมินว่า โครโมโซมตัวนั้น ดีหรือไม่ดี โดยการเปรียบเทียบกับโครโมโซมอื่น ๆ ที่มีอยู่ในกลุ่มนั้น ๆ ซึ่งปกติแล้วการประเมินค่า

ความเหมาะสมของโครโมโซมนี้จะขึ้นอยู่กับการคำนวณของฟังก์ชัน 2 อย่างดังนี้ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

6.2.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นส่วนสำคัญในกระบวนการของ GA ที่ใช้ในการประเมินผลคำตอบของระบบว่าดีหรือไม่ดี ฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นฟังก์ชันที่ทำการประเมินคำตอบจากโครโมโซม โดยเปรียบเทียบกับเป้าหมายของระบบในกรณีที่ระบบเป็นปัญหาของการค้นหาค่าน้อยที่สุด (minimization problem) โครโมโซมที่เป็นคำตอบที่ดีที่สุดของระบบจะมีค่าตัวเลขจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์น้อยที่สุด ตัวอย่างของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการผลิตกำลังไฟฟ้า กำลังสูญเสียรวมทั้งหมดของระบบ เป็นต้น ดังนั้นวัตถุประสงค์ของระบบดังกล่าวก็คือต้องการให้ค่ากำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบน้อยที่สุด ค่าการประเมิน (Evaluation value) ที่ได้จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะเป็นตัวบอกว่าคำตอบของระบบขณะนั้นจะดีหรือไม่ดี ในกรณีนี้ สำหรับคำตอบหนึ่ง ๆ แล้ว ค่ากำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบที่น้อยกว่าก็จะแสดงว่าคำตอบนั้นจะดีกว่า ค่าการประเมินที่ได้จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะถูกเรียกว่า ค่าวัตถุประสงค์ (Objective value) เนื่องจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องใช้ตัวระบบเป็นที่คำนวณค่าการประเมิน ดังนั้นฟังก์ชันวัตถุประสงค์จึงถือเป็นส่วนสำคัญในการเชื่อมโยง GA เข้ากับระบบในโลกจริง ดังแสดงในรูปที่ 6.5 [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]



รูปที่ 6.5 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์กับการเชื่อมโยง GA เข้ากับระบบ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

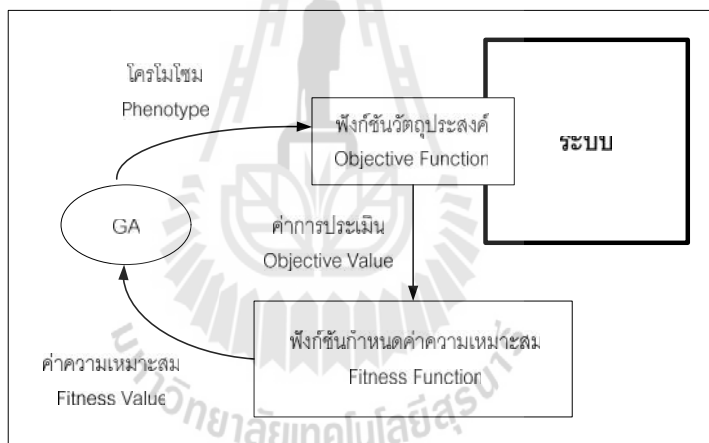
ดังนั้นถ้ากำหนดให้โครโมโซม S ที่เวลา t ใด ๆ คือ $S(t)$ เราสามารถเขียนความสัมพันธ์ระหว่างโครโมโซมนี้กับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ดังนี้

$$f(S(t)) = f(s_1(t), s_2(t), s_3(t), \dots, s_L(t)) \quad (6.2)$$

โดยที่ $S_1(t), S_2(t), \dots, S_L(t)$ คือ คำตอบของระบบที่อยู่ในรูปแบบของจำนวนจริง

6.2.3.2 ฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม

ฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม ใช้สำหรับกำหนดค่าความเหมาะสมให้กับโครโมโซมแต่ละตัว โดยทำการเปรียบเทียบกันเองภายในกลุ่มประชากร ค่าความเหมาะสมเหล่านี้จะถูกนำไปใช้เป็นตัวตัดสินใจคัดเลือกโครโมโซมที่จะใช้ในการสืบสายพันธุ์ในรุ่นถัดไป สาเหตุที่ GA มีฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม เพื่อเป็นการคำนวณค่าการประเมินของโครโมโซมทั้งหมด เทียบกับโครโมโซมด้วยกันเอง และ ปรับให้มีค่าที่อยู่บนบรรทัดฐานเดียวกัน ดังรูปที่ 6.6 ซึ่งจะแสดงความสัมพันธ์ระหว่างฟังก์ชันวัตถุประสงค์กับฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม [อาทิศย์ ศรีแก้ว.,2552]



รูปที่ 6.6 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม [อาทิศย์ ศรีแก้ว., 2552]

เทคนิคของฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสมมีอยู่หลายแบบ ซึ่งเทคนิคที่จะนำเสนอที่นี่เรียกว่า วิธีการกำหนดค่าความเหมาะสมอย่างเป็นสัดส่วน (Proportional fitness function)

วิธีกำหนดค่าความเหมาะสมอย่างเป็นสัดส่วนจะหาได้จากขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. กำหนดให้ประชากรประกอบด้วยโครโมโซมทั้งหมด N ตัว คือ $S_i, i=1, 2, \dots, N$
2. กำหนดให้ค่าการประเมินของโครโมโซมตัวที่ i คือ $F_i = F(S_i)$
3. ค่าความเหมาะสมของแต่ละโครโมโซมสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$E(F_i) = \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i} \quad (6.3)$$

4. ค่าความเหมาะสมที่ได้จากวิธีนี้จะถูกทำให้อยู่ในบรรทัดฐานเดียวกัน นั่นคือ มีค่าไม่เกิน 1 อย่างไรก็ตามวิธีนี้ไม่สามารถใช้กับการประเมินที่ติดลบได้

6.2.4 การคัดเลือกสายพันธุ์

การคัดเลือกสายพันธุ์เป็นขั้นตอนในการคัดเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุดจากภายในกลุ่มประชากรทั้งหมด ซึ่งโครโมโซมที่ได้จะถูกนำไปใช้เพื่อเป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์ในรุ่นถัดไป โดยปกติแล้วเพื่อให้ได้สายพันธุ์ที่ดีจะต้องมีต้นกำเนิดของสายพันธุ์ที่ดีด้วย จึงกลายเป็นปัญหาว่าจะทำการคัดเลือกต้นกำเนิดสายพันธุ์ที่ดีได้อย่างไร สำหรับ GA นั้นจะทำการคัดเลือกโครโมโซมโดยพิจารณาที่ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมนั้น ๆ ดังนั้นโครโมโซมไหนที่มีค่าความเหมาะสมที่ดี มีโอกาสที่จะมีลูกหลานในจำนวนที่มากกว่า [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

6.2.4.1 การกำหนดค่าโอกาสในการถูกคัดเลือก

หลักการโดยทั่วไปของการกำหนดโอกาสในการถูกคัดเลือกจะใช้ค่าความเหมาะสมของแต่ละโครโมโซม เพื่อช่วยในการคัดเลือกตัวอย่างวิธีการกำหนดค่าโอกาสคัดเลือกมีดังนี้ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

การกำหนดค่าโอกาสคัดเลือกแบบแบ่งสัดส่วน (Proportionate selection) วิธีการนี้จะทำการคัดเลือกโครโมโซมอย่างเป็นสัดส่วนจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมนั้น ๆ ถ้ากำหนดให้โครโมโซม (S) มีค่าความเหมาะสมเป็น $E(S)$ ค่าโอกาสในการในการถูกคัดเลือก $P(S)$ ของโครโมโซมนี้คือ

$$P(S) = \frac{\vec{E}(S)}{\vec{E}} \quad (6.4)$$

โดยที่ \vec{E} คือ ค่าความเหมาะสมเฉลี่ยของโครโมโซมทั้งหมด ค่า $P(S)$ แสดงให้เห็นว่าโครโมโซมแต่ละตัวสามารถ เป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์ในอัตราส่วนที่แตกต่างกัน โครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมมากก็จะมีโอกาสในการสืบสายพันธุ์ด้วยอัตราที่สูงกว่า โครโมโซมที่มีความเหมาะสมน้อยกว่า ข้อจำกัดของการคัดเลือกสายพันธุ์ด้วยวิธีการนี้ คือ ค่าความเหมาะสมจะต้องมีค่าเป็นบวก

เท่านั้น อย่างไรก็ตามเราสามารถใส่ค่าเอกซ์โพเนนเชียล (Exponential) ของค่าความเหมาะสม ซึ่งจะ
ทำให้เป็นค่าเป็นบวกเสมอ

การกำหนดค่าโอกาสคัดเลือกแบบโบลต์ซมันน์ (Boltzmann selection) เป็นวิธีการ
แก้ปัญหาของโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมที่เป็นลบ นอกจากนั้นแล้วยังมีจุดประสงค์เพื่อลด
ความแตกต่างของค่าความเหมาะสมของโครโมโซมโดยรวม พิจารณาโอกาสในการถูกคัดเลือก
ของโครโมโซม (S) ที่มีค่าความเหมาะสมเป็น $E(S)$ สามารถเขียนได้ดังนี้

$$P(S) = \frac{e^{E(S)}}{\bar{E}} \quad (6.5)$$

การกำหนดค่าโอกาสคัดเลือกแบบจัดลำดับ (Ranking selection) วิธีการนี้เป็นอีกวิธีการ
หนึ่งที่ค่อนข้างง่าย โดยโครโมโซมจะถูกจัดเรียงให้มีอันดับ (r) ตามความเหมาะสม โครโมโซมที่มี
ค่าความเหมาะสมที่ดีที่สุดจะมีอันดับ N โดยที่ N คือจำนวนโครโมโซมทั้งหมด (N จะเป็นค่า
อันดับที่มากที่สุด) ในขณะที่โครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมที่ด้อยที่สุดจะอยู่ที่อันดับ 1

$$P(S) = \frac{r}{E} \quad (6.6)$$

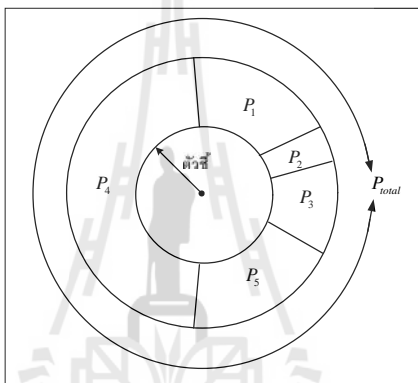
วิธีการจัดอันดับมีข้อดีที่ค่า P จะไม่แปรผันกับขนาดของค่าความเหมาะสมแต่จะขึ้นกับอันดับของ
โครโมโซม อย่างไรก็ตามวิธีการดังกล่าวจะมีผลทำให้การเข้าสู่ค่าตอบของ GA ช้า เนื่องจาก
โครโมโซมที่ด้อยก็มีโอกาสในการถูกคัดเลือกที่ดีขึ้นเมื่อเทียบกับวิธีที่กล่าวมาก่อนข้างต้น

6.2.4.2 การแปลงโอกาสเป็นจำนวนโครโมโซมลูกหลาน

หลังจากที่ได้ทำการกำหนดค่าโอกาสในการถูกคัดเลือกให้กับแต่ละ
โครโมโซมจนหมดแล้ว ขั้นตอนต่อไปก็คือการชักตัวอย่าง ซึ่งเป็นการนำเอาค่าโอกาสนั้นไปทำการ
แปลงให้เป็นค่าตัวเลข ตัวเลขดังกล่าวจะแสดงถึงจำนวนของลูกหลานที่โครโมโซมนั้นๆ จะ
สามารถให้กำเนิดในขั้นต่อไปได้ วิธีการแปลงค่าโอกาสให้เป็นจำนวน โครโมโซมลูกหลานที่นิยม
ใช้มีดังต่อไปนี้ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

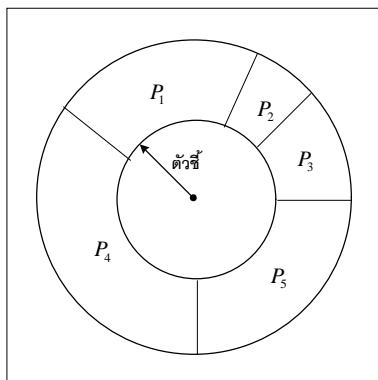
วิธีการชักตัวอย่างแบบวงล้อรูเล็ตต์ (Roulette) วิธีการนี้ขั้นตอนแรกจะทำการสร้างวงล้อรู
เล็ตต์ขึ้นมาก่อน โดยกำหนดให้ P_{total} คือผลรวมของค่าโอกาสในการถูกคัดเลือกโครโมโซมทั้งกลุ่ม
ซึ่งจะมีค่าเท่ากับเส้นรอบวงของวงล้อรูเล็ตต์หลังจากนั้นค่า P ของโครโมโซมแต่ละตัวจะถูกแปลงไป

ช่วงวงล้อรูเล็ตภายในช่วง $[0, P_{total}]$ โดยที่ขนาดบวงล้อรูเล็ตสำหรับแต่ละโครโมโซมจะสัมพันธ์กับค่า P ของโครโมโซมนั้นๆ ดังรูปที่ 6.7 ซึ่งจะแสดงตัวอย่างของวงล้อรูเล็ตสำหรับกลุ่มโครโมโซม S ที่มีค่าความเหมาะสม $E=\{3,1,5,20,8\}$ โดยที่ P_i คือค่าโอกาสในการถูกคัดเลือกของโครโมโซมตัวที่ i ซึ่งได้มาจากวิธีการแบ่งสัดส่วน สังเกตว่าค่า P ของโครโมโซมจะสัมพันธ์โดยตรงกับค่าความเหมาะสมของโครโมโซม จากรูปที่ 6.7 โครโมโซม S_4 ซึ่งมีค่าความเหมาะสมเท่ากับ 20 เป็นค่าที่สูงที่สุดในกลุ่ม จะมีขนาดบวงล้อรูเล็ตมากที่สุดและมีโอกาสในการที่จะถูกเลือกสูงที่สุด (ด้วยค่า P_4) ในขณะที่โครโมโซม S_2 มีค่าความเหมาะสมเท่ากับ 1 เป็นค่าต่ำที่สุดในกลุ่มจะมีขนาดบวงล้อรูเล็ตเล็กที่สุดและมีโอกาสในการถูกคัดเลือกต่ำที่สุด (ด้วยค่า P_2)



รูปที่ 6.7 วงล้อรูเล็ตจากค่าความเหมาะสมของแต่ละ โครโมโซม [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

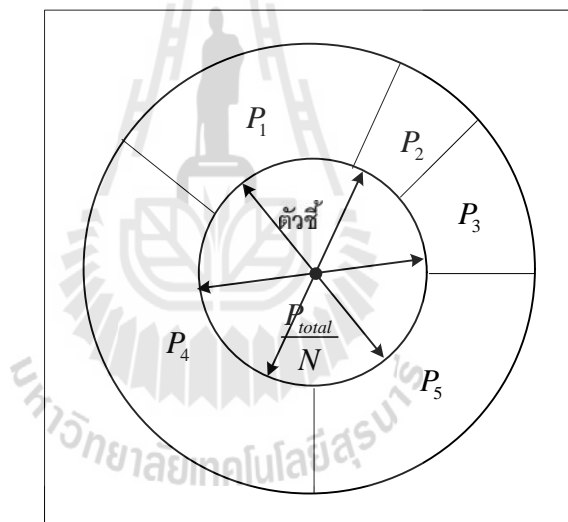
ขั้นตอนในการเลือกโครโมโซมจะเริ่มจากการสุ่มค่าตัวชี้ (ดังรูปที่ 6.8) ซึ่งเป็นตัวเลขระหว่าง 0 ถึง P_{total} และถ้าตัวเลขดังกล่าวตรงกับโครโมโซมใดบนวงล้อรูเล็ต โครโมโซมนั้นจะถูกเลือก ดังนั้นกระบวนการนี้เปรียบได้กับการเล่นรูเล็ต



รูปที่ 6.8 วงล้อรูเล็ตจากวิธีการจัดลำดับ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

วิธีวงล้อสุ่มเป็นขบวนการสุ่มคัดเลือกโครโมโซมในบางโอกาส อาจจะมีโครโมโซมใดโครโมโซมหนึ่งเท่านั้นที่บังเอิญถูกสุ่มในการคัดเลือกทุกครั้ง ถ้าเกิดกรณีดังกล่าวเกิดขึ้นโครโมโซมในรุ่นถัดไปจะประกอบไปด้วยโครโมโซมชนิดเดียวกันทั้งกลุ่ม ซึ่งไม่เป็นประโยชน์ต่อการค้นหาคำตอบแต่อย่างไรก็ตามวิธีการวงล้อสุ่มสามารถปรับปรุงได้หลายวิธี วิธีหนึ่งที่ยังและมีประสิทธิภาพคือ วิธีการชักตัวอย่างแบบการเฟ้นสุ่มครอบจักรวาล ซึ่งจะนำเสนอต่อไป

วิธีการชักตัวอย่างแบบกระบวนการเฟ้นสุ่มครอบจักรวาล (Stochastic Universal Sampling: SUS) หรือวิธี SUS เป็นการชักตัวอย่างที่ถูกเรียกใช้เพียงครั้งเดียว ก็สามารถคัดเลือกโครโมโซมตามจำนวนที่ต้องการได้ วิธีชักตัวอย่างแบบ SUS มีข้อแตกต่างไปจากแบบวงล้อสุ่ม ตรงที่มีการใช้ตัวชี้มากกว่าหนึ่งตัว สำหรับการคัดเลือก โครโมโซม N ตัวก็จะต้องมีตัวชี้ทั้งหมด N ตัว เช่นกัน โดยที่ตัวชี้แต่ละตัวจะมีระยะห่างเท่ากันและมีค่าเท่ากับ $\frac{P_{total}}{N}$ ดังรูปที่ 6.9

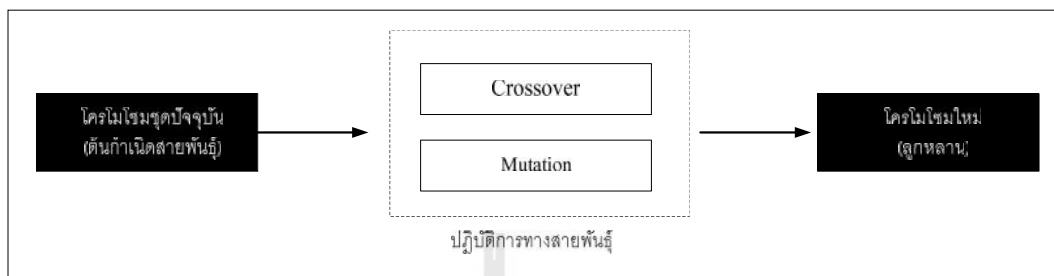


รูปที่ 6.9 วงล้อสุ่มจากกระบวนการเฟ้นสุ่มครอบจักรวาล [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

6.2.5 ปฏิบัติการทางสายพันธุ์

หลังจากขบวนการคัดเลือกได้ดำเนินไปจนเสร็จสมบูรณ์ โครโมโซมลูกหลานจะถูกสร้างขึ้นใหม่ โดยการนำเอาโครโมโซมที่เป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์นั้นมาทำการเปลี่ยนแปลงให้เกิดโครโมโซมใหม่ขึ้นมาเป็นโครโมโซมลูกหลานดังรูปที่ 6.10 ขั้นตอนดังกล่าวนี้เป็นขั้นตอนสำคัญอีกขั้นตอนหนึ่งของ GA ซึ่งมีการคาดหวังว่าโครโมโซมลูกหลานที่เกิดขึ้นมานั้น จะได้รับส่วนดีของโครโมโซมต้นกำเนิดสายพันธุ์โดยผ่านปฏิบัติการทางสายพันธุ์ ถ้าพิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากปฏิบัติการทางสายพันธุ์ที่เกิดขึ้นกับโครโมโซม ซึ่งเป็นคำตอบของระบบ

แล้ว เราสามารถเปรียบเทียบปฏิบัติการทางสายพันธุ์ได้กับการก้าวเดินไปสู่คำตอบของระบบนั่นเอง โดยปกติทั่วไปปฏิบัติการทางสายพันธุ์ของ GA จะมีอยู่ 2 วิธีหลัก ๆ คือ ครอสโอเวอร์ (Crossover) และ มิวเทชัน (Mutation) ดังรายละเอียดต่อไปนี้ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

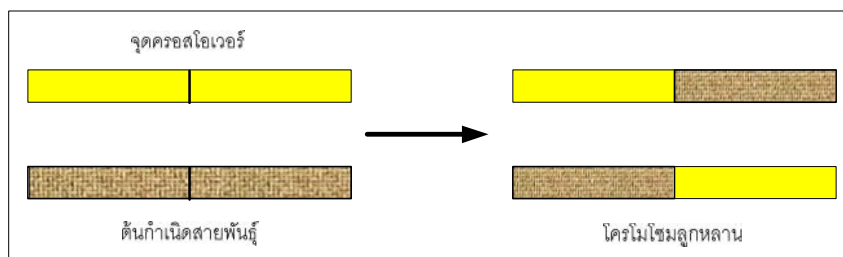


รูปที่ 6.10 ปฏิบัติการทางสายพันธุ์

6.2.5.1 ครอสโอเวอร์

ครอสโอเวอร์เป็นวิธีการรวมตัวใหม่ของโครโมโซม (recombination operator) โดยเป็นการรวมส่วนย่อยของโครโมโซมระหว่างโครโมโซมต้นกำเนิดสายพันธุ์ตั้งแต่สองโครโมโซมขึ้นไป เพื่อให้กลายเป็นโครโมโซมลูกหลาน โครโมโซมลูกหลานที่ได้จากการครอสโอเวอร์นี้จะมีพันธุกรรมจากต้นกำเนิดสายพันธุ์อยู่ในตัว วิธีการทำครอสโอเวอร์มีได้หลายแบบดังรายละเอียดในตัวอย่างต่อไปนี้ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

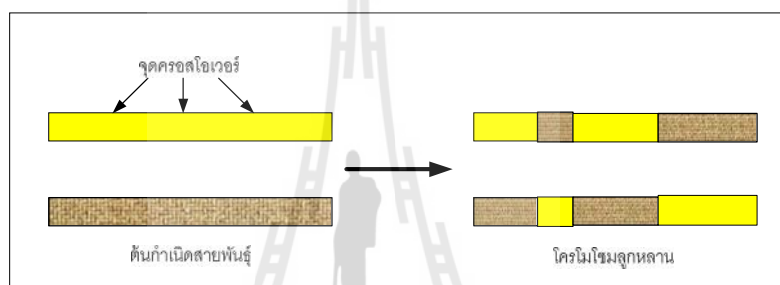
การครอสโอเวอร์แบบจุดเดียว เป็นวิธีการที่นำเอาโครโมโซมพ่อแม่พันธุ์มาแลกเปลี่ยนระหว่างโครโมโซมกัน แต่จะมีจุดแบ่งการแลกเปลี่ยนเพียงจุดเดียวเท่านั้น ตัวอย่างของการทำครอสโอเวอร์แบบจุดเดียวแสดงอยู่ในรูปที่ 6.11



รูปที่ 6.11 ครอสโอเวอร์แบบจุดเดียว [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

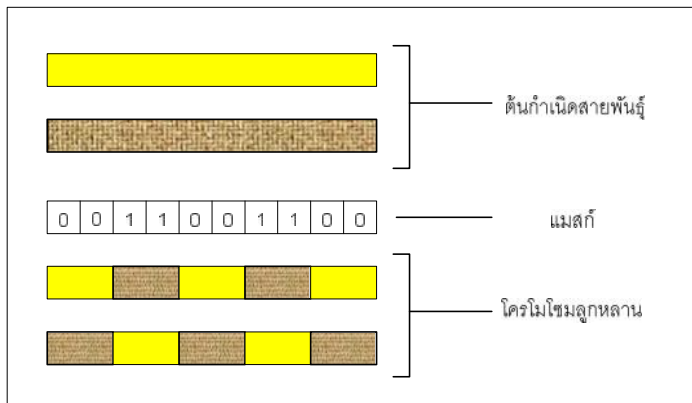
การทำครอสโอเวอร์แบบหลายจุด พิจารณาตัวอย่างการทำครอสโอเวอร์แบบหลายจุด ดังแสดงในรูปที่ 6.12 ซึ่งมีการใช้จุดทั้งหมด 3 จุด ดังนั้นโครโมโซมลูกหลานจะมีสายพันธุ์ของต้น

กำเนิดอยู่มากกว่าหนึ่งส่วน สำหรับหลักการเลือกจุดครอสโอเวอร์มีอยู่หลายแบบ แต่ละแบบจะให้ผลต่อการเปลี่ยนแปลงของสายพันธุ์ในโครโมโซมลูกหลานที่แตกต่างกันออกไปด้วย วิธีที่ง่ายและเป็นที่ยอมรับทั่วไปคือการสุ่มเลือกจุดครอสโอเวอร์ การทำครอสโอเวอร์แบบหลายจุดจะให้ผลของลูกหลานที่มีความหลากหลายมากกว่าการทำครอสโอเวอร์แบบจุดเดียว อันจะมีผลให้การคู่เข้าสู่คำตอบของระบบสามารถครอบคลุมพื้นที่ของคำตอบได้มากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามการทำครอสโอเวอร์แบบหลายจุด จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของโครโมโซมลูกหลานได้มากกว่าการทำครอสโอเวอร์แบบจุดเดียวนั้นก็อาจจะทำให้มีโอกาสเบี่ยงเบนของคำตอบที่มีอยู่ในโครโมโซมลูกหลานได้ในอัตราที่สูงกว่า



รูปที่ 6.12 ครอสโอเวอร์แบบหลายจุด [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

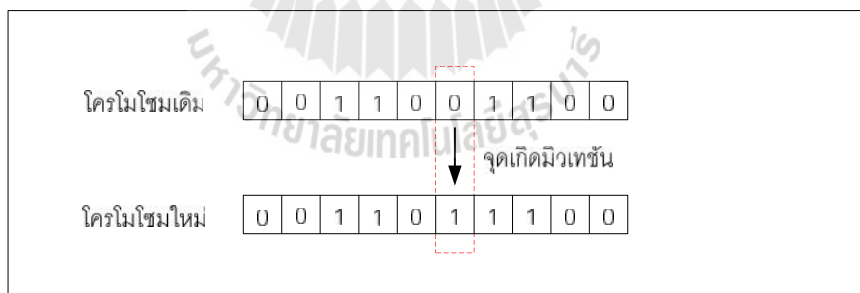
ครอสโอเวอร์แบบสม่ำเสมอ การทำครอสโอเวอร์แบบจุดเดียวและหลายจุด มีการกำหนดจุดตัดเอาไว้ก่อนที่จะทำการสลับส่วนย่อยของโครโมโซมที่จุดนั้น ๆ วิธีดังกล่าวมีความแตกต่างไปจากการทำครอสโอเวอร์แบบสม่ำเสมอ ที่ซึ่งถูกออกแบบให้ทุกจุดบนโครโมโซมสามารถเป็นจุดตัดได้ ในทางปฏิบัติจะมีการใช้ตัวพราง (cross-over mask) ช่วยในการทำครอสโอเวอร์ ตัวพรางดังกล่าวจะเป็นชนิดไบนารี และมีขนาดจำนวนบิตเท่ากับความยาวของโครโมโซม ค่าของตัวพรางที่ตำแหน่งต่างๆ จะเป็นตัวบอกลถึงการครอสโอเวอร์ระหว่างต้นกำเนิดสายพันธุ์ ดังตัวอย่างในรูปที่ 6.13 ณ ตำแหน่งที่ตัวพรางมีค่าเท่ากับ 1 โครโมโซมลูกหลานจะได้รับการสลับของโครโมโซมต้นกำเนิดสายพันธุ์ ถ้าตำแหน่งที่ตัวพรางมีค่าเป็น 0 โครโมโซมลูกหลานจะยังคงเป็นส่วนย่อยของโครโมโซมต้นกำเนิดสายพันธุ์ โดยไม่มีการสลับส่วนแต่อย่างใด



รูปที่ 6.13 ครอสโอเวอร์แบบสมำเสมอ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

6.2.5.2 มิวเทชัน

มิวเทชันเป็นวิธีการแปรผันยีนหรือส่วนย่อยของโครโมโซม สามารถเปรียบเทียบได้กับการกลายพันธุ์ของสิ่งมีชีวิตในทางชีววิทยา ปกติแล้วอัตราการทำมิวเทชันจะมีค่าค่อนข้างต่ำ ถ้ามิวเทชันคือการเปลี่ยนแปลงยีนในโครโมโซมแล้วนั้นสำหรับทางตัวเลขมิวเทชันก็เปรียบเสมือนการเปลี่ยนแปลงตัวเลขเช่นกัน เพราะในทางปฏิบัติแล้วยีนของโครโมโซมก็คือบิตในระบบตัวเลขของคอมพิวเตอร์ดังแสดงในรูปที่ 6.14 [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]



รูปที่ 6.14 การแปรผันยีนแบบมิวเทชัน [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

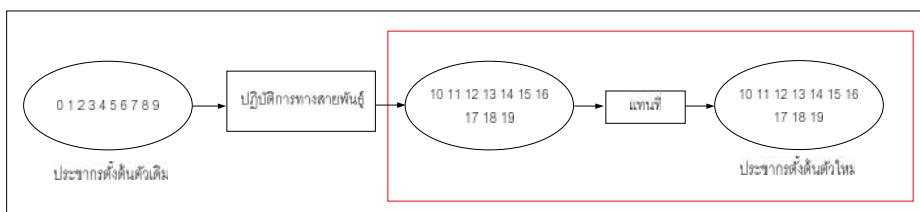
การทำมิวเทชันเปรียบเสมือนกับการก้าวเดินไปสู่คำตอบของระบบ เช่นเดียวกับการครอสโอเวอร์ นอกเหนือไปจากนั้นแล้ว มิวเทชันยังสามารถถูกพิจารณาเป็นการทำให้เกิดความหลากหลายขึ้นในกลุ่มโครโมโซม มีผลให้คำตอบที่เกิดขึ้นในขบวนการของ GA ครอบคลุมพื้นที่การค้นหาคำตอบทั่วถึงยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามอัตราการการทำมิวเทชันเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างหนึ่งที่ต้องคำนึงถึง เพราะจะมีผลต่อพฤติกรรมการทำงานของ GA โดยมีผลการวิจัยได้กล่าวไว้ว่า อัตรา

การทำมิวเทชันจะขึ้นอยู่กับขนาดของโครโมโซม เพื่อให้การสำรวจพื้นที่ในการค้นหาคำตอบเป็นไปอย่างทั่วถึง จากที่กล่าวมาทั้งหมดสามารถสรุปได้ว่าจุดประสงค์หลัก ๆ ของการทำมิวเทชันก็คือเพื่อให้ GA สามารถหลุดพ้นออกจากคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่นได้ (local optimum) โดยป้องกันไม่ให้โครโมโซมของประชากรเกิดการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่มีความคล้ายคลึงกันทั้งหมด

6.2.6 การแทนที่

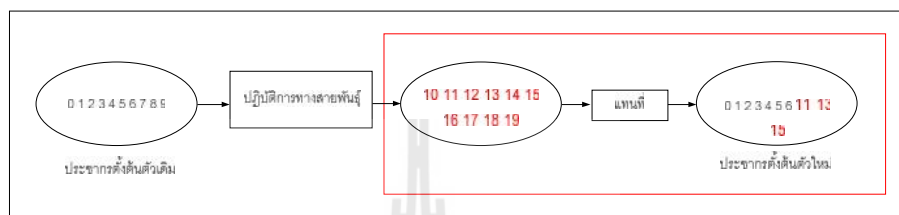
การแทนที่เป็นขั้นตอนหลังจากที่ GA ได้โครโมโซมลูกหลานเรียบร้อยแล้ว และจะนำโครโมโซมลูกหลานใหม่นี้ไปแทนที่ประชากรรุ่นเก่า จุดประสงค์ในการแทนที่นั้นค่อนข้างชัดเจน กล่าวคือการนำโครโมโซมลูกหลานมาแทนที่ประชากรรุ่นก่อน จะทำให้ประชากรรุ่นใหม่ประกอบไปด้วยโครโมโซมใหม่ ๆ ซึ่งเป็นโครโมโซมที่ดีกว่าเพราะได้สืบสายพันธุ์ที่ดีจากต้นกำเนิดสายพันธุ์ที่ถูกคัดเลือกแล้ว กลยุทธ์ในการคัดเลือกกว่าโครโมโซมไหนจะถูกแทนที่นั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 วิธีคือ [อาทิตย์ ศรีแก้ว., 2552]

การแทนที่ประชากรทั้งรุ่น เป็นการนำประชากรลูกหลานไปแทนที่ประชากรเก่าทั้งหมด ดังรูปที่ 6.15 ดังนั้นถ้าในระบบหนึ่งมีจำนวนประชากรเท่ากับ N จำนวนของโครโมโซมลูกหลานที่จะมาแทนที่จะต้องมีขนาด N เช่นกัน วิธีนี้เป็นวิธีที่ง่ายเนื่องจากไม่จำเป็นจะต้องมีขั้นตอนของการคัดเลือกว่าประชากรส่วนไหนจะถูกแทนที่ แต่การที่ไม่มีขั้นตอนดังกล่าวกลายเป็นข้อเสีย นั่นคือโครโมโซมที่ดี ๆ ในรุ่นก่อนจะถูกแทนที่ไปด้วย วิธีการแก้ไขคือการทำการคัดเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุดมาประมาณ 2-3 ชุดเก็บไว้ก่อน วิธีดังกล่าวจะถูกเรียกว่า กลยุทธ์คัดหัวกะทิ แต่อย่างไรก็ตามประชากรรุ่นใหม่อาจจะโดดเด่นกว่าหัวกะทิได้ ดังนั้นจึงมีวิธีการแก้ไขอีกอย่างคือ การแทนที่ประชากรแบบบางส่วน ซึ่งจะนำเสนอต่อไป



รูปที่ 6.15 ขั้นตอนการแทนที่ประชากรแบบแทนที่ทั้งกลุ่ม

การแทนที่ประชากรแบบบางส่วน เป็นการนำเอาประชากรลูกหลานไปแทนที่ประชากรเดิมเพียงบางส่วนเท่านั้น ดังนั้นจะต้องมีการคัดเลือกประชากรที่จะถูกแทนที่ ซึ่งโดยปกติจะพิจารณาจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมนั้นเอง โครโมโซมเก่าจะถูกแทนที่ด้วยโครโมโซมใหม่เพียง 1 หรือ 2 ตัวเท่านั้น เช่น การแทนที่ประชากรที่ด้อยที่สุดหรือการแทนประชากรโดยการสุ่มเลือก ดังรูปที่ 6.16

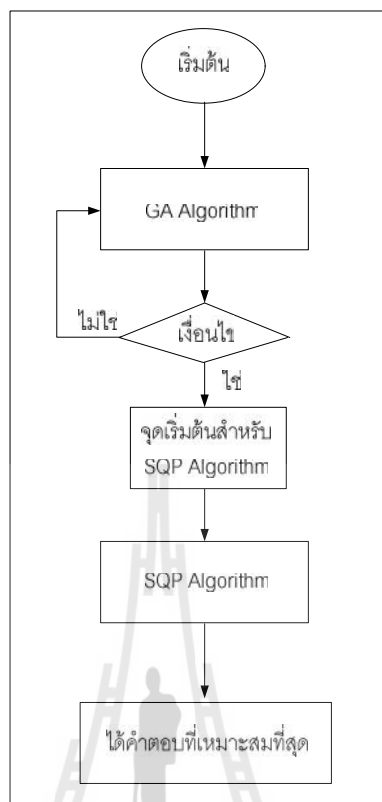


รูปที่ 6.16 ขั้นตอนการแทนที่ประชากรแบบบางส่วน

6.2.7 เปลี่ยนอัลกอริทึม

HGA เป็นอัลกอริทึมที่ผสมผสานกันระหว่าง GA กับอัลกอริทึมต่าง ๆ ในทางคณิตศาสตร์ ณ ที่นี้จะทำการผสมผสานกันระหว่าง GA กับ SQP โดยจะมีวิธีการดังรูปที่ 6.17 ซึ่งในขั้นแรกจะกำหนดให้ GA ค้นหาเพื่อหาจุดที่เหมาะสม หลังจากนั้นพอ GA ทำงานมาจนถึงเงื่อนไขที่กำหนดแล้วจึงให้เปลี่ยนไปใช้ SQP โดยที่จุดเริ่มต้นของ SQP นี้จะได้อาจจากการคำนวณของ GA ที่ได้จากการคำนวณในขั้นแรก

สำหรับเงื่อนไขในการเปลี่ยนอัลกอริทึมนั้น วิธีการที่ได้นำเอามาใช้คือการกำหนดจำนวนรอบของ GA โดยที่จะกำหนดจำนวนรอบให้เหมาะสมไม่น้อยหรือมากจนเกินไป ข้อดีของวิธีการ HGA คือ มีค่ารวดเร็วในการค้นหาที่สูงกว่า GA เป็นอย่างมาก สิ่งที่ทำให้การค้นหาจุดที่เหมาะสมได้เร็วนั้นก็คือ ไม่จำเป็นต้องกำหนดจำนวนประชากรที่สูง เพื่อที่จะสามารถหาจุดที่เหมาะสมที่สุด แต่สามารถกำหนดให้มีประชากรในการค้นหาเพียงเล็กน้อยเพื่อค้นหาแค่จุดที่เหมาะสมแบบวงแคบ (local optimum) เท่านั้น และสำหรับการค้นหาจุดที่เหมาะสมที่สุด (global optimum) จะใช้วิธีการ SQP ในการค้นหา



รูปที่ 6.17 ขั้นตอนการทำงานของ HGA ที่ผสมผสานกันระหว่าง GA กับ SQP

6.3 วิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการกำลังสอง

วิธีการเขียนโปรแกรมกำหนดการกำลังสอง (SQP) เป็นอีกหนึ่งวิธีที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดกับระบบสมการที่มีเงื่อนไขบังคับเป็นแบบไม่เชิงเส้น โดยจะใช้หลักการขั้นตอนของสมการกำลังสองมาช่วยในการค้นหาคำตอบ และ SQP นี้ยังเหมาะสมสำหรับทั้งปัญหาที่มีขนาดใหญ่และขนาดเล็ก

แต่อาจจะเรียกได้ว่าเป็นระเบียบวิธีการที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดเท่าที่นักคณิตศาสตร์สามารถคิดค้นขึ้นมาได้จนถึงปัจจุบัน ถึงแม้จะมีเทคนิคอื่น ๆ เช่น ระเบียบวิธีการปรับโทษ ที่ให้แก้ปัญหาได้ง่ายกว่า แต่ผลเสียก็คือการเลือกพารามิเตอร์ที่ไม่เหมาะสม จะส่งผลให้การลู่เข้าช้า และในบางกรณีไม่ลู่เข้าเลย เนื่องจากการสร้างกำแพงกันระหว่างเซตที่เป็นไปได้ กับเซตที่เป็นไปไม่ได้ของคำตอบนั้นทำให้การคำนวณค่าเกรเดียนต์ (Gradient) บริเวณขอบเขตของเซตดังกล่าวมีปัญหา นั่นเอง ดังนั้นระเบียบวิธี SQP จะมีรูปแบบดังนี้ [Nocedal, J., and Wright, S.J.,2006] , [ธนัชชัย กุลวารานิชพงษ์.,2551]

เริ่มต้นด้วยรูปแบบของสมการดังต่อไปนี้

$$\min f(x) \quad (6.7)$$

$$\text{subject to } c(x)=0 \quad (6.8)$$

จากรูปแบบของตามสมการที่ 6.7 และ 6.8 วิธีการ SQP อัลกอริทึมจะเริ่มต้นด้วยการใช้งานเงื่อนไขอนุพันธ์อันดับหนึ่งของ Kuhn-Tucker สำหรับการแก้ไขปัญหามีเงื่อนไขบังคับแบบสมการ ซึ่งจะแสดงได้ดังนี้

$$F(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \nabla f(x) - A(x)^T \lambda \\ c(x) \end{bmatrix} = 0 \quad (6.9)$$

โดยที่ $A(x) = [\nabla c_1(x), \nabla c_2(x), \dots, \nabla c_m(x)]$ (เมตริกซ์ อนุพันธ์อันดับหนึ่งของเงื่อนไขบังคับ) λ คือ ตัวปรับคูณ Lagrangian

ในการแก้ไขปัญหาค่า x และ λ ที่เหมาะสมสำหรับรูปแบบของปัญหาตามสมการที่ 6.9 นั้น วิธีหนึ่งที่ใช้ในการแก้ไขปัญหาคือ การใช้ระเบียบวิธีการของ Newton's

โดยที่รูปแบบทั่วไปของวิธีการ Newton's ที่ใช้หาคำตอบจะมีลักษณะดังต่อไปนี้

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x)}{f'(x)} \quad (6.10)$$

และเมื่อนำมาประยุกต์ใช้งานกับการหาค่าที่เหมาะสม ตามสมการที่ 6.9 นั้นจะสามารถหาได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} x_{k+1} \\ \lambda_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_k \\ \lambda_k \end{bmatrix} + \frac{-F_k(x, \lambda)}{F'_k(x, \lambda)} \quad (6.11)$$

จากสมการที่ 6.11 จะเห็นได้ว่า พจน์ที่ขาดหายไปในการหาคำตอบด้วยวิธีการของ Newton's คือ $F'_k(x, \lambda)$ สามารถหาได้ด้วยวิธีการของ Jacobian ดังสมการต่อไปนี้

จากสมการที่ 6.9 กำหนดให้

$$F(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \nabla f(x) - A(x)^T \lambda \\ c(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla L(x, \lambda) \\ c(x) \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

โดยที่ $L(x, \lambda) = f(x) - c(x)\lambda$ (Lagrangian function)

ซึ่งลักษณะทั่วไปของ Jacobian จะหาได้จาก

$$F'(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \nabla L(x, \lambda)}{\partial x} & \frac{\partial \nabla L(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial c(x)}{\partial x} & \frac{\partial c(x)}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

ดังนั้นจะได้อนุพันธ์อันดับหนึ่งของฟังก์ชัน $F(x, \lambda)$ ดังนี้

$$F'(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L(x, \lambda) & -A(x)^T \\ A(x) & 0 \end{bmatrix} \quad (6.14)$$

จากสมการที่ 6.11 จะกำหนดให้ $\begin{bmatrix} p_k \\ \tilde{\lambda}_k \end{bmatrix} = \frac{-F_k(x, \lambda)}{F'_k(x, \lambda)}$ โดยที่ p_k แทนคำตอบของ x และ $\tilde{\lambda}_k$ แทนคำตอบของ λ

ดังนั้นจะได้ฟังก์ชันในการหาค่า x และ λ ตัวใหม่จากสมการต่อไปนี้

$$\begin{bmatrix} p_k \\ \tilde{\lambda}_k \end{bmatrix} = \frac{-F_k(x, \lambda)}{F'_k(x, \lambda)} = \frac{-\begin{bmatrix} \nabla f_k(x) - A_k(x)^T \lambda \\ c_k(x) \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) & -A_k(x)^T \\ A_k(x) & 0 \end{bmatrix}} \quad (6.15)$$

และจากสมการที่ 6.15 นำมาจัดรูปให้อยู่ในรูปของสมการจะได้

$$\nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) p_k - A_k(x)^T \lambda_k = -\nabla f_k(x) + A_k(x)^T \lambda_k \quad (6.16)$$

$$A_k(x) p_k = -c(x) \quad (6.17)$$

จากสมการที่ 6.16 ลบด้วย $A_k(x)^T \lambda_k$ ออกทั้งสองข้างของสมการจะได้

$$\begin{aligned} \nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) p_k - A_k(x)^T \lambda_k - A_k(x)^T \lambda_k = \\ -\nabla f_k(x) + A_k(x)^T \lambda_k - A_k(x)^T \lambda_k \end{aligned} \quad (6.18)$$

$$\nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) p_k - A_k(x)^T (\lambda_k + \lambda_k) = -\nabla f_k(x) \quad (6.19)$$

$$\nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) p_k - A_k(x)^T l_k = -\nabla f_k(x) \quad ; \quad l_k = (\lambda_k + \lambda_k) \quad (6.20)$$

ดังนั้นจากรูปแบบของสมการที่ 6.15 จึงสามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} p_k \\ l_k \end{bmatrix} = \frac{\begin{bmatrix} \nabla f_k(x) \\ c_k(x) \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) & -A_k(x)^T \\ A_k(x) & 0 \end{bmatrix}} \quad (6.21)$$

หรือ

$$\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L_k(x, \lambda) & -A_k(x)^T \\ A_k(x) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_k \\ l_k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla f_k(x) \\ c_k(x) \end{bmatrix} \quad (6.22)$$

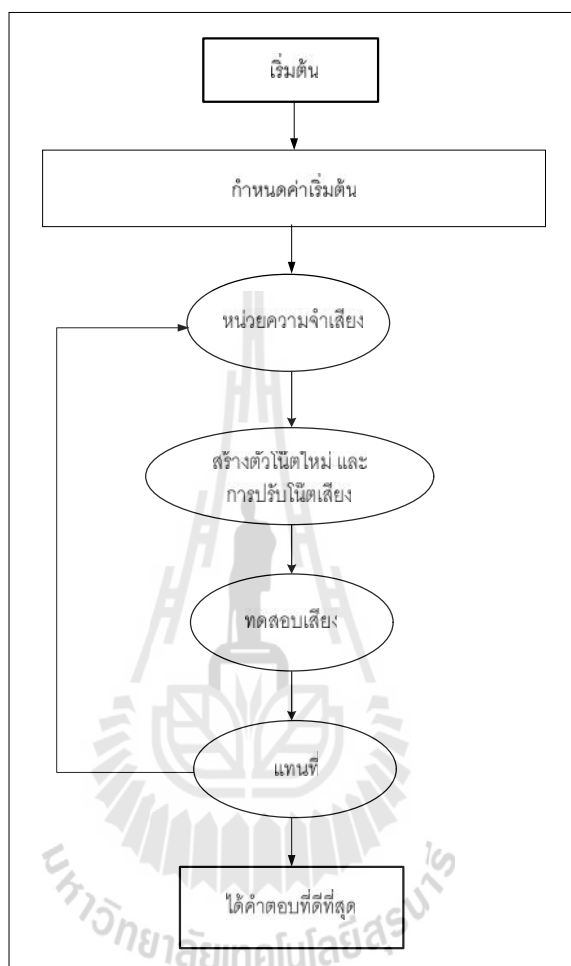
ในการวนรอบเพื่อหาคำตอบนั้น จะมีค่าเท่ากับ

$$\begin{bmatrix} x_{k+1} \\ \vdots \\ x_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_k \\ \vdots \\ x_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} p_k \\ \vdots \\ l_k \end{bmatrix}$$

$$\max |x_{k+1} - x_k| \leq error$$



ประกอบด้วย 5 กระบวนการที่สำคัญได้แก่ วิธีการหาค่าเริ่มต้น วิธีการสร้างหน่วยความจำเสียง วิธีการสร้างตัวโน้ตใหม่และการปรับโน้ตเสียง วิธีการทดสอบเสียง วิธีการแทนที่



รูปที่ 6.19 โครงสร้างส่วนประกอบของ HS

6.4.2 กำหนดค่าเริ่มต้น

การกำหนดค่าเริ่มต้นคือ การกำหนดค่าต่างๆของ HS ซึ่งจะประกอบด้วย ขอบเขตบน ขอบเขตล่าง ของคำตอบ ขนาดของหน่วยความจำเสียงของ HS (HMS) ระยะห่างในการปรับเสียงของตัวโน้ต (bw) อัตราการพิจารณาตัวโน้ตเสียงในหน่วยความจำ (HMCR) อัตราการปรับตัวโน้ตเสียง (PAR) จำนวนรอบสูงที่สุดที่ใช้ในการทดสอบ (MaxItr) และ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยที่ตัวอย่างสำหรับการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของ HS สามารถแสดงได้ดังนี้

Low=1;

```

High=10;
Dim=length(Low);
HMS=10;
bw=1;
HMCR=0.5;
PAR=0.5;
MaxItr=500;
MyFun=@runloss01;

```

6.4.3 สร้างหน่วยความจำเสียง

การสร้างหน่วยความจำเสียงเป็นการสร้างตัว โหนดเริ่มต้นขึ้นมาเพื่อที่จะนำไปใช้ในการทดสอบ โดยหน่วยความจำนั้นจะถูกสร้างขึ้นจากขนาดของหน่วยความจำที่เราตั้งค่าไว้ กับขอบเขตของตัวโหนดแต่ละตัว ดังรูปที่ 6.20

$$HM = \left\langle \begin{array}{ccc|c} x_1^1 & \cdots & x_n^1 & f(x^1) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ x_1^{hms} & \cdots & x_n^{hms} & f(x^{hms}) \end{array} \right\rangle$$

hms คือ ขนาดของหน่วยความจำ
 n คือ จำนวนตัวโหนด(จำนวนตัวแปร)

รูปที่ 6.20 การสร้างหน่วยความจำเสียง [Geem, Z.W., et al.,2001].

โดยที่ตัวอย่างสำหรับการสร้างหน่วยความจำเสียง HS สามารถแสดงได้ดังนี้

```

HM=zeros(HMS,Dim);
HFLoss=zeros(HMS,1);
HFcost=zeros(HMS,1);
for i=1:HMS
    HM(i,:)=randi([Low High],1,Dim);
end
for i=1:1:HMS

```

```
[HFLoss(i,1),HFcost(i,1)]=MyFun(HM(i,:));
```

```
end
```

ขนาดของหน่วยความจำเสียงจะมีผลการกระทบต่อการค้นหาเสียงที่ไพเราะ เนื่องจากถ้าทำการกำหนดให้ขนาดของหน่วยความจำเสียงมีขนาดเล็ก ภายในหน่วยความจำเสียงนั้นอาจ不会有มีตัวโน้ตตัวที่ทำให้เพลงไพเราะก็เป็นได้ หรือ ถ้ากำหนดให้หน่วยความจำเสียงมีค่าที่มากจนเกินไปก็จะทำให้เกิดความล่าช้าในการค้นหา ดังนั้น ณ ที่นี้ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์แนะนำให้กำหนดอยู่ในช่วง 10 ถึง 100 แต่อย่างไรก็ตามต้องขึ้นอยู่กับจำนวนตัวโน้ต (ตัวแปร) ของระบบที่ต้องการค้นหาด้วย ซึ่งในการแก้ไขปัญหาการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้ง IPFC ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ได้กำหนดให้จำนวนตัวโน้ตมีค่าเท่ากับจำนวนกลุ่มบัสที่สามารถติดตั้ง IPFC

หลังจากที่ได้สร้างหน่วยความเสียงเสร็จสิ้นแล้ว จะทำการคัดเลือกตัวโน้ตตัวที่แย่ที่สุด กับ ตำแหน่งของตัวโน้ตตัวนั้นออกมา และ กำหนดค่าตัวโน้ตตัวใหม่ เพื่อใช้ในการพิจารณา โดยที่ ตัวอย่างสำหรับการคัดเลือกตัวโน้ตตัวที่แย่ที่สุด กับ ตำแหน่งของตัวโน้ต และการกำหนดตัวโน้ตตัวใหม่ ซึ่งจะสามารถแสดงได้ดังนี้

```
[WorstFit,WorstLoc]=max(HFLoss);
```

```
for kk=1:MaxItr
```

```
    New(kk,1)=randi([Low High],1,Dim);
```

```
End
```

6.4.4 การสร้างตัวโน้ตใหม่และการปรับโน้ตเสียง

การสร้างตัวโน้ตตัวใหม่และการปรับโน้ตเสียงนั้น จะถูกใช้เพื่อให้ตัวโน้ตทุกตัวเคลื่อนที่เข้าหาตัวโน้ตตัวที่ดีที่สุด ในหน่วยความจำที่สร้างขึ้น โดยจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนด้วยกัน คือ การสร้างโน้ตตัวใหม่โดยตรง และ การปรับโน้ตเสียงจากหน่วยความจำที่สร้างขึ้น

6.4.4.1 สร้างโน้ตตัวใหม่โดยตรง

การสร้างตัวโน้ต โดยตรง คือ การสุ่มเลือกตัวโน้ตขึ้นตัวใหม่จากขอบเขตบน และ ขอบเขตล่างที่กำหนดไว้ โดยคาดหวังว่าตัวโน้ตที่ได้นั้นจะไม่ซ้ำกับตัวโน้ตตัวเดิมที่อยู่หน่วยความจำเสียง ตัวอย่างเช่น ตัวโน้ตตัวเดิมคือ D G C E แล้วเมื่อหลังการได้สุ่มตัวโน้ตตัวใหม่ขึ้นมาจะเป็น C F B D ดังรูปที่ 6.21 ซึ่งเสียงของตัวโน้ตจะเปลี่ยนไปอย่างสิ้นเชิง โดยในการที่จะทำการสุ่มขึ้นมา นั้นจะมีอัตราการสุ่มอยู่ที่ระหว่าง 0.5 ถึง 0.99



รูปที่ 6.21 การสร้างตัวโน้ตโดยตรง

โดยที่ตัวอย่างสำหรับคำสั่งในการสร้างตัวโน้ตตัวใหม่ขึ้นมาจะสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

NewHarmony= NHMask.*New(Itr,1);

6.4.4.2 ปรับโน้ตเสียงจากหน่วยความจำ

การปรับโน้ตเสียง คือ การหาตัวโน้ตตัวใหม่โดยการเลื่อนไปจากตัวโน้ตตัวเดิม ซึ่งระยะห่างสำหรับเลื่อนนั้นจะมีค่าเท่ากับ ระยะห่างในการปรับโน้ตเสียง (bw) ยกอย่างเช่น ตัวโน้ตตัวเดิมคือ D G C E หลังจากได้ทำการปรับเสียงของตัวโน้ตจะเป็น Db G# C#m Eb ดังรูปที่ 6.22



รูปที่ 6.22 การปรับ โน้ตเสียง

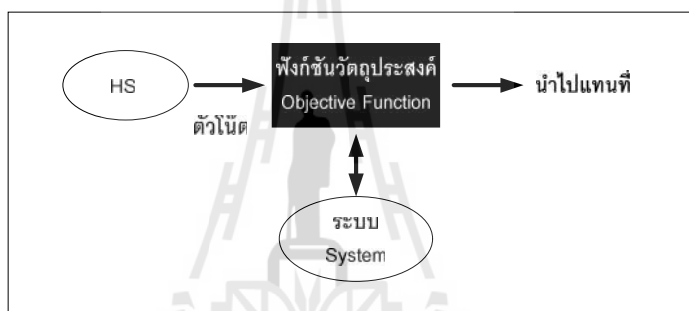
เสียงของตัวโน้ตจะมีความใกล้เคียงกับตัวโน้ตตัวเดิมมาก และขอติของการค่อยๆปรับตัวโน้ตนี้คือการไม่ทำให้ตัวโน้ตเสียงจะไม่เปลี่ยนไปเปลี่ยนมา (เมื่อการค้นหาใกล้เคียงถึงจุดเหมาะที่สุดแล้วจะไม่เปลี่ยนไปเป็นค่าอื่น) โดยที่อัตราการปรับเสียงตัวโน้ตนี้จะอยู่ระหว่าง 0.1 ถึง 0.5 ซึ่งตัวอย่างสำหรับคำสั่งในการปรับโน้ตเสียงจะสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

NewHarmony= PAMask.*(Harmony+randi([-bw bw],1,Dim))

6.4.5 ทดสอบเสียง

การทดสอบเสียง เป็นการนำค่าตัวโน้ตที่ได้ทำการสร้างขึ้นก่อนหน้าไปทำการทดสอบกับระบบโดยผ่านทางฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ดังแสดงในรูปที่ 6.23

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นส่วนที่สำคัญในกระบวนการของ HS ที่ใช้ในการประเมินผลของระดับเสียงว่ามีความไพเราะมากน้อยเพียงใด ในกรณีที่ค้นหาค่าต่ำที่สุด ตัวโน้ตที่ได้จากการสร้างตัวโน้ตตัวใหม่ หรือ จากการปรับโน้ตเสียงจากหน่วยความจำ จะนำมาใส่ในฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพื่อดูว่าเมื่อแทนค่าเข้าไปแล้วจะมีค่าความไพเราะของโน้ตเสียงตัวนั้นมากน้อยเพียงใด เพื่อนำไปทำการ



รูปที่ 6.23 การเชื่อมโยงกันระหว่าง HS กับระบบ

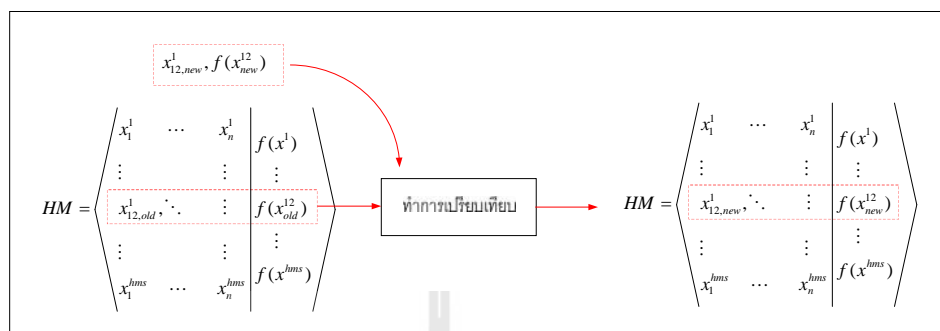
เปรียบเทียบกับตัวโน้ตตัวอื่น แล้วทำการแทนที่ต่อไป ยกตัวอย่างเช่นในการหาตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC ตำแหน่งไหนที่เมื่อติดตั้ง IPFC เข้าไปแล้วจะทำให้ได้กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบน้อยที่สุดนั่นเอง โดยที่ตัวอย่างคำสั่งที่ใช้งานนั้นสามารถแสดงได้ดังนี้

NHF= MyFun(NewHarmony)

6.4.6 การแทนที่

การแทนที่ คือ การนำเอาโน้ตตัวใหม่เข้าไปแทนที่โน้ตตัวเก่าในหน่วยความจำ โดยที่จะทำการคัดเลือกตัวโน้ตตัวที่แย่ที่สุดในหน่วยความจำออก แล้วเอาตัวโน้ตใหม่เข้าไปแทน ซึ่งในการที่จะแทนตัวโน้ตตัวใหม่ลงไปนั้น จะต้องผ่านการทดสอบก่อนว่า ตัวโน้ตตัวใหม่ที่ได้มานั้นมีค่าที่ดีกว่าตัวเก่าที่อยู่ในหน่วยความจำหรือไม่ (จากขั้นตอนการทดสอบเสียง) ยกตัวอย่างเช่น ตัวโน้ตตัวที่ 12 $x_{12,old}^1, f(x_{old}^{12})$ เป็นตัวที่แย่ที่สุดในหน่วยความจำ และ $x_{12,new}^1, f(x_{new}^{12})$ เป็นตัวโน้ตตัวใหม่ที่ได้มา แล้วนำโน้ตทั้งสองตัวไปเปรียบเทียบกัน ถ้า $x_{12,new}^1, f(x_{new}^{12})$ มีค่าความ

เหมาะสมที่คิดว่า (มีค่าน้อยกว่า) จึงนำเอา $x_{12,new}^1, f(x_{new}^{12})$ ไปแทนตัวโน้ตตัวเก่า $x_{12,old}^1, f(x_{old}^{12})$
 ดังรูปที่ 6.24



รูปที่ 6.24 แผนภาพการแทนที่ของตัวโน้ต

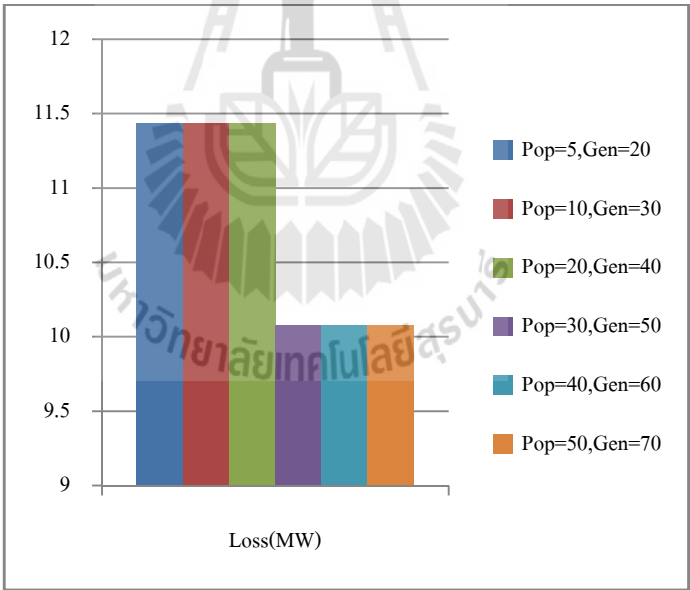
โดยที่ตัวอย่างคำสั่งที่ใช้ในการแทนค่าตัวโน้ตสามารถแสดงได้ดังนี้

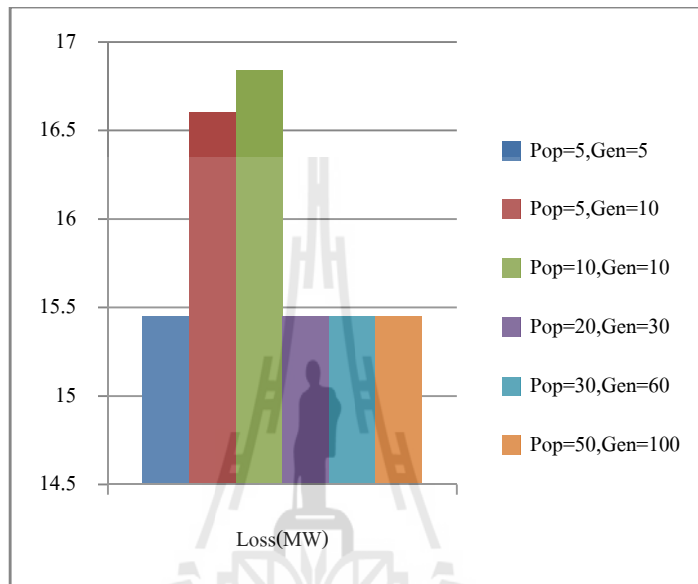
```
if (NHF<WorstFit)&&(Min==1)
    HM(WorstLoc,:)=NewHarmony
    HFLoss(WorstLoc)=NHF
    HFcost(WorstLoc)=NHM
    [WorstFit,WorstLoc]=max(HFLoss);
end
```

และเมื่อนำตัวโน้ตตัวใหม่ไปแทนตัวโน้ตตัวที่แย่ที่สุดในหน่วยความจำแล้ว และจะต้องหาตัวโน้ตตัวที่แย่ที่สุดในหน่วยความจำ ณ ขณะนั้นด้วยเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบในการวนรอบครั้งต่อไป

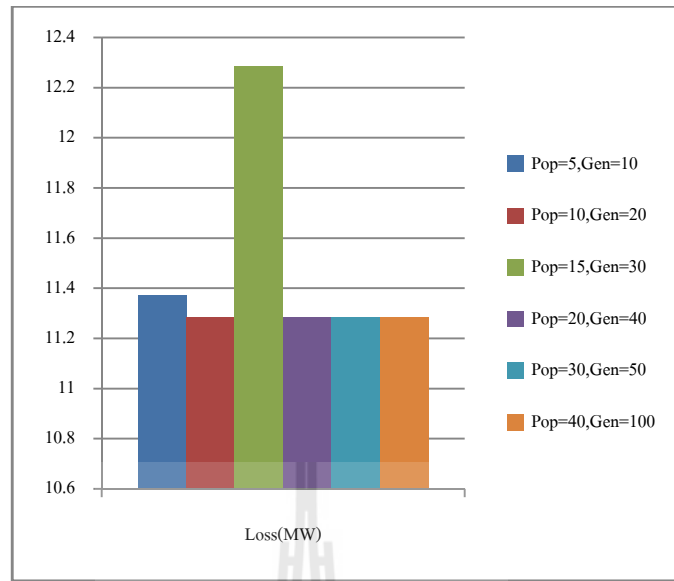
หลังจากทำการคำนวณได้ตามจำนวนรอบที่ต้องการแล้ว ก็จะทำการคัดเลือกค่าที่ต่ำที่สุดในหน่วยความจำเสี่ยง (HF) ออกมาเป็นจุดคำตอบ โดยที่ตัวอย่างคำสั่งที่ใช้ในการเลือกคำตอบที่ต่ำที่สุดสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

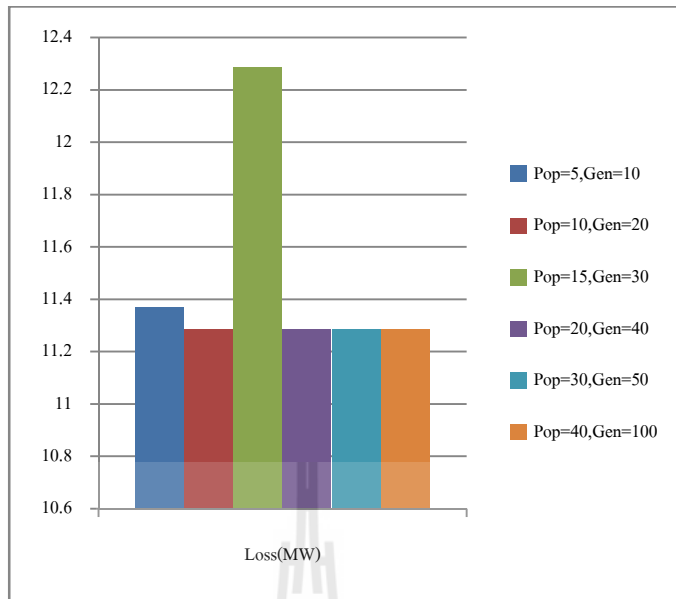
```
[BestFit,BestLoc]=min(HFLoss);
Best=HM(BestLoc,:);
```





มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี





บทที่ 7

ผลการทดสอบ

7.1 บทนำ

ในการทดสอบเพื่อตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดกับขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดนั้น จะทำการทดสอบกับระบบ IEEE 14 BUS IEEE 30 BUS IEEE 57 BUS และ IEEE 118 BUS ในการทดสอบจะเป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างวิธีการ HS&HGA กับ HS&SQP และ เมื่อได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดแล้วจะทำการทดสอบให้โหลดมีการเปลี่ยนแปลง 3 ความต้องการโหลด

7.2 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 14 BUS

7.2.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 14 BUS ด้วยวิธี HS&HGA

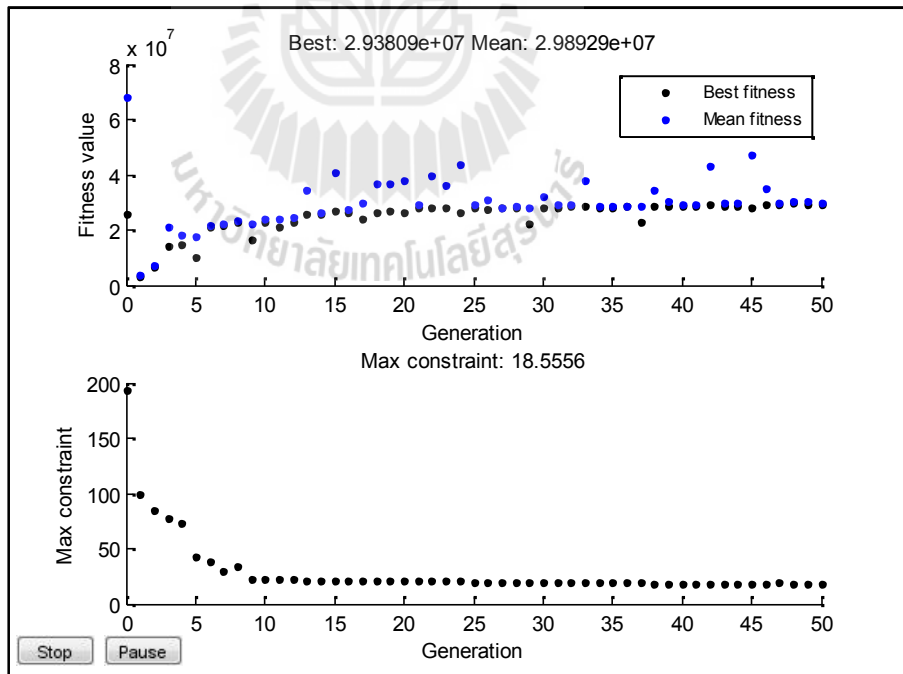
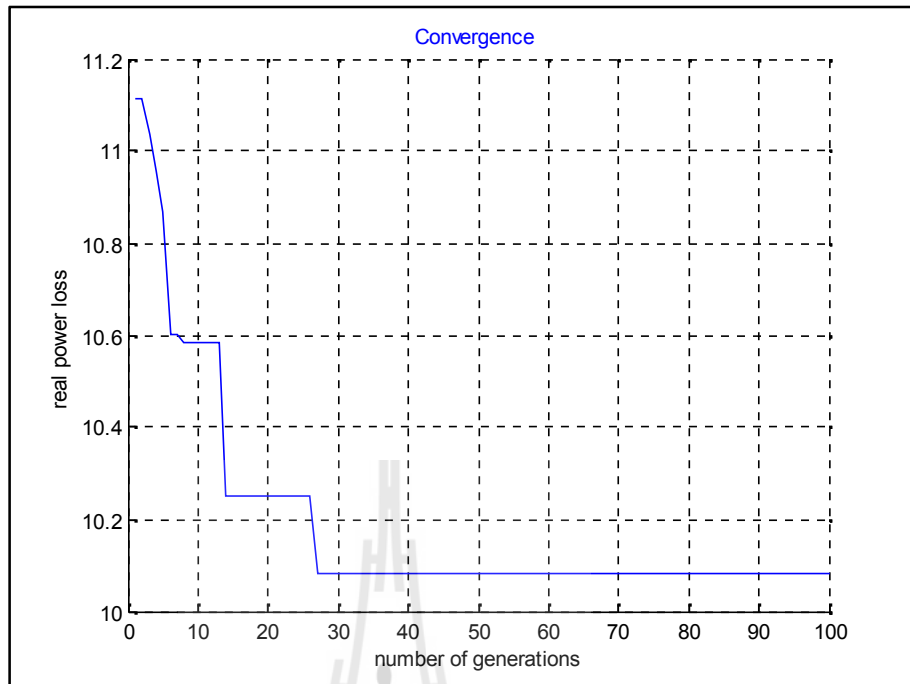
สำหรับระบบมาตรฐาน IEEE 14 BUS เมื่อทำการทดสอบโดยใช้วิธีการ HS&HGA จะได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือ ทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5 การดูเข้าหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดดังรูปที่ 7.1 กับ การดูเข้าหาขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดของระบบ ณ ตำแหน่งที่ทำการค้นหาดังแสดงไว้ในรูปที่ 7.2 และ ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 7.1

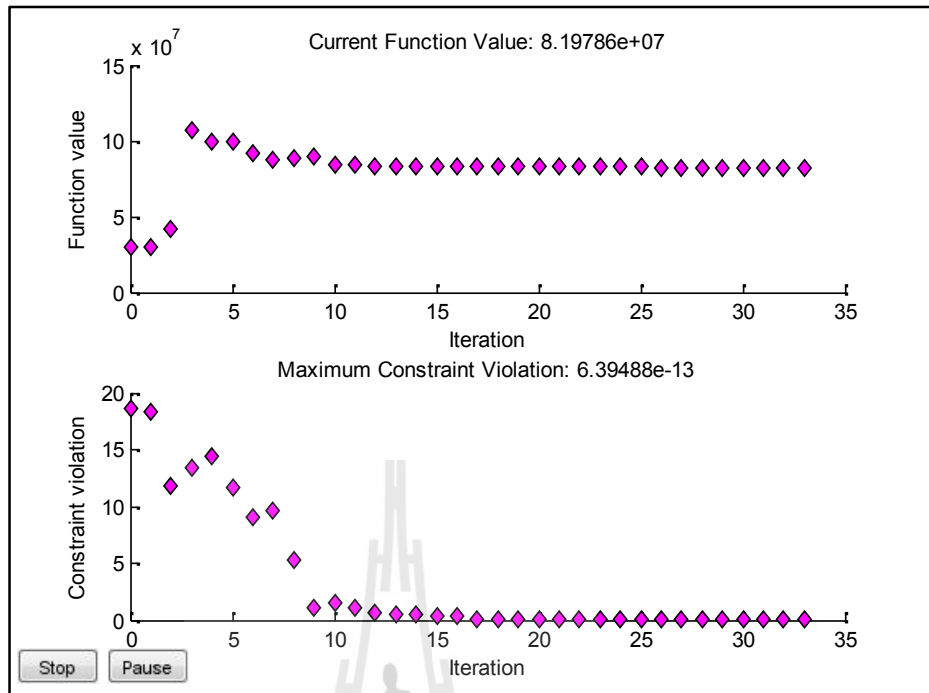
ตารางที่ 7.1 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	229.0812	-25.3263	1.1000	0.0000
2	40.0000	22.4037	1.0910	-3.8187
3	0.0000	25.1172	1.0621	-10.7872
4	0.0000	0.0000	1.0669	-8.4295
5	0.0000	0.0000	1.0750	-7.0180

ตารางที่ 7.1 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
6	0.0000	24.0000	1.0698	-12.4387
7	0.0000	0.0000	1.0616	-11.4652
8	0.0000	24.0000	1.1000	-11.4652
9	0.0000	0.0000	1.0593	-13.0061
10	0.0000	0.0000	1.0538	-13.1918
11	0.0000	0.0000	1.0583	-12.9475
12	0.0000	0.0000	1.0552	-13.2806
13	0.0000	0.0000	1.0507	-13.3535
14	0.0000	0.0000	1.0376	-14.1538
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-7 = 1.0435 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 4-9 = 0.9000 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 5-6 = 1.0092 pu.			$\angle se_{ij} = -98.2285^{\circ}$	
			$\angle se_{ik} = -104.5185^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 10.0813 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 8.2793×10^7 US\$				
ขนาดของ IPFC = $35.8929 + j3.7369$ MVA				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ= 1.03520×10^6 US\$				
ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด = NI=1, NJ=2, NK=5				

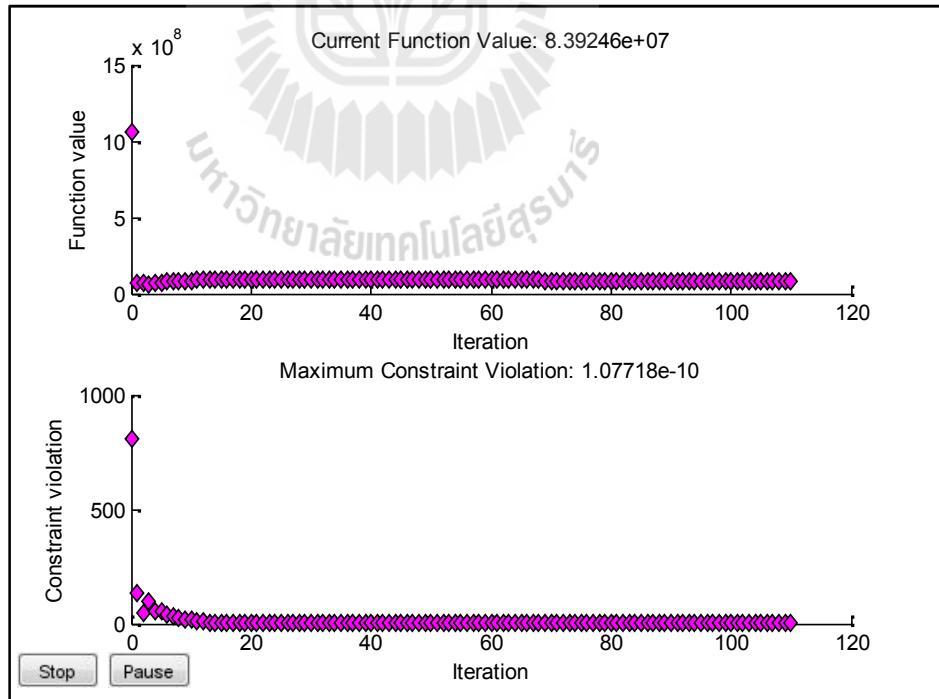
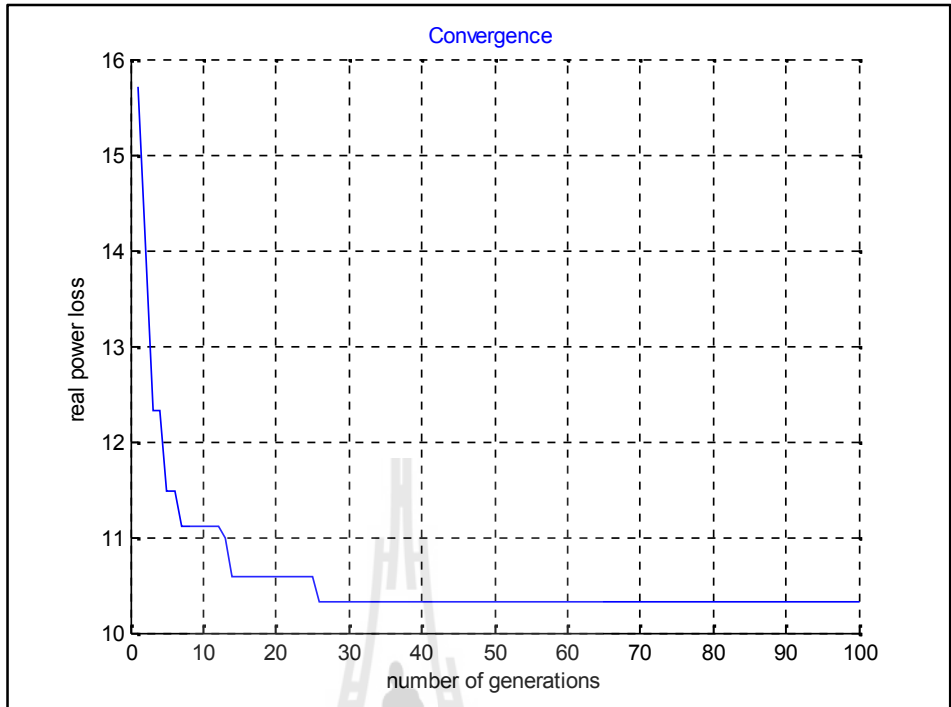


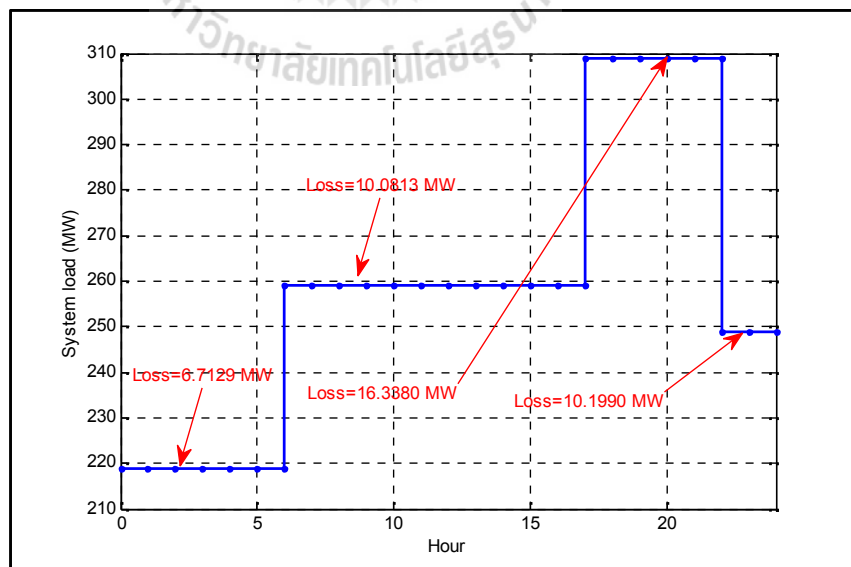
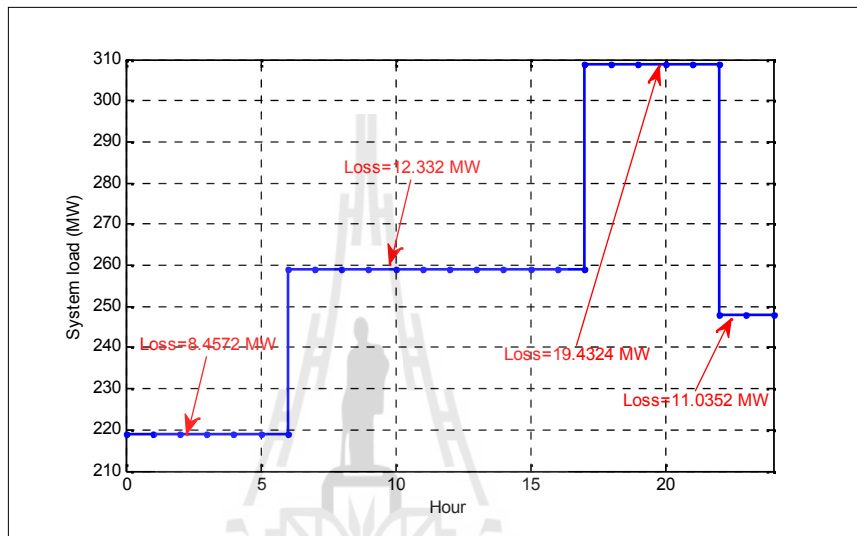


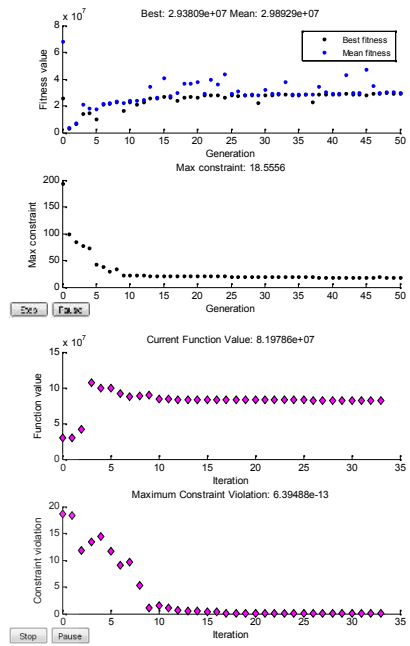
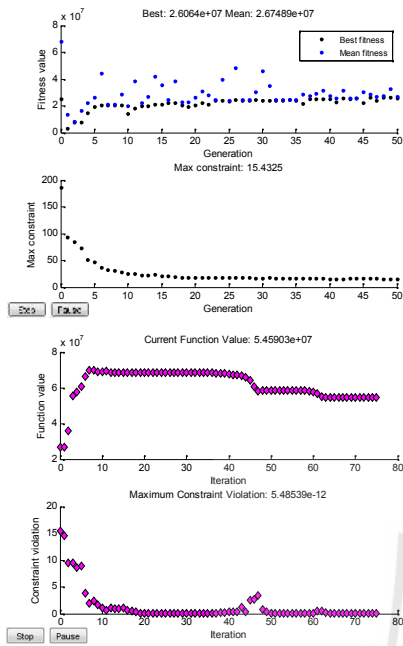
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	229.3202	-24.7274	1.1000	0.0000
2	40.0000	24.1908	1.0833	-4.6636
3	0.0000	23.0994	1.0637	-10.5323

ตารางที่ 7.2 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-3 และ 2-4) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
4	0.0000	0.0000	1.0655	-8.7048
5	0.0000	0.0000	1.0707	-7.5965
6	0.0000	24.0000	1.0675	-12.9255
7	0.0000	0.0000	1.0616	-11.8016
8	0.0000	24.0000	1.1000	-11.8016
9	0.0000	0.0000	1.0588	-13.3759
10	0.0000	0.0000	1.0530	-13.5835
11	0.0000	0.0000	1.0568	-13.3872
12	0.0000	0.0000	1.0530	-13.7613
13	0.0000	0.0000	1.0487	-13.8275
14	0.0000	0.0000	1.0364	-14.5713
แท็ปหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-7 = 1.0410 pu. Line 4-9 = 0.9000 pu. Line 5-6 = 1.0081 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu. $V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu. $\angle se_{ij} = -107.8619^{\circ}$ $\angle se_{ik} = -109.7405^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 10.3203 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 8.4756×10^7 US\$				
ขนาดของ IPFC = $35.0134 + j5.6610$ MVA				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ= 1.6495×10^6 US\$				
ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด = NI=2, NJ=3, NK=4				

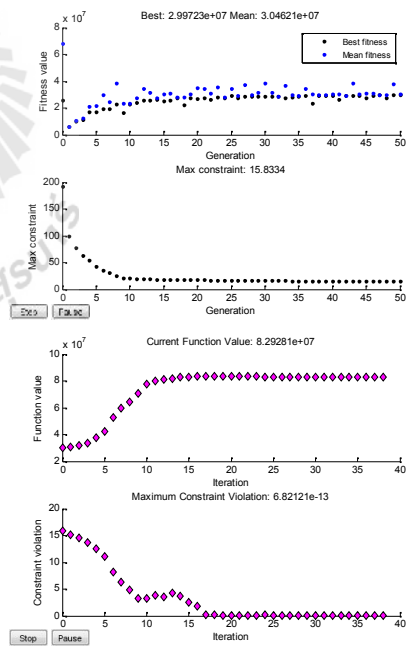
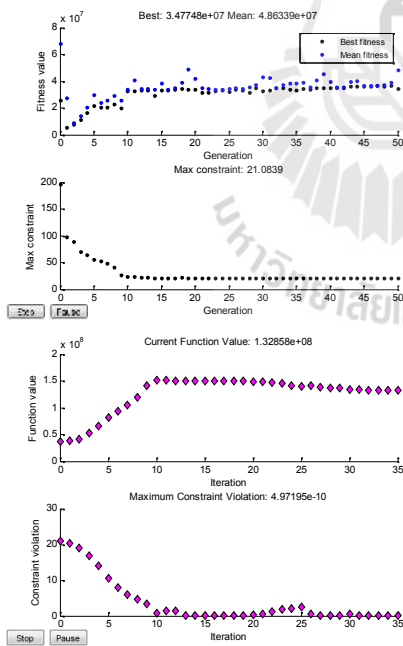






รูปที่ 7.7 (ก) โหลดเท่ากับ 219 MW

รูปที่ 7.7 (ข) โหลดเท่ากับ 259 MW



รูปที่ 7.7 (ค) โหลดเท่ากับ 309 MW

รูปที่ 7.7 (ง) โหลดเท่ากับ 249 MW

ตารางที่ 7.3 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 219MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 1-2 และ 1-5

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	184.7137	-24.7125	1.1000	0.0000
2	40.0000	6.9644	1.0930	-2.998
3	0.0000	12.4903	1.0666	-9.1410
4	0.0000	0.0000	1.0772	-6.6368
5	0.0000	0.0000	1.0849	-5.4375
6	0.0000	18.9100	1.0878	-9.2589
7	0.0000	0.0000	1.0799	-8.6129
8	0.0000	12.5410	1.1000	-8.6129
9	0.0000	0.0000	1.0799	-9.6302
10	0.0000	0.0000	1.0763	-9.7064
11	0.0000	0.0000	1.0800	-9.5837
12	0.0000	0.0000	1.0794	-9.7972
13	0.0000	0.0000	1.0748	-9.9111
14	0.0000	0.0000	1.0688	-10.5421
แก้ปห้ม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-7 = 1.0191 pu. Line 4-9 = 0.9000 pu. Line 5-6 = 1.0072 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu. $V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu. $\delta_{se_{ij}} = -98.0326^{\circ}$ $\delta_{se_{ik}} = -101.3065^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 6.7129 MW				

ตารางที่ 7.4 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 309 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 1-2 และ 1-5

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	285.3387	11.4912	1.1000	0.0000
2	40.0000	50.0000	1.0782	-4.8889
3	0.0000	40.0000	1.0402	-13.0312
4	0.0000	0.0000	1.0274	-10.5051
5	0.0000	0.0000	1.0344	-8.8358
6	0.0000	24.0000	1.0568	-16.3176
7	0.0000	0.0000	1.0616	-14.6425
8	0.0000	24.0000	1.1000	-14.6425
9	0.0000	0.0000	1.0400	-16.8620
10	0.0000	0.0000	1.0294	-17.1237
11	0.0000	0.0000	1.0306	-16.9232
12	0.0000	0.0000	1.0251	-17.2319
13	0.0000	0.0000	1.0241	-17.4921
14	0.0000	0.0000	1.0040	-18.5320
แก้ปห้ข้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-7 = 0.9682 pu. Line 4-9 = 0.9000 pu. Line 5-6 = 0.9337 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu. $V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu. $\delta_{se_{ij}} = -104.9367^{\circ}$ $\delta_{se_{ik}} = -116.4759^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 16.3380 MW				

ตารางที่ 7.5 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 249 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 1-2 และ 1-5

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	218.1991	-25.7872	1.1000	0.0000
2	40.000	17.3723	1.0879	-3.8727
3	0.0000	20.9294	1.0593	-10.7285
4	0.0000	0.0000	1.0655	-8.6483
5	0.0000	0.0000	1.0733	-7.4094
6	0.0000	24.0000	1.0762	-12.4107
7	0.0000	0.0000	1.0670	-11.4594
8	0.0000	20.6350	1.1000	-11.4594
9	0.0000	0.0000	1.0668	-12.8868
10	0.0000	0.0000	1.0611	-13.0851
11	0.0000	0.0000	1.0652	-12.8784
12	0.0000	0.0000	1.0631	-13.1795
13	0.0000	0.0000	1.0604	-13.2183
14	0.0000	0.0000	1.0506	-13.9261
แก้ปห้ข้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-7 = 1.0345 pu. Line 4-9 = 0.9000 pu. Line 5-6 = 1.0107 pu.			$Vse_{ij} = 0.1000$ pu. $Vse_{ik} = 0.0134$ pu. $\angle se_{ij} = -86.8900^{\circ}$ $\angle se_{ik} = 180.000^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 10.1990 MW				

7.3 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 30 BUS

7.3.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 30 BUS ด้วยวิธี HS&HGA

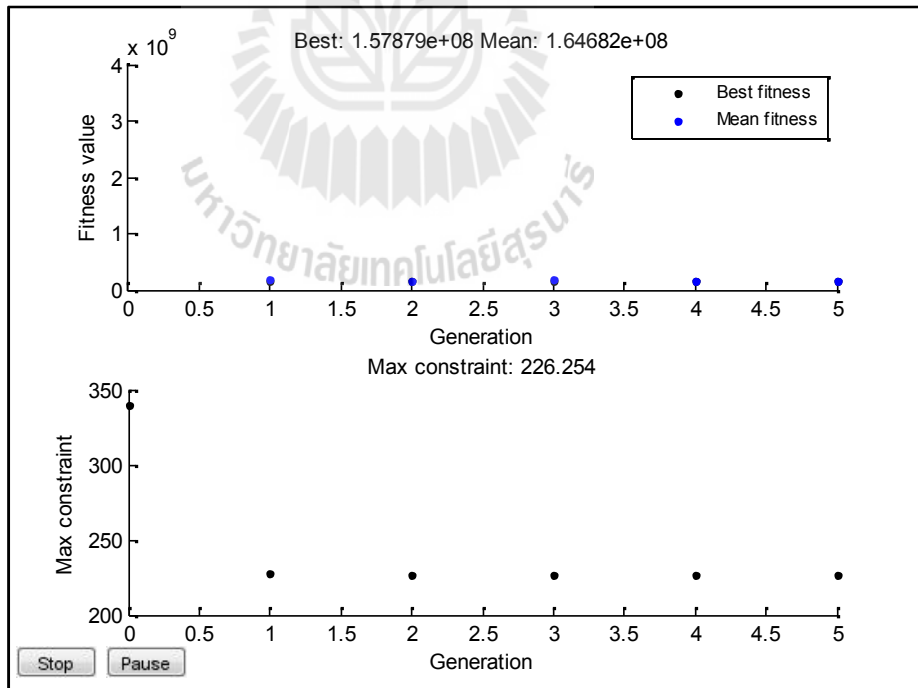
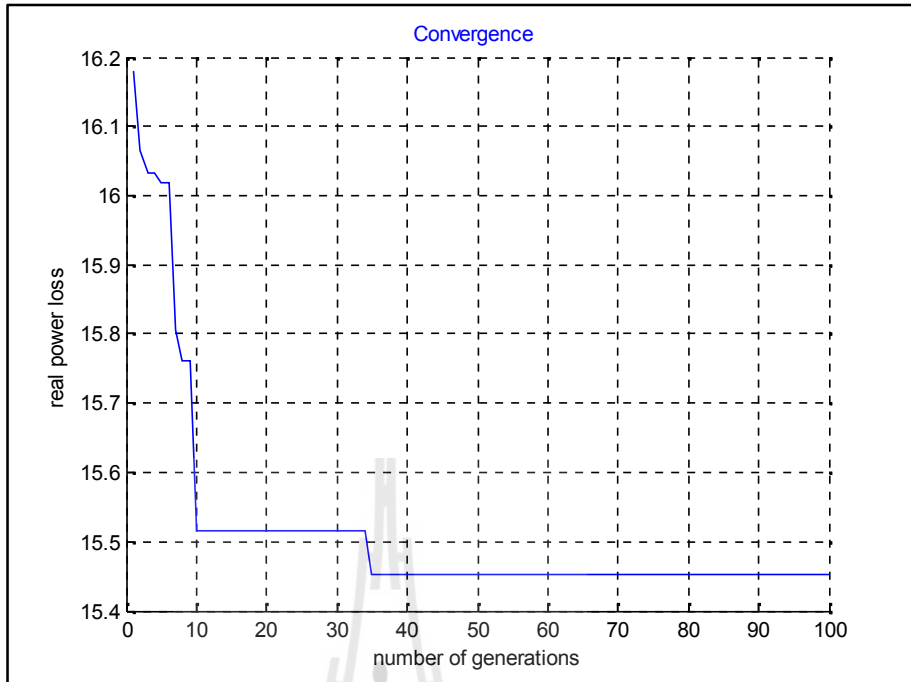
สำหรับระบบมาตรฐาน IEEE 30 BUS เมื่อทำการทดสอบโดยใช้วิธีการ HS&HGA จะได้ตำแหน่งเหมาะสมที่สุดคือ ทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดดังรูปที่ 7.8 กับ การลู่เข้าหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุดของระบบ ณ ตำแหน่งที่ทำการค้นหาดังแสดงไว้ในรูปที่ 7.9 และ ค่าพารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 7.6

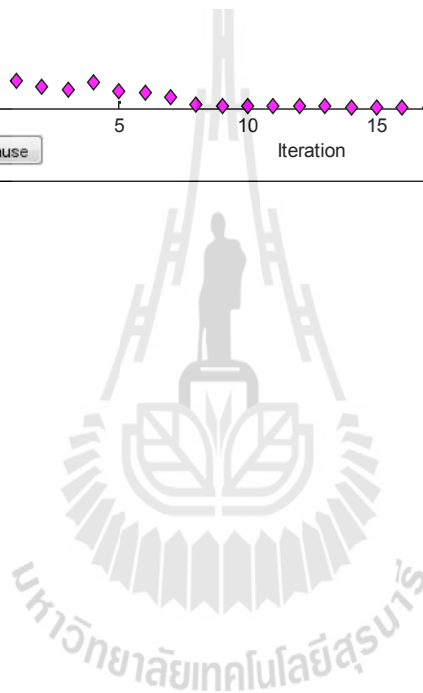
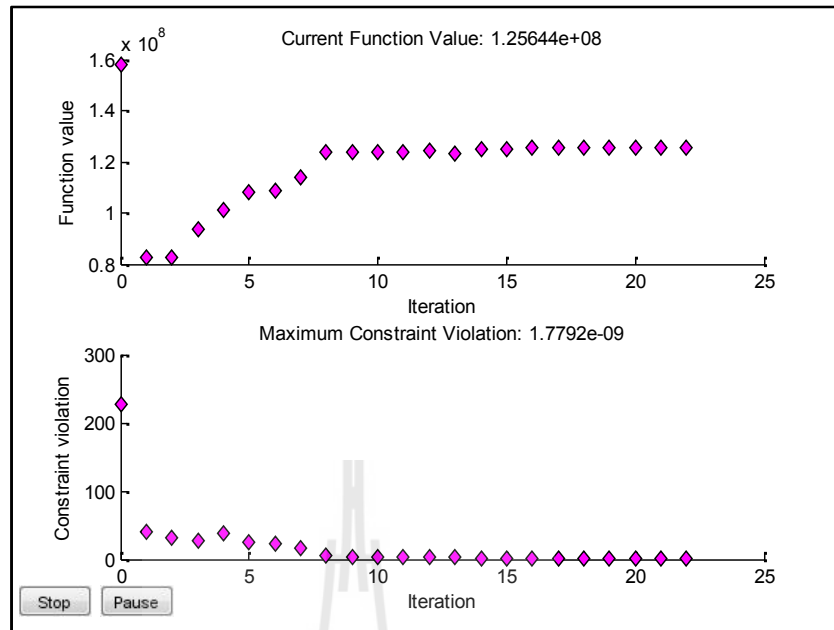
ตารางที่ 7.6 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	258.8524	-20.0000	1.1000	0.0000
2	40.0000	22.4115	1.0797	-4.3100
3	0.0000	0.0000	1.0808	-7.1308
4	0.0000	0.0000	1.0530	-7.7218
5	0.0000	28.8718	1.0547	-11.4198
6	0.0000	0.0000	1.0485	-9.2805
7	0.0000	0.0000	1.0446	-10.664
8	0.0000	40.0000	1.0502	-10.0118
9	0.0000	0.0000	1.0667	-12.1755
10	0.0000	0.0000	1.0601	-13.6885
11	0.0000	17.5960	1.1000	-12.1755
12	0.0000	0.0000	1.0695	-13.1364
13	0.0000	24.0000	1.1000	-13.1364
14	0.0000	0.0000	1.0551	-13.9715
15	0.0000	0.0000	1.0511	-14.0315
16	0.0000	0.0000	1.0581	-13.6307
17	0.0000	0.0000	1.0545	-13.8788

ตารางที่ 7.6 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
18	0.0000	0.0000	1.0423	-14.5869
19	0.0000	0.0000	1.0402	-14.7303
20	0.0000	0.0000	1.0444	-14.5257
21	0.0000	0.0000	1.0479	-14.1014
22	0.0000	0.0000	1.0484	-14.0820
23	0.0000	0.0000	1.0415	-14.3184
24	0.0000	0.0000	1.0371	-14.3633
25	0.0000	0.0000	1.0488	-14.1129
26	0.0000	0.0000	1.0317	-14.5074
27	0.0000	0.0000	1.0644	-13.6999
28	0.0000	0.0000	1.0449	-9.8948
29	0.0000	0.0000	1.0454	-14.8350
30	0.0000	0.0000	1.0344	-15.6476
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 6-9 = 1.0005 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 6-10 = 0.9000 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 4-12 = 0.9884 pu.			$\angle se_{ij} = 79.0547^{\circ}$	
Line 28-27 = 0.9531 pu.			$\angle se_{ik} = -111.7398^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 15.4520 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 1.26920×10^8 US\$				
ขนาดของ IPFC = $35.2938 + j6.6301$ MVA				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ = 1.3985×10^6 US\$				
ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด = NI=2, NJ=1, NK=5				





บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	258.9163	-20.0000	1.1000	0.0000
2	40.0000	23.5092	1.0752	-4.8030
3	0.0000	0.0000	1.0816	-7.1163

ตารางที่ 7.7 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 2-5 และ 2-6) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
4	0.0000	0.0000	1.0539	-7.7131
5	0.0000	28.1713	1.0523	-11.6063
6	0.0000	0.0000	1.0504	-9.1475
7	0.0000	0.0000	1.0447	-10.6630
8	0.0000	40.0000	1.0521	-9.8766
9	0.0000	0.0000	1.0677	-12.0598
10	0.0000	0.0000	1.0611	-13.5834
11	0.0000	17.0840	1.1000	-12.0598
12	0.0000	0.0000	1.0695	-13.0705
13	0.0000	24.0000	1.1000	-13.0705
14	0.0000	0.0000	1.0552	-13.8993
15	0.0000	0.0000	1.0513	-13.9554
16	0.0000	0.0000	1.0586	-13.5497
17	0.0000	0.0000	1.0553	-13.7803
18	0.0000	0.0000	1.0428	-14.4999
19	0.0000	0.0000	1.0408	-14.6370
20	0.0000	0.0000	1.0451	-14.4295
21	0.0000	0.0000	1.0488	-13.9963
22	0.0000	0.0000	1.0493	-13.9772
23	0.0000	0.0000	1.0420	-14.2306
24	0.0000	0.0000	1.0378	-14.2599
25	0.0000	0.0000	1.0496	-13.9958
26	0.0000	0.0000	1.0324	-14.3897
27	0.0000	0.0000	1.0652	-13.5749
28	0.0000	0.0000	1.0468	-9.7616

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
29	0.0000	0.0000	1.0462	-14.7082
30	0.0000	0.0000	1.0352	-15.5196

แท่งหม้อแปลง

ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC

Line 6-9 = 1.0004 pu.

$Vse_{ij} = 0.1000$ pu.

Line 6-10 = 0.9000 pu.

$Vse_{ik} = 0.1000$ pu.

Line 4-12 = 0.9899 pu.

$\angle se_{ij} = -110.8851^\circ$

Line 28-27 = 0.9542 pu.

$\angle se_{ik} = -110.3830^\circ$

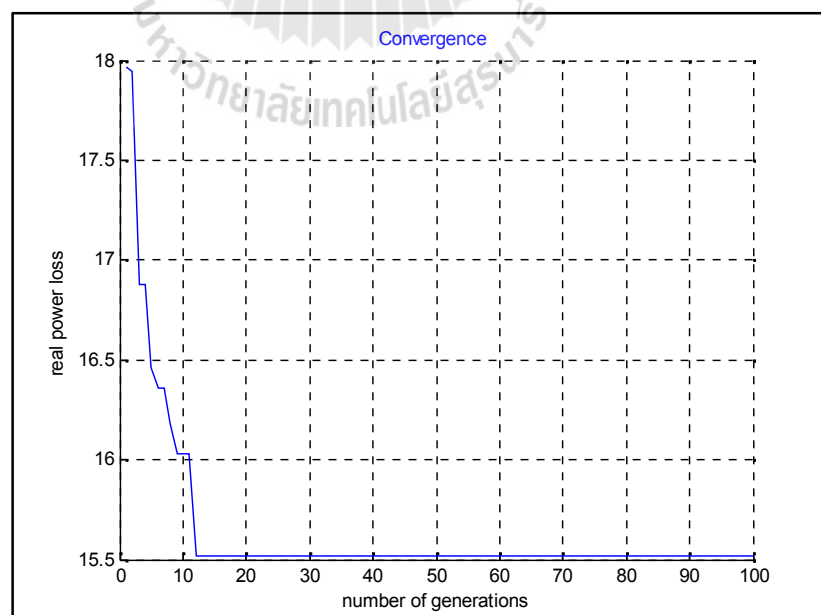
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 15.5155 MW

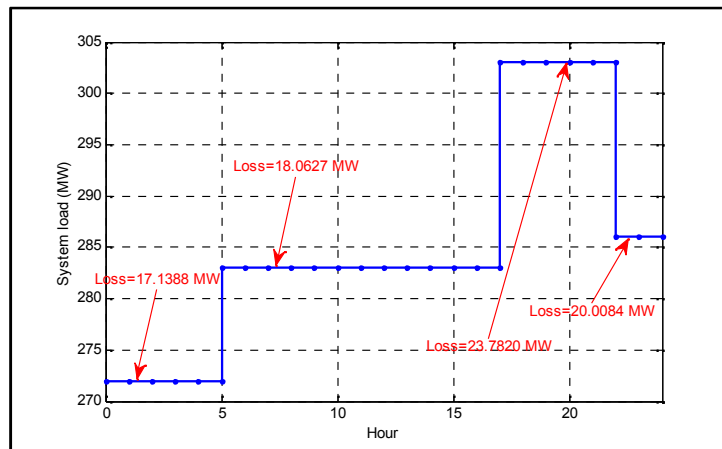
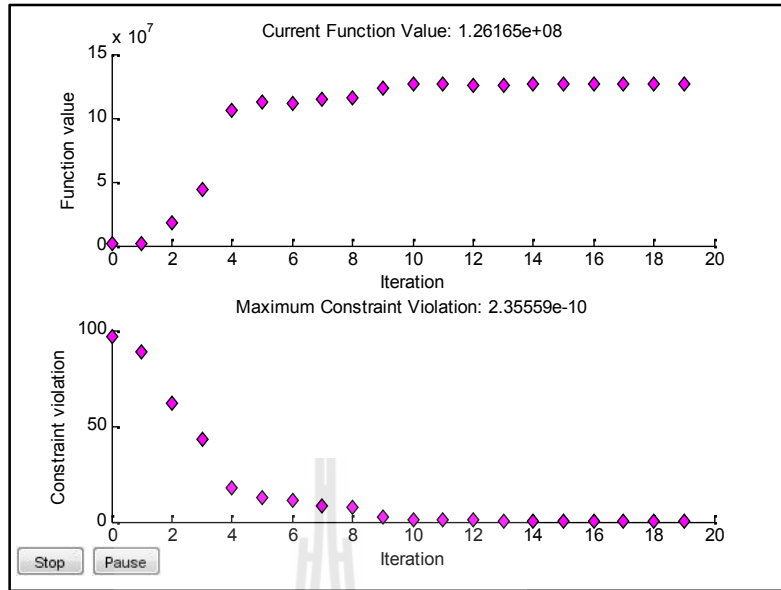
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 1.2742×10^8 US\$

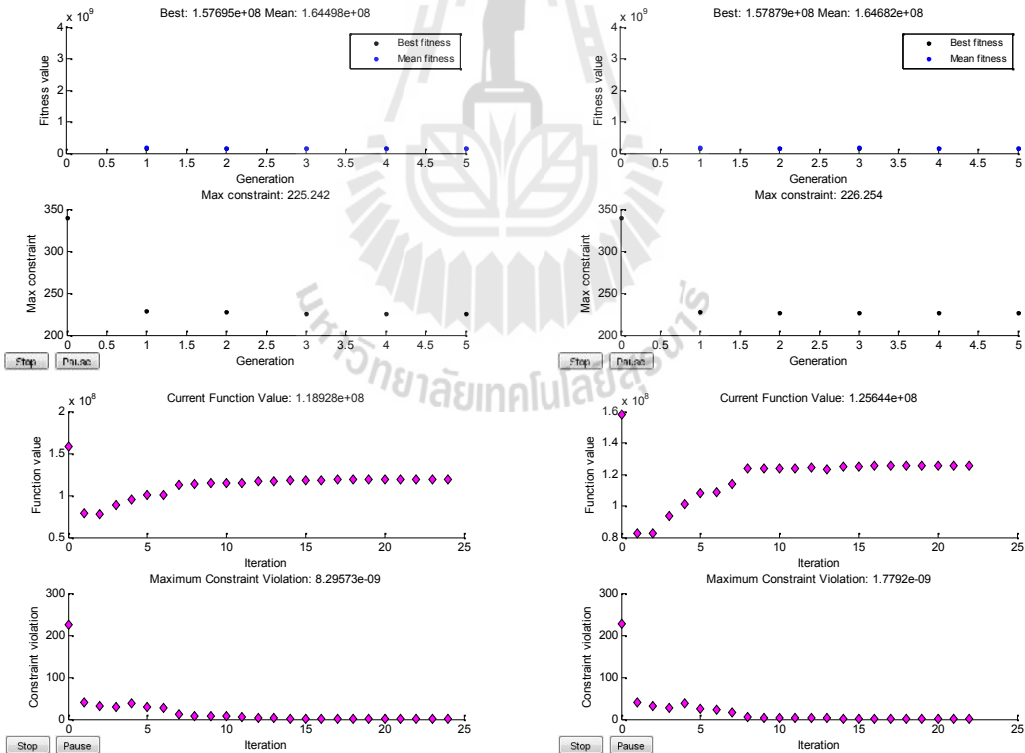
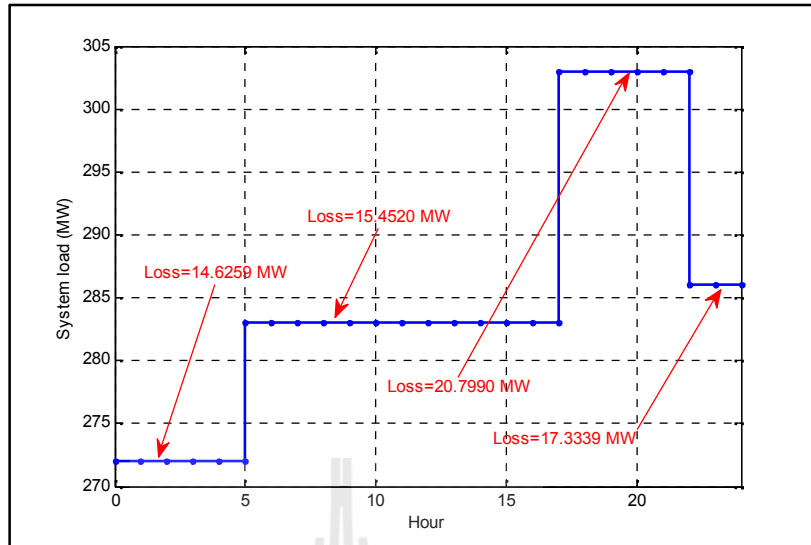
ขนาดของ IPFC = $34.4800 + j6.2389$ MVA

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ = 1.8274×10^6 US\$

ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด = NI=2, NJ=5, NK=6

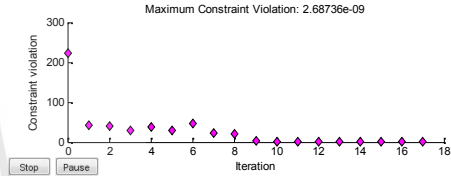
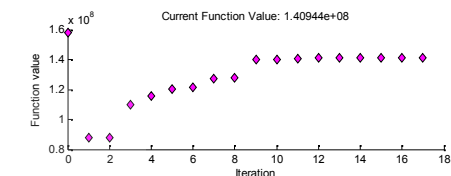
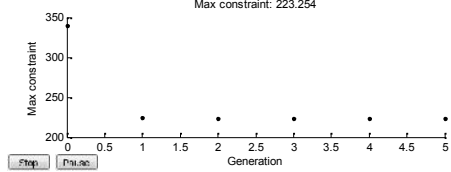
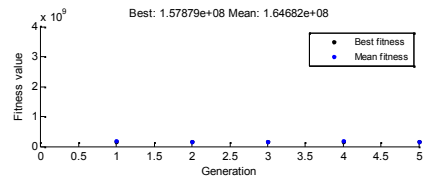
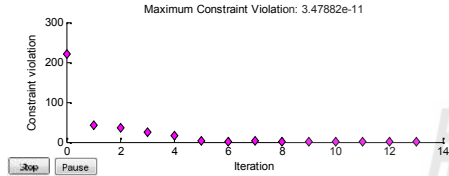
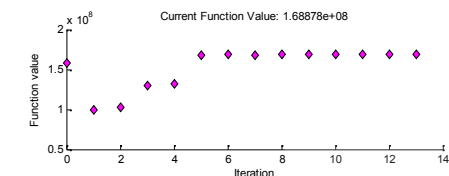
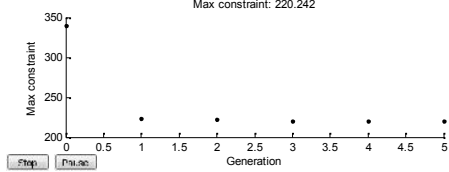
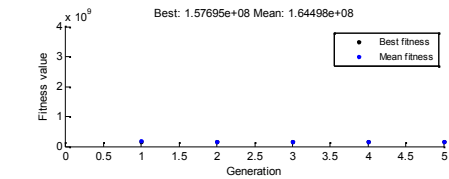






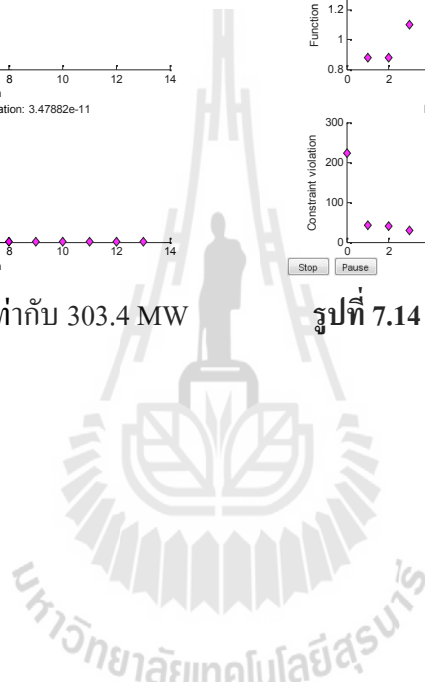
รูปที่ 7.14 (ก) โหลดเท่ากับ 272.4 MW

รูปที่ 7.14 (ก) โหลดเท่ากับ 283.4 MW



รูปที่ 7.14 (ค) โหลดเท่ากับ 303.4 MW

รูปที่ 7.14 (ง) โหลดเท่ากับ 286.4 MW



บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	274.0263	-20.0000	1.1000	0.0000
2	40.0000	17.0042	1.0802	-4.0963
3	0.0000	0.0000	1.0832	-6.7745
4	0.0000	0.0000	1.0565	-7.3455
5	0.0000	26.2328	1.0559	-11.0170
6	0.0000	0.0000	1.0515	-8.8946
7	0.0000	0.0000	1.0474	-10.2534

ตารางที่ 7.8 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 272.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 2-1 และ 2-5 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
8	0.0000	37.3135	1.0523	-9.6115
9	0.0000	0.0000	1.0702	-11.4676
10	0.0000	0.0000	1.0679	-12.8008
11	0.0000	15.7504	1.1000	-11.4676
12	0.0000	0.0000	1.0739	-12.1574
13	0.0000	20.4940	1.1000	-12.1574
14	0.0000	0.0000	1.0622	-12.8824
15	0.0000	0.0000	1.0594	-12.9991
16	0.0000	0.0000	1.0649	-12.6266
17	0.0000	0.0000	1.0628	-12.9313
18	0.0000	0.0000	1.0529	-13.4570
19	0.0000	0.0000	1.0515	-13.6123
20	0.0000	0.0000	1.0550	-13.4375
21	0.0000	0.0000	1.0571	-13.2275
22	0.0000	0.0000	1.0578	-13.2217
23	0.0000	0.0000	1.0520	-13.3669
24	0.0000	0.0000	1.0490	-13.6661
25	0.0000	0.0000	1.0616	-14.1063
26	0.0000	0.0000	1.0509	-14.4244
27	0.0000	0.0000	1.0749	-14.1661
28	0.0000	0.0000	1.0459	-9.5954
29	0.0000	0.0000	1.0485	-15.9124
30	0.0000	0.0000	1.0277	-17.6834
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 6-9 = 1.0047 pu			$V_{se,j} = 0.1000$ pu	

ตารางที่ 7.8 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 272.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 2-1 และ 2-5 (ต่อ)

แท็บหม้อแปลง	ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC
Line 6-10 = 0.9000 pu. Line 4-12 = 0.9917 pu. Line 28-27 = 0.9384 pu.	$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu. $\angle se_{ij} = 78.9548^\circ$ $\angle se_{ik} = -111.4413^\circ$
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 14.6259 MW	

ตารางที่ 7.9 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 303.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 2-1 และ 2-5

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^\circ$)
1	284.1692	19.6383	1.1000	0.0000
2	40.0000	50.0000	1.0699	-4.6121
3	0.0000	0.0000	1.0433	-7.8336
4	0.0000	0.0000	1.0102	-8.134
5	0.0000	40.0000	1.0393	-12.0473
6	0.0000	0.0000	1.0034	-9.8066
7	0.0000	0.0000	1.0074	-11.1793
8	0.0000	40.0000	1.0036	-10.5984
9	0.0000	0.0000	1.0546	-13.2915
10	0.0000	0.0000	1.0244	-15.2146
11	0.0000	24.0000	1.1000	-13.2915
12	0.0000	0.0000	1.0458	-14.8528
13	0.0000	24.0000	1.0770	-14.8528
14	0.0000	0.0000	1.0167	-15.7705
15	0.0000	0.0000	1.0108	-15.8180
16	0.0000	0.0000	1.0233	-15.2899
17	0.0000	0.0000	1.0163	-15.4502

ตารางที่ 7.9 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 303.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 2-1 และ 2-5 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
17	0.0000	0.0000	1.0163	-15.4502
18	0.0000	0.0000	0.9965	-16.6825
19	0.0000	0.0000	0.9932	-16.7717
20	0.0000	0.0000	0.9995	-16.5316
21	0.0000	0.0000	1.0074	-15.5038
22	0.0000	0.0000	1.0078	-15.4969
23	0.0000	0.0000	0.9937	-16.0540
24	0.0000	0.0000	0.9890	-15.6832
25	0.0000	0.0000	0.9941	-15.1073
26	0.0000	0.0000	0.9543	-14.4058
27	0.0000	0.0000	1.0181	-14.9662
28	0.0000	0.0000	0.9918	-10.4372
29	0.0000	0.0000	0.9786	-16.3411
30	0.0000	0.0000	0.9533	-16.5730
แก้ปห้ม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 6-9 = 0.9383 pu.			$Vse_{ij} = 0.1000$ pu.	
Line 6-10 = 0.9000 pu.			$Vse_{ik} = 0.1000$ pu.	
Line 4-12 = 0.9197 pu.			${}_n se_{ij} = 72.2234^{\circ}$	
Line 28-27 = 0.9000 pu.			${}_n se_{ik} = -113.2576^{\circ}$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 20.7690 MW				

ตารางที่ 7.10 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 286.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 2-1 และ 2-5

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	263.7344	-10.8723	1.1000	0.0000
2	40.0000	50.0000	1.0810	-4.3811
3	0.0000	0.0000	1.0618	-7.2464
4	0.0000	0.0000	1.0322	-7.6468
5	0.0000	40.0000	1.0583	-11.3852
6	0.0000	0.0000	1.0271	-9.2030
7	0.0000	0.0000	1.0301	-10.5181
8	0.0000	40.0000	1.0279	-9.9430
9	0.0000	0.0000	1.0546	-12.3586
10	0.0000	0.0000	1.0339	-14.0543
11	0.0000	24.0000	1.1000	-12.3586
12	0.0000	0.0000	1.0511	-13.6668
13	0.0000	24.0000	1.0822	-13.6668
14	0.0000	0.0000	1.0251	-14.4452
15	0.0000	0.0000	1.0208	-14.5375
16	0.0000	0.0000	1.0326	-14.0717
17	0.0000	0.0000	1.0266	-14.2468
18	0.0000	0.0000	1.0083	-15.3544
19	0.0000	0.0000	1.0054	-15.4972
20	0.0000	0.0000	1.0108	-15.3112
21	0.0000	0.0000	1.0189	-14.3099
22	0.0000	0.0000	1.0196	-14.3014
23	0.0000	0.0000	1.0073	-14.7270
24	0.0000	0.0000	1.0059	-14.4633
25	0.0000	0.0000	1.0181	-14.0649

ตารางที่ 7.10 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง เท่ากับ 268.4 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
26	0.0000	0.0000	0.9834	-13.5458
27	0.0000	0.0000	1.0438	-13.9561
28	0.0000	0.0000	1.0163	-9.7859
29	0.0000	0.0000	1.0089	-15.1411
30	0.0000	0.0000	0.9856	-15.4861
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 6-9 = 0.9773 pu.			$Vse_{ij} = 0.1000$ pu.	
Line 6-10 = 0.9000 pu.			$Vse_{ik} = 0.1000$ pu.	
Line 4-12 = 0.9487 pu.			$\angle se_{ij} = 78.8456^\circ$	
Line 28-27 = 0.9039 pu.			$\angle se_{ik} = -110.2031^\circ$	
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 17.3339 MW				

7.4 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 57 BUS

7.4.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 57 BUS ด้วยวิธี HS&HGA

สำหรับระบบมาตรฐาน IEEE 57 BUS เมื่อทำการทดสอบโดยใช้วิธีการ HS&HGA จะได้ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดคือ ทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56 การลู่เข้าหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดดังรูปที่ 7.15 กับ การลู่เข้าหาขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียที่เหมาะสมที่สุดของระบบ ณ ตำแหน่งที่ทำการค้นหาดังแสดงไว้ในรูปที่ 7.16 และ ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 7.11

ตารางที่ 7.11 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
1	144.6754	-17.5782	1.1000	0.0000

ตารางที่ 7.11 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
2	0.0000	62.4991	1.0999	-0.1107
3	162.1883	9.1040	1.1000	-0.3301
4	0.0000	0.0000	1.0934	-1.4862
5	0.0000	0.0000	1.0872	-2.6110
6	0.0000	1.0335	1.0876	-2.7485
7	0.0000	0.0000	1.0821	-2.0225
8	397.5123	24.7912	1.1000	0.7021
9	0.0000	24.0000	1.0890	-2.2705
10	0.0000	0.0000	1.0884	-2.3995
11	0.0000	0.0000	1.0725	-2.6735
12	557.7102	10.6383	1.1000	-0.0691
13	0.0000	0.0000	1.0793	-2.1691
14	0.0000	0.0000	1.0755	-2.5819
15	0.0000	0.0000	1.0882	-1.7877
16	0.0000	0.0000	1.0980	-1.2766
17	0.0000	0.0000	1.0947	-1.3802
18	0.0000	0.0000	1.1000	-5.0682
19	0.0000	0.0000	1.0688	-6.2587
20	0.0000	0.0000	1.0608	-6.4105
21	0.0000	0.0000	1.0642	-6.0477
22	0.0000	0.0000	1.0648	-5.9914
23	0.0000	0.0000	1.0631	-6.0541
24	0.0000	0.0000	1.0475	-6.3964
25	0.0000	0.0000	1.1000	-10.2067
26	0.0000	0.0000	1.0479	-6.1717

ตารางที่ 7.11 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
27	0.0000	0.0000	1.0720	-5.3308
28	0.0000	0.0000	1.0870	-4.6050
29	0.0000	0.0000	1.1000	-4.0955
30	0.0000	0.0000	1.0838	-10.6921
31	0.0000	0.0000	1.0637	-11.3409
32	0.0000	0.0000	1.0811	-10.8691
33	0.0000	0.0000	1.0791	-10.8997
34	0.0000	0.0000	1.0286	-7.5096
35	0.0000	0.0000	1.0355	-7.3120
36	0.0000	0.0000	1.0445	-7.0798
37	0.0000	0.0000	1.0477	-6.8207
38	0.0000	0.0000	1.0682	-5.8563
39	0.0000	0.0000	1.0428	-6.9250
40	0.0000	0.0000	1.0480	-7.1786
41	0.0000	0.0000	1.0783	-6.9656
42	0.0000	0.0000	1.0876	-6.7385
43	0.0000	0.0000	1.1000	-3.9164
44	0.0000	0.0000	1.0755	-5.2899
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.4349
46	0.0000	0.0000	1.0980	-4.1008
47	0.0000	0.0000	1.0802	-5.3834
48	0.0000	0.0000	1.0775	-5.5250
49	0.0000	0.0000	1.0891	-5.4246
50	0.0000	0.0000	1.0751	-5.3131
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.5856

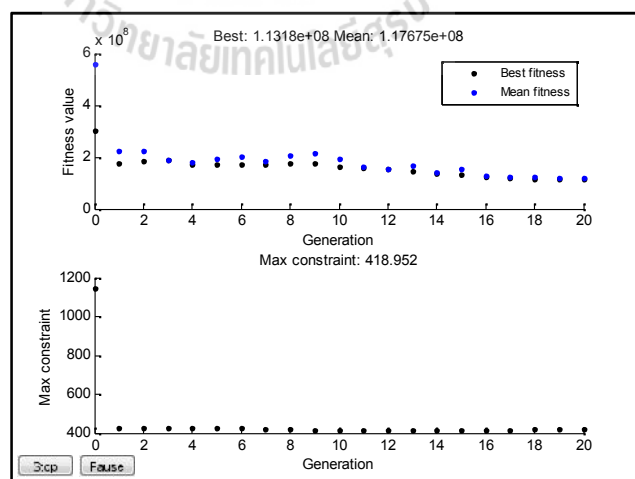
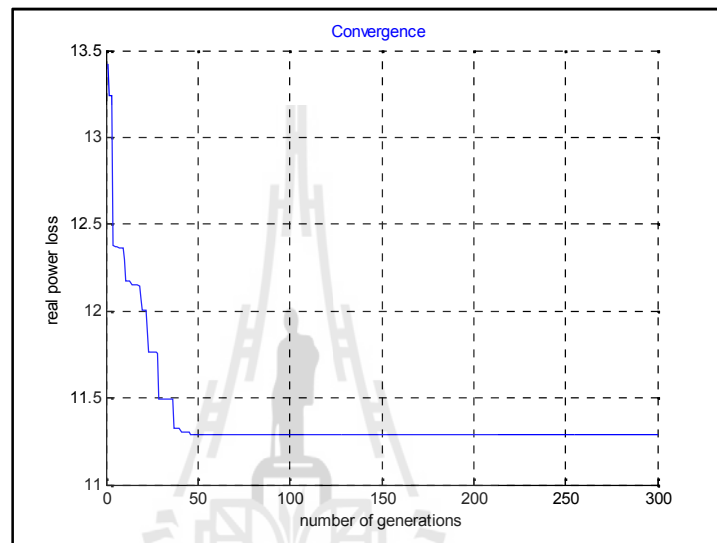
ตารางที่ 7.11 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56) (ต่อ)

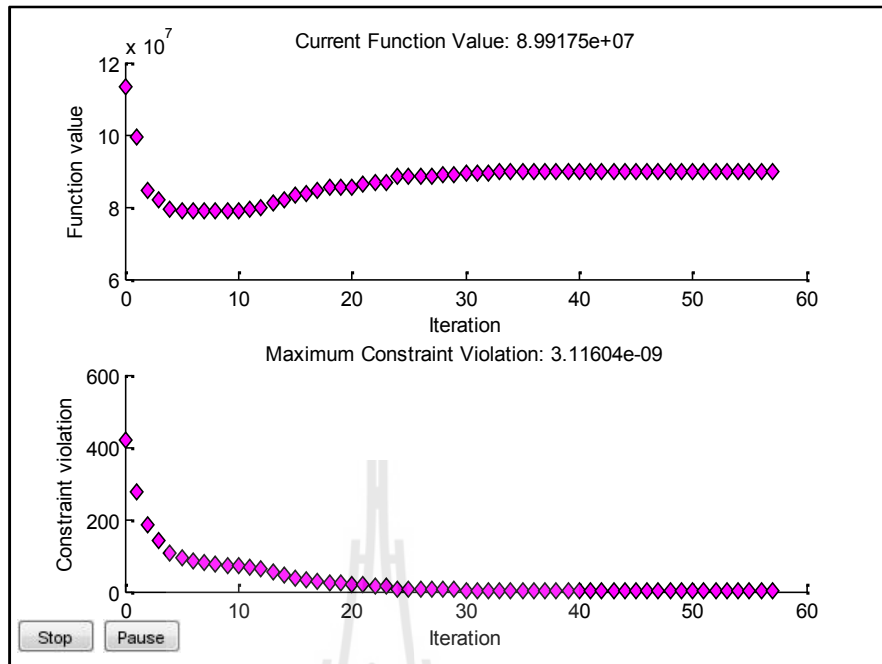
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
52	0.0000	0.0000	1.0465	-5.9383
53	0.0000	0.0000	1.0243	-6.8098
54	0.0000	0.0000	1.0300	-7.3695
55	0.0000	0.0000	1.0456	-7.5197
56	0.0000	0.0000	1.0781	-6.6887
57	0.0000	0.0000	1.0595	-7.2154
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-18(1)= 0.9695 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.0731$ pu.	
Line 4-18(2)= 0.9695 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 21-20 = 1.0036pu.			$\angle se_{ij} = -135.0270^\circ$	
Line 24-25(1) = 0.9182 pu.			$\angle se_{ik} = -134.7164^\circ$	
Line 24-25(2) = 0.9182 pu.				
Line 24-26 = 1.0013 pu.				
Line 7-29 = 0.9723 pu.				
Line 34-32 = 0.9210 pu.				
Line 11-41 = 0.9000 pu.				
Line 15-45 = 0.9847 pu.				
Line 14-46 = 0.9710 pu.				
Line 10-51 = 0.9851 pu.				
Line 13-49 = 0.9440 pu.				
Line 11-43 = 0.9660 pu.				
Line 40-56 = 1.0612 pu.				
Line 39-57 = 1.0007 pu.				
Line 39-55 = 0.9879 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 11.2853 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 9.2681×10^7 US\$				

ขนาดของ IPFC = $24.5543 + j19.2796$ MVA

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ = 3.5473×10^6 US\$

ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด = NI=41, NJ=42, NK=56





มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	144.7432	-17.5677	1.1000	0.0000
2	0.0000	62.5023	1.0999	-0.1096
3	162.3554	9.1536	1.1000	-0.3256

ตารางที่ 7.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
4	0.0000	0.0000	1.0933	-1.4820
5	0.0000	0.0000	1.0871	-2.6092
6	0.0000	1.2062	1.0876	-2.7479
7	0.0000	0.0000	1.0818	-2.0179
8	397.5974	24.0313	1.1000	0.6924
9	0.0000	24.0000	1.0895	-2.2980
10	0.0000	0.0000	1.0886	-2.4141
11	0.0000	0.0000	1.0743	-2.7564
12	557.4297	9.8443	1.1000	-0.0842
13	0.0000	0.0000	1.0796	-2.1855
14	0.0000	0.0000	1.0755	-2.5814
15	0.0000	0.0000	1.0882	-1.7845
16	0.0000	0.0000	1.0980	-1.2874
17	0.0000	0.0000	1.0947	-1.3859
18	0.0000	0.0000	1.1000	-5.0586
19	0.0000	0.0000	1.0685	-6.2179
20	0.0000	0.000	1.0603	-6.3495
21	0.0000	0.0000	1.0636	-5.9688
22	0.0000	0.0000	1.0642	-5.9072
23	0.0000	0.0000	1.0625	-5.9704
24	0.0000	0.0000	1.0468	-6.3231
25	0.0000	0.0000	1.1000	-10.1118
26	0.0000	0.0000	1.0474	-6.1011
27	0.0000	0.0000	1.0718	-5.2939
28	0.0000	0.0000	1.0870	-4.5802

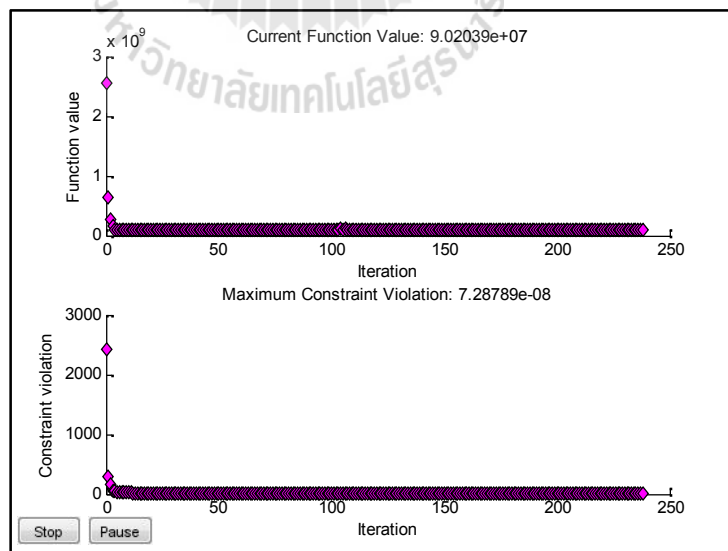
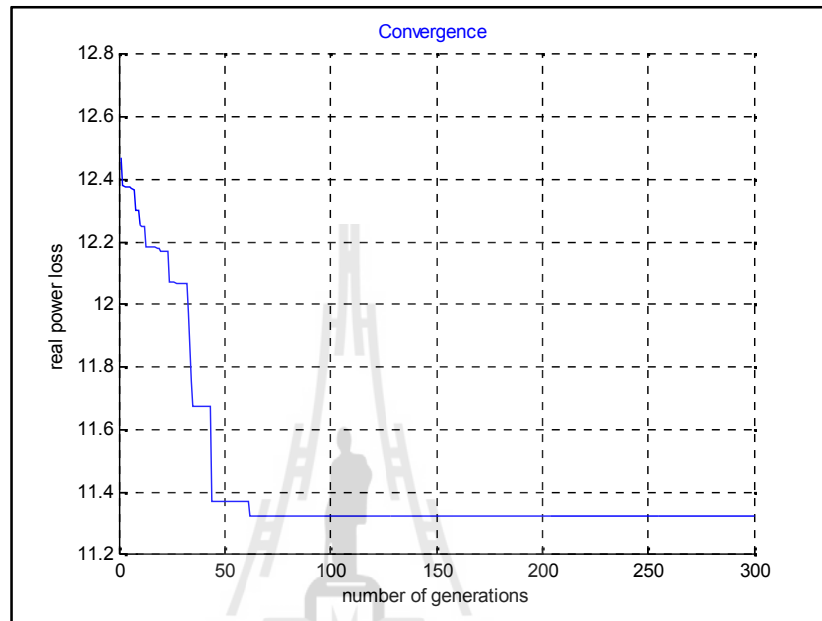
ตารางที่ 7.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56) (ต่อ)

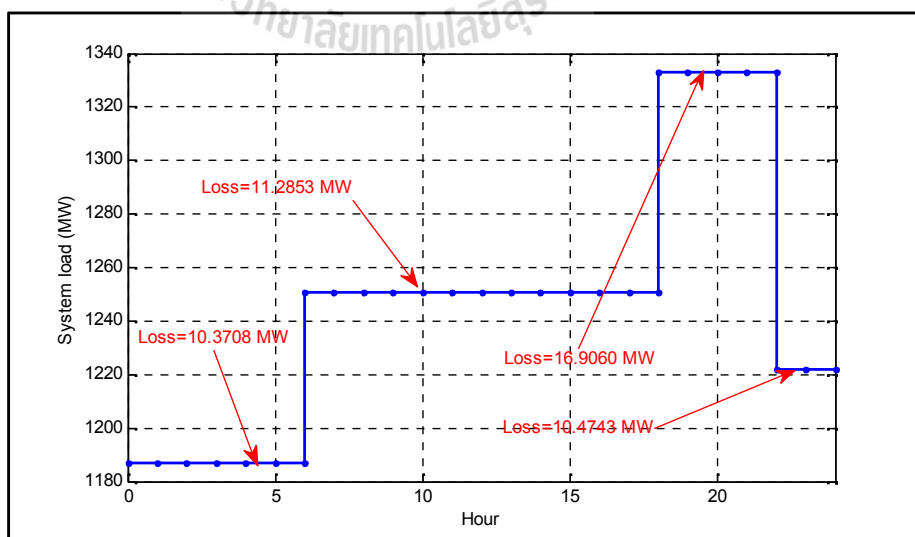
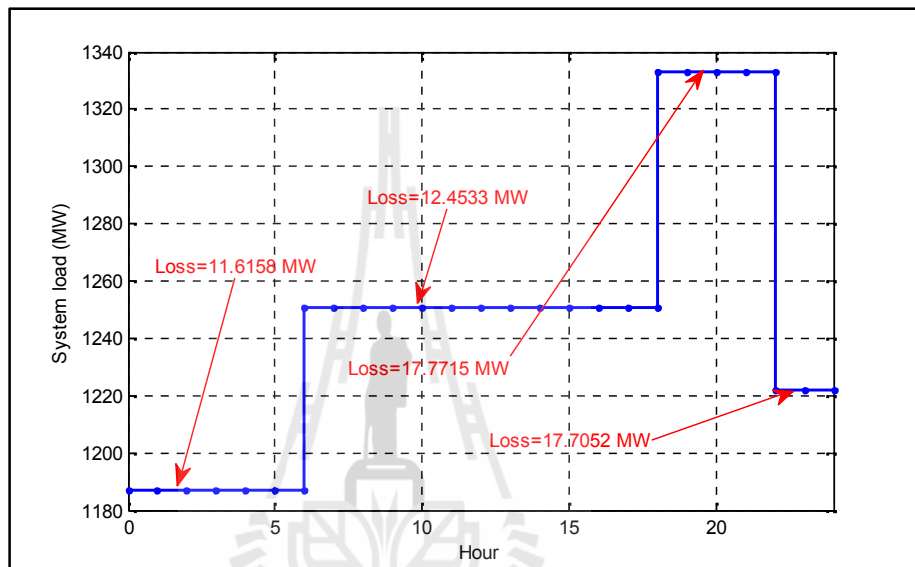
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
29	0.0000	0.0000	1.1000	-4.0785
30	0.0000	0.0000	1.0836	-10.5790
31	0.0000	0.0000	1.0628	-11.1822
32	0.0000	0.0000	1.0792	-10.6376
33	0.0000	0.0000	1.0772	-10.6683
34	0.0000	0.0000	1.0261	-7.2317
35	0.0000	0.0000	1.0329	-7.0252
36	0.0000	0.0000	1.0419	-6.7857
37	0.0000	0.0000	1.0456	-6.5745
38	0.0000	0.0000	1.0676	-5.7694
39	0.0000	0.0000	1.0405	-6.6620
40	0.0000	0.0000	1.0447	-6.8255
41	0.0000	0.0000	1.1000	-5.4847
42	0.0000	0.0000	1.0754	-5.9870
43	0.0000	0.0000	1.0907	-4.4887
44	0.0000	0.0000	1.0751	-5.2230
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.4099
46	0.0000	0.0000	1.0982	-4.0833
47	0.0000	0.0000	1.0800	-5.3426
48	0.0000	0.0000	1.0773	-5.4722
49	0.0000	0.0000	1.0892	-5.4021
50	0.0000	0.0000	1.0751	-5.3024
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.5950
52	0.0000	0.0000	1.0461	-5.8675
53	0.0000	0.0000	1.0237	-6.7090

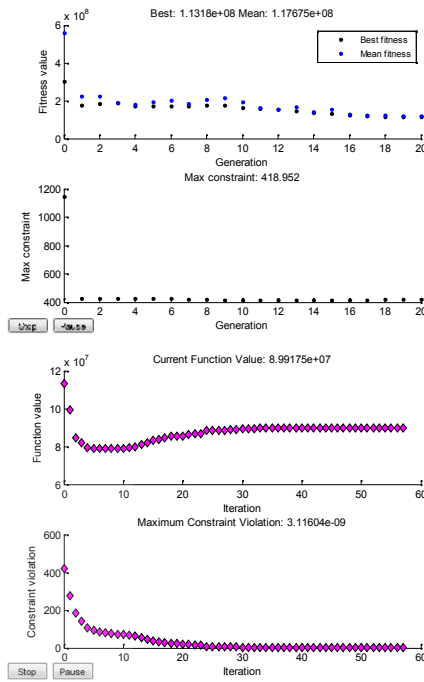
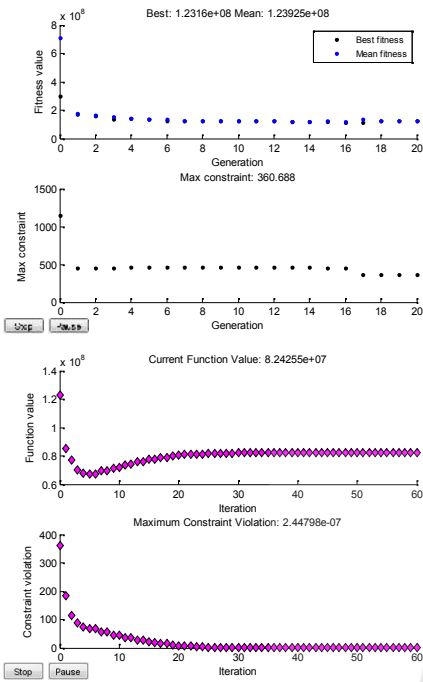
ตารางที่ 7.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
54	0.0000	0.0000	1.0288	-7.1937
55	0.0000	0.0000	1.0440	-7.2740
56	0.0000	0.0000	1.0791	-5.7135
57	0.0000	0.0000	1.0617	-6.4258
แก้ป้อนแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-18(1)= 0.9691 pu			$V_{se_{ij}} = 0.100$ pu.	
Line 4-18(2)= 0.9695 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.100$ pu.	
Line 21-20 = 1.0041 pu.			$\angle se_{ij} = 61.7257^\circ$	
Line 24-25(1) = 0.9168 pu.			$\angle se_{ik} = -125.1150^\circ$	
Line 24-25(2) = 0.9168 pu.				
Line 24-26 = 1.0013 pu.				
Line 7-29 = 0.9718 pu.				
Line 34-32 = 0.9215 pu.				
Line 11-41 = 0.9000 pu.				
Line 15-45 = 0.9842 pu.				
Line 14-46 = 0.9705 pu.				
Line 10-51 = 0.9853 pu.				
Line 13-49 = 0.9427 pu.				
Line 11-43 = 0.9771 pu.				
Line 40-56 = 1.0275 pu.				
Line 39-57 = 0.9839 pu.				
Line 39-55 = 0.9877 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 11.3234 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 9.2993×10^7 US\$				
ขนาดของ IPFC = 32.3028 + j16.1609 MVA				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ= 3.0078×10^6 US\$				

ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด = NI=41, NJ=43, NK=56

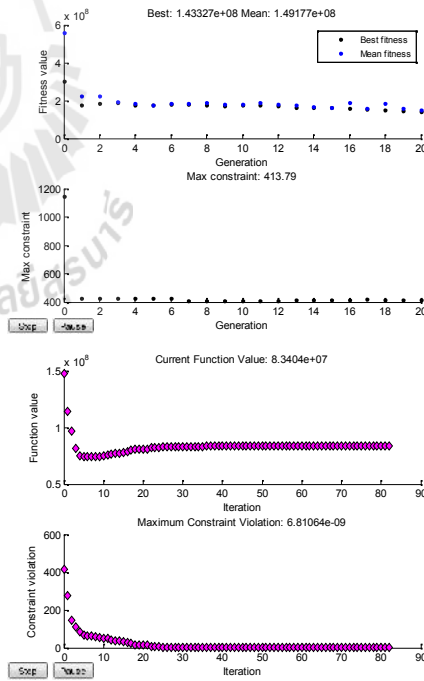
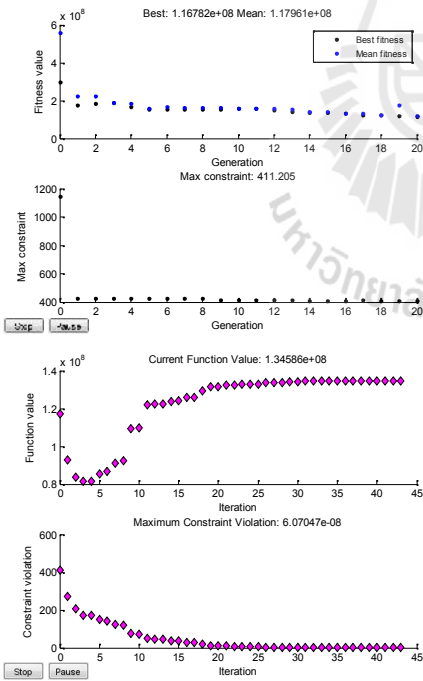






รูปที่ 7.21 (ก) โหลดเท่ากับ 1186.8 MW

รูปที่ 7.21 (ข) โหลดเท่ากับ 1250.8 MW



รูปที่ 7.21 (ค) โหลดเท่ากับ 1332.8 MW

รูปที่ 7.21 (ง) โหลดเท่ากับ 1222 MW

ตารางที่ 7.13 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 1186.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	133.5542	-19.2096	1.1000	0.0000
2	0.0000	52.4992	1.0999	-0.1077
3	146.1934	-3.2456	1.1000	-0.3176
4	0.0000	0.0000	1.0940	-1.3967
5	0.0000	0.0000	1.0883	-2.4157
6	0.0000	-0.8903	1.0888	-2.5022
7	0.0000	0.0000	1.0837	-1.8770
8	364.6138	10.5466	1.1000	0.5548
9	0.0000	17.9017	1.0910	-2.1966
10	0.0000	0.0000	1.0903	-2.3624
11	0.0000	0.0000	1.0774	-2.5962
12	552.7913	2.9824	1.1000	-0.1049
13	0.0000	0.0000	1.0811	-2.1279
14	0.0000	0.0000	1.0770	-2.5319
15	0.0000	0.0000	1.0892	-1.7451
16	0.0000	0.0000	1.0981	-1.2745
17	0.0000	0.0000	1.0953	-1.4001
18	0.0000	0.0000	1.1000	-4.8781
19	0.0000	0.0000	1.0681	-6.0657
20	0.0000	0.0000	1.0597	-6.2158
21	0.0000	0.0000	1.0636	-5.8676
22	0.0000	0.0000	1.0640	-5.8108
23	0.0000	0.0000	1.0623	-5.8694
24	0.0000	0.0000	1.0467	-6.1424
25	0.0000	0.0000	1.1000	-9.9763

ตารางที่ 7.13 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลง
เท่ากับ 1186.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
26	0.0000	0.0000	1.0460	-5.9050
27	0.0000	0.0000	1.0713	-5.0129
28	0.0000	0.0000	1.0867	-4.2686
29	0.0000	0.0000	1.1000	-3.7487
30	0.0000	0.0000	1.0830	-10.4496
31	0.0000	0.0000	1.0610	-11.0697
32	0.0000	0.0000	1.0755	-10.5451
33	0.0000	0.0000	1.0735	-10.576
34	0.0000	0.0000	1.0223	-7.1896
35	0.0000	0.0000	1.0289	-6.9835
36	0.0000	0.0000	1.0378	-6.7428
37	0.0000	0.0000	1.0429	-6.5087
38	0.0000	0.0000	1.0674	-5.6832
39	0.0000	0.0000	1.0382	-6.5757
40	0.0000	0.0000	1.0389	-6.8186
41	0.0000	0.0000	1.0966	-6.3615
42	0.0000	0.0000	1.0746	-7.5054
43	0.0000	0.0000	1.1000	-3.7166
44	0.0000	0.0000	1.0751	-5.1243
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.3462
46	0.0000	0.0000	1.0988	-4.0243
47	0.0000	0.0000	1.0808	-5.2755
48	0.0000	0.0000	1.0776	-5.4055
49	0.0000	0.0000	1.0894	-5.3972
50	0.0000	0.0000	1.0751	-5.5421

ตารางที่ 7.13 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1186.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.5171
52	0.0000	0.0000	1.0546	-5.1636
53	0.0000	0.0000	1.0365	-5.7874
54	0.0000	0.0000	1.0323	-6.5773
55	0.0000	0.0000	1.0388	-6.5773
56	0.0000	0.0000	1.0621	-6.9692
57	0.0000	0.0000	1.0510	-7.9648
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-18(1)= 0.9719 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 4-18(2)= 0.9719 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.100$ pu.	
Line 21-20 = 1.0045pu.			$\angle se_{ij} = 180.000^\circ$	
Line 24-25(1) = 0.9159 pu.			$\angle se_{ik} = -128.0552^\circ$	
Line 24-25(2) = 0.9159 pu.				
Line 24-26 = 1.0025 pu.				
Line 7-29 = 0.9743 pu.				
Line 34-32 = 0.9224 pu.				
Line 11-41 = 0.9000 pu.				
Line 15-45 = 0.9850 pu.				
Line 14-46 = 0.9713 pu.				
Line 10-51 = 0.9875 pu.				
Line 13-49 = 0.9449 pu.				
Line 11-43 = 0.9765 pu.				
Line 40-56 = 1.0137 pu.				
Line 39-57 = 0.9790 pu.				
Line 39-55 = 0.9917 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 10.3708 MW				

ตารางที่ 7.14 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1332.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	160.5274	-10.3913	1.1000	0.0000
2	0.0000	63.5037	1.0998	-0.1328
3	179.9794	21.0662	1.1000	-0.3794
4	0.0000	0.0000	1.0920	-1.6585
5	0.0000	0.0000	1.0853	-2.9009
6	0.0000	9.8492	1.0863	-3.0783
7	0.0000	0.0000	1.0754	-2.3773
8	429.9932	40.8087	1.1000	0.7221
9	0.0000	24.0000	1.0853	-2.5036
10	0.0000	0.0000	1.0851	-2.6839
11	0.0000	0.0000	1.0667	-2.9876
12	579.2062	27.6284	1.1000	-0.1310
13	0.0000	0.0000	1.0718	-2.4569
14	0.0000	0.0000	1.0664	-2.9456
15	0.0000	0.0000	1.0827	-2.0265
16	0.0000	0.0000	1.0968	-1.4545
17	0.0000	0.0000	1.0939	-1.4294
18	0.0000	0.0000	1.1000	-5.6569
19	0.0000	0.0000	1.0550	-7.2684
20	0.0000	0.0000	1.0413	-7.4740
21	0.0000	0.0000	1.0519	-6.9983
22	0.0000	0.0000	1.0528	-6.9327
23	0.0000	0.0000	1.0505	-7.0118
24	0.0000	0.0000	1.0288	-7.5775
25	0.0000	0.0000	1.0818	-12.9415

ตารางที่ 7.14 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1332.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
26	0.0000	0.0000	1.0219	-7.2578
27	0.0000	0.0000	1.0606	-6.2650
28	0.0000	0.0000	1.0817	-5.4367
29	0.0000	0.0000	1.1000	-4.8416
30	0.0000	0.0000	1.0561	-13.745
31	0.0000	0.0000	1.0213	-15.1278
32	0.0000	0.0000	1.0458	-14.3243
33	0.0000	0.0000	1.0426	-14.3743
34	0.0000	0.0000	0.9878	-8.9133
35	0.0000	0.0000	0.9987	-8.5855
36	0.0000	0.0000	1.0123	-8.2335
37	0.0000	0.0000	1.0205	-7.9182
38	0.0000	0.0000	1.0575	-6.7638
39	0.0000	0.0000	1.0141	-8.0248
40	0.0000	0.0000	1.0137	-8.3170
41	0.0000	0.0000	1.0798	-7.5058
42	0.0000	0.0000	1.0475	-8.8498
43	0.0000	0.0000	1.1000	-4.3435
44	0.0000	0.0000	1.0673	-6.1048
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.9780
46	0.0000	0.0000	1.1000	-4.7186
47	0.0000	0.0000	1.0771	-6.1905
48	0.0000	0.0000	1.0725	-6.3575
49	0.0000	0.0000	1.0897	-6.2443
50	0.0000	0.0000	1.0737	-6.0332

ตารางที่ 7.14 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1332.8 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.9867
52	0.0000	0.0000	1.0325	-6.8165
53	0.0000	0.0000	1.0047	-7.7658
54	0.0000	0.0000	1.0023	-8.4320
55	0.0000	0.0000	1.0147	-8.4320
56	0.0000	0.0000	1.0303	-8.6488
57	0.0000	0.0000	1.0157	-9.5375
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-18(1)= 0.9640 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 4-18(2)= 0.9640 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 21-20 = 1.0094 pu.			$\angle se_{ij} = 180.000^\circ$	
Line 24-25(1) = 0.9000 pu.			$\angle se_{ik} = -139.5205^\circ$	
Line 24-25(2) = 0.9000 pu.				
Line 24-26 = 1.0102 pu.				
Line 7-29 = 0.9606 pu.				
Line 34-32 = 0.9000 pu.				
Line 11-41 = 0.9000 pu.				
Line 15-45 = 0.9761 pu.				
Line 14-46 = 0.9575 pu.				
Line 10-51 = 0.9820 pu.				
Line 13-49 = 0.9212 pu.				
Line 11-43 = 0.9599 pu.				
Line 40-56 = 1.0276 pu.				
Line 39-57 = 0.9837 pu.				
Line 39-55 = 0.9892 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 16.9060 MW				

ตารางที่ 7.15 ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1222 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	143.1125	-21.2193	1.1000	0.0000
2	0.0000	61.4994	1.0999	-0.1076
3	157.7587	1.7156	1.1000	-0.3174
4	0.0000	0.0000	1.0944	-1.4505
5	0.0000	0.0000	1.0883	-2.4910
6	0.0000	-1.6367	1.0879	-2.6812
7	0.0000	0.0000	1.0837	-1.9827
8	389.3263	19.1516	1.1000	0.6468
9	0.0000	18.0892	1.0904	-2.2456
10	0.0000	0.0000	1.0900	-2.3295
11	0.0000	0.0000	1.0787	-2.6220
12	542.2517	1.1948	1.1000	-0.1034
13	0.0000	0.0000	1.0826	-2.1464
14	0.0000	0.0000	1.079	-2.5426
15	0.0000	0.0000	1.0903	-1.7616
16	0.0000	0.0000	1.0984	-1.2178
17	0.0000	0.0000	1.0959	-1.4059
18	0.0000	0.0000	1.1000	-4.9806
19	0.0000	0.0000	1.0732	-6.1027
20	0.0000	0.0000	1.0647	-6.1902
21	0.0000	0.0000	1.0673	-5.8920
22	0.0000	0.0000	1.0675	-5.8369
23	0.0000	0.0000	1.0662	-5.8977
24	0.0000	0.0000	1.0553	-6.2408
25	0.0000	0.0000	1.1000	-9.6605

ตารางที่ 7.15 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1222 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
26	0.0000	0.0000	1.0558	-6.0367
27	0.0000	0.0000	1.0759	-5.2020
28	0.0000	0.0000	1.0888	-4.4778
29	0.0000	0.0000	1.1000	-3.9756
30	0.0000	0.0000	1.0870	-10.0833
31	0.0000	0.0000	1.0692	-10.5879
32	0.0000	0.0000	1.0797	-9.9791
33	0.0000	0.0000	1.0783	-10.0129
34	0.0000	0.0000	1.0332	-7.2824
35	0.0000	0.0000	1.0371	-7.0741
36	0.0000	0.0000	1.0440	-6.8231
37	0.0000	0.0000	1.0477	-6.5916
38	0.0000	0.0000	1.0702	-5.7054
39	0.0000	0.0000	1.0424	-6.6910
40	0.0000	0.0000	1.0452	-6.8869
41	0.0000	0.0000	1.1000	-6.2563
42	0.0000	0.0000	1.0819	-7.4209
43	0.0000	0.0000	1.1000	-3.7102
44	0.0000	0.0000	1.0772	-5.1707
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.3560
46	0.0000	0.0000	1.0985	-4.0137
47	0.0000	0.0000	1.0819	-5.2640
48	0.0000	0.0000	1.0792	-5.3950
49	0.0000	0.0000	1.0900	-5.2932
50	0.0000	0.0000	1.0765	-5.1468

ตารางที่ 7.15 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 1222 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 41-42 และ 41-56 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.4348
52	0.0000	0.0000	1.0481	-5.7308
53	0.0000	0.0000	1.0259	-6.5910
54	0.0000	0.0000	1.0313	-7.1277
55	0.0000	0.0000	1.0457	-7.1277
56	0.0000	0.0000	1.0683	-7.2331
57	0.0000	0.0000	1.0568	-7.7204
แก้ป้อนแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 4-18(1)= 0.9766 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 4-18(2)= 0.9017 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 21-20 = 1.0044 pu.			$\angle se_{ij} = 180.000^\circ$	
Line 24-25(1) = 0.9349 pu.			$\angle se_{ik} = -123.2232^\circ$	
Line 24-25(2) = 0.9349 pu.				
Line 24-26 = 1.0007 pu.				
Line 7-29 = 0.9753 pu.				
Line 34-32 = 0.9459 pu.				
Line 11-41 = 0.9017 pu.				
Line 15-45 = 0.9874 pu.				
Line 14-46 = 0.9745 pu.				
Line 10-51 = 0.9871 pu.				
Line 13-49 = 0.9496 pu.				
Line 11-43 = 0.9789 pu.				
Line 40-56 = 1.0123 pu.				
Line 39-57 = 0.9819 pu.				
Line 39-55 = 0.98884 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 10.4743 MW				

7.5 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 118 BUS

7.5.1 ผลการทดสอบสำหรับ IEEE 118 BUS ด้วยวิธี HS&HGA

สำหรับระบบมาตรฐาน IEEE 118 BUS เมื่อทำการทดสอบโดยใช้วิธีการ HS&HGA จะได้ตำแหน่งเหมาะสมที่สุดคือ ทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87 การลู่เข้าหาตำแหน่งเหมาะสมที่สุดดังรูปที่ 7.22 กับ การลู่เข้าหาค่าขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC และ ค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะสมที่สุดของระบบ ณ ตำแหน่งที่ทำการค้นหาดังแสดงไว้ในรูปที่ 7.23 และ ค่าพารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดดังตารางที่ 7.16

ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	0.0000	0.0000	0.9890	19.3856
2	0.0000	0.0000	1.0030	20.5419
3	0.0000	0.0000	1.0000	19.9711
4	5.0000	-14.8983	1.0243	22.3323
5	0.0000	0.0000	1.0277	22.517
6	24.7705	16.5517	1.0198	21.6275
7	0.0000	0.0000	1.0187	21.5856
8	5.0000	-300.0000	0.9402	24.7773
9	0.0000	0.0000	1.0071	27.2228
10	150.0000	-147.0000	1.0022	30.0000
11	0.0000	0.0000	1.0144	21.4833
12	203.7463	31.1700	1.0187	21.8740
13	0.0000	0.0000	1.0013	20.6181
14	0.0000	0.0000	1.0154	21.4763
15	30.0000	-10.0000	1.0030	22.1009
16	0.0000	0.0000	1.0141	21.5986
17	0.0000	0.0000	1.0212	23.4205

ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
18	93.5997	4.1186	1.0060	23.5485
19	30.0000	6.3900	1.0011	22.5453
20	0.0000	0.0000	0.9956	21.9393
21	0.0000	0.0000	0.9933	22.4037
22	0.0000	0.0000	0.9972	23.6775
23	0.0000	0.0000	1.0065	26.6756
24	5.0000	-15.1325	0.9949	27.1475
25	100.0000	140.0000	1.0123	29.3812
26	100.0000	-264.3100	0.9383	29.7096
27	30.0000	-0.844	1.0013	24.2957
28	0.0000	0.0000	0.9964	23.1972
29	0.0000	0.0000	0.9969	22.8717
30	0.0000	0.0000	0.9565	24.8809
31	30.0000	15.1033	0.9998	23.2067
32	90.9311	0.7590	1.0035	24.7169
33	0.0000	0.0000	0.9983	21.8562
34	30.0000	-8.0000	1.0010	23.3537
35	0.0000	0.0000	0.9991	23.6556
36	100.0000	-8.0000	0.9992	23.8946
37	0.0000	0.0000	1.0060	23.3872
38	0.0000	0.0000	0.9542	24.6183
39	0.0000	0.0000	0.9803	22.5957
40	30.0000	5.8352	0.9750	23.0334
41	0.0000	0.0000	0.9662	22.5837
42	30.0000	-3.3772	0.9657	24.2562

ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
43	0.0000	0.0000	0.9773	22.1543
44	0.0000	0.0000	0.9472	23.1476
45	0.0000	0.0000	0.9408	24.4462
46	88.3948	8.3974	0.9643	28.1190
47	0.0000	0.0000	0.9572	27.3694
48	0.0000	0.0000	0.9581	27.4879
49	196.8289	-13.228	0.9630	27.8864
50	0.0000	0.0000	0.9595	26.9829
51	0.0000	0.0000	0.9508	25.8834
52	0.0000	0.0000	0.9478	25.3261
53	0.0000	0.0000	0.9499	25.6483
54	163.5894	11.9376	0.9640	27.5670
55	75.3771	14.4918	0.9640	27.5122
56	100.0000	4.3093	0.9637	27.4492
57	0.0000	0.0000	0.9608	26.8084
58	0.0000	0.0000	0.9547	26.2386
59	200.0000	68.9946	0.9612	26.5930
60	0.0000	0.0000	0.9624	27.2899
61	91.5684	-76.959	0.9640	27.8779
62	93.2597	0.9315	0.9635	27.8403
63	0.0000	0.0000	0.9000	27.3411
64	0.0000	0.0000	0.9014	27.7818
65	100.0000	-67.0000	0.9110	28.2724
66	100.0000	-67.0000	0.9675	28.5289
67	0.0000	0.0000	0.9611	27.2824

ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

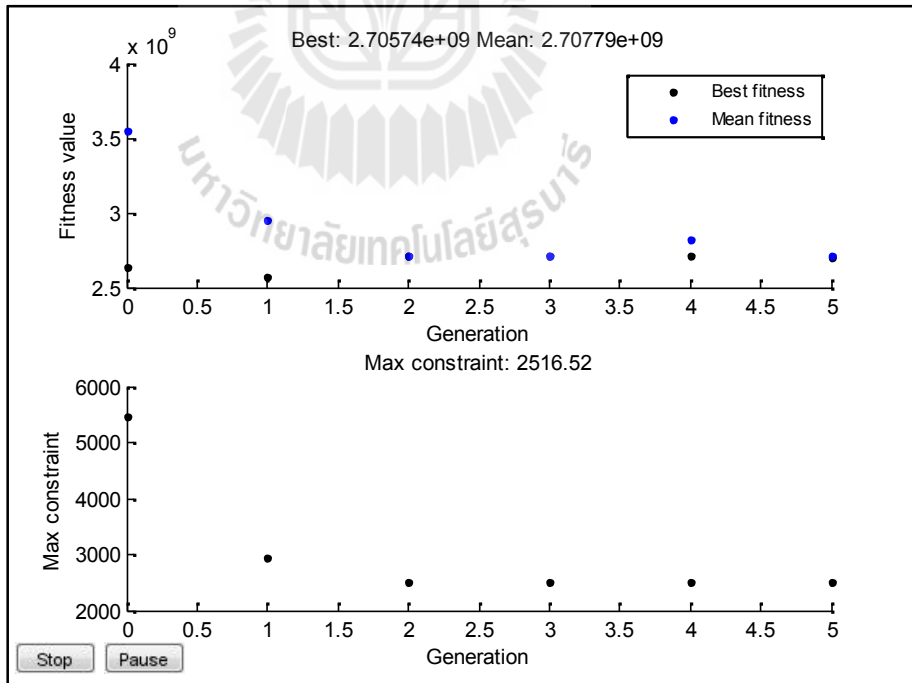
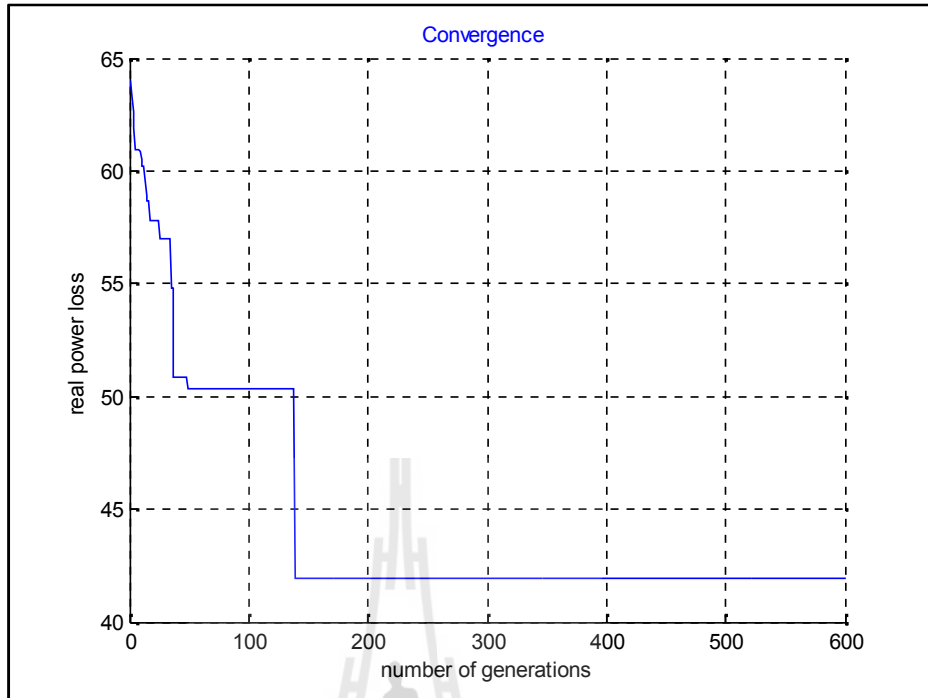
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
68	0.0000	0.0000	0.9038	27.9331
69	300.0000	-239.7150	0.9159	30.0000
70	80.0000	-2.6264	0.9300	27.2730
71	0.0000	0.0000	0.9390	27.8310
72	10.0000	-9.1296	0.9677	28.0758
73	22.6852	-3.1666	0.9400	28.5115
74	20.0000	9.0000	0.9010	24.1555
75	0.0000	0.0000	0.9056	24.4174
76	100.0000	23.0000	0.9076	24.2308
77	25.0000	54.1337	0.9278	21.8571
78	0.0000	0.0000	0.9195	21.2831
79	0.0000	0.0000	0.9158	21.1785
80	150.0000	-52.5083	0.9347	22.4063
81	0.0000	0.0000	0.9085	25.8609
82	25.0000	48.7480	0.9658	18.1894
83	0.0000	0.0000	0.9799	17.7657
84	0.0000	0.0000	1.0040	17.5833
85	10.0000	23.0000	1.0210	17.8404
86	0.0000	0.0000	1.0505	21.6182
87	100.0000	24.4015	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0223	16.1928
89	50.0000	39.6600	1.0337	16.8718
90	8.0000	27.7659	1.0251	15.3239
91	20.0000	-1.3191	1.0264	16.5806
92	100.0000	9.0000	1.0158	17.2052

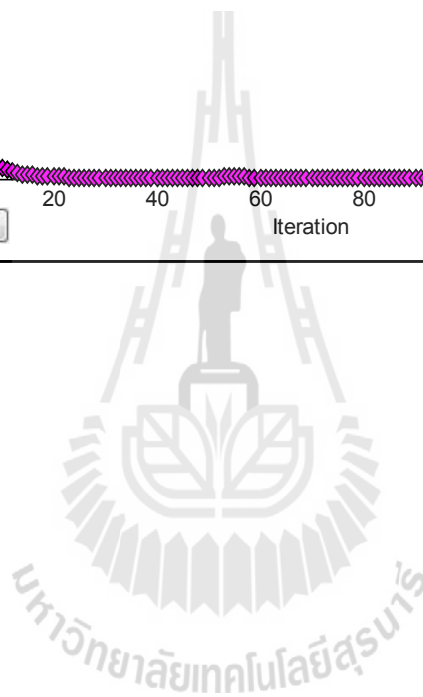
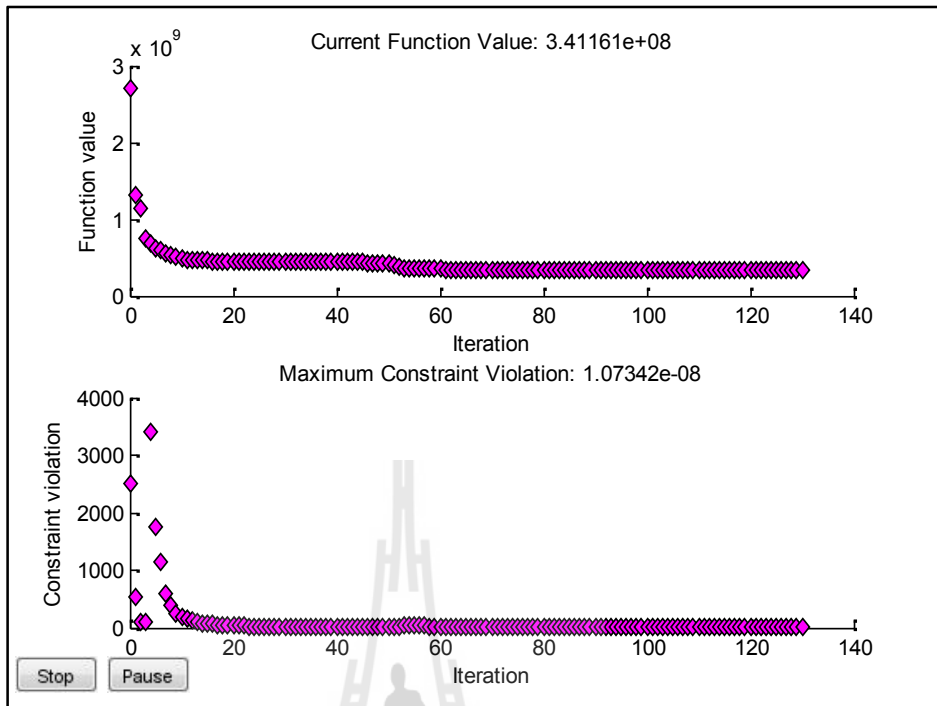
ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
93	0.0000	0.0000	0.9892	17.0225
94	0.0000	0.0000	0.9711	17.3417
95	0.0000	0.0000	0.9535	17.1411
96	0.0000	0.0000	0.9553	18.0308
97	0.0000	0.0000	0.9409	19.7226
98	0.0000	0.0000	0.9452	19.4430
99	100.0000	-3.7323	0.9811	23.0555
100	100.0000	11.3023	0.9813	18.4941
101	0.0000	0.0000	0.9859	17.0151
102	0.0000	0.0000	1.0060	17.0310
103	8.0000	0.4083	0.9755	16.9619
104	25.0000	16.7840	0.9711	15.8171
105	25.0000	18.9899	0.9690	15.3494
106	0.0000	0.0000	0.9634	14.6401
107	8.0000	4.9070	0.9620	13.8407
108	0.0000	0.0000	0.9708	15.5738
109	0.0000	0.0000	0.9713	15.7099
110	25.0000	16.5276	0.9754	16.4305
111	25.0000	-1.4354	0.9812	17.5541
112	25.0000	7.1012	0.9754	16.4305
113	25.0000	-44.1904	1.0109	24.1185
114	0.0000	0.0000	0.9985	24.0095
115	0.0000	0.0000	0.9980	23.9350
116	25.0000	-99.9336	0.9000	28.0252
117	0.0000	0.0000	1.0057	20.3885

ตารางที่ 7.16 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&HGA ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
118	0.0000	0.0000	0.9000	23.8080
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 8-5 = 0.9000 pu.			$V_{se_j} = 0.1000$ pu.	
Line 26-25 = 0.9901 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 30-17 = 0.9036 pu.			$\angle se_j = -75.9063^\circ$	
Line 38-37 = 0.9194 pu.			$\angle se_{ik} = 90.4884^\circ$	
Line 63-59 = 0.9283 pu.				
Line 64-61 = 0.9168 pu.				
Line 65-66 = 0.9128 pu.				
Line 68-69 = 0.9425 pu.				
Line 81-80 = 0.9616 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 41.9593 MW				
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 3.4459×10^8 US\$				
ขนาดของ IPFC = $32.9350 + j10.1430$ MVA				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ = 1.6095×10^6 US\$				
ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด = NI=86, NJ=85, NK=87				





บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	0.0000	0.0000	0.9890	19.3856
2	0.0000	0.0000	1.0030	20.5419

ตารางที่ 7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
3	0.0000	0.0000	1.0000	19.9711
4	5.0000	-14.8981	1.0243	22.3323
5	0.0000	0.0000	1.0277	22.5170
6	24.7701	16.5518	1.0198	21.6274
7	0.0000	0.0000	1.0187	21.5856
8	5.0000	-300.0000	0.9402	24.7773
9	0.0000	0.0000	1.0071	27.2228
10	150.0000	-147.0000	1.0022	30.0000
11	0.0000	0.0000	1.0144	21.4833
12	203.7467	31.1704	1.0187	21.874
13	0.0000	0.0000	1.0013	20.6181
14	0.0000	0.0000	1.0154	21.4763
15	30.0000	-10.0000	1.0030	22.1008
16	0.0000	0.0000	1.0141	21.5986
17	0.0000	0.0000	1.0212	23.4205
18	93.5994	4.1184	1.0060	23.5485
19	30.0000	6.3901	1.0011	22.5453
20	0.0000	0.0000	0.9956	21.9393
21	0.0000	0.0000	0.9933	22.4037
22	0.0000	0.0000	0.9972	23.6775
23	0.0000	0.0000	1.0065	26.6756
24	5.0000	-15.1325	0.9949	27.1475
25	100.0000	140.0000	1.0123	29.3812
26	100.0000	-264.31	0.9383	29.7096
27	30.0000	-0.8438	1.0013	24.2957

ตารางที่ 7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
28	0.0000	0.0000	0.9964	23.1972
29	0.0000	0.0000	0.9969	22.8717
30	0.0000	0.0000	0.9565	24.8809
31	30.0000	15.1034	0.9998	23.2067
32	90.9311	0.7588	1.0035	24.7169
33	0.0000	0.0000	0.9983	21.8562
34	30.0000	-8.0000	1.0010	23.3537
35	0.0000	0.0000	0.9991	23.6556
36	100.0000	-8.0000	0.9992	23.8946
37	0.0000	0.0000	1.0060	23.3872
38	0.0000	0.0000	0.9542	24.6183
39	0.0000	0.0000	0.9803	22.5957
40	30.0000	5.8353	0.9750	23.0334
41	0.0000	0.0000	0.9662	22.5837
42	30.0000	-3.3772	0.9657	24.2562
43	0.0000	0.0000	0.9773	22.1543
44	0.0000	0.0000	0.9472	23.1476
45	0.0000	0.0000	0.9408	24.4462
46	88.3948	8.3975	0.9643	28.1190
47	0.0000	0.0000	0.9572	27.3694
48	0.0000	0.0000	0.9581	27.4879
49	196.8291	-13.2277	0.9630	27.8864
50	0.0000	0.0000	0.9595	26.9829
51	0.0000	0.0000	0.9508	25.8833
52	0.0000	0.0000	0.9478	25.3260

ตารางที่ 7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่ง
เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
53	0.0000	0.0000	0.9499	25.6482
54	163.5888	11.9378	0.9640	27.5670
55	75.3772	14.4918	0.9640	27.5122
56	100.0000	4.3091	0.9637	27.4492
57	0.0000	0.0000	0.9608	26.8084
58	0.0000	0.0000	0.9547	26.2386
59	200.0000	68.9953	0.9612	26.5930
60	0.0000	0.0000	0.9624	27.2899
61	91.5685	-76.9599	0.9640	27.8779
62	93.2599	0.9317	0.9635	27.8403
63	0.0000	0.0000	0.9000	27.3410
64	0.0000	0.0000	0.9014	27.7818
65	100.0000	-67.0000	0.9110	28.2724
66	100.0000	-67.0000	0.9675	28.5289
67	0.0000	0.0000	0.9611	27.2824
68	0.0000	0.0000	0.9038	27.9331
69	300.0000	-239.714	0.9159	30.0000
70	80.0000	-2.6261	0.9300	27.2731
71	0.0000	0.0000	0.9390	27.831
72	10.0000	-9.1296	0.9677	28.0758
73	22.6856	-3.1665	0.9400	28.5115
74	20.0000	9.0000	0.9010	24.1555
75	0.0000	0.0000	0.9056	24.4174
76	100.0000	23.0000	0.9076	24.2308
77	25.0000	54.1338	0.9278	21.8571

ตารางที่ 7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
78	0.0000	0.0000	0.9195	21.2831
79	0.0000	0.0000	0.9158	21.1785
80	150.0000	-52.5079	0.9347	22.4063
81	0.0000	0.0000	0.9085	25.8609
82	25.0000	48.7476	0.9658	18.1894
83	0.0000	0.0000	0.9799	17.7657
84	0.0000	0.0000	1.0040	17.5833
85	10.0000	23.0000	1.0210	17.8404
86	0.0000	0.0000	1.0505	21.6182
87	100.0000	24.4015	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0223	16.1928
89	50.0000	39.6600	1.0337	16.8718
90	8.0000	27.7661	1.0251	15.3239
91	20.0000	-1.3192	1.0264	16.5806
92	100.0000	9.0000	1.0158	17.2052
93	0.0000	0.0000	0.9892	17.0225
94	0.0000	0.0000	0.9711	17.3417
95	0.0000	0.0000	0.9535	17.1411
96	0.0000	0.0000	0.9553	18.0308
97	0.0000	0.0000	0.9409	19.7226
98	0.0000	0.0000	0.9452	19.4430
99	100.0000	-3.7322	0.9811	23.0555
100	100.0000	11.3022	0.9813	18.4941
101	0.0000	0.0000	0.9859	17.0151
102	0.0000	0.0000	1.0060	17.0310

ตารางที่ 7.17 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยใช้วิธี HS&SQP ณ ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด (ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87) (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
103	8.0000	0.4085	0.9755	16.9619
104	25.0000	16.7842	0.9711	15.8171
105	25.0000	18.9897	0.9690	15.3494
106	0.0000	0.0000	0.9634	14.6401
107	8.0000	4.9070	0.9620	13.8407
108	0.0000	0.0000	0.9708	15.5738
109	0.0000	0.0000	0.9713	15.7099
110	25.0000	16.5272	0.9754	16.4305
111	25.0000	-1.4351	0.9812	17.5541
112	25.0000	7.1012	0.9754	16.4305
113	25.0000	-44.1899	1.0109	24.1185
114	0.0000	0.0000	0.9985	24.0095
115	0.0000	0.0000	0.9980	23.9350
116	25.0000	-99.9339	0.9000	28.0252
117	0.0000	0.0000	1.0057	20.3885
118	0.0000	0.0000	0.9000	23.8080
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 8-5 = 0.9000 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000 \text{ pu.}$	
Line 26-25 = 0.9901 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000 \text{ pu.}$	
Line 30-17 = 0.9036 pu.			$\angle se_{ij} = -75.9063^\circ$	
Line 38-37 = 0.9194 pu.			$\angle se_{ik} = 90.4884^\circ$	
Line 63-59 = 0.9283 pu.				
Line 64-61 = 0.9168 pu.				
Line 65-66 = 0.9128 pu.				
Line 68-69 = 0.9425 pu.				
Line 81-80 = 0.9616 pu.				

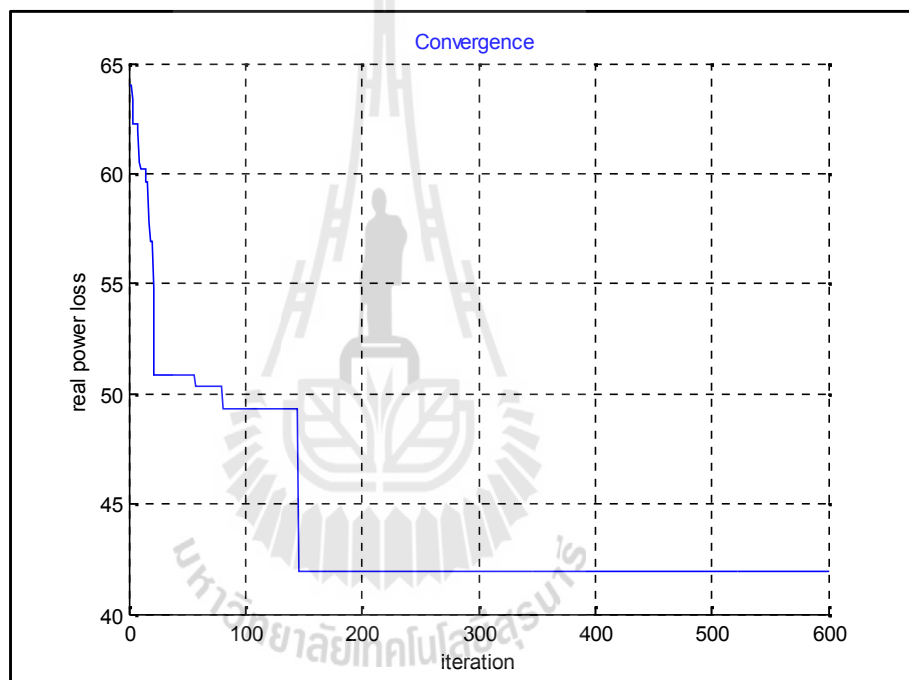
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 41.9593 MW

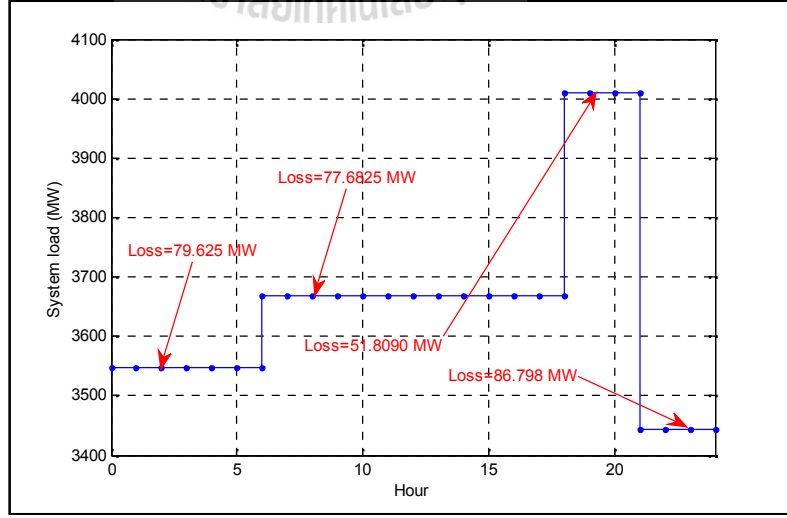
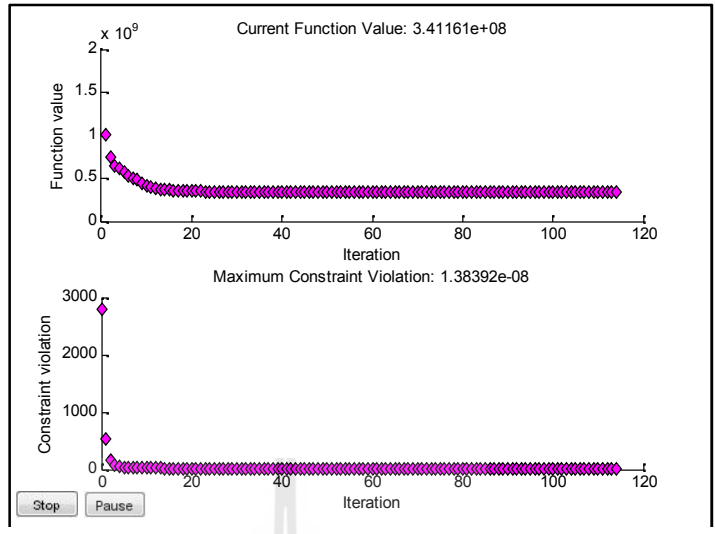
รายได้ที่การไฟฟ้าสูญเสียไปจากกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า = 3.4459×10^8 US\$

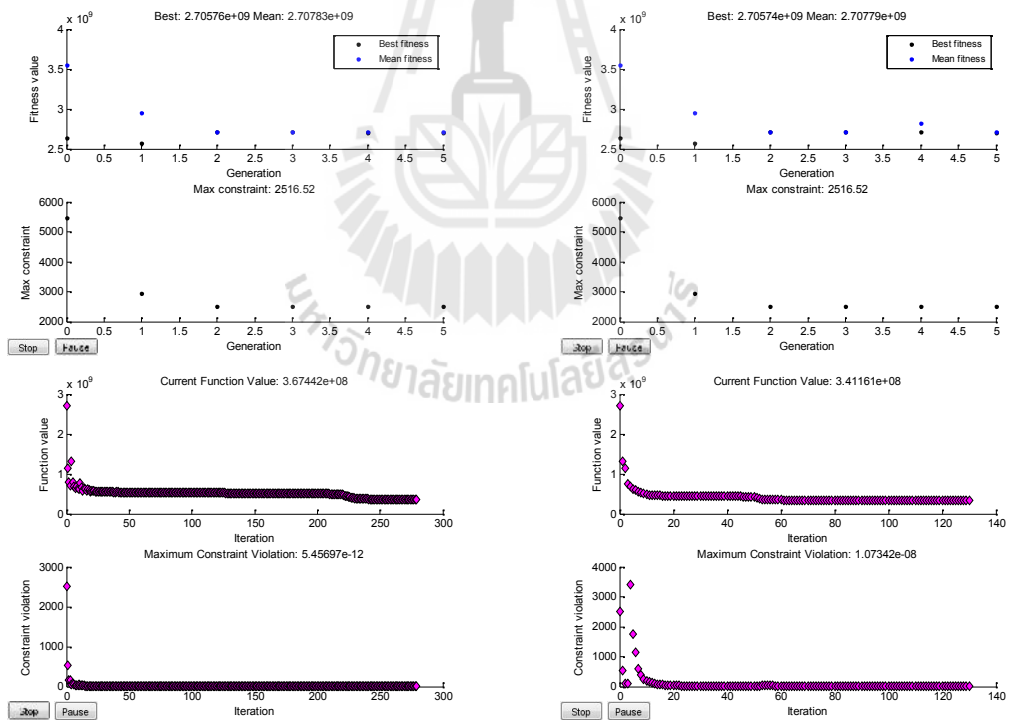
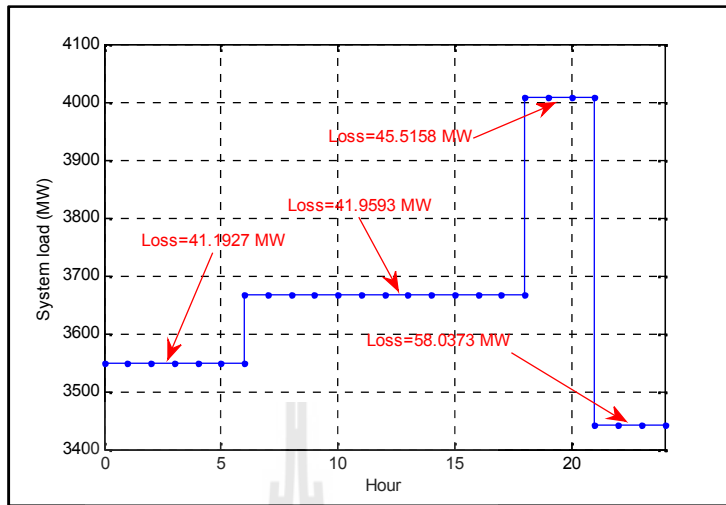
ขนาดของ IPFC = $32.9350 + j10.1430$ MVA

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ= 1.6095×10^6 US\$

ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด = NI=86, NJ=85, NK=87

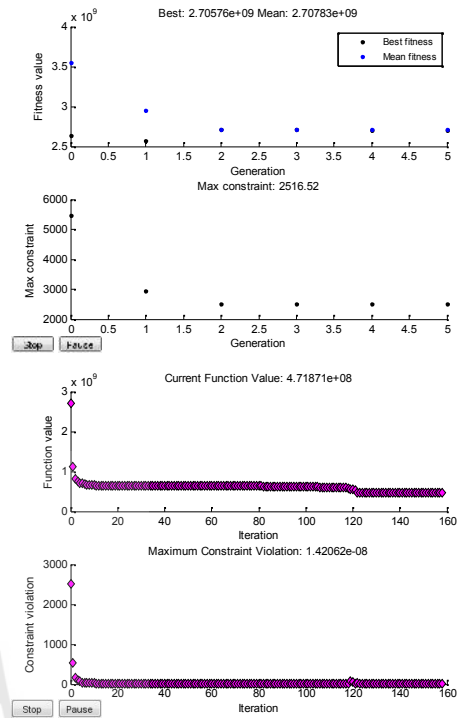
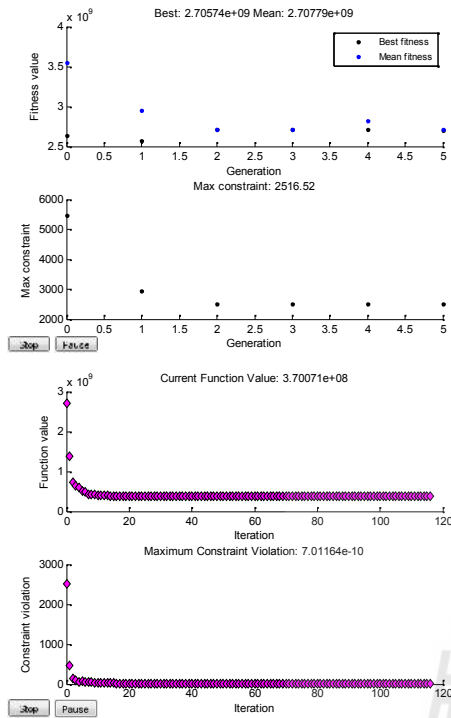






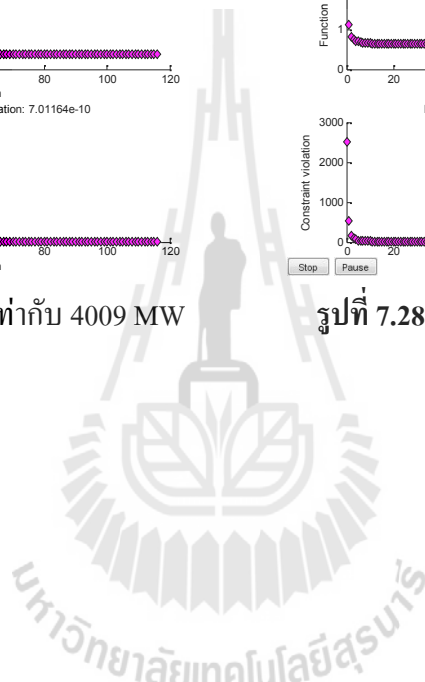
รูปที่ 7.28 (ก) โหลดเท่ากับ 3548 MW

รูปที่ 7.28 (ข) โหลดเท่ากับ 3668 MW



รูปที่ 7.28 (ค) โหลดเท่ากับ 4009 MW

รูปที่ 7.28 (ง) โหลดเท่ากับ 3443 MW



บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	0.0000	0.0000	0.9815	19.2251
2	0.0000	0.0000	0.9951	20.3761
3	0.0000	0.0000	0.9921	19.8118
4	5.0000	-13.5019	1.0154	22.1809
5	0.0000	0.0000	1.0185	22.3675
6	24.2638	15.9812	1.0110	21.4672
7	0.0000	0.0000	1.0099	21.4218

ตารางที่ 7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
8	5.0000	-300.0000	0.9307	24.6387
9	0.0000	0.0000	0.9956	27.1506
10	150.0000	-147.0000	0.9897	30.0000
11	0.0000	0.0000	1.0058	21.3087
12	198.9858	27.6383	1.0100	21.6912
13	0.0000	0.0000	0.9937	20.4384
14	0.0000	0.0000	1.0071	21.3039
15	30.0000	-10.0000	0.9956	21.8706
16	0.0000	0.0000	1.0058	21.4179
17	0.0000	0.0000	1.0137	23.1789
18	84.1329	0.2457	0.9979	23.1910
19	30.0000	0.3113	0.9934	22.2963
20	0.0000	0.0000	0.9891	21.8530
21	0.0000	0.0000	0.9874	22.3979
22	0.0000	0.0000	0.9918	23.6571
23	0.0000	0.0000	1.0015	26.5462
24	5.0000	-17.1381	0.9908	27.0121
25	100.0000	140.0000	1.0070	29.2587
26	100.0000	-262.2680	0.9317	29.5793
27	30.0000	-2.7253	0.9953	24.1243
28	0.0000	0.0000	0.9905	23.1029
29	0.0000	0.0000	0.9908	22.7632
30	0.0000	0.0000	0.9498	24.6554
31	30.0000	13.0466	0.9936	23.0794
32	81.0411	-2.0245	0.9969	24.4429

ตารางที่ 7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
33	0.0000	0.0000	0.9909	21.6049
34	30.0000	-8.0000	0.9935	23.0315
35	0.0000	0.0000	0.9916	23.3548
36	100.0000	-8.0000	0.9916	23.5971
37	0.0000	0.0000	0.9984	23.0546
38	0.0000	0.0000	0.9509	24.2678
39	0.0000	0.0000	0.9720	22.1801
40	30.0000	3.1457	0.9663	22.5464
41	0.0000	0.0000	0.9570	22.0084
42	30.0000	-5.9146	0.9558	23.5726
43	0.0000	0.0000	0.9695	21.7732
44	0.0000	0.0000	0.9387	22.5615
45	0.0000	0.0000	0.9318	23.7386
46	86.6088	7.2676	0.9531	27.4072
47	0.0000	0.0000	0.9454	26.6559
48	0.0000	0.0000	0.9470	26.6671
49	185.1992	-14.1084	0.9519	27.0160
50	0.0000	0.0000	0.9485	26.0877
51	0.0000	0.0000	0.9400	24.9848
52	0.0000	0.0000	0.9371	24.4485
53	0.0000	0.0000	0.9387	24.6558
54	155.7663	10.0096	0.9526	26.4501
55	71.2113	13.6946	0.9526	26.3694
56	100.0000	4.2872	0.9524	26.3379
57	0.0000	0.0000	0.9497	25.8140

ตารางที่ 7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
58	0.0000	0.0000	0.9438	25.2683
59	200.0000	70.5345	0.9499	25.3164
60	0.0000	0.0000	0.9505	25.5848
61	50.0000	-87.0605	0.9521	26.1364
62	82.6386	-0.1569	0.9514	26.1543
63	0.0000	0.0000	0.9000	26.0709
64	0.0000	0.0000	0.9005	26.5098
65	100.0000	-67.0000	0.9142	27.5698
66	100.0000	-67.0000	0.9585	27.6382
67	0.0000	0.0000	0.9506	26.0390
68	0.0000	0.0000	0.9101	27.5714
69	300.0000	-145.658	0.9000	30.0000
70	80.0000	17.7231	0.9341	27.0732
71	0.0000	0.0000	0.9426	27.6764
72	10.0000	-9.1338	0.9676	27.9321
73	24.7652	-3.1013	0.9438	28.4121
74	20.0000	9.0000	0.9038	23.9775
75	0.0000	0.0000	0.9053	24.1961
76	83.0256	23.0000	0.9080	23.4451
77	25.0000	41.8693	0.9268	22.0725
78	0.0000	0.0000	0.9189	21.4935
79	0.0000	0.0000	0.9151	21.5363
80	150.0000	-86.5740	0.9324	23.0088
81	0.0000	0.0000	0.9192	25.8739
82	25.0000	49.6599	0.9829	18.5157

ตารางที่ 7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
83	0.0000	0.0000	1.0021	18.0645
84	0.0000	0.0000	1.0340	17.8039
85	10.0000	23.0000	1.0545	18.0095
86	0.0000	0.0000	1.0714	21.7499
87	100.0000	10.9020	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0674	16.4472
89	50.0000	93.3007	1.0860	17.0462
90	8.0000	25.8280	1.0773	15.6504
91	20.0000	2.0237	1.0761	16.8267
92	100.0000	9.0000	1.0578	17.5304
93	0.0000	0.0000	1.0227	17.4931
94	0.0000	0.0000	0.9968	17.8776
95	0.0000	0.0000	0.9760	17.7169
96	0.0000	0.0000	0.9722	18.5575
97	0.0000	0.0000	0.9486	20.2985
98	0.0000	0.0000	0.9516	20.1021
99	100.0000	-7.2082	0.9927	23.6086
100	100.0000	0.9013	1.0012	19.1394
101	0.0000	0.0000	1.0161	17.6007
102	0.0000	0.0000	1.0441	17.4476
103	8.0000	-0.3742	0.9954	17.6704
104	25.0000	16.3013	0.9911	16.5727
105	25.0000	10.1875	0.9890	16.1245
106	0.0000	0.0000	0.9852	15.4201
107	8.0000	3.7011	0.9823	14.6788

ตารางที่ 7.18 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3548 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
108	0.0000	0.0000	0.9909	16.3381
109	0.0000	0.0000	0.9914	16.4687
110	25.0000	14.7968	0.9953	17.1622
111	25.0000	-1.5328	1.0010	18.2418
112	25.0000	6.8579	0.9953	17.1622
113	25.0000	-43.8783	1.0035	23.8798
114	0.0000	0.0000	0.9921	23.7718
115	0.0000	0.0000	0.9916	23.7042
116	25.0000	-239.2850	0.9000	27.6960
117	0.0000	0.0000	0.9968	20.1806
118	0.0000	0.0000	0.9000	23.3214
แก้ป้อนแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 8-5 = 0.9000 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.	
Line 26-25 = 0.9887 pu.			$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.	
Line 30-17 = 0.9037 pu.			$\angle_{se_{ij}} = -69.4447^\circ$	
Line 38-37 = 0.9229 pu.			$\angle_{se_{ik}} = 99.1308^\circ$	
Line 63-59 = 0.9407 pu.				
Line 64-61 = 0.9234 pu.				
Line 65-66 = 0.9244 pu.				
Line 68-69 = 1.0227 pu.				
Line 81-80 = 0.9808 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 45.1927 MW				

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	0.0000	0.0000	1.0221	20.4512
2	0.0000	0.0000	1.0387	21.7301
3	0.0000	0.0000	1.0331	21.0105
4	5.0000	-44.1362	1.0582	23.2469
5	0.0000	0.0000	1.0637	23.3896
6	30.0000	21.9109	1.0558	22.7787
7	0.0000	0.0000	1.0547	22.7999
8	5.0000	-300.0000	0.9805	25.3137
9	0.0000	0.0000	1.0555	27.5007
10	150.0000	-147.0000	1.0551	30.0000
11	0.0000	0.0000	1.0506	22.6374
12	290.8260	53.2931	1.0572	23.2417
13	0.0000	0.0000	1.0353	21.4849
14	0.0000	0.0000	1.0506	22.4833
15	30.0000	-10.0000	1.0402	22.3485
16	0.0000	0.0000	1.0515	22.5263
17	0.0000	0.0000	1.0601	23.6576
18	100.0000	3.8622	1.0447	23.6644
19	30.0000	21.0820	1.0396	22.5797
20	0.0000	0.0000	1.0256	21.6250
21	0.0000	0.0000	1.0221	21.8126
22	0.0000	0.0000	1.0264	23.0386
23	0.0000	0.0000	1.0438	26.2441
24	8.1839	-12.3340	1.0354	26.8249
25	100.0000	140.0000	1.0523	28.8385

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
26	100.0000	-273.9210	0.9680	29.2749
27	30.0000	9.0995	1.0397	23.8227
28	0.0000	0.0000	1.0325	22.7093
29	0.0000	0.0000	1.0325	22.4375
30	0.0000	0.0000	0.9904	25.0587
31	30.0000	27.1878	1.0373	22.8220
32	100.0000	11.6194	1.0422	24.3695
33	0.0000	0.0000	1.0342	21.9857
34	30.0000	-8.0000	1.0427	23.2177
35	0.0000	0.0000	1.0404	23.4165
36	100.0000	-8.0000	1.0404	23.6411
37	0.0000	0.0000	1.0482	23.2800
38	0.0000	0.0000	0.9846	24.7057
39	0.0000	0.0000	1.0203	22.4674
40	30.0000	15.2890	1.0178	22.8544
41	0.0000	0.0000	1.0080	22.5016
42	30.0000	1.4748	1.0110	24.3238
43	0.0000	0.0000	1.0172	22.1657
44	0.0000	0.0000	0.9883	23.4034
45	0.0000	0.0000	0.9834	24.9248
46	100.0000	18.0773	1.0142	28.7667
47	0.0000	0.0000	1.0068	28.0116
48	0.0000	0.0000	1.0053	28.1570
49	235.0773	-3.4337	1.0124	28.6069
50	0.0000	0.0000	1.0062	27.6745

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
51	0.0000	0.0000	0.9976	26.5326
52	0.0000	0.0000	0.9931	26.0081
53	0.0000	0.0000	0.9942	26.3863
54	185.7699	17.1313	1.0140	28.4707
55	86.3792	20.6998	1.0140	28.4310
56	100.0000	6.9487	1.0134	28.3208
57	0.0000	0.0000	1.0072	27.4731
58	0.0000	0.0000	1.0012	26.8862
59	200.0000	69.0477	1.0110	27.6687
60	0.0000	0.0000	1.0122	28.5314
61	123.4733	-78.8192	1.0140	29.1062
62	100.0000	2.6686	1.0134	28.9860
63	0.0000	0.0000	0.9346	28.3400
64	0.0000	0.0000	0.9361	28.7450
65	100.0000	-67.0000	0.9443	28.8328
66	100.0000	-67.0000	1.0159	29.1332
67	0.0000	0.0000	1.0093	28.0148
68	0.0000	0.0000	0.9354	28.4160
69	300.0000	-272.8050	0.9638	30.0000
70	80.0000	3.4308	0.9724	27.2729
71	0.0000	0.0000	0.9818	27.8926
72	10.0000	-9.9280	1.0093	27.9027
73	30.0000	-3.2815	0.9834	28.7120
74	20.0000	9.0000	0.9390	24.3397
75	0.0000	0.0000	0.9431	24.5891

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
76	100.0000	23.0000	0.9399	24.3407
77	74.9292	66.0022	0.9635	22.2633
78	0.0000	0.0000	0.9542	21.6640
79	0.0000	0.0000	0.9492	21.4772
80	150.0000	-33.9733	0.9682	22.4405
81	0.0000	0.0000	0.9382	26.1745
82	25.0000	57.3771	0.9816	17.7922
83	0.0000	0.0000	0.9862	17.1293
84	0.0000	0.0000	0.9960	16.7249
85	10.0000	23.0000	1.0132	16.8709
86	0.0000	0.0000	1.0399	21.7187
87	100.0000	27.8508	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0152	15.0797
89	50.0000	43.0203	1.0310	15.7229
90	8.0000	32.0609	1.0227	14.1098
91	20.0000	0.1652	1.0254	15.3747
92	100.0000	9.0000	1.0153	16.0379
93	0.0000	0.0000	0.9911	15.9431
94	0.0000	0.0000	0.9810	16.3742
95	0.0000	0.0000	0.9660	16.3170
96	0.0000	0.0000	0.9719	17.4462
97	0.0000	0.0000	0.9656	19.4500
98	0.0000	0.0000	0.9708	18.9645
99	100.0000	-3.1743	1.0006	22.1313
100	100.0000	30.1875	0.9952	17.3751

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน (°)
101	0.0000	0.0000	0.9878	15.6852
102	0.0000	0.0000	1.0043	15.8124
103	8.0000	5.0046	0.9883	15.6785
104	25.0000	23.0000	0.9827	14.6524
105	25.0000	23.0000	0.9795	14.2491
106	0.0000	0.0000	0.9710	13.7613
107	18.2994	14.1540	0.9797	13.6495
108	0.0000	0.0000	0.9794	14.2420
109	0.0000	0.0000	0.9795	14.2939
110	25.0000	22.1109	0.9861	14.8106
111	25.0000	-1.4877	0.9919	15.9101
112	25.0000	10.0025	0.9849	14.6216
113	44.252	-46.1749	1.0512	24.5082
114	0.0000	0.0000	1.0339	23.5422
115	0.0000	0.0000	1.0330	23.4526
116	50.0000	-64.7185	0.9334	28.5601
117	0.0000	0.0000	1.0420	21.5086
118	0.0000	0.0000	0.9336	23.9296
แก้ป้อนแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 8-5 = 0.9000 pu. Line 26-25 = 0.9769 pu. Line 30-17 = 0.9000 pu. Line 38-37 = 0.9086 pu. Line 63-59 = 0.9164 pu. Line 64-61 = 0.9064 pu. Line 65-66 = 0.9026 pu.			$V_{se_{ij}} = 0.0100$ pu. $V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu. $\angle_{se_{ij}} = 180.000^\circ$ $\angle_{se_{ik}} = 97.7943^\circ$	

ตารางที่ 7.19 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 4009 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

แท็บหม้อแปลง	ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC
Line 68-69 = 0.9153 pu. Line 81-80 = 0.9559 pu.	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 45.5158 MW	

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	0.0000	0.0000	0.9964	19.6055
2	0.0000	0.0000	1.0090	20.6739
3	0.0000	0.0000	1.0064	20.1562
4	5.0000	-29.7555	1.0268	22.4448
5	0.0000	0.0000	1.0309	22.6110
6	18.8528	12.2605	1.0226	21.6586
7	0.0000	0.0000	1.0220	21.6296
8	5.0000	-300.0000	0.9447	24.8410
9	0.0000	0.0000	1.0125	27.2559
10	150.0000	-147.0000	1.0081	30.0000
11	0.0000	0.0000	1.0186	21.5637
12	184.9189	16.9597	1.0222	21.9027
13	0.0000	0.0000	1.0087	20.7720
14	0.0000	0.0000	1.0213	21.6004
15	30.0000	-10.0000	1.0140	22.2561
16	0.0000	0.0000	1.0208	21.7127
17	0.0000	0.0000	1.0317	23.5125
18	75.5236	-3.0610	1.0151	23.4389

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
19	30.0000	-8.0000	1.0114	22.6848
20	0.0000	0.0000	1.0119	22.3994
21	0.0000	0.0000	1.0125	22.9855
22	0.0000	0.0000	1.0179	24.2182
23	0.0000	0.0000	1.0298	26.9146
24	5.0000	-15.9165	1.0218	27.3162
25	100.0000	140.0000	1.0338	29.5002
26	100.0000	-272.1300	0.9374	29.7968
27	30.0000	-7.9056	1.0192	24.6756
28	0.0000	0.0000	1.0147	23.7074
29	0.0000	0.0000	1.0139	23.3525
30	0.0000	0.0000	0.9617	24.9117
31	30.0000	8.5311	1.0157	23.6339
32	77.1171	-7.5712	1.0203	24.9203
33	0.0000	0.0000	1.0123	22.0456
34	30.0000	-8.0000	1.0164	23.4117
35	0.0000	0.0000	1.0147	23.6803
36	93.6361	-8.0000	1.0147	23.8982
37	0.0000	0.0000	1.0207	23.4377
38	0.0000	0.0000	0.9629	24.5262
39	0.0000	0.0000	0.9942	22.7872
40	30.0000	-5.6516	0.9873	23.2248
41	0.0000	0.0000	0.9792	22.7473
42	30.0000	-10.9153	0.9776	24.3188
43	0.0000	0.0000	0.9973	22.4737

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
44	0.0000	0.0000	0.9692	23.5206
45	0.0000	0.0000	0.9598	24.7362
46	95.4819	1.2349	0.9757	28.5002
47	0.0000	0.0000	0.9655	27.4083
48	0.0000	0.0000	0.9705	27.4543
49	211.4121	-26.2987	0.9746	27.6775
50	0.0000	0.0000	0.9723	26.6837
51	0.0000	0.0000	0.9659	25.4924
52	0.0000	0.0000	0.9634	24.9632
53	0.0000	0.0000	0.9637	25.0384
54	152.1548	4.2963	0.9742	26.6039
55	66.5781	12.4356	0.9741	26.4665
56	97.0805	0.3483	0.9741	26.4774
57	0.0000	0.0000	0.9732	26.1829
58	0.0000	0.0000	0.9686	25.6458
59	200.0000	69.7491	0.9719	25.1698
60	0.0000	0.0000	0.9721	25.0472
61	50.0000	-99.6624	0.9739	25.6106
62	39.7739	-5.4547	0.9714	25.2706
63	0.0000	0.0000	0.9000	25.8291
64	0.0000	0.0000	0.9004	26.2308
65	100.0000	-67.0000	0.9197	27.5514
66	100.0000	-67.0000	0.9843	27.7016
67	0.0000	0.0000	0.9745	25.7346
68	0.0000	0.0000	0.9190	27.6024

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
69	300.0000	-44.3065	0.9000	30.0000
70	80.0000	32.0000	0.9606	26.6796
71	0.0000	0.0000	0.9787	27.3865
72	20.2559	-4.9328	1.0081	28.3737
73	30.0000	19.9761	0.9909	28.0831
74	20.0000	9.0000	0.9158	23.3067
75	0.0000	0.0000	0.9121	23.3446
76	31.5850	23.0000	0.9000	20.6868
77	25.0000	70.0000	0.9201	21.6290
78	0.0000	0.0000	0.9095	21.1265
79	0.0000	0.0000	0.9000	21.3033
80	150.0000	-94.2987	0.9008	23.1984
81	0.0000	0.0000	0.9501	26.0402
82	25.0000	188.7308	1.0236	17.7513
83	0.0000	0.0000	1.0381	17.5586
84	0.0000	0.0000	1.0620	17.6682
85	10.0000	23.0000	1.0775	18.0159
86	0.0000	0.0000	1.0850	21.8169
87	100.0000	1.8451	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0857	16.6273
89	50.0000	104.7789	1.1000	17.2609
90	8.0000	24.4454	1.0959	15.8631
91	20.0000	26.8525	1.1000	16.8877
92	100.0000	9.0000	1.0611	17.8836
93	0.0000	0.0000	1.0194	17.9047

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
94	0.0000	0.0000	0.9862	18.3323
95	0.0000	0.0000	0.9727	17.9880
96	0.0000	0.0000	0.9767	18.5465
97	0.0000	0.0000	0.9360	20.3810
98	0.0000	0.0000	0.9167	20.5872
99	100.0000	-33.4682	0.9375	25.0457
100	100.0000	-50.0000	0.9595	20.2382
101	0.0000	0.0000	0.9951	18.3438
102	0.0000	0.0000	1.0398	17.9395
103	8.0000	-12.5976	0.9471	18.9641
104	25.0000	11.8114	0.9424	17.8563
105	25.0000	8.1551	0.9405	17.4183
106	0.0000	0.0000	0.9378	16.6231
107	8.0000	3.0018	0.9338	15.8813
108	0.0000	0.0000	0.9433	17.7572
109	0.0000	0.0000	0.9441	17.9230
110	25.0000	13.8496	0.948	18.7095
111	25.0000	-1.3016	0.954	19.8981
112	25.0000	6.4250	0.9483	18.7503
113	25.0000	-46.5506	1.0218	24.2238
114	0.0000	0.0000	1.0168	24.3529
115	0.0000	0.0000	1.0163	24.2906
116	25.0000	-437.4410	0.9000	27.7724
117	0.0000	0.0000	1.0115	20.5670
118	0.0000	0.0000	0.9000	21.5968

ตารางที่ 7.20 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS เมื่อโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเท่ากับ 3443 MW และทำการติดตั้ง IPFC ณ ตำแหน่งระหว่างกับ 86-85 และ 86-87 (ต่อ)

แท็บหม้อแปลง	ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC
Line 8-5 = 0.9000 pu.	$V_{se_{ij}} = 0.1000$ pu.
Line 26-25 = 0.9662 pu.	$V_{se_{ik}} = 0.1000$ pu.
Line 30-17 = 0.9000 pu.	$\angle se_{ij} = -65.0012^\circ$
Line 38-37 = 0.9161 pu.	$\angle se_{ik} = 105.3490^\circ$
Line 63-59 = 0.9198 pu.	
Line 64-61 = 0.9000 pu.	
Line 65-66 = 0.9033 pu.	
Line 68-69 = 1.1000 pu.	
Line 81-80 = 1.1000 pu.	
กำลังงานสูญเสียของระบบ = 58.0373 MW	

7.6 สรุป

สำหรับในบทนี้ได้ทดสอบการหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งการค้นหาคำตอบนั้นจะใช้วิธีการ HS&HGA เป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ และจะทำการเปรียบเทียบกับวิธีการ HS&SQP โดยจะแบ่งการสรุปออกเป็นส่วนตัวต่าง ๆ ดังนี้ คือ การสรุปเกี่ยวกับการหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งจะนำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 7.6.1 และการสรุปเกี่ยวกับการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า เมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC ซึ่งจะนำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 7.6.2

7.6.1 การสรุปเกี่ยวกับการหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด

การทดสอบเกี่ยวกับการหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด จะทำการสรุป ตำแหน่งเหมาะที่สุด ค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเหมาะที่สุด และ ระยะเวลาในการทดสอบ ซึ่งจะนำเสนอไว้ในตารางที่ 7.21-7.24

ตารางที่ 7.21 การหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำ
ที่สุด สำหรับระบบ IEEE 14 BUS

ระบบทดสอบ	วิธี HS&HGA		วิธี HS&SQP	
	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่าง บัส 1-2 และ 1-5	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่างบัส 2-3 และ 2-4
IEEE 14 BUS	กำลังงานสูญเสีย รวมทั้งระบบ	10.0813 MW	กำลังงานสูญเสีย รวมทั้งระบบ	10.3203 MW
	ค่าใช้จ่ายในการ ดำเนินการของ IPFC	1.0352×10^6 US\$	ค่าใช้จ่ายในการ ดำเนินการของ IPFC	1.6495×10^6 US\$
	ระยะเวลาในการ ทดสอบ	27 ชั่วโมง	ระยะเวลาในการ ทดสอบ	19 นาที

ตารางที่ 7.22 การหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำ
ที่สุด สำหรับระบบ IEEE 30 BUS

ระบบทดสอบ	วิธี HS&HGA		วิธี HS&SQP	
	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่าง บัส 2-1 และ 2-5	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่าง บัส 2-5 และ 2-6
IEEE 30 BUS	กำลังงานสูญเสีย รวมทั้งระบบ	15.4520 MW	กำลังงานสูญเสีย รวมทั้งระบบ	15.5155 MW
	ค่าใช้จ่ายในการ ดำเนินการของ IPFC	1.3985×10^6 US\$	ค่าใช้จ่ายในการ ดำเนินการของ IPFC	1.8274×10^6 US\$
	ระยะเวลาในการ ทดสอบ	37 ชั่วโมง	ระยะเวลาในการ ทดสอบ	85 นาที

ตารางที่ 7.23 การหาตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำ
ที่สุด สำหรับระบบ IEEE 57 BUS

ระบบทดสอบ	วิธี HS&HGA		วิธี HS&SQP	
	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่างบัส	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่างบัส
IEEE 57 BUS		41-42 และ 41-56		41-43 และ 41-56
	กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบ	11.2853 MW	กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบ	11.3232 MW
	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC	3.5473×10^6 US\$	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC	3.0078×10^6 US\$
	ระยะเวลาในการทดสอบ	32 ชั่วโมง	ระยะเวลาในการทดสอบ	43.9 ชั่วโมง

ตารางที่ 7.24 การหาตำแหน่งและขนาดเหมาะที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำ
ที่สุด สำหรับระบบ IEEE 118 BUS

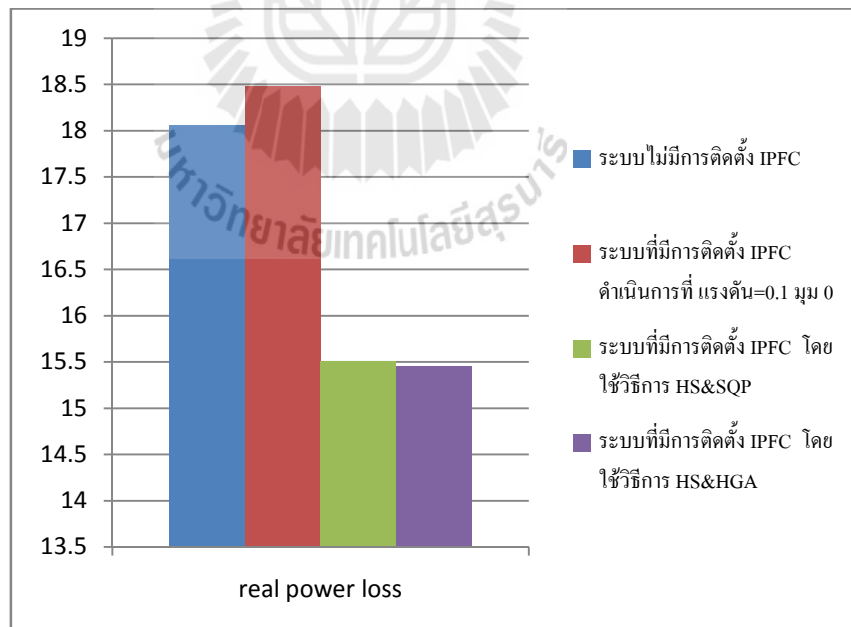
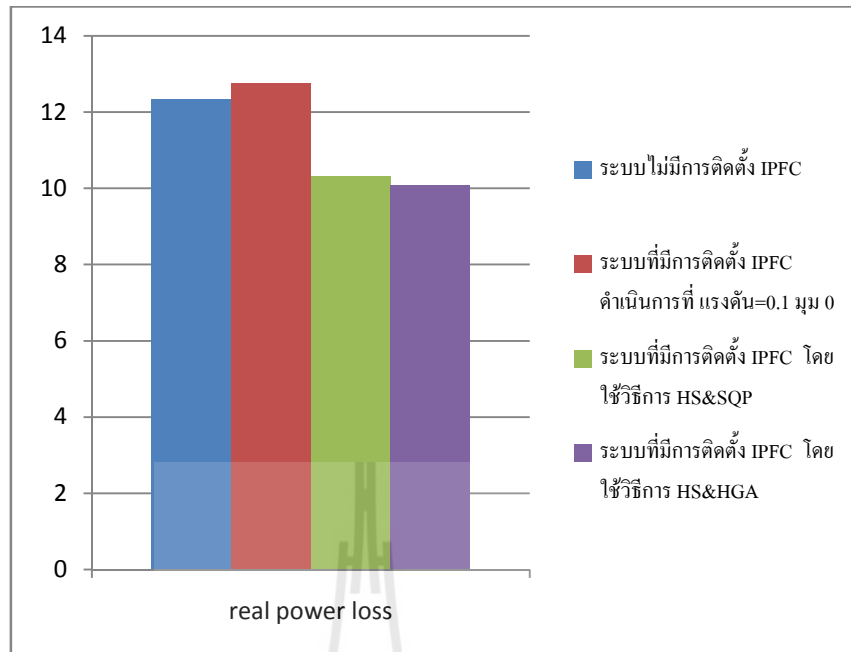
ระบบทดสอบ	วิธี HS&HGA		วิธี HS&SQP	
	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่างบัส	ตำแหน่งดีที่สุด	ติดตั้งระหว่างบัส
IEEE 118 BUS		86-85 และ 86-87		86-85 และ 86-87
	กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบ	41.9593 MW	กำลังงานสูญเสียรวมทั้งระบบ	41.9593 MW
	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC	1.6095×10^6 US\$	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC	1.6095×10^6 US\$
	ระยะเวลาในการทดสอบ	163 ชั่วโมง	ระยะเวลาในการทดสอบ	44.9 ชั่วโมง

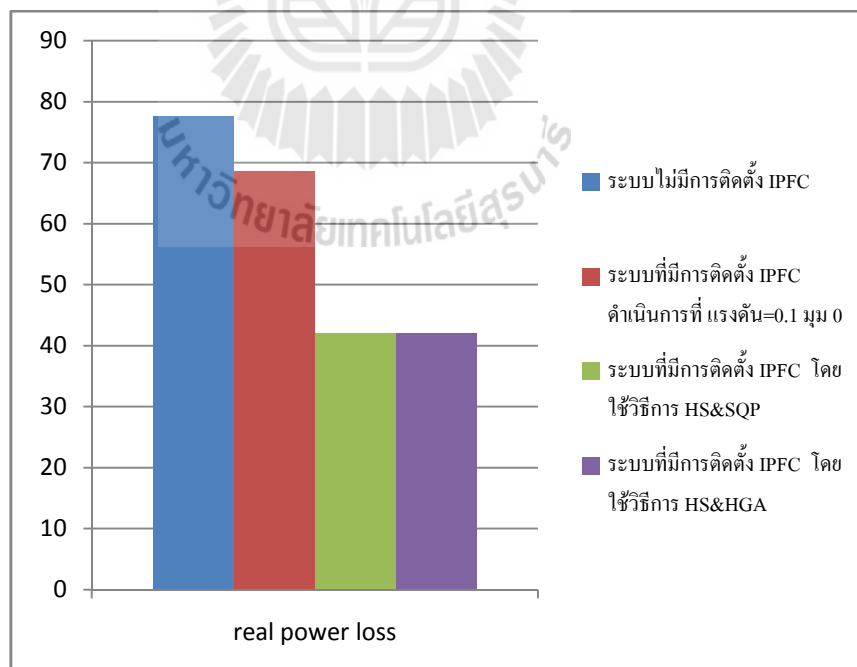
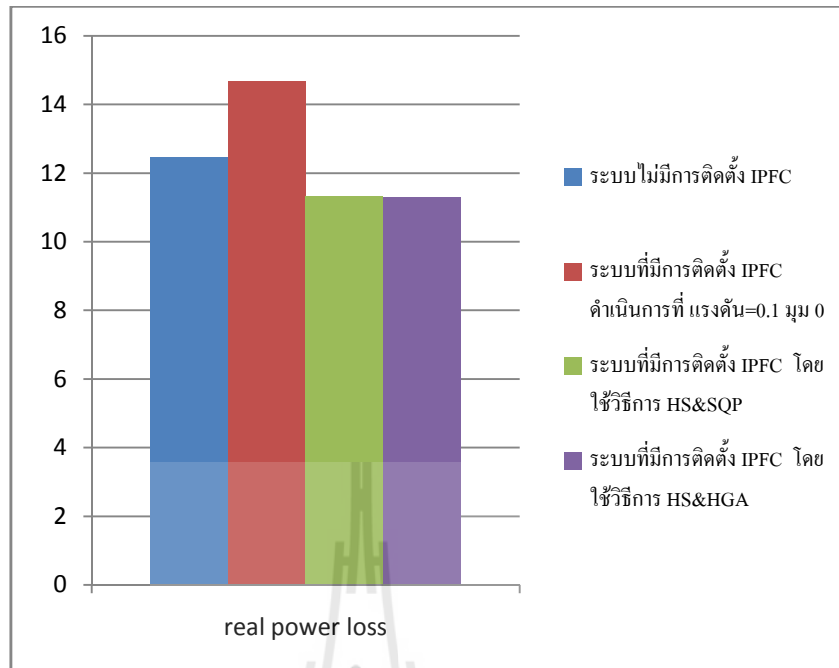
7.6.2 การสรุปเกี่ยวกับการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า เมื่อระบบได้ มีการติดตั้ง IPFC

โดยจะเป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างระบบที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC กับ ระบบที่มีการติดตั้ง IPFC กำหนดให้จ่ายแรงดันเข้าไปในระบบมีค่าเท่ากับ 0.1 มุม 0 องศา ระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยใช้วิธีการ HS&SQP ในการตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด และระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยใช้วิธีการ HS&HGA ในการตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งจะได้ผลการเปรียบเทียบดังรูปที่ 7.29-7.32 และตารางสรุปผลการเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียเมื่อระบบมีการติดตั้ง IPFC ดังตารางที่ 7.25

ตารางที่ 7.25 การเปรียบเทียบการลดลงของกำลังงานสูญเสียของระบบ

ระบบ	กำลังงานสูญเสีย (MW)			
	ระบบ ไม่มีการติดตั้ง IPFC	ระบบที่มีการติดตั้ง IPFC ดำเนินการที่แรงดัน=0.1 มุม 0 องศา	ระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยใช้วิธี HS&SQP	ระบบที่มีการติดตั้ง IPFC โดยใช้วิธี HS&HGA
IEEE 14 BUS	12.3320 (MW)	12.7510 (MW)	10.3203 (MW)	10.0813 (MW)
IEEE 30 BUS	18.0627 (MW)	18.4812 (MW)	15.5155 (MW)	15.4520 (MW)
IEEE 57 BUS	12.4533 (MW)	14.6790 (MW)	11.3234 (MW)	11.2853 (MW)
IEEE 118 BUS	77.6825 (MW)	68.5615 (MW)	41.9593 (MW)	41.9593 (MW)





จากผลการทดลองในการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดนั้น เมื่อใช้วิธีการ HS&HGA เป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ สำหรับระบบที่มีบัสไม่มาก (IEEE 14 BUS กับ IEEE 30 BUS) วิธีการนี้จะให้การค้นหาที่ดีกว่าวิธีการ HS&SQP (กำลังงานสูญเสียของระบบน้อยกว่า) แต่จะใช้ระยะเวลาในการค้นหาที่สูงกว่า สำหรับระบบที่มีบัสจำนวนมาก (IEEE 57 BUS กับ IEEE 118 BUS) วิธีการ HS&HGA และ วิธีการ HS&SQP จะให้ผลการทดสอบที่ใกล้เคียงกันมาก แต่อย่างไรก็ตามถ้าไม่มีการดำเนินการที่เหมาะสมของ IPFC ก็จะทำให้ IPFC ส่งผลทำให้กำลังงานสูญเสียของระบบนั้นเพิ่มได้ ดังกรณีที่น่าเสนอคือ กำหนดให้ IPFC นำการจ่ายแรงดันเข้าไปในระบบที่ 0.1 มุม 0 องศา



บทที่ 8

สรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการวิจัยเกี่ยวกับการหาค่าตำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับการค้นหาคำตอบนั้นจะใช้วิธีการ HS&HGA ในการค้นหาคำตอบ โดยที่วิธีการ HS จะทำงานในฟังก์ชันหลักสำหรับทดสอบหาค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC ส่วนวิธีการ HGA จะทำงานในฟังก์ชันรองสำหรับคำนวณหาขนาดของ IPFC เหมาะที่สุดกับค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ ณ ตำแหน่งติดตั้ง IPFC ที่รับมาจากฟังก์ชันหลัก ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของ IPFC กับค่ากำลังงานสูญเสียของระบบ และมีเงื่อนไขบังคับในการค้นหา คือหลักการสมดุลกำลังไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ กับ ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ ในการทดสอบนั้นเป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างวิธีการ HS&HGA กับวิธีการ HS&SQP ซึ่งทำการทดสอบกับระบบ IEEE 14 BUS IEEE 30 BUS IEEE 57 BUS และ IEEE 118 BUS การดำเนินการวิจัยวิทยานิพนธ์ดังกล่าวนี้ได้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ โดยสามารถสรุปผลการดำเนินการวิจัยได้ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 ได้นำเสนอความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา โดยกล่าวถึงปัญหาที่เกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เนื้อหาในบทนี้ยังรวมถึงวัตถุประสงค์ ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

บทที่ 2 ได้นำเสนอวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ซึ่งทำให้ทราบถึงแนวคิดการหาค่าตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS แนวคิดในการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดกับระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ FACTS และแนวคิดในการใช้ปัญญาประดิษฐ์สำหรับแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า มาใช้งานเพื่อเป็นองค์ประกอบในการจัดทำวิทยานิพนธ์ และยังเป็นผลการวิจัยที่สำคัญในด้านการปรับปรุงแก้ไขระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

บทที่ 3 ได้นำเสนอเกี่ยวกับหลักการการทำงานของอุปกรณ์ FACTS ในลักษณะต่าง ๆ ซึ่งจะแบ่งออกเป็น ตัวชดเชยแบบอนุกรม ตัวชดเชยแบบขนาน ตัวชดเชยแบบผสมอนุกรม-ขนาน และตัวชดเชยแบบผสมอนุกรม-อนุกรม

บทที่ 4 ได้นำเสนอรายละเอียดเกี่ยวกับความสามารถในการทำงานของ IPFC ที่สามารถชดเชยได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะทำการนำเสนอเริ่มจาก หลักการพื้นฐานของ IPFC สมการกำลังไฟฟ้าของ IPFC การใช้งาน IPFC กับระบบส่งจ่ายกำลังกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงหลักการพื้นฐานเกี่ยวกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่นำมาใช้งานในอุปกรณ์ IPFC

บทที่ 5 ได้นำเสนอเกี่ยวกับการหาดำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งแนวคิดวิธีการค้นหานั้นจะใช้วิธีการ HS&HGA ในการค้นหาคำตอบ

บทที่ 6 ได้นำเสนอเกี่ยวกับปัญหาประติมากรรมที่นำมาใช้งานในการคำนวณหาคำตอบ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ วิธีการที่นำมาใช้งานนั้นมีอยู่ด้วยกันทั้งหมดคือ วิธีการไฮบริดจินเนติกอัลกอริทึม (HGA) และ วิธีการค้นหาความบรรสาน (HS) โดยทั้ง 2 วิธีการถูกนำมาใช้งานร่วมกันสำหรับการหาดำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด

บทที่ 7 ได้นำเสนอเกี่ยวกับผลทดสอบ การหาดำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด ซึ่งการค้นหาคำตอบนั้นจะใช้วิธีการ HS&HGA เป็นเครื่องมือในการค้นหาคำตอบ และ จะทำการเปรียบเทียบกับ วิธีการ HS&SQP โดยที่ผลการทดสอบนั้น ระบบ IEEE 14 BUS วิธีการ HS&HGA จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือ ตำแหน่งระหว่างบัส 1-2 และ 1-5 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 10.0813 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 3.7369 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 18.25 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 27 ชั่วโมง ส่วนวิธีการ HS&SQP จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 2-3 และ 2-4 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 10.3203 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 5.6610 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 16.31 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 19 นาที

สำหรับระบบ IEEE 30 BUS วิธีการ HS&HGA จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือ ตำแหน่งระหว่างบัส 2-1 และ 2-5 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 15.1520 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 6.6301 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 14.45 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 37 ชั่วโมง ส่วนวิธีการ HS&SQP จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 2-5 และ 2-6 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 15.5155 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 6.2389 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 14.41 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 85 นาที

สำหรับระบบ IEEE 57 BUS วิธีการ HS&HGA จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือ ตำแหน่งระหว่างบัส 41-42 และ 41-56 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 11.2853 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 19.2796 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 9.378 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 32 ชั่วโมง วิธีการ HS&SQP จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 41-43 และ 41-56 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 11.3232 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 16.1609 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 9.07 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 43.9 ชั่วโมง

สำหรับ IEEE 118 BUS วิธีการ HS&HGA จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือ ตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 41.9593 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 10.1430 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 45.98 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 163 ชั่วโมง วิธีการ HS&SQP จะให้ค่าตำแหน่งในการติดตั้ง IPFC คือตำแหน่งระหว่างบัส 86-85 และ 86-87 แล้วทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียของระบบเท่ากับ 41.9593 MW ขนาดของ IPFC เท่ากับ 10.1430 MVar กล่าวคือสามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบลง 45.98 % จากระบบปกติ ใช้ระยะเวลาในการทดสอบ 44.9 ชั่วโมง

ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า ในการค้นหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับการใช้งานวิธีการ HS&HGA และ วิธีการ HS&SQP กับระบบ IEEE 14 BUS และ IEEE 30 BUS วิธีการ HS&HGA จะให้ผลการทดสอบตำแหน่งและขนาดของ IPFC ที่สามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบได้ดีกว่าวิธีการ HS&SQP กล่าวคือสามารถที่จะลดกำลังงานสูญเสียของระบบได้ดีกว่าวิธีการ HS&SQP ส่วนวิธีการ HS&SQP จะใช้ระยะเวลาในการทดสอบที่น้อยกว่ามาก แต่สำหรับระบบ IEEE 57 BUS และ IEEE 118 BUS วิธีการ HS&HGA กับ วิธีการ HS&SQP ให้ผลการทดสอบที่ใกล้เคียงกัน คือ สามารถที่จะค้นหาตำแหน่ง และขนาดของ IPFC ที่สามารถลดกำลังงานสูญเสียของระบบได้ใกล้เคียงกัน และระยะเวลาในการทดสอบก็มีความใกล้เคียงกัน

เมื่อระบบได้มีการติดตั้ง IPFC เข้าไป ณ ตำแหน่งเหมาะสมที่สุด และ IPFC ได้รับการดำเนินการที่เหมาะสม (ฉีดกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบอย่างเหมาะสม) ด้วยความสามารถของ IPFC ที่สามารถชดเชยได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จึงทำให้ขนาดของแรงดันและมุมเฟสในระบบเปลี่ยนแปลง จึงเป็นสาเหตุให้กำลังงานสูญเสียของระบบลดลง ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่า วิธีการหนึ่งสำหรับลดกำลังงานสูญเสียในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้านั้นสามารถทำได้โดยการติดตั้ง IPFC เข้าไปในระบบ

8.2 ข้อเสนอแนะ

1. ในการหาดำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุดนั้น ในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบหาดำแหน่งของอุปกรณ์เพียงหนึ่งตัวเท่านั้น ซึ่งในงานวิจัยต่อไปอาจจะหาดำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ที่มากกว่า 1 ตัว

2. การทดสอบเพื่อหาดำแหน่งและขนาดเหมาะสมที่สุดของ IPFC โดยใช้เทคนิคการลดกำลังงานสูญเสียต่ำที่สุด สำหรับในขั้นตอนการค้นหากลุ่มบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC นั้น อาจจะมีเงื่อนไขเพื่อลดกลุ่มบัสที่จะสามารถติดตั้ง IPFC ยกตัวอย่างเช่น เฉพาะกลุ่มบัสที่มีขนาดของแรงดันที่ต่ำ หรือเฉพาะกลุ่มบัสที่มีกำลังงานสูญเสียในสายส่งที่สูง เพื่อลดระยะเวลาในการค้นหา

3. ระบบที่นำมาทดสอบนั้น เป็นระบบที่ติดตั้ง IPFC เพียงอย่างเดียว แต่ในงานวิจัยต่อไป อาจจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ FACT ที่มากกว่า 1 ชนิด เพื่อเพิ่มคุณภาพของการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า



รายการอ้างอิง

- ชนิดชัย กุลวานิชพงษ์. (2551). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. เอกสารประกอบการสอน. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.
- ชนิดชัย กุลวานิชพงษ์. (2554). การหาค่าเหมาะสมที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง. เอกสารประกอบการสอน. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
- อาทิตย์ ศรีแก้ว .(2552). 1. ปัญหาเชิงคำนวณ. สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
- Abdelsalam, H.A., Aly, G.A.M., Abdelkrim, M., and Shebl, K.M. (2004). Optimal location of the unified power flow controller in electrical power systems. **Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES.** 1391 - 1396.
- Anantasate, S., Chokpanyasuwan, C., and Bhasaputra, P. (2010). Optimal power flow by using Bees algorithm. **Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010 International Conference on.** 430 - 434.
- Babu, A.V.N., and Sivanagaraju S. (2012.) Optimal power flow with FACTS device using two step initialization based algorithm for security enhancement considering credible contingencies .**Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET).** 1 – 5.
- Carsten, L. (2002). Security constrained optimal power flow for an economical operation of FACTS-devices in liberalized energy markets. **IEEE Tran Power Delivery (Volume 17).** 603-608
- Cai, L.J., Erlich, I., and Stamtssis, G. (2004). Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms. **Power Systems Conference and Exposition.** 201 - 207
- Chung, T.S., and Shaoyun, G. (1998). Optimal power flow incorporating FACTS devices and power flow control constraint. **Power System Technology Proceedings. POWERCON 98 International Conference on.** 415 - 419.

- Dutta, P., and Sinha, A.K. (2006). Voltage Stability Constrained Multi-objective Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization. **International Conference on Industrial and Information Systems**. 161-166.
- El Metwally, M.M., El Emary, A.A., El Bendary, F.M., and Mosaad, M.I. (2008). Optimal power flow using evolutionary programming techniques. **Power System Conference, 2008. MEPCON 2008. 12th International Middle-East**. 260 – 264.
- Enrique, Acha., Claudio, R.F.E., Hugo, A.P., and Cesar, A.C. (2004). FACTS Modelling and Simulation in Power Networks. **West Sussex: John Wiley & Sons Ltd**. 191-229.
- Geem, Z.W., Kim, J.H., and Loganathan, G.V. (2001). A New Heuristic Optimization Algorithm: Harmony Search. **Transactions of The Society for Modeling and Simulation International-SIMULATION**. 66-68.
- Gyugyi, L., Sen, K.K., and Schauder, C.D. (1999). The interline power flow controller concept: a new approach to power flow management in transmission systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**. 1115 – 1123
- Hingorani, N.G., and Gyugyi, L. (2000). Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. **New York: The Institute of Electrical and Electronic Engineers**.
- Iranil, A.J., Rahimi Fard, M.M., and Salavati, M. (2013). IPFC using for the congestion management lines and Increase social welfare in electricity market restructured. **Life Science Journal**.
- James, A. M. (2008). Electric Power System Applications of Optimization, Second Edition.
- Kahyaei, A. (2011). Analysis of Interline Power Flow Controller (IPFC) Location in Power Transmission Systems. **Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 3(7)**. 633-639,
- Karthik, B., Alagarasan, I., and Chandrasekar, S. (2012). Optimal location of interline power flow controller for controlling multi transmission line: A new integrated technique. **Front Electr Electron Eng**. 447–458
- Kazemi, A., and Karimi, E. (2006). The Effect of Interline Power Flow Controller (IPFC) on Damping Interarea Oscillations in the Interconnected Power Systems. **Universities Power Engineering Conference** . 769 – 773

Lee, K.Y., Mohamed, A., and Sharkawi, E. (2008). Modern heuristic optimization techniques.

Theory and applications to power systems.

Mohamed, K.H., Rao, K.S.R., and Hasan, K.N.B.M. (2010). Optimal parameters of interline power flow controller using particle swarm optimization. **International Symposium in Information Technology**. 727 – 732

Mohamed, K.H., Rao, K.S.R., and Hasan, K.N.B.M. (2010). Application of particle swarm optimization and its variants to Interline Power Flow Controllers and optimal power-flow. **International Conference on Intelligent and Advanced Systems**. 1 – 6.

Nagesh, H.B., and Puttaswamy, P.S. (2013). Enhancement of Voltage Stability Margin Using FACTS Controllers. **International Journal of Computer and Electrical Engineering**. 261 - 265.

Naresh Babu, A.V., Sivanagaraju, S., Padmanabharaju, Ch., and Ramana, T. (2010). Multi-Line Power Flow Control using Interline Power Flow Controller (IPFC) in Power Transmission Systems. **International Journal of Electrical and Electronics Engineering**. 577-581.

Nocedal, J., and Wright, S.J. (2006). Numerical Optimization. **Second Edition, Springer Verlag, New York**. 528-523.

Noroozian, M., Angquist, L., Ghandhari, M., and Andersson, G. (1997). Use of UPFC for optimal power flow control **Power Delivery**. **IEEE Transactions on**. 1629 – 1634

Oonsivilai, A., and Greyson, K.A. (2009). Effect of electric power shedding on economic dispatch: Case study Tanzania. **IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications**. 3252 – 3255.

Oonsivilai, A., and Greyson, K.A. (2009). Power ration effect on limited power generation costs. **2009 WRI Global Congress on Intelligent Systems**. 374-378

Oonsivilai, R., and Oonsivilai, A. (2011). Gas turbine Optimal PID tuning by genetic algorithm using MSE. **International Scholarly and Scientific Research & Innovation** 5(12). 1518-1523

- Oonsivilai, A., and Marungsri, B. (2007). Multi-objective optimal pricing dispatch using particle swarm optimization technique. **Proc. Of the 2007 Int. Conf. on Electrical Engineering, paper no. ICEE-411, Hong Kong.**
- Ratniyomchai, T., Oonsivilai, A., Pao-La-Or, P., and Kulworawanichpong, T. (2010). Economic load dispatch using improved harmony search. **WSEAS Transactions on. 248-257**
- Saravanan, M., Mary Raja Slochanal, S., Venkatesh, P., and Prince Stephen Abraham J. (2007). Application of particle swarm optimization technique for optimal location of FACTS devices considering cost of installation and system loadability **Electric power system Research. 276-283.**
- Shaheen, H.I., Rashed, G.I., and Cheng, S.J. (2008). Optimal location and parameters setting of UPFC based on GA and PSO for enhancing power system security under single contingencie. **IEEE Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. 1-8**
- Sinsupan, N., Leeton, U., and Kulworawanichpong, T. (2010). Application of Harmony Search to Optimal Power Flow Problem. 2010 International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE 2010).
- Somsai, K., Oonsivilai, A., Srikaew, A., and Kulworawanichpong, T., (2007). Optimal PI controller design and simulation of a static var compensator using MATLAB's SIMULINK. **Proceeding of the 7th WSEAS international conference on Power System. 30-35**
- Sreejith, S., Sishaj P, Simon., and Selvan, M.P. (2012). Optimal Location of Interline Power Flow Controllerin a Power System Network Using DE Algorithm. **International Review on Modelling and Simulations (I.RE.MO.S.).**
- Sreenivasachar, K. (2001).Unified power flow controller : Modeling, Stability analysis, Control strategy and Control system design. **The thesis requirement for the doctor degree. electrical and computer engineering. the university of waterloo ,Ontario, Canada.**

- Suharto, M.N., Hassan, M.Y., Majid, M.S., and Abdullah, M.P. (2011). Optimal power flow solution using evolutionary computation techniques. **TENCON 2011 - 2011 IEEE Region 10 Conference** . 113 – 117.
- Sunil, Joseph P., and Dinesh Balaji, C. (2013). Transmission Loss Minimization Using Optimization Technique Based On Pso. **IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)**. 01-05.
- Teerathana, S., and Yokoyama, A. (2004). An optimal power flow control method of powersystem using interline power flow controller (IPFC). **TENCON 2004. 2004 IEEE Region 10 Conference**.343 – 346.
- Veeramalla, J., and Sreerama Kumar, R. (2010). Application of Interline Power Flow Controller (IPFC) for damping low frequency oscillations in power systems. **Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010**. 1 – 6
- Wood, A.J., and Wollenberg, B.F. (1996). Power generation operation, and control. **Wiley-Interscience New York**.
- Wang, H.F. (1999). Phillips-Heffron model of power systems installed with STATCOM and applications. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**. 521 – 527
- Yong, H.S., and Allan, T.J. (1999). Flexible Ac Transmission System (FACTS). **The Institution of Electrical Engineering London United Kingdom**.
- Zhang, X.-P. (2003). Modelling of the interline power flow controller and the generalised unified power flow controller in Newton power flow. **Generation Transmission and Distribution IEE Proceedings**. 268 - 274
- Zhang, J., and Yokoyama, A. (2006). Optimal power flow control for congestion management by interline power flow controller (IPFC). **International Conference on Power System Technology**. 1-6.
- Zhang, J., and Yokoyama, A. (2006). Optimal power flow control for congestion management by interline power flow controller (IPFC). **International Conference on Power System Technology**.1-6.



ภาคผนวก ก

ข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบกับผลการทดสอบหาค่ากำลังงานสูญเสียเหมาะ
ที่สุดสำหรับระบบที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC

ก.1 ระบบ IEEE 14 BUS

ข้อมูลของระบบระบบ IEEE 14 BUS จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ก.1 ตารางข้อมูลของระบบจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.1 ตารางข้อมูลของสายส่งจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.2 และ ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบจะสามารถแสดงได้ตารางที่ ก.3

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของระบบ IEEE 14 BUS

บัส	เลขระบุชนิดของบัส	ขนาดของแรงดัน (p.u)	มุมของแรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอกทีฟ (MVar)
1	1	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	2	1.0000	0.0000	21.7000	12.7000
3	2	1.0000	0.0000	94.2000	19.0000
4	0	1.0000	0.0000	47.8000	-3.9000
5	0	1.0000	0.0000	7.6000	1.6000
6	2	1.0000	0.0000	11.2000	7.5000
7	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	2	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	0	1.0000	0.0000	29.5000	16.6000
10	0	1.0000	0.0000	9.0000	5.8000
11	0	1.0000	0.0000	3.5000	1.8000
12	0	1.0000	0.0000	6.1000	1.6000
13	0	1.0000	0.0000	13.5000	5.8000
14	0	1.00	0.0000	14.9000	5.0000

หมายเหตุ 1 = slack bus , 2 = PV bus , 0 = PQ bus

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 14 BUS

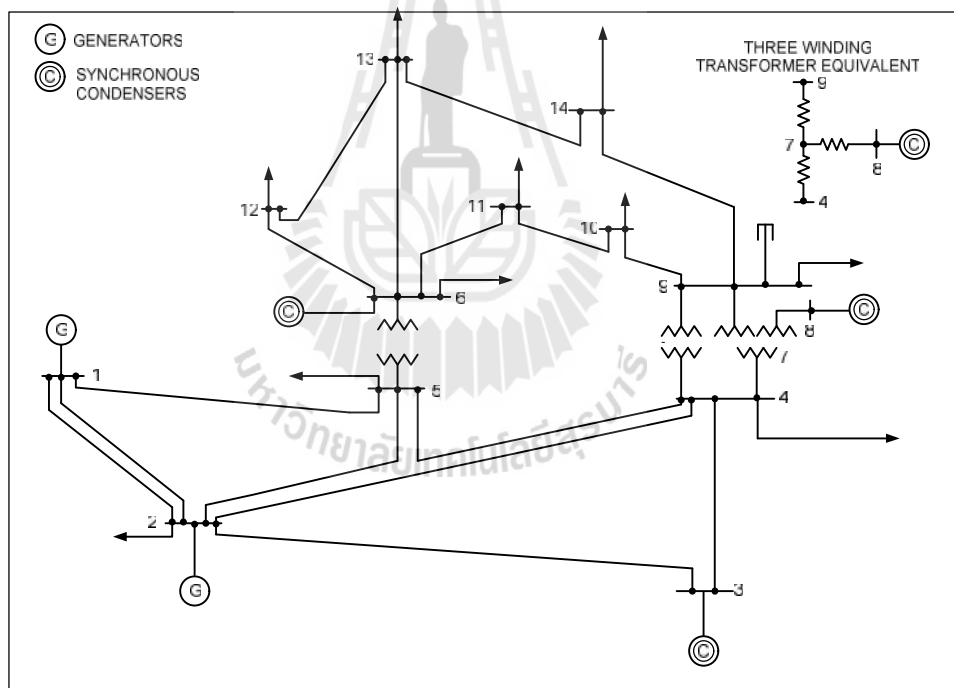
บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
1	2	0.0194	0.0592	0.0528
1	5	0.0540	0.2230	0.0492
2	3	0.0470	0.1980	0.0438
2	4	0.0581	0.1763	0.0340
2	5	0.0570	0.1739	0.0346
3	4	0.0670	0.1710	0.0128
4	5	0.0134	0.0421	0.0000
4	7	0.0000	0.2091	0.0000
4	9	0.0000	0.5562	0.0000
5	6	0.0000	0.2520	0.0000
6	11	0.0950	0.1989	0.0000
6	12	0.1229	0.2558	0.0000
6	13	0.0662	0.1303	0.0000
7	8	0.0000	0.1762	0.0000
7	9	0.0000	0.1100	0.0000
9	10	0.0318	0.0845	0.0000
9	14	0.1271	0.2704	0.0000
10	11	0.0820	0.1921	0.0000
12	13	0.2209	0.1999	0.0000
13	14	0.1709	0.3480	0.0000

ตารางที่ ก.3 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$P_{G,1}$	50.0000 MW	300.0000 MW	$V_{se_{ij}}$	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
$P_{G,2}$	20.0000 MW	40.0000 MW	$V_{se_{ik}}$	0.0100 p.u.	0.100 p.u.
$Q_{G,1}$	-60.0000 MVar	100.0000 MVar	$\angle se_{ij}$	-180.0000°	180.0000°
$Q_{G,2}$	-40.0000 MVar	50.0000 MVar	$\angle se_{ik}$	180.0000°	180.0000°

ตารางที่ ก.3 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 14 BUS (ต่อ)

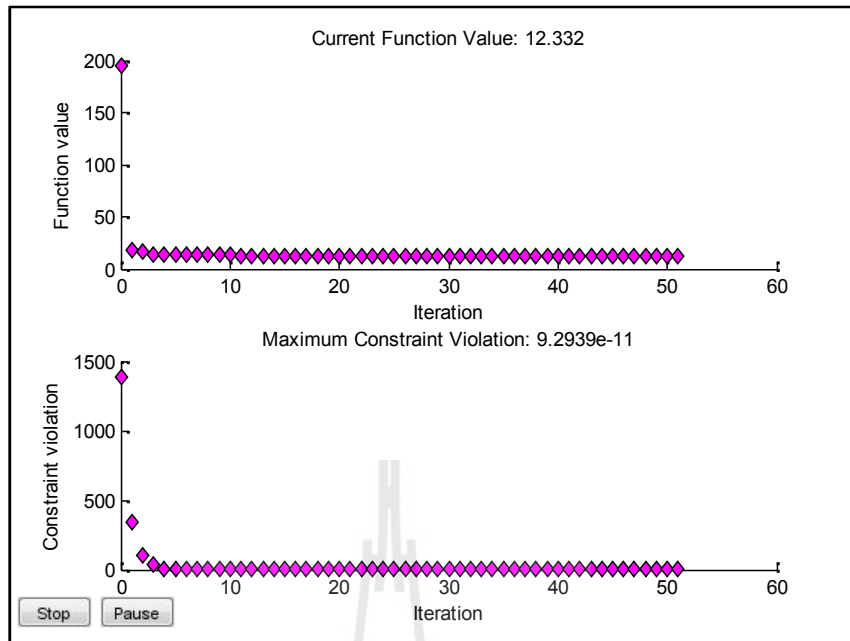
ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$Q_{C,3}$	0.0000 MVar	40.0000 MVar			
$Q_{C,6}$	-6.0000 MVar	24.0000 MVar			
$Q_{C,8}$	-6.0000 MVar	24.0000 MVar			
$V_1 - V_{14}$	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.			
$u_1 - u_{14}$	-30.0000 °	30.0000 °			
T_{4-7}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.			
T_{4-9}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.			
T_{5-6}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.			



รูปที่ ก.1 ระบบ IEEE 14 BUS

(ที่มา: <https://www.ee.washington.edu/>)

เมื่อทำการทดสอบระบบ โดยที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC จะได้ค่าพารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดดัง
ตารางที่ ก.4 และการลู่เข้าหาค่าตอบเหมาะสมที่สุดดังรูปที่ ก.2



บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	231.3323	-26.6384	1.1000	0.0000
2	40.0000	27.4382	1.0861	-4.5992
3	0.0000	25.7317	1.0563	-11.7842
4	0.0000	0.0000	1.0590	-9.5008
5	0.0000	0.0000	1.0664	-8.1449
6	0.0000	24.0000	1.0682	-13.5616
7	0.0000	0.0000	1.0626	-12.5523
8	0.0000	24.0000	1.1000	-12.5524
9	0.0000	0.0000	1.0582	-14.1088
10	0.0000	0.0000	1.0520	-14.2992
11	0.0000	0.0000	1.0567	-14.0633
12	0.0000	0.0000	1.0536	-14.4048

ตารางที่ ก.4 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 14 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC
(ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
13	0.0000	0.0000	1.0493	-14.4762
14	0.0000	0.0000	1.0369	-15.2681
แท็บหม้อแปลง				
Line 4-7 = 1.0327 pu.				
Line 4-9 = 0.9000 pu.				
Line 5-6 = 1.0029 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 12.332 MW				

ก.2 ระบบ IEEE 30 BUS

ข้อมูลของระบบระบบ IEEE 30 BUS จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ก.3 ตารางข้อมูลของระบบจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.5 ตารางข้อมูลของสายส่งจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.6 และ ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบจะสามารถแสดงได้ตารางที่ ก.7

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลของระบบ IEEE 30 BUS

บัส	เลขระบุ ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
1	1	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	2	1.0000	0.0000	21.7000	12.7000
3	0	1.0000	0.0000	2.4000	1.2000
4	0	1.0000	0.0000	7.6000	1.6000
5	2	1.0000	0.0000	94.2000	19.0000
6	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	0	1.0000	0.0000	22.8000	10.9000
8	2	1.0000	0.0000	30.0000	30.0000

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลของระบบ IEEE 30 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุนชนิดของบัส*	ขนาดของแรงดัน (p.u)	มุมของแรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอกทีฟ (MVar)
9	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	0	1.0000	0.0000	5.8000	2.0000
11	2	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	0	1.0000	0.0000	11.2000	7.5000
13	2	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	0	1.0000	0.0000	6.2000	1.6000
15	0	1.0000	0.0000	8.2000	2.5000
16	0	1.0000	0.0000	3.5000	1.8000
17	0	1.0000	0.0000	9.0000	5.8000
18	0	1.0000	0.0000	3.2000	0.9000
19	0	1.0000	0.0000	9.5000	3.4000
20	0	1.0000	0.0000	2.2000	0.7000
21	0	1.0000	0.0000	17.5000	11.2000
22	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	0	1.0000	0.0000	3.2000	1.6000
24	0	1.0000	0.0000	8.7000	6.7000
25	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	0	1.0000	0.0000	3.5000	2.3000
27	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
29	0	1.0000	0.0000	2.4000	0.9000
30	0	1.0000	0.0000	10.6000	1.9000

หมายเหตุ 1 = slack bus , 2 = PV bus , 0 = PQ bus

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 30 BUS

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
1	2	0.0192	0.0575	0.0528
1	3	0.0452	0.1652	0.0408
2	4	0.0570	0.1737	0.0368
3	4	0.0379	0.0084	0.0000
2	5	0.0472	0.1983	0.0418
2	6	0.0581	0.1763	0.0374
4	6	0.0119	0.0414	0.0090
5	7	0.0460	0.1160	0.0204
6	7	0.0267	0.0820	0.0170
6	8	0.0120	0.0420	0.0090
6	9	0.0000	0.2080	0.0000
6	10	0.0000	0.5560	0.0000
9	11	0.0000	0.2080	0.0000
9	10	0.0000	0.1100	0.0000
9	10	0.0000	0.1100	0.0000
4	12	0.0000	0.2560	0.0000
12	13	0.0000	0.1400	0.0000
12	14	0.1231	0.2559	0.0000
12	15	0.0662	0.1304	0.0000
12	16	0.0945	0.1987	0.0000
14	15	0.2210	0.1997	0.0000
16	17	0.0524	0.1923	0.0000
15	18	0.1073	0.2185	0.0000
18	19	0.0639	0.1292	0.0000
19	20	0.0340	0.0680	0.0000
10	20	0.0936	0.2090	0.0000
10	17	0.0324	0.0845	0.0000

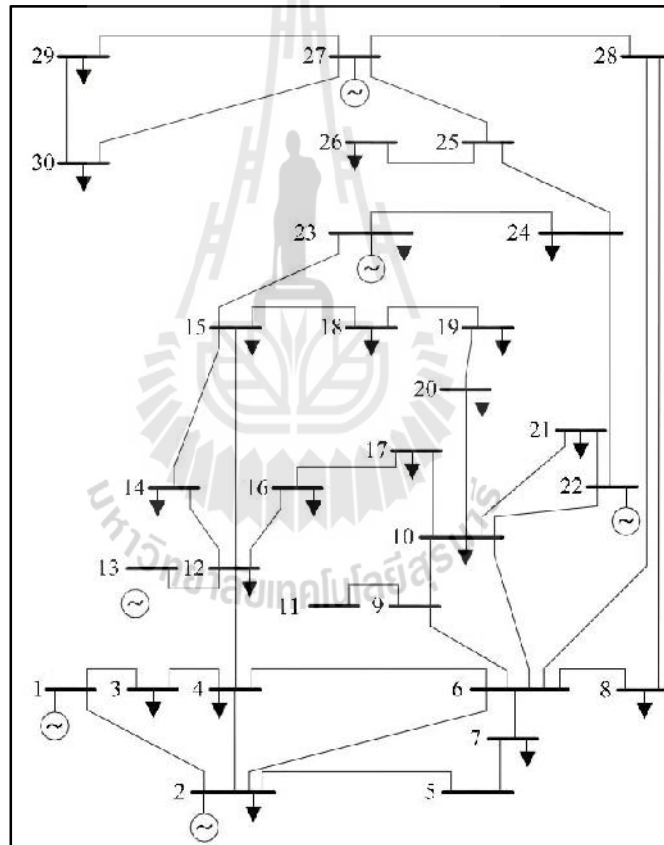
ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 30 BUS (ต่อ)

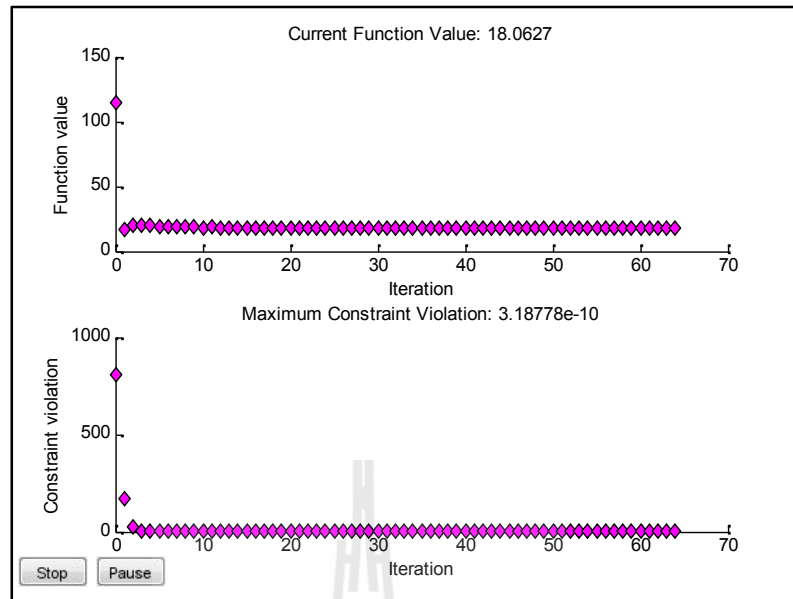
บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
10	21	0.0348	0.0749	0.0000
10	22	0.0727	0.1499	0.0000
21	22	0.0116	0.0236	0.0000
15	23	0.1000	0.2020	0.0000
22	24	0.1150	0.1790	0.0000
23	24	0.1320	0.2700	0.0000
24	25	0.1885	0.3292	0.0000
25	26	0.2544	0.3800	0.0000
25	27	0.1093	0.2087	0.0000
28	27	0.0000	0.3960	0.0000
27	29	0.2198	0.4153	0.0000
6	28	0.0169	0.0599	0.0130
27	30	0.3202	0.6027	0.0000
29	30	0.2399	0.4533	0.0000
8	28	0.0636	0.2000	0.0428

ตารางที่ ก.7 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 30 BUS

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$P_{G,1}$	50.0000 MW	300.0000 MW	$V_{se_{ij}}$	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
$P_{G,2}$	20.0000 MW	40.0000 MW	$V_{se_{ik}}$	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
$Q_{G,1}$	-20.0000 MVar	100.0000 MVar	$\angle se_{ij}$	-180.0000°	180.0000°
$Q_{G,2}$	-40.0000 MVar	50.0000 MVar	$\angle se_{ik}$	180.0000°	180.0000°
$Q_{C,5}$	-40.0000 MVar	40.0000 MVar			
$Q_{C,8}$	-10.0000 MVar	40.0000 MVar			
$Q_{C,11}$	-6.0000 MVar	24.0000 MVar			
$Q_{C,13}$	-6.0000 MVar	24.0000 MVar			

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$V_1 - V_{30}$	0.9 p.u.	1.1 p.u.			
$\alpha_1 - \alpha_{30}$	-30°	30°			
T_{6-9}	0.9 p.u.	1.1 p.u.			
T_{6-10}	0.9 p.u.	1.1 p.u.			
T_{4-12}	0.9 p.u.	1.1 p.u.			
T_{28-27}	0.9 p.u.	1.1 p.u.			





บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	261.4634	-20.0000	1.1000	0.0000
2	40.0000	25.1594	1.0778	-4.7163
3	0.0000	0.0000	1.0782	-7.5895
4	0.0000	0.0000	1.0485	-8.2116
5	0.0000	30.4867	1.0423	-12.8764
6	0.0000	0.0000	1.0431	-9.9042
7	0.0000	0.0000	1.0364	-11.6388
8	0.0000	40.0000	1.0445	-10.6429
9	0.0000	0.0000	1.0662	-12.7792
10	0.0000	0.0000	1.0598	-14.2821
11	0.0000	18.1574	1.1000	-12.7794

ตารางที่ ก.8 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 30 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC
(ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
12	0.0000	0.0000	1.0693	-13.6929
13	0.0000	24.0000	1.1004	-13.6925
14	0.0000	0.0000	1.0555	-14.5342
15	0.0000	0.0000	1.0516	-14.5973
16	0.0000	0.0000	1.0572	-14.2004
17	0.0000	0.0000	1.0531	-14.4667
18	0.0000	0.0000	1.0419	-15.1638
19	0.0000	0.0000	1.0398	-15.3132
20	0.0000	0.0000	1.0432	-15.1116
21	0.0000	0.0000	1.0465	-14.6951
22	0.0000	0.0000	1.0478	-14.6764
23	0.0000	0.0000	1.0419	-14.8962
24	0.0000	0.0000	1.0363	-14.9588
25	0.0000	0.0000	1.0481	-14.7246
26	0.0000	0.0000	1.0305	-15.1194
27	0.0000	0.0000	1.0632	-14.3202
28	0.0000	0.0000	1.0393	-10.5224
29	0.0000	0.0000	1.0444	-15.4577
30	0.0000	0.0000	1.0338	-16.2721
แก้ปห้ม้อแปลง				
Line 6-9 = 0.9963 pu.				
Line 6-10 = 0.9000 pu.				
Line 4-12 = 0.9823 pu.				
Line 28-27 = 0.9486 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 18.0627 MW				

ก.3 ระบบ IEEE 57 BUS

ข้อมูลของระบบระบบ IEEE 57 BUS จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ก.6 ตารางข้อมูลของระบบจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.9 ตารางข้อมูลของสายส่งจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.10 และ ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบจะสามารถแสดงได้ตารางที่ ก.11

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลของระบบ IEEE 57 BUS

บัส	เลขระบุชนิดของบัส*	ขนาดของแรงดัน (p.u)	มุมของแรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอกทีฟ (MVar)
1	1	1.0000	0.0000	55.0000	17.0000
2	2	1.0000	0.0000	3.0000	88.0000
3	2	1.0000	0.0000	41.0000	21.0000
4	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	0	1.0000	0.0000	13.0000	4.0000
6	2	1.0000	0.0000	75.0000	2.0000
7	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	2	1.0000	0.0000	150.0000	22.0000
9	0	1.0000	0.0000	121.0000	26.0000
10	0	1.0000	0.0000	5.0000	2.0000
11	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	2	1.0000	0.0000	377.0000	24.0000
13	0	1.0000	0.0000	18.0000	2.3000
14	0	1.0000	0.0000	10.5000	5.3000
15	0	1.0000	0.0000	22.0000	5.0000
16	0	1.0000	0.0000	43.0000	3.0000
17	0	1.0000	0.0000	42.0000	8.0000
18	0	1.0000	0.0000	27.2000	9.8000
19	0	1.0000	0.0000	3.3000	0.6000

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลของระบบ IEEE 57 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
20	0	1.0000	0.0000	2.3000	1.0000
21	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	0	1.0000	0.0000	6.3000	2.1000
24	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
25	0	1.0000	0.0000	6.3000	3.2000
26	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
27	0	1.0000	0.0000	9.3000	0.5000
28	0	1.0000	0.0000	4.6000	2.3000
29	0	1.0000	0.0000	17.0000	2.6000
30	0	1.0000	0.0000	3.6000	1.8000
31	0	1.0000	0.0000	5.8000	2.9000
32	0	1.0000	0.0000	1.6000	0.8000
33	0	1.0000	0.0000	3.8000	1.9000
34	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
35	0	1.0000	0.0000	6.0000	3.0000
36	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
37	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	0	1.0000	0.0000	14.0000	7.0000
39	0	1.0000	0.00	0.0000	0.0000
40	0	1.0000	0.00	0.0000	0.0000
41	0	1.0000	0.00	6.3000	3.0000
42	0	1.0000	0.00	7.1000	4.4000
43	0	1.0000	0.00	2.0000	1.0000
44	0	1.0000	0.00	12.0000	1.8000

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลของระบบ IEEE 57 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุนชนิดของบัส*	ขนาดของแรงดัน (p.u)	มุมของแรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอกทีฟ (MVar)
45	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
47	0	1.0000	0.0000	29.7000	11.6000
48	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
49	0	1.0000	0.0000	18.0000	8.5000
50	0	1.0000	0.0000	21.0000	10.5000
51	0	1.0000	0.0000	18.0000	5.3000
52	0	1.0000	0.0000	4.9000	2.2000
53	0	1.0000	0.0000	20.0000	10.0000
54	0	1.0000	0.0000	4.1000	1.4000
55	0	1.0000	0.0000	6.8000	3.4000
56	0	1.0000	0.0000	7.6000	2.2000
57	0	1.0000	0.0000	6.7000	2.0000

หมายเหตุ 1 = slack bus , 2 = PV bus , 0 = PQ bus

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57 BUS

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
1	2	0.0083	0.0280	0.1290
2	3	0.0298	0.0850	0.0818
3	4	0.0112	0.0366	0.0380
4	5	0.0625	0.1320	0.0258
4	6	0.0430	0.1480	0.0348
6	7	0.0200	0.1020	0.0276
6	8	0.0339	0.1730	0.0470

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
8	9	0.0099	0.0505	0.0548
9	10	0.0369	0.1679	0.0440
9	11	0.0258	0.0848	0.0218
9	12	0.0648	0.2950	0.0772
9	13	0.0481	0.1580	0.0406
13	14	0.0132	0.0434	0.0110
13	15	0.0269	0.0869	0.0230
1	15	0.0178	0.0910	0.0988
1	16	0.0454	0.2060	0.0546
1	17	0.0238	0.1080	0.0286
3	15	0.0162	0.0530	0.0544
4	18	0.0000	0.5550	0.0000
4	18	0.0000	0.4300	0.0000
5	6	0.0302	0.0641	0.0124
7	8	0.0139	0.0712	0.0194
10	12	0.0277	0.1262	0.0328
11	13	0.0223	0.0732	0.0188
12	13	0.0178	0.0580	0.0604
12	16	0.0180	0.0813	0.0216
12	17	0.0397	0.1790	0.0476
14	15	0.0171	0.0547	0.0148
18	19	0.4610	0.6850	0.0000
19	20	0.2830	0.4340	0.0000
21	20	0.0000	0.7767	0.0000
21	22	0.0736	0.1170	0.0000
22	23	0.0099	0.0152	0.0000
23	24	0.1660	0.2560	0.0084

ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
24	25	0.0000	1.1820	0.0000
24	25	0.0000	1.2300	0.0000
24	26	0.0000	0.0473	0.0000
26	27	0.1650	0.2540	0.0000
27	28	0.0618	0.0954	0.0000
28	29	0.0418	0.0587	0.0000
7	29	0.0000	0.0648	0.0000
25	30	0.1350	0.2020	0.0000
30	31	0.3260	0.4970	0.0000
31	32	0.5070	0.7550	0.0000
32	33	0.0392	0.0360	0.0000
34	32	0.0000	0.9530	0.0000
34	35	0.0520	0.0780	0.0032
35	36	0.0430	0.0537	0.0016
36	37	0.0290	0.0366	0.0000
37	38	0.0651	0.1009	0.0020
37	39	0.0239	0.0379	0.0000
36	40	0.0300	0.0466	0.0000
22	38	0.0192	0.0295	0.0000
11	41	0.0000	0.7490	0.0000
41	42	0.2070	0.3520	0.0000
41	43	0.0000	0.4120	0.0000
38	44	0.0289	0.0585	0.0020
15	45	0.0000	0.1042	0.0000
14	46	0.0000	0.0735	0.0000
46	47	0.0230	0.0680	0.0032
47	48	0.0182	0.0233	0.0000

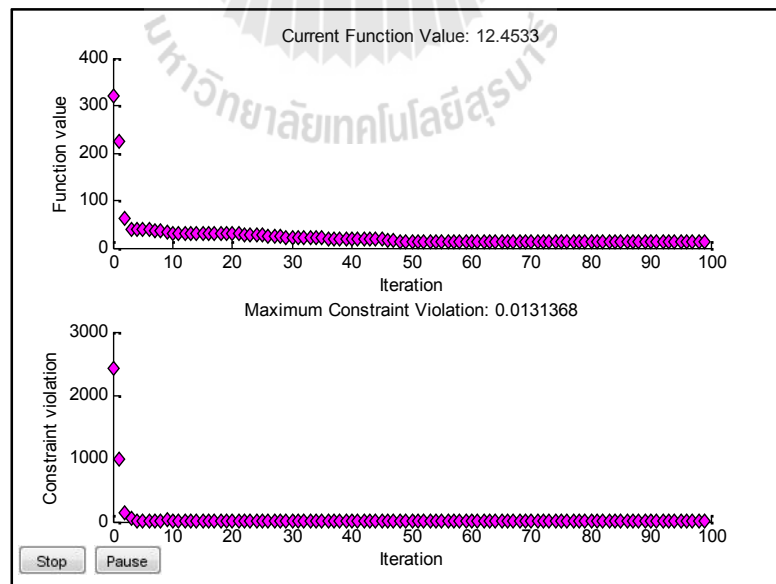
ตารางที่ ก.10 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 57 BUS (ต่อ)

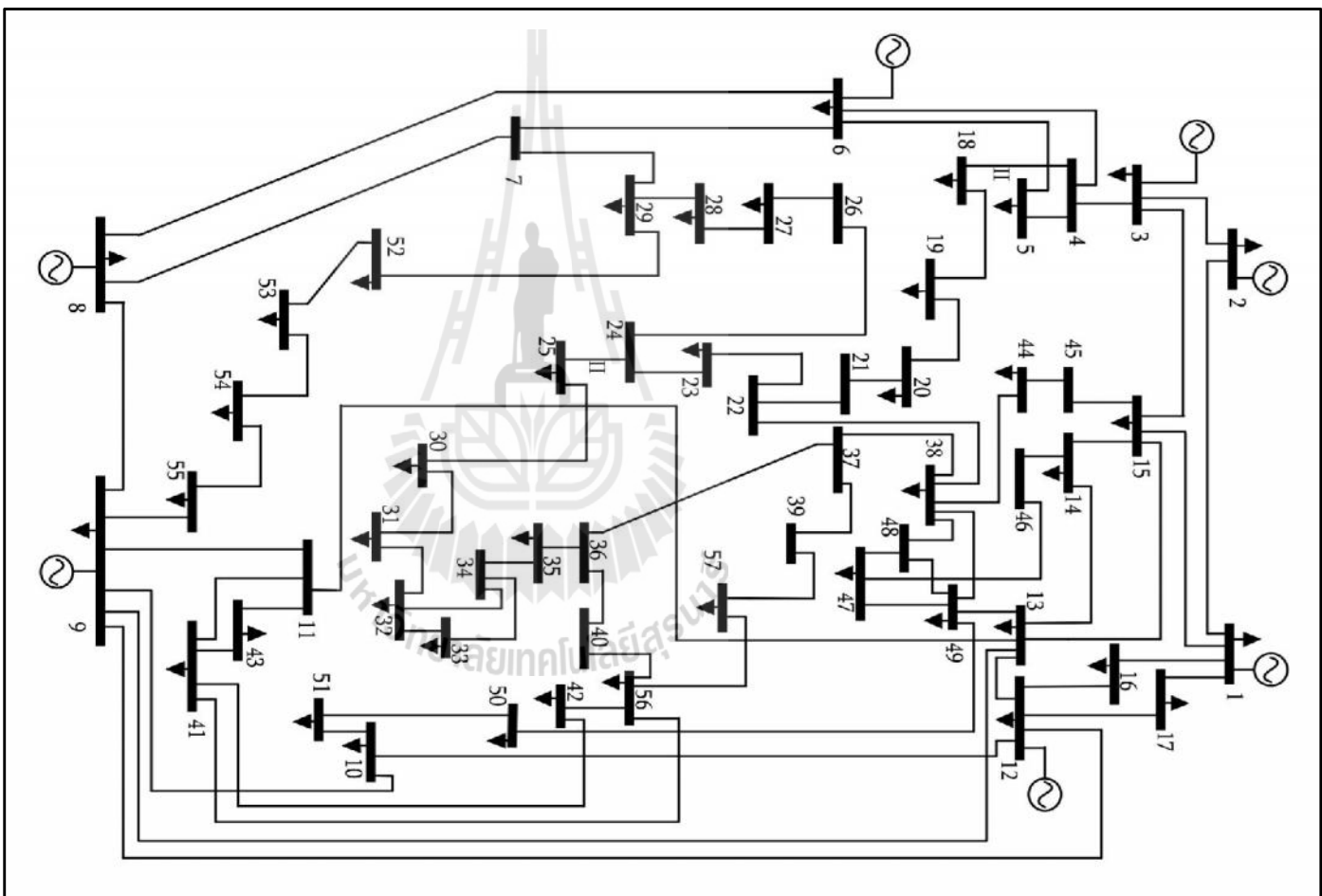
บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
48	49	0.0834	0.1290	0.0048
49	50	0.0801	0.1280	0.0000
50	51	0.1386	0.2200	0.0000
10	51	0.0000	0.0712	0.0000
13	49	0.0000	0.1910	0.0000
29	52	0.1442	0.1870	0.0000
52	53	0.0762	0.0984	0.0000
53	54	0.1878	0.2320	0.0000
54	55	0.1732	0.2265	0.0000
11	43	0.0000	0.1530	0.0000
44	45	0.0624	0.1242	0.0040
40	56	0.0000	1.1950	0.0000
56	41	0.5530	0.5490	0.0000
56	42	0.2125	0.3540	0.0000
39	57	0.0000	1.3550	0.0000
57	56	0.1740	0.2600	0.0000
38	49	0.1150	0.1770	0.0030
38	48	0.0312	0.0482	0.0000
39	55	0.0000	0.1205	0.0000

ตารางที่ ก.11 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 57 BUS

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$P_{G,1}$	100.0000 MW	800.0000 MW	$Q_{C,3}$	-100.0000 MVar	300.0000 MVar
$P_{G,3}$	30.0000 MW	300.0000 MW	$Q_{C,6}$	-8.0000 MVar	25.0000 MVar
$P_{G,8}$	200.0000 MW	800.0000 MW	$Q_{C,8}$	-140.0000 MVar	200.0000 MVar
$P_{G,12}$	200.0000 MW	800.0000 MW	$Q_{C,9}$	-8.0000 MVar	24.0000 MVar
$Q_{G,1}$	-150.0000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{C,12}$	-150.0000 MVar	155.0000 MVar

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$Q_{G,2}$	-170.0000 MVar	300.0000 MVar	$V_1 - V_{57}$	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
$u_1 - u_{57}$	-30.0000 °	30.0000 °	T_{7-29}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{11-41}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{34-32}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{15-45}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{11-43}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{14-46}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{40-56}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{10-51}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{39-57}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{13-49}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{39-55}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{4-18}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	Vse_{ij}	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
T_{21-20}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	Vse_{ik}	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
T_{24-25}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	se_{ij}	-180.0000 °	180.0000 °
T_{24-26}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	se_{ik}	180.0000 °	180.0000 °





รูปที่ ก.6 ระบบ IEEE 57 BUS
 (ที่มา: <http://al-roomi.org/>)

ตารางที่ ก.12 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง

IPFC

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
1	149.1785	-9.9687	1.1000	0.0000
2	0.0000	54.5103	1.0982	-0.1092
3	164.6243	11.2261	1.1000	-0.4643
4	0.0000	0.0000	1.0944	-1.7211
5	0.0000	0.0000	1.0883	-3.0085
6	0.0000	6.032	1.0898	-3.2257
7	0.0000	0.0000	1.0801	-2.6112
8	381.3844	27.1718	1.1000	0.0403
9	0.0000	21.8534	1.0901	-2.6374
10	0.0000	0.0000	1.0896	-2.5516
11	0.0000	0.0000	1.0781	-2.9098
12	568.0673	7.0164	1.1000	-0.0512
13	0.0000	0.0000	1.0803	-2.3051
14	0.0000	0.0000	1.0758	-2.7183
15	0.0000	0.0000	1.0882	-1.9022
16	0.0000	0.0000	1.0983	-1.2648
17	0.0000	0.0000	1.0951	-1.3749
18	0.0000	0.0000	1.1000	-5.3081
19	0.0000	0.0000	1.0679	-6.4753
20	0.0000	0.0000	1.0582	-6.6114
21	0.0000	0.0000	1.0637	-6.2688
22	0.0000	0.0000	1.0632	-6.2089
23	0.0000	0.0000	1.0616	-6.2787
24	0.0000	0.0000	1.0487	-6.7495
25	0.0000	0.0000	1.1000	-10.5856

ตารางที่ ก.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
26	0.0000	0.0000	1.0423	-6.5264
27	0.0000	0.0000	1.0705	-5.8476
28	0.0000	0.0000	1.0864	-5.1809
29	0.0000	0.0000	1.1000	-4.7097
30	0.0000	0.0000	1.0839	-11.0435
31	0.0000	0.0000	1.0594	-11.6272
32	0.0000	0.0000	1.0728	-11.0416
33	0.0000	0.0000	1.0722	-11.0724
34	0.0000	0.0000	1.0174	-7.6659
35	0.0000	0.0000	1.0233	-7.4508
36	0.0000	0.0000	1.0321	-7.2012
37	0.0000	0.0000	1.0387	-6.9821
38	0.0000	0.0000	1.0662	-6.0563
39	0.0000	0.0000	1.0329	-7.0992
40	0.0000	0.0000	1.0322	-7.2576
41	0.0000	0.0000	1.1000	-6.6154
42	0.0000	0.0000	1.0609	-7.7595
43	0.0000	0.0000	1.1000	-4.0179
44	0.0000	0.0000	1.0745	-5.4757
45	0.0000	0.0000	1.1000	-3.5919
46	0.0000	0.0000	1.1000	-4.2815
47	0.0000	0.0000	1.0816	-5.5862
48	0.0000	0.0000	1.0771	-5.7263
49	0.0000	0.0000	1.0905	-5.6406
50	0.0000	0.0000	1.0763	-5.5067

ตารางที่ ก.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
51	0.0000	0.0000	1.1000	-3.7419
52	0.0000	0.0000	1.0404	-6.4467
53	0.0000	0.0000	1.0146	-7.2645
54	0.0000	0.0000	1.0112	-7.6621
55	0.0000	0.0000	1.0193	-7.6625
56	0.0000	0.0000	1.0491	-8.1396
57	0.0000	0.0000	1.0424	-8.7445
แท็บหม้อแปลง				
Line 4-18(1)= 0.9600 pu. Line 4-18(2)= 0.9766 pu. Line 4-18(1)= 0.9600 pu. Line 4-18(2)= 0.9766 pu. Line 21-20 = 1.0059 pu. Line 24-25(1) = 0.9156 pu. Line 24-25(2) = 0.9156 pu. Line 24-26 = 1.0083 pu. Line 7-29 = 0.9683pu. Line 34-32 = 0.9220 pu. Line 11-41 = 0.9102 pu. Line 15-45 = 0.9837 pu. Line 14-46 = 0.9674 pu. Line 10-51 = 0.9859 pu. Line 13-49 = 0.9388 pu. Line 11-43 = 0.9778 pu. Line 40-56 = 0.9984 pu. Line 39-57 = 0.9638 pu.				

ตารางที่ ก.12 พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดของระบบของ IEEE 57 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

แท็บหม้อแปลง	
Line 39-55 = 1.0062 pu.	
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 12.4533 MW	

ก.4 ระบบ IEEE 118 BUS

ข้อมูลของระบบระบบ IEEE 118 BUS จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ก.7 ตารางข้อมูลของระบบจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.13 ตารางข้อมูลของสายส่งจะแสดงไว้ในตารางที่ ก.14 และ ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบจะสามารถแสดงได้ตารางที่ ก.15

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS

บัส	เลขระบุชนิดของบัส*	ขนาดของแรงดัน (p.u)	มุมของแรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอคทีฟ (MVar)
1	2	1.0000	0.0000	27.0000	0.0000
2	0	1.0000	0.0000	9.0000	0.0000
3	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
4	2	1.0000	0.0000	12.0000	-9.0000
5	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	2	1.0000	0.0000	22.0000	0.0000
7	0	1.0000	0.0000	2.0000	0.0000
8	2	1.0000	0.0000	0.0000	-28.0000
9	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	2	1.0000	0.0000	0.0000	450.0000
11	0	1.0000	0.0000	23.0000	0.0000
12	2	1.0000	0.0000	10.0000	85.0000
13	0	1.0000	0.0000	16.0000	0.0000

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
14	0	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000
15	2	1.0000	0.0000	30.0000	0.0000
16	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
17	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
18	2	1.0000	0.0000	34.0000	0.0000
19	2	1.0000	0.0000	25.0000	0.0000
20	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
21	0	1.0000	0.0000	8.0000	0.0000
22	0	1.0000	0.0000	5.0000	0.0000
23	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
24	2	1.0000	0.0000	0.0000	-13.0000
25	2	1.0000	0.0000	0.0000	220.0000
26	2	1.0000	0.0000	0.0000	314.0000
27	2	1.0000	0.0000	13.0000	-9.0000
28	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
29	0	1.0000	0.0000	4.0000	0.0000
30	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	2	1.0000	0.0000	27.0000	7.0000
32	2	1.0000	0.0000	23.0000	0.0000
33	0	1.0000	0.0000	9.0000	0.0000
34	2	1.0000	0.0000	26.0000	0.0000
35	0	1.0000	0.0000	9.0000	0.0000
36	2	1.0000	0.0000	17.0000	0.0000
37	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
39	0	1.0000	0.0000	11.0000	0.0000
40	2	1.0000	0.0000	23.0000	-46.0000
41	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
42	2	1.0000	0.0000	23.0000	-59.0000
43	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
44	0	1.0000	0.0000	8.0000	0.0000
45	0	1.0000	0.0000	22.0000	0.0000
46	2	1.0000	0.0000	10.0000	19.0000
47	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
48	0	1.0000	0.0000	11.0000	0.0000
49	2	1.0000	0.0000	30.0000	204.0000
50	0	1.0000	0.0000	4.0000	0.0000
51	0	1.0000	0.0000	8.0000	0.0000
52	0	1.0000	0.0000	5.0000	0.0000
53	0	1.0000	0.0000	11.0000	0.0000
54	2	1.0000	0.0000	32.0000	48.0000
55	2	1.0000	0.0000	22.0000	0.0000
56	2	1.0000	0.0000	18.0000	0.0000
57	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
58	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
59	2	1.0000	0.0000	113.0000	155.0000
60	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
61	2	1.0000	0.0000	0.0000	160.0000
62	2	1.0000	0.0000	14.0000	0.0000
63	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
64	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
65	2	1.0000	0.0000	0.0000	391.0000
66	2	1.0000	0.0000	18.0000	392.0000
67	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
68	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
69	1	1.0000	30.0000	0.0000	516.4.0000
70	2	1.0000	0.0000	20.0000	0.0000
71	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
72	2	1.0000	0.0000	0.0000	-12.0000
73	2	1.0000	0.0000	0.0000	-6.0000
74	2	1.0000	0.0000	27.0000	0.0000
75	0	1.0000	0.0000	11.0000	0.0000
76	2	1.0000	0.0000	36.0000	0.0000
77	2	1.0000	0.0000	28.0000	0.0000
78	0	1.0000	0.0000	26.0000	0.0000
79	0	1.0000	0.0000	32.0000	0.0000
80	2	1.0000	0.0000	26.0000	477.0000
81	0	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
82	0	1.0000	0.0000	27.0000	0.0000
83	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
84	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
85	2	1.0000	0.0000	15.0000	0.0000
86	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
87	2	1.0000	0.0000	0.0000	4.0000
88	0	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
89	2	1.0000	0.0000	0.0000	607.0000
90	2	1.0000	0.0000	42.0000	-85.0000
91	2	1.0000	0.0000	0.0000	-10.0000
92	2	1.0000	0.0000	10.0000	0.0000
93	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
94	0	1.0000	0.0000	16.0000	0.0000
95	0	1.0000	0.0000	31.0000	0.0000
96	0	1.0000	0.0000	15.0000	0.0000
97	0	1.0000	0.0000	9.0000	0.0000
98	0	1.0000	0.0000	8.0000	0.0000
99	2	1.0000	0.0000	0.0000	-42.0000
100	2	1.0000	0.0000	18.0000	252.0000
101	0	1.0000	0.0000	15.0000	0.0000
102	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
103	2	1.0000	0.0000	16.0000	40.0000
104	2	1.0000	0.0000	25.0000	0.0000
105	2	1.0000	0.0000	26.0000	0.0000
106	0	1.0000	0.0000	16.0000	0.0000
107	2	1.0000	0.0000	12.0000	-22.0000
108	0	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000
109	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
110	2	1.0000	0.0000	30.0000	0.0000
111	2	1.0000	0.0000	0.0000	36.0000
112	2	1.0000	0.0000	13.0000	-43.0000
113	2	1.0000	0.0000	0.0000	-6.0000

ตารางที่ ก.13 ข้อมูลของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัส	เลขระบุน ชนิดของ บัส*	ขนาดของ แรงดัน (p.u)	มุมของ แรงดัน (องศา)	โหลดจริง (MW)	โหลดรีแอก ทีฟ (MVar)
114	0	1.0000	0.0000	3.0000	0.0000
115	0	1.0000	0.0000	7.0000	0.0000
116	2	1.0000	0.0000	0.0000	-184.0000
117	0	1.0000	0.0000	8.0000	0.0000
118	0	1.0000	0.0000	15.0000	0.0000

หมายเหตุ 1 = slack bus , 2 = PV bus , 0 = PQ bus

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
1	2	0.0303	0.0999	0.0254
1	3	0.0129	0.0424	0.0108
4	5	0.0018	0.0080	0.0021
3	5	0.0241	0.1080	0.0284
5	6	0.0119	0.0540	0.0143
6	7	0.0046	0.0208	0.0055
8	9	0.0024	0.0305	1.1620
8	5	0.0000	0.0267	0.0000
9	10	0.0026	0.0322	1.2300
4	11	0.0209	0.0688	0.0175
5	11	0.0203	0.0682	0.0174
11	12	0.0060	0.0196	0.0050
2	12	0.0187	0.0616	0.0157
3	12	0.0484	0.1600	0.0406
7	12	0.0086	0.0340	0.0087

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
11	13	0.0222	0.0731	0.0188
12	14	0.0215	0.0707	0.0182
13	15	0.0744	0.2444	0.0627
14	15	0.0595	0.1950	0.0502
12	16	0.0212	0.0834	0.0214
15	17	0.0132	0.0437	0.0444
16	17	0.0454	0.1801	0.0466
17	18	0.0123	0.0505	0.0130
18	19	0.0112	0.0493	0.0114
19	20	0.0252	0.1170	0.0298
15	19	0.0120	0.0394	0.0101
20	21	0.0183	0.0849	0.0216
21	22	0.0209	0.0970	0.0246
22	23	0.0342	0.1590	0.0404
23	24	0.0135	0.0492	0.0498
23	25	0.0156	0.0800	0.0864
26	25	0.0000	0.0382	0.0000
25	27	0.0318	0.1630	0.1764
27	28	0.0191	0.0855	0.0216
28	29	0.0237	0.0943	0.0238
30	17	0.0000	0.0388	0.0000
8	30	0.0043	0.0504	0.5140
26	30	0.0080	0.0860	0.9080
17	31	0.0474	0.1563	0.0399
29	31	0.0108	0.0331	0.0083
23	32	0.0317	0.1153	0.1173
31	32	0.0298	0.0985	0.0251

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
27	32	0.0229	0.0755	0.0193
15	33	0.0380	0.1244	0.0319
19	34	0.0752	0.2470	0.0632
35	36	0.0022	0.0102	0.0027
35	37	0.0110	0.0497	0.0132
33	37	0.0415	0.1420	0.0366
34	36	0.0087	0.0268	0.0057
34	37	0.0026	0.0094	0.0098
38	37	0.0000	0.0375	0.0000
37	39	0.0321	0.1060	0.0270
37	40	0.0593	0.1680	0.0420
30	38	0.0046	0.0540	0.4220
39	40	0.0184	0.0605	0.0155
40	41	0.0145	0.0487	0.0122
40	42	0.0555	0.1830	0.0466
41	42	0.0410	0.1350	0.0344
43	44	0.0608	0.2454	0.0607
34	43	0.0413	0.1681	0.0423
44	45	0.0224	0.0901	0.0224
45	46	0.0400	0.1356	0.0332
46	47	0.0380	0.1270	0.0316
46	48	0.0601	0.1890	0.0472
47	49	0.0191	0.0625	0.0160
42	49	0.0715	0.3230	0.0860
42	49	0.0715	0.3230	0.0860
45	49	0.0684	0.1860	0.0444
48	49	0.0179	0.0505	0.0126

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
49	50	0.0267	0.0752	0.0187
49	51	0.0486	0.1370	0.0342
51	52	0.0203	0.0588	0.0140
52	53	0.0405	0.1635	0.0406
53	54	0.0263	0.1220	0.0310
49	54	0.0730	0.2890	0.0738
49	54	0.0869	0.2910	0.0730
54	55	0.0169	0.0707	0.0202
54	56	0.0027	0.0095	0.0073
55	56	0.0049	0.0151	0.0037
56	57	0.0343	0.0966	0.0242
50	57	0.0474	0.1340	0.0332
56	58	0.0343	0.0966	0.0242
51	58	0.0255	0.0719	0.0179
54	59	0.0503	0.2293	0.0598
56	59	0.0825	0.2510	0.0569
56	59	0.0803	0.2390	0.0536
55	59	0.0474	0.2158	0.0565
59	60	0.0317	0.1450	0.0376
59	61	0.0328	0.1500	0.0388
60	61	0.0026	0.0135	0.0146
60	62	0.0123	0.0561	0.0147
61	62	0.0082	0.0376	0.0098
63	59	0.0000	0.0386	0.0000
63	64	0.0017	0.0200	0.2160
64	61	0.0000	0.0268	0.0000
38	65	0.0090	0.0986	1.0460

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
64	65	0.0027	0.0302	0.3800
49	66	0.0180	0.0919	0.0248
49	66	0.0180	0.0919	0.0248
62	66	0.0482	0.2180	0.0578
62	67	0.0258	0.1170	0.0310
65	66	0.0000	0.0370	0.0000
66	67	0.0224	0.1015	0.0268
65	68	0.0014	0.0160	0.6380
47	69	0.0844	0.2778	0.0709
49	69	0.0985	0.3240	0.0828
68	69	0.0000	0.0370	0.0000
69	70	0.0300	0.1270	0.1220
24	70	0.0022	0.4115	0.1020
70	71	0.0088	0.0355	0.0088
24	72	0.0488	0.1960	0.0488
71	72	0.0446	0.1800	0.0444
71	73	0.0087	0.0454	0.0118
70	74	0.0401	0.1323	0.0337
70	75	0.0428	0.1410	0.0360
69	75	0.0405	0.1220	0.1240
74	75	0.0123	0.0406	0.0103
76	77	0.0444	0.1480	0.0368
69	77	0.0309	0.1010	0.1038
75	77	0.0601	0.1999	0.0498
77	78	0.0038	0.0124	0.0126
78	79	0.0055	0.0244	0.0065
77	80	0.0170	0.0485	0.0472

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
77	80	0.0294	0.1050	0.0228
79	80	0.0156	0.0704	0.0187
68	81	0.0018	0.0202	0.8080
81	80	0.0000	0.0370	0.0000
77	82	0.0298	0.0853	0.0817
82	83	0.0112	0.0367	0.0380
83	84	0.0625	0.1320	0.0258
83	85	0.0430	0.1480	0.0348
84	85	0.0302	0.0641	0.0123
85	86	0.0350	0.1230	0.0276
86	87	0.0283	0.2074	0.0445
85	88	0.0200	0.1020	0.0276
85	89	0.0239	0.1730	0.0470
88	89	0.0139	0.0712	0.0193
89	90	0.0518	0.1880	0.0528
89	90	0.0238	0.0997	0.1060
90	91	0.0254	0.0836	0.0214
89	92	0.0099	0.0505	0.0548
89	92	0.0393	0.1581	0.0414
91	92	0.0387	0.1272	0.0327
92	93	0.0258	0.0848	0.0218
92	94	0.0481	0.1580	0.0406
93	94	0.0223	0.0732	0.0188
94	95	0.0132	0.0434	0.0111
80	96	0.0356	0.1820	0.0494
82	96	0.0162	0.0530	0.0544
94	96	0.0269	0.0869	0.0230

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
80	97	0.0183	0.0934	0.0254
80	98	0.0238	0.1080	0.0286
80	99	0.0454	0.2060	0.0546
92	100	0.0648	0.2950	0.0472
94	100	0.0178	0.0580	0.0604
95	96	0.0171	0.0547	0.0147
96	97	0.0173	0.0885	0.0240
98	100	0.0397	0.1790	0.0476
99	100	0.0180	0.0813	0.0216
100	101	0.0277	0.1262	0.0328
92	102	0.0123	0.0559	0.0146
101	102	0.0246	0.1120	0.0294
100	103	0.0160	0.0525	0.0536
100	104	0.0451	0.2040	0.0541
103	104	0.0466	0.1584	0.0407
103	105	0.0535	0.1625	0.0408
100	106	0.0605	0.2290	0.0620
104	105	0.0099	0.0378	0.0099
105	106	0.0140	0.0547	0.0143
105	107	0.0530	0.1830	0.0472
105	108	0.0261	0.0703	0.0184
106	107	0.0530	0.1830	0.0472
108	109	0.0105	0.0288	0.0076
103	110	0.0391	0.1813	0.0461
109	110	0.0278	0.0762	0.0202
110	111	0.0220	0.0755	0.0200
110	112	0.0247	0.0640	0.0620

ตารางที่ ก.14 ข้อมูลสายส่งของระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

บัสต้นสาย	บัสปลายสาย	R (p.u)	X (p.u)	1/2B (p.u)
17	113	0.0091	0.0301	0.0077
32	113	0.0615	0.2030	0.0518
32	114	0.0135	0.0612	0.0163
27	115	0.0164	0.0741	0.0197
114	115	0.0023	0.0104	0.0028
68	116	0.0003	0.0040	0.1640
12	117	0.0329	0.1400	0.0358
75	118	0.0145	0.0481	0.0120
76	118	0.0164	0.0544	0.0136

ตารางที่ ก.15 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$P_{G,4}$	5.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,66}$	100.0000 MW	420.0000 MW
$P_{G,6}$	5.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,69}$	80.0000 MW	300.0000 MW
$P_{G,8}$	5.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,70}$	30.0000 MW	80.0000 MW
$P_{G,10}$	150.0000 MW	300.0000 MW	$P_{G,72}$	10.0000MW	30.0000 MW
$P_{G,12}$	100.0000 MW	300.0000 MW	$P_{G,73}$	5.0000 MW	30.0000 MW
$P_{G,15}$	10.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,74}$	5.0000 MW	20.0000 MW
$P_{G,18}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,76}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,19}$	5.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,77}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,24}$	5.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,80}$	150.0000 MW	300.0000 MW
$P_{G,25}$	100.0000 MW	300.0000 MW	$P_{G,82}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,26}$	100.0000 MW	350.0000 MW	$P_{G,85}$	10.0000 MW	30.0000 MW
$P_{G,27}$	8.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,87}$	100.0000 MW	300.0000 MW
$P_{G,31}$	8.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,89}$	50.0000 MW	200.0000 MW
$P_{G,32}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,90}$	8.0000 MW	20.0000 MW
$P_{G,34}$	8.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,91}$	20.0000 MW	50.0000 MW

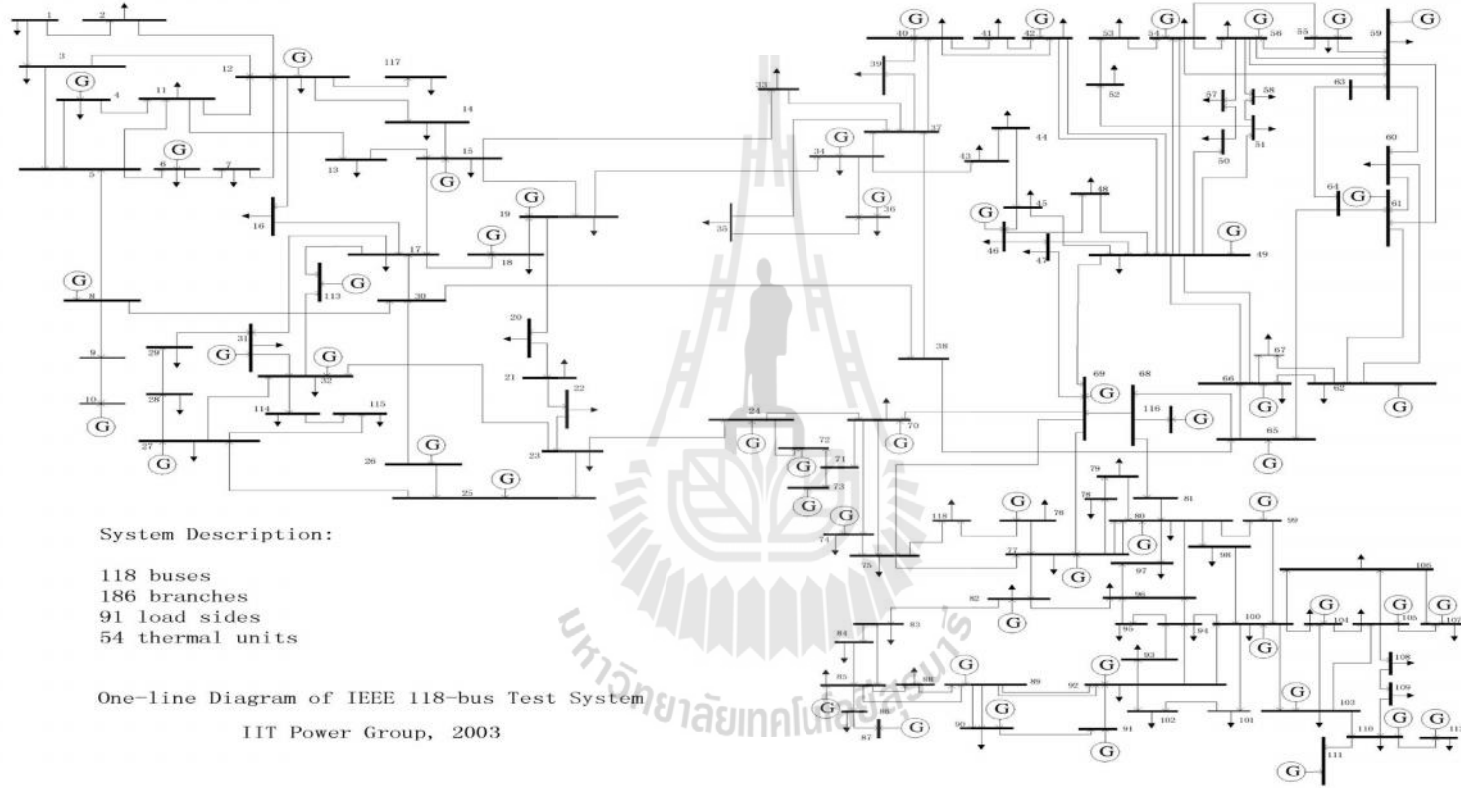
ตารางที่ ก.15 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

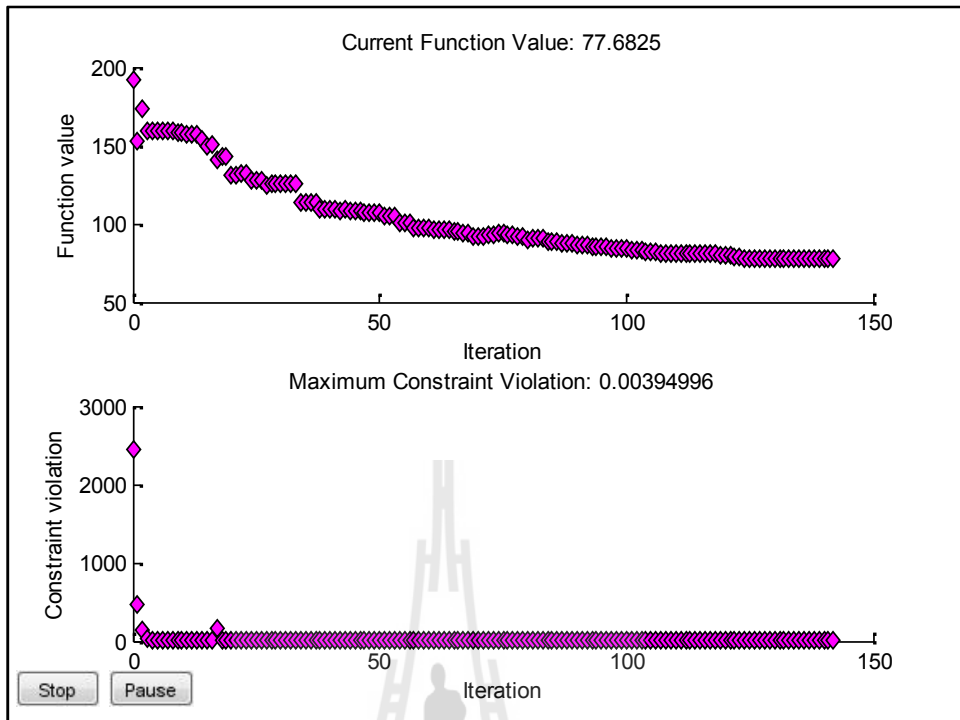
ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$P_{G,36}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,92}$	100.0000 MW	300.0000MW
$P_{G,40}$	8.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,99}$	100.0000 MW	300.0000 MW
$P_{G,42}$	8.0000 MW	30.0000 MW	$P_{G,100}$	100.0000 MW	300.0000 MW
$P_{G,46}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,103}$	8.0000 MW	20.0000 MW
$P_{G,49}$	50.0000 MW	250.0000 MW	$P_{G,104}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,54}$	50.0000 MW	250.0000 MW	$P_{G,105}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,55}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,107}$	8.0000 MW	20.0000 MW
$P_{G,56}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,110}$	25.0000 MW	50.0000 MW
$P_{G,59}$	50.0000 MW	200.0000 MW	$P_{G,111}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,61}$	50.0000 MW	200.0000 MW	$P_{G,112}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,62}$	25.0000 MW	100.0000 MW	$P_{G,113}$	25.0000 MW	100.0000 MW
$P_{G,65}$	100.0000 MW	420.0000 MW	$P_{G,116}$	25.0000 MW	50.0000 MW
$Q_{G,4}$	-300.000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,66}$	-67.0000 MVar	200.0000 MVar
$Q_{G,6}$	-13.0000 MVar	50.0000 MVar	$Q_{G,69}$	-10000.0 MVar	10000.0 MVar
$Q_{G,8}$	-300.000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,70}$	-10.0000 MVar	32.0000 MVar
$Q_{G,10}$	-147.000 MVar	200.0000 MVar	$Q_{G,72}$	-100.0000 MVar	100.0000 MVar
$Q_{G,12}$	-35.0000 MVar	120.0000 MVar	$Q_{G,73}$	-100.0000 MVar	100.0000 MVar
$Q_{G,15}$	-10.0000 MVar	30.0000 MVar	$Q_{G,74}$	-6.0000 MVar	9.0000 MVar
$Q_{G,18}$	-16.0000 MVar	50.0000 MVar	$Q_{G,76}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar
$Q_{G,19}$	-8.0000 MVar	24.0000 MVar	$Q_{G,77}$	-20.0000 MVar	70.0000 MVar
$Q_{G,24}$	-300.000 MVar	300.000 MVar	$Q_{G,80}$	-165.000 MVar	280.000 MVar
$Q_{G,25}$	-47.0000 MVar	140.0000 MVar	$Q_{G,82}$	-9900.000 MVar	9900.000 MVar
$Q_{G,26}$	-1000.00 MVar	1000.000 MVar	$Q_{G,85}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar
$Q_{G,27}$	-300.0000MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,87}$	-100.0000 MVar	1000.000 MVar
$Q_{G,31}$	-300.0000MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,89}$	-210.0000 MVar	300.0000 MVar
$Q_{G,32}$	-14.0000 MVar	42.0000 MVar	$Q_{G,90}$	-300.0000 MVar	300.0000 MVar
$Q_{G,34}$	-8.0000 MVar	24.0000 MVar	$Q_{G,91}$	-100.0000 MVar	100.0000 MVar

ตารางที่ ก.15 ขอบเขตพิกัดต่าง ๆ ของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับระบบ IEEE 118 BUS (ต่อ)

ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน	ชนิด	ขอบเขตล่าง	ขอบเขตบน
$Q_{G,36}$	-8.0000 MVar	24.0000 MVar	$Q_{G,92}$	-3.0000 MVar	9.0000 MVar
$Q_{G,40}$	-300.0000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,99}$	-100.0000 MVar	100.0000 MVar
$Q_{G,42}$	-300.0000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,100}$	-50.0000 MVar	155.0000 MVar
$Q_{G,46}$	-100.0000 MVar	100.0000 MVar	$Q_{G,103}$	-15.0000 MVar	40.0000 MVar
$Q_{G,49}$	-85.0000 MVar	210.0000 MVar	$Q_{G,104}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar
$Q_{G,54}$	-300.0000 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,105}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar
$Q_{G,55}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar	$Q_{G,107}$	-200.0000 MVar	200.0000 MVar
$Q_{G,56}$	-8.0000 MVar	15.0000 MVar	$Q_{G,110}$	-8.0000 MVar	23.0000 MVar
$Q_{G,59}$	-60.0000 MVar	180.0000 MVar	$Q_{G,111}$	-100.0000 MVar	1000.000 MVar
$Q_{G,61}$	-100 MVar	300.0000 MVar	$Q_{G,112}$	-100.0000 MVar	1000.000 MVar
$Q_{G,62}$	-20 MVar	20.0000 MVar	$Q_{G,113}$	-100.0000 MVar	200.0000 MVar
$Q_{G,65}$	-67 MVar	200.0000 MVar	$Q_{G,116}$	-1000.000 MVar	1000.000 MVar
$V_1 - V_{118}$	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	Vse_{ik}	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
$u_1 - u_{118}$	-30.0000 °	30.0000 °	se_{ij}	-180.0000 °	180.0000 °
T_{8-5}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	se_{ik}	-180.0000 °	180.0000 °
T_{26-25}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	Vse_{ij}	0.0100 p.u.	0.1000 p.u.
T_{30-17}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{65-66}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{38-37}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{68-69}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{63-59}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.	T_{81-80}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.
T_{64-61}	0.9000 p.u.	1.1000 p.u.			

เมื่อทำการทดสอบระบบ โดยที่ไม่มีการติดตั้ง IPFC จะได้ค่าพารามิเตอร์เหมาะสมที่สุดดัง
ตารางที่ ก.16 และการหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดดังรูปที่ ก.8





บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน($^{\circ}$)
1	0.0000	0.0000	1.0127	19.6747
2	0.0000	0.0000	1.0215	20.6913
3	0.0000	0.0000	1.0253	20.2724
4	24.2221	-26.4876	1.0580	22.8094
5	0.0000	0.0000	1.0630	22.9313
6	24.7939	-11.7517	1.0378	21.9794
7	0.0000	0.0000	1.0357	21.8276
8	26.9571	-295.95	0.9903	25.2962
9	0.0000	0.0000	1.0671	27.4945
10	154.1775	-146.842	1.0679	30.0000

ตารางที่ ก.16 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
11	0.0000	0.0000	1.0373	21.7152
12	150.9445	-33.0334	1.0338	21.9261
13	0.0000	0.0000	1.0283	20.9366
14	0.0000	0.0000	1.0367	21.6375
15	29.9119	-10.000	1.0409	22.4965
16	0.0000	0.0000	1.0381	21.7594
17	0.0000	0.0000	1.0638	23.6840
18	99.9213	-15.4299	1.0411	24.0162
19	29.9087	-8.0000	1.0371	23.0062
20	0.0000	0.0000	1.0371	22.2831
21	0.0000	0.0000	1.0382	22.5968
22	0.0000	0.0000	1.0454	23.6360
23	0.0000	0.0000	1.0585	26.1682
24	9.3251	-65.6516	1.0431	26.7051
25	118.0627	30.7241	1.0659	28.8853
26	108.7897	-149.847	1.0515	29.2458
27	16.5618	121.8444	1.0902	22.8753
28	0.0000	0.0000	1.0576	22.2463
29	0.0000	0.0000	1.0268	22.3796
30	0.0000	0.0000	1.0181	25.2230
31	18.8214	-73.4868	1.0186	22.9035
32	73.4890	2.9848	1.0626	23.6736
33	0.0000	0.0000	1.0417	22.3581
34	30.0000	-1.0151	1.0499	23.8281
35	0.0000	0.0000	1.0480	24.0802

ตารางที่ ก.16 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
36	96.7105	-7.0957	1.0481	24.2898
37	0.0000	0.0000	1.0544	23.8734
38	0.0000	0.0000	1.0364	25.0062
39	0.0000	0.0000	1.0452	23.0775
40	30.0000	6.7106	1.0485	23.4138
41	0.0000	0.0000	1.0464	23.0083
42	30.0000	47.3808	1.0616	24.3709
43	0.0000	0.0000	1.0277	22.9238
44	0.0000	0.0000	0.9969	24.1386
45	0.0000	0.0000	0.9894	25.4433
46	92.7113	2.6524	1.0071	28.9634
47	0.0000	0.0000	0.9966	28.0909
48	0.0000	0.0000	1.0066	28.2804
49	222.2852	-19.0503	1.0124	28.6152
50	0.0000	0.0000	1.0092	27.6680
51	0.0000	0.0000	1.0012	26.5456
52	0.0000	0.0000	0.9984	26.0243
53	0.0000	0.0000	1.0000	26.2784
54	200.1182	0.1677	1.0122	27.9975
55	79.5267	17.7914	1.0124	27.7815
56	79.6648	11.9833	1.0119	27.7250
57	0.0000	0.0000	1.0100	27.2912
58	0.0000	0.0000	1.0045	26.7610
59	144.4468	81.5737	1.0024	26.0407
60	0.0000	0.0000	1.0091	27.1297

ตารางที่ ก.16 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
61	104.3221	66.6874	1.0102	27.7021
62	79.9538	19.9575	1.0140	27.6479
63	0.0000	0.0000	1.0340	27.0386
64	0.0000	0.0000	1.0301	27.5489
65	111.6078	-55.9919	0.9801	28.4209
66	156.5128	-38.3085	1.0192	29.3266
67	0.0000	0.0000	1.0127	27.7091
68	0.0000	0.0000	0.9282	28.0413
69	300.0000	-157.853	0.9000	30.0000
70	80.0000	-6.3694	0.9704	26.1050
71	0.0000	0.0000	1.0102	26.4376
72	17.7681	65.5847	1.0955	26.5062
73	30.0000	51.5364	1.0358	26.9331
74	20.0000	8.8062	0.9159	22.8404
75	0.0000	0.0000	0.9125	22.9892
76	59.0718	23.0000	0.9000	21.1017
77	25.0000	31.2053	0.9193	20.4471
78	0.0000	0.0000	0.9088	19.9204
79	0.0000	0.0000	0.9007	19.9104
80	150.0000	-60.5438	0.9080	21.4746
81	0.0000	0.0000	0.9575	25.7771
82	25.0000	262.0752	1.0445	15.1587
83	0.0000	0.0000	1.0531	14.8660
84	0.0000	0.0000	1.0679	14.8486
85	10.0000	23.0000	1.0798	15.1517

ตารางที่ ก.16 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอก ทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
86	0.0000	0.0000	1.0836	20.0312
87	100.0000	-1.6529	1.1000	30.0000
88	0.0000	0.0000	1.0861	13.6592
89	50.0000	91.8051	1.1000	14.2462
90	8.0000	40.1873	1.0985	12.7810
91	20.0000	13.8731	1.0965	13.9006
92	100.0000	5.4033	1.0632	14.7981
93	0.0000	0.0000	1.0243	14.8468
94	0.0000	0.0000	0.9954	15.3516
95	0.0000	0.0000	0.9822	15.1275
96	0.0000	0.0000	0.9888	15.9178
97	0.0000	0.0000	0.9447	18.0927
98	0.0000	0.0000	0.9260	18.1861
99	100.0000	-40.6463	0.9466	22.1242
100	100.0000	-36.4142	0.9759	16.9350
101	0.0000	0.0000	1.0035	15.0878
102	0.0000	0.0000	1.0436	14.7853
103	8.0000	-1.9893	0.9714	15.3646
104	25.0000	11.2273	0.9681	14.1926
105	25.0000	10.7927	0.9688	13.6762
106	0.0000	0.0000	0.9669	12.9168
107	8.0000	27.1158	0.9847	11.8098
108	0.0000	0.0000	0.9705	13.9078
109	0.0000	0.0000	0.9709	14.0469
110	25.0000	8.9969	0.9748	14.7759

ตารางที่ ก.16 พารามิเตอร์เหมาะที่สุดของระบบของ IEEE 118 BUS โดยที่ระบบไม่มีการติดตั้ง IPFC (ต่อ)

บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)	ขนาดของแรงดัน (pu)	มุมของแรงดัน(°)
111	25.0000	-2.0897	0.9801	15.9102
112	25.0000	16.9179	0.9812	14.6296
113	35.9873	-93.456	1.0444	24.5259
114	0.0000	0.0000	1.0706	22.8700
115	0.0000	0.0000	1.0722	22.7751
116	27.3118	-641.391	0.9000	28.2637
117	0.0000	0.0000	1.0212	20.4825
118	0.0000	0.0000	0.9000	21.5882
แท็บหม้อแปลง			ขนาดแรงดันและมุมเฟสของ IPFC	
Line 8-5 = 0.9000 pu.				
Line 26-25 = 1.0164 pu.				
Line 30-17 = 0.9000 pu.				
Line 38-37 = 0.9651 pu.				
Line 63-59 = 1.0323 pu.				
Line 64-61 = 1.0439 pu.				
Line 65-66 = 0.9442 pu.				
Line 68-69 = 1.0661 pu.				
Line 81-80 = 1.1000 pu.				
กำลังงานสูญเสียของระบบ= 77.6825 MW				

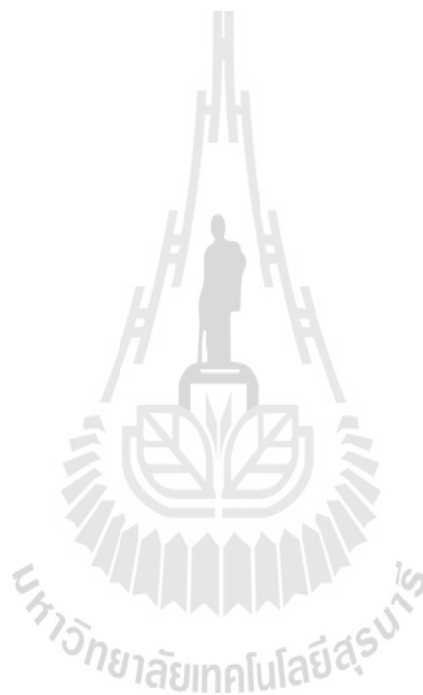
ภาคผนวก ข

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษา

Sangwato S., and Oonsivilai A., (2015). Optimal power flow with interline power flow controller using harmony search algorithm. **Proceedings of 12th ISERD International Conference**, Tokyo, Japan, 26th Sept. 2015.



OPTIMAL POWER FLOW WITH INTERLINE POWER FLOW CONTROLLER USING HARMONY SEARCH ALGORITHM

¹S.SANGWATO, ²A.OONSIVILAI

^{1,2}Electrical Engineering Department, Suranaree University of Technology Nakhon Ratchasima, Thailand 30000
E-mail: anant@sut.ac.th

Abstract- In this paper, an interline power flow controller (IPFC) is used for controlling multi transmission line. However, optimal power flow (OPF) is a major problem. Thus, we use a combination of harmony search (HS) compare with SQP algorithm and minimization cost in the generate electric power. HS algorithm and SQP algorithm we use it in the proposed method to determine the optimal power flow system connected IPFC combination system without. The advantage of implants to show the impact of the power flow and minimum costs when the system is installed IPFC. The proposed methodology is implemented in MATLAB working platform and tested on the IEEE-14 bus system.

Index Terms- IEEE-14 bus system, interline power flow controller (IPFC), harmony search (HS), optimal power flow (OPF).

I. INTRODUCTION

Now day, due to the increase of electric power demand and other reasons, power flows in transmission lines often exceed the limits of lines thermal capacities, which causes power network congestion. Construction of new transmission lines can resolve the congestion, but it may be very expensive and sometimes even impossible due to the environmental and social reasons, etc. Thus, FACTS devices are preferred in the modern power systems based on their overall performance [1], which provide good solutions.

Of all the FACTS devices, the combined compensators such as unified power flow controller (UPFC) and IPFC are regarded as the most powerful and versatile ones. Facilitated by its two self-commutated, voltage-sourced switching converters (VSCs) with a common dc voltage link, UPFC is capable of independently controlling both the active and reactive power flows in the line. IPFC also employs at least two VSCs; however, unlike the capability of UPFC to control power flow of only one transmission line, IPFC addresses the problem of compensating multiple transmission lines at a given substation because its VSCs are connected in series with, usually, different lines [2]. With the application of IPFC to power flow control and optimal power flow control, proper mathematical modeling of this FACTS device is required. Just like that the injection models of UPFC are often used [3-5], and exact pi-model of UPFC-inserted transmission lines [6] can be derived, the injection models of IPFC and the transmission lines embedded with the IPFC are developed in section 2 in this paper based on the mathematical model presented by [7].

The optimal power flow of interline power flow controller, objective function is the total costs of generators and harmony search algorithm are the find

optimization of system. Thus, section 3 outlines an optimal power flow problem incorporating IPFC, which coordinates the minimization costs.

In section 4, penalty function in order to change constraints function become to function without constraints. In section 5, the harmony search algorithm. In section 6, numerical simulation is carried out by MATLAB. Both of the system without IPFC and system incorporating IPFC using harmony search compare SQP algorithm in MATLAB toolbox. And finally, conclusions are drawn in section 7.

II. IPFC MODEL

IPFC is a kind of VSC-based FACTS device. Just like UPFC, IPFC is also called combined compensator because it consists of at least two static synchronous series compensators (SSSCs) which are connected via a common dc voltage link that can be represented by a capacitor. For simplicity, this paper deals with IPFC combining only two SSSCs, as shown in Fig. 1. However, following derivations can be applied to IPFCs consisting of more than two VSCs without much difficulty. Usually, in the steady state analysis of power systems, the VSC is represented as a synchronous voltage source injecting an almost sinusoidal voltage with controllable magnitude and angle [8-9].

A mathematical model for IPFC which will be referred to as power injection model is derived. This model is helpful in understanding the impact of the IPFC on the power system in the steady state. Furthermore, the IPFC model can easily be incorporated in the power flow model. Usually, in the steady state analysis of power systems, the VSC may be represented as a synchronous voltage source injecting an almost sinusoidal voltage with controllable magnitude and angle. Based on this, the equivalent circuit of IPFC is shown in Fig. 2.

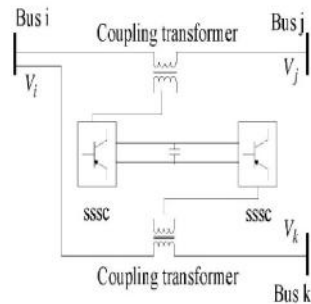


Fig.1 Schematic representation of a two converter IPFC.

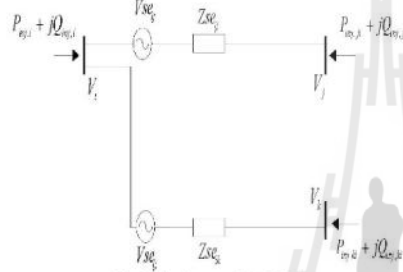


Fig.2 Injection model of IPFC

In Fig.2 V_i, V_j and V_k are the complex voltages at the bus i, j, k . V_{se_n} is the complex controllable series injected voltage source between bus $n=j, k$ and Z_{se_n} is the series coupling transformer impedance $n=j, k$. The active and reactive power injections at each bus can be easily calculated by representing IPFC as current source. For the sake of simplicity, the resistance of the transmission lines and the series coupling transformers are neglected. The power injections at buses are summarized as:

$$P_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i V_{se_n} (g_n \cos(\theta_i - \theta_{se_n}) + b_n \sin(\theta_i - \theta_{se_n})) \quad (1)$$

$$Q_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i V_{se_n} (g_n \sin(\theta_i - \theta_{se_n}) - b_n \cos(\theta_i - \theta_{se_n})) \quad (2)$$

$$P_{inj,n} = -V_n V_{se_n} (g_n \cos(\theta_i - \theta_{se_n}) + b_n \sin(\theta_i - \theta_{se_n})) \quad (3)$$

$$Q_{inj,n} = -V_n V_{se_n} (g_n \sin(\theta_i - \theta_{se_n}) - b_n \cos(\theta_i - \theta_{se_n})) \quad (4)$$

where $n = j, k$

iii. Optimal power flow with interline power flow controller

III.1 OBJECTIVE FUNCTION

Although most of commonly used objective in the optimal power flow problem formulation is the minimization of the total cost of real power generation [10-11]. In this paper, costs of each generating unit are assumed to be function, only of the active power generation and are represented by quadratic-polynomial, the objective function is calculated by using the following equations.

$$\text{Min } F_r = f(P_{G,i}) = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{G,i} + C_i P_{G,i}^2) \quad (5)$$

Where

N_G number of generators.

a_i, b_i, c_i coefficients of fuel cost $f(P_{G,i})$

$P_{G,i}$ active power of generator at bus i

$f(P_{G,i})$ the fuel cost of generating unit i

III.2 SYSTEM CONSTRAINTS

A. equality constraints for optimal power flow with IPFC

Equality constraints for optimal power flow with flexible ac transmission (FACTS) problem [16-17], reflecting the nature of the power system according load flow equation, the power production at bus generator combined with power inject from IPFC (equation 1-4) equal the demand of load. The equality constraints calculated by using the following equations.

$$P_{G,i} + \sum_{m=j,k} P_{inj,m} - P_{D,i} - \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j}| V_i V_j \cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (6)$$

$$Q_{G,i} + \sum_{m=j,k} Q_{inj,m} - Q_{D,i} + \sum_{j=1}^{N_B} |Y_{i,j}| V_i V_j \sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (7)$$

Where

$i = 1, 2, 3, \dots, N_B$: N_B is the number of buses

$P_{G,i}$ is the real power generator at bus i

$Q_{G,i}$ is the reactive power generator at bus i

$P_{D,i}$ is the real power demand at bus i

$P_{inj,m}$ is the real power inject from IPFC at bus

$m = i, j, k$

$Q_{inj,m}$ is the reactive power inject from IPFC at bus

$m = i, j, k$

$\theta_{i,j}$ is the angle of bus admittance element i, j

$Y_{i,j}$ is the magnitude of bus admittance element

i, j

B. Inequality constraints for optimal power flow with IPFC

Inequality constraints for optimal power flow problem, reflecting the limits of the device in power system: system security constraints, i.e. transmission lines loading, generator security constraints, i.e. real and reactive power output. The inequality constraints calculated by using the following equations.

$$P_{G,i}^{\min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{\max} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_G \quad (8)$$

$$Q_{G,i}^{\min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{\max} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_G \quad (9)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_T \quad (10)$$

$$Q_{comp,i}^{\min} \leq Q_{comp,i} \leq Q_{comp,i}^{\max} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_C \quad (11)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_T \quad (12)$$

Where

V_i^{\min}, V_i^{\max} upper and lower of voltage magnitude at bus i

$P_{G,i}^{\min}, P_{G,i}^{\max}$ upper and lower of real power by generator at bus i

$Q_{G,i}^{\min}, Q_{G,i}^{\max}$ upper and lower of reactive power by generator at bus i

$Q_{comp,i}^{\min}, Q_{comp,i}^{\max}$ upper and lower of reactive power source i

T_i^{\min}, T_i^{\max} upper and lower of tap position of transformer i

IV. PENALTY FUNCTION

The determination optimal power flow function is a nonlinear optimization problem. It consists of a nonlinear objective function defined with nonlinear constraints. The optimal power flow problem requires the solution of nonlinear equation, describing optimal and secure operation of power system. The general optimal power flow problem can be expressed as a constrained optimization problem as follows.

Minimum $f(x)$

subject $g(x) = 0$, equality constraints

$h(x) \geq 0$, inequality constraints

By converting both equality and inequality constraints into penalty terms and therefore added to from the penalty function as described in the following equations.

$$P(x) = f(x) + \Omega(x) \quad (13)$$

$$\Omega(x) = \rho \{g^2(x) + [\max(0, h(x))]^2\} \quad (14)$$

Where $P(x)$ is the penalty function.

$\Omega(x)$ is the penalty term.

ρ is the penalty factor.

Using a concept of the penalty method [12-13], the constrained optimization problem is transformed into an unconstrained optimization problem in which the penalty function as described above is minimized. Find maximum value can be returned by putting a minus before penalty term. The penalty function can be formulated as follows.

$$P(x) = f(x) + \Omega_p + \Omega_Q + \Omega_C + \Omega_T + \Omega_V + \Omega_G + \Omega_{QG} \quad (15)$$

Where

$$\Omega_p = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \begin{aligned} &P_{G,i} + \sum_{m=1, j, k} P_{mj,m} - P_{D,i} \\ &- \sum_{j=1}^{N_G} |Y_{i,j}| V_i V_j |\cos(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j)| \end{aligned} \right\}^2 \quad (16)$$

$$\Omega_Q = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \left\{ \begin{aligned} &Q_{G,i} + \sum_{m=1, j, k} Q_{mj,m} - Q_{D,i} \\ &+ \sum_{j=1}^{N_G} |Y_{i,j}| V_i V_j |\sin(\theta_{i,j} - \delta_i + \delta_j)| \end{aligned} \right\}^2 \quad (17)$$

$$\Omega_C = \rho \sum_{i=1}^{N_C} \{ \max(0, Q_{comp,i} - Q_{comp,i}^{\max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_C} \{ \max(0, Q_{comp,i}^{\min} - Q_{comp,i}) \}^2 \quad (18)$$

$$\Omega_T = \rho \sum_{i=1}^{N_T} \{ \max(0, T_i - T_i^{\max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_T} \{ \max(0, T_i^{\min} - T_i) \}^2 \quad (19)$$

$$\Omega_V = \rho \sum_{i=1}^{N_V} \{ \max(0, V_i - V_i^{\max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_V} \{ \max(0, V_i^{\min} - V_i) \}^2 \quad (20)$$

$$\Omega_G = \rho \sum_{i=1}^{N_G} \{ \max(0, P_{G,i} - P_{G,i}^{\max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_G} \{ \max(0, P_{G,i}^{\min} - P_{G,i}) \}^2 \quad (21)$$

$$\Omega_{QG} = \rho \sum_{i=1}^{N_{QG}} \{ \max(0, Q_{G,i} - Q_{G,i}^{\max}) \}^2 + \rho \sum_{i=1}^{N_{QG}} \{ \max(0, Q_{G,i}^{\min} - Q_{G,i}) \}^2 \quad (22)$$

N_G is the total number of generators.

N_C is the total number of reactive power sources.

N_T is the total number of transformers.

V. HARMONY SEARCH

The harmony search algorithm [12],[14] was conceptualized from the musical process of searching for a 'perfect state' of harmony, such as jazz improvisation. Musical performances seek a best state (fantastic harmony) determined by aesthetic estimation, as the optimization algorithms seek a best state (global optimum—minimum cost or maximum benefit or efficiency) determined by objective function evaluation. Aesthetic estimation is determined by the set of the sounds played by joined instruments, just as objective function evaluation is determined by the set of the values produced by component variables; the sounds for better aesthetic estimation can be improved through practice after practice, just as the values for better objective function evaluation can be improved iteration by iteration.

The new algorithm is named Harmony Search (HS) and the steps in the procedure of HS are as follows [15]:

Steps 1: Construct harmony memory size in order to store

them in harmony memory (HM).

$$HM = \left\langle \begin{array}{ccc|c} x_1^1 & \dots & x_n^1 & f(x^1) \\ \vdots & & \vdots & \vdots \\ x_1^{hms} & \dots & x_n^{hms} & f(x^{hms}) \end{array} \right\rangle$$

Where hms is the harmony memory size.
 n is the total variable.

Step 2: Improvise a new harmony from HM.

Step 3: If the new harmony is better than minimum harmony in HM, include the new harmony in HM, an exclude the minimum harmony from HM.

Step 4: If stopping criteria are not satisfied, go to Step 2

VI. RESULT AND DISCUSSION

In the tested optimal power flow of interline power flow controller, implemented and it is tested on IEEE-14 bus system. And the test divided into 2 cases.

- Case 1 test optimal power flow without interline power flow controller using harmony search algorithm compare SQP algorithm in MATLAB toolbox. The diagram of the tested bus system is shown in Fig. 3. The parameter of harmony search algorithm used for all the case studies in the present

investigation are given in table 1. The minimum and maximum amplitude of, active and reactive power of generators, reactive power of synchronous condensers, amplitude voltage of all bus, angle voltage of all bus and tap transformer are given in table 2.

Case 2 test optimal power flow with interline power flow controller using harmony search algorithm compare SQP algorithm in MATLAB toolbox. The diagram of the tested bus system installed between bus 1-5 and 1-2 is shown in Fig. 3. The parameter of harmony search algorithm used for all the case studies in the present investigation are given in table 3. The minimum and maximum amplitude of, active and reactive power of generators, reactive power of synchronous condensers, amplitude voltage of all bus, angle voltage of all bus and tap transformer and amplitude of converters voltage, phase angle of converters are given in table 4.

Parameters of harmony search algorithm	Values
Harmony memory size	200
Iteration	100000
Distance between notes	0.02
Harmony memory considering rate	0.9
Pitch adjustment rate	0.1

Table 1. Parameters of harmony search algorithm for system without interline power flow controller

Parameters control	Min	max
$P_{G,1}$	50.0	300.0
$P_{G,2}$	20.0	40.0
$Q_{G,1}$	-60.0	100.0
$Q_{G,2}$	-40.0	50.0
$Q_{C,3}$	0.0	40.0
$Q_{C,6}$	-6.0	24.0
$Q_{C,8}$	-6.0	24.0
V at all buss	0.9	1.1
δ at all bus	-30°	30°
T tap transformers	0.9	1.1

Table 2. Parameters control algorithm for system without interline power flow controller

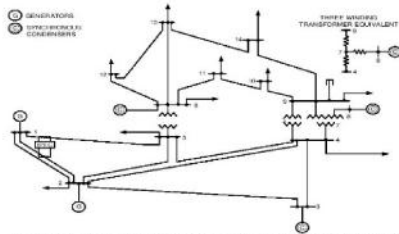


Fig. 3 IEEE-14 bus system installed IPFC between bus 1-5 and 1-2

Parameters of harmony search algorithm	Values
Harmony memory size	200
Iteration	100000
Distance between notes	0.02
Harmony memory considering rate	0.9
Pitch adjustment rate	0.1

Table 3. Parameters of harmony search algorithm for system with interline power flow controller

Parameters control	Min	max
$P_{G,1}$	50.0	300.0
$P_{G,2}$	20.0	40.0
$Q_{G,1}$	-60.0	100.0
$Q_{G,2}$	-40.0	50.0
$Q_{G,3}$	0.0	40.0
$Q_{G,6}$	-6.0	24.0
$Q_{G,8}$	-6.0	24.0
V at all busses	0.9	1.1
δ at all bus	-30°	30°
T tap transformers	0.9	1.1
$V_{se,j}$	0.15 pu.	
$\theta_{se,j}$	0.15 pu.	
$V_{se,k}$	-43.1274°	
$\theta_{se,k}$	-59.7440°	
$Y_{se,m} : m=j, k$	$j0.15$	

Table 4. Parameters control algorithm for system with interline power flow controller

Case 1 test optimal power flow without interline power flow controller using harmony search algorithm compare SQP algorithm in MATLAB toolbox

bus	Active power	Reactive power	Voltage magnitude(pu)	Angle voltage ($^\circ$)
1	291.256	-1.998	0.984	0.000
2	15.737	28.267	0.953	-7.416
3		30.574	0.918	-17.870
4			0.926	-14.269
5			0.935	-11.760
6		3.722	0.948	-14.466
7			0.962	-19.225
8		13.484	0.999	-20.731
9			0.955	-19.718
10			0.938	-19.228
11			0.956	-16.752
12			0.949	-13.635
13			0.937	-14.794
14			0.930	-18.050
Tap transformer	line 4-7 = 1.0029 pu. line 4-9 = 0.9020 pu. line 5-6 = 0.9872 pu.			
Total cost = 2.2415x10 ³ \$				

Table 5. Optimal parameter optimal power flow without interline power flow controller using harmony search

bus	Active power	Reactive power	Voltage magnitude(pu)	Angle voltage ($^\circ$)
1	231.33	-26.638	1.100	0.000
2	40.0	27.438	1.086	-4.599
3		25.731	1.056	-11.784
4			1.059	-9.500
5			1.066	-8.144
6		24.00	1.068	-13.561
7			1.062	-12.552
8		24.00	1.100	-12.552
9			1.058	-14.108
10			1.052	-14.299
11			1.056	-14.063
12			1.053	-14.404
13			1.049	-14.476
14			1.036	-15.268
Tap transformer	line 4-7 = 1.0029 pu. line 4-9 = 0.9020 pu. line 5-6 = 0.9872 pu.			
Total cost = 1.7403x10 ³ \$				

Table 6. Optimal parameter optimal power flow without interline power flow controller using SQP algorithm

Case 2 test optimal power flow with interline power flow controller using harmony search algorithm compare SQP algorithm in MATLAB toolbox

bus	Active power	Reactive power	Voltage magnitude(pu)	Angle voltage ($^\circ$)
1	258.198	-30.029	0.9436	0.000
2	20.514	30.752	0.9275	-7.1282
3		38.760	0.9028	-18.0935
4			0.9188	-12.4482
5			0.9240	-10.5456
6		21.494	0.9552	-11.2798
7			0.9375	-12.2005
8		12.877	0.9659	-11.8896
9			0.9266	-12.5874
10			0.9305	-11.8253
11			0.9485	-10.8570
12			0.9566	-11.2557
13			0.9480	-11.3036
14			0.9343	-12.1801
Tap transformer	line 4-7 = 0.9949 pu. line 4-9 = 0.9834 pu. line 5-6 = 0.9947 pu.			
Total cost = 1.9085x10 ³ \$				

Table 7. Optimal parameter optimal power flow with interline power flow controller using harmony search

bus	Active power	Reactive power	Voltage magnitude(pu)	Angle voltage ($^\circ$)
1	231.159	-34.764	1.100	0.000
2	40.0	33.365	1.088	-4.548
3		26.407	1.059	-11.686
4			1.061	-9.387
5			1.068	-8.091
6		24.00	1.066	-13.456
7			1.062	-12.445
8		24.00	1.100	-12.445
9			1.056	-14.012
10			1.050	-14.202
11			1.054	-13.963
12			1.051	-14.303
13			1.047	-14.376
14			1.034	-15.174
Tap transformer	line 4-7 = 1.0318 pu. line 4-9 = 0.9095 pu. line 5-6 = 1.0074 pu.			
Total cost = 1.7398x10 ³ \$				

Table 8. Optimal parameter optimal power flow with interline power flow controller using SQP algorithm

CONCLUSION

The results of the 2 case will demonstrate the impact of the system has been installed interline power flow controller, when installed interline power flow controller into the system interline power flow controller will act compensation real power and reactive power of system. That will help in generating power from generators and also effect for power flow, which shows the changes active and reactive power of generators, reactive power of synchronous condensers, amplitude voltage of all bus, angle voltage of all bus and tap transformer. The results of the comparison between harmony search and SQP algorithm will demonstrate convergence global optimal. Harmony search is the method of the unconstrained optimization problem, then to use penalty function to change function constraint into function unconstraint, this will make global optimal change to local optimal. Therefore be determined appropriate parameters and repeat the test several times (this work was conducted by 30 trials) then select the minimum objective function. Then SQP algorithm in MATLAB toolbox is the method of the constrained optimization problem convergence global optimal all time.

REFERENCES

- [1] Abdel-Moamen M.A and Narayana Prasad Padhy, "Optimal power flow incorporating FACTS devices-bibliography and survey", in Proc. 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 669-676.
- [2] Narain G. Hingorani and Laszlo Gyugyi, "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems", New York: The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 2000, p. 333.
- [3] M. Noroozian, L. Angquist and M. Ghandhari, and G. Andersson, "Use of UPFC for optimal power flow control", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp. 1629-1634, Oct. 1997.
- [4] L. Carsten, "Security constrained optimal power flow for an economical operation of FACTS-devices in liberalized energy markets", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, pp. 603-608, Apr. 2002.
- [5] T. S. Chung and G. Shaoyun, "Optimal power flow incorporating FACTS devices and power flow control constraints", Conf. on Power System Technology, in Proc. 1998 Int, pp. 415-419.
- [6] I. Muwaffaq and Alomoush, "Derivation of UPFC DC load flow model with examples of its use in restructured power systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 18, pp. 1173-1180, Aug. 2003.
- [7] X. -P. Zhang, "Modelling of the interline power flow controller and the generalised unified power flow controller in Newton power flow", IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 150, pp.268-274, May 2003.
- [8] A. Enrique, R. Claudio, E. Fuerte, A. Hugo, and A. C. Cesar, "FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2004, pp. 191-229.
- [9] L.J. Cai, L. Erlich, and G. Stamisis "Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms", Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, 10-13 Oct. 2004, pp. 201 -207 vol.1
- [10] A. Oonsivilai and K. A. Greyson "Effect of Electric Power Shedding on Economic Dispatch: Case Study Tanzania" IEEE 2009
- [11] A. Oonsivilai and K. A. Greyson "Power Ration Effect on Limited Power Generation Costs", Global Congress on Intelligent Systems IEEE 2009
- [12] T. ratniyomchai, A. Oonsivilai, P. Pro-La-Or, and T. Kulworawanichpong "Economic Load Dispatch Using Improved Harmony Search" WSEAS TRANSACTIONS on SYSTEMS and CONTROL, Issue 4, Volume 5, April 2010
- [13] P. Dutta and A. K. Sinha, "Voltage Stability Constrained Multi objective Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization", 1st International Conference on Industrial and Information Systems, pp. 161-166, 8-11 August 2006
- [14] N. Sinsupan, U. Leeton and T. Kulworawanichpong "Application of Harmony Search to Optimal Power Flow Problems" International Conference on Advances in Energy Engineering IEEE 2010
- [15] W.G. Zong and H.K. Joong, "A New Heuristic Optimization Algorithm: Harmony Search", SIMULATION 76:2,60-68 ©2001, Simulation Councils Inc. ISSN 0037-5497/01
- [16] A.J. Wood and B.F. Wollenberg, "Power generation, operation and control", Wiley-Interscience, New York, 1996.
- [17] Kwang Y. Lee Mohamed A. and El-Sharkawi "Modern heuristic optimization techniques" theory and applications to power system, 2008, pp.471-499.

ประวัติผู้เขียน

นายสุรนต์ แสงวาโท เกิดเมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2532 ที่จังหวัด มหาสารคาม สำเร็จ การศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย จากโรงเรียน สารคามพิทยาคม จังหวัดมหาสารคาม และ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จากมหาวิทยาลัย เทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา เมื่อปีการศึกษา พ.ศ. 2555 โดยหลังจากสำเร็จการศึกษา ได้รับใบอนุญาตเป็นผู้ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม ระดับภาคีวิศวกร สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า กำลัง และในปี พ.ศ. 2555 ได้เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัย เทคโนโลยีสุรนารี โดยขณะศึกษาได้ทำหน้าที่เป็นผู้สอนปฏิบัติการของสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวน 6 รายวิชา ได้แก่ (1) ปฏิบัติการ เครื่องจักรกลไฟฟ้า 1 (2) ปฏิบัติการเครื่องจักรกลไฟฟ้า 2 (3) ปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง 2 (4) ปฏิบัติการเครื่องจักรกลไฟฟ้าพื้นฐาน (5) การเขียนแบบวิศวกรรม 1 (6) ปฏิบัติการระบบควบคุม ทั้งนี้มีความสนใจในด้าน อุปกรณ์ยึดหยุนในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า การประยุกต์ใช้งานทางด้าน ปัญญาประดิษฐ์กับระบบไฟฟ้ากำลัง และการใช้งานอุปกรณ์ยึดหยุนในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากับ ระบบไฟฟ้ากำลัง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี