



การพัฒนาหน่วยปัญญาเชิงคำนวณสำหรับการจัดตาราง
เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด

โดย

ชาญวิทย์ บุญช่วย

เมธี ฉายอรุณ

สมพล บุญญสุวรรณ์

สนับสนุนงบประมาณโดย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์

ประจำปีงบประมาณ 2555



การพัฒนาหน่วยปัญญาเชิงคำนวณสำหรับการจัดตาราง
เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด

โดย

ชาญวิทย์ บุญช่วย

เมธี ฉายอรุณ

สมพล บุญญสุวรรณโณ

สนับสนุนงบประมาณโดย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์

ประจำปีงบประมาณ 2555

Development of Computational Intelligent Units for Optimal Generation Scheduling

By

Chanwit Boonchuay

Mathee Chairoon

Sompol Boonyasuwan

Granted by

Rajamangala University of Technology Ratanakosin

Fiscal year 2012



บทคัดย่อ

รหัสโครงการ : Inno-11/ 2555

ชื่อโครงการ : การพัฒนาหน่วยปัญญาเชิงคำนวณสำหรับการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด

ชื่อนักวิจัย : ดร.ชาญวิทย์ บุญช่วย, ผศ.เมธี ฉายอรุณ, และ ผศ.สมพล บุญญสุวรรณโณ

โครงการวิจัยนี้นำเสนอการพัฒนาหน่วยปัญญาเชิงคำนวณสำหรับการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด โดยเป็นการทำงานร่วมกันของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ซึ่งมีวัตถุประสงค์ให้เกิดความประหยัดต้นทุนในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากที่สุด และสามารถทำงานได้อยู่ในข้อกำหนดทางด้านเทคนิค

ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้มีการพัฒนาวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาค (particle swarm optimization; PSO) ซึ่งเป็นการค้นหาเชิงสุ่มที่มีประสิทธิภาพสูง และได้เปรียบเทียบกับผลงานวิจัยที่มีอยู่เดิม พบว่า วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคสามารถกำหนดตารางการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างประหยัดต้นทุนกว่าวิธีจินเนติกอัลกอริทึม (GA) การอบอ่อนจำลอง (SA) และการโปรแกรมเชิงวิวัฒนาการ (EP) และพบว่าวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC สามารถหาค่าตอบของการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างประหยัดต้นทุนมากที่สุด

งานวิจัยนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด สำหรับการจัดการด้านการผลิตพลังงานไฟฟ้า นอกจากนี้ สามารถประยุกต์ใช้เทคนิคการหาค่าอย่างเหมาะสมแบบ SPSO-TVAC ในงานด้านอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องการจัดการพลังงานได้เป็นอย่างดี

E-mail Address: chanwit.b@rmutr.ac.th

ระยะเวลาโครงการ: ตุลาคม 2554 – กันยายน 2555

Abstract

Code of project: Inno-11/ 2555

Project title: Development of computational intelligent units for optimal generation scheduling

Researchers: Dr.Chanwit Boonchuay, Asst.Prof.Mathee Chairoon,
And Asst.Prof.Sompol Boonyasuwanno

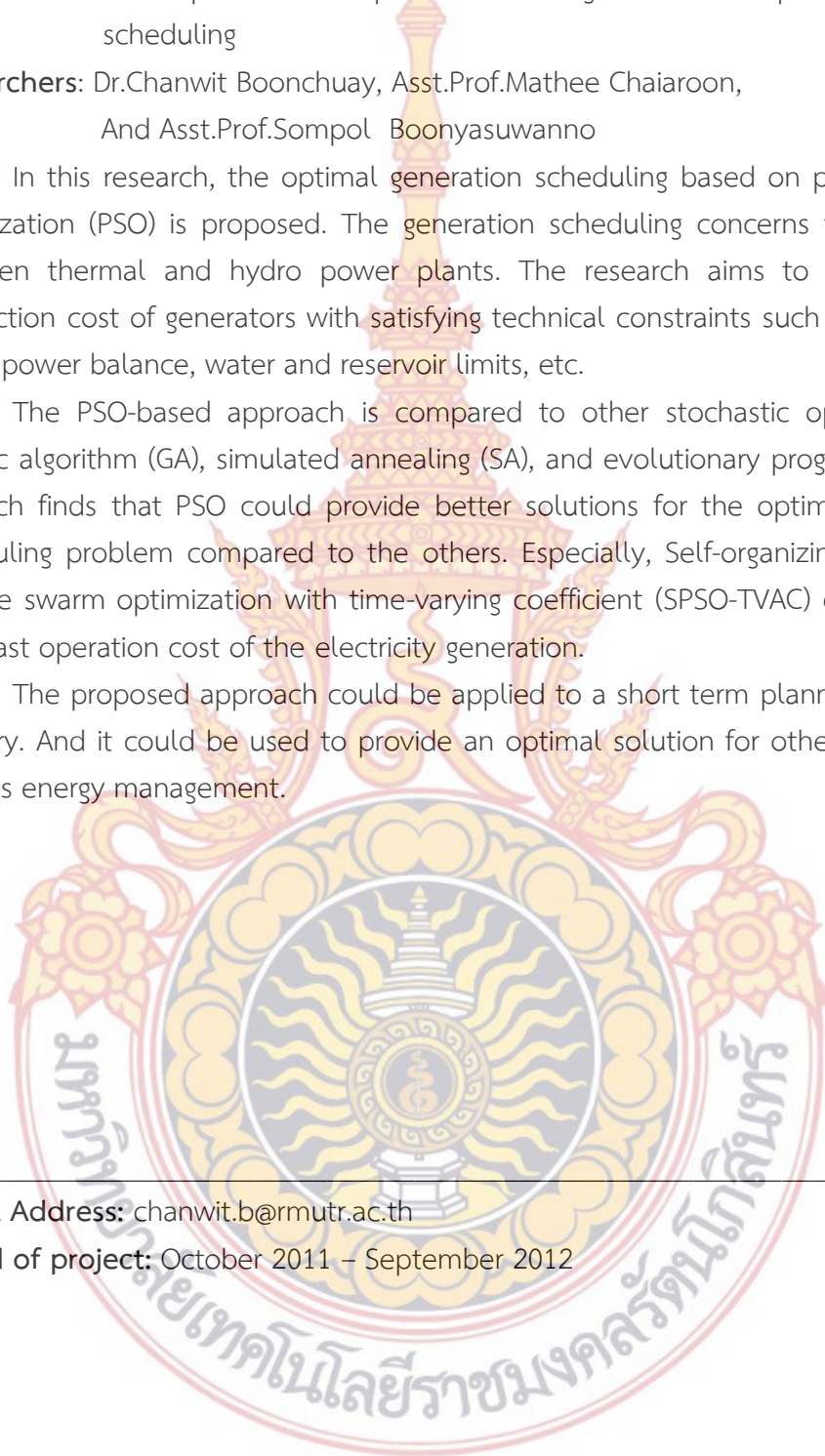
In this research, the optimal generation scheduling based on particle swarm optimization (PSO) is proposed. The generation scheduling concerns the operation between thermal and hydro power plants. The research aims to minimize the production cost of generators with satisfying technical constraints such as generation limits, power balance, water and reservoir limits, etc.

The PSO-based approach is compared to other stochastic optimizers, i.e., genetic algorithm (GA), simulated annealing (SA), and evolutionary programming. The research finds that PSO could provide better solutions for the optimal generation scheduling problem compared to the others. Especially, Self-organizing hierarchical particle swarm optimization with time-varying coefficient (SPSO-TVAC) could provide the least operation cost of the electricity generation.

The proposed approach could be applied to a short term planning for power industry. And it could be used to provide an optimal solution for other applications such as energy management.

E-mail Address: chanwit.b@rmutr.ac.th

Period of project: October 2011 – September 2012



กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์ ที่ให้การสนับสนุนทุนในการทำวิจัยในครั้งนี้ และขอขอบคุณคณะอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี ที่เอื้ออำนวยเกี่ยวกับสถานที่ห้องปฏิบัติการ ตลอดจนการติดตามการดำเนินงาน และการจัดส่งเอกสารที่เกี่ยวข้องกับโครงการวิจัย และขอบคุณ อ.อนุชิต อุไรรัตน์ และ อ.ทรงกลด ศรีปรางค์ สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า สำหรับคำแนะนำและช่วยอำนวยความสะดวกในหลายๆ ด้าน

สุดท้าย คณะผู้วิจัยหวังว่างานวิจัยชิ้นนี้จะก่อประโยชน์ให้กับมหาวิทยาลัยฯ และคณะอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี เพื่อเป็นองค์ความรู้สำหรับนักศึกษา รวมถึงบุคลากรและผู้ที่เกี่ยวข้อง เรื่องการพัฒนาหน่วยปัญญาเชิงคำนวณสำหรับการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด

ชาญวิทย์ บุญช่วย และคณะ
กันยายน 2555



สารบัญ

	หน้า
กิตติกรรมประกาศ	ก
บทคัดย่อภาษาไทย	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ช
บทที่ 1 บทนำ	1
ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
ขอบเขตของโครงการวิจัย	4
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	4
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
การจัดตารางเดินเครื่องสำหรับโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับพลังความร้อน	5
เทคนิคสำหรับการแก้ปัญหาจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระยะสั้น	6
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย	16
ฟังก์ชันจุดประสงค์	16
สมการความสมดุลของกำลังไฟฟ้า	17
ข้อบังคับของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	17
ข้อบังคับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน	19
ข้อบังคับด้านพลังงานสำรอง	19
บทที่ 4 ผลการวิจัย	20
ข้อมูลระบบไฟฟ้า	20
ผลการทดสอบ	22
บทที่ 5 สรุปผล อภิปรายผลและข้อเสนอแนะ	26
สรุปผลการวิจัย	26
อภิปรายผล	26
ข้อเสนอแนะและการพัฒนาขั้นต่อไป	26
สารบัญ (ต่อ)	
	หน้า
บรรณานุกรม	28
ภาคผนวก	30
ประวัติผู้วิจัย	39



ตารางที่		หน้า
1	ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า	3
2	ค่าสัมประสิทธิ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ใช้ทดสอบ	21
3	ค่าปริมาณการเก็บน้ำในแต่ละชั่วโมง	21
4	ขีดจำกัดของการเก็บน้ำในอ่างเก็บน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้า	21
5	ค่าสัมประสิทธิ์และขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน	21
6	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง	22
7	ค่าพารามิเตอร์สำหรับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบต่างๆ	22

8	ผลการเปรียบเทียบการหาต้นทุนของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด	23
9	ค่าสถิติต้นทุนของการเดินเครื่องกำเนิดที่เหมาะสมจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบต่างๆ	23
10	ค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC	24
11	ปริมาณน้ำที่ถูกปล่อยเพื่อผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC	25

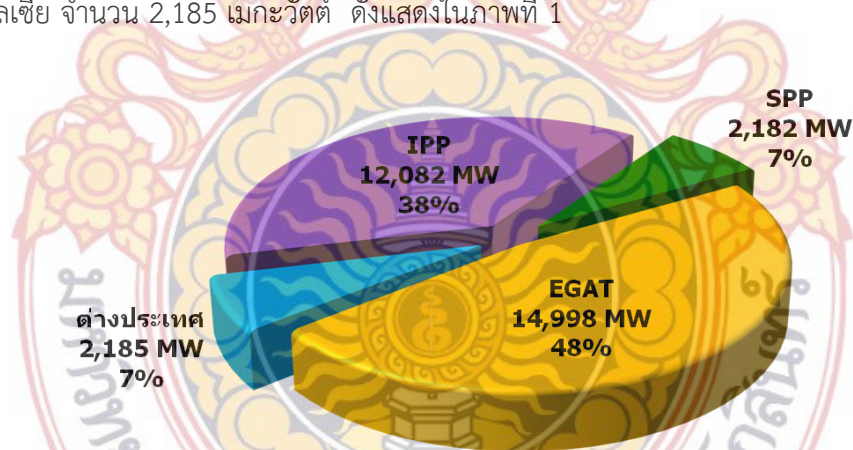
ภาพที่	สารบัญญภาพ	หน้า
1	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งแยกตามประเภทผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นปี 2544	1
2	การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงปี 2554	2
3	ลักษณะฟังก์ชันแบบโค้งเว้า (convex) และแบบหลายเว้า (non-convex)	7
4	วัฏจักรการทำงานของจิ้นเนติกอัลกอริทึม	8
5	การอยู่ร่วมกันของฝูงนก และฝูงปลา	12
6	การปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาค	12
7	ขั้นตอนการคำนวณหาค่าตอบที่ดีที่สุดโดยใช้วิธีกลุ่มอนุภาค	15
8	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ	20
9	ปริมาณกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวในระบบจ่ายให้กับโหลด	25

บทที่ 1 บทนำ

1. ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน การผลิตพลังงานไฟฟ้าของหลายๆ ประเทศ รวมถึงประเทศไทย อาศัยแหล่งพลังงานจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นหลัก ทว่าแหล่งพลังงานจำพวกฟอสซิลนี้กำลังจะหมดไปในอีกไม่นาน โดยคาดว่าจะมีก๊าซธรรมชาติเหลืออยู่อีกประมาณ 60 ปี และถ่านหินประมาณ 130 ปี และถึงแม้ว่ามีการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนมาใช้มากขึ้น แต่ยังไม่เพียงพอกับความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นทุกปี อีกทั้ง การสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าในช่วงฐาน (Base load) ก็ทำได้ยากขึ้น เนื่องจากเกิดความวิตกด้านความปลอดภัยในกรณีที่เกิดภัยพิบัติตามธรรมชาติ ดังตัวอย่างที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น ดังนั้นแนวทางหนึ่งที่สามารถบรรเทาปัญหาการขาดแคลนด้านพลังงานคือ การใช้พลังงานอย่างประหยัดและการใช้ประโยชน์จากพลังงานให้คุ้มค่าที่สุด

กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ณ สิ้นปี 2554 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 31,447 เมกะวัตต์ เป็นการผลิตติดตั้งของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) 14,998 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48 รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (independent power producer; IPP) จำนวน 12,082 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 38 รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (small power producer; SPP) จำนวน 2,182 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 ซึ่งเป็นสัดส่วนที่เท่ากับการนำเข้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 2,185 เมกะวัตต์ ดังแสดงในภาพที่ 1

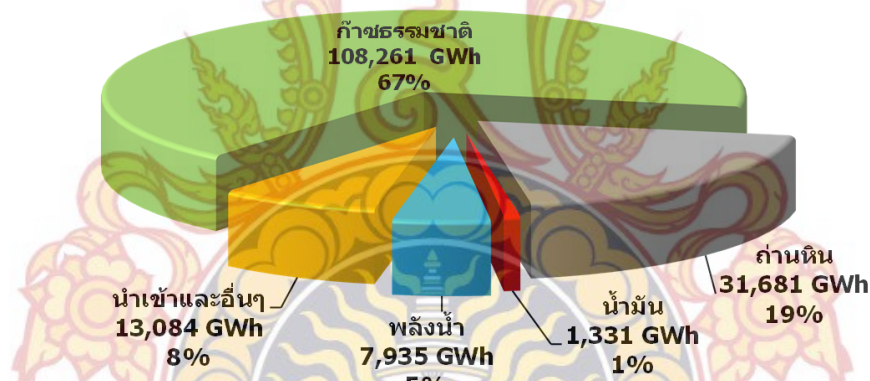


ภาพที่ 1 กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งแยกตามประเภทผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นปี 2554
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี 2554 มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำนวน 162,343 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน และการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญในปี 2554 ดังแสดงในภาพที่ 2 และสรุปได้ดังนี้

การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (รวม EGCO KEGCO ราชบุรี IPP และ SPP) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 108,261 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 8.6 การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 อยู่ที่ระดับ 31,681 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 6.4 การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 อยู่ที่ระดับ 7,935 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 48.4 การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย และอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 อยู่ที่ระดับ 13,084 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 37.7 การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1 อยู่ที่ระดับ 1,331 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนถึงร้อยละ 121.9

ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีปริมาณลดลง ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ การนำเข้าจาก สปป.ลาว รวมทั้งการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลมีปริมาณเพิ่มขึ้น เนื่องจากเหตุการณ์ที่ส่งก๊าซธรรมชาติรั่วในอ่าวไทย จึงจำเป็นต้องนำเข้าไฟฟ้าและใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ลดลง



ภาพที่ 2 การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงปี 2554
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ตารางที่ 1 ความต้องการไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)
2547	19,326	71.6
2548	20,538	74.9
2549	21,064	76.9
2550	22,586	74.3

2551	22,568	74.8
2552	22,596	73.4
2553	24,630	75.9
2554	24,518	75.6

ในสภาวะปกติของการผลิตพลังงานไฟฟ้า ศูนย์ควบคุมจะสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุดหรือมีอัตราการใช้พลังงานน้อยที่สุดก่อน จากนั้นจึงสั่งเดินเครื่องที่มีต้นทุนสูงขึ้นในลำดับถัดมา แต่เนื่องจากว่า การส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า จำเป็นต้องผ่านระบบสายส่งไฟฟ้า ซึ่งยอมให้กำลังไฟฟ้าไหลผ่านได้ไม่เกินค่าพิกัด ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางตัวที่มีต้นทุนสูง อาจจะต้องถูกสั่งเดินก่อนเพื่อความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้ การกำหนดตารางการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด จำเป็นต้องใช้เทคนิคทางคณิตศาสตร์เข้ามาช่วย และยังต้องการหน่วยประมวลผลเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด

โดยทั่วไป การวางแผนเพื่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุดจะพิจารณาต้นทุนการผลิต หรือต้นทุนของเชื้อเพลิง แต่เนื่องจากว่า ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตและต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น อีกทั้งยังต้องพิจารณาข้อจำกัดทางด้านเทคนิคด้วย เช่น กำลังผลิตสูงสุดและต่ำสุด และข้อจำกัดของสายส่ง เป็นต้น ทำให้การคำนวณหาค่าต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากขึ้น และต้องการเครื่องมือที่มีประสิทธิภาพสูงใช้ในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดของปัญหาดังกล่าว

2. วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อประยุกต์ใช้ทฤษฎีด้านปัญญาเชิงคำนวณกับงานด้านการจัดการพลังงานไฟฟ้า
2. เพื่อสร้างองค์ความรู้เกี่ยวกับนำปัญญาเชิงคำนวณมาใช้ในหน่วยประมวลผลสัญญาณดิจิทัล
3. ใช้เป็นสื่อการสอนในหัวข้อระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ

3. ขอบเขตของโครงการวิจัย

1. จำลองระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 ตัว และมี 5 บัส
2. ชุดสาธิตเป็นการจัดการพลังงานไฟฟ้าแบบรวมศูนย์
3. ใช้การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแบบกระแสตรง
4. การแสดงผลเป็นแบบดิจิทัล
5. ราคาต้นทุนของแต่ละเครื่องกำเนิด และความต้องการพลังงานเป็นตัวแปรของระบบ

4. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้องค์ความรู้ในการประยุกต์ใช้ปัญญาเชิงคำนวณในงานด้านการจัดการพลังงานไฟฟ้า
1. เกิดความรู้ในการสร้างซอฟต์แวร์ปัญญาเชิงคำนวณสำหรับไมโครคอนโทรลเลอร์

2. สามารถลดค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อชุดทดลองราคาสูงจากต่างประเทศ
3. ใช้เป็นสื่อการสอนวิชาการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด เป็นการดำเนินงานที่สำคัญของการปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า เพื่อช่วยลดต้นทุนเชื้อเพลิง หรือพิจารณาประเด็นอื่นร่วมด้วย เช่น ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพิ่มเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้า เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เป็นต้น นอกจากนี้ การศึกษาด้านการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด สามารถแบ่งออกตามลักษณะการดำเนินงานและช่วงระยะเวลาในการวางแผนการผลิต ได้แก่ การจัดตารางเดินเครื่องสำหรับโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับพลังความร้อน ยูนิคคอมมิตเมนต์ การจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างประหยัด การวางแผนระยะสั้นสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้า นอกจากนี้ เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงเทคนิคสำหรับการแก้ปัญหาจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระยะสั้น แบบต่างๆ ด้วย

1. การจัดตารางเดินเครื่องสำหรับโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับพลังความร้อน

การจัดตารางเดินเครื่องเหมาะสมที่สุดสำหรับโรงจักรไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับพลังความร้อน เป็นการจัดการเพื่อลดต้นทุนค่าดำเนินการ (operation cost) ของการผลิตไฟฟ้า โดยคำนึงถึงข้อจำกัด

ทางด้านเทคนิค (constraints) ปัญหาดังกล่าวมีความซับซ้อนค่อนข้างมาก และมีความเป็นไม่เชิงเส้น โดยทั่วไป การจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแบ่งออกตามช่วงการวางแผนงาน ดังต่อไปนี้

1. ยูนิตคอมมิตเมนต์

ยูนิตคอมมิตเมนต์เป็นการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าลักษณะหนึ่ง ซึ่งเป็นการตกลงล่วงหน้าสำหรับเลือกหน่วยผลิตไฟฟ้าในเวลาที่กำหนด และลำดับที่ที่หน่วยผลิตไฟฟ้าควรจะปิด/เปิดตามโหลดที่คาดไว้ เพื่อให้ผลรวมต้นทุนการดำเนินการมีค่าน้อยที่สุด โดยคำนึงถึงข้อจำกัดทางด้านเทคนิคต่างๆ เช่น ระยะเวลาการปิด/เปิดขั้นต่ำ (minimum up/down time) กำลังการผลิตต่ำสุดและสูงสุด รวมถึงต้นทุนการเดินเครื่องใหม่ และการดับเครื่อง (start-up and shut-down costs) โดยทั่วไป นิยมใช้ในการวางแผนการผลิตไม่ต่ำกว่า 1 วัน จนถึง 1 สัปดาห์ล่วงหน้า

2. การจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างประหยัด (economic dispatch)

การจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างประหยัดเป็นปัญหาย่อย (sub-problem) ของยูนิตคอมมิตเมนต์ โดยมีวัตถุประสงค์ให้ระบบผลิตสามารถจ่ายพลังงานให้กับโหลดอย่างเพียงพอ และมีต้นทุนรวมของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีต้นทุนเชื้อเพลิงต่ำสุด ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างประหยัดอาจไม่พิจารณาต้นทุนอื่นๆ ร่วมด้วย เช่น ต้นทุนในการเริ่มเดินหรือดับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และไม่พิจารณาข้อจำกัดของสายส่งด้วย ทั้งนี้ เนื่องจากว่า ปัญหาดังกล่าวต้องการการตอบสนองที่รวดเร็วกับการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งอาจทำในลักษณะทันเวลา (real time) หรือทุกๆ 5 นาที เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างประหยัด สามารถพิจารณาค่าความสูญเสียของสายส่ง หรือพิจารณาข้อจำกัดทางด้านเทคนิคร่วมด้วย

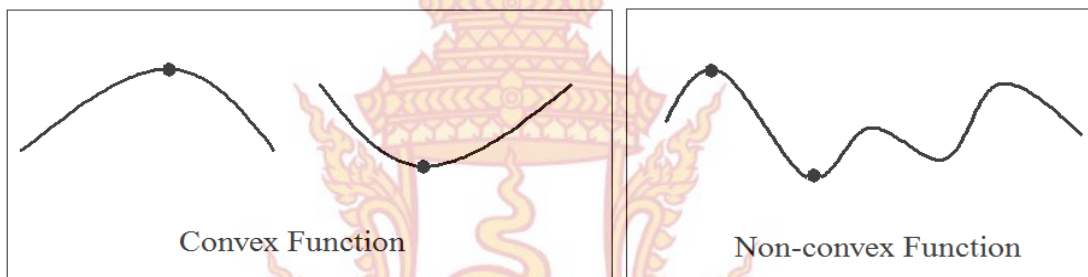
3. การวางแผนระยะสั้นสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้า

วัตถุประสงค์หลักของการวางแผนผลิตไฟฟ้าระยะสั้นคือการ การวางแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ประหยัดพลังงานที่สุดของแต่ละการสร้างหน่วยชั่วโมงแต่ละความต้องการโหลด ซึ่งจะต้องคำนึงถึงข้อจำกัดทั้งหมดของระบบพลังงาน ในกรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำจ่ายโหลดอยู่ด้วย ศูนย์ควบคุมต้องคำนึงถึงข้อจำกัดการปล่อยน้ำในแต่ละชั่วโมง นอกจากนี้ ในระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ในปริมาณที่มีนัยสำคัญ (มากกว่า 10%) การทำนายล่วงหน้าระยะสั้นเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้ เช่น เครื่องกำเนิดพลังงานความร้อน และพลังงานน้ำ เป็นต้น ให้ทำงานอย่างเหมาะสมที่สุด

ในเบื้องต้นจะเห็นได้ว่า ปัญหาการวางแผนระยะสั้นสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีความซับซ้อนค่อนข้างมาก และมีข้อจำกัดทางด้านเทคนิคและการปฏิบัติการหลายข้อ นอกจากนี้ การแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนยังมีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้นและหลายเว้า (non-convex) ดังนั้น การแก้ปัญหาดังกล่าวต้องอาศัยเครื่องมือที่มีประสิทธิภาพสูงในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (optimal solution) และที่ผ่านมา มีเทคนิคหรืออัลกอริทึมจำพวกสโตแคสติก (stochastic) จำนวนหนึ่ง ที่สามารถประยุกต์แก้ปัญหาดังกล่าวได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะอธิบายในส่วนถัดไป

2. เทคนิคสำหรับการแก้ปัญหาจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระยะสั้น

โดยทั่วไป ฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด สามารถเป็นได้ทั้งการหาค่าตอบค่าน้อยที่สุด (minimization) และค่าที่สูงที่สุด (maximization) และในส่วนของข้อจำกัดมีทั้งแบบเสมอภาค (equality constraint) และไม่เสมอภาค (inequality constraint) นอกจากนี้ลักษณะของปัญหามีความไม่เป็นเชิงเส้น และอาจเป็นลักษณะหลายเว้า (non-convex) ซึ่งส่งผลให้คำตอบความเหมาะสมที่สุดเฉพาะที่ (local optimum) และมีความยากลำบากในการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในวงกว้าง (global optimum) ทั้งนี้ วิธีการแก้ปัญหาแบบปกติ (deterministic) อาจไม่เหมาะสมในการแก้ปัญหาที่มีลักษณะดังกล่าว เนื่องจากจะมีความอ่อนไหวต่อค่าเริ่มต้นค่อนข้างมาก และที่ผ่านมาพบว่า วิธีแบบศึกษาสำนึก (heuristic) จะให้คำตอบที่หลากหลาย เช่นกัน ดังนั้นจึงยังไม่มีวิธีที่สมบูรณ์แบบในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในปัญหาที่มีลักษณะหลายเว้า และการวิจัยและพัฒนาอัลกอริธึมสำหรับแก้ปัญหาทางด้านนี้ ยังคงดำเนินการอยู่อย่างต่อเนื่อง



ภาพที่ 3 ลักษณะฟังก์ชันแบบโค้งเว้า (convex) และแบบหลายเว้า (non-convex)

การวางแผนจ่ายโหลดอย่างประหยัดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลงได้ โดยคำนวณจากฟังก์ชันต้นทุน (cost function) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และพิจารณาข้อจำกัดทางด้านเทคนิคของระบบไฟฟ้าและการปฏิบัติงาน ทั้งนี้ การแก้ปัญหาดังกล่าว ต้องอาศัยเครื่องมือที่มีประสิทธิภาพ เนื่องจากฟังก์ชันต้นทุนมีลักษณะที่ไม่เป็นเชิงเส้น (non-linear) และมีลักษณะหลายเว้าหากพิจารณาผลกระทบจากการหิวร่วลั่วก๊าซ และที่ผ่านมา เครื่องมือที่ได้รับความนิยมในการนำมาใช้ในการวางแผนเดินเครื่องกำเนิดอย่างเหมาะสมที่สุด ได้แก่ จีเนติกอัลกอริธึม (genetic algorithm; GA) การอบอ่อนจำลอง (simulated annealing; SA) การโปรแกรมเชิงวิวัฒนาการ (evolutionary programming; EP) และการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (particle swarm optimization; PSO) โดยวิธีการที่กล่าวมาทั้งหมด มีหลักการทำงานที่สำคัญดังต่อไปนี้

1. จีเนติกอัลกอริธึม (GA)

จีเนติกอัลกอริธึม เป็นขั้นตอนในการคำนวณหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดให้ปัญหาหรือระบบที่สนใจ โดยทั่วไป จีเนติกอัลกอริธึมประกอบไปด้วย 3 กระบวนการที่สำคัญ ได้แก่

1) การคัดเลือกสายพันธุ์ (selection) คือขั้นตอนในการคัดเลือกประชากรที่ดีในระบบที่สนใจ ไปเป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์เพื่อให้กำเนิดลูกหลานในรุ่นถัดไป

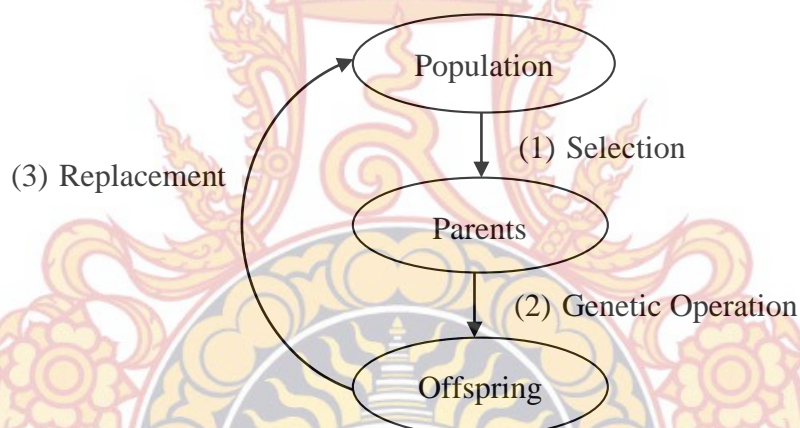
2) ปฏิบัติการทางสายพันธุ์ (genetic operation) คือกรรมวิธีการเปลี่ยนแปลงโครโมโซม ด้วยวิธีการทางสายพันธุ์ ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนการสร้างลูกหลาน ซึ่งได้จากการรวมพันธุ์

ของต้นกำเนิดสายพันธุ์เพื่อให้ได้ลูกหลานที่มีส่วนผสมผสานมาจากพ่อแม่หรือได้จากการแปรผันยีนของพ่อแม่ เพื่อให้ได้ลูกหลานสายพันธุ์ใหม่เกิดขึ้น

3) การแทนที่ (replacement) คือขั้นตอนการนำเอาลูกหลานกำเนิดใหม่ไปแทนที่ประชากรเก่าในรุ่นก่อน เป็นขบวนการในการคัดเลือกกว่าควรจะมีลูกหลานในกลุ่มใด จำนวนเท่าไร ไปแทนประชากรเก่าในกลุ่มใด

วัฏจักรของเงินเนติกอัลกอริทึม แสดงให้เห็นถึงความเหมือนกับการอยู่รอดของสิ่งมีชีวิตในธรรมชาติสิ่งมีชีวิตที่มีการปรับตัวให้เข้ากับสภาพแวดล้อมได้ดีกว่าจะสามารถอยู่รอดได้ ในขณะที่สิ่งมีชีวิตอื่นๆ ที่ไม่สามารถปรับตัวเองได้จะต้องสูญพันธุ์ไป การปรับตัวดังกล่าวแสดงว่าสิ่งมีชีวิตนั้นมีวิวัฒนาการเกิดขึ้น

เงินเนติกอัลกอริทึมมีการจำลองวิวัฒนาการของสิ่งมีชีวิตในระบบธรรมชาติกล่าวคือ กระบวนการภายในของเงินเนติกอัลกอริทึม ทำให้คำตอบของระบบที่มีอยู่เกิดวิวัฒนาการในตัวเองอันจะนำไปสู่การปรับตัวให้กลายเป็นคำตอบที่ดีกว่าและดีที่สุดได้ โดยมีกระบวนการดังแสดงในภาพที่ 4



ภาพที่ 4 วัฏจักรการทำงานของเงินเนติกอัลกอริทึม

รายละเอียดต่างๆ ขององค์ประกอบในวัฏจักรเงินเนติกอัลกอริทึม มีดังนี้

ประชากร (population) ประกอบไปด้วยกลุ่มของโครโมโซม (chromosome) ซึ่งเป็นตัวแทนของคำตอบในระบบที่สนใจ

ต้นกำเนิดสายพันธุ์ (parents) กลุ่มประชากรที่ถูกคัดเลือกเพื่อเป็นตัวแทนในการให้กำเนิดสายพันธุ์ใหม่ในรุ่นถัดไป (next generation) ประชากรกลุ่มนี้จะเปรียบเสมือนกับเป็น ‘พ่อแม่’ สำหรับใช้ในการสืบทอดสายพันธุ์ให้ลูกหลานต่อไป

สายพันธุ์ใหม่ (offspring) หรือ ‘ลูกหลาน’ เป็นประชากรกลุ่มใหม่ที่ได้รับการถ่ายทอดสายพันธุ์มาจากพ่อแม่ โดยคาดหวังที่จะได้รับสายพันธุ์ที่ดีที่สุดเพื่อถ่ายทอดต่อไป ประชากรรุ่นถัดไป

2. อัลกอริทึมการอบอ่อนจำลอง (SA)

อัลกอริทึมการอบอ่อนจำลองเป็นเทคนิคการค้นหาค่าตอบแบบสุ่ม ซึ่งเลียนแบบกรรมวิธีการควบคุมอุณหภูมิของการอบโลหะให้ร้อนแล้วปล่อยให้เย็นลงช้าๆ เพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางโครงสร้างผลึกที่มีพลังงานภายในน้อยที่สุด คุณลักษณะดังกล่าวจะทำให้โลหะมีคุณสมบัติทางกายภาพที่แข็งแกร่งและทนทาน ในทางตรงกันข้าม ถ้าไม่ทำการควบคุมการทำให้เย็นของโลหะร้อนแล้ว โครงสร้างที่ได้จะมีจุดตำหนิหรือบกพร่อง เป็นโลหะที่มีความแข็งแรง แต่เปราะ กรรมวิธีการควบคุมอุณหภูมิของการอบโลหะดังกล่าวเรียกว่าการอบอ่อน (annealing process) การอบอ่อนจำลองเป็นเทคนิคการค้นหาค่าเหมาะที่สุดสำหรับปัญหาเชิงผสมผสาน โดยมีการควบคุมอุณหภูมิของการอบอ่อนเป็นการปรับค่าพารามิเตอร์การค้นหาค่าตอบของระบบ

อัลกอริทึมการอบอ่อนจำลองมีขั้นตอนหลักๆ 7 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) สุ่มค่าเริ่มต้นเวกเตอร์คำตอบ x ในปริภูมิการค้นหา ค่าเวกเตอร์คำตอบ x นี้สามารถพิจารณาว่าเป็นสถานะของระบบ
- 2) กำหนดตารางจัดการการอบอ่อนสำหรับพารามิเตอร์อุณหภูมิ T และค่าเริ่มต้น T ไว้ที่ค่าสูงอย่างเพียงพอ
- 3) คำนวณหาเวกเตอร์คำตอบใหม่ $x_p = x + \Delta x$ โดยที่ Δx เป็นการเปลี่ยนแปลงที่ถูกนำเสนอต่อระบบ
- 4) คำนวณหาการเปลี่ยนแปลงของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $\Delta f = f(x_p) - f(x)$
- 5) ทำการคำนวณหาว่าควรจะใช้ x_p เป็นคำตอบหรือสถานะใหม่ของระบบหรือไม่ โดยใช้ความน่าจะเป็นในการตัดสินใจที่จะเปลี่ยนแปลงสถานะตามเงื่อนไขต่อไปนี้

$$Pr(x \rightarrow x_p) = \begin{cases} 1 & \text{if } \Delta f < 0 \\ e^{-\Delta f/T} & \text{if } \Delta f \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

6) ขั้นตอนข้างต้นจะถูกทำซ้ำจนกระทั่งระบบเข้าสู่จุดสมดุล สังเกตได้จากจำนวนครั้งของการเปลี่ยนสถานะไม่มีนัยสำคัญเพียงพอ สถานะดังกล่าวนี้จะเกิดขึ้นเมื่อคำตอบมีค่าเข้าใกล้ค่าเหมาะที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่น โดยปกติแล้ว จำนวนครั้งของการทำซ้ำจะถูกกำหนดไว้ก่อนล่วงหน้า

7) ทำการปรับค่าอุณหภูมิ T ตามตารางจัดการการอบอ่อน แล้วเริ่มทำขั้นตอนทั้งหมดใหม่อีกครั้ง และจะยุติการดำเนินการได้เมื่อค่าอุณหภูมิ T มีค่าเป็นศูนย์

ตารางจัดการการอบอ่อน (annealing schedule) เป็นตัวกำหนดการเคลื่อนที่ของคำตอบ ของระบบในระหว่างการค้นหา หลักการในการเลือกตารางจัดการการอบอ่อนที่เหมาะสมคือ “ค่าอุณหภูมิเริ่มต้นของระบบควรสูงพอที่จะหลอมละลายระบบอย่างสมบูรณ์ และในระหว่างขั้นตอนการค้นหาควรมีค่าลดลงจนถึงจุดเยือกแข็ง” วิธีการจัดการการอบอ่อนที่นิยมใช้โดยทั่วไปสามารถทำได้ดังนี้

$$T(k) = \frac{T(0)}{\log(1+k)} \quad k = 1, 2, \dots \quad (2)$$

โดยที่ k คือ จำนวนรอบที่กำลังทำซ้ำ $T(k)$ เป็นอุณหภูมิลำดับที่ k และ $T(0)$ เป็นค่าอุณหภูมิเริ่มต้น อัลกอริทึมการอบอ่อนจำลองรับประกันว่าจะเข้าสู่คำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้าง ด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $f(x)$

3. การโปรแกรมเชิงวิวัฒนาการ (EP)

ในระยะเวลาใกล้เคียงกับที่ Holland เสนอขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม Rechenberg ได้เสนอวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่เรียกว่า กลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการเพื่อใช้กับปัญหาที่คำตอบเป็นเวกเตอร์ของจำนวนจริง ในการหาค่าเหมาะสมที่สุดโดยใช้กลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการ จะหาค่าที่ดีที่สุดดังสมการที่ 1

$$f^* = f(\mathbf{x}^*) = \min \left\{ f(\mathbf{x}) \mid \mathbf{x} \in M \subseteq \mathbb{R}^n \right\} \quad (3)$$

- เมื่อ $f(\mathbf{x})$ คือ ฟังก์ชันค่าเหมาะสมที่สุด
 \mathbb{R}^n คือ เวกเตอร์ของจำนวนจริง n มิติ
 \mathbf{x}^* คือ เวกเตอร์ที่ทำให้ $f(\mathbf{x})$ มีค่าน้อยที่สุด
 M คือ เซตของคำตอบที่เป็นไปได้

กลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการอย่างง่ายเริ่มต้นด้วยการมีประชากร 1 ตัว ที่สร้างประชากรใหม่ 1 ตัว เรียกว่า (1+1)-ES ขั้นตอนการทำงานของกลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการแบบ (1+1)-ES เริ่มต้นจากการสุ่มค่าเวกเตอร์จำนวนจริงและค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation) พร้อมทั้งหาค่าความเหมาะสมของประชากรเริ่มต้น แล้วสร้างประชากรใหม่ 1 ตัวด้วยการกลายพันธุ์โดยอาศัยการสุ่มค่าจำนวนจริงขึ้นมาจากการกระจายแบบปกติ (normal distribution) ที่มีค่าเฉลี่ย (mean) เท่ากับ 0 และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ σ จากนั้นทำการประเมินค่าความเหมาะสมของประชากรที่สร้างขึ้นใหม่ โดยใช้ฟังก์ชันหาค่าความเหมาะสม แล้วเลือกประชากรตัวที่เหมาะสมกว่าเป็นประชากรในรุ่นต่อไป รายละเอียดของกลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการประกอบด้วย การสร้างประชากรเริ่มต้น การประเมินค่าคำตอบ การสร้างประชากรรุ่นใหม่ด้วยการกลายพันธุ์ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1) การสร้างประชากรเริ่มต้น เริ่มต้นการทำงานของกลยุทธ์เชิงวิวัฒนาการ จะสร้างประชากรเริ่มต้นโดยการสุ่มค่าจำนวนจริงขึ้นมา n ค่า (เป็นเวกเตอร์ของจำนวนจริง n มิติ) และสุ่มค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานขึ้นมา 1 ค่า

2) การประเมินค่าคำตอบ การประเมินค่าคำตอบสำหรับกลยุทธ์เชิงวิวัฒน์ แตกต่างจากวิธีประเมินค่าคำตอบของขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรมที่ได้อธิบายไว้ตอนต้น โดยกลยุทธ์เชิงวิวัฒน์นั้นไม่ต้องทำการแปลงค่าที่ถูกเก็บอยู่แบบขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม แต่สามารถนำค่าจำนวนจริงมาคำนวณหาค่าความเหมาะสมโดยใช้ฟังก์ชันหาค่าความเหมาะสมได้เลย

3) การสร้างประชากรรุ่นใหม่ด้วยการกลายพันธุ์ การสร้างประชากรใหม่ของกลยุทธ์เชิงวิวัฒน์ ก่อนอื่นจะทำการปรับค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานก่อน โดย Rechenberg ได้เสนอกฎความสำเร็จ $1/5$ ($1/5$ success rule) สำหรับการปรับค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานไว้ดังสมการที่ 4

$$\sigma = \begin{cases} \sigma \div 0.817 & \text{if } (p > 1/5) \\ \sigma \times 0.817 & \text{if } (p < 1/5) \\ \sigma & \text{if } (p = 1/5) \end{cases} \quad (4)$$

เมื่อ σ คือ ค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน
 P คือ อัตราส่วนที่กลายพันธุ์แล้วนำไปสู่คำตอบที่ดีขึ้นในการทำงานที่ผ่านมา

การกลายพันธุ์สำหรับจำนวนจริงแต่ละค่าในเวกเตอร์จำนวนจริง n มิติ ทำโดยการสุ่มค่ามาจากการกระจายปกติ นั่นคือ $Z_i \sim N(0, \sigma)$ แล้วจะนำค่าที่สุ่มได้จากการกระจายปกตินี้บวกกับค่าจำนวนจริงเดิมทุกตัวในเวกเตอร์ \vec{x} ทำให้ได้ประชากรรุ่นใหม่

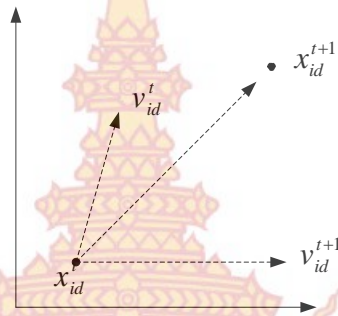
4. วิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (particle swarm optimization)

จากที่กล่าวมาข้างต้นหลักการพื้นฐานของวิธีกลุ่มอนุภาคนั้นคือการอาศัยการเรียนรู้ของการเคลื่อนที่ ในการหาอาหารและอยู่รวมกันเป็นกลุ่มของฝูงนก ฝูงปลาและฝูงแมลง ซึ่งต่อไปจะเรียกว่ากลุ่มอนุภาค (swarm) อนุภาคเหล่านี้จะเรียนรู้ และเคลื่อนที่ปรับเปลี่ยนตำแหน่งของตัวเองไปตามอนุภาคแวดล้อมที่อยู่ในตำแหน่งที่ดี และเหมาะสมกว่า เมื่อปรับเปลี่ยนตำแหน่งจนทุกอนุภาคอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมและมีการเคลื่อนที่ไปในทิศทางเดียวกันแล้ว ก็จะหยุดการปรับเปลี่ยนทิศทาง ดังจะเห็นได้จากตัวอย่าง การบินของฝูงนก การว่ายน้ำของฝูงปลาและการบินของฝูงแมลง แสดงให้เห็นตามภาพที่ 5



ภาพที่ 5 การอยู่ร่วมกันของฝูงนก และฝูงปลา

อัลกอริทึมของวิธีกลุ่มอนุภาคเป็นอัลกอริทึมที่ปรับตัวเองบนพื้นฐานของการเรียนรู้สถานการณ์ และใช้ข้อมูลร่วมกัน อนุภาคที่อยู่ภายในกลุ่มจะปรับเปลี่ยนตำแหน่งโดยการอาศัยการเรียนรู้ จากอนุภาคข้างเคียงที่อยู่ในตำแหน่งที่ให้ค่าที่ดีกว่า การปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคแสดงได้ตามภาพที่ 6



ภาพที่ 6 การปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาค

อัลกอริทึมที่สำคัญในการปรับตำแหน่งแสดงได้ตามสมการที่ 2.5 และสมการที่ 2.6 โดยสมการที่ 2.5 แสดงถึงความเร็ว (velocity) ในการปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคและสมการที่ 2.6 แสดงถึงตำแหน่งใหม่ของอนุภาคหลังปรับเปลี่ยนตำแหน่งแล้ว

$$v_{id}^{t+1} = w \times v_{id}^t + rand_1(\cdot) \times c_1 \times (pbest_{id} - x_{id}^t) + rand_2(\cdot) \times c_2 \times (gbest_{id} - x_{id}^t) \quad (5)$$

$$x_{id}^{t+1} = x_{id}^t + v_{id}^{t+1} \quad (6)$$

เมื่อ

v_{id}^{t+1} คือ ความเร็วในการเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคที่ i ของตัวแปร d ในรอบที่ $t + 1$

v_{id}^t คือ ความเร็วในการเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคที่ i ของตัวแปร d ในรอบที่ t

$pbest_{id}$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดของอนุภาค i ของตัวแปร d

$gbest_{id}$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดในทุกๆ อนุภาคของตัวแปร d

w คือ ค่าถ่วงน้ำหนัก

c_1, c_2 คือ ค่าคงที่

$rand_1(\cdot), rand_2(\cdot)$ คือ ตัวเลขสุ่มระหว่าง 0 ถึง 1

x_{id}^t คือ ตำแหน่งของอนุภาคที่ i ของตัวแปร d ในรอบการคำนวณที่ t

x_{id}^{t+1} คือ ตำแหน่งของอนุภาคที่ i ของตัวแปร d ในรอบการคำนวณที่ $t + 1$

จากสมการที่ 5 และ 6 สามารถอธิบายการปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคได้ดังนี้ สมการที่ 6 นั้น เป็นสมการที่แสดงที่การปรับความเร็วในการเปลี่ยนตำแหน่งของแต่ละอนุภาคโดยประกอบไปด้วย 3 ส่วน ส่วนแรกเป็นส่วนที่ประกอบไปด้วยค่าถ่วงน้ำหนัก w ควบคู่กับความเร็วยของอนุภาคเดิม v_{id}^t เป็นการทำให้คำตอบเกิดความหลากหลาย ไม่ติดอยู่กับคำตอบเฉพาะที่เดิมๆ ส่วนที่สองเป็นส่วนที่แต่ละอนุภาคจะปรับค่าความเหมาะสมของตัวเองในปัจจุบัน กับค่าของอนุภาคที่ดีที่สุดเฉพาะที่เท่าที่มีอยู่ในขณะนั้นเราแทนอนุภาคที่ดีที่สุดเฉพาะที่ด้วยตัวแปร $pbest_{id}$ ส่วนสุดท้ายเป็นส่วนที่แต่ละอนุภาคจะปรับค่าความเหมาะสมของตัวเองในปัจจุบัน กับค่าของอนุภาคที่ดีที่สุดของกลุ่มอนุภาคในรุ่นนั้นเราแทนอนุภาคที่ดีที่สุดในกลุ่มว่า $gbest_{id}$

การกำหนดค่าตัวแปรในวิธีกลุ่มอนุภาคมีความสำคัญในการลู่เข้าของคำตอบ ดังนั้นจึงต้องกำหนดค่าตัวแปรต่างๆให้มีความเหมาะสมกับปัญหาที่จะกล่าวต่อไปนี้

1) ค่าถ่วงน้ำหนัก (w) ค่าถ่วงน้ำหนักนี้จะทำให้คำตอบมีความหลากหลายไม่ตกอยู่กับคำตอบเฉพาะที่ ค่าถ่วงน้ำหนักที่เหมาะสมจะทำให้การค้นหาคำตอบมีความสมดุล ระหว่างการหาค่าตอบเฉพาะที่และการค้นหาคำตอบจากขอบเขตทั้งหมด ซึ่งจะทำให้รอบในการค้นหาคำตอบน้อยลงโดยทั่วไปขอบเขตของค่าถ่วงน้ำหนักนี้จะถูกกำหนดอยู่ระหว่าง 0.4 กับ 0.9 โดยสมการในการปรับค่าถ่วงน้ำหนักนี้แสดงได้ตามสมการที่ 7

$$w = w_{\max} - \left(\frac{w_{\max} - w_{\min}}{k} \right) \times t \quad (7)$$

เมื่อ

w_{\max} คือ ขอบบนของค่าถ่วงน้ำหนัก

w_{\min} คือ ขอบล่างของค่าถ่วงน้ำหนัก

k คือ รอบการคำนวณทั้งหมด

t คือ รอบการคำนวณปัจจุบัน

2) ค่าคงที่ความเร่ง (c_1, c_2) ค่าคงที่ความเร่ง c_1 และ c_2 มีผลต่อความเร็วในการลู่เข้าสู่คำตอบ โดย c_1 มีผลต่อการลู่เข้าสู่คำตอบที่ดีของตำแหน่งในปัจจุบันและ c_2 มีผลต่อการลู่เข้าสู่คำตอบที่ดีที่สุดของตำแหน่งในปัจจุบัน การกำหนดค่าคงที่ทั้งสองนี้มีความสำคัญโดยปกติจะกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 4 ต่อไปจะเป็นการอธิบายถึงผลของการกำหนดค่าคงที่ c_1 และ c_2

- กำหนดให้ค่าคงที่ c_1 และ c_2 มีค่าสูงทั้งคู่ การกำหนดให้ค่าคงที่ c_1 และ c_2 มีค่าสูงทั้งคู่จะส่งผลให้การค้นหาคำตอบเกิดการเคลื่อนที่ผ่านเป้าหมายไป เนื่องจากอนุภาคมีความเร่งในการเคลื่อนที่สูง เพราะฉะนั้นการที่อนุภาคมีอัตราเร่งในการเคลื่อนที่สูงอาจทำให้ไม่เจอคำตอบ

- การกำหนดให้ค่าคงที่ c_1 และ c_2 มีค่าต่ำทั้งคู่ การกำหนดลักษณะนี้นั้นจะส่งผลให้การค้นหาคำตอบ ห่างไกลจากเป้าหมาย เนื่องจากอนุภาคมีอัตราเร่งในการเคลื่อนที่ต่ำจนวนอยู่กับคำตอบเฉพาะที่ไม่สามารถข้ามผ่านไปสู่จุดที่ให้คำตอบที่ดีกว่าได้

- การกำหนดค่าคงที่ c_1 มีค่าสูงและ c_2 มีค่าต่ำ การกำหนดค่าคงที่แบบนี้จะทำให้เกิดการค้นหาคำตอบในแต่ละพื้นที่ เป็นแบบกระจัดกระจาย ไม่เป็นรูปแบบที่สอดคล้องกัน ทำให้ไม่สามารถลู่เข้าคำตอบที่ดีได้

- การกำหนดค่าคงที่ c_1 มีค่าต่ำและ c_2 มีค่าสูง การกำหนดแบบนี้จะทำให้เกิดการค้นหาคำตอบลู่เข้าสู่คำตอบอย่างรวดเร็ว แต่คำตอบที่ได้นั้นจะเป็นคำตอบเฉพาะที่

จะเห็นได้ว่าการกำหนดค่าคงที่ c_1 และ c_2 นั้นมีผลในการลู่เข้าคำตอบ ดังนั้นจึงต้องกำหนดค่าให้เหมาะสม ที่นิยมใช้กันจะกำหนดค่าคงที่ c_1 และ c_2 อยู่ที่ 2 ในส่วนของการกำหนดจำนวนของอนุภาคนั้นจะอยู่ระหว่าง 10 ถึง 100 แล้วแต่ความเหมาะสมของปัญหา จำนวนรอบสูงสุดที่ใช้โดยทั่วไปอยู่ที่ 500 รอบ

จากหลักการและอัลกอริทึมของวิธีกลุ่มอนุภาคที่กล่าวมาข้างต้นนั้นเราสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาเพื่อคำตอบที่ดีที่สุดได้โดยเราเริ่มจากสร้างฟังก์ชันเป้าหมายและใช้การปรับเปลี่ยนตำแหน่งของอนุภาคในสมการข้างต้นเพื่อให้ได้คำตอบที่ดีที่สุด สามารถแสดงขั้นตอนการคำนวณได้ตามภาพที่ 7



ภาพที่ 7 ขั้นตอนการคำนวณหาคำตอบที่ดีที่สุดโดยใช้วิธีกลุ่มอนุภาค

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย

1. ฟังก์ชันจุดประสงค์

จุดประสงค์ของปัญหานี้คือการลดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน โดยคำนึงถึงข้อกำหนดทางด้านเทคนิคต่างๆ เช่น ความสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและโหลด อัตราการเร่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อจำกัดของการปล่อยน้ำ เป็นต้น ฟังก์ชันวัตถุประสงค์สามารถอธิบายได้ดังนี้

$$\text{Minimize } TC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I FC_i(P_{i,t}) \quad (8)$$

เมื่อ

TC คือ ค่าเชื้อเพลิงรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน

FC_i คือ ฟังก์ชันต้นทุนเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในรายละเอียด ฟังก์ชันต้นทุนเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถอธิบายด้วยสมการดังต่อไปนี้

$$FC_i(P_i) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 \quad (9)$$

เมื่อ

a_i, b_i, c_i คือ สัมประสิทธิ์ของฟังก์ชันต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$P_{i,t}$ คือ กำลังไฟฟ้าขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน

T คือ จำนวนช่วงเวลาที่จะพิจารณา

I คือ จำนวนรวมของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะพิจารณา

ลักษณะพิเศษของวาล์วก๊าซในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าส่วนใหญ่ ต้นทุนเชื้อเพลิงที่แท้จริงจะต่างไปจากกราฟลักษณะกำลังสอง เนื่องจากมีผลกระทบจากวาล์วก๊าซในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย ซึ่งมีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้นสูงมาก ผลกระทบดังกล่าวสามารถนำมาพิจารณาในปัญหาการ จัดตารางเดินเครื่องกำเนิดอย่างเหมาะสมที่สุดได้ โดยใช้ฟังก์ชันเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดดังต่อไปนี้

$$FC_i(P_i) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 + |d_i * \sin\{e_i * (P_i^{\min} - P_{i,t})\}| \quad (10)$$

เมื่อ d_i และ e_i คือค่าสัมประสิทธิ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน ที่พิจารณาผลกระทบจากการปรับวาล์วก๊าซ

2. สมการความสมดุลของกำลังไฟฟ้า

ข้อบังคับทางด้านความต้องการพลังงานไฟฟ้าคือความสมดุลกันระหว่างการผลิตไฟฟ้าและความต้องการ ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J Ph_j(X_{j,t}) + P_{W,t} = L_t \quad t=1, 2, \dots, T \quad (11)$$

เมื่อ

$Ph_j(\cdot)$ คือ ฟังก์ชันการแปลงผันพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากอ่างเก็บน้ำที่ j

$X_{j,t}$ คือ ปริมาณน้ำที่ปล่อยออกจากอ่างเก็บน้ำที่ j ในช่วงเวลา t

J คือ จำนวนเขื่อนทั้งหมด

$P_{W,t}$ คือ กำลังไฟฟ้าขาออกในช่วงเวลา t

L_t คือ ค่าประมาณการโหลดในช่วงเวลา t

3. ข้อบังคับของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ขอบเขตหรือข้อบังคับของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานน้ำ

$$Ph_j^{\min} \leq Ph_{j,t} \leq Ph_j^{\max} \quad t=1, 2... T \quad (12)$$

เมื่อ

Ph_j^{\min} คือค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ j สามารถผลิตได้

Ph_j^{\max} คือค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ j สามารถผลิตได้

ขอบเขตหรือข้อบังคับในการปล่อยน้ำจากอ่างเก็บน้ำ

$$Q_j^{\min} \leq Q_{j,t} \leq Q_j^{\max} \quad t=1, 2... T \quad (13)$$

เมื่อ

$Q_{j,t}$ คือปริมาณน้ำที่ปล่อยจากอ่างเก็บน้ำที่ j ในช่วงเวลาที่ t สำหรับการผลิตพลังงาน

ไฟฟ้า

Q_j^{\min} คือค่าต่ำสุดในการปล่อยน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

Q_j^{\max} คือค่าสูงสุดในการปล่อยน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

ข้อกำหนดในการเก็บน้ำ

$$V_j^{\min} \leq V_{j,t} \leq V_j^{\max} \quad t=1, 2... T \quad (14)$$

เมื่อ

V_j^{\min} คือค่าต่ำสุดในการเก็บน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

V_j^{\max} คือค่าสูงสุดในการเก็บน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

ค่าเริ่มต้นและค่าสุดท้ายในการเก็บน้ำ

$$\begin{aligned} V_{j,0} &= V_{j,initial} \\ V_{j,T} &= V_{j,final} \end{aligned} \quad (15)$$

เมื่อ

$V_{j,initial}$ คือค่าเริ่มต้นในการเก็บน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

$V_{j,final}$ คือค่าสุดท้ายในการเก็บน้ำของอ่างเก็บน้ำที่ j

การผลิตพลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขึ้นอยู่กับลักษณะของอ่างเก็บน้ำ การปล่อยน้ำระดับหัวน้ำ ลักษณะของใบกังหัน โดยทั่วไปฟังก์ชันโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

$$Ph_{j,t} = c_{1j}V_{j,t}^2 + c_{2j}Q_{j,t}^2 + c_{3j}(V_{j,t}Q_{j,t}) + c_{4j}V_{j,t} + c_{5j}Q_{j,t} + c_{6j} \quad t=1, 2... T \quad (16)$$

เมื่อ $c_{1j}, c_{2j}, c_{3j}, c_{4j}, c_{5j}, c_{6j}$ คือค่าสัมประสิทธิ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ j

ข้อบังคับการปล่อยน้ำอย่างต่อเนื่องของอ่างเก็บน้ำจะพิจารณาปริมาณน้ำที่ปล่อยจากหัวน้ำมายังท้ายน้ำ เพื่อหาปริมาณน้ำในขณะปัจจุบัน ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$V_{j,t} = V_{j,t-1} + I_{j,t} - Q_{j,t} - S_{j,t} + \sum_{u=1}^{D_u} [Q_{u,(t-\tau)} + S_{u,(t-\tau)}] \quad t=1, 2... T \quad (17)$$

เมื่อ

$I_{j,t}$ คือการไหลของน้ำเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ j ณ ช่วงเวลา t

$S_{j,t}$ คือปริมาณน้ำที่รั่วไหลก่อนเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ j ณ ช่วงเวลา

τ คือค่าความหน่วงเวลาของน้ำ

D_u จำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่หัวน้ำ

4. ข้อบังคับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน

ข้อจำกัดในการผลิตไฟฟ้า

$$P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad t=1, 2... T \quad (18)$$

เมื่อ

P_i^{\min} คือค่ากำลังไฟฟ้าขาออกต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

P_i^{\max} คือค่ากำลังไฟฟ้าขาออกสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i

อัตราการตอบสนองของเครื่องกำเนิดพลังงานความร้อน

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i \quad i=1, 2... I; \quad t=1, 2... T \quad (19)$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i \quad i=1, 2... I; \quad t=1, 2... T \quad (20)$$

เมื่อ

RD_i อัตราการลดลงสูงสุดของกำลังไฟฟ้าขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า i

RU_i อัตราการเพิ่มขึ้นสูงสุดของกำลังไฟฟ้าขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า i

5. ข้อบังคับด้านพลังงานสำรอง

โดยทั่วไป ในระบบไฟฟ้าควรมีพลังงานสำรองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่พร้อมจะเดินเครื่องประมาณ 10% ซึ่งสามารถพิจารณาข้อบังคับดังกล่าวในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\sum_{i=1}^I \min(P_i^{\max} - P_{i,t}, RU_i) + \sum_{j=1}^J (Ph_j^{\max} - Ph_j) \geq SR_t \quad t=1, 2 \dots T \quad (21)$$

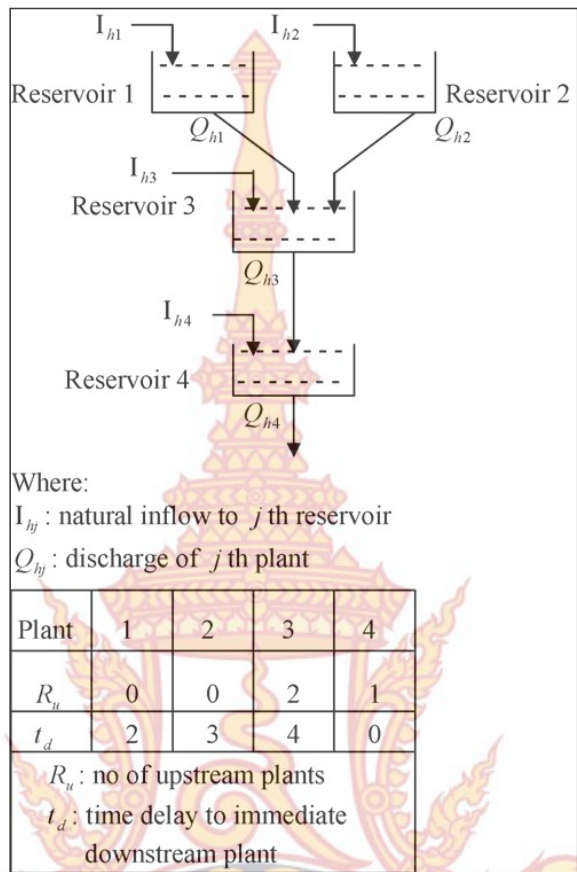
เมื่อ SR_t คือความต้องการด้านพลังงานไฟฟ้าสำรองที่ช่วงเวลา t

บทที่ 4

ผลการวิจัย

1. ข้อมูลระบบไฟฟ้า

หัวข้อนี้แสดงข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดอย่างเหมาะสมที่สุด ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบลำนับชั้น 4 โรงถูกแสดงในภาพที่ 8 ค่าสัมประสิทธิ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ใช้ทดสอบถูกแสดงในตารางที่ 2 ค่าปริมาณการเก็บน้ำในแต่ละชั่วโมงถูกแสดงในตารางที่ 3 ขีดจำกัดของการเก็บน้ำในอ่างเก็บน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้าถูกแสดงในตารางที่ 4 ค่าสัมประสิทธิ์และขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนถูกแสดงในตารางที่ 5 และ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงถูกแสดงในตารางที่ 6



ภาพที่ 8 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ตารางที่ 2 ค่าสัมประสิทธิ์ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ใช้ทดสอบ

Hydro Power Generation Coefficients						
Plant	C_1	C_1	C_1	C_1	C_1	C_1
1	-0.0042	-0.42	0.03	0.9	10	-50
2	-0.004	-0.3	0.015	1.14	9.5	-70
3	-0.0016	-0.3	0.014	0.55	5.5	-40
4	-0.003	-0.31	0.027	1.44	14	-90

ตารางที่ 3 ค่าปริมาณการเก็บน้ำในแต่ละชั่วโมง

Reservoir Inflows (X 10 ⁴ m ³)														
Hour	Reservoir				Hour	Reservoir				Hour	Reservoir			
	1	2	3	4		1	2	3	4		1	2	3	4
1	10	8	8.1	2.8	9	10	8	1	0	17	9	7	2	0
2	9	8	8.2	2.4	10	11	9	1	0	18	8	6	2	0
3	8	9	4	1.6	11	12	9	1	0	19	7	7	1	0
4	7	9	2	0	12	10	8	2	0	20	6	8	1	0
5	6	8	3	0	13	11	8	4	0	21	7	9	2	0

6	7	7	4	0	14	12	9	3	0	22	8	9	2	0
7	8	6	3	0	15	11	9	3	0	23	9	8	1	0
8	9	7	2	0	16	10	8	2	0	24	10	8	0	0

ตารางที่ 4 ขีดจำกัดของการเก็บน้ำในอ่างเก็บน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้า

Reservoir storage capacity limits, plant discharge limits, reservoir end conditions ($\times 10^4 \text{ m}^3$) and plant generation limits (MW)								
Plant	V^{\min}	V^{\max}	V_{ini}	V_{end}	Q^{\min}	Q^{\max}	P_h^{\min}	P_h^{\max}
1	80	150	100	120	5	15	0	500
2	60	120	80	70	6	15	0	500
3	100	240	170	170	10	30	0	500
4	70	160	120	140	6	20	0	500

ตารางที่ 5 ค่าสัมประสิทธิ์และขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน

Cost curve coefficients and operating limits of thermal generators							
Unit	a_s (\$/h)	b_s (\$/h)	c_s (\$/h)	d_s (\$/h)	e_s (\$/h)	P_s^{\min} (MW)	P_s^{\max} (MW)
1	100	2.45	0.0012	160	0.038	20	175
2	120	2.32	0.001	180	0.037	40	300
3	150	2.10	0.0015	200	0.035	50	500

ตารางที่ 6 ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง

Load Demand					
Hour	P_D (MW)	Hour	P_D (MW)	Hour	P_D (MW)
1	750	9	1090	17	1050
2	780	10	1080	18	1120
3	700	11	1100	19	1070
4	650	12	1150	20	1050
5	670	13	1110	21	910
6	800	14	1030	22	860
7	950	15	1010	23	850
8	1010	16	1060	24	800

ผลการทดสอบ

ในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดได้ใช้วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาค ซึ่งแสดงรายละเอียดไว้ในบทที่ 2 วิธีการดังกล่าวจำเป็นต้องมีการปรับตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับหาคำตอบของปัญหา ในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบเบื้องต้นเพื่อหาค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมสำหรับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคสำหรับแก้ปัญหาค่าการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ดังแสดงในตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ค่าพารามิเตอร์สำหรับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบต่างๆ

	CPSO	PSO-TVIV	PSO-TVAC	SPSO-TVAC
Dimensions	168	168	168	168
Particle size	50	50	50	50
Iterations	100	100	100	100
W	0.5	Wmax=0.9	Wmax=0.9	Wmax=0.9
		Wmin=0.4	Wmin=0.4	Wmin=0.4
C1	2	2	C1i=2.5	C1i=2.5
			C1f=0.2	C1f=0.2
C2	2	2	C1i=0.2	C1i=0.2
			C1f=2.5	C1f=2.5

คำตอบของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมระหว่างวิธีการที่ผ่านมากับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบต่างๆ ถูกเปรียบเทียบในตารางที่ 8 ซึ่งวิธีการที่หาค่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ต่ำที่สุดคือวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC โดยมีค่าต้นทุนรวมอยู่ที่ 40,623.26 เหรียญ

ตารางที่ 8 ผลการเปรียบเทียบการหาต้นทุนของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด

S. No	Method	Cost \$
1	SA	45,466
2	EP	47,306
3	PSO	45,466
4	CPSO	41,030.11
5	PSO-TVIV	40,747.84
6	PSO-TVAC	40,654.98
7	SPSO-TVAC	40,623.26

อย่างไรก็ตาม วิธีการค้นหาคำตอบของฝูงอนุภาคเป็นวิธีการเชิงสุ่ม (Stochastic) อาจทำให้ได้คำตอบในการคำนวณแต่ละครั้งไม่เท่ากัน ดังนั้นในการทดลองมีการเปรียบเทียบทางสถิติ ได้แก่ ค่าสูงสุด ค่าต่ำสุด ค่าเฉลี่ย และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน ดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ค่าสถิติต้นทุนของการเดินเครื่องกำเนิดอย่างเหมาะสมจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบต่างๆ

Without Wind Penetration					
Methods	Maximum cost	Minimum cost	Average cost (\$)	Standard deviation (\$)	Standard deviation

	(\$)	(\$)			(%)
CPSO	42678.53	41030.11	42005.48	424.7849	1.011261
PSO-TVIW	42549.84	40747.84	41827.99	440.2674	1.052566
PSO-TVAC	42475.60	40654.98	41292.35	415.0367	1.005118
SPSO-TVAC	41861.25	40623.26	41195.41	348.8789	0.846888

จากตารางที่ 9 เห็นได้ชัดเจนว่า การหาค่าตอบโดยใช้วิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC ยังคงให้ค่าเฉลี่ยของต้นทุนน้อยที่สุด และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานน้อยที่สุดด้วย และมีค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC

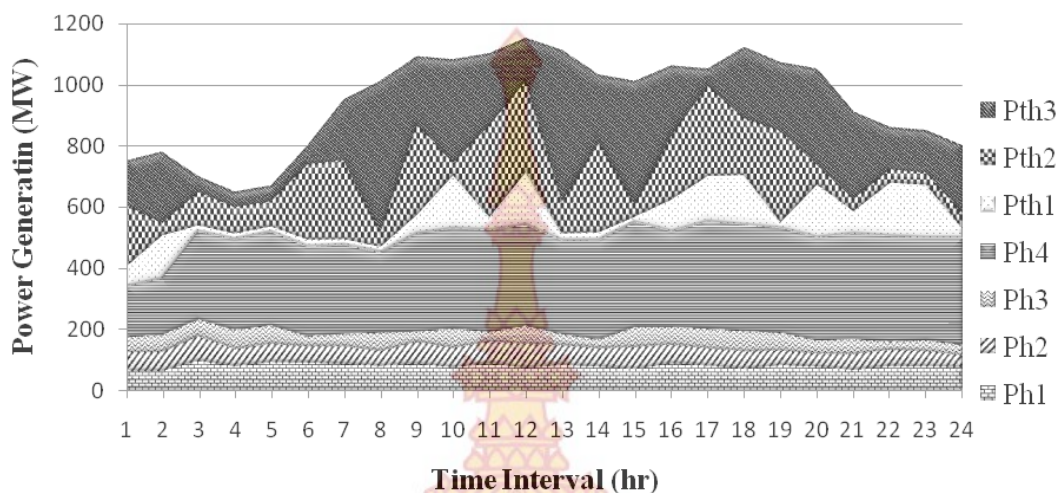
Hr	Ph1	Ph2	Ph3	Ph4	Pth1	Pth2	Pth3	Total
1	63.86	59.91	50.11	165.13	66.28	202.55	142.16	750.0
2	62.49	62.34	56.21	185.42	140.86	40.20	232.48	780.0
3	95.99	79.49	55.22	287.43	21.54	109.27	51.07	700.0
4	78.06	56.46	61.78	296.34	21.14	86.20	50.03	650.0
5	91.78	59.58	59.94	305.25	20.00	83.36	50.10	670.0
6	89.85	53.44	33.12	291.55	26.16	244.84	61.04	800.0
7	85.41	58.08	40.79	290.25	21.00	257.03	197.42	950.0
8	79.01	48.91	60.94	260.02	21.77	49.27	490.08	1010.0
9	86.15	71.19	33.21	320.25	63.25	294.90	221.05	1090.0
10	74.88	63.58	62.47	327.24	174.67	41.43	335.73	1080.0
11	86.47	71.39	32.06	332.43	45.13	298.96	233.55	1100.0
12	73.12	77.85	59.29	328.91	174.41	296.13	140.31	1150.0
13	82.22	64.67	36.17	305.67	25.08	106.58	489.61	1110.0
14	77.09	60.23	28.36	323.61	28.05	290.75	221.91	1030.0
15	68.82	72.45	64.81	342.52	20.05	41.84	399.52	1010.0
16	87.84	61.16	56.85	312.59	105.42	210.26	225.89	1060.0
17	79.72	57.47	63.43	349.93	150.16	292.94	56.35	1050.0
18	69.70	57.34	65.27	347.11	163.33	184.76	232.49	1120.0
19	81.34	48.04	58.41	341.46	21.75	295.99	223.01	1070.0
20	76.44	43.52	42.91	335.90	174.02	65.03	312.17	1050.0
21	65.98	52.81	48.33	344.10	75.07	40.22	283.48	910.0
22	78.83	52.94	26.70	344.58	174.77	44.94	137.24	860.0
23	77.76	49.71	36.17	334.24	173.26	40.03	138.82	850.0
24	75.12	38.98	33.60	350.12	32.87	50.32	219.00	800.0

Range	0-500	0-500	0-500	0-500	20-175	40-300	50-500	
Energy	1887.93	1421.54	1166.15	7422.05	1940.04	3667.8	5144.51	22650.02
Total Thermal energy =10,752.34 MWh								

นอกจากค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่จำเป็นต้องทราบในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าแล้ว ปริมาณน้ำที่ต้องปล่อยอย่างเหมาะสมจากอ่างเก็บน้ำต้นทางไปยังอ่างเก็บน้ำปลายทางในแต่ละชั่วโมง เป็นข้อมูลที่จำเป็นต้องทราบเช่นกัน โดยแสดงไว้แล้วในตารางที่ 11 และในภาพที่ 9 แสดงปริมาณกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องในระบบจ่ายให้กับโหลดในแต่ละชั่วโมง เพื่อให้เห็นภาพรวมการผลิตทั้งหมด

ตารางที่ 11 ปริมาณน้ำที่ถูกปล่อยเพื่อผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจากจากวิธีเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC

Time (hr)	Qh1	Qh2	Qh3	Qh4
1	6.27	7.61	19.56	7.38
2	6.02	8.02	18.61	7.73
3	12.58	12.19	18.97	16.40
4	8.45	7.20	15.96	16.66
5	12.28	7.67	17.52	17.54
6	12.71	6.68	24.07	15.66
7	11.67	7.55	22.70	15.21
8	9.95	6.07	17.38	12.09
9	13.18	10.14	24.05	18.44
10	9.18	8.58	16.30	18.80
11	13.09	10.32	24.18	19.12
12	8.81	13.23	17.95	18.80
13	10.99	9.97	23.69	15.44
14	9.37	9.06	24.86	17.46
15	7.60	13.00	14.51	19.38
16	12.31	10.27	19.49	15.78
17	9.95	9.97	16.64	19.79
18	7.96	10.97	14.56	18.92
19	10.91	9.23	19.48	18.55
20	10.17	8.39	23.22	17.78
21	8.04	10.81	22.15	18.92
22	12.02	11.49	25.86	19.41
23	13.55	11.52	24.18	18.00
24	13.35	9.07	24.55	19.68
Min-Max (range)	5 - 15	6 - 15	10 - 30	6 - 20



ภาพที่ 9 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวในระบบจ่ายให้กับโหลด

บทที่ 5

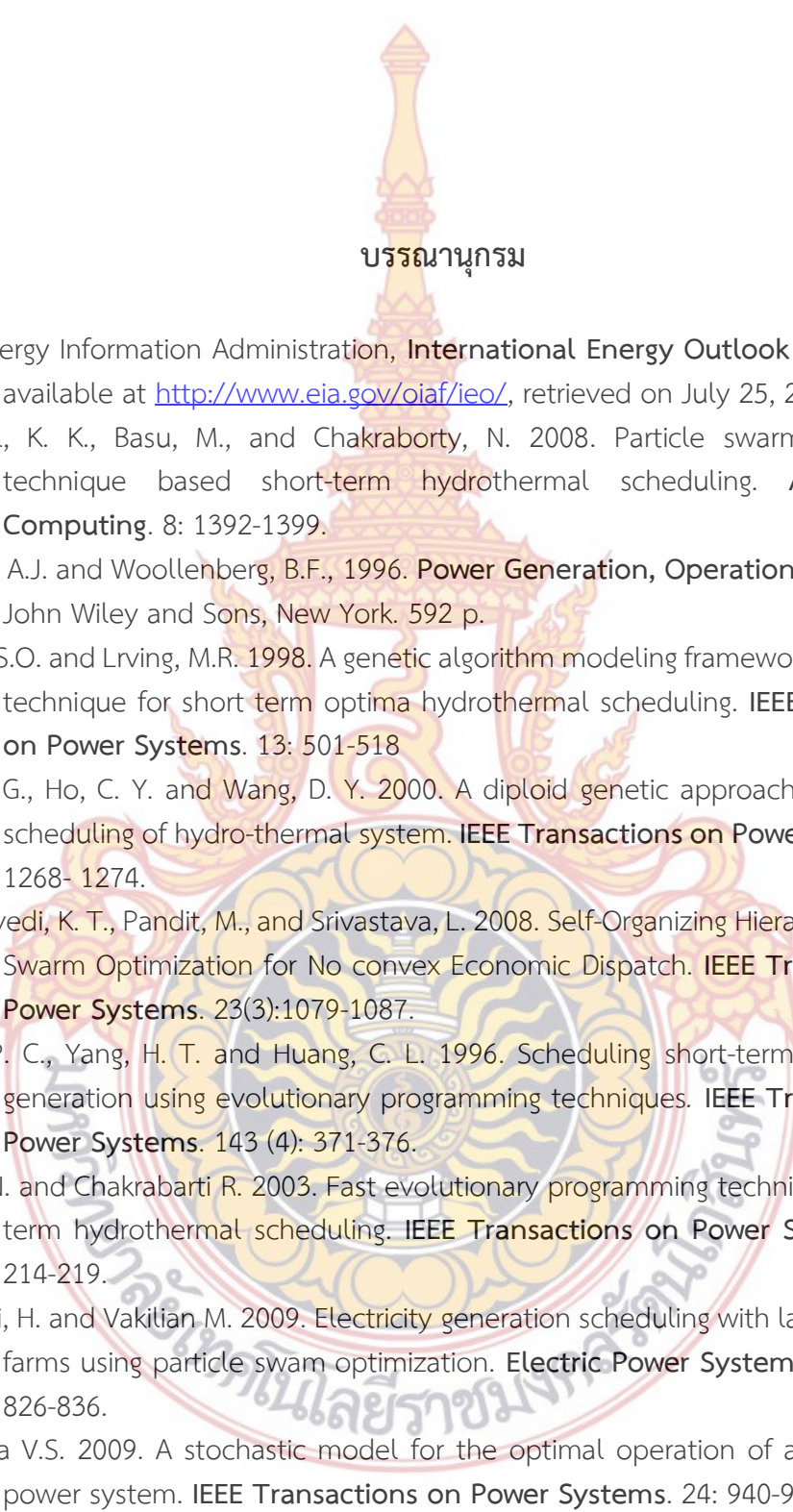
สรุปผล อภิปรายผลและข้อเสนอแนะ

1. สรุปผลการวิจัย

โครงการวิจัยนี้ได้พัฒนาวิธีการจัดตารางเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาถึงข้อจำกัดทางด้านเทคนิค เช่น ความสมดุลของการผลิตและใช้พลังงาน ค่ากำลังการผลิตสูงสุดและต่ำสุด ข้อบังคับของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ข้อบังคับด้านพลังงานสำรอง ทั้งนี้ ได้มีการกำหนดฟังก์ชันจุดประสงค์ให้เป็นการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าอย่างประหยัดที่สุด โดยเปรียบเทียบเทคนิคการหาคำตอบแบบต่างๆ ได้แก่ วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาค (PSO) วิธีจิ้นเนติกอัลกอริทึม (GA) การอบอ่อนจำลอง (SA) และการโปรแกรมเชิงวิวัฒนาการ (EP) ผลการทดลองชี้ให้เห็นว่า วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC ให้คำตอบที่ดีที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบอื่นๆ และมีความเป็นไปได้ที่จะนำไปประยุกต์ใช้ในการวางแผนผลิตไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เนื่องจากเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อน และมีความเสถียรภาพสูง

2. อภิปรายผล

จากการทดลองการหาคำตอบของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างประหยัดโดยใช้วิธีเชิงสุ่ม (Stochastic search) พบว่าการใช้วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาค (PSO) เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพกว่าวิธีจิ้นเนติกอัลกอริทึม (GA) การอบอ่อนจำลอง (SA) และการโปรแกรมเชิงวิวัฒนาการ (EP) โดยเฉพาะอย่างยิ่ง วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบ SPSO-TVAC เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อเทียบกับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคแบบอื่นๆ อย่างไรก็ตาม การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับวิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคมีอิทธิพลต่อประสิทธิภาพการทำงานค่อนข้างมาก กล่าวคือ ค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสม จะช่วยให้วิธีการเคลื่อนที่ของฝูงอนุภาคหาคำตอบของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่าง



บรรณานุกรม

- U.S. Energy Information Administration, **International Energy Outlook 2010**. online available at <http://www.eia.gov/oiaf/ieo/>, retrieved on July 25, 2011.
- Mandal, K. K., Basu, M., and Chakraborty, N. 2008. Particle swarm optimization technique based short-term hydrothermal scheduling. **Applied Soft Computing**. 8: 1392-1399.
- Wood, A.J. and Woollenberg, B.F., 1996. **Power Generation, Operation, and Control**. John Wiley and Sons, New York. 592 p.
- Orero, S.O. and Lrving, M.R. 1998. A genetic algorithm modeling framework and solution technique for short term optima hydrothermal scheduling. **IEEE Transactions on Power Systems**. 13: 501-518
- Wu, Y. G., Ho, C. Y. and Wang, D. Y. 2000. A diploid genetic approach to short-term scheduling of hydro-thermal system. **IEEE Transactions on Power Systems**. 15: 1268- 1274.
- Chaturvedi, K. T., Pandit, M., and Srivastava, L. 2008. Self-Organizing Hierarchical Particle Swarm Optimization for No convex Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**. 23(3):1079-1087.
- Yang, P. C., Yang, H. T. and Huang, C. L. 1996. Scheduling short-term hydrothermal generation using evolutionary programming techniques. **IEEE Transactions on Power Systems**. 143 (4): 371-376.
- Sinha N. and Chakrabarti R. 2003. Fast evolutionary programming techniques for short-term hydrothermal scheduling. **IEEE Transactions on Power Systems**. 18(1): 214-219.
- Siahkali, H. and Vakilian M. 2009. Electricity generation scheduling with large-scale wind farms using particle swam optimization. **Electric Power System Research**. 79: 826-836.
- Pappala V.S. 2009. A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system. **IEEE Transactions on Power Systems**. 24: 940-950.
- Park. J. B., Lee K. S., Shin J. R., and Lee K. Y. 2005. A particle swarm optimization for economic dispatch with no smooth cost functions. **IEEE Transactions on Power Systems**. 20: 34-42.

- Hota P. K., Barisal A.K. and Chakrabarti R. 2009. An improved PSO technique for short-term optimal hydrothermal scheduling. **Electric Power System Research**. 79: 1047-1053.
- Carneiro, A.A.F.M., Leite, P.T., Silva Filho, D., and Carvalho, A.C.P.L.F. 1998. Genetic algorithms applied to hydrothermal system scheduling. **Power System Technology, POWERCON International Conference**. 1: 547 – 551.
- Suman, D.S., Henry C., Nallasivan J., and Ravichandran S. 2006. A novel approach for short-term hydrothermal scheduling using hybrid technique. **IEEE Power India Conference**.
- Wong, K.P. and Wong, Y.W. 1994. Short-term hydrothermal scheduling, part-I: Simulated annealing approach, Generation, Transmission and Distribution, **IEE Proceedings**. 141(5): 497-501.
- Wong, K.P., Wong, Y.W. 1994. Short-term hydrothermal scheduling. II. Parallel simulated annealing approach, Generation, Transmission and Distribution, **IEE Proceedings**. 141(5): 502 – 506.
- Z.-L. Gaing. 2003. Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering generator constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**. 18 (3): 1718–1727.



ภาคผนวก
(ผลงานวิจัยที่ตีพิมพ์เผยแพร่)





A Robust Optimization Model for DC Optimal Power Flow Considering Wind Power Generation Uncertainty

Chanwit Boonchuay^{1*}, Songklod Sriprang¹, Anuchit Aurairatch¹, and Weerakorn Ongsakul²

¹Department of Electrical Engineering Technology, Faculty of Industry and Technology,
Rajamangala University of Technology Rattanakosin, Petchkasem Rd, Hua Hin, Prachuap Khiri Khan, 77110, Thailand,

²Energy Field of Study, School of Environment, Resources, and Development, Asian Institute of Technology,
P.O. Box 4, Klong Luang, Pathumthani, 12120, Thailand

*E-mail: chanwit.b@mutr.ac.th, Tel: (+66)32 618 500 ext. 4039, Fax: (+66)32 618 570

Abstract

Integrating wind generation into the wider grid causes a number of challenges to traditional power system operation. Given the relatively large wind forecast errors, congestion management tools based on optimal power flow (OPF) need to be improved. In this paper, a robust optimization (RO) model for DCOPF is proposed to determine the optimal generation dispatch and locational marginal prices (LMPs) considering the risk of dispatch cost variation in a competitive electricity market. The basic concept is to use the dispatch to hedge against the possibility of reduced or increased wind generation. The proposed RO-based DCOPF is compared with a stochastic non-linear programming (SNP) approach on a modified PJM 5-bus system. Primary test results show that the proposed DCOPF model can provide lower dispatch cost than the SNP approach.

Keywords: Robust optimization, optimal power flow, locational marginal price, wind power generation.

Nomenclature

C_i	Generation cost at bus i (\$/MWh).	S	Number of wind generation scenarios.
D_i	Demand at bus i (MWh).	v_s	Slack variable of power mismatch under scenario s (MWh).
DF_i	Delivery factor at bus i .	w_i	Wind generation at bus i (MWh).
DF_{i-s}	Delivery factor at bus i under scenario s .	w_{i-s}	Wind generation at bus i under scenario s (MWh).
F_k^{max}	Transmission limit of line k .	α	Risk penalty factor.
G_i	Generation dispatch at bus i (MWh).	β	Power mismatch penalty factor.
G_{i-s}	Generation dispatch at bus i under scenario s (MWh).	λ	Langrangian multiplier of the power balance constraint.
G_i^{max}	Maximum power dispatch at bus i (MW).	λ_s	Langrangian multiplier of the power balance constraint under scenario s .
G_i^{min}	Minimum power dispatch at bus i (MW).	μ_k	Langrangian multiplier of the k^{th} transmission constraint.
GSF_{k-i}	Generation shift factor to line k from bus i .	μ_{k-s}	Langrangian multiplier of the k^{th} transmission constraint under scenario s .
M	Number of transmission constraints.		
N	Number of buses.		
p_s	Probability of wind power generation under scenario s .		



1. Introduction

Wind power generation has quickly become the primary renewable energy source. Capacity has been rapidly increasing in the last decade and appears likely to continue so for the next several decades. For instance by 2030, the U.S. has plans to meet 20% of the nation electricity needs with wind power [1]. However, integrating such large wind generation into the grid causes a number of challenges to traditional power system operation.

In [2], a comprehensive review on the U.S. wind power generation impacts is reported. Important issues such as wind power plant interconnection, wind power plant operation, transmission planning, and market operation are discussed. In [3], a particular concern on the load-following and regulation requirements under wind forecast errors of the California Independent System Operator (CAISO) is analyzed. In [4], a security-constrained unit commitment approach is proposed to deal with volatility of wind power generation. In [5], a stochastic unit commitment model for the optimal wind-thermal generation schedule is suggested. Nevertheless, in the new competitive electricity market, congestion management tools based on optimal power flow (OPF) are significantly affected by wind generation uncertainties.

Stochastic programming (SP) is a common optimization framework for dealing with noisy input data. In general, probability is included into the objective function, and then the expected value is evaluated. It is important that all constraints must be satisfied for all scenarios of input data. SP has been applied to solve a number of stochastic power system optimization

problems. In [6], a stochastic security-constrained unit commitment problem is proposed under a SP framework where generator and line outage uncertainties are concerned. In [7], a scenario-based SP approach is proposed for a price-based unit commitment problem. Based on a tradeoff technique, the generation company (GENCO)'s expected profit is maximized considering risk of market price uncertainty. Furthermore in [8], a similar framework is applied to a risk-constrained hydrothermal scheduling for a GENCO.

A stochastic optimization technique termed robust optimization (RO) is introduced in [9]. There is a significant distinction between RO and SP frameworks. Under the assumption that a control decision variable can be adjusted after a specific realization of uncertain data is observed, RO allows some control constraints to be violated. The constraint violation is limited by a penalty function. This allows the optimization framework to more efficiently manage practical uncertainties.

In this paper, a stochastic DCOPF model based on RO is proposed for managing wind generation uncertainty in a day-ahead LMP market. A scenario-based approach is used to deal with wind forecast errors. Given probabilities of wind generation output, the expectation and variation of dispatch cost are minimized under a RO framework. A modified PJM 5-bus system is employed to test the proposed RO-based model and compared with a SP approach.

2. Background

2.1 LP-based DCOPF model with fixed wind generation

DCOPF is a linear version of the security-constrained economic dispatch (SCED). The cost



function is approximated as piece-wise linear. A linear generation shift function (GSF) is adopted to determine line flows [10]. When the wind generation is considered as a fixed amount, the DCOPF model can be expressed as

$$\text{Min}_{G_i} \sum_{i=1}^N C_i \cdot G_i \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^N (G_i + W_i - D_i) = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N \text{GSF}_{k-i} \cdot (G_i + W_i - D_i) \leq F_k^{\max}, \forall k \in \{M\} \quad (3)$$

$$G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max} \quad \forall i \in \{N\}. \quad (4)$$

In (1), it is assumed that the wind generation has no operating cost. Thus, only the traditional generation dispatch cost is minimized. In (2) and (3), the wind generation is included in the power balance and line flow constraints. Generation dispatch is limited by (4).

LMPs can be calculated after achieving the optimal dispatch solution. It includes three price components, i.e., energy, congestion and loss. The formulation to calculate LMP at bus i can be written as [11]

$$LMP_i = LMP_i^{\text{energy}} + LMP_i^{\text{cong}} + LMP_i^{\text{loss}} \quad (5)$$

$$LMP_i^{\text{energy}} = \lambda \quad (6)$$

$$LMP_i^{\text{cong}} = \sum_{k=1}^M \text{GSF}_{k-i} \cdot \mu_k \quad (7)$$

$$LMP_i^{\text{loss}} = \lambda \cdot (DF_i - 1). \quad (8)$$

As the DCOPF model in (1)–(4) ignores losses, DF_i is equal to 1 and so LMP_i^{loss} is equal to 0 as seen from (8). However, the non-linear marginal loss for the DCOPF model can be approximated by the fictitious nodal demand (FND) approach described in [11].

2.2 SLP-based DCOPF with wind generation uncertainties

Generally, stochastic linear programming (SLP) is employed to solve linear optimization problems with uncertain input data. Here, a scenario-based SLP is applied to provide the optimal generation dispatch and LMPs considering probabilistic wind generation data. The SLP-based DCOPF model can be described as

$$\text{Min}_{G_{i-s}} \sum_{s=1}^S p_s \cdot \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} \right) \quad (9)$$

s.t.

$$\sum_{i=1}^N (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) = 0, \quad \forall s \in \{S\} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^N \text{GSF}_{k-i} \cdot (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) \leq F_k^{\max}, \quad \forall k \in \{M\}, \forall s \in \{S\} \quad (11)$$

$$G_i^{\min} \leq G_{i-s} \leq G_i^{\max}, \quad \forall i \in \{N\}, \forall s \in \{S\}. \quad (12)$$

In (9), the objective function is to minimize the expected dispatch cost. Note that, in this general SLP model, the number of decision variables is equal to $S \times N$. But it can be reduced to $S \times NG$, where NG is the number of generators. In (10)–(12), the technical constraints must be satisfied for all wind generation scenarios. Although the number of decision variables is significantly increased from the classical LP-based model, the SLP approach can provide a solution that is close to optimal solutions for all wind generation scenarios.

For the SLP approach, LMP at bus i consists of three components identical to (5) but each price component can be calculated by



$$LMP^{energy} = \sum_{s=1}^S \lambda_s \quad (13)$$

$$LMP_1^{cong} = \sum_{s=1}^S \sum_{k=1}^M GSF_{k-j} \cdot \mu_{k-s} \quad (14)$$

$$LMP_1^{loss} = \sum_{s=1}^S \lambda_s \cdot (DF_{j-s} - 1). \quad (15)$$

3. Risk-constrained DCOPF model

Based on SLP, the generation dispatch is provided without considering the dispatch cost variation under different wind generation scenarios. Thus, when the actual wind generation varies from the forecast, the actual dispatch cost might be significantly different from the expected cost. Here, the risk of the dispatch cost variation is considered.

Minimizing dispatch cost variation is included into the SLP-based DCOPF objective function. As the risk function is derived from the variance formulation $E[(X - E[X])^2]$, the risk-constrained DCOPF becomes a stochastic non-linear programming (SNP) model, which can be expressed as

$$\begin{aligned} \text{Min}_{G_{j-s}} \sum_{s=1}^S p_s \cdot \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} \right) \\ + \alpha \cdot \sum_{s=1}^S p_s \cdot \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} - \sum_{s=1}^S p_s \cdot \sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} \right)^2 \end{aligned} \quad (16)$$

s.t.

$$\sum_{i=1}^N (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) = 0, \quad \forall s \in \{S\} \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^N GSF_{k-j} \cdot (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) \leq F_k^{max}, \quad \forall k \in \{M\}, \forall s \in \{S\} \quad (18)$$

$$G_i^{min} \leq G_{i-s} \leq G_i^{max}, \quad \forall i \in \{N\}, \forall s \in \{S\}. \quad (19)$$

In (16), α is the risk penalty factor. Theoretically, the risk penalty can vary between $[0, \infty]$ to

weight the risk component in the objective function. If setting $\alpha=0$, the DCOPF model will be identical to the SLP-based DCOPF. All technical constraints in (17)–(19) must be satisfied for all wind generation scenarios. The LMP calculation for the SNP-based model is still the same as the SLP approach described in (13)–(15).

4. Proposed robust optimization-based DCOPF

The proposed RO-based DCOPF model is extended from the SNP-based model in (16)–(19). A flexible power balance constraint is adopted. To control the constraint violation, a quadratic penalty function is included in the objective function. Mathematically, the RO-based DCOPF model can be expressed as

$$\begin{aligned} \text{Min}_{G_{j-s}} \sum_{s=1}^S p_s \cdot \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} \right) \\ + \alpha \cdot \sum_{s=1}^S p_s \cdot \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} - \sum_{s=1}^S p_s \cdot \sum_{i=1}^N C_i \cdot G_{i-s} \right)^2 \\ + \beta \cdot \sum_{s=1}^S p_s \cdot v_s^2 \end{aligned} \quad (20)$$

s.t.

$$\sum_{i=1}^N (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) + v_s = 0, \quad \forall s \in \{S\} \quad (21)$$

$$\sum_{i=1}^N GSF_{k-j} \cdot (G_{i-s} + W_{i-s} - D_i) \leq F_k^{max}, \quad \forall k \in \{M\}, \forall s \in \{S\} \quad (22)$$

$$G_i^{min} \leq G_{i-s} \leq G_i^{max}, \quad \forall i \in \{N\}, \forall s \in \{S\}. \quad (23)$$

In (20), the power mismatch penalty factor β weights the allowance of the constraint violation. For example, a high value of β reduces the power mismatch. Note that the RO-based DCOPF is proposed for a day-ahead LMP-based market. Thus, the power imbalance can be compensated



by for in the real-time market. However, the real-time market price needs to be considered in selecting a proper value of β to obtain the optimal dispatch solution with a specific risk preference.

5. Numerical results

In this section, the proposed RO-based DCOPF model is compared with the SNP-based model on a modified PJM 5-bus system including probabilistic wind power generation. The system configuration, generators' bid price, and wind generation data are shown in Figure 1. It is assumed that all wind power generators submit the bid price at \$0/MWh. And wind power output probability could be estimated from historical data. The transmission line data and flow limits are given in Table 1.

Note that the simulation considers a particular trading hour in a day-ahead LMP-based market. Thus, it is possible to balance the energy by trading in the real-time market if the actual wind generation differs from the expectation. Load forecast errors are ignored in this example.

In the simulation, the fmincon optimization Matlab[®] toolbox [12] is employed to solve the DCOPF models. This is because the toolbox is also able to implement the non-linear optimization problem and can be simply extended for the RO framework.

Table 1 Line impedance and flow limits

Line	A-B	A-D	A-E	B-C	C-D	D-E
X (%)	2.81	3.04	0.64	1.08	2.97	2.97
Limit (MW)	400	999	999	999	999	240

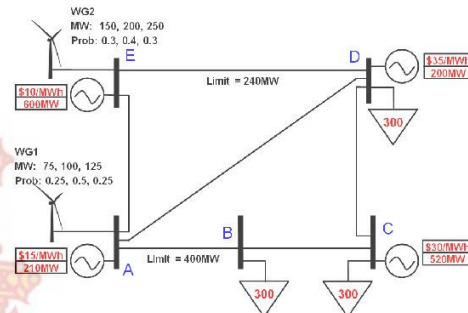


Figure 1 Modified PJM 5-bus system

Table 2 shows detail of the wind generation data broken into 9 different scenarios. The discrete scenarios are chosen to allow the scenario analysis and can be adjusted for the desired precision. It is also assumed that wind power forecast errors of each scenario are independent events. Therefore, the joint probability of WG1 and WG2 can be calculated by multiplication of each probability between the two wind generation output sets. For example, the first event probabilities of WG1 and WG2 are 0.25 and 0.3, respectively, thus, the joint probability of this scenario is equal to 0.075. In practice, this assumption would depend on proximity of the wind farms but could be easily adjusted.

In the first test, the cost variation penalty factor α varies between 0 to 0.02 with a 0.001 step change. Figure 2 plots the expectation versus standard deviation of dispatch cost from the SNP and the RO-based DCOPF models. For all DCOPF models, increasing α makes the dispatch cost variation less but the expected dispatch cost is higher. At the same risk of cost variation, the RO-based model can provide a lower expected dispatch cost than the SNP



approach. For the RO approach, the power mismatch penalty factor β determines the expected dispatch cost. RO with a lower β value provides a lower expected dispatch cost since it allows more power mismatch. However, it is observed that within a small constraint violation, significant dispatch cost can be obtained.

Table 2 Probabilistic wind generation output data

Scenario	WG1 (MW)	WG2 (MW)	Total (MW)	Joint Probability
1	75	150	225	0.075
2	75	200	275	0.100
3	75	250	325	0.075
4	100	150	250	0.150
5	100	200	300	0.200
6	100	250	350	0.150
7	125	150	275	0.075
8	125	200	325	0.100
9	125	250	375	0.075

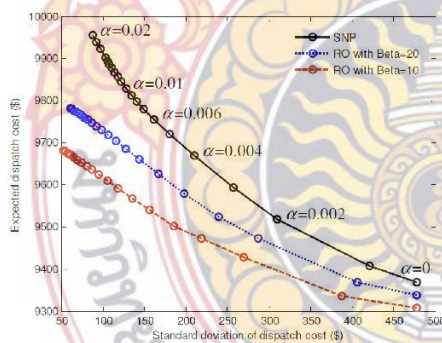


Figure 2 Expectation and standard deviation of dispatch cost from SNP and RO with different α

Table 3 shows the details of LMPs and dispatch solutions and from the SNP and the RO-based DCOPF models without the risk penalty factor or $\alpha=0$. It should be noted that at $\alpha=0$ the SNP-based model is now a linear optimization model. The results of LMPs from the different DCOPF models are similar, while dispatch

solutions are slightly different. Considering the expected scheduling amount, SNP dispatches 600 MW while RO with $\beta=10$ and $\beta=20$ dispatches 598.25 MW and 599.12 MW, respectively. This small variation allows the RO approach to provide a much lower expected dispatch cost. However, if the actual wind generation is as same as the expectation at 300 MW, RO with $\beta=10$ and $\beta=20$ will need purchase energy 1.75 MW and 0.88 MW, respectively, from the real-time market. Lastly, the cost variation are same at \$477.77 for the different DCOPF approaches since $\alpha=0$.

Table 4 shows solution details from the SNP and the RO approaches with $\alpha=0.02$. Basically, increasing the risk penalty factor can reduce the dispatch cost variation but the dispatch cost may be higher. Here, RO with $\beta=10$ provides the least dispatch cost variation at \$47.75 and the least expected dispatch cost at \$9688.13 is lower than the SNP's cost \$268.5.

Table 3. LMP and dispatch solutions from SNP and RO with Alpha=0

Bus	SNP	RO	
		$\beta=10$	$\beta=20$
LMP (\$/MWh)	A	15.82	15.82
	B	23.67	23.67
	C	26.69	26.69
	D	35.00	35.00
	E	10.00	10.00
Expected dispatch (MW)	A	210.00	210.00
	C	0.00	0.00
	D	92.77	91.02
	E	297.22	297.22
	Exp. total dispatch (MW)	600.00	598.25
Exp. dispatch cost (\$)	9369.3	9308.0	9338.7
Cost variation (\$)	477.77	477.77	477.77



Table 4 LMP and dispatch solutions from SNP
and RO with Alpha=0.02

Bus		SNP	RO	
			$\beta=10$	$\beta=20$
LMP (\$/MWh)	A	15.82	15.82	15.82
	B	23.67	23.67	23.67
	C	26.69	26.69	26.69
	D	35.00	35.00	35.00
	E	10.00	10.00	10.00
Expected dispatch (MW)	A	133.21	154.40	122.86
	C	99.08	74.59	56.09
	D	52.35	57.66	82.19
	E	315.34	311.53	337.96
Exp. total dispatch (MW)		600.00	598.25	599.12
Exp. dispatch cost (\$)		9956.6	9688.1	9782.3
Cost variation (\$)		87.79	47.75	60.49

6. Conclusion and future works

In this paper, a RO-based DCOPF model is proposed for managing wind generation uncertainty in a day-ahead LMP market. Tradeoff between the expected dispatch cost and the risk of dispatch cost variation is concerned under a RO framework. Primary test results show that RO could provide a lower expected dispatch cost compared with the SNP approach at the same risk level. The risk penalty factor α and the power balance penalty factor β could be set based on the system operator's decision. In future work, real-time market prices will be considered for the operator tolerance of power mismatch. Moreover, further tests on solution robustness compared between the RO and SNP-based models will be provided.

7. Acknowledgement

The research is supported by Rajamangala University of Technology Rattanakosin under contract inno-11 2555.

8. References

- [1] U.S. Department of Energy (2008). *20% Wind Energy by 2030—Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply*. URL: www.nrel.gov/docs/fy08osti/41869.pdf, access on 10/4/2011.
- [2] Smith, J.C., Milligan, M.R., DeMeo, E.A. and Parsons, B. (2007). Utility wind integration and operating impact state of the art. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 22(3), pp. 900-908.
- [3] Makarov, Y.V., Loutan, C., Ma, J. and De Mello P. (2009). Operational impacts of wind generation on California power systems. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 24(2), pp.1039-1050.
- [4] Wang, J., Shahidehpour, M. and Li, Z. (2008). Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 23(3), pp. 1319-1327.
- [5] Pappala, V.S., Erlich, I., Rohrig, K. and Dobschinski, J. (2009). A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 24(2), pp. 940-950.
- [6] Bouffard, F., Galiana, F.D. and Conejo, A.J. (2005). Market-clearing with stochastic security—Part I: Formulation. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 20(4), pp. 1818-1826.



- [7] Li, T., Shahidehpour, M. and Li, Z. (2007). Risk-constrained bidding strategy with stochastic unit commitment. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 22(1), pp. 449-458.
- [8] Wu, L., Shahidehpour, M. and Li, Z. (2008). GENCO's risk-constrained hydrothermal scheduling. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 23(4), pp. 1847-1858.
- [9] Mulvey, J.M., Vanderbei, R.J. and Zenios, S.A. (1995). Robust optimization of large-scale systems. *Operations Research*. Vol. 43(2), pp. 264-281.
- [10] Wood A.J. and Wollenberg, B.F. (1996). *Power Generation, Operation, and Control*. 2nd edition. Wiley, New York.
- [11] Li F. and Bo, R. (2007). DCOPF-based LMP simulation: Algorithm, comparison with ACOPF, and sensitivity. *IEEE Transaction on Power System*. Vol. 22(4), pp. 1475-1485.
- [12] Mathworks (2005). *Optimization Toolbox*. URL: www.mathworks.com/products/optimization, access on 11/6/2011.



ประวัตินักวิจัย

หัวหน้าโครงการ

ดร.ชาญวิทย์ บุญช่วย

ตำแหน่ง: อาจารย์

หน่วยงาน: สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า คณะอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี โทรศัพท์ 032618500 ต่อ 4039

e-mail: chanwit.b@rmutr.ac.th

การศึกษา:

ปริญญาเอก สาขา Electric Power System Management, Asian Institute of Technology

ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ผู้ร่วมวิจัยคนที่ 1

ผู้ช่วยศาสตราจารย์เมธี ฉายอรุณ

ตำแหน่ง: ผู้ช่วยศาสตราจารย์/ ผู้ช่วยอธิการบดี

หน่วยงาน: สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า คณะอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี โทรศัพท์ 032618500 ต่อ 4005

e-mail: mathee2498@gmail.com

การศึกษา:

ปริญญาโท สาขาอุตสาหกรรมศึกษา, มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ผู้ร่วมวิจัยคนที่ 2

ผู้ช่วยศาสตราจารย์สมพล บุญญสุวรรณโณ

ตำแหน่ง: ผู้ช่วยศาสตราจารย์/รองคณบดีฝ่ายบริหารและแผน

หน่วยงาน: สาขาวิชาเทคโนโลยีวิศวกรรมไฟฟ้า คณะอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี โทรศัพท์ 032618500 ต่อ 4037

e-mail: sompol.boo@gmail.com

การศึกษา:

ปริญญาโท สาขาเทคโนโลยีไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

ปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล

