

กลยุทธ์การปฏิบัติการระยะสั้นที่คำนึงถึงสัญญาแบบทวีและ
ความไม่แน่นอนของระบบไฟฟ้า

นายชาจีย่า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2550

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

SHORT-TERM OPERATING STRATEGY WITH CONSIDERATION OF
BILATERAL CONTRACTS AND SYSTEM UNCERTAINTY

Mr. Sarjiya

A Dissertation Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Doctor of Philosophy Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2007

Copyright of Chulalongkorn University

500841

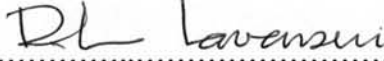
Thesis Title SHORT-TERM OPERATING STRATEGY WITH
 CONSIDERATION OF BILATERAL CONTRACTS
 AND SYSTEM UNCERTAINTY

By Mr. Sarjiya

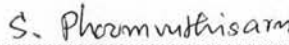
Field of Study Electrical Engineering

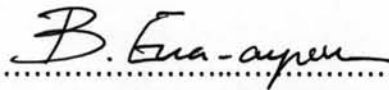
Thesis Advisor Associate Professor Bundhit Eua-arporn, Ph.D.

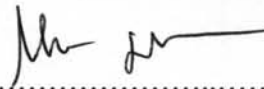
Accepted by the Faculty of Engineering, Chulalongkorn University in Partial
 Fulfillment of the Requirements for Doctoral Degree

Dean of Faculty of Engineering
 (Professor Direk Lavansiri, Ph.D)


THESIS COMMITTEE

Chairman
 (Associate Professor Sukumvit Phoomvuthisarn, Ph.D.)

Thesis Advisor
 (Associate Professor Bundhit Eua-arporn, Ph.D.)

Member
 (Naebboon Hoonchareon, Ph.D)

Member
 (Associate Professor Somchat Jiriwibhakorn, Ph.D.)

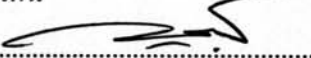
Member
 (Somgiat Dekrajangpetch, Ph.D.)

ชาจีย่า : กลยุทธ์การปฏิบัติการระยะสั้นที่คำนึงถึงสัญญาแบบทวีและความไม่แน่นอนของระบบไฟฟ้า (SHORT-TERM OPERATING STRATEGY WITH CONSIDERATION OF BILATERAL CONTRACTS AND SYSTEM UNCERTAINTY) อ. ที่ปรึกษา : รศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 129 หน้า.


ในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ประเทศที่กำลังพัฒนาและประเทศที่พัฒนาแล้วหลายแห่งต่างปรับปรุงรูปแบบการกำกับดูแลระบบไฟฟ้ากำลังจากระบบผูกขาดเป็นระบบที่มีการแข่งขัน โครงสร้างของกิจการไฟฟ้าที่อยู่ในรูปแบบการกำกับดูแลบางส่วนได้รับการนำมาใช้ในหลายประเทศ และมีแนวโน้มที่อาจได้รับการนำไปใช้เพิ่มขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการตัดสินใจเพื่อกำหนดกลยุทธ์การปฏิบัติงานสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีโครงสร้างทั้งแบบดั้งเดิมและแบบที่มีการกำกับดูแลบางส่วน โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนทั้งในส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในการพิจารณาความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะอาศัยแบบจำลองการวิเคราะห์เพื่อการตัดสินใจ ส่วนความไม่แน่นอนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะจำลองโดยใช้แบบจำลองมาร์คอฟชนิด 2 สถานะ ในส่วนของการกำหนดขนาดความต้องการของกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายนั้นจะอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจ โดยพิจารณาผ่านภาพเหตุการณ์ที่สร้างขึ้นซึ่งคำนึงถึงความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกลยุทธ์กำหนดกำลังผลิตพร้อมจ่ายที่นำเสนอ จากนั้นจะทำการคัดเลือกกลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายรวมที่ต่ำสุด โดยที่ค่าใช้จ่ายรวมนี้ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการผลิตและมูลค่าความเสี่ยง นอกจากนี้วิธีการที่อาศัยหลักเกณฑ์ทางด้านความน่าจะเป็น ได้ถูกนำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการกำหนดกลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดเช่นกัน

ปัญหาประการหนึ่งในโครงสร้างแบบกำกับดูแลบางส่วนนี้จะเกี่ยวข้องกับการรักษาระดับความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ทั้งในระบบดั้งเดิมและระบบคู่สัญญา ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งที่จะนำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ นอกจากนี้การพิจารณากำหนดราคาของกำลังการผลิตสำรองพร้อมจ่ายก็เป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยนี้เช่นกัน ในการตัดสินใจกำหนดราคาของกำลังการผลิตสำรองพร้อมจ่ายนี้จะอาศัยหลักความสัมพันธ์ระหว่างการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายรวมจากการเพิ่มกำลังการผลิตสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ผู้ใช้ในระบบคู่สัญญา และผลตอบแทนจากการจำหน่ายกำลังการผลิตดังกล่าว ผลจากการปรับเปลี่ยนขนาดความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าแบบคู่สัญญา และจำนวนของบริษัทผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการนำเสนอไว้ในวิทยานิพนธ์นี้เช่นกัน

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....

ลายมือชื่อนิสิต.....

สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....

ปีการศึกษา..... 2550.....

4771845421: MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: SYSTEM UNCERTAINTY / DECISION ANALYSIS / UNIT COMMITMENT / PARTIALLY DEREGULATED / SPINNING RESERVE

SARJIYA: SHORT-TERM OPERATING STRATEGY WITH CONSIDERATION OF BILATERAL CONTRACTS AND SYSTEM UNCERTAINTY

THESIS ADVISOR: Associate Professor Bundhit Eua-arporn, Ph.D.

Since several past decades, both developed and developing countries have embarked on a program of deregulating their power sectors from vertically integrated monopoly to a more competitive market. A partially deregulated structure has been experienced by some countries and tends to be employed as a future structure by others. In this dissertation, a method for determining short-term operating strategy both in a vertically integrated and partially deregulated structure by considering system uncertainty, i.e. demand and generating unit uncertainties, is proposed. For solving the demand uncertainty, a decision analysis model is utilized. Meanwhile, unit uncertainty is modelled by a two-state Markov model. A deterministic criterion is considered in defining spinning reserve requirement. Several scenarios are created based on the demand uncertainty model and the proposed spinning reserve strategies. The best strategy is then selected among the developed scenarios which give the minimum expected total cost. In this dissertation, the term of total cost comprises expected generation cost and risk cost. As a comparison, a method for determining best operating strategy based on probabilistic criterion is also proposed.

One of the arising problems under partially deregulated structure concerns with maintaining the reliability supply for both the original system demand and the bilateral contracted demand, which is one of the consideration in this dissertation. In addition, the determination of an acceptable spinning reserve price by considering system uncertainty is one of the key contributions of this dissertation. The price is determined by balancing the increase of total cost as a consequence of providing spinning reserve to the contracted demand and the benefit from reserve selling. Sensitivity analysis with respect to the variation of contracted demand and the number of involved GENCO is presented.

Department Electrical Engineering
Field of study Electrical Engineering
Academic year 2007

Student's signature

Advisor's signature *B. Eua-arporn*

ACKNOWLEDGMENTS

Firstly, I would like to express my deepest gratitude to my advisor, Assoc. Prof. Dr. Bundhit Eua-arporn, for his intensive guidance, support, and encouragement since the first beginning of my research work. My deepest gratitude is extended to Prof. Akihiko Yokoyama from The University of Tokyo for his guidance and support when I have conducted short-term study in Japan for six months.

I would also like to thank to the chairman of the dissertation committees, Assoc. Prof. Sukumvit Phoomvuthisarn, Ph.D., and another internal committee member, Naebboon Hoonchareon, Ph.D. My appreciation is extended to external committee members, Assoc. Prof. Somchat Jiriwibhakorn, Ph.D. and Somgiat Dekrajangpetch, Ph.D. for their valuable suggestions.

I wish to express my deep gratitude to AUN/SEED-Net and JICA for my scholarship. Many thanks to all my colleagues and staff in the Power System Research Laboratory (PSRL) for a friendly working environment throughout the study period.

At last, but not least, I am extremely grateful to my parents, Pujidiyono and Sumirah, and all my sisters. Without their unlimited dedication, support, and love throughout so many years, I would never have got this far. I am also in debt to my dear wife, Widya Fatmawati, for her support and tolerance at the end of my study period.

CONTENTS

ABSTRACT (THAI)	iv
ABSTRACT (ENGLISH).....	v
ACKNOWLEDGEMENTS.....	vi
CONTENTS	vii
LIST OF TABLES.....	xi
LIST OF FIGURES	xii
CHAPTER I INTRODUCTION.....	1
1.1 Introduction	1
1.2 Deregulation in Electricity Supply Industry	1
1.2.1 Background.....	1
1.2.2 Hierarchical Level of Deregulation	2
1.2.3 Drivers of Deregulation in Developing Countries	5
1.2.4 The Extent of Deregulation in Developing Countries	6
1.2.5 Case study of ESI reform in Thailand.....	7
1.3 ESI Model used in the Dissertation	10
1.4 Aspects in Short-term Operation of Power Systems	11
1.4.1 Uncertainties Consideration.....	11
1.4.2 Economic Consideration.....	12
1.4.3 Reliability Consideration	12
1.4.4 Operating Constraint Consideration	13
1.5 Objectives of the Research	14
1.6 Scope and Limitations	14
1.7 Dissertation Arrangement.....	15
CHAPTER II LITERATURE REVIEW ON GENERATION SCHEDULING	17
2.1 Introduction	17
2.2 Conventional Unit Commitment Formulation.....	18
2.2.1 Objective Function.....	18

2.2.2	System Constraints.....	19
2.2.3	Unit Constraints	20
2.3	UC formulation based on MILP Method.....	21
2.3.1	Objective Function.....	21
2.3.2	Minimum Up and Down Time Constraints	23
2.4	Demand with Uncertainty Consideration	24
2.5	Economic Dispatch.....	24
2.6	Reliability Consideration.....	25
2.7	Solution Technique of Unit Commitment Problem.....	26
2.8	Decision Analysis for Generation Scheduling.....	28
2.8.1	Basic Concept of Decision Analysis.....	28
2.8.2	Decision Analysis for Solving Generation Scheduling Problem	29
CHAPTER III SHORT-TERM OPERATING STRATEGY BASED ON		
DETERMINISTIC CRITERION.....		
3.1	Introduction	31
3.2	Problem Formulation.....	32
3.2.1	UC Problem in the Vertically Integrated Utility.....	32
3.2.2	Load Uncertainty Model	33
3.2.3	Generating Unit Unavailability Model	34
3.3	Methodology.....	35
3.3.1	Operating Strategy Determination	35
3.3.2	Expected Generation Cost Calculation	38
3.3.3	Expected Risk Cost Calculation.....	39
3.3.4	Expected Total Cost Calculation	40
3.4	Numerical Results.....	40
3.4.1	Sensitivity Analysis	41
3.4.2	Determination of Cost of Demand Uncertainty	49
3.5	Conclusion.....	54
CHAPTER IV SHORT-TERM OPERATING STRATEGY BASED ON		
PROBABILISTIC CRITERION.....		
4.1	Introduction	55
4.2	Problem Formulation.....	56

4.3	Methodology.....	56
4.3.1	Scenarios Development based on Probabilistic Criterion.....	56
4.3.2	Expected Generation Cost Calculation	60
4.3.3	Expected risk Cost Calculation	62
4.3.4	Expected Total Cost Calculation	63
4.3.5	Calculation Procedures of Expected Total Cost	63
4.4	Numerical Results.....	64
4.5	Conclusion	68
CHAPTER V SPINNING RESERVE PRICING UNDER PARTIALLY		
DEREGULATED STRUCTURE		
5.1	Introduction	69
5.2	Problem Formulation.....	70
5.2.1	Frame Work of Partially Deregulated Utility	70
5.2.2	Load Uncertainty Model by Considering Bilateral Contract Transactions.....	71
5.2.3	UC Problem Formulation under Partially Deregulated Utility	72
5.3	Methodology.....	73
5.3.1	Spinning Reserve Calculation.....	74
5.3.2	Expected Total Cost Calculation	75
5.4	Spinning Reserve Price Calculation	81
5.5	Numerical Results.....	82
5.5.1	Case 1: IEEE-24 Bus Test System.....	82
5.5.2	Case 2: Replication of IEEE-24 Bus Test System	89
5.5.3	Case 3: Electricity Generation Authority of Thailand (EGAT) System	97
5.6	Conclusion	105
CHAPTER VI CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS FOR FURTHER		
RESEARCH		
6.1	Conclusion	106
6.1.1	Operating Strategy based on Deterministic Criterion.....	106
6.1.2	Operating Strategy based on Probabilistic Criterion	107
6.1.3	Spinning Reserve Pricing under Partially Deregulated Structure.....	108

6.2 Key Contributions.....	109
6.3 Recommendations for Further Research	110
REFERENCES	112
APPENDICES	118
BIOGRAPHY	129

LIST OF TABLES

Table 1.1 Distribution of power structure in developing countries by region[13]	7
Table 3.1 The verified scenarios for deterministic criterion.....	36
Table 3.2 Costs of UC solution at forecasted demand.....	49
Table 4.1 The verified scenarios using probabilistic criterion.....	58
Table 5.1 IEEE-24 bus spin-off GENCO units.....	83
Table 5.2 Simulation results with varied BC demand	84
Table 5.3 Unit cost with varied BC demand.....	84
Table 5.4 Simulation of IEEE-24 bus with varied number of GENCOs	85
Table 5.5 Simulation results of IEEE-24 bus with varied number of GENCOs.....	86
Table 5.6 Simulation results with varied BC demand	89
Table 5.7 Unit cost with varied BC demand.....	90
Table 5.8 Simulation result with varied number of GENCOs	91
Table 5.9 Reserve price with varied BC demand taking into account risk cost	94
Table 5.10 Reserve price with varied BC demand without taking into account risk cost	96
Table 5.11 Minimum reserve price with varied number of GENCOs.....	97
Table 5.12 EGAT units spin-off GENCO units.....	98
Table 5.13 Simulation results with varied BC demand	98
Table 5.14 Unit cost with varied BC demand.....	99
Table 5.15 Simulation of EGAT with varied number of GENCOs.....	100
Table 5.16 Simulation results of EGAT with varied number of GENCOs	100
Table 5.17 Minimum reserve price taking into account risk cost.....	102
Table 5.18 Minimum reserve price without taking into account risk cost.....	103
Table 5.19 Minimum reserve price with varied number of GENCOs.....	104
Table 6.1 Selected strategy with a fixed standard deviation for various system sizes	107
Table 6.2 Selected strategy with a fixed probability load level for various system sizes	107

LIST OF FIGURES

Figure 1.1 Deregulation trends of the world's electricity market.....	2
Figure 1.2 Structure of Japanese electric power industry as of 2005	4
Figure 1.3 The proposed power pool model of Thailand ESI.....	8
Figure 1.4 The proposed NESAs for ESI of Thailand.....	9
Figure 1.5 ESI Model used in the Dissertation	10
Figure 2.1 Piecewise linear production cost	22
Figure 2.2 Exponential and stairwise start-up cost functions.	23
Figure 2.3 A typical of demand uncertainty as function of lead time.....	24
Figure 2.4 Decision tree of generation scheduling problem	30
Figure 3.1 Discrete normal distribution function of forecasted demand	33
Figure 3.2 Two-state model of generating unit.....	34
Figure 3.3 A decision tree for deterministic criterion.....	37
Figure 3.4 Flowchart of the proposed method based on deterministic criterion	38
Figure 3.5 Comparison of total cost for scenarios	42
Figure 3.6 The EUE for scenarios of the various cases	43
Figure 3.7 Correlation between standard deviation and the best scenario.....	44
Figure 3.8 Correlation between EUE price and the best scenario	46
Figure 3.9 Relationship between probability of load level and the best scenario.....	48
Figure 3.10 Cost of uncertainty excluding risk cost of 26-unit system	51
Figure 3.11 Cost of uncertainty excluding risk cost of 78-unit system	51
Figure 3.12 Cost of uncertainty excluding risk cost of 130-unit system	52
Figure 3.13 Cost of uncertainty including risk cost of 26-unit system	53
Figure 3.14 Cost of uncertainty including risk cost of 78-unit system	53
Figure 3.15 Cost of uncertainty including risk cost of 130-unit system	54
Figure 4.1 Demand uncertainty model.....	56
Figure 4.2 Scenario tree for probabilistic criterion	59
Figure 4.3 Flowchart of the proposed method based on probabilistic criterion	61
Figure 4.4 Correlation between of EUE_{max} and the best scenario	65
Figure 4.5 Increase of expected total cost at higher EUE_{max}	66
Figure 4.6 Correlation between load probability and the best scenario.....	67
Figure 4.7 Correlation between EUE price and the best scenario	68
Figure 5.1 Model of partially deregulated utility	71
Figure 5.2 Discrete normal distribution function of demand uncertainty model.....	71

Figure 5.3 Flowchart for spinning reserve readjustment	75
Figure 5.4 Flowchart for recalculation of dispatched load	78
Figure 5.5 Flowchart of the proposed method	80
Figure 5.6 Unit cost with varied BC demand	84
Figure 5.7 Unit cost with varied number of GENCOs.....	86
Figure 5.8 Unit cost with varied spinning reserve price	87
Figure 5.9 Unit cost with varied reserve price without considering risk cost.....	88
Figure 5.10 Unit cost with varied BC demand	90
Figure 5.11 Unit cost with varied number of GENCOs.....	92
Figure 5.12 Unit cost with varied reserve prices	93
Figure 5.13 Unit cost with varied reserve price	93
Figure 5.14 Minimum reserve price with varied BC demand by considering risk cost	95
Figure 5.15 Minimum reserve price with varied BC demand without considering risk cost	96
Figure 5.16 Minimum reserve price with varied number of GENCO	97
Figure 5.17 Unit cost with varied BC demand	99
Figure 5.18 Unit cost with varied number of GENCOs.....	100
Figure 5.19 Unit cost with varied of reserve prices by considering risk cost.....	101
Figure 5.20 Unit cost with varied reserve price without considering risk cost.....	102
Figure 5.21 Reserve price by considering risk cost with varied BC demand	103
Figure 5.22 Reserve price without considering risk cost with varied BC demand....	104
Figure 5.23 Reserve price with varied number of GENCOs	105