

| 新能源科技译丛 |

风力发电系统手册

(上册)

(美) 帕诺斯M. 帕达洛斯 (美) 斯蒂芬·瑞本纳克 (巴) 马里奥V. F. 佩雷拉
(希) 尼科A. 伊利亚迪斯 (美) 维贾伊·帕普 编
郭书仁 译



中国三峡出版传媒
中国三峡出版社

新能源科技译丛

风力发电系统手册

(上册)

(美) 帕诺斯 M. 帕达洛斯 (美) 斯蒂芬·瑞本纳克 (巴) 马里奥 V. F. 佩雷拉

(希) 尼科 A. 伊利亚迪斯 (美) 维贾伊·帕普 编

郭书仁 译

(节选版)

中国三峡出版传媒

中国三峡出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

风力发电系统手册: 全2册/ (美) 帕诺斯 M. 帕达洛斯等编;
郭书仁译. — 北京: 中国三峡出版社, 2017. 10

书名原文: Handbook of Wind Power Systems

ISBN 978-7-5206-0000-2

I. ①风… II. ①帕… ②郭… III. ①风力发电系统-手册 IV. ①TM614-62

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 217794 号

Translation from the English language edition:

Handbook of Wind Power Systems

edited by Panos M. Pardalos, Steffen Rebennack, Mario V. F. Pereira,

Niko A. Iliadis, Vijay Pappu

Copyright© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013

Springer is part of Springer Science + Business Media

All Rights Reserved

北京市版权局著作权合同登记图字: 01-2017-7287 号

责任编辑: 彭新岸

中国三峡出版社出版发行

(北京市西城区西廊下胡同 51 号 100034)

电话: (010) 57082645 57082566

[http: //www. zgsxcbs. cn](http://www.zgsxcbs.cn)

E-mail: sanxiaz@sina.com

北京华联印刷有限公司印刷 新华书店经销

2018 年 1 月第 1 版 2018 年 1 月第 1 次印刷

开本: 787×1092 毫米 1/16 印张: 24.75

字数: 464 千字

ISBN 978-7-5206-0000-2 定价: 168.00 元

序 言

2000 年至 2006 年，全球风电装机容量翻了两番还多，平均每三年翻一番。截至 2012 年底，全球风电装机容量达 282GW，比上年增长 44GW。因此，风能被视为当前发展最快的能源。过去十年，一些因素推动了风力发电的发展，尤其是技术进步。此外，美国等国家对风力发电实施补贴，增加了风力发电技术的吸引力。

《风力发电系统手册》分为四部分：风力发电优化问题，风力发电系统并网，风力发电设施的建模、控制和维护，以及创新型风力发电。

本书涉及风力发电系统中出现的一些优化问题。Wang 等人处理了考虑风电不确定性的可靠性评估机组组合相关问题；Samorani 等人探讨了风场布局优化问题；此外，Yamada 等人提出了风电交易中使用的几种风险管理工具；最后，Sen 等人提出了创新型风能模型和预测方法。

风力发电系统并网是一个非常重要的问题，许多文献均有所涉及。Vespucci 等人探讨了将风力发电系统并入传统发电系统所用的随机模型；Santoso 等人探讨了风电场建模；Carpinelli 等人探讨了风电场配电系统稳态分析所用的确定性方法和概率性方法；此外，Resende 等人解决了大型风电并网先进控制功能相关问题；Tsikalakis 等人探讨了高风电穿透率引起的电网稳定性问题，而 Denny 等人探讨了高风电穿透率下电力系统的运行，并评估了电力系统中风电波动条件下的运行储备问题。

本手册部分章节侧重于风力发电设施的建模、控制和维护。Namak 等人对漂浮式风电机控制器进行了综述，Ramírez 等人详细探讨了风电机组和风电场建模，Michalke 等人分析了风电机的电网支持能力，Castronuovo 等人探讨了风电场和储能装置的协调，Rahman 等人探讨了海上风电与潮汐能混合发电系统，Ding 等人和 Milan 等人探讨了风力发电设施的

风力发电系统手册

维护和监测。

Hasager 等人研究了海上风能卫星遥感测量，Ramos 等人探讨了海上风电场交流发电系统的优化问题，Bratcu 等人探讨了低功率风能转换系统，Ahmed 等人对小型风力驱动设备进行了研究。

本手册各章节由风力发电和风能转换领域不同专业的专家共同编写。我们特此向本手册所有作者、审稿人员以及 Springer 致以最诚挚的谢意，感谢其提出的建设性意见及对本项目提供的大力支持。

帕诺斯 M. 帕达洛斯

斯蒂芬·瑞本纳克

马里奥 V. F. 佩雷拉

尼科 A. 伊利亚迪斯

维贾伊·帕普

目 录

上 册

第一篇 风力发电优化

第一章 考虑风电不确定性的可靠性评估机组组合	3
术语	3
1.1 概述	5
1.2 机组组合与调度公式	7
1.3 市场模拟	10
1.4 案例研究	12
1.5 结论	18
第二章 风电场布局优化问题	21
2.1 概述	21
2.2 风电场建设	22
2.3 风电机组与尾流效应	23
2.4 风电场布局优化相关专著	27
2.5 结论	33
第三章 风电交易风险管理工具：天气衍生品	38
3.1 概述	38
3.2 衍生品的基本结构	40
3.3 有关预测误差和对冲问题的风况衍生品	43
3.4 经验性分析和数值实验	50

风力发电系统手册

3.5 进一步讨论	60
3.6 总结	60
第四章 创新风力发电模型与预测方法	64
4.1 概述	64
4.2 全球环流	65
4.3 气象与动力	67
4.4 风速随高度的变化而变化	70
4.5 幂定律动态演示	74
4.6 随机性风能计算公式	76
4.7 时空风能和动力学的理论公式	81
4.8 新风能计算公式与 Betz 极限比较	85
4.9 风功率掇动	89
4.10 风能可靠性统计研究及其应用	93
4.11 风速与地势的区域评估	100
4.12 以风速时序为基础的风能评估	110

第二篇 风力发电系统并网

第五章 风力发电系统与传统发电系统并网：随机模型和性能测量	119
5.1 简介	119
5.2 随机模型	120
5.3 创建场景	126
5.4 性能测量	131
5.5 数值结果	134
5.6 结论	138
第六章 风电系统并网：风电场建模	141
6.1 概述	141
6.2 建模概念和相关理论	144
6.3 风电机组模型开发与应用	155
6.4 结论	187
第七章 含风电场的配电系统稳态分析的确定性方法	193

7.1	概述	193
7.2	不含风电场的配电系统的潮流方程	194
7.3	含风电场的配电系统的潮流方程	201
7.4	数值应用	211
7.5	结论	222
第八章	含风电场的配电系统稳态分析的概率性方法	226
8.1	概述	226
8.2	不含风电场的配电系统的概率潮流	227
8.3	含风电场的配电系统的概率潮流	231
8.4	数值应用	241
8.5	结论	254
附录 8. A		255
附录 8. B		256
第九章	大规模风电并网中的先进控制功能	261
9.1	概述	261
9.2	DFIG 动态建模和运行	263
9.3	通过模糊控制提升 DFIG 故障穿越能力	275
9.4	DFIG 参与系统频率调整	279
9.5	DFIG 内置 PSS 的鲁棒整定	285
9.6	配备 FSIG 的风电场采用的外部故障穿越解决方案	294
9.7	结论	301
第十章	高风电渗透率下的电网稳定性	307
10.1	概述	307
10.2	电网稳定性的定义和分类	309
10.3	高风电渗透率相关技术问题	310
10.4	独立电力系统案例	313
10.5	结论	323
第十一章	高风电渗透率下的电力系统运行	329
11.1	概述	329
11.2	高风电渗透率下电力系统运行面临的挑战	332
11.3	调度工具	337

风力发电系统手册

11.4	系统规划：灵活性	342
第十二章	虑及电力系统风电功率波动的运行备用评估	350
12.1	概述	350
12.2	备用需求测定方法	351
12.3	电力系统概率评估	352
12.4	运行备用的长期评估	357
12.5	应用结果	361
12.6	总结	377

下 册

第三篇 风力发电设施的建模、控制和维护

第十三章	漂浮式风电机控制器	385
13.1	概述	385
13.2	模拟工具和模型	387
13.3	组合和独立叶片变桨距控制	390
13.4	漂浮式风电机控制器	393
13.5	结论	405
第十四章	风电机的建模和控制	410
术语		410
14.1	概述	413
14.2	电力系统动态模拟	414
14.3	风电机动态模型	415
14.4	风电机：机械系统的建模和控制	415
14.5	风电机：电气和控制系统建模	420
14.6	结论	465
第十五章	风电场的建模和控制	469
15.1	概述	469
15.2	风电场建模	471

15.3	风电场控制系统	486
15.4	增强对电网的影响所需的风电场特殊装置	499
15.5	结论	513
第十六章	风电机的电网支持能力	525
16.1	概述	525
16.2	风电并网	526
16.3	风电机设计理念	530
16.4	电网直连风电机的电网支持能力	534
16.5	DFIG 风电机的电网支持能力	536
16.6	完整规模变流器风电机的电网支持能力	539
16.7	结论	542
第十七章	风电场和储能装置的协调运行——技术和经济性分析	546
17.1	概述	546
17.2	风力发电和储能装置协调运行的备选方案	547
17.3	用于补偿风电场发电偏差的蓄能电站的最优调度	558
17.4	风电及其与备用电力市场的关系	561
17.5	结论	568
第十八章	HOTT 发电系统原型	575
18.1	概述	575
18.2	拟建 PHGS 模型系统	576
18.3	改变电压频率：50—46—50Hz	582
18.4	实验结果	583
18.5	讨论	587
18.6	结论	587
第十九章	风力发电设施的可靠性和维修	590
19.1	概述	590
19.2	了解风电机运行现状	593
19.3	评估风电机可靠性和寻求最佳运维策略的模型	597
19.4	风电场运行模拟研究	607
19.5	发电容量充裕度评估模型	608
19.6	总结	613

风力发电系统手册

第二十章 风电机功率性能与监测应用	625
20.1 概述	625
20.2 功率性能理论	626
20.3 在运行状态风电机中的应用	634
20.4 功率性能监测的应用	646
20.5 结论	651
附录 20. A 风轮叶片的气体力学	652
附录 20. B 功率输出松弛模型	654

第四篇 创新型风力发电

第二十一章 海上风能卫星遥感测量	661
缩写词	661
21.1 概述	663
21.2 SSM/I	670
21.3 QuikSCAT	674
21.4 合成孔径雷达 (SAR)	681
21.5 总结与讨论	687
21.6 未来展望	688
第二十二章 海上风电场交流电力系统的优化	697
22.1 概述	697
22.2 海上风电场交流电力系统	698
22.3 海上风电场交流电力系统评估	703
22.4 海上风电场交流电力系统的优化	706
22.5 应用实例	710
22.6 结论	716
第二十三章 低功率风能转换系统：发电配置与控制目标	721
缩写词与符号	721
23.1 概述：基本概念	722
23.2 低功率风电机的控制原则	727
23.3 并网低功率风能转换系统	731

23.4 独立发电配置中的低功率风能转换系统	738
23.5 结论	747
第二十四章 实现环保电力生产和消费所用的小型风力驱动设备	751
符号	751
24.1 概述	753
24.2 小型风电机	756
24.3 用于降低家庭用电量的小型屋顶风力驱动通风器	768
24.4 未来可能性：流量控制技术整合	774
24.5 结论	777

第一篇

风力发电优化

第一章

考虑风电不确定性的可靠性评估机组组合

Jianhui Wang, Jorge Valenzuela, Audun Botterud, Hrvoje Keko,
Ricardo Bessa 和 Vladimiro Miranda^①

摘要：本章论述了一项关于可靠性评估组合流程中风电不确定性建模的研究报告。该研究从经济效益和可靠性效益方面比较了风力发电建模的两种方法——确定性方法和随机性方法。报告中描述了两种方法的数学公式，并基于 10 机组测试系统得出了相应的数值结果。可得出如下结论：风电不确定性的场景描述及基于风电不确定性的电力系统备用容量可为市场参与者带来更高的效益。

术语

指数

i	风电机组指数, $i = 1, \dots, I$
j	热电机组指数, $j = 1, \dots, J$
k	时间周期指数, $k = 1, \dots, 24$
l	发电模块指数, 热电机组, $l = 1, \dots, L$

① J. Wang (✉) · J. Valenzuela · A. Botterud
阿贡国家实验室决策与信息科学部, 美国阿贡 IL60439
e-mail: jianhui.wang@anl.gov

J. Valenzuela
奥本大学工业与系统工程系, 美国阿拉巴马州

H. Keko · R. Bessa · V. Miranda
葡萄牙计算机与系统工程研究所, 葡萄牙波尔图

H. Keko · R. Bessa · V. Miranda
葡萄牙波尔图大学工程学院

风力发电系统手册

m	备用需求模块指数, $m = 1, \dots, M$
s	情况指数, $s = 1, \dots, S$

常量

a, b, c	机组生产成本函数系数
$\alpha(s)$	运行备用率, 情况 s
$WR(k)$	额外风能储备, 周期 k
$D(k)$	负荷, 周期 k
C_{ens}	电量不足成本
$CR_{ms,m}$	备用不足成本, 模块 m
A_j	最低负荷下的运行成本, 热电机组 j
$MC_{l,j}$	边际成本 (或竞价), 模块 l , 热电机组 j
$\overline{PT}_j$	容量, 热电机组 j
$\underline{PT}_j$	最低出力, 热电机组 j
$\overline{\Delta}_{l,j}$	容量, 模块 l , 热电机组 j
CC_j	冷启动成本, 热电机组 j
HC_j	热启动成本, 热电机组 j
$G(\cdot)$	通用网络约束
T_j^{cold}	冷启动成本时间 (去除最低停机时间), 热电机组 j
T_j^{up}	最低正常运行时间, 热电机组 j
$T_j^{up,0}$	最低正常运行时间, 初始时间步, 热电机组 j
T_j^{dn}	最低故障停机时间, 热电机组 j
$T_j^{dn,0}$	最低故障停机时间, 初始时间步, 热电机组 j
SU_j	启动爬坡限制, 热电机组 j
SD_j	停机爬坡限制, 热电机组 j
RL_j	机组出力变化速率 (升/降), 热电机组 j
$W_i(k)$	实际最大风力发电量, 风电机组 i , 周期 k
$PW_i^{f,s}(k)$	预测最大风力发电量, 风电机组 i , 周期 k , 场景 s
$prob_s$	事件概率, 风力场景 s

变量

$c_j^p(k)$	生产成本, 热电机组 j , 周期 k
------------	-------------------------

$c_j^u(k)$	启动成本, 热电机组 j , 周期 k
$pt_j(k)$	发电, 热电机组 j , 周期 k
$\delta_{l,j}(k)$	发电, 模块 l , 热电机组 j , 周期 k
$\overline{pt_j}(k)$	最大可能发电量, 热电机组 j , 周期 k
$v_j(k)$	二元开/关变量, 热电机组 j , 周期 k
$pw_i^s(k)$	发电, 风电机组 i , 周期 k , 场景 s
$cw_i^s(k)$	受限风力发电量, 风电机组 i , 周期 k , 场景 s
$ens^s(k)$	电量不足, 周期 k , 场景 s
$rns_m^s(k)$	受限备用容量, 周期 k , 场景 s
$r^s(k)$	备用要求 (旋转), 场景 s , 周期 k

1.1 概述

在很多电力市场中, 发电商和电力购买者向独立电力系统运营商 (ISO/RTO) 提交报价, 说明其愿意给出或支付的能源数量和价格^[1]。电力市场通常分为日前 (DA) 市场和实时 (RT) 市场。在日前市场中, 发电商提交卖电报价, 消费者提交购电报价。ISO/RTO 使用最低成本的安全约束机组组合 (SCUC) 和安全约束经济调度 (SCED) 优化模型计算未来 24 小时的出清电价。ISO/RTO 的目标是在确保系统可靠性的同时, 以最低成本满足要求。

但是, 由于风力发电的不确定性和可变性, 尤其是在机组组合阶段, 风力发电的高穿透率使电力系统运营商在保持系统稳定运行方面面临着巨大挑战。因此, 如何以最优方法使用发电机组克服风力发电的波动性变得至关重要。为解释负荷波动、电力中断和风电出力不确定性的原因, 机组组合算法综合优化了能源和辅助服务。目前大部分研究主要关注如何在无需模拟完整市场程序的情况下将风力发电预测并入日前市场 SCUC。Barth 等人^[2]介绍了 WILMAR (开放电力市场中的风电并网) 模型的前期阶段, 见文献 [3]。最近, WILMAR 引入了一项更具综合性的机组组合算法, 该算法以混合整数线性规划 (MILP) 为基础。但是, WILMAR 模型主要用作一种规划工具。Tuohy 等人^[4]扩展了前述研究, 采用 WILMAR 模型评估了随机风力和负荷对机组组合以及含大规模风电电力系统调度的影响, 见文献 [5] 和 [6]。WILMAR 模型的构建基于时前或日前系统调度所需的假设。分析中仅比较了调度阶段的几项备选调度方案。应通过分析实时市场的运作影响进一步审查这些方法的有效性, 在实时市场中, 实际风力发电可能会与预测值有所偏差。Ummels 等人^[7]分析

了荷兰电力系统中风力发电对热电机组合和调度的影响，其中热电联产机组在荷兰电力系统中占有重要份额。Bouffard 和 Galiana^[8]提出了一项随机性机组组合模型，在确保系统安全的同时整合重要的风力发电。与预定义不同，分析中通过模拟各个场景中风力发电的实现确定备用要求。Ruiz 等人^[9]提出了一项随机公式，用于处理机组组合问题中的不确定性。传统确定性方法的随机性备选方案可以包括多种不确定性来源，而且也可以为每个方案设定系统备用要求。在相关文献 [10] 中，作者通过相同的随机性框架考虑机组组合问题中风电的不确定性和可变性。Wang 等人^[11]提出了一种 SCUC 算法，该算法考虑了风力发电的间歇性和可变性。风电不确定性通过不同的场景表示，Bender 分解算法可用于解决该问题。

在大多数现有市场，日前市场出清后，ISO/RTO 以电力系统的可靠性为中心执行一项修改后的组合程序，即可靠性评估组合（RAC）。在本程序中，购电报价替换为次日的预测负荷。由于该程序在日前市场出清几小时后执行，ISO/RTO 可根据可靠性问题导致的日前市场出清更改组合计划。RAC 程序执行完毕后，再次执行 SCED，每 5 分钟执行一次，实现机组的经济性调度。每小时整合一次 5 分钟价格，得到实时的时价格。在日前市场出清中，RAC 会生成一个新的组合计划。在实时市场中，SCED 决定了每小时调度结果和能源价格。市场结算以其与每小时日前交易的实时偏差为基础。超过日前数量的实时需求按实时价格支付超出的部分，低于日前数量的需求按实时价格获得剩余电量的补偿。在市场程序中，风电功率预测可以在很多方面发挥作用，如图 1-1 所示。从图中可知，风电功率预测可以帮助确定运行备用要求。运行备用要求是必要备用要求的一部分，可用来适应风力的不确定性和可变性。风电报价策略还应以风电功率预测为基础，以预测实时市场中的实际风电出力。ISO/RTO 在 RAC 程序中应用了最新的风电功率预测，可提供更准确的信息。此外，风电功率预测也可以用在日常运营中，为实时系统运营提供指导。文献 [12] 进一步讨论了风电功率预测在美国电力市场的应用。

考虑到日前市场通常会按照金融市场出清，本章中我们采用市场模拟模型通过模拟市场程序研究了风电功率预测在可靠性机组组合中的作用。该模型用来研究风电不确定性对机组组合和调度决策的影响，并分析其对系统运营备用要求的影响。本章旨在证明风电不确定性模型正确建模可以有效地处理当前市场中风电高穿透率造成的风电不确定性和可变性。同样，本章也描述了一种使用一系列场景描述风电不确定性的随机性方法，同时提出了一种采用风力发电功率点预测的确定性方法，并将其与随机性方法进行了比较。

下述章节给出了两种方法的数学公式，并得出了 10 机组电力系统的初步结果。

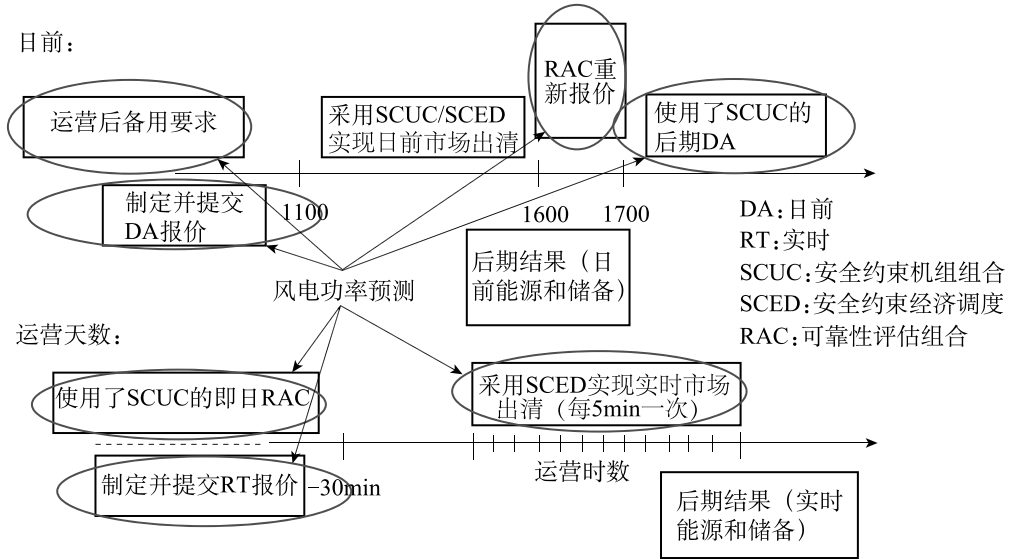


图 1-1 中西部独立输电系统运营商 (Midwest ISO) 市场运营时间轴，显示风电功率预测的作用^①

1.2 机组组合与调度公式

一般机组组合约束条件符合文献 [13] 中介绍的确定性模型。但是，在介绍以各种场景呈现的风电和风电功率预测不确定性的基础上，我们对此随机模型进行了调整。文献 [14] 首次提出了随机性机组组合模型。出于完整性考虑，此处对相关公式进行了描述。

1.2.1 目标函数

目标是 minimized 预期生产成本、电量不足预期成本和备用削减预期成本以及启动成本的总额，如公式 (1-1) 所示。负荷约束和运行备用通过公式 (1-2) 和 (1-3) 表示。我们采用步进式备用需求曲线模拟 MISO 等系统运营商的备用需求，如公式 (1-4) 所示。该公式使某些情况下备用需求（以风电比例表示）的备用削减成本有所降低，避免出现负荷削减。我们认为风电备用容量有助于适应日前机组组合阶段的风力不确定性和可变性，这是因为我们没有模拟负荷预测误差和意外事件。如有必要，也可以缩减风电机组的数量，如公式 (1-5) 所示。应注意，由于

^① 经 Elsevier 许可，转载自文献 [12]。

风力发电系统手册

风力场景不同，热电调度、生产成本、削减能源和备用成本也各不相同。所有风力场景必须符合负荷约束、运行备用容量及弃风条件。相反，启动成本则独立于各个风力场景。这是因为我们认为热电机组组合在日前阶段必须是固定的。

我们认为每个热电机组均是以一个步进式价格数量报价函数向市场报价，并且这些报价可通过将标准二次生产成本函数线性化得出。因此，我们用公式 (1-6) ~ (1-9) 表示一个热电机组的运行成本。发电模块系数可从二次生产成本函数中推导出。目标函数的最后一部分是启动成本。通过假设存在冷启动成本和热启动成本，并根据机组停机的时长为这一部分建模。相应的数学公式为 (1-10) ~ (1-12)。

1.2.2 热电机组约束条件

热电机组的运行约束条件包括发电量限制、机组出力变化速率（升/降）、最低上限时间和最低下限时间。热电厂的最高和最低发电量如公式 (1-13) 所示。单位机组的最大输出功率 $\bar{p}t_j^s(k)$ 受公式 (1-14) 所示机组发电量限制、公式 (1-15) 所示启动爬坡限制和出力变化速率（升）限制、公式 (1-16) 所示停机爬坡限制和出力变化速率（降）限制以及公式 (1-17) 所示递减率限制的约束。旋转备用的可用量等同于最大潜在发电量和实际发电量的差值，即 $\bar{p}t_j^s(k) - pt_j^s$ 。因此，公式 (1-5) 中的备用要求考虑了公式 (1-13) ~ (1-17) 施加的约束力。每种风力场景均设有备用要求。

最终约束为最低上限和最低下限时间约束。最低上限时间的表达式为公式 (1-18) ~ (1-20)，分别表示规划期间的初始状态、中间时期以及最终时间步。最低上限时间限制的表达式为公式 (1-21) ~ (1-23)。需要注意的是，所有风力场景必须包括表示发电限制和爬坡速率限制的公式 (1-13) ~ (1-17)，因为热电调度依赖于风力发电量。相反，表示最低上限和最低下限时间约束的公式 (1-18) ~ (1-23) 仅为机组组合函数，各个风力场景之间不存在差异。一般网络约束采用公式 (1-24) 表示。

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{s=1}^S \text{prob}_s \cdot \left\{ \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c_j^{p,s}(k) + \sum_{k=1}^K C_{ens} \times \text{ens}^s(k) \right. \\ & \left. + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M CR_{ms,m} \times \text{rms}_m^s(k) \right\} + \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c_j^u(k) \end{aligned} \quad (1-1)$$

s. t.

第一章 考虑风电不确定性的可靠性评估机组组合

$$\sum_{i=1}^I pw_i^s(k) + \sum_{j=1}^J pt_j^s(k) = D(k) - ens^s(k), \forall k, \forall s \quad (1-2)$$

$$\sum_{j=1}^J [\overline{pt}_j^s(k) - pt_j^s(k)] \geq r^s(k), \forall k, \forall s \quad (1-3)$$

$$r^s(k) = WR(k) - \sum_{m=1}^M rns_m^s(k), \forall k, \forall s \quad (1-4)$$

$$pw_i^s(k) + cw_i^s(k) = PW_i^{fs}(k), \forall i, \forall k, \forall s \quad (1-5)$$

$$c_j^{p,s}(k) = A_j v_j(k) + \sum_{l=1}^L MC_{l,j}(k) \cdot \delta_{l,j}^s(k), \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-6)$$

$$pt_j^s(k) = \underline{PT}_j \cdot v_j(k) + \sum_{l=1}^L \delta_{l,j}^s(k), \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-7)$$

$$\delta_{l,j}^s(k) \leq \bar{\Delta}_{1,j}, \quad \forall l, \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-8)$$

$$\delta_{l,j}^s(k) \geq 0, \quad \forall l, \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-9)$$

$$c_j^u(k) \geq CC_j \cdot [v_j(k) - \sum_{n=1}^N v_j(k-n)], \forall j, \forall k \quad (1-10)$$

其中 $N = T_j^{dn} + T_j^{cold}$

$$c_j^u(k) \geq HC_j \cdot [v_j(k) - v_j(k-1)], \quad \forall j, \forall k \quad (1-11)$$

$$c_j^u(k) \geq 0, \quad \forall j, \forall k \quad (1-12)$$

$$\underline{PT}_j \cdot v_j(k) \leq pt_j^s(k) \leq \overline{pt}_j^s(k), \quad \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-13)$$

$$0 \leq \overline{pt}_j^s(k) \leq \overline{PT}_j \cdot v_j(k), \quad \forall j, \forall k, \forall s \quad (1-14)$$

$$\begin{aligned} \overline{pt}_j^s(k) &\leq pt_j^s(k-1) + RL_j \cdot v_j(k-1) \\ &+ SU_j \cdot [v_j(k) - v_j(k-1)] \end{aligned} \quad (1-15)$$

$$+ \overline{PT}_j \cdot [1 - v_j(k)], \quad \forall j, \forall k, \forall s$$

$$\overline{pt}_j^s(k) \leq \overline{PT}_j \cdot v_j(k+1) + SD_j \cdot [v_j(k) - v_j(k+1)], \forall j, \forall k = 1 \cdots 23, \forall s \quad (1-16)$$

$$\begin{aligned} pt_j^s(k-1) - pt_j^s(k) &\leq RL_j \cdot v_j(k) \\ &+ SD_j \cdot [v_j(k-1) - v_j(k)] \end{aligned} \quad (1-17)$$

$$+ \overline{PT}_j \cdot [1 - v_j(k-1)], \quad \forall j, \forall k, \forall s$$

$$\sum_{k=1}^{T_j^{up,0}} [1 - v_j(k)] = 0, \quad \forall j \quad (1-18)$$

$$\sum_{n=k}^{k+T_j^{up}-1} v_j(n) \geq T_j^{up} \cdot [v_j(k) - v_j(k-1)], \quad (1-19)$$

$$\forall j, \forall k = T_j^{up,0} + 1, \cdots, T - T_j^{up} + 1$$

$$\sum_{n=k}^T \{v_j(n) - [v_j(k) - v_j(k-1)]\} \geq 0, \quad \forall j, \forall k = T - T_j^{up} + 2, \dots, T \quad (1-20)$$

$$\sum_{k=1}^{T_j^{dn,0}} v_j(k) = 0, \quad \forall j \quad (1-21)$$

$$\sum_{n=k}^{k+T_j^{dn}-1} [1 - v_j(n)] \geq T_j^{dn} \cdot [v_j(k-1) - v_j(k)], \quad (1-22)$$

$$\forall j, \forall k = T_j^{dn,0} + 1, \dots, T - T_j^{dn} + 1$$

$$\sum_{n=k}^T \{1 - v_j(n) - [v_j(k-1) - v_j(k)]\} \geq 0, \quad \forall j, \forall k = T - T_j^{dn} + 2, \dots, T \quad (1-23)$$

$$G(pw_i^s(k), pt_j^s(k)) \leq 0 \quad (1-24)$$

1.2.3 确定性公式

用简化法表示时，上述公式仅考虑预测风力发电量的一种场景。在这种情况下，该公式相当于机组组合问题的一个确定性公式。选定的场景可以是预期风力发电量或风力发电功率点预测，也可以代表预测概率分布的某一分位数。

1.2.4 经济调度

为了实时估算调度成本，我们推导出了一项经济调度公式。现在假设机组组合运行过程中组合变量是固定的。由场景描述的风力发电量被实际风电出力代替（未考虑潜在的风电弃风）。因此，我们用公式表示确定性经济调度问题，该公式由一种风电场景下的公式（1-1）～（1-9）和（1-13）～（1-17）以及热电组合变量的固定值 $v_j(k)$ 构成。该组合属于固定组合，因此未考虑启动成本与最低上限和下限时间约束。爬坡速率约束见公式（1-13）～（1-17），而且24小时问题同时得到解决。应注意的是，公式（1-3）中的运行备用要求也被应用在了ED公式中。

1.3 市场模拟

市场模拟设置已经落实到位，首先实现了日前市场出清。这在首次运行机组组合时完成，然后在日前风电功率预测的基础上完成经济调度（ED）。接着，根据新

的预测执行 RAC，可以是确定性功率点预测，也可以是一组场景，解释如下。最后，实时 ED 在实际风况的基础上进行。最新风电功率预测以及热电机组前一日的机组状态和发电出力作为次日机组组合问题的初始条件。日前市场和实时市场运作的主要结果（机组组合、调度、可用备用容量、断电负荷、削减备用容量、价格等）在每个模拟日后进行计算并储存。

由于模拟的重点在于研究风电功率预测对系统运行的影响，所以我们考虑的唯一不确定性为风力发电量。未直接考虑其他不确定性，例如负荷或事故停电。因此，“风电备用容量”的额外数量对于解决风电使用不确定性的影响至关重要。采用随机性机组组合公式解决了额外的运行备用容量，这是因为我们在公式中应用了各场景中具有代表性的风力发电结果。但是，考虑到各个场景在获取所有潜在风电出力方面的准确性，随机性公式也可能需要额外的备用容量，以补偿模拟场景中无法获取的额外不确定性。在下面的案例研究中，我们通过很多案例研究了机组组合策略和运行备用政策对系统调度的影响。

1.3.1 确定性方法

在确定性方法中，日前市场使用了运营日未来 24 小时的风力发电功率点预测。RAC 程序的目标是确保电力系统的可靠性，因此该程序中使用了一项保守估计，例如第 20 个百分位。进行适当的机组组合后，SCED 会根据实际风力发电量对这些机组进行经济性调度。我们还假设不存在需求侧竞价。图 1-1 阐明了市场程序的不同阶段，以及风电数据在确定性方法中的应用。

1.3.2 随机性方法

在随机性方法中，与确定性方法一样，日前市场也使用了运营日未来 24 小时风电功率预测值。但是，与确定性方法中 RAC 所用功率点预测不同，RAC 在随机性方法中使用的是一组风电功率场景。这些场景是使用分位数回归和蒙特卡罗模拟^[15,16]推导出来的。文献 [17] 综述了风电功率预测的最新技术水平，包括不确定性预测。同确定性方法一样，SCED 根据实际风力发电量完成了实时市场中的机组调度。我们再次假设负荷中不存在不确定性，也不存在发电中断。图 1-2 举例说明了风力发电数据的应用。我们还假设随机性方法中不存在需求侧竞价现象。

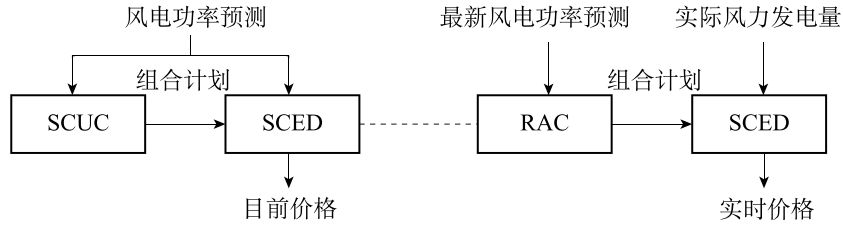


图 1-2 确定性公式中的风电功率预测

1.4 案例研究

使用了 10 机组电力测试系统研究可靠性机组组合问题。我们主要关注不同机组组合策略和风电备用需求的影响，在此案例研究中未考虑输电约束。因此，SCUC、SCED 和 RAC 成了无输电约束的机组组合与经济调度，并相继得到解决，如图 1-2 和图 1-3 所述。表 1-1 列举了热电机组的技术特性。表 1-1 中的数值是根据文献 [13, 18] 中的案例研究得出的。表中还添加了爬坡速率，并对成本系数稍加了修改。假设每个机组有四个大小相等的模块，每个模块的报价根据二次成本函数计算。机组 1 至机组 10 的生产成本均有所增加，机组 1 和机组 2 为基本负荷发电厂。

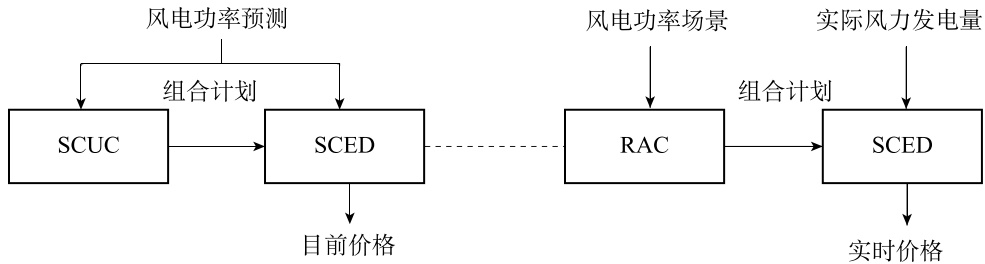


图 1-3 随机性方法中的风电功率预测

表 1-1 发电机数据

机组	$\bar{P}T_j$ (MW)	$\underline{P}T_j$ (MW)	RL_j (MW/h)	T_j^{up} (h)	T_j^{dn} (h)	In. state (h)
1	455	150	200	8	8	8
2	455	150	200	8	8	8
3	130	20	100	5	5	-5
4	130	20	100	5	5	-5
5	162	25	100	6	6	-6
6	80	20	80	3	3	-3
7	85	25	85	3	3	-3
8	55	10	55	1	1	-1
9	55	10	55	1	1	-1
10	55	10	55	1	1	-1

续表

机组	a_j (\$/h)	b_j (\$/MWh)	c_j (\$/MW ² h)	CC_j (\$/h)	HC_j (\$/h)	T_j^{cold} (h)
1	1 000	16	0.000 48	9 000	4 500	5
2	970	17	0.000 31	10 000	5 000	5
3	700	30	0.002	1 100	550	4
4	680	31	0.002 1	1 120	560	4
5	450	32	0.004	1 800	900	4
6	370	40	0.007 1	340	170	2
7	480	42	0.000 79	520	260	2
8	660	60	0.004 1	60	30	0
9	665	65	0.002 2	60	30	0
10	670	70	0.001 7	60	30	0

启动爬坡速率和停机爬坡速率 SU_j 和 SD_j 等于爬坡速率 RL_j 。

电力系统模拟天数为 91 天。根据伊利诺伊州 2006 年 10 月至 12 月两个电力公用事业的历史数据绘制了时负荷曲线。负荷数据按比例缩小，以匹配测试电力系统的发电容量。图 1-4 显示了 11 月份的时负荷，假设预测负荷与实际负荷相等。做出这种假设是为了区分风电不确定性和负荷不确定性的影响。模拟中未考虑热电厂和风电场运行中断的情况。因此，模拟案例的结果仅显示风电不确定性的影响。备用容量削减的成本为 1 100 (\$/MWh)，缺电成本为 3 500 (\$/MWh)。风力发电厂不提供风电备用容量，因此运营备用要求需要通过热电厂来实现。

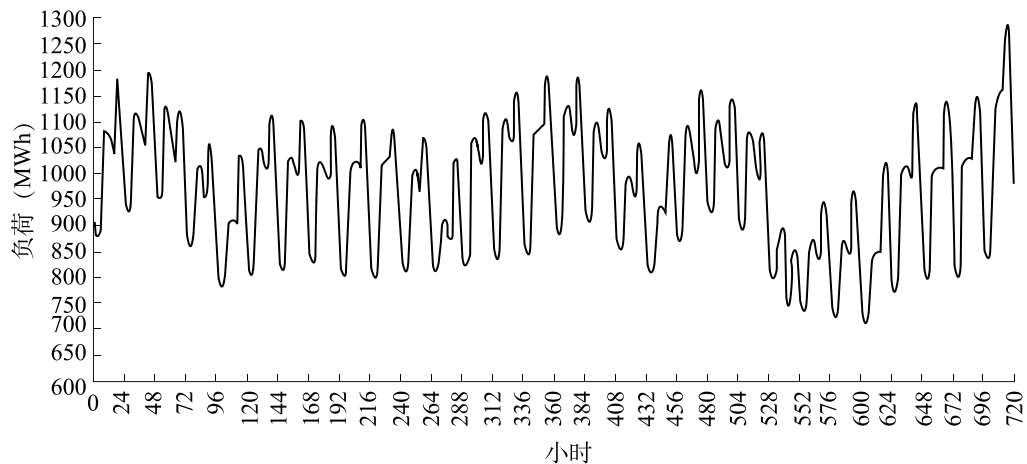


图 1-4 2006 年 11 月的时负荷

风力发电数据与 2006 年伊利诺斯州 15 个假设地点的风电功率预测值和实际风力发电量相对应。15 个地点的风力发电时间序列从国家可再生能源实验室 (NREL) 的东部风电接入和输电研究 (EWITS)^[19] 中获得。将气候模型与若干潜在风力发电场

的组合电力曲线相结合，得出该数据。预测值是根据四个真实风力发电厂的观察预测值生成的。将 15 个地点的风力发电数据整合入一个时间序列。日前风电功率预测的准确性每天都在变化。在该预测中，91 天模拟期内每天各个时段的标准平均绝对误差 (NMAE) 在 8.4% 和 12.4% 之间浮动，最高的预测误差出现在中午到下午 6 点之间。

假设风力发电的总装机容量为 500 MW，为简单起见，将其建模为一个大型风力发电厂。在 91 天的模拟期内，风力发电容量系数为 40%，在不考虑风电弃风的情况下，风电可以满足 20% 的负荷需求。风电与负荷的相关系数仅为 0.01，因此可认为二者不相关。在这些假设中，热发电机组的总装机容量比峰值负荷高 10.8%。假设风电容量值为 20%，则系统的备用余量会增加至 17.4%。图 1-5 所示为 11 月的小时风力发电量实际值和预测值。

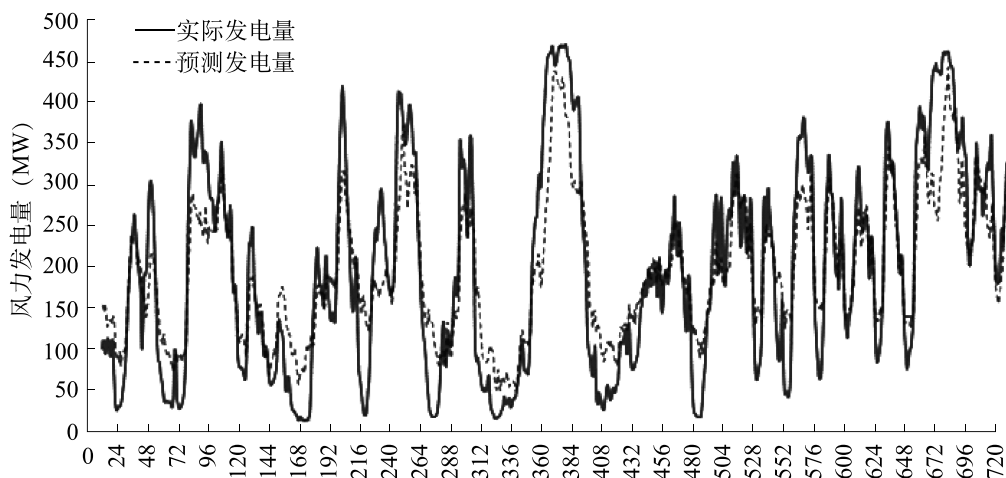


图 1-5 2006 年 11 月的小时风力发电量实际值和预测值

下述章节会对确定性和随机性方法进行比较。目的是研究风电功率预测、备用要求和机组组合策略是如何影响系统运营成本、价格和可靠性的。

1.4.1 确定性方法

为了研究不同备用余量的影响，引用了五个案例，相关参数参见表 1-2。这五个案例均采用相同的风电功率预测值来解决日前市场中的机组组合与经济调度问题，这是为了采用相同的风电数据实现日前市场出清。RAC 公式采用了风力发电第 20 个百分位数的估算值作为预测值。第 20 个百分位数是对实际风力发电量的保守预测，这意味着实际风力发电量将高于该预测值。在这种情况下，实际风力发电量与第 20 个百分位数的差值就是该系统的自身备用容量。对案例 D2 进行具体分析后可

第一章 考虑风电不确定性的可靠性评估机组组合

知，在机组组合与经济调度中根据风电功率预测对日前市场中的热电厂进行组合和调度。将风电功率预测的备用余量设定为 20%，以调节风力发电变化。另一方面，在 RAC 中根据风力发电的第 20 个百分位数估算值和相当于第 20 个百分位数估算值的 40% 的备用余量进行热电机组合。经济调度中根据实际风力发电量进行实时市场中的热电机组合调度，且备用余量与 RAC 程序中的备用余量相同。需要注意的是，所有备用要求均是风电功率预测的函数。此外，我们还对采用了完全风电功率预测的假设案例 D0 进行了模拟，其中机组组合、经济调度和 RAC 预测值均为实际风力发电量。假设运营商未知该预测值是对实际风力发电量的完全预测，并设定了 20% 的备用余量，以适应潜在的风力发电变化。

表 1-2 确定性案例描述（10 机组系统）

案例	机组组合与经济调度备用余量 α (%)	RAC 与经济调度备用余量 α (%)
D0 ¹⁾	20	20
D1	20	20
D2	20	40
D3	40	20
D4	40	40
D5	无余量	无余量

¹⁾ 案例 D0 使用的是完全预测值。

本节对这六个案例的研究结果进行了总结。这些案例均通过 1.2.1~1.2.4 节所列的数学规划公式和 Lingo 12.0 解决。其中，解决整数规划问题时采用的 Lingo 公差为 0.01（差值 1%），并使用 Microsoft Excel 2007 作为输入和输出界面。使用 8GB 内存、配置 3.33 GHz 英特尔双核处理器的个人电脑进行模拟，模拟一天的时长平均需要 12s。表 1-3 总结了 91 天模拟期内实时调度过程中的整体性能。

表 1-3 10 机组系统整体性能（确定性方法 91 天模拟）

案例	断电负荷 (MWh)	备用容量不足 (MWh)	启动成本 (M\$)	生产成本 (M\$)	断电负荷 成本 (M\$)
D0	0.00	5.5	100.70	34 357.24	0.00
D1	465.87	927.1	110.22	34 538.52	1 630.53
D2	137.37	1 678.6	110.70	34 676.18	480.80
D3	465.87	927.1	109.73	34 537.52	1 630.55
D4	137.37	1 678.6	110.49	34 676.46	480.80
D5	1 556.21	0.0	141.16	34 448.38	5 446.73

风力发电系统手册

正如预期的，D0 的性能最佳，能够在任何时候向负荷供电，并能在确保机组联机率最低的同时保持最低启动成本和生产成本。但是，该案例是不切实际的，因为风电功率预测不可能存在绝对确定性。相反，案例 D5 在向负荷供电和总成本方面的性能最差。该案例共削减了 0.072% 的负荷（总负荷为 2 161 989MWh，其中削减了 1 556.21MWh）。电力不足概率为 0.0238（总时数 2 184 小时，断电 52 小时）。该案例的总成本（启动成本、生产成本和断电负荷成本）比最佳案例高出 16%。案例 D2 在向负荷供电方面是仅次于 D0 的第二佳案例。在案例 D2 中，总负荷削减量为 0.006%，比性能最差的 D5 案例改善了 91%。其电力不足概率为 0.004，降低了 83%，得出这一结果的前提是保持联机机组量比最差案例多 5.4%。除了上述改进之处以外，案例 D2 的总成本减少了 12.5%。案例 D4 与 D2 类似，但是其生产成本略高。案例 D1 和 D3 的性能相似，但其性能低于案例 D2 和 D4。

我们还对上述六个案例中的市场价格进行了比较。表 1-4 总结了每个案例在 91 天模拟期内的日前市场价格和实时市场价格。

表 1-4 10 机组系统市场价格（确定性方法 91 天模拟）

案例	日前市场平均能源价格 (美元/MWh)	实时市场平均能源价格 (美元/MWh)	日前市场加权负荷能源 价格 (美元/MWh)	实时市场加权负荷能源 价格 (美元/MWh)
D0	26.91	26.91	27.60	27.60
D1	22.84	72.88	23.66	77.83
D2	22.76	64.64	23.56	68.88
D3	22.32	72.88	22.90	77.84
D4	22.76	64.64	23.50	68.89
D5	20.58	103.58	21.04	105.32

表 1-4 显示，案例 D0 中实时价格最低，且日前价格和实时价格相同，因为实际风力发电量既可用于日前市场出清，也可用于实时市场出清。六个案例中的日前市场价格相差不大，这是由于日前市场中的机组组合与调度问题均通过相同的风电功率预测解决。但是，实时市场价格远高于日前市场价格，原因在于风力发电量的第 20 个百分位数估值过高估计了实际风力发电量，从而增加了实时市场中的备用要求。在某些时段，备用要求会导致高成本热电厂的调度增加，有时还会造成备用容量和负荷削减。例如，在案例 D2 中，备用容量削减至 68 小时，负荷削减至 9 小时。案例 D5 中的实时市场平均价格最高，这是由于无备用要求，导致适应风力发电变化的高成本发电厂的调度增加。同时，负荷缩减后，价格提高至缺电成本（3500 美元/

MWh)。该案例中日前市场平均价格最低，这是由于备用容量削减未产生任何成本。

表 1-3 和表 1-4 的结果说明了风电不确定性建模以及选择恰当备用余量的重要性。

1.4.2 随机性方法

可通过三个案例检验随机性方法，相关参数见表 1-5。与确定性方法一样，三个案例均通过相同的风电功率预测来解决日前市场中的机组组合与经济调度问题。在这些案例中，RAC 公式使用了一组场景表现风力发电的不确定性。每个场景均设定一个备用容量，用于适应这些场景中未考虑的风电不确定性。在一个案例中，所有场景设定相同的备用率。为生成 10 月、11 月和 12 月的风电功率场景，我们采用了 1 月~7 月的数据（预测值和实际发电量）绘制分位数回归线^[20]，并估算蒙特卡罗模拟的协方差矩阵。8 月~12 月的数据用作测试数据集。

表 1-5 随机性案例中的 10 机组系统描述

案例	机组组合与经济 调度备用容量 α (%)	RAC 与经济调度备用 容量 $\alpha(s)^{1)}$ (%)
S1	20	20
S2	40	20
S3	无备用容量	无备用容量

¹⁾ 所有场景均采用相同的备用率。

本节对这三个案例的研究结果进行了总结，见表 1-5。这些案例均通过 1.3.1~1.3.4 节所列的数学规划公式和 Lingo 12.0 解决。其中，解决整数规划问题时采用的 Lingo 公差为 0.01（差值 1%）。模拟一天的时长平均需要 3 分钟。表 1-6 总结了这三个案例在 91 天模拟期内的整体实时性能。此外，我们还对案例 D0 和 D2 的结果进行了对比。

表 1-6 10 机组系统整体性能（随机性方法 91 天模拟）

案例	断电负荷 (MWh)	备用容量不足 (MWh)	启动成本 (M\$)	生产成本 (M\$)	断电负荷 成本 (M\$)
D0	0.00	5.5	100.70	34 357.2	0.00
D2	137.37	1 678.6	110.70	34 676.2	480.80
S1	0.00	0.0	158.84	35 501.0	0.00
S2	0.00	0.0	160.92	35 511.5	0.00
S3	0.00	0.0	158.43	35 317.3	0.00

我们还对这些案例中的市场价格进行了比较。表 1-7 总结了这三个案例在 91 天模拟期内的日前市场价格和实时市场价格。

表 1-7 10 机组系统市场价格（随机性方法 91 天模拟）

案例	日前市场平均能源价格 (美元/MWh)	实时市场平均能源价格 (美元/MWh)	日前市场加权负荷能源价格 (美元/MWh)	实时市场加权负荷能源价格 (美元/MWh)
D0	26.91	26.91	27.60	27.60
D2	22.76	64.64	23.56	68.88
S1	22.78	19.97	23.58	20.33
S2	22.79	19.94	23.53	20.30
S3	20.42	20.03	20.90	20.39

除了案例 D0，其他案例的总成本（启动成本 + 生产成本 + 断电负荷成本）是相当的。但是，各个案例中的机组联机率不同。各个案例中日前市场平均价格出现细小差异的原因是备用余量不同。对于实时价格，随机性方法案例与确定性方法案例 D2 存在很大的不同。三个随机性案例中的实时价格远低于案例 D2 及案例 D0（采用完全风电功率预测）中的价格，原因在于随机性方法中的联机热电厂数量大于案例 D0，从而在热电厂调度方面更具经济灵活性。需要注意的是，案例 S3 中未使用备用要求，但其性能与其他两项案例相似。这表明各风电功率场景足以处理风电不确定性。

1.5 结论

在本章中，我们采用了考虑可靠性机组组合的市场模拟模型比较各种机组组合策略，以解决风力发电的不确定性问题。结果显示，确定性方法可能不适合处理含大规模风电的运营规划中的复杂问题，而是旨在通过确定热电厂组合、规划充足的运营备用容量来管理风电功率预测中的不确定性问题，以适应风力发电的快速变化。另一方面，随机性方法在风电不确定性建模中采用了各种场景，并参考所有场景下的热电厂调度情况确定一种恰当的机组组合。根据模拟结果，我们得出如下结论：随机性方法是解决风电不确定性和可变性问题的一种有效替代方法，可用于在可靠性机组组合中设置充足的备用余量。

致谢 感谢美国能源部能效和可再生能源办公室通过风力和水力发电技术项目为本章所述的研究提供资金支持。原稿由 UChicago 阿贡有限责任公司和阿贡国家实验室（阿贡）联合编写。阿贡国家实验室隶属于美国能源部科学办公室，经营合同

编号为 DE-AC02-06CH11357。

参考文献

- [1] Midwest ISO Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual. Available at <http://www.midwestiso.org/home>.
- [2] Barth R, Brand R, Meibom P, Weber C (2006) A stochastic unit commitment model for the evaluation of the impacts of the integration of large amounts of wind power. In: 9th international conference probabilistic methods applied to power systems, Stockholm, Sweden.
- [3] Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (Wilmar) Project. Available at: <http://www.wilmar.risoe.dk>.
- [4] Tuohy A, Meibom P, Denny E, O'Malley M (2009) Unit commitment for systems with significant wind penetration. IEEE Trans Power Syst 24 (2): 592 – 601.
- [5] Tuohy A, Denny E, Malley MO' (2007) Rolling unit commitment for systems with significant installed wind capacity. IEEE Lausanne Power Tech, pp 1380 – 1385, 1 – 5 July, 2007.
- [6] Tuohy A, Meibom P, Malley MO (2008) Benefits of stochastic scheduling for power systems with significant installed wind power. In: Proceedings 10th international conference probabilistic methods applied to power systems (PMAPS), Mayagüez, Puerto Rico.
- [7] Ummels BC, Gibescu M, Pelgrum E, Kling WL, Brand AJ (2007) Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch. IEEE Trans Energy Convers 22 (1): 44 – 51.
- [8] Bouffard F, Galiana F (2008) Stochastic security for operations planning with significant wind power generation. IEEE Trans Power Syst 23 (2): 306 – 316.
- [9] Ruiz PA, Philbrick CR, Zak E, Cheung KW, Sauer PW (2009) Uncertainty management in the unit commitment problem. IEEE Trans Power Syst 24 (2): 642 – 651.
- [10] Ruiz PA, Philbrick CR, Sauer PW (2009) Wind power day-ahead uncertainty management through stochastic unit commitment policies. In: Proceed-

- ings power systems conference and exhibition, Seattle, WA, Mar.
- [11] Wang J, Shahidehpour J, Li Z (2008) Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation. IEEE Trans Power Syst 23 (3), Aug 2008.
- [12] Botterud A, Wang J, Miranda V, Bessa RJ (2010) Wind power forecasting in U. S. electricity markets. Electr J 23 (3): 71–82.
- [13] Carrion M, Arroyo JM (2006) Acomputationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. IEEE Trans Power Syst 21 (3): 1371–1378.
- [14] Wang J, Botterud A, Bessa R, Keko H, Carvalho L, Issicaba D, Sumaili J, Miranda V (2011) Wind power forecasting uncertainty and unit commitment. Appl Energy 88 (11): 4014–4023.
- [15] Nielsen HA, Madsen H, Nielsen TS (2006) Using quantile regression to extend an existing wind power forecasting system with probabilistic forecasts. Wind Energy 9 (1–2): 95–108.
- [16] Pinson P, Papaefthymiou G, Klockl B, Nielsen HA, Madsen H (2009) From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production. Wind Energy 12 (1): 51–62.
- [17] Monteiro, C., R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, G. Conzelmann. Wind Power Forecasting: State-of-the-art 2009. Technical report ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory, 2009. Available online at: <http://www.dis.anl.gov/projects/windpowerforecasting.html>.

未经中国三峡出版传媒有限公司的书面许可，任何媒体及个人不得转载、摘编该节选内容。违者将被依法追究其侵权责任。

如有需要请购买原版书。



三峡小微



中国三峡出版传媒



中国三峡出版社