

FENGDIAN HUODIAN YU CHOU SHUI XUNENG LIANHE
YOUHUA DIAODU

风电火电与抽水蓄能联合 优化调度

高宗和 主 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

FENGDIAN HUODIAN YU CHOU SHUI XUNENG LIANHE
YOUHUA DIAODU

风电火电与抽水蓄能联合 优化调度

高宗和 主 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书主要围绕大规模风电接入电网后其波动性和不确定性等带来的消纳问题,从风功率预测、日前日内多周期发电计划编制与安全校核、大规模风电接入下有功发电控制、风电接纳的量化分析评估等方面,阐述风电火电与抽水蓄能有功功率联合优化及控制的一整套解决方案,并介绍集成化的风电和抽水蓄能联合运行调度及管理示范系统。

本书可供从事调度自动化研发、技术支持、运行人员及管理人员阅读使用,也可供大专院校相关专业的广大师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

风电火电与抽水蓄能联合优化调度/高宗和主编. —北京:中国电力出版社, 2016. 12

ISBN 978-7-5123-9900-6

I. ①风… II. ①高… III. ①风力发电-调度-研究 ②火力发电-调度-研究 ③抽水蓄能水电站-调度-研究 IV. ①TM61②TV743

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 248039 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 http: //www. cepp. sgcc. com. cn)

万龙印装有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 12 月第一版 2016 年 12 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 10.25 印张 218 千字

印数 0001—1200 册 定价 50.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

编 委 会

主 编 高宗和

副 主 编 丁 怡 侯佑华 闵 勇 王长宝

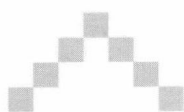
编写人员 戴则梅 滕贤亮 谢丽荣 涂孟夫

李利利 徐 瑞 徐 帆 蒿 峰

吴继平 张彦涛 袁 飞 吴炳祥

于昌海 张丙金 王丹平 彭 虎

鹿满意



前言

近年来,以风电为代表的新能源在我国发展迅速,风电装机屡创新高,中国已跃居全球风力发电装机规模最大的国家。但大规模风电并网发电给电力系统带来了巨大的挑战,尤其是“三北”(华北、东北和西北)地区风电的弃风限电形势十分严峻。2015年,弃风电量 339 亿 kWh,同比增加 213 亿 kWh,平均弃风率 15%,同比增加 7%。提高区域风电就地消纳能力,最好的方法是利用储能系统,在风电和电网之间建立一个“能量缓冲层”,将风电间接输入电网或存储起来,在电网需要时稳定地为电网供电。

本书基于国家“863”计划“大规模风电与大容量抽水蓄能在电网中的联合优化技术”课题的研究成果,围绕大规模风电接入电网后其波动性和不确定性等点带来的消纳问题,通过建立风电火电与抽水蓄能联合优化调度模型,从日前日内多周期发电计划编制与安全校核、大规模风电接入下有功发电控制、风电接纳的量化分析等方面,阐述风电火电与抽水蓄能有功功率联合优化及控制的一整套解决方案,介绍集成化的风电和抽水蓄能联合运行调度及管理示范系统。

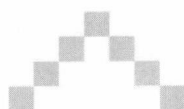
本书第 1 章主要介绍了风电、抽水蓄能调度的国内外发展现状、运行实践及研究进展;第 2 章建立风电火电协调优化模型及多时间尺度发电计划编制框架;第 3 章在此基础上进一步阐述风电火电、抽水蓄能发电计划协调优化模型;第 4 章介绍备用需求分析、接纳能力分析、接纳相容性分析、成效动态分析等有关风电消纳的评估分析方法;第 5 章介绍大规模风电接入下风电火电和抽水蓄能机组协调控制方法;第 6 章详细介绍了示范系统的功能和应用情况。

本书由国家电网公司科技领军人才高宗和主持编写,主要编写人员来自国家“863”计划课题“大规模风电与大容量抽水蓄能在电网中的联合优化技术”研究团队,包括多名国家电网公司电网协调优化调度技术科技攻关团队成员,具体编写分工如下:第 1 章由戴则梅、谢丽荣、李利利、徐瑞编写,第 2~4 章由丁恰、谢丽荣、涂孟夫、李利利、徐帆、张彦涛、吴炳祥编写,第 5 章由滕贤亮、徐瑞、吴继平、袁飞、于昌海编写,第 6 章由谢丽荣、李利利、徐瑞、侯佑华、蒿峰编写,于昌海、张丙金、王丹平、彭虎、鹿满意等人也参与了书中部分章节的编写工作。

由于时间仓促、资料有限,书中难免存在不足或疏漏之处,希望专家和广大读者指正。

编 者

2016 年 5 月 28 日于南京



目录

前言

第 1 章 概述	1
1.1 背景	1
1.2 发展现状	2
1.3 运行现状	7
1.4 研究进展	16
第 2 章 风电火电发电计划协调优化	21
2.1 多时间尺度递进发电计划优化	21
2.2 日前发电计划风电火电协调优化模型	22
2.3 实时发电计划风电火电协调优化模型	37
2.4 风电火电发电计划协调优化算例分析	41
2.5 本章小结	47
第 3 章 风电火电与抽水蓄能发电计划协调优化	48
3.1 风电火电与抽水蓄能发电计划协调优化模型	48
3.2 风电火电与抽水蓄能发电计划协调优化算例分析	54
3.3 本章小结	56
第 4 章 大规模风电接入电网量化分析	57
4.1 大规模风电接入电网的备用需求分析	57
4.2 大规模风电接入电网的风电接纳能力分析	67
4.3 大规模风电接入电网的风电接纳相容性分析	71
4.4 大规模风电接入电网的风电接纳成效动态分析	80
4.5 大规模风电接入电网的风电优先调度分析评价	88
4.6 本章小结	90
第 5 章 大规模风电接入下有功发电控制	91
5.1 风电场集成监控	91
5.2 风电有功控制	96
5.3 风电火电有功协调控制	105
5.4 抽水蓄能机组有功控制	113
5.5 本章小结	116

第 6 章 风电火电与抽水蓄能有功功率联合优化调度系统	117
6.1 设计思想	117
6.2 总体架构	118
6.3 主要功能	119
6.4 应用实例	143
6.5 本章小结	152
第 7 章 结束语	153
参考文献	155

概 述

1.1 背 景

为了解决全球气候变化问题和能源危机问题,逐步减少对化石能源的依赖,开发利用以风能、太阳能为代表的新能源成为一种有效的解决方案。加大对风电、光伏发电等新能源的开发使用力度不仅有利于节能减排,也是我国经济实现可持续发展的战略选择。2012年,国务院发布的《节能减排“十二五”规划》(国发〔2012〕40号)提出,调整能源消费结构,加快风能、太阳能、地热能、生物质能、煤层气等清洁能源商业化利用,加快分布式能源发展,提高电网对非化石能源和清洁能源发电的接纳能力。规划要求到2015年,非化石能源消费总量占一次能源消费比例达11.4%。

积极推进可再生能源规模化发展,对于调整我国能源结构、促进节能减排具有重要意义。风电作为技术相对成熟、最具规模化开发条件和商业化发展前景的新能源利用方式,在国家的大力支持下已经实现连续多年快速增长,2015年全国风电新增装机容量32 970MW,累计并网装机容量达到129 000MW,是继火电、水电后的第三大电源,且风电装机容量已居世界第一。《中国新能源发电发展研究报告》指出,未来新能源发电仍将快速发展,到2020年风电装机将达到1.8亿kW。以风电为代表的新能源正逐步成为我国重要的能源资源,在满足能源需求、改善能源结构、减少环境污染、保护生态环境、促进经济社会发展等方面发挥重要作用。

风电具有典型的随机性、间歇性和波动性等运行特点,根据对长期测风数据的统计分析,小时级及以内风电出力波动约为风电装机容量的 $\pm 10\% \sim \pm 35\%$,4~12h出力波动多超过 $\pm 50\%$ 。风电的这些特点,对电网运行的调节性能提出了更高的要求。我国风电资源的地域特征明显,与负荷需求呈逆向分布,由于风电场当地用电需求小,我国在风能资源开发上采用的是“大规模集中式开发、高电压远距离输送”模式,不同于丹麦、德国等欧洲国家采用的“分布式开发、就地消纳”模式,随着风电的爆发式增长,地区电网风电渗透率增加,风电场接入、输送和消纳问题突出。此外,在我国北方大部分地区,冬季大量热电联产机组需要承担供热任务,调峰能力大大下降,风电的反调峰特性进一步加剧了电网运行的矛盾,为电网运行方式的安排和控制带来巨大冲击,影响了电网对风电的消纳水平。

为鼓励新能源发展,国家出台了一系列扶持政策。《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称《可再生能源法》)的规定,电网企业要在保证电力系统安全的前提下,对

风电实行“保障性全额收购”。但实际上，在风电比例不断提高的情况下，为保证电网安全，系统无法使风电百分之百得到利用。目前，我国特别是“三北”（华北、东北和西北）风电规模化开发地区弃风情况比较严重，给风力发电企业带来较大的经济损失，挫伤了投资者对风电基地进行继续建设的积极性，也影响我国风电持续健康发展。根据对以往风电接入和运行控制历史数据的分析，发现风电消纳能力不足主要受制于电网结构薄弱及电源布局不合理，无法满足大规模风电接入后的电网频率电压和供电可靠性要求。但也发现，常规机组开机方式和出力计划安排对风电消纳也有非常明显的影响。合理的常规能源与间歇式能源发电协调优化与调度，有助于挖掘电网潜力，提升电网对风电等间歇式新能源发电的消纳能力。

提高风电消纳能力，更好的方法是利用储能系统在风电和电网之间建立一个“能量缓冲层”，将风电间接输入电网或存储起来在电网需要时稳定地为电网供电。抽水蓄能是目前最为成熟的大规模储能方式，在电网“削峰填谷”中发挥着重要作用。从风电场和抽水蓄能电站的工作特性可以看出，风电场出力随机性强，波动性大，而抽水蓄能电站启动迅速、运行灵活，两者具有很强的互补性，在风电等清洁能源大规模发展的同时配套建设一定比例的抽水蓄能电站已经成为行业的共识。通过风电与火电、抽水蓄能机组的协调优化，利用抽水蓄能机组优秀的调节能力，把波动的、质量不高的风电电量转换为稳定的、高质量的峰荷电量，减少火电机组参与调峰的启停次数，对提高火电机组节煤减排效益，避免风能资源的浪费，促进能源统一优化配置具有非常重要的意义。

因此，风火蓄（风电-火电-抽水蓄能）联合优化调度的总体目标是探索风电与抽水蓄能的联合运行关键技术，有效解决大规模风电并网带来的电网负荷平衡问题，实现绿色电力优质化，促进电网与波动性可再生能源的协调发展。

1.2 发展现状

1.2.1 国内风电发展现状

我国幅员辽阔，陆疆总长 2 万多千米，海岸线 1.8 万多千米，风能资源丰富。根据全国 900 多个气象站陆地上离地 10m 的资料进行估算，全国平均风功率密度为 $100\text{W}/\text{m}^2$ ，风能资源总储量约 32.26 亿 kW，可开发和利用的陆地风能储量有 2.53 亿 kW，近海可开发和利用的风能储量有 7.5 亿 kW，共计约 10 亿 kW。如果陆上风电年上网电量按等效满负荷 2000h 计，每年可提供 5000 亿 kWh 电量，海上风电年上网电量按等效满负荷 2500h 计，每年可提供 1.8 万亿 kWh 电量，合计 2.3 万亿 kWh 电量，而 2015 年全年全口径发电量为 55 500 亿 kWh。

自 1986 年山东荣成第一个示范性并网风电场建成以来，中国风电产业已经经历了近 30 年的发展。这期间 2006 年初实施的《可再生能源法》（并于 2009 年 12 月对其进行修订），极大地推动了风电的规模化和产业化发展，为风电的发展提供了保障。2015 年全年风电新增装机容量 32 970MW，累计并网装机容量达到 129 000MW，占全部发

电装机容量的 8.6%，超过美国跃居世界第一位，全年风电发电量为 1863 亿 kWh。按照国内风电发展“建设大基地，融入大电网”的规划布局，我国将在甘肃酒泉、新疆哈密、河北、吉林、内蒙古东部、内蒙古西部、江苏、山东等风能资源丰富和集中地区，建设 8 个千万千瓦级风电基地。2009 年我国第一个千万千瓦级风电基地——甘肃酒泉 1271 万千瓦风电基地开工建设。风电以其绿色环保的生产过程和成熟应用的发电技术，必将在未来成为电力生产的重要组成部分。

根据中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）的统计数据，截至 2015 年底，新增装机容量 30 753MW，同比增长 32.6%，累计装机容量 145 362MW，同比增长 26.8%，自 2009 年以来持续位居世界第一。我国六大区域的风电新增装机容量均保持增长态势，西北地区依旧是新增装机容量最多的地区，超过 11 000MW，占总装机容量的 38%；其他地区均在 10 000MW 以下，所占比例分别为华北 20%、西南 14%、华东 13%、中南 9%、东北 6%。2004~2015 年中国风电新增及累计装机容量见图 1-1。

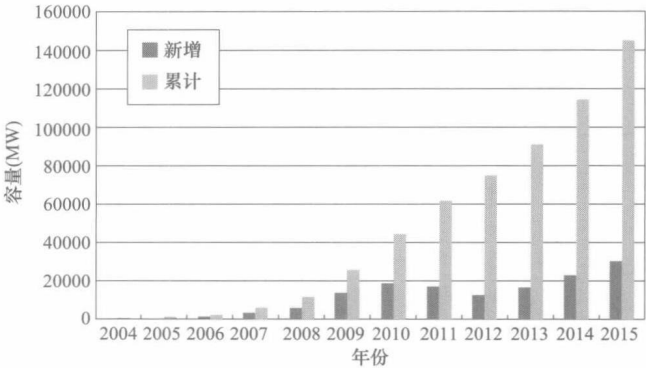


图 1-1 2004~2015 年中国风电新增及累计装机容量

数据来源：CWEA

风电是继火电、水电之后的第三大电源，风电在全国电力结构汇总比例远小于欧盟平均 8% 的比例。2015 年风电约占全国总发电量的 3.3%，火电仍高居 74.9%。“弃风限电”仍是风电发展面临的严峻问题，其中 2015 年全年“弃风”损失达 339 亿 kWh。

风电是当前成本相对最低、技术相对成熟和最具规模化发展潜力的可再生能源利用技术，我国有丰富的风能资源，有满足市场需求的风电设备制造能力。我国应进一步改善风电并网和消纳条件，加快海上风电和陆上大型风电基地建设速度，让风力发电在清洁能源供应、治理雾霾和改善大气环境方面发挥更大的作用。

1.2.2 国外风电发展现状

随着风电走向规模化和产业化，大型并网风电场成为风电发展的主流。世界各国相继制定了加快风电发展的规划，出台了各种促进风电发展的政策法规。过去几年内，世界风电产业发展迅猛，全球风电装机容量呈快速增长态势。1996~2015 年的风力发电容量年平均增长率约为 21%，在各种发电方式中，风力发电量增长速度居于首位。

根据全球风能理事会统计，2015 年全球风电新增装机容量 63 000MW。1996~

2015 年全球风电新增装机容量如图 1-2 所示。到 2015 年底，全球风电装机容量达到 432 000MW，同比增长 17%。1996~2015 年全球风电累计装机容量如图 1-3 所示。

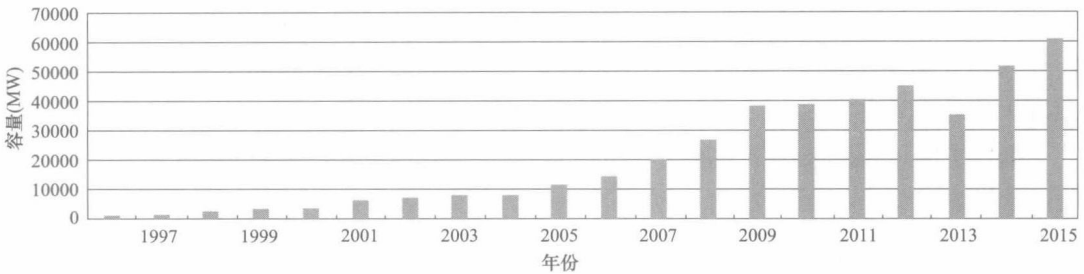


图 1-2 1996~2015 年全球风电新增装机容量
数据来源：全球风能理事会 (GWEC)

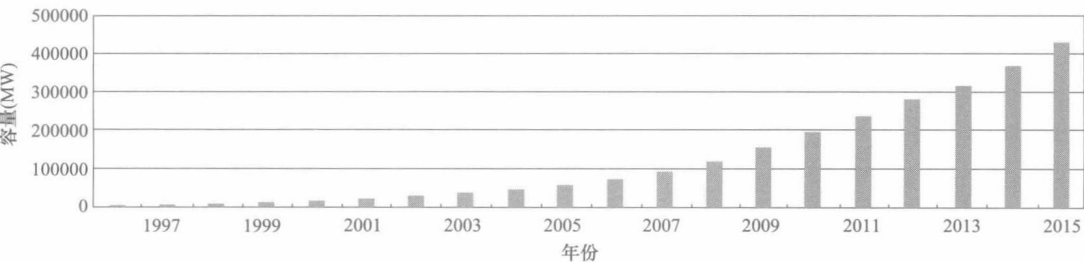


图 1-3 1996~2015 年全球风电累计装机容量
数据来源：全球风能理事会 (GWEC)

截至 2015 年底，全球共 8 个国家和地区风电累计装机规模超过 10 000MW，分别是中国 145 362MW、美国 74 471MW、德国 44 947MW、印度 25 088MW、西班牙 23 025MW、英国 13 603MW、加拿大 11 205MW 和法国 10 358MW。2015 年全球风电累计装机排名如图 1-4 所示。全球共 26 个国家和地区累计装机容量超过 1000MW，其中欧洲 17 个国家，亚太地区 4 个国家，北美 3 个国家，拉美和非洲各 1 个国家。

在持续政策改善的激励下，中国大力发展以风电为代表的清洁能源，累计装机容量超越了欧盟（141 600MW）达到 145 100MW。印度新增装机容量 2623MW，累计装机容量超越了西班牙，跃居全球第四。德国以 6013MW 新增装机引领欧洲。目前已经有 16 个欧洲国家实现了超过 1000MW 装机容量，另有 9 个国家实现了 5000MW 装机。美国新增装机容量 8598MW，累计装机容量 74 471MW。加拿大新增装机容量 1560MW，累计装机容量在 2015 年底超过 10 000MW，达到 11 200MW。

巴西新增 2754MW 装机容量，累计装机容量达到 8700MW。南非以 483MW 新增装机容量在非洲和中东市场领先，南非的累计装机容量也达到了 1000MW。澳大利亚新增装机 380MW，该区域累计装机容量达到 4000MW。2015 年全球风电新增装机排名如图 1-5 所示。

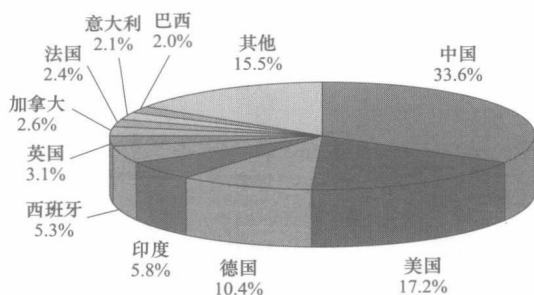


图 1-4 2015 年全球风电累计装机排名

数据来源：全球风能理事会（GWEC）

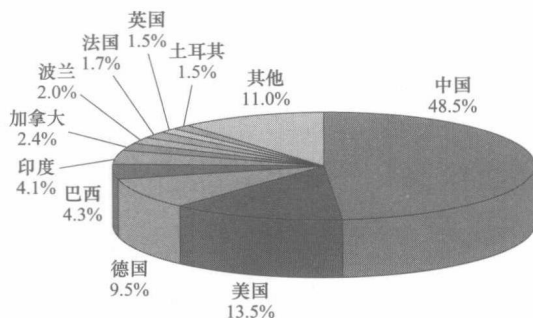


图 1-5 2015 年全球风电新增装机排名

数据来源：全球风能理事会（GWEC）

1.2.3 国内抽水蓄能发展现状

抽水蓄能电站利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站，又称蓄能式水电站。它可将电网负荷低谷时的多余电能转变为电网高峰时期的高价值电能，适于调频、调相，稳定电力系统的频率和电压，且宜为事故备用，还可提高电力系统中火电站和核电站的效率。

抽水蓄能电站既可作水轮机工况运行，又可作水泵工况运行；既可发电，又可抽水；既可向电网供电，又可吸收电网的电力；既是发电电源，又是用电负荷；既可增加供电能力，又可提高电网负荷率。临近用电负荷中心地区的抽水蓄能电站，还可在抽水工况和发电工况下调节电网无功功率，既可向电网输送无功功率，又可吸收电网无功功率，双向调节电网无功功率，稳定供电地区电压，提高电网运行稳定性。由于这些独特的运行方式，抽水蓄能电站可以在电力系统中发挥调峰、调频调相及旋转备用等功能，有效改善火电机组运行条件，提高电网运行的安全性和经济性。

抽水蓄能电站具备调峰填谷、调频、事故备用、调压（调相）等多种功能，随着近年来大型风电新能源基地建设进度的加快，大功率电力外送需求愈加迫切，抽水蓄能将在系统中发挥着重要的作用，可配合风电、光伏等间歇性电源并网运行，作为受端负荷中心的支撑电源，抽水蓄能电站将迎来难得的发展机遇期。

近年来，中国抽水蓄能电站装机容量有了较快的增长，总规模由 2008 年的 10 695MW 增加到 2015 年的 23 385MW，占电力系统装机的比例由 1.3% 提高到 1.9%。截至 2015 年底，全国已建抽水蓄能电站 28 座，装机容量 23 358MW；全国在建抽水蓄能电站 17 座，装机容量 21 400MW。各区域电网均有一定规模的已建和在建抽水蓄能电站，这些电站主要在中东部负荷中心地区，各区域电网抽水蓄能电站的建设情况如图 1-6 所示。

从抽水蓄能电站总体运行来看，2008~2015 年机组的年平均利用小时数由 2649h 逐步下降到 1375h，实际利用水平与设计利用水平差距较大，存在资源浪费问题。

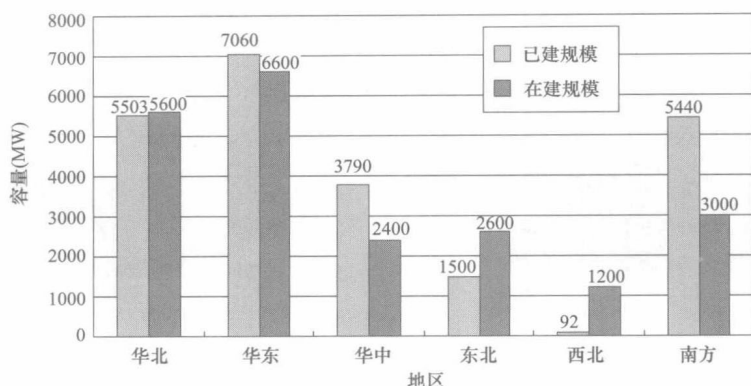


图 1-6 区域电网抽水蓄能电站已建、在建规模 (截至 2015 年底)

1.2.4 国外抽水蓄能发展现状

抽水蓄能电站自 20 世纪 50 年代开始进入起步阶段,经历了 20 世纪 60~80 年代的蓬勃发展,20 世纪 90 年代后日本取代美国成为世界范围内抽水蓄能电站装机容量最大、装机比例最高的国家。截至 2010 年底,日本共计 45 座抽水蓄能电站 264MW 装机容量 (其中百万千瓦以上 7 座),占其国内总装机容量的 11.13%。东亚的日韩、美国和西欧集中了抽水蓄能电站装机规模较大的国家和地区。韩国、西班牙、法国、德国、意大利等国家的抽水蓄能电站装机比例也均接近或者超过 5%。

2010 年国外抽水蓄能装机容量及年发电利用小时数如表 1-1 所示,抽水蓄能电站年发电小时数集中在 400~1000h 之间,其中美国、英国和德国超过 1000h,而挪威、日本和澳大利亚低于 400h。抽水蓄能电站的装机规模和利用小时与地区的能源资源匮乏程度、新能源发展规模和快速调峰资源缺乏有密切关系。

表 1-1 2010 年国外抽水蓄能装机容量及年发电利用小时数

国家	抽水蓄能装机容量 (10 ⁴ kW)	抽水蓄能装机占比 (%)	年发电利用小时数 (h)
英国	274	3.20	1168
美国	2220	2.20	1086
德国	678	4.65	1018
瑞典	11	0.31	909
法国	699	5.96	744
韩国	390	4.93	718
西班牙	535	5.26	598
加拿大	18	0.14	556
意大利	754	7.52	438
波兰	141	4.47	426
日本	2537	11.13	335
挪威	129	4.45	310
澳大利亚	149	2.64	67

注 数据来源:国家电网公司《2012 年国际能源与电力统计手册》。

1.3 运行现状

1.3.1 国内风电运行现状

与常规能源相比,风能的变化有随机性、间歇性和波动性的特点,大规模风电的接入必将对电网的运行产生较大影响,为应对大规模风电对电网调度与控制的挑战,世界各国研究人员已经做了大量工作。国外主要采用市场机制引导各风电场独立运行,同时电网调度拥有充足的水电、燃气等灵活调节资源应对风电波动,并利用负荷侧管理等方法来解决风电间歇性的调度问题。

但是,我国电源结构、电网结构和调度模式与国外有较大差别,我国风电场大多比较集中,且所处地区距电力主系统和负荷中心较远,电网结构相对薄弱,因此大规模风电接入将对电网的电压、稳定性、电能质量及运行调度带来较大影响,尤其很多地区风电具有反调峰特性,电网调度压力更大。因此,我国风电采用大规模集中接入、远距离输送方式。相比国外,这些特征对电网调度控制提出了更高的挑战。面对风电并网装机的快速发展,国内采取的应对措施主要有:

(1) 加快电网建设,提高风电外送能力。我国风电基地比较集中,当地用电量比较小,无法就地消纳,90%以上的风电需要送出。国家电网按照“建设大基地、融入大电网”的发展思路,加快特高压跨区输电通道建设,扩大风电消纳市场,确保实现我国风电高效利用。2013年,建成新疆与西北主网联网750kV第二输电通道工程,2014年哈密—郑州±800kV特高压直流工程建成投运,在新疆哈密、甘肃酒泉风电开发利用中发挥重要作用。

(2) 加强风电优先调度,提高风电消纳水平。充分利用现有输电通道,优先安排风电发电,将风电纳入日前调度计划,为风电消纳预留充足电量空间。优化常规电源运行方式,加强供热机组监控,充分发挥灵活调节电源作用,优化跨省区联络线运行,最大限度挖掘系统消纳能力。

(3) 建成风电场实时监控系统。系统实现经营区域内全部风电场的实时监测和自动控制。建设专门服务于能源的电网气象数值预报中心,风电预测系统实现全覆盖。

西北风电调度自动化系统是国内第一套完全基于智能调度技术支持系统平台的风电调度系统,如图1-7所示。该系统是基于科学调度、风电场管理、监控、风电功率预测为一体的综合管理系统,在技术应用方面可以更加高效地消纳风电能源,保障风电场更加安全地进行运行与维护,提供更加智能、优化的集中管理。主要功能包括:①实现了对风机、风场、并网点的调度数据采集与监视;②实现了风电运行特性的综合统计分析;③实现了与风机系统的功率闭环控制;④实现了基于SCED技术的风电接纳能力的数学优化评估;⑤基于D5000基础平台,将各项技术集成于智能调度技术支持系统,构建风电调度应用系统。



图 1-7 西北风电调度自动化系统

西北风电调度自动化系统实现了风电从数据采集、预测、运行监视、闭环控制到运行数据分析评估的全过程技术支撑，实现了西北电网对酒泉风电基地全部并网风电场的在线监视与调度控制。系统的投运可以提高风电运行调度管理水平，降低大规模风电接入对电网运行调度带来的不利影响，适应大规模风电调度决策复杂性、快速性和综合性的要求，保证风电调度安全和可再生能源充分利用。

国家电力调度控制中心组织西北、东北、冀北电网公司及相关省公司有关专家开展了《风电优先调度工作规范》的编制工作，形成了企业标准《风电优先调度工作规范》的讨论稿。标准编制的原则是遵守现有相关法律、条例、标准和导则，针对电网电源、风电消纳政策和调度运行技术等方面存在的不适应，通过“提供优质服务、预留充足空间、调整及时到位，持续评价改进”等几方面实现规范调度行为，优先调度风电。规范发布后，全国各新能源调度机构开始陆续建设部署风电优先调度评价系统，对调度中心优先调度工作进行量化评估分析，以促进风电优先调度工作。

通过政策扶持与技术支撑，风电并网装机容量与风电发电量保持较快增长，风电利用形势总体较好。截至 2015 年底，国家电网并网风电装机容量达 1.17 亿 kW，同比增加 33%。2015 年 1~11 月，蒙东、蒙西、甘肃、冀北 4 个地区风电累计发电量占用电量比例分别达到 36%、13%、12%、11%，与西班牙、德国等国基本相当，达到国际一流水平。

弃风限电已成困扰风电行业多年的顽疾，近几年情况时好时坏。数据显示，2012 年弃风情况最为严重，弃风率达到 17%。经过一系列政策引导和行业主动调整，弃风现象有所缓解，2013 年弃风率降至 11%，2014 年上半年更进一步降至 8.5%。而 2015 年受多种经济因素影响，弃风率再次飙升至 15%。全国重点省区“弃风对比情况”见表 1-2。

表 1-2

全国重点省区“弃风对比情况”

区域	弃风损失电量 (100GWh)		弃风率 (%)	
	2014 年	2015 年	2014 年	2015 年
吉林	10.02	27	15	32
甘肃	13.84	82	11	39
内蒙古	35.68	91	9	18
河北	20.36	19	9	10
黑龙江	9.53	19	12	21
新疆	23.34	70	15	32
辽宁	6.39	12	6	10
云南	2.59	3	4	3
宁夏	0	13	0	13
山西	0	3	0	2

2015 年，风电弃风限电形势加剧，全年弃风电量 339 亿 kWh，同比增加 213 亿 kWh，平均弃风率 15%，同比增加 7%，其中弃风较重的地区是内蒙古（弃风电量 91 亿 kWh、弃风率 18%）、甘肃（弃风电量 82 亿 kWh、弃风率 39%）、新疆（弃风电量 71 亿 kWh、弃风率 32%）、吉林（弃风电量 27 亿 kWh、弃风率 32%）。

“三北”地区是我国风电发展的主要地区，弃风限电在这里也最为突出。从东北等区域限制风电出力的时段和原因来看，主要是在冬季夜间的低谷负荷期，因为风电与供热之间存在矛盾。此外，西北地区还存在输电线路容量不足导致的风电限电情况，风电接入对电网调峰、调频及电网稳定带来较大的影响，电网面临的安全形势较为严峻。华北的冀北地区作为国家千万千瓦级风电基地之一，清洁能源呈现迅猛发展态势，2015 年，冀北风电、光伏发电装机总容量分别达到 1013 万 kW、30 万 kW，远远超出了冀北电网的消纳能力，清洁能源发展面临较大的送出“瓶颈”。冀北电网属于典型的受端电网，内部火电机组装机容量严重不足，超过 40% 的电力需要从区外送入。受冬季火力发电出力调节困难，以及风能、太阳能固有的随机性、波动性、间接性和反调节性特点等诸多因素影响，冀北电网面临突出的系统调峰能力不足问题。

综合分析，国内风电运行出现弃风现象的原因主要有 3 点。

(1) 建设步伐不一致。由于近年来风电发展速度过快，许多地区的电网建设速度跟不上风电发展的步伐。近 10 年，世界风电装机年均增长 31.8%，成为全球最具吸引力的新能源技术，而电网作为传统产业，投资吸引力远不敌风电。

(2) 建设工期不匹配。风电项目建设周期短，通常首台机组建设周期仅为 6 个月，全部建成需要 1 年左右；电网工程建设周期长，输电线路需要跨地区，协调工作难度大。在我国，220kV 输电工程合理工期需要 1 年左右，750kV 输电工程合理工期需要 2 年左右。

(3) 风电出力特性不同于常规电源。一方面，风电出力具有随机性、波动性的特点，造成风功率预测精度较低，风电达到一定规模后，如果不提高系统备用水平，调度运行很难做到不弃风；另一方面，风电多具有反调峰特性，夜晚用电负荷处于低谷时

段，风电发电出力往往较大，即使常规电源降出力，当风电规模达到一定程度（大于低谷用电负荷），也难免出现限电弃风。

1.3.2 国外风电运行现状

国外自 20 世纪 80 年代初开始研究、开发和利用风能，风电产业技术基本成熟，在风电运行方面具有丰富的实践经验。分析国外电网的风电运行现状，有助于为国内风电的发展提供参考。选取了欧洲和美国 4 家有代表性的电网公司：①德国 50Hertz 电网公司；②丹麦 Energinet 电网公司；③美国 ERCOT 电网公司；④西班牙 REE 电网公司。现对这 4 家电网公司的风电运行进行分析。

1. 德国 50Hertz 电网公司

50Hertz 电网公司是一家输电网运营商，该电网的风电运行有别于其他电网，其具体表现为：

(1) 高渗透率。在低负荷情况下，会出现风电出力超过系统负荷的情况。50Hertz 电网和其他的输电系统运营商（Transmission System Operator, TSO）必须采取一定的措施以确保新能源优先发电和风电切机最小化。

(2) 90% 风电接入配电网。大部分风电并不直接受 50Hertz 电网公司管理。因此，调度员所掌握的风电信息并不全面，导致在实际调度控制中会出现更多的不确定性。

风电并网会引起 50Hertz 电网控制区域内和区域间传输线的负荷越限问题以及频率稳定和系统平衡问题。另外，在低负荷期间，当出现风电大于负荷的情况时，必须将 50Hertz 电网的多余风电传送给负荷需求比较高的相邻的 TSO，这就要求 50Hertz 电网与相邻的 TSO 系统间有一个比较紧密的功率协调。

50Hertz 电网已经开发出并成功应用了不同的补救措施来处理高渗透率的风电并网问题。由图 1-8 所示 50Hertz 电网的风电功率、总发电功率和系统负荷的曲线可知，在持续多个小时的风电大发期间，控制区内 3000MW 的抽水蓄能电站调峰作用有限。同时，在某些时间段内出现了风电大于整个系统的总负荷量、风电上爬坡率和下爬坡率很大的情况，50Hertz 电网公司通过切机、爬坡率预测等相关技术成功处理这些问题，值得其他公司借鉴。

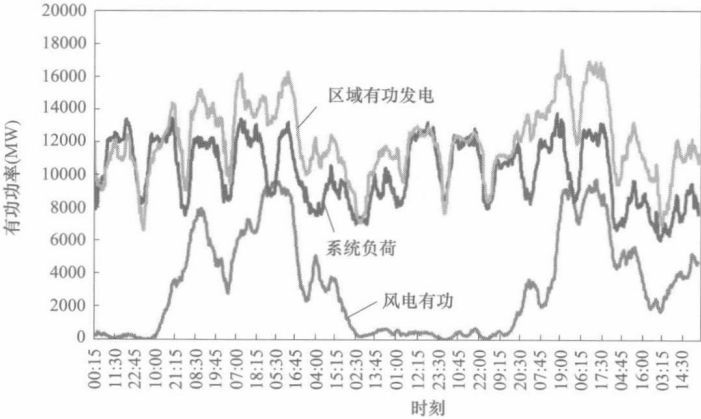


图 1-8 50Hertz 电网的风电功率、总发电功率和系统负荷的曲线图