



THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION

欧洲风能协会 (EWEA)

欧洲风能协会 (EWEA) 是风电产业的代言人, 积极致力于推进风电在欧洲乃至全球的应用。EWEA 拥有来自将近 60 个国家的 650 多名成员。这些成员包括占据全球风电市场 90% 份额的制造商、部件供货商、研究机构、国家风电和可再生能源协会、开发商、电力供应商、金融和保险公司以及顾问公司。



中国可再生能源学会风能专业委员会

中国可再生能源学会风能专业委员会 (中国风能协会) 成立于 1981 年, 是在国家民政部正式登记注册的非赢利性社会团体。中国风能协会的宗旨是作为我国风能领域对外学术交流和技术合作的窗口、政府和企事业单位之间的桥梁和纽带, 与国内外同行建立良好关系, 与相关兄弟专业委员会团结协作, 与广大科技工作者密切联系, 为促进我国风能技术进步、推动风能产业发展、增强全社会可再生能源意识做出贡献。



能源基金会中国可持续能源项目

在派克德基金会的资助下, 能源基金会于 1999 年启动了中国可持续能源项目, 旨在支持中国提高能源效率和开发可再生能源。能源基金会北京办事处为非营利机构, 在中国民政部正式注册, 并由国家发展与改革委员会做为业务主管单位。中国可持续能源项目支持国家政策制定与地区实施, 协助中国政府、机构和企业应对能源挑战。应中方各级领导, 包括高级政策顾问委员会 (部长级) 和对话工作组 (司局级) 中的中方领导的要求, 该项目将中国专家与其他国家的“最佳实践”经验相结合, 促进能力建设和技术政策的传递。随着中国成为解决全球变暖问题的领跑者, 中国可持续能源项目也将把中国的“最佳实践”经验与其他国家分享。

我们的资助主要用于八个领域: 交通、建筑节能、工业节能、电力、可再生能源、低碳发展之路、可持续城市和环境管理。除作为资助方的主要职责外, 中国可持续能源项目还负责组织研讨会, 委托起草文件, 以及针对该领域未满足的需求, 采取其他直接激励措施。

为欧洲提供动力·风能与电网

能源基金会 (EF) 支持
中国可再生能源学会风能专业委员会 (CWEA) 翻译
欧洲风能协会 (EWEA) 编写



为欧洲提供动力：风能与电网

欧洲风能协会 (EWEA) 编写

中国可再生能源学会风能专业委员会 (CWEA) 翻译

能源基金会 (EF) 支持

中国科学技术出版社



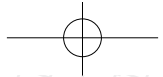
中国科学技术出版社
CHINA SCIENCE AND TECHNOLOGY PRESS

定价: 180.00 元

ISBN 978-7-5046-6198-2



9 787504 661982



为欧洲提供动力： 风能与电网

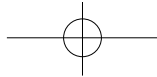
欧洲风能协会 (EWEA) 编写

中国可再生能源学会风能专业委员会 (CWEA) 翻译

能源基金会 (EF) 支持



中国科学技术出版社
CHINA SCIENCE AND TECHNOLOGY PRESS



图书在版编目 (CIP) 数据

为欧洲提供动力：风能与电网 / 欧洲风能协会编著；中国可再生能源学会风能专业委员会译. — 北京：
中国科学技术出版社，2012.11

ISBN 978-7-5046-6198-2

I . ①为… II . ①欧… ②中… III . ①风力发电—研究—欧洲 IV . ① TM614

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 253707 号

著作权合同登记号 01-2012-7870

出版人：苏青

责任编辑：夏凤金

责任校对：孟华英

责任印制：张建农

出版：中国科学技术出版社

发行：科学普及出版社发行部

地址：北京市海淀区中关村南大街 16 号

邮编：100081

发行电话：010-62173865

传真：010-62179148

投稿电话：010-62103182

网址：<http://www.ospbooks.com.cn>

开本：880mm×1230mm 1/16

字数：250 千字

印张：12

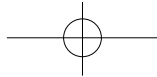
版次：2012 年 11 月第 1 版

印次：2012 年 11 月第 1 次印刷

印刷：北京宏信印刷厂

定价：180.00 元

书号：ISBN 978-7-5046-6198-2



原著创作人员

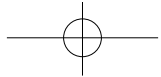
主要作者（第一章~第五章）：Frans Van Hulle (Xpwind)、Nicolas Fichaux (欧洲风能协会 - EWEA)

主要作者（第六章）：Anne - Franziska Sinner (Pöyry)、Poul Erik Morthorst (Pöyry)、Jesper Munksgaard (Pöyry)、Sudeshna Ray (Pöyry)

特约作者：Christian Kjaer (EWEA)、Justin Wilkes (EWEA)、Paul Wilczek (EWEA)、Glória Rodrigues (EWEA)、Athanasia Arapogianni (EWEA)

修改与编辑：Julian Scola (EWEA)、Sarah Azau (EWEA)、Zoë Casey (EWEA)、Jan De Decker与Achim Woyte (3E)、EWEA大规模并网工作组

项目协调人：Raffaella Bianchin (EWEA)、Sarah Azau (EWEA)



序 言

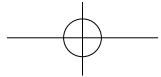
18世纪工业革命以来，以化石能源为主的能源供应体系在为人类带来空前文明的同时，也带来了前所未有的挑战。化石能源资源的有限性与人类经济社会发展的无限性需求之间的矛盾在加剧，同时理论和实践都证明，化石能源大量燃烧带来的气候变化等环境问题也日益突出。可再生能源以其资源潜力大、对环境影响小并可永续利用等特点，越来越成为人类寻求安全、清洁的能源供应方式的首选，在世界各国能源战略中的地位不断提高。2011年，可再生能源装机已占欧盟新增电力装机的71.3%。

风电、太阳能发电等可再生能源是构建未来清洁低碳能源体系的重要组成部分，但受自然特性的影响，风能、太阳能又都具有能量密度低、波动性、不连续性等特点。随着可再生能源利用规模的不断扩大，如何解决可再生能源，尤其是可再生能源发电与现代电力系统的融合问题，已成为推动可再生能源持续发展的核心问题。面对这些问题，我们必须用发展的思维和与时俱进的精神加以解决。首先，发展风电等清洁能源是能源技术和管理的创新，是要在传统的电力系统中融入新的生命力，这就需要重构电力系统。德国的能源转型战略、丹麦2050摆脱化石能源的能源发展战略，其核心理念均是重构未来电力系统，即以完全接纳可再生能源电力为目标来构造未来的电力系统。未来的二三十年乃至更长时间内，中国的电力需求仍将持续保持高速增长，发电装机容量的增加、电力系统的扩建和增容在所难免。在电网建设规划中充分考虑风电等可再生能源的大规模发展需求，建设具备响应负荷侧和电源侧功率随机波动能力的、支撑波动性可再生能源电力发展的电力系统，应该成为打造中国未来清洁、低碳、安全、可靠的电力系统的要点。其次，要加强可再生能源发展统筹规划，在加快电力系统中波动性能源备用装机容量建设的同时，重视分散能源及分布式储能技术的开发和应用，建设具有供需双向调节功能的可再生能源智能电网。最后，要转变观念，加快推进政策机制和电力管理体制改革。国内外的实践证明，与技术相比，政策问题和电力管理体制问题才是制约可再生能源电力发展的主要问题。目前，我国高度集中的电力系统管理机制已明显阻碍不适应可再生能源发电的并网消纳需要，而实施输电、配电、供电相分离的电力管理体制，对可再生能源发电并网的积极促进作用已在欧美电力市场中得到充分证明。我国也需要尽快转变思路，推动电力体制改革，开放用户端市场，鼓励供电环节的市场竞争，提高输电、配电企业输送可再生能源电力的积极性，形成真正有利于可再生能源发展的电力管理体制。

以可再生能源为主体、以常规能源为补充的能源体系已成未来全球能源发展的主要方向，推动能源体系由以化石能源为主向以可再生能源为主转变也是我国实现发展方式转变战略的重要组成部分。如何站在国家的角度、战略的高度，用发展眼光和战略思维去分析、总结、提出适应新能源生产和消费方式的发展路径，这本走在可再生能源发展前沿的“风能与电网”研究报告，为我们提供了一些有价值的启示和参考。我相信，只要我们共同努力，风电等清洁能源技术一定能够在保障我国能源安全、发展经济和应对气候变化的历史使命中发挥重大作用。

史立山

国家能源局新能源和可再生能源司 副司长



前言

2010年，我们翻译发布了欧洲风能协会撰写的《欧洲大规模风电并网研究 - 分析、问题和建议》，首次在国内系统地介绍了欧洲在应对未来大规模风电并网方面的经验。近两年来，我国不断加强对风电与电网关系的研究和宣传，风电设备并网性能不断提升，电网配套设施建设有所改善，一些错误的认知得到一定程度的更正。尤其是2010年以来，国家能源局和国家电网陆续发布了风电并网检测管理办法、技术标准、并网运行管理通知等，为我国风电与电网的和谐发展打下了基础。但是，面对我国风电装机的持续迅猛增长，电力市场的规划和建设仍明显滞后，有关风电的误解依然存在，风电的并网成本、电网的接纳能力等也经常成为争论的焦点。如何进一步转变观念，做好风电与其他电源、风电与电网的统一规划，解决机制和利益上的冲突，仍是我国风电健康发展迫在眉睫的问题。

国家能源局发布的《风电发展“十二五”规划》提出：到2015年，投入运行的风电装机容量达到1亿千瓦，年发电量达到1900亿千瓦时，风电发电量在全部发电量中的比重超过3%。而据欧洲风能协会统计，2011年，风电已可满足整个欧盟电力需求的6.3%。在丹麦、西班牙等风电先进国家，风电已占其年电力供应相当高的比例，例如丹麦25.9%，西班牙15.9%，葡萄牙15.6%，爱尔兰12%，德国10.6%，且该比例仍在不断提高；在丹麦西部地区，风电的最大瞬时占比已经达到100%，而在西班牙、爱尔兰等国家这个值也均超过了50%。为何我国风电并网陷于举步维艰的境地，而欧洲风电并网已实现并将继续保持和谐发展势头，欧洲风能协会这本关于欧洲风电大规模并网研究的最全面、最新的报告将给我们相关的解答和启发。

风电是一种波动性能源，但电网系统完全可以通过在处理负荷变化中积累的经验来控制这种波动性，早在风电技术出现之前，电力系统的设计就可以应对负荷的显著变化。从总体上看，电网系统的互联性越好、覆盖区域越大、并网风电机组越多，越能够充分利用不同区域、不同风电机组的互补性，平滑风电出力的波动，风电在电网中的波动就会越小。此外，通过扩大风电消纳范围以及制定在时间上更加细化的调度方案，充分利用地理差异对风电出力的稳定作用，电网能更好地统筹各种电源。另外，传统发电技术的不断革新、需求侧管理、智能电网、短期风力预测等新技术也会对风电并网大有助益。

在风电并网比例不存在技术限制的情况下，那些认为大规模风电并网会大大增加系统成本的观点也是站不住脚的。欧洲风电并网研究表明，当风电比例为20%时，提高系统中的常规电厂的灵活性即可以满足大规模风电的额外备用要求，也就是说不需要为风电增加备用容量或新建电厂，事实上也从未有任何备用电源或储能设施是专为风电而增设。因电力需求增长而发生的电网改造、增容、扩建能够惠及所有发电企业和用户，因此，其成本与收益应由全社会共同承担与分享，而不是由风电等新型电源全部承担，相应的数据表明风电并网的成本很低。

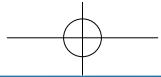
此外，欧洲风电并网及未来规划研究再次强调，与技术条件相比，政策体制和电力市场机制对风电并网的影响更大。欧洲一体化电力市场改革方案以及短期内可以采取的优化现有基础设施和输电走廊使用的方法，为我国做好风电与其他电源、风电与电网的统一规划，建设坚强智能电网提供参考。

如何借鉴欧洲经验，客观看待中国风电发展中的问题，结合中国风电与电网发展实际状况，规划未来电力系统建设，破解风电并网瓶颈，不断提高风电等可再生能源电力比例，是我们翻译“欧洲风能与电网”系列报告的初衷，真诚希望它能在这些方面为决策者、业内人士提供一些有价值的启示和参考。

本书的出版得到了能源基金会的资助。多年来，能源基金会中国可持续能源项目通过支持我国引进欧美风电并网的先进理念和经验、为中外专家搭建风电并网方面的研讨和交流平台、支持筹建中国的可再生能源并网研究联盟等活动，为我国风电与电网的和谐发展默默耕耘，对风电产业的可持续发展产生了重要的影响。在此，借本书出版之际，向能源基金会表示衷心的感谢。

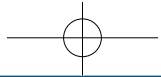
秦海岩

中国可再生能源学会风能专业委员会 秘书长

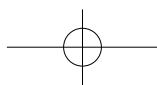
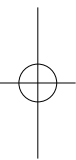
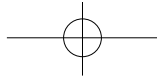


目录

第一章 前言：欧洲展望	1	2.3 分两步制定统一的欧洲电网规范	58
1 前言	2	3 总结	60
2 化能源挑战为竞争优势	4		
2.1 风电与欧洲电力	5	第三章 包含大量风电的电力系统的运行	63
2.2 系统中的风电	7	1 前言	64
2.3 所有的电源都可能发生故障	8	2 平衡需求，常规发电和风电	65
3 风电并网的主要挑战和问题	9	2.1 前言	65
4 欧洲风电并网的现状	10	2.2 风电对备用容量调度的影响	66
4.1 风力发电和风电厂的基本因素	11	2.3 为支持系统平衡进行的短期预测	69
4.2 包含大量风电的电力系统的运行	12	2.4 额外平衡成本	70
4.3 电网改造面临的挑战及其解决方案	13	3 改善的风电管理	72
4.4 电力市场设计	16	4 加强风电并网的途径	75
4.5 大规模风电并网的优势排序效应	17	5 风电对可靠容量的贡献	78
5 角色与职责	20	5.1 供电安全性和系统充裕度	78
6 2010—2050年欧洲可再生能源电网展望	24	5.2 容量可信度是衡量可靠风电出力的量度	79
		6 各国和欧洲对风电并网的研究与经验	82
第二章 风力发电与风电厂：要点	31	6.1 德国	83
1 风力发电与风电场——要点	32	6.2 北欧地区	84
1.1 风电厂	32	6.3 丹麦	85
1.2 风力发电的波动性	38	6.4 英国	86
1.3 风电产能的波动性与可预测性	45	6.5 爱尔兰	87
1.4 大规模风电并网的影响	48	6.6 荷兰	88
2 将风电并入电网	52	6.7 欧洲风电并网研究	89
2.1 电网规范对风电的要求中存在的问题	53	6.8 总结与关键信息	90
2.2 现行风电电网规范要求概述	54	7 附录：系统中功率平衡的原则	92

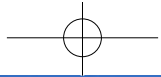


第四章 电网改造面临的挑战和解决方案	95	4 欧洲内部电力市场中的风电	131
1 电网改造的推动因素和障碍	96	4.1 欧盟成员国当前电力市场规则	131
2 目前的升级契机：优化电网使用	99	4.2 适当的市场规则为欧洲风电并网带来的经济效益	132
3 欧洲输电规划的长期改进	101	5 总结	133
欧洲研究中提出的建议	101		
4 海上电网	107	第六章 大规模风电并网的优势排序效应	135
4.1 推动因素和发展阶段	107	1 背景	136
4.2 技术问题	110	2 前言	138
4.3 政策问题	111	文献研究综述	140
4.4 监管问题	112	3 研究结果总结	142
4.5 规划	112	4 方法论	145
5 输电系统升级成本及承担者	114	4.1 方法	145
5.1 成本估算	114	4.2 建模	147
5.2 分摊电网基础设施成本	116	5 分析	150
6 更为主动的配电网络	117	5.1 模拟结果	150
7 全面审视未来电网的发展：智能电网	119	5.2 敏感度	161
8 总结	120	6 结论	169
		7 附录	171
第五章 电力市场设计	123	7.1 模型中的假设	171
1 引言	124	7.2 模型说明	174
2 风电进入电力市场的障碍	125		
3 欧洲电力市场发展	127	参考资料、术语表和缩略语	178
3.1 开放的各国市场	127		
3.2 互联支持的欧洲联网	128		
3.3 欧洲电力市场进一步开放的法律框架	129		





第一章 前言：欧洲展望



1 前言

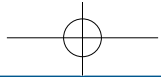
为了实现欧盟可再生能源利用和CO₂减排目标，需要将大量风电并入欧洲电力系统。本报告研究了现有的相关文献，借此对大规模风电并网涉及的技术、经济和监管问题进行了分析，并研究欧洲如何通过提高风力发电量来提高欧洲未来的能源安全性。

报告的主要结论是：欧洲电力系统是否能够消纳大量风电，取决于经济和监管框架，而不是

技术性 or 实用性限制。提高风电比例面临障碍，不是因为风电具有波动性，而在于基础设施不健全、电网互联不充分、电力市场缺乏公平有效的竞争，以及新技术对传统的思想和行为方式构成了威胁。目前，普遍认为风电最高可以满足大电网20%的电力需求，并且不会造成任何严重的技术问题或应用问题¹。

如果风电比例较低，就不会对电网的运行造成

¹参见IEA任务25 (IEATask 25)：“包含大量风电的电力系统的设计与运行”最终报告，<http://www.iea.org/AnnexXXV.html>

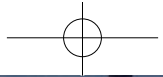


重大影响。目前，风电可以满足整个欧盟电力需求的5%以上，但是存在较大的区域和国家差异。当前采用的应对用电和供电变化的控制方法和备用方案完全可以消纳额外的可变电力供应，例如占总用电量达20%左右的风电，这要视具体系统和地理分布情况而定。为消纳更多的风电，提高风电比例，可能需要对电力系统及其运行方式做出改变。

西班牙、丹麦和德国等地区的电力系统中拥有大量风电，其风电经验表明，可再生能源在现有电网中的比例是否存在上限是一项经济和管理问题，而不是技术问题。欧洲地区的风电发展仍处于起步

阶段，可以从具有发展经验的国家汲取很多经验教训（如本报告所介绍）。但重要的是，新兴市场的利益相关者、政策制定者和监管者能够意识到，在有更多风电并入电网之前，西班牙、德国和丹麦的输电系统运营商所面临的问题并不能成为问题。

基于对最佳做法和过往经验的深入研究，以及对技术和经济性评估的介绍和参考，本报告提出了与风电和并网相关的问题。报告收集并提供了发表在专业文献中的详细实例和成果，汇集了风电行业专家和技术人员的很多贡献，旨在为当前关于风电并网的争论提供一个有用的框架。



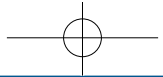
2 化能源挑战为竞争优势

2006年，欧洲54%的能源依赖进口。如果欧洲的能源供应战略²不发生重大变化，这一比例很可能在未来20年内大幅增加。欧洲的石油主要来自中东，大部分天然气来自于三个国家：俄罗斯、阿尔及利亚和挪威。欧洲经济依赖于价格可以承受的碳氢化合物。当前化石燃料的价格处在高位波动，而欧洲本土的化石燃料正逐渐消耗殆尽。能源价格高位波动给能源市场带来了压力，并增大了能源投资

风险，从而推高了包括电价在内的能源价格。能否降低碳排放以减轻对气候的危害，能否使用本土可再生能源来减小能源供应的风险，是影响欧洲经济社会发展的决定性因素。

没有可靠、可持续且价格合理的能源，就不会有长期可持续发展。欧洲应尽一切可能开发本地能源，并努力提高能源效率，才是解决问题的根本之道。欧洲始终走在可再生能源开发的前列，特

² 欧盟委员会通告：《第二次战略能源回顾：欧盟能源安全与团结行动计划》（SEC (2008) 2871）。



别是在2001/77/EC指令和2009/28/EC指令（旨在提高可再生能源在欧洲能源构成中所占比例）实施后，这一优势更加明显。

欧洲在风电技术上具有突出的竞争优势。风能不仅有助于保障欧洲能源的独立性和实现未来的气候目标，而且还能够将欧洲严峻的能源供应问题转化为机遇：创造商业效益、推动技术研发并增加出口和就业。

风电是一种免费而且清洁的资源，具有重大的经济和环保意义，但更重要的一点是风电场建设完成后，风电的成本就是固定的。这意味着风能这种本土能源没有传统发电技术存在的安全、政治、经济和环保问题，因此，可以将已知的和可预测的风电成本作为制定欧洲未来经济发展计划的依据。

2.1 风电与欧洲电力

由于基础设施的老化和电力需求的不断增长，电厂和电网需要大规模投资。在今后的12年中，为满足预期的增长需求，欧盟需要建设360GW的发电容量（当前欧盟发电量的50%），用于替代老化的电厂³。由于能源投资是一项长期投资，因此当前的决策会对未来几十年的能源构成产生影响。本报

告提出的愿景是，风力发电符合欧盟现行能源政策的所有要求，同时在燃料价格和碳排放价格居高不下的时期提供了一条前进的道路。

自20世纪80年代初风电产业起步以来，风能技术取得了长足的进步。

三十年的技术进步使得现在的风电机组具备了最先进的现代技术：模块化，并能快速安装。在同一地点，一台现代风电机组每年的发电量是25年前的200倍以上，每千瓦时的成本却不到当时的一半。全球最大的几家能源公司均已涉足风电行业。现代风电场与其他电厂一样，也能提供电压调整等电网支持服务。欧洲已经制定并实施了有效的监管和政策框架，继续引领全球风能的发展。

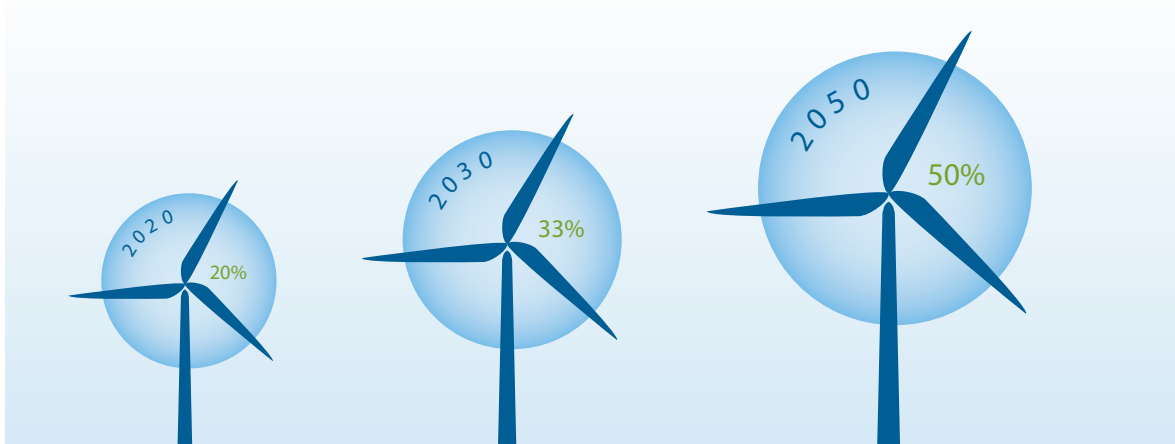
目前，风能为欧洲供应了5%以上的电力⁴。但据欧盟2009/28《可再生能源指令》的设想，作为成本最低的可再生能源技术，陆上风电到2020年可以满足欧盟34%的可再生能源电力需求，占据最高比重。

欧洲风能协会（EWEA）设定的2020年基准情景是，风电装机容量从目前的80GW增加到230GW。风力发电量从2009年的163TW·h增加到2020年的580TW·h，风电在总电力需求中的比例

³ 欧盟委员会通告：《第二次战略能源回顾：欧盟能源安全与团结行动计划》（SEC (2008) 2871）。

⁴ <http://www.eweaa.org/index.php?id=1665>

欧盟风电比例的预期增长



来源：EWEA

从2009年的4.2%增加到2020年的14.2%。EWEA设定的2020年高目标情景是，风电装机容量从目前的80GW增加到265GW。风力发电量从2009年的163TW·h增加到2020年的681TW·h，风电在总电力需求中的比例从2009年的4.2%增加到2020年的16.7%。

2009年10月7日，欧盟委员会发布了针对“低碳技术开发投资⁵（战略能源技术计划）”的通告，通告宣称，风能将在“在2020年为欧盟供应20%的电力，并在2030年将这一比例提高到33%”，完全满足工业用电需求。EWEA同意欧盟委员会的这一预测。未来十年，随着更多研究工作的开展以及必要的电网基础设施建设取得重大进展，风电将在2020年满足欧盟1/5的电力需求。这一数字会在2030年

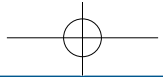
达到1/3，在2050年达到1/2。

要达到欧盟委员会对风电的预期，则需要满足EWEA设定的高目标情景，即到2020年，风电装机容量达到265GW，其中包括55GW的海上风电。如果满足EWEA2030年风电装机容量目标，即400GW（包括150GW的海上风电），则可以实现欧盟委员会设定的供应欧盟33%电力的目标。根据设想，到2050年，风电装机总容量可以达到600GW，其中250GW为陆上风电，350GW为海上风电。假设2050年的总电力需求为4000TW·h，上述风电装机容量能发出约2000TW·h的电力，可以满足欧盟50%的电力需求⁶。

2010年6月，欧洲委员会联合研究中心表示，根据欧盟统计局初步数据可以发现：“2009年，

⁵ 欧盟委员会通告（2009）519最终版。

⁶ 参见EWEA报告：《清洁能源：2020年与2030年风能目标》，www.ewe.org



欧盟总发电量为3042TW·h，其中608TW·h来自可再生能源，约占19.9%。水电比例最高，占11.6%；其次为风电，占4.2%；生物质发电占3.5%，太阳能发电占0.4%。”该研究中心推断：“如果上述可再生发电资源保持目前的增长速度，那么在2020年，可再生能源发电量可以达到1600TW·h（45%~50%）”。

虽然风电技术已经得到证明，但风电的潜力仍有待开发。欧洲的电网基础设施建于20世纪，在建设时考虑的是大型集中式煤电厂、水电厂、核电厂以及最近兴起的燃气电厂。而将来，风电和其他可再生能源发电会在电力系统占据很大比例，这就需要电力领域的决策者和利益相关方共同对欧洲电网基础设施做出必要的改变。

到2020年，欧盟的大部分可再生能源发电量会由陆上风电场供应。但是，欧洲必须在今后十年开发海上风电，这是欧洲最大规模的本土资源。要通过最经济的方式实现这一目标，需要对欧洲电网进行大规模投资，建设新的现代海上电网，并大幅增加陆上电网的容量。目前的法律框架、新成立的ENTSO - E（欧洲输电系统运营商组织）和ACER（能源监管合作组织）、《电网发展十年规划》的重要结果，以及现行的政府间“北海国家海上电网计划”，都是促进电网发展的有效措施和政

治契机，可再生能源的并网势在必行。

2.2 系统中的风电

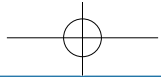
电力系统各有不同，不能独立于系统其他部分之外对风能进行分析。电力系统的大小和本身的灵活性是确定系统能否消纳大量风电的决定性因素。

需要将风能等波动性电源当作电力系统中可变性供需的一个方面予以考虑。

电网运营商并不是每次在用户改变用电量的时候都要采取措施，例如在一家工厂早晨开工时，就不必采取措施。同样，运营商也不必为应对某一台风电机组出力的变化而采取措施。只有当系统中所有风电机组的净出力或多组风电场的净出力发生变化时才需要采取措施。因此，必须相对于整体用电需求的变化和其他发电机组的变化性和间歇性来考虑风电。

只有把风能资源的波动性放到整个电力系统的背景下考虑才有意义，而不能只是针对某一个风电场或某一台风电机组。风不会持续地吹，但是一个地方的风停了，对整体不会产生什么影响，因为其他地方的风还在吹。因此，尽管某一个地方并不是一直有风，但整体而言仍然可以利用风能发出可靠的电力。在某台风电机组或某个风电场所在位置的

⁷ 《2010可再生能源简述》，欧盟委员会联合研究中心能源研究所，http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/FINAL_SNAPSHOT_EUR_2010.pdf



风停了不会对整体的电力供应产生很大的影响。

2.3 所有的电源都可能发生故障

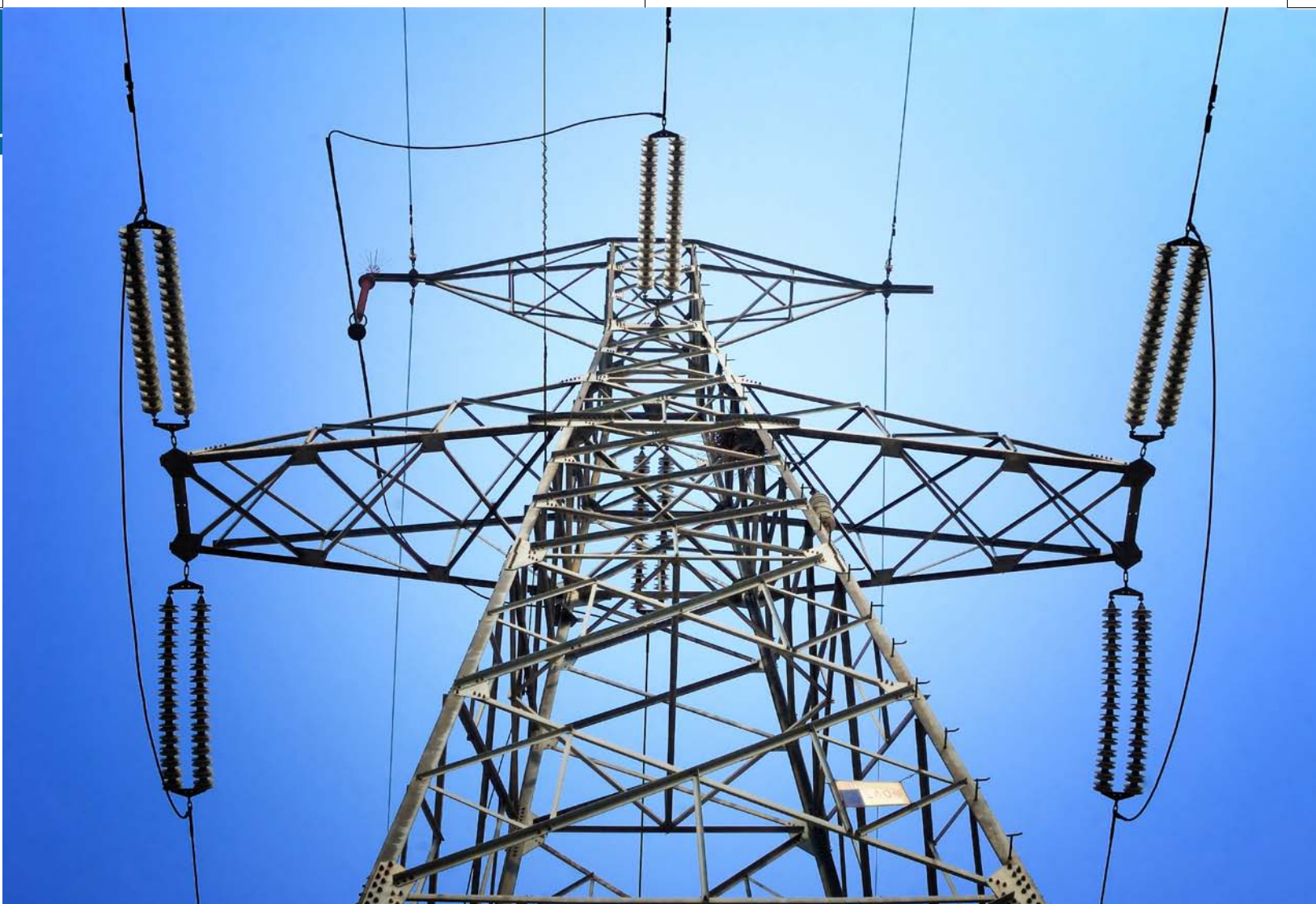
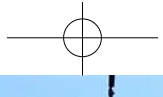
人们有时将风能资源的波动性作为风能本身并不可靠的论据。没有哪一种电站或供电类型是完全可靠的，所有的系统都可能在某一点发生故障。实际上，大型电厂的脱网，无论是由于意外事故、自身性能问题还是计划停机，都是在瞬间发生的，会导致功率损失并立即催生应急需求。对于火电厂而言，由于非计划停运造成的损失平均占其发电量的6%。火电厂或核电厂从系统中意外脱网也可能是瞬间发生的，它们的容量高达1000MW。电力系统总是需要应对这种瞬间出力的变化和用电需求的变化。为解决上述问题所采用的做法也可以用来应对风力发电的变化性，而某些国家也确实是这样做的。

相比之下，风电则不会突然出现脱网。风能的变化更加平稳，这是因为有成百上千个风电机组而非少数的几个大型发电厂，这会使电力系统运营商更容易预测和管理整个系统中的供电变化。当一台2MW的风电机组停机时，系统不会做出响应，但当一座500MW的燃煤电厂或1000MW的核电厂停车时，系统就会立即做出响应。

有时风电会被误认为是间歇性能源。这会引起人们的误解，因为从电力系统这一层面上来看，“间歇性”是指启动和停机没有固定的时间间隔，而风电并非如此。风电是一项波动出力的技术。因为风能的出力具有波动性，有时人们会错误地认为风能在本质上是不可靠的。

受大量计划和非计划因素的影响，电力系统的供应与需求在本质上就非常不稳定，天气的变化会让数百万人开始或停止取暖、照明。欧洲有数百万人打开和关闭电灯、电视、电脑等需要提供瞬间功率的设备。电站、设备和输电线路会发生没有规律的故障，或受到干旱等极端天气的影响。树木倒落在电线上或结冰会造成供电突然中断。为保持系统的完整性，电力系统运营商需要在电力供需的持续变化中平衡计划内和计划外的各种变化。电力的不稳定性并不新鲜，这是电力系统自出现之始便具有的特点。

电力供应和需求都是变化的。因此，问题并不在于风能本身的波动性或间歇性，而在于如何预测、管理和改善这种波动性，以及采用什么工具来提高效率。风电的出力是变化的，但这种变化在很大程度上是可以预测的。这并不是说这种变化对系统运行没有影响。影响确实存在，特别是在风电作为供电主力的电力系统中。



3 风电并网的主要挑战和问题

从某些国家电力系统的风电比例来看，风电的比例可以达到与传统电源相当的水平，而不必改变电力系统。在2010年年中的时候，欧洲的风电装机容量已经达到80GW，通过对风电比例高、中、低三类地区进行研究，可以了解风电面临的瓶颈和挑战。海上和陆上风电的大规模并网对各利益相关方提出了挑战，包括参与从发电、输配电直到电力交易的各方以及用户。

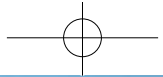
要实现风电的成功并网，必须解决以下问题：

- 系统设计与运行（备用容量和平衡管理、短

期风电预测、需求侧管理、储能以及风电对系统充裕度的贡献）；

- 风电并网（电网规范与电能质量）；
- 电网基础设施问题（阻塞管理、扩建和增容、海上风电的具体问题、互联装置以及智能电网）；
- 可促进风电并网的电力市场设计（电力市场规则）。

上述各方面都涉及技术和体制上的挑战。本报告希望通过一种平衡的方式，解决这些问题。



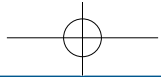
4 欧洲风电并网现状

据EWEA预计，到2020年，风电可以满足欧洲电力需求的14%~17%，而到2030年，这一比例可以达到26%~34.7%，这在技术上和经济上是可行的。因此，风电所占的份额将会达到或超过传统发电所占的份额⁸。这样高的风电份额可以在保证系统高度安全、适度增加系统投入的前提下实现。然而，要实现这些目标，必须重新设计电力系统及其运行方式。限制风电比例提高的因素，不是风能技术而是电力基础设施成本分摊、监管、法律、结构

效率低下以及市场变化等，如何消除这些限制因素是电力市场组织结构调整的重要内容。

风电并网主要存在以下问题：电力系统的设计及运行方式的改变、为保障供电的稳定性和可靠性对风力发电厂的接入要求、输配电网基础设施的扩建和升级。同时要解决和克服制约风电比例提高的制度和市场障碍。有关结论和对决策者的建议如下文所述。

⁸ 参见EWEA报告：《清洁能源：2020年与2030年风能目标》，www.ewe.org



4.1 风力发电和风电厂的基本因素

最先进的风电技术具有先进的控制功能，旨在通过提供辅助服务来提高电网性能。充分利用风电场的这些特性，尽量少地缩减风电出力，是大规模风电高效并网的关键因素。先进的电网友好型风电厂还具有电压控制、有功功率控制和故障穿越能力。系统惯量的模拟也有可能实现。系统中这些特性的经济价值将在制定由成本确定的电价过程中得到体现。

风电的出力具有波动性，但在与系统规划和调度相关的不同的时间段（秒、分、小时和季度）内，这种波动是可以预测的。小时内的波动会影响备用容量的调节，而小时间的波动会影响负荷跟踪备用容量。几分钟或几秒钟的快速波动可以在风电机组上体现出来，但对于多个风电场或地区而言，这种波动就不存在。通过汇聚地理位置分散和面积较大地区的风电，可以显著减少其他波动。电网可以汇聚位于不同地理位置的风电厂出力，这是降低风电波动性的关键因素。风电厂控制有助于控制短时间内的风电波动。

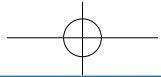
最新的风电预测方法可以预测与系统运行相关的时间段内的波动，并且量化预测准确度。通过汇聚面积较大和地理位置分散地区的风电，并

使用综合预测方法，可以将系统运行相关时间段（提前4~24小时）内的风电预测误差降低到可以控制的水平。具有良好互联能力的电网具有很多其他优势。为控制可能出现的较大预测误差，应在尽可能短的时间段（较短的关闸时间）内，根据风电出力和现场风力条件的实时数据，对备用容量实施调度。提高预测准确性带来的巨大经济效益证明了投资建设大型气象观测网络的重要性。

一直以来，欧洲制定电网规范要求的方式导致了制造商和开发商整体效率低下。统一的技术要求可以最大限度地提高各方效率，应当广泛推行。但必须注意的是，立即采用完全统一的技术要求是不现实的。在极端情况下，这样会导致欧盟各成员国实施最苛刻的要求。这样不仅达不到目的，而且经济性不高，效率低下。

据《第三次能源市场开放提案》预计，在电网并网规范框架下将建立专门的欧洲风电并网规范。TSO（输电系统运营商）和风电行业应继续合作，开发并网要求的技术基础。

EWEA建议分两步制定统一的电网规范：第一步实现结构统一，第二步实现技术统一。考虑到预期风电比例的大幅提高，制定统一策略成为当务之急，并应保证以下各方收益：



- 制造商：只需开发通用的硬件和软件平台；
- 开发商：将从成本降低中获益；
- 系统运营商：尤其是仍需自行针对风电厂制定电网规范要求的系统运营商。

TSO和风电行业应继续合作，深入开发电网规范要求的技術基础。如果上述建议能通过简明的并网规范在整个欧洲实行，就会为世界其他国家树立一个良好的先例。

4.2 包含大量风电的电力系统的运行

如果要提高风电在电力系统中的比例，必须考虑所有可能的措施来提高系统灵活性，例如灵活发电、需求侧响应、通过互联装置进行电力交易和储能等，并且要对风电厂进行适当的有功功率控制。如果系统安全或经济合理性需要，可以通过风电厂输出功率控制功能在短时间内控制出力波动。虽然在2020年之后可能需要增加蓄能容量，但在2020年之前，根据预期的风电比例，建设后备大型蓄能设施不具有经济合理性。

在风电比例较高时，系统运营商应充分利用短期风电预测和较短的关闸时间，降低对额外备用容量的需求。额外备用容量需要用来解决一小时前不确定性增加的问题（负荷跟踪备用容量）。如果以

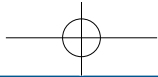
不同的方式规划和运行，现有常规电厂一般可以提供这一容量。除了更灵活地利用现有电厂（包括低速电厂）外，在计划更换老化设备⁹和规划将来的发电构成时，应优先考虑更灵活的发电方式，例如OCGT（开式循环燃气轮机）、CCGT（联合循环燃气轮机）和水电。通过互联线路为周边可控区域合适的弹性储备提供更好地接入，也是提高系统灵活性的一种方法。

设法将风电预测的不确定性纳入现有规划工具和模型中，这一点至关重要。提高预测准确度所产生的巨大经济效益可以证明投资大型风况观测网的合理性。为了开发上述方法并改善预测所需气象数据，需要进行更多研发工作。

最新研究表明，风电比例为10%时所需备用容量为1%~15%，风电比例为20%时所需备用容量为4%~18%。这些数据是基于现有高比例风电国家（例如西班牙、丹麦、德国和爱尔兰）实例及一系列系统研究，包括EWIS（欧洲风电并网研究），并深入分析了2020年预计风电比例所需的额外备用容量而得出的。大量数据显示，许多因素在起作用，其中最重要的因素就是有效使用预测工具。

风电比例为20%时，额外的电力平衡成本为2~4欧元/MW·h，主要是由于燃料备用容量使用

⁹欧盟委员会在其通告《第二次战略能源回顾：欧盟能源安全和团结行动计划》（SEC(2008) 2871）中表示：到2020年必须新增360GW容量。



增加而导致的。现有系统研究表明，随着风电比例的提高，对备用容量的要求和风电的部署成本均没有显著变化。如果电力系统以演化方式¹⁰逐步发展和完善，大规模风电（比例达到或超过20%）的高效并网是可行的。

汇聚较大区域内的风电厂出力可以降低预测误差。汇聚欧洲输电网络的风电出力，可以将面积较大区域和位置分散的风电场结合起来，再通过综合预测，将与系统运行相关的风电预测误差限制在可控制的水平（提前4~24小时做出预测）。风电有效并网需要在系统运营商操作室内安装预测工具。使用集中预测系统的效益成本比非常高，因为降低不确定性会大幅降低发电的运营成本（平衡成本）。预测需要定制，以便在不同系统运行时间段内对系统备用容量的使用进行优化。一种方法是将风电预测的不确定性整合到现有规划工具和模型中。该领域需要大量的研发工作。

将风电场归并为虚拟电厂可以提高汇聚风电的可控性，优化电力系统的运行。西班牙的实例表明，协调运行分布式波动电源可以加强波动性管理，提高可预测性。

应通过空间规划、适当的支付机制以及建立所需的互联基础设施来鼓励风电分布在地域更广阔的

电力系统中。这可以降低波动性、提高可预测性并减少或杜绝零值或峰值出力的出现。

风电容量在欧洲取代了传统的发电容量。在2020年预计风电比例的状况下，整个欧洲大型风电容量的可信度可以达到额定容量的10%。使用和改善互联电网来汇聚分散的风电，可以提高欧洲的风电容量可信度。

需要针对欧洲发电容量充裕度预测和规划确定一种评估风电容量可信度的统一方法，来用于正确评价风电对系统充裕度的贡献。在未来开放的电力市场中，这种方法也会为评价风电容量建立基础。

4.3 电网改造面临的挑战及其解决方案

考虑到传统化石燃料成本，在风电发电量很大的情景下，风电所获得的效益将超过额外的成本（较高的安装成本、增加的平衡成本和电网改造成本）。预期的风力发电成本持续降低是一项重要因素。在综合考虑CO₂减排带来的社会效益、健康影响和环境效益后，风力发电的经济效益就会变得更加显著。

真正的欧洲电网不仅会解决目前几条主要输电线路的阻塞问题，还会节约电力平衡成本和系统运营成本，推动内部电力市场发挥作用。

¹⁰ 演化：基于现有系统结构逐步发展。

应在整个欧盟为泛欧输电网络增容制定融资计划，并采用统一的规划（包括空间规划）及授权程序。TEN - E计划经过修改后，形成了以新“欧盟能源安全和基础设施计划”形式出台的TEN - E工具应获得更多的资金支持，并通过增加新的互联线路使其更具有功能性和实用性（如需有关TEN - E的更多信息，请参见第四章）。

随着发电商和电网业主/运营商在法律意义上的分离程度加剧，根据欧盟《第三次能源市场开放提案》（2009/72/EC）中的规定，必须确定控制双方关系的技术要求。波动性可再生能源发电的使用通常会使这个过程变得极其复杂，原因是其发电特性不同于大型传统电厂中使用的直联同步发电机。

改造欧洲电网输配电基础设施对于欧洲新兴的单一电力市场至关重要，也是风电大规模并网过程中的重要步骤。互联程度更好的电网有助于集合分散式（非并网）电力，实现欧洲大陆平稳出力，改善预测能力，并提高风电容量的可信度。

根据其2030年风电与输电情景（风电装机容量为279.6GW），TradeWind估计，由于互联线路的改造，发电总运营成本每年可以减少15亿欧元。TradeWind和EWIS等欧洲研究项目已经对所有

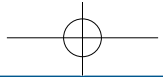
电网用户因互联线路扩容所获得的巨大收益进行量化，并对可扩容的特定输电通道进行识别，用以支持欧洲大规模风电的实施。

欧洲电网改造的成本应由社会承担。并网费用应当公平、透明，并应鼓励竞争。

英国、德国和丹麦等主要欧洲国家的研究证实，系统并网成本仅占实际用电价格的一小部分，对用户而言，按照最保守的估计，这一费用为0~4欧元/MW·h。当风电占电网电力的比例超过25%时，欧洲的并网成本预计不会迅速增加。并网成本取决于随着风电装机容量的逐渐增长以及其他发电技术消失或加入系统后，系统基础设施会如何随之调整。

符合欧盟长期政策目标的泛欧电网基础设施规划工具应该是定期更新的《电网发展十年规划》（TYNDP），该规划由新成立的欧洲输电系统运营商组织ENTSO - E起草。按照“国家可再生能源行动计划”的规定，TYNDP应反映欧盟成员国的风力发电预测，并为之提供容量充足的输电通道。高压直流（HVDC）地下输电等技术应该用来加快规划的实施。

加快输电技术的发展和标准化，更具体地说是应用多端电压源换流器型高压直流（HVDC



VSC) 技术避免不必要的延误。目前, 对于跨国输电, 既没有恰当的管理制度, 也没有吸引人的法律激励措施。

将电网扩建为真正的泛欧电网面临的主要障碍包括公众反对新建输电线路(导致前置期延长)、高昂的投资成本和融资需要, 以及跨国输电线路建设缺乏恰当的成本分摊和回收方法。

有很多短期措施可用来优化利用现有的基础设施和输电通道。这些措施可以帮助欧洲输电系统消纳迅速增长的风电装机容量, 同时保持较高的系统安全性。输电线路动态增容和重新布设高温导线可以显著增加输电通道的有效容量。多种功率潮流技术(FACTS)和运营策略改进可以直接进一步优化现有电网的使用。欧洲风电量较大的一些地区已经采取了上述措施。

应该建设一个跨国海上电网来改善内部电力市场的运作, 并连接预期增长的海上风电装机容量。到2030年, 该海上电网将需要200亿~300亿欧元的投资。

这种海上电网需分阶段建设, 从TSO的现有计划开始, 逐步建成一个网状电网。短期内建成一些示范项目, 将海上风电场连接到两三个国家, 以便检验概念并开发最佳技术和监管方案。初期就应该

考虑沿海陆上电网增容对其产生的影响。

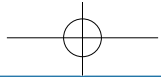
发展海上风电所需的基础设施建设应在整个欧洲范围内进行协调。根据EWEA愿景, 2020年海上风电容量将达到40GW, 2030年可以达到150GW, 对此提供支持的OffshoreGrid¹¹等项目应得到欧盟委员会和ENTSO-E的推进与实施。还应该根据规定的投资回报率尽快开发出适合陆上、海上及互联网建设投资的商业模式。

将来的风电和可再生能源发电量会非常高, 整个输电及配电系统需要以一体化的方式设计和运行, 以便在需求侧响应性更高的情况下, 以最佳方式管理更多的分布发电和灵活发电。

需要采取新型高效措施如建设“智能电网”(亦称“主动式电网”、“智能网络”), 辅以适当的监控措施, 管理高度集中的波动性发电(尤其是在配电层面)。今后一项重要的研究任务就是研究如何使用受控动态负荷来改善电网服务(例如频率响应)。

开发适当的监管框架, 以便提供有吸引力的法律环境和激励措施来鼓励跨国输电。这项工作可以借鉴“欧洲协调机构”的经验。该机构的职能是在欧洲TEN-E范围内, 尤其在该“协调机构”有明确规定和限定的目标的领域, 推动最重要的优先项

¹¹<http://www.offshoregrid.eu>



目的实施。

欧洲能源管理机构和ENTO - E可以建立区域委员会来确保区域/跨国基础设施项目得以迅速完成。此外，还值得探讨的一项工作是，在某个欧盟成员国国内成立一家管理跨境项目的中央管理机构。

各国和欧洲的长、短期风电研发工作亟须开展，以便进一步发展陆上和海上技术，甚至实现大规模的可再生能源电能并入欧洲能源系统，并保持欧洲公司在全球风电技术中的强势市场地位。欧盟风能技术平台（TP - Wind）已经建立了一个用于协调确认需要进行的研究工作的框架。“欧洲风能计划”介绍了未来十年需要进行的研究工作。“欧洲风能计划”预算高达60亿欧元，是“欧洲工业计划”的一部分，而“欧洲工业计划”又构成了“战略能源技术计划”的一部分¹²。在电力并网领域，TP - Wind已与另一项工业计划——“电网计划”展开对话。

风电并网工作的研究重点包括：

- 海上风电场与HVAC和HVDC电网并网解决方案，以及多端HVDC电网的开发；
- 可以提供系统支持以及“虚拟电厂”等新型控制运行模式的风电场；
- 平衡电力系统和市场运营，以满足灵活性更

高的未来电力系统的设计要求；

- 输电技术、架构和操作工具；
- 更多主动式配电网络和工具，用于分布式可再生能源管理和需求侧响应；
- 不确定性规划和运营的工具，包括负荷与发电建模、风电短期预测工具和用于平衡和阻塞管理的市场工具¹³。

4.4 电力市场设计

不规范的竞争和市场混乱是欧洲风电并网的主要障碍，主要问题包括：小型和分散的风力发电商市场准入门槛过高，在配置跨境容量时缺乏相邻市场的现行市场电价信息。为确保电力市场充分竞争，需要在市场区域间保持充足的输电容量。

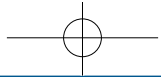
欧盟委员会及利益相关方（TSO、监管机构、电力交易所、发电商、开发商和贸易商）必须采用涵盖远期市场、日前市场、即日市场、平衡市场以及容量计算和管理问题等内容目标模型和路线图，以便制定全面的欧盟市场一体化战略。根据欧盟委员会的目标，到2015年，“区域行动”应该形成一个单一的欧洲市场¹⁴。此外，可以在欧盟成立一个中央电力拍卖办公室。

深入的市场一体化以及针对平衡和跨境交易建

¹²http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm

¹³FP7 (OPTIMATE) 项目开发的市场模型中包含此类工具：<http://www.optimize-platform/>

¹⁴示例请参见欧盟委员Cettinger在2010年3月关于能源的讲话：“一体化竞争性电力市场：未来可持续发展的阶梯”（SPEECH/10/102）。



立即日市场，对于大规模海上风电的并网至关重要。

建立适当的法律和监管框架来使参与国之间的互联线路得到有效使用。2009年通过的《第三次能源市场开放提案》明确规定了TSO和电力监管机构的任务，应能加快亟须的欧盟电力市场改革，并促进大规模可再生能源的使用。与市场利益相关方协商制定的电网规范，应允许风电及其他波动性可再生能源发电在公平的竞争环境中与其他发电形式一样并网。

风电在总电力需求中的比例达到10%~12%时，电力系统还需要低速电厂（启动时间超过一小时）和更灵活的电厂来参与即日重新调度。

在欧洲实现备用容量国际交换将带来更多优势。应通过专用模型对灵活发电厂和跨境分享备用容量这两种方式的经济性进行比较分析。

整个欧洲正在进行的市场一体化，尤其是区域市场的建立，是未来电力系统的重要基础。未来电力系统的特点是电力市场更加灵活和动态，市场参与者（包括电力需求侧）可以对价格信号、燃料价格风险及碳排放价格风险做出响应。区域层面上，比如Nordpool市场、五方能源论坛、爱尔兰全岛市场及伊比利亚电力市场等，现行的措施均有助于大规模波动性可再生能源发电的并网。“北海国家海

上电网计划”提供了建立北海电力市场的途径，使大规模海上风电并网成为现实。

降低发电系统总体运营成本，重新整合市场，可使大量的波动性风电并网产生巨大的宏观经济效益。为降低备用容量需求而进行的即日发电重新调度和即日风电预测，每年可以节省2.5亿欧元的费用。而重新规划国际电力交易每年可以节省10亿~20亿欧元¹⁵。

为所有市场参与者提供透明和定期更新的信息，以便其分析最佳市场机会。这样做不仅能确保市场行为更公平，也提供了最好的市场化失衡管理和无差别待遇方式。

建立适当的市场监控机制。管理部门必须充分掌握所有相关信息，以便监控市场活动，进行事后调查，并采取必要措施抑制市场力或防止其被滥用。

4.5 大规模风电并网的优势排序效应

当大量风电并入电网时，电力趸售市场价格会因所谓的优势排序效应（MOE）而走低。电力市场建模结果表明，随着2020年预期风电容量达到265GW，MOE将达到11欧元/MW·h，将电力趸售平均价格从85.8欧元/MW·h降低到75欧元/MW·h。预计到2020年，因MOE而节省的总费用

¹⁵ 参见TradeWind项目报告：《风电并网：发展欧洲电力市场以便风电大规模并网》，www.trade-wind.eu

将达到417亿欧元/年。优势排序效应还将受到碳排放及燃料价格的进一步影响¹⁶。

但是，确定上述数据的前提是市场充分运作，其中还包括长期投资预期，因而要保证长期市场平衡。2020年模拟发电量需要基于长期边际成本在经济上的可行性。风电容量取代了经济效益最低的常规容量，所以电力系统处于平衡状态。技术构成上的变化是形成优势排序效应的主要原因。

现实中上述条件无法始终满足。电力市场竞争标基于短期边际成本，在极端条件下可能需要成本效益并不高的发电厂，例如在电力系统中存在大量风电的情况下。风电的短期效应主要与风电的波动性有关。因风电容量增加造成的风电价格波动会影响风力发电的成本效益。在现实中，这将导致优势排序效应比在未来最佳市场平衡条件下所分析的要小。

因此，应对该项研究结果进行仔细分析，尤其要考虑对未来容量构成的假设条件，因为其中包含许多不确定因素。此外，因为近期文献通常预测的是风电的短期价格影响，研究结果不能直接与近期文献作比较，这里研究的市场并非一直处于平衡状态，因此实际价格差异和优势排序效应可能会有很大不同。

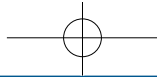
研究中所估算的优势排序效应量与特定年份内由于风电比例带来的总成本削减量是相关的。

假设按边际发电成本购买满足全部电力需求的电量，2020年的MOE总量计为417亿欧元/年。但这并非其全部的社会经济效益。其中一部分被从生产商重新分配到消费者，因为价格降低意味着发电企业收入减少。目前，只有被风电取代的那部分长期边际发电量具有实际经济效益，而且这部分经济效益应与公众对风电扩容的支持程度进行对比。

敏感度分析结果表明，当化石燃料（天然气、煤和石油）价格上涨25%时，优势排序效应增加了1.9欧元/MW·h。在燃料价格高的情况下，风电电价从参考情景下的87.7欧元/MW·h降低到风电情景下的75欧元/MW·h。将高燃料价格情况下产生的12.7欧元/MW·h的优势排序效应与基准情景下的10.8欧元/MW·h相比，燃料价格上涨25%情况下，优势排序效应要高17.5%。

研究表明，燃料价格对电价及边际成本水平有重大影响。不同情景下的技术能力差异和发电构成差异，尤其是在燃煤和天然气发电技术开发应用方面的差异，是产生优势排序效应的主要原因，因此对燃料价格差别的研究具有重要意义。如果改变天然气和燃煤价格水平的相对价格差别，优势排序效

¹⁶详见本报告第六章。

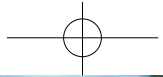


应可能会受到更大影响。

研究证明，碳市场的假设，尤其是其最终的碳排放价格水平，是影响未来电力市场及其价格水平的一项非常重要的可变因素。我们对假定的温室气体（GHG）减排目标进行敏感度分析，结果表

明，均衡价格在减排30%的情况下比减排20%的基准情况下要高。

然而，敏感度分析的结果在很大程度上取决于对欧洲未来所有ETS领域和工业领域的减排潜力及成本的假设。



5 角色与职责

风电能为欧洲电力供应提供与当前的传统技术（化石燃料、核能和大型水电）相当或更多的份额电力。风电要达到这种比例，就要求电力领域的决策者和利益相关方一道，对欧洲电网基础设施作出必要的改变，而这些基础设施在建设时考虑的是传统的集中式发电技术。这一过程中涉及的利益相关方应包括：

● 风电行业：风电机组和部件制造商、项目开发商、风电场运营商、工程和咨询公司、研发机构和国家协会；

● 电力行业：输配电系统运营商和业主、发电企业、能源供应商、电力工程公司、研发机构和行业协会；

● 国家和欧洲能源监管当局；

● 政府机构：能源机构、各部委、国家和地区当局、欧洲公共机构、能源监管合作组织（ACER）、欧洲输电运营商组织（ENTSO - E）；

● 用户：工业电力用户、个人电力用户、能源服务供应商。

表1 角色与职责

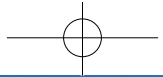
		利益相关方				
		风电行业	TSO与电力部门	欧盟与国家能源监管机构	欧盟与各国政府	贸易商、市场运营商与用户
系统设计 与运行	将提高系统灵活性作为一项重要的设计原则（包括灵活发电、需求侧管理、互联装置、储能等）。在风电比例提高时，灵活使用现有电厂，包括低速基本负荷电厂；除此之外，在计划更换老化设备和规划将来的发电构成时，应优先考虑更灵活的发电方式，例如OCGT、CCGT和水电，从而实现大规模波动性发电的并网。鼓励通过电力交易来更好地使用邻近控制区域的弹性备用容量，并作为提高系统灵活性的一种方式		✓	✓	✓	✓
	在风电比例水平较高时，尽量利用短期风电预测和较短的关断时间，降低对额外备用容量的需求。在系统运营商控制室安装预测工具。为控制可能出现的较大预测误差，应在尽可能短的时间段（较短的关断时间）内，根据风电出力和现场风力条件的实时数据，对备用容量实施调度	✓	✓	✓		✓
	设法将风力发电的不确定性纳入现有的规划工具与模型中。部署大型风况观测网络	✓	✓			
	制定并实施统一的风电容量值评估方法，用于发电容量充裕度的预测与规划	✓	✓		✓	✓
并网要求	风电并网要求分两步统一：结构统一和技术统一	✓	✓	✓	✓	
	欧洲电网规范框架中具体的风电规范	✓	✓	✓		
	TSO和风电行业要共同深入开发并网要求的技术基础	✓	✓			
电网基础设施改造	对欧洲输电网进行扩容，使风电在未来达到预期的比例水平。由欧洲输电系统运营商（ENTSO - E）起草的《电网发展十年规划》（TYNDP）是定期更新的。该规划应通过提供容量充足的输电通道，反映实际的风力发电预测。为加速该规划的实施，应使用地下HVDC VSC等新技术		✓	✓	✓	
	通过输电线路动态扩容、高温导线重新布线、功率潮流控制设备、柔性交流输电系统（FACTS）和运营策略改进来优化现有基础设施及输电通道的使用		✓			
	从TSO的现有计划开始，逐步向网状电网过渡，分阶段建立跨国海上电网。建立综合各种方案的示范项目，对技术和管理理念进行验证	✓	✓	✓	✓	
	加快输电技术的发展与标准化，特别是网状HVDC VSC及其相关技术	✓	✓		✓	

(续表)

	利益相关方					
	风电行业	TSO与电力部门	欧盟与国家能源监管机构	欧盟与各国政府	贸易商、市场运营商与用户	
采取新型高效措施如建设“智能电网”（亦称“主动式电网”、“智能网络”），辅以适当的监控措施，管理高度集中的波动性发电系统（尤其是在配电层面）		√	√		√	
制定部署适当的跨国输电管理规则		√	√	√		
通过规划、激励机制以及互联装置，促进风电的大范围普及	√	√	√	√		
由全社会来共同承担输配电改造的成本		√	√	√	√	
认可欧洲电网改造所带来的收益：降低平衡成本，改进市场运作	√	√	√	√	√	
电力市场设计	实现发电系统与互联线路的即日重新调度，在欧洲各地建立跨境日前市场和即日市场	√	√	√	√	
	追求欧洲市场一体化的不断深入。不公开拍卖互联线路的容量		√	√	√	
	所有发电系统（包括低速电厂）均参与即日重新调度	√	√	√	√	
	允许备用容量的国际交易		√	√	√	
	采用涵盖远期市场、日前市场、即日市场、平衡市场以及容量计算和管理问题的目标模型和路线图，以便制定全面的欧盟市场一体化战略。到2015年，“区域行动”应该形成一个单一的欧洲市场。可在欧盟成立一个中央电力竞拍办公室		√	√	√	√
	为所有市场参与者提供透明和定期更新的信息，以便其分析最佳市场机会		√	√	√	√
	应实施适当的市场监控机制。因此，主管部门须充分掌握所有相关信息，以监控市场活动，同时开展事后调查，并采取必要措施减弱市场效能，或防止被滥用			√	√	√

(续表)

		利益相关方				
		风电行业	TSO与电力部门	欧盟与国家能源监管机构	欧盟与各国政府	贸易商、市场运营商与用户
体制和管理方面	制定并部署泛欧输电融资计划		√	√	√	
	制定统一的规划与授权流程，全面支持TEN - E及相关机制，加强会员国之间的跨境规划协调		√		√	
	协调各项举措，建设海上电网。建立海上电网的商业投资模式		√	√	√	√
	建立区域委员会和具体的授权机构，以支持区域与跨国的基础设施项目		√	√	√	
	制定约束框架指导方针和电网规范，为跨境输电管理建立明确的法律框架		√	√	√	√
研发	为海上风电场接入高压交流和高压直流线路提供解决方案。	√	√		√	
	可以提供系统支持及“虚拟电厂”等新型控制运行模式的风电厂	√	√		√	
	平衡电力系统和市场运营，满足未来电力系统更高的灵活性要求	√	√		√	
	输电技术、架构与操作工具	√	√		√	
	更多主动式配电网络与工具，用于分布式可再生能源管理和需求侧响应	√	√		√	√
	用于概率规划和运营的工具，包括负荷建模与发电系统建模、风电短期预测工具和用于平衡管理和阻塞管理的市场工具	√	√		√	√



6 2010—2050年欧洲可再生能源电网展望

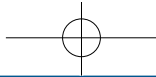
目的

本节通过电网图介绍了到2050年为止，风能等可再生能源在欧洲电力系统中的发展。图中注明了主要的可再生能源发电区域、用电区域，以及主要电力通道在一体化电力市场中的位置。

电网图旨在说明在电网基础设施完备且市场全面一体化的前提下，如何在2050年在欧洲电力系统

中完全实现可再生能源并网。

电网图由五个不同年份(2010年、2020年、2030年、2040年和2050年)的图构成，每张电网图都注明了主要的发电区域、用电区域以及输电线路沿线的主要功率流。这样，读者就能够分析主要发电容量、主要输电线路以及特定电源沿输电线路的主要功率流在不同时间的发展趋势。



图例

电网图介绍了到2050年为止，可再生能源在欧洲电力系统中的发展。

发电来源

主要的陆上与海上可再生能源产区如图所示。不同发电来源用不同的图标表示。

 陆上与海上风能

 水力

 海洋能

 生物质能


 太阳能

图中使用彩色阴影标出发电来源的大体位置。

根据发电来源在不同区域和不同时间段¹⁷的相关性与比例水平，这些阴影的大小有所不同。

 风能产区

 水力产区


 海洋能产区

 生物质能产区

 太阳能产区

图中标注了五个用电量最高的国家，并且根据

其大概的主要用电区域¹⁸添加了相应的图标。

 主要用电区域

电力通道

主要输电通道¹⁹均根据其输送的主要可再生能源用彩色标注，但不表示没有其他电源使用这些输电通道。

 电力通道

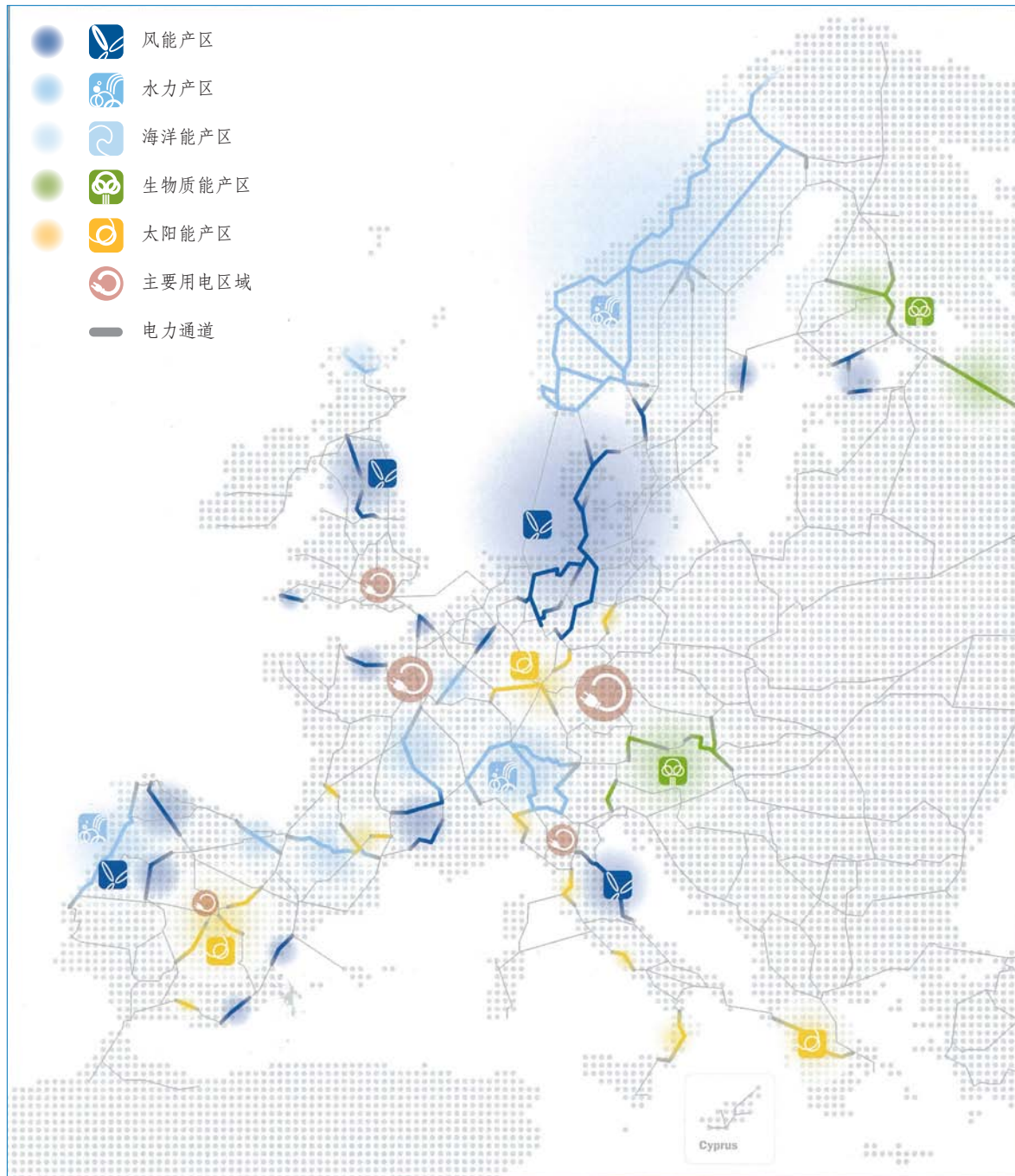
¹⁷主要信息来源为EWEA、OffshoreGrid项目和绿色和平组织 - 欧洲可再生能源理事会的发展设想。3E根据其提供的信息确定了主要发电类型、位置以及其在不同年份的大概比例水平。

¹⁸数据来自欧盟委员会、能源总局、《欧盟2030年能源趋势2009年版》和ICCS - NUA在2010年8月4日为欧盟委员会编制的报告。

¹⁹输电线路根据当前的UCTE图、ENTSO-E《电网发展十年规划》以及EWEA《海上电网二十年发展总体规划》确定。

欧洲可再生能源电网 2010

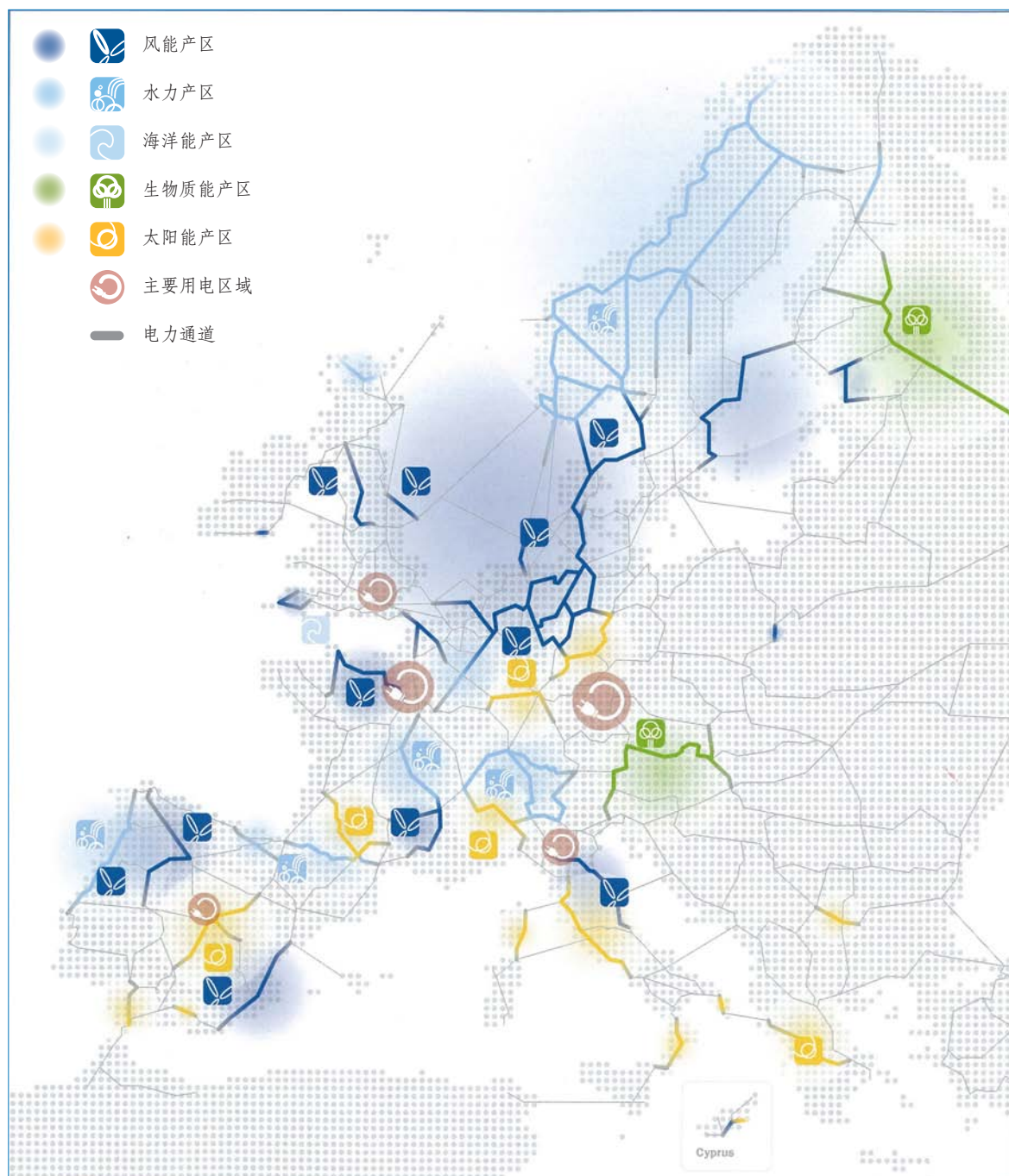
本电网图显示目前可再生能源在分散的电力系统中扮演的角色。风能是继水力之后的第一大可再生能源，满足了欧盟大约4.8%的电力需求。风能在德国北部、丹麦和伊比利亚电力系统中已占据了相当大的份额。



欧洲可再生能源电网

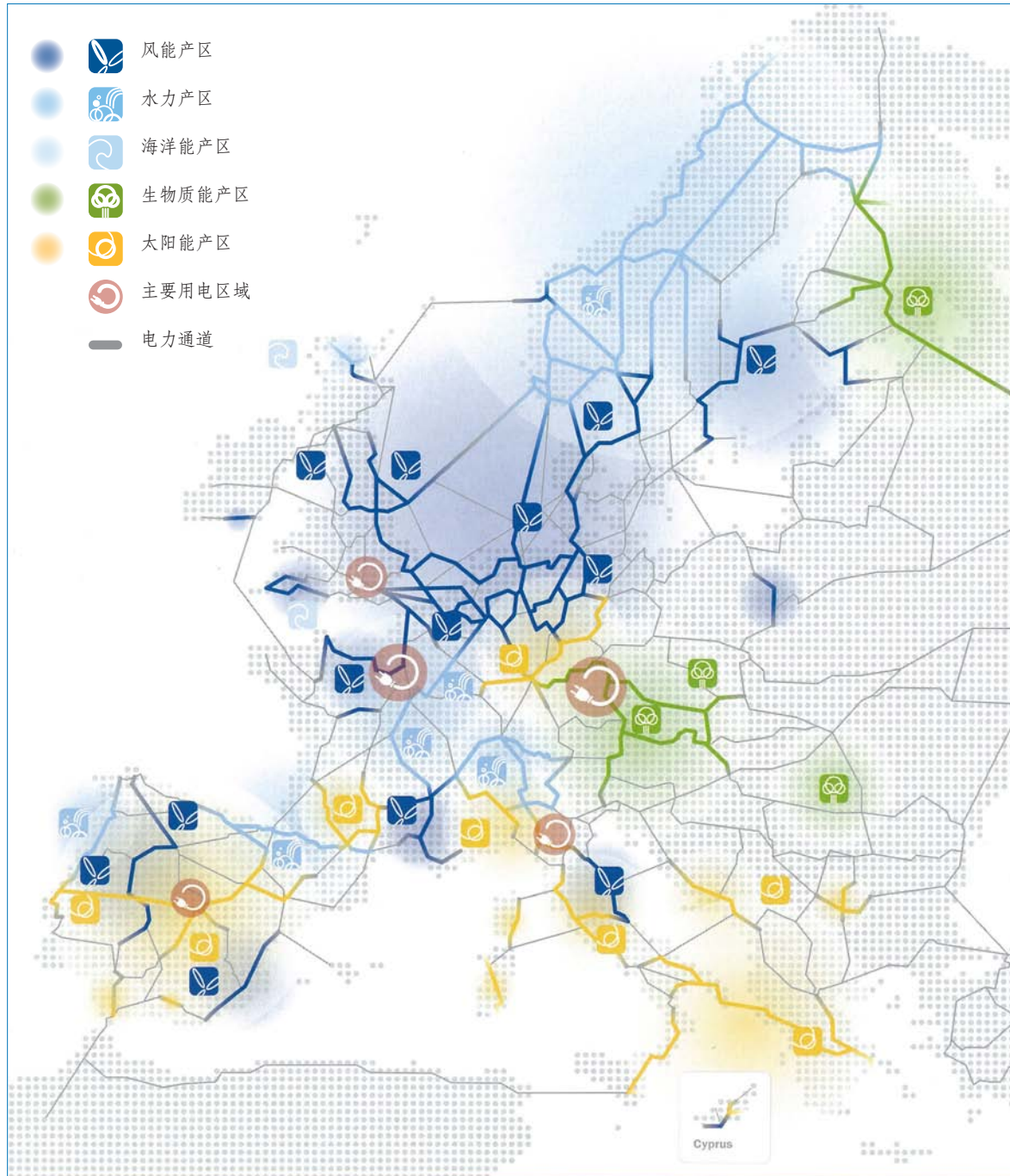
2020

2020年是《2009年可再生能源指令》的目标年份，2020年电网图表明可再生能源日益重要。预计到2020年将有230GW的风电（其中40GW是海上风电），可满足欧盟14%~18%的电力需求。风能在北海周边国家、波罗的海和伊比利亚半岛变得更加重要。



欧洲可再生能源电网 2030

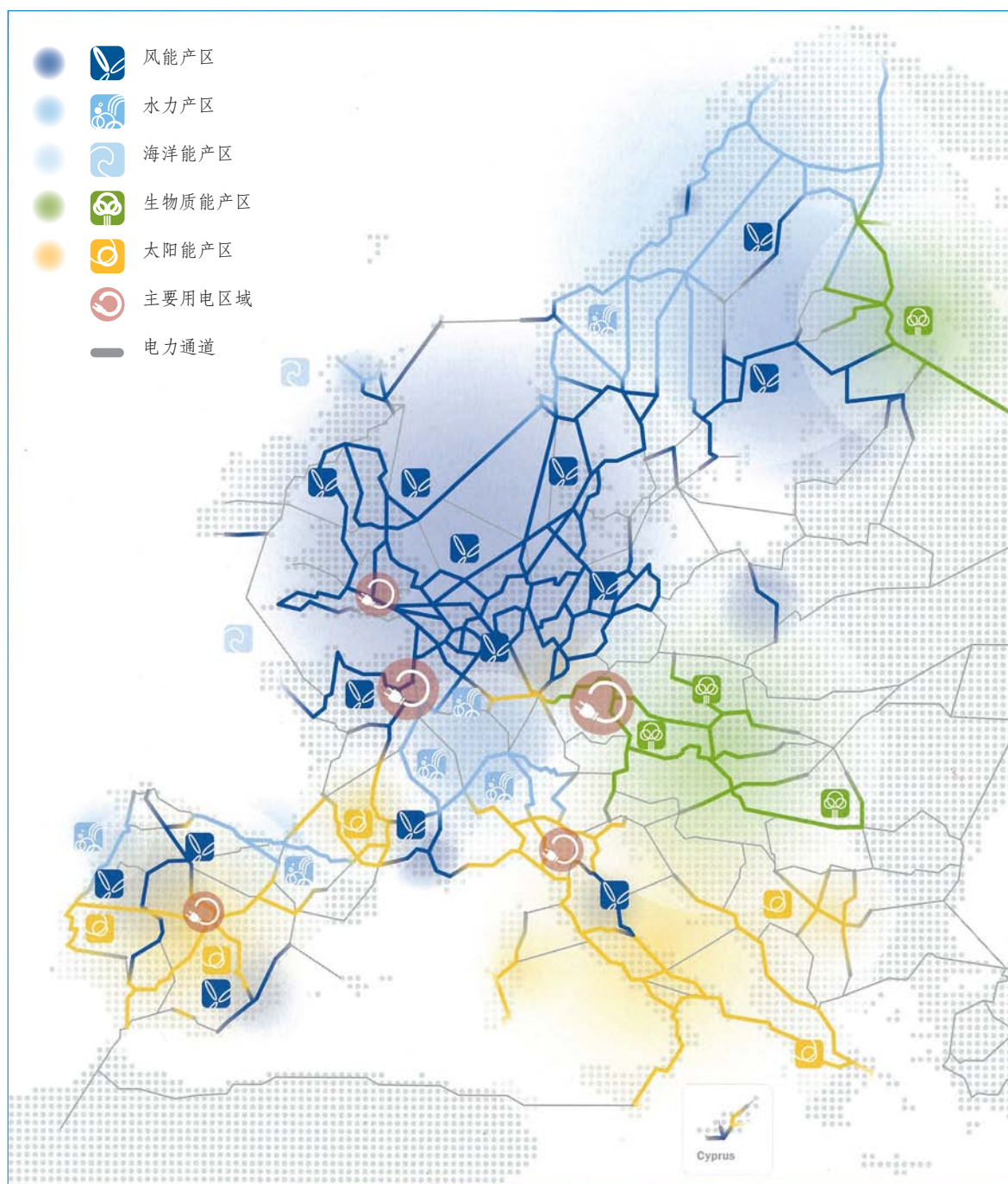
2020 - 2030年，可再生能源大幅增长。本电网图表明，风电在北海周边国家已经占据主导地位，这得益于北海海上电网的发展。该图同时表明光伏发电（PV）和太阳能聚热发电（CSP）在南欧电力系统中日益重要，生物质能在东欧电力系统中也日益重要。



欧洲可再生能源电网

2040

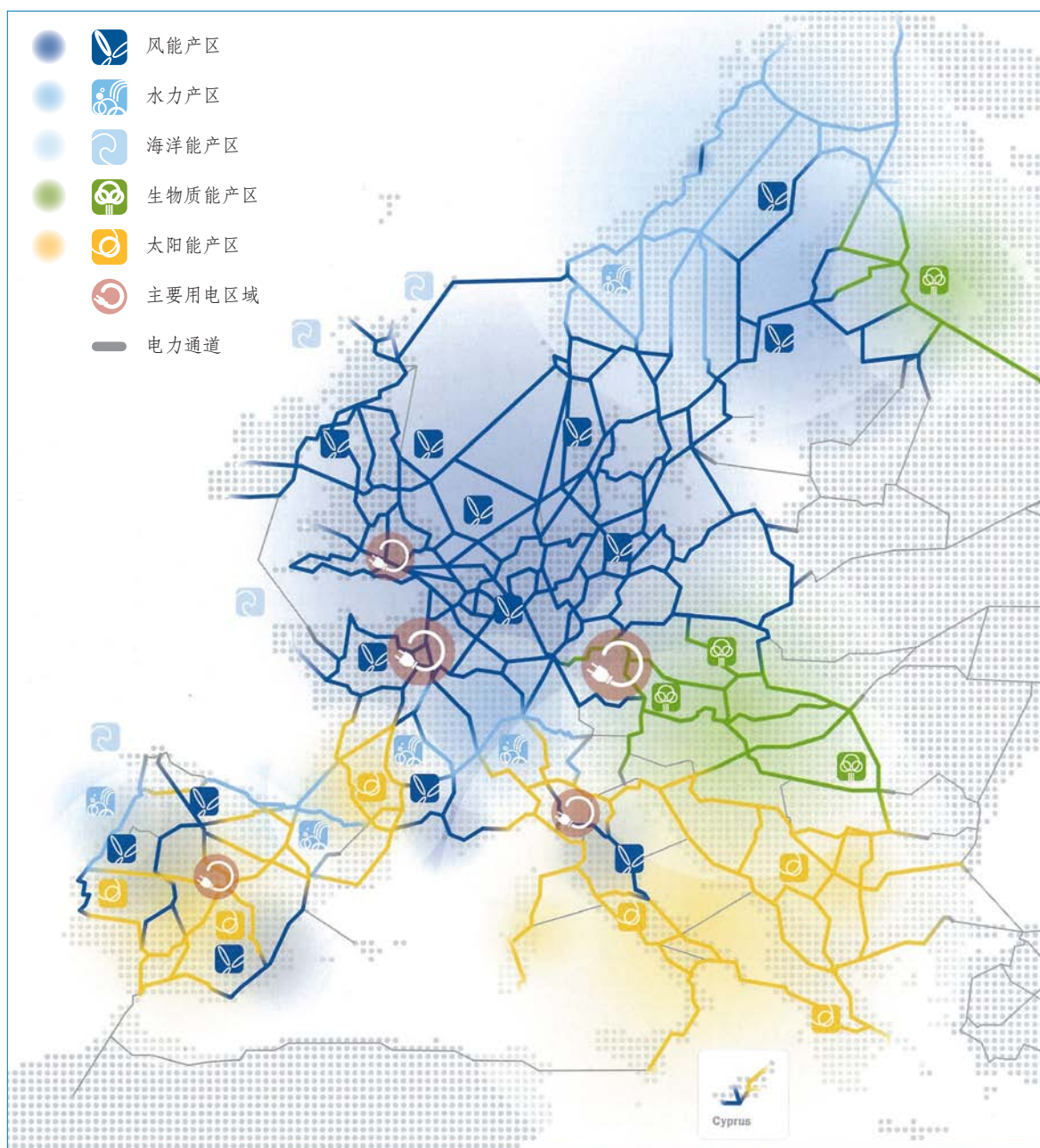
用电需求不断增长，电力市场一体化程度提高，因此到2040年，可再生能源所占比例将大幅提高，北海与波罗的海周边国家的风电、斯堪的纳维亚半岛和阿尔卑斯山的水电、南欧的光伏发电与太阳能聚热发电、东欧的生物质能以及北大西洋地区的海洋可再生能源均发挥作用。



欧洲可再生能源电网

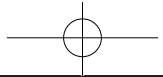
2050

2050年，必要的电网基础设施已经完备，市场一体化全面实现，电力系统完全使用可再生能源发电。风电将满足欧洲50%的用电需求，在北海和波罗的海地区、伊比利亚半岛、法国南部、意大利中部占据主导地位。斯堪的纳维亚半岛、阿尔卑斯山和伊比利亚半岛的水电可用于平衡各种可再生能源发电。光伏发电和太阳能聚热发电在南欧电力市场发挥重要作用，而欧洲中东部国家主要发展生物质能发电。





第二章 风力发电与风电厂：要点



1 风力发电与风电场——要点

尽管在系统层面，风力发电厂和任何其他电厂一样发电，但是与传统发电相比较，风力发电具有不同的特性。首先是风电厂的技术概念，然后是驱动风电厂工作的风资源的波动性，这一点也许更为重要。理解这些特性以及其与电力系统其他部分之间的相互作用是将风电接入电网的基础。

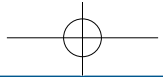
1.1 风电厂

风电厂特性

本节介绍了风电厂的基本技术特性，以便读者理解这些特性与电网之间的相互作用。本节内容分为风电机组本身的概念和风电厂的概念两个部分。

风电机组的电气概念

过去30年，并网型风电机组逐渐从简单的恒



速风电机组演变为可以进行主动输出控制的完全变速风电机组。在大部分老的发电技术中，风电机组的风轮转速是按电网频率要求固定的，在其风速范围内多数时候，风电机组均未达到最高运行效率。这种转变已证明变速风电机组具有成本效益高、理念稳健等特点，并且其容量已经优化达到了2MW以上级别。

变速风电机组通过电力电子变频器，将即时风速和风电机组控制系统共同确定的实时旋转频率与电网频率去耦。变速运行可以优化性能、降低机械载荷，并能为实现电厂主动控制提供多种选择方案。变速风电机组的一项基本特性是配备了叶片桨距主动控制系统，可以完全控制风电机组的出力，其作用几乎与内燃机或燃气轮机的燃料节流阀作用相当。通过电力频率和转子频率的去耦，消除了风速波动的影响，使转子像飞轮一样可以加速和减速，从而平缓功率、电压和转矩的峰值。变速风电机组甚至可以产生“合成惯量¹”，这对于风电比例较高、系统较弱并且互联性较差的电力系统来说非常重要。

在20世纪90年代末之前，恒速风电机组一直在风电市场中占据主导地位，而且在目前运行中的风

电机组中仍占相当大的比例，尤其是在丹麦、西班牙和德国这些风电先行国家。但新装的风电机组多数是变速风电机组。

鉴于风电技术的多样性，可以按照发电机（包括电力电子设备）的类型和功率控制方式将风电机组分为A、B、C、D四种类型，如图1所示。

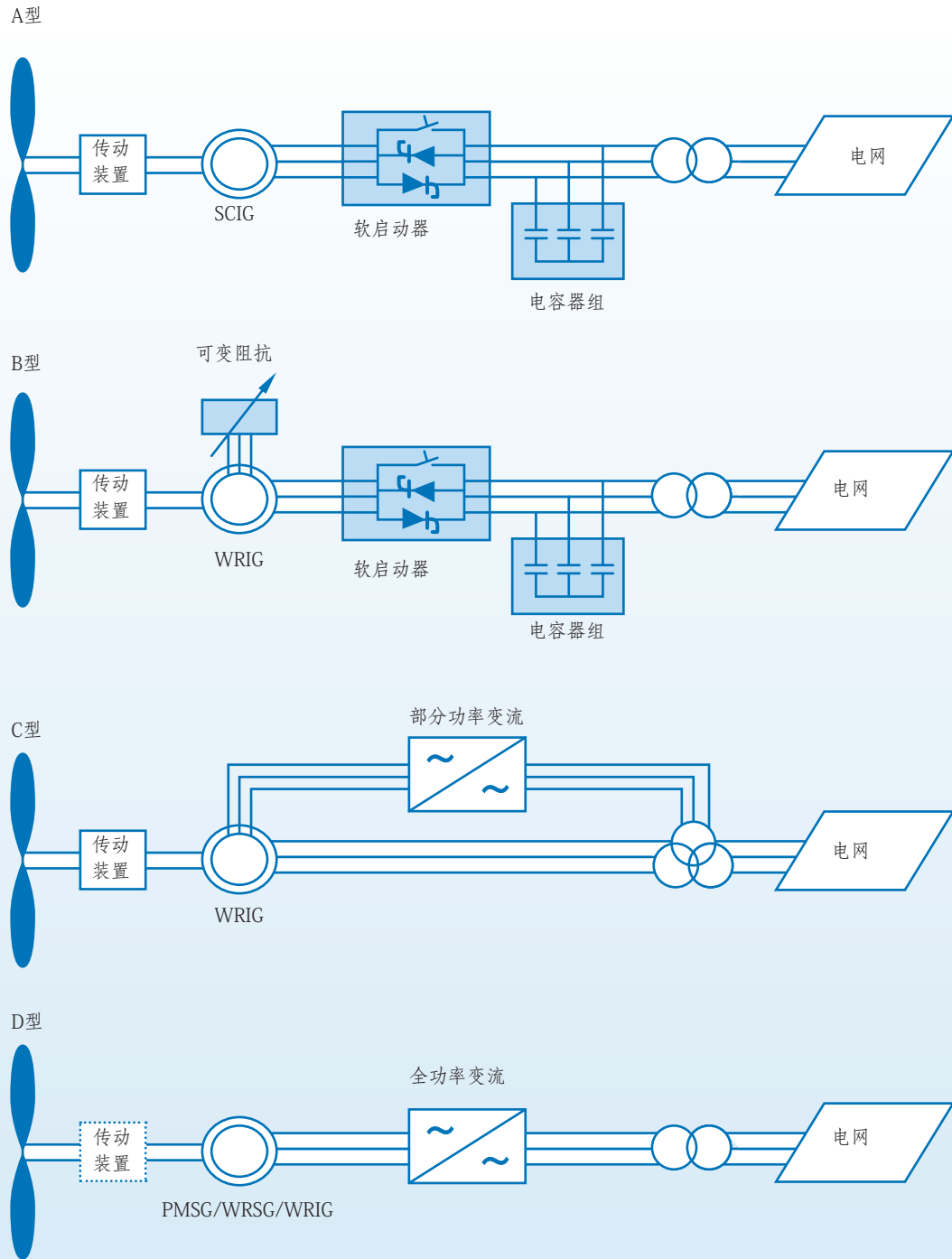
其中C型和D型风电机组得到了大范围的应用，2010年至今几乎占据了100%的市场份额。这表明随着接入电网风电比例的提高，业内也在努力让风电机组的设计适应更高的电网兼容性要求（在本报告中，“风电比例”一词指风电占年度电能总消耗量²的比例）。目前，在全世界已安装运行的风电机组中，灵活性更高的风电机组约占75%³。由于历史（市场增长强劲时期）、商业（制造商的市场地位）和技术（电网规范）等因素，各类型风电机组在特定区域或国家内的分布可能有很大的地区间差异。特别是在德国、丹麦和西班牙等先行国家，仍有大量A型风电机组。当然这种情况也由于容量增长等原因在快速变化所导致。例如，西班牙⁴的风电机组分布情况是：A型为18%，B型为0%，C型为77%，D型为5%。

¹惯量：定义及解释见词汇表。

²可以从多个角度定义“比例水平”。例如，风电比例也可以表示为相对于系统区域峰值负荷的风力发电总容量（MW）。如果使用这一含义，则应明确称为“容量比例”。在本报告中选用的是“电能比例”，这是因为本报告参考的大多数研究中均以风电占年用电总量的比例来衡量风电比例。

³根据2009年BTM咨询公司和EER的市场调查所做的自行估计。

⁴根据AEE（西班牙风电机组制造商协会）2010年的数据。



SCIG: 鼠笼式异步发电机; WRIG: 绕线转子异步发电机;
PMSG: 永磁同步发电机; WRSG: 绕线转子同步发电机。

图1 典型风电机组电气配置

表1 风电机组概念简述

系统类型	描述	制造商和型号	风电厂能力	每种类型的欧洲市场总份额
A型 固定转速型 (单速或双速)	在20世纪80年代引入并得到广泛应用，基于鼠笼式异步发电机技术，其转子由涡轮机驱动，定子直接连接到电网。其转速只能稍微改变（1%~2%之间），与其他风电机组相比，几乎可以视为“固定转速”。这种风电机组分为单速和双速两种类型。双速型在风速较低的情况运行时能够发挥更高性能并且噪音更小。对A型风电机组的空气动力学控制主要是被动失速，因此除了连接和断开之外，只有很少的主动控制选择，对于叶片间距不能改变的风电机组尤其如此。这种风电机组一直在不断改进，例如所谓的主动失速设计，可以通过控制系统改变叶片间距角度直至停车	Suzlon公司 Nordex公司 Siemens Bonus公司 Ecotecnia公司	电压控制 无功功率控制	15%
B型 受限可变转速型	Vestas公司在20世纪80年代和90年代开发的B型风电机组采用绕线转子异步发电机。通过电力电子装置控制转子的电阻，这样转子和发电机的转速波动在阵风时可以控制在±10%的范围内，从而提高发电质量，降低风电机组部件的机械载荷，但是有少量的能量损失。B型风电机组配备主动叶片间距控制系统	Vestas公司 (V27、V34、V47)	电压控制 (电能质量)	5%
C型 采用双馈异步发电机的改进可变转速型	C型风电机组综合了先前系统的优点以及电力电子系统的进步。其异步发电机采用绕线转子，通过控制励磁系统的背对背电压源变频器与电网相连，这样可以将转子的机械和电子频率去耦，并使电网和转子频率匹配。通过电力电子系统控制有功和无功功率，从而实现主动电压控制。在这种类型的系统中，最高约有40%的出力通过逆变器接到电网，其他部分则直接送到电网。转速变化区间为同步转速的40%左右	GE公司 Repower公司 Vestas公司 Nordex公司 Gamesa公司 Alstom公司 Acciona Windpower公司 Suzlon公司 Bard公司 Kenersys公司	无功功率 电压控制 故障穿越	55%
D型 采用全功率变频器的可变转速型	D型风电机组在直接驱动型（配备低转速发电机），甚至在混合型（配备低步进变速箱和中速发电机）中均采用传统驱动系统（有传动装置）。这种风电机组采用了各种类型的发电机：绕线转子同步发电机、永磁发电机，以及鼠笼式异步发电机。D型风电机组的定子通过全功率电子变频器连接到电网。转子有励磁绕组或永久磁铁。由于完全与电网去耦，因此这种风电机组相比C型具有范围更广的运行转速、无功功率和更强的电压控制能力	Enercon公司 MEG公司 (Multi-brid) GE公司 Winwind公司 Siemens公司 Leitner公司 Mtorres公司 Lagerwey公司	无功功率 有功功率 电压控制 故障穿越	25%

风电场的概念与电网友好型风电机组

风电机组通常采用集群布置（风电场），其规模从数兆瓦到数百兆瓦不等。风电机组群作为一台发电机组接入电网，因此“风电场”这种说法最为合适。首先，风电场设计的重点是在遵守电网运营规则下的发电效率和经济性。如今，随着风电比例不断提高，电网运营商的需求也发生了变化。针对这些需求，现代风电机组和风电场逐渐形成了所谓风力发电厂的概念。这种概念本质上是性质与传统电厂类似的风电场，只是其“燃料供给”是波动的。风力发电厂的运行设计使其能够向电力系统提供一系列的辅助服务，其控制系统的设计可以对功率进行主动控制，包括和传统发电厂一样的上调和下调。风力发电厂可以并且的确提高了系统的稳定性，同时有助于系统的故障恢复和电压支持。

上述特性大大地提高了风电的并网能力。要提高风电比例，主动控制是必不可少的，这样才能更好地与其他电厂分担供电任务，并加强电网安全。第二节介绍了风电场能力如何在并网规范中得以体现，以及具体的风电技术是如何满足这些要求的。

风电场可提供与传统电厂相当的基本服务，如表2所示，其中注明了两种技术可能达到的最大

值。差异的原因仍然在于风力发电受气象条件影响，具有波动性。

表2 电网友好型风电场与传统电厂之间的电厂能力比较

项目	风电场	传统电厂
功率因数范围	+0.9 ~ -0.9	+0.85 ~ -0.85
功率稳定（有功功率控制）	通过减发实现 渐变率控制	通过减发实现 渐变率控制
功率调度	基于短期预测 (+/- 10%)	充分调度
频率响应	下降	下降
运行控制与报告	SCADA系统	DCS系统

浅色区域表示风电场与传统电厂的不同之处。
来源：GE公司

风电性能指标

风电场和传统电厂的本质区别在于风电场的出力严重依赖于所在地特点（主要是当地的风况）。额定功率，即标称功率，是仅在1%~10%的时间内才能达到的最大功率。根据风速的不同，风电机组大多数时间内均低负荷运行。从电力系统的角度，可以将风电机组看作为平均功率是额定功率的20%~40%、峰值功率是平均功率的3~5倍的发电机组。

风电的性能指标与风电机组的主要规格（即额定功率和转子直径）相关。额定功率系数⁵范围为300~500W/m²，其中面积是转子的“扫掠面积”。风电机组的发电出力按照IEC 61400-12（IEC 2005）标准测量，用功率曲线表示（图2）。

⁵风电机组扫掠面积（与一次风能获取成正比）与标称（额定）输出的比值。

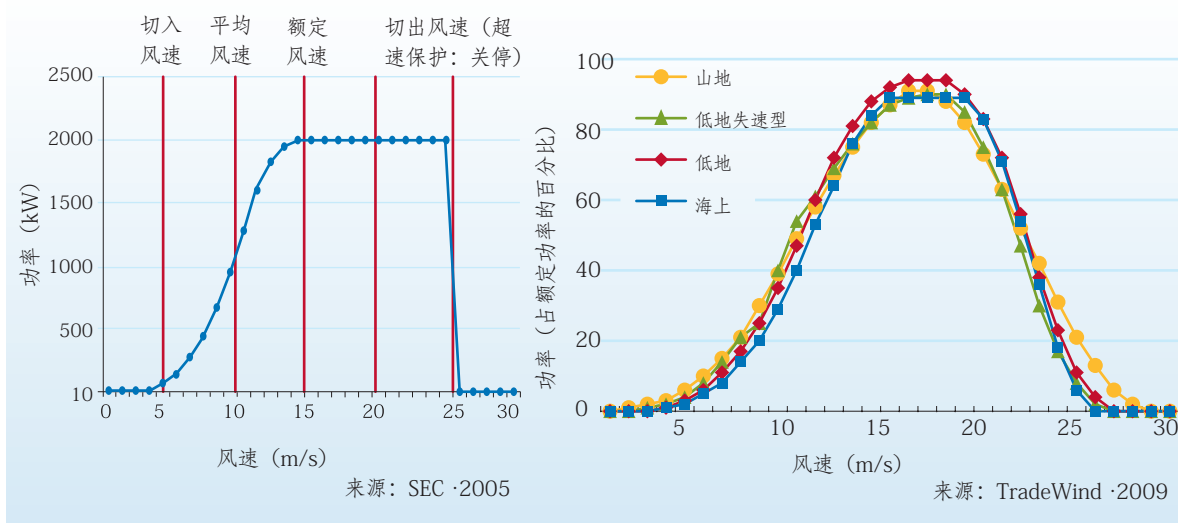
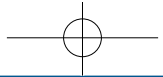


图2 风电机功率曲线（左）和用于区域评估及预测的汇聚风电场功率曲线举例（右）

表3 风电机特性（摘自市场资料与运行统计数据）

风电机特性	<范围>, 典型值
额定功率 (MW)	<0.850 ~ 6.0>, 3.0
转子直径 (m)	<58 ~ 130>, 90
单位额定功率 (W/m ²)	<300 ~ 500>, 470
陆上/海上容量系数 (=负荷系数) (%)	<18 ~ 40> / <30 ~ 45>
陆上/海上等效满负荷时数* (h)	<1600 ~ 3500> / <2600 ~ 4000>
单位年发电量** (kW · h/m ² · 年)	<600 ~ 1500>
技术可利用率*** (%)	<95 ~ 99>, 97.5

*年度基准，很大程度上取决于现场平均风速以及单位功率与现场平均风速的匹配情况。

**根据风轮扫掠面积归一化，取决于现场的平均风速和风电机性能。

***陆上数值，包括定期维护计划停运。

功率曲线用于在风况明确（体现在轮毂高度
风速和风向长期频率分布上）的情况下估算电能
产出。这种电能产出统一为长期⁶年平均发电量。
也可以利用功率曲线通过10分钟平均风速值得出

短期预测，进而确定预测模型的发电量。电力
系统研究使用了区域平均功率曲线，如图2所示
（TradeWind，2009）。表3和表4给出了目前采用
的风电机技术条件下的典型值。

⁶长期：表征时间段为风电机组的技术设计寿命，即20年。

表4 风电场特性

风电场特性	<范围>, 典型值
额定风电场规模 (MW)	<1.5 ~ 500>
风电机组数量	1台到数百台
海上单位额定功率 (MW/km ²)	<6 ~ 10>
陆上单位额定功率 (MW/km ²)	<10 ~ 15>
陆上/海上容量系数 (=负荷系数) * (%)	<18 ~ 40> / <30 ~ 45>
等效满负荷时数* (h)	陆上<1600 ~ 3500> / 海上<2600 ~ 4000>
陆上单位年发电量** (GW · h/km ² · 年)	30 ~ 40
海上单位年发电量** (GW · h/km ² · 年)	20 ~ 50
技术可利用率*** (%)	<95 ~ 99>, 97

*年度基准, 很大程度上取决于现场平均风速以及单位功率与现场平均风速的匹配情况。

**每平方米地面或海面面积。

***陆上数值, 包括定期维护计划停运。

1.2 风力发电的波动性

风电: 波动电力系统中的波动发电。

受气象条件的影响, 风电总是在波动。这种波动在所有时间段上都会出现: 秒、分、时、日、月、季、年。理解这种波动及其可预测性, 对于在电力系统中接入并优化应用风电非常重要。电力系统就供电和需求而言在本质上就是波动的, 因此电力系统

也采用了有效的设计来应对这种波动。电力需求高度变化取决于很多因素, 例如天气 (环境温度)、日光条件、工厂和电视台的时间安排等。系统运营商需要管理电网中可预测和不可预测的各类事件, 如大型传统发电机突然停止工作以及电力需求预测错误等。显然, 如图3所示, 风电比例决定了系统运行受风力波动影响的程度, 这一影响作用可能很大。

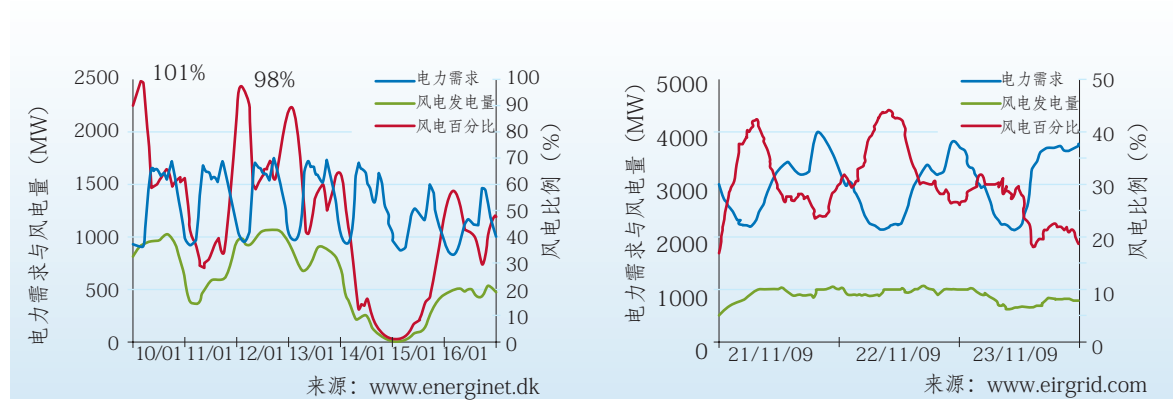
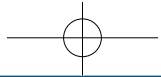


图3 2005年1月丹麦西部一周 (左) 和2009年11月爱尔兰三天 (右) 的风能、电力需求及其瞬时比例



发电的波动性与间歇性

有时风电被错误地当作一种间歇性的能源。这是一种误导。因为从电力系统这一层面上来看，风电的启动和停机并非没有固定的时间间隔，而不固定的时间间隔即是所指的间歇性。即使在风暴等极端情况下，系统区域中的大多数风电机组也要花数小时才能停下来。例如，在2005年1月8日的风暴中，丹麦西部的汇聚风电出力从90%降至10%耗费了6个小时。此外，零风电出力的时段是可以预测的，而且向零出力的过渡也是一个渐进的过程。考虑到相对于其他技术，风电机组的技术可利用率非常高(98%)，因此风电也具有相当高的应用价值。风力发电的另一个优势是其可在电力系统中模块化、分布式安装。单一机组故障对于整体可用性影响甚微。因此，用“间歇性”一词描述系统范围的风电是不恰当的，而应采用“波动性”的说法。

短期波动

对于风电并网，风电的短期波动（从几分钟到几小时）是最重要的。它会影响发电机组和平衡电力的调度，还会影响所需备用容量的确定。电力系统中风电的短期波动性取决于短期风力的波动性（天气条件）以及风力发电厂的地理分布。

电力系统的整体波动取决于负荷所有风电厂以及其他发电机组的同步变化。风电短期波动对电力

系统的影响取决于风电容量的大小和电力系统的很多因素（发电构成、互联程度），以及如何有效运行以应对额外的波动性（预测和平衡策略的使用）。

通过对典型风电厂位置的电力和风力测量数据的分析，我们可以对某个给定时间段，例如1分钟、1小时或者几小时内的预期净风电出力波动进行量化。区分这些时间段的原因是这些信息与用于平衡目的的各种类型的电厂相对应。经验与电力系统分析结果表明，电力系统能够很好地应对这种短期波动。

1分钟内的波动：无显著影响

汇聚之后，风电出力因湍流或瞬时事件发生的快速波动（数秒到一分钟）非常小，这可以从风电场的运行数据看出来。因此，电力系统几乎感觉不到这种波动。

风电比例较高时，电力系统可以感觉到一小时之内的波动。

10~30分钟内的波动不容易预测，但由于风电厂布置分散，这种波动在很大程度上被均化。一般而言，对布置分散的风电场来说，这些波动在风电装机容量中所占比例不超过10%。在额定功率25%~75%的范围内功率曲线的坡度最陡，风速变化造成的风电出力的变化最为显著。一小时

之内的波动对电力系统影响很大。当波动幅度与需求波动相当时，这种波动会对平衡容量产生影响。通常，风电比例在5%~10%之间（或更高）时，会发生这种波动。

小时级的波动：可预测，但会产生很多不确定性。每1小时、4小时以及12小时内的波动在很大程度上可以预测，在调度发电机组满足电力需求时可以考虑在内。在这种时间级别内，是预测的不确定性（预计的预测误差）产生了平衡需求，而非波动本身。系统运营商一直认为，风电预测的不确定性与需求预测的误差及其他电厂的停运相关。表5给出了风电和需求在数小时内的波动范围。把风电的这些波动表示为占风电装机

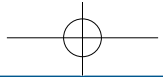
容量的百分比会对理解波动性有所帮助。许多国家已经进行了深入研究，研究结果概括在表5中（Holttinen，2009）。

风电产区（不是风电场）发生风暴时，要花费几个小时才能将多数风电容量脱网。例如，丹麦2005年1月8日的风暴（这是丹麦数十年中经历的最强风暴）中，丹麦西部区域（200×200km²）的2400MW风电经过了6个小时才从2000MW降至200MW。对于海上集中式风电场区，失电可在1小时之内发生。如果大部分电力来自大型海上集中式风电场，则建议采用某种控制方法，使风电机组在风暴来临时能够不全部停机。风暴前锋的路线可以预测，因此可以采取适当的控制措施来

表5 在不同时间段内，大规模区域性风电的极短期波动占风电装机容量的百分比

地区	地区面积	风电场数量	10 - 15 分钟		1 小时		4 小时		12小时	
			最高降幅	最高增幅	最高降幅	最高增幅	最高降幅	最高增幅	最高降幅	最高增幅
丹麦	300×300 km ²	> 100			- 23%	+20%	- 62%	+53%	- 74%	+79%
丹麦西部	200×200 km ²	> 100			- 26%	+20%	- 70%	+57%	- 74%	+84%
丹麦东部	200×200 km ²	> 100			- 25%	+36%	- 65%	+72%	- 74%	+72%
爱尔兰	280×480 km ²	11	- 12%	+12%	- 30%	+30%	- 50%	+50%	- 70%	+70%
葡萄牙	300×800 km ²	29	- 12%	+12%	- 16%	+13%	- 34%	+23%	- 52%	+43%
德国	400×400 km ²	> 100	- 6%	+6%	- 17%	+12%	- 40%	+27%		
芬兰	400×900 km ²	30			- 16%	+16%	- 41%	+40%	- 66%	+59%
瑞典	400×900 km ²	56			- 17%	+19%	- 40%	+40%		

丹麦：<http://www.energinet.dk> 2000 - 2002年数据；爱尔兰：Eirgrid 2004 - 2005年数据；德国：ISET 2005年数据；芬兰：2005 - 2007年数据，来自Holmgren，2008年；瑞士：1992 - 2001年间56个风电场的模拟数据（Axelsson等，2005年）；葡萄牙：INETI数据。



尽量降低风暴的影响。

影响系统运行的极端情况是对较大规模的有功功率输出波动预测错误，例如在预测风暴前锋时未确定在其影响下风电发电将下降多少。此时，预测工具的准确性就变得非常重要，下一节会对此进行探讨。而且，在风电场出现风暴前锋时，控制风电机组出力，从而减缓输出功率的下降坡度，这在技术上是可行的，例如使用具有“风暴控制”模式的风电机组。但是较小区域的变化率仍有可能比较大。

对于较大的地理区域，可以通过交错启动或停机以及降低正向出力变化率等措施，对所有风电场的出力设定临时上限、限制风电场出力的最大波动速率（变化率）。就此方面而言，风电场是完全可控的。很明显，限制风电出力会浪费投资巨大的风电场的“免费”能源，因此只应在其他措施无效时才可以这样做。

风电波动如何影响输电系统的功率流，这是系统运营商特别关注的问题。TradeWind对每小时风电波动对于互联线路功率流的影响进行了调查研究。研究结果显示，风力引起的波动与其他影响因素所引起的波动（例如需求波动）不易区分，而且在预测互联线路的电力流时，风电预测误差会产生

很大的不确定性。

长期波动

影响风电并网的缓慢或长期风电波动包括季节性波动以及因气候原因造成的年度间波动。这种波动对于电网的日常运行和管理没有多大影响，但对电力系统的战略规划却有重要的意义。

月度波动及季节性波动：这些波动对于必须处理电力期货合同（风电量会影响电价）的电力交易商意义重大，并且对于电力系统规划同样重要。显然，对于电力交易或系统规划，风电量年度统计数据之类的偏差是可以充分规避的。

年度间波动：这些波动与长期系统规划相关，但与日常电力系统运行没有关系。欧洲各个风电场的年平均风速波动趋向相似，可以合理地用标准差为6%的正态分布表示。风能资源的年度间波动要小于水流量等资源的波动。最后，在电力系统层面上，年度波动会受风电市场增长以及预计的陆上/海上风电比例的影响。

地理位置分散的风电场的汇聚效益

当风电机组分布于广阔的区域时，短期和局部的风力波动关联不大，在很大程度上可以相互抵消。许多国家都对此现象进行了大量研究（Holtinen, 2009），TradeWind、EWIS和OffshoreGrid

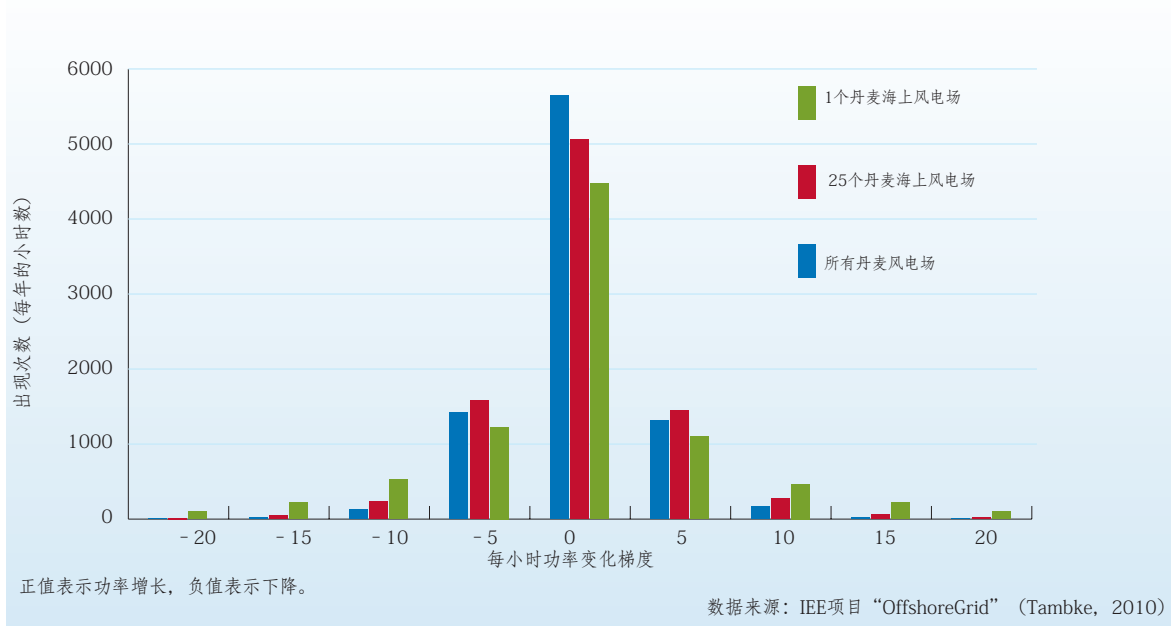


图4 丹麦北海单个海上风电场、2030年丹麦预计建成的所有海上风电场（3.8GW）以及2030年丹麦预计建成的所有陆上和海上风电场（8.1GW）一小时内的相对出力变化频率

等近期的欧洲并网研究项目也进行了这项工作。结果表明，这样可以减小电力系统承受的最大风电波动。图4说明了这种平稳效应。该示例使用的是2030年情景，根据汇聚风电场的模拟出力，确定风电出力每小时平均值的正向和负向变化频率。图4显示，随着汇聚程度的提高，较大梯度（小时级波动）的出现次数减少了。一个风电场每年在几小时内的波动会超过20%，但是丹麦的总风电量不会发生15%的波动。

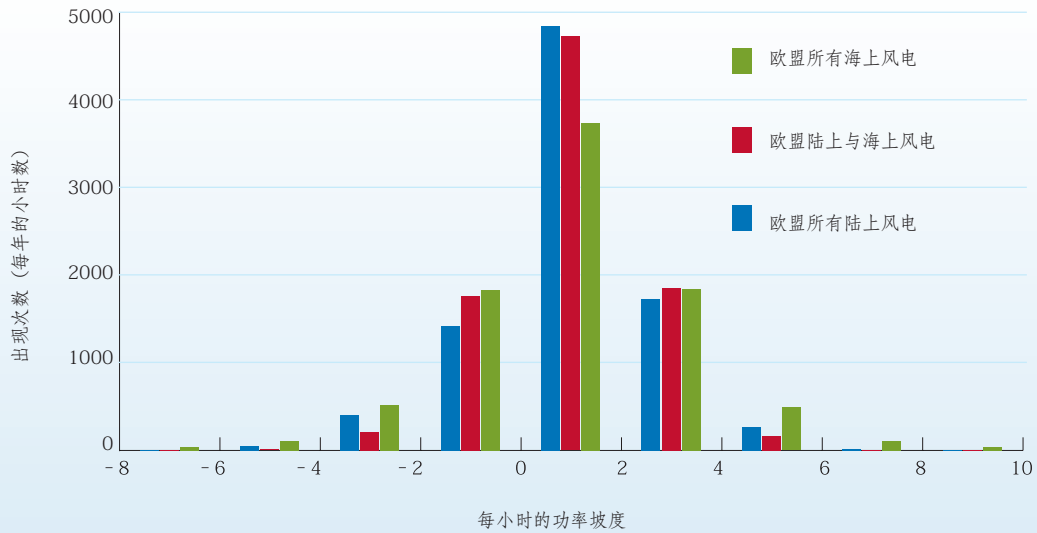
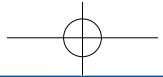
就欧洲而言，汇聚效果更加明显，如图5所示。欧盟的陆上与海上风电总体几乎没有出现超过5%的每小时变化梯度，但海上风电在某个显著的时

间内仍就呈现了8%的梯度变化。图5也显示了汇聚陆上风电与海上风电的益处。

图6显示了一个小国家（比利时）、一个欧洲地区（欧洲西北部）和整个欧洲地区在一个月间的风电容量系数（小时值）的变化，从中可明显看出对风电波动的平稳效应。

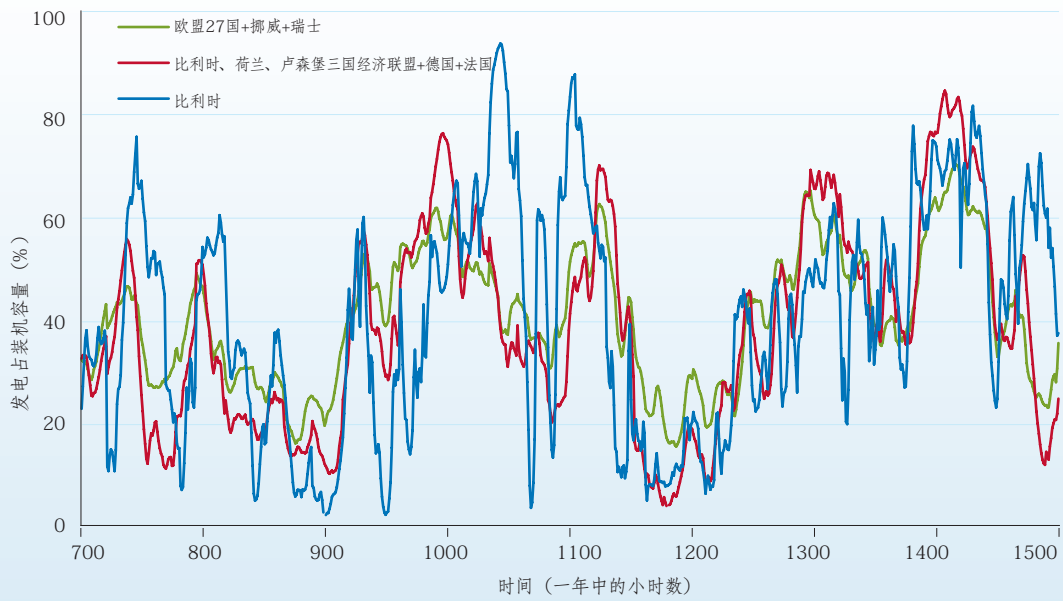
将电力系统中的风电厂分散在广阔的地理区域内是一种高效应对短期波动的方法。换言之，投入运行的风电厂越多，风力波动对系统运行的影响就越小。

除了降低波动的优点之外，在广阔的地理区域内汇聚风电厂出力可以增加电力系统中可靠风电容量。简而言之，肯定有某个地方在刮风，同时，风



正值表示功率增长，负值表示下降。海上风电平均出力为60GW，陆上风电平均出力为64GW (Tambke, 2020)。

图5 根据IEE OFFSHOREGRID项目的情景，2030年欧洲预计建成的所有海上风电场（127GW）、2030年欧洲预计建成的所有陆上风电场（267GW）以及2030年欧洲预计建成的所有陆上和海上风电场（394GW）一小时内的相对出力变化频率



该图对三个区域内每小时的风电出力进行了比较，包括2030年预计建成的所有陆上和海上风电场。计算使用的风速数据采集于2007年2月，使用的模拟风电出力来自IEE OffshoreGrid项目 (Tambke, 2010)。

图6 地理位置分散的风电场的平稳效应示例

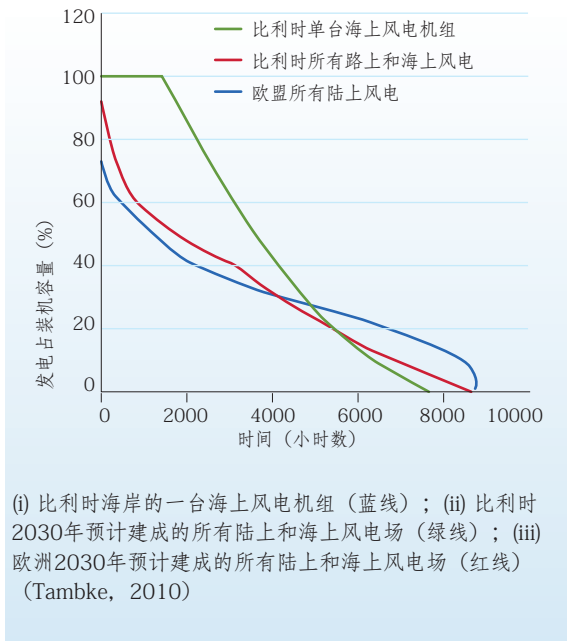


图7 “风能2030年”情景下的负荷持续时间曲线

也从来不会同时在所有的地方都刮得很猛。从更大的区域范围来看，风电的峰值降低了，这一点非常重要，因为吸收风电机组的功率浪涌对系统而言是一个挑战。随着所考虑区域的增大，这种效应会随之增强。理想状况下，为尽量加强这种平稳效应，系统不同部分的风速最好是互不相关。鉴于天气类型的典型规模，消除风暴前锋影响所需的累计规模约为1500千米（Dowling, 2004）。通过汇聚全欧洲的风电，系统就可以从高压和低压区域的互相平衡中受益。TradeWind 2009、Woyte 2008和Tambke 2010等多个欧洲研究项目均对使用输电容量来平稳陆上风电和海上风电波动的经济性进行了主题

研究。

可以用风电场负荷持续时间曲线来表示在系统层面上的汇聚效应，该曲线显示了部分负荷情况下的频率分布。图7显示了一台风电机组、一个小国家（比利时）和整个欧盟的负荷持续时间曲线。汇聚风电可以使时间曲线更加平缓。本例中，假设一台海上风电机组以额定功率运行1500小时，零功率运行1000小时。对于一个小国家来说，总出力几乎从未达到零，也从未高于装机容量的90%。对于欧盟这样一个较大的地区，某一特定时刻最大风电出力是风电总装机容量的70%，但是最小风电出力从未低于风电装机容量的10%。上述事实说明了欧洲范围内的汇聚风电如何不断提高风电的稳定性。

更加详细的研究（Roques, 2008）表明，如果整个欧洲的风电厂分布更加均匀，则曲线会更加平滑。此类研究确定了风电场规划和选址的指导方针：通过尽量降低因风电波动而增加的电力平衡成本，使得并网更加经济。

如果没有一个良好互联的电网，就无法对大规模的风电进行理想的汇聚，这是一个非常重要的结论。从这个角度看，电网对于汇聚安装在各种地理位置、各种不同天气条件下的风电厂出力至关重要。并网的规模越大（特别是跨过国家边界时），

这种平稳效应就越显著。这种效应与通过电网汇聚互联区域内的需求极为类似。

1.3 风电产能的波动性与可预测性

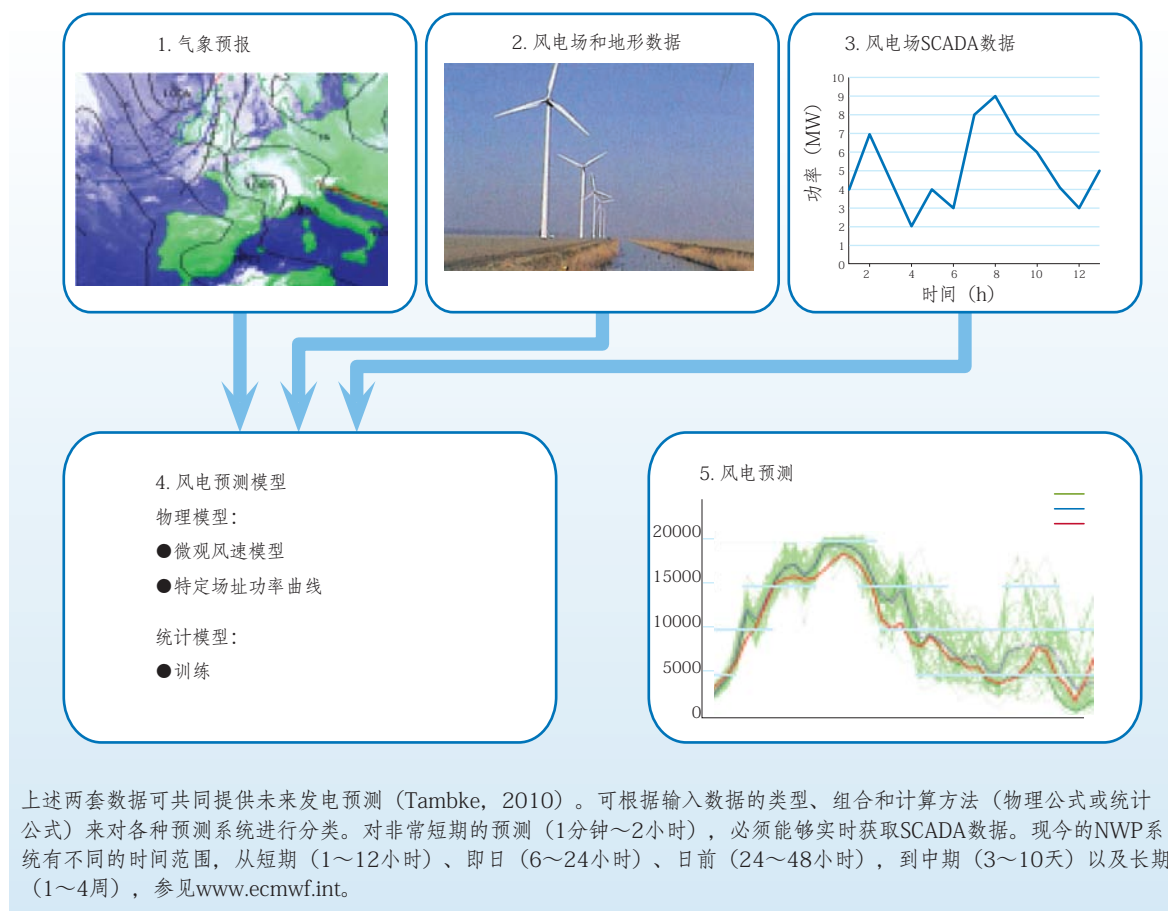
概述

通过准确预测与计划发电和输电容量相关时间段内可能的风电出力，系统运营商可以对系统中风电的波动进行管理。预测是管理风电波动性的关键。风电预测的质量会对所需的平衡备用容量产生影响。所

以，风电预测对风电并网的经济性非常重要。

目前风能预测采用的是复杂的数值天气预报、风电厂发电模型和统计方法，以5分钟到1小时的时间间隔提前预测最多48~72小时内的发电量，季度和年度发电量预测也是如此。

与预测其他发电形式或负荷⁷相比，风力发电的预测有所不同。目前对于需求（负荷）预测的实践经验已经非常丰富，而且用电量也比风电更容易预测。



上述两套数据可共同提供未来发电预测 (Tambke, 2010)。可根据输入数据的类型、组合和计算方法（物理公式或统计公式）来对各种预测系统进行分类。对非常短期的预测（1分钟~2小时），必须能够实时获取SCADA数据。现今的NWP系统有不同的时间范围，从短期（1~12小时）、即日（6~24小时）、日前（24~48小时），到中期（3~10天）以及长期（1~4周），参见www.ecmwf.int。

图8 典型预测方法概述。风速预测数据（1）由气象部门的NWP模型提供，风电监控与数据采集系统（SCADA）数据（3）由风电场提供

⁷常规电厂的非计划停运除外，这种停运本质上就是无法预测的。就此而言，风电的模块化和停运时损失容量较小也是风电的另一项优势。

下文探讨风电预测的质量，并说明为什么在更短的预测时间和更大的预测区域内风电预测的准确度会提高。此外，还要重点介绍减少预测误差的途径。

预测工具

短期风电预测包括多个步骤（Giebel, 2003）。对于提前6个小时以上的预测，首先通过数值天气预测（NWP）来预测风况，即未来某个时间点的预期风速和风向。然后将NWP模型结果应用到风电场位置，将当地风速转化为电力，并在整个地区应用该预测结果。

预测风电产能的方法不尽相同。通常而言，有的模型更加依赖于风场的物理描述，有的模型更加依赖于统计方法（见图8）。统计模型和物理模型都可能在实际短期预测模型中用到。

这些工具也因采用来自NWP模型的不同输入数据而有差异，但至少都会用到风电场的风速和风向数据。某些统计模型以及大多数物理模型还会用到来自气象模型的其他参数，例如温度梯度、地面上方不同高度的风速和风向以及压力场。由于NWP模型分辨率较低，所有模型均按比例缩小。当前欧洲采取的模型的水平分辨率范围为3~15公里。在某些地形平坦的地区（例如丹麦），这样的分辨率对于风能而言已经足够精确了。

但是在复杂地形情况下（例如西班牙），在分辨率就不能体现风电场周围所有的局部影响。在这种情况下，则可以再采用中尺度和微观模型，利用风电场周围最大400km半径范围内NWP模型的整个气象场。当使用统计模型时，地形对于结果的影响较小，西班牙的经验也表明其在复杂地形条件下可以获得良好的结果。短期预测学现在发展非常迅速，并取得了显著的成果。

一般说来，先进的统计模型在大多数情况下都表现良好，但是需要使用半年内的数据。而物理模型可在风电场建好之前就进行预测，然后通过测量数据对预测结果进行优化。但某些物理预测工具需要使用大型计算设备。在这种情况下，采用物理工具的预测服务必须由预测机构提供，而运算量较少的模型则可以安装在客户处。

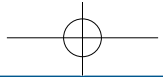
最新的预测方法是结合不同的输入模型和预测工具组合来获得更好的效果，下文将进行详述。第三章将会介绍如何在系统运行中使用各种工具。

短期风电预测的准确性

预测的地域范围和时间范围，是影响预测工具的性能和准确性的两项重要因素。

● 无论采用何种预测方法，在使用当前的预测工具预测36小时的时间范围时，单个风电场的预测

⁸预测误差用于衡量风电预测的准确性，可以通过不同的误差函数进行量化。比较常见的是对装机风电归一化的均方根误差（RMSE）。此外，实测功率和预测功率之间的相关系数也十分有用。无论偏高还是偏低，误差导致的罚款通常与误差呈线性关系，因此还采用了平均绝对误差或平均绝对百分比误差（例如西班牙）。



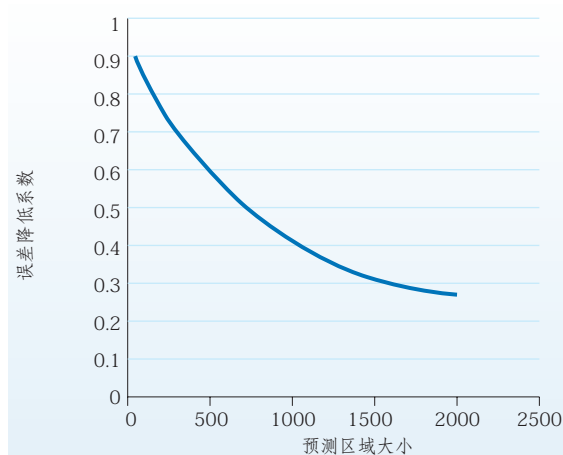
误差 (RMSE) 都在风电装机容量的10%~20%之间。将预测范围扩大到整个区域的风电后, 由于平稳效应, 预测误差会降到10%以下。区域越大, 整体预测结果就越准确 (见图9)。

● 预测的周期延长, 预测的准确度就会下降。因此, 缩短调度供应市场与实际供电之间的时间 (关闸时间), 可以显著减少不可预测的波动, 从而使系统运行更加高效, 并且不会损害系统的安全性。

风电场地理位置分布广阔的开发商也可以发现在预测中使用互不关联的风电场场址的好处 (图10)。

仅关注平均预测误差是不够的。虽然平均预测准确性可能会比较合理, 但由于风力具有随机性, 因此与需求预测相反, 较大的风电预测误差会出现相对频繁。从数学角度而言, 误差分布不是高斯分布, 如图12所示, 较大的预测误差出现相对频繁。在规划系统备用容量时, 这是一项重要的考虑因素。这一点会在第三章解释。可以使用即日交易和非常短期的预测 (2~4小时) 来减少预测误差。

进入21世纪后, 预测工具的性能得到了巨大的提高。图13显示了德国的平均预测误差随时间的发展趋势, 从其中的经验曲线可以看出平稳效应和预测工具改进所共同产生的影响。



误差降低因子是单台风电机组预测的归一化均方根误差 (nRMSE) 与相应区域所有风电场汇聚发电量预测的 nRMSE 的比值。nRMSE 的计算方式是用绝对均方根误差除以装机容量。必须注意的是, nRMSE 随着平均风速和归一化平均发电量 (容量系数) 的增加而增加。例如, 即使使用了完全相同的NWP数据和预测系统, 苏格兰的nRMSE也要比德国的高 (Tambke, 2010)。

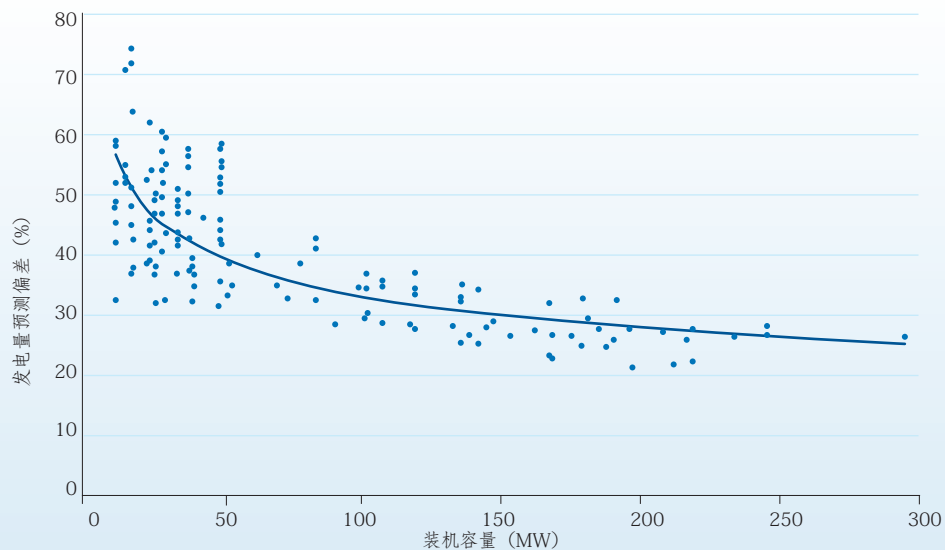
图9 通过较大区域的空间平稳效应降低风电产能的预测误差

在同一工具中使用不同天气模型的输入数据进行集合预测, 以及使用不同预测工具组合进行综合预测, 都提高了预测效果, 使得准确性比使用单个模型大大提高。

对于非常短期的预测 (提前2~4小时) 来说, 预测固然很准确, 但是这需要以下几种数据: 数值气象模型、在线风电出力数据和实时风况测量数据。

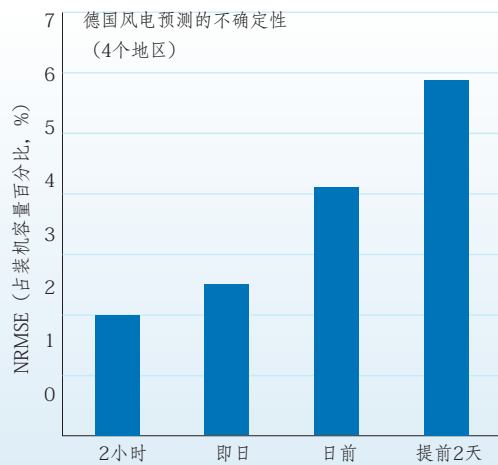
总而言之, 短期预测的准确性由于多项因素得到了很大提高, 但是专家认为仍有很大的改进空间。

对于风电的可预测性, 不仅预测准确性对系统平衡有影响, 供电与需求预测误差的总和对系统运



汇聚风电场出力可以将发电量预测偏差的平均绝对百分比误差 (MAPE) 从40%降低到大约25%。(数据来源: W2M)

图10 西班牙风电场组合的预测准确性



2009年1~12月的数据 (Tambke, 2010)

图11 德国平均风电预测误差随着预测时间长度的增加而增加

行也有影响。当风电比例较低时, 风电预测的误差对整个系统预测的误差影响较小。

1.4 大规模风电并网的影响

风电对电力系统的影响可以分为短期影响和长期影响。短期影响是由于在运行时间段(数分钟至数小时)内建立系统平衡造成的。长期影响与风电对电力系统充裕度的作用有关, 即风电高度可靠地满足峰值负荷需求的能力。

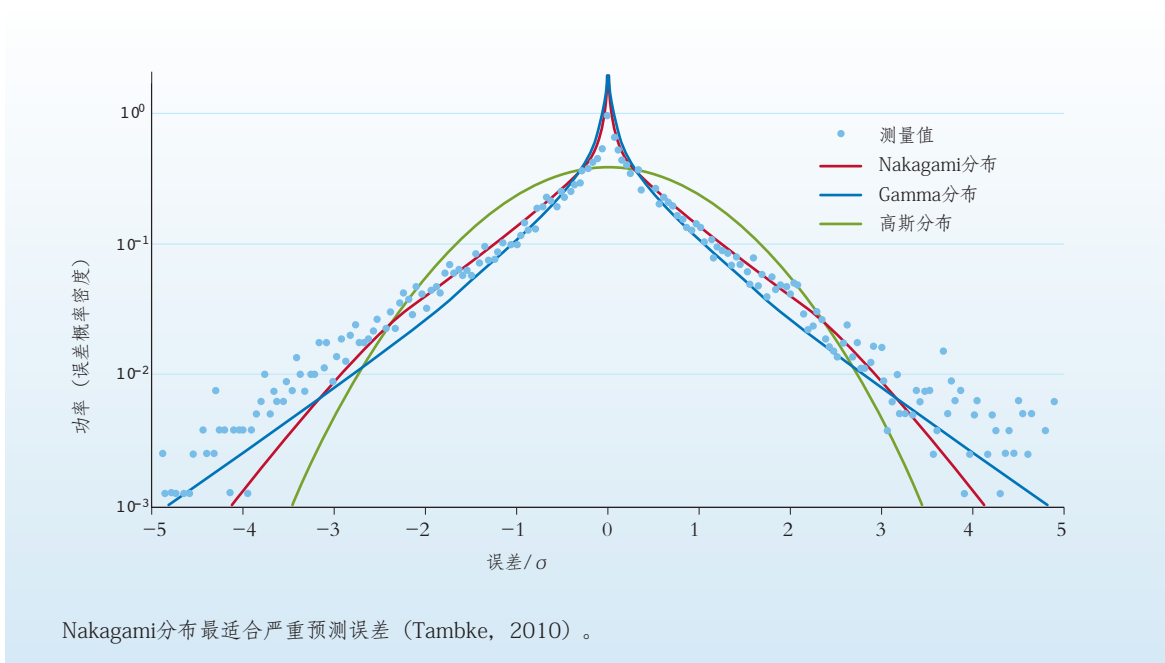
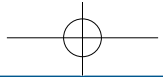


图12 德国西北部日前风电预测误差的概率密度分布：高斯、GAMMA和NAKAGAMI分布

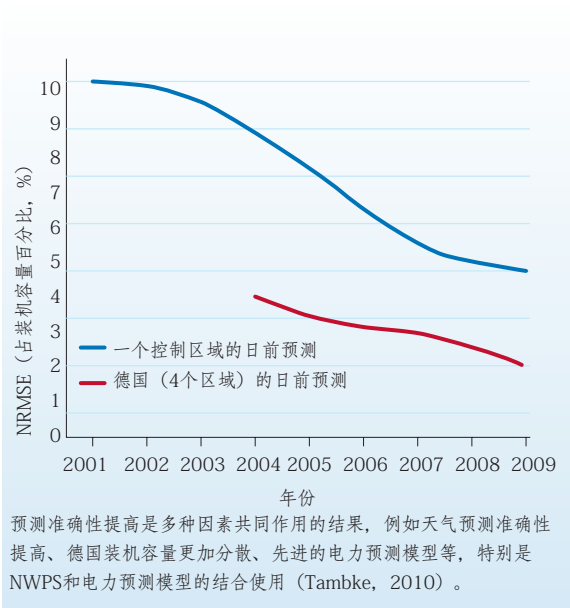


图13 最近9年德国（4个区域）及一个控制区域的平均预测误差历史数据

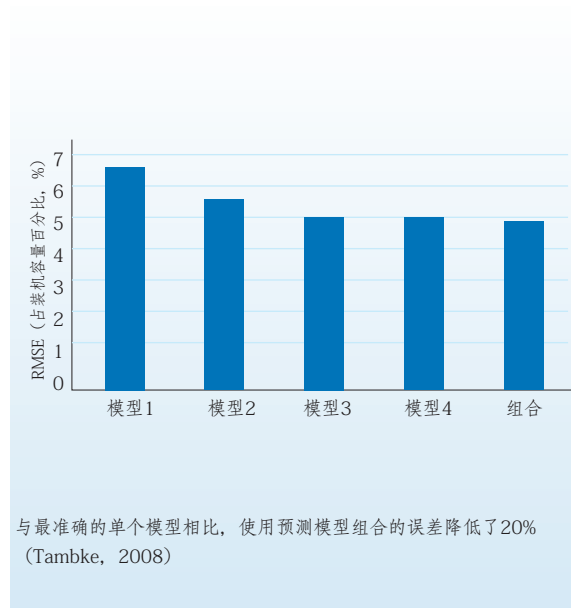


图14 使用集合预测提高预测准确性

对系统的影响既有局部的影响，也涉及整个系统的影响。

局部看来，风电厂与其他类型的电厂一样，与电网电压之间存在相互作用。此时需要考虑的问题包括风电厂及其附近的稳态电压偏差、电能质量和电压控制。风电可以实现电压控制和有功功率控制，并且当风电厂作为分布式电源时，可以降低输电损耗。

从整个系统的角度来看，还需要考虑其他影响。风电厂会影响整个电网中的电压等级和功率流。这些影响可能对系统有利，特别是当风电厂位于负荷中心附近且其供电量在系统中所占的比例较低时。另一方面，风电并网后，与任何类型的电厂一样，也需要对输电和配电网的基础设施进行改造。

为了将距离较远的风能资源丰富的地点（如海上风电厂）与负荷中心相连，必须建设新的输电线路，就像需要新建输油和天然气输送管线一样。将风电注入更多的常规电力交易，或者将大型工业用户设在风电厂附近，可以补偿因风电容量系数相对较低而导致的线路利用率低。为了最大限度地发挥地理位置分散的风能的平稳效应，并提高可靠出力的水平，可以采用跨境功率流来

降低风电比例较高的系统的管理难度。与其他技术一样，风电也需要控制（见第三章有关二次调整和三次调整的内容）。另外，视风电比例和当地电网特性的不同，风电还会影响系统中其他发电机的效率（反之亦然）。

如果各地区和各国间的电力交易没有得到充分、智能和有效的管理，则缺乏管理的系统需求和发电可能会导致风电发展受限。风电有助于保持系统稳定，有利于供电安全和系统的稳健性。表6对风电对电力系统的影响进行了概括和分类。

风电所占的比例决定了其对系统的影响。

风电对系统的上述影响在很大程度上取决于风电所占的比例、电网的规模及系统中发电的构成。2010年，欧盟的平均风电比例为5%。EWEA的目标是到2030年将这一比例提高到14%~17%，到2050⁹年提高到50%。

当风电比例超过中低水平后，并网成本如何变化取决于电力系统的未来演变。当风电比例超过大约25%时，并网成本将取决于随着风电装机容量逐渐增长以及其他发电技术的取消或应用（目的是满足快速增长的电力需求以及更换老化的设备），系统基础设施如何随之调整。未来电网架构的要素包括：灵活的发电构成、能促进交易的电力系统互联

⁹参见EWEA报告：《清洁能源：2020年与2030年风能目标》，www.eweaa.org

表6 风电对需要并网的电力系统的影响 (Hdttinen, 2004)

	效果或影响要素	区域	时间段	风电对电力系统的作用
短期影响	电压管理	局部	分钟	风电场可以提供动态电压支持（视设计而定）
	热电和水电的发电效率	系统	1~24h	影响的程度取决于系统的运行方式和短期预测的使用情况
	输配电效率	系统或局部	1~24h	依据风电在系统中所占的比例，风电厂可能产生额外的投资成本或带来额外的收益。风能可以降低电网损耗
	调节备用	系统	数分钟至数小时	风电对一次和二次调整控制有一定帮助
	废弃（风）电能	系统	小时	如果风电在系统中所占比例过高，系统可能无法消纳所有的风电
长期影响	系统可靠性（发电和输电充裕度）	系统	年	风电可以对电力系统充裕度做出贡献（容量可信度）

装置、更灵活的需求侧响应、与其他终端用户（热力、交通）进行交换的可能性和储能的使用等。

对风电比例达到25%时的并网成本进行的详细分析，结果表明，并网成本只占风电趸售电价的一小部分¹⁰。经济影响和并网相关问题在很大程度上取决于要并网的系统。相关特性包括：发电结构、系统的灵活性、电网强度、用电模式、电力市场机制以及电力系统的结构和组织特点。

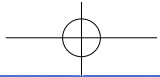
从技术角度考虑，近几十年来一直采用的方

法也可以用于风电并网。但对于比例高于25%的

风电并网，可能需要引入新的电力系统概念，且

从现在就应着手考虑这些概念。欧洲许多地区的大规模风电并网经验证明，这不仅仅是一场理论探讨。目前，在丹麦、爱尔兰以及德国和伊比利亚半岛的一些地区，风电已经达到了当地用电总量的20%、30%，甚至40%，这些事实都证明了大规模风电并网的可行性。

¹⁰ IEA任务25：“包含大量风电的电力系统”，<http://www.ieawind.org/AnnexXXV.html>



2 将风电并入电网

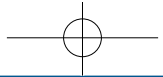
为使电网安全有效地运营，接入公共电网的所有用户，无论是发电商还是消费者，均必须遵守约定的技术要求。电网依赖发电商来提供很多控制功能，因此对发电商的技术要求比对用户的更复杂。

这些技术要求通常称为“电网规范”（该术语应慎重使用），不同电压等级的联网或不同规模的项目经常使用不同的规范。此外，有的技术要求虽然未在电网规范中提及，但以其他方式在联网协议、购电协议及辅助服务特殊激励计划（例如在德

国或西班牙）的项目中得到了应用。

这些技术要求的目的是明确技术特性以及发电商和系统运营商的职责，其好处包括：

- 电力系统运营商可以确定无论建设哪种发电项目或采用何种技术，其系统安全都将得到保证；
- 尽可能地减少了针对具体项目的谈判和设计工作；
- 设备制造商可以根据明确的要求设计设备，并且这些要求不会在没有预兆或讨论的情况下更改；



- 项目开发商对设备供应商的选择范围更广；
- 同等项目在并网上得到平等对待；
- 不同发电技术在并网上得到尽可能的平等对待。

2.1 电网规范对风电的要求中存在的问题

过去，电力企业垂直一体化，电网的规划运行以及发电商的并网均由同一机构负责，因此没有必要特别明确技术要求。现在，新欧盟法规的实施，特别是发电商和电网所有者/运营商之间的《第三次能源市场开放提案》的出台，推动了各方在法律意义上的分离和所有权的日益分离，管理发电商和系统运营商之间关系的技术要求必须更加明确¹¹。可再生能源发电的采用使这项工作变得更加复杂，因为这些发电机的特性不同于大型传统发电厂中使用的直连同步发电机。在某些国家，这个问题已经明显延迟了风电电网规范的出台。

我们今天所面临的一项具体问题就是不同国家的规范与要求存在差异。电力行业需要关注的另一个问题是制定的要求不是足够的明确，相关各方可能会做出不同解释或进行漫长的讨论。

某些国家已经针对风电厂制定了专门电网规范，而其他国家则确定了尽可能不受发电技术影响

的要求。制定尽可能具有普遍性的、平等对待所有项目的要求有众多益处，但这会导致小项目面临与大项目同样的要求，而这些要求对小项目而言可能并不符合技术合理性或经济最优化。EWEA主张在欧洲范围内统一要求，制定专门针对风电的电网规范。

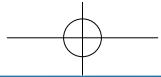
某些差异的存在是合理的，因为电力构成、与邻国的互联以及规模不同，不同的系统可能具有不同的技术要求。但世界各国都在使用相同的恒定电压和恒定同步频率系统，只是物理参数有所不同。欧盟不同国家所使用的电网规范差别很大。另外，这些电网规范通常都没有英文版本，相互之间形成了门槛¹²。这些问题增加了不必要的费用，并增加了风电机组设计商、制造商、开发商及运营商的工作量。

电网规范对风电场规模、性能和运行的要求经常不够明确，而且从系统及用户角度来看，有时缺乏技术和经济合理性。

过去，要求通常都由国家层面的系统运营商编写，由能源监管机构或政府部门审查。但是，为公平、高效起见，要求的修改过程应公开透明，并应与发电商、系统用户、设备供应商及其他相关方协商，还应该为修改内容的实施留出充足的时间。整个欧洲层面启动的ENTSO - E首个

¹¹关于内部电力市场的一般规定及废止2003/54/EC指令的2009/72指令。

¹²没有出售各国电网规范的一站式商店。可登录http://www.g-group.com/pdf/1/Gcc_list.pdf 获取比较完整的各国电力规范清单。



欧洲电网并网规范的编制，为风电行业提供了充分、彻底的参与机会。

由于成本原因以及电网规范没有充分发挥作用，现有风电机组并未充分利用所有控制能力。随着风电比例的增加以及电网运营商积累了有关系统新特性的更多经验，电网规范可能会越来越严格。无论如何，新技术要求应基于对需求的评估以及更好地满足需求。

2.2 现行风电电网规范要求概述

基本要求

不同电力系统的电网技术规范要求及相关文件各不相同，但是对发电机的典型要求可以概括如下：

- 兼容性：即在电力系统的运行条件范围内，风电场必须能够持续运行；
- 无功功率控制：通常包括有助于控制电网电压的要求；
- 有功功率控制及频率响应；
- 保护装置；
- 电能质量；
- 电厂在电网中的可见性。

需要注意的是，这些要求常常在风电场与电网的连接点（POC）得到体现。在这种情况下，这些

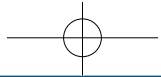
规范要求加在了风电场一方。为满足上述要求，对风电机组的要求必须有所不同。通常，风电机组制造商只会详细说明风电机组的性能，而不是整个风电场的性能。EWEA建议，出于透明及内部可比性的需要，所有电网规范都应规定用于POC的要求。还可以通过提供风电机组之外的其他设备来满足一些要求，这一点在下文相关内容中介绍。

兼容性

风电场在电网最低和最高电压限值范围内必须连续运行。通常，这被称为“稳态量”，尽管有限时间内也可能出现较大的跨度范围。

风电场在电网最低和最高频率限值范围内也必须连续运行。通常存在一个可以持续适用的范围，以及几个更极端的短期适用的范围。早期的风电机组（A型）¹³一般不能满足众多电网规范中规定的较大运行频率范围的要求。不过，在较大的频率范围内运行风电机组实际上并不复杂，因为其主要涉及热时间常数较短的设备（特别是电力电子元件）的热过载。可以通过扩展变流器来解决短期过载能力问题，这一方案的实现成本通常比较合理。运行温度升高也会缩短绝缘寿命，但鉴于偏离频率运行的情况很少发生，这种影响可以忽略，而且还可以通过限制处于频率范围上下限时的出力来缓解这种影

¹³上文定义的风电机组电气概念类型。



响。总而言之，可以采取措使风电机组在较大的频率范围内运行。

在风电比例相对较高的电力系统中，风电厂通常需要在严重系统扰动（此时电压可能在极短时间内降至很低水平）的情况下保持运行。这称为故障穿越能力（FRT）或低电压穿越能力。十年前，TSO要求所有的风电机组在发生故障时断开电网连接。如今，他们要求风电机组在发生此类扰动时继续并网发电。故障对任何电气系统来说都是不可避免的，其原因包括自然原因（如雷电）、设备故障或人为破坏。在输电线路阻抗相对较低的情况下，这种故障情况可能导致大范围电网内的暂态电压大幅下降。大型传统同步发电机一般只会与其直接相连的线路发生永久故障时才会跳闸¹⁴。连接至邻近正常运行线路的其他发电机，在故障线路断开之后，应保持连接并稳定运行，否则除最初故障所造成的发电损失外，还将产生更大的发电损失。显然，在这种情况下，电力系统将会遭受比当前最大设计损失还要大的发电损失，还有随之而来的系统频率下降过快的危险以及必须甩负荷运转。

根据电力系统的特性，这些要求将非常复杂，满足要求可能并不容易。可以使用本身并不满足FRT要求的风电机组，然后在风电机组上或集中在

风电厂安装可以产生或消耗无功功率的其他设备，使风电机组符合FRT标准。

无功功率与功率因数的控制

电网运营商可以通过发电机产生与消耗的无功功率来控制整个系统中的电压。这些要求可以在多方面得以体现。

最简单是“固定功率因数”。风电厂发电时需要在固定功率因数下运行，通常该因数为1.0。所需精确度一般没有规定。该固定值可能会不定期改变，比如在冬季或夏季。

或者，可要求风电厂调整其无功功率的消耗或产生，以将电压控制为设定值。这一设定值一般是POC处的电压，但也可能是其他位置的电压。也可以对控制精确度及响应速度提出要求。取决于风电厂SCADA通讯系统的性能，快速控制可能难以实现。

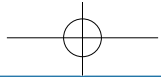
某些风电机组即使不发电也可以提供上述功能。这项功能对电网运营商来说可能非常有用，但其并不是普遍要求。

考虑FRT时，还可以通过安装集中无功功率补偿设备来满足这些规范要求。

有功功率控制与频率响应

电力系统运营商可以在电网规范中增加要求，要求控制发电机主动调整输出功率的程度。此外，

¹⁴对于大型常规发电机组而言，如欧洲的某些新建联合循环燃气轮机（CCG）以及美国的核电站，其实际的故障承受表现并非总是如此。



还可以要求发电机对电网频率偏离做出响应。

对于任何发电机，要控制频率都需要控制原动力。尽管风速无法控制，但大多数现代风电机组的出力却是可控的。对于变桨风电机组，可以通过调节叶片桨距来降低出力。原则上，通过关停风电厂中单台失速控制风电机组，也可以达到降低出力的目的，但这种控制方法相对原始。

最简单但成本也最高的方法是上限法。这种方法就是要求风电厂（或一组风电厂）将其出力保持在特定水平以下。更复杂的上限法就是将风电出力保持在可供最大出力之下一个固定数值。

在使用上限法的同时，也可能要求风电厂对变化率加以控制，即限制输出功率增速（因风速增大或风电机组停机后恢复运行引起）。输出功率变化率所基于的时间段可以是1分钟或10分钟。通过上述方式，可以降低电网运营商对其他发电方式迅速改变出力的需求。

很明显，如果风速突然降低，则无法按我们的意愿控制风电负向功率输出变化率。但是优良的风速预测工具能够预测风速的降低，这样就可以在风速降低前逐渐降低风电出力，将负向输出功率变化率降低至可接受的水平。

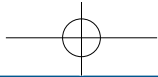
在需求意外增加期间或电网的某组成部分掉电

时，发电机组能够通过增加出力来支持系统频率，这种能力对系统运行是极其重要的。因此，在风电比例相对较高的系统中，通常对频率响应或频率控制有所要求。变桨控制风电机组只有在预先设定到低于其额定出力的情况下才能对系统提供上述支持，当然，也必须要有风。这样，风电机组即可提供一次和二次频率控制。其实现方式有很多，但基本原理是，风电厂按照要求将出力降低几个百分点，然后根据系统频率对出力进行调整。风电厂通过在频率低时增加出力或在频率高时降低出力，对系统频率控制作出贡献。

风电机组向电网提供支持带来的问题是出力降低，进而收入减少，通过提供一次控制服务获得的回报可能不足以抵消减少的收入。常规发电站就不会出现这样的问题，它损失的收入可因燃料消耗减少得到一定补偿。对于风电，这意味着损失掉以零燃料成本发出的电能，因而系统利用风电调频并非成本最低的选择，只有当其他成本效益高的方法（例如缩减燃料发电量）没有效果时才应采用风电。

保护装置

为保护风电厂及电力系统不发生故障，需要使用继电器、熔断器及断路器等保护装置。需要进行认真地协调工作，以便确保安全处理所有可能的



故障，同时尽量避免断开无故障的设备。“故障电流”是其中的一个问题。如果风电厂附近的电网发生电气故障，风电机组流出的部分电流会成为故障电流进入该故障点。可能会有限定故障电流最大值或最小值要求。

电能质量

电能质量涉及几项单独的问题（IEC，2008），这些问题决定了风电机组对电网电压质量的影响。原则上，对电能质量的要求既适用于输电网又适用于配电网，但对于后者来说更为重要，因为配电网更容易受发电侧电压波动的影响。

与电能质量相关的参数是有功和无功功率，包括最大值、电压波动（闪变）、投切操作次数（以及引起的电压变动）、谐波电流及相关的数量。描述风电机组电能质量特征及相关数量测量的标准是 IEC 61400 - 21（IEC，2008）。应用该标准可以对风电厂对配电网电压质量的影响作出详细的评价。建议不要采用会限制风电发展的简单规则，而应借助 IEC 61400 - 21 的方法来进行以下工作 [Tande, (Ackermann, 2005) 第79页]：

- 负荷潮流分析，评估电压的缓慢变化是否保持在可接受的范围内；
- 最大闪变测量值及与相应限制的比较，最大

闪变可由风电机组启动或停止引起，或在连续运行过程中产生；

- 评价风电机组启停或变压器通电可能引起的电压下降；
- 最大谐波电流的估算值以及与相应限值的比较。

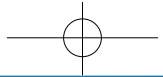
可见性

在分散电厂占比重较大的电力系统中，获得关于这些分散电厂实际运行状况的在线信息，对系统运营商来说极其重要。在电网故障期间，需要迅速决定重新调度发电机及开、断电网的某些组成部分。此时必须获得上述信息。因此，系统运营商与风电运营商应就有功及无功功率、技术可用性及其他相关状态信号达成一致。风电厂在线信息也是系统运营所必需的，可用于对某地区风电出力进行短期预测。

未来发展

如上文所述，随着未来风电比例进一步提高，风力发电技术要求的制定将变得更加艰巨。

一项可能的新要求就是发电的“惯性功能”。传统电厂的旋转惯量可以发挥飞轮的作用，从而减少了供需不平衡的短期影响，对电力系统极为有利。变速风电机组不具有这种作用，但其控制系统



基本上具有模拟惯性效应的功能。

还可能出台针对服务市场的要求，但其不属于强制性要求。系统运营商将会与服务质量最高的发电企业签订服务合同，这样可以实现更高的经济效益。例如，如果风电厂在消除自己的负面影响之外，还向电网运营商提供电压控制服务，则风电厂应收取相应服务费用。采用风电厂提供的服务是否比电网运营商的其他选择成本更低，应由市场决定。而且，因电能转换系统中的电力电子设备优势，风电厂可以提供比传统热电厂更快的电网服务，尤其是电压控制。

2.3 分两步制定统一的欧洲电网规范

通过统一电网规范对风电的要求来推动风电并网进程具有巨大潜力。这项工作可以使风电并网所有利益相关方受益。EWEA在2008年提出了一种启动欧洲电网统一进程的系统方法¹⁵。统一电网规范并不意味着在所有地方都实行最高最严格的要求，而是要依据通用的定义和规范，删除技术上不合理的要求，制定一套透明、易懂、综合而明确的要求，并根据适用的电力系统进行优化。

EWEA建议分两步制定统一的电网规范：第一步实现结构统一，第二步实现技术统一。这两种形

式的统一对尚未定制电网规范对风电要求的系统运营商特别有利。

结构统一需要建立电网规范模板，模板采用固定和通用的结构（顺序和章节）、名称、定义、参数和单位。结构统一的主要目的是为建立有效的电网规范结构可接受的框架。EWEA于2009年启动了模板的编制工作¹⁶。

技术统一可以看作一个更长期的过程，需要在上述新电网规范模板建立以后，改变现有电网规范参数。这一过程将由TSO（ENTSO - E）、风电行业和监管机构（ACER）合作进行。下文所述《第三次能源市场开放提案》的实施，在整个欧洲建立了有效的法律及体制框架。

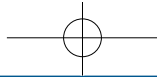
欧洲在朝欧洲规范方向发展

在不断发展的欧洲内部电力市场上，各国电网必须通过更高效的方式互相连接。应该将各国电网作为欧洲一体化电网的组成部分来运行，以便实现必需的跨境交易。这需要制定统一的规范和技术标准，包括电网连接要求。但是，欧洲各国电力系统目前差别巨大，因此无法也不应立即进行完全的统一。

《第三次能源市场开放提案》规定，欧洲能源领域进一步开放措施包括制定欧洲电网联网规范。

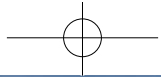
¹⁵http://www.eweac.org/fileadmin/eweac_documents/documents/publications/position_papers/080307_WGGER_find.pdf

¹⁶http://www.eweac.org/fileadmin/eweac_documents/documents/publications/091127_GGF_Find_Draft.pdf



这项工作分为几个阶段，需要欧洲TSO和欧洲监管机构发挥重要作用。监管机构（ACER）主要根据框架指南制定规范的框架。随后，TSO根据框架指南中的条款起草欧洲电网规范。规范制定后，将通过欧洲及国家法律（专家委员会）保障实施。规范起草过程中需要与相关行业协会公开讨论。因此，也针对TSO和风能行业合作深入开发统一的电网规

范要求制定了法律框架。同时，也可以借此机会平衡对风电厂的要求和对电网的要求，以确保实现最高效、最经济的联网解决方案。EWEA建议，在未来欧洲并网规范中，拿出单独一章来明确与风电相关的电网规范要求，以保证最高的透明度，并对风电厂的具体能力进行恰当评价。

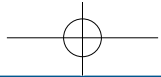


3 总结

具备先进控制功能的先进的风电技术，可以通过提供辅助服务来提高电网性能。充分利用风电厂的这些特性（在此同时要尽量减少因调节需要而缩减风电出力），是大规模风电高效并网的关键因素。先进的电网友好型风电厂具有电压控制、有功功率控制及故障穿越能力。系统惯性的模拟也有可能实现。系统中这些特性的经济价值体现在由成本确定的电价上。

风电的出力具有波动性，但在与系统规划和调

度相关的不同时间段（秒、分、小时和季度）内，这种波动是可以预测的。小时内的波动会影响备用容量的调节，而小时间的波动会影响负荷跟踪备用容量。几秒或几分钟的快速波动可以在风电机组层面上看出来，但在汇聚多个风电场或几个地区的情况下，这种波动就会消失。其余的波动在汇聚地理位置分散和大面积地区的风电时将显著减少。电网可以汇聚位于不同地理位置的风电厂出力，这是降低风电波动性的关键因素。风电厂控制可以控制短



时间内的风电波动。

最新的风电预测技术可以预测与系统运行相关的时间段内的波动，并且预测精确度可以计量。通过汇聚面积较大和地理位置分散地区的风电，并使用综合预测方法，可以将系统运行相关时间段内的风电预测误差降低到便于控制的水平（提前4~24小时）。而且，良好互联的电网具有很多其他优势。为控制可能出现的较大预测误差，应在尽可能短的时间段（较短的关闸时间）内，根据风电出力和现场风力条件的实时数据，对备用容量实施调度。预测准确性提高所带来的巨大经济效益证明了投资建设大型气象观测网的重要性。

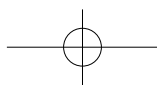
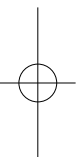
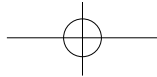
欧洲以往制定的电网规范对风电的要求导致制造商和开发商整体效率低下。随着欧洲电力系统中风电量不断增加，越发需要制定统一的电网规范要求。统一的技术要求可以最大限度地提高各方效率，应当广泛推广。但必须注意的是，立即采用完

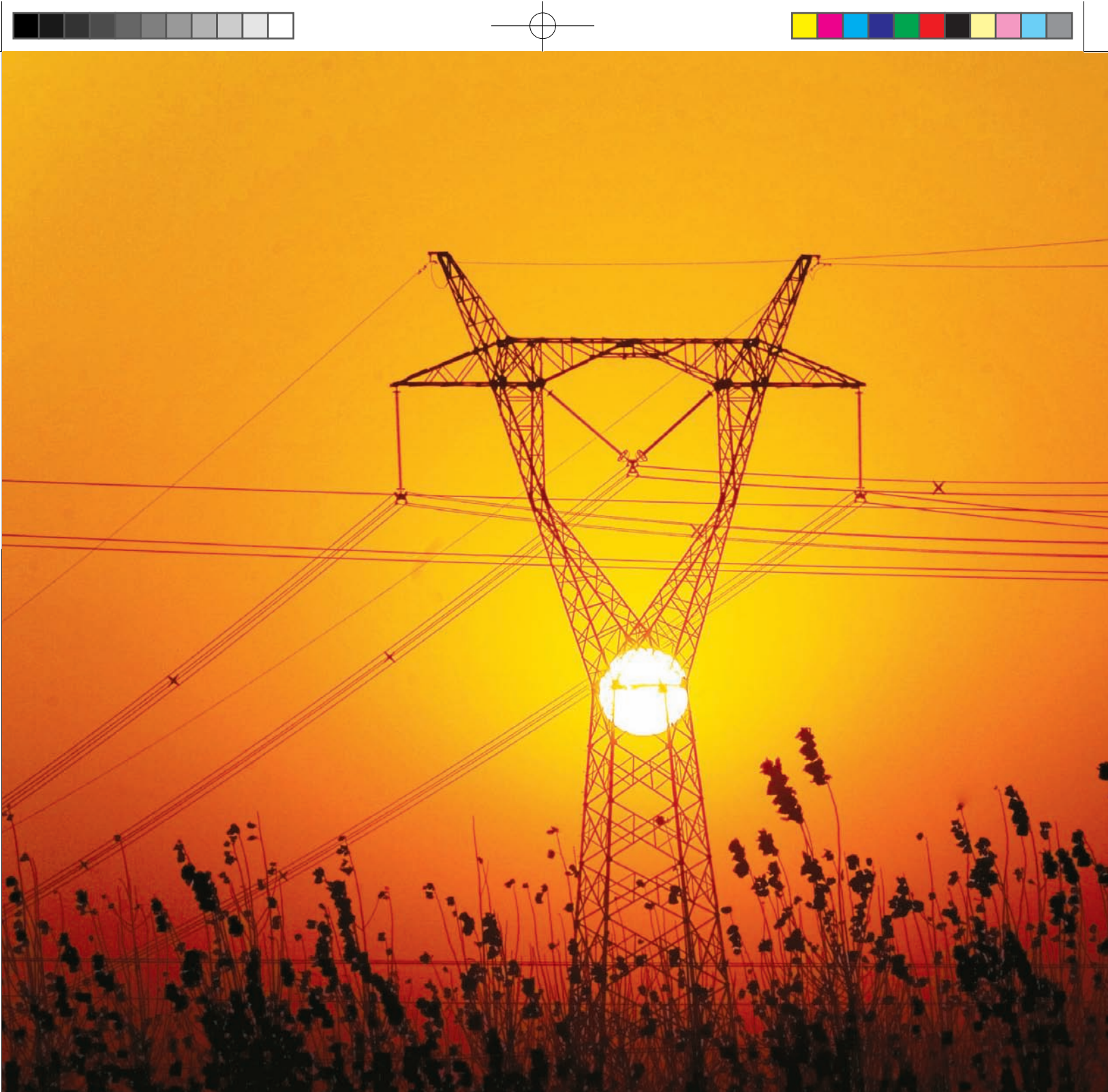
全统一的技术要求是不现实的。在极端情况下，这样会导致欧盟各成员国实施最苛刻的要求。这样将达不到目的、没有经济效益，并且效率低下。

EWEA建议分两步制定统一的电网规范：第一步实现结构统一，第二步实现技术统一。考虑到预期风电比例的大幅增长，制定统一策略成为当务之急，并将对以下各方大有益处：

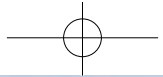
- 制造商：电网规范统一后，只需开发通用的硬件和软件平台；
- 开发商：降低成本；
- 系统运营商，特别是那些仍需自行制定对风电要求规范的系统运营商。

TSO和风电行业应继续合作，深入开发电网规范要求的技术基础。如果上述建议能通过简明的并网规范在整个欧洲实行，将会为世界其他国家树立一个优良的先例。





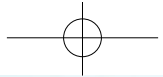
第三章 包含大量风电的电力系统的运行



1 前言

当今的电力系统可以接入的风电容量不断增加，需要用一种新型方法来扩展和运行系统，特别是在风电接入比例较高的情况下。本章提到的多项研究表明，随着电力系统的渐进式发展，大规模风电（所占比例达到或超过20%）的高效并网是可行的。有许多因素有助于促成这个结果，本章将介绍其中的主要因素，阐述电力系统各个部分（发电、

电网及需求侧）的运行需要哪些改变。作为一项主要原则，为了有效地将风电等波动性较大的可再生能源大量接入电网，系统应设计得具有较高的灵活性。这种灵活性是通过发电机组的灵活性、需求侧的灵活性、互联容量的可获得性和一系列电力市场规则（这些规则可使灵活性资源得到更高效的利用）综合得到的。



2 平衡需求，常规发电和风电

2.1 前言

同其他主要电源一样，当大量的新增风电以经济、有序的方式并入电网时，也需要与其相应的额外备用容量，电力成本将发生变化，同时必须采取必要的技术措施，甚至重新规划电力市场。

需要强调的是，系统平衡要求并不仅是为某种类型的电厂（如风电）提供备用，而是为了应对电力供需平衡的总体不确定性。系统运行需要应对的不确定性由两方面造成：（一）需求波动；（二）

常规发电和可再生能源发电的波动。这些波动一般不关联，却能从整体上对系统起到平稳作用，从而可以节约系统并网成本。

在不同的同步电网系统和不同的国家，系统运营商的日常运行做法是不一样的。备用容量所指的含义也有所不同。本报告从时间上将备用容量归纳为两种：一种是一次备用，在波动出现后几秒钟或几分钟内启用；另一种是二次备用/三次备用，在波动出现后10分钟到1小时内启用。一次备用也称

为瞬间备用、频率响应、自动备用或调整。二次备用也称为快速备用，三次备用则称为长期备用（“负荷跟踪备用”也指的是这两种备用）。电力系统运行原则在附录中有详细解释。

风电对电力系统平衡的影响在不同的时间段内得以体现：从几分钟到几小时，直到日前时段。根据以往经验和进行的试验可以发现，鉴于波动幅度和预测系统的限制，风电在一到六小时内的波动对系统平衡的要求最高。目前，在将风电并入大型互联电力系统时，数秒钟内的频率控制和惯性响应已不是关键问题。但这对小型系统仍是一项挑战，并且对于风电接入比例较高的电力系统，这种挑战在

将来会更加严峻。

2.2 风电对备用容量调度的影响

目前，许多国家的电力工程师都在研究提高风电接入比例所需的额外备用容量大小及相应成本问题。研究工作模拟了系统运行情况，并分析了风电量不断增加对不同类型的发电构成的影响。统计方法综合分析了风电与负荷的波动性或预测误差，并研究了系统增加的最大波动。统计方法的主要预测结果是短期备用容量需求将会增加。是否提高平衡要求一般取决于区域规模、初始负荷变化及风电分布的集中/分散程度。

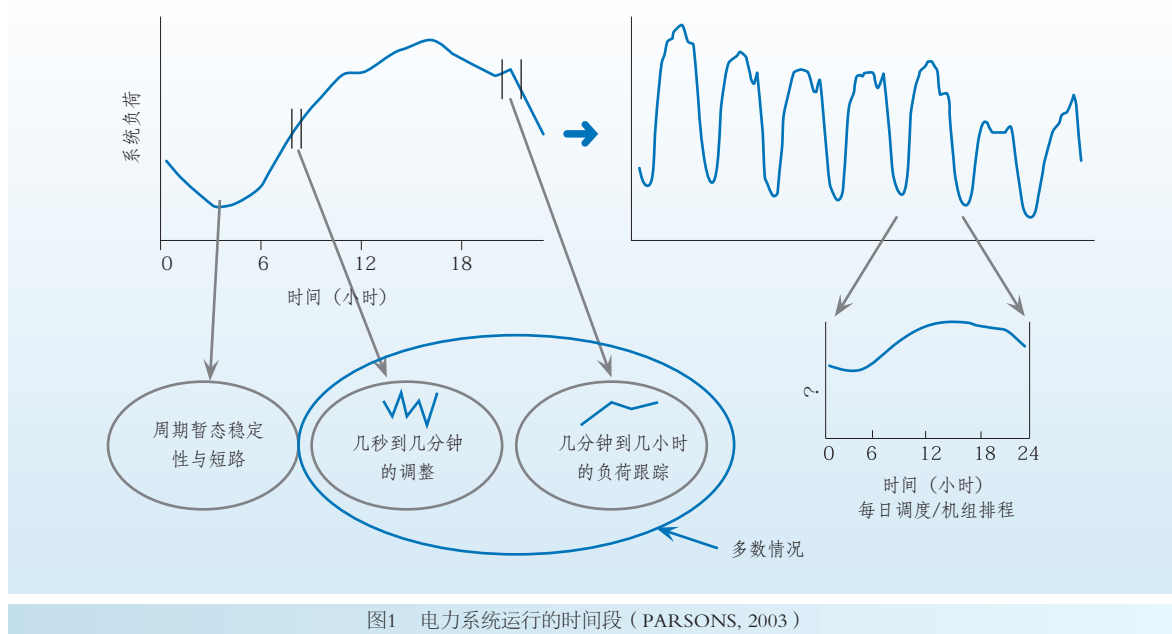
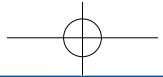


图1 电力系统运行的时间段 (PARSONS, 2003)



2006年，国际能源署（IEA）任务25¹达成了对不同国家电力系统研究成果进行比较和分析的国际合作协议。2009年，IEA任务25报告（Holttin-en, 2009）基于丹麦、芬兰、挪威、瑞典、德国、爱尔兰、西班牙、荷兰、葡萄牙、英国和美国开展的研究，给出了综合结论。本报告利用上述相关内容阐述了备用容量的有关问题和解决方案。IEA任务25中的综合评估表明了需要增加的系统备用容量与风电比例的组合关系。

在考虑风电对各种备用要求的影响时，最重要的是明确区分数小时到一天的较长时间段内的灵活性需求（可以跟踪净负荷变化的电厂），以及数秒或数分钟内发生的对备用容量的要求〔可以跟踪不可预测的净负荷变化（需求量减去风电量）的电厂〕。图1显示了相关时间段的系统负荷变化情况。

一次备用

风电发展对一次备用容量需求影响很小。在秒/分时间段上，如同目前的负荷变化一样，风电总容量出力的快速变化也是随机发生的。将负荷变化与发电变化综合考虑时，由风电引起的波动增加就非常小了。此外，电力系统中配备的一次备用容量主要是为大型火电厂停运做准备，因此这种备用容量足以应对风电

的极快变化。实际上，电厂计划的发电量可以满足预计的需求发展趋势，从而实现供求平衡。如果相对于预期趋势发生偏差，则可通过一次和二次备用进行持续调整，保持系统频率接近其标称值。此外，风电能提供自身所需的一次备用。

二次备用和三次备用

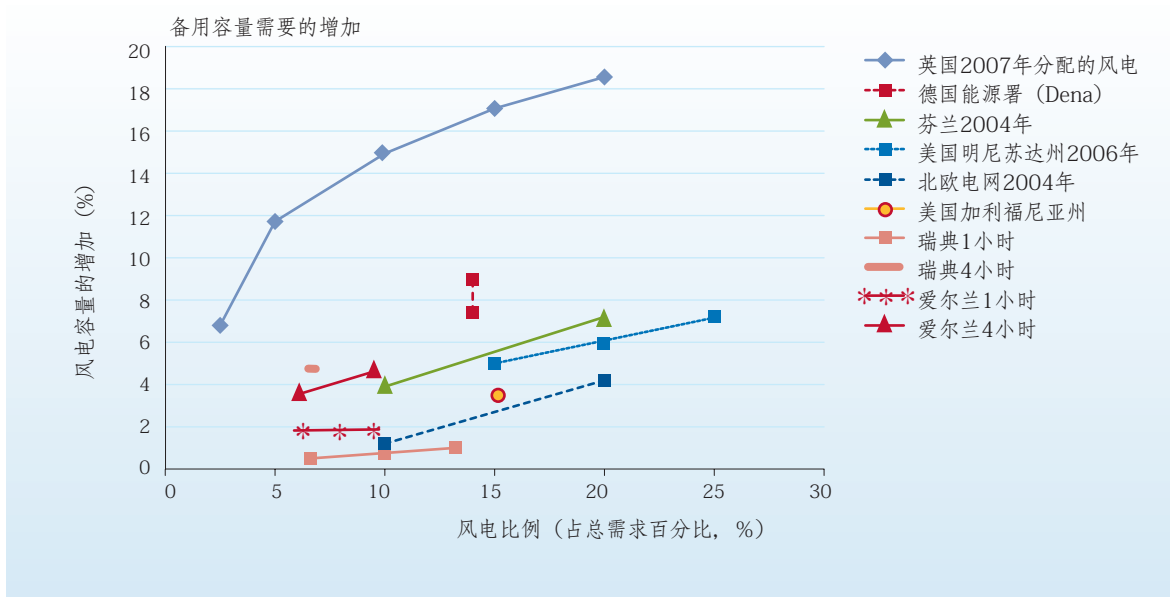
在10~30分钟的时间段内，只有风电比例高于10%时，它才会对二次备用需求产生可观的影响，且会随风电比例的增加而增加²。

风电对常规发电机组为跟踪负荷而进行调度的方式影响更大（小时-天的时间段）。如果缺乏可靠的预测，那么，除了与负荷预测和常规发电停运预测相关的不确定性外，机组排程决策也存在不确定性。结果导致在有些不需要的时候动用备用机组，而需要的时候机组却没有启用。在这种情况下，电力系统的发电构成决定如何根据风力发电量改变机组排程——灵活性发电机组越多，机组排程决策可以做得越晚。

对短期备用平衡容量增长的预计（Holttin-en, 2009）表明：当风电比例为总需求量的10%时，备用容量为风电装机容量的1%~15%，当风电比例为20%时，备用容量为风电装机容量的4%~18%。

¹<http://www.ieawind.org/AnnexXXV.html>

²参见IEA任务25“包含大量风电的电力系统”，<http://www.ieawind.org/AnnexXXV.html>



德国能源署的研究分别考虑了备用容量增加和减少的日前不确定性；英国的研究考虑了提前4个小时的风况变化；明尼苏达州和加利福尼亚州已将日前不确定性包含在预测中，其他州则考虑了运行期间变化所带来的影响；爱尔兰和瑞典则分别评估了4小时前不确定性 (Holtinen, 2009)。

图2 预计因风电导致的备用容量需求的增加

对额外备用容量要求的探讨

电力系统日常运行的差异解释了图2中存在的诸多不同，尤其是负荷预测与风况预测的更新频率。如果可以根据更新的预测在4~6小时内完成重新调度，则与仅根据日前预测进行调度相比，可以降低备用容量要求和风电并网成本。充分利用这种特殊性，新兴的即日市场可以实现每小时更新一次预测。电力系统的运行方式考虑了预测计划和实际供电之间的时间差，对风电带来的不确定性程度有决定性影响，因此也间接决定了所需额外备用容量的大小。

需要注意的是，提高备用容量要求并不一定意

味着需要投资，如新建火电厂。根据系统分析和以往经验，非计划风电供求（尤其是低需求高供应的情况）预测的不确定性，对评估额外备用容量需求是非常关键的。常规发电机组的额外灵活性在低负荷、高风电的情况下是非常关键的 (Ummels, 2008)，因为在这种情况下，由于风力发电量突然减少，火电厂可能需要快速提高出力。总体而言，风力发电量的增加，意味着常规火电机组必须以比无风电情况下更灵活的方式运营。

表1 按照电力系统运行相关时间段确定的风电预测方法分类

	5~60分钟	1~6小时	提前一天	季度性, 长期
用途	调整、实时调度决策	负荷跟踪、下个运行时段 的机组排程	机组排程及调度、市场交易	资源规划、偶发事故分析
天气现象	大规模涡流及湍流混 合变化	峰面、海风、山谷风环流	低压和高压区, 暴风雨	气候波动, 全球变暖
方法	主要根据近期测量数 据进行统计学分析	综合采用统计学方法和 NWP模型	主要采用NWP模型, 同时 纠正系统偏差	主要基于周期性形态分析

2.3 为支持系统平衡进行的短期预测

风电预测已经成为风电接入比例较高的电力系统运行的关键。预测系统被包括电网运营商、电力贸易商和风电厂运营商在内的各方广泛使用, 主要作用是降低成本并提高系统安全性。预测使得风电可以交易并纳入调度系统, 最终实现电力供求平衡, 充分利用成本效益最高的发电资源。

在风电比例较高的地区, 如西班牙、德国、丹麦和爱尔兰的一些地区, 风电场运营商要定期预测其风电场的出力。系统运营商将这些预测用于制定其他发电厂的发电计划, 也用于交易。风电预测对电力系统运营商的系统运行有很多益处, 其中包括:

- 定期预测: 提高可信度;
- 关键时期预测, 例如最大负荷 (包括变化速

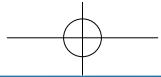
率);

- 重要的汇聚风电波动 (变化速率) 预测;
- 极端天气状况预测。

预测对于电力系统, 尤其是包含大量风电的电力系统, 具有极高的潜在经济价值。美国 (加利福尼亚州) 的一项研究 (GE/AWST, 2007) 确定的成本效益比为1:100。建设集中预测系统需要大量增加投资, 尤其是对观测网络进行投资, 以便提供所需气象数据和运行数据。发电运行成本大幅降低证明这些投资的合理性。

相关系统运行措施的时间范围如表1所列。不同可预测天气现象与各个时间段分别对应。专业预测服务供应商可以根据这些天气现象对预测方法进行调整。

风电预测误差统计数据的性质表明: 平衡电力总量源自平均预测误差, 而备用容量需求主要取决



于极端预测误差。因此，为了减少平衡电力需求和备用电厂容量，除了使用最佳可用预测方法外，建议进行即日交易和极短期预测（提前2~4小时）（Lange, 2009）。

2.4 额外平衡成本

本章介绍了对国家或地区电力系统中风电占总电力需求比例达到20%的情况的研究（Holtinen, 2009），研究表明，因风电波动性和不确定性所造成的电力系统运营成本增加约为1~4欧元/MW·h。这是每兆瓦时风电发电量的归一化成本，指的是大部分市场的电力趸售价格。

上述研究计算了相对无风电情况增加不同数量风电的额外费用，还比较了恒定风电量和波动风电量两种情况下的仿真结果，确定了风电波动性带来的成本影响。

备用容量的分配和使用均会导致额外成本。如本章所述，目前已完成的多数研究得出的一致结论是，当风电比例为20%时，系统中的常规电厂可以满足大规模风电的额外备用要求。也就是说不需要增加备用容量，因此也不必投资新建电厂。只有增加备用容量的使用或新建带部分负荷运行的电厂，

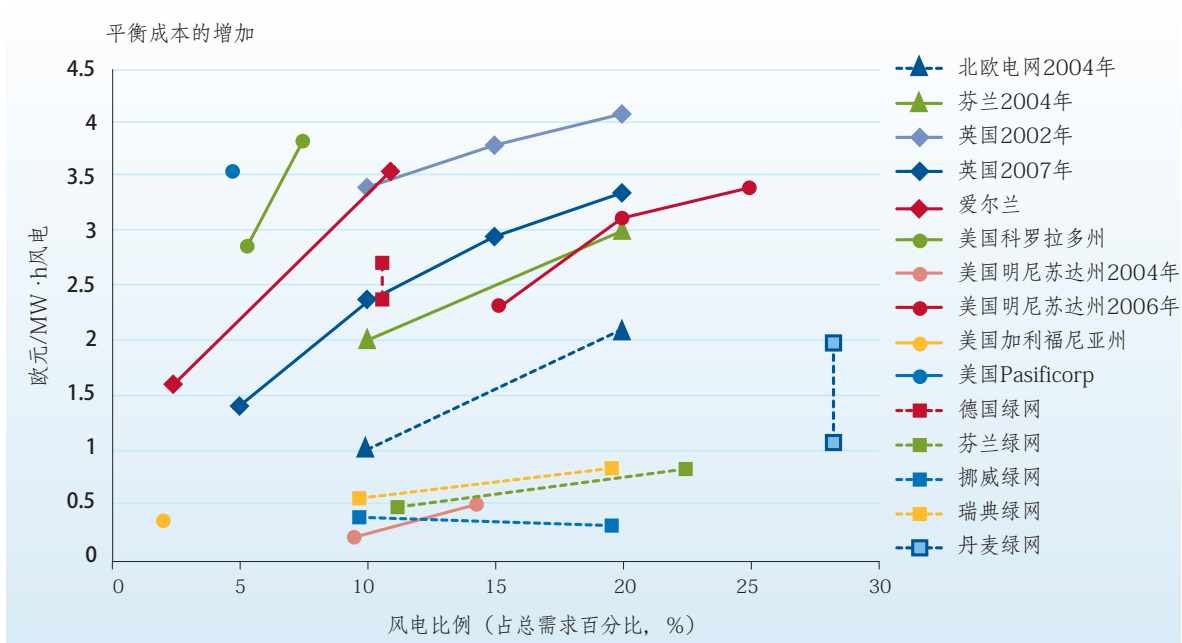
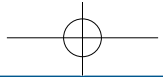
才会造成额外的成本（电能部分），提高常规电厂灵活性也需要增加投资成本。这些成本取决于电力系统中使用的供应规定或缓解方法产生的边际成本，也取决于电力市场规则。

降低平衡成本的主要因素有：

- **更大的区域：**大的平衡区域可以降低波动性，还有助于降低风电预测误差，从而减少不可预见的不平衡。大区域有助于汇集更多成本效益高的平衡电力来源。从这个角度讲，欧洲风电市场区域性汇聚有望提高风电并网的经济性。增加并改进互联是扩大平衡区域的关键因素。当然，如本章所述，改进互联也有益于风电并网。

- **缩短关闸时间：**这意味着在接近供电时间的时刻操作电力系统。比如，与仅根据日前预测进行调度相比，根据4~6小时预测更新进行重新调度可以降低风电并网成本。就此而言，即日市场的兴起会促进更大规模的风电接入电力系统，详见第四章。

- **提高预测系统的效率：**如果风电预测的准确性得到提高，仅剩微小的电力系统其他偏差的情况下，平衡成本将下降。德国、西班牙和爱尔兰的经验表明，可以通过多种方式提高预测准确性，例如

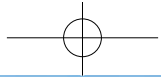


英国2007年的研究确定的平均成本如上图所示，风电比例为20%时增加的平衡成本为2.6~4.7欧元/MW·h (IEA任务25最终报告)³。

图3 风电比例变化引起的平衡成本和运行成本

改进预测使用的气象数据、使用集合预测和综合预测 来源和方法来提高预测质量 (另请参见第二章第1 等。后两种方式通过在预测过程中综合使用不同数据 节)。

³货币兑换汇率: €1 = £0.7, £1 = US\$1.3



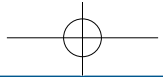
3 改善的风电管理

要将大规模风电接入电力系统，需要优化风电的运行、管理和控制。

通过将多个风电场集合成为GW级集群，可以为波动性发电的优化并网提供一个新的可行方案。集群管理的新概念包括将地理位置分散的风电场根据各种标准汇集起来，从而实现优化网络管理和优化常规发电计划的目标。各集群按照与大型常规电厂类似的方式运行和控制。

鉴于风电的预测存在误差，因此必须通过风电

场集群控制策略来尽量缩小预测供电与实际供电之间的偏差，以确保发电计划的顺利实施。在这种情况下，将根据通过短期预测确定的发电计划来控制出力。这一策略将对风电场的运行产生重大影响，并要求宣称发电量和实际发电量在分钟的时间段内相匹配。计划的执行应在一定的容忍性范围内，容忍性根据预测误差确定。应持续生成并更新时间变量设定值，以实现风电场和风电场集群管理之间的最佳交互作用。对于这种类型的运行管理，需要使



用并持续更新风电场和集群区域的短期预测。风电场控制策略包括：

- 出力限制；
- 电能控制；
- 容量控制；
- 出力变化率最小化。

在一个特定的集群中，不可控的风电场可以得到可控风电场的支持。这样的策略可以使混合式集群满足相应的要求。

风电对阻塞管理的贡献

常有因风电导致电网组件的温度达到、甚至超

过最高允许值的情况。通过基于风力发电预测的网络仿真将风电出力限制在一个预先计算出的阈值内，可以预测并避免上述情况。集群内不同的风电场可以缩减不同的出力，从而可以对这一过程进行经济优化。

降低损耗、优化有功和无功功率潮流

风电会随时间和地理位置的变化发生波动，而地理性波动会导致功率潮流的长距离输送，产生电力损耗。可以事先确定并采取措施减少，甚至通过风电集群与常规电厂的相互配合来完全避免这种情况的出现。无功功率的输送也可以通过类似的方式

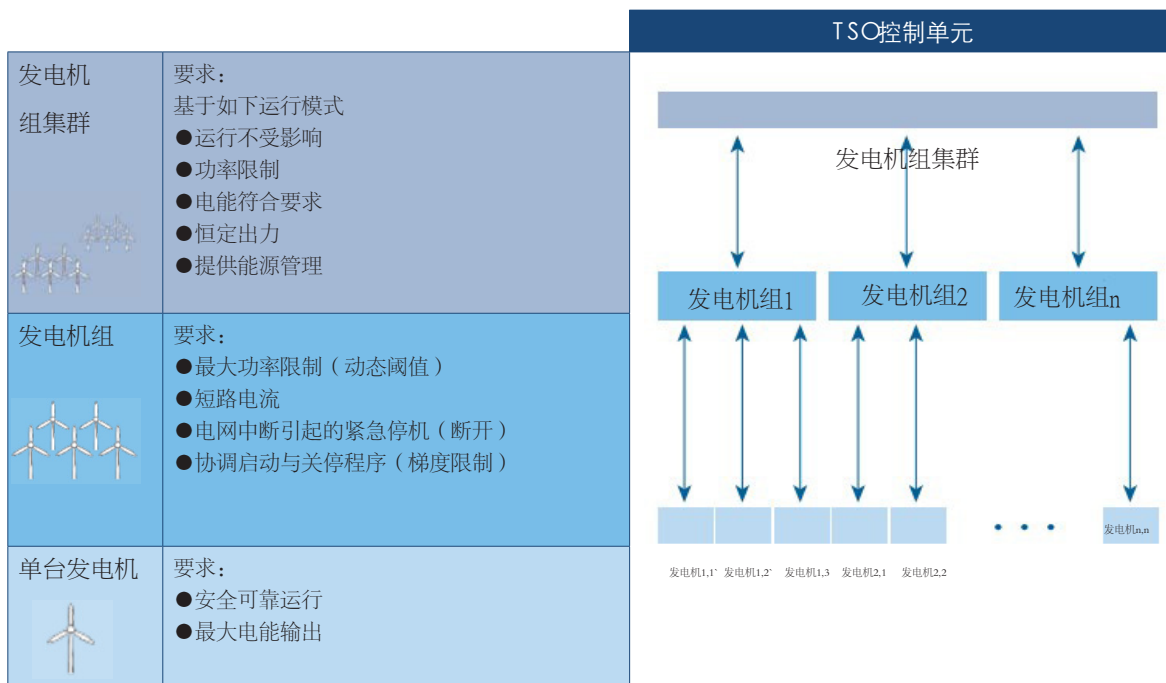


图4 风电场集群管理系统（ISET，2005）

管理。

采用这些运行方法可以将额外的平衡成本控制到最低程度，从而极大地提高风能系统的经济价值。基于创新性的风电场运行控制，系统运营商和风电场集群之间的控制装置——“风电场集群管理”将能够实现基于规范的发电（即集群的出力符合有利系统运行的特定时间表）和对以下任务的管理：

- 考虑在线采集的数据和预测的数据；
- 汇聚和分配预期发电给不同的集群；

- 考虑因网络拓扑结构产生的网络限制；
- 考虑由电厂计划和电力交易产生的限制；
- 确定阈值；
- 将目标值分配给不同的集群和电厂。

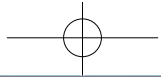
用于集群管理的先进风电场控制系统的组合和调整将会通过风电场集群管理来实现。此外，集群管理还将基于以下因素编制并管理电厂控制系统的规范：各种预测、运行数据、在线采集的出力，以及系统运营商提供的默认值。

控制中心 - CECRE：

可再生能源发电控制中心

西班牙输电公司Red Eléctrica是可再生能源发电控制的先行者，其可再生能源发电控制中心（CECRE）是最大程度实现可再生能源发电的典范。CECRE让可再生能源发电安全地并入国家电网。作为纳入马德里电力综合控制中心的运行机构，CECRE管理并控制可再生能源发电商的出力，同时预测发电过程中出现的突然损失。通过CECRE，西班牙成为世界上第一个拥有10MW以上风电控制中心的国家。

- CECRE是纳入电力控制中心（CECOEL）的运行机构，管理并控制西班牙可再生能源发电商。
- 此外，该中心是CECOEL与风电场连接的各授权发电控制中心进行实时沟通的唯一保证。
- 其主要职能是监管及控制可再生能源发电，主要是风电。CECRE还负责将可再生能源发电安全地并入电力系统中。因此：
 - 从发电机组收集信息，这些信息是将进行的实时操作所需要的。每隔12秒钟就从风电场收集一次有功及无功功率、电压、连接性、温度及风速等测量信息。
 - 利用这些数据，可以根据发电机特性和系统状态，计算出可并入电力系统中的风力发电量。
 - 按照单个风电场和不同的累计输电节点进行计算。计算结果发送至发电控制中心，控制中心在发电商需要改变上网电量时将计算结果通知发电商。



4 加强风电并网的途径

灵活的电力平衡方案（发电能力、负荷管理和储能）有助于风电的并网。电力系统平衡虽然不是新提出的概念，但大比例风电接入电网还是给其带来了新的挑战，因为风电的波动性要求电力系统更加灵活。这种灵活性是指对快速的大幅度系统负荷波动作出恰当响应的能力。

换言之，在灵活性较大的系统中，风电更容易达到较高比例。一般而言，系统地理跨度越大，可利用的灵活性因素越多。电力系统规模、调度原则

及系统灵活性等方面的差异导致不同国家之间并网成本存在差异。例如在丹麦，一年中有几个小时风电的供应量可以超出总电力需求，该国的电力系统互联充分，灵活性很强，特别是与北欧“水电国家”相结合，丹麦的风能可以以较低的附加成本达到较高比例。另一个例子是葡萄牙，该国电力系统中包含大量快速响应的可逆水力发电厂，保证了电力系统的灵活性，降低了风电并网的难度和成本。

在规划大规模风电并网时，应考虑相对于没有

风电的情形，需要提供哪些条件（灵活性资源）来提高系统的灵活性。评估所需的额外灵活性时，要区分不同的市场时间段（小时/日前）。能够增加灵活性的资源包括：灵活发电、需求侧管理（DSM）、储能、互联装置以及快速市场（关闸时间较短的市场）。

● **灵活发电**：水电的出力上调/下调速率较快，通常被认为是降低电力不平衡的快速途径。增加风电生产可降低电价（见第六章），因此这也是一种非常经济高效的电力平衡方式。这意味着，将水电出力时间转移到风电量低、电价高的时段将是一种经济的方式。抽水蓄能电站（PAC）还可以储能，从而可以在低负荷或风电充裕时购买低价电能抽水，并在电量需求和电价均较高时发电，出售这些电能。火力发电中，燃气机组可快速调整出力，因此最具灵活性。而且，应进一步挖掘现有电厂的灵活性，例如提高电厂耐受频繁启停的能力。

● **需求侧管理**：通过需求侧管理，降低或增加电力需求，从而针对电力不平衡来控制负荷。部分需求可以错开时间段（如采暖或制冷），或根据价格信号直接关闭/启动。这样就可发电和用电之

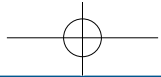
间建立新的平衡，降低需求高峰，而无需调整发电水平。

目前，需求侧管理的应用不如灵活发电广泛。需求侧管理能否得以应用取决于负荷（如炼钢等工业过程用电）管理的可能性以及灵活的负荷合同给用电方带来的经济利益（停电和用电增加的成本与较低的电价进行比较）。与分散储能相结合的有吸引力的需求侧管理方案包括：

- 与热泵结合的供热锅炉（家庭或地区用）；
- 与冷藏装置结合的制冷机；
- 即插即用式电动汽车 - V2G概念。

上述的每一种方案均能通过储能将家用电器使用时间与用电时间分离开来。

● **储能方案**：现在，输电层面上的大型蓄电和嵌入配电网的小型专用蓄电都日益受到关注。储能技术多种多样。就大型储能而言，抽水蓄能（PAC）是最常用、为大家所知的技术，这种技术也可在地下使用。另一项可用于大型储能的技术是压缩空气储能（CAES）。此外，在热电联产（CHP）电厂安装供热锅炉以提高机组的运行灵活性也是极具吸引力的方案。储能过程



中的能量转化会导致能量损耗。例如，制氢储能过程中的能量损耗非常大。如果一个国家建设水库的地理条件并不优越，储能便不是最佳方案，因为风电比例适中（最高20%）时，储能对系统成本的经济影响有限。这在《全岛电网研究》（DCENR，2005）中进行过论述。一项针对荷兰展开的研究（Ummels，2009）发现，储能虽然在调度优化方面占据优势，但会使CO₂排放增多。因为储能促使燃煤电厂等影响环境的电厂为出售更多电力而增加运行时间。很显然，在系统中平衡电力波动比在风电厂层面通过储能来平衡电力波动更具经济性。

通过评估英国仅使用同步备用应对波动性的情况下的系统性能、燃料成本和CO₂排放的差别，并与使用储能设备提供同步备用时的系统性能相比较，预测了储能技术在提供热备用、冷备用和应急备用方面的价值（Strbac，2007）。考虑到系统发电装机的灵活性不同，对灵活性较低的系统而言，通过储能降低的燃料成本的资本化价值为1164欧元/kW⁴，对于灵活性较高的系统则为302欧元/kW⁴。这些典型的数据应该用来评估储

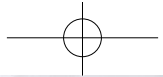
能的经济可行性，即确定储能电站的成本能否达到上述水平。

●**互联**：各国可用于进行电力交易的互联容量是提高电力系统灵活性的重要因素。互联容量应兼具技术上与商业上的可行性。第二章详细介绍了有关提高互联容量的方法及其成本。

●**快速市场**：欧洲电力市场规则多种多样。几乎所有国家都存在日前市场。近年来，随着天气预测模型的改进，日前风能预测的误差大大降低，但仍高于即日预测误差。为了最大限度地降低消费者承担的成本，应缩短关闸时间，以降低预测的不确定性，并避免在最后时刻对电力平衡进行调整。促进欧洲电力市场缩短关闸时间（通常提前三个小时）、加快运行速度，将大幅提高欧洲电力系统大规模风电并网的经济性。

许多国家已经或正在对大规模风电并网产生的影响进行调查，研究内容涉及备用容量需求、灵活发电的要求、电力系统运行情况、电网扩容的要求以及其他并网方案（例如响应性更高的需求与储能）。本章第6节介绍了德国、英国、爱尔兰、荷兰、丹麦以及其他北欧国家进行的研究。

⁴货币兑换汇率：1英镑 = 1.2欧元



5 风电对可靠容量的贡献

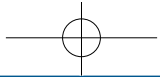
电力系统设计需考虑的一个重要问题是：从统计学的角度上讲，在系统达到峰值负荷时，风电装机容量中有多少容量可以作为保证容量。风电装机容量中的这一部分可靠容量被称为“容量可信度”。由于风能具有波动性，因此风电的容量可信度低于其他发电技术。但是，风电总会有一定数量的可靠容量可对电力系统充裕度作出贡献。

本节简要介绍了输电系统运营商定义的系统充裕度，并对在各种比例水平下风电与系统充裕度的

相互关系进行了简要的论述。

5.1 供电安全性和系统充裕度

欧洲的峰值用电需求（峰值负荷）仍呈不断上升趋势。据ENTSO - E（ENTSO - E，2010）预计，2010年到2020年，冬季峰值用电需求的年增长率将达到1.3%~1.45%，夏季峰值用电需求的年增长率将达到1.5%~1.7%，略高于冬季。峰值用电需求是一个重要的参数，因为其决定了所需



发电和输电容量。在系统设计中通常会考虑一年中几个特定时间点的峰值负荷，如一月份和七月份的峰值负荷。

电力系统满足变化的用电需求的能力被称为“系统充裕度”。系统充裕度由以下部分构成：

- 电力系统中的发电机组满足用电需求（负荷）的能力；
- 输电系统在发电机组和用户之间传输功率潮流的能力。

电力系统运营商有责任将系统充裕度保持在一个规定的水平。换句话说，电力系统运营商应确保发电系统能够满足峰值需求，在保证供电安全性的情况下尽量避免负荷损耗发生。各国规定的“供电安全性”水平从99%~91%不等。99%意味着100年中只能有一年不满足峰值负荷需求，91%意味着10年中只能有一年不满足峰值负荷需求。

5.2 容量可信度是衡量可靠风电出力的量度

波动的风电对系统安全性的贡献（风电容量可信度）应通过以下条件下风电取代的常规电厂的容量来量化：保持相同的系统安全性以及电力需求高峰时缺电的概率不变。

尽管欧洲各国及各地区的风力条件和系统特征

在各国风电并网研究（Gebel, 2005; Hdtinen, 2009）中，风电容量可信度得到了特别的关注，这是因为在某种程度上，它是一项衡量系统中风力发电机组贡献的“综合性”指标。有时，风电容量可信度也可以通过常规电厂的停运概率来度量。

如何确定容量可信度？

基本上可采用两种不同的方法计算风电容量值，即仿真方法和概率分析方法。

在仿真法中，利用仿真模型逐步通过时间序列数据来对系统运行的安全性进行观察和分析。应对仿真结果进行认真分析，因为即使是单个事项也有可能对分析结果产生决定性影响（Gebel, 2003b）。

最重要的事项是负荷与风速的特殊组合，尤其是在负荷需求较高的时段。为了掌握这种特殊组合产生的影响，对应于负荷数据将风电的时间序列改变了数天，进行了灵敏度分析。概率分析法是系统规划优先选用的方法，主要用于评估发电系统中每个电厂的可用率。例如，一般假定燃煤电厂的运行率约为96%，停运率（计划或非计划停运）约为4%。

为了对风电进行研究，必须将风电容量和各种概率引入模型。单台风电机组的发电概率由风况决定，即假定单台风电机组出力与风况之间存在一定程度的关联。实际的可用率还需考虑风电场地理位置分散带来的出力波动平稳效应。根据各种电厂和风电的比例，可以得出整个发电系统满足不同负荷水平的概率。

表2 峰值负荷平均年增长率（ENTSO-E, 2010）

ENTSO-E 峰值负荷平均年增长率	2010 ~ 2015年	2015 ~ 2020年	2020 ~ 2025年
1月7日下午	1.32	1.45	1.21
7月11日上午	1.49	1.66	1.32

不尽相同，但是容量可信度研究的结果却趋于一致。在风电比例较低的情况下，风电的相对容量可信度等于或接近所考察时期（对于发电容量充裕度研究，考察时期为峰值需求时段）北欧国家冬季平均风电出力（容量系数）。北欧国家的平均风电发电量比全年的平均发电量高25%~30%。因此，在这些国家，用于充裕度估计的有效容量可信度必然会受到季节性容量系数偏大的影响。通常，在风电所占比例较低和较高的情况下，负荷较高时段的风速分布情况决定被取代的常规容量的多少。

随着系统中风电比例的提高，其相对容量可信度会降低。这意味着新建风电机组可以取代的传统容量少于系统原有风电机组能够取代的容量。

表3总结了影响容量可信度水平提高或降低的因素。

TradeWind的研究调查了欧洲各电力系统并网

如何影响欧洲风电容量值。定性研究发现通过增强各国之间的互联能够大幅提高整个欧洲的风电容量值。结合2020年预估数据进行的研究发现，将多风电互联可以使汇聚风电的平均容量值比单个国家的风电容量值提高1.7倍，如图6所示。

因此，在一个电力系统中，风电的容量可信度是比较大的。在某一系统中，所有风电场的汇聚容量可信度取决于许多因素。一方面，取决于所在电力系统的特性（可靠性水平、发电构成的灵活性）和风电在系统中所占的比例水平。另一方面，还取决于一系列与风力和风电技术相关的因素，例如平均风电容量系数⁵、风电场在系统中的位置等。在风电比例较低时，相对容量可信度大致等于高用电需求期间的风电容量系数，为25%~35%，但在风电比例较高时，风电容量可信度降到大约10%~15%。

尽管风电的技术和实际容量值是存在的，但在

表3 影响系统中一定比例的风电的容量可信度值的因素

较高的容量可信度 (%)	较低的容量可信度 (%)
风电所占比例较低	风电所占比例较高
平均风速较高，电力需求高峰时正好是风力较强的季节	平均风速较低
系统安全性较低	系统安全性较高
风电场汇聚负荷系数较大（由气候及电厂效率决定）	风电汇聚容量系数较小
用电需求和风力之间具有关联性	用电需求和风力之间不具有关联性
不同场址风电场的风速关联性较低（通常对大面积区域而言）	不同场址风电场的风速关联性较高（通常对面积较小的区域而言）
通过互联网大量进行风电交易	各个系统之间的风电交易容量较少

⁵容量系数：取决于转子尺寸与发电机额定功率之间的关系。

容量规划中不常用到，电力市场中也没有设定一个具体的值，其中的一项障碍就是缺少标准的、公认的容量值计算方法。

因此，各国输电系统运营商在对欧洲系统进行规划时，对容量值的估计大不相同，例如年度“系

统充裕度预测”（SAF，2010）。因此，需要建立并使用一种统一的方法，用于评估欧洲发电充裕度预测与规划时风电容量的可信度，以便合理评估风电对系统充裕度的贡献。同时，这将为评估未来开放的电力市场的风电容量奠定基础。

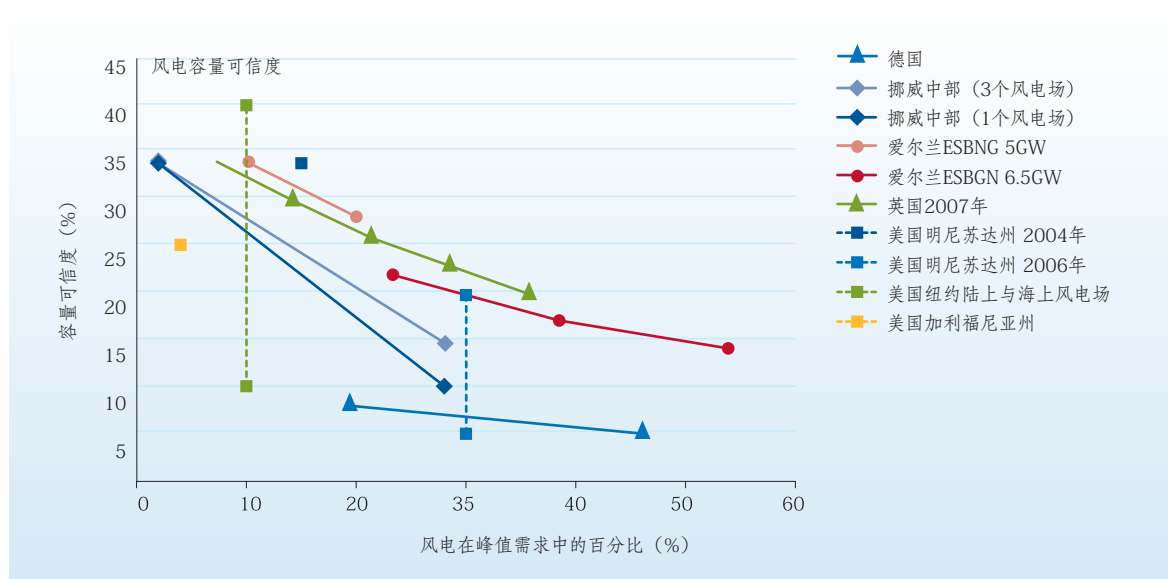


图5 根据八项研究结果得出的风电容量可信度。对于爱尔兰，分别在两种电力系统配置下（峰值负荷分别为5 GW和6.5 GW）进行了预估（Holtinen，2009）

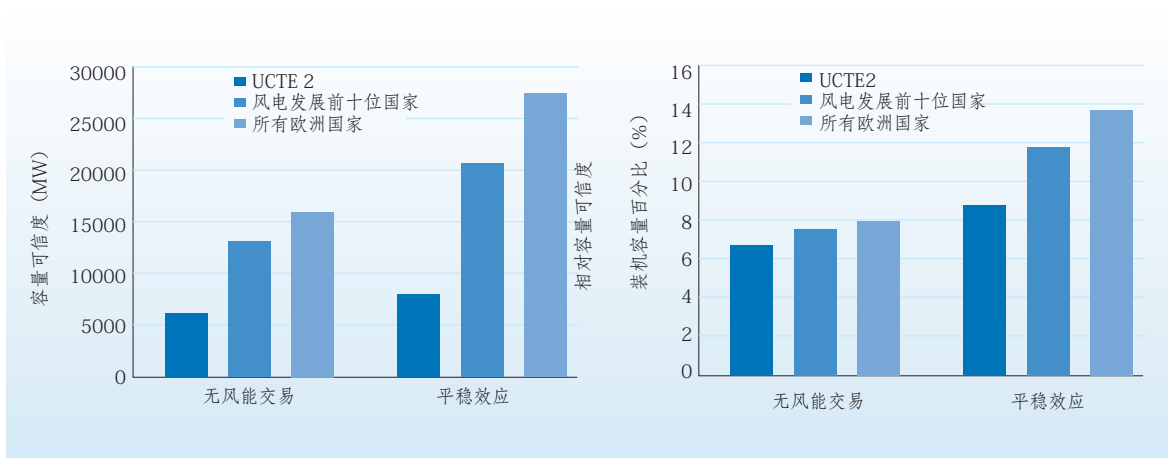
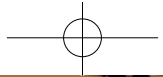


图6 在2020年中等目标情景下（200MW，比例为12%），各国之间的风电交易导致容量可信度提高（TRADEWIND，2009）。输电协调联盟包括法国、比荷卢经济联盟、德国、瑞士和奥地利。



6 各国和欧洲对风电并网的研究与经验

本章介绍了各国风电并网研究的部分成果。

图7显示了系统研究中所假设的典型风电比例。可以通过三种方法（指标）定义风电并网比例水平：

- 占年度总电力需求的百分比（电能比例）；
- 占峰值负荷需求百分比（容量比例）；
- 最小负荷 + 可用互联容量百分比。

第一种方法（电能比例）常用电能（例如 $\text{GW} \cdot \text{h}$ ）百分比来表示，研究范围在10%~50%之间。丹麦和爱尔兰目前正在研究较高的能源比例。

第三种方法给出了一种表明风电并网比例临界状况的指标。临界状况指风电装机容量超过最小负荷减去可用互联容量（下图所示超过100%）。这时需要增加其他联网方案，例如：重新需求侧转移、增加互联容量、寻求储能方案等。这种临界状况首先出现在爱尔兰和英国（他们的并网风电比例与其他国家相当），因为他们均为岛国，邻国少于其他国家，互联程度相对较低。

另外，从图7中还可以发现，研究的并网风电

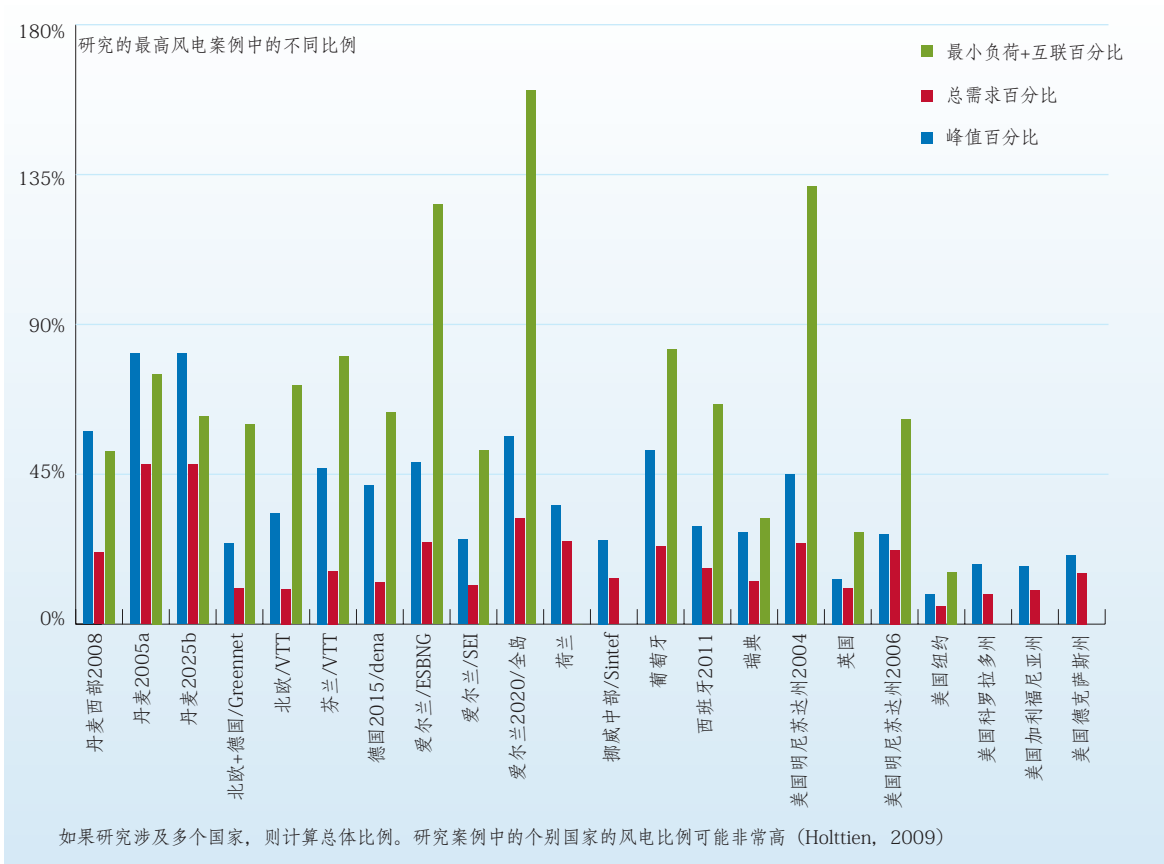
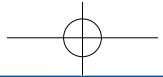


图7 所研究电力系统中风电所占份额（比例）的比较

比例达到50%时，也存在这种结果。

6.1 德国

德国最著名的并网研究是DENA研究，研究结果发表于2005年，至今仍具有里程碑式的意义。该研究设想到2015年风电比例将达到15%（34GW）（Dena, 2005）。研究推断，利用现有的电厂配置并使用该项研究开发的运行方式，可以满足备用容量需求。风电厂容量和发电数据见表4。该研究假

设德国2003年的总发电容量为125GW，考虑到德国边界现有互联线路，其中40GW必须在2020年前被替换。

为了平衡系统中风电不可预见的波动，必须提供短期备用和小时备用，以便进行正向和负向调节。2003年，德国与风电相关的日前正向调节功率必须达到平均1.2GW，最高应达到2.0GW。到2015年，该数值将达到平均3.2GW，最高7.0GW。平均值相当于于风电装机容量的9%，最大值则相当于

19.4%。这些容量必须可以作为以分钟和小时计的正向备用。2003年，与风电相关的日前负向调节功率必须达到平均0.75GW，最高达到1.9GW。到2015年，该数值将达到平均2.8GW，最高5.5GW。平均值相当于风电装机容量的8%，最大值相当于15.3%。

表4 DENA研究设想的2003年、2009年和2015年风电容量和发电特征数据 (DENA, 2005)

	2003	2009	2015
风电装机容量 (GW)	14.5	25.8	36
风电年发电量 (TW·h)	23.5	46.8	77.2
有效容量系数	18%	21%	25%
风能占年度总用电需求的份额	5.5%	7.6%	14%

为便于比较，同时给出了2009年已经达到的数值。

表5 DENA研究发现的2003年和2015年所需调节功率 (日前备用) (DENA, 2005)

	2003		2015	
	平均	最大	平均	最大
正向调节容量 (GW)	1.2	2	3.2	7
风电容量百分比	9	14	9	19
负向调节容量 (GW)	0.75	1.9	2.8	5.5
风电容量百分比	5	14	8	15

风电装机容量在2003年为14.5GW，在2015年为36GW。这些容量（一次和二次备用）必须用来应对不可预计的实际风电出力与计划出力的偏差。

后续的研究分析了通过建立即日市场来提高风电并网比例的可能性 (FGE/FGH/ISET, 2007)。研究表明，当备用电价一定且现货市场的平均电价为45欧元/MW·h时，使用即日市场并无特别优势。

6.2 北欧地区

早先的研究中已经论述过北欧国家的风电对运行备用的需求，(Holtinen, 2005; Holtinen, 2004) 结果如表6所示。

- 风电比例为10%时，增加的备用需求为风电装机容量的2%左右；风电比例为20%时，增加的备用容量需求为风电装机容量的4%。对一个国家来说，该数值可能两倍于北欧地区，原因在于该区域范围内的风电波动平稳效果更好。如果为此增加天然气发电容量，且投资成本分摊到了风电上，则当风电比例为10%时，风电成本提高0.7欧元/MW·h；当风电比例为20%时，风电成本提高1.3欧元/MW·h。作为比较，2009年，丹麦家庭用电的零售定价超过250欧元/MW·h。

- 当风电比例为10%时，使用的备用容量每年要增加0.33TW·h；当风电比例为20%时，使用的备用容量每年要增加1.15TW·h。当电价为5~15欧元/MW·h时，如果风电比例为10%，则备用容量增加的成本为0.1~0.2欧元/MW·h；如果风电比例为20%，则备用容量增加的成本为0.2~0.5欧元/MW·h。

在这种情况下，额外平衡需求明显低于DENA报告的结果。原因主要有两个方面：首先，研究涉及的区域要大得多，涵盖全部四个北欧国家。这说

表6 不同风电比例（占总需求百分比）需要增加的备用容量

	增加的备用容量使用		增加的备用容量大小		
	TW·h/年	欧元/MW·h	%	MW	欧元/MW·h
北欧10%	0.33	0.1~0.2	1.6~2.2	310~420	0.5~0.7
北欧20%	1.15	0.2~0.5	3.1~4.2	1200~1400	1.0~1.3
芬兰10%	0.28	0.2~0.5	3.9	160	
芬兰20%	0.81	0.3~0.8	7.2	570	

备用容量需求的增加考虑了更高的负荷波动预测能力。北欧数据假设风电装机容量或多或少的集中的。

明了北欧电力系统整体协调运营的优势。第二，这些数据基于运行期间的可变性，因此没有考虑较长时间段上的风电预测误差。直到在开始发电（运行）之前，负责北欧电力系统平衡的各方都可以改变各自的计划。这就意味着如果可以得出更加准确的预测，就可以纠正部分预测误差。

6.3 丹麦

丹麦输电系统运营商Energinet研究了2025年前将本国的风电装机容量翻番（从大约3000MW到6000MW左右）之后的结果，其中海上风电装机容量预计达到2000MW。这种改变将使风电在丹麦用电需求中的份额从20%提高到50%。能源平衡、燃料消耗、排放、功率平衡、辅助服务以及输电电网

需求等都经过了评估。总体而言，该研究评估了电力系统中的风电比例达到50%时对发电灵活性、电网运行以及用电的要求（图8）。

该研究表明，保证国内灵活性并利用国际电力市场是保证供电安全并充分实现风电经济价值的前提条件。大规模风电并网需要在市场侧、发电侧、输电侧和需求侧采取一系列措施。并网的风电达到如此高的比例后，需要在电力系统与地区供热系统、交通行业（例如通过电动汽车）以及储能系统之间建立更密切的联系。

可以在电力系统的几个方面采取措施，防止日德兰半岛输电线路过负荷：

- **市场侧：**建立市场联系（例如NordPool - EEX），提高备用容量分享、开展即日交易及辅助

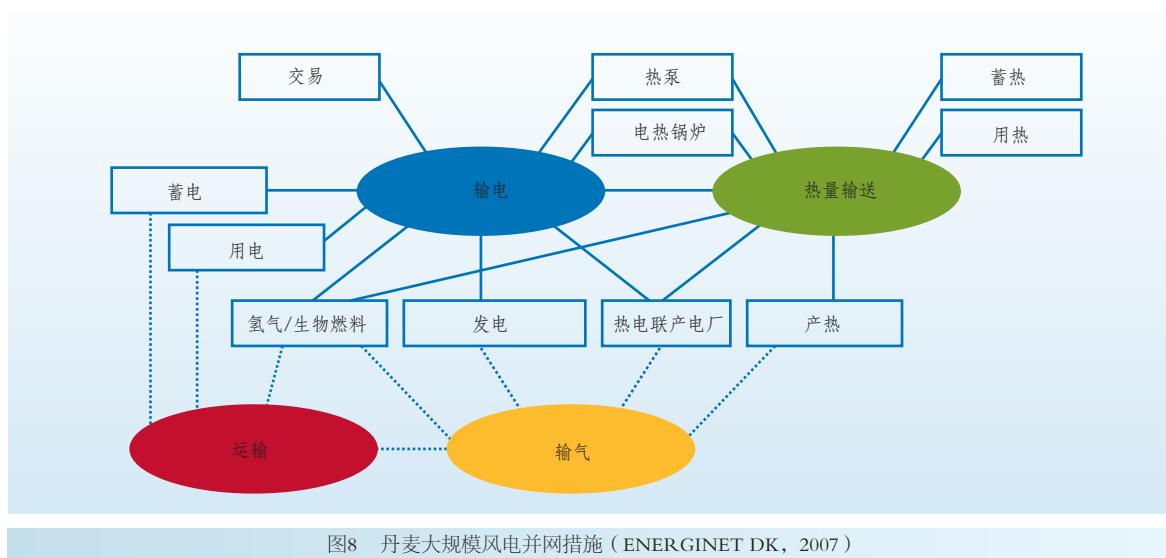


图8 丹麦大规模风电并网措施 (ENERGINET DK, 2007)

服务国际交易的可能性。

●**发电侧**：利用风电厂的电力管理系统（可调节发电）和海上风电场地理上的分散性、利用调节资源和新型电厂，并进一步改进市场中的地方发电机组。

●**输电侧**：重新分配海上风电场的并网接入点，增加电网输电容量，包括使用高温导线、加强和拓展国内电网和互联装置。

●**需求侧**：进一步培育依赖于电价的需求，利用并强化电力系统与热力系统之间的联系（电热锅炉和热泵），建立并发展电力系统与交通行业之间的联系（需求依赖于电力价格的电动汽车），并利用氢、压缩空气储能（CAES）法和电池储存能量。

丹麦输电系统运营商及其合作伙伴在研发工作中共同分析了上述措施，以便实现2025年容量增加3000MW的目标。

6.4 英国

随着英国风电的快速发展，需要确定额外运行备用的数量和成本。近年来，英国进行了一些研究，分析了额外系统平衡需求的数量和成本（Dale等，2003；MacDonald，2003；UKERC，2006）。

2007年，Strbac等人结合欧洲大陆现有的互联线路状况，研究了20GW风力发电容量（大部分为海上风电）对英国电力系统运行和发展的影响。该研究假设的预测误差相当高，实际上在预测系统（提前四个小时）良好的情况下，备用容量需求

表7 英国风电比例提高对于连续频率响应和备用的额外需求

风电装机容量 (GW)	额外一次备用需求 (MW)		额外一次备用成本 (欧元/MW·h)		额外备用需求 (MW)		额外备用成本范围 (欧元/MW·h)		额外备用总成本 (欧元/MW·h)	
	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值
5	34	54	0.1	0.3	340	526	0.7	1.7	0.8	2.0
10	126	192	0.3	0.6	1172	1716	1.4	2.5	1.6	3.1
15	257	382	0.4	0.8	2241	3163	1.7	3.1	2.1	3.8
20	413	596	0.5	0.9	3414	4706	1.9	3.5	2.3	4.4
25	585	827	0.5	1.0	4640	6300	2.0	3.7	2.6	4.7

预期最小容量和最大容量反映了风电厂的分散情况。2~4英镑/MW·h的预期最小成本和最大成本也反映了备用的持有成本范围。将Strbac等人于2007年核算的用户用电成本折算为风能成本 (欧元/MW·h) (假设1英镑=1.3欧元) (Holtinen, 2009)。

要低于研究确定的需求。增加的成本仅仅是使用各种额外备用 (不是它们的容量) 的成本。平均来讲, 英国系统运营商需要调拨600MW的容量用于动态频率控制, 同时需要大约2400MW的各种备用来应对大约3~4小时时间范围内的不确定性。假设通过启动更多机组 (在燃气机组的动态能力范围内) 来应对超过4个小时时间范围的不确定性。备用需求即根据该假设确定。

风力发电的额外一次备用和二次备用需求及其相关成本是根据电力系统中不同的风电容量级别 (5GW到20GW分级) 来计算的。风电并网增长适度时, 一次备用的增加幅度相对较小。但当风电比例较高时, 需要相当于风电装机容量25%的二次备用来应对风电出力的极端波动情形。

预计的最小备用值即可满足多变的风电出力需求。在沃什湾、泰晤士河口、英格兰西北部和苏格兰, 预计建成的风电厂集中度很高, 因此一次备用的需求很可能接近于预计的最大值。研究得出的结论是, 可以通过现有的常规发电厂来解决额外备用量的问题, 因此表7中只估计了提高现有备用容量使用程度产生的成本。

6.5 爱尔兰

爱尔兰国家能源机构SEI发表了《爱尔兰电力系统中风电比例提高后的运行备用需求》报告 (Illex等, 2004)。研究结果表明, 爱尔兰共和国 (ROI) 风电装机容量 (最高1500MW) 所节约的燃料成本和CO₂减排效益与风电比例成正比。在较

表8 不同风电装机容量比例的额外备用需求

风电装机容量 (MW)	占总需求的百分比	1小时备用需求 (MW)	4小时备用需求 (MW)
845	6.1	15	30
1300	9.5	25	60
1950	14.3	50	150

长的时间范围（1~4小时）内，随着风电比例的提高，对于额外运行备用的需求也在增加，如表8所示。研究表明，虽然风电降低了系统的总体运行成本，但当风电比例为9.5%时，可能增加0.2欧元/MW·h的运行备用成本；当风电比例为14.3%时，可能增加0.5欧元/MW·h的运行备用成本。

全岛研究

全岛电网研究（DCENR，2005）应北爱尔兰及爱尔兰共和国政府的要求而展开，旨在研究大规模可再生能源发电并网相关的技术问题，以及由此产生的成本与收益。研究表明，可将满足总体用电需求40%的可再生能源（风能居多）电力并入电力系统，总体系统成本最高增加7%，但可减少大约25%的CO₂排放。可再生能源发电成功并网面临以下主要挑战：

- 需要补建一些可灵活发电的常规电厂，以应对可再生能源发电的不稳定性。但这些电厂的成本和CO₂排放都不能过高，以确保其在市场和监管机制下的商业可行性。

- 电力系统的系统控制：在促进可再生能源发电的同时，确保系统持续的稳定性和可靠性。

- 并网应用：能源监管委员会授权了一组名为“Gate3”的并网流程，旨在为发电企业提供明确的指导并优化电网的发展。

- 加强电网：实现大规模风电和其他可再生能源发电与传统能源发电的连接，促进新互联线路的发展。

- 灵活的电力负荷：除灵活的电厂组合外，电力负荷也需要更灵活。除国内需求侧管理之外，电动汽车（EV）也可通过储能和提供灵活需求来对风电进行补充。

同时，爱尔兰政府确立了到2020年电动汽车数占汽车总数10%的目标，到2012年2000辆上路，2013年6000辆上路。

6.6 荷兰

（Ummels，2009）研究模拟了荷兰风电容量从0到12GW的情况（12GW可满足荷兰全年大约33%的用电需求）。荷兰风电系统并网的技术限制已经确认，风电对于系统运行的经济影响和环境影响得以量化。而且，储能和供热锅炉在荷兰风电并网中也已经得到开发。

荷兰有较高水平的备用容量，在准确更新风电出力信息、连续重新计算机组排程以及实现经济调度度的前提下，可以为平衡除现有负荷波动以外的风电波动提供充足的出力变化容量。尽管风电产生的额外波动可被电网消纳并且不产生技术问题，但在风电比例较高、负荷较低时，风电并网的限制却越来越多。根据国际市场的设计方案，可能需要出口大量风电来防止最小负荷问题（图9）。

国际市场上的关闸时间推迟对风电并网有利，而风电预测改善后，国际交易可能得到进一步优化。模拟结果表明，风电可以降低系统总体运行成本，主要通过节约燃料成本实现。国际交易对风电

并网意义重大，尤其是在风电比例较高时。因此，国际交易（尤其是加强挪威与荷兰之间的互联线路）应该是除发展荷兰国内储能技术之外最具前景的选择方案。研究结果将德国电力系统对荷兰风电并网的重要性进行了量化。

6.7 欧洲风电并网研究

在ETSO和UCTE原有的架构下，14家欧洲系统运营商于2007年发起了欧洲风电并网研究（EWIS），分析在2015年欧洲风电比例达到10%的情景下，风电并入输电系统的经济方式。最乐观的情景是风电装机容量达到185GW，但最恰当

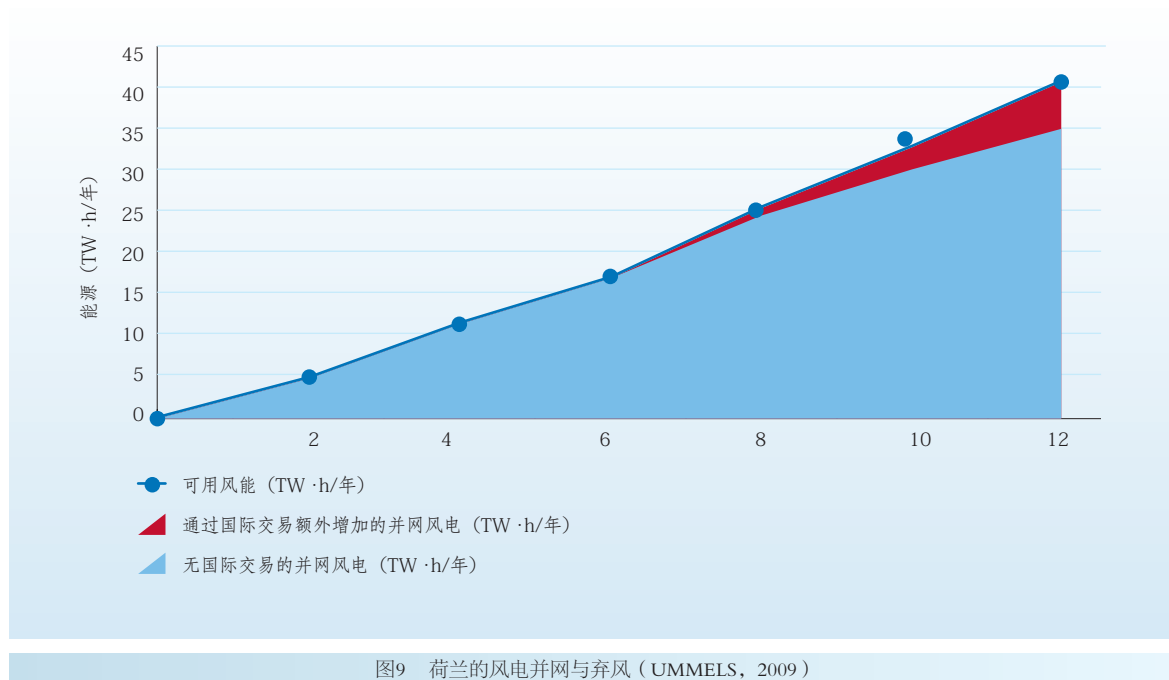


图9 荷兰的风电并网与弃风 (UMMELS, 2009)

的估算是140GW。本研究重点放在并网方案上，但是也涉及其他系统运行问题，例如平衡备用需求。各国可以通过输电网络以及共享平衡措施来利用多样的风电。EWIS模型表明，与总体收益相比，解决风电波动相关的运行成本预计相对要小。在最好的预计条件下，额外的平衡成本是2.1欧元/MW·h；而在“乐观”风电情景中，该成本是2.6欧元/MW·h，不超过降低的燃料成本及CO₂排放成本的5%。

6.8 总结与关键信息

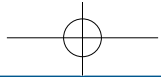
- 促进大规模风电并网的途径包括增加弹性因素（灵活发电、需求侧响应、通过互联装置及储能进行电力交易），以及合理使用风电厂的有功功率控制。如果系统安全需要并且在经济上合理，可以通过风电厂出力控制功能在短时间内控制出力波动。应通过提高系统互联性来最大限度地利用现有水电储能及其他灵活的平衡方案。如果风电比例达到2020年预计的水平，那么建设替代的大型储能设施便不具备经济合理性了。

- 随着风电比例的增加，需要额外的平衡容量来应对提前一小时预测的不确定性（负荷跟踪备用容量）。充分利用短期风电预测可以降低对额外备

用容量的需求。如果以不同的方式规划和运行，现有常规电厂一般可以提供这一容量。在风电比例提高时灵活使用现有电厂，包括低速基本负荷电厂；除此之外，在计划更换老化设备和规划将来的发电构成时，应优先考虑更灵活的发电方式，例如OCGT、CCGT和水电，从而实现波动性发电的大规模并网。通过电力交易来更好地使用临近控制区域的弹性备用容量，从而提高系统灵活性。

西班牙、丹麦、德国、爱尔兰等高风电比例国家的经验和一系列系统研究深入分析了2020的预计并网风电所需的额外备用。研究表明，当风电比例为10%时，额外备用应增加1%~15%；当风电比例为20%时，额外备用应增加4%~18%。数值的大范围波动表明有很多因素在起作用，其中最重要的是预测结果的有效使用。当风电比例为20%时，额外的平衡成本在4欧元/MW·h以内，主要原因在于燃料备用的使用增加了。

在欧洲系统层面，EWIS研究（风电比例为10%，时间范围为2015年前）发现额外的平衡成本为2欧元/MW·h，处于其他研究确定的范围内。多项系统研究一致表明，随着风电比例的提高，所需备用或其调度成本没有显著变化。这些研究预测的结果可能比较保守，因为实际系统运营商对预测的

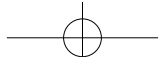


使用比模型中的假设要好得多。

●通过汇聚面积较大和地理位置分散的风电并使用综合预测方法，可以将系统运行相关时间段内的风电预测误差降低到便于控制的水平（提前4~24小时）。为了促进高效的风电并网，应在系统运营商控制室内安装预测工具。降低不确定性会大幅降低发电的运营成本，因此使用集中预测系统的效益 - 成本比非常高。预测方案需要按用户要求定制，以便优化在系统不同运行时间段内对系统备用容量的使用。将风力发电的不确定性纳入现有的规划工具与模型中很重要，这一领域需要进行更多研发工作。

●将风电场集群为虚拟电厂可以提高汇聚风电的可控性，优化电力系统的运行。西班牙等地的实例表明，有系统运营商设置的专门的国家和地区控制中心进行支持，协调运行分散的波动电源对控制波动性并提高可预测性非常重要。

●风电容量替代常规发电容量。在Trade Wind设想的中等目标情景下，在2020年风电装机容量达到200GW时，欧洲的大规模风电容量可信度约为额定容量的10%。使用和改善互联电网来汇聚分散的风电，可以提高其容量可信度。



7 附录：系统中功率平衡的原则

电力系统必须持续维持发电与用电之间的功率平衡。调整系统能量平衡的一个关键参数就是系统频率。供大于求，则频率上升；反之，则频率下降。系统运营商的责任就是确保系统在任何时候都保持功率平衡。

电力系统的运行涉及几种时间段，范围从几秒到几天。首先介绍一次备用，它是由频率波动而自动激发的。一次调整时，发电机通常要在30~60秒内作出快速响应。这种不平衡可能由于火电机组的

跳闸或者较大的负荷突然断开造成，此时要求一次调整立即作出响应来重新建立功率平衡，从而使系统频率达到新的平衡。为确保能够对功率不平衡作出接近即时的响应，运行中的发电机组必须有足够的发电备用容量。二次备用是在标称频率出现偏差之后10~15分钟内手动或自动激发的有功或无功功率。二次备用作为一次备用的备用，将会持续运行，直到被长期备用取代为止。二次备用由热备用（带部分负荷运行的水电厂或火电厂）和冷备用

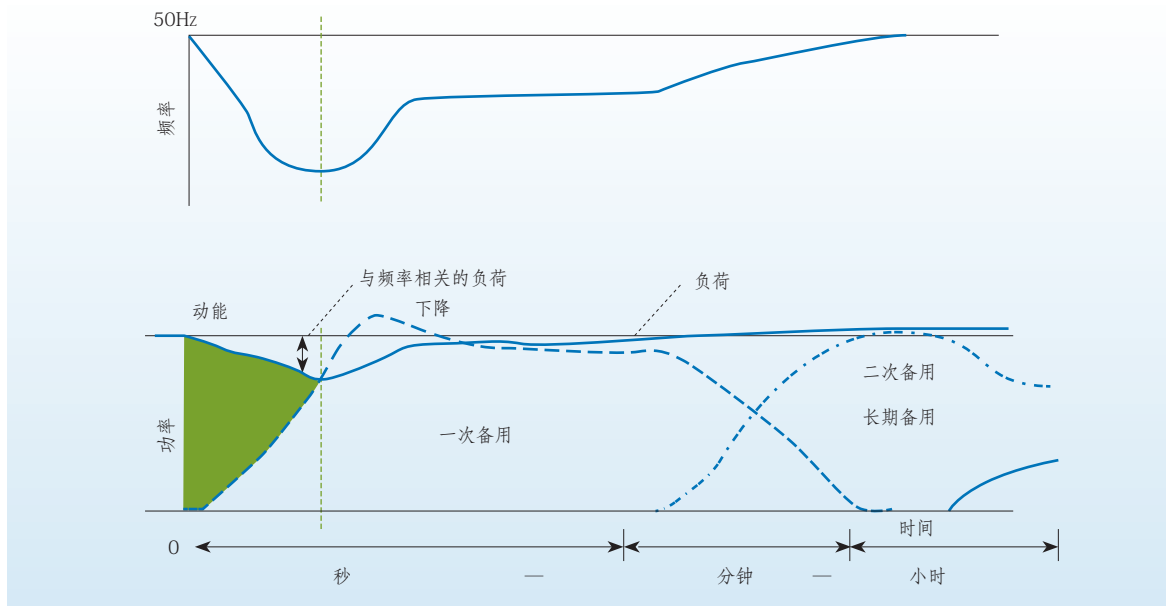
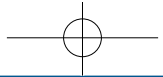


图10 电力系统平衡原则

(快速启动的燃气电厂和甩负荷)组成。

因为引发功率不平衡的负荷与发电量的波动通常无法提前预测或计划，因此一次和二次备用的控制系统通常是持续运行，确保系统频率接近其标称值。

用电情况时刻在发生波动。由于必须一直保持功率平衡，因此需要制定发电计划来应对这种长期的波动。通常是根据预期的需求趋势来作出出于经济性考虑的调度决定，而一次和二次调整将继续对突如其来的不平衡作出响应。例如，负荷通常会从早上七点左右开始增加，直到中午或下午的早些时候。达到日峰值后，在接下来的几个小时内，负荷通常会下降，最终在深夜时达到日最低值。

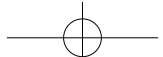
某些发电机组的启动和并网需要花费几个小时的时间。这就意味着，如果要想在中午峰值时获得一定的发电量，则机组必须在预期峰值出现前几小时启动。在许多情况下，停运的过程也较长，并且机组可能需要冷却好几个小时后才能重新启动。为确保经济性，这种类型的机组通常需要连续运行几天的时间再停运。这种时间段被称为机组排程，持续时间可以从几小时到几天，这取决于发电机组的具体特性和运行的实际情况。

运行期间，保障平衡的任务通常从各发电企业转移到了系统运营商。这是一种成本效益高的做法，因为汇聚之后，各发电企业的电量偏差和负荷偏差彼此抵消，只有系统范围内的净不平衡才需要平衡措施

来调整频率。系统运营商掌握着发电计划、用电以及互联线路使用方面的信息。这些计划或由运营商自己制定，或由电力市场或相关各方（发电企业、平衡责任方或计划责任方）提供。运营商还可以使用有关负荷和风电等在线数据和预测来辅助完成运营任务。在运行期间，运营商跟踪电力系统的运行情况，对拥有备用发电机组或负荷的发电企业进行调整，从而平衡电力系统。



第四章 电网改造面临的挑战和解决方案

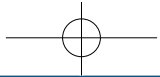


1 电网改造的推动因素和障碍

改造欧洲电网输配电基础设施，也许是实现欧盟的强制性目标——电网中20%的电能来自于可再生能源发电（包括到2020年将可再生发电比例从15%提高到34%这一目标）最根本的措施。同时，可再生能源连同供应安全、能源独立性及内部市场开发，已成为推动欧洲电网扩容、现代化以及互联的重要因素。互联更好的电网有助于汇聚分散的无关联电厂，可以实现欧洲大陆系统平稳、改善预测能力、使风电容

量对峰值需求作出更大的贡献，从而更有利于分散式可再生能源的发展。

以前设计建造的欧洲输电系统针对的电力结构与当前及未来电力结构不同（Orths&Eriksen, 2009）。实际上，在100年前，分布式发电是电力的主要来源；只是在最近50年或更晚，才按照大规模集中机组的供电理念来设计输电系统。过去，UCTE各成员国之间、UCTE和其他区域性电网（北欧输电运营合作组织、



英国、爱尔兰)之间几乎没有跨境输电容量。

那时,并未考虑大规模采用除水电之外的其他可再生能源,也没有虚拟电厂或在现货市场进行电力交易的概念。系统中不断变化的潮流要求进行电网扩容,以优化从发电机组到用户的电力输送。同时,还需要提高灵活性、使用新技术及电网管理概念,使电力系统为将来分布式和波动性发电做好准备。关于未来电网发展的讨论中有两大基本理念:超级电网和智能电网。虽然这两个术语没有明确的定义,其广泛的应用还是论证了这样一个结论,即:电网改造后将达到高速公路式的互联(超级电网),并且增强通信与智能化(智能电网),

这些对于大型风电并网都是有利的。电网改造的另外一个主要的推动因素是欧洲内部电力市场(IEM)的兴起,这要求欧洲各地区和各国之间具备足够的电力输送容量,以促进电力市场的有效竞争。

在《电网发展十年规划》(ENTSO - E, 2010)(第一版)中,输电系统运营商ENTSO - E估计了欧洲电网的扩容需求(到2020年),重点关注线路方面,并从系统安全性(SoS)、可再生能源(RES)以及内部电力市场(IEM)的角度对推动因素进行了量化。

为充分开发容量,除了要改造和新建电网基础设施外,还需要制定合理的法律框架。在欧洲,如下两项主要措施体现了法律框架的基本要素:

- 《欧洲可再生能源指令》(2009年)规定各国政府和输电系统运营商应保证可再生能源发电有足够的输电容量,且能公平接入输电网络。
- 《第三次能源市场开放提案》(2008年)强制要求发电与输电所有权分离,为可再生能源发电企业与其他发电企业展开公平竞争提供了法律依据。

事实上,进行电网改造(特别是新建输电

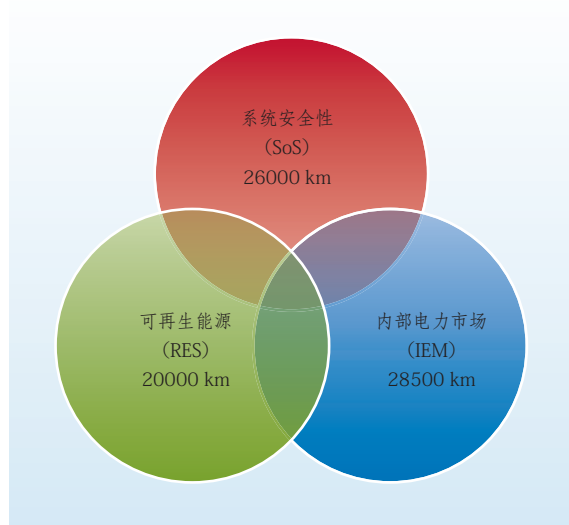


图1 投资(欧洲项目)新建或改造输电线路的主要推动因素(ENTSO - E, 2010)

线路)是一个非常漫长的过程,而且风电发展与输电发展并不同步。因此,在风力发电机组与其他能源发电机组共用输电线路的情况下,应制定公平的准入规则。当前,整个欧洲范围内尚未形成统一的规则,风电并网是采用特许的方式进行的。德国、西班牙等一些国家考虑采用《2009年可再生能源指令》建议的方式,视情况优先允许风电并网。实际上,当电网可用容量有限时,通常遵循“允许接入、发电受控”的原则。在配电层面上则通常是一次性上网。欧盟各个国家获得风电场并网许可的时间差别很大(如2010年WindBarriers项目),这表明各国在对新(可再生)能源发电与电网扩容进行共同规划方面的政策缺乏一致性。

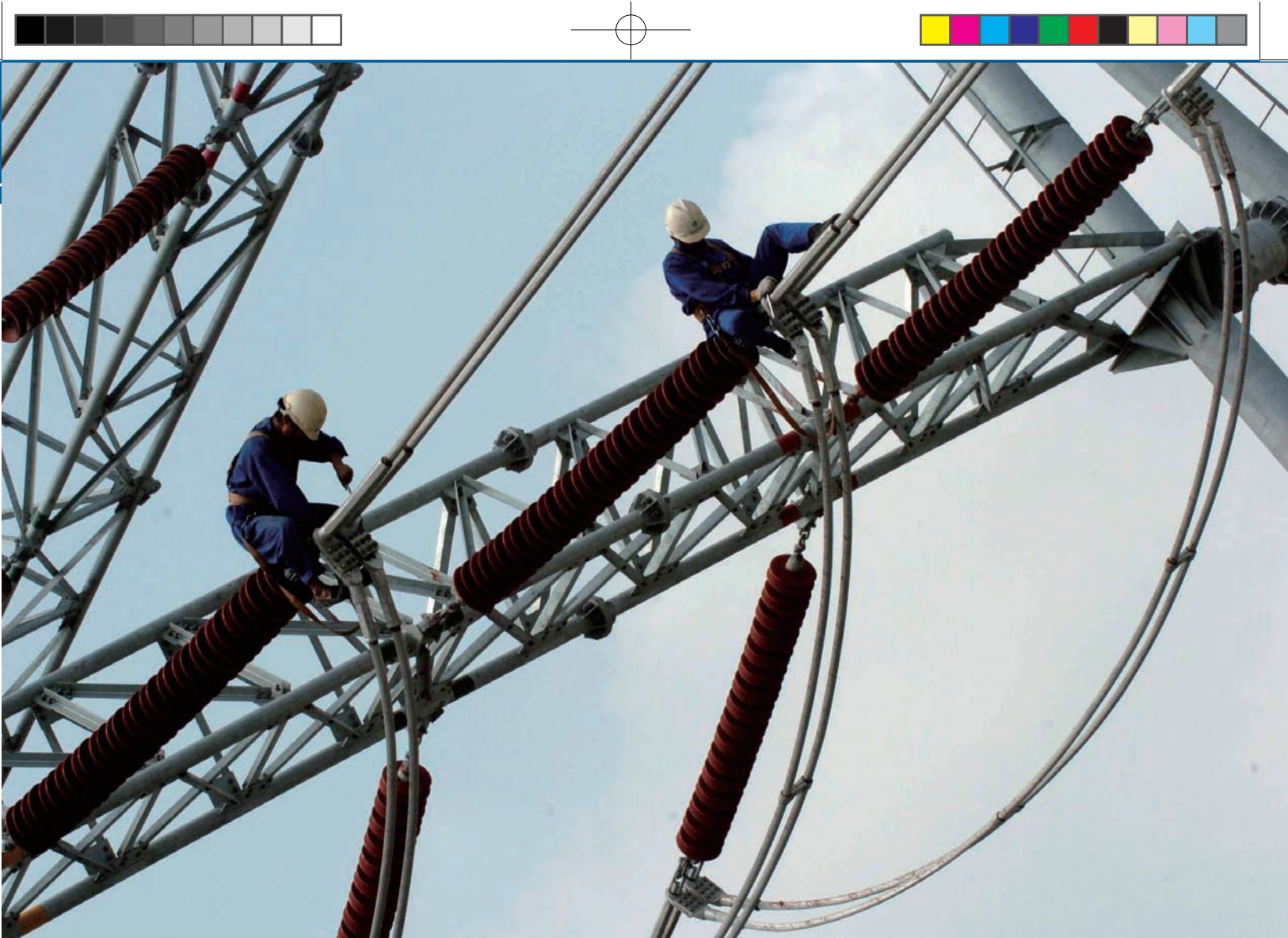
对输电基础设施进行改造以满足今后的需要是一个复杂的过程,并且需要进行战略性规划。该过程分为如下几个步骤:

- 短期:优化现有输电网络的使用;
 - 中长期:建立整个欧洲的陆上和海上电网。
- 电网升级与扩容,特别是新建输电线路面

临一些障碍:

- 规划过程需要提前很长时间。如今,在欧洲的许多地区,从最初提出建设架空输电线路到实际实施,最少要经过7年的时间,因为受公众接受度的影响,规划和获准需要很长时间。
- 电网改造需要大量资金投入。
- 跨国、多用户输电线路建设缺乏恰当的成本分摊机制。
- 电网投资规划和风电场规划通常是两个相互独立的过程。

欧洲的输电规划已经进入了一个关键阶段。过去5年间,欧洲颁布了一些重要的政策,包括《可再生能源指令》(2009/28)以及《第三次能源市场开放提案》。对电网基础设施影响最大的是泛欧电网运营商联盟(即ENTSO-E)的形成,以及RES指令的修订(明确了在更加开放的市场中电网运营商和监管机构的角色)。就此而言,ENTSO-E《电网发展十年规划》应该是制定符合欧盟可再生能源长期政策目标(包括《国家可再生能源行动计划》(NREAP))的泛欧电网基础设施规划的主要工具。



2 目前的升级契机：优化电网使用

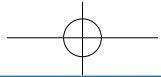
在短期内以及风电比例较低的情况下，输电网升级在很大程度上是与输电系统阻塞管理和优化方法一致的，而且，具备一些不超支却能避免或推迟电网投资的技术措施。本节将介绍一系列富有吸引力的技术，它们能够加快电网增容并减轻风电并网的压力。

通过温度监测实现输电线路动态增容

输电线路动态增容可以通过温度监测提高线路容量来优化现有输电线路的使用。输电容量随着特定天气条件产生的冷却作用（例如风吹）而提高。

多风的情况下，风电厂的发电量明显较高。因此，通过温度监测进行输电线路动态增容可以降低由于风电出力大而导致的输电限制。风电出力在夜间及每年中较冷的时段也会比较高，因此，通过这一方法可以利用更多的输电容量。一些地方已经开始使用这一方法，并且也有了工业化的解决方案¹，其标准化尚在进行中。在对德国进行的一项研究（Borges, 2006）中，将输电线路动态增容的可能性予以量化，并发现多数情况下，输电线路动态增

¹还需考虑在电网中存在大量可再生能源电力这种更普遍的情况下，是否可采用本方案。结果表明，日间温度较高时，太阳能出力较高，而此时输电容量较低。因此，输电线路动态增容这一方法同样有助于太阳能发电，因为多数情况下，输电线路的运行极限值都设置得很保守。



容是否适用取决于区域气候与风况。

重新布设高温导线

载流容量直接取决于输电线路的线弛度和温度，因此，采用线弛度低且温度高的导线进行重新布线，最高可将架空输电线路的容量提高50%。依据具体情况，重新布线可能无需获取许可证，从而可快速实现传输容量的大幅提高。

功率流控制设备

在电网中指定区域安装功率流控制设备，有助于优化现有电网的使用。为增强电力系统的稳定性，广泛使用了柔性交流输电系统（FACTS²）。但有些FACTS解决方案也支持功率流控制。实际上，欧洲许多放射状输电网络的功率流可控性较低，因为功率流的方向是单一的。可控性低有时会导致某条输电线路发生阻塞，而备用线路上却有冗余。大规模风电并网改变了电网中的发电模式，因此，风电的发展有助于提高交流功率流控制的经济可行性。TradeWind仿真分析中进行了举例说明（TradeWind，2009）：随着挪威中部风电发电量的增加，挪威中部到瑞典的输电走廊出现过负荷，但到挪威南部的输电走廊仍有可用容量。这种情况下，可以选择在风速较大时降低挪威中部的水力发电量。但研究结果显示，当交流功率流可控时，这

便不是优先选择的市场解决方案了。因此，即便要投资建设辅助设备，控制某些交流线路的功率流在经济上还是极具吸引力的。所以，功率流控制可以确保最大限度地利用现有输电线路，这一点在公众反对新建输电线路及项目实施周期长（常常伴随输电系统增容）的情况下尤为重要。

有助于实施新的电网运行策略的技术

采用广域监测系统（WAMS）评估在线动态电网安全，可大幅减少对运行条件的传统而保守的假设，从而提高电力系统的实际输电能力。WAMS采用先进的基于GPS系统的监视工具，使电网运营商能够实现更接近实时的电力交换、故障规避和资产管理，从而在可再生能源比例不断提高的情况下也能保持所需的可靠性及系统性能。WAMS的广泛应用也面临组织上和监管上的挑战，比较突出的是对标准化监测技术、同步数据获取以及在线数据交换的需求。

通过分散式风电厂改善输电运行

风电场自身具备的技术能力也有助于降低电网投资，特别是结合使用可改进无功功率控制的技术时。这可以通过在输电网络沿线的指定区域设置风电厂来实现（特别是出于支持电网的目的），与安装FACTS装置的效果类似。与FACTS相比，设置风电厂除能支持电网之外，还具备生产电力的优势。

²FACTS（柔性交流输电系统）：电网中本地安装的电力电子设备，例如静止无功同步补偿器（STATCOM），静态无功补偿器（SVC）等。



3 欧洲输电规划的长期改进

输电规划基于对发电（包括风电）和需求预期发展情况的认真评估以及对现有电网基础设施（阻塞/更换的需要）的分析制定，旨在维护供电安全。这些分析源于一系列研究，下一节将详细介绍这些研究。

当然，海上电网的发展是输电规划的一部分。但由于涉及一些具体问题，海上电网将在单独一节中介绍（见本章第4节）。

欧洲研究中提出的建议

各国和欧洲都在进行一系列研究，以支持改造欧洲输电系统的规划，从而推进大规模风电并网。近期最为重要的国际研究是TradeWind（www.trade-wind.eu）和EWIS（www.wind-integration.eu）。此类研究（包括稳态负荷流分析和动态系统稳定性分析）旨在对电网进行全面分析，这对在风电比例不断提高的情况下保持充分的输电容量所需的电网扩容进行量化至关重要。

TradeWind对电网改造的调查结果

EWEA协调风能部门联合体进行了TradeWind研究（2006 - 2009年），调查了为使并网风电比例达到25%（根据到2030年的风电容量情景）而在欧洲范围内进行电网改造的各种方案。

表1 TradeWind研究中假设的风电容量（GW）
(TradeWind, 2009)

设想	2005年	2008年	2010年	2015年	2020年	2030年
低等水平	42.0	56.2	69.0	101.3	140.8	198.9
中等水平	42.0	64.9	85.4	139.3	199.9	293.5
高等水平	42.0	76.0	105.0	179.1	255.8	364.9

TradeWind使用一个电网模型来观察风电并网比例提高后，互联线路中的阻塞是如何发生的。在该模型中，分三个阶段对阻塞最严重的输电线路进行增容，并计算出增容能在多大程度上降低发电的运营成本。

TradeWind模拟分析表明，随着欧洲风电容量的不断提高，未来跨境电力交易的成本将增加，并且会出现更严重的跨境输电瓶颈。考虑到2020年和2030年预计达到的风电容量，如果阻塞问题无法解决，某些国家（法国、英国、爱尔兰、瑞典、德国、希腊）边境区域的阻塞会更为严重。欧盟委员会³（见3.1.3条）跨电网项目对欧洲互联线路进行了重点研究，确认了主要的输电瓶颈，同时还研

究了风暴天气对跨境潮流的影响。

风电预测误差导致多数互联线路上的跨境潮流在大部分时间的实际值与预计值之间存在偏差，并导致堵塞的进一步加剧。

根据阻塞的成本进行电网改造，缓解互联线路中目前和将来的结构性阻塞，具有显著的经济效益。

更具体地说，TradeWind还确定了电网改造涉及的42条互联线路以及相应的电网改造时间安排，这对欧洲电力系统及其接入风电的能力都有裨益。在完善的电力市场中，电网改造能够使发电运营成本降低15亿欧元/年，证明按照2030年风电情景，220亿欧元的电网建设投资是合理的。

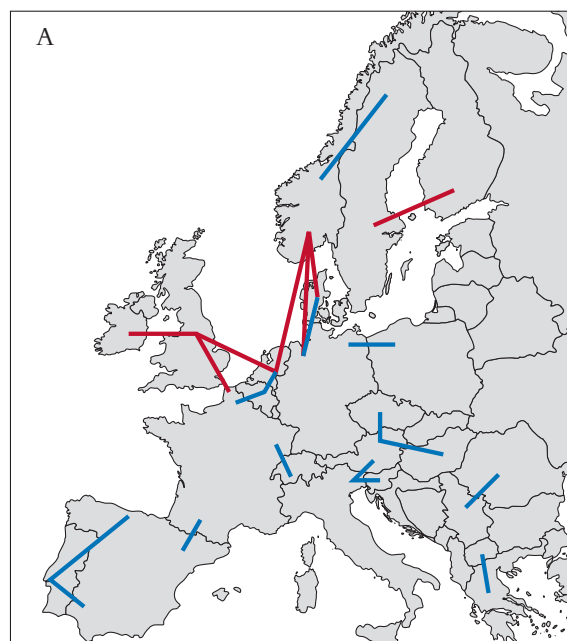
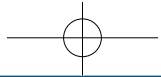


图2 TradeWind (A和B) 和EWIS (C) 研究建议改造的互联线路

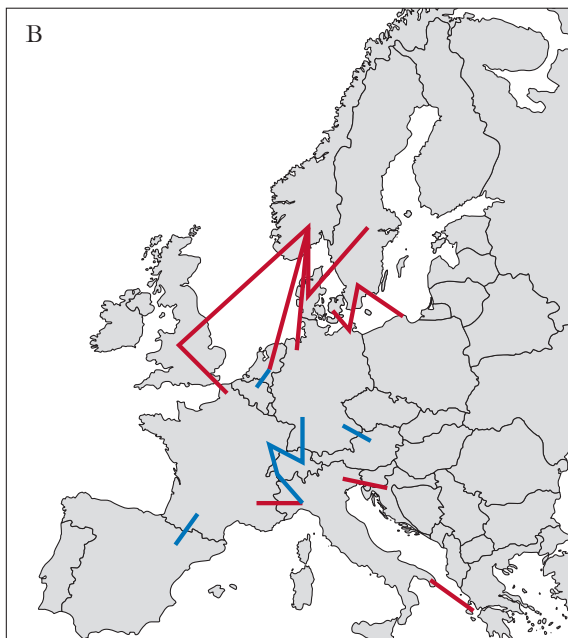
³http://eur-opa.eu/legislation/summaries/energy/internd_energy_market/27066_en.htm



TradeWind的另外一项重要研究发现是，无论风电比例是多少，电网增容均能够为最终用户带来显著的经济效益。对连接北海、波罗的海各风电场以及陆上输电电网（共计120GW）的网状海上电网进行的初步经济分析表明，网状海上电网优于用辐射状连接单个风电场，主要原因在于网状海上电网的灵活性较大，更有利于进行国际电力交易。

TradeWind是首个研究大比例风电对欧洲输电电网影响的科研项目，一些方法和模型在随后的项目中也使用，例如RealiseGrid⁴、OffshoreGrid⁵、RE-Shaping⁶。

EWIS对必要的电网改造的调查结果



欧洲并网研究（EWIS）⁷（2007-2010年）由15家欧洲输电系统运营商联合进行。研究使用了与TradeWind相同的2015年风电装机容量假设，调查了为实现2015年风电容量所需的电网改造。EWIS“最佳估算”情景与TradeWind“2015年中等水平”情景一致，EWIS“乐观估算”情景与TradeWind“2015年高水平”情景一致（见表1）。EWIS还建立了“加强电网”情景模型，与通常情况一样，只是对电网中的一些节点进行增强。

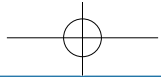
EWIS研究（EWIS，2010）确认了29个可能进行跨境增容的风电场（其中近一半为海上风电场），所需成本为123亿欧元。据估计，目前所规

⁴<http://realisegriderse-web.it/>

⁵<http://www.offshoregrid.eu/>

⁶<http://www.reshaping-res-policy.eu/>

⁷<http://www.wind-integration.eu/>



划的电网发展成本（主要用于接入2008到2015年间的增加的风电容量）为每千瓦风电装机25~121欧元。121欧元/kW的装机成本意味着大约4欧元/MW·h的电力成本，与解决风电波动性所需的额外运行成本相差不多，在用户价格和风力发电总体效益中比例不大。

EWIS在全年分析中运用市场模型，及时确认了两个特定的临界点：北部高风力点和南部高风力点。

在北部高风力点，回流主要出现在德国国内及周边地区。因此，需要采取特定的增容措施（如输电线路动态增容），以获得如同安装了移相变压器一样的效果。在用于分析对电网影响的动态模型中，EWIS假定风电厂有能力（例如有功功率、无功功率及故障穿越能力）符合风电比例较高地区的并网特性要求。

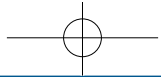
EWIS经济分析显示，欧洲电网增容带来的效益超过各种输电改造措施花费的成本。ENTSO-E在制定未来电网规划时（如其首个TYNDP（更多信息见下文））采用了EWIS的建议。

EWIS研究得出如下结论：通过对电网中特定节点进行适当增容，可以将预期的2015年的风电容量并入欧洲电力系统。

2009年以来，ENTSO-E受委托进行欧洲范围内的输电改造规划。该规划的过程必须透明，并且需与各利益相关方（包括风能部门和EWEA）保持密切磋商。规划过程由欧洲监管机构ACER监督进行，以确保该规划与各国的电网发展规划保持一致。各利益相关方磋商的一个重要工具是ENTSO-E须定期（从2012年3月起，每两年）提交的《2010年电网发展十年规划》（TYNDP），其中包含对预期及必要的欧洲输电发展的全面设想。ENTSO-E于2010年6月发布了TYNDP的首个“试行”版本（ENTSO-E，2010）。

TYNDP也指出随着新技术日益成熟，可以使用哪些输电基础设施，并给出了来自输电系统运营商和利益相关方的到2050年的长期发展愿景（包括智能电网和超级电网）。为评价最合适的功率流模式，TYNDP基于EWIS研究（EWIS，2010）的输入及成果建立了综合电网模型。TYNDP中指出了投资缺口和投资项目，特别是跨境容量发展方面的投资缺口和投资项目。在海上风电的互联方面，TYNDP与欧盟协调机构一起为实现“北欧海上风电并网”工作。

TYNDP涉及欧洲政策框架，因此具有战略意义。电力监管机构应以TYNDP为依据，为说明如



何通过欧洲整体项目、地区项目及国家项目进行新建基础设施的成本分摊和成本回收提出更多意见、进行更多探讨。

发布TYNDP 2010试行版本的目标是提出欧洲第一个结构化的计划，而不仅仅是简单地将各TSO规划的项目组合到一起。但是试行版本尚未完全实现这一目标。到目前为止（2010年中期），2020年能源政策目标或成员国的强制性可再生能源目标尚未纳入该试行版本。

旨在改进互联的欧盟委员会框架

欧盟的跨欧能源网络（TEN - E）方案打算通过鼓励各成员国之间的主动式互联，来为辅助风电并网提供适当的工具。TEN - E旨在：

- 从整体上促进内部市场的高效运行，特别是内部能源市场；
- 通过影响欧盟共同体中孤立的地区，来加强经济和社会的凝聚力；
- 加强供电安全。

自2006年以来，TEN - E方案进行了一些变更。该方案的一个根本弱点在于：其仅支持可行性研究。结果发现，即便是有TEN - E，并网项目的进程还是很缓慢。为加快方案实施，首先采取的措施是确认哪些项目属于欧洲项目，然后为这些项目

指定协调机构，并为其中一些项目提供有限的结构基金。作为新能源政策的一部分，欧盟委员会已决定向三个对欧洲具有关键意义的项目指定协调机构。其中，为支持北欧海上风电发展的输电项目专门指定了一个协调机构。但是，这项举措并未消除TEN - E的根本不足：它仍未完全符合欧盟能源政策目标（例如确保供电安全、创造真正意义上的内部能源市场以及到2020年将可再生能源发电的份额由2005年的15%提高到34%）。总之，到目前为止的事实证明，作为一种跨境基础设施投资的激励机制，TEN - E给予的支持并不充分。

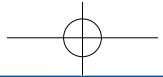
鉴于此，应2009年3月欧洲理事会的要求，并根据《第二次战略能源回顾》（2008年）和《能源网络绿皮书》（2008年）的预期，欧盟委员会拟在2011年初期提出一项新的“欧盟能源安全与基础设施工具”议案。在最近的TEN - E方案⁸实施进度报告中，欧盟委员会指出了修改后的TEN - E计划需改进的几个方面：

- 简化项目类别：单一跨境输电项目和可集中到一个地区方案中的几个项目（如适用）。
- 结构基金与欧洲投资银行（EIB）之间更加紧密地协作；为新能源基础设施的投资寻求融资工具；
- 加强各成员国之间的协调与合作；简化规划

⁸http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2010_0203_en.pdf

流程，确保快速、透明、可靠的许可方案（包括为各当局约定截止日期）；除确定欧洲范围内项目的优先级之外，各个国家也必须提供必要的支持。与法国 - 西班牙互联线路一样，TEN - E也可在欧洲“协调机构”的积极经验上建设，特别是在协调机构目标明确时。

●最后，《第三次能源市场开放提案》成果和TEN - E项目必须协调。输电系统运营商（TSO）和欧洲能源监管机构须支持所有TEN - E项目，将其纳入ENTSO - E提供的下一个电网发展十年规划，并制定明确的项目实施时间表。



4 海上电网

4.1 推动因素和发展阶段

海上电网

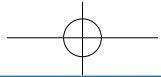
开发欧洲蕴藏的海上风能资源为欧洲的电力输送带来了新的机遇与挑战。EWEA预计，到2030年，欧洲海上风电装机容量可以达到150GW⁹。

现在，多数拟建海上风电项目的地点都靠近欧洲海岸线，离海岸的距离不超过100km。部分原因是海上风电的并网成本高、可用电网有限，以及缺

少可以同时满足多国用电需求的恰当的风电场监管框架。仅北海所蕴藏的风能资源就达几千亿瓦。连接各成员国的海上电网可以将这些风电输送到负荷中心，同时推动各国之间的竞争和电力交易。多端海上电网可以连接远离海岸的海上风电厂，目前，德国和英国正在进行这种规划。五方能源论坛的工作计划草案总结了这种电网的优势¹⁰：

⁹参见EWEA报告：《清洁能源：2020年与2030年风能目标》，www.ewe.org

¹⁰《海上电力基础设施工作计划草案》，比利时能源部，未出版，2010年。



1. 供电安全

- 改善北海周围各大型负荷中心的互联；
- 减少对不稳定油、气供应地区的依赖；
- 将本土的海上可再生能源电力输送至可供使用的陆上地区；

- 克服陆上电力输送的瓶颈。

2. 竞争与市场

- 各国之间、各电力系统之间互联性的增强可促进欧洲能源市场上的交易和竞争；

- 增加盈利机会，限制价格上涨。

3. 可再生能源发电并网

- 促进大规模海上风电厂及其他海洋技术的充分发展；

- 发挥风电和其他可再生电源的空间平稳效应，从而降低波动性以及由此产生的灵活性需求；

- 将大量水电接入斯堪的纳维亚半岛，增加电力系统的灵活性，从而弥补风电及其他可再生能源发电的波动性；

- 为欧洲2020年可再生能源发展和CO₂减排目标作出贡献。

在目前的技术条件下，多数在建或预期海上风电项目都选在风能资源极具吸引力的欧洲北部浅水区域。因此，海上电网项目和计划主要集中在北

海、波罗的海和爱尔兰海。

各国共同发展跨国海上电网

世界上多数电网都是自下而上进行建设的，将当地的电源与就近负荷连接。海上电网的建设也不例外。海上电网要完全建好需要耗费几十年。即使只建设单线，也是非常耗时的（主要取决于许可过程）。以模块化方式连接风电场和电力系统的跨国海上电网的建设可以分为三个主要阶段：

第1阶段：局部（国家）互联电网

各国将海上风电并入国家电网中。建设点到点的互联线路，以实现在国内电力系统之间的交易。确认风电的陆上并网点。TSO规划并建设专门的HVDC海上输电线路，用以连接海上风电集群。设立专门的海上输电监管制度，使得TSO能够通过国家电力市场进行投资收回。与此同时，监管制度应逐渐受到国际关注，必要的陆上输电扩容得以确认，多边电网规划的准备工作已经就绪。同时，加速HVDC VSC技术的发展和标准化。

第2阶段：向跨国互联电网过渡

进行多边电网规划。规划并建设海上风电场专用的远距离输电线路。实施海上风电并入不同市场的试点项目（Kriegers Flak、Super - node、COBRA）。根据运营经验验证并优化HVDC VSC技术。调整拟建海

表2 海上风电并网与互联的综合解决方案

项目	说明	国家	靠近中心的风电容量 (MW)	输电线路容量 (MW)		大约投运时间
				容量 (MW)	长度 (km)	
a. Kriegers Flak	在波罗的海的Kriegers Flak并入1600MW海上风电容量，随后与DK、DE和SE建立互联	丹麦 德国 瑞典	1600	分为三个部分600/600/2200	三分方案 < 100	2016
b. COBRA	DK和NL之间的互联线路，可能连接德国EEZ的风电场	丹麦 荷兰	待定	700	275	2016
c. Nordbalt - S Midsjöbank	瑞典与立陶宛之间的互联线路	瑞典 立陶宛	1000	1000	350	2016
d. Moray firth hub	连接设得兰群岛、苏格兰以及默里湾的风电场。虽然未与不同的MS建立互联，但从技术角度看，与上述综合解决方案相当	英国	2500	600	340	2014
e. Super node	输电中心（海上超级电网的一部分）的技术概念	英国 德国 挪威	4000	4 × 2400	中心概念	未确定

a: 参见参考文献 (KF, 2010) c: E.ON 气候与可再生能源 e: 主流可再生能源 www.mainstreamrp.com
b: Energinet.dk 与Tennet d: 苏格兰水电输电有限公司

上互联线路的位置，以便连接海上风电场。调整拟建风电场的位置，以便使其通过现有互联线路接入电网。

第3阶段：跨国互联电网

跨国海上电网是逐步建立的。建设规划的输电线路。在适宜的地方，风电场互连并/或接入不同的滨海电网。

2009年，EWEA发布了《海上电网二十年发展总体规划》，提出了2020年和2030年预期海上风电容量并网的计划。欧盟委员会和ENTSO - E必须推

动并实施这一计划，还应该根据规定的投资回报率尽快开发出投资海上电网和互联线路的商业模式。

在欧洲，由ENTSO - E对风电行业内电网布局的可能性进行评估（例如Offshore Grid项目）。

表2列举了几项处于不同阶段的现行海上电网规划，这些规划主要由各国TSO合作进行的。他们都考虑了电力系统间的风电并网与互联的综合解决方案。原则上，这些方案是未来跨国海上超级电网的潜在组成部分。所有情况都考虑了HVDC技术。列出的部分计划可以获得欧洲EERP计划¹¹资助。尽

¹¹欧洲经济复苏计划2010 - 2013。

管项目种类很多，但表2中所列的所有计划都具有相同的优势和推动因素，并且面临相同的监管、技术以及调整与规划问题，详见下文。

4.2 技术问题

HVDC输电技术的现状与未来

HVDC输电技术对于未来海上电网的建设是个具有吸引力的选择，因为该技术可以实现可控性，从而优化电网分享以便输送风电，并为各同步电网内部和之间的电力交易提供高速通道。而且HVDC电缆可敷设于地下，因此能更好地与陆上AC电网配合，而不需要扩充滨海海上电网。

HVDC技术有两种方案。传统的HVDC技术使用线路换相换流器¹²（HVDC LCC），现在主要用于长距离大电流点到点的输电，包括用于只有一条

海底电缆的情况（两国之间的海上互联线路就是如此）。较新的技术是HVDC电压源换流器（HVDC VSC）技术，其以下特点使其尤其适合于海上网状电网：

- 与传统HVDC一样，VSC技术比AC技术更适用于长距离（最大600km）输电。
 - VSC的换流站比LCC技术的更加紧凑，对海上平台等构筑物会产生有利影响。
 - 该技术适用于多端配置，可以分阶段建设网状电网并利用所有相关优势。
 - 该技术可以分别控制有功功率和无功功率，能够为AC电网提供动态支持，还可以在较弱的陆上电网中使用，并提供无源启动以及支持系统故障恢复。
- 与HVAC相比，HVDC技术成本更高，但是电

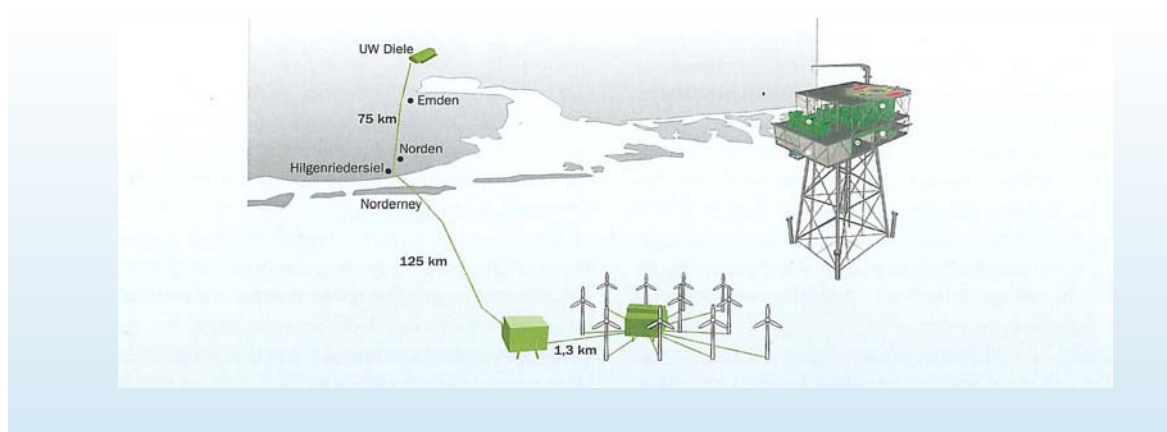
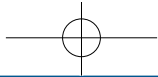


图3 将BARD 1号海上项目接入德国DIELE陆上变电站的BORWIN 1号HVDC - VSC互联线路（200KM）；配有交直流变电设备的海上平台（TRANSPOWER，2009）

¹²传统HVDC也称为HVDC CSC（HVDC 电流源换流器）。



力损耗较小，因此在100km以上的长距离输电方面更具竞争力。

ABB公司、西门子公司和Areva公司现在都推出了HVDC VSC技术。ABB的品牌名称为HVDC Light，西门子的品牌名称为HVDC Plus。这些技术不尽相同，需要努力使之互相兼容，并且能在电网中共同使用。因此，必须确定两项概念性目标：DC工作电压一致与标准化；在尽可能广阔范围内就即装即用达成一致。

德国TSO Transpower在2011年启动了Borwin1项目，迈出了HVDC VSC技术海上应用的重要一步。该项目由ABB公司负责，名为HVDC Light传输系统，将一座400MW的海上风电厂（Bard1号海上风电项目）接入德国大陆的陆上输电站。线路总长超过200km，其中125km在海上（见图3）。

海上电网的运行

海上电网的主要运行任务是针对预测风电量和指定的交易电量调度HVDC输电线路、保证电网安全平稳地运行，并使各方平等接入电网。但是海上电网是整个欧洲互联电网的一部分，连接电网的不同电力系统之间需要特别好的协调。这对新成立的ENTSO - E来说是个不小的挑战，因此，该组织组建了一个小组来处理海上电网工作。

4.3 政策问题

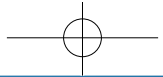
欧洲范围内的政策问题

欧洲政策框架涵盖了输电改造问题，也间接覆盖了海上输电问题。但建设欧洲海上电网面临着空前的挑战：

- 市场中缺少统一的监管框架；
- 输电和风电发展联合规划以及相关财务风险；
- 在恶劣的环境条件下部署新型技术（HVDC VSC）的技术挑战，以及对于研发支持的相关需求。

区域范围内的政策问题（北海国家海上电网计划）

涉及国家政策的区域性计划对于欧洲政策的实施以及合作协调促进实际发展具有关键的作用。2008年末，比利时能源部长在五方能源论坛上提议就海上风电和电力基础设施展开合作。五方能源论坛是由比利时、德国、法国、卢森堡和荷兰五国政府、TSO和电力系统监管机构成立的组织，自2005年起开始成功地一起工作，旨在加强能源领域的合作。到2009年年末，该提案已经演变为北海和爱尔兰海周边十个国家（比利时、法国、荷兰、卢森堡、德国、英国、爱尔兰、丹麦、瑞典和挪威）的政治行动计划。《北海国家海上电网计划（NSCOGI）》旨在促进各国之间的合作，协调海



上风电与基础设施的发展。具体而言，该计划的目标是就区域内海上风电基础设施的发展达成政治与监管方面的共识。2009年12月，各国签署了一项政治宣言，目标是各方在2010年年末共同签署谅解备忘录（MoU）。从2011年开始，NSCOGI的成员将开始实施MoU中规定的目标。

4.4 监管问题

如何促进海上电网的发展是一项关键问题。欧盟委员会做好了启动基本步骤的准备，并且宣布在2010年底制定海上风电的发展蓝图。由政府、TSO和监管机构组成的NSCOGI也做好了在政策和监管层面制定普遍性解决方案的准备。

目前，欧洲电力市场上阻碍通过跨国海上电网进行海上风电交易和输送的因素包括：

- 各国的监管制度和市场机制不同；
- 缺少风电优先并网及指定日前交易的恰当规则。

需要建立法律与监管框架，使海上电网输电线路在各个发展阶段都能得到高效利用。为高效分配用于跨境交易的互联线路，这些线路应通过不公开竞拍直接分配到市场。

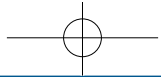
4.5 规划

与海上部署相关的陆上增容

不能抛开电网的其他部分孤立地考虑海上电网。海上电网的发展目标是推动交易和海上可再生能源发电的并网，海上电网的发展应作为欧洲传输系统运营商联合执行的欧洲电网规划的一部分。因此，必须在短期到中期内对特定的陆上输电走廊和线路进行增容。需要研究确定需要改造的并网点、走廊和输电线路的确切位置。OffshoreGrid项目发现，对于2030年设想的海上风电容量，陆上并网点的容量缺口非常大。这说明沿海地区输电容量十分短缺。

TradeWind是第一批调查欧洲范围内陆上增容必要性的研究项目之一。根据风电情景，该研究发现：对于2030年的风电情景，电网改造能显著缓解欧洲电网阻塞。EWIS研究也分析了欧洲陆上增容的需要，但研究的时间范围只到2015年。届时，海上风电的发展对欧洲范围内的解决方案和输电改造的需求还不是非常迫切。

除改造陆上输电网络之外，还要解决其他技术问题，例如增设多端HVDC的各种互联电力系统的规划、运行与控制，以及处理来自海上风电的区域性功率流。



ENTSO - E北海区域工作组

ENTSO - E系统发展委员会的三个区域工作组负责处理海上输电基础设施工作。其中的北海工作组和波罗的海工作组负责区域中TSO的合作事宜和电力系统规划的协调。从长远打算，ENTSO - E建立了一个2050年工作组和“超级电网”部门，该部门负责应对未来对跨欧超级电网的需求。到2011年，该工作组将制定技术、监管、规划、政策及财务研究方案，并在未来几年中对这些研究方案进行协调。

风电与输电的联合规划以及相关风险

未来几十年，海上风能及海上电力基础设施将吸引到大量投资。为了有效地利用投资，需要进行认真规划。以下四方面非常关键：

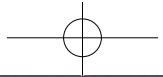
●地点：首先，海上风电场应规划在尽可能便于互联、风况良好的地区。此外，需要开展国际合

作，以便充分实现跨境电力分享和风电并网。

●时间：风电厂和输电的联合规划会产生投资搁置的风险。适当的协调是非常重要的，监管机构应对此予以鼓励。而且，要尽早进行适当的海上空间规划，以便加快许可过程，减少开发风险。

●技术：必要时要进行陆上电网的增容，以接入海上风电场的大量风电。技术条件应准备就绪，并针对现有技术调整规划（例如，当大型风电场远离海岸时，就要有可用的更大容量的电缆和元件）。

●供应链：要在国际范围内协调可用的港口、船舶、起重机和工人等，并进行密切跟进。政府的计划和目标应能建立一个安全的长期投资框架（例如，不要求2020年之前每年要装机几十亿瓦，而随后却停止新增装机）。



5 输电系统升级成本及承担者

5.1 成本估算

“输电成本”是指将风电并入输电系统所产生的额外成本。国内和国际上的一些研究项目正在考查这些成本，将电网为了应对发电量和需求增加以及额外的发电与需求（特别是风力发电）所采取的扩容措施及与其相关的成本量化。（Holtinen, 2009）报告对相关研究结果进行了总结。这些分析以对相应国家的输配电网络的负荷潮流的仿真为依据，并根据现有的、规划的以及将来的场址考

虑了不同的风电并网情景。

风电并网所需的电网增容成本在很大程度上取决于风电厂相对于负荷和电网基础设施的位置。各国之间成本差异很大，而且由于具体情况不同，各国之间的成本也不能直接进行比较。这种情况并不令人意外。研究发现，按整个风电容量均一化后的增容成本介于0欧元/kW到270欧元/kW之间，按整个风电生产均一化后的增容成本介于0.1欧元/MW·h到5欧元/MW·h之间。当风电比例达到30%

时，增容成本一般约为风能发电成本的10%（与系统为消纳风电而配备的备用容量所需的额外平衡成本处于同一水平）。与额外平衡成本一样，电网成本随着风电比例的提高而增加，但不同的是其增加与风电比例的提高并不是同步的。受各种因素的影响，增容可能是一次性的，并需要投入高昂的成本。例如，由于能否被公众接受的问题使得部分输电线路要采用地下敷设的方式，这样的成本会远远高于预计。

研究中将全部或部分电网额外成本分摊到了风电。部分分摊是因为多数电网增容和新建输电线路可以惠及所有用户与电力生产商，能够服务于多种用途，例如增加可靠性和/或促进交易。

应将电网增容与控制风电出力或改变其他类型发电运行方式的可能性进行比较。后者可能更具有

经济性。例如，由于特定的出力和负荷状况导致的只会发生在某些时段的电网裕量不足。

最后，如果有必要进行大规模的电网增容，最经济的方式是按照系统中风电的最终量（而非某一阶段的风电增长）来规划、扩容输电网络。

各国的输电系统升级成本数据中一般不包括提高各成员国之间互联所需的成本。在前文所述的2030年情景中曾经提到，欧洲的某些研究工作（例如TradeWind和EWIS）中已经对这些互联成本进行过调研。

EWIS计算了目前所规划的电网升级的成本，这些改造用以接入2008 - 2015年间增长的风电量。研究结果显示，该成本介于25欧元/kW（直接措施成本）和121欧元/kW（短期和更长时期内为接入“乐观”情景下增加的容量而需采取措施的成

表3 几个国家系统研究的电网升级成本 (Holtinen, 2009)

国别	电网改造成本 欧元/kW	风电装机容量 (GW) (GW)	说明
葡萄牙	53 ~ 100	5.1	仅风电所需的额外成本
荷兰	60 ~ 110	6.0	具体为海上风电
英国	45 ~ 100	8.0	
英国	85 ~ 162	26.0	风电比例为20%
德国	100	36.0	DENA 1 研究
爱尔兰	154	6.6	所有可再生能源所需的额外成本，风电占90%。电价成本增加1% ~ 2%
丹麦	270	3	假设40%的改造成本由风电造成

本)之间。121欧元/kW意味着发电成本增加4欧元/MW·h,与解决风电波动性所需的额外运行成本相差不多,在风力发电总体效益中比例不大。EWIS得到的数值正好在表3所列的结果范围内。

5.2 分摊电网基础设施成本

当大量风电接入电网时,大多数欧盟国家无疑都需要对输配电基础设施进行扩建和增容。显然,为了用户的利益,如果要建立运作良好的、有效竞争的统一电力市场,为用电户带来效益,欧洲需要互联性更高的电力系统。但电网升级并不仅是为了接入风电,也是为了接入其他能源,以满足欧洲快速增长的电力需求和电力贸易往来。扩建、增容现

有电网基础设施是非常重要的。某一点处的发电量和负荷的变化会导致整个系统的变化,继而可能会导致电力阻塞。不能把一个新增的发电点认定为造成这种情况的唯一原因,而应该认为这个点是“压倒骆驼的最后一根稻草”。因此,应避免出现让一个新建的发电厂(例如,新建风电场)独自承担其并网所需成本的情况。

此外,应在内部电力市场发展这样一个更大的背景下讨论互联线路问题,而不应该认为电网发展只会使个别项目或某种发电技术获益。基础设施建设项目具有自然垄断性,也应该相应地对待。电网的发展能够惠及所有发电企业和用户,因此,其成本与收益应由全社会共同承担与分享。

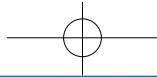


6 更为主动的配电网

分布式（嵌入式）发电（可再生能源发电技术和热电联产）正在配电层面上快速发展。与输电网络相比，配电网络的鲁棒性较差，而且由于配电网络为放射状配置，其可靠性会随电压水平的降低而降低。此外，配电网络几乎没有“主动式”管理。相反，配电网络以负荷和环境温度的极端组合作为设计和配置依据（这降低了架空线路的容量）。将风电接入配电网引起了新的负荷状况及功率潮流方向等方面的变化，这会影

响网络控制和保护设备的运行，因此需要对设计和运行做法作出改变。这里有个很重要的问题是：主动式电压管理的需求在不断增长。

利用新型ICT技术和策略进行主动式管理的电网被认为可能是现在的被动式配电网转变的下一个阶段，为在开放市场中促进分布式发电的发展提供了最佳的途径。这种电网基于两大原则构建，即（一）在供需之间提供多处互联的高度互联；（二）与用户，或者从更宏观的角度讲，



6 更为主动的配电网络

与所谓的“生产消费者”（既是消费者又是生产者的电网用户）建立互动。

分布式发电配电网的协调和智能化控制与并网是丹麦TSO-Energinet进行的一系列实验的主题。这些实验名为“单元控制器试点项目”（Martensen, 2009），为由现有分布式资产（包括风电机组、生物质电厂和响应式负荷）构成的所谓的试点“单元”开发控制器、数据采集、命

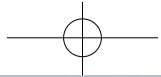
令和通信设施。这种实验是向具有以下特征的电力系统发展的一个组成部分：可再生能源发电与靠近消费者的配电层面网络充分的智能化控制相配合，能够接入更高比例的分布式发电，并且增强了系统安全性。但是，当存在更加经济且可行的电力平衡方式时，应该将这样做的成本与在输电电网层面应用可再生能源的成本进行比较。



7 全面审视未来电网的发展：智能电网

随着并网分布式发电比例（包括输配电层面上大规模部署风电）的提高，配电网络不能再充当输电网络的“被动附属物”了。未来可再生能源发电比例很高，整个输配电系统需要作为一个整体来设计和运营。有必要采取一些新型高效措施，如建

设“智能电网”（亦称“主动式电网”），以便实现可再生能源比例较高时的电网供求平衡。而智能电网的管理涉及多方，错综复杂。今后一项重要的研究任务是了解如何利用受控的动态负荷为电网服务作出贡献（例如频率响应）。



甘佩斯/爱滋

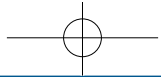
8 总结

欧洲的输配电网基础设施升级不仅对欧洲正在形成的统一电力市场而言至关重要，也是进行大规模风电并网的基础步骤。通过将分散（不互联）的发电厂汇集起来，在整个欧洲大陆上实现系统运行平稳，改善可预测性，以及增加风电容量的可信度，这些都是提高电网互联能够带来的显著好处。

建设真正的泛欧电网面临的主要障碍包括公众迟迟不愿新建输电线路（造成项目前期时间拖得很长）、高昂的投资成本及融资需要以及对跨国输电

线路缺乏适当的成本回收方法。

欧洲输电网络的扩建及增容将有助于进一步提高并网风电比例。假设风电的发电量很大，那么视传统化石燃料成本的情况，所获得的效益将超过额外的风电成本（较高的安装成本、增加的平衡成本和电网改造成本）。预计风电成本会持续降低，这也是一个重要因素。如果计及CO₂减排带来的社会效益、健康影响和其他环境效益，风力发电的经济效益就会更加显著。TradeWind和EWIS等欧洲研究项



目将互联容量增加给所有电网用户带来的收益进行了量化，并指出了可通过增容特定的电网走廊来为欧洲大规模部署风电提供支持。据TradeWind 2030年风电与输电情景估计，进行指定的互联改造后，发电的总运营成本会降低15亿欧元/年。

电网的发展能够惠及所有发电企业和用户，因此，其成本与收益应由全社会共同承担与分享。

短期内可以采取一系列方法来优化现有基础设施和输电走廊的使用情况，这意味着欧洲可以迅速提高输电容量，从而容纳快速发展的风电装机容量并确保系统安全。输电线路动态增容、高温导线重新布线能大幅提高输电走廊的可用容量。一系列功率流技术（FACTS）、改进的运营策略能进一步直接优化现有电网的使用情况。

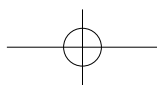
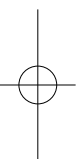
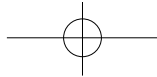
还应该建设跨国海上电网，利用欧洲丰富的海上风能资源。北欧海上电网所产生的经济价值证明了投资（到2030年，200~300亿欧元的投资规模）对发挥海上风电潜能及促进欧洲跨境电力交易的意义。建议采取逐步推进的方法，从各TSO已有的计划开始，逐步向网状电网过渡。TYNDP必须对欧

洲电网基础设施作出长期规划设想，从而发挥重要作用。

应建成将海上风电场接入两到三个国家的示范项目，以进行验证理论并开发最优技术和管理解决方案。在早期阶段即应考虑对沿海陆地电网带来的增容影响。加快输电技术（具体来说是多终端HVDC VSC技术）的发展与标准化对风电的适时部署非常必要。目前尚不具备鼓励跨国输电的适当管理框架、法律条件和激励机制。这些需要各成员国、欧盟委员会、欧洲能源监管机构、TSO及利益相关方的共同努力。

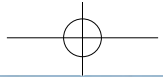
未来风电和可再生能源发电比例较高，整个输电及配电系统需要作为一个整体来进行设计和运营，从而实现分布式发电的最优化管理及响应性更强的需求侧管理。

需采取新型高效措施，如建设“智能电网”（亦称“主动式电网”），辅以适当的监控措施，来管理大量接入的波动性电源（尤其是在配电层面）。今后一项重要的研究任务是了解如何利用受控的动态负荷为电网服务作出贡献（例如频率响应）。





第五章 电力市场设计

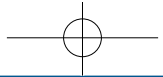


徐王/摄

1 引言

本章探讨对风电并网进程影响重大的欧洲电力市场的特性及机制。除开放程度及市场一体化程度外，还包括备用容量交易及更接近实时的电力交换的可能性。

此外，本章还讨论了与一体化进程有关的当前欧洲电力市场的发展情况，介绍了关键参与者的角色、立法流程，并提出了促进风电并网的建议。



2 风电进入电力市场的障碍

要建立一套帮助风电进入电力市场的市场规则
需要考虑风电的特性，即：

●分散性及大陆性：风电是一种大陆性资源，
在分散的地理位置上开发，与大范围气象状况（范
围在千公里以上）有关。风资源的可利用性与地理
分布的相关性较低。

●可预测性：风电预测时间范围越短，区域越
大，预测质量就越高。每次预测可以留出置信裕
度，做好备用容量计划，以便在出现预测误差时作

出补偿（参见第二章和第三章）。

●波动性：典型的大范围风电波动从15分钟到
数日不等。较短距离范围内的风速具有关联性，较
长距离（超过1000km）时则不具有关联性（参见
第二章）。

●低边际成本：风力发电不需要燃料。因此，
其边际成本很低，且发电过程不排放温室气体。因
而在具备风力资源的地方应尽可能使用风电。用电
需求较低时，风电须同大负荷发电厂发出的电力进

行竞争，而这些发电厂经常无法将其出力调整到快速变化的设定值。

由于具有上述特点，将风电并入具有下列特性的电力系统是比较容易的：

- 跨越较大地理区域的电力系统能平抑波动性，最大限度的提高风电的可预测性和容量。

- 足够的内部电网容量¹可以接入分布式电源、平衡资源及汇集分散的风电。

- 近实时运行，可以改善风电预测准确性，使不确定性及额外平衡成本降至最低。

- 有大量可用的平衡资源（通过上述“第一点”实现）。

- 具备响应性需求和储能能力，例如抽水蓄能。

欧洲正处于电力市场自由化的进程中，电力市场的可持续性、竞争性及供电安全性正在不断提高。风电并网将从具有下列特性的电力市场中得到最有力的支持：

- 调整调度决策具有灵活性，这需要借助于完善的日前、当日及平衡市场。

- 跨境交易的灵活性，这需要借助于足够的跨境容量、高效的交易规则及完善的日前、当日及平衡市场。

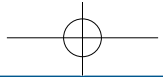
当需求及发电量可能在日内发生频繁重大意外

变化时，需要具备调整调度决策的高度灵活性。这种灵活性由启动用时较短的发电机组实现，如联合循环燃气机组或水库水电机组。

跨境电力交换的灵活性有利于电力市场一体化。随着波动式发电所占份额越来越大，灵活的跨境电力交换机制对实现跨国（而不是国内）电力调度有巨大贡献。跨境电力交换的效率也在很大程度上取决于容量分配机制。理想状况下，容量应通过市场联系机制中不公开价格的方式进行分配，而不是通过公开竞拍。

传统的欧洲电力市场规则是为以火电和集中调度的发电机组为主的各国电力系统制定的。风电在进入电力市场过程中所遇到的困难，在很大程度上是由于现有电力市场不具有本部分内容一开始所述的特性。其中主要的障碍包括：对小型及分散式风电的市场准入门槛过高、缺乏跨境容量分配时相邻现货市场电价信息。小型风电所面临的障碍可以通过汇聚加以克服，而缺乏从可选择市场发出的信息，则可以通过将各国不明确分配容量的市场“联运”起来解决。市场联运的例子有北欧国家的NordPool电力市场，及Benelux（比利时、荷兰、卢森堡三国经济联盟）、法国和德国之间的“五方”电力市场。

¹欧洲等大型电力系统内，内部电网包括各欧盟成员国间的跨境输电线路。



摄影/吴明

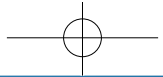
3 欧洲电力市场发展

3.1 开放的各国市场

开放欧洲电力市场的原因在于要在欧盟内部建立一个具有竞争性和真正一体化的电力市场。开放电力市场最初几年的主要内容是开放各国市场，引入竞争。随着发电、输电及配电过程所有权逐步分离，传统意义上的公共事业电力公司将不复存在。垂直一体化公共事业电力公司的公共义务（通过控制发电、输电和配电来保证电力供应）将不复存在，而是让位于自我调度机制。这意味着尽管是

TSO在控制输电网络，但电厂则由市场参与者进行调度。

为确保电网安全，自我调度也附有平衡义务。输电网的每个用户都有义务确保自己的活动相对于电网保持平衡，即其各自活动的组合向电网的输入/从电网的输出应保持平衡。因此，在开放的电力市场中，电网用户应提前一天向TSO提出时间分辨率从15分钟到1个小时的维持平衡的方案。如果出现不平衡情况（某些活动的组合破坏了发电 - 负



荷平衡)，则在事后与TSO进行结算，此时的电价与市场价格相比会不合算。TSO负责维持其管辖区域内的平衡，从而为整个系统的安全作出贡献。而达到这个方法（即备用发电厂）是与能够提供快速功率调节的市场参与者签约。

3.2 互联支持的欧洲联网

2006年以前，除北欧市场外，欧洲所有的电力市场都是国内市场。这些电力市场的特点是一家或少数几家发电企业占据统治地位，而这些发电企业是由原来拥有大部分发电和输电容量的电力公司发展而来。在其他国家拥有发电容量的市场新参与者，面临着需要跨境输送数量不定的电力的困难。

电力市场一体化应由不同国家组成。在完善的电力市场中，各国间的市场电价只有在跨境互联容量不足时才会出现差异。建立互联将基于不同市场的电价演变情况。过去，互联线路容量的分配并非基于市场，但现在欧洲的机制越来越以市场为基础，主要是通过竞拍的方式。多数竞拍是公开的。也就是说，为了在国外现货市场上出售电力，市场参与者需要在容量拍卖中分别购买跨境输电容量及在相关现货市场上购买电力。

为实现电力市场的充分竞争，需要在相关市场

间建设充足的输电容量。此外，法律及监管框架必须确保参与国家之间互联线路的有效使用。通过市场联运和分离的方法可使上述要求成为可能。而这又导致了互联容量以价格不公开的方式分配，即综合各国的投标报价制定出针对整个地区的共同市场价。当一条互联线路阻塞时，两边的电价就不能再趋于一致，而电价差则代表了互联线路交易的价值。这种价格不公开的竞拍也确保互联线路容量得到有效使用。

过去几年中，由于采取了一系列举措，欧洲电力市场一体化进程加快推进。首先，欧洲电力和天然气监管机构（ERGEG）的“区域行动”促成了几个区域性电力市场的发展，这几个电力市场均由几个国内市场组成。德国、法国等较大的国家参与了多个区域性市场。这样，这些国家中的市场参与者就可以选择任何一个其参与的区域性市场进行投标或报价。实际上，这样会促使不同区域市场电价趋于一致。

然而，向区域性市场迈出的最坚实的一步，就是NordPool市场和Benelux、法国及德国之间的“五方”市场的形成。此外，2007年，德国加入了Nord-Pool日前市场。由EMCC²运作的德国与丹麦之间的进一步市场联运在2009年年末形成。“五方能源

²EMCC 欧洲市场联运公司 (European Market Coupling Company)。

论坛”于2010年发起所谓的“北海国家海上电网计划”。其他区域一体化的例子包括爱尔兰全岛市场和伊比利亚电力市场。

正在进行的欧洲市场一体化可以为更具灵活性和动态电力市场的未来电力系统提供更坚实的基础。在未来电力系统中，包括需求侧在内的更多市场参与者会对价格信号作出响应，从而促进竞争以及风电和其他波动式可再生能源发电更好地并网。

3.3 欧洲电力市场进一步开放的法律框架

欧洲进行的全方位立法程序极大地推动了电力市场开放。其中一个重要步骤就是在2009年通过了《第三次能源市场开放提案》。该提案更明确地阐明了系统运营商在欧洲建立一个保护性组织（ENTSO - E）的职责，并给予了在欧洲范围内进行输电规划和协调的明确授权。

ENTSO - E成立于2009年，旨在增加输电容

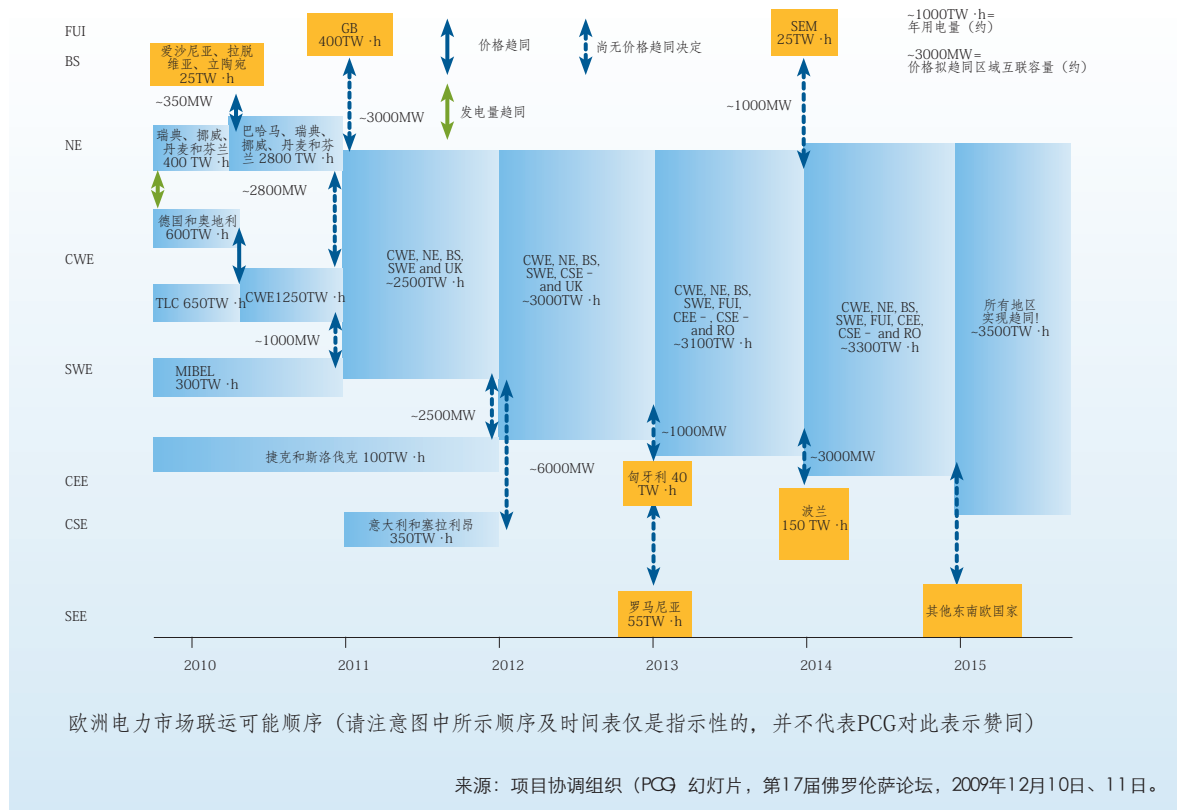
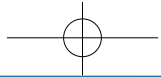


图1 欧洲电力监管论坛提出的建立单一市场的路线

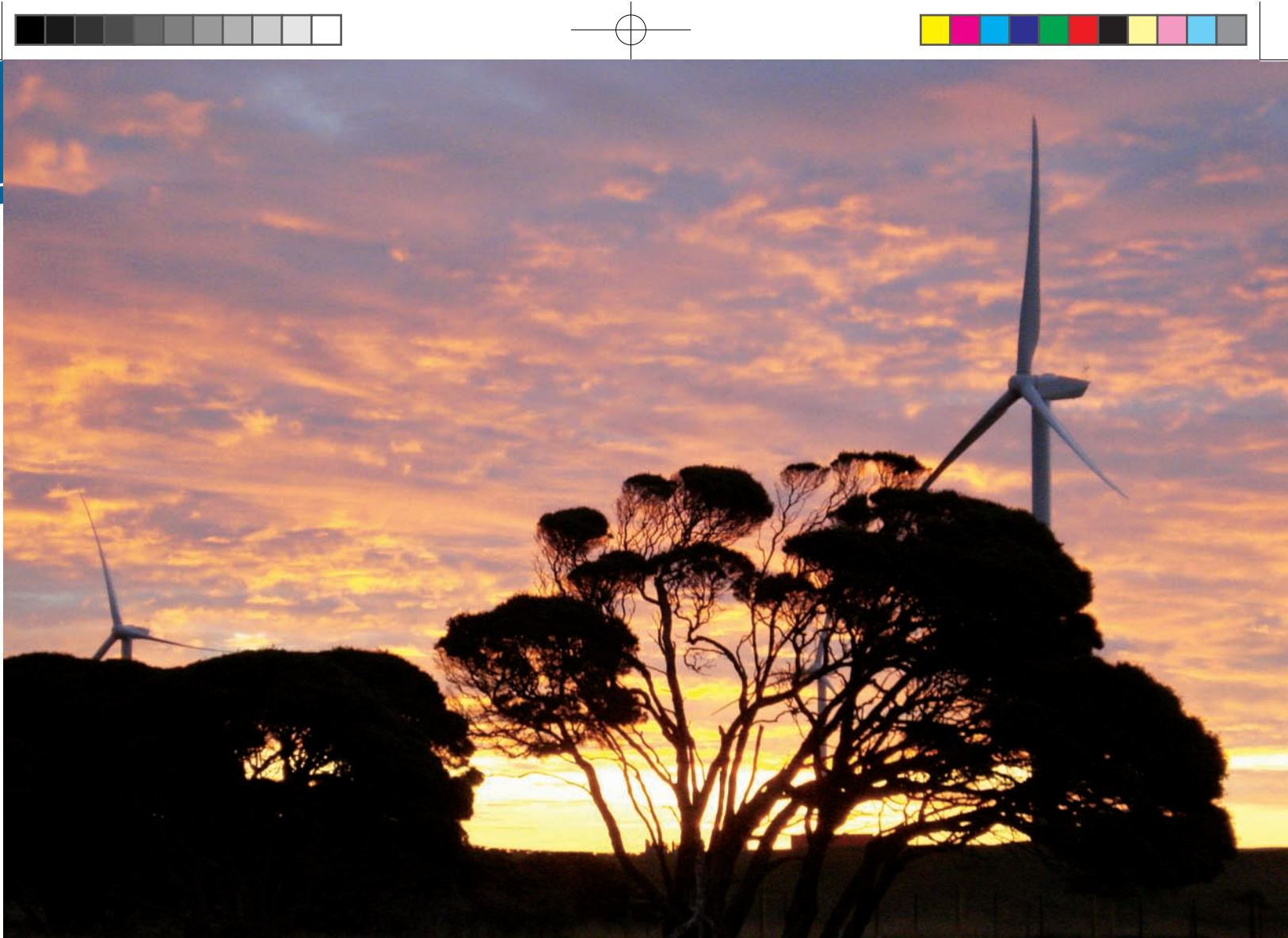


量，缓解欧洲电网的阻塞，并最终实现降低电价的目标。相应地，在监管措施提案中，决定通过建立能源监管合作组织（ACER）来强化欧洲电力监管机构的作用。该机构旨在开放的电力市场中，制定恰当的电网规范，并监督规范的实施及市场运行。

本报告编写时，规范编制才刚刚开始，正着手

编写第一部“试行”电网并网规范要求。

考虑到不同市场区域发展程度不同，欧盟委员会制定了将“区域行动”融合为单一市场的路线图和目标模型。到2015年建立欧洲市场联运的可能顺序，已由欧洲电力监管论坛（佛罗伦萨论坛）提出，如图1所示。



4 欧洲内部电力市场中的风电

4.1 欧盟成员国当前电力市场规则

整个欧盟在如何对待风电的市场特性上有很大差异。根据 (TradeWind, 2009) 中的分析, 可以得到如下观察结果:

- 欧盟大部分国家, 除斯洛文尼亚和马耳他外, 已经将其电力市场开放。瑞典、希腊和匈牙利正逐步开放其电力市场。

- 多数国家已经有正常运转的日前电力市场, 虽然其中一些市场的交易量较低。在现货市场交易

中, 只发现北欧国家和西班牙所占份额较高。在西班牙, 日前市场交易量达到用电量的90%。北欧2009年的日前市场交易量占全部用电量的72%。在其他日前市场, 该比例大部分低于20%。

- 许多国家 (包括法国、比利时、德国、荷兰、西班牙和北欧国家) 拥有当日市场, 但大部分市场是新兴的, 且交易量极低。这些市场的作用是对发电机组进行送电前的微调。因此, 这些市场电力交易量远远低于日前市场, 通常只占用几个百分点。

●许多国家平衡市场的总体组织机构十分相似；但是在细节上大相径庭。另一方面，跨境平衡市场尚未出现。

●欧盟各成员国对发展风电的支持策略各不相同：最常见的是上网电价补贴，其次是绿色证书及奖励制度。然而，各国对这些支持制度的使用存在诸多不同之处，如上网电价补贴、奖励机制、公开招标或绿色证书计划。

●绝大多数国家给予风电优先调度权。只有少数几个国家（丹麦和芬兰）是采用平衡各发电厂业主责任的平均调度方法。

●大部分国家对风电未达到预测的发电量不予处罚，但也存在例外。

●公开竞拍是最常用的跨境容量（年度、月度、日）分配方式。日前市场联运存在于北欧国家，荷兰、比利时和法国之间，及意大利国内。荷兰、比利时和北欧国家间决定于2010年6月建立当日市场联运，并于2010年11月开始运营。

4.2 适当的市场规则为欧洲风电并网带来的经济效益

过去电力市场的管理机制已经阻碍了所有波动性可再生能源发电，尤其是风电的大规模利用。整个欧洲正在进行的市场改革进程，为建立及引入将波动性可再生能源特性考虑在内的市场机制和规则

提供了机遇。TradeWind项目（TradeWind，2009）中对不同市场情境下的风电并网效益作了分析。这些情景具有以下两方面特征：

●市场的时间常量（灵活性）。

●市场区域的地理跨度（跨境交易的程度及灵活性）。

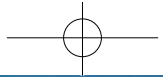
根据2020年及2030年的情景（第四章），电力市场正常运营带来的宏观经济效益如下：

●可在当日对发电机组进行调整并采用当日风电预测，减少对备用容量的需求，每年节约成本2.5亿欧元。

●可在当日对电力交易（跨国交易）进行调整，降低系统运行成本，稳定电价，每年节约10亿~20亿欧元。

电网基础设施建设对发展内部电力市场具有举足轻重的作用。充足的互联容量能使电价趋同，TradeWind 2030年情景中每年可以节约15亿欧元。

如果市场设计完善，不会出现缩减风电出力或甩负荷的情况。备用容量跨国交易不是市场设计所要考虑的首要因素，因为如果当日电力交易调整、当日机组排程调整及机组调度是有效的，对备用功率的需求将会保持较低水平。备用容量交易的主要好处可能是通过跨境共享备用容量，可以节约在灵活性电厂方面的投资。



5 总结

缺乏正常运营的电力市场是风电并网的一大障碍。其他障碍包括对于小型及分布式风电的准入门槛较低、缺乏跨境容量分配时相邻现货市场的电价信息。为确保电力市场充分竞争，需要在各个市场区域之间配置充足的输电容量。

当大规模风电并网时，进一步推动市场一体化、建立当日市场平衡及跨境交易，对确保欧洲电力市场效率具有重要意义。这样，市场将对风电的固有特性作出更加充分的响应。

2009年《第三次能源市场开放提案》的通过迈出了欧洲市场改革非常重要的一步，它鼓励竞争及提高可再生能源比例。该“提案”中特别有意义的一部分内容是它提供了整个欧洲范围内TSO及能源部门的任务清单。与市场利益相关方协商制定电网规范应有助于建立市场规则，促使波动性可再生能源发电及风电在公平竞争的环境中同其他发电形式展开竞争。

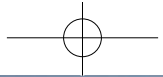
欧盟委员会同欧洲能源监管机构及其他利益相关方一道决定，为电力市场一体化建立目标模型和

路线图。这项工作的结果应直接纳入未来的框架性指南及随后的电网阻塞管理和容量分配规范中。整体目标是最晚到2015年在全欧洲采用共同的目标模型及路线图，以及将所有的区域性市场合并为统一的欧洲市场。

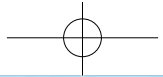
正在进行的欧洲市场一体化，尤其是区域性市场的建立，已经为灵活、动态的电力市场构建了基本架构。包括需求侧在内的更多市场参与者对价格信息作出响应，促进了风电与其他可再生能源发电的并网。正在开展的行动，如NordPool市场、“五方

能源论坛”、爱尔兰全岛市场和伊比利亚电力市场等都是提高波动性可再生能源发电比例的途径。“北海国家海上电网行动”提出了短期内建立北海市场，实现海上风电并网的措施。

一个能够实现风电并网的真正的市场，通过降低发电的运营成本，可以产生巨大的宏观经济效益。发电机组当日调整及日内风电预测降低了对备用容量的需求，每年约可节约2.5亿欧元的成本。调整跨境电力交易每年约可节约10亿~20亿欧元的成本。



第六章 大规模风电并网的优势排序效应

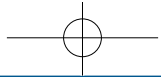


1 背景

欧洲风电在过去几年中增长迅速，一个主要原因是欧洲“能源和气候”政策的发展，通过制定增长目标和国家支持计划，不断支持可再生能源技术的进步。2008年，欧盟通过了欧盟委员会的气候和能源提案，其中包括《可再生能源指令》(2009/28)。该指令规定，2020年，欧盟可再生能源的使用率应达到20%。这一总体目标被分解为不同国家的目标，全部具有法律约束力。

在国家层面，各国均有可再生能源（尤其是风能）扩展计划与政策，不过程度与形式各不相同，这增加了未来欧洲能源市场的竞争性。EWEA预计，到2020年欧盟可增加540TW·h的风电量，其中有相当大一部分源于大规模海上风电¹。2010年，欧盟成员国起草了“国家可再生能源行动计划”，详细介绍了实现2020年目标的方法。这些报告将会说明各国如何采取措施实现目标和支持风电的政策，

¹欧洲风能协会2009年发布的《清洁能源：2020年与2030年风能目标》。这一数据基于高清洁能源情景：整个欧洲的风电量将从2008年的137TW·h增长到2020年的681TW·h，风电占总电力需求的份额将从2008年的4.1%增长到2020年的16.7%。



推动风电的不断发展。为确保各国继续支持风电发展，证明风电发展的好处十分重要。因为风电不仅有助于实现政治目标，还能促进能源独立和区域发展，同时有助于减少温室气体排放、降低电价。

市场动态特性证明，大规模风电可以使平均电力趸售价格大幅下跌，这种现象称为“优势排序效应”。但这只有在风电减少了对常规容量的需求时才适用，而常规容量也取决于预期的电力需求。在预期电力需求增加幅度不大的区域，以及新调度的

风电量超过电力需求增加量的区域，风电将取代成本最高的发电厂。这将导致这些区域的电价降低。

因此，电价的下跌量取决于能源构成和将被风电投资所取代的边际发电技术。在以风电和水电为主的电力系统中（例如北欧各国），电价的下跌略大于以火电为主的电力系统。此外，系统与邻近区域的互联，以及输电容量的存在和使用，也会影响风电对电价的作用。因此，不同国家风电增长对平均电价下跌的影响可能会大不相同。



2 前言

本报告的目的是分析整个欧洲电力生产中风电所占份额增长的影响。主要讨论到2020年风电增长的优势排序效应。

项目分两个阶段实施。第一个阶段包括分析针对风电优势排序效应的各项研究，第二个阶段包括基于Pöyry的电力建模工具和EWEA设定的情景进行建模分析。最终目标是评估风电对趸售电价的影响。

本报告给出了该项目第二阶段——建模分析的结果。文献调查包含在第一份项目报告²中。

过去发布的关于优势排序效应的研究成果非常多。然而，其中绝大部分只对单个国家（例如，德国、西班牙和丹麦）的情况进行了研究。因此，有必要对整个欧洲范围内的优势排序效应进行估计，以便预测欧洲风电大规模发展后，电力市场价格降低带来的全部效益。这是项目第二阶段的目标。

“优势排序”原则是一个成本最优化原则，指的是优先使用短期边际成本（SRMC）最低的发电厂用来满足用电需求，如果需要的话再选择成本较高的发

²欧洲风能协会，2009，《风电优势排序研究》，第1阶段：文献调查。

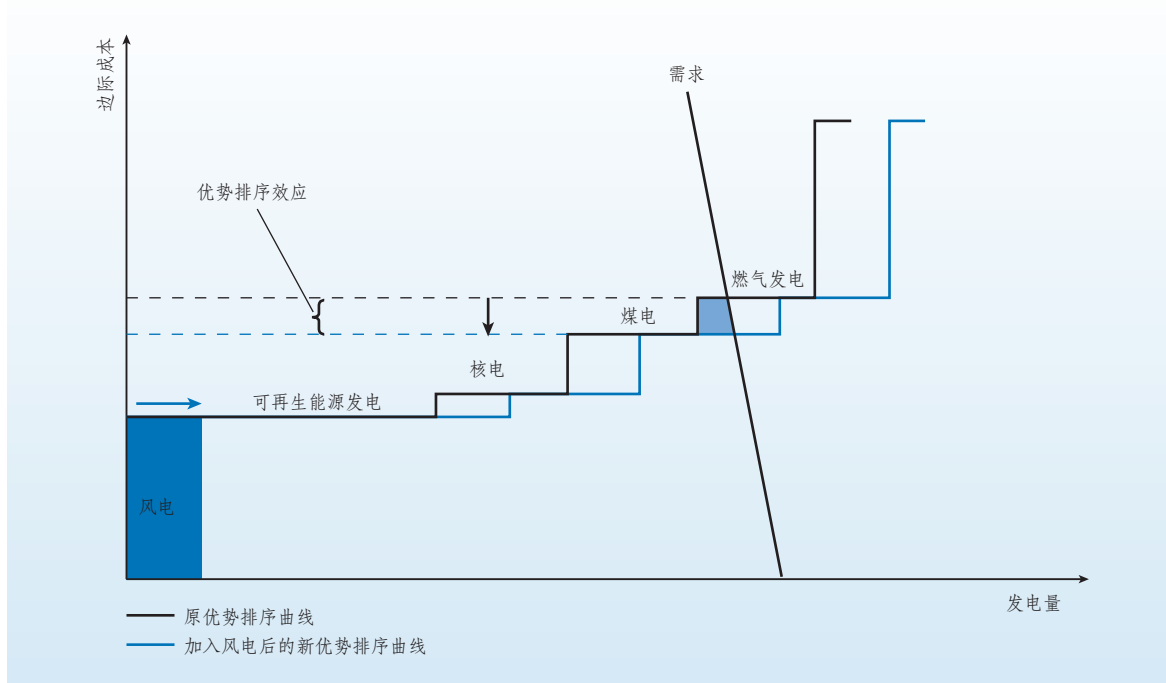
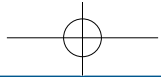


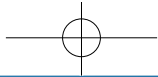
图1 可再生能源发电的优势排序效应

电厂。优势排序原则是电力现货市场的指导原则，在该市场上报价最低的电能最先被购买。随着风力发电增长，人们可能不再通过运行最昂贵的常规发电厂来满足需求。如果风电短期边际成本低于最昂贵的常规电厂，则电力的平均成本将会下降。这就是所谓的“优势排序效应”（MOE）。其中的电价指日前或现货电价，它基于发电的短期边际成本，而不考虑投资成本。

图1显示了电力交易的供求曲线。由于风电的边际成本低，因此在供应曲线中的价格最低（供应曲线左侧的蓝色区域）。上图中，风能是曲线左侧可再生

能源技术的一部分，其中还包括水电。水电技术通常先于其他常规发电方式进入优势排序曲线。唯一的例外是抽水蓄能发电，在电价非常低时可以留置备用。在综合优势排序曲线中，紧随可再生能源技术之后的是核电、煤电和热电联产发电，而燃气发电位于供应曲线的最上方，其发电边际成本最高。此外，假定现货市场短期内的电力需求量没有弹性³。随着风电所占份额增加，供应曲线向右移动（变成新的蓝色曲线），引起电价下跌。一般来说，风电比例较高时，短期电价较低。需求量一定时，这意味着电力市场现货价格较低。

³无弹性需求，是指电力需求量不会因电价上涨或下跌而显著增长或降低。价格水平直接关系到总收入，因此这个假设在短期内是可靠的，反映了短期报价情况；虽然需求量降低，但价格上涨还是会引起总收入增加。



然而，本报告要研究的不是风力发电量增加带来的短期价格效应，而是长期价格效应。采用一个建模工具来研究2020年未来欧洲电力市场发展的几种情景。分析对2020年欧洲风电比例提高的长期优势排序效应进行量化，并预测了未来电力市场的发展方式及投资方向。建模工具用来模拟市场的长期平衡状态。因此，优势排序效应是基于2020年模拟电价水平进行计算的。所有的价格均依据长期边际成本（LRMC）计算。这意味着生产成本被视为产出，原因是假设所有生产投入，包括资本项目（发电厂、设备、厂房）以预计价格水平购置。这与上述短期边际成本考虑因素不同，短期边际成本只考虑可变的投入（人工、材料、燃料和碳排放费）。它假设成本是固定的，因此不考虑生产商所投入的设备和杂项开支。

本部分介绍了建模分析得出的主要结论。报告概述了主要研究结果，并介绍了研究采用的方法和建模工具（见本章第4节）。关于优势排序效应、风电增加带来的优势排序效应量以及敏感度分析，将在本章第5节介绍。本分析对燃料价格及温室气体减排目标等各种因素对优势排序效应可能产生的影响进行了量化。最后将本研究结果同项目第一阶段查阅过的文献进行对比。基本模型假设和建模工具说明请见附录。

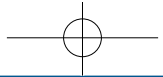
尽管由Pöyry AS实施该项目并进行建模分析，但有关数据输入的所有模型和情景假设均由EWEA确定。

文献研究综述

项目第一阶段进行的文献研究涵盖了有关价格和风电比例提高带来的优势排序效应的各个方面。这些研究主要关注特定国家的情况。尽管研究作出了多组不同假设，但得出的结论基本类似。所有研究普遍认为，由于风电比例提高，电力趸售⁴/现货价格会走低。某些研究发现现货价格为零的情况，部分和风电有关系。基于所做的假设，各项研究确定的优势排序效应（MOE）范围定为3~23欧元/MW·h。此外，对于风电增长的MOE，文献还探讨了被风电所取代的技术及其在优势排序曲线⁵中的位置。只有少数文献指出了在特定年份中风电产生的节约总额。两项研究指出，在德国，由于风电增长每年可节约13亿~50亿欧元。某项研究估计，2006年丹麦的优势效应量为1亿欧元。但上述数据均严重依赖假设，如对风电比例、发电构成和被取代的常规技术的边际成本的假设。此外，这些研究仅从短期边际成本角度对优势排序效应进行分析，因为研究涉及的是现有或过去的容量组成，投资是固定的。图2对查阅过的研究结果进行了汇总。

⁴趸售电价：趸售价格是由趸售电力池设定的价格。发电商发电所收取的价格和零售商购买电力所支付的价格。可以是短期价格或长期价格。短期价格也称为现货价格。

⁵优势排序曲线：确定一个电力市场后，通常用优势排序曲线来反映所有的电力供应。该曲线涵盖从费用最低到费用最高的发电方式，并说明各种发电的成本和容量。各种发电方式以台阶显示。成本差别主要是由所使用的技术和相关燃料成本造成的。



MOE价格及数量对2009年电价的影响

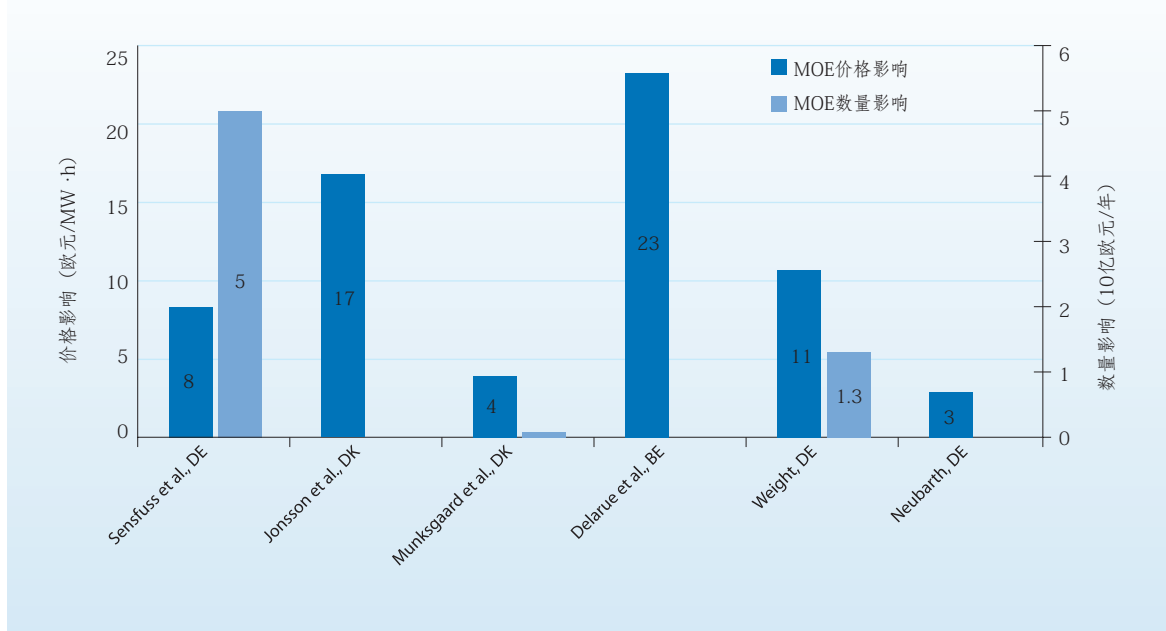
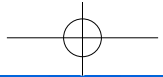


图2 相关研究及其预计的优势排序效应汇总

Pöyry从文献研究中得出的一个主要结论是，所有查阅过的文章均基于过去的的数据，没有一个基于未来的预测。而且，这些研究仅针对单一国家，而不是整个欧洲电力市场。因此，有必要围绕欧洲电力市场范围内的几个国家，进行更全面的研究。此外，应将

各个国家放在相同假设情况下进行分析，更重要的是要考虑未来预期。2020年，减排目标会更加苛刻，电力系统构成中会包含更多可再生能源，因此确定实际电价的影响会非常有用。



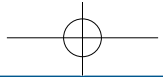
3 研究结果总结

近年来发表了很多有关优势排序效应的研究成果。然而，其中绝大部分只对单个国家（例如德国、西班牙和丹麦）的情况进行了研究。因此，有必要对整个欧洲范围内的优势排序效应进行估计，以便评估欧洲大规模风电发展引起的电力市场价格的总体下跌情况。欧盟设定的2020年可再生能源目标是可再生能源占能源消费总量的20%，这推动了大规模风电的发展。

报告介绍了Pöyry的建模分析。该建模分析对

欧洲优势排序效应，即2020年欧洲风电增长对平均趸售电价的影响，进行了分析和量化。

分析是基于对2020年电力市场两种不同情景的比较。在“参考情景”中，可再生能源容量的发展有限。所有可再生能源容量，包括风能，均保持在2008年的水平。相比之下，在“风电情景”中，从2008年到2020年，欧洲范围内的风电装机容量从65GW增长到265GW，增幅为200GW。所有其他可再生能源容量也保持在2008年的水平。



采用一种建模工具对2020年欧洲电力市场发展的两种可能情景进行了分析。部分情景分析基于风电和可再生能源容量预期，对未来的投资需求进行了量化。建模工具可以根据长期边际成本水平（基于2020年长期市场平衡）确定常规技术投资额。因此，该研究分析了风力发电增长对长期价格的影响。其主要假设是容量以最佳方式发展，使得2020年所有形式的发电都具有成本效益。

然而，报告通过比较2020年不同情景（长期看来是平衡的）下的短期边际成本曲线，介绍了欧洲风电比例提高所产生的长期优势排序效应。2020年两种情景下均衡价格水平之间的差异，即为风力发电增长的优势排序效应，这是平均短期边际成本之间的相对差异，而优势排序效应是由这个相对差异产生的。

主要研究结果如下：

参考情景和风电情景导致2020年均衡价格水平不同：参考情景下均衡价格为85.8欧元/MW·h，而风电情景下则为75欧元/MW·h。

这两种情景下市场均衡价格之间存在的差异，是由技术容量和发电构成之间的差异造成的。这两种情景下的排放水平和碳价格也不相同。因此，这两种情景下的长期投资发展情况，尤其是对煤电技

术投资是不同的。此外，由于碳价格不同，参考情景下的褐煤、煤和天然气技术的短期边际成本水平比风电情景下要高。

2020年参考情景与风电情景下均衡价格之间的差异（优势排序效应）预计达到10.8欧元/MW·h。

假设按边际价格购买满足全部电力需求的电量，2020年的MOE总量计为417亿欧元/年。“效益量”是指特定年份内风电比例给用户带来的节约总额。

然而，发电企业收入降低的现象表明，只有被风电所取代的边际部分发电才真正具有经济效益。而且，经济效益还需同公众对风电投资的支持相对比。

敏感度分析得出的2020年燃料价格比IEA的预测高25%，使得这两种情景下的碳排放价格均上涨5欧元/吨⁶。主要原因是电能和碳排放价格之间存在间接价格关系。较高的燃料价格导致较高的发电边际成本，进而间接推高了碳排放价格水平。

如果2020年燃料价格增长25%，则优势排序效应增长1.9欧元/MW·h（17.5%），达到12.7欧元/MW·h。优势排序效应增长的主要原因在于参考情景下的均衡价格较高。由于燃气发电投资增长，因此满足用电需求的成本在绝对数量上更高。

⁶2020年燃料价格预测：燃煤11欧元/MW·h，天然气29欧元/MW·h。数据来自IEA《世界能源展望2009》，并结合《欧盟能源安全和团结行动计划—欧洲当前与未来能源地位需求—资源—投资》（COM(2008) 781终稿）中“新能源政策情景”中的假设。更多信息可参见本章附录。

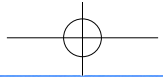
燃气发电比燃煤发电的成本效益更高，因为燃煤发电的碳浓度较低。

敏感度分析表明，碳减排目标越高，优势排序效应越低。如果温室气体减排30%，则优势排序效应为9.4欧元/MW·h。

敏感度分析还显示，温室气体（GHG）减排30%时的均衡价格要高于减排20%的基准情形。同时，风电情景下均衡价格增长幅度要高于参考情景。其主要原因在于，在碳排放价格很高的情况

下，电力行业减排将主要通过由燃煤发电向燃气发电的转变来实现。随着GHG减排目标越来越高、燃气发电投资及发电量显著增长，风力发电将需要取代短期边际成本相对较高的燃气发电技术。

分析采用了长期均衡模型，时间分辨率为一个月。由波动性引起的每小时价格变化不会显示。更剧烈的价格波动将导致峰值容量的增加，进而间接增加风力发电成本并降低短期优势排序效应。



4 方法论

本章介绍如何量化欧洲电力系统新增并网风电的优势排序效应。我们采用一种建模工具，根据不同风电量来评估未来不同情景下的平均电价水平。关于这些情景的详细说明，请参见第143页。关于该建模工具及其应用的简要介绍，请参见第147页。

4.1 方法

我们通过研究两种情景来分析欧洲风电的优势排序效应。这两种情景代表2020年风电并网后市场

的不同发展情况。其中参考情景为：2020年可再生能源发电所占份额与2008年相同，对风能或其他可再生能源没有进一步投资。风电情景则为：发电组成以风电为主。风电容量增长300%，从2008年的65GW，增加到2020年的265GW。

Pöyry在模型分析中采用了上述情景，定义了其余的假设参数和输入数据，以便计算2020年两种情景下的趸售市场价格。优势排序效应估计为两种情景下的市场电价差。显示的所有平均电价均可反映

表1 情景假设

输入参数	参考情景	风电情景
燃料价格	IEA预测	IEA预测
	煤：11欧元/MW·h，天然气：29欧元/MW·h	
风电容量	同2008年	比2008年大幅增长
碳排放政策/目标	欧盟目标：比1990年降低20%	欧盟目标：比1990年降低20%
	CO ₂ 排放价格：48欧元/吨	CO ₂ 排放价格：30欧元/吨
常规投资	根据长期边际成本	根据长期边际成本
风能之外的可再生能源（RES）发电容量	同2008年	同基准年2008年
颜色标记：对于相同的“输入参数”，蓝色单元格表示数值相同。红色单元格表示输入参数值与其他情景不同。绿色单元格是模型计算结果，出于完整性考虑而提供		

2020年长期边际成本。今后对各类电源的投资也包含在建模分析中，除假设的风电容量之外，还模拟了其他电源容量的最佳经济发展。有关建模方法的更多信息，将在本节“4.2 建模”中详细介绍。

情景设置

情景的设置应使建模分析反映出新增风电容量对未来电力系统的影响。因此，两种情景之间的主要差别在于风电容量。在参考情景中，假设风电容量没有增加，保持在2008年的水平。相比之下，风电情景中的风电容量在2008 - 2020年间不断增长，达到了EWEA设定的2020年“高目标情景”⁷。为方便模拟，两种情景下的所有其他可再生能源及其容量均保持在2008年的水平，因此其在2020年总电力需求中所占的相对份额与2008年相同。

在设置构成建模分析基础的这两种情景时，将

化石燃料价格、电力需求、碳减排目标及常规投资成本等主要市场变量作为模型的输入数据，并针对各情景来确定。每种情景只针对2020年设置，因此全部分析只包括两个模型。建模分析结果包括各国年平均趸售电价，以及所分析各国（欧盟27国加挪威和瑞士）的优势排序曲线。此外，还会显示各情景下每年的电力需求、发电量、各类电源组成、输电系统、投资和碳排放价格。

表1总结和对比了两种情景假设下的主要输入参数。标红的单元格是两种情景下唯一不同的输入情景假设。

图3显示了两种情景的假定风电容量。参考情景采用2008年的数值。风电情景中的装机容量采用EWEA的“清洁能源”情景中的数值。该图以深蓝色区分不同国家。

⁷EWEA报告：《清洁能源：2020年与2030年风能目标》（2009年版）。

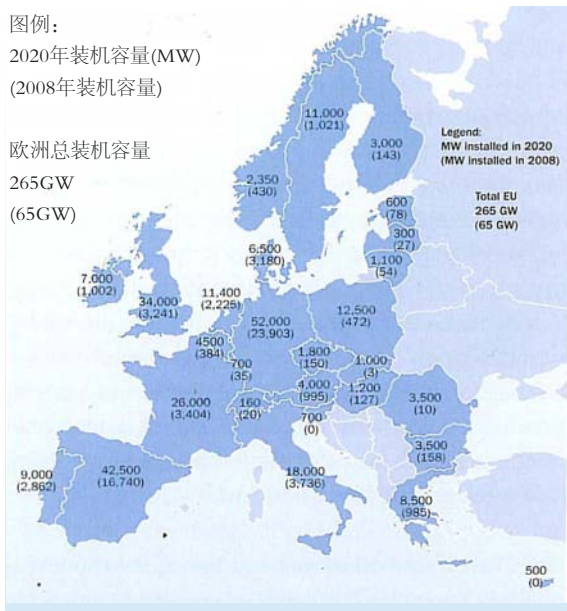
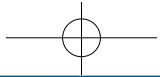


图3 参考情景和风电情景中的假设发电容量

4.2 建模

建模工具

为了进行建模分析，Pöyry使用该公司的“经典碳排放模型”建模工具（参见附录），其中包括一个成熟的欧洲电力市场模型。“经典碳排放模型”是一种先进的模拟工具，用来分析电力市场和碳市场之间的相互影响。它是一个假设市场充分竞争的总体均衡模型。它是自下而上模型和自上而下模型的结合体，可以体现电力市场和碳排放市场中的基本供求特点。从数学角度而言，该模型将总效益最大化（总效益受若干因素限制）。这些限制因素包括：电力需求必须始终与电力供应相等、输电限

制、CHP发电曲线、CO₂减排目标等。根据经济学理论，效益最大化的结果等同于市场充分竞争的结果。在充分竞争的市场中，发电企业可以实现利润最大化，而消费者实现效用最大化⁸。虽然市场充分竞争是一种假设，但“经典碳排放模型”可以通过调整市场支配力参数来确定市场支配力的影响。

“经典碳排放模型”及建模分析涵盖了整个欧洲（欧盟27国加挪威和瑞士）的电力市场和碳排放市场。

关于碳排放市场，该模型研究发现，在整个交易期内，欧盟排放交易体系（ETS）市场上的碳排放配额供需平衡，各国的电力供需平衡。模型中的发电、供热以及纳入ETS的行业的排放均未达到上限。也就是说上述行业的碳排放总量不超过配额总量。在该模型中，还可以利用基于《京都议定书》的项目机制，从欧洲外部进口碳排放配额。根据欧盟规定，模型中的配额进口量不能超出上限，并要根据与EUA的价格差估算欧洲以外的配额价格。

“经典碳排放模型”旨在建立长期市场基本面的模型，并确定电力需求增长、互联线路容量、燃料发展、能源政策、碳排放水平等内容的影响。

除电力市场外，该模型还涵盖供热行业和纳入ETS的工业行业。通过模型还确定了电力市场供

⁸可与Varian 1992年所著《微观经济分析》第三版相比较。这也是竞争性市场的主要论点之一。

需平衡和欧盟ETS市场的平衡。建模结果包括各市场区域的电力趸售价格和最终用户价格、交易量、发电量、需求、燃料使用、CO₂排放和碳排放配额（EUA）价格。关于模型的详细介绍请见附录。

建模方法

在下面的建模分析中，Pöyry采用其“经典碳排放模型”来预计2020年电力容量对优势排序曲线的长期影响。电力容量中增长的风电容量改变了常规基荷容量的使用和收益。因此，“经典碳排放模型”以短期边际成本及固定投资成本为依据，模拟了大规模风电投资对常规发电技术投资的影响如何作用于长期市场平衡。模型确定的2020年欧盟27国平均市场价格和欧盟平均市场价格已经体现出了这些影响。两种情景间的相对价格差可以反映风力发电量增加的优势排序效应。

除电价外，“经典碳排放模型”还计算了满足预期需求所需的交易量和投资额。计算投资的依据是短期边际成本和固定投资成本。为了模型的运转，我们在模型中增加了可再生能源的投资数据，以便填补容量供需缺口。

由于分析预计的是2020年的价格，因此，用建模工具来模拟模型中已有的可再生资源容量之外所需的容量投资。其余容量根据投资的长期经济可行性

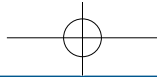
（长期边际成本）进行模拟。市场价格必须确保所有投资均具有长期经济效益，以便实现市场平衡。

模拟的时期是从2008 – 2020年。2008年的容量、成本、发电量和需求量作为输入数据，并将针对2020年确定的情景数据输入模型。情景数据包括容量、未来投资成本、燃料价格、排放上限和需求水平。模型优化了2020年的供应和需求。如果需要，可在市场价格可以保证收回长期边际成本的前提下通过模型确定额外投资。因此，如果2020年售电潜在收入高于项目的年收入要求（含8%收益率），就会进行投资。

因为投资基于价格预期，而计算的2020年价格可以确保该年发电具有成本效益，为实现市场平衡，可以假设2020年短期价格也能保证成本效益。所以短期边际成本非常低的风电容量会把成本效益差的容量挤出优势排序曲线，使其停产。平均价格因此降低，这对用户有利，但也抑制了对新发电容量的投资。

在建模分析中，2020年两种情景下的平均价格差即为风力发电增长产生的优势排序效应。形成优势排序效应的正是平均价格差。

“经典碳排放模型”的时间分辨率分为两个级别。模拟的2020年分为12个时间段，每段为一个



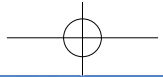
月。每个时间段又进一步分为5个负荷段。负荷段体现的是每个时间段内的不同负荷水平，通常对应一天中的时间，例如夜晚、周末、白天、傍晚、即日高峰等。模型又对确定的每个负荷段进行优化。

因此，计算出的优势排序价格效应通常只与月平均价格有关。模型不分析或显示每日效应（例如每小时价格曲线）。

因风电具有波动性，大规模风电会增加出现零电价或极低电价的时间，从而对火电产生重大影响。价格结构会呈现更高的波动性。出现这种情况的原

因在于，风电的边际成本和机会成本非常低（不计算其资本成本），会首先进入电力系统和优势排序曲线。“机会成本”是风电在环境和社会方面的隐含成本。风电以风为动力，机会成本几乎为零。在低负荷时段，其他基荷发电（如夜间运行的CHP电厂或核电站）成本效益很低，市场价格就会下降。电价受到的这种影响在风电装机容量很大的区域最为明显。但是，建模分析中没有分析这种影响。

任何短期的价格效应基本指的是价格波动性，因此在本项目和报告中并未涉及。



摄影/杨海峰

5 分析

5.1 模拟结果

优势排序曲线

描述电力市场时，通常用优势排序曲线来说明全部电力供应情况。该曲线涵盖从成本最低到成本最高的发电机组，其中每种发电技术用一个台阶表示。优势排序曲线显示了特定时期内市场中所有发电机组的边际成本、容量和/或发电量。

图5为参考情景下的欧洲电力市场优势排序曲线⁹。在参考情景下，2020年风电容量保持在2008年

的风电实际容量水平。因此参考情景的结果显示：到2020年，风电容量约为160TW·h，占总电力需求的4.1%。

图4显示了参考情景下的各总体容量构成。2020年总装机容量约为806GW。

图5所示的优势排序曲线显示了2020年参考情景下欧洲电力市场中的所有发电技术，以及根据短期边际成本进行分类的各种技术的发电量。X轴表示2020年各种技术的发电量。Y轴表示各种技术相应的边际

⁹ “经典碳排放模型” 涵盖欧盟27国以及挪威和瑞士。马耳他、塞浦路斯、爱尔兰、卢森堡、保加利亚和罗马尼亚作为“外部地区”。由于没有这些国家的详细分析结果，所以在优势排序曲线和MCE中没有体现。

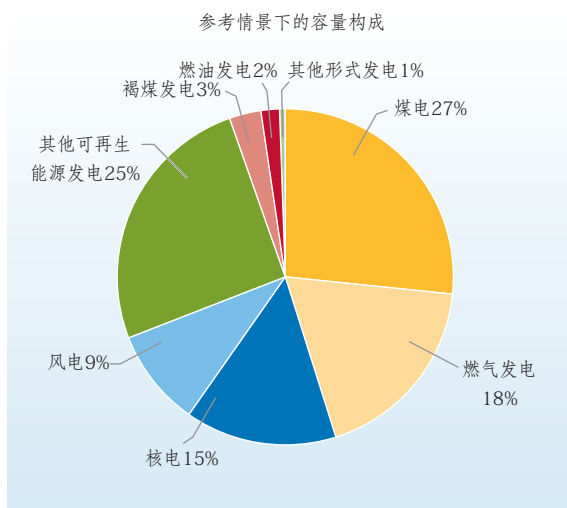
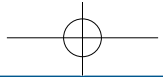


图4 模拟的2020年参考情景容量构成

成本。这些技术按其短期边际成本和使用的燃料类型进行分类。尽管图中显示的是短期边际成本，但其前提是长期市场平衡（它假设了所有发电机组的成本效

益)。然而，为了遵从优势排序曲线的绘制习惯并使其具有可比性，下图所示的曲线只包含非燃料可变成本、运输成本、燃料成本和碳排放成本，而不包含资本成本。有关模型中成本假设的更多信息，请参见附录。在总电力需求量为3754TW·h的情况下，预计电力市场均衡价格为8.58欧分/kW·h。

从优势排序曲线可以看出，欧洲电力需求首先由垃圾发电、水电和风电来满足，因为三者的短期边际成本最低。三者的发电量总计约680TW·h，其中水力发电量占2/3。现有常规核技术的发电量为780TW·h，平均边际成本为1.5欧分/kW·h¹⁰。

欧洲电力需求中的大部分电量（约1700TW·h）的

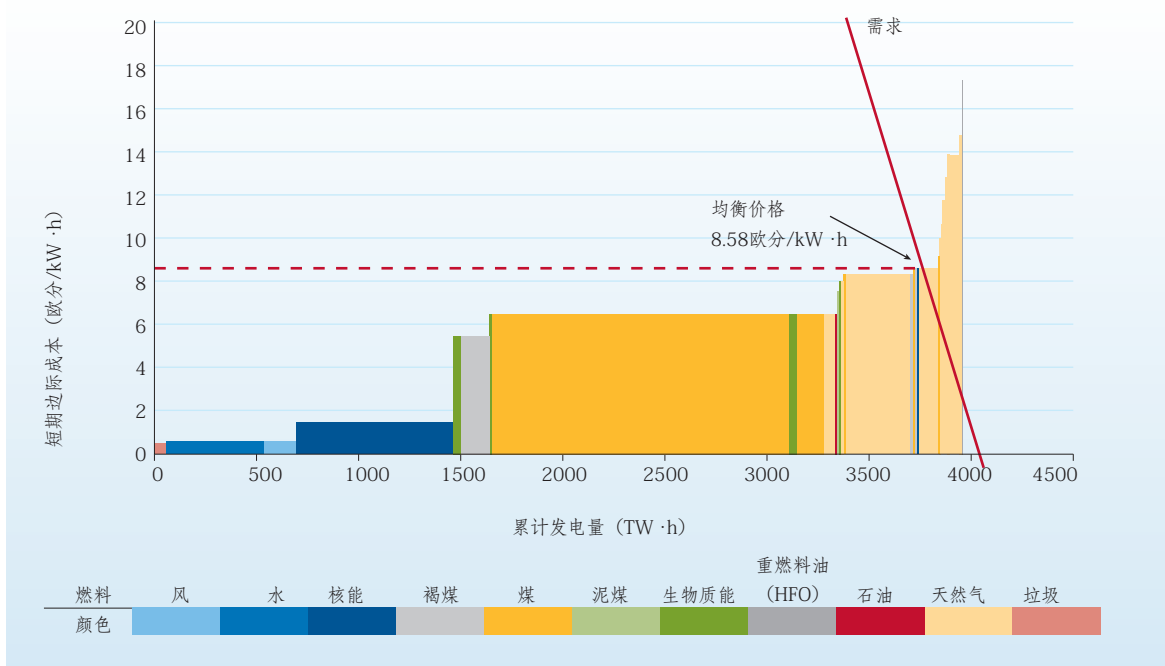


图5 2020年参考情景下的优势排序曲线

¹⁰预计新核电站的非燃料可变成本约为10欧元/MW·h。老核电站的可变成本可能略高。燃料成本假设为1.2欧元/MW·h到1.5欧元/MW·h。假设效率为35%~37%，这意味着燃料成本为3.5欧元/MW·h到4欧元/MW·h。数据来自EDF《2009英国能源供应商论坛—核能新机遇》及瑞典核电站运营商的出版物。

边际成本为5欧分/kW·h到7欧分/kW·h，主要为采用无烟煤发电的电量，极少部分为采用褐煤及生物质能发电的电量。在成本较高的发电技术中，燃气技术的发电量最高，每年可提供约500TW·h电量。参考情景下，处于均衡价格水平的边际技术是联合循环燃气轮机。

为评估增长的风电容量的优势排序效应，模型分析了风电情景下的优势排序曲线，并将其与参考情景进行对比。

风电情景下，假设2020年风电装机容量将增长200GW，达到265GW。输入模型的所有其他外生

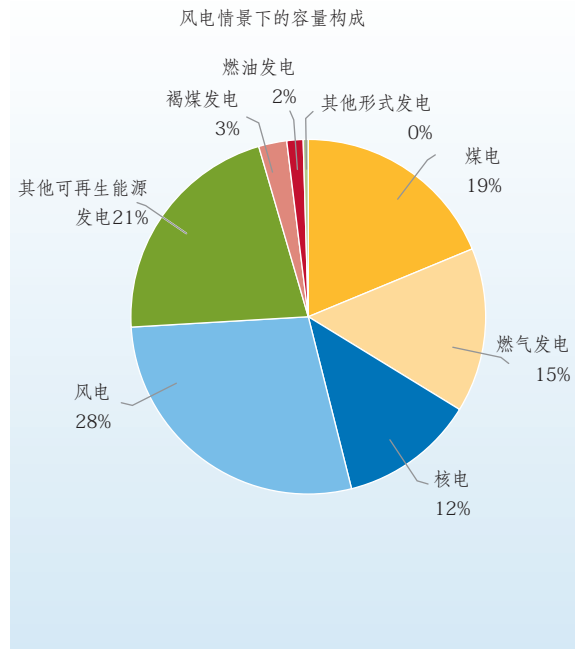


图6 模拟的2020年风电情景容量构成

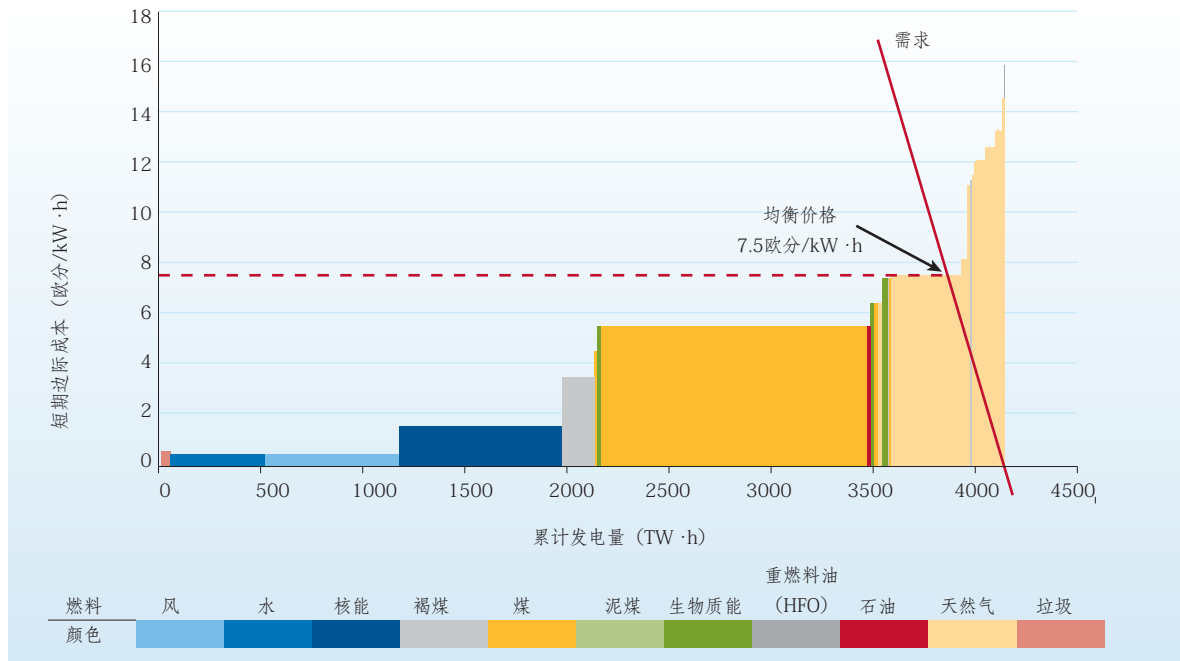
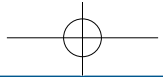


图7 2020年风电情景下的优势排序曲线



可再生能源和常规容量与参考情景相同。此外，模型分析认为，发电容量将不足以满足供电。因此，这两种情景下，内生模拟的常规发电容量增加趋势是不同的。

在风电情景下，2020年总装机容量达到960GW。容量构成如图6所示。

图7为风电情景下的优势排序曲线。从图中可以看出，风电发电量为650TW·h，而在参考情景下仅为160TW·h。因此，风电技术替代了成本更高的发电技术，并将它们的发电量向右推移。从而，在风电情景下，总需求量（3860TW·h）的边际成本和均衡价格降低到7.5欧分/kW·h。

优势排序曲线在风电情景下的技术构成和顺序与参考情景下十分相似。主要的不同点在于：风电情景下，风电发电量较高，将所有成本更高的发电技术的发电量移向更高累计发电量（即向曲线右方移动）。这意味着两种情景下的核电和褐煤发电的发电量保持不变。风电情景下的燃煤、燃气和非风能可再生能源发电量低于参考情景。表2列出了具体的发电量并加以对比。由此可以得出如下结论：在风电情景下，风电主要替代了燃煤和燃气发电，原因是燃煤和燃气发电的短期边际成本最高。与参考情景相同，风电情景下处于均衡价格水平（7.5

欧分/kW·h）的边际技术也是联合循环燃气轮机。

表2 2020年各种技术的发电量

单位： TW·h	核能	褐煤	煤	风能	风能之外的 可再生能源	天然气	其他
参考情景	800	165	1638	161	611	563	27
风电情景	800	165	1373	648	603	457	26

两种情景下的市场均处于平衡状态。根据本方法，除风电容量外，建模工具还可以确定满足需求以便达到平衡所需的容量。下文介绍了这两种情景的主要区别。参考情景下对常规容量的投资远高于风电情景。其中，对燃煤发电容量的投资比风电情景高约30000MW，天然气发电的投资比风电情景高约5000MW。两种情景存在电价差异的主要原因在于投资不同引起的长期边际成本差异。

在上面所示优势排序曲线中，成本差异的主要产生原因在于使用的技术，并与燃料类型有关。例如，在这两种情景下，核电站和燃煤电厂的边际成本比绝大部分燃气电厂都低¹¹。这主要是因为煤和核燃料成本较低。

可以看出，模拟结果在很大程度上取决于燃料价格假设和煤价与天然气价的相对差别假设。为估计燃料价格假设及其不确定性的影响，模型进行了敏感度分析，相关信息请见下一章。

此外，两种情景下，常规技术的短期边际成本

¹¹指发电厂的短期边际成本，包括燃料成本、碳排放成本和非燃料可变运营成本。对于长期边际成本，包括隔夜投资的资本成本，燃煤电厂要高于燃气电厂。

也有所差别，主要是因为CO₂排放价格不同。风力发电量的增加降低了基准排放量，减少了电力行业对欧盟ETS中排放配额的需求。这意味着工业部门的剩余减排需求得到降低，并且减少了发电及供热行业进行额外燃料转换的需要。因此碳排放价格也随之降低。2020年风电情景下的CO₂排放价格为30欧元/吨，而参考情景下为48欧元/吨。

因此，由于碳排放价格不同，参考情景下的褐煤、煤和天然气发电技术的短期边际成本比风电情景高。

优势排序和优势排序效应量

如前一章所述，由于风电边际成本较低（零燃料成本），如果电力系统中风电比例提高，它将取代常规技术，并且电价会下降。部分成本高的常规电厂有可能退役。当电力需求水平一定时，只要整个优势排序曲线具有正斜率，常规发电量的减少就会降低平均电价。这意味着市场价格会随市场中发电技术的优势排序而变化，这种效应称为优势排序效应（MOE）。

本研究通过计算参考情景和风电情景下的长期均衡价差来确定优势排序效应。

进行分析时，优势排序效应（两种情景下的均衡价差）估计为1.08欧分/kW·h（即10.8欧元/

MW·h）。参考情景下的均衡价格为8.58欧分/kW·h，风电情景下则为7.5欧分/kW·h。

假设需求的所有电力均按边际价格购买，可以计算出两种情景下的MOE总量。“效应量”是指特定年份内风电比例产生的总节约额。两种情景下的价差可以反映风电容量增加带来的优势排序效应量，其计算方法为两种情景下的均衡价格差（1.08欧分/kW·h）乘以风电情景下的总需求量（3860TW·h）。

将风电情景与参考情景进行比较，计算出的优势排序效应总量为每年417亿欧元¹²。

表3 模拟分析结果：优势排序和优势排序效应量

	风力发电量	优势排序效应	优势排序效应量	每MW·h风电的优势排序效应
年份	TW·h/年	欧元/MW·h	亿欧元/年	欧元/MW·h
2020	648	10.8	417	64.4*

*这一数据表明1MW·h风电所产生的优势排序效应。由优势排序效应量除以风电总量算出。应将其与每MW·h风电的扶持投资相比较，以便估计风电的经济效益。

但是，如果将优势排序效应总量解释为风电增长带来的全部经济效益，这将是一种误导。风电在降低平均电价的同时，还会对用户价格产生重大影响。电价下降对所有电力用户都有利，参与交易的所有电力都会降价，而不仅是风电。但与此同时，电价降低使发电企业的短期收入减少，这意味着MOE会导致发电企业的一部分收益转移给用户。

¹²在项目第一阶段进行的文献研究给出了单个国家（如德国）的优势排序效应量。德国的年度优势排序效应量为13亿~50亿欧元。作为比较，模型分析确定的德国每年的优势排序效应量为67亿欧元。

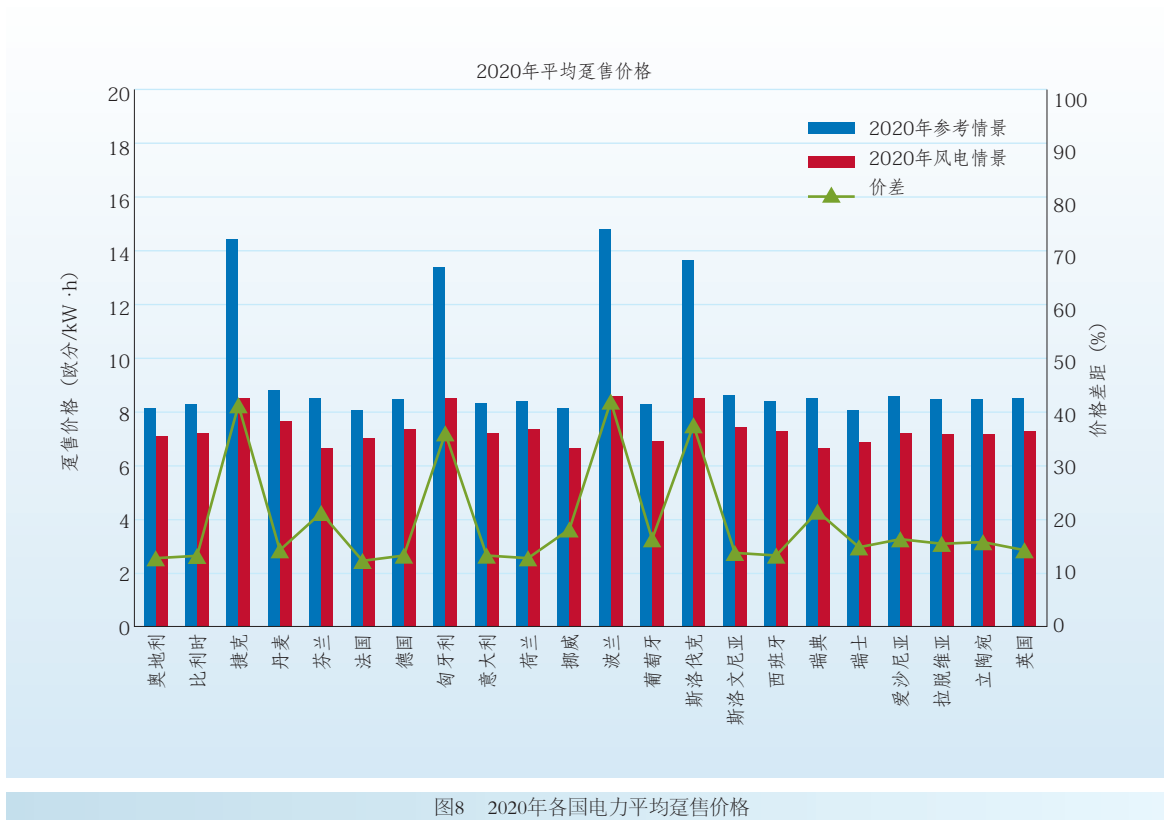
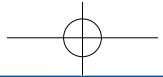


图8 2020年各国电力平均趸售价格

因此，只有被风电取代的长期边际发电才具有实际经济效益。

然而，假设的额外风电投资具有经济成本，这种经济成本通常由投资补贴、上网电价或其他支持政策构成。因此，为确定风电增加带来的实际经济效益，应将优势排序效应产生的年节约成本与用于支持风电的年度总成本进行比较。

只有在优势排序效应量超过了由最终用户支付的支持风力发电的投资时，才会产生整体经济效益。理想状况下，确定经济效益时还应考虑对化石

燃料发电和核电的补贴，但这不在本分析的范围。

趸售价格

对于大多数国家的两种情景，假设的输入数据都保证了新调度的风电量大于电力需求的增长，并且风电将取代成本最高的发电厂，这会降低平均电价。

参考情景下，预期的欧盟2020年电价水平约为8.9欧分/kW·h（图8），但捷克、波兰、匈牙利和斯洛伐克电价要比欧盟平均电价高出约50%。产生这一情况的主要原因在于，这些国家主要依靠燃煤发电，这意味着碳排放成本相对较高。在这

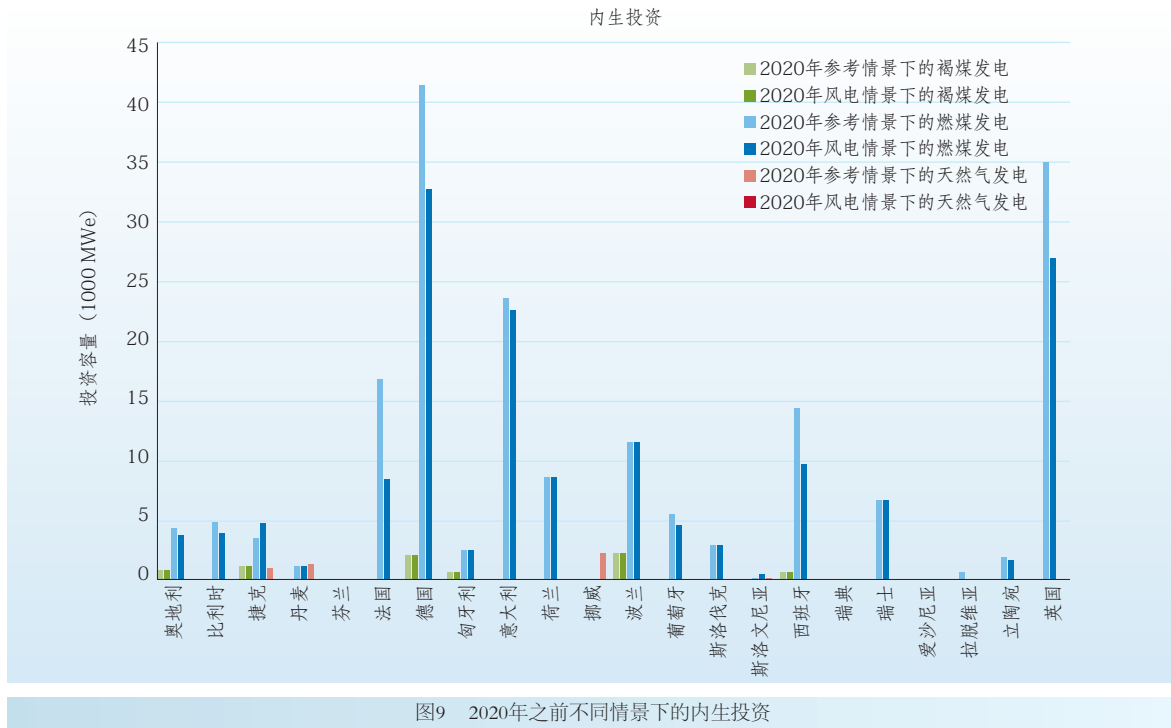


图9 2020年之前不同情景下的内生投资

些国家中，一些老的发电厂效率很低，因此碳排放量非常高。此外，捷克和波兰在参考情景下的电力需求大于国家发电容量，因此为满足电力需求，就要采用成本很高的发电技术。这两个国家都是电力净进口国，主要从德国和斯洛伐克进口电力。由于将大量电力出口到波兰、捷克和匈牙利，斯洛伐克也已经成为一个高电价国家。匈牙利本国的发电容量不足，所以也需要从捷克和斯洛伐克等高电价国家进口电力。

在风电情景下，平均电价比参考情景下低18%，欧盟平均电价约为7.3欧分/kW·h。与参考

情境下一样，捷克、波兰、匈牙利和斯洛伐克的电价也高于欧盟平均电价，但仅高约15%，价差比参考情景小。

从图9可以看出，在瑞典、芬兰和挪威等以水电为主的欧洲国家，投资情况不同于以火电为主的欧洲国家。

除了波兰、捷克、匈牙利和斯洛伐克的巨大平均价格差距外，图8还表明，对于芬兰、瑞典、挪威和葡萄牙等以水电为主的欧洲国家，风能使电价的降幅更大。在这些国家，风电的大规模应用对国内的发电灵活性提出了更高的要求，因此不能将水电出

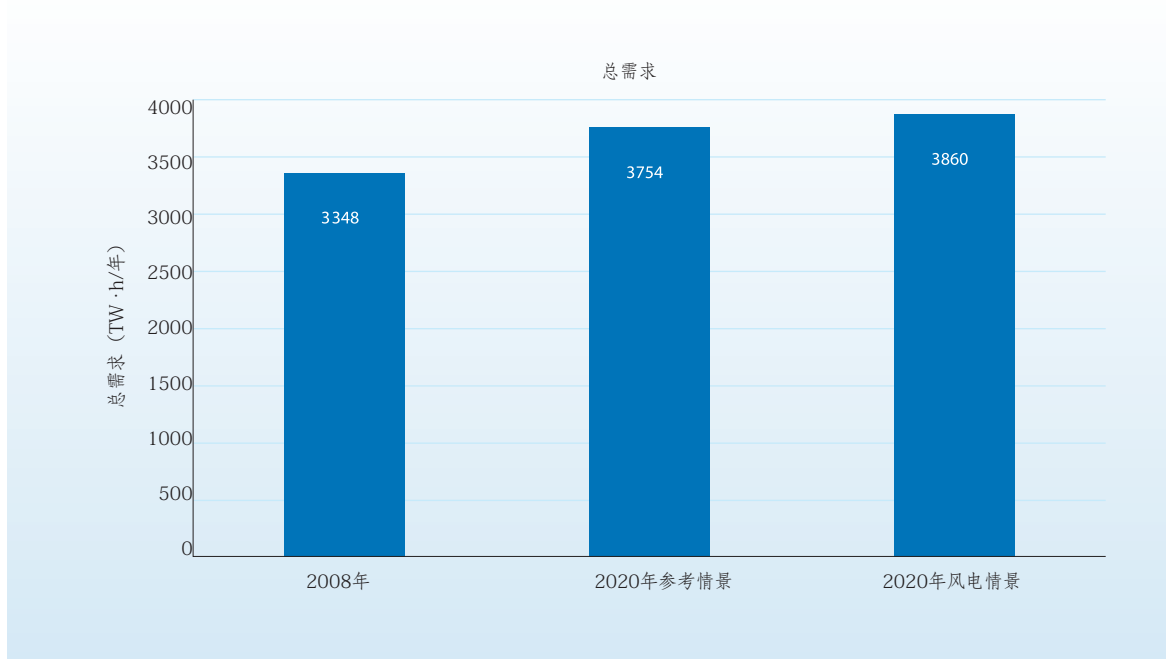
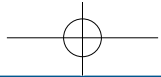


图10 建模分析中假设的总电力需求

口到邻国用于电力平衡。这意味着在风电情景下，这些国家出口到邻国电量减少（参见图13）。

可见，大规模风电的应用会刺激对电网容量（不同电价区域之间的互联容量）的投资。

其他结果

投资

大量的风电投资取代了为实现供求平衡而对常规电厂进行的额外投资。取代何种发电技术取决于没有大规模风电调度的情况下进行的投资。

鉴于电力需求增长且部分核电站及老旧常规电厂即将退役，预计需要对常规电厂进行额外投资。

图9显示了“经典碳排放模型”为满足两种情景下的电力需求而根据长期边际成本假设的投资额。在完美市场中，只要预期电价超过长期边际成本，模型就对成本最低的技术进行投资。

从上文可以看出，内生投资¹³只出现在传统的褐煤、煤和天然气发电技术上。在两种情景下，绝大部分未来投资为煤电投资。大部分国家在参考情景下需要的投资高于风电情景下所需的投资。原因在于，从2008年到2020年，电力需求增长超过400TW·h/年（见图10），老旧电厂将逐步被淘汰，需要增加新容量来满足电力需求。而风电情景

¹³ “内生”投资属于模拟结果。模型为平衡供求而模拟内生投资。同时，模型还包括“基于政策的”投资，这种投资作为输入假设强行加入模型中，例如已经确定关停的电厂和已经在建的投资项目。

减少了对常规电厂的投资。（有关模型中长期边际成本假设的详细信息，请参见附录）。

然而，在绝大多数国家，仅投资于风电不足以满足电力需求，这就需要对常规发电进行额外投资。参考情景下对常规发电技术的投资通常要高于风电情景，但捷克和斯洛文尼亚除外。在这两个国家的风电情景下，除了极其高昂的风电投资，还需要对基荷容量进行额外投资。因此，捷克和斯洛文尼亚在风电情景下对煤电的投资要高于参考情景。

总装机容量

上述投资考虑到了峰值容量的增加趋势。“经典碳排放模型”包括风电等各种发电技术的波动的发电曲线。对于一年中的各个时间段，模型均使用统计的风力曲线来模拟风力发电。因此，为满足峰值需求，模型还可能对出力最高的技术（主要是燃气轮机）进行投资。

两种情景下的总装机容量如图11所示。参考情景下，2020年总装机容量为775GW，总需求量为3754TW·h/年。相比之下，风电情景下的需求量略高，为3859TW·h/年，总装机容量明显较高，达908GW¹⁴。如第126页所述，在风电情景下，模型中的风电容量增加了200GW，总量达到265GW。

因此，常规容量（在风电情景下的总量低于参考情景），尤其是煤电和天然气发电容量被风电替代。

两种情景下的具体装机容量构成如图11所示。

表4 可再生能源发电占最终电力需求比例的假设

2008年	2020年参考情景	2020年风电情景
22%	22%	32%

发电量

两种情景下的发电构成如图11所示。为便于建模，两种情景均假设没有达到欧盟2020年可再生能源发电目标（可再生能源发电占最终用电量的34%）。参考情景下，2020年可再生能源发电占最终用电量的比例为22%，而风电情景下的比例为32%。

图12中显示了不同情景下的模拟发电量。

交易量

“经典碳排放模型”从经济角度对跨境输电进行了模拟，一个地区与任何其他地区之间的联网会具有特定的线损、成本、可用性和容量¹⁵。因此，输电通常是基于价格的，即基于差价（价格中包括线损和输电费用）。但是在某些情况下，根据地区间的合同（例如芬兰和俄罗斯），输电量是固定的。

通常，电力系统中风电量越大，对互联容量的需求越高。

¹⁴两种情景的总需求差别主要因模型中的价格弹性产生。

¹⁵模型假设某个特定国家不会出现输电瓶颈，但通过线性损失函数对内部输配电损失进行了计算，参数由用户设定。损失函数代表与“错误”（不同于作为真实值的给定容量）估计相关的损失（金钱成本或设施损失），是一个用来衡量错误程度的函数（通常为估计值与真实值或预期值之间的差）。

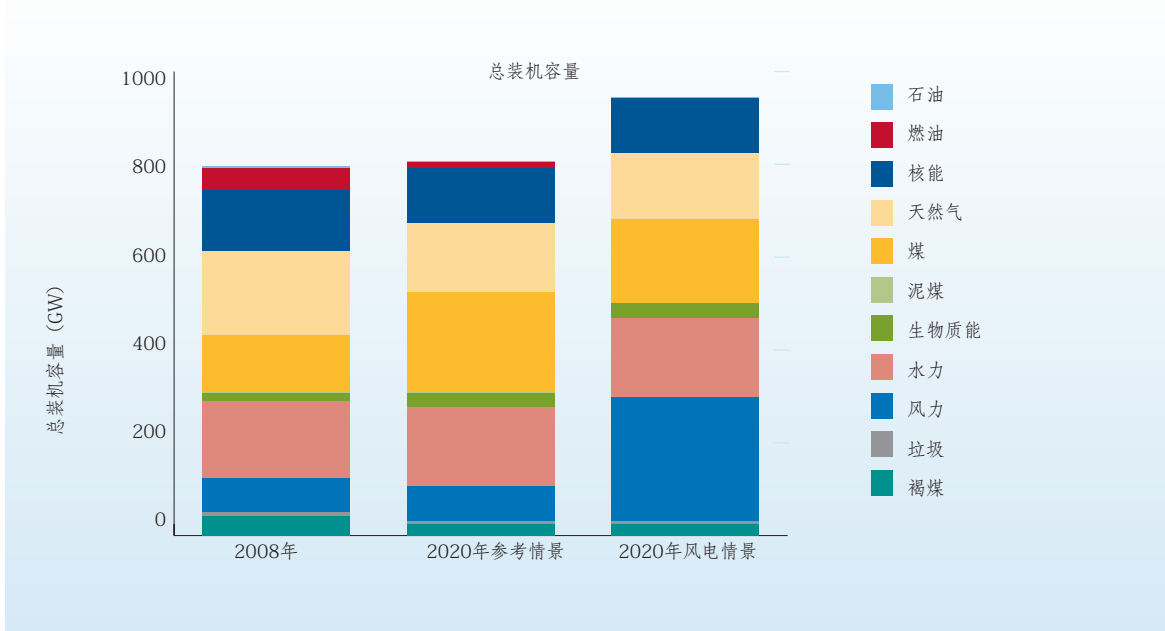
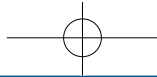


图11 2008年和2020年欧洲总装机容量

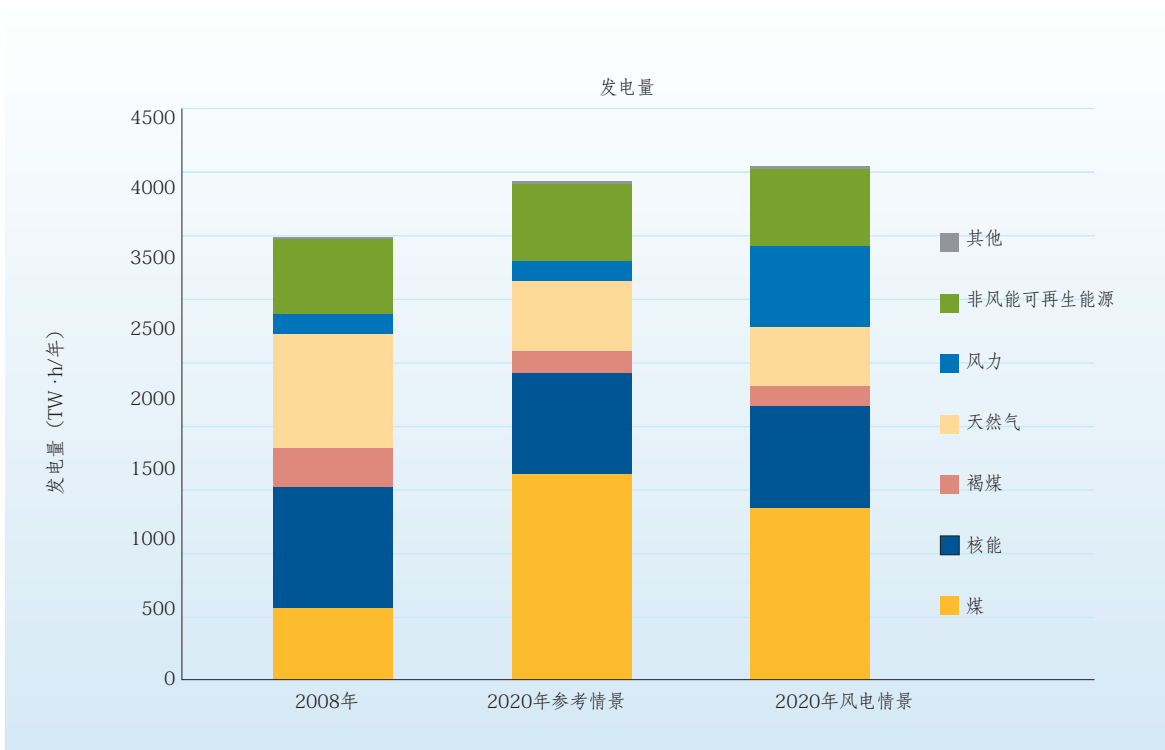
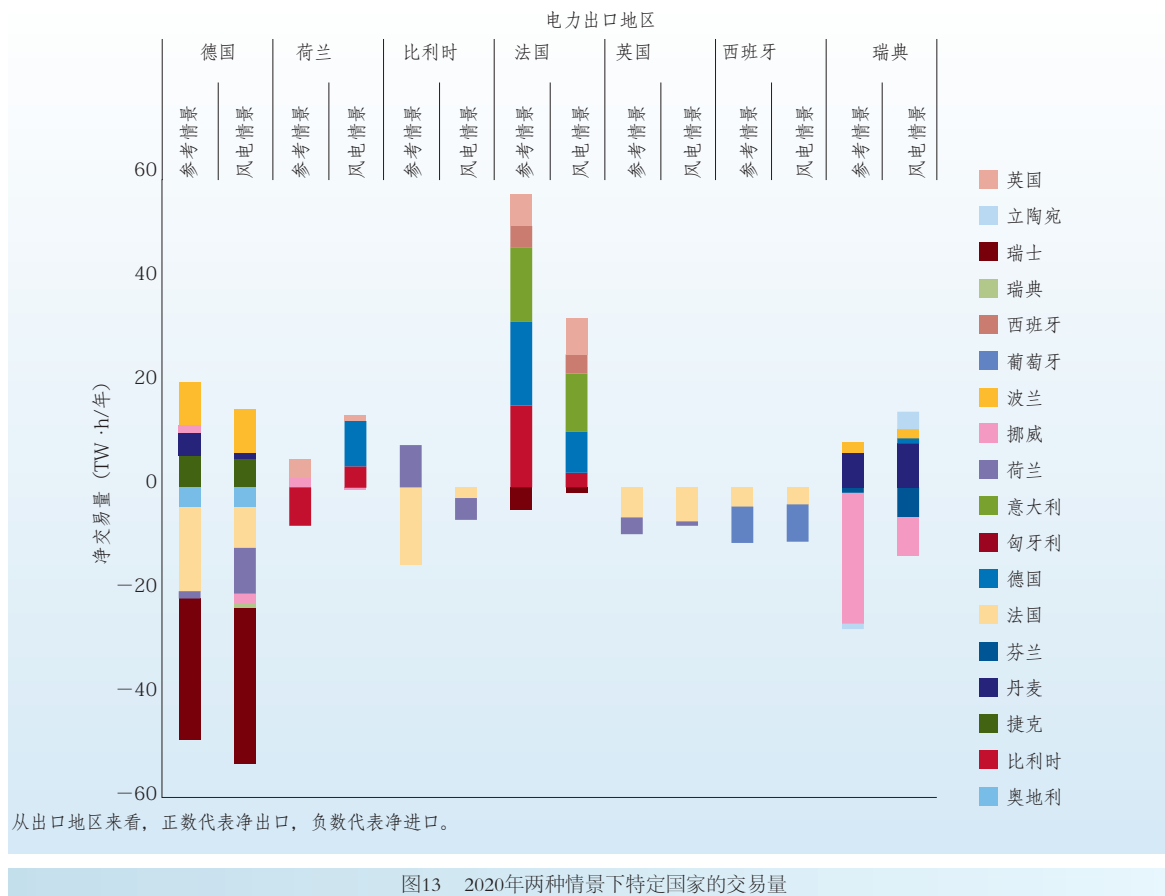


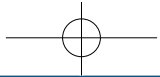
图12 2008年和2020年发电量



“经典碳排放模型”的分析结果也验证了这一点：当对风电进行大规模投资时，多数输电线路的阻塞租金（即线路收入）上涨。还有一种预期是：随着电力系统的波动性增大，需要加强互联以便更好地实现系统平衡。根据模型中的假设，从目前到2020年，欧盟总输电容量将增长约20GW。上述计算和结果不包括输电系统扩容的成本。

然而，将净交易量用图表表示，结果却截然不

同：由于各国目前的装机容量不同，一些国家的净交易量大幅增长，而其他国家的净交易量则有所下降。图13和图14显示了主要国家在两种情景下的净交易量。正交易量表示图上方所列国家向图右侧所列国家的净出口量。相应地，负交易量表示图上方所列国家的净进口量。不过，图中未体现输电容量每小时的利用率和阻塞情况。



5.2 敏感度

毋庸置疑，上述结果有很大程度的不确定性。本节阐述并探讨对某些主要驱动因素的敏感度分析，这些驱动因素会影响燃料价格的优势排序效应和GHG总体减排目标。

具体而言，本节分析了以下情况下的敏感度：

- 1) 化石燃料价格上涨25%。
- 2) 2020年欧洲温室气体减排目标是比1990年

减排30%。

作为对比，以前所介绍的分析结果是在如下假设的基础上作出的：欧洲能够实现2020年温室气体比1990年减排20%的目标。

不断变化的市场形势（例如供求不平衡）会短期影响燃料的价格。从更长远的角度来看，发电成本对燃料平均价格的影响非常大，但当地市场条件（包括供应力、需求、竞争、政策、政府规定）也

会对未来燃料价格产生较大的影响，这也是燃料价格预测存在不确定性的原因。敏感度分析就是为了反映本项研究中的长期燃料价格预测的不确定性。

此外，自从联合国气候变化大会第15次缔约方会议（COP15）于2009年12月在哥本哈根举行以来，欧盟一直在强调在全世界向低碳经济转型的环境下，欧盟保持全球领先地位的重要意义。欧盟表示，如果其他发达国家承诺实现同等的减排目标，发展中国家也能根据其责任和自身能力作出相应贡献的话，欧盟将努力在2020年实现GHG比1990年减排30%的目标。虽然在COP15上并未就未来GHG减排目标达成一致协议，并且遗留了很多与政治和市场相关的不确定性问题，但欧盟已经着手分析将GHG减排目标由目前的20%提高到30%的可能性¹⁶。因此在本项研究中，欧盟纳入ETS行业的GHG减排目标可能会变得更高。以下敏感度分析研究了这一更高的GHG减排目标对MOE研究结果的影响。

燃料价格

借助2020年短期边际成本曲线可以表示出优势排序效应。一般来说，短期边际成本包括非燃料可变成本、燃料成本、运输成本以及碳排放成本。燃料成本对总体边际成本影响较大，所以对假定的燃料价格也有较大影响。因此，模型要分析优势排序

效应对燃料价格变化的影响。

敏感度分析采用的基本方法是将其其他有影响力的参数与上一章介绍的基准建模分析保持一致，然后改变燃料价格水平。天然气、煤和石油等传统燃料的价格在参考情景和风电情景下都有25%的增长。

通过图15、16，可以与原来的基准情景对比，观察高燃料价情景下的新边际成本曲线。图15表示参考情景，该情景下的风电容量与2008年相同。图16表示风电情景，该情景下的风电容量大幅增加了200GW，达到了EWEA设定的高目标情景下的风电容量。

变化后的边际成本曲线可看出其与基准情景的区别。燃料价格较高，使得常规化石燃料电厂的燃料成本，短期边际成本都比较高。这在一定程度上使边际成本曲线上扬。同时，需求响应小幅降低了总体需求，总降幅约为25TW·h。在参考情景下，市场均衡价格上升到8.77欧分/kW·h，稍高于基准情景下的8.58欧分/kW·h。

但在风电情景下，尽管边际成本曲线略有变化，市场均衡价格在基准情景和高燃料价格情景下仍为7.5欧分/kW·h。两种情景中使用了同样的边际发电技术，并且采用了同样的短期边际成本。

如基准分析中所述，风电情景中对常规发电容

¹⁶参见http://ec.europa.eu/environment/direct/pdf/com_2010_86.pdf

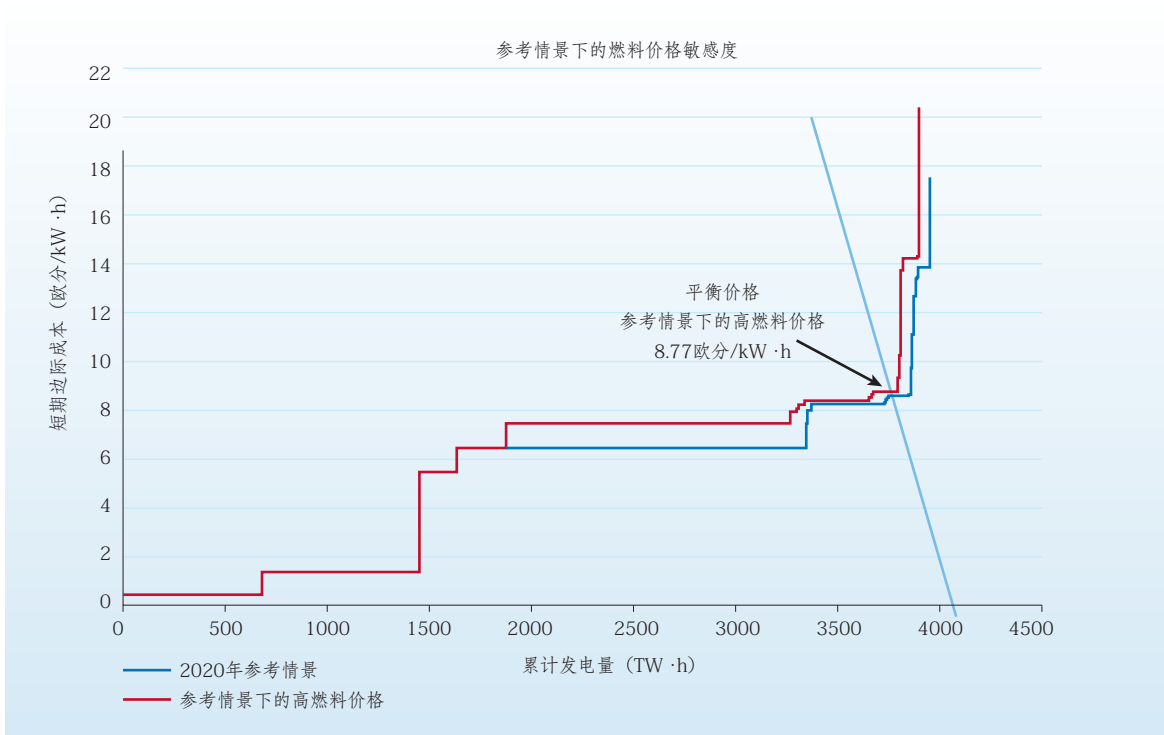
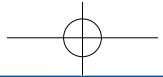


图15 参考情景下的敏感度和优势排序曲线

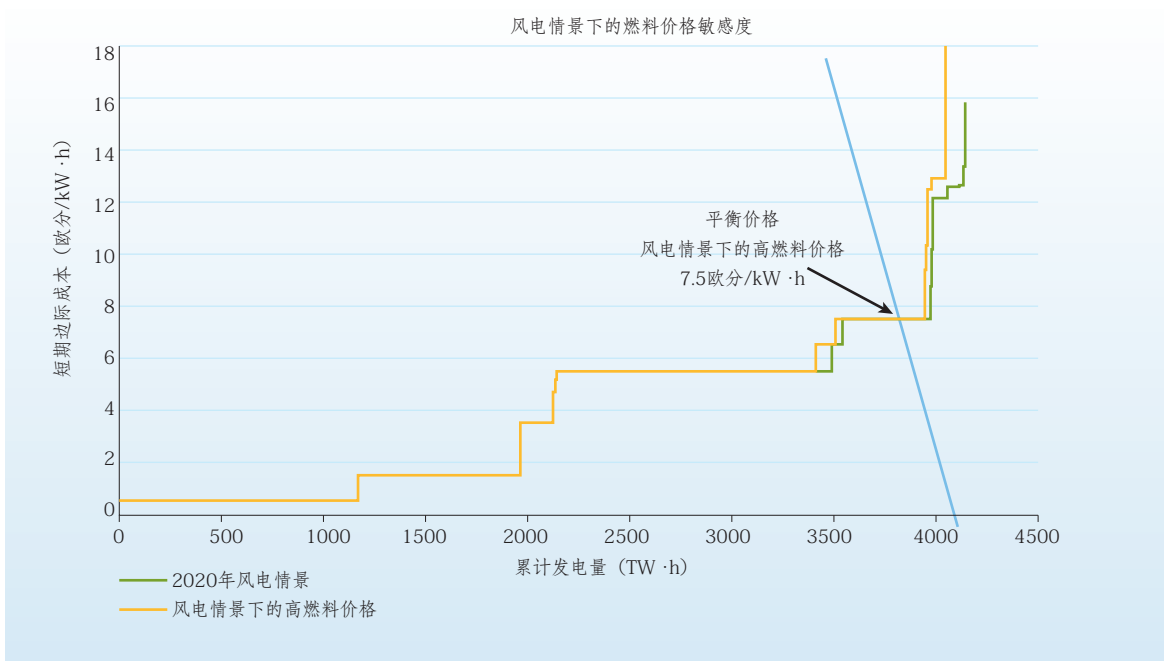


图16 风电情景下的敏感度和优势排序曲线

量的投资较少，化石燃料发电量也比较少。因此，如图16所示在风电情景下，对化石燃料敏感度的优势排序效应不如参考情景下显著。当燃料价格较高时，两种情景下的容量投资增加和化石燃料发电都会受到影响。但在参考情景下，由于化石燃料发电量更高，因此影响程度要大得多。比较基准参考情景和高燃料价格参考情景下对煤和天然气的内生投资后可以发现：高燃料价格一般会导致对天然气的投资增加（增加4500MW），对煤的投资减少（减少10000MW）。

上述情况可从表5看出。因此，高燃料价格情景下的化石燃料发电量有所变化。相对于基准情景，天然气发电量增加100TW·h，而燃煤发电量

减少100TW·h。出现这种现象的原因在于，煤电的长期边际成本一般要高于天然气发电。随着燃料价格的上升和成本的增加，煤电的长期成本效益很有可能降低，使投资失去了可行性。因此，燃料价格上涨的影响是长期的：既增加了长期边际成本，又影响了市场平衡状态下的投资构成和发电技术构成。边际成本曲线中发电技术的顺序也发生了改变。燃料价格和短期边际成本的上涨使边际成本曲线上扬，于是产生了短期影响。

但燃料价格的上涨与碳排放价格的下降可以相互抵消。理论上说，碳排放价格的下降会导致边际成本下降。如上文所述，相对于基准情景，在高燃料价格情景下的天然气发电量增加，煤电量减少，

表5 不同情景下的投资发展与敏感度分析

单位：MW	2020年参考情景		2020年风电情景		参考情景下的高燃料价格		风电情景下的高燃料价格	
	基于政策的投资	内生投资	基于政策的投资	内生投资	基于政策的投资	内生投资	基于政策的投资	内生投资
煤：	- 96458	187183	- 96458	153299	- 96458	177895	- 96458	147972
天然气	- 35486	4993	- 35486		- 35486	9633	- 35486	
核电	- 14061		- 14061		- 14061		- 14061	
风能			192403				192403	
风能以外的可再生能源	15677		15677		15677		15677	
褐煤	- 28068	8793	- 28068	8793	- 28068	8793	- 28068	8793
燃料油	- 36402		- 36402		- 36402		- 36402	
其他	1269	200969	1269	162092	1269	196321	1269	156765
合计	- 193530		- 1127		- 193530		- 1127	

“基于政策的投资”是强制输入模型的假设。例如已确定的投资和由于老化而关停电厂。“内生”投资是为满足需求而由模型根据长期边际成本形成的模拟投资。

表6 燃料价格敏感度分析结果

	优势排序效应	排序效应量
	欧元/MW·h	10亿欧元/年
2020年风电情景	10.8	41.7
风电情景中的高燃料价格情景	12.7	48.7

表6用于高燃料价格敏感度分析的优势排序效应和优势排序效应效应量

使得排放量减少。天然气发电的CO₂排放比煤电要低。天然气发电达到排放上限时的CO₂减排成本较低（即CO₂市场价格较低）。

高燃料价格情景下的碳排放价格比基准情景要低大约5欧元/吨。风电情景下碳排放价格较低，意味着边际发电技术在高燃料价格情景和基准情景下的短期边际成本相同。较低的碳排放价格抵消了较高的燃料价格，因此短期边际成本保持不变。相应地，在风电情景下的高燃料价格情景和基准情景中，市场均衡价格是相同的。

高燃料价格情景下的优势排序效应（参考情景和风电情景中的短期边际成本差距）为12.7欧元/MW·h。与基准情景相比，当燃料价格上涨25%时，优势排序效应提高了1.9欧元/MW·h。

减排目标

碳成本会受到减排目标的影响，是除燃料成本之外的另外一项影响短期边际成本的重要因素。因此，模型要分析优势排序效应对假定的欧盟ETS上

限（2020总体减排目标）的影响。

欧盟宣布，如果可以在后京都议定书时代达成国际协议，欧盟会将其2020年碳排放的减排目标由20%提高到30%。除此之外，欧盟还进行了影响评估，用于评估其单边减排30%这一目标的可行性。但是，关于如何在欧盟纳入排放贸易体系（ETS）内的行业和未纳入行业间分配这30%的减排任务，尚未确定具体数量。

对于基准情景下的建模假设，要达到欧洲减排20%的目标，欧盟纳入ETS的行业需要减排21%（与2005年的实际排放量相比）。这一减排目标是由欧盟根据以下事实制定的：纳入ETS行业的碳排放约占欧盟总排放的40%，承担有60%的减排任务。

对于减排目标为30%的情景，我们假定纳入ETS各行业的减排任务仍为总排放量的60%。也就是说，相对于2005年纳入ETS各行业的排放量，ETS行业要完成36%的减排目标。并且，假设其中一半可以通过购买不属于欧盟的外部配额来完成。

敏感度分析方法按照上述百分比降低了欧盟ETS上限，而其他有影响的变量保持不变。

模拟结果表明，当减排目标提高时，风电容量增加也会使电价下降。

表7 所有情景下的碳排放价建模结果

	基准情景		GHG减排30%		高燃料价格	
	参考情景	风电情景	参考情景	风电情景	参考情景	风电情景
EUA价格 (欧元/吨)	48.87	30	59.34	44.76	44.51	26.16
电价 (欧分/ kW·h)	8.58	7.5	9.02	8.08	8.77	7.5
优势排序效应 (欧元/MW·h)	10.8		9.4		12.7	

表7显示了GHG减排情景下的主要结果。其中列出了由此产生的碳价、平衡电价和计算出的优势排序效应。

表8 用于GHG减排敏感度分析的市场电价

单位: 欧分/kW·h	参考情景	风电情景
基准情景	8.58	7.5
GHG减排30%	9.02	8.08
从基准情景转变后的相对价格增长		
GHG减排30%	0.44	0.58

表9 敏感度分析的排序效应量和优势排序效应

	优势排序效应	优势排序效应量
	欧元/MW·h	10亿欧元/年
2020年风电情景	10.8	41.7
风电情景中的 高燃料价格情景	12.7	48.7
GHG减排30%	9.4	35.7

当碳排放价格上升到44欧元/吨时，总体电力市场价格会上涨。对天然气容量的投资会增加，天然气发电量也会增加。这主要是因为天然气发电的碳排放较低，因此比煤电更具竞争力。即便在风电情景下，也不能仅仅通过增加替代常规发电的风电量来实现非常高的GHG减排目标。还需要增加天然气发电来替代煤电。

因此，随着风力发电量的增加，天然气技术和天然气发电均将被风电替代。

在减排目标为30%的情景中，碳排放价格较高意味着相对于减排目标为20%的基准情景，总体供求均衡价格也会增长。参考情景下，当GHG减排

30%时，均衡价格为90.2欧元/MW·h。

而且，减排30%时的均衡价格高于减排20%时的均衡价格，如表8所示。

但是相对于参考情景，市场电价对风电情景的影响更大。例如，基准风电情景下的电力市场价格（7.5欧分/kW·h）与GHG减排30%情景下的电力市场价格（8.08欧分/kW·h）相差0.58欧分/kW·h，比参考情景下的电力市场价差（0.44欧分/kW·h）要高。这说明当风电比例增加、GHG减排目标提高时，电力市场价格的增幅更大。这也说明GHG减排目标越高，天然气发电（短期边际成本比煤电高）越多。并且在风电情景下，天然气发电必须要

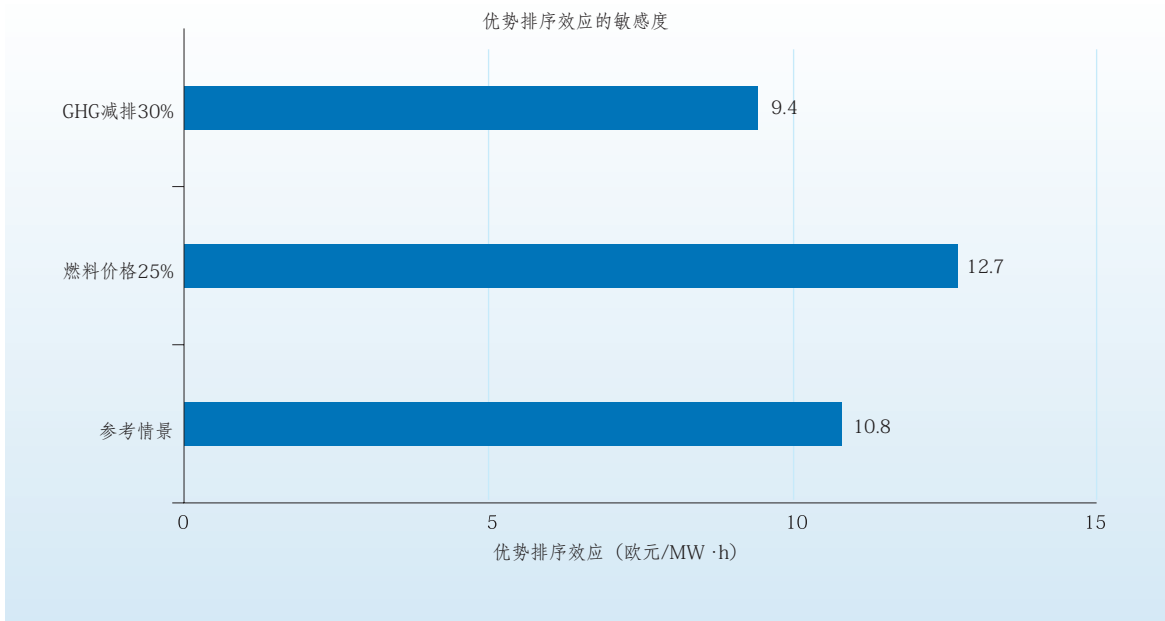
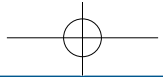


图17 所分析敏感度的优势排序效应

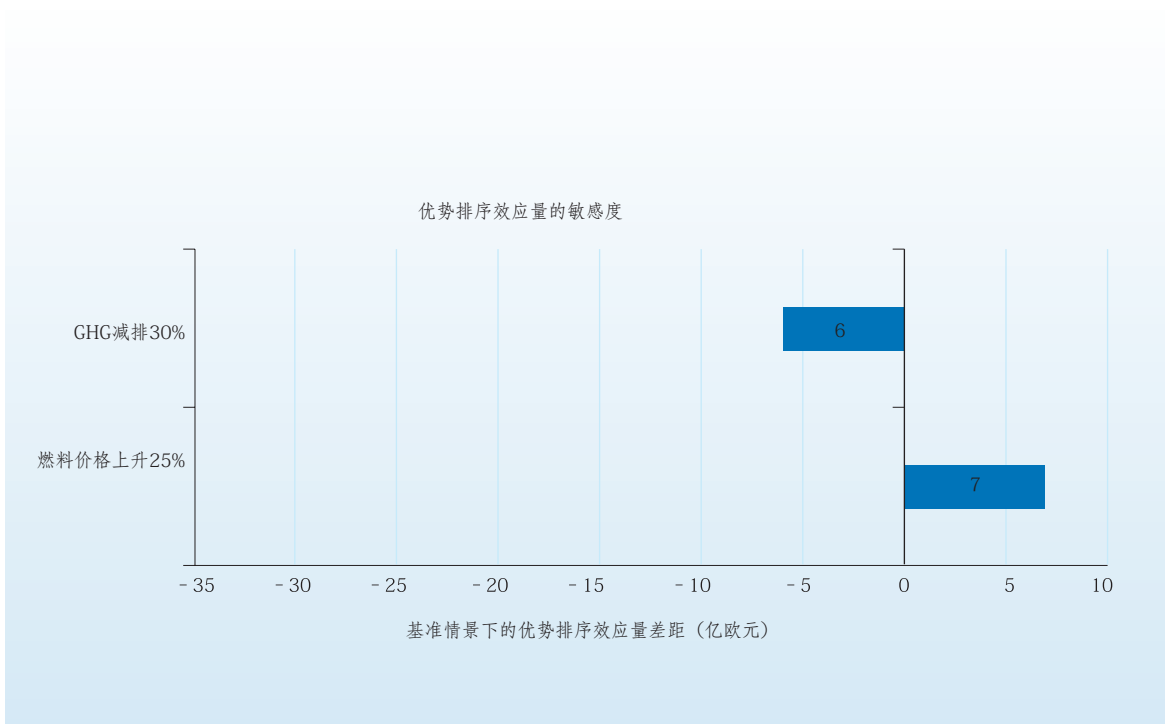


图18 不同敏感度的优势排序效应量

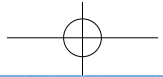
被增加的风电所替代。

总之，参考情景和风电情景下的敏感度分析说明，GHG减排30%时的均衡价格要高于GHG减排20%时的均衡价格。同时，风电情景下的均衡价格增幅要比参考情景高。由于优势排序效应即为参考情景与风电情景下的平衡价差，因此提高GHG减排目标通常会降低优势排序效应。

如图17所示，GHG减排30%时的优势排序效应

为9.4欧元/MW·h。

图18再次总结了之前分析过的所有敏感度。这些敏感度与基准情景下所计算的优势排序效应量相关。因此，图中的数据体现了两个敏感度的优势排序效应量之差，分别相对于基准情景下25%的燃料价格涨幅和30%的GHG减排量。燃料价格上升25%时的优势排序效应量比基准情景要高70亿欧元。



6 结论

风电容量的增加会降低欧洲未来电力市场中的电价，这一理论通过建模分析得到了证明。

据估计，如果到2020年风电容量增加200GW（总容量达到265GW），则优势排序效应为10.8欧元/MW·h，可将平均趸售电价从85.8欧元/MW·h降至75欧元/MW·h。

但是，确定上述数据的前提是市场充分运作。其中还包括对长期投资预测，因而要保证长期市场平衡。2020年模拟发电量需要基于长期边际成本在经济上的可行性。风电容量取代了经济效益最低的常

规容量，所以电力系统处于平衡状态。这种发电技术构成上的变化是形成优势排序效应的主要原因。

实际上并不能始终保证上述前提条件。电力市场竞争基于短期边际成本，在极端条件下可能需要成本效益并不高的发电厂，例如当电力系统中存在大量风电时。风电的短期效应主要与风电的波动性有关，因为风电容量增加造成的风电价格波动会给风力发电的成本效益带来压力。而且在现实中，这将导致优势排序效应比在未来最佳市场平衡条件下所分析的要小。

因此，应对该项研究结果进行仔细分析，尤其要

考虑假定的未来容量组成，因为其中包含许多不确定因素。此外，研究结果不能直接与近期文献相比较，这些文献通常会对风电的短期价格影响作出预计。文献中研究的市场并非一直处于平衡状态，因此实际价格差异和优势排序效应可能会有很大差别。

此外，研究中预计的优势排序效应量涉及特定年份内风电比节约的总成本。假设按边际发电成本购买满足全部电力需求的电量，2020年的MOE总量计为417亿欧元。但不应单纯地将其视为社会经济效益，因为价格降低意味着发电企业收入减少。其中一部分金额被从发电企业处重新分配给消费者。目前，只有被风电取代的长期边际发电具有实际经济效益，并且应将其与公众对风电扩容的支持进行对比。

情景的设置应使建模分析反映出新增风电容量对未来电价的影响。因此，两种情景之间的主要差别在于风电容量。两种情景下的其他所有可再生资源容量均维持在2008年的水平上。因此，假定生物质能、太阳能或地热能资源的容量在未来不会增加。但这并没反映实际的市场发展状况。可再生能源比例的提高会影响达到规定的CO₂排放上限时的减排成本。这也会间接影响对常规化石燃料技术的投资，特别是在参考情景下。然而，优势排序效应的收益很难估计。在低排放水平时碳排放价格较低，会导致煤电变得更具成本效益。这可能会抵消可再生能源对排放的影响。因此，我们建议用量

化的建模工具对这些影响进行更加透彻的敏感度分析。

敏感度分析结果表明，当化石燃料（天然气、煤和石油）价格上涨25%时，优势排序效应增加了1.9欧元/MW·h。在高燃料价格情况下，风电使电价从参考情景下的87.7欧元/MW·h降低到风电情景下的75欧元/MW·h。将高燃料价格情况下产生的12.7欧元/MW·h的优势排序效应与基准情景下的10.8欧元/MW·h相比，如果燃料价格上涨25%，优势排序效应要高17.5%。

研究表明，燃料价格对电价和边际成本水平有重大影响。不同情景下的技术能力差异和发电构成差异，尤其是在燃煤和天然气发电技术开发应用方面的差异，是产生优势排序效应的主要原因。因此对燃料价格差别的研究具有重要作用。如果改变天然气和燃煤价格水平的相对价格差别，优势排序效应可能会受到更大影响。

研究证明，碳排放市场假设，尤其是其中的碳排放价格，对于未来电力市场及其价格水平是一项非常重要的可变因素。对假定的GHG减排目标进行的敏感度分析表明，均衡价格在减排30%的情况下比减排20%的基准情况下要高。

然而，敏感度分析结果在很大程度上取决于对欧洲所有ETS行业和工业行业未来减排潜力及成本的假设。



7 附录

7.1 模型中的假设

燃料价格

燃料价格和效率等其他输入因素对于“经典碳排放模型”非常重要，因为它们可以决定电力成本，并影响电力系统未来的发展。本章介绍模型中最重要的供电侧假设及其对未来容量的影响。

模型中2020年两种情景下的燃料价格假设如表10所示。

可再生能源容量

一般而言，“经典碳排放模型”中的容量发展由外生因素和内生因素共同决定。外生因素是模型之外的因素，用作模拟的输入；内生因素即模型本身。内生投资以投资的收益性为依据，而外生投资和容量退役则基于已发布决策和政策驱动行为。因此，内生投资也称为“基于市场”的投资，而外生投资称为“基于政策”的投资。

在两种情景中，风电容量的发展均由外生因素决定。这意味着2020年风电装机容量的绝对值由外

部因素决定，并作为固定数据输入到模型中。

表10 燃料价格假设（2008年实际价格）

	煤:欧元/MW·h	天然气:欧元/MW·h
2008	7	12.5
2020	11	29

2020年燃料价格假设数据来自国际能源机构¹⁷。

此外，两种情景下的所有其他可再生能源技术（太阳能、风能和生物质能）均保持在2008年的水平。这似乎不切实际，原因是其他可再生能源技术应视为基于政策的投资，按照已经实施的支持计划，这些投资应该会发生。但是，为了确定单纯的风电投资优势排序效应，除了风电外，我们没有增加其他可再生能源技术的外生容量。其他基于政策的可再生能源技术投资可能会被认为是“正常情况”，但如果它们取代了成本更高的常规发电技术，则也会导致平均电价下跌。这会对结果和风电

的优势排序效应产生影响。由于本文只研究风电的优势排序效应，因此对基于政策的其他可再生能源技术的投资进行了限制。

下表显示了两种情景中假设的风电装机容量。参考情景中使用了2008年的数值。风电情景中的装机容量使用了EWEA“清洁能源情景”中的高数值。

电力需求

以下的2020年电力需求输入数据来自EWEA¹⁸。

“经典碳排放模型”使用可以对价格作出反应的灵活需求方式，丰富并改进了需求建模工作。上述输入的需求数据来自外生因素。然后，模型根据规定收入和价格弹性计算实际需求量¹⁹。

投资

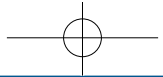
两种情景中的风电和其他可再生能源容量都是

单位: MW		奥地利	比利时	保加利亚	塞浦路斯	捷克	丹麦	爱沙尼亚	芬兰	法国	德国	希腊	匈牙利	爱尔兰	意大利
参考	陆上	995	354	158	0	150	2771	78	119	3404	23891	985	127	977	3736
情景	海上		30				409		24	12				25	
风电	陆上	4000	2500	3500	500	1800	4000	500	2000	20000	42000	8,00	1200	6000	17000
情景	海上		2000				2500	100	1000	6000	10000	200		1000	1000
单位: MW		拉脱维亚	立陶宛	卢森堡	马耳他	荷兰	波兰	葡萄牙	罗马尼亚	斯洛伐克	斯洛文尼亚	西班牙	瑞典	英国	总计
参考	陆上	27	54	35	0	1978	472	2862	10	30		16740	888	2650	64935
情景	海上					247						133	591		
风电	陆上	200	1000	700	200	4400	12000	9000	3500	1000	700	41000	8000	14000	265000
情景	海上	100	100			6000	500	0	0			1500	3000	20000	
单位: TW·h		奥地利	比利时	保加利亚	塞浦路斯	捷克	丹麦	爱沙尼亚	芬兰	法国	德国	希腊	匈牙利	爱尔兰	意大利
		78	109	56	7	103	40	15	102	633	674	80	53	37	442
2020年		拉脱维亚	立陶宛	卢森堡	马耳他	荷兰	波兰	葡萄牙	罗马尼亚	斯洛伐克	斯洛文尼亚	西班牙	瑞典	英国	总计
需求量		9	21	4	2	152	204	77	93	43	18	387	187	452	4079

¹⁷IEA《世界能源展望2009》，并结合《欧盟能源安全和团结行动计划—欧洲当前及未来能源地位需求—资源—投资》(COM(2008) 781终稿)中“新能源政策情景”中的假设。

¹⁸数据来自《欧盟2030年能源趋势》，是EWEA的“清洁能源情景”中的计算结果（发电量减去净进口量）。

¹⁹价格弹性是随价格的百分比变化而出现的需求百分比变化。例如，如果需求在价格上涨1%后减少0.5%，则价格弹性等于0.5。因此弹性体现的是需求对于价格变化的灵活性（或敏感性）。



固定的，但“经典碳排放模型”中包含一个模块，可以根据供求差距得出对电力容量的投资。

因此，如果外生容量的发展不足以满足电力需求，则该模型会确定所需的额外内生投资。如果电价高于最廉价的常规发电技术的长期边际成本，则该发电技术会得到投资，这是确定内生投资所依据的一般逻辑。各种发电技术的总成本取决于该技术的资本成本、燃料价格、效率、CO₂排放成本、燃料运输成本和其他可变成本与固定成本。通常主要对燃煤或燃气容量进行投资，但会受到限制。

常规投资主要受到两方面的限制：第一，由于核电技术很大程度上受政策影响，因此模型限制了对核电的内生投资。第二，根据现有容量状况，各国均对潜在投资规模和投资技术设置了上限，因此模型不能对单项技术进行无限制的投资。

图19中对2020年德国新CCGT容量和新燃煤容量的假设长期边际成本作了对比。假设CCGT机组的可用性为85%，而燃煤凝汽机组的可用性稍高，为90%²⁰。根据所做的假设，煤电是2020年成本最低的发电技术。燃料运输成本是各国间唯一不同的因素，可以推断，在确定上述数据所依据的燃料价格和CO₂价格不变的情况下，“经典碳排放模型”所得出的欧洲西部绝大部分容量投资均为燃煤发电容量投

资。CO₂估计值是模型运行得出的结果，因此取决于欧洲的投资构成。虽然价格影响取决于分配情况，但随着燃煤发电投资增长，CO₂价格将会上涨。

碳排放市场

两种情景中均采用了欧盟的基本减排目标：到2020年，比1990年减排20%。此外，在对2020年的分配和交易规则进行基本假设时，采用的依据是经过欧盟议会批准的欧盟委员会修正案草案²¹。这一新的管理制度对分配和竞拍规则作出了多项说明。然而，由于一些定义和规范尚未确定，因此在对管理制度进行解释时还会存在一些不确定因素。通过针对整个欧洲确定简单的假设条件，以便确定外部配额的总分配量、竞拍量和进口量，可以消除分配方面的不确定因素。

此外，还假设目前纳入“排放贸易计划”（ETS）的各行业将在2020年比2005年减排21%。将来，航空业排放的CO₂、某些化工行业排放的CO₂和N₂O，以及进行碳捕获、运输和封存时产生的温室气体（GHG）均会包含在ETS中。这些新行业也包含在模型中，减排目标同样是21%。

欧盟委员会已确定了一个适用于整个欧盟的上限，并决定按照统一规则对配额进行分配。因此，配额总量基于项目内的装机容量在2005年的排放

²⁰ 经典碳模型中的凝汽机组可用性是通过模型确定的结果，可能与假设数据存在偏差。

²¹ 欧盟议会在2008年12月批准了该《指令》修正案。参见http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/104692.pdf

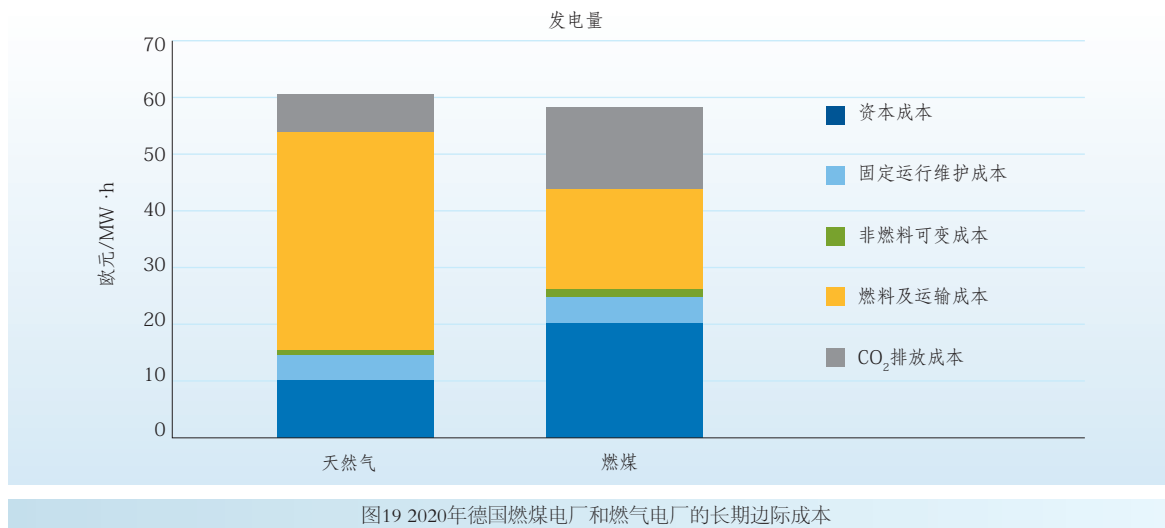


图19 2020年德国燃煤电厂和燃气电厂的长期边际成本

表11 2020年欧盟ETS分配量模型假设

		百万吨
ETS中的行业2005年排放量		2141
ETS中的行业2020年配额	(- 21%)	1692
新行业2005年排放量		253
	航空	156
	化工	85
	铝业	12
新部门2020年配额	(- 21%)	200

量，并将每年递减1.74%。

假设2008 - 2020年配额进口最高限额为16亿吨。这一数字与欧盟委员会的预计总量相对应。《ETS指令》草案建议，除非国际性的《京都议定书》协议生效，否则将不允许进口CER/ERU。2008 - 2012年交易期末使用的CER/ERU可以在第三个交易期继续交易。2013 - 2020年，假设平均配额进口量为每年1.06亿吨。

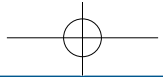
7.2 模型说明

上文介绍的优势排序研究结果通过Pöyry的“经典碳排放模型”获得。该模型是一个长期电力市场与碳市场模拟模型，除了计算电价和潮流外，还可以计算为满足假设的需求所需的投资。计算投资的

依据是短期边际成本和固定投资成本。为了模型的运转，我们增加了假设的风电投资量，以便填补容量供需差距。

模型的地理范围涵盖欧洲大部分地区。模型的时间分辨率为一个月，而每个月又分为5个负荷段。“经典碳排放模型”是一种完美的预测模型，这种模型不模拟风能的随机性，也不采用以小时计算的时间分辨率。

“经典碳排放模型”是一种先进的模型模拟工



具，用于对电力市场和碳市场进行分析。该模型是一个自下而上和自上而下模型的结合体，可以体现电力市场和碳排放市场中的基本供求特点，由Pöyry的“经典电力市场模型”扩展而成。

顾名思义，“经典电力市场模型”是Pöyry开发的第一个电力市场模型，使用时间最长。该模型在15年多的时间中不断扩充和发展，并随着市场发展而不断完善。该模型用于模拟市场的长期发展，涵盖电价、需求、发电、投资、建议和CO₂排放等各个方面。模拟了整个欧洲（欧盟27国外加挪威和瑞士）的电力市场，已用于分析欧洲电力市场的发展，尤其是价格发展、需求发展、不同发电类型的投资和地区间的交易。该模型采用了针对欧洲电力市场的高级模拟算法，运行速度快，便于用户使用。采用Excel作为用户界面，模拟的输入数据和模拟结果均以菜单的形式呈现，用户可以方便地输入和提取所需信息，并以表格及/或图表的形式加以分析。

“经典电力市场模型”的数学规划组件通过通用代数建模系统（GAMS）实现，采用GAMS Excel界面控制了所有通信工作和GAMS组件的运行。因此，使用“经典电力市场模型”只需要掌握Excel的标准使用方法，无需具备GAMS或数学规划的方面的知识。

“经典电力市场模型”的技术特性

地理范围

标准版“经典电力市场模型”可以同时对所有欧洲国家（欧盟27国外加挪威和瑞士）进行模拟。丹麦又进一步分为日德兰半岛和西兰岛两个区域。塞浦路斯和马耳他等小国和某些东欧国家不包含在内。在该模型中增减国家数量非常简单²²。

时间结构

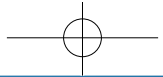
“经典电力市场模型”采用两级时间分辨率。模拟时间段划分为一个或多个时间段，如季度、月或周。每个时间段又进一步分为最多5个负荷段。负荷段体现的是每个时间段内的不同负荷水平，通常对应一天中的时间，例如夜晚、周末、白天、傍晚、即日高峰等。与时间段不同，负荷段不是连续的，例如第2负荷段的出现时间不是在第1负荷段之后。

时间段和负荷段的分辨率均可由用户自行定义。用户只需要设定每个时间段的长度（可以不等），并设定映射至各负荷段的一周中的小时数，并确保数据与定义对应即可。

供应

该模型中包含现有发电技术、燃料成本和其他运营成本的相关数据。当市场价格高于边际报价时，常规火电容量将参与电力生产。

²²该模型还可以利用外部“地区”来对进出欧洲地区的电力交易（例如俄国与芬兰之间的交易）进行模拟。用于外部地区的数据包括进出外部地区的跨境输电容量、进出外部地区的固定输电流量，和/或确定与外部地区间基于价格的交易电量时使用的用户确定的电价。



“经典电力市场模型”不对特定地区的单个发电厂进行模拟，而是按照具体的电厂类型模拟发电设备。每种发电厂类型均有几项一般技术特性（如成本）是固定不变的，而容量和效率等其他技术特性则因国家而不同。按照电厂类型进行模拟的原因如下：

总体来说数据不够充分，无法对所有发电厂进行同样具体而准确的模拟。

在经济（而不是具体技术）建模框架中，增加大量单个电厂通常会大幅度增加计算负担，但准确性却没有提高。在数据不足的情况下，任何看似额外的精度提高其实都是虚假的甚至错误的。

风力发电量和CHP发电量通过基于统计数据的发电曲线来体现。对于CHP发电，该模型可以实现高级的CHP建模，并能分别模拟背压机组和抽凝机组²³。而抽凝发电又进一步分为公共CHP发电和工业CHP发电。

在北欧电力市场或阿尔卑斯地区等具有大型水库的市场环境中，需要以适当的方式通过水库体现出水电，即考虑系统的长期蓄水能力，这一点至关重要。比如，夏季冰雪融化和秋季降雨都可以形成水流量高峰，而用电需求则在冬季达到高峰。因此，水力发电企业可以蓄水，并在特定时间根据当前水库水位、将来的水量和电价预期

来供应电力。为了体现这一特性，“经典电力市场模型”在考虑了水流量和水库限制因素的情况下，优化了每年的水资源使用。

需求

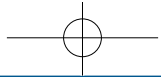
由于需求与供应具有相同的重要性，因此“经典电力市场模型”对需求进行了详尽的建模。它在这一方面最重要的特点就是采用了灵活的用电需求，即需求可以对电价作出反应。许多其他模型由外部因素固定需求水平，也就是需求由用户确定。与之相对，“经典电力市场模型”在模型内计算用电需求，而用户仅从弹性和校准点的角度来规定需求的灵活性。校准点通常是一组观测到的价格和需求水平。模型随后采用柯布-道格拉斯（Cobb - Douglas）需求函数从数学角度来体现需求²⁴。如果用户缺少体现需求灵活性的数据，也可以固定需求。

此外，该模型允许设定最多5个需求群组，每个群组均有各自的需求曲线。在本项研究中，5个需求群组分别为家庭、用电密集型行业、服务行业、其他行业和电热锅炉。电热锅炉对于北欧国家非常重要。

此外，用户可以使用负荷模块来设定各需求群组的年内和日内需求情况。用户还可以设定各需求群组的价格涨幅、税费、配电成本、VAT水平等。

²³背压机组的产热量和发电量之间的关系是固定的。而抽凝机组在这一方面有一定弹性，产热量限制了发电量，但对其没有决定性作用。

²⁴这类函数常用于经济学领域。



输电结构

模型从经济（而非实际负荷流）角度对跨境输电进行模拟，一个地区与任何其他地区之间的联网会具有特定的线损、成本、可用性和容量。

总体来说，“经典电力市场模型”可以模拟三种类型的跨区域输电：

- 基于差价的跨区域输电（价格中包括线损和输电费用）。
- 按照区域间的合同（例如芬兰和俄罗斯）进行的固定输电。
- 上述两者结合。在这种情况下，“经典电力市场模型”将固定交易电量所需的输电线路容量分配给固定交易，将剩余容量用于基于价格的交易。

“经典电力交易模型”假设国家内部没有输电瓶颈。对于内部输配电线损，模型利用用户指定的参数，通过线性函数进行计算。

市场支配力建模

虽然基于市场充分竞争这一假设，但“经典电力市场模型”仍然可以反映市场动态性的作用。在充分竞争的市场中，发电企业的报价为其边际发电成本。假设市场具有支配力后，生产商的报价会高于其边际成本。在“经典电力市场模型”中，可以通过定义竞标报高率来体现这一点。竞标报高率可

以通过相对（边际成本的百分比）或绝对方式加以确定。在这种情况下应该注意，这种竞标报高率是外生的，即由用户定义²⁵。

投资建模

“经典电力市场模型”非常适合长期电力市场模拟。对于此类模拟，发电行业的未来投资非常关键。有时投资可以提前确定。在这种情况下，用户可以指定将用于各区域和电厂集群的投资。

然而，并非所有未来投资都能提前确定。在此情况下，模型会计算投资量，也就是说投资量是模型的输出结果。例如，用模型模拟未来20年，典型的输出结果就是未来20年将对一项发电技术（例如CCGT）进行多少投资。为便于模型计算未来投资，用户可以设定各个国家和发电集群的投资潜力和投资成本。

模型还可以模拟即将退役电厂的翻新。电厂的退役和翻新成本应由用户设定。

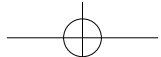
情景建模

模型采用灵活的情景结构，用户可以设定一组基准数据，然后将基准数据稍加改变，设定多种情景。用于进行模拟和分析的模型数据中同时包含基准数据集和情景数据集。基准数据集位于主模型中，而各情景均有一个对应的数据表，用于存储改变后的数据。

²⁵在市场支配力模型中，竞标报高率是内生的，即模型会根据市场动态性和不稳定性等其他特性来计算竞标报高率。



参考资料、术语表和缩略语



第二章

- Ackermann, 2005 Ackermann, Thomas (Editor). Wind power in power systems. Wiley and Sons, 2005. <http://www.wind-powerinpowersystems.info>
- Giebel, 2003a Giebel, G., Kariniotakis, G., Brownsword, R. The state-of-the-art in short-term prediction of wind power. A literature overview. Deliverable 1.1 of Anemos project, July 2003. www.anemos.cma.fr
- Giebel, 2003b Giebel, G. On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe (PhD - Thesis, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg). VDI - Verlag, Schriftenreihe Energietechnik, 2001. ISBN 3 - 18 - 344406 - 2.
- Holttinen, 2004 Holttinen, H. The impact of large scale wind power on the Nordic electricity system. VTT Publications 554, 2004 (PhD Thesis).
- Holttinen, 2009 Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F. Van Hulle, B. Lange, M. O' Malley, J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shukoor, J. Ricardo, J.C. Smith, M. Milligan, and E. Ela. 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006 - 2008) ISBN 978 - 951 - 38 - 7308 - 0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- IEC, 2005 IEC 61400 - 12 - 1: 2005(E) Wind turbines Part 12 - 1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- IEC, 2008 IEC - 61400 - 21: 2008 Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines Edition 2.0 (2008 - 08).
- Roques, 2008 Roques, F., C. Hiroux, M. Saguan. Optimal Wind Power Deployment in Europe - a Portfolio Approach. Cambridge EPRI 0911. Université Paris XI October 2008.
- Tambke, 2010 Tambke, J., et al. Smoothing of Wind Power in Pan-European Electricity Grids - Results from the IEE - Project OffshoreGrid. In: Proceedings of European Wind Energy Conference EWEC, Warsaw, 2010.
- TradeWind, 2009 Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpás, P. Meibom, P. Sörensen, P. Marthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemsrom, S. Uski - Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mdean, S. Cox, K. Purchalla, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreuzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind - developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind project). EU - project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- Woyte, 2008 Woyte, A., J. De Decker, V. Van Thong. A north Sea electricity grid [r]evolution. Electricity output of interconnected offshore wind power. A vision of offshore wind power integration. Greenpeace, Brussels, September 2008, 39 pp.

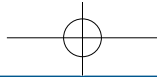
第三章

- DCENR, 2005 All Island Electricity Grid Study. from <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Cooperation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>
- Dena, 2005 Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Dena, March 2005.
- Energinet.dk, 2007 Energinet.dk. System plan 2007. Available at <http://www.energinet.dk>
- ENTSO, 2010 Ten Year Network Development Plan. Draft for consultation. From www.entso-e.eu
- Eriksen & Orths, 2008 Eriksen, P. B. and A. G. Orths (2008). The challenges and solutions of increasing from 20 to 50 percent of wind energy coverage in the Danish power system until 2025. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Madrid, Energynautics GmbH.
- FGE/FGH/SET, 2007 FGE/FGH/SET. Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. 2007. Available at: <http://www.erneuerbareenergien.de/inhalt/42024/4591/>
- Giebel, 2003b Giebel, G. On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe (PhD - Thesis, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg). VDI - Verlag, Schriftenreihe Energietechnik, 2001. ISBN 3 - 18 - 344406 - 2
- Giebel, 2005 Giebel, G. Wind Power has a Capacity Credit - A Catalogue of 50+ Supporting Studies. WindEngE Journal, windeng.net, 2005.
- Holttinen, 2004 Holttinen, H. The impact of large scale wind power on the Nordic electricity system. VTT Publications 554,

- 2004 (PhD Thesis).
- Halttinen, 2009 Halttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F. Van Hulle, B. Lange, M. O' Malley, J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shkooor, J. Ricardo, J.C. Smith, M. Milligan, and E. Ela, 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006 – 2008) ISBN 978 – 951 – 38 – 7308 – 0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- Lange, 2009 Lange, B., A. Wessel, J. Dobschinski, and K. Rohrig. Role of wind power forecasts in grid integration. In: Kasseler Energy Systems Technik Symposium [Rohrig, K. (ed.)]. 24 – 25 September, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel.
- Parsons, 2003 Parsons, B. et al. Grid Impacts of Wind Power: A Summary of Recent Studies in the United States. EWEC Madrid, 2003.
- SAF, 2010 System adequacy Forecast, ENTSO – E, 2010.
- Strbac, 2007 Strbac, G., Shkooor, A., Black, M., Pudjianto, D. & Bopp, T. 2007. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electrical Power Systems Research, Vol. 77, Issue 9. Elsevier. Pp. 1143- 1238.
- TradeWind, 2009 Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpäs, P. Meibom, P. Sörensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Halttinen, B. Lemstrom, S. Uski – Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mdean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe' s power market for the large – scale integration of wind power (Tradewind project). EU – project contract no. EIE/06/022/S12.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- Ummels, 2009 Wind integration. Power systems operation with large – scale wind power in liberalized environments. Delft, Technical University: PhD Thesis.

第四章

- Burges, 2006 K. Burges, J. Twele, H. – J. Ziesing, H. Gaßner. Windenergieerzeugungsmanagement. Final Report. Unpublished study by order of the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, May 2006.
- ENTSO, 2010 Ten Year Network Development Plan. Draft for consultation. From www.entsoe.eu
- EWEA, 2009 Oceans of opportunity. EWEA, 2010. www.ewea.org
- EWIS, 2010 Towards a Successful Integration of Wind Power in European Electricity Grids. ENTSO – E Brussels, 2010.
- Halttinen, 2009 Halttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F. Van Hulle, B. Lange, M. O' Malley, J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shkooor, J. Ricardo, J.C. Smith, M. Milligan, and E. Ela. 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006 – 2008) ISBN 978 – 951 – 38 – 7308 – 0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- KF, 2010 Kriegers Flak combined grid solution. Feasibility Study, February 2010. Energinet.Dk, 50 HZ RTZ, Svenska Kraftnät, www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm_de/2010-02-24_Final_Feasibility_Study_Public.pdf
- Martensen, 2009 Martensen N, Kley H, Cherian S and Lund P. The Cell Controller pilot project: testing a smart distribution grid in Denmark. Grid – Interop 2009, Denver, CO, 17 – 19 November 2009, 216 – 222.
- Orths&Eriksen, 2009 Orths, A. G. and P. B. Eriksen (2009). Europe Going Renewable – The TSOs' Power Transmission Challenges. 8th International Workshop on Large – Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, Bremen, Energynautics.
- TradeWind, 2009 Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpäs, P. Meibom, P. Sörensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Halttinen, B. Lemstrom, S. Uski – Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mdean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe' s power market for the large – scale integration of wind power (Tradewind project). EU – project contract no. EIE/06/022/S12.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- Windbarriers, 2010 Administrative and grid barriers to wind power. July 2010. To be published. <http://www.windbarriers.eu>.



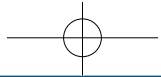
第五章

- TradeWind, 2009 Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpás, P. Meibom, P. Sørensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mili, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemstrom, S. Uski – Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mdean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe’s power market for the large – scale integration of wind power (Tradewind project). EU – project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.

第六章

- Bach, 2009 Bach, Paul Erik. Effect of Wind Power on Spot Prices. Renewable Energy Foundation, London, UK.
- Bode, 2006 Bode, Sven. Impact of Renewable Energy Support Schemes on Power Prices. Hamburgisches WeltWirtschafts Institut. HWWI Research Paper 4 – 7.
- Delarue, 2009 Delarue, Erik D., Luidcx, Patrick J., D’haeseleer, William D. The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO₂ emissions. Energy Conversion and Management 50 (2009) 1450- 1456.
- DEA, 2009 Danish Energy Agency. 2009. Energy Statistics 2008.
- DEAg, 2005 Deutsche Energie Agentur. Integration into the national grid of onshore and offshore wind energy generated in Germany by the year 2020. Grid Study I.
- EC, 2009 European Commission. EU Energy in Figures 2010.
- EC, 2010 European Commission. Communication: International climate policy post – Copenhagen: Acting now to reinvigorate global action on climate change. COM(2010) 86 final.
- EWEA, 2009a European Wind Energy Association. Trade Wind: Integrating Wind – Developing Europe’s power market for the large – scale integration of wind power.
- EWEA, 2009b European Wind Energy Association. Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030 – 2009 update.
- GME, 2009 German Ministry for Environment. Langfrist Szenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009.
- Goransson, 2008 Goransson, Lisa and Johnson, Filip. Dispatch Modelling of a Regional Power Generation System: Integrating Wind Power. Renewable Energy 34 (2009) 1040- 1049.
- IEA, 2008 International Energy Agency (IEA). 2008. World Energy Outlook 2009. OECD/IEA – 2009
- Johnson, 2009 Johnson, Tryggvi, Pison, Pierre and Madsen, Henrik. Day – Ahead Electricity Prices in Denmark: The Impact of Wind Power Forecasts and On the Market Impact of Wind Energy Forecasts. Energy Economics (2009) 10.018.
- Munksgaard, 2008 Munksgaard, J. and Morthorst, Poul Erik. Wind Power in the Danish Liberalised Power Market – Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives. Energy Policy 2008.
- Neubarth, 2006 Neubarth, Juergen et.al. Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Issue 7.
- Nicolsi, 2009 Nicolsi, Marco and Fürsch, Michaela. The Impact of Increasing Share of RES – E on the Conventional Power Market – The example of Germany. Zeitschrift fuer Energiewirtschaft 03/2009.
- Saenz, 2008 Sáenz Miera, Gonzalo, Del Río Gonzáles, Pablo and Vizciano, Ignacio. Analysing the Impact of Renewable Energy Support Schemes on Power Prices: The Case of Wind Energy in Spain. Energy Policy 36 (2008) 3345- 3359.
- Sensfuss, 2007 Sensfuss, Frank, Ragwitz, Mario and Genoese, Massimo. Merit Order Effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot prices in Germany. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research. Energy Policy 36 (2008) 3086- 3094.
- Varian, 1992 Varian. Microeconomic Analysis, third edition, Norton, New York.
- Weigt, 2008 Weigt, Hannes. Germany’s Wind Energy: The Potential for Fossil Capacity Replacement and Cost Saving. Applied Energy 86 (2009) 1857- 1863.

有功功率	视在功率的有功部分，通常以千瓦 (kW) 或兆瓦 (MW) 为单位，与“无功功率”相对 (UCTE)。
充裕度	考虑到系统元件的计划和计划停运的情况下，度量系统在系统元件的额定值和电压限值范围内满足用户的总电力和电能需求能力的指标。可通过“充裕度”度量电力系统在所有可能的稳态下向负荷供电的能力 (考虑标准条件) (CIGRE定义)。
辅助服务	为实现购电方及售电方之间的电力输送 (输电) 所必须的互联运行服务。输电服务提供商必须将该服务包括在开放式输电定价中 (UCTE)。
容量	发电、输电设备或其他电气设备的额定连续带负荷能力，描述“有功功率”时以兆瓦 (MW) 为单位，描述“视在功率”时以兆伏安 (MVA) 为单位 (UCTE)。
容量可信度	见“容量值”。
容量系数	亦称负荷系数，指一定时期内的平均发电量与装机 (额定) 容量的比值。
容量值	亦称风电装机容量的“容量可信度”，用来衡量在维护现有供电安全的前提下，风电容量可以替代的传统发电量。
意外事故	系统元件 (如发电机、输电线路、断路器、开关或其他电气元件等) 的意外故障或停运。“意外事故”还可能涉及多个元件，这些元件与导致元件同时发生故障的情况都有一定的联系 (UCTE)。
控制区域	ENTSO - E 互联系统的同调部分 (该部分通常与公司、国家或地理区域的地域范围一致，通过与其他互联电网之间交换的电力和电量的测点位置来划分实际范围)，由一家 TSO 运营。“控制区域”内连接着各物理负荷及可控发电机组。“控制区域”可以是“控制区块”的一个同调部分，具有自己的位于“二次调整”层级的次级控制 (UCTE)。
控制区块	由一个或多个一同发挥“二次调整”作用的“控制区域”组成，与所属的“并网区域”内的其他“控制区块”相对 (UCTE)。
缩减	指降低计划容量或输电量 (UCTE)。
输电线路动态增容	根据持续测量的线路温度，对输电线路增容进行管理。
关闸	将发电和需求计划通知系统运营商的时间点。
惯量	在电力系统中，“惯量”是指与系统频率变化相对抗的、并网电厂的所有旋转质量的惯量的总和。同步发电机的转速可准确表示系统频率。旋转设备自身的惯量有助于在发电机掉电的最初瞬间保持系统正常运行。
互联系统	由两个或两个以上正常同步运行且通过联络线物理连接的单独的电力系统构成的系统。另请参见“并网区域” (UCTE)。
互联装置	连接两个“控制区域”的输电联系纽带 (如联络线或变压器) (UCTE)。
负荷	指从电力系统接收电力的终端用电设备或用户。“负荷”不能与“需求”相混淆，后者用于度量负荷所接收或需要的电力。“负荷”经常被误作为“需求”的同义词 (UCTE)。
负荷系数	见“容量系数”。
分钟备用容量	“15分钟备用容量”：参见“三次调整备用容量”。
(N - 1) 原则	一种准则，根据该准则，在某个单一电网元件 (如输电线路/变压器或发电机组或某些情况下的母线) 发生故障后，仍保持运行的元件必须能够消纳电网中由该单一故障所导致的潮流变化 (UCTE)。
(N - 1) 安全	指电力系统中任一单一元件的故障均不得导致一系列造成系统完全崩溃的其他故障发生。“(N - 1) 安全”以及避免系统元件的恒定过负荷是电网运营商需要考虑的主要问题。
净输电容量	可穿过两个系统之间的接口且不会对任一系统中的电网造成限制的最大发电量，与将来的电网条件中的技术不确定性有关。
功率曲线	风电机组的净出力与每10分钟在风电机组轮毂高度处测得的风速平均值之间的关系。



一次调整	通过使用风电机组调速器保持电网中发电量与需求量之间的平衡。“一次调整”是风电机组调速器的一种自动、分散的功能，用于在“并网区域”中发生“频率偏差/偏移”后调节机组的发电机出力。并且，“一次调整”应尽可能均匀地分散在“并网区域”内的各运行机组中。
一次调整备用容量	指在扰动之前的工作点与最大“一次调整功率”之间所测出的“一次调整范围”的（正/负）部分（考虑一个限制点）。“一次调整备用”的概念适用于每台发电机、每个“控制区域/区块”及整个“并网区域”（UCTE）。
PX	指“电力交易计划协调机构”，独立于“系统运营商”及其他所有市场参与者之外。
无功功率	是视在功率的虚部。其通常以千乏（kVAr）或兆乏（MVA _r ）为单位。“无功功率”是电能中产生并保持交流设备的电场和磁场的部分。“无功功率”必须供给大多数磁性设备（如电动机和变压器等），并会在输电设施上导致无功损耗。“无功功率”由发电机、同步调相机或静电设备（如电容器等）产生，并直接影响电力系统的电压。“无功功率”是电压与电流的复数乘积的虚部（UCTE）。
可靠性	用于描述大容量系统的元件的性能，即确保在公认的标准范围内、以符合要求的数量向用户输送电力的性能。通过对供/输/发电造成的不利影响的频率、持续时间及幅值（或概率）来度量输电水平的“可靠性”。电力系统的“可靠性”可以从两个基本的功能方面来描述：“充裕度”- 电力系统始终满足用户的总电力需求和电能要求的能力（考虑系统元件的计划停运和可合理预测的非计划停运）；“安全性”- 电力系统承受突然扰动（如电气短路或系统元件的意外损失）的能力（UCTE）。
二次调整	一种集中、自动的功能，用于根据“二次调整备用容量”调节“控制区域”的发电量，从而保持其在控制程序中与其他所有“控制区域”之间交换的功率潮流（并纠正受生产损失影响的“控制区域”的容量损失），同时（当“控制区域”中出现较大的“频率偏差”时，特别是在大容量发电机组损失之后）将“控制区域”出现“频率偏差”时的频率恢复为该频率的整定值，从而释放“一次调整”所控制的容量（并恢复“一次调整备用容量”）。
安全限值	定义为可接受的运行限值（热、电压及稳定性限值）。输电系统运营商必须制定自己的电网的“安全限值”。输电系统运营商应保证遵守这些“安全限值”。长期违反“安全限值”可导致其他元件的损坏及/或停运，从而造成系统运行工况的进一步恶化（UCTE）。
稳定性	指电力系统在正常和异常系统状态下或在扰动期间保持平衡状态的能力。
静负荷潮流计算	用于研究系统过负荷、电压失稳及“(N-1)安全性”问题的风险。当通过某些线路或变压器输送的电力大于这些线路/变压器的容量时，将会出现系统过负荷。风电机组的高无功功率需求可能会导致系统静电压失稳。一般说来，高无功功率需求会导致系统电压下降。
并网区域	指“互联系统”所覆盖的区域，“互联系统”的“控制区域”与联盟成员的“控制区域”同步互联。在“并网区域”中，“系统频率”普遍处于稳定状态。一定数量的“并网区域”可以暂时或永久性地同时存在。“并网区域”是一组与其他任何“互联系统”之间没有同步互联的同步“互联系统”。
系统频率	系统的电能频率。假设一个系统在几秒钟的时间范围内具有一个一致的数值，该频率可以在“并网区域”的所有电网区域中测得（不同的测量位置之间只有微小的差别）（UCTE）。
三次调整	指（主要通过重新制定计划来）对发电机的工作点做出的任何自动或人工改变，用于在适当的时间恢复充足的“二次调整备用容量”（UCTE）。能够在“三次调整”下自动或手动连接的功率（以便提供充足的“二次调整备用容量”）称作“三次调整备用容量”或“分钟备用容量”。必须以正确的方式使用该备用容量，以便在需要时将其用于恢复“二次调整范围”。恢复适当的“二次调整范围”可能需要（例如）不到15分钟，然而，在这段时间之后，用于优化电网和发电系统的“三次调整”不一定能完成（UCTE）。
瞬态稳定性	电力系统在发生指定严重程度的扰动时，保持其各元件之间的平衡并在该扰动之后重新恢复平衡状态的能力（UCTE）。
输电系统运营商	负责运行、维护及开发“控制区域”及其“互联线路”的输电系统的公司（UCTE）。

- AC : 交流电流
- ACER : 能源监管合作机构
- CAES : 压缩空气蓄能
- CHP : 热电联产
- DFIG : 双馈异步发电机
- DG : 分布式发电
- DSM : 需求侧管理
- DSO : 配电系统运营商
- EEX : 欧洲能源交易
- EEZ : (海上) 专属经济区
- ENTSO - E : 欧洲输电运营商联盟
- ERGEG : 欧洲电力和天然气监管机构
- EU : 欧盟
- EUA : 欧盟碳排放配额
- EU ETS : 欧盟排放交易体系
- EUR : 欧元
- EWIS : 欧洲风电并网研究
- FACT : 柔性交流输电系统设备
- FRT : 故障穿越
- GGCF : 通用电网导则格式
- GHG : 温室气体
- GW : 吉瓦
- GW · h : 吉瓦时
- HVAC : 高压交流
- HVDC : 高压直流
- HVDC CSC : 采用电流源变流器的高压直流
- HVDC LCC : 采用线路换向变流器的高压直流
- HVDC VSC : 采用电压源变流器的高压直流
- ICT : 信息和通信技术
- IEC : 国际电工委员会
- IGBT : 绝缘栅双极晶体管
- ISO : 独立系统运营商
- IPP : 独立发电企业
- kW · h : 千瓦时
- LCC : 线路换相换流器
- MIBEL : 伊比利亚电力市场
- MOE : 优势排序效应
- Mvar : 兆乏
- MW : 兆瓦
- MW · h : 兆瓦时
- RE : 可再生能源
- RES : 可再生能源资源
- NRMSE : 归一化均方根误差
- NTC : 净输电容量
- NWP : 数值天气预测
- OTC : 场外市场
- PAC : 抽水蓄能
- PMSG : 永磁同步发电机
- RMSE : 均方根误差
- SAF : 系统充裕度预测
- SCADA : 监视监控与数据采集
- SCIG : 鼠笼式异步发电机
- SVC : 静态无功补偿器
- TEN - E : 跨欧能源网络
- TSO : 输电系统运营商
- TW : 太瓦
- TW · h : 太瓦时
- TYDNP : 电网发展十年规划
- UCTE : 前欧洲输电协调联盟 (现为ENTSO - E)
- VPP : 虚拟电厂
- VSC : 电压源型变流器
- WAMS : 广域监视系统
- WEPP : 风能发电厂
- WRIG : 绕线转子异步发电机