

风能

WIND ENERGY

传播专业知识 启迪成长智慧

中国可再生能源学会风能专业委员会

《中国核心期刊(遴选)数据库》收录期刊 中国知网收录期刊

国际标准刊号: ISSN 1674-9219
国内统一刊号: CN11-5942/TK

08

2017年 总第90期 赛迪出版物



P12. 专栏

冰岛的能源转型(上)

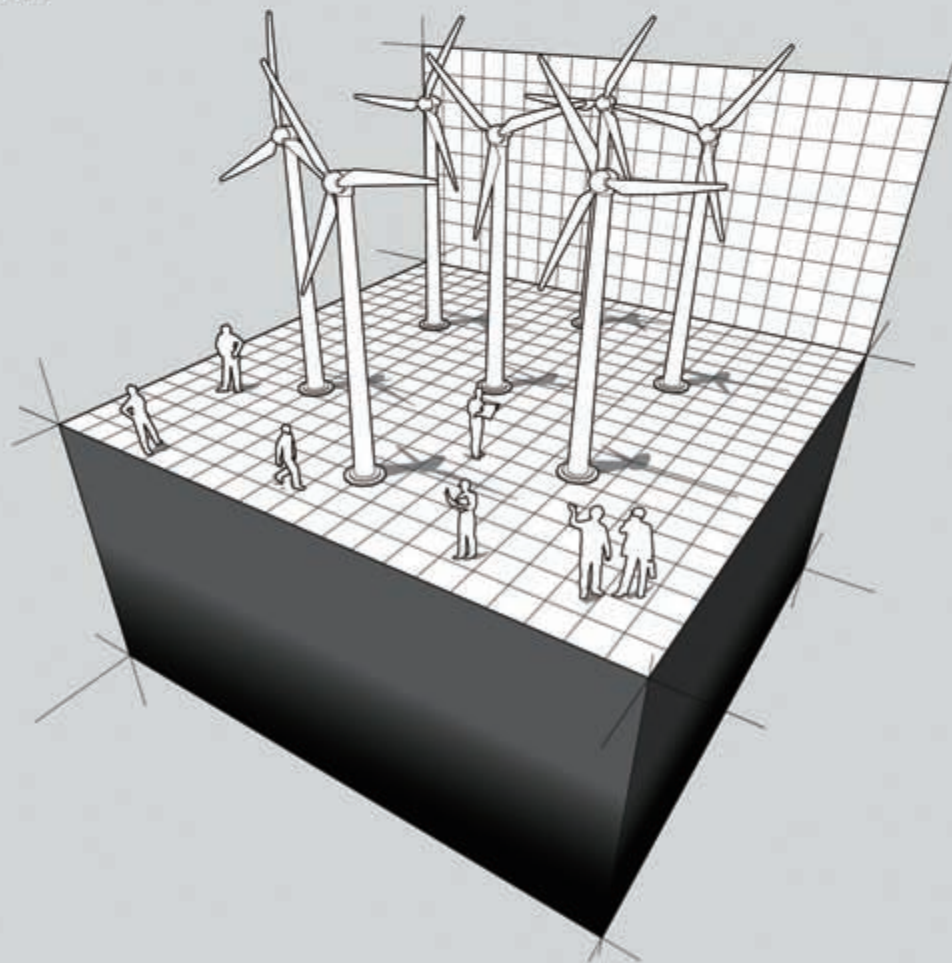
P62. 技术

大型海上风电场尾流模型及大气稳定性影响研究

P22

西门子-歌美飒的质量观

在竞争日趋激烈的中国风电市场中, 西门子-歌美飒走出低谷, 业绩攀升。究其发展轨迹不难发现, 无论身处何种境地, 这家外资品牌公司总是将质量放在首位, 选择用产品打开更多市场的大门。



人民币 25 元

ISSN 1674-9219



08

误解止于了解 认可需要宣传

文 | 秦海岩



化石能源的广泛应用将人类带入现代工业文明，但也导致了极为困扰的环境气候问题。为彻底摆脱这种困扰，我们必须寻找全新的能源替代形式，推动后现代工业文明向更为人文的方向发展，可再生能源以其清洁无污染、可永续利用等无与伦比的优势成为全球实现可持续发展的一条重要途径。然而，并非所有人都对此形成了共识。出于习惯上不易接受、认知结构上与旧知识体系冲突、不被原有利益链所兼容等原因，每次新事物的出现，都会遇到不同程度的阻力。比如，汽车刚出现时，很多人将其称为“魔鬼的车”，有人向汽车扔石块，英国要求在汽车和马车会车时，汽车要停车为马车让路，美国有的城市甚至不允许汽车在大路上行驶。现在，风电在某种程度上也面临着类似的问题。一些舆论毫无根据地夸大中伤风电开发的影响——风电机组运转致使牛羊不吃草，风电偷走了大风加重雾霾，王八因为害怕机组的阴影而被吓死等等，层出不穷。这些言论严重误导了公众，干扰能源转型的进程。谣言不除，必将延缓社会文明前进的步伐。

细究起来，此类言论无非有两种，一是以讹传讹的无稽之谈。比如，早在风电发展初期，就有专家曾提出在内蒙古发展风电会导致牛羊不吃草，这在风电规模化开发过程中已经被证明纯属子虚乌有。还有一个“著名”的例子，2015年，“河北、内蒙古发展风电偷走北京大风导致雾霾加重”的传闻被中国科协评为当年的十大“科学”流言。为考察河北、张北、承德地区以及外围的内蒙古地区高速的风电发展是否会造成下游地区较大范围内风速减弱，从而影响北京市大气污染物的扩散，国家气候中心在河北北部及周边内蒙古区域内选择了离风电场集中建设区域最近的11个气象站，研究1961年—2013年气象站观测风速的长年变化。结果表明，在河北北部风电高速发展期间，北京市、天津市和石家庄市的风速没有出现明显变化，说明目前河北北部风电开发与京津冀地区的重污染天气没有关系。美国斯坦福大学的研究结果表明，如果全部用风能来满足全球能源需求，风能开发对距地面1千米以下大气层能量的损失仅为0.006%—0.008%，比气溶胶污染和城市化对大气能量的损耗小一个量级。因此，就现阶段的重污染雾霾天气来说，风电开发的大气污染环境的影响可以忽略不计。

二是过分放大代价而忽略贡献。可再生能源所带来的显著的能源、环境、经济和社会效益不仅没能在全社会达成共识，还存在着很多理解的误区、甚至是对事实的扭曲。例如，有些人一味强调可再生能源补贴是“不可承受之重”，却看不到燃煤发电的外部环境成本；一味强调可再生能源的波动性和随之带来的并网成本，却看不到可再生能源推动电力系统发生根本性变革；一味强调可再生能源替代煤电的进程中出现的搁浅资产、失业以及地方收入减少，却看不到可再生能源为地方产业转型升级所带来的新动能和新机遇。绿色和平机构的相关研究表明，风电和太阳能发电将产生巨大的效益。在能源效益方面，2015年中国风光发电总共替代近6000万吨标准煤，到2030年中国风光发电将减少化石能源消耗量近3亿吨标准煤，这几乎相当于法国2015年全年的一次能源消费总量。到2030年中国风电光伏发电将节水36亿立方米，相当于2亿人口全年的基本用水量。在环境效益方面，相较于燃煤发电，2015年中国风光发电的外部环境收益约为0.16元/千瓦时，值得一提的是，2016年河北张家口对风电的补贴仅为0.14元/千瓦时，已低于单位外部环境收益，风电环境效益显现。在经济效益方面，2016年—2030年，中国风电光伏发电累计拉动投资约5.4万亿元，累计拉动GDP增长约14.3万亿元，相当于北京市2015年GDP的7倍。社会效益更加明显，除了以低成本解决无电地区用电问题之外，2015年带动直接就业45万人，2030年带动直接和间接就业将达到770万人，远远超过现在整个煤炭和石油行业所有员工数。

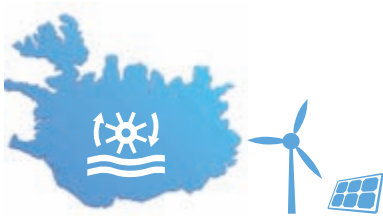
大力开发风能等绿色能源，不仅是我国实现能源转型、走可持续发展的必由之路，也是作为负责任大国的中国为全球应对气候变化做出的杰出贡献。因此，希望某些所谓的专家和媒体能够停止有意或无意的抹黑行为，以客观、公正的态度帮助大众增进对风电的认知，为风电发展营造良好的外部环境。风电行业也应该积极行动起来，一是规范自律，开发过程中要注重环境保护；二是加强行业的科普宣传，让全社会更多了解可再生能源，更深刻认识到可再生能源是支持人类向更高阶文明过渡的关键物质基础。✎

22

封面故事 Cover Story

西门子-歌美飒的质量观

在竞争日趋激烈的中国风电市场中，西门子-歌美飒走出低谷，业绩攀升。究其发展轨迹不难发现，无论身处何种境地，这家外资品牌公司总是将质量放在首位，选择用产品打开更多市场的大门。



12 专栏 Column

冰岛的能源转型（上）

18 对话 Dialogue

风电降本增效的倍福方案

专访德国倍福自动化有限公司能源事业部经理马兴凯。



历史回眸

2007年8月31日，国家发展改革委印发《可再生能源中长期发展规划》（发改能源〔2007〕2174号）。其中确定的风电发展目标是：到2010年，可再生能源消费量达到能源消费总量的10%，风电总装机达到500万千瓦，重点在东部沿海和“三北”地区建设30个左右10万千瓦等级的大型风电项目，形成江苏、河北、内蒙古3个100万千瓦

级的风电基地，建成1—2个10万千瓦级海上风电试点项目。到2020年，可再生能源消费量达到能源消费总量的20%，风电总装机达到3000万千瓦。建成若干个总装机容量200万千瓦以上的风电大省。建成新疆达坂城、甘肃玉门、苏沪沿海、内蒙古辉腾锡勒、河北张北和吉林白城等6个百万千瓦级大型风电基地，并建成100万千瓦海上风电场。



40余年的坚守 只为绿色能源点亮生活

绿色创想，驱动未来

矢志不渝，永在追风路上

风电拓荒者

深谙中国风电资源，始终坚持创新驱动



浙江运达风电股份有限公司
地址：浙江省杭州市文二路391号
西湖国际科技大厦A座22F
电话：0571-87397666
网址：www.chinawindey.com





《风能》杂志在线阅读网站
www.cwea.org.cn

卷首语/ From The Editor
01 误解止于了解 认可需要宣传 / 秦海岩

08 风向/ Direction

专栏/ Column
12 冰岛的能源转型(上) / 何继江

现场/ Presence
16 奔波在路上的试验人 / 刘静敏

对话/ Dialogue
18 风电降本增效的倍福方案

封面故事/ Cover Story
22 西门子-歌美飒的质量观 / 夏云峰, 王菲

公司/ Company
32 智慧运营2.0模式下, 风电场无人值守时代正在到来 / 夏云峰

海上风电/ Offshore Wind Power
36 英国海上风电2016年运行报告 / 夏云峰

国际/ International
40 风能、太阳能和地热能推动智利的能源转型 / 何婷婷

公开课/ Open Class
42 依托风电实训平台培养高素质风电人才 / 邢作霞, 芦彦东, 祁东亮, 周瑞卿

产业/ Industry
46 典型地域的风向特征研究 / 邓星

风电场/ Wind Farm
52 江苏响水220kV海上升压站安装 / 田拓, 张伟, 娄睿

56 风电场测风数据长期相关预测方法探讨 / 燕志婷, 呼津华, 邹振军

技术/ Technology
62 大型海上风电场尾流模型及大气稳定度影响研究 / 张双益, 胡非, 王益群, 胡威
68 台风型风力发电机组设计标准研究 / 刘世洪, 赵伟, 王清波
72 风电机组抗台风技术策略与应急管理 / 黄冬明, 张铁, 曹人靖, 张启应, 柳胜举
78 长期锁止状态对风电增速器危害的研究 / 汝学斌

广告索引

封二	敏泰液压
扉页 1	中国中车
扉页 2	三一重能
扉页 3	三一重能
扉页 4	麦加涂料
扉页 5	赢创工业
扉页 6	贺德克
扉页 7	锐奥德
卷首语对页	远景能源
目录对页 1	运达风电
目录对页 2	岳能科技
版权对页	南高齿
P21	华豹涂料
P31	NRG
P35	中科宇能
P77	歌美飒
后彩四	CWP2017
后彩三	鉴衡认证
后彩二	鉴衡认证
后彩一	永济电机
封三	中国海装
封底	德国海锐风电

YUE NENG.SMARTER WIND ENERGY AND SOLAR

更智慧的风能、太阳能

来自岳能

新模式·新服务

智慧运营一体化平台 智能调度服务平台

量子大数据应用平台 岳能 ALP 云平台

让能源充满智慧——岳能科技是杰出的能源垂直领域工业云平台打造者，综合运用物联网、移动、云计算与大数据等技术，与传统自动化技术、工业软件平台相结合，正在创造出全新的新能源智慧运营图景。

 **岳能科技**
YUENENG TECHNOLOGY

地址：北京市南四环西路186号总部基地，汉威国际广场4区2号楼6M层

电话：010-63430001 010-63430002

传真：010-63390168 网址：www.bjyn.com

2017北京国际风能大会暨展览会
——岳能科技

时间：2017年10月17日-10月19日

地点：中国国际展览中心（新馆）

W3馆A01展位



扫码关注
获取产品手册



中国可再生能源学会风能专业委员会
2017年第08期

顾问 **Consultant**

石定寰	史立山	杜祥琬	黄其励	Shi Dinghuan	Shi Lishan	Du Xiangwan	Huang Qili
徐建中	倪维斗	胡文瑞	杨裕生	Xu Jianzhong	Ni Weidou	Hu Wenrui	Yang Yusheng
李宝山	韩文科	朱俊生	贺德馨	Li Baoshan	Han Wenke	Zhu Junsheng	He Dexin
王承熙	朱瑞兆	戴慧珠	马学禄	Wang Chengxi	Zhu Ruizhao	Dai Huizhu	Ma Xuelu
王斯永	吴运东	齐同庆	于午铭	Wang Siyong	Wu Yundong	Qi Tongqing	Yu Wuming
			宫靖远				Gong Jingyuan

社长：夏丽华

President: Xia Lihua

主编：施鹏飞

Editor-in-Chief: Shi Pengfei

执行主编：秦海岩

Executive Editor-in-Chief: Qin Haiyan

副主编：王仲颖 于贵勇

Associate Editor-in-Chief: Wang Zhongying Yu Guiyong

编辑部主任：秦海岩（兼）

Editorial Director: Qin Haiyan

编辑部副主任：薛辰 夏云峰

Deputy Editorial Director: Xue Chen Xia Yunfeng

主笔：曹宏源

Editor in Chief: Cao Hongyuan

编辑：金杭川 王菲 时春景 张雪伟 何婷婷

Editor: Jin Hangchuan Wang Fei Shi Chunjing Zhang Xuewei He Tingting

本期责编：夏云峰

Duty Editor: Xia Yunfeng

视觉设计：荆莹 刘湛 孙昱婷

Visual design: Jing Ying Liu Zhan Sun Yuting

广告部经理：徐晓英

Advertising Manager: Xu Xiaoying

发行部经理：金杭川

Distribution Manager: Jin Hangchuan

编辑制作：《风能》杂志社

Produced by: Wind Energy Magazine

地址：北京市北三环东路28号

Address: Room 1108, Yiheng Building, No.28,
the 3rd Ring Road East, Beijing, P. R. China

易亨大厦1108

邮编：100013

Zip Code: 100013

电话：010-59796665-3953（编辑部）

Tel: 010-59796665-3953（Editorial）

010-59796665-3501（广告部）

010-59796665-3501（Advertising）

010-59796665-8933（发行部）

010-59796665-8933（Distribution）

传真：010-64228215

Fax: 010-64228215

投稿邮箱：gaojian@cwea.org.cn

E-mail: gaojian@cwea.org.cn

国际标准刊号：ISSN 1674-9219

国内统一刊号：CN 11-5942/TK

广告发布登记号：京海工商广登字20170178号

印刷：北京中科印刷有限公司

出版日期：每月6日出版

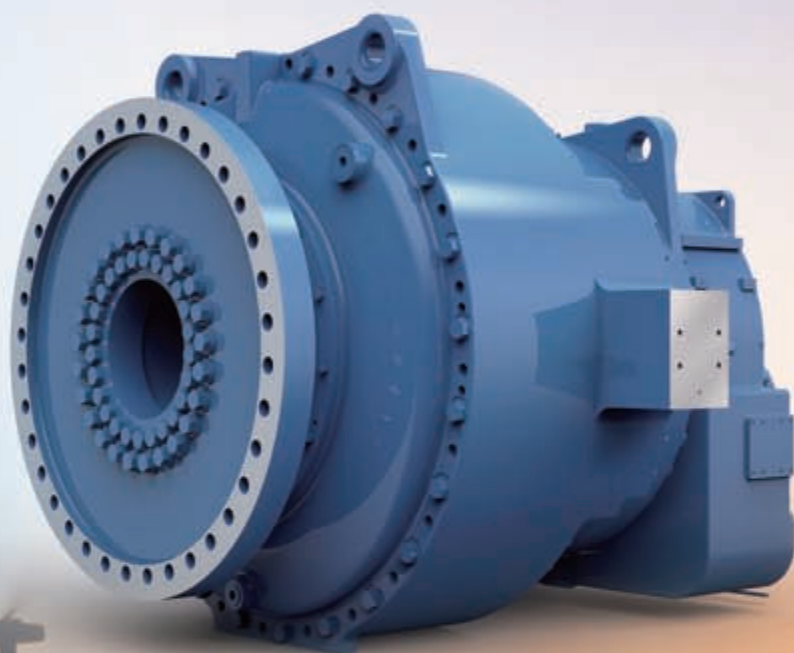
发行范围：全国发行

国内定价：人民币25元

声明

- ◆本刊图文版权所有，如需转载，请与本刊编辑部联系。
- ◆向本刊投稿（图片）文责自负，由作者原稿产生的版权或其他法律责任，本刊概不承担连带责任。
- ◆为适应我国信息化建设，扩大本刊及作者知识信息交流渠道，本刊已被《中文科技期刊数据库》（维普网）、龙源期刊网、《中国核心期刊（遴选）数据库》、中国知网等多个数据库收录，并在相关网站提供在线阅读和下载服务。如作者不同意文章被收录或数字出版，请在来稿时向本刊书面声明，本刊将做适当处理。

为人类文明 传递进步动力



 **HUSUM
Wind**
The German
Wind Trade Fair
and Congress
12-15 Sept. 2017
Husum, Germany

欢迎莅临南高齿展位:
Halle 1 / Stand 1E08

南高齿 齿轮箱与动力传动系统解决方案专家

作为全球风电齿轮传动设备的领军者，南高齿一直与众多国内外一流风机厂商实行战略合作。经过十多年的稳健发展，NGC 品牌的产品遍布中国、北美、南美、欧洲、印度等三十多个国家和地区，久经自然环境的卓绝考验而无虞。在严寒、酷暑、高海拔、台风及海洋气候之中，NGC 产品为全世界的千家万户使用清洁能源提供着可靠的保障。

www.NGCtransmission.com


NGC



国家能源局印发《能源行业市场主体信用评价工作管理办法》

为推进能源行业信用体系建设，建立健全守信激励与失信惩戒机制，规范能源行业市场主体信用评价活动，依据《社会信用体系建设规划纲要（2014—2020年）》《能源行业信用体系建设实施意见（2016—2020年）》的有关规定，8月1日，国家能源局印发《能源行业市场主体信用评

价工作管理办法（试行）》。《办法》提出，能源行业市场主体信用评价应从市场主体履行社会承诺的意愿、能力和表现等方面进行综合评价。能源行业信用评价指标分为一级指标、二级指标和三级指标。能源行业不同领域需结合行业自身特点及重要影响因素，设置评价指标及相应权重，分别形成统一的信用评价标准。能源行业市场主体按照《办法》及有关规定，向评价机构提供相应的数

据和资料，配合开展信用评价工作。能源行业市场主体信用等级统一划分为AAA、AA、A、B、C三等五级。其中AAA级表示信用很好，AA级表示信用好，A级表示信用较好，B级表示信用一般，C级表示信用差。根据能源行业各领域特点和评价需要，可将B、C两等扩展为BBB、BB、B、CCC、CC、C六级。必要时可对每个信用级别用“+”“-”进行微调，表示略高或略低于本等级。

我国海上风电场送电系统与并网关键技术研究取得重要进展

近日，“海上风电场送电系统与并网关键技术研究及应用”课题通过技术验收。该课题由中国电力科学研究院牵头承担，联合国电南瑞科技股份有限公司、中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、江苏海上龙源风力发电有限公司等电网、风电10家单位共同完成。课题围绕海上风电交/直流并网特性及运行控制保护技术开展了研究，提出了海上风电场无功配置方案、故障穿越技术方案及动态电压协调控制策略等运行控制策略；开发了用于海上风电场集电及送出系统的海缆过电压和保护试验平台，能够应用于500千伏及以下电压等级的海缆试验；提出了海上风电集电系统/变电站高可靠性优化设计和集成技术方案，纳入国家能源行业标准《风电场工程110千伏-220千伏海上升压变电站设计规范》，并应用于鲁能东台等6个海上风电场；研发了具有自主知识产权的海上风电预测预警、远程集控和安全防御控制3个系统，并在鲁能江苏东台20万千瓦海上风电场示范应用。

今年上半年我国弃风现象大幅度好转

据相关研究机构的分析，我国风电装机速度已经出现明显放缓趋势，弃风压力较大地区，如辽宁、吉林、黑龙江、宁夏、甘肃、云南、贵州，风电建设已经全面停滞，而西北区域的青海、陕西，华中区域的河南、江西，华北区域的河北正在成为我国风电装机主要增长地区；从风电设备利用率上看，我国“三北”地区、西南地区的弃风现象已经大幅度好转，风电设备平均利用小时数普遍提升。但是东部、南方主要负荷地区，如山东、江苏、浙江、广东等

地，风电设备平均利用小时数出现了一定幅度的下滑。总体来说，2017年上半年，我国风电消纳政策优势正在逐步凸显，持续多年的弃风限电现象正在得到好转。我国风电企业压力将得到部分释放，但是在发电侧总体冗余的情

况下，风电对火电的挤出效应也会进一步显现。预计第三季度，受到迎峰度夏影响，我国风电设备平均利用小时数的增长将进一步提速；但是第四季度，受到采暖季热电联产机组影响，“三北”地区弃风压力或将凸显。





内蒙古“十三五”期间新增风电装机2100万千瓦

近日，内蒙古自治区能源发展“十三五”规划印发。根据规划，“十三五”期间，内蒙古将通过加强可再生能源就地消纳利用和加快新能源外送基地建设，大力发展可再生能源。力争新增新能源本地消纳装机850万千瓦左右，其中风电300万千瓦，太阳能发电550万千瓦左右。力争新增新能源外送装机2300万千瓦左右，其中风电1800万千瓦，太阳能发电500万千瓦左右。为此，在加大可再生能源就地消纳利用方面，将综合考虑网源协调、市场消纳等条件，深入实施光伏扶贫工程，大力推进光伏治沙、

沉陷区光伏治理“领跑者”基地建设，积极推动可再生能源供暖、风电制氢等示范工程建设。积极发展分布式可再生能源，因地制宜推动可再生能源集中式与分布式并举的发展格局。积极落实可再生能源保障性收购机制，引导可再生能源优先发电。有序

推进可再生能源交易工作，扩大参与直接交易和多边交易的市场规模。在强化新能源外送基地建设方面，将优化配电网、汇集站规划和建设，加强风能、太阳能等新能源汇集能力和效率，着力打造多条电力外送通道，加快推进通道配套外送新能源项目建设。



西北能监局开展分散式接入风电项目监管工作

为提高分散式风能资源的利用效率，优化风电开发布局，规范建设标准，推进分散式接入风电项目建设，近日，西北能源监管局启动了分散式接入风电项目监管工作，要求开发企业认真研究分散式接入风电项目的定义和要求，自查已建、在

建分散式接入风电项目的基本情况、系统接入情况、运行情况等。

下一步，西北能源监管局将根据企业自查情况对已建成和拟建设的分散式接入风电项目的合规性，特别是接入系统技术方案

的合规性进行核查，并对项目建设和建成后的运行情况进行监测、监督，发现不符合并网技术要求的项目，及时了解原因、提出整改要求，定期公开发布监测结果，确保相关政策规定落实执行到位，促进分散式接入风电规范有序发展。

吉林“十三五”期间 风电装机将达到 550万千瓦

吉林省能源局近日发布《吉林省电力发展“十三五”规划》。规划提出，全省风能资源较为丰富，潜在风电开发量约为2亿千瓦，可装机容量约为5400万千瓦，是国家确定的九大千万千瓦风电基地之一。合理开发利用风电，可有效改善和提高生态环境的质量，促进全省清洁能源基地建设。预计到2020年，全省装机容量将达到3648.8万千瓦。其中，风电装机将达到550万千瓦，占比15.1%；太阳能装机240万千瓦，占比6.6%；生物质及其他装机131万千瓦，占比3.6%。按照规划的安排，吉林省将在学校、公共建筑、小锅炉替代等方面采用电能清洁供暖，并给予适当的财政补贴，在风电富裕地区合理推广采用蓄热式电锅炉的电采暖方式，提高对弃风电力的消纳能力；通过对电热膜、地源热泵等技术的推广应用，加快电采暖在全省城镇化进程中的应用，提高电网消纳低谷电力能力，缓解电网调峰和供热矛盾，减少弃风电量，提高风电设备利用小时数，促进风电及其相关产业健康发展。



中国海装50万千瓦风电项目将落户内蒙古

近日，中国海装与内蒙古巴彦淖尔市政府、北方联合电力有限责任公司，在巴彦淖尔市临河区举行50万千瓦风电机组设备整机组装和维护基地建设项目签约仪式。中国海装将在巴彦淖尔市投资建设年产50万千瓦机组设备整机组装和维护基地项目，为地方经济社会发展作出积极贡献。巴彦淖尔市政府将落实相关优惠扶持政策，为中国海装配置风能资源及太阳能资源。本着平等互利、合作共赢、共同发展的原则，中国海装和北方联合电力有限责任公司将结合双方优势对该风电项目进行合作开发。



维斯塔斯获得9.9万千瓦机组新订单

日前，维斯塔斯获得中国大唐集团新能源股份有限公司的9.9万千瓦机组订单，将为河北沽源闪电河风电场提供45台V110—2.0机组，以2.2兆瓦功率优化模式交付。大唐已经安装近90万千瓦的维斯塔斯机组。维斯塔斯中国总裁杨镭宝指出：“截至这一项目，维斯塔斯2017年在中国获得的订单总量已接近60万千瓦，证明我们正在中国市场稳步前行。”此订单包括保证可利用率和发电表现的AOM 4000托管式运维服务协议，以及基于数据的SCADA设备监控与预防性维护服务。项目预计于2017年第四季度交货和调试。



中国建材

中复连众68米4兆瓦海上风电机组叶片成功下线

7月29日，由连云港中复连众复合材料集团有限公司自主研发的LZ68—4.0海上风电机组叶片在国内最大的风电叶片制造基地连云港工厂成功下线，该叶片的长度为68米，为4兆瓦机组配套，将安装在远海海域，且能抗台风。该叶片长度长，后缘结构复杂，项目团队经过一个月的准备，成功实现了一

些新的制造技术，如在线涂胶粘剂、后缘辅梁单独预制等。这些技术避免了胶粘剂内的气泡、辅梁褶皱等缺陷，降低叶片受雷击的概率，为海上风电叶

片提供了足够的可靠性。下一步，叶片将在公司检测中心接受全尺寸静载、疲劳的考验。叶片尖部安装雷电系统后，将会进行雷电模拟测试。

数据

601 万千瓦

中电联的数据显示，1—6月，全国6000千瓦及以上风电场发电量1490亿千瓦时，同比增长21%；风电设备平均利用小时数984小时，同比增加67小时；新增风电装机601万千瓦，同比增加27万千瓦。

11.9%

今年上半年，安徽新增可再生能源发电装机320万千瓦，占全部新增装机的71.4%。累计装机达到1243万千瓦，占全省发电装机的比重超过20%。可再生能源发电量105亿千瓦时，占全社会用电量的11.9%。

20.58 万千瓦

据江苏省经信委近日发布的数据：截至6月底，该省发电装机容量为10674.61万千瓦。1—6月，全省电源基本建设完成投资32.92亿元，新增发电能力529.32万千瓦，其中风电20.58万千瓦。



国际热点

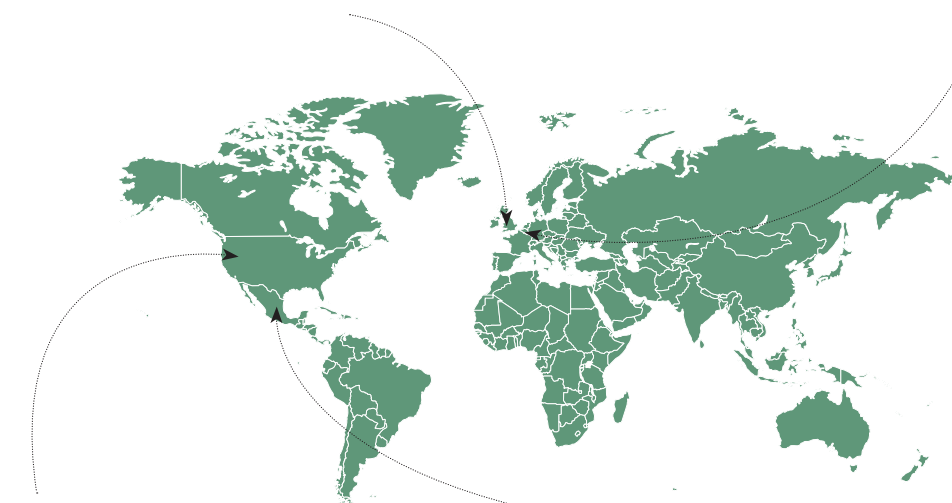


英国

全球首座商业级海上漂浮式风电项目——Hywind 风电场正在英国东北部海域逐渐建设成形。这座风电场由挪威国家石油公司建设，可为 2 万户家庭提供电力。一台机组已就位，另外 4 台等待从挪威运到苏格兰。

德国

今年上半年，德国陆上风电新增安装容量 228.07 万千瓦，同比增长 11%。由于上半年有 16.69 万千瓦的旧机组退役，实际增加的装机容量应为 211.38 万千瓦。2017 年全年，德国新增陆上风电容量有望达到 500 万千瓦。截至 6 月，德国陆上风电累计容量 4800 万千瓦，共吊装了 27914 台机组。



美国

根据美国能源情报署（EIA）的分析，3 月，美国风能和太阳能发电在总发电量中的占比首次超过 10%。风能和太阳能发电量在美国一直增长，2016 年占总发电量的 7%。2017 年 3 月，风电占总发电量的 8%，而光伏发电则占 2%。几乎在所有州中，风电都比光伏所占的比重更大。

墨西哥

墨西哥能源部日前宣布，该国风电和太阳能项目共从墨西哥外贸银行（Bancomext）、国家金融银行（Nafin）、公共工程银行（Banobra）三家开发银行获得 8.1 亿美元贷款。这些贷款可以保障长期电力项目的基础设施建设，从而扩大能源来源。

650 万千瓦

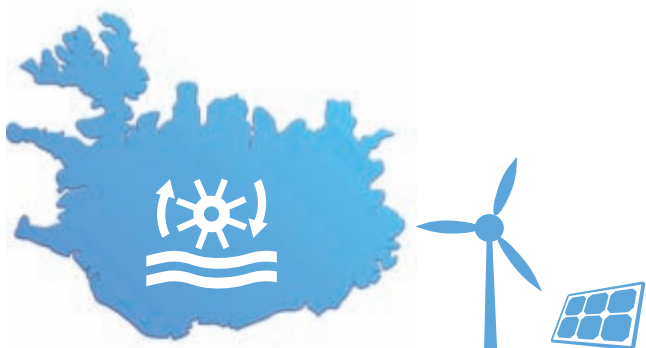
据欧洲风能协会统计，2017 年上半年，欧洲新增风电装机 650 万千瓦，其中欧盟国家新增 610 万千瓦。陆上风电新增装机 480 万千瓦，海上风电新增装机 130 万千瓦。上半年，欧洲风电获得 83 亿欧元投资。

330 万千瓦

目前，波罗的海地区的海上风电装机达到 100 万千瓦，预计在 2030 年前还将新增 330 万千瓦。今年早些时候，两家爱沙尼亚企业拟在该国东北部建造风电场，共有 85 台机组，投资 4.25 亿—5.1 亿欧元。

33 万千瓦

彭博新能源财经预测，由于可再生能源组合标准（RPS）目标的提升和其他优惠政策的支持，韩国的年度光伏发电和风电装机将稳步增长。2017 年，该国预计将新增 120 万千瓦光伏装机和 33 万千瓦风电装机。



冰岛的能源转型（上）

文 | 本刊特约评论员 何继江

冰岛：世界可再生能源比例最高的国家

冰岛位于北大西洋靠近北极圈的海域，是欧洲第二大岛国。全国面积为 10.3 万平方公里，人口约 33 万，拥有丰富的水能资源和地热资源。冰岛是一座火山岛，位于美洲板块和亚欧板块的边界地带，两大板块的交界线从西南向东北斜穿全岛。活跃的地壳运动、复杂的地形地貌造就了冰岛丰富的地热资源。海洋气候又带来了丰沛的降雨，岛内年均降水量为 2000 毫米，人均拥有水资源是欧洲人均水量的 600 倍。

该国是国际能源署所统计的国家中可再生能源占比最高的国家，2014 年，一次能源使用量的 85% 来自本地可再生能源，其中 66% 是地热。

冰岛的电力系统已经完全是可再生能源发电，主要是水电和地热发

冰岛是国际能源署所统计的国家中可再生能源占比最高的国家，2014 年，一次能源使用量的 85% 来自本地可再生资源。

电。2015 年，该国的总发电量是 188 亿千瓦时，人均用电量达到 5.7 万千瓦时，也是世界上人均用电量最高的国家。2015 年，冰岛的水电装机量为 199 万千瓦，年发电量 138 亿千瓦时，占总量的 73.3%。地热发电装机量 67 万千瓦，年发电量 50 亿千瓦时，占 26.6%。风电刚刚起步，发电量只占到 0.1%。燃油发电的装机量仅有 11.7 万千瓦，但极少开机，其发电量可以忽略不计。

冰岛的供热能源也几乎全部来自可再生能源。全国的终端用热中，地热达到 96%。就建筑等空间供热而言，2014 年，地热供热占比达 90%，电供热约占 9%，主要指热泵和电锅炉用电，石油供暖仅为 1%。

目前冰岛基本不使用天然气，煤炭使用量也很少，使用的化石能源主要是石油，只占一次能源需求的 13%，约有一半用于渔船，另一半主要用于汽车。

冰岛能源转型历程

冰岛作为一座火山岛，本地没有石油、煤炭和天然气的资源。但该国也经历过以煤炭、石油等化石能源作为主体能源的时代，经过漫长的转型，才形

表1 冰岛一次能源发电量及占比

	2015年		2014年	
	亿千瓦时	%	亿千瓦时	%
水能	137.8	73.3	128.73	71.0
地热能	50.03	26.6	52.39	28.9
燃料	0.04	0.0	0.02	0.0
风能	0.11	0.1	0.08	0.0
总计	187.98	100	181.22	100

成目前可再生能源占绝对主导的局面。

19 世纪末，冰岛大量进口煤炭用于供暖。1914 年—1918 年，由于第一次世界大战的影响，煤炭的市场价格升高且供应受限。1918 年冬季，冰岛出现极端寒冷的气候条件，煤炭供应不足导致供暖得不到保障。经历了寒冬折磨的冰岛人民开始探索地热集中供暖，这成为冰岛能源转型的最初尝试。二十世纪二三十年代，地热供暖有了初步的发展，但规模仍然比较小。1940 年时，该国的能源结构中煤炭占比达到 70% 以上。二战时期进口煤炭的紧张形势再次激发了地热和水电的快速发展。二战后的和平时期内，得益于便宜的国际油价，石油在冰岛能源结构中的比重增长比地热和水电更快，迅速替代煤炭成为主体能源，1960 年左右，用煤供暖被淘汰。

1973 年的石油危机重创冰岛经济，但这也使得其能源转型加速进行，水电和地热得到广泛发展，石油消费比重迅速下降，并逐步退出电力和供热领域。20 世纪 90 年代，气候变化成为推动冰岛能源转型的另一个重要因素，减少碳排放的追求使得可再生能源对煤炭和石油的替代进一步加速。1914 年至 2014 年的一百年间，冰岛通过可再生能源替代化石能源实现的二氧化碳减排量总计达到 3.5 亿吨。

由于冰岛的供热和发电已经几乎完全来自可再生能源，所以，能源转型的任务焦点目前已经转移到交通能源转型，关键是如何用可再生能源替代汽柴油。

冰岛的目标是到 2050 年完全摆脱对石油能源的依赖。主要的途径有生物燃料、电动汽车、绿色甲醇汽车和氢燃料电池。经过一些年的探索，

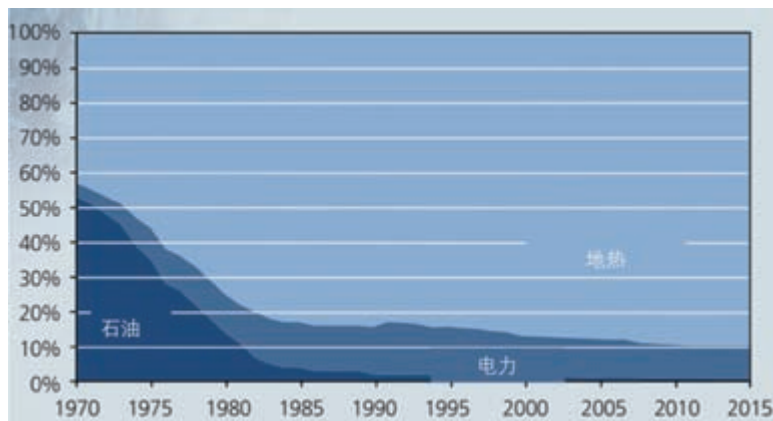


图1 冰岛1970年—2015年区域供热能源使用情况（资料来源：Orkustofnun）

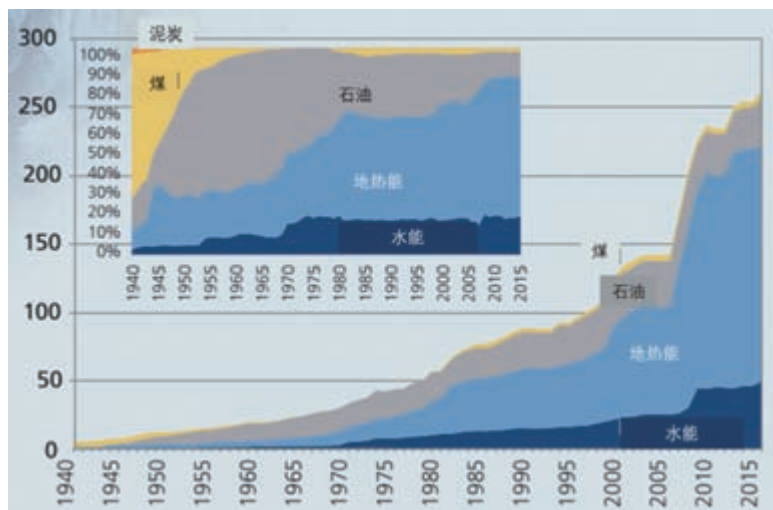


图2 冰岛1940年—2015年一次能源使用情况（纵轴单位：皮焦）

（资料来源：Orkustofnun Data Repository OS-2016-T003-01）

该国目前最主导的发展方向是电动汽车。用电来驱动汽车，在冰岛而言，是减排效益最好的，因为所有的电力都是可再生资源生产的，几乎是二氧化碳零排放的。

在地热领域执着的科技创新

在冰岛，地热的应用领域非常广泛。除了供暖和发电，地热能还广泛用于温室种植养殖业、工厂烘干、雪

由于冰岛的供热和发电已经几乎完全来自可再生能源，所以，能源转型的任务焦点目前已经转移到交通能源转型，关键是如何用可再生能源替代汽柴油。



融化、洗浴与旅游服务等诸多产业。2015年，全国的终端用热量大约是 29 皮焦（相当于 80.2 亿千瓦时），其中终端用热 46.1% 用于居民供暖，40.9% 是商业服务，包括热水游泳池和融雪，此外还有 7.1% 用于渔业、3.6% 用于工业，温室大棚使用了 2.4% 的热。

冰岛的供热价格很低，仅仅 2.3 欧分 / 千瓦时（约合人民币 0.18 元 / 千瓦时），远低于丹麦的 9.01 欧分 / 千瓦时、德国的 7.04 欧分 / 千瓦时。

冰岛在长期利用地热过程中，摸索出一套科学高效的地热梯级利用方法：

1. 从地热井中抽出高温热水和蒸气，经分离后，蒸气带动涡轮机发电，作为第一使用阶梯；

2. 高温热水将引入的低温地表水（多为湖水）加热至 80℃ 左右后输入市区，供民居和游泳池采暖与融雪之用，为第二使用阶梯；

3. 冷却后的地热水含有大量对人体有益的矿物质，引入温泉疗养区用于洗浴保健，发展旅游，形成第三使用阶梯；

4. 此后的地热水温度依然较高，经处理后通常用于绿色温室或鱼苗养殖厂供暖，从而形成第四使用阶梯。

一、地热用于供暖

在冰岛首都雷克雅未克，大规模地用热水进行家用取暖始于 1930 年。第一个以地热为基础的社区集中供暖系统，共钻探 14 眼井，最大井深 246 米，水温 87℃，自流量 14 升 / 秒。从地热田至 Laugarveitan 集中供暖系统的供热主管道长 3 千米，将热水送到两个小学、一个游泳馆、医院主楼、公共建筑以及首都城区 60 个家庭的房屋。

1934 年—1955 年是社区集中供暖系统发展阶段。工程师 Jón Þorláksson 于 1926 年发起雷克雅未克地区建筑集中供暖系统的讨论。他后来于 1933 年—1935 年

期间担任雷克雅未克市市长，大力推进社区供暖系统。1943 年，一条连接地热田与城市区的长达 18 千米的供热管线投运，成为雷克雅未克区域供热系统发展的里程碑事件。到 1945 年末，已经有 2850 户家庭连接到了这个区域供热系统中。1940 年—1945 年，国家研究委员会支持发展高温系统内的钻探工作。1953 年，国会通过了一项法律，允许财政支出对钻探和建设地热井的总投资可高达 80%。雷克雅未克发达的区域供热系统吸引其他城市和乡村的居民迁居到雷克雅未克，产生了大规模的迁居潮。直到现在，雷克雅未克及周边地区的人口占据冰岛的一半以上。后来，很多村镇也建设了大量地热供热系统。

二、地热用于发电

冰岛的电力 70% 以上是水电。该国的水能资源丰富，而且冬季也没有明显的枯水期。但出于对能源安全的考虑，特别是气候变化加剧冰川融化将对水能资源造成较大的影响，冰岛很早就开始着手利用地热进行发电。并在实践中不断克服地热发电所遇到的高温、酸腐蚀、有毒的硫化氢气体等技术问题，地热发电规模不断扩大。目前全国有 7 个地热发电厂，装机容量超过 60 万千瓦。

冰岛的水电和地热发电成本都很低，

出于对能源安全的考虑，特别是气候变化加剧冰川融化将对水能资源造成较大的影响，冰岛很早就开始着手利用地热进行发电。

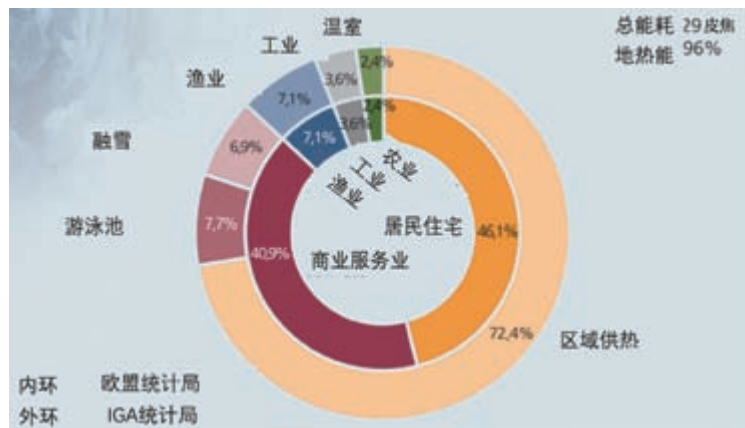


图3 冰岛2015年各部门终端能源使用情况

(资料来源: Orkustofnun Data Repository OS-2016-T004-01)

如果换算成人民币，工业平均电价不到 0.2 元 / 千瓦时。便宜的电力生产带动了以铝业为龙头的高耗能产业的发展。目前全国总电力的 73% 左右用于工业，其中最主要是铝业，现在冰岛已经进入世界铝业生产大国的行列。该国可用于建设地热发电站的资源还有很多，只是限于本地电力负荷，没有得到充分开发。冰岛还考虑进一步扩大铝业规模，或者建设冰岛至英国的海上特高压输电线路，以进一步拉动岛内地热发电业务。

三、地热用于温室大棚

温室加热是冰岛最古老和最主要的地热能应用之一。冰岛气候寒冷，可耕地面积仅占国土总面积的 1%，粮食、蔬菜、水果曾严重依赖进口。1924 年起，该国开始尝试建设地热绿色温室，发展生态农副业，获得成功。温室产品包括各种蔬菜（如西红柿、黄瓜和红辣椒等）和国内市场需求的各种开花植物（如玫瑰和盆栽植物等）。在 1990 年—2000 年期间，每年温室（玻璃密封）的总面积增加 1.9%。在 2002 年，温室总面积约为 19.5 万平方米。其中，55% 的温室被用于种植蔬菜，45% 的温室被用于种植各种开花植物。温室生产的西红柿、黄瓜可满足国内 70% 的市场需求。依靠地热温室种植，冰岛已成为欧洲最大的香蕉种植出口国。调查显示，冰岛每年温室种植消耗的总热能约为 940 太焦（约 2.6 亿千瓦时，相当于 3.6 万吨标煤）。大多数温室都位于该国南部，且都是用玻璃密封的。近年来，电照明应用的增加延长了植物的生长期，进一步提高了温室的生产率。近十几年来，冰岛温室种植的总产量不断增加，但温室的总面积却有所减少。

20 世纪 80 年代中期，冰岛开始

开发地热养殖业，通过地热供热，鱼苗孵化和生长周期大大缩短，而且产量显著提高，这大大加速了冰岛渔业的发展。目前，冰岛已拥有热水鱼苗场 50 个，年养殖鱼苗 4000 多吨，捕鱼量近 200 万吨，是世界人均捕鱼量最高的国家。

四、地热塑造旅游业

游泳池池水加热是冰岛重要的地热能利用之一。在该国约有 160 个游泳池，其中，130 个游泳池利用地热能加热。大多数公共游泳池是全年开放的露天游泳池，游泳池主要用于娱乐和游泳训练。冰岛拥有火山口、熔岩流、热气孔、热泥池以及间歇泉等独特的火山景观。英语“间歇泉（Geyser）”一词即源自冰岛语。冰岛依赖独特的地貌和众多温泉疗养保健区，每年吸引着大量外国游客，2004 年，赴冰岛旅游人数已逾百万。蓝湖温泉是著名的旅游胜地，但它并不是天然温泉，而是 Svartsengi 地热发电厂的地热尾水形成的天然泻湖。电站开采的地热水在发电和供热之后，被排到周围由熔岩包围的低洼地上，低洼地有碱性的泉水，而废水和海水的成分近似，里面富含钙、镁盐，遇到碱后，原来可溶性的钙、镁盐变成絮状的白色沉淀物，使岩石不能透水，洼地就成了个蓄水池。由于尾水仍有很高温度，常有员工在此泡温泉。1999 年，发电厂将尾水池正式改造为售票洗浴的蓝湖（Blue Lagoon）。改造后的蓝湖采用自动化设备调配热水与冷泉水比例，温度恒定，并由多个出口排出，保证整个湖的水温均匀。现在 Blue Lagoon 是冰岛最有名的旅游区，每年的旅游人数不断增加。（未完待续）✉（作者单位：清华大学能源互联网创新研究院）

通过地热供热，鱼苗孵化和生长周期大大缩短，而且产量显著提高，这大大加速了冰岛渔业的发展。

奔波在路上的试验人



图文 | 刘静敏



图 1



图 2



图 3



图 4



图 5



图 6

- 图 1：开工前危险点告知
- 图 2：一次设备试验
- 图 3：一次设备巡检
- 图 4：继电保护试验培训
- 图 5：保护定值核对
- 图 6：主变引线拆除

大唐新能源试验研究院试验研究所是新能源公司技术监控服务单位，承担中国大唐集团新能源股份有限公司所辖风电场电气一次、二次设备试验工作。2017年，试验研究所承揽预试服务容量 550 万千瓦，服务范围覆盖内蒙古、辽宁、山西、甘肃、宁夏、安徽、河南、广东、广西等地。

每年的第三季度，是一年中天气最热的季节，也是试验研究所最忙的时节。为缩短停电时间、减少电量损失，试验人员每天顶着摄氏 30 多度的高温，放弃午休机会，争分夺秒赶进度。各作业小组分工明确、相互配合，共同克服工作量大、工作任务集中、试验仪器有限等困难，为设备进行严格“体检”，针对各类设备问题，他们全过程跟踪，

确保设备零缺陷运行。汗水滴落在地上，影响不了他们全神贯注、一丝不苟的工作态度。一个试验项目完成了，他们站起身、喝口水，又紧锣密鼓地开始下一项，一天工作下来，衣服不知道被汗水洗过多少遍。可当发现出设备存在的安全隐患后，他们又觉得所付出的这一切都是值得的。

预试高峰期，试验人员频繁往返于全国各地，昨天完成了安徽的预试任务，今天他们已经抵达河南。哪里需要他们，哪里就有他们的身影，有时连续工作在试验现场、长时间不能回家，但他们却没有一丝怨言。“既然选择了远方，便只顾风雨兼程！”不畏风雨，砥砺前行，为提高设备的供电可靠性，他们一直奔波在路上……

受访嘉宾：
马兴凯，德国倍福自动化有限公司能源事业部
经理。

风电降本增效的倍福方案

本刊 | 夏云峰

2006年以来，倍福始终与中国风电行业风雨同舟，见证了产业的十年辉煌。这家专注于工业自动化产品研发和生产的外资企业，一直努力通过长期的技术积累和先进的产品组合帮助国内企业提高风电开发的智能化水平，在提升机组性能和降低开发成本这一升一降中，实现业主效益的最大化。

《风能》：关于倍福的业务开展情况，您有没有一些最新信息可以分享？

马兴凯：我们早在2006年就已经进入中国风电市场，可以说见证了这个行业十年的发展历程。截至2016年，超过10家整机厂家采用了倍福基于PC的风电控制系统，并且行业前几大知名厂商均和我们保持着长期良好的业务合作关系，总装机量约4.5万台。倍福每年都会针对风电行业推出一些解决方案和产品，包括EJ模块、状态监测模块、电力测量模块、TwinCAT 3 Wind Framework软件架构、极速风电场网络等，以适应不断变化的行业形势。这些产品在实际运行中表现不俗，不断赢得客户的信赖和认可。

比如，金风科技GW 3S风电机组的智能电控平台采用了基于倍福CM产品打造的TCMS系统，对机组关键部位的监测更为充分和及时。在倍福强大CPU处理能力的支持下，可实现对传动链、机舱、塔筒及叶片的在线监测和分析，为故障预警和精细化控制奠定了基础，使机组的智能化水平跨上新的台阶，显著提升了机组的性能和风电场的开发效益。

在向市场提供高质量产品的同时，我们还搭建了完善的售后服务体系。除德国总部的风电专家团队外，倍福中国约有20名风电技术工程师，为中国风电业务提供本土技术支持。同时倍福中国强化对风电客户的现场服务，为几十个风电场的数百位现场服务工程师开展技术培训，有利地保障了风电机组的高效、无故障运行。

《风能》：倍福的产品与市场同类型产品相比，

具有哪些优势？在提高风电并网友好性、降低开发成本方面具有哪些价值点？

马兴凯：我们为风电机组提供电气控制系统，它不同于传统意义上的可编程逻辑控制器（PLC）。倍福控制系统的硬件是基于PC架构的，软件操作系统是通用或者嵌入式Windows，加上独有的TwinCAT软PLC技术，可以很好地执行用户的复杂工艺要求。开放和易操作是倍福控制系统的主要特点。同时，我们拥有高速实时以太网总线EtherCAT，使得整套控制系统的I/O响应时间可以小于100微秒。

在应对波动性方面，永磁直驱风电机组和双馈异步风电机组都可以在一定范围内调整输出的有功和无功功率，充分发挥机组自身的无功支撑能力，对维持电网的无功功率平衡和电压稳定有着十分重要的意义。研究表明，风电场监控网络的速度以及风电机组自动控制系统现场总线的速度对风电场电压或无功功率控制可实现的动态性有显著影响。倍福基于EtherCAT的风电场实时控制网络解决方案可实现风电场级小于1毫秒的网络通信周期，因为EtherCAT拓扑中的所有分布式时钟可通过传输延迟的测量进行同步，使得测量值和控制值的同步时间窗口能小于1微秒。这可以充分挖掘机组自身的潜力，提高并网的友好性，在出现波动时对电网提供有力的支持。

此外，我们每年都会通过产品配置优化为客户降低成本。倍福是一家技术型公司，对技术的追求决定了我们始终站在PC控制技术的前沿。在提升产品性价比的同时，倍福为客户提供丰富的风电应

用经验，不断降低客户的产品成本。提高客户的市场竞争力是我们一贯的追求。

未来，倍福还将继续推陈出新，寻找更加优化的配置方案。同时，通过 PC 控制独有的开放性特点，打通客户远程支持和服务的通道，减少风电场运维的时间和次数，从而大幅降低后期维护成本。

《风能》：此前，一则黑客入侵风电场的新闻引发业内对风电机组控制系统网络安全的担忧，倍福是如何确保通信安全的？

马兴凯：倍福作为风电机组主控系统的主要供应商，一直非常关注风电应用中的信息安全问题。我们认为可以从以下三个方面来保证通信的安全：首先要对机组操作用户登录进行严格管理，只允许经过验证的用户进行权限范围内的操作，比如更改参数、配置状态码、手动操作等。倍福的 TwinCAT 3 Wind Framework 软件框架中不仅包含了机组的运行控制功能，而且还包括一套完善的用户管理机制，可以实现对用户等级及权限的管理，还会将用户的操作记录全部保存到数据库中。其次，可以采用具有安全机制的通信协议，比如 OPC UA。OPC UA 访问规范明确提出了标准安全模型，由于 OPC UA 应用之间传递消息的底层通信技术提供了加密功能和标记技术，保证了消息的完整性和安全性。倍福作为 OPC 技术应用的先行者，具有成熟的 OPC UA 产品以及丰富的应用经验。另外，对风电场联网设备也需要加强管理，比如对服务器、工程师的笔记本电脑等必须进行安全设置，安装防火墙和杀毒软件，防止病毒入侵。

《风能》：随着我国风电开发重心向中东南部转移，风况会更加复杂，给机组的控制系统带来了哪些挑战？倍福为此提供了哪些解决方案？

马兴凯：我认为带来的挑战主要有两个方面：一是如何在低风速特殊环境下提高风能利用率？二是如何降低度电成本，提升风电场盈利能力？

在中东南部地区，更低的能量密度对风电机组

的技术和配置提出了更高的要求，风电机组的控制必须具有高效率、高可靠性、更强的环境适应性、易维护性。

为应对挑战，倍福提供了基于 PC 的控制方案，它具有运算速度快、成本低、程序编写便捷等特点。在硬件方面增强了环境适应性，以满足如温度、湿度、海拔、振动、EMC 等方面的要求，可以提供具有丰富感知能力的 IO 产品、强大的记忆和思维能力的 CPU 产品；在软件方面提供具有自学习、自适应和决策能力的控制策略、自诊断和维护能力的 CMS、场级控制等，为保障风电机组的高效、无故障运行创造了条件。同时还可以借助数据库中的海量数据存储，使得系统诊断功能更加缜密和准确。通过有效组合和应用各种技术，使机组能够准确感知自身的状态和外部环境条件，从而优化调整控制策略和运行方式，保证运行在最佳工况点，以达到发电量和使用寿命的同时最优。

《风能》：围绕中国市场，倍福为下一步制定了怎样的发展战略？

马兴凯：伴随中国风电市场的快速发展，智能化、信息化、大数据、云计算等理念和技术被迅速引入到机组设计制造、风电开发建设和运营管理的各个环节，现代化程度将大大提高。

倍福为准确把握住中国风电产业发展的战略机遇，将积极做好以下三方面工作：

第一，及时推出用于快速开发大型兆瓦级智能风电机组的 TwinCAT 3 Wind Framework 软件架构，将工业 4.0 技术与倍福成熟的风电行业知识完美结合于一体，成为新一代风电控制系统的理想开发平台。

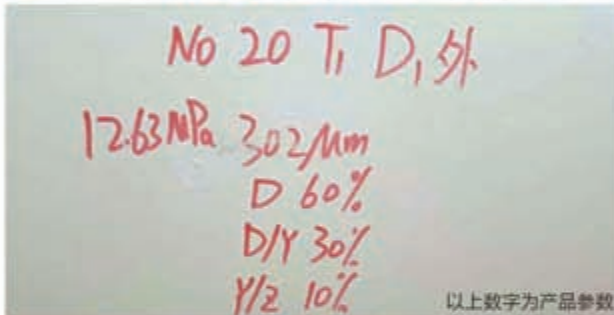
第二，重点关注大兆瓦机型和海上风电机组的发展，贴近客户的需求，提供适合他们的产品。

第三，积极关注行业发展衍生应用，如风电机组在线监测与故障诊断系统、叶片监测和维护装备、机组改造、实时风电场网络、全生命周期管理等，为此提供解决方案，提升机组性能和风电场开发效益。☑



华豹水性风电漆

中国水性工业漆先行者



华豹水性风电漆三大优势

- 1

绿色环保，安全健康

→

VOC 含量低，低于国家标准；以水为溶剂不含重金属有害物质，有效保护从业者的职业健康；并且不燃不爆，安全可靠。

- 2

质量优越，综合成本低于溶剂型漆

→

华豹水性漆性能指标达到或超过溶剂型同类产品。为加快推进环保涂装，保障员工身体健康，水性漆综合使用成本较低。

- 3

环保涂装一体化服务

→

华豹公司于 2003 年组建了专业涂装公司，现有 500 多名专业人员，按照施工管理 6S 要求，确保环保涂装一体化目标的实施。



封面
故事

西门子—歌美飒 的质量观

在竞争日趋激烈的中国风电市场中，西门子—歌美飒走出低谷，业绩攀升。究其发展轨迹不难发现，无论身处何种境地，这家外资品牌公司总是将质量放在首位，选择用产品打开更多市场的大门。

本刊 | 夏云峰，王菲

正如西门子—歌美飒亚太区总裁安然 (Alvaro Bilbao) 所说,“对于我们而言,中国是一个非常重要的市场。坚持在这个全球最大、竞争最激烈的风电市场中争取订单,将会给公司的发展带来巨大能量。”

因为看好,所以坚守。即使是在这个市场处于低谷期,外资品牌纷纷撤离之际,这家西班牙风电机组制造企业也选择了留下来,因为它坚信,“市场情况会告诉人们真相,那就是西门子—歌美飒是值得被客户信赖的。”

在中国风电发展过程中,不少企业将质量与价格的关系当成单选题来做,一味追求低价,“劣币驱逐良币”的现象时有发生。而西门子—歌美飒却给出了多选的答案,在保质的同时,努力降低成本。

逻辑很简单,低价只能是一时的。市场发展初期,这种方式可以帮助企业获得一定的装机份额,但仅仅是昙花一现。一旦市场成熟,面对激烈的竞争,质量才是企业永葆竞争力的唯一动能。

为此,西门子—歌美飒在制造环节建立了严格的质量管控体系,并运用丰富的经验和强大的技术实力不断完善与创新运维管理手段、模式,致力于为客户提供高性价比的产品和服务。



制造： 要严控制造过程，也要产业链合作

2006年，中国风电市场尚处于爆发的“前夜”，彼时还没有与西门子合并的歌美飒就以战略性眼光选择在天津建设其位于中国境内的第一个制造基地。并陆续建成三期，分别生产机舱、发电机以及控制系统和变频器。

十多年来，该基地累计交付 5026 台机组，额定容量达到 745.7 万千瓦，成为这家外资企业巩固、提升在中国市场的地位，优化、调整全球业务布局的重要平台。同时，它也是该公司面向全球的一张“名片”和高品质的代名词。而在这背后，一条覆盖制造全过程的高效、严格的质量管控体系悄然成型，确保了每台机组始终“品质如一”。

严控过程，实现自我飞跃发展

众所周知，整机制造牵涉到众多环节，任何一个细小偏差都会在生产线上被不断叠加、放大，最终演变成机组在投运后的“致命伤”。

“一些部件即使存在缺陷，可能投运后几年才会被发现。”西门子—歌美飒亚太区运营总监郭鹏提醒。

以发电机为例。这个大部件目前仍难以实现机械化生产，要保证质量，操作人员必须具备非常高的技能。因为即使经过测试，一些缺陷也不会暴露出来。并且部分生产环节是不可逆的，比如装配好的定转子会被浸上绝缘漆，此后就无法再拆除重新装配。

即便条件如此苛刻，西门子—歌美飒的全球监测数据却显示，其发电机的故障率相当低。过去十年中，只发生过个别案例。

在郭鹏看来，秘诀就隐藏在过程控制上。

在集团层面，该公司建立了 ISO 质量控制体系，由莱茵集团负责审核。天津的所有制造车间自然也要遵循这套体系。

与此同时，该基地还实施了一套更加严密的质量管控体系。

据了解，这是共分为 3 级的质量和生产安全责任制。最低一层为质检。每件产品在进入下一个环节之前都会进行质检，查验上一步的质量。

部门主管和经理级管理人员则按照一定频次，进行不定期抽检，以清单形式列出检查结果，这是第二道质量关。

第三级则由质量管控团队高管、最高管理

层负责，抽检部分产品，查看记录是否完备。检查人员还会选择其中部分机组设备，全程参与监督终检过程。

郭鹏告诉记者，这套体系的精髓在于全员参与、随机性、层层验证。通过发动各级员工的力量，借助“群众的眼睛”，可以更容易发现存在于细节中的问题。而且第二级和第三级都是随机检查，并不会提前通知。此外，逐层抽检还能够很好地验证前一级的做法是否有效。

“在此基础上，我们每周都专门开会回顾亚太地区的运营质量情况，主要是根据一周内发生的所有质量问题，再结合顾客的反馈进行分析，从而推动制造工艺和流程的改进。”他补充道，“每个月，集团 CEO 也会亲自组织召开亚太地区的质量会议。”

天津基地还将一些经典的管理手段引入其中，比如精益管理模式。通过运用价值流图等工具，不断定义出需要改进的地方，逐步优化生产过程。

一名工业工程师告诉记者，每项改进的效果看似不大，但是一点一滴积累起来，将会大幅提高生产效率。从 2013 年开始，单件产品所用的平均工时每年都同比下降 30% 以上。

而这最终转化为了制造成本的下降。由此，西门子—歌美飒解决了一个很多制造企业面对的难题，即如何在提高质量的同时，不断降低产品的成本。

“歌美飒刚进入中国时，主打的是产品质量。同时，降低价格也是我们的追求。但如果为了降本而牺牲质量，那是本末倒置的做法。”郭鹏强调，“现在，通过各种措施，我们的产品价格也降到了国内一线企业的水平，具有绝对竞争力。可以说，我们的产品拥有豪华的品质，却是中档的价位。”

正是这种高性价比，再加上长期积累的口碑，西门子—歌美飒的机组正在征服越来越多客户的挑剔眼光。天津基地机组交付量的逐年增加就是佐证。

记者拿到的数据显示，2016 年，该基地共生产了 120 万千瓦的机组。预计到 2018 年，

这一数字将会达到 200 万千瓦。除了满足中国市场，这些产品还远销亚太、北美、南美、大洋洲等地区。

郭鹏认为，天津基地实际上已经成为西门子—歌美飒开拓亚太乃至全球风电市场的一个“桥头堡”，在集团的全球业务布局中扮演着至关重要的角色。

“天津基地的产量已经占到集团全球业务量的 1/3 左右，在地位上与西班牙基地同等重要，新产品落地的速度也是同步的。”他表示，“它也成为我们向客户展示的一个窗口，有利于业务的开拓。同时，通过建立这个基地，我们培育出了一条非常成熟的供应体系，使实施扎根中国，覆盖亚太、欧美的发展策略成为可能。”

通力合作，与供应商共同成长

构建完善的供应链是现代工业体系的重要特征之一，这也意味着生产已经不再局限于一家企业，甚至一地或者一国之内，在全球范围内整合资源成为制造业的通行做法。这就带来了一个问题，如何才能选择好供应商，并高效管理这些分布于不同地区的企业，最终实现互利共赢，共同成长？

记者了解到，西门子—歌美飒从源头抓起，建立了严格的供应商遴选机制，从整体实力、过往业绩、研发情况等各个方面进行综合考察。

“这套体系要求十分高，所以我们的供应商一直还是以国际著名品牌为主。但近些年来，我们也开始有意与国内有实力的企业加强合作。”郭鹏说，“我经常对有合作意愿的企业负责人说，我们的大门永远向他们敞开，但能不能进入这个体系中，关键还要靠他们自己。”

对于入选的供应商，西门子—歌美飒组建了专门的管控团队，负责日常管理。此外，该公司还聘请了第三方专业机构对供应商生产的大型铸件、结构件等进行包括无损探伤在内的大型质量检测。这些都是随机进行的，并由供应商管控团队的人员全程监督。

在实行严格管理的同时，西门子—歌美飒也一直努力帮扶合作对象。

郭鹏告诉记者，培养一个成熟的供应商非常不容易，往往需要两三年的时间。在合作的前期，西门子—歌美飒会十分谨慎，通常是直接提供图纸，由驻场技术人员指导对方加工生产。在此过程中，双方共同分析问题的根源，并提出软硬件方面的升级措施。

当然，一些供应商偶尔也会“掉链子”。对此，西门子—歌美飒则是以包容的心态帮助其改正。2015年，一家供应商生产的铸件在出口印度后被曝出质量问题。事发后，西门子—歌美飒并没有立即取消涉事企业的供应商资质，而是帮助其深入分析原因，并共同制定了有针对性的质量提升计划。今年，这家公司还被评为了最佳供应商。

透明是合作的基石，西门子—歌美飒深知这一点。“我们在谈判时会坚持原则，所有东西都是拿到桌面上谈，但一旦谈好了，就严格按照合同执行。很多技术，我们也会与供应商

分享，而不是藏着掖着。”郭鹏表示。

合作带来的益处是显而易见的。比如，通过与供应商协作提升机组性能，并将成本传导到供应链上，西门子—歌美飒已经将质保期从2年延长到了5年。

这种真诚合作、踏踏实实做事的氛围，也促使供应商更有意愿提升自己。由此成就了一批优秀的本土供应商，他们不仅成为所在行业的佼佼者，还将产品出口到了全球。

按照郭鹏的理解，这也是外资企业对中国制造业的一个重要贡献。“一个国家的发展离不开实体经济的支撑，但是现在能够踏踏实实做事的人太少了。制造业的生存环境尤其恶劣，一些供应商真的很努力，但是没有扶持，就很难发展。我们通过代理加工等合作方式，让这些供应商有机会接触到国际品牌的制造要求和需求，大幅提升了他们的制造水平。让我们感到欣慰的是，通过这些年的合作，在我们的供应体系中涌现了很多本土供应商，产品质量越来越好。”



运维：经验和技術，一个都不能少

如何评判一家风电企业的运维实力？简单来说，就是经验和技術两个维度。

西门子—歌美飒有着超过 20 年的风电机组研发、制造经验，为分布于 70 多个国家和地区的超过 5200 万千瓦项目提供了长期运维服务，效果也是有目共睹的。公开资料显示，这家企业的机组曾在福建大蚶山风电场（年平均风速 8 米/秒）创造过年等效利用小时数高达 4400 小时的佳绩，并且进入中国以来，其运维中基本没有发生过严重事故，甚至连续多年未出现任何小的损伤。

这一切得益于西门子—歌美飒凭借丰富实践经验和大量技术创新所构建的多元与高效运维服务模式。

运用经验不断优化管理模式

统计显示，截至今年 6 月，西门子—歌美飒在中国运维着装机容量接近 100 万千瓦的机组。这一规模在中国并不显得十分突出。然而，该公司在全球运维的机组成装机量超过 5200 万千瓦，早已形成了一套完善的工作管理模式，

并且具有高度灵活性。

据悉，这套体系主要由现场工作和后方支持两方面构成。前者包括完成定检消缺等日常工作，管理运行数据和配件库存，负责与客户进行信息交换等。后者则是通过专门设立的部门，为现场工作提供技术支持。技术团队无法解决时，会寻求总部支持。

记者注意到，在这体系中，有相当一部分工作是由分包商完成。

“这实际上是欧洲风电运维的传统做法。比如一个 5 万千瓦项目，我们通常配备 4 个技术工程师，他们可能都来自分包商。在 10 万千瓦的风电场中，我们会安排一名自己的员工作为主管，负责日常工作。”西门子—歌美飒亚太区服务总监马优介绍道，“当然，如果业主要求，我们也会增加自己员工的数量。”

这种做法的优势在于，可以根据市场变化，更加机动地调整人员配置。

然而，灵活的代价是管理难度的增加。对此，这家公司也有自己的一套应对办法。

马优告诉记者，西门子—歌美飒会对分包商的员工进行统一培训。这些人在做现场工作时，需要严格遵守前者制定的流程。相关质量

管理团队会定期到现场进行考核，如果运维情况与标准存在出入，就向对方发出偏差表，要求其在限定的时间内做出整改。

并且每次操作完成后，包括机组属性、故障类型、处理过程和结果等在内的信息都会被录入专门的系统中。这样做，既可以使各项工作在后期具有可追溯性，也能够让分析人员从中总结出共性经验，进一步优化流程。

安全则是西门子—歌美飒加强现场管理工作中的另一个重点。“我们将安全放在第一位。无论是自己的员工，还是分包商，都必须按照统一的欧洲标准进行安全和风险管控。”他强调。

为此，该公司采取了多项措施。比如，定期培训考核，持证上岗，这是最基本的保障。此外，各项活动的操作流程和安全要求被分门别类印刷成册，由员工随身携带。质检人员也会兼做一部分安全工作，每月对风电场排查安全隐患。员工年终奖的很大一部分更是直接与安全管理直接挂钩。

除了人员管理，备件周转速度也是影响运维效率和成本高低的重要因素之一。

记者了解到，在全球范围内，西门子—歌美飒建立了基于 SAP 系统的备件管理平台，可以在各国之间实现无缝对接。

在中国，该公司则在天津基地建立了一个备件中心库，在一些比较有发展潜力、或是歌美飒机组装机容量超过 50 万千瓦的地区，建有二级库。项目现场也会存放少量备件。三者之间通过软件系统相连。通过填写工单，现场运维中每使用一个备件，系统会自动扣除，并定期从二级库中调取。而当二级库中某种备件的库存值低于预设要求时，系统则会自动向中心库发送补货请求，从而使二级库的备件库存保持在合理水平。

每年，西门子—歌美飒还会基于对上一年使用情况的分析，调整各类备件的备货量。

应该说，这套管理体系经过多年的实践打磨，已经较为完善、高效。而西门子和歌美飒

的强强联手，则有望让该系统迎来新一轮升级。“我们和西门子原来都有十分优秀和成熟的运维管理体系，但细节上毕竟存在一些差异。合并后，我们将对两者取长补短，使新体系更加严密，实现运维管理无死角。”马优表示。

依托技术逐步创新服务方式

对于运维而言，拼“人海战术”的时代早已一去不复返，无人值班、少人值守成大势所



趋。这一过程中，技术创新在提升运维效率，丰富服务方式方面发挥出越来越重要的作用。

一个明显的例子是，借助大数据分析技术，运维正在从事后向预防性转变。西门子—歌美飒也对此进行了有益探索。

据了解，该公司多年前就研发出振动预测系统。目前，其预测精度已经超过 80%。

在该系统中，研发人员基于机组各个核心部件的正常运行参数建立了模型。机组投运后，传感器在固定时间间隔内收集到的运行数据会被汇总到系统中，并与这个标准模型进行对比，从而预测某个部位的状态是否正常。

2015 年，西门子—歌美飒还收购了一家专门做火车预防性维护的软件公司，希望借助它的专业技术实力，进一步提高系统的预测准确度。

马优预测，“再过几年，我们完全可以做到远程分析问题，真正有需要时再派人过去。这也是我们积极开发高准确性预防性维护系统的主要原因之一。”

除了软件系统，西门子—歌美飒还不断创新运维硬件工具。

据马优透露，该公司目前正在开发用小型吊车更换大部件的工具系统，即将特殊设计的小型吊车安装在机舱上，通过它来更换叶片、发电机等大部件。

“这种创新设计可以大幅节省运维成本，因为即使在路况较好的地区，用大型吊车进行大修，费用动辄就是二三十万元。在一些山区，尤其是小岛上，仅吊车的运费就会超过百万元。”他表示，“这套工具明年将会落地，我们先自己使用，如果客户有需求，我们也可以向他们提供这项服务。”

技改则是更能考验企业综合实力的一项服务。尤其是从全球范围来看，随着一些早期机型投运超过十年，这一市场需求已经显现。西

门子—歌美飒也在涉足相关业务，相继推出了一些解决方案。

Energy Thrust 技术服务就是其中之一。它主要是通过技术手段改造一些项目，使发电量可以增加 5% 左右。

相关技术负责人告诉记者，该产品具有以下优势：首先，此项技术改造，已经由第三方认证，保证对机组的长期稳定运行没有不良影响。其次，会通过测算，向客户承诺一个最低增发目标。因此，这项服务可以为客户带来更多的效益。

此外，西门子—歌美飒还针对早期的老机型推出了 **Life Extension** 技改方案。“这项服务旨在通过深入的研究及不间断的监视机组机械部件的疲劳状态，再运用适当的技术改造及更新的维护方案，在控制维护成本的前提下，延长老旧机组的运行寿命，从而提高或者恢复这些项目的整体盈利能力。”马优解释道。

从实施的情况来看，效果还是不错的，一个有趣的案例可以说明这一点。

美国一个业主开发的项目用了某品牌的早期机组，长时间运行后，发电效率十分低，项目亏损严重。西门子—歌美飒收购该风电场后，对机组进行技术改造，不仅重新实现盈利，收益还直接翻番。后来，这个项目又被卖给了原来的业主。

也正是基于对技改效果的自信，这家企业大胆创新商业模式，对希望通过技改提升项目盈利能力的业主并不要求一次性付款，而是采用额外发电量分成的方式，减少了业主的资金负担。

“对于业主来说，这其实就相当于一个财务产品，而且它的风险成本很低。”马优补充道，“当然，这部分业务当下主要针对的是国外项目。在中国，老旧风电机组很少，可能还需要 10 年才能形成一定的市场需求。”

我们是美国NRG系统公司



在过去的35年间，我们一直专注于全球先进的测量工具设计和生产。

来认识新款SymphoniePRO®吧！这款数据记录仪将原有广泛使用的Symphonie产品提升到全新水平，用户操作非常方便简易。新款SymphoniePRO数据记录仪的接线板有16通道和26通道两款，可根据您的项目需求做更优化测量。

我们深知成功测量需要优质产品的支持。选择NRG系统公司的正品设备，选择更准确、更可靠的数据。

nrgsystems.com




NRG Systems



智慧运营2.0模式下， 风电场无人值守时代正在到来

本刊 | 夏云峰

经过投资建设高速增长期的扩张，国内并网运行的风电场已经具备了相当的规模，风电投资商风电资产容量不断提高。在能源需求增速放缓的大环境下，随着弃风限电形势日益严峻，风电场投资收益率在大幅下降。根据测算，限电比例每增加1%，投资收益将相应下降1%左右。目前部分限电地区风电公司面临盈亏平衡点。风电投资商未来几年面临的首要挑战就是存量资产在整体资产中的占比越来越大，其生产运营管理能力正在经受考验。

告别分散运维，风电迎来智慧运营2.0阶段

目前，大型发电企业风电运营的基本管理架构是集团、区域子公司、项目现场的三级模式。这样的架构使得管理相对分散，更多的是做被动运维。人员需求量大、条件艰苦、流动性大、信息孤立、更多依赖个人能力等特点，造成运维质量标准不一、运维成本居高不下。在现有条件

下，对于风电投资商来说，怎样实现生产运营管理的优化，做到提质增效，尽可能多地降低成本、提高发电量显得尤为迫切。

很明显，被动运维模式已经不能满足精益化运营的要求，新的模式趋向于将风电项目作为一个整体资产来运营。高效合理地整合所有资源，实现人、财、物的灵活调配，需要一套完整的智慧体系来支撑，金风科技智慧运营2.0模式正在提供这种解决方案：通过智慧运营平台和现场服务相结合，实现精益化管理和投资收益最大化。

金风科技智慧运营2.0模式，包括“智慧大脑-SOAM™”和基于共享运维中心的“高效前台”两个重要部分。从四个角度入手保障了风电场精益化运营的实现。第一，减少电量损失。利用强大的后台数据和算法，快速准确地解析电量损失，确定解决方案，同时整合数据和经验，提早发现隐患，避免损失。第二，提升发电量。洞察损失电量因素，精准提升可利用率，避免大部件损伤，

减少停机时间，实现端对端的场群绩效管理。第三，降低人工运维成本。对风电场进行场群集中监控和区域服务共享，实现风电场无人值班、少人值守的运营模式。第四，实现主动预防性维护。以智能故障诊断、大数据预警为核心的预防性维护体系，对设备可靠性进行主动监测，确保风电机组健康高效运转。此外，智慧运营 2.0 模式还能进一步实现基于场群的集中功率预测和能量管理，构建虚拟电厂，在未来智慧能源电力交易中做到运筹帷幄。

目前，北京天润新能源西北分公司已经搭建了智慧运营系统 SOAM™，并于今年 7 月并线试运行，同时预警系统和故障诊断系统已经上线，支撑现场人员高效快速地处理问题，提高设备的可利用效率。目前在智慧运营系统作用下，到今年年底整个现场运维人员将减少 50%，备件消耗同比至少下降了 30%，同时大部件损失概率下降，大幅提升了投资收益率。

智慧运营系统SOAM™，提质增效

金风科技智慧运营系统 SOAM™，集合了公司数十年来在风电领域的探索和实践，融入故障诊断、健康状态预警、功率精准预测、风电机组优化运行等专业技术的 IT 工具，打造了强大的智慧运营软件平台。作为“智慧大脑”，金风科技智慧运营系统 SOAM™ 不仅能够整合风电场运维过程中各个环节的数据，同时兼具灵活开放的属性，能够搭载不同的运营管理系统，甚至兼容不同品牌的机组设备，通过个性化的组合部署，满足客户定制化的运营管理需求。

金风科技智慧运营系统 SOAM™，由风电场群监控管理系统、智能健康管理系统、资产全周期管理系统、风电业务智能系统四大板块组成，同时共享大数据平台和应用集成服务。

其中，风电场群监控管理系统集合了风电场集中监控、消安防集中监控、集中能量管理和集中功率预测的功能。基于大数据和经验算法建立统一的模型和数据标准，承担集中监控、管理调度的职责。

智能健康管理系统为预防性维护保驾护航。系统具备设备状态监测、大数据预警、智能故障诊断和设备健康评估等功能，系统中自学习、自优化的故障知识库，可以提供基于大数据的故障预警，实时向风电场推送机组状态预警信息，提前预知故障隐患。

资产全周期管理系统使生产运行过程及资产全生命周期标准化、自动化、透明化。对风电场建设与运维进行全流程精益化、标准化及可视化管理，自动收集更新机组档案，跟踪记录建设、运维全过程，做到管理透明化、流程可追溯。

风电业务智能系统为客户决策提供可靠依据。基于“智慧大脑”的海量数据库和高级算法，实时进行商业分析、损失电量分析、可靠性分析、TOP10 故障损失分析和成本分析，客观透明地评价风电场绩效。

目前集成各项功能的集控中心，已在国华巴彦淖尔分公司实现了第一阶段的部署，为已建风电 50 万千瓦、光伏 10 万千瓦的新能源资产提供智慧运营服务，解决了区域化多风电场、多机型、多种能源的集中管理需求。该中心搭载的智慧运营系统 SOAM™，具有强大的故障预警、智能健康管理和绩效考核功能，该集控中心远期还将接入总容量 300 万千瓦的新能源资产。

共享运维服务中心，减员降本

除了强大的后台技术支持，金风科技智慧运营 2.0 还致力于提供专业的现场运维解决方案。通过组建标准化、高质量、高效率的共享运维团队，建设资源共享的运维服务中心来实现。目前金风科技已在全国设立了九大服务片区，通过属地化资源匹配和组织完善，运维团队已经具备承担区域共享服务的能力。金风科技西北某共享服务中心，已经开始对区域内超过 10 个风电场项目提供运维服务。

据了解，目前大部分风电运营商的集控系统只具备单纯的集中数据监测功能，并不能更好地发挥集中管控的作用和价值。其次由于风电场都处于偏远地区，条件艰苦，不适合人员长期居住，客观地造成了人员流动性大，技术积累不成熟等问题。建设更加靠近城市、更加高效机动的共享运维服务中心，第一，便于人员生活；第二，通过集中一些专业的人才，也实现了知识和经验的沉淀，有利于形成更加专业化的技术团队；第三，风电运维是一个高风险行业，安全始终应该放在第一位，人参与的环节越少，可控的因素越多，安全隐患就越少；第四，通过共享的运维中心把值班人员进行大幅削减，运维成本就会同比下降。如果一个区域内有 10 个以上容量超过 50 万千瓦的风电场，通过区域集中共享管控的运营模式，现场人员

能够减少 50%，意味着减少 50% 的人工支出成本。现在在很多风电运营商的区域子公司已经做了这样的尝试：投资一个共享运维中心的成本约在几百万元到一千多万元，通过减员增效，两到三年就能收回投资成本。

金风科技智慧运营系统 SOAM™ 的故障诊断和预警功能，为共享运维服务中心模式提供了有力的保障。金风科技共享化、智能化的备件保障体系也已经覆盖全国，80% 的常规备件可以做到 24 小时内到场，大部件 5—7 天到场。这种技术和硬件的共同支持可以帮助实现一个运维人员独立解决一台机组所有问题的目标，并且能够实现尽量高效地一次上机组同时解决更多的问题，甚至进一步实现运检一体，提前分阶段地在每一个故障处理的排查过程中做一部分检修。

未来图景：无人值班 无人值守

在智慧运营 2.0 模式下，未来对风电场现场工作人员技能的要求会越来越低，更多的是标准化流程的执行。智

慧运营系统 SOAM™ 根据大数据分析结果自动指导人员在现场需要携带的工具、备品备件等装备设施，以及到现场之后的每一个操作步骤。通过数据库大量经验数据的梳理和跟进，目前金风科技智慧运营系统 SOAM™ 可以对 80% 的故障自动给出定义和解决方案，支持现场人员快速地定位和解决问题，结合预警对隐患进行排查和提前处理，提高运维效率，保证设备更加可靠、高效地健康运行。

通过金风科技智慧运营 2.0 模式地逐步推进，当运维人员去到现场的时候，不仅是解决故障、排查隐患，同时可以把定检定修的工作一次性完成，让工作人员去现场的次数越来越少，上风电机组的次数越来越少，直至下一阶段实现运检一体。

就在两年前行业还在设想能不能做到无人值班、少人值守，现在来看不仅梦想已经照进现实，还将进一步升级，目前很多风电场新建变电站在设计 and 建设阶段都采用了无人值、班无人值守的模式。在智慧运营 2.0 模式得到广泛应用后，可以预见，未来五年左右国内风电场运营管理模式将实现飞跃，大量的项目将做到无人值班、无人值守。🚀



2MW-121/131型 低风速系列化风电叶片

- ◆ 具有自主知识产权的全系列叶片设计
- ◆ 高效的低风速叶片研发平台
- ◆ 保证叶片风能捕获的同时有效控制载荷
- ◆ 高效的叶片三维结构设计方法
- ◆ 严格的原材料控制流程和稳定的产品质量

叶片型号	SW2000-59.5	SW2000-64
叶片设计适用的风区	S	S
额定风速[m/s]	8.8	8.1
Cp	0.485	0.487
叶片预弯[m]	3	3.5
叶片节圆直径[mm]	2300	2300
螺栓型号	M36×64/92	M36×92

中科宇能科技发展有限公司

地址：北京经济技术开发区地盛北街1号北工大软件园

电话Tel：+86-10 80706780

网址Web：www.sino-wind.com.cn

2016年，英国海上风电所发电量占该国全社会总用电量的5.4%，可以满足15%的家庭的用电需求。虽然这一年，英国海上风电的建设规模有所缩小，但在2017年，7个新项目有望实现首次并网发电，这是自2010年以来规模最大的一年。

英国海上风电2016年运行报告

编译 | 夏云峰

2016年，英国海上风电总发电量超过164亿千瓦时，能够满足该国15%的家庭，即410万户的用电需求。

这部分电量占到英国当年全社会总用电量的5.4%，可以减少700万吨二氧化碳排放量。

风电场开发情况

截至2016年年底，英国海域共投运了29个海上风电场，还有装机容量530万千瓦的项目正处于施工建设中。

后者比该国现有的累计装机容量还要多，也预示着英国海上风电的规模还将持续扩大。其中的70万千瓦装机将在2017年投入商业化运行。

与此同时，还有460万千瓦的装机也已经开工，这意味着2017年将是海上风电施工建设最繁忙的一年。

资产

截至2016年，英国海域共有

1463台海上风电机组实现并网，另有830台处于吊装中（见表1）。其中的25台被吊装在Burbo Bank Extension风电场，该项目尚未完成建设。

相比此前几年，2016年的建设规模有所缩小，但2017年则可能触底反弹，7个新项目有望实现首次并网发电，这是自2010年以来规模最大的一年。其中包括全球首个浮式海上风电试验和示范项目——Hywind，它位于苏格兰东海岸。

2016年，北欧的海上风电建设活动十分活跃，北美、东亚、印度等地区的海上风电开发也开始加速。全球风能理事会（GWEC）的数据显示，英国仍然是全球最大的海上风电市场，累计装机容量为510万千瓦，占全球的36%。

全年表现

在过去5年中，英国海上风电所

发电量中的75%来自于排名前十的风电场。未来几年，这一状况会有所改变，目前仍处于建设中的Beatrice、

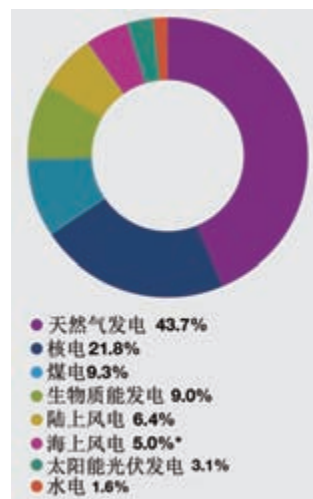


图1 2016年英国各发电类型在总发电量中的占比

来源：英国商业、能源和工业战略部（BEIS）发布的“2017版能源趋势”报告

* 2016年，海上风电占英国总发电量的5.0%，可以满足5.4%的电力需求。

Walney Extension 和 Hornsea 1 期项目会取而代之。

其中，Hornsea 1 期项目将是迄今为止全球最大的海上风电场。

此外，通过分析英国海上风电项目可以看出，容量因数（Capacity Factor）呈现不断上升的趋势。图3显示了在特定风轮直径下，各种技术类型的容量因数。图中并不是按照时间顺序排列项目，而是列出了过去5年中的平均值，每个点代表着一个风电场所达到的容量因数。从图中可以看出，当风电机组的风轮直径超过120m后，平均容量因数接近44%（相当于利用小时数3854小时），而通过在一些目前正处于建设阶段的项目中应用新技术，容量因数将接近48%。这反映出英国海上风电技术、管理以及资产绩效等方面的提升。

性能趋势

图4呈现的是从开工之初到最后一台机组实现商业化运行期间的吊装速度（兆瓦/日）。整体来看，它呈上升趋势。在风电场规模和吊装速度之间存在明显的关联性，项目规模越大，在签订合同和雇用安装船时，就越容

易从规模经济中受益。

表2则是根据项目装机规模对平均建设速度进行的分类。值得注意的是位于泰晤士河口的伦敦阵列（London Array）项目，其建设速度达到惊人的0.92兆瓦/日。

投资

2016年，不少海上风电场的项目

股权都发生了改变，因为开发商希望通过出售股权来获取资金，从而为其他海上风电项目的开发进行再投资。

越来越多的养老基金和企业进入到这一市场，包括涉足施工阶段。比如，丹麦养老基金PKA公司和家族企业乐高集团从东能源手中收购了Burbo Bank Extension项目（258MW）的50%股权。

由于全球对基础设施的投资热情

表1 英国海上风电资产

	风电机组 (台)	变电站 (座)	海底电缆 (条)	测风塔 (座)	风电场 (座)
已投运	1463	20	56	23	29
建设中*	830	14	25	1	14
总计	2293	34	81	24	43

*包括已经做出最终投资决定（FID）和建设中的项目。

表2 不同项目规模的平均吊装速度

风电场装机规模	日均吊装的兆瓦数
0—100 MW	0.17
100—300 MW	0.36
300 MW 以上	0.62

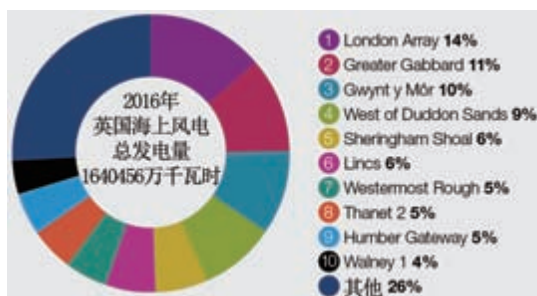


图2 2016年英国主要风电项目的发电量占比

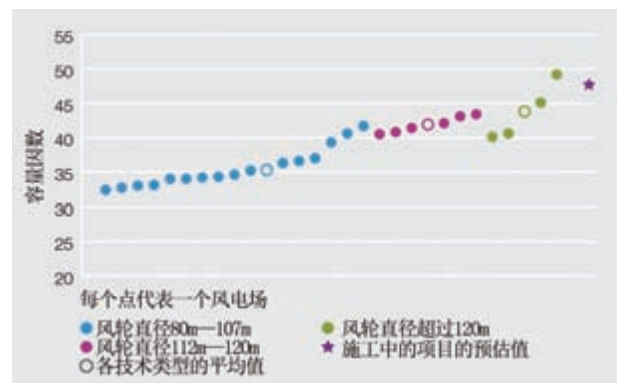


图3 容量因数变化趋势

高涨，基金机构在海上风电市场中所占的股权也在不断提高。据《金融时报》报道，2016年，全球基础设施投资额

达到创纪录的4130亿美元，比上一年增长14%。
海上风电项目的所有权结构也由

此处于不断变化中。更多的能源、基础设施公司和养老基金机构选择投资该市场，使得项目股权更加分散。虽

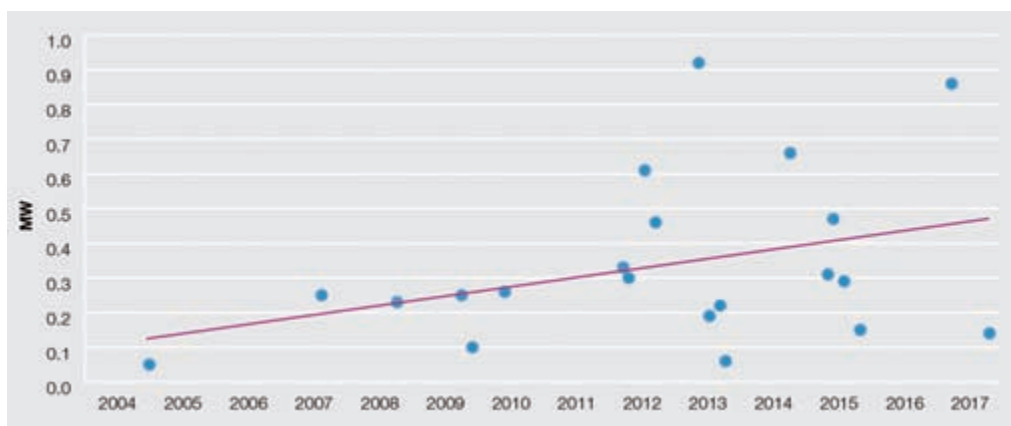


图4 不同年份的平均吊装速度（兆瓦/日）

表3 英国已投运风电场的股权情况

项目	所有权占比	企业	项目	所有权占比	企业
Barrow	100%	东能源	Gwynt y Môr	10%	西门子
Blyth Offshore	100%	E.ON		30%	Stadtwerke München
Burbo Bank	100%	东能源		50%	Innogy
Greater Gabbard	50%	Innogy		10%	UK GIB
Greater Gabbard	50%	SSE	Humber Gateway	100%	E.ON
Gunfleet Sands Demonstration	100%	东能源	Inner Dowsing	61%	GIB Offshore Wind Fund
Gunfleet Sands I	24.95%	Marubeni Corporation		39%	BlackRock
	24.95%	Development Bank of Japan	Kentish Flats	100%	Vattenfall
	50.10%	东能源	Kentish Flats extension	100%	Vattenfall
Gunfleet Sands II	24.95%	Marubeni Corporation	Levenmouth Demonstration	100%	ORE Catapult
	24.95%	Development Bank of Japan	Lincs	50%	Centrica
	50.10%	东能源		25%	东能源
		25%		西门子	

表3 英国已投运风电场的股权情况

(接上表)

项目	所有权占比	企业	项目	所有权占比	企业
London Array (一期)	25%	东能源	Sheringham Shoal	40%	Statkraft
	25%	Caisse d'épargne & placement Québec		20%	GIB Offshore Wind Fund
	30%	E.ON		40%	Statoil
	20%	Masdar	Teesside	100%	EDF Energy Renewables
Lynn	61%	GIB Offshore Wind Fund	Thanet	100%	Vattenfall
	39%	BlackRock	Walney 1	50.10%	东能源
North Hoyle	100%	Zephyr Investments		25.10%	SSE
Ormonde	49%	AMF		24.80%	PGGM & Ampère Equity Fund
	51%	Vattenfall	Walney 2	50.10%	东能源
Rhyl Flats	50.10%	Innogy		25.10%	SSE
	24.95%	Greencoat UK Wind		24.80%	PGGM 和 Ampère Equity Fund
	24.95%	GIB Offshore Wind Fund	West of Duddon Sands	50%	东能源
Robin Rigg East	100%	E.ON	50%	Scottish Power	
Scroby Sands	100%	E.ON	Westermost Rough	50%	东能源
				25%	Marubeni Corporation
				25%	UK GIB

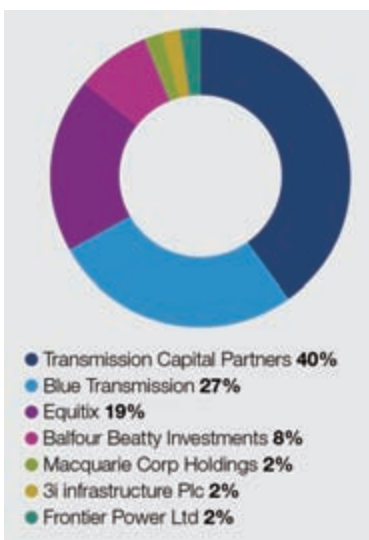


图5 输电资产所有权占比

然英国海上风电项目的多数资产仍然被大型开发商所拥有，但已经不再被六大企业独占了。

斯堪的纳维亚半岛国家在英国的影响力已经不仅仅局限于家具设计，而是开始逐渐渗透到可再生能源领域。丹麦能源巨头——东能源在英国已投运和在建的海上风电项目中持有最大的股份，瑞典企业 Vattenfall 同样持有较高的份额。挪威国家石油公司 (Statoil) 也投资了多个英国海上风电项目，这些项目包括位于 Norfolk 海岸的 Dudgeon 风电场和苏格兰东海岸

的 Hywind 风电场，目前均处于施工建设中。

从海上输电设备商 (OFTOs) 角度来看，Transmission Capital Partners 和 Blue Transmission 两家公司依然拥有海上输电设备的大部分资产，但其他参与者，比如基础设施投资公司 Equitix 所占的市场份额也在不断扩大，它还积极与 Balfour Beatty 公司联合收购了 Humber Gateway 项目的海上输电资产。 [摘编自英国皇家财产局 (The Crown Estate) 官网]

当下，智利正在能源领域进行着一场革命，风能、太阳能和地热能成为核心驱动力。通过制定长期目标、进行招标等措施，该国成为全球可再生能源开发最活跃的地区之一，当地的电力紧张局面也得到缓解，电力清洁化程度显著提升。

风能、太阳能和地热能推动智利的能源转型

编译 | 何婷婷

无论是从外形还是从运行来看，它都类似于一个石油钻机，碰巧的是，这些身穿厚实蓝色工服、头戴白色防护帽的工作人员们曾经都以油气勘探为生。

所不同的是，如今他们在海拔4499米、山顶堆满积雪的火山区域开发地热能电站，这也是南美洲大陆的第一个地热能电站。

建设这个全新的电站是智利能源转型的一个里程碑式事件，它可以为16.5万户家庭提供所需电力。智利正在大力发展清洁能源，新建了大量太阳能光伏电站和风电场，印证了该国政府逐渐用清洁能源替代传统化石能源的决心。

世界银行的数据显示，长期依赖于水电的拉丁美洲已经成为全球用电

最为清洁化的地区。

根据国际可再生能源署（IRENA）的2016年度报告，除了这些大型水电项目之外，拉丁美洲的可再生能源投资从2004年起增加了11倍。智利、墨西哥和巴西目前已经跻身全球前十大可再生能源市场之列。

鉴于拉丁美洲正在拥抱可再生能源的事实，该地区的政府官员以及可再生能源行业管理者都对特朗普政府的举动感到困惑不解，后者已经宣布退出《巴黎协定》，否定既有规定的条款，宣布“向煤炭宣战”的结束。

在智利能源转型中起决定性作用的一家意大利公司——意大利绿色电力公司的南美区业务发展经理詹姆斯·李（James Lee）认为：“这个举动非常不理性，正如一个昏睡了10年

的人还是不愿意醒来一样，可再生能源是一列火车，没有人可以阻止它向前推进。”

就连一向在清洁能源领域不太积极的阿根廷去年也向外国公司招标可再生能源项目，并宣布2017年是可再生能源年，其设定的目标是到2025年，20%的电力都是来自清洁能源，而当前这个比例仅为2%。

墨西哥的目标是到2024年，清洁能源电力在全国总电力需求中的占比从当前的21%提高到35%。到2050年，50%的电力来自清洁能源。

智利政府设立了一个更加宏大的目标，那就是到2050年，90%的电力都将来自清洁能源，而目前其45%的电力来自于清洁能源。

智利不断完善的电力基础设施建

设极大地降低清洁能源电力的生产成本，有力推动了能源转型。该国还有望将一部分可再生能源电力输送给邻近国家。

世界银行资深分析人士加布里拉·埃利松多（**Gabriela Elizondo**）指出，智利如此坚决地发展可再生能源，部分原因是由于极端天气，比如旱灾和水灾，影响了水电站出力的稳定性，因此尝试着扩大其电力供应来源。

埃利松多表示：“这就是为什么近五年以来，风能、太阳能和地热能等可再生能源电力发展如此迅猛的原因之一。”

十年前，这个地区的一些领导们意识到能源领域将有一场变革。在经济持续增长期间，上百万底层民众跃升为中产阶级，能源消费也迅猛增加。然而智利也是少数几个面临严峻危机的国家之一，该国没有化石燃料，而且在2007年还曾因为阿根廷突然终止天然气供应导致智利国内陷入混乱。

智利能源部长安德烈思·雷沃列多（**Andrés Rebolledo**）说：“智利在能源领域的竞争力非常低下，能源成本高昂。”这个问题在总统米歇尔·巴切莱特（**Michelle Bachelet**）第一任（到2010年结束）期间显得尤为突出。但是直到巴切莱特2014年重返政坛时，智利政府才制定了大力发展可再生能源的政策，并将能源领域向个人投资者开放。

除了高昂的能源价格和能源供给的不确定性，另一个推动智利进行能源转型的因素是：该国正在经历一场长时间的旱灾，农地都变成了荒漠。

巴切莱特总统在近期的一个访谈中谈到：“我知道气候变化是事实，并且是绝对的事实；我们迫切需要通过发展清洁能源来推动经济的发展，因为我们需要保护我们赖以生存的地球。”

去年8月，智利政府在一场大型招标活动中与多个国内外企业签订了一揽子合同，外包其未来十年的23%能源需求。下一轮招标将于今年11月举行。

在智利北部阿塔卡马沙漠中，建设了大量太阳能光伏电站。阿塔卡马沙漠是世界上干燥、光照资源最丰富的沙漠之一，这使得智利成为发展太阳能光伏发电最有前景的国家之一。阿塔卡马沙漠的阳光如此强烈，以至于工人们需要穿防护服才能去电站开展工作。

分布在阿塔卡马沙漠北部以及智利4270公里海岸线上的风电场都已经并入智利国家电网。虽然太阳能和风能发电因为间歇性会给电网带来不稳定性，但是地热能电站能够以稍高的成本不间断地供应电力。这样一来，在光照不足和风力较小的时段内，地热能也可以提供稳定的电力。

在火山分布密集的区域，地热能电站将地底的蒸汽转换成了电力，“这对环境和社会的影响都很小”，项目经理奎多说道。

Cerro Pabellón 地热能电站项目负责人塞尔吉奥·阿兰西维亚（**Sergio Arancibia**）表示，他的职业生涯起步于委内瑞拉的油气公司，后来去了秘鲁、阿根廷和哥伦比亚。他非常满意

现在这份工作，因为可以将电力输送到边远、贫穷的地区。


塞尔吉奥补充道：“**Cerro Pabellón** 地热能电站避免了这些小镇随时间推移而消失，这些土著小镇缺乏资源，缺乏工作机会，按照惯例，它们会随着当地居民的老死而消失。”

正因为拉丁美洲庞大的水电站引发了灾难性的水灾、居民大规模迁移以及自然环境的破坏，所以，当地以及邻近的社区都支持发展太阳能、风能和地热能等可再生能源。

毗邻玻利维亚的智利小镇安托法加斯塔可以说经历了一场革命。自从去年开始，小镇居民可以一天二十四小时不间断地使用电力，而这些电力都是来自一个大容量储能电池，它将光伏电板和风电机组发的电力都储存起来了。

镇长卡洛斯·雷加达斯·巴韦斯特雷略（**Carlos Reygadas Bavestrello**）感慨地说道：“我们镇通常都是从凌晨一点开始就没有电了，整个小镇一片黑暗。能使用可再生能源电力，极大地提升了当地居民的生活质量。”

卡洛斯·雷加达斯·巴韦斯特雷略补充说，稳定的电力供应从大处和细微处给镇民的生活带来了极大变化，现在吃冰淇淋也成为了现实。更重要的是，求学的孩子们在读完八年级后，可以去大城市继续接受教育。在不久的将来，他们将建设自己的高中。

“我们社区不再像过去那样被孤立，土著居民手拿笔记本电脑、智能手机和全世界联系在一起也不再是梦想。” （摘编自《纽约时报》）

沈阳工业大学依托 30 余年的风电科研基础，发挥电气工程、机械工程等学科优势，以强化学生在新能源综合应用领域以及风电装备设计与运行服务方面能力的培养为宗旨，自主研发了风电系统实验实训平台，为人才培养提供全面的教学实践环境。

依托风电实训平台培养高素质风电人才

文 | 邢作霞，芦彦东，祁东亮，周瑞卿

在风电产业的人才组成中，本科生是主要部分，因此，从促进风电产业发展的角度来看，本科生的培养至关重要。实践教学是本科风电教学体系的重要组成部分，主要包括课程实验、课程设计、工程实践、生产实习等环节。通过实践教学一方面可以帮助学生对理论知识进行消化吸收，建立起对理论知识的实际框架；另一方面充分锻炼了学生的实践与创新能力，为进一步培养学生的专业能力奠定良好的基础，有助于培养高素质风电人才。

新能源科学与工程专业（风电方向）主要研究以风力发电为主要代表的可再生能源发电及运行技术。沈阳工业大学依托 30 余年的风力发电科研基础，发挥电气工程、机械工程等学科优势，以强化学生在新能源综合应用领域以及风电装备设计与运行服务方面能力的培养为宗旨，自主研发制造了一系列风电系统实验实训平台，为风电人才培养提供了全面的教学实

践环境。

SUT-MCP 风力发电机主控制系统动态仿真实验台

主控实验台充分模拟兆瓦级风电机组执行机构、传感器的状态及其控制。主要包括：偏航系统、变桨系统、液压站系统、刹车系统、齿轮箱润滑系统、变桨轴承润滑系统、机舱温度控制、热交换、机组运行状态、安全链等，实现风电机组的变桨和转矩闭环控制，能够选择不同风况，实现与兆瓦级风电机组输出特性一致。采用软件仿真模拟风电机组的气动及传动系统特性，并实现风电机组的变桨和转矩闭环控制，已经成为了风电方向本科课程实验及研究生风力发电控制技术研究必不可少的教学和科研实验平台。

通过本实验台可分别进行如下教学实验：

实验一：偏航互锁电路设计实验。通过偏航电路设计可以让学生理解偏

航各机构间的动作原理，互锁关系。

实验二：偏航传感信号采集和自动对风编程实验。（1）通过脉冲计数，PLC 编程实现偏航方向判断及偏航角度计算；（2）编程实现偏航电机的自动对风、启停、互锁及扭缆极限保护控制；（3）让学生通过编程实现偏航动作，可以深入理解偏航的工作原理。

实验三：液压机构原理及控制实验。编程实现机组的启动、停机过程，液压站松闸、抱闸刹车动作，观察机组转速变化过程。

实验四：齿轮箱油循环、温度控制编程实验。（1）编程实现齿轮油泵启、停，根据油温，进行齿轮油冷却风扇、



加热温度控制, 观察油温变化情况;(2) 编程实现机舱温度交换控制, 根据机舱温度高低, 控制机舱加热器和风扇的启停;(3) 通过编程实验环节, 可以锻炼学生温度控制的基本编程实现技巧。

实验五: 变桨距控制编程实验。

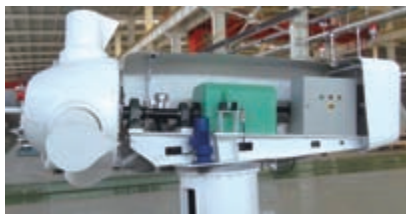
发电工况下, 编程实现风电机组变桨和转速—转矩曲线控制, 观察机组的稳定发电运行情况、功率输出实时变化情况, 提供发电系统的静态仿真模型。

双馈/永磁风力发电系统能量转换实验台

双馈/永磁式风力发电实验室模拟系统, 是根据目前国际上风力发电行业应用较广泛的双馈或永磁风力发电机组设计的模拟实验系统, 该系统具有模拟风电机组并网发电的功能及特性, 为风电行业科研、教学提供有力的帮助。

本系统采用异步变频拖动单元, 实现较宽范围模拟风力发电机运行转速, 还可根据需要调节拖动单元转速来达到模拟风速变化引起的发电机转速变化。通过开放式主控系统, 用户可以根据自己的实验需求给定发电机转矩, 通过变流系统控制双馈发电机的功率输出, 达到风电机组的并网发电等过程的实验研究。

双馈/永磁风力发电系统能量转换并网实验台主要由控制柜、并网柜、监控平台和对拖机组三部分组成。控制柜主要作用: 提供实验平台电能; 风力机模拟系统驱动拖动电机; 故障情况下能量消耗、急停控制等功能。并网柜主要作用: 控制发电机组并网; 调节输出电能质量。监控平台作用: 作为上位机控制平台运行; 可选择调节风速、转速、转矩、功率因数等参数;



运行的实时数据显示; 控制平台启动、停止、并网方式等功能; 平台运行过程的形象展示。对拖机组主要作用: 主控柜控制电动机运行; 发电机向并网柜反馈电能、发电机转速。

本实验台系统能够实现变速恒频风电机组发电状态的模拟, 包括转速、转矩、发电量及有功、无功调节。具体如下:

- (1) 风力发电机接线形式实验;
- (2) 空载运转实验;
- (3) 并网过程实验;
- (4) 并网连续运行实验;
- (5) 风速模拟实验;
- (6) 转矩模拟实验;
- (7) 发电功率模拟实验;
- (8) 其他相关发电性能及测量实验。

安全链故障模拟盘实验柜

安全链控制柜是参考当前风电场安全链进行设计的, 可以模拟实际风电机组安全链的全部功能, 包括安全链的触发、复位、变桨制动等。安全链中的执行部件, 包括液压泵、变桨阀等以白色指示灯进行指示, 指示灯亮, 表明动作执行。

安全链的故障触发部分采用转换开关进行设置, 各转换开关代表安全链中相应的故障, 拨动相应开关即可模拟相应的故障。所有故障触发开关集中放置在一个操作盒上, 方便操作。该控制柜为前后两侧开门, 前侧与后侧均安装电器件, 前侧安装板放置安



全链的各电器元件, 即安全链的可视部分, 后侧安装板放置安全链故障触发盒, 即安全链故障触发部分。前侧安装板分为机舱、轮毂、塔基三个区域, 各电器件按照实际在风电机组中所处的位置分区排布。

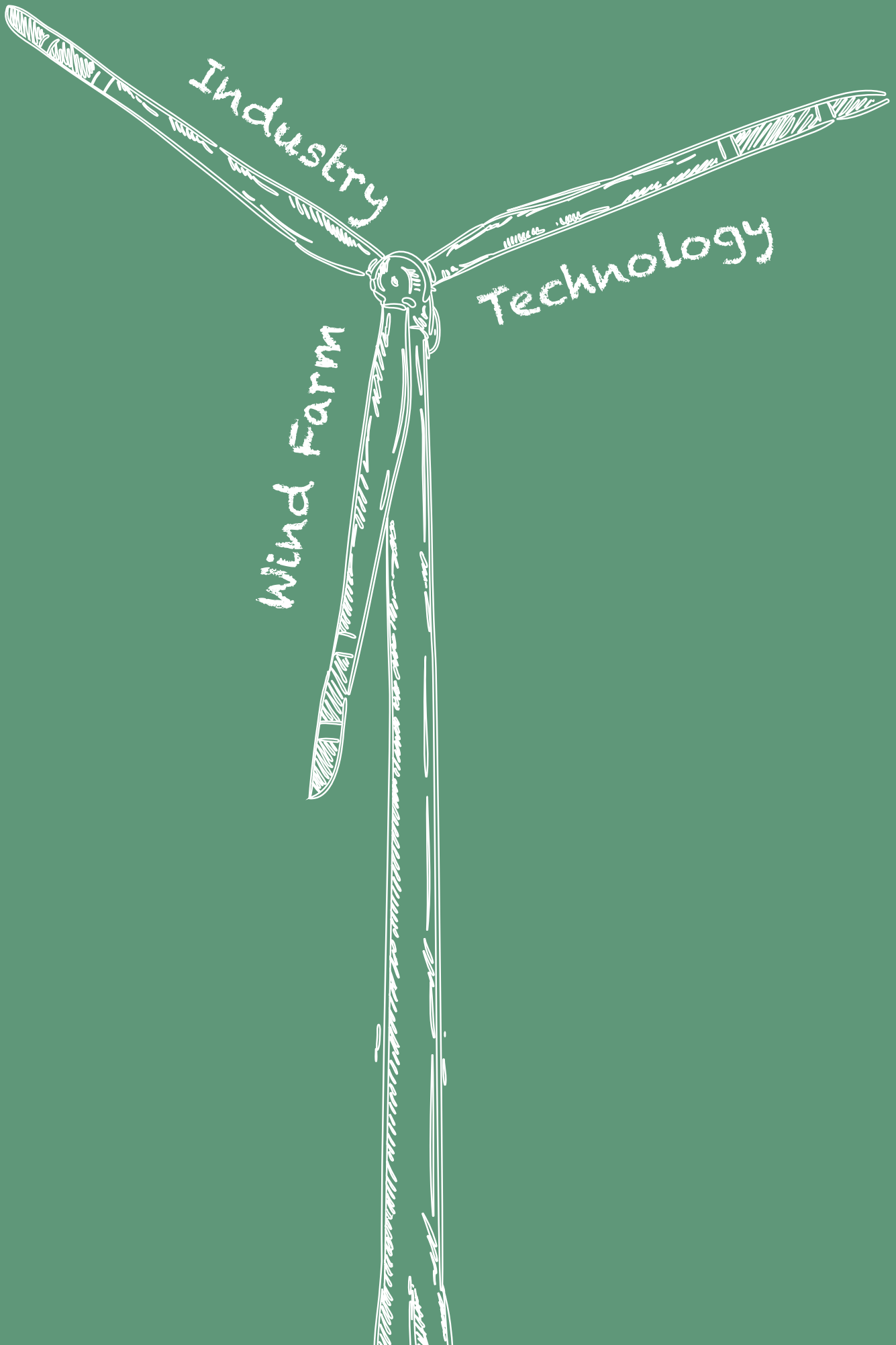
可以分别对机舱、轮毂、塔基安全链进行模拟、实训考核。

双馈风力发电机组振动测试平台

实验台用于仿真模拟风力发电机的工作过程, 使学生增强对风力发电机整体的认识和工作原理的理解。模拟变速恒频风力发电机组的运行模式, 包括模拟变桨距系统、机组传动系统、液压系统、制动系统及偏航系统等, 具有以实验为目的模拟机组待机、同步、并网、发电、脱网等分步运行控制。可进行如下实验:

- (1) 进行机组启动、运行、正常停机、紧急停机时桨距角的变化状态实验;
- (2) 对机组的启动、空载运行、停机、超速、能量转换等过程进行形象演示;
- (3) 仿真发电机组偏航时的所有过程, 包括机组自动偏航对风、手动偏航、自动解缆、手动解缆等;
- (4) 进行机组安全链保护实验。

通过在实践中平台展开的实践教学, 使学生对理论知识有了更深入的理解, 极大提升了学生的动手实践能力, 因此依托风电实训平台进行的实践教学对于风电人才的培养具有重要的意义。(作者单位: 沈阳工业大学电气工程学院)



典型地域的风向特征研究

文 | 邓星

风电场前期规划和设计中，风速的大小及变化特征是开发商最为关注的部分，风向的重要性往往受到忽视。风向的分布及变化特征对风电场前期的测风选址、设计过程中的机位排布乃至具体机位点的尾流损失和发电量计算都有指导作用。本文以江苏、云南两地为例，讨论不同地域的风向变化特点，从不同角度研究风向波动特点和变化特征，希望为风电场的规划设计提供更多启示。

资料及方法

江苏、云南两省都是我国风电开发大省。截至 2015 年底，江苏省累计并网装机容量 412 万千瓦，已核准容量 901 万千瓦；云南省风电累计并网装机容量 412 万千瓦，已核准容量 939 万千瓦，风电发展势头强劲。江苏位于我国东部沿海，具有海洋性和大陆性气候双重影响的气候特征；云南地处西南边陲，属于低纬度高原。两省在行业前景和风能资源特征上都极具代表性，本文选择江苏和云南两省典型测风塔为代表，展开讨论。

一、测风塔情况

测风塔 1# 位于江苏省大丰市，自 2010 年 8 月开始测风，数据截至 2017 年 4 月，塔高 80 米，海拔高度 1 米；测风塔 2# 位于云南省曲靖市，自 2010

年 11 月开始测风，数据截至 2017 年 2 月，塔高 70 米，海拔高度 2210 米。本文以 2011 年至 2016 年共 6 年数据为基础进行对比分析，风向所在高度均为测风塔的最高层。

二、风向的表示

气象上把风吹来的方向确定为风的方向。风向的测量单位，用方位表示。陆地上一般用 16 个方位表示，同时也用角度表示风向，把圆周分成 360 度，北风 0 度，东风 90 度，南风 180 度，西风 270 度，其余风向都由此计算出来。风向频率表示为：风向频率

$= \text{某风向出现次数} / \text{风向的总观测次数} \times 100\%$ 。

风向频率玫瑰图是根据某一地区多年平均统计的各个风向和风速的百分数值，按一定比例绘制，风电中一般用十六个罗盘方位表示。玫瑰图上所表示风的吹向（即风的来向），是指从外面吹向地区中心的方向。

三、风向的标准偏差

风电行业中，风向的标准偏差表征着风向的变化频率和幅度，也是大气边界层湍流稳定度的重要指标之一。

标准差 (Standard Deviation, SD)



图1 两基测风塔的相对位置示意

也被称为标准偏差,用 σ 表示,反映一个数据集的离散程度,标准偏差越小,这些值偏离平均值就越少,公式为: $\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$ 。其中, N 为样本总数, x_i 为某一时刻数值, \bar{x} 为所有样本平均值。

风向的分布特征分析

一、风向与风能分布特征

两基测风塔的风向分布特征显著。如图2、3所示,江苏1#结果显示该地区主风向不显著,自北向(N)顺时针至东南向(SE)各个扇区的风向频率差异并不显著,主要风向的分布范围跨度很广,频率最高的北偏东(NNE)和东偏南(ESE)扇区存在 90° 偏差,比例也仅为13%,主要是受东亚季风环流以及海陆热力差异的影响;云南2#结果显示该地区主风向为西南风,非常集中且稳定,西南风(SW)扇区内风向出现概率超过40%,主要是受大区域背景的西南季风影响。

两基测风塔的风能分布特征也很显著。如图4、5所示,江苏1#结果显示该地区主风能方向与主风向并不一致,主风能方向为北(N)和北偏东(NNE);云南2#结果显示该地区主风能方向与主风向非常一致。

二、不同风向下的风速分布特征

统计两基测风塔在不同扇区的风速分布情况,如图6中测风塔1#的结果显示,该地区占比最大的是6—12m/s风速段,其次为0—6m/s风速段,两风速段的分布情况也与主风向吻合,而比重较少的12—18m/s风速段主要集中在北向(N)和北偏东(NNE)方向,其次为东北(NE)方向,该风速段分布情况与风能分布特征吻合,故可判断主要是由于12—18m/s风速段

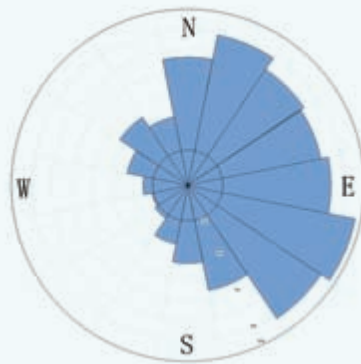


图2 江苏1#测风塔六年累计风向玫瑰图



图3 云南2#测风塔六年累计风向玫瑰图

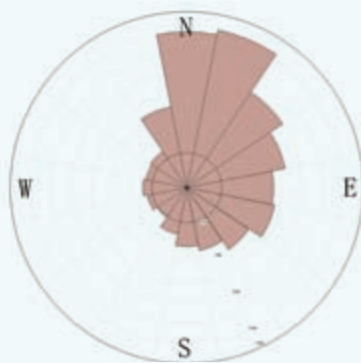


图4 江苏1#测风塔六年累计风能玫瑰图

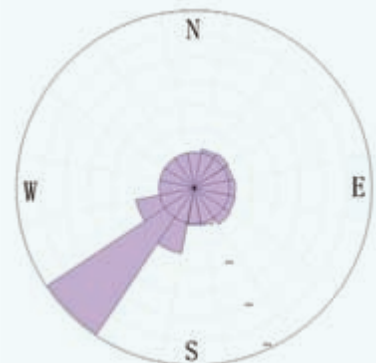


图5 云南2#测风塔六年累计风能玫瑰图

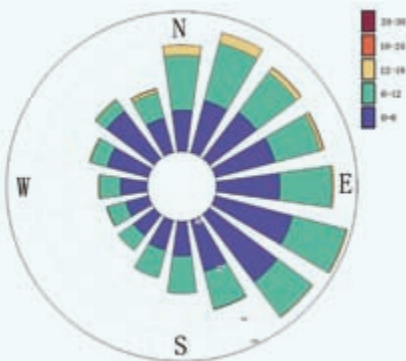


图6 江苏1#测风塔各扇区的风速分布

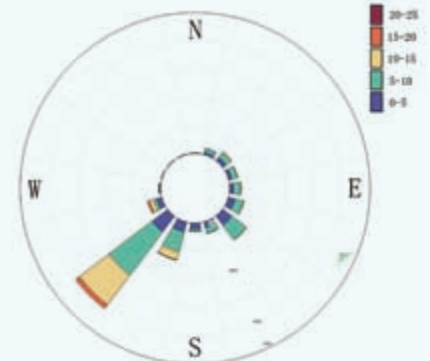


图7 云南2#测风塔各扇区的风速分布

在特定扇区的集中分布，导致了江苏沿海地区主风向与主风能方向的不一致，在风电机组排布时，不应仅考虑主风向，同样需要考虑主风能方向可能导致的尾流影响。图7中测风塔2#的结果显示，该地区占比最大的是5—10m/s风速段，其次为10—15m/s风速段，两风速段的分布情况与主风向吻合，而与江苏省典型地区不同的是，该地区在15—20m/s的高风速段，其分布扇区仍然在西南（SW）和西偏南（WSW）方向，能够保持与主风向基本一致，故该地区主风向与主风能方向基本统一，对风电机组的排布更为有利。

风向的变化特征分析

一、风向的年变化特征

统计两基测风塔自2011年至2016年各年的风向变化情况，结果如图8、图9所示。

江苏省典型地区的风向分布形态虽然各年也基本保持在 $0^{\circ} - 160^{\circ}$ 范围内，但具体的主风向角度及比例在各年皆有不同，如2011年北向（N）、东向（E）和东偏北（ENE）样本的比例较高，而2012年、2014年、2015年、2016年北向（N）样本比例偏低，

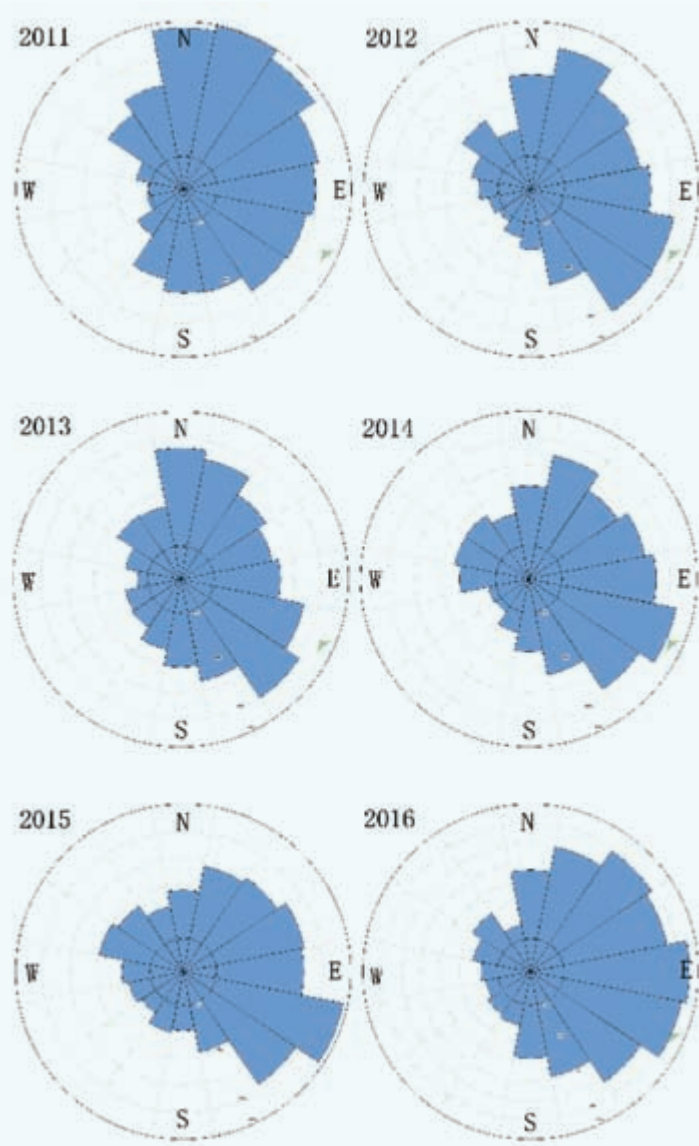


图8 江苏1#测风塔各年玫瑰图



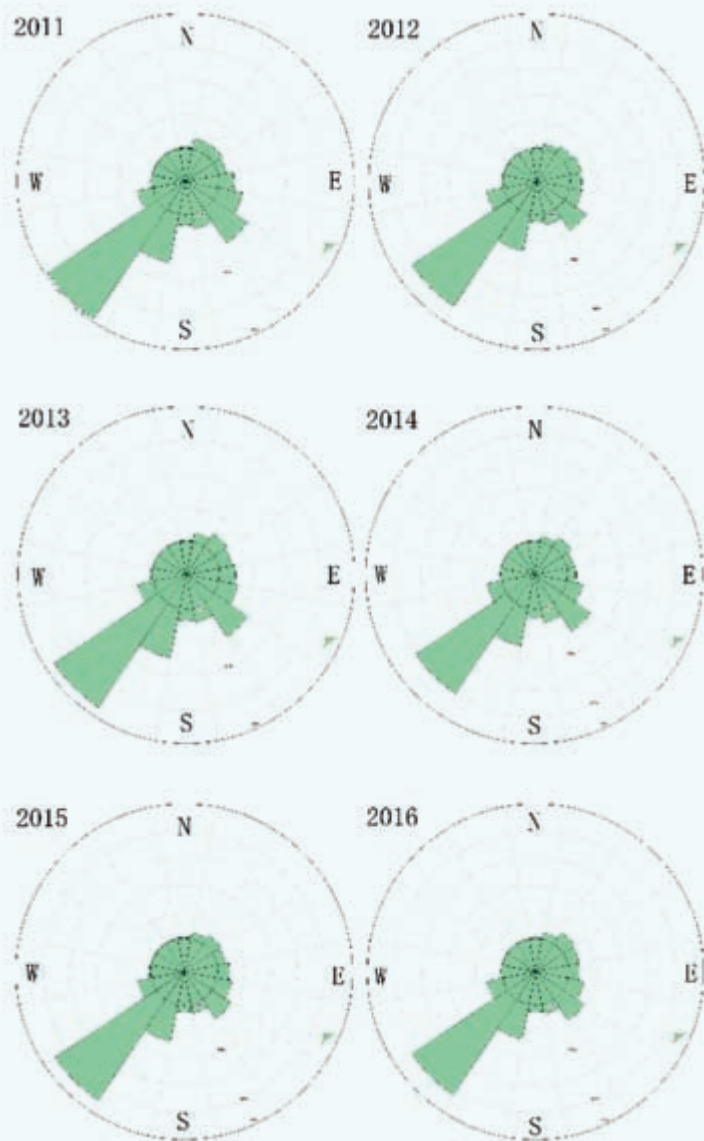


图9 云南2#测风塔各年玫瑰图

2013年东向(E)和东偏北(ENE)方向样本数量较少,说明该地区的风向分布形态可能存在一定的年际变化。而云南省典型地区的风向年分布形态非常稳定,由于主风向非常集中,故主风向扇区的分布和比例在不同年份也基本一致。

二、风向的月变化特征

统计两基测风塔全部测风时间段各月的风向变化,结果如图10、11所示。测风塔1#结果显示该地区风向有显著的月变化,1—3月份北向风(N)盛行,4月份风向转换,直至7月份以偏南风为主,8月份风向再次开始转换,经东向风(E)为主的一段时期过渡,又变为偏北风盛行,基本为冬季偏北风,夏季偏南风,受东亚典型的东南季风环流影响显著。测风塔2#结果显示该地区也存在一定的月变化,云南地区特殊之处在于会受到西南季风和东南季风的交替影响,8月份开始,东南季风较强时,云南典型地区将进入东南季风影响范围,导致8月至10月份该地区偏东、偏南风比例增大,而其月份主要在西南季风控制之下。

三、风向SD的变化特征

风向SD主要体现风向变化的幅度和变化的频率,如图12所示,两基测风塔的平均风向SD的逐月变化序列



摄影:何红安

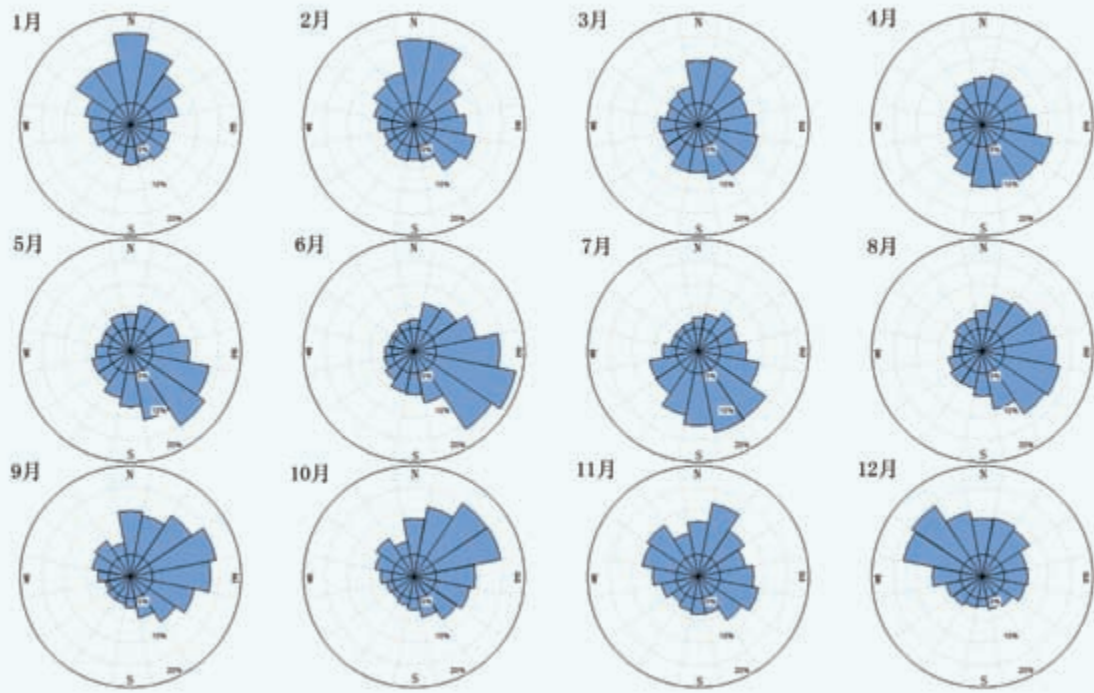


图10 江苏1#测风塔各月的玫瑰图（从左至右依次为1月-12月份）

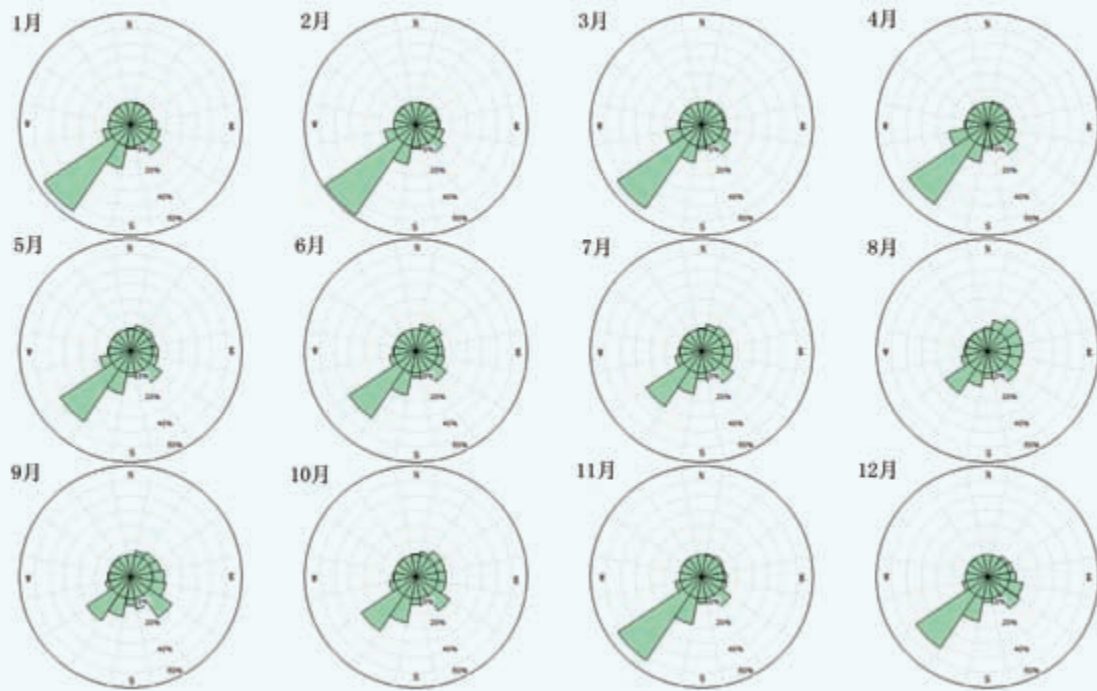


图11 云南2#测风塔各月的玫瑰图（从左至右依次为1月-12月份）



图12 1#和2#测风塔逐月风向SD序列(2011年-2016年)

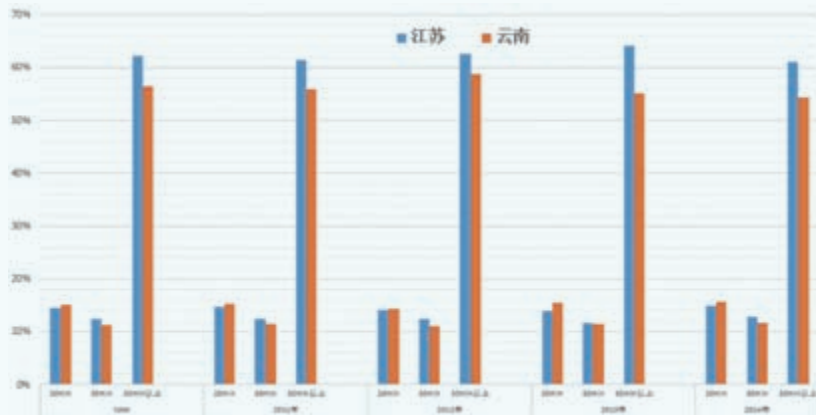


图13 江苏1#和云南2#测风塔风向变化 8° 持续时长分布(2011年-2014年)

差异显著。江苏典型地区虽然主要风向范围较广、主导风向不清晰，但除了4月、8月等风向转化季节外，其他月份风向变化幅度不大，变化更温和；而云南典型地区风向SD变化特征显著，虽然主风向稳定，但基本上每个自然年内都存在着变化的波峰和波谷，并且波峰多出现在夏季，尤其是8月份；波谷多出现在冬季，在12月份出现的频率较高，说明该地区的风向变化，与冬季相比，夏季变化的频率和变化幅度都更高。

四、风向变化特征对偏航的影响

一般而言，在风电场运营的控制系统中，针对风电机组偏航的控制策略是：持续一定时间内，以当时风向偏离机舱方位 8° 作为偏航程序的启动条件。统计两座测风塔的风向在时间序列上 8° 范围保持的时间长度，为这两种风向特征下的区域风电场控制策略制定提供参考和依据。

分别统计两个地区在2011年-2014年内各年风向变化幅度低于 8° 状态保持在20min、30min以及30min

以上时间所对应的概率，结果如图13所示。风向在 8° 范围内变化的持续时间，在20min和30min以内时，两个地区比例比较接近；持续时间在30min以上时，江苏地区显著高于云南地区，连续4年全部超过了60%，换言之，就全年而言，江苏地区的风电机组偏航控制有60%的概率是能持续在30min以上风电机组稳定对风、持续发电的状态，而云南地区由于风向变化范围控制在 8° 内持续时间相较而言更短，稳定性稍有欠缺。统计结果与前一小节对两个地区风向SD变化特征的分析结果是基本吻合的。

结论

本文通过研究云南、江苏两个典型地区典型测风塔的风向分布和变化特征，希望可以为类似地区风电场的规划设计、机组控制策略的制定提供一定的参考和借鉴。

(1) 江苏省典型地区主风向分布相对离散，且主风能方向与主风向不一致；云南典型地区主风向显著且集中，主风能方向与主风向一致。

(2) 江苏典型地区风向各年分布存在差异，云南典型地区基本一致；两地区风向都存在一定的逐月变化特征，江苏典型地区变化更为明显。

(3) 江苏典型地区的风向波动频率和幅度较之云南典型地区都低。

(4) 云南典型地区风向变化范围控制在 8° 以内的时间概率低于江苏地区，换言之，若按 8° 的风向差作为偏航条件，则云南地区的风电机组偏航动作比江苏地区更为频繁。

(作者单位：中能电力科技开发有限公司)

江苏响水220kV海上升压站安装

文 | 田拓, 张伟, 姜睿

工程概述

江苏响水近海风电场位于响水县灌东盐场外侧海域, 风电场离岸距离约10km, 沿海岸线方向长约13.4km, 垂直于海岸线方向宽约2.6km, 场区面积34.7km², 场区水深8—12m (平均海平面起算)。风电场拟安装55台风电机组, 海上升压站位于风电场西侧、第2—3排风电机组之间。升压站主体平面尺寸约为23m×28m, 高24.8m, 平台顶高程31.0m, 为一整体式钢平台, 上部组块总重约2050t。本项目的实施时间为10月中旬, 海上气象影响明显, 把握住有效时间窗口期, 合理进行船舶就位和吊装安排, 对于作业顺利及安全与否至关重要。

海上安装

一、海上预调查

(一) 水深及海底地形预调查

1. 预调查内容

由于海上升压站安装现场水域水深较浅, 而主作业船、运输驳船和抛锚拖轮的作业吃水都比较深, 所以为保证施工期间作业船舶的安全, 把握作业现场的水深及地形变化对于规划进出场路线尤为重要, 所以在方案设计之初进行现场水深和地形预调查十分必要。

根据施工船舶的抛锚就位范围,

预调查扫测范围为以升压站桩基础为中心, 按照主作业船的抛锚方向, 取边长2km的正方形区域。

另外要进行船舶进出场址路线的地形调查, 船舶进出场路线为两条, 各长1200m, 测量范围为以船舶进出场路线为中心线, 宽300m走廊带。

调查内容具体包括:

- (1) 查明船舶作业区域及进出场路由水下地形情况;
- (2) 查明区域障碍物及周边建筑物情况;
- (3) 查明区域附近是否存在电缆及电缆的位置、走向。

2. 预调查结果

据业主资料, 项目调查范围内共有4处风电机组及1处海上升压站, 风电

机组编号分别为26号、27号、38号、39号, 经现场勘查, 调查期间除38号风电机组桩基础未建外, 海上升压站与其余风电机组桩区域基础均已存在。

区域内地形较为平缓, 水深在7.0m—9.5m之间, 总体呈自南向北逐渐变深的趋势, 海底面坡度为0.75‰, 最浅处7.0m, 位于测区西南角, 最深处9.5m, 位于26号风电机组桩基础附近。各等深线基本平行, 走向为NW-SE。

区域内共发现1处升压站桩基础及3处风电机组桩基础, 分布有大量沟痕, 未见有裸露电缆, 未发现具有明显高度的障碍物。

(二) 现场潮位预调查

1. 预调查内容

除把握水深和现场海底地形之

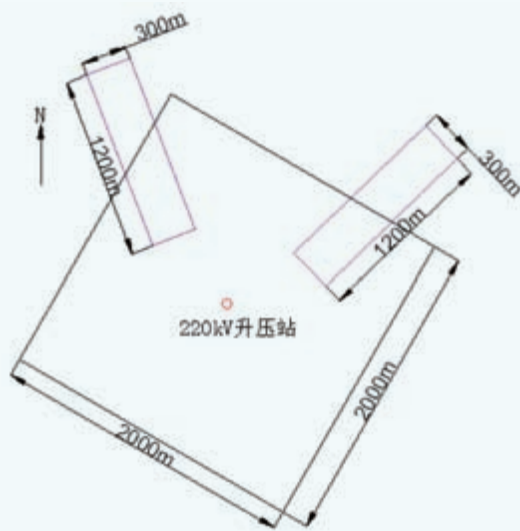


图1 调查范围示意图

外,掌握现场在施工期间的潮位变化情况对于施工船组规划进出场时间、抛锚就位时间和吊装作业时间尤为重要,所以在方案设计之初需要进行现场潮位预调查。对于潮汐情况,如果作业地点附近有验潮站,可以做参考,不过作业地点的潮位和涨落潮时间与验潮站位置可能会有一定差异;如果需要较为精确地了解作业地点的潮位变化情况,则需要进行现场验潮,对于附近有验潮站的,可根据验潮站的潮位推算作业地点的潮位变化,然后到现场进行实际验潮,根据验潮结果对推算方式进行修正,以此推算施工期间的潮位变化。立足于附近验潮站的验潮至少需要半个月以上的时间,而对于无验潮站基础的现场验潮,验潮时间可能需要数月之久。

2. 预调查结果

本项目中,由于现场施工前时间较紧,没能进行现场验潮以推算施工期间较为准确的潮位变化。但作业地点距离灌河口燕尾港约10公里,从现场潮位变化来看,10月中旬的潮位变化与燕尾港相仿,即潮位变化时间能提前1个半小时左右。

二、施工条件确认

(一) 桩腿间距确认

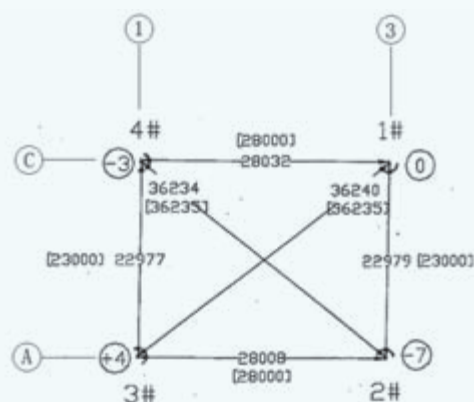
在进行装船作业前,首先需要确认升压站建造完成后各桩腿的间距以及海上桩基础施工完成后各桩腿的间距是否在设计允许误差范围内。

从复测结果来看,C轴的间距误差最大,为41mm,满足设计要求。

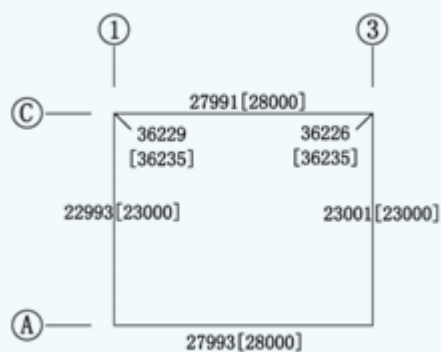
(二) 220kV海缆实际敷设路由确认

确认海上升压站安装前已经敷设的220kV海底电缆的实际路由,以免在主作业船抛锚就位过程中伤及海缆。

三、动态监测设备布置



a) 海上桩基础顶部间距复测



b) 升压站桩腿间距复测

图2 桩腿间距确认

升压站主要集成了电气设备,这些设备对冲击和倾斜有着严格的限制性要求,所以在升压站起吊、装船、运输和海上安装过程中需要进行动态监测。按照设计要求,监测点布设在升压站1层甲板的四个角点紧靠桩腿的位置。由于升压站在起吊、装船和海上安装过程中不能自主供电,所以监测设备需要自备电瓶供电,电瓶供电能力须保证能够满足整个码头起吊装船和海上起吊安装过程的监测需要。运输过程中监测设备可以利用运

输驳船的外接供电。此外,监测采用无线传输的方式,可以实时观察监测结果。

对于此次作业,双臂架四主钩起重能力3600t的浮吊船“德浮3600”发挥了十分关键的作用,一方面,四个主钩吊装升压站可以在满足载荷要求的情况下,保证升压站平起平落而避开升压站偏心影响;另一方面,浮吊船可以将升压站的升降位移控制在4mm/s,从而降低振动冲击影响,此次施工中加速度最大值出现在升压站

起吊的瞬间，测点X向为0.081g，远小于限值0.2g。倾角最大值出现在升压站起吊的瞬间，测点X向为0.408°，远小于限值10°。

四、施工作业

(一) 主作业船就位

升压站海上安装区地处灌河口外南侧，属非正规半日潮海区。潮波运动方向为NW-SE，落潮为SE-NW。安装作业船使用烟台打捞局起重能力为3600t的双臂架浮吊船“德浮3600”船进行，主作业船就位采取顺流方式，抛8口定位锚，艏部4口，艉部4口，呈外八字形。所有船舶锚位将由导航定位系统协助就位，并加装锚浮漂监视锚位。就位完成后，主作业船调整船位到达运输驳船设计靠泊位置。

(二) 运输驳船就位

主作业船就位完成后，运输驳船乘高平潮自主作业船右前侧靠近锚区，在接近4号定位锚缆位置时，主拖轮傍靠运输驳船右舷，辅助拖轮带缆至运输驳船左舷艏部，协助运输驳船进入主作业船2号和3号定位锚缆之间的锚区。

运输驳船在两拖轮辅助下到设计位置依次抛下两口航行锚，完成抛锚后，由两拖轮辅助其艏靠主作业船，靠泊过程中，由两拖轮控制运输驳船的左右动船，由运输驳船通过动车控制其进、退。当运输驳船距离主作业船船约30m左右时，主作业船通过打撇缆的方式向运输驳船船艏送缆，主作业船与运输驳船依次带2根交叉缆和2根直缆。

(三) 升压站安装

由于解绑时间较长，在进行吊架挂扣时即开始对升压站进行解绑。

在水深完全满足1m安全作业水深时，主作业船起升主钩，当起升



图3 动态监测设备

(包括三向加速度计、水平两向倾角仪、采集仪、路由器及信号发射器)

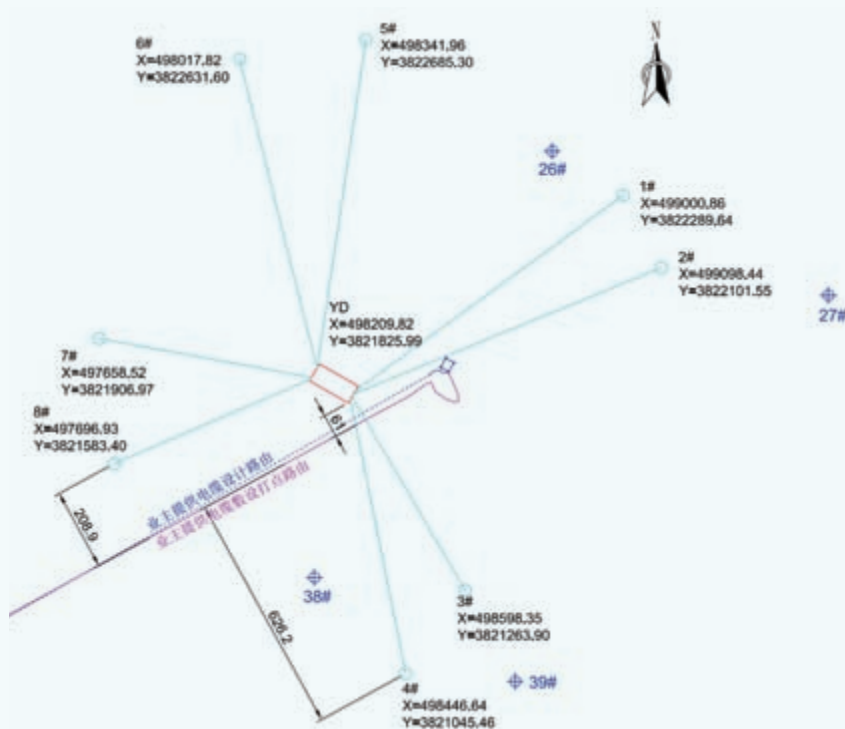


图4 主作业船抛锚就位图

主钩至升压站各桩腿离开垫墩顶面20cm—50cm时停止起升，静止观察10分钟左右，确保没有问题后继续起升主钩。待升压站起升到预定高度以后，两拖轮辅助运输驳船控制船位，解缆撤离。

运输驳船撤离后，主作业船吊着升压站向升压站桩基础移船。到达预定位置后，主作业船通过绞船及调整

扒杆变幅将升压站各桩腿与基础各桩腿对齐。主作业船同时派出小艇分别将辅助安装人员送至A1、C1桩腿，协助对齐安装。

(四) 作业船组撤离

安装完毕经质检检查确认后，将各索具依次从升压站各吊点上摘除，同时动态监测人员将监测设备回收，然后主作业船撤离安装区域并与升压

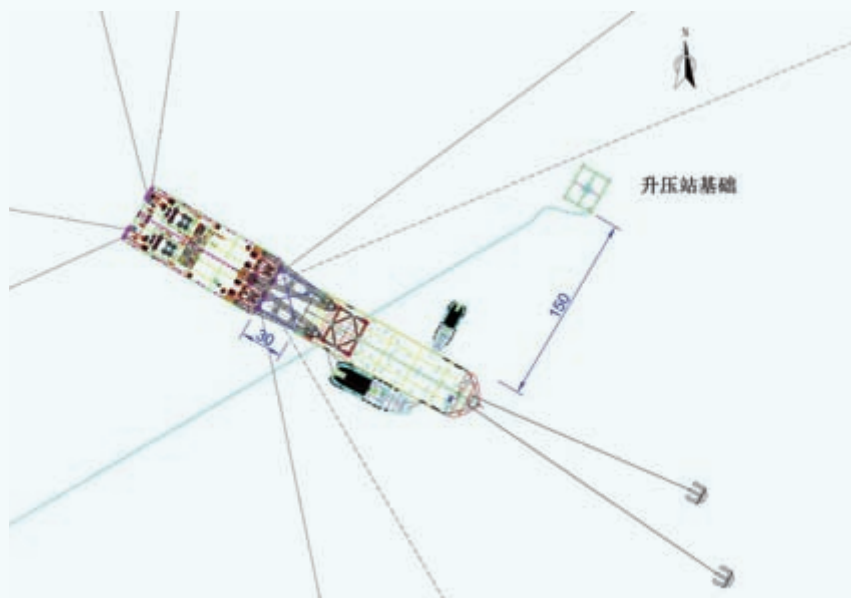


图5 主作业船和运输驳船之间带缆示意图



图7 响水升压站安装现场照片

站保持大于100m的安全距离。运输驳船在拖轮辅助下再次艏靠主作业船，主作业船将升压站吊装框架连同索具放置到驳船甲板上，完成后运输驳船和主作业船船组依次撤离安装现场并复员。

结语

此次升压站安装自重大，作业水深浅，周围桩基础众多，作业水域面积小，所以在进场施工前必须对现场的水深、地形、布局以及潮流情况有一个较为全面的了解，结合作业船舶性能，对作业程序进行科学合理的安排。同时，升压站上的电气设备对吊装和运输过程中的振动和倾斜有着十分严格的要求，所以对监测设备的布置、供电、信号传输和监测要综合考虑，合理布局。此次海上安装作业，主作业船仅利用了两天时间，即顺利完成了作业船进场就位、升压站安装、作业船撤离等作业，安装精度及安全符合作业要求，圆满完成了安装作业。☑

(作者单位：烟台打捞局)

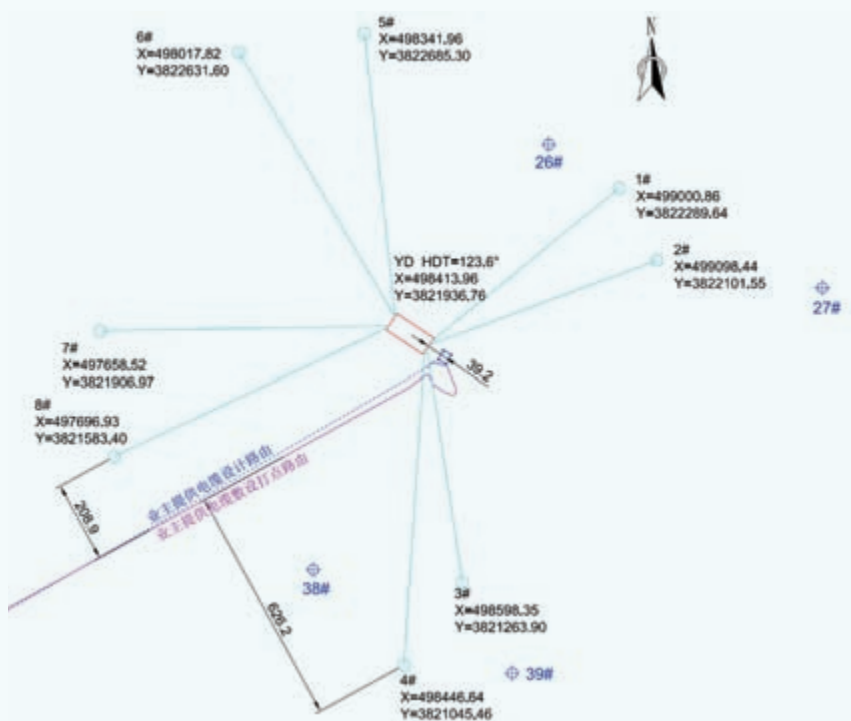


图6 升压站安装就位图

风电场测风数据长期相关预测方法探讨

文 | 燕志婷, 呼津华, 邹振军

风电场风能资源评估中需要参考附近有代表性的长期气象资料, 利用可靠的技术方法对短期测风数据进行长期相关预测, 以准确评估测风塔处的长期风能资源水平和变化。目前风能资源评估工作中常用的长期气象资料有两类, 一是风电场附近气象站的实际测风资料, 二是气象模型生成的气象再分析资料。自然风极易受环境影响发生变化, 相关性分析不可避免会引起误差, 客观地检验测风数据长期相关预测结果, 也是风能资源评估工作中的现实需求。

依据《GB/T 18710-2002风电场风能资源评估方法》风电场短期测风数据订正为代表年风况数据的方法, 用附近气象站数据订正得到的风电场代表年的数据序列作为一个完整年度的风速风向序列。由于气象站与风电场之间的气候差异, 测风仪器、计量方法(如时距)、测风位置和高度变化, 以及气象站周围的人工建筑影响等, 在风能资源评估中仅参考气象站测风资料会有诸多困难, 其订正结果易引起较大的不确定性。

随着气象模型技术的进步, 许多

学者在风能资源评估过程中已开始应用气象再分析资料。由气象再分析资料进行长期相关预测可得到测风塔长年(如30年)的风速风向序列。目前常见的相关预测技术方法有线性最小二乘法(Linear Least Squares)、矩阵法(Matrix Time Series)、正交最小二乘法(Total Least Squares)、风速分类(SpeedSort)法、方差比法(Variance Ratio)、分段线性法(Vertical Slice)、威布尔拟合法(Weibull Fit)、比值法等, 且划分不同的风向扇区。不同国家和地区常用的相关性预测技术方法有所不同, 也有机构开始利用人工神经网络(ANN)进行测风数据的长期相关预测。

本文采用化德气象站数据对内蒙古化德县汇德风电场8546#测风塔80m高度的测风数据进行代表年订正(按照GB/T 18710-2002方法), 同时用MERRA再分析气象数据(用矩阵法)对其进行长期相关性预测, 并对两种方法的结果进行对比和检验。以此为案例, 探讨长期参考资料选取、相关预测方法和预测成果的检验, 以期有助于精细化风电场风能资源评估。

化德县汇德风电场数据资料简况

内蒙古化德县汇德风电场中心位置约为北纬42° 01' 00"、东经114° 10' 00", 场址为复杂低山地形, 海拔高差260余米, 荒漠、草原、林地交错分布。

一、风电场测风数据

汇德风电场8546#测风塔邻近风电场最高处, 海拔高度1681m, 已获得一年多80m高度的10min风速、风向数据。2014年12月19日—2015年12月18日(下文简称“测风同期”, 用来进行长期代表性订正和长期相关性预测)期间的10min平均风速为9.66m/s; 2015年12月19日—2016年2月29日(下文简称“检验同期”, 用来进行长期相关性预测结果的检验)期间的10min平均风速为11.25m/s。

二、化德气象站数据

风电场8546#测风塔西南方向约23km的化德气象站位于化德县城关镇, 观测场海拔高度约1480m, 观测高度10m。参考《GB/T 18710-2002风电场风能资源评估方法》, 化德气象站

表1 MERRA-1网格点数据的基本概况

网格点名称	网格中心点坐标	数据期间	风速高度	1h 平均风速	与风电场 8546# 测风塔距离
MERRA-1	东经 114.002° 北纬 42.0°	1985 年 12 月 19 日 - 2016 年 2 月 29 日	50m	7.14m/s	WSW 方向, 16.7km

与风电场距离较近，二者地形条件和海拔高度也相近，是比较理想的参证气象站。

三、附近的MERRA气象再分析数据

美国航空航天局（NASA）利用先进的GEOS-5资料同化系统和气象模型生成的MERRA再分析资料(Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications)，有 $1/2$ 纬度 $\times 2/3$ 经度的全球空间分辨率、1小时时距、距地面50m高度、长期（1979年至今）的风向风速数据序列，可用于风电场风能资源评估。

经对比分析，选取8546#测风塔西偏南方向16.7km的MERRA-1网格点数据（见表1）进行长期相关性预测工作。

汇德风电场8546#测风塔、化德气象站、MERRA-1点的地理位置见图1。

基于化德气象站数据对8546#测风塔作长期代表性订正

利用化德气象站10m高度1954年—2014年的各月平均风速和风向频率，及2014年11月1日—2015年12月18日的逐小时平均风速、风向资料，对8546#测风塔80m高度的风速作长期代表性订正。

一、化德气象站与8546#测风塔风速对比

（一）气象站风速年际变化对比

化德气象站10m高度近30年（1986年—2015年）的累月平均风速为3.51m/s，有较明显的下降趋势；近20年（1996年—2015年）的累月平均风速为3.31m/s，年际变化趋势不明显。

测风同期（2014年12月19日—

2015年12月18日），化德气象站的月平均风速为3.56m/s，大于近30年和20年的累月平均风速。参见图2。

（二）气象站与8546#测风塔风速月际变化对比

化德气象站10m高度近30年和近20年的月平均风速变化趋势基本一致，夏季6—9月风速较小，8月风速最小。

测风同期，除11月外，其他月份化德气象站月平均风速较累年月平均风速大；化德气象站与8546#测风塔月平均风速变化趋势基本一致，但8546#测风塔的月平均风速变化幅度明显较大。参见图3。

（三）气象站与8546#测风塔风向变化对比

化德气象站近30年和20年风向频率接近一致。

相对于长期风向频率而言，测风同期化德气象站WNW风向频率较少，偏南和偏西南方向的（WSW、SW、SSW、S）风向频率明显较大。

测风同期，8546#测风塔的风向玫瑰图相对化德气象站有明显的偏转，以WNW—NW—NNW为主导风向，SSW—S次之。参见图4。

二、长期代表性订正

（一）GB/T18710-2002风电场风

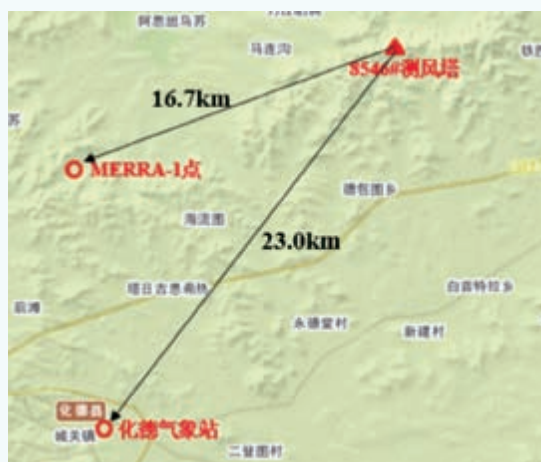


图1 汇德风电场8546#测风塔、化德气象站、MERRA-1点地理位置示意图



图2 化德气象站近30年（1986年—2015年）年平均风速直方图

能资源评估方法

按照《GB/T18710-2002风电场风能资源评估方法》，作风电场测风塔与对应年份的长期气象站各风向象限的风速相关曲线，将风电场短期测风数据订正为代表年风况数据。

化德气象站数据为1h平均风速。风电场8546#测风塔数据为10min平均风速，将其平均为1h时距，使两者时距保持一致。分16个风向扇区，对8546#测风塔风速（y）与化德气象站风速（x）进行线性相关性分析 $y=kx+b$ 。得到二者相关性判定系数 R^2 、k参数、b参数，以及不同风向扇区多年与测风年气象站风速差对应的8546#测风塔的订正值，见表2。

利用化德气象站近30年和近20年的数据对8546#测风塔80m高度的风速数据进行长期代表性订正，订正之后得到8546#测风塔近30年和近20年的长年平均风速分别为9.53m/s和9.08m/s。

（二）全扇区相关性订正方法

对8546#测风塔风速（y）和化德气象站风速（x）测风同期的全扇区风速数据进行线性相关性分析（二者风速相关性判定系数 R^2 为0.507），以公式 $y=kx+b$ ，由气象站近30年和近20年的长年平均风速，求得8546#测风塔

80m高度的近30年和近20年的长年平均风速分别为9.47m/s和9.20m/s。

此方法不区分风向扇区，仅订正测风塔长期年平均风速，且只用来粗

略地检验长期代表性订正（一）中的结果。本节订正结果和长期代表性订正（一）的结果比较接近，30年长期订正结果相对更接近。

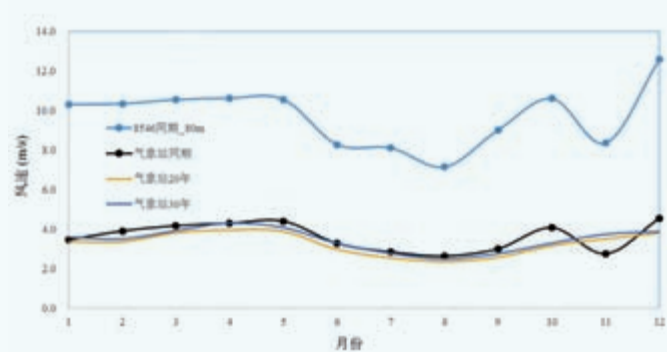


图3 化德气象站与8546#测风塔月平均风速变化对比

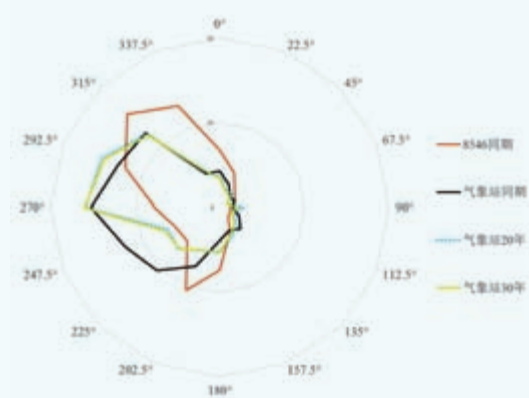


图4 化德气象站与8546#测风塔的风向变化对比

表2 化德气象站与8546#测风塔的分扇区相关性分析

扇区	风向次数	相关性判定系数 R^2	线性相关方程	测风塔订正值 (20年)	测风塔订正值 (30年)	扇区	风向次数	相关性判定系数 R^2	线性相关方程	测风塔订正值 (20年)	测风塔订正值 (30年)
N	516	0.811	$y=2.389x+0.66$	-0.645	-0.167	S	586	0.698	$y=3.172x+1.329$	-0.856	-0.222
NNE	375	0.668	$y=2.147x+1.143$	-0.58	-0.15	SSW	833	0.446	$y=2.468x+2.463$	-0.666	-0.173
NE	184	0.55	$y=2.167x+1.133$	-0.585	-0.152	SW	463	0.685	$y=2.045x+1.966$	-0.552	-0.143
ENE	152	0.563	$y=1.939x+1.524$	-0.524	-0.136	WSW	472	0.612	$y=2.327x+1.773$	-0.628	-0.163
E	100	0.121	$y=0.854x+4.33$	-0.231	-0.06	W	614	0.731	$y=2.08x+2.406$	-0.562	-0.146
ESE	106	0.145	$y=1.305x+4.418$	-0.352	-0.091	WNW	963	0.87	$y=2.013x+1.586$	-0.544	-0.141
SE	112	0.271	$y=1.456x+4.004$	-0.393	-0.102	NW	1265	0.859	$y=2.089x+0.961$	-0.564	-0.146
SSE	243	0.689	$y=2.08x+3.401$	-0.561	-0.146	NNW	1031	0.877	$y=2.148x+0.885$	-0.58	-0.15

基于MERRA-1再分析数据对8546#测风塔数据作长期相关性预测

一、MERRA-1再分析数据与8546#测风塔数据对比

(一) MERRA-1点风速年际变化对比

MERRA-1点50m高度近30年（1985年12月19日—2015年12月18日）和近20年（1995年12月19日—2015年12月18日）的小时平均风速分别为7.13m/s和7.12m/s，相差不大；年平均风速近30年和近20年均呈减小趋势；2003年起年际变化幅度较大。

测风同期（2014年12月19日—2015年12月18日）MERRA-1点的小时平均风速为6.90m/s，小于近30年和近20年的小时平均风速。参见图5。

(二) MERRA-1点与8546#测风塔风速月际变化对比

MERRA-1点50m高度近30年和近20年的月平均风速变化趋势一致，夏季6—9月风速较小，8月风速最小。风速月际变化趋势与气象站较一致，但变化幅度较气象站大。

测风同期，MERRA-1点月平均风速7、8、11月较累年月平均风速明显小，5、10、12月较累年月平均风速大，与气象站同期的月平均风速有明显的差异；MERRA-1点与8546#测风塔的月平均风速变化趋势较一致，变化幅度也较接近；参见图3和图6。

(三) MERRA-1点与8546#测风塔风向变化对比

MERRA-1点近30年和近20年的风向频率一致。

测风同期，MERRA-1点的风向频率与累年风向频率相比变化不大，与8546#测风塔的风向频率也较接近，

但与气象站同期的风向频率有较大差异。参见图4和图7。

二、长期相关性预测

(一) MTS矩阵法

MTS（Matrix Time Series）矩阵

法是一种较新的测量相关预测MCP（Measure Correlate Predict）方法，是对传统矩阵法的改善。在风向方面，每个扇区细化参考风向与目标风向的相关关系。在风速方面，建立测风同



图5 MERRA-1点近30年（1986年—2015年）年平均风速直方图

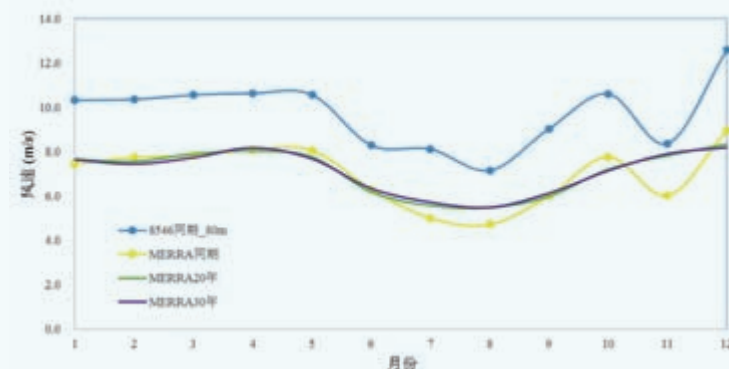


图6 MERRA-1点与8546#测风塔月平均风速变化对比

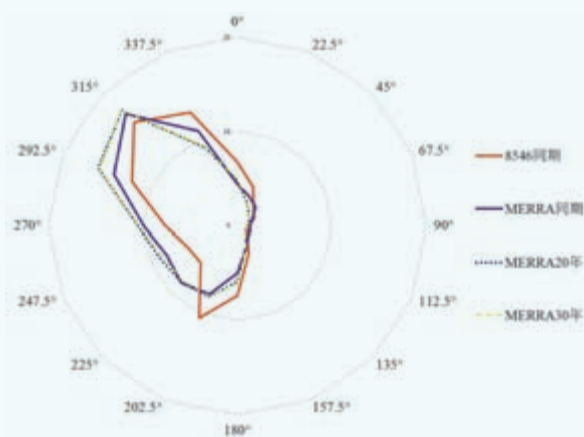


图7 MERRA-1点与8546#测风塔的风向变化对比

期参考风速和目标风速之间完整二维联合概率分布，并建立目标风速综合季节变化、日变化和自相关变化的风速百分率时间序列。综合风向和风速，结合联合概率分布和风速百分率时间序列，由参考点历年的风向风速序列预测得到目标点历年的风向风速序列。

采用Windographer软件，分析测风同期MERRA-1参考点数据和8546#测风塔数据相互变化的相关性和时间偏移，分16个风向扇区和每1m/s风速段，以MTS矩阵法由MERRA-1参考点数据对8546#测风塔数据进行长期相关预测。得到二者风速、风向的判定系数R2分别为0.624和0.896，由MERRA-1点近30年的逐小时历史（1985年12月19日—2015年12月18日）风速风向数据序列预测得到8546#测风塔近30年（1985年12月19日—2015年12月18日）的逐小时风速风向数据序列。长期相关性预测得到的8546#测风塔80m高度近20年和30年的长年平均风速均为9.68m/s。

(二) MTS矩阵法预测成果的检验

1. 测风同期8546#测风塔预测与实测风速数据的对比分析

通过以下四种参数对比分析预测与实测风速数据：

平均误差（Mean Bias Error）：

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F_i - Y_i) ;$$

平均绝对误差（Mean Absolute Error）： $MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |F_i - Y_i| ;$

均方根误差（Root Mean Squared Error）： $RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (F_i - Y_i)^2}{N}} ;$

分布误差（Distribution Error）：

$$DE = \sum_{i=1}^N \frac{(F_i - Y_i)^2}{Y_i} ;$$

参数公式中 F_i 为预测风速， Y_i 为实测风速；平均误差、平均绝对误差和均方根误差三个公式中的i为时间序列；

分布误差公式中的i为风速段序列。

统计测风同期8546#测风塔80m高度预测与实测1h平均风速的平均误差、平均绝对误差和均方根误差分别为0.008m/s、0.62m/s和0.95m/s，分布误差为0.58%；各扇区的均方根误差参见表3。

8546#测风塔80m高度预测与实测风速数据序列的相关性很好，判定系

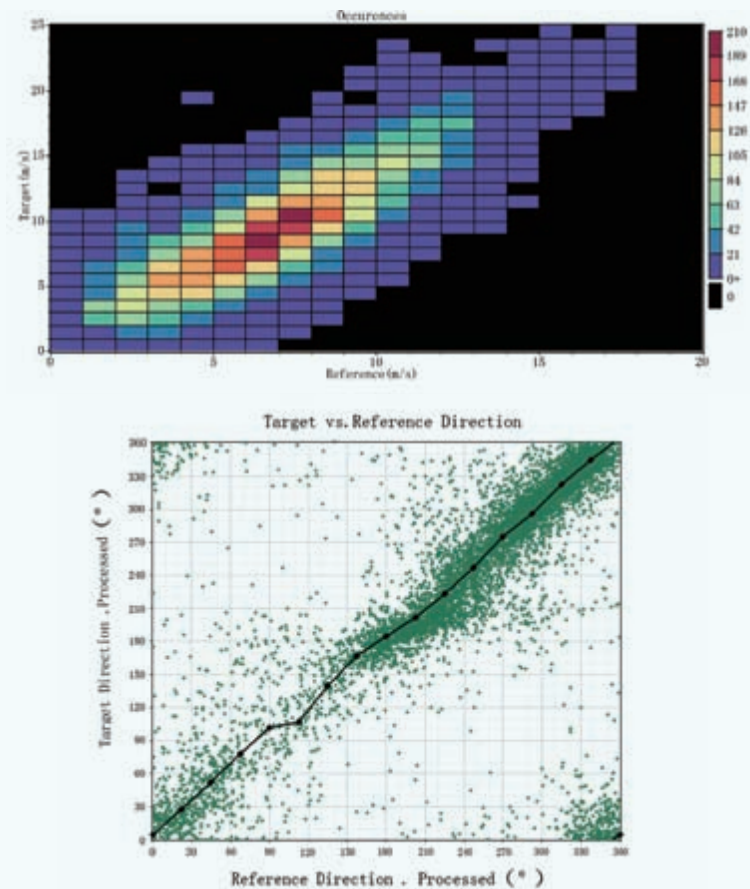


图8 测风同期MERRA-1点与8546#测风塔的二维风速联合概率分布和风向相关性示意图

表3 测风同期8546#测风塔实测与预测1h风速数据之间均方根误差RMSE的分扇区分布

扇区	RMSE	扇区	RMSE	扇区	RMSE
N	0.753	SE	1.264	W	0.986
NNE	1.057	SSE	1.214	WNW	1.026
NE	0.796	S	1.055	NW	0.844
ENE	0.817	SSW	0.922	NNW	0.888
E	1.163	SW	0.843		
ESE	0.957	WSW	0.996		

数 R^2 为0.9513, 可见由MERRA-1再分析数据对8546#测风塔测风同期进行长期相关性预测的结果准确。参见图9。

2. 检验同期8546#测风塔预测与实测风速数据的对比分析

以测风同期8546#测风塔与MERRA-1点的相关性, 由MERRA-1点的风速数据预测检验同期8546#测风塔的风速, 并与实测风速作对比分析。

检验同期, 8546#测风塔80m高度实测1h平均风速为11.25m/s, 由MERRA-1点相关性预测得到的1h平均风速为11.36m/s, 二者相差较小。经统计, 检验同期8546#测风塔预测与实测1h平均风速的平均误差、平均绝对误差和均方根误差分别为0.11m/s、2.45m/s和3.09m/s, 分布误差为2.23%; 检验同期8546#测风塔预测与实测风速数据序列的相关性判定系数 R^2 为0.479, 二者相关性一般。见图10。可见由MERRA-1点相关性预测得到的检验同期的平均风速与实测结果相差较小, 但是其逐点风速与实测结果相差较大, 可能是由于再分析数据点的风速精度较低造成的。

结论

1. 基于化德气象站10m高度近20年和近30年的数据, 按照《GB/T 18710-2002风电场风能资源评估方法》对汇德风电场8546#测风塔80m高度的风速进行长期代表性订正:

(1) 得到8546#测风塔近20年和近30年的长年平均风速分别为9.08m/s和9.53m/s, 可见长期数据期间不同, 订正得到的测风塔代表年平均风速差别较大; 风电场代表年的数据序列为一个完整年度的风速风向序列, 无法对其进行检验;

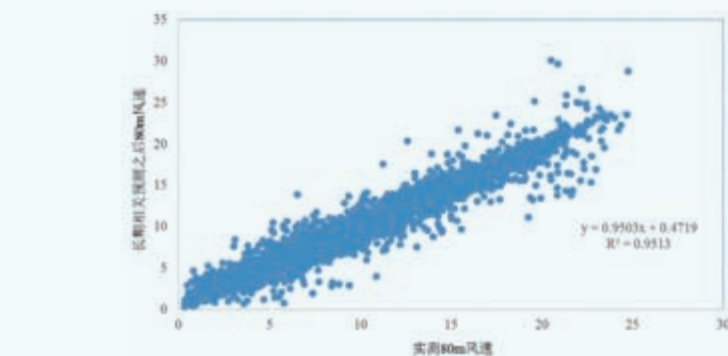


图9 测风同期8546#测风塔80m高度预测风速与实测1h平均风速的相关性

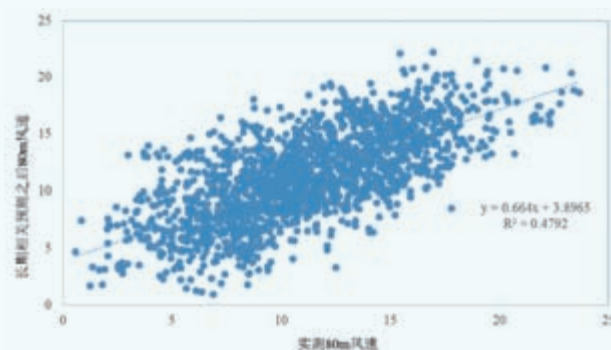


图10 检验同期8546#测风塔预测与实测风速数据序列的相关性

(2) 多数气象站位于城镇近郊, 受环境影响明显, 且在不同风向扇区上的环境影响与风电场相比有较大变化, 故当气象站测风同期与长年的风向频率相差较大时, 简单以长年平均风速的差别订正各个风向扇区, 会带来较大的偏差。

2. 基于MERRA-1参考点50m高度近20年和近30年的数据, 采用MTS矩阵法对8546#测风塔进行长期相关性预测:

(1) 得到8546#测风塔近20年和近30年的长年平均风速均为9.86m/s; 进一步对比检验预测结果, 表明基于MERRA-1参考点的长期预测结果相对较合理;

(2) 采用MTS矩阵法可预测得到目标测风塔的长期风速、风向数据序列, 由此能推算出长年的年发电量变化趋势, 进而得到年均发电量的最大

值、最小值和标准偏差, 对风电场的收益预测有一定的指导作用;

(3) MERRA再分析资料的网格尺度较大(1/2纬度×2/3经度), 尽管在一定程度上对风能资源分析有借鉴意义, 但对复杂地形风资源的代表性有限。如能构建中小尺度的适宜当地地理气候的气象再分析基础资料, 对风资源评估会有较大的帮助。

3. 运用科学的技术和方法评估测风塔长年的风资源水平和变化, 对风电场投资、建设和运行有现实的意义。由于资料所限, 本文仅对比了GB/T 18710-2002长期代表性订正和MTS矩阵法长期相关预测, 后续将进一步探讨多种相关预测方法。✎

(作者单位: 燕志婷, 呼津华: 北京风宜科技有限公司; 邹振军: 内蒙古化德县汇德风力发电有限责任公司)

大型海上风电场尾流模型及大气稳定度影响研究*

文 | 张双益, 胡非, 王益群, 胡威

尾流效应是风电场的规划设计中需考虑的重要因素之一。上风向风电机组和邻近风电场在运行过程中产生的尾流不仅会引起下风向的风速衰减和发电量损失,而且也会导致湍流强度升高和疲劳载荷增加。准确评估风电场的尾流效应对于风电机组科学选型、优化排布方案、保障运行安全、提升整体发电量至关重要。

目前风能行业已有大量成熟的尾流模型来评估风电场的尾流效应:从可实时计算的半经验模型、到耗费数小时的雷诺平均 Navier-Stokes 方程 (RANS) 方法、再到需要大型机并行计算数星期之久的高时空分辨率大涡模拟 (LES) 技术等。各种尾流模型之间千差万别、各有特点,分别适用于不同地理位置和气候环境(如平原、山地、高海拔、低风速、海上等)的风电场。

本文聚焦于大型海上风电场的尾流模型研究,首先对行业主流的风资源评估软件中经常采用的三种尾流模型进行了总结,然后以全球首座大型海上风电场——丹麦 Horns Rev 海上风电场为案例,开展了尾流数值计算及结果对比分析,进一步深入探讨了海上大气稳定度对风电场尾流大小的影响,并最终给出了适合于大型海上风电场的尾流模型建议。

尾流模型简介

一、PARK模型

该模型由丹麦 Risø 可再生能源实验室的 Katic 等人提出,目前已被广泛应用于风能行业的风能资源评估及发电量测算软件中,如 WAsP、WindPRO、WindFarmer、WindSim 和 Meteodyn WT 等。该模型假定尾流影响区是圆锥形,且沿截面均匀分布;尾流影响区域随距离增加而线性扩张,尾流风速衰减为线性恢复。尾流风速衰减的计算公式如下:

$$\Delta V = V_0 \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2KX/D)^2} \quad (1)$$

其中 V_0 是上风向风速; ΔV 是尾流风速衰减; C_T 是推力系数; X 是下风向距离; K 是尾流衰减常数,对于陆上风电场一般取 0.075,对于海上风电场一般取 0.04。

二、EVM模型

该模型由 Ainslie 等人提出,被应用于 WindPRO、WindFarmer、Meteodyn WT 等软件,以及风电机组设计与仿真软件 GH Bladed 中。模型假定尾流区为二维轴对称,采用涡旋粘性湍流闭合等系列假设,来求解雷诺平均 Navier-Stokes 方程 (RANS),从而求得流场的各相关参数。尾流分为三个区域:近尾流区、过渡区和远尾流区。尾流风速减小的计算公式为:

$$1 - \frac{V}{V_0} = D_M \exp\left[-3.56\left(\frac{r}{b}\right)^2\right] \quad (2)$$

其中 V 是尾流中心线距离 r 处的风速; D_M 是尾流中心线处的初始风速衰减; b 是尾流宽度参数,公式如下:

$$b = \sqrt{\frac{3.56C_T}{8D_M(1-0.5D_M)}} \quad (3)$$

根据风洞研究的经验数据, D_M 与推力系数和湍流强度相关:

$$D_M = C_T - 0.05 - (16C_T - 0.5) \frac{I}{1000} \quad (4)$$

其中 I 是环境湍流强度,对于陆上风电场一般取 15%,对于海上风电场一般取 8%。

三、FUGA模型

该模型为丹麦 Risø 可再生能源实验室的 Ott 等人专门为海上风电场开发的尾流模型,目前已制作为商业软件包并对外发售。该模型采用线性化 CFD 方法,减少了计算资源需求,大幅缩短了计算时间,与现有的雷诺平均 Navier-

* 国家自然科学基金项目:大气边界层湍流拟序结构及其统计特征研究(11472272)

Stokes 方程 (RANS) 和大涡模拟 (LES) 等 CFD 方法相比具有明显优势, 适于工业化应用。

模型假定海面气流不可压缩, 并且为顶盖驱动流 (lid-driven flow); 同样采用涡流粘性湍流闭合假设来求解 N-S 方程; 采用致动盘模型来模拟风电机组对气流施加的拖曳力项 f :

$$f = -\frac{1}{2} C_T V_0^2 \delta(x - x_h) \Theta(R^2 - (y - y_h)^2 - (z - z_h)^2) \quad (5)$$

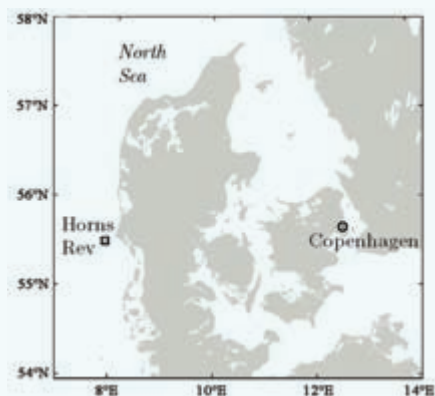
其中 δ 是狄拉克 δ 函数; Θ 是分段函数, 当自变量为负值时取 0, 自变量为正值时取 1; x 为平均风方向的距离; (x_h, y_h, z_h) 是轮毂高度的位置。

此外, 该模型在海面大气边界层模拟中采用了 Monin-Obukhov 相似性理论, 依据大气稳定度分别为不稳定 (U)、中性 (N)、稳定 (S) 等多种状态, 分别计算出不同的尾流结果。与现有的其他尾流模型多采用单一的稳定边界层相比, 具有较大的改进。

海上风电场案例介绍

一、基本情况

Horns Rev 海上风电场为全球首座大型海上风电场, 由



(a) 风电场位置图



(b) 风电机组尾流照片

图1 Horns Rev海上风电场位置图和风电机组尾流照片

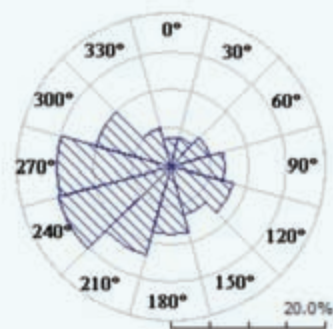
丹麦 Elsam 和 Eltra 公司联合开发, 2001 年正式开工, 2003 年建成投产。图 1 给出了风电场位置图和风电机组尾流照片。图 1a 显示该项目位于北海日德兰半岛以西海域, 离岸距离 14 — 20km, 水深 6.5 — 13.5m, 用海面积约 20km²。图 1b 为 2008 年 2 月 12 日上午 10 点在风电场的南向由直升飞机航拍照片, 直观、生动地展示了大型海上风电场的尾流效应, 已在业内广泛流传采用。

二、风能资源

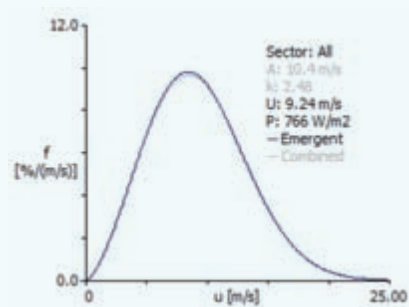
根据 Horns Rev 风电场内设立的 60m 高海上测风塔的测风数据, 风电场的盛行风向为西风, 主风向为 240° 和 270° 扇区, 频率分别占到了 15% 左右 (图 2a); 60m 高度的年平均风速为 9.24m/s, 频率分布基本符合威布尔模型, 尺度参数为 10.4m/s, 形状参数为 2.48 (图 2b)。

三、风电机组排布方案

本文选取 Horns Rev1 和 Horns Rev2 两个海上风电场作为研究案例, 风电机组排布方案见图 3。Horns Rev1 风电场的总装机容量为 160MW, 安装了 80 台丹麦 Vestas 公司生产的 V80 型海上风电机组, 单机容量 2.0MW, 风轮直径 80m, 轮毂高度 67m。场内风电机组呈矩形排布, 从西向东分为 10 排, 每排包含 8 台风电机组, 排内间距和排间间距



(a) 风向玫瑰

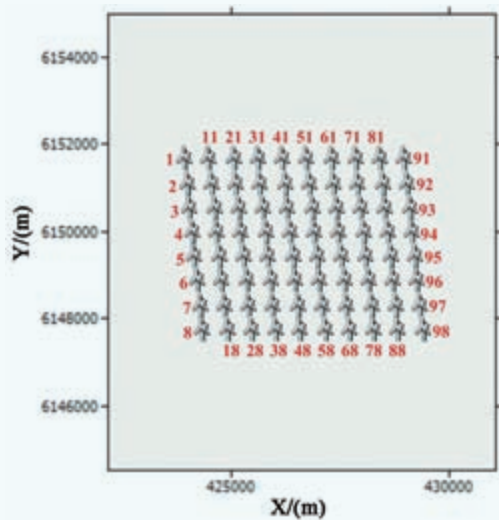


(b) 风频分布

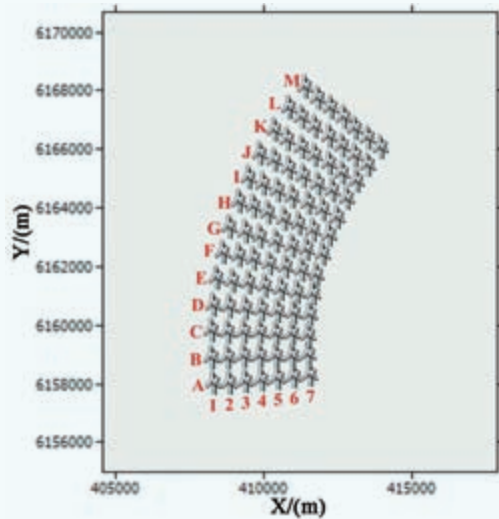
图2 海上测风塔60m高度的风向玫瑰和风频分布

均为 560m(7 倍风轮直径)。V80 风电机组的切入风速 4m/s, 额定风速 15m/s, 切出风速 25m/s。

Horns Rev2 风电场的总装机容量为 209.3MW, 安装了 91 台丹麦 Siemens 公司生产的 SWT-2.3-93 型海上风电机组, 单机容量 2.3MW, 风轮直径 93m, 轮毂高度 68m。图 4 给出了风电机组排布、功率曲线和推力曲线。场内风电机组呈不规则倾斜排布, 从南向北分为 13 行, 每行包含 7 台风电机组, 行内间距为 560m(6 倍风轮直径), 行间间距均为 650 – 930m(7 – 10 倍风轮直径)。SWT-2.3-93 风电机组的切入风速 4m/s, 额定风速 13.5m/s, 切出风速 25m/s。



(a) Horns Rev1 风电场



(b) Horns Rev2 风电场

图3 风电机组排布方案

尾流计算结果及对比

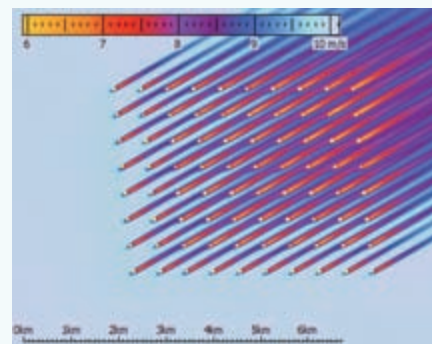
一、尾流风场

图 4 给出了 FUGA 模型计算出的 Horns Rev 海上风电场的尾流风电场图像 (66m 高度, 风速 10m/s, 风向 240°, 大气稳定度为 N 情况), 其他模型结果从略。

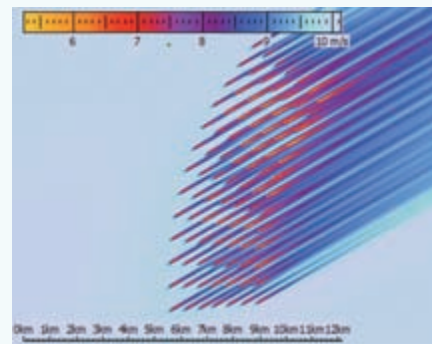
已有研究表明, 陆上风电场的尾流传播距离一般最远达 20 – 50 倍风轮直径, 尾流风速即可恢复到接近上风向风速水平; 而图 4 中 Horns Rev 海上风电场的尾流传播距离超过了 9 – 10km (100 倍风轮直径) 以上, 尾流风速仍明显小于上风向风速水平, 可见海上风电场的尾流效应比陆上风电场更加显著和强烈。主要原因是海面为平坦均匀下垫面, 海表粗糙度很小, 湍流强度较低, 不同高度大气的垂直混合作用较弱, 不利于尾流影响区和外界自由气流的动量能量交换, 因而尾流风速恢复较慢, 尾流传播距离加长。

二、总发电量及尾流损失

PARK 模型 (尾流衰减常数 K 分别取 0.075 和 0.04 两种情况)、EVM 模型 (环境湍流强度 I 分别取 15% 和 8% 两种情况) 和 FUGA 模型 (大气稳定度分别为 U、N、S 三种



(a) Horns Rev1 风电场



(b) Horns Rev2 风电场

图4 FUGA模型计算出的尾流风电场图像

情况),结合风电机组排布、功率曲线和推力曲线,分别计算出的风电场发电量和尾流损失见表1。可见:

1. 总体上,EVM模型计算出的尾流损失较低(约4%—6%),而PARK模型和FUGA模型计算出的尾流损失结果较高,达到前者的两倍(约8%—12%);

2. 模型参数取值不同,导致计算出的尾流损失也有较大差别。PARK模型中K取0.04比K取0.075的尾流损失增高40%—50%;EVM模型中I取8%比I取15%的尾流损失增高30%左右;FUGA模型中大气稳定度从U变化为S的尾流损失增大40%;

3. 对于海上风电场,PARK模型略偏保守。PARK模型中K取0.04的尾流损失(约11%—12%)接近FUGA模

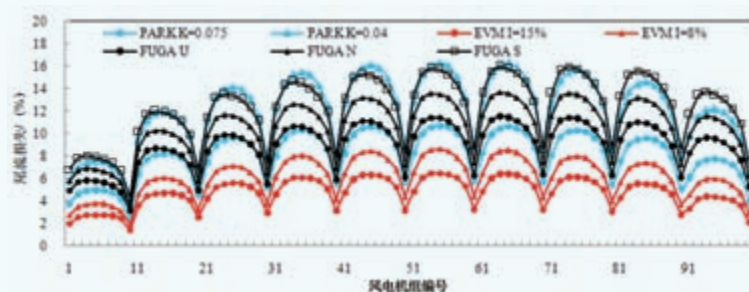
型中大气稳定度为N和S情况之间(约10%—12%)。

三、各台风电机组的尾流损失

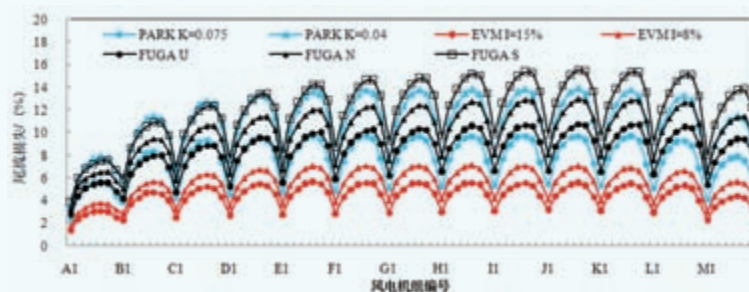
图5给出了PARK模型、EVM模型和FUGA模型分别计算出的风电场内各台风电机组的尾流损失。可以看到三种模型的结果均显示排布在盛行西风的上风向、风电场外部边缘的风电机组尾流损失较低,而排布在盛行西风的下风向、内部核心的风电机组尾流损失较高。其中Horns Rev1风电场的1号风电机组尾流损失最低,54号风电机组尾流损失最高,两者相差近3倍;Horns Rev2风电场的A1号风电机组尾流损失最低,J3号风电机组尾流损失最高,两者相差达到4倍。

四、各风向的尾流损失

图6给出了PARK模型、EVM模型和FUGA模型分别



(a) Horns Rev1风电场



(b) Horns Rev2风电场

图5 风电场内各台风电机组的尾流损失

表1 不同尾流模型计算出的风电场发电量和尾流损失

不同尾流模型	PARK 模型		EVM 模型		FUGA 模型		
	K=0.075	K=0.04	I=15%	I=8%	U	N	S
Horns Rev1 总发电量 /GWh	741.7						
Horns Rev1 尾流损失 /%	8.1	12.2	4.7	6.2	8.9	10.6	12.3
Horns Rev1 净发电量 /GWh	681.9	651.5	706.9	696.0	675.6	663.4	650.3
Horns Rev2 总发电量 /GWh	1033.2						
Horns Rev2 尾流损失 /%	7.7	10.9	4.4	5.6	8.4	10.1	11.8
Horns Rev2 净发电量 /GWh	953.9	920.1	987.7	975.7	946.2	928.7	911.3

计算出的风电场各风向扇区的尾流损失。可见 Horns Rev1 风电场在主风向 240°扇区的尾流损失控制在最低，而在主风向 270°扇区的尾流损失大幅升高，排布方案存在一定的失误，削弱了风电场的发电效率；相比之下，Horns Rev2 风电场在主风向 240°和 270°扇区的尾流损失均控制在最低水平，排布方案更加科学，充分利用了风能资源、有效提升了风电场的发电效率。

大气稳定度及其影响

从上文结果可以看到，大气稳定度状态对海上风电场的尾流损失具有较大影响，从 U 变化为 N 再到 S，尾流损失依次增大 15% - 20%。根据大气边界层经典理论，大气稳定度主要影响温度、气压、空气密度，以及风切变、湍流等气象参数和风电场特性，具体如下：

(1) 莫宁-奥布霍夫相似性理论，近地面层的风速廓线如下：

$$V(z) = \frac{u_*}{k} \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z}{L}\right) \right] \quad (6)$$

$$L = \frac{-u_*^3 C_p \rho T}{kgH} \quad (7)$$

式中： $V(z)$ 是高度 z 处的风速； u_* 是摩擦速度； κ 是卡曼常数，一般近似取 0.4； z_0 是地表粗糙度； L 是奥布霍夫长度； H 是垂直湍流热通量； ρ 是空气密度； C_p 是空气定压比热； g 是重力加速度； T 是绝对温度； $\Psi(z/L)$ 是大气层结稳定度 z/L 的普适函数，当 z/L 或 L 为正值时表示稳定层结；当 z/L 或 L 为负值时表示不稳定层结；当 z/L 为 0 或 L 为无穷大时，表示中性层结，此时 $\Psi(z/L)=0$ ，而公式 (5) 简化为：

$$V(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (8)$$

(2) 局地相似性关系，归一化风速标准差的普适函数为：

$$\frac{\sigma_i}{u_*} = \varphi_i\left(\frac{z}{L}, \frac{z_h}{L}\right) \quad (9)$$

式中： σ_i 是不同方向的风速标准差， $i=1$ 表示水平平均风方向， $i=2$ 为水平垂直于平均风方向， $i=3$ 为垂直方向； z_h 是边界层高度； φ_i 是大气层结稳定度 z/L 的普适函数，中性层结下 φ_i 简化为常数 (φ_1 约 2.5)；稳定层结下的研究较少；不稳定层结下 φ_i 随着不稳定度的增加而增大，公式如下：

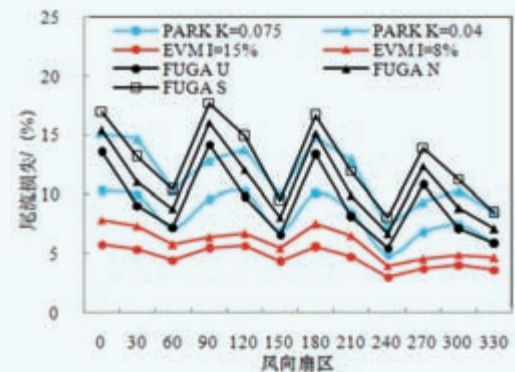
$$\frac{\sigma_i}{u_*} = C_1 \left(1 - C_2 \frac{z}{L}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (10)$$

式中： C_1 、 C_2 是拟合系数。

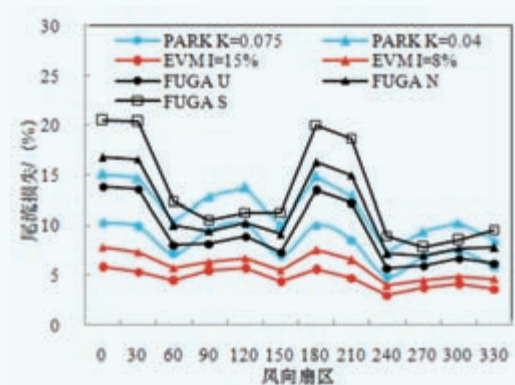
图 7 给出了大气稳定度为不稳定和稳定状态下的风电特性示意图。图 7a 中的不稳定边界层的湍流能量较强，垂直混合作用强烈，气象要素的梯度都很小，风速风向随高度的变化（风切变）很小，此时有利于尾流影响区和外界自由气流的动量能量交换，尾流风速恢复较快，尾流传播距离缩短；而图 7b 中的稳定边界层的湍流能量较弱，垂直混合作用减小，气象要素梯度增大，也存在较强的风切变，此时不利于尾流影响区和外界自由气流的动量能量交换，尾流风速恢复较慢，尾流传播距离加长。

根据 Horns Rev 海上测风塔的梯度观测数据，计算出奥布霍夫长度 L ，将大气稳定度分为强不稳定 VU、不稳定 U、弱不稳定 NU、中性 N、弱稳定 NS、稳定 S、强稳定 VS 共七类，如表 2 所示。

进一步统计出不同大气稳定度出现频率的日变化见图 8。可见：大气稳定度为 VS、S、NS 的合计频率接近 60%；大气稳定度为 N 的频率超过 10%；大气稳定度为 VU、U、



(a) Horns Rev1 风电场

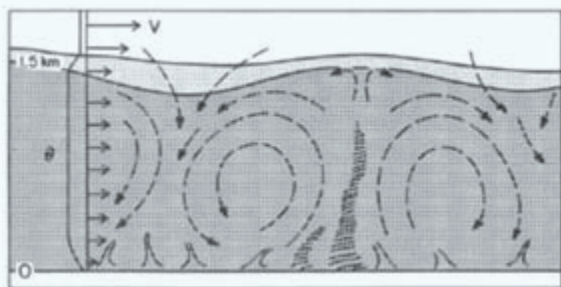


(b) Horns Rev2 风电场

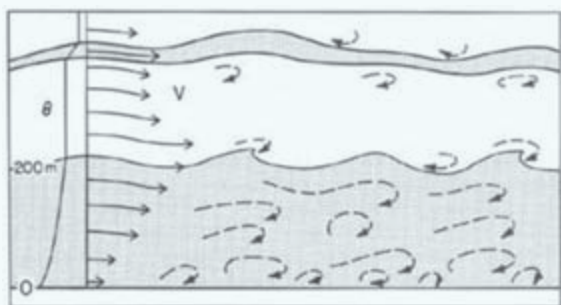
图6 风电场各风向扇区的尾流损失

表2 大气稳定度分类方案

稳定度	VU	U	NU	N	NS	S	VS
L 数值	-100 - -50	-200 - -100	-500 - -200	<-500/>500	200 - 500	50 - 200	10 - 50



(a) 不稳定



(b) 稳定

图7 不同大气稳定度下的风电场特性示意图

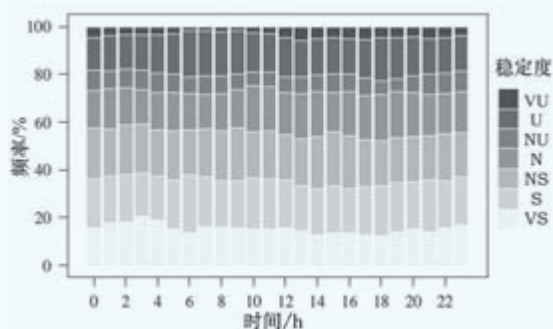


图8 海上测风塔的不同大气稳定度出现频率的日变化

NU 的合计频率接近 30%。因此可以判断 Horns Rev 风电场的大气稳定度总体上偏于稳定状态。

根据以上统计，Horns Rev 风电场建议采纳 FUGA 模型中大气稳定度为 S 和 N 之间的尾流损失结果较为合理，

即 Horns Rev1 风电场的尾流损失为 10.6% - 12.3%；Horns Rev2 风电场的尾流损失为 10.1% - 11.8%。同时可近似采用 PARK 模型中尾流衰减常数 K 取 0.04 的尾流损失结果，即 Horns Rev1 风电场的尾流损失为 12.2%；Horns Rev2 风电场的尾流损失为 10.9%。

结语

本文通过丹麦 Horns Rev 海上风电场案例研究了三种尾流模型的数值计算结果，及海上大气稳定度对尾流大小的影响，该研究对大型海上风电场的风电机组排布、发电量评估等工作具有一定的指导意义和应用价值。丹麦 Horns Rev 海上风电场的研究表明：

(1) 不同尾流模型的计算结果具有较大差别。EVM 模型的尾流结果较低（约 4% - 6%），而 PARK 模型和 FUGA 模型的尾流结果较高（约 8% - 12%），达到前者的两倍；

(2) 模型参数取值不同，计算结果会有较大差别。采用海上尾流衰减常数引起 PARK 模型的尾流结果增大 40% - 50%，采用海上环境湍流强度引起 EVM 模型的尾流结果增大 30% 左右，而海上大气稳定度从 U 变化为 S 引起 FUGA 模型的尾流结果增大 40%；

(3) 风电机组排布方案对尾流损失具有重要影响。Horns Rev1 风电场在主风向扇区尾流损失较高，而 Horns Rev2 风电场在主风向扇区尾流损失控制在最低，充分利用了风能资源、提升了发电效率；

(4) Horns Rev 风电场大气稳定度总体上偏稳定状态。稳定频率占比接近 60%，中性频率超过 10%，不稳定频率接近 30%；

(5) 建议采纳 FUGA 模型中大气稳定度为 S 和 N 之间的尾流损失结果，可近似采用 PARK 模型中海上尾流衰减参数 K 取 0.04 的尾流损失结果。

（作者单位：张双益，胡非：中国科学院大气物理研究所大气边界层物理与大气化学国家重点实验室；王益群：中国三峡新能源有限公司；胡威：新疆金风科技股份有限公司）

台风型风力发电机组设计标准研究

文 | 刘世洪, 赵伟, 王清波

随着我国沿海地区及海上风电的开发, 海上风电机组将受到台风的影响。如何设计出能够对抗台风的风力发电机组, 是摆在风电设计者面前的一个重要课题。2013年GL发布了《热带风暴风力发电机组认证指南》(以下简称《指南》), 2016年国家标准《台风型风力发电机组》(以下简称《国标》)正式实施。目前国内对这两个标准的对比研究还不多。本文将从台风的特点及台风对风力发电机组设计的影响出发, 结合这两个规范设计某抗台风机组。该设计方法及结论对日后抗台风风力发电机组的设计具有一定的指导意义。

《指南》和《国标》对风电机组的设计要求

台风是大于12级的热带气旋, 风力发电机组将面对由台风引起的各种极端环境的影响, 比如雷电、洪水及电网破坏等。

一、台风等级

《指南》和《国标》都规定了标准的台风机组设计等级, 见表1和表2。同时都说明了标准不但适用于陆上风电机组也同样适用于海上风电机组。从分类来看, 《指南》规定了5个设计等级, 而《国标》只给出了2个等级, 两种标准均给出了S设计等级。

二、设计工况

两规范均明确在考虑正常设计的基础上需要考虑台风引起的特别工况, 增加设计工况对比见表3。其中, 《国标》增加的疲劳计算工况, 风剪切系数取0.2, 整个工况全年的发生时间为台风登录次数的6倍。《指南》对增加的疲劳工况没有给出具体要求, 但是必须要考虑台风对疲劳影响比较大的情况, 同时需要与GL沟通。

三、风速模型

《国标》中对EWM进行了修正, 包括纵向湍流强度由0.11变为0.16, 湍流风模型的纵向、横向和垂向分量比例由1:0.8:0.5更改为1:0.86:0.5。而《指南》中提出了极端

热带气旋风速模型ETCyWM, 该模型中轮毂参考风速需要 V_{1min} 乘以转换系数后得到 V_{10min} 的风速, 再由指数分布得到轮毂中心的参考风速, 指数分布的斜率指数由地形决定, 见表4。轮毂中心湍流由公式(1)计算得出, 同时对湍流

表1 《指南》设计等级

台风等级	10m 高度 1min 平均值 $V_{1min}(10)$ [m/s]	中心气压 [hPa]	风暴潮 [m]
5	79.1	900	6.6
4	70.2	920	5.4
3	57.8	945	3.9
2	49.1	965	2.6
1	42.4	980	1.7
S	由设计者确定各参数		

表2 《国标》设计等级

风力发电机组等级	T_I	T_{II}	T_S
V_{ref} [m/s]	55	50	由设计者确定各参数
A $I_{ref}(-)$	0.18		
B $I_{ref}(-)$	0.16		
C $I_{ref}(-)$	0.14		
D $I_{ref}(-)$	0.12		
I_{ref} : 15m/s 时轮毂高度处的湍流强度 V_{ref} : 轮毂高度 10min 平均值			

表3 增加的设计工况对比

增加的设计工况对比	
《指南》	《国标》
发电	发电兼有故障
停机	正常停机
—	空转
—	停机兼故障

模型的湍流尺度参数按照公式(2)进行了修正。仿真时间不同,指南要求仿真时间30分钟,《国标》要求10分钟。

$$I(z) = 1/\ln(z/z_0) \quad (1)$$

$$\Lambda 1(z) = 2.329/8.1 * L_{10} * (z/10)^{0.3} \quad (2)$$

式中, z_0 为粗糙度, z 为离地高度, $\Lambda 1(z)$ 为轮毂高度湍流尺度参数, $L_{10} = 77\text{m}$ 。

四、其他要求

其他要求主要是考虑由台风引起的雷电、洪水, 电网断电、低气压等现象对风力发电机组的影响, 两个设计标准具体要求如下:

(一) 洪水的要求:《指南》要求塔架下段比如门、通风开口应该密封抵抗水压或者高于最大可能的水位, 基础要考虑浮力的影响。对中压开关、风电机组主变压器、升压站进水危险性的评估, 在水下需要防护等级 IPX8, 高于最大可能的水位为 IPX6K 或 IPX7, 对采用自然冷却的发电机在台风过后需要进行除湿处理。《国标》没有具体的要求, 只是说符合相关规定。

(二) 后备电源要求:《国标》要求电网损坏情况下, 控制系统和偏航系统持续工作时间应不低于6小时,《指南》要求台风通过过程中的后备电源需要保证7天的供电能力, 其中连续偏航能力为6小时。

(三) 风速、风向仪要求:《指南》要求风向的测量大于轮毂中心参考风速30m/s, 风速的测量大于轮毂中心参考风速25m/s, 在可能的风速、风向内都有效。《国标》要求风速计测量分辨率达到0.1m/s, 可测量风速不小于60m/s, 台风过程中风向仪都有效。

《指南》要求在台风过程中如果需要偏航, 需要设置额外的扭缆限制, 扭缆限制值至少应大于控制系统设定值的正负360度, 并小于安全系统设定值。《国标》要求塔架、基础设计需要考虑额外20%的余量。同时《指南》考虑到台风引起空气密度的变化, 而《国标》没有提出要求。

工程实例

一、机组参数

以某2.5MW机组为基础开展抗台风设计, 该机组原为GL IA设计, 三叶片上风向结构, 变桨变速。风力发电机组主要参数如表5所示。

二、抗台风设计

台风来临时, 机组处于空转状态, 转子刹车及锁定不

投入, 三叶片处于顺桨状态, 机组具有主动偏航对风能力。具体设计等级见表6。

三、结果对比

为了分析台风对机组载荷的影响, 对台风工况和原来的GL IA工况计算结果进行后处理, 选择了叶片根部、偏航轴承、塔筒底部位置的极限载荷作对比, 如果台风工况比原来GL IA工况下的极限载荷大, GL IA工况下的极限载荷将被覆盖, 否则, GL IA工况下的极限载荷将被保留。具体结果见表7至表9, 以及图1至图5。

四、结果分析

从表7至表9的极限载荷对比结果来看, 对比叶根处的极限载荷可以发现:

表4 热带气旋位置的地形分类

地形分类	A	B	C	S
z_0 [m]	0.18	0.07	0.03	由设计者 确定各参数
K [-]	0.84	0.87	0.89	
α [-]	0.2	0.17	0.15	
注: z_0 : 粗糙度; K: 转换系数; α : 斜率指数				

表5 2.5MW风力发电机组主要参数

参数	数值	单位
功率	2500	kW
叶片长度	50.3	m
风轮直径	103	m
轮毂高度	80	m
切入风速	3	m/s
切出风速	25	m/s
额定风速	10.7	m/s

表6 设计等级参数对比

设计等级	轮毂中心10分钟参考风速 V_{ref} [m/s]	湍流度 I [%]	空气密度 ρ [kg/m ³]	斜率指数 α [-]
GL IA	50	11	1.225	0.11
《国标》T II	55	11	1.225	0.11
《指南》1C	51.45	12.7	1.123	0.15
《指南》2B	60.7	14.2	1.114	0.17

设计标准和设计等级对叶根极限载荷 M_x （摆振）没有影响，对叶根 M_y （挥舞）影响较大。《指南》1C 设计等级下的叶根极限载荷 M_y 较 GL IA 大 15% 左右，较《国标》 T_{II} 设计等级小 5.5% 左右，较《指南》2B 设计等级小近 60%。对于叶根极限载荷 M_z ，《指南》2B 分别较《指南》

1C、《国标》 T_{II} 、GL IA 大 77%，116% 和 178%。

因此，《指南》2B 对变桨系统的要求最高，GL IA 对变桨系统的要求最低。

对比偏航轴承处的极限载荷可以发现，设计标准和设

表7 不同设计等级下叶根载荷对比

载荷分量	叶根 [kNm,kN]			
	GL IA	《国标》 T_{II}	《指南》1C	《指南》2B
M_x	5863	5863	5863	5863
M_y	10144	12333	11651	18469
M_{xy}	10174	12333	11784	18556
M_z	148.8	191.9	233.7	414.3
F_x	413.9	459.9	523.5	878.3
F_y	259.7	259.7	259.7	259.7
F_{xy}	414.5	460.1	524.3	882.2
F_z	1057	1057	1057	1057

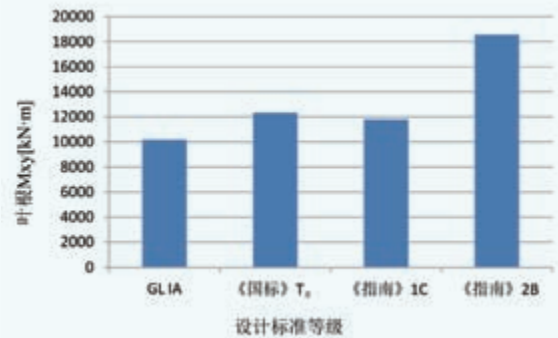


图1 不同设计标准等级下叶根极限 M_{xy}

表8 不同设计等级下偏航轴承载荷对比

载荷分量	偏航轴承 [kNm,kN]			
	GL IA	《国标》 T_{II}	《指南》1C	《指南》2B
M_x	6360.4	6360.4	6360.4	6360.4
M_y	10254	12998	12631	12435
M_{xy}	10389	13000	12637	12460
M_z	6211.8	8507.8	6419	10467
F_x	910.3	910.3	910.3	812.4
F_y	1018.4	1049.2	1217.2	1850.2
F_{xy}	1018.6	1053.1	1219.5	1858.8
F_z	2437.1	2437.1	2437.1	2520.9

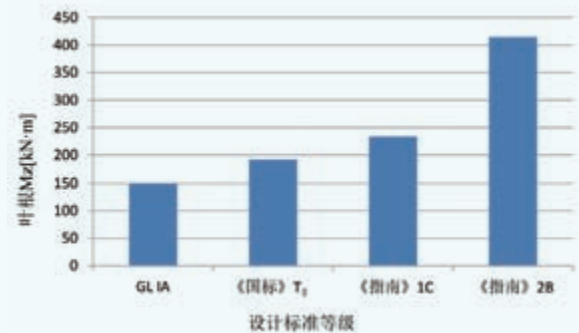


图2 不同设计标准等级下叶根极限 M_z

表9 不同设计等级下塔基载荷对比

载荷分量	塔基 [kNm,kN]			
	GL IA	《国标》 T_{II}	《指南》1C	《指南》2B
M_x	90739	92248	117718	173896
M_y	77032	77032	77032	104533
M_{xy}	90915	94832	118599	175701
M_z	6211.7	8508.7	6420	10461
F_x	963.9	1173.7	1095.4	1613.8
F_y	1355.3	1355.3	1730.7	2504
F_{xy}	1355.9	1393.9	1735	2542
F_z	4980.6	4980.6	4980.6	4980.6

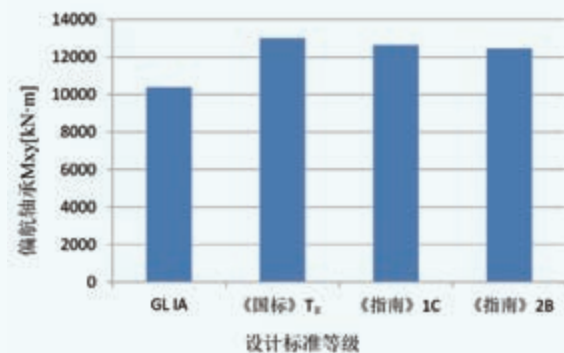


图3 不同设计标准等级下偏航轴承极限 M_{xy}

设计等级对偏航轴承极限载荷 M_x 没有影响,《国标》T_{II} 设计等级下的偏航轴承的极限载荷 M_y 最大,分别较《指南》

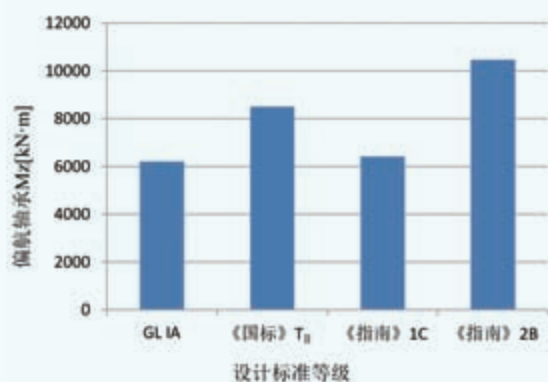


图4 不同设计标准等级下偏航轴承极限 M_z

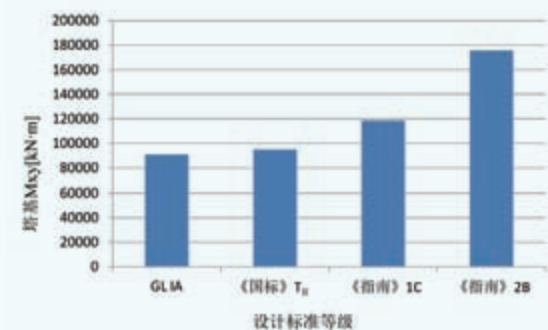


图5 不同设计标准等级下塔基极限 M_y

1C、《指南》2B、GL IA 大 2.9%、4.5% 和 27%。对偏航轴承极限载荷 M_z ,《指南》2B 分别较《国标》T_{II}、《指南》1C、GL IA 大 23%、63% 和 69%。因此,《指南》2B 对偏航轴承的要求最高,《国标》T_{II} 则要求有更好的驱动能力。

对比塔基处的极限载荷可以发现,设计等级对塔基极限载荷 M_y 的影响较小,对塔基极限载荷 M_x 的影响较大,《指南》2B 设计等级下塔基的极限载荷 M_x 最大,分别较《指南》1C、《国标》T_{II}、GL IA 大 48%、89% 和 92%。因此,《指南》2B 对基础的要求最高,GL IA 对基础的要求最低。

结论

本文分析对比了《指南》和《国标》两个台风型风电机组设计标准的异同,基于这两个标准对某 2.5MW 机组进行了大量的仿真计算,对不同标准和不同设计等级(仅为文中仿真计算的四种设计等级)下机组叶根、偏航轴承和塔基的极限载荷结果进行了对比,由计算结果可见:

- (1) 使用 GL IA 设计等级的风电机组并非是抗台机组。
- (2) 台风型机组对变桨系统、轴承连接叶片螺栓、偏航系统以及塔筒基础的要求更高。
- (3) 《指南》2B 对变桨系统以及偏航轴承和塔筒基础的要求最高。

(4) 《国标》T_{II} 则要求有更好的偏航驱动能力。☑

(作者单位: 东方电气风电有限公司)



摄影: 戴茉莉

风电机组抗台风技术策略与应急管理

文 | 黄冬明, 张铁, 曹人靖, 张启应, 柳胜举

台风是生成于热带或副热带洋面且极速旋转的大气涡旋, 其分类和卫星图片如表1和图1所示。其中, 超强台风瞬间阵风风速超过51m/s, 具有很强的破坏力, 给风电机组的设计带来极大挑战。例如, 2014年第9号超强台风“威马逊”, 其阵风风速达到66.7 m/s, 最低气压910hPa, 横扫菲律宾、中国和越南, 使得国内外知名厂家的风力发电场发生了风电机组倒塌、塔架屈曲折断、叶片断裂、机舱盖掉落、塔架门破坏等严重事故, 给业主和制造商造成极大损失。然而, 多个风电场安装的某厂家MY1.5-77/82和SCD3.0MW-110抗台风型风电机组却无一发生倒塌、塔架破坏和叶片断裂等事故, 其优异的抗台性能和高可靠性在行业内赢得了良好口碑。

因此, 本文根据该厂家抗台风型风电机组的实际应用经验, 围绕风电机组叶片、风电机组结构、塔架基础、抗台风控制策略以及应急管理等几个方面, 阐述了抗台风型风电机组的应用技术与应急管理模式, 对抗台风型风电机组技术的发展具有一定的参考价值。

风电机组抗台风技术

抗台风型风电机组设计涉及机械工程、电气工程、空气动力学、固体力学、热力学、流体力学、复合材料和先进制造等多学科领域。本文以MY1.5-77/82和SCD3.0MW-110为例, 从叶片设计、风电机组结构设计、塔架基础、抗台风控制策略、风电场应急管理模式等几个方面, 深入系统地介绍风电机组的抗台风技术。

一、叶片设计

风电机组叶片是风电机组的关键部件, 其性能好坏直接影响风电机组的整机载荷大小、抗台风性能和风电机组在超强台风中的生存率。抗台风型风电机组所用叶片, 可基于以下几个方面进行设计, 以保证风电机组叶片的性能:

1. 考虑50年一遇极端风速和极端湍流特征值0.16的

表1 台风分级

热带气旋等级	底层中心附近最大平均风速 (m/s)	底层中心附近最大风力 (级)
热带低压	10.8-17.1	6-7
热带风暴	17.2-24.4	8-9
强热带风暴	24.5-32.6	10-11
台风	32.7-41.4	12-13
强台风	41.5-50.9	14-15
超强台风	≥ 51.0	16 或以上

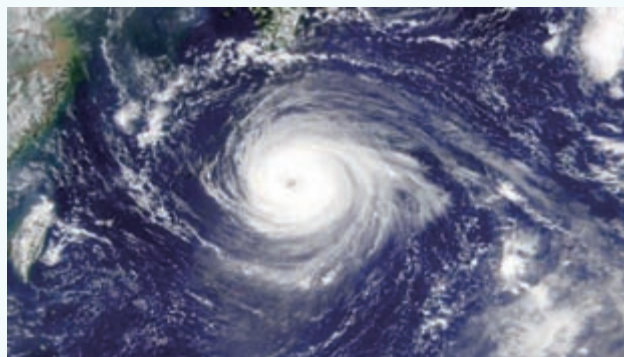


图1 台风分类及其卫星照

载荷进行叶片结构设计, 确保叶片强度能够满足超强台风生存的需要;

2. 风电机组叶片满足抗台风整体性能要求, 采用抗台风叶片, 确保台风中变桨伺服电机具备足够刹车力矩, 防止叶片桨距变化导致不可预见的后果;

3. 加强叶根铺层厚度, 提高叶根抗弯模量。加强压力面梁帽铺层厚度, 提高叶片受压面强度。采用FEM对叶片铺层进行优化设计, 提高叶片强度和刚度, 降低叶片重量等; 如图2和图3所示为叶片截面结构图和叶片FEM仿真计算结果图。

二、超紧凑机组结构设计

与普通机型相比，超紧凑机组结构设计具有得天独厚的抗台风性能，其优势如下：

1. 如图4所示，超紧凑传动链设计可以确保机舱重量减轻和载荷传递路径短，载荷从风轮传递至主轴承、传动链、偏航系统、塔架和基础。机舱系统重心位于上风向，台风工况中有利于抵消部分台风产生的弯矩。

2. 超紧凑设计的机舱尺寸远远小于传统双馈机型尺寸，结合CFD技术对机舱外形进行空气动力学优化，可以大大减小机舱阻力，减小机组在超强台风中的载荷，显著提高机组抗台风性能。如图5所示为传统双馈机舱与超紧凑机舱结构尺寸比较。

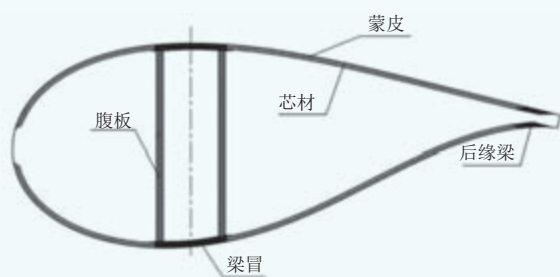


图2 叶片截面结构图

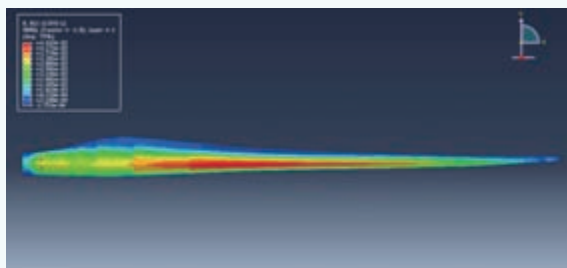


图3 叶片FEM仿真计算结果

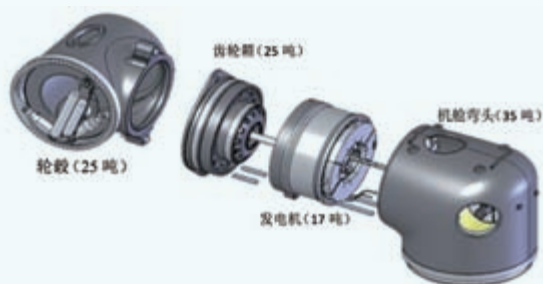
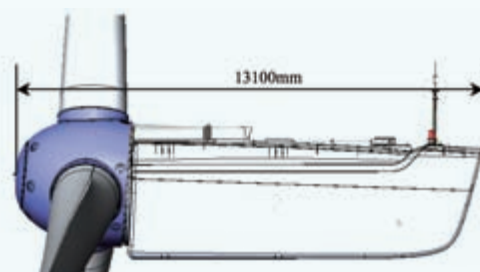


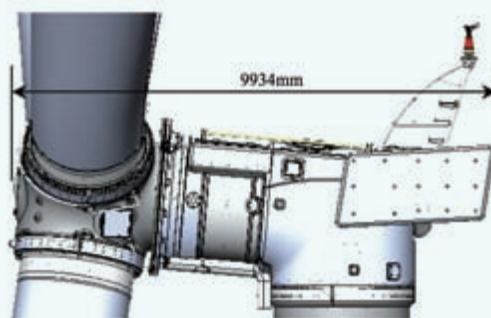
图4 SCD机型传动链设计

三、两叶片的结构设计

与三叶片机组不同，两叶片的设计在台风工况下拥有无可比拟的优势。两叶片风电机组在台风停机状态下，机舱风轮锁定在水平位置，由于只有两个叶片，风轮受到的面内气动力基本与地面垂直，且都处于同一水平面上，避免了纵向风切变的影响，这样就可以极大降低由于叶片安



(a) 传统双馈机型



(b) 超紧凑型

图5 传统双馈机型结构与超紧凑机舱结构比较

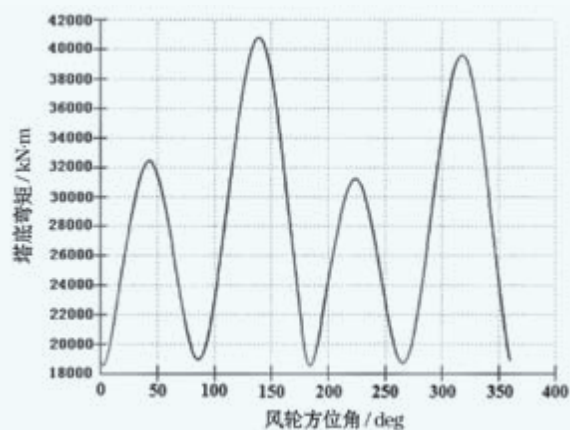


图6 叶轮在不同方位角下塔底合弯矩变化图

装角误差、风切变、风轮倾角、风轮锥角等因素造成的气动不平衡引起的侧向推力，从而极大降低了塔筒、基础承受的合弯矩。

不同方位角下塔筒底部的倾覆力矩如图6所示，可以看到，在方位角为 90° 时，即风轮处于水平状态下，塔筒底部弯矩达到最小值。

四、塔架基础设计

塔架基础设计与施工质量对保证风电机组良好的抗台特性至关重要。针对超强台风特性，塔架基础设计严格按照IEC标准和GL风电机组认证导则进行。

1. 考虑50年一遇（3S）极限风速（高达 70m/s ），按照极端湍流强度特征值0.16和风切变指数0.2进行载荷计算；

2. 基于EC3对塔架系统进行设计，并采用FEM进行结构优化与校核，确保塔架的强度和刚度满足使用要求，降低塔架重量。仿真计算包括塔架共振分析、塔架各段屈曲稳定性分析、塔架门、焊缝分析和法兰联接螺栓分析等；

3. 塔架生产工艺要求严格控制质量，确保塔架强度。塔架钢板要求一级探伤且为正火交货状态。法兰采用整体锻造辗环工艺，严格遵守工艺操作规范，确保工艺质量。对于关键位置焊缝需要进行无损探伤，从源头上消除质量风险。

4. 基础设计与施工基于50年一遇极端载荷，采用国家防洪设计要求标准，对于软地基或高水位地基采用桩基础加强，从而保证基础抗台风强度要求。图7所示为抗台风型风电机组多桩基础。

五、抗台风控制策略

针对中国南方沿海多台风地区，考虑50年一遇（3S）极端阵风（风速达到 70m/s ）、极端湍流EWM模型、电网掉电工况和台风阵风系数为1.4进行分析，确保在载荷计算阶段全面考虑台风特性。

（一）控制策略设计

MY1.5-77/82和SCD3.0MW-110机组在超强台风“威马逊”中所表现出优异性能和高可靠性，源于该风电机组先进的控制策略设计，其抗台风控制模式如表2所示。

根据表2可知，其控制策略为：当台风来临时，控制系统开始动作，风电机组桨叶紧急顺桨至 91° 并锁定，机组处于停机状态。风电机组偏航至设定角度，以桨叶最小面受力，叶片处于空气制动状态，叶轮处于自由状态，通过程序控制释放主轴刹车和系统液压力，同时保证偏航刹车压力不小于 100Bar 。抗台风控制策略流程如图8所示。

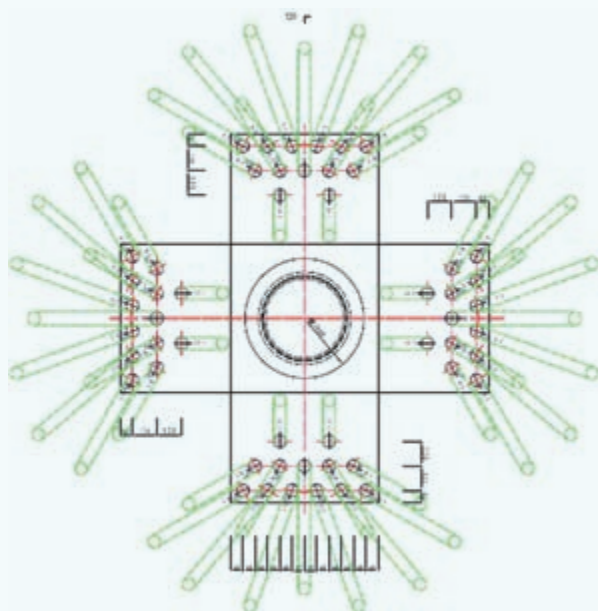


图7 抗台风型风电机组多桩基础结构

表2 风电机组抗台风模式

抗台风策略	2011年-2012年	2014年后
叶片角度	顺桨	顺桨
偏航角度	正面对风	正面对风
主轴刹车方式	自动松闸	自动松闸
偏航刹车	自动抱闸	自动抱闸
自动对风	无	实现

（二）偏航对风策略

以MY1.5-77/82机组为例，使用Bladed软件对机组进行仿真分析，采用Kaimal功率谱湍流模型，当叶片顺桨至 91° ，风轮处于自由状态时，台风工况下的载荷分别如图9和图10所示（黑线， 0° ；红线， 90° ；绿线， 180° ；蓝线， 270° ）。

由分析结果可知，机组偏航角度为 0° 和 180° 时，叶根合弯矩以及塔底的合弯矩相对于其他角度载荷较小。因此，风电机组抗台风模式可采用正面对风或背面对风，以最大限度降低机组载荷，提高风电机组生存率。

（三）后备电源策略

对于传统结构的风电机组，如MY1.5-77/82，可以采用后备电源策略以确保偏航系统供电。后备电源策略方案如图11所示，当台风登陆，电网断电以后，转换开关自动切换到后备电源，此时，偏航系统由后备电源供电，从而确保6小时内偏航系统能够始终工作，控制偏航误差在 $\pm 10^\circ$ 以内。

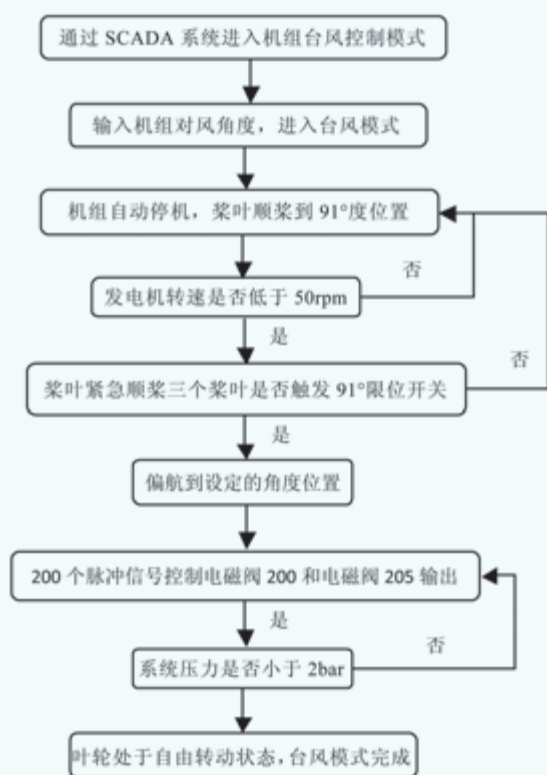


图8 抗台风控制策略流程图

同时，后备电源的使用也大大降低了机组载荷，提高了风电机组的抗台风可靠性。基于上述载荷分析结果和抗台风控制模式，风电机组在台风工况下停机的有利偏航角是 180° 或 0° 。考虑在机舱内配有偏航备用电源，能保证风电机组在电网掉电时，偏航系统连续工作6小时、控制系统工作7天，从而保证风电机组10分钟平均偏航误差在 $180 \pm 10^\circ$ 或 $0 \pm 10^\circ$ 内，叶根合弯矩及塔底合弯矩的极限载荷均可大幅降低20%左右，Bladed仿真结果如图12和图13所示。

（四）其他控制策略

为有效降低风电机组整体载荷，提高抗台风性能和可靠性，也可以采用其他先进降载控制策略，包括传动链加阻、塔架加阻、IPC、动态推力削减、台风预估策略、极端阵风控制、Finepitch和Optimalpitch等。降载控制策略的应用，可有效地降低机组载荷，综合提高风电机组在台风工

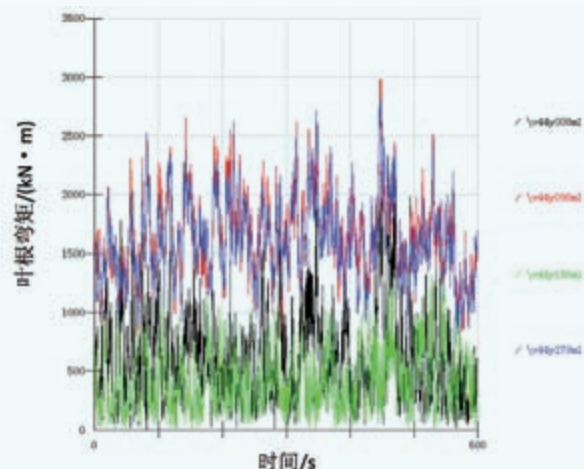


图9 不同偏航角度叶根合弯矩对比

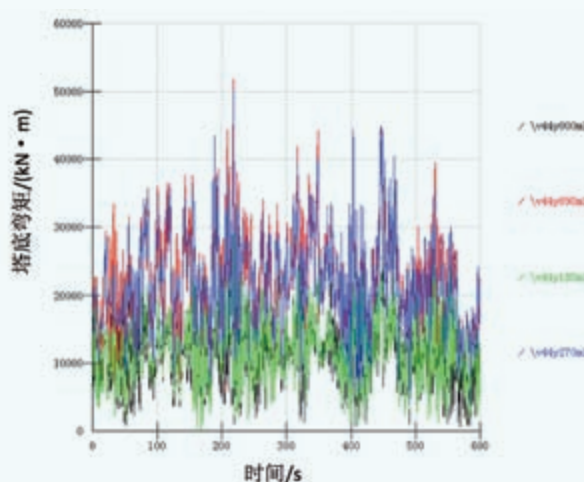


图10 不同偏航角度塔底合弯矩对比

况下的发电量。

风电场应急管理

风电机组的叶片、结构、控制策略等固然重要，但如果没有科学合理的风电场抗台风应急管理模式，抗台风的效果也会大打折扣，因此，采用先进的风电场抗台风应急管理模式，在台风来临之前做好充分的应对准备，可以更有效地应对超强台风的袭击。

风电场抗台风应急管理模式如下所示：

1. 成立固定的抗台风应急小组，以组织协调风电场抗台风工作，小组成员分工明确，并且加强宣传和教育、定时预报、定期进行应急演练等；



图11 后备电源策略电气设计方案

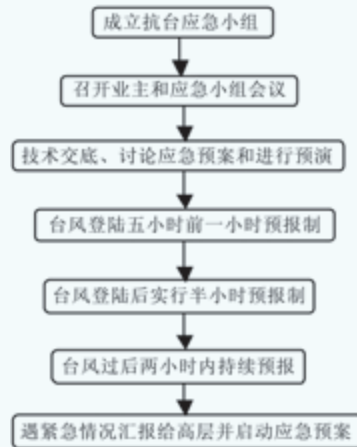


图14 明阳风电场抗台风管理模式

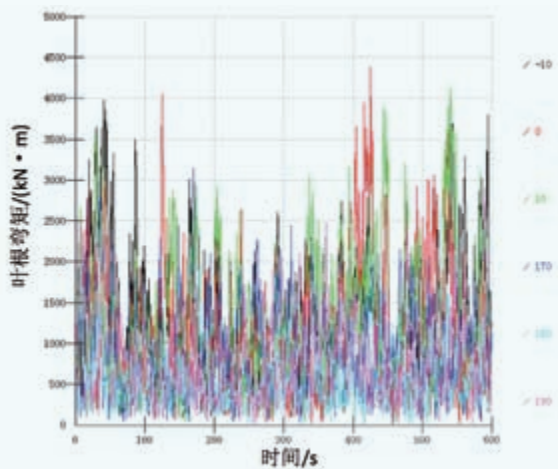


图12 不同偏航角度叶根合弯矩对比

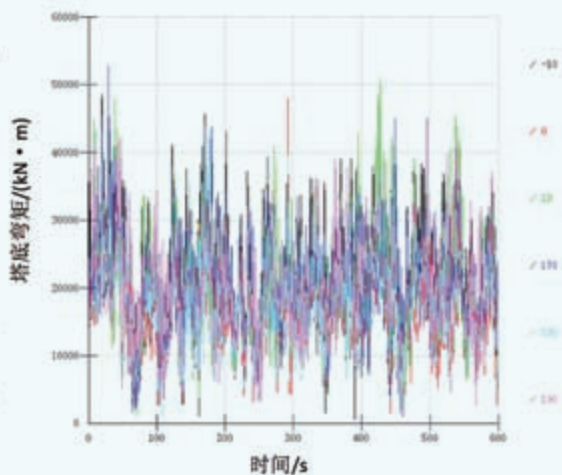


图13 不同偏航角度塔底合弯矩对比

2. 在台风来临之前一天召开业主和应急小组抗台风联席会议，深入讨论可能的紧急事故并制定相应预案，进行应急演练；

3. 台风登陆前五小时，以1小时为间隔对风电场风电机组运行情况进行汇报。汇报内容包括风速、各机组运行情况、进入台风模式、进行应急演练及业主内外电网和线路情况等；

4. 台风登陆后每隔半小时进行汇报；

5. 台风过后两小时内持续汇报风电场及各机组情况；

6. 若遇到紧急情况，马上汇报给相关部门高层领导并启动应急预案。

结论

在海上风电迅猛发展的当下，风电机组的抗台风性能的提高已经是一个必须应对的迫切要求，本文以MY1.5-77/82和SCD3.0MW-110为例，从叶片设计、机组结构设计、塔架基础设计、抗台风控制策略以及风电场抗台风应急管理等多个方面，系统地论述了风电机组的抗台风技术及管理模式，这些机组在历次台风袭击中所表现出的优异的抗台风性能及高可靠性，充分证明了这些技术及管理模式的实用性，为我国风电行业发展抗台风技术提供了积极的参考意义。■

(作者单位：黄冬明，张铁：华南理工大学机械与汽车工程学院；曹人靖，张启应，柳胜举：广东明阳风电产业集团有限公司)

2017中国风能展
Siemens Gamesa
在W3-B09 期待您的光临

G126-2.5 MW

从低风速风场获取更多能量

G126-2.5 MW风机是歌美飒从低风速风场获取能量的全新技术革新产品。G126-2.5 MW风机将直径126米的全新叶轮与2.5 MW发电机相结合，使该机型具有一流的容量因子，并通过增加20%*的发电量降低了度电成本。

G126-2.5 MW风机是歌美飒低风速产品序列演化的产品，由歌美飒从23年的风电从业经验与2.0-2.5 MW机型超过23 GW的装机中总结出的专业知识所支撑。

G126-2.5 MW风机的加入使得歌美飒成为全球风电领域内十分可靠且极具灵活性的合作伙伴。

*与G114-2.0 MW相比

gamesacorp.com/siemensgamesa



SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

长期锁止状态对风电增速器危害的研究*

文 | 汝学斌

风电增速器常年经受酷暑严寒和极端温差的影响，自然环境恶劣，交通不便，修复困难，且故障期一般出现在发电的高峰期，增速箱一旦出现故障，维修周期长，严重影响其经济效益。因此，如何保证风电增速器 20 年的运行寿命，如何使风电增速器安全、可靠、高效运行，一直是风电相关技术领域研究的一个重要课题。风电增速器工作性能的提升，不仅需要从设计、制造方面不断改进，同时也需要从产品的安装、使用及维护方面予以充分的重视。

在风电增速器处于长期调试、长时间停机和风电场限发等期间，通常将增速器通过刹车装置使其处于长期锁止状态。经长期调试后开始运行的部分增速器在齿轮啮合时，风

电场运维人员经常能清楚地听到发出异常啮合冲击的声音，这给运维人员判断风电设备继续运行与否造成了极大的困扰，而且这种现象在频繁停机限电的风电场也时有发生。为此，本文对这种异常啮合冲击声音产生的原因、影响运行的程度、存在的风险及解决方法进行了较为深入的研究。

增速齿轮箱异常现象

一、齿面微电解腐蚀现象

某风电场风电机组从安装到全部调试工作完成时间为半年，期间一直用发电机的高速抱闸刹车装置将电机轴抱

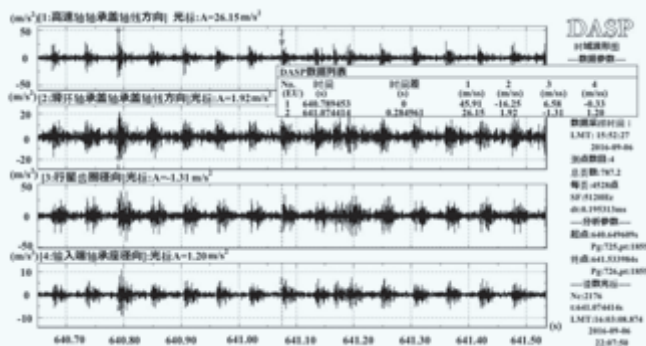


图1 各级振动的时域分析图

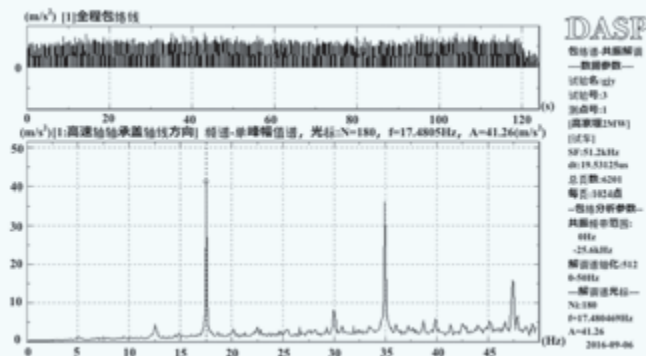


图2 高速轴振动的频域分析图

*基金项目：5MW 风电齿轮箱联合研发，国家国际科技合作项目 (2011DFB71670)

死。并网运行初期发现增速器有异常的响声，经检查发现增速器的箱体上有水流过的痕迹，经开箱查看，发现多级齿面上有与啮合痕迹相吻合的黑线。

用振动状态监测仪对未满发电工作状态进行跟踪，捕捉到了明显的冲击信号。对四个测振点（前两个为轴向、后两个为径向）进行时域分析，都出现明显的振动峰值，其振动值均远远超过出厂的振动指标，如图 1 所示；振动频域分析包络图是在进入到并网风速（1050r/min）时所测得的数据，如图 2 所示。该机型满发时的电机工作转速为 1750r/min，该图对应的 17.480Hz 及其倍频，振动峰值达到 $A=41.26\text{m/s}^2$ ，超过 4g 的加速度值，属于严重的异常振动。

用内窥镜细查，此现象不仅发生在该增速器的高速级啮合齿面上，在箱体的多级齿面上也存在类似的黑线。

二、齿面微动点蚀现象

限发期间采用高速抱闸刹车装置将电机轴抱死，发现增速箱高速级齿面的工作面上有一定深度的啮合痕迹线，表面有轻微的发黑痕迹，但啮合线的边界非刀刻般地整齐，边界有压溃的现象。用振动状态监测仪对运行状况进行跟踪，捕捉到与图 1、图 2 类似的明显的冲击信号，超过 2g 的加速度值，属于严重的异常振动。

三、轴承微电解腐蚀现象

在经常限发或长时间停机的风电场，发现增速器内的个别轴承有轻微的锈蚀痕迹，在轴承内外圈滚道上出现与滚动体等间距的沿轴向分布的双眼皮状印痕，即微电解腐蚀的现象，如图 3 所示；对滚动体的微电解腐蚀痕迹放大 100 倍后，可见红色和黑色的锈蚀痕迹已侵入到轴承的母材内，如图 4 所示；对轴承滚道的印痕放大 100 倍后，也可看到浅黄色的锈蚀痕迹已侵入到轴承套圈的母材内，如图 5 所示。

如设备在室外长期存放后直接进行装机，甚至看到有些增速器内的轴承外圈端面、滚动体端面上还留存着大量的锈蚀痕迹，比图 3、图 4、图 5 所示情况还要严重。

产生原因及影响分析

一、微电解腐蚀现象产生原因及影响

（一）轴承微电解腐蚀产生原因及影响分析

装配后长期存放的轴承，虽经试车跑合有一定的油膜能起到短期的防护作用，但空气中的水分会在滚动体与轴承内、外圈之间形成的楔形空间内积聚，并逐渐渗透到此空间的残留润滑油膜内，附着在轴承内、外圈和滚动体的金属表



图3 轴承上等滚子间距的微电解腐蚀的现象



图4 轴承滚动体上微电解腐蚀情况(放大100倍)

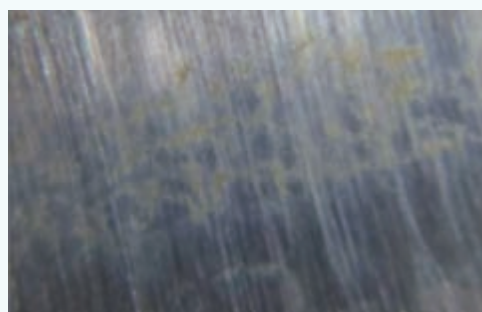


图5 轴承滚道面上微电解腐蚀情况(放大100倍)

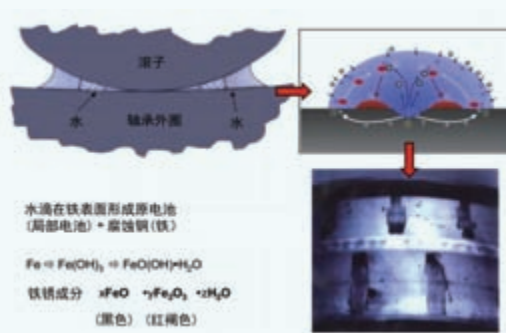


图6 轴承表面产生微电解腐蚀（锈蚀）的原理图

面,形成原电池,发生电解作用,产生 $[H]^+$ 和 $[OH]^-$ (图 6),并在此溶池内进行电解交换,生成 FeO 和 Fe_2O_3 ,两种氧化物从表面沿晶间不断地向金属母材内发展,形成可见的锈蚀物,如图 4 和图 5 所示。氧化物均为脆性物质,形成凹坑,沿晶间形成的氧化物可破坏金属之间的结合强度,最终导致工作受载时锈蚀区域产生的凹坑无法形成有效承载油膜,周围的金属被不断压溃形成点蚀,造成快速失效。

(二) 齿面微电解腐蚀产生原因及影响分析

风电场长期未运行并采用轮毂锁止方式的增速器,虽然齿轮箱上的通气帽里有干燥剂能防止水分的侵入,但输入轴和输出轴为杜绝用橡胶密封产生老化一般都采用机械迷宫密封。昼夜的温度变化使机舱内的空气穿过机械迷宫渗入增速器内部,空气中的水分在增速器内凝结而无法扩散出去。此类增速器因长期静止不动,齿面啮合区的油膜沿齿面流失,箱体内部的水分在齿面的接触区聚集,最终发生如轴承类似的微电解腐蚀现象,久之在齿面的啮合区位置形成一条较深的黑线状的凹槽。增速箱再次工作时各齿轮副在凹槽处啮合造成冲击,齿面油膜难以建立,最终造成快速点蚀甚至发生断齿现象。

二、齿面微动点蚀产生原因及影响分析

如采用高速轴锁止的方式,则黑线主要在高速级出现。虽然高速轴被锁止不动,但齿轮箱各级齿轮啮合都存在侧隙,在风的作用下,风轮会通过主轴带动各级齿轮在齿侧隙和轴系发生弹性变形的范围内做一定的摆动,低速区因是自由状态,摆角较大,各级齿面还能滚动起来,即使处于无油状态,也因为载荷低而不会产生点蚀,且水分不易聚集;但高速区的一二级齿轮,因侧隙很小,几乎长期静止,但在前面各级传动作用下,高速级的齿面则在原处反复搓动,造成本身已无油膜润滑的齿面反复摩擦而露出新鲜的金属表面,造成齿面两侧同上所述出现水分的聚集,因而更易发生微电解腐蚀。同时腐蚀凹槽的边界会在干摩擦作用下变得不整齐。

三、解决方法及利弊分析

由前文分析得出,各种异常现象的产生都与齿轮箱处于长期锁止状态有关,产生的危害如齿轮箱的异常振动、齿轮齿面点蚀和断齿,这些现象的发生都会减少齿轮箱寿命,造成额外的损失。可见,长期停机期间齿轮箱的维护问题关系到后期齿轮箱的运行状态,对齿轮箱寿命能否达到设计要

求至关重要。风电增速器由于长期锁止,产生的危害不可忽视,为排除齿轮箱的异常现象,以下提出几种解决方法。

(一) 定期润滑

在长期停机期间,对于采用轮毂锁止方式的齿轮箱,各级齿轮都处于静止状态。通过定期的润滑油循环润滑,防止齿面啮合区和轴承承载区油膜流失,可避免齿轮箱内水分长期聚集在齿轮啮合区和轴承滚道上,同时也可避免齿面微动点蚀的产生。

此方法的优点是在原有风电系统中不增加其他装置即可实现,应用范围广。缺点是电动润滑泵需要电力维持,减少了润滑油使用次数,增加了额外成本。

(二) 调整桨距低速轻载运转

对于长期限发或长时间停机的增速器,通过打开锁止装置,调整叶片桨距使增速器低速轻载转动,即使未启动润滑油泵,也可避免齿轮因长时间停在某固定位置造成的水分聚集和微动点蚀现象的发生。

此方法的优点是仅通过调整叶片桨距的方法,达到破坏微电解腐蚀条件的目的,同时也避免了齿面微动点蚀现象的产生,缺点是应用范围有限,只能应用于变桨距风电系统中。

结论

(1) 长期停用或长期处于锁止状态的增速器易发生水分聚集在箱内的情况,并因此在齿面和轴承等部位产生微电解腐蚀现象。高速轴长期处于锁止状态的增速器因风轮频繁转动而易在高速级的齿面发生搓动现象,同时产生微动点蚀现象。两种情况会在齿面留下啮合黑线和明显的腐蚀凹槽。

(2) 对风电齿轮箱振动状态监测发现,有黑线的齿轮副在啮合时有明显的冲击振动异常现象,并且产生类似断齿的特征信号。有黑线的齿轮副长期运行会造成齿面点蚀的快速扩展,最终可能发生断齿现象。

(3) 对于采用轮毂锁止方式的增速器,使用润滑油循环润滑的方法,可以抑制齿轮箱内部因水分聚集而形成原电池腐蚀齿面现象的发生,降低齿轮在调试期间的损伤程度。对于变桨距的风电系统,通过改变叶片桨距,使增速器低速轻载运转,也可达到相同的目的。■

(作者单位:太原重工股份有限公司齿轮传动分公司)



www.chinawind.org.cn



2017 北京 国际风能大会暨展览会

CHINA WIND POWER 2017

2017年10月17-19日 中国国际展览中心(新馆)

October 17-19, Beijing, China

China International Exhibition Center(New Venue)



给梦想一个机会



期待你的加入.....

诚聘英才

北京鉴衡认证中心有限公司 (China General Certification Center, 英文简称“CGC”) 成立于2003年, 致力于为太阳能、风能等可再生能源和节能环保、碳减排以及家用电器等领域, 提供技术开发、标准制定、认证、检测、审核、项目评价以及产业和政策研究等服务的第三方机构。其中, 鉴衡风电设备认证证书已被几十个国家的风电项目招标采购, 认证结果得到多家银行及保险机构的采信。

为有识之士提供以下岗位:

风资源评估工程师 | 载荷评估工程师 | 机械结构评估工程师 | 控制工程师 | 电气工程师

风电机组测试工程师 | 叶片认证工程师 | 部件认证工程师 | 项目经理 | 销售经理

联系方式: 请发邮件至 hr@cgc.org.cn, 或拨打 010-59796665





重点实验室办公楼



52.5米叶片静力试验

国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室



叶片检测车间



国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室 ——风电机组风轮叶片检测中心

以先进设备、专业技术为风电设备检测提供高效优质服务

以鉴衡认证中心为依托单位的“国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室”，是我国风能太阳能行业集仿真技术、标准研究、检测认证技术研究和实践于一体的公共技术服务平台。

重点实验室设立的风电机组风轮叶片检测中心位于河北省保定市，占地36000平方米，拥有先进的实验检测设备，执行与国际接轨的实验检测标准，为叶片检测出具权威报告。

目前检测中心已完成多项叶片实验测试任务，可承接100米内叶片全尺寸结构试验、无损检测和叶片零部件测试项目。



擎动中国芯 慧聚世界能

China core World energy



大道无形，大音希声。

中车永济电机，中国风电产业的先驱和探路者。

2000年率先推出中国具有完全知识产权的600千瓦笼式风力发电机，
开启中国人的风电梦想之旅。

18年耕耘，

建立了中国风力发电机市场牢不可破的领导地位和先发优势。

累计装机超过22000台*。

真正掌握了直驱风力发电机核心技术，系列产品在全球风电市场被广泛采用。

中车永济电机，中车风电智慧，

一如高铁奇迹，再一次让世界感动。

*数字来自于内部统计

中车永济电机有限公司

山西省永济市电机大街18号

T: (86) 359-8075162 F: (86) 359-8075290

 中国中车
CRRC