

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

2018年 总第102期 赛迪出版物



P12. 专栏

普及可再生能源, 不仅限于财富 500 强企业

P18. 对话

风电智能化的价值在于化解行业痛点

P22 新形势下 风能资源评估进化论

定价机制从标杆电价走向竞价, 开发环境由以优质风能资源、平坦地形为主转向资源条件相对较差、多为复杂地形的地区, 面对我国风电产业发展的新业态, 提升风能资源评估精细度, 完善相关标准体系, 是亟待做好的一项工作。



ISSN 1674-9219

08

人民币 25 元



军民融合 智造未来

—
SMART FUTURE INSPIRED BY
CIVIL-MILITARY INTEGRATION



3S Lift,
服务于从事艰苦事业的人们

塔筒升降机 · 智能助爬器 · 免爬器 · 海上平台吊机 · 密封型自锁速差器 · 防坠落系统
逃生包 · 铝合金爬梯 · 铝合金平台 · 安全护栏 · PPE · 全方位叶片检修平台 · 工程技术服务

中际联合(北京)科技股份有限公司

热线: 400 002 4580

www.3slift.com



May 7-10, 2018 | Chicago, Illinois



Hamburg | 25-28 September 2018



2018 | 17-19 October Beijing, China



关注官方公众微信号

传承高铁荣耀 和聚风电智慧

C 客户导向的 Customer-oriented

以客户需求为导向，与客户一起解决问题、创造价值。

R 负责任的 Responsible

勇于担当，以真诚和专业的高度践行对国家、社会、客户、员工的各项承诺。

R 可靠的 Reliable

产品可靠、技术可靠、解决方案可靠、服务可靠、承诺可靠。

C 创造的 Creative

中国中车致力于为客户创造最具价值的产品与服务，创造是中国中车发展的动力之源，是中车人从无到有、克服一切困难的开创性力量。



美丽株洲



Ene-Compass

中车株洲电力机车研究所有限公司
CRRC ZHUZHOU INSTITUTE CO., LTD.

 中国中车
CRRC





三一重能宁乡观音阁风场

—— 打造生态文明、环境友好示范风场

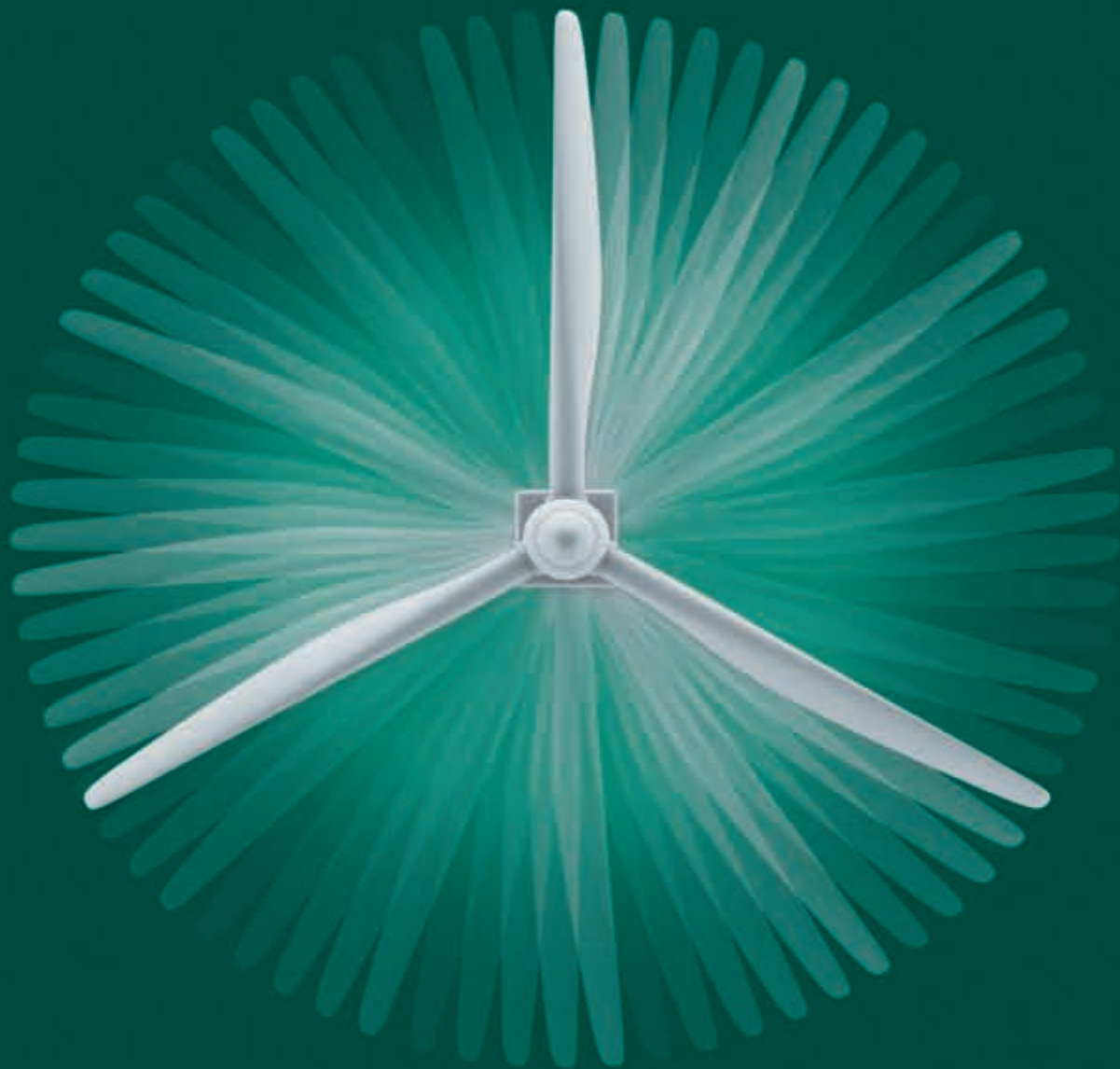


三一重能有限公司

SANY HEAVY ENERGY CO., LTD.

MEGA

Corrosion Protection Professional



Eco-MEGA
the coating solution

麦加让生活更环保

Tel: +86-21-59100888 Fax: +86-21-59150001 Mail: zhanghuayong@megacoatings.com

www.megacoatings.com

motion for emotion

慧风电，慧未来

将风能转化为电能静静地、
持续地年复一年风雨无阻

▶ 无外圈轴承—
风力发电增速机用

齿轮内径面直接作为轴承的滚道使用，从而省略了外圈的设计。该设计能够彻底解决外圈打滑的问题，同时通过轴承特殊配列的设置，还可实现更高的承载能力。提高该部位的运转可靠性。



NSK微信公众号



MOTION & CONTROL™
NSK

恩斯克投资有限公司 (NSK中国总部)

www.cn.nsk.com

地址：江苏省昆山市花桥经济开发区恩斯克路8号

电话：+86-512-57963000

传真：+86-512-57963300

邮编：215332

SSB变桨系统 经验助您成功

拥有27年风电领域的经验，全球范围内有超过32000*台风机、
中国累计超过7000*台风机上安装了SSB的变桨控制系统

- 在全球有包括100余位开发人员（其中在德国有50余名，中国50余名）在内近600名员工
- 从未有一台风机因为SSB的变桨系统而倒塌
- 2013 SLIP 超长寿命电池与集成变桨系统 -- Super Long Battery Life & Integrated Pitch
- 2014 BPMM风电变桨系统电池组健康状况监测模块开始应用于风场
- 2015
 - 在中国开始大范围安装大兆瓦海上风机变桨控制系统
 - 在北京国际风能展上正式推出第二代BPMM 比第一代更加智能 数据监控更加便捷
- 成立了风电后市场专业业务单元—配备专业的研发、生产和技术改造团队。为客户提供定制化的后市场产品、技术改造方案及服务
- 2017 桨叶风模型测量系统Blade Vision正式投放市场；全新研发的集成式变桨系统EPD开始大批量安装



埃斯倍风电科技（青岛）有限公司

地址：中国青岛市崂山区株洲路91号 邮编：266101 客服热线：400 622 1136
 电话：+86 532 8870 2788 传真：+86 532 8870 5788
 北京办事处：北京市朝阳区雅宝路10号凯威大厦15层 邮编：100020
 电话：+86 10 8563 1122
 上海办事处：上海古美路1582号艾默生大厦8楼 邮编：200233
 电话：+86 21 3418 3888



LEROY-SOMER

异步和永磁低压电机，适用于风场，偏航和冷却系统应用

- 全球服务
- 设计灵活性
- 结构紧凑和可靠的解决方案
- 0.37 – 55 kW
- IP到65s
- 200-400/50Hz



利莱森玛电机科技(福州)有限公司

上海办事处：艾默生贸易(上海)有限公司 | 徐汇区古美路1582号艾默生大厦8层 | 200233 | 上海 | 中国
 电话：+86 (21)3418 3888

HYDAC

为风力发电机组

齿轮箱润滑冷却系统
发电机、变频器水冷却系统
刹车、变桨矩液压系统
提供完整的解决方案



HYDAC INTERNATIONAL

贺德克液压技术（上海）有限公司

地址：上海市闵行经济技术开发区中屏路28号

邮编：200245

电话：021-64633510

传真：021-64300257

电子邮件：hydacsh@hydac.com.cn

网址：www.hydac.com.cn

世界著名的液压系统、冷却系统制造商

绿色清洁能源的倡导者

截止至2017年12月

湘电风能累积安装运行风机超过4500台套

年均发电量超200亿度

年均减少二氧化碳排放2500万吨





科诺伟业风能设备(北京)有限公司
Corona Wind Energy Equipment (Beijing) Co., Ltd.

海上风电

5.0MW全套电控系统产品



5.0MW海上风电主控系统



5.0MW海上风电变桨系统



5.0MW海上风电变流器



科诺伟业
CORONA

科诺伟业风能设备(北京)有限公司
Corona Wind Energy Equipment (Beijing) Co., Ltd.

地址: 北京市海淀区王庄路1号清华同方科技广场8座19层
销售热线: 010-82378899-302



新能源 新生活
Renewable Energy Better Life



中科宇能
Sino-wind

风电叶片系统解决商

SYSTEMIC SOLUTION PROVIDER FOR WIND TURBINE BLADES

2MW系列叶片

- SW59.5
- SW64
- SW69

3MW系列叶片

- SW69
- SW72

中科宇能科技发展有限公司

Sino-wind Energy Group Ltd.

地址: 北京经济技术开发区地盛北街1号21-1

Address: 21-1, No.1 Disheng North Street, BDA, Beijing, P.R. China

电话Tel: +86-10 80706780

网址Web: www.sino-wind.com.cn


邮箱E-mail: market@sino-wind.com.cn



为风电项目提供理想收益率： 新型SG4.5-145 陆上风机

Siemens Gamesa一直以来都以适应客户的多样需求为目标，不断研发先进的产品。作为您值得信赖的技术合作伙伴，我们将会应用在整个产业链积累的广泛经验来创造全面的产品序列，并针对各种风场环境对风机进行灵活的、模块化的设计改进，使其可以适应每一个风场。

因此，SGRE可以为每一个风电项目提供全面的技术解决方案。例如新推出的SG 4.5-145陆上风机就是基于我们经过充分验证的成熟技术研发而成，将为您的风场提供更低的度电成本。



让美好能源， 走进生活

Bring beautiful energy
closer to you

产业升级有待更精细化地认识风

文 | 秦海岩



目前，我国风电产业发展进入新阶段，面对平价上网目标落地和更多复杂地形项目开发所带来的降本增效压力，行业需要进行新一轮升级，通过精细化各项工作挖潜所有环节的价值。在这种情况下，风能资源工作作为决定风电场全生命周期收益的核心环节，其重要性将凸现，对它的精细化和准确性要求也越来越高。可以说，不能更精细化地认识风，就不可能真正开发出高效益的风电项目，更谈不上推动风电技术进步。

前些年，受多重因素制约，风能资源工作对项目收益的影响被极大削弱。一是认知存在局限。早期，我国风电机组依靠进口，技术源于欧洲。当时提出要发展自己的风电制造业，一个重要原因是中国的风况和环境条件与欧洲不同。但很多人认为，全世界的风都一样。这其实是认识不到位，不仅各国的风况千差万别，甚至各个机位点的风能资源条件也不同。二是技术手段单一，通常采用一两年的现场测风塔测风数据和项目周边气象台站的长期观测数据，运用 WAsP 软件进行线性计算得到评估结果，偏差很大。三是开发重心在“三北”地区，风能资源条件好，地形相对单一，资源评估技术难度低。四是弃风限电严重，机组发电效率不高，可靠性差，可利用率低。五是电价高，企业能够在更大范围内承受因风能资源工作不精细造成的收益风险。当时，开展风能资源工作更多的是为了满足可研报告的需要，形式大于内容。缺少这个环节，政府主管部门不会核准项目，企业的相关部门也无法做出投资决策。如此形成的可研报告不是可行性与否的研究报告，而是必须可行的研究报告，各项数据都可以按照投资决策指标进行调整。

近几年，技术进步推动激光雷达、CFD、中尺度数据库、GIS 等在风电领域得到广泛应用，风能资源工作的手段不断丰富。与此同时，随着我国风电开发重心转向中东南部，整体平均风速下降，复杂场址增多，风能资源评估和微观选址变得越来越重要。尤其对于机位点排布，此前在开发“三北”地区的项目时，仅需重点考虑尾流的影响，按照几倍风轮直径来设计机位点间距即可。而在中东南部的项目中，由于地形复杂，不同位置的风能资源差异巨大，机位点选择稍有偏差便可能造成大量的发电损失。此外，带方案招标模式的推广也将促进风能资源工作精细程度的提升。

在此基础上，未来对风的认识与机组选型设计之间会存在更为密切的关系。首先，微观选址的定制化，要求基于各个机位点的风能资源条件进行机组选型，因地制宜配置塔筒高度、风轮直径、控制策略等。其次，同一个风电场的机组与机组之间，不同的风电场与风电场之间需要协同控制，这也对前期风能资源评估、微观选址、机组选型、控制策略一体化设计提出了更高要求。再次，开发海上风电项目时，为了实现风、浪、洋流与基础和机组之间的耦合，降低尾流影响，做好台风防范工作，风能资源工作必须与风电机组设计，风电场工程设计、施工，后期运维紧密结合。最后，随着分散式风电的快速发展，风能资源工作的逻辑发生了根本变化。以前，微观选址是选出好的机位点；现在需要根据指定区域的条件筛选合适的机型，实现收益最大化。尤其是在开发工业园区内的分散式风电时，机位点的选择空间更小。此外，对于分散式风电而言，开展长期现场测风的成本是不可承受的，如何利用中尺度数据和激光雷达测风等做好风能资源评估是一大挑战。未来，风能资源工程师不仅要会运用先进的软硬件工具，更需掌握风电机组的知识；风电机组设计工程师同样必须了解风，才能设计出合适的风电机组，使项目开发达到最佳效果。

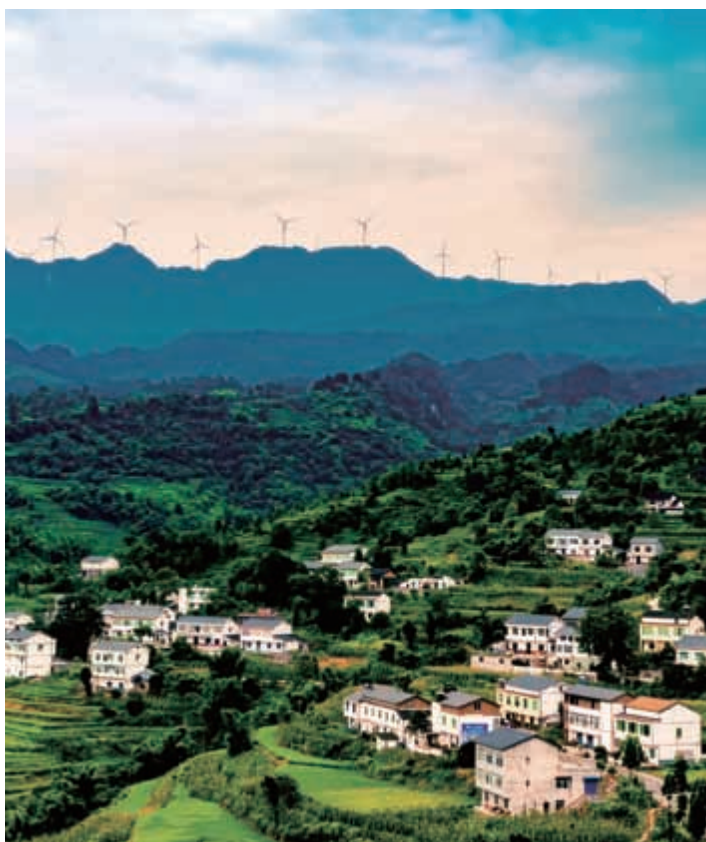
中国是目前全球最大的风电市场，也是风能资源条件最复杂的地区，对我国风能资源工程师而言，这既是挑战，也是引领全球风能资源相关技术演进的机遇。当下，业界应当根据产业发展的新形势，深化对风的认识，加大创新力度，充分释放这一环节在降低风电项目全生命周期度电成本中的价值。🔗

22

封面故事 Cover Story

新形势下 风能资源评估进化论

定价机制从标杆电价走向竞价，开发环境由以优质风能资源、平坦地形为主转向资源条件相对较差、多为复杂地形的地区，面对我国风电产业发展的新业态，提升风能资源评估精细度，完善相关标准体系，是亟待做好的一项工作。



12 专栏 Column

普及可再生能源， 不仅限于财富500强企业

18 对话 Dialogue

风电智能化的价值在于 于化解行业痛点

专访上海电气风电集团总裁助理、工程服务分公司常务副总经理方俊波



历史回眸

2013年8月，世界上海拔最高的风电项目——龙源那曲高海拔试验风电项目首批5台风电机组完成吊装。项目投产后，西藏自治区实现了风电装机“零”的突破，对促进那曲乃至整个西藏经济社会发展具有重要示范意义和战略意义。龙源那曲高海拔试验风电项目位于西藏自治区那曲县，

占地约312亩，整个项目共安装33台96米叶片1500千瓦的风力发电机组，装机容量4.95万千瓦。龙源电力的施工人员在4700米海拔的高原上，克服了一系列困难，使5台巨大的风电机组拔地而起，不仅创造了世界风电项目最高海拔的纪录，也标志着我国所有省份都有了风电开发项目。



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

深耕中国风电资源，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 产业升级有待更精细化地认识风
/ 秦海岩

08 风向/ Direction

专栏/ Column

- 12 普及可再生能源，不仅限于财富500强企业 / Stephen Abbott

现场/ Presence

- 16 眺望 / 江世豪

对话/ Dialogue

- 18 风电智能化的价值在于化解行业痛点

封面故事/ Cover Story

- 22 新形势下风能资源评估进化论
/ 侯先锋

公司/ Company

- 40 浩亭：可靠的连接器保障风电机组平稳运行 / 孙一琳，张雪伟

调研/ Survey

- 42 中国企业参与海外风电市场情况分析
/ 夏云峰

海上风电/ Offshore Wind Power

- 48 海上风电为亚洲地区减少煤炭使用带来机遇 / Tim Buckley, Kashish Shah

国际/ International

- 50 无惧挫折 美国风电“全速前进”
/ 孙一琳

产业/ Industry

- 54 分散式风电经济效益探讨
/ 黄冬明，封延松，丁逸枫，杨丽琴，申悦辰，莫海宁
- 60 中国千万千瓦级风电基地规划与发展
/ 董德兰

风电场/ Wind Farm

- 64 竞价时代的大基地风能资源评估技术
/ 胥昂

- 70 风电场机组运行异常监测系统研究
/ 何灏

- 74 复杂山地项目风能资源设计后评价探讨 / 覃荣君

- 78 某山地风电场风能资源后评估分析
/ 刘文斌

技术/ Technology

- 82 浅谈风力发电海上升压站正压送风系统设计方法 / 彭淑英，缪智昕

- 88 风电箱变绝缘油综合故障诊断方法及其界面化程序开发 / 李丹，胥永利，王凤军

- 92 风电混凝土塔筒体外预应力锚固体系的研究及应用 / 甘国荣，苏韩，韦耀淋

- 98 双馈风力发电机滑环、碳刷故障分析及解决措施探讨 / 钟绍辉，解京晶

- 102 风速不确定度的分析和计算 / 马友林

广告索引

封面拉页	中国海装
封二	中际联合
扉页 1	中国中车
扉页 2-3	三一重工
扉页 4	麦加涂料
扉页 5	恩斯克
扉页 6	埃斯倍
扉页 7	贺德克
扉页 8	湘电
扉页 9	科诺伟业
扉页 10	中科宇能
扉页 11	歌美飒
卷首语对页	远景能源
目录对页 1	运达风电
目录对页 2	金风科技
版权对页	南高齿
P15	太原重工
P21	莱茵科技
P47	华电天仁
P63	奥特
P87	鉴衡认证
P97	《风能》杂志
P101	望江工业
后彩一	鉴衡认证
封三	弗兰德
封底	敏泰液压



 **GOLDWIND**
金风科技

直驱未来
点亮世界



www.goldwind.com.cn
新疆乌鲁木齐经济技术开发区上海路 107 号

微信二维码



中国可再生能源学会风能专业委员会
2018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：时春景 张雪伟 孙一琳	Editor: Shi Chunjing Zhang Xuewei Sun Yilin					
	本期责编：张雪伟	Duty Editor: Zhang Xuewei					
	视觉设计：荆莹 刘湛	Visual design: Jing Ying Liu Zhan					
	广告部经理：张烨	Advertising Manager: Zhang Ye					
	发行部经理：张烨	Distribution Manager: Zhang Ye					

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,
易亨大厦1108	the 3rd Ring Road East, Beijing, P. R. China
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）
010-59796665-3501（发行部）	010-59796665-3501（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：北京久佳印刷有限责任公司
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。



欢迎莅临南高齿展位W3-C13

南高齿 齿轮箱与动力传动系统解决方案专家

南高齿风电信息化齿轮箱全生命周期管理系统包含多个智能信息化可扩展模块，在推动互联网技术与用户需求对接的基础上，实现大数据采集应用以及产品的信息化，为客户带来优化生产水平、管理效率、安全性能和盈利水平的一体化智能解决方案。



国家能源局：风电消纳形势好转，弃风限电状况缓解

国家能源局7月30日在北京举行新闻发布会，发布今年上半年能源形势、可再生能源并网运行情况。据介绍，今年上半年，我国能源投资结构进一步优化。补短板领域投资增加，去产能领域投资放缓。全国风电新增并网容量超过750万千瓦，同比增长30%左右。上半年，全国风电发电

量1917亿千瓦时，同比增长28.7%；平均利用小时数1143小时，同比增加159小时；弃风电量182亿千瓦时，同比减少53亿千瓦时，弃风限电整体状况继续得到缓解。

从新增并网容量分布来看，风电消纳困难较大的东北、内蒙古和西北地区总计新增并网风电容量

275万千瓦，占全国新增风电并网容量的35%。其余风电并网都在电力需求较大地区，占到65%。风电新增并网装机分布与电力需求更加吻合。上半年，海上风电新增并网容量15.7万千瓦。截至6月底，海上风电累计并网装机容量270万千瓦，主要集中在华东地区的上海、江苏、福建。

央企扶贫基金启动风力发电等扶贫项目

7月13日，中央企业贫困地区产业投资基金（以下简称“央企扶贫基金”）与中国广核集团有限公司、牧原食品股份有限公司、何氏眼科集团公司在北京举行重大示范项目投资合作签约仪式。央企扶贫基金携手三家企业在全国39个贫困县启动风力发电、现代畜牧养殖、眼科医疗等扶贫项目，助力贫困地区区域经济发展，带动贫困群众精准脱贫。

央企扶贫基金拟投资7亿元与中广核集团共同出资设立中广核创益风力发电（北京）有限公司，打造总投资98.94亿元、总装机容量160.83万千瓦的清洁能源产业扶贫平台。在广西、

四川等8个省份的12个国家级贫困县建设17个风力发电和光伏发电等项目。项目建设期将直接和间接为当地提供就业岗位3000余个，增加收入3000万元，新建道路270公里，新建输电线路190公里；项目建成后，将为当地建档立卡人口提供就业岗位200余个，

每年将向当地捐赠700万元，定向扶持建档立卡贫困户中部分失能、残疾等无劳动能力者，投资期间可兜底扶弱11885人；为当地缴纳各项税费10.4亿元；基金投资期间，项目总发电量达到214.09亿千瓦时，每年节约标煤107万吨、减少二氧化碳排放176万吨。



《风力发电机组防雷装置检测技术规范》出台

国家标准化管理委员会日前发布《2018年第10号中国国家标准公告》，批准发布《团体标准化 第2部分：良好行为评价指南》等160项国家标准和3项国家标准外文版。其中，包括2项风电标准：由全国风力机械标准化技术委员会归口的《风力发电机组 异步发电机 第2部分：试验方法》GB/T 19071.2-2018和《风力发电机组 防雷装置检测技术规范》GB/T36490-2018。

于2018年7月13日正式发布的《风力发电机组 防雷装置检测技术规范》，由国家风电设备质量监督检验中心（江苏）、北京乾源风电科技有限公司、广东粤电阳江海上风电有限公司、云南能投新能源投资开发有限公司、国际铜业协会（中国）、中节能风力发电（张北）有限公司等公司于2017年完成标准稿的编制申报工作，是我国风电行业防雷技术监督、检测方面的标志性标准。该标准的发布实施不仅填补我国风电行业防雷标准体系的空白，更促进了风电行业防雷技术发展、保障风电机组在役运行安全。标准将于2019年2月1日起实施。



广东对国内首个风电竞争性配置办法征求意见

为促进陆上风电有序规范建设，加快风电技术进步、产业升级和市场化发展，广东省根据国家能源局相关要求，结合本省实际，印发《广东省发展改革委陆上风电项目竞争性配置办法》（征求意见稿）。该文件是国内首个风电竞争性配置评分指标及标准，对于其他省份实施风电竞争性配置也能起到一定的

借鉴作用。

该《办法》明确要求，通过竞争性配置，选择有投资能力、技术水平高、创新能力强、讲诚信的企业，获得广东省海上风电、陆上风电项目建设规模，引导海上风电、陆上风电产业升级和降低成本，提高国家补贴资金使用效率，并推动风电产业健康有序发展。

该《办法》拟定对陆上和海上风电项目通过竞争配置、综合评分排序等确定投资主体和上网电价，并对参与广东省陆上和海上风电项目投资主体竞争企业的企业能力、技术方案、申报电价等设定权重，综合评分。其中以申报企业的上级集团公司进行企业能力评价，以承诺上网电价为重要条件。

河北省发展改革委：支持陆上和海上风电机组研发及产业化

河北省发展改革委近日发布《关于组织申报新能源与智能电网装备、新能源汽车与智能网联汽车、高端装备制造发展专项项目的通知》。

通知明确支持大功率、低成本、高效率、轻量化海上和陆上风电机组、机组叶片等关键装备研发及产业化。支持海上风电安装运输船、吊装船及维护设备研制及产业化。支持大功率风电机组智能电控系统、模块化风力发电机组配套产品、智能故障监控和诊断系统等产业化。鼓励开展基于物联网、大数据、云计算综合应用的风电场智能化运维技术应用示范。鼓励建立风电技术检测和验证服务平台。

新能源与智能电网装备专项单位应在河北省注册，具有独立法人资格，具备较强的技术开发、资金筹措、项目实施能力，成长性较好。被列入严重违法失信行为黑名单、2016年省级企业技术中心评价中被撤销或评为不合格的企业，不接受其项目申报。河北省战略性新兴产业专项资金已支持过的项目，不予申报。

天津首个海上风电项目首批机组并网发电

坐落在天津滨海新区南港工业区内的南港海上风电场一期首批5台风电机组，日前正式并网发电。7月底前，剩余13台机组也将全部并网。

作为天津首个，同时也是华北地区最大的海上风力发电项目，这18台海上风电机组将提供1.8亿千瓦时的年发电量，相当于天津8万户居民年用电量，年节约标准煤6.4万吨，年减排二氧化碳量达19.2万吨。

据了解，南港海上风电场场区东依渤海，距离天津市64千米，于2015年取得

天津市发展改革委核准批复，选择了适合于天津沿海风电场运行的西门子-歌美飒G132-5.0机型，风轮直径达132米，是普通风电机组单机功率的2到3倍，具有平均发电占地面积小、单机发电效率高的特点。此次安装风电机组18台，总容量9万千瓦，目前首批5台并网机组已累计发电100万千瓦时。同期在风电场配套建设110千伏升压站一座，按照17万千瓦规模设计，留有二期工程扩建用。利用1回110千伏架空线路送出，接入220千伏腾飞路变电站110千伏

侧，连接于天津电网。

目前，滨海新区清洁能源并网容量共计92.2万千瓦，占天津市清洁能源总装机的60.18%，清洁能源消纳率达100%；风电利用小时数比全国平均值高12.25%左右。2018年上半年，滨海新区清洁能源发电6.54亿千瓦时，占天津市清洁能源总发电量的79.38%。2018年，滨海供电公司已有南港海上风电场、小王庄风电场、洒金坨风电场和6个分布式电源项目顺利并网投入运行，为推广清洁能源应用提供了良好示范。



联合动力新装置获国家发明专利

近日，联合动力申请的“风电机组偏航系统扭缆保护装置极限位置设定装置及方法”发明专利获得国家知识产权局授权。

据悉，该发明提供了一种避免人为因素导致错误的风电机组偏航系统扭缆保护装置极限位置设定装置及设定方法，解决故障误报或未

能及时报警问题，从而降低风电机组运行故障率。采用的纯机械结构的方法相较于利用传感器甚至 GPS 定位系统的方法，可靠性更高，且操作简便，适于推广应用。

近年来，联合动力持续创新，仅 2018 年 1-6 月新增专利授权 77 项，同比增幅 133%。



上海电气风电集团南通培训中心有限公司开业

日前，总投资 5000 万元的上海电气风电集团南通培训中心有限公司一期工程在江苏如东开业，开展的风电培训模块有齿轮箱、发电机、主轴安装与拆卸、电气并网联调等方面，形成 56 个课程项目系列 580 个专业产品课件。此次培训中心的开业既是上海电

气集团实现企业战略的决策，也是如东县全面实施海上风电建设的重要部分。

至此，上海电气将在如东县实现培训中心、运维中心、数据中心、生产基地等多元化的风电产业部署，将国际一流的技术产品以及成熟的风电后市场运维模式和理念带给如东。



GE 亚太首个海上风电运营和开发中心落户黄埔

7 月 19 日，通用电气（中国）有限公司与黄埔区、广州开发区签署合作备忘录，将在两区设立其在亚太地区的首个海上风电运营和开发中心。

根据彭博新能源财经发布的市场份额报告，GE 近年来加速进军全球市场，2017 年在全球新增装机 490 万千瓦，排名全球前四。基于 GE 在海上风电研发和

设计方面的雄厚实力以及黄埔区、广州开发区强大的科技创新实力，该海上风电运营和开发中心将辐射中国及亚太区，负责海上风电机组本地化生产流

程优化和改造，针对中国市场优化海上风电机组设计和适应性改造，打造海上风电本地化运营数据中心、运维服务中心、供应链中心等。

数据

1143 小时

7 月 30 日，中国电力企业联合会发布的报告显示，截至六月底全国 2018 年发电设备利用小时为 1858 小时，同比提高 68 小时。其中，风电设备利用小时为 1143 小时，同比提高 159 小时。

156 亿千瓦时

国网山西省电力公司落实新能源消纳“双降”目标任务。7 月 16 日，国网山西省电力公司确定，截至 6 月 30 日，山西电网新能源消纳电量完成 156 亿千瓦时，同比增长 58.2%。

203 亿元

前瞻产业研究院发布的《风电运维市场前景与商业模式创新分析报告》显示，我国风电运维近年市场规模年均保持 10% 以上的增速。预计 2022 年风电运维市场规模将达到 203 亿元。



国际热点

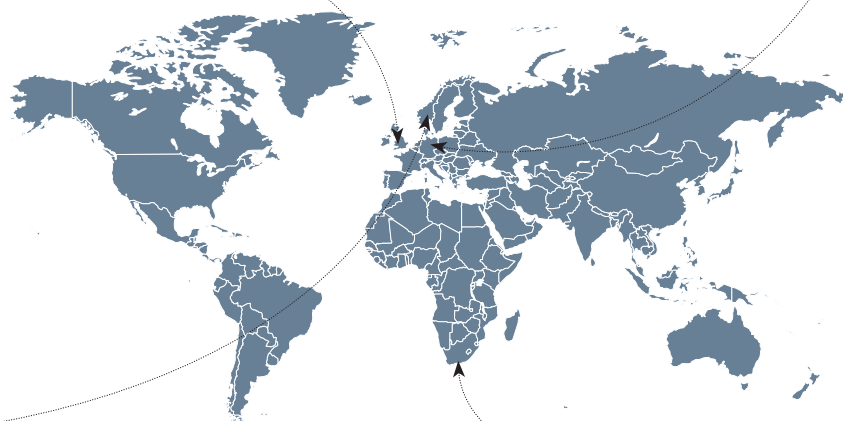


英国

日前，英国 HornseaOne 海上风电场的 3 个海上升压站和 1 个海上无功补偿站安装完成，这也是世界上第一个海上无功补偿站。HornseaOne 项目位于英国约克夏郡以东的海域，总装机容量 121.8 万千瓦，共安装 174 台风电机组，预计在 2020 年投运，届时将成为世界上最大的海上风电场。

德国

德国联邦能源与水资源经济协会最新发布的数据显示，近三年来，德国清洁能源的生产量增加了三分之一，去年可再生能源发电占德国总电力消耗的 36%；今年上半年生产的清洁能源已经足以供应所有德国家庭一年平均 2500 千瓦时的电量。



挪威

近日，漂浮式海上风电场 Hywind 安装了一套 0.1 万千瓦容量的电池系统，这是全球首个真正意义上为海上风电场配套设置的电池储能系统。该系统基于天气、市场、维护、消费模式和电网服务等多种数据源，可以减少弃风限电的可能性，并协助电网调度。

南非

南非政府签署了电力购买协议 (PPAs)，并宣布将于第四季度举行新一轮招标，此举将促进该国可再生能源的发展。相关咨询公司预测非洲 2018 年至 2027 年之间的产能增加值为 3000 万千瓦。其中，南非、埃及和摩洛哥将主导整个非洲风电市场，占总产能的三分之二。

101300 万千瓦

根据彭博新能源财经 (BNEF) 汇总的数据，至 2018 年 6 月底，全球风电、光伏的累计装机容量达到 101300 万千瓦，累计总投资为 2.3 万亿美元。其中风电占 54%，达到 54200 万千瓦。

10 亿英镑

英国 Triton Knoll 海上风电项目获日本能源公司 10 亿英镑融资，融资完成后日本能源公司将获得该项目主要股份。项目由英国政府核准后，预计 2019 年年底开工，2021 年建成，项目建成后预计将为 80 万家庭用户提供清洁能源。

29 年

挪威 HydroEnergi 铝业公司近日与绿色投资集团签订了 29 年风电购电协议。根据协议，后者将在 2021-2031 年为前者每年提供电力 3 亿千瓦时，2031-2050 年每年提供电力 5.5 亿千瓦时。这是目前全球年限最长的风电协议。



普及可再生能源， 不仅限于财富500强企业

文 | Stephen Abbott (落基山研究所项目总监)

过去 4 年，美国企业是购买可再生能源的领军力量。虽然许多企业仍会选择屋顶太阳能等分布式发电设施，但企业签署大规模场外可再生能源项目合约已成为了规模化可再生能源发展的最主要动力。自 2015 年至今，美国企业场外可再生能源签约装机容量已达 1000 万千瓦以上。2018 年，这一趋势还在持续，有望再次成为创纪录的一年。这一发展趋势的出现很大程度上是因为：

- 可再生能源目标的设定：越来越多的大型企业开始通过 RE100 等组织设定极具雄心的碳减排和 / 或可再生能源使用目标。

- 太阳能和风电发电成本的下降：财务顾问与资产管理公司 Lazard 的最新成本分析结果显示，即使不计算政府补贴，风电和太阳能电力现在都已是成本最低的新建发电方式之一。

自 2015 年至今，美国企业
场外可再生能源签约装机容量
已达 1000 万千瓦以上。

- 合同结构的创新：“虚拟”购电协议 (VPPA) 和绿色电费的出现使大型企业大规模采购可再生能源变得更加简单。

然而，虽然“虚拟”购电协议和绿色电费在过去 4 年间帮助大型企业在可再生能源采购领域取得巨大进展，但这些选项一般并不适合于规模较小的组织，如中小企业、大学、医院和地方政府等。幸运的是，目前已能通过一系列创新方式与手段帮助小型组织解决其采购可再生能源所面临的一些关键阻碍。具体来讲，这些新的方式包括：

- 缩小交易规模，以帮助其适应小型组织的需求；
- 为难以降低财务风险的小型组织提供帮助；
- 帮助小型组织直接支持它们所在的当地社区。

这一系列创新的方式和手段正在帮助财富 500 强以外的中小型组织采购可再生能源。

减小交易规模

电力公司规模风电和太阳能发电设施通过利用其规模经济效益降低成本。虽然降低成本有助于提高项目的经济指标，但降低项目成本也会成为小型买家的障碍。一般而言，电力公司规模项目所生产的电力常常超出了单独买家希望采购的电量，从而迫使开发商不得不与多个买家单独进行购电协议谈判。这些谈判过程复杂、成本高昂，开发商希望最大化每笔交易的规模，从而减少签订购电的协议数量。由于大学、医院等小型组织只能购买大型电力公司规模发电项目发电量中的一小部分，开发商与这些小型用户洽谈合同时一般利润都不高。同样，许多绿色电费政策也只向用电负荷能满足最低额度限制

的用户开放。

为了使小型组织能够同场外可再生能源开发商签订购电合同，市场参与者提出了一系列不同的解决方案：

(1) 开发商灵活性处理：在特定情况下，开发商已经可以在特定规模限制下，提供相对小规模购电协议选项。虽然迄今为止多数企业购电协议的装机容量都在2万千瓦以上，小型协议也在慢慢出现，如Akamai公司在2017年签约的一笔0.7万千瓦装机购电协议，以及今年3月Adobe公司签约的1万千瓦装机购电协议。在后者这笔交易中，Adobe公司的协议和另一笔由Facebook公司签约的较大规模购电协议相整合。10年后，Adobe公司协议涉及的1万千瓦发电装机将被转让给Facebook公司，以满足其数据中心不断增长的用电需求。

(2) 整合买家需求：另一种降低谈判成本的方式是小型买家企业联合起来与项目开发商签订标准化的合同条款。例如由美国大学、乔治华盛顿大学及乔治华盛顿大学医院共同签约的5万千瓦太阳能发电购电协议，以及由麻省理工学院、波士顿医疗中心及邮政广场再开发公司共同签下的6万千瓦装机购电协议。此外，今年6月初，一系列美国大型城市都加入了波士顿市长Marty Walsh发起的倡议行动，开始共同探索可再生能源的应用机遇。除降低谈判和交易成本外，小型买家通过联合并整合需求可以在整个交易过程中同每一个成员组织相互支持，极大缓解了许多企业在获取内部审批方面面临的困难。然而，除了这些优势外，此类交易方式还需要解决另一个问题，即所有买家必须就合同条款及项目选择方面达成统一意见。

(3) 中间商：第三种选项是由中间商同开发商签订集中式购电协议，然后再将协议电量分销给各个终端用户。花旗

集团作为中间商为德克萨斯州一家QTS房地产信托数据中心签约了大规模购电协议，相同的协议结构也可应用于规模较小的组织，以用于采购可再生能源。Constellation和Vattenfall等零售电力供应商现在都可向零售用户提供低至0.1万千瓦的风电场购电协议。与此同时，Puget Sound Energy的绿色直接电费等创新绿色电费机制则更进一步，允许现有用户直接为新建风电或太阳能发电设施的建设提供支持。

降低财务风险

虽然“虚拟”购电协议在过去数年中为企业买家提供了许多灵活性高的选项，但这种交易结构对许多小型组织而言仍过于复杂，并存在许多财务风险。具体而言，“虚拟”购电协议需要买家在财务报表中考虑电力批发市场交易，理解和管理相关风险和机遇，要求买家必须具备电力市场专业知识，而这需要付出高昂的成本。

幸运的是，除了能将交易规模减小到可控的水平外，中间商还能够为用户管理与购电协议相关的财务风险。例如，这些供应商可以通过合同约定，将场外可再生能源项目的电力直接供应给用户，用特定风电场或太阳能电站的可再生能源替代用户原本的电力服务。虽然中间商能够且应该针对这些特殊的服务征收相关费用，但哪怕加上这些费用，可再生能源应用成本并不比原本的用电成本更高。例如，MGM公司在内华达州与其零售电力供应商合作，使其可再生能源电力供应量翻了一番，同时还大幅降低了自身的月用电账单。此外，这些解决方案并不仅限于大型企业，包括休斯敦市、Fort Hood美军基地以及俄勒冈州国王郡等均已实现用可再生能源供应其用电设施。

小型买家企业联合与项目开发商签订标准化的合同条款，除了可以降低谈判和交易成本，还能够极大缓解许多企业在获取内部审批方面面临的困难。



支持当地社区

大型企业或跨国企业有能力在不同地区选择可再生能源项目，但城市、医院和大学等组织一般更倾向于选择在各自所在社区之内或附近建设的项目。对于希望自身可再生能源采购行动能够为地方社区发展做出贡献的组织而言，社区规模太阳能（CSS）正逐渐成为一种可行的选项。这也是落基山研究所 Shine™ 团队主要关注的方向。

虽然社区规模项目一般比电力公司规模项目规模稍小，但也能够实现显著的规模经济效益，同时为地区发展带来一系列帮助（如提供建设工作岗位、增加本地税收和提高空气质量等）。在本地开展的项目也有助于降低当地电力公司费用，比如 Consolidated Edison 公司的布鲁克林·皇后区项目就帮助电力公司推迟了一项价值 12 亿美元的基础设施建设投资。

CSS 设施的交易合同可以有多种不同构成形式：

（1）虚拟净计量和社区太阳能：净计量政策是专为补偿在自家屋顶安装了屋顶太阳能光伏装置（PV）的电力用户而设计的，而虚拟净计量和社区太阳能政策可以让企业与住户针对安装在其他场地的太阳能发电设施享受同样的效益。虚拟净计量政策已在美国至少 16 个州普及，并已应用于彭博社在 JFK 机场安装的 0.15 万千瓦项目。另外，马萨诸塞州剑桥市也利用虚拟净计量政策采购

对于希望自身可再生能源采购行动能够为地方社区发展做出贡献的组织而言，社区规模太阳能（CSS）正逐渐成为一种可行的选项。

了 0.456 万千瓦太阳能光伏电力。对于小型买家而言，Xcel Energy 公司“Renewable*Connect”一类的社区太阳能计划可以使大批本地企业和住户共享一个虚拟净计量项目。

（2）集聚社区选择：集聚社区选择（CCA）是由社区成立的组织，旨在为地方企业和住户供应电力或天然气。CCA 在加利福尼亚州最为流行，在全美多个州也是合法的，可以让地方社区有机会直接控制自身用电的生产来源和生产方式。许多现有的 CCA 项目均选择在其管理组合中加入本地发电设施。例如马林县的 MCE 能源和旧金山的 CleanPowerSF 计划，二者均选择了采购本地太阳能项目生产的电力。

未来发展方向

上述创新的交易结构已经为财富 500 强以外的小型组织采购可再生能源提供了新的可行选择，这一趋势也才刚刚开始。未来的创新将能进一步简化采购流程，包括降低合同所需的期限（目前大部分购电协议期限皆为 10 年或以上）以及为信用评级较低的机构提供可行的选择等。如前文重点介绍的，电力公司和电力零售商等中间商能够在拓展这些解决方案应用范围和推动市场创新方面发挥关键作用。目前，可再生能源已经具备了经济性，并正在快速发展。未来若要使所有人和组织都能够轻松使用可再生能源，整个行业和企业界仍需继续努力。🔗

太原重工工程起重机

安全与高效的完美结合

太原重工始建于1950年,已累计为国家重点建设项目提供了两万余台、近三万台套装备产品,被誉为“国民经济开路先锋”。工程机械产品是太原转型发展的重要产品之一,结合太原在新能源领域的发展步伐,目前已实现了在风机整机和吊装设备的前端、风场EPC总承包工程的全产业链服务能力。

从上个世纪八十年代开始太原先后制造了CC600、CC1000、CC2000系

列履带吊,是当时国内大型的履带式起重机。

2012年,太重又成功研制了6400吨液压复式起重机,树立了国内工程起重机械领域的又一座丰碑。目前已成为全地面与履带式两大系列大型工程起重产品。液压复式起重机、大型环轨起重机的研发制造能力引领行业先进水平。

近年来,太重针对工程起重机械市场现状和国家发展规划,紧密跟踪风

电、核电、石化等行业发展变化,结合太原风电的产业优势和差异化发展战略,聚焦风机吊装、检修领域,打造特色化、差异化产品,先后生产制造了适应风电机组吊装的TZM350、TZM500、TZM1200全地面起重吊机;TZM500、TZM750履带起重吊机;TZT1200履带伸缩吊臂起重吊机;TZL750全地面桁架臂起重吊机及风电辅助吊吊,成为风机吊装起重机械研制企业的排头兵,实现了由平原到山地、陆地到海洋风机吊装起重

机的全覆盖。
太重秉承“为用户创造价值”的经营理念,在设备设计前期,对市场目标和客户需求进行走访,收集客户意见,确保研发产品的通用性和前瞻性,优化产品结构,提升设备能力,以应对市场的不断变化和现场工况变化状况。并对产品的运输、转场、装卸效率严格把关,人性化设计,为施工的安全及顺利运行保驾护航。不断为客户提供更安全、更高效的工程起重吊机。



TZL750 陆地风机吊臂之王
实现30天吊装14台2兆瓦风机

TZL750 全地面桁架臂起重机

产品特点 臂头高度164米,额定97吨;臂头高度161米,额定102吨;臂头高度130米,额定170吨。

产品特点 全地面底座桁架臂臂杆设计,既具有全地面车辆转场的快捷性,又具有桁架臂强大的起重性能。



TZC660 现在海上风电钻井平台使用

TZC660 履带式起重机

产品特点 最大起重重量660吨,强大的起重性能,全工况配置,广泛应用于石油、化工、海工、电建等领域。



TZM500 安装2兆瓦直驱风机发电机

TZM500 全地面起重机

产品特点 臂头高度96米,额定72吨;臂头高度102米,额定60吨。

产品特点 适用于风电1.5-2.0兆瓦吊装及检修。



TZT1200 吊装2兆瓦双馈风机塔筒

TZMTZT1200 全地面、履带伸缩臂起重机

产品特点 臂头高度111米,额定105吨;臂头高度117米,额定90吨。满足2.0-3.0兆瓦风机吊装及检修。

产品特点 总宽4.8米,可在狭窄道路现场不拆卸快速转场。



太原重工股份有限公司

电话:400-1107-0067

网址:www.tzhl.com.cn

为用户创造价值

眺望

文 | 江世豪

透过满是泥水颜色的窗，阳光是那么刺眼，仿佛想要将我吞噬，我坐在靠窗的位置，有两块很大的帘子替我遮住了一半的阳光，有空的时候，我就会透过它眺望远方。

天渐渐地暗了下来，那一抹酥红也慢慢变得淡了许多，听不到风声，那种翠绿似乎是走失的孩童在低声啜泣，谁忘了这样一个季节，又是谁带走了一些盎然。有湖，像一面光溜溜的镜子，蓝色月光肆无忌惮地倒影在上面，偶尔波光粼粼，时而泛些白光。那越发灰暗的双眼，犹如一潭死水，任那美好的月色温柔地肆虐。脚步是沉重的，泥土有些稀松，慢慢陷了进去，形成一条花岗石般的小路，只

不过路不够牢，任谁一脚踩下去便会多出一个大坑。湿了双脚，继续缓缓前行，没有一丝风声，反倒多了些轻柔的脚步声。有些寂寞，更有些胆怯，怕突然忘了回家的路。

有人说：天堂是最美好的地方！我笑笑不置可否！还有人说：即便失去了，但也拥有过！我笑吟吟地默许！这应该是一个灿烂的季节，我们绚烂多彩的青春又添一份翠绿。心中的烦闷也随着这滂沱大雨一丝一丝地坠落在心底。我说我要去很远的地方，即便那里荒凉、寂寥，甚至没有一种值得期待的颜色，但那里也许有我想过的山庄、小溪……一幅幅美丽动人的画！






起初，我满怀欣喜地踏上北上的列车，如今荒凉、寂寥、杳无人烟的景象也同样证实了我从前的猜想。除了路边枯黄的野草，抬头就是一根根矗立在这片并不算“草原”的风车，曾经我也从电视上见过它们，如今，我却每天陪伴着它们。陪伴它们的，还有一群可爱的、和我年纪相仿的年轻人。我想，也许真的有人喜欢它们，喜欢它们那白得刺眼的颜色，喜欢它们静静地屹立在苍穹之下，像极了一道狭长而皎洁的月光。我们可能是因为同一个梦而相聚一方：远离山川、远离河流，相聚在这个曾经憧憬过的魅力山庄。是的，我曾经对自己说过，那里或许没有我畅想过的颜色，没有我幻想过的惆怅。但那里有湛蓝的天空、皎洁的月光，甚至有一幅幅动人的画，画中有我们，有“它们”。可我总觉得还是少了点什么，我想一定是我们心中的那个最重要的“远方”。

年复一年，日复一日，从来不曾怀着一丝歉意反省自己经历的20多载，唯独这次，澎湃着、深思着，用幻想勾勒出梦想的篇章。黑暗总会被黎明打破！只不过百无聊赖的我未曾去感受那一缕晨光到底有多耀眼。或许生活就是这样，不虚伪、不浪漫，一切都那么平淡，没惊喜。是它们，让我们相聚，让我们仰望天空，怀着那一份畏惧之心；是它们，让我们爬得更高，高得让我们发颤；是它们，让我们站得更远，远得让我们心系一处，一起眺望远方。

曾几何时，我听到他们说，这样的高度，会让他们恐惧，会让他们牵挂，就像晚秋的落叶，时刻想着“远方”。他们还说，他们并不喜欢在高处感受那一缕微风，不喜欢欣赏那些已经看腻了的风景。他们虔诚祈祷，他们并不处之泰然，他们只是为了自己的梦想，想飞上天，跟太阳肩并肩。

春花未遍，秋已临。就是这样一个季节，他们仍旧坚守着自己的梦想，他们坚信，它们能把他们带到更高，带到更远，他们就是这样的一群人，一群可爱的风电人。他们幼稚，他们淘气，他们认真，他们坚持。没错，他们只不过是一群为了梦想，为了追求，想爬得更高，站得更远的“80后”的孩子。他们骄傲地诠释着你们眼中的“80后”。他们大声喊道：“除了这个物欲横流的时代，还有让我们激情澎湃的中车风电。” (作者单位：中车株洲电力机车研究所有限公司)

风电智能化的价值 在于化解行业痛点

本刊 | 夏云峰



受访嘉宾：
上海电气风电集团总裁助理、工程服务分公司常务副总经理方俊波

对于当下行业都在积极推进的智能化工作，方俊波认为，其落脚点应放在化解行业痛点上，因为这些才是业界最为关切的。“我们不能搭建一个平台，研发一款产品，然后就强加给客户，这样的模式无法满足他们的需求，也得不到市场的认可。”

《风能》：目前，竞价上网无疑是行业关注的焦点，这会对运维服务环节产生哪些影响？

方俊波：对于风电行业来说，这既是一个不利的消息，也是一个有利的消息。实施竞价上网，一方面，让所有参与方都面临着更大的成本和质量压力；另一方面，正是有了这种压力，所有的参与方才会发挥各自的智慧，并投入更多资源进行创新，推动成本下降。

过去，开发商更加关注内部收益率（IRR）；实施竞价上网后，整个行业会聚焦平准化度电成本（LCOE）。在这种情况下，除了设备和建设投入外，后期的服务将是影响平准化度电成本的一个至关重要环节。所以，随着我们将视野扩展到全生命周期，行业也更加重视运维服务环节。

《风能》：经过多年的优化，上海电气已经

积累了丰富的风电运维服务经验，其中有哪些方面可以与行业分享？

方俊波：上海电气目前在运机组数量超过5000台，尤其是在国内海上风电市场中，我们的占有率比较高。上海电气的风电发展愿景是成为领先的全生命周期服务提供商，成为海上风电市场的第一、陆上风电市场的前三。目前，在陆上和海上风电市场中，上海电气都不不断加大投入，要通过我们的投入和努力来给客户带来更有价值的输出。我们服务单元未来的定位是以客户为中心，为客户提供成本最优、价值最大化的全生命周期服务方案。

对于海上风电开发而言，最核心的一点是安全。所以，无论是开发商，还是整机企业，都需要针对海上风电作业构建完善的安全管控体系，尤其是人员的资质、船舶的规范、危险源的辨识、应急救援预案等，这些都是完善的

海上风电安全体系不可或缺的构成。此外，当前的海上风电项目施工和运维规范也不是特别清晰。依托规模优势，上海电气已经建立起相对较为完善的体系，包括施工和运维规范等。与此同时，我们还针对海上风电运维人员建立了一套完善的培训体系，主要聚焦两方面：一是运维技术标准体系，二是海上安全标准体系。

《风能》：就当下而言，还有哪些因素阻碍着我国运维市场的健康发展？

方俊波：第一，行业缺少统一的安全和运维作业标准。以海上交通船为例，包括硬件配置、出海条件都没有规范。此外，作业人员的资质和培训要求也没有统一的标准。因此，我们希望所有的海上风电从业人员都能够接受充分、严格的培训，提升全行业的服务能力和水平。

第二，运维资源存在重复建设，涉及人员配置、备件供应等方面，而导致这一情况的重要原因是很多行业标准的缺失。

第三，随着海上风电开发逐步走向深远海，国内还缺少成熟的物流解决方案。在深远海开发项目，物流的可达性变得更加难以保障。这分为两方面：一是如何有效到达机位点，二是到达机位点后，如何顺利登机。一些欧美企业开始采用运营服务船舶（SOV）解决方案，充分扩大了海上的作业窗口。

第四，业界要更加关注设备的可靠性，尤其是对于海上风电而言，提高设备的可靠性可以极大减少运维次数，从而间接地影响运维的成本。

《风能》：为解决好上述问题，您有哪些建议？

方俊波：首先应当引导客户认识到，海上风电项目收益不只取决于设备价格，而是涉及众多因素。此前行业就存在低价中标问题，再

加上竞价上网政策的实施，会诱使部分厂家降低设计标准、质量水准。这虽然在前期可能会减少初始投资，但后期的运维成本将急剧增加，甚至让客户形成一些不良资产、垃圾资产，最后只能是大大增加全生命周期的成本。因此，开发商应当从全生命周期度电成本最优的角度去选择合作伙伴、设备以及服务。

其次，我们要回归设备本身，不断提高产品的可靠性。上海电气从产品设计到供应链合作伙伴的选择、从产品制造到安装运行，都极度重视产品的可靠性建设，并且在产品批量生产前，我们的每种新机型会经过长时间的样机运行验证，来确保提供给客户和市场的产品是高可靠性的。

再次，通过管理创新，提升响应的速度，从而不断提高服务的质量、降低成本。这其中，运维模式创新是特别重要的一点。在国外，尤其是欧美地区，海上风电行业的主流服务模式是由整机厂签订十年、十五年的长周期合同来承担运维工作。而国内是整机商负责两至五年的质保期，然后由开发商或委托第三方来管理，这样就无法充分发挥整机厂商的技术优势，不利于行业价值的最大化，还会带来数据的缺失，使得数据积累难以连贯起来，增加了运维成本。

最后，国内应充分借鉴全球的先进经验，加大与国外优秀企业在产品和技术方面的合作力度。欧洲是海上风电发展最成熟的地区，有很多值得国内企业学习的地方。比如，欧洲有相对较为统一的技术、服务、设备等方面的标准，已经深入到产业的各个环节。在欧洲，产业链的参与者能够潜心认真钻研自己的环节和领域，而国内与欧洲相比则稍显浮躁，大部分参与者更关注商业模式的创新，在技术创新上还没有沉下心。因此，我们认为，国内企业应该以更加开放的姿态向这些地区的同行学习，不断提升我国的风电产业发展水平。

正是基于以上目的，上海电气率先走出了

与国外优秀企业合作的第一步，包括引入产品、技术、供应链管理经验和吊装和运维方案等。当然，我们绝不因此而在自主研发上有丝毫的放松，上海电气始终坚持核心技术的迭代和创新，掌握了海上风电开发的全套核心技术，并相继自主研发出 4.0MW、6.0MW 及更大容量的机组等新机型。

《风能》：目前，智能化正在席卷风电行业，企业应如何更好地迎接这股浪潮？

方俊波：近些年，整个风电行业的智能化程度得到大幅提升。机组加入更多的传感器，可以实现实时的状态监测；运维也更加智能化，比如说原来是人工完成巡检，现在可以通过无人机去巡检，大大提高了作业效率和安全性。

在推进智能化的过程中，我们也一直在思考，如何将这项工作做得更加扎实、贴近市场？我们认为，提升智能化的落脚点应该放在化解行业痛点上。我们不能搭建一个平台，研发一款产品，然后就强加给客户，这样的模式无法满足他们的需求，也得不到市场的认可。反过来，从客户那里获取的行业痛点才是我们最为关切的，比如客户对度电成本的关心，对发电量的关心，对提前预测和发现故障的关心，我们解决问题的出发点应该是在这里。

《风能》：上面提到了运维服务中引入的一些新技术和手段，您能否系统介绍上海电气在这些方面的探索？

方俊波：上海电气在运维服务的监测、诊断、巡检、执行等方面，都进行了一定的研发和投入。比如，在无人机巡检方面，我们与合作伙伴做的很多探索，已经在安全、效率、成

本三方面凸显出了非常显著的优势。过去，机组巡检是由人工完成，存在一定安全风险。而采用常规的无人机进行叶片巡检，很难使其与叶片之间保持合适的间距，甚至可能导致叶片与无人机发生碰撞。上海电气提供的无人机解决方案可以很好地解决这些问题，并且只需要一个人操作，20 分钟左右完成整台机组的巡检，能够对叶片进行无死角的检查，两个小时之内即可出具检测报告，非常高效，又相应降低了运维成本。同时，通过这种方式，我们还能够对叶片资产进行有效管理。以前，我们对叶片的数据缺乏积累，通过无人机巡检可以将各种图片信息传到管理后台。如果此后叶片出了问题，我们就可以调出叶片的历史信息，对其做出有效评估。而且这又可以与图像识别、机器视觉等技术相结合进行相关的检测，最终实现提前预警。

在执行方面，比如原来是靠人工去完成打力矩动作，我们与一些企业合作研发，把打力矩的流程通过编程加入到机器人的程序中，实现了智能化执行。这样做的好处是：第一，人工打力矩时会存在一些操作不当的隐患，机器人能够避免这个问题。第二，这些数据可以进入我们的信息化平台，有利于质量追溯和数据分析。第三，可以大大提高效率，降低成本。

上海电气还尝试将各种终端，比如可穿戴设备应用到运维中。目前，我们在探索应用一款可视化眼镜，它类似于公安人员使用的执法记录仪。通过这款设备，运维人员的作业过程将实时、快速被传输到后台，从而可以对运维过程进行快速监控。这样就不需要再像传统运维那样进行检查，因为其实很多时候即使这么做也检查不到位。👁️

德国莱茵TÜV 一站式风电服务 供应商

 风机 检验

设计评估 

功率曲线 
测试

海上安全 
管理

风场运维
认证

载荷 
测试

信息安全 
认证

风场 
后评估



在风能服务领域，德国莱茵TÜV在全球的项目中积累了丰富经验，能够在整个风电项目周期提供一站式服务，从前期收益评估到整机的设计验证，从风机的生产质量控制到整机的型式实验，以及海上安全管理、风场运行维护、风场后评估等，确保客户风场项目的顺利运行。



扫码预约我们的专家



封面
故事

新形势下风能资源评估进化论

定价机制从标杆电价走向竞价，开发环境由以优质风能资源、平坦地形为主转向资源条件相对较差、多为复杂地形的地区，面对我国风电产业发展的新业态，提升风能资源评估精细度，完善相关标准体系，是亟待做好的一项工作。

文 | 侯先锋

经过近 30 年的发展，我国风电的累计装机容量位居全球第一，截至 2017 年年底达到 1.88 亿千瓦。与此同时，我国风电电价机制从早期的强制性收购、还本付息电价和成本分摊制度，接着过渡到通过特许权招标确定风电场投资商、开发商和上网电价，再然后到 2008 年颁布陆上风电上网标杆电价政策，执行至今。而近十年，全球可再生能源成本学习曲线进入快速下降阶段，部分新增可再生能源成本接近甚至低于传统能源成本，全球许多国家、地区已经实现可再生能源电价低于传统化石能源电价。在新的国际竞价趋势压力下，2018 年 5 月 18 日，国家能源局发布《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，对集中式陆上风电项目和海上风电项目通过竞争配置方式组织建设，标志国内风电项目从“标杆电价”阶段正式进入“竞价上网”阶段。

随着我国风电行业的不断成熟，以及竞价上网乃至平价上网的到来，风电行业的投资风

险在不断加剧。作为降低此类风险的重点努力方向之一，国内风能资源评估工作也处于不断迭代和进步中。早期的风能资源评估主要是基于气象站历史观测资料；后期，国外成熟商业流体仿真软件的学习、引入成为主流；时至今日，使用开源 CFD 自主流体仿真技术、基于气象 WRF 模式降尺度技术以及引入 LES 为求解方式的 CFD 模拟风电场技术等得到广泛应用。而在新政赋能下，风能资源评估亟需进一步进化，精益化外功、修炼好内功。为此，希望业界充分认识到以下几点，并做好相关环节的工作。

其一，风能资源工程师的工作价值将更加突显、工作内容会更加复杂。竞价上网环境下，平准化度电成本（LCOE）成为首要的经济性指标，而在平准化度电成本中需要重点关注的建设成本、机组选型及发电量三项指标都与前期规划设计中风能资源评估工作直接相关。因此，未来的风能资源评估工作，不仅要考虑如



何实现发电量最优，使工程造价最低也成为重要参考指标，这就要求风能资源评估工程师不仅具备风能资源评估能力，同时也需拥有机组载荷适应性分析及经评分析能力，还必须了解道路、集电线路、变电站设计等方面知识。

其二，后评估反演闭环工作将有效提升风能资源评估能力。目前，风能资源评估工作中存在大量前期设计与实际运行不一致、低效资产较多的情况。竞价上网要求风能资源评估工作不能再如此粗犷，对行业提出了更加严苛的资源评估及风险防范要求。因此，如何更科学地进行发电量波动分析，有效评估风能资源导致低效资产的原因，将商业软件模拟仿真的误差利用实际结果进行校验、修正，并在原有基础上进行增功提效方案设计，形成核心竞争力，是决胜竞价上网的“利剑”。

其三，降低风能资源评估工作在各环节的不确定性更加关键。在微利时代，行业投资风险加剧，电价是按照最低保障性利用小时数测

算。在欧美等地区，风电项目完成招标后，开发商会与电网公司签署具有法律效力的购电协议（PPA），而我国在短期内无法实现风电电量全额收购，使得在风能资源工作中必须以降低各环节的不确定性为首要任务。

目前，由于部分风电场少、无测风塔或测风塔代表性差，绘制的资源图谱不够精准，导致测风阶段的不确定性过高。同时，已有风能资源评估商业软件很难将后评估经验代入进行二次开发迭代，使得针对特殊复杂地形风速流场仿真结果的不确定性始终难以降低。在发电量计算方面，发电量折减取值缺乏规范、缺少更加细致的统一标准，造成计算偏差较大，进而增加了风能资源评估工作的不确定性。

当然，上述局面也在逐步改善。在测量环节，先进的测量设备，如观测结果可靠、机动性能良好的激光测风雷达设备正在得到广泛应用。在模型计算环节，先进的中尺度技术、制动盘尾流模型、复杂特殊地形模型库、基于开



摄影：宋玉昕

源 CFD 的自主流场仿真软件将为降低模拟的不确定性提供助力。而大数据分析技术的开发和应用能够进一步降低发电量计算的不确定性。

其四，竞价上网对风能资源评估的前期数据获取和快速测量计算提出更高要求。比如，国家规划的大基地项目，测区范围大、测量周期长，传统的测绘手段不利于快速做出竞价决策。同时，一些地势险要地区，测绘设备安装困难、难以到位，测绘人员安全也很难得到保证。所以，目前有些工程设计中明显过于依赖经验，较为粗放，设计反复迭代导致工作量巨大。因此，亟需全产业链加强技术创新和合作。

目前，逐步为各行各业接受的卫星影像技术、无人机测绘技术等应用越来越广泛，依靠基于 AI 地物识别技术建立不同地物样本库，可快速识别地物特征。激光雷达技术可以穿透植被，快速获取地表与植被的相对矢量信息。无人机三维建模技术可提前预判施工进度，提高施工效率。这些技术在未来的风电竞价上网行情、需要精细化风电场规划设计需求中都会找到用武之地。目前，推进以工程设计为依托的信息化、数字化乃至智能化平台建设，提升风能资源工程设计中的智能化水平是行业的当务之急。

其五，对于相关标准的解读需要更加深入。竞价上网政策的推进，对机型的先进性及定制化水平提出更高要求。大叶轮、低风速、高塔筒基本是目前各大整机厂家机型发展方向的“主旋律”。考虑到新机型的可靠性和安全性问题，输入载荷的风况参数将变得至关重要。其中 IEC61400-1 中明确给出了风电机组设计标准、现场参数具体分析方法；IEC61400-15 中定义了产量计算不确定度分析方法以及适应性分析方法。而国际标准在不断更新迭代，这就要求风能资源工程师必须快速熟悉、掌握不同版本之间在风电机组等级定义、载荷计算、湍流评估等方面的区别。

其六，海上风电的发展呈现汹涌蓬勃之势，

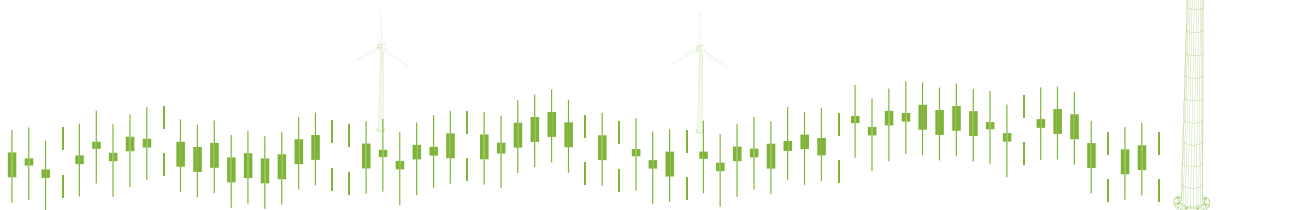
如何做好海上风能资源评估是交给风能资源评估工程师的一个新任务。海上风电不同于陆上风电，大容量、多排列、大面积、多场区影响、波浪、气压差、温度、浮冰等许多问题，是业界在开发陆上风电项目时未曾遇到或疏于考虑的；尾流、温度切变、浪涌等问题，需要行业在前期进行风能资源评估时尽可能量化准确。业界需要加快尾流研究，致动盘尾流模型技术需要尽快落地。对浪、涌导致的风流场变化建立模型，带入流场仿真计算。海上测风成本很高，也需要尽快落地成本更低、适用大量测量的新型海上测风技术。

最后，还需持续推进与分散式风电相关的先进风能资源评估技术创新。由于中东部和南方地区风电项目所在区域的自然条件复杂，建设周期长，相较于“三北”地区的项目，需参与竞争配置的项目对开发商的吸引力较小，开发商将寻求更多的分散式风电投资机遇。因此，迫切需要推进无塔测风、WRF 中尺度技术及分散式风电风能资源评估方法的优化。同时，在分散式风电项目中，对环境友好性的要求更高，开发模式从单一的风能资源利用向资源利用与环境融合的多元开发模式转变。

竞价上网环境下，风电不仅面临与传统能源的竞争，同时要与光伏等其他可再生能源展开竞争。未来，在行业投资环境不断改善，并网消纳持续改善等政策支持下，风电市场将进入新的纪元。而风能资源评估工程师的工作范围会更加宽泛，对综合能力的要求更高。快速、精准的风能资源评估方法将成为竞价上网的“利剑”。同时，风能资源评估日趋自动化、数字化及智能化。不论是开发商，还是整机厂商，新技术的研发及创新能力将直接决定其在竞价上网时代下的成败。在新形势下，风电同仁应当“百尺竿头，更进一步”，深入做好风能资源评估工作，掌控风电投资风险，实现行业健康有序发展，让我们携手共进。✎（作者单位：金风科技风电设计研究院）

风能资源评估技术进展

文 | 朱蓉



迄今为止，风能资源评估技术的发展已有近 40 年的历史。风电开发技术的进步不断地对风能资源评估提出更高的要求，越来越多的先进技术应用于风能资源评估，如雷达探测、卫星反演、中尺度数值模拟、计算流体力学（CFD）数值模拟、地理信息系统（GIS）等。风能资源评估技术的不断进步也必将带动大气边界层湍流、计算风工程和电力气象等学科的发展。

当前风能资源评估技术面临的挑战

一、可公开获取的精细化风能资源数据集

2012 年完成的 IPCC（联合国政府间气候变化专门委员会）第五次评估报告的特别报告——《可再生能源与减缓气候变化》指出，全球可再生能源技术可开发量均高于全球对能源的需求，所以，资源储量不会限制可再生能源的开发利用。风能资源方面的研究显示，全球风能资源技术可开发量大致范围为 19400TWh/a（陆上）~125000TWh/a（沿海及近海），约相当于 2008 年全球发电量的 1~6 倍。同样是 2012 年，中国风能资源详查结果

表明，70 米高度全国风能资源技术可开发量为 26 亿千瓦。至此，风能资源评估领域的研究重点从风能资源储量能否满足未来发展需求的问题开始转为风电场选址问题。精细化风能资源数据集成为风电场选址的必备，尤其是对于分散式风电开发，直接采用精细化风能资源数据是最经济的选择。为此，近年来国内外各种研究机构、咨询公司和风电企业都纷纷采用数值模拟方法，通过高性能计算制作区域乃至全球的风能资源数据集，面对大量耗费人力、物力的重复工作，如何建立可公开获取的精细化风能资源数据集成为国内外风电领域的热点话题。

二、重新认识风能资源

近十年以来，风电机组不断向大型化方向发展，叶尖高度超过 200 米、风轮直径超过 150 米的大型风电机组屡见不鲜，如此的发展趋势给风能资源评估带来了新的挑战。现有的风能资源评估技术是建立在经典近地层相似理论基础上的，近地层相似理论中假设地表动量通量和热量通量随高度不变，此假设仅适用于高度 100 米左右的近地层。在地面到 300 米高度的大气边界层下层，常通量假设就不再适用，而且高度超过 100 米以后还需要考虑地转偏向



力的作用。近地层中是地表摩擦力和气压梯度力平衡作用下的大气运动，而近地层以上是地表摩擦力、气压梯度力和地转偏向力三力平衡作用下的大气运动。在叶轮扫风范围内，除了风速随高度变化以外，风向也会随高度转变，而且风速的垂直分布也不是一个单调函数就能描述的。因此，重新认识风特性，拓展或重新建立风能资源评估理论和技术方法，成为近年来国内外风电领域的研究重点。



风能资源评估技术发展现状

一、风能资源数据集

为了构建可公开获取的全球或区域高质量的精细化风能资源参数数据集，更有效地服务于风电场选址，一些国家或国际组织已

经启动了相应的研究计划。如世界银行支持的能源系统辅助管理计划（Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP）由丹麦科技大学风能系主持，采用典型样本中尺度数值模拟与 WAsP 降尺度计算结合的方法，计划获得全球水平分辨率 150 米 × 150 米的高分辨率数据集，目前已经在一些发达的国家和地区初步完成数据集的建立，并经过了地面观测数据的检验。同样，国际可再生能源署（International Renewable Energy Agency, IRENA）也在构建全球可再生能源数据集，并结合地理信息资料考虑政策对资源开发利用的制约。美国国家可再生能源实验室（NREL）与 AWS Turewind 公司合作制作了两套全国风能资源数据集：一套是水平分辨率 200 米 × 200 米高分辨率数据集；一套是虚拟测风塔数据集。高分辨率数据集的制作方法为：采用



摄影：李召麒

从 15 年中随机抽取 366 天样本进行水平分辨率 2.5 千米 \times 2.5 千米的中尺度数值模拟，然后采用建立在质量守恒基础上的小尺度模式 WindMap 降尺度到水平分辨率 200 米 \times 200 米，之后广泛收集了公开的、私人的和气象部门的测风资料，对数据集进行长年代订正。虚拟测风塔数据集的制作方法为：采用中尺度模式模拟得到 1997 年以来全国空间水平分辨率 20 千米 \times 20 千米、时间连续的风速数据库，然后根据关注点坐标，再用 WindMap 降尺度直接得到该点位上时间连续的风速数据。中国气象局也分别制作了高空间分辨率风能资源数据集（1 千米 \times 1 千米）和高时空分辨率风能资源数据集（3 千米 \times 3 千米，逐小时间隔）。前者是采用对典型日的中尺度模拟与地形诊断模式降尺度相结合得到的；后者是直接采用中尺度模式模拟 1995 — 2016 年风速分布并逐

小时输出。水平分辨率 3 千米 \times 3 千米、时间分辨率 1 小时的风能资源数据，在地域辽阔的平坦地形上可以直接用作虚拟测风塔；在非平坦地形上，可以通过降尺度计算制作虚拟测风塔数据。

二、已启动的重大研发计划

当前，提高对风特性认识，改进数值模拟技术，提高精度，降低风险，高效利用风能，已成为风能资源评估技术的发展目标。为此，一些重大研发计划也已启动，如美国 A2e（Atmosphere To Electrons）和欧盟 NEWA（New European Wind Atlas）。

2015 年启动的美国 A2e 计划的研究目标是，通过先进的物理建模、分析和数值模拟能力来改进风电场运维管理水平；采用流场监测和主动性尾流控制减少损耗；将风电场损失限制在 20% 以内，每年减少 1 亿美元以上的运

营成本，达到与传统能源相当的水平。研发计划的实施分 3 个阶段。第一阶段是准备工作（2015 年），包括外场观测试验设计、落实计算资源、数值模式比对、模式验证和评估方案设计。第二阶段是风特性研究（2015—2019 年），包括外场观测试验；高分辨率数值模拟研究，多模式比较；评估提高风电场运营效率的控制策略；评估风电场设计和优化布局；从对风特性的新认识到技术创新，最终降低能源损耗。第三阶段是技术研发（2017—2021 年），重点是与企业合作研发新技术，其中包括短期风电功率预测和运维监控。

欧盟 NEWA 研究计划也是 2015 年启动的，总体目标是发展新的风能资源评估动力降尺度模式系统；建立长时间序列的高时空分辨率欧洲风能数据集，以及可提供风电项目全生命周期各个阶段的风特性数据。具体指标为，数据时间长度 10 年；水平分辨率有两种尺度：中尺度 2 千米~3 千米和微尺度 20 米~30 米；覆盖全欧洲、北海和波罗的海离岸 100 千米以内的海域；数据可免费获取。具体研究内容包括观测实验、多尺度耦合模式系统研发、欧洲风能数据集制作和推广等四个方面。其中观测实验选取了非均匀地表、森林覆盖山地、双山脊山地、具有复杂中尺度气象背景场的复杂地形、近岸海域以及北海和波罗的海域共 6 种不同类型的下垫面，在北海和波罗的海域采用了走航激光雷达探测的方式。多尺度耦合模式系统将在一个开源平台上开发，安装在 PRACE 欧洲高性能计算网络中，还能与其他模型进行交互。这样不仅可以模拟出欧洲风能图谱，而且可以成为未来风能数值模拟技术发展中心。

此外，国际能源署风能课题实施协议组课题 31（IEA-Wind Task 31）的研究活动为美国 A2e 和欧盟 NEWA 研究计划中的科学家提供了一个充分交流的平台；第一个关于风电场选址风能资源评估的 IEC 标准（IEC Standard

61400-15）正在制定中。相信未来几年，建立在对风能资源全新认识基础上的风能资源测量技术和评估理论与方法会得到广泛应用。

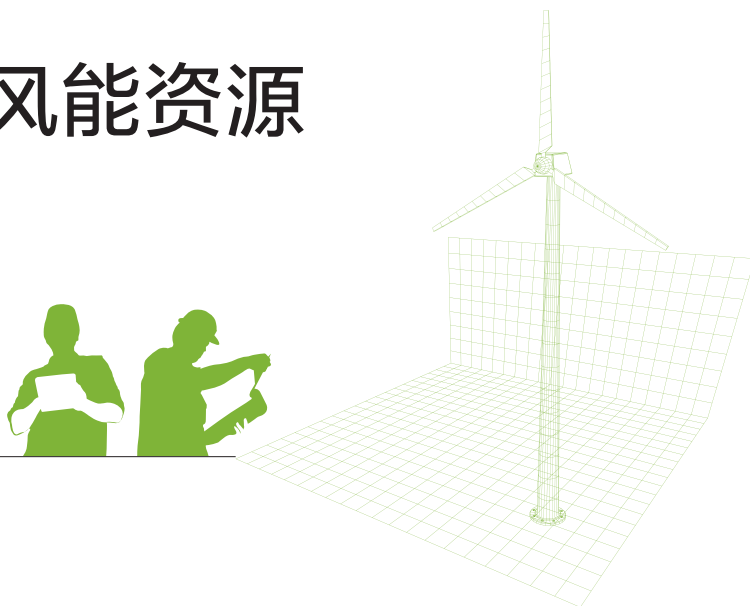
中国风能资源评估技术发展方向

当前，风电场选址对精细化风能资源数据集的需求越来越迫切。高时空分辨率的风能资源数据集可以用来对实际测风资料的长年代订正、为 CFD 计算提供入口和边界条件、制作虚拟测风塔风速数据等，尤其是可以为分散式风电开发的选址直接提供虚拟测风塔。中国地域辽阔，制作高时空分辨率的风能资源数据集需要消耗巨大的计算资源，后期对数值模拟的校验也需要大量的实际测风数据。所以，对中国的风电场宏观选址来讲，集中力量制作可公开获取的、经过测风数据校验的、高时空分辨率的风能资源数据集是最有效的途径，不仅可以直接为风电场宏观选址提供风能资源参数，也能够为风电场流场的 CFD 计算提供输入，带动风能资源评估技术水平的整体提高。目前，我国已有多个研究机构和企业制作了高分辨率风能资源数据集，但是由于对测风资料或数据订正技术的掌握程度有限，影响了数据的可靠性。因此，迫切需要寻找一个有效的途径，建立高时空分辨率的风能资源数据集共享机制，集中技术力量和数据资源进行风能资源数据的校验和订正。

此外，未来我国风能资源评估技术的发展还包括：针对中国复杂风能资源特性，开发中尺度气象模式、CFD 模式和风电机组尾流模型组成的模式链，并建立模式链的共享机制；研发大气模式与海浪模式耦合的海上风能资源评估技术；建立单台风电机组和整个风电场运行与边界层大气的相互作用数学物理模型，开展大规模风电开发的环境和气候效应研究。（作者单位：国家气候中心）

分散式风电风能资源 评估技术

文 | 王海斌



分散式风电接入条件及应用场景

国家能源局发布的国能发新能〔2018〕30号文件规定，分散式风电项目是指所产生电力可自用，也可上网且在配电系统平衡调节的风电项目。

一、项目建设应满足的技术要求

(1) 接入电压等级应为 110 千伏及以下，并在 110 千伏及以下电压等级内消纳，不向 110 千伏的上一级电压等级电网反送电。

(2) 35 千伏及以下电压等级接入的分散式风电项目，应充分利用电网现有变电站和配电系统设施，优先以 T 或者 π 接的方式接入电网。

(3) 110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目只能有 1 个并网点，且总容量不应超过 50 兆瓦。

(4) 在一个并网接入的风电容量上限以不影响电网安全运行为前提，统筹考虑各电压等级的接入总容量。

政策将接入条件放宽至 110 千伏，项目容量和消纳空间更大，分散式风电市场会得到进一步扩张。采用项目核准承诺制，优先获得

补贴，鼓励市场化投资，充分释放支持分散式风电项目开发的政策红利，引入多元化主体加入分散式风电项目投资，保障分散式风电项目落地。鼓励同一县域内的项目打捆开展前期工作，分散式风电项目批量化或区域性招标将成为主流。

二、分散式风电项目应用场景与定价机制

分散式风电项目一般位于用户负荷中心（变电站）附近，可以就近多点接入，实现就近消纳、统一监控。

应用场景一：经济发达的中东部和南方是开发分散式风电的理想区域，打捆申报、建设、运维几万千瓦的分散式风电项目，经过开关站汇集后接入就近的变电站，一般电压等级涉及 10/35 千伏（110 千伏电压等级接入项目禁止向上一电压等级反送；关于 10/35 千伏电压等级反送规则，可咨询当地电网公司）。核准时采用全额上网模式，上网电量由电网企业按照当地风电标杆上网电价收购。对于 110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目，接入系统设计和按照集中式风电场执行。中广核兰考分散式风电项目采用 5 台 GW121/2.0 机组，机组汇集后通过开关站接入变电站，是该应用场景的典型代表。

应用场景二：也被称为分布式风电，各类高耗能的工业园区、工厂等是其理想用户。另外，可与多能互补、智能微电网、乡村风电等融合，拓宽发展空间。通常利用自有土地，安装几台机组直接接入用户配电室。核准时选择“自发自用、余电上网”模式。自发自用部分电量可参与市场化交易，不享受国家可再生能源发展基金补贴，上网电量由电网企业按照当地风电标杆上网电价收购。在该种商业模式下，需要对用户抗风险能力及负荷消纳能力进行谨慎评估，防止出现电费结算不及时或限电风险。金风科技园区分散式风电、江苏大丰分布式风电机组是该种模式的最早实践和典型应用。

分散式风电风能资源评估关键技术

由于分散式风电项目的单体容量相对较小，风能资源评估是否准确对项目经济性的影响更为明显。评估资源的最好方法是在场区内树立测风塔，采用满一年的测风塔数据对资源进行准确评估。但是在很多分散式风电项目开发中，缺少测风塔测风的过程。面对这种情景，如何降低风能资源评估的不确定性？本文主要从气象数据获取、地形信息数据获取、流场的仿真模拟等三方面阐述分散式风电中的风能资源评估技术。

一、气象数据获取

1. 风电大数据技术

通过对分散式风电项目进行定位，利用风电大数据平台自动匹配附近 20 千米以内已建成的风电场或者是周边以往的测风数据，对分散式风电项目的资源进行准确评估。

每一台风电机组就是一座测风塔。经过数十年的发展，全国范围内已经有大约 8 万台机组正在运行中，通过机舱传递函数，将 SCADA 记录的风速数据还原到叶片前的自由流风速；通过风角、偏航角等参数还原机组位置处的风向；通过 SCADA 记录的秒级数据，对场区的湍流进行数学统计计算。利用运行机组数据有效、准确地评估分散式风电项目场区内风况，也是在场区内无塔情况下最好的资源评估办法。

2. 虚拟测风塔技术

虚拟测风塔技术是指，将风电行业的两大数据——测风塔观测数据和中尺度数据进行融合，根据不同的地形条件及项目特点使用不同的后处理方式，在 230 多万种排列组合的结果中比选更优的方案结果，结合人工智能方法进行后处理，输出完整年风速数据，提升中尺度风速模拟精度。现有的虚拟测风技术以金风科技的 GOLDWRF 技术为主要代表，通过大量数据验证 GOLDWRF 输出的虚拟测风塔数据，在平原地形下风速误差约在 0.1~0.3



图1 风电场分布（左图）和测风塔分布（右图）

米/秒；对于复杂的山地地形，风速误差约在0.3~0.5米/秒。在项目的前期规划阶段，通过虚拟测风塔技术可以为分散式风电项目的资源评估提供相对准确的风能资源数据，避免出现“盲人摸象”的情况。

3. 激光雷达补测技术

激光雷达具有体积小、观测域广、便于移动的特点，借助激光雷达对分散式风电项目进行至少3个月的风速、湍流、切变观测，进一步获取项目风能资源参数，保证机组的安全性，降低投资的不确定性。通过激光雷达观测的风速数据，可用于分析选用项目风区发电量最优的机型；通过激光雷达观测的湍流数据，可用于分析选用适应场区湍流风况安全的机型；通过激光雷达观测的切变数据，可用于分析选用更适合场区经济性的轮毂塔架高度机组。激光雷达补测技术为分散式风电项目资源评估中不可缺少的手段，能够直接有效地保障机组的安全性。

二、地形信息数据获取

1. 无人机三维建模技术

所见即所得。无人机三维建模技术是分散式风电项目地形数据获取的新途径，它基于空中航空摄影测量原理，利用高清影像和相应的位置姿态数据，经过空中三角测量和构建模型等过程生成覆盖区域的三维实景模型，生成不同分辨率/覆盖面积的三维实景模型，模型分辨率可高达厘米级，地物清晰可见。具有低成本、方便快捷、灵活机动、高效率、高分辨率等特点。凭借自身的技术优势，可快速、高效获取高分辨率的影像数据，无人机三维建模技术成为传统航空摄影测量的有效补充手段。

将无人机采集回来的数据进行三维建模，生成超高厘米级分辨率的物理三维模型，通过结合VR、AR技术，还原现实分散式风电真实场景。通过对分散式风电项目进行三维建模，不但可以减少时间经济成本，更能直观了解项目现场情况，为项目设计提供地形信息数据。

2. 地物识别技术

分散式风电项目大多位于居民较多的平原

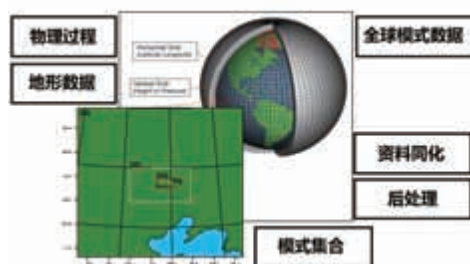


图2 虚拟测风塔技术

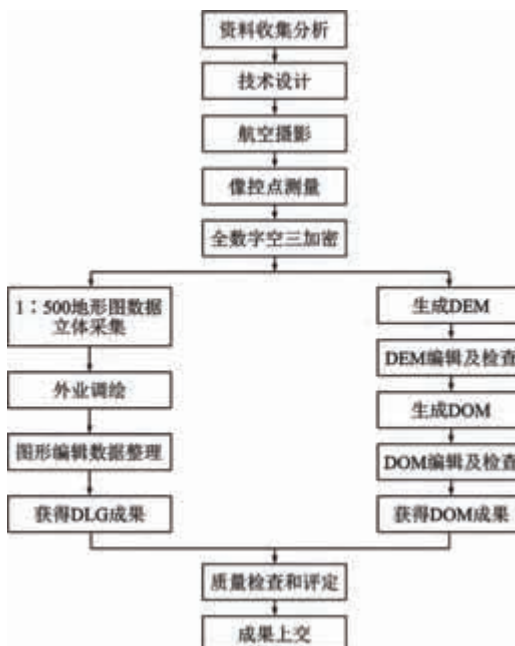


图3 无人机测绘流程图



图4 无人机三维建模技术

地形，涉及的基本农田、居民、森林等限制因素较多，如果到现场逐一排除，会耗费大量的人力、物力。通过地物识别技术可快速准确地划分分散式风电项目的限制性区域，以典型高分辨率遥感影像目标机器样本库与特征库建设为基础，面向道路、房屋、水域等敏感区的检测与识别，其识别准确率高达 85% 左右，节省 60% 左右的时间。



图5 地物识别图

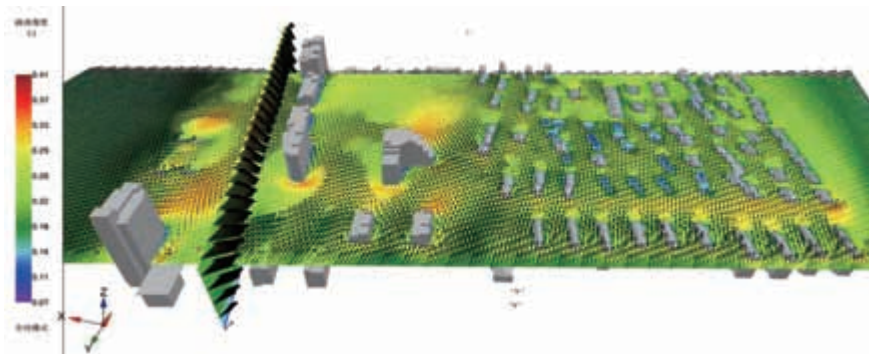


图6 园区型分散式风电项目湍流模拟图

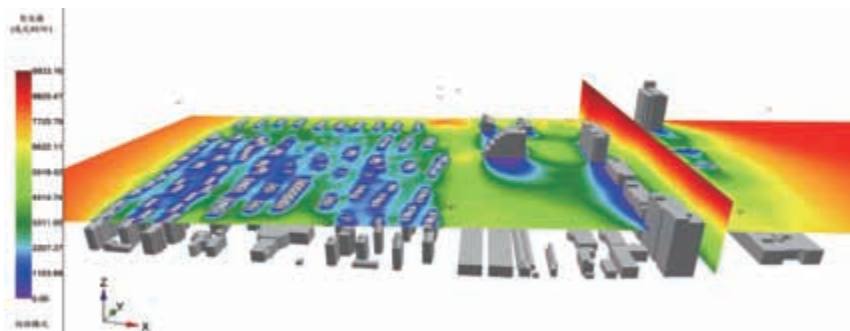


图7 园区型分散式风电项目发电量模拟图

三、流场的仿真模拟

分散式风电有两种应用场景：第一种场景——全额上网的分散式风电项目大多位于常规的平原、山地、戈壁、丘陵等地区。该类型分散式风电项目的资源流场仿真与集中式风电相同，使用 WT、WindSim 等 CFD 仿真软件即可满足拟评估；第二种场景——“自发自用，余电上网”的分散式风电项目大多位于园区。园区型分散式风电项目的最大特点就是园区内的建筑、障碍物较多，该种特殊下垫面环境给资源的流场仿真模型带来新的挑战。

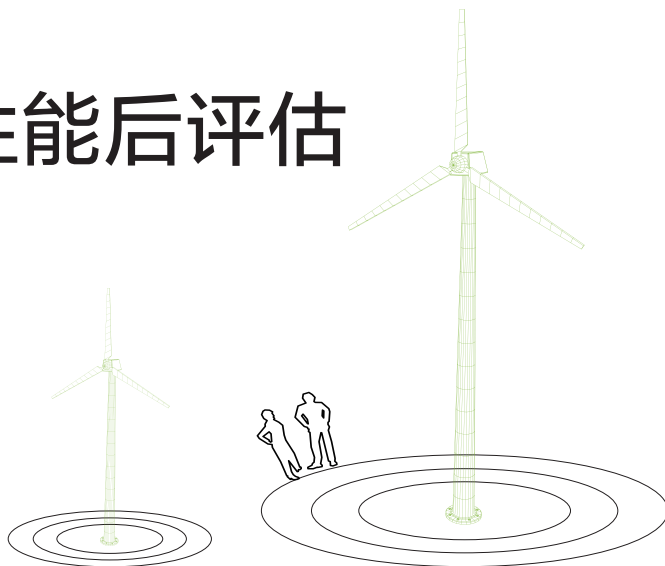
高精度仿真技术采用非结构化网格对园区型分散式风电项目进行 3D 建模，输入气象数据，实现可高达 0.5 米 × 0.5 米 × 0.5 米级精度的流场仿真，进而模拟出建筑楼宇之间的湍流、能量等资源参数，为园区型分散式风电项目的机组排布提供数据支持，保障机组的安全性和经济性。

总结

随着政策在全国的落地，分散式风电将进入快速发展期，并带动风电行业装机量持续快速增长，资源评估的重要性将得到进一步凸显。在开发分散式风电项目中，优先推荐运用测风塔对场区进行测风、准确的资源评估。在无测风塔的项目中，首先，通过风电大数据技术、虚拟测风塔技术、激光雷达补测技术获取项目的气象数据；再通过无人机三维建模技术、地物识别技术获取地理信息数据；最后，通过高精度仿真技术来模拟项目的资源分布，保证项目设计的经济性和安全性。数字化、大数据技术的进步为分散式风电项目的发展保驾护航。☑（作者单位：北京金风科创风电设备有限公司）

风能资源在机组性能后评估中的应用方法

文 | 薛浩宁



后评估背景

在复杂地形下，每台风电机组处的风能资源均是不同的，而机组的性能表现与所处的风能资源情况息息相关，在后评估过程中应结合具体的风能资源情况评估机组的实际性能。机位处的空气密度、风切变、湍流强度影响功率曲线的表现；机组的控制性能理论上要追踪机位处风能资源的最优控制性能。

2016年，我国风电装机规模为16873万千瓦，上网电量为2410亿千瓦时；同年美国风电装机规模为8218万千瓦，上网电量为2240亿千瓦时。在同样的资产效率下，2016年我国风电的上网电量应达到4599亿千瓦时，实际则较美国低2189亿千瓦时；排除弃风限电的影响（2016年弃风限电率为17.1%），仍低1692亿千瓦时。这从侧面反映了我国风电的资产效率低下，主要与前期设计和实际不一致，存在低效资产、故障频发、功率曲线不达标、运维效率低下等问题相关。而要找到以上问题的原因，需要运用前期设计资料、后期运行数据等。其中能够反映机位点处风能资源水平的

只能是机组的SCADA数据，它包含风速、风向、湍流强度、空气密度，但是机组的风能资源数据并不是真实的。本文将论述这些问题所在，并阐述依据这些风能资源数据如何对机组的性能进行后评估。

机舱风能资源数据处理方法

一、机舱风速的处理方法

由于每台机组上的风速仪受到叶轮的扰动，风速数据采集存在偏差，再加上经过长时间运行后每台风速仪的精度不一，造成机组间的风速并不具备可比性。为保证风速数据具备相同的标准，有必要引入风能的概念。风能涵盖了空气密度、风切变、风转向、风速仪精度。依据风能的概念修正的风速需要考虑叶片和传动链的差异。但是在相同条件下，叶片和传动链的差异通过被认为是相同的，可以忽略不计。

通过绘制某风电场功率曲线，并修正风速，机组间的整体标准差变小，说明功率曲线集中度增加，也可以表明此种方法可以消除一定的风速不确定性。

二、机舱风向的处理方法

机组的风向标 N 点与机舱固定，而机舱要随风偏航，所以，风向标 N 点不固定且数值在 N 线附近波动。以上问题造成机舱风向标采集的风向并不是真实的。对于风向数值的处理，需要将机舱位置角度加上风向标与 N 点夹角。

某风电场的某台机组风向经过修正后与邻近测风塔风向分布一致，说明此种方法能够还原真实风向。

三、轮毂高度处空气密度的处理方法

由于在风电机组上不能采集实时空气密度，因此，可以根据公式（1），利用海拔高度和温度数据计算空气密度：

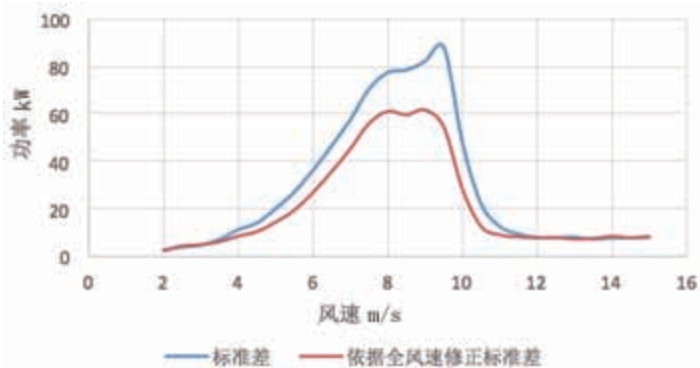


图1 修正风速与未修正风速功率曲线标准差对比

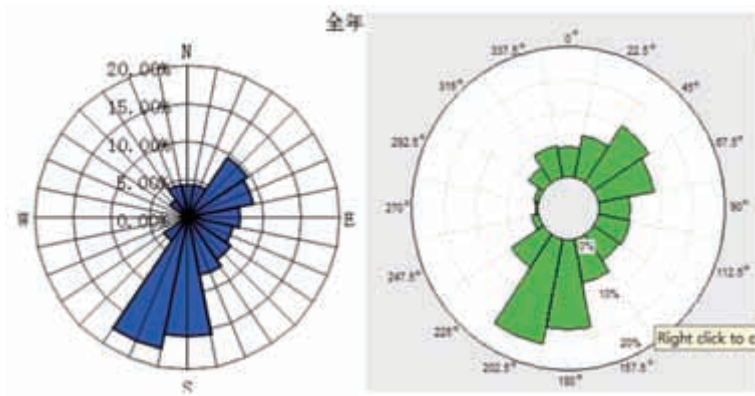


图2 测风塔风向分布（左）与机舱风向分布（右）

$$\rho_{10\min} = \frac{353.05}{272.15 + T_{10\min}} \cdot e^{-0.034\left(\frac{H}{273.15 + T_{10\min}}\right)} \quad (1)$$

式中：

H —轮毂中心的海拔高度；

$T_{10\min}$ —10min 平均环境温度；

$\rho_{10\min}$ —10min 平均空气密度。

在上述折算计算中，保证机组采集的环境温度，没有受机组的影响。

依据风能资源修正标准化功率曲线

一、空气密度对机组性能的影响及修正方法

在实际测量中，由于空气密度对功率曲线有一定的影响，因此，对于空气密度与标准空气密度存在差异的测试环境，需要对功率数据进行数据回归折算，而对于处于相同环境的风电机组可不进行数据折算。

对于变桨距风电机组，根据公式（2）对 10min 平均风速进行折算：

$$V_{m,i} = V_{10\min,i} \left(\frac{\rho_{10\min,i}}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}}, i = 1, 2, \dots, N_{10\min} \quad (2)$$

式中：

$N_{10\min}$ —测试周期内的 10min 平均数据的个数；

ρ_0 —标准空气密度（ $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ ）；

$\rho_{10\min,i}$ —第 i 个 10min 平均空气密度；

$V_{10\min,i}$ —第 i 个 10min 平均风速；

$V_{m,i}$ —第 i 个折算后的 10min 平均风速。

二、风切变对机组性能的影响及修正方法

如果风力发电机组转子面积上的风速是恒定的，轮毂高度上的风速将代表风力发电机组转子面积上的风速，并且使用轮毂高度风速也是合理的。然而，风电机组轮毂高度上的风速对于大型风电机组来说可能不具有代表性。因此，有必要引入修正，以考虑风切变引起的风速在风轮扫风面上的变化。推荐使用机舱遥感

设备测试实际的风切变数据。

转子等效风速是当考虑垂直风切变时对应于转子扫掠区域的动能的风速。转子等效风速定义为：

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (3)$$

式中：

n_h —可用测量高度的数目；

v_i —在高度 i 的风速（实测或依据风切变

推算）；

A —由转子扫过的完整区域（即半径 r 为 πr^2 ）；

A_i —第 i 段的区域，即风速 V_i 代表的段，由方程（2）导出。

通过计算 115/2000 型机组在不同塔架高度和不同风切变下等效风速与轮毂中心处的风速比值，结果见表 1。

表1 115/2000型风电机组的等效风速系数

115风切变 风速系数	塔筒高度（米）								
	80	90	100	110	120	130	140	150	160
0	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
0.02	99.77%	99.83%	99.86%	99.89%	99.91%	99.92%	99.93%	99.94%	99.95%
0.04	99.58%	99.68%	99.75%	99.79%	99.83%	99.86%	99.88%	99.89%	99.91%
0.06	99.41%	99.55%	99.65%	99.71%	99.76%	99.80%	99.83%	99.85%	99.87%
0.08	99.28%	99.45%	99.56%	99.64%	99.70%	99.75%	99.79%	99.82%	99.84%
0.1	99.18%	99.37%	99.50%	99.59%	99.66%	99.71%	99.75%	99.79%	99.81%
0.12	99.10%	99.31%	99.45%	99.55%	99.63%	99.69%	99.73%	99.77%	99.80%
0.14	99.06%	99.28%	99.42%	99.53%	99.61%	99.67%	99.72%	99.75%	99.78%
0.16	99.04%	99.26%	99.41%	99.52%	99.60%	99.66%	99.71%	99.75%	99.78%
0.18	99.05%	99.27%	99.42%	99.52%	99.60%	99.66%	99.71%	99.75%	99.78%
0.2	99.09%	99.30%	99.44%	99.54%	99.62%	99.68%	99.72%	99.76%	99.79%
0.22	99.15%	99.35%	99.48%	99.57%	99.64%	99.70%	99.74%	99.78%	99.80%
0.24	99.25%	99.42%	99.53%	99.62%	99.68%	99.73%	99.77%	99.80%	99.82%
0.26	99.36%	99.50%	99.60%	99.68%	99.73%	99.77%	99.80%	99.83%	99.85%
0.28	99.50%	99.61%	99.69%	99.75%	99.79%	99.82%	99.85%	99.87%	99.88%
0.3	99.67%	99.74%	99.79%	99.83%	99.86%	99.88%	99.90%	99.91%	99.92%

三、湍流强度对机组性能的影响及修正方法

静态曲线基本上由所采用的叶片最优 C_p 、 λ 决定的，是湍流为零的情况下的曲线；动态功率曲线是考虑湍流强度影响的曲线。

低风速段：由于相同风速下，湍流大，风能大，所以理论上动态功率曲线要较静态略好；
 高风速段：由于额定功率的限制及变桨控制的介入，理论上动态功率曲线要较静态明显差。

采用概率统计的方法修正的功率曲线效果

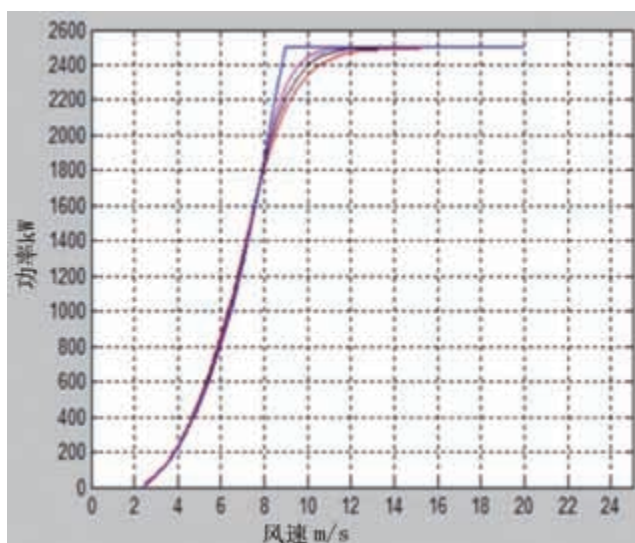


图3 不同湍流下的功率曲线对比

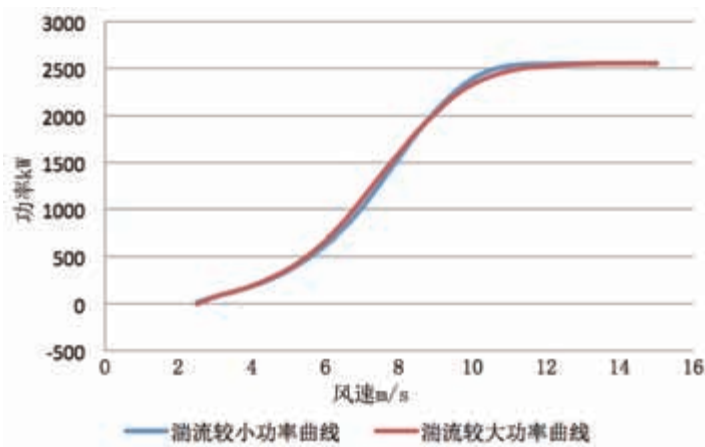


图4 湍流较大与湍流较小情况下的功率曲线对比

如图 3（只考虑湍流的影响，未考虑控制器及惯性等因素的影响）。

风电机组实际运行过程中湍流较大和湍流较小的情况功率曲线对比如图 4 所示。实际运行情况显示，在大湍流情况下，低风速段功率曲线表现要优于高风速段，与仿真结果情况一致。

将实际运行的功率曲线修正至参考湍流强度的方法简述为：

（1）依据实际功率曲线的最大 C_p 确定实际的静态功率曲线；

（2）依据测量的湍流仿真时间序列的数据得到 $P(1)$ ；

（3）依据参考的湍流仿真时间序列的数据得到 $P(2)$ ；

（4）测量的功率为 P ；

（5）参考湍流的修正功率 $P(3)=P-P(1)+P(2)$ ；

（6）对 $P(3)$ 和风速进行 10min 平均，并用 BIN 法绘制功率曲线得到最终情况的参考湍流功率曲线。

依据风能资源评估机组实际性能

一、机舱对风偏差分析

在运行过程中，风电机组需要调整机舱角度即进行偏航，使机组正确对风，使叶轮垂直于来流风向以获得更高的风能转化效率，从而得到最优的发电功率。机舱与来流风向的角度，即偏航误差对风能吸收的影响为 $\cos^3 \theta$ 的关系。若偏差在 10° 时，将带来将近 5% 的功率损失。

风电机组进行偏航的判断依据为风向标与机舱夹角的大小，即偏航角。夹角的正负决定偏航的方向，夹角的大小及夹角对应的风速决定偏航动作的及时性。偏航角由风标与风向标 N 点或 S 点的相对位置计算所得。风向标 N 点为风向标 180° 的位置，S 点为风向标 0°

的位置,风向标安装在机舱外的气象架上,且N-S点需与机舱舱中线平行并固定。机组主控系统判断的依据是,在对准风的情况下,风标位置处于风向标的N-S线上;未对准风时,则偏离N-S线。在风电机组运行过程中即使风标在风向标的N-S线上,偏航误差也会存在,主要的原因如下:

(1) 在没有精确校准设备或气象架、没有参照点的情况下,风向标本身及安装会存在一定误差;

(2) 风向标安装的气象架的安装位置及水平程度,将给风向标N-S线带来偏差;

(3) 风力发电机叶轮的转动会对来流风向扰动,造成风向标采集数据不准,也会带来误差。

偏航误差指以上三点所产生误差的总体表现。在此种条件下,即便使用精确度高的测风设备,由于其他两点的影响,风向标采集的数据也存在失真。

偏航误差的分析主要是考虑在相同风速下,不同偏航角对应的功率是存在一定规律的,见图5。对于有技术条件修正控制系统参数的情况,可以将偏航角减去不同代表风速下偏航误差,以达到修正风向标N-S位置的目的。对于没有技术条件修改控制系统参数的情况,可以依据风速段内偏航误差的平均值,调整风向标的N-S位置,以达到近似的目的。

二、转矩控制分析

在目前的主流控制策略下,机组要在更宽的范围里追踪最优的叶尖速比,以达到追踪最优的Cp的目的。由于风速受到更多的扰动,一般主控系统控制系统输入为发电机转速信号,依据转速信号控制变频器输出的功率。

转矩计算的公式为:

$$Q_d = K_\lambda * w_g^2 \quad (4)$$

式中:

其中: ρ —空气密度
R—扫风半径
 λ —叶尖速比

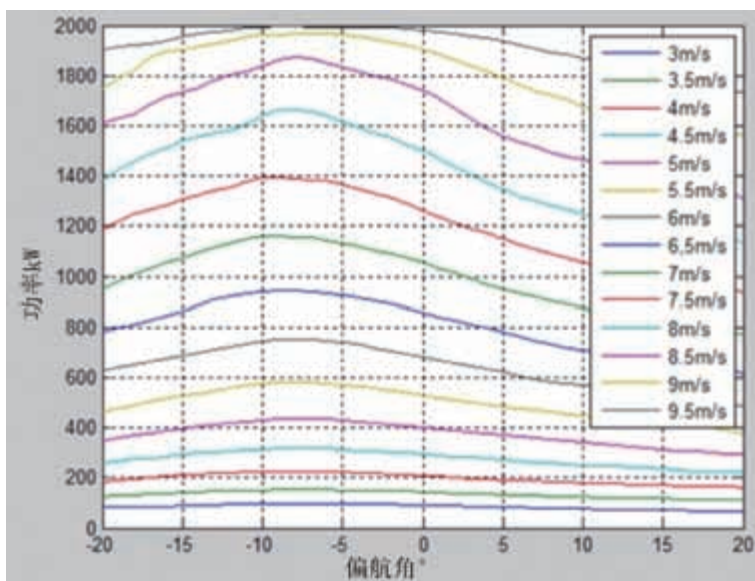


图5 偏航角与功率对应关系

$c_p(\lambda)$ —风能利用系数

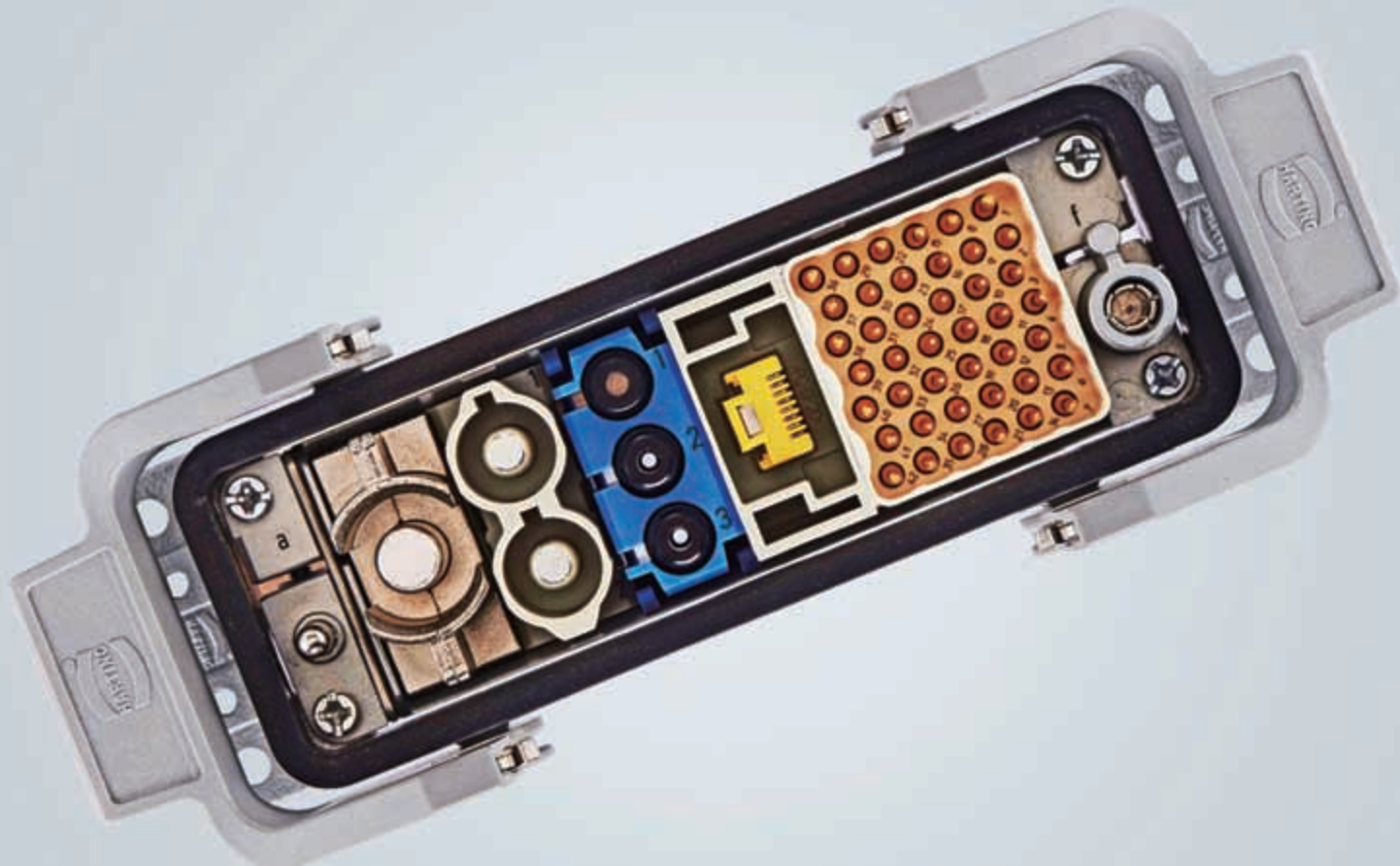
K值与风电场的空气密度相关,所以,转矩控制分析主要考量在最优Cp段是否追踪了当地空气密度下的风能利用系数。

三、启动控制分析

除人为启动外,机组自动启动的条件分为依据风速或转速。依据风速和转速启动均需要风能达到一定的程度,与空气密度直接相关。后评估中需要评估风速或转速是否依据当地空气密度进行相关的修正。

总结

机组性能表现与风能资源情况息息相关。本文结合实际的风能资源阐述了空气密度、风切变、湍流强度对机组性能的影响,提出如何依据这三种参数进行功率曲线标准化,如何将机舱风速仪、风向标修正至相同的参考系,使其具备可比性的方法。 (作者单位:北京金风科创风电设备有限公司)



浩亭： 可靠的连接器保障风电机组平稳运行

本刊 | 孙一琳，张雪伟

风电机组的稳定运行离不开机组各个零部件的协同运转。连接器，作为连接风电机组众多部件的桥梁，具有提供风电信号、数据和动力传输的作用。虽然貌不惊人，却是风电行业的刚需，它的可靠和稳定对风电机组的平稳运行至关重要。在连接器领域，有一家企业深耕七十多年，拥有丰富的经验和先进的技术，这就是德国的浩亭技术集团（以下简称“浩亭”）。

浩亭于 1945 年从铁路行业起家，依靠高效稳定的连接和优质的服务获得了良好的口碑。2005 年携先进的技术和丰富的经验正式进入中国风电市场。作为一个 100% 控股的家族企业，浩亭的经营理念具有持续性和连贯性，并能针对市场变化迅速做出调整。来自德国总部的风电行

业经理金光海表示：“进入中国市场是一个重大决策，浩亭可以为自己的产品提供长期有效的支持。浩亭希望能加强与中国风电行业的合作交流，利用自身在连接器研发上的丰富经验，共同推进风电行业的可持续发展。”

在整个风电行业追求降本增效的情况下，模块化和数字化趋势愈加明显。风电机组使用的模块种类增多，需要使用连接器的场合也就越来越多。此外，在数字化趋势之下，风电行业需要处理的数据不断增加，有了更多数据传输的需求。“这是一个机遇。需求量增多了，同时对连接器的要求也更高了。”金光海向本刊记者介绍，“在浩亭模块化、数字化、定制化的理念下开发的连接解决方案和产品能很好地适应这些趋势，比如 Han-Modular® 系统，

还有为稳定传输而生的新型光纤旋转连接器。”

据悉，浩亭 Han-Modular® 系统将不同信号、数据和动力电缆集合到一个具有灵活接口的连接器上，建立了模块化连接器的市场标准。通过在标准规格工业连接器外壳内安装用于传输电、光和压缩空气等不同媒介的特定模块，帮助客户根据需求对机器及设备的连接器进行灵活性和扩展性配置。系统拥有超过 70 种模块化插芯，多种组合，能提供操作简便，灵活度极高的定制方案。

浩亭研发的新型光纤旋转连接器能够满足机舱和旋转轮毂之间以更快的速度交换大数据包的要求，为从机舱风电塔架到轮毂的整个系统提供端到端光纤网络连接，这种无故障快速传输能保障风电机组的平稳运行。

中国风电开发的重心正朝着中东南部陆上以及海上方向发展，这要求设备的稳定性、防震性、耐腐蚀性等要有更高的标准。浩亭在海上风电领域已经积累了几十年的行业应用经验，在海上风电领域市场占有率很高。就防震性能来说，以轨道交通起家的浩亭研发的连接器一般会达到铁路规定的加速度的标准，这一标准应用到风电行业自然能带来更高的稳定性。浩亭研发的 Han® 系列连接器采用独特的技术合成坚固的金属或复合材料外壳为内部提供保护，其外壳具备很高的耐腐蚀性能，可达到 IP68 防护等级，能有效防止湿气进入，满足较高的防护和密封要求。即使是在恶劣环境下，浩亭的产品依旧能维持最佳性能，这也是其在风电市场上得到客户广泛认可的关键原因。

工厂预制接线也是浩亭连接器能保持稳定运行的重要条件，将复杂的工作量留给有序、可管控的工厂，风电机组安装现场只留下最简单的对插操作。受安装现场接线操作空间狭小、环境恶劣等因素限制，会出现很多不可控的情况，给后期运维埋下隐患，而预制连线是最好的选择。工厂有成熟的安装环境，完整的测试设备，能保证线路的连接达到最佳状态，到现场用可插拔式连接器直接安装，方便快捷。

“浩亭不仅提供高质量的产品，更提供高效的定制服务。”金光海在提到浩亭的定制化服务理念时颇为自豪，“我们提供技术支持，从产品设计到物流的推进，可以帮助客户通过创新产品和高效流程持续提升竞争力。”在役风电机组技改是目前国内整机厂商面临的重要问题，需要针对机组暴露出的问题以及不足进行优化。浩亭可以根据客户的需求提供较为完整的解决方案。“比如某家整机厂商的风电机组最初使用的是电滑环，轮毂之间的连线原本都是

电信线，现在要增加光纤，希望仅仅增加一个接口，而不做其他改动。浩亭团队和客户具体沟通，设计图纸，确认之后生产样品，在现场安装试运行，成功后批量生产。”金光海说，“在专业分工的情况下，浩亭尽量在自己专业的方面做到最好，省去客户的时间和精力，使他们能够投入到自己的核心竞争力中，实现双赢。”浩亭从事连接器设计和生产七十余年，积累了丰富的应用经验，在设计的时候，可以规避很多隐患，贴合客户需求的同时，带来安全可靠的保障。

风电产业发展至今已经非常成熟了，但随着平价上网时代的来临，风电企业都在努力降低度电成本，降本增效方面仍有很大的进步空间。“拿连接器来说，虽然得到了广泛的应用，但在风电机组中还有很多可发挥的空间。”金光海为记者解释，“风电机组零部件的连接方式包括硬连接和可插拔式连接，硬连接多指采用焊接或端子排等方式的固定连接。可插拔连接器即常见的可以连接和断开的连接方式，具有极高的灵活性，便于运输，能减少安装时的停机时间及接线错误的风险。运维时有利于加快故障排除和维护的速度。”相较之下，硬连接更为死板。因此越来越多的整机厂商使用可插拔式连接器取代硬连接，未来插拔式连接器的使用将会更加普遍，对于完善风电机组也是有利的。

对整机厂商来说，一次性采购成本对于风电机组来讲不是最重要的，重点在于可以每天健康持续运行。除了考虑采购成本，还需要考虑后期的维护保养成本。金光海为记者算了一笔账，在初期增加一些投入，会降低很多运维所需的成本，自然会降低度电成本。“当线路运转出现问题时，整机厂商常常无法第一时间明确责任主体，延误维修时机，为此会带来不必要的损失。因此将连接组件外包，从电缆的选择，到连接器的选择，再到接线安装都外包给同一家公司，出现问题只需要联系一家公司即可。这样能避免相互推卸责任，迅速解决问题。”浩亭能利用集团技术的综合资源，提供包括预制电缆，以及全接线和测试以满足客户的需求，既保证了整体线路接入风电机组时的完整性，又为后期的维护提供了更为便捷的模式。

“风电行业是一个长跑。争取风电机组的高效平稳运行是元器件厂商和整机厂商的共同追求。”金光海表示，“浩亭希望用自己丰富的经验、精益求精的态度、全方位的服务与整机厂商共同提升风电机组的性能，推动风电产业的发展。”

虽然我国风电企业的国际化发展已经有了一定积累，并在近几年呈现加速之势，但仍与国外巨头存在明显差距。未来，国内风电企业应充分利用国家政策，依托自身优势，制定更为系统的“走出去”战略，进一步提高海外业务的比重。

我国企业参与海外风电市场情况分析

本刊 | 夏云峰

近些年，伴随实力的增强和经验的积累，在国家利好政策的支撑下，我国风电企业纷纷走出国门，在国际市场上谋求新的发展空间，行业的国际化呈现出新的特点。

整体现状概述

此前，我国风电企业对国际市场的开拓重点围绕风电机组销售展开。中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）（以下如无特别说明，数据来源均为CWEA）的数据显示，截至2017年，我国企业共向海外出口1707台风电机组，装机容量为3205.75MW。

梳理这一历程可以看出，虽然早在2007年我国风电机组出口就实现了“零”的突破，但2007—2010年的规模非常小，年平均出口容量不足

15MW。自2011年起，上述局面才被彻底打破，2011年、2012年的风电机组出口容量相继突破200MW和400MW，2013年更是达到2007—2017年期间的峰值，接近700MW。此后两年，出口规模大幅下滑，直到2016年才止住这个势头，出口容量迅速回升至528.5MW，2017年则进一步提高到641MW，连续两年保持稳步增长。由此来看，我国风电机组出口还存在一定波动性，这与国外市场的政策环境、我国市场的发展状况、国内企业的经营策略等因素密切相关。

近几年，在机组出口的基础上，我国风电企业的国际化内容日益丰富，基本形成了一条涵盖技术研发、开发建设、设备供应、检测认证、配套服务的业务链。

公开资料显示，金风科技、远景能源、明阳智能、三一重能、南高齿

等国内企业均在国外设立技术研发中心，布局的重点是美国、德国、丹麦、西班牙等风电成熟市场。依托这些海外机构，国内风电企业能够充分吸收欧美地区风电开发的丰富经验以及优良的人才、检测等软硬件环境，加快创新的迭代速度，为其更好地开拓国内和海外风电市场提供支撑。

在风电项目开发建设方面，活跃于国际市场的国内开发商仍以大型国有企业为主。其中，EPC是被广泛采用的一种开发模式，通常由国内开发企业与国内设备制造商和配套服务提供商抱团进行联合开发，比如中国电建承建的埃塞俄比亚阿达玛风电项目、龙源电力开发的南非德阿项目等。目前，项目股权收购的案例也有所增多，具有代表性的案例包括三峡集团收购德国Meerwind海上风电场、中广核收购英国Clover风电场和瑞典北极风

电项目、国华投资收购澳大利亚乌淖斯风电场和马斯洛风电场等。这被国内风电企业视为加快布局发达国家新能源市场以及获取欧美先进理念、技术以及经验的一种渠道。

近些年，我国风电行业国际化发展的另一大亮点是在国际多边互认体系建设方面实现重要突破。2017年4月，国际电工委员会可再生能源设备认证互认体系（IECRE）宣布，北京鉴衡认证中心成为IECRE认可的认证机构，并准许颁发IECRE证书，为国内企业参与国际竞争创造了更为有利的条件。IECRE是IEC（国际电工委员会）设立的全球可再生能源设备认证体系，其宗旨是：开发高质量的国际标准；建立和运作全球统一的可再生能源认证制度；推动认证结果在全球范围内的广泛采信，促进国际间贸易的便利化，实现一张证书，全球通行。自2017年起，IECRE认可的中国认证机构已经陆续为中国制造的风电机组颁发多张IECRE认证证书。

当然，虽然我国风电行业的国际化已经延伸到更多环节，但仅就目前而言，风电设备出口仍是其中的重中之重，因此，下面将着重对这部分的相关统计数据进行分析，从中梳理出我国风电行业“走出去”呈现出的一些特征。

企业所占份额

截至2017年，我国共有17家风电整机制造企业实现风电机组出口。其中，金风科技的累计出口规模最大，达到1640.75MW，占我国风电机组全部出口量的51.19%。并且自2013年以来，这家企业一直都是我国

最大的风电机组出口商，占比均超过41%，2017年更是高达62.32%。其次则为华锐风电、联合动力、三一重能、远景能源、东方风电和明阳智能，累计出口规模都高于100MW，在我国风电机组全部出口量中所占份额分别为11.89%、7.9%、7.64%、4.39%、4.27%、3.79%。

从近几年的发展走势来看，上述市场格局有可能将被打破。2015—2017年，除了金风科技、远景能源和中国海装保持快速增长外，多数企业的风电机组出口容量都出现大幅下滑，

华锐风电与三一重能更是连续三年“零出口”。这也是我国多数风电企业“走出去”时存在的通病，即机组出口容量主要集中在少数年份，对国外市场的开拓缺乏稳定性和系统性。

另一个主要问题则是企业的国际业务份额偏低。2017年，即使是金风科技，其机组出口的比重也仅为7.1%，其他企业的指标全部低于5%，并且多数企业的海外业务类型单一。因此，我国风电整机企业要实现真正意义上的全球化，还有很长的路要走。

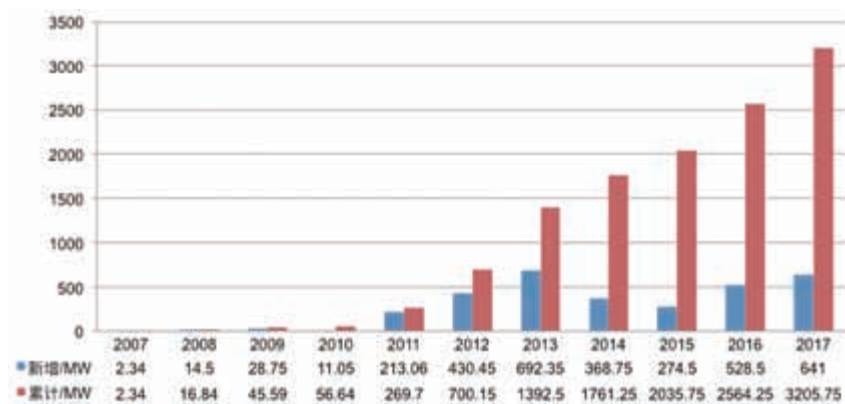


图1 2007—2017年我国风电机组出口容量

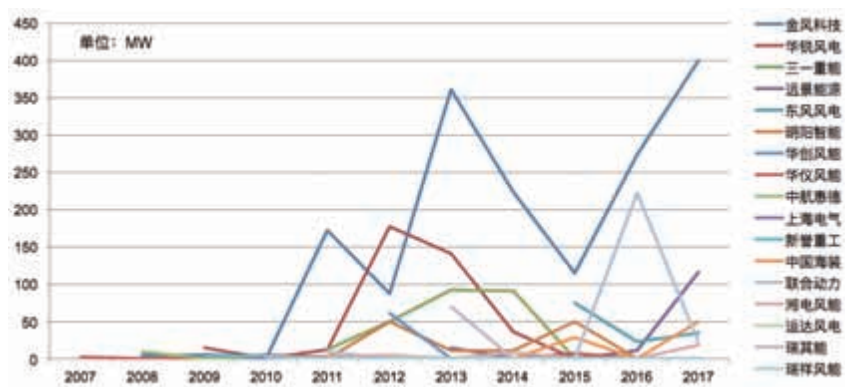


图2 2007—2017年国内企业风电机组出口量

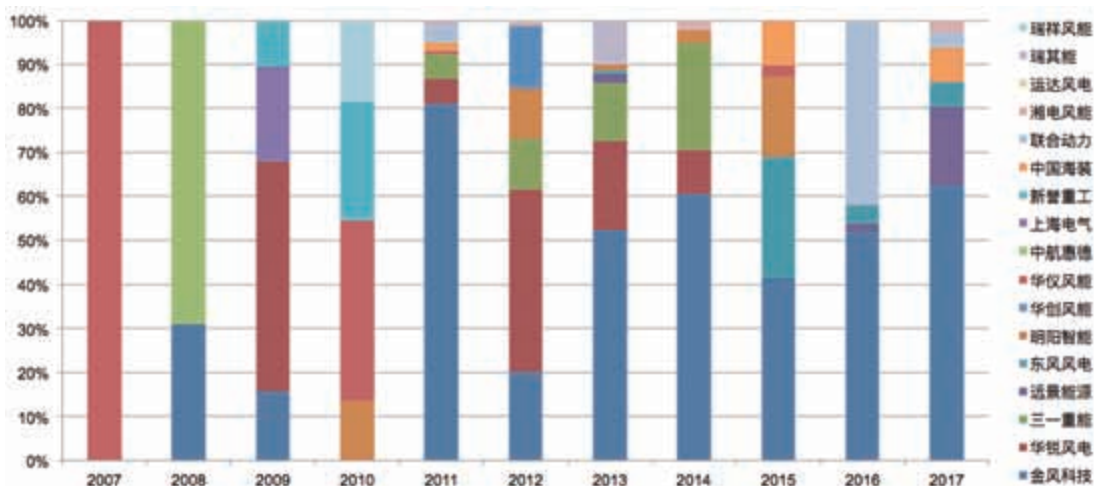


图3 2007—2017年国内企业风电机组出口量占比

出口机组类型

截至 2017 年，在我国全部出口风电机组中，1.5MW 机型的数量最多，占比 54.89%。其次为 2.5MW 机型，占比 26.65%。其他机型的份额都不足 10%。从 2011 年以来，1.5MW 机型的出口容量一直保持在较为稳定水平上，并于 2016 年达到 2007—2017 年期间的峰值——370.5MW。2.5MW 机型实现规模化出口则始于 2013 年，并在此后也保持相对稳定的出口规模。截至 2017 年，该机型的最大年度新增出口容量是 2017 年的 365MW。

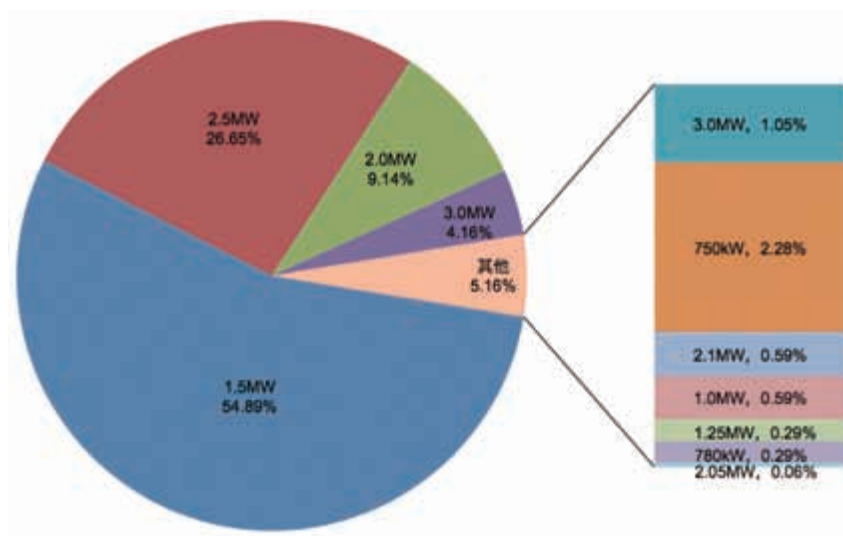


图4 不同机型的出口占比

在各机型供应商方面，出口 1.5MW 机型的国内整机企业包括金风科技、联合动力、华锐风电、三一重能以及明阳智能。而 2.5MW 机型的出口容量全部来自东方风电、金风科技、远景能源三家企业。

出口国家分析

整体而言，截至 2017 年，我

国风电机组共出口至 33 个国家。其中，出口美国的容量最大，达到 552.25MW，占全部累计出口容量的 17.22%，这部分装机主要来自于金风科技和三一重能。累计出口容量在 300~500MW 之间的地区包括巴基斯坦和澳大利亚，两者的占比分别为 13.31%、11.23%。出口至南非、巴拿马和埃塞俄比亚的装机规模则都超过

了 200MW。

从企业角度来看，除了金风科技的机组出口国数量达到 15 个国家，市场布局较为均衡外，其他企业的出口国数量都相对偏少，多数在 5 个以下。与维斯塔斯、西门子·歌美飒等国外巨头的机组遍布全球数十个国家和地区相比，我国风电企业的国际化业务分布还存在很大差距。

表1 截至2017年我国风电机组出口地区分布

国家	台数	容量/MW
美国	288	552.25
巴基斯坦	276	426.5
澳大利亚	156	360
南非	181	298.5
巴拿马	108	270
埃塞俄比亚	136	204
瑞典	51	133.5
土耳其	86	123.75
泰国	46	112
意大利	35	91.5
其他	344	633.35
总计	1707	3205.35

表2 我国风电整机企业的机组出口地区分布

制造企业	出口国家	已发运台数	已发运容量/MW
金风科技	澳大利亚	156	360
	美国	185	335.5
	巴基斯坦	218	327
	巴拿马	108	270
	泰国	39	97.5
	埃塞俄比亚	34	51
	智利	29	50.5
	罗马尼亚	20	50
	菲律宾	16	40
	法国	25	18.75
	厄瓜多尔	11	16.5
	土耳其	14	15.75
	古巴	6	4.5
	玻利维亚	2	3
	乌兹别克斯坦	1	0.75
金风科技 汇总		864	1640.75

(转下页)

(接上页)

制造企业	出口国家	已发运台数	已发运容量/MW
华锐风电	土耳其	72	108
	意大利	35	91.5
	南非	18	54
	西班牙	12	36
	瑞典	12	36
	巴西	23	34.5
	印度	10	15
	美国	4	6
华锐风电 汇总		186	381
联合动力	南非	163	244.5
	美国	6	9
联合动力 汇总		169	253.5
三一重能	埃塞俄比亚	102	153
	美国	46	92
三一重能 汇总		148	245
远景能源	丹麦	1	3.6
	黑山共和国	23	46
	墨西哥	28	70
	智利	10	21
远景能源 汇总		62	140.6
东方风电	瑞典	39	97.5
	俄罗斯	14	35
	芬兰	3	4.5
东方风电 汇总		56	137
明阳智能	巴基斯坦	33	49.5
	保加利亚	33	49.5
	印度	14	21
	美国	1	1.5
明阳智能 汇总		81	121.5
其他		141	285.9
总计		1707	3205.25

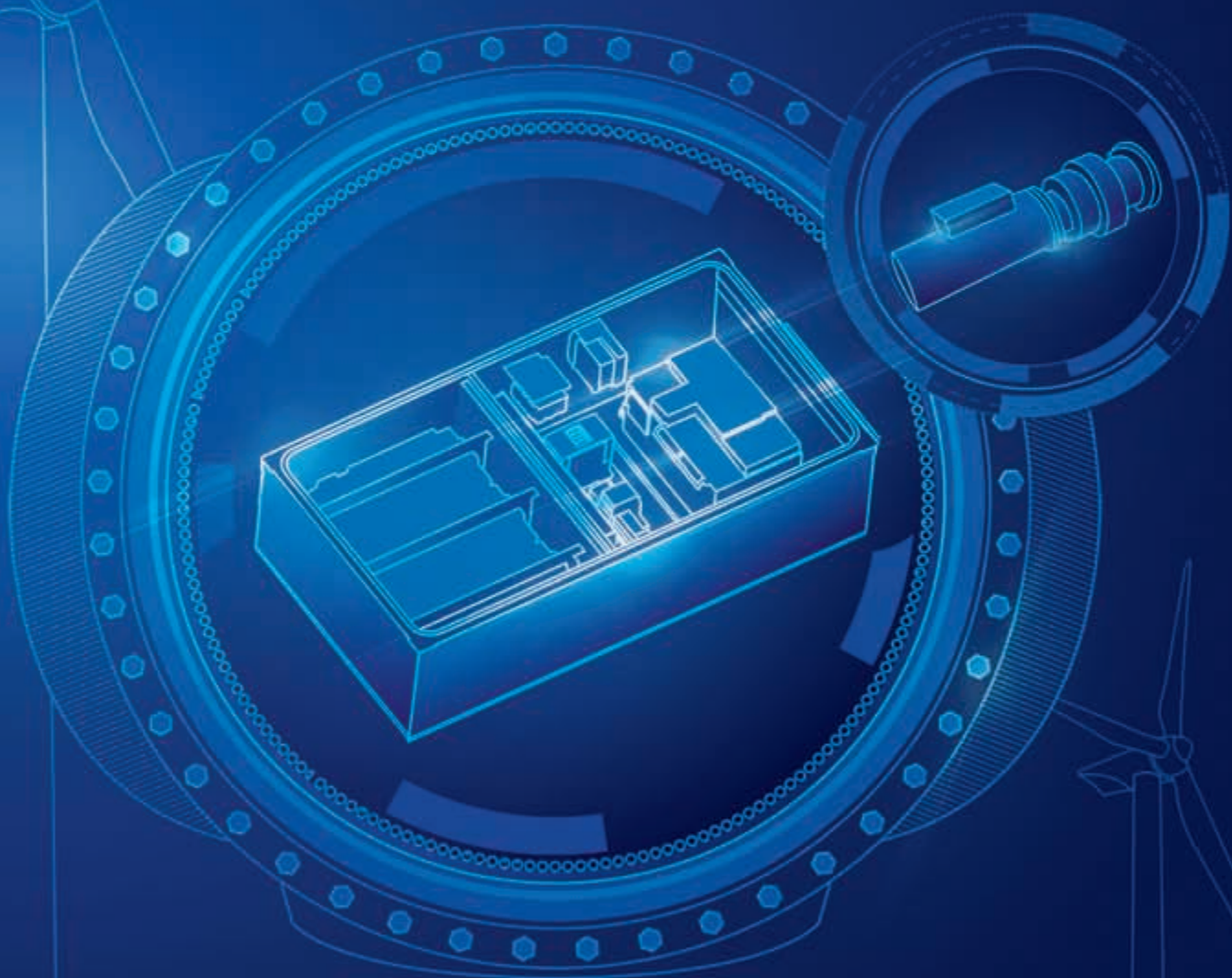
通过大力开拓国际市场，企业不仅可以充分利用全球资源加速创新，还能够优化业务布局，增强风险防范能力。显然，在这方面，国内风电企

业还很多工作要做。目前，国家正在积极推进“一带一路”倡议，这也为我国风电产业加快“走出去”提供了绝佳机遇。国内企业应该结合自身优

势，制定更为系统的国际化战略，进一步提高海外业务的比重，带动我国风电设备和标准等进入更多的国家与地区。✎

让电力生产更

安全、高效、智能化



CE GL

ISO 9001 质量体系认证

北京华电天仁电力控制技术有限公司

地址 / Add : 北京市海淀区西四环中路16号院1号楼

电话 / Tel : 010-57658000

网址 / Web : www.gdtianren.com

在技术进步的推动下，全球海上风电产业的发展速度逐步加快，亚洲国家也在积极制定各自的开发规划，中国、印度、韩国等都确立了雄心勃勃的发展目标。预计到 2030 年，这一地区的海上风电装机有望达到 1 亿千瓦，会大量替代煤炭的使用。

海上风电 为亚洲地区减少煤炭使用带来机遇

文 | Tim Buckley, Kashish Shah

编译 | 夏云峰

成本的加速下降助推着风能和太阳能产业的发展，为全球能源转型进程注入了前所未有的动力。技术进步、金融创新、规模经济所带来的益处可在再生能源行业日趋显现。能源经济与金融分析研究所（The Institute for Energy Economics and Financial Analysis, IEEFA）预计，相似的趋势将在目前尚未得到充分挖掘的海上风电领域再度上演，未来十年，全球海上风电市场的年度规模会达到 200 亿~300 亿美元。该机构致力于推动在全球范围内构建多样化、可持续以及可负担的能源经济。

海上风电的大规模开发为亚洲新兴市场提供了一次难得机遇，帮助其到 2030 年进一步降低对煤电的过度依赖。

后者属于污染严重、缺乏灵活性的发电方式，并且所用原料多为进口而来。

近年来，海上风电机组的技术取得长足进步：风轮直径从 80 米增加到 164 米；单机容量也实现翻倍，从 2012 年的 1~2MW 扩大至现在的 4~6MW，并且依然保持着这种趋势。西门子·歌美飒等巨头计划在 2024 年前研发 10~14MW 的机型。

在这些技术进步的推动下，再加上从海洋、汽车、造船等行业习得经验，全球海上风电产业的成本在过去十年中大幅下降。现如今，这种发电技术的成本已经越来越接近于陆上风电，并且它还具有项目规模大、接近沿海城市这样的负荷中心等独特优势。

据彭博新能源财经（BNEF）测算，

2017—2030 年，全球海上风电市场会保持 16% 的复合年增长率，2030 年的规模将达到 1.15 亿千瓦，是 2017 年的 6 倍。IEEFA 认为，这个预测可能低估了亚洲地区海上风电的巨大发展潜力。

到目前为止，欧洲一直是全球最大的海上风电市场，在全球的 1881 万千瓦装机中占 84%。2017 年，该地区新增装机达到创纪录的 430 万千瓦。

2017 年，德国的三个海上风电项目招标（装机 138 万千瓦）中报出了零补贴的价格，它们有望在 2023—2025 年并网发电。2018 年上半年，风电开发商 Vattenfall 中标荷兰的首个零补贴海上风电项目招标，装机规模为 75 万千瓦。

过去的十年中，欧洲一直为海上风电的研究、开发和应用提供资助，并陆续出台政策推动成本下降。IEEFA认为，未来十年，亚洲地区的中国、印度、韩国、中国台湾和越南会从欧洲经验中受益，实现各自海上风电产业的快速发展。事实上，彭博新能源财经预计，在2022年前，中国的海上风电装机规模会超过英国。

中国制定了雄心勃勃的海上风电开发规划：到2020年，装机规模达到1000万千瓦。虽然该目标能否实现还有待观察，但近两年的装机速度已经明显加快。全球风能理事会（GWEC）的数据显示，2017年，中国海上风电累计装机容量为278.8万千瓦。而据相关机构预测，2030年，这一规模将达到3000万千瓦，并且装机速度会进一步加快。这些机组将向中国沿海的经济中心输送源源不断的清洁电力。

今年8月，中国国有公共事业公司三峡集团宣布，其在广东阳江海域规划建设的一座40万千瓦海上风电场已经获得核准，这将是三峡集团获准在该省建设的第三座海上风电项目。

韩国政府也在积极行动。该国的目标是到2030年开发1800万千瓦的海上风电，其中的400万千瓦已经处

于规划中。作为规划的一部分，今年6月，有媒体报道称，可再生能源投资企业Macquarie Capital已经围绕联合韩国本土开发商Gyeongbuk建设一个100万千瓦的海上风电项目展开调查。

印度打算到2027年使本国的可再生能源装机达到2.75亿千瓦，这也吸引了全球的目光。在海上风电开发方面，该国确定的目标是到2022年，装机达到500万千瓦；到2030年，进一步增加至3000万千瓦。今年的4月，印度新能源和可再生能源部就在该国西部海域开发100万千瓦的海上风电项目对外征求意见，结果反响强烈，共有三十多个公司做出回应，包括Sterlite Power Grid、Inox Wind、Suzlon Energy、Mytrah Energy等印度本土风电巨头以及Orsted、Alfanar、Deep Water Structures、EON Climate & Renewable、Terraform Global、Macquarie Group、壳牌和Senvion等国外知名企业。

菲律宾、印度尼西亚和越南等其他亚洲市场同样规划了各自的海上风电发展目标，但由于这些国家正在着力发展陆上风电，海上风电开发可能会滞后。

综合来看，亚洲各国规划的2030年海上风电开发目标达到1亿千瓦。伴随着机组发电容量的逐步提升，海上风电的发电成本将不断下降，有望达到与陆上风电同等的成本效率（cost efficiency）。此外，漂浮式海上风电的成功商业化也将推动亚洲地区海上风电产业的发展。虽然有这么多的利好条件，但是要实现2030年的1亿千瓦目标，仍是一项非常艰巨的任务。

欧洲的经验表明，海上风电装机容量利用率（capacity utilisation rate）可以达到55%。在这种情况下，如果到2030年亚洲地区可以开发7000万千瓦的海上风电，就能够每年代替3亿~3.5亿吨煤炭。

在亚洲，海上风电产业的发展仍处于初期阶段。考虑到在海上吊装风电机组十分困难，开发商应该从开发小型项目做起。只有当安装的数据积累得足够多时，项目开发的不确定性才会被消除。

政府必须制定细致的规划，从而使电网建设跟得上海上风电加速发展的步伐。海上风电是一种十分有价值的新型电源，可以帮助具备资源条件的国家转向更可靠、便宜和清洁的能源经济。☒ (编译自 IEEFA 官网)



摄影：梁夫勤

由于种种原因，被寄予厚望的美国 Wind Catcher 大型风电项目遭遇搁浅。而从更宏观的角度来看，美国风电产业仍在“全速前进”，在消费者和开发商纷纷利用税收优惠的背景下，美国风电市场并未显现出疲软的迹象。

无惧挫折 美国风电“全速前进”

编译 | 孙一琳

Wind Catcher大型风电项目搁浅

当地时间8月5—11日，美国举行了“风电周”（Wind Week）的多项庆祝活动。当前，全美风电行业有10.5万名从业人员，在建的风电场数量远超以往。美国风电行业值得庆祝的事情确实有很多，而业内近期发生的一次挫折也值得注意。

按照计划，美国电力公司（American Electric Power）的 Wind Catcher 风电项目将成为全美最大的风电项目，而且大幅领先于其他项目。该项目装机容量200万千瓦，耗资45亿美元，会为美国中南部1100万用户提供俄克拉荷马州的风电。

除800台风电机组外，Wind Catcher 项目还需建设360英里（约合579.36千米）长的输电线，从风电场一路延伸至塔尔萨、俄克拉荷马。

这一计划却遭到了当地的反对——建设输电线需斥资16亿美元，项目成本骤然增高，管理人员对此也较为谨慎。

有咨询机构的分析师评论道，“这是个大胆的计划。项目庞大、雄心勃勃，离成功很近，但是有点过火。”在他看来，这一项目将为美国带来十年来价格最低廉的风电。除此之外，美国电力公司并未充分证明 Wind Catcher 项目的必要性。

Wind Catcher 项目深陷政治、管理、市场难题，且七月末美国电力公司宣布退出该计划。在此之前，德克萨斯的城市管理人员表示，Wind Catcher 项目没有为纳税人提供足够的福利，不予批准。

该咨询机构在最新的北美风电展望报告中写道，未来三年，美国预计将新建风电装机3200万千瓦。包括 Wind Catcher 在内，2020年将新增风电装机1300万千瓦。

上述分析师表示，Wind Catcher 项目不太可能被多个小型项目取代，毕竟300多英里的输电线对形成供电能力至关重要。因此，除非 Wind Catcher 项目重新列入计划，否则美国2020年的风电产能可能只有1100万千瓦左右。

此外，随着成本逐年降低，外加美国政府延长生产税优惠，2020年将成为风电项目成本的“甜蜜期”。因此，相关咨询机构预测，由于开发商会在2021年减少生产税优惠前充分利用优惠，接下来几年里，风电产业将迅猛发展。整个风电行业仍在“全速前进”。

苹果公司和太平洋电力公司的新项目

虽然 Wind Catcher 搁浅，在消费者和开发商纷纷利用税收优惠的背景下，美国其余风电市场并未显现

出疲软的迹象。正如分析师预计，最近激励政策出台，开发商正在争取建设美国最大的近海风电项目，电价为 0.074 美元 / 千瓦时起。

企业也纷纷参与其中。就在“风电周”中，苹果公司行动较快，与瑞士再保险公司 (Swiss Re)、云服务供应商阿卡迈技术公司 (Akamai)、电子商务公司 Etsy 签署协议，在伊利诺伊州和弗吉尼亚州新建两家风力和太阳能发电项目。这两个项目将给为美国东部大部分地区供电的 PJM 电网提供 29 万千瓦发电容量。

此前，这三家公司争取在 PJM 辖区开发大型可再生能源项目，而通过与苹果合作，它们能够获取具有优惠条款的可再生能源供电。

在碳补偿供应商三度公司 (3Degrees) 的技术支持下，苹果公司与三家合作伙伴将共同从芝加哥附近的一家风电场购买 12.5 万千瓦发电装机、从弗雷德里克斯堡外的一家太阳能发电站购买 16.5 万千瓦发电装机。这两个电站项目分别由 sPower 公司和 Geronimo 能源公司开发。

越来越多的供电公司开始直接投资风电。在美国电力公司的 Wind Catcher 大型风电项目遭遇挫折的同一月份，太平洋电力公司得以领先，率先大力发展风电组合。

7 月 20 日，经爱达荷州公用事业委员会批准，太平洋电力公司旗下的洛基山电力公司可在怀俄明州新建三座风电场，总装机容量 115 万千瓦。该委员会同时批准在怀俄明州建设 140 英里长的高压输电线，重新传输现有的 90 万千瓦电力。

爱达荷州是太平洋电力公司六州服务区中最后一个需要签署风电扩张协议的州，该协议是其“能源愿景

2020”计划的一部分。开发新风电项目后，太平洋电力公司自有及协议风电产能将增加 60%，运行后产出电力可供 40 万个普通家庭使用。

据估计，其能源展望 2020 项目的总投资将略高于 30 亿美元，较洛基山电力公司最初预想的 35 亿美元有所减少。投入之所以会减少，是因为利用竞争性采购程序后，项目规模缩减、成本降低。

这一项目若在 2020 年前完成，洛基山电力公司将实现太平洋电力公司的全部效益。如项目任何部分未达标，爱达荷州公用事业委员会要求供电公司自行承担风险。

尽管洛基山电力公司提供了大量有力的证据证明这个项目一旦投入建设并成功运行，客户将获得很好的效益，但是监管机构认为，由于这一说辞本质上是为了利益，而非完全旨在提供安全可靠的服务，这项业务决策所包含的风险不应完全由纳税人承担。

前述分析师表示，太平洋电力公司与美国电力公司风电项目的主要区别之一在于，Wind Catcher 直接为塔尔萨供电，而太平洋电力公司的项目则是服务西部的大型风电项目的子项目。Wind Catcher 很难向其他州的监管机构证明，该项目对其他州的纳税人也有好处。

供电公司成为强大的市场推动力

上述分析师表示，供电公司拥有的实行估价基数制 (rate-basing) 的风电项目尚处起步阶段。而且，由于其主要是围绕价格和日渐降低的生产税优惠而展开的，部分监管机构犹豫是否要支持这些项目。但情况已经开始发生转变，这有益于风电产业的长

期发展。

前述分析师表示，“由于经济不断发展，天然气价格和批发价格会在 2022 年左右增长，越来越多的供电公司会愿意直接购买风电，并实行估价基数制。他们能在公用事业委员会面前推销自己的项目，而不会像 Wind Catcher 一样。比如说，他们会说：‘我们需要这些电力，这可不只是市场驱动。’”

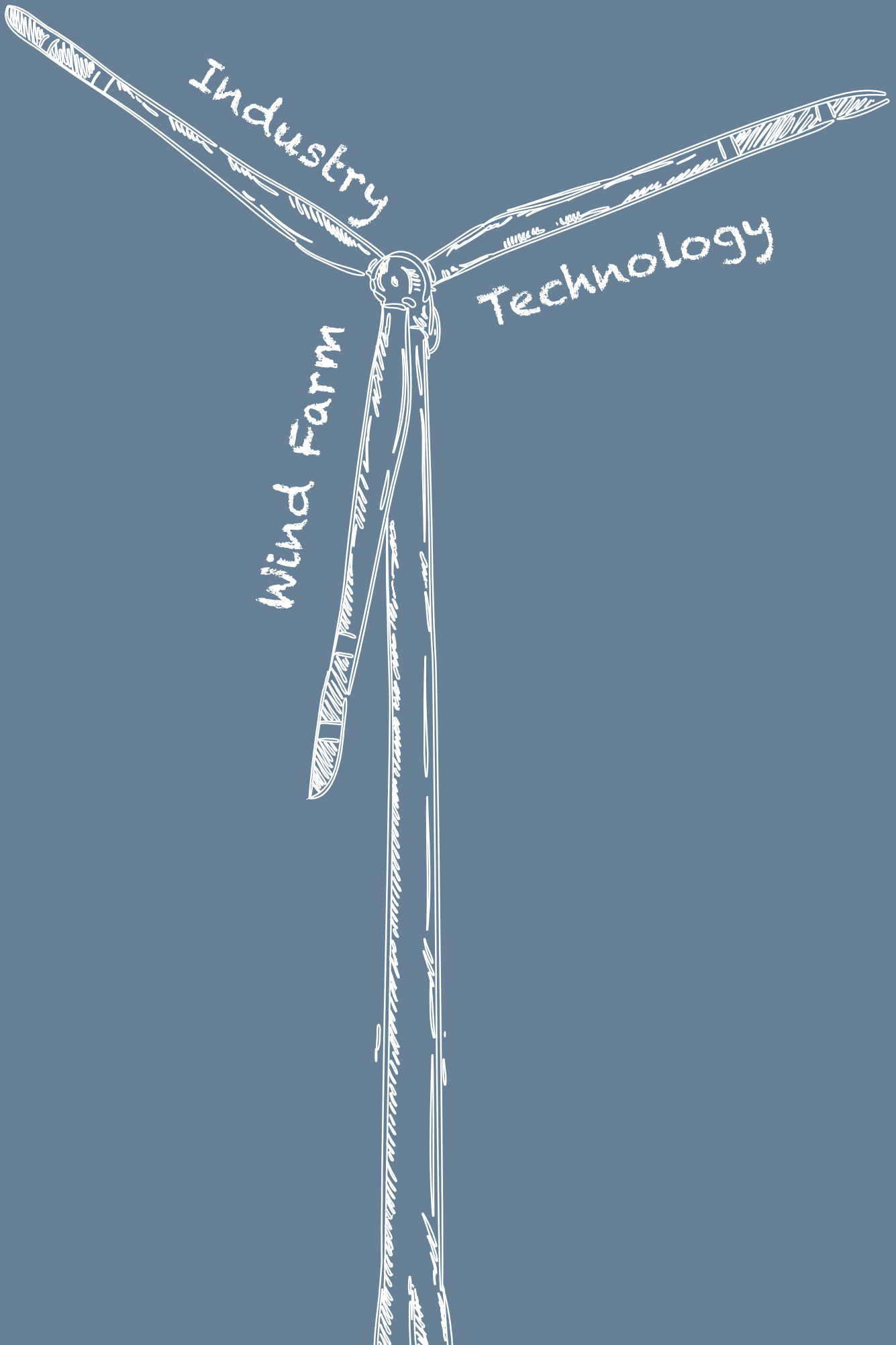
如果现在弃用化石燃料的趋势继续下去，美国供电企业似乎越来越有可能寻求新能源，风电也会愈加热门。供电公司在国税局 2016 年末宣布延长生产税优惠后，立刻开展行动。

有分析师表示，到那时，风电价格将足够低，供电公司可以在公用事业委员会批准项目前就开始行动，项目也不会得不到批准。在税收激励政策下，供电公司可以合并项目，帮助公司通过各州公用事业委员会的批准流程，毕竟这事儿快不了。

有咨询机构预计，2021 年在风能资源充足的州建设项目，可获取 80% 的生产税优惠，这对供电公司还有其他好处：与太阳能和天然气发电相比，风电的性价比会更高。如成本继续降低，这一优势可能会保持到 2022 年，甚至 2022 年以后。

前述分析师说，“供电公司是强大的市场推动力，因为公司需求与市场活力的联系不是那么紧密。”

苹果公司等商业及工业消费群体关注批发价格，因为他们认为，可再生能源交易可对冲未来的高价格。太平洋电力公司等电力公司主导发展的项目潜力很大，有望在未来几年稳定美国风电市场，而稳定的大方向正是美国风电市场所需要的。 (编译自 www.greentechmedia.com)



Industry

Technology

Wind Farm

产业

分散式风电经济效益探讨
中国千万千瓦级风电基地规划与发展

风电场

竞价时代的大基地风能资源评估技术
风电场机组运行异常监测系统研究
复杂山地项目风能资源设计后评价探讨
某山地风电场风能资源后评估分析

技术

浅谈风力发电海上升压站正压送风系统设计方法
风电箱变绝缘油综合故障诊断方法及其界面化程序开发
风电混凝土塔筒体外预应力锚固体体系的研究及应用
双馈风力发电机滑环、碳刷故障分析及解决措施探讨
风速不确定度的分析和计算

分散式风电经济效益探讨

文 | 黄冬明, 封延松, 丁逸枫, 杨丽琴, 申悦辰, 莫海宁

分散式风电的概念自 2009 年提出以来, 国家陆续出台了一系列政策扶持分散式风电发展。依据国家能源局的规定, 分散式风电项目是指位于负荷中心附近, 不以大规模远距离输送为目的, 所产生的电力就近接入当地电网进行消纳的风电项目。2018 年补充规定了分散式风电项目是指所产生电力可自用, 也可上网且在配电系统平衡调节的风电项目。分散式风电项目开发建设应按照“统筹规划、分步实施、本地平衡、就近消纳”的总体原则推进。

发展分散式风电将有助于解决大规模风电接入电网的安全性问题; 分散式风电项目临近负荷中心, 利于消纳, 因此就能有效地避免“弃风”问题; 解决了远距离输送电力带来的能源损耗问题; 不占用指标额度, 由各省单独审批; 一般不新建高压升电站, 按就近消纳原则, 节省输电线路和设备投资, 可减少变压损耗; 装机容量较小, 占地面积小, 建设周期短, 选址较灵活等。因此, 分散式风电开发正逐渐成为风电产业新的增长点。

本文主要论述了分散式风电场开发流程、约束条件以及关键问题; 结合两个分散式风电场, 分析了关键技术并进行了经济评价; 通过对比分析, 提出了分散式风电场开发的七大策略和相关建议。

关键因素

虽然“分散式风电”的概念早在 2009 年就已提出, 并且从 2011 年开始, 国家也陆续出台一系列政策支持分散式风电发展, 由于种种因素的阻碍, 政策的发布并未带来期待的结果。经过仔细梳理, 发现分散式风电开发滞后与多种因素相关。

一、开发流程

按照开发流程, 可分为风能资源的前期勘测、接入条件和消纳能力调查、机组选型、成本控制 4 个关键点。

(一) 风能资源的前期勘测

风电开发企业应对拟选区域的风能资源进行评估, 可通过测风塔、场外塔、气象站数据、中尺度数据等进行分析, 熟悉场区风能资源情况。可以将传统测风塔测风数据与激光雷达多点测风数据建立相关性, 减少测风塔数量, 从而在保证准确评估风能资源的前提下, 降低成本; 另外, 可以发展中尺度仿真模式, 对整场风能资源进行降尺度分析。

(二) 接入条件的调查

分散式风电接入电压等级应为 110 千伏及以下, 并在 110 千伏及以下电压等级内消纳, 不向 110 千伏的上一级电压等级电网反送电。因此电网接入条件决定了分散式风电开发规模, 项目开发企业应充分对拟开发区域的 110kV 及以下接入线路、位置及容量

进行调查, 确定合理的开发容量, 最佳的电缆敷设方式。在高耗电企业周边建设分散式电场, 以便靠近负荷, 就近消纳; 靠近集中式风电场, 利用现有升压、输配电设施, 避免输电线路重复投资, 从速并入电网, 降低项目投资成本。

(三) 机组选型

与集中式风电开发不同, 分散式风电装机规模小, 机组选型尤为重要。应根据不同地形、资源及建设条件等情况合理选择机型, 不仅要考虑机组与电网的协调性、机组的适应性, 更需要结合建设条件、施工成本、监测系统及后期运维等进行综合考虑。在保证安全运行和全生命周期可靠性的前提下, 通过优化配置, 降低机型成本; 采用大叶轮、大兆瓦机型, 捕捉更多风能, 增加收入。

(四) 成本控制

项目投资成本是影响分散式风电开发的重要因素。开发企业应从机组选型、道路建设、施工组织等多方面对成本进行控制, 合理开发资源的同时, 提高项目收益。合理优化配置, 降低机型成本。

选用大兆瓦机型, 降低单位兆瓦成本; 与当地政府和村民合作, 简化流程, 降低基建、征地成本, 以及实际操作中会遇到的额外支出, 例如与当地政府和村民协商征地费用, 集电线路占地采用“只补不征”模式。

二、约束条件

国家正式发布鼓励分散式风电政策已多年，分散式风电市场一直未见起色，目前多数已建成投运的示范项目，发展成效并不显著。虽然有政策助力，但仍存在征地成本高、并网接入难、投资收益差、定义不明晰等难题。

（一）技术方面

分散式风电项目呈现多样化，对机组的适应性提出了个性化要求，整机厂商对市场研究不足，尤其是在定制化风电机组标准方面比较欠缺，需要企业加大技术创新力度。

（二）观念方面

风电开发思路的转变，不是简单的建设模式的变化，而是风电行业的深层次理念转变。

三、困难来源

笔者认为，限制分散式风电项目开发的关键性因素按照困难来源可以分为企业因素和非企业因素两方面：

（一）企业方面的原因

（1）开发成本相对较高。分散式接入风电项目容量较小，单位开发成本相对较高。另外，分散式风电的开发，主要是利用低风速资源，但适用于低风速地区的风电机组制造成本也相对更高。《城镇土地使用税暂行条例》第四条规定，土地使用税每平方米年税额如下：大城市 1.5 元至 30 元；中等城市 1.2 元至 24 元；小城市 0.9 元至 18 元；县城、建制镇、工矿区 0.6 元至 12 元。

（2）国内风电投资主体单一，绝大部分是国有企业，对投资少、规模小的分散式风电投资积极性不高。

（3）未能形成较为完善的分散式风电技术标准体系和管理规范来指导分散式风电的整体开发工作。

（4）非技术成本高。

土地：农用地转为建设用地，土地成本上涨较快；

开发周期长：土地性质涉及诸如国土、林业、水利、交通等多部门，管理界限存在交叉，对土地性质的界定又存在不同，风电开发企业需与政府部门协调确认，开发周期拉长。

（二）非企业方面的原因

（1）分散式风电概念定义不明确，目前的定义过于宽泛，容易导致各方认识上出现分歧。相对大型集中风电项目，分散式风电，投入产出比会严重失衡，需要提供更多的公共服务。

（2）部门协调、征地等难题较多，审批环节复杂，项目建设也缺少可借鉴的经验。各省区分散式风电规划编制和电力消纳研究滞后，有关部门引导不够。

（3）分散式风电的推动没有和县域经济的发展结合起来，尤其是和广大农村、农户的利益没有切实结合起来，未得到地方有关部门支持。

（4）环保与水保工作因素。在建设中确实给当地造成了一定的生态破坏，这直接导致部分省份收紧了风电开发政策。

（5）补贴机制不够完善，主要体现在补贴资金缺口持续扩大，补贴拖欠周期长。

案例分析

为了更好的理解分散式风电，下文以案例来进行分析。

如何筛选案例呢？分散式风电相对集中式有较大的不同：（1）找负荷：配电网和用户的消纳是判断项目可行的标准之一，分散式风电在 110 千伏及以下电压等级消纳，向更高电压等级输送的“分散式”不是分散式。中东部区域有电力负荷稳定的工业园区、

产业园区、大型工厂乃至经济技术开发区和高新技术产业开发区，这些区域是分散式风电的理想用户；（2）开发商可用本公司的自有用地或租用其他公司土地，采用“自发自用，余电上网”；（3）快速准确估算风资源，土地紧张，立塔测风成本高，以海量数据和云计算估算风资源：基于中尺度数值与小尺度数值模式，结合邻近测风塔数据进行模拟校核；（4）选择适宜的风电机组：智能风电机组，低风速风电机组；（5）单个打捆项目的规模不超过 5 万千瓦。

根据以上 5 条分散式的特点，筛选项目 A 和项目 B 进行分析。

A 项目：该风电场位于中国东部平原地带，靠近用户，测风塔 100 米高度年平均风速为 5.15 m/s，风功率密度为 131.8W/m²；测风塔 50 米高度年平均风速为 3.88m/s，风功率密度为 59.95W/m²。混凝土塔架高 120 米，单台容量 3.0MW 机组共 3 台，年等效满负荷小时数为 1739 小时。风电机组出口电压 690V。上网电价：风电场属于四类资源区，含税电价为 0.57 元/千瓦时。

B 项目：该风电场位于中国东部平原地带，靠近用户，100 米高度年平均风速为 5.17m/s，平均海拔 3~5 米。塔筒采用 140 米柔塔，单台容量 3.0MW 机组共 3 台，年等效满负荷小时数为 1705 小时。风电机组出口电压 10kV。自发自用含税电价为 0.6 元/千瓦时。

一、项目经济评价

结合分散式风电的特点，综合运用项目经济评价理论，构建适用于分散式风电的财务评价模型，计算项目投资的投资回收期、净现值、内部收益率，进行敏感性分析。

（一）财务评价依据

关于概算编制原则及依据，执行国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011—2011）及配套《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010—2011）。主要系统特征及工程量由各专业设计人员提供，包括：发电量、机组选型、风电机组基础设计、电气系统规格、控制系统规格、消防系统等。主要设备价格、材料价格、施工成本、其他费用等数据，通过询价或参考以往项目案例的数值确定。

依据国家能源局发布的《风电场项目经济评价规范》（NBT 31085—2016），国家发展改革委、建设部发改投资[2006]1325号文《关于印发建设项目经济评价方法与参数（第三版）的通知》以及国家颁发现行的有关财、税规定，进行费用和效益计算，考察项目的获利能力、清偿能力等财务状况，以判断项目在财务上的可行性。

（二）评价基础数据

资金筹措与贷款条件：资本金占项目总投资的20%，其余贷款年利率为4.9%；流动资金按30元/千瓦估算，其中30%为铺底流动资金，70%为贷款，贷款年利率为4.35%。计算期21年，其中建设期半年。折旧年限15年。固定资产残值比例为5%。电场定员5人，人均年工资10万元，福利劳保系数为63%，材料费20元/千瓦，其他费用30元/千瓦。

（三）财务评价结果

项目A：全投资所得税后的内部收益率为6.8%，回收期为11.20年；资本金内部收益率为11.22%；度电成本为0.38元/千瓦时。

项目B：全投资所得税后的内部收益率为6.71%，回收期为11.27年；资本金内部收益率为10.94%；度电成

表1 项目A敏感性分析表

敏感因子	数值	变化幅度 (%)	全部投资内部收益率 (税后) (%)	全部投资财务净现值 (税后) (万元)	自有资金内部收益率 (%)	自有资金财务净现值 (万元)
工程静态总投资 (万元)	5957	-10.00	8.31	998	16.73	918
	6288	-5.00	7.52	689	13.78	658
	6950	5.00	6.13	62	8.98	130
	7281	10.00	5.50	-256	7.02	-138
含税电价 (元/千瓦时)	0.51	-10.00	5.18	-381	6.06	-252
	0.54	-5.00	6.00	2	8.60	75
	0.60	5.00	7.57	748	13.94	712
	0.63	10.00	8.32	1117	16.77	1026
年等效满负荷 (小时)	1565	-10.00	5.18	-381	6.06	-252
	1652	-5.00	6.00	2	8.60	75
	1826	5.00	7.57	748	13.94	712
	1913	10.00	8.32	1117	16.77	1026
长期贷款利率 (%)	4.4	-10.00	6.80	379	12.32	520
	4.7	-5.00	6.80	379	11.77	459
	5.1	5.00	6.80	376	10.67	332
	5.4	10.00	6.79	375	10.13	268

表2 项目B敏感性分析表

敏感因子	数值	变化幅度 (%)	全部投资内部收益率 (税后) (%)	全部投资财务净现值 (税后) (万元)	自有资金内部收益率 (%)	自有资金财务净现值 (万元)
工程静态总投资 (万元)	6226	-10.00	8.21	999	16.37	926
	6572	-5.00	7.43	676	13.46	654
	7264	5.00	6.04	20	8.73	101
	7610	10.00	5.41	-312	6.79	-179
含税电价 (元/千瓦时)	0.54	-10.00	5.10	-435	5.87	-290
	0.57	-5.00	5.92	-38	8.36	48
	0.63	5.00	7.47	733	13.60	706
	0.66	10.00	8.22	1114	16.37	1030
年等效满负荷 (小时)	1535	-10.00	5.10	-435	5.87	-290
	1620	-5.00	5.92	-38	8.36	48
	1790	5.00	7.47	733	13.60	706
	1876	10.00	8.22	1114	16.37	1030
长期贷款利率 (%)	4.4	-10.00	6.71	352	12.03	510
	4.7	-5.00	6.71	352	11.48	445
	5.1	5.00	6.71	349	10.39	313
	5.4	10.00	6.70	347	9.86	246

本为 0.4 元/千瓦时。

从敏感性分析表中可以看出，对收益影响比较大的因素依次为投资、电价、发电利用小时数、风电机组价格、贷款利率。为了提高收益，在选择项目时，应优先选择用户用电量且电价高的地方；在前期分析风能资源时，应精准计算，防止误差导致的效益减少；在施工中，应落实资金筹措计划，在建设中加强管理，控制投资的增加，确保工程如期发电。

二、项目A和项目B对比

（一）风能资源情况

A 项目，测风塔 100 米高度年平均风速为 5.15 m/s，风能资源具有一定的开发价值。

B 项目，该分散式风电场的平均风速在 100 米高度约为 5.17m/s，在 140 米高度平均风速能够达到 5.69m/s，平均海拔 3~5 米，风能资源有一定的开发价值。

（二）商务模式及收益率

A 项目采用全额上网模式，电价为 0.57 元/千瓦时；B 项目采用发自用模式，电价为 0.60 元/千瓦时。A 项目、B 项目资本金内部收益率分别约为 11.22% 和 10.94%。

财务评价主要分析：全部投资财务内部收益率、项目资本金财务内部收益率、全部投资财务净现值、资本金财务净现值、投资回收期等指标。

A 和 B 项目的经济性对比情况如表 3 所示。

（三）融资模式

新能源项目融资目前主要采取银行贷款、股权融资和融资租赁。银行贷款，使用方便灵活，资金量充足，融资时间短，但信誉要求较高，对一些小中型企业有较大难度。股权融资，占用的是股权资本，还债压力小。

表3 项目A和B经济性对比表

类别		项目 A	项目 B
风电场场址	海拔高度（米）	1~4	3~5
	年平均风速（米/秒，100m 高度）	5.15	5.17
经济性	年上网发电量（万千瓦时）	1565	1535
	年等效满负荷小时数	1739	1705
	电价（含税）（元/千瓦时）	标杆上网电价 / 0.57	发自用电量 / 0.6
	总容量（兆瓦）	9	9
	总投资（不含流动资金）（万元）	6749	7054
	动态单位千瓦造价（元/千瓦）	7498	7837
	回收期（年）	11.20	11.27
	度电成本（元/千瓦时）	0.38	0.40
	全部投资内部收益率（所得税后）（%）	6.80	6.71
	自有资金内部收益率（%）	11.22	10.94

表4 风电机组对比表

类别		A 项目	B 项目
风电机组产品参数	型号	A-3.X	B-3.X
	IEC 等级	Ⅲ A	S
	叶片数	3	3
	切入风速 m/s	3	3
	切出风速 m/s	20	20
	塔架型式	混凝土	空心圆锥钢塔架
	寿命	20 年	20 年
电气	型式	钢支架	
技术路线	发电机	中速永磁发电机	双馈式感应发电机（中压）
		半直驱 + 中速齿轮箱	双馈发电机 + 高速齿轮箱

A 分散式风电项目，由项目业主公司投资建设及运营，独立的主机商提供风电机组；B 分散式风电项目，由风电机组主机商投资建设及运营，且采用自己的风电机组。

（四）技术特点

关于分散式风电场的机组选型，需要考虑成本、可靠性、安全性、技术创新、发电小时数等因素。表 4 对比了项目 A 和项目 B 风电机组的部分参数。

大叶轮和高塔筒：在正切变的场合，可采用高塔筒提升发电量，项目 A、

项目 B 全部采用高塔筒来提升发电量。A、B 项目的塔架高度分别为 120m 和 140m，年等效满负荷小时数分别为 1739 小时（平均风速 5.15m/s）、1705 小时（平均风速 5.17m/s）。另外，两个风电场皆采用大叶轮，提升发电量；在采用大叶轮和高塔筒的机型时，必须保证技术可靠和成本可控。

中压风电机组：B 项目采用 10kV 中压风电机组，省去箱变，节省电缆，局部成本有所下降，经过产品不断优化，可靠性提高，其经济性有提升的空间。

表5 电价下调和单位千瓦投资对比表

资源区	2016年			2018年			投资需求降幅 (元/千瓦)	需新增等效小时数 (h)
	电价 (元/千瓦时)	每千瓦静态投资 (元/千瓦)	等效可利用小时数 (h)	电价 (元/千瓦时)	每千瓦静态投资 (元/千瓦)	等效可利用小时数 (h)		
I类资源区	0.47	7031	2175	0.4	6029	2490	1002	315
II类资源区	0.5	7531	2185	0.45	6771	2390	760	205
III类资源区	0.54	8031	2155	0.49	7261	2350	770	195
IV类资源区	0.6	8511	2065	0.57	8071	2160	440	95

提升经济效益策略

为了保证分散式风电场的经济效益，应从建设投资、机组选型、风电场选址、电价、新商业模式、金融模式等方面着手，降低成本，减小风险。

一、分散式风电重点放在IV类资源区

根据计算分析得，I、II、III、IV类资源区在其他条件不变前提下（以50MW风电场为例，保证收益率为12%），电价降低，年等效满负荷小时数分别需要提高（315、205、195、95）h；单位千瓦造价分别需要降低（1002、760、770、440）元，可以看到电价调整对I、II、III、IV类资源区的影响依次减小。故IV类资源区受电价下调影响最小，I类资源区面临的局势较为艰难。

我国低风速资源非常丰富，可利用的低风速资源面积约占全国风能资源区的68%，且接近电网负荷中心，主要集中在福建、广东、广西、安徽、湖南、湖北、江西、四川和云贵地区，但目前仅开发了不到7%。

二、“大容量”机型可有效降低风电开发成本

在风电场总装机容量一定的条件下，从经济方面考虑，大型的风电机组

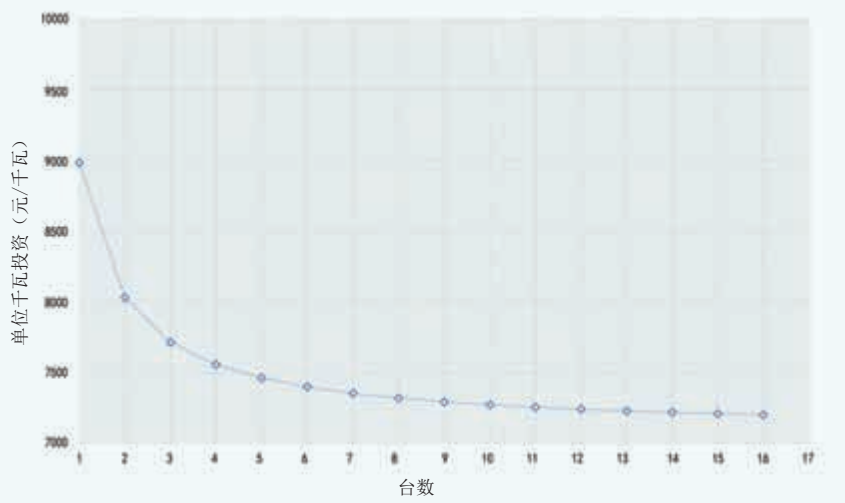


图1 分散式项目3MW风电场投资趋势图

的综合成本更低一些。小容量风电机组存在产业链不完整、研发成本高等缺陷，分散式初期市场还是会以保有量大、运维成熟的2.0~3MW机组为主流，通过技术升级如风电机组的10kV输出、箱变内置等，降低风电场成本。

三、合理选择风电机组台数（大风电机组的前提下）

5台或5台以下项目单位投资较高、投资风险大，除非发电量等建设条件非常好，否则不建议投资；5~10台项目单位投资相对较低，是分散式风电场重点投资领域；11~16台项目

单位投资变化不大，结合电力消纳、接入点等因素，也可考虑分区建设。

对于3MW的机型，研究分析分散式风电场单位千瓦投资趋势图，如图1所示。

四、风切变较大的项目，适当提高塔筒高度

是否采用高塔筒，需综合考虑成本、发电量、技术可靠性及风险：高塔筒会导致塔筒和基础的成本增加，如高塔筒带来的发电量足够高能够抵消成本增加的影响，那么风电场的经济效益会变好。因而对于风切变较大

的风电场，在经济性好和可靠性高的情况下，应该适当提高塔筒高度。

五、采取“自发自用、跨网售电、余电上网”模式

由于风电标杆上网电价较低，如IV类地区2018年标杆上网电价为0.57元/千瓦时（含标煤上网电价和财政补贴），采用“自发自用、跨网售电、余电上网”模式，即风电机组产生的电能优先满足周边负荷需求，多余的电能通过中高压线路输送至较远的用户端。如还有多余的电能再上网，那么“自发自用”和“跨网售电”部分电量可以享受约0.6~1.1元/千瓦时的售电电价，还可以享受约0.1~0.2元/千瓦时的财政补贴（补贴额度为该地区风电标杆上网电价与燃煤火电标杆上网电价的差额），可以较大幅度提高分散式风电的投资收益，增加的收益可按比例与用能单位分享，同时也提高了各方对分散

式风电的支持力度。

六、吸引民营资本投资

国内风电投资主体单一，绝大部分是国有资本，投资少的分散式风电在效益和规模上无法与集中式风电相较。而对于大型的央企来说，它们的开发成本摊算到单位功率上是增加的，因此会造成其对分散式风电投资积极性不足，而这或许正是民营企业在这个领域的机遇。

分散式风电对并网的负荷水平、短路容量和装机容量要求不高，运行维护成本低，度电成本低，同时其占地面积小、投资规模小、建设周期短、收益稳定，业内人士认为，民营资本可以在分散式风电项目开发上一试拳脚。引导各类社会资本参与到分散式风电建设中来，鼓励以“能源合同管理”模式引进投资方建设和运营，使投资主体更加多元化。

七、简化审批流程、提高政府和电网的支持力度

分散式风电开发涉及能源局、发展改革委、环保局等审批，还有电网公司电力接入批复，目前各部门协调、征地等极其繁琐，审批环节复杂，严重影响项目的开发进度和成本。建议政府与电网公司借鉴国外的成功经验，简化审批手续，规范开发流程。

结论

从本文分析看，分散式风电项目开发是可行的，有较大的市场。通过简化审批流程，采用新的用电模式“自发自用、跨网售电、余电上网”，选择智能型风电机组，建立高效项目管理机制，鼓励民营投资等措施，能保证分散式项目开发顺利进行。✎

（作者单位：明阳智慧能源集团股份公司）



摄影：苏雷

中国千万千瓦级风电基地规划与发展

文 | 董德兰

中国风电的迅速崛起发展，离不开中国风电大基地规划建设成果的支撑。早在 2009 年中国风电装机超过美国成为世界第一，在哥本哈根会议上中国也宣布 2020 年和 2030 年非化石能源占一次能源消费比重的目标分别为 15% 和 20%。中国计划 2020 年对风电取消补贴，风电已成为我国重要的替代电源，到 2020 年风电的发电量约占全国总发电量的 6%。

中国风电“十三五”规划提出“到 2020 年风电装机确保达到 2.1 亿千瓦以上”的要求。陆上新增风电装机分布，

大约“三北”大基地风电装机和中东南部风电装机各占 50%。完成上述目标仍然离不开大型风电基地的规划和建设。

中国大型风电基地的起源是在 2005 年乌鲁木齐全国第二次风电大会后，国家发展改革委原副主任张国宝一行来到甘肃河西走廊，当时安西民间流传“安西一年只刮一场风，从大年初一到大年三十”。对于安西一望无垠的戈壁滩，张国宝用“震撼”两个字形容，并提出了建设“空中三峡”的设想，即建设千万千瓦级风电基地。

甘肃省随后提出议案，经过几年的酝酿准备，中国第一个《甘肃酒泉千万千瓦级风电基地规划报告》于 2008 年春天在北京通过了审查，拉开了中国大规模开发风电的序幕。

千万千瓦级风电基地的规划

甘肃酒泉风电基地：甘肃河西走廊，由于独特的地理位置，风在两山夹一谷的峡谷效应下增速，风能资源非常丰富，具备建设大型风电基地的条件。尤其是酒泉地区的安西（后



图1 甘肃酒泉千万千瓦级风电基地示意图

更名瓜州)至玉门之间开发条件最好。因此,酒泉千万千瓦级风电基地一期380万千瓦风电率先开发,之后二期300万千瓦风电和三期500万千瓦风电在总结了新疆哈密-郑州特高压跨区送电促进可再生能源消纳经验后,逐步实现有计划开发。二期和三期大部分风电需通过酒泉-湖南正负800直流特高压跨区送出。目前二期300万千瓦风电项目已建成,三期500万千瓦风电项目通过可行性研究审查,待酒-湖特高压完全具备送出条件即可投入。

新疆哈密风电基地:新疆哈密地区天山南北地域广阔,风能资源优良,特别是天山北部三塘湖地区,风能资源最优,是建设大型风电基地的最佳场址。在甘肃酒泉基地一期380万千瓦风电开发建设成功经验基础上,2010年哈密风电基地有序开发了风电一期工程200万千瓦,二期工程800万千瓦风电项目在研究了新疆哈密-郑州正负800直流特高压跨区送出的基础上获得批准,此项目的建设为促进可再生能源消纳积累了经验。

内蒙古蒙东、蒙西风电基地:内蒙古蒙东、蒙西地区,地域辽阔,风能资源丰富,但开发大型风电基地限制性因素也很多。该地区不但是我国航天飞船的落点,也是多种矿藏资源丰富的地区,加上电力消纳问题突出,风电场开发相对较慢,是建设大型风电基地的潜在优良场址。在总结甘肃酒泉和新疆哈密两大风电基地经验教训的基础上,吸收统一规划设计、大规模跨区外送消纳新能源的经验,随着近期中国多条特高压线路的批准建设,加上先进技术、智能化风电机组和互联网技术的运用,可使风能利用、风电场的协调管理效率大大提高。在

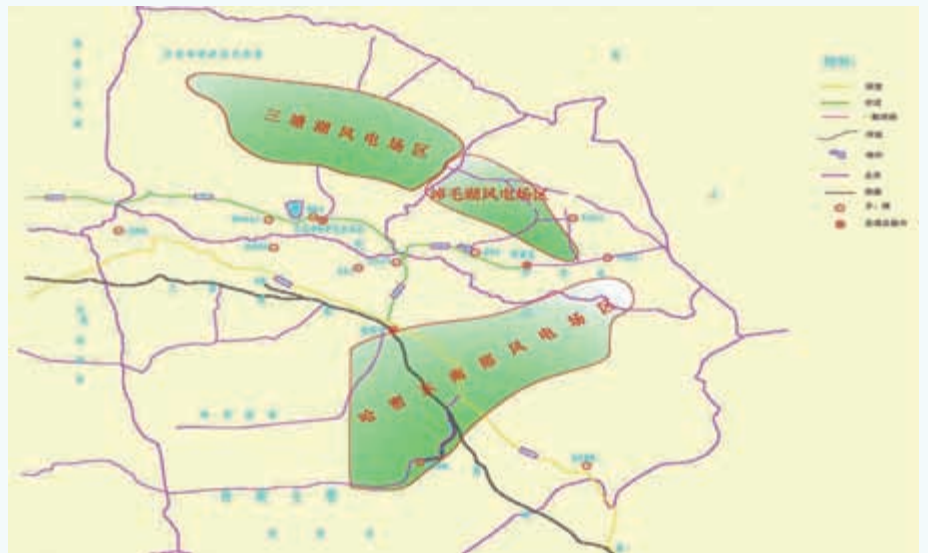


图2 新疆哈密千万千瓦级风电基地示意图

内蒙古建设大型风电基地的条件已经具备,在国家发展改革委的指导下,目前已被列入国家风电竞价和实现无补贴平价上网风电示范基地。

千万千瓦级风电基地存在的问题

中国风能大规模集中分布的范围主要在中国的西北部,而负荷主要集中在中国东部和中部。目前风电并网模式大部分为建设大基地,接入大电网;大规模高集中、高电压远距离输送。

由于风电出力过程的随机性和间歇性及当地电网调峰能力有限等原因,风电大规模长距离输送存在困难。随着西北地区风电开发规模逐渐增大,风电接入电网和运行限电问题日益突出,风电并网运行问题成为我国风电快速发展中面临的严重问题,是风电大规模发展的最大制约。

近几年来由于新能源的快速发展,受西部地区电力市场消纳能力不足导

致风电和太阳能发电等新能源发电弃风、弃光问题,已成为制约当前可再生能源发展的最主要原因。最严重的2012年中国弃风电量超过200亿千瓦时,弃风率达到17%,弃风集中在“三北”地区,部分地区弃风率超过25%。

千万千瓦级风电基地规划的经验

为解决风电并网及消纳问题,考虑到中国特殊的地理位置和国情,利用特高压输电线路将西部新能源电量远距离输送到电力负荷中心的中东部地区是一条解决的途径。中国已建的“西电东送”工程已成功将西部水电、火电电量输送到东部。

为实现西电东送而且输送更多可再生能源的目标,通过研究西部风电和太阳能发电建设密集地区的出力特性及对电力系统的影响,综合考虑区域内火力发电特性及燃煤机组变负荷能力,利用火电机组对风电、太阳能



图3 中国西电东送工程示意图

发电出力过程进行调节,分析“风、光、火”借助特高压通道实现外送的技术可行性,并在联合运行多方案合理性和经济性比较的基础上,提出了各类电源间的最优配置方案和送出方案,实现风电、太阳能发电与火电系统的友好互动和智能调度,使可再生能源电力在更大范围内消纳。

研究表明,多能互补可实现节能

减排目标,加快发展可再生能源。实施水电-风电互补、抽水蓄能-风电互补等多能互补,是解决风电并网问题的有效途径。多能互补有利于可再生能源开发、优化电源结构以及改善电网运行条件。水电、风电、光电、抽水蓄能电站等可再生能源,通过多能互补,可构成发电-储能-供电链条,可以满足电力需要,从而实现逐步替

代化石类能源的目标。

同时大基地的设计也需要更加精细化,需评估分析大基地内各种能源的同时率、出力特性及对电力系统的影响;统筹考虑风电场之间和风电机组之间的尾流影响。经验表明,地形较为平缓区域应采用规则排布,在风电机组排布垂直区域主风向,适当增大两列机组间距,以减小尾流影响;至于地形起伏较大的区域,则需采用不规则排布方案。结合场址区域地形、地貌特点及压矿、林地分布情况,设置风速恢复距离尤为重要。

为保障基地建设实施,避免基地开发重复建设路、水、电等公用设施,对基地道路、升压站(汇集站)等公用配套设施采用统一规划设计、统一建设、集中管理,实现基地资源、能源的集约化经营和高效利用,建设高质量风电产业基地。

风电基地投运项目建立统一信息管理平台,实现远程监控及风电信息预测。建立可预测、可控制、可调度的综合能源基地信息管理平台,提高跨区电力运行管理水平,确保基地发电出力可靠送出。

(作者单位:西北勘测设计研究院)



摄影:童勇

AUTOL 奥特

不仅是集中润滑

降低风机故障率

- 风电集中润滑系统
- 风电轴承废油收集系统



郑州奥特科技有限公司

郑州市高新技术开发区合欢街96号
400-6836-862 www.autol.net

竞价时代的大基地风能资源评估技术

文 | 胥昂

大基地、集中式是我国风电开发的重要模式之一，随着竞价上网的全面实施，此种模式下的风能资源评估也需要进一步精细化。本文以内蒙古上海庙大基地建设为例，重点探讨该模式下的风能资源评估技术优化。

竞价时代的核心指标 LCOE

相较于以往的标杆电价模式，竞价上网模式的最大不同在于上网电价由确定转为不确定，同时也让风电项目的收益由确定转为不确定，这让以投资收益百分比为核心的衡量指标收益率变得不再适用于直接衡量一个风电场的好坏，于是另一个重要的评价指标——平准化度电成本（LCOE）成为竞价上网时代的核心衡量标准。

国际竞价市场概况

在国内提出竞价上网之前，以欧洲为代表的一部分国际风电市场早已进入竞价上网时代，其中的两种主要模式是：

模式一：一次性招标模式，典型案例为南非某项目。

(1) 政府只公布每轮招标总容量，按照电价由低到高、社会发展由高到

低的加权平均分中标原则，宣布中标项目。

(2) 中标项目总容量达到本轮招标总量，则本轮结束。

(3) 项目容量不限（14万千瓦以下），地区不限，独立发电商自行选择风电场地区并开展前期开发工作，独立发电商需要提前完成项目所需所有文件包括但不限于并网、环评、可研、融资等所有工作。

$$LCOE = \frac{(CAPEX - Yde + Rdis - V + Rdis) + OPEX \cdot Rdis}{AEP \cdot R_{dis}}$$

图1 平准化度电成本（LCOE）计算公式

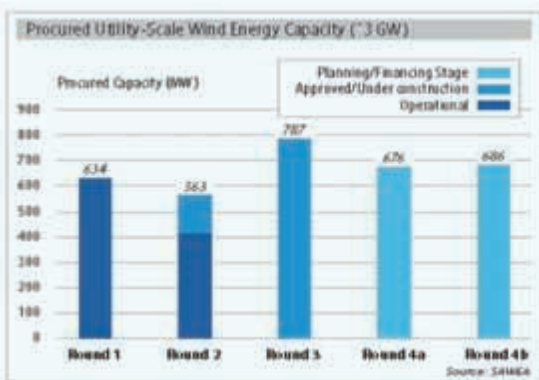


图2 南非某项目4轮中标容量与电价

(4) 独立发电商提前和整机供货商沟通,选择成本和产量最优的机型,达到项目收益最大化。

(5) 政府公布中标项目,未中标项目可以继续参与下一轮竞标。

模式二:赫式拍卖模式,典型案例为土耳其项目。

(1) 整机厂家与投资者绑定联合体投标,前者负责落实本地建厂、研发中心等本地化要求,投资商投标上网电价,实行15年固定电价。

(2) 政府首先公布投标区域以及对应区域容量。

(3) 整机厂家向投资人推荐具有竞争力的机型以及出具发电量报告。

(4) 政府组织电价投标会,设定天花板价格,价低者中标。

(5) 官方发布中标价格,并与投资商签署15年购电协议。

由上述两个案例对比可见,南非项目采用的主要为一次性投标模式,即各参与方在完成一次投标之后即可确定中标方案,未中标方前往参与下一轮投标,第一轮中标方电价相对较高,后续各轮依次降低;而土耳其项目则采用多轮拍卖形式,共计8家投

标方参与了多轮竞标,第一轮之后有5家放弃竞标,第二轮后则只剩下两家继续竞标,最后两家以拍卖形式不断压低投标电价,直至另一方放弃。综合来看,南非项目的方式相对简单,并未在一开始就将中标电价压到最低,而是逐渐走低;而土耳其项目相对而言就要惨烈许多,中标方最终拿到的电价实际是经过多轮打压之后确定的。对于参与竞价的单位来说,两种模式的收益和风险存在着极大差别。

大基地竞价市场现状

国内竞价市场目前尚处于摸索阶段,对于开发商、设计单位、设备制造商甚至于地方政府和电网来说都是一片未知领域,短时间内也无法形成一个有效的运作模式,这对基本进入整体发展瓶颈期的国内风电市场来说是一个机遇与挑战并存的时代。如何在竞价开始之初营造一个合理的竞争氛围,保障竞争得到的电价能够实实在在地变成开发商手中的收益,而不是20年亏损的开始,成为摆在整个行业面前的难题。

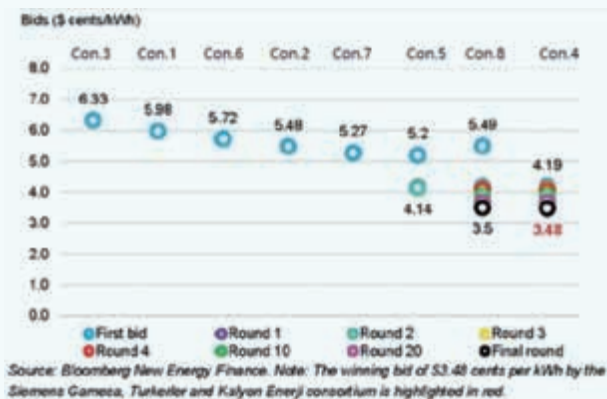


图3 土耳其某项目多轮竞价结果

从目前各省份的规划与政策推进速度来看,最先迎来竞价的风电项目会大概率落在内蒙古上海庙大基地上。下面简单梳理上海庙大基地的现状。

1. 政策与模式

这方面尚未明确。从目前来看,政策层面倾向于对参与方的准入条件设定一定门槛,以保证具备更高风险抵御能力的企业成为最终中标单位,保障项目的有效执行。模式上会大概率采用类似于南非市场的一次性投标模式,综合考虑投标电价、技术先进性、企业实力、社会贡献等因素进行打分排名以确定中标人。

2. 规划与普查

受限于2016年开始被列为红色预警区域、开发进度基本停滞,目前整个市场对内蒙古区域的风能资源分布认知基本还处于两年前的水平,测风时段久远且测风高度不足,加上上海庙大基地所在区域内此前的风电开发热度相对较低,测风数据密度有限,导致目前对于上海庙大基地的资源普查存在巨大难度,整体的规划设计难度也明显增加。

3. 选型与设计

自2016年北方大部分地区被划入红色预警区域后,整个市场开发重点转移到南方,机组的研发方向也开始主要针对三类以下低风速风能资源区域,制造商们推出的新机型配备更大叶轮和更高的塔筒。在上海庙这个风能资源介于三类上限与二类下限之间的区域,新机型的适用性或多或少会存在一定问题,而老机型又存在发电能力不足的问题,加上实施竞价之后利润被压缩得较为严重,确保所选机组在高效发电的同时稳定运行也成为非常重要的一环。与机组选型密不可分的还有设计方案,在大基地集群式

开发模式下，机组与机组之间、风电场与风电场之间的影响会非常明显，不同的单机容量、不同的发电能力、不同的排布间距组合将很大程度上决定着 LCOE 的高低。而在竞价上网环境下，即使 LCOE 仅相差 0.1 元/千瓦时，最终造成的可能就是盈利与亏损的差别。因此，在不同方案的设计和对比上也需要投入大量精力。

4. 电价的计算

竞价过程中的电价需要根据 LCOE 与目标收益率反推得出，设置一个合理的收益率目标区间将是导致最终电价变化的最重要因素。在 LCOE 计算公式的分子部分，建设与运维成本是占比最高的两个因子。其中，运

维成本的有效评估是整个行业的难题之一，有能力搭建运维成本评估方法的企业更是寥寥可数。竞价过程中，各竞价单位报价的很大一部分偏差会来自于运维成本。因此，运维成本将是竞价方考量的重要部分。

上面列举的几大现状只是大基地竞价目前面对的一部分相对较为重要的问题，其他一些诸如合作模式、评标细则等都难以从技术角度解决，这里暂不做讨论。由上可见，大基地竞价在推进过程中其实依旧面临着巨大的不确定性。其中，资源评估、方案设计与度电成本计算等方面表现得尤为明显。下面将重点从风能资源评估的角度出发探讨在现阶段下，哪些技

术可以降低在大基地竞价中的风险和不确定性。

风能资源评估影响分析

就竞价时代的核心指标度电成本角度而言，风能资源设计对 LCOE 计算公式分母中的发电量和分子中的建设成本都有巨大影响。因此，风能资源评估实际上是竞价时代非常重要的一个影响因素，接下来以上海庙大基地为例重点分析相关部分。

1. 资源普查

前面已经提到过，上海庙区域的实测数据源不多，加上测风时间久远且高度不足，即使参与竞价的单位收

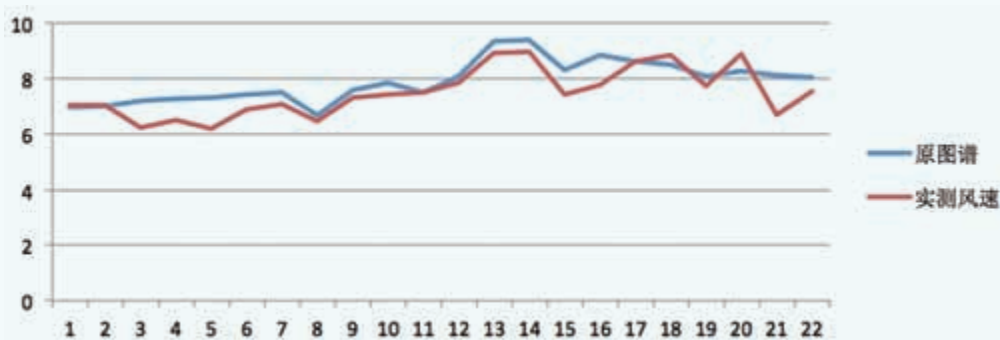


图4 上海庙区域某原始图谱偏差

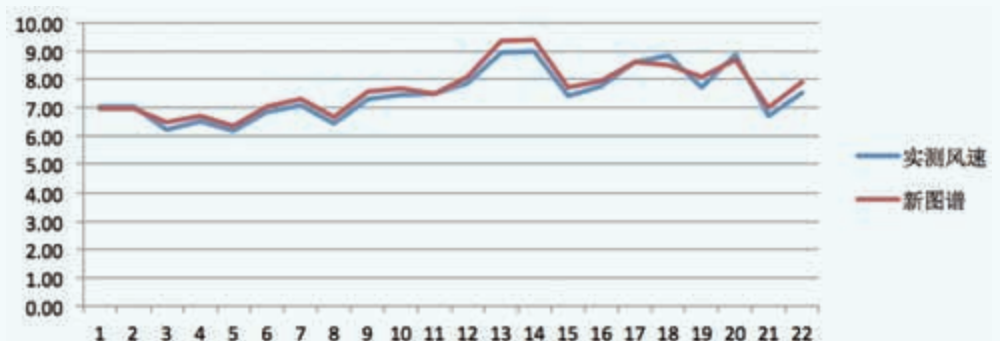


图5 上海庙区域某定制化图谱偏差

集到一些数据，它们在代表性的局限上也非常大。因此，现阶段要想完成如此大范围区域的资源普查，只有一种有效途径，即制作区域化的定制图谱，而拥有尽可能多的实测数据将直接决定着图谱的准确性高低。

当然，数据收集的效率也很重要，最理想的状态是形成数字化平台的数据数据库，能够在地图上以直观的方式筛选出可用数据。但数据平台仅仅解决了效率问题，最困难的在于寻找数据来源。以目前的市场条件，不同企业在不同区域掌握的数据情况差异极大，

因此，投资方选择合作单位时，数据的互补性将是主要考量因素之一。

这里值得一提的是，在实测数据来源中，测风塔固然是最直接有效的数据获取形式，但实际在运风电场的数据相对而言是一种更加可靠的数据形式。以实际运行数据为核心，在进行一定的后评估分析工作后，可以为资源条件评估、方案设计甚至是软件模型修正等提供诸多的参考依据，大大降低投标电价的不确定性。

2. 方案设计

与南方复杂山地的项目相比，上

海庙区域项目概算各主要组成部分的占比相差较大。以这两个地区相同容量项目的概算为例，由于建设条件存在显著差异，两者的建筑工程费用占比差异较大。从中可见，在北方地区，建筑工程成本变化对 LCOE 的影响相对不大，而发电量对 LCOE 的影响要高于建筑工程成本。

以上海庙区域某 20 万千瓦风电场为例，采用不同间距排布方案对 LCOE 的影响如图 7。由此可见，在该区域大型风电场中，LCOE 对于道路线路增加的建设成本敏感度并不是很高，而

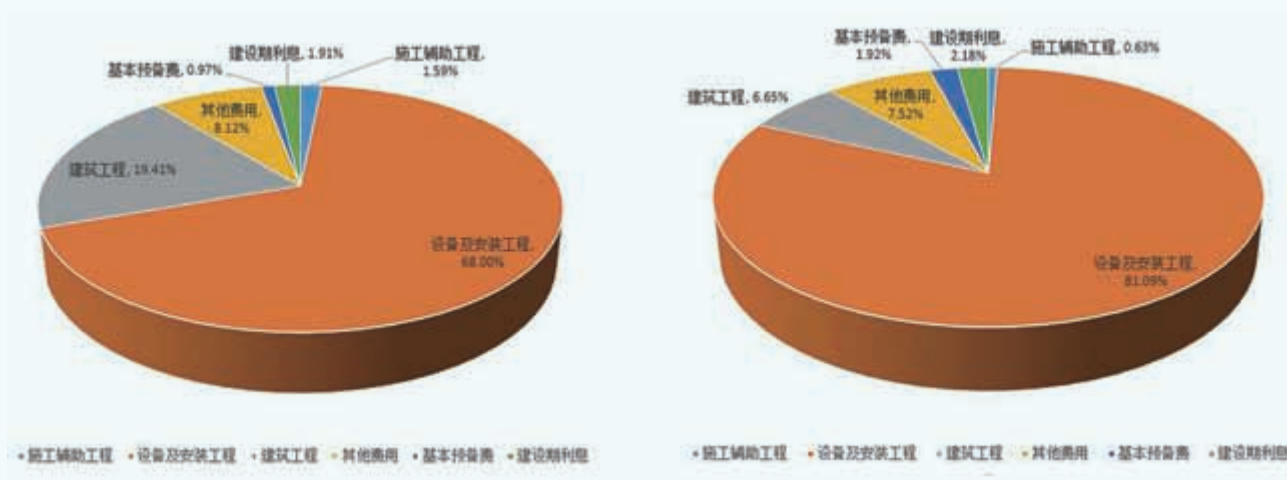


图6 南方（左）、北方典型风电场概算对比

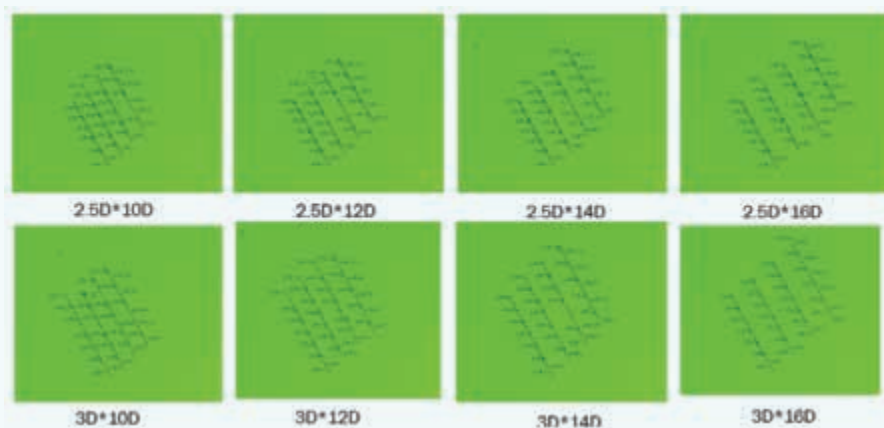


图7 对比排布方案



图8 不同方案LCOE对比 (未考虑运维成本)

新疆某平原风电场				江苏某沿海风电场			
工况: 270°, 7m/s				工况: 156°, 8.5m/s			
	商业软件	联动盘方法	实际尾流		商业软件	联动盘方法	实际尾流
全场尾流损失	7.6%	15.5%	16.2%	全场尾流损失 (发电量)	9.9%	22.1%	24.1%
评估偏差	53.1%	9.6%	\	发电量评估偏差	58.9%	8.3%	\

图9 ADM模型的评估对比

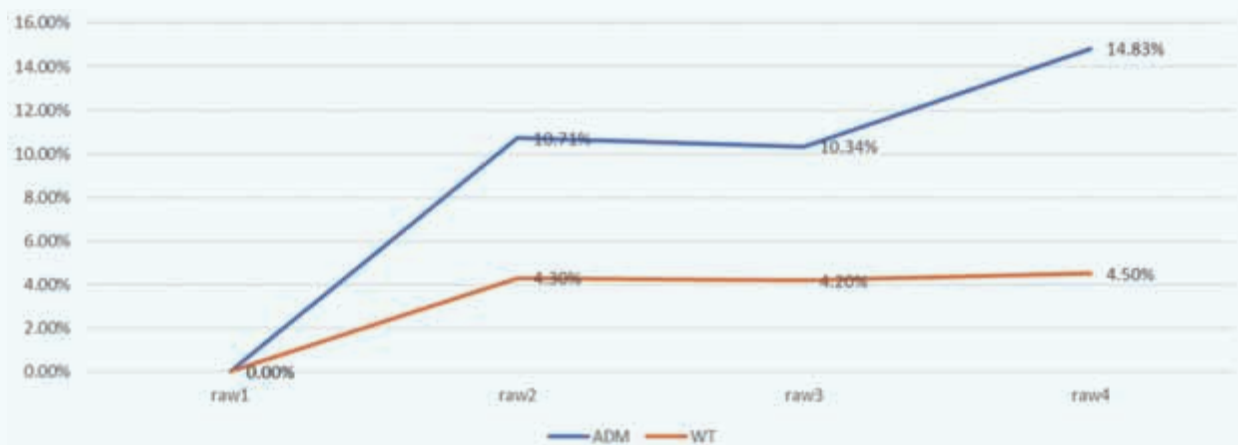


图10 ADM尾流模型与商业软件尾流模型结果对比

发电量的增加对 LCOE 的降低作用明显。因此，在上海庙区域大型风电场的排布方案设计中，建议应该尽可能地利用场区空间，拉大机组间距，降低尾流效应的影响。在该案例对比中，

由于主风能风向较为集中，拉大平行主风向间距显然比拉大垂直主风向间距的效果更加明显。

3. 模拟计算

在上海庙大基地区域，整体地

形较为平坦，单座风电场的整体风能资源差异并不大，对发电量影响最大的因素是尾流。依据一些平坦区域大型风电场的后评估结果，目前主流风能资源软件对尾流影响存在极为严重

的低估。相较于软件测算，风电场尾流对发电量的实际影响普遍要高出50%。针对此种情况，我们尝试着引入ADM（致动盘）尾流模型，用于在上海庙区域进行尾流计算的对比。该尾流模型以在流场中建立物理模型的方式来模拟尾流，相较于传统的半经验公式，它对物理现象的还原度更高。

运用该模型对两个大型平坦地形风电场进行实际后评估的情况如图9所示。

由上述案例可见，目前市场上的商业软件对大型风电场尾流存在明显的低估，而ADM模型的引入则可以将误差范围显著降低。利用ADM尾流模型对上海庙区域某20万千瓦风电

场的主风向扇区尾流进行计算，其与商业模型的偏差情况如图10所示。

总结

进入竞价上网时代，电价的波动导致风电行业的投资风险不断增加。从国外竞价市场来看，随着参与企业经验的增加，电价下降非常明显，意味着随着竞价的不断发展，参与方对投资成本的压缩不断加强，对发电量、建设和运维成本的计算精度要求也将不断提高。国内的竞价上网刚刚起步，遇到的又是上海庙区域资源分布不明确、参考数据陈旧、主流机型难适用的情况，这对风能资源评估的风险把

控能力提出了很高的要求。在上述应用于上海庙区域的风能资源设计解决方案中，定制化的区域图谱可以将有限的数据库应用到更广阔的空间中。建设成本和发电量对LCOE的不同影响程度促使更多样化设计方案的出现；ADM尾流模型的应用可以大幅提升资源评估的准确性，从而降低投资风险，而这些仅是竞价上网时代做好风能资源评估工作的一小部分探索。随着更多创新技术与数字化产品投入应用，风能资源对LCOE和投资决策的影响将不断增强。☒

（作者单位：北京金风科创风电设备有限公司）



摄影：张国勇

风电场机组运行异常监测系统研究

文 | 何灏

风能在我国能源结构中地位日趋重要，逐步成为火电、水电后第三大常规能源。风力发电机组通常服役于恶劣环境中，风速风向的随机性、间歇性以及环境温度变化等不确定因素，使机组各部件处于交变载荷下，部件易老化、损坏。

为保障风电机组安全稳定运行，业主通常采用定检、巡检等被动式维护，然而该方式针对性差、效率低，造成人力物力资源浪费，并且运行隐患也难及时发现。每年机组齿轮箱、叶片等大部件损坏事故屡见不鲜。随着物联网、人工智能、大数据等技术发展，风电行业衍生出了CMS、SCADA、集中监控、大数据平台等产品，它们在一定程度上弥补了现场人员专业技术不足、事故发生太过突然的问题。其中CMS利用成熟的振动分析技术对机组传动链进行状态监测，但原始数据过大难以保存并且缺乏机组主控数据支撑，预警范围有限；SCADA主要作用是将风电场机组主控信息显示并提供远程操作功能，传统的SCADA系统内缺乏基于机器学习的技术来预测机组故障；风电远程集中监控系统即实行风电场区域化集中控制，提高运行管理水平和劳动生产率，然而由于缺乏海量数据应用技术，难以满足精准的故障预判要求；大数据平台解决了集控中心对海量数据采集存储瓶颈，数据传输速率可达

千万点/秒，基于云计算的系统架构将PB级数据查询分析时间等级控制在系统实用要求范围内，然而由于风电机组型号和运行时间的差异，风电企业回传的信息格式多样，目前很难设计通用型风电大数据平台，另外现场运行管理数字化程度低也影响平台实用效果。

针对上述问题，本文提出一种风电场风力发电机组运行异常监测系统，可以在不增加机组传感器和前置机的情况下，实现秒级数据和毫秒级数据采集，并通过数据挖掘，辨识不同风力发电机组自身特性，建立自适应风力发电机组工况变化的、精细的机组运行状态特征模型，进行机组异常报警。

系统架构

风电场风力发电机组运行异常监测系统架构分为五层，即物理设备层、数据产生层、数据处理层、数据存储层、数据应用层，如图1所示。其中物理设备层包括机组PLC、风电场SCADA、气象站、电网调度信息、CMS以及视频监控数据；数据产生层包括基于SCADA数据转换模块以及基于PLC编程的数据采集系统，后者可下载至原机组主控系统核心计算单元中；数据处理层是一台高性能工作站，内含数据预处理程序和指标计算程序；数据存储层是一台数据服务器，

用于存储上层信息，并具有上传至远程服务器的功能；数据应用层包括大部件异常监测和控制性能异常监测；数据展示层包括监测报警界面和信息图表界面。

网络拓扑

图2是系统完整网络拓扑，其中数据生成由场级PLC采集单元实现，数据采集需要一台服务器，采集各机组PLC模块信息以及场级PLC生成数据并存储成文本文件；数据预处理服务器读取采集服务器文件并按照规范进行预处理，包括数据清理、集成、规约和变换等工作，最后将处理完的数据以文本形式存储到文件夹中，每

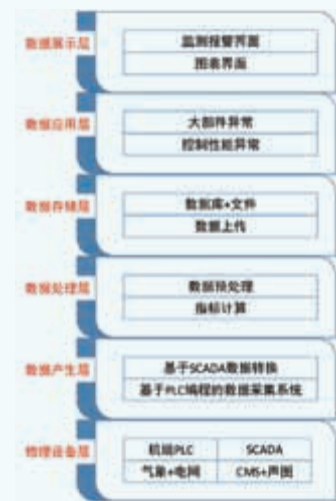


图1 风力发电机组运行异常监测系统架构

天每台机组运行数据经过处理后形成一个文件；数据挖掘服务器则对这些文件进行读取，利用核心算法模块进行计算，得到支持系统各项异常监测和评估的指标或特征量，并将结果存储到数据库服务器中。监控电脑中安装 C/S 客户端访问数据库服务器并实现异常预警、评价结果展示以及辅助功能。数据库服务器又通过专网将数据上传至集中管理平台，支撑上层应用开发。该拓扑优点是各功能资源充足，系统性能好，未来系统软硬件扩展空间大；缺点是成本高。因此在实际应用中，系统拓扑可采用图 3 方式。该方案成本适中，性能风险小，由于将数据运算和存储设备分离，也利于未来功能扩展。另外，如有必要，可以在架构中将数据运算存储工作站拆分成数据预处理服务器、数据库服务器、数据挖掘服务器，在成本预算充足时，可以灵活地向方案一转变。

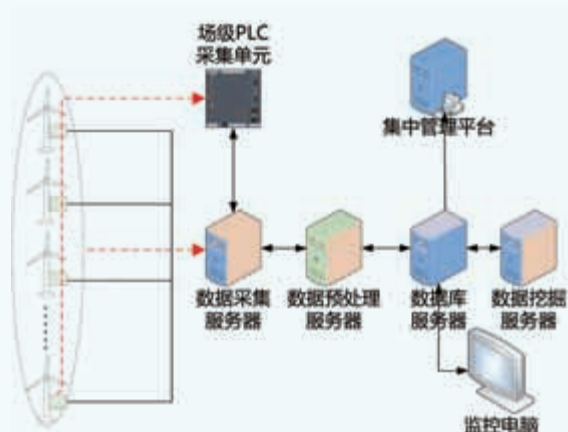


图2 网络拓扑

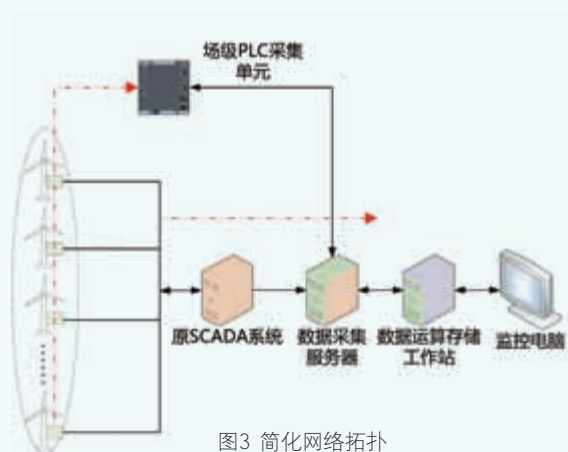


图3 简化网络拓扑

系统功能

系统功能结构如图 4 所示，首先通过以太网分别与风电场各台风力发电机组连接，采集秒级数据和毫秒级数据并以文本文件形式存储，其中秒级数据信息包括风速、风向、轴系转速、温度、振动、机组状态、压力、电网信息、电压、电流、功率、电机转矩、辅助机构动作标志、偏航调桨信息，毫秒级数据包括机组状态、风速、风向、偏航角、电机转矩、变桨角度、电机转速、网侧功率、机侧功率、叶轮转速、机舱前后方向振动加速度、机舱左右方向振动加速度；接下来通过文件传输协议下载数据，对数据文件进行清洗、集成、变换、归约的预处理后将结果存入数据库；然后用数据库数据

进行挖掘，并将全风电场机组运行异常监测结果以友好方式向客户实时展示、报警，异常监测包括塔筒异常、桨角异常、电机异常、转矩异常、叶片异常、风速异常、对风异常、转动异常、风况特性、机组转速转矩曲线、功率桨角曲线、风速桨角功率曲面等。

系统内数据流程参见图 5，对于秒级数据，首先进行预处理得到标准化数据，然后通过计算形成指标数据，同时通过变换得到均值数据，最后将各运算结果存入数据库。而对于高频数据，则利用滤波算法、FFT 以及模式识别方法得到信号波动性和频谱信息，并存入数据库。随后如图 6 所示，数据库用于数据挖掘、数据展示和数据报表，其中数据挖掘重点在于数据

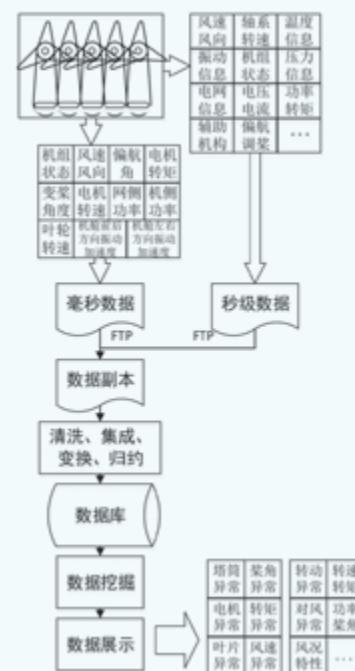


图4 系统功能结构

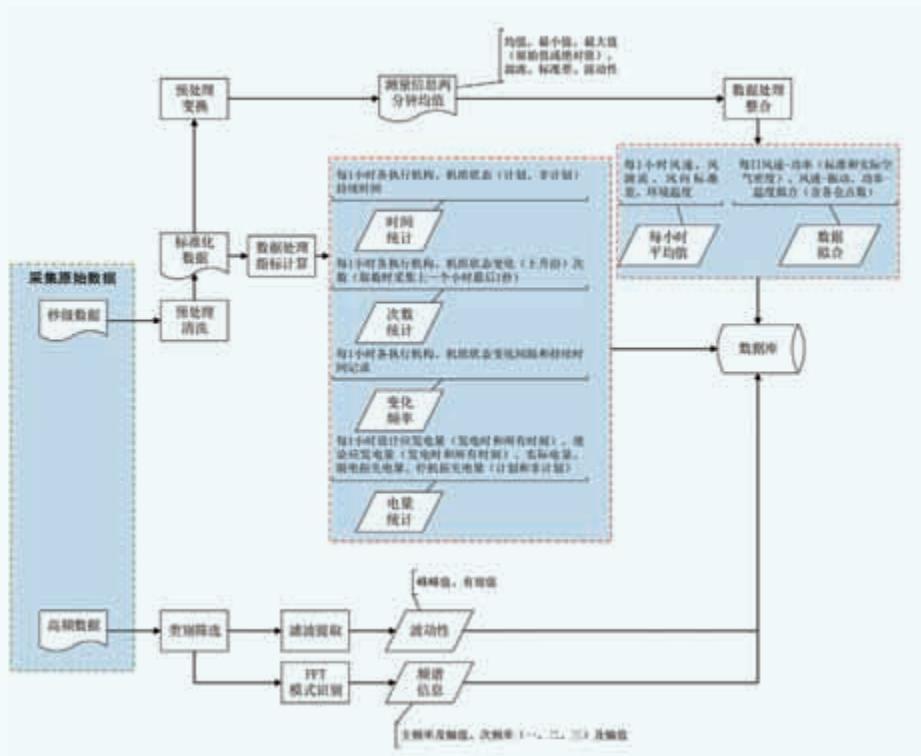


图5 内数据流程

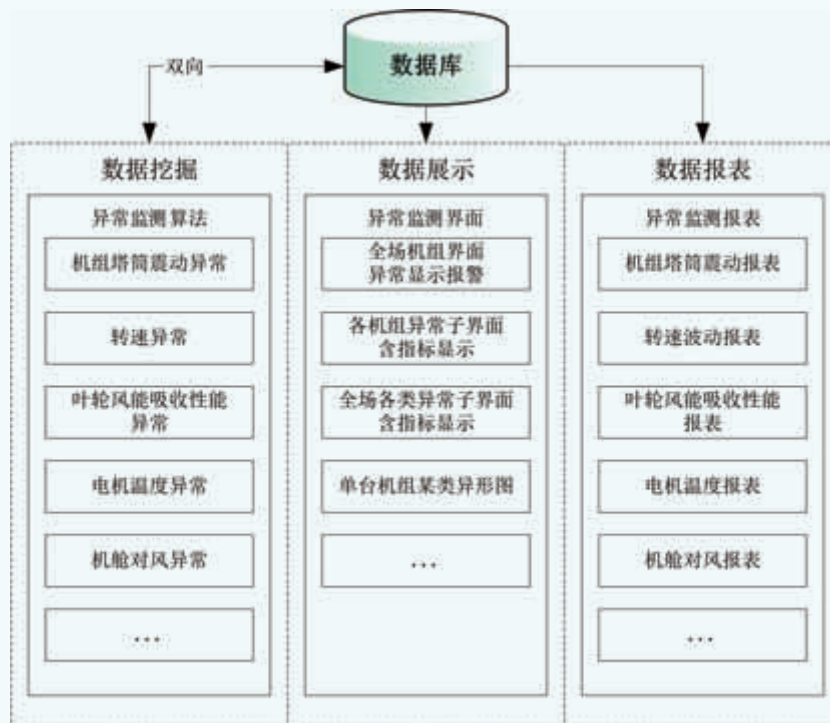


图6 数据库



图7 系统界面

异常监测和软件算法的设计与实现，数据展示则更注重人机友好界面的构思，而数据报表是向客户提供结果导出途径，方便记录、提交、发布。

系统界面

界面设计上，进入系统后首先是“登陆”和“帮助”两个界面，其中

后者展开后分别是“系统说明”“使用方法”“联系方式”，前者展开是“运行异常预警系统”和“发电性能评估系统”两个子界面，进一步展开可参考图7，包括运行报告导出和人员操作记录单。

结语

本文提出了一种风电场机组运行异常监测系统，通过建立机组的运行状态模型，能够实现对风电场不同风电机组特性的自动辨识，辅助系统可以采集毫秒级和秒级数据，能够对系统进行不同时间维度的异常预警，具有响应速度快、模型精度高、预警准确率高的特点，可有效避免机组重大故障损失，具有很好的应用前景。✎

（作者单位：天津龙源风力发电有限公司）



摄影：肖红波

复杂山地项目风能资源设计后评价探讨

文 | 覃荣君

国内南方区域的风电项目开发趋向于越来越复杂的山地。在复杂山地项目开发的前期风能资源评估过程中，评估的准确与否影响项目的收益，决定着项目成败。本文拟通过对实际运营项目的发电情况与前期评估情况进行对比，分析目前复杂山地项目开发中存在的风能资源评估不确定性，为今后此类项目的开发提供参考。

项目背景

本文所选项目位于西南区域某复杂山地，装机总容量为5万千瓦，采用国内当时主流的2MW-105/80机型。截至进行设计后评价时，投产运营近2年。项目地形复杂，植被茂密，冬季凝冻较为严重。场址范围内及周边共有5座测风塔，机位点海拔1300~1500米，测风塔海拔1330~1480米。

分析过程

一、后评价时段选择

选择风电场通过240验收后正常运行一个完整年——2016年1月1日至2016年12月31日作为设计后评价时段。

二、实际利用小时数修正至平风年

风电场在2016年完整年的实际年利用小时数为2064小时。通过中尺度

数据分析，该完整年时段属于偏大风年，综合分析后认为其修正至平风年的年利用小时数为1938小时。

三、微观选址阶段风能资源评价方法及结论

项目范围内及周边共有5座测风塔，在2014年完成微观选址第一阶段设计。在该阶段，设计院采用其中2座测风塔的数据计算全场风能资源及发电量。测风塔选择如图1所示。

微观选址第一阶段报告估算的全场平风年年利用小时数为1976小时，较实际运行结果折算至平风年高估约1.9%。

2015年，相关软件版本升级，设计院进行了第二阶段微观选址设计，采用同样设计输入条件重新计算全场

发电量，得到全场年平均利用小时数为1862小时，低估约3.8%。

全场平均年利用小时数估算结果显示，微观选址阶段的发电情况估算较为合理。

逐机位分析微观选址设计两个阶段的评估发电情况与实际发电情况差异，结果如图2—图3所示。

微观选址第一阶段评估的发电情况与实际发电情况正负最大偏差均超出700小时，偏差比例范围为：-27%~50.8%。

微观选址第二阶段评估的发电情况与实际发电情况最大绝对值为739小时，偏差比例范围为：-33%~42.9%。

四、重新建模复核

采用与微观选址阶段设计院所用



图1 微观选址阶段的测风塔选择

的相同地形图、机组功率曲线、机位与测风塔坐标，以及设计院在微观选址第二阶段所用的同款软件模型和5座测风塔修正为平风年后的测风数据作为后评价设计输入条件。

对理论发电情况采取微观选址阶段全场同样的折减系数74.4%折减后得出每个机位点的利用小时数及全场平均利用小时数。

五、测风塔选择

1. 全场平均误差分析

项目共有5座测风塔，分别采用不同的组合进行发电情况模拟计算，对全场平均利用小时数的模拟结果如表1所示。



图2 软件版本升级前评估的利用小时数与实际发电情况逐机位对比

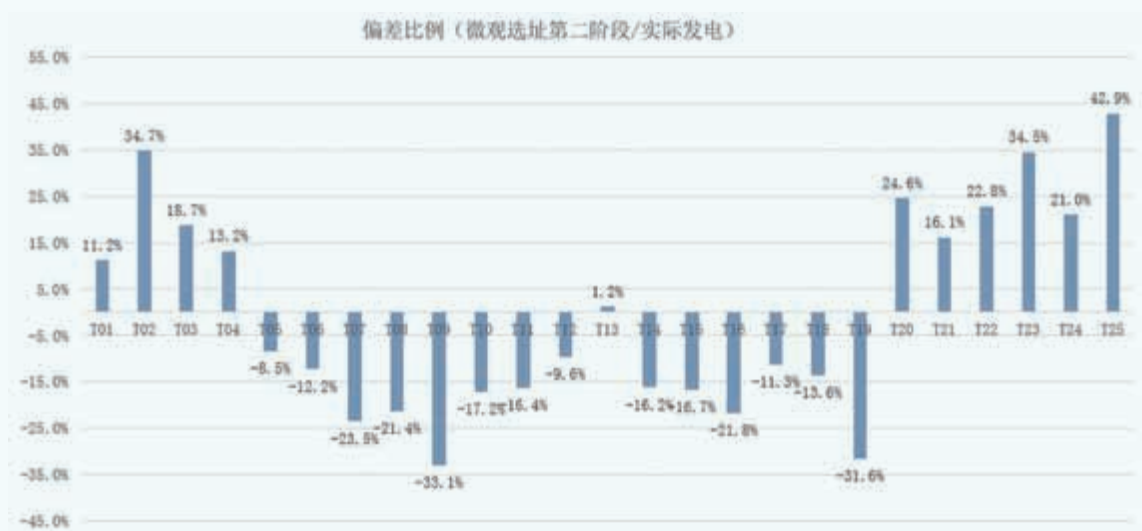


图3 软件版本升级后评估的利用小时数与实际发电情况逐机位对比

表1 不同测风塔组合下的全场平均利用小时数对比

比较项	风电场实际利用小时数	微观选址报告	建模分析结果					
			方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6
测风塔组合	/	M2+M4	M1	M2+M4	M1+M2+M4	M1+M3+M5	除 M4 外	M1~M5
年平均利用小时数 (h)	1938	1976	1914	2014	1998	1945	1912	1976

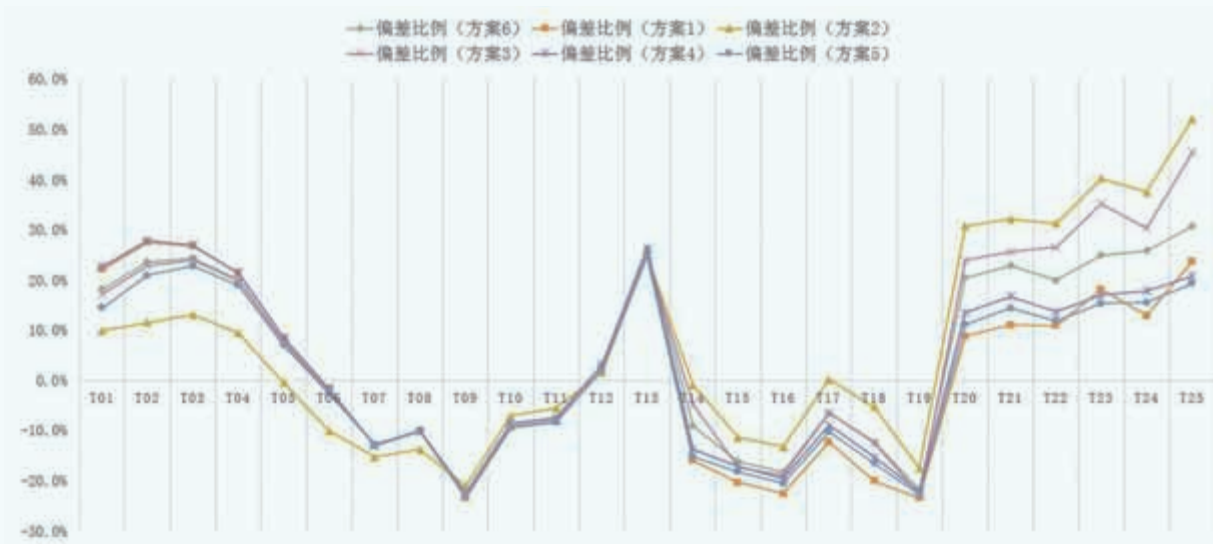


图4 不同测风塔组合下逐机位计算的发电偏差

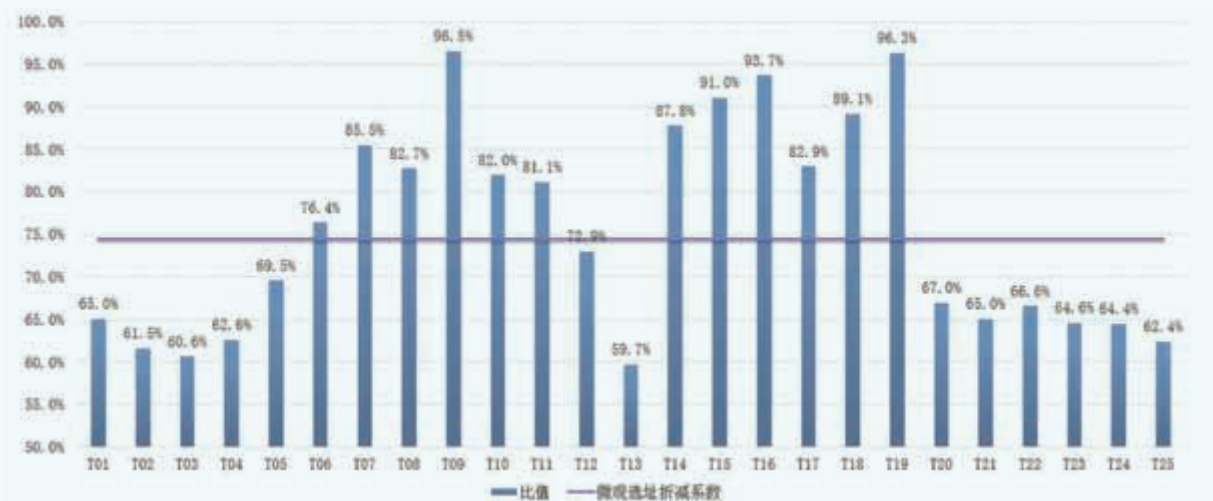


图5 实际发电量与理论电量的比值

表2 不同测风塔组合下逐机位计算的偏差

方案	组合	平均偏差	最大正偏差	最小负偏差
方案 1	M1	-1.20%	27.50%	-23.40%
方案 2	M2+M4	3.90%	52%	-21%
方案 3	M1+M2+M4	3.10%	45.50%	-23.20%
方案 4	M1+M3+M5	0.36%	27.70%	-22.50%
方案 5	M1+M2+M3+M5	-1.20%	22.90%	-24.60%
方案 6	5 塔	2.00%	30.70%	-22.50%

模拟结果显示,方案3计算的年平均利用小时数与风电场实际利用小时数最为接近,高估了约0.36%;方案1与方案5的计算结果基本一致,与风电场实际发电相差约1.2%;方案2与设计院微观选址测风选择一致,计算结果与实际发电差异最大,高估约3.9%;从全场平均的角度考虑,方案4测风塔代表性最优,方案1和方案5次之。

2. 逐机位模拟误差分析

采用不同的测风塔组合计算,逐机位计算正负偏差有较大差别,模拟结果如图4和表2所示。

各测风塔组合下的计算结果显示,方案2与设计院设计输入一致,其正负偏差为-21%~52%,两极分化严重;方案4计算的平均偏差绝对值最小,但部分机位高估较为严重;方案5计算的高估发电情况的比例最低;各方案估算的负偏差相差不大。



图6 全场高估与低估片区分类

综上所述,计算该风电场发电情况最优的测风塔选择为方案5。

六、偏差原因分析

采用第5套测风塔组合方案,计算全场各机位实际发电情况与软件模拟尾流后理论电情况比值,结果如图5所示。

如全场采用微观选址设计阶段统一的折减系数74.4%进行折减,按照高估和低估的原则进行分片,则可将全场大致分为5个片区,如图6所示。

可以看出,全场内片区2和片区4属于主梁,在本阶段模拟中属于低估阶段;片区3和片区5属于支梁,本阶段评估属于高估区域。

具体分析可知,片区1无测风塔,软件对南部地形遮挡影响模拟精度不足,其实际发电量与理论电量的比值约68%。

片区2的实际发电量与理论电量的比值约为85%,该区域测风塔位于

正中间,周边无遮挡,代表性较强,所以其评估的不确定性较低。

片区3位于支梁,且其南部、北部均受遮挡,距离最近的测风塔M1海拔高约150米,代表性较差,其实际发电量与理论电量的比值约为67%。

片区4的西南区域存在较强的“峡谷”效应,实际发电量显示,软件无法准确模拟该风况,实际发电量与理论电量的比值接近93%。

片区5区域的南部存在高山台地,海拔较该区域高约120米,成风条件较差,因该区域无测风塔,采用周边测风塔估算明显高估了发电量,实际发电量与理论电量的比值约为71%。

结论

(1) 测风塔的代表性及建模时测风数据输入选择对结果的影响很大,复杂山地项目应尽量在风能资源无确定把握的区域多立塔。

(2) 复杂地形的不确定性分析应逐机位进行,全场机位采用同一种折减系数可能带来极大的评估误差。

(3) 商用主流风能资源评估软件的版本更替也可能带来不同的误差。

(4) 该项目实际发电结果显示“峡谷风”效应真实存在,而现有的主流风能资源评估软件可能无法准确模拟。

(5) 该设计后评价选择的风电场投运不足两年,运营时间较短,选择的完整年时段运营数据可能无法代表风电场未来20年的运营情况。

(作者单位: 华润电力技术研究院)

某山地风电场风能资源后评估分析

文 | 刘文斌

随着越来越多的风电机组安装在山地风电场，风能资源分布受复杂地形影响局部气候差异较大，测风塔代表区域有限，难以准确评估风能资源分布。因此，开展复杂山地风电场风能资源后评估分析，有利于确定风电场实际运行指标是否达到项目设计时确定的目标，全面、准确地了解风电场风电机组的经济性、可靠性以及不同风电机组性能之间的差异，为后续管理和机组维护提供理论参考和数据分析依据。

本文以某山地风电场项目为例，通过测风数据和机组运行评估分析，研究分析机舱风速修正系数、单台机组功率曲线、控制系统适应性、PBA及潜在发电量和发电量差异，以实现风电场各机组运行状况的综合评估。

风电场简介

该风电场地理坐标介于东经 $111^{\circ}51.5' \sim 111^{\circ}55.3'$ ，北纬 $26^{\circ}58.8' \sim 27^{\circ}3'$ ，海拔高度 $400 \sim 660\text{m}$ ，丘陵低山地貌，热带季风湿润气候区，机型为 GW2000-115/80。

测风数据评估

一、测风塔信息统计

风电场在建设前期，共有五座测

风塔。8079# 测风塔位于场区西部，8271# 测风塔位于场区北部，8081# 测风塔位于场区南部，8270# 测风塔位于场区东部，8080# 测风塔位于场区中部。其中 8080# 测风塔测风数据错误较多，

不具备分析条件，场内其他四座测风塔实际测风情况见表 1。

二、机舱风速修正

根据国际标准 IEC61400-12-2 对机舱风速进行修正，因风电场条件

表1 测风塔测风信息统计表

测风塔位置	单位	8079#	8081#	8271#	8270#	
海拔高度	m	481	648	488	534	
测风高度	m	70	70	70	70	
湍流强度	I_{15}	\	0.2	0.146	0.125	0.178
平均风速	70m	m/s	4.56	5.61	4.65	5.56
A 值	m/s	5.37	6.24	5.17	6.3	
K 值	\	1.7	1.57	1.87	2.11	
主风能方向		NNE	NE	SSW	NNE	
风切变值	\	0.119	0.022	0.209	0.011	
空气密度	kg/m^3	1.159	1.148	0.164	1.161	
实测年最大风速 (10min)	m/s	20.7	23.6	18.1	20.1	
50 年一遇最大风速 (10min)	m/s	22.8	28.1	23.3	27.8	
50 年一遇极大风速 (3s)	m/s	31.7	39.1	32.4	38.6	

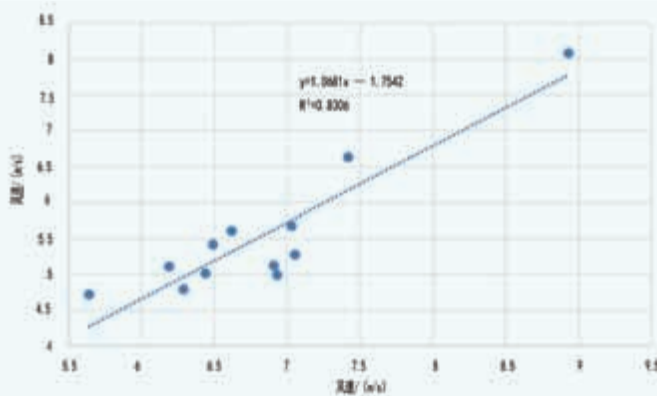


图1 8270#测风塔与NNRP同期数据月平均风速相关性示意图

有限，暂时采用中尺度数据结合项目建设前期测风塔数据来修正机舱风速，其中 31# 机组所处点位为测风塔 8270# 点位，将该点位处中尺度 NNRP 数据和 8270# 测风塔 2013 年 7 月 1 日至 2014 年 6 月 30 日时间段测风数据进行月相关性分析。

由图 1 得出，两者相关系数为 0.911，相关性非常好，可以用来数据订正。根据统计，该测风时间段 8270# 测风塔年平均风速为 5.54m/s，中尺度数据年平均风速 6.83m/s，比例系数为 1.232。31# 机组运行期间中尺度数据年平均风速 6.79 m/s，根据比例系数推算，31# 机组点位处该时间段内年平均风速为 5.51m/s，但 31# 机组机舱年平均风速为 5.06m/s，故该点位处的机舱风速修正系数为 1.088。场区各机位点机舱风速修正表见表 2。

根据表 2 统计，风电场 50 台机组修正后年平均风速为 5.56m/s。

机组运行评估

由表 2 可以看出，场区单台机组基本在 2000 小时以上，其中三台机组（34#、35#、45#）低于 2000 小时，风电场发电最高机组 11# 达到 3333 小时，发电量最低机组 34# 为 1932 小时。总体来看，场区风能资源情况差异较大，平均风速在 4.92 ~ 6.36m/s 之间。

一、机组性能分析

（一）全场功率曲线拟合

统计运行 SCADA 监控数据，对全场机组机舱风速进行修正，拟合全场机组功率曲线如图 2 所示。

根据图 2 可以看出，全场平均功率曲线在 6.5m/s 以下及 10m/s 以上风速段，机组功率曲线优于保证功率曲线 3% 左右；在 6.5 ~ 10m/s 之间，功

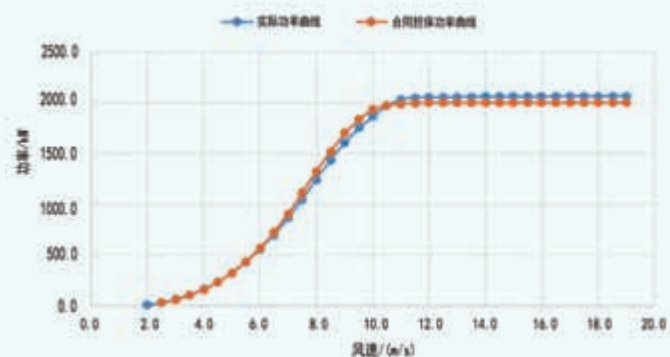


图2 全场机组拟合功率曲线图

表2 各机位点机舱风速修正表

现场机位点编号	平均风速 (m/s)	实际发电量 (h)	修正后风速 (m/s)	现场机位点编号	平均风速 (m/s)	实际发电量 (h)	修正后风速 (m/s)
15#	5.02	2470	5.46	01#	5.10	2510	5.55
16#	4.73	2328	5.15	02#	5.48	2847	5.96
17#	4.64	2215	5.05	03#	4.94	2626	5.37
18#	4.75	2247	5.17	04#	5.24	2699	5.70
19#	4.82	2462	5.24	05#	5.12	2603	5.57
20#	5.19	2684	5.65	06#	5.32	2671	5.79
21#	5.32	2910	5.79	07#	5.27	2640	5.73
22#	5.23	2744	5.69	08#	5.17	2723	5.62
23#	5.23	2890	5.69	09#	5.44	3079	5.92
24#	5.19	2802	5.65	10#	5.65	3188	6.15
25#	5.08	2606	5.53	11#	5.71	3333	6.21
26#	4.93	2539	5.36	12#	5.31	2710	5.78
27#	5.05	2499	5.49	13#	5.64	2992	6.14
28#	5.17	2767	5.62	14#	5.21	2715	5.67
29#	5.22	2701	5.68	40#	4.91	2174	5.34
30#	4.94	2529	5.37	41#	5.10	2364	5.55
31#	5.06	2464	5.51	42#	4.98	2510	5.42
32#	4.92	2462	5.35	43#	4.90	2301	5.33
33#	4.84	2236	5.27	44#	5.23	2774	5.69
34#	4.56	1932	4.96	45#	4.52	1945	4.92
35#	4.69	1963	5.10	46#	5.40	2777	5.88
36#	5.13	2647	5.58	47#	5.85	3086	6.36
37#	4.72	2269	5.14	48#	5.65	3073	6.15
38#	4.56	2169	4.96	49#	5.42	2757	5.90
39#	4.78	2182	5.20	50#	5.19	2565	5.65

率曲线有 3% 左右的负偏差，有一定的优化空间。

(二) 单台机组功率曲线分析

通过统计分析每台机组数据，得到各机组功率曲线符合度（功率曲线符合度 $K = \text{统计发电量} / \text{保证发电量} \times 100\%$ ，统计发电量 = $\sum (\text{风频分布值} \times \text{实测功率曲线对应的功率值})$ ，保证发电量 = $\sum (\text{风频分布值} \times \text{担保功率曲线对应的功率值})$ ），如图 3 所示。

由图 3 可以看出，风电场机组平均功率曲线符合度为 97.56%，单台机组最高 103.96%，个别机组功率曲线符合度较低，提升空间较大。其中最优秀机组 3# 与最差机组 35# 功率曲线散点图如图 4 所示。

根据图 4 可知，35# 机组在整个风速段拟合曲线表现较差，尤其是过渡段散点分散较为严重。机组风速与偏航对风角度散点分布比较分散；风速与桨距角散点同样比较分散，可通过调整该机组的控制参数，优化功率曲线，提升机组发电量。通过对每台机组进行功率曲线散点分析，功率曲线符合度较差机组基本与 35# 机组情况相同，均可通过调整控制参数，优化功率曲线，提升机组发电量。

二、控制系统适应性分析

根据机组运行数据，机组的风速与变桨角度、风速与偏航对风角度的散点较为分散，原因有：（1）机组控制延迟时间较长；（2）机舱对风风向标有一定的偏差；（3）区域风况变化太复杂，机组为保证安全，响应延缓；（4）采集数据有误。

三、发电量分析

（一）基于发电量的可利用率 PBA 及潜在发电量分析

单台机组潜在发电量及 PBA 如图 5 所示。全场平均 PBA 值为 92.29%，

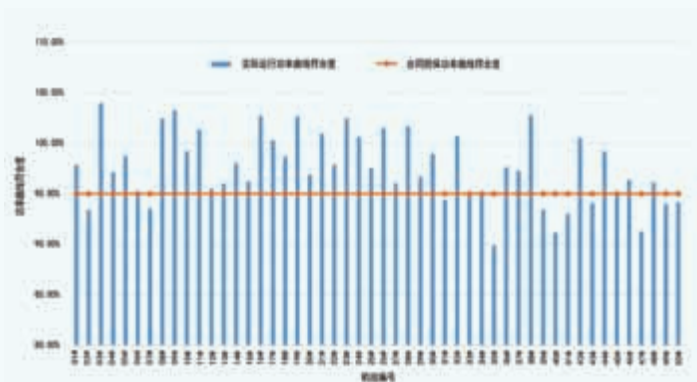


图3 风电场单台机组功率曲线符合度

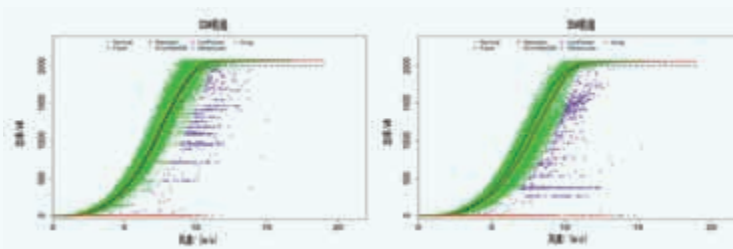


图4 功率曲线最优机组3#和最差机组35#散点图

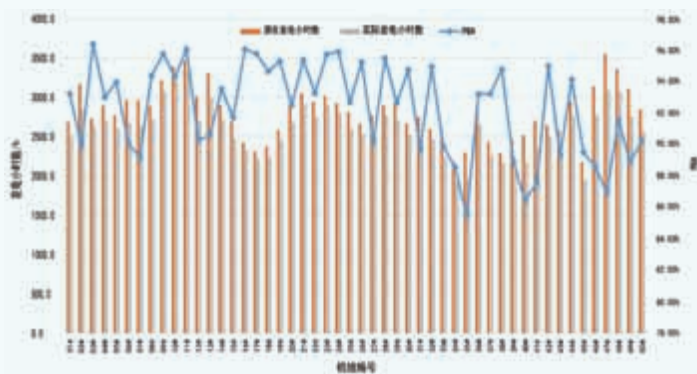


图5 单台机组PBA图

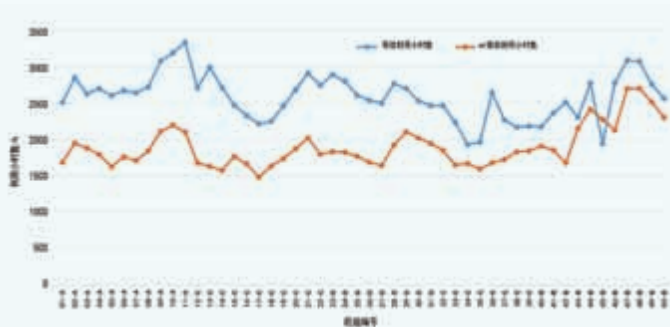


图6 前期设计与实际运行发电量对比图

单台机组最高为 3# 机组 96.37%，最低为 35# 机组 85.45%，35# 机组由于功率曲线符合度和 PBA 较差，其发电量提升空间较大，提升的主要策略是采取定制化控制策略。

（二）前期设计与实际运行发电量差异分析

前期设计与实际运行发电量对比分析图如图 6 所示。

根据图 6 可知，理论计算发电量与实际发电量趋势基本接近，理论推算各点位风速趋势基本相同，个别点位偏差较大，该计算误差主要由地形复杂、测风塔代表性不足引起。其中，

45# 机组在前期计算时明显偏高，实际发电量较差，主要原因为该机组处于崖口位置，主风向南风和北风都被山体遮挡，处于背风地形，导致该机组发电不佳。

结论

本文以某复杂山地风电场为研究对象，通过测风数据和机组运行评估，研究分析了机舱风速修正系数、单台机组功率曲线、控制系统适应性、PBA 及潜在发电量和发电量差异。根据统计期间运行数据，风电场

统计完整年内全场机组机舱平均风速为 5.11m/s，根据中尺度数据修正后为 5.56m/s，年度发电小时数为 2587 小时；全场功率曲线符合度为 97.56%，但部分机组功率曲线符合度较差，有一定的提升空间；根据机组控制性能散点图分析，个别机组风速与桨距角、风速与偏航对风角度散点比较分散，针对该情况，机组可定制化设置控制参数和优化控制策略；全场机组 PBA 平均为 92.29%，说明机组各项实际损失较少，有利于项目的稳定发电。✎

（作者单位：中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司）



摄影：何海青

浅谈风力发电海上升压站正压送风系统设计方法

文 | 彭淑英, 缪智昕

海洋大气环境具有高温高湿特点, 空气中含有大量盐雾, 其组成与海水相似, 且比海水含有更多的溶解氧, 其中的氯离子具有较高的导电率, 易在金属表面形成微电池和宏电池, 增加腐蚀的活性, 破坏金属表面的钝化膜, 材料的腐蚀和性能下降速率远比在陆上大气环境中快。海上平台上存在大量以钢铁为主的金属构件, 如主变的油箱外壳、散热片、开关柜、控制保护屏的外壳等, 盐雾对电气设备金属外壳寿命的影响巨大。这是因为盐雾具有导电特性, 海洋大气环境下, 空气的绝缘水平有所降低, 同时盐雾沉积在电气设备表面, 在电磁场作用下, 沉积物被电离形成导电薄膜, 降低了电气设备的绝缘水平, 因此, 电气设备的故障率会增加。

解决此类问题首先是避免电气设备直接暴露在海洋大气环境中, 控制继保屏、开关柜、GIS 等设备均应布置在相对封闭环境中, 散热主要是以空调为主, 通风为辅。为防止室外空气对电气等设备的盐雾腐蚀, 房间需维持正压, 这种给房间有组织的机械加压送风、自然排风系统, 称为“正压送风系统”。

目前我国对于海上升压站的正压送风系统设计缺乏深入细致的研究。海上升压站的正压送风系统存在计算方法不够准确等问题, 为解决这些问题, 本文以某项目海上升压站正压通风为例, 对送风量和正压送风系统压差控制设计的计算方法进行分析探讨, 并给出适合的送风量设计和压差控制方式。

项目概况

本文选取某海上平台升压站项目为研究对象, 该升压站位于东海海域, 平台分为三层。底层为电缆夹层, 敞开布置, 不作送风处理; 二层主要为柴油发电机室、35kV 配电装置室、应急配电屏室、站用配电屏室、GIS 室、细水喷

雾泵房等, 设置一套正压送风系统; 三层主要为继保室、通风机房2、通风机房1、应急生活间等, 设置一套正压送风系统。室外海风均经盐雾过滤、降温除湿后送入各房间。各房间参数设定见表1。

送风量设计

为满足上述室内正压设计参数, 需采用正确计算方法, 通过计算选取适合的送风量, 使室内保持所要求的正压值。

通常室内正压值需要高于室外风压 10Pa 以上, 才能保证室外腐蚀性空气不能进入房间。该海上风电场场址室外平均风速为 7 ~ 8m/s, 室外风压按 35 ~ 40Pa 考虑。室内压力值过低, 不能满足安全要求; 压力值过高, 会影响门窗开启等操作。通常正压值控制在 25 ~ 70Pa 左右, 一般为 50Pa。有易燃易爆气体或有有害气体的舱室, 其正压值应低于相邻舱室至少 5Pa。通过气动压力调节阀或重力平衡风闸的控制, 来维持房间正压。房间正压送风量需满足

表1 室内设计参数

房间名称	温度 (°C)		相对湿度 (%)		正压值 (Pa)
	夏季	冬季	夏季	冬季	
应急配电屏室	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	50
站用配电屏室	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	50
继保室	≤ 28	≥ 18	30 ~ 70	30 ~ 70	50
35kV 配电装置室	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	40
GIS 室	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	40
细水喷雾泵房	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	50
通风机房	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	50
应急生活间	≤ 28	≥ 18	≤ 70	≤ 70	50
柴油发电机房	≤ 35	≥ 5	≤ 70	≤ 70	40

房间维持正压所需风量，以及满足过渡季和冬季排除室内余热所需风量。

目前计算维持正压所需风量最常用的方法有缝隙法、换气次数法、消除房间余热法。下面用这三种方法进行计算和分析，找出适合海上升压站正压送风系统的风量取值。

一、缝隙法

采用缝隙法计算风量，既考虑了房间维护结构的气密性，又考虑了室内维持一定的正压值。

根据《实用供热空调设计手册》第二版，门关闭时，保持一定压差所需的风量：

$$L_y = 0.827A\Delta p^{1/b} \times 3600 \times 1.25 \quad (1)$$

式中， L_y 为按压差法计算的加压风量， m^3/h ； A 为门缝的缝隙面积， m^2 ； Δp 为加压区与非加压区的压差， Pa ； b 为指数，对于门缝取 2；0.827 为计算常数；1.25 为不严密处附加系数。

门缝的缝隙面积按“缝长×缝宽”进行计算。而缝宽在系统设计时是一个不确定值，它与门的形式、加工质量、安装质量、使用情况等因素有关，因此只能按一般情况估计。本次缝宽取值为 2~4mm。各房间根据缝隙法计算送风量（表 2）。

二、换气次数法

压差风量的大小与房间围护结构的气密性及维持压差值大小有关，对于相同大小的房间，由于门窗的数量及形式的不同，气密性不同，导致渗漏风量也不同，故维持同样大小的压差值所需风量有所差异。因此，在选取换气次数时，对于气密性差的房间取上限，气密性较好的房间取值可小一些。换气次数法按表 3 计算，送风量 L_n 结果如表 4 所示。

三、排除房间余热法

电气设备房间发热量是由电气专业提供，过渡季正压系统送风排除室内余热，根据《海洋平台暖通系统设计方法》QHS3008—2002，送风量计算公式如下：

$$L_q = \frac{Q}{0.288 \times 1.163 \Delta t} \quad (2)$$

式中， L_q 为送风量， m^3/h ； Q 为设备散热量， kW ； Δt 为室内外温差，室外温度取 16°C ；

根据排除房间余热法计算送风量（表 5）。

四、三种计算方法结果分析

各房间设计风量 L_s ，详见表 6。各房间正压送风量取值均按上述计算风量中较大值选取，总风量需考虑系统漏风量，乘以 1.05~1.1 的漏风系数。总风量根据计算结果取整

表2 根据缝隙法计算送风量 L_y (m^3/h)

系统	房间	缝隙法			
		Δp (Pa)	b (指数)	A (漏风有效面积) m^2	L_y 送风量 (m^3/h)
二层	柴油发电机室	40	2	0.0248	583.71
	35kV 配电装置室	40	2	0.1248	2937.40
	应急配电屏室	50	2	0.0288	757.87
	站用配电屏室	50	2	0.062	1631.53
	细水喷雾泵房	50	2	0.0372	978.92
	220kV GIS 室	40	2	0.0864	2033.58
三层	继保室	50	2	0.0864	2273.61
	通风机房 2	50	2	0.0432	1136.81
	通风机房 1	50	2	0.0432	1136.81
	应急生活间	50	2	0.062	1631.53

表3 保持室内正压所需换气次数 (1/h)

室内正值 (Pa)	无外窗房间	有外窗房间	
		密封较好	密封较差
5	0.6	0.7	0.9
10	1	1.2	1.5
15	1.5	1.8	2.2
20	2.1	2.5	3
25	2.5	3	3.6
30	2.7	3.3	4
35	3	3.8	4.5
40	3.2	4.2	5
45	3.4	4.7	5.7
50	3.6	5.3	6.5

表4 根据换气次数法计算送风量 L_n (m^3/h)

系统	房间	换气 次数	换气次数法		
			房间面积 (m^2)	房间体积 (m^3)	L_n 送风量
二层	柴油发电机室	3.6	43.26	216.30	778.68
	35kV 配电装置室	3.2	198.66	993.30	3575.88
	应急配电屏室	3.6	21.24	106.18	382.23
	站用配电屏室	3.6	17.81	89.05	320.58
	细水喷雾泵房	3.6	60.06	300.30	1081.08
	220kV GIS 室	3.2	114.21	1176.31	4234.72
三层	继保室	3.6	134.16	686.50	2471.39
	通风机房 2	3.6	61.06	312.44	1124.80
	通风机房 1	3.6	60.53	309.73	1115.04
	应急生活间	3.6	90.09	460.99	2443.25

数，得出二层正压送风系统总风量为 16000 m³/h，三层正压送风系统总风量为 14000 m³/h。

从表 6 中计算看出：（1）对于发热量小的房间应采用缝隙法计算风量，采用换气次数法校核风量，选取较大值确定风量；对房间内发热量大的房间应采用消除余热法选取风量，不需要校核，如 35kV 开关柜室和继电保护室等。（2）房间的换气次数与该房间相对外界的压差大小是没有关系的。空间内的污染物质越多、发热量越高，需要的风量越大。

正压控制

本项目房间与外界的压差是通过余压阀控制实现的，安装余压阀，必须保证房间内有足够的过剩风量，即需保证送风量大于门缝漏风量，因此，余压阀的选型至关重要。

一、余压阀选型

房间通风方式采用机械送风、自然排风方式，根据《实用供热空调设计手册》第二版，风量平衡如下式计算：

$$L_s = L_m + L_x \quad (3)$$

式中， L_s 为房间送风量，m³/h； L_m 为门缝漏风量，m³/h； L_x 为泄压风量，m³/h。

门缝漏风量按下式计算：

$$L_m = 0.827A\Delta P^{1/b} \times 3600 \quad (4)$$

式中， L_m 为按压差法计算的加压风量，m³/h； A 为门缝的缝隙面积，m²； ΔP 为加压区与非加压区的压差，Pa； b 为指数，对于门缝取 2；0.827 为计算常数。

余压阀泄压面积 F 按下式计算：

$$F = \frac{L_x}{0.827 \times \Delta P^{0.5} \times 3600} \quad (5)$$

根据上式计算各房间余压阀泄压面积，详见表 7。在正压送风系统中，余压阀的面积需要精确计算得出，选型过大，就会造成浪费；选型过小，就会存在超压风险。

二、压差控制方式的选择

对于本项目，正压送风采用的是新风直流系统，送风机依据系统压差变频控制。

在每个房间外墙设置余压控制阀。余压控制阀相对于气动和电动平衡风阀、重力平衡风阀（余压阀）具有结构简

表5 根据排除房间余热法计算送风量 L_q (m³/h)

系统	房间	过渡季排除余热 (16℃)	
		热负荷 Q (W)	L_q 送风量
二层	柴油发电机室		
	35kV 配电装置室	38000	5971.15
	应急配电屏室	2500	392.84
	站用配电屏室	2500	392.84
	细水喷雾泵房		
	220kV GIS 室	3000	471.41
三层	继保室	25000	7463.93
	通风机房 2	1000	157.14
	通风机房 1	1000	157.14
	应急生活间	3000	895.67

表6 计算结果汇总

系统	房间	缝隙法 m ³ /h	换气次数法 m ³ /h	排除余热法 m ³ /h	取大值 m ³ /h	设计风量 m ³ /h
二层	柴油发电机室	583.71	778.68		778.68	1000
	35kV 配电装置室	2937.40	3575.88	5971.15	5971.15	6500
	应急配电屏室	757.87	382.23	392.84	757.87	1000
	站用配电屏室	1631.53	320.58	392.84	1631.53	1800
	细水喷雾泵房	978.92	1081.08		1081.08	1200
	220kV GIS 室	2033.58	4234.72	471.41	4234.72	4500
	合计				15900.53	16000
三层	继保室	2273.61	2471.39	7463.93	7463.94	7500
	通风机房 2	1136.81	1124.80	157.14	1136.81	1800
	通风机房 1	1136.81	1115.04	157.14	1136.81	1800
	应急生活间	1631.53	2443.25	895.67	2443.25	2900
	合计				13398.88	14000

单, 安装方便, 成本低的优点, 但密闭性较差。经综合考虑各方的要求, 房间采用了余压阀进行正压控制, 其结构参见图 1。P1 表示大气压力, P2 表示舱内气压, 调节杆与叶片有一定的夹角, 可以提供必要的力矩, 以避免 P2 稍大于 P1 即会打开风闸, 挡板则能保证在任何情况下, 空气都只会由舱室流向大气, 而不会出现向室内倒灌的情况。

余压控制阀初始余压的设置: 调整调节杆上螺母的位置, 可以改变调节杆的重心, 进而改变打开风闸所需的压差, 达到调整安全区内正压的目的。重力风闸要求单向开启, 且为可调式, 即能调节进出口压差设定值。其工作条件为 25Pa 时关闭, 50Pa 时打开。要求风闸叶片整体随压差变化自动摆动灵活, 在无压差或负压差时, 又能可靠保持关闭状态。每个叶片应保证转动灵活。重力风闸做成多叶片形式, 长度不超过 100mm。

三、维持良好的压差稳定性的有效方法

海上升压平台的正压送风系统是个系统工程, 正压送风量是确保平台主要电气设备寿命的基本条件, 除保证各房间的送风量合理外, 还需要维持房间压差的稳定, 避免建造完成后平台的室内环境条件达不到要求。需要注意以下几点:

(1) 定期更换新风滤网, 以减少新风滤网堵塞造成的压差降低。

(2) 定期更换初效、中效过滤器, 以减少送风量的波动带来的压差混乱。

(3) 不要频繁地开门、关门, 以免自控系统反复调节出现失灵和压差紊乱。

(4) 减少每次开、关门时间, 以免出现风量泄漏、压

差降低超过系统的调节范围。

(5) 关门必须关严, 否则漏风量过大, 会造成压差混乱。

(6) 使用自动门, 可以设定开门时间、保持时间、关门时间, 保证压差不受到很大的波动影响。

(7) 定期检查每一扇门的密封性。

(8) 定期检查现场的压差装置及显示数据。

(9) 随时监控在线压差显示系统的数, 随时了解平台现场发生的状况, 并及时提醒操作人员注意压差的稳定保持。

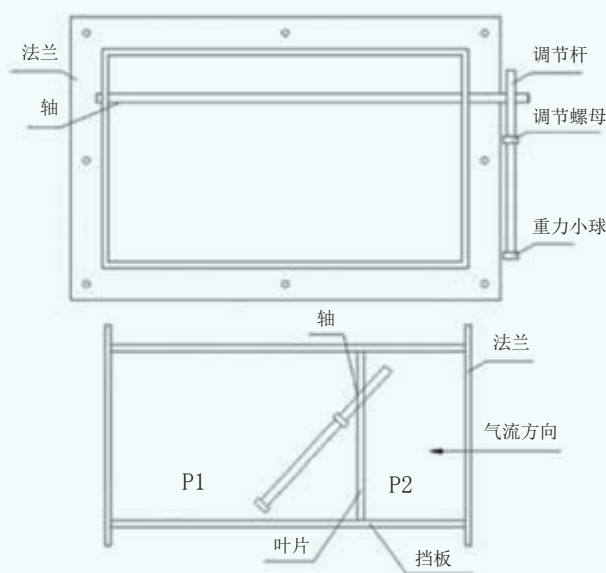


图1 余压阀结构示意图

表7 余压阀泄压面积

系统	房间	设计风量 m ³ /h	门缝漏风量 m ³ /h	泄压风量 m ³ /h	余压阀开启面积 m ²
二层	柴油发电机室	1000	466.9708	533.0292	0.028308
	35kV 配电装置室	6500	2349.917	4150.083	0.220404
	应急配电屏室	1000	606.2971	393.7029	0.018701
	站用配电屏室	1800	1305.223	494.777	0.023503
	细水喷雾泵房	1200	783.1338	416.8662	0.019802
	220kV GIS 室	4500	1626.866	2873.134	0.152587
三层	继保室	7500	1818.891	5681.109	0.269861
	通风机房 2	1800	909.4457	890.5543	0.042303
	通风机房 1	1800	909.4457	890.5543	0.042303
	应急生活间	2900	1305.223	1594.777	0.075754

结论

目前，实际工程中设计人员大多是依据经验按换气次数计算每个房间的风量。为了给海上升压平台提供合适环境条件，本文对海上升压站正压送风系统的送风量计算以及余压阀设计进行了分析探讨，得出以下结论：

(1) 对海上升压站项目，送风量采用缝隙法计算渗透风量，既考虑了房间维护结构的气密性，又考虑了室内维持不同的压差值。因此采用缝隙法计算比按房间的换气次数估算法更为合理和准确。

(2) 电气设备房间的送风量除满足房间正压值要求外，还需满足过渡季及冬季排除室内余热的要求，因此取

缝隙法与消除余热法两种计算结果的较大值作为此房间送风量。

(3) 对于继保室及 35kV 配电装置室这类发热量较大的房间，排除余热所需风量远大于维持房间正压所需的风量，此类房间的送风量可直接取其排除余热所需风量。

(4) 对于发热量小的房间应采用缝隙法计算风量、采用换气次数法校核风量，选取较大值确定风量。

(5) 升压平台的送风量是确保平台主要电气设备寿命的基本条件，避免建造完成后平台的室内环境条件达不到要求。尽量增加房间的密闭性，就能降低未经处理的空气进入房间而导致室内污染的风险，应引起设计人员的重视。✎

(作者单位：上海勘测设计研究院有限公司)



摄影：孙飞

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@cgcc.org.cn，或拨打010-59796665



风电箱变绝缘油综合故障诊断方法及其界面化程序开发

文 | 李丹, 胥永利, 王凤军

随着风电技术的成熟, 风电成本也逐渐下降, 成为目前颇具规模的新能源发电方式。风电 35kV 箱变是连接风电机组并网端和风电场主变压器的电力枢纽, 一旦在运行中出现故障, 不论对风电场设备, 还是风电场发电量都会造成一定影响。绝缘油色谱分析法是发现变压器故障的有效方法, 但该方法只能分析出绝缘油溶解气体含量, 如果要诊断出风电箱变的潜在故障, 则需要风电场人员拥有较高水平。据统计, 38 个风电场 1153 台机组中, 出现过溶解气体超标的箱变占到总数的 43.3%, 个别风电场更是高达 67.7%, 而风电场的处理方式则是在故障导致箱变无法继续运行后, 再进行维修, 大大增加了风电场的维护成本。因此, 风电场需要一种操作简单、诊断迅速的箱变故障诊断系统。

国内在箱变绝缘油色谱故障诊断方面, 部分学者提出了基于 DS 证据理论与模糊集等的人工智能故障诊断法, 但其理论依据均为“三比值法”, 无法解决该方法自身存在的缺陷。因此, 本文提出了一种基于多种方法的风电箱变综合故障诊断系统, 并根据风电场实际情况对该方法进行了界面化编程。

变压器故障类型与绝缘油溶解气体组分

变压器故障从部位上分类, 可分为绝缘材料故障、铁心故障、分解开关故障等。如果对变压器进行故障诊断更应从其故障的性质入手, 从性质上分类, 可分为热性故障和电性故障。故障会导致绝缘油溶解气体的组分发生变化。

1. 热性故障

热性故障多是由变压器内部局部过热导致, 在其非正常运行时, 由内部运行的铜损和铁损造成。据统计, 造成热性故障最常见的原因分为分接开关接触不良, 其次则为铁心多点接地和局部短路。热性故障按照温度等级可分为四种:

(1) 轻微过热故障, 变压器内部温度低于 150℃; (2) 低温故障, 内部温度在 150~300℃; (3) 中温故障, 内部温

度在 300~700℃; (4) 高温故障, 内部温度大于 700℃。

热性故障时变压器内部产生的主要溶解气体为 CH_4 和 C_2H_4 , 两者总量占总烃的 80% 左右, 随着温度的升高, C_2H_4 的比例也会随之升高, 并会产生少量 C_2H_2 。当变压器热性故障涉及绝缘材料时, 会伴随产生大量的 CO 和 CO_2 。

2. 电性故障

变压器产生电性故障主要由绝缘材料的裂化、引线对地闪络或断裂以及分接开关飞弧引起。按照能量密度可分为: (1) 电弧放电, 其能量密度最高; (2) 局部放电, 属于低能放电; (3) 火花放电, 该种放电能量最低。

电弧放电, 属于高能量放电, 当出现这种故障时, 气体产生速度较快, 且量大, 此时绝缘油中的主要成分为 C_2H_2 和 H_2 , 同时也存在 CH_4 和 C_2H_4 。如果出现电弧放电则会对变压器造成严重损害。局部放电, 属于低能放电, 该种放电情况比较复杂, 成因较多, 此时绝缘油中主要气体为 H_2 , 其次为 CH_4 , 随着放电能量密度的增大可能产生 C_2H_2 。火花放电, 一般为能量密度大于 10^6C 的数量级时产生, 此时绝缘油中的溶解气体以 C_2H_2 和 H_2 为主。

在变压器电性故障中, 这三种故障并不是一定单一出现, 一种故障的发生很可能伴随着另一种或几种。因此, 电性故障较为复杂, 需要具体分析。

风电箱变的色谱故障诊断方法

气相色谱分析法可以检测出风电箱式变压器绝缘油中溶解气体组分含量, 对及时发现风电机组箱变的潜伏故障十分有效。本文主要介绍三比值法、无比值法和 TD 图法三种基于溶解气体组分含量的故障诊断方法。

一、三比值法

由于变压器故障与气体含量之间的关系比较复杂, 难以直接从组分含量判断故障的具体类型。三比值法是由国际

电工委员会 (IEC) 总结大量经验整合而成, 利用气体组分的比值范围、编码组合进行故障诊断。

GB7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(以下简称“导则”)则推荐改良三比值法(以下简称“三比值法”)。

三比值法是用5种气体的三对比值以不同的编码表示, 编码规则和故障类型判断方法见表1和表2。

三比值法虽然可以依据编码组合来判断变压器故障, 但使用时也应注意一些问题:

(1) 只有气体含量或者产气速率超过注意值时, 才能利用三比值法对变压器进行故障诊断; (2) 每个编码组合对应一种故障, 当多故障联合, 很可能找不到对应编码; (3) 实际的编码组合可能在表2中找不到。

二、无比值法

由于三比值法存在上述缺陷, 因此有学者提出了无比值法。无比值法仅需要气体组分的相对含量, 利用比值确定故障的具体类型。无比值法的具体判断过程如下:

(1) 当 C_2H_2/C_2H_4 的比值, 小于0.1时, 为热性故障; 大于0.1时, 为电性故障。

(2) 当判断为热性故障时, C_2H_4/C_2H_6 的比值, 小于1时, 为低温故障(小于 $300^{\circ}C$); 大于1且小于3时, 为中温过热($300^{\circ}C \sim 700^{\circ}C$); 当比值大于3时, 为高温过热(大于 $700^{\circ}C$)。

(3) 当判断故障为电性故障时, CH_4/H_2 的比值, 小于1时, 为纯放电; 大于1时, 为放电兼过热。

经过多次故障变压器诊断以及验证, 无比值法的准确率比三比值法更高, 然而无比值法故障定位精度低于三比值法, 因此将两种方法结合起来使用能够更好地进行变压器故障诊断。

三、TD图故障诊断

当变压器内部发生高温过热和电性故障时, 此时绝大部分变压器内部 $C_2H_4/C_2H_6 > 3$, 将 CH_4/H_2 和 C_2H_2/C_2H_4 分别作为纵坐标与横坐标, 组成了TD图, 其中T代表过热, D代表放电, 如图1所示。利用TD图法进行变压器故障诊断, 其特点如下:

(1) TD图法不仅能进行绝缘油色谱故障诊断, 同时可以将同一变压器的多组追踪色谱检测结果加入TD图, 观察其内部故障变化趋势, 掌握其故障变化方向。

(2) TD图法相对“比值法”更加直观。

(3) TD图法仅适用于变压器内部出现严重故障时的故障诊断, $C_2H_4/C_2H_6 > 3$ 为其限制条件。

表1 编码组合规则

气体范围	比值范围的编码		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
< 0.1	0	1	0
$\geq 0.1 \sim < 1$	1	0	0
$\geq 1 \sim < 3$	1	2	1
≥ 3	2	2	2

表2 故障类型判断方法

比值范围的编码	故障类型判断		故障实例	
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2		
0	0	1	低温过热 (低于 $150^{\circ}C$)	绝缘导线过热, 注意CO和CO ₂ 的含量及CO ₂ /CO的值
	2	0	低温过热 (150~ $300^{\circ}C$)	
	2	1	中温过热 (300~ $700^{\circ}C$)	
	0, 1, 2	2	高温过热 (高于 $700^{\circ}C$)	
	1	0	局部放电	
2	0, 1	0, 1, 2	低能放电	分解开关接触不良, 引线夹件螺丝松动或接头焊接不良, 涡流引起铜过热, 铁芯漏磁, 局部短路, 层间绝缘不良、铁芯多点接地等
	2	0, 1, 2	低能放电兼过热	
1	0, 1	0, 1, 2	电弧放电	线圈匝间、层间短路、相间闪络、分接头引线间油隙闪络、引起对箱壳放电、线圈熔断、分接开关飞弧、因环路电流引起电弧、引线对其他接地体放电等
	2	0, 1, 2	电弧放电兼过热	

风电箱变绝缘油色谱故障诊断程序设计

风电场 35kV 箱变是风电机组并网不可或缺的一部分，在我国，每台风电机组必须配备一台箱变，一般风电场拥有几十台，甚至上百台机组，如果仅凭人工对风电箱变绝缘油色谱进行计算与故障诊断，将耗费大量的时间，不利于风电场发电生产。

一、程序界面与功能

本文将采用 Visual Basic，进行风电箱变绝缘油色谱故障诊断程序设计，其界面如图 2 所示。其左侧为绝缘油色谱检测指标，一般包括 CO、CO₂、H₂、CH₄、C₂H₆、C₂H₄、C₂H₂、总烃共 8 项，对于使用氩气作为载气的色谱报告，则额外包含了 O₂ 和 N₂。右侧则采用三比值法、无比值法等多种方法进行故障诊断。当色谱分析结果中 C₂H₄/C₂H₆>3，则可以采取 TD 图方法，该界面如图 3 所示。

二、绝缘油色谱综合故障诊断方法

绝缘油色谱综合故障诊断方法综合了三比值法、无比值法、TD 图法以及 TD 图追踪诊断，其逻辑如图 4 所示。根据《导则》，当绝缘油色谱分析结果中 C₂H₂、H₂、总烃有任何一项超标时，先将各项溶解气体含量输入界面之中，通过《导则》中的三比值法、无比值法进行故障诊断，对比两者结果。在使用三比值法进行故障诊断时，有时会发生找不到编码的情况，则此时以无比值法的结果为准。当 C₂H₄/C₂H₆>3，则此时可以同时使用 TD 图法进行故障诊断，在必要时可以将故障箱变的多组追踪数据输入程序，进行 TD 图追踪诊断。

三、界面化程序故障诊断实例

(一) 实例 1

某企业省公司下属一风电场，2017 年 3 月某 1.5MW 风电机组 35kV 箱变绝缘油色谱检测结果，如表 3 所示，该机组仍正常并网运行。根据《导则》，该色谱中 C₂H₂ 超过标准规定值，该箱变可能存在潜在故障，需进一步诊断。

将色谱检测结果输入程序界面中，其故障诊断结果如图 5 所示。

从诊断结果看，三比值法与无比值法的诊断结果一致，该箱变同时出现了电性故障与热性故障，建议风电场对该箱变的绕组及引线的绝缘材料老化情况进行检查，并对分接开关进行检修。C₂H₄ 与 C₂H₆ 含量比值未超过 3，不需要进行 TD 图故障诊断。

(二) 实例 2

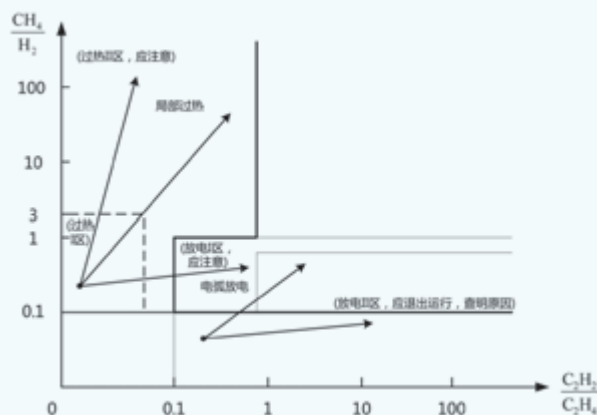


图1 TD图

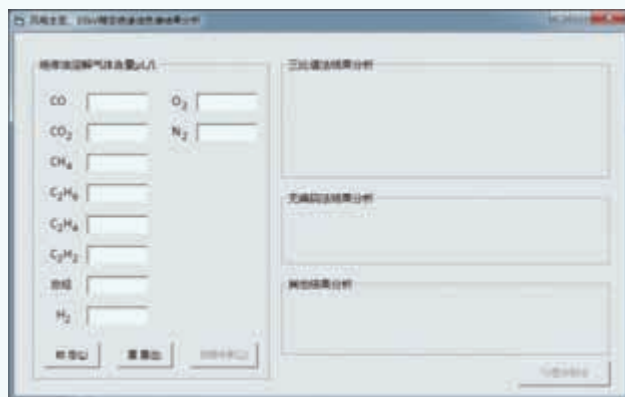


图2 程序主界面

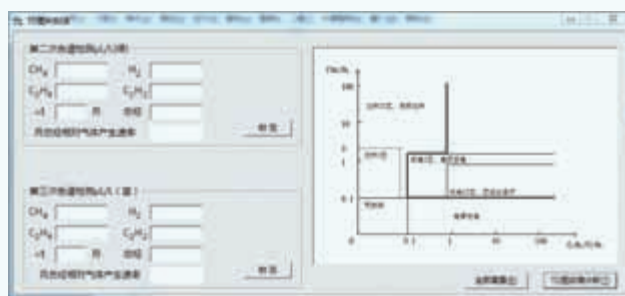


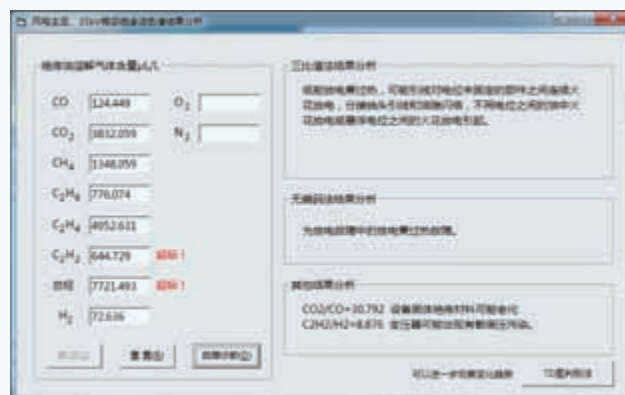
图3 TD图故障诊断界面

表3 实例1风电机组35kV箱变绝缘油色谱检测结果

气体种类	含量 μL/L	气体种类	含量 μL/L
CO	360.233	C ₂ H ₄	1.571
CO ₂	7303.532	C ₂ H ₂	17.648
CH ₄	14.968	H ₂	6.349
C ₂ H ₆	2.371	总烃	36.558



图4 绝缘油色谱综合故障诊断方法



(a) 三比值法和无比值法诊断结果

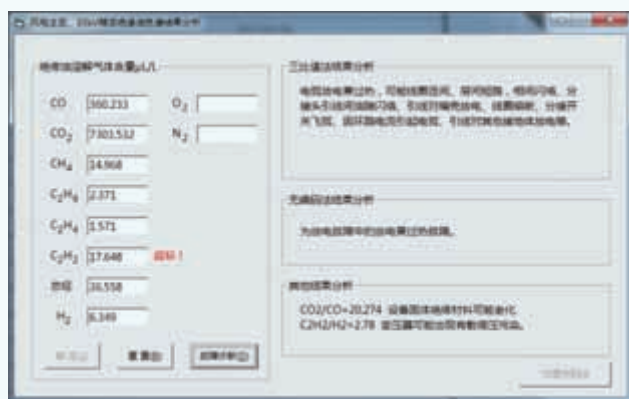
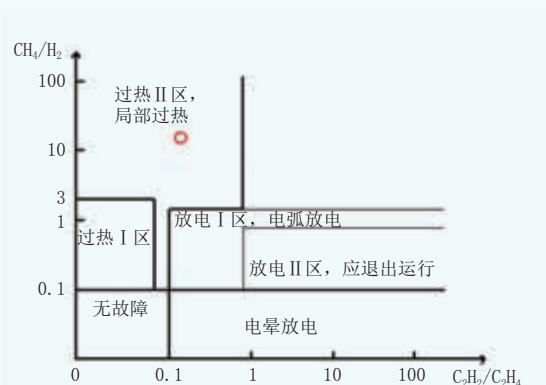


图5 实例1界面化程序故障诊断结果



(b) TD图诊断结果

图6 实例2界面化程序故障诊断结果

表4 实例2风电机组35kV箱变绝缘油色谱检测结果

气体种类	含量 $\mu\text{L/L}$	气体种类	含量 $\mu\text{L/L}$
CO	124.449	C_2H_4	4952.631
CO_2	3832.059	C_2H_2	644.729
CH_4	1348.059	H_2	72.636
C_2H_6	776.074	总烃	7721.493

某企业省公司下属一风电场，2016年9月1.5MW风电机组35kV箱变绝缘油色谱检测结果，如表4所示。从色谱检测数据来看，该箱变内绝缘油存在严重故障， C_2H_2 和总烃均严重超标。

将色谱检测结果输入程序界面中，其故障诊断结果如图6(a)所示，同时，该组色谱结果 C_2H_4 与 C_2H_6 含量比值超过3，符合使用TD图诊断的条件，应使用TD图进一步诊断，如图6(b)所示。

从综合了三种方法的诊断结果来看，该箱变以热性故障为主，同时存在低能放电，建议风电场对该箱变分接开

关和引线及引线与开关接头处进行检查，查看引线与绕组、引线及开关的接头处是否存在短路、断路以及接触不良的情况。该箱变色谱检测结果溶解气体超标严重，风电场应停止使用，返厂送修。

结论

针对适用于风电场箱变绝缘油色谱故障诊断方法单一、风电场人员技术实力不足等现状，本文提出了一种基于多种方法的风电场箱变的综合故障诊断系统，并对其进行了界面化程序开发。该综合故障诊断系统有助于弥补风电场在35kV箱变故障预测和安全隐患排查技术方面的不足，同时界面化程序诊断迅速、操作简单，方便风电场工作人员使用。该故障诊断系统对风电场安全生产以及经济效益提升都具有重要意义。

(作者单位：大唐东北电力试验研究所有限公司)

风电混凝土塔筒体外预应力锚固体系的研究及应用

文 | 甘国荣, 苏韩, 韦耀淋

近年来,随着风电塔筒的建设高度达到并超越 120m,应用体外预应力技术的混凝土塔筒表现出优异的性能,成为国外风电塔筒建设的热点,并发展了多边形、多阶圆柱形、锥形等多种薄壁塔筒构型。

体外预应力锚固技术能在不影响构筑物原有结构的前提下,达到有效的提载强化效果,而且该体系具有设计灵活、施工快捷的优点,为混凝土结构构件采用预制化、标准化和装配化的施工方案提供了技术条件和建设选择。与通常桥梁和旧桥加固中应用的体外索不同,风电混凝土塔筒配置覆盖整个塔筒高度的竖向预应力束,一方面是在塔筒承受弯矩的情况下防止混凝土出现拉应力和过早开裂;另一方面则是在交变载荷的作用下维持塔筒的固有频率,有效避免共振和疲劳失效的发生。相关研究表明配置竖向体外预应力的预制拼装混凝土塔筒在减少造价、提高结构耐久性等方面具有特殊优势。然而目前我国混凝土塔筒的建设还比较少,对混凝土塔筒所需的体外预应力锚固技术研究有待加强。

因此,本文通过对 120m 竖向体外预应力锚固体系的适用结构型式和锚固性能进行试验研究和分析,并基于实际工况进行专用施工方法和配套施工机具的设计和工程应用,以期推动及促进这种新型结构在我国风电建设工程中的应用。

索体结构的研究

混凝土塔筒施工一般采用现场分节段预制,在完成塔筒基础施工后,以节段拼装的方式竖起塔筒,塔筒节段之间采用干接缝,因此施工进度很快,可达 1 塔 / 周。在竖起塔筒后,依靠塔筒本身的结构稳定性,按施工进度要求进行机组、叶片、电气设备、体外索等设备设施的安 装,体外索在塔筒内的常规布置如图 1 所示。通常风电场的设计运营期为 20 年以上,混凝土塔筒技术满足运营所需的安全性、耐用

性和易维护的要求,并且由于施工速度快、维修量小、易拆装等优点,使得应用预制后张法的混凝土塔筒在经济、技术、环境和美学上都具有竞争力。

预埋在基础混凝土结构中 与风电机组塔筒连接的构件通常采用预应力锚杆笼结构,其刚性杆体频繁承受交变振动载荷极易发生疲劳破坏而影响风塔的安全使用。目前同样采用预制后张法的混凝土塔筒则在中空混凝土基础(图 1)与混凝土塔筒的连接方式上选用了从塔顶至基础的锚拉式钢绞线(或钢丝)成品索体外预应力锚固体系,极大避免了刚性联接体系疲劳失效的风险。

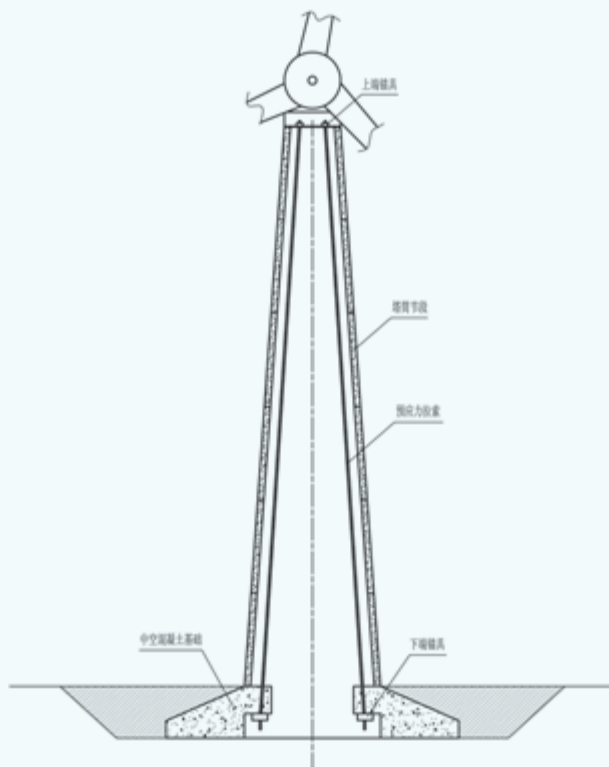


图1 混凝土塔筒典型构造及体外索布置示意图

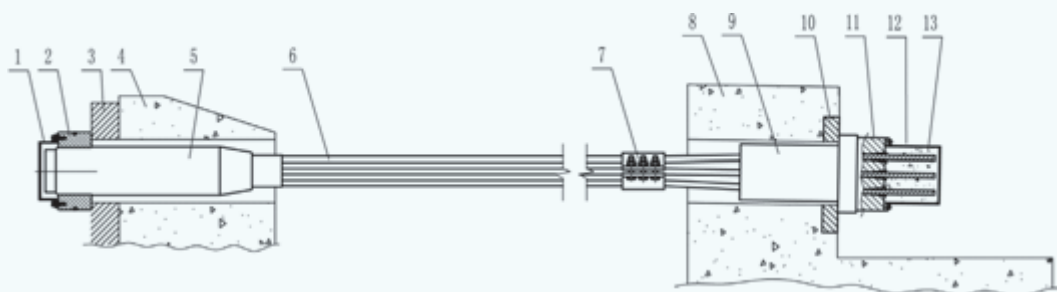
为降低风载对混凝土塔筒的不良影响,其截面尺寸从塔底到塔顶逐渐减小,相应地采用较大的拉索张拉力和较小的塔筒壁厚,同时综合考虑塔内空间、施工效率、质量控制等因素。为克服塔筒截面对拉索及锚具尺寸的限制,国外已有的技术是采用墩头锚式平行钢丝拉索方案来实现较小的索体截面积和锚具尺寸,但同时带来成盘直径较大、索体防腐及运输成本高等问题。本文在深入研究和大量试验的基础上,成功研发了 OVMGJ-M15 系列组合式整束挤压平行钢绞线拉索锚固体系,其拉索上端为固定端,采用整束挤压锚具,下端为张拉端,采用夹片式锚具;通过对塔底中空混凝土基础处体外索的张拉,与塔筒顶部的锚具一起对整个塔筒施加预紧力,增强拼装后的塔筒稳定性和抗疲劳性能。

OVMGJ-M15 索体采用 $\Phi 15.7\text{mm}$ 标准强度为 1860MPa 的低松弛无粘结钢绞线 (prEN10138-3),其基本结构组成如图 2 所示。

锚固体系的试验研究

一、静载锚固性能研究

根据欧标 ETAG013 的要求,拉索锚固性能需满足静载锚固性能、疲劳性能和荷载传递性能的要求。ETAG013 对体外索的静载锚固性能试验要求测量加载时张拉端夹片锚头的变形,并且通过拉索两端锚具的交替张拉锚固最终加载至整个拉索破断来检验其静载性能。OVMGJ-M15 的拉索锚



1. 上端保护罩 2. 螺母 3. 风电机组法兰底座 4. 塔顶混凝土 5. 整束挤压锚头 6. 钢绞线无粘结筋
7. 索夹 8. 塔基础混凝土 9. 延长筒 10. 钢垫板 11. 夹片锚具组件 12. 下端保护罩 13. 防腐材料

图2 组合式平行钢绞线拉索锚固体系基本结构示意图

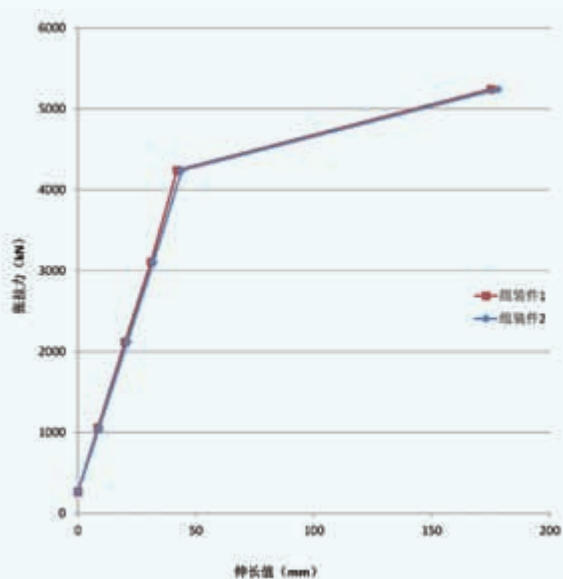


图3 拉索组装件静载张拉曲线图



图4 拉索组装件静载张拉测试图

具组装件静载试验如图 3、图 4 所示，经检验，拉索加载至 5243.1kN 后破断，其锚具效率系数达到了 96%，总延伸率达到了 3.7%，拉索静载锚固性能满足 ETAG013 中规定达到锚具效率系数 $\geq 95\%$ 、总延伸率 $\geq 2\%$ 的要求。

二、疲劳性能研究

欧标 ETAG013 对体外索组装件的疲劳荷载性能试验要求是上限载荷为 $65\%f_{pk}$ ，在应力幅度为 80MPa 的水平上进行 200 万次荷载循环试验后，发生破断的预应力筋的截面面积应不大于试验总截面面积的 5%，即 OVMGJ-M15 拉索试验后，发生破断的钢绞线的钢丝应小于 7 丝。在对单根钢绞线锚固单元组装件进行匹配性试验的基础上，通过对 OVMGJ-M15 拉索上下端两种不同锚具参数进行改进及优化，在疲劳上限载荷为 3445.7 kN、下限载荷为 3217.7KN

的水平上，经 200 万次荷载循环后，将断丝率控制在 2% 以下，成功通过了该试验验证。

三、锚固区传力性能研究

在现场体外索张拉施工过程中，曾经发生过张拉端混凝土锚固区被压溃的现象，因此，体外索张拉端须按 ETAG013 的规定进行锚固区荷载传递试验，保证试验破坏荷载不小于 1.1 倍的标准极限载荷。按基础设计的要求和承载墩尺寸进行 OVMGJ-M15 拉索锚具锚固区荷载传递试验（如图 7），其混凝土设计抗压强度为 40MPa，标准极限载荷为 5301kN。经过十次的循环加载，混凝土试件在循环上限载荷 4240.8 kN ($0.8F_{pk}$) 时，其最大裂缝宽度为 0.1mm，小于 ETAG013 规定 $\leq 0.25\text{mm}$ 的要求。继续加载至 6841.6kN，即试验载荷达到 1.29 倍的标准极限载荷，混凝土试件仍未破坏失效。

专用施工装置的研制

为了安装塔筒内的体外索，一是利用塔外的大型吊机整体吊起拉索由塔顶从上而下进行穿索，二是利用提升（卷扬）机牵引拉索从塔底由下而上穿索。针对可在塔顶平台



图5 拉索组装件疲劳试验测试图



图7 荷载传递性能试验测试图



图6 疲劳试验后的拉索



图8 测试后混凝土试件端面

安装牵引动力——小型提升机的状况，为保证其牵引挂索效率，特别对其挂索施工方法和专用施工装置进行了研究。当待安装的索盘运输至塔筒现场后，一般须经过放索、提升、上端锚固、下端张拉和防护处理等步骤来完成索体安装施工。顺利将拉索牵引提升到塔顶就位需要一系列的专用装置，如多功能放索架、地面导轮装置、门口导轮装置、防撞导向框架、横梁导向装置、中间平台导向装置、万向连接头、塔顶滑车等，其中多功能放索架和塔顶滑车的合理结构设计是提高施工效率的关键。

一、多功能放索架

由于塔顶空间有限，在塔顶平台安装的小型提升机牵引力有限，放索方式需尽量减少牵引力损耗，提高挂索效率。通过对挂索工艺流程的研究，研制了与通常的水平放索方式不同、采用竖直放索的多功能放索架，以利于放索和对索体及周围人员的保护。由于拉索成盘及运输状态是水平放置的，多功能放索架的滚笼结构能方便地拆卸以放置索体，并能在吊车的辅助下旋转 90° 放置在底座托架上，其结构如图9所示，并可通过刹车系统随时控制放索架的转速，以匹配拉索的提升速度。

二、塔顶滑车

在塔顶的受限空间中进行挂索施工，需精确设计并校核塔顶滑车安装后的提升轴心与塔顶拉索设计轴心是否一致，以及滑车的整体尺寸是否满足安装空间的要求，否则很

容易导致上端锚头提升不到位，螺母无法锁定。通过运用有限元分析进行结构优化，塔顶滑车如图10所示，其主要部件为上锚定板、万向旋转拉杆、卡槽式耳板、导轮装置等。安装时，上锚定板将两个高强度螺母安装在风电机组底座法兰螺杆上，用扭矩扳手施以 $500\text{N}\cdot\text{m}$ 的扭矩来锁紧该螺母。

工程应用

印度班努尔风电场工程共建有 3MW 风电机组26台，该工程采用锥形混凝土塔筒，塔筒设计高度约为 118.6m ，塔底最大直径为 8.4m ，塔顶最大直径为 3.5m ；塔筒壁厚为 150mm ，分成6节段预制拼装，前5节段每节段高约 20m ，由多片弧形面板拼成。塔筒基础为中空混凝土基础，埋深约为 3.5m ，中空混凝土基础内侧专门设置了锚固拉索的混凝土锚墩。每个塔筒内设置6根OVMGJ-M15-17型体外索，索体材料为17根 $\Phi 15.7\text{mm}$ - 1860MPa 钢绞线无粘结筋；每根索长为 120.6m ，重约 2.6t ，设计张力为 2950kN 。整个塔筒体外索拉索施工前，塔顶 3MW 机组、叶片和塔内大部分电力设备均已安装。

OVMGJ-M15-17型体外索安装主要施工工艺流程如图11所示。

根据现场塔内设施布置情况和吊点位置的限制，挂索系统采用了塔门口处放置多功能放索架放索、塔顶提升机

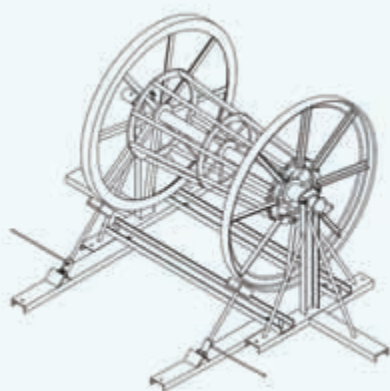


图9 多功能放索架结构示意图

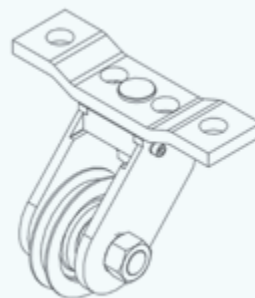


图10 塔顶滑车结构示意图



图11 体外索施工工艺流程图



图12 挂索施工



图13 上端螺母安装



图14 塔基础内悬浮张拉施工

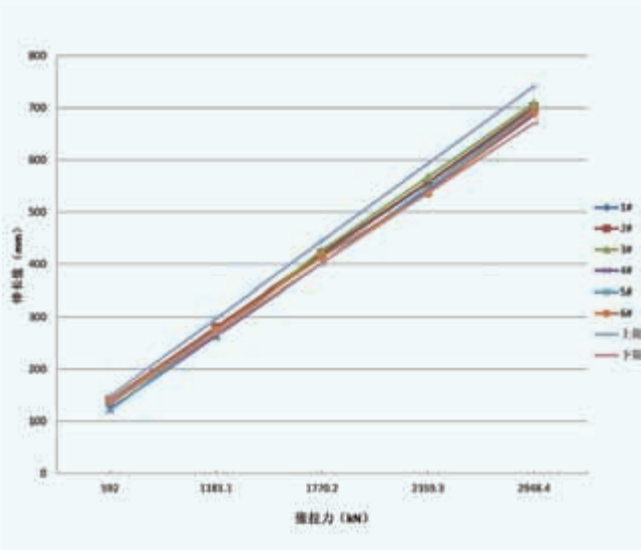


图15 现场张拉曲线图

牵引提升的挂索方案。由于塔内已安装的小型电梯运力只有约 300kg，因此选择了自重较轻的小型提升机（牵引力为 3t），配套 $\Phi 14\text{mm}$ 的牵引钢丝绳。放置好挂索路径中各转向点导向并确定合理的挂索顺序后，将每根拉索上锚头提升至塔顶机组底座法兰并锁紧螺母后，需将塔顶滑车卸下并重新安装至下一根拉索对应的吊点上，依次完成对其余拉索的牵引和螺母锁定。

挂索时，需注意拉索提升的速度和放索速度的匹配，避免放索过慢时放索架被拖拽而导致倾覆，放索太快时钢绞线弹出而造成钢绞线 PE 护套的损伤。在上端锚头螺母锁定后，及时将拉索尾部钢绞线临时防护清理干净，安放进基础

顶板预留施工孔并顺直各钢绞线，为下根索的提升作业腾出空间。

塔内全部拉索均提升到位并安装张拉端锚具后，采用悬浮张拉法对每对拉索进行对称连续张拉。首先，每根索的钢绞线逐一按顺序从基础顶板穿入预先在混凝土锚墩上固定好的张拉端锚头锚孔内，采用 YDC160Q 小千斤顶逐一预紧，然后在锚头上安装 YDCL400Q 张拉千斤顶，如图 14 所示，利用该千斤顶自带的工具锚具装置夹持钢绞线来进行该千斤顶的临时定位。拉索张拉分五级进行，按（20%、40%、60%、80%、100%）FASL 的顺序对称同步张拉至设计索力 FASL 为 2950 kN。测量张拉伸长值并校核无误后，用千斤顶顶压装置压紧锚头工作夹片，千斤顶缓慢卸载至拉索锚固。张拉实测数据如图 15 所示，各拉索张拉伸长值满足 $\pm 5\%$ 的误差要求。

结论

本文针对风电混凝土塔筒的结构特点和安装施工要求，开展并完成了 $\Phi 15.7\text{mm}-1860\text{MPa}$ 组合式整束挤压平行钢绞线拉索锚固体系的研制和应用。该钢绞线拉索锚固体系的组装件静载及疲劳性能优良，各项技术性能指标均达到欧标 ETAG013 的要求；而且该体系的配套专用机具及施工方法有效保障了施工的安装质量，较好地满足了现场施工安全和进度的要求。

（作者单位：柳州欧维姆机械股份有限公司）

WIND ENERGY

A COVERAGE OF ALL EXCELLENCE OF WIND

传播专业知识 启迪成长智慧



www.fengneng.org.cn



扫一扫，关注中国风能协会官方微信
轻松阅读杂志精华文章

风能
WIND ENERGY 杂志

地址：北京市北三环东路28号易亨大厦1108室
电话：010-59796665-3953(编辑部)
010-64405232-3501(广告部)
传真：010-64228215 邮编：100013
投稿邮箱：gaojian@cwea.org.cn

双馈风力发电机滑环、碳刷故障分析及解决措施探讨

文 | 钟绍辉，解京晶

滑环、碳刷装置是双馈异步风力发电机实现转子电流双向传输的关键部件。经统计，滑环、碳刷装置的故障率占比较高，经常造成电机无法启机、轴承损伤等故障。此类故障维修时间较长，损伤严重时需下架处理，给业主造成重大经济损失。因此提升滑环、碳刷装置的质量可靠性，对机组的安全、高效运行有着重要的意义。

本文对滑环的结构、工作原理做了简单阐述，主要介绍了滑环出现的各类型故障及相应的处理措施。

滑环、碳刷装置结构及功能

图1是双馈风力发电机滑环、碳刷装置的典型结构图，主要由导电环、刷架、刷握、碳刷、恒压弹簧等部件组成。导电环安装在电机主轴上，刷架系统固定在滑环室内，电机在高速旋转过程中，导电环与碳刷接触传导电流（其主要功能一方面是通过变频器为转子绕组提供励磁电流，另一方面是将转子绕组发出的电流引出，通过变频器反馈到电网上）。接地装置的作用是将电机转子产生的轴电流导出，避免轴承电蚀。

滑环、碳刷装置常见故障

- (1) 碳刷温度高，磨损快。
- (2) 滑环表面氧化膜损伤，环面有麻点、拉伤痕迹(图2)。
- (3) 碳刷与刷盒烧结，卡滞在刷盒中，刷盒有烧灼痕迹。
- (4) 碳刷磨损报警失效、报警开关触点断裂、恒压弹簧变色等。

引发故障的主要影响因素

一、滑环、碳刷冷却通风

滑环与碳刷在电机高速旋转中产生滑动电接触，滑动电接触的磨损形式主要分为电气磨损和机械磨损，这些磨损会产生大量的热量。如果不能及时有效地将这些热量带走，会造成滑环环面、碳刷温度急剧升高、氧化膜增厚、接触压降升高等不良影响。风力发电机滑环、碳刷装置安装在滑环室里面，滑环室的防护等级为IP23，空间比较封闭。因此，发电机滑环、碳刷运行中通风散热问题就显得尤其重要。

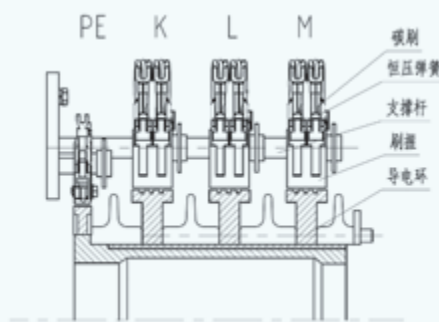


图1 滑环结构图



图2 环面损伤状况

风力发电机滑环冷却一般采用轴流风机、风扇或利用电机空冷器出风口风量对滑环、碳刷进行降温，同时将带有碳粉的空气排到机舱下部碳粉收集器中。因此，确保冷却风路通畅，才能达到冷却效果。

二、碳刷选型、安装

风力发电机目前大多采用的是进口品牌的碳刷，其品质比较可靠。选型方面应该注意的是与滑环导电环材质的匹配性问题（不同型号、不同厂家的电刷，其导电性和硬度存在差异。材质过硬，影响滑环和碳刷的动、静接触面，加大滑环摩擦，造成环面损伤；材质较软，电刷极易磨损，更换频繁，维护成本增加）。还有一方面就是针对不同环境采用不同材质的碳刷，一般情况下分为沿海型、平原型、高原型三类，针对风电机组不同运行环境选择适配牌号的碳刷较为合理。

碳刷安装在刷握中不能过紧或过松。太松会引起碳刷在刷握内振动，导致电刷接触不良；太紧会影响碳刷在刷握中的自由滑动，严重时会出现“卡死”现象，一般两者之间较为合理的间隙为 0.1mm。同时注意刷握安装时要与滑环同心，避免出现碳刷偏磨现象。

三、恒压弹簧压力

恒压弹簧的作用是提供碳刷与滑环的接触压力，确保两者之间有效接触。当压力过小，虽然可以降低摩擦系数，减少机械磨损，但电气磨损却会大大增加，影响碳刷导电性能；反之，导电性能虽然增强，但碳刷磨损较快。因此碳刷压力要控制在一个合理的范围，一般风电用主碳刷为 $200\text{cN/cm}^2 \pm 10\%$ ，接地碳刷为 $250\text{cN/cm}^2 \pm 10\%$ 。但由于恒压弹簧长期在高温及振动下使用，压力衰减是不可避免的。因此针对使用期限较长的要做定期检测，确保压力合格。图 3 是对已使用 5 年的几组主碳刷恒压弹簧做的压力检测，有效值应为 $1600\text{cN} \pm 10\%$ ，检测结果个别存在失效现象。

四、滑环径向跳动超差

滑环偏心、轴承故障、电机装配等因素很容易造成滑环径向跳动超差，使得碳刷与滑环表面接触不稳定，当碳刷的滑动接触出现进一步恶化，可能产生较大的火花，造成碳刷表面烧伤，破坏氧化膜，加剧碳刷的磨损。超差严重电机发生振动时，不仅加剧机械磨损，甚至造成压簧疲劳断裂，碳刷破损、开裂，造成滑环烧损。

五、碳刷均流性

风力发电机转子电流值大，这就需要在同相上排布 N 个碳刷引流。由于碳刷材质、弹簧压力、接触电阻存在差异性，会导致碳刷之间电流值偏差较大，个别碳刷电密超

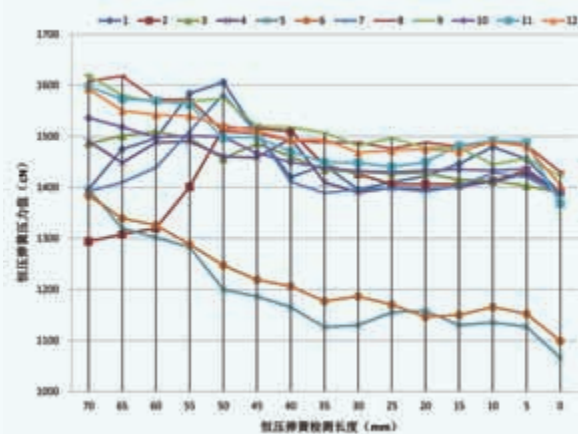


图3 压力测试结果

表1 机组运行环境

运行环境	参数	备注
温度	-35℃~45℃	机舱内部
湿度	5%~95%	机舱内部
海拔高度	0~4000m	
户外气候	盐雾、凝露、沙尘、结冰的气候	

过允许的最大值，造成碳刷发热严重，破坏氧化膜，导致环面烧损。

六、运行环境

风力发电机的运行环境几乎涵盖了各种气候条件（表1）。

在风力发电机的各种运行环境中，沿海及高原环境对滑环、碳刷的影响最大。这两类地区因空气中水份含量较大，尤其是高原环境下凝露现象严重，对滑环表面的氧化膜有很大的影响。据相关资料显示，当绝对湿度大于 20g/m^3 时，由于空气湿度过大，会加剧氧化膜的形成，造成氧化膜增厚，碳刷接触压降升高，增加电气损耗。同时会使电刷产生过热、打火等现象，致使滑环烧损。因此在这两类地区对滑环室内部湿度的控制尤为重要。

七、维护

(1) 滑环室中、刷握间隙及刷架上的碳粉积碳严重，造成爬电、打火，烧损碳刷。

(2) 并网运行时，碳刷接触面不够，电密超标，出现发热、打火现象。

(3) 碳刷报警开关损坏，造成碳刷磨损到限值后未及时报警，致使碳刷与滑环相蹭引发故障。

(4) 滑环室下部碳粉过滤器中积碳严重，造成冷却风

路堵塞，滑环室温度升高引发故障。

(5) 接地碳刷刷辫接头联接松动、接地线断裂，造成碳刷烧损，电机轴电流没法有效导出，轴承电蚀。

处理方法及预防措施

根据以上分析的各种原因，结合风电场处理滑环故障的一些经验，应采取以下措施提升质量，减少故障。

一、滑环、碳刷设计选型

(1) 碳刷材质要选用与导电环材质、电机工况、运行环境相匹配的，建议主碳刷选用铜石墨材质，接地碳刷选用浸渍银材质，具体牌号根据不同厂家选取市场应用成熟的。电密要在碳刷允许范围内，同时考虑电流不均的状况留有相应的裕量。

(2) 滑环导电环材质选用马氏体不锈钢，采用调质处理增加硬度，提高耐磨性。沿海地区要采取防盐雾措施。金属材料机械性能满足电机工况，绝缘材料等级为 F 级。

二、滑环、碳刷装配

(1) 对装配好的滑环用百分表检测径向跳动，一般不允许超过 0.05mm。

(2) 检测碳刷报警开关线通断，正常状况下为常闭合状态，避免出现碳刷磨损到限值后未及时报警状况。

(3) 恒压弹簧要装配到位，检测弹簧压力，对超出标准压力范围的弹簧要及时更换。

(4) 检查碳刷接触面是否合格，刷辫是否有断股，接头是否良好。刷辫与刷架联接是否牢固，接触部位是否清洁，防止碳刷与滑环刷架连接处接触不良。

(5) 检查刷握与滑环环面的距离（间距应为 2.5~3mm）、刷握与滑环是否同心及碳刷与刷握间隙是否合格。

(6) 检查接地碳刷刷辫、接地线是否联接可靠，接触面是否清洁。

三、风电场维护

(1) 更换碳刷后必须先要用 100 号砂纸预磨接触面，让电机空转约 30 分钟继续磨合接触面，达到 80% 以上才可以并网运行。更换接地碳刷时如果是双拼结构的，要按照电机旋转方向，碳刷滑入端是含碳的一侧，滑出端为含银的一侧，遵循先润滑后导电的原则。

(2) 同一台电机上碳刷牌号必须与厂家要求的一致，绝对不允许不同牌号、不同批次的碳刷混装。

(3) 对于滑环表面有麻点、凸点的，用油石先打磨掉

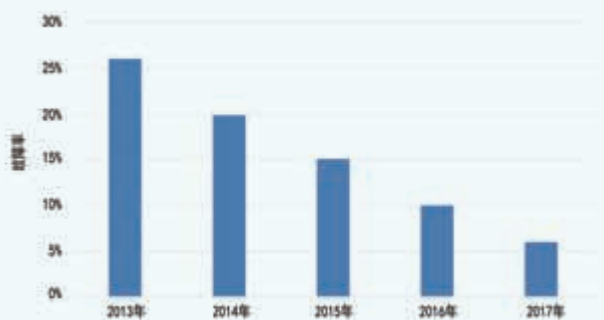


图4 2013—2017年滑环故障率

大的凸起点，然后用 0 号抛光砂纸进行打磨，直到滑环表面恢复光滑方可。若损伤严重，建议拆下来对环面进行加工处理，加工时要控制滑环内孔与外圆同轴度在 0.03mm 以内、环面粗糙度 Ra 在 0.8 ~ 1.2 μm 后再安装使用。

(4) 定期清理滑环室、滑环表面、刷架、刷握缝隙积落的碳粉，避免积碳严重。滑环环面保持清洁，无油污与附着物。

(5) 定期更换碳粉收集器中的滤棉，保持滑环室冷却风路通畅。

(6) 对于高原、近海环境下湿度大、气温低的地区，长时间停机情况下，电机运行前要开启滑环室中的加热器进行加热，避免滑环表面出现凝露现象，引发滑环、碳刷打火问题。

实施效果

通过以上措施的实施，滑环故障率出现明显降低，风电机组的有效利用率也得到了明显提高。

结论

本文通过对滑环的结构介绍，从冷却通风、碳刷选型/安装、恒压弹簧压力、滑环径向跳动超差、碳刷均流性、运行环境、维护等七方面对滑环、碳刷故障进行了分析，并给出了相应的处理措施，在实际运行中取得了良好的效果。

由于风电运行环境恶劣、现场维护不到位等原因，对影响滑环、碳刷正常运行的一些不利因素还无法控制到理想的状态，需要进一步采取措施，提升产品质量及维护水平，保证风电机组的高效运行。✎

(作者单位：中车永济电机有限公司)



齿动梦想 共创未来

重庆望江致力于成为集研发、制造、营销、售后及后市场运维为一体
值得信赖的齿轮箱系统解决方案提供商



- 拥有国家优秀人才领衔的自主创新研发团队
- 拥有 1.5 MW- 6.2MW 齐备的产品谱系
- 产品适应高海拔，低风速，常温，低温和海洋多种应用场合及环境

📍 地址：重庆市江北区郭家沱
✉ 邮编：400071
☎ 电话：023-67110530
📠 传真：023-67110305
🌐 网址：www.cqwjgy.com



风速不确定度的分析和计算

文 | 马友林

本文主要描述了 IEC 61400-12-1 Annex D 和 Annex E 中不确定度 (Uncertainty) 相关部分的处理计算, 主要包含以下三个部分:

- (1) 不确定度的基本概念。
- (2) IEC 61400-12-1 不确定度介绍。
- (3) IEC 61400-12-1 风速测试不确定度。

本文主要遵循以下标准的相关内容 (下称“标准”): IEC 61400-12-1:2017, Wind turbine-Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines。

不确定度的基本概念

测量不确定度意指根据所用到的信息, 表征赋予被测量值分散性的非负参数。测试不确定度是基于被测量的概率分布而估计的离散程度, 用标准差表示的不确定度又被称为标准不确定度。在某些情况下需要对不确定度进行更可靠的估计, 即对标准不确定度乘以一个包含因子 k 得到扩展不确定度。

不确定度分为 A、B 两类, 它们的本质是一样的, 其区别在于获取被测量概率分布的方式不同; 不能简单地用“系统误差”和“随机误差”进行区分。

A 类不确定度: 其概率分布是直接的, 通过多次测量的方式得到的。

B 类不确定度: 其概率分布是间接的, 通过数学模型、假定等方式得到的。

将各不确定度分量进行合并, 可以得到合成不确定度。

测量模型为:

$$y = f(x_1, x_2 \dots x_n)$$

敏感系数为:

$$c_i = \partial f / \partial x_i$$

如果各分量不相关:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i)$$

式中:

$U(x_i)$ 为不确定度分量。

如果分量相关:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) r(x_i, x_j)$$

[注: 不确定度的概念和计算主要参考以下标准: JJF1059.1-2012、JCGM 100: 2018 (GUM1995 with minor corrections)]。

风速不确定度

一、概述

在测试中需要使用传感器采集风速相关数据, 针对不同传感器, 其不确定度的计算也有所差异。一般在风电测试中, 主要采用安装在测风塔上的风杯式风速计和遥感测风设备进行风信息的采集和测量。

关于各个不确定度分量, 标准中已经有相关规定。表 1 为 IEC61400-12-1, 2017 版中附录 D 所列的不确定度分量。

由表 1 可知, IEC61400-12-1 功率测试中考虑的不确定度可以分为图 1 所示的几类。

电功率
Power electricity
风速
Wind speed
等效风轮风速
Rotor equivalent wind speed
风向
Wind direction
温度
Temperature
气压
Air pressure
相对湿度
Relative humidity
数据采集系统
Data acquisition system
地形
Terrain
方法
Method

图1 风速不确定度的分类

表1 数据筛选原则

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Variability of electric power	A
Wind speed (Cup and sonic anemometer)	Wind tunnel calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Data acquisition system (see below)	B
	In-situ test	B
Wind speed (Remote Sensing Device)	Verification test for RSD	B
	In-situ test	B
	RSD classification	B
	Mounting effects	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	Monitoring test	B
Rotor Equivalent Wind Speed	Wind shear measurement	B
	Wind veer measurement	B
Wind direction (vane or sonic)	Calibration	B
	North mark	B
	Boom orientation	B
	Operation (influence of mast)	B
	Magnetic declination angle	B
	Data acquisition system (see below)	B
Wind direction (Remote Sensing Device)	Verification test	B
	Classification	B
	Monitoring test	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	Alignment	B
	Magnetic declination angle	B
	Data acquisition system (see below)	B
Air temperature	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see below)	B
Air pressure	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see below)	B
Relative Humidity	Humidity sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see below)	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B
Terrain (no site calibration)	Flow distortion due to terrain	B

(转下页)

(接上页)

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Terrain (with site calibration)	Anemometer calibration before test	B
	Post calibration/In-situ calibration	B
	Anemometer classification	B
	Mounting effects	B
	Standard mounting	B
	Alternative mounting	B
	Side mounted	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Change of correction (adjacent wind direction bins)	B
	Removal of wind direction sensor between site calibration and power curve measurement	B
	Seasonal variation	B
	Statistical variability in site calibration	A
Method	Air density correction	B
	Wind conditions – missing shear information	B
	Wind conditions – missing veer information	B
	Wind conditions – missing upflow information	B
	Wind conditions – missing turbulence information	B
	Seasonal effects	B
	Turbulence normalisation (or lack of turbulence normalisation)	B
	Cold climate measurements	B

表2 风杯式风速计所需计算的不确定度

Wind speed (cup and sonic anemometer)	Anemometer calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Post calibration / in-situ test	B

表3 遥感测风设备所需计算的不确定度

Wind speed (remote sensing device)	Verification test for RSD	B
	In-situ test	B
	RSD classification	B
	Mounting effects	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	monitoring test	B

表4 风速测量不确定度分量

Wind speed (cup and sonic anemometer)	Anemometer calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Post calibration / in-situ test	B

风杯式风速计和遥感测风设备的不确定度在大类别上并没有太大的差异，但是由于设备不同，其计算方法有较大的区别。因此，在计算不确定度时，有必要将风杯式风速计和遥感测风设备的不确定度分别计算。根据标准，风杯式风速计和遥感测风设备的不确定度分量见表 2 和表 3。

二、风杯式风速计不确定度的计算

1. 概述

参照标准，风速测量的不确定度分量见表 4。

风速测试的合成不确定度按照以下公式进行计算：

$$u_{VS,j} = \sqrt{u_{VS,precal,j}^2 + u_{VS,postcal,j}^2 + u_{VS,class,j}^2 + u_{VS,mnt,j}^2 + u_{VS,lg tj}^2 + u_{dVS,j}^2}$$

式中:

$u_{VS,precal,i}$ —风速计标定所产生的不确定度;

$u_{VS,postcal,i}$ —采集器现场 / 后标定的不确定度;

$u_{VS,class,i}$ —风速计分级所产生的不确定度;

$u_{VS,mnt,i}$ —风速计安装所产生的不确定度;

$u_{VS,igt,i}$ —避雷针所产生的不确定度;

$u_{dVS,i}$ —风速计安装所产生的不确定度;

$u_{dVS,i}$ —采集系统的不确定度。

2. 标定不确定度

在风速测试的合成不确定度计算公式中, $u_{VS,precal,i}$ 为风速计标定所带来的不确定度, 如图 2 所示。

通过风速计的校准证书, 可以查看校准实验室资质、校准日期和风速计信息, 如图 3 所示。

通过风速计的校准证书, 还可以查看执行标准、支撑

Wind speed (cup and sonic anemometer)	Anemometer calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Post calibration / in-situ test	B

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,precal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VS,class,i}^2 + u_{VS,mnt,i}^2 + u_{VS,igt,i}^2 + u_{dVS,i}^2} \quad (E.35)$$

图2 风速计标定不确定度

		Object Gegenstand Cup Anemometer
Manufacturer Hersteller Thies Clima D-37083 Göttingen		Manufacturer Hersteller Thies Clima D-37083 Göttingen
Type Typ 4.3352.00.000		Type Typ 4.3352.00.000
Serial number Fabrikat/Serien-Nr. 03180168		Serial number Fabrikat/Serien-Nr. 03180168
Customer Auftraggeber Thies Clima D-37083 Göttingen		Customer Auftraggeber Thies Clima D-37083 Göttingen
Order No. Auftragsnummer AB1801083		Order No. Auftragsnummer AB1801083
Project No. Projektnummer VT180336		Project No. Projektnummer VT180336
Number of pages Anzahl der Seiten 4		Number of pages Anzahl der Seiten 4
Date of Calibration Datum der Kalibrierung 23.03.2018		Date of Calibration Datum der Kalibrierung 23.03.2018

图3 风速计校准证书1

杆的直径，如图 4 所示。

同时，风速计标定不确定度也可以从标定报告中获取。在这里，标准不确定度 $u_{VS,precal,i}$ 可以取成 $(0.05\text{m/s})/k = 0.025\text{m/s}$ ，如图 5 所示。

3. 风速计运行特性（分级）不确定度

在风速测试的合成不确定度计算公式中， $u_{VS,class,i}$ 为风速计运行特性（分级）不确定度。

IEC61400-12-1 附录 I 和附录 J 中列出了风速计分级测试的相关要求。温度、入流角、湍流度、空气密度等在测试周期内都会发生变化，因此，风速计将在不同的环境条件下运行，并会受到环境变化的影响。而风速计分级的目的是得到风速计在不同环境条件下的运行特性，并在数据处理中考虑运行特性带来的不确定度，如图 6 与图 7 所示。

$$u_{v,2j} = (0.05 \text{ m/s} + 0.005 \cdot U_j) \cdot k \cdot \sqrt{3}$$

根据不同的使用环境应用对应的分级系数 k 计算不确定度。

例如，10m/s 的风速，使用 A1.8 的分级结果，对应的运行不确定度为：

$$u_{VS,class,i} = (0.05\text{m/s} + 0.005 \cdot 10\text{m/s}) \times 1.8 \times \sqrt{3} = 0.31\text{m/s}$$

4. 风速计安装不确定度

在风速测试的合成不确定度计算公式中， $u_{VS,mtt,i}$ 为风速计安装所产生的不确定度，如图 8 所示。

风速计安装不确定度可参照标准中的默认值进行计算，如表 5 所示。

5. 避雷针不确定度

在风速测试的合成不确定度计算公式中， $u_{VS,lgt,i}$ 为避雷针所产生的不确定度，如图 9 所示。按照标准要求，避雷针不确定度的默认值为 0.1% ~ 0.2%。

6. 采集系统不确定度

在风速测试的合成不确定度计算公式中， $u_{dvs,i}$ 为采集系统的不确定度，如图 10、图 11 所示。

7. 后标定 / 现场标定不确定度

Calibration object <i>Kalibriergegenstand</i>	Cup Anemometer	
Calibration procedure <i>Kalibrierverfahren</i>	IEC 61400-12-1:2017	
Place of calibration <i>Ort der Kalibrierung</i>	Wind tunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Services GmbH, Varel	
Test conditions <i>Messbedingungen</i>	wind tunnel area	10000 cm ²
	anemometer frontal area	230 cm ²
	diameter of mounting pipe	34 mm EN 10217
	blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]
	software version	7.7
	¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.	
Ambient conditions <i>Umgebungsbedingungen</i>	air temperature	19.9 °C ± 0.1 °C
	air pressure	1006.9 hPa ± 0.3 hPa
	relative air humidity	31.2 % ± 2.0 %
Measurement uncertainty <i>Messunsicherheit</i>	The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k=2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%. The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)	

图4 风速计校准证书2

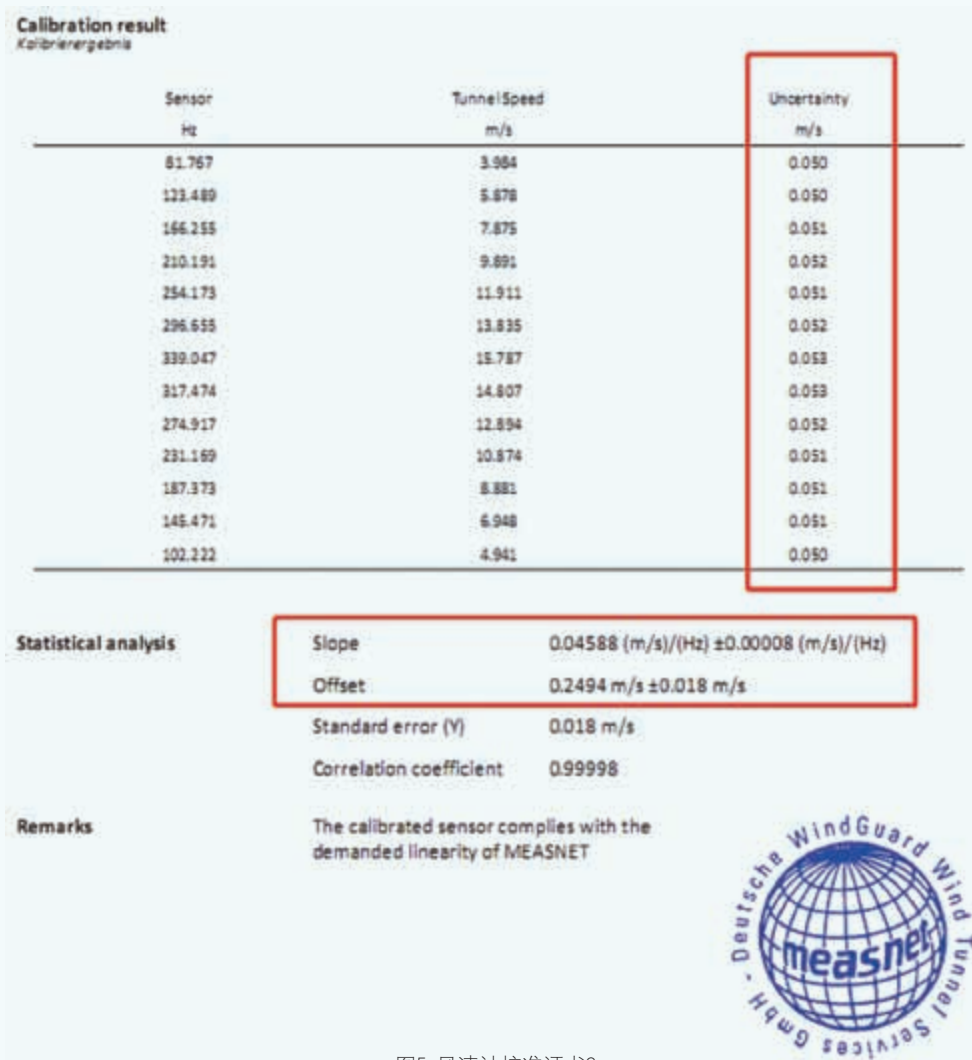


图5 风速计校准证书3

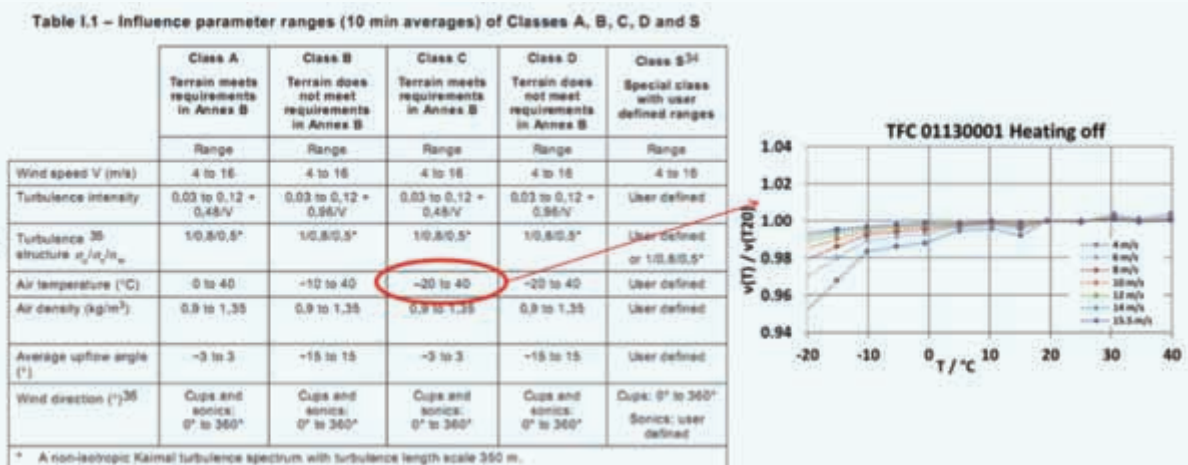


图6 温度变化对测试结果的影响



图7 分级测试结果

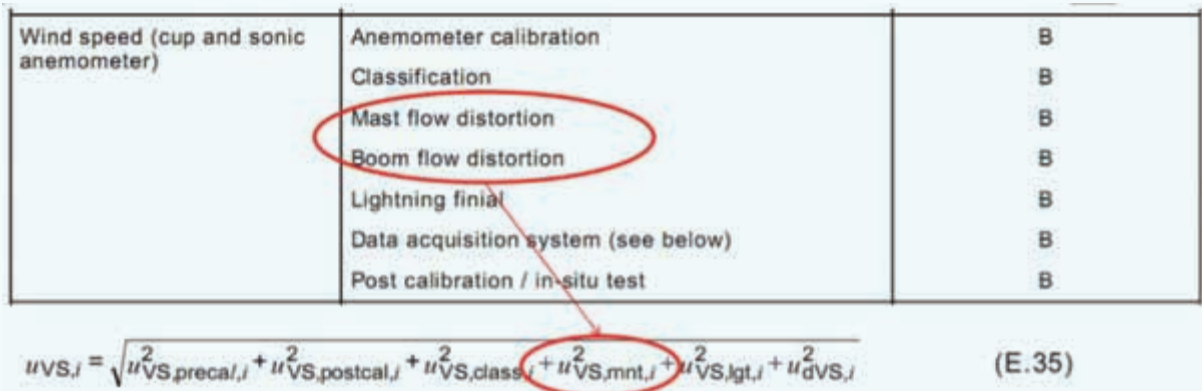


图8 风速计安装不确定度

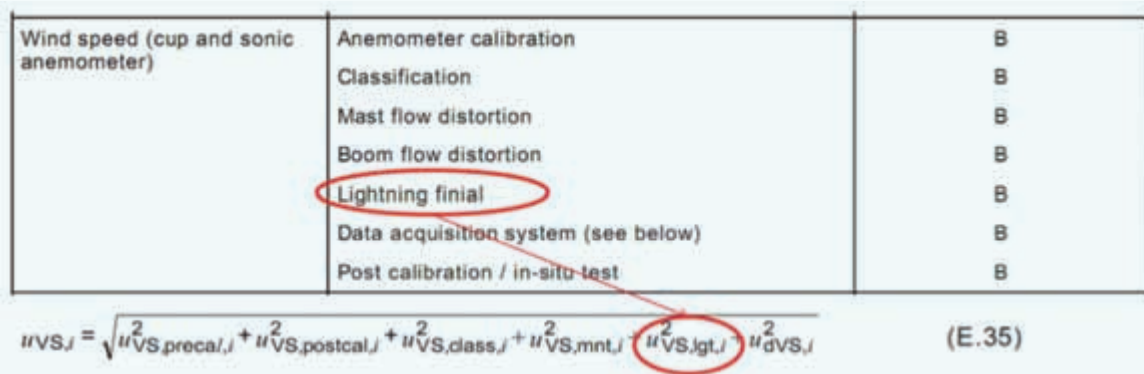


图9 避雷针不确定度

Wind speed (cup and sonic anemometer)	Anemometer calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Post calibration / in-situ test	B

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,precal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VS,class,i}^2 + u_{VS,mnt,i}^2 + u_{VS,igt,i}^2 + u_{dVS,i}^2} \quad (E.35)$$

图10 采集系统不确定度

CR1000 Specifications

Electrical specifications are valid over a -25° to +50°C, non-condensing environment, unless otherwise specified. Recalibration recommended every three years. Critical specifications and system configuration should be confirmed with Campbell Scientific before purchase.

PROGRAM EXECUTION RATE

10 ms to one day @ 10 ms increments.

ANALOG INPUTS (SE1-SE16 or DIFF1-DIFF8)

8 differential (DF) or 16 single-ended (SE) individually configurable channels. Channel expansion provided by optional analog multiplexers.

RANGES and RESOLUTION: Basic resolution (Basic Res) is the A/D resolution of a single A/D conversion. A DIFF measurement with input reversal has better (finer) resolution by twice than Basic Res.

Range (mV)	DF Res (µV)	Basic Res (µV)
±5000	667	1333
±2500	333	667
±250	33.3	66.7
±25	3.33	6.7
±7.5	1.0	2.0
±2.5	0.33	0.67

¹Range overhead of 7% on all ranges guarantees that full-scale values will not cause over-range.
²Resolution of DF measurements with input reversal.

ACCURACY¹:

±(0.06% of reading + offset), 0° to 40°C
±(0.12% of reading + offset), -25° to 50°C
±(0.18% of reading + offset), -55° to 85°C (-XT only)

²Accuracy does not include the sensor and measurement noise. Offsets are defined as:
Offset for DF w/input reversal = 1.5-Basic Res + 1.0 µV
Offset for DF w/s input reversal = 3-Basic Res + 3.0 µV
Offset for SE = 3-Basic Res + 3.0 µV

ANALOG MEASUREMENT SPEED:

VX FREQUENCY SWEEP FUNCTION: Switched outputs provide a programmable sweep frequency, 0 to 2500 Hz square waves for exciting vibrating wire transducers.

PERIOD AVERAGE

Any of the 16 SE analog inputs can be used for period averaging. Accuracy is ±(0.01% of reading + resolution), where resolution is 136 ns divided by the specified number of cycles to be measured.

INPUT AMPLITUDE AND FREQUENCY:

Input Voltage (Gain)	Signal (peak to peak)		Min Pulse Width (µV)	Max Freq (kHz)
	Min (mV) ¹	Max (V) ²		
1	250	10	2.5	200
10	25	2	10	20
30	7.5	2	30	8
100	2.5	2	100	3

¹Signal centered around Threshold (see PeriodAvg) instruction.
²With signal centered at the detector ground.

RATIOMETRIC MEASUREMENTS

excitation output 5-wire full bridge Optional excitation

RATIOMETRIC MEASUREMENTS

±(0.04% of Volt
¹Accuracy specified excitation voltage

LOW FREQUENCY MODE MAX: <1 MHz
HIGH FREQUENCY MODE MAX: 400 kHz
SWITCH CLOSURE FREQUENCY MAX: 130 MHz
EDGE TIMING RESOLUTION: 540 ns
OUTPUT VOLTAGES (no load): high 5.0V ±0.1 V; low <0.1
OUTPUT RESISTANCE: 300 Ω
INPUT SLOPE: high 3.8 to 16 V; low -8.0 to 1.2 V
INPUT HYSTERESIS: 1.4 V
INPUT RESISTANCE: 100 kΩ with inputs ±6.2 Vdc; 220 Ω with inputs ±8.2 Vdc
SERIAL DEVICE/RS-232 SUPPORT: 0 TO 5 Volt UART

SWITCHED 12 VDC (SW-12)

1 independent 12 Vdc unregulated source is switched on and off under program control. Thermal fuse hold current = 800 mA at 20°C, 650 mA at 50°C, 380 mA at 85°C.

EU DECLARATION OF COMPLIANCE

<https://www.campbellsci.com/1000/specifications>
<https://www.campbellsci.com/1000/specifications>

测试系统的不确定度可以从采集器的使用说明书中获取；例如，0.1%*满量程

The uncertainty of DAS can be obtain from specifications; e.g., 0.1%*full range

图11 采集器使用说明书

表5 风速计安装的不确定度

单项式 signal top	0.5%
双向式 side by side top	1%
侧向安装 side mounted	for no-corrected: 1.5% for corrected signal: ((0.5*correction) 2)+0.5%*Ui 2)

在风速测试的合成不确定度计算公式中， $u_{VS,postcal,i}$ 为采集器后标定 / 现场的不确定度，如图 12 所示。

利用以下公式进行计算：

$$V_{primary_est} = m \cdot V_{control} + b$$

通过风速比对可以得到现场标定风速比对关系，如图

13 所示。

如果进行了后标定：不确定度可以估计为 4~12m/s 范围内两次标定差异的最大值，上限为 0.2m/s。

如果进行了现场标定：不确定度可以估计为 4~12m/s 范围内最大的 δ 值，上限为 0.2m/s，如图 14 所示。

Wind speed (cup and sonic anemometer)	Anemometer calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see below)	B
	Post calibration / in-situ test	B

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,precal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VS,class,i}^2 + u_{VS,mnt,i}^2 + u_{VS,igt,i}^2 + u_{dVS,i}^2} \quad (E.35)$$

图12 后标定/现场的不确定度

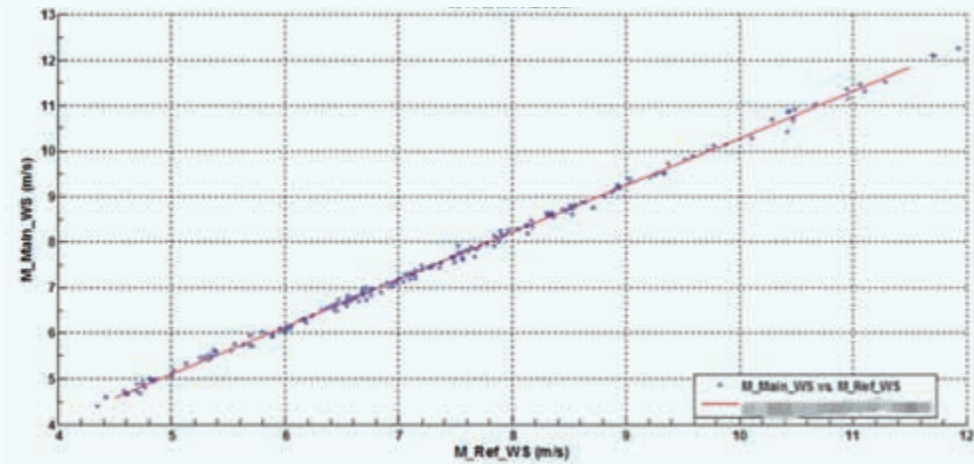


图13 现场标定风速比对关系

风速区间 (m/s)	数据量	平均风速 (参考风速计) (m/s)	系统偏差 (m/s)	统计偏差 (m/s)	合成偏差 (m/s)
4.5~					
5.5~					
6.5~					
7.5~					
8.5~					
9.5~					
10.5~					
11.5~		1			

δ ←

图14 风速计in-situ不确定度

8. 风速测量合成不确定度

按照以上的方法，可以得到风速不确定度的各个分量，由各个分量可以合成总的风速不确定度，如图 15 所示。

至此，风速测量不确定度的计算工作已经完成。

三、遥感装置不确定度

1. 概述

在标准附录 L 中，有与遥感装置相关的叙述。附录 L 是一个规范性附录，也就是附录中的要求都是必须要遵守的。

附录 L 描述了对远程风速测试装置 (RSD) 的操作要求，例如光雷达 (LIDARS) 和声雷达 (SODARS)。

附录 L 中规定了一个流程：确保测量的可追溯性符合国际标准并用于功率曲线评估的相关不确定性分量。

附录 L 包含以下内容：

- (1) L.1 General;
- (2) L.2 Classification of remote sensing devices;
- (3) L.3 Verification of the performance of remote sensing device;
- (4) L.4 Evaluation of uncertainty of measurements of remote sensing devices;
- (5) L.5 Additional checks;
- (6) L.6 Other requirements specific to power curve testing;
- (7) L.7 Reporting.

2. 遥感装置不确定度的主要分量

遥感装置不确定度主要包含图 16 所示的几个部分。

通过以下公式可以求出遥感装置的不确定度：

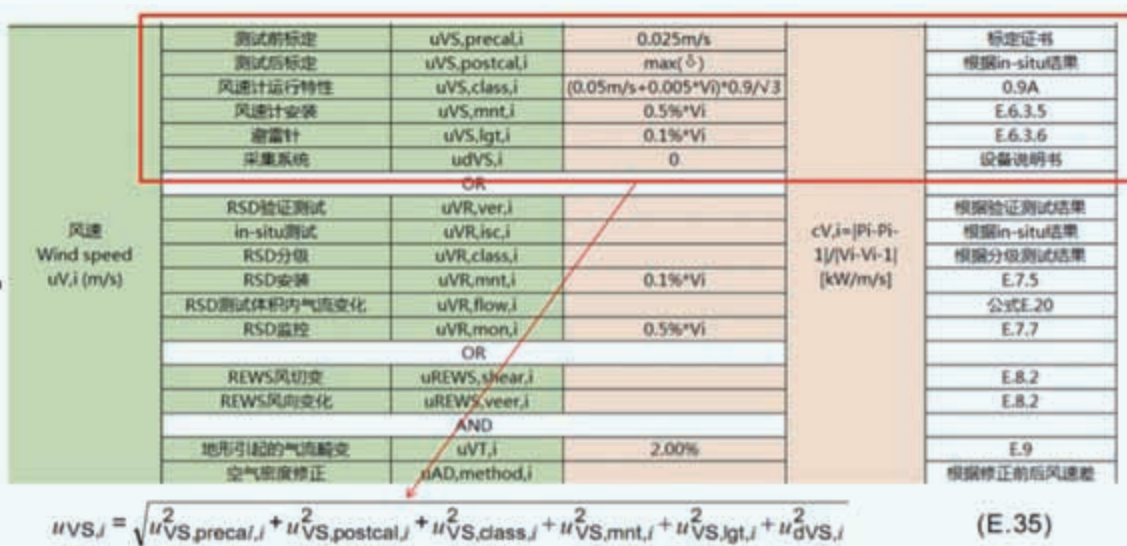


图15 风速测量不确定度的计算

Wind speed (remote sensing device)	Verification test for RSD	B
	In-situ test	B
	RSD classification	B
	Mounting effects	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	Monitoring test	B

图16 遥感装置不确定度

$$u_{VR,j} = \sqrt{u_{VR,ver,j}^2 + u_{VR,isc,j}^2 + u_{VR,class,j}^2 + u_{VR,mnt,j}^2 + u_{VR,flow,j}^2 + u_{VR,mon,j}^2}$$

式中：

- $u_{VR,ver,i}$ —RSD 验证的不确定度；
- $u_{VR,isc,i}$ —RSD 现场标定的不确定度；
- $u_{VR,class,i}$ —RSD 分级的不确定度；
- $u_{VR,mnt,i}$ —RSD 安装的不确定度；
- $u_{VR,flow,i}$ —RSD 安装的不确定度；
- $u_{VR,mon,i}$ —RSD 安装的不确定度。

3. RSD 验证和分级不确定度

在遥感装置不确定度计算公式中， $u_{VR,ver,i}$ 为 RSD 验证的不确定度， $u_{VR,class,i}$ 为 RSD 分级的不确定度，如图 17 所示。

若要计算 RSD 验证和分级不确定度，必须先了解 RSD 的验证和分级测试。参照标准中的要求，遥感装置（RSD）使用时须遵循图 18 所示的流程。

RSD 需要经过分级和验证后才可以在测试中使用。通过分级测试，可以得到环境因素对遥感设备的影响大小，

即敏感性。同时，可以得到独立变量对于遥感设备的精度计算结果。结合相关结果，得到最终的不确定度，如图 19—图 21。

4. RSD 安装不确定度

在遥感装置不确定度计算公式中， $u_{VR,mnt,i}$ 为 RSD 安装的不确定度 1，如图 22 所示。参照标准，该不确定度的默认值为 0.1%。

在遥感装置不确定度计算公式中， $u_{VR,flow,i}$ 为 RSD 安装的不确定度 2，如图 23 所示。

参照标准，该不确定度的默认值为 2%~3%，可按照以下公式进行计算：

$$u_{VR,flow,j} = \frac{(\tan(\alpha_2) - \tan(\alpha_1)) \cdot v_t}{2 \cdot \tan(\phi)}$$

在遥感装置不确定度计算公式中， $u_{VR,mon,i}$ 为 RSD 安装的不确定度 3，如图 24 所示。参照标准，该不确定度默认值为 0.5%。

5. RSD 现场标定不确定度

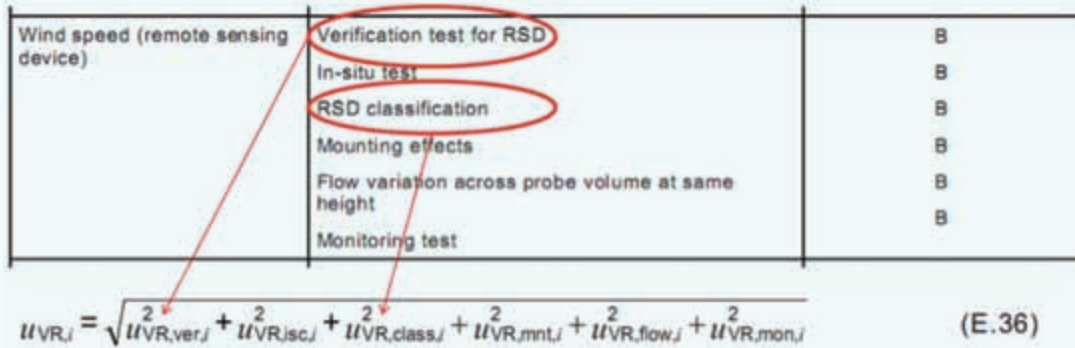


图17 RSD验证和分级不确定度

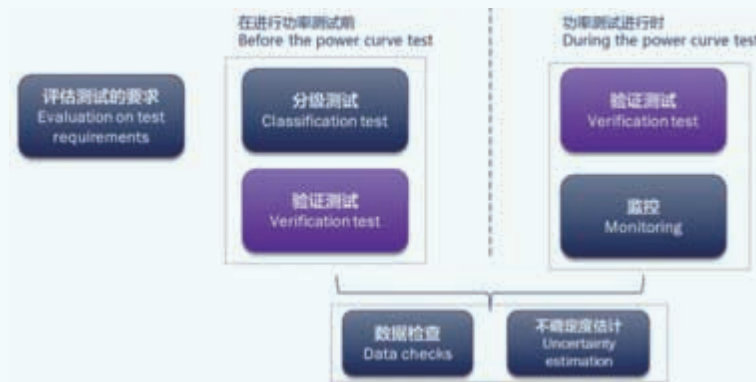


图18 RSD使用流程

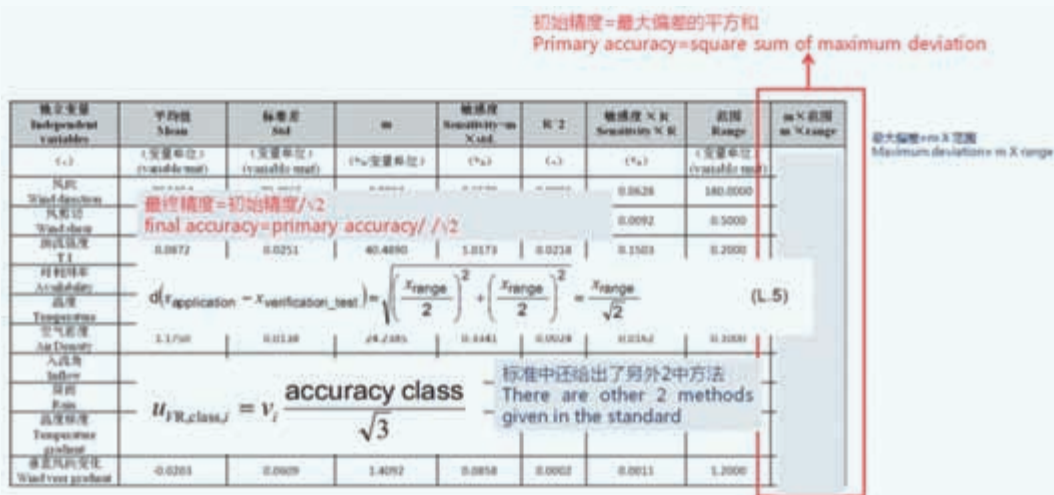


图19 精度计算方法

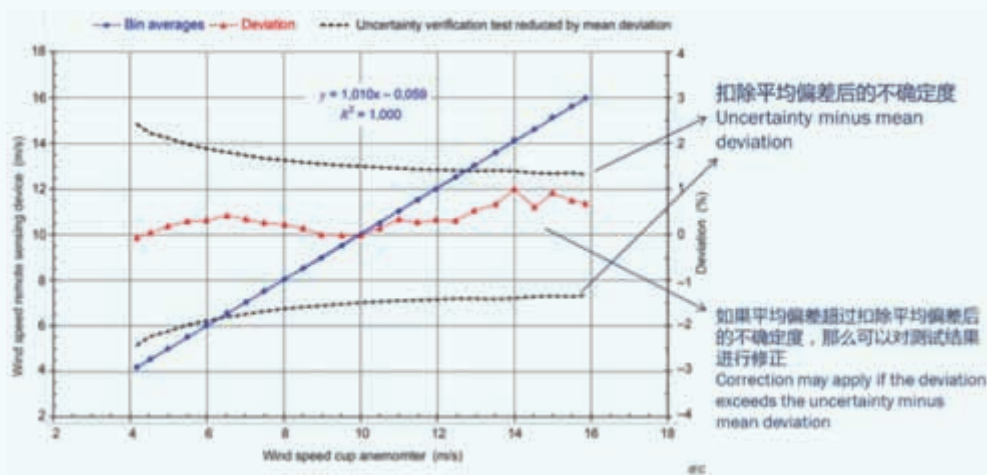


图20 IEC标准中的案例

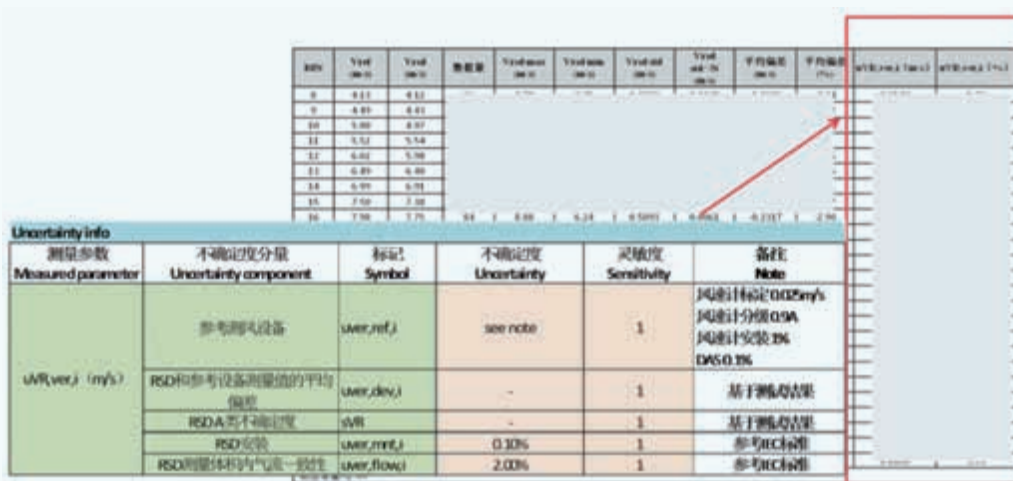


图21 遥感装置不确定度的计算

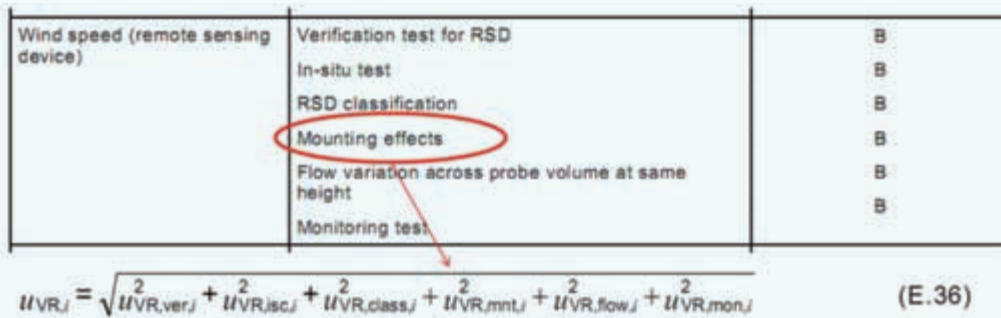


图22 RSD安装不确定度1

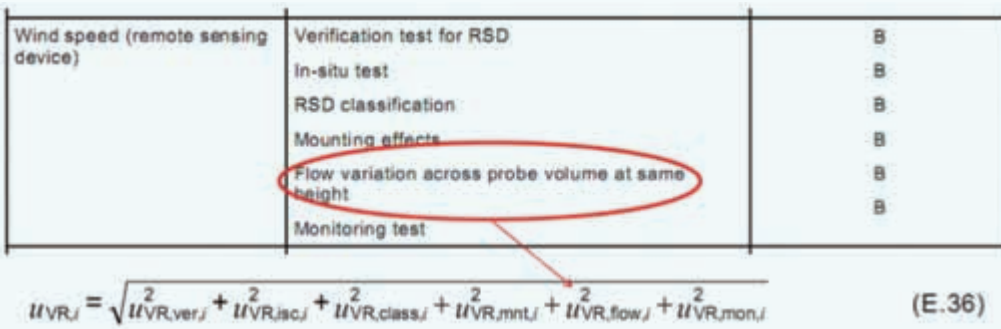


图23 RSD安装不确定度2

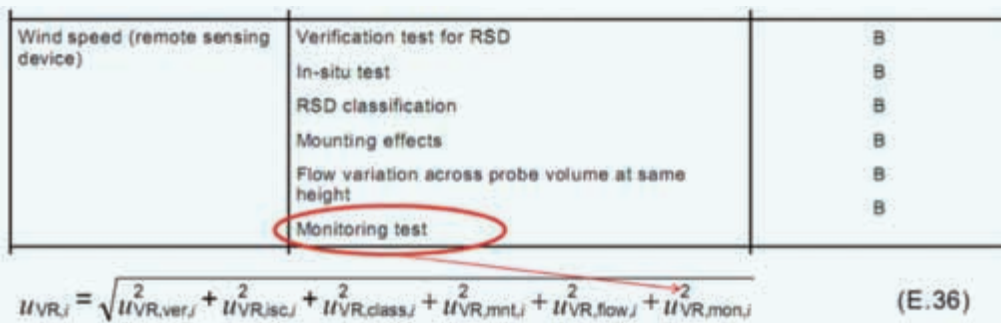


图24 RSD安装不确定度

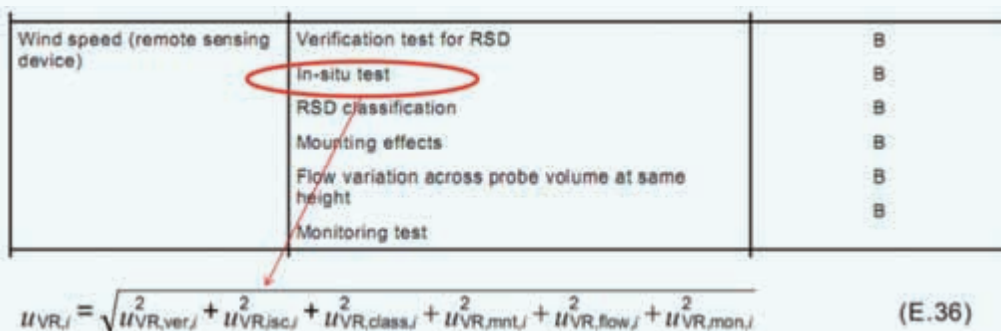


图25 RSD现场标定不确定度

风速 Wind speed uV, j (m/s)	测试前标定	$uVS_{precal, j}$	0.025m/s	$cV, j = P_i - P_{i-1} / V_i - V_{i-1} $ [kW/m/s]	标定证书	
	测试后标定	$uVS_{postcal, j}$	$\max(\delta)$		根据in-situ结果	
	风速计运行特性	$uVS_{class, j}$	$(0.05\text{m/s} + 0.005 * V_i) * 0.9 / \sqrt{3}$		0.9A	
	风速计安装	$uVS_{mnt, j}$	$0.5\% * V_i$		E.6.3.5	
	避雷针	$uVS_{lgt, j}$	$0.1\% * V_i$		E.6.3.6	
	采集系统	$uVS_{s, j}$	0		设备说明书	
	OR					
	RSD验证测试	$uVR_{ver, j}$			根据验证测试结果	
	in-situ测试	$uVR_{isc, j}$			根据in-situ结果	
	RSD分位	$uVR_{class, j}$			根据分位测试结果	
	RSD安装	$uVR_{mnt, j}$	$0.1\% * V_i$		E.7.5	
	RSD测试体积内气流变化	$uVR_{flow, j}$			公式E.20	
	RSD监控	$uVR_{mon, j}$	$0.5\% * V_i$		E.7.7	
	OR					
REWS风切变	$uREWS_{shear, j}$		E.8.2			
REWS风向变化	$uREWS_{veer, j}$		E.8.2			
AND						
地形引起的气流畸变	uVT, j	2.00%	E.9			
空气密度修正	$uAD_{method, j}$		根据修正后风速差			

$$U_{VR, j} = \sqrt{U_{VR, ver, j}^2 + U_{VR, isc, j}^2 + U_{VR, class, j}^2 + U_{VR, mnt, j}^2 + U_{VR, flow, j}^2 + U_{VR, mon, j}^2} \quad (E.36)$$

图26 RSD合成不确定度计算表

关于 RSD 现场标定，标准附录 K 中有详细描述，相关信息如图 25 所示。

6. RSD 合成不确定度

RSD 合成不确定度计算表如图 26 所示。

至此，RSD 的不确定度计算完毕。

综上，实际测试和分析中，需要根据实际情况，先求取不确定度的分量，再合并成最终的合成不确定度。☑

(作者单位：鉴衡认证中心)



摄影：王鹏岳



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。



期待与您相约

CHINA
WINDPOWER
2018 17-19 October
Beijing, China

2018年10月17-19日
W3展馆, B07展台

什么 能降低风机的 全生命周期成本？

结构紧凑、经久耐用的威能极齿轮箱为此而生。总计150GW
齿轮箱交付的行业经验以及与客户无数次携手开发齿轮箱积
累的宝贵知识使得我们始终能够推陈出新。

我们的前沿技术不仅能提高齿轮箱的功率密度并降低其全生
命周期成本，与此同时也大大提高风机的效率及发电量。

更多信息，可浏览我公司网站
www.winergy-group.com





敏泰



2018北京国际风能大会
2018年10月17-19日
敏泰展位: W2-B04



WindEnergy
Hamburg
The global on- & offshore expo
2018年9月25-28日 展位号: B5.136

上海敏泰液压股份有限公司自2006年进入风电市场, 已经为风力发电机组提供了3万余套产品, 积累了丰富的设计、生产和售后服务经验。秉承“一流产品源于一流的技术”的企业宗旨, 打造了一支专业化、标准化、规范化快速响应的风场服务技术团队, 为客户提供优质、系统化的运行维护服务。

为您提供风力发电流体系统解决方案



GRS系列风场齿轮箱换油装置



可替换进口、
国产滤芯备件



液压站



压力开关
传感器



水冷却系统



油液污染
颗粒检测仪



齿轮箱润滑冷却系统



散热器



离线精过滤装置

风电场售后服务

风电机组润滑、水冷却系统、液压系统检修、保养、维护
可提供风场配套系统附件、维护及替换等其他客户相关服务

24小时热线电话: **400-720-1580**

地址: 上海浦东新区空港川沙工业园川大路699号 邮编: 201299 电话: +(86)21-68393909

传真: +(86)21-68393955 网址: www.mintaigroup.com Email: sales@mintaigroup.com

※上海市高新技术企业 ※ISO9001质量体系认证 ※ISO14001环境体系认证 ※GB/T28001职业健康安全体系认证