

# 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

04



2017年 总第86期 赛迪出版物

P12. 专栏

理性看待区块链技术能源应用

P48. 产业

基于 KPI 指标体系的海上风电场风电机组选型方法

## P22

# 低风速风电, 下一个蓝海

当下, 我国低风速风电开发已经蔚然成风, 成为整个风电市场版图的重要组成部分。综合已有信息来判断, 这种势头在“十三五”时期还将延续下去。与此同时, 低风速风电开发仍面临着一些政策、技术等方面的难题, 需要业内共同努力加以破解。



人民币 25 元

# 为什么要开展风电平价上网示范

文 | 秦海岩



近日，国家能源局印发《关于开展风电平价上网示范工作的通知》，主要内容是政府保证不限电，上网电价按照项目所在地的火电标杆电价执行，鼓励有条件、有能力的企业开展示范。除了新开发项目，存量完工项目也可以参与试点。

为什么选择此时开展平价上网示范？近两年，全球风电上网电价屡创新低。去年，智利某个风电项目上网电价只有0.3244元/千瓦时，丹麦Kriegers Flak海上风电场的电价也仅有0.37元/千瓦时。光伏行业更是不甘示弱。去年，西班牙Solarpack公司在智利建设的一座120兆瓦太阳能电站，电价仅为0.2元/千瓦时。国内领跑者基地项目也报出了0.45元/千瓦时的价格。笔者屡次说过，“不谈资源、融资、上网条件，只论电价是要流氓”。应该说，国外这些项目都有很多我们不具备的独特优势条件，电价不能一概而论。但无论如何，由于近十年的规模化发展和技术进步，可再生能源学习曲线已经进入快速下降阶段，部分新增可再生能源成本接近甚至低于传统能源成本。相比较而言，我国风电电价还处于较高的水平。尤其是“三北”风资源丰富省份，最具备风电开发的成本优势和上网电价大幅下降的条件，甚至能够实现平价上网。但是30%到40%的高比例弃风限电致使在现有电价水平下，这些地区的项目也是全面亏损。弃风限电还掩盖了不同风电机组的技术水平、效率和可靠性高低差异，阻碍了优胜劣汰，抑制了技术进步，成为制约风电电价下调的最大绊脚石。还有地方政府巧立名目的各种乱收费和乱摊派，“地头蛇”无理的阻工勒索，都推高了风电度电成本，侵蚀了技术进步的成果。开展平价上网示范，就是要通过解剖“麻雀”，厘清风电真实的成本构成，明确能够实现平价上网的边界条件，从而为推动风电平价上网提供政策依据，既要避免过度激励，更应防止过早“断奶”导致一个新兴产业半途夭折。同时，也为进一步降低度电成本指出技术和管理创新方向。

做好示范项目，还需要明确以下问题。首先，确保不弃风限电是保证示范成功的关键。建议政府、电网企业、业主以具有法律约束效力的方式签署相关协议，明确权责。其次，文件仅规定示范项目上网电价执行当地火电标杆电价，但是如果今后火电标杆电价调整了，或者随着电力体制改革的进程被取消了，示范项目电价该如何执行，文件并没有明确。是不是可以按并网时的火电标杆电价签订长期购电合同？国外能够开发超低电价的风光发电项目，最重要的前提就是有长期购电合同。最后，还需要加强对相关数据的收集、汇总、分析。建立度电成本统计和跟踪数据平台，收集影响度电成本的数据。这样才能摸清平价上网项目的边界条件，指导今后工作。

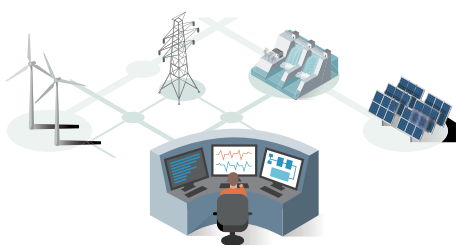
最后，谈谈对“平价上网”的认识。近两年，对可再生能源“补贴”的异议越来越多。这些观点的谬误在于，只看到了对可再生能源的“补贴”，却看不到背后的逻辑。以清洁低碳为主要特征的能源转型已经成为众多国家的能源发展战略。发展可再生能源是解决人类能源和环境问题的必由之路，全球在这点上达成普遍共识。对认准的新事物、新技术在起步时给予政策支持，可以避免“技术锁定”，通过规模化带动成本下降。近十年风电、光伏成本快速下降的事实证明了补贴政策的极大效用。其次，火电的完全成本是现行价格的2—3倍，但在其外部成本没有内部化的情况下，可再生能源电力目前不可能在市场上与火电竞争。此时，只有靠“补贴”才能支持前者的发展，确切地说，这是对可再生能源清洁性的“补偿”。相较于煤电，2015年，我国风光发电的外部环境收益为0.16元/千瓦时，2030年，将达到0.3元/千瓦时，届时风光发电预计带来的外部环境收益合计4560亿元。目前几百亿元的补贴，与这些环境效益相比，孰轻孰重？但是，风电行业自己不能因此就故步自封，要持续创新发展，不断降低度电成本，提高自身的竞争力，让全社会用最经济的成本，实现人类百分之百使用清洁能源的梦想，这才应该是我们追逐的终极目标，也是追求“平价上网”的意义所在。✎

22

封面故事 Cover Story

## 低风速风电，下一个蓝海

当下，我国低风速风电开发已经蔚然成风，成为整个风电市场版图的重要组成部分。综合已有信息来判断，这种势头在“十三五”时期还将延续下去。与此同时，低风速风电开发仍面临着一些政策、技术等方面的难题，需要业内共同努力加以破解。



12 专栏 Column

## 理性看待 区块链技术在能源应用

18 对话 Dialogue

## 开发低风速市场应坚持 稳扎稳打、做实产业

专访华仪风能有限公司副总经理、技术总工程师李元强。



## 历史回眸

2007年4月11日，国家发展改革委印发《能源发展“十一五”规划》，系统阐述了2006年—2010年的能源发展目标、开发布局、改革方向和节能环保重点。《规划》明确提出，“十一五”期间要重点发展资源潜力大、技术基本成熟的风力发电、生物质发电、生物质成型燃料、太阳能利用等可再生能源。同时，《规划》还要求在继续加快小型水电和农网建设的同时，大力发展适宜村镇、农户使用的风电、

生物质能、太阳能等可再生能源。到2010年，村镇小型风电机组使用量达到30万台，总装机容量7.5万千瓦；户用沼气4000万户，规模化养殖场沼气工程达到4700处，全国农村沼气产量达到160亿立方米；农村太阳能热水器保有量达到5000万平方米，太阳灶保有量达到100万台。作为我国“十一五”期间能源发展的总体蓝图和行动纲领，《规划》指明了我国可再生能源产业在这一阶段的发展方向。



# 您的风机需要更可靠地偏航和变桨

自2006年起，我们已经为几千台风机配套了偏航驱动和变桨减速器，至今无一台减速器被换下风机。



2.5MW 风机偏航驱动和变桨减速器  
——用于瑞典布莱肯项目

我们深切理解风机不能正常偏航和变桨会带来灾难性的后果。我们的产品帮您降低投资风险

- 三十年行星减速器设计和制造经验，拥有多项专有技术。
- 1986 年率先设计并制造了中国的行星减速器。
- 参与行星减速器国家标准的起草及审定。
- 产品可靠性达到国际先进水平，出口欧洲。

高效、完善的售前和售后服务为您解除后顾之忧

- 售后服务人员平均拥有十年以上行星减速器装配及现场服务经验，为您提供业内极专业的解决方案。
- 24 小时内快速响应，48 小时内抵达现场。
- 质保期后高效的维护保养和零部件维修更换服务。



微信号: YCWLJSQ

通过 ISO9001 和 ISO14001 认证

银川威力传动技术股份有限公司 网址: [www.ycwljsq.com](http://www.ycwljsq.com)  
地址: 宁夏银川市金凤工业园新开渠街 128 号 邮编: 750011  
电话: +86 951-3882168 传真: +86 951-3882168



**威力传动**  
WEILI TRANSMISSION



《风能》杂志在线阅读网站  
www.cwea.org.cn

## 卷首语/ From The Editor

- 01 为什么要开展风电平价上网示范  
/ 秦海岩

## 08 风向/ Direction

### 专栏/ Column

- 12 理性看待区块链技术能源应用 / 曹寅

### 现场/ Presence

- 16 贺兰山风电场机组故障检修纪实  
/ 许刚, 任宝

### 对话/ Dialogue

- 18 开发低风速市场应坚持稳扎稳打、  
做实产业

### 封面故事/ Cover Story

- 22 低风速风电, 下一个蓝海  
/ 夏云峰

### 公司/ Company

- 30 GW3.0WM (S), 为你而来 / 梁钊

### 调研/ Survey

- 34 2016年中国风电开发主要数据汇总  
/ 夏云峰

### 海上风电/ Offshore Wind Power

- 38 浮式基础: 海上风电规则改变者  
/ 夏云峰

### 国际/ International

- 42 企业购买绿电新选择: 购电协议  
/ 杨丽娜

### 公开课/ Open Class

- 44 国际化视野下的长沙理工大学新能源  
科学与工程专业 / 何建军, 向健平

### 产业/ Industry

- 48 基于KPI指标体系的海上风电场风电机

组选型方法 / 程海锋

### 风电场/ Wind Farm

- 52 一种资源简约型的风电场发电量提升  
评估方案 / 于建国

### 技术/ Technology

- 58 测试功率曲线直接估算风电场发电量的  
误差 / 符鹏程, 蔡继峰, 杨洪源  
64 风电机组变桨控制系统的研究 / 汪锋  
68 直驱式风电机组变频器散热风扇控制  
优化研究 / 李鑫  
70 风电场提质增效技术途径研究 / 刘峰  
76 风电机组变桨控制器故障与分析  
/ 王奖励, 高原生, 王明军

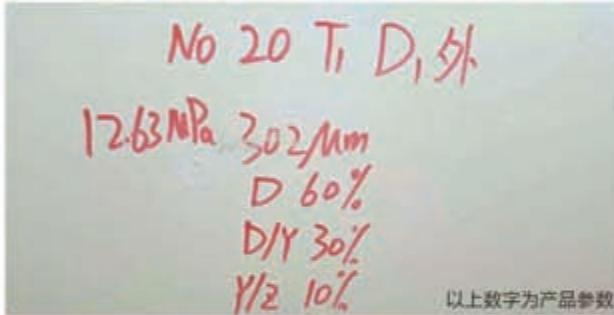
### 广告索引

封二	联合动力
扉页 1	中国中车
扉页 2	麦加涂料
扉页 3	赢创工业
扉页 4	贺德克
扉页 5	海装风电
扉页 6	德国倍福
扉页 7	CWP2017
卷首语对页	远景能源
目录对页 1	威力传动
目录对页 2	华豹涂料
版权对页	南高齿
P21	歌美飒
P29	华仪风能
P37	鉴衡认证
P41	长园深瑞
P57	鉴衡认证
P75	金风科技
后彩一	永济电机
封三	《风能》杂志
封底	中际联合



# 华豹水性风电漆

## 中国水性工业漆先行者



### 华豹水性风电漆三大优势

- 1 绿色环保，安全健康** → VOC 含量低，低于国家标准；以水为溶剂不含重金属有害物质，有效保护从业者的职业健康；并且不燃不爆，安全可靠。
- 2 质量优越，综合成本低于溶剂型漆** → 华豹水性漆性能指标达到或超过溶剂型同类产品。为加快推进环保涂装，保障员工身体健康，水性漆综合使用成本较低。
- 3 环保涂装一体化服务** → 华豹公司于 2003 年组建了专业涂装公司，现有 500 多名专业人员，按照施工管理 6S 要求，确保环保涂装一体化目标的实施。



中国可再生能源学会风能专业委员会  
2017年第04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：杨丽娜 金杭川 王菲 褚骁骥 时春景

**Editor:** Yang Lina Jin Hangchuan Wang Fei Chu Xiaoji Shi Chunjing

本期责编：曹宏源

**Duty Editor:** Cao Hongyuan

视觉设计：荆莹 刘湛

**Visual design:** Jing Ying Liu Zhan

广告部经理：徐晓英

**Advertising Manager:** Xu Xiaoying

发行部经理：金杭川

**Distribution Manager:** Jin Hangchuan

编辑制作：《风能》杂志社

**Produced by:** Wind Energy Magazine

地址：北京市北三环东路28号

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

易亨大厦1108

邮编：100013

**Zip Code:** 100013

电话：010-59796665-3953（编辑部）

**Tel:** 010-59796665-3953（Editorial）

010-59796665-3501（广告部）

010-59796665-3501（Advertising）

010-59796665-8933（发行部）

010-59796665-8933（Distribution）

传真：010-64228215

**Fax:** 010-64228215

投稿邮箱：gaojian@cwea.org.cn

**E-mail:** gaojian@cwea.org.cn

国际标准刊号：ISSN 1674-9219

国内统一刊号：CN 11-5942/TK

广告发布登记号：京海工商广登字20170178号

印刷：北京中科印刷有限公司

出版日期：每月6日出版

发行范围：全国发行

国内定价：人民币25元

## 声明

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

# NGC StanGear™

## 风电齿轮箱系列化产品平台

- 降低新产品开发成本
- 缩短新产品上市时间
- 提高产品可靠性
- 提高供应链规模效应
- 降低维修复杂性与备件及工装成本



欢迎莅临南高齿展位：3630

风电业务

地址：中国南京市江宁区候焦路30号

电话：+86 25 52172820

邮箱：WEsales@NGCtransmission.com







### 国家能源局发文推进标准化改革，提升标准化管理水平

4月10日，国家能源局印发《2017年能源领域行业标准化工作要点》(国能综科技〔2017〕216号)，要求牢固树立和落实“创新、协调、绿色、开放、共享”的新发展理念，围绕推动能源“四个革命、一个合作”需求，以推进能源供给侧结构性改革为主线，以提质增效为中心，在能源领域积极实施标准化战略，深入推进标准化改革，持续提升标准化

管理水平，切实加强自身建设。《要点》提出，针对可再生能源领域：持续完善风电、光伏发电、生物液体燃料加工转化等领域标准体系；发布《水电行业技术标准体系》，加快移民安置、生态环保、流域安全等水电领域急需标准的制定；推动太阳能光热、分布式储能及能源安全生产、生物柴油、

燃料醇类、燃料型非粮原料林培育和可持续经营标准制修订工作。针对电力装备领域：适应“互联网+智慧能源”“中国制造2025”有关要求，推进电力装备新型标准体系建立，对现有标准体系进行全面梳理，做好标准项目的增补工作，提高标准适应性和实效性。

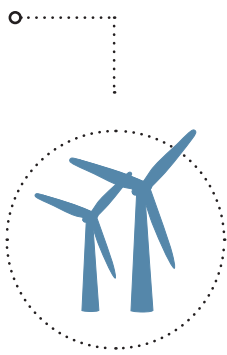


### 河南：开展风电场、光伏电站功率预测工作

4月21日，国家能源局河南监管办公室印发《河南风电场及光伏电站并网运行管理实施细则(试行)》的通知。《细则》适用于河南省内已并网运行的，由省级电力调度机构直调的风电场和光伏电站；地(市)、县电力调度机构及其直接调度的风电场和光伏电站可参照执行。新建风电场、光伏电站自第一台风电机组或逆变器并网当日起，六个月后纳入《细则》考核管理；扩建风电场、光伏电站自第一台风电机组或逆变器并网当日起，进行参数设置更新，自动纳入《细则》考核管理，免除因扩建期间配合主站调试引起的技术管理考核。《细则》要求风电场、光伏电站应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行；风电场、光伏电站应开展功率预测工作，保证功率预测系统的稳定运行，及时、准确、可靠地向电网调度机构传送风电场、光伏电站现场气象信息、发电设备运行信息和预测信息等。

### 2016年 风电消纳情况公布

日前，国家能源局发布《2016年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》(国能新能〔2017〕97号)，《报告》披露了2016年全国31省份可再生能源消纳情况和风光保障性收购小时数落实情况。2016年，国家发展改革委、国家能源局按照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求。2016年，辽宁、河



北和山西达到风电最低保障收购年利用小时数要求，内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、黑龙江和吉林六省(区)未达到要求，其中，甘肃全省、新疆III类资源区、

吉林III类资源区实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过480小时。2016年，山西和黑龙江达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，内蒙古I类资源区、新疆、甘肃、青海I类资源区、宁夏、陕西、吉林、辽宁和河北等地区未达到要求，其中，新疆和甘肃实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过350小时。

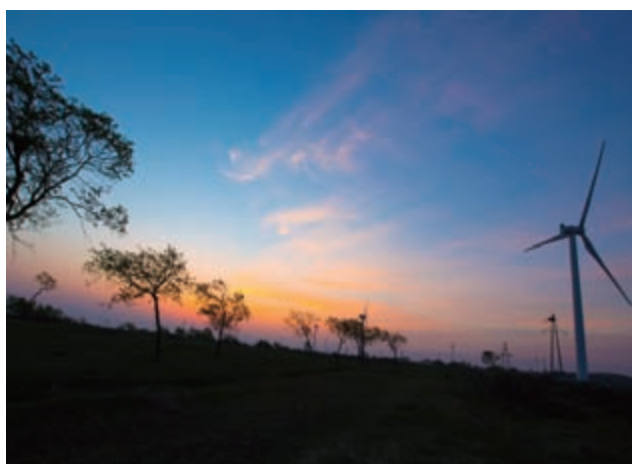


## 内蒙古电网新能源消纳水平再创历史纪录

据内蒙古电力公司调控中心消息，从4月16日开始，内蒙古电网新能源消纳水平再次创造新的历史纪录，新能源单日发电量超过2亿千瓦时，新能源电力达到1156万千瓦，最大占比达到全网实时发电出力的46.77%；风电最大发电负荷突破1000万千瓦，达到1038万千瓦，新能源消纳能力再创历史新高。近年来，内蒙古电力公司陆续新建了多条变电站及相关线路，持续强化新能源

调度运行管理和技术研究，以科技创新促电网绿色发展，建设投运了国内首套

新能源技术支持系统，为新能源消纳提供了强大技术支撑。



## 广西：做好申报可再生能源电价附加资金补助目录工作

4月18日，广西壮族自治区财政厅、发展改革委、能源局（三部门）联合发布《关于做好申报可再生能源电价附加资金补助目录工作的通知》（桂财工交〔2017〕22号）。《通知》指出，2006年及以后年度核准（备案），2016年3月底前并网，尚未纳入前六批可再生能源电价附加资金补助目录的项目，填写相关申报材料，并于2017年6月16日前联合报送自治区财政厅、发展改

革委、能源局，以便汇总上报财政部、国家发展改革委、能源局。《通知》要求，已纳入补助目录的项目，当“项目名称”“项目公司”“项目容量”等发生变化或与现实不符时，按照财政部、国家发展改革委、能源局印发的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法的通知》（财建〔2012〕102号）要求变更，按程序一并申报。《通知》还提出，在国家电网

公司、南方电网公司经营范围内的分布式项目，由其下属省（区、市）电力公司汇总，并经省级财政、价格、能源主管部门审核同意后报国家电网公司和南方电网公司，其后由两个电网公司汇报给三部委。其他项目由省级财政、价格和能源主管部门组织申报，并于6月30日前联合上报三部委，未能在6月30日前上报的项目将纳入下一批审核。

## 上海：因地制宜发展清洁能源

4月24日，上海市发展和改革委员会发布《2017年节能减排和应对气候变化重点工作安排的通知》（沪发改环资〔2017〕25号）。《通知》指出，2017年上海市节能减排重点工作包括：因地制宜发展绿色低碳清洁能源，新增风电装机10万千瓦；推进节能减排科技成果转化应用，继续推广电机、机组、水泵、空压机等高效节能工业产品。加快引进国外节能环保新技术、新装备，推动本市节能减排先进技术装备“走出去”。《通知》要求，要结合推进供给侧结构性改革，加快推动绿色、循环、低碳发展，着力调整优化产业结构，坚决淘汰落后产能，严惩环境违法违规行为，切实把党中央关于生态文明建设的决策部署落到实处。目标是2017年，全市能源消费增量控制在270万吨标准煤以内，二氧化碳排放增量控制在580万吨以内，煤炭消费总量控制在4500万吨左右，单位生产总值（GDP）综合能耗、二氧化碳排放量分别比上年下降3.9%、4.0%左右等。同时，《通知》还要求强化节能减排技术支撑，扩大推广示范应用，倡导全员参与、共建美丽上海。



### 全国首台140米全钢塔筒低风速机组在河南完成吊装

4月21日，全国首台140米高度全钢塔筒低风速机组在河南兰考完成吊装，这标志着中国低风速风电开发迎来新的里程碑。据悉，140米高度全钢塔筒采用了和120米高度全钢塔筒相同的技术。塔筒高度上升到140米，远景能源依然坚持全钢塔筒技术路线，其根本原因在于其通

过大批量的120米高度塔筒的业绩实践已经验证了全钢柔性塔筒方案是成功且成熟的技术。实践经验表明全钢柔性塔筒技术方案不仅安装简单快捷，而且钢塔筒供应链成熟广泛，相较于混凝土塔筒，在成本和质量控制方面都有着不可比拟的优势。



### 中国首支高原型风电叶片在云南下线

4月13日，首支高原型风电叶片下线仪式在云南玉溪市华宁工业园区新庄片区举行。这支风电叶片长度为56.8米，重约12.5吨，是中复连众复合材料(玉溪)有限责任公司为2兆瓦风电机组专门设计，具有自主知识产权。它通过气动优化，提高最大风能利用系数，能有效增加发电量。截至目前，

风电机组中“塔筒、机组、叶片”三大件已全部在华宁建成投产，由此华宁县成为全国最大、配套最全的风电设备制造产业基地。华宁县目前汇聚了上海电气、中复连众、蓝天重工等知名风电装备制造生产企业，为提高云南省风电产业的整体竞争力，实现协同合作、创新发展作出了贡献。



### Nordex推出N131/3900低风速机型

近日，Nordex公司在其3.X兆瓦平台新增了两款机型，为中低风速市场提供了新的高效解决方案。N131/3900机型是一款在原N131/3600机型基础上

的升级版，适用于低风速市场。N131/3900机型最高可达到134米的轮毂高度，该机型将主要针对北美洲和欧洲大部分地区的风电市场，预计将在2018

年1月投入市场，首台N131/3900机组将于2017年底在德国安装。另外，Nordex公司也推出了新的N131/3600机型，可适用于中等风速风电场，目前它

已经被升级到了更高的安全等级，相比原有的中等风速机型N117/3600，扫风面积提高约25%，年发电量最高可提高15%。

## 数据

135 亿千瓦时

4月25日，国家能源局发布2017年第一季度风电并网运行情况，全国风电新增并网容量352万千瓦，累计并网容量达到1.51亿千瓦；上网电量687亿千瓦时；弃风电量135亿千瓦时。

67 亿元

近日，中国电力企业联合会公布了2017年1月至3月电力工业运行简况：全国主要发电企业电源工程完成投资384亿元，同比下降17.3%。其中，风电完成投资67亿元，同比下降34.0%。

19.81%

4月12日，国家电网公司东北分部发布消息，东北电网第一季度风电发电量为110.42亿千瓦时，同比增长19.81%，占总发电量的9.55%。4月10日，全网风电日发电量2.99亿千瓦时，创下新高。



## 国际热点

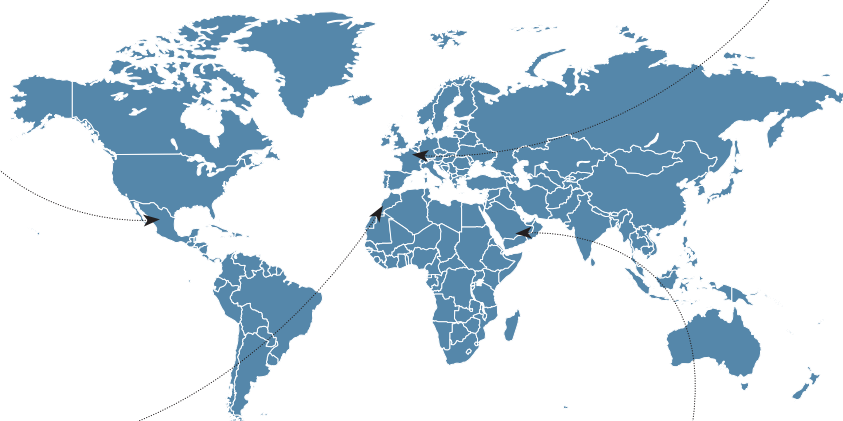


## 墨西哥

为了在 2024 年前将当地的可再生能源电力比例提升至 35% 以上，墨西哥政府已提议在 2020 年到 2022 年间引入清洁能源证书(CEL)机制。2018 年，墨西哥清洁能源证书的强制性需求将达到 1370 万张，相当于 137 亿千瓦时的清洁能源电力，这一数字将在 2019 年继续上升至 1650 万。

## 荷兰

根据荷兰政府预测，7 年半后海上风电的价格将与市场电价持平，相对于化石能源的竞争优势大大增强，将不再需要政府补贴。这与荷兰政府采取的政策措施也密不可分：一是政府做好空间规划和前期准备；二是保障电力入网，消除企业后顾之忧；三是优化招标机制，保障实现竞争性招标意图。



## 摩洛哥

摩洛哥计划在 2020 年前将可再生能源在该国发电类型中的比例提升至 42%。为达到目标，摩洛哥早在 2009 年向私有公司开放了该国的可再生能源市场。据悉，摩洛哥并未在电力拍卖中规划充足的容量，因此该国可能很难按照设定的目标在 2020 年前将光伏容量规模提升至 200 万千瓦，但风电可以达到预定发展目标。

## 沙特阿拉伯

沙特阿拉伯计划在未来 10 年内推出 30 个太阳能和风力发电项目，以增加国内发电量和减少石油消费。据悉，沙特将在 2023 年之前实现可再生能源发电量占全国总发电量的 10%，并计划到 2023 年发展近 1000 万千瓦的可再生能源装机，投资高达 500 亿美元。

240 万

4 月 11 日，《中国风电光伏发电的协同效益》报告发布：2015 年中国风光发电带动的直接就业（在风电和太阳能光伏电站从业人员）人口约为 45 万人，这一数字将在 2030 年增长 4 倍，上升至 240 万人。

182 亿欧元

日前，欧洲风能协会发布报告称，2016 年欧洲海上风电投资达到 182 亿欧元（约合人民币 1368 亿元），创历史新高，同比增长 39%；全年新增装机容量 155.8 万千瓦；累计装机总量达 1260 万千瓦，分布在 10 个国家的 81 个风电场。

40%

日前，国际可再生能源署发布《可再生能源容量统计 2017》报告，2016 年全球可再生能源发电装机新增装机容量 1.61 亿千瓦，比 2015 年增长 8.7%，增幅创历史新高纪录。2016 年全球新增可再生能源发电装机中有 40% 来自中国。



# 理性看待 区块链技术能源应用

文 | 本刊特约评论员 曹寅

能源行业的进化从未停止，随着技术的进步和产业的发展，新能源正在生产和应用各环节上替代化石能源。在生产端，风电和光伏的平价上网目标已经不再遥远；在消费端，电动汽车替代汽柴油汽车的进程虽然刚刚开始，但方向明确，而“能源互联网”概念的提出，就是为了适应未来能源发展的新趋势。

新的生态带来的不只有机会，伴随而来的还有挑战。在新一轮能源革命中，解决的不仅仅是能源从哪里来的问题，还有能源由谁生产，由谁管理的问题。以往中心化的集中生产，集中调配，集中规划的能源行业大一统模式可能会在新能源为主导的时代发生剧烈调整，新的能源产业生态的

起源于数字货币领域的区块链技术具有的分布化、透明性、公平性以及公开性等特征，与能源互联网理念相吻合，有潜力成为应对未来能源互联网新业态挑战的重要技术解决方案之一。

具体表现为分布式、随机性、互动性、参与性、市场化等特征，如何解决调整过程中发生的一系列挑战，目前并没有特别好的解决方案。

他山之石，可以攻玉。起源于数字货币领域的区块链（Blockchain）技术有潜力成为应对未来能源互联网新生态挑战的重要技术解决方案之一。区块链技术作为一种分布式共享数据库技术，在各领域的应用研究方兴未艾。区块链技术的核心功能就是不依靠中心或者第三方机构，保障数据的真实可信，打破信任壁垒，极大降低了业务开展所需要的信任成本，促进业务的高效开展。区块链技术的分布化、透明性、公平性以及公开性与能源互联网理念相吻合，其在能源互联网中的应用也将进一步推动能源互联网的建设。

区块链是一种非常年轻的技术。2008年年末，“区块链”一词才首次出现于一篇发表在密码学论坛中的论文《Bitcoin : A Peer-to-Peer Electronic Cash System》中，发表者名叫中本聪（Satoshi Nakamoto），目前大家并不知道此人的真实身份。比特币是一种在2009年1月初正式上线运行的去中心化数字货币应用。论文中将区块链描述为用于记录比特币交易账目历史的分布式数据库，但中本聪并没有给区块链赋予具体定义。不同于现代国家发行的货币，比特币由分布式网络基于数学计算产生，总量恒定（2100万个，发行规律约为每四年减半），所有交易由全网节点共同记账，确保其不可篡改，依靠密码学保障网络安全，账户具有匿名性，软件的代码开源、更新与发展依靠网民社区自治。

区块链本质上是一种去中心化的分布式记账技术，要理解其基本原理并不难。基本概念包括：

**交易：**对账本状态的改变，如添加一条记录；

**区块：**记录一段时间内发生的交易和状态，是对当前账本状态的一次共识；

**链：**由一个个区块按照发生顺序串联而成，是状态变化的日志记录。

因此，如果把区块链看做一个状态机，则每次交易就是试图改变一次状态，每次生成区块就是参与者对于其中包括的所有交易改变状态的结果确认。区块链是多种技术的集合，包含了P2P网络技术、密码学技术、共识机制、智能合约等。通过这些技术以独特的方式糅和以及创新应用于互联网时代，区块链能够实现“1+1>2”的性能。目前区块链技术自身仍然在快速发展中，没有形成统一的标准规范。

区块链技术同能源互联网概念有较强的内在一致性。从本质上来看，能源互联网同区块链技术都必须构建于普遍的智能设备物联网之上。近几年，随着电子产业和信息产业的技术进步和飞速发展，能源产业价值链的生产—配送—储存—消费价值环节上的各类设备正在迅速地从机械设备和模拟设备升级替换为电子设备和数字设备，软件定义硬件的趋势非常明显。

未来，在能源互联网时代，这些数字设备将进一步通过物联网实现广泛互联化，通过高性能嵌入式设计获得本地智能，通过物联网获得云端智能，构成基于互联网的集群智能设备物联网。此外，随着物联网的进一步发展、“互联网+”商业模式在能源产业的创新普及，以及能源市场的深

入开放，将不仅仅只有能源生产和配送设备，比如发电机组、输配电设备，才可以实现局域互联和智能互动。能源产业的生态化和互联化将向大量能源消费设备拓展，譬如各类家用电器、电动汽车、工业用电器。设备的普遍智能化与互联化将和能源互联网的发展互为表里。

而区块链技术同样强调价值网络参与主体的物联化和智能化，基于区块链的智能合约，其作用并不是仅仅如其字面所显示的，只能实现实体或者数字资产交换功能，其实智能合约的真正作用在于基于区块链的不可篡改和集体共识特征，预先写入的代码可以在无人干预或者少人干预的情况下，直接调用区块链上数据，执行所有可以计算的逻辑功能并输出结果和执行功能。因此，智能合约的真正意义其实是为区块链上各主体间的互动提供了智能化的规则，并且可以在无人参与的情况下，实现各种复杂逻辑功能，这种特征被称为图灵完备。从这个角度上来看，能源互联网的智能设备网络如果要实现完全的无人化智能，恐怕不可能离开区块链技术的帮助，尤其是布置在区块链上的智能合约技术。

此外，从具体特征角度来看，区块链技术也与能源互联网的特征一一对应。

**开放：**在能源互联网中，取决于开放式的体系结构，信息可以随时随地接入与获取，可再生能源、储能以及用能装置可以“即插即用”。区块链技术，尤其是公有链技术，节点的加入几乎完全开放，任何个人和设备都可以加入公有链网络参与记账和交易。此外，在公有链网络中，整个系统的

未来，将不仅仅只有能源生产和配送设备才可以实现局域互联和智能互动，能源产业的生态化和互联化将向大量能源消费设备拓展。设备的普遍智能化与互联化将和能源互联网的发展互为表里。



运作规则是公开透明的，对于参与者来说，所有数据内容也是相对公开的。

**分享：**类似社交网络的信息分享机制，在能源互联网中，能量交换就近实时动态进行，以分散式的局部最优实现全局能量管理的调度优化。在区块链中，信任来自于节点之间的信息分享，整个系统通过分数据库的形式，让每个参与节点都能获得一份完整数据库的拷贝，并且区块链构建了一整套协议机制，让全网络的每个节点在参与记录数据的同时，也参与验证其他节点记录结果的正确性。只有当全网大部分节点（甚至所有节点）都确认记录的正确性时，该数据才会被写入区块，因此，区块链系统可以看做是一个信任分享体系。

**对等：**同传统电网自顶向下的树状结构相比，能源互联网的形成是自下而上能量自治单元之间的对等互联。在区块链中，整个网络没有中心化的硬件或者管理机构，任意节点之间的权利和义务都是均等的，且某一节点的损坏或者失去都不会影响整个系统的运作。因此，业界普遍认为区块链系统具有极好的健壮性。

**互联：**在能源局域网中，不仅能源生产端和消费端实现互联，能源生产端和生产端，消费端和消费端也需要实现广域互联。并且，不同形式的能源可以实现转换和互补，带来资源配置的广泛性。不同于传统网络系统，区块链采用 P2P 技术，所有节点两两互联，实现了绝对意义上的去中心化。

针对性地来看，区块链同其他信息技术的结合，并采用合理的制度安排，可以将能源互联网概念在设计时所提出的系统特征升华到更高层次。

从精确计量升华到保护隐私，可信计量：数据布置在区块链上，确保不可篡改，公私钥结合的非对称加密保护隐私。

区块链同其他信息技术的结合，并采用合理的制度安排，可以将能源互联网概念在设计时所提出的系统特征升华到更高层次。

从泛在交互升华到强制信任，泛在交互：以可信计量为基础，通过区块链构建能源互联网交互主体之间低成本的信任传递链条，实现基于信任的能源互联网主体间互操作性。

从自律控制升华到虚实一体，智能自律控制：通过链上代码，实现以智能合约为表现形式的逻辑功能，并结合区块链技术 + 大数据技术 + 人工智能技术，设计可信任的预言机机制对外部数据签发信任，然后输入智能合约，执行逻辑过程，产生可信任的本地指令，在本地完成应对随机外部环境变化的控制过程。

从优化决策升华到间接民主，分布决策：基于区块链部署的能源互联网设备间点对点交互，在容忍分区的前提下，区块链共识系统必须在可用性（包括效率）和一致性之间取舍。因此，可以采用分布决策过程，即在因为通信等外部被动原因所产生的分区之中，或者由系统主动根据共识形成时间、指令执行可行性等内部约束条件所产生的最优决策分区之中，先形成分区内节点之间的局部共识，再基于一致性算法实现分区间的共识。这种分布并且分级的决策方式避免大量分布式设备之间为了产生直接共识而导致的复杂迭代和死循环无共识，从而可以在实现分布式决策的同时，又可以兼顾效率。虽然传统的分布式系统也可以实现分级共识，但是，区块链可以解决传统分布式系统的两大问题，即确保决策的原子性以及对于拜占庭节点的容忍。所谓原子性，指的是操作序列或者指令系列，就像原子一样，作为物质具备物理化学属性的最小单位一样不可被拆分，不容许被打断，通过区块链共识机制，分布式系统可以容忍一定数量的拜占庭节点。所谓拜占庭节点，即恶意节点，恶意节点可以不受协议限制做任何事，比如不响应、发送错误信息、对不

同节点发送不同决定、不同错误节点联合起来干坏事等。

从广域协调升华到集群智能，广域融合：以区块链为工具，以低成本信任传递为手段，实现在能源互联网中不同能源主体，以及不同能源系统之间的能量流、信息流、资金流的强耦合，进而将不同主体和不同系统化零为整，融合为一个能源互联网超级主体，在广域内形成集群智能。

目前全球已经有数家创业公司在开发基于区块链的应用。例如美国纽约布鲁克林地区的 **TransActive Grid**，其目的是在街道间构建居民之间去中心化的、自动的 **P2P** 能源交易和支付网络。不过很可惜的是，由于团队内部的矛盾，目前此项目已经暂停。在澳大利亚也有一家公司在做类似的工作，这个名叫 **Power Ledger** 的团队由当地的区块链软件公司 **Ledger Assets** 成立。**Power Ledger** 使用其基于区块链的软件构建一个 **P2P** 的光伏剩余电力交易系统。

中国也有区块链企业在探索将区块链技术应用于各种能源场景中，中国的能源区块链实验室是全球第一家实现区块链技术能源应用研发的企业，也是著名的企业级区块链开发组织 **Hyperledger Project** 中唯一的能源行业成员。能源区块链实验室打造了一款服务于绿色资产数字化的区块链平台，提供基于区块链的绿色资产的数字化登记和管理功能，服务的绿色资产包括各类自愿减排额度、用能权、节能积分、能源设备共享经济积分、绿色金融资产等，服务的市场包括电动汽车、可再生能源、虚拟电厂、工商业节能、储能、绿色金融等领域。在中国，除了能源区块链实验室以外，2016年年底创立于上海的国内初创企业 **Energo Lab** 也在开拓能源领域的区块链应用，其开发的基于区块链的分布式电力交易平台预计将于今年年底

由于目前仍然处于发展早期，区块链技术本身仍有较多技术问题和发展模式问题有待解决，所以目前的区块链平台所表现出来的读写性能、可扩展性、开发便利性、安全性、同既有系统的兼容性都不如人意。

上线，根据初步测试成果，**Energo Lab** 的电力交易应用丝毫不逊色于海外类似的区块链电力交易平台，非常值得期待。

但是，由于区块链技术目前仍然处于发展早期，其自身仍有较多技术问题和发展模式问题有待解决。从技术本身来说，区块链技术目前仍然处于发展初期，涉及的各分项技术仍然较为原始，例如共识机制、加密算法、节点布置、区块容量、读写工具等，更不用说将这些分项技术糅合后的区块链了，所以目前的区块链平台所表现出来的读写性能、可扩展性、开发便利性、安全性、同既有系统的兼容性都不如人意，举例来说，最先得到应用的比特币区块链，目前最高交易通量仅为每秒 7 笔，并且需要多次区块确认后才能最终实现清结算，效率极低。此外，被誉为下一代区块链平台的以太坊 (**Etherum**) 则在去年发展最顺利的时候发生了严重的黑客事件，导致过亿美元资金被盗。而由 **IBM** 牵头开发的，并被大家寄予厚望的企业级区块链平台 **Hyperledger Fabric** 目前仍然处于实验室阶段，成熟发布尚需时日。除了技术挑战以外，技术以外的问题其实更为棘手，区块链作为一种去中心化共识技术，将深远改变各行各业甚至整个社会的契约关系。目前区块链在主战场金融行业的发展已经面临很多桎梏，更何况比金融行业约束条件更为复杂的能源行业。在国内电力市场尚未完全开放的情况下，以及分布式发电设备仍然处于萌芽发展的阶段，区块链技术在能源交易、虚拟电厂管理、电动汽车充放电、多能互补结算等领域的应用仍然为时尚早，并且，相对于目前中心化系统所提供的客户体验，基于区块链的去中心化到底能够给用户带来什么附加价值仍然扑朔迷离。因此，如何在能源领域应用区块链技术，尚需学界和业界共同探索。 (作者单位：能源区块链实验室)





# 贺兰山风电场机组故障检修纪实

图文 | 许刚, 任宝

宁夏天净神州风电公司贺兰山风电场位于宁夏回族自治区西北部,贺兰山南端,宁夏青铜峡市西北约 35 公里处,与内蒙古阿拉善左旗接壤,距银川市约 85 公里。贺兰山风电场 103 号机位点安装的是 Gamesa 公司 G58-850kW 型变桨距风电机组,自 2005 年 10 月建成投产以来,机组运行一直很稳定,可是 2016 年 9 月初却发生了一次较为严重的故障,打破了机组运行良好的局面。

每年的春秋是西北地区大风季节,2016 年 9 月 8 日 19 时,贺兰山风电场 103 号机组报解缆超时故障,后经现场检修人员处理后,该机组于第二日上午恢复正常运行。可是恢复正常运行仅仅几天后,该机组于 9 月 16 日凌晨 1 时 10 分又报编码器故障,早晨检修人员登塔检查时发现塔筒内电源短路,塔筒底平台以上漆黑一片。借着手电筒的灯光,可以看到风电机组电缆扭成麻花状紧贴塔筒内壁,电缆固定卡和塔筒照明灯损坏严重,塔筒中层休息平台上到处散落着扭坏的电缆卡和破损的塔筒照明灯残片,现场的状况令所有到场人员为之惊愕。由于机组故障表现严重,工程部马上组织人员对该机组电缆缠绕故障进行会诊分析并进行消缺检修,初步分析是偏航计数器损坏所致。9 月 18 日,运维人员解开全部缠绕电缆,还对电缆进行了绝缘试验,结果显示电缆正常。9 月 19 日,工作人员更换了破损的电缆卡和偏航计数器。经过 4 天的紧张抢修,9 月 20 日 9 时 10 分,电缆缠绕故障消缺完毕,机组恢复正常运行,随后检修人员采取了定时观察的措施。9 月 23 日,检修人员发现,在低风速(4 米/秒左右)发电机转速在 900 转左右并网运行的时候,齿轮箱发生左右颤动现象,但在高风速(4 米/秒以上)时段无颤动。技术人员对编码器控缆和编码器进行测试分析,结果显示风电机组原有编码器和

控缆正常;随后对变频部分进行对调测试试验,显示变频系统正常。现场检修人员已绞尽脑汁、用尽浑身解数,但齿轮箱颤动故障并未消缺。在这段检修期内,虽多方查找相关资料,并多次电话联系 Gamesa 厂家技术人员,但都没有结果。

现场的多日连续检修和外界技术支持都没有取得理想的结果,使工作人员的脸上多了许多忧愁,少了许多欢乐,103 号机组故障成了大家的一块“心病”。后来在一次大风天气的检修过程中,检修人员在远程监控上将 103 号机组的发电情况同相邻的其他风电机组做了比对观察,并有了一个新的发现,103 号机组居然在大风时转子始终不发电,这种异常情况引起了大家的注意。根据这个新发现,事不宜迟,大家马上对 103 号机组进行再次检修,发现发电机一切正常,但是由于现场的测量仪器有限,测量人员也不是专业人员,对此,公司还专门聘请宁夏电力科技工程院的专业技术人员对 103 号机组做了发电机定、转子直流电阻试验,结果显示一切正常。发电机定、转子正常,可是为什么偏偏转子在大风时不发电呢?大家抱着不向困难低头的态度,对 103 号机组的发电机进行了细致的消缺工作,最终确认转子侧碳刷接触不良,造成发电机三相输出不平衡引起的连锁反应。在低风速和高风速时段长达几十小时的观察中,没有再听到任何齿轮箱颤动的异常声响,也没有发现该机组有其他任何异常表现。看到这个结果后,大家欢呼雀跃,脸上流露出欢乐的表情。我们也终于去掉了 103 号机组故障这块“心病”,可以美美地睡个好觉了。

这次故障消缺的完成,为今后风电机组检修工作积累了宝贵经验,将有助于做好下一步工作。👉

受访嘉宾：  
李元强，华仪风能有限  
公司副总经理、技术  
总工程师。

# 开发低风速市场应坚持 稳扎稳打、做实产业

本刊 | 夏云峰

针对现阶段低风速市场的开发，华仪风能副总经理李元强认为，应该遵循稳扎稳打、有序发展、深挖潜力、做实产业的原则，重点解决好风资源评估体系的准确性、机组选型及排布的合理性和效益最大化、定制化的控制策略以及风电场运行的后评估等问题。

**《风能》：**请介绍华仪风能在低风速风电业务方面的开拓情况。

**李元强：**华仪风能已经形成了较为完整的低风速机型序列，包括 1.5 兆瓦系列、2.x 兆瓦系列、2.5 兆瓦系列、3.x 兆瓦系列。1.5 兆瓦机组的最大风轮直径为 93 米，2.0 兆瓦—2.3 兆瓦机组的最大风轮直径则增加到 121 米—130 米，2.5 兆瓦机组的最大风轮直径达到 121 米，正在研发的 3.x 兆瓦机组的最大风轮直径为 140 米—145 米。这些机型的投运，能够让年平均风速 4.8 米/秒—5.5 米/秒的项目的年利用小时数达 2000 小时以上，从而使很多原来不具备开发价值或处于投资盈亏平衡点的风电项目可以获得较好的开发经济性。

目前，我们的低风速机型已在宁夏、山西、浙江、河南、青海、黑龙江等地区实现批量装机，运行效益均超出预期。华仪风能在手的低风速项目订单及低风速风资源达 130 万千瓦，主要集中在河南、安徽、山东、湖南、江西等地。

尤其值得一提的是，我们参与建设了浙江首个低风速风电项目——华电长兴弁山风电场。项目总装机 22 兆瓦，选用了 11 台华仪风能生产的 HW2/S2000(110) 型低风速机组，单机容量为 2 兆瓦，风轮直径为 110 米，轮毂高度达到 80 米。项目于 2015 年 9 月并网运行，截至今年 5 月 30 日，累计发电 8757 万千瓦时，机组月度可利用率保持在 98% 以上。2016 年，年平均风速为 5.53 米/秒，机组平均可利用率为 98.7%，年发电量达到 5428

万千瓦时，年利用小时数为 2467 小时，高出设计值约 35%。

**《风能》：**结合实践来看，您认为目前低风速风电开发的难点主要有哪些？有何应对建议？

**李元强：**低风速风电开发要以定制化系统解决方案为核心，是一个复杂的系统性工程。为了实现开发价值的最大化，需要解决风资源评估体系的准确性、机组选型及排布的合理性和效益最大化、定制化的控制策略以及风电场运行的后评估等问题。

首先，在测风阶段应尽可能获取不同高度、更多点位的风资源数据，以提高评估的准确性。结合目前高塔架的技术趋势，测风塔至少要达到 120 米，采用多塔融合的评估方式，准确、客观地评估风资源情况。在此基础上，开展详尽的风资源分析及宏观、微观选址工作。

其次，在开展机组选型及精细化排布时，采用大风轮直径机组是提升低风速风电场发电量的重要途径之一，但这并不意味着风轮直径越大越好，追求度电成本最低才是机组选型的关键。

特别强调一点，机组安全性评估往往是被忽略的一个重要环节。由于低风速风电场多分布在内陆，其海拔低、气候条件及湍流情况复杂，造成很多风电场的年平均风速虽低，但机组的实际运行载荷却并不比设计值小，甚至疲劳载荷更大，因此低风速风电场的特定场址载荷评估显得尤为重要，切不可在选型中忽略了机组的安全性评估。

最后，定制化的控制策略和风电场运行的后评估实际是息息相关的。我们曾在多个低风速风电场进行过验证，不同的环境温度和空气密度，造成的发电量偏差甚至可以达到 0.3%—0.5%。因此，采用单一的控制策略应对低风速地区的复杂气候环境是不可取的。应充分考虑环境温度、空气密度对机组出力的影响，根据项目的风资源特点，定制化设计机组控制策略，并在后期运行时持续进行测量、评估和修正，不断提升发电量，提高机组运行的安全性。

**《风能》：低风速地区地形复杂，对运维服务能力提出了更高的要求，华仪风能是如何提高运维效率的？**

**李元强：**经过多年的发展，华仪风能锻炼和培养了一支技术和服务过硬的运维队伍，在 2015 年即取得中国质量认证中心颁发的《风力发电机组运维能力评估证书》。

到目前为止，我们的所有运维工作均由自己的运维团队完成。为了提高运维质量，华仪风能早在 2014 年即提出了定制化运维思路。针对不同的运行工况，定制相应的运维计划，可有效地减少不必要的工作，集中运维力量解决主要问题，避免了欠运维、过运维的情况。

另外，在风电场监控体系不断完善的情况下，互联网技术也是不断提高运维效率的必要手段之一。我们于 2014 年建成了大数据中心，用于：监测所有华仪风能在运机组的运行状况，为产品研发奠定数据基础；开展运维信息化管理，将运维管理重心从现场前端向后端平台转移，实现运维工作平台化、数据化、可视化；通过创建风电行业数据库，提供风电场数据分析、风电场运维、资产管理、风资源评估、个性化定制等风电场全生命周期管理功能。

此外，我们还在 2015 年完成了风电场监控系统的手机 APP 开发，充分发挥移动终端的便利性，使风电场、运维信息更加及时、准确地传递到运维人员手中。同时，华仪风能还建立起了多重知识库、

故障树和专家分析系统，可以将故障消缺方案、运维计划通过微信、短信等公共平台，及时推送给相关人员，并通过系统内的不断完善和补充，进一步降低现场运维难度。

为了更快地解决现场疑难杂症，我们搭建了远程诊断系统，在项目现场和生产车间配置高清摄像设备及存储、通话系统，可以实现现场画面与大数据中心的实时交互，减少问题信息流转、人员分析、现场诊断的时间。

**《风能》：您如何看待未来几年低风速风电市场？华仪风能为此制定了怎样的发展战略？**

**李元强：**可以预见，未来 3—5 年低风速地区仍将是我国风电开发的主战场，是大有可为的市场。由于受多样化的风资源、负荷与资源分布不匹配等诸多因素影响，中国风电产业摸索着走出了一条有中国特色的发展之路，用时间换空间的开发历程也必将在世界风电史上写下浓墨重彩的一笔，但也要为探索付出代价。如果以快消品的方式发展这个产业，必将是全行业的灾难。我认为，稳扎稳打、有序发展、深挖潜力、做实产业应该是现阶段发展低风速风电市场应该遵守的基本原则。

针对低风速市场，华仪风能主要从产品研发、技术储备、资源开发等方面进行了战略性规划。首先，非常重要的一点是，要有适用于低风速市场的拳头产品。目前华仪风能针对 2.x 兆瓦、3.x 兆瓦系列机型正在研发一批低风速、超低风速机组，匹配的有 100 米、120 米钢塔产品。我们还在开发混合式高塔产品。同时，应用于大叶轮低风速机组的监测、控制配套产品和技术也是华仪风能的开发重点，包括 CMS+OLM 系统（振动载荷在线监测系统）、独立变桨控制系统、前馈控制策略以及柔性载荷控制等。为了进一步甄别、开发低风速资源，华仪风能购置了多套激光测风雷达，应用于多个低风速区域。此外，我们还在中东部和南部多省设立了营销站点。相信这些研发、设备、人力的投入，将为华仪风能进一步开拓低风速市场奠定基础。📍



# G126-2.5 MW

## 从低风速风场获取更多能量

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

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

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

\*与G114-2.0 MW相比

[gamesacorp.com/siemensgamesa](http://gamesacorp.com/siemensgamesa)



**SIEMENS Gamesa**  
RENEWABLE ENERGY



封面  
故事

# 低风速风电， 下一个蓝海

当下，我国低风速风电开发已经蔚然成风，成为整个风电市场版图的重要组成部分。综合已有信息来判断，这种势头在“十三五”时期还将延续下去。与此同时，低风速风电开发仍面临着一些政策、技术等方面的难题，需要业内共同努力加以破解。

---

本刊 | 夏云峰

---



自 2011 年 5 月我国首座低风速风电场——来安风电场建成投产以来，已经整整过去了 6 个年头。其间，风电开发在低风速地区呈遍地开花之势，产业链逐步成型，不仅机型日益丰富，机组性能得到大幅提高，施工建设和运维保障能力也有了质的提升。随着《风电发展“十三五”规划》明确将中东部和南方地区作为发展重心，低风速风电迎来新一轮机遇期。然而，目前低风速风电开发的风险依然较高，并且由于开发条件越来越差，风险可能还会加大。在这种情况下，如何才能抓住机遇加速低风速风电市场走向成熟？回答这个问题时，我们或许可以将湖南作为样本，从中管窥一二。



## 低风速风电开发的湖南样本

湖南，地处我国中南部，境内多山，风资源条件较差，整体上属于低风速区域。就是这样一个此前并不被看好的省份，近些年却在风电发展上一路高歌猛进，成为中东部内陆地区山地风电开发的示范省。

截至今年 3 月底，湖南累计完成风电投资 200 亿元以上，建成风电场 44 个、装机容量 225 万千瓦；在建风电项目 50 个、装机容量

250 万千瓦。此外，还有 500 万千瓦的项目进入核准待建或者开展前期工作的阶段。

这是本刊记者从湖南省能源局获得的信息。

风电的快速发展，较好地优化了该省的能源结构。据湖南省发展改革委副主任、省能源局局长刘年来介绍，2016 年，风电占全省电力总装机的 5.26%，全年累计发电 39.3 亿千瓦时，较 2015 年增加 76.45%，占总发电量的 2.95%。

支撑这一良好局面的则是一条完善的风电产业链。目前，以中车株洲所、湘电风能、三一重能为代表的整机企业，以中南勘测设计院、湖南省电力设计院为代表的咨询设计机构，以湖南火电、湖南建工为代表的施工企业，以华电、华能等五大发电集团为代表的投资商，以及叶片、变电设备、电线电缆零部件制造商等齐聚湖南，涵盖设计咨询、产品研发、装备制造、风电场建设、电力输送等环节，产业集群效应凸显。

这在株洲表现得尤为突出。

从某种意义上来说，株洲算得上是湖南风电开发的“历史源头”。早在 2007 年，中车株洲所研制的 WT1650 型风电机组就在郴州江华沱江风电场并网发电，打破了湖南无大型风力发电的历史；一年后，同样吊装了中车机组的郴州仰天湖风电场投运，这是湖南首个大型风



电项目，开创了山区低风速风电的先河。

深厚的历史积淀，成就了株洲风电产业的今日成就。“株洲已经形成了以中车株洲所为代表、以具备‘高铁基因’的发电机、叶片、变压器、减震器等零部件为主的较为完整的风电产业集群。2016年，全市风电产业实现销售收入近100亿元。”株洲市委副书记、市长阳卫国指出，“下一阶段，将以打造‘株洲·中国动力谷’为抓手，加快构建以风电产业等为代表的新能源发展战略联盟。”

中车风电制定的“十三五”战略规划很好地契合了上述说法。据中车株洲所副总经理范宝林透露，中车正在推进“1+N+1”的产业发展战略，其中风电产业是作为轨道交通之外的第二支柱产业进行强势打造。

正是在中车风电等各方的共同努力下，湖南具备了较强的风电技术研发实力。其中，中车株洲所把轨道交通方面积累的成熟研发经验移植到风电机组产品中，在高海拔和低风速市场拥有较强的竞争优势，中车株洲时代新材在叶片设计、成型工艺、材料技术研发等方面具备较强的技术优势；湘电风能拥有国家风力发电研发（实验）中心等国家级研发平台；三一重能提出低风速大叶片智能控制解决方案；中南勘测设计院、湖南省电力设计院在超低风速山地风电项目规划设计、总承包及建设运营等

方面建树颇多；中南大学、湘南大学则先后承担了一批风电产学研项目，一批具有自主知识产权的技术已运用于风电设备。

技术进步带来的则是经济性的提升。据三一重能研究院副院长胡杰测算，在湖南，风电项目的收益率要达到10%以上，年利用小时数必须高于1750小时；而要把收益率提高到14%、15%，年利用小时数就不能低于1900小时。

记者从多个渠道拿到的资料则显示，2016年，湖南全省的风电设备平均年利用小时数为2125小时，部分风电场甚至达到2500小时左右。这意味着，大部分项目都能获得较为可观的收益，投资回收期大大缩短。比如，位于郴州的太平里风电场因投运后的发电能力远超设计值，预计将在5年左右即可收回成本。

在湖南的示范带动下，中南部低风速风电市场吸引了众多投资商的目光。神华新能源华中区域筹建处主任龙云汉就表示，未来3年神华将与拥有地域和技术优势的中车株洲所共同开发约300万千瓦的风电项目。

虽然湖南的风电开发已经卓有成效，但中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩认为，“如果将5米/秒作为技术开发指标，湖南可开发的风资源达2800万千瓦，目前仅利用了1/10，仍大有可为。”



这个结论同样适用于全国范围内的低风速区域。据国家气象局评估，中东部和南部地区风速在 5 米 / 秒以上达到经济开发价值的风资源技术可开发量接近 9 亿千瓦，可挖掘的空间还很大。而在范宝林看来，这个规模还会进一步扩大，因为随着新机型的推出，能够实现经济性开发的最低风速将从目前的 5 米 / 秒下探到 4.8 米 / 秒，甚至更低。

可以说，随着经济性的提升，前景广阔的低风速地区势必将成为我国风电开发的下一个“蓝海”。



## 向整体解决方案提供商转型

湖南等低风速地区，以山地和丘陵为主，地形复杂，风资源分布差异性大，风电项目建设将是更加复杂的系统工程，需要从全生命周期的角度设计方案。这一点上，业内有待提高。

湖南省电力设计院新能源公司总经理周晟向记者解释，当前制定布机方案时，主要还是基于发电量最优，而较少结合建设条件来考虑全局的经济性。对于低风速风电来说，要采用专业协同、专业融合的方式，整合电气、土建等环节，在优化布机方案时，必须充分考虑与反复研究建设成本和收益，确保整个风电场的全局经济性最优。这就要求包括开发商、设计院、整机商以及施工单位等所有参与方紧密合作。尤其是，整机企业作为其中核心的一环，必须根据新形势下的市场需求，在角色上进行重大转变，更加深度地参与项目的开发。

刘年来对此的理解是，山地风电场的特点是场址地形地貌的复杂性，整机企业应着眼于提供整体解决方案，实现从卖设备到卖服务转变，从单一供应向综合处置转变，全面提升综合技术水平。

事实上，这也是国家能源局等主管部门近年来重点引导的行业趋势之一。《风电发展“十三五”规划》就明确提出，在可研设计阶

段推广应用主机厂商带方案招投标。

目前，包括中车株洲所在在内的不少整机商都在进行相关布局。

据悉，中车风电确立的“十三五”总体战略思想是，快速由机组设备提供商向风电综合系统解决方案提供商升级。此前，除了涉足机组供应和运维服务外，这家公司还积极将业务链条向前端延伸，进入测风、微观选址等环节。

中车株洲所风电技术中心主任王焱向记者透露，他们正在与国家气候中心、法国美迪公司进行合作，通过整合全球先进的技术经验，打造风资源分析、评估系统平台。目前，平台已经基本搭建完成，正在进行内测，预计今年 6 月可以开放公测。通过该平台，可查询到全国各地 30 年间的气候状况，包括风速、风向等风资源数据，以及沙尘、雷暴、冰冻等灾害天气情况。

“当然，建立风资源平台只是第一步。真正转型为整体解决方案提供商后，提供的将是包括测风、微观选址、机组选型、道路和输电线路施工等在内的一揽子方案。”王焱补充道，“这是行业未来发展的一大特点，也是我们积极打造‘风电场优化设计’‘场址控制策略定制’‘风电资产管理’三位一体的风电项目全生命周期盈利最大化解决方案 windProfit™ 的原因所在。”

在业内专家看来，这对提高项目收益的作用是显而易见的。

一方面，通过从全场和全生命周期的角度通盘设计风电场，可以将施工方案做到既有条件下的最优，最大限度降低整体成本。

另一方面，通过深度参与前期环节，整机企业可以更加全面掌握场址区的风资源和环境气候特征。“有了这些一手信息，我们就可以对机组进行有针对性设计，或者采用更加个性化的布机方案。比如，针对南方山区雷雨和冰冻天气多的特点，可以强化机组的防雷、除湿以及除冰性能。还可以根据风资源的分布情况，因地制宜地采用安装不同类型机组的混排

方案。从而提高机组投运后的可靠性，进一步提高风能利用效率。”范宝林说。

## 智能化技术的全新应用场景

面对更低的风速，加长叶片和升高塔筒是提高机组捕风能力的最直接手段。因此，高塔筒、大功率、长叶片就成了目前低风速风电机组的标配。

然而，在中南勘测设计研究院新能源院院长刘小松看来，这种方式显得“简单粗暴”，不仅会带来载荷和成本增加等“副作用”，也无法很好地应对山区多变的风向和风速。他认为，单就机组而言，更重要的是，必须通过增强系统自学习能力、优化智能控制系统来提升风电机组的整体性能。

这也是目前低风速风电开发中呈现的另一大趋势，即广泛运用互联网思维和技术手段，使开发和运维环节高度智能化。

自国家于2015年首次提出“互联网+”行动计划以来，各个整机厂商纷纷加大了对机组智能控制系统的开发力度。

现在的通行做法是，在控制系统中加入多个优化控制策略，借助模型，让机组及时对外界风速和风向变化做出反应，使叶轮始终处于最佳的捕风角度上，并避免因强阵风引起的超速故障等。

与此同时，一些企业还尝试根据整个风电场的风资源特点，为每台机组定制个性化的控制策略。王焱告诉记者，“在低风速的复杂地形下，每个机位点的风速、风切变、湍流是不一样的，而且机组之间还有尾流的影响。这种情况下，如果整个风电场只用同一种控制策略的话，控制效率肯定无法达到最高。下一步，需要根据周边位置的风速、风向、湍流特点，为各个机组配备专属控制策略。”

当然，这只能算是“初级”的智能化应用。现在，部分企业已经在进行更大胆的尝试，



将人工智能的核心——机器学习引入到控制系统。这实际上是给机组装上了一个“超强大脑”，使它具备通过自学习来获得经验的能力，能够依据外界条件自主调整运行状态。

人工智能领域的专家认为，机器学习非常适合应用于风电开发中。因为机器学习离不开数据，而借助大量传感器和高速数据传输线路，正好可以将风电场产生的海量实时数据输送给系统，供其进行反复训练。

除了机组，机器学习应用的另一个主要场景将是运维环节。

针对传统运维模式存在的滞后性，目前，不少运维服务提供商开始借助大数据分析手段，通过油温、震动等方面的数据诊断关键零部件

的运行状态，实现从事后维修向预防性运维的转变。此外，有企业开始探索运用机器学习来对机组的健康程度进行预警。从试验的结果来看，这种方式已经能够达到较高的预测精度。

目前，很多整机和开发企业还着眼于整个运维环节，通过打造数字化运维平台，建立区域或者全国性的运维中心，将多个风电项目纳入其中，实现集中监控、综合数据分析和统一运维管理。

比如，中车株洲所就依托智能传感技术、大数据挖掘技术开发了集团级的大数据平台，帮助风电场建立基于设备健康度管理的状态维护机制。按照规划，平台将接入 2000 台风电机组，为分布于全国各地的近 4 吉瓦风电资产提供全生命周期的高效管理。

“通过这种方式，能够变被动停机为有计划停机检修，并可以有效优化现场的人员配置，在减少发电量损失的同时，大大降低运维成本。”范宝林表示，“积累大量运行数据，也有利于我们优化原有机型和研发新机型。”



## 尚有部分环节亟待改进完善

当下，虽然低风速风电已经实现规模化开发，但在政策、开发模式、技术等方面仍存在一些不完善之处。

记者综合从多个风电场收集的信息发现，审批环节的多头管理依然是主要阻碍因素之一。“涉及到风电场投资的管理部门比较多，包括林业、国土、环保等，几乎每一个部门都有自己的‘领地’和红线区，但这些信息都不对投资方公开。环保有生态严控区，国土有基本农田，林业有自然保护区、生态公益林、水源保护地。前期审批时，必须花时间逐个找这些部门，手续比较繁多，拉长了投资周期。”有开发企业负责人曾言及。

除了要避开这些区域外，环保与水保工作也成为影响风电项目开发的重要因素。上述负

责人坦言，少数企业不注重环保覆绿工作，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。比如，云南此前数次叫停风电开发，湖南也于去年收紧了环保审批，导致多个风电项目无法完成环保审批。

对此，专家建议，一方面，需要政府部门更加客观、准确评估风电开发的环境影响。另一方面，开发企业也要高度重视环保和水保工作，加大相关投资，前期即针对场址区的地形、植被特点等，制定详细的水保覆绿方案，在施工和运维中严格予以执行，将对环境的影响降到最低。

在开发模式上，刘年来认为，低风速地区风资源更分散，大规模集中连片开发将难以为继，分散开发、就近接入、本地消纳将是更可行的方式，分散式风电将是发展趋势。然而，对于这一开发模式，国内罕有应用案例，尚无成熟的经验可借鉴，很多做法还处于探索中。

比如与平原风电项目相比，建设山地低风速风电场时，测风工作必须做得足够细致，让风资源数据更具有代表性，才能提高投资回报。这就对测风塔数量和测风周期提出了更高的要求。刘小松建议，至少应该立 2 座以上的测风塔，并且观测期限不能短于 1 个完整年。

此外，技术环节也有很大的提升空间，需要企业加大研发力度，借助更先进的技术手段提高机组的性能、可靠性，以及运维效率。

鉴于低风速风电开发在推动我国风电产业实现可持续发展中的重要作用，以及还存在以上环节需要完善，中国可再生能源学会风能专业委员会将于 6 月 29—30 日在株洲举办“中国低风速与分散式风电开发论坛”，由业内专家展开专题研讨。“之所以选择株洲作为举办地，也是看中了湖南在低风速风电开发上的区位优势以及所取得的成绩，希望以这种形式为湖南风电企业和其他省份同行提供一次探讨交流和分享经验的机会。”一名会务组负责人解释道。■



# 开拓新能源 创造新生活

随着风资源不断开发和风力发电机组技术地不断进步，依据我国的低风速风能资源特点，  
华仪风能潜心研制出HW2/S2000及HW3/S2500低风速机组，  
并通过国内认证机构颁发的型式认证、设计认证证书，现已在浙江、山西、宁夏、内蒙等地稳定并网运行。  
此外装有HW2/S2000机组风场，2016年在浙江被评为低风速示范风电场项目。



**HEAG** 华仪风能

🏠 [www.hewind.com](http://www.hewind.com)

📍 浙江省乐清市经济技术开发区中心大道228号



# GW3.0MW(S)，为你而来

文 | 梁钊

2017年1月，由新疆金风科技股份有限公司（以下简称“金风科技”）研制的首台GW3.0MW(S)样机在张北草原并网发电。而在此前，该机型已一次性获得国际权威认证机构DNV GL颁发的从3.0兆瓦到3.4兆瓦平台化产品的设计评估认证。

“我们很明确，很实际，最先考虑的就是这款机型推出后，可以给业主带来什么，带来多少。”在深入了解GW3.0MW(S)机型平台的信息时，金风科技的一位资深研发工程师对笔者如是说。

以业主需求为导向——这就是GW3.0MW(S)的设计初衷。它也是金风科技对新产品立项研制，所始终秉持的基本理念。

也正是因为从GW3.0MW(S)孕育之初，就处处考虑了业主的需要与体验，将业主的需求作为进行一切工作的初衷，才使其在走向市场时，迅速成为焦点，获得广泛关注。

那么，这个中低风速市场的“明星”，是怎样满足业主需求的呢？

## 需求1：更大的选择空间

对业主而言，适宜项目的机型能带来更大的收益。对金风科技而言，细分的产品谱系和精准的产品定位，能帮业主达到上述目的。

显而易见的是，2017年至2020年间，我国风电市场的主要增量位于西南、南部和中东部地区。在这些地区开发风电，需面对诸如风速较低和建设条件困难等一系列问题，这就需要风电整机商努力促进低风速技术更新迭代，使以前不具备开发价值的资源，具备开发价值。

对此，金风科技推出了一系列更适应低风速和超低风速地区的机型。例如，金风科技的GW115/2000和GW121/2500两款机型，是该公司在2016年面向低风速

市场的主流机型。而 2016 年下半年推出的 GW121/2000 机型，则作为金风科技引领超低风速市场的主力机型，将风电可开发风速下探至 4.8 米/秒。

GW3.0MW(S) 机型，正是在上述已广泛取得市场认可的低风速和超低风速机组平台技术的基础上，继承并升级而来。

GW3.0MW(S) 机型，继续沿用金风科技具有 2 万余台机组运行业绩的成熟直驱永磁全功率交流技术路线，结合 GW2.0MW、GW2.5MW、GW3.0MW 等机型成熟的大容量兆瓦级平台经验和技術积淀，融入了金风科技已投放市场以及为未来风电创新的所有先进技术。

在机型适用度上，GW3.0MW(S) 的亮点极为突出：得益于直驱永磁全功率交流技术路线，拥有非常宽裕的适用范围。可以说，该机型能够部分涵盖超低风速地区选型需要，全部覆盖中低速地区选型需要，甚至在中高速区域，也有相当强的适用能力。

因此，GW3.0MW(S) 机型的推出，结合金风科技已推出的其他机型平台，形成了低风速机型大小容量搭配、中低风速与超低风速机型优势互补的强大产品组合。这使业主能够真正实现低风速风资源的精细化开发与管理，有效减少风速、湍流、地形、运输等各种边界限制，降低开发难度，优化开发成本，甚至使不少难以被开发的项目盘活。

## 需求2：更高的发电收益

据笔者了解，风电机组的风轮直径、塔架高度和单机容量，就目前来说是对发电收益影响最显著的三大硬件规格，也是提高发电收益水平的基础。

此前我国陆上风电机组的“三围”尺寸，是以金风科技 GW121—2500 机型所引领的“120—120—2500”，也就是说风轮直径约 120 米，塔架高度 120 米，单机容量 2.5 兆瓦。GW3.0MW(S) 的推出，直接将我国陆上风电机组的“三围”规格，拉高至“140—140—3400”水平，即风轮直径约 140 米，塔架高度 140 米，单机容量 3.4 兆瓦左右。更强的风能捕捉能力，和更高的轮毂高度，在同一点位可以获得更高的风速，面对更小的湍流。同时，单台机组的超大容量，更使得 GW3.0MW(S) 机组成为业界陆上风电机组的新标杆。

当 GW3.0MW(S) 的额定容量设定在 3 兆瓦时，单位千瓦扫风面积在 5.15 平方米，与 2.0—115 机型相当；当额定功率设定在 3.4 兆瓦，单位千瓦扫风面积与 2.5—121 机型相当。除了这样的硬件条件，GW3.0MW(S) 融入了一系列控制策略创新技术，使得这款机组在发电控制方面也非比寻常。其中，柔性功率可调，就是这些控制策略创新技术在这款机型上的完美体现。

在单机基本功率控制的基础上，GW3.0MW(S) 机组能够根据实际需求实现从 3 兆瓦至 3.4 兆瓦的满发功率动态调节，在部分风况、环境条件理想的条件下，机组能够达到满发功率 3.57 兆瓦，这个过程甚至能在机组运行时完成。这一技术可以应用在诸如多噪声控制模式、地形自适应技术、环境适应技术以及稳定整场发电控制技术等各类条件适应性解决方案当中。

例如，为满足周边居民生活与工作的需要，避免噪音影响，可以对机组进行低噪声控制，通过降低叶轮转速，减小满发功率，使机组整体噪声降低到目标水平。

再比如，机组的外环境温度在 42 摄氏度至 45 摄氏度的高温情况下，或是一些特殊风况条件下，比如入流过大，风剪切超限的情况下，也可以通过柔性功率可调技术进行控制，减少单机容量，同时保证机组安全。

除了对各种环境和需求的响应，GW3.0MW(S) 机型对机组的故障模式也做了进一步的探究，使机组在出现故障的情况下仍能尽量挖掘潜能，继续发电以提高运行效率。

“GW3.0MW(S) 机组具有的双线设计，也就是让机组具备两条并联的电气回路。这样可以使机组在一条电气回路出现故障时，使用另一条回路在单机功率 1.7 兆瓦下运行发电，而不必完全停机。”上述研发工程师谈到。

据悉，金风科技一直践行着“海上高配技术陆地化，陆上成熟技术海上化”的产品开发战略布局，而 GW3.0MW(S) 平台就是这项战略的一次充分体现。可以说，该平台的双线设计，最初是应用于海上风电机组的，金风科技率先将其应用于陆上。这样的创新，对于提高机组可利用率和发电量能够起到明显效果。

在同一个项目中，如果传统单线设计机组电气利用率在 97%，那么采用双线设计的机组能将电气可利用率提高至 99% 以上。以一个 20 万千瓦风电场为例，可提高全场年均发电收益 340 万元。



如果说上述先进的单机应用技术，使 GW3.0MW(S) 机组先天便具备了优秀的能力，那么场群技术让每一台 GW3.0MW(S) 机组的优势，通过协同发力、群策群力的方式得以显著扩大。

“正如没有将军的散兵，无法发挥集体战斗力。”金风科技的一位产品经理如是说。

值得关注的是，金风科技已经将场群控制平台作为 GW3.0MW(S) 的标准配置加以应用，从而为每台机组开发了响应场群控制的各项策略，使单机和场群控制能够有效协同。在单机运行于低噪声模式、或者因为地形适应、环境适应而降低满发功率，或者因为机组处于单线运行模式时，场群控制系统会捕捉到各台机组的运行状态。并且，通过调整其他机组的出力模式，使其他地形条件或环境条件较好，以及运行正常的机组发挥潜能，增加发电量，以满足整场稳定出力的需要。

“通过智能化的感应和学习，利用单机高级别控制技术与整场柔性功率控制技术的相互结合，能实现 GW3.0MW(S) 机组间的协调，提高发电能力，减少发电损失。”金风科技的一位产品经理向笔者介绍。

场群控制技术的优势不仅仅体现在协同调度方面。在如何让每台机组能够适应风电场各个点位的环境，针对每个风电场的特殊情况，都能够发挥 GW3.0MW(S) 机组的潜力方面，场群控制技术也有一套优秀的策略。

这就在单机控制技术提高发电量 1% 至 2% 的基础上，通过偏航矫正、尾流控制、扇区管理、载荷自适应技术、风电场定制化控制、系统诊断扩容等一系列集群控制技术提高整场发电量 1.5% 以上。

可以说，无论是在硬件设计还是在软件智能化水平上，GW3.0MW(S) 机组平台都做到了游刃有余，帮业主利用好每一点风能，汲取每一度电量。

### 需求3：更方便的工程实现

你一定会关注，对于规格尺寸更大的 GW3.0MW(S) 机组，在路上和吊装的适应性怎么样。可以说，GW3.0MW(S) 机型在从运输到吊装的适应性上，完全具备可实施性。

通常来说，风电机组大部件运输的最大瓶颈体现在叶片上。按照以往经验，单机容量在 2 兆瓦和 2.5 兆瓦的

机组，遇到山地运输条件，一般会在山下堆场中将叶片换到能够“偏航变桨”的叶片倒运车上，由倒运车完成叶片的最后一段旅程。GW3.0MW(S) 机型所配装的叶片，也采用了类似的方式进行运输。并且，在从一出厂到机位点的路程上，相关人员都可以在信息化物流平台上，实时监控车辆的位置和状态，保障叶片安全便捷地运达风电场。

与此类似的是，GW3.0MW(S) 机型的吊装也不成问题，国内有不少适用的履带吊车型号，能得到良好的工程保障。

事实上，GW3.0MW(S) 机型不但在运输与施工方面没有难度，反而还能在这些环节中节省相当多的成本。

例如，由于 GW3.0MW(S) 机型在相同容量的风电场建设中，比 2 兆瓦机型的机位施工点更少，且在 120 米轮毂高度以下单个机位点吊车需求与 2 兆瓦机型相差无几，其整场吊装成本能够比 2 兆瓦机型少 50%；单位千瓦基础土方量相比 2 兆瓦和 2.5 兆瓦机型减少 20%；使用单叶片工装，仅需吊装工作面 900 平方米，相比 2 兆瓦小吊装工作面 1600 平方米，降低 40%。

可以说，GW3.0MW(S) 机型在运输和吊装上省心还省钱。

### 需求4：更灵活的方案设计

上述领先业界的硬件规格，智能化的场群控制方式，深度结合双线设计和柔性功率可调技术，使 GW3.0MW(S) 平台在各类型的项目中都极具应用价值。

对于南方或中东部地区而言，GW3.0MW(S) 机型能够解决因可选机位点有限，而风电场容量不足和排布困难问题，并有效减少尾流影响，提高发电量。

例如，湖南某 5 万千瓦的项目，总共选出了 20 个机位点，如果使用单机容量为 2 兆瓦的机型进行排布，装机量只能达到 4 万千瓦。那么，如果使用单机容量为 3 兆瓦，风轮直径为 140 米的 GW3.0MW(S) 机型进行排布，利用 17 个机位点，就可以做到 5 万千瓦的容量。虽然 GW3.0MW(S) 在这个风速较低的项目中比 2 兆瓦机型等效年满发电小时数少 55 小时，但整场发电量高出 2495 万千瓦时，实现了资源利用的最大化。

对于北方限电地区，在满足保障性收购小时数的前提下，使用 GW3.0MW(S) 机型，相比使用更小容量的机

组，能够有效降低初始建设投资，从而增加中高风速风电场的整场投资收益率。

例如，在某项目中采用单机容量为 3 兆瓦，风轮直径为 140 米的 GW3.0MW(S) 机型，相比采用单机容量为 2 兆瓦，风轮直径为 115 米的机型，在单位千瓦造价上少 293 元。

对于征地困难，限制点位但不限制容量的项目，GW3.0MW(S) 机型能够在使场区面积不变的情况下，帮助业主追求风电场最大发电量。

以国外某项目为例，其共有 41 个点位，采用单机容量为 2.5 兆瓦，塔架高度为 90 米的排布方案，总容量仅为 10.25 万千瓦。而采用单机容量为 3.2 兆瓦，塔架高度为 100 米的 GW3.0MW(S) 机型排布，总容量能达到 13.12 万千瓦。相比之下，采用 GW3.0MW(S) 机型的方案，比 2.5 兆瓦机型的方案，年发电量高出 1.228 亿千瓦时。

对于高切变、地形平坦、单一高度排布的项目，可以通过为 GW3.0MW(S) 机型配置更高的塔架，有效增加项目发电量。而针对高切变、地形平坦，但机位点排布较密集的项目，则可以利用 GW3.0MW(S) 机型塔架高度柔性可调的能力，对塔架高度进行在 110 米至 140 米间的混排，来降低尾流影响，提高全场发电量。

近些年，在传统的风电场设计方案基础上，风电场的定制化和立体化设计已获得广泛关注。但是，以前的定制化风电场解决方案，是把特定容量机型与其既定的塔筒高度进行混排，由于机型混杂，对运维和备件管理工作挑战不小。在拥有了 GW3.0MW(S) 机型平台后，通过对其发电功率柔性可调与塔筒高度柔性可调进行结合，金风科技实现了仅用一款机型，便可满足业主的风电场定制化和立体化设计需求。

例如，在一个安装有 4 个 80 米高测风塔的项目中，1003 号测风塔的风切变较高，为 0.18，但风速特别低，为 5.31 米/秒；7003 号和 7004 号测风塔的风切变不大，为 0.075 和 0.132，但风速比较高，为 6.93 米/秒和 7.11 米/秒；3001 号测风塔的风切变大，为 0.114，风速也大，为 6.5 米/秒。

针对这 4 个测风塔不同，设计单位将 40 台 GW3.0MW(S) 分为 6 组，在 3001 号测风塔附近，配置单机容量 3 兆瓦，塔筒高度 100 米的机组 4 台。在 7003 号测风塔附近，配置单机容量为 3 兆瓦，塔筒高度为 100



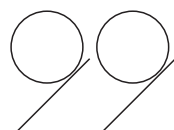
米的机组 5 台；配置单机容量为 3.2 兆瓦，塔筒高度为 100 米的机组 7 台。在 7004 号测风塔附近，配置单机容量为 3.4 兆瓦，塔筒高度 100 米的机组 6 台；配置单机容量 3.57 兆瓦，塔筒高度 100 米机组 8 台。在 3001 号测风塔附近，配置单机容量 3 兆瓦，塔筒高度 100 米的机组 4 台。

这样的精细化、定制化和立体化的设计，为业主带来了更可观的收益。在这个项目中，整场 40 台 GW3.0MW(S) 机组，总容量可以提升 5.3%，发电量提升 7.1%。

“这就是 GW3.0MW(S) 机型平台，满足客户所需，创造更多价值。”上述产品经理说：“它面向未来，为你而来。”



2016年的主要指标显示，我国风电产业发展的基本面向好，在投资者趋于理性的情况下，装机容量和并网容量仍然保持较快增速，上网电量创下历史新高。与此同时，弃风电量的骤增则提示我们，体制机制弊端必须尽快破解。



# 2016年中国风电开发主要数据汇总

整理 | 夏云峰

## 装机容量与并网容量

据中国可再生能源学会风能专业委员会(CWEA)的初步统计,2016年,中国风电新增装机容量为2337万千瓦,累积装机容量达到16873万千瓦。新增装机虽然较上一年有一定幅度的下滑,但仍保持较快的增速,与2014年基本持平。从企业角度来看,共有8家整机企业的新增装机容量突破了100万千瓦,其中2家更是超过200万千瓦;共有7家开发企业的新增装机容量在100万千瓦以上,但只有1家高于200万千瓦。此外,截至2016年,共有5家整机商的累积装机容量超过1000万千瓦,实现3000万千瓦装机的有1家;共有6家开发商的累积装机容量超过了1000万千瓦。

从图2可以看出,在增速变化趋势上,风电与全国总电力大体一致,但前者的变化幅度要远远大于后者,从2012年至2015年持续上升。2015年达到峰值后,虽然2016年的风电装机容量增速出现较大幅度下滑,但仍超过全国电力总装机容量增速的一倍。风电装机增幅的下降,则反映出随着市场的逐步成熟以及产业发展重心的

“南移”,风电开发整体趋于理性。

由于受各种客观因素的影响,与装机容量相比,并网容量反映的市场状况会存在一定滞后性,但它是评判

风电产业发展情况的核心指标之一。中国可再生能源学会风能专业委员会(CWEA)的统计数据显示:2016年,中国新增和累计并网装机容量分别达

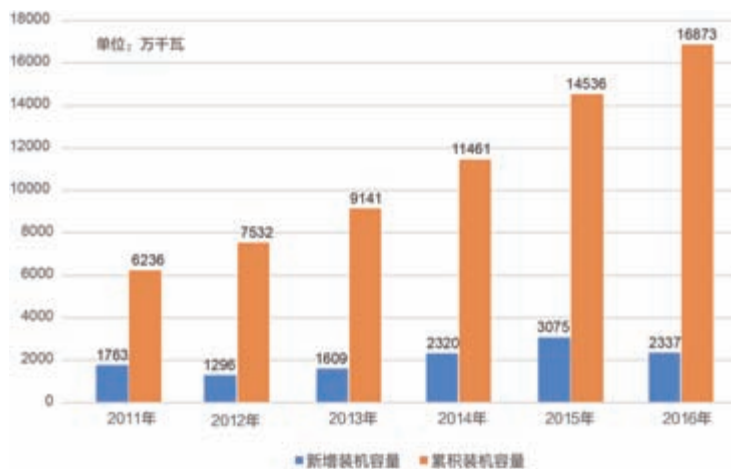


图1 2011年—2016年中国风电新增和累计装机容量



图2 2011年—2016年中国电力总装机容量和风电装机容量增速对比



图3 2011年—2016年中国风电新增和累计并网容量

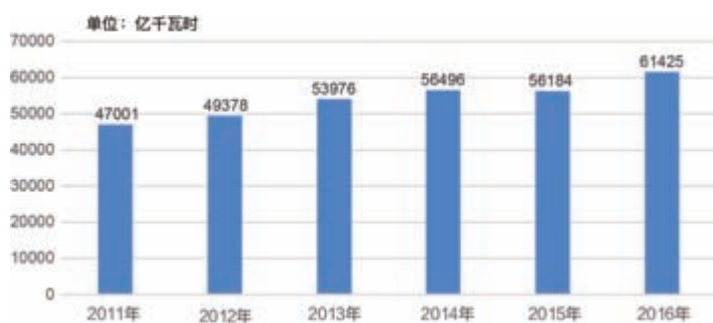


图4 2011年—2016年中国总发电量

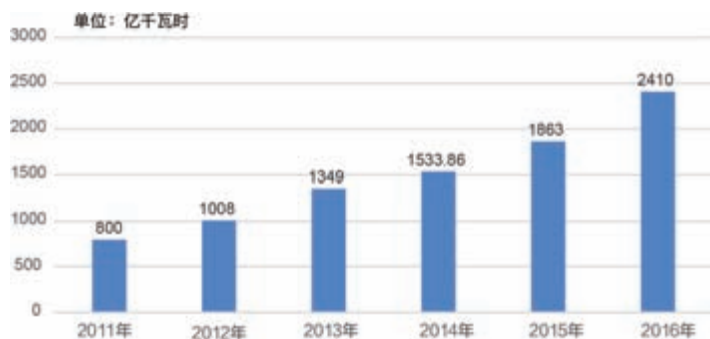


图5 2011年—2016年中国风电上网电量



图6 2011年—2016年中国总发电量和风电上网电量增速对比

到1930万千瓦、14900万千瓦，新增部分与2014年基本持平。

## 上网电量

2015年，我国总发电量为56184亿千瓦时，同比下降0.2%，是近些年来首次出现下降。进入2016年，全国总发电量止跌回升，达到61425亿千瓦时，同比增长5.6%，是2011年以来的第三高位。

与此相比，风电上网电量在2016年也再创新高，达到2410亿千瓦时，同比增长29.4%。与全国总电量类似，这一增幅也位居同期的第三高位。

从图6可以看出，近6年来，风电上网电量的增幅一直远远高于全国总电量的增幅，表明前者在各类电源发电量中的占比在不断提升。2011年，风电占全国总发电量的1.7%，到2016年，这一比例上升为4%。

对比风电上网电量的增幅与并网容量的增幅可以看出，前者一直未能超过后者，这既与上网电量统计数据滞后于装机容量统计数据有关，也在一定程度上同弃风限电存在一定关系。

## 平均利用小时数

2016年，全国风电平均利用小时数为1742小时，比2015年的1728小时增加了14小时；比2014年的1893小时，则下降151小时。其中，平均利用小时数最高的省份是福建，达到2503小时；最低的为甘肃，为1088小时。

与2015年相比，一些省份的风电年平均利用小时数在2016年出现明显下降。其中，重庆减少了519小时，云南下降了350小时。与此同时，

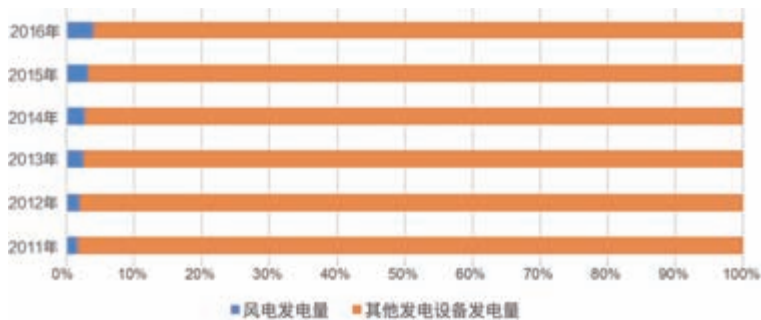


图7 2011年—2016年风电上网电量在中国总发电量中的占比

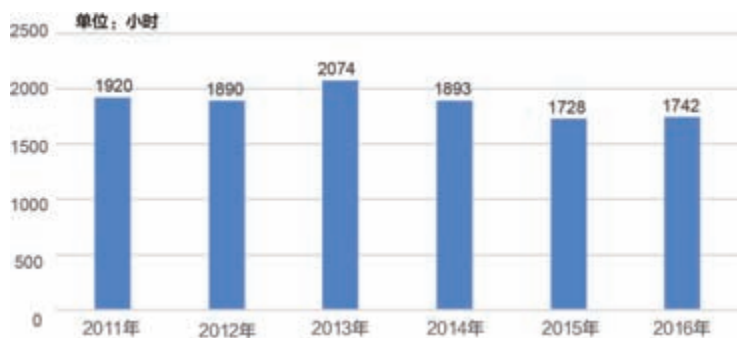


图8 2011年—2016年中国风电平均利用小时数



图9 2011年—2016年中国风电弃风率



图10 2011年—2016年中国风电弃风电量

也有 19 个省份的利用小时数有所增加，其中，贵州增长了 607 小时，安徽、浙江、河北、广西、山西、江苏的增幅都在 200 小时以上。总体来说，2016 年，全国各个省份风电平均利用小时数的增长幅度超过了下降幅度。

## 弃风率与弃风电量

2016 年，全国平均弃风率 17.1%，是自 2010 年首次出现大规模弃风限电以来的最高位，比 2015 年的 15% 高出 2.1 个百分点，更是超过 2014 年弃风率的 2 倍。其中，甘肃以 43% 的弃风率高居各省首位，吉林、新疆、内蒙古的弃风率也都高于 20%。在并网装机容量不断提高的情况下，弃风电量也在 2016 年创下历史新高，高达 497 亿千瓦时，比 2015 年增加了 158 亿千瓦时，是 2014 年的近 4 倍。这相当于近 2900 万千瓦的风电装机被白白浪费，意味着 2016 年的所有风电新增装机容量都没有产生任何效益。这些电量造成的电费损失超过了 270 亿元，折合标煤近 1600 万吨。

从 2010 年至 2016 年，全国累计弃风电量高达 1495 亿千瓦时，比三峡和葛洲坝两座水电站的 2016 年全年发电量之和（1112.26 亿千瓦时）还多出 382.74 亿千瓦时。相应的电费损失超过了 800 亿元，相当于多燃烧标煤超过 4700 万吨，多排放二氧化碳 1.2 亿吨，其他有害物质，如二氧化硫、烟尘、氮氧化物共计 50 万吨。 (本文数据来源于国家能源局、国家统计局、国家可再生能源中心、中国电力企业联合会、水电水利规划设计总院、中国可再生能源学会风能专业委员会等机构的通知公告、会议报告等公共场所所展现的数据资料。有部分图片中所出现的同类数据，来源并不一致，仅供参考。)

# 给梦想一个机会



期待你的加入.....

## 诚聘英才

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

### 为有识之士提供以下岗位:

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

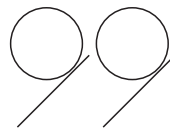
风电机组测试工程师 | 叶片认证工程师 | 部件认证工程师 | 项目经理 | 销售经理

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





目前，海上风电项目开发所用的基础主要为单桩式和导管架式，但它们对水深有着严格的要求。浮式基础则可以突破这种限制，有望成为下一代海上风电基础的主力类型。IRENA 预测，浮式基础将在 2020 年和 2025 年之间实现大规模商业化应用。



# 浮式基础：海上风电规则改变者

编译 | 夏云峰

现今，海上风电机组主要是通过单桩或者导管架式基础固定在海床上，两种技术的最大缺陷在于，只能应用于水深不能超过 50m 的海域。然而，超过这一水深的海域也蕴藏着巨大的开发潜力，有着更高的风速。浮式基础则由于不受水深限制以及能够简化机组吊装，从而使这些海域的风能资源开发成为了可能。

在全球一些主要潜在市场，比如日本和美国，适合海上风电开发的浅水区面积很小。从这个角度来说，浮式基础有望担当起规则改变者的角色。

该类型的基础主要具有两大优势：

- 使开发可以走向深水区。在水深超过 50m 的海域，风速更高，并且往往靠近于人口密集区。对于一些大陆架狭小的国家而言，浮式基础提供了规模化发展海上风电的唯一途径。

- 简化机组的吊装。在中等水深

(30m—50m) 的海域，考虑到可以使基础设计标准化，并能够使用廉价和现成的安装船只，浮式基础将会成为固定式基础的一种低成本替代。

此外，由于在施工时减少了对海床的影响，因此，相较于固定式基础，浮式基础属于更能体现环境友好型的一类基础。

## 浮式基础的发展现状

在海上油气开发领域，浮式基础早已开始进入大规模商业化应用，并经受住了恶劣运行环境的考验。

对于海上风电而言，浮式基础预计在 2020 年和 2025 年之间实现大规模商业化。目前，全球首台应用浮式基础的原尺寸海上风电机组样机已经投运了数年，一些新型浮式基础也处于示范中。

按照规划，第一个浮式海上风电项目将于 2017 年年底投运。该风电场位于苏格兰海域，水深超过 100m，总装机容量 30MW。到 2020 年，随着技术进步，3—5 类原尺寸（2MW 或者更大容量）浮式基础有望进入示范阶段。

如图 1 所示，浮式基础现有三种类型，分别为 Spar 式（Spar-buoy）、半潜式（Semi-submersible）以及张力腿式（Tension Leg Platform）。这几类之间也存在一些区别，比如单个基础能否搭载多台机组。

## 推广与障碍

从当前的情况来看，要实现浮式基础的大规模应用，还必须在推动成本下降上下功夫。

如果浮式海上风电获得市场认可

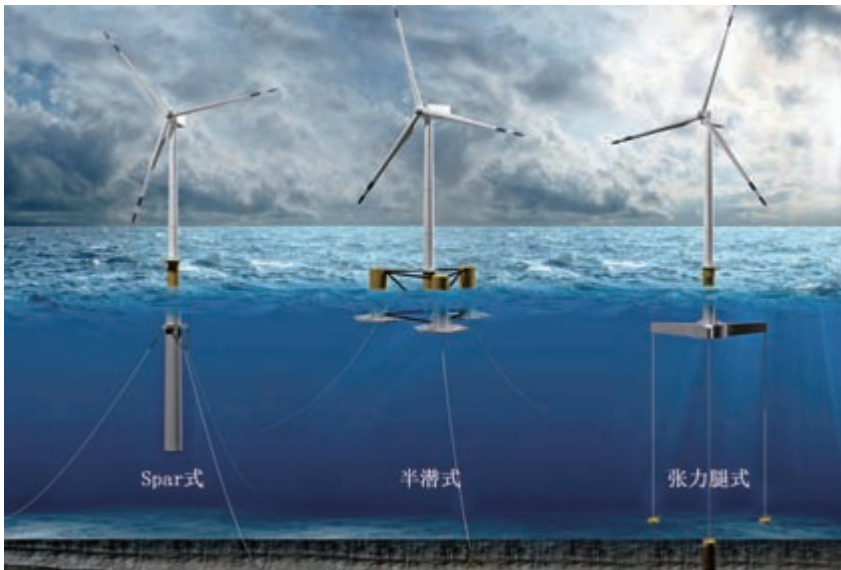


图1 三种浮式基础类型

来源：美国国家可再生能源实验室（NREL）



图2 单个基础上安装多台机组

来源：HEXICON公司

的速度过慢，相关的产业链就无法成型，其成本下降速度将难以赶超其他能源技术类型。对于任何技术来说，在市场容量和成本之间总是存在着紧密的关联。

在能源领域，实现新技术商业化应用的过程总是困难重重，包括传统势力的阻挠、需要大量的资金和时间，并将影响到众多利益相关方。某些情

况下，这可能还涉及到文化的改变。

虽然不少浮式海上风电技术已经处于示范中，但它们的大规模应用仍然尚需时日，必须克服一些障碍，主要包括：

- 在投资的经济性方面面临的巨大商业挑战；
- 创新的动力与企业的持久力之间存在不匹配。

## 需要有更好的经济性

大约有 20 家企业正在推动浮式基础技术从早期概念阶段进入到商业化应用阶段，这个过程可能还需要持续 15 年的时间。

对于任何参与者而言，在预商用（Pre-commercial）项目的全生命周期内，所需要的总投资额可能高达数亿美元。即使是为了维持浮式基础技术公司 10 年到 15 年的运营（人工费用以及进行研究和市场推广的第三方成本），就需要几千万美元资金。

这些项目要实现盈利，还有很长的路要走，需要大量的资金，市场也存在不确定性。众所周知，浮式海上风电市场的发展潜力主要取决于，该发电类型与其他电源类型相比，所取得的进步以及规避技术风险的能力。因此，目前浮式基础技术公司的财务状况很难符合多数私人投资者的要求。

在一些案例中，虽然上述技术公司的运营成本仍然居高不下，但已经开始逐渐吸引私人投资者进入。与此同时，法国、日本、苏格兰政府以及欧盟委员会也在积极完善为项目提供支撑的机制。

然而，在为这些领先技术提供足够支持从而使其能够实现公用事业规模商业化应用方面，仍然缺少清晰的路径。

## 创新的动力VS企业的持久力

当下，多数浮式基础的开创性设计都是由中小型企业完成的。在那些活跃于海上风电领域的领先跨国企业中，只有少数几家（包括西班牙伊维



尔德罗拉公司、日本三菱重工业公司以及挪威国家石油公司)已经公开宣布正在开发浮式基础。小型的创新公司无力将新产品完全推向市场,也无法证明他们的设计和商业方案能够满足投资的需求。在这种情况下,被大型企业收购就是一个合理的选择。

虽然浮式基础技术仍然不成熟,还需要较长时间才能实现经济性应用,但投资者仍可能从中获得好的回报。因为由于深水海域面积广阔,并且风能资源良好,浮式海上风电有望成为一个比固定式海上风电更大的全球市场。此外,在浮式基础技术实现商业化时,应用传统基础的海上风电将会和其他大规模发电技术平价。

一系列各类组织也可以助推浮式基础的发展,但挑战在于如何让他们能够充分协作从而实现互利共赢。

由于已经在下一代海上风电机组上承担了很大的技术和商业风险,机组制造商还不愿意将浮式基础整合到自己的商业产品中。取而代之的是,一些整机商已经尝试与创新企业进行合作,将机组应用到预商用浮式项目中。

海上风电项目开发商原本可以在他们以前不盈利的项目中应用浮式基础,但是这些公司已经在常规项目开发中承担了风险。目前,一些开发商正在向浮式基础开发企业提供有偿服务,从而规避开发那些应用了预商用技术的项目所需要承担的风险。

政府要建立起低碳、安全的能源生产、供应体系,通过提供资金来发展浮式基础技术则是一个不错的选项。比如,日本政府就在积极推动浮式基础的开发。然后,政府往往并没有充分扶持私人企业。前者通常仅仅提供

有限的技术加速资金和预商用项目的金融支持,而不是为浮式基础的全面商业化提供资金支撑。

私募股权公司原本可以从投资类似浮式基础这样改变游戏规则的技术中获得长期的利润,但是这些企业通常希望在3—5年内就能够获得投资回报。到目前为止,除了美国的 Principle Power 公司和法国的 Ideol 公司外,鲜有浮式海上风电项目能够获得私募股权投资。

开发浮式基础技术和相关风电场项目为全球能源巨头进一步丰富自己业务组合提供了机遇,然而,不少企业仍然对海上风电的发展前景持怀疑态度,或者不倾向于投资那些还需要较长时间才能实现商业化的可再生能源产业和技术。

## 商业化路径

制定稳健的市场进入策略(Go-to-market Strategy)对于克服上述障碍是至关重要的。具体到浮式基础,大型深水海上风电市场通常更接近于人口中心,经济高度发达。日本、美国西海岸、西欧以及韩国被认为是决定全球浮式技术发展成败的关键几个市场。

然而,这些市场并不适合开发和运营预商用项目。如同很多其他新技术一样,在发展浮式基础的过程中,也需要形成过渡性市场(Stepping Stone Markets),它是基于技术开发早期阶段的高度产品—市场匹配(Product-market Fit)建立起来的。

对于浮式基础而言,过渡性市场可能呈现以下几个或者全部特征:

- 国内的陆上能源有限(化石能源稀缺或者昂贵,缺少可用于太阳能和陆上风能开发的地方);
- 电价较高(零售价达到300美元/兆瓦时—500美元/兆瓦时);
- 沿海处于深水区;
- 政府积极寻求实现经济发展的低碳化;
- 拥有优良的港口和高效的供应链体系。

## 行动建议

只有政策制定者、投资者、研究人员以及业界人士共同努力,才能保障浮式海上风电走向成功。

政策制定者需要加速制定浮式海上风电项目的开发框架,从而跟上技术发展的步伐。此外,他们还需要采取措施来吸引尽可能多的私人投资进入该行业,包括继续运用主要针对预商用技术的成熟机制,比如扩大对示范风电场的扶持以及使未来市场高度确定和透明化。

投资者则需要能够容忍更长的投资回报周期,这就要求他们从长远角度来看待发展潜力和盈利能力。

研究人员应该关注降低项目的全生命周期成本和风险,包括整体系统建模与优化,充分考虑风电场的特点,以及从早期项目中学习风能资源和输出功率测量。

业内需要继续寻找加强合作(共担风险)以及以合理的成本和风险整合最好技术的路径,并向其他利益相关方增加成本和风险的透明度。🔗(摘编自国际可再生能源署(IRENA)网站)

# 风力发电整体解决方案

长园深瑞凭借20余年的电力系统工程实践经验，针对风力发电固有特点，提供更加适合发电企业和电力系统的整体解决方案。

长园深瑞目前已为**30GW**的风电项目提供精密可靠的解决方案。



## 远程集中监控系统

- ◆ PRS-3000G远程集中监控系统：实现对下属多个风电场的远程集中监控、运维管理、辅助决策等功能，协助业主远程管理风电场，提升下属风电场整体运维水平；



## 风电场升压单元监控系统

- ◆ BP/PRS/ISA综合系列：BP-2C母线保护、PRS-7910通信管理、PRS-742公用测控等；
- ◆ PRS-7000监控系列：实现全场信息监控、智能防误、远动通信、电能计量等；
- ◆ PRS-7000AGVC有功/电压控制系统：根据调度指令及计划曲线，调节系统有功出力及电压水平；
- ◆ PRS-7051风功率预测系统：实现对风电场发电功率的中期、短期、超短期预测；
- ◆ PRS-7030视频环境安防监控系统：实现对全站视频、环境、安防实时监测；



## 风电场并网系统接入

- ◆ PRS-7177系列：送出线路电能质量在线监测装置；
- ◆ PRS-7586系列：SVG动态无功补偿成套设备；
- ◆ PRS-7746系列：同步相量测量装置；
- ◆ ISA-300G系列：ISA-338G逆功率保护及送出线解列装置；



## 风力发电区保护测控

- ◆ PRS-3342G智能箱变保护测控装置：实现箱变智能保护测控，风机通讯数据接入、环网通讯等多种功能。

## 典型案例：

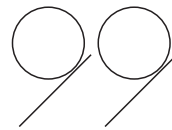
- ◆ 辽宁华能阜新风电场二期200MW机组
- ◆ 河北张家口中节能张北绿能包300MW风电场
- ◆ 江苏龙源如东150MW海上风电场
- ◆ 甘肃酒泉风电基地二期300万千瓦风电
- ◆ 山西朔州199.5MW大唐白玉山风电场
- ◆ 内蒙古乌兰察布三峡四子王旗400MW幸福风电场
- ◆ 江苏中电投大丰风力发电有限公司风电场(200MW机组)
- ◆ 吉林洮南新立风电场200MW机组
- ◆ 河南辉县南旋风100MW风电
- ◆ 黑龙江大唐桦南大架子山风电场(2×49.5MW机组)
- ◆ 江西吉安钓鱼台145.5MW风电场
- ◆ 宁夏中电投太阳山风电场100MW项目



扫描二维码关注微信



目前，企业购电协议（PPAs）已经成为提高绿电消纳能力的重要方式之一，可以在发电企业和电力用户之间实现双赢。未来，这一方式将在发展中国家更受欢迎，因为这些国家电力供应相对不足，电力价格也存在波动。



## 企业购买绿电新选择：购电协议

编译 | 杨丽娜

过去 10 年间，在能源结构转型和节能减排的双重推动下，清洁能源实现了快速发展，这让企业和投资者感到兴奋不已，并由此衍生出了多个行业热点。企业购电协议（power purchase agreements, PPAs）就是近期业内的一大热门话题。根据协议条款，大用户持续多年从新建风电场和光伏发电园区等场站，以一定的电价购买电力。

对买方来说，这样做能够给自己带来诸多好处。购买可再生能源电力正好迎合企业走可持续发展战略道路的需求；与其未来面临通货膨胀的风险，还不如提前协商好电价；通过购电协议，还能确保电力供应安全。对风电场开发商和光伏电站开发商来说，购电协议签订后，电力消纳就有了保障，更为关键的是，明确的电价则可为项目正常运行提供必要的资金保障。

购电协议之所以成为时下的热点话题，是因为伴随着产业的发展和技术的进步，可再生能源补贴已经在加快退坡，行业逐步进入到市场化电价的时代。这意味着，未来的电价存在诸多不确定性，尤其是在风能和太阳

能相关项目进一步推动电价下降的情况下，通过某种方式获得稳定的收入就显得更加弥足珍贵。

彭博新能源财经的统计数据显示，2015 年，全球 PPAs 的总装机容量达到 530 万千瓦。2016 年，这一数字有所下滑，为 450 万千瓦，这主要是由于美国市场疲软造成的，欧洲、中东、非洲以及亚太地区则达到创纪录的水平。

截至 2017 年第一季度，全球共签订了约 1900 万千瓦的企业购电协议，其中不乏一些长期以来积极购买可再生能源电力的“明星”企业，比如谷歌、微软和 Facebook。

目前，这种趋势呈现出良好的发展势头。签订 PPAs 的用户范围越来越广泛，涉及各个行业的大、中型企业。并且，与通过组织拍卖的方式来提供支持相比，购电协议可以让更多的风电和光伏发电项目持续经营下去。如果美国和欧洲能够促使商业竞争者们互相跟风，那么 PPAs 的效果将会进一步显现。

听起来很不错吧！但问题是：我们对购电协议是不是寄托了太多期

望？换句话说，这种做法会不会仅仅是一种“时尚”，并不能从本质上推动对清洁能源的中期投资？

### 基本情况

毫无疑问，与 10 年前相比，现在的大公司越来越重视发展的可持续性。这在一定程度上反映的是股东的诉求，他们中的一小部分人已经授权公司加大投资，从而满足特定的环境、社会和治理（environmental, social and governance, ESG）标准。如果知道自己的选择不会对环境造成破坏，那么顾客会对所购买的商品和服务更加满意。

许多试图降低二氧化碳排放量的企业，一般是通过采取节能措施来提高利润。下一步，他们将更关注所购买电力的来源：它是来自化石燃料还是零碳排放的能源？

购买绿电的方法，目前至少有四种：第一种，购买可再生能源电力证书（RECs）。绿证已经不是一个新鲜事物了。它通过市场化的手段，减少了政府补贴的强度，是世界范围内很

多国家都在采用的推动可再生能源发展的手段。通常，一个有资质的可再生能源发电场站投运后，发电企业除了可以在市场上出售电力获得收入外，还可以通过销售绿证在每兆瓦时的电力上得到额外收益。

第二种，与公用事业级企业签订绿电供应合同。公用事业级公司购买来自于化石燃料、核能和可再生能源等的电力，但必须向高度重视环保的客户确保，所提供的电力全部来自可再生能源。

第三种，企业自己购买可再生能源发电设备。最有可能的是，在仓库屋顶或附近空地上安装太阳能电池板；但也可能是在一个当地的生物质发电厂，利用这个公司业务中产生的大量废物。安装风电机组当然也是极有可能的。

第四种，企业的购电协议。购电协议也分为A类和B类两种类型。

A类是所谓的“专线(Private-wire)”交易，企业与可再生能源开发商直接签订合同，在附近兴建风能、太阳能或其他清洁能源发电项目，并通过专用线路将电力输送到企业。

更为常见的是，B类的异地购电协议，即企业每年承诺向绿色发电项目购买一定的电量。但实际的电力可能并非来自这些绿色发电项目，相反，购电方是从公用事业级企业按照规定的价格购买电力(包括平衡太阳能或风能发电的间歇性产生的费用)，而公用事业级企业再向绿色发电项目购买等量的电力。

## 行业案例

许多大型公司都在强调能源的可持续性。彭博新能源财经的研究报告显示，市值排名前十的企业中，有7

家都制定了可再生能源电力的使用目标，即到某一时间点，所用电力中至少包含一定比例的绿电。各企业采取的具体措施也不尽相同。比如，微软已经实现了100%使用可再生能源电力，这主要通过购买RECs来实现的。谷歌则希望在2017年底前实现100%使用绿色电力的目标，目前主要采用的方式为签订PPAs。

专项交易(Individual Deals)在2017年继续受到关注。比如：1月，苹果和内华达电力公司NV Energy宣布达成新的协议，2019年前，双方会在内华达州建造一座200MW的太阳能发电站，主要为位于内华达州的苹果数据中心提供电力支持。苹果公司的环境、政策和社交项目副总裁丽莎·杰克逊表示：“投资创新清洁能源对于苹果致力于实现和维持100%使用可再生能源的目标非常重要。我们与NV Energy合作可以确保iMessages、FaceTime视频聊天和Siri询问服务由清洁能源所驱动，与此同时还可以让内华达州居民和其他企业也使用绿色能源。”

去年10月，彭博新能源财经的专家预测，到2025年，50家已经制定了利用可再生能源电力目标的美国企业，可能会签署总装机到达1700万千瓦的公用事业级风电和太阳能发电购电协议。如果将更多的工业和商业企业包括在内的话，这个数字将是8100万千瓦。

## 问题分析

对拥趸者，特别是所在国家政府未来会取消补贴的开发商来说，企业购电协议让他们重新看到了“明媚的阳光”，因为仅仅依靠PPAs，他们就

可以建设大量的风电和光伏发电项目。

他们也认为，这一过程将会加速。因为随着风电和太阳能发电成本持续下降，以批发价或者更低的价格与项目开发商签订协议会越来越容易。即使是那些受气候变化影响不大的公司，也开始关注这一趋势。英国等众多市场中的开发商都期待，依靠企业的购电协议，很快就可以建设零补贴的可再生能源项目。

在全球范围内，我们应该谨慎对待企业购电协议。目前，它主要存在以下几大问题：

第一，异地购电协议的复杂性。一些中型，甚至大型公司会怀疑，它们自己的电力采购部门是否太小，以至于无法投入大量时间和精力与开发商和公用事业级公司签订复杂的合同。

第二，如果电力价格出现回落的趋势，那么公司董事会将会再次考虑是否有必要签署那些长期购电协议。

第三，在一些国家，存在这样的情况，市场规则仍然是达成企业购电协议的主要障碍。

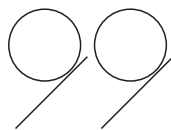
第四，有可能没有足够多的公用事业级企业愿意为扩大购电协议市场提供必要的保护手段。

总之，应该乐观还是谨慎，这需要权衡考虑。事实上，企业购电协议并不一定会像拥趸者希望的那样被广泛采用，部分原因是多年来在市场的推动下，风电场和光伏电站开发商已经有多种选择可以保障他们自己的收入。

然而，随着电力成本对企业的业绩表现产生越来越重要的影响，世界各地的企业都在不断增强能源意识。预计未来企业购电协议在发展中国家会更受欢迎，因为这些国家电力供应相对不足，电力价格也存在波动，并有上涨趋势。☑ (摘编自彭博新能源财经网站)



长沙理工大学在湖南省内率先设立风能与动力工程专业，并积极通过多种渠道加强与国外相关院校的交流，进行国际合作办学，大力引进新能源领域高端外国专家，提升新能源专业的国际化办学水平，取得了一批重要的成果。



# 国际化视野下的长沙理工大学新能源科学与工程专业

文 | 何建军，向建平

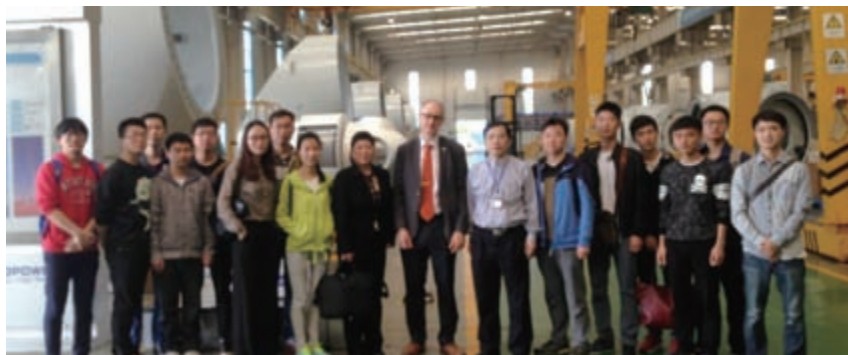
长沙理工大学风能与动力工程专业是2008年经教育部批准、2009年首届招生的战略性新兴产业领域的专业，也是湖南省首个风电本科专业，长沙理工大学由此成为全国最先开设风电本科专业的几所高校之一。该专业2011年获批为湖南省优势特色专业，2013年顺利通过新专业建设验收。2013年，风能与动力工程等专业统一调整为新能源科学与工程专业。国家和湖南省都非常重视长沙理工大学新能源专业的建设，连续两批中央财政支持地方高校建设项目都将新能源专业建设作为重点建设项目，投入近千万元建成了风力发电教学实验室、风力发电虚拟仿真实验室、新能源专业教学实验室和风力机材料性能研究实验室。长沙理工大学新能源科学与工程专业依托“可再生能源电力技术”湖南省重点实验室、“能源高效清洁利

用”湖南省高校重点实验室、“风力发电智能控制技术”湖南省工程研究中心以及“清洁能源与智能电网”湖南省协同创新中心等高水平科研平台，拥有“能源系统与动力工程”国家级实验教学示范中心和“电力生产与控制”国家级虚拟仿真实验教学中心两个国家级教学平台，具有良好的学科平台和教学条件。该专业一直秉承国际化和人才培养理念，经过几年的建设和发展，初步形成了国际化的办学风格。

大力引进新能源领域高端外国专家，提升新能源专业的国际化办学水平。近年来，长沙理工大学在新能源专业的国际合作人才培养、高端人才交流合作等方面取得了良好的效果：继2014年获得长沙市海外人才与智力项目之后，2015年，获了国家高端外国专家项目。能源与动力工程学院引进了英国新能源专家，成立了国

际合作与交流办公室，开展了一系列卓有成效的中欧合作与学术交流。学院还聘请了英国拉夫堡大学可再生能源系统技术中心风能专家 Simon Watson 教授和英国高地与岛屿大学 (University of the Highlands and Islands) 环境研究所所长、英国高地与岛屿大学环境科学专家 Stuart Gibb 教授为特聘教授，特邀德国柏林工业大学教授、AGR SOLAR AG 公司的 CEO、国际太阳能风能等可再生能源开发利用领域的知名专家 Goldmann 教授等组建了能源与动力工程学院新能源与可再生能源英国专家团队，多次邀请他们来学院授课讲学、参与新能源科研项目研究合作。在新能源领域国际合作交流工作的推动下，长沙理工大学能源与动力工程学院承担了“长沙市新能源与可再生能源利用服务平台及监管体系的创新团队建

项目资助：湖南省教改项目（湘教通2014-247-143），长沙理工大学研究生教改项目（2015）。



上图：Simon Watson教授与长沙理工大学教师一起指导新能源专业学生在湘电风能实习



左一：Simon Watson教授在长沙理工大学产学研合作创新基地（海南陵水）开展新能源项目合作研究



左二：国家高端外国专家Sturat Gibb教授带领新能源专业学生在企业交流学习

展合作，进行联合培养。项目学生通过学习，可同时享受到中、英两国独特的多元文化教育和实习机会，为学生的后续发展奠定良好的基础、建立更高的平台。目前签署的有欧盟认可的两个研究生专业：可持续能源技术（Sustainable Energy Solutions）、应用低碳技术（Developing Low Carbon Communities），学制为一年。长沙理工大学与英国高校签署的联合培养研究生合作协议显示，前者符合条件的学生可申请参与后者的机械工程、可再生与可持续能源技术、工程管理硕士方面的联合培养。

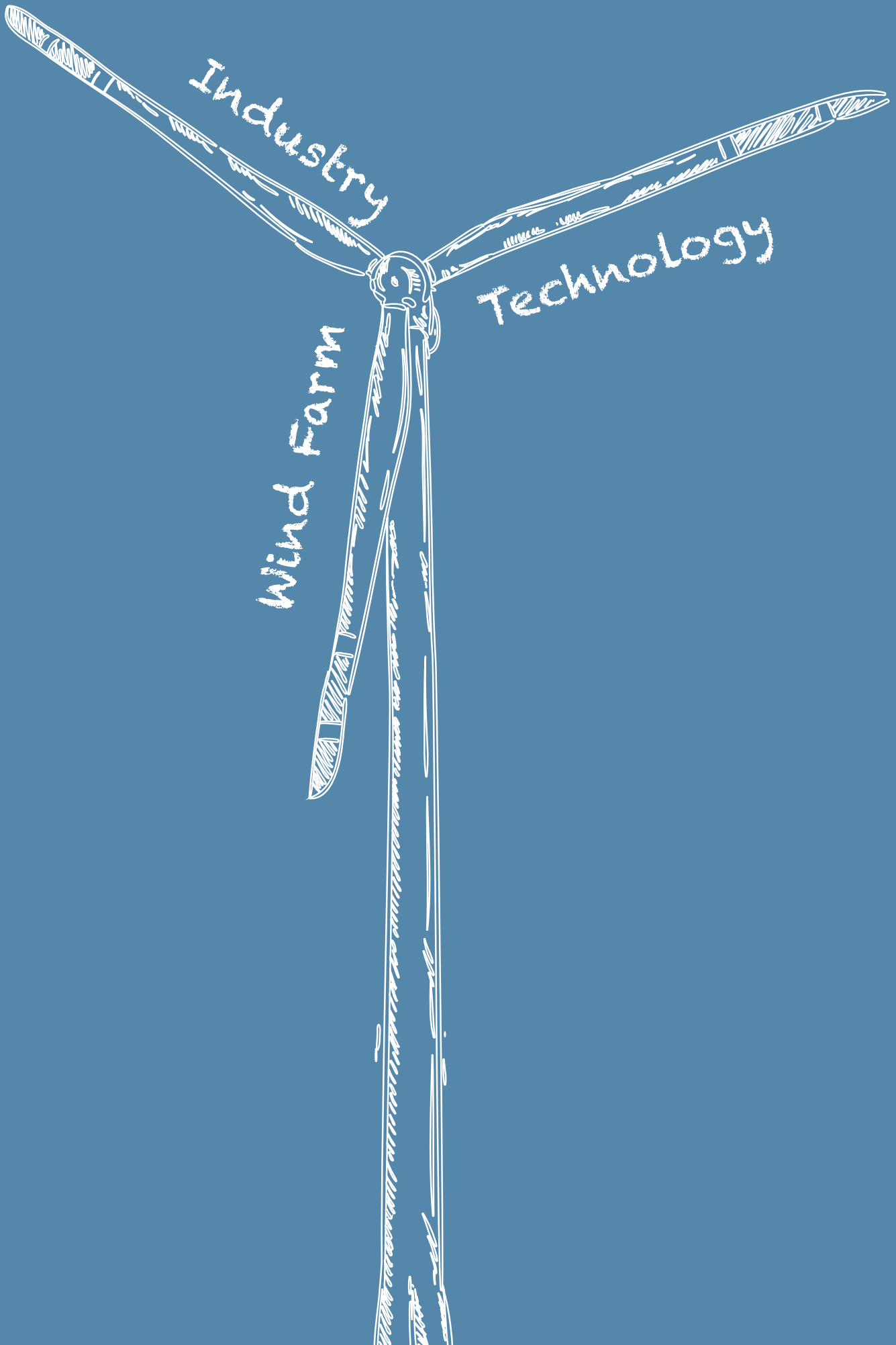
新能源专业师生出国留学热情高涨。继2009级首届风能与动力工程专业两名毕业生赴德国和丹麦攻读硕士学位至今，新能源专业学生国际化培养意识日益增强，出国留学更加便利。其中，2016届毕业生中有5人赴英国等国的著名高校深造学习。近几年，新能源专业教师中有6名博士赴澳大利亚、德国、英国、荷兰等地的著名高校留学。目前，超过60%的专业教师有海外留学背景。

新能源专业多层次的国际合作交流和办学合作，进一步推进了长沙理工大学与国外高校之间的合作和交流，推动高校的管理模式、师资建设、科研水平向和谐化、可持续化的方向发展，进而提高了长沙理工大学的国际影响力和知名度，加快国际化进程。新能源领域的国际化合作办学又为教师和学生走出国门提供方便，通过教学、科学研究进行广泛的学术交流，使学校成为国际化的学术阵地，使教师队伍具有国际水平，使教学、科研始终处于世界教育与科技的前沿。 (作者单位：长沙理工大学能源与动力工程学院)

设”项目、“风力发电故障智能预测系统研制”、长沙市科技局境外合作项目、2015长沙市引进海外人才与智力项目、“新能源发电技术创新团队建设”2015湖南省外专局引进国外智力专项、“大型风力发电机组故障预测与优化控制研究”中国外专局项目（2015年—2017年）以及“中欧合作风力发电机组故障诊断与预测研究中心”湖南省国际科技合作基地科技项目计划（2015年—2016年）等项目。这些项目的研究或实施，为新能源专业的国际合作和交流提供了良好的平台和机会。

国际合作办学为学生走出国门提供了良好的条件。在教育国际化的逐步推进以及国家政策的积极鼓励下，中外合作办学已成为我国高校

开展国际交流与合作的一个重要形式，是实现我国由教育大国向教育强国发展的重要举措之一。将国外先进的教育理念和实践与我国高校的办学理念、办学特色和优质教学资源等方面进行融合，实现信息交互，共享教育资源，是当前新能源教育领域密切关注的问题。为进一步开展能源环境，尤其是新能源领域国内急需高级技术人才的国际化培养，促进中、英两国教育与科研的合作交流，在两国政府的支持下，长沙理工大学与英国、西班牙、加拿大、美国和澳大利亚等国多所高校和专业签署了教育和研究合作协议，联合人才培养工作正稳步推进。根据协议，双方决定在能源与动力工程类硕士研究生项目上开







# 基于KPI指标体系的海上风电场 风电机组选型方法

文 | 程海锋

## 引言

随着国家可再生能源发展战略的推进，海上风电场开发成为可再生能源发展重要的领域之一。风电机组选型作为海上风电场建设中最为关键的环节之一，选择合适的风电机组不仅可以节约海上风电场的工程投资，更可以提高海上风电场收益，还可以降低海上风电场的运行维护成本。目前国内在海上风电场风电机组选型中采用的主要方法基本是通过比较初选不同风电机组的技术性和经济性来确定推荐机型。经济性主要依据度电成本这个量化指标来衡量；而技术性主要考虑风电机组的制造水平、技术成熟程度、产品可靠性及运行维护的方便程度，更多地是从定性的角度进行比较，缺乏较强的说服力；另外在经济性的比较中缺少运行维护成本的考虑。笔者在现有国内外规范的基础上，结合多年海上风电场设计经验，引入 KPI 指标体系，建立海上风电机组选型评估体系，解耦量化评估指标，使得风电机组选型更具有科学性和易操作性，具有较好的示范和推广意义，本方法是对现行规范体系的有益补充。

KPI (Key Performance Indicator, 关键绩效指标) 是用来衡量流程绩效的一种目标式量化管理指标，其核心是把目标解耦量化，即通过把一个逻辑维度的目标，分解成多个可以用数据来衡量的子目标，这些数据全部由目标达成的过程事件里产生或转化而来。将其运用到海上风电场风电机组选型中，关键是将评估海上风电机组的逻辑要素转化为可量化的指标，同时需要制定衡量评估指标的标准，海上风电场风电机组选型 KPI 指标体系见示意图 1。

## 基本原则

海上风电场风电机组选型 KPI 指标体系的基本流程为，首先选定全部

符合设定条件的海上风电机组，然后对选择的海上风电机组进行比较，最终找到选择的海上风电机组中最适合风电场的风电机组。主要的过程有风电机组机型比选范围确定和风电机组机型的比选，建议遵循以下基本原则：

### 一、风电机组机型比选范围确定的基本原则

风电机组机型比选范围确定应尽量做到三个“全覆盖”，即国内国外全覆盖、大容量小容量全覆盖、商业运行和样机实验全覆盖，机型的选择尽量囊括全部的海上风电机组。但为了保证风电机组的质量，建议在全覆盖的基础上按以下原则进行筛选：对于国内风电机组，需要有商业化的运行业绩或者长时间成熟的样机运行业绩；对于国外风电机组，需要有商业化的

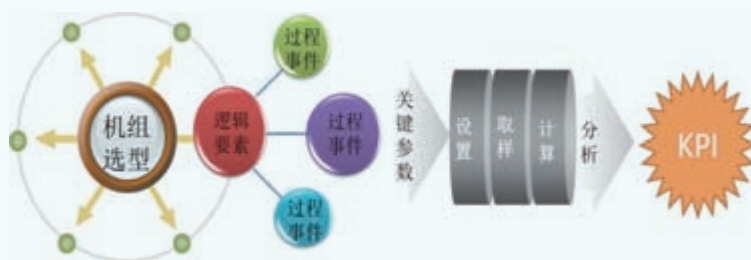


图1 海上风电场风电机组选型KPI指标体系解耦示意图

基金项目：国家自然科学基金项目(11232012)；上海市自然科学基金项目(14ZR1427500)；上海市科委科技攻关计划项目(11dz1200202、13dz1202204)

运行业绩。

## 二、风电机组机型比选基本原则

风电机组机型比选重点遵循科学、客观和量化的原则，按照设定的评价标准，客观对比分析不同的风电机组。重点比较不同风电机组的技术性和经济性。技术比选重点考虑风电机组的可靠性和稳定性，经济比选应满足经济评价指标要求，同时要考虑不同风电机组的运维成本。

## 基本方法

基于以上原理，形成如下方法进行机型比选：

(1) 从技术可行性和经济性两大方面进行综合比较；

(2) 从机型的适应性、技术成熟度、运行可靠性、机组业绩、供货进度要求、售后服务、施工工期、施工设备选择、认证情况、海域占用范围和尾流影响这 11 个指标分析比较技术可行性；

(3) 从发电量、造价、度电成本和运行维护成本这 4 个指标分析比较经济性，之所以将发电量、造价和度电成本单独列取，目的是便于查明度电成本差异的原因，是由于造价引起还是由于电量引起，便于后期的决策；

(4) 根据对各机型的调研以及各机型的技术经济方案，分别对每种机型在 15 个指标中的表现进行排序，并对其进行赋分，排序第一取 10 分，排序第二取 9 分，以此类推；

(5) 考虑各要素在比选中的重要性不同，对各要素赋以不同的权重值。笔者建议的各要素权重赋值见表 1，其中将风电机组的经济性和运行可靠性两个指标作为主要考虑的因素，因此分别赋予 40% 和 20% 的权重。

(6) 最终根据各机型在各指标中

的表现及各要素的权重值，得到各机型的综合得分，并进行排序，得出综合表现较好的机型。

15 项评估指标的衡量标准如下：

### 一、机型的适应性

机型的适应性主要考量的是机组的安全性以及对海上复杂环境的适应性。风电机组的安全性为风电机组选型考虑的首要因素，具有关键否决权，即所选择的风电机组应满足风电场安全风速的要求。海上复杂环境的适应性主要包括风电机组须具备较强的抗潮湿、防盐雾、防腐蚀、防覆冰（如有）和防低温（如有）等性能。

### 二、技术成熟度

风电机组技术成熟度主要考虑的是整机及关键零部件技术推出的时间长短、技术来源、机组控制系统的自主化程度以及海上风电机组一体化设计的能力。

### 三、运行可靠性

运行可靠性是衡量风电机组表现的重要指标。可靠性是一个系统工程，单一的指标无法体现机组可靠性的全部表现，需要多维度的可靠性指标共同表征机型的可靠性，而且不同机型的关键可靠性指标是不完全相同的。评估可靠性指标有时间利用率（TBA）、平均无故障运行时间（MTBF）、平均维修间隔时间（MTBM）、能量可利用率（EBA）等，建议将平均维修间隔时间（MTBM）、能量可利用率（EBA）作为重点考核指标。

### 四、机组业绩

海上风电场投资规模大，考虑到风电场经济安全性，要求所选机型为有已投运海上风电机组业绩或者长时间成熟运行的样机业绩的机组。投运规模越大，运行时间越长，主要零部件（叶片、轴承、传动链、齿轮箱和

电机等）无故障的机组受认可的程度越高。

### 五、供货进度要求

随着海上风电发展速度的加快，风电机组生产企业的供货能力成为制约海上风电建设进度的关键因素。所选风电机组生产企业应该具备足够的产能，以满足风电场的安装进度要求。另外，风电机组生产企业应具备一定的技术实力，能够配合完成风电机组土建、电气等配套工程的设计和建设，具备指导风电机组吊装、调试的能力，以保证项目的建设进度。

### 六、售后服务

海上风电场离岸距离远，且海上环境复杂，一旦机组发生故障需要较长的维修时间，风电场发电效益的损失较大。因此机组一旦出现故障，机组厂家对故障的响应时间、故障判断和投入的人力直接影响了故障修复的时间和发电效益的损失大小。因此选择的风电机组厂家需要有较快的故障响应时间、较强的故障判断能力和高效的人力投入。

### 七、施工工期

由于海上风电场建设条件复杂，施工工期较长，施工工期的长短对风电场的成本和效益产生较大的影响，而施工工期长短与机组的台数有直接关系：对于同样基础型式的机组，机组台数越多，施工进度越慢；机组台数越少，施工进度越快。

### 八、施工设备选择

施工设备包括机组基础的施工以及机组安装的施工。不同风电机组对基础形式的要求不同，比如大容量机组对单桩基础要求较高，对施工设备的要求也较为苛刻；另外机舱、叶片的重量也影响机组安装设备的选择。机组设备对施工设备的要求也是衡量

风电机组选型的一个重要因素。

### 九、认证情况

根据国家能源局有关规范风电设备市场秩序有关要求的通知，“接入公共电网（含分布式项目）的新建风力发电项目所采用的风力发电机组及其风轮叶片、齿轮箱、发电机、变流器、控制器和轴承等关键零部件，须按照《GB/Z25458-2010 风力发电机组合格认证规则及程序》进行型式认证”，因此风电机组取得型式认证也将成为必要条件。机组的认证体现了机组的设计水平和整体性能，因此，认证机构的权威性、认证的级别间接反映了机组的性能。

### 十、海域占用范围

在风电场前期工作中取得海洋主管部门的批复是较为关键的环节之一，因此海域占用范围也是海上风电机组型式比选中较为重要的因素之一。海域占用范围主要受单机容量影响较大，同时也取决于风电机组的布置方式，应在充分考虑风电场资源的条件下，通过计算选择该单机容量下最合理的布置方式来确定该单机容量的海域占用范围。可按不同单机容量相同尾流影响下所占用的海域面积计。

### 十一、尾流影响

风电场内布置不同型式的风电机组，产生的尾流效应也会不同。尾流

对风电场产生的影响主要表现在两方面：一是对发电量的折减；二是对机组安全性产生影响。尾流越大，对发电量折减越大，安全影响也越大。

### 十二、发电量

风电场发电量大小是风电机组性能好坏的直接体现，同时也直接影响了风电场的收益率。因此，应尽可能选择发电量较大的风电机组。发电量应计算各风电机组的上网电量，要考虑到不同风电机组的上网电量折减系数的差异性。

### 十三、造价

不同风电机组的价格以及配套工程的投资均不一样，风电场的造价直

表1 各机型KPI指标赋分表

方案	单位 / 权重	WTG-1	WTG-2	WTG-3	WTG-4	WTG-5	WTG-6	WTG-7	WTG-8	
基本信息	单机容量	MW	3	4	4.2	5	5	5	5	6
	台数	台	100	75	72	60	60	60	60	50
	总装机容量	MW	300	300	302.4	300	300	300	300	300
	轮毂高度	m	85	90	90	90	90	90	100	100
	风轮直径	m	121	130	136	128	132	140	151	150
技术可行性 (60%)	机组适应性	2%	10	10	10	10	10	10	10	10
	技术成熟度	8%	8	10	9	7	10	5	6	10
	运行可靠性	20%	8	10	9	7	10	5	6	10
	机组业绩	8%	6	10	8	7	9	4	5	10
	供货进度	8%	9	5	9	9	7	8	10	6
	售后服务	2%	10	5	9	8	4	7	6	4
	施工工期	5%	7	8	8	9	9	9	9	10
	施工设备选择	2%	10	8	8	8	8	8	8	8
	认证情况	1%	7	10	10	7	10	7	7	10
	海域占用范围	2%	7	8	8	9	9	9	9	10
经济性 (40%)	尾流影响	2%	5	4	7	9	10	8	6	10
	发电量	5%	10	7	9	3	4	5	8	6
	造价	5%	7	5	9	10	3	6	8	4
	度电成本	20%	10	7	9	6	3	5	8	4
运维成本	10%	6	8	7	6	9	5	6	10	
综合得分	100%	8.15	8.00	8.62	7.09	7.30	5.77	7.18	7.82	
综合排名		2	3	1	7	5	8	6	4	

接决定了风电场的效益，建议测算每种风电机组型式对应的风电场工程整体造价。

#### 十四、度电成本

度电成本是指风电场的造价除以风电场的上网电量，衡量的是风电场投资和产出比。

#### 十五、运维成本

海上风电场离岸距离远，且海上环境复杂，可达性较差，风电场的运维成本较高，直接影响到风电场的整体收益率。因此，应选择运维成本较低、运维水平较高的机组厂家。

## 工程实例

选择我国北部海域某海上风电场，利用海上风电场风电机组选型 KPI 指标体系进行机型比选，首先根据“国内风电机组需要有商业化的运行业绩或者长时间成熟的样机运行业绩、国外风电机组需要有商业化的运行业绩”的原则选择所有符合条件的海上风电机组，逐一进行函调，考虑到部分机组制造厂商的财务状况、市场策略、样机运行情况和业主要求，最终选择了 8 种满足上述条件的海上风电机组。采用海上风电场风电机组选型 KPI 指标体系逐步进行比选，最终比选结

果见表 1。

由表可见，综合比选后，单机容量为 4.2MW 的 WTG-3 风电机组更为适合本海上风电场。由于本风电场属于 IEC III 类风电场，年平均风速不高，而目前国内外适合 IEC III 类风电场的海上风电机组还不多，尤其是大容量的海上风电机组，这从比选机型中各机组的单位容量扫风面积就可以看出，WTG-3 机组因其出色的发电量以及优秀的运行业绩脱颖而出。值得一提的是，在经济性比较中除了考虑度电成本外，将造价和发电量再次进行比较的目的是为了让投资方挑选出发电量高但投资也高的风电机组，特别是由于机组价格高造成投资高的风电机组，一些投资方可以利用集中采购等方式达到降低机组价格的目的，从而避免将质量较高的风电机组排除在外的情况。

## 结论

本文阐述了利用海上风电场风电机组选型 KPI 指标体系来进行海上风电机组机型比选的方法，其目的是将海上风电机组机型比选的要害进行量化，从而更具有操作性，避免人为主观因素的判断。本方法的核心是要罗

列出所有符合选型条件的风电机组，然后进行比较得出最符合本风电场的海上风电机组，具体操作时有以下几点需要重视：

(1) 在计算各风电机组发电量时，对功率曲线应进行评估和判断，避免出现收集到的功率曲线虚高的现象。

(2) 影响各方案造价的两大主要因素为风电机组的价格和机组基础的费用，机组基础费用与机组基础的形式、施工方式、场址区域地质条件和海洋水文条件等息息相关，因此在计算机组基础费用时应充分考虑到各机组的载荷特征和建设条件，选择最为合适的基础形式才具有比选的代表性。

(3) 规模较大的海上风电场如果使用单一的风电机组往往风险较大，降低风险措施之一是采用两种风电机组，同时结合风电场的风资源、地质和海洋水文特征开展个性化的设计，提高风电场的整体效益。

(4) 目前量化指标的赋分值含有一定的主观性，随着海上风电的发展和海上风电机组建设、运行和维护数据量的增加，本方法将会逐步客观、精确。✎

(作者单位：中国长江三峡集团上海勘测设计研究院有限公司)



摄影：李清伟

# 一种资源简约型的风电场发电量提升评估方案

文 | 于建国

最近十年，国内风电行业大规模发展，但是很多整机厂商提供的风电机组实际发电性能较差，与设计的保证功率曲线存在较大的差距。因此很多机组运营商对机组进行了发电量提升优化改造（机组发电性能优化），但如何评估改造效果成了机组运营商、技改厂家和第三方认证机构面对的新难题。

目前比较流行的发电量提升改造项目评估方案有以下三种：

(1) 完全基于数据监控和采集系统（SCADA）数据，比较改造前后功率曲线的方法。

(2) 基于电能表数据，比较技改机组/对比机组发电量的方法。

(3) 根据IEC61400-12-1标准，给风电机组安装测风塔和第三方电能表，比较改造前后标准功率曲线的方法。

第1种方法无法保证SCADA数据中的风速和功率准确度，所以误差很大，无法得到业主认可。第2种方法忽略了机组间微观选址、可利用率、不同年份风速的差别，误差较大，也无法得到业主认可。第3种方法是被国内外风电行业普遍认可，精度非常高的方法，但是由于单台机组测试流程繁琐、费用高，所以很难对整个风电场的所有机组进行评估。

针对上述问题，本文利用风电场SCADA数据、生产用测风塔数据、风电场升压站电能表数据，论述了一种新

的资源简约型发电量提升改造项目评估方案。该方案精确度高、计算过程简单、费用低，非常适用于整个风电场发电量提升改造项目的效果评估。

## 整体评估方案

本文提出的资源简约型的风电场发电量提升评估方案（以下简称“本方案”）旨在利用最少的额外测量硬件基础上，高精度地计算出整个目标风电场

在发电量提升优化前后的整体发电量提升率。（计算流程如图1所示）。

上述风电机组发电量提升评估方案流程中的具体环节，将在下文进行详细描述与分析。

## 具体评估步骤

### 一、数据采集及风电场基本信息

本方案在对需要评估发电量的风电场（简称：目标风电场）进行数据分

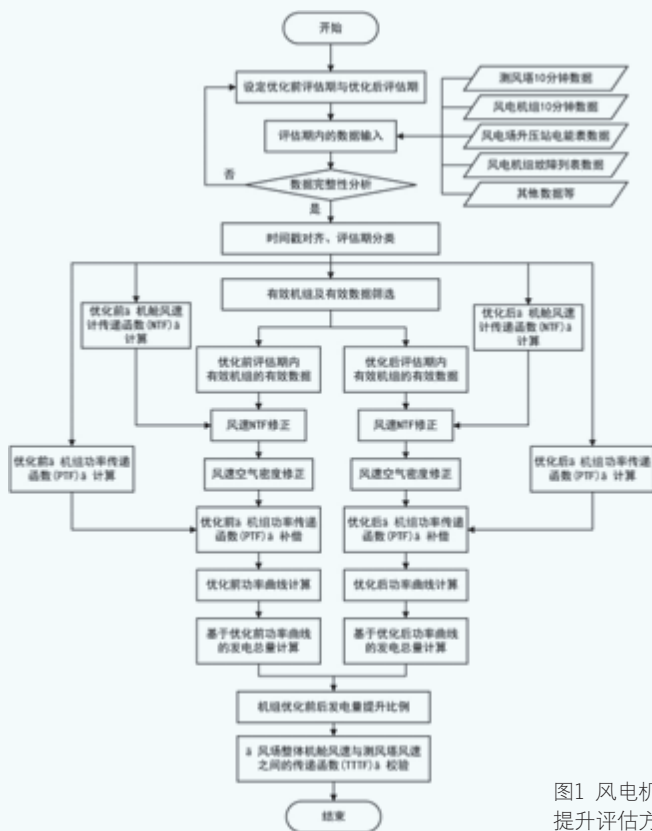


图1 风电机组发电量提升评估方案流程图

析之前, 必须从目标风电场获取足够全面的数据, 主要包括风电场信息数据和机组运行数据。前者主要包括风电场地理位置、机组布局、风资源分布等数据; 后者主要包括机组SCADA数据、测风塔数据、风电场变电站的电能表数据、风电机组故障数据。此外, 风电场升压站应至少有一台有效的电能表和一个测风塔, 且至少有一台风电机组在某个风向扇区内与测风塔之间满足IEC61400-12-2标准。

以本方案的某个目标风电场为例, 该风电场位于内蒙古某地, 为平原地形, 海拔1440m, 共有33台1.5MW机组, 1台生产用测风塔, 1块升压站电能表, 全年以西北风和西南风为主, 整体满足本方案的评估要求, 具体的机组布局及2014年全年的风向分布如图2所示。

## 二、评估期设定及数据完整性分析

根据所搜集到的风电场数据, 计算各时间段内各机组的数据完整性, 确定优化前评估期 $Date_{Before}$ 和优化后评估期 $Date_{After}$ , 并剔除完整度不足的机组数据。其中优化前评估期 $Date_{Before}$ 应该设定在风电场进行存量资产优化前的3—12个月之内; 优化后评估期 $Date_{After}$ 应该设定在风电场进行存量资产优化后的3—12个月之内, 前者时间多于后者。

根据IEC61400-12-1标准, 各评估期内的各类数据在经过时间戳对齐和机组状态分类后, 各类正常状态的采样数据应不少于180h, 每个Bin区域中至少包括30min的采集数据。此外, 还需对两个评估期内的数据完整性进行分析, 旨在判断所选评估期内各机组与测风塔的正常数据总量是否能达到发电量评估需要的数据量。

## 三、优化前后的NTF曲线计算与验证

风速的测量对机组功率曲线计算和发电量提升率计算有很大的影响, 必须采用真实的风电机组机舱前方自由流速度对机组功率曲线进行计算。首先分析风电场地理位置、机组布局、测风塔地理位置等信息, 根据IEC61400-12-2标准选出满足条件的机组, 分别计算适用于优化前评估期内各机组的NTF函数(机舱风速计传递函数) $f_{NTF-Before}$ 和适用于优化后评估期内各机组的NTF函数 $f_{NTF-After}$ , 并根据对应的NTF函数计算各机组优化前后的机舱自由流风速 $V_{Free}$ , 然后进行空气密度补偿得到 $V_{Actual}$ , 如公式1所示:

$$V_{Free} = f_{NTF}(V_{Nacelle}) \quad (1)$$

按照IEC61400-12-2标准, NTF可以由满足条件的测风塔与机组数据测得。通过分析目标风电场的机组分布及数据信息, 可知目标风电场全年以西北风为主, 且在该方向上测风塔紧邻4号机组, 两者间距离在5D之内(D为风轮直径), 海拔高度一致, 且在北偏西30°至北偏西60°的绝对风向扇

区之内无其他机组干扰和地形起伏变化, 满足IEC61400-12-2标准。可以通过该风向扇区内4号机组与测风塔数据, 对NTF曲线进行计算。

由于风电机组在优化过程中, 可能对主控程序进行修改, 也可能对机组硬件配置进行过更换升级, 所以优化前后评估期的NTF可能不尽相同, 需要分别计算优化前评估期内的机组NTF曲线 $f_{NTF-Before}$ 和优化后评估期内的机组NTF曲线 $f_{NTF-After}$ 。

## 四、风速的空气密度补偿

对各机组风速仪风速进行NTF补偿后, 还需要将风速折算到标准空气密度。为此, 需要采集有效的环境温度及机组轮毂高度处的气压值。一般情况下, 环境温度与气压值采用风电场内生产用测风塔温度计及气压计测量值。若某段时间内, 所有测风塔均无正常数据, 则利用风电机组的环境温度和当地海拔计算的气压值代替(根据ISO 2533《标准大气》)。

## 五、优化前后的PTF曲线计算与验证

机组的发电功率是分析机组功率曲线的一个重要参量, 一般SCADA

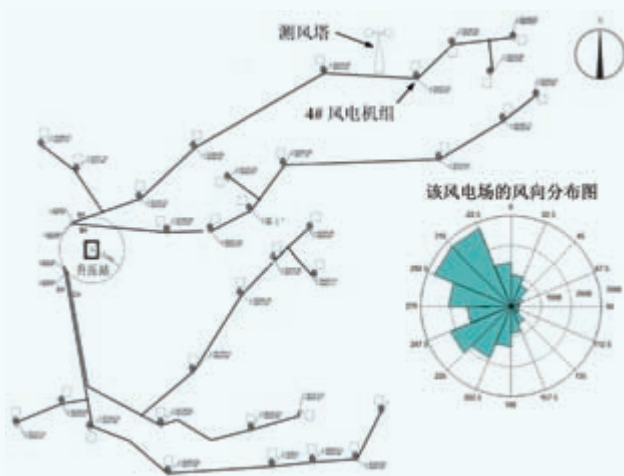


图2 目标风电场机组分布和风向分布图

十分钟功率数据的测量精度不足，因此需要对其进行精度校准后，再进行功率曲线的计算。为此，引入PTF函数（风电机功率传递函数，通过SCADA功率数据和风电场总电能表数据的比较，建立SCADA功率数据和真实功率之间的关系）来表示机组SCADA发电功率与实际发电功率之间的关系，如公式2：

$$P_{Actual} = f_{PTF-i}(P_{SCADA}) = K_{PTF} \times P_{SCADA} \quad (2)$$

实际应用时，可以采集某一指定时间段内的升压站电能表数据，获取该时段内电能表所记录的发电总量  $E_{Meter}$ ，场用电对升压站电能表数据的影响很小；同时，对相同时段内该电能表所对应的所有机组的SCADA十分钟功率数据  $P_{SCADA}$  进行收集。

#### 六、优化前后的功率曲线计算

将目标风电场的所有数据通过上述“二、”至“五、”节的处理后，根据IEC61400-12-2标准，利用机舱自由流的真实风速  $V_{Actual}$  和标定后的功率数据  $P_{Actual}$ ，对目标风电场各机组在优化前评估期内的功率曲线  $f_{PowerBefore-i}$  和优化后评估期内的功率曲线  $f_{PowerAfter-i}$  进行计算，以目标风电场4号技改风电机组为例，其在优化前后评估期内的两条功率曲线如图3所示。

如图3所示，该机组在优化前评估期内的功率曲线为图中蓝色曲线，在优化后评估期内的功率曲线为图中红色曲线。

上述以4号机组的功率曲线为例获得了  $f_{PowerBefore-4}$  与  $f_{PowerAfter-4}$ ，本方案需要对目标风电场的全部33台机组（不包括无效机组）的优化前后评估期内的功率曲线进行计算，即每台机组都要计算出优化前后评估期的两条功率曲线  $f_{PowerBefore-i}\{i=1,2,L,33\}$  与  $f_{PowerAfter-i}\{i=1,2,L,33\}$ ，并应用到后

续发电量提升率的计算中。

#### 七、发电量提升率计算

以目标风电场4号机组为例，其在优化后评估期内的机组自由流的真实风速  $V_{ActualAfter-4}$  如图4所示，横轴为风速，纵轴为4号机组在优化后评估期内的机组自由流速度数据在各风速Bin内的数据点数量。除了4号机组的真实风速  $V_{ActualAfter-4}$  外，还需获取目标风电场的全部33台机组（不包括无效机组）的经过空气密度补偿的机组自由流的真实风速  $V_{ActualAfter-i}\{i=1,2,L,33\}$ 。应用各有效机组在优化后评估期内的真实风速  $V_{ActualAfter-i}$ ，计算其在优化前功率曲线  $f_{PowerBefore-i}$  下的理论发电量，如公式3：

$$E_{Before-i} = \sum_j^M \left( \frac{1}{6} \times f_{PowerBefore-i,j}(V_{ActualAfter-i,j}) \right) \quad (3)$$

其中， $i$  为目标风电场在优化评估期内的第  $i$  有效机组， $j$  为优化前评估期

内的第  $j$  个十分钟， $M$  为优化前评估期内所包含的十分钟总数。

再应用各有效机组在优化后评估期内的真实风速  $V_{ActualAfter-i}$ ，计算其在优化后功率曲线  $f_{PowerAfter-i}$  下的理论发电量，如公式4：

$$E_{After-i} = \sum_j^M \left( \frac{1}{6} \times f_{PowerAfter-i,j}(V_{ActualAfter-i,j}) \right) \quad (4)$$

根据各有效机组的  $E_{Before-i}$  和  $E_{After-i}$ ，可以直接计算各有效机组的发电量提升率，如公式5：

$$\gamma_{E-i} = |E_{After-i}/E_{Before-i} - 1| \times 100\% \quad (5)$$

然后，根据各机组优化后评估期内的原功率曲线理论发电总量  $E_{Before-i}$ ，计算风电场优化后评估期内的原功率曲线理论发电总量  $E_{Before}$ ；同时根据各机组优化后评估期内的新功率曲线理论发电总量  $E_{After-i}$ ，计算风电场优化后评估期内的新功率曲线理论发电总量

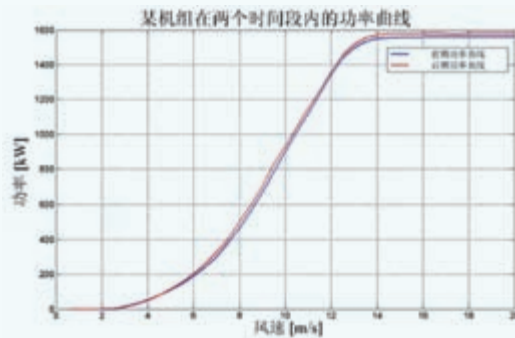


图3 4号机组在优化前后评估期内功率曲线

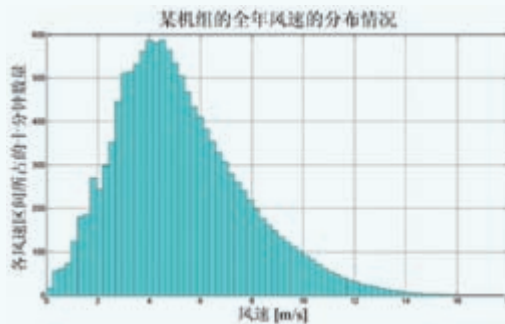


图4 4号机组在优化后评估期内风速分布图

$E_{After}$ , 如公式6与公式7:

$$E_{Before} = \sum_{i=1}^N (E_{Before-i}) \quad (6)$$

$$E_{After} = \sum_{i=1}^N (E_{After-i}) \quad (7)$$

其中,  $i$ 为目标风电场在优化评估期内的第 $i$ 有效机组,  $N$ 为优化评估期内所有有效机组的总数。进而, 整体风电场的发电量提升率可以表示为公式8:

$$\gamma_E = \left| \frac{E_{After}}{E_{Before}} - 1 \right| \times 100\% \quad (8)$$

对目标风电场进行上述发电量提升率计算后, 各机组发电量提升率与整体风电场发电量提升率, 如表1和表2所示, 经过发电量提升改造后, 目标风电场中各机组的发电量均有所提升; 对于风电场整体而言, 其发电量的总体提升率为5.02%。

## 提升方案的TTTF校验

机组的自由流风速对机组的功率曲线有很大的影响, 如果机组的自由流风速的计算有较大偏差(或人为更改), 在其他指标一致的情况下, 机组功率曲线的误差会较大。

以A风电场X号机组的风速测量存在一个误差 $\delta$ 为例, 在不同年平均风速 $V$ 的情况下, 会给机组全年的理论发电量带来误差 $Error$ , 其结果表3所示。

从表3可以看出, 若X机组的年平均风速为 $V=5\text{m/s}$ , 则当此机组的风速测量存在 $\delta=0.27\%$ 的误差时, 会给年发电量带来 $Error=0.5\%$ 的误差。即当机组风速测量值发生微小变化时, 就会给机组年理论发电量统计造成较大误差。为保证由自由流风速计算误差导致的机组年理论发电量误差不大于1%, 则当目标风电场的年平均风速为6m/s时, 需要保证优化前后对自由流风速的计算误差不超过0.58%。

为此, 本评估方法引入TTTF

(Turbine / Wind Tower Wind Speed Transformer function) 参数, 表述整个生产用测风塔风速和风电场的所有机组自由流风速的传递函数, 来验证风电机组优化前后机舱自由来流真实风速计算的准确性, 如图5所示。

如图5所示, NTF是一种微观的风速转换关系, 表示各机组机舱风速计风速与实际风电机组叶轮前方自由流速度之间的关系, 同种配置的风电机组NTF函数会由于微观选址的原因略有不同。而TTTF是一种宏观的风速关系, 表示成生产用测风塔风速与风电场所有机组的平均自由流速度之间的关系, 表示为公式9至公式11:

$$V_{Free-i,j} = f_{NTF}(V_{Nacelle-i,j}) \quad (9)$$

$$V_{FreeAve-j} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_{Free-i,j}) \quad (10)$$

$$TTTF = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{V_{Tower-j}}{V_{FreeAve-j}} \quad (11)$$

其中,  $i$ 为目标风电场中的机组序号;  $n$ 为风电场内机组的总台数;  $f_{NTF}$ 为第 $i$ 台机组的NTF函数;  $j$ 为评估期内的第 $j$ 个十分钟;  $m$ 为评估期内所包含的十分钟总数;  $V_{Nacelle-i,j}$ 为目标风电场评估期内的第 $i$ 台机组在第 $j$ 个十分钟的机舱风速计风速;  $V_{Free-i,j}$ 为目标风电场评估期内的第 $i$ 台机组在第 $j$ 个十分钟的自由流风速;  $V_{FreeAve-j}$ 为目标风电场评估期内第 $j$ 个十分钟的所有机组平均自由流风速;  $V_{Tower-j}$ 为目标风电场评估期内第 $j$ 个十分钟的测风塔风速, TTTF为最终的评估参数。如果前后两阶段, 自由流风速计算准确无误, 则其TTTF应该保持不变。

表1 优化后评估期内各机组在原/新两条功率曲线下的理论发电量及提升率

机组序号	$E_{Before-i}$ (MWh)	$E_{After-i}$ (MWh)	$\gamma_{E-i}$ (%)
1	631.58	660.53	4.58%
2	660.21	690.57	4.60%
*	-----	-----	-----
32	655.68	692.46	5.61%
33	666.02	694.46	4.27%

表2 优化后评估期内目标风电场在原/新两条功率曲线下的理论发电量及提升率

$E_{Before}$ (MWh)	$E_{After}$ (MWh)	$\gamma_E$ (%)
19707.4	20696.2	5.02%

表3 风速变化误差对机组理论年发电量的影响

		X 机组年理论发电量误差 Error				
		0.50%	1.00%	1.50%	2.00%	
机组的年平均风速 $V$	3 m/s	0.24%	0.48%	0.72%	0.94%	机组的风速测量误差 $\delta$
	4 m/s	0.25%	0.50%	0.75%	0.98%	
	5 m/s	0.27%	0.54%	0.80%	1.05%	
	6 m/s	0.29%	0.58%	0.87%	1.14%	
	7 m/s	0.33%	0.64%	0.96%	1.26%	
	8 m/s	0.36%	0.72%	1.07%	1.40%	



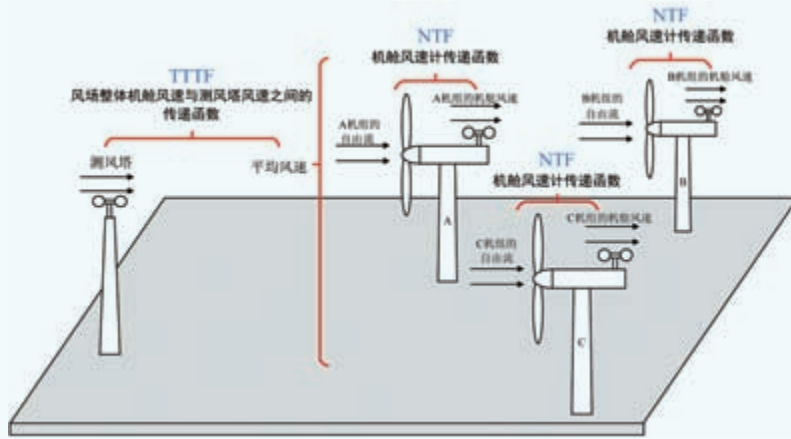


图5 TTF校核示意图

表4 优化前后评估期内NTF函数及其误差列表 (单位: MWh)

名称	优化前评估期 (4月—6月)			优化后评估期 (8月—10月)		
	4月	5月	6月	8月	9月	10月
评估期内各月 TTF 参数	1.0244	1.0196	1.0261	1.0242	1.0235	1.0285
总体 TTF 参数	1.0234			1.0254		
校核误差 $\delta_{TTF}$	0.21%					

依据图5的数据处理流程和公式9至11, 可以先后计算出目标风电场在优化前评估期内的  $TTTF_{Before}$  和目标风电场在优化后评估期内的  $TTTF_{After}$ , 并定义 TTF 校核误差为公式12:

$$\delta_{TTF} = \left| \frac{TTTF_{After}}{TTTF_{Before}} - 1 \right| \times 100\% \quad (12)$$

为保证优化前后自由来流风速计算的准确性, TTF校核误差  $\delta_{TTF}$  必须控制在0.58%以下。通过对本方案的目

标风电场的 TTF 参数进行校核, 其结果如表4所示。

通过表4数据可知, 本方案所述的发电量提升方法在优化前后评估期内的 TTF 校核误差为  $\delta_{TTF} = 0.21\%$ , 优于 0.58% 的限制值。

根据以上计算结果, 当目标风电场在年平均风速为 6m/s 的情况下, 对最终发电量理论计算的影响不超过 1%, 说明在优化前后评估期内, 本方案对自由流真实风速计算具有较高的准确性, 通过该风速计算获得的前后两条功率曲线具有可比性, 即上文得出的目标风电场的整体发电量提升率的结果是真实可信的。

## 结论

本文提出了一种资源简约型的风电场发电量提升评估方案, 使用尽可能少地外部测量设备, 对风电场发电量提升改造效果进行精确评估。该方法实施简单、结果精确、通用性强, 其评估结果可以作为风电运营商的决策依据以及支付优化收益的凭证, 对于促进风电机组后运维市场的发展具有重要意义。☑

(作者单位: 国华能源投资有限公司河北分公司)



摄影: 石秉楠



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。



# 测试功率曲线直接估算风电场发电量的误差

文 | 符鹏程，蔡继峰，杨洪源

风电场开发过程中，在设备招投标阶段，风电机组选型是其中最重要的工作之一。为了保证风电场运营期的收益，机组选型时除了关注必须考虑的机组安全性和可靠性以外，机组发电性能好坏就成为另一个关注的焦点。通常在机组选型时希望根据机组功率曲线和拟建风电场的实际环境条件对风电场机组发电量进行足够准确的估算，这样不仅有利于进行准确的投资收益分析，同时也有利于更客观、公正、科学地开展机组选型，遴选出最适合于拟建项目的风电机组。

目前，国内用于招投标阶段机组发电量估算的功率曲线并不统一，可以分为理论功率曲线和实测功率曲线两大类，其中理论功率曲线又包括稳态功率曲线和动态功率曲线两种，具体如下：

1. 稳态功率曲线：假定风速不变，对机组模型进行稳态仿真计算得到的功率曲线，主要在早期的机组招投标中采用。

2. 动态功率曲线：考虑风速的变化，对机组模型进行动态仿真计算得到的功率曲线，动态功率曲线考虑了风速变化时机组控制系统的响应，并且可针对不同的环境条件计算出相应的功率曲线。相比于稳态功率曲线，能够更准确地反映机组在实际环境条件下的发电性能，在目前的机组招投标中有不少采用该类功率曲线。

3. 测试功率曲线：由具有资质的第三方试验室，按照相关的测试标准开展功率曲线测试，并出具第三方功率曲线测试报告。由于理论功率曲线通常由设备厂商计算提供，真实性难以保证，而测试报告具有客观性，因此目前在机组招投标中也有直接采用测试功率曲线或将测试功率曲线作为评价参考的。

机组发电量估算时应采用什么样的功率曲线是一个复杂的问题，本文将先从测试功率曲线本身的不确定度以及不同场址环境条件对功率曲线的影响进行分析，以说明为什么测试功率曲线不能直接用于拟建风电场机组发电量分析。

## 功率曲线测试不确定性分析

测量不确定度是测试结果包含的一个参数，用以表征测量值的分散性。不确定度越小，测量结果的质量越高，使用价值越大。功率曲线测试通过对功率和风速的测量，得到不同风速下机组的发电功率。因此功率曲线测试的不确定度来自以下几个方面：测试数据同步、功率的测量、风速的测量、其他环境条件的干扰。

### 一、测试数据同步

目前的测试结果以 10 分钟的平均值作为数据分析的基础，而现有采集器的同步校时能力可保证采集数据的同步性达到秒级，因此测试数据的同步性对测试结果的影响极小，约在千分之一量级，一般可不予考虑。

### 二、功率的测量

目前功率的测试相对较为简单且设备的可靠性较好，通常只需要在并网端接上检定过的功率变送器即可，其采集的功率数值不确定度很低（低于 0.5%），因此在整个测试中功率数据的采集结果是相当可靠的。

### 三、风速的测量

风速的测量是整个功率曲线测试的瓶颈，IEC61400-12 功率曲线测试标准目前已经有 3 个子标准，后两个都是针对风速测量的，随后可能会有更多的子标准制定，来指导风速测量。目前风速测量对功率特性测试结果的影响很大，主要有以下几个方面。

#### （一）不能在机位处直接进行风速测量

风速测量时，我们期望测试到机组前方未受影响的自

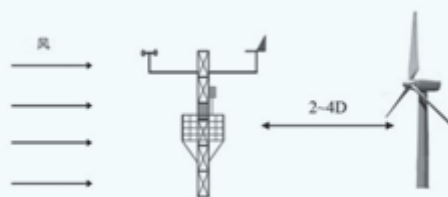


图1 测风距离示意图

由流风速。但机组工作时，风轮的旋转会对机组前方的自由流风速带来影响，为减少该影响，测风设备需要远离机组。但我们又期望测风设备测试的风速能够足够代表机组前方的自由流风速，为此又需要测风设备离机组不是太远。这是两种互相矛盾的需求。

目前 IEC61400-12 要求测风设备(测风塔)距离机组 2—4 倍的风轮直径 (D)，如图 1，并且推荐选择 2.5D 是一个较为合适的距离。但即使如此，按照 IEC61400-12 标准，2.5D 距离在平坦地形导致的气流畸变而引起的风速测量误差也有 2%。对于复杂地形，这个测量误差会更大，因此复杂地形的风速测量需要做场地标定修正，来降低这个误差，但场地标定修正的引入最终会导致总的不确定度相对平坦地形更大。

## (二) 测风设备的精度

除了场地畸变引起的风速偏差，测风仪器的精度也会对测试结果有很大的影响。目前大多数测风是通过安装风杯式测风仪的测风塔来进行。国内计量检定机构现行的针对风杯式风速仪的检定方法，主要考虑了其气象测风的用途，未考虑其功率曲线测试的用途，因此，没有按照功率曲线测试的要求对风杯式风速仪进行检定，但两者的精度要求不同，后者要求更高。而这个检定带来的误差同样会传递至整个风速的测量。此外，风速计的测量精度还受不同的风速、入流角、湍流度等影响，这将作为风速计运行特性予以考虑。按照 IEC61400-12 标准，即便采用按照功率曲线测试要求进行检定后的风速仪进行测风，测风设备的精度的误差一般仍有 1%—3%。

表1 功率曲线测试标准不确定度分析

测量参数	不确定度分量	不确定度分类	相对不确定度大小	敏感系数	功率不确定度的影响
电功率	电流互感器	B	约 0.5% (不包含 A 类)	1	0.50%
	电压互感器	B			
	功率测量装置	B			
	数据采集系统	B			
	电功率的变化	A			
风速	风速计的校准	B	0.5%~3%	3 次指数关系，额定功率前近似为 3	7%~15%
	运行特性	B	0.5%~3%		
	安装效果	B	1%		
	数据采集系统	B	约 0.1%		
	地形引起的气流畸变	B	2%~4%		
气温	温度传感器	B	影响空气密度，不确定度主要来自湿度的变化，在 20℃下，约为 1%，30℃下约为 2%，40℃下约为 4%	1	通常测试条件大多在 20℃左右，为 1%
	辐射屏蔽	B			
	安装效果	B			
	数据采集系统	B			
气压	气压传感器	B			
	安装效果	B			
	数据采集系统	B			
湿度	未采集	B			
数据采集系统	信号传输	B	约 0.1%	1	约 0.1%
	系统准确度	B			
	信号调理	B			

需要说明的是：

1. 表中给出的不确定度均为标准不确定度，即以测量结果一倍标准差表示的测量结果不确定度。若假定偏差服从正态分布，则测试结果与真实结果的偏差在标准不确定度内的概率约为 68.2%；
2. 本表将测试的不确定度转化为相对形式，以更为直观，并有助于方便计算；
3. 不确定度分类 A 和 B 表示两种不确定度评定的方式：A 类是指通过测试结果推算的不确定度（一般评定随机误差），B 类包含评定人员的经验和不确定的传递（一般评定系统误差）。此处测试功率值用 A 类方法进行评定，其标准值为功率结果的标准差；
4. 由于本表内的各项不确定度彼此独立，最终合成不确定度，为各项的平方和的开方。

### (三) 风速对功率的敏感系数

风速测量对功率曲线的影响，除了本身的不确定较大外，还有一个重要因素是风速对功率的敏感系数很大。两个变量之间的敏感系数为两个变量变化量的比值，即局部斜率，具体计算公式如式(1)：

$$C_i = \left| \frac{dP}{dV} \right| = \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right| \quad (1)$$

其中  $P_i$  为第  $i$  个区间的功率， $V_i$  为第  $i$  个区间的风速。

式(1)用的是向前差分的方式，也可以使用向后差分或者中心差分的方式。

由于风能和风速为3次方关系，在功率达到额定前，该敏感系数可达3左右。因此，风速的测量误差在中低风速段反映到功率上，将会扩大3倍。

### 四、标准给出的不确定度分析内容

除了本节提到的三个带来不确定度的因素，表1是参考 IEC61400-12-1 标准整理的风电机组功率曲线测试中不同测量量本身的不确定度以及其对功率的敏感系数。

从表1可以看出，功率曲线测试的不确定度主要来自于风速测量的不确定度，风速不确定度几乎可以代表整个测试结果的不确定度，因此目前的功率曲线测试功率值在单个风速下的不确定度可达7% - 15%。

理论年发电量计算公式如下：

$$W = \sum_i P_i f(V_i) \quad (2)$$

其中， $W$  为理论年发电量， $P_i$  为第  $i$  个风速区间的功率值， $f(V_i)$  为第  $i$  个风速区间的持续时间。

从公式可以看出理论发电量（不考虑折减）主要受功率曲线和风速分布影响，我们采用6m/s - 7.5m/s下的风速分布和常规2MW的功率曲线，进行发电量计算后，可以得到最终发电量估算的不确定度约为4% - 10%。

### 五、小结

功率曲线的测试不确定度会对功率曲线测试结果产生较大的影响。

但合理的场址选择、有效的设备检定、严格遵循标准

的测试过程，可以将测试的不确定度控制在较低的水平。

## 场址环境条件对功率曲线的影响

影响风力发电机组功率曲线的环境条件参数主要有空气密度、湍流度、风剪切、入流角以及偏航角等因素。本节将以某2MW风电机组为例，进行相关的计算，以分析各因素对功率曲线的影响。

### 一、空气密度

空气密度的大小，直接影响风的能量，因此空气密度会对功率曲线带来巨大的影响。同一机组，空气密度分别为1.000kg/m<sup>3</sup>、1.225kg/m<sup>3</sup>和1.400kg/m<sup>3</sup>的功率曲线如图2所示。

可见，不同空气密度造成的功率曲线差异显著，因此，在使用时通常会针对不同的空气密度对功率曲线进行修正，目前通常采用的修正方法基于能量守恒原理，即通过风速三次方和密度的乘积不变来得到等效风速，最后得到修正后的功率曲线。但经过修正后的结果与机组真正在对应空气密度下运行的结果还是存在一些差异。下面以标准空气密度(1.225kg/m<sup>3</sup>)为基准，使用修正方法和通过仿真直接计算得到的功率曲线进行对比，表2给出不同空气密度和场址年平均风速（风速分布为标准瑞利分布，下同）下，风速修正和直接仿真计算得到的累计发电量和差异百分比。从表2可知，发电量有1% - 2%的差异，这意味着如果进行功率曲线测试的风电场与拟建目标风电场环境条件不同，即便进行了空气密度修正，直接采用测试功率曲线进行发电量估算仍可能带来1%到2%的偏差。

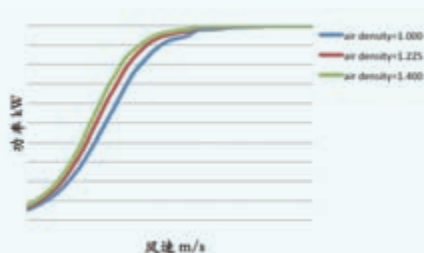


图2 不同空气密度下机组功率曲线

表2 依据空气密度修正和直接仿真得到的功率曲线估算发电量的差异

不同空气密度下发电量		Vave=6m/s			Vave=7.5m/s		
		1.000	1.225	1.400	1.000	1.225	1.400
发电量 (MWh)	风速修正	6230.9	6916.4	7375.8	8500.2	9179.8	9627.0
	仿真计算	6137.1	6916.4	7420.5	8393.4	9179.8	9666.0
(风速修正 / 仿真计算 - 1)		1.53%	-	-0.60%	1.27%	-	-0.40%

## 二、湍流度

湍流度反映了风速变化的剧烈程度，也意味着风能波动的大小。虽然目前的风力发电机组具有主动控制功能，以使机组运行在能尽可能最大吸收风能的状态，但是由于机组各个模块的惯性，达到最优状态总是需要一定的时间，因此湍流度的存在，给机组控制系统提出了挑战，这也意味着不同大小的湍流度将会影响功率曲线。本文选取 IEC 标准 3 类湍流度等级 A, B, C 对应的特征湍流强度 0.16, 0.14, 0.12 的环境条件为例，进行了功率曲线计算，结果见图 3。从图上可以看出，在低风速段，湍流度高时功率反而相对较大。这是由于能量和风速不是线性的关系，所以湍流度越大，同样的平均风速下风的能量越大，这是导致低风速下高湍流度功率偏大的原因。而到了相对高风速，控制的影响开始起了主导作用，此时湍流度越大，功率越小。

同样以场址年平均风速分别为 6m/s、7.5m/s 时的累计发电量和差异百分比进行对比分析，见表 3。可以看出在 6m/s 的年平均风速下，高湍流度的结果相对更大；而到了 7.5m/s 时该差异逐渐缩小。这和湍流度对高低风速功率影响吻合。虽然湍流度的变化，会同时伴随风能变化和对机组控制的影响，且两者对功率的影响恰好相反，这降低了湍流度对功率曲线的影响，但依然存在 1% - 2% 的影响，特别是，当机组控制能力相对较差或环境条件范围扩大时，该差异可能会进一步显著。

## 三、其他环境条件

对于其他环境条件，虽然通常测试时无法很好地测得，如：风剪切、入流角和偏航误差，但这些环境条件又会对功率曲线带来一定影响。

风剪切表示风速随高度的变化规律，不同的风剪切会使轮毂高度处的风速代表的整个风轮面的风能不同，从而影响同样轮毂高度风速时的功率值。

入流角和偏航误差分别表示风向在水平和垂直方向是是否正对风轮平面，这个角度的偏差，同样会影响风轮平面内的风能。

本文选取三个常见的参数范围进行了计算分析，参数的具体值和结果详见图 4 和表 4：

从表 4 中可以看出，在最极端的情况下，风剪切、入流角和偏航误差都能带来较大影响，分别可达到：接近 5%、

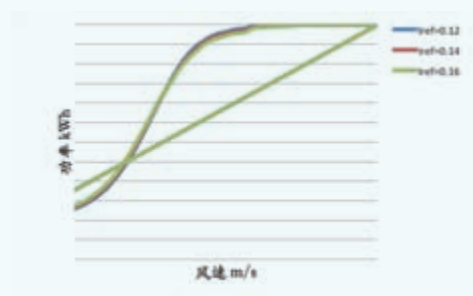


图3 不同湍流度下机组功率曲线

表3 不同湍流度对机组发电量影响对比表

不同湍流度下发电量		Vave=6m/s			Vave=7.5m/s		
		Iref 0.12	Iref 0.14	Iref 0.16	Iref 0.12	Iref 0.14	Iref 0.16
发电量 MWh	计算结果	6870.2	6916.4	6979.6	9163.5	9179.8	9202.4
差异(以0.12的结果为基准)		-	0.67%	1.59%	-	0.18%	0.42%



摄影：李清伟

超过 10%、超过 5% 的发电量影响。

#### 四、算例

上面我们针对各个环境条件可能对发电量的影响进行了分析。本节我们将选取我国两个典型风电场，通过对比仿真计算，给出同一机组在不同风况条件下功率曲线和发电量的差异，以说明环境条件对功率曲线和发电量计算的影响。

所选取的典型环境条件分别为新疆某平坦地形风电场和内蒙古某复杂地形风电场。其中，新疆某平坦地形的湍流度较低（各风速下湍流度均在 8% 左右），风剪切波动低，入流角在 8 度左右，偏航误差较低。而内蒙古某复杂地形湍流度较高，低风速段湍流度达到 15% 以上，风剪切波动大，入流角在 12 度左右，偏航误差较大。

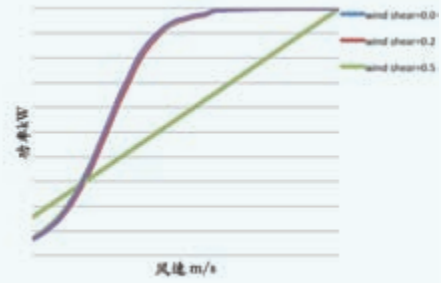
在仿真计算中采用的环境条件参数已依据标准 IEC61400-12 将这两个场址的环境条件参数折算到标准空气密度  $1.225\text{kg/m}^3$  下的环境条件参数。

通过计算，不同环境条件下功率曲线比对结果见图 5 所示：发电量比对结果如表 6 所示。

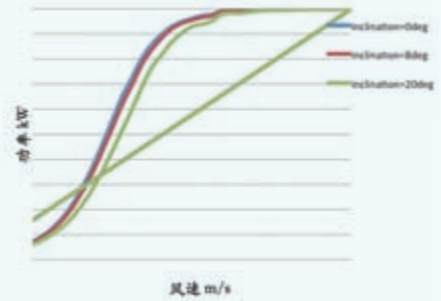
通过该算例可以看出，在选定的环境条件下，使用平坦地形的功率曲线直接计算复杂地形下的发电量，可能会带来 8% 左右的发电量偏差。

#### 五、小结

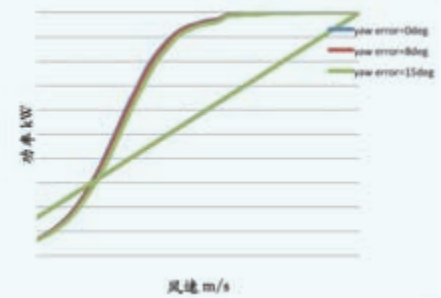
本节通过仿真计算的方式，计算和比对分析了各个环境条件对功率曲线的影响。结果显示环境条件会给发电量估算时带来显著的影响，见表 5。



a 不同风剪切下机组功率曲线



b 不同入流角下机组功率曲线



c 不同偏航误差下机组功率曲线

图4 其他环境条件下对功率曲线的影响

表4 其他环境条件对机组发电量影响比对表

环境条件	环境条件大小	Vave=6m/s		Vave=7.5m/s	
		发电量 (MWh)	差异	发电量 (MWh)	差异
风剪切	-0.2	7123.86	3.00%	9385.41	2.24%
	0	6947.5	0.45%	9215.1	0.39%
	0.2 (标准值)	6916.4	-	9179.8	-
	0.5	7168.6	3.65%	9412.7	2.54%
入流角	0deg	7150.5	3.38%	9407.7	2.48%
	8deg (标准值)	6916.4	-	9179.8	-
	20 deg	6156.7	-10.98%	8414.5	-8.34%
偏航误差	0deg	6916.4	-	9179.8	-
	8deg	6815.7	-1.46%	9080.0	-1.09%
	15 deg	6556.2	-5.21%	8819.9	-3.92%

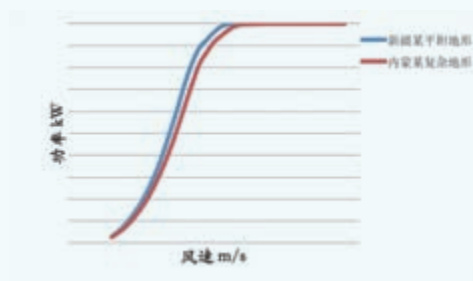


图5 选定的环境条件下功率曲线的比对

表5 环境条件对机组发电量影响大小表

发电量影响 (估计)	
影响因素	影响大小
空气密度	1% - 2%
湍流度	1% - 2%
风剪切	5%
入流角	10%
偏航误差	5%

表6 选定的平坦地形和复杂地形环境条件

不同环境条件下发电量差异		Vave=6m/s		Vave=7.5m/s	
		平坦地形	复杂地形	平坦地形	复杂地形
发电量 (MWh)	仿真结果	6779.5	6153.6	9162.6	8526.5
差异		-	-9.23%	-	-6.94%

同时,从本文选取的典型算例计算结果可以看出,同一机组在不同环境条件下发电量偏差可达 8% 左右。

## 总结与建议

通过本文分析可以看出:

1. 测试功率曲线本身 7% - 15% 的不确定度,会给发电量估算带来 4% - 10% 的影响,但合理的场址选择、有

效的设备检定、严格遵循标准的测试过程,可以将测试的不确定度控制在较低的水平。

2. 如果在进行场址发电量估算时,不考虑测试风电场和目标风场的环境条件差异,直接使用测试功率曲线进行估算,可能会再带来额外 8% 左右的误差。

3. 因此,为了降低计算误差,在进行拟建风电场发电量计算时不宜直接使用测试功率曲线。❏

(作者单位:北京鉴衡认证中心)





# 风电机组变桨控制系统的研究

文 | 汪锋

与传统的燃煤发电（火力发电）相比，风力发电是一种清洁的可再生能源利用形式，没有二氧化碳、硫化物、PM<sub>2.5</sub> 等污染物的排放，是理想的绿色能源。同时，风力发电作为最主要的可再生能源发电形式之一，在国家的能源转型战略中举足轻重。

国家在“十一五”“十二五”期间，大力发展可再生能源，风力发电行业得到蓬勃发展，中国的风电机组制造商也创造了新的奇迹。随着风力发电项目的不断增加，优质风速资源的地区将逐渐减少，因此，中国风电向低风速地区、高原地区和海上区域的推进是未来的发展趋势。“十三五”规划对新能源领域支持的力度依然很大，且很显著地提高了对发展海上风电的政策扶持力度，在后续的一段时间，海上风电必将迎来一个快速发展的时期。

随着低风速机组和海上风电机组的不断开发，机组的叶片长度也在不断加长，以期能够吸收更多的风能，因此，对风电机组的变桨系统提出了更高的控制要求。

其实，作为风电机组控制系统的重要组成部分，变桨系统一直承担着非常关键的角色，一方面，它决定着风能的吸收利用率，另一方面，它也是保障机组安全运行的重要环节，因此对变桨系统进行深入研究具有重要价值和意义。本文将首先介绍风电机组变桨控制系统的控制逻辑，其中包括和变桨系统相关的几个调节器和滤波器，接着介绍变桨系统的双PID控制方法，同时重点介绍了变桨执行环节的特点及其控制原理，通过对变桨系统控制逻辑及变桨执行环节的研究，提出优化方法，提高机组变桨系统的控制精度，进而提高机组的风能利用率和机组发电量。

## 风电机组变桨控制策略的研究

风电机组的变桨控制是机组中最重要的控制系统之一，变桨系统负责将叶片的角度调节到最佳位置，以获取最优的风能，同时，可以在手动或自动情况下实现顺桨，保证机组

停车。变桨控制策略主要由以下几个部分组成：

（一）为了保证变桨系统控制精度，需涉及到几个重要的调节器或者滤波器，如增益调节器（Gain Schedule）、陷波滤波器（Notch Filter）等。

（二）变桨控制系统的核心逻辑，这里主要是指PID控制，通过采集转速和功率信号，采用PID控制通过控制变桨角度来实现对于转速和功率的控制，保证机组在额定转速和额定功率上运行。

### 一、变桨系统控制中调节器和滤波器设计

#### （一）增益调节器控制原理和实现方法

在风速较大的情况下，为了实现转速的有效控制，需要进行变桨调节，将变桨角度放置在比较大的位置上，减少迎风面积，保证额定功率输出，那么，这种风速和变桨角度的关系是否是线性的（PID输出的变桨角度需求值）？答案是否定的，根据叶素理论，在大风条件下叶片的气动敏感性随着叶片角度的不同而存在区别。在不同的叶片角度开始向顺桨位置调节相关的角度，所造成的能量损失是非线性的。在当前叶片角度较大的情况下，变桨比在当前叶片角度较小情况下变桨同样的角度所引起的能量损失或者卸载更加明显。因此，根据这些理论和实际仿真的结果，结合控制系统的设计原则，引入了增益调节器的概念，其计算方法为：

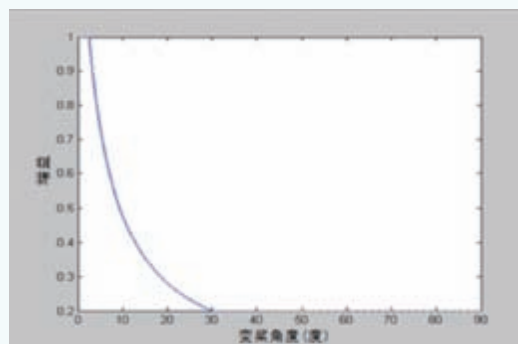


图1 增益调节器Matlab仿真结果

在 0 度到  $GS_0$  角度段,  $GS$  (增益调节器输出系数) 为 1;  
 在  $GS_0$  到  $GS_1$  段,  $GS$  为  $1/(GS-GS_0)$ ;  
 在  $GS_1$  以上段,  $GS$  为  $1/(GS_1-GS_0)$ ;

使用 Matlab 计算的结果, 如图 1 所示 (不同机型的参数不同, 需要通过实际的仿真计算来确定, 图例中  $GS_0$  使用的是 2.5,  $GS_1$  使用的是 30)。

## (二) 陷波滤波器的工作原理及其实现方法

变桨系统的 PID 控制是以转速作为输入, 并通过调节变桨系统的变桨角度实现对转速的控制, 在机组的实际运行过程中, 叶片的 3p, 6p 通过频率和传动链的相关频率都会传递到转速中, 也就是说, 转速中包含了这些频率的分量, 而这些低频的频率分量会通过变桨控制逻辑的线性 PID 环节传输到执行环节, 这样就加重了变桨系统的动作次数和执行负担, 容易造成变桨轴承磨损严重。同时, 由于这种变桨的动作是周期性的, 应该滤除, 因此, 在转速输入到变桨 PID 环节之前, 引入了陷波滤波器。在本项目中, 共使用了三个陷波滤波器, 分别用来滤除机组的 3p, 6p 通过频率和机组传动链的相关频率, 因此, 需要设计三组陷波滤波器, 且这些滤波器应该串联在一起。具体陷波滤波的传递函数和参数如下:

NF1:

$$\frac{s^2 + \omega_1^2}{s^2 + 2\zeta_1\omega_1s + \omega_1^2}, \text{ 其中, } \zeta_1 = 0.1, \omega_1 = 2\pi f = 6.28;$$

NF2:

$$\frac{s^2 + \omega_2^2}{s^2 + 2\zeta_2\omega_2s + \omega_2^2}, \text{ 其中, } \zeta_2 = 0.2, \omega_2 = 2\pi f = 12.56;$$

NF3:

$$\frac{s^2 + \omega_3^2}{s^2 + 2\zeta_3\omega_3s + \omega_3^2}, \text{ 其中, } \zeta_3 = 3, \omega_3 = 2\pi f = 31.5;$$

值得注意的是, 因为是串联, 所以上述三个传递函数是相乘的关系。

Matlab 仿真的结果, 如图 2 所示。

上述的操作是在 m 文件中输入三个传递函数, 然后把三个传递函数相乘, 再画出滤波器的伯德图, 其结果如图 3 所示。

通过 Matlab 仿真我们可以很清楚地看到, 这三个串在一起的带阻滤波器确实可以滤去相应的谐波。该过程的 Matlab Simulink 仿真情况 (图 4)。

图 4 使用 3 种不同的正弦波输入, 经过三个串联的传递函数, 通过示波器查看结果。

在这里, 先确定输入为  $f_1, f_1, f_1$  的正弦波, 并对其进行叠加。经过了 3 个分别针对  $f_1, f_1, f_1$  的陷波滤波器, 输出如图 5 所示。



图2 陷波滤波器实现

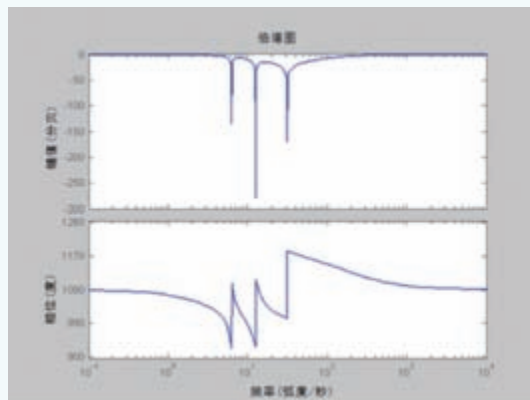


图3 陷波滤波器的Bode图

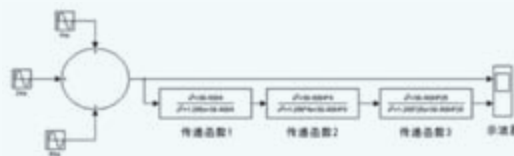


图4 陷波滤波器的Simulink实现

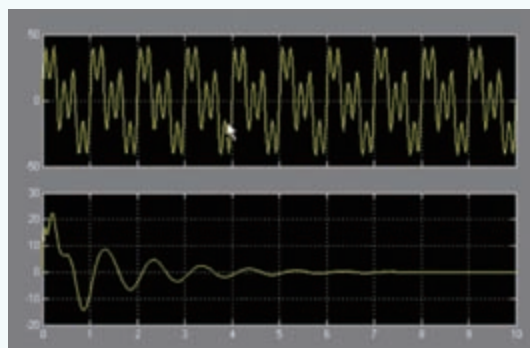


图5 陷波滤波器的仿真效果

从图 5 可以很明显地看到, 滤波器完全实现了对  $f_1, f_1, f_1$  的滤去作用。

需要提出的是: 陷波滤波器的特点是对所过滤的那个频率点的作用是最明显的, 但对于该点附近的其他点也会产

生一定影响。

图 6 使用两个正弦波通过三个串联的传递函数，再利用示波器查看结果。

如图 6，输入是 1Hz 和 1.1Hz 的两个正弦波的叠加，输出如图 7 所示。

从图 7 可以看出，最初 1.1Hz 的正弦波的幅值设定为 20，通过滤波器后幅值只有 12 左右，因此，滤波器对于 1.1Hz 的正弦波也起到了连带过滤的作用。

## 二、双输入PID变桨控制器

双输入 PID 变桨控制器的主要目的是为了控制转速和功率的稳定，首先需要将转速稳定在额定转速附近，同时需要将功率稳定在额定功率附近。在实际控制过程中，需要考虑功率的采集精度或采集延迟等因素，一般采用力矩的需求值来进行控制。由于微分控制容易受到噪音信号干扰，因此在本文的 PID 控制器中，不采用微分控制，仅仅采用 PI 控制。

对于转速的 PI 控制，首先计算离散 PI 比例环节和积分环节，然后进行累加，同时需要充分考虑上述的增益调节器因素，而对于功率采取的 PI 控制方法是作为转速控制过程的补充环节，控制方式和转速 PI 方式类似，即分别计算功率—变桨控制（力矩—变桨）的离散 PI 环节的比例环节和积分环节，并进行累加，同时也需要考虑增益调节器的因素，但是两者在参数上会有所不同。最终汇总转速和功率控制环节，可以得到：

$$\Delta PitPos = GS \times (Plspe(P) + Plspe(I) + GS \times (Plpow(P) + Plpow(I)))$$

其中，GS 为上述增益调节器控制器的输出结果， $\Delta PitPos$  为叶片的需要变桨角度。

## 风电机组变桨系统执行环节的控制

当变桨控制器通过 PID 控制产生了变桨的控制需求值，就需要通过变桨执行环节来执行（包括变桨变频器、变桨电机、减速机等等），而上述的变桨执行环节存在较大的机械惯性，实际上可以理解为一个时滞环节，这种惯性环节在叶片较大时表现得更为明显，为了提高执行环节的稳定性和控制精度，我们引进了 Smith 预估器来进行控制。

假设被控对象的传递函数为：

$$H(s)G_1(s) = G_0(s)e^{-\tau s} = \frac{1 - e^{-Ts}}{s} \cdot \frac{e^{-\tau s}}{1 + T_1 s}$$

画出其控制系统框图，如图 8 所示。

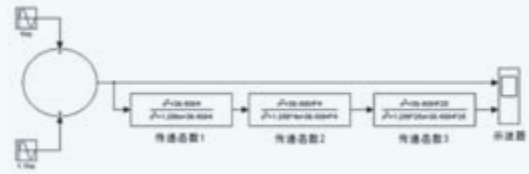


图6 陷波滤波器的Simulink实现

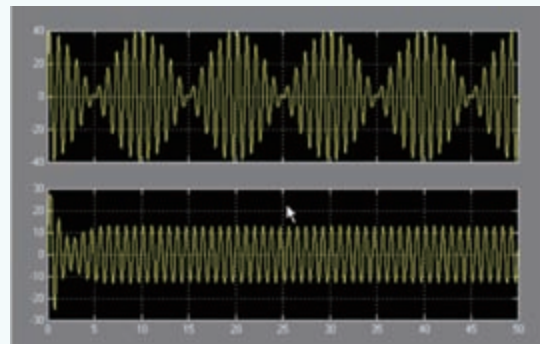


图7 陷波滤波器的仿真效果

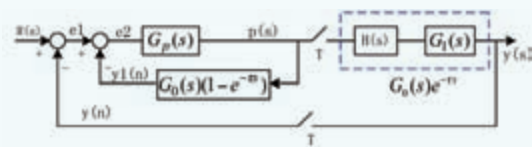


图8 Smith控制器框图

取  $T = 1$ 、 $\tau = 2$ 、 $T_1 = 2.88$ ，经采样（ $T = 1s$ ）保持后，其广义对象 z 传递函数为：

$$G_0(z) = \frac{0.2934}{z - 0.7066}$$

而  $e^{-2s}$  转换为 2 个单位延迟。  
控制器参数： $K_p = 0.5$ ， $K_i = 0.2$ ， $K_d = 0$ 。

下面将使用 Matlab 分析工具具体分析采用 Smith 预估器前后的控制器的输出和系统输出的相应曲线及其之间的区别。

按照 Smith 预估控制算法，在 Matlab 中建立的仿真结构图如图 9 所示。

图 9 的上半部分使用了 Smith 预估器，而下半部分未使用 Smith 预估器，而采用传统的 PID 控制方式，以此两种方式运行的结果进行对比。

通过两种控制器（和传统 PID 控制器进行对比）的仿真结果比较来分析控制系统性能，仿真结果如图 10 所示。

从图 10 可以看出，使用了 Smith 预估器和传统的 PID

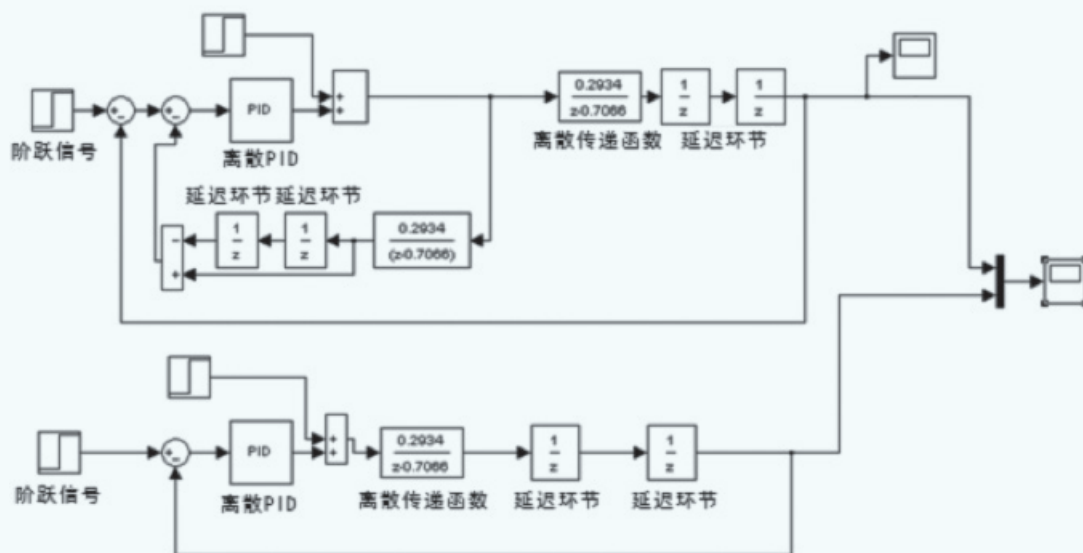


图9 Smith控制器的Simulink实现

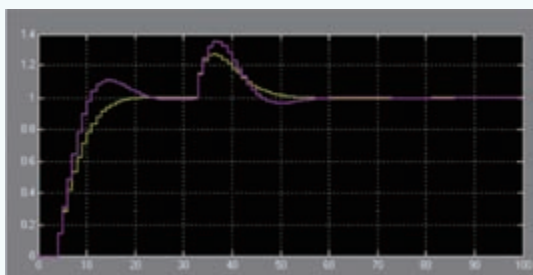


图10 两种仿真效果的比较

## 结论

风电机组的变桨系统是一个非常重要的，且是非常复杂的系统，也是风电相关研发人员重点关注的问题，通过配备有一些滤波器设计的双输入PID控制策略，可以有效进行变桨角度的计算和控制，同时为了充分考虑风电机组叶片，尤其是大叶片的惯性及其时滞特性。本文引入Smith预估器，有效地解决了变桨系统的时滞问题，使得控制系统的输出更加平滑、稳定。✎

（作者单位：华锐风电科技（集团）股份有限公司）

控制的效果更加稳定，对于阶跃响应和扰动输入的过调量更小，系统更加稳定，控制精度更高。



摄影：陈伟荣

# 直驱式风电机组变频器散热风扇控制优化研究

文 | 李鑫

直驱式风电机组在国内应用较为广泛，但随着单机容量越来越大，变频器冷却系统中的散热风扇的运行时间、自耗电量情况，以及风扇启停温度值究竟如何科学设定，目前尚没有相关单位进行认真研究。

根据风电场实际运行情况，科学设定散热风扇的启停温度，优化风扇的运行方式，对保证风电机组的运行安全，降低风电场的发电能耗，具有重要的示范意义。

## 变频器及其冷却系统

### 一、变频器工作原理及作用

直驱式风电机组的变频器原理框架图如图 1 所示。风轮吸收风能转换为机械能，直接驱动发电机，发电机把机械能转换为电能，电能全部由变频器进行整流、逆变后输入到电网。

变频器的基本功能包括：(1) 在指定的转速范围内实现发电机输出电能馈入电网；(2) 产生所需要的无功功率；(3) 通过保护动作，当风力发电系统或电网出现故障时，变频器会与系统脱离并立即断开进入保护程序。

### 二、冷却系统组成及工作原理

冷却系统一般由循环泵、散热风扇、冷却管道以及冷却液组成。其中循环泵为密闭循环流体提供所需动力，类型为高速离心叶片泵。在需要调节变频器温度时运行循环泵。

变频器运行 IGBT 的温度达到需要冷却的温度时，三通阀控制经循环泵加压的冷却液经过安装在塔筒外部的空气热交换器（散热风扇），降温后进入变频器对高温的 IGBT 冷却。

当环境温度低，变频器的 IGBT 需要加热才能够运行时，三通阀控制经循环泵加压的冷却液经安装在塔筒内部的加热回路进入变频器对 IGBT 进行加热实现低温启动。

为保证风电机组的变频器能够正常运行，水冷系统的

监控对象如下：(1) 流入变频器的冷却液压力。(2) 流入变频器的冷却液温度。(3) 流出变频器的冷却液温度。(4) 循环泵出口压力。(5) 过滤器出入口之间的压力差。其中流出变频器的冷却液温度是冷却系统主要的控制目标。

## 运行状况及存在问题

该风电场 24 台风电机组变频器采用 WG2000KFP 全功率变频器，冷却方式为水冷，户外散热器采用 2 台 3kW 的大功率电机风扇，直驱型风电机组变频器散热风扇启停逻辑原设计为：在变频器冷却水温达 35℃时启动 1 台风扇运行，冷却水温达 40℃时再启动另外 1 台风扇运行，温度下降到低于 30℃时风扇停止运行。

风电场通过观察发现变频器冷却启停方式存在较大问题：风扇启、停温度值设置不合理，导致风扇长时间运行，特别是进入夏季高温季节后，问题尤为突出，风电场外购电量大幅攀升，综合厂用电量和综合厂用电率居高不下。

## 优化方案

变频器冷却系统优化运行方式和优化控制逻辑的方案：

1. 将变频器散热风扇由风电机组主控控制改为变频器直接控制（风电机组主控逻辑修改和参数设置程序复杂，不便于现场调试；变频器直接控制散热风扇现场调试和参数设

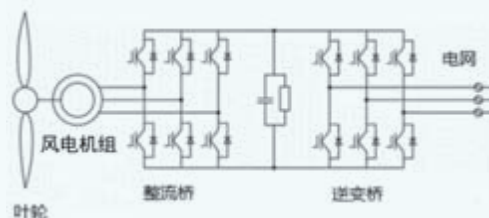


图1 直驱式风电机组的变频器原理框架图

置简单)。

2. 在变频器功率柜底部散热风扇处增加除湿加热器, 避免变频器元器件因结露损坏, 如图 2 所示。

3. 根据该风电场实际一年来的运行情况, 将冷却器风扇启动值由原来风电机组主控控制的 35℃启 1 台、40℃启 2 台、30℃停止方式, 改为变频器直接控制的高湿和低湿两种模式, 湿度 >60% 时为高湿模式 (枯风季节此模式运行次数较多, 时间较长, 此时一般负荷较小或风电机组间断运行), 冷却水温度 43℃启动 1 台风扇运行 (水温低于启动值 43℃风扇即自动停止), 48℃启动第 2 台风扇运行 (水温低于启动值 48℃第 2 台风扇即自动停止), 低湿时 (盛风季节此模式运行次数较多, 时间较长, 此时一般负荷较大) 38℃启动 1 台风扇运行 (水温低于启动值 38℃风扇即自动停止), 43℃启动第 2 台风扇运行 (水温低于启动值 43℃第 2 台风扇即自动停止); 水温高于 55℃时变频器水温保护动作停机, 外部散热风扇启动逻辑如图 3 所示。



图2 除湿加热器安装模拟图

## 优化效果

### 一、安全性效益

改造后避免了变频器元器件“过冷却”现象的发生, 减少了元器件因结露而损坏的可能性, 从改造后至今尚未发生变频器 IGBT 损坏; 从现场运行情况看, 改造后变频器冷却水温稳定运行在 35℃到 44℃之间, 避免了水温的大幅波动导致变频器过热或过冷现象的发生。

### 二、节能效益效益

改造后提高了风扇的温度启动值和停止值, 风扇运行时间大幅缩短。对该风电场变频器散热风扇 2013 年 11 月、12 月和 2014 年 1 月进行抽样统计分析, 在大负荷情况下, 目前 2 台散热风扇日均累计运行时间小于 5 小时, 并且基本都是单台运行, 相比改造前日均减少了 20 小时左右, 即每日可节约综合厂用电量  $3 \times 24 \times 20 = 1440$  千瓦时电, 每月约 4.3 万千瓦时电, 全年将节约 52 万千瓦时综合厂用电量, 以 2013 年风电场 8918 万千瓦时年发电量为参考, 计算年综合厂用电率将下降 0.58%。从实际四个月运行的数据来看, 2013 年 11 月综合厂用电率同比下降 0.21%, 12 月同比下降 0.47%, 2014 年 1 月综合厂用电率同比下降 0.25%, 2 月同比下降 0.38%, 3 月同比下降 0.58%, 综合厂用电量同比下降 24 万度。说明改造后的效果与理论计算结果基本一致。

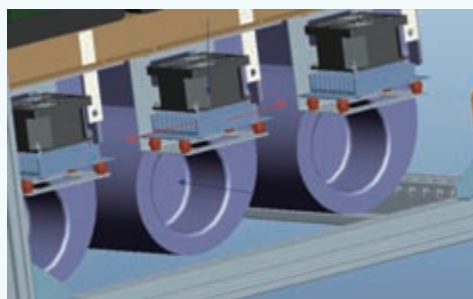


图3 外部散热风扇启动逻辑

## 结论

相对于原有的散热风扇启动方案, 该优化方案有以下创新点:

(1) 将散热风扇启动与环境温湿度值结合起来, 适当提高风扇的启停温度值。

(2) 将散热风扇启动和停止设为 2 个不同的定值, 改为同一个定值, 大幅减少了风扇的启动时间。

但由于风电场所处环境及气候条件不同, 在进行散热风扇优化控制时, 应根据参考设备性能参数和现场设备运行情况进行设定, 并需要取得各风电机组厂家和变频器厂家的配合, 在保证设备安全运行的前提下, 将风扇自用电降低到最少。

(作者单位: 李鑫: 福建永福电力设计股份有限公司; 方超: 中国三峡新能源有限公司华东分公司)

# 风电场提质增效技术途径研究

文 | 刘峰

影响风电项目盈利能力的主要因素有资源质量、工程造价、设备可靠性、设备达设计值等几个环节。在设计、选型、施工、维护等环节均应综合考虑技术经济指标。本文主要阐述现役风电场提质增效措施，对行业内已经开展应用各类提效理论、技术路线和相应成果进行介绍。倡导从资源、工程、生产多个阶段开展提质增效改进，提升早期风电场的盈利能力。

从全球风能开发利用的数据看，BP《世界能源统计年鉴 2016》公开的数据显示，近 3 年我国的风电年利用小时数均处于较低水平，远低于美国、丹麦等发达国家。虽然我国风电在装机数量上遥遥领先，但从单位千瓦机组的发电量看，我们还需要不断提升机组的发电能力，提高风电与其他能源的竞争能力。

“十三五”期间，电力市场供过于求的格局不会改变，风电不能仅凭政策支持获得生存空间，更需要通过技术革新提升竞争力。未来，风电开发将向大型化、高效率、低风速、智能控制等方向发展，以追求使用周期内的最大发电量、最低运维成本。对于现役风电场的提效改进将成为今后一段时期技术研究的重点。国内各风电运营商、整机商及第三方研究机构均开展了这方面的研究。下文就风电项目开发各阶段如何进行提质增效的研究情况进行介绍。

## 前期规划阶段

基于当地气象、地形条件进行的“个性化”机组优化设计思路将呈现出更高的性价比。特别是针对复杂地形要采用多个测风塔的数据进行拟合，以便更加准确地判断某个机位的产能。在某些低风速地区且风切变较大的区域可以考虑采用混合塔架技术。为限制湍流对机组的影响，还应考虑利用机组控制策略降低机组载荷的策略。优化设计是降低项目成本的关键，其中设备造价是根本，因此，要以设计寿命内

经济效益最大化为目标进行机组选型、道路优化、施工方案

## 工程施工阶段

施工阶段的关键是控制成本、保证质量、满足工期，重视优化施工方案，综合考虑施工条件、施工机械成本、技术人员水平等因素制定科学的施工方案，经过技术经济指标对比可以采用新材料、新技术。例如对铝合金电缆、非晶合金变压器的应用，预应力螺栓基础、P & H 桩基础等技术。重视工程管理中的人工成本、材料成本、机械台班成本的管控，以及工程量与预算金额的监审，预算与决算差额的管控。

## 生产管理阶段

### 一、风电机组控制算法优化

风电机组主控程序的功能是根据测风数据、转速信息以及传感器检测到的实时工况，按照预先设定好的逻辑来控制机组进行切入并网、转速控制、最佳风能利用效率控制（最佳  $C_p$  值）、恒功率控制的调整、安全控制等功能。在这期间，主控程序是否完善将直接关系到机组功率曲线的优劣。

如图 1 所示，由于采用查表法的机组无法实现一个转速下对应多个转矩，因此必须牺牲一部分转矩来完成控制，采用按比例增加转矩控制。若针对部分采用查表法的风电机组进行控制算法的更新，行业中采用最佳寻优算法的机组较查表法的机组可以提高机组发电效率 5% 以上，如图 2 所示。

再比如，在风电机组控制算法中有一个最优增益模态值  $K_{opt}$ ，使风电机组在达到额定风速前的阶段能保持最佳叶尖速比运行，实现风能利用效率的最大化。

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 C_{pmax} / (\lambda_{opt}^3 N^3)$$

式中： $\rho$ —实际空气密度；

$R$  — 风轮半径；

$N$  — 齿轮箱齿数比；

$C_{pmax}$  — 最大风能利用系数；

$\lambda_{opt}$  — 最佳叶尖速比。

在一台风电机组已经设计好的情况下，公式中叶轮半径  $R$ 、齿轮箱转速比  $N$ 、风能最大利用系数  $C_p$  值均固定为常数，最佳叶尖速比  $\lambda_{opt}$  是与叶轮转速和风速相关的常量，式中可能变化的参量只有空气密度  $\rho$ 。风电机组在设计时，编程人员已将此参数设置为风电场可研年的当地空气密度平均值。因此，在实际工程应用中，风电场可以针对当地实测空气密度进行修正，以便优化控制参数，得到与当时空气密度实时匹配的动态控制参数，以提高风电机组发电能力。

## 二、变桨控制策略优化

变桨系统是通过控制叶片迎风的角度来调节风轮的转速，进而控制风电机组的输出功率。在紧急情况下，还能通过空气动力制动的方式使风电机组安全停机。因此变桨控制系统与主控转速转矩的反馈运算速度和调节的准确性是机组灵敏控制的关键。这方面技术改进空间主要从调节器的闭环时间、桨叶执行机构的准确性上进行完善；在低风速段采取主动微调变桨，实现最佳风能捕获，以及独立变桨技术的应用。其中独立变桨技术在海上风电机组中已得到广泛应用。某些湍流较大的陆上机组为减小机组振动，也采用了独立变桨技术。

## 三、偏航控制策略优化

偏航系统主要功能是调整叶轮旋转平面垂直于主风向，

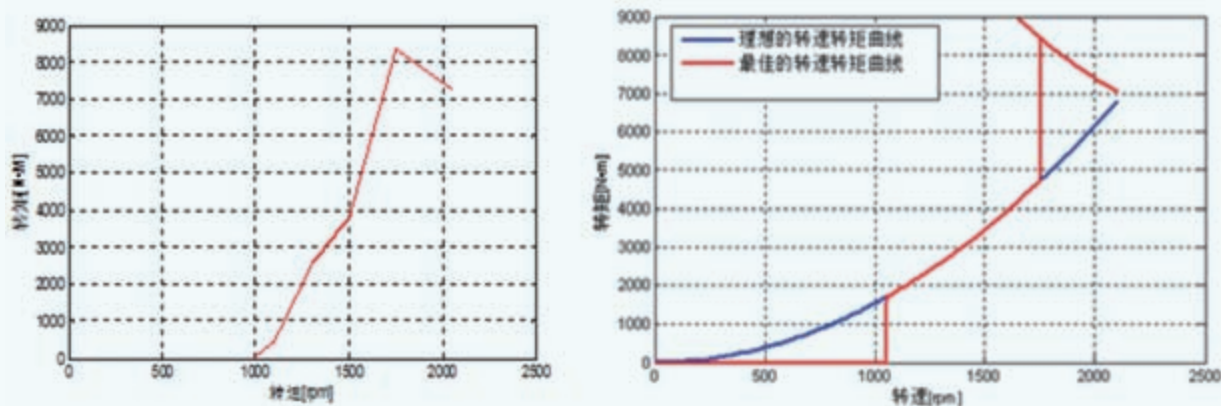


图1 查表法与最佳 $C_p$ 跟踪算法转速转矩对应曲线图

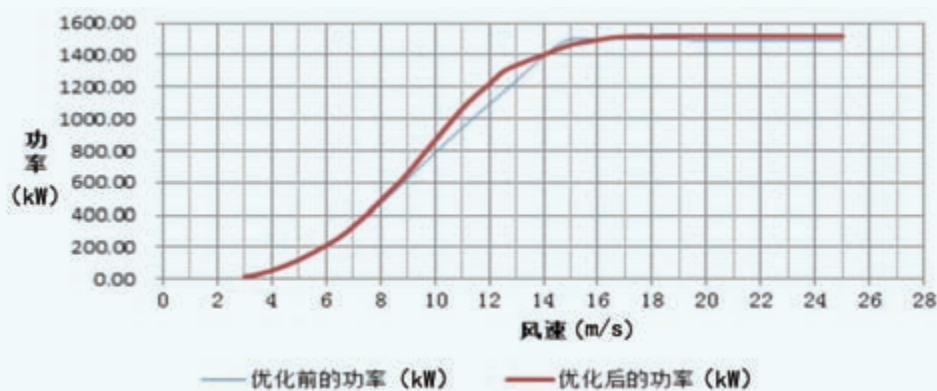


图2 查表法与最佳 $C_p$ 控制算法优化后功率曲线对比



实现最大风能捕获，否则如图 3 所示偏航对风角度误差将直接影响机组发电能力。

某些先进的偏航控制策略，首先应基于当地风资源特点进行优化，不能千篇一律都采用  $8^\circ$  的偏差以及  $2^\circ/s$  的偏航速度。对于风向变化频繁，主风向又不明显的资源地区，在偏航系统设备可靠性满足的情况下应实现快速偏航；其次对于偏航设计不够完善（如未采用偏航软启动等技术）的机组，应考虑机组偏航系统的寿命，不应过分频繁调整。研究结果显示，在低风速时段风偏差对机组功率的影响因子超过高速时段；尾流效应对机组偏航策略的影响也是一个不应忽略的因素。一个完善的偏航控制策略应在快速准确对风获得的发电量与设备寿命两方面兼顾，选择最佳技术经济性的策略。

#### 四、桨叶的同步性调整

在变桨系统中应重视三支叶片变桨角度的同步性检测，在利用后台数据对变桨角度进行两两对比的过程中，均不同程度表现出叶片基准角度存在偏差，如图 4 所示，这一桨距角之间的偏差会导致气动转矩和轴向载荷不平衡，降低叶轮的风能捕获能力，增大偏航及塔架部位的疲劳载荷。

除此之外，叶片安装角的准确性也是影响叶轮捕风效率的一个重要因素。实际工程中有出现叶片标尺上的  $0^\circ$  位置与实际叶片的  $0^\circ$  存在偏差的情况。关于叶片安装角的问题，主要有两种情况，一是三支叶片安装角不一致，造成的后果如前段所述；另一种情况是三支叶片安装角虽然一致，但不是最佳安装角，这将造成风能捕获效率降低。

关于安装角是否出现误差的研究，目前有采用电子水平仪和叶片模板法来实现标定的；有利用光纤传感器测量叶片应力、应变片测量叶根或主轴载荷，分析对比叶片受力的技术研究；还有利用采集叶片在特殊位置时的图像进行对比分析，以及利用激光测距的原理进行叶片零度角校正的技术研究。

#### 五、更换长叶片或在叶根处加延长节

增加风电机组叶片长度可以增大叶轮有效扫风面积，从而增加风电机组吸收的风能，对于那些年平均风速偏低或高海拔地区的风电场，加长叶片是提高风电机组发电量的重要途径之一，但叶片加长工作需要同步考虑技术问题，以保证机组的安全和改造的经济性。

首先应计算加长后的载荷，在齿轮箱不更换的情况下，重新校核整机载荷。必要时应重新加固风电机组基础，对变桨系统的驱动功率进行评估。其次，要保证叶尖速比增大后

的噪音不超允许范围，在控制策略上采取减小振动、增加阻尼等措施。

应用数据显示，对 77 米风轮直径的机组更换为 82 米风轮直径后，提效超过 9%。在定桨距机组叶根部使用延长节，实现提效 7% 以上。GE、歌美飒、许继集团等公司还开展了有关分体式叶片的应用，这对于运输困难的低风速地区增加了开发的可能性。

#### 六、使用涡流发生器等叶片增功组件

机组在运行过程中，叶片表面出现的气流分离，将增加阻力、降低升力，导致提前失速、功率下降等。涡流发生器的作用就是阻止叶片上气流的过早分离。

当气流失速时，在后缘会产生漩涡，若加装了涡流发生器，漩涡将变成统一的方向，防止了失速的过早发生。在  $9\text{m/s} - 15\text{m/s}$  风速段的影响较大，理论上能提高风电机组年产量约 1% - 3%，特别是针对存在失速情况的叶片，效果更加明显。除此之外，还有应用在叶根部迎风面的扰流板和应用在最大弦长处的格尼襟翼等增功组件形式，经过定制

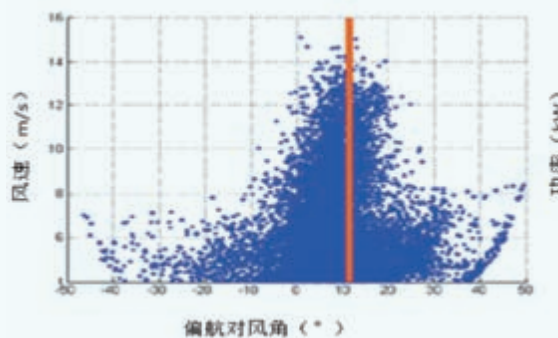


图3 机组偏航误差与功率情况散点图

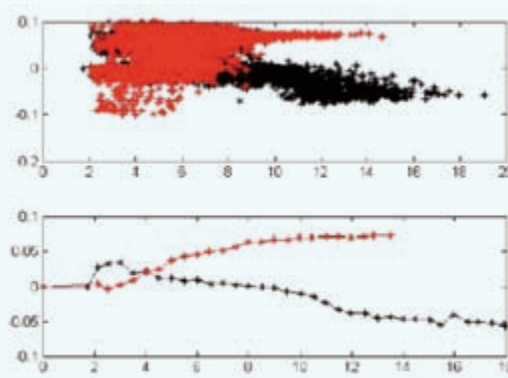


图4 两桨叶在不同桨距角下的实际偏差及均值变化趋势

化的模拟计算后再进行安装，均可以提高发电能力。这些需要通过空气动力学理论计算，基于叶片气动模型、当地风资源数据、风电机组运行数据等方面因素进行叶片增功组件设计，弥补了早期风电机组翼型局限性带来的电量差异。

### 七、应用叶尖延长翼及叶尖小翼技术

针对现役机组扫风面积与实际资源不匹配的情况，开展了有关叶尖延长翼和叶尖小翼的功效研究。叶尖延长翼是在叶片的尖端处加长一小段叶片的技术，这方面的研究国内已经进入实施阶段，关键技术在于载荷的控制和结构工艺的把握，研究结果显示，对一台 77 米风轮直径的机组延长叶片 1.5 米，可提升发电量 6%。

有关风力机组的叶尖采用上翘的技术，在波音飞机的机翼已经得到广泛应用，称为翼梢小翼。翼梢小翼部分可以阻断上绕气流，使涡流减弱，从而减小了飞行阻力，飞机降低了油耗，这一技术在德国的 Enercon 机组中得到应用。

## 风电场整场提效技术

### 一、降容运行，增加新机组

对达不到额定出力的老机型，可以采取降低单机额定容量，在风电场增立新机组。例如某风电场安装有 55 台单机 900kW 机组，额定出力不足，全场额定容量 49.5 万千瓦，额定风速下只能发 46 万千瓦。若将单台机组的额定容量降到 800kW，分别增加了一台 1.5MW、2MW、3MW 机组，总计增加 6.5MW 容量，这样整个风电场额定风速满出力时可达 50.5 万千瓦，低风速时整场出力将明显增加。

以某风电场安装 66 台金风科技 750kW 机组为例，由于年平均风速较低，风电场很少满出力，主变容量有 1.35 万千瓦伏安余量。在该风电场增加 3 台 1.5MW 机组，低风速时发电能力明显好于周边风电场；高风速时负荷为 54MW，不超过主变的额定容量（63MVA）。

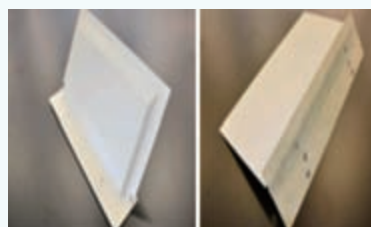
### 二、挖掘主变多余容量，增加新机组，降低已投运风电场的造价

一个装机 5 万千瓦的风电场，主变铭牌容量一般为 6.3 万千瓦伏安（不计过载 10% 能力），主变压器仍有 1.35 万千瓦的冗余容量，这部分冗余容量目前属于沉默成本，可以挖掘出来。

增加了新机组的风电场，由于没有输变电部分的投入，将有效降低整场单位千瓦造价。例如某 5 万风电场单位千瓦造价 9000 元，6.3 万主变，机组增容 1 万千瓦，按增容部



涡流发生器



扰流板



格尼襟翼

图5 叶片各种增功组件形式图例

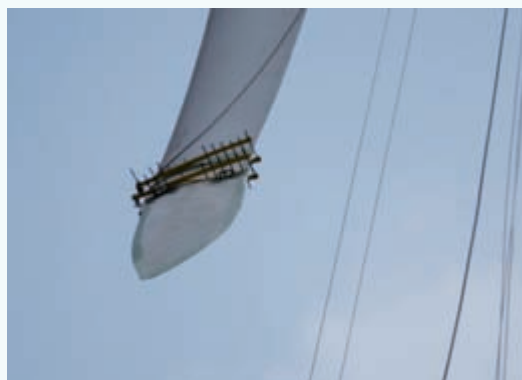


图6 叶尖延长翼技术应用

分单位千瓦造价 5500 元（不增变电站投资），整个风电场 6 万千瓦，整场单位千瓦造价约降为 8300 元，同时新增风电机组效率较高，这样整场效益会有很大提高。

### 三、降低风电场自耗电，降低变电站计量损耗

风电场变电站设备应定期进行自耗电分析，优化运行方式降低厂用电，多条线路的风电场在限电模式下可以采取停运一条线路降低空载或低载损耗，积极推广应用空载损耗小的变压器、无功补偿设备。采取措施降低关口表计量回路的压降，例如增大电压回路二次回路的导线截面积，采用高准确度等级的互感器，提高计量精度等措施。特别是远期规划容量较大的风电场，变电站出线电流互感器的变比应根据当前实际投产容量来调整，进而提高互感器的计量准确性。

### 基于数据分析的整场控制优化

由于同一风电场的多台机组间风资源的差异，使得采用同一控制策略的机组间发电量产生差异，不同地区空气流场的差异化规律也各不相同。因此针对风电机组实行单机个性化功率控制策略，是实现整个风电场的功率最大化的一个思路。发挥此项技术的基础是建立完善的整个风电场的数据库，此外，强大的分析系统功能、快速的通讯方式是必不可少的。

针对地形平坦的区域，整个风电场没有其他障碍物，

且粗糙度较小的场址，为减小湍流对后排风机群的影响，采用前排迎风的风电机组限制一定桨距角，实现整个风电场的功率最大化，这一思路需要进一步通过整场控制器来进行现场验证。但基于整个风电场的数据智能化系统的思路已经被行业内认可，简单讲就是利用数据分析寻优功能，选择发电量高的机组寻找风资源信息与控制信息的细节关联性，将该机组在适应资源变化方面的控制策略归纳总结，实现机组间的智能化学习。

### 结语

近年，由于我国风力发电装机快速增长，在机组研发、项目规划、工程建设、生产维护方面不可避免地存在一些问题。特别是面对利用小时数偏低、机组功率曲线不达标等客观情况，科学的设备治理方案是针对机组的运行数据、控制系统、典型故障进行分析研究，找出影响发电量的真实因素和不同权重，在保证安全的基础上，有针对性地推进项目优化设计、降低工程造价、现役机组技术革新，确保风电项目在 20 年运行寿命内，实现最大的经济效益。▣

（作者单位：大唐新能源试验研究院）



摄影：张海明



风能 改变生活



[www.goldwind.com.cn](http://www.goldwind.com.cn)

新疆乌鲁木齐经济技术开发区上海路 107 号

 **GOLDWIND**

# 风电机组变桨控制器故障与分析

文 | 王奖励, 高原生, 王明军

变桨控制器作为风电机组整机控制系统的核心部件之一, 一是负责接收来自主控制器的指令并控制三个变桨驱动器来实现桨叶角度变化, 二是监测变桨系统各关键部件的状态变化并将状态信息即时反馈给主控制器, 实现主控与变桨系统之间的信息交互传递。

RS-485 串行通信电路被广泛用于风电变桨通信系统中, 主要因 RS-485 通信采用平衡式发送、差分式接收的数据收发器来驱动总线, 具有传输线成本低、抗共模干扰能力强、传输速率快、布线方便等优点。

## 主控与变桨系统之间的通信

### 一、RS485通信端口

美国电子工业协会 (EIA) 于 1983 年制订并发布 RS-

485 标准, 并经通信工业协会 (TIA) 修订后命名为 TIA/EIA-485-A, 习惯地称之为 RS-485 标准。RS-485 标准是为弥补 RS-232 通信距离短、速率低等缺点而产生的。RS-485 标准只规定了平衡发送器和接收器的电特性, 而没有规定接插件、传输电缆和应用层通信协议。RS-485 标准与 RS-232 不一样, 数据信号采用差分传输方式 (Differential Driver Mode), 也称作平衡传输, 它使用一对双绞线, 将其中一线定义为 A, 另一线定义为 B, 如图 1 所示的“RS-485 典型工作电路”与图 2 所示的“发送与接收的功能表”。

通常情况下, 对于发送发送器, A、B 之间的正电平在 +2 ~ +6V 是一个逻辑状态, 负电平在 -2 ~ -6V 是另一个逻辑状态。在 RS-485 器件中, 一般还有一个“使能”控制信号。“使能”信号用于控制发送发送器与传输线的切断与连接, 当“使能”端起作用时, 发送发送器处于高阻状态, 称

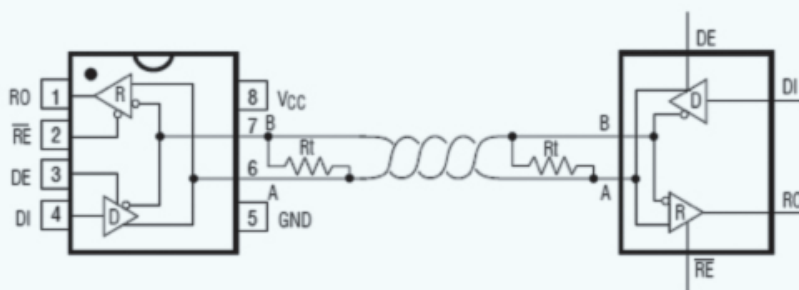


图1 RS-485典型工作电路

发送					接收			
输入		输出			输入		输出	
RE	DE	DI	Z	Y	RE	DE	A-B	RO
X	1	1	0	1	0	0	$\geq +0.2V$	1
X	1	0	1	0	0	0	$\leq -0.2V$	0
0	0	X	High-Z	High-Z	0	0	输入开路	1
1	0	X	High-Z*	High-Z*	1	0	X	High-Z*

X = 随机  
High-Z = 高阻抗  
\* 关机模式

图2 发送与接收的功能表

作“第三态”，它是有别于逻辑“1”与“0”的第三种状态。参见图3所示。

对于接收发送器，也作出了与发送发送器相对的规定，收、发端通过平衡双绞线将A-A与B-B对应相连，当在接收端A-B之间有大于+200mV的电平时，输出为正逻辑电平；小于-200mV时，输出为负逻辑电平。在接收发送器的接收平衡线上，电平范围通常在200mV至6V之间。参见图4所示。

## 二、主控与变桨控制器之间的通信接线

以主控制器WP3100、变桨控制器L+B为例，如图5、图6所示。

从图5、图6可以看出，主控制器WP3100的RS-485通信接口与变桨控制器L+B的RS-485通信接口通过变桨通信滑环、电涌保护器18R1实现了连接。

## “变桨通信故障”的分析和处理

### 一、变桨通信故障的产生

“变桨通信故障”的产生及现象：

1. 当雷雨天气过后，机组批量报“变桨通信故障”停机。
2. 在报“变桨通信故障”停机后，部分机组轮毂控制器断电后再送电，变桨通信故障消除。

硬件维修表明，轮毂控制器的硬件故障主要来自以下三个方面：通信电路故障（导致通信故障）；驱动锁存芯片故障；存储芯片故障、电源故障、I/O光耦故障。

### 二、变桨通信故障的处理

因机组产生“变桨通信故障”的原因不同，分别采取不同的措施以消除故障：

#### （一）变桨控制器CPU死机的处理方案

采用再上电后，重新写入轮毂控制器参数的方法进行变相复位，避免因轮毂控制器软件故障而更换轮毂控制器，从而减少备件消耗量。

对于变桨控制器出现乱码或死机的现象，例如：短时间内出现多次变桨角度差异、变桨不同步报警或停机、重复出现变桨通信故障、多次出现无法脱离限位开关等问题时，在检查、处理故障后，必须对变桨控制器进行一次重新写入参数操作（先读出原参数，然后再写入，相当于对变桨控制器进行一次软件复位），以防止因为变桨控制器乱码或死机而引发故障。

对于因轮毂控制器的CPU死机而出现保护性停机，技术

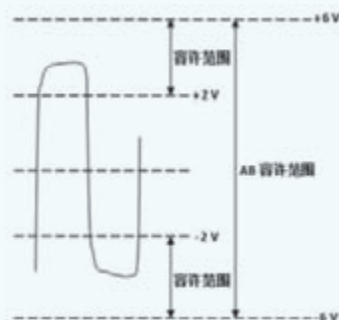


图3 发送时电压范围

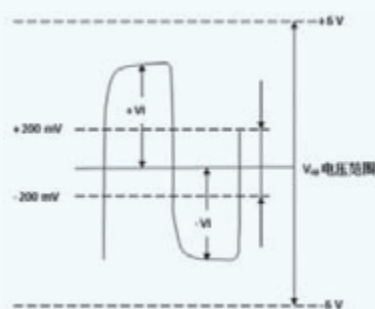


图4 接受时电压容许范围

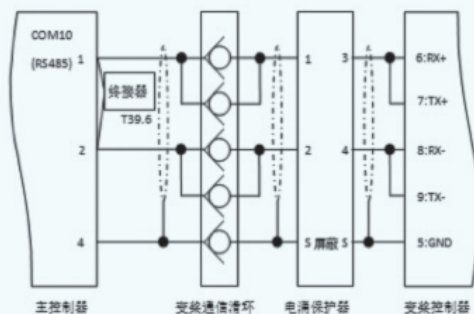


图5 主控制器与变桨控制器间变桨通信接线图

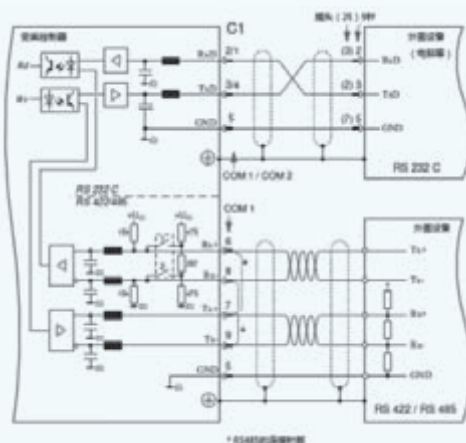


图6 变桨控制器L+B内部的变桨通信接线图

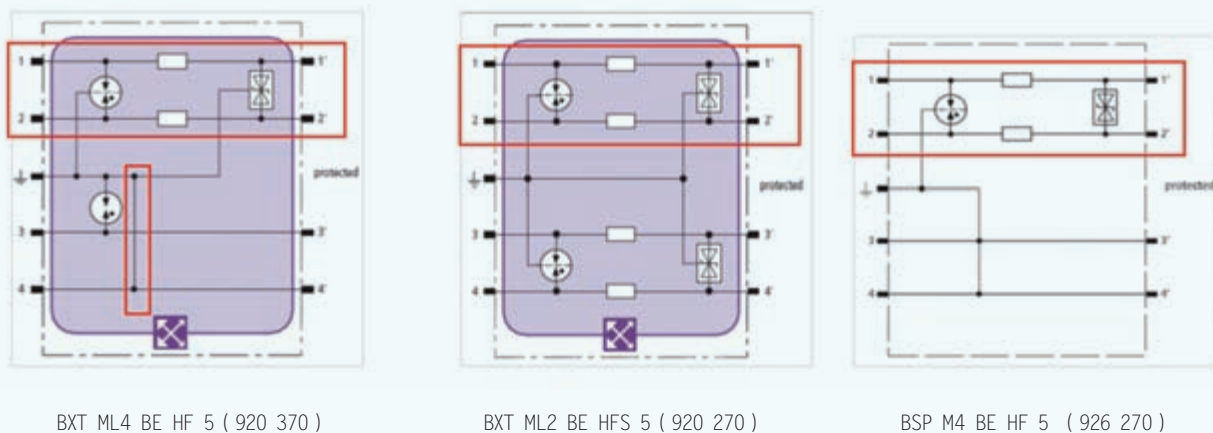


图7 电涌保护器18R1

改进或新产品设计时可采用增加硬件看门狗电路及更新软件。

(二) 因雷击或电压冲击而造成的轮毂控制器硬件故障

经过对变桨控制器防雷系统的勘察,发现变桨控制器通信线路的电缆屏蔽层未能良好接地线,处于悬空状态。核查变桨图纸及接线,发现有设计错误。

修改变桨通信线屏蔽层的接地方式,可以消除绝大多数的因雷击或风电场电网内大功率设备 / 开关投切导致的高电压尖峰,串入信号回路及电源 ( / 地线) 回路造成机组故障停机。

电涌保护器 18R1 使用了 DEHN 公司的 BCT MOD MD HF 5 ( 920 570 ), 后因停产改用了 BXT ML4 BE HF 5 ( 920 370 )、BXT ML2 BE HFS 5 ( 920 270 )、BSP M4 BE HF 5 ( 926 270 )。如图 7 所示。

从上述保护电路看来,只要保证接线正确牢靠即能保证 485 通信正常进行,但勘察中发现如下两种接地出错状况:

1. 以 BXT ML2 BE HFS 5 ( 920 270 ) 为例,误把接地线接在了 3 和 3' 上,导致地线并未直接接地,而是通过放电管后再接地,使得地电平抬高,干扰信号释放慢,尤其是高电压冲击释放慢,对内部电路产生冲击,即雷电保护效果变差、甚至失效;
2. 接地线悬空未压接不实等现象。诸如这些接地出错必然会导致共模电压不能被限制在正常值范围内。

### 变桨通信接口损坏的检查方法

一、通过电压、电阻测量不易识别硬件故障

通过测试通信端口两线之间的电压、电阻来判断接口是否损坏,不易识别的故障,其原因如下:

数字通信中数字 1 表示高电平、0 表示低电平,通过高低电平来传输信息,当通信数据中的 1 占比多时, D+/A 与 D-/B 电压为正电压,反之为负电压。所以测量电压不便于准确判别。

在正常情况下, 485 通信芯片输入端的电阻接近无穷大,而损坏端口的阻值基本不变,也就是说,通过测试端口两线之间电阻的方法,也不易识别故障。

二、推荐识别硬件故障的检测方法

经观察不难发现,对于采用 L+B 控制器的变桨系统,同一个 DB9 接口有 2 个可用端口:一个是与 PC 机直接相连的 RS-232 端口,另一个是与主控制器相连接的 RS-485 接口,但最终都在 L+B 内部汇合在一起。对于变桨系统采用 Beckhoff 控制器,仅使用了 RS-485 接口。所以在出现变桨通信故障时,可采用“RS-232/RS-485 双向转换器”进行测试。推荐步骤如下:

1. RS-232 端口测试:在确保 COM 口、波特率、校验码等进行匹配设置正确的前提下,用已经制作好的 DB9 串行通信线缆(2 和 3 交叉)将装好变桨调试软件的 PC 机与 L+B 变桨控制器相连接,若连接成功说明 RS-232 到 L+B 的系统主芯片一切正常,若连接失败则可能是 RS-232 的前端运放芯片、通信光耦芯片、系统主芯片一个或多个损坏。一般情况因为 RS-232 接口一直悬空不用,RS-232 的前端运放芯片不会损坏,极有可能是后端汇合的光耦、系统主芯片损坏造成。

2. RS-485 端口测试:此端口损坏直接导致变桨通信故障。测试时在机舱主控柜直接取下通信线路端子 207、208(以 MITA 主控系统为例,其他系统参照取下相同功能线测试),

分别接在“RS-232/RS-485 双向转换器”的 485 电路板侧 D+/A、D-/B 上，然后插在电脑的 DB9 口，在确保 COM 口、波特率、校验码等进行匹配设置正确的前提下，若连接成功，说明 RS-485 到 L+B 的系统主芯片一切正常，若连接失败试着调换 D+/A、D-/B 上的接线，仍连接失败则说明了 RS-485 的前端运放芯片、通信光耦芯片、系统主芯片一个或多个损坏。

3. 以上所述，若 RS-232、RS-485 都能连接成功说明 L+B 变桨控制器通信端口一切正常；若 RS-232 连接成功而 RS-485 连接失败说明了 RS-485 前端运放芯片可能损坏；若 RS-232 连接失败而 RS-485 连接成功说明了 RS-232 前端运放芯片可能损坏；若 RS-232、RS-485 都能连接失败则后端汇合的光耦、系统主芯片损坏的可能性极大。一般情况下 RS-232 长期悬空且在机组运行时也用不到，这时候若出现“变桨通信故障”，在排除主控系统、变桨通信滑环及其他接线后，基本可以认定 RS-485 前端运放芯片、通信光耦芯片、系统主芯片一个或多个损坏。

## 预防措施

经过上述分析和探讨，排除器件变桨控制器通信接口电路电子元器件的选型及质量因素外，造成变桨通信接口损坏的主要因素基本认为是“接地出错”。除此之外，优化变桨通信端口自身电路和加强外部防范仍很重要。

### 一、内在优化

对于今后设计优化时，可采用：1. 在通信端口电路中增加高压冲击保护电路（试验证实效果明显）；2. 将某些芯片的驱动器设计成限斜率方式以避免信号在传输过程中受电磁干扰和终端反射影响通信；3. 通过 DC-DC 将主控系统和变桨系统的电源通过光电耦合器隔离；4. 选用抗静电或抗雷击的芯片有效避免损失；5. 采用响应速度更快、承受瞬态功率更大的新型保护器件 TVS 或 BL 浪涌吸收器。

### 二、外部防范

对于当前的产品，建议采用如下一些措施进行预防性整改：1. 检查系统接地线路是否存在虚接、接触，漏接、错接等，确保放电回路正确；2. 使用 RS-485 隔离器进行隔离；3. RS-485 通信线采用 PROFIBUS 总线专用屏蔽电缆，保证屏蔽层接到每台设备的外壳并最后接地。

## 结语

本文可作为“变桨通信故障”检修作业的参考，为变桨控制器通信端口损坏的防范提供了一些建议，以期提高风电机组的部件质量，提高机组利用率，减少甚至避免不必要的经济损失。☑

（作者单位：王奖励：东方电气（天津）风电科技有限公司；高原生，王明军：东方电气风电有限公司）



摄影：李吉晶



# 擎动中国芯 慧聚世界能

## China core World energy



大道无形，大音希声。

中车永济电机，中国风电产业的先驱和探路者。  
2000年率先推出中国具有完全知识产权的600千瓦笼式风力发电机，  
开启中国人的风电梦想之旅。

18年耕耘，

建立了中国风力发电机市场牢不可破的领导地位和先发优势。  
累计装机超过22000台\*，  
真正掌握了直驱风力发电机核心技术，系列产品在全球风电市场被广泛采用。

中车永济电机，中车风电智慧，  
一如高铁奇迹，再一次让世界感动。

\*数字来自于内部统计

中车永济电机有限公司

山西省永济市电机大街18号

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

 中国中车  
CRRC