



可再生能源专家技术委员会 成果集

北京鉴衡认证中心

国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室

2022年



可再生能源专家技术委员会 成果集

升功率机组样机测试验证方案

柔塔阻尼比的测试方法和要求

系列化叶片通过对比分析验证疲劳安全性的方法

测试功率曲线分级和应用规则

基于湍流分布的风电机组疲劳累积方法

基于概率的发电量计算方法指导文件

在役风电场风资源评估方法指导文件



特别鸣谢

中国广核新能源控股有限公司

新疆金风科技股份有限公司

中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司

支持单位（按照拼音排序）

阿特斯新能源控股有限公司
北京东荣盛世科技有限公司
北京恩维创能技术有限公司
北京国庄国际经济技术咨询有限公司
北京鉴衡认证中心有限公司
北京莱维塞尔科技有限公司
北京瑞科同创能源科技有限公司
北控清洁能源集团有限公司
东北电力大学
东方电气风电股份有限公司
东方日升新能源股份有限公司
广东省风力发电有限公司
广西桂冠电力股份有限公司
国家能源集团联合动力技术有限公司
国华能源投资有限公司
国家电力投资集团有限公司
国开新能源电力控股有限公司
哈电风能有限公司
河北建投新能源有限公司
河海大学
湖南大学
华能天成融资租赁有限公司
华锐风电科技（集团）股份有限公司
华润电力控股有限公司
华中科技大学
环晟光伏(江苏)有限公司
晶澳太阳能有限公司
晶科能源股份有限公司
连云港中复连众复合材料集团有限公司
龙源（北京）风电工程技术有限公司
隆基绿能科技股份有限公司
洛阳双瑞风电叶片有限公司
美迪欧动力气象技术（北京）有限公司
苏州UL美华认证有限公司
明阳智慧能源集团股份公司
南京风电科技有限公司
江苏日托光伏科技股份有限公司
三一重能股份有限公司
上海电气风电集团股份有限公司

水电水利规划设计总院
苏州中来光伏新材股份有限公司
太原重工股份有限公司
特变电工股份有限公司
天合光能股份有限公司
天津北清电力智慧能源有限公司
通威集团有限公司
维萨拉（北京）测量技术有限公司
维斯塔斯风力技术（中国）有限公司
维英西姆科技(北京)有限公司
西安热工研究院有限公司
西南大学
协合新能源集团有限公司
协鑫（集团）控股有限公司
许昌许继风电科技有限公司
阳光新能源开发股份有限公司
华仪电气股份有限公司
英利能源（中国）有限公司
远景能源有限公司
浙江运达风电股份有限公司
浙江正泰新能源开发有限公司
中材科技股份有限公司
中车株洲电力机车研究所有限公司
中国船舶重工集团海装风电股份有限公司
中国大唐集团技术经济研究院有限责任公司
中国大唐集团新能源科学技术研究院有限公司
中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司
中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司
中国东方电气集团有限公司
中国人民财产保险股份有限公司
中国三峡新能源（集团）股份有限公司
中核汇能有限公司
中机国能电力集团有限公司
中节能风力发电股份有限公司
重庆大学
重庆重通成飞新材料有限公司
株洲时代新材料科技股份有限公司



升功率机组样机测试验证方案

Prototype test verification plan for
power-increased wind turbine





REETC/TN001: 2020

升功率机组样机测试验证方案

Prototype test verification plan for power-increased wind turbine

2020-10-15 发布

2020-10-15 实施

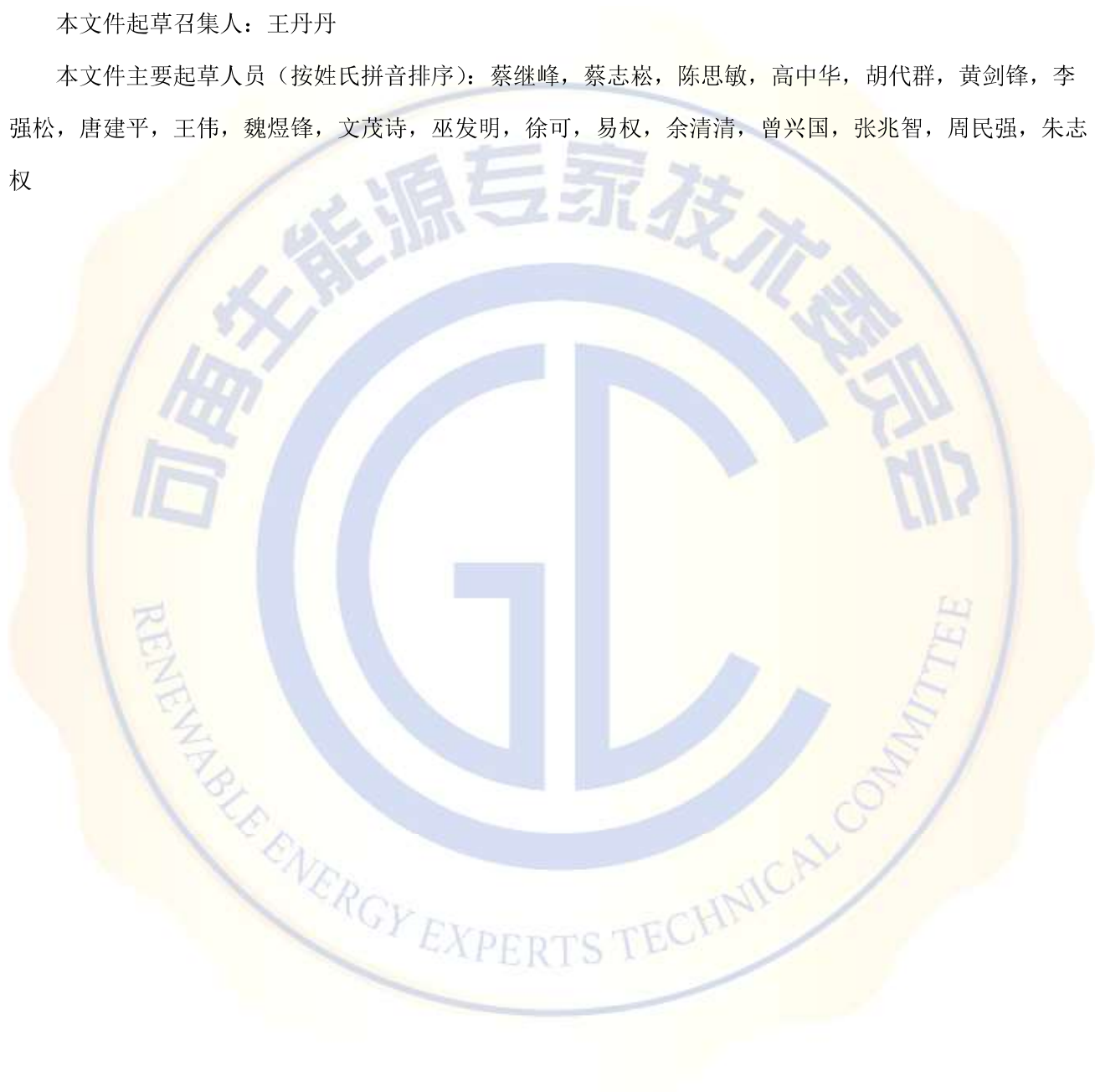
可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：王丹丹

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：蔡继峰，蔡志崧，陈思敏，高中华，胡代群，黄剑锋，李强松，唐建平，王伟，魏煜锋，文茂诗，巫发明，徐可，易权，余清清，曾兴国，张兆智，周民强，朱志权



目 次

1	范围.....	2
2	规范性引用文件	2
3	术语和定义	2
4	通用要求	3
5	载荷计算模型影响分析	3
5.1	气动模型	4
5.2	结构动力学模型	5
6	补充测试验证方案	5
6.1	载荷测量	5
6.2	齿轮箱现场挂机实验	5

升功率机组样机测试验证方案

1. 范围

IECRE OD-501 规定了已完成型式认证机组进行设计变更后的样机型式测试要求，变更内容包括额定功率、额定转速、叶片翼型以及其它对载荷有显著影响的变化等，其中额定功率增加超过 5%时需要进行新的型式测试。

本说明规定额定功率增加超过 5%，增加方式限于增加额定扭矩或同时改变额定转速的样机型式测试方案，其他设计变更后机组的型式测试方案也可参考。

升功率后机组的设计评估和部件型式试验按照 GB/T 35792-2018 和 GB/T 18451.1-2012 要求进行。

2. 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明。

IECRE OD-501 Edition 2.0 2018-05-24 Type and Component Certification Scheme

GB/T 35792-2018 风力发电机组 合格测试及认证

GB/T 18451.1-2012 风力发电机组设计要求

GB/T 37257-2018 风力发电机组 机械载荷测量

GB/T 19073-2018 风力发电机组齿轮箱设计要求

3. 术语和定义

3.1

基础机型 basic wind turbine generator

指用于比较的风力发电机组，一般已完成或正在进行型式认证。

3.2

攻角 attack angle

来流合速度方向和翼型弦线的方向（前缘指向后缘）的夹角，也称迎角。

3.3

失速攻角 attack angle of stall

在零度攻角附近，升力系数随着攻角的增加而增加，但攻角增大到某一个角度时，攻角的继续增加反而会使升力系数降低，该角度称为失速攻角，也称临界攻角。

4. 通用要求

依据 GB/T 35792-2018，风电机组型式试验和样机相关的测试包含：安全及功能测试、功率特性测试、载荷测量和齿轮箱现场挂机试验。其中齿轮箱和发电机等关键部件的型式试验和适应性评估在设计评估和部件认证中完成，不属于本说明样机测试验证范畴。

安全及功能测试的目的是验证机组整体的控制保护系统功能是否能按照设计预期实现，功率增加对机组的各种功能无影响，无需进行额外的测试。

功率特性测量的目的是获得机组的实测功率曲线，若机组的额定功率发生变化，可根据实际项目情况或业主需求进行选择。

载荷测量的目的是验证载荷计算模型和方法的有效性，功率增加后机组的运行范围增大，需要分析新的运行范围对载荷模型的影响，根据分析结果确认补充测试验证方案。

齿轮箱现场挂机实验的目的是验证齿轮箱的振动特性是否满足标准要求，以及润滑及冷却系统的功能是否能按照设计预期实现。在完成升功率后的传动链动力学分析和齿轮箱的部件试验的基础上，提升功率小于等于 15%，可不进行额外测试；大于 15%时需进行补充测试。

综上，机组提升功率后的样机测试验证要求见表 4-1。

表 4-1 升功率后的样机测试验证要求

测试项	测试验证要求
安全及功能测试	无需进行额外测试
功率特性测试	根据实际需求选择
载荷测量	根据分析结果确认补充测试验证方案
齿轮箱现场挂机 试验	提升功率小于等于 15%，无需额外测试；提升功率大于 15%需进行补充测试

5. 载荷计算模型影响分析

风电机组载荷计算模型包括气动模型和结构动力学模型。

5.1 气动模型

常规的气动模型是参考叶素动量理论，并使用二维翼型的升阻力系数和三维修正方法建立。当风电机组叶片运行的攻角接近或者超过失速攻角时，翼型升力随着攻角的增加反而降低，可能会使风电机组在某个模态下处于负阻尼状态，加大机组的载荷和振动从而诱发叶片的颤振等问题，也使得现有理论对这种情况下的气动分析结果存在较大局限性。

提升功率后可能会使机组的运行攻角范围增加，从而导致机组运行攻角接近甚至大于失速攻角，带来额外的失速风险。因此需要进行失速风险分析。

在基础机型得到有效验证的前提下，提升功率后新的攻角范围若无失速风险或相对基础机型并未显著增加失速风险，则无需额外的样机测试验证，反之则需要进行补充测试验证。失速风险分析方法如下：

1：分别对基础机型和提升功率后的机型在设计条件下的正常运行工况进行时序仿真，工况设置按照设计等级参考 GB/T 18451.1-2012 的正常运行工况 DLC1.2，选取额定风速-2m/s、额定风速-1m/s 和额定风速三个风速 bin 区间，每个风速区间种子数不少于 6 个。

2：计算每个风速 bin 区间内十分钟样本的各翼型运行攻角的平均值和标准差，并在风速 bin 区间内对多个样本取平均值和平均标准差，得到该风速 bin 区间下各翼型运行攻角平均值和平均标准差。

3：根据翼型所处叶片截面的不同位置选取相应的判断指标，当翼型的平均值和标准差满足一定的条件下，可以无需进行额外的样机测试验证，判断详见表 5-1。

表 5-1 失速风险分析方法

运行攻角分析 区域	判断指标	无需额外测试验证的 条件
距离叶根 2/3 处到叶尖区域	指标 1：所有 bin 区间满足提升功率后机组运行攻角的平均值+2.33 倍的标准差小于失速攻角。 指标 2：平均值最大的 bin 区间满足下式 提升功率后运行攻角平均值-基础机型运行攻角平均值 $\leq 0.5^\circ$	满足指标 1 或者满足 指标 2
距离叶根 1/2 处到叶根 2/3 处	指标 1：所有 bin 区间满足提升功率后机组运行攻角的平均值+1.28 倍的标准差小于失速攻角。 指标 2：平均值最大的 bin 区间满足下式 提升功率后运行攻角平均值-基础机型运行攻角平均值 $\leq 0.5^\circ$	满足指标 1 或者满足 指标 2

5.2 结构动力学模型

转速的倍频是系统激振力的主要来源，功率提升后机组正常运行的转速范围可能会增大，增加新的共振点从而带来额外的共振风险。因此结构动力学分析主要进行共振风险分析，具体分析方法如下：

对于新增转速区间内，分析 1P、3P、6P 激振力与系统固有频率的最小差异。

- 最小差异若大于等于 10%，无须额外的样机测试验证。
- 最小差异若小于 10%，需要结合模态阻尼和激振力能量来源分析是否存在共振可能（风险），无法明确时则需要通过补充样机测试验证。

6. 补充测试验证方案

6.1 载荷测量

对于第 5 章分析结果需要进行补充测试的情况，补充测试工况要求见表 6-1，其它采集系统要求同 GB/T 37257-2018。

表 6-1 补充测试工况

测试工况	测试变量	样本数	
额定风速-2m/s	塔底两个方向弯矩	不小于 6 个 10 分钟	或测试结果中有不少于 6 个 10 分钟内持续达到额定功率
额定风速		不小于 12 个 10 分钟	
额定风速+2m/s		不小于 6 个 10 分钟	

允许使用经过检定且处于有效期内的机舱风速计的采集获得测风数据。

测试结果与仿真结果的比对要求参考 IEC61400-13 附录 E。

6.2 齿轮箱现场挂机实验

升功率超过 15%时需要进行齿轮箱现场挂机实验，测试要求详见 GB/T19073-2018。

柔塔阻尼比的测试方法和要求

Test methods and requirements for
damping ratio of soft tower





REETC/TN002: 2021

柔塔阻尼比的测试方法和要求

Test methods and requirements for damping ratio of soft tower

2021-07-21 发布

2021-07-21 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：赵盼盼

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：蔡继峰，曹广启，陈思敏，胡代群，蒋祥增，靖峰，李鹏，李强松，李正农，罗勇水，吕杏梅，王诚辉，魏煜锋，巫发明，邢赢，徐斌，杨柳，杨微，易权，曾兴国，张维庆，张兆智，祝磊，卓沛骏，宗川翔



目录

1	范围.....	2
2	规范性引用文件.....	2
3	术语和定义.....	2
4	测试方法.....	3
5	测试技术.....	3
5.1	设备要求.....	3
5.2	测试要求.....	3
6	数据处理.....	4
7	测试报告.....	4
8	测试结果的应用.....	5
附录 1	半功率法求阻尼比流程.....	1

柔塔阻尼比的测试方法和要求

1. 范围

本提案适用于陆上柔塔风力发电机组（定义见第三节）塔筒一阶、二阶阻尼比的测试方案和数据处理方法，测试结果可应用于制造商的设计校核、认证机构对机组设计的复核，以及开发商对风电机组的验收。

柔塔的阻尼比符合瑞利阻尼，瑞利阻尼不仅和频率相关，同时也与质量和刚度相关，因此相同塔架高度下，塔架频率或质量偏差 5%以上应进行阻尼测试。

其他类型塔架可参考本提案。

2. 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明

GB/T 18451.1-2012 风力发电机组 设计要求

GB/T 19072—2010 风力发电机组 塔架

JGJ/T101-2015 《建筑抗震试验方法规程》

JTG/TJ21-01-2015 《公路桥梁荷载试验规程》

Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions, BS EN 1991-1-4:2005

3. 术语和定义

柔塔¹

塔架一阶固有频率与机组的风轮转速频率（1P）存在交点。

临界风速

涡旋脱落频率与塔架固有频率相等时的风速。

¹ 通常风电行业柔塔机组的塔架高度大于等于 120 米，机组一阶固有频率小于 0.2Hz。

4. 测试方法

根据外界激励不同，本提案推荐的柔塔阻尼比测试方案可分为以下三种：

（1）风振激振法²：利用风压使风力发电机组产生随机振动，测试结构的基本参数。

测试时机组所处的风速环境应能够获得机组的一阶及二阶模态信息；测试过程中桨距角保持在顺桨状态，减少气动阻尼的影响。

（2）急停测试：通过急停的方法，使得机组快速变桨停机的，机组完成停机动作后，对其自由衰减振动过程进行记录测试。

测试时机组处于切入切出风速之内，宜在低风速下测试；测试完成后，取桨距角保持在顺桨状态后的振动衰减曲线进行数据处理。

（3）激振器法：通过控制激振器，将一定频率带宽的激励施加到风力发电机组上，从而激发机组一阶/二阶共振，然后停止激振器，机组做一阶/二阶自由衰减振动。

测试一阶阻尼比时，激振器的频率应在塔架一阶频率附近，测试二阶阻尼比时，激振器的频率应在塔架二阶频率附近，高阶频率依次类推。

该方案应在低风速下进行，减小外界环境因素的影响；测试时机组处于停机状态，桨距角保持在顺桨状态，减少气动阻尼的影响。

5. 测试技术

5.1 设备要求

传感器宜采用加速度传感器或速度传感器，传感器应具备机械性能高，安装调节方便，体积重量小且便于携带、防水、防电磁干扰等性能。传感器宜采用磁性底座的安装方式。传感器采样频率宜大于等于 10 倍的测试频率。

5.2 测试要求

对于风振激励法、急停测试及激振器测试三种测试方法的测试位置、采集参数及采集数据量宜满足如下要求：

测试位置：测量塔架关键截面的沿着机舱轴线和垂直机舱轴线的速度或加速度，传感器的位置如图 5.1 所示。

² 来源于 JGJ/T101-2015 《建筑抗震试验规程》

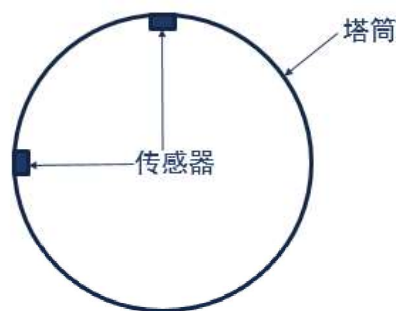


图 5.1 传感器安装位置示意图

塔架的关键截面应在测试前进行确定，通常为一阶及二阶振型位移最大的截面。一阶振型位移最大处为塔顶位置；二阶涡激振动位移最大位置处的高度应在测试前通过有限元分析确定，约在塔高 3/5 高度处。考虑现场安装方便性，传感器可安装在距离关键截面最近的平台附近。每次宜至少在三个截面位置处布置传感器，其中应包括一阶及二阶振型位移最大的截面。

采集参数：采集传感器的速度或加速度信息；同时通过 SCADA 进行机组状态信息采集，主要包括：偏航角度、风轮转速、桨距角、机舱加速度，以及风速、风向数据，建议采样频率 1Hz；同步记录两个采集系统的时间偏差。

采集的数据量：宜采集 200 个采样周期；

测试工况触发前，应先查看测试系统运行状况，测试时应避免或减小环境对系统的干扰。

6. 数据处理

柔塔阻尼比可采用时域衰减法、半功率带宽法或模态分析法得到。阻尼比宜取 3 次测试所得结果的均值，单次试验的测试结果与均值的偏差不宜超过 $\pm 20\%$ 。

- (1) 时域衰减法，只适合单一频率的自振信号。
- (2) 半功率带宽法，适用于在自振频谱上采用半功率带宽法求结构阻尼参数，频率分辨率应不大于 1% 的自振频率值，以确保插值计算的精度，具体流程见附录 1。
- (3) 模态分析法，例如最小二乘法、随机子空间法。

7. 测试报告

通过以上方法将测试过程及数据后处理过程形成报告，报告内容应包括以下信息：

- 1) . 测试介绍
- 2) . 被测机组的描述和辨识参数，包括：

- a). 机组的制造商，型号，序列号，生产年份；
- b). 风轮直径；
- c). 风轮转速或转速范围；
- d). 叶片信息：制造商，型号，序列号，叶片数量，变桨方式，叶片附属物；
- e). 轮毂高度和塔架类型；
- f). 控制系统描述；
- g). 被测机组照片

3). 测试变量

4). 坐标系说明

5). 测试设备

- a). 数据采集系统说明（例如采样频率，滤波方式，同步性等）
- b). 每个测试变量对应的传感器参数（制造商，型号，序列号），传感器安装位置，标定关系（或标定证书）

6). 数据处理过程，包括阻尼比计算的方法

7). 测试结果：对于每个测试工况，每个方向的加速度（位移）包括以下结果：

- a). 时序图
- b). 频谱图，至少列出塔架一阶和二阶频率
- c). 风速信息
- d). 阻尼比

8. 测试结果的应用

制造商、认证机构可应用测试结果对机组设计的进行校核：

- (1) 若测试结果大于机组设计阶段的阻尼比，则认为机组安全性满足标准要求；
- (2) 若测试结果小于机组设计阶段的阻尼比，应对机组安全性进行复核，如有安全性风险，则制造商需重新制定应对方案，例如采取对风或加阻措施等，并需通过认证机构验证其应对方案是否可以满足机组安全性要求；

开发商可应用测试结果对机组进行验收：

- (1) 若测试结果大于机组设计阶段的阻尼比，则认为机组安全性满足标准要求；

- (2) 若测试结果小于机组设计阶段的阻尼比，应对机组安全性进行复核，如有安全性风险，则需要制造商提供相应的应对方案以达到设计要求，或通过相关计算证明测试结果下机组涡激振动造成的损伤满足标准要求。



附录 1 半功率带宽法求阻尼比流程

(资料性附录)

以下为采用半功率带宽法对测试数据处理的流程：

- 1) 提取测试结果，包括测试时间及振动加速度或速度信息；
- 2) 采用快速傅里叶变换，将数据采集得到的时域信号数据变换到频域，进行参数识别；
- 3) 根据机组频率和采样频率，对数据进行滤波，滤波带宽为塔架频率 $\pm 10\%$ ；
- 4) 为了减少频谱能量泄漏，对滤波后的结果进行加窗处理，以保证滤波后数据准确性。加窗处理的窗口类型可选择汉宁窗、矩形窗等，窗口长度根据机组频率及采样点数量确定；
- 5) 对滤波和加窗处理后的数据使用半功率法计算得到机组阻尼比。

系列化叶片通过对比分析验证 疲劳强度的方法

Method for serialized blade to
verify fatigue safety through
comparative analysis





REETC/TN003: 2020

系列化叶片通过对比分析验证 疲劳强度的方法

Method for serialized blade to verify fatigue
safety through comparative analysis

2020-10-15 发布

2020-10-15 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：邹文尧

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：曹艳彬，邓航，韩波，黄辉秀，靳交通，李聪颖，刘伟超，鲁晓峰，王国军，王宇，魏煜锋，闻笔荣，吴胜军，徐可，杨海江，张敬德，张石强，张万军，钟贤和，周晓亮



目 次

1	范围.....	4
2	规范性引用文件	4
3	术语和定义	4
4	通用要求	4
5	对比分析方法	5
5.1	原始叶片试验要求	6
5.2	外形设计、铺层设计的对比分析	6
5.3	生产工艺、生产厂体系的对比分析	6
5.4	载荷、刚度、安全余量的对比分析	7
6	叶片的典型改型	8
	附录 A.....	9

系列化叶片通过对比分析验证疲劳强度的方法

1 范围

本规范适用于一款在已通过疲劳试验评估的叶片的基础上进行一部分设计变更的改型叶片的疲劳强度对比分析及验证。

其他差异较小的两款叶片的疲劳强度对比验证也可参考本规范，对比分析的结果可用于制造商的设计校核，也可用于认证机构的评估参考。

2 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明

IECRE OD-501 Type and Component Certification Scheme

GB/T 35792-2018 风力发电机组 合格测试及认证

IEC 61400-5: 2020 Wind energy generation systems —Part 5: Wind turbine blades

IEC 61400 -23: 2014 Full-scale structural testing of rotor blades

GB/T 25384-2018 风力发电机组风轮叶片全尺寸结构试验

3 术语和定义

原始叶片：指用于对比设计差异的基础型号叶片，一般已完成或正在进行疲劳试验验证。

改型叶片：指参考原始叶片，更改了一部分结构设计、材料设计、工艺设计等的新叶片。

系列化叶片：指外形设计、工艺方式基本相同，铺层设计、材料设计等差异较小的两款或多款叶片的合称。

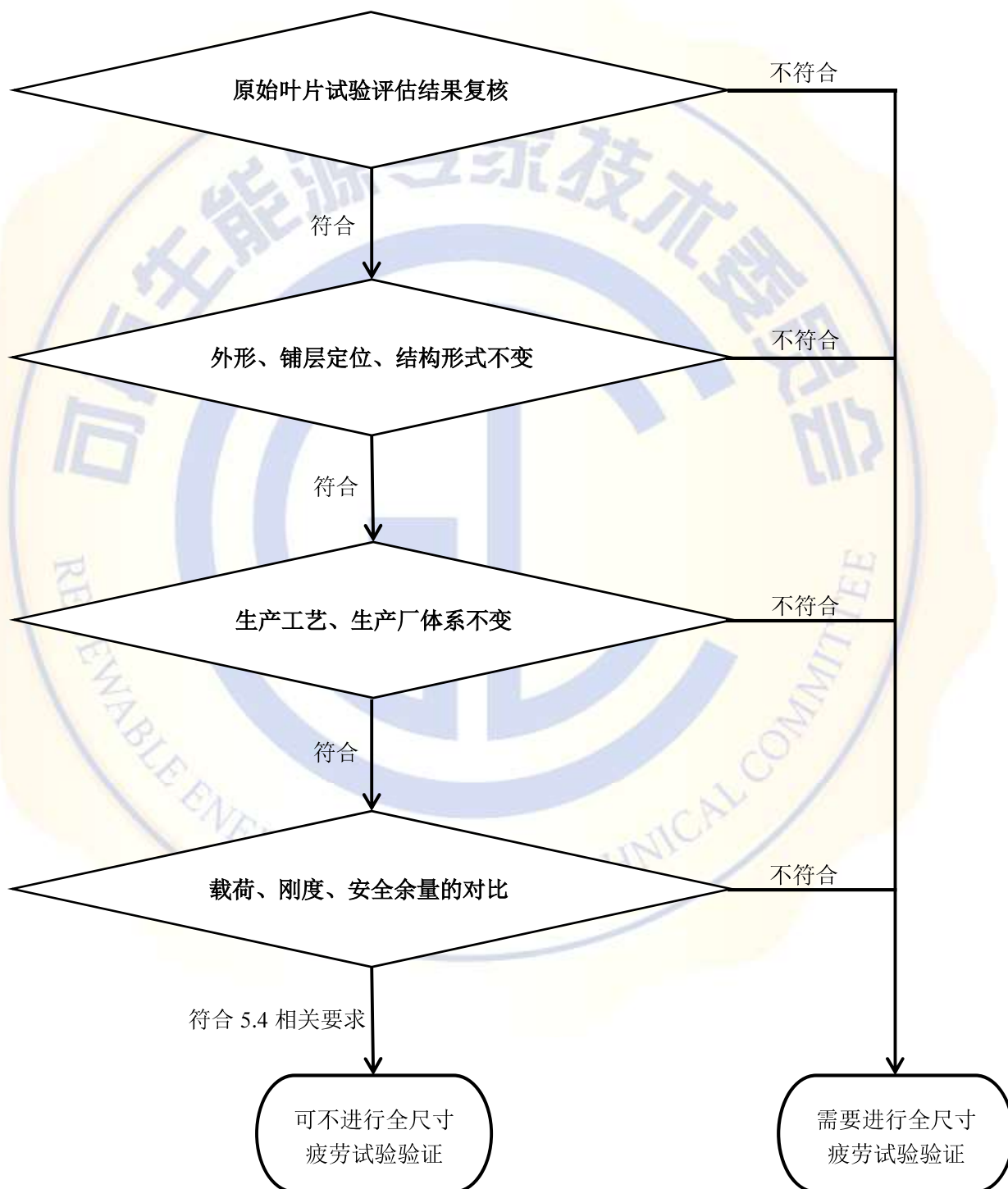
截面载荷超载系数：指疲劳试验实际载荷与设计等效疲劳的比值。

4 通用要求

对改型叶片进行疲劳强度对比分析时，首先对原始叶片的疲劳试验评估结果进行评估结果复核(如原始

叶片的疲劳试验仍在进行中, 改型叶片的评估结果取决于疲劳试验的验证进度), 然后在外形、铺层、工艺、疲劳载荷、刚度、安全余量等方面对改型叶片与原始叶片的差异进行对比分析。符合第 5 章节对比分析要求的, 改型叶片可不进行全尺寸疲劳试验验证, 不符合的, 应当进行全尺寸疲劳试验验证。

5 对比分析方法



5.1 原始叶片试验要求

- ◆ 完成全尺寸试验验证并符合第 2 部分的标准要求；
- ◆ 如因制造缺陷在试验中出现区域损伤，损伤区域的工艺应进行优化；
- ◆ 试验的偏差应不影响对比分析内容；
- ◆ 疲劳试验的相关建议：
 - 在试验中记录足够多的应变片采集数据；
 - 使用双轴疲劳试验获得应变数据；
 - 在材料级试验中测试 S-N 曲线；
 - 完成设计要求的载荷后继续试验以确认真实的疲劳极限。

5.2 外形设计、铺层设计的对比分析

对比范围应能覆盖两支或多支叶片全部的疲劳试验验证区域：

- ◆ 外形完全一致；
 - ◆ 或：叶片长度 40% 区域以及疲劳试验考察区域的外形一致
- ◆ 主要铺层定位（主梁、后缘梁、腹板）不变；如有少量定位优化，则：
 - ◆ 对比应力应变水平、损伤因子等，以确认定位优化方案比原设计更合理、更安全。
- ◆ 主要结构形式不变；
- ◆ 制造公差要求基本相同，包含：
 - ◆ 纤维角度
 - ◆ 褶皱控制要求
 - ◆ 纤维体积含量
 - ◆ 孔隙率
 - ◆ 固化温度
 - ◆ 主梁、腹板等定位公差
 - ◆ 粘接面光滑度
 - ◆ 粘接厚度
 - ◆ 粘接胶自由边形状
 - ◆ 粘接前表面的开放时间

5.3 生产工艺、生产厂体系的对比分析

- ◆ 主要工艺方式不变；
- ◆ 生产管理体系基本不变。

5.4 载荷、刚度、安全余量的对比分析

◆ 截面等效疲劳目标验证载荷差异对比：

- 摆振方向不大于+5%
- 挥舞方向不大于+10%

◆ 截面刚度对比变化差异：

- 降低幅度不大于 10%，或：
- 降低幅度大于 10%，不大于 30%时，截面刚度与疲劳载荷同步变化或刚度变化率大于载荷，根据铺层设计细节确定是否需要补充局部疲劳试验或全尺寸疲劳验证。且安全余量要求：
 - ◆ 考虑疲劳试验过程中最终每个截面的载荷超载系数，确定安全裕量的降低比例。原叶片的疲劳试验载荷能包络改型叶片的试验目标载荷（包络时需考虑载荷、刚度等多方面影响因素）

◆ 安全余量评估：

- 安全余量对比要求：

a) 疲劳试验设计原理

目前叶片疲劳试验的目标载荷来源于叶片设计等效疲劳载荷，在选定的区域内：

$$M_{test} \geq M_{target} = M_{eqv-design} \cdot f \cdot (N_1 / N_2)^{1/m} \quad (1)$$

例如： $f = 1.32825$ ， $N_1 = 1 \times 10^7$ ， $N_2 = 2 \times 10^6$ ， $M_{eqv-design}$ 为 N_1 次下的设计等效疲劳载荷。

疲劳试验验证的设计等效载荷为：

$$M_{verify} = \left[\frac{\sum (M_{test}^i / f)^m}{N_1} \right]^{1/m} \geq M_{eqv-design} \quad (2)$$

其中： M_{test}^i 为疲劳试验第 i 次振动载荷幅值（峰峰值）。

b) 对比要求

叶片纤维疲劳失效分析采用 Markov 矩阵作为载荷输入，计算各种截面最小破坏系数 D_{markov} ，分析中考虑均值载荷的影响。而在实际疲劳试验目标载荷确定时没有考虑均值的影响，因此在叶片疲劳试验覆盖性分析不用此分析结果。设 A 为原始叶片，B 为改型叶片。

以 N_1 次等效疲劳载荷（均值为 0）作为载荷输入，计算各截面最大破坏系数 $D_{eqv-design}$ 。

无法确定一般性转化关系，
但存在一一对应关系

↗

↘

D_{markov}^A

$D_{eqv-design}^A$

$\leq D_{eqv-verify}^A$

D_{markov}^B

$D_{eqv-design}^B$

$\leq D_{eqv-verify}^B$

用 A 叶片（原始叶片）的试验验证 B 叶片（改型叶片）的设计疲劳载荷安全性（即 $D_{eqv-verify}^B$ 不存在），要求 A 叶片的验证损伤大于 B 叶片的设计损伤：

$$D_{eqv-verify}^A \geq D_{eqv-design}^B \quad (3)$$

疲劳破坏系数的计算是基于单位载荷下叶片响应进行的，引入 A 叶片（原始叶片）的试验载荷相对设计载荷的超载系数，即上面的不等式转化为：

$$M_{eqv-verify}^A \geq \frac{M_{eqv-design}^A}{D_{eqv-design}^A} \cdot D_{eqv-design}^B \quad (4)$$

表达式(3)~(4)应至少在 B 叶片（改型叶片）的关键区域（由展向位置界定）内得到满足。

- 对于使用断裂力学方法或经试验修正的疲劳公式进行计算的疲劳结果，改型叶片的安全余量或计算损伤分布应与基础型号相似或更合理。
- 按 IEC61400-5 考虑制造公差影响的疲劳损伤分析结果，改型叶片的安全余量或计算损伤分布应与基础型号相似或更合理。
- 使用应力应变水平对比疲劳性能：
 - ◆ 改型叶片大部分截面的应力应变水平应与基础型号相近，相似或更合理，考虑试验安全系数之上的试验超载，考虑实际测试的应变值；
 - ◆ 应控制使用线性 Miner 方法计算的最高损伤因子，考虑局部形状和变形等差异的影响；
- 疲劳试验方案中均值对试验造成的影响可以采用设计损伤进行对比，但改型叶片的疲劳结果仍需满足安全裕量的要求；

6 叶片的典型改型

附录 A 列举了改型叶片的几种典型变更情况，用于快速判断是否应进行新的疲劳试验验证。列举的情况均以原始叶片已完成疲劳试验并符合 5.1 的要求为前提。

附录 A

附表 A-1 改型叶片疲劳验证方式的几种典型情况

	可以不重新进行疲劳试验的典型情况	必须重新进行疲劳试验的典型情况
材料变更类	材料类型不变更，材料品牌变更，检测结果符合设计要求；	主要材料（如主梁 UD、后缘梁 UD、叶根增强三轴布材料）变更为强度、模量更小的材料，不符合材料设计要求
	防雷系统（导线、中部接闪器、叶尖接闪器等）的金属材质变更，变更后符合相关标准要求；	叶片上大量使用了行业内未广泛应用的全新种类芯材材料
	常规芯材替换或挖槽打孔方式的调整	
结构变更类	局部补强布层在原基础上增加 1-2 层，面积与原补强设计相似	疲劳验证区域内的叶片外形变更
	-	主梁和后缘梁宽度超过 10%的变更
	-	腹板数量和位置变更
工艺变更类	改型叶片的倒角要求更为平滑	使用未在行业内广泛应用的全新工艺方式
	非预制叶根变更为预制叶根，且生产厂家的预制叶根工艺已经完成过叶根疲劳试验验证。	-

注：

- 1.广泛应用的芯材指“多个企业已进行过全尺寸试验的芯材”；
- 2.若仅为局部芯材替换，建议从设计、子部件试验进行验证说明；若全叶片更换行业内未广泛使用的芯材，则建议做全尺寸疲劳试验。

测试功率曲线分级和应用规则

Requirements on Classification and

Application of Tested Power Curves





REETC/TN004: 2021

测试功率曲线分级和应用规则

Requirements on Classification and Application of Tested Power Curves

2021-01-12 发布

2021-01-12 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：黄宇同

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：蔡继峰，傅新鸿，高中华，管海芳，姜圣，刘东海，王少波，魏煜锋，巫发明，肖富华，张黎明，张兆智，周民强



目次

1	范围.....	1
2	规范性引用文件.....	1
3	通用要求.....	1
3.1	偏离项.....	1
3.2	地形的影响.....	2
3.3	安装记录.....	3
4	分级规则.....	3
5	场景应用.....	4
5.1	评级分数为 0 的功率曲线.....	4
5.2	评级分数为 1 和 2 的功率曲线.....	4
5.3	评级分数为 3 的功率曲线.....	5
5.4	环境匹配度的影响.....	5
	附录.....	6
	附录 A 偏离项的评估.....	6
	参考文献.....	8

测试功率曲线分级和应用规则

1 范围

本规则针对风力发电机组的测试功率曲线给出对应的分级。分级基于测试功率曲线的代表性和有效性给出，使用者可以根据不同的需求在招投标、机组选型、发电量评估等不同的应用场景中选择对应等级的功率曲线。本规则适用于以 IEC61400-12 系列标准为基础进行测试的功率曲线。

2 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明

IEC 61400-12-1:2005 风力发电机组第12-1部分：功率特性测试 (Wind turbines-Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines)

GB/T 18451.2-2012 风力发电机组功率特性测试

IEC 61400-12-1:2017 风力发电机组第12-1部分：功率特性测试 (Wind turbines-Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines)

IEC 61400-12-2:2013 风力发电机组第12-2部分：基于机舱风速计的功率特性测试 (Wind turbines-Part 12-2:Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry)

3 通用要求

目前功率曲线测试，尤其是在运行的风电场进行测试时，往往面临一些困难，例如复杂地形的风电场，由于机组已经吊装，因此无法按照标准进行场地标定，或者其它客观原因导致的标准偏离；即使测试满足标准要求，但是如果测试场地过于复杂，场地标定可能无法完全解决气流畸变修正的问题。基于这些考虑，本规则对测试的影响因素进行评分，最终给出总评分作为分级的依据。

3.1 偏离项

当测试不满足标准要求时，测试机构应对偏离项进行评估，并给出偏离项对测试结果的影响，例如可以通过测量不确定度给出。并非所有的偏离项都会对测试结果产生影响，但是测试机构应给出令人信服的证据；类似的，并非所有的标准偏离项都可以给出量化的影响程度，当测试机构无法对偏离项所导致的影响进行评估时，使用者应限制此类功率曲线的使用范围。

实验室在处理偏离项时应遵循 CNAS-CL01:2018《检测和校准实验室能力认可准则》中 7.2 “方法的选

择、验证和确认”中的原则，关于功率曲线测试中偏离项的评估建议在附录 A 中给出。

3.2 地形的影响

地形的影响体现在测量风速的代表性上。IEC61400-12-1 标准中要求在复杂地形下测试必须先进行场地标定建立气流修正关系，但是场地标定并不能完美解决气流畸变的问题。IEC61400-12-1,2005 版标准中场地标定修正系数的计算方式是每个 10° 扇区求出一个机组处风速和参考风速的比值： $\alpha = V_{\text{turbine}} / V_{\text{ref}}$ 。但是这种方法忽略了机组处和测试塔处的风廓线相关性对气流修正关系的影响，因此 IEC61400-12-1,2017 版标准中重写了场地标定的方法，考虑了风剪切在场地标定中的作用，使得气流修正关系的计算更加精确，但是代价是更多的数据量以及更长的测试周期。

相比与 IEC61400-12-1 的 2005 版本，IEC61400-12-1 的 2017 版标准在场地标定中加入了风廓线相关性的考虑，理论上确保了测量风速的代表性问题，因此复杂地形下场地标定推荐使用该版本标准。

对于极端复杂的地形，场地标定对气流修正的效果可能有限，IEC61400-12-1,2017 版标准中指出了这样的问题，并在 C.3.1 中给出了 3 类复杂程度不同的地形划分，即 Type A，Type B 和 Type C，其中 Type C 属于极度复杂地形，标准指出在该地形下测风塔和机组处的风速相关性可能非常糟糕，因此测试结果可能会很发散并具有较大的不确定度。

IEC61400-12-1 中仅对这 3 类地形给出了文字描述，并无量化的参数，因此本规则参考 IEC61400-12-2 中 6.3.4 章节对于地形等级的划分，给出这 3 类地形等级的定义。IEC61400-12-2 使用了 2 个指标得到最终的地形等级划分：第一个是坡度，见表 3-1，第二个是 RIX（粗糙度等级），见表 3-2。

表 3-1 坡度地形分级（IEC61400-12-2: 2013）

绝对坡度（%）	坡度地形分级
符合 IEC61400-12-1:2005 附录 B（L=2.5D）	1
$0^\circ \leq \text{坡度} < 10^\circ$ ，但不是 1 等级	2
$10^\circ \leq \text{坡度} < 15^\circ$	3
$15^\circ \leq \text{坡度} < 20^\circ$	4
$20^\circ \leq \text{坡度}$	5

表 3-2 RIX 地形分级（IEC61400-12-2: 2013）

RIX（%）	RIX 地形分级
符合 IEC61400-12-1:2005 附录 B（L=2.5D）	0
$RIX_{0.04} < 16$ 并且 $RIX_{0.06} < 8$ 并且 $RIX_{0.08} < 4$ ，但不是 0 等级	1
$RIX_{0.04} < 32$ 并且 $RIX_{0.06} < 16$ 并且 $RIX_{0.08} < 8$ ，但不是 1 等级	2
$RIX_{0.04} < 48$ 并且 $RIX_{0.06} < 32$ 并且 $RIX_{0.08} < 16$ ，但不是 2 等级	3
$RIX_{0.04} \geq 48$ 或者 $RIX_{0.06} \geq 32$ 或者 $RIX_{0.08} \geq 16$	4

综合坡度地形等级和 RIX 地形等级，最终地形分级见表 3-3。

表 3-3 最终地形分级 (IEC61400-12-2: 2013)

	RIX 地形等级				
坡度地形等级	0	1	2	3	4
1	1	2	3	4	5
2	2	3	4	5	5
3	3	4	5	5	5
4	4	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5

本规则利用表 3-3 (IEC61400-12-2 标准 Table3) 中的最终分级, 给出不同地形的定义:

- Type A: 按表 3-3 (IEC61400-12-2 标准 Table3) 最终地形分级为 1 的地形
- Type B: 按表 3-3 (IEC61400-12-2 标准 Table3) 最终地形分级为 2 或 3 的地形
- Type C: 按表 3-3 (IEC61400-12-2 标准 Table3) 最终地形分级为 4 或 5 的地形

Type B 和 Type C 类型的地形均为复杂地形, 其中 Type C 地形属于极度复杂地形, 在这些地形下测试的功率曲线, 使用者应考虑风速代表性对测试结果的影响。

3.3 安装记录

当测试与预期不一致时, 通过对安装记录的追溯可以确认测试过程中可能存在的问题, 并确保测试是按照标准执行的。不完整的安装记录将导致测试结果的有效性受到质疑, 因此当受到质疑时, 如果测试机构无法提供完整的安装记录, 使用者应限制测试结果的使用范围。

4 分级规则

本规则考虑按照标准要求和偏离标准要求执行测试的 2 种情况, 并在此基础上根据各自的影响因素进行测试功率曲线的分级, 分级规则在表 4-1 中列出。

表 4-1 分级规则

测试条件	影响因素	等级划分	评级分数
I 与标准偏离	偏离项	影响可忽略	0
		有影响, 可量化	1
		有影响, 不可量化	3
II 满足标准要求	地形	Type A 及平坦地形	0
		Type B, 按照 IEC61400-12-1, 2017 版进行	0

测试条件	影响因素	等级划分	评级分数
		场地标定	
		Type C, 按照 IEC61400-12-1,2017 版进行场地标定	1
		Type B 或 Type C, 按照 IEC61400-12-1,2005 版进行场地标定	2
测试过程控制: 安装记录		- 能够进行与标准一致性的核查 - 缺少必要的信息, 无法完成核查	0 3
测试功率曲线根据评级分数总和进行分级 0: 理想的功率曲线 1~2: 使用中需要考虑修正 3: 仅可作为非定量分析的场景使用			评级分数总和: 每一个影响因素对应的 评级分数求和, 总和大于 3 时按 3 计算

测试功率曲线的分级按照每个影响因素的评级分数总和给出, 评级分数总和为表 4-1 中最后一列的分数求和, 但是上限为 3, 即如果求和之后总分大于 3, 仍然按 3 计算。根据评级分数总和, 测试功率曲线划分为如下等级:

- 0: 理想的功率曲线, 可评为 A 级
- 1~2: 使用中需要考虑修正, 可评为 B 级
- 3: 仅可作为非定量分析的场景使用, 可评为 C 级

5 场景应用

5.1 评级分数为 0 的功率曲线

按表 4-1 评级为 0 的功率曲线是最理想的情况: 功率曲线测试与标准没有偏离, 测试场地平坦, 环境条件与应用场景匹配, 测试过程的记录完整。通常而言, 此类功率曲线具有相对较小的测量不确定度, 测量风速的代表性较好, 因此能够应用于对发电量估算的准确性的要求较高的应用场景, 以及其他需要定量分析的场景。

以下应用场景中, 本规则建议只使用评级为 0 的功率曲线:

- 涉及到以发电量评估为基础的机组选型, 例如招投标项目
- 以发电量评估作为核算依据的商业行为, 例如功率曲线考核项目

5.2 评级分数为 1 和 2 的功率曲线

按表 4-1 评级为 1 和 2 的功率曲线同样可以应用到 5.1 所描述的应用场景, 但需要考虑标准偏离, 地形等级以及环境条件适应性对发电量评估造成的影响。

5.3 评级分数为 3 的功率曲线

当偏离项造成的影响无法量化，实验室无法提供可用于核查的安装记录，或者是地形，偏离项和环境匹配性的综合影响过大时，功率曲线的评级为 3。该类型的功率曲线不应用于对发电量估算的准确性的要求较高的应用场景，以及其他需要定量分析的场景。以下场景可以应用评级为 3 的功率曲线：

- 企业内部的研发项目，不需要对发电量有准确的估算
- 双方事先约定好的，认可无法对发电量准确估算的项目

5.4 环境匹配度的影响

同一台（型号）机组的测试功率曲线在不同季节（地点）的测试结果可能有显著差异，其中环境条件的差异是无法忽略的，因此将测试功率曲线应用于另外一个环境条件差异较大的场地会对发电量估算产生影响。本规则建议在功率曲线评价中（例如在功率曲线验证的合同中明确）考虑环境参数的筛选条件，其中包括：

- 湍流强度的定义及选取范围
- 风剪切的定义及选取范围

当环境条件不匹配时，使用者应根据实际情况对发电量估算进行修正。该要求可能会对测试数据进行筛选，若无足够的测试数据可能无法满足环境条件匹配性的要求。

附录

附录 A 偏离项的评估

当测试不满足标准要求时，实验室应按照 CNAS-CL01:2018《检测和校准实验室能力认可准则》：7.2“方法的选择、验证和确认”中的原则进行处理。在具体的项目中偏离项应结合实际情况进行相应的分析，一般来说偏离项可以分为如下情况：

1 偏离项对测试结果产生的影响可以评估，且该评估方法是经过验证并在被行业广泛认可的，此时偏离项的评级应为 1 或 0

2 偏离项对测试结果产生的影响无法评估，或者评估方法未被行业认可，此时偏离项的评级为 3

对于第 1 种情况的偏离项，以下给出了几个案例：

- 风速计支撑杆直径

IEC61400-12-1,2017 标准中规定，测风塔上安装的风速计的支撑杆外径应与其在风洞标定中使用的支撑杆外径一致，误差不得超过 $\pm 0.1\text{mm}$ 。事实上，由于制造的公差，不同国家钢材标准尺寸不同等原因，测试中几乎无法满足此要求。为此 Deutsch Windguard 利用风洞试验对该要求进行了测试，结果证明即使是更大的杆件外径偏差也不会对测试结果造成影响[1]。该结论在 IECRE 风电实验室工作组中进行了讨论并获得了一致的同意。

- 温湿度和气压修正

当气压传感器安装在靠近地面的平台时，可以通过 ISO2533 中的大气模型将其修正至轮毂高度处，由此带来的不确定度可以估计，例如 IEC61400-12-1,2017 版的 E.10.9 中给出的不确定度估计方法是修正值的 10%。对温湿度和气压的高度修正已经成为行业内普遍认可的做法。

- 切入风速以下 BIN 区间的样本数不足 3 个

一些大兆瓦机组的切入风速往往较低（例如 2.5m/s ），在某些风场的测试中切入风速以下 1m/s 的 BIN 区间的测试样本可能很难捕获，但是机组在该 BIN 区间几乎不会处于发电状态，对测试结果的影响可能微乎其微，因此在评估过不确定度后该偏离项是可接受的。

- 额定功率之后的 BIN 区间数据量

相比对于 IEC61400-12-1,2005 版本，IEC61400-12-1,2017 版本对于数据完整性的判定增加了一条：对于变速变桨机组，当测试数据达到满发之后，连续 3 个 BIN 区间的平均功率变化不超过 0.5%或者 5kW ，并且这 3 个 BIN 区间功率没有呈现上升趋势，此时可以认为数据量满足要求。对于使用 2005 版标准进行测试的项目而言，本规则认为使用 2017 版本标准的数据库判定条件也是可以接受的。

对于第 2 种情况的偏离项，以下是一些常见的案例：

- 复杂地形未按标准要求进行场地标定（虽然 CFD 方法可以建立气流畸变的修正关系，但是目前尚无系统性的结论）

- 未按 IEC61400-12-2 的要求使用机舱风速计进行风速测量



参考文献

- [1]. Roß, M. Sc., Influence of mounting tube diameter on anemometer output, VT180177_01_Rev0, 2018-04-06



基于湍流强度分布的风电机组 疲劳累积方法

Method of wind turbine
fatigue accumulation based on
turbulence intensity distribution





REETC/TN005: 2022

基于湍流强度分布的风电机组 疲劳累积方法

Method of wind turbine fatigue accumulation
based on turbulence intensity distribution

2022-03-15 发布

2022-03-15 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：蔡志崧

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：蔡继峰、曾庆忠、陈林、陈明亮、高俊云、顾爽、贺广零、黄国庆、姜言、蒋红武、李慧、李英昌、梁汉天、林胜洋、刘贵杰、彭留留、石浩、石宇峰、宋筱文、田珊、王丹丹、王瑞良、王伟、文茂诗、徐可、徐诗婧、薛岩、闫嘉鸣、杨创、尹景勋、臧光奎、张云飞、章培成、郑友守



目 次

1	范围.....	1
2	规范性引用文件.....	1
3	术语和定义.....	1
4	机组设计阶段的应用.....	2
4.1	湍流强度分布概率密度函数形式.....	2
4.2	疲劳载荷计算方法.....	2
5	场址湍流强度分布获取方法.....	3
5.1	基于 χ^2 检验的湍流强度分布获取方法.....	3
5.1.1	场址湍流强度分布的概率密度函数形式确定.....	3
5.1.2	场址内机位点位置处湍流强度分位值获取.....	3
5.2	基于分布包络线的湍流强度分布获取方法.....	5
5.2.1	场址内测风点位置处湍流强度分位值获取.....	5
5.2.2	场址内机位点位置处湍流强度分位值获取.....	5
附录一	疲劳载荷计算湍流强度分布离散化方法研究.....	6
附录二	不同概率密度函数形式的湍流强度分布拟合结果.....	10
附录三	χ^2 检验测风塔湍流强度分布拟合优度.....	12
附录四	不同概率密度函数形式的湍流强度分布参数估计方法.....	14

基于湍流强度分布的风电机组疲劳累积方法

1 范围

IEC 61400-1: 2019 标准规定正常湍流模型 (NTM) 中轮毂高度处不同风速的湍流强度可由该风速下湍流标准偏差的 90%分位数确定。同时, 标准给出了使用该风速下湍流强度的概率密度函数 (威布尔分布) 描述 NTM 的替代方案, 但未给出基于概率密度函数确定湍流强度后的疲劳载荷累积方法。本文件在此基础上, 给出一套基于湍流强度的概率密度函数进行疲劳载荷累积的指导性方法, 适用于风电机组设计和特定场址载荷分析。

2 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件, 仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件, 其最新版本 (包括所有的修订版) 适用于本说明。

IECRE OD-501 Edition 2.0 2018-05-24 Type and Component Certification Scheme

GB/T 35792-2018 风力发电机组 合格测试及认证

IEC 61400-1:2019 “Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements”, Edition 4.0, 2019-02

NB/T 10909-2021 微观选址中风能资源分析及发电量计算方法

3 术语和定义

3.1

湍流强度分布

描述特定风速区间内湍流强度的概率密度函数。

4 机组设计阶段的应用

在机组设计阶段使用湍流强度分布进行疲劳载荷计算时，需要确定湍流强度分布的形式、离散化的方法和离散后各区间内代表值的选取方法，本文件从上述角度给出推荐的载荷计算方法。

4.1 湍流强度分布概率密度函数形式

依据 IEC 61400-1: 2019，对于各风速区间的湍流标准差，推荐使用威布尔分布描述，计算公式如下：

$$P_w(\sigma_1 < \sigma_0) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{\sigma_0}{C}\right)^k\right] \quad (4-1)$$

式中：

$$k = 0.27V_{\text{hub}}(s/m) + 1.4$$

$$C = I_{\text{ref}}(0.75V_{\text{hub}} + 3.3 \text{ m/s})$$

对于 S 级机组，在设计阶段也可自定义概率密度函数的形式。

4.2 疲劳载荷计算方法

湍流强度分布确定后，可基于该湍流强度分布进行疲劳工况的载荷仿真，疲劳载荷工况包括 DLC1.2、DLC2.4 和 DLC6.4。从保守和节省计算量的角度考虑，也可仅对 DLC1.2 工况进行基于湍流强度分布的载荷仿真。

疲劳载荷工况各风速下的湍流强度分布按照等累积概率（即等面积）的方法均分为至少 10 个区间，如图 4-1 所示，每个区间的代表值不低于区间内 90% 分位数。湍流强度分布离散化方法研究参考附录一。如使用其他分布离散方法（区间数、区间内代表值），则需证明该方法足够保守。

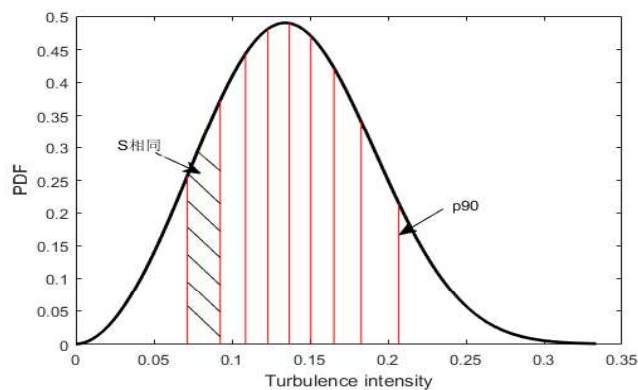


图 4-1 湍流强度分布等概率离散示意图（10 等分区间）

载荷仿真完成后，根据湍流强度分布各区间的占比进行疲劳载荷累积，得到各部件设计寿命年限对应的疲劳载荷结果。

5 场址湍流强度分布获取方法

由于不同的概率密度函数形式（正态分布、对数正态分布、威布尔分布¹）拟合湍流强度分布和获取湍流强度对应分位数时，存在较大的偏差和不确定性（详见附录二），因此需建立合适的获取湍流强度分布和对应分位数的方法。本文件提供了 2 种方法，详见 5.1 和 5.2。若因测风数据不足等原因无法使用 5.1 和 5.2 的方法，可使用威布尔分布进行假定。

5.1 基于 χ^2 检验的湍流强度分布获取方法

5.1.1 场址湍流强度分布的概率密度函数形式确定

本节推荐的方法为选择与场址数据拟合度最好的概率密度函数形式来拟合湍流强度分布，并估计各分位数下湍流强度值。此方法在测风塔对于机位点代表性不好的场址上存在较大的不确定性，需视特定场址的具体情况进行使用。具体步骤如下：

- 1、针对各测风塔数据，对测风塔时间序列数据各风速区间（步长 1m/s）湍流强度分别假设正态分布、对数正态分布和威布尔分布，分别进行 χ^2 检验并分别求得假设检验的 p 值（方法见附录三）。在给定的显著性水平 α 下接受原假设分布时，选取假设分布中 p 值最大的分布形式为最优分布，若 3 个分布假设都被拒绝，则该方法存在较大的不确定性，建议使用 5.2 的方法；
- 2、对于单个测风塔，不同风速区间的检验结果可能存在不一致性，目前推荐采用不同风速区间风能占比作为权重系数分别对 3 种分布形式的假设检验的 p 值（若某个假设被拒绝， p 值记为 0）进行加权计算，分别得出 3 种分布形式下的综合 p 值。在切入至切出风速区间内，以综合 p 值最大的分布形式作为该测风塔的统一概率密度函数形式，此方法在某风速区间湍流强度分布形式与测风塔统一分布形式不一致时，对各分位数下湍流强度的估计值存在一定的不确定性，需根据测风塔的具体情况进行使用；
- 3、通过上述假设检验，选出与测风塔实测数据差异最不显著的概率密度函数形式；
- 4、如存在多个测风塔，对比各测风塔在仿真阶段的权重系数，以权重系数最大的测风塔所选定的分布形式作为该特定场址的概率密度函数形式。与步骤 2 中情况类似，多个测风塔湍流强度分布形式不一致时，此方法存在不确定性，需根据特定场址和测风塔代表性等具体情况进行使用。

5.1.2 场址内机位点位置处湍流强度分位值获取

使用流体仿真软件将测风塔处环境湍流强度外推得到各机位处的环境湍流强度，并基于 5.1.1 节选定的概率密度函数形式估计机位处的概率密度函数参数和各分位数下的环境湍流强度。

基于湍流强度均值和标准差，概率密度函数中的参数可用矩估计法进行估计，本文涉及到的正态分布、对数正态分布和威布尔分布适用此方法。根据样本一阶原点矩（数学期望）和二阶中心矩（方差），可估计出相应的未知参数，代入方程得出具体的概率密度函数（probability density function），推导出累积分布函数

¹正态分布、对数正态分布、威布尔分布分别为 IEC 61400-1 第 2、3、4 版推荐的湍流概率密度函数形式。

(cumulative distribution function)，参数估计方法详见附录四。由此可以计算得各分位数对应的环境湍流强度值（ P_{19} 、 P_{29} ... P_{99} 等）。

将环境湍流强度的不同分位数结果分别叠加附加湍流强度可得到有效湍流强度分布。有效湍流强度计算方法参考 IEC 61400-1: 2019 附录 E 公式 E.1：

$$I_{eff}(V_{hub}) = \left\{ \int_0^{2\pi} p(\theta|V_{hub}) I^m(\theta|V_{hub}) d\theta \right\}^{\frac{1}{m}} \quad (5-1)$$

式中：

p 为风向分布的概率密度函数；

I 为 θ 方向上综合环境流场及尾流的湍流强度， $I = \sqrt{I_{amb}^2 + I_{add}^2}$ ， I_{amb} 为各仓内 90% 分位数对应的环境湍流强度值， I_{add} 为附加湍流强度值；

m 为结构部件所使用材料的 Wöhler 曲线指数。

5.2 基于分布包络线的湍流强度分布获取方法

5.2.1 场址内测风点位置处湍流强度分位值获取

测风点的数据通常为包含 10min 风速均值和标准差的时间序列数据，针对此类数据，各风速区间各分位数下湍流强度分位值获取方法如下：

- 1、将数据基于风速区间分仓；
- 2、针对每个风速区间的数据，基于三种不同的总体分布假设（正态分布、对数正态分布、威布尔分布），分别拟合得到三类分布下的分布参数估计值；
- 3、针对每个风速区间的数据，基于三类分布下的分布参数估计值，分别得到各分位数下不同分布对应的分位值，示例如下：

$$X\% \text{分位: } \{P_{Normal}^X, P_{Lognormal}^X, P_{Weibull}^X\}$$

- 4、针对每个风速区间的数据，基于第 3 步的结果，每个分位数下，均取三种分布分位值的最大值作为该分位数下湍流强度分位（代表）值，示例如下：

$$X\% \text{分位: } PX = \max\{P_{Normal}^X, P_{Lognormal}^X, P_{Weibull}^X\}$$

5.2.2 场址内机位点位置处湍流强度分位值获取

由于流体仿真软件的特性，机位点处的两种环境湍流强度数据形式及对应的环境湍流强度各分位值获取方法如下：

- 1、机位点处的环境湍流强度信息与测风点处形式相同，即包含风速均值和标准差的时间序列数据。针对此类情况，机位点处环境湍流强度分位（代表）值获取方法与测风点处相同，详见 5.2.1 节；
- 2、机位点处的数据仅包含统计信息：各分位数下环境湍流强度的强度均值和标准差。针对此类情况，机位点处环境湍流强度分位（代表）值获取方法步骤如下：

- ① 针对每个风速区间的数据，基于环境湍流强度的强度均值和标准差，分别计算得到三类分布（正态分布、对数正态分布、威布尔分布）的分布参数值，计算方法详见附录四。基于三类分布下的分布参数计算值，分别得到各分位数下不同分布对应的分位值，示例如下：

$$X\% \text{分位: } \{P_{Normal}^X, P_{Lognormal}^X, P_{Weibull}^X\}$$

- ② 针对每个风速区间的数据，基于第①步的结果，每个分位数下，均取三种分布分位值的最大值作为该分位数下环境湍流强度分位（代表）值，示例如下：

$$X\% \text{分位: } PX = \max\{P_{Normal}^X, P_{Lognormal}^X, P_{Weibull}^X\}$$

得到各分位值的环境湍流强度后，采用 5.1.2 的方法得到有效湍流强度的各分位数结果。

附录一 疲劳载荷计算湍流强度分布离散化方法研究

湍流区间划分的方法基于划分方式及网格密度，常见划分方式包括等间距和等累积概率（即等面积）两种方式。考虑到等间距法在概率较低处的划分段数偏多，在增大计算量时，对于结果精度的提高没有明显的效果，所以本文件推荐采用等累积概率（即等面积法）。两种划分方式见图 F1-1。

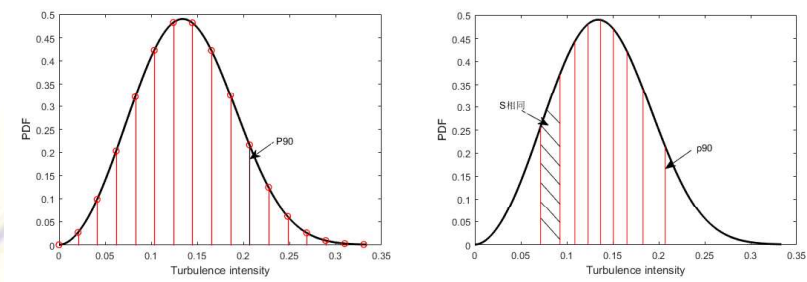


图 F1-1 两种常见划分方式（左等间距，右等累积概率）

网格密度的选择将综合考虑计算效率及降载效果。通过统计行业内常见机型不同关键载荷在不同网格密度下（即不同区间数）的降载效果差异，给出网格密度的推荐值。统计机型的信息如表 F1-1 所示。

表 F1-1 统计机型信息

机型数量	8 个
功率等级范围	2~10MW
机组传动类型	直驱、半直驱、双馈
机组塔架类型	钢塔、柔塔
机组湍流等级	B~C 类
分仓数	10、20、30、40 仓

本部分采用 10-40 不同的分仓数，仓内代表值为 P90 的分布离散化方法，对以上八个机型进行疲劳载荷仿真。通过对比各关键等效疲劳载荷结果与原 P90 法计算所得的载荷结果，得到不同分仓数下的载荷水平及变化趋势，如图 F1-2 至图 F1-15 所示。

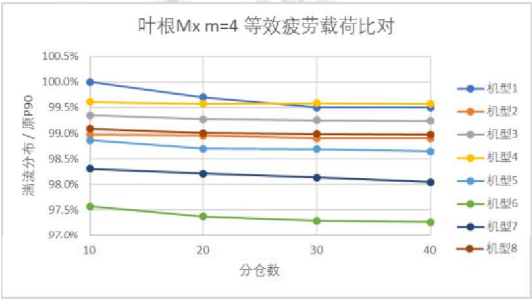


图 F1-2 叶根 Mx m=4

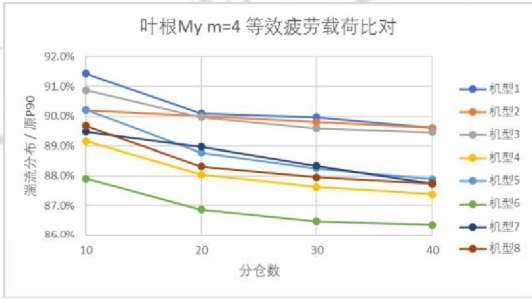


图 F1-3 叶根 My m=4

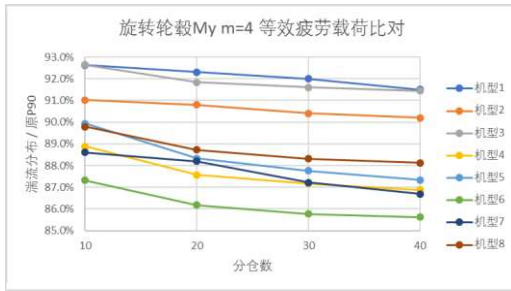


图 F1-4 旋转轮毂 My m=4

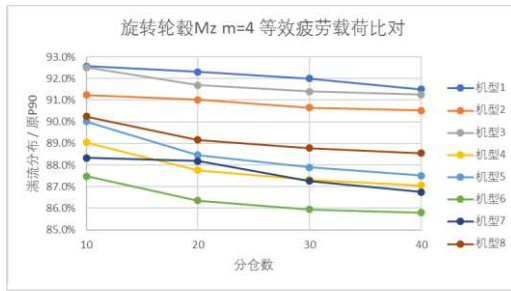


图 F1-5 旋转轮毂 Mz m=4

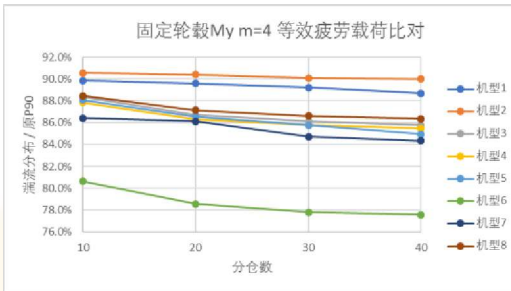


图 F1-6 固定轮毂 My m=4

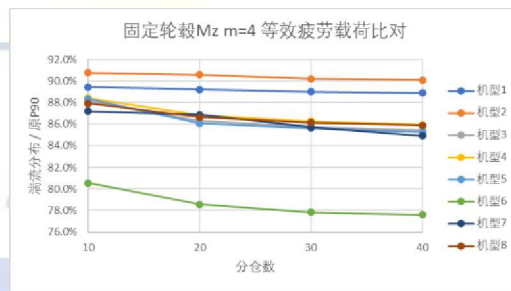


图 F1-7 固定轮毂 My m=4

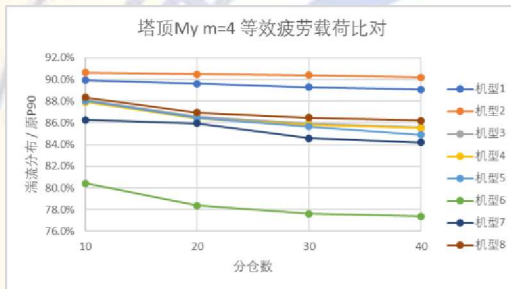


图 F1-8 塔顶 My m=4

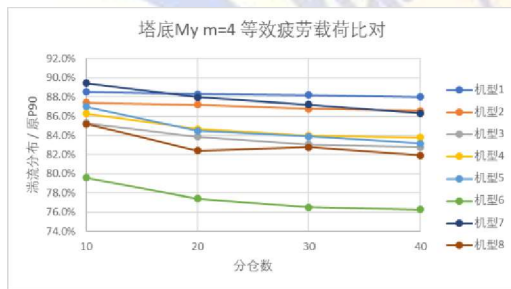


图 F1-9 塔底 My m=4

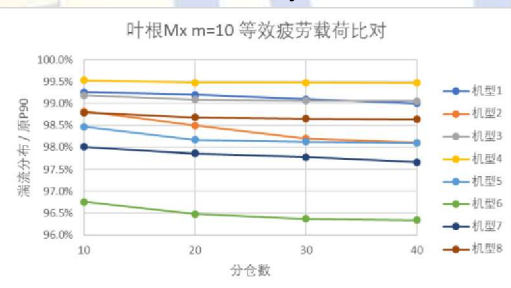


图 F1-10 叶根 Mx m=10

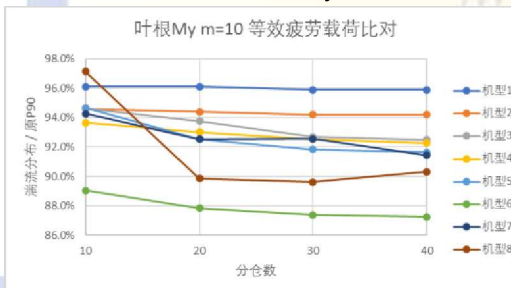


图 F1-11 叶根 My m=10

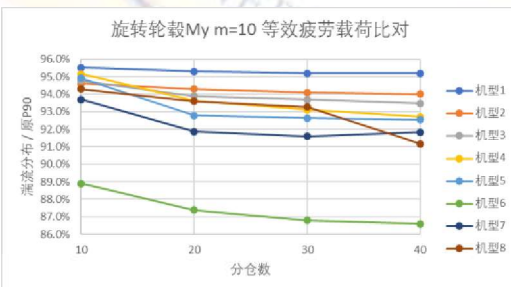


图 F1-12 旋转轮毂 My m=10

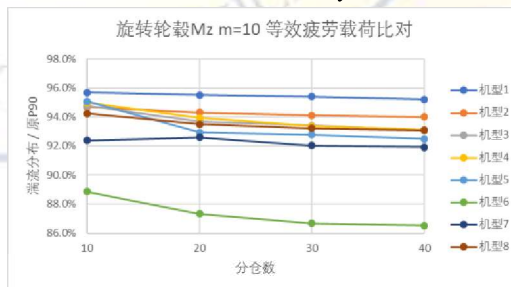


图 F1-13 旋转轮毂 Mz m=10

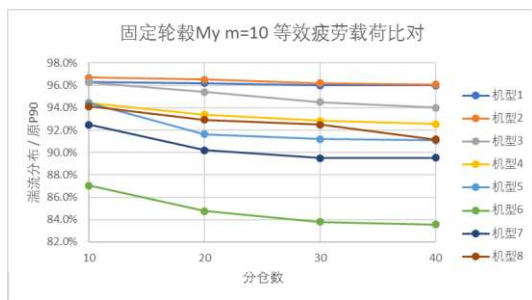


图 F1-14 固定轮毂 My m=10

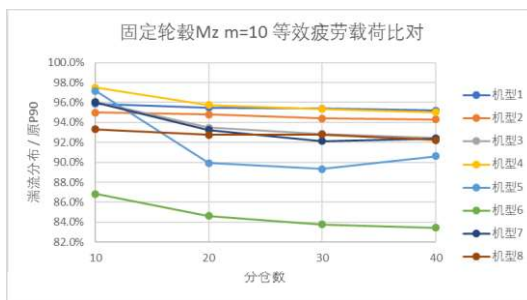


图 F1-15 固定轮毂 Mz m=10

以上比对结果显示，对于绝大部分机组，使用 P90 作为仓内代表值时，随着分仓数的增加，载荷结果逐渐降低，因此仓内代表值 P90 方法进行计算的结果已足够保守，各统计机型不同分仓平均降载比例数据见表 F1-2。

表 F1-2 统计机型各分仓平均降载比例

降载平均比例统计		10 仓	20 仓	30 仓	40 仓
m=4	叶根 Mx	1.0%	1.2%	1.2%	1.2%
	叶根 My	10.1%	11.1%	11.5%	11.8%
	旋转轮毂 My	9.9%	10.8%	11.2%	11.5%
	旋转轮毂 Mz	9.8%	10.6%	11.1%	11.4%
	固定轮毂 My	12.5%	13.6%	14.2%	14.6%
	固定轮毂 Mz	12.4%	13.6%	14.2%	14.5%
	塔顶 My	12.5%	13.6%	14.3%	14.6%
	塔底 My	13.9%	15.5%	15.9%	16.4%
m=10	叶根 Mx	1.4%	1.6%	1.7%	1.7%
	叶根 My	5.7%	7.5%	7.9%	8.1%
	旋转轮毂 My	6.0%	7.2%	7.5%	7.8%
	旋转轮毂 Mz	6.2%	7.0%	7.4%	7.6%
	固定轮毂 My	6.0%	7.4%	7.9%	8.3%
	固定轮毂 Mz	5.3%	7.5%	8.0%	8.1%

通过分仓 10 与分仓 20、30、40 的分别比对可知，绝大部分关键载荷的降载效果差异较小，降载差异最大为 4%，综合考虑计算效率，本文推荐的分仓数为 10。

通过以上方式得到各机型降载效果统计数据见表 F1-3。从表中可知，当材料系数 $m=4$ 时，各机型不同分量的平均降载效果为 10% 左右，最高降幅接近 20%。材料系数 $m=10$ 的降载效果有所降低。

表 F1-3 统计机型降载效果（分仓数 10）

降载比例统计		最小比例	最大比例	平均比例
m=4	叶根 Mx	0.0%	2.4%	1.0%
	叶根 My	8.6%	12.1%	10.1%
	旋转轮毂 My	7.4%	12.7%	9.9%
	旋转轮毂 Mz	7.4%	12.5%	9.8%
	固定轮毂 My	9.4%	19.4%	12.5%
	固定轮毂 Mz	9.2%	19.5%	12.4%
	塔顶 My	9.4%	19.6%	12.5%
	塔底 My	10.6%	20.4%	13.9%
m=10	叶根 Mx	0.5%	3.2%	1.4%
	叶根 My	2.9%	11.0%	5.7%
	旋转轮毂 My	4.5%	11.1%	6.0%
	旋转轮毂 Mz	4.3%	11.1%	6.2%
	固定轮毂 My	3.3%	13.0%	6.0%
	固定轮毂 Mz	2.5%	13.2%	5.3%

综上，本文推荐的疲劳载荷计算时湍流强度分布的离散化方法为：在每个风速区间内，湍流强度分布按照等累积概率（即等面积）的方法均分为至少 10 个仓，每个仓内的推荐代表值为仓内 90%分位数。

附录二 不同概率密度函数形式的湍流强度分布拟合结果

选取不同代表地形下测风塔完整年数据进行分风速区间湍流强度分布拟合并估计对应 30%，50%，70%，90%和 99%分位数下湍流强度值，从图中可看出，除 90%分位数外，其他分位数下不同概率密度函数形式拟合得到的湍流强度值存在较大差异。因此，在特定场址分析中需选择合适的概率密度函数形式。

案例 1：山地地形

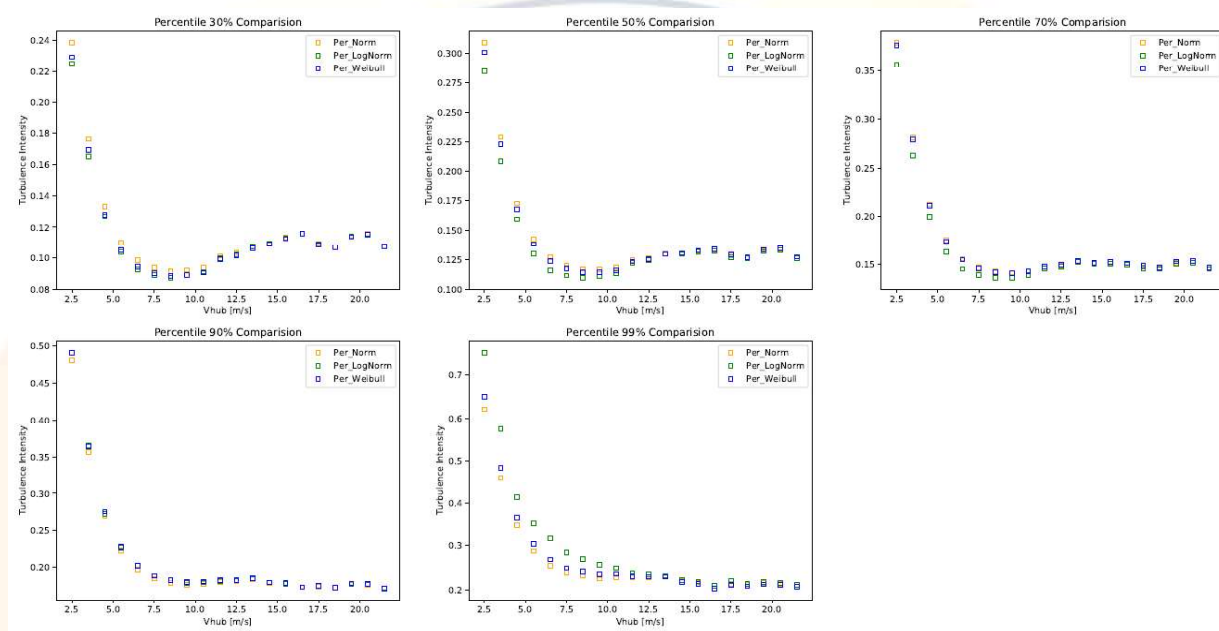


图 F2-1 山地地形不同概率密度函数形式的湍流强度分布拟合结果

案例 2：丘陵地形

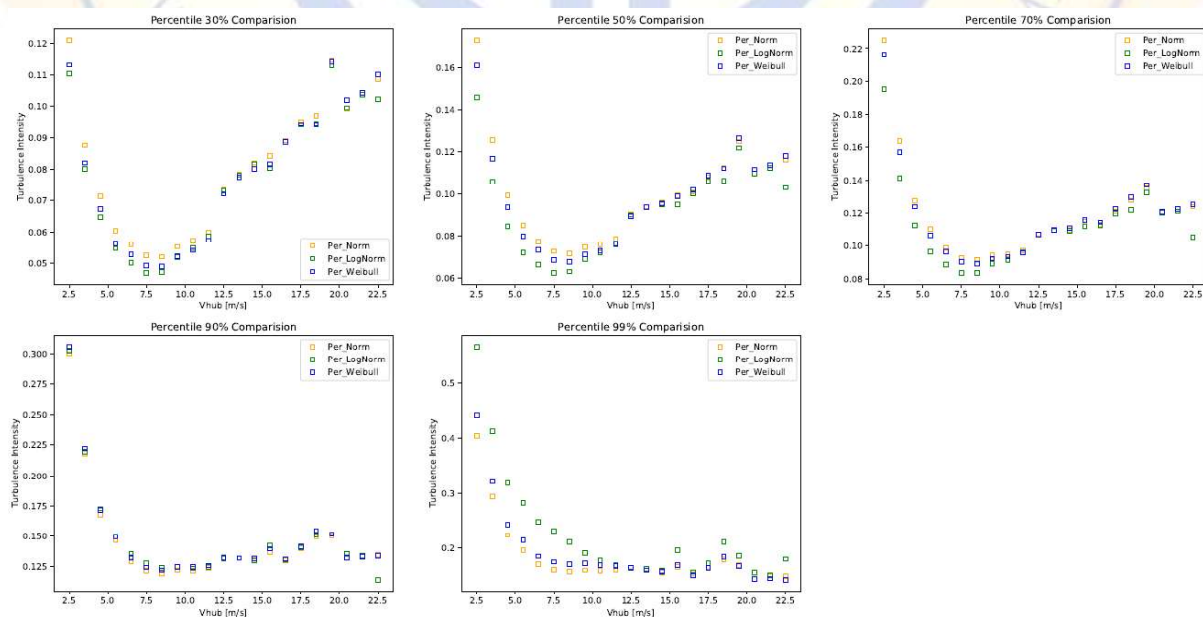


图 F2-2 丘陵地形不同概率密度函数形式的湍流强度分布拟合结果

案例 3：平坦地形

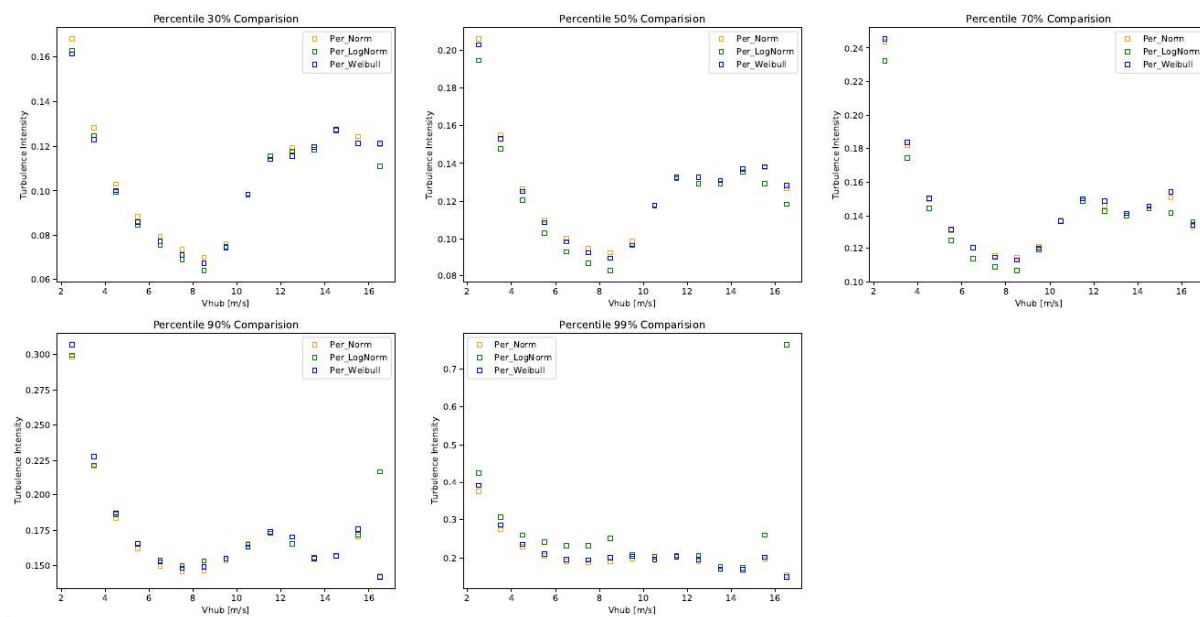


图 F2-3 平坦地形不同概率密度函数形式的湍流强度分布拟合结果

附录三 χ^2 检验测风塔湍流强度分布拟合优度

分风速区间单独处理，将每个风速区间内的湍流强度划分成互不交叉的 m 个区间，根据每个区间的实际频数和理论频数进行 χ^2 检验。需要注意的是 χ^2 拟合优度检验法是在 n 充分大的条件下得到的，所以在使用时必须注意 n 要足够大及 $n \cdot P_i$ 不能太小。根据实际经验，通常要求 $n \geq 50$ ， $n \cdot P_i \geq 5$ ，否则宜适当合并区间以满足要求。

χ^2 分布的概率密度函数为：

$$f(y) = \frac{1}{2^{\frac{n}{2}} \Gamma(\frac{n}{2})} y^{\frac{n}{2}-1} \exp\left(-\frac{y}{2}\right), y > 0 \quad (F3-1)$$

式中：

n 表示自由度；

y 表示 χ^2 。

1、临界值法的检验步骤为：

(1) 提出原假设 H_0 ：湍流总体 X 的分布函数是 $F(x)$ ；

备择假设 H_1 ：湍流总体 X 的分布函数不是 $F(x)$ ；

由于原假设中有 r 个参数未知，需要先用最大似然法估计出这 r 个参数，其中最大似然方程可能为超越方程，可采用迭代法求数值解；

(2) 将 x 轴分为 m 个互不重叠的小区间，如：

$[0, b_1), [b_1, b_2), [b_2, b_3), [b_3, b_4), \dots, [b_{m-1}, +\infty)$ ；

(3) 计算样本的 n 个观察值落入以上每个区间的个数，记为 f_i ($i=1, 2, \dots, m$)，称其为实际频数。所有实际频数之和 ($f_1+f_2+\dots+f_m$) 等于样本容量 n ；

(4) 在原假设 H_0 为真时，计算总体落入每个区间的概率 $P_i = F(b_i) - F(b_{i-1})$ ($i=1, 2, \dots, m$)，于是 nP_i 就是落入第 i 个区间的样本值的理论频数；

(5) 检验统计量为：

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^m \frac{(f_i - np_i)^2}{np_i} \quad (F3-2)$$

定理：若 n 充分大 ($n \geq 50$)，则当 H_0 为真时，统计量 χ^2 近似服从 $\chi^2(k-r-1)$ 分布。

据以上讨论，当 H_0 为真时，统计量 χ^2 不应太大，如 χ^2 过分大就拒绝 H_0 ，拒绝域为：

$$W = \{\chi^2 \geq \chi^2_{\alpha}(m-r-1)\} \quad (F3-3)$$

式中：

r 表示 $F(x)$ 中被估计的参数的个数；

α 表示显著性水平，显著性水平越高， α 越小。

如检验统计量 χ^2 在拒绝域内，则拒绝原假设“湍流总体 X 的分布函数是 $F(x)$ ”；如检验统计量 χ^2 不在拒绝域内，则接受原假设“湍流总体 X 的分布函数是 $F(x)$ ”。

2、 p 值法：

为便于选出最优分布，建议在上述步骤5，计算出检验统计量 χ^2 后，计算不同分布假设检验的 p 值，即由检验统计量的样本观察值得出的原假设可被拒绝的最小显著性水平，即 α 的最大值，该值可以通过计算机程序或软件直接得出。

α 值可以由使用者自定义，一般在统计上常取 $0 < \alpha \leq 0.1$ 。

对于任意指定的显著性水平 α ，有：

- 1) 若 $p \text{ 值} \leq \alpha$ ，则在显著性水平 α 下拒绝 H_0 ；
- 2) 若 $p \text{ 值} > \alpha$ ，则在显著性水平 α 下接受 H_0 。

对于正态分布、对数正态分布、威布尔分布分别检验后得出不同的 p 值，在接受 H_0 的前提下，选取 p 值最大的为最优分布。



附录四 不同概率密度函数形式的湍流强度分布参数估计方法

1、正态分布

正态分布的概率密度函数为：

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-(x-\mu)^2/(2\sigma^2)} \quad (\text{F4-1})$$

其中 μ 和 σ 为参数，正态分布的数学期望为 μ ，方差为 σ^2 。采用矩估计法估计参数时，根据样本均值 $\bar{X}$ 和方差 $\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n(X_i - \bar{X})^2$ 可求得 μ 和 σ 的估计值。

2、对数正态分布

对数正态分布的概率密度函数为：

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} e^{-(\ln x - \mu)^2/(2\sigma^2)}, \quad x > 0 \quad (\text{F4-2})$$

其中 μ 和 σ 为参数，对数正态分布的数学期望为 $e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$ ，方差为 $e^{2\mu + \sigma^2}(e^{\sigma^2} - 1)$ 。采用矩估计法估计参数时，根据样本均值 $\bar{X}$ 和方差 $\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n(X_i - \bar{X})^2$ 联立方程组可求得 μ 和 σ 的估计值。

3、威布尔分布

威布尔分布的概率密度函数为：

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k}, \quad x > 0 \quad (\text{F4-3})$$

其中 k 为形状参数， c 为尺度参数。

该分布的数学期望为：

$$E(X) = c \Gamma\left(\frac{1}{k} + 1\right) \quad (\text{F4-4})$$

方差为：

$$D(X) = c^2 \left\{ \Gamma\left(\frac{2}{k} + 1\right) - \left[\Gamma\left(\frac{1}{k} + 1\right)\right]^2 \right\} \quad (\text{F4-5})$$

采用矩估计法估计参数时，根据样本均值 $\bar{X}$ 和方差 $\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n(X_i - \bar{X})^2$ 联立方程组可推导出以下方程式计算 k 的估计值：

$$\left(\frac{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n(X_i - \bar{X})^2}}{\bar{X}} \right)^2 = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (\text{F4-6})$$

再将 k 代入下式求得 c 的估计值：

$$c = \frac{\bar{X}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{F4-7})$$

其中， Γ 表示 gamma 函数。由于 F4-6 方程为超越方程，建议采用迭代法求数值解。

基于概率的发电量计算方法 指导文件

Guidance Document on
Probability-Based Annual Energy
Production Calculation Methods





REETC/TN006: 2022

基于概率的发电量计算方法指导文件

Guidance Document on Probability-Based Annual Energy Production Calculation Methods

2022-03-15 发布

2022-03-15 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：胡高硕（联合召集人）、刘鑫（联合召集人）、蔡继峰（功率曲线组召集人）、梁志（测量组召集人）、卢坤鹏（损耗组召集人）、许路石（数据处理组召集人）、杨长锋（模型外推组召集人）

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：曹庆才、迟冰、窦菲菲、盖峰、高亮、高尚、高伟、郭辰、郭豪、韩东、胡钦、华泽嘉、黄国庆、黄林宏、黄宇同、姜婷婷、蒋海波、李家川、李汨、李品、李正农、梁汉天、梁会森、刘东海、刘贵杰、刘建亭、刘静、刘玮、刘霄、刘震卿、罗勇、马海鹏、马文通、苗继春、宁洪涛、彭留留、曲利群、任会来、阮夏、盛科、石宇峰、宋军、宋筱文、苏彤、王超、王朝、王聪、王丹丹、王芳、王瑞明、王先阳、吴俊辉、吴轩、谢磊、徐可、许梦莹、薛文亮、颜灵伟、杨永锋、尹景勋、于殿富、余龙飞、詹洋燕、张弛、张天明、赵宏亮、周平、周耘宇、朱金阳、朱良山、庄恒东

目 次

1. 范围.....	1
2. 规范性引用文件.....	1
3. 术语和定义.....	1
4. 总则.....	2
4.1. 损耗.....	3
4.2. 不确定度.....	4
4.2.1. 测量不确定度.....	5
4.2.2. 数据处理不确定度.....	8
4.2.3. 模型不确定度.....	11
4.2.4. 功率曲线不确定度.....	12
4.2.5. 损耗不确定度.....	12
4.2.6. 合成不确定度.....	13
附录 1 Weibull 风速模型下不确定度合成.....	15
附录 2.不同测风数据的不确定度分析.....	16
附录 3.测量不确定度的计算.....	17
附录 4 插补不确定度的计算案例.....	25
附录 5 垂直外推不确定度的计算.....	26
附录 6 长期订正不确定度的计算案例.....	28
附录 7 模型外推不确定度的计算案例.....	30
附录 8 功率曲线不确定度补充资料.....	33

基于概率的发电量计算方法指导文件

1. 范围

本文件重点给出发电量计算中损耗和不确定度的计算方法，以获得基于概率的发电量结果，基础的理论发电量计算方法不在本指导文件内。

2. 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明

- [1] JCGM 100:2008 Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement
- [2] JCGM 101:2008 Evaluation of measurement data — Supplement 1 to the “Guide to the expression of uncertainty in measurement” — Propagation of distributions using a Monte Carlo method
- [3] IEC 61400-12-1 Wind turbines Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [4] M. A. Lackner, A. L. Rogers, and J. F. Manwell, “Uncertainty analysis in wind resource assessment and wind energy production estimation,” Collect. Tech. Pap. - 45th AIAA Aerosp. Sci. Meet., vol. 21, pp. 14572–14587, 2007, doi: 10.2514/6.2007-1222.
- [5] Kelly, Mark ; Kersting, Gibson ; Mazoyer, Paul ; Yang, Changfeng ; Hernández Fillols, Francisco ; Clark, Steve ; Matos, José Carlos. “Uncertainty in vertical extrapolation of measured wind speed via shear.” Roskilde, Denmark : DTU Wind Energy, 2019. 25 p. (DTU Wind Energy E; No. E-0195).

3. 术语和定义

3.1. 不确定度(uncertainty)

与测量结果有关的参数，该参数表示被测物合理测量结果的离散程度¹，用字母 U 表示。

3.2. 标准不确定度(standard uncertainty)

¹ 该参数可以用标准差或标准差的倍数表示，也可以用给定置信水平的一半表示；不确定度通常由许多因素构成，其中的部分因素可以通过重复测试来得到对应的测试结果分布的标准偏差，另一部分因素也用标准偏差表示，但对应的标准偏差不能通过实验获得，只能通过经验或者其他信息获得

测量结果分布对应的标准偏差，用字母 σ 表。

3.3. 不确定度的 A 类评定 (Type A evaluation (of uncertainty))

对在规定测量条件下测得的量值用统计分析的方法进行的测量不确定度分量的评定。

3.4. 不确定度的 B 类评定 (Type B evaluation (of uncertainty))

用不同于测量不确定度 A 类评定的方法对测量不确定度分量进行的评定。

3.5. 合成标准不确定度 (combined standard uncertainty)

当测量结果是通过一系列参数获得时，该测量结果的标准偏差。等于一系列分项的平方和的平方根，这些分项分别是各参数加权后的方差或协方差，权数大小由参数对测量结果的影响程度而定。

$$U_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i}$$

3.6. 扩展不确定度 (expanded uncertainty)

关于测量结果区间范围的量级，该区间范围包含测量值分布的不同区间，用来表示不同的置信区间，通常为标准不确定度乘以覆盖因子得到。

3.7. 覆盖因子 (coverage factor)

为了获得扩展不确定度而对合成标准不确定度乘以的系数，通常用字母 k 表示。

3.8. 理论发电量 (Gross AEP)

利用功率曲线和轮毂高度代表年的风速风频分布，假设机组可利用率为 100%，计算得到的单台风电机一年时间内生产的全部电能。

3.9. 上网电量 (Net AEP)

发电厂在上网电量计量点向供电企业(电网)输入的电量。

3.10. 损耗 (Loss)

指因尾流影响、机组性能下降、限功率运行、限电等因素造成实际发电量与理论发电量之间的差异。

4. 总则

在计算风电场发电量时，首先需要计算由于风电场所处环境、运行条件、机组类型等因素造成的发电量损耗，理论发电量通过损耗计算后即为理论上网电量。

通过综合考虑风资源评估计算中各环节的标准不确定度 $u_{E,i}$ ，并通过各环节不确定度计算出理论上网电量的总体标准不确定度 $u_{E,total}$ 。

结合理论上网电量及理论上网电量的总体标准不确定度 $u_{E,total}$ ，可以计算出不同超越概率下的上网电量。

4.1. 损耗

损耗是指由于技术或其他原因而无法得以完全利用的风能，是实际发电量与理论发电量之差。损失可能来自风电机组运行可利用率，环境因素，风电场限电率，电气损耗和其他因素。损耗取值的大小与区域相关，取决于多种影响因素，包括环境、采用机型、地貌等。损耗的分类见表 4-1-1。

表 4-1-1 损耗分类

损耗类别	取值范围	备注
风电场运行可利用率	0.5%—3%	不同风机类型的运行可利用率不同，可根据实际情况酌情调整。
环境条件	结冰：0%—9%； 其他：1%—3%；	若对风机叶片进行了相关防护则可酌情调整环境导致的相关损耗。
风电场限电率	0%—14%	风电场的限电率跟政策相关度较高，可根据当地近三年的限电政策对该项数值进行调整。
电气损耗	1%—4%	可根据风电场的规模和机位布局对该项数值进行调整。
未来风电场的影响	0.5%—10%	若在已有风电场附近规划建设大基地项目则需酌情调整数值。

注：损耗的统计以省委单位进行区域划分计算

风电场的起伏度，平均气温，极端最低、最高温度，风电场容量等对损耗不确定度都会产生一定的影响，在对相关损耗不确定度进行取值时，应综合考虑以上因素对不同类别数值进行调整。

其中，风电场运行可利用率损耗取值可分为三档，见表 4-1-2

表 4-1-2 风电场运行可利用率损耗折减

级别	取值范围	备注
第一档	0.5%—1%	运行情况良好的，建议在该档次取值
第二档	2%	推荐的默认值
第三档	2%—3%	运行情况一般的，建议在该档次取值

环境条件按照风电场所在区域结冰程度、气候的影响。其中结冰程度等分为四档，见表 4-1-3

表 4-1-3 风电场结冰损耗折减

级别	推荐默认值	备注
第一档：云南 贵州、湖南、江西、蒙东、黑龙江、吉林；	7%	
第二档：蒙西、辽宁、湖北；	4%	
第三档：四川、重庆、河北、山西、陕西、宁夏、甘肃、青海、北京、天津、山东、新疆、广西；	2%	
第四档：河南、安徽、江苏、福建、浙江、上海、广东、海南、台湾	0%	

注：南方与北方结冰原理不同，南方一般低于零度时结冰概率较大，北方除了温度还需考虑湿度的影响，可参考日平均温度的天数进行损耗不确定度的调整。

气候的影响主要为叶片污染与侵蚀、环境停机等，见表 4-1-4

表 4-1-4 风电场环境条件损耗折减

类别	推荐默认值	备注
叶片污染与腐蚀	1%-2%	若该地区腐蚀严重则建议取 2%。
环境停机	0%-1%	视机组的切出风速和当地风速，以及控制策略来取值（机组控制策略为主要参考条件）。

风电场限电率²按照省份可分为五档，见表 4-1-5

表 4-1-5 风电场限电率损耗折减

类别	推荐默认值	备注
第一档：新疆	14%	
第二档：甘肃、内蒙古	7%	
第三档：河北	5%	
第四档：湖南、吉林、青海、辽宁、贵州、山西、陕西、黑龙江、宁夏	1%-2%	
第五档：北京、天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、山东、河南、湖北、广东、广西、海南、重庆、四川、云南、西藏、台湾	0%	

电气损耗可分为三档，见表 4-1-6

表 4-1-6 风电场电气损耗折减

类别	取值范围	备注
第一档	1%-2.5%	若为小间距布置风电场，推荐在该档次取值
第二档	2.5%-3%	推荐默认值
第三档	3%-4%	若布置较为分散，推荐在该档次取值

未来风电场的影响可分为三档，见表 4-1-7

表 4-1-7 未来风电场损耗折减

类别	取值范围	备注
第一档	0.5%-2%	所在地区，资源开发较为饱和
第二档	2%-6%	所在地区，存在规划常规风电项目，50MW-100MW 建议取值 2%，以此为取值基础，适当递增
第三档	6%-10%	所在地区，存在规划基地类风电项目，500MW 建议取值 6%，以此为取值基础，适当递增

4.2. 不确定度

发电量计算结果的标准不确定度 $u_{E,total}$ 主要由测量标准不确定度 $u_{E,measurement}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{E,dataprocess}$ 、模型标准不确定度 $u_{E,model}$ 、功率曲线标准不确定度 $u_{E,PC}$ 和损耗标准不确定度 $u_{E,loss}$ 五部分构成。

² 注：限电率受当地政策影响较大，在进行损耗计算时，建议参考国家能源局等官方文件的最新限电率统计进行调整。

测量标准不确定度 $u_{\text{measurement}}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{\text{dataprocess}}$ ，模型标准不确定度 u_{model} 需要通过乘以对应功率曲线的发电量敏感系数 c 转换为对应的发电量标准不确定度。

通常认为测量标准不确定度 $u_{E,\text{measurement}}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{E,\text{dataprocess}}$ 、模型标准不确定度 $u_{E,\text{model}}$ 、功率曲线标准不确定度 $u_{E,\text{PC}}$ 和损耗标准不确定度 $u_{E,\text{loss}}$ 五部分各自独立，各分量单独进行计算，再结合各分量进行合成不确定度的计算。

4.2.1. 测量不确定度

参考 ISO/IEC Guide 98-3:2008 与 IEC 61400-12-1，风速测量不确定度按照 B 类评定方法进行评估。

风速测量不确定度的来源可以归纳为下列五类：1、风速测量设备；2、地形影响；3、测量方法；4、空气密度的计算方法；5、风向测量设备。风速测量设备包含，风杯风速仪、超声风速仪、遥感测风设备、中尺度数据等。上述不确定度，是风速测量不确定度的一级分类，对于每个一级分类，又可以细分为二级分类。一级、二级分类，如下表所示。

表 4-2-1 测量不确定度各项的名称、符号、幅值

一级分类	符号	参考值	二级分类
风速测量设备： 风杯或超声 风速仪	$u_{VS,i}$	$M_{VS,i}$	标定测试（Calibration）、后标定测试（Post Calibration/In-situ）、分级测试（Classification）、安装方式（单个风速仪顶端安装）、安装方式（两个风速仪顶端安装）、安装方式（塔体单侧安装）、避雷针影响、数据采集、测量时长引起的设备损耗
风速测量设备： 遥感测风设备	$u_{VR,i}$	$M_{VR,i}$	标定测试（Calibration）、现场测试（In-situ）、分级测试（Classification）、安装方式、采样空间的气流差异、设备监测
地形影响	$u_{VT,i}$	$M_{VT,i}$	地形影响
测量方法： 不同风况、 季节因素、 寒冷气候	$u_{M,i}$	$M_{M,i}$	不同风况（风速切变、风向切变、垂直风速、湍流强度）、季节因素、寒冷气候
空气密度的 计算方法	$u_{AD,method}$	$M_{AD,method}$	空气密度的计算方法

风速最终的测量不确定度 $u_{V,i}$ ，由上述各项的不确定度计算，计算公式如下式所示（参考 IEC 61400-12-1 中公式 E. 34）。

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{VHW,i}^2 + u_{VT,i}^2 + u_{VM,i}^2 + u_{AD,method,i}^2}$$

其中， $u_{VHW,i}$ 是 $u_{VS,i}$ 或者 $u_{VR,i}$ ， $u_{VS,i}$ 是风杯风速仪或超声风速仪的风速测量不确定度， $u_{VR,i}$ 是遥感设备的风速测量不确定度（下标 VS 表示 Velocity of Sensor，下标 VR 表示 Velocity of Remote Sensing Device）。

$u_{VT,i}$ 是地形对气流影响带来的不确定度。 $u_{VM,i}$ 是测量方法带来的不确定度,包括不同风况、季节因素、寒冷气候等因素。 $u_{AD,method,i}$ 空气密度测量带来的不确定度。

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i \sqrt{c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2}$$

其中, f_i 是风速区间内的风速频率; $u_{V,i}$ 是风速的不确定度; $u_{T,i}$ 是温度的不确定度; $u_{B,i}$ 是气压的不确定度; $u_{RH,i}$ 是相对湿度的不确定度; $u_{M,i}$ 测量方法的不确定度。

4.2.1.1. 测量不确定度风速测量设备:风杯或超声风速仪

风杯或超声风速仪的不确定度,要考虑标定测试(Calibration)、后标定测试(Post Calibration/In-situ)、分级测试(Classification)、安装方式。风速测量的不确定度计算如下:

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,peCal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VR,class,i}^2 + u_{VR,mnt,i}^2 + u_{VS,lgt,i}^2 + u_{dVS,i}^2 + u_{depletion,i}^2}$$

表 4-2-1-1 风杯风速仪风速测量的不确定度

风速测量(风杯或超声风速仪)的二级分类	不确定度	参考值
标定测试(Calibration)	$u_{VS,peCal,i}$	1-3%
后标定测试(Post Calibration/In-situ)	$u_{VS,postcal,i}$	0.2m/s
分级测试(Classification)	$u_{VS,class,i}$	1-1.5%
安装方式(单个风速仪顶端安装)	$u_{VS,mnt,i}$	0.5%
安装方式(两个风速仪顶端安装)	$u_{VS,mnt,i}$	1.0%
安装方式(塔体单侧安装)	$u_{VS,mnt,i}$	1.5%
避雷针影响	$u_{VS,lgt,i}$	0.1-0.2%
数据采集	$u_{dVS,i}$	0.1-0.2%
测量时长引起的设备损耗	$u_{depletion,i}$	风杯式: 0.2%/年 超声式: 0%

4.2.1.2. 风速测量设备:遥感设备

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

表 4-2-1-2 遥感类设备风速测量的不确定度

风速测量(遥感设备)的二级分类	不确定度	参考值
标定测试(Calibration)	$u_{VR,ver,i}$	2-3%
现场测试(In-situ)	$u_{VR,isc,i}$	/
分级测试(Classification)	$u_{VR,class,i}$	1-1.5%

安装方式	$u_{VS,mt,i}$	0.1%
采样空间的气流差异	$u_{VR,flow,i}$	2-3%
设备监测	$u_{VR,mon,i}$	0.5%

4.2.1.3. 地形影响

表 4-2-1-3 遥感类设备风速测量的不确定度

地形影响	不确定度	参考值
地形影响	$u_{VT,i}$	海上: 1-2% 平坦地形:2-3% 复杂地形根据实际地形确定

4.2.1.4. 测量方法：不同风况、季节因素、寒冷气候

$$u_{M,i} = \sqrt{u_{M,sh ear,i}^2 + u_{M,veer,i}^2 + u_{M,upflow,i}^2 + u_{M,ti,i}^2 + u_{M,sfx,i}^2 + u_{M,cc,i}^2}$$

表 4-2-1-4 测量方法的不确定度

测量方法：不同风况、季节因素、寒冷气候	不确定度	参考值
不同风况：风速切变	$u_{M,sh ear,i}$	2.4-3.0%
不同风况：风向切变	$u_{M,veer,i}$	0.6-2.1%
不同风况：垂直风速	$u_{M,upflow,i}$	0.3-0.5%
不同风况：湍流强度	$u_{M,ti,i}$	0.3-0.5%
季节因素	$u_{M,sfx,i}$	0.7%
寒冷气候	$u_{M,cc,i}$	0.5-1.0%

4.2.1.5. 空气密度的计算方法

表 4-2-1-5 空气密度的计算方法的不确定度

气象要素的二级分类	不确定度	参考值
温度	u_T	2.15-3.5k
气压	u_B	2hPa-4hPa
相对湿度	u_{RH}	1.2-2.4%
计算方法（空气密度）	$u_{AD,method}$	0.2-0.3%

4.2.1.6. 敏感因子

风速的敏感因子：

$$c_{V,i} \approx \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right|$$

温度的敏感因子：

$$c_{T,i} = -\frac{c_{V,i}v_i}{3\rho_i}\left(\frac{\rho_i}{T_i} + \frac{\phi_i}{T_i}\left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w}\right)\right)0,0000205 \cdot \exp(0,0631846T_i)$$

气压敏感因子:

$$c_{B,i} = \frac{c_{V,i}v_i}{3\rho_iT_iR_0}$$

相对湿度敏感因子:

$$c_{RH,i} = -\frac{c_{v,i}v_i}{3\rho_iT_i}$$

4.2.2. 数据处理不确定度

4.2.2.1. 数据处理不确定度

宜按下列步骤，计算因插补造成的不确定度：

(1) 剔除故障数据后，整理实测有效数据，计算实测数据完整率 η 。

(2) 采用最小二乘法计算用于插补订正的参证数据和实测有效数据的皮尔逊相关系数 r ，如果采用多组参证数据进行插补，则采用下式计算 r ：

$$r = \sum_i^n r_i w_i$$

式中：

r_i 第 i 组参证数据和实测有效数据的相关系数

w_i 第 i 组参证数据插补的数据个数占总缺测数据的比例

n 采用参证数据的组数

(3) 查表得出在不同数据完整率和相关系数下的插补不确定度取值，对任意缺测时长，以表中数据为基础，通过线性插值的方法计算对应不确定度。

表 4-2-2-1 不同相关性、不同测风长度风速插补对应的不确定度

相关系数 数据完整率	r 取值范围				
	$r \geq 0.8$	$0.8 > r \geq 0.7$	$0.7 > r \geq 0.6$	$0.6 > r \geq 0.4$	$0.4 > r \geq$
91.67% (缺测 1 个月)	0.46%	0.70%	0.93%	1.07%	1.65%
83.33% (缺测 2 个月)	0.89%	1.22%	1.71%	2.06%	2.92%
75.00% (缺测 3 个月)	1.36%	1.83%	2.60%	3.19%	4.35%
66.67% (缺测 4 个月)	1.88%	2.53%	3.61%	4.47%	5.92%
58.33% (缺测 5 个月)	2.43%	3.33%	4.74%	5.88%	7.65%
50.00% (缺测 6 个月)	3.03%	4.22%	5.98%	7.44%	9.54%
41.67% (缺测 7 个月)	3.67%	5.20%	7.34%	9.14%	11.57%

33.33% (缺测 8 个月)	4.35%	6.28%	8.82%	10.98%	13.76%
25.00% (缺测 9 个月)	5.08%	7.45%	10.41%	12.96%	16.10%
16.67% (缺测 10 个月)	5.84%	8.71%	12.13%	15.08%	18.59%
8.33% (缺测 11 个月)	6.65%	10.07%	13.95%	17.34%	21.24%

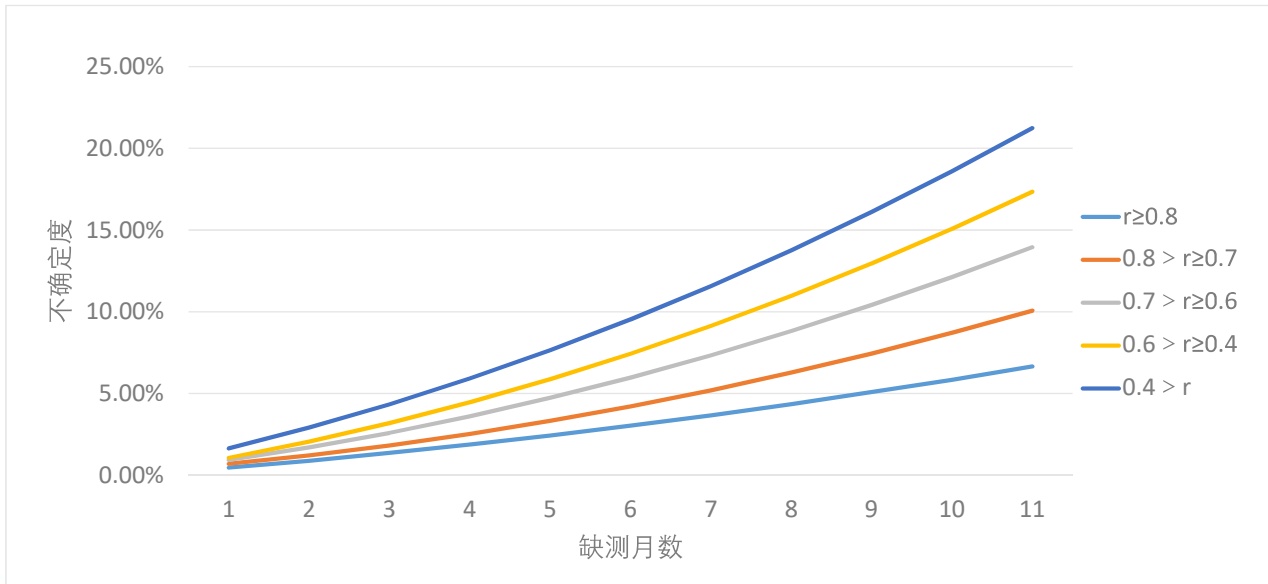


图 4-2-2-1 不同相关性、不同测风长度风速插补对应的不确定度拟合曲线

4.2.2.2. 垂直外推不确定度

垂直外推

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \simeq k_{s,obs} \tilde{u}_{U_{obs}}^2 + \alpha^2 (\tilde{u}_{rep}^2 + \tilde{u}_{a_{fit}}^2) \ln^2 \left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}} \right)$$

式中:

$\tilde{u}_{U_{obs}}$ 测风设备测量风速的不确定度

$k_{s,obs}$ 测量风速不确定度的扩展系数

α 风切变值

$\tilde{u}_{rep}$ 切变幂指数模型 α 的不确定度

$\tilde{u}_{a_{fit}}$ 切变拟合的标准不确定度

z_{pred} 外推高度

z_{obs} 观测高度的几何平均值

当只使用两个测量高度 $\{z_2, z_1\}$ 拟合切变垂直外推时, 测量风速不确定度的扩展系数 $k_{s,obs}$ 计算方式如下:

$$k_{s,obs} = c_f \frac{\ln^2(z_{pred}/z_{obs})}{\ln^2(z_2/z_1)}$$

式中:

z_1, z_2	测量高度
z_{pred}	外推高度
z_{obs}	对应测量高度 z_1, z_2 的几何平均值
c_f	不同测风仪不确定度之间的系数，对两个测风仪的情况取值为 2

切变幂指数模型 α 的不确定度表示使用幂指数模型来描述实际风廓线的准确程度，主要受切变本身大小，粗糙度，地形复杂度，测量高度影响，一般情况下，地形越简单，地表粗糙度越单一，风廓线与幂指数模型的重合度越高，计算公式如下：

$$\hat{u}_{rep} = \alpha \ln\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right) B_{ct} + \frac{0.04[1 + \tanh\left(-\frac{\alpha}{0.2}\right)]}{|\alpha|}$$

式中：

B_{ct} 表示复杂地形对风廓线的影响，受地形崎岖指数和粗糙度影响

$$B_{ct} = \frac{1.5}{\ln(\sqrt{z_{pred} z_{obs}} / z_{0,eff})}$$

$$z_{0,eff} = z_0 [1 + \Delta z_{ref} (e^{RIX/\alpha_R} - 1) / z_0]^{2/3}$$

式中：

z_0	地表粗糙度
Δz_{ref}	100m
RIX	地形崎岖指数
α_R	30%

4.2.2.3. 长期订正不确定度

长期订正不确定度主要由 MCP 插补计算引入的不确定度以及未来风气候变化的不确定度构成。

4.2.2.3.1. MCP 插补计算的不确定度

$$u_{MCP} = \sqrt{\frac{r^2}{N_R} u_R^2 + \frac{1-r^2}{N_T} u_T^2}$$

式中：

N_T	测风数据的测风时长 [年]
N_R	参考数据的测风时长 [年]

u_T	测风数据的年际变化率 [%]
u_R	参考数据的年际变化率 [%]
r	测风数据与参考数据之间的皮尔逊相关系数 [无量纲]

4.2.2.3.2. 未来气候变化的不确定度

从气象学的角度考虑,过去测风数据的代表情况不能反应未来长期的气候波动,即使历史数据的测量周期再长,预测未来仍然存在着不确定度,未来气候变化趋势的不确定度推荐取值为 5%。

4.2.3. 模型不确定度

4.2.3.1. 使用 CFD 模型外推的不确定度

在使用 CFD 仿真进行计算时,假设相同测风塔推算各机位点的不确定度是相关的,同时,不同测风塔推算各机位点的不确定度是相关的,根据不确定度的累加原则,将不同测风塔外推至不同机位的不确定度按能量权重加权累加后,便可得到模型外推风速的标准不确定度,计算公式如下:

$$u_{AEP,model} = \sum_j^{n_M} \sum_i^{n_T} C_i * u_{WS_{i,j}} * w_{i,j}$$

式中:

C_i	第 i 个机位对应的风速不确定度敏感系数
$u_{WS_{i,j}}$	第 j 个测风塔综合时第 i 个机位对应的风速标准不确定度
$w_{i,j}$	第 j 个测风塔综合时第 i 个机位发电量对应风电场理论发电量的权重
n_M	测风塔数量
n_T	机组数量

在计算测风塔与不同机位点之间风速外推结果的标准不确定度时,目前按照地形分级,不同地形种类对应水平外推和垂直外推有不同的不确定度取值范围,公式如下:

$$u_{WS_{i,j}} = \sqrt{\left(\frac{D_{i,j}}{1000} * u\right)^2 + \left(\frac{abs(Z_{i,j})}{10} * u\right)^2}$$

式中:

$D_{i,j}$	测风塔 j 外推至机位点 i 的水平距离
$Z_{i,j}$	测风塔 j 外推至机位点 i 的垂直距离
u	模型不确定度,其中平坦地形为 0.5%,丘陵地形为 1%,复杂地形为 1.5%。

4.2.4. 功率曲线不确定度

功率曲线不确定度的大小，不光与功率曲线的来源有关，还与应用风场的环境条件相关。不同方法获取的功率曲线和应用条件得到的不确定度分类见表 4-2-4-1：

4-2-4-1 功率曲线不确定度分类

	功率曲线来源	使用项目环境条件是否与来源条件相似	不确定度推荐值
仿真计算	0 湍流度下的静态功率曲线	不限定	$\sqrt{a^2+b^2}$
	带特定湍流度的动态功率曲线	相似	a
		不相似	$\sqrt{a^2+b^2}$
功率曲线测试[xx]	平坦地形无偏移的测试功率曲线	相似	c
		不相似	$\sqrt{c^2+b^2}$
	有可修正的偏离项	相似	c
		不相似	$\sqrt{c^2+b^2}$
	有不可完全修正的偏离项	任意	d
其它	担保功率曲线	——	e

上表所列推荐值符号的含义和取值见表 4-2-4-2：

4-2-4-2：功率曲线不确定度推荐值含义和取值表

符号	含义	取值
a	仿真及模型的不确定	建议采纳有资质的第三方评估确定，通常不低于 6%；
b	环境条件差异带来的偏差，如通过计算修正环境条件的差异，无需考虑此项	建议以下偏差每增加一个单位：代表湍流强度 0.02、风切变 0.05、空气密度 0.1、入流角 5°，不确定度增加 1%，按各个分量独立进行合成得到最终值，该值最高取为 5%，
c	测试不确定度	建议依据有资质的测试结构出具的测试报告给出数值确定。
d	——	建议可取为 10%
e	——	参考担保时功率曲线来源和应用条件给出

注：a 的取值依赖与第三方评估机构对仿真计算模型的可靠性给出，主要参考依据为：相关损失值的选取是否有部件测试结果的支撑、模型的仿真参数是否考虑了对功率曲线影响的动态失速、叶尖损失、叶根损失等空气动力学影响，总体原则上不低于合格测试的不确定度平均水平。d 的取值为依据现有的测试不确定度的统计结果给出，以不低于 99% 的测试样本给出，详见附录 D。

4.2.5. 损耗不确定度

损耗不确定度即风资源转化成风电场发电量收益时的不确定度。主要包含风电场运行可利用率、环境条件、风电场限电率、电气损耗、未来风电场的影响。

其中，参考目前再投风电场的可利用率相对都为较稳定且较好，因此风电场机组运行可利用率的不确定

度取在 1%是一个相对较为合理的范围。但也取决于实际运行的机组选型和运维人员。

因为环境条件与风电场电量输送的关系不是很清晰，且极端风，结冰或极端温度等环境事件的频率，严重性和影响每年都有变化，因此环境条件的不确定度相对偏大，建议取为环境条件损耗取值的 1 倍。若风电场在建设时，制造商降低了一些机组对环境影响的敏感度时（例如防冰措施等），该不确定度可以适当降低。

风电场限电率受当地政策的影响较大，但从我国整体的限电情况来看，各地区限电率整体呈下降趋势，因此建议不确定度在前三档限电严重的趋势，其限电不确定度建议取值为风电场限电的 0.5-1 倍。后两档的限电不确定度建议取值为 0%-1%。

风电场与其他电气系统之间相类似，因此电气损耗不确定度相对很低，建议电气损耗不确定度取值为 1%。但该值也取决于风电场的实际复杂程度和运行条件的了解程度。

未来风电场的影响受周边是否继续建设风电场以及风电场的容量有关，因此未来风电场的不确定度相对也较大，建议取为未来风电场损耗值的 1 倍。

尾流模型仿真偏差不确定度取值宜取尾流损耗计算值的 1~2 倍。

4.2.6. 合成不确定度

在将风资源评估中各环节产生的不确定度进行合成时，首先需要将风速相关的不确定度按照风速敏感系数转换为产能相关的不确定度。再按照各环节的不确定度相互独立的假设，通过独立不确定度的合成公式计算出产能计算结果的总体不确定度。

$$u_{Etotal} = \sqrt{u_{E,measurement}^2 + u_{E,dataprocess}^2 + u_{E,model}^2 + u_{E,PC}^2 + u_{E,loss}^2}$$

式中：

$u_{E,measurement}$	测量引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为测量引入的产能不确定度
$u_{E,dataprocess}$	数据处理引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为数据处理引入的产能不确定度
$u_{E,model}$	模型外推引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为模型外推引入的产能不确定度
$u_{E,PC}$	产能损耗计算引入的不确定度引入的产能不确定度
$u_{E,loss}$	功率曲线相关的不确定度引入的产能不确定度

其中测量、数据处理、模型外推引入的不确定度均是风速相关，需要通过风速敏感系数转换为与产能相关的不确定度。

$$u_{Ei} = u_{WSi} * C$$

式中：

u_{ws_i} 第 i 个元素引入的风速不确定度

c 敏感系数

u_{ws_i} 第 i 个元素引入的风速不确定度通过风速敏感系数转换后的产能对应的不确定度



附录 1 Weibull 风速模型下不确定度合成

通常风速仪的标定结果，是在多个具体的风速数值下的不确定度。

利用Weibull分布确定，来确定不同风速区间对于整体不确定度的贡献。当参数 $k=2$ ， $c=7$ 时，Weibull分布确定的风速平均值为 6.21m/s ，用该场景的风频分布作为权重。通过加权计算，风杯风速仪对于平均风速距平的影响为 -0.0005m/s ，不确定度为 0.0309m/s 。

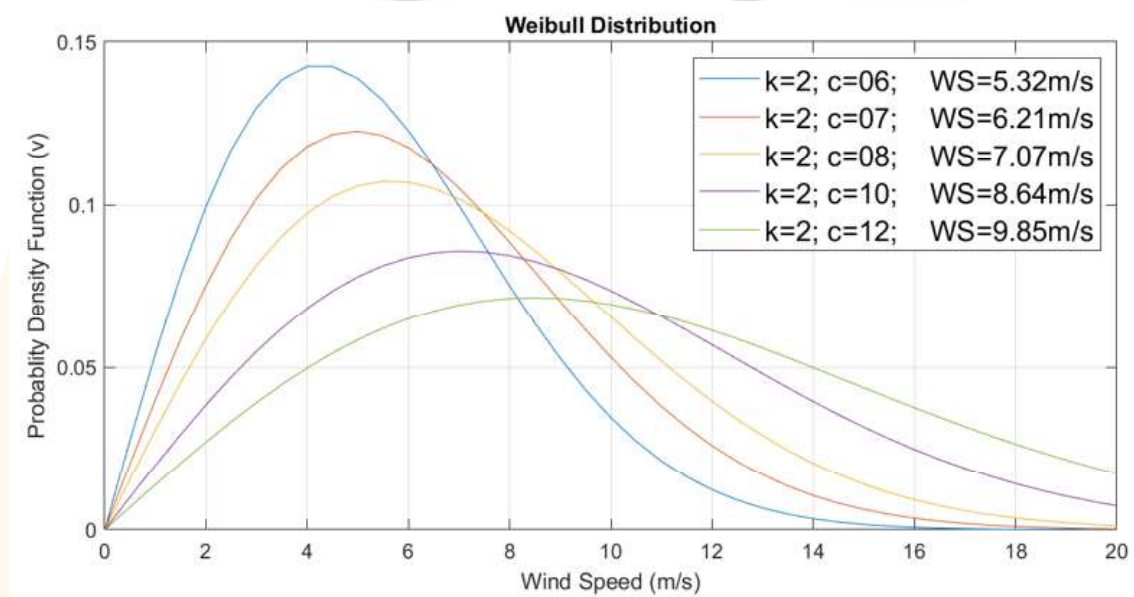


图 1 不同 Weibull 分布下的风速

附录 2.不同测风数据的不确定度分析

以NRG风杯为例，风速测量的不确定度约为1.25%；以激光雷达为例，风速测量的不确定度约为2.63%；中尺度测风数据给出了风速的不确定度约为5.1%

表 1 风速仪风速测量的不确定度合成

风速测量（风杯或超声风速仪）的二级分类	不确定度	数值
标定测试（Calibration）	$u_{VS,peCal,i}$	0.5%
后标定测试 （Post Calibration/In-situ）	$u_{VS,postcal,i}$	0.2m/s
分级测试（Classification）	$u_{VS,class,i}$	1%
安装方式（单个风速仪顶端安装）	$u_{VS,mnt,i}$	0.5%
避雷针影响	$u_{VS,lgt,i}$	0.1%
数据采集	$u_{dVS,i}$	0.1%
测量时长引起的设备损耗	$u_{depletion,i}$	0.2%（年递增）
合成		1.25%

表 2 遥感类设备风速测量的不确定度合成

风速测量（遥感设备）的二级分类	不确定度	幅值 M
标定测试（雷达）	$u_{VR,ver,i}$	0.43%
标定测试（测风塔）		1.21%
现场测试（In-situ）	$u_{VR,isc,i}$	/
分级测试（Classification）	$u_{VR,class,i}$	1%
安装方式	$u_{VS,mnt,i}$	0.1%
采样空间的气流差异	$u_{VR,flow,i}$	2%
设备监测	$u_{VR,mon,i}$	0.5%
合成		2.63%

附录 3.测量不确定度的计算

a. 风杯或超声风速仪

通常风速仪的标定结果，是在多个具体的风速数值下的不确定度。利用Weibull分布确定，来确定不同风速区间对于整体不确定度的贡献。当参数 $k=2$ ， $c=7$ 时，Weibull分布确定的风速平均值为6.21m/s，用该场景的风频分布作为权重。通过加权计算，风杯风速仪对于平均风速距平的影响为-0.0005m/s，不确定度为0.0309m/s，该Weibull情况下的平均风速6.21m/s，对应0.5%的不确定度。

表 1 风杯式风速计标定结果（以 NRG 为例，CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER, Certificate number: 18.US1.00598, SOH Wind Engineering LLC, 2018）

Succession	Velocity pressure, [Pa]	Wind velocity,v. [m/s]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty uc(k=2) [m/s]	风速百分比 (k=2,c=7) [%]	Deviation 加权	Uncertainty 加权
2	9.25	3.967	-0.031	0.024	15.1%	-0.0047	0.0036
4	14.61	4.986	0.003	0.025	15.7%	0.0005	0.0039
6	20.96	5.971	-0.009	0.027	15.1%	-0.0014	0.0041
8	28.49	6.962	-0.003	0.029	13.6%	-0.0004	0.0039
10	37.43	7.98	0.021	0.032	11.4%	0.0024	0.0036
12	47.23	8.964	0.007	0.035	9.1%	0.0006	0.0032
13	58.34	9.964	0.015	0.038	6.9%	0.0010	0.0026
11	70.51	10.954	0.011	0.041	5.0%	0.0005	0.0020
9	84.28	11.976	0.044	0.044	3.4%	0.0015	0.0015
7	98.61	12.954	0.007	0.047	2.2%	0.0002	0.0010
5	114.39	13.952	-0.034	0.05	1.4%	-0.0005	0.0007
3	130.73	14.916	-0.033	0.053	0.8%	-0.0003	0.0004
1	149.17	15.931	0.003	0.056	0.5%	0.0000	0.0003
平均值			0.0010	0.050	100.0%	-0.0005	0.0309

b. 遥感设备

通过估计风速测量设备（风杯或超声风速仪）的幅值，需考虑标定测试、分级测试、侧边安装，整体的不确定度为： $\sqrt{3\%^2 + 3\%^2 + 1\%^2} = 4.36\%$ 。当风速为6.2m/s时，对应0.2703m/s的不确定度。

平坦地形下，不确定度的数值为： $\sqrt{1.43\%^2 + 1\%^2 + 0.5\%^2} = 1.82\%$ ；山地地形下，不确定度的数值为： $\sqrt{2.72\%^2 + 1\%^2 + 0.5\%^2} = 2.94\%$ 。当风速为6.2m/s时，分别对应0.1128m/s和0.1823m/s的不确定度。

下表是激光雷达的不确定度结果。

表 2 激光雷达的风速计标定结果

(DNV GL, 2016, WINDCUBE WLS7-562, LIDAR PERFORMANCE VERIFICATION AT DNV GL TEST SIDE IN JANNEBY)

来源：直接来源于 DNV 测试报告											来源：Weibull 分布的权重计算得到				
风速区间		激光雷达		测风塔	激光雷达-测风塔				风速仪			激光雷达-测风塔		风速仪	整体
起始值	终止值	风速	样本数	风速	标准偏差 [m/s]	风速差值 [m/s]	风速差值 [%]	安装 [%]	不确定度 [%]	不确定度 [%]	权重	风速差值 [m/s]	风速差值 [%]	不确定度 [%]	不确定度 [%]
3.75	4.25	4.03	216	4	0.17	0.03	0.54 %	0.50 %	1.78 %	1.94 %	7.61%	0.0002	0.04 %	0.14 %	0.15 %
4.25	4.75	4.52	314	4.49	0.18	0.03	0.53 %	0.50 %	1.61 %	1.78 %	7.95%	0.0001	0.04 %	0.13 %	0.14 %
4.75	5.25	5.04	362	5.01	0.18	0.03	0.72 %	0.50 %	1.48 %	1.73 %	8.10%	0.0002	0.06 %	0.12 %	0.14 %
5.25	5.75	5.53	408	5.5	0.19	0.03	0.56 %	0.50 %	1.37 %	1.57 %	8.09%	0.0002	0.05 %	0.11 %	0.13 %
5.75	6.25	6	328	5.98	0.18	0.02	0.23 %	0.50 %	1.29 %	1.41 %	7.92%	0.0001	0.02 %	0.10 %	0.11 %
6.25	6.75	6.51	323	6.49	0.19	0.02	0.31 %	0.50 %	1.22 %	1.36 %	7.61%	0.0001	0.02 %	0.09 %	0.10 %
6.75	7.25	7.02	276	6.99	0.19	0.03	0.39 %	0.50 %	1.15 %	1.33 %	7.20%	0.0001	0.03 %	0.08 %	0.10 %
7.25	7.75	7.53	226	7.48	0.2	0.05	0.60 %	0.50 %	1.10 %	1.36 %	6.71%	0.0002	0.04 %	0.07 %	0.09 %
7.75	8.25	7.99	179	7.97	0.21	0.02	0.24 %	0.50 %	1.06 %	1.21 %	6.15%	0.0001	0.01 %	0.07 %	0.07 %
8.25	8.75	8.53	127	8.5	0.21	0.03	0.34 %	0.50 %	1.02 %	1.20 %	5.56%	0.0001	0.02 %	0.06 %	0.07 %
8.75	9.25	9.01	95	8.98	0.2	0.03	0.38 %	0.50 %	0.98 %	1.19 %	4.96%	0.0001	0.02 %	0.05 %	0.06 %
9.25	9.75	9.52	78	9.5	0.22	0.02	0.19 %	0.50 %	0.95 %	1.12 %	4.36%	0.0001	0.01 %	0.04 %	0.05 %
9.75	10.25	10.01	47	10.01	0.2	0	0.05 %	0.50 %	0.92 %	1.09 %	3.79%	0.0000	0.00 %	0.03 %	0.04 %
10.25	10.75	10.48	37	10.5	0.22	-0.02	-0.16 %	0.50 %	0.90 %	1.10 %	3.25%	-0.0001	-0.01 %	0.03 %	0.04 %

10.7 5	11.2 5	11.0 8	29	10.9 9	0.24	0.09	0.81 %	0.50 %	0.88 %	1.36 %	2.75%	0.000 4	0.02 %	0.02 %	0.04 %
11.2 5	11.7 5	11.5 8	15	11.4 5	0.28	0.13	1.12 %	0.50 %	0.86 %	1.62 %	2.30%	0.000 7	0.03 %	0.02 %	0.04 %
11.7 5	12.2 5	11.9 8	10	11.9 5	0.18	0.03	0.25 %	0.50 %	0.84 %	1.12 %	1.90%	0.000 2	0.00 %	0.02 %	0.02 %
12.2 5	12.7 5	12.5 9	8	12.5 8	0.12	0.01	0.11 %	0.50 %	0.82 %	1.02 %	1.55%	0.000 0	0.00 %	0.01 %	0.02 %
12.7 5	13.2 5	12.9 3	3	12.8 5	0.12	0.08	0.62 %	0.50 %	0.82 %	1.25 %	1.25%	0.000 4	0.01 %	0.01 %	0.02 %
13.2 5	13.7 5	13.7 6	1	13.5 6	0	0.2	1.47 %	0.50 %	0.79 %	1.75 %	1.00%	0.001 0	0.01 %	0.01 %	0.02 %
											100.00 %	0.004 3	0.43 %	1.21 %	1.43 %

c. 声雷达

声雷达，依靠声波进行探测。它通过发出脉冲进行测量，记录通过空气散射返回的回波信号。反射的声波频率变化被转化为风数据，检测到返回信号所需的时间计算测量高度。所以雷达摆放姿态必须水平，任何角角度的倾斜都会造成测风数据的不准确，既有高度层的偏差又有风速大小的偏差三维声波雷达对于风向的测量需要一个基准，故该雷达现场摆放过程中需要注意电池板朝向正南，即 180° ，如此便确定了基准风向。如果该摆放角度不精确则会造成测风数据的偏差，风向尤为明显。声雷达的声波发射是靠3组阵列完成的，阵列的状态也会影响到测风数据。由于雷达要全天候运行，所以应该考虑到空气湿度较大且温度趋于或者低于 0°C 的冷凝及结霜现象，如果出现此状况，则会影响到声波的发射和接收进而影响到测风数据，造成一定的偏差。

固定回波深度的影响：1、所有测量系统都有缺点，声雷达系统的主要缺点是固定回波。2、某些站点上总是会出现固定回波；某些站点上总是会出现固定回波，良好的声雷达设计可以减少固定回波，但不能消除它。好的选址可以减少，但并不能消除它。3、固定回声通常不是“固定的”——它们随着环境条件的变化而变化，原因是声音的绕射；树木的季节性变化；物体移动如车辆移动。4、现已开发出固定回波诊断工具，用于识别信号中固定回波的存在和可能的影响。帮助在声雷达测量期间优化选址。在一定情况下可修正受固定回波影响的数据。

大气气候影响声雷达通过不同高度的温度差来测量数据，如果该地区大气不同高度温度相同，则很难测出数据。但在中国云南、广州等地区数据非常好，更有200米处的测量数据完整度高达90-95%以上。

d. 中尺度数据

10分钟时间序列风速的验证结果显示平均相关系数为0.683，对于月度值，平均相关系数增加到0.881。Vortex-LES对平均风速的平均绝对误差为5.1%。（引用：Vortex-LES White Paper, VORTEX FdC S.L, <https://vortexfdc.com/>；虚拟测风WRF-LES技术白皮书, 恩维创能 2020-07-31）

e. 敏感系数

	Power curve (database B)		Sensitivity factors		
Bin No. i	Wind speed Vi m/s	Electric power Pi kW	Wind speed cV.i kW/m/s	Air temperature cT.i kW/K	Air pressure cB.i kW/hPa
4	2.13	-3.64	1.712	0.013	0.004
5	2.49	-3.65	0.014	0.013	0.004
6	2.99	-3.78	0.269	0.013	0.004
7	3.51	-2.19	3.062	0.008	0.002
8	3.99	-0.43	3.645	0.001	0.000
9	4.50	6.04	12.825	0.021	0.006
10	4.98	27.70	44.664	0.096	0.027
11	5.52	67.39	74.049	0.234	0.067
12	5.98	111.30	94.430	0.386	0.110
13	6.51	160.95	95.019	0.558	0.159
14	7.01	209.42	95.472	0.727	0.207
15	7.50	261.96	107.566	0.909	0.259
16	8.00	327.63	131.992	1.137	0.323
17	8.50	395.23	136.290	1.372	0.390
18	8.99	462.01	134.677	1.603	0.456
19	9.49	556.06	187.824	1.930	0.549
20	10.00	629.80	145.079	2.186	0.622
21	10.47	703.06	155.957	2.440	0.694
22	11.00	786.55	157.358	2.729	0.776
23	11.50	836.48	100.000	2.903	0.826
24	11.99	893.52	116.327	3.101	0.882
25	12.49	928.61	70.200	3.223	0.917
26	13.03	956.44	51.481	3.319	0.944
27	13.50	971.30	31.702	3.371	0.959
28	14.00	980.92	19.200	3.404	0.968
29	14.48	988.17	15.208	3.429	0.976
30	15.00	993.46	10.192	3.448	0.981
31	15.49	993.71	0.408	3.449	0.981
32	15.99	995.70	4.000	3.455	0.983
33	16.54	996.22	0.909	3.457	0.983
34	17.02	996.42	0.417	3.458	0.984
35	17.48	996.48	0.217	3.458	0.984
36	17.95	996.50	0.000	3.458	0.984
37	18.49	995.71	0.556	3.457	0.983
38	18.97	996.6	0.833	3.459	0.984
39	19.42	996.1	1.111	3.457	0.983

	Power curve (database B)		Sensitivity factors		
Bin No. i	Wind speed Vi m/s	Electric power Pi kW	Wind speed cV.i kW/m/s	Air temperature cT.i kW/K	Air pressure cB.i kW/hPa
40	19.96	994.1	3.704	3.450	0.981
41	20.51	987.4	12.182	3.427	0.975
42	20.88	996.9	25.676	3.460	0.984



f. 不确定度合成计算

Bin No. i	Electric power uP.i kW	Wind speed uV.i m/s	Wind speed cV.i · uV.i kW	Air temperature u T.i K	Air temperature cT.i · uT.i kW	Air pressure uB.i hPa	Air pressure cB.i · uB.i kW
4	6.29	0.19	0.33	2.09	0.03	3.18	0.01
5	6.29	0.19	0.00	2.09	0.03	3.18	0.01
6	6.29	0.19	0.05	2.09	0.03	3.18	0.01
7	6.29	0.19	0.60	2.09	0.02	3.18	0.01
8	6.29	0.20	0.71	2.09	0.00	3.18	0.00
9	6.29	0.20	2.53	2.09	0.04	3.18	0.02
10	6.29	0.20	8.85	2.09	0.20	3.18	0.09
11	6.30	0.20	14.82	2.09	0.49	3.18	0.21
12	6.32	0.20	19.04	2.09	0.81	3.18	0.35
13	6.35	0.20	19.34	2.09	1.17	3.18	0.51
14	6.39	0.21	19.58	2.09	1.52	3.18	0.66
15	6.44	0.21	22.28	2.09	1.90	3.18	0.82
16	6.52	0.21	27.66	2.09	2.37	3.18	1.03
17	6.62	0.21	28.87	2.09	2.86	3.18	1.24
18	6.74	0.21	28.86	2.09	3.35	3.18	1.45
19	6.93	0.22	40.71	2.09	4.03	3.18	1.75
20	7.09	0.22	31.82	2.09	4.57	3.18	1.98
21	7.28	0.22	34.61	2.09	5.10	3.18	2.21
22	7.51	0.22	35.38	2.09	5.70	3.18	2.47
23	7.65	0.23	22.77	2.09	6.06	3.18	2.63
24	7.82	0.23	26.81	2.09	6.48	3.18	2.81
25	7.93	0.23	16.41	2.09	6.73	3.18	2.92
26	8.02	0.24	12.20	2.09	6.93	3.18	3.00
27	8.07	0.24	7.61	2.09	7.04	3.18	3.05
28	8.10	0.24	4.67	2.09	7.11	3.18	3.08
29	8.13	0.25	3.75	2.09	7.16	3.18	3.10
30	8.14	0.25	2.55	2.09	7.20	3.18	3.12
31	8.14	0.25	0.10	2.09	7.20	3.18	3.12
32	8.15	0.26	1.03	2.09	7.22	3.18	3.13
33	8.15	0.26	0.24	2.09	7.22	3.18	3.13
34	8.15	0.26	0.11	2.09	7.22	3.18	3.13
35	8.15	0.27	0.06	2.09	7.22	3.18	3.13
36	8.15	0.27	0.00	2.09	7.22	3.18	3.13
37	8.15	0.28	0.15	2.09	7.22	3.18	3.13
38	8.15	0.28	0.23	2.09	7.22	3.18	3.13
39	8.15	0.28	0.32	2.09	7.22	3.18	3.13
40	8.15	0.29	1.07	2.09	7.21	3.18	3.12
41	8.12	0.29	3.54	2.09	7.16	3.18	3.10

Bin No. i	Electric power uP.i kW	Wind speed uV.i m/s	Wind speed cV.i · uV.i kW	Air temperature u T.i K	Air temperature cT.i · uT.i kW	Air pressure uB.i hPa	Air pressure cB.i · uB.i kW
42	8.15	0.29	7.54	2.09	7.23	3.18	3.13



附录 4 插补不确定度的计算案例

某陆上风电项目，经过对故障数据的筛查和剔除后，测风塔数据完整率为 82%，在插补过程中，优先使用旁边另一座测风塔作为参证数据进行插补，二者相关系数为 0.86，插补后，测风塔数据完整率上升为 88%，之后再使用中尺度数据进行插补，二者相关系数为 0.65，插补后，测风塔数据完整率为 100%。

将用作参证数据的测风塔作为参证数据 A、中尺度作为参证数据 B，首先计算两种参证数据的插补权重：

参证数据 A 的插补权重为

$$w_A = \frac{88\% - 82\%}{100\% - 82\%} = 33.33\%$$

参证数据 B 的插补权重为

$$w_B = \frac{100\% - 88\%}{100\% - 82\%} = 66.67\%$$

计算皮尔逊相关系数

$$r = w_A r_A + w_B r_B = 33.33\% \times 0.86 + 66.67\% \times 0.65 = 71.99\%$$

查表得，当相关系数介于[0.7, 0.8]时，数据完整率 83.33%对应的不确定度为 1.22%，数据完整率 75%对应的不确定度为 1.83%，采用插值法计算数据完整率 82%条件下对应的不确定度：

$$u_2 = \frac{1.83\% \times (83.33\% - 82\%) + 1.22\% \times (82\% - 75\%)}{83.33\% - 75\%} = 1.32\%$$

风速插补造成的不确定度为 1.32%

附录 5 垂直外推不确定度的计算

案例一：

某陆上风电项目，地形简单，对应地形崎岖度 $RIX=0$ ，周边地表为草甸，粗糙度约为 $0.03m$ ，测风塔在 $20m, 40m, 60m, 80m$ 高度均安装一个风杯式测风仪，对应年平均风速为 $6.2m/s$ ， $6.8m/s$ ， $7.3m/s$ 和 $7.5m/s$ ，测风仪均安装于测风塔同侧，且为同一厂家出产，经过相同风洞标定，通过厂家标定报告，得知测风仪标定不确定度为 0.25% ，信号接受系统不确定度为 0.1% ，该项目推荐机组轮毂高度为 $120m$ ，工程师在进行外推时选择 $60m$ 高度和 $80m$ 高度进行计算

首先根据外推高度计算测量不确定度的扩展系数 $k_{s,obs}$

$$z_{obs} = (z_1 z_2)^{1/2} = 69.2$$

$$k_{s,obs} \approx c_f \frac{\ln^2(z_{pred}/z_{obs})}{\ln^2(z_2/z_1)} \approx 2 \frac{\ln^2(120/69.28)}{\ln^2(80/60)} = 7.29$$

测风仪的测量不确定度 $\tilde{u}_{obs}$

$$\tilde{u}_{obs} = \sqrt{0.25\%^2 + 0.1\%^2} = 0.27\%$$

计算外推使用切变 α

$$\alpha = \frac{\ln(V_2/V_1)}{\ln(z_2/z_1)} = \frac{\ln(7.8/7.3)}{\ln(80/60)} = 0.23$$

计算拟合切变代表性的不确定度 $\tilde{u}_{rep}$

$$z_{0,eff} \approx z_0 [1 + \Delta z_{ref} (e^{RIX/a_R} - 1)/z_0]^{2/3} \approx 0.03 [1 + 100(e^{0/30} - 1)/0.03]^{2/3} = 0.03$$

$$B_{ct} = \frac{2}{\ln(\sqrt{z_{pred} z_{obs}}/z_{0,eff})} = \frac{2}{\ln(\sqrt{120 \times 69.28}/0.03)} = 0.25$$

$$\tilde{u}_{rep} \approx \alpha \ln\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right) B_{ct} + \frac{0.04[1+\tanh(-\alpha/0.2)]}{|\alpha|} \approx 0.23 \ln\left(\frac{120}{69.28}\right) 0.25 + \frac{0.04[1+\tanh(-0.23/0.2)]}{|0.23|} \approx 0.06$$

至此，与外推不确定度相关的参数都已计算完成，可以计算垂直外推不确定度

由于在外推时使用两层高度拟合切变， $\tilde{u}_{\alpha fit}^2 = 0$

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \approx k_{s,obs} \tilde{u}_{U_{obs}}^2 + \alpha^2 (\tilde{u}_{rep}^2 + \tilde{u}_{\alpha fit}^2) \ln^2\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right)$$

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \approx 7.29 \times 0.0027^2 + 0.23^2 (0.09^2 + 0) \ln^2\left(\frac{120}{69.28}\right) = 1.17 \times 10^{-4}$$

$$\tilde{u}_{U_{ve}} = 1.08\%$$

该案例垂直外推不确定度为 1.08%



附录 6 长期订正不确定度的计算案例

案例一：

某风电项目实际测风长度为 1 年，该点附近长期参考数据 R2 为 0.735，长期参考数据近 20 年各月平均风速见下表，该项目长期订正的不确定度为表 1 参考数据 20 年月平均风速

年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
2001	5.661	5.545	6.183	6.165	4.843	5.071	5.532	5.169	6.155	5.538	5.056	6.367
2002	5.08	5.009	5.547	6.584	5.087	4.772	4.318	5.042	6.246	5.899	5.657	5.96
2003	5.332	5.757	6.701	6.508	5.282	5.104	5.854	5.83	5.461	5.384	6.477	4.492
2004	4.693	5.774	6.141	6.525	6.088	4.73	5.59	6.581	5.506	4.87	5.025	6.09
2005	5.063	6.115	5.621	5.925	5.05	4.787	6.573	6.269	6.252	5.691	4.82	5.078
2006	5.69	6.008	5.36	6.495	6.122	5.512	6.77	4.897	5.482	4.143	5.42	4.675
2007	4.972	5.309	5.981	5.922	6.081	4.659	6.011	5.768	5.767	5.557	4.544	5.041
2008	6.202	5.4	5.564	5.523	6.001	5.243	5.284	4.137	5.208	4.345	4.833	5.953
2009	5.104	6.22	6.05	5.221	5.776	4.875	5.99	5.993	5.58	4.298	6.269	5.35
2010	5.572	6.274	7.391	6.27	5.568	5.072	4.78	5.559	5.548	5.373	4.528	6.451
2011	5.205	5.658	5.529	6.08	6.565	5.007	5.667	5.943	5.66	4.863	5.695	5.091
2012	5.241	5.59	5.187	5.259	5.059	4.228	6.056	6.384	5.066	4.198	5.619	6.041
2013	4.762	5.602	6.661	6.61	5.745	5.533	7.635	6.957	4.892	5.371	5.278	4.991
2014	5.636	6.5	5.689	5.629	5.343	4.295	4.937	4.584	5.414	5.118	5.552	5.502
2015	5.187	5.155	5.351	5.945	5.47	5.056	5.684	5.365	5.022	4.912	5.393	4.615
2016	5.852	5.676	5.9	5.189	6.404	5.547	5.601	4.655	5.637	5.857	5.505	5.218
2017	5.512	5.23	5.11	6.388	5.255	4.46	6.721	4.964	4.454	6.25	5.254	4.914
2018	6.246	5.477	6.203	6.611	5.961	4.987	4.739	5.709	5.088	4.264	5.418	6.26
2019	5.122	5.572	5.314	6.102	4.822	4.639	4.948	4.609	5.192	5.173	5.564	5.088
2020	5.493	5.352	5.524	5.885	5.239	4.556	4.747	5.697	4.132	5.609	5.763	5.077

首选计算长期数据对应的年际变化率

年平均风速标准差u

$$u = \frac{1}{N-1} \sqrt{\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} = 0.174$$

各月无缺测数据， $V_{\text{MOMM}} = V_{\text{ave}} = 5.49\text{m/s}$

因此，长期数据过去二十年对应的年际变化率 u_R 为：

$$u_R = \frac{u}{V_{\text{MOMM}}} = \frac{0.174}{5.49} = 3.18\%$$

由于实测数据只有 1 年，实测数据的年际变化率 $u_T \approx u_R = 3.18\%$

该数据从 1 年订正到过去 20 年风速的不确定度为：

$$u_{MCP} = \sqrt{\frac{r^2}{N_R} \sigma_R^2 + \frac{1-r^2}{N_T} \sigma_T^2} = \sqrt{\frac{0.735}{20} * 0.0318 + \frac{1-0.735}{1} * 0.0318} = 1.74\%$$

结合未来风气候变化的不确定度 $u_{future} = 5\%$

$$\text{长期订正结果的不确定度 } u_{LTC} = \sqrt{\sigma_{MCP}^2 + \sigma_{future}^2} = \sqrt{1.74\%^2 + 5\%^2} = 5.29\%$$



附录 7 模型外推不确定度的计算案例

案例一：

某风电项目拟规划使用 10 台机组，10 台机组均使用 WTG 型功率曲线，该项目共有 3 座测风数据，地形为丘陵地形，机组计算信息及测风塔坐标信息见表 2，采用 xxx 软件进行仿真，计算该项目模型外推不确定度。

表 1 某项目机位及测风塔信息

标签	X	Y	Z	发电量(MWH/年)	平均风速(m/s)
T1	38538910	4398902	1563	9305.19	5.78
T2	38539088	4398665	1581.2	9361.09	5.82
T3	38539412	4398479	1600.7	9520.44	5.93
T4	38539610	4398165	1590.5	8490.97	5.55
T5	38539857	4398062	1658.3	9815.74	6.12
T6	38540530	4397891	1738.2	10414.93	6.35
T7	38540781	4397891	1728.7	9873.56	6.11
T8	38540939	4397710	1732.1	9206.49	5.85
T9	38541339	4397824	1762.5	9361.18	5.91
T10	38541605	4398162	1788.7	10567.17	6.36
M1	38541759	4397697	1765.7		
M2	38539549	4395979	1684.8		
M3	38539069	4398689	1569.4		

首先计算测风塔与各机位水平距离及垂直距离

表 2 不同测风塔对应各机位水平及垂直距离

	M1		M2		M3	
	ΔH	ΔV	ΔH	ΔV	ΔH	ΔV
T1	3093.35	202.70	2992.03	121.80	265.80	6.40
T2	2841.00	184.50	2725.27	103.60	30.61	-11.80
T3	2473.85	165.00	2503.75	84.10	402.18	-31.30
T4	2199.37	175.20	2186.85	94.30	753.16	-21.10
T5	1936.71	107.40	2105.65	26.50	1007.01	-88.90
T6	1244.22	27.50	2148.98	-53.40	1664.73	-168.80
T7	997.06	37.00	2274.55	-43.90	1888.85	-159.30
T8	820.10	33.60	2220.01	-47.30	2110.77	-162.70
T9	438.78	3.20	2570.63	-77.70	2429.22	-193.10
T10	489.84	-23.00	2998.77	-103.90	2590.18	-219.30

由于该项目为丘陵地形，海拔高差每 10m 不确定度对应 1%，水平距离每 1000m 不确定度对应为 1%。

换算得到各机位点对应水平和垂直不确定度为

	M1		M2		M3	
	Uq-H	Uq-V	Uq-H	Uq-V	Uq-H	Uq-V
T1	3.09%	20.27%	2.99%	12.18%	0.27%	0.64%
T2	2.84%	18.45%	2.73%	10.36%	0.03%	1.18%
T3	2.47%	16.50%	2.50%	8.41%	0.40%	3.13%
T4	2.20%	17.52%	2.19%	9.43%	0.75%	2.11%
T5	1.94%	10.74%	2.11%	2.65%	1.01%	8.89%
T6	1.24%	2.75%	2.15%	5.34%	1.66%	16.88%
T7	1.00%	3.70%	2.27%	4.39%	1.89%	15.93%
T8	0.82%	3.36%	2.22%	4.73%	2.11%	16.27%
T9	0.44%	0.32%	2.57%	7.77%	2.43%	19.31%
T10	0.49%	2.30%	3.00%	10.39%	2.59%	21.93%

结合 CFD 软件计算加权逻辑及各机位对应总发电量占比，计算各机位针对各测风塔对应权重占比

$$w_{i,j} = w_{CFD,i,j} * w_{AEP,i}$$

其中 $w_{AEP,i} = \frac{E_i}{\sum_{i=1} E_i}$

$w_{CFD,i,j}$ 视选用 CFD 软件内置计算逻辑

表 3 各测风塔外推各机位权重占比

	w_M1	w_M2	w_M3
T1	0.07%	0.08%	9.56%
T2	0.00%	0.00%	9.76%
T3	0.25%	0.24%	9.43%
T4	0.84%	0.85%	7.16%
T5	1.85%	1.56%	6.83%
T6	5.73%	1.92%	3.20%
T7	7.00%	1.34%	1.95%
T8	7.46%	1.02%	1.13%
T9	9.19%	0.27%	0.30%
T10	10.37%	0.28%	0.37%

对应各机位风速模型不确定度为

$$u_{model,i} = \sum_{j=1} w_{i,j} * \sqrt{\sigma_{H,i,j}^2 + \sigma_{V,i,j}^2}$$

表 4 各机位外推不确定度

T1	0.09%
T2	0.12%
T3	0.36%
T4	0.39%
T5	0.87%

T6	0.83%
T7	0.65%
T8	0.50%
T9	0.13%
T10	0.36%

根据机组功率曲线，结合各机位点风参，计算得到各机位点功率曲线针对风速波动的敏感系数 c_i

$$c_i = \frac{AEP_1 - AEP_2}{AEP_1} * 100\%$$

将敏感系数 c_i 乘以各机位风速不确定度再累加，得到模型不确定度

$$u_{\text{model}} = \sum_{i=1} c_i * \sigma_{\text{model}_i}$$

计算得到模型不确定度为 7.07%

附录 8 功率曲线不确定度补充资料

a. 环境条件影响计算分析

表 1 参数对功率曲线的敏感计算表
(某典型机型计算结果)

风参类型	标准单位取值	年平均风速 5.5m/s	年平均风速 6m/s	年平均风速 6.5m/s	年平均风速 7m/s	年平均风速 7.5m/s	1%不确定度选取值
空气密度（按能量修正后）	1.225	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	0.1
	1.1	99.23%	99.34%	99.41%	99.46%	99.51%	
	1	98.29%	98.41%	98.51%	98.59%	98.66%	
	0.9	97.55%	97.72%	97.85%	97.95%	98.03%	
湍流强度期望值	0.16	99.61%	99.06%	98.70%	98.50%	98.38%	0.02
	0.14	99.87%	99.59%	99.41%	99.30%	99.25%	
	0.12	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	0.1	100.06%	100.34%	100.51%	100.62%	100.67%	
	0.08	100.02%	100.57%	100.91%	101.11%	101.22%	
风切变	0.3	100.37%	100.29%	100.23%	100.18%	100.15%	0.1
	0.2	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	0.1	100.13%	100.16%	100.16%	100.16%	100.15%	
	0	100.89%	100.86%	100.80%	100.74%	100.69%	
入流角	0	101.27%	101.15%	101.04%	100.94%	100.85%	2°
	3	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	6	98.10%	98.28%	98.44%	98.59%	98.72%	

b. 测试功率曲线不确定度结果统计

表 2 样本情况统计

		样本数
测风手段	风速计	70
	激光雷达	9
测试风场地形	陆上平坦地形	62
	陆上复杂地形	17
总体样本数		79

测试样本基本涵盖的各种测风手段和测试地形，具有足够的代表性。以 7m/s 的年平均风速下 AEP 不确定度为代表，统计结果见表 D-3，

表 3 测试结果 AEP 不确定度统计

	不确定度取值
平均值	5.17%
标准差	1.50%

	不确定度取值
最大值	9.36%
最小值	1.4%
P95（正态分布假定）	7.64%
P99（正态分布假定）	8.67%

统计结果显示：测试功率曲线的 AEP 不确定度的平均值为 5.17%，标准差为 1.50%，以正态分布假定，若选取能涵盖 99% 的测试功率曲线不确定度的值为 8.67%



在役风电场风资源评估方法 指导文件

Guidance Document on
Wind Resource Assessment Method
of In-service Wind Farms





REETC/TN010: 2022

在役风电场风资源评估方法指导文件

Guidance Document on Wind Resource Assessment Method of In-service Wind Farms

2022-10-18 发布

2022-10-18 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：胡高硕（联合召集人）、宁洪涛（联合召集人）、曹彬（机组自由流风速还原子课题召集人）、郝辰妍（机组数据风参提取子课题召集人）、蒋紫虢（多数据来源应用子课题召集人）、房杰（验证项目子课题召集人）

本文件主要起草人员：刘璐、薛浩宁、王聪、朱金阳、蔡继峰、石浩、付斌、陈鹏、安会成、马雪韵、周平、于殿富、李霄、耿福海、许扬、刘贵杰、蒋海波、关晓晴、张伟、朱良山、梁会森、马海鹏、易侃、田艳、张敬昂、刘玮、彭怀午、徐栋、胡义、王先阳、尹怡杰、雷航、强鹏科、刘河生、肖书敏、程刚齐、赵宏亮、夏天、许昌、黄国庆、闫渤文、彭留留、程旭、王林鹏、谢磊、李擎、张会阳、张越、王伟、盖峰、王锴琦、颜灵伟、代瑞婷、盛科、张亦澄、袁飞、王玉婷

目录

1、 目的及范围	1
2、 规范性引用文件	1
3、 术语及定义	1
4、 基础资料	1
4.1 评估项目要求	1
4.2 所需数据类型	1
4.2.1 风资源数据	1
4.2.2 机组运行数据	2
4.2.3 地形及点位数据	3
4.2.4 风电场及风电机组资料	3
4.3 不同订正模块对数据的需求	3
4.4 数据使用原则	4
4.4.1 测风塔使用要求及标准	4
4.4.2 风功率预测塔或风电场测试数据使用要求及标准	4
4.4.3 机组选择及数据使用要求及标准	4
4.5 数据处理原则	4
5、 评估内容	4
5.1 场址地形等级评估	4
5.2 风速订正	5
5.2.1 机组分类	5
5.2.2 一次修正	5
5.2.3 二次修正	6
5.3 湍流订正	6
5.4 风图谱订正	6
5.4.1 初始风流场建模	6
5.4.2 基于机组数据的风流场建模检验	7
5.4.3 风流场建模的改进及验证	7
5.4.4 获得最终风资源评估结果	9

附录 A 流程图.....	10
附录 B 完整案例.....	11
B.1 数据收集/处理	11
B.2 地形等级评估	12
B.3 机组数据处理、核查、分类	13
B.4 风速修正	14
B.4.1 一次修正	14
B.4.2 二次修正	15
B.5 图谱订正	16
B.5.1 微尺度风流场建模	16
B.5.2 原始流场仿真	16
B.5.3 虚拟气象数据仿真	16
B.5.4 加入机组数据进行仿真	16
B.5.5 中尺度模拟与中微尺度结合建模	17
B.5.6 风流场建模的改进及验证	18
B.5.7 最终风图谱选择	19
B.6 湍流订正	20

1、目的及范围

本文件主要针对正在运行的风电场的风资源评估。

本文件适用场景主要为以大代小、寿命评估、风资源后评估等。

2、规范性引用文件

下列文件在本办法的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本文件：

IEC 61400-12-2 Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry

GB/T 18709-2002 风电场风能资源测量方法

GB/T 18710-2002 风电场风能资源评估方法

GB/T 18451.2-2012 风力发电机组功率特性测试

NB/T 31147-2018 风电场工程风能资源测量与评估技术规范

NB/T 31079-2016 风电功率预测系统测风塔数据测量技术要求

QX/T 74-2007 风电场气象观测及资料审核、订正技术规范

3、术语及定义

下列术语和定义适用于本文件。

(1) 在役风电场

已建成投运的风电场。

4、基础资料

4.1 评估项目要求

已运行至少为一个完整年的项目。

4.2 所需数据类型

4.2.1 风资源数据

(1) 前期测风塔数据

风电场在运行前后的规划场区及附近所有的测风塔数据（原始风速应至少包括 10 分钟平均风速、风向、风速标准差、风速最大值、风速最小值）。测风周期应至少满足一个连续完整年，且数据有效率应达到 90%以上。

应收集上述所有测风塔的安装报告，内容包括测风塔坐标（坐标系）、测风塔安装时间、运行时间、维护变迁、测风塔故障情况、原因分析、测风塔高度、仪器安装高度、设备型号、

直臂指向、设备标定报告、风向标零刻度线指向等，并说明指向方向是磁北还是真北。

(2) 风功率预测塔数据

应收集风电场运行阶段场区内的风功率预测塔信息，其中包括原始数据、测风塔坐标、测风塔实地照片、周边机位编号、测风塔安装时间、运行时间、维护变迁、测风塔故障情况和原因分析、测风塔高度、仪器安装高度、设备型号、直臂指向、设备标定报告、风向标零刻度线指向等，并说明指向方向是磁北还是真北。应收集风功率预测塔附近植被生长情况和季节变化情况。

(3) 周边气象站数据

应收集风电场场址周边长期气象测站近 30 年资料，资料应满足《GB / T 18710-2002 风电场风能资源评估方法》中 4.1.2 中的要求。

(4) 长期气象数据

应收集场区内中尺度数据（如 MERRA2、ERA5 等），数据应包括位置坐标、风速、风向、温度等时间序列（逐十分钟或逐小时）的数据。

(5) 风电场测试数据

除风功率预测塔外，在风机运行期间，使用其他设备测试过风资源情况的数据，例如雷达数据等。

或为了更准确的分析风电场风资源情况，包括发电量和机组适应性等，如有必要应选择适合的位置安装激光雷达进行一定时间的测风数据收集。激光雷达安装位置和测风周期根据具体项目情况要求制定。

数据应包括：位置坐标、测风高度、雷达周边环境照片、10min 和秒级的风速数据（垂直风速、水平风速）、风速的标准偏差、风向数据、风向标准偏差等数据信息，主要用来订正机舱风速。

4.2.2 机组运行数据

(1) 秒级数据

现场机组运行秒级数据从后台 SCADA 系统中导出，时间长度要求风场并网日期起至今。宜为 10s 以内。

(2) 10min 数据

10min 平均数据从中控平台输出，变量包括各台机组平均风速、最大风速、风速标准差 SD、平均网侧有功功率、平均理论有功功率、发电量、平均环境温度、消耗电量、发电机转

速平均值、机舱加速度、机舱位置、发电机温度、平均风向角、平均桨叶角、可利用率、风机运行状态、限功率标志位等。

其中平均风速、风速标准差 SD、平均网侧有功功率、风机运行状态、限功率标志位为必要文件。

4.2.3 地形及点位数据

项目区域且向外延伸 2 km 范围内新近实测的 1: 2000 (或 1: 5000 (简单地形)) 的电子版全要素地形图和纯等高线图 (AutoCAD 形式)。地形图的等高距不宜大于 5 m。

应提供与地形图同坐标系的风场内风机、升压站、测风塔、气象站、障碍物及其它相关的物体的坐标及海拔。应提供环境 (测风塔和风场) 照片。

4.2.4 风电场及风电机组资料

(1) 风电场基本介绍

描述风电场所处位置、机型、台数、容量、全容量并网时间等基本信息。

(2) 机组坐标编号

风电场各机位点的详细坐标与编号, 描述机组的准确地理位置。各机位点坐标的坐标系应与地形图一致。

(3) 周边风电场机组位置和坐标

需提供该风场周边邻近风电场的机组数量、机位点坐标、机组型号、轮毂高度、风场空气密度下的功率曲线及推力系数、全容量并网时间等信息, 用于评估周边风场对项目的影响。

(4) 机组资料

应收集机组参数表及说明文档。

(5) 风电场地理环境变化资料

若风电场覆盖范围内, 存在较大地形变化记录, 应进行收集, 如露天煤矿开采、山林绿化及周围高大建筑修建等。对于植被变化应记录风电场建成前后的季节或年度变化情况。

4.3 不同订正模块对数据的需求

表 1 不同订正模块对数据的需求

数据分类		风速一次 修正	风速二次 修正	湍流订 正	风图谱订 正
风资源数据	前期测风数据				√
	周边满足条件的同期测风塔数据 (风功率预测塔)		√	√	√
	周边气象站数据				

	长期气象数据				√
	风电场测试数据				
机组运行数据	秒级数据				
	机组 10min 数据	√	√	√	√
地形及点位数据	地形及点位数据	√	√	√	√
风电场及风电机组资料	风电场及风电机组资料	√	√	√	√

4.4 数据使用原则

4.4.1 测风塔使用要求及标准

应按照现行标准《风电场风能资源测量方法》GB/T 18709 和《风电场气象观测及资料审核、订正技术规范》QX/T 74 对测风塔的可用性进行判断。

4.4.2 风功率预测塔或风电场测试数据使用要求及标准

应核实测风设备的实际位置。且风功率预测塔或测试数据的位置应满足：至少 50% 的风频不受障碍物影响。风功率预测塔的位置应符合《GB / T 18451.2-2012 风力发电机组功率特性测试》中的标准。

风功率预测塔的性能、测量及数据合理性检验应满足《NB/T 31079-2016 风电功率预测系统测风塔数据测量技术要求》中的要求。

数据要求：应收集与运行期风机的同期数据。数据时长至少满足一个连续完整年。

4.4.3 机组选择及数据使用要求及标准

(1) 机组选择的要求：同 4.4.2 测风塔使用要求。同时需核实每个机位点的真实位置坐标。

(2) 数据要求：运行数据周期要求至少一个完整年以上，时段宜选择近期运行时段。数据类型应满足 4.2.2 机组运行数据的需求。

4.5 数据处理原则

4.5.1 测风塔数据处理原则

测风塔数据处理方法应参照《GB / T 18710-2002 风电场风能资源评估方法》中的数据处理标准进行。

4.5.2 机组数据处理原则

(1) 数据合理性：应剔除异常值。

(2) 数据插补：利用机组之间的相关性进行风速插补。

5、评估内容

5.1 场址地形等级评估

参照《IEC 61400-12-2 Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry》中第六章 Preparation for performance test。

5.2 风速订正

5.2.1 机组分类

在进行风资源分析前,应针对风电场存在不同机型的情况和相同机型参数设置不统一的情况对机组进行分组计算。分组后的机组作为进行机组间风速订正和湍流订正的单元。

针对 4.2.2 章节中所述 10min 采样间隔数据和机型参数进行机型分组。需核查各机组的如下数据:

- a) 机型
- b) 塔架高度
- c) 实际切入转速和额定转速
- d) 实际 K_{opt} 系数

根据数据核查的结果将机组按照以下优先级进行分组:



图 1 风机类型分组原则

5.2.2 一次修正

(1) 计算全场平均功率曲线

针对相同机组类型的风机计算其平均功率曲线 $PowerCurve_{ave}$ 。

(2) 计算机组在最优 CP 段风速区间的平均功率

主要针对变桨距机组, 大多机组可分析风速段为 4m/s~9m/s。下述内容均以 4m/s~9m/s 风速区间作为描述。

利用当前机组的功率曲线与机组 4m/s~9m/s 的风频求得机组在此风速区间的平均功率 P_{inner} 。

(3) 计算机组在 4m/s~9m/s 区间的理论平均风速

将步骤 (2) 中计算得到的 P_{inner} 插值到平均功率曲线 $PowerCurve_{ave}$ 上, 得到该机组的理论平均风速 v_{theory} 。

(4) 计算一次修正系数

$k_1 = v_{theory} / v_{real}$, v_{real} 为机组在 4m/s~9m/s 区间的平均机舱风速。

(5) 机舱风速的一次修正

$$Speed_{first-adjust} = Speed_{nacelle} \cdot k_1$$

5.2.3 二次修正

选择测风塔不受障碍物遮挡的扇区为有效扇区，区分机组运行状态（并网状态、非并网状态、停机状态），针对不同机组运行状态的时间点，计算一次修正后的机舱风速 $Speed_{first-adjust}$ 与测风塔相同高度层的风速 $Speed_{lower}$ 的相关性，若相关性 R^2 大于 0.81，则可进行机舱风速的二次修正。修正步骤如下：



图 2 风速二次修正流程

5.3 湍流订正

湍流订正时应区分风机状态：正常并网状态、非正常并网状态、停机状态。数据主要基于 5.2.3 章节中已经进行风速订正后的风机数据。具体为：

- (1) 根据风机状态筛选三种状态下的风机数据；
- (2) 在有效扇区内，获得修正后的机舱风速 $speed_{two-adjust}$ 与同时期的原始机舱风速 $speed_{nacelle}$ 的线性相关关系 $speed_{two-adjust} = a_2 \cdot speed_{nacelle} + b_2$ ，得到斜率 a_2 和截距 b_2 ；
- (3) 其对应的风速标准差 $SD_{adjust} = SD_{nacelle} * a_2$
- (4) 修正的平均湍流为：

$$I_{adjust} = SD_{adjust} / speed_{two-adjust} = SD_{nacelle} * a_2 / (a_2 \cdot speed_{nacelle} + b_2)$$

- (5) 对不同的状态依次进行上述 (2) ~ (4) 中的修正计算，得到各状态下的湍流值，合并得到评估时段的湍流时序。

其中修正参数 a_2 和 b_2 可应用于同类风机并网状态下的湍流修正中。

5.4 风图谱订正

5.4.1 初始风流场建模

基于测风塔实测风流数据（可以使用前期测风塔数据或风功率预测塔数据，需关注与后续步骤用来对比验证的机组数据的时间一致性，如时间不一致可采用合理的订正方法进行调

整)、地形高程数据、粗糙度数据,采用行业认可的风流场模型,对风电场区域进行流场模拟计算。微观风流场模型的合理性检验应至少包括:

- 地形、粗糙度数据的质量,并确保其覆盖微观风流场模型的计算范围
- 计算区域设置的合理性
- 流场模拟参数设置的合理性(网格参数、风向扇区步长等)
- 流场模拟的收敛质量

可结合测风塔实测风速垂直廓线,对风流场微观建模的粗糙度和/或大气稳定度模型进行校正。

经过模拟计算,得到机位点轮毂高度处考虑尾流效应的平均风速。

5.4.2 基于机组数据的风流场建模检验

比较上述得到的机位点平均风速与 5.2.3 章节得到的机组订正后风速,评估风速模拟误差。如果误差在可接受范围内,则可忽略 5.4.3 章节的要求。否则,可参照 5.4.3 章节进行改进及验证。

5.4.3 风流场建模的改进及验证

5.4.3.1 结合虚拟测风塔进行仿真

此方法适用于:场区部分区域仿真结果风速变化趋势与实测风速变化趋势差异较大的情况。可通过加入该区域的虚拟测风塔进行重新仿真。

注:使用虚拟测风塔是气象模拟数据在微观流场模型中的简化应用方式,受气象模拟数据的空间尺度影响,可能存在较大局限,应谨慎使用。

5.4.3.2 加入机组数据进行仿真

此方法适用于:场区部分区域仿真结果风速变化趋势与实测风速变化趋势差异较大的情况。此方法有两种应用方式:

- (1) 仅加入机组数据进行仿真,具体为:

将已进行机舱还原后的机组风速数据作为 WT 仿真的输入,该风速为受到尾流影响后的风速,因此在进行结果分析时,建议将 WT 输出的尾流前风速视为常规尾流后风速。

注:该方法适用于不对机组位置、机组类型做任何调整,且仅关注机组轮毂高度处风资源评估结果的情况。

- (2) 机组数据结合测风塔数据进行仿真,具体为:

选择 90%以上风向扇区方向不受障碍物遮挡的风机作为仿真参考点,将其订正后的风速

序列结合测风塔数据加入 WT 中进行仿真。

5.4.3.3 中微尺度耦合

在微尺度风流场模型中引入中尺度气象数据，采用中微尺度结合的方法建模，是改善微尺度模型的有效途径之一。

中尺度数据是通过针对风电场所在区域的中尺度模拟得到的。中尺度模拟的典型水平网格分辨率为 3 km，距离地表 200 m 以下高度不少于 4 层模式层。建议使用高分辨率地形数据（如 SRTM 90 m）作为中尺度模拟地表高程信息。中尺度模拟的时间段应设置为至少一年，时间步长通常为 1 小时。中尺度模拟的质量应得到论证。中尺度模拟的输出形式是特定位置、高度上的风速、风向时间序列数据。

中尺度数据与微尺度风流场模型结合的关键是，在微尺度模型中引入中尺度数据提供的气象背景信息。中尺度数据与微尺度风流场模型结合应合理地实现两个模型的尺度衔接。通过中尺度单元的方式，将中尺度流场作为一定空间范围内的微观流场的平均值（而非将中尺度数据作为某一虚拟点的风流参数），并在微尺度模型中进行降尺度计算是一个可行且高效的做法。

中尺度单元的大小应等于中尺度模拟的水平网格分辨率，通常需要引入多个中尺度单元数据以完全覆盖风电场所在区域，如下图。

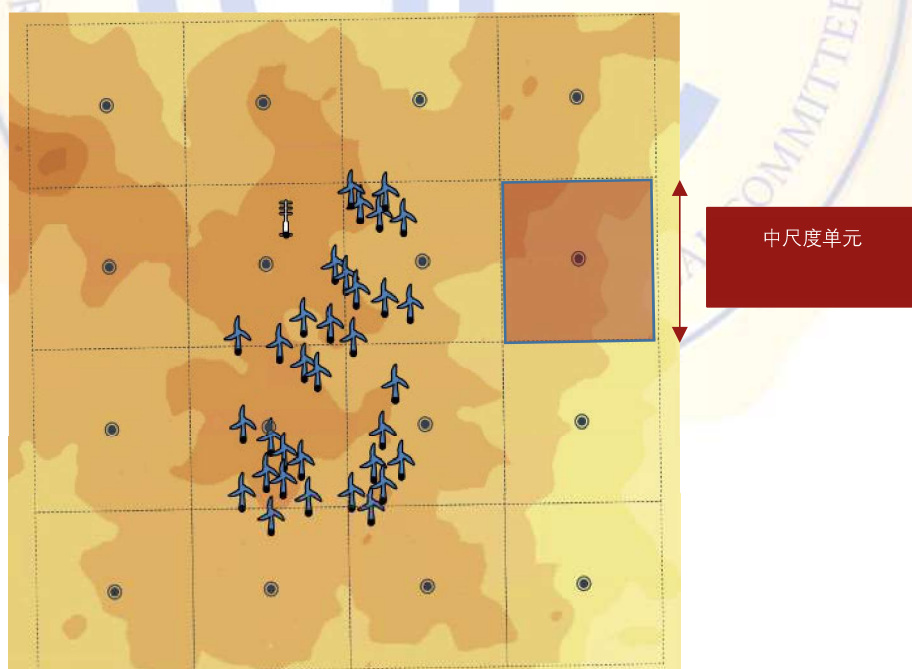


图 3 中尺度单元示例

用于降尺度计算的中尺度数据的最佳高度一般不低于 200 m。

将中尺度数据和微尺度流场模型结合，进行降尺度计算。在使用多个中尺度数据单元的

情况下,特定目标点位的风流参数的计算应考虑与目标点位距离最近的若干个中尺度单元数据或一定距离范围内的所有中尺度单元,并根据距离设置每个中尺度单元的影响权重。应用尾流效应模型,得到机位点轮毂高度处考虑尾流效应的平均风速。

比较上述得到的机位点平均风速与 5.2 章节得到的机组订正后风速,评估风速模拟误差。如果误差在可接受范围内且优于 5.4.1 章节得到的初始风流场建模误差,则可作为最终的风资源评估模型。否则,可参照以下步骤进一步改进模型。

- (1) 比较机位点平均风速与 5.2 章节得到的机组订正后风速,评估风速修正系数(根据机位点风速模拟误差的空间分布特征,风速修正系数可能与中尺度单元的位置无关或有关)。
- (2) 使用修正系数对中尺度数据进行修正。
- (3) 将修正后的中尺度数据代入微尺度流场模型进行降尺度计算,并应用尾流效应模型,得到机位点轮毂高度处考虑尾流效应的平均风速。
- (4) 比较(3)得到的机位点平均风速与 5.2 章节得到的机组订正后风速,评估风速模拟误差。如果误差在可接受范围内且优于 5.4.1 章节得到的初始风流场建模误差,则可作为最终的风资源评估模型。否则应重新执行以上步骤。

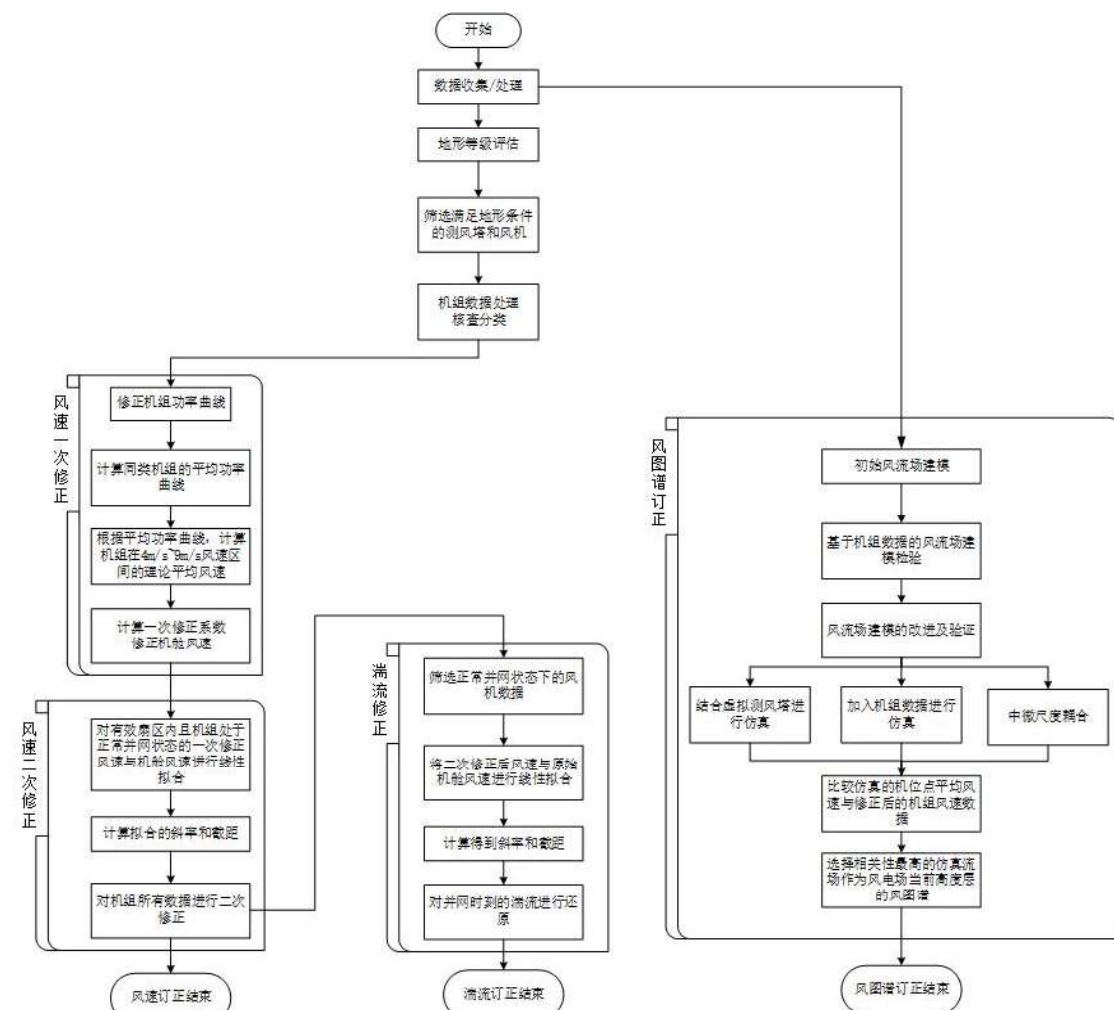
5.4.4 获得最终风资源评估结果

针对一个特定的风电场,根据 5.4.1、5.4.2 和 5.4.3 章节的分析情况,用于最终风资源评估的建模方法可能是以下五者之一:

- 初始风流场建模(基于测风塔数据和微观流场模型)
- 基于虚拟测风塔数据和微观流场模型的建模
- 基于机组数据和微观流场模型的建模
- 基于多中尺度单元数据和微观流场模型的建模
- 基于修正后的多中尺度单元数据和微观流场模型的建模

使用相应的风资源建模方法获得所关注的点位或区域内的风资源评估结果。

附录 A 流程图



附录 B 完整案例

B.1 数据收集/处理

(1) 某风电场获得数据清单：

表 2 风电场收资清单

数据分类		数据类型	是否收集
风资源数据	前期测风数据		√
	周边满足条件的同期测风塔数据 (风功率预测塔)		√
	周边气象站数据		
	长期气象数据		
	风电场测试数据		
机组运行数据	秒级数据		
	机组 10min 数据	平均风速	√
		风速标准差 SD	
		平均网侧有功功率	√
		风机运行状态	√
地形及点位数据	地形及点位数据	点位坐标	√
		实测地形图	
风电场及风电机组资料	风电场及风电机组资料		√

(2) 数据处理

表 3 风电场数据情况

	采集时间段	应用时间段	数据完整率
风功率预测塔	2020.02.01-2022.01.01	2021.01.01-2021.12.31	98%
1 号风机	2020.01.30-2022.03.01	2021.01.01-2021.12.31	99%
2 号风机			99%
3 号风机			99%
4 号风机			99%
5 号风机			99%
6 号风机			99%
7 号风机			99%
8 号风机			99%
9 号风机			99%
10 号风机			99%
11 号风机			99%
12 号风机			97%
13 号风机			98%
14 号风机			99%
15 号风机			99%

16 号风机		99%
17 号风机		98%
18 号风机		99%
19 号风机		97%
20 号风机		99%
21 号风机		99%
22 号风机		99%
23 号风机		99%
24 号风机		98%
25 号风机		97%
26 号风机		99%
27 号风机		99%
28 号风机		99%
29 号风机		99%
30 号风机		99%
31 号风机		99%
32 号风机		99%
33 号风机		99%

风机与风功率预测塔的数据完整率均超过 90%，数据可用，无需插补处理。

B.2 地形等级评估

根据地形特性，选择主风向区间 303° ~348° 作为本次研究的风向。该方向上风功率预测塔及各风机的地形等级为：

表 4 风电场地形等级评估

编号	离塔距离(※D)	高程(m)	最小坡度	最大坡度	平均坡度	斜坡地形等级	RIX_004	RIX_006	RIX_008	起伏地形等级	最终地形等级
风功率预测塔		620	-5.71	4.57	0.17	1	0	0	0	0	1
A0	13.8	625	-6.84	6.84	-0.49	1	0	0	0	0	1
A1	14.6	630	-4.57	4.57	-0.52	1	0	0	0	0	1
A2	16.7	643	-6.84	2.29	-0.86	1	0	0	0	0	1
A3	17.6	641	-6.83	4.57	-0.57	1	0	0	0	0	1
A4	20.2	646	-5.71	4.57	-0.43	1	0	0	0	0	1
A5	23.2	653	-5.71	6.84	-0.54	1	0	0	0	0	1
A6	26.6	661	-5.71	6.84	-0.63	1	0	0	0	0	1
A7	30.1	666	-6.84	4.57	-0.66	1	0	0	0	0	1
A8	33.7	672	-5.71	4.57	-0.66	1	0	0	0	0	1
A9	37.4	679	-6.84	4.57	-0.66	1	0	0	0	0	1
A10	41.1	689	-10.20	3.43	-1.06	1	0	0	0	0	1
B1	7.7	611	-7.97	6.84	0.00	1	0	0	0	0	1
B2	5.0	614	-6.84	6.84	0.54	1	0	0	0	0	1
B3	3.8	620	-5.71	5.71	0.57	1	0	0	0	0	1
B4	6.1	628	-6.84	5.71	0.06	1	0	0	0	0	1

B5	9.5	632	-6.83	4.57	-0.34	1	0	0	0	0	1
B6	13.3	639	-5.71	4.57	-0.66	1	0	0	0	0	1
B7	17.2	644	-6.84	3.43	-0.77	1	0	0	0	0	1
B8	21.1	650	-6.84	5.71	-0.77	1	0	0	0	0	1
B9	25.0	657	-5.71	3.43	-0.89	1	0	0	0	0	1
B10	29.0	662	-5.71	3.43	-0.74	1	0	0	0	0	1
B11	33.0	669	-5.71	4.57	-0.91	1	0	0	0	0	1
B12	36.9	676	-9.09	3.43	-1.46	2	0	0	0	1	3
B13	40.3	672	-10.17	10.20	-0.74	2	0	0	0	1	3
C1	11.5	614	-7.97	7.97	-0.46	2	0	0	0	1	3
C2	6.8	622	-6.83	7.97	0.20	1	0	0	0	0	1
C3	9.2	626	-4.57	4.57	0.11	1	0	0	0	0	1
C4	12.4	630	-7.97	4.57	-0.57	1	0	0	0	0	1
C5	16.0	634	-7.97	4.57	-0.86	1	0	0	0	0	1
C6	19.8	637	-6.84	4.57	-0.57	1	0	0	0	0	1
C7	23.6	644	-6.84	5.71	-0.86	1	0	0	0	0	1
C8	27.5	650	-5.71	3.43	-1.03	1	0	0	0	0	1
C9	31.4	658	-10.20	6.84	-1.40	1	0	0	0	0	1

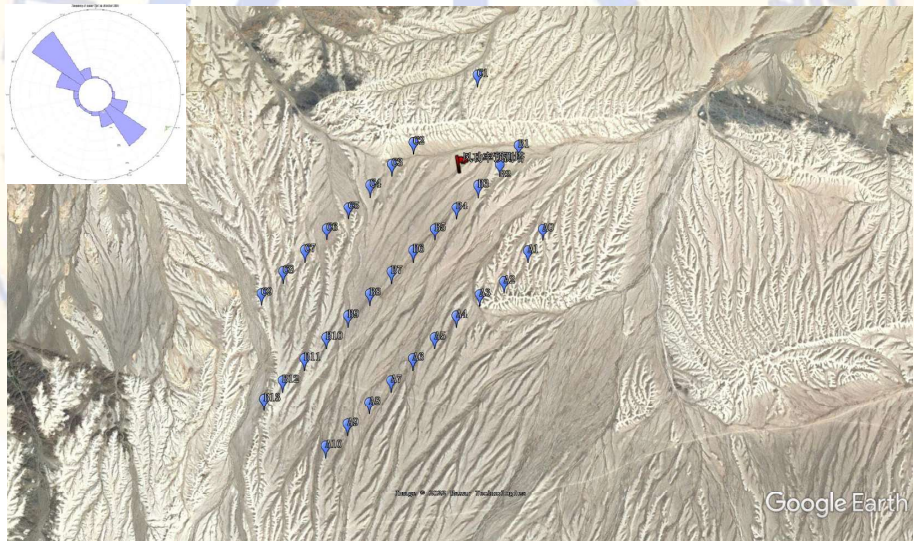


图 4 风电场风机排布情况

根据地形条件及相对位置关系，选择 B3（14 号）风机作为订正风机。

B.3 机组数据处理、核查、分类

（1）机型、塔架高度

机型及塔架高度一致，均为 WTG82-1.5 机型，轮毂高度为 70m。

（2）实际切入转速和额定转速

由于未收集到机组转矩数据，因此无法计算。

(3) KOPT 系数

由于未收集到机组对风角数据，因此无法计算。

基于现有数据，暂将全场机组并为同类机组进行后续计算。全场风速及湍流的订正，可采用 B3 机组的订正参数。

B.4 风速修正

B.4.1 一次修正

由于未收集到机组的能量控制模式数据，无法判断机组是否限电，因此先基于风机状态为并网状态的数据进行功率曲线的计算分析。通过计算各机位点的功率曲线，发现 7 号(A06)、16 号(B05)、21 号(B10)、27 号(C03)风机的功率曲线无异常，限电不明显，因此采用上述四台机组的功率曲线作为全场平均功率曲线进行计算。

得到各机位点在 4-9m/s 风速区间的平均风速及平均功率散点图：

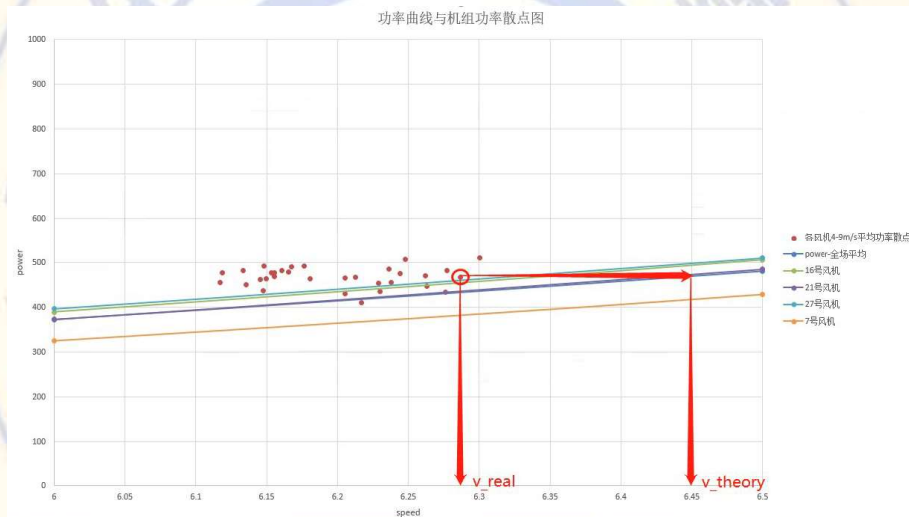


图 5 一次修正示意图

将各机组的在 4~9m/s 的实际功率在全场平均功率上插值，得到在全场平均发电水平下的 4~9m/s 的理论风速，如上图所示，该机组的一次修正系数为 $k_i = v_theory / v_real$ 。

基于上述方法，完成全场各机组的一次修正，见图 6。

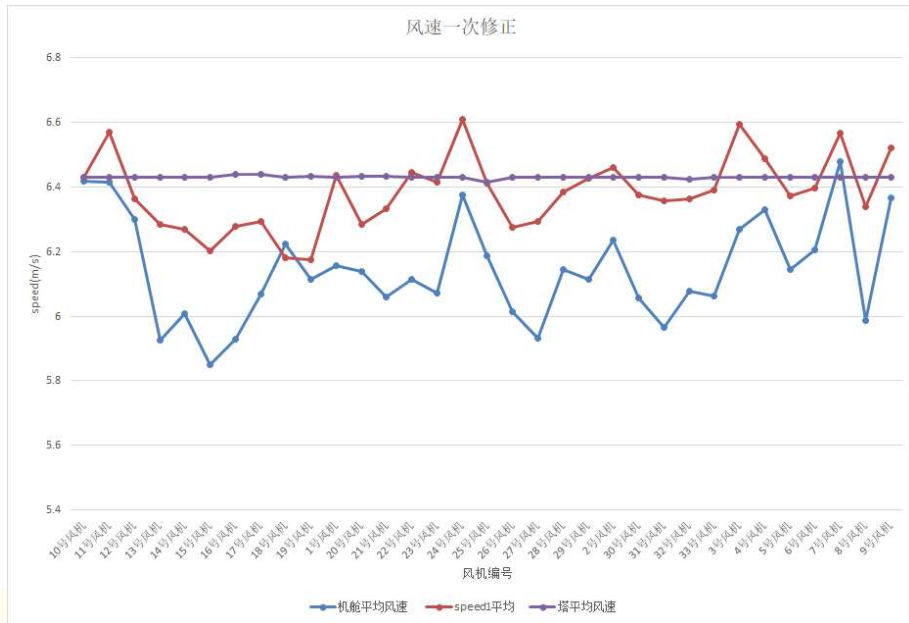


图 6 一次修正结果

B.4.2 二次修正

针对 303-348 度扇区的一次修正风速与测风塔风速进行相关性分析，从而对一次修正后的风速进行二次修正，得到下图，其中 B2(13 号)风机为验证风机。可以看到，应用该方法后，B2 机组的机舱风速偏差从 0.88m/s 缩小至 0.07m/s。

表 5 风速修正结果（单位：m/s）

	机舱风速	一次修正	二次修正	测风塔风速
B3(14 号)	6.84	7.14	7.67	7.67
B2(13 号)	6.79	7.2	7.74	7.67

B.5 图谱订正

B.5.1 微尺度风场建模

使用 SRTM30m 地形高程数据和 ESA 粗糙度数据建立风场模型。

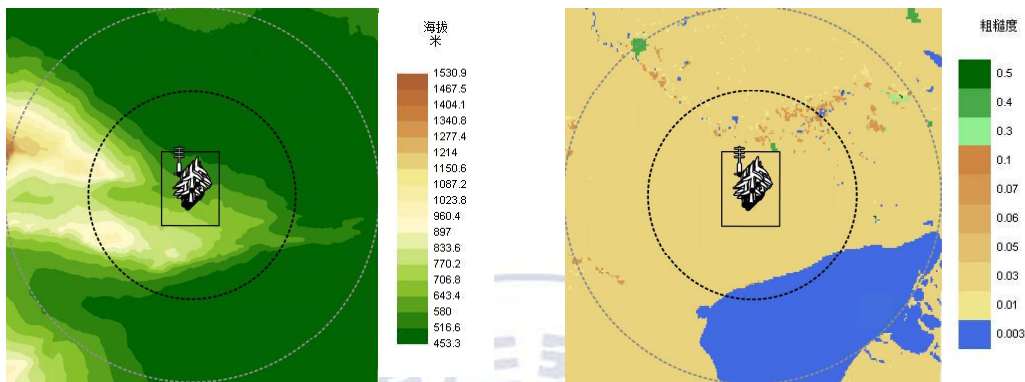


图 7 风电场建模

CFD 模拟分 16 个扇区进行，网格分辨率设置为水平方向 25 m、垂直方向 4 m。

B.5.2 原始流场仿真

采用前期测风塔折算至运行年的风速时间序列数据加入 WT 进行仿真，将尾流后风速与风速还原后的风速进行对比。仿真的平均风速与修正后的机舱风速平均值的偏差为 0.61m/s。

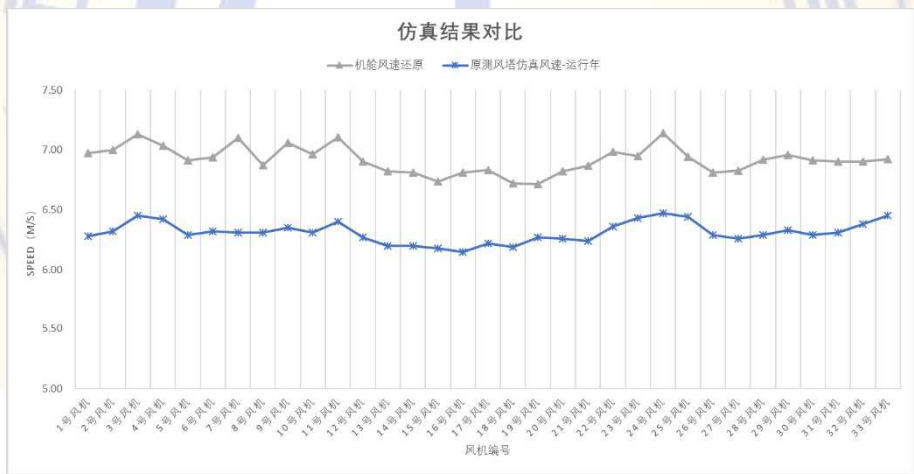


图 8 原始流场仿真结果与运行情况对比

B.5.3 虚拟气象数据仿真

由于上图仿真结果与实际风速结果呈现整体偏差，因此在场区内选择代表性较好的机组位置进行虚拟气象数据的位置挑选。本案例选择 B13（24#）机组位置。在 24#机组位置处的虚拟气象数据运行年风速为 5.5m/s，同期测风塔位置处的虚拟气象数据风速为 5.55m/s，差异较小。若采用此方法进行订正计算，效果甚微。因此本案例不考虑此方案。

B.5.4 加入机组数据进行仿真

选择不受尾流影响时间超 50%的 B13（24#）机组进行分析计算，仿真的尾流后平均风速与修正后的机舱风速平均值的偏差仅为 0.04m/s。

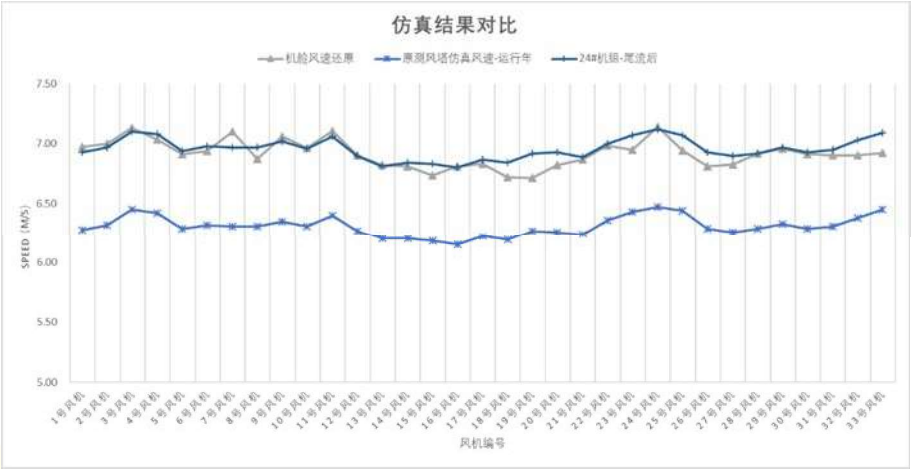


图 9 机组数据仿真结果对比

B.5.5 中尺度模拟与中微尺度结合建模

以风电场所在位置为中心进行中尺度模拟计算，中尺度模拟的水平网格分辨率为 3 km，模拟时间覆盖步骤 B. 3 和 B. 4 分析的机组运行数据对应的时间段，时间步长为 1 小时。

中尺度模拟完成后，提取 200 m 高度的多中尺度单元数据。中尺度单元的水平尺度为 3 km。多中尺度单元覆盖微观流场建模设置的绘图区域，如下：

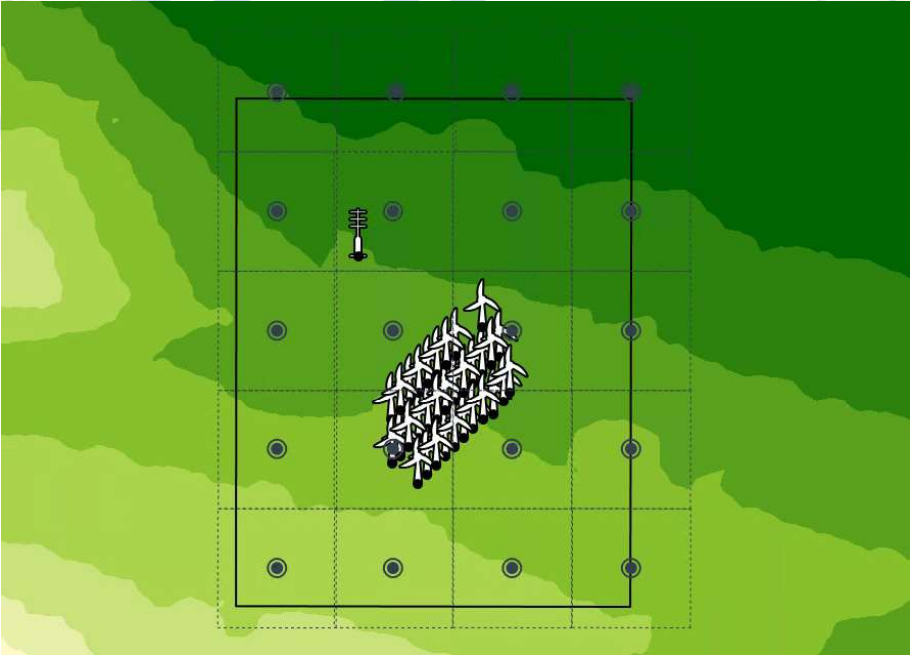


图 10 多中尺度单元绘图区域

将多中尺度单元数据输入微尺度流场模型，进行降尺度计算。特定位置的风流参数的计算考虑与该点位距离最近的 5 个中尺度单元数据。结合尾流效应模型，得到机位点轮毂高度

处考虑尾流效应的平均风速，与步骤 B. 4 得到的修正后机组平均风速进行比较。

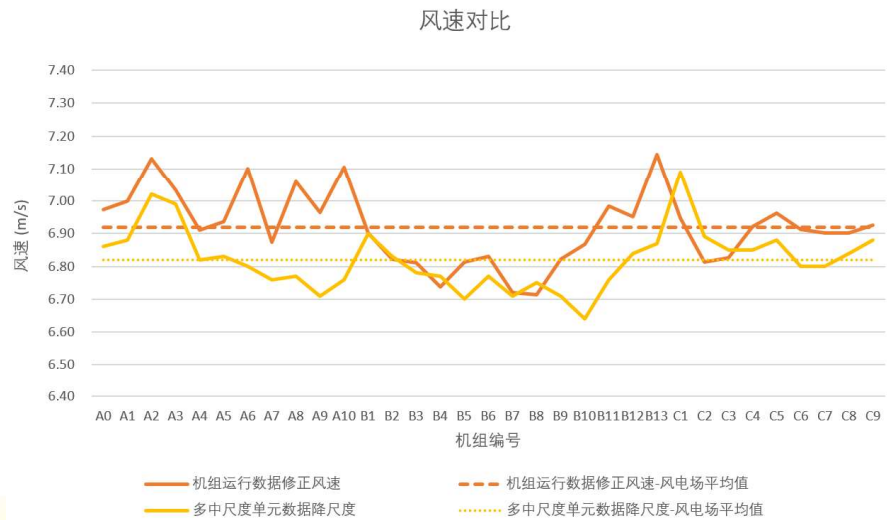


图 11 多中尺度仿真结果

基于上述比较，风电场整场平均的风速模拟结果与机组实际数据修正风速接近（差异约为 0.1 m/s ），而模拟风速值的空间分布特征与实际情况吻合度尚可（均方根误差为 0.15 m/s ）。考虑对中尺度数据进行修正以降低均方根误差。

B.5.6 风流场建模的改进及验证

基于不同机组位置模拟与实际风速差异，同时结合风电场及周边地形环境特点，针对中尺度数据的订正的考虑将考虑与中尺度单元空间位置的关联性，改善中尺度模拟在研究区域内不同位置的准确性。

将订正后的多中尺度单元数据输入微尺度流场模型，进行降尺度计算，机组位置风速模拟结果如下图蓝色曲线所示。订正后，风电场整场平均的风速模拟结果与机组实际数据修正风速几乎一致，而均方根误差降低至 0.07 m/s 。订正后的风资源建模更为准确地反映了风资源空间分布特征。

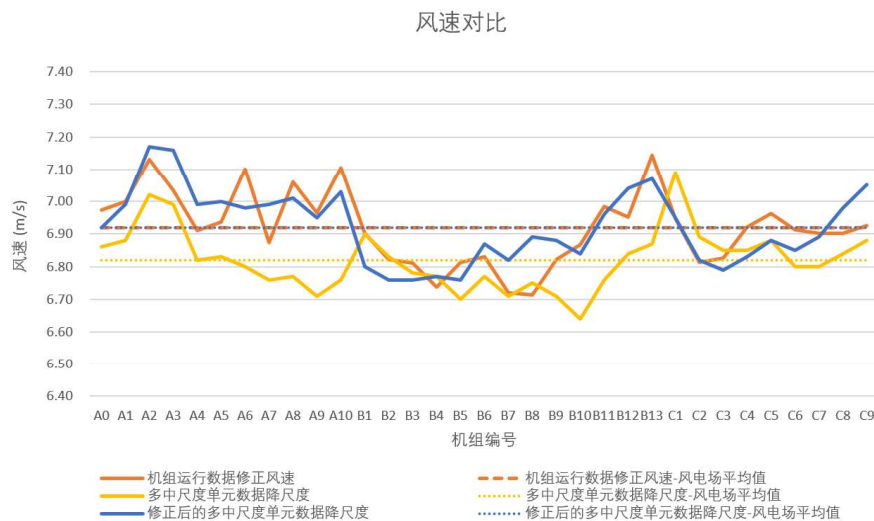


图 12 修正后的多中尺度单元数据仿真对比

分别采用原始多中尺度单元数据（左）与订正后的多中尺度单元数据（右），输入微尺度模型进行降尺度计算，得到的机组轮毂高度平均风速图谱如下。

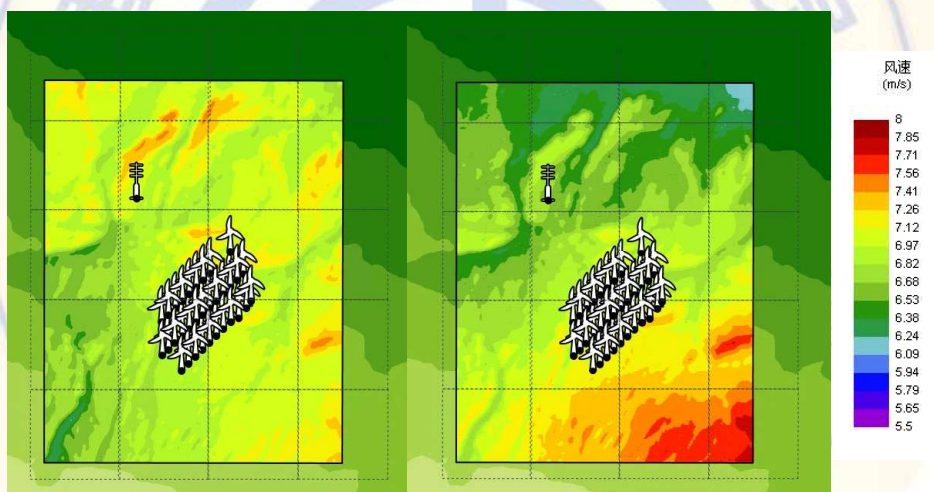


图 13 图谱修正对比

B.5.7 最终风图谱选择

对比 B.5.3 和 B.5.6 的仿真结果如下图，在进行具体风图谱选择时可根据关注的重点区域的仿真结果或整体仿真偏差进行选择。



图 14 多种方式仿真结果对比

B.6 湍流订正

由于上述案例采集到的数据无湍流值，因此采用其他案例并用激光雷达做对比。

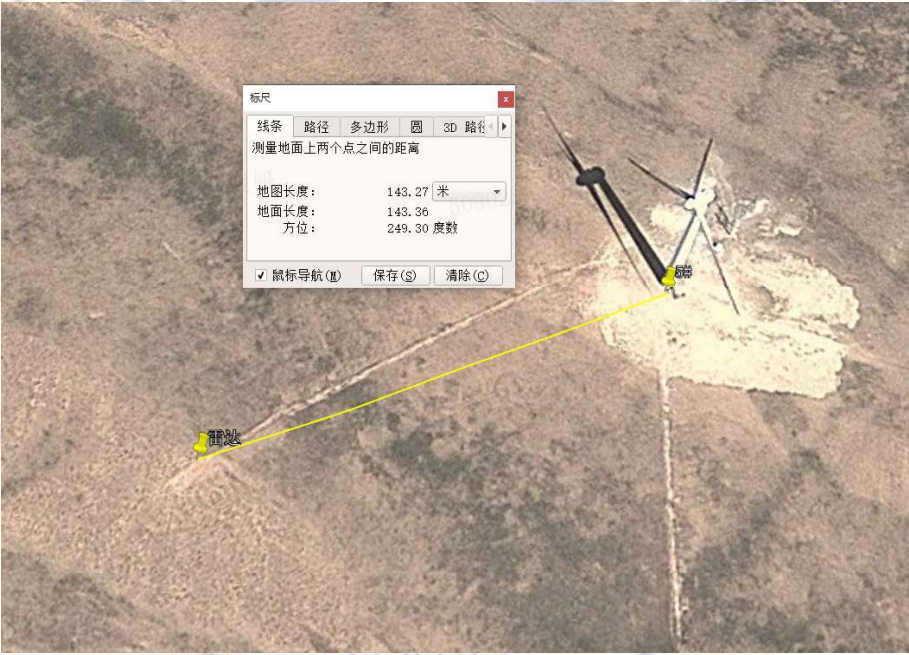


图 15 风电场情况

案例详情：距 5#风机 250° 方向 143m 的位置处，设立一座激光雷达，测风时长为 20211026-20220218，数据完整率较差，仅为 31%。与机组同期且雷达在机组上风向的数据点共有 322 个。对上述 322 个数据点进行本方法中所述的风速及湍流的还原。具体为：

- (1) 对全场进行风速还原，得到 5#机组的一次修正和二次修正的系数。
- (2) 对 5#风机 20211026-20220218 时间段内的风速进行还原，得到：

表 6 风速还原结果

	雷达风速	机舱风速	一次修正后风速	二次修正后风速
风速 (m/s)	11.2	10.1	10.45	10.65

- (3) 在有效扇区内, 针对 5#风机, 筛选正常并网状态下的二次修正后的机舱风速, 并与原始机舱风速进行线性拟合, 得到拟合的斜率和截距:

表 7 修正系数

normal_a	normal_b	unnormal_a	unnormal_b
0.78	1.61	1.01	0.34

- (4) 利用 5.3 中湍流还原的方法, 得到还原的湍流:

表 8 湍流还原结果

分段 1	num	tur_radar	tur_nacelle	tur_inflow
(2.5, 3.5]	1	0.207	0.134	
(3.5, 4.5]	7	0.115	0.158	0.047
(4.5, 5.5]	4	0.130	0.200	0.081
(5.5, 6.5]	12	0.105	0.125	0.073
(6.5, 7.5]	32	0.073	0.067	0.074
(7.5, 8.5]	41	0.073	0.071	0.089
(8.5, 9.5]	15	0.072	0.101	0.081
(9.5, 10.5]	25	0.069	0.098	0.085
(10.5, 11.5]	20	0.070	0.091	0.085
(11.5, 12.5]	20	0.058	0.102	0.084
(12.5, 13.5]	32	0.054	0.098	0.097
(13.5, 14.5]	56	0.046	0.066	0.079
(14.5, 15.5]	36	0.043	0.032	0.042
(15.5, 16.5]	11	0.044	0.058	0.027
(16.5, 17.5]	8	0.037	0.138	0.089
(18.5, 19.5]	2	0.052		

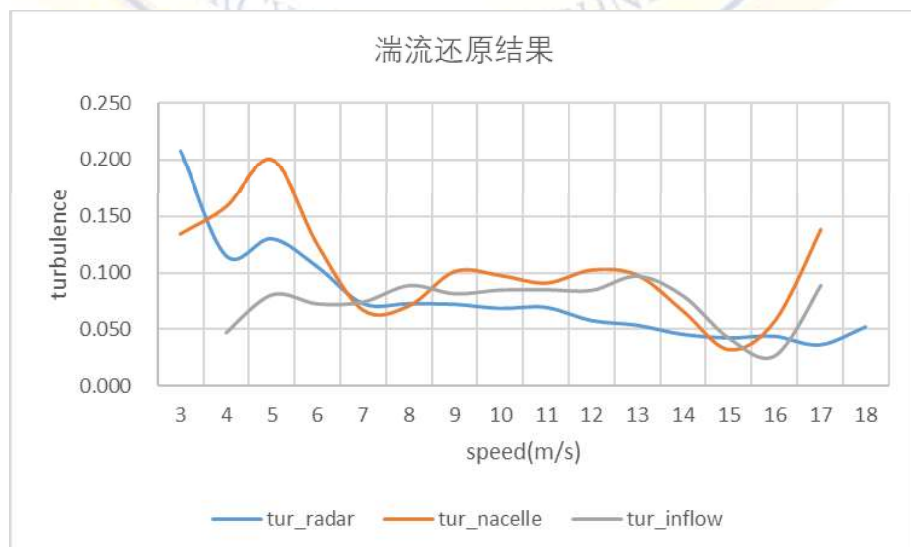


图 16 湍流还原结果图

由于在低风速段的数据点较少,因此只关注 $6.5\text{m/s}\sim 15.5\text{m/s}$ 风速区间的湍流还原情况,可知湍流还原效果较好。



地址 (Add) 北京市东城区和平里北街6号远东文化园26号楼3层
3F,Building 26,Far East S&T Culture Park,
No.6 Hepingli North St.,
Dongcheng District, Beijing

电话 (Tel) : 8610-59796665

网址 (Web) : <http://reetc.cgc.org.cn>