

中华人民共和国能源行业标准

NB/T 10992—2022

风力发电机组 发电量评估折减系数取值方法

Methods of selecting energy prediction loss factors value of wind turbines

2022-11-04 发布

2023-05-04 实施

国家能源局 发布



目次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 风电场产能评估概述 1

5 可利用率折减 2

 5.1 合同内的机组可利用率折减 2

 5.2 合同外的机组可利用率折减（包含定检及维护）及 BOP 定检 2

 5.3 风电场除机组外的其他电气设备可利用率折减 2

 5.4 电网可利用率折减 2

6 电气折减 2

 6.1 概述 2

 6.2 运行电气损耗 3

 6.3 场用电折减 4

7 风电机组性能折减 4

 7.1 功率曲线调整 4

 7.2 高风迟滞折减 4

 7.3 次优控制折减 4

8 环境折减 5

 8.1 非冰冻引起的叶片性能退化导致的折减 5

 8.2 冰冻导致的折减 5

 8.3 高温和低温折减 5

 8.4 恶劣天气环境折减 5

 8.5 其他不可抗力折减 5

 8.6 地表变化折减 5

9 限制条件折减 6

 9.1 概述 6

 9.2 扇区管理折减 6

 9.3 环评限制条件折减 6

 9.4 电网爬坡率折减 6

 9.5 运营策略折减 6

附录 A（资料性） 合同内的风力发电机组可利用率折减 7

附录 B（资料性） 合同外的风力发电机组可利用率折减（包含定检及维护）及 BOP 定检 8

附录 C（资料性） 风电场除风力发电机组外的其他电气设备可利用率折减 9

附录 D（资料性） 电网可利用率折减 10

附录 E（资料性） 电网爬坡率折减 11

附录 F（资料性） 冰冻折减计算方法 12

参考文献 14

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由国家能源局提出。

本文件由能源行业风电标准化技术委员会风电机械设备分技术委员会（NEA/TC1/SC5）归口。

本文件起草单位：北京金风科创风电设备有限公司、上海电气风电集团股份有限公司、中国农业机械化科学研究院呼和浩特分院有限公司、新疆金风科技股份有限公司、哈电风能有限公司、浙江运达风电股份有限公司、西门子歌美飒可再生能源科技（中国）有限公司、中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、中国船舶重工集团海装风电股份有限公司、北京鉴衡认证中心有限公司、中车山东风电有限公司、北京天润新能投资有限公司、龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司、明阳智慧能源集团股份有限公司、远景能源有限公司、国电联合动力技术有限公司、广东省风力发电有限公司、浙江大学、华润电力技术研究院有限公司。

本文件主要起草人：王明辉、杨艳辉、梁晓燕、韩东、阳雪兵、王琳、李跃、刘鑫、潘峰、符鹏程、苏志勇、杨占勇、王延利、黎波、齐美月、章政华、朱宏栋、谢生清、王海光、杨彦平、刘杰、叶昭良、袁凌、王晓丹、刘东海、邱麟、王铁强。

本文件为首次发布。

风力发电机组 发电量评估折减系数取值方法

1 范围

本文件规定了对风力发电机组（以下简称“机组”）进行发电量评估时相关折减系数的选取方法及推荐取值。

本文件适用于风力发电机组在风电项目开发设计阶段评估机组年发电量时折减系数的选取和计算。

2 规范性引用文件

本文件没有规范性引用文件。

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

特定场址功率曲线 **site-specific power curve**

对特定风电场，拟安装的风力发电机组在该场站特定的空气密度、湍流强度、风切变、入流角等外界环境下的理论功率曲线。

3.2

总产能 **gross energy production**

整个风电场的理论设计产能，又称理论产能。

计算该产能时应考虑风电场地形因素、空气密度因素以及所有可能导致“非标准”功率曲线应用的外界因素，例如湍流强度（过高或者过低）等。该产能计算不考虑尾流损失因素。

3.3

理论净产能 **theoretical net energy production**

在考虑各种折减因素后得出综合折减系数（通常以百分比形式），并以总产能乘以该折减系数得到的理论评估值，又称上网产能。

3.4

净产能 **net energy production**

对于特定风电场，其实际运行时测量所得的产能。

4 风电场产能评估概述

在评估风电场理论净产能时，需依据风频分布和机组在项目现场的特定场址功率曲线来计算总产能。总产能估算未包含因尾流效应、机组实际性能与理论性能偏差、风电场电气损耗、恶劣气候（如结冰、雷电等）等因素造成的非预期产能损失，为得出尽可能接近真实情况的风电场净产能估算值，应将各种技术因素造成的产能损失分别表示为不同的产能折减系数（常以百分比形式），并在计算理论净产能时对它们的影响结果进行综合。

按风电场产能折减因素特性，与风力发电机组密切相关的折减系数包括设备可利用率、电气传输损耗、机组性能，考虑到风电机组的实际使用情况，风电场内的其他影响因素需一并考虑，因此，风电场折减因素共分为六大类，即：设备可利用率、尾流效应、电气传输损耗、机组性能、环境因素、限负荷。

场级综合折减系数采用公式（1）进行计算：

$$D = 1 - \prod_1^i (1 - d_i) \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

D ——综合折减系数；

d_i ——各单项损耗取值，数值为正，以百分比计。

针对尾流折减，应根据现场实际风况、机位排布方案和风电机组推力系数采用合适的尾流模型进行计算。采用尾流控制技术降低尾流损失的项目可采用该项技术后的尾流折减进行取值。

5 可利用率折减

5.1 合同内的机组可利用率折减

合同内的风力发电机组可利用率折减，是指由于机组故障而需要维护及维修、部件更换等，导致机组处于非运行状态，从而造成的风电场产量损失。

通常，风力发电机组的第一年可利用率偏低。如果按年度考虑风电场的产量，需考虑此项影响。

陆上风力发电机组的可利用率折减通常取值为 1%~3%。国内运行项目典型机组可利用率折减宜依据行业最新统计信息，或参考附录 A。

海上风力发电机组的可利用率折减通常取值为 2%~5%。考虑海上作业的窗口期问题，维护的及时性可能会大大降低，不同海域的折减率应该有所差别，所以可基于项目情况适当扩大取值范围。

针对风力发电机组故障折减，在取值时应按不同厂家进行差异化折减。

5.2 合同外的机组可利用率折减（包含定检及维护）及 BOP 定检

合同外的风力发电机组可利用率折减，是指由于不可抗力、高风维修延迟、对风电场内的风电机组及 BOP 侧设备进行的定期检查及维护等造成的产量损失占比。

此项折减的建议取值为 0.5%。

全国各省份（地区）2019 年间投产部分项目的合同外机组可利用率折减宜依据行业最新统计信息，或参考附录 B 中统计表。

5.3 风电场除机组外的其他电气设备可利用率折减

风电场其他电气设备可利用率折减，指风电场除风电机组以外其他电气设备处于非运行（故障维修）状态下，造成风电场产量的损失。

对于陆上风电场，此项折减建议取值范围为 0.2%~0.5%。

此项可利用率折减在全国各省份典型取值宜依据行业最新统计信息，或参考附录 C 中统计表。

注：集电线路可利用率包含在除风电机组外的其他电气设备可利用率折减中。

5.4 电网可利用率折减

电网可利用率折减，指风电场外部电网失效状态下及其失效后风电场恢复运行，造成的风电场产量的损失。

此项折减的建议取值范围为 0.15%~0.3%。

电网可利用率折减在全国各省份典型取值宜依据行业最新统计信息，或参考附录 D 中统计表。

6 电气折减

6.1 概述

风电场运行期间，电气折减来自于输电、变电等过程中所有由于电气器件发热造成的损耗，主要包

括箱式变压器正常运行产生的电气损耗、主变压器正常运行的电气损耗、集电线路损耗，此外电气折减也包含场用电损耗。

6.2 运行电气损耗

该类损耗主要包含三种典型因素：

- 箱式变压器正常运行的电气损耗，即：箱式变压器在正常运行执行升压工作中会产生电气损耗。
- 主变压器正常运行的电气损耗，即：主变压器在正常运行执行升压工作中会产生电气损耗。
- 集电线路电气损耗，在输电过程中，由于输电线路发热造成的损耗，称之为线损。

对于以上三项电气损耗，可依据实际项目情况，通过以下方式进行计算。

■ 箱式变压器与主变压器正常运行的电气损耗计算：

按当前国内风电场的配置情况，风电机组所发电量需要经过箱式变压器和主变压器两级升压。因此风电场的变压器损耗也包括两个部分：箱式变压器损耗和主变压器损耗。

无论哪一种变压器，其有功损耗计算公式（2）均为：

$$\Delta A_T = \Delta P_0 T + \Delta P_C \frac{S^2}{S_T^2} \tau \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

- ΔA_T ——空载损耗电量，单位为千瓦时（kWh）；
- ΔP_0 ——变压器空载损耗，单位为千瓦（kW）；
- ΔP_C ——变压器负载损耗，单位为千瓦（kW）；
- S ——变压器通过容量，单位为千伏安（kVA）；
- S_T ——变压器额定容量，单位为千伏安（kVA）；
- T ——年小时数，单位为小时（h），取 8760 h；
- τ ——等效损耗小时数，单位为小时（h）（其值可按《电力系统设计手册》^[1]第 321 页表 10-2 选取）。

对于容量 5 万 kW，年利用小时数 2000 h~3000 h 的风电场，箱式变压器损耗折减为 0.5%~0.6%，主变压器损耗折减为 0.5%~0.6%，通常二者合计测算可按 1.2%取值；详细测算时，需按具体项目装机容量和年利用小时数直接计算此项损耗电量。

■ 集电线路的电气损耗计算：

风电场场内线路损耗，特指风电场集电线路的线损，该损耗可按公式（3）计算：

$$\Delta A_L = \sum_{i=1}^n 3 \times \left(\frac{S_L}{\sqrt{3}U} \right)^2 \cdot l \cdot r \cdot \tau \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中：

- ΔA_L ——空载损耗电量，单位为千瓦时（kWh）；
- S_L ——该段线路所连接的容量，单位为千瓦（kW）；
- U ——线路额定电压，单位为伏特（V），通常 $U=35$ kV；
- l ——该段线路长度，单位为千米（km）；
- r ——该段线路单位距离电阻，单位为欧姆每千米（ Ω/km ）。

对于容量 5 万 kW，年利用小时数 2000 h~3000 h 的风电场，此项折减取值 1%~1.2%，初步测算可按 1.2%取值，可研阶段测算时，需按项目装机容量和年利用小时数直接计算此项损耗电量。

通常，运行电气损耗（箱式变压器、主变压器、集电线路）为 1%~3%。

6.3 场用电折减

场用电损耗指风电场正常运行过程中生活用电设备及电气设备的启动、运行、空载等用电损失造成的损耗。

此项折减的建议取值为 0.5%~1.5%。

对于采用电采暖的风电场，如青海、内蒙古及东北部分地区，取暖时间较长，场用电损耗需依据实际情况适当增大取值。

7 风电机组性能折减

7.1 功率曲线调整

风力发电机组功率曲线调整，指风力发电机组在运行过程中由于风参数与担保功率曲线对应的风参数不符造成的产量损失，包括但不限于湍流、切变、入流角、空气密度等。

风参数采用独立平均值，此项折减建议取值范围为 0~5%。

如果风参数考虑不同参数之间联合分布，此项折减建议取值范围为 0~3%。

7.2 高风迟滞折减

风电机组在高风速切出以后，为避免机组重复启机和停机，机组在风速降到一定程度以后再次启动，高风迟滞折减是指此类因机组大风切出和重新切入的滞后过程带来的损耗，见图 1 虚线。

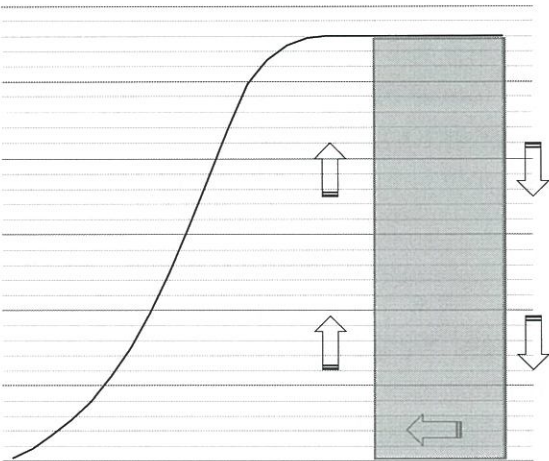


图 1 高风迟滞过程示意图

高风迟滞导致的发电量损失应根据现场完整年时序测风数据和风电机组切出后再切入的控制策略进行计算。

7.3 次优控制折减

由于风电机组控制系统设置不精确，包括偏航偏差、控制风速仪校准、叶片变桨偏差以及其他控制设置问题造成的产量损失。

此项折减建议取值范围为 0.5%~1.5%。对于主风向集中度较高的项目，此项折减建议取值为 0.5%；而对于风向较分散的项目，此项折减建议取值为 1%。

如果使用针对次优控制的性能矫正优化技术，可适当按项目预期的优化效果将折减取值降低，一般情况可降低 0.5%~1.0%。

8 环境折减

8.1 非冰冻引起的叶片性能退化导致的折减

非冰冻引起的叶片性能退化导致的折减，风电机组正常运行状况下，叶片由于老化和污染导致气动性能下降，从而导致的产量。造成叶片老化和污染的原因可能有沙尘、空气污染、化学及机械颗粒物等。

此项折减建议取值范围为 0.9%~2%，对于叶片污损严重地区，需适当增大取值。

如果对叶片采取高性能前缘防护方案并提供同等有效修复措施后，该项取值可调整为 1%。

8.2 冰冻导致的折减

冰冻导致的折减，指风电机组在正常运行状况下，由于结冰造成的机组性能下降和停机造成的产量折减。冰冻导致应基于现场实测数据和风力发电机组在冰冻环境下运行状况和性能进行计算，可根据附录 F 中推荐的两种方法的其中一种进行该项折减的计算。

当没有以上观测数据或计算条件时，可参考临近风电场冰冻导致发电量损失率的统计结果。

8.3 高温和低温折减

高温和低温折减，由于环境温度超出风电机组运行温度范围造成停机或限功率运行导致的产量折减。

此项折减宜基于特定场址风电机组机位处的常年温度和风速时间序列数据及风力发电机组所对应的运行温度范围和性能进行计算。计算超出运行温度范围的所有时刻下风电机组发电量并求和，其与总体发电量的比值为高温和低温损失的折减系数，当时间序列不满足时间代表性时，宜进行代表年修正。

8.4 恶劣天气环境折减

恶劣天气环境折减，由于雷电、冰雹等类似事件导致停机带来的折减（停机由风电机组控制器，SCADA 系统执行）。

雷击会对风电机组的机械部件和电气元件造成损坏，因此会导致风电机组发电量的损失，此项损失应根据当地气象数据统计的雷暴频率进行相应折减的取值，参考范围建议 0~0.5%，雷暴频率高可取较大取值。

8.5 其他不可抗力折减

其他不可抗力折减，由于环境、人为等不可抗力导致的设备失效或运维不可达，进而造成的产量折减。此项折减依据具体项目进行计算。

8.6 地表变化折减

8.6.1 概述

地表变化折减，是指由于风电机组周围树木生长或砍伐、周边建筑变化、海岸线变化导致地表粗糙度变化，从而导致风电机组捕捉风能变化所造成的产量折减。

对于可预测的变化，可通过粗糙度图的调节，计算不同地表变化程度下的产量损失。

此项折减需要依据具体项目进行计算。

8.6.2 树木生长及砍伐折减

正在生长或成熟的树木可以起到阻风作用。根据树木密度的不同，风速衰减区域可以从上风向 2 倍~5 倍树木高度延伸至下风向植被高度的 30 倍。通常这种影响仅限于低于树木高度的风速，但在防风林的

下风向或树木上方存在高湍流区域，会沿着风向延伸相当长的距离。

由于树木砍伐会导致森林和空地间的粗糙度显著降低，因此会导致被清除区域上方的风速明显增加，在轮毂高度处风资源大概增加 2%~3%。

在许多被管理的林区，宜依据林业计划预测树木生长或砍伐计划，将其计入建设前的产能评估。

8.6.3 建筑物及海岸线变化

建筑物及海岸线的变化较难预测。考虑国内的城镇化进程，对于城市区域，一般存在城区范围扩大的趋势；对于农村区域，一般存在村落范围减少的趋势。不同地区的情况不同，需根据项目具体分析。

9 限制条件折减

9.1 概述

因限负荷产生的折减因素需针对具体项目的要求进行判定并选取，以下为风力发电机组常见限负荷折减因素及典型取值。

9.2 扇区管理折减

扇区管理折减，由于项目整场、风电机组片区或单台机组在运行时考虑某些扇区的特定要求，如载荷、尾流、功率等的要求需要进行停机、限功率等的控制而引起的发电量损失。

该项损失需要根据具体项目具体计算。相比停机策略的折减取值，采用限功率策略的折减取值可适当降低。

9.3 环评限制条件折减

环评限制条件折减包括以下几项：

- a) 噪声折减，为达到风电场噪声要求，风电机组停机或改变运行状态带来的产量折减；
- b) 阴影闪变折减，由风电场周边阴影条件限制导致风电机组停机造成的产量折减；
- c) 鸟类迁徙及蝙蝠活动折减，指为保护候鸟迁徙路线及蝙蝠活动等导致风电机组停机造成的产量折减。

环评因素折减需要根据项目当地要求、风况条件和控制策略综合进行计算。

9.4 电网爬坡率折减

电网爬坡率折减，指因风电场输出到外部电网时的负荷值或负荷变化率受限造成的产量折减，既包括给定时间输出电量的限制，也包括对输出电量变化率的限制。

该项折减在全国不同地区的典型折减值可参考附录 E。

9.5 运营策略折减

出于控制需要进行的停机或限功率。例如微网内各类电源输出功率平衡的需要、规避恶劣自然条件所进行的停机等。

附录 A

(资料性)

合同内的风力发电机组可利用率折减

根据 2019 年统计的部分风电场信息，其投产机型故障损失率平均值为 1.66%。

附录 B

(资料性)

合同外的风力发电机组可利用率折减(包含定检及维护)及 BOP 定检

据 2019 年统计的部分风电场信息, 此项折减平均取值为 0.4%。其投产项目在不同省份(地区)的折减统计如表 B.1 所示。

表 B.1 不同省份(地区)场内定检及维护折减统计表

省份	计划检修折减率
安徽	0.17%
福建	0.46%
甘肃	0.36%
贵州	0.13%
海南	0.09%
上海	0.89%
河北	0.58%
黑龙江	0.45%
吉林	0.47%
江苏	0.20%
辽宁	0.47%
蒙东	0.85%
蒙西	0.42%
宁夏	0.25%
山东	0.30%
山西	0.26%
陕西	0.15%
天津	0.18%
西藏	1.15%
新疆	0.33%
云南	0.38%
浙江	0.17%
平均值	0.40%

附录 C

(资料性)

风电场除风力发电机组外的其他电气设备可利用率折减

据 2019 年统计的部分风电场信息，此项折减平均取值为 0.52%。其投产项目在不同省份（地区）的折减统计如表 C.1 所示。

表 C.1 不同省份（地区）场内受累折减率统计表

省份	场内受累折减率
安徽	0.09%
福建	0.18%
甘肃	0.34%
贵州	0.10%
海南	2.31%
上海	0.02%
河北	1.68%
黑龙江	0.14%
吉林	0.78%
江苏	0.02%
辽宁	0.31%
蒙东	0.29%
蒙西	0.09%
宁夏	0.48%
山东	1.07%
山西	1.20%
陕西	0.86%
天津	0.02%
西藏	0.00%
新疆	0.39%
云南	0.94%
浙江	0.10%
平均值	0.52%

附 录 D
(资料性)
电 网 可 利 用 率 折 减

据 2019 年统计的部分风电场信息，此项折减平均取值为 2.24%。其投产项目在不同省份（地区）的折减统计如表 D.1 所示。

表 D.1 不同省份（地区）电网可利用率折减统计表

省份	场外受累折减率
安徽	1.14%
福建	4.50%
甘肃	3.51%
贵州	2.56%
海南	0.04%
上海	3.33%
河北	3.38%
黑龙江	1.55%
吉林	4.55%
江苏	0.45%
辽宁	0.86%
蒙东	1.72%
蒙西	0.82%
宁夏	1.03%
山东	0.95%
山西	2.02%
陕西	2.44%
天津	0.01%
西藏	1.34%
新疆	6.48%
云南	2.71%
浙江	4.00%
平均值	2.24%

附 录 E
(资料性)
电 网 爬 坡 率 折 减

据对部分运行商业项目的部分年份统计结果，由于电网限电导致的折减，不同地区或不同项目存在较大差异。其中在统计样本中，新疆、内蒙古、山西和河南等省份占比较多。此项折减统计结果为：中位数为 8.88%，均值为 15.45%。

附 录 F

(资料性)

冰 冻 折 减 计 算 方 法

F.1 直接计算冰冻导致的发电量折减

风电场内或邻近区域有测风塔，且测风观测满 1 年时，从测风塔获取风速、风向及环境温度、湿度、气压等数据，非加热型风速和风向传感器观测数据连续 6 h 无变化，且该时段的气温在 1℃以下，或加热型风速和风向传感器在温度小于 2℃、相对湿度大于 80% 范围内按照冰冻停机处理，分别得到全场无冰冻折减和冰冻期间的两条不同产量流，计算两者在电量上的差距即为因覆冰造成的发电量损失量 (AEP_{loss}) 及其占总电量的比例 (发电量损失率 γ)，即冰冻折减。此方式基于以下 3 个条件：

- a. 空气密度取定值且不随时间变化。
- b. 测风塔数据标识为冰冻或在温度小于 2℃、相对湿度大于 80% 时，风电机组按照冰冻停机处理。
- c. 场区存在可插补冰冻期间测风塔确实数据的参考数据。

在可能发生冰冻的季节，基于测风塔异常风速或风向数据判断冰冻时长。风电场内或邻近区域有测风塔，且测风观测满 1 年时，可采用上述式间接计算测风塔覆冰期。测风塔发生覆冰的判别标准：非加热型风速和风向传感器观测数据连续 6 h 无变化，且该时段的气温在 1℃以下。

风电场覆冰影响的发电量损失量，应根据因覆冰影响而导致风电场应发而未发出的电量进行计算。风电场覆冰影响发电量损失率计算公式 (F.1) 为：

$$\gamma = \frac{AEP_{\text{loss}}}{AEP_{\text{annual}} + AEP_{\text{loss}}} \quad \dots\dots\dots (F.1)$$

式中：

- γ ——发电量损失率，单位为百分率 (%)；
- AEP_{loss} ——风电场评价年内因覆冰造成的发电量损失量，单位为千瓦时 (kWh)；
- AEP_{annual} ——风电场评价年内的实际总发电量，单位为千瓦时 (kWh)。

风电场评价年内因覆冰造成的发电量损失量 AEP_{loss} ，应根据覆冰厚度对风电机组运行的影响，表现为风电机组性能的下降和停机，分别计算出对应发电量的损失。

F.2 通过冰冻时长估算冰冻导致的发电量折减比例

风电场运行经验显示一般冰冻累计 30 天会导致发电量损失 3%，根据覆冰总时长占比估算冰冻导致的发电量损失比例，按公式 (F.2) 计算，风电场覆冰评价年覆冰时长宜采用覆冰实测资料进行计算。年覆冰时长按公式 (F.3) 计算：

$$T_z = \sum_{i=1}^n T_i \quad \dots\dots\dots (F.2)$$

$$T_i = T_{Ni} - T_{0i} \quad \dots\dots\dots (F.3)$$

式中：

- T_z ——年覆冰总时长，单位为小时 (h)；
- T_i ——单次覆冰过程小时数，单位为小时 (h)；
- T_{Ni} ——单次覆冰结束时间，单位为小时 (h)；

T_{0i} ——单次开始覆冰时间，单位为小时 (h)；

n ——年内发生覆冰的总次数。

风电场内或邻近区域有测风塔，且测风观测满 1 年时，可采用上述式间接计算测风塔覆冰期。测风塔发生覆冰的判别标准：非加热型风速和风向传感器观测数据连续 6 h 无变化，且该时段的气温在 1℃ 以下。



参 考 文 献

- [1] 电力工业部电力规划设计总院. 电力系统设计手册 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.6.
-

中 华 人 民 共 和 国
能 源 行 业 标 准
风 力 发 电 机 组
发电量评估折减系数取值方法
NB/T 10992—2022

*

中国电力出版社出版、印刷、发行
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

*

2023年7月第一版 2023年7月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 1印张 35千字

*

统一书号 155198·4755 定价 **23.00** 元

版 权 专 有 侵 权 必 究
本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换



中国电力出版社官方微信

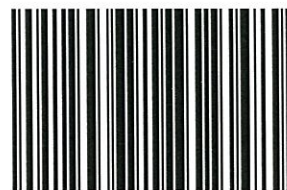


中国电力百科网网址



电力标准信息微信

为您提供**最及时、最准确、最权威**的电力标准信息



155198.4755