



# 中华人民共和国国家标准

GB/T 19963.1—2021

代替 GB/T 19963—2011

## 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电

Technical specification for connecting wind farm to power system—  
Part 1: On shore wind power

2021-08-20 发布

2022-03-01 实施

国家市场监督管理总局  
国家标准化管理委员会 发布

## 目 次

前言 .....	III
引言 .....	V
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 风电场有功功率 .....	3
5 风电场惯量响应和一次调频 .....	4
6 风电场功率预测 .....	5
7 风电场无功容量 .....	6
8 风电场电压控制 .....	7
9 风电场故障穿越 .....	7
10 风电场运行适应性 .....	11
11 风电场电能质量 .....	12
12 风电场仿真模型和参数 .....	13
13 风电场二次系统 .....	13
14 风电场接入系统测试和评价 .....	14
附录 A (资料性) 控制系统响应性能指标说明 .....	16
附录 B (资料性) 风电场有功功率推荐控制模式 .....	17
附录 C (资料性) 风电场一次调频示例曲线 .....	18
附录 D (资料性) 风电场功率预测性能计算方法 .....	19



## 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。

本文件是 GB/T 19963《风电场接入电力系统技术规定》的第 1 部分。GB/T 19963 已经发布了以下部分：

——第 1 部分：陆上风电。

本文件代替 GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》。与 GB/T 19963—2011 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- 增加了“陆上风电场并网点”“风电功率预测”“中期风电功率预测”“短期风电功率预测”“超短期风电功率预测”“风电场惯量响应”“风电场一次调频”“一次调频响应滞后时间”“一次调频上升时间”“一次调频调节时间”“风电场低电压穿越”“风电场高电压穿越”“风电场动态无功电流增量”“风电场动态无功电流上升时间”“风电场短路比”等术语和定义(见第 3 章)；
- 删除了“风电场并网点”和“风电机组/风电场低电压穿越”等术语和定义(见 2011 年版的 3.2 和 3.7)；
- 删除了“风电场送出线路”的内容(见 2011 年版的第 4 章)；
- 增加了风电场有功功率控制推荐模式和自动发电控制要求(见 4.1.2 和 4.1.5)；
- 增加了风电场惯量响应和一次调频的要求，风电场应具备惯量响应和一次调频功能，规定了惯量响应和一次调频的功率控制量化指标、上升时间和允许偏差等(见第 5 章)；
- 修改了风电场功率预测的基本要求和预测曲线上报的要求；增加了风电场功率预测的运行情况上报和预测性能的要求，风电场也应上报风电机组运行情况，规定了风电场功率预测的准确率和上报率的要求(见第 6 章，2011 年版的第 6 章)；
- 修改了风电场无功电源的内容；增加了风电场短路容量要求，必要时风电场能提供短路容量支撑；增加了风电场无功补偿装置适应性的要求，无功补偿装置应具备和风电场同样的正常运行、低电压穿越运行和高电压穿越运行能力(见 7.1 和 7.3，2011 年版的 7.1)；
- 修改了风电场电压控制目标的要求，区分了以不同电压等级接入电网的风电场电压控制目标(见 8.2，2011 年版的 8.2)；
- 增加了风电场自动电压控制的要求，风电场能够接收调度指令，并能够实现无功功率与电压调节，规定了自动电压控制的上升时间和控制误差(见 8.4)；
- 修改了对称故障时风电场低电压穿越的动态无功支撑能力要求，风电场并网点电压在 0.8 pu~0.9 pu 之间时，保持正常运行时的有功和无功电流控制模式，在并网点电压跌落到 0.8 pu 以下时，再提供动态无功电流增量；增加了不对称故障时风电场低电压穿越的动态无功支撑能力要求，风电场能够提供正序动态无功电流增量和负序动态无功电流增量；修改了风电场低电压穿越的有功恢复能力的要求，提高了风电场有功恢复速度(见 9.2，2011 年版的第 9 章)；
- 增加了风电场高电压穿越的要求，风电场具备一定的高电压穿越能力，并能够提供相应的动态无功支撑(见 9.3)；
- 增加了风电场连续穿越的要求，风电场能够实现低电压到高电压的连续穿越，并具备两次连续穿越的能力(见 9.4)；
- 修改了风电场运行适应性中频率范围的要求，风电场频率运行范围更宽(见 10.2，2011 年版的

10.2);

- 增加了风电场运行适应性中次/超同步振荡专题研究的要求(见 10.3);
- 修改了风电场仿真模型的要求,增加了模型评价的要求,增加了风电场仿真模型参数优化的内容(见第 12 章,2011 年版第 12 章);
- 修改了风电场二次系统不间断电源带负荷运行时间,增加了风电场网络安全防护的要求(见 13.1.3和 13.1.4,2011 年版的 13.1.3);
- 增加了风电场向电力调度机构提供的信号,规定了风电场应配置相角测量系统(PMU),必要时加装宽频测量系统(见 13.3.5);
- 修改了风电场通信的要求,规定了不同电压等级的风电场光缆通信通道的要求(见 13.4.1,2011 年版的 13.5.1);
- 增加了风电场无功补偿装置并网性能测试、风电场惯量响应和一次调频测试/评价、风电场电气仿真模型评价、风电场故障穿越能力仿真评价等评价和测试的内容(见 14.2)。

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。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件起草单位:中国电力科学研究院有限公司、电力规划总院有限公司、南方电网科学研究院有限责任公司、北京创拓国际标准技术研究院有限责任公司、国网经济技术研究院有限公司、中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、国网冀北电力有限公司、南瑞集团有限公司、华中科技大学、重庆大学、深圳市禾望电气股份有限公司。

本文件主要起草人:王伟胜、迟永宁、李琰、汤海雁、胡家兵、郭小江、韩小琪、仇卫东、秦晓辉、马溪原、田新首、刘辉、姚骏、何国庆、李文锋、王勃、张占奎、李庆、刘超、苏辛一、荆勇、过亮、裴岩、孙素娟、宋鹏、王爽、闫培丽、刘宏志、戴慧珠、赵海翔、石文辉、周党生、王玉东、卢斯煜、黄峰一。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为:

- GB/Z 19963—2005。
- GB/T 19963—2011。

## 引 言

积极应对大规模新能源并网运行面临的新的安全稳定挑战,已成为电网和新能源行业不能回避的共同责任和义务。2011年以来,随着风电比例升高、大容量直流输电馈入,大规模风电并网还存在包括频率、故障穿越等更多的安全运行风险,需要从大规模风电场接入电网带来的实际问题出发,结合中国电网实际情况,考虑陆上风电场接入电网技术水平和技术发展趋势开展标准的修订工作。同时在国家和行业层面尚没有专门针对海上风电接入电力系统技术要求的相关标准,现有的风电并网标准主要针对陆上风电,没有充分考虑海上风电的自身特点和固有特性,也需要考虑海上风电场接入电网技术水平和技术发展趋势开展标准的修订工作。GB/T 19963 规定了风电场接入电网的技术要求,修订后拟由两部分组成。

——第1部分:陆上风电。目的在于明确陆上风电场在规划、设计、建设与运行阶段,为满足接入电网所需要的技术条件。

——第2部分:海上风电。目的在于明确海上风电场在规划、设计、建设与运行阶段,为满足接入电网所需要的技术条件。

本文件侧重陆上风电并网的技术要求,明确了电网企业、发电企业在陆上风电并网接入运行中所必须满足的基本技术要求等以确保电网和陆上风电场的安全、稳定运行。



# 风电场接入电力系统技术规定

## 第 1 部分：陆上风电

### 1 范围

本文件规定了陆上风电场接入电力系统的技术要求。

本文件适用于通过 110(66)kV 及以上电压等级线路与电力系统连接的新建或改(扩)建陆上风电场。

对于通过其他电压等级与电力系统连接的陆上风电场,参照执行。

### 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 50063 电力装置电测量仪表装置设计规范
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规程
- NB/T 31046 风电功率预测系统功能规范
- NB/T 31055 风电场理论发电量与弃风电量评估导则

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

**风电场** wind farm, wind power plant

由一批风电机组或风电机组群(包括机组单元变压器)、汇集线路、主升压变压器及其他设备组成的发电站。

3.2

**陆上风电场并网点 point of connection of onshore wind farm**

陆上风电场升压站高压侧母线或节点。

3.3

**风电场送出线路 transmission line of wind farm**

从风电场并网点至公共电网的输电线路。

3.4

**风电场有功功率 active power of wind farm**

风电场通过其并网点输出到电网的有功功率。

3.5

**风电场无功功率 reactive power of wind farm**

风电场通过其并网点输出到电网的无功功率。

3.6

**有功功率变化 active power change**

一定时间间隔内,风电场有功功率最大值与最小值之差。

3.7

**风电功率预测 wind power forecasting**

以风速、功率或数值天气预报数据等信息作为模型的输入,结合风电场机组的设备状态及运行工况,预测风电场未来一段时间内的有功功率。

3.8

**中期风电功率预测 medium-term wind power forecasting**

预测风电场次日零时起到未来 240 h 的有功功率。

注:时间分辨率 15 min。

3.9

**短期风电功率预测 short-term wind power forecasting**

预测风电场次日零时起到未来 72 h 的有功功率。

注:时间分辨率 15 min。

3.10

**超短期风电功率预测 ultra-short-term wind power forecasting**

预测风电场未来 15 min~4 h 的有功功率。

注:时间分辨率 15 min。

3.11

**风电场惯量响应 inertia response of wind farm**

当电力系统频率快速变化时,风电场响应于系统频率变化率快速调整自身有功功率的功能。

注:用于缓解系统频率快速变化。

3.12

**风电场一次调频 primary frequency regulation of wind farm**

当电力系统频率偏离额定值时,风电场响应于系统频率偏差快速调整自身有功功率的功能。

注:用于降低电力系统的频率偏差。

3.13

**一次调频响应滞后时间 primary frequency delay time**

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始,风电场实际输出有功功率变化量达到有功功率目标值和初始值之差的 10%所需的时间(见附录 A)。

## 3.14

**一次调频上升时间 primary frequency rise time**

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始,风电场实际输出有功功率变化量达到有功功率目标值和初始值之差的 90%所需的时间(见附录 A)。

## 3.15

**一次调频调节时间 primary frequency settling time**

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始,风电场实际输出有功功率与有功目标值之差的绝对值始终不超过允许偏差的最短时间(见附录 A)。

## 3.16

**风电场低电压穿越 under voltage ride through of wind farm**

当电力系统事故或扰动引起并网点电压跌落时,在一定的电压跌落范围和时间间隔内,风电场能够保证不脱网连续运行。

## 3.17

**风电场高电压穿越 over voltage ride through of wind farm**

当电力系统事故或扰动引起并网点电压升高时,在一定的电压升高范围和时间间隔内,风电场能够保证不脱网连续运行。

## 3.18

**风电场动态无功电流增量 dynamic reactive current increment of wind farm**

风电场低电压或高电压穿越期间向电力系统注入或吸收的无功电流相对于电压跌落或升高前向电力系统注入或吸收无功电流的变化量。

注:动态无功电流均指容性无功电流。

## 3.19

**风电场动态无功电流上升时间 rise time of wind farm dynamic reactive current**

自并网点电压升高或降低达到触发设定值开始,直到风电场动态无功电流实际输出值的变化量达到控制目标值与初始值之差的 90%所需的时间(见附录 A)。

## 3.20

**风电场短路比 wind farm short-circuit ratio**

风电场并网点短路容量对风电场额定容量之比。

注:风电机组短路比可类比风电场定义的短路比。

## 4 风电场有功功率

### 4.1 基本要求



4.1.1 风电场应符合 GB/T 31464、GB 38755、DL/T 1870 的规定,具备参与电力系统调频、调峰和备用的能力。

4.1.2 风电场应配置有功功率控制系统,具备有功功率调节能力,推荐的有功功率控制模式见附录 B。

4.1.3 当风电场有功功率在总额定功率的 20%以上时,风电场应能够实现有功功率的连续平滑调节,并能够参与电力系统有功功率控制。

4.1.4 风电场应能够接收并自动执行电力系统调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令,风电场有功功率及有功功率变化应满足电力系统调度控制要求。

4.1.5 风电场应能够自动计算风电场理论可发功率及备用容量,具备降低总有功功率、增加总有功功率、改变有功功率变化率等自动发电控制功能。



## 4.2 正常运行情况下有功功率变化

4.2.1 风电场有功功率变化包括 1 min 有功功率变化和 10 min 有功功率变化。在风电场并网以及风速增长过程中,风电场有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求,其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性,由电力系统调度机构确定。

4.2.2 风电场有功功率变化限值的推荐值见表 1,该要求也适用于风电场的正常停机。允许出现因风速降低或风速超出切出风速而引起风电场有功功率变化超出有功功率变化最大限值的情况。

表 1 风电场有功功率变化限值的推荐值

风电场装机容量 $P_N$ /MW	10 min 有功功率变化最大限值/MW	1 min 有功功率变化最大限值/MW
$P_N < 30$	10	3
$30 \leq P_N \leq 150$	$P_N/3$	$P_N/10$
$P_N > 150$	50	15

## 4.3 紧急控制

4.3.1 在以下电力系统事故或紧急情况下,风电场应根据电力系统调度机构的指令快速控制其输出的有功功率,必要时可通过安全自动装置快速自动降低风电场有功功率或切除风电场,此时风电场有功功率变化可超出电力系统调度机构规定的有功功率变化最大限值。

- a) 电力系统事故或特殊运行方式下要求降低风电场有功功率,以防止输电设备过载,确保电力系统稳定运行;
- b) 当电力系统频率高于 50.5 Hz 时,按照电力系统调度机构指令降低风电场有功功率,严重情况下切除整个风电场;
- c) 在电力系统事故或紧急情况下,若风电场的运行危及电力系统安全稳定,电力系统调度机构应按规定暂时将风电场切除。

4.3.2 事故处理完毕,电力系统恢复正常运行状态后,风电场应按调度指令并网运行。

## 5 风电场惯量响应和一次调频

### 5.1 基本要求

5.1.1 风电场应具备快速控制自身有功功率,提供惯量响应和一次调频的功能,可根据电力系统运行实际需要启用与停用惯量响应和一次调频功能,启用与停用功能可远程或本地切换。

5.1.2 风电场的惯量响应和一次调频功能应配合使用,风电场参与电力系统惯量响应和一次调频时应能实现有功功率的连续平滑调节。

5.1.3 风电场应设置惯量响应和一次调频启用状态信号、动作状态信号,并将信号上传至调度监控系统。

5.1.4 风电场有功功率控制系统及 AGC 指令应与风电场一次调频相协调。

### 5.2 惯量响应

5.2.1 惯量响应的死区可根据电力系统实际情况确定,宜设定为  $\pm(0.03 \sim 0.1)$  Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围,且风电场有功功率大于  $20\%P_N$  时,风电场应在满足公式(1)条件下提供惯量响应,并且风电场有功功率变化量  $\Delta P_t$  应满足公式(2)。

$$\Delta f \times \frac{df}{dt} > 0 \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$\Delta P_t = -\frac{T_J}{f_N} \times \frac{df}{dt} \times P_t \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$\Delta f$  ——电力系统频率偏差，单位为赫兹(Hz)；

$f$  ——风电场并网点频率，单位为赫兹(Hz)；

$t$  ——时间，单位为秒(s)；

$\Delta P_t$  ——风电场有功功率变化量，单位为兆瓦(MW)；

$T_J$  ——风电场等效惯性时间常数，单位为秒(s)；

$f_N$  ——电力系统额定频率，单位为赫兹(Hz)；

$P_t$  ——风电场有功功率，单位为兆瓦(MW)。

5.2.2 风电场等效惯性时间常数  $T_J$  一般设置为 8 s~12 s(该值可根据电力系统实际情况确定)。

5.2.3 计算风电场并网点频率变化率  $df/dt$  的时间窗口宜不大于 200 ms,不小于 100 ms。

5.2.4 风电场有功功率变化量上升时间不大于 1 s,允许偏差不大于  $\pm 1\% P_N$ 。

### 5.3 一次调频

5.3.1 一次调频的死区可根据电力系统实际情况确定,宜设定为  $\pm(0.03\sim 0.1)$  Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围,且风电场有功功率大于  $20\% P_N$  时,风电场应具备参与电力系统一次调频能力,并且风电场有功功率变化量  $\Delta P_t$  应满足公式(3),风电场一次调频示例曲线见附录 C。

$$\Delta P_t = -K_f \times \frac{\Delta f}{f_N} \times P_t \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中：

$\Delta P_t$  ——风电场有功功率变化量，单位为兆瓦(MW)；

$K_f$  ——有功调频系数；

$\Delta f$  ——电力系统频率偏差，单位为赫兹(Hz)；

$f_N$  ——电力系统额定频率，单位为赫兹(Hz)；

$P_t$  ——风电场有功功率，单位为兆瓦(MW)。

5.3.2 有功调频系数  $K_f$  一般设置为 10~50(该值可根据电力系统实际情况确定)。

5.3.3 当电力系统频率大于 50 Hz 时,风电场应根据一次调频曲线减少有功输出,减少功率的限幅可根据实际电力系统要求确定,宜为  $10\% P_t$ 。

5.3.4 当电力系统频率小于 50 Hz 时,风电场应根据一次调频曲线增加有功输出,增加功率的限幅可根据实际电力系统要求确定,宜为  $6\% P_t$ 。

5.3.5 一次调频响应滞后时间应不大于 2 s,一次调频上升时间应不大于 9 s,一次调频调节时间应不大于 15 s,有功功率调节允许偏差应不超过  $\pm 1\% P_N$ 。



## 6 风电场功率预测

### 6.1 基本要求

风电场应符合 DL/T 1870、NB/T 31046 的规定,配置风电功率预测系统。风电功率预测系统应具备 0 h~240 h 中期风电功率预测、0 h~72 h 短期风电功率预测以及 15 min~4 h 超短期风电功率预测功能,预测时间分辨率应不低于 15 min。

## 6.2 预测曲线和运行情况上报

6.2.1 风电场的风电功率预测系统应每日向电力系统调度机构上报两次中期、短期风电功率预测结果,应每 15 min 向电力系统调度机构上报一次超短期功率预测结果。

6.2.2 风电场的风电功率预测系统向电力系统调度机构上报风电功率预测曲线的同时,应上报与预测曲线相同时段的风电场预计开机容量,上报时间间隔应 $\leq 15$  min。

6.2.3 风电场应每 15 min 自动向电力系统调度机构滚动上报当前时刻的开机总容量,风电场应每 5 min 自动向电力系统调度机构滚动上报风电场实时测风数据。

## 6.3 预测性能

6.3.1 风电场中期功率预测结果第十日(第 217 h~240 h)月平均准确率应不低于 70%,第十日月平均合格率应不低于 70%,月平均上报率应达到 100%。风电场功率预测性能计算方法见附录 D。

6.3.2 风电场短期风电功率结果日前预测月平均准确率应不低于 83%,日前预测月平均合格率应大于 83%,月平均上报率应达到 100%。

6.3.3 风电场超短期风电功率结果第 4 h 预测月平均准确率应不低于 87%,第 4 h 预测月平均合格率应大于 87%,月平均上报率应达到 100%。

6.3.4 风电场的风电功率预测系统应具备在风电场功率受限、风电机组故障或检修等非正常停机情况下功率预测的功能。

6.3.5 风电场功率受限时刻进行预测精度计算时,应使用可用功率代替实际功率,可用功率计算方法见 NB/T 31055。

## 7 风电场无功容量



### 7.1 无功电源

7.1.1 风电场的无功电源包括风电场中的风电机组、并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器、静止无功发生器、同步调相机等。

7.1.2 风电场安装的风电机组应满足功率因数在超前 0.95~滞后 0.95 的范围内动态可调。风电场要充分利用风电机组的无功容量及其调节能力。当风电机组的无功容量不能满足电力系统电压调节需要时,应在风电场集中加装适当容量的无功补偿装置,必要时加装动态无功补偿装置。

7.1.3 在风电并网发电比重较高的地区,风电场应提供短路容量支撑,必要时可加装同步调相机等装置,其容量范围应结合风电场实际接入情况通过专题研究确定。

### 7.2 无功容量配置

7.2.1 风电场的无功容量应按照分(电压)层和分(电)区基本平衡的原则进行配置,并满足检修备用要求。

7.2.2 对于直接接入公共电网的风电场,其配置的容性无功容量能够补偿风电场满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及风电场送出线路的一半感性无功之和,其配置的感性无功容量能够补偿风电场自身的容性充电无功功率及风电场送出线路的一半充电无功功率。

7.2.3 对于通过 220(330)kV 风电汇集系统升压至 500(750)kV 电压等级接入公共电网的风电场群中的风电场,其配置的容性无功容量能够补偿风电场满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及风电场送出线路的全部感性无功之和,其配置的感性无功容量能够补偿风电场自身的容性充电无功功率及风电场送出线路的全部充电无功功率。

7.2.4 风电场配置的无功补偿装置类型及其容量范围应结合风电场实际接入情况通过专题研究确定。

### 7.3 无功补偿装置适应性

7.3.1 在电网正常运行情况下,风电场无功补偿装置应适应电网各种运行方式变化和运行控制策略的要求。

7.3.2 风电场内动态无功补偿装置应按照表 2 中的要求运行。

表 2 不同电压水平下动态无功补偿装置运行时间要求

并网点电压标么值 $U_i$ (标称电压为基准)	运行时间
$0.2 \leq U_i < 0.9$	不少于风电场低电压穿越连续运行时间
$0.9 \leq U_i \leq 1.1$	连续运行
$1.1 < U_i \leq 1.3$	不少于风电场高电压穿越连续运行时间

## 8 风电场电压控制

### 8.1 基本要求

8.1.1 风电场应符合 GB/T 31464、DL/T 1870 的规定,应配置无功电压控制系统,具备无功功率调节及电压控制能力。

8.1.2 风电场应能根据电力系统调度机构指令,自动调节其发出(或吸收)的无功功率,实现对并网点无功/电压的控制,其调节速度和控制精度应能满足电网电压调节的要求。

8.1.3 风电场应有多种无功控制模式,包括电压控制、功率因数控制和无功功率控制等,具备根据运行需要在线切换控制模式的能力。

### 8.2 控制目标

当公共电网电压处于正常范围内时,对于接入 220(330)kV 及以下电压等级公共电网的风电场,风电场应能够控制并网点电压在标称电压的 97%~107% 范围内;对于通过 220(330)kV 风电汇集系统升压至 500(750)kV 电压等级接入公共电网的风电场群中的风电场,风电场应能够控制并网点电压在标称电压的 100%~110% 范围内。

### 8.3 主变选择

风电场变电站的主变压器宜采用有载调压变压器,通过主变压器分接头调节风电场内电压,确保风电场内风电机组正常运行。

### 8.4 自动电压控制

风电场应能自动接收电力系统调度机构下发的并网点电压值或风电场无功功率值,通过协调控制风电机组的无功输出、风电场无功补偿装置的无功输出以及风电场变电站的主变压器分接头位置实现风电场的无功功率与电压调节。

## 9 风电场故障穿越

### 9.1 基本要求

风电场应具备故障穿越能力,包括低电压穿越能力、高电压穿越能力、连续穿越能力,在电压考核范

围内,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行。风电场内无功补偿等其他设备在故障期间不恶化电网故障水平。

## 9.2 低电压穿越

### 9.2.1 基本要求

风电场的低电压穿越要求如下(见图 1):

- a) 风电场并网点电压跌至标称电压的 20% 时,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行 625 ms。
- b) 风电场并网点电压在发生跌落 2 s 内能够恢复到标称电压的 90% 时,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行。

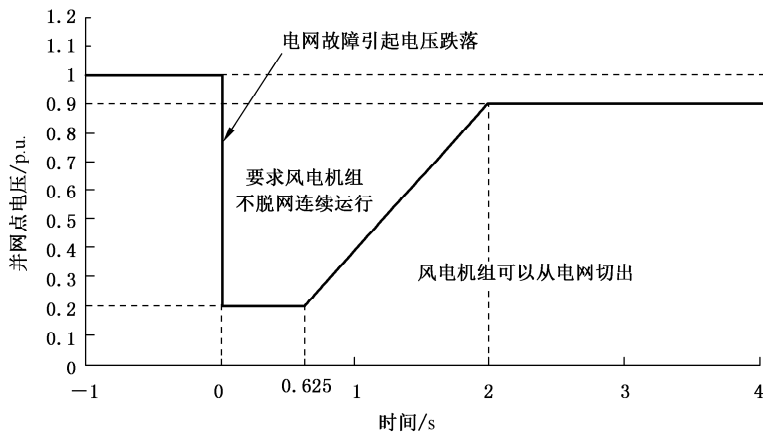


图 1 风电场低电压穿越要求

### 9.2.2 故障类型及考核电压

电力系统发生不同类型故障时,若风电场并网点考核电压全部在图 1 中电压轮廓线及以上的区域,风电机组应保证不脱网连续运行;否则,允许风电机组切出。

针对不同故障类型的考核电压如表 3 所示:

表 3 风电场低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	风电场并网点线电压
两相短路故障	风电场并网点线电压
单相接地短路故障	风电场并网点相电压

### 9.2.3 并网点电压跌落至标称电压的 80% 及以上时的控制模式

当电力系统发生短路故障,并网点电压正序分量一直高于标称电压的 80% 时,风电场应保持正常运行时的有功和无功电流控制模式。

### 9.2.4 对称故障时的动态无功支撑能力

对称故障时的动态无功支撑能力应满足下列要求：

- a) 当电力系统发生三相短路故障,并网点电压正序分量低于标称电压的 80% 时,风电场应具有动态无功支撑能力。
- b) 风电场动态无功电流增量应响应并网点电压变化,并应满足公式(4):

$$\Delta I_t = K_1 \times (0.9 - U_t) \times I_N, (0.2 \leq U_t \leq 0.9) \dots\dots\dots (4)$$

式中:

$\Delta I_t$  ——风电场注入的动态无功电流增量,单位为安(A);

$K_1$  ——风电场动态无功电流比例系数, $K_1$  取值范围应不小于 1.5,宜不大于 3。

$U_t$  ——风电场并网点电压标么值,单位为标么值(pu);

$I_N$  ——风电场额定电流,单位为安(A)。

- c) 电压跌落期间,风电场向电力系统输出无功电流应为电压跌落前正常运行时的输出无功电流  $I_0$  与动态无功电流增量  $\Delta I_t$  之和,风电场无功电流的最大输出能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍。
- d) 自并网点电压跌落出现的时刻起,风电场动态无功电流上升时间不大于 60 ms。自并网点电压恢复至标称电压 90% 以上的时刻起,风电场应在 40 ms 内退出动态无功电流增量。

### 9.2.5 不对称故障时的动态无功支撑能力

不对称故障时的动态无功支撑能力应满足下列要求：

- a) 当电力系统发生不对称短路故障时,风电场在低电压穿越过程中应具有动态无功支撑能力。
- b) 当并网点电压正序分量在标称电压的 60%~80% 之间时,风电场应能向电网注入正序动态无功电流支撑正序电压恢复,从电网吸收负序动态无功电流抑制负序电压升高。风电场动态无功电流增量应响应并网点电压变化,并满足公式(5):

$$\begin{cases} \Delta I_t^+ = K_2^+ \times (0.9 - U_t^+) \times I_N & (0.6 \leq U_t^+ \leq 0.9) \\ \Delta I_t^- = K_2^- \times U_t^- \times I_N \end{cases} \dots\dots\dots (5)$$

式中:

$\Delta I_t^+$  ——风电场注入的正序动态无功电流增量,单位为安(A);

$\Delta I_t^-$  ——风电场吸收的负序动态无功电流增量,单位为安(A);

$K_2^+$  ——风电场动态正序无功电流比例系数, $K_2^+$  取值范围应不小于 1.0;

$K_2^-$  ——风电场动态负序无功电流比例系数, $K_2^-$  取值范围应不小于 1.0;

$U_t^+$  ——风电场并网点电压正序分量标么值,单位为标么值(pu);

$U_t^-$  ——风电场并网点电压负序分量标么值,单位为标么值(pu);

$I_N$  ——风电场额定电流,单位为安(A)。

若并网点电压正序分量小于标称电压的 60% 时,风电场应根据风电机组的实际控制能力以及风电场所接入电网的实际条件,在不助增并网点电压不平衡度的前提下,向电网注入合适的正序动态无功电流及从电网吸收合适的负序动态无功电流。

- c) 电压跌落期间,风电场向电力系统输出正序无功电流应为电压跌落前输出无功电流  $I_0$  与正序动态无功电流增量  $\Delta I_t^+$  之和,风电场无功电流的最大输出能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍,宜通过减少  $\Delta I_t^+$  和  $\Delta I_t^-$  来满足无功电流最大输出能力的限制。

### 9.2.6 有功恢复能力

对电力系统故障期间没有切出的风电场,其有功功率在故障清除后应快速恢复,自故障清除时刻开

始,以至少  $20\%P_N/s$  的功率变化率恢复至故障前的值。

### 9.3 高电压穿越

#### 9.3.1 基本要求

风电场的高电压穿越要求如下(见图 2):

- a) 风电场并网点电压升高至标称电压的  $125\% \sim 130\%$  之间时,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行  $500\text{ ms}$ ;
- b) 风电场并网点电压升高至标称电压的  $120\% \sim 125\%$  之间时,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行  $1\text{ s}$ ;
- c) 风电场并网点电压升高至标称电压的  $110\% \sim 120\%$  之间时,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行  $10\text{ s}$ 。

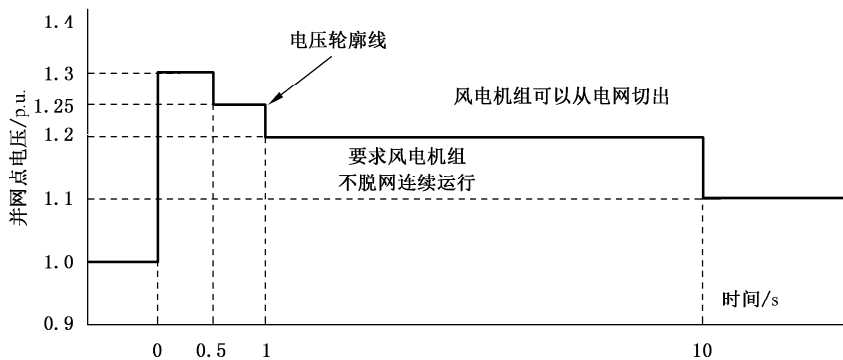


图 2 风电场高电压穿越要求

#### 9.3.2 动态无功支撑能力

当风电场并网点三相电压同时升高时,风电场在高电压穿越过程中应具有以下动态无功支撑能力:

- a) 当并网点电压正序分量在标称电压的  $110\% \sim 130\%$  之间时,风电场应能够通过从电力系统主动吸收动态无功电流支撑电压恢复。风电场吸收的动态无功电流增量应响应并网点电压变化,并应满足公式(6):

$$\Delta I_t = K_3 \times (U_t - 1.1) \times I_N, (1.1 \leq U_t \leq 1.3) \dots\dots\dots (6)$$

式中:

$\Delta I_t$  ——风电场吸收的动态无功电流增量,单位为安(A);

$K_3$  ——风电场动态无功电流比例系数, $K_3$ 取值范围应大于 1.5;

$U_t$  ——风电场并网点电压标么值,单位为标么值(pu);

$I_N$  ——风电场额定电流,单位为安(A)。

- b) 并网点电压升高期间,风电场向电力系统输出无功电流应为并网点电压升高前输出无功电流  $I_0$  与动态无功电流增量  $\Delta I_t$  之差,风电场无功电流的最大输出能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍。
- c) 自并网点电压升高出现的时刻起,风电场动态无功电流上升时间不大于  $40\text{ ms}$ ;自并网点电压恢复至标称电压  $110\%$  以下的时刻起,风电场应在  $40\text{ ms}$  内退出主动提供的动态无功电流增量。



### 9.3.3 有功控制能力

风电场并网点电压升高期间,在满足动态无功电流支撑能力的前提下,风电场应具备有功控制能力。风电场输出有功功率应结合当前风速情况执行当前的电力系统调度机构指令,若无调度指令,输出实际风况对应的有功功率。风电场最大输出电流能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍。

### 9.4 连续穿越

风电场的低-高电压穿越要求如下(见图 3):

- 风电场自低电压阶段快速过渡至高电压阶段,风电场并网点电压在阴影所示轮廓线内,风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行。
- 风电场应能够至少承受连续两次如图 3 所示的风电场低-高电压穿越。
- 对需要风电场实现低-高电压穿越要求的地区,低压阶段时间  $\Delta t_1$ 、过渡阶段时间  $\Delta t_2$ 、高压阶段时间  $\Delta t_3$  以及两次连续穿越时间间隔等,应根据电力系统实际需要专题研究确定。

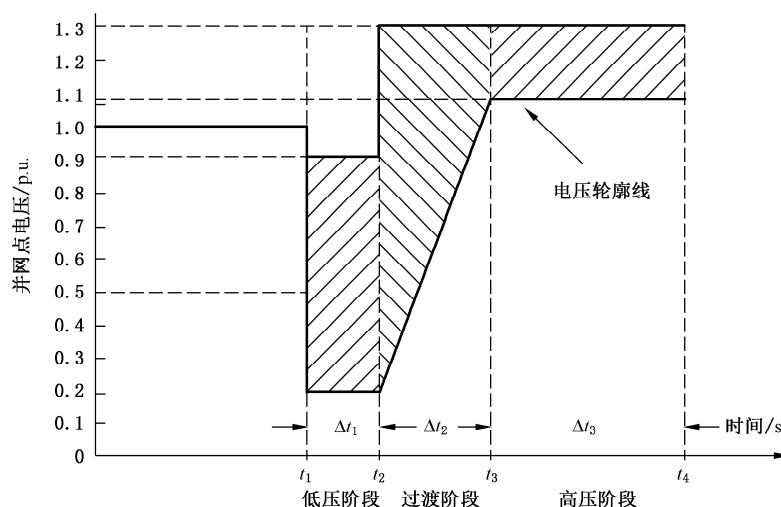


图 3 风电场低-高电压穿越要求

## 10 风电场运行适应性

### 10.1 电压范围

10.1.1 当并网点电压在标称电压的 90%~110%之间时,风电机组应能正常运行;当并网点电压低于标称电压的 90%或超过标称电压的 110%时,风电场应能按照本文件规定的低电压和高电压穿越的要求运行。

10.1.2 当风电场并网点的闪变值满足 GB/T 12326、谐波值满足 GB/T 14549、三相电压不平衡度满足 GB/T 15543 的规定时,风电场内的风电机组应能正常运行。

### 10.2 频率范围

风电场应在表 4 所示电力系统频率范围内按规定运行:



表 4 风电场在不同电力系统频率范围内的运行规定

电力系统频率范围	要求
$f < 46.5 \text{ Hz}$	根据风电场内风电机组允许运行的最低频率而定
$46.5 \text{ Hz} \leq f < 47 \text{ Hz}$	每次频率低于 47 Hz 高于 46.5 Hz 时要求风电场具有至少运行 5 s 的能力
$47 \text{ Hz} \leq f < 47.5 \text{ Hz}$	每次频率低于 47.5 Hz 高于 47 Hz 时要求风电场具有至少运行 20 s 的能力
$47.5 \text{ Hz} \leq f < 48 \text{ Hz}$	每次频率低于 48 Hz 高于 47.5 Hz 时要求风电场具有至少运行 60 s 的能力
$48 \text{ Hz} \leq f < 48.5 \text{ Hz}$	每次频率低于 48.5 Hz 高于 48 Hz 时要求风电场具有至少运行 30 min 的能力
$48.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.5 \text{ Hz}$	连续运行
$50.5 \text{ Hz} < f \leq 51 \text{ Hz}$	每次频率高于 50.5 Hz 低于 51 Hz 时,要求风电场具有至少运行 3 min 的能力,并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略,不允许停机状态的风电机组并网
$51 \text{ Hz} < f \leq 51.5 \text{ Hz}$	每次频率高于 51 Hz 低于 51.5 Hz 时,要求风电场具有至少运行 30 s 的能力,并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略,不允许停机状态的风电机组并网
$f > 51.5 \text{ Hz}$	根据风电场内风电机组允许运行的最高频率而定

### 10.3 次/超同步振荡

10.3.1 风电场内的风电机组在低短路比时应能保持正常连续运行。

10.3.2 风电场近区交流电网中装设有串联补偿装置、直流换流站,或者风电场短路比较低的情况下,应按照 GB 38755、DL/T 1870 要求,开展风电场并网次/超同步振荡分析及防控措施专题研究。

## 11 风电场电能质量

### 11.1 电压偏差

风电场并网点电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%,正常运行方式下:对于接入 220(330)kV 及以下电压等级公共电网的风电场,其电压偏差应在标称电压的  $-3\% \sim 7\%$  范围内;对于通过 220(330)kV 风电汇集系统升压至 500(750)kV 电压等级接入公共电网的风电场群中的风电场,其电压偏差应在标称电压的  $0\% \sim +10\%$  范围内。

### 11.2 闪变

风电场所接入公共连接点的闪变干扰值应满足 GB/T 12326 的要求。

### 11.3 谐波

11.3.1 风电场所接入公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求。

11.3.2 风电场接入后,引起公共连接点的间谐波应满足 GB/T 24337 的要求。

### 11.4 电压不平衡度

风电场接入后,引起并网点的电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求。

## 11.5 监测与治理

风电场应配置满足 GB/T 19862 要求的电能质量监测设备,以实时监测风电场电能质量指标是否满足要求,并具备信息上传功能;若不满足要求,风电场需安装电能质量治理设备,以确保风电场电能质量合格。

## 12 风电场仿真模型和参数

### 12.1 风电场仿真模型

风电场应提供可用于电力系统仿真计算的风电机组、风电场集电系统、风电场无功补偿装置及风电场控制系统的机电暂态和电磁暂态仿真计算模型及参数,用于风电场接入电力系统的规划设计及调度运行;应提供风电场短路电流计算模型,用于电力系统继电保护整定。模型应通过评价,评价其准确性。

### 12.2 参数变化

风电场应根据电力系统调度机构的要求配合开展性能和参数优化工作,并跟踪其各个元件模型和参数的变化情况,随时将变更情况反馈给电力系统调度机构。

## 13 风电场二次系统

### 13.1 基本要求

13.1.1 风电场的二次设备及系统应符合电力二次系统技术规范及相关技术规程。

13.1.2 风电场与电力系统调度机构之间的通信方式、传输通道和信息传输内容由电力系统调度机构做出规定,包括提供运动信息、系统继电保护及安全自动装置信息、提供信息的方式和实时性要求等。

13.1.3 风电场二次设备供电电源应采用不间断电源装置(UPS)或站内直流电源系统供电,在交流供电电源消失后,不间断电源装置带负荷运行时间应大于 60 min。

13.1.4 风电场网络安全防护应满足 GB/T 22239、GB/T 36572 以及电力监控系统安全防护规定及配套防护方案的要求。

### 13.2 继电保护及安全自动装置

13.2.1 风电场继电保护、安全自动装置以及二次回路的设计、安装应满足电力系统有关规定和反事故措施的要求。

13.2.2 风电场继电保护应按照 GB/T 14285 进行配置。继电保护应适应风电场接入及电力系统安全稳定运行需要,满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

13.2.3 风电场集电系统故障应能快速切除,汇集线路保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度。集电系统母线应配置母线差动保护。

13.2.4 风电场升压站应配置故障录波设备,该设备接入的模拟量及开关量应满足调度机构的要求,并应具有足够的记录通道,能够记录故障前 10 s 到故障后 60 s 的情况;应配置继电保护在线监视与智能诊断设备,汇集风电场保护及故障录波信息,通过电力调度数据网与电力系统调度机构通信。

13.2.5 风电场应根据送出方案的安全稳定计算结果,按需配置安全自动装置。

### 13.3 系统调度自动化

13.3.1 风电场应配置计算机监控系统、有功功率控制系统、无功电压控制系统、电能量采集系统、二次

系统安全防护设备、调度数据网络接入设备等,并应满足 DL/T 5003 要求及电力二次系统调度管理规范要求。

13.3.2 风电场调度自动化系统远动信息采集范围按电力系统调度自动化能量管理系统(EMS)远动信息接入规定的要求接入信息量。风电场向电力调度机构提供的信号至少应包括以下方面:

- a) 单台风电机组运行状态、有功功率、无功功率;
- b) 风电场并网点电压、电流、频率、有功功率、无功功率;
- c) 风电场主升压变压器高压侧电流、有功功率、无功功率;
- d) 风电场高压断路器和隔离开关的位置;
- e) 正常发电、功率受控、待机、自身原因停运等各状态下风电机组的台数及其有功容量总和、无功容量总和;
- f) 风电场实际运行机组数量和型号;
- g) 风电场理论发电功率、可用发电功率;
- h) 有功控制、无功控制信息;
- i) 同步相量测量信息;
- j) 继电保护及安全自动装置信息;
- k) 测风塔的实时风速和风向,短期、超短期功率预测信息;
- l) 发电计划信息。

13.3.3 风电场关口计量点(贸易结算)应设在风电场与电网、不同风电场企业的产权分界处,计量装置配置应符合 GB/T 50063、DL/T 448 的要求。

13.3.4 风电场调度自动化、电能量信息传输宜采用主/备信道通信方式,直送电力系统调度机构。

13.3.5 对于接入 220 kV 及以上电压等级的风电场应配置相角测量系统(PMU),对于接入 110(66)kV 电压等级的风电场可根据实际需求配置相角测量系统。必要时应根据电力系统实际需求在风电汇集站加装宽频测量系统。

13.3.6 风电场应配置全站统一的时钟同步系统,对场内各二次系统和设备的时钟进行统一授时。

13.3.7 风电场应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”要求,各自动化系统通过安全加固满足本体安全要求,宜采用安全可控的自动化设备。应部署网络安全信息采集设备,并将信息接入电力系统调控机构。

13.3.8 风电场应通过由具备相应资质的机构进行网络安全等级测评和安全评估。

## 13.4 系统通信

13.4.1 220 kV 及以上电压等级并网风电场应具备两条独立的光缆通信通道,110(66)kV 并网风电场应至少具备一条独立的光缆通信通道。

13.4.2 风电场与电力系统直接连接的通信设备(如光纤传输设备、脉码调制终端设备(PCM)、调度程控交换机、数据通信网、通信监测等)需具有与系统接入端设备一致的接口与协议。

13.4.3 风电场内的通信设备配置按相关的设计规程执行。

## 14 风电场接入系统测试和评价

### 14.1 基本要求

14.1.1 风电场应向电力系统调度机构提供风电场接入电力系统测试与评价报告。当风电场改(扩)建后,应重新提交测试与评价报告。

14.1.2 风电场在申请接入电力系统测试前需向电力系统调度机构提供风电机组及风电场的模型、参数和控制系统特性等资料。

14.1.3 风电场接入电力系统测试由具备相应资质的机构进行,并在测试前 30 日将测试方案报所接入地区的电力系统调度机构备案。

14.1.4 风电场应在全部机组并网调试运行后 6 个月内向电力系统调度机构提供有关风电场运行特性的测试和评价报告。

## 14.2 测试和评价内容

测试和评价内容如下:

- a) 风电场电能质量测试;
- b) 风电场有功功率控制能力测试;
- c) 风电场无功/电压控制能力测试;
- d) 风电场无功补偿装置并网性能测试;
- e) 风电场惯量响应和一次调频测试/评价;
- f) 风电场电气仿真模型评价;
- g) 风电场故障穿越能力仿真评价;
- h) 风电场电压、频率适应能力评价。

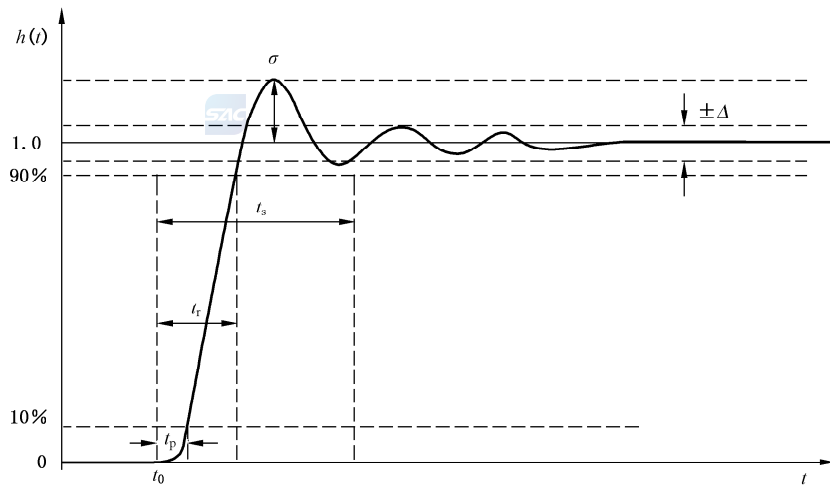


附录 A

(资料性)

控制系统响应性能指标说明

控制系统响应性能指标见图 A.1。



说明：

- $t_0$  —— 阶跃起始时间,单位为秒(s);
- $t_p$  —— 响应滞后时间,单位为秒(s);
- $t_r$  —— 上升时间,单位为秒(s);
- $t_s$  —— 调节时间,单位为秒(s);
- $\sigma$  —— 超调量;
- $\pm \Delta$  —— 允许偏差。

图 A.1 控制系统响应性能指标说明

## 附录 B

(资料性)

## 风电场有功功率推荐控制模式

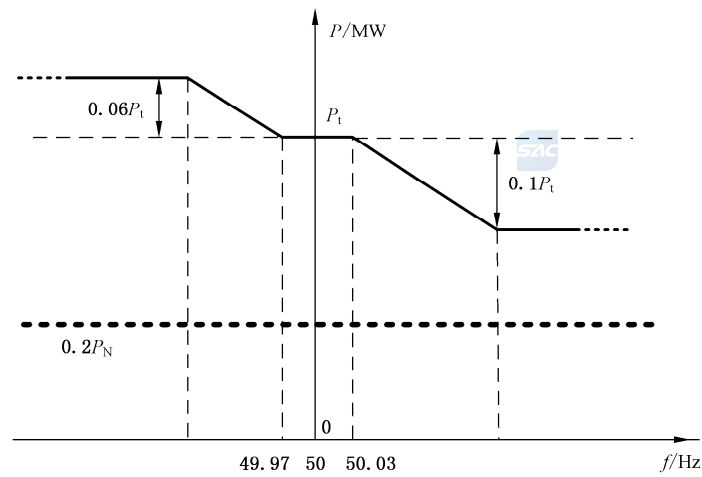
风电场有功功率推荐控制模式见表 B.1。

表 B.1 有功功率控制系统控制模式及功能

模式	功能
限值模式	风电场有功控制系统将全场功率控制在预先设定的或调度机构下达的限值之下, 限值可分时间段给出
差值模式	风电场有功控制系统以低于最大可发功率 $\Delta P$ 的功率运行, 差值 $\Delta P$ 为预先设定值或调度机构下发值
调频模式	风电场根据电力系统频率或调度机构下发的调频指令调整全场功率

附录 C  
(资料性)  
风电场一次调频示例曲线

例如,当有功调频系数  $K_f$  为 20,死区为  $\pm 0.03$  Hz,增加有功功率输出时最大有功调节量设定值为  $6\%P_1$ ,减少有功功率输出时最大有功调节量设定值为  $10\%P_1$  时,风电场一次调频示例曲线见图 C.1。



说明:

$P_1$  —— 风电场有功功率,单位为兆瓦(MW);

$P_N$  —— 风电场装机容量,单位为兆瓦(MW)。

图 C.1 风电场一次调频示例曲线

附录 D

(资料性)

风电场功率预测性能计算方法

D.1 准确率计算方法

准确率计算见式(D.1)。

$$C_R = \left[ 1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{P_{op}} \right)^2} \right] \times 100\%, i = 1, \dots, n \quad \dots\dots\dots (D.1)$$

式中：

- $C_R$  ——准确率,用百分数表示(%)；
- $P_{Mi}$  —— $i$ 时刻的实际功率,单位为兆瓦(MW)；
- $P_{Pi}$  —— $i$ 时刻的预测功率,单位为兆瓦(MW)；
- $P_{op}$  ——风电场的开机总容量,单位为兆瓦(MW)；
- $n$  ——所有样本个数。

D.2 合格率计算方法

合格率计算见式(D.2)。

$$Q_R = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i \times 100\%, i = 1, \dots, n$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & \frac{|P_{Mi} - P_{Pi}|}{P_{op}} < 0.25 \\ 0 & \frac{|P_{Mi} - P_{Pi}|}{P_{op}} \geq 0.25 \end{cases} \quad \dots\dots\dots (D.2)$$

式中：

- $Q_R$  ——合格率,用百分数表示(%)；
- $B_i$  —— $i$ 时刻的合格率,用百分数表示(%)；
- $P_{Mi}$  —— $i$ 时刻的实际功率,单位为兆瓦(MW)；
- $P_{Pi}$  —— $i$ 时刻的预测功率,单位为兆瓦(MW)；
- $P_{op}$  ——风电场的开机总容量,单位为兆瓦(MW)；
- $n$  ——所有样本个数。