

ICS XXXXXX
CCS X XXX

团 体 标 准

T/CIECCPA XXX—20XX

风储一体化调频控制系统技术规范

Technical specification for wind-storage integrated frequency
regulation control system

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中国工业节能与清洁生产协会 发布

目 次

1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 系统和结构	3
5 系统功能要求	4
6 一般技术要求	5
7 通信要求	6
8 协同功率算法要求	6
9 性能指标要求	9
10 系统测试方法	10
附录 A 风储一体化电站控制系统响应性能指标说明	13
附录 B 风储一体化电站一次调频示例	14
附录 C 风储一体化电站试验结果数据记录表	15
附录 D 风储一体化电站性能测试方法	16

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。

本文件由中国工业节能与清洁生产协会提出并归口。

本文件起草单位：中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、内蒙古上都发电有限责任公司、华能（浙江）能源开发有限公司、华能（浙江）能源开发有限公司清洁能源分公司。

本文件主要起草人：巴蕾、赵瑞斌、李铮、薄强、田立亭、段周朝、王春林、张郃博、徐家俊、陈屹扬、贾丽华、沈志伟、张旭东、白松岩。

风储一体化调频控制系统技术规范

1 范围

本文件规定了风储一体化电站调频控制系统和结构、系统功能要求、技术要求、通信要求、协同功率控制算法、性能指标要求、系统测试方法。

本文件适用于通过 35kV 及以上电压等级接入电网的陆地或海上新建、改建和扩建的风储联合发电站，储能装机容量大于风电装机容量 10% 的风储一体化电站，包含电解水制氢系统的风电场可参照执行。

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 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 19963 风电场接入电力系统技术规定
- GB/T 26862 电力系统同步相量测量装置检测规范
- GB/T 26865.2 电力系统实时动态监测系统第 2 部分：数据传输协议
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB/T 36547 电化学储能电站接入电网技术规定
- GB/T 36548 电化学储能电站接入电网测试规程
- GB/T 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 38969 电力系统技术导则
- GB/T 36994 风力发电机组 电网适应性测试规程
- GB/T 40594 电力系统网源协调技术导则
- GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则
- GB/T 40600 风电场功率控制系统调度功能技术要求
- NB/T 10630 风光储联合发电站监控系统技术条件
- NB/T 31075 风电场电气仿真模型建模及验证规程
- NB/T 31078 风电场并网性能评价方法
- DL/T634.5101 远动设备及系统第 5-101 部分：传输规约基本远动任务配套标准
- DL/T 634.5104 远动设备及系统第 5-104 部分：传输规约采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-101 网络访问
- DL/T 860 实施技术规范
- DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范
- DL/T 2246 电化学储能电站并网运行与控制技术规范
- DL/T 2528 电力储能基本术语
- DL/T 2614 电力行业网络安全等级保护基本要求
- DL/T 2669 电力系统惯量支撑和一次调频能力技术要求
- DL/T 2864 电池储能系统储能协调控制器技术规范

DL/T 5003 电力系统调度自动化设计规程
T/CNESA 1005 电化学储能电站协调控制器技术规范
T/CSEE 0275 风电场一次调频性能测试技术规范
T/ZJSEE 0008 新能源场站一次调频控制系统技术规范
JJF 1059.1 测量不确定度评定与表示

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

储能单元 energy storage unit

能够独立实现电能存储、转换及释放的最小设备组合，一般由电能存储设备、储能变流器、变压器等附属设施等构成。

[来源：DL/T 2528-2022, 3.1.1]

3.2

风储一体化电站 integrated wind-storage power station

风电机组、储能单元通过交流汇集接入同一升压站，并作为同一主体并网运行的场站，储能形式包括电化学储能、飞轮储能等电力储能类型。各风电机组、储能单元可进行独立的有功功率控制，并可在本标准所规定的调频控制系统作用下实现有功功率的协调控制。

3.3

风储一体化调频控制系统 integrated wind-storage frequency regulation control system

通过对风电机组和储能单元的直接控制，实现风储一体化电站惯量响应和一次调频控制功能的系统，系统实时监测一体化电站频率，实现全站风电机组和储能单元协同快速功率响应。

3.4

一次调频 primary frequency control

当电力系统频率偏离目标频率时，电源通过控制系统的自动反应，调整有功出力减少频率偏差的控制功能。

[来源：GB/T 40595-2021, 3.1]

3.5

惯量响应 inertia response

当电力系统频率快速变化时，电力系统元件根据不平衡功率进行功率响应的物理特性或根据频率变化率调整自身有功功率，减缓频率变化的控制特性。

[来源：DL/T 2669, 3.10]

3.6

频率偏差 frequency deviation

系统频率的实际值与标称值之差。

[来源：GB/T 15945-2008, 2.2]

3.7

频率变化率 rate of change of frequency (RoCoF)

区域交流电力系统遭受大的有功功率不平衡扰动后，系统基波频率的上升或下降速率，Hz/s。

3.8

并网点 point of connection (POC)

风储一体化电站与电网的连接点。对于有升压变压器的风储一体化电站，指升压变压器高压侧母线或节点；对于无升压变压器的风储一体化电站，指风储一体化电站的输出汇总点。

[来源：DL/T 2528-2022, 3.1.4, 有修改]

3.9

电网调度机构 power system operator

负责组织、指挥、指导和协调电网运行和负责电力市场运营的机构。

[来源：GB/T 31464-2022,3.1.2, 有修改]

3.10

风储一体化电站的额定功率 rate power of integrated wind-storage power station

指风储一体化电站在标称装机容量下的最大有功出力，为各风电机组装机容量与储能单元装机容量的总和。

3.11

风电场监控与数据采集系统 wind farm supervisory control and data acquisition system

用于监控风电场运行状态、数据采集和远程控制的系统。

3.12

储能监控系统 energy storage monitoring and control system

应用计算机、网络和通信技术，实现对储能电站内储能系统、变配电系统和辅助系统等其他站内设备的信息采集、监视、控制等功能的设备组合。

3.13

能量状态 state of energy

在规定条件下，当前已充电/可放电能量与最大可充电/最大可放电能量的比值，用百分数表示。

[来源：DL/T 2528-2022, 4.2.4.16]

3.14

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

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始，风储一体化电站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。

[来源：GB/T 36547-2024. 3.2]

3.15

一次调频上升时间 rise time of primary frequency control

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始，风储一体化电站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。

[来源：GB/T 36547-2024. 3.3]

3.16

一次调频调节时间 settling time of primary frequency control

从系统频率升高或降低超过一次调频死区开始，风储一体化电站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。

[来源：GB/T 36547-2024. 3.4]

3.17

一次调频死区 deadband of primary frequency control

一次调频功能不动作的转速或频率偏离额定值的范围。

[来源：GB/T 40595-2021. 3.2]

4 系统和结构

4.1 风储一体化调频控制系统的系统结构和组成主要包括数据采集模块、调频控制模块、调频监测工作站、并依据GB/T 40594的要求，与网源协调在线监测系统调度端设备进行通信，实际工程配置可根据实际需求进行调整，见图1。

4.2 调频控制模块是基于数据采集模块数据，通过频率偏差、ROCOF和预设算法生成一次调频和惯量控制指令。当频率偏差超出设定死区范围时，主动实施一次调频或惯量响应指令。

4.3 调频控制模块可包括一体化电站功率分配、风电/储能功率分配两级结构、由一体化电站功率分配级装置动态调节风储出力比例，由风电/储能功率分配级装置动态调节各风电机组、储能单元的出力比例。

4.4 调频控制模块应采用双主模式，并采用双重化配置。调频控制模块应具备双电源模块，电源切换时不影响系统运行。

4.5 调频控制模块应具有开关量输入和输出接口，可与电站内AGC等控制系统进行交互。

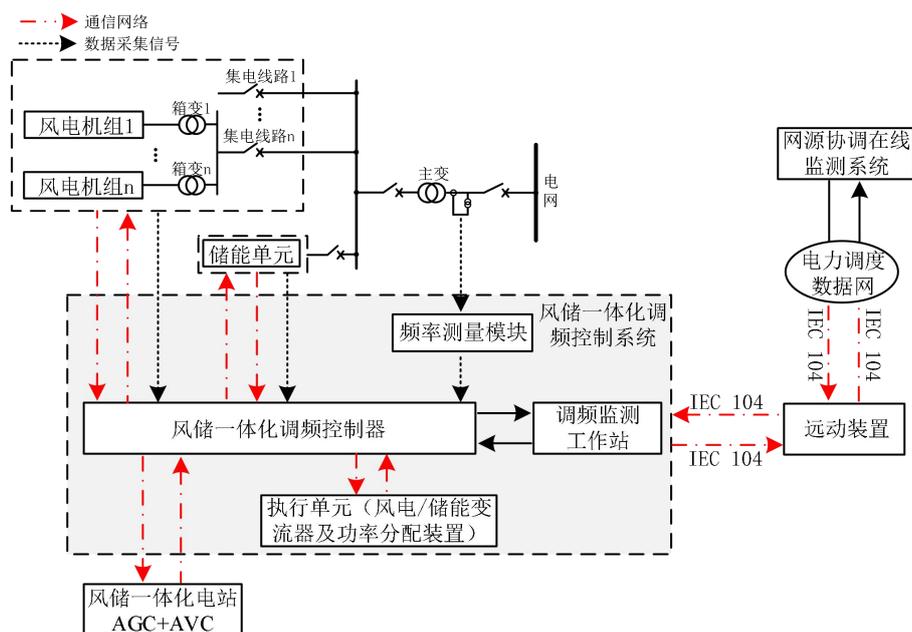


图 1 风储一体化调频控制系统的组成和典型结构

5 系统功能要求

5.1 数据测量及计算

5.1.1 系统应具备电站母线实时频率采集功能，直接采样自电站35kV母线或电站并网点电压互感器的电压信号。

5.1.2 系统应具备整站、风电机组、储能单元的有功功率采集功能，其中整站功率采集自并网点电压/电流互感器的电压/电流信号，风电机组、储能单元的有功功率等可来自于风电场监控系统、储能监控系统等相关系统。

5.1.3 频率测量点、整站功率测量点应满足GB/T 40595的规定，频率测量信号、整站功率测量信号采用“三取中”等冗余配置，冗余输入/输出（I/O）测点应分配在不同的模块上。

注：“三取中”是指测量信号采用三个独立的输入，取其中值信号为实际使用值。

5.1.4 系统应具备频率偏差计算、频率变化率计算功能，并依据电网调度机构核定的死区、下垂系数、惯量时间常数计算整站目标出力。

5.1.5 系统应具备风储一体化电站可调节功率实时评估功能，可调节功率计算周期不应大于 30 s。

- 5.1.6 风储一体化电站的一次调频死区值应经电网调度机构核定，不同区域可根据电网惯性特性调整。一次调频调差率宜设定为0.5%~3%，当电力系统频率偏差大于死区范围，触发一次调频控制功能。风储一体化电站可调节功率大于风储一体化电站额定功率的20%时，一体化电站应具备参与一次调频的能力。
- 5.1.7 风储一体化电站的惯量响应死区宜设定为±(0.05~0.1) Hz（死区值应经电网调度机构核定，不同区域可根据电网惯性特性调整），惯量响应时间常数宜设置为8s~12s。当电力系统频率偏差大于死区范围，且系统频率变化率与频率偏差方向一致时，触发惯量响应功能。风储一体化电站可调节功率大于风储一体化电站额定功率的5%时，一体化电站应具备参与惯量响应的能力。

5.2 整站调频控制功能

- 5.2.1 系统应按照电网调度机构指令，投入或退出一次调频和惯量响应控制功能。
- 5.2.2 当系统频率偏差超出一次调频死区范围时，可主动实施一次调频功能，采用有功-频率下垂曲线进行整站出力目标计算，并实施整站有功功率的快速闭环控制。
- 5.2.3 当系统频率偏差超出惯量响应频率死区范围且系统频率变化率与频率偏差方向一致时，可主动实施惯量响应功能，采用功率阶跃变化计算整站出力目标，并实施整站有功功率的快速闭环控制。
- 5.2.4 一次调频功能和惯量响应功能可独立或并行实施，互不影响。
- 5.2.5 系统可按照电网调度机构要求，对整站调节功率进行限幅，宜设定为风储一体化电站额定功率的10%~20%。
- 5.2.6 风储一体化电站应与其他功率或频率控制系统（如自动发电控制（AGC）、有功功率闭环调节等）相协调，其他系统不应限制一次调频和惯量响应控制功能。
- 5.2.7 本系统控制指令优先级应高于其他系统，但低于安全稳定控制装置发出的指令。
- 5.2.8 系统应采用一定协调控制算法，快速计算各风电机组和储能单元的调节功率，并通过专用控制通道将各指令下发至各风电机组和储能单元，不应超出各风电机组和储能单元的调节范围。
- 5.2.9 当系统给出明显异常的遥调指令，（突然中断、指令超出机组的上、下限，两次指令差超出自定义限值），受控风电机组和储能单元应能做出如下处理：
- a) 拒绝执行该明显异常指令、维持原状态；
 - b) 保持原正常指令8s~30s（可调整），以等待回复正常指令；
 - c) 8s~30s后未恢复正常指令，则发出报警。

5.3 整站调频监测

- 5.3.1 系统应具备整站调频监测功能，记录各次频率响应过程，并符合所在区域并网电厂辅助服务监测与管理的要求。
- 5.3.2 系统可采用所采集并存储的频率、功率等数据，也可采用并网点PMU镜像数据对整站一次调频和惯量响应控制性能进行分析，包括但不限于系统可用率、调频合格率、调频里程、K值等。

5.4 本地及远程设定

- 5.4.1 系统应符合GB/T 40594的规定，接受来自调度自动化、网源协同在线监测主站等调度端信号，包括：一次调频投入/退出信号、惯量响应投入/退出信号、动作/复归信号等。
- 5.4.2 系统频率死区、调差系数、惯量时间等控制参数，未经调度机构批准，不得修改控制系统参数。功能和参数修改后，应与调度控制系统主站重新进行联合调试、数据核对等工作。

6 技术要求

- 6.1 风储一体化电站应具备一次调频能力，并网运行时一次调频功能应始终投入并确保正常运行，且应满足GB/T 36547、GB/T 40594、GB/T 40595、DL/T 2246等相关标准要求。

6.2 风储一体化电站应具备惯量响应能力，并网运行时惯量响应功能应始终投入并确保正常运行，且应满足GB/T 19963、GB/T 38755、GB/T 38969等相关标准要求。

6.3 风储一体化电站按计划功率运行或限制功率运行期间，应具备正常的一次调频及惯量响应功能。

6.4 系统所包含的调频控制模块属于涉网设备，应满足GB/T 40594规定的技术和试验要求。

6.5 系统调频控制回路运算周期不应大于100ms。

6.6 当风电机组、储能单元具备本地频率响应功能时（如其变流器采用频率-功率下垂控制等策略时），应可实现风电机组、储能单元本地控制和本系统控制的无扰动切换。

6.7 系统调频控制模块应位于场站安全生产I区，其与调度端、PMU等设备的通信应符合GB/T 36572、DL/T 2614的要求。

6.8 系统调频监测工作站宜位于场站安全生产II区，其与调度端、PMU等设备的通信应符合GB/T 36572、DL/T 2614的要求。

7 通信要求

7.1 系统应符合GB/T 40600的要求，满足与调度主站、电站监控等系统的通信要求。

7.2 系统的通信接口应符合下列要求：

- a) 系统与调度主站及电站监控系统的通信，应采用以太网接口或RS485通信接口；
- b) 系统与风电机组、储能单元的通信，宜采用光纤以太网接口；
- c) 系统与电站并网点PMU的通信，宜采用以太网接口或4mA-20mA直流电流环串行通信接口。

7.3 系统与调度主站、电站监控系统之间通信方式和信息传输协议应满足，DL/T 634.5104、DL/T 634.5101、GB/T 26865.2等电力系统通用通信规约的要求。

7.4 系统与风电机组、储能单元之间通信宜采用DL/T 860-GOOSE、DL/T 634.5104、Modbus通信协议。

7.5 系统与PMU之间通信应采用GB/T 26865.2通信协议。

7.6 系统向调度主站提供的通信内容应包括但不限于以下信息，且上传的信息满足DL/T 5003的要求：

- a) 并网点的频率、注入电网有功功率等；
- b) 一次调频功能投退信号和动作状态信号等；
- c) 惯量响应的投退信号和动作状态信号等。

8 协同功率算法要求

8.1 整站目标出力计算

8.1.1 惯量响应阶段，当系统频率超出惯量响应死区，系统应通过附加虚拟惯性控制具备类似同步发电机的惯量响应能力，减缓并网点频率变化率，避免频率变化率过快导致系统频率偏差过大。应避免惯量和一次调频反调。

8.1.2 一次调频阶段，当系统频率超出一一次调频死区，系统模拟装有调速器的发电机组参与电网一次调频时的下垂特性，将频率偏差乘以一个固定的下垂系数后叠加到有功功率控制环节，减小并网点频率偏差。

8.2 惯量响应风储功率分配计算方法

8.2.1 当系统频率变化率超过死区的上下界时，风储一体化电站参与惯量响应控制。风储一体化电站惯量响应 ΔP_m 应包含风电机组和储能单元的惯量响应有功变化量，应考虑系统频率变化率和风储一体化电站等效惯性时间常数。

$$\Delta P_{in} = \Delta P_{in_w} + \Delta P_{in_es} = F_{in} \left(\frac{df}{dt}, T_J \right) \dots\dots\dots (1)$$

式中：

ΔP_{in_w} 为风电惯量响应的有功变化量；

ΔP_{in_es} 为储能惯量响应的有功变化量；

f 为系统频率；

T_J 为风储一体化电站等效惯性时间常数。

8.2.2 在惯量响应阶段，应首先对风储一体化电站中储能单元的惯量响应有功出力进行评估，若评估结果满足系统惯量响应需求，则风电机组不参与惯量响应控制。若储能单元总有功出力不能满足系统惯量响应需求，则由风电机组辅助提供虚拟惯量控制。

8.2.3 储能单元参与惯量响应的过程中，惯量响应策略应结合储能的能量状态、充放电状态和系统频率变化率进行设计。参与惯量响应的储能单元数量为N，储能惯量响应的总有功出力为：

$$\Delta P_{in_es} = \sum_{n=1}^N P_{in_es,n} \left(K_{in_es}, T_{J_es}, \frac{df}{dt} \right) \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$P_{in_es,n}$ 为第n个储能单元参与惯量响应的有功功率；

K_{in_es} 为储能模拟发电机惯量响应的虚拟惯性参与系数，应考虑储能的充放电状态和能量状态进行设计；

T_{J_es} 为储能等效惯性时间常数。

8.2.4 各储能单元在惯量响应阶段分配的功率可参考平均分配法、基于能量状态分配法等方法进行计算，各储能单元的能量状态应在允许范围内。

8.2.5 风电场惯量响应出力应考虑风电机组的运行工作点、协调控制器退出场景。参与惯量响应的风电机组数量为M，各风电机组的出力应在允许范围内，风电惯量响应的总有功出力为：

$$\Delta P_{in_w} = \sum_{m=1}^M P_{in_w,m} \left(K_{in_w}, T_{J_w}, \frac{df}{dt} \right) \dots\dots\dots (5)$$

式中：

$P_{in_w,m}$ 为第m个风电机组参与惯量响应的有功功率；

K_{in_w} 为风电场模拟发电机惯量响应的虚拟惯性参与系数，应考虑风电机组的运行工作点进行设计；

T_{J_w} 为风电场等效惯性时间常数。

8.2.6 各风电机组在惯量响应阶段分配的功率可参考平均分配法、基于运行工作点分配法等方法进行计算。

8.2.7 风储一体化电站惯量响应功率分配应符合图2策略。

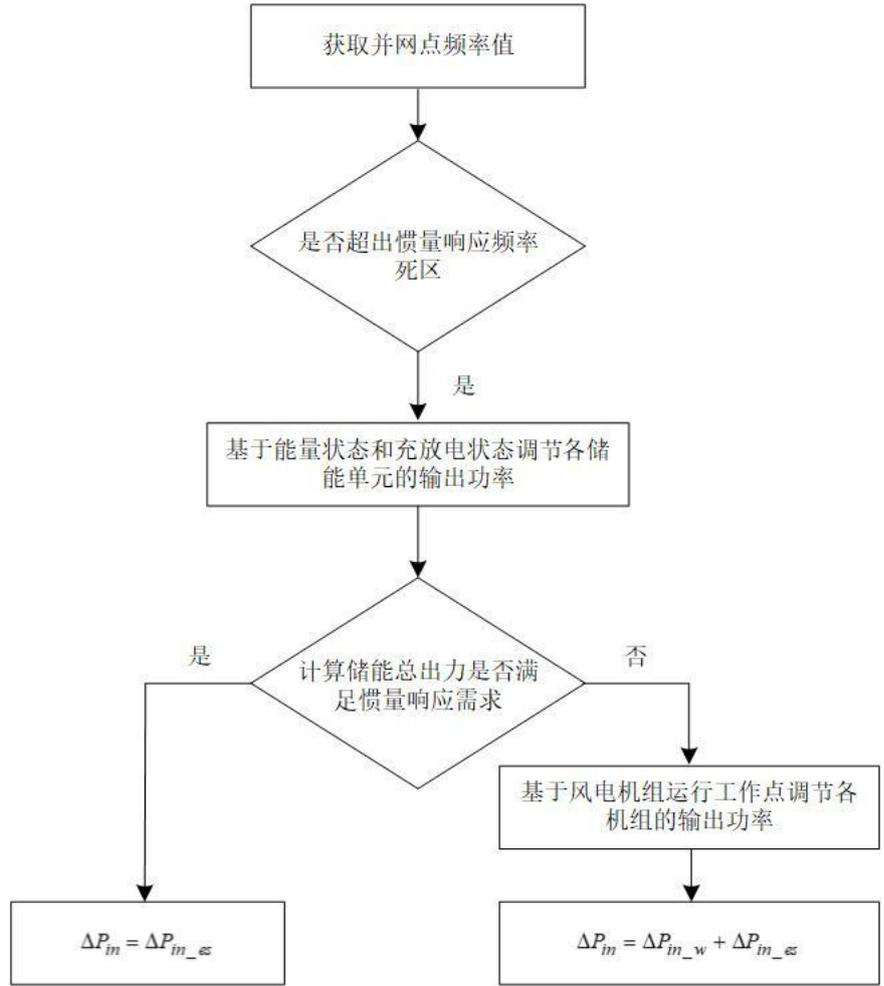


图 2 风储一体化电站惯量响应功率分配策略

8.3 一次调频风储功率分配计算方法

8.3.1 当系统频率超过一次调频频率死区时，风储一体化电站参与一次调频。风储一体化电站参与一次调频有功变化量 ΔP_{PFR} 为，

$$\Delta P_{PFR} = \Delta P_{PFR_w} + \Delta P_{PFR_{es}} = F_{PFR} (K_{PFR}, \Delta f) \dots\dots\dots (8)$$

式中：

ΔP_{PFR_w} 为风电一次调频的有功功率变化量；

$\Delta P_{PFR_{es}}$ 为储能一次调频的有功功率变化量；

Δf 为系统频率偏差；

K_{PFR} 为风储一体化电站的有功一次调频系数。

8.3.2 风储一体化电站参与系统一次调频时，风电机组应由备用功率提供持续的有功功率支撑。应先计算储能单元输出总功率与一次调频有功功率差值。若功率差值小于风储一体化电站内储能单元总有功率可调偏差，各储能单元应根据当前荷电状态响应输出功率，响应一次调频的有功功率输出为储能单元的总输出功率。若功率差值大于风储一体化电站内储能单元的总有功率输出可调偏差，应根据储能单元总输出功率的最大值，计算风电机组的输出功率，风电机组将根据备用容量大小调节机组的输出功率，响应一次调频的有功功率输出为储能单元叠加风电机组。

8.3.3 参与一次调频的储能单元数量为N,一次调频有功出力应结合储能的能量状态和储能充放电状态进行设计。

8.3.4 各储能单元在一次调频阶段分配的功率可参考用平均分配法、基于能量状态分配法等方法进行计算,各储能单元的能量状态应在允许范围内。

8.3.5 当系统频率上升时,风电机组应结合运行点减少有功功率实现一次调频;当系统频率下降时,需要增加风电机组的出力,此时风电机组参与一次调频的有功出力应考虑风电机组目前状态下的备用功率和系统的调频需求,各风电机组的出力应在允许范围内。

8.3.6 参与一次调频的风电机组数量为M,各风电机组分配的功率可参考平均分配法、基于运行工作点分配法等方法进行计算。

8.3.7 风储一体化电站一次调频功率分配应符合图3策略。

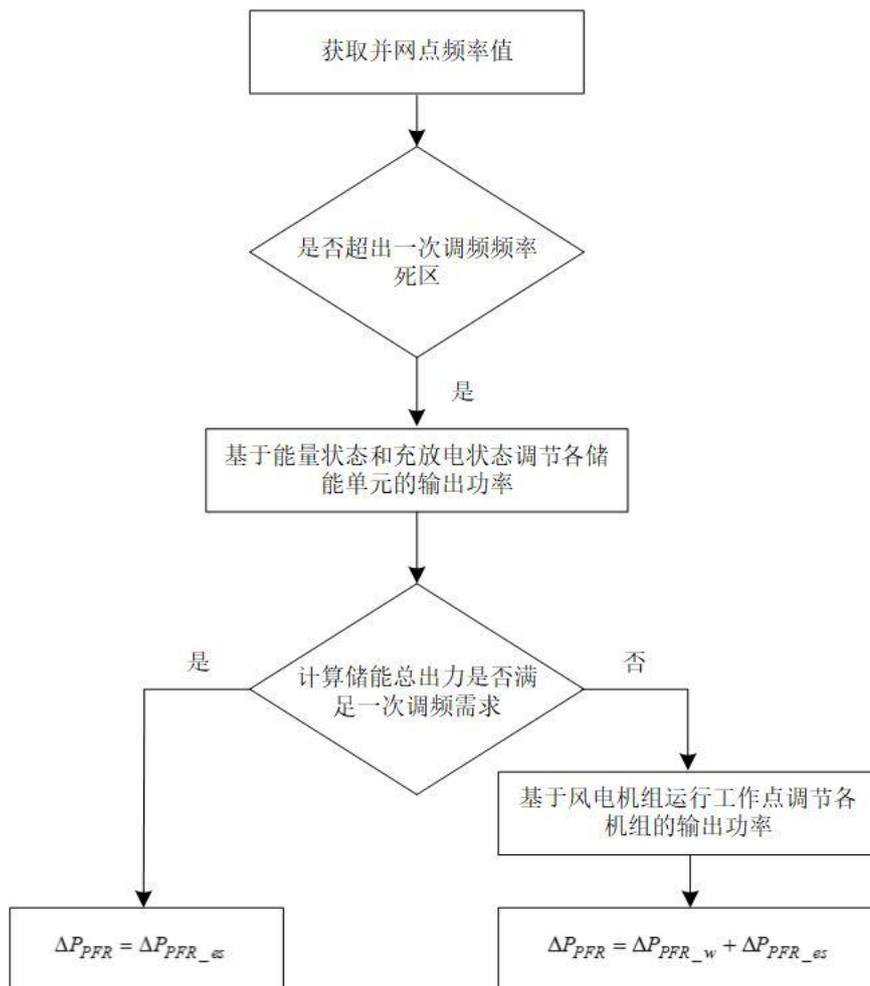


图 3 风储一体化电站一次调频功率分配策略

9 性能指标要求

9.1 风储一体化电站惯量响应性能要求

9.1.1 风储一体化电站的储能变流器在充电和放电状态均应具备惯量响应能力。

9.1.2 计算风储一体化电站并网点频率变化率 df/dt 的时间窗口宜不大于150ms,不小于80ms,并采用滑动加权平均算法。

9.1.3 风储一体化电站有功功率变化量上升时间不大于1s,允许偏差不大于 $\pm 1\%P_N$ (见附录A)。

9.1.4 风储一体化电站参与惯量响应控制时，其响应滞后时间不大于100ms，调节时间不大于300ms（见附录A）。

9.2 风储一体化电站一次调频控制响应性能要求

9.2.1 风储一体化电站的储能变流器在充电和放电状态均应具备一次调频能力。

9.2.2 有功调频系数 K_f 一般设置为33~50（该值可根据电力系统实际情况确定）。

9.2.3 当电力系统频率大于50Hz时，风储一体化电站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，应不小于风储一体化电站额定容量的10%，且不小于配置储能容量的20%。

9.2.4 当电力系统频率小于50Hz时，风储一体化电站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，应不小于风储一体化电站额定容量的6%，且不小于配置储能容量的20%。

9.2.5 一次调频响应滞后时间应不大于1s，一次调频上升时间应不大于3s，一次调频调节时间应不大于4s，有功功率调节允许偏差应不超过 $\pm 1\%P_N$ （见附录A）。

9.2.6 风储一体化电站一次调频功能（装置）频率测量分辨率不大于0.003Hz，频率采样周期不大于100ms。

10 系统测试方法

10.1 测试内容

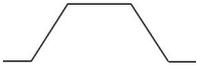
10.1.1 风储一体化电站应开展系统惯量响应测试和一次调频测试，测试内容应包含在风储一体化电站涉网试验内。

10.1.2 风储一体化电站的涉网设备包含风电机组控制系统与保护装置、储能单元控制系统与保护装置等。风储一体化电站有功控制系统应与风储一体化电站一次调频等频率响应性能协同一致。

10.1.3 风储一体化电站系统测试完成后，应根据风电场惯量响应测试报告，核查风电场惯量响应的上升时间、有功功率变化量和功率控制偏差应满足NB/T 31075、DL/T 1870的指标要求。应根据风电场一次调频测试报告，核查风电场一次调频的响应滞后时间、上升时间、调节时间和有功功率控制偏差是否满足GB/T 19963.1的要求。

10.1.4 风储一体化电站惯量响应的测试内容见表1。除必要的内容外，报告中应说明并网点频率变化率 df/dt 的时间窗口、有功功率变化量上升时间、允许偏差、滞后时间、调节时间等参数。

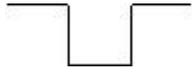
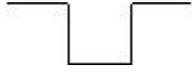
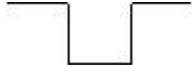
表1 电站惯量响应测试内容

序号	频率设定值/Hz	频率变化率/(Hz/s)	频率变化波形
1	48	0.1	
2		0.5	
3	51.5	0.1	
4		0.5	

10.1.5 风储一体化电站一次调频特性测试内容见表2。除必要的内容外，报告中应说明有功调频系数、减少/增加功率的限幅、滞后时间、上升时间、调节时间、允许偏差、频率测量分辨率、频率采样周期等参数。

表2 电站一次调频测试内容

序号	频率设定值/Hz	持续时间/s	频率变化波形
1	48.0	30	

2	48.5	30	
3	49.5	30	
4	49.9	30	
5	50.1	30	
6	50.5	30	
7	51.5	30	

10.2 测试条件

10.2.1 应利用测试装置产生频率偏差，测试报告中应有关于测试装置的详细说明。

10.2.2 测试装置的运行条件和主要技术指标应满足：

- a) 测试装置空载测试时输出的最大允许频率偏差为 $\pm 0.1\text{Hz}$ ，最大频率变化率允许偏差为 $\pm 0.1\text{Hz/s}$ ；
- b) 频率偏差及变化率调节范围不小于GB/T 36994所规定的变化范围，频率输出步长不大于 0.1Hz ，频率变化率输出步长不大于 0.1Hz/s 。

10.2.3 测量设备包括电压互感器、电流互感器、数据采集系统等设备。数据采集系统用于测试数据的记录、计算及保存。测量设备每个通道采样率最小为 6.4kHz 。电压互感器最低准确度等级为0.2级，电流互感器最低准确度等级为0.5级，数据采集系统最低准确度等级为0.2级。风储一体化电站测试方法示意图见附录D。

10.3 测试步骤

10.3.1 风储一体化电站频率精度测试：利用高精度频率信号发生器，检测电站参与一次调频控制的频率测量精度，频率测量精度测试表见附录C。

10.3.2 风储一体化电站一次调频测试按照以下步骤进行：

- a) 数据采集装置接在测试点的电压互感器(PT)和电流互感器(CT)上，频率信号发生装置接在风储一体化电站控制系统上；
- b) 退出风储一体化电站惯量响应和AGC控制功能；
- c) 通过控制系统下发功率控制指令，设置风储一体化电站内各储能单元以额定放电有功功率值放电；
- d) 通过频率信号发生装置向风储一体化电站的控制系统下发频率变化指令；
- e) 从 50Hz 以 0.01Hz 的步长逐级升高频率值，直至有功功率开始规律变化，每个频率控制点持续运行 30s 后恢复至 50Hz ，利用数据采集装置记录频率上扰过程中有功功率规律变化时刻的频率值；
- f) 从 50Hz 以 0.01Hz 的步长逐级降低频率值，直至有功功率开始规律变化，每个频率控制点持续运行 30s 后恢复至 50Hz ，利用数据采集装置记录频率下扰过程中有功功率规律变化时刻的频率值；
- g) 通过控制系统下发功率控制指令，设置站内各储能单元以额定功率额定充电有功功率值充电；
- h) 重复d)~f)；
- i) 通过控制系统下发功率控制指令，设置风储一体化电站内各储能单元以额定放电有功功率值放电；
- j) 通过频率信号发生装置向站内控制系统下发频率变化指令；

- k) 从50Hz分别阶跃至50.05Hz、50.10Hz、50.15Hz、50.20Hz、50.50Hz、51.50Hz，每个频率控制点持续运行30s后恢复至50Hz，利用数据采集装置记录频率上扰过程中电压、电流、频率以及有功功率值；
 - l) 从50Hz分别阶跃至49.95Hz、49.90Hz、49.85Hz、49.80Hz、49.50Hz、48.50Hz、48.00Hz，每个频率控制点持续运行30s后恢复至50Hz，利用数据采集装置记录频率下扰过程中电压、电流、频率以及有功功率值；
 - m) 计算一次调频控制响应时间、调节时间、控制偏差和调差率；
 - n) 通过控制系统下发功率控制指令，设置站内各储能单元以额定充电有功功率值充电；
 - o) 重复j)~m)；
 - p) 测试结束后恢复风储一体化电站惯量响应和AGC控制功能。
- 10.3.3 风储一体化电站惯量响应测试按照以下步骤进行：
- a) 数据采集装置接在测试点的电压互感器(PT)和电流互感器(CT)上，频率信号发生装置接在风储一体化电站控制系统上；
 - b) 退出风储一体化电站一次调频和AGC控制功能；
 - c) 通过控制系统下发功率控制指令，设置风储一体化电站内各储能单元以额定放电有功功率值放电；
 - d) 通过频率信号发生装置向风储一体化电站的控制系统下发频率变化指令；
 - e) 从50Hz分别以0.1Hz/s和0.5Hz/s的频率变化率升高到51.50 Hz，持续运行30s后恢复到50Hz，利用数据采集装置记录测试点电压、电流、频率以及有功功率值；
 - f) 从50Hz分别以0.1Hz/s和0.5Hz/s的频率变化率降低到48.00Hz，持续运行30s后恢复到50Hz，利用数据采集装置记录测试点电压、电流、频率以及有功功率值；
 - g) 计算有功功率响应时间和控制偏差；
 - h) 通过控制系统下发功率控制指令，设置风储一体化电站各储能单元以额定充电有功功率值充电；
 - i) 重复d)~g)；
 - j) 测试结束后恢复风储一体化电站一次调频和AGC控制功能。

10.4 结果计算分析要求

10.4.1 一次调频试验，应采用连续录波方式记录频率偏差、并网点电压、电流、电气功率等信号。测试信号的输出扫描周期应不大于50ms。

10.4.2 惯量响应试验，应在关闭风储一体化电站一次调频功能的情况下，采用连续录波方式记录频率偏差、并网点电压、电流、电气功率等信号。

10.4.3 在开展各项测试前，应确保被测风储一体化电站中风电机组和储能单元处于正常运行状态。测试过程中应采集并记录风储一体化电站连续运行状态下的数据，至少包括以下基本测试数据：电站主变高压侧、低压侧三相电压、电流、频率。（按电站级来写）

10.4.4 按照JJF 1059.1分别对测试点和被测机组/风储一体化电站的测试数据进行不确定度评估，得到综合标准不确定度。

附录A
(规范性)

风储一体化电站控制系统响应性能指标说明

控制系统响应性能指标见图4。

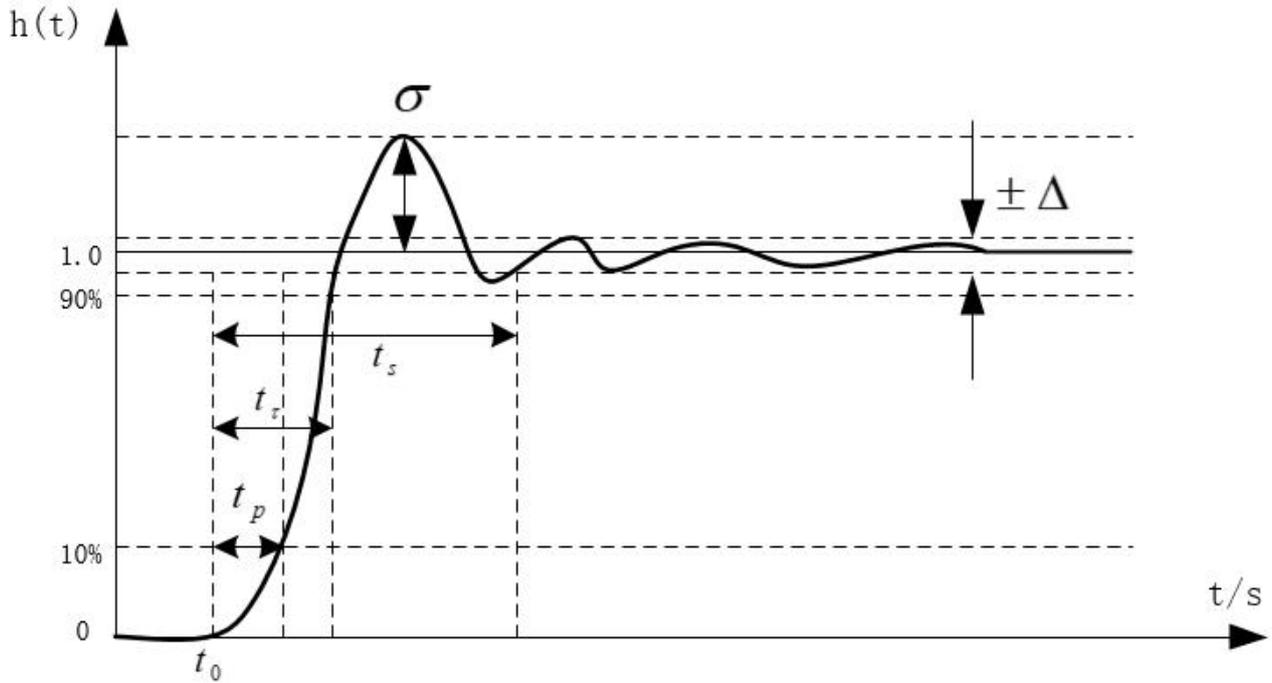


图 4 风储一体化电站控制系统响应性能指标

说明： t_0 为阶跃起始时间，单位为秒（s）； t_d 为响应滞后时间，单位为秒（s）； t_r 为上升时间，单位为秒（s）； t_s 为调节时间，单位为秒（s）； σ 为超调量； $\pm \Delta$ 为允许偏差。

附录B
(资料性)

风储一体化电站一次调频示例

例如，当有功调频系数 K_f 为20，死区设置为 $\pm 0.03\text{Hz}$ ，增加有功功率输出时最大有功调节量设定值为 $0.06P_t$ ，减少有功功率输出时最大有功调节量设定值为 $0.1P_t$ 时，风储一体化电站一次调频示例曲线见图5。

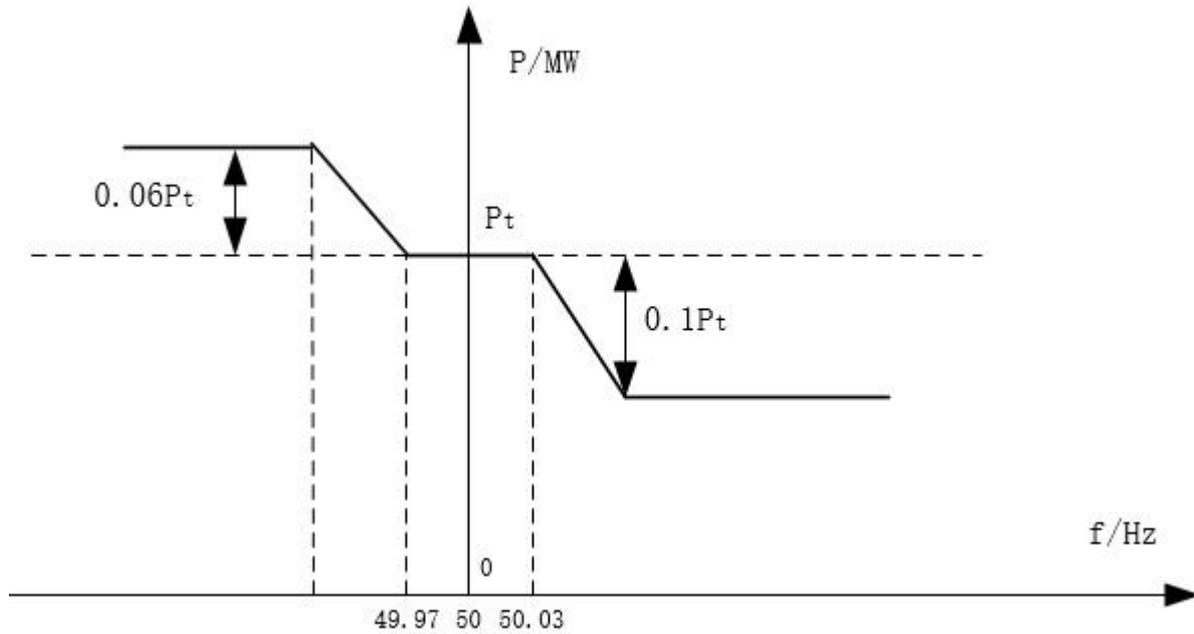


图 5 风储一体化电站一次调频示例曲线

说明： P_t 为风储一体化电站有功功率，单位为兆瓦（MW）； P_N 为风储一体化电站装机容量，单位为兆瓦（MW）。

附录C
(资料性)

风储一体化电站试验结果数据记录表

表3 频率测量精度测试表

序号	频率给定 Hz	持续时间 s	测量频率 Hz	序号	频率给定 Hz	持续时间 s	测量频率 Hz
1	48.0	10		19	50.03	10	
2	48.2	10		20	50.05	10	
3	48.4	10		21	50.1	10	
4	48.6	10		22	50.15	10	
5	48.8	10		23	50.2	10	
6	49.0	10		24	50.25	10	
7	49.2	10		25	50.3	10	
8	49.4	10		26	50.35	10	
9	49.6	10		27	50.4	10	
10	49.65	10		28	50.6	10	
11	49.7	10		29	50.8	10	
12	49.75	10		30	51.0	10	
13	49.8	10		31	51.2	10	
14	49.85	10		32	51.4	10	
15	49.9	10		33	51.6	10	
16	49.95	10		34	51.8	10	
17	49.97	10		35	52.0	10	
18	50.00	10					
平均误差				精度测试评价			

表4 惯量响应特性测试结果汇总表

频率变化过程 Hz	频率变化率 设定值 Hz/s	频率变化率 实测值 Hz/s	扰动前有功 值 kW	有功调节量 实测值 kW	恢复过程与 扰动前最大 有功差值 kW	响应时间 s	风电机组是 否连续并网 运行
50→48							
50→51.5							

表5 调频特性测试结果汇总表

频率设定值 Hz	频率测量值 Hz	扰动前有功 值 kW	扰动后有功 理论值 kW	扰动后有功 实测值 kW	恢复后有功 实测值 kW	响应时间 s	风电机组是 否连续并网 运行

附录D
(资料性)

风储一体化电站性能测试方法

风储一体化电站性能测试方法见图 6。

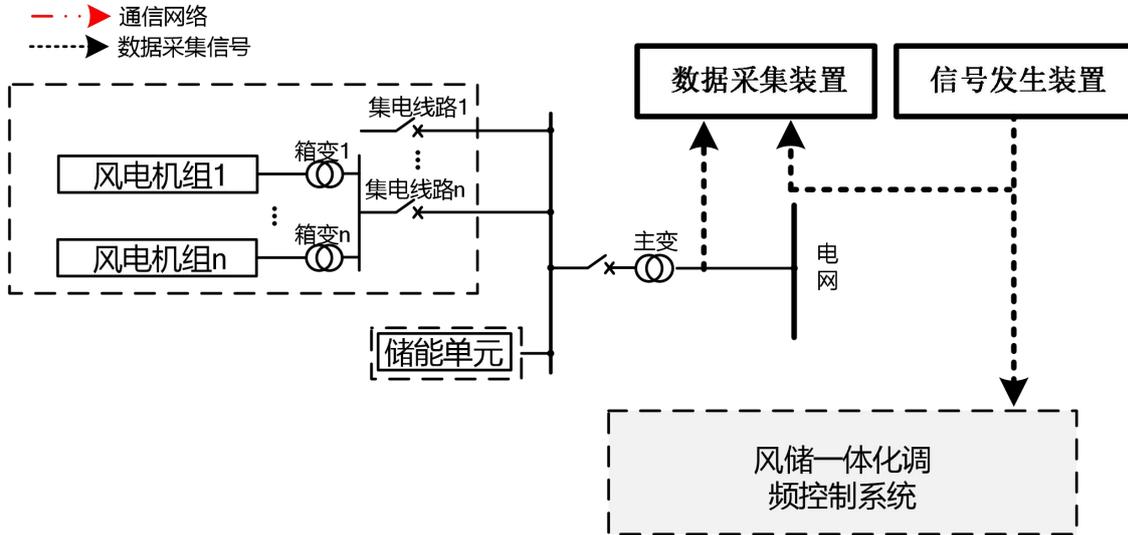


图 6 风储一体化电站性能测试方法示意图