



T/CECS XXX-202X

中国工程建设标准化协会标准

分布式风光能源系统技术规程

Technical specification for wind and solar distributed energy
system

（征求意见稿）

提交反馈意见时，请将有关专利连同支持性文件一并附上

XXX 出版社

1 总则

1.0.1 为了进一步贯彻落实国家有关法律、法规和政策，充分利用绿色能源，优化国家能源结构，推广分布式风光能源系统的应用，规范分布式风光能源系统设计、施工、调试和验收运行，促进可再生能源综合利用，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于电压等级为 35kV 及以下的分布式风光能源系统的新建或改建。

1.0.3 35kV 及以下的分布式风光能源系统的设计建造除应符合本规程外，尚应符合国家现行有关标准和现行中国工程建设标准化协会有关标准的规定。

2 术语

2.0.1 分布式风光能源系统 distributed wind and solar energy systems

由风光能源发电装置、储能装置、电力变换装备、负载和监控保护装置构成的能实现风光能源之间相互补充的能源转换利用系统，既可与外部电网并网运行，也可孤立运行的发配电系统。

2.0.2 风力发电机组 wind turbine generator system (WTGS)

将风的动能转换为电能的装置。

2.0.3 风电场 wind farm

由一批风电机组或风电机组群、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。

2.0.4 光伏组件 photovoltaic (PV) module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的、最小不可分割的太阳能电池组合装置，又称太阳电池组件。

2.0.5 光伏方阵 photovoltaic (PV) array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定支撑结构的直流发电单元，又称光伏阵列。

2.0.6 储能单元 electrochemical energy storage unit (ESU)

由电化学电池、电池管理系统、储能变流器组成的能独立进行电能存储、释放的最小储能系统。

2.0.7 电化学储能电站 electrochemical energy storage station (ESS)

以电化学电池为储能载体，通过储能变流器可循环进行电能存储、转换、释放的设备组合。

3 总体规划设计

3.1 一般规定

3.1.1 分布式风光能源系统总体规划设计应根据分布式风光能源系统的类型、应用条件以及分布式风光能源系统的各项技术经济指标进行。

3.1.2 分布式风光能源系统总体规划方案应包括风能、太阳能资源分析、选址分析、电网特性分析、负荷需求分析等，并应在此基础上进行技术经济分析。

3.1.3 分布式风光能源系统整体方案设计应充分考虑分布式风光能源系统的运行策略。

3.2 风能、太阳能资源分析

3.2.1 对于建设场地的风力资源、太阳能资源等可再生能源资源的数据采集和分析可按国家现行标准《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710、《光伏电站设计规范》GB 50797的有关规定进行。

3.2.2 气象站、测风塔数据资料的采集、检验、修正应符合现行国家标准《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710的规定。

3.2.3 电站太阳能资源实时监测的站址要求、测量要素、测量设备的性能要求、仪器校验、安装要求和测量数据传输等技术要求，应符合国家现行标准《光伏电站太阳能资源实时监测技术要求》GB/T 30153 和《光伏电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T 32012的规定。

3.2.4 当基于风电场测风塔进行风能资源分析时，测风塔应实测不少于一年的风速、风向及气压、温度数据，并应有效、合理。

3.2.5 当利用参考气象站数据进行太阳能资源分析时，数据校验宜采用太阳能辐射现场观测站或拟建电站附近的光伏电站太阳能地面观测站数据。

3.3 选址分析

3.3.1 选择系统安装地址时，应根据国家可再生能源中长期发展规划、地方经济发展规划、地区自然条件、风能资源、太阳能资源、交通运输、接入电网及其他设施等因素确定。

3.3.2 系统安装地址应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段和发震断裂地带等地质灾害易发区。

3.3.3 系统安装地址应选择在地质结构相对稳定地区，并与活动性断裂保持安全距离，所在地的抗震设防烈度应在 9 度及以下。

3.3.4 光伏方阵区域应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区，风力发电区域选址应避免与周边已有风电场之间的相互影响。

3.3.5 当采用风力发电、光伏发电混合布置时，应避开采空区；当风力发电、光伏发电分开布置时，风力发电机、储能站不应布置在采空区；当光伏方阵布置在采空区时，应进行地质灾害危险性评估，并应采取相应的防范措施。

3.3.6 系统安装地址应避让重点保护的文化遗产，不应设在有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上。当地下深层压有文物、矿藏时，应对文物和矿藏开挖后的系统安全性进行评估。

3.3.7 系统安装地址宜利用荒地、劣地，并应做好植被保护，减少土石方开挖量，节约用地，减少房屋拆迁和人口迁移，不得破坏原有水系。

3.3.8 系统安装地址应结合分布式风光能源系统达到规划容量时接入电力系统的出线走廊确定。

3.4 电网特性分析

3.4.1 分布式风光能源系统设计应对所在地周边电网消纳电站的能力进行分析。

3.4.2 电网消纳能力应结合电力系统负荷特性、电源结构和调峰能力等因素进行分析。

3.5 负荷需求分析

3.5.1 分布式风光能源系统的负荷分析应包括主要用电负荷类型及特性分析、分布式风光能源系统最大供电负荷及逐月典型日负荷曲线分析。

3.5.2 应根据历史负荷数据和安装地点的电力发展总体规划，进行 3~5 年的负荷需求预测，包括峰值负荷增长趋势、新增负荷类型和水平及逐年典型日负荷曲线。

3.5.3 对负荷应进行分级统计，负荷分级应符合现行国家标准《供配电系统

设计规范》GB 50052 的有关规定。

4 系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 分布式风光能源系统设计应主要包括分布式风光能源系统设计、能源系统联合发电设计、电气设计、效益评估和可靠性分析等。

4.1.2 分布式风光能源系统集电电压等级应经技术经济比较后选择，风力发电系统、光伏发电系统、储能系统的集电电压宜保持一致。

4.1.3 分布式风光能源系统接入外部电网相关的技术要求应符合现行国家标准《微电网接入电力系统技术规定》GB/T 33589 的有关规定。

4.2 能源系统设计

I 光伏发电系统设计

4.2.1 光伏发电系统选用的太阳能电池组件应符合现行国家标准《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 9535 的要求。

4.2.2 光伏发电组件类型应根据太阳能资源、工作温度等使用环境条件，经技术经济比较后选择，组件设备性能参数应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.2.3 光伏发电系统宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网的方式；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数应经技术经济比较后确定。

4.2.4 逆变器的选择应符合下列规定国家现行标准《光伏电站设计规范》GB 50797、《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427、《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 的有关规定。

4.2.5 光伏方阵应综合站区地形、风力发电机组等设备、施工条件、接入条件、线路敷设等因素合理布置。

4.2.6 光伏发电系统的消防设计应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

II 风力发电系统设计

4.2.7 风力发电机组配置应符合风力发电场区域地理环境、风能资源、安全等级、安装运输和运行检修等条件，并应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

- 4.2.8** 风力发电系统宜采用一台风力发电机对应一台箱变升压的接线方式。
- 4.2.9** 风力发电机组升压后，宜采用逐台顺序相连的接线方式；场内集电线路应按分组接线接入汇集站，集电线路回路数应经技术经济比较后确定。
- 4.2.10** 风力发电系统设计方案中，应对风电场风电机组有功无功特性，以及无功补偿装置功能作业、配置规模、接入方案、控制策略等进行专题研究。其中无功补偿容量的配置，应综合考虑风力发电、光伏发电及储能系统接入电力系统的稳态暂态、动态下各种运行工况。
- 4.2.11** 风力发电机布置应分析风力发电机组与光伏电站间的相互影响。
- 4.2.12** 风力发电系统的消防设计应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

III 储能系统设计

- 4.2.13** 储能系统设计应包括电池系统、功率变换系统、电池管理系统。
- 4.2.14** 储能系统设计与功能配置应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。
- 4.2.15** 储能系统技术条件应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558 的规定。
- 4.2.16** 储能系统主要设备应符合现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的规定。
- 4.2.17** 储能系统布置应遵循安全、可靠、适用的原则，根据安装地点的环境、设备性能要求和当地实践经验选择，便于安装、操作、检修和调试，预留分期扩建条件。
- 4.2.18** 储能系统生产安全应急应符合现行国家标准《电化学储能电站生产安全应急预案编制导则》GB/T 42312 的规定。
- 4.2.19** 储能系统危险源辨识的内容和危险性等级划分的要求应符合现行国家标准《电化学储能电站危险源辨识技术导则》GB/T 42314 的规定。
- 4.2.20** 储能系统的消防设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

4.3 能源系统联合发电设计

I 联合发电功率预测设计

- 4.3.1** 风电场、光伏电站功率预测应根据站址位置、气候特征和历史数据确

定。最优预测策略宜根据预测时间尺度和实际需求，采用多种方法及模型确定。

4.3.2 风电场、光伏电站功率预测系统应分别符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963 和《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964。

4.3.3 预测系统的功能应至少包括长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测、超短期功率预测、概率预测和数据统计。

4.3.4 预测系统应考虑检修、故障等不确定因素对分布式风光能源系统输出功率的影响。

4.3.5 预测系统交互界面应具备风电场或光伏电站输出功率监视页面，至少显示实测功率、预测功率及实测气象要素，数据应动态更新。

4.3.6 预测系统交互界面应具备历史数据的曲线查询和比较页面，至少提供日、周等时间区间的曲线展示，页面查询响应时间应小于 1 min。

4.3.7 预测系统交互界面应提供数据统计分析页面，提供饼图、柱形图、表格等多种可视化展示手段。

4.3.8 预测系统应配置通用、成熟的数据库，用于数据、模型及参数的存储。

4.3.9 预测系统软件应采用模块化划分，单个功能模块故障不应影响整个系统的运行。

4.3.10 预测系统硬件应至少包括数据通信服务器、系统应用服务器、数据库服务器、网络安全设备和人机交互工作站。

4.3.11 预测系统中数据通信服务器、系统应用服务器和数据库服务器宜采用冗余配置。

II 联合发电配比设计

4.3.12 分布式风光能源系统容量配比应根据电网运行要求，研究各月典型日系统的输出特性确定。

4.3.13 分布式风光能源系统容量配比应根据平滑功率输出、跟踪计划出力、电力系统削峰填谷等电网调控模式，经技术经济比较后确定，并应符合下列规定：

- 1 采用平滑功率输出模式时，储能系统配置的额定功率不宜小于风力发电、光伏发电安装总功率的 10%，在额定功率下持续放电时间不宜小于 0.5h；
- 2 采用跟踪计划出力模式时，储能系统配置的额定功率不宜小于风力发电、光伏发电安装总功率的 30%，在额定功率下持续放电时间不宜小于 1h；

3 采用系统调频、削峰填谷模式时，储能系统应根据电网要求，经过优化分析后确定。

III 联合发电量计算

4.3.14 分布式风光能源系统上网电量应包括风力发电量、光伏发电量及储能交换电量，上网发电量计算应满足下式要求：

$$E_p = E_w + E_s - E_b \frac{1 - \phi}{\phi} - El_s \quad (4.3.14)$$

式中：

E_p ——分布式风光能源系统的上网电量（kW·h）；

E_w ——风力发电量(kw·h)；

E_s ——光伏发电量(kW·h)；

E_b ——储能装置交换电量，即储能系统进行充放电循环时的放电量(kW·h)；

ϕ ——储能装置效率，即储能系统充放电循环时，放电量与充电量的比值；

El_s ——变电站或开关站并网损耗电量(kW·h)。

4.3.15 光伏发电系统发电量计算应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.3.16 风力发电系统发电量计算应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定，采用风力发电场评估软件进行模拟计算。计算风电场发电量时，应分析光伏方阵对地面粗糙度的影响。

4.3.17 储能装置效率应根据电池效率、功率变换系统效率、电力线路效率、变压器效率等因素按下式计算：

$$\phi = \phi_1 \cdot \phi_2 \cdot \phi_3 \cdot \phi_4 \quad (4.3.17)$$

式中：

ϕ_0 ——储能装置效率，即储能系统充放电循环时，放电量与充电量的比值；

ϕ_1 ——电池效率，储能电池完成充放电循环的效率，即电池本体放出电量与充入电量的比值；

ϕ_2 ——功率变换系统效率，包括整流效率和逆变效率；

ϕ_3 ——电力线路效率，考虑交直流电缆双向输电损耗后的效率；

ϕ_4 ——变压器效率，考虑变压器双向变压损耗后的效率。

4.4 电气设计

I 主接线设计

4.4.1 电气主接线设计应综合考虑分布式风光能源系统出力特性、建设规模、接入系统要求、分期建设、风电场总布置要求、光伏系统总布置要求、储能系统总布置要求、地形和运输条件、环境保护、设备特点等因素。同时，应满足供电可靠、运行灵活、维护方便、接线简单、便于实现自动化和分期过渡、经济合理等要求。

4.4.2 并网型分布式风光能源系统宜设置主母线，采用单母线接线形式；独立型分布式风光能源系统可设置主母线，宜采用单母线接线形式。

4.4.3 升压变电站主变压器低压侧接线，可采用单母线接线或扩大单元接线，经技术经济比较认为合理时，也可采用其他接线方式。

4.4.4 升压变电站高压侧接线可采用变压器线路组接线、单母线接线。经技术经济比较合理时也可采用其他接线方式。

4.4.5 电气主接线应根据分布式风光能源系统在电网中的地位、出现回路数、设备特点及负荷特性等条件确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资等要求。

II 潮流及短路电流计算

4.4.6 分布式风光能源系统代表性的运行方式应进行潮流计算。

4.4.7 分布式风光能源系统应对不同运行方式进行短路计算，短路类型应包括三相短路和两相短路，中性点接地系统还应进行单相接地短路计算。

4.4.8 分布式风光能源系统应根据系统的规划年计算短路电流，其计算应满足设备选择、接地计及光伏发电系统、风力发电系统、储能系统继电保护整定计算的要求。

III 有功功率控制

4.4.9 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式风光能源系统，应具备有功功率控制能力，当需要同时调节输出有功功率和无功功率时，在并网点电压偏差符合 GB/T 12325 规定的前提下，宜优先保障有功功率输出。

4.4.10 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式风光能源系统，若向公用电网输送电量，则应具有控制输出有功功率变化的能力，其最大输出功率和最大功率变化率应符合电网调度机构批准的运行方案；同时应具备执行电网调度机构指令

的能力，能够通过执行电网调度机构指令进行功率调节；紧急情况下，电网调度机构可直接限制分布式风光能源系统向公共电网输送的有功功率。

IV 无功电压调节

4.4.11 分布式风光能源系统无功电压控制宜具备支持定功率因数控制、定无功功率控制、无功电压下垂控制等功能。

4.4.12 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式风光能源系统，应具备无功电压调节能力，可以采用调节分布式电源无功功率、调节无功补偿设备投入量以及调整电源变压器变比等方式，其配置容量和电压调节方式应符合 NB/T 32015 的要求。

4.4.13 接入 10(6)kV~35kV 公共电网的分布式风光能源系统，应在其无功输出范围内参与电网无功电压调节，应具备接受电网调度机构无功电压控制指令的功能。在满足分布式电源无功输出范围和并网点电压合格的条件下，电网调度机构按照调度协议对分布式风光能源系统进行无功电压控制。

V 系统保护

4.4.14 接入 10(6)kV~35kV 公共电网的分布式风光能源系统，宜采用专线方式接入电网并配置光纤电流差动保护。应按现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定配置线路保护。

4.4.15 联合发电站的变电站应配备故障录波设备，应具有足够的记录通道并能够记录故障前 105 到故障后 605 的情况，并应配备至电力系统调度机构的数据传输通道。

VI 电能质量

4.4.16 分布式风光能源系统并网时应具备监测并记录其并网点或公共连接点处谐波、电压波动和闪变、电压偏差、三相不平衡等电能质量指标的能力。接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式风光能源系统，每 10 min 保存一次电能质量指标统计值，并定期上传。

4.4.17 分布式风光能源系统接入电网后，当公共连接点的电能质量不满足《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593—2017 要求时，应产生报警信息；接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式风光能源系统，其运营管理方应将报警信息上报至所接入电网管理部门。

4.4.18 分布式风光能源系统并网导致公共连接点电能质量不满足《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593—2017 的要求时，应采取改善电能质量的措施。

在采取改善措施后电能质量仍无法满足要求时，分布式风光能源系统应断开与电网的连接，电能质量满足要求时方可重新并网。

4.5 效益评估

4.5.1 分布式风光能源系统的效益评估应包括节能效益评估、环境效益评估和碳减排效益评估等。

4.5.2 节能效益评估应包括分布式风光能源系统的年发电量、常规能源替代量，并应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在测试评价报告中给出。

4.5.3 环境效益应包括一氧化碳减排量、二氧化硫减排量及粉尘减排量。

4.5.4 碳减排效益应通过二氧化碳的减排量进行计算得出：

$$\Delta m_c = \alpha_p \Delta m_0$$

式中：

- Δm_c ——二氧化碳减排量
- α_p ——节约单位电（煤）的等价减排量系数
- Δm_0 ——节约电（煤）量

表 4.5.3 节约单位电/煤等价的减排量

节约电/煤量	节约单位电/煤等价的减排量 α_p			
1KWh 电	0.997kg 二氧化碳	0.272kg 固碳	0.015kg 氮氧化物	0.03kg 二氧化硫
1kg 标准煤	2.493kg 二氧化碳	0.68kg 固碳	0.038kg 氮氧化物	0.075kg 二氧化硫
1kg 原煤	1.781kg 二氧化碳	0.486kg 固碳	0.028kg 氮氧化物	0.054kg 二氧化硫

4.6 可靠性分析

4.6.1 分布式风光能源系统应根据类型和运行方式进行可靠性分析，并应主要分析用户的供电可靠性指标。

4.6.2 分布式风光能源系统可靠性指标宜以 6 个月作为一个评估周期。

4.6.3 分布式风光能源系统的可靠性不应低于所接入配电网的供电可靠性。

5 施工

5.1 一般规定

- 5.1.1 施工单位应具备相应的施工资质，施工人员应具有相应的资格证书和岗位证书，施工项目应建立相应的技术标准及质量管理体系。
- 5.1.2 安装和调试用各类计量器具应检定合格，且使用时应在检定有效期内。
- 5.1.3 不同工序交接前，应进行工序交接确认，并签订工序交接记录。
- 5.1.4 开工前应完成设计交底，所必须的施工图应通过会审。
- 5.1.5 开工前应确定项目质量评定划分表。
- 5.1.6 施工前，施工单位应熟悉和审查施工图纸，并参加图纸会审（交底）工作，复核施工图是否符合国家相关规定，若对施工图纸有疑问或发现差错时，应及时提出意见和建议。
- 5.1.7 施工项目部应建立测量体系施工测量应实行施工单位复核制，监理单位复测制，并填写相关记录。
- 5.1.8 施工临时设施应根据工程特点合理设置。
- 5.1.9 施工项目应取得相关的施工许可文件。
- 5.1.10 施工现场应具备水通、电通、路通、电信通及场地平整的“四通一平”条件。
- 5.1.11 施工单位的资质、特殊作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应按程序完成审查。
- 5.1.12 施工组织设计和专项施工方案等文件应完成审批。

5.2 光伏发电系统施工

I 支架基础与连接

- 5.2.1 采用现浇混凝土支架基础项目基础的施工应符合如下要求：
 - 1 混凝土独立基础、条形基础的施工应按照《混凝土结构工程施工质量验收规范》GR 50204 的要求执行，混凝土灌注桩基础的施工应按照《建筑地基工程施工质量验收标准》GR 50202 及《建筑桩基技术规范》JGJ94 的要求执行。
 - 2 同一支架基础混凝土浇筑时，宜一次浇筑完成，混凝土浇筑间歇时间不应超过混凝土初凝时间，超过混凝土初凝时间应做施工缝处理。

- 3 混凝土应严格按照实验配合比进行拌制，且配合比应满足设计要求。
- 4 基础拆模后，应由监理（建设）单位、施工单位对外观质量和尺寸偏差进行检查并记录，并应及时按验收标准对缺陷进行处理。
- 5 混凝土浇筑及养护应符合《混凝土结构工程施工规范》GB 50666 的规定。
- 6 预埋件或其连接件与钢支架焊接前，基础混凝土应达到 70%强度。
- 7 现浇混凝土基础观感质量及尺寸偏差应满足规范要求，对超过尺寸允许偏差且影响结构性能使用功能的部位，应按技术处理方案进行处理，并重新检查验收。

5.2.2 在支架施工前应设计要求对预埋件的位置进行复核。

5.2.3 桩式基础的施工应执行国家现行标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202 及《建筑桩基技术规范》JGJ94 的相关规定，并应符合下列要求：

- 1 压（打、旋）式桩在进场后和施工前应进行外观及桩体质量检查。
- 2 成桩设备的就位应稳固，设备在成桩过程中不应出现倾斜和偏移。
- 3 压桩过程中应检查压力、桩垂直度及压入深度。
- 4 压（打、旋）入桩施工过程中，桩身应保持竖直，不应偏心加载。
- 5 灌注桩成孔钻具上应设置控制深度的标尺，并应在施工中进行观测记录。
- 6 灌注桩施工中应对成孔、清渣、放置钢筋笼、灌注混凝土（水泥浆）等进行全过程检查。
- 7 灌注桩成孔质量检查合格后，应尽快灌注混凝土（水泥浆）。
- 8 采用桩式支架基础的强度和承载力检测，宜按照控制施工质量的原则，分区域进行抽检。

5.2.4 跟踪式支架的安装应符合下列要求：

- 1 跟踪式支架与基础之间应固定牢固、可靠。
- 2 跟踪式支架安装的允许偏差应符合设计文件的规定。
- 3 跟踪式支架电机的安装应牢固、可靠，传动部分应动作灵活。
- 4 聚光式跟踪系统的聚光部件安装完成后，应采取相应防护措施

II 光伏组件施工

5.2.5 光伏组件安装应符合如下施工设计的要求：

- 1 光伏组件在运输及安装过程中，应采取有效的保护措施，不应踩踏、坐卧、撞击或置放物品。
- 2 光伏组件安装和移动的过程中，不应拉扯连接线。
- 3 光伏组件安装时，不应造成玻璃、背板、铝边框以及线缆的划伤或破损。
- 4 施工时，各类设备、装置的正负极不应短接。
- 5 组件的安装位置、排布方式、方阵间距与固定螺栓的力矩值等应符合规范要求。
- 6 组件的安装螺栓钉、垫圈、螺母应齐全，间插件连接可靠。
- 7 组件的串并联方式及组串的开路电压、短路电流应符合设计要求。

5.2.6 光伏组件的安装应符合下列要求：

- 1 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装。
- 2 光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。
- 3 光伏组件安装允许偏差应符合表 5.2.6 规定。

表 5.2.6 光伏组件安装允许偏差

项目	允许偏差	
倾斜角度偏差	±斜角	
光伏组件边缘高差	相邻光伏组件间	≤邻光伏
	同组光伏组件间	≤组光伏

5.2.7 光伏组件及组串接线施工应符合如下施工设计的要求：

- 1 进行接线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不应触摸金属带电部位，不应在雨天进行组件的连线工作。
- 2 组件间连接器应连接牢固，组件之间连接线不应承受外力，且应进行绑扎，整齐、美观。
- 3 组串连接后应检测组串的开路电压和短路电流。
- 4 对组串完成但不具备接引条件的部位，应用绝缘胶布包扎好并做好警示，组串线路接头不应接触其他金属构件或浸水。
- 5 方阵间的跨接线缆应穿管进行保护。
- 6 光伏连接器应为同厂家同型号产品，宜与光伏组件连接器配套。
- 7 光伏连接器安装应采用原厂专用压接钳压接。

8 方阵的输出端应有明显的极性标志和线路的编号标志，接线时，不应同时接触组件或组件串连接线的正、负极。

III 电气安装

5.2.8 汇流箱安装应符合如下设计施工的要求：

- 1 汇流箱安装的垂直度允许偏差应小于 15mm。
- 2 应检测汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻，该值小于 20MΩ。
- 3 汇流箱内组串电缆接引前应确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点，汇流箱出入口的连接线应向下弯曲防雨水流入设备内。
- 4 汇流箱输入及输出线缆应悬挂电缆牌，应注明线路编号起点、终点、规格等信息。

5.2.9 逆变器安装前应符合如下施工设计的要求：

- 1 室内逆变器安装前，其安装部位的顶面、墙面、门窗应施工安装完毕，无渗漏，室内沟道应无积水、杂物，场地应清扫干净。
- 2 应在完成所有室内装修后再进行逆变器的安装工作，对安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除。
- 3 混凝土基础及构件应达到允许安装的强度，焊接构件的质量应满足设计要求，大型逆变器就位时应检查道路畅通，且留有足够的安装场地。

5.2.10 逆变器的安装与调整应符合下列要求：

- 1 采用基础型钢固定的逆变器，逆变器基础型钢安装的允许偏差应符合表 5.2.10 的规定。

表 5.2.10 逆变器基础型钢的允许偏差

项目	允许偏差	
	mm/m	mm/m 全长
不直度	<1	<3
水平度	<1	<3
位置误差及不平行度	—	<3

- 1 基础型钢安装后，其顶部宜高出抹平地面 10mm。基础型钢应有明显的可靠接地。
- 2 逆变器的安装方向应符合设计规定。
- 3 逆变器与基础型钢之间固定应牢固可靠

- 5.2.11** 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性。
- 5.2.12** 逆变器直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。
- 5.2.13** 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

IV 防雷接地与消防工程

- 5.2.14** 并网光伏电站接地系统安装应符合《电气装置安装工程》GB 50169 及《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定和设计文件的要求。
- 5.2.15** 屋面光伏发电系统的金属支架的接地应符合设计要求，且应与屋面等电位导体可靠连接。
- 5.2.16** 并网光伏电站防雷系统的施工应按照设计文件的要求执行，所有防雷接地点应进行标识。
- 5.2.17** 带边框的光伏组件应采用截面不小于 4mm 的铜导线通过边框接地孔可靠接地。
- 5.2.18** 不带边框光伏组件的接地做法应符合设计要求。
- 5.2.19** 接地电阻值应符合设计要求。
- 5.2.20** 盘柜汇流箱及逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好，接地线的截面应符合设计要求。
- 5.2.21** 光伏电站消防工程施工应符合如下要求：
- 1 设计文件及相关图纸、施工记录、隐蔽工程验收文件、质量控制、验收记录等资料应完整齐备。
 - 2 消防工程的设计文件应通过当地消防部门的审核。
 - 3 消防工程建筑物构建的燃烧性和耐火性极限应符合《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。
 - 4 屋顶光伏发电工程，应满足建筑物的防火要求。
 - 5 防火隔离措施应符合设计要求。
 - 6 消防车道和安全疏散措施应符合设计要求。
 - 7 光伏电站消防给水、灭火措施及火灾自动报警应符合设计要求。
 - 8 消防器材应按规定品种和数量摆放齐备。
 - 9 安全出口标志灯和火灾应急照明灯应符合《消防安全标志》GB 134951 和《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945 的规定。

5.3 风力发电系统施工

5.3.1 风电系统安装应符合如下要求：

- 1 机组装配的零件及部件应有出厂合格证明，组装后的部件和组件运输至现场经验收合格后，方可进行安装作业。
- 2 风力发电设备安装前应完成风力发电机组基础的验收工作，基础平台平整度、接地状况、法兰平面度等应符合安装要求。
- 3 机组吊装时应根据设备配置情况、吊装作业的难易程度、现场风速等决定是否进行吊装，当相关条件超过限值时不应进行吊装作业。
- 4 机组吊装时，起重设备应有足够的吊高、吊重、作业半径等，满足起吊风力发电机组设备的要求，各部件的吊运方法应符合设备安装要求。
- 5 塔架法兰之间的连接螺栓安装前应委托有资质的第三方进行扭矩系数检测，合格后方可使用。
- 6 风力发电机组安装连接过程中各种连接和装配方式应按风力发电机组设计安装要求进行，并应符合现行国家标准《风力发电机组装配和安装规范》GB/T 49568 的有关规定。

5.3.2 塔架安装应符合如下要求：

- 1 塔架安装前应清洁涂层表面，对漆膜缺损处进行修补处理。清理塔架下段下法兰端面及基础连接段顶部法兰端面，螺栓应加注润滑油，在基础上法兰端面上涂密封胶。
- 2 应检查基础连接段顶部法兰平面度是否符合安装及设计要求，确保其水平度在设计规定范围内。
- 3 塔架起吊前，应检查已固定的构件是否有松动和遗漏，并根据吊具、吊重、吊点、起重设备性能核算塔架起吊过程受力及稳定性。
- 4 起吊点要保持塔架直立后下端处于水平位置应有导向绳索进行导向。
- 5 塔架起吊过程中应平缓移动塔架法兰螺纹孔对准对应的螺孔位置后应轻放，并按照对称拧紧方法分次拧紧，力矩应符合要求。
- 6 塔架安装后应检查安装位置如果偏差较大应及时进行调整。
- 7 塔架安装完毕后塔架中心线的垂直度不应超过风力发电机组安装说明书的要求，且不应大于塔架高度的 1/1000。

8 塔架安装完成后应立即进行上部机舱的安装作业，不能连续施工时，应停止上段塔架吊装。

5.3.3 机舱安装应符合如下要求：

- 1 机舱安装前应对机舱重量外形尺寸重心位置进行检查。
- 2 机舱起吊前应对吊具、吊重、吊点、起重设备性能进行检查。
- 3 机舱与塔架的对接、定位及装配应按设备安装要求进行。
- 4 装配过程中螺纹紧固件应按规定的力矩和装配方法拧紧，不应出现超过规定允许的力矩值和安装应力。

5.3.4 风轮安装应符合如下要求：

- 1 叶片与轮毂应先在地面组装后再吊装。
- 2 起吊风轮时吊具应与风轮固定牢靠，起吊过程应平稳有序。
- 3 安装风轮时应按规定的装配方式进行安装，各叶片安装角的相对偏差不得超过设计图样的规定限值。
- 4 吊装风轮时，叶片叶尖应进行牵引，以免发生转动、磕碰受损，导向绳长度和强度应满足使用要求。
- 5 安装完后在调试前叶轮应处于锁紧状态。

5.3.5 电气设备应符合如下要求：

- 1 电气设备安装程序和工艺应按设备安装说明书要求进行。
- 2 防护系统的安装应符合设计要求，各部件绝缘性能应良好，防雷和接地系统应安全、可靠。
- 3 电气接线和电气连接应可靠。所需要的连接件，如插件、连接线、接线端子等应能承受规定的电（电压、电流）、热（内部或外部受热）、机械（拉、压、弯、扭等）和振动的影响。
- 4 母线和导线或带电的连接件使用时不应发生过热松动或造成其他危险的变动。
- 5 风力发电机组安装时发电机转向及发电机出线端的相序应标明，应按标号接线并在第一次并网时应检查是否准确。
- 6 电气系统及防护系统的安装应符合图样设计要求，保证连接安全可靠不应随意改变连接方式。
- 7 电气设计图样规定连接内容外的其他附加电气线路的安装（如防雷系统）应按有关文件或说明书的规定进行。

8 机舱至塔架底部控制柜的控制及电力电缆应按国家电力安装工艺中的有关要求安装，应采取必要措施防止由于机组运行时振动引起的电缆摆动和机组偏航时产生的绞缆。

5.4 储能系统施工

I 储能系统布置

5.4.1 储能设备布置应遵循安全可靠适用的原则，便于安装、操作、搬运、检修和调试预留分期扩建条件。

5.4.2 设备的布置形式应根据安装环境条件、设备性能要求和当地实际情况确定。

5.4.3 储能设备布置可采用全户外布置、全户内布置和半户内布置三种型式。

5.4.4 对于屋外布置的储能单元，设备的防污、防盐雾、防风沙、防湿热、防水、防严寒等性能应与当地环境条件相适应。屋外布置的储能单元相关设备外壳防护等级宜不低于现行国家标准《外壳防护等级（IP 代码）》GB 4208 规定的 IP54。

5.4.5 全户外布置储能单元可采用屋外电池预制舱设备，设备间距需应满足设备运输、检修的需求。锂离子电池、铅酸（铅炭）电池预制舱长边间距不宜小于 3m，电池预制舱短边间距不宜小于 3m。液流电池预制舱设备开门侧间距不宜小于 3m。电池预制舱（柜）设备距离站内道路（路边）不应小于 1m。

5.4.6 户内布置的储能单元应设置防止凝露引起事故的安全措施。

5.4.7 全户内布置储能电池柜/架的高度宜根据运维的需求确定，电池柜/架的高度不宜超过 2400mm。当采用框架式布置型式时，应具有电池的防尘设计。站内储能变流器尺寸宜保持一致，站内电池柜/架尺寸宜保持一致。储能单元布置应满足下列要求：

- 1 四周或一侧应设置维护通道，其净宽不应小于 800mm。
- 2 当采用柜式结构多排布置时，宜依据柜体开门结构确定维护通道，维护通道宜满足表 5.4.7 的规定，且不宜小于单侧门宽加 400mm。

表 5.4.7 柜式布置维护通道宽度（mm）

部位	宽度	
	一般	最小

柜正面至柜正面	1200	600
柜正面至柜背面	1000	600
柜背面至柜背面	400	100
柜正面至墙	1000	600
柜背面至墙	800	600
边柜至墙	1500	800
主要通道	1000—1800	800

3 当为中高压系统时，电气设备外绝缘体最低部位距地小于 2300mm 时，应装设运行巡视围栏。

5.4.8 功率变换系统在站内布置应有利于通风和散热。

5.4.9 电池的布置应满足电池的防火、防爆和通风要求。

5.4.10 电池管理系统宜在电池柜内合理布置或就近布置。

II 电气安装

5.4.11 电气设备布置应结合接线方式、设备型式及电化学储能总体布置综合因素确定。

5.4.12 电气设备布置应符合国家现行标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060，《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218 和《高压配电装置设计规范》DL/T 5352。对于 20kV 及以下储能电站还应满足现行国家标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053 的规定。

5.4.13 主控制室宜按最终规模建设，与继电器室合一布置。

5.4.14 主控制室的位置应按便于巡视和观察配电装置、节省控制电缆、噪声干扰小和有较好的朝向等因素选择。

5.4.15 继电器室的布置应满足设备布置和巡视维护的要求，并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置的间隔排列次序对应。

5.4.16 主控制室及继电器室的设计和布置应符合二次设备抗电磁干扰能力要求。

6 调试

6.1 一般规定

6.1.1 设备调试应包括风力发电系统、光伏发电系统，储能系统的调试。

6.1.2 设备调试前应具备下列条件：

- 1 设备应安装完毕，且安装记录等资料齐全。
- 2 现场应提供调试电源，并确认临时供电设备的电压、频率和容量符合调试要求。
- 3 调试现场应无其他大型作业活动。
- 4 设备随机文件，备品备件应齐备。
- 5 应编制调试方案、安全环保措施。

6.1.3 分布式风光能源系统的一次设备调试应符合国家现行标准《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》GB 50147、《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148、《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168、《110~750kV 架空输电线路施工及验收规范》GB 50233、《静止无功补偿装置(SVC)现场试验》GB/T 20297、《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》DL/T 618、《链式静止同步补偿器第 4 部分：现场试验》DL/T 1215.4 的相关规定。

6.1.4 分布式风光能源系统的二次设备调试应符合国家现行标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路施工及验收规范》GB 50171、《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172、《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254、《电力系统同步向量测量装置检测规范》GB/T 26862、《220~500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求》DL/T 663、《微机型防止电气误操作系统通用技术条件》DL/T 687、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995、《35kV~110kV 变电站自动化系统验收规范》DL/T 1101 的相关规定。

6.1.5 风力发电系统、光伏发电系统、储能系统调试前汇集线（路）应空充完毕。

6.1.6 风力发电系统、光伏发电系统、储能系统的升压变压器运行在和连接电缆绝缘应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150 的相关规定。

6.1.7 风力发电系统、光伏发电系统、储能系统的升压变压器冲击试验应连续进行 3 次，每次试验间隔不得小于 5min，升压变压器应无异常声响，无短路或放电现象，保护装置应无异常动作。

6.1.8 调试的基本要求如下：

- 1 调试工作应按照系统各部分的操作顺序或设备的相关说明进行操作。
- 2 调试过程中，如发现漏电或其它威胁调试人员安全的情况，应立刻停止调试工作，进行安全排查，直至威胁解除后，调试工作方可继续进行。调试结束后，各装置及设备应复位至一般工作状态设定，所有安全保护装置应可靠接入系统，并处于工作状态。

6.1.9 调试前准备的要求如下：

- 1 根据设计文件，检查各设备的配置及连接是否与设计相符，如不相符，应先讲行整改。
- 2 检查风电发电系统及光伏发电系统各设备及其周围环境，应达到安全标准的要求。
- 3 对系统调试工作区拉警戒线进行人员出入限制，非系统调试工作人员，应与调试工作区域保持安全距离。
- 4 检查并保证各开关及设备应处于断开状态。
- 5 调试人员应佩戴安全帽、穿绝缘服装并采取防电击及防穿刺等安全措施。
- 6 所有检测设备应通过检定或校准。

6.2 光伏发电系统调试

6.2.1 光伏发电系统的保护装置应包括：熔断器、断路器、过电压保护设备。等电位连接导体应包括：等电位近接带、避击网、局部等电位连接导体、防击等电位导体。

6.2.2 保护装置和等电位连接导体的检测遵循如下过程：

- 1 目测：所有相关的设备及线路应完好，所有标签应完整、清晰。

2 功能检测：对于保护装置，现场应通过相关设备检测保护装置，其参数应满足产品技术参数，并应符合标准的要求。断路器和隔离开关操作应灵活，不应出现卡顿现象。过电压保护设备中阻值应满足标准要求，等电位体的各个等中位连接线接头处接触应良好。

6.2.3 光伏发电单元带电前检查调试应包括逆变器、直流配电柜、跟踪系统、汇流箱和光伏组件串的检查。

6.2.4 接地系统检测应满足检测人员能够按照光伏发电系统的接地系统标识找到接地点，按照接地点的位置与系统的连接方式，确定接地系统检测点。

6.2.5 直流端极性调试应检测直流系统正负极性是否正确，直流系统不应产生内部环路自放电而损坏设备。

6.2.6 测试方阵极性时，应断开整个调试方阵与其它方阵连接的开关拆除待测回路的线缆，检测应检测方阵线缆极性。

6.2.7 光伏组串极性检测应在各直流汇流箱处，确认汇流箱输出开关处于开状态，分别检测每一串光伏组串正负极的对地绝缘电阻、浪涌保护器接地极的接地电阻值。闭合直流汇流箱的开关，应依次检查各直流线路极性。

6.2.8 光伏组串绝缘电阻值检测前应确认光伏方阵接线是否正确，防止方阵整体短路。

6.2.9 光伏组串绝缘电阻值调试遵循如下过程：

- 1 开始调试之前应确保从光伏组串到逆变器的电气连接断开。
- 2 可选用下列方法进行绝缘电阻调试，测量地面与方阵电缆之间的绝缘电阻。

- 1) 先测试光伏组串负极对地的绝缘电阻，然后测试组串正极对地的绝缘电阻。

- 2) 测试光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

6.2.10 光伏组串开路电压检测时，在关闭电路开关或安装方阵过流保护装置之前，应测量每个光伏组串的开路电压。分别检测每一串光伏组串正负极之间的开路电压，并与预期值相比较（偏差宜在 5%范围内），如发现某组串无输出电压或检测值与预测值偏差较大时应对该组串内各组件和组件之间的连接进行检查。

6.2.11 汇流设备的调试应符合如下要求：

1 汇流设备的总开关具备断弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入光伏组串开关或熔断器，后投入汇流设备总开关；先退出汇流设备总开关，后退出光伏组串开关或熔断器。

2 汇流设备总输出采用熔断器，分支回路光伏组串的开关具备断弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流设备总输出熔断器，后投入光伏组串开关；先退出箱内所有光伏组串开关，后退出汇流设备总输出熔断器。

3 汇流设备总输出和分支回路光伏串均采用熔断器时，刚投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

6.2.12 逆变器的调试应符合如下要求：

- 1 逆变器投入运行前，将接入此逆变单元内的所有汇流箱测试完成。
- 2 逆变器调试前，应具备下列条件：
 - 1) 逆变器直流侧电缆接线牢固且极性正确、绝缘良好。
 - 2) 逆变器交流侧电缆接线牢固且相序正确、绝缘良好方阵接线正确。
 - 3) 逆变器内部元器件完好，无受潮、放电痕迹。
 - 4) 逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子连接牢固，无松动。
 - 5) 当逆变器本体配有手动分合闸装置，其操作灵活可靠、接触良好，开关位置指示正确。
 - 6) 逆变器临时标识清晰准确。
 - 7) 逆变器内部无杂物，并经过清灰处理。

6.2.13 配电柜的调试应符合如下要求：

- 1 调试前应检查确保配柜中器件的绝缘性、接线无异常。
- 2 应检查交流配电设备容量的选取与输入设备、输出供电负荷容量的匹配。
- 3 应根据各交流设备使用说明书中有关的调试方法和调试要求，启动各交流设备进行相应功能的调试，并检查交流配电柜中各仪表的显示情况。

6.2.14 开关柜的调试应符合如下要求：

- 1 调试前应检查确保开柜中各器件的绝缘性、接线无异常。
- 2 应检查交流侧送电开关处于断开状态，开关与供电线路连接部位的端头应处于正常带电状态。
- 3 应检测交流侧送电开关与光伏发电系统交流设备连接的各线路的通断状态，应确保各开关装置与各交流设备按照设计文件已进行可靠连接。

4 应闭合交流侧送电开关，确保电输送到系统交流侧电路后，依次向设备侧逐级闭合各支路开关。

6.3 风力发电系统调试

6.3.1 风力发电机组受电前，塔架内部动力电缆连接和箱式变电站动力电缆连接的相序应保持一致且相序色标清晰；三相电缆之间的绝缘和电缆对地的绝缘应符合设计要求。

6.3.2 风力发电机组受电后，应检查塔架内部照明、防雷接地系统、起吊装置、测风装置、电气接线和电气参数整定值等，且应符合设计要求。

6.3.3 风力发电机组离网调试应包括基本功能调试和安全链保护功能调试。

6.3.4 风力发电机组基本功能调试宜符合表 6.3.4 的规定。

表 6.3.4 风力发电机组基本功能调试

调试项目	检 查 内 容	具 体 要 求
液压系统	液压站油位	启动液压泵，测试各元件应正确动作，调整各部分液压压力至规定值
冷却系统	主控、变流器和发电机等系统的冷却回路	手动启动各冷却回路，检查功能
润滑系统	变桨、偏航等系统的润滑回路	手动启动润滑泵，测试润滑系统的功能
偏航系统	偏航计数器工作状态	机组处于正常停机状态，手动操作使偏航系统分别向顺时针方向和逆时针方向偏航，观察偏航过程中偏航的平稳性，并检查偏航计数器工作状态；手动操作使偏航系统偏航到满足对风的触发条件，恢复自动偏航，机组应能自动对风
变桨系统	叶片在各种情况下的变桨速度和叶片的同步性能	手动变桨，整定每片叶片的零度角；检查叶片自身的蓄能装置应满足在电网失电的

		情况下快速顺桨的要求
自动解缆	风力发电机组自动解缆功能	手动操作使机组偏航到满足初期解缆和终极解缆的触发条件，恢复自动偏航，触发终极解缆时风力发电机组应停机解缆
测风装置	风速仪、风向标	调节风向标传感器零度位置和机舱零度位置
主控系统	风力发电机组传感器系统到主控的信号和控制柜之间的通信	主控发送的指令应能被机组执行机构正确执行
刹车系统	风力发电机组的气动刹车功能和机械刹车功能	人为触发正常停机和紧急停机，观察紧急停机时两种刹车系统的投入顺序和投入过程，应与设计要求一致

6.3.5 风力发电机组安全链保护功能调试应符合表 6.3.5 的规定。

表 6.3.5 风力发电机组安全链保护功能调试

调试项目	具 体 工 作
紧急停机	风力发电机组正常运行时，按下紧急停机按钮，机组应执行紧急停机
振动模块	模拟一个振动信号并使该信号超过厂家设定值，检查控制器应记录并执行紧急停机指令
超速保护	手动操作使风力发电机组的转速超过超速模块的速度设定值，机组应执行超速保护动作
扭缆保护	手动操作使偏航系统偏航到满足扭缆保护的触发条件，机组应执行紧急停机
电网失电保护	模拟电网失电，机组应能按照设计执行紧急停机
变桨保护	触发变桨保护动作，检查桨叶顺桨情况以及安全链状态

6.3.6 风力发电机组并网调试应包括下列项目：

1 手动并网测试：将变流器置于调试模式，按照变流器生产厂商提供的调试手册手动调试机组并网，检查主控与变流器之间的并网通讯功能。

2 自动并网测试：将变流器置于自动模式，在满足风况的条件下让机组自动并网运行，检查机组的自动并网能力。

3 功率控制测试：将功率分别设定为额定功率以下的某一定值，机组功率应能稳定在设定值上。

6.3.7 风力发电机组调试完毕后，机组的并网电能质量应符合现行国家标准《电能质量公用电网谐波》GB /T 14549、《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326 和《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543 的有关规定。

6.3.8 风力发电工程的光缆熔接质量应符合现行国家标准《光纤光缆接头》GB/T 16529 的有关规定和风力发电机组制造厂家的要求，并出具熔接质量报告。

6.4 储能系统调试

6.4.1 调试前升压变压器、变流器柜、汇流柜、电池柜应与接地网导通良好。

6.4.2 储能系统带电前应先检查汇流柜、变流器、电池组及其辅助设备，保证其安全可行。

6.4.3 闭合变流器交流侧开关，二次供电回路、电池管理系统、辅助设备、变流器应符合下列规定：

- 1 储能系统二次回路供电电压应符合设计要求。
- 2 电池管理系统之间通信应正常，电池管理系统电压、温度等监测数据应完整、正确，报警阈值设置应正确。
- 3 电池组通风、散热等温度调节系统应按设定值正确启停。
- 4 变流器就地启停机、紧急停机功能应正常，人机界面显示功能和操作功能应正常。
- 5 变流器及电池管理系统保护定值应符合设计要求。

6.4.4 储能系统整体调试应包括监控功能、功率调节性能、电池组串性能的检查 and 调整，并应符合下列规定：

- 1 应就地设置 10%额定有功功率，检查就地监控、电池管理系统和变流器人机界面，电压、电流、温度等运行参数应显示正确。
- 2 应设置 20%、40%、60 %，80 %、100%额定充放电功率，有功功率实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%，且电池管理系统应无告警。
- 3 设置无功功率时，无功功率实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%，且电池管理系统应无报警。

4 应检查电池组串 SOC 一致性、单体电压一致性、单体温度一致性，其中锂电池单体温度差异应小于 5℃，全钒液流电池单元充满电静置 30min 后，电堆之间静态开路电压最大值、最小值与平均值的偏差不应超过平均值的 2%。

5 标定储能系统容量时，初始充电能量不应小于额定充电能量，初始放电能量不应小于额定放电能量。锂离子电池储能单元能量转换效率不宜低于 92%，铅炭电池储能单元能量转换效率不宜低于 86%，全钒液流电池储能单元能量转换效率不宜低于 65%。

6.4.5 多变流器并联储能运行单元以额定功率并列运行时，变流器交流侧电流不均衡度应符合设计要求。

6.4.6 按照 20%、40 %、60%、80%、100%额定充放电功率远程设置储能系统运行参数，有功和无功功率的实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%，功率因数应按照《储能变流器检测技术规程》GB/T34133 的试验方法进行测试。储能变流器并网运行模式下不参与系统无功调节且输出大于额定功率的 50%时，功率因数不应小于 0.98(超前或滞后)。

6.4.7 频率适应性测试应使用模拟电网装置模拟电网频率的变化。测试步骤如下：

- 1 将储能系统与模拟电网装置相连。
- 2 设置储能系统运行在充电状态。
- 3 调节模拟电网装置频率至 49.52Hz~50.18Hz 范围内，在该范围内合理选择若干个点（至少 3 个点且临界点必测）每个点连续运行至少 1min 应无跳闸现象，否则停止测试。
- 4 设置储能系统运行在放电状态重复步骤 3。
- 5 通过 380V 电压等级接入电网的储能系统：
 - 1) 设置储能系统运行在充电状态调节模拟电网装置频率分别至 49.32Hz~49.48Hz、50.22Hz~50.48Hz 范围内在该范围内合理选择若干个点（至少 3 个点且临界点必测）。每个点连续运行至少 4s；分别记录储能系统运行状态及相应动作频率、动作时间。
 - 2) 设置储能系统运行在放电状态，重复步骤 1)。
- 6 通过 10(6)kV 及以上电压等级接入电网的储能系统：

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/377134124014006154>