

DB4403

深 圳 市 地 方 标 准

DB4403/T XXX—XXXX

光储充一体化充电场站电气设计规范

Code for electrical design of integrated photovoltaic-energy
storage-charging station

(送审稿)

XX-XX-XX 发布

XX-XX-XX 实施

深圳市市场监督管理局 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 2

4 总体要求 3

5 一体化系统设计 4

6 供配电系统设计 10

附录 A（资料性） 光储充一体化充电场站电气系统验收项目 13

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。

本文件由深圳市发展和改革委员会提出并归口。

本文件起草单位：华为数字能源技术有限公司、深圳供电局有限公司、深圳供电规划设计院有限公司、深圳古瑞瓦特新能源有限公司、深圳市盛弘电气股份有限公司、深圳英飞源技术有限公司、清华大学深圳国际研究生院、深圳市瑞能实业股份有限公司、深圳市鑫宇环检测有限公司、深圳市电源技术学会、启垠科技（深圳）有限公司、深圳市安和威电力科技股份有限公司、深圳欣行新能源有限公司、深圳天溯计量检测股份有限公司、深圳市标准技术研究院、深圳市坪山区政府投资建设项目评审中心、香港理工大学（香港）、Hitachi Energy Hong Kong Limited（香港）、香港中文大学（深圳）、澳门大学（澳门）、南光石油化工有限公司（澳门）、澳门科技大学（澳门）、澳门电力股份有限公司（澳门）、中国-葡语系国家科技交流合作中心、珠海科技学院、中国质量认证中心深圳分中心、深圳市科陆电子科技股份有限公司、水发能源工程有限公司、珠海汇众能源科技有限公司、广东辛普立环境能源科技有限公司、深圳市永业环保科技有限公司、成合科技（深圳）有限公司、山东大学、华中科技大学、中国长江三峡集团有限公司、华润电力控股有限公司。

本文件主要起草人：彭鹏、伍国兴、李宝华、焦丰顺、黄学彦、王晓萌、蔡秀雄、姚楠、王飞飞、郭科成、韩涛、毛广甫、张贵兵、卢燕、卢宇、梁翔飞、许亮、吴业文、胡帆、张启福、张高林、刘秦、张军、黎庭、叶楚安、邓军、危建梅、邓悦、于嘉敏、易检长、许昭（香港）、程濛（香港）、赵俊华（香港）、李清（澳门）、谢子浩（澳门）、赵冉（澳门）、李志钊（澳门）、毛瑞、张哲旭、林晓倩、许家华、陈韦霖、刘建通、陈昱、王凯、黄萍、张玲、李颖雯、张亮、唐翼、郭桃勋、陈子协、马展、石晶、周晓、郑心安。

光储充一体化充电场站电气设计规范

1 范围

本文件规定了光储充一体化充电场站电气设计的术语和定义、总体要求、一体化系统设计以及供配电系统设计要求。

本文件适用于城市运营充电站、高速服务站、园区或工商业综合体微网站、公交补能站、乡村小型充电站等光储充一体化充电场站的电气设计。

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 12325 供电电压允许偏差
GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
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 17045 电击防护 装置和设备的通用部分
GB/T 18487.1~18487.5 电动汽车传导充电系统
GB/T 20234.1 电动汽车传导充电用连接装置 第1部分：通用要求
GB/T 20234.3 电动汽车传导充电用连接装置 第3部分：直流充电接口
GB/T 20234.4 电动汽车传导充电用连接装置 第4部分：大功率直流充电接口
GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
GB/T 29316 电动汽车充换电设施电能质量技术要求
GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T 29781 电动汽车充电站通用要求
GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求
GB/T 34131 电力储能用电池管理系统
GB/T 36274 微电网能量管理系统技术规范
GB/T 36276 电力储能用锂离子电池
GB/T 36545 移动式电化学储能系统技术规范
GB/T 36547 电化学储能电站接入电网技术规定
GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
GB/T 39750 光伏发电系统直流电弧保护技术要求
GB/T 39752 电动汽车供电设备安全要求
GB/T 43334 独立型微电网能量管理系统技术要求
GB 50052 供配电系统设计规范
GB 50054 低压配电设计规范
GB 50057 建筑物防雷设计规范

DB4403/T XXX—XXXX

- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB 50067 汽车库、修车库、停车场设计防火规范
- GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
- GB 50217 电力工程电缆设计标准
- GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火标准
- GB 50343 建筑物电子信息系统防雷技术规范
- GB/T 50966 电动汽车充电站设计标准
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 614 多功能电能表
- DL/T 645 多功能电能表通信协议
- DL 5027 电力设备典型消防规程
- DL/T 5202 电能量计量系统设计技术规程
- NB/T 10128 光伏发电工程电气设计规范
- NB/T 10394-2020 光伏发电系统效能规范
- NB/T 11202 光储系统直流电弧检测及关断评价技术规范
- NB/T 33001 电动汽车非车载传导式充电机技术条件
- NB/T 33008.1 电动汽车充电设备检验试验规范 第1部分：非车载充电机
- NB/T 33010 分布式电源接入电网运行控制规范
- DB4403/T 433—2024 电动汽车超级充电设备分级评价规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光储充一体化充电场站 integrated photovoltaic-energy storage-charging station

一种由光伏发电系统、储能系统、充电系统以及必要的能量管理系统组成，可实现多种工作模式的综合新能源场站。

3.2

供配电系统 power supply and distribution system

由电源系统和配电系统组成的产生电能并供应和输送给用电设备的系统。

3.3

光伏发电系统 photovoltaic power generation system

利用太阳能电池的光生伏特效应，将太阳辐照能转化为电能的发电系统。

[来源：GB/T 29319—2024，3.1]

3.4

储能系统 energy storage system

由能量转换、存储装置和控制管理设备组成的系统。

[来源：GB/Z 41237—2022，3.5.2]

3.5

充电系统 charging system

由充电设备、电缆及相关辅助设备组成的系统。

[来源：GB/T 29317—2021，7.2，有修改]

3.6

能量管理系统 energy management system

进行综合监控、运行优化、需求响应管理、能量调度的计算机信息系统。

[来源：GB/Z 41237—2022，3.7.2，有修改]

注：通过能量管理系统集成优化和信息共享，可实现光伏发电系统、储能系统和充电系统的统一接入、存储和管理，提供发电、储能、充（放）电、余电上网、市电切入等操作和访问服务。

4 总体要求

4.1 场站规模及系统配比

4.1.1 光储充一体化充电场站应由光伏发电系统、储能系统、充电系统、能量管理系统组成。

4.1.2 光储充一体化充电场站的建设规模应满足光伏发电系统功率不低于 20kW，储能系统功率及容量不低于 21kW/43kWh，充电系统功率不低于 60kW。

4.2 功能要求

4.2.1 光储充一体化充电场站功能要求如下：

- a) 应实现能源自洽与微网运行，优先消纳绿电，降低电网依赖；
- b) 应实现削峰填谷与电网互动，利用储能系统平抑充电负荷峰谷；
- c) 应基于电价、光照、用户需求预测，智能调度光伏发电、储能充放电及充电桩功率，进行动态能量管理；
- d) 应实现多能互补，兼容光伏、储能、电网等多能源输入；
- e) 宜支持离网/并网双模式切换，确保极端天气或电网故障时能够持续供电；
- f) 宜实时监控设备状态、能源流向及碳排放数据，支持 APP 远程预约、支付及故障报警；
- g) 可通过区块链技术实现绿电溯源与碳积分结算。

4.2.2 光储充一体化充电场站光伏发电系统功能要求如下：

- a) 应能将太阳能高效转化为直流电；
- b) 应能动态调节输出功率，匹配储能 SOC 及充电负荷需求；
- c) 宜实现故障自诊断与远程升级，环境适应与智能运维；
- d) 宜实现“自发自用、余电储存”。

4.2.3 光储充一体化充电场站储能系统功能要求如下：

- a) 应实现能量时移与峰谷套利，存储日间光伏富余电量，通过电价差额降低运营成本；
- b) 应实现电芯级均衡管理，提供过充/过放保护、热失控预警、消防联动，实现电池管理与安全防护；
- c) 宜支持电池健康状态（SOH）和寿命预测，具备智能监控与远程诊断功能，实现全周期安全防护；
- d) 宜作为电网支撑与备用电源，提供调频、调压等辅助服务；
- e) 可作为黑启动电源，保障场站在电网故障时持续运行。

4.2.4 光储充一体化充电场站充电系统功能要求如下：

- a) 宜兼容慢充、超充、快充等模式，实现多场景充电；
- b) 宜支持动态智能调节充电桩输出功率，避免变压器过载；
- c) 宜基于实时监测与负载预测的智能调度算法，并协同光储功率曲线进行动态优化。

4.2.5 光储充一体化充电场站能量管理系统功能要求如下：

- a) 应支持对外部电网的削峰填谷等核心功能；

- b) 应保障本地能量管理系统离线时光储充电系统具有独立调度能力；
- c) 应基于采集数据及预设策略，实现光伏、储能与充电内部系统间的能量优化调度，平抑功率波动；
- d) 宜基于虚拟电厂/分布式发电策略对上网电量进行计量计价；
- e) 宜采用云端与本地能量管理系统分层协同管理模式，确保策略一致性。

5 一体化系统设计

5.1 通用要求

5.1.1 场站电气架构

- 5.1.1.1 光伏发电系统应由光伏组件、组件支架、汇流箱、功率变换器等部件组成。
- 5.1.1.2 储能系统应由储能电池组、电池管理系统、储能变流器等部件组成。
- 5.1.1.3 光伏发电系统、储能系统、充电系统宜接入同一母线，根据母线类型可分成交流母线电气架构、直流母线电气架构、交直流混合母线电气架构、直流分母线电气架构等。

5.1.2 场站布置

5.1.2.1 场站布置总体要求如下：

- a) 光储充一体化充电场站总平面布置应满足 GB/T 50966 和 GB/T 29781 的相关要求；
- b) 充电站选址应符合城镇规划、环境保护的要求，并充分结合光能的利用率进行建设；
- c) 充电基础设施按使用功能应划分为配电及储能区、充电区和配套商业基础设施区，根据场地具体情况合理选配储能和配套商业基础设施；
- d) 充电区出、入口宜分开设置，并安装明确的指示标识；
- e) 充电区出、入口直接连接城市市政道路时，宜设置缓冲距离或缓冲地带，便于电动汽车进出；
- f) 充电区出、入口应设置减速安全设施。

5.1.2.2 场站充电区布置要求如下：

- a) 充电终端应靠近充电车位设置，且不应妨碍站内其他车辆的充电与通行；
- b) 充电终端外廓距充电车位边缘的净距不宜小于 0.4m，充电终端与建（构）筑物之间检修距离不宜小于 0.8m。

5.1.2.3 场站配电及储能区布置要求如下：

- a) 配电及储能区的布置宜靠近 10kV/0.4kV 电网供电电源；
- b) 储能电池与配套商业基础设施间距应符合 GB 51048 的要求。

5.1.2.4 配套商业基础设施应根据现场情况进行合理布置，宜沿街靠近充电区出入口。

5.1.3 安全要求

5.1.3.1 光储充一体化充电场站防火和消防安全要求如下：

- a) 充电站的建构筑物的防火应符合 GB 50067 的要求；
- b) 变压器室、配电室、户外电力设备的耐火等级应符合 GB 50229 的要求；
- c) 电力设备的消防安全要求应符合 DL 5027 的有关要求；
- d) 光储充一体化充电场站的消防要求应满足 GB/T 50966 中第 11 章的要求；
- e) 光储充一体化充电场站应设置火灾自动报警系统，火灾探测报警区域应包括主要设备用房和设备区域。火灾自动报警系统的设计应符合 GB 50116 的有关规定。

5.1.3.2 光储充一体化充电场站电击保护要求如下：

- a) 符合 GB/T 17045 中的相关规定；
 - b) 直流配电系统具备人员安全防护能力；
 - c) 电源设备所在配电回路应设置具备隔离功能的多极隔离电器箱；
 - d) 在系统断电停止运行后，直流配电系统不同极之间、各极对地之间的残压应下降到安全电压以下；
 - e) 配置极间电压和对地电压监测装置。
- 5.1.3.3 光储充一体化充电场站防雷和接地要求如下：
- a) 场站的防雷和接地应符合 GB 50057 和 GB 50343 的防雷和 GB/T 50065 的规定。
 - b) 直流配电系统宜采用 IT 接地型式。当采用 IT 接地型式的直流配电系统接入城市电网时采用隔离型交直变换器。
 - c) 当直流母线采用 IT 接地型式时，宜通过高阻接地，接地电阻阻值根据直流母线电压等级选择，且不应小于 $100\ \Omega/V$ 。
- 5.1.3.4 光储充一体化充电场站环境与标识要求如下：
- a) 光储充一体化充电场站的设备应可靠锁闭，确保非专业人员无法正常打开；
 - b) 直流配电设备（充电设施除外）不宜布置在人员频繁活动区域，配电和用电设备应配置用电安全标识。
- 5.1.3.5 光储充一体化充电场站的监控要求应符合 GB/T 50966 和 GB/T 29781 的相关规定。

5.2 电气接口要求

5.2.1 交流耦合母线系统设计要求

- 5.2.1.1 光伏发电系统、储能系统、充电系统应通过同一交流母线上的并网点（公共节点）接入的方式接入组网，各系统接入低压交流母线的方式应采用三相四线制 TN-S 系统；其他电压等级接入交流母线的方式和电网保持一致。
- 5.2.1.2 光伏单系统、储能系统、充电系统通过交流母线连接点组网后，应在交流母线上实现电能交互与统一调度，调度过程应具备以下几种模式：
- a) 能量由光伏发电系统流向储能系统调度；
 - b) 能量由光伏发电系统向充电系统调度；
 - c) 能量由储能系统向充电系统调度；
 - d) 能量由交流电网向充电系统调度；
 - e) 能量由交流电网向储能系统调度。
- 5.2.1.3 能量由光伏发电系统到充电系统转换过程中，电能经过开关电路状态转换总次数应不超过 3 次，光伏发电到充电负载的能效不低于 88.3%。
- 5.2.1.4 能量由交流电网到充电系统转换过程中，能量经过开关电路状态转换总次数应不超过 2 次，能效不低于 94%。
- 5.2.1.5 能量由储能系统到充电系统转换过程中，电能经过开关电路状态转换总次数应不超过 3 次，储能系统到充电负载的能效不低于 88.3%。
- 5.2.1.6 交流耦合光储充系统的交流母线应采用单交流母线或双交流母线接线方式，交流母线电压等级推荐使用 20kV 及以下。
- 5.2.1.7 交流耦合光储充系统中，20kV 及以下交流母线公共连接点的电压偏差不应超过 $\pm 7\%$ 。
- 5.2.1.8 交流母线的线缆或者铜排应根据储能系统和充电系统的最大单相输入电流选择，导体载流量宜预留 5% 以上，交流母线上的各系统电压降应不超过 3%。
- 5.2.1.9 光储充系统使用多机柜分体式设计时，应在光伏单元，储能单元和充电桩单元的交流母线与机柜的连接处设置隔离开关，保障生产和检修的施工安全。

5.2.1.10 光储充系统使用一体式机柜或其它一体箱式设计时，光储充单元可在交流母线公共连接节点共用一套开关断路器。

5.2.2 直流耦合母线系统设计要求

5.2.2.1 光伏发电系统、储能系统、充电系统和交流电网应有两个及以上的系统通过同一直流母线上的公共节点接入的方式进行连接。

5.2.2.2 通过同一直流母线公共连接点汇流的系统，系统包含了光伏变流器单元、储能变流器单元、充电桩变流器单元及箱变整流单元其中一个或者多个单元，在直流母线上的所有单元应实现电能交互与统一调度，调度过程应具备以下能量流动模式：

- a) 能量由光伏发电系统向储能系统调度；
- b) 能量由光伏发电系统向充电系统调度；
- c) 能量由储能系统向充电系统调度；
- d) 能量由充电系统向储能系统调度。

5.2.2.3 通过直流母线公共连接点汇流的系统应尽量减少开关电源变换次数，电能从 0.4KV 三相交流母线到充电系统经过开关电路转换的次数不宜超过 5 次，在满足安全可靠的基础上实现系统的高效性、经济性、兼容性。

5.2.2.4 直流耦合光储充系统的直流母线电压范围应保持在母线额定电压的 90%~105%，电压故障分级保护见表 1。

表 1 直流母线电压故障分级保护

序号	运行状态	电压范围（母线额定电压）	保护范围	故障熔断时间（ms）
1	稳态运行	90%~105%	系统故障	≤5000
2	短时波动	80%~107%	系统故障	≤1000
3	紧急限值	≥170%	系统故障/报警	≤10

5.2.2.5 直流耦合光储充系统的直流母线电压峰值系数应满足≤1.5%，直流母线电压波动的有效值系数应≤1.0%，恒流充电时电流误差应≤5%，恒压充电时电压误差应≤2%。

5.2.2.6 直流母线上的线缆或者铜排规格应根据储能系统和充电系统的最大直流输出载流量选择规格，导体电流载流量宜预留 5%以上，直流母线上各系统直流电压稳压精度应≤2%。

5.2.2.7 直流母线电压等级在 110V 及以上的光储充系统，光伏发电系统和储能系统应设置直流剩余电流保护装置，直流剩余电流的动作电流应≤80mA。

5.2.2.8 直流母线上的所有储能系统应具备绝缘检测功能，并满足 GB/T 36276 中相关要求。

5.2.2.9 多机柜分布式设计光储充系统，直流母线线缆与机柜的连接节点都应分别设置开关断路器，以便于维护生产和检修的施工安全。

5.2.3 其他系统方案

光储充一体化充电场站选用交直流混合母线、多直流母线等复合的组网方案，交流母线设计可参考 5.2.1 部分，直流母线设计可参考 5.2.2 部分。

5.2.4 并网点设计要求

5.2.4.1 光储充一体化充电场站的并网要求应满足 GB/T 36547、NB/T 33010 的规定。

5.2.4.2 充电基础设施接入电网公共连接点的电压偏差、电压不平衡度和谐波分量应符合 GB/T 50966 和 GB/T 29316 的有关规定。

- 5.2.4.3 直流耦合光储充系统应配置 AC/DC 的并网变流器，AC/DC 并网变流器应符合 GB/T 39752 相关要求。
- 5.2.4.4 直流耦合光储充系统 AC/DC 并网变流器应具备软件开关功能，响应上位机开关机指令来对直流母线的电压进行调节。
- 5.2.4.5 直流耦合光储充系统若具备电力上网功能，其 AC/DC 并网变流器应具备反向逆变功能。
- 5.2.4.6 直流耦合光储充系统 AC/DC 并网变流器输出侧 DC 电压应作为母线稳压电压，稳压精度应 $\leq 1\%$ ，电压范围宜在 200Vdc 至 1500Vdc 之间。
- 5.2.4.7 直流耦合光储充系统并网变流器开关宜采用隔离型开关设计。
- 5.2.4.8 交流耦合光储充系统应在箱变系统上级设置电表计量功能，为能量调度或电网逆流做计量参考。

5.2.5 线缆

- 5.2.5.1 光储充一体化充电场站线缆的选择和敷设应符合 GB 50217 的相关规定。
- 5.2.5.2 母线线缆输出侧对地绝缘阻值应 $\geq 1M\Omega$ ，绝缘检测电压宜 $\geq 500V$ 。
- 5.2.5.3 光储充一体化充电场站线缆的耐压应按系统中最高电压等级的最高运行电压选择。
- 5.2.5.4 在额定电压和功率条件下，线路压降应 $\leq 5\%$ 额定电压。
- 5.2.5.5 直流配电系统线缆宜选择多芯护套型，且采用不同号和颜色予以明确标示。
- 5.2.5.6 同时存在交、直流配电系统时，交、直流线缆均应具有明显标识。
- 5.2.5.7 光伏发电系统、储能系统、充电系统及供配电系统线路宜选用铜导体，电缆宜选用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。
- 5.2.5.8 当线路敷设在户外时，外护套宜采用铠装。

5.3 光伏发电系统

- 5.3.1 光伏发电系统应满足 GB 50797 中规定，接入电网运行应符合 GB/T 29319、NB/T 10128 的相关要求。
- 5.3.2 光伏组件与功率变换器之间的容量配比应综合考虑光伏组件的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定，应符合 NB/T 10394-2020 中 B.4 的相关规定。
- 5.3.3 光伏发电系统宜具备电弧保护装置，电弧保护功能应满足 GB/T 39750 和 NB/T 11202 中的规定。
- 5.3.4 光伏发电系统最大功率点跟踪（MPPT）效率应 $\geq 99\%$ 。
- 5.3.5 直流母线电压低于 70%额定电压且持续时间超过 1s，或有外部指令要求时，光伏发电系统中功率变换器应能通过内部可控开关主动从直流母线断开。
- 5.3.6 光伏发电系统功率变换器应具备电压异常保护功能，当直流母线电压高于 110%额定电压后，变换器应在 10ms 内停止向直流母线输出功率；除特殊要求外，直流母线电压低于 70%额定电压后，设备从直流母线吸收的功率应在 10ms 内降为 0。

5.4 储能系统

- 5.4.1 储能系统应满足 GB/T 36558 的规定，集装箱式储能系统应符合 GB/T 36545 的规定。
- 5.4.2 储能系统中电池管理系统应满足 GB/T 34131 的规定。
- 5.4.3 储能系统中储能变流器应满足 GB/T 34120 的规定。
- 5.4.4 储能系统中并网要求应满足 GB/T 36547 的规定。
- 5.4.5 储能系统中储能变流器宜具备主动构建电网电压与频率的能力，模拟同步发电机的惯量响应与阻尼特性，保障电网稳定运行。
- 5.4.6 储能系统并网点处的保护应与其所接入电网的保护协调配合。

- 5.4.7 储能系统中性点接地方式应与其所接入电网的接地方式相适应。
- 5.4.8 储能系统电池簇效率不应低于 94%。
- 5.4.9 含多簇电池的储能系统宜采用分布式设计，每簇对应一个 AC/DC 功率转换系统，在交流侧汇流，或每簇电池对应一路 DC/DC 变化直流汇流。
- 5.4.10 电池正常工作时同一电池簇内，不同电芯温差 $<3^{\circ}\text{C}$ ，同一电芯不同位置温差 $<3^{\circ}\text{C}$ 。
- 5.4.11 储能系统可采用液冷加风冷混合散热模式，适应在不同环境温度下切换不同散热模式，以实现储能系统更加节能地运行。
- 5.4.12 风冷电池的机柜防护等级不宜低于 IP55；液冷电池的电池防护等级不应低于 IP65。
- 5.4.13 储能系统宜实现对大电流电芯对地短路的毫秒级快速关断。
- 5.4.14 储能系统应设有清晰的消防声光报警装置。
- 5.4.15 储能系统宜配置定向排烟功能。

5.5 充电系统

- 5.5.1 充电系统应满足 GB/T 18487、GB/T 29781 的相关规定。
- 5.5.2 充电系统中充电接口应满足 GB/T 20234.1、GB/T 20234.3、GB/T 20234.4 的相关规定。
- 5.5.3 充电系统的设备检验试验应满足 NB/T 33001、NB/T 33008.1 的相关规定。
- 5.5.4 充电系统可靠性应满足 DB4403/T 433—2024 中 2 档及以上的规定。
- 5.5.5 充电设备应满足大功率车型充电需求，充电终端的电流输出能力应符合表 2 要求。

表 2 充电终端的单枪输出电流能力要求

项目	1级要求	2级要求
超充终端单枪最大输出电流（I）	$\geq 600\text{A}$ ，时间 $\geq 3\text{min}$	$600\text{A} > I \geq 400\text{A}$ ，时间 $\geq 10\text{min}$
快充终端单枪最大输出电流（I）	$400\text{A} > I \geq 250\text{A}$ ，时间 $\geq 60\text{min}$	$< 250\text{A}$ ，时间 $\geq 60\text{min}$

- 5.5.6 额定输入输出电压条件下，负载率 20%~100%（分体式负载率按主机功率计算），充电设备的效率应符合表 3 要求，如指标低于国家强制性标准，则与国家标准对齐。

表 3 充电设备的能效要求

项目	形式	1级要求	2级要求	3级要求
效率（ η ）	一体式	$95.0\% \leq \eta$	$94.0\% \leq \eta < 95.0\%$	$88.0\% \leq \eta < 94.0\%$
	分体式	$94.5\% \leq \eta$	$93.5\% \leq \eta < 94.5\%$	$88.0\% \leq \eta < 93.5\%$

- 5.5.7 充电系统宜采用全液冷超充设备、独立风道充电模块或其他高可靠技术来提高设备的可靠性和使用寿命，充电设备的外壳防护等级按表 4 要求进行分级。

表 4 充电设备的外壳防护等级评价指标

项目	要求	
级别	1级要求	2级要求
防护等级	IP55及以上	IP54

- 5.5.8 正常试验条件下，交流输入为额定值，充电机在额定输出功率下且内部温度稳定后，在周围环境噪声不大于 40dB 的条件下，距离充电设备水平位置 1m 处，测得充电设备噪声值应满足下表要求。

表 5 充电设备的噪声要求

项目	1级要求	2级要求	3级要求
----	------	------	------

项目	1级要求	2级要求	3级要求
噪声最大值A（dB）	环境温度25℃时，A≤60	环境温度25℃时，60<A≤70	环境温度25℃时，70<A≤80

- 5.5.9 充电设备应具备充电功率动态分配功能，宜支持快充终端部分或全部升级为超充终端。
- 5.5.10 充电系统宜采用双向功率转换单元，实现电网、车、储能两两之间能量双向流动，光伏到负载、电网、储能单向流动。
- 5.5.11 充电桩功率转换散热方式可选用自然冷却、直通风散热、隔离风道散热和液冷散热等。沿海等有腐蚀性气体或沙尘多等环境恶劣场所，宜采用隔离风道散热或液冷散热方式。
- 5.5.12 充电系统功率变换器宜采用隔离系统或在系统外侧增加隔离变压器，确保安全和稳定。
- 5.5.13 充电系统的车桩兼容性宜兼容市场主流新能源车型。

5.6 能量管理系统

- 5.6.1 能量管理系统应满足 GB/T 36274、GB/T 43334 的规定要求。
- 5.6.2 能量管理系统应支持云端和本地系统分层分级管理策略。
- 5.6.3 本地能量管理系统通信网络宜采用以太网连接，并应具备与光储充其他系统进行数据交换的接口，宜采用冗余接口。
- 5.6.4 本地能量管理系统与充电桩、电池、功率变换设备及配电二次设备等通信快速、可靠，通信规约可采用 IEC 61850、ModbusTCP/IP、Modbus RS485、CAN2.0B、DL/T 860 等。
- 5.6.5 光储充一体化充电场站能量管理系统应具备可靠的通信网络，根据场站规模和设备分布情况，现场组网应选择有线网络（如光纤、以太网等），上云组网可选择有线网络（如光纤、以太网等）或无线网络（如 4G、5G 等）进行数据传输，保障数据通信的稳定性和实时性。
- 5.6.6 光储充一体化充电场站能量管理系统数据传输应准确、完整、及时，传输过程中的误码率应低于 10⁻⁸，且数据加密传输，防止数据在传输过程中被窃取或篡改。
- 5.6.7 能量调度与优化应满足以下要求：
- a) 能量管理系统应根据光伏、储能状态、电网电价、充电需求等进行多能源协同控制，动态分配能源流向，优先使用光伏自发自用，不足时调用储能或电网补充；
 - b) 能量管理系统应支持经济优先、光伏消纳优先、电网友好等自定义调度策略，通过算法实现最小化用电成本、最大化光伏利用率或平抑电网负荷波动；
 - c) 能量管理系统应支持设备 OTA 升级，减少现场运维成本；
 - d) 能量管理系统宜支持与电网协同运行，遵守电网调度要求，必要时向电网馈电或从电网购电；
 - e) 能量管理系统宜支持根据电网容量及充电桩功率需求，动态调整充电桩的可用功率，避免过载，保障充电效率；
 - f) 能量管理系统宜支持故障诊断，对光伏、储能、充电设备的故障进行定位分析；
 - g) 能量管理系统宜支持电池安全，针对储能电池/电动车电池具备充放电安全防护管理，防止安全事故；
 - h) 能量管理系统可支持 AI 光储充能量调度管理功能；
 - i) 能量管理系统可支持智能预测，对未来数小时至数天的光伏发电量、充电负荷需求、电网电价等进行预测，为能量调度提供依据；
 - j) 能量管理系统可基于预测数据，智能控制储能充放电时机和功率，避免过充过放，延长电池寿命；
 - k) 能量管理系统可支持电网故障时自动切换至离网运行，由光伏和储能为重要负载供电，保障基本功能。
- 5.6.8 若能量管理系统支持并网/离网模式切换，切换时间宜≤100ms，确保关键负载不中断。
- 5.6.9 能量管理系统对过压、过流、过温等故障的检测及保护动作时间，需≤1s，避免事故扩大。

- 5.6.10 能量管理系统储能电池组内单体电池的最大温差应 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ ，防止局部过热引发安全风险。
- 5.6.11 能量管理系统应支持充电 APP/小程序接口，实现充电控制、状态查询、订单支付等功能。
- 5.6.12 光储充一体化充电场站能量管理系统及各子系统的验收项目示例见附录 A。

6 供配电系统设计

6.1 一般要求

光储充一体化充电场站的供配电系统应符合GB 50052、GB 50054的相关规定。

6.2 一次部分

6.2.1 光储充系统接入

6.2.1.1 光储充一体化充电场站系统具备多个电压等级接入条件时，宜优先采用低电压等级接入。不同电压等级的光储充系统接入容量限制如下表 6 所示。

表 6 不同电压等级的光储系统单点接入容量限制

电源总容量范围 (kw)	并网电压等级 (kv)
500 以下 (含)	0.38
500 至 6000 (含)	10 (20)
6000 至 20000 (含)	10 (20)、110

- 6.2.1.2 光储充并入电网应符合国家及行业光储充现行技术标准，符合接入电网的安全标准。
- 6.2.1.3 光储充接入电网应以专用线路接入公用电网。
- 6.2.1.4 光储充与电网的并网网点应设置易于操作、可闭锁且具有明显开断点的并网开断设备。
- 6.2.1.5 接入 10 kV 公用线路的光储充，其并网点交换功率宜控制在 该线路最大输送容量的 10%~25% 以内。

6.2.2 无功补偿和电能质量

- 6.2.2.1 光伏发电系统和储能系统向当地交流负载提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等方面应满足 GB/T 14549、GB/T 24337、GB/T 12325、GB/T 15543、GB/T 12326 的有关规定。
- 6.2.2.2 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。
- 6.2.2.3 电化学储能系统经变压器接入配电网的，向配电网馈送的直流电流分量应不超过电化学储能系统交流额定值的 0.5%。电化学储能系统经变流器接入配电网的，向配电网馈送的直流电流分量应不超过电化学储能系统交流额定值的 0.5%。
- 6.2.2.4 通过 10kV(6kV) 电压等级接入公用电网的光储充一体化充电场站应配置电能质量监测装置，监测点宜选择在电站接入电力系统的并网点。
- 6.2.2.5 光伏发电系统在公共连接点装设的电能质量在线监测装置应符合 GB/T 19862 的有关规定。

6.2.3 低压配电

- 6.2.3.1 低压配电系统接地型式应依据低压用户用电特性、环境条件和特殊要求等进行选择，并依据 GB/T 13955 的规定装设剩余电流保护装置，光伏、充电桩等接入应满足低压系统接地型式，与原有接地型式宜保持兼容，应防范接地故障引起火灾及电击事故。
- 6.2.3.2 由同一变压器、分布式电源供电的范围内 TN 系统和 TT 系统严禁和 IT 系统兼容。

6.3 二次部分

6.3.1 一般规定

- 6.3.1.1 二次系统设计应包括继电保护和安全自动装置、通信、电能计量和电能质量在线监测。
- 6.3.1.2 光储充一体化充电场站控制方式宜按“无人值班”（少人值守）原则设计，按有人值班设计时，应留有远期实现无人值班的接口和功能。
- 6.3.1.3 光储充一体化充电场站电气设备的控制、测量和信号应符合 DL/T 5136 的规定。
- 6.3.1.4 电气二次设计应满足光储充系统协同运行需求，遵循安全可靠、技术先进、经济合理的原则。

6.3.2 系统继电保护及安全自动装置

- 6.3.2.1 光储充一体化充电场站的继电保护应满足电力网络结构、电力系统、电气主接线和电站的各种运行方式的要求，继电保护相关配置应满足 GB/T 14285 的要求。
- 6.3.2.2 光储充一体化充电场站应满足电力系统安全稳定运行需求，安全自动装置配置应符合 GB 38755 和 GB/T 40581 的要求。
- 6.3.2.3 保护按“分层分区、主后备保护配合”原则配置，涵盖光伏、储能、充电及配电系统，确保故障快速切除，且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。
- 6.3.2.4 光伏发电系统应配置过流保护和短路保护；储能系统应配置过充、过放、短路、过温和欠压保护；充电设备应配置过流、短路、过压、欠压和接地故障保护。保护装置的动作时间应与上级保护配合，避免越级跳闸。
- 6.3.2.5 保护装置宜与自动化系统联动，实现故障隔离和恢复供电。
- 6.3.2.6 光储充一体化充电场站内光伏及储能系统应配置独立的防孤岛保护，具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力。

6.3.3 通信

- 6.3.3.1 光储充一体化充电场站至直接调度机构之间应有可靠的通信通道，并符合电力二次系统安全防护的相关规定。
- 6.3.3.2 通信系统建设方案，应根据光储充一体化充电场站的调度关系、接入电网电压等级以及相关通信网络现状确定。
- 6.3.3.3 光储充一体化充电场站通信应满足监控、保护、管理、通话等业务对通道及通信速率的要求，并应预留与上级监控系统通信接口。
- 6.3.3.4 站用通信设备宜采用一体化电源，事故放电时间不应小于 2h。
- 6.3.3.5 通信设备宜与电气二次设备同室布置。

6.3.4 计量

- 6.3.4.1 电能量计量应符合 DL/T 5202、DL/T 448 的要求。
- 6.3.4.2 光储充一体化充电场站的关口计量点应设置于两个供电设施产权分界点或合同协议规定的贸易结算点。
- 6.3.4.3 为满足光储充一体化充电场站安全可靠、准确的计量需求，宜分别在光伏、储能及充电系统进线点配置电能计量装置。
- 6.3.4.4 电能计量装置应安装经检定合格，具备双向有功和四象限无功计量功能，具备电能计量信息远传功能。
- 6.3.4.5 电能表与互感器准确度等级应符合下列规定：
 - a) 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功 0.2S 级、无功 2.0 级；

DB4403/T XXX—XXXX

- b) 光伏、储能及充电设施电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级、无功 2.0 级；
- c) 电压互感器准确度等级应为 0.2 级，电流互感器准确度等级不应低于 0.5S 级；
- d) 关口表的技术性能应符合 DL/T 614 和 DL/T 645 的有关规定。

附 录 A
(资料性)
光储充一体化充电场站电气系统验收项目

表A. 1提出了光储充一体化充电场站电气系统验收的相关项目，供电气系统供应商和场站运营机构参考使用。

表 A. 1 光储充一体化充电场站电气系统验收项目

序号	项目分类	验收项目	验收内容及要求	验收结果	
				合格/不合格	描述(选“不合格”时应对具体情况 进行描述)
1	供配电系统	变压器	检查变压器的型号、配置和数量，核对变压器技术参数及实际施工结果与合同、设计图纸等技术文件是否相符，应符合现行国家标准GB 50053 和 GB 50255 的有关规定。		
		成套柜、配电柜 (盘)	检查供电系统盘柜的型号、配置和数量，核对盘柜技术参数及实施施工结果与合同、设计图纸等技术文件是否相符，检查施工记录，应符合现行国家标准 GB 50053 和 GB 50171 的有关规定。		
		低压母线及二次回路	检查设备的型号、配置和数量，核对设备技术参数及实际施工结果与合同、设计图纸等技术文件是否相符，检查施工记录，应符合现行国家标准 GB 50149 的有关规定。		
		低压配电及电缆	检查低压配线的接线和相序、配电设备布置、配电线路保护，核对配电设备技术参数及实施施工结果与图纸是否相符，检查施工记录，应符合现行国家标准 GB 50575 的有关规定。		
		梯架、托盘和槽盒安装	检查金属梯架、托盘或槽盒本体之间的连接是否牢固可靠，与保护导体的连接是否符合GB 50303的要求：检查铺设位置，密封情况，固定位置等。		
		导管敷设	检查金属导管应与保护导体是否可靠连接：检查机械连接的金属导管，管与管、管与盒（箱）体的连接配件是否选用配套部件，其连接应符合产品技术文件要求，以及GB/T 20041.1的相关要求：检查焊接导管的工艺要求：检查导管的铺设及密封情况等。检查导线与设备或器具的连接方式，检查电缆头的制作工艺。		
		电缆头制作/导线连接	检查供电系统电气装置的防雷和接地，核对实际施工结果与设计图纸是否相符，检查施工记录，应满足现行国家标准GB 50065的有关规定。		
		防雷接地	检查供电系统电气装置的防雷和接地，核对实际施工结果与设计图纸是否相符，检查施工记录，应满足现行国家标准GB 50065的有关规定。		
		电能质量	检测供电系统电压偏差、电压不平衡度应符合现行国家标准GB/T 29316的有关规定。		

		漏电保护装置动作有效性	检测充电设备上级配电箱内的漏保装置（RCD）的动作有效性。		
2	光伏发电系统	技术资料核查	检查光伏发电系统制造商（或生产商）等提供的相关产品质量证明文件、维修调试记录文件、使用说明书、具有相关产品CNAS和CMA资质第三方机构出具的产品试验报告等资料，并对光伏发电系统中的光伏组件、逆变器和汇流箱的资料和实物进行一致性检查，包含但不限于关键组部件、文件基本信息与铭牌标识符合性等。		
		光伏电站质量检查	全站外观检测、光伏支架、镀层厚度、方阵基础、电缆铺设、设备安装、防雷接地。		
		光伏电站能效比PR/光伏电站标准能效比	对全站进行检测，根据实际情况确认检测周期，检测时光伏方阵朝向一致，总辐照度表按方阵朝向放置。		
		光伏组件红外（IR）扫描检查	按照一定5%~10%的抽检比例对光伏组件进行红外扫描检查。		
		光伏组件的电致发光（EL）检测	现场随机抽取组件进行EL特性检测，按照5%~10%的抽检比例进行检测，看组件是否存在隐裂、碎片等质量问题。		
		光伏组串功率（IV曲线）	按照10%~20%的抽检比例对光伏组串进行功率衰减测试。		
		光伏方阵绝缘性	按照5%~10%的随机抽检比例对组串的正、负极分别与地的绝缘电阻进行检测。		
		接地连续性检测	现场对并网光伏发电系统的关键电气设备（光伏组件、支架、线槽、组串式逆变器、箱变）进行接地连续性测试。		
		电能质量测试	测试并网点并网后的 30 分钟电能质量（参数包括：电压偏差、谐波电流、电压不平衡度）。		
		逆变器效率	对不同型号的逆变器进行抽检，按照5台（不足5台按5台计算）抽1台的比例进行全天测试，计算效率绘制效率变化曲线。		
3	储能系统	技术资料核查	检查储能系统制造商（或生产商）等提供的相关产品质量证明文件、维修调试记录文件、使用说明书、具有相关产品CNAS和CMA资质第三方机构出具的产品试验报告等资料，并对储能设备中的电池与变流器的资料和实物进行一致性检查，包含但不限于关键组部件、文件基本信息与铭牌标识符合性等。		
		外观检查	储能变流器的外观检查包括以下内容： a) 外观的变形、剥落、锈蚀及裂痕现象； b) 柜门、开关的灵活性； c) 铭牌、标志和标记的完整性和清晰度； d) 文字和符号的整齐性、规范性和正确性。		
		启停机	储能变流器应具备启停机控制功能，能根据控制开关或指令实现储能变流器的启动和停机。		
		通信功能	a) 储能变流器应具有与电池管理系统、监控系统等设备进行信息交互的功能。		

			<p>b)储能变流器与电池管理系统可采用控制器局域网(CAN)、RS-485、以太网、无线等通信接口,支持CAN2.0B、Modbus、DL/T860(所有部分)、消息队列遥测传输(MQTT)等通信协议。</p> <p>c)储能变流器与监控系统可采用以太网通信接口,支持ModbusTCP、DL/T860(所有部分)等通信协议,宜采用双网冗余通信。</p>		
		有功功率控制	<p>储能变流器有功功率控制应满足下列要求:</p> <p>a) A1类、A2类和B1类储能变流器工作在恒功率充放电模式下,储能变流器的交流端口有功功率控制偏差不大于额定功率的±1%;</p> <p>b) A1类、A2类和B1类储能变流器有功功率控制响应时间不大于100ms;储能变流器有功功率b)控制调节时间不大于300ms;</p> <p>c) B2类和B3类储能变流器宜与A1类、A2类和B1类储能变流器的要求相同。</p>		
		绝缘电阻	<p>储能变流器各独立电路与外露的可导电部分之间,以及与各独立电路之间,应能承受绝缘电阻试验设备持续施加1min按照GB/T 34120中规定的直流电压,测得的绝缘电阻值应满足下列要求:</p> <p>a) A1类、B1类、B2类和B3类储能变流器不小于1MΩ;</p> <p>b) A2类储能变流器不小于1000Ω/V。</p>		
		电能质量	<p>储能变流器在并网运行条件下,交流端口注入的总谐波电流应不大于交流端口额定电流的5%,各次谐波限值应满足GB/T 34120的要求,注入的谐波电流不应包括交流电网谐波电压畸变引起的谐波电流。</p>		
			<p>a) 储能变流器在并网运行条件下,交流端口的电压总谐波畸变率应满足GB/T 14549的要求,间谐波电压应满足GB/T 24337的要求。</p> <p>b) 储能变流器在离网运行条件下,在空载和额定平衡阻性负载条件下,交流端口的电压总谐波畸变率应不大于3%。</p>		
			<p>储能变流器在并网运行条件下,在额定功率条件下,交流端口电流中的直流电流分量应不大于交流端口额定电流的0.5%。</p>		
			<p>a) 储能变流器在并网运行条件下,交流端口的电压偏差应满足GB/T12325的要求。</p> <p>b) 储能变流器在离网运行条件下,在空载和额定平衡阻性负载条件下,交流端口的电压偏差应不大于额定电压的±5%,相位偏差应小于±3°。</p>		
			<p>a) 储能变流器在并网运行时,交流端口的电压不平衡度应满足GB/T 15543的要求</p> <p>b) 储能变流器在离网运行时,在空载和额定平衡阻性负载条件下,交流端口的电压不平衡度应小于2%,短时不应不大</p>		

			于 4%。		
			储能变流器在并网运行条件下，交流端口的电压波动和闪变应满足GB/T 12326的要求		
			储能变流器在离网运行和阻性负载条件下，当负载从20%上升至100%或从100%下降至20%时，储能变流器输出电压有效值在100ms内与额定电压值的偏差绝对值应不大于30%额定电压，100ms后与额定电压值的偏差应不大于±10%额定电压。		
		防雷	储能变流器应在交流端口配置浪涌保护器。		
		等电位连接和保护接地	储能变流器所有可接触导电部件应通过内部等电位保护连接与外部保护接地极连接，外部保护接地极可位于储能变流器内部或外部，在安装时通过外部保护接地导体接入安装场所的接地网络。		
			储能变流器内部等电位保护连接应采用下列连接方式之一： a) 通过金属部件直接接触，通过使用时不会被拆卸的其他导电部件连接； b) 通过专用等电位保护连接导体连接，可接触导电部件通过等电位保护连接到外部保护接地极的电阻应不大于0.10 Ω。		
			储能变流器外部保护接地导体应保持可靠连接，导体的横截面积应满足GB/T 34120中的要求。当外部保护接地导体不是电源电缆或电缆外层的一部分时，在有机机械保护情况下横截面积应不小于2.5mm ² ，在无机机械保护情况下横截面积应不小于4mm ² 。		
		锂电池外观、尺寸和质量	电池单体外观、尺寸和质量应满足下列要求： a) 观无划痕、变形及破损，正负极无锈蚀，标识正确、清晰； b) 厚度绝对偏差不大于2mm，其他尺寸相对偏差不大于1% c) 质量相对偏差不大于1.5%； d) 体积能量密度不小于体积能量密度标称值； e) 质量能量密度不小于质量能量密度标称值。		
		电池散热	电池散热方式可采用自然冷却、风冷、液冷，宜采用液冷散热。应根据电芯温度调节热管理系统，达到节能目的		
		噪声	正常试验条件下，交流输入为额定值，在额定输出功率下且内部温度稳定后，在周围环境噪声不大于40dB的条件下，距离充电设备水平位置1m处，测得设备噪声值应满足本规范的噪声要求。		
		电池管理系统	电池管理系统应具有主动或被动均衡功能。		
4	充电系统	电池簇温度	电池工作时，同一电池簇内，不同电芯温差小于3℃，同一电芯不同位置温差小于3℃。		
		技术资料核查	检查充电设备制造商（或生产商）等提供的相关产品质量证明文件、维修调试记录文件、使用说明书；具有相关产		

			品CNAS和CMA资质第三方机构出具的产品试验报告等资料，并对充电设备的资料和实物进行一致性检查，包括但不限于关键组部件、文件基本信息与铭牌标识符合性等。		
	外观检查		检查充电设备外观，应符合以下要求： a) 无明显凹凸痕、变形等缺陷； b) 表面涂镀层应均匀，不应脱落； c) 门锁、密封条以及外部配件应完好； D) 应无锈蚀、毛刺、裂纹等缺陷和损伤，零部件应坚固可靠； e) 充电设备与底座或挂架应可靠固定，无松动。		
	内部检查		检查充电设备内部，应符合以下要求： a) 检查充电设备进出线孔封堵情况，所有不借助专用工具可拆卸的门盖或外壳的进出线孔应良好封堵，无肉眼可见明显缝隙； b) 检查线缆安装状况，充电设备内部电源进线、出线应布置整齐、可区分各线缆用途，并可靠固定，无表皮破损； c) 充电设备输入输出线缆绝缘无老化、腐蚀和损伤痕迹，端子无烧灼痕迹，无火花放电痕迹； d) 检查桩内应无异物。		
	充电模式和连接方式检查		a) 检查充电设备充电模式和连接方式，应符合以下要求：充电设备的充电模式和连接方式应符合GB/T 18487.1相关的规定。 b) 核查充电设备连接装置的第三方检测报告，充电机的车辆插头应符合GB/T 20234相关的规定。		
	电缆管理及贮存检查		对于连接方式C的供电设备，检查充电设备的车辆枪头贮存设备及电缆管理装置，应符合GB/T 18487.1中相关的要求。		
	标志检查		检查充电设备所有铭牌、标志均安装端正牢固，标识应清晰可辨。标识内容应符合相关产品标准标志规定。		
	绝缘电阻测试		在充电设备非电气连接的输出回路与地之间按GB/T 18487.1中的有关规定施加直流电压，绝缘电阻应不小于10MΩ。		
	接地测试		检查充电设备的接地部件应符合以下规定： a) 采用仪器测量充电设备内任意应该接地的点至总接地之间的电阻测量结果不应大于0.1Ω，测量点不应少于3个，接地端子应有明显的标志； b) 采用仪器测量充电设备主接地点与接地体之间电气连接性能，过渡电阻不应大于0.2Ω。		
	防雷检查		检查充电设备的避雷防护措施应符合GB/T 18487.1的有关规定。		
	显示功能		检查具备显示功能的充电设备，应能显示相关信息，显示字符清晰、完整，没有缺损。非车载充电机的显示功能应符合NB/T 33001的规定。		
	输入功能		对于具备输入功能的充电设备，按充电设备操作说明设置		

			参数，检查充电设备应正确响应。		
		充电功能	充电设备连接试验系统或实际车辆，按充电设备操作说明操作，检查充电机应根据车辆电池管理系统模拟软件提供的数据动态调整输出，并根据设定的参数执行相应动作，控制充电过程且自动完成充电。充电过程中应无异响、无异味、无异常发热。		
		与上级监控系统通信功能	对于具备与上级监控系统通信功能的充电设备，检查充电设备与监控管理系统通信，充电设备应及时上传设备实时状态和充电数据，并按要求上级监控系统数据召唤和远程控制。		
		充电接口安全检查	充电设备未与电动汽车连接时，检查充电接口各动力触头应不带电。		
		急停功能试验	对一体式非车载充电机，启动急停装置时，应同时切断充电机的动力电源输入和直流输出。对分体式非车载充电机，启动急停装置时应切断相应充电终端直流输出，也可同时切断充电机的动力电源输入。		
		锁止功能试验	对于具备锁止功能的充电机： a) 当电子锁未可靠锁止时，检查充电机应不允许充电。 b) 在整个充电过程中（包括绝缘自检），检查充电机电子锁应可靠锁止，不允许带电解锁且不应由人手直接操作解锁。 c) 结束充电时，锁止装置应能解锁且解锁车辆插头端口电压不应超过60V。		
		开门保护试验	充电设备门打开时可造成带电部位露出： a) 充电前，充电机连接测试系统，检查充电机应无法启动充电； b) 充电过程中，模拟充电设备门打开，充电机应切断相应部分的电源输入或输出； c) 充电设备门打开时能露出的带电部位应具备防护措施，避免设备门打开时物体直接接触带电导体。		
		放电功能试验	具备双向充放电和功率调节功能，如V2G、V2L、V2B的充电桩应进行放电试验，试验过程中调节功率大小，功率限制指令的响应时间不应大于3s，且无异常现象发生。		
5	基础配套设备	液冷装置试验	检查充电设备应具有液冷监控装置。液冷装置出现压力异常、监控点温度异常等不符合设计要求时，充电设备应切断输出供电，并上报故障信息。		
		标志标识	充电设施的标识应符合GB/T 31525的有关规定。具有超级充电站的停车场所内部应设置充电设施导引标志和电动汽车专用标识。		
		消防	a) 充电站灭火器的配置设计应符合GB 50966、GB 50140的有关规定。 b) 电缆的防火设计应采取防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。		

			<p>c) 超级充电站应按严重危险等级配置灭火装置。</p> <p>d) 充电站应设置消防应急照明和疏散指示。</p> <p>e) 充电站的安全疏散和救援设施的设置应符合GB 50067、GB 50016的有关规定。</p>		
		监控	<p>a) 监控系统的设置应符合GB 50966的规定。</p> <p>b) 监控系统应能监控超级充电桩运行参数（电压/电流/运行时间等）、充电量、交易数据、报警等信息。</p> <p>c) 超充充电站安防监控系统的设计应符合GB 50348的有关规定，应设置视频安防监控系统。</p> <p>d) 超充充电站应安装水浸、烟雾、火灾等环境监测保护装置，保护功能应符合设计要求，能够及时告警。水浸、火灾保护动作控制断电时，应断开充电桩的上级供电回路开关。</p>		
		土建	<p>a) 充电站内建（构）筑物的耐火等级应符合GB 50016的相关规定。当罩棚顶棚的承重构件为钢结构时，其耐火极限应不低于0.25h，顶棚其他部分不得采用可燃燃烧体建造。</p> <p>b) 充电站生活给水和排水设计应符合GB 50015的相关规定。站区雨水可通过截水沟或雨水口收集后排入市政污水系统。雨水排水系统设计应采用有组织排水方式。</p> <p>c) 充电站内照明灯具应选用配光合理、效率高、寿命长的节能灯具。</p>		
6	能量管理系统	数据采集与监测	可全面采集光伏、储能、充电桩、本地能量管理系统等设备的运行数据，包括电压、电流、功率、电量、温度等，同时监测设备状态与环境参数，为后续分析和控制提供数据支持。		
		能量调度与控制	依据采集的数据以及预设策略，实现光伏、储能和充电桩之间的能量优化调度，平抑功率波动，须具备削峰填谷、需量控制等功能；可采用云端及本地能量管理系统分层分级的管理模式。		
		安全管理	系统要确保场站的电气安全、信息安全等，具备过流、过压、漏电等保护功能，防止电气事故，也要保障数据的安全传输与存储，防止数据泄露和被篡改。 性能要求标准。		
		可靠性	系统应具备高可靠性，关键设备需有冗余设计，保证在部分设备故障时仍能正常运行，且年故障停机时间应在规定范围内。		
		稳定性	在不同的光照、负荷等条件下，系统要稳定运行，控制精度需满足要求，如功率控制精度、电压调节精度等。		
		实时性	数据采集、传输和控制指令的响应要满足实时性要求，确保系统能够及时根据实际情况调整运行状态，一般系统控制指令的响应时间应在秒级以内。		
		通信协议及网络	支持标准通信协议（如modbus-tcp），以便与各类设备进行数据交互；具备可靠的通信网络，根据场站规模和设备		

			分布情况，可选择有线网络（如光纤、以太网等）或无线网络（如4G、5G等）进行数据传输，保障数据通信的稳定性和实时性。		
		数据传输	数据传输要准确、完整、及时，传输过程中的误码率应低于一定标准，且数据加密传输，防止数据在传输过程中被窃取或篡改。		
		调度自动化	能量管理系统可与当地电网调度系统或电网负荷聚合平台进行对接，实现场站及能量优化调度，平抑功率波动，须具备削峰填谷、需量控制等功能。		