

团体标准

T/SDL 11—2025

深圳市新型配电系统用电安全设计规范

Design Code for Electrical Safety of New Power System in
Shenzhen

2025 - 04 - 01 发布

2025 - 04 - 01 实施

深圳市电力行业协会 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 新型配电系统设备及接入电网技术要求	2
4.1 分布式光伏系统技术要求	2
4.2 用户侧电化学储能系统技术要求	4
4.3 充电桩（超充/V2G）系统技术要求	5
5 防雷接地	6
5.1 直击雷防护	6
5.2 感应雷防护	6
5.3 接地设计	6
5.4 等电位连接	7
5.5 接地网状态在线监测系统	7
6 对有关专业的要求	7
6.1 建筑	7
6.2 消防	8
6.3 防洪防汛	8
7 虚拟电厂资源相关要求及通信安全技术要求	8
7.1 虚拟电厂资源接入要求	8
7.2 虚拟电厂资源聚合建设要求	8
7.3 虚拟电厂资源性能指标	8
7.4 分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台的技术要求	9
7.5 电化学储能系统接入虚拟电厂管理云平台的技术要求	9
7.6 充电系统接入虚拟电厂管理云平台的技术要求	9
7.7 虚拟电厂通信安全要求	9
8 校验及验收	9
8.1 光伏系统并网检测	9
8.2 电化学储能系统验收	10
8.3 充电桩设备验收	10
8.4 系统防雷接地验收	10
8.5 系统接入虚拟电厂管理云平台验收	10
8.6 场站建筑、消防验收	10
8.7 劳动安全检查	10

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。

本文件由深圳供电规划设计院有限公司提出。

本文件由深圳市电力行业协会归口。

本文件起草单位：深圳市电力行业协会、深圳市华睿欣能投资控股有限公司、深圳供电规划设计院有限公司、深圳华建电力科技集团有限公司

本文件主要起草人：王泽霖、周喜、王安琪、周军、马新兵、姚淼、王斐、徐昊、于嘉敏、邓艳榕、杨盈娟、徐炜杰

深圳市新型配电系统用电安全设计规范

1 范围

本文件中深圳市新型配电系统主要包含深圳常见配电网侧新型电力系统：分布式光伏系统、电化学储能系统以及充电桩（超充/V2G）。

本文件中用电安全主要是指系统设备及接入电网技术要求、场站用电安全以及虚拟电厂接入相关要求及虚拟电厂的通信安全。

本文件适用于配电网侧新型电力系统的新建、扩建、改建项目。

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 《电能质量供电电压偏差》
- GB/T 12326 《电能质量电压波动和闪变》
- GB/T 14050 《系统接地的型式及安全技术要求》
- 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 18487.1 《电动汽车传导充电系统 第1部分：通用要求》
- GB/T 20234 《电动汽车传导充电用连接装置》
- GB/T 29319 《光伏发电系统接入配电网技术规定》
- GB/T 3492 《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》
- 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 37408 《光伏发电并网逆变器技术要求》
- GB/T 39752-2024 《电动汽车供电设备安全要求》
- GB/T 44241-2024 《虚拟电厂管理规范》
- GB/T 50007 《建筑地基基础设计规范》
- GB/T 50009 《建筑结构荷载规范》
- GB/T 50010 《混凝土结构设计规范》
- GB/T 50016 《建筑设计防火规范》
- GB/T 50017 《钢结构设计规范》
- GB/T 50065 《交流电气装置的接地设计规范》
- GB/T 50116 《火灾自动报警系统设计规范》
- GB/T 50153 《工程结构可靠性设计统一标准》
- GB/T 50797 《光伏发电站设计规范》
- GB/T 55001 《工程结构通用规范》
- GB/T 55006 《钢结构通用规范》
- GB/T 51309 《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》
- NB/T 32004 《光伏并网逆变器技术规范》
- DB4403/T 341—2023 《虚拟电厂终端授信及安全技术加密规范》
- DB4403/T 342-2023 《电动汽车充换电设施有序充电和 V2G 双向能量互动技术规范》
- DB4403/T 343—2023 《分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台 技术规范》
- 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 新型配电系统 New Distribution System

新型配电系统是一种以新能源为主体，以创新为根本驱动力，以数智化为关键手段的新一代电力系统。它旨在通过推动电力生产、传输、消费、储蓄各环节的电力流、信息流、价值流的融会贯通和综合调配，建成一个绿色低碳、安全可控、经济高效、柔性开放、数字赋能的配电网系统。

3.2 分布式光伏 distributed photovoltaic plant

在用户现场或靠近用户现场，采用光伏组件，将太阳辐射能直接转换为电能的发电系统。

3.3 电化学储能系统 electrochemical energystoragesystem

以电化学电池为储能载体，通过储能变流器进行可循环电能存储，释放的系统。

3.4 电动汽车与电网充放电双向互动 (V2G) vehicle to grid

电动汽车动力蓄电池通过充放电装置与公共电网相连，作为储能单元参与公共电网供电的运行方式，实现双向能量流动。

3.5 超充 Super Charging

是一种高功率充电技术，旨在为新能源汽车提供快速充电服务。

3.6 虚拟电厂 virtual power plant

通过先进通信技术和软件架构，实现地理位置分散的各种分布式负荷的聚合和协调优化，形成虚拟等效的对外功率调节服务，作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的逻辑实体。

3.7 虚拟电厂管理云平台 virtual power plant management platform

一种基于现有调度控制系统部署的，实现对虚拟电厂（3.3）统一管理的技术支持系统。注：虚拟电厂管理云平台是传统调度自动化系统功能的外延拓展，具备实时数据采集、日前计划下发、实时控制及组织市场交易等功能。

3.8 负荷聚合平台 load aggregation platf

为满足可调负荷参与电网调节运行和市场运营业务需求，由负荷聚合商在本地或云端部署的自动化信息系统，注：具备对各类用电侧负荷资源实时信息接入、实时监控、自动功率控制、市场交易申报、协同指令下达、操作控制、统计查询、计量计费等功能。

3.9 光伏发电单元 photovoltaic power generation unit

一种由光伏组件、汇流箱、逆变器、变压器及配电设备构成，与电网相连并向电网输送电力的发电系统。

3.10 虚拟电厂安全加密终端 virtual power plant security encryption terminal

一种部署于负荷聚合商或可调节负荷的终端设备，负荷聚合商或可调节负荷可通过虚拟电厂安全加密终端接入虚拟电厂管理云平台，实现信息交换。

4 新型配电系统设备及接入电网技术要求

4.1 分布式光伏系统技术要求

4.1.1 分布式光伏发电系统基本规定

1. 分布式光伏发电系统设计应主要包括规划及布置、建筑、结构、电气、系统接入和消防等设计内容，并与建筑及周边环境相协调，应符合安全可靠、适用、环保、美观，便于维护的要求，并应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB50797的有关规定。

2. 光伏组件效率多晶硅光伏组件初始效率不应低于17%，首年效率衰减率不应高于2.5%，后续年效率衰减率不应高于0.7%。单晶硅光伏组件初始效率不应低于17.8%，首年效率衰减率不应高于3%，后续年效率衰减率不应高于0.7%。薄膜光伏组件初始效率不应低于12%。首年效率衰减率不应高于5%，后续年效率衰减率不应高于0.4%。

3. 光伏组串一致性，电流偏差率和电压偏差率的合格参考值均不应高于5%。

4. 逆变器输出额定有功功率应满足标称功率要求，光伏逆变器转换效率不应低于98%，并应满足1.1倍额定功率长期过载运行的要求。

5. 逆变器应满足国家现行标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T37408及《光伏并网逆变器技术规范》NB/T32004的要求，逆变器的输出电压及频率应满足并网点电压、频率要求。

6. 交直流汇流箱、并网箱、配电柜应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式及工艺等进行选择。

7. 通过10（20）kV电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装易操作、可闭锁、具有明显开断点，带接地功能、可开断故障电流的开断设备。通过380V电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关。

8. 通过10（20）kV电压等级并网的光伏系统应配置独立的防孤岛保护装置，通过380V电压等级并网的光伏发电系统可通过配置独立的防孤岛保护装置或利用逆变器实现防孤岛保护，光伏发电系统防孤岛保护动作时间应不大于2S，且防孤岛保护应与电网侧线路和安全自动装置保护相配合。

9. 通过380V电压等级并网光伏发电系统的剩余电流保护设置、动作电流和分断时间应满足GB/T13995的相关要求。

10. 分布式光伏发电系统宜设置生产运行远程监视系统应满足《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》GB/T3492的相关要求。

11. 分布式光伏发电系统应设置安全标识，并应满足现行国家标准《安全标志及使用导则》GB 2894的相关规定。

4.1.2 分布式光伏发电系统接入配电网技术要求

1. 电压偏差

正常运行时，光伏系统和电网接口处的电压允许偏差应符合GB/T 12325 的规定。三相电压的允许偏差为额定电压的±7%，单相电压的允许偏差为额定电压的+7%、-10%。

2. 频率

光伏系统并网时应与电网同步运行。电网额定频率为50Hz，光伏系统并网后的频率允许偏差应符合GB/T 15945 的规定，即偏差值允许±0.5 Hz。

3. 谐波和波形畸变

光伏系统的输出应有较低的电流畸变，以确保对连接到电网的其他设备不造成不利影响。总谐波电流应小于逆变器额定输出的5%。各次谐波应限制在表1、表2所列的百分比之内。此范围内的偶次谐波应小于低的奇次谐波限值的25%。谐波电流畸变限值应满足表1和表2要求。

表1 奇次谐波电流畸变限值

奇次谐波	畸变限值
3次至9次	<4.0%
11次至15次	<2.0%
17次至21次	<1.5%
23次至33次	<0.6%

表2 偶次谐波电流畸变限值

偶次谐波	畸变限值
2次至8次	<1.0%
10次至32次	<0.5%

注：由于电压畸变会导致更严重的电流畸变，使得谐波的测试很麻烦。注入谐波电流不应包括任何由未连接光伏系统的电网上的谐波电压畸变引起的谐波电流。满足上述要求的型式试验逆变器应视为符合条件，不需要做进一步的测试。

4. 功率因数（PF）

当光伏系统中逆变器的输出大于其额定输出的50%时，平均功率因数应不小于0.9（超前或滞后）。一段时期内的平均功率因数（PF）公式为：

$$PF = \frac{E_{\text{REAL}}}{\sqrt{E_{\text{REAL}}^2 + E_{\text{REACTIVE}}^2}} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

E_{REAL} ——有功电量，单位为千瓦时（kWh）；

E_{REACTIVE} ——无功电量，单位为千乏时（kvarh）。

5. 电压不平衡度

光伏系统并网运行(仅对三相输出)时,电网接口处的三相电压不平衡度不应超过GB/T 15543 规定的数值,允许值为 2%,短时不得超过4%。

6. 电压不平衡度

光伏系统并网运行(仅对三相输出)时,电网接口处的三相电压不平衡度不应超过 GB/T 15543 规定的数值,允许值为 2%,短时不得超过 4%。

7. 直流分量

光伏系统并网运行时,逆变器向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 1%(逆变电源系统和电网宜通过专用变压器隔离连接)。

8. 通过 10 (20) kV及以上电压等级接入的分布式光伏发电系统,其功率控制、一次调频、无功电压、故障穿越、运行适应性、电能质量、继电保护与安全自动装置、通信与信息应符合《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T29319的规定。

4.2 用户侧电化学储能系统技术要求

4.2.1 用户侧电化学储能系统基本规定

1. 用户侧电化学储能系统锂离子电池、液流电池、铅酸/铅炭电池、钠离子电池、水电解制氢/燃料电池、电池管理系统、储能变流器、继电保护等设备选型和配置应符合《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558的相关规定。

2. 通过10 (20) kV接入配电网的储能变流器的最大充电效率和最大放电效率均应不小于96%,通过380V接入配网的的储能变流器的最大充电效率和最大放电效率均应不小于95%,通过220V接入配网的的储能变流器的最大充电效率和最大放电效率均应不小于94%。

3. 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,绝缘电阻值不应小于1 Ω 。

4. 用户侧储能系统的接地形式应与原有电网的接地形式一致,不应抬高接入电网点原有的过电压水平和影响原有电网的接地故障保护配合设置。

5. 通过10 (20) kV电压等级接入的用户侧电化学储能系统,应在并网点安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备,并网点应具备低频、过频、低压、过压故障解列和阶段式电流保护功能。

6. 通过380V/220V电压等级接入的用户侧电化学储能系统,应在并网点安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关设备,开关应具备过流保护、失压跳闸功能。

7. 用户侧电化学储能系统并网点保护整定值应与公共连接点开关和用户配电网内开关保护相配合。

8. 通过380V/220V电压等级接入的用户侧电化学储能系统,应配置剩余电流保护,动作电流和分断时间应符合GB/T13955中的规定。

9. 用户侧电化学储能系统应具备孤岛检测功能。当检测到非计划孤岛时,应在2S内将储能系统与电网断开,防孤岛保护应与电网侧线路保护和安全自动装置相配合。

10. 用户侧电化学储能监控系统应具备数据采集、实时通信、运行监视及操作控制等应用功能。

11. 用户侧电化学储能设施应在明显位置放置禁止、警告、指令、提示等标志,标志样式应符合GB 2894的相关规定

4.2.2 用户侧电化学储能系统接入配电网技术要求

1. 用户侧电化学储能系统接入用户配电网的电压等级应按照用户报装容量、储能系统额定功率、应用模式、用户配电网设备载流量及接入点网架结构等条件,经技术经济比较选择后确定。

2. 通过220V单相接入的用户侧电化学储能系统,应根据三相负荷情况选择接入相,多个用户侧电化学储能系统接入时各相宜均衡分配。

3. 用户侧电化学储能系统在允许功率输出范围内,有功功率和无功功率应四象限连续可调,能接受远方或就地功率控制指令,能设置发用电计划曲线并自动执行。

4. 用户侧电化学储能系统并网点处的保护配置及整定应与用户配电网的保护协调配合。

5. 用户侧储能系统接入电网公共连接点电能质量应符合现行国家标准《电能质量供电电压偏差》GB12325、《电能质量电压波动和闪变》GB12326、《电能质量公用电网谐波》GB14549和《电能质量 三相电压不平衡》GB15543的规定, 向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。

6. 用户侧储能系统频率适应性应符合下列要求:

- 1) 用户侧储能系统并网时应与电网保持同步运行。
- 2) 接入电网的用户侧储能的频率异常响应特性要求应符合表3的规定、

表 3 接入电网的用户侧储能系统的频率异常响应特性要求

频率 (f) 范围	要求
$f < 46.5 H_z$	用户侧储能系统不应处于充电状态; 用户侧储能系统应根据允许运行的最低频率或电网调度机构要求与电网脱离
$46.5 H_z \leq f < 48.5 H_z$	处于放电状态的用户侧储能系统应保持放电状态, 连续运行; 处于充电状态或静置状态的用户侧储能系统应在0.2s内转为放电状态, 并持续放电
$48.5 H_z \leq f \leq 50.5 H_z$	正常充电或放电运行
$50.5 H_z \leq f \leq 51.5 H_z$	处于充电状态的用户侧储能系统应保持充电状态, 连续运行; 处于放电状态或静置状态的储能电站应在0.2s内转为充电状态, 并持续充电
$f > 51.5 H_z$	用户侧储能系统不应处于放电状态 用户侧储能系统应根据允许运行的最高频率或电网调度机构要求与电网脱离

注: f是用户侧储能系统并网点的电网频率

7. 用户侧储能系统的电压适应性应满足表4的要求

表4 用户侧储能系统的电压异常响应特性要求

电压 (U) 范围	运行要 求
$U < 90\% U_N$	符合低压穿越的规定
$90\% U_N \leq U \leq 110\% U_N$	正常运行
$110\% U_N < U$	符合高压穿越的规定

注: U_N 是用户侧储能系统并网点处的标称电压, U是用户侧储能系统并网点处电网电压

8. 电站的无功补偿装置配置应按照电力系统无功补偿就地平衡、便于调整电压和满足定位需求的原则配置。

9. 并网运行模式下, 不参与系统无功调节时, 电站并网点处超前或滞后功率因数不应小于0.95。

10. 通过10 (20) kV及以上电压等级接入的用户侧电化学储能系统, 其功率控制、一次调频、惯量响应、故障穿越、运行适应性, 电能质量, 继电保护与安全自动装置、调度自动化与通信应符合GB/T36547的规定。

4.3 充电桩 (超充/V2G) 系统技术要求

1、充电桩的设计应满足安全性和可靠性的要求, 符合GB 44263-2024《电动汽车传导充电系统安全要求》、GB 39752-2024《电动汽车供电设备安全要求》以及GB 50058《爆炸危险环境电力装置设计规范》等强制性国家标准。应优先选用高效、节能、低损耗的设备, 确保充电桩在各种运行环境下稳定运行。

2、电气设备的选择应符合GB/T 18487、GB/T 27930、NB/T33021、GB/T 34133、NB/T 33001 等相关要求, 确保充电过程的安全。

3、充电桩需具备过流保护、过压保护、短路保护、接地保护等多重电气安全机制, 以防止电气故障对设备和人身造成损害。

4、充电系统还应具备电能质量控制功能, 确保充电过程中电网电压、电流等参数稳定可靠。

5、充电桩应具备过温保护, 当内部温度达到保护阈值时, 采取降功率或停止输出。

6、充电桩应具备开门保护功能, 当充电桩门被打开时立即切断电源, 防止用户在误触开门装置时发生触电事故。

7、充电桩应具备限制输入电流过冲的能力, 开机或启动充电时产生的输入电流过冲不应大于额

定输入电流的10%。

8、在启动充电阶段车辆侧接触器闭合后，超充设备应对车辆电池电压进行检测，当出现下列情况时，充电桩应停止启动过程，并发出告警信息：

- 1) 蓄电池反接；
- 2) 检测电压与通信报文电池电压之差的绝对值大于通信报文电池电压的 5%；
- 3) 检测电压小于超充设备的最低输出电压或大于充电桩的额定输出电压。

9、充电桩应在充电阶段实时判断电池管理系统 BCL 报文中的电压需求和电流需求值，当检测到该值大于车辆最高允许充电总电压或最高允许充电电流时，充电桩应停止充电，并发出告警信息。

10、由于电网故障的原因导致 V2G充放电设备停机，在电网的电压和频率恢复到正常范围后，系统不应立即正常重启运行，应在一定时间内（如5分钟内）保持停机状态。

11、充电桩应配备智能监控系统，实时监测充电状态和设备运行情况，及时发现并处理安全隐患。

12、充电桩的选址应遵循避开易燃易爆场所、考虑交通便利性、环境保护等原则。

13、超级充电设备技术指标应满足DB4403/T 433—2024《电动汽车超级充电设备分级评价规范》。

14、V2G 充放电设备宜具备并离网切换功能，可根据上级指令进行并网、离网运行模式的切换，当并网端发生故障时，能正常切换到离网运行模式。V2G 充放电设备应检测并网点电压，在并网点电压异常时应断开与电网的电气连接，并入380V配电网的V2G充放电设备，频率响应性能应符合 NB/T33021相关要求。

5 防雷接地

5.1 直击雷防护

1、在光伏阵列、逆变器房、储能设备房、充电桩等高价值设备区域应安装避雷针或避雷带，以直接拦截雷电。

2、系统中交直流设备的金属外壳应通过导线连接到接地系统，确保良好的接地效果。

5.2 感应雷防护

在系统中的直流侧和交流侧应安装浪涌保护器，防止雷电感应电流对设备造成损坏，削弱雷电带来的电磁感应效应，保护系统不受感应雷的影响。

5.3 接地设计

接地设计应符合《交流电气装置的接地设计规范》GB 50065-2011的规定，确保系统有一个良好的接地系统，以便在雷击事件中提供一个安全的电流路径。

接地方式应与其所接入电网的接地方式相适应，并应符合《系统接地的型式及安全技术要求》GB 14050-2008的相关规定。

5.3.1 接地电阻要求

- 1、独立防雷的接地电阻应小于等于 10 欧姆；
- 2、独立安全保护接地电阻应小于等于 4 欧姆；
- 3、独立交流工作的接地电阻应小于等于 4 欧姆；
- 4、独立直流工作接地电阻应小于等于 4 欧姆；
- 5、防静电接地电阻一般要求小于等于 100 欧姆；
- 6、公共接地体（接头接地）的接地电阻不应大于 1 欧姆。

但在实际设计中，需根据具体项目要求和环境条件确定接地电阻值，必要时可采取降阻措施，如使用降阻剂、增加接地极数量或深度、换土等方法来降低接地电阻，以满足设计要求。

5.3.2 接地极选择与布置要求

接地极的布置应均匀，间距一般不应小于其长度的 2 倍，通常垂直接地体长度不应小于 2.5m，相互之间间距一般不应小于 5m，以保证散流效果良好。

5.3.3 接地装置连接要求

1、接地装置的连接应可靠，接地线应为整根或采用焊接。接地体与接地干线的连接应留有测定接地电阻的断开点，此点采用螺旋连接；

2、接地体(线)的连接应采用焊接，焊缝应饱满并有足够的机械强度，不得有夹渣、咬肉等缺陷，焊缝处的药皮敲净后，应进行防腐处理，以防止腐蚀。采用搭接焊时，其焊接长度应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303-2015的规定；

3、螺栓连接：无条件焊接的场所，可采用螺栓连接，但必须保证其界面面积；螺栓应采用防松垫圈及采用可靠的防锈措施。

5.3.4 接地体埋设深度与间距要求

接地体的埋设深度和间距应满足设计要求，一般不宜小于0.8米。水平接地极的间距不宜小于5米，垂直接地极的间距不宜小于其长度的2倍。

5.4 等电位连接

系统中重要设备等应通过等电位连接线连接在一起，确保设备之间电位平衡，减少雷击时的电位差。

5.5 接地网状态在线监测系统

接地网宜设置接地网状态在线监测系统，该系统采用基于模糊理论的加权算法，通过GPRS通讯网络，定时发送接地电阻监测结果，实现远程多点在线监测。后台展现控制系统可以实时显示被测接地电阻数值，并自动记录存储数据接地网状态在线监测系统。当接地点接触电阻增大并超过设定值（根据不同场景设置电阻限）时给出报警信号，报警信号应接入生产运行远程监视系统。

6 对有关专业的要求

6.1 建筑

1、建、构筑物的布置应根据总体布置要求、环境条件、场站地质条件、系统类型以及有利于站房施工、设备安装和运行管理等条件，经技术经济比较确定。

2、建、构筑物的承载力计算、形变验算和安全性、适用性、耐久性等，应参照《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）、《工程结构可靠性设计统一标准》（GB 50153-2008）、《工程结构通用规范》（GB55001-2021）、《建筑地基基础设计规范》（GB 50007-2011）、《混凝土结构设计规范》（GB 50010-2010）、《钢结构设计规范》（GB 50017-2003）、《钢结构通用规范》（GB55006-2021）等现行国家标准执行，且应符合下列要求：

- 1) 不同荷载采用不同的代表值；
- 2) 确定可变荷载代表值时应采用 50年设计基准期；
- 3) 当永久荷载效应对结构不利时，对由可变荷载效应控制的组合应取 1.2，对由永久荷载效应控制的组合应取 1.35；
- 4) 当永久荷载效应对结构有利时，不应大于1.0；
- 5) 对标准值大于 4kN/m的工业房屋楼面结构的活荷载，应取 1.3；
- 6) 其他情况，应取 1.4；
- 7) 对结构的倾覆、滑移或漂浮验算，荷载的分项系数应满足有关的建筑结构设计规范的规定等；

8) 耐久性设计应包括：确定结构所处的环境类别、提出对混凝土材料的耐久性基本要求、确定构件中钢筋的混凝土保护层厚度、不同环境条件下的耐久性技术措施、提出结构使用阶段的检测与维护要求等；

3、建、构筑物的抗震抗裂，应参照《建筑抗震设计标准》（GB/T50011-2010）、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB 50223-2008）等现行国家标准执行，且应符合下列要求：

1) 电力建筑应根据其直接影响的城市和企业的范围及地震破坏造成的直接和间接经济损失划分抗震设防类别；

2) 电力调度建筑的抗震设防类别，应符合：

①国家和区域的电力调度中心，抗震设防类别应划为特殊设防类；

②省、自治区、直辖市的电力调度中心，抗震设防类别宜划为重点设防类。

6.2 消防

1. 室外场站应选择磷酸铵盐干粉灭火器、碳酸氢钠干粉灭火器、卤代烷灭火器或二氧化碳灭火器，但不得选用装有金属喇叭喷筒的二氧化碳灭火器，并应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005的有关规定。

2. 室内场站应设置两种火灾探测器，即感烟火灾探测器和感温火灾探测器组成“与”逻辑作为系统的联动触发信号。感烟火灾探测器报警，表示有火灾发生，启动防护区内的火灾声光报警器，警示处于防护区域内的人员撤离；感温火灾探测器报警，表示火灾已经发展到一定程度了，应该启动气体灭火装置。对于有人确认火灾的场所，也可采用同一区域内的一只火灾探测器及一只手动报警按钮的报警信号组成“与”逻辑作为联动触发信号，并应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB50116及《建筑设计防火规范》GB50016的有关规定。

3. 场站应选择电气火灾监控系统：电气火灾监控系统能在发生电气故障、产生一定电气火灾隐患的条件下发出报警，提醒专业人员排除电气火灾隐患，实现电气火灾的早期预防，避免电气火灾的发生，并应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》的有关规定。

4. 现行国家标准《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB51309中规定消防应急照明灯宜设置在墙面或顶棚上，其地面最低水平照度不应低于1.0lx。安全出口标志宜设置在疏散出口的顶部；疏散指示标志宜设置在疏散通道及其转角处，且距地面高度1m以下的墙面上。通道上的指示标志，其间距不宜大于20m。

6.3 防洪防汛

- 1、工程站址应避免严重滑坡、泥石流、塌陷区等不良地质地段。
- 2、特殊地区工程设计可结合工程实际情况编制洪涝在线监测方案，并同步做防洪评估。
- 3、特殊地区应编制防洪防汛安全预案，明确应急组织架构以及应急处置流程，确保在汛期期间系统能够有效应对可能出现的水灾等突发状况，保证系统的安全性。

7 虚拟电厂资源相关要求及通信安全技术要求

7.1 虚拟电厂资源接入要求

- 1、虚拟电厂宜部署监测和控制装置，实现可调节资源的聚合接入。
- 2、虚拟电厂应做好内部网络安全管理，宜对直控资源终端的网络安全事件进行管理，实现实时监视、告警、统计等功能。

7.2 虚拟电厂资源聚合建设要求

- 1、虚拟电厂运营商应与所聚合的资源主体签订相关电力市场代理服务协议，资源主体和运营主体不一致的，宜签订三方协议。
- 2、虚拟电厂所聚合的资源主体应具有电力用户营销户号等基础信息，并能实现可信计量。
- 3、虚拟电厂应根据拟电厂资源配置与评估结果，坚持经济适用原则，选择适宜的终端硬件、通信接入方式和终端安全防护方案。
- 4、虚拟电厂宜实现资源的可观、可测，可调，可控，并向电网运行管理机构提供相应信息接口。

7.3 虚拟电厂资源性能指标

需求侧资源性能指标应参照GB/T 32672执行，且应符合下列要求：

1、实时性要求：

- 1) 需求响应现场终端计算负荷的时间间隔不应大于5min，并存储日负荷曲线、月负荷曲线以及年负荷曲线数据，数据冻结时间应可配置；
- 2) 需求响应子站通过通信网络自动获取下辖所有需求响应现场终端负荷数据的时间不应大于5min。

2、覆盖要求：

需求响应子站下辖签约用户需求响应现场终端采集的用户用电设备或支线负荷总和不应小于用户总用电负荷的80%。

3、可靠性要求：

- 1) 需求响应现场终端年可用率不应小于 99.5%；
- 2) 需求响应子站年可用率不应小于 99.8%；
- 3) 需求响应主站年可用率不应小于 99.9%。

4、通信信道要求：

- 1) 通信成功率(系统巡测成功率)不应小于 96%；
- 2) 需求响应现场终端通信在线率不应小于 96%；
- 3) 具有控制功能的需求响应现场终端通信在线率不应小于 98%。

7.4 分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台的技术要求

1、分布式光伏所采用的平台、设备、通信技术和网络安全防护技术,应符合 GB/T 19964、GB/T 31365、GB/T 34932、GB/T 36572、DL/T 448、DL/T 476、DL/T 516 等对光伏发电并网的基本要求。

2、分布式光伏应根据实际情况合理选择全量上网或自发自用,余量上网模式。

3、所有分布式光伏应根据不同的业务场景,选择不同采集频率的光伏发电数据采集设备和数据交互架构。

4、所有分布式光伏申请并网前,应由电网公司统一安装光伏发电功率电能表和光伏上网电能表。

5、负荷聚合平台技术要求以及光伏发电单元技术要求应满足《分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台技术规范》(DB4403/T 343—2023)的相关要求。

7.5 电化学储能系统接入虚拟电厂管理云平台的技术要求

1、电化学储能系统接入虚拟电厂应满足数据量测、通信、远程控制和网络安全要求。

2、电化学储能系统应满足GB/T36547、GB/T 36558 以及所接入的调控机构的相关技术要求,并根据虚拟电厂所参与的应用场景具备相应的调频、调峰功能。

3、接入虚拟电厂的电化学储能系统在继电保护、电能质量、惯量支撑等方面的要求可参照DL/T2246.4、DL/T 2246.7执行。

4、电化学储能系统的通信与自动化系统应符合电力二次系统安全防护要求。

5、电化学储能系统接入、控制过程中应确保电网及电化学储能系统安全,并在测试、试运行通过后投入运行。

6、电化学储能系统首次接入时应按照相应调控机构的要求进行并网测试。4.7 电化学储能系统测试时应按相应调度机构的要求进行响应,并确保电化学储能系统的相应调节能力。

7、电化学储能系统(试)运行时应按照相应调度机构的要求、计划进行响应。

7.6 充电系统接入虚拟电厂管理云平台的技术要求

充电系统信息交互及负荷聚合平台技术要求应满足《电动汽车充换电设施有序充电和 V2G 双向能量互动技术规范》DB4403/2023的要求。

7.7 虚拟电厂通信安全要求

1、应满足 GB/T 22239、GB/T 36572、DL/T 2473.2-2022 等国家及行业技术标准相关要求。

2、虚拟电厂终端授信及安全加密相关设备应采用制造和供应链环节无恶意操纵的硬件,应采用经过安全验证且定期更新的操作系统和数据库,应采用密码算法确保敏感数据的存储和传输安全。

3、虚拟电厂终端授信及安全加密相关设备应具备安全配置和防护能力,包括通信安全、访问控制、入侵防范和数据安全等方面。

4、虚拟电厂网络安全要求及安全加密方式应满足《虚拟电厂终端授信及安全技术加密规范》(DB4403/T 341—2023)的要求。

8 校验及验收

8.1 光伏系统并网检测

- 1、光伏发电系统接入电网前,应复核光伏逆变器等主要设备的型式试验报告。
- 2、通过10（20）kV电压等级并网的光伏发电系统应在并网运行后6个月内提供并网检测报告。
- 3、当光伏发电系统内光伏逆变器等主要设备改变时,应重新提供设备检测报告。
- 4、光伏发电系统的并网检测与评价至少应包括以下内容:
 - a) 有功功率控制和一次调频检测;
 - b) 无功电压调节能力检测;
 - c) 故障穿越能力检测/评价;
 - d) 电能质量检测;
 - e) 运行适应性检测/评价;
 - f) 安全与保护功能检测。

8.2 电化学储能系统验收

- 1、用户侧电化学储能系统验收应执行国家有关法律、法规、技术标准,符合相关建设工程施工、验收及质量验评标准、规范的有关要求,确保用户侧电化学储能系统投运后安全、可靠。
- 2、用户侧电化学储能系统原则上由建设单位组织实施,可自行或委托具有相关资质单位进行验收。
- 3、用户侧电化学储能系统验收前应满足完成验收资料的准备。资料包括电化学储能系统全部设备的产品说明书、操作手册、技术协议、型式试验报告和出厂试验报告、设备电气一、二次图纸、合格证等技术资料,全部设施安装、调试报告、试运行自评报告等其他验收资料。
- 4、用户侧电化学储能系统验收涉及的设备和设施包括储能电池、电池管理系统、储能变流器、监控系统、开关设备、继电保护及安全自动装置、计量设备等。

8.3 充电桩设备验收

充电桩设备技术要求试验方法应参照《电动汽车供电设备安全要求》GB 39752-2024的试验方法。

8.4 系统防雷接地验收

- 1、采用合适的接地电阻测试仪器,测量接地系统的接地电阻值,并详细记录测试结果,确保其符合设计要求。
- 2、检查避雷针、避雷带的安装位置、数量及牢固度。
- 3、检查防雷设施的外观,确保无锈蚀、断裂等影响使用的情况。
- 4、检查接地导体的连接方式,确保焊接或压接良好,无松动现象。
- 5、SPD配备在线监测设备,以监测SPD的状态、损坏程度、雷击次数等,确保系统能够在雷暴天气中及时响应并保护设备。
- 6、审核防雷接地系统的设计文件、施工记录和维护档案。确保所有相关文档齐全、准确,并符合国家标准和行业规范。

8.5 系统接入虚拟电厂管理云平台验收

由深圳供电局通过对系统各项指标进行验收,各项指标应满足接入深圳市虚拟电厂管理云平台要求。

8.6 场站建筑、消防验收

- 1、在施工过程,场站施工单位应进行自检,确保工程质量符合要求。完成一个分项工程或分部工程后,及时向监理单位报验,并提供相关资料,监理单位收到报验资料后,组织专业人员对施工质量进行验收,并提出验收意见。如果验收合格,施工单位应填写验收记录并办理相关手续;如果验收不合格,监理单位应要求施工单位进行整改,直至达到验收标准。项目完工后施工单位先进行内部自我检查,检查工程质量、竣工图及技术资料是否齐全,并汇总整理有关技术资料。自检合格后,进行正式验收。确认工程全部符合竣工验收标准后,发出《竣工验收通知书》,递交竣工验收资料,包括工程概况、图纸会审记录、施工组织方案等。
- 2、场站消防应满足《深圳经济特区消防条例》,并由相关单位对场站消防设计进行验收。

8.7 劳动安全检查

设计人员需出示从业合格证明方可进行相关专业设计，必要时建设方可要求对设计人员进行能力测试，测试合格后方可进行相关专业设计。

全国团体标准信息平台