

团 体 标 准

T/IEIA0004—2022

并网光伏电站电化学储能系统技术规范

Technical specification for electrochemical energy storage systems of grid-connected  
photovoltaic power stations

全国团体标准信息平台

2022 - 05 - 25 发布

2022- 06-10 实施

内蒙古太阳能行业协会 发 布

目 录

前言 ..... II

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 术语和定义 ..... 1

4 储能系统 ..... 4

    4.1 储能系统分类 ..... 4

    4.2 锂离子电池 ..... 4

    4.3 全钒液流电池 ..... 6

    4.4 电池管理系统 ..... 6

    4.5 储能变流器 ..... 7

    4.6 储能管理系统 ..... 9

5 选址、规划和勘察 ..... 10

    5.1 选址 ..... 11

    5.2 规划 ..... 11

    5.3 勘察 ..... 13

6 设计 ..... 13

    6.1 电气设计 ..... 13

    6.2 土建和采暖通风设计 ..... 16

    6.3 给排水设计 ..... 17

    6.4 消防及火灾报警设计 ..... 18

    6.5 环境保护与水土保持 ..... 18

7 施工、调试和验收 ..... 19

    7.1 一般要求 ..... 19

    7.2 施工条件 ..... 19

    7.3 设备调试 ..... 19

    7.4 设备验收 ..... 19

## 前 言

近年来,光伏电站配一定比例的储能成为电站建设的普遍要求。但作为新型技术,目前国内相关的技术标准很少,制定完善统一的光伏发电站储能系统技术规范,旨在推进储能技术创新与标准研制的有效结合,发挥标准化对光储发电站的支撑和引领作用。

根据内蒙古太阳能行业协会《2020年度团体标准制修订计划》,制定《并网光伏电站电化学储能系统技术规范》。

编制组在编制过程中,进行了广泛深入的调查研究,认真吸取总结了相关工程实践经验,并在广泛征求意见的基础上,通过反复讨论、修改和完善,制定了本规范。

本规范按照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。

请注意本规范的某些内容可能涉及专利,本规范的发布单位不承担识别专利的责任。

本规范由内蒙古太阳能行业协会团体标准技术委员会提出、技术归口和管理,由主编单位负责解释。

主编单位:中节能太阳能股份有限公司、中节能阿拉善盟太阳能发电有限公司、内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、内蒙古工业大学、乌兰察布市宏大实业有限公司(兴和电厂)、中国电建集团贵州工程有限公司、中益巨合电力设计有限公司、内蒙古自治区水利水电勘测设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、上海乐驾智慧能源科技有限公司、内蒙古自治区国土空间规划院、中国有色金属工业协会硅业分会、河北合众邦防雷工程有限公司、天津中环新能源有限公司、内蒙古自治区气候中心、内蒙古京能康巴什热电有限公司。

参编单位:中节能中卫太阳能发电有限公司、中节能腾格里太阳能科技有限公司、中节能(石嘴山)光伏农业科技有限公司、中节能吴忠太阳山光伏发电有限责任公司、中节能宁夏太阳能发电有限公司、中节能达拉特旗太阳能科技有限公司、内蒙古福流能源科技有限公司、内蒙古自治区农牧业科学院、汉诺威智慧能源科技(内蒙古)有限公司、内蒙古多维新能源应用工程有限公司、察哈尔右翼中旗利民能源建设有限公司、内蒙古太阳能行业协会、国投内蒙古新能源有限公司、鲁能新能源集团有限公司内蒙古分公司、内蒙古科技大学、内蒙古淖尔开源实业有限公司、呼和浩特吉蒙新能源有限公司。

主编人员:张会学、杨忠绪、宋 爽、王振国、王巍晓、雍建华、徐广瑞、杨德清、石开明、锁 连、付加庭、焦 平、宋 驰、董文斌、谢恩麒、张忠善、李冬梅、李建辉、潘多昭、姚喜军、马海天、谢树华、黄 进、武 超、马玉峰、郭国胜。

参编人员:俞立春、惠怀良、黄飞龙、郝 伟、胡立智、陈晓佩、范占巍、张志成、胡达古拉、栗世芳、吕瑞强、湛海江、温建亮、李艳侠、曹利敏、马青梅、杨培宏、王 平、高慧平、丁永胜。

本规范在应用过程中,请各单位注意总结经验,收集资料,随时把意见反馈到内蒙古太阳能行业协会团体标准技术委员会,供今后修订工作中进一步完善。邮箱:nmgtyn@163.com,电话:0471-4908813。

# 并网光伏电站电化学储能系统技术规范

## 1 范围

本文件规定了内蒙古地区光伏电站电化学储能系统设计、施工、验收、安全的术语、定义、分类、选址、规划和勘察等要求。

本文件适用于内蒙古地区集中式并网光伏电站电化学储能系统设计、施工、验收。其他光伏电站可参照执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是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 3095 环境空气质量标准
- GB 15618 土壤环境质量标准
- GB 30484 电池工业污染物排放标准
- GB 50003 砌体结构设计规范
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50010 混凝土结构设计规范
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50017 钢结构设计规范
- GB 50019 工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
- GB 50021 岩土工程勘察规范
- GB 50026 工程测量规范
- GB 50053 20kV及以下变电所设计规范
- GB 50059 35kV~110kV变电站设计规范
- GB 50060 3~110kV高压配电装置设计规范
- GB 50068 建筑结构可靠度设计统一标准
- 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 50797 光伏发电站设计规范
- GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
- GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火标准
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- GB/T 2408 塑料燃烧性能的测定 水平法和垂直法 标准
- GB/T 4208 外壳防护等级(IP代码)
- 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 14285 继电保护技术规程
- 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 24337 电能质量 公用电网间谐波

GB/T 32509 全钒液流电池通用技术条件  
GB/T 34866 全钒液流电池 安全要求  
GB/T 36276 电力储能用锂离子电池  
GB/T 36280 电力储能用铅炭电池  
GB/T 34133 储能变流器检测技术规程  
DL 645 多功能电能表通信协议  
DL 755 电力系统安全稳定导则  
DL/T 448 电能计量装置技术管理规程标准  
DL/T 584 3kV~110kV电网继电保护装置运行整定规程  
DL/T 782 110kV及以上送变电工程启动及竣工验收规程  
DL/T 5137 电测量及电能计量设计技术规程  
DL/T 5352 高压配电装置设计技术规程  
JGJ 16 民用建筑电气设计规范

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

储能系统 Energy storage system

采用蓄电池作为储能元件，电能存储、转换及释放的系统。

#### 3.2

储能单元 Energy storage unit

由蓄电池、储能管理系统及与其相连的功率变化系统组成的最小储能系统

#### 3.3

功率变化系统(PCS) Power conversion system

与储能电池组配套，连接于电池组与电网之间，把电网电能存入电池组或将电池组能量回馈到电网的系统，主要由变流器及其控制系统构成。。

#### 3.4

电池能量管理系统 (BMS) Battery management system

监测电池温度、电压、电流、荷电状态等，为电池提供管理及通信接口的系统。

#### 3.5

储能管理系统 Energy storage management system

监测储能单元状态，为储能单元提供管理与通信接口的系统。

#### 3.6

监控系统 The monitoring system

对储能系统、功率变换系统等控制、保护、监测等软硬件单元的总称。

#### 3.7

标称电压 Nominal voltage

标志或识别电池适当的电压值。

### 3.8

额定功率 Rated power

在规定试验条件和方法下，蓄电池持续工作一定时间的额定充电功率、额定放电功率等功率。

### 3.9

额定充电功率 Rated charging power

在规定试验条件和方法下，蓄电池持续工作一定时间的充电功率。

### 3.10

额定放电功率 Rated discharging power

在规定试验条件和方法下，蓄电池持续工作一定时间的放电功率。

### 3.11

初始充电能量 Initial charging energy

在规定试验条件和方法下，测得的蓄电池充电能量。

### 3.12

初始放电能量 Initial discharging energy

在规定试验条件和方法下，测得的蓄电池放电能量。

### 3.13

能量效率 Energy efficiency

在规定试验条件和方法下，蓄电池放电能量与充电能量的比值，用百分数表示。

### 3.14

防火隔离带 Fire break

阻止火灾燃烧的间隔空间。

### 3.15

安全出口 A security exit

供人员安全疏散用的楼梯间和室外楼梯的出入口或直通室内外安全区域的出口。

### 3.16

并网点 Grid-connected point

对于有升压站的储能电源，为升压站高压侧母线或节点；对于无升压站的储能电源，为储能电源的输出汇总点。

### 3.17

孤岛 Island

包含负荷和电源的部分电网，从主网脱离后继续孤立运行的状态。可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。

3.18

防孤岛保护 Anti islanding protection  
防止光伏电站并网发电系统非计划孤岛运行的继电保护措施。

4 储能系统

4.1 储能系统分类

- 4.1.1 电化学储能电池类型应根据实际情况，经技术经济比较确定。可包括铅酸或铅炭电池、锂/钠离子电池、液流电池、钠硫电池、镍氢电池等。
- 4.1.2 电化学储能电池应符合 GB/T36276 和 GB/T36280 的规定。
- 4.1.3 电化学储能系统宜由储能电池、电池管理系统、储能变流器、视频及安防系统、温度控制系统、消防系统、通风系统、照明等辅助系统、组件和线缆组成。系统组成可参照图 1。

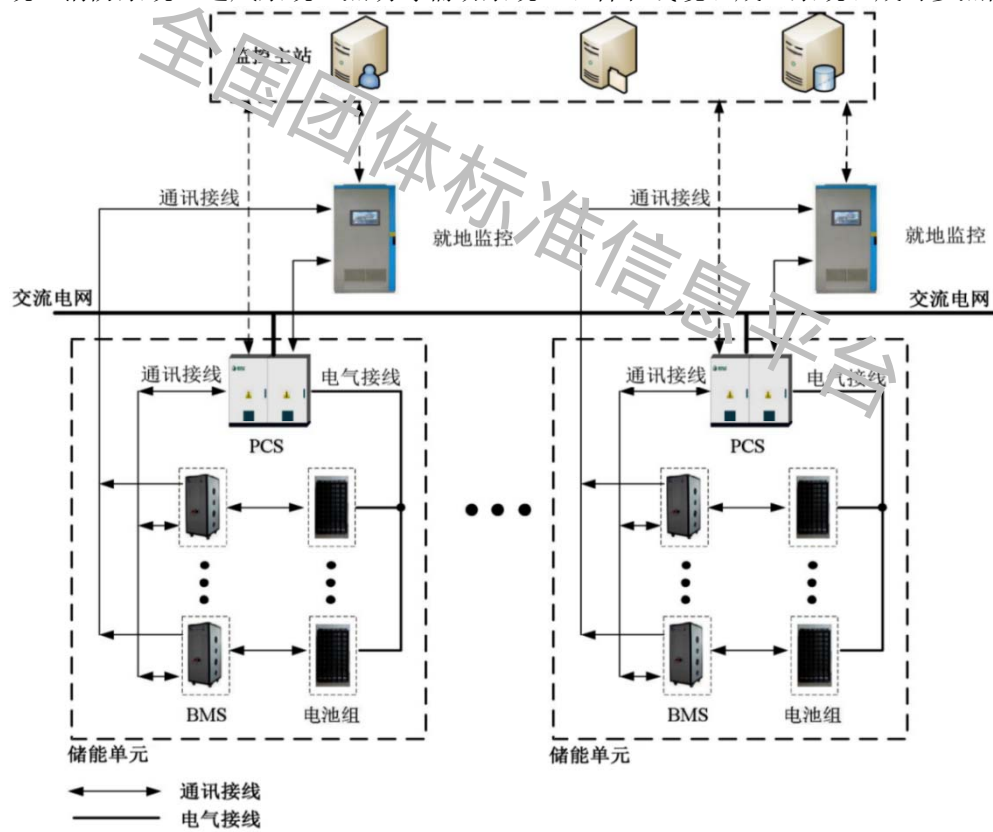


图 1 电化学储能系统

4.2 锂离子电池

4.2.1 初始充放电能量

按GB/T36276试验方法，锂离子电池簇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，且能量效率不应小于92%。

## 4.2.2 循环性能

### 4.2.2.1 能量型电池模块循环性能

按GB/T36276试验方法，能量型电池模块循环性能应符合下列规定：

- 1) 循环次数达到 500 次时，充电能量保持率不应小于 90%；
- 2) 循环次数达到 500 次时，放电能量保持率不应小于 90%。

### 4.2.2.2 功率型电池模块循环性能

按GB/T36276的试验方法，功率型电池模块循环性能应符合下列规定：

- 1) 循环次数达到 1000 次时，充电能量保持率不应小于 80%；
- 2) 循环次数达到 1000 次时，放电能量保持率不应小于 80%。

## 4.2.3 能量保持与能量恢复能力

按GB/T36276的试验方法，电池模块室温和高温能力保持与充放电能量恢复能力应符合下列规定：

- 1) 能量保持率不应小于 90%；
- 2) 充电能量恢复率不应小于 92%；
- 3) 放电能量恢复率不应小于 92%。

## 4.2.4 安全性能

### 4.2.4.1 过充电

按GB/T36276的试验方法，将电池模块充电至任一电池单体电压达到电池单体充电终止电压的1.5倍或时间达到1h，不应起火、不爆炸。

### 4.2.4.2 过放电

按GB/T36276的试验方法，将电池模块放电至时间达到90min或任一电池单体电压达0V，不应起火、不应爆炸。

### 4.2.4.3 短路

按GB/T36276的试验方法，将电池模块正、负极经外部短路10min，不应起火、不应爆炸。

### 4.2.4.4 挤压

按GB/T36276的试验方法，将电池模块挤压至变形量达到30%或挤压力达到13kN±0.78kN，不应起火、不应爆炸。

### 4.2.4.5 跌落

按GB/T36276的试验方法，将电池模块正极或负极端子朝下从1.2m高度处自由跌落到水泥地面上1次，不应起火、不应爆炸。

### 4.2.4.6 热失控扩散

按GB/T36276的试验方法，将电池模块中特定位置电池单体触发达到热失控的判定条件，不应起火、不应爆炸。

## 4.2.5 绝缘性能

按GB/T36276的试验方法,按标称电压计算,电池模块正、负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻均不应小于1000Ω/V。

#### 4.2.6 耐压性能

按GB/T36276的试验方法,在电池模块正负极与外部裸露可导电部分之间施加相应的电压,不应发生击穿或闪络现象。

#### 4.2.7 运行环境

按GB/T36276的规定,储存电池时应符合下列规定:

- 1) 环境温度: 5℃~45℃;
- 2) 空气湿度: 不大于 90%。

### 4.3 全钒液流电池

#### 4.3.1 单元电池系统电堆电压一致性

单元电池系统充满电后静置30min,测量单元电池系统各电堆的静态开路电压,各电堆之间静态开路电压最大值、最小值与平均值的差值应分别不超过±2%。

#### 4.3.2 单元电池系统能量效率

按GB/T32509的试验方法,单元电池系统能量效率应大于65%。

#### 4.3.3 单元电池系统能量保持能力

按GB/T32509的试验方法,单元电池系统能量保持率应大于90%。

#### 4.3.4 单元电池系统安全性

全钒液流电池安全性应符合下列规定:

- 1) 按 GB/T32509 的试验方法,氧气体积分数应低于 2%;
- 2) 用绝缘电阻测试仪测量电池系统正负极接口对地之间的绝缘电阻不应小于 1MΩ;
- 3) 按 GB/T32509 的试验方法,电池系统可正常运行,应具有过充电保护措施;
- 4) 按 GB/T32509 的试验方法,电池系统可正常运行,应具有过放电保护措施;
- 5) 应符合 GB/T34866 的规定。

### 4.4 电池管理系统

#### 4.4.1 一般要求

- 1) 电池管理系统拓扑配置应与储能变流器拓扑、电池成组方式匹配和协调,并对电池运行状态优化控制和管理;
- 2) 电池管理系统功能实现层级应由电池管理系统拓扑配置确定,宜分层就地实现;
- 3) 电池管理系统应具备对时、时间记录、存储、故障录波、显示等功能。

#### 4.4.2 功能要求

##### 4.4.2.1 测量功能

电池管理系统应实时测量电池电压、电池温度、串联回路电流、绝缘电阻等参数。状态参数测量精度应符合下列规定：

- 1) 电流采样分辨率宜根据电池能量和充放电电流确定，测量误差不应大于 $\pm 0.2\%$ ，采样周期不应大于 50ms；
- 2) 电池电压测量误差不应大于 0.3%，采样周期不应大于 200ms；
- 3) 温度采样分辨率不应大于 1℃，测量误差不应大于 $\pm 2\%$ ，采样周期不应大于 5ms。

#### 4.4.2.2 计算功能

电池管理系统应计算充放电能量(W·h)，具备准确估测电池组荷电状态、动态监测、工作状态、电池间均衡等功能。能量计算误差不应大于 3%，计算更新周期不应大于 3s。

#### 4.4.2.3 信息交互功能

电池管理系统应具备内部信息收集和交互功能，应将电池信息上传监控系统和储能变流器。

#### 4.4.2.4 故障诊断功能

电池管理系统应监测电池运行状态，诊断电池和电池管理系统本体异常运行状态，上传相关告警信号至监控系统和储能变流器。

#### 4.4.2.5 电池的保护功能

电池管理系统应就地和远程对电池运行参数、报警、保护定值设置，并应具备电池保护功能，应能发出告警信号或跳闸指令，实施就地故障隔离。

### 4.5 储能变流器

储能系统功率转换系统宜根据系统容量选取不同的拓扑。小容量系统可选取两电平、三电平拓扑。大容量储能系统可选取级联 H 桥拓扑 (Cascaded Multilevel Converter, CMC)、模块化多电平拓扑 (Modular Multilevel Converter MMC) 等级联型多电平拓扑。

#### 4.5.1 储能变流器分类

##### 4.5.1.1 单极式电池储能

变换器工作在整流状态时，应为储能电池组充电，变换器工作在逆变状态时，储能电池应放电。

##### 4.5.1.2 双极式电池储能

双极式电池储能宜包括双向DC-AC变换器和双向DC-DC变换器，双向DC-DC变换器应对电压升降压转换适应电压等级要求，双向DC-AC变换器应与电网相连，实现电能转换。

##### 4.5.1.3 模块化多电平储能

模块化多电平储能应将电池储能技术与多电平技术相结合。

#### 4.5.2 功能要求

储能变流器应具有充放电功能、有功功率控制功能、无功功率调节功能和并/离网切换功能。

注：并/离网切换功能只针对具备并网和离网运行模式的储能变流器。

#### 4.5.3 性能要求

4.5.3.1 效率

按GB/T34133的试验方法，在额定运行条件下，储能变流器整流效率和逆变效率均不应低于94%。

注：计算以上效率时，不含隔离变压器损耗。

4.5.3.2 损耗

按GB/T34133的试验方法，储能变流器待机损耗不应超过额定功率的0.5%，空载损耗不应超过额定功率的0.8%。

注：计算以上损耗时，不含隔离变压器损耗。

4.5.3.3 过载能力

按GB/T 34133的试验方法，储能变流器交流侧电流在110%额定电流下，持续运行时间不应少于10min；储能变流器交流侧电流在120%额定电流下，持续运行时间不应少于1min。

4.5.3.4 功率控制精度

按GB/T34133的试验方法，储能变流器输出大于额定功率的20%时，功率控制精度不应超过5%。

4.5.3.5 功率因数

按GB/T34133的试验方法，并网运行模式下，不参与系统无功调节时，储能变流器输出功率大于额定输出功率的50%时，平均功率因数不应小于0.98。

4.5.3.6 绝缘耐压

1) 绝缘电阻

在环境温度不低于5℃，相对湿度不大于80%条件下，储能变流器独立电路与外露可导电部分之间，以及与独立电路之间的绝缘电阻不应小于1MΩ，试验电压应符合表1的规定。

表1 绝缘电阻试验电压等级

单位：伏

| 额定绝缘电压等级 $U_N$             | 绝缘电阻表电压 |
|----------------------------|---------|
| $U_N \leq 60$              | 250     |
| $60 < U_N \leq 250$        | 500     |
| $250 < U_N \leq 1\,000$    | 1\,000  |
| $1\,000 < U_N \leq 1\,500$ | 2\,500  |

2) 介质强度

在正常试验大气条件下，储能变流器应承受频率为50Hz，历时1min的工频交流电压或等效直流电压，试验过程中应保证不击穿，不飞弧，漏电流小于20mA；试验电压均方根值应符合表2的规定，试验过程中任一被试电路施加电压时，其余电路等电位应互联接地。

表2 介质强度试验电压等级

单位：伏

| 额定电压 $U_N$                                                | 试验电压  |
|-----------------------------------------------------------|-------|
| $U_N \leq 60$                                             | 1 000 |
| $60 < U_N \leq 300$                                       | 2 000 |
| $300 < U_N \leq 690$                                      | 2 500 |
| $690 < U_N \leq 800$                                      | 3 000 |
| $800 < U_N \leq 1\,000$                                   | 3 500 |
| $1\,000 < U_N \leq 1\,500$                                | 3 500 |
| 注：整机介质强度按上述指标只能试验一次。用户验收产品时如需要进行介质强度试验，应将上列试验电压降低 25% 进行。 |       |

## 3) 电气间隙和爬电距离

储能变流器带电电路之间以及带电部分、导电部分和接地部件之间的电气间隙和爬电距离应符合 GB/T251.1 的规定。

## 4) 噪声

在距离设备水平位置 1m 处，噪声不应大于 55 分贝。

## 5) 外壳防护等级

外壳防护等级应符合 GB/T4202 的规定。防护等级不应低于 IP20。

## 4.6 储能管理系统

## 4.6.1 储能单元

## 4.6.1.1 运行环境

储能元件运行环境应符合下列规定：

- a) 环境温度：5℃~45℃；
- b) 相对湿度：≤95%；
- c) 大气压强：86kPa~106kPa。

## 4.6.1.2 初始充放电能量

储能元件初始充放电能量应符合下列规定：

- a) 初始充电能量不应小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不应小于额定放电能量；
- c) 能量效率不应小于 90%。

## 4.6.2 安全性能

## 4.6.2.1 过充电

储能元件按 0.25 倍额定充电功率连续充电 160h，储能元件不应鼓胀、起火、爆炸和漏液。

## 4.6.2.2 过放电

储能元件按 0.8 倍额定放电功率连续放电 30d，储能元件不应鼓胀、不起火、不爆炸和不漏液。

## 4.6.2.3 阻燃能力

储能元件阻燃能力，水平级应符合GB/T 2408中HB级材料的规定；垂直级应符合V-0级材料的规定。

#### 4.6.2.4 耐压性能

储能元件漏电流不应大于1mA，不应发生绝缘击穿或闪络现象。

#### 4.6.2.5 绝缘性能

蓄电池绝缘性能的较小值不应小于500Ω/V，正负极接口分别对金属外壳的绝缘性能，按设备标称电压计算不应小于500Ω/V。

### 4.6.3 储能管理系统

#### 4.6.3.1 监控功能

储能系统监控组态应具备下列检测功能：

- a) 电压、电流、输入功率、输出功率；
- b) 通讯状态、充电状态、放电状态、能量状态、荷电状态、绝缘状态；
- c) 充电终止电压设定值、放电终止电压设定值、告警电压设定值、告警电流设定值、保护电压设定值、保护电流设定值、蓄电池单体电压极差、蓄电池单体温度极差和异常告警状态等。

#### 4.6.3.2 过压充电告警保护功能

储能系统中任一蓄电池单体的电压分别达到充电告警电压限值和充电保护电压限值时，储能管理系统应分别发出过压充电告警信息和过压充电保护信息。

#### 4.6.3.3 过流充电告警保护功能

储能系统中任一回路电流分别达到充电告警电流限值和充电保护电流限值时，储能管理系统应分别发出过流充电告警信息和过流充电保护信息。

#### 4.6.3.4 欠压放电告警保护功能

储能系统中任一蓄电池单体的电压分别达到放电告警电压限值和放电保护电压限值时，储能管理系统应分别发出欠压充电告警信息和欠压充电保护信息。

#### 4.6.3.5 过流放电告警保护功能

储能系统中任一回路电流分别达到放电告警电流限值和放电保护电流限值时，储能管理系统应分别发出过流放电告警信息和过流放电保护信息。

#### 4.6.3.6 过温告警保护功能

储能系统中任一蓄电池单体的温度分别达到告警温度限值和保护温度限值时，储能管理系统应分别发出过温告警信息和过温保护信息。

#### 4.6.3.7 短路保护功能

储能系统应具有短路保护装置。

#### 4.6.3.8 通信功能

储能管理系统通信网络宜采用以太网连接，并具备与其它系统数据交换的接口。

## 5 选址、规划和勘察

## 5.1 选址

光储发电站储能系统选址应具备水源、电源、交通、电网接入等条件，空气环境、灌溉水质、土壤环境应符合GB 3095、GB 5084和GB 15618的规定。

## 5.2 规划

### 5.2.1 概述

5.2.1.1 通过交流侧耦合的储能系统接入电力系统设计应以电力、电量和电网规划为依据。

5.2.1.2 光储发电站规划应明确储能系统生命周期。

5.2.1.3 储能系统设计应做到经济合理、运行灵活、接线简单方便、远期和近期相结合。

5.2.1.4 通过交流侧耦合储能系统接入电网的电压等级应根据光伏电站额定容量、电气主接线和当地电网情况，并按储能系统功能定位、建设规模等，经技术经济比较确定。

5.2.1.5 储能系统规划设计应包含储能电池比选、变流器(PCS)比选、一次系统方案、二次保护监控方案、系统布置方案等。

5.2.1.6 光储发电站接入系统设计应包括储能接入电气一次和电气二次。并应符合下列要求：

- a) 电气一次：应研究论证电压等级、出线回路数等接入系统方案，确定光储发电站电气主接线方案及有关电气设备参数；
- b) 电气二次部分：应确定系统继电保护、安全稳定控制装置、调度自动化和通信系统等。

### 5.2.2 电气一次

5.2.2.1 现状分析应包括下列内容：

- a) 输配电网概况，近区电网与周边电网的送、受电情况；
- b) 新能源和储能配置等电源规模及电源结构、电源发展规划和电网发展规划；
- c) 电力需求预测、用电量、负荷水平和负荷特性；
- d) 光储发电站光伏限发弃光率及出力特性分析。

5.2.2.2 电力电量平衡计算应符合下列规定：

- a) 根据设计实际情况，选择全网、省级或地区系统电力电量平衡计算；
- b) 光储发电站投产前一年至设计水平年逐年和展望年的电力平衡计算，分析储能电源建设容量；
- c) 根据系统实际情况，分析系统调峰、调频需求，对调峰、调频平衡计算。

5.2.2.3 储能设计应符合下列规定：

- a) 明确站址位置、环境条件、本期和远期规模、前期工作进展、建设进度及投产时间等；
- b) 确定储能系统配置方案、运行方式、设计效率和调节性能等；
- c) 光储发电站储能电池容量配置应根据当地太阳能资源、气象条件、光伏方阵安装容量、负载用电负荷、电池使用环境温度以及电池设计寿命期容量衰减等因素确定；
- d) 分析近期、远期扩建方案，说明光储发电站在系统中的地位和作用等；

- e) 分析设计储能系统对提升电网安全稳定性能和促进新能源消纳等的作用；
- f) 分析设计光储发电站接入电网公共连接点处的电能质量应符合设计要求。

#### 5.2.2.4 接入系统总体方案应符合下列规定：

- a) 根据设计光储发电站接入电网情况、负荷分布情况，光储发电站规模、配置方案、输出路径走廊条件等因素，阐述方案的安全性、稳定性和经济性；
- b) 提出设计光储发电站接入系统电压等级和接入系统比较方案。经技术经济比较，提出最优方案；
- c) 设计方案应符合 DL755 规定的安全稳定标准；
- d) 提出主要结论及推荐意见，对推荐方案的接入系统线路路径，开展踏勘规划选线。

#### 5.2.2.5 电气计算宜包括下列内容：

- a) 潮流计算：根据光储发电站运行模式和电网峰谷时间确定方案是否满足正常与事故情况下充放电需求；
- b) 稳定分析：分析光储发电站对提高电网稳定性能作用；
- c) 应按最大运行方式和最小运行方式对短路电流计算；
- d) 无功平衡和调压计算：提出无功配置方案，确定调压方式，确定光储发电站功率因数。

#### 5.2.2.6 附图应包括下列内容：

- a) 电网地理现状接线图；
- b) 光储发电站建成后的电网地理接线图；
- c) 光储发电站接入系统方案比较图；
- d) 推荐方案典型运行方式潮流图。

### 5.2.3 电气二次

#### 5.2.3.1 系统继电保护应包括下列内容：

- a) 依据光储发电站接入系统继电保护现状，光储发电站接入后对电网现有保护的影响，确定系统继电保护配置方案；
- b) 提出与光储发电站相关的线路保护、母线保护、防孤岛保护、自动重合闸、故障录波器等配置方案；
- c) 光储发电站故障信息管理系统配置情况，提出工程子站配置方案；
- d) 提出通道使用方案，继电保护对通信通道的技术要求，包括传输时延、带宽和接口方式等；
- e) 提出对电压互感器、电流互感器及直流电源等的技术要求。

#### 5.2.3.2 调度自动化及通信应包括下列内容：

- a) 根据调度要求，提出光储发电站远动系统配置方案，明确技术要求及远动信息采集和传输要求；
- b) 明确电能量采集处理装置配置方案，提出电能量信号传送及通道配置要求；
- c) 根据系统调度运行对光储发电站自动频率控制和自动电压控制的功能要求，提出设备配置方案及功能技术要求；
- d) 分析设计光储发电站在网络中的作用和地位，提出本工程调度数据通信网络接入设备配置要求、网络接入方案和通道配置方案；
- e) 提出二次系统安全防护设备配置方案；
- f) 提出调度通信要求。经技术经济比较提出推荐方案和通信通道；
- g) 提出通信机房、电源和机房动力环境监视系统等的设计原则；

h) 光储发电站储能系统调度自动化及通信宜与光伏电站合并。

#### 5.2.3.3 安全稳定控制装置应包括下列内容：

- a) 光储发电站有关的安全稳定控制装置，并分析存在的问题；
- b) 明确光储发电站是否配置安全自动装置，并提出初步配置方案及投资估算；
- c) 根据系统对光储发电站提供事故后紧急支撑的需求，配置功率控制策略；
- d) 提出安全稳定控制系统对通信通道的技术要求，包括传输时延、带宽和接口方式等。

#### 5.2.3.4 附图应包括下列内容：

- a) 光储发电站接入系统继电保护配置图；
- b) 光储发电站相关的光纤通信现状图；
- c) 光储发电站至各级调度端调度通道组织图。

### 5.3 勘察

工程选址地质勘察应按GB 50021和GB 50026执行。

## 6 设计

### 6.1 电气设计

#### 6.1.1 一般要求

- 6.1.1.1 光储发电站接入电网应符合电网企业的有关技术要求。
- 6.1.1.2 光储发电站应具有并网保护功能，应安装计量装置。
- 6.1.1.3 光储发电站储能系统站用变压器宜单独配置。
- 6.1.1.4 新建光储发电站储能系统应与光伏发电站同步建设，交流侧耦合储能系统宜与光伏电站升压站合并、分区布置。
- 6.1.1.5 并网变流器等控制器表面不得放置其他电气设备或堆放杂物。
- 6.1.1.6 独立光伏发电系统储能设计应符合GB 50797和51048 的规定。

#### 6.1.2 并网要求

##### 6.1.2.1 接入电网应符合下列规定：

- a) 储能系统并网点稳态电压在额定电压的 85%~110%时，储能系统应正常运行；
- b) 储能系统并网点频率为 49.5Hz~50.2Hz 时，储能系统应正常运行；
- c) 储能系统应在并网前向电网企业提供设备检测报告，该报告应由具备相应资质的机构提供，检测应包括下列内容：
  - 1) 功率控制与电压调节；
  - 2) 电能质量；
  - 3) 运行适应性；
  - 4) 安全与保护功能。

##### 6.1.2.2 电气一次设备选择

- a) 6~35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜配置形式，也可采用户外装配式配电装置；
- b) 光储发电站开关站配电装置设计应符合 DL/T 5352 和 GB 50060 的规定。

### 6.1.3 防雷与接地

6.1.3.1 光储发电站防雷接地应统一规划，防止和减少雷电对光储发电站造成人身伤害和设备损坏。

6.1.3.2 光储发电站防雷设计应按光伏发电及储能系统容量、当地雷电资料、土壤地质条件和雷电灾害风险区划等因素，分析经济和安全风险确定，并应符合防雷与接地验收标准。

6.1.3.3 光储发电站防雷设计应与工作接地、保护接地统一规划。宜采用共用接地，共用接地网工频接地电阻值应符合设备对最小工频接地电阻值的要求。

### 6.1.4 电气设备布置

光储发电站电气设备布置应符合GB 50060的规定。对于10kV及以下电池储能系统布置还应符合GB 50053的规定。

### 6.1.5 电缆

6.1.5.1 电缆导体材质、绝缘类型、绝缘等级、护层类型和导体截面等应符合GB 50217的规定。

6.1.5.2 动力电缆宜与控制电缆和通讯电缆分开排列、敷设。

6.1.5.3 电缆线路设计应符合防火要求，应采用阻燃电缆。

6.1.5.4 当蓄电池引出线为电缆时，正负极引出线应分别采用单芯电缆。

6.1.5.5 电缆敷设应与供排水系统的距离在3m以上。

### 6.1.6 数据监控系统

6.1.6.1 光伏储能设施应设置数据监控系统，实时对光伏发电系统与发电量计量统计、光伏系统运行情况和环境、温度、湿度、光照、风速监控，并将实时数据传输到控制室。

6.1.6.2 光伏储能设施数据监控系统供电电源应稳定可靠，应设置不间断电源。

6.1.6.3 光伏储能设施应安装环境监测仪，可与光伏电站合用。

### 6.1.7 机房要求

光伏发电系统机房形式应根据光伏方阵规模、布置形式、建筑物分布、周围环境条件和用电负荷等因素确定，并应符合下列要求：

- a) 配变电室、控制机房宜与建（构）筑物中既有或新建的配变电室合并；
- b) 组串式逆变器布置宜靠近光伏方阵，集中式逆变器布置应在专用房屋内；
- c) 配电装置和控制柜布置，应便于设备操作、搬运、检修和试验；
- d) 配电室设计应符合GB 50059的规定；
- e) 机房建筑设计应符合JGJ 16的规定。

### 6.1.8 电气二次

#### 6.1.8.1 一般要求

储能系统保护应符合可靠性、选择性和速动性要求，并网后的技术条件应符合GB/T 14285和DL/T584的规定。

#### 6.1.8.2 电压保护

储能系统并网点电压超过表3的规定时，应按表3的规定停止向电网送电。

表3 并网点电压

| 并网点处电压 ( $U_N=0.4\text{kV}$ 、 $10\text{kV}$ )        | 时间             |
|------------------------------------------------------|----------------|
| $135\%U_N \leq U$ 或 $U < 50\%U_N$                    | 停止送电时间不超过 0.2s |
| $50\%U_N \leq U < 85U_N$ 或 $110\%U_N < U < 135\%U_N$ | 停止送电时间不超过 2s   |

### 6.1.8.3 频率保护

储能系统接入0.6kV或10kV的电网，当并网点频率大于50.2Hz或小于49.5Hz时，应在0.2s内停止向电网送电。

### 6.1.8.4 线路保护

储能系统接入10kV及以上电网时，并网线路可采用两段式电流保护，必要时应加装方向元件。当采用两段式保护不符合可靠性和选择性要求时，应采用距离保护或光纤电流差动保护。

## 6.1.9 电能质量

6.1.9.1 光储发电站接入公共连接点的谐波注入电流应符合GB/T14549的规定。

6.1.9.2 光储发电站接入公共连接点的间谐波应符合GB/T24337的规定。

6.1.9.3 光储发电站接入公共连接点的电压偏差应符合GB/T12325的规定。

6.1.9.4 光储发电站接入公共连接点的电压波动和闪变值应符合GB/T12326的规定。

6.1.9.5 光储发电站接入公共连接点的电压不平衡度应符合GB/T15543的规定。

## 6.1.10 监控系统

6.1.10.1 储能系统应配置监控系统。

6.1.10.2 监控系统应实现对储能系统遥测、遥信、遥调和遥控等远动功能，协调储能系统，并具有与上级管理监控系统交换信息能力。

6.1.10.3 监控系统可由站控层、间隔层和网络设备等构成，并用分层、分布、开放式网络系统实现连接。

6.1.10.4 监控系统站控层和间隔层设备宜分别按远景规模和实际建设规模配置。

6.1.10.5 监控系统通信网络宜采用以太网。

6.1.10.6 监控系统宜设置时钟同步系统，并应符合系统配置要求。

6.1.10.7 监控系统应具有与相关系统数据交换的接口。

## 6.1.11 电能计量

6.1.11.1 储能系统接入电力系统前，应明确上网电量和储能电量计量点，计量点宜设置在储能系统产权分界点。

6.1.11.2 每个计量点均应装设电能计量装置，设备配置和技术要求应符合DL/T 5137的有关规定。电能计量装置应至少具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议应符合DL/T 645的规定。

6.1.11.3 储能系统采集信息应接入电能信息采集系统。当采用智能电能计量装置时，技术性能应符合智能电能计量装置的要求。

6.1.11.4 电能计量装置分类及准确度选择应符合DL/T 448的规定。

## 6.1.12 通信

6.1.12.1 光储发电站应具备与上级管理部门之间数据通信能力。光储发电站系统通信应符合管理监控和数据通信等业务对通道的要求。

6.1.12.2 光储发电站应根据地区电力通信网现状，地区电力系统通信规划确定系统通信方式，优先采用光纤通信。

6.1.12.3 通信装置应具有可扩展性，方便未来新的通讯信息和接口元件接入。

6.1.12.4 通信系统业务承载应符合电力二次系统安全防护有关规定。

### 6.1.13 光储联合发电系统配比

光储联合发电系统容量配比应根据平滑功率输出、跟踪计划出力、系统削峰填谷等模式，经技术经济比较确定。

- a) 当光储联合发电系统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；
- b) 当光储联合发电系统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；
- c) 当光储联合发电系统参与系统调频时，储能系统配置的最大功率不宜小于光伏发电安装总功率的 20%；
- d) 当光储联合发电系统采用削峰填谷模式，储能系统应根据电网要求，经优化分析确定。

## 6.2 土建和采暖通风设计

### 6.2.1 一般要求

6.2.1.1 光伏储能设施宜采用钢结构、砌体结构或混凝土结构。钢结构设计应符合GB 50017的规定。砌体结构设计应符合GB 50003的规定，混凝土结构设计应符合GB 50010的规定。

6.2.1.2 承重结构应按承载能力极限状态和正常使用极限状态设计。

6.2.1.3 光伏发电系统设计应与光伏储能设施结构设计密切配合，结构设计应符合储能生产与光伏发电要求。

6.2.1.4 结构安全等级应为三级，其它特殊建筑钢结构安全等级应根据具体情况确定。

6.2.1.5 结构自重、施工或检修集中荷载、光伏储能设施雪荷载等级应符合GB 50009的规定。悬挂荷载按实际情况取用。

6.2.1.6 荷载效应组合应符合下列规定：

- a) 屋面活荷载不与雪荷载同时计及，应取两者中的最大值；
- b) 施工或检修集中荷载不与屋面材料或檩条自重以外的其他荷载同时计及。

### 6.2.2 安全性

光伏储能设施结构及其构件安全性设计应符合GB 50068的规定。

### 6.2.3 耐久度

光伏储能设施金属零部件应采取防腐及防锈措施，材料设计使用寿命不应小于25年。

### 6.2.4 稳定性

光伏储能设施结构及其构件应具有足够的稳定性，在允许荷载作用下不得发生失稳现象。

### 6.2.5 完整性

光伏储能设施应具有总体完整性，因外力作用局部损坏时，结构作为一个整体应保持稳定，防止发生连续倒塌效应。

## 6.2.6 建筑

6.2.6.1 光储发电站建筑物除应符合运行管理及设备工艺要求外，还应符合当地规划、环保、消防、节能等要求，并应与周围环境协调。

6.2.6.2 站区建筑物应合理规划，有效控制建筑面积，提高建筑面积利用系数，宜采用联合建筑，节省建筑占地。

6.2.6.3 屋面防水等级应根据建筑物性质、重要程度、使用功能要求确定，宜采用I级防水。屋面排水宜采用有组织排水，结构找坡，坡度不应小于3%。

6.2.6.4 电池组、交直流柜等设备，且应避免阳光直射，外墙窗应采取防阳光直射措施。

## 6.2.7 结构

6.2.7.1 光储发电站建筑物宜根据建筑物重要性、安全等级、设防标准、地质条件等要求采用钢筋混凝土结构、砌体结构和钢结构等型式。

6.2.7.2 光储发电站建筑结构设计使用年限应按GB 50068确定，宜采用50年。

6.2.7.3 结构设计应根据使用过程中在结构上可能同时出现的荷载，按承载能力极限状态和正常使用极限状态分别对荷载效应组合，并应取各自最不利效应组合设计。

6.2.7.4 光储发电站建筑物结构安全等级应为二级。

6.2.7.5 跨度大于15m的屋面梁宜采用预应力钢筋混凝土结构或钢-混凝土组合结构，也可采用钢屋架。

6.2.7.6 钢筋混凝土受弯构件最大挠度应按荷载标准永久组合，预应力混凝土受弯构件最大挠度应按荷载标准组合，并均应对荷载长期作用影响计算，最大挠度限值应符合GB 50010的有关规定。

6.2.7.7 钢结构承重构件挠度容许值应按GB50017确定，必要时应预起拱。

6.2.7.8 光储发电站建筑结构应符合沉降标准。

## 6.2.8 供暖通风与空气调节

6.2.8.1 光储发电站供暖、通风与空气调节设计应符合GB 50019和GB 50016的规定。

6.2.8.2 位于严寒地区或寒冷地区的光储发电站，应设置供暖设施。

6.2.8.3 对于在室内释放爆炸危险气体的储能电池，应设置防爆通风设备，防爆风机也可兼作平时通风用。

6.2.8.4 锂电池室通风采暖应避免温度分层现象，室内上下层空气温差不宜超过6℃。

6.2.8.5 光储发电站内二次设备室及其他工艺、设备要求的房间宜设置空气调节系统。空调房间的室内温、湿度应符合工艺要求，工艺无特殊要求时，夏季设计温度宜为26℃~28℃，冬季设计温度宜为18℃~20℃，相对湿度不宜高于70%。

6.2.8.6 光储发电站内的配电装置室夏季室内温度不宜高于40℃，通风系统进排风设计温差不应超过15℃。

6.2.8.7 电气设备房间内不应布置蒸汽管及与该设备间无关的热水管道或空调水管。

## 6.3 给排水设计

### 6.3.1 给水系统

6.3.1.1 在非饮用水管道上接出水嘴或取水短管时，应采取防止误饮误用的措施。

6.3.1.2 室外明设的给水管道，应避免受阳光直接照射；聚氯乙烯给水管还应采取保护措施；冬季应做保温层，保温层外壳应密封防渗。

6.3.1.3 给水管道应按设计要求埋置地下不冻层，保证冬季正常使用。

6.3.1.4 给水管道应按设计要求远离电力电缆以及电气设备检修通道3m以上。

### 6.3.2 排水系统

6.3.2.1 排水管布置应根据电站规划、地形标高、排水流向，按管线短、埋深小、自流排出的原则确定。

6.3.2.2 排水管道最小覆土深度应根据道路行车等级、管材受压强度、地基承载力、冻土深度等因素经计算确定，并应符合下列要求：

- a) 光伏发电站干道下的排水管道，覆土深度应在冻土层以下，并应符合作业车辆承压要求；
- b) 生活污水接户管道埋设深度不宜小于 1m；
- c) 当采用埋地聚氯乙烯管道时，排水管埋设深度可不高于土壤冰冻线以上 0.5m；
- d) 排水管道与电力电缆距离应符合设计要求，并不应小于 3m；
- e) 贮水箱（池）的泄水管和溢流管不得与污废水管道系统直接连接，应采取间接排水方式。

### 6.3.3 雨水系统

6.3.3.1 光伏储能设施屋面雨水应排至雨水管渠或地面。

6.3.3.2 设计暴雨强度应按当地或相邻地区暴雨强度公式计算确定。

6.3.3.3 雨水排水设施应分析对光伏组件、电气设备、电力电缆和光伏储能设施的影响。

6.3.3.4 光伏发电站应采用雨水、雪水回收利用。

## 6.4 消防及火灾报警设计

### 6.4.1 消防设计

6.4.1.1 建筑物消防设计应符合GB 50016的有关规定。

6.4.1.2 站区消防水源应有可靠保证，消防给水量应按火灾最大一次室内和室外消防用水量之和计算。

6.4.1.3 建筑物耐火等级不低于二级且建筑体积不大于 300m<sup>3</sup>的戊类厂房，居住区人数不超过 500 人且建筑层数不超过两层的居住区，可不设置室外消火栓系统。

6.4.1.4 建筑物灭火器配置应符合GB 50140的有关规定。

6.4.1.5 全钒液流及锂电池室应设置干粉灭火器或消防沙箱。当单个房间内电池占地面积不小于200m<sup>2</sup>时，宜增设气体灭火系统。

6.4.1.6 储能电池室、配电装置室的门应向疏散方向开启，当门外为公共走道或其他建筑物的房间时，该门应采用乙级防火门。

6.4.1.7 继电器室、配电装置室和通信机房等防火设计应按GB 50229执行。

6.4.1.8 采暖区域内严禁采用明火取暖。当发生火灾时，通风及空调系统应自动停止运行。

### 6.4.2 火灾报警设计

6.4.2.1 消防控制室应与主控制室合并设置。

6.4.2.2 光储发电站应在火灾易发生部位设置火灾探测器，并应符合GB 50229的有关规定。

6.4.2.3 火灾探测及消防报警设计应符合GB 50116的规定。

## 6.5 环境保护与水土保持

### 6.5.1 环境保护

蓄电池环境保护应符合GB 30484 的规定。

## 6.5.2 水土保持

6.5.2.1 储能系统设计与建设应符合水土保持验收规定，对可能产生的水土流失，应采用防治措施。

6.5.2.2 储能系统水土保持应结合工程设计采取临时弃土防护、挡土墙、护坡设计以及风沙区的防沙固沙等工程措施。

## 7 施工、调试和验收

### 7.1 一般要求

7.1.1 光储发电站设备施工应实行全过程安全监察，施工验收应按有关标准执行。

7.1.2 光储发电站建筑物应符合国家现行标准及设计规定。

7.1.3 光储发电站设备应符合国家现行标准的规定。

7.1.4 电池设备安装前保管期限可由供需双方协商确定。

### 7.2 施工条件

7.2.1 施工应有经批准的施工设计文件、图纸以及设备出厂文件、图纸，并附有主要设备、材料产品合格证明文件等。

7.2.2 施工单位应制定施工组织、安全、技术措施计划，并应符合国家现行标准的规定，并经规定的程序批准。

7.2.3 施工前应对施工人员交底，施工人员应熟悉作业过程、工艺要求及安全注意事项等。

### 7.3 设备调试

设备调试应制定调试方法、评价工具及可靠性指标。设备调试应按分系统、整体系统分别调试和整组启动试运行的顺序，并应符合设计要求。

### 7.4 设备验收

#### 7.4.1 设备验收应分出厂验收、现场验收和竣工验收。

7.4.1.1 出厂验收宜包括装置或系统出厂前软硬件检查、系统功能测试和稳定性测试等内容。

7.4.1.2 现场验收宜包括装置或系统现场外观和功能检查，以及与相关装置连接后的功能测试。

7.4.1.3 竣工验收宜包括系统整体功能测试与性能评估。竣工验收应由业主组织实施，设计、施工、调试单位、主设备供应商和运行管理等单位参加。竣工验收可参照 DL/T 782 执行。

#### 7.4.2 测试要求

每个测试项目均应有完整的测试计划，明确初始条件，测试过程，并对测试结果评估。

#### 7.4.3 技术资料

验收时应提供装置或系统技术资料，宜包括控制系统组态软件、验收报告、系统用户手册、安装调试记录等资料。

全国团体标准信息平台

