

# 光伏电站接入电力系统设计规范 (GB/T 50866-2013)

## 1 总则

1.0.1 为规范光伏电站接入电力系统设计,保障光伏电站和电力系统的安全稳定运行,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于通过35kV(20kV)及以上电压等级并网以及通过10kV(6kV)电压等级与公共电网连接的新建、改建和扩建光伏电站接入电力系统设计。

1.0.3 光伏电站接入系统设计应从全局出发,统筹兼顾,按照建设规模、工程特点、发展规划和电力系统条件合理确定设计方案。

1.0.4 光伏电站接入系统设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

## 2 术语

### 2.0.1 并网点 point of interconnection (POI)

对于有升压站的光伏发电站,指升压站高压侧母线或节点。

对于无升压站的光伏发电站,指光伏发电站的输出汇总点。

### 2.0.2 低电压穿越 low voltage ride through (LVRT)

当电力系统事故或扰动引起光伏电站并网点的电压跌落时,在一定的电压跌落范围和时间间隔内,光伏电站能够保证不脱网连续运行的能力。

### 2.0.3 孤岛 islanding

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。孤岛可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。

### 2.0.4 非计划性孤岛 unintentional islanding

非计划、不受控地发生孤岛。

### 2.0.5 计划性孤岛 intentional islanding

按预先配置的控制策略,有计划地发生孤岛。

### 2.0.6 防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

### 2.0.7 T接方式 T integration

从现有电网中的某一条线路中间分接出一条线路接入其他用户的接入方式。

## 3 基本规定

3.0.1 光伏电站接入系统设计,在进行电力电量平衡、潮流计算和电气参数选择时,应充分分析组件类型、跟踪方式和辐照度光伏电站出力特性的影响。

3.0.2 在进行接入系统设计时,可根据需要同时开展光伏电站接入系统稳定性、无功电压和电能质量等专题研究。

3.0.3光伏电站采用T接方式,在进行潮流计算、电能质量分析和继电保护设计时,应充分分析T接方式接人与专线接人的不同特点对电力系统的影响。

3.0.4光伏电站接人系统设计应采用效率高、能耗低、可靠性高、性能先进的电气产品。

#### 4接人系统条件

##### 4.1电力系统现况

4.1.1接人系统条件分析,应包括电力系统现况和发展规划分析,并应对光伏电站进行概况分析。

4.1.2接人系统设计应进行电力系统现况分析,分析内容应包括电源、负荷、电网现况。

4.1.3电源现况应包括装机规模及电源结构、发电量、年利用小时数、调峰调频特性等。

4.1.4负荷现况应包括最大负荷、全社会用电量、负荷特性等。

4.1.5电网现况应包括电网接线方式、与周边电网的送受电情况、光伏电站站址周边的变电站规模、相关电压等级出线间隔预留,以及扩建条件、线路型号及长度、线路走廊条件等。

##### 4.2电力系统发展规划

4.2.1接入系统设计,应根据国民经济及社会发展规划,以及历史用电负荷增长情况,对相关电网的负荷水平及负荷特性进行预测。

4.2.2接人系统设计,应概述相关电网的电源发展规划,电源发展规划应包括电力资源的分布与特点、新增电源建设进度、机组退役计划及电源结构等。

4.2.3接人系统设计,应概述相关电网的电网发展规划,电网发展规划应包括设计水平年和展望年的变电站布局及规模、电网接线方式、电力流向等。

##### 4.3光伏电站概述

4.3.1光伏电站概述应包括项目所在地理位置、环境条件、太阳能资源概况、规划规模、本期建设规模、前期工作进展情况、装机方案、设计年发电量、出力特性、建设及投产时间等内容。

4.3.2对于扩建光伏电站,除应遵守本规范第4.3.1条的要求外,还应说明现有光伏电站概况、扩建条件等。

#### 5一次部分设计

##### 5.1一般规定

5.1.1一次部分设计应包括电力电量平衡、建设的必要性及光伏发站在系统中的地位和作用、电压等级与接入电网方案、潮流计算安全稳定分析、短路电流计算、无功补偿、电能质量、方案技术经济分析和电气参数要求等内容。

5.1.2一次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964的有关规定。

##### 5.2电力电量平衡

5.2.1在电力平衡计算时,应根据负荷特性和光伏电站出力特性,列出各水平年最大负荷且光伏电站零出力及最大出力方式下电网的电力平衡表。各水平年的电力平衡宜按季或月进行分析。

5.2.2在电量平衡计算时,应列出相关电网各水平年的电量平衡表。

5.2.3电力电量平衡计算,应分析系统的调峰、调频能力,并应确定电网能够接纳光伏电站的电力。

### 5.3建设的必要性及其在系统中的地位和作用

5.3.1光伏电站建设的必要性应从满足电力需求、改善电源布局和能源消费结构、促进资源优化配置和节能减排等方面进行论述。

5.3.2根据电力电量平衡的结果,应分析光伏电站的电力电量消纳范围和送电方向,并应说明光伏电站在系统中的地位和作用。

5.3.3对光伏电站的规划容量、本期建设规模、装机方案、建设及投产时间,应从电力系统角度提出分析意见及合理化建议。

### 5.4电压等级与接入电网方案

5.4.1在进行接入电网方案设计时,应简要说明光伏电站本期工程投产前相关电压等级电网的接线方式和接入条件。

5.4.2光伏电站电压等级应根据建设规模、在电力系统中的地位和作用、接入条件等因素确定,并应在对提出的接入系统方案进行必要的电气计算和技术经济比较后,提出推荐方案。推荐方案应包括接入电压等级、出线方向、出线回路数、导线截面等。

### 5.5潮流计算

5.5.1潮流计算应包括设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式,检修运行方式以及事故运行方式,还应计算光伏电站最大出力主要出现时段的运行方式。

5.5.2潮流计算应分析典型方式下光伏出力变化引起的线路功率和节点电压波动,并应避免出现线路功率或节点电压越限。

5.5.3潮流计算应对过渡年和远景年有代表性的运行方式进行计算。

5.5.4通过潮流计算,应检验光伏电站接入电网方案,选择导线截面和电气设备的主要参数,选择调压装置、无功补偿设备及其配置。

### 5.6定计算分析

5.6.1对于通过35kV及以上电压等级接入电网的光伏电站,应通过稳定性分析,验算光伏电站接入是否满足电力系统稳定运行的要求,分析是否需要采取提高稳定性的措施。

5.6.2稳定性分析应进行暂态稳定计算,必要时应进行静态和动态稳定计算。

5.6.3稳定计算采用的正常运行方式,应为电网正常但光伏电站出力最大的运行方式。

5.6.4暂态稳定计算采用的故障型式,应符合现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755的有关规定,暂态稳定计算还应计算光伏电站出力突变下的系统稳定性。

5.6.5稳定计算中光伏电站的模型应能充分反映其暂态响应特性。

5.6.6光伏电站接入存在稳定性问题时,应开展安全自动装置专题研究,并提出解决稳定性问题的方案。

### 5.7短路电流计算

5.7.1短路电流计算应包括光伏电站并网点、附近节点本期及远景规划年最大运行方式的三相和单相短路电流。

5.7.2电气设备选型应满足短路电流计算的要求。

## 5.8无功补偿

5.8.1光伏电站的无功功率和电压调节能力应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964的有关规定。应通过技术经济比较,选择合理的无功补偿措施,包括无功补偿装置的容量、类型、控制方式和安装位置。

5.8.2光伏电站无功补偿容量的计算,应充分分析逆变器无功调节能力,以及汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗和充电功率等因素。

5.8.3光伏电站应配置无功功率控制系统或电压自动控制系统,并应充分利用光伏逆变器的无功调节能力。当逆变器的无功容量不能满足系统无功或电压调节需要时,应在光伏电站集中加装适当容量的无功补偿装置,必要时加装动态无功补偿装置。

## 5.9电能质量

5.9.1光伏电站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现行国家标准《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549,《电能质量公用电网间谐波》GB/T 24337,《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325,《电能

质量三相电压不平衡》GB/T 15543,《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326的有关规定。

5.9.2光伏电站应在并网点装设电能质量实时在线监测装置,所装设的电能质量监测装置应满足现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862的有关规定。

## 5.10方案技术经济分析

5.10.1方案技术经济分析应列出接入系统各方案投资估算表。投资估算表中应主要包括送出线路投资、对侧系统变电站投资、调度端接入投资等。当接入系统各方案升压站投资差异较大时,可

将差异部分一并列入,并应进行投资比较分析。

5.10.2方案技术经济分析应列出各接入系统方案技术经济综合比较表,主要包括消纳方向、方案近远期适应性、方案潮流分布等对系统运行的影响,以及投资估算等。

5.10.3方案技术经济分析应对接入系统各方案进行综合技术经济分析比较,并应提出推荐方案。

## 5.11电气参数要求

5.11.1光伏电站升压站或输出汇总点的电气主接线方式,应根据光伏电站规划容量、分期建设情况、供电范围、近区负荷情况、接入电压等级和出线回路数等条件,通过技术经济分析比较后确定。

5.11.2用于光伏电站的电气设备参数应符合下列要求:

1主变压器的参数应包括台数、额定电压、容量、阻抗、调压方式(有载或无励磁)、调压范围、连接组别、分接头以及中性点接地方式,并应符合现行国家标准《电力变压器选用导则》GB/T 17468,《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451,《电力变压器能效限值及能效等级》GB 24790的有关规定。

2无功补偿装置性能以及逆变器的电能质量、无功调节能力、低电压穿越能力等,应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964的有关规定。

## 6二次部分设计

### 6.1一般要求

6.1.1二次部分设计应包括系统继电保护、自动控制装置、电力系统自动化、电能量计量装置及电能量远方终端、通

信系统设计。

6.1.2 二次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964的有关规定。

## 6.2 系统继电保护

6.2.1 光伏电站应按现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285的有关要求配置专用的继电保护装置。

6.2.2 光伏电站专用送出线路应按双侧电源线路配置保护。

6.2.3 当光伏电站送出线路为T接方式时,光伏电站升压站侧应配置线路保护装置。

6.2.4 光伏电站送出线路相邻线路现有保护应进行校验,当不满足要求时,应重新配置保护。

## 6.3 自动控制装置

6.3.1 光伏电站送出线路宜配置重合闸,故障切除后电网侧应实现检无压重合,光伏电站侧应实现检同期重合。

6.3.2 光伏电站应配置独立的防孤岛保护,防孤岛保护应与线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合。

6.3.3 有计划性孤岛要求的光伏发电站,应配置频率、电压控制装置,当孤岛内出现频率或电压异常时,可调节光伏电站有功、无功出力。

## 6.4 电力系统自动化

6.4.1 光伏电站的调度关系,应根据光伏电站所处地区、安装容量和接入电压等级等条件确定。

6.4.2 光伏电站应能参与自动电压控制(AVC),总容量在10MW及以上光伏电站应能参与自动发电控制(AGC)。

6.4.3 光伏电站的远动设备和调度数据网设备配置方案,应根据调度自动化系统的要求、光伏电站接入电压等级及接入方式确定。

6.4.4 远动信息采集范围,应根据调度自动化系统的要求、光伏电站接入电压等级及接线方式确定。远动信息宜包括并网状态、资源及环境数据(辐照度、环境温度等)、光伏电站运行信息(有功、无功、电流等)、逆变器状态信息、无功补偿装置信息、并网点的频率电压信息、升压站潮流信息、继电保护及自动装置动作信息、功率预测曲线。

6.4.5 远动系统与调度端通信,应根据调度自动化系统的要求和通信传输网络条件,明确通信规约、通信速率或带宽,并应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003的有关规定。

6.4.6 通过220kV及以上电压等级接入的光伏发电站应配置同步相量测量装置。

6.4.7 根据电力系统二次安全防护的总体要求,应进行二次系统安全防护设备配置。

## 6.5 电能量计量装置及电能远方终端

6.5.1 光伏电站应配置电能量计量系统,并根据数据网和通道条件,确定电能量计量信息传输方案,电能量计量系统应包括计量关口表和电能量远方终端设备。

6.5.2 光伏电站电能量计量装置应符合现行行业标准《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202的有关规定。

6.5.3 电能计量装置选型与配置应符合下列要求:

1 电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能。

2光伏电站的上网电量关口点应配置相同的两块表计，并按主 / 副方式运行。

3关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614和《多功能电能表通信协议》DL/T 645的有关规定。

6.5.4电能表与互感器准确度等级应符合下列要求：

1关口计量点的电能表准确度等级应为有功0.2S级、无功2.0级。

2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应为0.2S级。

3应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448-2000第5.3节准确度等级的要求。

6.5.5光伏电站应配置电能量采集远方终端，远方终端应符合现行行业标准《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202-2004第7.2节电能量远方终端的有关规定。

## 6.6通信系统

6.6.1系统通信应满足光伏电站调度自动化系统、继电保护、自动控制装置信号和调度及生产交换语音系统对传输通道的要求。

6.6.2光伏电站接入的通信系统建设方案，应根据光伏电站的调度组织关系、所处位置、安装容量、接入电压等级以及相关通信网络现状等确定。

6.6.3通信系统通信容量，应根据光伏电站至调度端信息量统计结果确定。

6.6.4光伏电站至调度端应至少具备1路可靠的调度通信通道。

6.6.5通过110kV(66kV)及以上电压等级接入电网的光伏电站至调度端，应具备两路通信通道，其中一路应为光缆通道。

6.6.6光伏电站应根据所在地区调度和生产交换网的组网方式，提出组网方案，并应根据光伏电站安装容量，提出调度和生产程控交换机的容量。

6.6.7光伏电站通信、二次电源系统宜采用一体化设计、一体化配置、一体化监控。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/68395.html>