

网络收集，请勿用于商业目的
更多考试咨询：www.qfpx620.cn



扫码进入网上练习系统

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 有功功率	2
5 功率预测	3
6 无功容量	3
7 电压控制	4
8 低电压穿越	4
9 运行适应性	6
10 电能质量	6
11 仿真模型和参数	7
12 二次系统	7
13 并网检测	8

前 言

本标准根据 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 GB/Z 19964—2005《光伏电站接入电力系统的技术规定》。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口。

本标准起草单位：中国电力科学研究院、中国科学院电工研究所、国网电力科学研究院。

本标准主要起草人：王伟胜、许洪华、刘纯、石文辉、何国庆、吕宏水、朱伟刚、迟永宁、陈默子、李琰、朱凌志、张军军、冯炜、刘莉敏、王勃。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

——GB/Z 19964—2005。

光伏电站接入电力系统技术规定

1 范围

本标准规定了光伏电站接入电力系统的技术要求。

本标准适用于通过 35 kV 及以上电压等级并网,以及通过 10 kV 电压等级与公共电网连接的新建、改建和扩建光伏电站。

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/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 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 19862 电能质量监测设备通用要求
 GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
 DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
 DL/T 1040 电网运行准则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏电站 photovoltaic(PV) power station

利用光伏电池的光生伏特效应,将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统,一般包含变压器、逆变器和光伏方阵,以及相关辅助设施等。

3.2

逆变器 inverter

将直流电变换成交流电的设备。

3.3

并网点 point of interconnection

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,指光伏电站的输出汇总点。

3.4

光伏电站送出线路 transmission line of PV power station

从光伏电站并网点至公共电网的输电线路,以下简称送出线路。

3.5

光伏电站有功功率 active power of PV power station

光伏电站输入到并网点的有功功率,以下简称有功功率。

3.6

光伏电站无功功率 reactive power of PV power station

光伏电站输入到并网点的无功功率,以下简称无功功率。

3.7

光伏电站有功功率变化 active power change of PV power station

一定时间间隔内,光伏电站有功功率最大值与最小值之差,以下简称有功功率变化。

3.8

低电压穿越 low voltage ride through

当电力系统事故或扰动引起光伏电站并网点电压跌落时,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。

3.9

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。

注:非计划性孤岛指的是非计划、不受控地发生孤岛。计划性孤岛指的是按预先配置的控制策略,有计划地发生孤岛。

3.10

防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

4 有功功率

4.1 基本要求

4.1.1 光伏电站应具备参与电力系统的调频和调峰的能力,并符合 DL/T 1040 的相关规定。

4.1.2 光伏电站应配置有功功率控制系统,具备有功功率连续平滑调节的能力,并能够参与系统有功功率控制。

4.1.3 光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令。

4.2 正常运行情况下有功功率变化

4.2.1 在光伏电站并网、正常停机以及太阳能辐照度增长过程中,光伏电站有功功率变化速率应满足电力系统安全稳定运行的要求,其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性,由电网调度机构确定。

4.2.2 光伏电站有功功率变化速率应不超过 10%装机容量/min,允许出现因太阳能辐照度降低而引起的光伏电站有功功率变化速率超出限值的情况。

4.3 紧急控制

4.3.1 在电力系统事故或紧急情况下,光伏电站应按下列要求运行:

- a) 电力系统事故或特殊运行方式下,按照电网调度机构的要求降低光伏电站有功功率。
- b) 当电力系统频率高于 50.2 Hz 时,按照电网调度机构指令降低光伏电站有功功率,严重情况下切除整个光伏电站。
- c) 若光伏电站的运行危及电力系统安全稳定,电网调度机构按相关规定暂时将光伏电站切除。

4.3.2 事故处理完毕,电力系统恢复正常运行状态后,光伏电站应按调度指令并网运行。

5 功率预测

5.1 基本要求

装机容量 10 MW 及以上的光伏发电站应配置光伏发电功率预测系统,系统具有 0 h~72 h 短期光伏发电功率预测以及 15 min~4 h 超短期光伏发电功率预测功能。

5.2 预测曲线上报

5.2.1 光伏发电站每 15 min 自动向电网调度机构滚动上报未来 15 min~4 h 的光伏发电站发电功率预测曲线,预测值的时间分辨率为 15 min。

5.2.2 光伏发电站每天按照电网调度机构规定的时间上报次日 0 时至 24 时光伏发电站发电功率预测曲线,预测值的时间分辨率为 15 min。

5.3 预测准确度

光伏发电站发电时段(不含出力受控时段)的短期预测月平均绝对误差应小于 0.15,月合格率应大于 80%;超短期预测第 4 小时月平均绝对误差应小于 0.10,月合格率应大于 85%。

6 无功容量

6.1 无功电源

6.1.1 光伏发电站的无功电源包括光伏并网逆变器及光伏电站无功补偿装置。

6.1.2 光伏发电站安装的并网逆变器应满足额定有功出力下功率因数在超前 0.95~滞后 0.95 的范围内动态可调,并应满足在图 1 所示矩形框内动态可调。

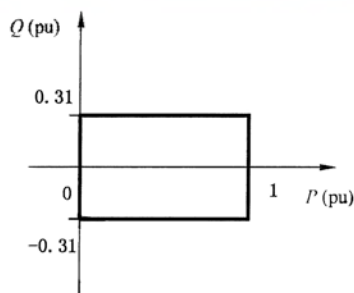


图 1 逆变器无功出力范围

6.1.3 光伏发电站要充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力;当逆变器的无功容量不能满足系统电压调节需要时,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。

6.2 无功容量配置

6.2.1 光伏发电站的无功容量应按照分(电压)层和分(电)区基本平衡的原则进行配置,并满足检修备用要求。

6.2.2 通过 10 kV~35 kV 电压等级并网的光伏发电站功率因数应能在超前 0.98~滞后 0.98 范围内连续可调,有特殊要求时,可做适当调整以稳定电压水平。

6.2.3 对于通过 110(66)kV 及以上电压等级并网的光伏发电站,无功容量配置应满足下列要求:

- a) 容性无功容量能够补偿光伏电站满发时站内汇集线路、主变压器的感性无功及光伏电站送出线路的一半感性无功之和;
- b) 感性无功容量能够补偿光伏电站自身的容性充电无功功率及光伏电站送出线路的一半充电无功功率之和。

6.2.4 对于通过 220 kV(或 330 kV)光伏发电汇集系统升压至 500 kV(或 750 kV)电压等级接入电网的光伏发电站群中的光伏电站,无功容量配置宜满足下列要求:

- a) 容性无功容量能够补偿光伏电站满发时汇集线路、主变压器的感性无功及光伏电站送出线路的全部感性无功之和;
- b) 感性无功容量能够补偿光伏电站自身的容性充电无功功率及光伏电站送出线路的全部充电无功功率之和。

6.2.5 光伏电站配置的无功装置类型及其容量范围应结合光伏电站实际接入情况,通过光伏电站接入电力系统无功电压专题研究来确定。

7 电压控制

7.1 基本要求

7.1.1 通过 10 kV~35 kV 电压等级接入电网的光伏发电站在其无功输出范围内,应具备根据光伏电站并网点电压水平调节无功输出,参与电网电压调节的能力,其调节方式和参考电压、电压调差率等参数应由电网调度机构设定。

7.1.2 通过 110(66)kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电站应配置无功电压控制系统,具备无功功率调节及电压控制能力。根据电网调度机构指令,光伏电站自动调节其发出(或吸收)的无功功率,实现对并网点电压的控制,其调节速度和控制精度应满足电力系统电压调节的要求。

7.2 控制目标

7.2.1 当公共电网电压处于正常范围内时,通过 110(66)kV 电压等级接入电网的光伏发电站应能够控制光伏电站并网点电压在标称电压的 97%~107%范围内。

7.2.2 当公共电网电压处于正常范围内时,通过 220 kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电站应能够控制光伏电站并网点电压在标称电压的 100%~110%范围内。

7.3 主变压器选择

通过 35 kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电站,其升压站的主变压器应采用有载调压变压器。

8 低电压穿越

8.1 基本要求

图 2 为光伏电站应满足的低电压穿越要求:

- a) 光伏电站并网点电压跌至 0 时,光伏电站应能不脱网连续运行 0.15 s;
- b) 光伏电站并网点电压跌至曲线 1 以下时,光伏电站可以从电网切出。

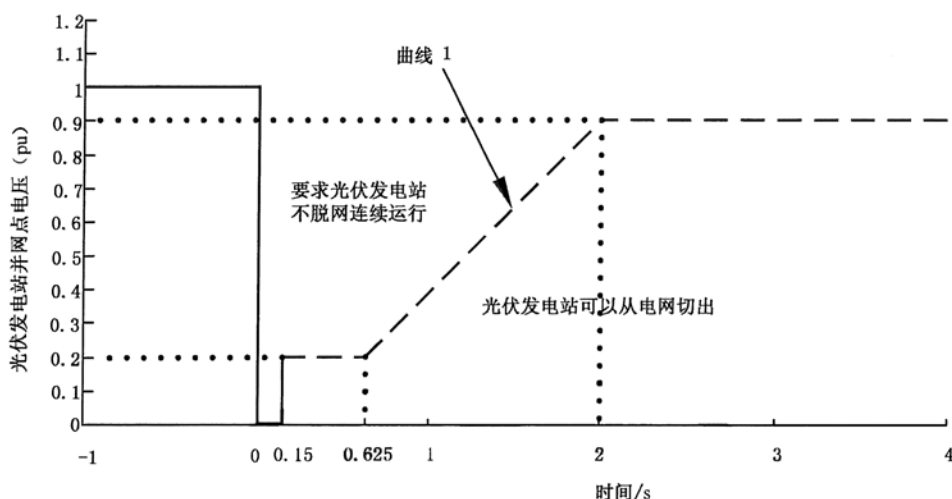


图 2 光伏电站的低电压穿越能力要求

8.2 故障类型及考核电压

电力系统发生不同类型故障时,若光伏电站并网点考核电压全部在图 2 中电压轮廓线及以下的区域内,光伏电站应保证不脱网连续运行;否则,允许光伏电站切出。针对不同故障类型的考核电压如表 1 所示。

表 1 光伏电站低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	并网点线电压
两相短路故障	并网点线电压
单相接地短路故障	并网点相电压

8.3 有功功率恢复

对电力系统故障期间没有脱网的光伏发电站,其有功功率在故障清除后应快速恢复,自故障清除时刻开始,以至少 30% 额定功率/秒的功率变化率恢复至正常发电状态。

8.4 动态无功支撑能力

对于通过 220 kV(或 330 kV)光伏发电汇集系统升压至 500 kV(或 750 kV)电压等级接入电网的光伏发电站群中的光伏电站,当电力系统发生短路故障引起电压跌落时,光伏电站注入电网的动态无功电流应满足以下要求:

- 自并网点电压跌落的时刻起,动态无功电流的响应时间不大于 30 ms。
- 自动态无功电流响应起直到电压恢复至 0.9 pu 期间,光伏电站注入电力系统的动态无功电流 I_T 应实时跟踪并网点电压变化,并应满足:

$$I_T \geq 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N \quad (0.2 \leq U_T \leq 0.9)$$

$$I_T \geq 1.05 \times I_N \quad (U_T < 0.2)$$

$$I_T = 0 \quad (U_T > 0.9)$$

式中：

U_T ——光伏电站并网点电压标么值；

I_N ——光伏电站额定装机容量/ $(\sqrt{3} \times$ 并网点额定电压)。

9 运行适应性

9.1 电压范围

光伏电站在表 2 所示并网点电压范围内应能按规定运行。

表 2 光伏电站在不同并网点电压范围内的运行规定

电压范围	运行要求
$<0.9 \text{ pu}$	应符合本标准第 8 章低电压穿越的要求
$0.9 \text{ pu} \leq U_T \leq 1.1 \text{ pu}$	应正常运行
$1.1 \text{ pu} < U_T < 1.2 \text{ pu}$	应至少持续运行 10 s
$1.2 \text{ pu} \leq U_T \leq 1.3 \text{ pu}$	应至少持续运行 0.5 s

9.2 电能质量范围

当光伏电站并网点的谐波值满足 GB/T 14549、三相电压不平衡度满足 GB/T 15543、间谐波值满足 GB/T 24337 的规定时，光伏电站应能正常运行。

9.3 频率范围

光伏电站应在表 3 所示电力系统频率范围内按规定运行。

表 3 光伏电站在不同电力系统频率范围内的运行规定

频率范围	运行要求
$<48 \text{ Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率而定
$48 \text{ Hz} \leq f < 49.5 \text{ Hz}$	频率每次低于 49.5 Hz,光伏电站应能至少运行 10 min
$49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$	连续运行
$50.2 \text{ Hz} < f \leq 50.5 \text{ Hz}$	频率每次高于 50.2 Hz,光伏电站应能至少运行 2 min,并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略;不允许处于停运状态的光伏电站并网
$>50.5 \text{ Hz}$	立刻终止向电网线路送电,且不允许处于停运状态的光伏电站并网

10 电能质量

10.1 电压偏差

光伏电站接入后,所接入公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求。

10.2 电压波动和闪变

光伏电站接入后,所接入公共连接点的电压波动和闪变值应满足 GB/T 12326 的要求。

⁶ 发输电群895564918, 供配电群204462370, 基础群530171756

10.3 谐波

10.3.1 光伏电站所接入公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求,其中光伏电站并网点向电力系统注入的谐波电流允许值应按照光伏电站安装容量与公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配。

10.3.2 光伏电站接入后,所接入公共连接点的间谐波应满足 GB/T 24337 的要求。

10.4 电压不平衡度

光伏电站接入后,所接入公共连接点的电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求。

10.5 监测与治理

光伏电站应配置电能质量实时监测设备,所装设的电能质量监测设备应满足 GB/T 19862 的要求。当光伏电站电能质量指标不满足要求时,光伏电站应安装电能质量治理设备。

11 仿真模型和参数

11.1 仿真模型

光伏电站应建立光伏发电单元(含光伏组件、逆变器、单元升压变压器等)、光伏电站汇集线路、光伏电站控制系统模型及参数,用于光伏电站接入电力系统的规划设计及调度运行。

11.2 参数变化

光伏电站应跟踪其各个元件模型和参数的变化情况,并随时将最新情况反馈给电网调度机构。

12 二次系统

12.1 基本要求

12.1.1 光伏电站的二次设备及系统应符合电力二次系统技术规范、电力二次系统安全防护要求及相关设计规程。

12.1.2 光伏电站与电网调度机构之间的通信方式、传输通道和信息传输由电网调度机构作出规定,包括提供遥测信号、遥信信号、遥控信号、遥调信号以及其他安全自动装置的信号,提供信号的方式和实时性要求等。

12.1.3 光伏电站二次系统安全防护应满足国家电力监管部门的有关规定。

12.2 正常运行信号

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应包括以下方面:

- a) 每个光伏发电单元运行状态,包括逆变器和单元升压变压器运行状态等;
- b) 光伏电站并网点电压、电流、频率;
- c) 光伏电站主升压变压器高压侧出线的有功功率、无功功率、发电量;
- d) 光伏电站高压断路器和隔离开关的位置;
- e) 光伏电站主升压变压器分接头挡位;
- f) 光伏电站气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度。

12.3 继电保护及安全自动装置

12.3.1 光伏电站继电保护、安全自动装置以及二次回路应满足电力系统有关标准、规定和反事故措施的要求。

12.3.2 对光伏电站送出线路,应在系统侧配置分段式相间、接地故障保护;有特殊要求时,可配置纵联电流差动保护。

12.3.3 光伏电站应配置独立的防孤岛保护装置,动作时间应不大于 2 s。防孤岛保护还应与电网侧线路保护相配合。

12.3.4 光伏电站应具备快速切除站内汇集系统单相故障的保护措施。

12.3.5 通过 110(66)kV 及以上电压等级接入电网的光伏电站应配备故障录波设备,该设备应具有足够的记录通道并能够记录故障前 10 s 到故障后 60 s 的情况,并配备至电网调度机构的数据传输通道。

12.4 光伏电站调度自动化

12.4.1 光伏电站应配备计算机监控系统、电能量远方终端设备、二次系统安全防护设备、调度数据网络接入设备等,并满足电力二次系统设备技术管理规范要求。

12.4.2 光伏电站调度自动化系统远动信息采集范围按电网调度自动化能量管理系统(EMS)远动信息接入规定的要求接入信息量。

12.4.3 光伏电站电能计量点(关口)应设在光伏电站与电网的产权分界处,产权分界处按国家有关规定确定。产权分界点处不适宜安装电能计量装置的,关口计量点由光伏电站业主与电网企业协商确定。计量装置配置应符合 DL/T 448 的要求。

12.4.4 光伏电站调度自动化、电能量信息传输应采用主/备信道的通信方式,直送电网调度机构。

12.4.5 光伏电站调度管辖设备供电电源应采用不间断电源装置(UPS)或站内直流电源系统供电,在交流供电电源消失后,不间断电源装置带负荷运行时间应大于 40 min。

12.4.6 对于接入 220 kV 及以上电压等级的光伏电站应配置相角测量系统(PMU)。

12.5 光伏电站通信

12.5.1 对于通过 110 kV(66 kV)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,其中一路为光缆通道。

12.5.2 光伏电站与电力系统直接连接的通信设备[如光纤传输设备、脉码调制终端设备(PCM)、调度程控交换机、数据通信网、通信监测等]应具有与系统接入端设备一致的接口与协议。

13 并网检测

13.1 基本要求

13.1.1 光伏电站应向电网调度机构提供光伏电站接入电力系统检测报告;当累计新增装机容量超过 10 MW,需要重新提交检测报告。

13.1.2 光伏电站在申请接入电力系统检测前需向电网调度机构提供光伏部件及光伏电站的模型、参数、特性和控制系统特性等资料。

13.1.3 光伏电站接入电力系统检测由具备相应资质的机构进行,并在检测前 30 日将检测方案报所接入地区的电网调度机构备案。

13.1.4 光伏电站应在全部光伏部件并网调试运行后 6 个月内向电网调度机构提供有关光伏电站运行特性的检测报告。

13.2 检测内容

检测应按照国家或有关行业对光伏电站并网运行制定的相关标准或规定进行,应包括但不仅限于以下内容:

- a) 光伏电站电能质量检测;
 - b) 光伏电站有功/无功功率控制能力检测;
 - c) 光伏电站低电压穿越能力验证;
 - d) 光伏电站电压、频率适应能力验证。
-

