

大地熊(宁国)永磁科技有限公司
4MW 屋顶分布式光伏发电项目
接入系统方案

安徽永鸿电力有限公司
2025 年 6 月



工程设计资质证书

企业名称：安徽永鸿电力有限公司

详细地址：合肥市包河经济开发区繁华大道与包河大道交口东侧融城大厦1408

统一社会信用代码：91340100394269001J

法定代表人：李金平

注册资本：3000万元人民币

经济性质：有限责任公司(自然人投资或控股)

证书编号：A234051465

有效期：2028年07月03日

资质类别及等级：

电力行业新能源发电乙级



二维码信息来源于国家企业信用信息公示系统

发证机关：





一、工程概况

本分布式光伏发电项目位于安徽省宣城市宁国市经济技术开发区港口产业园明心路12号大地熊(宁国)永磁科技有限公司厂内，光伏组件安装于厂房屋顶。由宣城鑫地新能源有限公司投资建设，本、终期规模4MW。

二、接入点配网系统概述

用户配电房位于厂区内，共有 7 台 10kV 专变，容量为 $4 \times 2500 + 2 \times 1250 + 400 \text{kVA}$ ，合计容量为 12900kVA。其中， $2 \times 2500 + 1250 \times 1 + 400 \text{kVA}$ 专变 T 接入 220kV 山门变 10kV 前进

125 线支南山路线#19 杆，2*2500+1250kVA 专变 T 接入 110kV 港开变 10kV 仙山 821 线支南山路线#19 杆。

三、一次部分

(一) 分布式光伏接入系统方案

本工程为用户侧并网的光伏电站，本、终期规模 4MW。光伏电站所发电力采用自发自用余电上网模式参与现货市场。其接入系统方案为:本期光伏逆变器安装容量 4MW，通过 2 台升压变压器升压至 10kV，接入厂区配电房 10kV 母线，实现并网。该系统方案采用 GF10-Z-1 方案。系统接线示意图如下图所示：

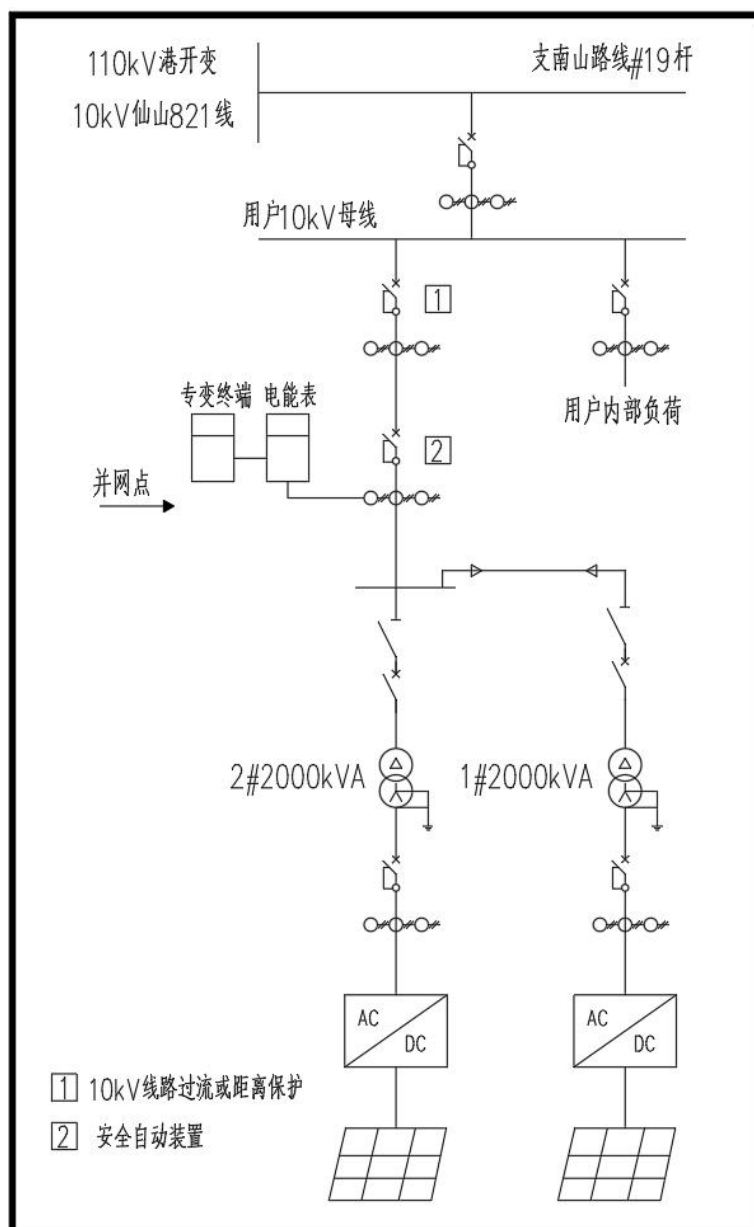


图 1 一次系统电气主接线示意图

(二) 主要设备选择

1. 主接线

本方案拟10kV并网，接入用户10kV母线，采用不接地形式。

2. 升压站主变

本期升压变压器容量选择2台2000kVA升压变压器，电压等级10/0.8 kV。

3. 电缆导线截面选择

分布式光伏发电送出线路电缆截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素，一般按持续极限输送容量选择，10kV 电缆建议选用截面为 150mm^2 及以上铜芯电缆，具体以设计选型为准。用户电源进线需校核。

4. 开断设备

设备开断能力应根据并网点短路电流水平选择，并需留有一定裕度。新建光伏接入工程开断设备应配置断路器；对于存量光伏，公共连接点为负荷开关的，应改造为断路器并满足相应要求。开断设备应易操作、可闭锁、可遥控，宜选用高压开关柜或一二次融合断路器设备，具备接地、故障电流开断功能。故障开断电流一般不小于20kA。开断设备应配置相应的保护装置，保护装置应具备过流保护、零序过流保护、电能质量监测等功能，并能将信息上送。用户进线总开关需校核。

5. 无功补偿装置

分布式光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足 GB/T29319（光伏发电系统接入配电网技术规定）的要求，功率因数应实现0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调，选择合理的无功补偿措施，必要时安装动态无功补偿装置；可利用逆变器的无功调节能力实现对系统的无功调节。若分布式光伏系统接入用户内部，用户功率因数应满足相关要求。

四、二次部分

（一）系统继电保护及安全自动装置配置

1. 10kV线路保护

系统侧变电站10kV仙山821线间隔根据实际情况考虑配置单相PT，线路保护配置重合闸检无压。

光伏并网线路用户站侧配置1套线路过流保护或距离保护。

2. 防雷、接地及过电压保护

一次部分：10kV系统采用交流无间隙金属氧化物避雷器进行过电压保护。

二次部分：为了防止雷击感应影响二次设备安全及可靠性，全部金属物包括设备、机架、金属管道、电缆的金属外皮等均应单独与接地干网可靠联接。

3. 安全自动装置

在光伏电站侧配置1套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

4. 防孤岛检测

分布式光伏应具备快速检测孤岛且断开与电网连接的能力。防孤岛功能由独立装置实现。防孤岛保护动作时间应与电网侧备自投、重合闸动作时间配合。

分布式光伏逆变器必须具备快速检测孤岛且检测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、频率电压异常紧急控制装置配置和低压穿越等相配合，时限上互相匹配，符合GB/T37408《光伏发电并网逆变器技术要求》中相关规定。

在光伏发电站侧配置1套独立的防孤岛保护装置，保护动作时间应不大于2s。防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

5. 其他

用户侧和系统侧变电站需校核线路保护是否能满足光伏电站接入要求，能满足要求即可。若不能满足要求，则两侧变电站需调整相关线路保护与光伏电站线路保护配置一致。

需核实用户侧和系统侧备自投方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛动作时间。

10kV公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

（二）系统调度自动化

1. 安全性

在光伏变电站无线数据网接入点配置电力专用纵向加密认证装置一台，用于I、II区数据的接入。

2. 调度关系及调度管理

本电站分布式光伏发电项目以10kV电压等级并网，属中型光伏电站，纳入宁国县调控中心调度运行管理。

3. 配置及要求

（1）远动系统

按照相关暂行规定，并网点只考虑采集并网电能表计量信息，上传发电量信息，配置独立的远动系统。

光伏并网侧远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，需独立配置远方终端，采集相关信息。

（2）远动通道

远动实时信息上传采用无线方式，接入地调无线安全接入区，运行信息经反向隔离装置，进入地市一体化调度自动化系统。

4. 远动信息内容

（1）10kV线路有功功率、无功功率和电流、功率因数；

（2）分布式光伏发电量信息；

（3）光伏电站10kV母线的电压；

（4）调度范围内的断路器及隔离开关位置信号；

（5）全站事故跳闸总信号及保护动作信号；

（6）光伏电站并网状态。

（三）电能量计量及电能质量监测

1. 电能量计量

本方案模式为自发自用余电上网，需要在并网点新增并网电能表一套。关口计量电能表一般情况下设置在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）。表计为有功电能量和无功电能量组合表计，具有双向计量功能以及RS485串口输出接口，能够分别计量上网电量和下网电量。关口计量电能表准确度等级应为有功0.5S级，无功2.0级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到0.2S级、0.2级。并网电能表准确度等级应为有功0.5S级，无功2.0级，并且要求并

网有关 电流互感器变比为300/5A (关口计量有关电流互感器变比改为 300/5A) ,精度达到0.2S级 , 电压互感器变比为10000/ 100V , 精度达到0.2级。关口计量点宜设置专用电能量信息采集终端 , 采集信息可支持接入多个电能信息采集系统。

2. 电能质量监测

需要在并网点装设满足GB/T19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的A类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数 , 包括电压、频率、谐波、功率因数等。接入10kV 电网的分布式光伏 , 并10分钟保存一次电能质量指标统计值 , 电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。当分布式光伏发电接入导致电能质量指标不满足要求时 , 光伏发电侧应安装电能质量治理设备。

本方案光伏电站接入系统变电站后 , 变电站调度管理关系 不变。需相应配置测控装置 , 采集光伏电站线路的相关信息 , 并接入本变电站现有监控系统。

(四) 有功功率控制

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》(GB/T29319) , 本光伏电站应配置有功功率控制系统 , 该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。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 , 控制误差绝对值应不大于额定有功功率的 1% , 响应时间应不大于5s。

（五）一次调频

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319）要求，本光伏电站应具备一次调频能力。当电力系统频率偏差超出一次调频死区范围时，光伏发电系统按下列公式计算有功功率变化量：

$$\Delta P_t = -k_t \times \frac{f_t - f_N}{f_N} \times P_N$$

式中：

ΔP_t ——光伏发电系统有功功率变化量，单位为兆瓦(MW)；

k_t ——有功调频系数；

f_t ——电力系统频率，单位为赫兹(Hz)；

f_N ——电力系统额定频率，单位为赫兹(Hz)；

P_N ——光伏发电系统额定有功功率，单位为兆瓦(MW)。

一次调频的有功功率系数、死区范围应根据所接入电力系统的频率特性，由电力系统调度机构确定，有功调频系数的取值范围宜为10～50，死区范围宜为±（0.02Hz～0.06Hz）。当电力系统频率大于50Hz时，光伏电力系统减少有功功率的限幅

宜不小于10%额定有功功率。当电力系统频率小于50Hz时，配置储能的光伏电力系统应增加有功功率，增加有功功率的限幅宜不小于6%额定有功功率。一次调频响应滞后时间应不大于1s，响应时间应不大于5s，调节时间应不大于15s，一次调频达到稳定时的有功功率调节偏差应不超过额定有功功率的±1%。

（六）无功功率控制

根据《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW 1617-2015）、《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319）要求，本光伏电站应具备无功功率调节及电压控制能力。并能根据电网调度机构

指令，自动调节发出（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。

光伏逆变器的无功出力范围应在下图所示矩形框内动态可调。

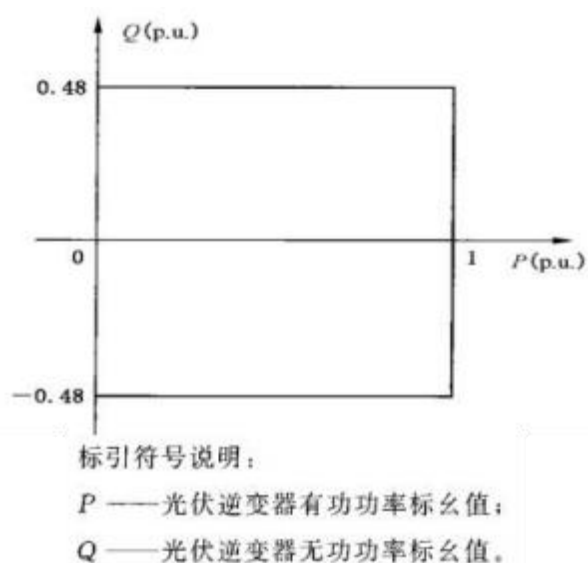


图2 光伏逆变器无功出力范围

光伏发电系统应具有多种无功功率控制模式，包括无功电压控制、定功率控制和定无功功率控制等。光伏发电系统应具备参与并网点电压调节的能力，宜通过调整自身无功功率、有功功率等方式参与电压调节。光伏发电系统并网点功率因数应在0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。

（七）低电压穿越

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T 29319）要求，当电力系统发生故障导致光伏发电系统并网点电压跌落时，本光伏发电系统应具备图3规定的低电压穿越能力，具体要求如下：一是光伏发电系统并网点电压跌至0时，光伏发电系统应能不脱网连续运行

150ms；二是光伏发电系统并网点电压 跌至标称电压的20%时，光伏发电系统应能不脱网连续运行 625ms；三是光伏发电系统并网点电压跌至标称电压的20%以上至85%时，光伏发电系统应能在图3所示的阴影区域内不脱网连续运行。

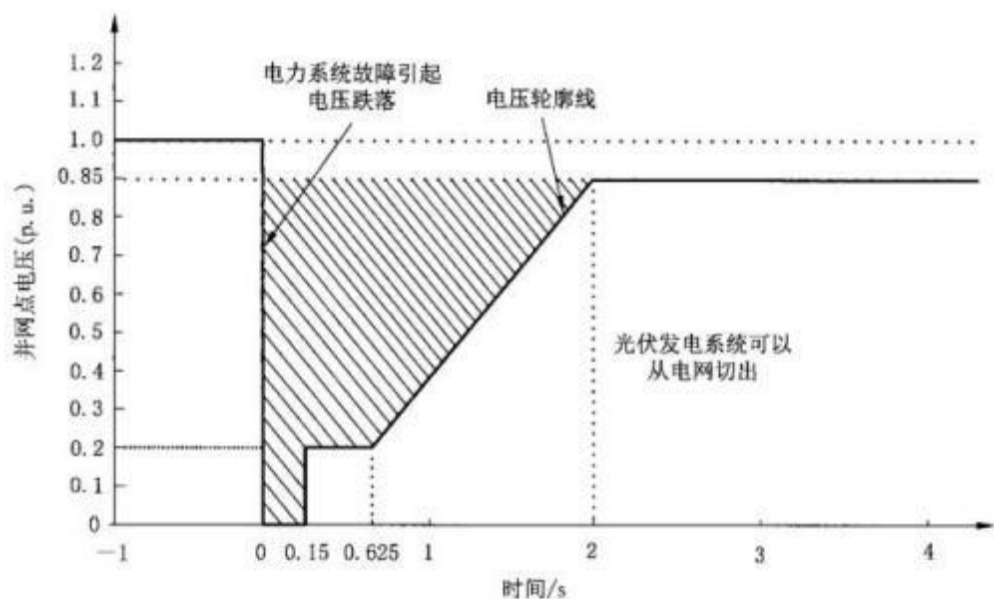


图3 光伏发电系统低电压穿越要求

不同类型电压系统故障时，光伏发电系统的低电压穿越考核电压见下表。

表1 光伏发电系统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

通过本光伏发电系统在低电压穿越期间应具备动态无功支撑能力，具体要求如下。

1. 对称故障时的动态无功支撑能力。

(1)当光伏发电系统并网点电压低于标称电压的85%时，光伏发电系统向电网注入的无功电流应为电压跌落前正常运行时无功电流输出值 I_0 与动态无功电流增

量 ΔI_t 之和。动态无功 电流增量 ΔI_t 应按照下列公式计算

。

$$\Delta I_t = K_t \times (0.85 - U_t) \times I_N (0 \leq U_t \leq 0.85)$$

式中：

ΔI_t ——光伏发电系统注入的动态无功电流增量,单位为安(A)；

K_t ——光伏发电系统动态无功电流比例系数；

U_t ——光伏发电系统并网点电压标么值；

I_N ——光伏发电系统额定电流,单位为安(A)。

(2)光伏发电系统的动态无功电流比例系数 K_t 可根据电力系统实际情况确定，取值范围宜为1.5~3。

(3)光伏发电系统动态无功电流上升时间应不大于30ms。

(4)并网点电压跌落期间，光伏发电系统无功电流的最大输出能力应不低于光伏发电系统额定电流的1.1倍。

(5)自并网点电压恢复至标称电压的85%时刻起，光伏发电系统应在30ms内退出动态无功电流增量输出。

2.不对称故障时的动态无功支撑能力。电流增量输出。

(1)当光伏发电系统并网点电压正序分量在标称电压的60%~85%时，光伏发电系统向电网注入的正序无功电流应为电压跌落前正常运行时正序无功电流输出值 I_{0+} 与正序动态无功电流增量 ΔI_t^+ 之和，从电网吸收的负序无功电流应为电压跌落前正常运行时负序无功电流输出值 I_{0-} 与负序动态无功电流增量 ΔI_t^- 之差，动态正序、负序无功电流增量应按照下列公式计算。

$$\begin{cases} \Delta I_1^+ = K_2^+ \times (0.85 - U_1^+) \times I_N \\ \Delta I_1^- = K_2^- \times U_1^- \times I_N \end{cases} \quad (0.6 \leq U_1^+ \leq 0.85)$$

式中：

ΔI_1^+ ——光伏发电系统注入的正序动态无功电流增量，单位为安(A)；

ΔI_1^- ——光伏发电系统吸收的负序动态无功电流增量，单位为安(A)；

K_2^+ ——光伏发电系统动态正序无功电流比例系数；

K_2^- ——光伏发电系统动态负序无功电流比例系数；

U_1^+ ——光伏发电系统并网点电压正序分量标么值；

U_1^- ——光伏发电系统并网点电压负序分量标么值；

I_N ——光伏发电系统额定电流，单位为安(A)。

(2)光伏发电系统的动态无功电流比例系数 K_2^+ 、 K_2^- 可根据电力系统实际情况确定，宜不小于1.0。

(3)光伏发电系统动态无功电流上升时间应不大于30ms。

(4)并网点电压跌落期间，光伏发电系统无功电流的最大输出能力应不低于光伏发电系统额定电流的1.1倍。

(5)当并网点电压正序分量小于标称电压的60%时，光伏发电系统宜根据光伏逆变器、动态无功补偿装置的实际控制能力以及光伏发电系统接入的电网条件，在不助增并网点电压不平衡度的前提下，向电网注入正序动态无功电流，并从电网吸收负序动态无功电流。

低电压穿越期间没有脱网的光伏发电系统，故障清除后其有功功率应快速恢复，有功功率恢复的变化速率宜不小于30% 装机容量/s。

(八) 高电压穿越

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》(GB/T29319)要求，当电力系统发生故障导致光伏发电系统并网点电压升高时，本光伏发电系统应具备图4规定的

高电压穿越能力，具体要求如下：一是光伏发电系统并网点电压升高至标称电压的 125% 以上至 130% 时，光伏发电系统应能不脱网连续运行 500ms；二是光伏发电系统并网点电压升高至标称电压的 120% 以上至 125% 时，光伏发电系统应能不脱网连续运行 1s；三是光伏发电系统并网点电压升高至标称电压的 110% 以上至 120% 时，光伏发电系统应能不脱网连续运行 10s。

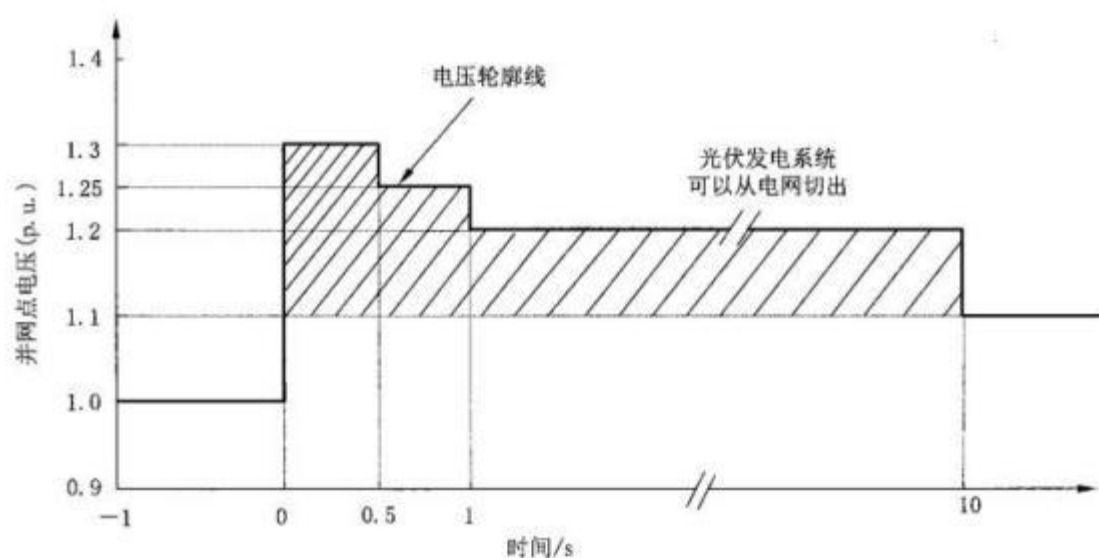


图4 光伏发电系统高电压穿越要求

光伏发电系统在高电压穿越期间应具备动态无功支撑能力，具体要求如下。

1. 当并网点电压在标称电压的110% ~ 130%时，光伏发电系统向电网注入的无功电流应为电压升高前正常运行时无功电流输出值 I_0 与动态无功电流增量 ΔI_t 之差。动态无功电流增量 ΔI_t 应按照下列公式计算。

$$\Delta I_t = K_d \times (U_t - 1.1) \times I_N \quad (1.1 \leq U_t \leq 1.3)$$

式中：

ΔI_t —— 光伏发电系统注入的动态无功电流增量，单位为安(A)；

K_d —— 光伏发电系统动态无功电流比例系数；

U_t —— 光伏发电系统并网点电压标么值；

I_N —— 光伏发电系统额定电流，单位为安(A)。

2. 光伏发电系统动态无功电流比例系数 K_3 可根据电力系统实际情况确定，宜不小于1.5。

3. 光伏发电系统动态无功电流上升时间应不大于30ms。

4. 并网点电压升高期间，光伏发电系统无功电流的最大输出能力应不低于光伏发电系统额定电流的1.1倍。

5. 自并网点恢复至标称电压的110%时刻起，光伏发电系统应在30ms内退出动态无功电流增量输出。

（九）连续低电压穿越

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319）要求，本光伏发电系统应至少能承受连续两次低电压穿越，其中，相邻两次低电压穿越之间的时间间隔可根据其送出线路及接入电力系统的故障重合闸动作时间确定，取值范围宜为0.2s~2s。每次低电压穿越的响应特性和支撑能力应满足4.7节的要求。

（十）功率预测系统

根据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319）要求，本光伏发电系统应上报中期（0h~240h）、短期（0h~72h）和超短期（15min~4h）功率预测数据。

光伏发电短期功率预测日前，月平均准确率应不小于85%，月平均合格率应不小于85%；超短期功率预测第4h平均准确率应不小于90%，月平均合格率应不小于80%。

（十一）系统通信

1. 调度关系

根据《光伏电站接入电网技术规定》，该光伏电站建成后在电力调度上隶属辖区宁国县调调度管辖，相关远动信息应送至宣城地调无线安全接入区。

2. 通信业务类型及通道安排

（1）调度电话

光伏电站需安排电话通道至宣城地调/宁国县调。

（2）远动数据

光伏电站需安排1路远动信息通道至宣城地调/宁国县调。

（3）电能量计费

光伏电站需安排1路电能量计费通道至宣城地调/宁国县调。

五、时间同步系统

本期工程考虑在站内配置1套公用的时间同步系统（主时

钟双重化，支持双北斗信号）。该装置不仅可为站内保护、测

控等装置对时，还能为远动装置提供精确的授时信号，以保证远动信息向相关调度端传输时在时序上的可靠性。

六、电源

为保证本工程的远动系统有可靠的电源，考虑配置1台不停电电源装置，不停电电源装置为在线式，当交流电源失电后，备援时间不小于1小时。

七、光伏电站并网的相关要求

（一）电能质量

为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T12326《电能质量电压波动和闪变》等相关标准的规定。

（二）无功电压

1. 依据《分布式电源并网技术要求》（GB/T 33593-2017），分布式光伏电站应具备调节其并网点功率因数在0.95（超前）~0.95（滞后）范围内运行的能力。

2. 依据《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T 37408-2019），分布式光伏电站应具备电压/无功控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制等多种无功控制模式；具备接受功率控制系统指令并控制输出无功功率的能力，具备多种控制模式在线切换的能力；无功功率控制误差不应大于额定有功功率的1%，响应时间不应大于1s。

（三）耐压/耐频能力

1. 耐压能力

依据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319），分布式光伏电站应能在0.85~1.1p.u.额定电压范围内正常运行。

当并网点电压超出 0.85~1.1p.u.额定电压范围时，光伏发电系统应满足 4.7 节和 4.8 节要求。

2. 耐频能力

依据《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319），分布式光伏电站应能应在下表所示的交流侧频率范围内运行。

表 2 分布式光伏频率运行范围

频率范围	运行要求
$f < 46.5\text{Hz}$	根据逆变器允许运行的最低频率而定
$46.5\text{Hz} \leq f < 47.0\text{Hz}$	频率每次低于47.0Hz，逆变器应能至少运行5s
$47.0\text{Hz} \leq f < 47.5\text{Hz}$	频率每次低于47.5Hz，逆变器应能至少运行20s
$47.5\text{Hz} \leq f < 48.0\text{Hz}$	频率每次低于48.0Hz，逆变器应能至少运行1min
$48\text{Hz} \leq f < 48.5\text{Hz}$	频率每次低于48.5Hz，逆变器应能至少运行5min
$48.5\text{Hz} \leq f \leq 50.5\text{Hz}$	连续运行
$50.5\text{Hz} < f \leq 51.0\text{Hz}$	频率每次高于50.5Hz，逆变器应能至少运行3min
$51.0\text{Hz} < f \leq 51.5\text{Hz}$	频率每次高于50.5Hz，逆变器应能至少运行30s
$f > 51.5\text{Hz}$	根据逆变器允许运行的最高频率而定

光伏发电系统应在以下频率变化率范围内不脱网连续运行：

- （1）在 0.5s 的滑窗时间内，频率变化率的绝对值不大于 2Hz/s；
- （2）在 1s 的滑窗时间内，频率变化率的绝对值不大于 1.5Hz/s；
- （3）在 2s 的滑窗时间内，频率变化率的绝对值不大于 1.25Hz/s。

滑窗时间与频率变化率的关系见图 5。

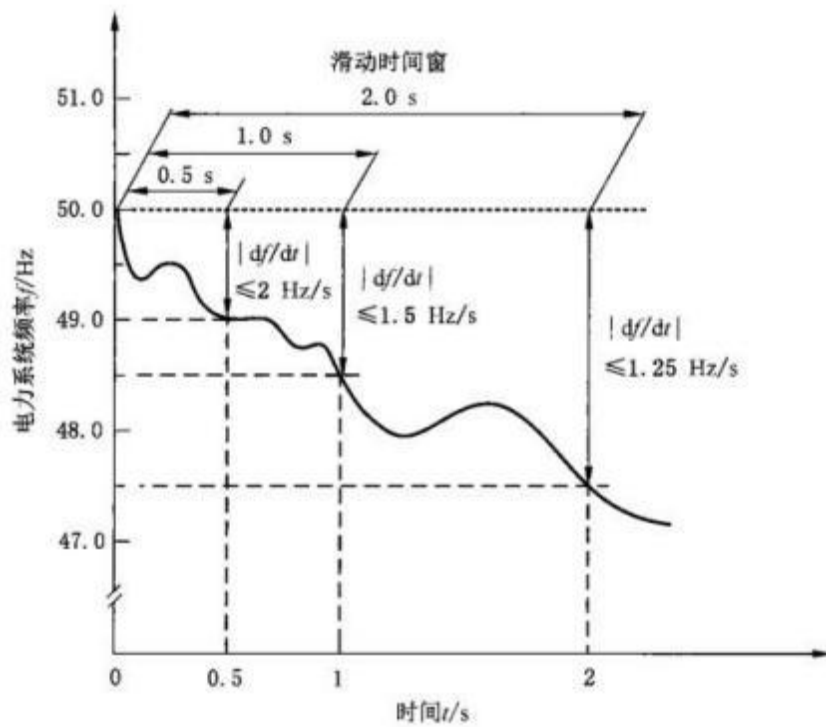


图 5 滑动时间窗与频率变化率示意图