ICS 27.160
CCS F 12

中华人民共和国国家标准

GB/T 29319—2024
代替 GB/T 29319—2012

光伏发电系统接入配电网技术规定

Technical requirements for connecting photovoltaic power system to distribution network

2024-03-15 发布　　2024-03-15 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

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
4.1　有功功率控制 …… 2
4.2　一次调频 …… 2
5　无功电压 …… 3
6　故障穿越 …… 3
6.1　低电压穿越 …… 3
6.2　高电压穿越 …… 5
6.3　连续低电压穿越 …… 6
7　运行适应性 …… 6
7.1　电压适应性 …… 6
7.2　频率适应性 …… 7
7.3　电能质量适应性 …… 8
8　电能质量 …… 8
8.1　电压偏差 …… 8
8.2　电压波动和闪变 …… 8
8.3　谐波与间谐波 …… 8
8.4　电压不平衡度 …… 8
8.5　直流分量 …… 8
8.6　监测与治理 …… 8
9　启停 …… 8
10　继电保护 …… 8
10.1　总体要求 …… 8
10.2　线路保护 …… 9
10.3　低/高电压保护 …… 9
10.4　频率保护 …… 9
10.5　防孤岛保护 …… 9
10.6　剩余电流保护 …… 9
11　功率预测 …… 9
12　电能计量 …… 9

13　通信与信息 …… 10
14　仿真模型和参数 …… 10
15　并网检测与评价 …… 10
附录 A（资料性）　并网点和公共连接点示例 …… 11
参考文献 …… 12

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。

本文件代替GB/T 29319—2012《光伏发电系统接入配电网技术规定》，与GB/T 29319—2012相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

——更改了文件的适用范围（见第1章，2012年版的第1章）；

——更改了光伏发电系统的定义（见3.1，2012年版的3.1）；

——增加了光伏发电系统的有功功率控制要求（见4.1）；

——增加了光伏发电系统的一次调频要求（见4.2）；

——更改了光伏发电系统的无功控制和电压调节要求（见第5章，2012年版的第4章）；

——增加了光伏发电系统的故障穿越要求（见第6章）；

——更改了光伏发电系统的电压适应性和频率适应性要求（见7.1和7.2，2012年版的9.1和9.3）；

——增加了光伏发电系统的电能质量监测与治理要求（见8.6）；

——增加了光伏发电系统的剩余电流保护要求（见10.6）；

——增加了光伏发电系统的功率预测要求（见第11章）；

——更改了光伏发电系统与电网调度机构之间的信息传输要求（见13.2，2012年版的11.2）；

——增加了光伏发电系统的仿真模型和参数要求（见第14章）；

——增加了光伏发电系统的一次调频、低电压穿越和高电压穿越等检测与评价内容（见第15章）。

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。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件起草单位：中国电力科学研究院有限公司、国家电网有限公司。

本文件主要起草人：吴福保、何国庆、刘纯、齐旭、孙文文、赵海翔、陈梅、冯双磊、朱凌志、汪春、李光辉、张军军、周海、汪海蛟、陈志磊、王勃、于若英、吴骥、刘美茵、高丽萍、甄妮、高彩云、马俊华、雷雨、段钰琦。

本文件于2012年首次发布，本次为第一次修订。

光伏发电系统接入配电网技术规定

1 范围

本文件规定了光伏发电系统接入配电网有功功率、无功电压、故障穿越、运行适应性、电能质量、启停、继电保护、功率预测、电能计量、通信与信息、仿真模型和参数技术要求，以及并网检测与评价内容。

本文件适用于通过 10 kV 及以下电压等级、三相并网的新建或改(扩)建光伏发电系统的接入、调试和运行。配置储能的光伏发电系统参照执行。

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 13955 剩余电流动作保护装置安装和运行

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

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 15945 电能质量 电力系统频率偏差

GB/T 17215.321 电测量设备(交流)特殊要求 第 21 部分：静止式有功电能表(A 级、B 级、C 级、D 级和 E 级)

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

GB/T 32826 光伏发电系统建模导则

GB/T 32892 光伏发电系统模型及参数测试规程

GB/T 33982 分布式电源并网继电保护技术规范

GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则

DL/T 448 电能计量装置技术管理规程

DL/T 614 多功能电能表

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-101 网络访问

DL/T 645 多功能电能表通信协议

DL/T 698.45 电能信息采集与管理系统 第 4-5 部分：通信协议——面向对象的数据交换协议

3 术语和定义

GB/T 12325、GB/T 40595 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏发电系统　photovoltaic(PV) power generation system

利用太阳能电池的光生伏特效应,将太阳辐照能转换成电能的发电系统。

3.2

公共连接点　point of common coupling

光伏发电系统接入公用电网的连接处。

3.3

并网点　point of connection

对于有升压站的光伏发电系统,是升压站高压侧母线或节点;对于无升压站的光伏发电系统,是光伏发电系统的输出汇总点。

注:并网点和公共连接点的示例图见附录 A。

3.4

响应时间　response time

控制过程中,自接收到控制指令或检测到触发控制操作的状态量变化起,直到被观测变量实际输出变化量第一次达到控制目标值与初值之差的 90%所需的时间。

[来源:GB/T 40289—2021,3.13]

4　有功功率

4.1　有功功率控制

4.1.1　通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应能接收并自动执行有功功率控制指令,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 5 s。

4.1.2　通过 380 V 电压等级并网的光伏发电系统应能接收并自动执行有功功率控制指令。

4.2　一次调频

4.2.1　通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应具备一次调频能力。

4.2.2　当电力系统频率偏差超出一次调频死区范围时,光伏发电系统按公式(1)计算有功功率变化量:

$$\Delta P_t = -k_f \times \frac{f_t - f_N}{f_N} \times P_N \qquad \cdots\cdots(1)$$

式中:

ΔP_t ——光伏发电系统有功功率变化量,单位为兆瓦(MW);

k_f ——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)。

4.2.3　一次调频的有功调频系数、死区范围应根据所接入电力系统的频率调节特性,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±(0.02 Hz～0.06 Hz)。

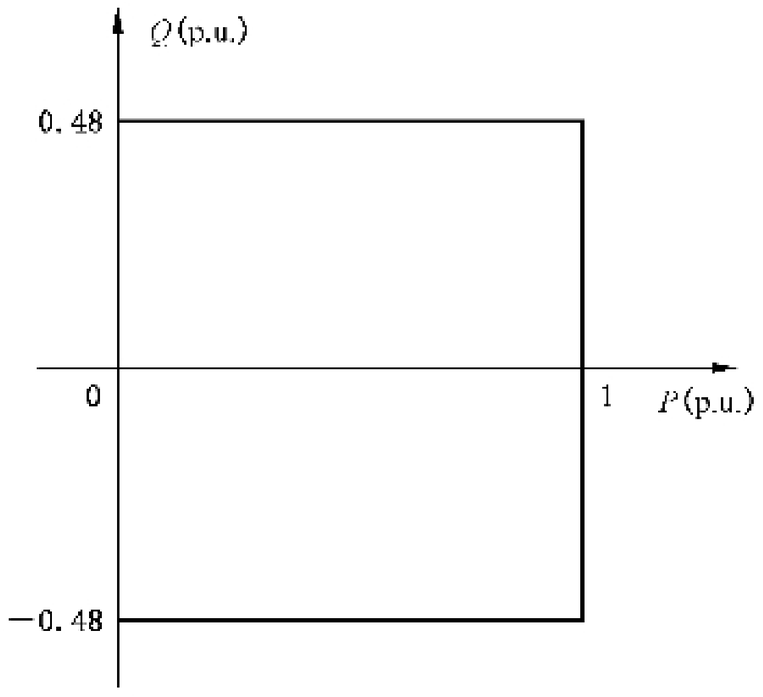
4.2.4　当电力系统频率大于 50 Hz 时,光伏发电系统减少有功功率的限幅宜不小于 10%额定有功功率。

4.2.5　当电力系统频率小于 50 Hz 时,配置储能的光伏发电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。

4.2.6　一次调频响应滞后时间应不大于 1 s，响应时间应不大于 5 s，调节时间应不大于 15 s，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%。

5　无功电压

5.1　光伏逆变器的无功出力范围应在图 1 所示矩形框内动态可调。



标引符号说明：

P ——光伏逆变器有功功率标幺值；

Q ——光伏逆变器无功功率标幺值。

图 1　光伏逆变器无功出力范围

5.2　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、定功率因数控制和定无功功率控制等。

5.3　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。

5.4　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。

6　故障穿越

6.1　低电压穿越

6.1.1　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，光伏发电系统应具备图 2 规定的低电压穿越能力，具体要求如下：

a)　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 150 ms；

b)　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 625 ms；

c)　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 2 所示的阴影区域内不脱网连续运行。

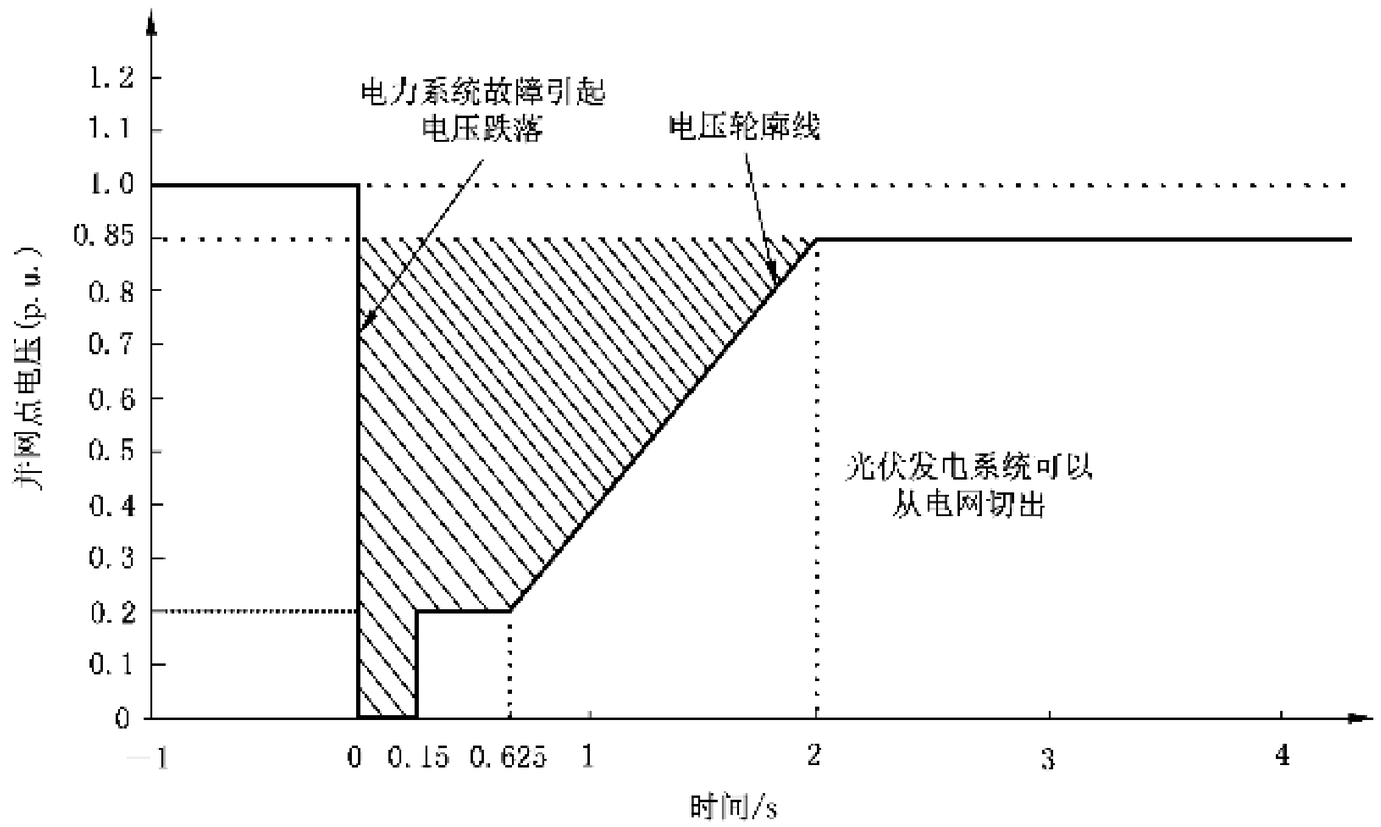


图 2　光伏发电系统低电压穿越要求

6.1.2　不同类型电力系统故障时，光伏发电系统的低电压穿越考核电压见表 1。

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

6.1.3　通过 10(6) kV 电压等级并网的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。

a)　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 应按照公式(2)计算。

$$\Delta I_t = K_1 \times (0.85 - U_t) \times I_N (0 \leqslant U_t \leqslant 0.85) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (2)$$

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_1 ——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幺值；

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_1 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 30 ms。

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 30 ms 内退出动态无功电流增量输出。

b)　不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公式(3)计算。

$$\begin{cases}\Delta I_t^+ = K_2^+ \times (0.85 - U_t^+) \times I_N \\ \Delta I_t^- = K_2^- \times U_t^- \times I_N\end{cases} \quad (0.6 \leqslant U_t^+ \leqslant 0.85) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

式中：

ΔI_t^+ ——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_t^- ——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_t^+ ——光伏发电系统并网点电压正序分量标幺值；

U_t^- ——光伏发电系统并网点电压负序分量标幺值；

I_N ——光伏发电系统额定电流，单位为安(A)。

2） 动态正序、负序无功电流比例系数 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30 ms。

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。

6.1.4 通过380 V电压等级并网的光伏发电系统在低电压穿越期间不应降低有功电流。

6.1.5 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。

6.2 高电压穿越

6.2.1 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，光伏发电系统应具备图3规定的高电压穿越能力，具体要求如下：

a） 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500 ms；

b） 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1 s；

c） 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10 s。

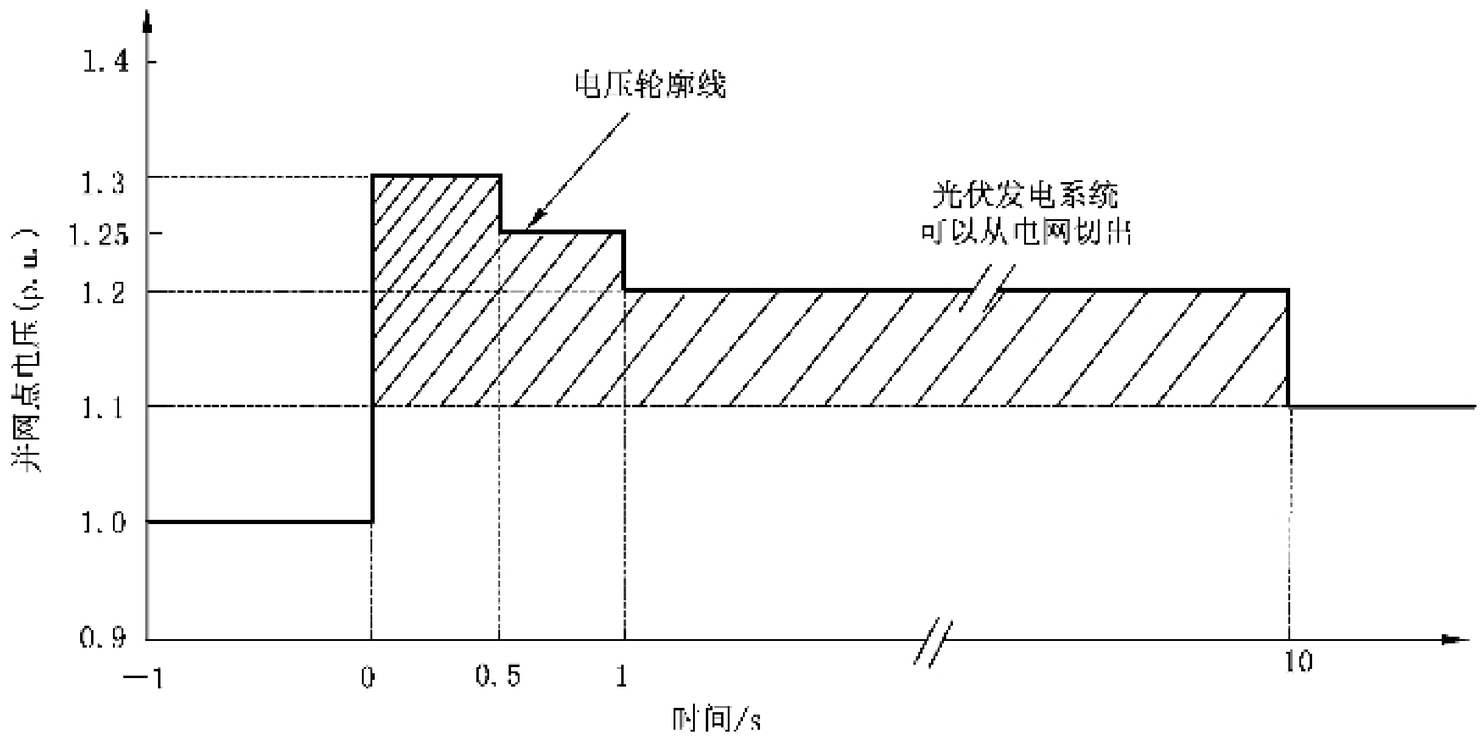


图 3　光伏发电系统高电压穿越要求

6.2.2　通过 10(6) kV 电压等级并网的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。

a）　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 应按照公式(4)计算。

$$\Delta I_t = K_3 \times (U_t - 1.1) \times I_N \quad (1.1 \leqslant U_t \leqslant 1.3) \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (4)$$

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_3 ——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幺值；

I_N ——光伏发电系统额定电流，单位为安(A)。

b）　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。

c）　光伏发电系统动态无功电流上升时间应不大于 30 ms。

d）　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。

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

6.3　连续低电压穿越

6.3.1　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 0.2 s～2 s。

6.3.2　每次低电压穿越的响应特性和支撑能力应满足 6.1 的要求。

7　运行适应性

7.1　电压适应性

7.1.1　当并网点电压在标称电压的 85%～110%时，光伏发电系统应能正常连续运行。

7.1.2　当并网点电压低于标称电压的 85%或超过标称电压的 110%时，光伏发电系统应满足 6.1 和 6.2 的要求。

7.2 频率适应性

7.2.1 光伏发电系统的频率适应性应满足表 2 的要求。

表 2 不同电力系统频率范围内的光伏发电系统运行要求

电力系统频率(f)范围	运行要求
$f<46.5$ Hz	根据光伏发电系统和无功补偿装置允许运行的最低频率而定
46.5 Hz$\leqslant f<47$ Hz	频率每次低于 47.0 Hz 高于 46.5 Hz,光伏发电系统至少能运行 5 s
47.0 Hz$\leqslant f<47.5$ Hz	频率每次低于 47.5 Hz 高于 47 Hz 时,光伏发电系统至少能运行 20 s
47.5 Hz$\leqslant f<48.0$ Hz	频率每次低于 48 Hz 高于 47.5 Hz,光伏发电系统至少能运行 60 s
48.0 Hz$\leqslant f<48.5$ Hz	频率每次低于 48.5 Hz,光伏发电系统至少能运行 5 min
48.5 Hz$\leqslant f\leqslant 50.5$ Hz	连续运行
50.5 Hz$<f\leqslant 51.0$ Hz	频率每次高于 50.5 Hz 低于 51 Hz 时,光伏发电系统至少能运行 3 min;通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统能执行电力系统调度机构下达的降低功率指令,不允许停运状态的光伏发电系统并网
51.0 Hz$<f\leqslant 51.5$ Hz	频率每次高于 51.0 Hz 低于 51.5 Hz 时,光伏发电系统至少能运行 30 s;通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统能执行电力系统调度机构下达的降低功率指令,不允许停运状态的光伏发电系统并网
$f>51.5$ Hz	根据光伏发电系统内光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最高频率而定

7.2.2 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:

a) 在 0.5 s 的滑窗时间内,频率变化率的绝对值不大于 2 Hz/s;

b) 在 1 s 的滑窗时间内,频率变化率的绝对值不大于 1.5 Hz/s;

c) 在 2 s 的滑窗时间内,频率变化率的绝对值不大于 1.25 Hz/s。

滑窗时间与频率变化率的关系见图 4。

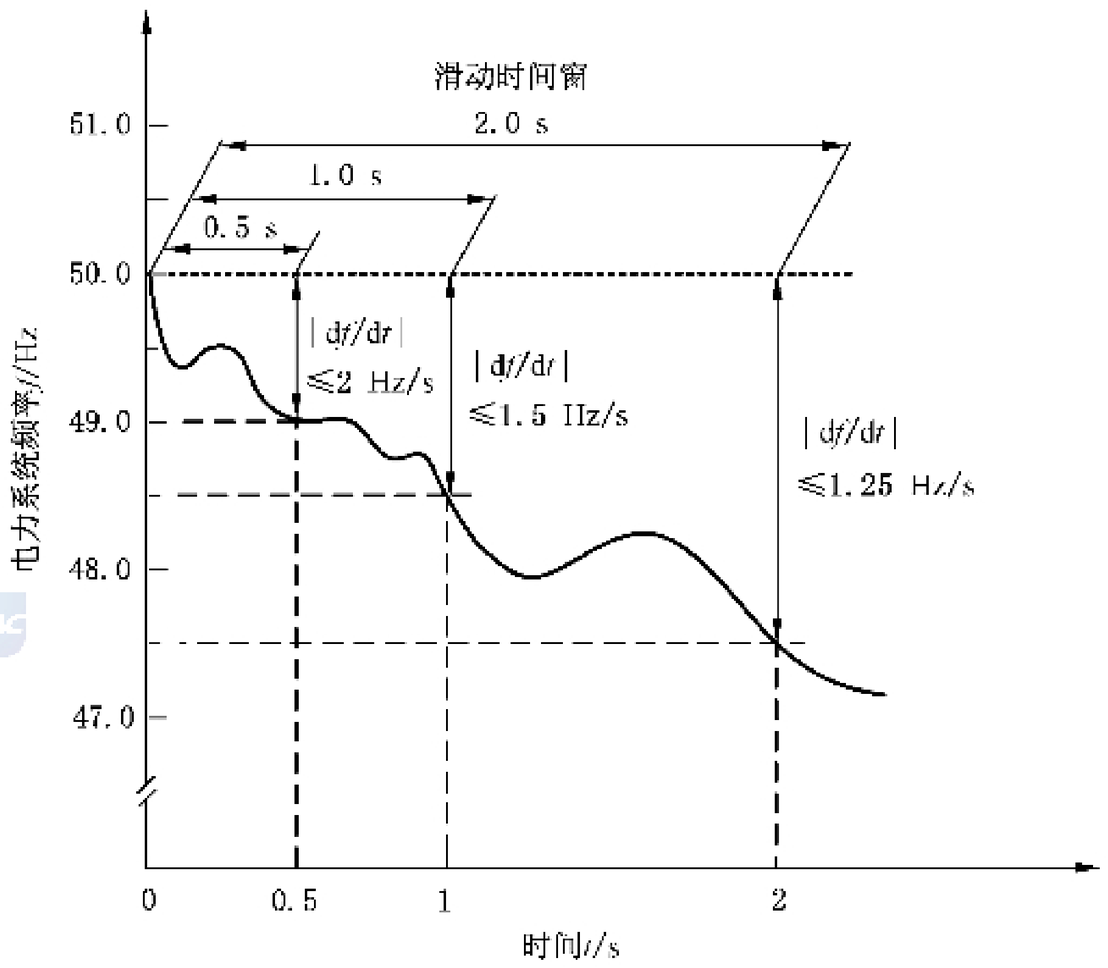


图 4 滑动时间窗与频率变化率示意图

7.3 电能质量适应性

当光伏发电系统并网点的电压波动和闪变值满足 GB/T 12326、谐波值满足 GB/T 14549、间谐波值满足 GB/T 24337、三相电压不平衡度满足 GB/T 15543 的要求时，光伏发电系统应能正常运行。

8 电能质量

8.1 电压偏差

光伏发电系统接入后，引起公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求。

8.2 电压波动和闪变

光伏发电系统接入后，引起公共连接点的电压波动和闪变应满足 GB/T 12326 的要求。

8.3 谐波与间谐波

8.3.1 光伏发电系统向所接入公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求，其中光伏发电系统并网点向电力系统注入的谐波电流允许值，应按光伏发电系统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。

8.3.2 光伏发电系统接入后，引起公共连接点的间谐波应满足 GB/T 24337 的要求。

8.4 电压不平衡度

光伏发电系统接入后，引起公共连接点的电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求。

8.5 直流分量

光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量应不超过其交流额定功率的 0.5%。

8.6 监测与治理

8.6.1 通过 10(6) kV 电压等级并网光伏发电系统的公共连接点应装设满足 GB/T 19862 要求的 A 级电能质量在线监测装置，电能质量监测数据应至少保存一年。

8.6.2 通过 380 V 电压等级并网光伏发电系统的公共连接点宜装设满足 GB/T 19862 要求的电能质量在线监测装置或具备电能质量在线监测功能的设备，电能质量监测数据应至少保存一年。

8.6.3 当光伏发电系统的电能质量指标不满足要求时，应安装电能质量治理设备。

9 启停

9.1 光伏发电系统启停时所引起的电能质量变化应满足第 8 章的要求。

9.2 光伏发电系统启动时并网点电压和频率应满足 GB/T 12325 和 GB/T 15945 的要求，否则不应启动。

9.3 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应在接收到电网调度机构的并网指令后恢复并网。

10 继电保护

10.1 总体要求

10.1.1 光伏发电系统保护配置应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，并满足 GB/T 14285 和

GB/T 33982 的相关要求。

10.1.2 通过 10(6) 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。

10.1.3 通过 380 V 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。

10.2 线路保护

通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统，并网线路两侧可采用电流保护，必要时加装方向元件。当动作电流整定值和时限配合不能满足可靠性和选择性要求时，宜采用距离保护或纵连电流差动保护。

10.3 低/高电压保护

光伏发电系统的低/高电压保护应满足 6.1 和 6.2 的要求。

10.4 频率保护

光伏发电系统的频率保护应满足 7.2 的要求。

10.5 防孤岛保护

10.5.1 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应配置独立的防孤岛保护装置。

10.5.2 通过 380 V 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。

10.5.3 光伏发电系统防孤岛保护动作时间应不大于 2 s，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。

10.5.4 光伏发电系统防孤岛保护应与其故障穿越要求相配合，且故障穿越优先级高于防孤岛保护。

10.6 剩余电流保护

通过 380 V 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/T 13955 的相关要求。

11 功率预测

11.1 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应上报中期(0 h～240 h)、短期(0 h～72 h)和超短期(15 min～4 h)功率预测数据。

11.2 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 4 h 月平均准确率应不小于 90%，月平均合格率应不小于 90%。

12 电能计量

12.1 光伏发电系统接入电网前，应明确计量点，全额上网光伏发电系统应在产权分界点处设置发电计量点，自发自用/余电上网光伏发电系统应分别在产权分界点、光伏发电并网点设置计量点。每个计量点均应配置一块电能表，配置应满足 DL/T 448 的要求。

12.2 电能表应采用静止式多功能电能表，技术性能应满足 GB/T 17215.321 和 DL/T 614 的要求。电能表应至少具备双向有功计量、四象限无功计量、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地或远程通

信功能。电能表通信协议应满足 DL/T 645 或 DL/T 698.45 的要求，数据采集频度宜不小于 15 min。

12.3 光伏发电系统并网前，电能计量装置应完成相关检测、安装和调试。

13 通信与信息

13.1 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应与电网调度机构进行数据双向交互，可采用无线专网、无线虚拟专网和光纤专网通信方式，通信规约应符合 DL/T 634.5104 和 DL/T 634.5101 的规定。

13.2 通过 380 V 电压等级并网的光伏发电系统，宜采用 RS485、电力线载波和无线公网等通信方式。

13.3 光伏发电系统采用无线通信方式时，应采取信息通信安全防护措施。

13.4 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应实时提供以下信息：

a) 模拟量：并网点电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数；

b) 状态量：逆变器运行状态、并网点开关等设备状态、故障等信息；

c) 电能量：发电量、上网电量、下网电量；

d) 功率调节数据：有功/无功调节投退状态、调节上/下限、无功电压控制模式、异常及告警等信号；

e) 功率预测数据；

f) 电能质量监测数据。

13.5 通过 380 V 电压等级并网的光伏发电系统，应至少上传并网点电流、电压、有功功率、无功功率、发电量和并网状态等信息，数据上传时间间隔宜不低于 15 min。

14 仿真模型和参数

14.1 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应提供光伏发电单元、无功补偿装置、集电升压系统及控制系统的暂态模型及参数。

14.2 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统的暂态模型应满足 GB/T 32826 的要求，并按 GB/T 32892 规定的方法进行模型验证。

14.3 通过 10(6) kV 电压等级并网的光伏发电系统应提供短路电流计算模型。

14.4 通过 380 V 电压等级并网的光伏发电系统应提供主要涉网设备的型号及参数、说明书。

15 并网检测与评价

15.1 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。

15.2 通过 10(6) 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。

15.3 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。

15.4 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。

附 录 A
（资料性）
并网点和公共连接点示例

A.1 光伏发电系统的并网点（如图 A.1 所示）指光伏发电系统与电网的连接点，而该电网可能是公共电网，也可能是用户电网。

A.2 图 A.1 中虚线框为用户电网，该用户电网通过公共连接点 C 与公共电网相连。在用户电网内部，有两个光伏发电系统，分别通过 A 点和 B 点与用户电网相连，A 点和 B 点均为并网点，但不是公共连接点。在 D 点，有光伏发电系统直接与公共电网相连，D 点是并网点，也是公共连接点。

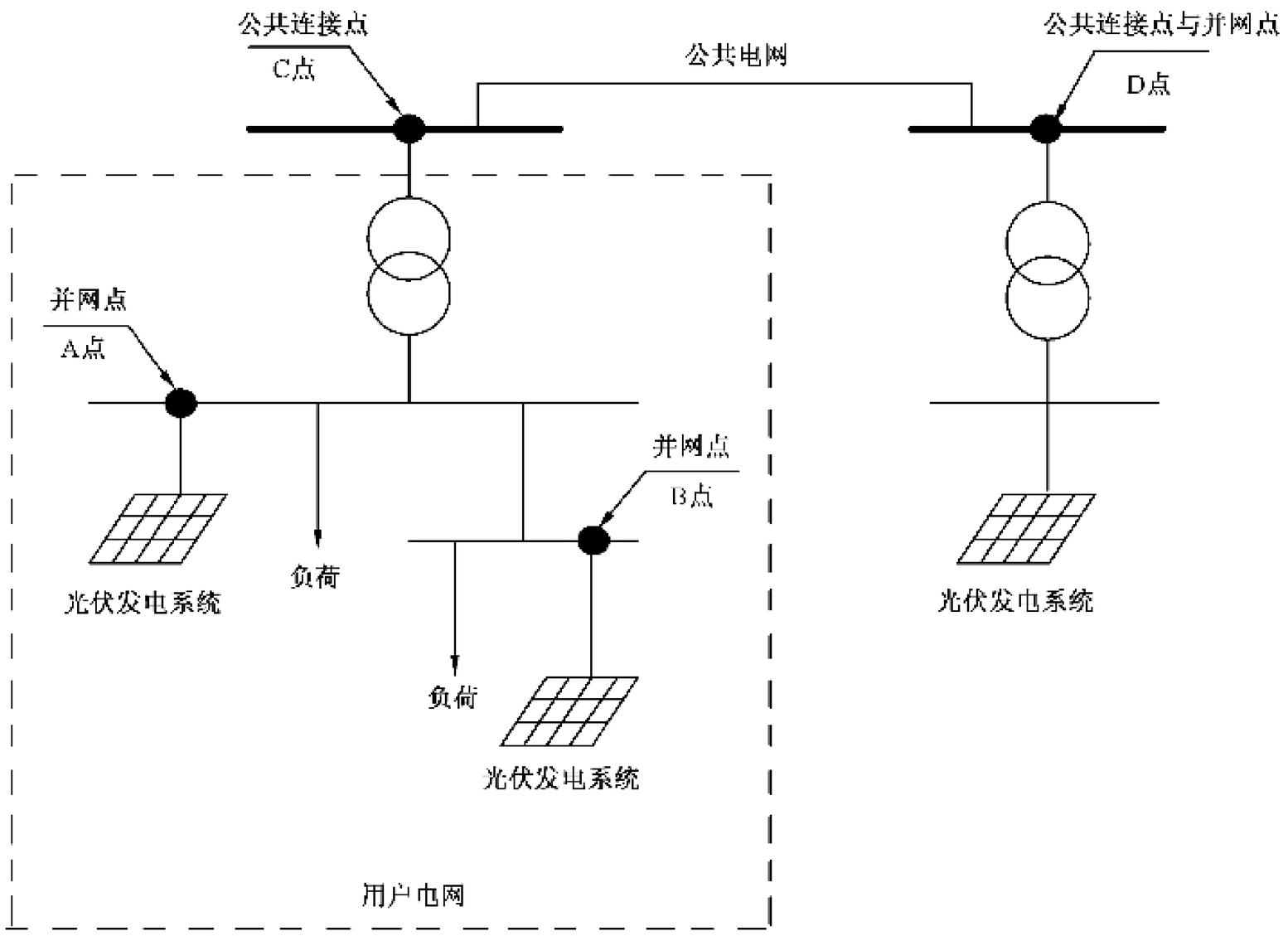


图 A.1 并网点和公共连接点示意图

参 考 文 献

[1] GB/T 40289—2021 光伏发电站功率控制系统技术要求