



中华人民共和国能源行业标准

NB/T 10149—2019

微电网 第2部分：微电网运行导则

Microgrids—Part 2: Guidelines for operation

(IEC TS 62898-2:2018, MOD)

2019-06-04 发布

2019-10-01 实施

国家能源局 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	2
4 运行模式	5
4.1 概要	5
4.2 并网型微电网	5
4.3 独立型微电网	7
5 微电网的控制	8
5.1 基本要求	8
5.2 并网型微电网的控制	10
5.3 独立型微电网的控制	11
6 通信与监测	13
6.1 一般要求	13
6.2 微电网通信	13
6.3 DER 的监测	13
6.4 并网型微电网开关设备的监测	13
6.5 独立型微电网开关设备监测	14
7 储能系统	14
7.1 基本要求	14
7.2 并网型微电网中的电能储存系统	14
7.3 独立型微电网中的电能储存系统	15
7.4 电力储能管理系统	15
8 微电网保护的原则	15
8.1 基本要求	15
8.2 并网型微电网保护的注意事项	15
8.3 并网型微电网的重合闸和同期	16
8.4 独立型微电网保护的注意事项	16
9 微电网电能质量和电磁兼容	16
9.1 并网型微电网的电能质量	16
9.2 独立型微电网的电能质量	16
9.3 微电网的电磁兼容	17
10 微电网的维护和测试	17

10.1 基本要求	17
10.2 维护	17
10.3 测试	17
参考文献	18

前 言

本部分为微电网系列标准中的第2部分。

本部分按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本部分使用重新起草法修改采用 IEC TS 62898-2:2018《微电网 第2部分:微电网运行导则》。

本部分与 IEC TS 62898-2:2018 相比,由于增加了表1,原文表1编号变为表2;第5.3节分为5.3.1和5.3.2两个小节;删除了资料性附录。

本部分与 IEC TS 62898-2:2018 的技术性差异及其原因如下:

——关于规范性引用文件,本标准做了具有技术性差异的调整,以适应我国的技术条件,调整的情况集中反映在第2章“规范性引用文件”中,具体调整如下:

- 用等同采用国际标准的 DL/T 860.3 代替 IEC 61850-3(见第6章);
- 用等同采用国际标准的 DL/T 860.4 代替 IEC 61850-4(见第6章);
- 用等同采用国际标准的 DL/T 860.5 代替 IEC 61850-5(见第6章);
- 增加引用了 NB/T 32005、NB/T 31051,删除原引用 IEC TS 62898-1(见7.2);
- 增加引用了 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 18481、GB/T 24337,删除原引用 IEC TS 62749(见9.1);
- 增加了引用 IEC 61000(所有部分),代替原引用 IEC 61000-1-7:2016、IEC 61000-4-7:2002、IEC 61000-4-30:2008(见9.3)。

——电能储存系统并不是一种行为,且有多样的电能储存形式,不局限于电解氢,删除“例如:一种可以通过电解氢来消耗交流电能、储存氢气并且利用氢气来产生交流电能的装置”和“注:EES也可以表示设备在执行定义中功能时的行为”(见3.8)。

——为适应9.1的标准内容,增加厂内耦合点的定义(见3.28)。

——为适应我国技术要求,根据 GB/T 32507—2016,增加了敏感负荷的定义(见4.2)。

——为保证非正常情况下的电能供应,电力储能系统应根据实际情况,如预定容量、充电策略等,来确定是否充放电,删除“此时电力储能系统可停止充放电,尤其是在负荷平稳状态”(见7.2)。

——采取甩负荷措施时,应根据实际的甩负荷策略进行负荷削减,不必赘述“即使一些重要性和敏感性负荷也不能被供应”,将其删除(见7.2)。

——为适应我国关于继电保护的基本要求规定,删除“并相应地重新设置保护整定值”(见8.1)。

——为适应我国关于谐波监测的要求,监测50次及以下的谐波及间谐波,将9.1b)“40次及以下的谐波”修改为“50次及以下的谐波”;c)“40次以下的间谐波”修改为“50次以下的间谐波”;d)“高于2 kHz的电压畸变”修改为“高于2.5 kHz的电压畸变”(见9.1)。

——电磁兼容即设备在电磁环境中正常工作也不对该环境产生电磁干扰,因此删除“设计微电网时应考虑电磁辐射和其对多种电磁干扰现象的抵御能力”(见9.3)。

——为适应我国技术要求,将原资料性附录中的表E.1放至正文中作为表1,且表1中增加部分DER并网标准关于功率因数的要求。

本部分做了如下编辑性修改:

——为使结构更清晰,需先阐明两种控制的差异,因此将5.3拆分为5.3.1独立型微电网和并网型微电网孤岛模式下控制的差异和5.3.2独立型微电网的控制(见5.3);

——删除资料性附录A~附录E;

——增加参考文献 GB/T 33589—2017、GB/T 34930—2017、GB/T 2900—2008。

本部分由全国电压电流等级和频率标准化技术委员会(SAC/TC 1)提出并归口。

本部分起草单位:华北电力大学、中机生产力促进中心、北京金风科创风电设备有限公司、中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司、南瑞集团有限公司、西安交通大学、西安博宇电气有限公司、中国电力科学研究院有限公司、国网福建省电力科学研究院、福州大学、国网江苏省电力科学研究院、国网山东省电力科学研究院、中国能源建设集团天津电力设计院有限公司、北京西电华清科技有限公司、北京科诺伟业股份有限公司、北京中恒博瑞数字电力科技有限公司。

本部分主要起草人:张建华、郑德化、张苹、陆宠惠、陈志刚、孟昭军、别朝红、王平、刘军成、王英瑞、张卫、王睿喆、魏丹、谭涛、胡浩、史佳琪、张逸、李强、林焱、孙树敏、卫三民、张东升、付勋波、周昶、许晓慧、岳军、周兴华、刘阳、杨梦瑶、黄钰辰。

微电网 第2部分：微电网运行导则

1 范围

本部分规定了微电网运行与控制导则。所指微电网是包含分布式能源(DER)和负荷的中、低压交流电力系统,不包括直流微电网。

微电网分为独立型微电网和并网型微电网。

独立型微电网与公用电力系统之间没有电气连接,且仅运行于孤岛模式。

并网型微电网可作为一个可控单元与公用电力系统连接并可工作于以下两种模式:

——并网模式;

——孤岛模式。

本部分提出的导则旨在提高微电网的安全性、可靠性和稳定性。

本部分适用于并网型和独立型的交流微电网的运行与控制,包括:

——运行模式和模式转换;

——微电网的控制和能量管理系统;

——通信和监测过程;

——电储能;

——保护原则,包括:独立型微电网和并网型微电网的保护、反孤岛保护、同步和重合闸、电能质量;

——调试、维护和测试。

注1:本部分不涉及人员安全,人员安全的相关要求参见 IEC TC 64 和 TC 99 的相关标准。

注2:地方法律、法规有权否决本部分技术要求。

注3:保护部分涉及微电网的主要保护类型、变流器和旋转电机故障分析、保护类型的选择、常规技术要求、整定值的设定原则等内容将在 IEC TS 62898-3-1 中做详细规定。

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 15945 电能质量 电力系统频率偏差

GB/T 18481 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压

GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波

DL/T 860.3 变电站通信网络和系统 第3部分:总体要求(DL/T 860.3—2004, IEC 61850-3:2013, IDT)

DL/T 860.4 变电站通信网络和系统 第4部分:系统和项目管理(DL/T 860.4—2018, IEC 61850-4:2011, IDT)

DL/T 860.5 变电站通信网络和系统 第5部分:功能的通信要求和装置模型(DL/T 860.5—2006, IEC 61850-5:2013, IDT)

NB/T 31051 风电机组低电压穿越能力测试规程

NB/T 32005 光伏电站低电压穿越检测技术规程

IEC 61000(所有部分) 电磁兼容性(EMC)[Electromagnetic compatibility(EMC)]

IEC 61968-1 电力公司应用集成 配电管理系统接口 第1部分:接口架构与通用要求(Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 1:Interface architecture and general recommendations)

IEC TS 62786 分布式能源与电网互连技术要求(Distributed energy resources connection with the grid)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

反孤岛保护 anti-islanding protection

防止分布式能源向非计划孤岛供电的一种保护功能或保护功能的组合。

注:该保护功能包括检测导致非计划孤岛的系統特性。

[IEC 60050-617:2017,定义 617-04-19]

3.2

黑启动 black start

电力系统停电后通过内部电源实现启动。

[IEC 60050-617:2017,定义 617-04-24]

3.3

变流器 converter

改变与电能相关的一个或几个特性的装置。

注1:与电能相关的特性有:例如电压、相数和频率(包括零频率)等。

注2:改写 GB/T 2900.83—2008,定义 151-13-36。

3.4

分布式能源 distributed energy resource; DER

与中、低压电网相连的电源以及具有发电模式的负载(例如电能储存系统),及其相关的辅助、保护和连接设备。

[IEC 60050-617:2017,定义 617-04-20]

3.5

分布式发电 distributed generation

连接于配电网的多个/多种电源发电。

注:改写 GB/T 2900.87—2011,定义 617-04-09。

3.6

配电网 distribution network

实现把电能从变电站分配到用户的公用电网,包括杆塔、变压器、断路器、继电器、隔离开关、配电线等。

注:配电网标称电压等级一般最高为 35 kV。

3.7

配电系统运营商 distribution system operator; DSO

运营某一配电系统的市场成员。

[GB/T 2900.87—2011,定义 617-02-10]

3.8

电能储存系统 **electrical energy storage; EES**

该装置可以吸收电能,这些电能可以被储存一段时间并且被释放,过程中可能伴随着能量形态的转换。

3.9

电磁兼容 **electromagnetic compatibility; EMC**

设备或系统在电磁环境中自身能够正常工作,且不对外部环境中其他设备产生电磁干扰的能力。

[IEC 60050-161:1990,定义 161-01-07]

3.10

电磁干扰 **electromagnetic disturbance**

任何可能引起装置、设备或系统性能降低或者对生物或非生物产生不良影响的电磁现象。

[IEC 60050-161:1990,定义 161-01-05]

3.11

高压 **high voltage; HV**

交流电力系统中 35 kV 以上的电压等级。

注: 改写 GB/T 2900.50—2008,定义 A-01-01。

3.12

计划孤岛 **intentional island**

计划中的自动保护或者电网调度员的人为操作,或者二者同时发生而产生的孤岛,目的是保障对电力系统的某一部分持续供电。

[IEC 60050-617:2017,定义 617-04-17]

3.13

(电力系统的)互联 **interconnection (of electric power systems)**

通过电路和(或)变压器使输电系统之间的电力和电量得以在这些系统工程交换的一条或多条输电联结。

注: 改写 GB/T 2900.87—2011,定义 617-03-08。

3.14

(电力系统中的)孤岛 **island (in an electric power system)**

与相连的电力系统的其他部分分离,但仍然保持带电运行的电力系统的一部分。

注 1: 孤岛可能是自动保护装置动作造成的结果,也可能是有意操作的结果。

注 2: 电源和负载可以是用户所拥有和(或)公共电网所拥有的。

注 3: 改写 GB/T 2900.87—2011,定义 617-04-12。

3.15

独立型微电网 **isolated microgrid**

由多个负载及分布式能源互相连接组成的本地电力系统,其电压为配电电压等级,暂时不能与更大公用电网进行连接。

注 1: 独立型微电网主要用于海岛或农村供电。

注 2: 能与主网相连的微电网又称为并网型微电网。

[IEC 60050-617:2017,定义 617-04-23]

3.16

低压 **low voltage; LV**

用于配电的交流电力系统中 1 kV 及其以下的电压等级。

[GB/T 2900.50—2008,定义 601-01-26]

3.17

中压 medium voltage; MV

低压和高压之间的所有电压等级。

注：配电系统中的中压一般指高于 1 kV 和低于 35 kV(含)的电压。

[IEC 60050-601:1985, 定义 601-01-28]

3.18

微电网 microgrid

具有明确电气边界的多个分布式能源和负载互联,为单一可控的系统,既可以运行在并网模式也可以运行在孤岛模式。

注：这个定义既包括公用的配电微电网,也包括用户自有的微电网设施。

[IEC 60050:2017, 定义 617-04-22]

3.19

微电网能量管理系统 microgrid energy management system

对微电网中电源和负载运行进行控制的系统。

[IEC 60050:2017, 定义 617-04-25]

3.20

标称值 nominal value

用以标志或识别系统参数的给定值。

注：改写 GB/T 156—2017, 定义 2.1。

3.21

并网点 point of connection; POC

用户的电力设备与电力系统的连接参考点。

注 1：本部分中,并网点指的是微电网接入电力系统的点。

注 2：改写 GB/T 2900.87—2011, 定义 617-04-01。

3.22

功率因数 power factor

在周期状态下,有功功率 P 的绝对值与视在功率 S 的比值：

$$\lambda = \frac{|P|}{S}$$

注 1：正弦状态下,功率因数是有功因数的绝对值。

注 2：改写 GB/T 2900.74—2008, 定义 131-11-46。

3.23

电能质量 power quality

在电力系统给定点上,电流和电压特性偏离基准技术参数的程度。

注：在某些情况下,参数可能涉及电力系统的供电与连接到这些电力系统的负荷之间的兼容性。

[GB/T 2900.87—2011, 定义 617-01-05]

3.24

可靠性 reliability

在给定条件下和给定时间间隔内,电力系统能够完成所要求的功能的概率。

注 1：可靠性描述电力系统在一个较长的时间周期内提供连续、充足、几乎不中断的供电服务的能力。

注 2：可靠性是电力系统设计与运行的总体目标。

[GB/T 2900.87—2011, 定义 617-01-01]

3.25

可再生能源 **renewable energy**

能够持续补充且不会耗尽的一次能源。

注 1：可再生能源的例子：风能、太阳能、地热、水力。

注 2：化石燃料是不可再生的。

[GB/T 2900.87—2011, 定义 617-04-11]

3.26

安全性 **security**

电力系统在运行中发生异常的情况下,不致引起损失负荷、系统元件所受应力超过额定值、母线电压或系统频率超出允许范围、失稳、电压崩溃或相继跳闸等后果的能力。

注 1：这种能力可用一个或几个合适的指标来度量。

注 2：这一概念通常用于大电力系统。

[GB/T 2900.87—2011, 定义 617-01-02]

3.27

非计划孤岛 **unintentional island**

电网调度人员没有预期到的情况下形成的孤岛。

[IEC 60050-617:2017, 定义 617-04-18]

3.28

厂内耦合点 **in-plant point of coupling; IPC**

电网或设施中与特定负载最近的电气连接点,该连接点已有或者可以实现负载连接。

注：IPC 通常用于电磁兼容性评价。

[IEC 61000-2-4: 2002, 定义 3.1.7]

4 运行模式

4.1 概要

微电网应根据具体的应用需求来设计。

4.2 并网型微电网

4.2.1 基本要求

孤岛模式下,应确保敏感负荷的正常运行,并且不损害公用电网的完整性和安全性。根据 GB/T 32507—2016,敏感负荷即为对电能质量的要求超过电能质量标准规定范围内的负荷。微电网在切换运行模式的过程中,电压和频率宜保持在可接受的范围内,并且保护系统应可靠动作。

4.2.2 并网模式

4.2.2.1 基本要求

DER 以及微电网内其他元件应遵循 DER 并网要求。不论微电网的拓扑结构以及并网点和 DER 接口保护的接口设置如何,DER 应能够在 IEC TS 62786 规定的工作范围内运行。

并网模式下,微电网作为一个整体应遵循与微电网内 DER 相同的要求。

4.2.2.2 电压响应特性

并网模式下,工作电压的要求应参考 IEC TS 62786。根据当地的要求,容量高于一定水平的 DER

应具备承受系统电压偏差的能力。

4.2.2.3 频率响应特性

并网模式下,运行频率的要求应参考 IEC TS 62786。根据当地的要求,容量高于一定水平的 DER 应具备承受系统频率偏差的能力。

4.2.3 孤岛模式

4.2.3.1 电压响应特性

并网模式与孤岛模式下,为保证电压偏差在允许范围内,应及时调节微电网内部 DER 的有功与无功,从而控制输出电压。并网模式下,公用电网和 DER 都可以调节微电网电压。

当微电网电压越限时,DER 应及时做出响应。

当微电网运行在孤岛模式时,应考虑以下重要因素:

- a) 电容器组、电压调节器、电抗器、保护设备、不同容量及连接的变压器等辅助设备应正常运行;
- b) 负荷在稳态情况下的特性;
- c) 对非正常电压的承受能力;
- d) 配电网及微电网的特性,例如接地方式、等效电源短路阻抗、电压调节器、保护系统结构和自动控制方式等;
- e) 测量、信息交换、电压控制系统等及其要求;
- f) 系统允许的动态稳定限值及无功备用。

4.2.3.2 频率响应特性

并网型微电网运行在孤岛模式时,应具备负荷跟随能力。孤岛模式下应通过 DER 和负荷管理手段来满足负荷需求,且 DER 的容量应足够大以确保重要负荷的正常运行。

孤岛模式下,应至少有一个(或一组)可控的 DER 来提供参考频率。孤岛模式下的变流器控制系统的响应特性应与并网模式相同。除了 DER 的有功输出外,还可通过储能设备响应和切负荷等手段调节频率,将频率控制在允许的范围内。

微电网运行在孤岛模式时应满足如下要求:

- a) DER 输出功率和负荷功率之间的功率平衡;
- b) 频率测量和调节能力;
- c) 负荷跟随、负荷管理、切负荷;
- d) 负荷剧烈变动、DER 退出或其他内部故障时,维持系统暂态稳定的能力。

在低压条件下,应考虑无功功率与电压的函数关系 $Q(U)$ 和有功功率与频率的函数关系 $P(f)$ 之间不能实现解耦的情况。

4.2.4 并网型微电网的模式切换

4.2.4.1 基本要求

并网型微电网从并网模式切换到孤岛模式分为两种情况:计划孤岛切换和非计划孤岛切换。计划孤岛时微电网应能够实现无缝切换。当公用电网系统发生故障导致并网点电能质量超过限值,使微电网被动离网,称为非计划孤岛切换。微电网可具备黑启动能力,模式切换失败时可进行黑启动。

如果在开断的瞬间,有充足的工作在 U/f 模式的 DER 处于并网状态,并有一个快速切负荷系统迅速地将负荷量与孤岛的发电容量相匹配,则微电网具有维持可接受的电压连续性的能力。否则,微电网将终止运行,并需要一个黑启动操作序列来重新启动。

4.2.4.2 并网模式切换到孤岛模式

在 DER 能够满足微电网内重要负荷的供电要求条件下,并网型微电网可从公用电网断开并运行于孤岛模式。对于计划孤岛切换,切换时间和过渡过程需要与相关方面进行协调:

a) 电压支撑

为避免系统出现严重的电压波动,微电网应配有足够容量的无功补偿装置。主要 DER 应运行于 $Q(U)$ 模式为系统提供电压支撑。

b) 频率支撑

为避免系统出现严重的频率波动,微电网应具备有功功率自动调节能力。主要 DER 应运行于 $P(f)$ 模式为系统提供频率支撑。

4.2.4.3 孤岛模式切换到并网模式

孤岛模式下,微电网应通过同期继电器检测公用电网的电压幅值、频率和与微电网之间的相位差值。当从孤岛模式切换到并网模式时,应采用同步控制方法,使电压幅值和频率向期望方向调节。当公用电网和微电网之间的电压幅值、频率和相角的差值在允许范围内时,同期继电器可以闭合接口开关,完成微电网从孤岛模式到并网模式的切换。

当微电网不具备上文所要求的能力时,应等到下次满足同期条件时再进行同步控制。如果需要紧急同步,同步并网控制应切除连接的 DER,使微电网不再带电然后再闭合接口开关。当微电网用户可以接受同期条件之外闭合接口开关的影响,且取得相关电网调度许可,即使微电网不完全满足同期条件也可闭合接口开关。

4.3 独立型微电网

4.3.1 一般要求

当大量可再生能源接入后,独立型微电网应能保证一定水平的电能质量和可靠性。

4.3.2 独立型微电网的结构

独立型微电网仅包括 DER、负荷和其他控制及监视设备,与公用电网没有任何电气连接。独立型微电网的架构应满足如下要求:

- a) 应确保系统运行的稳定性和安全性;
- b) 如有重要负荷应为其提供稳定的供电;
- c) 应尽可能提高系统运行的经济性。

4.3.3 电压响应特性

当独立型微电网的电压超过限值时,DER 应及时响应以确保系统可靠性。DER 应具备承受一定时间异常电压的能力。当电压偏差超出允许范围,保护装置应将微电网内的 DER 切除。同时,电储能系统应能及时提供足够的无功功率以减少电压偏差。

4.3.4 频率响应特性

独立型微电网内应至少有一个可控的 DER 为其提供频率支撑。当频率超出限值时,DER 应及时响应以确保电能质量以及保证供电可靠性。同时,电能储存系统应及时提供充足的有功功率以减少系统的频率偏差。

5 微电网的控制

5.1 基本要求

微电网控制结构可具有多个层次。例如,微电网的主要控制系统是每一个单元的本地下垂控制,该控制可采用比例控制(P控制)。中央控制器是一个次级控制回路,该控制可采用积分控制(I控制)。每种控制模式是对局部测量的频率和电压做出反应。应通过中央控制来达到协调和优化的目的,在重新同期之前还应保证稳态精度。微电网通过接口开关接入公用电网。

并网模式和孤岛模式下的独立型微电网的主要部分是能量管理系统(EMS),用于平衡负荷和发电、管理储能容量:

- a) 在并网模式下,能通过监测、信息交换、控制来优化 DER 的运行,并控制微电网和公用电网之间的潮流。
- b) 在孤岛模式下,应有足够的满足本标准相关规定的 DER 对微电网电压、频率和相角的控制提供支撑。在微电网重新接入公用电网之前,应在一定的观测时间内对微电网和公用电网在接入点的状态进行监测,以检查是否满足同期条件。当所有这些条件都满足时,微电网才能重新并网。

注:工作于并网模式或孤岛模式下的并网型微电网是否具有黑启动能力取决于它对于公用电网的地位和作用。

- c) 在独立型微电网中,应考虑以下几点:
 - 有功功率和无功功率必须保持平衡;
 - 频率和电压应在允许的范围内进行调节;
 - 能采用诸如负荷跟随、负荷管理和切负荷等技术措施;
 - 应提供 DER 的动态响应;
 - DER 宜有足够的有功、无功容量和快速响应特性;
 - 独立型微电网自身应具备黑启动能力。

图 1 和图 2 分别给出了并网型微电网和独立型微电网的典型架构。

能量管理系统主要功能应包括气象预报、DER 发电预测、负荷预测、发电计划和调度等,同时可对数据进行管理,并显示运行状态信息。

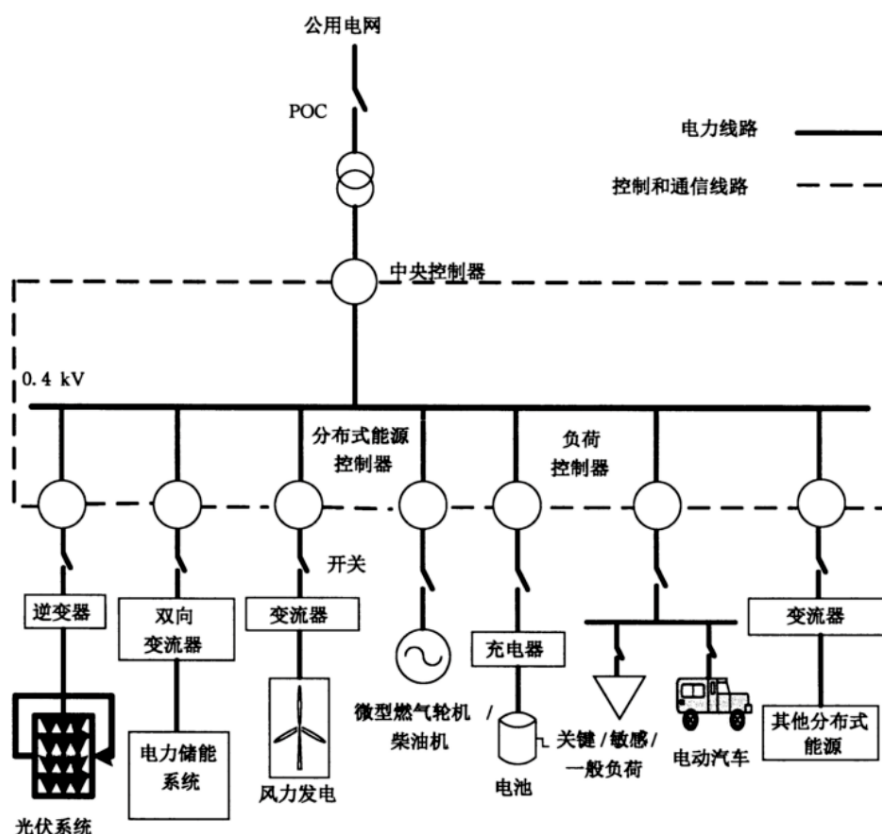


图 1 并网型微电网的架构示例

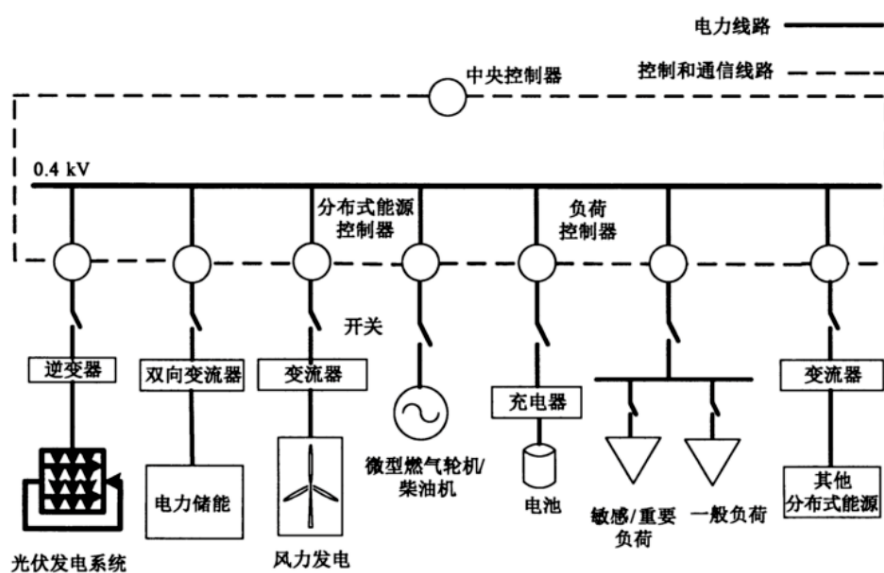


图 2 独立型微电网的架构示例

5.2 并网型微电网的控制

5.2.1 并网模式的控制

5.2.1.1 有功功率控制和频率调节

微电网的频率应通过公用电网的有功功率来调节。

并网模式下的微电网应根据配电系统运营商的要求确定是否参与频率调节。

在这种运行模式中,并网点的潮流是双向的,这意味着微电网可以向公用电网注入或从公用电网吸收电能。结合切负荷的能力,微电网也能够为公用电网提供辅助系统服务。

5.2.1.2 无功功率控制和电压调节

在并网模式下,并网点的功率因数可在一定范围内由公用电网和微电网调节,也能在限定时间内超出该范围。对于一个小容量的微电网, Q/U 的方法是可行的。微电网在孤岛模式下的功率因数则由负荷或功率因数补偿装置(如电容器组或有源滤波器)调节。微电网应具备无功功率调节功能。在某些情况下,需要通过无功补偿设备把公用电网的电压调节到正常范围内。功率因数应在允许范围内进行调节,具体参数可参照表1。当公用电网在稳态运行时,有多个无功功率控制方法为微电网提供静态电压支撑:

- a) 恒功率因数 λ ;
- b) 无功功率与有功功率的函数关系 $Q(P)$;
- c) 恒无功功率 Q_{fix} ;
- d) 无功功率与电压的函数关系 $Q(U)$;
- e) 无功功率同时与有功功率和电压的函数关系 $Q(P, U)$ 。

在如表1所示的特定结构的公用电网中,微电网的调度机制应在上述任一模式下运行,以便提供运行曲线或目标设定值,同时确保功率因数在表1所规定的范围内。

表1 DER 并网标准关于功率因数的要求

DER 容量	功率因数	标准
30 kVA 以上	超前 0.9~滞后 0.9 内可调	CSA Std. C22.3-9; 2007
30 kVA 以下	超前 0.9~滞后 0.9 内某固定值	
3.68 kVA<视在功率<13.8 kVA	超前 0.95~滞后 0.95 内可调	VDE-AR-N 4105
视在功率≤3.68 kVA	超前 0.95~滞后 0.95 内某固定值	
所有 DER	超前 0.95~滞后 0.95 内可调	BDEW;2008
通过 10 kV 并网的同步发电机类型 DER	超前 0.95~滞后 0.95 内可调	Q/GDW480;2010
通过 10 kV 并网的异步发电机和变流器类型 DER	超前 0.98~滞后 0.98 内可调	
通过 380 V 电压等级并网	超前 0.98~滞后 0.98 内某固定值	

光伏发电、风力发电等其他 DER 的出力总是波动的。配电系统运营商能提供功率因数的特性曲线,该曲线可定义为功率因数与有功功率的函数关系($\lambda-P$)。配电系统运营商可要求它在固定功率因数下运行;在某些情况下还需要采取补偿措施。当公用电网电压处于不稳定状态,配电系统运营商应提供无功功率的特性曲线,该曲线被定义为与电压有关的函数关系。

DER 的无功功率必须是可调节的。它需要有在特定时间范围内调整无功功率输出的能力,并满足提供无功的频次要求。如果由配电系统运营商指定特性曲线,DER 应自动满足由该特性曲线计算得到

的无功功率要求。

当配电系统运营商允许时,微电网可辅助服务的方式参与并网点电压的调节。根据本标准,功率因数需在配电系统运营商提供的许可范围内调整。

微电网和公用电网的整合会对公用电网的电压产生影响。结合公用电网运行的需求,配电系统运营商可改变低压配电网中 DER 的电压调整量。

为了满足公用电网的要求,微电网应参与中压电网的稳态电压控制。异步电机、变流器类型的 DER,尤其是永磁直驱风力发电机,应能通过控制无功功率参与中压并网点的电压调节。功率因数的范围与各种 DER 的调节能力相关。

5.2.2 孤岛模式的控制

孤岛模式的运行控制策略应与孤岛模式的运行方式一致。

微电网在孤岛模式下可采用如下四种基本的控制策略:

- 集中控制。在此控制模式下,通过中央控制器和分布式的可控设备之间的主从控制结构,中央控制器向微电网整个系统发出指令。
- 分散控制。这种控制方式是通过各独立控制设备之间的相互通信来实现。该策略使用安装在重要位置的智能设备来检测状态条件并执行相关操作。
- 分层控制。集中控制与分散控制相结合的控制方法。
- 自主控制。这种控制可独立完成,不需要与其他设备通信。

在微电网的孤岛模式中,至少应有一个 DER 采用 U/f 控制,以维持电压和频率,而其他的 DER 应采用 P/Q 控制方式。DER 的电压控制器应与系统中的其他调节装置协调运行。这需要不同类型的控制,来给定各 DER、无功补偿设备及电压调节器的整定值,维持所需的电压分布特性。

5.3 独立型微电网的控制

5.3.1 独立型微电网和并网型微电网孤岛模式下控制的差异

独立型微电网和运行于孤岛模式下的并网型微电网,二者的稳态控制运行是不同的:

- 独立型微电网中储能容量占 DER 容量的百分比应该远大于孤岛运行模式下储能容量占总 DER 容量的百分比;
- 根据负荷侧的要求,独立型微电网可接受电能质量与孤岛模式下的并网型微电网可接受电能质量是不同的;
- 独立型微电网一般根据负荷的要求运行于自给自足和独立的状态,而并网型微电网孤岛运行模式仅在有限的时间段内运行;
- 从控制的角度来看,即使二者有诸多共同点,它们的控制策略也不同;
- 需实时监测并网型微电网运行于孤岛模式下的电压和频率以便于重新并网。

5.3.2 独立型微电网的控制

独立型微电网中的 DER 应具有频率调节的能力。根据图 3,如果独立型微电网的频率超出调节范围,DER 不应调节有功功率。在规定的精度和时间内,DER 应根据频率变化尽可能快调整有功功率。一旦无法满足这些要求时,应保持该有功功率输出恒定。

在图 3 中,频率的阈值可根据负荷需求由独立型微电网提供。在 f_4 和 f_H 之间,当频率升高时应降低 DER 的功率,其对频率响应的整体效果,宜遵循右半侧的下垂曲线。类似地,在 f_3 和 f_L 之间,当频率降低时应增加 DER 的功率,也可调节或切除(甩负荷)可中断负荷,宜遵循左半侧的下垂曲线。

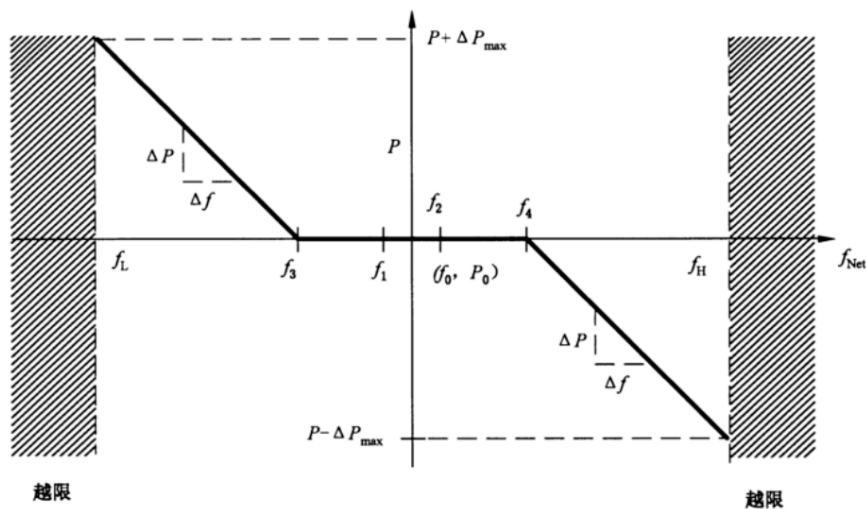


图 3 独立型微电网的 P - f 控制

f_{Net} 是系统频率,表 1 给出了其他参数的值。

表 2 范例:50 Hz 下微电网频率响应的示例

参数	值	参数	值
f_0	50.0 Hz	f_4	50.5 Hz
f_1	49.95 Hz	f_L	47.0 Hz
f_2	50.05 Hz	f_H	53.0 Hz
f_3	49.5 Hz		

注 1: 表 2 的示例值(参考文献[21])是适用于独立型微电网的一个示例。

容量高于例如 100 kVA 的 DER 应根据调度指令来限制其有功出力。在正常运行状态下,DER 有功功率调节速率不应超过给定的变化率(例如每分钟最大有功输出的 10%)。当频率满足 $f_{\text{Net}} < f_L$ 或者 $f_{\text{Net}} > f_H$ 时,DER 应从微电网断开。当微电网的频率满足 $f_3 \leq f_{\text{Net}} \leq f_4$ 时,不限制 DER 的输出功率。当频率满足 $f_L \leq f_{\text{Net}} < f_3$ 时,DER 应在其容量范围内增加其输出功率,以弥补微电网频率下降。当频率满足 $f_4 < f_{\text{Net}} \leq f_H$ 时,如果频率上升 DER 必须减少输出的有功功率。

由独立型微电网提供有功功率梯度和阶跃响应的最大时间设定值。微电网用户对阶跃响应时间的要求取决于其技术可行性。DER 具有快速响应特性(例如基于变流器的电储能),应在最大阶跃响应时间内做出反应。当反应较慢的 DER(例如燃气涡轮机、内燃机、水轮机)在技术上无法满足该要求时,应将其切除。

DER 有功功率的变化应满足独立型微电网安全和稳定运行的要求。

因为没有公用电网的支持,独立型微电网中应有高可靠性的一个或多个(或一组)DER 工作在 U/f 模式,以保持电压和频率的稳定性。同时,应有一个暂态稳定控制系统,以保证在临界稳定状态运行的独立型微电网的稳定性。

注 2: 考虑到风力发电机和光伏阵列输出功率的波动性,它们不能工作在 U/f 模式。如选择一个储能装置,其容量应足够大。

6 通信与监测

6.1 一般要求

微电网中的 DER 应具备与监测系统之间的数据通信能力。监测系统应能收集微电网中实时运行情况,同时并网型微电网应具备接收公用电网调度指令的能力。对于微电网,系统内的运行情况也应实时监测与记录。

当并网型微电网运行在并网模式时,微电网与公用电网调度部门之间的数据通信应包括遥测、遥信、遥控、遥调等,并满足相关通信规约和调度系统的要求。

6.2 微电网通信

6.2.1 一般要求

微电网通信系统应从配电网系统、微电网系统以及微电网系统内部各设备接收信息,并向设备发送信息。除此关键功能外,还应包括通信安全措施,以防止偶发性错误、电力系统设备故障、通信设备故障及人为故障等。

微电网内采用的不同通信协议应相互协调,为了连接不同设备,通信系统应兼容不同通信网络与通信协议。本章内容基于现有或即将发布的标准与应用需求,微电网的实际工程中宜采用被公认为智能电网领域核心标准的 DL/T 860.3、DL/T 860.4、DL/T 860.5 和 IEC 61968-1 协议。

6.2.2 并网型微电网与公用电网间通信

并网型微电网与公用电网间通信应满足如下要求:

- a) 在正常运行模式下,微电网应与公用电网进行实时通信,包括电压、电流以及功率信息;
- b) 当公用电网需要微电网提供功率支撑时,微电网将从公用电网接收调度指令;
- c) 切换运行模式时,若是计划孤岛,微电网应向公用电网发送动作信号,公用电网应给予响应;若是非计划孤岛,微电网可不向公用电网发送信号。

6.2.3 微电网内部通信

微电网内部的通信与数据交互对微电网的安全、稳定、可靠运行至关重要。所以各 DER、重要负荷及中央控制器等之间应可以进行数据交换。

注:微电网系统中与电力储能系统的通信极其重要。

6.3 DER 的监测

微电网中 DER 监测的主要内容包括:

- a) DER 的电压、电流;
- b) DER 的有功功率、无功功率;
- c) 微电网中电储能系统的荷电状态;
- d) 微电网内 DER 的故障状态。

并网型微电网监测的主要内容还应包括:

- a) 并网点处的电压、电流;
- b) 微电网与公用电网间的有功和无功传输。

6.4 并网型微电网开关设备的监测

考虑继电保护、安全自动装置、自动化系统和其他服务需要,监测系统应满足相关电力通信要求。

并网型微电网监测系统的监测内容应包括：

- a) 微电网中变压器分接头位置、断路器开关状态；
- b) 微电网并网点的主变压器分接头位置及断路器分合状态；
- c) DER 的投切状态。

6.5 独立型微电网开关设备监测

考虑继电保护、安全自动装置、自动化系统和其他服务需要，监测系统应满足电力通信要求。

独立型微电网监测系统的监测内容应包括：

- a) 微电网中变压器分接头位置及断路器分合状态；
- b) DER 的投切状态。

7 储能系统

7.1 基本要求

储能系统在微电网中起着非常重要的作用，其作用依赖于储能系统的类型。从功能的角度来看，储能系统主要分为功率型和能量型。功率型主要用于独立型微电网的暂态或动态稳定性控制。能量型主要用于功率平衡。储能系统在充电时充当负荷，放电时充当发电机。在应用不同的储能系统时，转换器控制技术也很重要。

7.2 并网型微电网中的电能储存系统

7.2.1 并网模式下对电力储能系统的要求

并网模式下对电力储能系统有如下要求：

- a) 并网模式下电力储能系统应采用 P/Q 控制模式。储能系统的功率设定值应保障公用电网的电能质量。在这种情况下，电力储能系统可保障微电网向公用电网平滑输出功率。
- b) 根据系统要求(或 EMS 指令)，电力储能系统应向公用电网吸收或发出有功/无功，保证微电网内部及并网点潮流的稳定。
- c) 并网模式下，微电网的电压与频率由公用电网支撑。

7.2.2 孤岛模式对电力储能的要求

孤岛模式对电力储能有如下要求：

- a) 当并网型微电网处于孤岛模式下，是否拥有黑启动能力可能不是必要的，但是电力储能系统对于黑启动过程中是十分重要的。如果系统无其他主要电源如微型燃气轮机或柴油发电机，容量最大的电力储能应采用 U/f 控制模式，对系统电压及频率做支撑。
- b) 当 DER 输出功率不能满足负荷需求时，电力储能可以作为发电装置对系统进行有功和无功功率支撑；当 DER 输出功率超过负荷需求时，电力储能系统可作为负荷对其进行充电。如果电力储能系统作为发电装置仍不能满足系统的负荷平衡，系统将根据负荷需求和电力储能装置的容量采取甩负荷措施。

7.2.3 模式切换时对电力储能的要求

模式切换时对电力储能有如下要求：

- a) 当微电网从并网模式切换到孤岛模式时，暂态过程可能导致微电网系统不稳定。电力储能系统变流器和暂态稳定控制系统快速切换，以保证系统的稳定。应选择足够大的电力储能系统，

保证微电网的稳定运行。

- b) 当微电网从孤岛向并网模式切换时,电力储能系统变流器应及时检测公用电网电压幅值、相角和频率,并调节变流器输出电压幅值、相角和频率,以满足同期要求。
- c) 快速精确的检测可以减少微电网模式切换对敏感负荷和 DER 的影响。应通过控制电储能满足严格的同期并网条件且减少微电网的冲击电流,确保微电网和公用电网的稳定运行。
- d) 如果电力储能系统是孤岛模式下的主支撑电源,当微电网从并网模式切换到孤岛模式时,控制策略应从 P/Q 控制模式切换为 U/f 控制模式,并且系统应具备反孤岛检测能力。
- e) 电力储能系统的高/低电压穿越要求应满足 NB/T 31051、NB/T 32005 相关要求。

7.3 独立型微电网中的电能储存系统

独立型微电网中的电能储存系统应满足如下要求:

- a) 独立型微电网中,电储能容量设置完全不同于处于孤岛运行模式下的并网型微电网,其容量应远大于并网型微电网在孤岛运行模式下的电能储存容量,与具体电力储能系统种类有关。至少有一种旋转电机如微型燃气轮机或柴油发电机应采用 U/f 控制,若旋转电机不能或其故障停机,当储能类型不止一种时,其中容量最大的电储能系统应采用 U/f 控制,保证旋转电机不能快速响应、停机或故障情况下系统仍然能稳定运行。在电力储能系统变流器中,最大容量的变流器应采用 U/f 控制模式,以建立和维持系统电压和频率。独立型微电网应具备黑启动的能力,其中电力储能可起主要作用。
- b) 当 DER 输出功率不能满足负荷需求时,电力储能应保证系统内重要性和敏感性负荷的有功和无功功率支撑。
- c) 当 DER 输出功率超过负荷需求时,可对电力储能系统进行充电。

7.4 电力储能管理系统

电力储能管理系统的功能应包括:

- a) 动态地检测电力储能系统中各个元件以及电力储能系统整体的工作状态;
- b) 评估电力储能系统中各部分的输出容量,保证电力储能系统功率平衡,并给出各部分及整体的荷电状态;
- c) 防止电力储能系统过充电或过放电;
- d) 提高电力储能系统安全性和可靠性;
- e) 延长电力储能系统寿命;
- f) 提高电力储能系统运行效率。

8 微电网保护的原则

8.1 基本要求

并网型微电网和独立型微电网应配置继电保护以保证其安全运行。当并网型微电网从并网模式向孤岛模式切换时,微电网保护应计及可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

8.2 并网型微电网保护的注意事项

并网型微电网发生短路时,公用电网和微电网内部的 DER 都会提供短路电流,保护的配置应充分考虑不同时刻下的网架结构。

8.3 并网型微电网的重合闸和同期

重合闸前微电网应与公用电网同期。

同期主要是指微电网内部元件(主要是 DER)的电压幅值、电压相角和频率与公用电网的电压幅值、电压相角和频率相同或相近。

对于微电网中同步电机型的 DER,其并网的同期参数设置应予以足够重视。对于微电网中的异步电机类型的 DER,在达到同步转速前可由原动机拖动趋近同步转速。

公用电网的重合闸装置应在 DER 满足并网条件时合闸。

如果 DER 与公用电网的重合方案不协调,则应改变微电网系统结构或改造并网点处的断路器。比如更换重合闸装置或安装上级闭锁继电器。

如果是由于故障造成断路器跳闸而形成的孤岛,微电网不应重合闸该断路器。不论是计划孤岛还是非计划孤岛,有时在重合闸之前孤岛微电网应停止运行。如果各 DER 重新合闸,公用电网和微电网都应重新研究 DER 的连接方式,并评估重合闸行为是否会对微电网的电压和频率造成影响。

8.4 独立型微电网保护的注意事项

微电网提供的短路电流应由其具体配置和网络结构决定。固态逆变器或者变流器可能导致小短路电流下传统保护继电器不能正确动作,应考虑使用特定算法进行辅助。某些情况下,主保护应采用光纤电流差动保护,后备保护应采用方向性或非方向性过电流保护。在线路的 DER 侧,应安装纵联差动保护和过电流保护。

9 微电网电能质量和电磁兼容

9.1 并网型微电网的电能质量

并网点处电能质量参数应符合 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 18481、GB/T 24337 的规定。

除非另有规定,在并网和孤岛模式下,对 IPCs(厂内耦合点)的电能质量应有相同的要求。

当微电网连接到公用电网时,微电网不应应对微电网外的其他用户造成不可接受的干扰。

应考虑干扰因素包括:

- a) 电压波动和闪变;
- b) 50 次及以下的谐波;
- c) 50 次以下的间谐波;
- d) 高于 2.5 kHz 的电压畸变;
- e) 电压暂降和短时供电中断;
- f) 电压不平衡;
- g) 暂态过电压;
- h) 工频变化;
- i) 直流分量;
- j) 载波信号。

9.2 独立型微电网的电能质量

独立型微电网的电能质量要求可和并网型微电网不同,但是其中一些涉及安全性的参数应和并网型微电网保持相同的水平。

9.3 微电网的电磁兼容

设计和运行微电网时应考虑相关电磁兼容标准(例如 IEC 61000 系列标准及特定的产品标准)。

10 微电网的维护和测试

10.1 基本要求

制定独立型微电网和并网型微电网的维护和测试计划之前,微电网运行维护人员应与配电系统运营商协调。

微电网运行维护人员应根据设备情况对微电网的设备定期进行再评估。

10.2 维护

微电网应满足如下维护要求:

- a) 微电网的运行和管理部门应制定维护计划;
- b) 微电网的运行维护人员应为专业人员;
- c) 微电网运行人员应定期为维修计划提供运行信息,信息应包括:保护装置的状态、设备接地状态、其他安全设备及 DER 的状态。应定期维护微电网,并且应记录所有信息。

10.3 测试

微电网中所有设备的测试应满足以下要求:

- a) 测试过程的执行应遵循合适的安全规程、步骤并具有防范措施;
- b) 测试环境应该是设备制造商指定的合格运行环境;
- c) 测试结果宜与配电系统运营商的要求相协调,并满足所有 DER 的要求。

参 考 文 献

- [1] GB/T 2900(所有部分) 电工术语
- [2] GB/T 14048.2—2008 低压开关设备和控制设备 第2部分:断路器(IEC 60947-2:2006, IDT)
- [3] GB/T 14048.3 低压开关设备和控制设备 第3部分:开关、隔离器、隔离开关以及熔断器组合电器(GB/T 14048.3—2008, IEC 60947-3:2005, IDT)
- [4] GB/T 16895(所有部分) 低压电气装置[IEC 60364(所有部分)]
- [5] GB/T 18039.3 电磁兼容 环境 公用低压供电系统低频传导骚扰及信号传输的兼容水平(GB/T 18039.3—2003, IEC 61000-2-2:1990, IDT)
- [6] GB/T 18039.4—2003 电磁兼容 环境 工厂低频传导骚扰的兼容水平(IEC 61000-2-4:1994, IDT)
- [7] GB/T 32507—2016 电能质量 术语
- [8] GB/T 33589—2017 微电网接入电力系统技术规定
- [9] GB/T 34930—2017 微电网接入配电网运行控制规范
- [10] IEC 60050-604:1987 International electrotechnical vocabulary—Chapter 604: Generation, transmission and distribution of electricity—Operation
- [11] IEC 61936-1:2014 Power installations exceeding 1 kV a.c.—Part 1: Common rules
- [12] IEC TS 62257-1:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 1: General introduction to IEC 62257 series and rural electrification
- [13] IEC TS 62257-2:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 2: From requirements to a range of electrification systems
- [14] IEC TS 62257-3:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 3: Project development and management
- [15] IEC TS 62257-4:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 4: System selection and design
- [16] IEC TS 62257-5:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 5: Protection against electrical hazards
- [17] IEC TS 62257-6:2015 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 6: Acceptance, operation, maintenance and replacement
- [18] IEC TS 62257-7:2008 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 7: Generators
- [19] IEC TS 62257-8-1:2007 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 8-1: Selection of batteries and battery management systems for stand-alone electrification systems—Specific case of automotive flooded lead-acid batteries available in developing countries
- [20] IEC TS 62257-9-2:2006 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 9-2: Microgrids
- [21] IEC TS 62257-9-3:2006 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 9-3: Integrated system—User interface
- [22] IEC TS 62257-9-4:2006 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 9-4: Integrated system—User installation

- [23] IEC TS 62257-9-5;2013 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 9-5: Integrated system—Selection of stand-alone lighting kits for rural electrification
 - [24] IEC TS 62257-9-6;2008 Recommendation for renewable energy and hybrid system for rural electrification—Part 9-6: Selection of photovoltaic individual electrification system(PV-IES)
 - [25] IEC TS 62898-3-1 Microgrids—Technical requirements—Protection
 - [26] IEC TS 62913-2-1 Generic smart grid requirements—Part 2-1: Grid related domains, these include transmission grid management, distribution grid management, microgrids and smart substation automation
 - [27] BDEW; 2008 Technical guideline for generating plants connected to the medium voltage grid
 - [28] VDE-AR-N4105; 2011 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network—Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks
 - [29] CSA Std. C22.3-9; 2007 Interconnection of distributed resources and electricity supply systems
-