



中华人民共和国国家标准

GB/T 31464—2022

代替 GB/T 31464—2015

电网运行准则

The grid operation code

2022-12-30 发布

2023-07-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言	III
引言	VI
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	3
3.1 基本名称	3
3.2 并(联)网部分	5
3.3 运行与控制	6
3.4 安全	8
3.5 市场	9
3.6 其他	9
4 电网运行对规划、设计与建设的要求	10
4.1 一次部分	10
4.2 二次部分	12
5 并网、联网与接入条件	18
5.1 并网程序	18
5.2 应满足的电网技术特性和运行特性	19
5.3 通用并(联)网技术条件	20
5.4 分类并(联)网条款	23
6 电网运行	33
6.1 总则	33
6.2 资料及信息交换要求	33
6.3 负荷预测	34
6.4 设备检修	35
6.5 发用电平衡	37
6.6 辅助服务	37
6.7 频率及电压控制	39
6.8 电力负荷控制	40
6.9 电网操作	41
6.10 系统稳定及安全对策	41
6.11 水电运行	42
6.12 风能、太阳能发电运行	44
6.13 分布式电源运行	45

6.14	电化学储能电站运行	45
6.15	直流输电系统运行	45
6.16	继电保护运行	46
6.17	电力通信运行	47
6.18	调度自动化系统运行	47
6.19	电力监控系统网络安全运行	48
6.20	紧急情况下的电网调度运行	49
6.21	事故报告与事故信息通报	50
6.22	设备性能测试	52
附录 A (规范性)	资料及信息交换	53
附录 B (规范性)	并网程序中的时间顺序	61
附录 C (规范性)	设备编号和命名程序	62
附录 D (规范性)	并(联)网调试试验项目	63
附录 E (规范性)	系统计算所需基本数据	67
附录 F (规范性)	短路电流计算所需资料	70
附录 G (规范性)	电磁暂态计算所需资料	71
附录 H (规范性)	电能质量所需资料	72
附录 I (规范性)	电压稳定及中长期过程仿真计算所需资料	73
参考文献	74

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 31464—2015《电网运行准则》。与 GB/T 31464—2015 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- 增加了“售电公司”“可再生能源”“新能源”“分布式电源”“新能源场站”“实时控制”“可中断负荷”“电化学储能系统”“连接”“电力系统安全性”“电压稳定”“频率稳定”“新能源装机渗透率”“新能源电量渗透率”“新能源同时率”“新能源最大同时率”“新能源最小同时率”“电力监控系统”“直流附加控制”“网络安全”“网络安全管理平台”“网络安全监测装置”“电力现货市场”“辅助服务”“电力辅助服务市场”“两条完全独立的通信通道”等术语和定义。修改了“并网”“联网”等术语和定义(见第 3 章)；
- 删除了“计划停运”“非计划停运”等术语和定义(见 2015 年版的 3.3.9 和 3.3.11)；
- 增加了新能源规划应与电网规划同步开展的相关要求[见 4.1.1.3 f)；
- 增加了新能源规划要考虑惯量和动态无功电源储备的要求[见 4.1.2.1 b)；
- 增加了电力系统规划中交、直流相互适应，协调发展的要求[见 4.1.2.1 h)；
- 增加了电源规划中对装机类型、规模、布局的要求[见 4.1.2.1 i)；
- 增加了电力系统应统筹建设足够的调节能力的相关要求[见 4.1.2.1 j)；
- 增加了分布式电源规划中关于电网承载能力、就地消纳以及分布式电源功率控制、预测和电压、频率支撑能力的要求[见 4.1.2.1 k)；
- 增加了直流输电应与送受端系统相适应，直流短路比、多馈入直流短路比达到合理水平等要求(见 4.1.2.6)；
- 增加了对新能源场站一次调频、快速调压、调峰能力、惯量/短路容量支撑能力以及电压/频率耐受能力的要求(见 4.1.2.7)；
- 增加了对新能源场站设计过程中关于多场站短路比、宽频振荡、快速频率响应、耐频耐压、网络安全、电能质量评估等内容要求(见 4.1.2.8)；
- 增加了通过柔性直流输电系统并网的大型新能源场站的设计要求(见 4.1.2.9)；
- 增加了在电力系统设计以及大型输变电工程、大型电源接入系统、直流输电工程的可行性研究工作中，应开展电力系统稳定计算的要求(见 4.1.2.11)；
- 增加了对电力监控系统网络安全领域的设计要求(见 4.2.1 和 4.2.2)；
- 增加了继电保护的设计内容(见 4.2.7.1)；
- 增加了电力监控系统网络安全的设计内容和设计原则(见 4.2.10)；
- 增加了拟并网方的运行、检修规程要求(见 5.3.1)；
- 增加了拟并网方的合规性认证要求(见 5.3.2)；
- 增加了同步发电机组、新能源场站、电化学储能电站、继电保护及安全自动装置、调度自动化系统、网络安全装置、电力通信系统的调试试验要求(见 5.3.3)；
- 增加了各类电源并网试运行要求(见 5.3.4)；
- 增加了电力监控系统网络安全方面的并网技术要求(见 5.3.8)；
- 修改了发电机组一般性能要求，包括 PSS、一次调频、进相能力、AGC、AVC 等涉网设备的性能要求(见 5.4.2.3.1, 2015 年版的 5.4.2.3.1)；

- 修改了风电场、光伏电站并网技术条件,增加了新能源场站一次调频、快速调压、调峰能力和惯量、电压/频率耐受能力、场站建模、电能质量评估/实测、短路比分析和振荡风险评估以及接入柔直场站的继电保护适应性分析等方面的要求(见 5.4.3.1,2015 年版的 5.4.3.1 和 5.4.3.2);
- 增加了储能电站的并网技术条件要求(见 5.4.3.2);
- 增加了分布式电源的并网技术条件要求(见 5.4.3.3);
- 修改了直流输电系统的并网技术条件,增加开展振荡风险评估、交直流保护协调配合研究等要求,提出直流输电的容量应与送受端系统的容量匹配,直流短路比(含多馈入直流短路比)达到合理水平,相联系统必要时配置(动态)无功补偿装置,相联交流系统应尽量避免断面失电风险等要求(见 5.4.4.2 和 5.4.4.3,2015 年版的 5.4.4.2 和 5.4.4.3);
- 增加了新能源柔直并网系统技术条件(见 5.4.4.4);
- 修改了主网直供用户并网技术条件,增加了主网直供用户应落实事故限负荷、稳定控制集中切负荷、低频减负荷和低压减负荷等措施要求;提出了主网直供用户负荷的谐波、冲击等特性对所接入电力系统电能质量和安全稳定性的影响不应超过该系统的承受能力,且应具备一定的故障扰动耐受能力、负荷调节能力及谐波抑制能力;明确了将可中断负荷、提供频率响应的负荷,优先列入保障电力系统安全稳定运行的负荷侧技术措施(见 5.4.5.3,2015 年版的 5.4.5.3);
- 增加了电网运行阶段资料及信息交换要求(见 6.2);
- 修改了检修计划制定应遵循的原则,增加了检修计划制定时应综合考虑的因素(见 6.4.2.3,2015 年版的 6.3.2.3);
- 增加了获得准入的第三方辅助服务提供者提供的辅助服务应满足的要求(见 6.6.2.7);
- 修改了控制电网频率的手段,增加了调用储能、直流附加控制(直流调制和直流紧急控制)等手段(见 6.7.2.4,2015 年版的 6.6.2.5);
- 修改了频率异常的处置原则,当系统频率高于正常频率范围的上限时,电网调度机构可采取的措施中增加了调用储能设备储能、增加送出直流或降低受入直流输送功率等;当系统频率低于正常频率范围的下限时,电网调度机构可采取的措施中增加了调用储能设备发电、降低送出直流或增加受入直流输送功率等(见 6.7.2.6,2015 年版的 6.6.2.7);
- 修改了电网无功电压调整的手段,增加了调整直流输送功率或降压运行、柔性直流采用无功补偿方式运行等调整手段(见 6.7.3.3,2015 年版的 6.6.3.3);
- 修改了负荷控制的原则和要求,提出按照“需求响应优先、有序用电保底”的原则,实施需求响应交易、可中断负荷管理、按事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表进行限电操作。实施负荷控制后,相关信息应按照相关规定予以披露(见 6.8.2,2015 年版的 6.7.2);
- 修改了负荷控制手段。增加了安全自动装置切除负荷、通过电力市场激励引导用户主动调节用电负荷等负荷控制手段(见 6.8.3,2015 年版的 6.7.3);
- 修改了负荷控制程序。增加了开展市场化需求响应交易、实施可中断负荷管理、安全自动装置切除负荷等负荷控制程序(见 6.8.4,2015 年版的 6.7.4);
- 增加了调度指令的下达方式及要求,明确了调度指令可通过调度电话或网络化下令系统 2 种途径下达,并针对 2 种途径分别提出了调度指令下达要求(见 6.9.6);
- 修改了水电发电计划的制定与调整的原则,增加了水电发电计划制定时应统筹考虑的因素,完善了水电发电计划调整时应考虑的问题(见 6.11.2,2015 年版的 6.10.2);
- 修改了水电运行管理原则,增加了当开展生态调度可能影响水库正常发电运行时,当突发环境污染事件、海事事故、地质灾害等影响水库正常发电运行时,水电运行管理的要求(见 6.11.4,2015 年版的 6.10.4);
- 增加了分布式电源的运行要求(见 6.13);
- 增加了电化学储能电站的运行要求(见 6.14);

- 修改了直流输电系统运行方式,直流输电系统运行接线中,增加伪双极、以及其他通过元件切换得到的合理的接线方式;运行方式中,增加动态电压调整方式;换流站有功功率控制方式中,增加定直流电压、定孤岛频率和电压幅值等方式(见 6.15.2,2015 年版的 6.13.2);
- 修改了继电保护的运行要求,增加继电保护运行的总体要求,修改了继电保护的运行管理、整定计算与协调等相关要求(见 6.16,2015 年版的 6.12);
- 增加了电力监控系统网络安全运行的要求(见 6.19);
- 增加了电网调度机构设置主、备用调度场所和调度人员,定期开展主、备调切换演练的要求(见 6.20.3);
- 增加了电网故障协同处置的要求(见 6.20.6);
- 修改了设备性能测试的内容,增加新能源场站、储能电站设备性能的测试内容(见 6.22.2)。

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。

本文件由全国电网运行与控制标准化技术委员会(SAC/TC 446)归口。

本文件起草单位:国家电网有限公司、国家能源局、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国电力科学研究院有限公司、国网电力科学研究院有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、华北电力科学研究院有限责任公司。

本文件主要起草人:李明节、冷喜武、许涛、陈国平、刘映尚、董昱、赵自刚、纪宁、苏寅生、张智刚、孙维真、张晓、郑晓雨、张剑云、牛拴保、黄海煜、张亮、贺静波、吕鹏飞、刘金波、张蓓、裴培、杨银国、李凌、何凤军、张健、孙大雁、时珉、马珂、霍超、杨斌、李勇、王斌、皮俊波、王坤、韦尊、王春明、焦建林、徐立中、陈刚、王刚、刘欣宇、樊小伟、王勇、屠竞哲、刘建琴、王菲、刘颖、厉璇、王爱华、章昊、蔡秋娜、尚学伟、何明、邵炜平、丁平、黄越辉、谢晓嶝、伍双喜、辛耀中、黄学农、吕跃春、汤涌、任志刚、段来越、舒治淮、常青、王德林、裴哲义、郭建成、刘纯、周红阳、韩刚。

引 言

原国家电力监管委员会颁发的法规性文件《电网运行规则》侧重于管理和责任,明确了电网企业及其调度机构和电网使用者在电网运行各相关阶段的基本责任、权利和义务。本文件侧重于技术标准和 Work 程序,明确了在电力系统规划、设计与建设阶段,为满足电网安全稳定运行所要求的技术条件,明确了电网企业、发电企业所相互满足的基本技术要求和 Work 程序等,明确了电网企业、发电企业、电力用户在并网接入和电网运行中所满足的基本技术要求和 Work 程序等,以确保电力系统安全稳定运行,使我国社会经济运行、工农业生产与人民生活的正常秩序得到可靠的电力保障。

电网运行准则

1 范围

本文件规定了电网运行与控制的基本技术要求和基本原则。

本文件适用于电网企业、发电企业、电力用户,及其相关的规划设计、建设施工、试验调试、研究开发等单位和有关管理部门所参与的电网规划、设计、并网、运行等工作。

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 755—2019 旋转电机 定额和性能
- GB/T 2900.49 电工术语 电力系统保护
- GB/T 2900.50 电工术语 发电、输电及配电 通用术语
- GB/T 2900.52 电工术语 发电、输电及配电 发电
- GB/T 2900.57 电工术语 发电、输电及配电 运行
- GB/T 2900.58 电工术语 发电、输电及配电 电力系统规划和管理
- GB/T 2900.59 电工术语 发电、输电及配电 变电站
- GB/T 2900.68 电工术语 电信网、电信业务和运行
- GB/T 7064 隐极同步发电机技术要求
- GB/T 7409.1 同步电机励磁系统 定义
- GB/T 7409.2 同步电机励磁系统 电力系统研究用模型
- GB/T 7409.3 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求
- GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件
- 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 13498 高压直流输电术语
- GB/T 13729 远动终端设备
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/Z 14429 远动设备及系统 第1-3部分:总则 术语
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15153.1 远动设备及系统 第2部分:工作条件 第1篇:电源和电磁兼容性
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡度
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB 17621 大中型水电站水库调度规范
- GB/T 18482 可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程
- GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分:陆上风电

- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T 20319 风力发电机组 验收规范
- GB/T 20996.1 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第1部分:稳态
- GB/T 20996.2 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第2部分:故障和操作
- GB/T 20996.3 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第3部分:动态
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 25070 信息安全技术 网络安全等级保护安全设计技术要求
- GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 32900 光伏电站继电保护技术规范
- GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
- GB/T 34122 220 kV~750 kV 电网继电保护和安全自动装置配置技术规范
- GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB/T 36958 信息安全技术 网络安全等级保护安全管理中心技术要求
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 38969 电力系统技术导则
- GB/T 40427 电力系统电压和无功电力技术导则
- GB/T 40581 电力系统安全稳定计算规范
- GB/T 40586 并网电源涉网保护技术要求
- GB/T 40591 电力系统稳定器整定试验导则
- GB/T 40594 电力系统网源协调技术导则
- GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则
- GB/T 50293 城市电力规划规范
- GB/T 50796 光伏发电工程验收规范
- GB/T 51121 风力发电工程施工与验收规范
- DL/T 314 电力系统低压减负荷和低压解列装置通用技术条件
- DL/T 315 电力系统低频减负荷和低频解列装置通用技术条件
- DL/T 428 电力系统自动低频减负荷技术规定
- DL/T 436 高压直流架空送电线路技术导则
- DL/T 437 高压直流接地极技术导则
- DL 497 电力系统自动低频减负荷工作管理规程
- DL/T 507 水轮发电机组启动试验规程
- DL/T 516 电力调度自动化运行管理规程
- DL/T 544 电力通信运行管理规程
- DL/T 545 电力系统微波通信运行管理规程
- DL/T 546 电力线载波通信运行管理规程
- DL/T 547 电力系统光纤通信运行管理规程
- DL/T 548 火力发电厂烟气脱硝系统设计规程
- DL/T 559 220 kV~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程

- DL/T 583 大中型水轮发电机静止整流励磁系统技术条件
- DL/T 584 3 kV~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 598 电力系统自动交换电话网技术规范
- DL/T 614 多功能电能表
- DL/T 623 电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程
- DL/T 657 火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程
- DL/T 684 大型发电机变压器继电保护整定计算导则
- DL/Z 713 500 kV 变电所保护和控制设备抗扰度要求
- DL/T 741 架空输电线路运行规程
- DL/T 751 水轮发电机运行规程
- DL/T 843 同步发电机励磁系统技术条件
- DL/T 970 大型汽轮发电机非正常和特殊运行及维护导则
- DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程
- DL/T 1210 火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程
- DL/T 1245 水轮机调节系统并网运行技术导则
- DL/T 1523 同步发电机进相试验导则
- DL/T 1631 并网风电场继电保护配置及整定技术规范
- DL/T 1648 发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范
- DL/T 1707 电网自动电压控制运行技术导则
- DL/T 1802 水电厂自动发电控制及自动电压控制系统技术规范
- DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范
- DL/T 2246(所有部分) 电化学储能电站并网运行与控制技术规范
- DL/T 5002 地区电网调度自动化设计技术规程
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计规程
- DL/T 5131 农村电网建设与改造技术导则
- DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
- DL/T 5429 电力系统设计技术规程
- DL/T 5439 电源接入系统设计报告内容深度规定
- DL/T 5444 电力系统设计内容深度规定
- DL/T 5506 电力系统继电保护设计技术规范

3 术语和定义

GB/T 2900.49、GB/T 2900.50、GB/T 2900.52、GB/T 2900.57、GB/T 2900.58、GB/T 2900.59、GB/T 2900.68、GB/T 13498、GB/Z 14429、GB/T 36547 中界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1 基本名称

3.1.1

电力系统 power system

由发电、供电(输电、变电、配电)、用电设施以及为保障其正常运行所需的调节控制及继电保护和安

全自动装置、计量装置、调度自动化、电力通信等二次设施构成的统一整体。

3.1.2

电网调度机构 power system operator

负责组织、指挥、指导、协调电网运行和负责包括辅助服务在内的电力现货市场运营的机构。

3.1.3

电网企业 power grid enterprise

拥有、经营和运行电网的电力企业。

3.1.4

发电厂 power plant

并入电网运行的火力(燃煤、燃油、燃气及生物质)、水力、核、风力、太阳能、地热能、海洋能等发电厂(场、站)。

3.1.5

发电企业 power generation enterprise

并入电网运行(拥有单个或数个发电厂)的发电公司,或拥有发电厂的电力企业。

3.1.6

主网直供用户 bulk grid customer

直接与省(直辖市、自治区)级以上电网企业签订购售电合同,或通过电网直接向发电企业购电,同时与电网调度机构建立调度关系的用户。

3.1.7

电网使用者 user of grid

通过电网完成电力生产或电力消费的发电企业(含自备发电厂)、主网直供用户等单位。

3.1.8

售电公司 retail electricity company

具有满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台。可采取电力市场购电,通过电力交易平台开展双边协商交易或集中交易。向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务的电力市场主体。

3.1.9

可再生能源 renewable energy

风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

3.1.10

新能源 new energy

为减少温室气体排放而开发利用的各种形式的能源。

注:新能源包括太阳能、风能、地热能、海洋能、生物质能和核聚变能等清洁能源。目前得到广泛利用的是风能和太阳能,其特点是获取便利,存在不可控的随机性、波动性和间歇性。

3.1.11

分布式电源 distributed resources

分布在用户端,接入 35 kV 及以下电压等级电网,以就地消纳为主的电源。

注:分布式电源包括太阳能、天然气、生物质能、风能、水能、氢能、地热能、海洋能、资源综合利用发电(含煤矿瓦斯发电)和储能等类型。

3.1.12

电力用户 electric power customer

通过电网消费电能的单位或个人。

3.1.13

新能源场站 renewable energy station

集中接入电力系统的风电场或太阳能电站并网点以下所有设备的集合。

注：新能源场站包括变压器、母线、线路、变流器、储能、风电机组、光伏发电设备、无功调节设备及辅助设备。

3.1.14

可中断负荷 interruptible load

通过签订合同(协议),在电网高峰时段或紧急状况下,电力用户可以中断的负荷部分。

3.1.15

电化学储能系统 electrochemical energy storage system

以电化学电池为储能载体,通过储能变流器进行可循环的电能存储、释放的系统。

3.2 并(联)网部分

3.2.1

联网 grid interconnection

从技术上指电网与电网之间的物理连接。从管理上指两个电网调度机构之间建立调度关系。

3.2.2

并网 grid connection

从技术上指发电机组或发电厂(场、站)或直调用户与电网之间的物理连接。从管理上指其与电网调度机构建立调度关系。

3.2.3

连接 connect

发电厂(机组)与电网之间或非直调电力用户的用电设备与电网之间的物理连接。用连接表述指不包括或不需要双方建立调度管理关系。

3.2.4

并网点 entry point

电源接入电网的连接点或电力用户的用电设备与电网的连接点。

3.2.5

并网调度协议 power dispatching agreement

电网企业与电网使用者就电网调度运行管理所签订的协议。在协议中规定双方应承担的基本责任和义务以及双方应满足的技术条件和行为规范。

3.2.6

首次并网日 the first connection day

电网企业与拟并网方商定的电源或用电设备与电网的首次同期连接日期。

3.2.7

并网申请书 connection application

由拟并网方向电网企业提交的要求将其设备与电网并网的书面申请文件。

3.2.8

电网区域控制偏差 area control error; ACE

反应被控区域与外网联络线(或几条联络线的集合断面)实际交换有功功率与计划交换有功功率的

偏差,依据不同的控制方式,该偏差值还与频率偏差有关。一般其控制性能评价标准用 A1、A2,或 CPS1、CPS2 等规则来评价。

3.2.9

自动发电控制 A1、A2 标准 area control error(ACE)standard (A1、A2)

北美电力可靠性委员会(NERC)1983年发布的,基于工程经验,侧重于 AGC 的短期调节性能。包括 A1、A2、B1、B2 四条准则,A1 准则要求在任一个 10 min 间隔内 ACE 至少有一次过零;A2 准则要求在任一个 10 min 间隔内 ACE 平均偏差不超过规定范围 Ld;B1、B2 准则要求 ACE 在扰动开始起 10 min 内到零,ACE 在扰动出现后 1 min 内向零减小,其中对扰动的定义为 $ACE \geq 3 Ld$ 。

3.2.10

自动发电控制 CPS1、CPS2 标准 control performance standard (CPS1、CPS2)

NERC 1997 年发布的,基于统计方法,强调 AGC 的长期控制性能。要求 $CPS1 \geq 100\%$, $CPS2 \geq 90\%$,在扰动开始后 15 min 内 ACE 到零或扰动前水平,其中对扰动定义为控制区域的 ACE 值大于或等于 80%的控制区域最严重单一故障所产生的 ACE 值。

3.2.11

自动发电控制 automatic generation control;AGC

通过自动控制程序,实现对控制区内各发电机组有功出力的自动重新调节分配,以维持系统频率、联络线交换功率在计划目标范围内的控制过程。

注:AGC 是由主站自动控制程序、信息传输通道、信息接收装置(远方终端)、机组协调控制系统(电厂监控系统)、执行装置、发电机组自动化装置等环节组成的整体。

3.2.12

自动无功电压控制 automatic voltage control;AVC

通过自动控制程序,根据电网实时运行工况在线计算无功电压控制策略,在控制区内自动闭环控制无功和电压调节设备,以实现控制区合理无功电压分布的控制过程。

注:AVC 是由主站无功自动控制程序、信息传输路径、信息接收装置、子站 AVC 控制系统及执行机构等环节组成的整体。

3.2.13

购售电合同 power purchase agreement

购电方与发电企业就上网电量的购销等事宜签订的合同。

3.3 运行与控制

3.3.1

实时控制 real-time control

在预定的时间周期内完成对系统物理过程的数据采集、传输存储、计算决策、发出指令、执行控制等整个控制过程。

注:按控制方式可分为有人参与的开环控制和无人参与的闭环控制。不同行业领域和不同业务类型的“实时”概念差异较大,从微秒级到分钟级,均可称为“实时控制”。

微秒级实时控制,可在 $1 \mu s \sim 1\,000 \mu s$ (微秒)内完成实时数据采集、传输处理和执行控制;适应于电力系统的电磁暂态过程,如电力电子设备的快速控制,为闭环控制。

毫秒级实时控制,可在 $1 ms \sim 100 ms$ (毫秒)内完成实时数据采集、传输处理和执行控制;适应于电力系统的机电暂态过程,如继电保护的動作,为闭环控制。

分秒级实时控制,可在 $1 ds \sim 10 ds$ (分秒或百毫秒)内完成实时数据采集、传输处理和执行控制;适应于电力系统的动态过程,如安全自动装置的動作,为闭环控制。

秒级实时控制,可在 1 s~60 s(秒)内完成实时数据采集、传输处理和执行控制;适应于电力系统的准稳态过程,如各类自动化监控系统的控制操作,其中 SCADA 和 DCS 等可为开环控制,AGC 和 AVC 等为闭环控制。

分钟级实时控制,可在 1 min~30 min(分钟)内完成实时数据采集、传输处理和执行控制,适应于电力系统的稳态过程,如实时负荷连续调节、电力市场或实时经济调度(15 min)等,可为开环控制或闭环控制。

3.3.2

调度管理规程 management code of power dispatching

用于规范与电网调度运行有关行为的技术和管理规定。

3.3.3

中长期平衡 long-term and middle-term power balancing

电网企业根据中长期负荷预测、网间(中长期)功率交换计划、发电企业及用户提供的中长期发供电数据及用电信息,在满足电网安全约束条件下,所做的年、月、周发供电电力电量平衡分析。

3.3.4

短期平衡 short-term power balancing

电网企业根据短期负荷预测、网间(短期)功率交换计划、发电企业及用户提供的短期发供电数据及用电信息,在满足电网安全约束条件下,所做的日发供电电力电量平衡分析。

3.3.5

实时平衡 real-time power balancing

电网调度机构根据电网的超短期负荷预测、网间(实时)功率交换计划及发电企业和用户的实时发(供)电数据及用电信息,在满足电网安全约束条件下,所做的实时发供电平衡分析。

3.3.6

可用发电容量 available generation capacity

发电机组在实际运行中所能提供的发电有功功率。

3.3.7

最小技术出力 minimum generation output of a unit (power plant)

发电机组(发电厂)在稳态运行情况下的最小发电有功功率。

3.3.8

最大技术出力 maximum generation output of a unit (power plant)

发电机组(发电厂)在稳态运行情况下的最大发电有功功率。

3.3.9

新能源装机渗透率 penetration rate of new energy installed capacity

在某一电网控制区域内,新能源装机占电源总装机的占比。

3.3.10

新能源电量渗透率 penetration rate of new energy electricity

在某一电网控制区域内,一定时间周期(年、月、日)内,新能源发电量占电源总发电量的占比,反映了新能源对系统的电量支撑能力。

3.3.11

新能源同时率 new energy simultaneous rate

一定时间周期(年、月、日)内,某时刻新能源平均出力与装机的比值,反映了新能源对系统的电力支撑能力。

注:通常也关注一定时间周期(年、月、日)内,负荷峰-谷时段、新能源大-小出力时段的新能源平均同时率。

3.3.12

新能源最大同时率 **maximum simultaneous rate of new energy**

一定时间周期(年、月、日)内,新能源最大出力与装机的比值。

3.3.13

新能源最小同时率 **minimum simultaneous rate of new energy**

一定时间周期(年、月、日)内,新能源最小出力与装机的比值。

3.3.14

计划检修 **scheduled maintenance**

为检查、试验、维护、检修电力设备,电网调度机构根据国家及有关行业标准,参照设备技术参数、运行经验及设备所有者的建议,在满足一定电网安全约束条件下,预先安排的设备检修。

3.3.15

非计划(临时)检修 **non-scheduled maintenance**

计划检修以外的所有检修。

3.3.16

检修窗口期 **power outage window period**

一年中适宜安排某一设备进行检修的时间段。在此时间段内检修该设备对电力供应、供电可靠性、清洁能源发电以及电网运行安全影响较小。不同场站、不同设备的检修窗口可能不同。

3.4 安全

3.4.1

系统裕度 **system extra capacity**

电力系统实际最大可用发电容量和实际最大负荷之间的差值与实际最大负荷的比值(百分数)。

3.4.2

电力负荷控制 **load control**

为保障电网的安全、稳定运行,电网企业及其调度机构对用电负荷采取的有序调控措施。

3.4.3

电力系统安全性 **power system security**

电力系统在运行中承受扰动(例如突然失去电力系统的元件,较大功率波动或短路故障等)的能力。通过两个特性表征:

- a) 电力系统能承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况;
- b) 在新的运行工况下,各种约束条件得到满足。

3.4.4

电压稳定 **voltage stability**

电力系统受到扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许的范围内,不发生电压崩溃的能力。

3.4.5

频率稳定 **frequency stability**

电力系统受到扰动后,系统频率能够保持或恢复到允许的范围内,不发生频率振荡或崩溃的能力。

3.4.6

电力监控系统 **power monitoring system**

用于监视和控制电力生产及供应过程的、基于计算机及网络技术的系统及智能设备,以及作为基础支撑的通信及数据网络等。

3.4.7

直流附加控制 HVDC supplementary control

利用直流输电系统所连交流系统中某些运行参数的变化,对直流功率、直流电流、直流电压或者换流器吸收的无功功率进行自动调整,用以改善交流系统运行性能的控制功能。

注:直流附加控制分为直流紧急控制和直流调制,包括紧急功率控制、紧急频率控制、功率调制、频率调制、无功调制、次同步/超同步振荡抑制等功能。

3.4.8

网络安全 cyber security

通过采取必要措施,防范对网络的攻击、侵入、干扰、破坏和非法使用以及意外事故,使网络处于稳定可靠运行的状态,以及保障网络数据的完整性、保密性、可用性的能力。

3.4.9

网络安全管理平台 cyber security management platform

由安全核查、安全监视、安全告警、安全审计、安全分析等功能构成,对电力监控系统的安全风险和安事件进行实时监视和在线管控的系统。

3.4.10

网络安全监测装置 cyber security monitoring device

部署于电力监控系统局域网网络中,用以采集监测对象的网络安全信息,向网络安全管理平台上传事件信息并提供服务代理功能的设备。

3.5 市场

3.5.1

电力现货市场 electricity spot market

发电企业等市场主体以市场化交易的形式提供电力服务的交易机制,主要包括日前、日内、实时的电能交易,通过竞争形成分时市场出清价格,并配套开展调频、备用等辅助服务交易。

3.5.2

辅助服务 ancillary services

为维持电力系统安全稳定运行,保证电能质量,促进清洁能源消纳,除正常电能生产、输送、使用外,由发电侧并网主体、新型储能和能够响应电力调度指令的可调节负荷提供的调频、调峰、调压、备用、黑启动等服务。

3.5.3

电力辅助服务市场 electricity ancillary service markets

发电企业、电网企业和用户以市场化交易的形式提供电力辅助服务的交易机制。

3.6 其他

3.6.1

黑启动 black start

当某一电力系统因故障等原因全部停运后,通过该系统中具有自启动能力机组的启动,或通过外来电源供给,带动系统内其他机组,逐步恢复全系统运行的过程。

3.6.2

系统试验 system test

为检验系统特性、系统控制能力和确定仿真参数所进行的试验。

注:不包括调试试验或其他辅助性能的试验。

3.6.3

两条完全独立的通信通道 two completely independent communication channels

两条通信通道之间没有任何关联,不会因任一通信通道的供电电源、通信设备、光缆、联络线缆、电缆管沟等单一故障原因造成两条通道同时中断。

4 电网运行对规划、设计与建设的要求

4.1 一次部分

4.1.1 通则

4.1.1.1 本文件规定了电网企业和电网使用者在电力系统规划、设计和建设过程中应遵循的技术标准、设计标准和工作程序。在规划、设计和建设阶段,拟并网方与电网企业应按照附录 A 中 A.1 的要求交换资料和信息。

4.1.1.2 电网和电源规划、设计和建设的主要内容包括:

- a) 电力规划,包括全国电力规划、区域电力规划、省(市、自治区)电力规划和地区电力规划;
- b) 电网规划,包括全国电网规划、区域电网规划、省(市、自治区)电网规划、地区电网规划和配电网规划;
- c) 电源规划、可再生能源开发利用规划;
- d) 大型主网直供用户供电工程专题设计;
- e) 电力系统并(联)网初步可行性研究、可行性研究和系统专题设计;
- f) 电网技术改造专题研究;
- g) 电网工程(预)可行性研究、初步设计、设备采购、工程建设实施、工程验收等。

4.1.1.3 电网和电源规划、设计和建设的时间应按下列要求执行。

- a) 电网规划分为短期电网规划(规划期 5 年)、中期电网规划(规划期 5 年~15 年)和长期电网规划(规划期 15 年以上)。一般以中期电网规划为主,必要时可开展短期电网规划和长期电网规划。电力规划一般以 5 年~10 年为设计期,设计水平年的选取宜与国民经济计划的年份相一致。
- b) 大型发电厂接入系统设计可与该工程的可行性研究同步进行,在工程核准前完成。必要时也可按发电企业委托的进度要求进行。
- c) 主网直供用户供电工程专题设计应与该工程的可行性研究同步进行,在工程初步设计开始前完成。必要时也可按主网直供用户委托的进度要求进行。
- d) 电力系统并(联)网应按照并(联)网工程设计的不同阶段和工程建设程序要求进行。必要时也可按电网企业委托的进度要求进行。
- e) 电网新、改扩建工程应按照基建程序进行。必要时也可按电网企业委托的进度要求进行。
- f) 新能源规划应与电网规划同步开展,并满足新能源多场站短路比等安全约束、新能源利用率等消纳指标及市场化并网要求。随新能源场站规划建设的无功补偿设备、电化学储能设施及调节电源等应与新能源项目同步规划、同步设计、同步投产。

4.1.1.4 电网和电源规划、设计和建设的职责划分与工作流程如下。

- a) 电力规划和电网规划由政府主管部门负责组织有关单位完成。经政府主管部门组织有关参加单位、咨询单位、中介机构评审,由政府主管部门发布后,可作为电力项目报批和建设的前提。
- b) 省(市、自治区)电网规划和电力规划由省级能源主管部门负责组织有关单位完成。经上级主

管部门组织有关咨询或中介机构评审通过后执行,可作为省(市、自治区)电网电力项目报批和建设的依据。

- c) 大型发电厂的接入系统设计,应包括接入系统、升压站、发电机组带负荷能力、调峰性能、励磁及调速系统的性能、高频及低频特性、继电保护及安全稳定控制措施、通信及自动化系统、电力监控网络安全设计等,由该发电企业负责委托具备资质的设计单位完成。在新能源并网发电占比较高地区的新能源场站或接入 35 kV 及以上系统的风电场、接入 10 kV 及以上系统的光伏电站接入系统设计中还应明确新能源场站需提供的惯量和短路容量支撑能力,并开展电能质量专题研究。经电网企业组织技术评审通过后,可作为该发电企业项目报批、建设及签订《并网调度协议》和《购售电合同》的依据。
- d) 主网直供用户的供电方案专题设计,由主网直供用户负责委托具备资质的设计单位完成。经拟为其供电的电网企业组织评审通过后,可作为该主网直供用户项目报批、建设及签订《并网调度协议》和《购售电合同》的依据。
- e) 涉及两个独立电网企业的关于电力系统联网的初步可行性研究、可行性研究和系统专题设计,可由联网双方共同负责组织有关单位完成。经上级主管部门组织有关咨询或中介机构评审通过后,可作为联网双方的电网企业项目报批、互供电协议签订和项目建设的依据。
- f) 电网新、改扩建工程的设计和建设,原则上由相应电网企业负责组织有关单位进行,按照电网工程基建程序,完成工程的初步设计、工程建设实施、工程验收、工程投运等各阶段工作内容。

4.1.2 技术通则

4.1.2.1 电力系统的规划、设计和建设应以 GB 38755 为基础,依据电力系统规划、设计、建设和运行的相关技术标准进行,并满足下列要求。

- a) 满足经济性、技术先进性、可靠性与灵活性及一、二次系统协调发展的要求。
- b) 具备必要的有功电源和无功电源储备,在新能源并网发电占比较高地区的新能源场站或接入 35 kV 及以上系统的风电场、接入 10 kV 及以上系统的光伏电站,宜考虑惯量和动态无功电源储备。
- c) 统筹考虑、合理布局,贯彻“分层分区”与“加强受端系统建设”等原则,合理控制系统短路电流。
- d) 电力系统中任一元件无故障断开,系统应能保持稳定运行,且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压、频率允许偏差的要求。
- e) 正常运行方式(含计划检修方式)下,电力系统中任一元件(发电机、线路、变压器、母线、直流单极线路、直流换流器)发生单一故障时,系统应能保持稳定运行。
- f) 正常运行方式(含计划检修方式)下,电力系统应具有较好的抗扰动能力,满足 GB 38755 规定的各项安全稳定标准。
- g) 采用符合电网运行实际的计算参数。
- h) 交、直流相互适应,协调发展。
- i) 电源装机的类型、规模和布局合理,且具有一定的灵活调节能力。
- j) 电力系统应统筹建设足够的调节能力,常规电厂(火电、水电、核电等)应具备必需的调峰、调频和调压能力;新接入的新能源应具备调节能力,其中在新能源并网发电占比较高地区的新能源场站或接入 35 kV 及以上系统的风电场、接入 10 kV 及以上系统的光伏电站应具备一次调频、快速调压、调峰、电压和频率耐受等能力,且应满足相关标准要求;必要时配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能电站等灵活调节资源及调相机、静止同步补偿器、静止无功补偿器等动态无功调节设备。

k) 分布式电源规划应参考电网承载力评估测算结果,宜就地消纳。接入不同电压等级的分布式电源应进行差异化设计,具备功率预测能力,集群内部协调响应能力、对大电网的频率、电压支撑能力。

4.1.2.2 城市和农村电网规划应以 GB/T 50293、DL/T 5131 等为依据,进行多方案综合评价,以达到优化资源配置、优化建设进度和投融资结构、优化目标网架等目的。

4.1.2.3 电力系统设计应以通过评审的电网规划为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照 DL/T 5429、DL/T 5444 等标准的要求,设计经济合理、安全可靠的网架结构,提出电源、电网协调的建设方案,并为系统继电保护设计、系统安全稳定控制自动装置设计创造条件。

4.1.2.4 大型发电厂的接入系统设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以相关电力系统技术导则为依据,按照 DL/T 5439 的要求,深入研究该电厂与电力系统的关系,确定和提出电厂送电范围、出线电压、出线回路数、电气主接线及有关电气设备参数的要求,为电厂的初步设计提供依据。送端电厂应经相对独立的送电回路接入受端系统,避免电厂或送端系统之间的直接联络以及送电回路落点和输电走廊过于集中。

4.1.2.5 电力系统并(联)网的初步可行性研究、可行性研究应以通过评审的电网规划或并(联)网规划为指导,以相关电力系统技术导则为依据,以安全为基础,体现平等协商、投资与收益均衡、贯彻国家产业政策和资源优化配置等原则,为并(联)网工程初步设计提供依据。

4.1.2.6 直流输电系统接入系统设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以 DL/T 436、DL/T 437、GB/T 20996.1、GB/T 20996.2、GB/T 20996.3 等为依据,直流输电的容量应与送受端系统的容量匹配,多馈入直流(两回及以上)总体规模应和受端系统相适应,直流短路比、多馈入直流短路比应达到合理的水平。

4.1.2.7 新能源接入系统设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以 GB 38755、GB/T 19963.1、GB/T 19964 等为依据。新能源场站应具备必要的调节能力,在新能源并网发电占比较高地区的新能源场站或接入 35 kV 及以上系统的风电场、接入 10 kV 及以上系统的光伏电站应配置灵活调节资源及动态无功调节设备,具备满足相关标准要求的一次调频、快速调压、调峰能力,对于系统电压、频率的波动应具有一定的耐受能力,具备基本的惯量和短路容量支撑能力,新能源场站短路比应达到合理的水平。

4.1.2.8 接入 35 kV 及以上系统的风电场和接入 10 kV 及以上系统的光伏电站,其接入系统设计应包括接入系统、多场站短路比、宽频振荡风险评估及监测/预警/控制措施、快速频率响应能力、高低压/高低频耐受能力、网络安全防护、电能质量预评估等内容。

4.1.2.9 通过柔性直流输电系统并网的大型新能源场站,其设计应与柔直系统相匹配,并需要对其与周边新能源场站及其送出系统的宽频振荡风险进行评估,必要时应配置监测手段和抑制措施。

4.1.2.10 电网工程的可行性研究和初步设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照有关变电所、送电线路设计规范的要求开展设计。设计方案应做到技术可行、经济合理、运行安全可靠、有利于统一管理和建设,并为工程的施工图设计提供依据。

4.1.2.11 在电力系统设计以及大型输变电工程、大型电源接入系统、直流输电工程的可行性研究工作中,应开展电力系统稳定计算,研究工程对整个互联系统的影响,做好常规电源与新能源、电源与电网、直流与交流、输电与变电工程的合理衔接,源网荷储协调。

4.2 二次部分

4.2.1 通则

电力二次部分应统一规划、统一设计,并与一次系统的规划、设计和建设同步进行,同步投运。二次

部分包括继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力通信、电力监控系统网络安全等。电网使用者的二次设备及系统的技术要求参见电网二次部分技术规范(GB/T 14285, GB/T 38969, DL/T 5506 等)、《电力监控系统安全防护规定》(国家发改委〔2014〕第 14 号令)、《电力监控系统安全防护总体方案》(国能安全〔2015〕第 36 号文)等安全防护方案和评估规范及相关配套文件和信息系统安全等级保护基本要求(GB/T 22239)、电力监控系统网络安全防护导则(GB/T 36572)及相关设计规程(DL/T 5137 等)。

4.2.2 规划、设计的主要内容

规划、设计的主要内容如下：

- a) 二次部分规划,包括各级电网的继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力监控系统网络安全防护、电力通信等的规划；
- b) 并(联)网工程二次部分可行性研究；
- c) 二次部分设计,包括各级电网的继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力监控系统网络安全防护、电力通信等的设计；
- d) 发电厂(含各类统调和非统调发电厂)、变电所(换流站)、串补站、新能源场站、虚拟电厂、主网直供用户的接入系统二次部分设计；
- e) 电网的二次部分技术改造或重大技术项目专题可行性研究；
- f) 二次部分的工程设计(包括初步设计、施工图设计、竣工图设计)。

4.2.3 工程建设的设计通则

工程建设的设计原则如下。

- a) 二次部分的规划、并(联)网可行性研究、系统设计、接入系统设计应遵循国家产业政策和技术政策,在已通过评审的电网一次部分规划、电力系统并(联)网可行性研究、电力系统设计、大型发电厂接入系统设计的基础上进行。
- b) 统一规划,统一设计,分步实施。
- c) 二次部分的规划、并(联)网可行性研究、系统设计、接入系统设计均应进行评审。
- d) 二次部分的工程建设应有完整的工程设计。工程设计须在已通过评审的并(联)网可行性研究、接入系统设计的基础上进行。
- e) 工程设计应遵循国家和行业的标准、规程、规范,采用先进成熟、本质安全的系列产品。
- f) 工程设计采用经科技项目立项的工程设备(系统)为蓝本时,被推荐采用的设备(系统)至少应有系统原型或实验室实测建立的模型,设备(系统)应通过具备资质机构参照相应国家标准、行业标准进行的相关功能测试,以确保其提供的设备(系统)能够满足电网安全、调度运行和投资方的要求。

4.2.4 工程项目的建设程序

工程项目的建设程序如下：

- a) 二次部分工程项目的建设应按照基建配套工程、专项工程建设程序进行；
- b) 二次部分的工程项目应按照规划设计、可行性研究、初步设计、施工图设计、设备采购、工程实施、竣工图设计、工程验收的顺序进行；
- c) 二次部分工程项目的厂站设计应随相应主体工程的设计和建设阶段进行。

4.2.5 工程设计评审和验收

工程设计评审和验收要求如下。

- a) 初步设计(含概算)应由业主方组织评审。参加评审的人员至少应包括电网调度机构等有关单位的技术人员和聘请的专家,并应将评审会议确定的评审意见上报项目审批部门批准,以作为工程设计和投资控制的依据。
- b) 为保证技术方案的合理性与经济性,对较复杂的系统集成项目和设备采购项目,业主方应组织对技术规范书进行评审和最终确认。评审人员至少应包括相关电网调度机构、技术规范书编制单位及有关单位的技术人员和聘请的专家。
- c) 工程竣工时,业主方应组织相应电网调度机构、设计单位、集成(供货)商和聘请的专家进行工程竣工验收。

4.2.6 设备采购技术要求

设备采购技术要求如下。

- a) 与电网运行有关或并网运行后可能影响电网运行特性的设备,采购前业主方应组织包括电网调度机构等有关各方对技术规范书进行评审。工程竣工时,业主方应组织有关各方和聘请的专家进行工程竣工验收。
- b) 设备的技术性能应符合国家标准、行业标准及相应国际标准,满足技术规范书要求,并需具备资质机构的检测。引进设备应通过国家认证机构的检验或测试。
- c) 拟并网方与电网有配合关系设备的技术要求应与电网的技术要求相一致。

4.2.7 继电保护

4.2.7.1 设计内容

设计内容如下。

- a) 保护配置:应至少包括线路保护、母线保护、断路器保护、主变保护等各种单元件保护的配置方案和保护通道组织方式。
- b) 其他内容:包括故障录波系统、保护以及故障录波管理子站等设计内容。

4.2.7.2 设计通则

设计原则如下。

- a) 遵循国家标准、行业标准和相关国际标准。继电保护的配置应以 GB/T 14285 为指导,并且依据至少包括 DL/T 5506、DL/Z 713 等在内的设计技术标准、规范,满足电力系统继电保护功能独立性和反事故措施要求。
- b) 继电保护及故障信息管理系统应统筹规划,分步实施。继电保护及故障信息管理系统包括主站和子站,以调度端为主站,厂、站端为子站。
- c) 电源侧和用户侧的保护配置方案应满足系统稳定和运行管理要求。电源侧继电保护的配置与整定须与电网相协调;电铁、钢厂等用户侧的保护配置需满足 GB/T 34122 相关内容要求。
- d) 下述情况应进行专题研究:
 - 1) 交直流混合系统的继电保护;
 - 2) 有可控高抗、可控串联补偿电容器、串联补偿电抗器和柔性交流输电系统(FACTS)的继电保护;
 - 3) 孤网运行系统的继电保护;
 - 4) 出现更高一级电压等级时的继电保护;
 - 5) 采用新能源经柔直送出、低频输电等新型输电技术、控制技术或新型一、二次设备等缺乏

成熟运行经验的继电保护；

- 6) 新能源大规模并网的继电保护；
- 7) 复杂电气化铁路并网的电网侧继电保护；
- 8) 一次系统特殊结构或运行方式造成现有保护装置可能不满足运行要求的；
- 9) 采用变速抽水蓄能机组等新型发电技术的继电保护。

4.2.8 安全稳定控制措施及安全自动装置

4.2.8.1 设计通则

设计原则如下。

安全自动装置的配置应满足 GB 38755 中关于电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分级的要求,按照统一规划、统一设计、与电厂及电网输变电工程同步建设的原则,建立起保证系统稳定运行的可靠的三道防线。

- a) 系统稳定运行的第一道防线,由继电保护装置构成,以满足电力系统第一级安全稳定标准要求为目标。
- b) 系统稳定运行的第二道防线,由切机、切负荷、直流紧急功率控制、抽水蓄能电站切泵等装置构成,以满足电力系统第二级安全稳定标准要求为目标。
- c) 系统稳定运行的第三道防线,由失步/快速解列装置及低频/低压减负荷和高频切机等装置构成,以满足电力系统第三级安全稳定标准要求为目标。

因第三级安全稳定标准涉及的情况难以全部枚举,且故障设防的代价较大,对各个故障可不逐一采取稳定控制措施,代之以在电力系统中预先设定统一的措施。

4.2.8.2 稳定计算通则

稳定计算原则如下：

- a) 稳定计算应按 GB 38755、GB/T 40581 和 GB/T 26399 的要求执行,计算重点是校验第二级、第三级安全稳定标准中的故障类型；
- b) 安全自动装置的配置方案应根据稳定计算结果制定。

4.2.8.3 安全自动装置配置通则

安全自动装置配置原则如下：

- a) 采用的稳定措施主要包括切机、切负荷、直流紧急功率控制、抽水蓄能电站切泵、失步/快速解列、低频/低压减负荷、高频切机等；
- b) 安全稳定控制系统(含厂站执行装置)及重要的安全自动装置应双重化配置,通道应按不同物理路由实现双重化配置；
- c) 安全稳定控制系统和安全自动装置应单独配置,具有独立的投入和退出回路,应避免与厂站计算机监控等其他系统和装置混合配置；
- d) 安全自动装置须满足接入电网安全稳定控制系统的技术要求,安全自动装置的运行状态应上传所辖调度机构；
- e) 同一场站面向不同电网安全稳定控制要求的安全自动装置应各自独立配置,应避免跨电压等级装置运行策略的相互影响及不同层级调度的交叉管理。

4.2.9 调度自动化系统

4.2.9.1 系统构成

调度自动化系统是由主站(调度端)系统,子站(厂站端)系统及设备,以及相应的数据传输通道和二次系统安全防护设施构成的整体。应包括以下内容。

a) 主站(调度端)系统功能

- 1) 基础平台;
- 2) 实时监控与智能告警;
- 3) 自动发电控制(AGC);
- 4) 自动无功电压控制(AVC);
- 5) 电力系统分析应用软件(PAS);
- 6) 电力系统广域相量测量(WAMS);
- 7) 调度计划;
- 8) 电力现货市场;
- 9) 电力辅助服务市场;
- 10) 电能量计量;
- 11) 水调自动化;
- 12) 雷电监测;
- 13) 电网运行驾驶舱;
- 14) 新能源发电调度自动化;
- 15) 燃煤机组烟气在线监测;
- 16) 热电联产机组在线监测;
- 17) 并网电厂辅助服务监测与管理;
- 18) 配电管理;
- 19) 调度生产管理;
- 20) 电力监控系统安全防护;
- 21) 电力调度数据网设备;
- 22) 相关辅助类设备[调度大屏幕、专用不间断电源(UPS)和精密空调等]等。

b) 子站(厂站端)系统及设备

- 1) 远动终端(RTU)或计算机监控系统及其远动通信工作站;
- 2) 与远动信息采集有关的变送器、交流采样测控单元(包括站控层及间隔层设备)及相应的二次测量回路;
- 3) 电能计量装置及相应的电能量远方终端;
- 4) 相量测量装置(PMU)或宽频测量装置;
- 5) 自动电压控制(AVC)子站;
- 6) 电能质量在线监测装置;
- 7) 烟气在线监测子站;
- 8) 热电联产机组在线监测子站;
- 9) 水调自动化(或水情自动测报)子站;
- 10) 电力市场申报终端;
- 11) 新能源发电功率预测系统;

- 12) 配电网自动化远方终端、主网直供用户电力负荷管理终端；
- 13) 电力调度数据网接入设备和二次系统安全防护设备；
- 14) 卫星授时接收装置(北斗等)或其他时间同步对时装置；
- 15) 向子站自动化系统设备供电的专用电源设备(包括不间断电源、直流电源及配电柜)、配套的附属设备(专用空调、消防设备等)；
- 16) 发电厂自动发电控制(AGC)子站。

4.2.9.2 设计通则

设计原则如下。

- a) 调度自动化系统设计应满足 GB/T 38969、GB/T 13729、GB/T 15153.1、DL/T 5003、DL/T 5002、DL/T 614 的要求。
- b) 主站系统应包括主用系统及备用系统,备用系统宜与主用系统同期建设,功能和运行管理应与主用系统协调,满足电网运行控制和调度生产指挥连续性的要求。
- c) 厂站端系统及设备应随发电厂、变电站的设计统一进行,满足调度自动化规划和系统设计的要求。直调直控厂站的远动信息上送范围应满足相关规定,信息采集应采用直调直采、直采直送的方式。非直调直控厂站的远动信息上送范围应满足对应调度主站数据采集需求。
- d) 变电站、集控站及发电厂新建、改建、扩建时,调度端系统的增加或变化部分应与之同步设计、同步建设、同步验收、同步投运。
- e) 调度自动化系统的主要设备和通道应采用冗余配置。
- f) 发电厂应配置调度数据网设备并实现与调度端的信息交互。

4.2.10 电力监控系统网络安全

4.2.10.1 设计内容

设计内容如下：

- a) 电力监控系统网络安全防护设计应包括安全物理环境、安全计算环境、安全区域边界和安全通信网络四个部分,防护措施和设备配置满足分级、分区要求；
- b) 电力监控系统应具备监测、记录网络运行状态等安全管理功能,以实现对其所管理的电力监控系统网络安全防护的统一管理。

4.2.10.2 设计通则

设计原则如下：

- a) 电力监控系统网络安全防护设计应满足 GB/T 22239、GB/T 25070、GB/T 36958 的要求；
- b) 电力监控系统网络安全防护应随电力监控系统的新建、改建或扩建开展同步规划、同步建设、同步使用；
- c) 电力监控系统网络安全防护设计应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本要求；
- d) 电力监控系统网络安全防护设计应坚持合理复用、经济适度的原则；
- e) 电力监控系统涉及的设备及软件均应满足安全可控要求,并通过相关机构的安全检测认证,且不应存在国家相关管理部门检测认定和电力行业主管(监管)部门通报的漏洞和风险。

4.2.11 电力通信

4.2.11.1 设计内容

设计内容如下：

- a) 通信网的网络结构(含光缆网拓扑、传输网拓扑等)；
- b) 通信设备(含传输设备、接入设备、交换设备、数据网设备、视频会议设备、同步设备、应急通信设备、无线通信设备等)；
- c) 通信机房(含通信电源及监测系统等)；
- d) 通信业务需求及通道组织方式；
- e) 通信网络管理系统。

4.2.11.2 设计通则

设计原则如下：

- a) 统一规划、统一设计、分步实施；
- b) 遵循国家、行业标准和相关国际标准,满足 DL/T 544 和 DL/T 598 的要求；
- c) 以满足电网安全经济运行对电力通信业务的要求为前提,逐步构筑电力信息传输基础平台；
- d) 持续促进网络的整体性能优化,满足电力通信网的中长期发展需要；
- e) 充分考虑电力通信电路的迂回和冗余；
- f) 满足继电保护、安全自动装置、调度自动化及调度电话等对信息传输实时性和可靠性的要求；
- g) 满足两条完全独立的通信通道要求。

5 并网、联网与接入条件

5.1 并网程序

5.1.1 拟并网方应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则,签订《并网调度协议》。互联电网各方在联网前应签订电网互联调度协议等文件。并网程序中的时间顺序应符合附录 B 的规定。

5.1.2 《并网调度协议》的基本内容包括但不限于:双方的责任和义务、调度指挥关系、调度管辖范围界定、拟并网方的技术参数、并网条件、并网申请及受理、调试期的并网调度、调度运行、调度计划、设备检修、继电保护及安全自动装置、调度自动化、电力通信、电力监控系统网络安全、调频调压及备用、事故处理与调查、不可抗力、违约责任、提前终止、协议的生效与期限、争议的解决、并网点图示等。

5.1.3 新建、改建、扩建的发、输、变电工程计划首次并网 90 日前,拟并网方应向相应电网调度机构提交 A.2 所列资料,并报送并网运行申请书。申请书内容包括:

- a) 工程名称及范围；
- b) 计划投运日期；
- c) 试运行联络人员、专业管理人员及运行人员名单；
- d) 安全措施；
- e) 调试大纲；
- f) 现场运行规程或规定；
- g) 数据交换及通信方式。

5.1.4 拟并网方应于计划首次并网 30 日前,向电网调度机构提交由有资质单位完成的接入系统稳定

计算报告。必要时提交次同步振荡、次同步谐振、电能质量专题分析报告。

5.1.5 电网调度机构应在收到拟并网方提出的厂站命名申请后的 15 日内,下发厂站的调度命名。

5.1.6 电网调度机构应在收到拟并网方提出的一次设备命名、编号申请后的 30 日内,下发相关设备的命名和编号;拟并网方收到后如有异议,应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构,逾期将被认为确认。设备编号和命名程序应符合附录 C 的规定。

5.1.7 电网调度机构应在收到并网申请书后 35 日内予以书面确认。如不符合规定要求,电网调度机构有权不予确认,但应书面通知不确认的理由。

5.1.8 拟并网方应在收到并网确认通知后 20 日内,与电网调度机构商定首次并网的具体时间和工作程序。

5.1.9 电网调度机构收到并网申请书并确认后,应完成下列工作。

- a) 根据启动委员会审定的调试大纲和启动方案,编制调试期间的并网调度方案。
- b) 完成涉及新设备投产的稳定计算,校核相应的安全自动装置配置方案。
- c) 在首次并网日 30 日前,向拟并网方提交并网启动调试的有关技术要求。
- d) 在首次并网日 30 日前,向拟并网方提供通信电路运行方式,双方共同完成通信电路的联调和开通工作。
- e) 在首次并网日 7 日前,双方共同完成调度自动化系统的联调。
- f) 在首次并网日(或倒送电)5 日前,向拟并网方提供电厂内调度管辖设备的继电保护定值;涉及实测参数的,在收到实测参数 5 日后,提供继电保护定值。发电机失步保护、频率电压保护、失磁保护等涉网保护定值经试验后由拟并网方报调度机构备案。
- g) 首次并网日 5 日前,按 5.3、5.4 的规定组织开展拟并网方并网条件认定。拟并网方不具备并网条件的,电网调度机构应拒绝其并网运行并书面提出整改要求。拟并网方应按有关规定要求进行整改,符合并网条件后方可并网。
- h) 其他相关工作。

5.1.10 首次并网前,拟并网方应与电网企业根据平等互利、协商一致的原则,签订有关《购售电合同》或《供用电合同》。

5.1.11 首次并网前,拟并网方应完成附录 D 所列继电保护及安全自动装置、调度自动化系统、网络安全装置、电力通信系统的调试和试验。

5.1.12 拟并网方应根据启动并网调度方案和有关技术要求,按照电网调度机构值班调度员的调度指令完成并网运行操作。

5.1.13 电源首次并网后,发电企业应根据启动调试工作进度,按照相关标准规范要求,组织完成电源并网试运行。电网调度机构应做好运行方式调整,及时安排相关电源并网试运行。

5.1.14 同步发电机机组满负荷试运行(风电场、光伏电站、电化学储能电站试运行结束)前,发电企业应委托有资质单位完成附录 D 所列系统试验、检测、核查和评估工作;调试结束后,应向电网调度机构提供有资质单位出具的报告,经电网调度机构组织评审。评审不合格的,应按电网调度机构的要求限期整改,未完成整改的机组不应进入满负荷试运行或视作未完成试运行。

5.2 应满足的电网技术特性和运行特性

5.2.1 电网调度机构有义务协调和调整所有并入电网的发电厂、电网和用户的设备运行方式,以保证并网点电力系统的技术、运行特性满足下述要求。电网内的发电厂、电网和用户有义务按照相关电网调度机构的安排或指令对本企业设备进行相应的调整,以满足电网运行的要求。

5.2.2 电网频率偏差。电力系统的标准频率为 50 Hz,其偏差应满足 GB/T 15945 的要求。在事故等

特殊情况下,电力系统频率在短时间内可不受上述标准限制。

5.2.3 电网电压偏差。在电力系统的每个并网点,电力系统电压偏差应符合 GB/T 12325 和 GB/T 40427 的要求。在事故等特殊情况下,电力系统电压可不受上述标准限制。

5.2.4 电压波形质量。电网使用者向电网注入的谐波、间谐波和功率波动应不超过国家标准和电力行业标准。接入电力系统的所有设备,应能承受下列范围内谐波和三相不平衡导致的电压波形畸变。

- a) 谐波含量。电力系统谐波应符合 GB/T 14549 要求。
- b) 三相不平衡。电力系统三相不平衡量应符合 GB/T 15543 的要求。
- c) 电压波动。接入设备对并网点电压波动的影响应符合 GB/T 12326 的要求。

5.3 通用并(联)网技术条件

5.3.1 人员和规程要求

人员和规程要求如下。

- a) 电网调度机构值班人员和拟并网方接受调度指令的运行值班人员应具备上岗值班资格。资格认定由相应的电网调度机构组织进行。拟并网方应将有权接受调度指令的运行值班人员名单、上岗证书复印件和联系方式等报送相应电网调度机构。
- b) 拟并网方的运行、检修规程应齐备,相关管理制度齐全,其中涉网安全部分应与所在电网的安全管理规定相一致。

5.3.2 合规性认证要求

合规性认证要求如下:

- a) 拟并网方应具备政府核准批复文件和接入系统可研批复文件等项目合规性文件;
- b) 同步发电机的励磁调节器(含 PSS)、调速器、发变组保护; SVC/ SVG 控制保护装置、AVC/ AGC 控制器;风电机组/光伏/储能发电单元控制保护装置、新能源场站及储能电站一次调频控制器;调相机励磁调节器、调变组保护;相量测量装置等涉网(控制保护)设备应具备有资质单位出具的型式试验报告和入网检测报告。

5.3.3 调试试验要求

拟并网方应根据并网工作进度,按照相关标准规范要求,在电网调度机构的指导和配合下,完成附录 D 所列的设备调试和系统试验项目。

- a) 同步发电机组应完成 D.1 所列的调试试验项目。
- b) 风电场、光伏电站应完成 D.8 所列的测试试验项目。
- c) 电化学储能电站应完成 D.9 所列的测试试验项目。
- d) 继电保护及安全自动装置、调度自动化系统、网络安全装置、电力通信系统应完成 D.2~D.5 所列的试验项目。

5.3.4 电源并网试运行要求

电源并网试运行合格后,方可正式并网运行。各类电源并网试运行的要求如下。

- a) 核发电机组和 300 MW 及以上的火电机组应连续完成 168 h 满负荷试运行。
- b) 水电机组应按照 DL/T 507 要求,完成带额定负荷连续 72 h 试运行。
- c) 风电场应按照 GB/T 51121、GB/T 20319 要求,单台机组应连续、稳定、无故障运行达 240 h,并且在此期间机组达到额定功率,应视为该机组试运行合格。如果在 240 h 的试运行

期内,机组没有达到额定功率,应试运行顺延至达到额定功率。如果顺延 120 h 仍然未达到额定功率,机组运行正常,则视为机组试运行合格。

- d) 光伏电站应按照 GB/T 50796 要求,从光伏电站启动开始无故障连续并网运行时间应不少于光伏组件接受总辐射量累计达 $60 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ 的时间。
- e) 抽蓄机组应按照 GB/T 18482 要求,完成机组 360 h 考核试运。

5.3.5 继电保护及安全自动装置

5.3.5.1 拟并网方与电网运行有关的继电保护及安全自动装置,应与电网继电保护及安全自动装置相配合,设备的技术性能符合相关标准要求和国家及有关部门颁布的继电保护及安全自动装置反事故措施要求。

5.3.5.2 继电保护及安全自动装置的验收应以设计图纸、设备合同和技术说明书、相关验收规定等为依据。

5.3.5.3 拟并网方、联网双方的涉网继电保护应按下述原则完成整定计算。

- a) 遵循 DL/T 559、DL/T 584、DL/T 684、GB/T 40586、DL/T 1631、GB/T 32900 等标准所确定的整定原则。
- b) 网与网、网与厂的继电保护定值相互协调。
- c) 新能源场站的涉网频率和电压保护满足相关标准对频率、电压穿越的要求。

5.3.5.4 并(联)网前,除满足工程验收要求外,还应满足下列要求。

- a) 统一并(联)网界面的继电保护及安全自动装置调度术语,交换并(联)网双方继电保护及安全自动装置的命名与编号,按附录 A 的规定交换整定计算所需的资料、系统参数和整定限额。
- b) 书面明确有关发电机的开机方式、变压器的中性点接地方式,并按规定执行。
- c) 书面明确相关继电保护及安全自动装置的使用和投退原则;书面明确并(联)网界面继电保护及安全自动装置的整定计算、运行维护、检验和技术管理工作范围和职责划分,并确定工作联系人和联系方式;交换各自制定的接口设备的继电保护及安全自动装置运行管理规程。
- d) 与双方运行有关的继电保护及安全自动装置整定完毕,所有继电保护及安全自动装置、故障录波、保护及故障信息管理系统能够与相关一次设备同步投入运行。

5.3.6 电力通信

5.3.6.1 并(联)网前,并(联)网双方的通信系统应能满足继电保护、安全自动装置、调度自动化及调度电话等业务的要求。相关业务通过无线通信承载时,应符合国家及电力行业有关网络安全规定。

5.3.6.2 与电力通信网互联的通信设备应与系统接入端设备的接口与协议相一致,并经电网通信主管部门确认。

5.3.6.3 拟并网方应配置有蓄电池、不间断电源(UPS)的通信电源系统,每套通信电源应有两路分别取自不同母线的交流电源输入,并具备自动切换功能,整流模块、蓄电池容量应满足运行要求,避免因单点隐患导致通信设备失电、监控信号中断等故障。

5.3.6.4 110 kV 及以上电压等级,拟并网方至电网调度端之间应具备两条及以上独立路由的通信通道。

5.3.6.5 同一条输电线路上的两套继电保护或安全自动装置信号应满足两条完全独立的通信通道要求。

5.3.6.6 为保障电网运行的可靠性和电力通信网的安全性,未经相应电力通信主管部门批准,任何接入电力通信网的电力企业不应利用通信电路承载非电力企业的通信业务或从事营业性活动。

5.3.6.7 拟并网方的通信设备应配备监测系统,将设备运行工况、告警信号等传送至相关通信设备的运行管理部门或有人值班的地方,并制定调度通信系统故障防范措施。

5.3.6.8 拟并网方所用通信设备应符合国家标准、电力行业标准及相关技术运行管理规定,满足通信网组网与管理要求;通信设备的接入方案和技术规范应通过相应的电网通信主管部门审查,按经国家授权机构审定的设计要求安装、调试,经国家规定的基建程序验收合格。

5.3.7 调度自动化

5.3.7.1 拟并网方应装备 4.2.9.1 b)所列系统及设备,其性能、指标和通信规约应符合国家和电力行业有关技术标准。

5.3.7.2 拟并网方接入调度自动化的系统及设备的技术要求参见《电力监控系统安全防护规定》(2014年发改委 14 号令)和相关标准等要求。

5.3.7.3 拟并网方与电网运行有关的自动化技术资料 and 台账信息应完备齐全,包括调度自动化设备技术说明书、技术参数以及设备验收报告,电厂远动信息表(包括电流互感器、电压互感器变比及遥测满刻度值),电厂电能计量系统竣工验收报告等。

5.3.7.4 拟并网方接入调度自动化系统的 4.2.9.1 b)所列系统及设备应与系统一次设备同步完成建设、调试、验收与投运,以确保 A.2.4 b)所列调度自动化信息完整、准确、可靠、及时地传送至相关电网调度机构。

5.3.7.5 电厂的电力监控系统、电量采集与传输装置的远动数据、电能计量数据、PMU 数据和烟气数据等应按照国家标准或行业标准的传输规约传送至电网调度机构的调度自动化系统和电能计量系统。电厂运行设备实时信息的数量和精度应满足国家有关规定和电网调度机构的运行要求。

5.3.7.6 电能计量系统应通过拟并网方和电网调度机构均认可的具有相应资质的检测机构的测试,数据传输准确。

5.3.7.7 相关电网调度机构的智能电网调度控制系统之间应实现实时计算机通信;为保证网间联络线潮流按计划值运行,智能电网调度控制系统应具有满足控制策略要求的自动发电控制(AGC)功能。

5.3.7.8 拟并网方的调度自动化数据传输通道,应具备两个及以上独立路由的通信通道,其质量和可靠性应符合国家、电力及有关行业相关标准。

5.3.8 网络安全

5.3.8.1 拟并网方应满足 4.2.10.1 a)安全防护总体原则和 4.2.10.1 b)设备原则,遵循相关国家标准、行业标准,以及电力监控系统网络安全相关要求。

5.3.8.2 拟并网方电力监控系统的设备选型及配置应选用经国家相关管理部门检测认定,且未被通报存在漏洞和风险的系统及设备。

5.3.8.3 拟并网方应在涉网区域部署网络安全监测装置,并完成其与相关电网调度机构网络安全管理平台的联调、测试和数据核对等工作。

5.3.8.4 拟并网方应在关键网络节点处对恶意代码进行检测和消除,并维护恶意代码防护机制的升级和更新;计算设备应安装防恶意代码软件或配置具有相应功能的软件,并定期进行升级或更新防恶意代码库。

5.3.8.5 拟并网方根据《电力监控系统安全防护总体方案》(国能安全〔2015〕第 36 号文)、《电力监控系统安全防护规定》(国家发改委〔2014〕第 14 号令)等相关文件的要求,完成电力监控系统安全防护实施方案,实施方案应经本企业的上级专业管理部门和信息安全管理部门以及相应电网调度机构审核,方案实施完成后应由上述机构验收。接入电力调度数据网络的设备和应用系统,其接入技术方案和安全防

护措施应经所属电网调度机构同意。

5.3.8.6 电厂监控系统涉网部分网络安全监测装置采集的网络安全告警信息,应能正确传送至调度主站,并能被调度主站网络安全管理平台进行管控。

5.3.8.7 电厂纵向加密认证装置应和调度主站纵向加密认证装置完成隧道建立,并按照最小化原则完成业务策略配置。纵向加密认证装置应能正常向调度主站发送安全日志,并能被调度主站网络安全管理平台进行管控。

5.3.8.8 拟并网方电力监控系统投运前,应委托专业测评机构完成上线等保测评及安全评估工作。测评合格并经验收通过后方可投入运行。

5.4 分类并(联)网条款

5.4.1 互联电网的联网条件

5.4.1.1 互联电网各方应在联网前签订《互联电网调度协议》。协议中应包括:

- a) 有功功率和无功功率的控制原则;
- b) 各电网企业黑启动方案的配合方式、运行管理职责和整个互联电网黑启动总方案的制定原则、编制步骤、实施和协调方式;
- c) 继电保护定值协调原则;
- d) 互联电网安全自动装置、电力系统稳定器(PSS)的配置原则、实施、协调方式和运行管理职责;
- e) 联络线控制原则;
- f) 调度管辖关系。

5.4.1.2 互联电网各方应按照 6.7.3 的要求进行无功电压控制。

5.4.1.3 互联电网各方应根据联网后网络拓扑和设备的变化,制定或修正黑启动方案,配套安排适当的黑启动机组。

5.4.1.4 互联电网各方应根据电网互联带来的变化,修正本网的自动低频/低压减负荷方案。各方的低频、低压减负荷及高频切机方案应满足解列后的减负荷或切机容量要求,必要时可在联网线路上设置低频、低压解列装置。

5.4.1.5 互联电网各方应根据稳定计算及整定结果在适当地点投入 PSS 装置和振荡解列装置,提高电网稳定水平。

5.4.1.6 互联电网各方应根据稳定计算结果,协商确定是否有必要在联网处安装适当的安全自动装置。联网处装设的安全自动装置由所在电网企业负责管理。

5.4.2 火力、水力、核电发电厂并网条件

5.4.2.1 总体要求

新机投产或扩容改造后,电气一次设备的交接或检修试验项目应完整,符合有关标准和规程规定。符合国家产业政策和环境保护政策。

5.4.2.2 发电厂并网断路器应满足下列技术条件。

- a) 遮断容量符合装设点开断短路电流的技术要求。
- b) 三相故障清除时间:
 - 220 kV 线路,近故障点侧:0.12 s;远故障点侧:0.12 s;
 - 330 kV 线路,近故障点侧:0.1 s;远故障点侧:0.1 s;
 - 500 kV 线路,近故障点侧:0.09 s;远故障点侧:0.1 s;

- 750 kV 线路,近故障点侧:0.09 s;远故障点侧:0.1 s;
- 1 000 kV 线路,故障切除时间可参考 500 kV 执行,并依据实际故障统计数据调整;
- 各电压等级的母线、变压器的故障切除时间按同电压等级线路近端故障切除时间考虑。

- c) 配有后备保护。
- d) 对于分、合操作频繁的抽水蓄能电厂主断路器,应比常规电厂的主断路器在开断容量和次数上考虑更充足的设计裕量。

5.4.2.3 发电机组性能的要求

5.4.2.3.1 一般性能要求

一般性能要求如下。

- a) 发电机自动电压调节器(AVR)性能应符合 GB/T 7409.1~GB/T 7409.3 和 DL/T 583、DL/T 843 的要求;应有 V/Hz(过磁通)限制、低励磁限制、过励磁限制和附加无功调差功能。
- b) 100 MW 及以上火电、核电机组和燃气机组、40 MW 及以上水电机组、光热机组的励磁系统应具备电力系统稳定器(PSS)功能,PSS 试验应满足 GB/T 40591 要求,试验结果报电网调度机构备案,电力系统稳定器的投入与退出按调度命令执行。
- c) 发电机自动电压调节器(AVR)附加无功调差定值、低励磁限制定值应经调差试验及发电机进相试验确定后,报电网调度机构备案;V/Hz(过磁通)限制、过励磁限制的定值由电厂确定,报电网调度机构备案。
- d) 接入 35 kV 及以上电压等级电力系统的发电机应具备一次调频功能,性能及试验项目应符合 GB/T 40595 的要求,试验结果报电网调度机构备案,一次调频功能的投入与退出按调度命令执行。
- e) 发电厂提供的无功补偿装置应在并网调度协议中明确。
- f) 系统频率在 50.5 Hz~48.5 Hz 变化范围内机组应连续保持稳定运行,系统频率下降至 48 Hz 时有功功率输出减少不宜超过 5% 机组额定有功功率。
- g) 发电机应具备因系统高频作为被切对象的条件。高频切机方案应利用时间元件与频率元件的组合,分轮次动作,避免电网高频运行期间电厂机组被同时切除。在电力系统低频减负荷过程中频率异常保护不应解列发电机,防止出现频率连锁恶化。
- h) 火电机组正常调节速率不宜小于 1% 机组额定有功功率/min;火电机组的调峰能力应满足所在电网电源结构和负荷特性对调峰的需求,并在并网调度协议中明确,火电机组调峰期间励磁系统和 PSS、调速系统和一次调频等涉网性能应能满足相关标准要求。热电比、年度总效率符合国家热电联产标准的供热机组按照“以热定电”的原则确定机组的调峰能力。
- i) 发电机应具备按照电网要求随时进相运行的能力。发电机的有功功率无功功率应能在设计的功率因数范围内进行调整,100 MW 及以上机组满负荷下进相功率因数宜达到 0.97~0.95。若受系统条件限制无法满足上述要求,试验应达到机组允许的运行边界(如高压母线电压、定子电压/电流、功角、铁心温度、厂用电压等),进相试验应符合 DL/T 1523 要求。电厂应根据发电机进相试验绘制指导进相运行的 P-Q 图,编制相应的进相运行规程,并报送电网调度机构备案。抽水蓄能机组在发电调相和抽水调相工况运行时应满足上述无功调整要求。
- j) 发电机组涉网保护应满足 GB/T 40586 要求。
- k) 100 MW 及以上火电(不含背压式热电机组)和燃气机组,40 MW 及以上非灯泡贯流式水电机组、光热机组、抽水蓄能机组和核电机组应具备自动发电控制(AGC)功能,参与电网闭环自动发电控制。发电机组月 AGC 可用率应不低于 90%。机组 AGC 基本性能指标应符合

DL/T 1210、DL/T 657、DL/T 1245 以及并网调度协议的要求。

- l) 黑启动电厂在接到电网调度机构的启动指令后的 2 h 内,应能启动并向系统恢复送电。
- m) 机组应具备执行自动电压控制(AVC)功能,能根据电网调度机构下达的高压侧母线电压控制目标或全厂无功总出力,协调控制机组的无功出力;机组 AVC 基本性能指标应满足 DL/T 1802、DL/T 1707、DL/T 1870 以及并网调度协议的要求。
- n) 水轮发电机组的一般性能应符合 GB/T 7894、DL/T 1245 和 DL/T 751 的要求,存在超低频振荡风险的电力系统,其网内水电机组调速系统应具备抑制超低频振荡的能力。具有孤网(或孤岛)运行风险的区域电网内的小水电机组调速器应配置孤网(孤岛)控制模式,参数应经过计算校核。
- o) 抽水蓄能电厂发电工况启动成功率应不小于 95%,抽水工况启动成功率应不小于 90%。
- p) 发电机组附属设备变频器应具备在电网发生故障的瞬态过程中保持正常运行的能力,并符合 DL/T 1648 要求。

5.4.2.3.2 关于发电机组非正常运行能力的要求

发电机组的非正常运行能力应符合 DL/T 970 等国家和行业有关标准的要求。

a) 发电机频率异常的运行

电力系统自动低频减负荷的配置和整定应保证电力系统频率动态特性的低频持续时间小于表 1 所规定的每次允许时间,并有一定裕度。

汽轮发电机的低频保护应能记录并显示累计的频率异常运行时间,并对每个频率分别进行累计。按 GB/T 14285 的规定,汽轮发电机低频保护动作于信号。特殊情况下当低频保护需要跳闸时,保护动作时间可按汽轮发电机制造厂的规定进行整定,但应符合表 1 规定的每次允许时间。

汽轮发电机的高频率保护应与系统侧高频率切机装置配合,同时应满足机组允许高频运行的技术条件(即与汽轮机超速限制 OPC 配合)。该保护宜动作于信号,必要时动作于解列、灭磁或程控跳闸。发电机高频率定值高于 51.5 Hz 时动作时限不应低于 15 s。

表 1 汽轮发电机频率异常允许运行时间

频率范围 f Hz	累计允许运行时间 min	每次允许运行时间 s
$51.0 < f \leq 51.5$	>30	>30
$50.5 < f \leq 51.0$	>180	>180
$48.5 \leq f \leq 50.5$	连续运行	
$48.0 \leq f < 48.5$	>300	>300
$47.5 \leq f < 48.0$	>60	>60
$47.0 \leq f < 47.5$	>10	>20
$46.5 \leq f < 47.0$	>2	>5

对于事故后可能在孤网中运行的发电机组,应在保证机组安全的前提下,对孤网中的机组设置不同高频保护和超速保护控制单元(OPC)整定值,以提高事故后孤立电网稳定运行的能力。核电厂的汽轮发电机也应符合上述要求。水轮发电机、新能源场站频率异常运行能力应优于

汽轮发电机并满足当地电网运行控制要求。

抽水蓄能机组应在水泵工况下根据电力系统频率设置低频切机保护装置,确保当电力系统频率降低时,水泵工况运行的蓄能机组能够紧急停机。此外,还应具备抽水工况直接转发电运行的能力。

如果机组允许的低频运行能力低于表 1 规定的每次允许时间,则应根据该机组的能力对应的频率和时间,在该地区附加切除相应容量的负荷,以避免频率下降的连锁反应。

b) 发电机失步运行

引起电力系统振荡的振荡中心在发变组外部时,且发电机电流低于三相出口短路电流的 60%~70%,汽轮发电机应能够承受至少 5 个~20 个振荡周期;当振荡中心在发变组内部时应立即解列发电机。现有运行机组如不能完全满足上述规定,应与制造部门协商确定运行条件。水轮发电机承受失步振荡运行能力应满足当地电网运行控制要求。

c) 汽轮发电机失磁异步运行

按照 GB/T 7064 的规定,发电机的设计本身允许作短时失磁异步运行,对间接冷却的发电机在定子电压接近额定值时,可带到额定有功功率的 60%,此时定子电流不超过 1.0 倍~1.1 倍额定值,失磁异步运行不超过 20 min;直接冷却的发电机 300 MW 及以下机组可在失磁后 60 s 内减负荷至额定有功功率的 60%,90 s 内降至 40%,在额定定子电压下带额定有功功率的 40%,定子电流不超过 1.0 倍~1.1 倍时,发电机总的失磁运行时间不超过 15 min;600 MW 及以上机组的允许运行时间和减负荷方式由用户与制造厂协商决定。

发电机在具备下列条件时,通常可以进入短时异步运行:

- 1) 电网有足够的无功容量维持合理的电压水平;
- 2) 机组能迅速减少负荷(应自动进行)到允许水平;
- 3) 发电机带的厂用供电系统可自动切换到另一个电源。

如果在规定的短时运行时间内不能恢复励磁,则机组应与电网解列。

水轮发电机不允许失磁异步运行。

电网调度机构应与电厂就具体机组失磁后可能的运行方式达成协议。

d) 不平衡负荷

发电机应满足 GB/T 755—2019 中 7.2.3 表 2 关于同步电机不平衡运行条件的规定,可长期承担规定以内的稳态负序负荷,并且在突发不对称短路故障时承受规定的负序电流冲击。当某电力用户对稳态负序负荷的要求超过 GB/T 755—2019 的规定时,电网企业、发电企业及用户应协商签订特殊供电协议。

e) 误并列和单相重合闸

发电机组在允许寿命期间应可承受至少 5 次 180°误并列,或者 2 次 120°误并列。任何接线方式下,发电机运行应不受高压线路单相重合闸影响。

抽水蓄能机组应满足发电、抽水两种不同工况下误并列时的要求。

5.4.2.3.3 水电厂并网运行时应向电网调度机构实时传送以下水库运行相关信息。

a) 流域内相关水、雨情信息

- 1) 重要雨量站实时雨情;
- 2) 控制性水文站实时水情;
- 3) 水情气象预报信息。

b) 水库运行信息

- 1) 水库坝上、坝下水位,出、入库流量及发电引用流量;

- 2) 泄洪设施运行信息及相应泄流量；
- 3) 供水等综合利用信息；
- 4) 水库沙情、冰情等。

5.4.2.3.4 发电机 AGC 应满足以下的功能和性能要求。

a) 概述

- 1) 在机组商业化运行前,具备 AGC 功能的机组应完成与相关电网调度机构智能电网调度控制系统主站 AGC 功能的闭环自动发电控制的调试与试验,火电机组 AGC 试验按 DL/T 1210 执行;水电机组、光热机组、燃机试验按 DL/T 1802、DL/T 1870 执行,并向电网调度机构提交必要的系统调试报告,其性能和参数应满足电网安全稳定运行的需要。
- 2) 未经电网调度机构批准,不应修改 AGC 机组运行参数。
- 3) 机组 AGC 功能修改后,应与电网调度机构的智能电网调度控制系统主站重新进行联合调试、数据核对等工作,满足并网调度协议规定的要求后,其 AGC 功能方可投入运行。

b) 对参与 AGC 运行发电厂(机组)的要求

- 1) AGC 机组应按智能电网调度控制系统主站下发的 AGC 调节指令调节机组功率,并使机组功率与智能电网调度控制系统主站下发的 AGC 指令偏差范围满足自动发电控制性能评价标准要求。
- 2) 发电厂应实时将 AGC 机组的运行参数传输到相关电网调度机构的智能电网调度控制系统主站。运行参数包括:AGC 机组调整上/下限值、调节速率;水电机组振动区和死区值;火电和燃气机组分散控制系统(DCS)系统的“机组允许 AGC 运行”和“机组 AGC 投入/退出”的状态信号,水电机组和抽水蓄能机组自动控制系统的“机组允许 AGC 运行”和“机组 AGC 投入/退出”的状态信号等。
- 3) 机组 AGC 的运行方式应包括固定运行方式、调节方式。固定运行方式是指机组按计划曲线运行;调节方式是指机组根据电网给定负荷运行。
- 4) 火电和燃气机组的 AGC 最大调节范围应不小于 50%~100%机组额定有功出力;全厂调节的水电厂 AGC 最大调节范围应为 0~当前水头对应的全厂满功率,实际运行中应避免功率调节范围内的 C/D 类振动区、不稳定运行区、空蚀区等非推荐运行工况点。
- 5) AGC 机组应能实现“当地控制/远方控制”两种控制方式间的手动和自动无扰动切换。
- 6) 机组处于工作状态时,对于 RTU 或计算机系统给出的明显异常的遥调指令(包括突然中断、指令超过全厂或机组给定的上、下限值以及两次指令差超过自定义限值),机组 AGC 应能做出如下处理:
 - 拒绝执行该明显异常指令,维持原状态;
 - 保持原正常指令 8 s~30 s(可调整),以等待恢复正常指令;
 - 8 s~30 s 后未恢复正常指令,则发出报警并自动(或手动)切换至“当地控制方式”;
 - RTU 复位、故障时,计算机监控系统应保持电网调度机构原给定遥调指令值不变,直到接受新的指令。
- 7) 水电厂和抽水蓄能电厂的计算机监控系统分配给各机组的指令应能自动避开机组的振动区和空蚀区。
- 8) AGC 机组工作在负荷控制方式时,机组的调整应满足频率约束,当频率超过 (50 ± 0.1) Hz(该值根据电网要求可随时调整)范围时,机组不允许反调节。
- 9) AGC 发送指令的周期:火电不大于 30 s,水电不大于 8 s。

c) 发电厂与电网调度机构智能电网调度控制系统主站系统 AGC 信息通信的要求

- 1) 发电厂 RTU 或计算机监控系统与电网调度机构智能电网调度控制系统主站系统的通信规约应满足相关标准和电网调度的要求。
- 2) 发电厂 RTU 或计算机监控系统应正确传送电厂信息到电网调度机构智能电网调度控制系统主站系统,正确接收和执行智能电网调度控制系统主站系统下发的 AGC 指令。
- 3) 电网调度机构与发电厂之间应具备两个独立路由的通信通道,通道质量和可靠性应符合国家、电力及有关行业的相关标准。

5.4.2.3.5 发电机 AVC 应满足以下的功能和性能要求。

a) 概述:

- 1) 在机组商业化运行前,具备 AVC 功能的机组应完成与相关电网调度机构智能电网调度控制系统主站自动电压闭环控制的调试与试验,AVC 试验应符合 DL/T 1707 的规定,且应参考进相试验结果,设置进相/迟相调节能力定值,并向电网调度机构提交必要的系统调试报告;
- 2) 机组 AVC 功能修改后,应与电网调度机构的智能电网调度控制系统主站重新进行联合调试、数据核对等工作,满足并网调度协议规定的要求后,其 AVC 功能方可投入运行。

b) 对参与 AVC 运行发电厂(机组)的要求:

- 1) AVC 机组应按智能电网调度控制系统主站下发的 AVC 调节指令,调节机组的无功功率;
- 2) 电厂 AVC 子站(机组)运行定值/调节参数应按照相应电网调度机构“机组自动电压控制(AVC)”的规定运行,未经调度机构批准,电厂不应修改 AVC 子站(机组)运行定值/调节参数;
- 3) 发电厂应实时将 AVC 机组的运行参数和 AVC 状态信号(如,AVC 投入/退出/闭锁等状态信号)通过数据通道准确、可靠地传输到相关电网调度机构的智能电网调度控制系统主站;
- 4) 机组 AVC 的月可投入率、调节合格率等运行指标应达到并网调度协议规定的要求。

5.4.3 可再生能源发电厂(场、站)并网条件

5.4.3.1 风电场、光伏电站

风电场、光伏电站并网条件如下。

- a) 风电场应满足 GB/T 19963.1、GB/T 40594 的要求。光伏电站应满足 GB/T 19964、GB/T 40594 的要求,光伏逆变器应满足 GB/T 37408 的要求。
- b) 风电场、光伏电站的无功调节设备应能够满足各种发电出力水平和接入系统各种运行工况下的稳态、暂态、动态过程的无功和电压自动控制的要求。风电场、光伏电站无功功率控制能力应满足国家及行业标准中的相关要求,无功动态调整的响应速度应与风电机组、逆变器的高/低电压穿越能力相匹配,确保在调节过程中风电机组、逆变器不因高/低电压而脱网。在故障引起电压跌落期间,风电机组不能从电网吸收无功。
- c) 风电场、光伏电站内汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式,并配置相应保护快速切除汇集线路的单相故障。汇集线系统中的母线应配置母线差动保护。
- d) 风电场、光伏电站有功功率控制系统在电网正常运行或扰动后恢复过程中,应根据电力系统调度机构实时下达或预先设定的指令,自动调节其发出的有功功率,有功功率控制技术指标应满足国家、电力及行业标准中的相关要求,并与场站一次调频等频率响应性能协同一致。在电网事故或异常情况下,必要时闭锁或退出风电场、光伏电站有功功率控制系统。电网故

- 障清除后,风电场、光伏电站功率应尽可能快速恢复至初始有功(同等气象条件下)。
- e) 风电场、光伏电站应具备一次调频能力,并网运行时一次调频功能应始终投入并确保正常运行,性能应满足 GB/T 40595 要求。
 - f) 风电场、光伏电站应具备动态电压支撑能力。无功调节设备的自动控制环节应采用自动电压控制模式,其动态电压调节性能宜参照同步发电机相关标准。
 - g) 风电场、光伏电站的电压和频率耐受能力原则上与同步发电机组的电压和频率耐受能力一致。
 - h) 风电场、光伏电站应具备根据接入系统设计的要求提供惯量支撑的能力。
 - i) 风电场、光伏电站应组织并委托有资质的试验单位完成并出具风电机组、光伏逆变器、一次调频系统和动态无功补偿装置的机电暂态和电磁暂态模型参数报告,模型及参数应满足电网调度机构仿真计算的要求,组织设备制造商提供风电机组、光伏逆变器型式试验或者硬件在环试验等模型验证数据。委托有资质单位并网后 6 个月内完成风电场、光伏电站整站机电暂态和电磁暂态建模并提交满足电网调度机构仿真计算要求的实测建模报告和模型验证数据。
 - j) 风电场、光伏电站应具备气象资源统计和评估、弃风/弃光电量计算功能,实时上报满足要求的场站理论功率和可用功率。
 - k) 接入低短路比电网及接入常规直流系统条件下的风电场、光伏电站,应开展振荡风险和新能源短路比评估工作,必要时可采取加装分布式调相机等措施提高支撑能力。
 - l) 接入柔性直流系统条件下的风电场、光伏电站,应开展继电保护适应性分析工作。
 - m) 长距离交流海缆接入的风电场应在可行性研究阶段委托有资质单位完成风电场电能质量评估,对于有谐波谐振风险等电能质量超标问题的,应在可行性研究中落实谐波治理措施并预留治理场地。
 - n) 风电场、光伏电站并网后应委托有资质单位进行电能质量实测,如果实测电能质量超标,应承诺退出运行,直至电能质量治理合格。

5.4.3.2 储能电站

储能电站并网条件如下。

- a) 储能电站应满足 GB/T 36547、GB/T 40594、DL/T 2246(所有部分)的要求。
- b) 储能电站应具备一次调频能力,性能应满足 GB/T 40595 要求。
- c) 储能电站应具备动态电压支撑能力。无功调节设备的自动控制环节应采用自动电压控制模式,其动态电压调节性能宜参照同步发电机相关标准。
- d) 储能电站的电压和频率耐受能力原则上与同步发电机组的电压和频率耐受能力一致。
- e) 纳入调度管辖的电化学储能系统,应按照电网调度机构指令进行充电、放电状态控制和转换,参与电力系统运行实时控制。未纳入调度管辖的电化学储能系统,当接入电网的电化学储能系统并网点频率小于 48.0 Hz 时,储能系统不应处于充电状态,应根据储能变流器允许运行的最低频率或调度机构的要求确定是否与电网脱离;当并网点频率在 48.0 Hz~49.5 Hz 范围内时,处在充电状态的储能系统应在 0.2 s 内转为放电状态,对于不具备放电条件或其他特殊情况,应在 0.2 s 内与电网脱离,处于放电状态的储能系统应能连续运行;当并网点频率在 49.5 Hz~50.2 Hz 范围内时,储能系统应能正常连续进行;当并网点频率在 50.2 Hz~50.5 Hz 范围内时,处在放电状态的储能系统应在 0.2 s 内转为充电状态,对于不具备放电条件或其他特殊情况,应在 0.2 s 内与电网脱离,处于充电状态的储能系统应能连续运行;当频率大于 50.5 Hz 时,储能系统不应处于放电状态,应根据储能变流器允许运行的最高频率或电网调度

机构的要求确定是否与电网脱离。

- f) 通过 10/(6)kV 及以上电压等级接入电网的电化学储能系统应具备 GB/T 36547 要求的低电压穿越能力和高电压穿越能力。
- g) 接入 10/(6)kV 及以上电压等级电网的电化学储能系统应具备就地 and 远程充放电功率控制、无功功率控制和电压调节功能,且具备能够自动执行电网调度机构下达指令的功能。接入 110(220)kV 及以上电压等级电网的电化学储能系统应具备自动发电控制(AGC)功能。
- h) 储能电站消防应满足相关标准和规定要求。

5.4.3.3 分布式电源

分布式电源并网条件如下。

- a) 分布式电源应满足 GB/T 33593、GB/T 29319 的要求。分布式逆变器应满足 GB/T 37408 的要求。
- b) 通过 10(6)kV~35 kV 电压等级并网的分布式电源应具有有功功率调节能力,输出功率偏差及功率变化率不应超过电网调度机构的给定值,并能根据电网频率值、电网调度机构指令调节电源的有功功率输出。
- c) 通过 380 V 电压等级并网的分布式电源应具备保证并网点功率因数在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内可调节的能力,通过 10 kV 电压等级并网的分布式电源应具备保证并网点功率因数在 0.98(超前)~0.98(滞后)范围内可调节的能力。分布式电源参与配电网电压调节的方式包括调节电源无功功率、调节无功补偿设备投入量以及调整电源变压器变比。
- d) 通过 380 V 和 10 kV 电压等级并网的分布式电源应具备根据并网点电压水平调节无功输出,参与电网电压调节的能力,调节方式、参考电压和电压调差率等由电网调度机构设定,具备条件的应接入调度端自动电压控制(AVC)系统。
- e) 分布式电源的电压和频率耐受能力原则上应与同步发电机的电压和频率耐受能力一致。其中分布式光伏的频率耐受能力,以及 10 kV 及以上直接接入电网的分布式光伏的高、低电压穿越能力应满足 GB/T 37408 的要求;10 kV 接入用户侧的分布式光伏及 380/220 V 并网的分布式光伏,其电压保护动作时间应按照 GB/T 29319 规定的上限执行。
- f) 分布式电源向电网调度机构传送的信息至少应包括:
 - 1) 通过 380 V 电压等级并网的分布式电源,以及 10(6)kV 电压等级接入用户侧的分布式电源,应上传电流、电压、有功功率、无功功率和发电量等信息,并预留上传并网点开关状态的能力;
 - 2) 通过 10(6)kV 电压等级直接接入电网,以及通过 35kV 电压等级并网的分布式电源,应能够实时采集并网运行信息,主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、分布式电源有功功率、无功功率和发电量等信息。

5.4.3.4 其他类型的可再生能源发电厂(场、站)应满足国家和行业相关并网技术标准的要求。

5.4.4 直流输电系统的技术条件

5.4.4.1 直流输电系统控制保护仿真试验

直流输电系统联网前,其控制保护系统性能应通过实时仿真试验的检验。

5.4.4.2 直流输电系统调试

直流输电系统调试要求如下。

- a) 联网的直流输电系统应通过直流系统调试,验证其性能符合设计和运行要求。调试报告和实测数据应报相关的电网调度机构。
- b) 直流输电系统的稳态性能、暂态性能、动态性能应符合相关的国家或国际标准;如有特殊要求,应在工程技术规范书中明确。
- c) 直流系统的可听噪声、交流侧谐波干扰、直流侧谐波干扰、电力线载波(PLC)干扰、无线电干扰、损耗等指标应符合相关的国家标准或国际标准。
- d) 换流站的无功补偿设备,除提供换流器所需的无功功率外,还需滤除换流器产生的谐波,并根据直流输送的功率分组投切。为防止过应力损坏设备,应采用最小滤波器组限制和自动降负荷措施。
- e) 存在宽频振荡风险的直流输电系统,应开展振荡风险评估,并根据评估结果采取抑制、保护和监测措施,并需要对周边机组的宽频振荡风险进行评估,如无法排除宽频振荡风险,应配置监测手段和抑制措施。
- f) 应开展交直流保护协调配合研究,并控制直流输电系统短路电流在合理水平。
- g) 应选择合适的直流落点,确保送受端系统的直流短路比及多馈入直流短路比应达到合理的水平。

5.4.4.3 相联系统条件

相联系统条件如下。

- a) 与换流站相联的交流系统应满足直流输电系统运行技术要求。交流系统可提供或接受直流输电系统输送的功率,并提供或吸收设计允许的与换流站交换的无功功率。
- b) 直流输电的容量应与送受端系统的容量匹配,直流短路比(含多馈入直流短路比)应满足要求,并联交流通道应能够承担直流闭锁后的转移功率。对于直流馈入受端系统,应优化直流落点,完善近区网架,提高系统对直流的支撑能力,多馈入直流(两回及以上)总体规模应和受端系统相适应。
- c) 换流站的无功补偿设备,除提供换流器所需的无功功率外,还应滤除换流器产生的谐波,并根据直流输送的功率分组投切。为防止过应力损坏设备,应采用最小滤波器组限制和自动降负荷措施。直流落点集中地区应合理配置动态无功调节设备。
- d) 经过技术经济论证,必要时应配置(动态)无功补偿装置。
- e) 相联交流系统应尽量避免断面失电风险,如有需要应特殊考虑。

5.4.4.4 新能源柔直并网系统技术条件

新能源柔直并网系统技术条件如下。

- a) 并网点及以下相关设备(包括新能源电站、柔性直流系统、无功补偿设备等)应满足网源协调 DL/T 1870 相关技术要求。
- b) 应组织并委托有资质的试验单位完成为保证电力系统安全性所必需的试验和测试。应具备有资质单位出具的并网点及以下相关设备的实测模型和参数,确保模型和参数的正确性。
- c) 应对为保证电力系统安全性所必需的专题组织开展专题研究,研究报告应通过专家评审。提出的相关涉网控制保护措施应通过第三方试验验证。
- d) 柔直并网系统的高、低电压穿越能力及频率运行性能应与相应的新能源并网性能要求相匹配,其有功/无功调节能力、调节模式应满足所属电网调度机构要求。

5.4.5 主网直供用户并网的技术条件

5.4.5.1 相关数据资料要求

相关数据资料要求如下。

- a) 主网直供用户应向电网企业及其调度机构提供如下参数：用户名称及地理位置、用电计量点、并网点、用户设备总容量、最大用电电力、最小用电电力、最大上送电力、无功补偿设备参数以及负荷特性等数据。
- b) 电力负荷管理系统资料应包括但不限于：直供区内受电变压器容量在 500 kVA 及以上、315 kVA~500 kVA、100 kVA~315 kVA 按负荷性质分类清单；电力负荷管理终端安装用户清单及说明（包括用户容量、负荷、跳闸轮次、可控负荷、远方抄表、预购电等）；电力负荷管理系统用户终端安装地理位置分布图。

5.4.5.2 实时信息及计量

实施信息及计量要求如下。

- a) 主网直供用户应具备向电网调度机构提供遥信、遥测信息的设备和通道，能够向电网调度机构传送用电有功功率、无功功率、电压、电流、并网点断路器及隔离开关状态等实时信息。
- b) 主网直供用户的关口电能量计量点设在并网线路的产权分界处，关口电能量计量点处应安装具有准确度符合要求的双向、分时功能的有功、无功电能表，满足交易时段要求；应安装电能量远方终端，将电能量信息上传至电网调度机构的电能量计量系统。

5.4.5.3 技术条件

技术条件如下。

- a) 主网直供用户的生产、生活负荷在配电上应分开。
- b) 主网直供用户应按 GB/T 40427 的要求装设无功补偿装置及自动电压控制装置：
 - 1) 配备足够的无功补偿装置；
 - 2) 其功率因数在大负荷方式下不应低于 0.95，在小负荷方式下不应高于 0.95，未经电网调度机构同意无功不应倒送；
 - 3) 无功补偿装置可投率、投运率满足电网运行要求；
 - 4) 关口点的无功功率数据应接入电能量计量系统，满足电网无功电压运行需求；
 - 5) 自动电压控制装置应具备就地和调度端控制投切功能。
- c) 主网直供用户应落实事故限负荷、稳定控制集中切负荷、低频减负荷和低压减负荷等措施，按 DL/T 428 的要求装设低频低压减负荷装置。低频低压减负荷装置各轮次间应具备顺序动作和加速切负荷功能，具有完备的闭锁措施，具有有效识别电网故障和电网失去稳定时电压下降的自适应能力。
- d) 主网直供用户负荷的谐波、冲击等特性对所接入电力系统电能质量和安全稳定的影响不应超过该系统的承受能力，该负荷应具备一定的故障扰动耐受能力、负荷调节能力及谐波抑制能力。
- e) 可中断负荷、提供频率响应的负荷，应优先列入保障电力系统安全稳定运行的负荷侧技术措施。在确保用电设备安全的前提下，应设置合理的负荷保护定值，以在系统电压、频率波动时避免不必要的负荷损失或扩大故障范围。重要用户应配置保安电源和应急电源，在电力系统停电期间保证自身持续供电。

5.4.6 并(联)网安全运行要求

并(联)网安全运行要求如下。

- a) 电网使用者与电网企业应在有关协议中详细划分每个并(联)网设备的产权、维护及安全责任分界点。如未规定或规定不明确的,以厂站围墙或电厂架构与第一基杆塔中间为明确的设备产权、维护及安全责任分界点。
- b) 电网使用者与电网企业应以统一格式,书面说明并(联)网点处的设备和装置的所有权及其责任。主要包括以下几个方面:
 - 设备和装置的产权;
 - 设备和装置的控制权;
 - 设备和装置的运行权;
 - 设备和装置的维护义务;
 - 并(联)网点处各单位的安全责任。
- c) 电网企业和电网使用者应按电力可靠性管理和电力生产安全性评价管理有关要求,开展电力可靠性统计、电力生产安全性评价和管理工作,努力提高安全运行水平。
- d) 对已并入电网且对电网安全稳定运行有影响的设备,应进行安全性评价工作。
- e) 根据有关法律法规、行业标准,电网企业、电网使用者均应制定安全监督和技术监督规定;电网企业负责协调统一本网范围内的安全监督和技术监督工作标准。
- f) 电网企业应根据国家有关部门颁发的安全生产法规、标准、规定、规程以及电网的安全生产形势、运行中反映的突出问题、运行方式变化等,制订反事故措施。电网企业、电网使用者应按设备产权和运行维护责任划分,按时贯彻落实反事故措施要求。
- g) 电网使用者应按电网调度机构的要求参加电网联合反事故演习。
- h) 电网使用者应根据电网的安全稳定运行要求编制和完善反事故预案并报电网调度机构备案。
- i) 并网发电厂应制订全厂停电事故处理预案并报电网调度机构备案。
- j) 确定为电网黑启动电源的发电厂应满足相应的技术要求,每年进行电厂黑启动试验,试验后1个月内将黑启动试验报告报电网调度机构审核。

6 电网运行

6.1 总则

电网运行总则如下:

- a) 电网实行统一调度、分级管理;
- b) 电网运行的组织、指挥、指导和协调由电网调度机构负责;
- c) 各级电网企业和电网使用者应严格遵守所在电网的《调度管理规程》;
- d) 电力系统设备的运行应遵循 DL/T 741、DL/T 751、DL/T 516、DL/T 559、DL/T 544 等国家和行业标准;
- e) 对于已经建立电力市场的电网,还应遵守相应的电力市场运营规则及其配套规定。

6.2 资料及信息交换要求

6.2.1 正常运行阶段,电网使用者应按照 A.3 要求交换资料和信息。

6.2.2 电网调度机构向发电企业提出的报送运行数据、运行辅助数据、资料的要求,如水文气象、风光

预测等基础数据资料,发电企业不应以与数据和资料开发单位、协作单位、技术支持单位签署有不应向第三方提供等为由拒绝提供。电网调度机构取得所辖发电企业提供的数据和资料后,只能用于电网运行与控制,不应泄露给第三方及用于其他商业目的。

6.3 负荷预测

6.3.1 通则

6.3.1.1 负荷预测是保证电力供需平衡的基础,并为电网、电源的规划建设以及电网企业、电网使用者的经营决策提供信息和依据。

6.3.1.2 负荷预测分为长期、中期、短期和超短期负荷预测,预测对象应包括系统负荷和母线负荷,由电网企业负责组织编制。

6.3.1.3 主网直供用户、售电公司等市场主体应根据有关规定,按时报送其主要接装容量和年、月用电量预测及日用电负荷曲线。

6.3.2 中长期负荷预测

6.3.2.1 中长期负荷预测应包括年度、5年和10年等的负荷预测。

6.3.2.2 年度负荷预测应按月给出预测结果,5年及以上期负荷预测应按各水平年给出预测结果。

6.3.2.3 中长期负荷预测应以年度预测为基础,按月(季)度跟踪负荷动态变化,5年期负荷预测应每年滚动修订一次。

6.3.2.4 中长期负荷预测应至少包括以下内容:

- a) 年(月)电量;
- b) 年(月)最大负荷;
- c) 分地区年(月)最大负荷;
- d) 典型日、周负荷曲线,月、年负荷曲线;
- e) 年平均负荷率、年最小负荷率、年最大峰谷差、年最大负荷利用小时数、典型日平均负荷率和最小负荷率。

6.3.2.5 年度负荷预测应至少采用连续3年的数据资料,5年及以上负荷预测应至少采用连续5年的数据资料。在进行负荷预测时应综合考虑社会经济和电网发展的历史和现状,包括:

- a) 电网的历史负荷资料;
- b) 国内生产总值及其年增长率和地区分布情况;
- c) 电源和电网发展状况;
- d) 主网直供用户用电设备及主要高耗能产品的接装容量、年用电量;
- e) 水情、气象等其他影响季节性负荷需求的相关数据。

6.3.3 短期负荷预测

短期负荷预测内容和要求如下:

- a) 短期负荷预测包括从次日到第8日的系统负荷预测;
- b) 短期负荷预测应按照96点编制,每15min一个点,96点预测时间为0:15~24:00;
- c) 各级电网调度机构在编制电网负荷预测曲线时,应综合考虑日期类型(工作日、休息日、法定节假日等)、气象、社会大事件等因素对用电负荷的影响,积累历史数据,深入研究各种因素与用电负荷的相关性;
- d) 各级电网调度机构应实现与气象部门的信息联网,及时获得气象信息,建立气象信息库。

6.3.4 超短期负荷预测

超短期负荷预测内容和要求如下：

- a) 预测当前时刻的下一个 5 min 或 10 min 或 15 min 的系统负荷,可根据需求适当延长预测时间,最长预测时间长度不超过 24 h;
- b) 在实时系统负荷的基础上,结合工作日、休息日等日期类型和历史负荷的特性,完成超短期负荷预测。

6.3.5 母线负荷预测

母线负荷预测内容和要求如下：

- a) 母线负荷预测应包括短期和超短期母线负荷预测;
- b) 短期母线负荷预测应按照 96 点编制,每 15 min 一个点,96 点预测时间为 00:15~24:00;超短期母线负荷预测当前时刻的下一个 5 min 或 10 min 或 15 min 的母线负荷;
- c) 各级电网调度机构在进行电网母线负荷预测时,应采用统一、规范的电网母线负荷模型,以便于相互校验;
- d) 下级电网调度机构管辖的母线负荷模型(母线负荷名称、参数等)发生变化时应及时上报上级调度;
- e) 母线负荷预测应综合考虑日期类型(工作日、休息日、法定节假日等)、气象、社会大事件、未采集的分布式电源、网络拓扑变化以及负荷转供等因素对母线负荷的影响,积累历史数据,深入研究各种因素与母线负荷的相关性。

6.3.6 主网直供用户的负荷申报要求

主网直供用户的负荷申报要求如下：

- a) 主网直供用户应根据有关规定,按时报送其主要接装容量和年用电量预测,按时申报其下一年度的年用电计划、下一月度的月用电计划和次日的日用电计划;
- b) 年用电计划应包括年用电量、双边购电合同电量、分月电量、年最大负荷、年最小负荷、年最大峰谷差、每月典型日的用电负荷曲线及年度检修计划;
- c) 月用电计划应包括月用电量、双边购电合同电量、月最大负荷、月最小负荷、月最大峰谷差、平均峰谷差、典型日用电负荷曲线及月度检修计划;
- d) 日用电计划应包括日用电量、日用电负荷曲线,该用电负荷曲线的负荷率不能低于电网的用电负荷率。

6.4 设备检修

6.4.1 通则

6.4.1.1 电网企业、电网使用者均应开展设备检修管理,加强提前诊断和预测工作,按照应修必修、修必修好、一次停电综合配套检修的原则,统筹安排检修计划。

6.4.1.2 电网调度机构应负责协调新设备启动和设备检修计划。

6.4.1.3 电网调度机构在安排与计划检修、非计划(临时)检修和新设备启动相关的电网运行方式时,应做好发用电平衡安排,以有利于电网安全稳定运行。

6.4.2 检修

6.4.2.1 计划检修

计划检修的内容和要求如下：

- a) 电网企业、电网使用者应根据设备健康状况，向电网调度机构提出年、月度检修预安排申请；
- b) 电网调度机构应在保障电力可靠供应和电网安全稳定运行的基础上，统筹考虑设备的健康水平和电网承受能力，合理利用发、输、变电设备的检修窗口期，并与申请设备检修单位进行协商，编制年、月度检修计划；
- c) 电网企业、电网使用者应按电网调度机构编制的检修计划安排检修工作，加强设备运行维护，减少非计划（临时）检修和事故。

6.4.2.2 非计划（临时）检修

必要时，电网企业、电网使用者可向电网调度机构提出非计划（临时）检修申请，电网调度机构应根据电网运行情况进行批复，在电网承受能力允许时予以安排。

6.4.2.3 检修计划制定通则

检修计划的制定应遵循以下原则：

- a) 设备检修的工期与间隔应符合有关检修规程的规定；
- b) 按相应电网的调度运行规程及上级调度要求，留有足够的电网备用容量；
- c) 编制和调整发、输、变电设备检修计划时，应综合考虑检修对电网安全运行、电力电量平衡、用户可靠供电、清洁能源消纳等的影响，原则上安排在检修窗口期进行；
- d) 设备检修应做到相互配合，如发电和输变电、主机和辅机、一次和二次等设备的检修工作应相互配合；
- e) 当电网运行状况发生变化导致电网有功出力备用不足或电网受到安全约束时，电网调度机构应及时对相关的发、输变电设备检修计划进行必要的调整，并及时向受到影响的各电网使用者通报；
- f) 年度检修计划是计划检修工作的基础，月度检修计划应在年度检修计划的基础上编制，日检修计划工作应在月度检修计划的基础上安排；
- g) 已安排的计划检修工作应按照所属电网《调度管理规程》规定，履行相应的申请、审批手续，根据电网调度机构值班调度员的指令，在批复的时间内完成。

6.4.2.4 年度检修计划

年度计划检修的内容和要求如下：

- a) 电网企业、电网使用者应在每年 9 月 30 日之前，向电网调度机构提交次年发、输变电设备检修预安排申请，包括建议的设备检修内容、检修工期等；
- b) 电网调度机构应按 6.4.2.3 的原则编制次年发、输变电设备检修计划，并于当年 11 月 30 日前向电网企业、电网使用者发布。

6.4.2.5 月度检修计划

月度计划检修的内容和要求如下。

- a) 电网企业、电网使用者应按相关调度管理规程的规定向所属电网调度机构提供其最新的下月

设备检修预安排申请。如申请的内容、工期与年度计划不一致,还应同时提供关于修改原因的书面说明。

- b) 电网调度机构应按 6.4.2.3 的原则,在年度检修计划的基础上,根据各方提供的最新下月检修预安排申请和相关材料,编制下月发、输变电设备检修计划,并按相关调度管理规程规定向电网企业、电网使用者发布。

6.4.2.6 日检修计划

日计划检修的内容和要求如下。

- a) 电网企业、电网使用者应按月度检修计划并至少在设备停役日前三个工作日向所属电网调度机构申报该设备的日检修计划申请。
- b) 发电机、线路、母线和主变等电网主设备的日检修计划如无法按照月度检修计划开展,电网企业、电网使用者应至少在计划停役时间或实际停役时间(两者取较早者)前三个工作日向所属电网调度机构提供关于修改原因的书面说明。
- c) 电网调度机构应按照 6.4.2.3 的原则依据月度检修计划审批日检修计划,并至少在设备停役日前一个工作日向电网企业、电网使用者下达批复。对于不能批复的检修计划应及时向电网企业、电网使用者说明原因。

6.5 发用电平衡

6.5.1 在电力系统运行中应保证发用电平衡,以保证电能质量和电网的安全稳定运行。

- a) 电网调度机构应编制和下达发电、供(用)电调度计划,并进行调度计划安全校核。
- b) 发电、供(用)电调度计划的编制应依据国家指令性计划、政府间框架协议、中长期交易计划、电力现货市场出清结果等,优先调度可再生能源发电,综合考虑社会用电用热需求、检修计划和发电机组可用发电容量、电网设备能力等因素,并保留必要的备用容量。
- c) 电网备用容量不能满足要求时,电网调度机构应进行调整,直至满足备用容量要求。
- d) 发电企业应按照发电调度计划和调度指令进行发电;主网直供用户应按照供(用)电调度计划用电。对于不按照调度计划和调度指令发电的,电网调度机构应予以警告;经警告拒不改正的,电网调度机构可暂停其并网运行,并按有关规定进行考核。对于不按照调度计划和调度指令用电的,电网调度机构应予以警告;经警告拒不改正的,电网调度机构可暂时部分或者全部停止向其供电,并按有关规定进行考核。
- e) 当电网运行出现异常或预判可能出现异常情况时,为保证电力系统的安全运行,电网调度机构有权对发电企业的发电计划及供电企业的用电计划进行调整。调整后应及时向被调整方说明原因。

6.5.2 发用电平衡应包括中长期平衡、短期平衡和实时平衡。

6.5.3 电网调度机构应对中长期平衡、短期平衡和实时平衡等各时间尺度的发用电平衡结果进行安全校核,并应根据校核情况调整相应时间尺度的发用电计划,直至满足电网安全稳定运行和电力电量平衡需要。

6.6 辅助服务

6.6.1 通则

6.6.1.1 电网企业和电网使用者应向电力系统提供用于维护电压稳定、频率稳定及电网故障后恢复等方面的辅助服务。辅助服务的调度由电网调度机构负责。

6.6.1.2 应提供辅助服务的电网使用者,不能按规定的要求提供辅助服务,应按有关规定进行考核,并向其他提供辅助服务的电网使用者给予补偿。对于已经建立电力市场的电网,应按市场运营规则的有关规定处理。

6.6.2 辅助服务的调度运行

6.6.2.1 机组正式投运或大修后,其辅助服务应通过现场试验及系统联调试验后,由发电厂向电网调度机构提出机组正式提供辅助服务的申请,并附完整的试验报告。经相应电网调度机构批准后,方可正式投入辅助服务运行。

6.6.2.2 电网调度机构应负责辅助服务的运行调度。电网调度机构有权根据系统情况要求发电厂投入或退出机组辅助服务,发电厂应严格服从电网调度机构的指令。参与电力辅助服务市场的辅助服务提供者应严格执行市场竞价交易结果。

6.6.2.3 电网调度机构应在满足电网运行控制和安全稳定要求的前提下,综合考虑辅助服务需求、辅助服务提供方的综合性能以及相关电力辅助服务市场规则,确定辅助服务的调用和执行。

6.6.2.4 辅助服务性能变化时的要求和程序。

辅助服务性能发生变化时,辅助服务提供者应按照如下程序进行辅助服务的变更和维护。

- a) 当辅助服务的能力发生变化,达不到基本性能要求和申报的要求时,辅助服务提供者应及时向所属电网调度机构汇报,并及时维护。
- b) 机组辅助服务性能变更时,应及时向所属电网调度机构汇报申请。经测试试验合格后,由电网调度机构批准方能正式投入运行。

6.6.2.5 辅助服务功能发生异常时,辅助服务提供者应及时向所属电网调度机构汇报并说明原因,同时按相关规则接受考核。

6.6.2.6 辅助服务的计量与测试。

辅助服务的计量与测试原则如下:

- a) 电网调度机构和发电厂应分别记录、统计月度机组辅助服务的投用时间、投运率、可用率及服务调用情况和市场价格等;
- b) 为测试和试验目的而投入的机组辅助服务,应计入该机组的辅助服务投运时间,但不计入市场辅助服务市场费用结算;
- c) 记录统计数据的核对,包括:
 - 1) 发电厂和电网调度机构应定期核对机组辅助服务的记录、统计数据;
 - 2) 若发电厂与电网调度机构在机组辅助服务的记录和统计上不一致,机组辅助服务的统计结果以发电厂和电网调度机构协调沟通后的记录、统计为准。
- d) 辅助服务性能测试,包括:
 - 1) 电网调度机构可不定期对电网使用者提供的辅助服务进行测试,以检查其辅助服务能力是否符合规定的技术要求;
 - 2) 电网调度机构应及时公布测试结果;
 - 3) 若测试结果达不到基本技术性能要求指标,按有关规定和市场规则处理。

6.6.2.7 获得准入的第三方辅助服务提供者(含电动汽车、聚合商、虚拟电厂、综合能源服务商、电力用户等)提供的辅助服务,应满足相应电力市场运营规则对技术标准、安全保障和辅助服务能力等的要求;未开展电力市场运营的,应满足电力监管机构颁布的相关要求。

6.7 频率及电压控制

6.7.1 通则

电网调度机构有责任组织有关各方保障电网频率稳定、电压稳定和可靠供电,安排运行方式,优化调度,维持电力平衡,保障电网的安全、优质、经济运行。

6.7.2 频率控制

6.7.2.1 电网调度机构负责指挥电网的频率调整,并使电网运行在规定的频率范围内。

6.7.2.2 正常运行时,电网调度机构应安排适当的备用容量,并组织备用容量的分配。

6.7.2.3 电网调度机构应组织确定互联电网间联络线关口控制标准(如电网区域控制偏差控制要求,包括自动发电控制 CPS1、CPS2 标准或自动发电控制 A1、A2 标准等评价规则)。正常运行时,电网调度机构应按照相关原则(如自动发电控制 CPS1、CPS2 标准或自动发电控制 A1、A2 标准)控制互联电网间的联络线功率,保证电网区域控制偏差满足控制标准要求。

6.7.2.4 控制电网频率的手段包括:一次调频、二次调频、高频切机、自动低频减负荷、机组低频自启动、负荷控制、调用储能,以及直流附加控制(直流调制和直流紧急控制)等。

6.7.2.5 电网应具备适当的高频切机容量、低频自启动机组容量和自动低频切负荷容量,并由电网调度机构负责管理。

6.7.2.6 频率异常的处理原则如下:

- a) 当系统频率高于正常频率范围的上限时,电网调度机构可采取调低发电机出力、解列部分发电机组、调用储能设备储能、增加送出直流或降低受入直流输送功率等措施;
- b) 当系统频率低于正常频率范围的下限时,电网调度机构可采取调高发电机出力、调用系统备用容量、进行负荷控制、调用储能设备发电、降低送出直流或增加受入直流输送功率等措施。

6.7.3 电压控制

6.7.3.1 电网的无功补偿应实行“分层分区、就地平衡”的原则。电网调度机构应负责电网无功的平衡和调整,必要时可组织制定改进措施,由电网企业和电网使用者组织实施。电网调度机构应按调度管辖范围分级负责电网各级电压的调整、控制和管理。接入电网运行的发电厂、变电所等应按电网调度机构确定的电压运行范围进行调节。

6.7.3.2 电网调度机构负责管辖范围内电网的电压管理,内容包括:

- a) 确定电压监视点;
- b) 编制季或月度电压曲线;
- c) 指挥系统无功补偿装置的运行;
- d) 确定和调整变压器分接头位置;
- e) 统计电压合格率,并按有关规定进行考核。

6.7.3.3 电网无功电压调整的手段包括:

- a) 调整发电机无功功率;
- b) 调整发电变频器、逆变器无功功率;
- c) 调整调相机无功功率;
- d) 调整无功补偿装置;
- e) 自动低压减负荷;
- f) 调整电网运行方式;

- g) 调整变压器分接头位置；
- h) 调整直流输送功率或降压运行；
- i) 柔性直流采用无功补偿方式运行。

6.7.3.4 接入电网运行的发电厂、变电所、供电企业、主网直供用户等应按电网调度机构确定的电压运行范围进行调节。当无功调节能力用尽电压仍超出限额时，应及时向电网调度机构汇报。

6.8 电力负荷控制

6.8.1 电网调度机构负责编制本网事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表，报政府主管部门审批后执行。

6.8.2 电网调度机构在电网出现有功功率不能满足需求、超稳定极限、电力系统故障、持续的频率或电压超下限、备用容量不足等情况时，应按照“需求响应优先、有序用电保底”的原则，实施需求响应交易、可中断负荷管理、按事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表进行限电操作。电网使用者有义务按负荷控制方案在电网企业及其调度机构的指导下实施负荷控制。实施负荷控制后，相关信息应按照相关规定予以披露。

6.8.3 电力负荷控制手段如下。

- a) 供电企业自行控制负荷。供电企业在无法得到超过负荷计划的额外供应时，应按事先确定的程序进行负荷控制。
- b) 供电企业指令负荷控制。当频率或电压持续低于规定的运行限值，供电企业根据所赋予的负荷控制责权，对供电区用户直接进行切除负荷等操作。
- c) 电网调度机构指令负荷控制。当运行系统出现负荷不平衡危及系统安全的情况时，电网调度机构有权对供电企业或主网直供用户下达指令切除负荷。
- d) 自动低频、低压减负荷。
- e) 安全自动装置切除负荷。
- f) 通过电力市场激励引导用户侧主动调节用电负荷。对于已经建立电力市场的电网，在确保系统安全稳定的前提下，电网调度机构和用户侧（电力大用户、售电公司）应按市场运营规则和交易结果进行负荷控制。
- g) 实施有序用电。

6.8.4 电力负荷控制程序如下。

- a) 开展市场化需求响应交易。
- b) 实施可中断负荷管理。
- c) 有序用电。供电企业根据预定的有序用电方案进行负荷安排。当无法满足用户需求，按与用户事先商定的协议对用户进行负荷限制。限制负荷时供电企业应提前通知用户，并仅对用户的超用部分进行限制。
- d) 直接拉路。供电企业根据频率和电压安全的需要，无须事先通知用户，可按政府主管部门批准的事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表进行拉电操作。
- e) 自动低频、低压减负荷。
- f) 安全自动装置切除负荷。当电力系统发生故障时，为确保电网安全，安全自动控制装置按照既定策略切除负荷，负荷切除策略由电网调度机构按照 GB 38755 制定。

6.8.5 引发负荷控制的条件改变后，由发布负荷控制指令的单位负责恢复正常供电。

6.8.6 自动低频减负荷方案由电网调度机构按 DL 497 和 DL/T 428 的原则统一编制。自动低压减负荷方案由电网调度机构根据电网的实际需要编制。自动低频、低压减负荷方案由电网调度机构负责组

织实施,并定期进行系统实测,调度端应具备实时监测电网低频减负荷控制总量的能力。

6.8.7 自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置应满足 DL/T 315、DL/T 314 的要求,其购置、安装和维护由装置安装处所在单位负责。自动低频、低压减负荷装置应与厂站计算机监控系统分开配置。低频低压减负荷各轮次间应具备顺序动作和加速切负荷功能,具有完备的闭锁措施,具有有效识别电网故障和电网失去稳定时电压下降的自适应能力;分散布置的减负荷功能不能满足上述要求时,应配置专用低频低压减负荷装置。

6.8.8 负荷控制的统计、评价和信息发布由相应电网企业负责。

6.8.9 供电企业或主网直供用户应将手动及自动切除的负荷,以及随后的负荷恢复情况及时上报所属电网企业。

6.9 电网操作

6.9.1 电网调度机构负责指挥调度管辖(许可)范围内设备的操作。各级电网调度机构的值班调度员在其值班期间是电网运行和操作的指挥人员,按照批准的调度管辖(许可)范围行使调度权。值班调度人员按照规定发布调度指令,发布调度指令的值班调度员对其发布的调度指令的正确性负责。

6.9.2 下级电网调度机构的值班调度员、发电厂值长、变电所值班员、集中监控(包括集控站)运行人员在电网操作管理及事故处理方面应服从上级电网调度机构值班调度员的指挥,接受上级电网调度机构值班调度员的调度指令,并对指令执行的正确性负责。

6.9.3 调度系统的值班人员在接到上级电网调度机构值班人员发布的调度指令时或者在执行调度指令过程中,如认为调度指令不正确,应立即向发布该调度指令的值班调度人员报告,由发令的值班调度员决定该调度指令的执行或者撤销。如果发令的值班调度员重复该指令时,接令值班人员原则上应执行。但若执行该指令确将危及人身、设备或者电网安全时,值班人员可以拒绝执行,同时将拒绝执行的理由及改正指令内容的建议报告发令的值班调度员和本单位直接领导人。

6.9.4 任何单位和个人不应干预值班调度员、发电厂值长、变电所和新能源场站值班员、集中监控(包括集控站)运行人员下达或者执行调度指令,不应无故不执行或延误执行上级值班调度员的调度指令。

6.9.5 调度管辖(许可)范围内的任何设备,未获所属电网调度机构值班调度员的指令允许,发电厂、变电所、集中监控(包括集控站)或者下级电网调度机构的值班人员均不应操作或者下令操作。遇有危及人身、设备以及电网安全的情况时,发电厂、变电所运行值班单位的值班人员可按照有关规定处理,处理后立即报告所属电网调度机构的值班调度员。

6.9.6 调度指令可通过调度电话或网络化下令系统下达:

- a) 使用调度电话下达调度指令时,电网调度机构调度员、发电厂值长、变电所和新能源场站值班员、集中监控(包括集控站)运行人员应使用普通话及调度术语,互报单位、姓名,并严格执行下令、复诵、录音、记录和汇报制度;
- b) 使用网络化下令系统下达调度指令时,电网调度机构调度员、发电厂值长、变电所和新能源场站值班员、集中监控(包括集控站)运行人员应使用本人专用账户,不应冒名使用他人账户。下达调度指令过程中,可采用人脸识别、指纹识别等技术手段核实使用者身份,同时通过声、光等形式提示操作进程。

6.9.7 已建立电力市场的电网,电网调度机构应按相关规定进行信息披露。

6.10 系统稳定及安全对策

6.10.1 系统稳定管理遵循以下原则。

- a) 并入电网运行的各方都有责任和义务维护电网的安全稳定运行。

- b) 电网调度机构应根据 GB 38755、GB/T 38969 和 GB/T 26399,按照调度管辖范围,分级进行稳定计算。
- c) 电网调度机构应负责根据稳定计算的结果制定系统的安全稳定控制方案。涉及发电厂或其他电网的安全自动装置配置方案应经各方讨论通过。各电网使用者应根据方案的要求开展相关工作。
- d) 安全稳定控制方案中要求采用的各种安全自动装置,由电网调度机构按照 GB 38755、GB/T 38969、GB/T 26399 组织制定方案和组织设计,相关电网企业和发电厂负责实施。涉及上级电网调度机构管辖的设备应经上级电网调度机构批准,实施进度应报上级电网调度机构备案。配置于下级电网调度机构管辖范围的各种安全自动装置,由下级电网调度机构所在电网企业组织实施,并报上级电网调度机构备案。
- e) 自动低频、低压减负荷装置切除的负荷应尽量不与其他安全自动装置切除的负荷及事故紧急拉路序位表中所控制的负荷重叠,不应被备用电源自投装置等再次投入。
- f) 发电厂应有保厂用电安全的措施。

6.10.2 电网企业及其调度机构应根据国家有关法规、标准、规程、规定等,制订和完善电网反事故措施、系统黑启动方案、系统应急机制和反事故预案。电网使用者应按电网稳定运行要求编制反事故预案,并网发电厂应制订全厂停电事故处理预案,并报电网调度机构备案。电网企业、电网使用者应按设备产权和运行维护责任划分,落实反事故措施。电网调度机构应定期组织联合反事故演习,电网企业和电网使用者应按要求参加。

6.10.3 安全自动装置的日常运行

安全自动装置的日常运行应满足如下要求:

- a) 安全自动装置的投退、方式调整由相应电网调度机构发布指令,现场值班人员负责执行;
- b) 下级电网调度机构管辖的安全自动装置的使用,如可能影响到上级电网调度机构管辖电网的稳定运行和保护配合时,应经上级电网调度机构许可;
- c) 安全自动装置发生不正确动作后,现场值班人员应及时向相应电网调度机构的值班调度员报告。重大事故的检验工作应由相关发电企业和电网企业共同进行。

6.10.4 各级电网调度机构和安全自动装置的运行维护单位应按 DL/T 623,对装置的动作进行评价分析。

6.10.5 安全自动装置日常的运行维护和检查,由设备所在单位负责。装置的检验应按有关电力行业标准和其他有关检验规程的规定进行。

6.11 水电运行

6.11.1 水电运行的通则

水电运行的原则如下:

- a) 遵循 GB 17621 标准,按照电网调度运行管理规程、水库调度运用规程,开展水电厂发电调度运行;
- b) 水电厂的发电运行服从所属电网调度机构的统一调度;
- c) 执行经审批的水库综合利用方案,根据电网运行实际,配合安排水电机组运行;
- d) 优化水库调度,充分利用水能资源;
- e) 实施联合调度的梯级水电站,其电力调度工作应由所属电网调度机构负责并组织实施。

6.11.2 发电计划的制定与调整

发电计划的制定与调整的原则如下：

- a) 水电厂及电网调度机构应开展水情测报和预报工作，水情测报质量和预测精度应满足电网运行需要；
- b) 水电厂应在水情预测的基础上及时提出长、中、短期发电计划建议，并报送相应电网调度机构；
- c) 实施联合调度的梯级水电站的发电计划可由发电企业提出建议，由所在电网调度机构负责统一平衡，编制发电计划，并下达执行；
- d) 电网调度机构在保障电网安全、经济运行的前提下，应统筹考虑电网运行、电力市场运营规则、交易结果、来水和综合用水需求、水轮发电机组稳定运行范围、可用发电容量等因素，编制全网水电厂的运行计划，并根据电力系统实际运行情况以及电力市场运营规则进行必要的调整。

6.11.3 洪水调度

6.11.3.1 总则

洪水调度总则如下：

- a) 水库及实施联合防洪调度的水库群的洪水调度，应服从有管辖权的防汛指挥部门的统一调度指挥；
- b) 在汛期承担下游防洪任务的水库及实施联合防洪调度的水库群，汛期防洪限制水位以上的防洪库容的运用，应服从有管辖权的防汛指挥部门的调度指挥和监督；
- c) 不承担下游防洪任务的水库，其汛期洪水应由水库调度责任单位负责指挥调度。

6.11.3.2 工作程序

洪水调度工作程序如下：

- a) 水电厂应根据设计的防洪标准和水库洪水调度原则，结合实际情况，及时制定年度洪水调度方案，并将经审批的洪水调度方案报所属电网调度机构备案；
- b) 承担下游防洪任务的水库及实施联合防洪调度的水库群，其洪水调度方案应报相应政府防汛部门批准；不承担下游防洪任务的水库，其洪水调度方案应报上级主管部门批准，并报送相应政府防汛部门备案；
- c) 电网调度机构应积极配合防汛指挥部门做好水电厂的洪水调度工作。

6.11.4 运行管理

水电运行管理原则如下。

- a) 水电厂应加强水调自动化(或水情自动测报)系统的维护与管理，及时、准确、可靠地向电网调度机构传送有关水情信息。
- b) 水电厂及电网调度机构应及时收集气象预报信息，并充分利用气象预报信息为水文预报及电网调度服务。
- c) 发电企业组织的远程集控中心属于发电厂的异地值班单位，应作为调度对象接受电网调度机构的调度指挥和专业管理。未经调度机构同意，不应操作、控制电网调度机构管辖范围的任何设备。
- d) 当水工建筑物检修或维护影响水库正常发电运行时，水电厂应编制临时运行方案，报送电网调度机构批准后执行。

- e) 当开展生态调度可能影响水库正常发电运行时,水电厂应编制相关临时运行方案,报送电网调度机构批准后执行。
- f) 当突发环境污染事件、海事事故、地质灾害等影响水库正常发电运行时,水电厂应及时报告电网调度机构配合处置。

6.12 风能、太阳能发电运行

6.12.1 功率预测

6.12.1.1 风电场、太阳能发电站及电网调度机构应开展功率预测工作。

6.12.1.2 风电场、太阳能发电站应建设功率预测系统,开展功率预测和发电计划申报工作。

6.12.1.3 风电场、太阳能发电站功率预测系统功能和性能应满足相关国家标准和行业标准要求,预测时长、上报时间及频次、预测准确度应满足所接入电网的运行要求。

6.12.1.4 风电场、太阳能发电站的功率预测系统应在并网运行前完成安装调试。

6.12.2 发电计划的制定与调整

6.12.2.1 风电场、太阳能发电站应依据气象资料、功率预测及站内设备检修情况,及时提出年、月发电计划建议,并按规定的时间报送所属电网调度机构。

6.12.2.2 风电场、太阳能发电站应根据功率预测系统的短期发电功率预测结果进行发电计划申报工作,每日在规定的申报时间前向电网调度机构提交次日发电功率计划建议曲线。

6.12.2.3 电网调度机构应根据风电场、太阳能发电站申报的发电功率计划建议曲线,综合考虑电网运行情况以及电力市场运营规则和交易结果,编制风电场、太阳能发电站次日发电计划曲线,并下达给风电场、太阳能发电站。

6.12.2.4 电网调度机构应根据风电场、太阳能发电站功率超短期预测结果、电力系统实际运行情况以及电力市场运营规则,对发电调度计划曲线做日内滚动调整,并及时下达给风电场、太阳能发电站。

6.12.2.5 风电场、太阳能发电站配置的有功功率控制系统应能够自动执行电网调度机构下达的发电计划。

6.12.3 运行管理

6.12.3.1 风电场、太阳能发电站应配合所属电网调度机构保障电网安全运行,按照电网调度指令参与电网的调峰、调压和调频。

6.12.3.2 风电场、太阳能发电站应加强并网运行管理,不断提高场/站技术水平,以保证电力系统运行安全。

6.12.3.3 在电力系统事故或紧急情况下,电网调度机构有权控制风电场、太阳能发电站的出力或暂时解列风电场、太阳能发电站以保障电力系统安全。事故处理完毕,系统恢复正常运行状态后,电网调度机构应及时恢复风电场、太阳能发电站的并网运行。

6.12.3.4 风电场、太阳能发电站在紧急状态或故障情况下退出运行,以及因频率、电压等原因导致机组解列时,不应自行并网,应立即向电网调度机构汇报,并将机组并网方式改变为手动状态,经电网调度机构同意后按调度指令并网。风电场、太阳能发电站应做好事故记录并及时上报电网调度机构。

6.12.3.5 风电场、太阳能发电站应参与地区电网无功平衡及电压调整,保证并网点电压满足电网调度机构下达的电压控制曲线。当风电场、太阳能发电站内无功补偿设备因故退出运行时,场站应立即向电网调度机构汇报,并按指令控制场站运行状态。

6.12.3.6 风电场、太阳能发电站应具备在线有功功率和无功功率自动调节功能,并参与电网有功功率

和无功功率自动调节,确保有功功率和无功功率动态响应品质符合相关规定。

6.12.3.7 风电场、太阳能发电站应确保监控系统和功率预测系统的稳定运行,及时、准确、可靠地向电网调度机构传送风电场、太阳能发电站现场气象信息、理论(可用)出力、发电设备运行信息和预测信息。

6.12.3.8 电网调度机构应定期进行包括但不限于以下统计分析。

- a) 所辖电网最小技术出力、最大技术出力。上一级电网调度机构还应开展下辖电网调度机构之间的最小技术出力、最大技术出力的同时率,同时用以指导规划设计阶段的工作。
- b) 所辖电网新能源装机渗透率、新能源电量渗透率、新能源同时率、新能源最大同时率、新能源最小同时率。
- c) 区域以上电网调度机构应统计分析下辖省级电网新能源装机渗透率、新能源电量渗透率、新能源同时率、新能源最大同时率、新能源最小同时率出现的同时率,定期或不定期向相关方发布,同时用以指导规划设计阶段的工作。

6.13 分布式电源运行

6.13.1 通过 10(6)kV~35 kV 电压等级并网的分布式电源启停时应执行所属电网调度机构的指令,分布式电源涉网低频保护整定值不应高于电网低频减载设置的频率定值最低值。

6.13.2 局部地区因分布式电源容量大、出现潮流上送至 35 kV 及以上电网时,应将分布式电源进行聚合调度管理,并具备功率预测功能。

6.14 电化学储能电站运行

6.14.1 电化学储能系统应配合电网调度机构保障电网安全,按照电网调度机构指令参与电力系统运行实时控制。

6.14.2 在电力系统事故或紧急情况下,电网调度机构有权限制电化学储能系统出力或暂时切除电化学储能系统以保障电力系统安全。事故处理完毕,系统恢复正常运行状态后,电网调度机构应及时恢复电化学储能系统的并网运行。

6.14.3 电化学储能系统因故退出运行时,应立即向电网调度机构汇报,不应自行并网,经电网调度机构同意后按调度指令并网。电化学储能系统应做好事故记录并及时上报电网调度机构。

6.14.4 在正常运行情况下,电化学储能系统应向电网调度机构提供的信息,包括但不限于:

- a) 通过 380(220)V 电压等级并网的用户侧储能系统,相关运行信息包括:用户侧储能电站并网点电压、电流、有功功率、无功功率、充电量、放电量;
- b) 通过 10(6)kV 及以上电压等级并网的储能系统,调度自动化采集信息包括:并网设备状态、并网点电压、电流、有功功率、无功功率、储能设备充放电状态、剩余电量、最大充放电功率和充放电电量等实时运行信息。

6.14.5 电化学储能系统应参与电网无功平衡及电压调整,保证并网点电压满足电网调度机构下达的电压控制曲线。

6.14.6 电化学储能系统应具备有功功率和无功功率自动调节功能,并参与电网有功功率和无功功率自动调节。

6.15 直流输电系统运行

6.15.1 电网调度机构应根据系统要求、设备状况、运行环境等条件及时调整直流输电系统的接线方式、控制方式、潮流方向和功率水平。

6.15.2 直流输电系统运行接线可采取双极、单极大地回线、单极金属回线、伪双极、以及其他通过元件

切换得到的合理的接线方式；运行方式可采用全电压、降压、动态电压调整方式；换流站有功功率控制方式可采用定功率、定电流、定直流电压、定孤岛频率和电压幅值等方式；换流站无功功率控制方式可采用定无功、定电压等方式。

6.15.3 交流系统故障后，直流输电系统应在尽可能广的电网等值阻抗下恢复正常运行。

6.15.4 交流系统电压异常时，直流控制系统应尽快调节换流变分接开关、控制角、调制波等可控量，以保持直流输电系统的稳定运行。逆变侧电网换相换流器(LCC)因交流低电压发生换相失败后，应尽快恢复正常，以避免降低直流输送的功率水平。

6.15.5 直流输电线路、接地极引线和接地极工况等应符合工程技术规范要求，达到直流系统的可靠性（包括能量可用率、强迫停运次数等）指标。接地极的运行应满足其设计寿命，并充分注意对附近变电所中性点接地变压器的影响。

6.15.6 电网调度机构在安排电网运行方式时应校核直流输电系统对交流系统的技术要求。换流站交流母线短路容量应不小于设计值，两端交流系统频率变化应不超过允许范围。投切一组交流滤波器和电容器时应保证换流站交流母线电压偏移满足要求。

6.16 继电保护运行

6.16.1 总体要求

总体要求如下：

- a) 互联电网各方设备所配置的继电保护在功能实现上应是统一的整体，需要各设备的继电保护充分配合运行，需要各方协调管理；
- b) 电力设备任何时候都不应无保护运行。

6.16.2 继电保护的运行管理

继电保护的运行管理要求如下。

- a) 互联电网各方应按照相应调度机构的指挥，开展继电保护的运行操作、异常处置、动作处置、定值调整等。
- b) 互联电网各方应依据 DL/T 995 及调度管辖该设备的电网调度机构所确定的原则，开展继电保护验收投运、定值调整、巡检、检验、消缺、动作处置、升级改造等维护工作。
- c) 互联电网各方应按调度管辖范围对继电保护的硬件版本、软件版本，以及继电保护装置能力描述文件、配置文件等进行统一管理。
- d) 互联电网各方应依据 DL/T 623，按设备维护范围对继电保护装置的動作行为进行分析评价。继电保护的不正确动作应由调度管辖该设备的电网调度机构组织调查分析。
- e) 互联电网各方均应针对各类继电保护不正确动作情况，及时制定继电保护反事故措施。涉及到网网、网厂多方的反事故措施，应由提出方牵头组织各方审核并通报有关各方。由于对反事故措施落实不力，导致事故，并造成他方损害时，事故责任方应承担相应的责任。

6.16.3 整定计算与协调

整定计算与协调的内容和要求如下。

- a) 继电保护整定计算范围和定值管理范围应合理划分。电网调度机构依据电网安全运行要求，确定电网使用者(电厂、用户)的继电保护整定计算范围；无特殊要求时，电网使用者(电厂、用户)的继电保护整定计算由电网使用者负责。互联电网各方的定值管理按调度管辖范围统一开展。

- b) 互联电网各方应结合电网发展、运行方式、电网参数等变化,按 DL/T 559、DL/T 584 和 DL/T 684 的规定及设备所接入电网的整定要求,及时开展继电保护整定计算,核算相关定值及运行规定。涉及到网厂双方或不同电网之间的接口定值,各方应按局部服从整体、低压电网服从高压电网、下级电网服从上级电网的原则处理。

6.17 电力通信运行

6.17.1 运行管理界面

电力通信运行管理界面如下:

- a) 电网之间应以各自管辖的区域边界为界;
- b) 电网与发电厂之间的运行管理界面原则上应与一次线路及设备保持一致,一般以发电厂侧的围墙(水电厂以最后一基杆塔)为界,特殊情况双方另行商定。

6.17.2 电力通信频率管理

6.17.2.1 无线电频率管理

电力专用通信网的无线电设备的频率管理按国家无线电主管部门的有关规定进行。

6.17.2.2 电力线载波频率管理

电力线载波频率的分配应根据各级电网规划统筹管理,合理使用。电网之间电力线载波频率的分配应双方协商,经上级电网通信管理部门审批后方可使用。发电厂与电网之间电力线载波频率由相应电网通信管理部门统一管理。

6.17.3 电力通信运行管理

6.17.3.1 电力通信网实行统一调度、分级管理的原则。所有入网运行的通信设备和相应的辅助设备均应纳入相应的通信专业管理管辖范围。

6.17.3.2 应严格执行 DL/T 544、DL/T 545、DL/T 546、DL/T 547 和 DL/T 548 等规程的有关规定。

6.17.3.3 当通信电路出现故障时,调度管辖该设备的通信调度机构应立即组织故障处理,并及时通知相关专业及单位,各相关部门应予以配合。根据其对电网安全运行的影响,相应电网调度机构有权对电网运行方式做出必要的调整。

6.17.3.4 影响调度生产业务的通信电路的计划检修原则上应与一次系统的计划检修同步进行。负责检修的通信部门应以书面形式向有关通信调度机构和电网调度机构提出申请,通信调度机构和电网调度机构应以书面形式批复。

6.17.3.5 当一次系统的检修影响调度通信业务时,检修部门应以书面形式或通过线上流程向相关电网调度机构的通信部门提出申请,电网调度机构通信部门应以书面形式或通过线上流程批复。

6.17.3.6 电网企业及各电网使用者均应及时针对影响通信系统安全运行的设备设施(包括软件系统)制定反事故措施。反事故措施应满足国家及电力行业有关规定要求,因反事故措施落实不力,导致事故发生并造成他方损害时,事故责任方应承担相应的责任。

6.18 调度自动化系统运行

6.18.1 总体要求

调度自动化系统运行总体要求如下:

- a) 调度自动化系统应符合《电力监控系统安全防护规定》(2014 年发改委 14 号令)和其配套文件的要求,采取有效的安全防护措施;
- b) 调度自动化系统的运行维护和管理应严格执行 DL/T 516。

6.18.2 调度自动化系统的运行管理

调度自动化系统的运行管理要求如下:

- a) 电网使用者检修、停用调度自动化系统设备及变动相关信息内容和元件参数等,经电网调度机构批准后方可进行;
- b) 电网调度机构变动调度自动化系统设备、相关信息和参数等,应提前通知电网使用者,并统筹考虑厂站端设备情况;
- c) 厂站自动化系统和设备的检修宜随一次设备同步检修,应在批准的检修时间内完成;
- d) 未经电网调度机构同意,不应在厂站调度自动化设备及其二次回路上工作和操作;
- e) 运行中的调度自动化系统或设备应按照相应检验规程定期进行检验,检验结果应满足规程规定的技术指标要求;
- f) 电网使用者应根据 DL/T 516 的规定,对已投运的调度自动化系统运行、缺陷及故障处理进行统计分析和上报。

6.19 电力监控系统网络安全运行

6.19.1 总体要求

电力监控系统网络安全运行总体要求如下。

- a) 电力监控系统应符合网络安全法、密码法以及网络安全等级保护制度等国家网络安全有关法律法规和制度要求,符合《电力监控系统安全防护规定》(国家发改委[2014]第 14 号令)、《电力监控系统安全防护总体方案》(国能安全[2015]第 36 号文)等安全防护方案和评估规范及相关配套文件的要求,采取有效的安全防护措施。
- b) 电力监控系统网络安全应贯彻“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的总体方针,重点强化边界防护措施,从物理、网络、主机、应用和数据多个层面提高安全防护水平,加强网络安全风险监测、预警和应急。电力监控系统网络安全应按照“谁主管谁负责,谁运营谁负责”的原则,落实“同步规划、同步建设、同步使用”的“三同步”要求,将电力监控系统网络安全纳入日常安全生产管理体系。

6.19.2 电力监控系统网络安全运行管理

电力监控系统网络安全运行管理要求如下:

- a) 调度机构、变电站、发电厂涉网部分的电力监控系统的网络安全管理及技术监督由相应电网调度机构负责;
- b) 电网使用者检修、变更及停用调度机构、变电站、发电厂涉网部分的电力监控系统网络安全防护系统(设备)及变动相关信息内容和元件参数等,经电网调度机构批准后方可进行;
- c) 电网调度机构变动电力监控系统网络安全防护系统(设备)及相关信息、参数等,应提前通知电网使用者,并统筹考虑变电站、发电厂涉网部分的电力监控系统网络安全设备情况;
- d) 地级以上电网调度机构应建立网络安全运行值班机制,监测网络安全风险和安防设施的运行状态;
- e) 电网调度机构负责统一指挥调度范围内的电力监控系统安全应急处理。发生严重威胁电网运

行监视与控制的电力监控系统网络安全异常事件或隐患等情况,相应电网调度机构有权对相关涉网系统及网络采取强制断网、隔离等措施。

6.19.3 电力监控系统网络安全检验管理

电力监控系统网络安全校验管理要求如下:

- a) 新安装网络安全防护系统(设备)的检验应按有关网络安全规定进行,验收合格后方可投运;
- b) 运行中的网络安全防护系统(设备)应按照相应检验规程进行检验,满足有关网络安全规定要求。

6.19.4 电力监控系统网络安全技术管理

电力监控系统网络安全技术管理要求如下。

- a) 应根据电力监控系统业务特性和重要程度,准确确定网络安全等级,合理划分安全区域,落实网络安全防护措施,重点保护核心控制功能安全。部署网络安全监测技术手段,全面采集网络空间内主机设备、网络设备、数据库以及安防设备运行状态,及时发现非法外联、外部入侵等安全事件。
- b) 地级以上电网调度机构应部署电力调度数字证书系统,生产控制大区中关键应用、关键用户和关键设备应采用数字证书服务,实现高强度的身份认证、安全的数据传输和可靠的行为审计。
- c) 新安装及投入运行的网络安全防护系统(设备)应具备完整的技术资料及安全防护策略配置清单等。
- d) 电网调度机构和电网使用者应组织建立记录网络运行状态、网络安全告警和事件的技术措施、网络安全漏洞管理的技术措施,留存不少于六个月的日志。

6.20 紧急情况下的电网调度运行

6.20.1 电网调度机构负责指挥紧急情况下的电网调度运行。

6.20.2 发生威胁电力系统安全运行的紧急情况时,电网调度机构值班人员应立即采取措施,避免事故发生和防止事故扩大。

6.20.3 电网调度机构应合理设置主、备用调度场所和调度人员,定期开展主、备调切换演练,确保任何情况下电网调度机构均能履行职责。

6.20.4 当出现或为防止出现下列紧急情况之一时,电网调度机构可发布应急调度指令。

- a) 发电、供电设备发生重大事故或者电力系统发生事故。
- b) 输变电设备的潮流严重超出稳定限额。
- c) 调度自动化系统、通信系统故障,严重妨碍电力系统的正常运行。
- d) 联络线交换功率长时间超出允许范围。
- e) 电力设施遭受自然灾害(如覆冰、污闪、龙卷风、飚线风、台风、地震、山火、雷击等)、严重外力破坏、毁灭性破坏或打击等。
- f) 其他威胁电力系统安全运行的紧急情况。

6.20.5 电网调度机构发布的应急调度指令包括,但不限于:

- a) 拉限电指令;
- b) 调整调度计划,调节发电设备;
- c) 命令发电设备按时投入运行或退出运行;
- d) 命令发电机组按时投入辅助服务运行或退出辅助服务运行;

- e) 命令发电企业暂停执行或取消设备计划检修；
- f) 命令暂停执行或取消输变电设备计划检修；
- g) 命令停役设备复役；
- h) 对电力市场实施干预；
- i) 其他调整系统运行方式的措施。

6.20.6 电网故障协同处置应满足如下要求：

- a) 电网调度机构负责处置直调范围电网故障，故障处置期间下级调度机构应服从上级调度机构的统一指挥；
- b) 电网调度机构直调范围内电网发生故障，应按规定立即进行故障处置；若影响其他电网运行时，应及时通报相关调度机构；需上级或同级调度机构配合的，由上级调度机构协调处理；
- c) 各级电网调度机构间应建立电网运行信息共享机制，及时通报故障告警信息及处置措施，以提高故障处置协同水平；
- d) 各级电网调度机构应根据国家有关法规、标准、规程、规定等，制订、完善并定期更新电网故障协同处置预案，并定期组织演练。各级电网调度机构制定的电网预案，如处置措施涉及其他调度机构所管理的设备，应向相应电网调度机构备案。

6.20.7 社会应急事件响应

当相应政府或电网企业应急领导机构就自然灾害等社会性突发事件发出预警后，电网调度机构应在政府和电网企业的统一协调下，针对预警事件性质，组织专业人员评估其对电网或电网调度机构的影响，检查已有的应急预案；必要时，修改已有应急预案或编制对应的突发事件应急预案。

6.20.8 电网警报信息

电网调度机构负责向电网使用者发布和撤销电网警报信息。电网警报信息包括：

- a) 系统裕度不足预警：由于系统裕度不足，如果不能改善可能导致拉限负荷；
- b) 紧急负荷控制预警：由于系统裕度不足，可能在 30 min 之内进行拉限负荷；
- c) 拉限负荷警报：由于系统裕度不足，正在执行拉限负荷。

6.21 事故报告与事故信息通报

6.21.1 总体要求

电力系统事故调查和事故认定，以及事故定义和级别确定，应依据国家有关法规进行。

6.21.2 事故报告

6.21.2.1 电网企业、发电企业发生电网和设备事故后，应立即用电话、电传或电子邮件等方式，按资产关系及电力调度运行管理关系向隶属的上级部门和电网调度机构分别进行报告，报告的内容包括事故发生的时间、地点、故障元件及主要影响等。

6.21.2.2 发电厂、变电所发生事故后，相关厂站在按有关规定处置事故的同时，应立即按照调度管辖范围向相应电网调度机构的值班调度员报告事故简况，并应在 8 h 内向所辖电网调度机构提供其发电机组、一次设备、与电网运行有关的继电保护及安全自动装置的动作情况，有关数据及故障录波图、事故前后运行状态和有关数据等相关的事故分析信息资料。

6.21.3 有关报告的规定

6.21.3.1 电网故障分析报告

报告内容至少应包括：

- a) 故障名称；
- b) 故障单位名称；
- c) 故障起止时间；
- d) 故障前电网运行工况，包括电网接线方式、气象条件等；
- e) 故障发生、扩大和处理情况；
- f) 故障原因及扩大原因；
- g) 故障损失及影响情况（少发电量、减供负荷、损坏设备、直接经济影响、对重要用户的影响等）；
- h) 各种继电保护和安全自动装置动作情况；
- i) 必要时提供动态模拟结果；
- j) 附录清单，包括有关图纸、资料、原始记录等；
- k) 调度自动化系统信号采集及告警情况。

6.21.3.2 电网动态监测系统报告

电网动态监测系统报告的报送和内容要求如下。

- a) 电网企业、电网使用者应在电网动态监测系统动作或系统发生扰动后 24 h 内向相关电网调度机构提交书面报告。
- b) 报告内容。
报告内容应包括：
 - 1) 系统装设地点；
 - 2) 事故过程中相关元件的有功功率 P 、无功功率 Q 、厂站母线电压 U 、电压相角 θ 、发电机功角 δ 的历史轨迹曲线；
 - 3) 其他需要提供的特定时刻的系统状态剖面信息。

6.21.3.3 安全自动装置和区域安全稳定控制系统动作报告要求

安全自动装置和区域安全稳定控制系统动作报告的报送和内容要求如下。

- a) 电网企业、电网使用者应在发生故障 24 h 内向相关电网调度机构提交书面报告。
- b) 报告内容。
报告内容应包括：
 - 1) 装置安装地点；
 - 2) 动作时间；
 - 3) 装置动作情况；
 - 4) 装置型号及生产厂家；
 - 5) 装置动作评价。

6.21.4 安全信息通报

电网企业或电网调度机构有义务定期或不定期向所辖电网的使用者发布相关的安全信息。

6.21.5 反事故措施的落实

涉及各方的事故原因和责任,以事故调查组的调查结论为依据。事故各方应按事故调查组提出的反事故措施和整改要求进行整改,并相互监督落实情况。

6.22 设备性能测试

6.22.1 系统自动调节及控制装置的性能应符合国家和电力行业相关标准的要求。

6.22.2 设备性能测试内容应包括:

- a) 发电机励磁系统及 PSS 装置性能测试;
- b) 发电机进相能力测试;
- c) 发电机原动机及调速装置性能测试;
- d) 保护及安全稳定控制装置性能测试;
- e) 发电厂 AGC 性能测试;
- f) 发电厂 AVC 性能测试;
- g) 发电机组一次调频性能测试;
- h) 火电机组最小技术出力测试;
- i) 热电联产机组供热参数实测;
- j) 机组黑启动性能测试;
- k) 新能源场站、储能电站惯量响应和一次调频性能测试;
- l) 新能源场站有功功率控制能力测试;
- m) 新能源场站、储能电站无功/电压控制能力、电能质量测试;
- n) 新能源场站、储能电站电压/频率适应能力验证;
- o) 新能源场站、储能电站故障后高/低电压穿越能力测试;
- p) 发电机组、储能电站黑启动性能测试等。

6.22.3 电网使用者有义务保证其自动调节及控制性能满足标准和规程要求。

6.22.4 若电网使用者设备的自动调节或控制性能不能满足要求,电网使用者应对相关的自动调节或控制系统的性能进行改进。

6.22.5 试验失败和再试验。如果电网使用者未能通过试验或检测,电网使用者应在试验后的 2 个工作日内,向电网调度机构提交详细的关于试验失败原因的书面报告。如果对有关试验和检测失败的原因发生争议,电网调度机构应与有关电网使用者协商解决。

附 录 A
(规范性)
资料及信息交换

A.1 规划、设计与建设阶段的资料

A.1.1 发电企业和主网直供用户应向拟并电网企业提供的资料：

- a) 规划阶段资料；
- b) 设计阶段资料；
- c) 建设阶段资料。

A.1.2 在规划阶段,发电企业和主网直供用户应向拟并电网企业提供的资料：

- a) 本期建设规模,终期建设规模；
- b) 与电网的连接方式,出线电压等级、出线方向(落点)和出线回路数；
- c) 电气主接线方式,可靠性要求,进、出线元件数和母线接线形式；
- d) 发电厂性质(调峰、调频或基荷电厂等)、动态有功及无功储备、最小技术出力、最大技术出力、发电机动态和静态模型参数、发电机励磁方式及强励倍数、水电厂各水文年逐月平均出力、水头预想出力,强迫出力等；
- e) 期望的运行方式、有功和无功负荷曲线、无功补偿设备及动态和静态模型参数等。

A.1.3 在设计阶段,发电企业和主网直供用户应向拟并电网的电网企业提供的资料：

- a) 经批准的本期建设规模；
- b) 接入系统评审意见包括:审定的接入系统方案、出线电压等级、出线方向、出线回路数、线路长度和线路参数；
- c) 经审定的电气主接线方式；
- d) 在电力系统中的定位和作用,包括期望的运行方式、期望的设备年利用小时数、期望的调峰、调频、调压要求、有功及无功负荷曲线、频率及电压允许范围,水电厂(水库)特性、水库径流资料、综合用水要求等；
- e) 主设备参数包括:变压器额定容量、额定功率因数、主变压器型号、接线组别及参数、抽头电压范围和无功补偿设备参数等；
- f) 接入系统方案图；
- g) 电气主接线图；
- h) 光缆路线图。

A.1.4 在建设阶段,发电企业和主网直供用户应向拟并电网企业提供的资料：

- a) 最终的并网方案；
- b) 各主要电气设备的铭牌参数,包括:发电机、主变压器、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、电抗器、电容器、避雷器、阻波器、调相机等；
- c) 每回送出线路的主要电气参数,包括线路长度、导线型号、导线排列形式、正序电阻、正序电抗、正序电纳、零序电阻、零序电抗和零序电纳等；
- d) 基本运行条件包括:正常及检修运行方式、设备年利用小时数、调峰调频调压要求、有功及无功负荷曲线和频率及电压允许范围等；
- e) 电气主接线详图。

A.1.5 电网企业应每年以公告形式对发电企业和主网直供用户提供其运营电网的资料：

- a) 规划期每年可接入和使用的条件；
- b) 电网中最适合进行连接和增大输电能力的部分；
- c) 电网短路电流方面的数据等。

A.1.6 电网互联可行性研究阶段联网双方应向对方提供资料：

- a) 拟建联络线输送容量、电压等级、接线方式、及期望的联络线运行方式；
- b) 对另一方电网有功及无功储备、电压及频率波动要求；
- c) 对另一方电网可靠性及紧急事故支援要求；
- d) 对另一方电网其他有关数据要求。

A.2 并(联)网前期资料

A.2.1 拟并网方应向电网调度机构提供的系统资料：

- a) 110 kV 及以上电压等级电网参数；
- b) 发电厂的汽轮发电机、水轮发电机、燃气轮机、核电机组、抽水蓄能机组及调相机，以及相应升压变压器及联络变压器等设备参数；
- c) 发电厂的励磁系统(含 PSS)、涉网保护、一次调频、AVC、升压变变比(档位)和机组调差系数定值单；
- d) 110 kV 及以上电压等级变电所的无功补偿设备参数；
- e) 高压直流输电设备参数；
- f) 接入 110 kV 及以上电压等级的电力电子设备参数；
- g) 负荷构成；
- h) 运行方式安排；
- i) 继电保护、安全自动装置的配置及图纸(原理图、配置图、二次线图)；
- j) 发电机通过试验确定的进相运行 P-Q 曲线和调压效果的试验数据；
- k) 线路设计路径、杆塔等基础资料；
- l) 其他资料，应符合附录 E 的规定。

A.2.2 拟并网方应向电网调度机构提供的电网计算和运行所需资料。

- a) 短路电流计算所需资料：断路器设备遮断容量及部分系统所需资料，应符合附录 F 的规定。
- b) 电磁暂态计算所需资料：基本资料应符合附录 E 的规定，其他资料应符合附录 G 的规定。
- c) 电能质量所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，应符合附录 H 的规定。
- d) 电压稳定计算所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，应符合附录 I 的规定。
- e) 中长期稳定计算所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，应符合附录 I 的规定。
- f) 继电保护(包括安全自动装置)整定计算所需资料。
 - 1) 工程所涉及的保护及故障录波装置配置图及站内 TA、TV 的配置图(含各绕组特性及变比参数)。
 - 2) 各保护及故障录波装置的技术资料。
 - 技术说明书、整定说明及整定方法、调试大纲和装置型式试验报告。
 - 后台管理机保护软件及使用手册。
 - 通信规约。
 - 软件版本。
 - 程序框图、原理图、配屏图及屏内接线图(含可编辑标准格式的电子文档)。

- 3) 设计部门完整的二次部分设计图纸(含可编辑标准格式的电子文档)。
- 4) 互联电网间相互提供的等值阻抗。原则上要求提供联网点处相邻一级设备的实测参数,其余部分采用等值参数。
- 5) 联网点处保护定值以及整定配合要求(双方将根据整定计算范围的划分,提供给对方用作备案)。
- 6) 新设备投产对其他方的影响(应提前1个月通知受影响方)。

A.2.3 拟并网方应向电网调度机构提供的通信系统所需资料:

- a) 初步设计、施工图设计、竣工图;
- b) 设备详细配置信息和软件版本信息;
- c) 线路、设备和系统测试记录和测试报告;
- d) 验收报告;
- e) 通道组织方案及执行情况;
- f) 通信光缆路径图和分接头信息,纤芯资源使用信息;
- g) 系统和设备的技术资料(包括设备的原理、技术说明和操作维护手册)。

A.2.4 拟并网方应向电网调度机构提供的调度自动化系统所需资料。

- a) 调度自动化系统所需资料:
 - 1) 厂站远动信息表、同期装置定值、电能量信息表,风电场气象信息、水电厂水头信息及水情信息;
 - 2) 4.2.9.1 b)中所列的相关系统和设备的设计资料(订货图、施工设计图、电缆清册)、技术资料(包括设备的原理、技术说明、合格证明、出厂试验报告和维护操作手册)、相应的工程资料(合同中的技术规范书、设计联络和工程协调会议纪要、工厂验收报告、现场施工调试方案、调试试验报告、测试记录、测试报告和现场验收报告)、相应的二次接线图和竣工图等;
 - 3) 4.2.9.1 b)中所列的相关系统和设备的检验及现场测试报告;
 - 4) 发电厂、机组与AGC、AVC控制有关的资料及现场测试报告;
 - 5) 发电厂、机组与一次调频有关的资料及现场测试报告;
 - 6) 纵向加密认证装置配置程序、装置规则备份文件、装置实施记录、装置证书列表;
 - 7) 调度机构需要的其他资料。
- b) 调度自动化系统所需信息:
 - 1) 电力系统结构信息:包括组成电力系统各个元件(发电机、变压器、输电线路等)的等值参数(发电机及变压器的等值电抗值、输电线路的等值电抗值等)和它们的相互连接方式(随断路器、刀闸开关状态的改变而变动)。
 - 2) 发电厂的运行信息:
 - 遥测量:全厂发电有功、无功出力总加,频率,各机组的有功、无功出力,接入电网各线路有功、无功功率、电流,主变压器各侧母线电压,单元接线机组主变高压侧电压,主变压器高压侧母线频率,主变压器高压/中压侧母联(分段)断路器有功及无功功率、电流,旁路断路器有功及无功功率、电流,主变压器高压侧有功功率、无功功率、电流,主变压器分接头位置,主变压器油温,发电机机端电压,发电机组厂用电压,机组厂用电/全厂厂用电有功、无功功率,联络变压器各侧有功功率、无功功率、电流,高压启动备用变压器有功功率、无功功率、电流,电厂一次调频方式,AGC、AVC、火电厂脱硫、火电厂供热、水电厂水情及电网调度机构需要的其他遥测量;大型电厂的电网动态量测信息;

- 遥信量:全厂事故总信号,主变压器各侧断路器、隔离开关、主变压器高压侧中性点刀闸,高压侧/中压侧母线母联(分段)、旁路断路器及隔离开关,高压母线接地刀闸、互感器刀闸,启备变高压侧断路器、隔离开关,线路断路器、隔离开关、接地刀闸,发电机出口断路器、隔离开关,机组一次调频投入/退出,励磁系统和 PSS 投入/退出,AGC 运行投入/退出、AVC 运行投入/退出状态信号及电网调度机构需要的其他遥测量;
- 遥调量:电网调度机构下发的调节机组或电厂有功出力的遥调量;以及电网调度机构下发的其他调节量;
- 遥控量:电网调度机构下发的抽水蓄能水电厂机组启/停、抽水/发电等运行工况遥控量;对发电厂内开关量控制的遥控量以及有载调压变压器分接头位置的遥控量等;
- 电能量:发电厂上网关口有功、无功电能量,发电机组有功电能量,接入电网各线路有功、无功电能量,以及电网调度机构需要的其他电能量;
- 大型电厂的电网动态信息等。

3) 变电所的运行信息:

- 遥测量:主变压器高、中、低压侧有功功率、无功功率,线路和旁路有功功率、无功功率,线路电抗器电流,母联电流,母线电压,补偿电容器组和电抗器组无功功率及总加,以及电网调度机构需要的其他遥测量;
- 遥信量:全站总事故信号,线路、旁路、母联断路器信号,主变压器高、中、低压侧断路器信号,线路、旁路、母联隔离开关信号,调相机或电容器组和电抗器组断路器信号,调相机或电容器组和电抗器组隔离开关信号,以及电网调度机构需要的其他断路器、隔离开关信号;
- 遥控量:电网调度机构下发的变电所内线路断路器、调相机或电容器组和电抗器组断路器、变压器分接头等遥控量,以及电网调度机构下发的变电所内开关量控制的其他遥控量;
- 电能量:主变压器高、中、低压侧有功、无功电能量,线路(网间、地区间)供电关口有功、无功电能量,以及电网调度机构需要的其他电能量;
- 电网动态信息等。

c) 数据准确度要求:

- 1) 遥测量的总准确度应不低于 0.5 级。直流采样方式的远动装置,从变送器入口至电网调度机构显示终端的总误差以引用误差表示的值不大于 0.5%,不小于-0.5%;对于交流采样方式测量装置,从厂、站现场电压/电流互感器(TV/TA)二次线出口至调度显示终端的总误差以引用误差表示的值不大于 0.5%,不小于 0.5%。
- 2) 遥调量的总准确度应不低于 0.5 级。
- 3) 电压量、电流量的引用误差不大于 0.2%,功率量的引用误差值不大于 0.5%,并列母线电压差不大于 0.1%。
- 4) 电能表的准确度应满足国家和行业管理规程的有关要求。

A.2.5 拟并网方应向电网调度机构提供的电力监控系统网络安全资料:

- a) 电力监控系统网络安全防护实施方案;
- b) 纵向加密认证装置配置程序、装置规则备份文件、装置实施记录、装置证书列表;
- c) 网络安全监测装置配置程序、装置规则备份文件、装置实施记录、装置证书列表;
- d) 管理信息大区纵向防火墙规则备份文件、设备实施记录;
- e) 恶意代码客户端版本、操作系统版本、病毒库版本清单,实施记录。

A.2.6 水电厂并网运行前应向电网调度机构提供的其他基本资料。

- a) 流域气象水文资料：
 - 1) 历年降水资料；
 - 2) 控制性水文站径流资料；
 - 3) 控制性水文站历史洪水资料；
 - 4) 流域气象水文特性。
- b) 流域自然地理特性：
 - 1) 地形、地貌、电站地理位置图、水库流域图；
 - 2) 流域人类活动影响及地区经济发展现状。
- c) 水库大坝特性资料：
 - 1) 水库面积特征；
 - 2) 水库库容特征；
 - 3) 水库特征水位及特征库容；
 - 4) 电站尾水位-流量关系曲线；
 - 5) 各泄水建筑物的泄水曲线；
 - 6) 库区各引水口引用流量关系曲线；
 - 7) 重要的大坝设计参数。
- d) 水电站设计资料：
 - 1) 电站各机组水头-流量-出力关系曲线；
 - 2) 电站水轮机运转特性曲线；
 - 3) 水轮机调速系统特性参数；
 - 4) 机组引水系统水头损失特性；
 - 5) 发电耗水率曲线；
 - 6) 电站重要设计参数(装机容量、保证出力、多年平均发电量、机组利用小时数等)。
- e) 水库调度方案：
 - 1) 水库调度原则；
 - 2) 水库调度图；
 - 3) 各项综合利用要求。
- f) 水库洪水调度方案：
 - 1) 设计洪水资料；
 - 2) 防洪对象及防洪标准。
- g) 蓄水方案、中长期水库运用方案及所在流域梯级电站运行方式。
- h) 水电厂水情自动测报系统资料。
- i) 与并网业务相关的厂内通信光缆和通信系统资料。

A.2.7 风电场并网前应向电网调度机构提供的其他基本资料。

- a) 风电场资料：
 - 1) 名称；
 - 2) 建设地点；
 - 3) 业主单位名称；
 - 4) 风电场范围 1 : 5 000 电子地形图；
 - 5) 风机位置经纬度坐标；

- 6) 实时测风塔经纬度坐标、气象要素测量高层及传感器技术参数；
- 7) 风电场有功控制系统、无功控制系统、风电功率预测系统技术参数；
- 8) AVC 系统、一次调频系统、动态无功补偿装置、涉网保护、安全自动装置等设备技术规范、技术参数、技术说明书和图纸，主变、送出线路、升压站内间隔、集电线路、风电机组、AVC 系统、一次调频系统和动态无功补偿装置等设备铭牌及参数，以及风电机组分布图；
- 9) 风电机组、动态无功补偿装置和一次调频系统等型式试验报告，AVC 系统入网检测报告，风电机组、一次调频系统和动态无功补偿装置高低电压穿越能力测试报告；
- 10) 风电场涉网保护、一次调频、AVC、升压变变比(档位)定值单。

b) 风电机组资料：

- 1) 风电场内所有型号风电机组的并网检测报告。应包括但不限于以下检测报告：有功功率调节性能、无功功率调节性能、电能质量、高/低电压穿越能力、电网适应性；
- 2) 风电机组功率曲线、轮毂高度；
- 3) 风电场所采用的风电机组电磁暂态和机电暂态仿真模型与模型验证报告，以及模型验证数据；
- 4) 风电机组的主要系统及部件技术参数，包括但不限于：主控系统、变频器、发电机、叶片、变浆系统、偏航系统、安全监视及保护系统；
- 5) 风电机组与风电场监控系统的通信接口规约及数据格式，采集的主要信息列表；
- 6) 针对接入低短路比电网、接入直流系统条件下的风电场，提供振荡风险评估及应对措施报告、新能源短路比评估报告。

c) 与并网业务相关的厂内通信光缆和通信系统资料。

d) 气象资料：

- 1) 最近至少 20 年附近气象站 10 m 高度年、月平均风速；
- 2) 风电场附近测风塔并网前至少一年测风数据，至少应包括 10 m、50 m 和轮毂高度处风速，10 m 和轮毂高度处风向，气温和气压。所提供数据至少应包括上述参数的 10 min 的平均值、最大值和最小值；
- 3) 风电场最高气温、最低气温、50 年一遇极大风速。

A.2.8 光伏电站并网前应向电网调度机构提供的其他基本资料。

a) 光伏电站资料：

- 1) 名称；
- 2) 建设地点；
- 3) 业主单位名称；
- 4) 光伏电站范围 1 : 5 000 电子地形图；
- 5) 以经纬度坐标表示的光伏组串、光伏阵列地理位置图；
- 6) 固定式光伏阵列倾角；
- 7) 跟踪式光伏阵列跟踪系统技术参数；
- 8) 实时辐照度监测站经纬度坐标及传感器技术参数；
- 9) 光伏电站有功控制系统、无功控制系统、光伏发电功率预测系统技术参数；
- 10) AVC 系统、光伏逆变器、一次调频系统、动态无功补偿装置、涉网保护、安全自动装置等设备技术规范、技术参数、技术说明书和图纸，主变、送出线路、升压站内间隔、集电线路、光伏逆变器、AVC 系统、一次调频系统和 SVG 等设备铭牌及参数，以及光伏发电系统分布图；

- 11) 光伏逆变器、动态无功补偿装置和一次调频系统型式试验报告,AVC 系统网检测报告,光伏逆变器、一次调频系统和动态无功补偿装置高/低电压穿越能力测试报告;
 - 12) 涉网保护、一次调频、AVC、升压变变比(档位)定值单。
- b) 逆变器及光伏电池板资料:
- 1) 光伏电站内所有型号逆变器的并网检测报告。应包括但不限于以下检测报告:有功功率调节性能、无功功率调节性能、电能质量、低电压穿越能力、高电压穿越能力、电网适应性、防孤岛保护能力(部分要求);
 - 2) 光伏电池板技术参数;
 - 3) 光伏电站所采用的发电单元逆变器电磁暂态和机电暂态仿真模型与模型验证报告,以及模型验证数据;
 - 4) 光伏电池板 I-V 特性曲线;
 - 5) 逆变器与光伏电站监控系统的通信接口规约及数据格式,采集的主要信息列表;
 - 6) 针对接入低短路比电网、接入直流系统条件下的光伏电站,提供振荡风险评估及应对措施报告、新能源短路比评估报告。
- c) 与并网业务相关的厂内通信光缆和通信系统资料。
- d) 气象资料:
- 1) 最近至少 20 年光伏电站附近年、月平均辐照度;
 - 2) 光伏电站并网前至少一年测光数据,至少应包括总辐照度、直射辐照度、气温、空气湿度。所提供数据至少应包括上述参数的 10 min 的平均值、最大值和最小值;
 - 3) 光伏电站最高气温、最低气温、最大瞬时总辐照度、极大风速。
- A.2.9 储能系统并网前应向电网调度机构提供的其他基本资料。**
- a) 储能系统资料:
- 1) 名称;
 - 2) 建设地点;
 - 3) 业主单位名称;
 - 4) 储能电站范围 1:5 000 电子地形图;
 - 5) 储能电站地理位置图;
 - 6) 储能电站额定功率和额定能量;
 - 7) 储能电站竣工验收和并网试验报告。
- b) 电池、电池管理系统及储能变流器等设备资料:
- 1) 电池型号、参数及成组方式;
 - 2) 电池模块型号及参数;
 - 3) 电池簇型号及参数;
 - 4) 电池型式试验报告和现场抽检报告;
 - 5) 电池管理系统型号及架构图;
 - 6) 电池管理系统型式试验报告和现场抽检报告;
 - 7) 储能变流器型号及参数;
 - 8) 储能变流器型式试验报告;
 - 9) 能量管理系统、电能质量监测系统设备参数;
 - 10) 电池管理系统和储能变流器的通信接口规约及数据格式,采集的主要信息列表;
 - 11) 储能变流器和能量管理系统的通信接口规约即数据格式,交互的主要信息列表;

- 12) 主变、送出线路、升压站内间隔、集电线路等设备铭牌及参数；
- 13) 涉网保护、一次调频、AVC、升压变变比(档位)定值单；
- 14) 储能站所用变流器的电磁暂态和机电暂态仿真模型与模型验证报告,以及模型验证数据。

A.3 正常运行阶段的资料交换

并网运行后,电网使用者应向电网企业提交附录 A 所列实测参数。提供的参数应能满足电网的使用需要和真实反映电网使用者的实际运行特性。参数发生变化时,应尽快以书面形式通知电网企业。

A.4 电网使用者资料提交及获得应符合的程序

A.4.1 电网使用者资料提交及获得应符合的要求和程序:

- a) 电网使用者应于首次并网日 90 日前向电网调度机构提交相关资料；
- b) 所提交的资料和数据应有提交人签名及联系电话;电网企业在收到电网使用者提交的资料后应给予书面回复,回复上应有接受人签名及联系电话；
- c) 在不违背相关法律及法规的前提下,首次并网日 30 日前电网使用者可从电网调度机构获得相关数据；
- d) 所获得的数据未经相关各方许可不应扩散。

A.4.2 电网使用者资料更新及修改应符合的程序。

- a) 资料修改。资料的修改应保留原始记录并做出说明,报电网调度机构及相关各方。
- b) 资料更新。应在每年 10 月底前向电网调度机构提交下一年度的更新资料,包括新投产机组、一次设备变化及网络结构变化等信息。

A.4.3 电网使用者资料提交应遵循的形式:

- a) 资料的提交以书面形式提供为主,同时按照统一格式提供电子文档；
- b) 资料提交应充分考虑计算分析程序等方面数据格式的不同,有条件的电网调度机构和电网使用者应采用公用数据库的相关文件完成数据交换；
- c) 按照双方约定的形式执行。

附 录 B
(规范性)
并网程序中的时间顺序

并网程序中的时间顺序应符合表 B.1 的规定。

表 B.1 并网程序中的时间顺序

并网日前最少天数	应完成的工作
—	电网调度机构在收到拟并网方提出的厂站命名申请及站址正式资料的 15 日内,下发厂站的命名
90	新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前,拟并网方应向相应电网的电网调度机构提交附录 A 所列资料,并报送并网运行申请书
	新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前,拟并网方应向电网调度机构提出一次设备命名、编号申请,提交正式资料
60	电网调度机构在收到一次设备命名、编号申请 30 日内,以书面方式通报拟并网方将要安装的一次设备的接线图、编号及命名
55	电网调度机构应在收到并网申请书后 35 日内予以书面确认。如不符合规定要求,电网调度机构有权不予确认,但应书面通知不确认的理由
50	拟并网方在收到一次设备的命名、编号后如有异议,应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构,逾期将被认为确认
35	拟并网方在收到并网确认通知后 20 日内,与电网调度机构商定首次并网的具体时间和工作程序
30	电网调度机构在首次并网日 30 日前,向拟并网方提交并网启动调试的有关技术要求
	电网调度机构在首次并网日 30 日前向拟并网方提供通信电路运行方式单,双方共同完成通信系统的联调和开通工作
	在不违背相关法律及法规的前提下,首次并网日 30 日前电网使用者可从电网调度机构获得相关数据
7	在首次并网日 7 日前,双方共同完成调度自动化系统的联调
5	电网调度机构在首次并网日(或倒送电)5 日前向拟并网方提供继电保护定值单;涉及实测参数时,则在收到实测参数 5 日后,提供继电保护定值单
	首次并网日 5 日前,按 5.3、5.4 的规定组织开展拟并网方并网条件认定。拟并网方不具备并网条件的,电网调度机构应拒绝其并网运行并发出书面整改要求。拟并网方应按有关规定要求进行整改,符合并网条件后方可并网
0	并网日

附 录 C
(规范性)
设备编号和命名程序

C.1 设备编号和命名要求

C.1.1 10 kV 及以上电网的单线接线图中应标注线路型号、长度。若为特殊线路,如不同型号导线串接、架空线路与电缆串接等,应注明或另以表格形式说明。

C.1.2 电网调度机构调度管辖的一次设备按照所在电网的调度规程统一编号命名,电网使用者的其他一次设备参照所在电网的调度规程自行命名。

C.1.3 电网使用者提供给电网调度机构的接线图等资料应使用已命名的编号和名称进行标注。

C.1.4 电网内的所有一次设备的编号和命名不应与电网调度机构下达的一次设备的编号和命名相抵触。

C.2 设备编号和命名程序

C.2.1 新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前,拟并网方应向电网调度机构提出一次设备命名、编号申请,提交正式资料。

C.2.2 电网调度机构在收到一次设备命名、编号申请 30 日内,以书面方式通报拟并网方将要安装的一次设备的接线图、编号及命名。

C.2.3 拟并网方在收到通报后如有异议,应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构,否则应确认执行。

C.3 设备编号和命名变更程序

C.3.1 当电网调度机构拟变更设备的编号和命名时,应将编号和命名变更方案书面通知相关单位。相关方在收到通知后如有异议,应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构,否则应确认执行。

C.3.2 当电网使用者拟变更设备的编号和命名时,应向电网调度机构提交建议的编号和命名变更方案。电网调度机构在收到方案后,应于 10 日内确认,并以书面形式回复电网使用者,如有异议,应于 10 日内提出建议的编号及命名,以书面形式通报电网使用者。

附 录 D
(规范性)
并(联)网调试试验项目

D.1 同步发电机组试验项目

同步发电机组试验项目如下：

- a) 励磁系统参数实测及建模试验；
- b) 调速系统参数实测及建模试验；
- c) 发电机组一次调频试验；
- d) 电力系统稳定器(PSS)参数整定试验；
- e) 发电机进相试验；
- f) 发电机甩负荷试验；
- g) 变压器冲击试验；
- h) 假同期试验；
- i) AGC 性能测试；
- j) AVC 试验。

D.2 继电保护及安全自动装置试验项目

继电保护及安全自动装置试验项目如下：

- a) 继电保护及安全自动装置及其二次回路的单体及分系统性能试验；
- b) 故障录波装置的电气性能试验；
- c) 继电保护整定试验；
- d) 纵联保护双端联合试验；
- e) 保护及故障信息管理系统子站、主站联合调试；
- f) 故障录波联网系统主站和子站间联合调试；
- g) 安全稳定控制系统主站和子站间联合调试；
- h) 被保护设备(首次带电)二次电压、电流的幅值和相位与一次系统关系一致性的校核试验。

D.3 调度自动化系统的联调试验项目

调度自动化系统的联调试验项目如下：

- a) 完成与相关电网调度机构 4.2.9.1 a)所列调度端系统的联调、测试和数据核对等工作；
- b) 厂站 4.2.9.1 b)中所列的相关系统和设备的现场测试；
- c) 厂站遥测、遥信、遥调、遥控准确性、正确性、可靠性试验；
- d) 厂站 RTU 或计算机监控系统与调度自动化主站系统联调试验；
- e) 发电厂、机组 AGC 控制系统现场试验及与调度自动化主站系统联调试验；
- f) 厂站电能计量装置检验及电能量远方终端与电网调度机构的电能量计量系统主站系统的联调试验；
- g) 厂站相量测量装置(PMU)与电网调度机构的智能电网调度控制系统主站系统联调试验；
- h) 主网直供用户电力负荷管理终端与电力负荷管理系统主站系统的联调试验；

- i) 厂站与电网调度机构的智能电网调度控制系统主站系统的 AVC 联合调试；
- j) 发电厂 AGC 控制系统与一次调频系统协调控制试验；
- k) 厂站应满足网络安全要求。

D.4 网络安全设备试验项目

网络安全设备的试验项目如下：

- a) 调度机构网络安全管理平台对厂站纵向加密认证装置远程配置与监控功能调试；
- b) 厂站纵向加密认证装置与调度机构纵向加密认证装置隧道和策略调试；
- c) 调度机构网络安全管理平台对厂站网络安全监测装置安全事件采集、远程配置及数据调阅功能调试；
- d) 厂站网络安全监测装置与厂站受控设备安全接入调试；
- e) 调度机构恶意代码监测系统对厂站恶意代码客户端恶意代码日志采集、远程配置与查杀、版本升级等功能调试；
- f) 厂站管理信息大区纵向防火墙安全策略调试。

D.5 电力通信系统试验项目

电力通信系统试验项目如下：

- a) 通信电路的设备调试(测试项目按工程验收规定执行)；
- b) 通信电路的系统调试(测试项目按工程验收规定执行)；
- c) 通信电源系统放电和告警试验；
- d) 各种通信业务通道的误码率测试和收发电平测试；
- e) 通信设备监控系统试验；
- f) 调度交换机调试和调度电话通话试验。

D.6 直流输电系统试验项目

直流输电系统试验项目如下：

- a) 初始化运行试验；
- b) 最终跳闸试验；
- c) 有功功率控制试验；
- d) 降压运行试验；
- e) 无功功率控制试验；
- f) 大地金属回线转换试验；
- g) 丢脉冲试验；
- h) 控制地点切换试验；
- i) 安稳装置联调试验；
- j) 极启停试验；
- k) 极补偿、主控权转移试验；
- l) 极跳闸、功率转移试验；
- m) 扰动试验；
- n) 大负荷试验；
- o) 直流线路接地试验；

- p) 交流线路接地试验；
- q) 电磁环境测试试验。

D.7 柔性直流输电系统试验项目

柔性直流输电系统试验项目如下：

- a) 不带电顺序操作试验；
- b) 最终跳闸试验；
- c) 干扰试验；
- d) 接口变压器和换流器充电试验；
- e) 换流器空载输出试验；
- f) 开路试验；
- g) STATCOM 运行方式试验；
- h) 站用电源切换试验；
- i) 初始运行试验；
- j) 控制系统故障切换试验；
- k) 控制模式切换试验；
- l) 水冷系统切换试验；
- m) 功率升降试验；
- n) 分接头控制试验；
- o) 环流抑制试验；
- p) 动态性能试验；
- q) 站用直流电源故障试验；
- r) 附加功能试验；
- s) 主机 CPU 负荷率测试；
- t) 就地/远方控制试验；
- u) 大功率试验；
- v) 人工短路试验；
- w) 试运行。

D.8 风电场/光伏电站并网试验、核查项目

D.8.1 电场/光伏电站并网试验、核查项目应包括：

- a) 风电场/光伏电站电能质量测试；
- b) 风电场/光伏电站有功功率控制能力(AGC)测试；
- c) 风电场/光伏电站无功/电压控制能力(AVC)测试；
- d) 风电场/光伏电站无功补偿装置并网性能测试；
- e) 风电场/光伏电站惯量响应和一次调频测试/评价；
- f) 风电场/光伏电站故障穿越能力仿真评价；
- g) 风电场/光伏电站电压频率适应能力评价；
- h) 风电场/光伏电站场站机电与电磁暂态建模与模型验证；
- i) 风电场/光伏电站通信功能测试；
- j) 现场使用的新能源机组硬件型号和控制软件功能与型式试验记录的硬件型号和控制软件功能

一致性核查。

D.8.2 如因季节性资源等因素影响,风电场/光伏电站并网试验、核查项目不能按期完成的,可与电网调度机构协商延期至环境工况具备条件时续作剩余试验项目,但应在第1台风电机组/光伏发电单元完成试运行后的6个月内向电网调度机构提交风电场/光伏电站运行特性的测试和评价报告。

D.9 电化学储能系统并网试验项目

电化学储能系统并网试验项目如下:

- a) 电网适应性测试;
- b) 功率控制能力测试;
- c) 过载能力测试;
- d) 低电压/高电压穿越能力测试;
- e) 电能质量测试;
- f) 保护功能测试;
- g) 充放电时间测试、充放电转换时间测试;
- h) 额定能量和额定功率能量转换效率测试;
- i) 通信功能测试;
- j) 一次调频测试;
- k) 惯量支撑性能测试;
- l) 整站机电与电磁暂态建模与模型验证;
- m) 安全防护和消防灭火装备调试试验;
- n) 接受电网调度的电化学储能系统还应开展远程有功功率控制能力测试(含 AGC),以及远程无功/电压控制能力测试(含 AVC)。

附录 E

(规范性)

系统计算所需基本数据

E.1 拟并网方应向电网调度机构提供的电网数据

E.1.1 110 kV 及以上电网单线接线图,图中标注线路型号、长度。图中若为特殊线路(如不同型号导线串接、架空线路与电缆串接等),应注明或另以表格形式说明。

E.1.2 线路参数应以表格形式给出节点名、电压基准值、正序及零序电阻、电抗、电导及电纳值,另需注明功率基准值(如为实测参数,应注明)。如线路相互距离较近,应提供互感值。

E.1.3 如线路接有高压电抗器设备,应在表格中注明装设地点、技术资料 and 参数等。

E.1.4 继电保护型号,主保护、后备保护及断路器动作时间,重合闸时间,微机继电保护软件版本。

E.1.5 断路器及隔离开关的型号、额定电压、电流、遮断容量等主要参数。

E.1.6 电压及电流互感器的型式、组数、容量、变比、误差等主要参数。

E.2 水力、火力、核能发电厂并网前应向电网调度机构提供的数据

E.2.1 发电厂(站)电气主接线图。

E.2.2 机组数据。

E.2.3 厂名、机组名、机端电压、铭牌容量、功率因数、最大有功及无功出力、最小有功及无功出力和负荷增减速率等。

E.2.4 机组平均厂用电率:机组上一年度的年均厂用电率[计算公式为:年均厂用电率=(年度机组发电量-年度机组上网电量+受电网电量)/年度机组发电量]。

E.2.5 机组平均标准发电煤耗:机组上一年度的年均标准发电煤耗。

E.2.6 机组最大调峰幅度:机组深度调峰能力,用百分比表示[计算公式为 $(1 - \text{可短时稳定运行的最低出力} / \text{铭牌容量}) \times 100\%$]。

E.2.7 机组从接到启动命令到并列的时间:机组在停机备用状态,从接到调度启动命令到机组并列所需的时间,包括冬季的冷态、热态启动和夏季的冷态、热态启动。单位为分钟(min),应是 30 min 的整数倍。

E.2.8 冷态/温态/热态机组开停机曲线。即机组在开机过程中,从并网至最小技术出力期间的升功率曲线,时间间隔为 15 min;以及机组在停机过程中,从最小技术出力至解列期间的降功率曲线,时间间隔为 15 min。

E.2.9 发电机组日内允许的最大启停次数。

E.2.10 燃气轮机环境温度-出力曲线(燃气机组提供)机组在某一环境温度下对应的出力值,单位为 MW。

E.2.11 机组出力-厂用负荷曲线:机组在某一出力值下正常需消耗的厂用电负荷,单位为 MW,出力点应包括零出力点、最低出力点和最高出力点。

E.2.12 机组出力-正常调频速率曲线:AGC 机组和调频厂机组在某一出力值下的正常调频速率,出力点应包括可能的最低出力点和最高出力点。

E.2.13 机组出力-紧急备用调整负荷速率:机组在某一出力值下的紧急备用调整负荷速率,出力点应包括可能的最低出力点和最高出力点。

E.2.14 机端电压运行范围。

E.2.15 发电机参数：转动惯量(含原动机)、定子电阻、直轴及交轴同步暂态及次暂态电抗、直轴及交轴暂态及次暂态开路时间常数、负序阻抗值。电阻及电抗(饱和或不饱和)应以发电机容量为基准，给出标么值。

E.2.16 机组保护、涉网保护(包括但不限于发电机组高频保护、低频保护、低励限制保护、超速保护、过电压保护、低电压保护、过激磁保护、失磁保护、失步保护、解列保护等)、AVC 等配置及定值。

E.2.17 机组空载和负载特性曲线、P-Q 曲线。

E.2.18 励磁系统：励磁方式、励磁系统数学模型及参数、PSS 的数学模型及参数；V/Hz 限制、过励磁限制和过励磁保护的定值。

E.2.19 原动机及调速器：原动机及调速器各元件传递函数框图及参数、调差率和死区。

E.2.20 汽轮机参数：高压阀时间常数、高压阀开度极限、高压阀开启速率极限、高压阀关闭速率极限、高压原动机时间常数、中压阀时间常数、中压阀开度极限、中压阀开启速率极限、中压阀关闭速率极限、中压原动机时间常数、低压阀时间常数、低压阀开度极限、低压阀开启速率极限、低压阀关闭速率极限、低压原动机时间常数、再热器时间常数、高压功率比例、中压功率比例。

E.2.21 燃气轮机参数：进口导叶时间常数、进口导叶开度极限、进口导叶开启速率极限、进口导叶关闭速率极限、燃料阀时间常数、燃料阀开度极限、燃料阀开启速率极限、燃料阀关闭速率极限、再热锅炉时间常数。

E.2.22 水轮机参数：导叶执行机构时间常数、导叶开度极限、导叶紧急关闭时间、水锤时间常数。

E.2.23 变压器：类型(有载和无载)及型号、额定电压、额定容量(包括第三绕组)、过负荷能力、过激磁曲线、抽头调节范围、绕组接法、中性点接地形式及接地电抗值以及：

- 选择 1(以系统容量为基准)：电阻及电抗(正序及零序)；
- 选择 2(以自身容量为基准)：变压器各绕组短路损耗及短路电压以及零序电抗等。

注：零序参数为“零档”抽头时的参数，降压变压器还需要过负荷倍数以及允许过负荷时间。

E.2.24 低压电抗和电容等无功补偿设备容量及分组情况。

E.2.25 其他设备参数：断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、阻波器和调相机等铭牌参数，厂、站蓄电池、柴油发电机等备用电源配置、容量、电压等级、持续时间、过负荷能力(含各种起始负载下过载倍数以及允许过载时间)。

E.3 可再生能源发电及储能电厂(场、站)并网前应向电网调度机构提供的数据

E.3.1 厂(场、站)电气主接线图、集电线路参数(包括等值电阻、电容和电感)、变压器参数(包括类型、型号、额定电压、额定容量等)。

E.3.2 厂(场、站)总容量，内部发电单元(风电机组、光伏变流器等)数量、类型、额定电压、额定容量。

E.3.3 有功/无功功率控制传递函数框图及参数。

E.3.4 切机保护定值、频率切机保护定值及配置的其他类切机保护定值。

E.3.5 厂(场、站)低压电抗和电容等静态无功补偿设备类型、容量及分组情况。

E.3.6 厂(场、站)SVC 和 SVG(STATCOM)等动态无功补偿设备类型、容量及控制传递函数框图和参数。

E.3.7 风电、光伏单机机电、电磁暂态模型及整站机电、电磁暂态仿真模型，以及对应的模型验证数据。

E.4 直流系统并网前应向电网调度机构提供的数据

E.4.1 一次系统总体特性：拓扑结构，换流器类型和连接方式，输送容量(正、反向)和电压(额定和降

压),接地方式(真、伪双极)。

E.4.2 输电线路(架空线或电缆)及接地极线路:杆塔结构、导线型号、线路长度及等值电阻、电容和电感。

E.4.3 换流变压器、平波电抗器等:型号、铭牌容量、铭牌电压、电阻、电抗及冷却方式。换流变压器抽头范围和过励磁特性。

E.4.4 换流设备:换流器数及构成,额定电压及额定电流,串(并)晶闸管数量,缓冲回路参数,子模块电容,电平数,调制方式和调制比,损耗参数,开关元件响应特性。

E.4.5 交(直流)电压(流)互感器类型和配置。

E.4.6 交(直流)滤波器:容量及分组情况(电气主接线图)。

E.4.7 控制系统:控制方式(如定电流、定功率、定关断角、定电压、下垂、偏差、频率、孤岛),控制目标、限幅和死区,动态特性(阶跃、故障穿越等)。提供包括直流调制功能的传递函数形式的框图及参数。

E.4.8 直流系统及相关设备保护。

E.4.9 直流设备过负荷能力。

E.4.10 互联交流系统条件:换流站交流母线稳态电压变化范围、正常及扰动后的频率变化、电压波动、负序电压、背景谐波、短路电流水平、最小和最大交换无功功率限制、故障清除时间、单相重合闸时序。

E.4.11 新能源送出配合策略:为新能源送出进行的运行范围限定、加装的安控设施以及协调控制措施。

E.5 电力电子设备并网前应向电网调度机构提供的数据

E.5.1 SVC:安装母线、控制母线、辅助信号、PID控制参数、闭锁参数、强补参数、振荡阻尼参数。

E.5.2 SVG:安装母线、控制母线、辅助信号、PID控制参数、低电压穿越、高电压穿越、低电压过电压保护。

E.5.3 固定(可控)串补:两侧安装母线、PID控制参数、强补参数、MOV参数。

E.5.4 UPFC:并联侧安装母线、串联侧安装线路、变压器阻抗、换流器相电阻、换流器相电抗、控制方式、并联侧PID控制参数、串联侧PID控制参数、串联侧过流保护及有功越限控制参数。

E.5.5 可控高抗:安装母线、控制类型、PID控制参数。

E.6 拟并网方应向电网调度机构提供的用于稳定研究的负荷特性及模型

E.6.1 静态模型:恒定功率、恒定电流、恒定阻抗构成比例及负荷频率敏感系数。

E.6.2 动态模型:马达构成比例及模型和参数。

E.6.3 其他:通过实测得到的负荷模型及参数。

E.7 拟并网方应向电网调度机构提供的运行方式

E.7.1 根据各电网的实际情况,提供下一年度每个电网的典型运行方式,如丰水大方式、丰水小方式、枯水大方式、枯水小方式等。

E.7.2 特殊运行方式。

E.8 拟并网方应向电网调度机构提供的其他数据

E.8.1 典型日、年负荷曲线。

E.8.2 水电站出力过程。

E.8.3 未来几年电网设备及机组投产计划安排,并参照上述范围提供数据。

附录 F

(规范性)

短路电流计算所需资料

短路电流计算所需数据包括系统数据和断路器遮断容量,其中系统数据应包括:

- a) 输电系统所有元件的正序电阻、电抗、电导、互感及电纳;
- b) 输电系统所有元件的零序电阻、电抗、电导、互感及电纳(自阻抗及互阻抗、自导纳及互导纳);
- c) 发电机组次暂态电抗;
- d) 110 kV 及以上变压器参数(包括接地方式及电阻或电抗参数);
- e) 110 kV 接入点电源的三相及单相瞬时短路电流及稳态短路电流、零序电阻及电抗,以及配电系统接有电源而电源参数中未提供的数据;
- f) 变压器中性点接地方式和中性点小电抗;
- g) 发电厂高压侧厂用变中性点接地方式及中性点小电抗;
- h) 感性并联无功补偿设备的零序电抗,以及中性点小电抗;
- i) 直流输电系统换流变压器中性点接地方式;
- j) 断路器直流衰减时间常数或直流分量百分比。

附录 G

(规范性)

电磁暂态计算所需资料

电磁暂态计算需要如下数据：

- a) 与计算母线相联的线路和电缆的结构和实测电气参数(正序及零序)；
- b) 与计算母线相联的设备的电气参数(正序及零序),包括：
 - 变压器-容量、额定电压、变比、漏抗、中性点接地情况及相应阻抗；
 - 串联电抗器的参数；
 - 并联无功补偿装置的参数。
- c) 地线参数、地线分段情况、大地电阻率；
- d) 直接经升压变压器或联变与所研究线路相连的发电机参数(容量、电压,交轴和直轴电抗、暂态电抗、次暂态电抗及时间常数等)；
- e) 与计算母线相联的所有设备的过电压保护装置的特性参数；
- f) 线路绝缘水平。包括：
 - 操作过电压下的空气间隙；
 - 绝缘子型号和片数。
- g) 沿线的海拔高度；
- h) 变电所相间净距离及海拔高度；
- i) 重合闸(特别采用三相重合闸时)间隔时间；
- j) 所计算线路的运行方式和典型潮流。

附录 H
(规范性)
电能质量所需资料

H.1 非线性负荷接入系统的电能质量应满足的标准

非线性负荷接入系统的电能质量(包括谐波、电压波动、电压闪变、负序量等)计算分析,应按照 GB/T 14549、GB/T 12326、GB/T 15543 进行。

H.2 非线性负荷的用户应提供的有关材料

计算分析非线性负荷(如钢厂电弧炉、电气化铁路牵引负荷、直流换流器等)接入系统,引起系统公共连接点 PCC(Point of Common Coupling)的电压波动、电压闪变、谐波指标、负序量应在允许值范围之内,方允许接入系统。要求有非线性负荷(如钢厂电弧炉、电气化铁路牵引负荷、直流换流器等)的用户提供以下基础数据和资料。

- a) 地区供电网全套数据(包括潮流及稳定数据、电气接线图等),公共连接点 PCC 最小及最大短路容量。
- b) 非线性负荷用户内部供电系统全套数据(包括电气接线图、正序阻抗等):
 - 电弧炉:台数,种类(交流炉还是直流炉)供电系统线路,降压变及电弧炉变的容量、变比、接线组别、短路电压比、短路阻抗等;
 - 电力机车:供电系统线路、供电变、牵引变的类型(接线形式、阻抗匹配平衡变压器或单相变压器供电)容量、变比、短路电压比、变压器换相顺序等;
 - 两臂平均负荷、最大负荷(有功功率、无功功率、补偿前的功率因数、补偿后的功率因数要求)、两臂无功补偿容量;
 - 非线性负荷额定有功功率、额定无功功率、补偿前的功率因数、补偿后的功率因数要求、无功补偿容量、其他负荷等;
 - 非线性负荷典型频谱;
 - 滤波器配置方案等。
- c) 公共连接点的协议供电容量、背景谐波。
- d) 供电企业对各项指标(电压波动、谐波指标、负序电压等)的特殊要求。

附录 I

(规范性)

电压稳定及中长期过程仿真计算所需资料

电压稳定及中长期过程仿真计算除系统计算所需基本数据(附录 E)外,还需要如下数据:

- a) 有载调压变压器控制系统模型及参数;
- b) 自动电压控制装置控制系统模型及参数;
- c) 自动无功投切设备控制系统框图及参数;
- d) 慢速动态元件(如锅炉、AGC、压水反应堆)特性及参数;
- e) 重要机组低励及过励性能参数;
- f) 负荷类型及动态负荷电压特性参数。

参 考 文 献

- [1] 电力监控系统安全防护总体方案(国能安全〔2015〕第 36 号文)
 - [2] 电力监控系统安全防护规定(国家发改委〔2014〕第 14 号令)
-