

# 江苏省发展和改革委员会文件

苏发改能源发〔2017〕937号

---

## 省发展改革委关于发布《江苏省配电网业务放开技术规范纲要》的通知

各设区市发展改革委，省电力公司、省能源规划研究中心：

为贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）的精神，依据国家发展改革委、国家能源局《关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）等文件要求，我委依据现行的电力法律、法规、部委条例、国家标准、行业标准等，并参照国家电网公司企业标准和技术规范等进行局部补充，组织编制了《江苏省配电网业务放开技术规范纲要》。

为确保我省增量配电网业务放开工作有序、规范开展，保障用户安全、可靠、稳定用电，我省内与增量配电网业务相关的规划设计、设备运维、调度运行、用电服务等均须满足《江苏省配电网业务放开技术规范纲要》明确的电力法律、法规、部委条例、国家标准、行业标准等要求，并可参照国家电网公司企业标准和技术规范等开展相关工作。

附件：江苏省配电网业务放开技术规范纲要

江苏省发展改革委

2017年8月4日

---

抄送：省经济和信息化委、物价局，国家能源局江苏监管办。

---

江苏省发展和改革委员会办公室

2017年8月9日印发

---

# 江苏省配电网业务放开 技术规范纲要

江苏省发展改革委（省能源局）

2017年8月

# 目录

1 总则.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	4
4 适用范围.....	9
5 技术规范.....	9
5.1 配电网规划技术原则.....	9
5.1.1 规划编制基础及要求.....	9
5.1.2 一般技术原则.....	11
5.1.3 负荷预测及电力平衡.....	15
5.1.4 35kV~110kV 配电网规划.....	16
5.1.5 中压配电网.....	18
5.1.6 低压配电网.....	21
5.1.7 二次规划原则.....	21
5.1.8 电源接入系统.....	23
5.1.9 电力用户供电.....	24
5.2 配电网工程设计标准.....	25
5.2.1 总体原则.....	25
5.2.2 高压配电网设计标准.....	25
5.2.3 中压配电网设计标准.....	26
5.3 配电网设备运行维护技术标准.....	29
5.3.1 设备选型技术原则.....	29
5.3.2 设备检修试验技术标准.....	29
5.3.3 设备巡视技术标准.....	30
5.3.4 设备退运技术标准.....	31
5.3.5 设备缺陷管理标准.....	32
5.3.6 电压及无功管理.....	33
5.3.7 防灾减灾.....	33
5.3.8 台账管理.....	36
5.4 配电网调度技术标准.....	37
5.4.1 调度运行.....	37
5.4.2 运行方式技术要求.....	38
5.4.3 新能源发电.....	38
5.4.4 继电保护技术要求.....	39
5.4.5 自动化技术要求.....	42
5.4.6 通信技术要求.....	45
5.5 用户服务标准.....	48
5.5.1 用电服务.....	48
5.5.2 电能计量.....	51
5.5.3 购电管理.....	54
5.6 配电网安全工作标准.....	54

5.6.1 安全生产要求.....	54
5.6.2 应急和保供电工作.....	56
<b>6 附则.....</b>	<b>60</b>
<b>7 附录.....</b>	<b>61</b>

# 1 总则

(1) 为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752号)《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司准入与退出管理办法>和<有序放开配电网业务管理办法>的通知》(发改经体〔2016〕2120号)等文件要求精神,有序放开配电网业务,推进配电网混合所有制改革试点,确保增量配电网业务放开工作有序、规范开展,为用户提供安全优质的供电服务,编制本技术规范纲要。

(2) 本技术规范纲要依据现行的电力法律、法规、部委条例、国家标准、行业标准等文件进行编制,并参照国家电网公司等企业标准、技术规范进行局部补充。

(3) 为确保用户安全、可靠、稳定用电,我省内与增量配电网业务相关的规划设计、设备运维、调度运行、用户服务等方面工作均须执行本技术规范纲要明确的电力法律、法规、部委条例、国家标准、行业标准等,并可参照国家电网公司等企业标准、技术规范开展相关工作。

# 2 规范性引用文件

中华人民共和国主席令第 26 号	中华人民共和国计量法
中华人民共和国主席令第 60 号	中华人民共和国电力法
中华人民共和国国务院令第 196 号	电力供应与使用条例
中华人民共和国国务院令第 599 号	电力安全事故应急处置和调查处理条例
中华人民共和国国务院令第 115 号	电网调度管理条例
电力工业部令(1996)第 8 号	供电营业规则
发改委令第 14 号	电力监控系统安全防护规定
国能安全(2015)36 号	国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知

电监会令第 27 号	供电监管办法
发改运行〔2010〕2643 号	电力需求侧管理办法
发改运行〔2011〕832 号	国家发改委关于印发《有序用电管理办法》的通知
国能综安全〔2016〕542 号	国家能源局综合司关于深入开展电力企业应急能力建设评估工作的通知
安监总厅应急〔2014〕95 号	生产安全事故应急处置评估暂行办法
办安全〔2010〕88 号	重大活动电力安全保障工作规定（试行）
GB 50089-2007	民用爆破器材工程设计安全规范
GB 50217-2007	电力工程电缆设计规范
GB 4208-2008	外壳防护等级（IP 代码）
GB 50060-2008	3~110kV 高压配电装置设计规范
GB 50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB 50227-2008	并联电容器装置设计规范
GB 50052-2009	供配电系统设计规范
GB 26164.1-2010	电业安全工作规程第 1 部分：热力和机械
GB 50057-2010	建筑物防雷设计规范
GB 50613-2010	城市配电网规划设计规范
GB 26859-2011	电力安全工作规程电力线路部分
GB 26860-2011	电力安全工作规程发电厂和变电站电气部分
GB 26861-2011	电力安全工作规程高压试验室部分
GB 50054-2011	低压配电设计规范
GB 50343-2012	建筑物电子信息系统防雷技术规范
GB 20052-2013	三相配电变压器能效限定值及能效等级
GB 50053-2013	20kV 及以下变电所设计规范
GB 50016-2014	建筑设计防火规范
GB 50293-2014	城市电力规划规范
GB 50150-2016	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB/T 14549-1993	电能质量公用电网谐波

GB/T 14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 12325-2008	电能质量供电电压偏差
GB/T 12326-2008	电能质量电压波动和闪变
GB/T 15543-2008	电能质量三相电压不平衡
GB/T 18857-2008	配电线路带电作业技术导则
GB/T 22239-2008	信息安全技术信息系统安全等级保护基本要求
GB/T 50065-2011	交流电气装置的接地设计规范
GB/T 29319-2012	光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T 29639-2013	生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则
DL 408-1991	电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
DL 755-2001	电力系统安全稳定导则
DL 5009.2-2013	电力建设安全工作规程第 2 部分：电力线路
DL 5009.3-2013	电力建设安全工作规程第 3 部分：变电站
DL/T 601-1996	架空绝缘配电线路设计技术规程
DL/T 620-1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 5130-2001	架空送电线路钢管杆设计技术规定
DL/T 5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 401-2002	高压电缆选用导则
DL/T 825-2002	电能计量装置安装接线规则
DL/T 5220-2005	10kV 及以下架空配电线路设计技术规程
DL/T 624-2010	继电保护微机型试验装置技术条件
DL/T 476-2012	电力系统实时数据通信应用层协议
DL/T 5154-2012	架空输电线路杆塔结构设计技术规定
DL/T 814-2013	配电自动化系统技术规范
DL/T 1352-2014	电力应急指挥中心技术导则
DL/T 5709-2014	配电自动化规划设计导则
DL/T 842-2015	低压并联电容器装置使用技术条件
DL/T 448-2016	电能计量装置技术管理规程
DL/T 599-2016	中低压配电网改造技术导则



DL/T 5221-2016	城市电力电缆线路设计技术规定
DL/T 5279-2016	配电网规划设计技术导则
AQ/T 9009-2015	生产安全事故应急演练评估规范
JGJ 16-2008	民用建筑电气设计规范

## 3 术语和定义

### 1. 配电网

从电源侧（输电网、发电设施、分布式电源等）接受电能，并通过配电设施就地或逐级分配给各类用户的电力网络。其中，110kV~35kV 电压为高压配电网，10（20、6）kV 电网为中压配电网，220V/380V 电网为低压配电网

### 2. 开关站

一般由上级变电站直供、出线配置带保护功能的断路器、对功率进行再分配的配电设备及土建设施的总称，相当于变电站母线的延伸。开关站进线一般为两路电源，设母联开关。开关站内必要时可附设配电变压器。

### 3. 环网柜

用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷的配电装置。环网柜中用于环进环出的开关一般采用负荷开关，用于分接负荷的开关采用负荷开关或断路器。环网柜按结构可分为共箱型和间隔型，一般按每个间隔或每个开关称为一面环网柜。

### 4. 环网室

由多面环网柜组成，用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷、且不含配电变压器的户内配电设备及土建设施的总称。

### 5. 环网箱

安装于户外、由多面环网柜组成、有外箱壳防护，用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷、且不含配电变压器的配电设施。

### 6. 配电室

将 10kV 变换为 220V/380V，并分配电力的户内配电设备及土建设施的总称，配电室内一般设有 10kV 开关、配电变压器、低压开关等装置。配电室按功能可分为终端型和环网型。终端型配电室主要为低压电力用户分配电能；环网型配电

室除了为低压电力用户分配电能之外，还用于 10kV 电缆线路的环进环出及分接负荷。

#### 7. 箱式变电站

安装于户外、有外箱壳防护、将 10kV 变换为 220V/380V，并分配电力的配电设施，箱式变电站内一般设有 10kV 开关、配电变压器、低压开关等装置。箱式变电站按功能可分为终端型和环网型。终端型箱式变电站主要为低压电力用户分配电能；环网型箱式变电站除了为低压用户分配电能之外，还用于 10kV 电缆线路的环进环出及分接负荷。

#### 8. 供电面积

供电企业的经营区域总面积，采用行政区总面积减去大面积水域、林场等无电面积。

#### 9. 负荷密度

某区域最高电力负荷与该区域供电面积的比值。计算负荷密度时，应扣除 110kV 及以上电压等级的专线负荷，以及高山、戈壁、荒漠、水域、森林等无效供电面积。

#### 10. 回路

指电力系统中 2 个或多个端点（断路器、开关和/或熔断器）之间的元件，包括变压器、电抗器、电缆和架空线，不包括母线。

#### 11. 线路元件

线路元件是指供电系统中两个或多个断路器、开关和（或）熔断器之间的部分，包括变压器、电抗器、电缆和架空线。母线不被看作是线路元件，而是根据自身特点单独考虑。

#### 12. N-1 安全准则和 N-1-1 安全准则

正常运行方式下，电力系统中发生 N-1 停运或 N-1-1 停运时，电力系统能保持稳定运行和正常供电，其他元件不过负荷，且系统电压和频率在允许的范围之内。这种保持系统稳定和持续供电的能力和程度，分别称为“N-1 安全准则”和“N-1-1 安全准则”。其中，N 是指系统中相关的线路或元件数量。

#### 13. 可转供电线路

有联络关系的中压线路同时处于最大负荷运行方式下，其中某一回线路的变

电站出线开关故障或计划停运时，其全部负荷可通过不超过两次（含两次）的转供电倒闸操作，转由其它线路供电，则称该线路称为“可转供电线路”。

#### 14. 电力用户分类

电力用户分为重要电力用户、特殊电力用户和普通电力用户。

##### （1）重要电力用户

重要电力用户范围可参照《GB/Z 29328-2012 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》的规定，根据供电可靠性要求及中断供电产生的危害程度，分为特级、一级、二级和临时性重要电力用户。

1) 特级电力用户：在管理国家事务中具有特别重要作用，中断供电将可能危害国家安全的电力用户。

2) 一级重要电力用户：中断供电将可能产生下列后果之一者：

- a) 直接引发人身伤亡；
- b) 造成严重环境污染；
- c) 发生中毒、爆炸或火灾；
- d) 造成重大政治影响；
- e) 造成重大经济损失；
- f) 造成较大范围社会公共秩序严重混乱。

3) 二级重要电力用户：中断供电将可能产生下列后果之一者：

- a) 造成较大环境污染；
- b) 造成较大政治影响；
- c) 造成较大经济损失；
- d) 造成一定范围社会公共秩序严重混乱。

4) 临时性重要电力用户：需要临时特殊供电保障的电力用户。

##### （2）特殊电力用户

对配电网产生冲击负荷、不对称负荷、电压波动与闪变，产生大量谐波等情况的电力用户。

##### （3）普通电力用户

除上述重要电力用户、特殊电力用户外，对供电无特殊要求的其他电力用户。

#### 15. 保安负荷

用于保障用电场所人身与财产安全所需的基本电力负荷。一般认为，断电后会造成下列后果之一的，为保安负荷：（1）直接引发人身伤亡的；（2）使有毒、有害物溢出，造成环境大面积污染的；（3）将引起爆炸或火灾的；（4）将引起重大生产设备损坏的；（5）将引起较大范围社会秩序混乱或在政治上产生严重影响的。

#### 16. 双电源

分别来自两个不同变电站，或来自不同电源进线的同一变电站内两段母线，为同一用户负荷供电的两路供电电源，称为双电源。

#### 17. 自备应急电源

由用户自行配备的，在正常供电电源全部发生中断的情况下，至少能够满足对用户保安负荷不间断供电的独立电源。

#### 18. 预防性试验

为了发现运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。

#### 19. 日常巡视

运行人员根据巡视周期对设备进行外观检查、打开箱门检查、简单清扫维护等工作。

#### 20. 调控机构

电力系统运行的组织、指挥、指导和协调机构，既是生产运维单位，又是电力系统运行管理的职能机构，依法在电力系统运行中行使调度权。

#### 21. 通信网

用于电网运行和管理的所有通信设备及设施的集合，包括电力通信专网、公用通信运营商提供的公网通信资源和其他专网提供的通信资源等。

#### 22. 业扩

又称业务扩充，指为用户办理新装、增容、变更用电和相关业务手续，答复供电方案，对用户受电工程进行设计审核、中间检查和竣工检验，以及装表接电、签订供用电合同、建立用户档案的整个过程管理。

#### 23. 供电方案

配电网运营企业根据用户的用电需求，制定并与用户协商确定的电力供应具

体实施方案。供电方案可作为用户受电工程规划立项以及设计、施工建设的依据。

#### 24. 用户受电工程

配电网运营企业直供范围内由用户出资、属用户资产的新装或增容供电工程、用电变更工程。

#### 25. 电能计量装置

为计量电能所必须的计量器具和辅助设备的总体，包括电能表、负荷管理终端、计量柜、电压互感器、电流互感器、试验接线盒及其二次回路等。

#### 26. 上一级电网

配电网运营企业所接入的上一电压等级电网。

#### 27. 负荷管理终端

安装于专变用户现场用于现场服务与管理的终端设备，实现对专变用户的远程抄表、电能计量、设备工况、用户用电负荷与电能量监控等功能。

#### 28. 配变监测计量终端

公用配电变压器综合监测终端，实现公变侧电能信息采集，包括电能量数据采集，配电变压器运行状态监测，供电电能质量监测，并对采集的数据实现管理和远程传输。同时还可以集成计量、台区电压考核等功能。

#### 29. 关口计量点

发电企业、电网经营企业及用电企业之间进行电能结算的计量点。

#### 30. 综合应急预案

生产经营单位为应对各种生产安全事故而制定的综合性工作方案，是本单位应对生产安全事故的总体工作程序、措施和应急预案体系的总纲。

#### 31. 专项应急预案

生产经营单位为应对某一种或者多种类型生产安全事故，或者针对重要生产设施、重大危险源、重大活动防止生产安全事故而制定的专项性工作方案。

#### 32. 现场处置方案

生产经营单位根据不同生产安全事故类型，针对具体场所、装置或者设施所制定的应急处置措施。

## 4 适用范围

本技术规范纲要适用于江苏省范围内增量配电网业务，包括增量配电网的规划设计、设备运维、调度运行、用户服务、安全工作。

除电网企业存量资产外，其他企业投资、建设和运营的存量配电网，适用本技术规范纲要。

## 5 技术规范

### 5.1 配电网规划技术原则

#### 5.1.1 规划编制基础及要求

##### 5.1.1.1 供电区域划分

配电网规划涵盖高、中、低压配电网，供电区域划分应主要依据行政级别或未来负荷发展情况确定，也可参考经济发达程度、用户重要性、用电水平、GDP等因素。供电区分类是规划期内制定地区配电网规划标准的依据。

供电区域宜按表 5.1-1 的规定划分。

表 5.1-1 供电区分类对照表

供电区域 行政级别	A+	A	B	C	D
省会及 中心城市	$\sigma \geq 30$	市中心区 或 $15 \leq \sigma < 30$	市区 或 $6 \leq \sigma < 15$	城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$
地级市	—	$\sigma \geq 15$	市中心区 或 $6 \leq \sigma < 15$	市区、城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$
县 (县级市)	—	—	$\sigma \geq 6$	城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$

注：1  $\sigma$  为供电区域的负荷密度 (MW/km<sup>2</sup>)。

2 供电区域面积不宜小于 5km<sup>2</sup>。

3 计算负荷密度时，应扣除 110kV 及以上电压等级的专线负荷，以及高山、戈壁、荒漠、水域、森林

等无效供电面积。

4 A+、A类区域对应中心城市（区）；B、C类区域对应城镇地区；D类区域对应乡村地区。

5 供电区域划分标准可结合区域特点适当调整。

### 5.1.1.2 电压等级

江苏省配电网电压等级的构成：

（1）高压配电网：110kV、35kV。（国家明确的220kV配电另列）

（2）中压配电网：20kV、10kV。

（3）低压配电网：380/220V。

配电网应优化配置电压序列，简化变压层次，避免重复降压。

### 5.1.1.3 规划年限及要求

配电网规划年限应与国民经济发展规划、城乡总体规划和土地利用总体规划一致，分为近期（5年）、中期（10年）、远期（15年及以上）三个阶段。

近期规划应着重解决配电网当前存在的主要问题，提高供电能力和可靠性，满足负荷需要。高压配电网近期规划应给出网架规划和各年度新建与改造项目，并提出对上级电网建设的建议。中低压配电网近期规划应给出规划水平年的网架规划，以及前两年的新建与改造项目，估算五年内的投资规模。

中期规划应与近期规划相衔接，着重将现有配电网结构逐步过渡到目标网架。根据负荷预测计算目标年的变电站布点及容量需求，预留变电站站址和线路走廊通道。

远期规划应考虑配电网的长远发展目标，根据饱和负荷水平的预测结果，确定目标网架，提出电源建设及电力设施布局的需求。

配电网中期规划宜每五年编制一次。配电网近期规划宜每年进行滚动修编。配电网规划应在出现下列情况之一时进行相应修编：

- （1）当地城市总体规划进行调整或修改后；
- （2）上级电网规划进行调整或修改后；
- （3）国家出台新的相关经济技术政策；
- （4）预测负荷及电源规模有较大变动时；
- （5）配电网技术有较大发展时。

## 5.1.2 一般技术原则

### 5.1.2.1 配电网供电安全标准

配电网供电安全水平应符合《DL/T 256 城市电网供电安全标准》的要求。供电安全标准规定了不同电压等级配电网单一元件故障停运后，允许损失负荷的大小及恢复供电的时间。配电网供电安全标准的一般原则为：接入的负荷规模越大、停电损失越大，其供电可靠性要求越高、恢复供电时间要求越短。根据组负荷规模的大小，配电网的供电安全水平可分为三级，如表 5.1-2 所示。

表 5.1-2 配电网的供电安全水平

供电安全等级	组负荷范围 (MW)	对应范围	单一故障条件下组负荷的停电范围及恢复供电的时间要求
1	$\leq 2$	低压线路、 配电变压器	维修完成后：恢复对组负荷的供电。
2	2~12	中压线路	a)3 小时内：恢复（组负荷-2MW）。 b)维修完成后：恢复对组负荷的供电。
3	12~180	变电站	a)15 分钟内：恢复负荷 $\geq \min$ （组负荷-12MW， 2/3 组负荷）。 b) 3 小时内：恢复对组负荷的供电。

#### (1) 第一级供电安全水平要求：

对于停电范围不大于 2MW 的组负荷，允许故障修复后恢复供电，恢复供电的时间与故障修复时间相同。该级停电故障主要涉及低压线路故障、配电变压器故障，或采用特殊安保设计（如分段及联络开关均采用断路器，且全线采用纵差保护等）的中压线段故障。停电范围仅限于低压线路、或配电变压器故障所影响的负荷、或特殊安保设计的中压线段，中压线路的其它线段不允许停电。该级标准要求单台配电变压器所带的负荷不宜超过 2MW，或采用特殊安保设计的中压分段上的负荷不宜超过 2MW。

#### (2) 第二级供电安全水平要求：

对于停电范围在 2~12MW 的组负荷，其中不小于组负荷减 2MW 的负荷应在 3 小时内恢复供电；余下的负荷允许故障修复后恢复供电，恢复供电的时间与故障修复时间相同。该级停电故障主要涉及中压线路故障，停电范围仅限于故障线路上的负荷，而该中压线路的非故障段应在 3 小时内恢复供电，故障段所带负荷应小于 2MW，可在故障修复后恢复供电。A+类供电区域的故障线路的非故障段应在 5 分钟内恢复供电，A 类供电区域的故障线路的非故障段应在 15 分钟内



恢复供电，B、C类供电区域的故障线路的非故障段应在3小时内恢复供电。该级标准要求中压线路应合理分段，每段上的负荷不宜超过2MW，且线路之间应建立适当的联络。

(3) 第三级供电安全水平要求：

对于停电范围在12~180MW的组负荷，其中不小于组负荷减12MW的负荷或者不小于三分之二的组负荷（两者取小值）应在15分钟内恢复供电，余下的负荷应在3小时内恢复供电。该级停电故障主要涉及变电站的高压进线或主变压器，停电范围仅限于故障变电站所带的负荷，其中大部分负荷应在15分钟内恢复供电，其它负荷应在3小时内恢复供电。A+、A类供电区域故障变电站所带的负荷应在15分钟内恢复供电；B、C类供电区域故障变电站所带的负荷，其大部分负荷（不小于三分之二）应在15分钟内恢复供电，其余负荷应在3小时内恢复供电。该级标准要求变电站的中压线路之间宜建立站间联络，变电站主变及高压线路可按N-1原则配置。

B、C类供电区域的建设初期及过渡期，高压配电网存在单线单变，中压配电网尚未建立相应联络，暂不具备故障负荷转移条件时，可适当放宽标准，但应根据负荷增长，通过建设与改造，逐步满足上述三级供电安全标准。

对于D类供电区域，可因地制宜制定相应的供电安全标准，条件不具备的地区，故障停电后恢复供电时间可与故障修复时间相同。

### 5.1.2.2 供电可靠性目标

各类供电区域应满足表5.1-3中的规划目标：

**表 5.1-3 规划目标**

供电区域	供电可靠率 (RS-3)	综合电压合格率
A+	用户年平均停电时间不高于5分钟 (≥99.999%)	≥99.99%
A	用户年平均停电时间不高于52分钟 (≥99.990%)	≥99.98%
B	用户年平均停电时间不高于3小时 (≥99.965%)	≥99.95%
C	用户年平均停电时间不高于9小时 (≥99.897%)	≥99.70%
D	用户年平均停电时间不高于15小时 (≥99.828%)	≥99.30%
注1：RS-3计及故障停电和预安排停电（不计系统电源不足导致的限电）。 注2：用户年平均停电次数目标宜结合配电网历史数据与用户可接受水平制定。 注3：各类供电区域宜由点至面、逐步实现相应的规划目标。		

供电可靠性指标主要包括用户年平均停电时间、用户年平均停电次数等。

配电网规划应分析可靠性远期目标和现状指标的差距，提出改善供电可靠性

指标的投资需求，并进行电网投资项目与提升可靠性指标之间的灵敏度分析，提出可靠性近期目标。

### 5.1.2.3 中性点接地

配电网应综合考虑可靠性与经济性，选择合理的中性点接地方式。中性点接地方式的选择应符合现行国家标准《GB/T 50064-2014 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》的相关规定。同一区域内宜统一中性点接地方式，以利于负荷转供；中性点接地方式不同的配电网应禁止互带负荷。

中性点接地方式可分为直接接地方式和非直接接地方式两大类，非直接接地方式又可分为不接地、消弧线圈接地。110kV 系统宜采用直接接地方式，35kV、20kV、10kV 系统可采用不接地、消弧线圈接地或低电阻接地方式。

35kV 架空网宜采用中性点经消弧线圈接地方式；35kV 电缆网宜采用中性点经低电阻接地方式，宜将接地电流控制在 1000A 以下。

10kV 配电网中性点接地方式的选择应遵循以下原则：

- (1) 单相接地故障电容电流在 10A 及以下，宜采用中性点不接地方式。
- (2) 单相接地故障电容电流在 10A~150A，宜采用中性点经消弧线圈接地方式。
- (3) 单相接地故障电容电流达到 150A 以上，宜采用中性点经低电阻接地方式，并应将接地电流控制在 150A~800A 范围内。

10kV 电缆和架空混合型配电网，如采用中性点经低电阻接地方式，应采取以下措施：

- (1) 提高架空线路绝缘化程度，降低单相接地跳闸次数。
- (2) 完善线路分段和联络，提高负荷转供能力。
- (3) 降低配电网设备、设施的接地电阻，将单相接地时的跨步电压和接触电压控制在规定范围内。

380/220V 配电网可采用 TN、TT、IT 接地方式，其中 TN 接地方式宜采用 TN-C-S、TNS。用户应根据用电特性、环境条件或特殊要求等具体情况，正确选择接地系统。

### 5.1.2.4 短路电流控制水平

配电网规划应从网络结构、电压等级、阻抗选择和运行方式、变压器容量等方面合理控制各级电压的短路容量，使各级电压断路器的开断电流与相关设备的动、热稳定电流相配合。变电站内母线的短路电流水平不宜超过表 5.1-4 的规定。

表 5.1-4 各电压等级的短路电流限定值 (kA)

电压等级	短路电流限定值		
	A+、A、B 类供电区域	C 类供电区域	D 类供电区域
110kV	40	40	31.5、40
35kV	31.5	25、31.5	25、31.5
10 (20) kV	20、25	16、20	16、20

注 1: 对于主变容量较大的 110kV 变电站 (40MVA 及以上)、35kV 变电站 (20MVA 及以上), 其低压侧可选取表中较高的数值, 对于主变容量较小的 35kV~110kV 变电站的低压侧可选取表中较低的数值。  
注 2: 10kV 线路短路容量沿线路递减, 配电设备可根据安装位置适当降低短路容量标准。

对于变电站站址资源紧张、主变容量较大的变电站, 应合理控制配电网的短路容量, 主要技术措施包括:

- (1) 配电网分片、开环, 母线分段, 主变分列。
- (2) 合理选择接线方式 (如二次绕组为分裂式) 或采用高阻抗变压器。

对处于系统末端、短路容量较小的供电区域, 可通过适当增大主变容量、采用主变并列运行等方式, 增加系统短路容量, 提高配电网的电压稳定性。

### 5.1.2.5 无功补偿配置与电压质量

配电网规划应保证有功和无功的协调, 电力系统配置的无功补偿装置应在系统有功负荷高峰和负荷低谷运行方式下, 保证分 (电压) 层和分 (供电) 区的无功平衡。无功补偿装置应按就地平衡和便于调整电压的原则进行配置, 可采用变电站集中补偿和分散就地补偿相结合, 电网补偿与用户补偿相结合, 高压补偿与低压补偿相结合等方式。

35kV~110kV 变电站宜在变压器低压侧配置自动投切或动态连续调节无功补偿装置, 使变压器高压侧的功率因数在高峰负荷时达到 0.95 及以上, 电容器容量应经计算确定, 一般取主变压器容量的 10%~30%。

配电变压器的无功补偿装置容量应依据变压器最大负载率、负荷自然功率因数等进行配置。在供电距离远、功率因数低的 10kV 架空线路上可适当安装无功

补偿装置，其容量应经过计算确定，且不宜在低谷负荷时向系统倒送无功。

配电网规划要保证网络中各节点满足电压损失及其分配要求，各类用户受电电压质量应符合《GB/T 12325 电能质量供电电压偏差》的相关要求。各电压等级供电电压偏差应符合下列规定：

(1) 35kV~110kV 供电电压正负偏差的绝对值之和不超过标称电压的 10%。

(2) 10 (20) kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 220V 单相供电电压允许偏差为标称电压的+7%与-10%。

(4) 对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供、用电双方协议确定。

应在配电网以及各电压等级用户设置足够数量且具有代表性的电压监测点，确保对电压偏差的全面监测。

### 5.1.3 负荷预测及电力平衡

#### 5.1.3.1 负荷预测

配电网负荷预测包括电量需求预测和电力需求预测，负荷预测应给出电量和负荷的总量及分布预测结果，近期负荷预测结果应逐年列出，中期和远期可列出规划末期结果。

负荷预测的基础数据包括社会经济和自然气候数据、上级电网规划对本规划区的负荷预测结果、历史年负荷和电量数据、用电报装及项目建设情况等，根据区域特点、社会发展阶段、用户类型分析用户终端用电方式变化和负荷特性，确定科学合理的负荷发展特性，并以此作为预测依据。

配电网负荷预测采用“自下而上”与“自上而下”相结合的方式，采用点负荷增长与区域负荷自然增长相结合的方法进行预测，同时利用趋势外推法等方法进行校核，经综合分析后给出高、中、低负荷预测方案，并提出推荐方案。

具备条件时，可结合城乡规划和土地利用规划的功能区域划分，开展规划区的空间负荷预测。通过分析、预测规划水平年供电小区土地利用的特征和发展规律，预测相应小区电力用户和负荷分布位置、数量和时序。

负荷预测应考虑分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入对预测结果的影响。

### 5.1.3.2 电力平衡

电力平衡应分区、分电压等级、分年度进行，并考虑各类新能源、电动汽车、储能装置等的影响。分电压等级电力平衡应结合负荷预测结果和现有变电容量，确定该电压等级所需新增的变电容量。

风电、水电、光伏能源比例较高的区域，应根据不同类型电源在不同时段的典型出力特性进行电力平衡。对于分布式能源接入较多的区域配电网，应进行电力平衡和电量平衡计算。

### 5.1.4 35kV~110kV 配电网规划

#### 5.1.4.1 电网结构

合理的电网结构是满足供电可靠性、提高运行灵活性、降低网络损耗的基础。高压、中压和低压配电网三个层级应相互匹配、强简有序、相互支援，以实现配电网技术经济的整体最优。

在规划时需合理配置，以保证运行的灵活性。各电压等级配电网的主要结构如下：

(1) 高压配电网结构主要有：链式、环网和辐射状结构；变电站接入方式主要有：T 接和  $\pi$  接。

(2) 中压配电网结构主要有：双环式、单环式、多分段适度联络和辐射状结构。

(3) 低压配电网宜采用辐射状结构。

各类供电区域 35kV~110kV 电网目标电网结构推荐表如表 5.1-5 所示。

**表 5.1-5 35kV~110kV 电网目标电网结构推荐表**

电压等级	供电区域类型	链式			环网		辐射	
		三链	双链	单链	双环网	单环网	双辐射	单辐射
110kV	A+、A 类	√	√	√	√		√	
	B 类	√	√	√	√		√	
	C 类	√	√	√	√	√	√	
	D 类					√	√	√
35kV	A+、A 类	√	√	√	√		√	
	B 类		√	√		√	√	
	C 类		√	√		√	√	
	D 类					√	√	√

注 1：A+、A、B 类供电区域供电安全水平要求高，35kV~110kV 电网宜采用链式结构，上

级电源点不足时可采用双环网结构，在上级电网较为坚强且 10kV 具有较强的站间转供能力时，也可采用双辐射结构。

注 2: C 类供电区域供电安全水平要求较高，35kV~110kV 电网宜采用链式、环网结构，也可采用双辐射结构。

注 3: D 类供电区域 35kV~110kV 电网可采用单辐射结构，有条件的地区也可采用双辐射或环网结构。

(1) 同一地区同类供电区域的电网结构应尽量统一。

(2) A+、A、B 类供电区域的 35~110kV 变电站宜采用双侧电源供电，条件不具备或电网发展的过渡阶段，也可同杆架设双电源供电，但应加强 10kV 配电网的联络。

#### 5.1.4.2 变电站规划

变电站的布置应因地制宜、紧凑合理，尽可能节约用地。原则上，A+、A、B 类供电区域可采用户内或半户内站，根据情况可考虑采用紧凑型变电站，B、C、D 类供电区域可采用半户内或户外站，沿海或污秽严重地区，可采用户内站。

应综合考虑负荷密度、空间资源条件，以及上下级电网的协调和整体经济性等因素，确定变电站的供电范围以及主变压器的容量序列。同一规划区域中，相同电压等级的主变压器单台容量规格不宜超过 3 种，同一变电站的主变压器宜统一规格。各类供电区域变电站推荐的容量配置如表 5.1-6 所示。

**表 5.1-6 各类供电区域变电站最终容量配置推荐表**

电压等级	供电区域类型	台数(台)	单台容量(MVA)
110kV	A+、A 类	3~4	80、63、50
	B 类	2~3	63、50、40
	C 类	2~3	50、40、31.5
	D 类	2~3	40、31.5、20
35kV	A+、A 类	2~3	31.5、20
	B 类	2~3	31.5、20、10
	C 类	2~3	20、10、6.3
	D 类	1~3	10、6.3、3.15

注 1: 上表中的主变低压侧为 10kV。

注 2: 对于负荷确定的供电区域，可适当采用小容量变压器。

注 3: A+、A、B 类区域中 31.5MVA 变压器(35kV)适用于电源来自 220kV 变电站的情况。

110(35)kV 变电站电气主接线主要采用如下方式: 110kV 变电站高压侧主要采用单母分段接线、环入环出接线; 35kV 变电站高压侧主要采用单母分段接线; 10kV 侧主要采用单母分段、单母四分段、单母六分段环式接线。

### 5.1.4.3 线路规划

35kV~110kV 线路导线截面的选取应符合下述要求：

- (1) 线路导线截面宜综合饱和负荷状况、线路全寿命周期选定。
- (2) 线路导线截面应与电网结构、变压器容量和台数相匹配。
- (3) 线路导线截面应按照安全电流裕度选取，并以经济载荷范围校核。

A+、A、B 类供电区域 110kV 架空线路截面不宜小于 240mm<sup>2</sup>，35kV 架空线路截面不宜小于 150mm<sup>2</sup>；C、D 类供电区域 110kV 架空线路截面不宜小于 150mm<sup>2</sup>，35kV 架空线路截面不宜小于 120mm<sup>2</sup>。

### 5.1.5 中压配电网

#### 5.1.5.1 网架结构

各类供电区域中压配电网目标电网结构推荐表如表 5.1-7 所示。

表 5.1-7 中压配电网目标结构推荐表

供电分区	推荐电网结构
A+、A 类	电缆网：双环式、单环式、n 供一备 ( $2 \leq n \leq 4$ ) 架空网：多分段适度联络
B 类	电缆网：单环式、n 供一备 ( $2 \leq n \leq 4$ ) 架空网：多分段适度联络
C 类	电缆网：单环式 架空网：多分段适度联络
D 类	架空网：多分段适度联络、辐射状

(1) 中压配电网应根据变电站位置、负荷密度和运行管理的需要，分成若干个相对独立的供电区。分区应有大致明确的供电范围，正常运行时一般不交叉、不重叠，分区的供电范围应随新增加的变电站及负荷的增长而进行调整。

(2) 对于供电可靠性要求较高的区域，还应加强中压主干线路之间的联络，在分区之间构建负荷转移通道。

(3) 架空线路主干线应根据线路长度和负荷分布情况进行分段（一般不超过 5 段），并装设分段开关，重要分支线路首端亦可安装分段开关。

(4) 电缆线路一般可采用环网结构，环网单元通过环进环出方式接入主干网。

(5) 双射式、对射式可作为辐射状向单环式、双环式过渡的电网结构，适

用于配电网的发展初期及过渡期。

(6) 应根据城乡规划和电网规划，预留目标网架的廊道，以满足配电网发展的需要。

380/220V 配电网实行分区供电，应结构简单、安全可靠，宜采用辐射式结构。

### 5.1.5.2 配电装置

#### (1) 柱上变压器

配电变压器应按“小容量、密布点、短半径”的原则配置，应尽量靠近负荷中心，根据需要也可采用单相变压器。配电变压器容量应根据负荷需要选取，不同类型供电区域的配电变压器容量选取一般应参照表 5.1-8。

表 5.1-8 10kV 柱上变压器容量推荐表

供电区域类型	三相柱上变压器容量 (kVA)	单相柱上变压器容量 (kVA)
A+、A、B、C 类	≤400	≤100
D 类	≤315	≤50

#### (2) 配电室

配电室一般配置双路电源，10kV 侧一般采用环网开关，380/220V 侧为单母线分段接线。变压器接线组别一般采用 D，yn11，单台容量一般不宜超过 1000kVA。

配电室一般独立建设。受条件所限必须设于建筑物内时，可设置在地下一层，但不应设置在最底层。其配电变压器宜选用干式，并采取屏蔽、减振、防潮措施。

#### (3) 箱式变电站

箱式变电站一般用于配电室建设改造困难的情况，如架空线路入地改造地区、配电室无法扩容改造的场所，以及施工用电、临时用电等，其单台变压器容量一般不宜超过 630kVA。

#### (4) 柱上开关

规划实施配电自动化的地区，开关性能及自动化原理应一致，并预留自动化接口。

对过长的架空线路，当变电站出线断路器保护段不满足要求时，可在线路中后部安装重合器，或安装带过流保护的断路器。



### (5) 开关站

开关站宜建于负荷中心区，一般配置双电源，分别取自不同变电站或同一座变电站的不同母线。

开关站接线宜简化，一般采用两路电源进线、6~12路出线，单母线分段接线，出线断路器带保护。开关站应按配电自动化要求设计并留有发展余地。

### (6) 环网室（箱）

环网室（箱）一般采用两路电源进线、4路出线，必要时可增加出线。

### (7) 线路调压器

在缺少电源站点的地区，当10kV架空线路过长，电压质量不能满足要求时，可在线路适当位置加装线路调压器。

## 5.1.5.3 线路规划

10kV配电网应有较强的适应性，主干线截面宜综合饱和负荷状况、线路全寿命周期一次选定。导线截面选择应系列化，同一规划区的主干线导线截面不宜超过3种，主变容量与10kV出线间隔及线路导线截面的配合一般可参考表5.1-9选择。

表 5.1-9 主变容量与 10kV 出线间隔及线路导线截面配合推荐表

35kV~110kV 主变容量 (MVA)	10kV 出线间隔数	10kV 主干截面 (mm <sup>2</sup> )		10kV 分支线截面 (mm <sup>2</sup> )	
		架空	电缆	架空	电缆
63	12 及以上	240、185	400、300	150、120	240、185
50、40	8~14	240、185、150	400、300、240	150、120、95	240、185、150
31.5	8~12	185、150	300、240	120、95	185、150
20	6~8	150、120	240、185	95、70	150、120
12.5、10、6.3	4~8	150、120、95	—	95、70、50	—
3.15、2	4~8	95、70	—	—50	—

注 1：中压架空线路通常为铝芯，沿海高盐雾地区可采用铜绞线，A+、A、B、C 类供电区域的中压架空线路宜采用架空绝缘线。  
注 2：表中推荐的电缆线路为铜芯，也可采用相同载流量的铝芯电缆。沿海或污秽严重地区，可选用电缆线路。  
注 3：对于专线用户较为集中的区域，可适当增加变电站 10kV 出线间隔数。

10kV 线路供电半径应满足末端电压质量的要求。原则上 A+、A、B 类供电区域供电半径不宜超过 3km；C 类不宜超过 5km；D 类不宜超过 15km。

## 5.1.6 低压配电网

### 5.1.6.1 网架结构

低压配电网结构应简单安全，宜采用辐射式结构。

低压配电网应以配电站供电范围实行分区供电。低压架空线路可与中压架空线路同杆架设，但不应跨越中压分段开关区域。

采用双配变配置的配电站，两台配变的低压母线之间可装设联络开关。

负荷接入低压配电网时，应尽量保持三相负荷平衡。

### 5.1.6.2 低压配电装置及线路

380/220V 配电网应有较强的适应性，主干线截面应按远期规划一次选定。导线截面选择应系列化，同一规划区内主干线导线截面不宜超过 3 种。各类供电区域 380/220V 主干线路导线截面可参照表 5.1-10 的规定选择。

表 5.1-10 线路导线截面推荐表 (mm<sup>2</sup>)

线路形式	供电区域类型	主干线
电缆线路	A+、A、B、C 类	≥120
架空线路	A+、A、B、C 类	≥120
	D 类	≥50

注 1: 表中推荐的架空线路为铝芯, 电缆线路为铜芯。电缆线路也可采用相同载流量的铝芯, 采用铝芯电缆时, 应符合《GB 50217 电力工程电缆设计规范》的相关规定。

注 2: A+、A、B、C 类供电区域宜采用绝缘导线。

农村人流密集的地方、树(竹)线矛盾较突出的地段, 宜选用绝缘导线。对环境与安全有特殊需求的地区可选用电缆线路。

380/220V 电缆可采用排管、沟槽、直埋等敷设方式。穿越道路时, 应采用抗压力保护管。

380/220V 线路应有明确的供电范围, 应根据导线截面、负荷等参数, 校验供电半径是否满足末端电压质量的要求。正常负荷下, A+、A 类供电区域供电半径不宜超过 150m, B 类不宜超过 250m, C 类不宜超过 400m, D 类不宜超过 500m。

## 5.1.7 二次规划原则

### 5.1.7.1 继电保护

配电网应按照现行国家标准《GB/T14285 继电保护和安全自动装置技术规

程》的要求配置继电保护和自动装置。继电保护的配置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

继电保护装置应为微机型，新建、改造厂站的保护装置与继电保护信息系统子站及站内自动化系统的接口应采用符合 IEC61850 标准的规约，并具有完善的自我描述功能。

分布式电源接入时，继电保护和安全自动装置配置应符合现行行业标准《NB/T32015 分布式电源接入配电网技术规定》的相关规定。

### 5.1.7.2 配电自动化

配电自动化规划设计应符合现行标准《Q/GDW 11184 配电自动化规划设计技术导则》的相关规定。

配电自动化建设应与配电网一次网架相协调。A+类供电区域宜采用集中式（全自动方式）或智能分布式；A、B类供电区域可采用集中式、智能分布式或就地型重合器式；C、D类供电区域可根据实际需求采用集中式、就地型重合器式或故障监测方式。

应根据各区域配电网规模和应用需求，合理确定配电自动化系统主站的规模与功能。配电自动化系统应具备对接入配电网的分布式电源、储能系统及电动汽车充换电设施等的监控功能。

配电网线路馈线自动化技术路线见表 5.1-11 所示。

**表 5.1-11 各供电区域配电网线路馈线自动化技术路线**

供电分区	终端类型	目标技术方案	目标通信方式
A+类	三遥	集中式（全自动方式）或智能分布式	光纤通信为主
A类	三遥或二遥	集中式、智能分布式或就地型重合器式	根据配电终端的配置方式确定采用光纤、无线或载波通信
B类	以二遥为主，联络开关和特别重要的分段开关也可配置三遥	集中式、智能分布式或就地型重合器式	根据配电终端的配置方式确定采用光纤、无线或载波通信
C类	二遥，如确有必要经论证后可采用少量三遥	集中式、就地型重合器式或故障监测方式	根据配电终端的配置方式确定采用光纤、无线或载波通信
D类	基本型二遥，如确有必要经论证后可采用少量三遥	集中式、就地型重合器式或故障监测方式	无线通信为主

### 5.1.7.3 配电通信网

配电通信网建设应与配电网一次网架相协调。在配电网一次网架规划时，应

预留相应位置和通道。应根据实施配电自动化区域的具体情况选择合适的通信方式（光纤、无线、载波通信等）。A+类供电区域宜采用光纤通信方式，A、B、C类供电区域应根据配电终端的配置方式确定采用光纤、无线或载波通信方式，D类供电区域宜采用无线或载波通信方式。

配电网应统筹通信资源，充分满足配电自动化、用电信息采集系统、分布式电源、电动汽车充换电站及储能装置站点的通信需求。

#### 5.1.7.4 用电信息采集系统

用电信息采集系统应逐步实现“全覆盖、全采集”，通过信息交互实现供电可靠性和电压合格率统计到户。

智能电表应具备电能质量与停电监测所需信息的采集及上传功能。

#### 5.1.8 电源接入系统

配电网应满足国家鼓励发展的各类电源及新能源的接入要求，逐步形成能源互联、能源综合利用的体系。

接入 35kV~110kV 电网的常规电源，宜采用专线方式并网。

分布式电源接入应符合现行行业标准《NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定》的相关规定。在分布式电源接入前，应对接入的配电线路载流量、变压器容量进行校核，并对接入的母线、线路、开关等进行短路电流和热稳定校核，如有必要也可进行动稳定校核。接入单条线路的电源总容量不应超过线路的允许容量；接入本级配电网的电源总容量不应超过上一级变压器的额定容量以及上一级线路的允许容量。分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

在满足上述技术要求的条件下，电源并网电压等级可按表 5.1-12 的规定确定。

表 5.1-12 电源并网电压等级参考表

电源总容量范围	并网电压等级
8kW 及以下	220V
8kW~400kW	380V
400kW~6MW	10kV
6MW~50MW	35kV、110kV

## 5.1.9 电力用户供电

### 5.1.9.1 供电电压等级

用户接入应符合电网规划，不应影响电网的安全运行及电能质量。

用户的供电电压等级应根据当地电网条件、最大用电负荷、用户报装容量，经过技术经济比较后确定。供电电压等级一般可参照表 5.1-13 确定。供电半径较长、负荷较大的用户，当电压不满足要求时，应采用高一级电压供电。

表 5.1-13 用户接入容量和供电电压等级推荐表

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
220V	10kW 及以下单相设备	—
380V	100kW 及以下	50kVA 及以下
10kV	—	50kVA~10MVA
35kV	—	5MVA~40MVA
110kV	—	20MVA~100MVA

注：无 35kV 电压等级的电网，10kV 电压等级受电变压器总容量为 50kVA 至 20MVA

### 5.1.9.2 供电要求

100kVA 及以上的用户，在高峰负荷时的功率因数不宜低于 0.95；其他用户和大、中型电力排灌站，功率因数不宜低于 0.90；农业用电功率因数不宜低于 0.85。

#### (1) 重要电力用户供电要求

重要电力用户供电电源配置应符合现行国家标准《GB/Z 29328 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》的相关规定。重要电力用户供电电源应采用多电源、双电源或双回路供电，当任何一路或一路以上电源发生故障时，至少仍有一路电源应能满足保安负荷供电要求。特级重要电力用户宜采用双电源或多电源供电；一级重要电力用户宜采用双电源供电；二级重要电力用户宜采用双回路供电。

重要电力用户应自备应急电源，电源容量至少应满足全部保安负荷正常供电的要求，并应符合国家有关技术规范和标准要求。

#### (2) 特殊电力用户供电要求

1) 根据电能质量相关的国家、行业标准的要求，新建和改扩建电力用户的用电报装审查程序中应加入电能质量干扰评估审查环节。

2) 用户因畸变负荷、冲击负荷、波动负荷和不对称负荷对公用电网造成污

染的，应按照“谁污染、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在开展项目前期工作时提出治理、监测措施。

3) 不对称负荷所引起的三相电压允许不平衡度，必须满足《GB/T15543 电能质量三相电压不平衡》的规定。

4) 电动汽车充换电设施接入电网时应进行论证，分析各种充放电方式对配电网的影响。

## 5.2 配电网工程设计标准

### 5.2.1 总体原则

(1) 设计标准规范了配电网电力工程设计工作内容，做到先进、经济、合理、安全、适用以及便于施工和维护。

(2) 配电网工程设计标准为通用的典型设计范例，对设计标准中不包含的特殊工程可按实际情况进行设计，采用差异化的建设标准，合理满足区域实际情况需求。

(3) 变电站按工业性设施设计，满足变电站的基本功能和核心功能，剥离无用、重复、多余功能。受外部条件影响的项目，如系统通信、进站道路、站外给排水、地基处理、站外电源、水源、护坡挡土墙等不列入设计标准范围。

(4) 建筑物体现工业性产品或设施的特点，提倡工艺简洁、施工方便、线条流畅，与环境协调，非民居、非公用建筑。装修材料采用环保、节能材料。

(5) 380/220V 低压配电网设计应符合《GB 50054 低压配电设计规范》的规定。

### 5.2.2 高压配电网设计标准

高压配电网设计标准包含 35kV~110kV 变电站设计标准、35kV 和 110kV 输电线路杆塔设计标准共 3 个部分。

#### 5.2.2.1 35kV~110kV 变电站设计标准

35kV~110kV 变电站设计应符合《GB 50059-2011 35kV~110kV 变电站设计规范》的规定。初步设计应符合《Q/GDW 1166.2-2013 国家电网公司输变电工程初步设计内容深度规定第 2 部分：110（66）kV 智能变电站》的规定；施工图

设计应符合《Q/GDW 1381.1-2013 国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定第1部分：110（66）kV 智能变电站》的规定；应参照《国家电网公司输变电工程通用设计 35~110kV 智能变电站模块化建设施工图设计（2016年版）》开展施工图设计。

#### **5.2.2.2 35kV 输电线路设计标准**

35kV 输电线路设计应符合《GB 50061-2010 66kV 及以下架空电力线路设计规范》的规定。初步设计应参照《Q/GDW 166.1-2010 国家电网公司输变电工程初步设计内容深度规定第1部分：110（66）kV 架空输电线路》的规定，施工图设计应参照《Q/GDW 381.4-2010《国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定第4部分：110（66）kV 架空输电线路》及编制说明》的规定。

#### **5.2.2.3 110kV 输电线路设计标准**

110kV 输电线路设计应符合《GB 50545-2010 110kV~750kV 架空输电线路设计规范》的规定。初步设计应符合《Q/GDW 166.1-2010 国家电网公司输变电工程初步设计内容深度规定第1部分：110（66）kV 架空输电线路》的规定，施工图设计应符合《Q/GDW 381.4-2010《国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定第4部分：110（66）kV 架空输电线路》及编制说明》的规定。

### **5.2.3 中压配电网设计标准**

中低压配电网设计标准包含 10kV 开关站设计标准、10kV 环网室设计标准、10kV 环网箱设计标准、10kV 配电站设计标准、10kV 箱式变电站设计标准、10kV 柱上变设计标准、10kV 电缆分接箱设计标准、10kV 架空线路设计标准和 10kV 电缆线路设计标准共 8 个部分。

#### **5.2.3.1 10kV 开关站设计标准**

10kV 开关站设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电站房分册）》的规定。

10kV 环网室典型设计的设计范围是环网室内的电气设备、电气二次部分、平面布置及建筑物基础结构；与环网室相关的防火、通风、防洪、防潮、防尘、防毒、防小动物和低噪声等设施。

10kV 开关站典型设计的设计范围是开关站内的电气设备、平面布置及建筑物基础结构；与开关站相关的防火、通风、防洪、防潮、防尘、防毒、防小动物和低噪声等设施。典型设计不涉及系统通信专业、系统远动专业的具体内容，在实际工程中，需要根据开关站系统情况具体设计，可预留扩展接口。

#### **5.2.3.2 10kV 环网箱设计标准**

10kV 环网箱设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电站房分册）》的规定。

10kV 环网箱典型设计的设计范围是环网箱的电气一次、电气二次、平面布置及建筑物基础结构；与环网箱相关的防火、通风、防洪、防潮、防尘、防毒、防小动物和低噪声等设施等内容。

#### **5.2.3.3 10kV 配电室设计标准**

10kV 配电室设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电站房分册）》的规定。

10kV 配电室典型设计的设计范围是配电室以内的电气设备、平面布置及建筑物基础结构；与配电室相关的防火、通风、防洪、防潮、防尘、防毒、防小动物和低噪声等设施。

典型设计不涉及系统通信专业、系统远动专业的具体内容，在实际工程中，需要根据配电室系统情况具体设计，可预留扩展接口。

#### **5.2.3.4 10kV 箱式变电站设计标准**

10kV 箱式变电站设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电站房分册）》的规定。

10kV 箱式变电站的设计，按设备型式可划分为美式和欧式。

10kV 箱式变电站典型设计的设计范围是 10kV 箱式变电站以内的电气及土建部分，与之有关的防火、通风、防洪、防潮、防尘、防毒、防小动物和降噪等设施。

典型设计不涉及系统通信专业、系统远动专业的具体内容，在实际工程中，需要根据配电站系统情况具体设计。典型设计选择可实现电动操作的电气设备，配置基本的信息取样设备和接口。



### **5.2.3.5 10kV 柱上变设计标准**

10kV 柱上变设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电变台分册）》的规定。

10kV 柱上变，包括 10kV 三相柱上变压器台、10kV 单相柱上变压器台、线路调压器等设计。柱上变压器设计范围是从高压引下线接头至低压出线相关的电气设备。

### **5.2.3.6 10kV 电缆分接箱设计标准**

10kV 电缆分接箱设计应符合《Q/GDW10370-2016 配电网技术导则》的规定。

包括 10kV 电缆分接箱电气结线装置、箱体外壳要求和电缆分接箱基础土建要求。

### **5.2.3.7 10kV 架空线路设计标准**

10kV 架空线路设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 架空线路分册）》的规定。

10kV 架空配电线路的设计范围是 10kV 架空配电线路（含同杆架设的 380/220V 线路）的气象条件、10kV（含同杆架设的 380/220V 线路）导线型号的选取和导线应力弧垂表、多样化杆头布置、直线水泥单杆、无拉线转角水泥单杆及拉线转角水泥单杆的选用、拉线直线水泥双杆及拉线转角水泥双杆的选用、直线钢管杆及耐张钢管杆的选用、窄基塔的选用、金具和绝缘子选用及防雷与接地、柱上设备、柱上配电自动化终端及配套装置、耐张及分支杆引线布置、线路标识及警示装置、架空线路分册应用说明等设计内容。

### **5.2.3.8 10kV 电缆线路设计标准**

10kV 电缆线路设计应参照《2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 电缆分册）》的规定。

10kV 电力电缆线路的设计范围包括电缆本体、附件与相关的建（构）筑物、排水、消防和火灾报警系统等设计。

## 5.3 配电网设备运行维护技术标准

### 5.3.1 设备选型技术原则

(1) 配电网设备的选择应遵循设备全寿命周期管理的理念，坚持安全可靠、经济实用的原则，采用技术成熟、少（免）维护、低损耗、节能环保、具备可扩展功能的设备，所选设备应通过入网检测。

(2) 配电网设备应根据供电区域的类型差异化选配。在供电可靠性要求较高、环境条件恶劣（盐雾、污秽严重等）及灾害多发的区域，宜适当提高设备的配置标准。

(3) 配电网设备应有较强的适应性。变压器容量、导线截面、开关遮断容量应留有合理裕度，保证设备在负荷波动或转供时满足运行要求。

(4) 江苏省配电网设备选型应符合《Q/GDW\_1738-2012 配电网规划设计技术导则》的规定。

### 5.3.2 设备检修试验技术标准

#### 5.3.2.1 35kV~110kV 变电设备、输电线路检修试验工作原则

(1) 检修试验工作是电力设备技术监督工作的基本要求，在设备的维护检修工作中必须坚持预防为主，积极地对设备开展检修试验等维护工作，使其能长期安全、经济运行。

(2) 在运设备的维护检修和试验项目应符合《Q/GQW1168-2013 国网公司输变电设备状态检修试验规程》的规定。检修规程内未包含的电力设备，其维护检修项目按制造厂规定执行。如厂家说明书中规定的维护检修和试验周期长于检修试验规程的规定，可按厂家要求的周期执行。

(3) 设备进行维护检修时，检查结果应与该设备历次检查结果和同类设备的检查结果相比较，进行全面分析和判断，根据变化规律和趋势，作出正确结论。

(4) 江苏配电网在运设备的维护检修和试验项目应符合相应电力设备国标、行标有关要求。

#### 5.3.2.2 20kV 及以下配电设备及线路检修预试工作原则

(1) 20kV 及以下配网的运行维护应符合《Q/GDW 1519-2014 配电网运维

规程》、《Q/GDW 1643-2015 配网设备状态检修试验规程》的规定，做好配电线路、设备及设施的巡视、检测、维护等运行技术管理等工作。

(2) 配电线路、设备及设施应根据运行分析结果、状态检修的要求或特殊工作需求（如保供电），有针对性地对设备进行预防性试验，试验周期、项目及要求应参考架空配电线路及设备运行规程、电缆运行规程、技术标准、工作标准、设备生产厂家提出的其他检修要求和注意事项执行，并做好相关试验的记录。

(3) 应开展设备运维策略及管控机制建设，开展配电线路及设备状态评价和重要性评估，逐步实现配电设备差异化管理，具体要求应符合《Q/GDW 1519-2014 配电网运维规程》、《Q/GDW 1643-2015 配网设备状态检修试验规程》、《Q/GDW 644-2011 配网设备状态检修导则》、《Q/GDW 645-2011 配网设备状态评价导则》的规定。

### **5.3.3 设备巡视技术标准**

#### **5.3.3.1 35kV~110kV 变电站巡视**

35kV~110kV 变电站巡视内容应符合《GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准》、《DL 408-91 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）》的规定。

#### **5.3.3.2 35kV~110kV 输电线路巡视**

(1) 各配电网运营企业应制定输电线路巡视工作规范，明确设备巡视周期、方式（手段和工具）、性质和项目。35kV~110kV 输电线路巡视内容应符合《DL/T 741-2010 架空输电线路运行规程》、《Q/GDW 512-2010 电力电缆线路运行规程》的规定。

(2) 运维单位应根据规范要求编制巡视检查工作计划。

(3) 线路巡视分为日常巡视和特殊巡视。日常巡视应周期性开展，宜推广无人机巡线。

(4) 遇有下列情况，应开展特殊巡视：架空线路在发生故障后；在气候剧烈变化、自然灾害、外力影响、异常运行和其他特殊情况时；电网安全稳定有特殊运行要求时。

### 5.3.3.3 20kV 及以下配电设备及线路巡视

(1) 运维单位应结合配电网设备、设施运行状况和气候、环境变化情况以及上级运维管理部门的要求，编制计划、合理安排，开展标准化巡视工作。

(2) 20kV 及以下配电设备及线路巡视内容应符合《Q/GDW 1519-2014 配电网运维规程》的规定。

(3) 配电线路、设备及设施的巡视分为定期巡视、特殊巡视、夜间巡视、故障巡视及监察巡视。

(4) 定期巡视是由配电网运行人员进行，以掌握设备设施的运行状况、运行环境变化情况为目的，及时发现缺陷和威胁配电网安全运行情况的巡视。

(5) 特殊巡视是在有外力破坏可能、恶劣气象条件（如大风、暴雨、覆冰、高温等）、重要保电任务、设备带缺陷运行或其它特殊情况下由运维单位组织对设备进行的全部或部分巡视。

(6) 夜间巡视是在负荷高峰或雾天的夜间由运维单位组织进行，主要检查连接点有无过热、打火现象，绝缘子表面有无闪络等的巡视；

(7) 故障巡视是由运维单位组织进行，以查明线路发生故障的地点和原因为目的的巡视；

(8) 监察巡视是由管理人员组织进行的巡视工作，了解线路及设备状况，检查、指导巡视人员的工作。

### 5.3.4 设备退运技术标准

#### 5.3.4.1 总则

(1) 因设备主要功能无法满足使用需要或因增容改造、抗短路能力不足、故障损坏、环保超标、能效超标、维护成本高、技术更新、迁移等情况而退出现役位置运行的 35kV~110kV 输变电、20kV 及以下配电生产设备，应作为退运设备退出运行。

#### 5.3.4.2 退役标准

(1) 35kV~110kV 变电一次设备退运应符合《DL/T596-1996 电力设备预防性试验规程》的规定。标准适用于江苏省增量配电网 10kV~35kV 电抗器、退

运 10kV~35kV 电容器、退运 10kV 及以上高压开关柜、退运 35kV~110kV 避雷器、退运 35kV~110kV 电磁式电压互感器、退运 35kV~110kV 电力变压器、退运 35kV~110kV 电流互感器、退运 35kV~110kV 电容式电压互感器、退运 35kV~110kV 隔离开关、退运 SF6 气体绝缘组合电器、退运瓷柱式断路器、退运消弧成套装置、退运小电阻接地装置退运工作；

(2) 35kV~110kV 线路设备退役无具体执行标准，按照全寿命周期要求通过资产管理单位综合评估确定；

(3) 20kV 及以下配电设备及线路退运应符合《Q/GDW 1519-2014 配电网运维规程》的规定。

### **5.3.5 设备缺陷管理标准**

#### **5.3.5.1 总则**

35kV~110kV 输变电设备缺陷定级应符合《国家电网公司电网设备缺陷管理规定》（国网（运检/3）297-2014）的规定。

20kV 及以下配电设备及线路缺陷定级应符合《Q/GDW745-2012 配电网设备缺陷分类标准》的规定。

#### **5.3.5.2 分级及处理要求**

设备缺陷按照对电网运行的影响程度，分为危急、严重和一般三类。缺陷处理时限为：危急缺陷处理时限不超 24 小时；严重缺陷处理时限不超一个月；需停电处理的一般缺陷处理时限不超过一个例行试验检修周期，可不停电处理的一般缺陷处理时限原则上不超过三个月。

#### **5.3.5.3 记录**

运维单位应建立详细、准确的设备缺陷信息档案，并定期开展缺陷分析。

#### **5.3.5.4 处理**

各配电网运营企业应制定设备缺陷管理办法，明确设备缺陷处理流程，并将设备缺陷处置情况纳入运维单位的绩效考核。

### 5.3.6 电压及无功管理

(1) 电力配电网运营企业应按照《供电监管办法》（电监会 27 号令）规定设置电压监测点，监测点电压每月抄录或采集一次。电压监测点宜按出线首末成对设置。

(2) 对于有以下情况的，应及时测量电压：1) 更换或新装配电变压器；2) 配电变压器分接头调整后；3) 投入较大负荷；（4）三相电压不平衡，损坏用电设备；5) 用户反映电压不正常。当用户电压超过规定范围应根据《Q/GDW 1519-2014 配电网运维规程》采取措施进行治理。

### 5.3.7 防灾减灾

#### 5.3.7.1 防风

(1) 110kV 及以下架空输电线路的防风设计应符合《Q/GDW179-2008 110kV~750kV 架空输电线路设计技术规定》、《Q/GDW180-2008 66kV 及以下架空电力线路设计规范》的规定。

(2) 台风来临前，在保证安全的情况下加强台风前的特殊巡查，发现隐患要及时处理，主要是清理线路保护区内的漂浮物、高杆植物、临时棚架类建筑物、农用地膜、彩带、宣传标语等，并应检查、紧固拉线，加固杆塔基础。

#### 5.3.7.2 防雷

(1) 应做好多雷区、强雷区线路及设备的运行分析，采用防雷新技术、新方法，逐步降低跳闸率，减少永久故障的发生。110kV 架空电力线路的防雷设计、运维等应符合《Q/GDW 11452-2015 架空输电线路防雷导则》的规定。35kV 及以下架空电力线路和设备应符合《GB/T 50064-2014 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》、《GB/T50065 交流电气装置的接地设计规范》、《DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》、《DL/T 621 交流电器装置的接地》、《DL/T 1292 配电网架空绝缘线路雷击断线防护导则》的规定。

(2) 20kV 及以下电网防雷应加强配网防雷运行管理，强化雷击故障调查分析，采取综合防雷措施（包括使用避雷器、安装放电间隙、增设耦合地线等手段），进行差异化防雷治理。

(3) 在每年雷雨季节来临前，应对多雷区、强雷区段的避雷装置进行巡检，雷雨季节过后，组织开展雷电监测系统数据分析和雷击故障统计分析工作，掌握雷电活动时空分布规律和雷击故障特点，每 3 年统一修订雷区分布图。

### 5.3.7.3 防冰

(1) 架空电力线路防冰工作要保证主干电网安全稳定，保证涉及民生的重要用户安全供电，保证所辖区域安全供电，杜绝在覆冰现场处置过程中发生人身死亡事故。

(2) 运维单位应加强沿线气象环境资料的调研收集，建设观冰站（点）、自动气象站，安装气象在线监测装置，并按照气象监测工作要求，组织开展气象观测工作，掌握特殊地形、特殊气候区域的资料，每 3 年统一修订舞动区分布图、冰区分布图。

(3) 运维单位应利用覆冰预测预警系统开展线路覆冰气候、形势、厚度自动化预报和冰情监测，及时掌握线路覆冰情况，发布预警信息。各线路运检单位应按照冰情预报、预警信息做好抗冰、融冰准备工作。

(4) 运维单位应组织开展覆冰舞动故障分析工作，掌握覆冰舞动规律和故障特点。线路运检单位根据舞动区分布图开展差异化防舞动治理。输电运维班应加强防舞效果的观测和防舞装置的维护。

(5) 运维单位应在覆冰季节前对线路做全面检查，落实除冰、融冰和防舞动措施。线路覆冰后，对线路覆冰、舞动重点区段的导地线线夹出口处、绝缘子锁紧销及相关金具进行检查和消缺，及时校核和调整导地线弧垂。

(6) 运维单位应根据覆冰厚度和天气情况，对导地线采取融冰、除冰等措施以减少导地线覆冰。

(7) 运维单位应结合冰区分布图，对设计冰厚取值偏低、抗冰能力弱而又未采取防冰措施的线路进行改造。

### 5.3.7.4 防洪防涝

(1) 为防止电力设施遭受水浸引发设施损坏或停电事件，提高电力设施防御洪涝灾害的能力，配电网运营企业应积极按要求开展配电设施防洪防涝设计、改造、运行维护、制定相关预案及措施、应急抢修等工作。

(2) 运维单位落实防汛工作责任制，建立健全年度防汛组织机构，编制防汛应对处置预案。各级运维单位根据实际情况，成立抗洪抢险队、物资和后勤保障组等组织机构，明确各级防汛岗位责任。

(3) 运维单位修编完善年度防汛工作手册，按要求开展汛前检查、隐患治理、汛期值班、汛期巡查、信息报送等工作。

(4) 运维单位组织防汛工作手册学习，开展防汛应急预案演练。

### **5.3.7.5 防树障**

(1) 配电网运营企业应加大对电力线路保护区内树线矛盾隐患治理力度，及时清理、修剪线路防护区内影响线路安全的树障，加强治理保护区外树竹本身高度大于其与线路之间水平距离的树木安全隐患。注重天气变化前及时清理周边建筑物、道路两侧易被风卷起的树木断枝。

(2) 运维单位应在每年 11 月底前将树枝修剪工作安排和相关事项要求等书面通知各级园林部门、相应管理部门（如公路管理单位、物业等）和业主，并积极配合做好修剪工作。

(3) 对未按要求进行树枝修剪的单位和个人应及时向政府电力行政管理部门或政府有关部门汇报。

(4) 促请地方政府将电力通道以及预留电力通道规划纳入城市绿化规划。电力线路通道尽量规划在空旷地带，对电力线路下的道路绿化带，应保证树木自然生长最终高度与架空线路的距离符合安全距离的要求。

### **5.3.7.6 防山火**

(1) 配电网运营企业应建立健全防山火应急预案，并对线路定期开展山火隐患点特巡特维工作，对隐患点杆塔附近的易燃杂草进行清除，对线路附近可能进行祭祀、烧荒、燃放孔明灯及堆放易燃物的地点装设警示牌等。

(2) 配电网运营企业应加强与政府各级防火管理机构的联系，充分与沿线当地消防、公安、林业部门等方面进行沟通，与当地林业部门签定联动协议，互相通报火情，共享火情信息。

(3) 运维单位应在线路所经的山火易发区设立明显警示标识并安装防护装置，必要时安装视频监视系统。



(4) 运维单位应定期开展防山火宣传，在山火易发时段及清明节前后等特殊时期，应加强线路巡视，对线路走廊内的杂草、树木、易燃易爆物品等及时进行清理，并对重点防火地段派人值守，必要时可加装视频监控等设施。

### 5.3.7.7 防污闪

(1) 配电网运营企业应做好配电线路防污闪工作，定期开展污区分布图绘制修订、设备状态评价、爬距复核、调爬、覆涂防污闪涂料、污秽度测量、巡视及清扫等工作。

(2) 防治线路污闪工作目标：不发生大面积电网污闪停电事件。

(3) 运维单位应根据新建线路情况及污源变化等及时调整污秽监测点。

(4) 运维单位应每年进行污秽监测点绝缘子的污秽测量，结合沿线污源变化和污秽测量数据，每3年统一修订污区分布图；各级运维单位依据修订的污区分布图及时开展外绝缘校核。

(5) 线路的外绝缘配置应不低于所处地区污秽等级所对应的爬电比距上限值，对不满足要求的应采取喷涂防污闪涂料、更换复合绝缘子、调爬等措施进行改造。运维单位应定期开展复合绝缘子电气、机械抽样检测试验。应加强零值、低值瓷绝缘子的检测，及时更换自爆玻璃绝缘子及零、低值瓷绝缘子。未喷涂防污闪涂料的瓷、玻璃绝缘子应结合停电检修做好清扫；必要时对已喷涂防污闪涂料的瓷、玻璃绝缘子开展憎水性检查。

(6) 10kV及以上输配电架空线路防污工作应按照《Q/GDW 152-2006 电力系统污区分级与外绝缘选择标准》执行。

### 5.3.8 台账管理

生产运行的输电、变电、配电、计量、通信、自动化、信息等设备均应建立设备台账，进行全过程管理。设备台账规范用于规范各个专业设备台账管理，明确功能位置与设备、设施层次结构关系，台账录入过程中需与设备（设施）类别规范、基本信息规范、技术参数规范配合使用，每个功能位置（设备）所关联的类别及需填写的基本信息和技术参数都需满足对应规范要求。

## 5.4 配电网调度技术标准

(1) 调控机构坚持公平、公正、公开原则，接受电力监管机构监管，遵循国家及行业现行法律法规、标准、规范，保障电力系统安全、优质、经济、节能、环保运行。

(2) 电力系统运行实行统一调度、分级管理的原则。增量区域配电网应服从电网统一调度，任何单位和个人不得非法干预电力调度工作。各级调控机构按照调度管辖范围实施调度管理工作，管辖范围内的发、输、变、配、用电及基建单位，必须服从调控机构的调度。

(3) 区域配电网调控管理、并网管理、运行方式、无功电压管理、新能源发电、继电保护、自动化和通信等专业管理应参照《江苏电力系统配电网调控规程》（苏电调〔2016〕293号）、《江苏电网地区电力系统调度规程》（苏电调〔2015〕346号）。从事配电网的调度人员均应掌握并遵守上一级电网的调度规程和本区域配电网的调度规程，上岗前须经考试合格。

(4) 区域配电网的调度规程如与国家的管理要求和技术标准有矛盾时，按国家规定执行。

### 5.4.1 调度运行

(1) 配电网调控管理的任务是组织、指挥、指导和协调所辖配电网系统的运行，依法对所辖配电网实施调控管理，指挥配电网运行操作和事故处理，履行下列基本职责：使整个配电网安全运行和连续供电，保证供电使配电网的电能质量符合国家规定的标准；合理调整运行方式，使配电网最大限度地满足安全、可靠、经济运行的要求；充分发挥电网内发、输、供电设备能力，最大限度地满足用电需求。

(2) 依据国家有关法律、法规、政策及有关合同或协议，维护发电、供电、用电等各相关方的合法权益，同时按照电力市场调度营运规则，保障电力市场营运秩序。

(3) 配电网调控机构，必须实行统一调度、分级管理的原则，必须严格遵守调度纪律，并网管理、运行管理、应急管理应参照《江苏电力系统配电网调

控规程》（苏电调〔2016〕293号）、《江苏电网地区电力系统调度规程》（苏电调〔2015〕346号）的规定，保证人员、设备的安全。

#### **5.4.2 运行方式技术要求**

为确保配电网的供电可靠性，具备双电源进线的变电站、开关站、配电室和环网柜可配置必要的备自投装置。备自投装置应满足以下技术要求：

（1）110kV 备自投装置应包括：母线失压自投功能、线路自投功能、远方自投功能、故障后加速功能和过负荷闭锁功能，具体的技术要求应符合《DL/T 584-2007 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》的规定。

（2）10kV~35kV 备自投装置应包括：母线失压自投功能、备用主变自投功能、联跳地区电源联网线功能、自投后主变过流减载功能、故障后加速功能和过负荷闭锁功能，具体的技术要求应符合《DL/T 584-2007 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》、《江苏电网配电网继电保护配置及整定规范（试行）》（苏电调〔2013〕2122号）的规定。

#### **5.4.3 新能源发电**

##### **5.4.3.1 新能源发电类别**

本技术规范纲要所涉及新能源发电是指接入 110kV 及以下配电网的风电场、光伏电站及分布式光伏等分布式电源，其它类型的新能源发电参照执行。

##### **5.4.3.2 并网调度运行**

（1）新能源应严格遵守国家法律法规、国家标准、行业标准及所在电网的电力调度规程，满足电网安全稳定运行，接受政府电力监管。

（2）新能源发电涉及电网安全稳定运行的一、二次系统设施，应按批准的要求同步规划、设计、建设和投产，并经相关管理部门验收合格，满足国家有关规定和安全性评价要求。

（3）在保证电力系统安全稳定运行和电力供应的前提下，电网调控机构应综合考虑系统运行要求，按照优先调度新能源的原则，编制新能源发电计划，并及时向新能源通报，优先安排新能源机组发电。

(4) 新能源电源发电、运行维护应服从电网调度部门的统一调度，遵守调度纪律，严格执行电网调度部门制定的有关规程、规定和并网调度协议约定条款，执行调度运行技术要求，接受电网管理部门的安全监督和技术监督。

(5) 10kV 及以上新能源发电在机组并网调试前，地级调控机构负责与非统调发电企业签订并网调度协议，明确协议各方权责、义务和调度运行管理约定。严禁发电企业无核准手续并网、无并网调度协议并网、无购售电合同并网。

(6) 分布式新能源发电应满足有关发电、供电质量要求，运行管理应满足有关技术、管理规定和规程规范要求。

### **5.4.3.3 并网技术规范**

(1) 接入配电网的风电场，其有功功率控制、风电功率预测、无功补偿、电压控制、低电压穿越能力、运行适应性、电能质量、仿真模型和参数、二次系统、并网检测等技术要求应符合《GB/T 19963-2011 风电场接入电力系统技术规定》的规定，配置相应设备和装置。

(2) 接入配电网的光伏发电站，其有功功率控制、光电功率预测、无功补偿、电压控制、防孤岛、低电压穿越、运行适应性、电能质量、仿真模型和参数、二次系统、并网检测等技术要求应符合《GB /T19964-2012 光伏发电站接入电力系统技术规定》的规定，配置相应设备和装置。

(3) 接入配电网的分布式光伏发电系统，其功率控制和电压调节、启停、运行适应性、电能质量、防孤岛、安全与保护、通信、电能计量和并网检测等技术标准应符合《GB/T29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定》的规定，配置相应设备和装置。

## **5.4.4 继电保护技术要求**

### **5.4.4.1 整体原则**

(1) 继电保护装置配置选型遵循国家及行业现行法律法规、标准、规范，结合当前的电网装备技术水平、运行经验和管理要求，以确保电网安全稳定运行为原则，选用“安全可靠、性能优良、经济合理、节能环保”的设备。

(2) 继电保护的配置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

(3) 继电保护装置的选型、安装、运维、检修等应服从相应调控机构的管

理，应符合《Q/GDW-10-J027-2002 江苏电网继电保护配置选型导则》、《DL/T 478-2013 继电保护和安全自动装置通用技术条件》及《江苏电力系统配电网调控规程》（苏电调〔2016〕293号）、《江苏电网地区电力系统调度规程》（苏电调〔2015〕346号）的规定。

（4）各电压等级的继电保护装置，应经国家级质量检验检测中心动态模拟试验、电磁兼容试验、绝缘试验、机械性能试验以及型式试验等检验，确认其技术性能指标符合国家及行业相关标准，并符合本标准的相关要求。

#### **5.4.4.2 继电保护整定计算要求**

（1）继电保护整定计算范围原则上与调度管辖（含代管）范围一致，特殊情况按调管范围由相应调控机构书面明确。用户厂站内调度所辖设备的保护定值由相应管辖调控机构负责整定，调度负责下达用户管辖范围内需与调度管辖的保护相配合的有关设备的保护整定限额。用户自行负责管辖范围内有关设备的保护整定计算，同时应满足调控机构下达的有关限额要求。厂站自行整定的保护定值应满足调控机构的定值配合要求。

（2）新建、扩建或改建工程若需进行保护装置定值计算或调整，工程管理部门应根据工程项目建设进度按规定时间（新建、扩建工程投产前3个月，改建工程投产前一个月）向相应调控机构提交定值申请，内容包括相关的工程项目、竣工投产的计划时间等，并报送相应调控机构整定计算所需的技术参数、资料。资料的准确性直接关系到计算的正确性，进而影响到系统运行的安全。如出现上报资料错报、漏报、延报而导致工程延误或影响系统的安全，报送单位应承担相应责任。

（3）110kV及以下电压等级的变电站，其整定计算应符合《DL/T 584-2007 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》、《江苏电网配电网继电保护配置及整定规范（试行）》（苏电调〔2013〕2122号）的规定。

#### **5.4.4.3 继电保护运行要求**

（1）继电保护装置是保证系统安全稳定运行、保护电力设备安全的主要装置，是电力系统整体不可缺少的重要组成部分，电力系统各有关单位必须认真执行保护装置运行管理的有关规程、规定，服从相应调控机构的管理。

(2) 任何带电设备不允许无保护运行。运行中设备继电保护的投退应经相应调度许可。设备运行维护单位应及时编制、修编继电保护装置现场运行规程，并报相应专业管理部门。运行人员应严格按现场运行规程进行具体操作。继电保护运行应参照《江苏电力系统配电网调控规程》（苏电调〔2016〕293号）、《江苏电网地区电力系统调度规程》（苏电调〔2015〕346号）。

#### **5.4.4.4 继电保护选型要求**

(1) 继电保护装置的配置选型总体应符合《DL/T 478-2013 继电保护和安全自动装置通用技术条件》、《Q/GDW-10-J027-2002 江苏电网继电保护配置选型导则》的规定。

(2) 110kV 及以下电压等级线路保护应符合《Q/GDW 10766-2015 10kV~110（66）kV 线路保护及辅助装置标准化设计规范》的规定，110kV 及以下电压等级元件保护应符合《Q/GDW 10767-2015 10kV~110（66）kV 元件保护及辅助装置标准化设计规范》的规定，继电保护信息系统应符合《Q/GDW 11010-2015 继电保护信息规范》、《DL/T 667-1999 继电保护设备信息接口配套标准》、《DL/T 1146-2009 DLT860 实施技术规范》的规定，小电流接地选线装置应符合《Q/GDW 369-2009 小电流接地系统单相接地故障选线装置技术规范》。

#### **5.4.4.5 继电保护装置检验要求**

(1) 继电保护装置检验用仪器、仪表的准确级及技术特性应符合《DL/T 624-2010 继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。微机型继电保护装置的检验，应充分利用其“自检”功能，着重检验“自检”功能无法检测的项目。继电保护装置检验应符合《Q/GDW 11498.1-2016 110kV 及以下继电保护装置检测规范第 1 部分：通用性能测试》、《Q/GDW 11498.2-2016 110kV 及以下继电保护装置检测规范第 2 部分：继电保护装置专用功能测试》和《Q/GDW 11498.3-2016 110kV 及以下继电保护装置检测规范第 3 部分：继电保护装置动态模拟测试》的规定。

(2) 110kV 及以下电压等级继电保护装置检验应符合《DL/T 624-2010 继电保护微机型试验装置技术条件》的规定，继电保护信息系统检验应符合《GB/T 50976-2014 继电保护及二次回路安装及验收规范》的规定，故障录波装置检验应参照《江苏电网故障录波器联网系统运行管理工作规范（试行）》（苏电调〔2017〕

34 号) 的规定。

#### **5.4.4.6 继电保护装置及回路反事故措施要求**

新建、扩建和大修技改等工程均应符合《Q/GDW 10-155-2015-20608 故障录波反事故措施管理标准》的规定。现有电厂、变电站已投入运行的继电保护装置，凡严重威胁安全运行的必须立即改进，其它可分轻重缓急有计划地予以更新或改造。不满足要求的应结合设备大修加速更换，而对不满足上述要求又不能更改的，由设计、制造和运行等单位共同研究、解决。

#### **5.4.5 自动化技术要求**

##### **5.4.5.1 调度自动化主站技术要求**

调度自动化主站应满足主网、配网调度运行监控和电网分析决策的要求。以配电网为主要监控对象的调度自动化主站，宜参考《Q/GDW 1680.1-2014 智能电网调度控制系统第 1 部分：体系架构及总体要求》、《DL/T814-2013 配电自动化系统技术规范》的技术要求，符合实时性、可靠性、开放性、安全性的总体原则，具体原则如下：

(1) 配电主站应构建在标准、通用的软硬件基础平台上，具备可靠性、可用性、扩展性和安全性。根据各地区（城市）的配电网规模、重要性要求、配电自动化应用基础等情况，合理选择和配置软硬件。

(2) 主站的关键设备应采用双机、双网冗余配置，满足可靠性和系统性能指标要求，应具备安全的供电电源保障。

(3) 服务器应采用安全加固操作系统，满足相关技术标准和规范要求，在硬件技术条件满足应用需求的前提下，应优先采用国产设备。

(4) 配电自动化系统应遵循 IEC 61968 标准，配电自动化系统信息交互应符合电力企业整体信息集成交互构架体系。信息交互应遵循图形、模型、数据来源及维护的唯一性原则和设备编码的统一性原则。

##### **5.4.5.2 变电站自动化技术要求**

配电网变电站计算机监控系统应跟随变电站自动化技术的发展，适应 110kV 及以下变电站建设、运行的需要，遵循安全可靠、技术适度超前、经济合理、符合国情的原则，采用开放性、可扩充性、抗干扰性强、有运行业绩的成熟可靠产

品，应满足江苏省电力调度自动化系统总体规划的要求，并充分考虑和满足变电站集中控制、无人值班的运行需求。

变电站计算机监控系统的建设应遵循如下原则：

(1) 提高变电站安全生产水平、技术管理水平和供电质量；

(2) 使变电站运行简单可靠，提高资源共享度，降低造价，提高系统综合效益。为规范二次设备之间交换数据、配置文件和系统集成标准，实现变电站保护、测控、远动装置等智能电气设备的互操作性，实现一次设备智能化、二次设备网络化、运行管理自动化，全面提升变电站运行管理的自动化水平，实现全站信息共享，降低变电站建设和维护成本，监控系统的建设应以信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为目标，采用 DL/T860 标准和分层分布式架构，以满足智能电网对变电站的基本要求，为将来扩展高级功能、建设更高一级的智能化变电站奠定基础。

110kV 及以下电压等级的变电站计算机监控系统的系统架构、硬件设备、软件功能和上送电网企业调控机构的信息，宜参考《Q/GDW 678-2011 智能变电站一体化监控系统功能规范》、《Q/GDW 679-2011 智能变电站一体化监控系统建设技术规范》的技术要求，参照《江苏电网 35kV~220kV 变电站自动化系统技术规范》（苏电调〔2017〕246 号）的规定。

20kV 及以下的中压开关站和配电站，应按照《Q/GDW 625-2011 配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》的技术要求配置自动化设备。

#### 5.4.5.3 电力监控系统安全防护要求

电力监控系统安全防护工作应当落实国家信息安全等级保护制度，按照国家信息安全等级保护的有关要求，严格遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，应符合《电力监控系统安全防护规定》（发改委〔2014〕14 号令）、《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）的规定，保障电力监控系统的安全。具体原则如下：

(1) 配电网内部基于计算机和网络技术的业务系统，应当划分为生产控制大区和管理信息大区。生产控制大区可以分为控制区（安全区 I）和非控制区（安全区 II）；在满足安全防护总体原则的前提下，可以根据业务系统实际情况，简



化安全区的设置，但是应当避免形成不同安全区的纵向交叉联接。

(2) 电力调度数据网应当在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与电力企业其它数据网及外部公用数据网的安全隔离。电力调度数据网划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接控制区和非控制区。

(3) 如果生产控制大区个别业务系统或其功能模块（或子系统）需使用公网通信网络、无线通信网络以及处于非可控状态下的网络设备与终端等进行通信，其安全防护水平低于生产控制大区内其他系统时，应设立安全接入区。

(4) 在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置。生产控制大区内部的安全区之间应当采用具有访问控制功能的设备、防火墙或者相当功能的设施，实现逻辑隔离。安全接入区与生产控制大区中其他部分的联接处必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置。

(5) 在生产控制大区与广域网的纵向联接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关及相应设施。

(6) 安全区边界应当采取必要的安全防护措施，禁止任何穿越生产控制大区和管理信息大区之间边界的通用网络服务。生产控制大区中的业务系统应当具有高安全性和高可靠性，禁止采用安全风险高的通用网络服务功能。

(7) 依照电力调度管理体制建立基于公钥技术的分布式电力调度数字证书及安全标签，生产控制大区中的重要业务系统应当采用认证加密机制。

(8) 电力监控系统在设备选型及配置时，应当禁止选用经国家相关部门检测认定并经国家能源局通报存在漏洞和风险的系统及设备。对于已经投入运行的系统及设备，应当按照国家能源局及派出机构的要求及时进行整改，同时应当加强相关系统及设备的运行管理和安全防护。生产控制大区中除安全接入区外，应当禁止选用具有无线通信功能的设备。

(9) 配电网调度自动化系统与本级调度自动化或其他系统通信是应当采用逻辑合理防护措施，保证调度自动化系统安全。

(10) 无论采用何种通信方式，自动化系统主站至少前置机应采用经国家指定部门认证的安全加固的操作系统，并采取严格的访问控制措施。

(11) 在前置机应当配置安全模块，对控制命令和参数甚至指令进行签名操

作，实现子站对主站的身份鉴别与报文完整性保护；对重要子站及终端的通信可以采用双向认证加密，实现主站与子站间的双向身份鉴别，确保报文机密性和完整性。对于采用公网作为通信信道的前置机，公网前置机属于安全接入区，必须采用电力专用的正反向隔离装置与自动化系统进行隔离。

#### 5.4.5.4 通信规约技术要求

(1) 配电自动化终端接入至相关调控机构的调度自动化主站，优先采用无线专网或者光纤专网通信方式，通信规约应优先符合《DL/T 634.5104-2009 远动设备及系统》的规定。

(2) 110kV 及以下电压等级的变电站，应符合《DL/T 634.5104-2009 远动设备及系统》的规定，通信规约要求接入至相关调控机构的调度自动化主站。

(3) 配电网调度自动化主站，应根据调度业务需要与当地电网调度自动化主站交换变电站、配电自动化终端、配电网调度自动化主站等关键实时监控信息，通信规约应符合《DL/T 476-2012 电力系统实时数据通信应用层协议》的规定，与当地电网相关调控机构的调度自动化主站进行数据通信。

#### 5.4.6 通信技术要求

##### 5.4.6.1 业务承载要求

(1) 通信网是电网的重要组成部分，是电网安全稳定运行、智能化、信息化的基础支撑平台。通信网主要包括电力光缆、光通信网、数据网、语音交换系统、卫星通信系统、无线通信、电力载波、数字同步网、时间同步系统、通信技术支持系统、通信电源等及相应的辅助系统。通信网应遵循“统一规划、统一标准、网络互联、资源共享”的原则，统筹考虑各类业务发展要求。

(2) 通信网承载的 35kV 及以上配电网业务主要包括生产控制大区和管理信息大区业务。生产控制大区安全 I 区业务由电力通信专网专线通道及调度数据网安全 I 区专用通道承载，生产控制大区安全 II 区业务由电力通信专网专线通道及调度数据网安全 II 区专用通道承载；管理信息大区业务由电力通信专网专线通道及综合数据网独立通道承载。

(3) 通信网承载的 35kV 以下配电网业务主要包括配电自动化、计量自动化（包括配变监测、大用户负控、低压集抄）及智能配电领域发展的其他各类业

务。

(4) 各类业务在接入通信网时，应符合《电力监控系统安全防护规定》(发改委〔2014〕14 号令)、《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36 号)的规定。

#### 5.4.6.2 光缆技术要求

(1) 配电网光缆应与配电网线路同步规划、同步建设，相关技术及配置要求应符合《Q/GDW 11358-2014 电力通信网规划设计技术导则》的规定。

(2) 调控机构、35kV 及以上变电站应具备不少于 2 条独立的光缆路由。

(3) 配电网光缆宜采用“手拉手”或环状拓扑结构，形成通道自愈保护，满足“N-1”可靠性要求。光缆纤芯数量应不少于 24 芯，采用 G.652 光纤。

(4) 110kV 新建架空线路应采用光纤复合架空地线光缆(OPGW)；35kV 及以下架空线路宜采用全介质自承式光缆(ADSS)、光纤复合相线光缆(OPPC)；沟(管、隧)道线路采用非金属管道光缆，并穿管敷设。优先选择电缆管沟敷设光缆，电缆管沟内光缆应与电缆分别布置，有效隔离，电缆管沟内(含穿越市政管道)的光缆应采用塑料子管进行保护。

#### 5.4.6.3 通信网络技术要求

(1) 通信网应以配电网生产、管理业务为基础，以“广域覆盖、高速宽带、安全可靠、适度超前、技术先进”为目标开展建设。根据业务需求建设相应的光通信网、调度数据网、综合数据网、电力载波、时间同步系统、通信电源等及相应的辅助设施。

(2) 光通信网络技术要求应符合及《Q/GDW 1807-2012 终端通信接入网工程典型设计规范》的规定。数据网络技术要求应符合《Q/GDW 11342-2014 数据业务接入网络技术要求》的规定。时间同步系统设备技术要求应符合《Q/GDW 11358-2014 电力通信网规划设计技术导则》的规定。通信电源技术要求应符合《YD/T 1184-2002 接入网电源技术要求》的规定。选用电力载波通信技术时，技术要求应符合《Q/GDW 1807-2012 终端通信接入网工程典型设计规范》的规定。

(3) 35kV 及以上变电站应具备至少两条光通信传输路由，以满足电网安全

生产需要。

(4) 35kV 及以上配电网通信设备配置应符合《Q/GDW 11358-2014 电力通信网规划设计技术导则》的规定。

(5) 35kV 以下配电通信网络应根据配电自动化“三遥”终端、智能分布式配电终端和计量终端等建设情况确定配电通信网络建设规模。通信网络接入设备优先采用工业以太网技术、无源光网络（EPON）技术。工业以太网技术要求应符合《DL/T 1241-2013 电力工业以太网交换机技术规范》的规定；无源光网络（EPON）技术要求应符合《Q/GDW 1553.1-2014 电力以太网无源光网络（EPON）系统第 1 部分：技术条件》的规定。采用工业以太网技术时，宜采用环形拓扑结构形成通道自愈保护。采用 EPON 技术时，宜采用“手拉手”拓扑结构形成通道自愈保护。采用电力载波技术时，技术要求应符合《Q/GDW 1807-2012 终端通信接入网工程典型设计规范》的规定。

#### 5.4.6.4 无线通信应用技术要求

(1) 可利用无线专网或无线公网通信资源满足配电网各类业务的通信需求，根据业务通道带宽、时延、安全性和可靠性等要求选择不同的通信资源。

(2) 无线通信终端宜采用工业级用户识别卡（SIM），配置静态网络协议（IP）地址。承载控制类业务节点优先采用光纤通信方式或无线专网通信方式，严禁采用无线公网通信方式。

(3) 配电自动化、计量自动化业务终端宜采用标准化、即插即用通信模块，实现不同制式无线通信模块的自由替换。

#### 5.4.6.5 通信网运行要求

(1) 通信网实行“统一调度、分层维护”的管理原则，实行“下级服从上级、局部服从整体、支线服从干线”的调度原则。

(2) 在通信网上新建、扩建、改造时，新接入设备必须与现有通信网实现互联互通，纳入现有通信网的网管系统统一管理，保证通信网络功能的完整性。

(3) 为确保通信网安全稳定运行，通信网管理部门应设置通信调控机构，建立以“通信调度为主线”的运行管理体系。

(4) 通信网管理部门应建立功能完善的通信运行技术支持系统，对所辖通

信网的通信设备运行状况实时监视。

(5) 通信网管理部门应设置专业人员开展通信运行方式、通信检修、通信故障、通信资源等管理工作。

## 5.5 用户服务标准

### 5.5.1 用电服务

#### 5.5.1.1 报装接入

(1) 电力用户供电方案应从供用电的安全、可靠、经济、合理和便于管理的原则出发，满足用户用电需求，并根据用户用电性质、用电容量、用电需求、用户发展规划，结合区域电网规划、当地供电条件等因素，进行经济技术比较，与用户协商后确定。

(2) 业扩配套电网工程、用户受电工程设计，应以经供电方与用户协商确定的供电方案为依据，并按照本标准的相关规定和国家、江苏省颁布的标准、规范以及电力行业标准进行。

(3) 电气设备的选型应执行国家有关技术经济政策，采用安全可靠、技术先进、维护方便（免维护或少维护）、操作简单、节能环保型的电气设备，做到标准化、规范化。禁止使用国家明令淘汰的产品。

(4) 电力用户供电方案编制、供电接入要求、用户受电工程、防雷与接地及用户档案信息化等，可参照《国家电网公司业扩报装管理规则》（国网（营销/3）378-2014）、《国家电网公司业扩供电方案编制导则》（国家电网营销〔2010〕1247号）、《DB32/T1088-2007 电力用户业扩工程技术规范》等相关规定。

#### 5.5.1.2 抄表收费

##### (1) 抄表周期

抄表周期不得超过1个月，居民用户可实行每两个月抄一次表，应考虑单、双月电量平衡。

##### (2) 抄表计划

1) 抄表例日应相对固定。其中：专线用户抄录每月1日零时冻结电量，对无法取得冻结值的，应在每月1日到现场读取零时冻结表码；其他高压用户抄表

时间应安排在每月 25 日以后；低压用户抄表时间统一安排每月 1~15 日，遇法定节假日可适当调整。

2) 存在计费关联的用户，所有的表计必须在同一天抄表。

3) 严格按照抄表例日抄表，并提前把抄表时间告知用户；如变更抄表例日，应提前二个月告知用户。

4) 不得漏抄、估抄。

5) 每月 3 日 24 时前须将参与市场化交易的用户上月抄表数据发送至江苏电力交易中心。

### (3) 电费通知

1) 采用电子账单（电子邮件、手机短信）、纸质账单等多种方式将电费信息通知用户。

2) 电费发行的当天，即形成电费发行数据。自行派发电费通知单的单位，必须在电费发行后的 3 个工作日内送达用户。委托派发电费通知单的，在电费发行的当天把电费发行数据发送到相关单位，并在 3 个工作日内送达用户。电子邮件、手机短信等电子账单应在电费发行后的 2 个工作日内发送。

3) 在电费发行后，如需要更改历史数据的用户，必须通过改单或退补等工作单严格执行相关审批流程，并根据涉及金额的大小划分审核权限。

### (4) 电费收取

1) 应为用户提供多样的电费缴费渠道，如通过银行代扣、网上交费、电话交费、充值卡交费、自助终端交费等多种收费方式。

2) 配电网运营企业作为电费收取主体，应履行代收用电用户政府基金附加费，并按照相关规定交纳政府相关部门。

3) 配电网运营企业必须严格按照国家相关物价标准进行电费收取，并制定电费发行规范。

## 5.5.1.3 用户服务

### (1) 供电营业

配电网运营企业向工商行政管理部门申请领取营业执照，并按照相关条件获得《供电营业许可证》后方可营业。

### (2) 供电服务热线

配电网运营企业应设立供电服务热线，24 小时受理信息查询、业务咨询、服务投诉和电力故障报修。

### （3）故障抢修

1) 配电网运营企业应当建立完善的报修服务制度，公开报修电话，保持电话的畅通，24h 受理供电故障报修。有条件的，应当建立重大故障抢修应急预案，并进行应急演练。

2) 当发生供电故障时，配电网运营企业应当迅速抢修，尽快恢复正常供电。配电网运营企业工作人员到达现场抢修的时限，自接到报修之时起：城区范围不超过 45 分钟；农村地区不超过 90 分钟；特殊边远地区不超过 120 分钟。因天气、交通等特殊原因无法在规定时间内到达现场的，应当向用户做出解释。

### （4）投诉

1) 配电网运营企业应当建立用电投诉处理制度，公开投诉电话。

2) 对用户的投诉，配电网运营企业应当自接到投诉之日起 7 个工作日内提出处理意见并答复用户。

### （5）供电服务信息公开

1) 配电网运营企业应当依照《中华人民共和国政府信息公开条例》(中华人民共和国国务院令第 492 号)、《电力企业信息披露规定》(国家电力监管委员会令第 14 号)、《供电企业信息公开实施办法》(国能监管〔2014〕149 号)主动公开相关信息。

2) 用户因自身生产、生活、科研等特殊需要，向配电网运营企业申请获取信息，配电网运营企业无正当理由的，不得拒绝。

### （6）停电通知

1) 因故需要中止供电时，配电网运营企业应按下列要求事先通知用户或进行公告：

因供电设施计划检修需要停电时，应提前 7 天通知用户或进行公告；

因供电设施临时检修需要停止供电时，应当提前 24 小时通知重要用户或进行公告；

发供电系统发生故障需要停电、限电或者计划限、停电时，应按确定的限电序位进行停电或限电，限电序位应事前公告用户。

2) 除因故中止供电外，需对用户停止供电时，配电网运营企业应按下列程序办理停电手续：

停电前 3 天至 7 天内，将停电通知书送达用户，对重要用户的停电，应将停电通知书报送所辖区域电力管理部门；

在停电前 30 分钟，将停电时间再通知用户一次，方可在通知规定时间实施停电。

#### **5.5.1.4 有序用电**

配电网运营企业及所属用户应支持配合实施有序用电工作，配电网运营企业必须遵循《国家发改委关于印发<有序用电管理办法>的通知》（发改运行〔2011〕832 号）要求。根据电力调控机构下达的指标编制辖区年度有序用电方案，有序用电方案应衔接配合所接入上一级电网企业的有序用电方案，并逐级细化，有序用电措施量指标分配应按照各地区非优先购电用户的负荷占比进行分配。

根据电力主管部门指令，执行有序用电方案编制与报批、预警管理、方案启动、方案实施、监督与检查和统计分析等内容，负责监控辖区用户自觉错峰的执行情况，必要时实行用户强制错峰和线路（地调）强制错峰，执行上一级电网调控机构下达的线路强制错峰指令。

#### **5.5.2 电能计量**

##### **5.5.2.1 设备使用及安装要求**

（1）电能表作为贸易结算用计量器具使用前应当向省级以上人民政府计量行政主管部门授权的计量技术机构申请计量检定。经计量检定合格，并出具计量检定合格证后才可使用。未按照规定申请计量检定、计量检定不合格或者超过计量检定周期的电能表，不得使用。

（2）发生计量纠纷时，当事人可以通过协商或者调解解决。当事人不愿通过协商、调解解决或者协商、调解不成的，可以根据当事人各方的协议向仲裁机构申请仲裁；当事人各方没有达成仲裁协议或者仲裁协议无效的，可以直接向人民法院起诉。仲裁机构或人民法院可以委托省级以上人民政府计量行政主管部门授权的计量技术机构进行仲裁检定。

（3）计量点的设置、计量装置的配置应满足线损统计与分析的基本需要。



10kV 环网线路开环点宜装设双向监测装置；双电源、多电源供电用户应装设两套、多套计量装置。根据线损管理的实际需要，应设置计量点如下：区网关口计量点；变电站内计量点（包括 10kV 馈线关口、站用变和无功补偿装置等）；专用变压器用户计量点；公变计量点；三相低压供电用户计量点；单相低压供电用户计量点。

（4）配电网运营企业应于专变用户现场安装负荷管理终端，实现对专变用户的远程抄表和电能计量设备工况以及用户用电负荷和电能量的监控功能。配电网运营企业应于 10kV 公共变压器现场安装计量监测终端，实现配变供电计量监测和自动化功能。配电网运营企业宜安装低压集中抄表系统设备，实现自动化抄表功能。

（5）配电网运营企业宜建立计量自动化主站，实现对负荷管理终端、计量监测终端及低压集抄系统设备所采集数据的存储和处理。

#### **5.5.2.2 电能表**

（1）单相电能表的型式要求应符合《Q/GDW 1355-2013 单相智能电能表型式规范》规定，技术要求应符合《Q/GDW 1364-2013 单相智能电能表技术规范》规定，功能要求应符合《Q/GDW 1354-2013 智能电能表功能规范》和《Q/GDW 1365-2013 智能电能表信息交换安全认证技术规范》规定。

（2）三相电能表的型式要求应符合《Q/GDW 1356-2013 三相智能电能表型式规范》规定，技术要求应符合《Q/GDW 1827-2013 三相智能电能表技术规范》规定，功能要求应符合《Q/GDW 1354-2013 智能电能表功能规范》和《Q/GDW 1365-2013 智能电能表信息交换安全认证技术规范》规定。

#### **5.5.2.3 互感器**

用于低压三相用户和高供低计用户计量用低压电流互感器的技术要求应符合《Q/GDW 1572-2014 计量用低压电流互感器技术规范》规定。

#### **5.5.2.4 采集终端**

（1）专变用户通过专变采集终端接入电力用户用电信息采集系统，专变采集终端的技术应符合《Q/GDW 1374.1-2013 电力用户用电信息采集系统技术规范 第一部分：专变采集终端技术规范》规定，型式应符合《Q/GDW 1375.1-2013 电

力用户用电信息采集系统型式规范第一部分：专变采集终端型式规范》规定。

(2) 低压单、三相用户通过集中器、采集器等接入电力用户用电信息采集系统，集中抄表终端的技术应符合《Q/GDW 1374.2-2013 电力用户用电信息采集系统技术规范第二部分：集中抄表终端技术规范》，型式应符合《Q/GDW 1375.2-2013 电力用户用电信息采集系统型式规范第二部分：集中器型式规范》、《Q/GDW 1375.3-2013 电力用户用电信息采集系统型式规范第三部分：采集器型式规范》规定。

(3) 用电信息采集系统主站与采集终端之间、采集终端与采集器通过通信单元进行通信，通信单元技术应符合《Q/GDW 1374.3-2013 电力用户用电信息采集系统技术规范第三部分：通信单元技术规范》规定。

(4) 用电信息采集系统主站和专变采集终端、集中器之间通信规约应符合《Q/GDW 1376.1-2013 电力用户用电信息采集系统通信协议第一部分：主站与采集终端通信协议》规定。集中器与本地通信模块接口间数据交换应符合《Q/GDW 1376.2-2013 电力用户用电信息采集系统通信协议第二部分：集中器本地通信模块接口协议》。采集终端与远程主站通信的模块单元的控制和交互应符合《Q/GDW 1376.3-2013 电力用户用电信息采集系统通信协议第三部分：远程通信模块接口协议》规定。

#### **5.5.2.5 计量表箱**

用于 380V 及以下低压费控电能表的箱型成套装置，其结构、功能、技术要求应符合《Q/GDW 11008-2013 低压计量箱技术规范》规定。

#### **5.5.2.6 安装规范**

(1) 关口计量装置配置要求应符合《DB32/T 866-2005 电网关口电能计量装置配置规范》规定

(2) 其它各电压等级用户侧计量装置配置要求应符合《DB32/991-2007 电能计量装置配置规范》规定

(3) 计量装置安装工艺应符合《DL/T 825-2002 电能计量装置安装接线规则》规定。

### 5.5.3 购电管理

(1) 购电业务是指配电网运营企业向输电网公司和发电企业购电的业务，包括购电合同签署与执行、购电结算、信息档案管理等。

(2) 配电网运营企业应根据《DB32/991-2007 电能计量装置配置规范》规范要求安装电能计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损，如有异议按相关制度执行。原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。当出现计量数据不可用时，由省级电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由购售双方协商确认。

(3) 配电网运营企业负责电能量遥测系统的运行维护工作；负责交易关口计量装置的定期检验、故障处理和維護工作；负责计量差错电量技术分析，处理差错电量退补工作；负责做好发受电量计量装置维护及数据统计管理，做好电网调度运行所需要的实时电量统计分析的技术支持工作。

(4) 配电网运营企业进行购电业务时，须签订购电合同，合同内容应包括电力电量购销、电价、电能计量、电量计算、电费结算与支付、合同期限、合同违约和终止等内容。

(5) 配电网运营企业应按定期开展信息档案更新整理工作。

(6) 配电网运营企业退出运营或发生运营权移交，应先将历史购电费清算完毕，并将历年信息档案、购电合同等资料移交给接收企业，并将资料报上一级电网企业备案。

## 5.6 配电网安全工作标准

### 5.6.1 安全生产要求

#### 5.6.1.1 整体原则

(1) 110kV 及以下电压等级增量配电网运营企业应按照《中华人民共和国安全生产法》要求，以人为本，坚持安全发展，贯彻“安全第一、预防为主、综

合治理”的方针。在进行电力生产经营过程中应严格执行《GB 26164.1-2010 电业安全工作规程第 1 部分：热力和机械》、《GB 26859-2011 电力安全工作规程 电力线路部分》、《GB 26860-2011 电力安全工作规程发电厂和变电站电气部分》、《GB 26861-2011 电力安全工作规程高压试验室部分》、《DL 5009.2-2013 电力建设安全工作规程第 2 部分：电力线路》、《DL 5009.3-2013 电力建设安全工作规程第 3 部分：变电站》、《Q/GDW 1799.1 国家电网公司电力安全工作规程变电部分》和《Q/GDW 1799.2 国家电网公司电力安全工作规程线路部分》等规定，确保作业现场的生产条件、安全设施、作业机具和安全工器具等应符合国家或行业标准规定的要求，安全工器具和劳动防护用品在使用前应确认合格、齐备；确保从业人员无妨碍工作的病症，具备必要的安全生产知识、电气知识和业务技能，熟悉电气设备及系统，从事电气作业的人员应掌握触电急救等救护法；制定确保从业人员在电气设备上工作时人身安全的制度措施，包括工作申请、工作布置、书面安全要求、工作许可、工作监护以及工作间断、转移和终结等工作程序。

(2) 配电网运营企业各级负责人、管理人员、现场工作人员和相关人员应熟悉上述规定并严格执行。任何人发现有违反上述规定的情况，应立即制止，经纠正后才能恢复作业。各类作业人员有权拒绝违章指挥和强令冒险作业；在发现危及人身安全的情况时，有权停止作业或采取可行的应急措施后撤离作业场所，并立即报告。

#### **5.6.1.2 工作要求**

(1) 从业人员在 110kV 及以下电压等级发电厂、变电站和配电房（含开关站、箱式变电站等）内电气设备上及其相关场所进行作业时应严格执行《GB 26860-2011 电力安全工作规程发电厂和变电站电气部分》的规定。

(2) 从业人员在 110kV 及以下电压等级电力线路上及其相关场所进行作业时应严格执行《GB 26859-2011 电力安全工作规程电力线路部分》的规定。

(3) 从业人员在高压试验时应严格执行《GB 26861-2011 电力安全工作规程高压试验室部分》的规定。

(4) 从业人员在生产现场进行电力生产的热力和机械作业时应严格执行《GB 26164.1-2010 电业安全工作规程第 1 部分：热力和机械》的规定。

(5) 从业人员在进行基建施工时还应严格执行《DL 5009.2-2013 电力建设

安全工作规程第 2 部分：电力线路》和《DL 5009.3-2013 电力建设安全工作规程第 3 部分：变电站》的规定。

## **5.6.2 应急和保供电工作**

### **5.6.2.1 整体原则**

(1) 配电网运营企业是配电网突发事件应急处置的责任主体，负责依法设置安全生产应急管理机构，配备专职或者兼职安全生产应急管理人员，建立应急管理工作制度、生产安全事故隐患排查治理制度，及时发现并消除事故隐患。

(2) 配电网运营企业必须制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案，并根据规定报电力安全监管机构、有关地方人民政府安全生产监督管理部门和有关部门备案。必须在风险评估的基础上，编制与当地政府及相关部门相衔接的应急预案，重点岗位制定应急处置卡。

(3) 配电网运营企业应加强生产安全事故应急能力建设，组织从业人员岗位应急知识教育和自救互救、避险逃生技能培训，建立专（兼）职应急救援队伍，配备相应的应急救援装备和物资，提高应急救援的专业化水平。

### **5.6.2.2 配电网运营企业应急能力建设评估**

配电网运营企业应以预防准备、监测预警、处置救援、恢复重建等重要环节为主加强应急能力建设，每年开展应急能力建设评估，形成统一指挥、结构合理、反映灵敏、运转高效、保障有力，能够高效应对各类突发事件的电力应急体系，全面提高本单位突发事件的应对水平，应急能力建设评估应按《电力企业应急能力建设评估规范》（国能综安全〔2016〕542号）执行。

### **5.6.2.3 应急预案编制**

(1) 配电网运营企业是应急预案管理工作的责任主体，单位主要负责人负责组织应急预案编制和评审工作，并对应急预案的真实性和实用性负责，各分管负责人应当按照职责分工落实应急预案规定的职责。

(2) 配电网运营企业应急预案分为综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案。

(3) 应急预案的编制应结合本单位实际情况，遵循以人为本、依法依规、符合实际、注重实效的原则，以应急处置为核心，明确应急职责、规范应急程序、

细化保障措施，建立覆盖全面、上下衔接的应急预案体系。

(4) 生产经营单位生产安全事故应急预案编制的标准执行《电力企业综合应急预案编制导则》(试行)、《电力企业现场处置方案编制导则》(试行)、《GB/T 29639-2013 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》。

#### 5.6.2.4 应急演练评估

(1) 配电网运营企业要建立应急预案演练制度，制度化推进演练工作。每年至少 1 次专项应急预案演练，每半年至少 1 次现场处置方案演练。

(2) 针对生产安全事故应急演练开展评估活动，明确演练评估的目的、内容、方法与工作程序，针对演练过程中发现的问题对应急预案提出修订意见，演练评估和修订意见应有书面记录。

(3) 演练评估工作的组织及实施根据演练内容、演练形式、演练规模和复杂程度执行《AQ/T 9009-2015 生产安全事故应急演练评估规范》。

#### 5.6.2.5 应急处置评估

(1) 配电网运营企业在应急处置后应开展应急处置评估工作，事故单位和现场指挥部应当分别总结事故应急处置工作，向事故调查组和政府监管部门提交总结报告，应当妥善保存并整理好与应急处置有关的书证和物证。

(2) 总结评估报告内容包括：

- 1) 事故基本情况；
- 2) 先期处置情况及事故信息接收、流转与报送情况；
- 3) 应急预案实施情况；
- 4) 组织指挥情况；
- 5) 现场救援方案制定及执行情况；
- 6) 现场应急救援队伍工作情况；
- 7) 现场管理和信息发布情况；
- 8) 应急资源保障情况；
- 9) 防控环境影响措施的执行情况；
- 10) 救援成效、经验和教训；
- 11) 相关建议。

(3) 根据评估结果，对突发事件应急处置工作负有责任的单位或者个人，实行责任追究制度。

(4) 电力生产安全事故应急处置评估执行《生产安全事故应急处置评估暂行办法》（安监总厅应急〔2014〕95号）。

#### **5.6.2.6 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置**

(1) 县级以上地方人民政府有关部门确定的重要电力用户，应当按照国务院电力监管机构的规定配置自备应急电源，并加强安全使用管理。重要用户应当掌握用电设施基本情况，建立并及时更新变（配）电设备清册、电气接线图、设备试验报告、二次设备整定参数等档案资料，并按照供电企业需要向其提供。

(2) 重要用户应当对用电设施的运行方式、运行环境、健康状况等进行评估，发现问题及时整改。应当开展用电设施隐患排查和预防性试验，并创造条件进行大负荷试验，及时消除安全隐患。供电企业应当对上述工作提供技术支持。

(3) 政府有关部门规定了重要电力用户的界定和分级、供电电源和自备应急电源的配置原则和主要技术条件。确定为重要电力用户的，供电电源和自备应急电源必须按规定配置，其他电力用户的供电电源和自备应急电源可参照执行。

(4) 重要用户电气运行人员数量应当满足用电设施运行维护需要，电气运行人员应当按照国家和行业规定持证上岗。

(5) 电力监管机构负责监管落实重要电力用户供电电源及自备应急电源配置等各项工作。

(6) 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术的规范执行《GB/Z 29328-2012 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》。

#### **5.6.2.7 重要保供电场所供电安全风险评估**

(1) 配电网运营企业承担所属区域重大活动期间电力设备安全运行和电力可靠供应的职责，确保在重要时期对重要地区和场所的安全可靠供电，完成保供电任务。

(2) 承担重大活动电力安全保障任务的配电网运营企业、重点用户和电力监管机构应开展重要保供电场所供电安全风险评估，评估对象包括重要保供电场所以及为其供电的输配电线路、变电站和配电房等，评估内容主要包括供电电源、

设备设施、组织保障、应急准备、物资装备、现场环境等，对评估发现的问题，按职责分工落实，确保重大活动的重要保供电场所供电安全风险评估和问题整改工作顺利完成。

(3) 重大活动的电力保障执行《重大活动电力安全保障工作规定（试行）》（国家电力监管委员会办公厅文件办安全〔2010〕88号）；重要保供电场所应急预案参照《国家电网公司重要保电事件（用户侧）处置应急预案》（国家电网营销〔2016〕262号）执行。

#### **5.6.2.8 电力安全事故应急处置和调查处理**

(1) 事故等级划分标准执行《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）。

(2) 配电网运营企业须加强电力安全事故的应急处置工作，规范电力安全事故的调查处理，控制、减轻和消除电力安全事故损害，在电力生产或者电网运行过程中发生的影响电力系统安全稳定运行或者影响电力正常供应的事故，须立即开展应急处置工作。

(3) 事故发生后，配电网运营企业应当按照规定及时、准确报告事故情况，开展应急处置工作，防止事故扩大，减轻事故损害。

(4) 受到自然灾害危害或者发生事故灾难、公共卫生事件的单位，应当立即组织本单位应急救援队伍和工作人员营救受害人员，疏散、撤离、安置受到威胁的人员，控制危险源，标明危险区域，封锁危险场所，并采取其他防止危害扩大的必要措施，同时向所在地人民政府报告。

(5) 突发事件发生地的配电网运营企业应当服从人民政府发布的决定、命令，配合人民政府采取的应急处置措施，做好本单位的应急救援工作，并积极组织人员参加所在地的应急救援和处置工作。

(6) 任何单位和个人不得编造、传播有关突发事件事态发展或者应急处置工作的虚假信息。

(7) 地方人民政府及有关部门按照国家规定的权限和程序，组织、协调、参与事故的应急处置工作，参与事故的调查处理。



## 6 附则

随着配电网技术的发展变化，如有关电力法律、法规、部委条例、国家标准、行业标准等有调整，则本技术规范纲要相关内容从其规定。

## 7 附录

序号	专业类别	附录编号 (标准号、发文号)	附录名称
1	规划技术	DL/T 256-2012	城市电网供电安全标准
2		GB/T 50064-2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
3		GB/T 12325-2008	电能质量 供电电压偏差
4		GB 50217-2007	电力工程电缆设计规范
5		GB/T14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
6		NB/T32015-2013	分布式电源接入配电网技术规定
7		Q/GDW 11184-2014	配电自动化规划设计技术导则
9		GB/Z 29328-2012	重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范
10		GB/T15543-2008	电能质量 三相电压不平衡
11		GB 50054-2011	低压配电设计规范
12	工程设计	Q/GDW 381.1-2013	国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定 第1部分：110（66）kV 智能变电站
13		Q/GDW 1166.2-2013	国家电网公司输变电工程初步设计内容深度规定 第2部分：110（66）kV 智能变电站
14		GB 50059-2011	35kV~110kV 变电站设计规范
15		GB 50061-2010	66kV 及以下架空电力线路设计规范
16		Q/GDW 166.1-2010	国家电网公司输变电工程初步设计内容深度规定 第1部分：110（66）kV 架空输电线路
17		Q/GDW 381.4-2010	国家电网公司输变电工程施工图设计内容深度规定 第4部分：110（66）kV 架空输电线路
18		GB 50545-2010	110kV~750kV 架空输电线路设计规范
19		Q/GDW 10370-2016	配电网技术导则
20			2016年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电站房分册）

21		2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 配电变台分册）
22		2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 架空线路分册）
23		2016 年版国家电网公司配电网工程典型设计（10kV 电缆分册）
24	Q/GDW 1738-2012	配电网规划设计技术导则
25	Q/GDW1168-2013	输变电设备状态检修试验规程
26	Q/GDW 1519-2014	配电网运维规程
27	Q/GDW 1643-2015	配网设备状态检修试验规程
28	Q/GDW 644-2011	配网设备状态检修导则
29	Q/GDW 645-2011	配网设备状态评价导则
30	GB 50150-2016	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
31	DL 408-1991	电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
32	DL/T 741-2010	架空输电线路运行规程
33	Q/GDW 512-2010	电力电缆线路运行规程
34	DL/T 596-1996	电力设备预防性试验规程
35	Q/GDW10 207-03-002-2012	输变电设备缺陷管理标准
36	国网（运检/3）297-2014	国家电网公司电网设备缺陷管理规定
37	Q/GDW745-2012	配电网设备缺陷分类标准
38	电监会令第 27 号	供电监管办法
39	Q/GDW179-2008	110kV~750kV 架空输电线路设计技术规定
40	Q/GDW180-2008	66kV 及以下架空电力线路设计规范
41	Q/GDW 11452-2015	架空输电线路防雷导则
42	GB/T 50064-2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
43	GB/T 50065-2011	交流电气装置的接地设计规范
44	DL/T 620-1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

设备  
运维

45	DL/T 1292-2013	配电网架空绝缘线路雷击断线防护导则
46	Q/GDW 152-2006	电力系统污区分级与外绝缘选择标准
47	苏电调〔2016〕293号	江苏电力系统配电网调控规程
48	苏电调〔2015〕346号	江苏电网地区电力系统调度规程
49	DL/T 584-2007	3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程
50	苏电调〔2013〕2122号	江苏电网配电网继电保护配置及整定规范（试行）
51	GB/T 19963-2011	风电场接入电力系统技术规定
52	GB/T 19964-2012	光伏电站接入电力系统技术规定
53	GB/T29319-2012	光伏发电系统接入配电网技术规定
54	Q/GDW-10-J027-2002	江苏电网继电保护配置选型导则
55	DL/T 478-2013	继电保护和安全自动装置通用技术条件
56	Q/GDW 10766-2015	10kV~110（66）kV 线路保护及辅助装置标准化设计规范
57	Q/GDW 10767-2015	10kV~110（66）kV 元件保护及辅助装置标准化设计规范
58	Q/GDW 11010-2015	继电保护信息规范
59	DL/T 667-1999	继电保护设备信息接口配套标准
60	DL/T 1146-2009	DLT860 实施技术规范
61	Q/GDW 369-2009	小电流接地系统单相接地故障 选线装置技术规范
62	DL/T 624-2010	继电保护微机型试验装置技术条件
63	Q/GDW 11498.1-2016	110kV 及以下继电保护装置检测规范 第1部分：通用性能测试
64	Q/GDW 11498.2-2016	110kV 及以下继电保护装置检测规范 第2部分：继电保护装置专用功能测试
65	Q/GDW 11498.3-2016	110kV 及以下继电保护装置检测规范 第3部分：继电保护装置动态模拟测试
66	GB/T 50976-2014	继电保护及二次回路安装及验收规范
67	苏电调〔2017〕34号	江苏电力调度控制中心关于印发江苏电网故障录波器联网系统运行管理工作规范（试行）
68	Q/GDW 10-155-2015-20608	故障录波反事故措施管理标准
69	Q/GDW 1680.1-2014	智能电网调度控制系统 第1部分：体系架构及总体要求

调度  
技术

70	DL/T814-2013	配电自动化系统技术规范
71	Q/GDW 678-2011	智能变电站一体化监控系统功能规范
72	Q/GDW 679-2011	智能变电站一体化监控系统建设技术规范
73	苏电调（2017）246号	江苏电网 35kV~220kV 变电站自动化系统技术规范
74	Q/GDW 625-2011	配电自动化建设与改造标准化设计技术规定
75	发改委令第 14 号	电力监控系统安全防护规定
76	国能安全（2015）36号	国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知
77	DL/T 634.5104-2009	远动设备及系统
78	DL/T 476-2012	电力系统实时数据通信应用层协议
79	Q/GDW 11358-2014	电力通信网规划设计技术导则
80	Q/GDW1807-2012	终端通信接入网工程典型设计规范
82	Q/GDW 11342-2014	数据业务接入网络技术要求
83	YD/T1184-2002	接入网电源技术要求
84	DL/T 1241-2013	电力工业以太网交换机技术规范
85	Q/GDW1553.1-2014	电力以太网无源光网络（EPON）系统 第 1 部分：技术条件
86	国网（营销/3）378-2014	国家电网公司业扩报装管理规则
87	国家电网营销（2010）1247号	国家电网公司业扩供电方案编制导则
88	DB32/T1088-2007	10kV 及以下电力用户业扩工程技术规范
89	中华人民共和国国务院令第 492 号	中华人民共和国政府信息公开条例
90	用户 服务 国家电力监管委员会令第 14 号	电力企业信息披露规定
91	国能监管（2014）149号	供电企业信息公开实施办法
92	发改运行（2011）832号	国家发改委关于印发《有序用电管理办法》的通知
93	Q/GDW 1355-2013	单相智能电能表型式规范
94	Q/GDW 1364-2013	单相智能电能表技术规范
95	Q/GDW 1354-2013	智能电能表功能规范

96	Q/GDW 1365-2013	智能电能表信息交换安全认证技术规范
97	Q/GDW 1356-2013	三相智能电能表型式规范
98	Q/GDW 1827-2013	三相智能电能表技术规范
100	Q/GDW 1572-2014	计量用低压电流互感器技术规范
101	Q/GDW 1374.1-2013	电力用户用电信息采集系统技术规范 第一部分：专变采集终端技术规范
102	Q/GDW 1375.1-2013	电力用户用电信息采集系统型式规范 第一部分：专变采集终端型式规范
103	Q/GDW 1374.2-2013	电力用户用电信息采集系统技术规范 第二部分：集中抄表终端技术规范
104	Q/GDW 1375.2-2013	电力用户用电信息采集系统型式规范 第二部分：集中器型式规范
105	Q/GDW 1375.3-2013	电力用户用电信息采集系统型式规范 第三部分：采集器型式规范
106	Q/GDW 1374.3-2013	电力用户用电信息采集系统技术规范 第三部分：通信单元技术规范
107	Q/GDW 1376.1-2013	电力用户用电信息采集系统通信协议 第一部分：主站与采集终端通信协议
108	Q/GDW 1376.2-2013	电力用户用电信息采集系统通信协议 第二部分：集中器本地通信模块接口协议
109	Q/GDW 1376.3-2013	电力用户用电信息采集系统通信协议 第三部分：远程通信模块接口协议
110	Q/GDW 11008-2013	低压计量箱技术规范
111	DB32/T 866-2005	电网关口电能计量装置配置规范
112	DB32/991-2007	电能计量装置配置规范
113	DL/T 825-2002	电能计量装置安装接线规则
118	GB 26164.1-2010	电业安全工作规程 第1部分：热力和机械
119	中华人民共和国主席令第13号	中华人民共和国安全生产法
120	GB 26859-2011	电力安全工作规程 电力线路部分
121	GB 26860-2011	电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分
122	GB 26861-2011	电力安全工作规程 高压试验室部分
123	DL 5009.2-2013	电力建设安全工作规程 第2部分：电力线路
124	DL 5009.3-2013	电力建设安全工作规程 第3部分：变电站
125	Q/GDW 1799.1-2013	国家电网公司电力安全工作规程 变电部分

126	Q/GDW 1799.2-2013	国家电网公司电力安全工作规程 线路部分
127	国能综安全〔2016〕542号	国家能源局综合司关于深入开展电力企业应急能力建设评估工作的通知
128	GB/T 29639-2013	生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则
129	AQ/T 9009-2015	生产安全事故应急演练评估规范
130	安监总厅应急〔2014〕95号	生产安全事故应急处置评估暂行办法
131	GB/Z 29328-2012	重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范
132	办安全〔2010〕88号	重大活动电力安全保障工作规定（试行）
133	国家电网营销〔2016〕262号	国家电网公司重要保电事件（客户侧）处置应急预案
134	中华人民共和国国务院令 第599号	电力安全事故应急处置和调查处理条例