



国家电网  
STATE GRID

(2011年版)

# 城市电网 安全性评价查评依据

国家电网公司 编



 中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



国家电网  
STATE GRID

(2011年版)

# 城市电网

# 安全性评价查评依据

国家电网公司 编



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

## 内 容 提 要

为全面加强城市电网安全管理，超前梳理安全隐患和薄弱环节，制定落实治理方案和措施，有效防范城市电网安全风险，国家电网公司在总结开展供电企业安全性评价的经验基础上，结合电网发展实际和安全管理要求，依据国家安全生产法律法规、国家电网公司安全管理制度标准和电网反事故措施等，组织编制了《城市电网安全性评价（2011年版）》及《城市电网安全性评价查评依据（2011年版）》。

本书为《城市电网安全性评价查评依据（2011年版）》。本书内容按《城市电网安全性评价（2011年版）》的顺序排序，并给出查评依据的出处和具体条款，以方便广大读者在使用时查阅。本书主要内容包括电网、调度及二次系统、电气一次设备、安全供电及应急管理五个部分。

本书可供国家电网公司系统相关人员在城市电网安全性评价中阅读使用，也可供开展安全检查和车间、班组技术培训时参考。

### 图书在版编目（CIP）数据

城市电网安全性评价查评依据：2011年版/国家电网公司编.  
北京：中国电力出版社，2011.4

ISBN 978-7-5123-1615-7

I. ①城… II. ①国… III. ①城市配电网-安全评价-中国 IV. ①TM727.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2011）第 074602 号

中国电力出版社出版、发行

（北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>）

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

\*

2011 年 5 月第一版 2011 年 8 月北京第三次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 43.5 印张 1075 千字

印数 10001—15000 册 定价 130.00 元

### 敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

## 编写人员名单

主    编	尹昌新			
副  主  编	王利群	陈竟成	刘华伟	刘亨铭
	杨  军	蒋永平	窦晓军	
编写组成员	刘  昊	陈月亮	赵辉程	胡  伟
	林  琦	李文书	刘  强	汪自虎
	孙新喜	刘孝刚	王进超	卞  超
	温  生	苏  煜		

# 序

电网安全与经济社会发展、人民群众切身利益休戚相关，是国家电网公司（简称公司）和电网发展的生命线。近年来，公司全面贯彻落实科学发展观，始终坚持“安全第一、预防为主、综合治理”方针，强化“全面、全员、全过程、全方位”安全管理，扎实开展系列专项安全活动，大力推进安全管理标准化，深入开展安全风险管理，全力夺取了抗冰抢险、抗震救灾等重大胜利，有效保障了电网安全稳定运行，为经济社会发展和人民群众生活提供了安全可靠的电力供应。

公司在电网安全管理实践中，积极借鉴和吸收现代风险管理理念和方法，持续深入地开展安全性评价工作，认真制订并落实整改治理方案和措施，不断夯实电网安全生产基础。随着电网规模不断扩大，新技术、新设备广泛应用，特别是直接承担供电任务的城市电网，网架结构密集，负荷增长快速，供电影响面广，社会舆论高度关注，公司原有的安全性评价标准已不能完全适应形势变化要求。为此，公司在总结多年来电网安全性评价经验的基础上，结合电网发展实际和公司安全管理需求，依据国家有关法律法规、公司有关制度标准和电网反事故措施等，组织修（制）订了《输电网安全性评价（2011年版）》、《城市电网安全性评价（2011年版）》和《水力发电厂安全性评价（2011年版）》及其查评依据，并通过试评价进行了验证，具备在公司系统正式发布实施的条件。

本次修（制）订注重评价标准的适应性、针对性和可操作性，其中《输电网安全性评价（2011年版）》、《城市电网安全性评价（2011年版）》简化了对调度运行等各专业管理的评价，更加关注电网安全基础和物理因素的评价，以对现存的安全隐患和薄弱环节进行系统梳理，有计划地落实规划发展、建设改造、调度运行、生产维护等整改治理和预防预警措施，实现超前防范大面积停电、重大设备损坏等事故风险；《水力发电厂安全性评价（2011年版）》新增了对抽水蓄能电站的评价，补充了水电厂公用系统、消防安全、应急管理等内容，有利于强化公司所属发电企业安全管理，提高发电厂规范化管理水平。新修（制）订的安全性评价标准体系结构完整，评价项目全面，评价依据准确，评分方法明确，相信它们的发布实施，对于公司各单位进一步深化和拓展安全性评价工作，加快推进安全风险管理体系建设，持续提升电网安全风险防范水平，具有重要的作用和指导意义。

仲军庆

二〇一一年四月

## 编制说明

1. 本书按照国家电网公司《城市电网安全性评价（2011年版）》评价项目的序号编排。

2. 为检索方便，在编排上评价项目序号采用黑体字，引用标准名称或《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》等反事故措施名称用楷体，引用标准内容或反措条目内容一律用宋体。

3. 同一评价项目的依据，按各有关标准和反措内容分别集中编排，且同一标准或反措的有关内容仍按原条文序号编排（但可能有因未选造成空号）。因此同一标准或反措的有关内容的先后顺序可能与依据不同，使用时请注意对同一评价项目的依据进行全面浏览，以免遗漏。

4. 查评时，若本书引用的标准或反措已经修订或作废，请以新的标准或反措为准。标准之间有矛盾时，一般以颁发日期较后者为准。

5. 本书引用的部分查评依据是根据当时特定的事故或技术条件制定的，在使用时可根据查评时本单位技术水平和安全管理政策具体掌握。

6. 有些评价项目的评价依据，由于无全国统一的反事故措施，本书引用了部分地方性标准或反措，作为有关单位评价时参考。

7. 引用的标准内容中又提出参见其他标准的，一般不再编入本书。

# 目 录

序  
编制说明

1 总则 (略)	1
2 电网	1
2.1 电网规划	1
2.2 电源	1
2.3 电网结构	2
2.4 稳定水平	3
2.5 无功补偿	5
2.6 短路电流	7
2.7 过电压	7
2.8 受电安全性及停电预案	10
2.9 配电网	11
3 调度及二次系统	15
3.1 调度运行	15
3.2 运行方式	40
3.3 继电保护及安全自动装置	64
3.4 调度自动化	143
3.5 电力通信	175
3.6 无人值班变电站集中监控	212
3.7 直流系统	226
4 电气一次设备	250
4.1 变电一次设备	250
4.2 输配电设备	382
5 安全供电	576
5.1 客户接线	576
5.2 供电服务	597
5.3 电能质量	610
5.4 用电安全	617
6 应急管理	623
6.1 组织体系	623
6.2 预案体系	630
6.3 保障体系	658
6.4 实施与评估	667

# 1 总则（略）

## 2 电网

### 2.1 电网规划

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《城市电力网规划设计导则》（能源电〔1993〕228号）。

1.2 城网是城市供电的各级电压电网的总称，是电力系统的主要负荷中心，又是城市现代化建设的重要基础设施之一。各城市应根据《中华人民共和国城市规划法》的相关规定，编制城网规划，并纳入相应的城市规划。

1.3 城网规划是城市规划的重要组成部分，应与城市的各项发展规划相互配合，同步实施。

【依据 2】《电网运行准则》（DL/T 1040—2007）。

4.1.1.3 规划、设计和建设的主要内容及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 5~15 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，必要时可以开展短期电网规划和长期电网规划。电力系统设计一般以 5~10 年为设计期间，设计水平年的选取宜与国民经济计划的年份相一致。

4.1.1.4 电网规划、设计和建设的职责划分与工作流程如下：

a) 区域电网规划和区域电力系统的设计由区域电网企业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，可作为电力项目报批和建设的前提。

b) 省（市、自治区）电网规划和省区电力系统的设计由省级电网企业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。

【依据 3】《城市电力规划规范》（GB 50293—1999）。

3.1.1 编制城市电力规划应遵循下列原则：

3.1.1.1 应符合城市规划和地区电力系统规划总体要求。

3.1.1.2 城市电力规划编制阶段和期限的划分应与城市规划相一致。

3.1.1.3 近远期相结合，正确处理近期建设和远期发展的关系。

### 2.2 电源

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）。

2.2.1.2 受端系统是整个电力系统的重要组成部分，应作为实现合理的电网结构的一个关键环节予以加强，从根本上提高整个电力系统的安全稳定水平。加强受端系统安全稳定水平的要点有：



b) 为加强受端系统的电压支持和运行的灵活性，在受端系统应接有足够容量的电厂。

### 2.2.2 电源接入

2.2.2.1 根据发电厂在系统中的地位和作用，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；在经济合理与建设条件可行的前提下，应注意在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂，主力电厂宜直接接入最高一级电压电网。

2.2.2.2 外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大。具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

【依据 2】《城市电力规划规范》(GB 50293—1999)。

5.1.2 城市供电电源的选择除应遵守国家能源政策外尚应符合下列原则：

5.1.2.1 综合研究所在地区的能源资源状况和可开发利用条件，进行统筹规划，经济合理地确定城市供电电源；

5.1.2.2 以系统受电或以水电供电为主的城市应规划建设适当容量的火电厂，作为城市保安、补充电源，以保证城市用电需要；

5.1.2.3 有足够稳定热负荷的城市，电源建设宜与热源建设相结合，贯彻以热定电的原则，规划建设适当容量的热电联产火电厂。

## 2.3 电网结构

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)。

2.1.2 合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电网的规划设计阶段，应当统筹考虑，合理布局。电网运行方式安排也要注重电网结构的合理性。合理的电网结构应满足如下基本要求：

a) 能够满足各种运行方式下潮流变化的需要，具有一定的灵活性，并能适应系统发展的要求；

b) 任一元件无故障断开，应能保持电力系统的稳定运行，且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压允许偏差的要求；

c) 应有较大的抗扰动能力，并满足本导则中规定的有关各项安全稳定标准；

d) 满足分层和分区原则；

e) 合理控制系统短路电流。

2.2.1.2 受端系统是整个电力系统的重要组成部分，应作为实现合理的电网结构的一个关键环节予以加强，从根本上提高整个电力系统的安全稳定水平。加强受端系统安全稳定水平的要点有：

a) 加强受端系统内部最高一级电压的网络联系；

d) 枢纽变电所的规模要同受端系统的规模相适应；

e) 受端系统发电厂运行方式改变，不应影响正常受电能力。

### 2.2.3 电网分层分区

2.2.3.1 应按照电网电压等级和供电区域，合理分层分区。合理分层，将不同规模的发

电厂和负荷接到相适应的电压网络上；合理分区，以受端系统为核心，将外部电源连接到受端系统，形成一个供需基本平衡的区域，并经联络线与相邻区域相连。

2.2.3.2 随着高一级电压电网的建设，下级电压电网应逐步实现分区运行，相邻分区之间保持互为备用。应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电压等级的电磁环网，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器。

2.2.3.3 分区电网应尽可能简化，以有效限制短路电流和简化继电保护的配置。

2.2.4 电力系统间的互联

2.2.4.1 电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

2.2.4.2 交流联络线的电压等级宜与主网最高一级电压等级相一致。

2.2.4.3 互联电网在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，并不应超过事故过负荷能力的规定。

2.2.4.4 在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

2.2.4.5 系统间的交流联络线不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行并可转送规定的最大电力。

【依据 2】《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》（国家电网生技〔2005〕400号）。

2.2.3 避免和消除严重影响系统安全稳定运行的电磁环网。在高一级电压网络建设初期，对于暂不能消除的影响系统安全稳定运行的电磁环网，应采取必要的稳定控制措施，同时应采取后备措施限制系统稳定破坏事故的影响范围。

## 2.4 稳定水平

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）。

3.1 电力系统的静态稳定储备标准

3.1.1 在正常运行方式下，对不同的电力系统，按功角判据计算的静态稳定储备系数( $K_p$ )应为 15%~20%，按无功电压判据计算的静态稳定储备系数( $K_v$ )为 10%~15%。

3.1.2 在事故后运行方式和特殊运行方式下， $K_p$ 不得低于 10%， $K_v$ 不得低于 8%。

3.1.3 水电厂送出线路或次要输电线路下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：

- a) 如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，允许只按正常静态稳定储备送电；
- b) 在事故后运行方式下，允许只按事故后静态稳定储备送电。

3.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准

电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为三级：

第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电；

第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷；

第三级标准：当系统不能保持稳定运行时，必须防止系统崩溃并尽量减少负荷损失。

3.2.1 第一级安全稳定标准

正常运行方式下的电力系统受到下述单一元件故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动

作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

- a) 任何线路单相瞬时接地故障重合成功；
- b) 同级电压的双回或多回线和环网，任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合；
- c) 同级电压的双回或多回线和环网，任一回线三相故障断开不重合；
- d) 任一发电机跳闸或失磁；
- e) 受端系统任一台变压器故障退出运行；
- f) 任一大负荷突然变化；
- g) 任一交流联络线故障或无故障断开不重合；
- h) 直流输电线路单极故障。

但对于发电厂的交流送出线路三相故障，发电厂的直流送出线路单极故障，两级电压的电磁环网中单回高一电压线路故障或无故障断开，必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施。

### 3.2.2 第二级安全稳定标准

正常运行方式下的电力系统受到下述较严重的故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，应能保持稳定运行，必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。

- a) 单回线单相永久性故障重合不成功及无故障三相断开不重合；
- b) 任一段母线故障；
- c) 同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功，双回线三相同时跳开；
- d) 直流输电线路双极故障。

### 3.2.3 第三级安全稳定标准

电力系统因下列情况导致稳定破坏时，必须采取措施，防止系统崩溃，避免造成长时间大面积停电和对最重要用户（包括厂用电）的灾害性停电，使负荷损失尽可能减少到最小，电力系统应尽快恢复正常运行。

- a) 故障时开关拒动；
- b) 故障时继电保护、自动装置误动或拒动；
- c) 自动调节装置失灵；
- d) 多重故障；
- e) 失去大容量发电厂；
- f) 其他偶然因素。

## 3.3 对几种特殊情况的要求

3.3.1 为了使失去同步的电力系统能够迅速恢复正常运行，并减少运行操作，经计算分析，在全部满足下列三个条件的前提下，可以不解列，允许局部系统作短时间的非同步运行，而后再同步：

- a) 非同步运行时通过发电机、调相机等的振荡电流在允许范围内，不致损坏系统重要设备；
- b) 在非同步运行过程中，电网枢纽变电所或接有重要用户的变电所的母线电压波动最低值不低于额定值的 75%；

c) 系统只在两个部分之间失去同步，通过预定控制措施，能使之迅速恢复同步运行。若调整无效，应在事先规定的适当地点解列。

3.3.2 向特别重要受端系统送电的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或故障断开，导致两条线路退出运行，应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电，其他线路不发生连锁跳闸。

3.3.3 在电力系统中出现高一级电压的初期，发生线路（变压器）单相永久故障，允许采取切机措施；发生线路（变压器）三相短路故障，允许采取切机和切负荷措施，保证电力系统的稳定运行。

3.3.4 任一线路、母线主保护停运时，发生单相永久接地故障，应采取措施保证电力系统的稳定运行。

【依据 2】《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》（国家电网生技〔2005〕400号）。

### 2.3 加强系统稳定计算分析

2.3.1 重视和加强系统稳定计算分析工作。规划、设计和调度部门必须严格按照《电力系统安全稳定导则》和相关规定要求的深度进行系统安全稳定计算分析，并根据计算分析情况合理安排运行方式，适时调整控制策略，不断完善相关电网安全稳定控制措施。

2.3.2 电网调度部门确定的电网运行控制极限值，一般按照相关规定在计算极限值的基础上留有一定的稳定储备，在系统设计阶段计算线路（或断面）输送能力时应考虑这一因素。

2.3.3 在系统规划设计和电网运行有关稳定计算中，发电机组均应采用详细模型，以正确反映系统动态稳定特性。

2.3.4 应保证系统设计和电网运行有关稳定计算模型和参数的准确性和一致性，系统规划计算中对现有电力系统以外部分可采用典型详细模型和参数。

2.3.5 加强有关计算模型、参数的研究和实测工作，并据此建立系统计算的各种元件、控制装置及负荷的详细模型和参数。并网发电机组的保护定值必须满足电网安全稳定运行的要求。

## 2.5 无功补偿

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）。

### 2.3 无功平衡及补偿

2.3.1 无功功率电源的安排应有规划，并留有适当裕度，以保证系统各中枢点的电压在正常和事故后均能满足规定的要求。

2.3.2 电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则，并应随负荷（或电压）变化进行调整，避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率，330kV 及以上等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

2.3.3 发电机或调相机应带自动调节励磁（包括强行励磁）运行，并保持其运行的稳定性。

2.3.4 为保证受端系统发生突然失去一回重载线路或一台大容量机组（包括发电机失磁）

等事故时保持电压稳定和正常供电，不致出现电压崩溃，受端系统中应有足够的动态无功备用容量。

【依据 2】《电力系统电压和无功电力技术导则（试行）》（SD 325—1989）。

### 3 基本要求

3.1 电力系统各级网络，必须符合电压允许偏差值的要求。

3.2 电力系统的无功电源与无功负荷，在高峰或低谷时都应采用分（电压）层和分（电）区基本平衡的原则进行配置和运行，并应具有灵活的无功电力调节能力与检修备用。

3.3 在规划、设计电力系统时，必须包括无功电源及无功补偿设施的规划。

在发电厂和变电所设计中，应根据电力系统规划设计的要求，同时进行无功电源及无功补偿设施的设计。

3.4 电力系统应有事故无功电力备用，以保证负荷集中地区在下列运行方式下，保持电压稳定和正常供电，而不致出现电压崩溃。

3.4.1 正常运行方式下，突然失去一回线路、或一台最大容量无功补偿设备、或本地区一台最大容量发电机（包括发电机失磁）。

3.4.2 在正常检修方式下，发生 3.4.1 条所述事故，允许采取必要的措施，如切负荷、切并联电抗器等。

3.5 无功补偿设备的配置与设备类型选择，应进行技术经济比较。220kV 及以上电网，应考虑提高电力系统稳定的作用。

3.6 加强受端系统最高一级电压网络的联系及电压支持，创造条件尽可能提高该级系统短路容量，对保持电压正常水平及防止电压失稳具有重要意义。配电网络则应采用合理的供电半径。

3.7 要按照电网结构及负荷性质，合理选择各级电压网络中升压和降压变压器分接开关的调压范围和调压方式。电网中的各级主变压器，至少应具有一级有载调压能力，需要时可选用两级有载调压变压器。

### 5 无功电力平衡和补偿

5.1 330~500kV 电网，应按无功电力分层就地平衡的基本要求配置高、低压并联电抗器，以补偿超高压线路的充电功率。一般情况下，高、低压并联电抗器的总容量不宜低于线路充电功率的 90%。高、低压并联电抗器的容量分配应按系统的条件和各自的特点全面研究决定。

5.2 330~500kV 电网的受端系统，应按输入有功容量相应配套安装无功补偿设备。其容量（kvar）宜按输入容量（kW）的 40%~50% 计算，分别安装在由其供电的 220kV 及以下变电所中。

5.3 220kV 及以下电网的无功电源安装总容量，应大于电网最大自然无功负荷，一般可按最大自然无功负荷的 1.15 倍计算。

5.7 220kV 及以下电压等级的变电所中，应根据需要配置无功补偿设备，其容量可按主变压器容量的 0.10~0.30 确定。

5.15 无功电源中的事故备用容量，应主要储备于运行的发电机、调相机和静止型动态无功补偿装置中，以便在电网发生因无功不足可能导致电压崩溃事故时，能快速增加无功电

源容量，保持电力系统的稳定运行。

【依据 3】《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》（国家电网生技〔2005〕400号）。

#### 2.4 防止系统电压崩溃

为防止系统电压崩溃，应全面贯彻执行《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）、《电力系统电压和无功电力技术导则》（SD 325—1989）、《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》（国家电网生〔2004〕435号），并提出如下要求：

2.4.1 在电网规划设计中，必须同步进行无功电源及无功补偿设施的规划设计。无功电源及无功补偿设施的配置应确保无功电力在负荷高峰和低谷时段均能分（电压）层、分（供电）区基本平衡，并具有灵活的无功调整能力和足够的检修、事故备用容量。受端系统应具有足够的无功储备和一定的动态无功补偿能力。

2.4.2 并网机组额定出力时，滞相功率因数应不低于 0.9。新机组满负荷时进相额定功率因数应不低于-0.95，老机组应不低于-0.97。

2.4.3 电网主变压器最大负荷时高压侧功率因数不应低于 0.95，最小负荷时不应高于 0.95。

2.4.4 100kVA 及以上高压供电的电力用户，在用电高峰时段变压器高压侧功率因数应不低于 0.95；其他电力用户功率因数应不低于 0.9。

2.4.5 电网局部电压发生偏差时，应首先调整该局部厂站的无功出力，改变该点的无功平衡水平。当母线电压低于调度部门下达的电压曲线下限时，应闭锁接于该母线的变压器分头。

2.4.6 发电厂、变电站电压监测系统和 EMS 系统应保证有关测量数据的准确性。中枢点电压超出电压合格范围时，必须及时向运行人员告警。

2.4.7 电网应保留一定的无功备用容量，以保证正常运行方式下，突然失去一回线路、一台最大容量无功补偿设备或本地区一台最大容量发电机（包括发电机失磁）时，能够保持电压稳定。无功事故备用容量，应主要储备于发电机组、调相机和静止型动态无功补偿设备。

2.4.8 在电网运行中，当系统电压持续降低并有进一步恶化趋势时，必须采取果断措施，及时进行拉路限电，防止发生系统电压崩溃事故。

#### 2.6 短路电流

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据】《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）。

2.1.2 合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电网的规划设计阶段，应当统筹考虑，合理布局。电网运行方式安排也要注重电网结构的合理性。合理的电网结构应满足如下基本要求：

e) 合理控制系统短路电流。

#### 2.7 过电压

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据】《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620—1997）。

4.1.1 工频过电压、谐振过电压与系统结构、容量、参数、运行方式以及各种安全自动装置的特性有关。工频过电压、谐振过电压除增大绝缘承受电压外，还对选择过电压保护装置有重要影响。

a) 系统中的工频过电压一般由线路空载、接地故障和甩负荷等引起。对范围 II 的工频过电压，在设计时应结合实际条件加以预测。根据这类系统的特点，有时需综合考虑这几种因素的影响。

通常可取正常送电状态下甩负荷和在线路受端有单相接地故障情况下甩负荷作为确定系统工频过电压的条件。

对工频过电压应采取措施加以降低。一般主要采用在线路上安装并联电抗器的措施限制工频过电压。在线路上架设良导体避雷线降低工频过电压时，宜通过技术经济比较加以确定。

系统的工频过电压水平一般不宜超过下列数值：

线路断路器的变电所侧 1.3p.u.

线路断路器的线路侧 1.4p.u.

b) 对范围 I 中的 110kV 及 220kV 系统，工频过电压一般不超过 1.3p.u.；3kV~10kV 和 35kV~66kV 系统，一般分别不超过 1.13p.u.和 3p.u.。

应避免在 110kV 及 220kV 有效接地系统中偶然形成局部不接地系统，并产生较高的工频过电压。对可能形成这种局部系统、低压侧有电源的 110kV 及 220kV 变压器不接地的中性点应装设间隙。因接地故障形成局部不接地系统时该间隙应动作；系统以有效接地方式运行发生单相接地故障时间隙不应动作。间隙距离的选择除应满足这两项要求外，还应兼顾雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求。

## 4.2 操作过电压及保护

### 4.2.1 线路合闸和重合闸过电压。

空载线路合闸时，由于线路电感—电容的振荡将产生合闸过电压。线路重合时，由于电源电势较高以及线路上残余电荷的存在，加剧了这一电磁振荡过程，使过电压进一步提高。

a) 范围 II 中，线路合闸和重合闸过电压对系统中设备绝缘配合有重要影响，应该结合系统条件预测空载线路合闸、单相重合闸和成功、非成功的三相重合闸（如运行中使用时的）相对地和相间过电压。预测这类操作过电压的条件如下：

1) 对于发电机—变压器—线路单元接线的空载线路合闸，线路合闸后，电源母线电压为系统最高电压；对于变电所出线则为相应运行方式下的实际母线电压。

2) 成功的三相重合闸前，线路受端曾发生单相接地故障；非成功的三相重合闸时，线路受端有单相接地故障。

b) 空载线路合闸、单相重合闸和成功的三相重合闸（如运行中使用时的），在线路上产生的相对地统计过电压，对 330kV 和 500kV 系统分别不宜大于 2.2p.u.和 2.0p.u.。

### 4.2.2 空载线路分闸过电压。

空载线路开断时，如断路器发生重击穿，将产生操作过电压。

a) 对范围 II 的线路断路器，应要求在电源对地电压为 1.3p.u.条件下开断空载线路不发生重击穿。

b) 对范围 I，110kV 及 220kV 开断架空线路该过电压不超过 3.0p.u.；开断电缆线路可能超过 3.0p.u.。



为此，开断空载架空线路宜采用不重击穿的断路器；开断电缆线路应该采用不重击穿的断路器。

c) 对范围 I，66kV 及以下系统中，开断空载线路断路器发生重击穿时的过电压一般不超过 3.5p.u.。开断前系统已有单相接地故障，使用一般断路器操作时产生的过电压可能超过 4.0p.u.。为此，选用操作断路器时，应该使其开断空载线路过电压不超过 4.0p.u.。

#### 4.2.3 线路非对称故障分闸和振荡解列过电压。

系统送受端联系薄弱，如线路非对称故障导致分闸，或在系统振荡状态下解列，将产生线路非对称故障分闸或振荡解列过电压。

对范围 II 的线路，宜对这类过电压进行预测。预测前一过电压的条件，可选线路受端存在单相接地故障，分闸时线路送受端电势功角差应按实际情况选取。

当过电压超过 4.2.1 b) 所列数值时，可用安装在线路两端的金属氧化物避雷器加以限制。

#### 4.2.4 隔离开关操作空载母线的过电压。

隔离开关操作空载母线时，由于重击穿将会产生幅值可能超过 2.0p.u.、频率为数百千赫至兆赫的高频振荡过电压。这对范围 II 的电气装置有一定危险。为此，宜符合以下要求：

a) 隔离开关操作由敞开式配电装置构成的变电所空载母线时的过电压，可能使电流互感器一次绕组进出线之间的套管闪络放电，宜采用金属氧化物避雷器对其加以保护。

b) 隔离开关操作气体绝缘全封闭组合电器 (GIS) 变电所的空载母线时，会产生频率更高的过电压，它可能对匝间绝缘裕度不高的变压器构成危险。为此，宜对采用的操作方式加以校核，尽量避免可能引起危险的操作方式。

#### 4.2.6 操作空载变压器和并联电抗器等的过电压。

a) 开断空载变压器由于断路器强制熄弧 (截流) 产生的过电压，与断路器型式、变压器铁芯材料、绕组型式、回路元件参数和系统接地方式等有关。

当开断具有冷轧硅钢片的变压器时，过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

开断具有热轧硅钢片铁芯的 110kV 及 220kV 变压器的过电压一般不超过 3.0p.u.；66kV 及以下变压器一般不超过 4.0p.u.。

采用熄弧性能较强的断路器开断激磁电流较大的变压器以及并联电抗补偿装置产生的高幅值过电压，可在断路器的非电源侧装设阀式避雷器加以限制。保护变压器的避雷器可装在其高压侧或低压侧。但高低压侧系统接地方式不同时，低压侧宜装设操作过电压保护水平较低的避雷器。

b) 在可能只带一条线路运行的变压器中性点消弧线圈上，宜用阀式避雷器限制切除最后一条线路两相接地故障时，强制开断消弧线圈电流在其上产生的过电压。

c) 空载变压器和并联电抗补偿装置合闸产生的操作过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

4.2.7 在开断高压感应电动机时，因断路器的截流、三相同时开断和高频重复重击穿等会产生过电压 (后两种仅出现于真空断路器开断时)。过电压幅值与断路器熄弧性能、电动机和回路元件参数等有关。开断空载电动机的过电压一般不超过 2.5p.u.。开断起动过程中的电动机时，截流过电压和三相同时开断过电压可能超过 4.0p.u.，高频重复重击穿过电压可能超过 5.0p.u.。采用真空断路器或采用的少油断路器截流值较高时，宜在断路器与电动机之间装设旋转电机金属氧化物避雷器或 R-C 阻容吸收装置。



高压感应电动机合闸的操作过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

4.2.8 66kV 及以下系统发生单相间歇性电弧接地故障时，可产生过电压，过电压的高低随接地方式不同而异。一般情况下最大过电压不超过下列数值：

不接地系统 3.5p.u.

消弧线圈接地系统 3.2p.u.

电阻接地系统 2.5p.u.

具有限流电抗器、电动机负荷，且设备参数配合不利的 3kV~10kV 某些不接地系统，发生单相间歇性电弧接地故障时，可能产生危及设备相间或相对地绝缘的过电压。对这种系统根据负荷性质和工程的重要程度，可进行必要的过电压预测，以确定保护方案。

4.2.9 采用无间隙金属氧化物避雷器限制各类操作过电压时，其持续运行电压和额定电压不应低于表 3 所列数值。避雷器应能承受操作过电压作用的能量。

表 3 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压和额定电压

系统接地方式		持续运行电压 (kV)		额定电压 (kV)	
		相 地	中性点	相 地	中性点
有效 接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.45 U_m$	$0.75 U_m$	$0.57 U_m$
	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.13 U_m$ ( $0.45 U_m$ )	$0.75 U_m$	$0.17 U_m$ ( $0.57 U_m$ )
	330、500kV	$\frac{U_m}{\sqrt{3}}(0.59 U_m)$	$0.13 U_m$	$0.75 U_m$ ( $0.8 U_m$ )	$0.17 U_m$
不 接地	3kV~20kV	$1.1 U_m$ ; $U_{m:g}$	$0.64 U_m$ ; $U_{m:g}/\sqrt{3}$	$1.38 U_m$ ; $1.25 U_{m:g}$	$0.8 U_m$ ; $0.72 U_{m:g}$
	35、66kV	$U_m$	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25 U_m$	$0.72 U_m$
消弧线圈		$U_m$ ; $U_{m:g}$	$U_m/\sqrt{3}$ ; $U_{m:g}/\sqrt{3}$	$1.25 U_m$ ; $1.25 U_{m:g}$	$0.72 U_m$ ; $0.72 U_{m:g}$
低电阻		$0.8 U_m$	—	$U_m$	
高电阻		$1.1 U_m$ ; $U_{m:g}$	$1.1 U_m/\sqrt{3}$ ; $U_{m:g}/\sqrt{3}$	$1.38 U_m$ ; $1.25 U_{m:g}$	$0.8 U_m$ ; $0.72 U_{m:g}$

- 注 1. 220kV 括号外、内数据分别对应变压器中性点经接地电抗器接地和不接地。  
 2. 330、500kV 括号外、内数据分别与工频过电压 1.3p.u. 和 1.4p.u. 对应。  
 3. 220kV 变压器中性点经接地电抗器接地和 330kV、500kV 变压器或高压并联电抗器中性点经接地电抗器接地时，接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比小于等于 1/3。  
 4. 110、220kV 变压器中性点不接地且绝缘水平低于表 21 所列数值时，避雷器的参数需另行研究确定。

## 2.8 受电安全性及停电预案

本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据】《电网运行准则》(DL/T 1040—2007)。

6.9.2 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联合反事故演习。