



# 云南电网调度管理规程

云南电网公司

2009年3月

**批 准：** 廖泽龙

**审 定：** 薛 武 邹立峰

**审核小组：**

高孟平 杨 强 李文云 蔡葆锐  
翟海燕 段平生 谢一工 朱欣春  
蔡华祥 洪贵平 赵 明 袁德君  
杨坤丽

**编写小组：**

黄 霆 董 雷 尹成全 何金定  
胡 斌 王珍意 王 凯 程 颖  
刘 玲 赵晋昆 刘 彤

# 目 录

第一章 总 则 .....	4
第二章 电网调度管理 .....	5
第一节 调度系统 .....	5
第二节 电网调度管理的任务 .....	6
第三节 调度管辖范围的划分原则 .....	10
第四节 调度管理制度 .....	12
第五节 运行方式的编制和管理 .....	16
第六节 水库发电调度 .....	19
第七节 设备检修管理 .....	25
第八节 新设备投运管理 .....	30
第九节 负荷管理 .....	34
第十节 电网频率及省际联络线潮流调整 .....	35
第十一节 电网电压调整和无功管理 .....	37
第十二节 电网稳定分析管理 .....	40
第十三节 电网安全稳定装置与机网协调管理 .....	42
第十四节 继电保护管理 .....	46
第十五节 继电保护及安全自动装置定值单管理 .....	56
第十六节 调度自动化管理 .....	57
第十七节 电力通信部分 .....	65
第三章 运行操作 .....	74
第一节 操作制度 .....	74
第二节 基本操作 .....	81
第四章 事故处理 .....	90

第一节	事故处理的一般原则和规定.....	90
第二节	系统频率异常及事故的处理.....	93
第三节	系统电压异常及事故的处理.....	95
第四节	线路事故处理.....	96
第五节	母线事故处理.....	98
第六节	系统解列事故处理.....	100
第七节	系统振荡事故处理.....	101
第八节	发电机事故处理.....	103
第九节	变压器事故处理.....	104
第十节	断路器异常处理.....	105
第十一节	通讯中断的事故处理.....	107
附录一	云南电网调度术语.....	108
附录二	新设备投产应报送的技术资料内容.....	164
附录三	调度系统重大事件汇报制度.....	167

## 第一章 总 则

第1条 为了加强云南电网调度管理，保障电网安全、优质、经济运行，维护发电、供电、用电等各方的合法权益，根据《中华人民共和国电力法》、《电网调度管理条例》、《电力监管条例》、《中国南方电网电力调度管理规程》以及国家有关部门制定的电力行业标准等文件，制定本规程。

第2条 云南电网系指云南省境内并入中国南方电网的发电、供电（输电、变电、配电）、用电设施和保证这些设施正常运行所需的继电保护及安全自动装置、计量装置、电力通信、调度自动化等构成的整体。

第3条 云南电网遵循“统一调度、分级管理”的原则，任何单位和个人不得非法干预电力调度工作。

第4条 云南省内与云南电网运行有关的各级电网调度机构和发电、供电、用电等单位，云南电网区域外接入云南电网并接受云南电网相应调度机构调度的发电厂、变电站，以及进行与云南电网调度管理有关工作的单位，均须遵守本规程。

第5条 云南电网内各单位颁发的规程、规定均不得与本规程相抵触。

第6条 本规程由云南电力调度中心负责解释。

## 第二章 电网调度管理

### 第一节 调度系统

第7条 调度系统包括各级调度机构和电网内的发电厂、变电站的运行值班单位。集控站（包括电厂远程集控、变电站集控等）属发电厂或变电站的异地值班形式。

第8条 下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。发电厂、变电站的运行值班单位，必须服从相应调度机构的调度。

第9条 云南电网内调度机构分为三级，从上到下依次为：省级调度机构（简称“省调”或“中调”）、地区调度机构（简称“地调”）、县（市）级调度机构（简称“县调”）。云南省调属于中国南方电网四级调度机构的第二级，上级调度机构为中国南方电网电力调度通信中心（简称“总调”）。

第10条 各级调度机构应设立与其相适应的调度、运行方式、继电保护、调度自动化等专业部门或岗位，配备相应的专业人员；根据需要设立水电调度部门或岗位。并网发电厂也应做好相应岗位设立，保证调度相关专业工作能够正常开展。

## 第二节 电网调度管理的任务

第11条 电网调度管理的任务是组织、指挥、指导和协调电网的运行、操作与事故处理，遵循安全、优质、经济的原则，努力实现下列基本要求：

1. 充分发挥电网的发、供电设备能力，最大限度地满足社会的用电需求。

2. 按照电网运行的客观规律和有关规定使电网连续、稳定、正常运行，使电网电能质量（频率、电压和波形等）指标符合国家规定的标准。

3. 依据国家有关法律、法规和政策以及有关合同或协议，按照“公开、公平、公正”的原则对电网进行调度，维护发电、供电、用电等有关方面的合法权益。

4. 遵循国家节能、环保原则，优先利用可再生能源和清洁能源发电，协调流域水库优化调度，充分合理利用一次能源。

### 第12条 省调主要职责

1. 接受南网总调的调度指挥和专业管理，执行上级的有关标准和规定。

2. 确定省调调度管辖范围，明确省调与地调、地调与地调间的调度管辖界面划分。

3. 组织制定电网调度运行的规程、规定及考核标准，并监督和考核。

4. 负责电网调度、运行方式、继电保护及安全自动装置、调度自动化、水电调度等专业归口管理及技术监督。

5. 组织调度管辖范围内发电厂签订并网调度协议。

6. 组织编制和实施云南电网的年、月、周、日运行方式，制定并监督实施发电、供电调度计划，批准管辖范围内的设备检修。参加编制云南电网年度发、供电计划和技术经济指标。

7. 负责流域水电发电优化调度、水电站群联合优化调度和水火电联合优化调度。

8. 指挥管辖范围内设备的运行、调整、控制、操作及事故处理，参与事故分析。

9. 指挥并考核电网的调峰、调频（含控制省际联络线潮流）和调压。

10. 负责调度管辖范围内继电保护、安全自动装置定值计算。

11. 参与电网规划、工程设计、技改项目的审查工作。

12. 负责管辖范围内新建、改建与扩建设备的命名编号，审批新设备投运申请书，制定设备启动调度方案并进行调度指挥。

13. 组织编制云南电网事故和超计划用电的拉闸限电序位表。

14. 负责节能发电调度及网损管理，提出措施并督促实施。

15. 负责管辖范围内调度信息的发布。

16. 负责调度管辖范围内运行值班人员和管理人员从事调度相关业务工作的培训和考核。

17. 行使上级授予的其它职责。

### 第13条 地调主要职责

1. 接受省调的调度指挥和专业管理，执行上级有关部门的有关标准和规定。

2. 确定地调、县调调度管辖范围划分。

3. 制定和落实本地区电网调度管理的规程、制度、措施。

4. 负责电网调度、运行方式、继电保护及安全自动装置、调度自动化、水电调度等专业归口管理及技术监督。

5. 组织调度管辖范围内发电厂、用户、地方电网签订并网调度协议。

6. 组织编制和实施地区电网的年、月、周、日运行方式，制定并监督实施地区电网发电、供电调度计划，批准管辖范围内的设备检修。

7. 负责管辖范围内发电厂的发电调度，监督和指导县调做好发电厂发电调度。

8. 指挥管辖范围内设备的运行、操作及事故处理，参与事故分析。

9. 负责地区电网的调峰、调压。

10. 负责调度管辖范围内继电保护及安全自动装置定值计算。

11. 参与电网规划、工程设计、技改项目的审查工作。

12. 负责管辖范围内新建、改建与扩建设备的命名编号，审批新设备投运申请书，制定设备启动调度方案并进行调度指挥。

13. 编制地区电网事故和超计划用电的拉闸限电序位表，报经政府有关部门批准，并上报省调。

14. 负责地区电网节能发电调度。

15. 负责管辖范围内调度信息的发布。

16. 负责调度管辖范围内运行值班人员和管理人员从事调度相关业务工作的培训和考核。

17. 行使上级授予的其它职责。

#### 第14条 县调主要职责

1. 接受地调的调度指挥和专业管理，执行上级有关部门的有关标准和规定。

2. 制定和落实县级电网调度管理的规程、制度、措施。

3. 负责县级电网调度、运行方式、继电保护及安全自动装置、调度自动化、水电调度等专业日常管理，并接受地调技术监督。

4. 组织调度管辖范围内发电厂、用户签订并网调度协议。

5. 组织编制和实施县级电网的年、月、周、日运行方式，制定并监督实施县级电网发电、供电调度计划，批准管辖范围内的设备检修。

6. 负责管辖范围内发电厂的发电调度。

7. 指挥管辖范围内设备的运行、操作及事故处理，组织电网事故初步分析。

8. 负责配合地区电网的调峰、调压。

9. 负责调度管辖范围内继电保护及安全自动装置定值计算。

10. 负责管辖范围内新建、改建与扩建设备的命名编号，审批新设备投运申请书，制定设备启动调度方案并进行调度指挥。

11. 按地调要求完成县级电网事故和超计划用电拉闸限电序位表的编制和上报工作。

12. 负责管辖电网节能发电调度。

13. 负责管辖范围内调度信息的发布。

14. 负责调度管辖范围内现场运行值班人员和管理人员从事调度相关业务工作的培训和考核。

15. 行使上级授予的其它职责。

### 第三节 调度管辖范围的划分原则

第15条 调度管理实行调度权与设备所有权、经营权相分离，按有利于电网安全经济运行、有利于电网运行指挥、有利于电网调度管理的原则划分调度管辖范围。

第16条 省调与地调之间调度管辖范围划分，由省调确定。地调与县调之间调度管辖范围划分，由相应地调确定。

第17条 调度管辖范围划分的基本原则：

1. 除总调调度管辖外的 220kV 及以上电压等级接入电网的发电厂，由省调负责调度管辖。纳入省网电力电量平衡的 110kV 及以下电压等级接入电网的电厂，原则上由省调调度管辖。未纳入省网电力电量平衡的 110kV 及以下电压等级接入电网的电厂，由相应地调负责划分。

电厂内相关设备的调度管辖划分和管辖模式由电厂涉及的相应最高一级调度机构确定。

2. 500kV 及以上变电站除总调调度管辖外的设备，由省调管辖；220kV 变电站和站内设备的管辖范围，由省调根据电网调度运行需要划分；110kV 及以下变电站由地调负责划分。

3. 除总调调度管辖外的 220kV 及以上联络线和发电厂并网线由省调管辖。220kV 直馈线路、110kV 及以下线路由相应地、县调管辖。

4. 继电保护、安全自动装置、通信及自动化设备的调度管辖范围划分，原则上与电网一次设备的调度管辖范围一致。

5. 厂、站内除相关调度机构管辖以外的设备由厂、站管辖，一般为厂用电系统，站用电系统，直流系统，监控系统，水工和热工等辅助系统。

第18条 调度机构应明确划分具体设备的调度管辖权。

第19条 省调调度许可设备是指地调或发电厂管辖但运行状态的改变须经省调同意的设备。

## 第四节 调度管理制度

第20条 值班调度员在值班期间是电网运行、操作和事故处理的指挥者，在调度管辖范围内行使调度指挥权。值班调度员必须按照规定发布调度指令，并对其发布的调度指令的正确性负责。

第21条 各级调度机构管辖范围内的“可接令人”的岗位技能培训由本单位负责，受令资格的培训及考核由相应调度机构负责。

第22条 值班调度员变动，应在其变动前书面报告上一级调度机构并通知所辖调度系统的有关单位。

第23条 厂站具有受令资格的运行值班人员变动，须在变动前书面报告相应调度机构。

第24条 省调调度管辖范围的“可接令人”为下列人员：

1. 地调调度员。
2. 发电厂值长、电气班长（火电厂单元长）及同等岗位职责的值班负责人。
3. 变电站、集控站站长、技术负责人、值班长。
4. 新设备投产联系人。

第25条 “可接令人”在值班期间受值班调度员的调度指挥，接受值班调度员的调度指令，并对调度指令执行的正确性负责。

第26条 调度系统的值班人员依法发布或执行调度指令,有权拒绝各种非法干预。上级管理部门主管领导发布的一切有关调度业务的指示,应通过调度主管领导或调度负责人传达给值班调度员。

发电、供电、用电单位领导的指示或命令,如涉及到调度机构调度管辖权限时,调度系统值班人员须经值班调度员许可后方可执行。

第27条 未经值班调度员下令或许可,任何单位和个人不得擅自改变调度管辖范围内的设备状态。对危及人身和设备安全的情况,现场人员可先按有关规定处理,处理后应立即向值班调度员汇报。

第28条 在发布、接受调度指令时,双方必须严格执行报名、复诵、记录、录音和回令制度,使用标准调度术语,设备应冠以电压等级和双重命名(设备名称和编号)。受令人在接受调度指令时,必须复诵无误方可执行,执行完毕后立即回令。

第29条 调度系统值班人员在接受调度指令时,如认为该调度指令不正确,应立即向发布该调度指令的值班调度员报告,当值班调度员确认并重复该指令时,受令人必须执行。如执行该指令确将危及人身、电网或设备安全时,受令人应拒绝执行,同时将拒绝执行的理由及修改建议上报给下达调度指令的值班调度员,并向本单位主管领导汇报。

第30条 属于上级调度机构调度管辖范围内的设备，根据需要，在与有关下级调度机构或厂站协调后，可长期或临时委托下级调度机构进行调度管理。上级调度机构在委托时应明确委托范围和委托有效时段，并通知被委托设备的运行单位值班人员。

第31条 因上级调度机构管辖的电网运行方式改变而影响下级调度机构管辖范围内电网、设备运行时，上级调度机构应与下级调度机构事先协调。因下级调度机构管辖的电网运行方式改变而影响上级调度机构管辖范围内电网、设备运行时，下级调度机构应事先征得上级调度机构的同意。

第32条 必要时，上级调度机构值班调度员可以越级向下级调度机构调度对象运行值班人员下达调度指令，运行值班人员应当执行，执行后迅速报告调管该设备的调度机构值班调度员。

第33条 调度机构管辖范围内的设备发生异常或故障时，厂站运行值班人员应立即向相应调度机构值班调度员汇报情况，并对汇报情况的正确性、及时性负责，值班调度员应正确处理、作好记录。

第34条 重大事件应按规定逐级上报。

第35条 一个运行单位同时接到多级调度机构的调度指令而不能同时执行时，应及时汇报其中的最高一级调度机构值班调度员协调处理。

第36条 运行单位原则上应保证在任何时间都有“可接令人”在主控室（集控室）内。

第37条 集控站和受控站的调度管理规定：

1. 集控站和受控站在技术上和组织上必须提供可靠保证，以满足调度管理要求，确保集控站和受控站的运行安全。

2. 未经调度机构同意，集控站不得擅自操作调度管辖范围内的任何设备。

3. 集控站和受控站与调度机构的调度联系、运行操作、事故及异常处理应遵循相关规程、规定，保证信息传递准确、及时，操作安全、高效。

4. 当电网安全需要或在应急状态下时，调度机构可下令将集控站控制的受控站恢复为现场有人值守，在未得到调度机构同意的情况下，现场值守人员不得擅自撤离。

第38条 调度机构的调度管理规程及发电厂、变电站的运行规程应及时修编并报送相关单位。

第39条 有下列严重违反调度纪律行为之一者，按违反调度纪律论处。

1. 不执行或拖延执行调度指令。

2. 擅自越权改变调度管辖设备的状态、参数、控制模式。

3. 不如实反映现场情况，有意隐瞒或虚报事实。

4. 未经调度许可，擅自在调度机构调度管辖或许可设备上工作进行。

5. 不经调度下令，擅自改变发电厂有功、无功出力。
6. 继电保护、安全自动装置动作情况汇报不及时或汇报错误，延误事故处理。
7. 未经调度许可，在运行中的电力通信、调度自动化设备上开展工作并造成后果。
8. 性质恶劣的其他行为。

## 第五节 运行方式的编制和管理

第40条 各级调度应按年、月、周、日编制系统运行方式，以及其它需要的特殊运行方式（含保供电方案），并满足调度管理的基本要求。

第41条 下一级电网的运行方式，应服从上一级电网的运行方式要求。下一级电网调度机构的年度运行方式应报上一级电网调度机构备案。

第42条 年度运行方式应于上一年年底前编制好，其内容包括：

1. 上一年电网运行情况总结。
2. 年度电网运行方式。

第43条 月度、周运行方式应包括电网运行分析和方式安排，如发供电安排、检修安排、基建投产、运行风险分析及其他注意事项等内容。

第44条 日运行方式应于前一日编制，其内容包括地区负荷预测、外送计划、发电计划、设备检修、新设备投产、运行方式变更及其他要求等。

第45条 在编制发、供电计划时，应当留有备用容量，分配备用容量时应考虑电网的送受电能力，备用容量包括负荷备用和事故备用。云南电网与南方电网联网运行时，云南电网备用容量按南网总调统一安排；云南电网独立网运行时，各种备用容量宜采用如下标准：

1. 负荷备用：一般为最大发电负荷的 2~5%。
2. 事故备用：一般为最大发电负荷的 10%左右，但不小于电网内一台最大机组的容量。

#### 第46条 发、供电调度计划

1. 各级调度机构应分别根据调度管辖范围编制并下达日发电、供电调度计划，包括电网与电网之间的联络线功率交换计划。

2. 值班调度员可按有关规定，根据电网运行情况调整日发电、供电调度计划，调整后必须作好记录。

3. 编制发电调度计划的依据：

- 1) 有关政策法规。
- 2) 节能发电调度原则
- 3) 负荷预测。
- 4) 电网的设备能力和检修情况。
- 5) 电网潮流、稳定、调压和经济运行的要求。

- 6) 有关的并网调度协议。
- 7) 各发电厂购售电合同。
- 8) 火电厂的燃煤储存情况。
- 9) 水电厂水力资源情况，对具有综合效益的水电厂的水库，应根据批准的水电厂设计文件，并考虑防洪、灌溉、航运、环保、发电等各方面要求，合理利用水库蓄水。
- 10) 外送（购）电计划。
- 11) 发电厂上报的发电计划。

4. 编制供电调度计划的依据：

- 1) 有关政策法规。
- 2) 负荷需求预测。
- 3) 电网发电和供电能力。
- 4) 电网计划用电方案。
- 5) 有关的供、用电合同（协议）。

第47条 日发、供电调度计划的执行

1. 发电厂、供电用户必须按照日发、供电调度计划执行，网间联络线功率必须按照日调度计划控制，并根据调度指令调整功率。

2. 当出现发电设备不能按日发电调度计划运行时，应按下列规定办理：

- 1) 发生不可预见事故影响计划的执行时，应及时汇报相应调度机构值班调度员。

2) 电厂发生可预见的原因需要调整日发电调度计划的，应于6小时前向相应调度机构提出申请。

3. 当主网发生下列情况之一时，值班调度员有权调整日发、供电调度计划，并及时通知方式安排人员：

- 1) 发、供电设备事故或电网事故。
- 2) 电网频率或电压超出规定范围。
- 3) 输变电设备负载超过规定值。
- 4) 由于天气等原因使实际负荷偏离预计负荷而调整困难时。
- 5) 由于水情突然变化，防汛等紧急情况。
- 6) 威胁电网安全运行的其他情况。

## 第六节 水库发电调度

### 第48条 基本原则

1. 水库发电调度原则：按设计确定的任务、参数、指标及有关运用原则，在确保电网安全稳定、电能质量合格、电网能够吸纳的前提下，根据水电厂水库特性、水文气象趋势及电厂发电设备状况，以提高全网水能利用率、降低矿物质燃料消耗为目标，合理安排电厂的发电计划。安排计划时，水电厂优先于火电厂，梯级整体优先于单个电站，多流域优于单流域。

2. 并入电网运行的水电厂水库必须服从电网的统一调度，严格执行水库调度有关法律、法规、规范和制度。

3. 水库发电调度的主要内容包括：编制水库发电调度方案、运行计划，及时掌握、处理、传递水文气象和水库实际运行等信息，进行水文气象预报，确定水库运行方式，实施水库调度运行，并分析总结。

4. 省调直调水电厂应建立水库调度专职机构，建立健全规章制度，配备专业技术人员，加强水库调度管理，提高水库综合利用效益。水库调度值班人员及有关专责若有变动，应及时将变动名单上报省调。

5. 并入电网运行的水电厂必须具备齐全的水库设计资料，应将水库的基本资料汇编成册，并根据资料的积累和变化情况及时补充和修正。

6. 并入电网运行的水电厂应进行与水库水量平衡有关的水文观测计算，其精度应符合国家有关规定。

7. 并入电网运行的水电厂有义务向调度机构提供水库设计资料、历史资料和实时水库运行信息。

第49条 当预计入库流量有较大变化时，并入电网运行的水电厂应及时向调度机构报告，以便及时调整负荷。

第50条 水电厂水库发电调度工作汇报要求

1. 水电厂每日9时前向省调报当日8时大坝上、下游水位、8时入库流量、8时泄流量，前一日的入库流量、发电流量、泄流量、出库流量、流域平均降雨量、弃水损失电量，预计后一日平均入库流量、电站可调出力及发电曲线建议。水工

在建的并网水电厂应根据工程进度和审批的蓄水方案，加报每日水库允许的最高蓄水位。

2. 有大型水库的水电站每月 5 日 10 时前应填报上月水电调度运行月报（内容根据省调有关规定执行）；每月 1 日、11 日、21 日上报水调调度运行旬报。

3. 水电厂应在当年 10 月底前编制下一年度水库控制运用计划，并上报省调。

4. 各大型水电厂每年 1 月 10 日前将上年度水库调度工作正式总结上报省调。总结的主要内容包括：水库雨、水情分析；水库调度运用过程；节水增发电分析；水库实际运用指标与计划指标的比较；水库综合利用效益分析；水电调度存在问题及相应改进意见。

#### 第51条 地调的水库发电调度管理

1. 各地调要每日收集调度管辖的具有日调节和本地区主力水电厂当日 8 时水库坝上水位、昨日流域降雨、昨日出入库及发电流量、昨日发电量、次日预计发电量、预计最大可调出力等信息。

2. 各地调每日向省调上报本地区次日小水电发电曲线及预计发电量等信息。

3. 各地调每年 12 月完成编制下一年的本地区小水电水库调度运行方式，并纳入地区电网运行方式上报省调，小水电水库调度运行方式一般采用 70%~75% 的来水频率编制，同时选用

50%和 90%来水频率计算各主要水库分月发电量、地区水电总的分月发电量。

第52条 水电厂应按设计规定时间进行水库汛末水位回蓄，如需提前蓄水应报调度机构同意。

第53条 省调要加强省、地、县三级水库发电调度协调工作，并对地、县调的水库发电调度管理工作提供指导。

#### 第54条 水情自动测报及水调自动化

1. 水电厂应建设水情自动测报系统，实现水库流域实时水情自动收集，为提高水电厂、电网经济运行水平和保证水库防洪安全服务。

2. 水电厂应建立水情自动测报及水调自动化系统运行维护管理规程，并设置专职人员维护管理，确保系统安全、可靠、稳定运行。

3. 水情自动测报和水调自动化系统规划、设计、更新及改造方案必须报调度机构审查，其技术性能参数应达到有关国家及行业标准要求，并满足所接入电网各项技术规范要求。

4. 与省调水调自动化系统联网的水电厂每日 7：00 前应检查流域平均降雨量、库水位、平均入库流量、平均发电流量、平均泄流量、当前泄流量等关键性数据是否正确，向省调传输是否正常。水情自动测报及水调自动化系统出现故障时，应及时向省调报告。

5. 与省调水调自动化系统联网的水电厂因水情自动测报或水调自动化系统检修、设备维护可能造成系统停运时，应经省调许可。

6. 水调自动化系统设备出现故障，运行维护人员接到通知后要及时到达现场，查找故障，尽快处理，恢复设备正常运行。

7. 已建立水情自动测报或水调自动化系统的水电厂，应于每年1月10日前向省调报送上一年水调自动化系统（含水情自动测报系统）运行总结。总结内容应包括设备的运行情况、水文预报情况、系统的效益、存在的问题和改进的意见等。

8. 水情测报系统建设模式和功能要求

1) 具有周以上调节能力水库的水电厂、装机容量25万千瓦以上电站（含梯级水电站）必须按照国家水情测报系统设计标准建立完整的水情测报系统，通过专用网络通道与省调水调自动化系统直接连接。

须向省调传输的基本数据有：

(a) 实时数据：各测站实测的水位、降雨量等。

(b) 计算数据：入库流量、发电流量、出库流量、泄洪流量等。

(c) 相关断面来水预报数据。

(d) 闸门开度等。

2) 具有日调节能力水库的水电厂可建设相对简易的水情测报系统。该系统必须具有至少（但不限于）大坝上、下游水

位和坝址附近 2 个雨量采集点信息的功能。上述信息采集后传输到电厂的监控系统，然后通过监控系统上传相关调度机构。由省调调度的电厂直接传省调 EMS 系统，由省调委托地调调度的电厂由地调接收后再转发省调。

须传输的基本数据：

- (a) 实时数据：各测站实测的水位、降雨量等。
- (b) 计算数据：入库流量、发电流量、出库流量等。
- (c) 闸门开度。

3) 纯径流的水电厂可建设简易的水情测报系统。该系统必须具有至少（但不限于）坝址水位和坝址附近 2 个雨量采集点信息的功能。上述信息采集后传输到电厂的监控系统，然后通过监控系统上传到相关的调度机构。由省调调度的电厂直接传省调 EMS 系统，由省调委托地调调度的电厂由地调接收后再转发省调。

须传输的基本数据：

- (a) 实时数据：实测的水位、降雨量。
- (b) 计算数据：入库流量、发电流量、出库流量等。

4) 水电站（或梯级电站）装机达到 100MW 以上的电站，若调节性能较差，但所在流域处于主要河流上或者有其他特殊需要的，根据具体情况由省调确定以何种方式建设水情测报系统和接入省调的方式。

5) 省调要求的其他水情测报系统数据另行规定。

## 第七节 设备检修管理

第55条 电网设备的检修按调度管辖范围分级管理，调管设备检修必须服从调度机构的统一安排，涉及上、下级调度的设备检修调度管理，下级调度必须服从上级调度。

第56条 设备检修应结合电网的运行情况，考虑对电网安全稳定运行以及对发、供电影响最小等原则进行平衡和安排。

第57条 设备检修的工期与周期应符合发、输、变电设备检修的相关规定，遵循“应修必修、修必修好”的原则。

第58条 相互关联、相互配合的设备检修应尽量统一安排，避免重复停电。

1. 涉及发电厂电力送出输电线路停电的检修工作，原则上与电厂机组检修配合。

2. 对一次设备的运行状态有要求的二次设备工作，原则上应跟随一次设备的检修进行安排。

3. 对于涉及不同单位的同一设备检修，由调度机构统一协调安排。

4. 同一单位所属不同站点进行的可配合同同时开展的检修项目（如同一线路各侧站点的配合检修项目），原则上要求一次性配合完成。

5. 生产性检修项目的时间安排，原则上要求与基建施工配合停电项目协同进行。

第59条 设备检修分为计划检修和非计划检修两类。

第60条 设备检修计划分为年度检修计划和月度检修计划。年度、月度检修计划中应包括需要运行设备改变状态或对电网运行有其他要求的设备检修、技改、试验、配合停电等工作。

第61条 年度检修计划主要平衡发电设备和重大输变电设备检修、技改、试验、配合停电等。

1. 每年 11 月底前，设备产权所属单位根据设备调度管辖范围，按调度机构要求提交下一年度的设备检修、技改、试验、配合停电等计划。

2. 每年 11 月底前，由基建主管部门负责向调度机构提交下一年度需要运行设备改变状态或对电网运行有其他要求的试验、配合停电等计划。

3. 调度机构在各单位上报的设备检修计划基础上，会同有关单位协调后，将检修计划纳入年度计划中，并在年底前予以公布。

第62条 月度检修计划主要依据年度检修计划和预计的次月电网运行情况进行安排。

1. 在每月二十日前，设备产权所属单位向省调申报次月度省调管辖设备的检修、技改、试验、配合停电等计划，基建主管部门向省调申报次月度省调管辖设备的试验、配合停电计划。已列入年度计划的检修工作仍需按月上报。

2. 调度机构对上报的检修、技改、试验、配合停电等计划进行平衡协调后，制定次月检修计划，并于月底公布。各相关单位应提前做好检修及配合准备。

第63条 设备检修必须提前向管辖设备的调度机构办理检修申请手续。

第64条 检修申请填报部门负责填报检修申请并协调本单位内部相关部门和所涉及的通信公司完成提交调度机构前的填报环节。

第65条 检修申请管理流程中涉及的各单位或部门应确保正确填写和批复，并对所填写和批复内容的正确性负责。

第66条 检修申请填报人只能由经调度机构培训考试合格的人员担任。电厂的填报人由管辖调度机构负责培训考核，供电局的填报人由地调负责培训考核。

第67条 省调管辖和许可设备的检修申请要求至少在开工前 2 个工作日内上报检修申请单，省调应在开工前 1 个工作日 17:00 以前批复申请。

第68条 对电网运行或发供电能力影响较大的检修、技改、试验、配合停电工作，检修申请单位至少在开工前 5 个工作日将检修申请和相关方案（包括检修、施工、试验等方案）上报管辖设备的调度机构，调度机构应在开工前 2 个工作日答复，在开工前 1 个工作日批复申请。

第69条 输变电设备检修申请的上报至少应经过以下流程：供电局内部的检修项目管理部门负责检修申请的填报，并

负责报供电局内部相关部门审核通过后，再提交至设备产权所属单位的调度机构进行审核和批复。属上一级调度机构管辖或许可设备的检修申请须先由设备产权单位调度机构完成批复后，报上一级调度机构批复和备案。

第70条 产权分属多家单位的输电线路，应根据检修地点线路产权关系，由相应供电局内部检修项目管理部门分别向相应线路产权单位的调度机构填报的检修申请。

第71条 供电局以外的其他单位（如发电厂、用户）的设备检修申请由设备产权所属单位上报管辖该设备的调度机构。

第72条 口头申请：

1. 遇设备突发异常或故障，需进行紧急处理或抢修的，可先根据现场规程处理，并向管辖该设备的调度机构值班调度员提出口头申请，是否补办书面申请由调度机构根据电网安全需要及现场处理的实际情况决定。

2. 在向调度机构申请的设备状态、停电范围、检修完工时间不超过原有申请范围的条件下，事前不可预见且当天能完工的工作可向当值调度员口头申请，当值调度员可视情况决定是否安排。

3. 省调管辖线路上的带电作业，在1天内可完工的直接向省调值班调度员口头申请。

第73条 检修申请经调度机构受理后，由调度机构相关专业进行批复。

第74条 已完成批复并送达调度室的设备检修申请，设备状态的改变和检修申请的执行，须在当值调度员统一指挥下进行。

第75条 设备检修及配合停电工作结束后，值班调度员须向相关单位核实所有工作均已全部结束，设备具备运行条件后，方可进行操作。

第76条 已开工的设备检修工作，若因故不能按期完工，必须提前向调度机构办理延期申请，原则上应在设备检修申请工期未过半以前提出延期申请。检修申请延期时间不超过原批准结束日期当天 24:00 的，由该检修申请停复电联系人提前向值班调度员办理延期手续。检修申请延期时间超过原批准结束日的，由该检修申请填报单位提前按原申请申报流程提出申请，由调度机构方式部门决定是否同意延期。在工期过半后才申请延期的，按非计划检修统计。

#### 第77条 设备检修工期的计算

1. 线路检修申请工期的计算自调度机构当值调度员向检修申请的停复电联系人交付工作开始，至接到该停复电联系人报告工作结束，安全措施已拆除，人员已撤离，所负责工作段线路具备带电条件为止。

2. 变电设备检修工期的计算自设备退出运行或失去备用开始，至接到运行人员报告工作结束，安全措施已拆除，人员已撤离，具备恢复运行或正常备用条件为止。

3. 发电设备检修工期的计算自设备退出运行或失去备用开

始，至设备恢复备用为止。

## 第八节 新设备投运管理

第78条 云南电网新设备投运调度管理遵循“统一调度、分级管理”的原则。云南电网所有新设备的投运，必须服从相应调度机构的统一安排。新设备投运的调度管理与调度管辖范围划分相一致；涉及上、下级调度的新设备投运，下级调度必须服从上级调度。

第79条 电网所有新设备的投运必须由管辖该设备的调度机构批准后方可进行。属上级调度机构调度许可、下级调度机构调度管辖设备的新设备投运，应先报管辖该设备的调度机构，由其对新设备投运工作安排并批复同意后，再转报上级调度机构审批、备案。

第80条 为保证新设备的顺利投运及电网的安全运行，调度机构应在新建、扩建工程项目的规划、设计阶段即介入开展调度管理工作，工程的规划单位和建设单位应提前向调度机构提供工程有关技术资料。

第81条 在新建、扩建、改建工程投运前，由工程的建设单位按相关调度机构的电网调度管理规程要求向调度机构报送有关技术资料，并保证资料的完整性。有关技术资料须严格按以下时间要求进行报送。不能按时报送导致工程项目推迟投产的，由建设单位自行负责。

需要进行新设备调度编号和线路间隔调度命名，同时需要进行继电保护定值计算的工程项目须在实际投运 3 个月前报送相关技术资料。

不需要进行新设备调度编号和线路间隔调度命名，只需要进行继电保护定值计算的工程项目须在实际投运 1 个月前报送相关技术资料。

既不需要进行新设备调度编号和线路间隔调度命名，也不需要进行继电保护定值计算的工程项目须在实际投运 7 天前报送相关技术资料。

凡列入调度管辖范围的设备，其铭牌参数改变、接线变更必须提前征得相应调度机构同意，并报相应调度机构备案。

第82条 调度机构和相关单位按云南电网《厂站、线路命名及新设备调度编号工作管理标准》规定开展工作；调度机构在新设备投运前将新设备调度编号、线路间隔和保护调度命名，以及调度管辖范围划分的正式文件下达至工程的设备产权所属单位和建设单位。

第83条 新建、扩建、改建工程在施工建设阶段的施工、调试、试验工作，若需改变运行设备状态或涉及运行方式调整时，按云南电网《设备检修调度管理标准》规定，向设备产权所属单位的项目管理部门办理申请，经审核同意后，由设备产权所属单位的项目管理部门向相应调度机构上报停电计划和检修申请，调度机构根据电网运行情况安排。

第84条 申请填报单位及其相关单位对所提供的信息、资料或批复意见的正确性负责。

第85条 调度机构在收齐相关技术资料后，针对一、二次设备按相关规定开展工作。

第86条 新设备投运启动前，启动验收委员会或大修及技改项目管理部门负责组织编写工程项目投产启动试运方案，在新设备投运前 7 天，由工程调试单位提出申请，建设单位提出意见后，向相应调度机构提交新设备投运书面申请。同时由启动验收委员会指定新设备投运联系人。

第87条 已投运的一、二次设备经过技术改造后，在性能、特性、参数或回路上发生变化的，由设备产权所属单位的大修及技改项目管理部门成立相应投运启动指挥机构。按调度机构安排投产时需要，投运启动指挥机构负责编写工程项目投产启动试运方案。在新设备投运前 2 个工作日由设备产权所属单位项目管理部门向管辖该新设备的调度机构上报新设备投运申请。

第88条 涉及多级调度机构管辖的新设备投运调度工作，新设备投运申请按调度管辖范围划分分别上报至相应管辖该设备的调度机构，涉及多级调度机构的，由上级调度机构对整个新设备投运调度工作进行总体协调和整体安排，各级调度机构各自负责其调度管辖新设备投运申请的受理、具体批复和投运启动调度指挥。

第89条 新设备投运申请中应统一包含相关单位、部门的批复意见，不能出现遗漏。新设备投运申请原则上由管辖设备的调度机构完成最终批复。由多个调度机构共同批复的新设备投运申请，相关调度机构必须认真阅读其他批复意见，如有疑问，应及时提出建议并协调解决。

第90条 调度机构在编制新设备投运调度方案时应充分考虑申请单位提出的在整个投运过程中对电网的要求及影响，以及需要电网进行的配合，落实相应调度措施。

第91条 调度机构应在批准的新设备投运开始时间前 2 个工作日编制完成新设备投运调度方案。新设备投产申请填报人应及时通知启动验收委员会或大修及技改项目管理部门，根据新设备投运调度方案组织调整工程项目投产启动试运行方案并批准。

第92条 在启动验收委员会批准新设备投运启动后，由新设备投运联系人向值班调度员汇报，值班调度员依据新设备投运申请开始投运操作。

第93条 新设备开始投运操作前，由管辖该新设备的调度机构值班调度员提前向当值运行人员和新设备投运联系人核对申请的投运启动范围与要求，明确调度机构有关批复意见，通知现场做好投运操作准备，落实有关批复意见。

第94条 新设备投运操作的调度指令由管辖该新设备的调度机构值班调度员下达至新设备投运联系人，由新设备投运联系人负责协调施工单位（或调试单位）人员执行；原已移交运

行单位的设备操作调度指令由管辖该设备的调度机构值班调度员下达至厂、站当值运行人员，由当值运行人员负责执行。

第95条 在投运启动过程中，如新设备发生异常或事故，由新设备投运联系人负责协调处理，同时汇报管辖该新设备的调度机构值班调度员。新设备投运启动工作是否暂停或终止，由启动验收委员会决定。

第96条 在投运过程中，如因电网事故等特殊情况，调度机构值班调度员有权推迟、暂停已批准的新设备投运，并及时将原因通知新设备投运联系人。在电网具备条件后，调度机构应通知新设备投运联系人，继续开展新设备投运工作。

第97条 新设备自开始投运操作起即纳入调度运行管理。

## 第九节 负荷管理

第98条 负荷管理的任务

1. 收集和统计本电网的负荷资料。
2. 进行用电情况分析。
3. 进行负荷需求预测。
4. 编制、下达供电调度计划。
5. 编制、下达事故限电方案。

第99条 负荷管理人员应进行以下分析：

1. 省网、地区电网和大用户实际用电曲线与预计曲线的偏差及其原因。

2. 各行业的用电比例、生产特点、用电规律以及用电量与国民经济的关系。

3. 气象、季节变化、原材料供应和负荷的自然增长率对省网和地区电网负荷的影响。

4. 电网异常和事故运行情况对用户的影响。

5. 小水电在水情变化时对电网发、供电负荷的影响。

#### 第100条 负荷预测

1. 负荷预测分为年度、月度、日负荷预测及节日负荷预测。

2. 地区下年度负荷预测应包括每月最高、最低负荷及电量，于本年 10 月 30 日前报省调。下月度负荷预测于本月 20 日前报省调。日负荷预测应于 16:00 前上报，节假日负荷预测应在节前最后一个工作日 16:00 前上报。

3. 各级调度应执行日供电调度计划，因气候、事故等原因需调整计划时，地调应向省调值班调度员提出申请，经同意后按修改的计划执行。在事故情况下，地调应执行省调下达的限电方案。

## 第十节 电网频率及省际联络线潮流调整

第101条 南方电网频率调整由总调统一指挥，频率标准为 50Hz，正常运行偏差不得超过  $\pm 0.2\text{Hz}$ 。当局部电网孤网运行容量小于 3000MW 时，正常运行频率偏差不得超过  $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

第102条 云南电网与南方电网并列运行时，云南电网负责控制省际联络线功率，省际联络线功率与系统频率偏差控制和考核采用南方电网的 CPS 标准，由省调 AGC 或省调指定电厂进行省际联络线交换功率的控制。

第103条 云南局部电网孤网运行时，频率调整由相应调度机构统一指挥，值班调度员可以根据电网的实际运行情况通过 AGC 进行调频，也可以指定主调频厂和第二调频厂来进行调频。频率在允许偏差范围内时，由主调频厂负责调整；超出允许频率偏差范围时，第二调频厂应立即参与频率调整。调频厂失去调频能力时，应立即汇报值班调度员，值班调度员应迅速采取措施恢复其调频能力或重新指定调频厂，其余电厂按值班调度员的要求带负荷。

第104条 为保证系统频率正常，调度机构在编制系统及各发电厂的日发电计划时，应按规定留有必要的旋转备用容量（2% ~ 5%），分配备用容量时，应考虑到调频手段和通道的输送能力。

第105条 为防止系统频率崩溃，各地区网必须严格执行省调下达的低频减载方案，任何时候切除容量和轮级都要满足省调的要求。低频减载装置动作后应立即汇报所辖值班调度员，得到值班调度员许可后才能对所切负荷送电，事故处理涉及到省调时还须得到省调值班调度员许可。

第106条 系统内为保证频率质量而配置的其它自动装置和功能，如 AGC、高频切机、一次调频等，均应按相应调度机构执行的方案执行。

第107条 对省际联络线潮流或系统频率有较大影响的大用户在负荷大幅度调整之前必须征得值班调度员的许可。

第108条 各发电厂、变电站在发现系统频率出现异常或越限时，要主动汇报值班调度员，并按本规程中系统频率异常及事故处理的有关规定执行。

当省际联络线出现大幅度功率异常波动，联络线监控厂、站应及时汇报省调。

## 第十一节 电网电压调整和无功管理

第109条 云南电网的电压调整和无功管理按调度管辖范围实行分级负责，电网的无功补偿及调整以“分层分区、就地平衡”为原则，主网实行“逆调压”。

第110条 调度机构无功、电压管理的主要内容：

1. 确定电压考核点、监视点，并根据电网的发展进行必要或适当的调整。原则上省调管辖的所有 220kV 及以上母线均作为电压监视点，其中的 80%作为电压考核点。

2. 负责管辖范围内的无功平衡分析工作以及在相关各地区电网的无功分区平衡的基础上组织进行全网无功平衡分析工作，并制定改进方案和措施。

3. 每月编制下达无功、电压曲线，明确正常运行电压值和允许的偏差范围。当电网结构有较大变化时，应根据情况重新下达无功、电压曲线。

4. 指挥管辖范围内的无功补偿装置投切和机组无功出力调整，做好不同层级、片区电网无功管理和电压调整的协调管理。

5. 确定和调整管辖范围内的变压器分接头位置。

6. 对监视点的电压合格率进行统计考核。

第111条 发电厂的运行人员负责监视并按给定的电压曲线控制母线运行电压在曲线范围内。

1. 高峰负荷时，按发电机 P-Q 曲线规定的限额，增加发电机无功出力，使母线电压逼近上限运行。

2. 低谷负荷时，按发电机允许的最高功率因数，降低发电机无功出力直至进相运行，使母线电压逼近下限运行。

3. 当母线电压超出电压曲线规定值，可不待调度指令自行调整发电机无功出力，使母线电压恢复至电压曲线允许范围，若经调整仍超出规定值，应立即报告值班调度员。

4. 发电机的自动电压调整装置，正常应投入运行，如需停用，应得到值班调度员同意。

第112条 对变电站无功电压调整的要求：

1. 变电站运行人员负责监视并按给定的电压曲线控制母线运行电压在曲线范围内。

2. 各变电站进行无功电压调整时，必须保证本站 220kV 及以上等级电压在合格范围内，在此前提下通过投切无功补偿设备，调整主变分接头档位等手段，调整 110kV 电压满足曲线要求。

3. 低压侧装有电容器组及主变为有载调压的 220kV 变电站，正常情况下主变分接头及电容器组由 VQC 装置进行控制调整，若 VQC 装置退出则按以下原则调整：110kV 母线电压在合格范围（ $110\text{kV} \pm \frac{7}{3}\%$ ）内按无功、电压曲线调整。当 110kV 母线电压低于额定电压的 97%时，将本站电容器组分组投入，当电容器组投完后电压仍偏低时，方能调整变压器分接头，提升电压；当 110kV 母线电压高于额定电压的 107%时，将本站电容器组分组退出，当电容器组退完后电压仍偏高时，方能调整变压器分接头，降低电压。兼顾低压侧母线电压调整的要求。

第113条 省调、各地区调度值班调度员，应按照调度管辖范围监控有关电压考核点和电压监视点的运行电压波动，当发现超出合格范围时，首先会同下一级调度在本地区内进行调压，经过调整电压仍超出合格范围时，可申请上一级调度协助调整。主要办法包括：

1. 调整发电机无功出力、开停备用机组、投切无功补偿设备，达到无功就地平衡。

2. 在无功就地平衡前提下，电压仍不合格，可以调整有载调压变压器分接头。

3. 在保证系统稳定运行的前提下，适当提高或降低送端母线运行电压。

4. 调整电网运行方式，改变潮流分布或限电。

5. 在不能同时满足无功曲线与电压曲线要求时，应首先满足电压曲线要求。

第114条 供电单位应统计以下资料报省调：

1. 每月 8 日以前将报送上月地区电网 A、B、C、D 类电压合格率。

2. 每月 20 日前按要求报送典型日（15 日）地区有功、无功负荷曲线，电压曲线，电容器组运行实测资料。

3. 每月 20 日前报送上月 220kV 有载调压变分接头调整次数，无载调压变分接头运行位置。

第115条 省调应对电压曲线的执行情况进行统计分析：

1. 每日统计电压控制点、监视点的运行电压，并统计日电压合格率和月度电压合格率。

2. 统计分析系统内发电厂峰谷发电功率因数、主要变电站峰谷负荷功率因数及变电站调压设备运行状况。

3. 分析调压工作存在的问题并提出改进措施。

## 第十二节 电网稳定分析管理

第116条 稳定运行管理的主要任务是：掌握电网的稳定情况，按《电力系统安全稳定导则》要求，制定和实施保持电

网稳定运行和异步运行后再同步的措施，防止稳定破坏、电网瓦解和大面积停电事故的发生。

第117条 稳定运行管理的主要内容：

1. 提出稳定措施方案，经电网稳定领导机构批准后督促实施。

2. 提出联络线或断面的静稳、热稳、动稳和暂稳控制极限，提出其他线路和断面的静稳和热稳控制极限。

3. 对各种运行方式的稳定情况进行计算分析提出合理的运行方式。

4. 对电网重大事故进行稳定性校核计算分析，并提出相应对策。

5. 对安全稳定装置的动作情况进行统计分析和评价。

第118条 凡在电网内从事电力规划、设计、建设、生产、科研、调度等工作，均应遵守电网稳定管理的有关规定。

第119条 电网稳定计算管理

1. 电网稳定计算应遵循《电力系统安全稳定导则》、《电力系统技术导则》、《电力系统暂态稳定计算暂行规定》的原则，按照调度管辖范围，分级负责进行。

2. 云南电网运行稳定计算由省调组织，按照统一计算程序、统一计算标准、统一计算模型、统一运行方式、统一计算方案和计算进度的原则实施，统一管理。

3. 各级调度机构按照调度管辖范围划分负责稳定计算、定期校验及稳定事故或事件分析，制定措施，提出要求，组织实施。

4. 云南电网运行稳定计算应包括暂态稳定、静态稳定、动态稳定、热稳定、频率稳定、电压稳定等。

5. 为了确保全网的安全稳定运行，省调对地区电网提出的潮流输送极限、运行方式、继电保护、稳定措施等要求，各单位须遵照实施。

第120条 对于与电网稳定分析计算紧密相关的设备参数，如发电机参数、励磁系统参数、PSS 参数、调速系统参数、变压器参数和断路器实际动作时间参数等，相关单位应按调度机构要求提供详细的技术资料。对于可能引起参数变化的工作，须事先征得调度机构同意。

第121条 联络线或联络断面不得超出稳定极限运行，调度系统各级运行值班人员应对联络线及断面潮流进行监控。

### 第十三节 电网安全稳定装置与机网协调管理

第122条 电网安全稳定装置管理原则：

1. 调度机构负责审查调度管辖范围内的安全稳定装置的技术方案并参与组织实施，相关单位应按照预定方案安装、调试本单位维护的安全稳定装置。安全稳定装置运行维护由设备所在单位负责。

2. 新、改（扩）建安全自动装置投入运行前，调度机构应制定调度运行规定，设备运行维护单位应制定或修编现场运行规程。

3. 各级调度系统值班人员应加强安全稳定装置的动态管理，切实保证低频减载、高周切机容量满足规定的要求。调度系统运行值班人员应根据电网的一次方式变化及时投退或调整安全自动装置。

4. 安全稳定控制装置及其通信通道的正常运行是电网安全稳定的重要保障，各相关单位须做好运行维护，及时汇报、处理异常和缺陷。

5. 安全自动装置由相应调度机构负责整定，对上一级电网有影响的应报上级调度机构同意。

#### 第123条 安全自动装置定值管理

1. 调度机构负责管辖范围内安全稳定装置的定值整定。

2. 调度机构整定范围内安全自动装置通知单须经现场运行值班人员与值班调度员核对无误后方可执行，如有疑问应及时提出。

#### 第124条 自动减载装置的管理

1. 省调每年编制低频、低压减载方案，方案应满足保电网安全的要求，同时满足总调的要求，并按省网可能出现的最大功率缺额校核，依据网络结构、负荷水平、发电出力合理分配。各地调应根据省调下达的低频、低压减载方案要求，制定本供电区低频、低压减载方案并组织实施，方案应满足省网按

级按量的要求，还应考虑局部地区网与主网解列后稳定运行的要求。

2. 调度机构应加强运行管理，实时运行状况应满足方案要求。

3. 低频、低压减载装置动作后，值班运行人员应立即向相应调度机构值班调度员汇报，不得擅自送电。值班调度员应判明事故性质和范围，若涉及到上级调度管辖范围，须立即汇报上级调度值班调度员，得到其许可方可送电。

4. 低频、低压减载装置误动时应退出，向相应调度机构值班调度员报告，并及时通知专业人员处理。

#### 第125条 机网协调管理

1. 调度机构义务：调度机构应根据电网需要，对并网发电厂提出满足电网安全运行的技术及其管理方面的机网协调要求，并应提前通知相关发电厂。

2. 发电厂义务：执行调度机构提出的保障电网安全运行的技术及其管理方面的机网协调要求。

3. 发电厂机组涉及与电网频率、电压有关的保护、安全自动装置定值及控制策略须报相应调度机构审核。

#### 第126条 励磁调节器、电力系统稳定器(PSS)和一次调频的运行管理

1. 发电机励磁调节器、电力系统稳定器(PSS)和一次调频涉及电网安全稳定运行的有关参数定值和并网运行管理工作，按调度管辖范围划分进行分级管理。

2. 发电机励磁调节器、电力系统稳定器(PSS)和一次调频的投入、退出应得到相应调度机构的批准，电力系统稳定器(PSS)和一次调频投退信号应传送至相应调度机构。上述装置异常或故障，值班运行人员可按现场运行规程将其退出，但退出后应及时向值班调度员汇报。

3. 调度机构负责对管辖范围内机组励磁系统的有关性能指标提出具体要求。200MW及以上火电机组、50MW及以上水电机组的励磁系统，以及根据电网稳定计算后确定的其他机组，应进行性能试验、励磁模型及参数实测试验、PSS整定试验，电厂应组织并按期完成试验，并向调度机构报送测试、试验报告。对于需要投入PSS的机组，调度机构根据机组PSS参数整定试验结果，下达参数整定值。

4. 并入云南电网的机组均应具备一次调频功能，其性能指标与参数应满足有关规定的要求并投入运行。

5. 电厂在接到调度机构下达的定值通知单后，应按要求完成有关参数和定值的整定，并回执。未经调度机构批准前，电厂不得更改机组励磁系统、电力系统稳定器(PSS)和一次调频中的参数。

6. 发电机励磁系统性能、励磁模型及参数实测、PSS整定、一次调频等试验，应在相关设备更换及改造首次并网后进行，新建机组应在进入满负荷试运前完成，并上报相应调度机构审查。

## 第十四节 继电保护管理

### 继电保护专业管理

第127条 继电保护及安全自动装置实行“统一领导、分级管理”的原则。省调是云南电力系统继电保护技术管理的职能部门，对电力系统继电保护实行专业管理。其职责是：

1. 监督继电保护反事故措施、重大技术措施、技术改造与新技术推广应用方案的制定和实施。监督继电保护整定方案、运行规程、检验规程等的修编与实施。

2. 负责继电保护装置动作情况的分析统计、考核评价和运行总结。组织或参加继电保护不正确动作原因的调查、分析。

3. 对接入云南电网 110kV 及以上电压等级电力设备的继电保护，从规划、设计、配置、选型、安装调试到运行维护全过程实施技术监督。

4. 参加管辖范围内规划、新建及技改工程的继电保护审查工作。

5. 负责管辖范围内继电保护配置、整定计算及运行管理工作。

6. 负责定期修编管辖范围内的继电保护整定计算方案、运行说明。

7. 组织继电保护专业培训。

第128条 继电保护装置是保证电网安全稳定运行和保护电气设备的主要装置。继电保护装置包括各保护装置、保护通道接口、数据交换接口、故障录波装置及保护信息管理系统等设备及二次回路。

第129条 各电厂、变电站主变中性点接地方式具体要求如下：

1. 省调直调的 220kV 及以上电厂、变电站主变中性点接地方式由省调确定，110kV 及以下电厂、变电站主变中性点接地方式由地调确定。

2. 地调管辖的 220kV 变电站，无电源接入的，原则上主变中性点不接地运行，如需主变 110kV 侧中性点接地运行由地调安排；有电源接入的，地调根据实际情况向省调申请，由省调批准安排主变中性点接地运行数目。

3. 具有 220kV、110kV 两个电压等级的电厂，220kV 部分主变中性点接地方式由省调确定，110kV 部分主变中性点接地方式由地调确定。

4. 省、地调各管辖主变中性点接地数目发生变化并引起综合零序阻抗变化时，必须在变化前 15 天书面通知相关调度机构。

5. 运行中应尽量确保主变中性点接地运行数目不变，在操作过程中允许某一厂站中性点接地数短时超过规定。

6. 地调应于每年 12 月 31 日前将年度主变中性点接地方式报省调备案。

第130条 继电保护整定计算范围划分：

1. 电网继电保护整定范围一般与调度管辖范围一致。当整定范围与调度管辖范围不一致时，以书面形式明确。

2. 500kV 变电站站用设备由地调负责整定计算。

3. 电厂须委托相关调度机构，进行并网线路的线路保护（含远方跳闸装置）、高抗保护、母线保护、失灵保护、短引线保护及断路器保护的计算。

4. 发电厂的发电机、变压器、故障录波器及厂用电系统的保护由各发电厂负责整定计算。

5. 变电站内变压器、电抗器、串补装置等设备的非电量保护由运行维护单位的生产技术部门负责技术管理，制定整定方案，由地调继电保护专业下达通知单。

第131条 继电保护现场工作各相关人员职责：

1. 厂（站）继电保护专业工作人员：对现场进行工作的安全性负责，根据现场二次回路工作内容提出检修申请，申请中明确保护功能投退、调整要求及影响范围。

2. 厂（站）运行人员：对现场继电保护操作处理的正确性负责，按现场二次回路工作内容填写操作票，对现场操作中的继电保护问题按现场运行规程进行处理，并按流程进行汇报。

3. 调度机构继电保护人员：检修申请涉及继电保护及相关二次回路的，按调度管辖范围由调度机构继电保护专业批复，协调管辖范围内的其他继电保护问题；继电保护专业批复只对保护功能投退和调整提出要求，不涉及具体压板及回路。

4. 值班调度员：按调度管辖范围，依据继电保护专业对检修申请的批复要求，向现场下达保护功能投退和调整要求指令，不涉及具体压板及回路。

#### 第132条 继电保护现场工作操作管理规定

1. 现场进行继电保护工作，必须按规定办理检修申请、现场工作票及二次措施单等。现场工作必须得到调度员许可方能进行保护投退、切换等具体操作。

2. 保护功能和保护通道的投退、切换操作，值班调度员只负责提出保护功能、保护通道投退或切换的功能要求，具体操作由现场人员按现场运行规程执行，并对其操作的正确性负责。

## 继电保护整定计算管理

第133条 继电保护整定及配置应符合国家以及南方电网、云南电网相关规程规定，以保证电网安全稳定运行。

第134条 相关部门应及时书面提供下列资料，作为编制继电保护装置整定方案和运行说明的依据：

1. 系统开机方式，正常及实际可能出现的检修方式。
2. 系统母线最高最低运行电压，线路最大负荷电流，线路等值电势摆角及非全相过程中序量变化。
3. 系统稳定的具体要求，包括故障切除时间、重合闸方式及重合时间等。
4. 系统主接线图和设备命名编号。

5. 其他必要的运行资料和计算所需参数。

第135条 在收到完整资料后，经整定计算，下发调试定值通知单，调试定值单无须签字和加盖公章，由计算人下发至建设或生产单位。现场按调试定值通知单调试结束后立即填写调试定值单回执，在收到调试定值单回执 5 个工作日后下发正式定值单。

第136条 由于运行方式变化，应对继电保护定值进行校核，校核后需要临时改变继电保护装置整定值时，按临时定值通知单下达。

第137条 按省调下达的分界点系统综合阻抗及保护定值配合要求，各单位应及时对所管辖电网（设备）的保护定值进行校核，如不能满足配合要求时，应协商解决，原则上局部电网服从整体电网，下级电网服从上级电网。

第138条 云南电网内任何调度机构电网运行方式、继电保护改变会对其它调度机构定值造成影响的，应提前 15 个工作日以书面形式通知受影响方，并且提供整定分界点的设备参数、系统阻抗、保护定值以及整定配合要求等。

第139条 电厂自行整定的保护定值应满足调度机构的定值配合要求，机变保护中的高频保护、低频保护、失磁及失步保护、发变组零序电流、低压过流保护等后备保护及涉网保护整定必须满足系统保护定值的配合关系和要求，报接入电网所属的调度机构核准后执行，其它发电机、变压器保护定值提交管辖的调度机构备案。

第140条 电厂管辖设备的保护定值应定期校核，以确保适应电网发展情况。电厂每年应向电网了解电网变化情况，根据调度机构提供的等值综合阻抗按要求对电厂整定的保护进行校核，并将校核情况及时反馈给相关调度机构，同时将相关保护定值报调度机构备案。

## 继电保护运行管理

第141条 220kV及以上主网继电保护定值更改

所有运行设备的继电保护装置定值更改，必须上相应的定值更改申请或经值班调度员同意方可进行。

1. 对双套配置的保护装置，在进行定值更改时不停一次设备，而将保护装置轮流退出更改。
2. 单套配置的断路器保护，如断路器停电不影响主设备运行的，原则上将断路器操作至热备状态进行更改。
3. 单母线、双母线接线的断路器保护、远方跳闸装置等，在保护退出后对电网、设备安全有影响的，原则上应停断路器或旁路代供进行更改。如断路器不具备停运条件，且保护退出进行定值更改时间在30分钟以内的，可不停一次设备，仅退出保护装置进行。
4. 单套配置的母差保护，允许母差保护退出进行定值更改，母差保护全部退出时，不得对该母线进行倒闸操作。
5. 对故障录波器等不涉及动作跳闸的装置，可退出更改。

6. 微机继电保护装置在运行中，如需要改变已固化好的成套定值，由现场运行人员按规定的方法改变定值区，此时不必停用微机继电保护装置，但应立即打印（显示）出新定值清单与定值通知单核对。

第142条 任何带电设备不允许无保护运行。500kV 设备不允许无主保护运行，220kV 设备原则上不允许无主保护运行。对无主保护的 220kV 设备，因电网原因无法安排停运的，由相关专业提出满足稳定要求的保护动作时间，经审核批准后保护更改执行。

第143条 电气设备转入热备用前，其保护装置应满足带电要求。

第144条 新设备投产，设备配置的全部保护必须同步投运，现场运行规程必须齐全。一次设备带电前，保护装置功能完好、整定值正确、二次回路接线及传动试验正确、连接片在规定位置。

第145条 现场运行规程应明确一次设备状态及其对应的保护功能和保护通道的投退、切换要求。一次设备投入运行前，现场运行值班人员应将继电保护按定值通知单及现场运行规程规定正确投入。继电保护的特殊运行状态须经值班调度员同意或明确。

第146条 一次设备停电后，除调度员明确下令操作的继电保护外（如失灵保护、联跳保护、远跳保护），若继电保护装置或二次回路上没有工作，则继电保护装置可不退出运行。

第147条 调度机构管辖设备有关保护的投入、退出、检验、定值更改等操作，须经相应调度机构值班调度员同意，并严格按现场运行规程执行。

第148条 正常运行方式下，线路重合闸运行方式按通知单要求执行。在对新建、改建线路充电，或线路上有其它新设备投产时退出重合闸装置。线路正常送电或事故处理时视情况可不退出充电端断路器重合闸。其它因运行方式变化需要对重合闸方式进行调整的根据值班调度员指令执行。

第149条 断路器充电保护按调度指令投退，仅用于对母线、线路充电时使用，正常运行时退出。

第150条 220kV 及以上主网在所有保护正常投入，相间距离段、接地距离段、零序段等出口时间小于 0.2 秒的保护没有超越的情况下，若电网结构变化，原则上 72 小时内，可仅保证线路纵联保护的灵敏度，其余的保护定值可不作更改。

第151条 对于 3/2 断路器接线的母线，当母差保护全停时，该母线应停运。

第152条 双母线接线方式，母差保护全部退出时，一般不对该母线进行倒闸操作，除非必要并且经方式核算。

第153条 220kV 及以上线路保护、通道由调度机构下达统一命名，现场应根据命名做好相关标识。

第154条 继电保护装置应按有关规程进行定检，定检工作应尽量配合一次设备的检修同时进行。

第155条 继电保护专业管理机构应认真分析管辖范围内的系统故障及继电保护动作情况，积累运行资料，研究和总结运行经验并提出改进措施。

第156条 按继电保护整定计算划分及调度管辖范围，各级调度机构继电保护专业对电厂行使继电保护运行管理，进行运行统计分析和考核。

第157条 供电局、220kV 及以上电压等级电厂应按《继电保护及安全自动装置统计评价规程》要求，进行运行分析和统计评价工作，在每月第 2 个工作日内向省调报送月度继电保护动作情况分析统计报表。

第158条 用户、110kV 及以下电压等级电厂应按《继电保护及安全自动装置统计评价规程》要求，开展运行分析和统计评价工作，按各地调具体要求按月度上报继电保护动作情况分析统计报表。

第159条 继电保护装置出现的异常、缺陷，厂、站运行值班人员应汇报值班调度员，并通知专业人员及时进行处理。

第160条 发生事故时，现场运行值班人员应先记录好继电保护装置的全部动作信号后方可复归，并将继电保护装置动作情况、故障测距结果及时汇报值班调度员。有人值班变电站在装置动作（无人值班变电站，在运行值班人员到达现场后）2 小时内，将保护动作信号、各保护的打印报告、故障录波、事件记录等传真至调度机构继电保护部门。

第161条 由地调管辖的 220kV 设备保护正确动作，应在事故后 24 小时内将保护装置动作情况、动作报告及故障录波报告报省调继电保护科。

第162条 110kV 及以上系统保护发生不正确动作，应在 2 小时内向省调进行专业对口汇报，并立即将保护装置动作情况、动作报告及故障录波报告报省调继电保护科。对保护不正确动作情况在事故原因查明后 2 个工作日内上报保护装置动作原因分析报告。

第163条 调度管辖的电厂设备发生继电保护不正确动作，应立即查明原因，采取措施，消除隐患，并将有关资料报调度机构认可后，方可恢复运行。

第164条 非电气量保护，由运行单位负责管理，厂站运行值班人员根据现场运行规程规定操作，但重瓦斯保护投退须征得设备管辖值班调度员的许可。

第165条 微机继电保护及安全自动装置软件版本由调度机构统一管理。

第166条 110kV 及以上使用纵联保护的线路保护需要更换时，必须两侧协调同时进行。

第167条 110kV 及以上线路、变压器应进行参数实测。变压器参数实测值应按新设备投产提交资料要求执行。线路参数实测工作必须在线路投运前完成，在线路投运后 5 个工作日内提供线路实测参数。

## 第十五节 继电保护及安全自动装置定值单管理

第168条 继电保护及安全自动装置定值单是现场设置整定值的书面依据。

第169条 继电保护及安全自动装置定值通知单应包括设备名称、装置型号、断路器编号、电流、电压互感器变比、定值更改原因，还需注明定值项编号、名称、符号，并备注清楚执行要求和注意事项。明确装置功能要求，但不明确到装置连接片等具体屏柜上操作元件。

第170条 继电保护及安全自动装置正式定值单、临时定值单由计算人负责制定，并经计算人、审核人、批准人三级审核后签字。

第171条 调度室、装置所在厂站和维护部门都必须保存一份执行完成的继电保护及安全自动装置正式定值单。继电保护及安全自动装置临时定值单只需在调度室、装置所在厂站保存。

第172条 执行更改定值工作人员应先认真查看定值通知单，并与现场装置及定值项核对无误后才能执行。执行中如发现疑点、差错或与现场不符时，应及时向定值单下达单位提出。

第173条 省调整定范围内继电保护及安全自动装置通知单须经省调值班调度员与现场值班员核对无误后方可执行，并严格遵守通知单执行情况回执制度。

第174条 调度员只与现场核对定值单的编号并确认是否严格按定值通知单要求执行完毕。

运行现场必须妥善保存定值通知单，并定期进行核对。

## 第十六节 调度自动化管理

### 调度自动化管理原则

第175条 全省调度自动化专业管理遵循统一领导、分级管理、下级服从上级的原则。省调是全网调度自动化专业的技术归口管理部门和监督工作的职能部门。

第176条 电网调度自动化系统设备包括主站端（调度端）自动化设备和厂站端自动化设备，主站端和厂站端自动化设备经通信通道连接形成调度自动化系统。

第177条 调度机构、发电厂和变电站均须装设满足电网运行需要的调度自动化系统设备，应设置自动化专业机构或配备专职自动化专业技术人员，确保电网调度自动化系统的安全、稳定、可靠运行。

第178条 省调调度自动化工作主要职责：

1. 贯彻执行上级颁发的规程、规定、标准和导则，并结合实际制定云南电网调度自动化专业技术标准、规程规范、管理制度。

2. 负责云南电网调度自动化专业技术管理，负责管辖范围调度自动化运行管理。

3. 组织参加管辖范围内调度自动化系统相关的规划、设计、技改、大修等的编制和审查工作。

4. 负责省调调度自动化系统主站端设备的运行维护、定期检修工作。

5. 负责对下级调度机构和发电厂调度自动化专业的监督、指导和培训等工作。

第179条 地调、县调、发电厂自动化工作主要职责：

1. 贯彻执行上级颁发的各项规程、规定、标准和导则，结合具体情况，组织编制相应调度自动化专业管理制度并贯彻执行。

2. 地、县调调度自动化管理部门负责管辖范围内调度自动化的专业管理。

3. 负责所辖范围内调度自动化系统设备的运行、维修和定期检验工作。

4. 根据上级调度部门的要求，提供准确的自动化信息和实现控制功能。

5. 负责对管辖范围内调度自动化系统或设备进行运行统计和分析，并按规定上报统计报表。

6. 编制辖范围内调度自动化年度改造项目计划并组织实施，提出设备临时检修申请并负责实施。

7. 编制各类自动化设备的现场运行规程及使用说明，并对有关运行人员进行培训。

8. 负责调度自动化系统设备技改或大修工程的监督、检查和验收。

9. 配合上级调度机构进行各项自动化系统功能的定检和调试。

10. 按照统一领导、分级管理的原则，对所辖调度自动化系统及设备运行指标实施逐级考核。

## 调度自动化设备及运行管理

第180条 电网调度自动化主站端设备主要包括能量管理系统（EMS）、电能量计量系统、水调自动化系统、电力系统实时动态功角监测系统、调度生产管理信息系统（DMIS）、继电保护故障信息管理系统、相关辅助系统（如调度模拟屏、UPS电源系统、空调系统）等系统相关设备。

第181条 电网调度自动化厂站端设备主要包括：

1. 远方终端装置(RTU)及相关设备（包括电源设备、连接电缆、屏柜、防雷设备等）。

2. 厂站计算机监控系统、变电站综合自动化系统等相关设备。

3. 变送器、交流采样测控单元及相应的二次测量回路。

4. 电能采集终端及相关设备（包括电源设备、连接电缆、通信线、调制解调器、防雷设备等），智能电能表计的通信接口。

5. 电力调度数据网络设备（包括路由器、调制解调器、通信接口装置、交换机或集线器等）及其连接电缆，自动化设备到通信设备配线架端子间的专用通信电缆及安全防护设备。

6. 自动化设备专用的电源设备及其连接电缆。

7. 与保护设备、站内监控系统、数据通信系统、电厂监控系统等接口设备。

8. 接入调度自动化系统的相关量测装置（PMU）及其相关设备（包括装置本体、输入输出回路、通信接口、电源等）。

第182条 调度自动化设备的运行维护责任按属地化管理。调度机构负责调度自动化系统主站端设备的运行维护，厂站设备运行维护单位负责调度自动化系统厂站端设备的运行维护。

第183条 调度自动化系统应满足连续运行的要求，主要设备应采用冗余配置，无冗余配置的应配备品备件。

第184条 在调度自动化设备（含自动化通道）上的维护或检修工作，应向相应调度机构提出申请，并在申请中明确对调度自动化数据的影响程度及范围，由相应调度机构自动化部门批准。

第185条 自动化设备维护或检修工作开始前，现场工作人员必须采取措施，防止与现场一次设备实际运行值不一致的

错误数据上传到相应调度机构自动化系统，防止因厂站自动化设备原因导致的误调、误控等。同时必须电话征得相关调度机构自动化值班人员同意后，方可开始工作。自动化设备维护或检修工作结束时，现场工作人员必须与相应调度机构自动化值班人员确认所涉及的自动化数据或设备已恢复正常。

第186条 调度自动化设备因缺陷、故障、异常等原因需紧急处理等可直接向相应调度机构自动化人员口头申请，自动化人员根据实际情况予以批复，必要时须征询相关专业意见后予以批复。

第187条 各单位应做好调度自动化设备的运行维护工作，保障自动化信息的完整、连续和正确。

第188条 调度自动化设备运行维护实行 24 小时值班（含候班）制度，候班人员电话必须保持 24 小时畅通。

第189条 调度自动化设备发生重大异常事件后，应在规定时间内向上级调度机构汇报，并在 48 小时内提供书面分析报告。

1. 调度自动化主站系统和厂站自动化系统异常导致误调、误控一次设备，或致使调度人员、值班人员无法通过该系统对电网进行监控时间达 30 分钟，相关单位自动化部门应在 6 小时内向上级调度机构自动化部门报告。

2. 因自动化设备异常严重影响电网调度和运行控制的其他事件，自动化部门应在 6 小时内向上级调度机构自动化部门报告。

第190条 自动化系统或设备数据应实行备份管理，自动化设备首次投入运行前或每次参数变更前后应进行数据备份。如无变更，厂站端每半年备份一次，主站端每季度备份一次。

第191条 每年 11 月底前，运行维护单位应向调度机构上报次年年度自动化设备检验计划，每月第 3 个工作日前报上月检验完成情况。

第192条 电网一次接线发生变化时，调度自动化系统运行管理部门应根据有关部门提供的资料及调度等相关使用部门提出的要求及时修改数据库、画面、报表、调度大屏接线图等，并修改向有关用户转发的信息。

第193条 调度自动化系统的使用部门或人员发现调度自动化系统信息有误或功能异常时，应及时通知相关自动化值班人员进行处理。

## 调度自动化信息管理

第194条 调度自动化信息采集应满足调度等相关部门的运行监视、控制和分析计算需要。调度自动化系统的信息采集应覆盖调度管辖范围，调度管辖范围内厂站的自动化信息采集采用直采直送方式。属调度管辖范围外，但对电网运行管理有较大影响厂站的自动化信息，采用直采直送方式进行采集。其他非调度管辖范围内厂站的自动化信息，需要时可采用转发方式进行采集。

第195条 调度机构间调度自动化信息应实现共享。下级调度机构应按上级调度机构的要求向其传送信息，下级调度机构也可向上级调度机构申请获取信息。

第196条 发电厂须按上级调度机构要求传送有关调度自动化信息。新投产电厂应在并网发电前实现调度自动化信息传送功能。

第197条 调度自动化远动通道应同时采用网络和专线两种方式，远动通信协议应遵循统一标准。

第198条 各级调度机构、发电厂及变电站二次系统网络安全防护应符合国家有关部门及南方电网有关规定，保证所维护的二次系统信息安全。

第199条 各单位应确保调度数据网络的安全，制定相应的安全管理制度。各类应用系统或设备接入电力调度数据网络，须经相应调度机构批准后方可实施。

## 自动发电控制系统(AGC)管理

第200条 自动发电控制是电网调度自动化系统的一个组成部分，是保证电网安全经济运行、调频、调峰及区域间电力控制的重要措施之一。AGC 的性能由省调进行技术监督和考核。

第201条 并入云南电网运行单机容量在 200MW 及以上的火电机组，单机容量在 40MW 及以上的水电机组或全厂装机容量

量 50MW 及以上水电厂，至少具有日调节能力的水电厂应具有 AGC 功能。火电机组应具备机炉协调控制系统，水电机组应具备完善、稳定、可靠的自动启停和综合控制系统。有多台机组的水电厂应具备全厂协调、集中控制的计算机监控系统。

第202条 电厂新机组投产前须完成有关 AGC 厂内试验，在机组进入满负荷试运前完成与调度机构的 AGC 闭环联调试验，试验结果须满足有关规定和并网调度协议要求，并根据调度机构要求投入 AGC 功能。

第203条 电厂新建、改建 AGC 设备在验收前，应向管辖调度机构提交技术资料、试验方案和试验申请。调度机构负责审批 AGC 试验申请，根据电网实际情况安排相关试验，并根据试验结果审批是否具备投入运行的条件。

第204条 具备 AGC 功能的电厂，必须保证 AGC 功能的正常可用。AGC 功能的投、退应按调度指令执行。紧急情况下，电厂可根据现场规程规定退出并立即报告值班调度员。

第205条 并网运行的 AGC 机组，未经调度机构同意，不得修改 AGC 机组功能及参数。调度机构同意修改的 AGC 机组功能及参数，调度机构将视情况确定是否重新安排联调试验。

第206条 AGC 的操作及运行管理应按调度机构的管理要求执行。具备 AGC 功能的电厂，应制定本厂的 AGC 运行管理规程。

## 第十七节 电力通信部分

### 电力通信

第207条 云南电网电力通信包括传输系统、数据通信系统、语音交换系统、卫星通信系统、电视电话会议系统、通信电源及相应的辅助系统，同时包括对通信网运行起支撑作用的通信管理网、数字同步网、网络安全系统等。

第208条 云南电网调度通信系统是由省调和地调电网调度机构至各调度管辖电厂、变电站的主备用通信电路组成，其承载的主要电网调度业务有：调度电话、继电保护、安全自动装置、调度自动化、水情测报、功角测量等信息。电力系统通信主要为电力生产服务，同时也为基建、防汛、行政管理等服务。

第209条 云南电力通信网应满足电力业务的需求，通信网的资源调配和运行管理实行下级服从上级、局部服从整体、支线服从干线的原则。

第210条 云南电力通信网实行统一规划、分级建设、网络互联、资源共享的原则。

第211条 云南电网及各并网发电企业根据通信专业特点和运行维护管理工作的需要，须配备专职通信专业人员，宜设置通信专业机构，实施专业化管理，保障通信通道畅通，确保电网安全、稳定运行。

第212条 云南电网通信调度的职责是：

1. 贯彻执行上级颁发的相关标准、制度、规定，制定云南电网通信管理相关标准、制度、规定，并监督执行。

2. 负责云南电网通信专业职能管理工作，负责通信网络的资源管理和资源调配，负责云南电网公司无线电管理委员会的日常管理工作，负责云南电网电力线载波频率的管理。

3. 参与电源规划、接入系统规划、电网规划、有关基建及技改工程涉及通信项目的审查工作，组织和参与通信规划、设备选型及工程验收工作。

4. 负责云南电力通信网的运行维护管理和通信调度指挥，对通信网的运行、维护和管理工作进行监督和考核。

5. 负责组织制定通信网络反事故应急预案，并监督实施。

6. 组织执行南网总调通信年度运行计划，制定并监督实施云南电网通信网年度运行计划。

7. 负责云南电力通信网的运行统计、分析和评价工作，编制运行统计报表和运行工作报告。

8. 负责审核影响电网业务通信设备、设施的检修申请。

9. 负责所辖通信电路、设备的运行方式安排，并监督实施；负责所辖传输网、数据网的网络运行监视、数据配置工作，及时组织事故处理。

第213条 并网发电厂职责：

1. 执行云南电网的通信规程、规定和管理办法。

2. 做好厂内通信设备的运行维护及更新改造，接受通信专业管理及技术监督，服从云南电力通信网络的整体部署及调整。

3. 接受云南电力通信调度部门的调度指挥，处理所辖通信设备、设施的故障，并积极配合相邻通信站的工作，按照通信调度下发的通信业务开通单，按时完成电路调试、开通工作。

4. 配备必要的备品备件。

5. 调度电话、专职通信人员电话变更，必须于变更前 3 个工作日将新电话号码通报通信调度，通信人员应及时更新调度台、厂站端的资料。

6. 负责所辖范围通信设备、设施的运行统计、分析、评价工作，按规定及时向通信调度报送报表、资料。

## 通信运行管理

第214条 云南电网设置专门的通信调度机构，通信调度实行 24 小时有人值班。通信调度是全省电力通信网的运行指挥机构，各厂、站通信运行人员必须接受通信调度指挥，配合处理通信故障，保障通信网正常运行。

第215条 电网通信资源的分配和使用，由云南电网通信调度负责，有关通信电路的停、复役必须履行规定手续。

第216条 通信网运行设备发生故障造成调度机构及其管辖的线路保护、安全自动装置、自动化通道等业务中断，相关

单位应立即向通信调度汇报。相关通信人员应根据通信调度要求立即安排处理。

第217条 线路保护、安全自动装置发生故障，需要通信专业人员配合时，通信人员必须立即赶赴故障现场协同处理。

第218条 调度机构及其管辖的线路保护、安全自动装置在联合调试、定检时，通信设备运行维护单位应该同时进行相应的通信电路测试。

第219条 通信网络设备运行维护单位应掌握对所辖站点通信资源状况，有完整的资源统计、调配、开通、使用等管理资料。通信设备和设施的资料、图纸齐全。新建、扩建、技改项目竣工后一个月内，应完成通信资料更新，图纸资料清晰、准确，图实相符。并将通道网络图提供给相应的调度机构。

第220条 新设备投产前，通信通道必须具备以下条件：

1. 光缆开通、线路工作全部结束后，移交通信专业，通信专业原则上在3个工作日内完成新投产通信设备的开通、通道性能测试、相关业务接入。

2. 厂站端至调度机构调度电话已开通。

3. 继电保护、安全自动装置、自动化等二次设备通信通道已开通，并配合相关专业完成通道对调。

## 通信检修管理

第221条 通信运行维护单位应按照云南电网通信设备检修管理规定的有关规定进行电力通信设备检修。

第222条 电力通信系统检修工作是指凡在运行中的通信设备、设施上进行作业或需要改变其运行状态的工作。

第223条 电力通信设备检修应尽可能与相应一次设备及保护装置的检修同步进行。复用保护载波机、高频通道、保护专用光缆在用及备用纤芯的年度测试工作，应与其所在输电线路的年度检修同步进行。

第224条 各单位在输电线路改造、改接等工作中，若影响到通信系统运行时（如加固、移动、更换或开断光缆，载波通道中断等），其检修申请须经通信调度会签，并补充相关通信安全措施。

第225条 通信检修计划分为年度检修计划和月度检修计划。通信设备及板卡、光缆、通信电源、软件升级等检修列入年度检修计划与月度检修计划。

第226条 设备运行维护单位对设备检修工作的必要性、检修申请的合理性及正确性负责。

第227条 影响电网业务的通信检修一般有：

（1）线路保护装置、安全自动装置、PMU、EMS等电网实时业务的通道中断（不包括引起除电流差动保护外其它保护、安全自动装置通道的自愈倒换。影响电流差动保护通道的任何工作，视同通道中断处理）。

（2）AGC通道中断。

(3) 电力调度电话主备用通道同时中断。

(4) 自动化系统远动信息主、备用通道中断。

第228条 通信专业应保证所列影响业务、范围齐全无遗漏，并审核本专业应采取的安全措施，其中包括：

1. 现场在进行引起自动倒换和开环的工作时，在得到通信调度员允许工作的通知后，应先进行可恢复的模拟试验，并向通信调度员汇报试验正常后，方可继续进行检修工作。否则应立即恢复，并及时安排消缺。

2. 对造成光纤通信环网长时间开环的检修工作，还应考虑防止光缆意外中断等故障的应急措施。

3. DDN 数据网设备、PCM 接入设备、SDH 光传输设备、交换设备、通信电源等通信设备因缺陷、故障、异常等原因需紧急处理（需开通、接入迂回通道等）时，可直接向通信调度调度员口头申请，通信调度值班员根据实际情况予以批复，必要时须征询相关专业意见后予以批复。

## 技术管理

第229条 省调直调厂站通信设备应配置两套独立电源。任何一套电源失效，不应造成同一条线路的所有继电保护通信通道、厂站间安全自动装置通信通道或总调至厂站的调度电话、自动化业务通信通道同时中断。

第230条 省调至直调厂站的调度电话、自动化通信通道，220kV 及以上线路保护通信通道、安全自动装置的通信通道，必须具备两种不同通信方式。在单一故障下不会导致同一条线路的所有继电保护通信通道、厂站间安全自动装置通信通道或总调至厂站的调度电话、自动化业务通信通道中断。

第231条 省调直调 500kV、220kV 线路的线路保护纵联方向、纵联距离、纵联零序以及安全自动装置的通信通道宜采用光通信自愈环方式。纵联差动保护应采用两路不同传输路由的 2M 通信通道传输方式，禁止采用自愈环方式。

第232条 在光纤环网上新建、扩建、改造时，必须与现有运行通信网络实现互联互通，纳入现有网管系统统一管理，保证通信网络功能的完整性。与省网主干通信网互联的通信系统需进行软件版本升级时，应提前 10 个工作日向通信调度提交书面申请，批复后方可实施。

## 与其他相关专业设备维护职责划分

第233条 电力线载波与其他专业的设备维护职责划分：

1. 电力线载波通道的耦合电容器、线路阻波器、接地隔离开关、绝缘架空地线的巡视、维护、拆装，在发电厂内的，由发电厂负责；在发电厂外、变电站内的，由各运行维护对应专业负责。

2. 电力线载波通信的结合滤波器、高频电缆的维护和接地隔离开关的操作由通信（或运行）人员负责。

3. 电力线载波通道的耦合电容器的实验，线路阻波器工频特性实验和保护避雷器特性实验，由各运行维护对应专业负责，线路阻波器的频率调整和高频特性实验则由通信专业负责。

第234条 复用通道与其他专业的设备维护职责划分：

1. 调度自动化、继电保护、安全自动装置等与通信复用的通信通道，通信与各专业以电缆、光缆的共用接线端子或接口（音频配线架、数字配线架、光纤配线架）为分界面，接线端子、接口及以内通信设备的维护、调测均由通信专业负责，但在这些设备上进行维护操作前，必须事先征得相关专业部门的同意。接线端子、接口外侧至相关专业的设备、电缆、光缆等由相关专业负责。上述通道的使用情况发生变化时，相关部门应及时以书面形式通知通信部门，以便安排接入或退出相应的通道。

2. 继电保护专用的高频通道设备由使用专业负责。

3. 放置于通信机房其它专业的转换设备应独立组柜，摆放位置应征得通信维护单位的认可。

4. 通信部门应协助保护及安全自动装置维护部门完成保护小室至通信接口柜的光缆熔接和测试工作。

第235条 光纤线路与其他专业的设备维护职责划分：

1. 架空地线复合光缆（OPGW）、全介质自承式光缆（ADSS）由相应线路管理单位负责光缆及通道的巡视、维护、检修等工作（包括线路、线路金具，线路中的光缆接续箱），在巡视维护过程中发现 ADSS 光缆或金具有任何异常或中断，由维护部门通知通信部门到现场共同制定实施方案，并由通信部门负责组织实施，相关维护部门给予配合。OPGW 光缆出现雷击断股等故障时，负责维护单位应及时与通信部门共同协商制定修复方案并组织实施，通信部门协助完成光缆熔接和测试工作。

2. 普通架空光缆、管道光缆以及从变电站门型架（或中继站 OPGW 终端塔）光纤接续箱至通信机房的进场光缆由通信部门负责。

## 第三章 运行操作

### 第一节 操作制度

第236条 电网的运行操作应根据调度管辖范围的划分，实行统一调度、分级管理。

属调度机构管辖范围内的设备，由其直接进行调度操作和运行调度管理，只有相应调度机构值班调度员有权发布倒闸操作指令和改变运行状态。

上级调度机构的调度许可设备，下级调度机构在操作前必须经上级调度机构值班调度员同意，操作后汇报。

在威胁电网安全，不采取紧急措施可能造成严重后果的情况下，上级调度机构值班调度员可越级对下级调度机构管辖范围内的设备进行操作指挥，但事后应尽快通知下级调度机构值班人员。

第237条 电网的运行操作分为电气操作、工况调整等。电气操作是将电气设备状态进行转换，一次系统运行方式变更，继电保护定值调整、装置的启停用，二次回路切换，自动装置投切、试验等所进行的操作执行过程。工况调整是指将电网或设备由当前运行工况调整到另一个运行工况，主要是指调整频率、电压、发电出力、潮流、相角差等。

第238条 值班调度员操作前应充分分析对电网动态、静态稳定的影响，优化操作过程，合理安排操作后的电网运行方式。为此在发布调度操作指令前，应认真考虑以下方面：

1. 电网接线方式是否合理，应采取的相应措施是否完善。
2. 电网运行方式安排是否合理，稳定是否符合规定的要求，相应的备用容量是否合理安排。
3. 对电网的有功出力、无功出力、潮流分布、频率、电压、电网稳定、通信及调度自动化等方面是否有影响。
4. 继电保护和安全自动装置运行状态是否协调配合，是否需要改变。
5. 变压器中性点接地方式是否符合规定。
6. 相序或相位是否一致，线路上有无“ ”接。
7. 由于运行方式的改变，对电网中发、供、用电各方面的影响和要求，是否已通知相关单位，并采取相应的措施。
8. 操作顺序如何安排为最优。

第239条 调度操作指令分为综合令、单项令和逐项令。

1. 综合令：是指值班调度员说明操作任务、要求、操作对象的起始和终结状态，具体操作步骤和操作顺序项目由受令人拟定的调度指令。只涉及一个受令单位完成的操作才能使用综合令。

2. 单项令：是指由值班调度员下达的单项操作的操作指令。

3. 逐项令：是指根据一定的逻辑关系，按顺序下达的多条综合令或单项令。

第240条 调度机构值班调度员在发布管辖设备操作指令前，应预先向有关单位说明操作目的，明确操作任务及要求。相关现场人员应根据值班调度员的上述要求及现场运行规程，准备相应的现场操作票。

第241条 调度机构值班调度员对其所发布操作指令的正确性负责，但不负责有关现场值班人员所填写的具体操作步骤、内容的正确性；有关现场值班人员对填写的操作票中所列具体操作内容、顺序等正确性负责。

调整继电保护及安全自动装置时，由调度机构值班调度员下达对装置的功能性要求，厂站人员按定值单和现场运行规程操作，满足功能性要求。继电保护及安全自动装置的现场运行规程中应明确继电保护、安全自动装置的连接片、切换开关、控制字修改等的具体操作要求和操作细则。

第242条 操作接令人汇报调度机构值班调度员的操作结果必须是经过检查核实后的设备状态，如断路器、隔离开关、接地开关、二次设备等的实际状态，负荷、电流、电压、保护切换回路等的实际情况。

第243条 在操作过程中，调度系统运行值班人员必须注意力集中，并做到：

1. 严肃、认真，用语简明、扼要，正确使用调度规范用语。

2. 彼此通报姓名：联系时要彼此通报全名。“×××（单位）×××（姓名）”

对于集控室和变运班人员，进行调度联系时通报姓名要求如下：

——集控室：××集控站×××（姓名），不得省略“集控站”。

——变运班：××kV××变电站×××（姓名），其中“××kV××变电站”按变运班已到达无人值班变电站的站名确定。

3. 双重命名：即带电压等级的设备名称、设备编号，缺一不可，如“×××kV（设备名称）×××（设备编号）”。

对于集控站，设备双重命名前还应冠以带电压等级的无人值班变电站站名或厂名。

4. 复诵：发布调度指令和汇报操作的执行结果时，受令人或下令人须将对方说话内容进行原文重复表述，并得到对方的认可。

5. 录音和记录：调度业务联系双方必须录音，并做好操作记录。

6. 严禁只凭经验和记忆发布及执行调度指令。严禁在无人监护情况下进行运行操作或与运行操作有关的调度业务联系。

7. 操作过程中应充分利用调度自动化系统有关遥测、遥信等辅助核实操作的正确性。

8. 操作过程中有疑问、发现设备异常或跳闸时，应暂停操作，弄清情况、消除异常和隔离故障后，再决定是否继续操作。

第244条 调度机构值班调度员发布的操作指令（或预发操作任务）一律由具备“可接受调度指令”资格的人员接令，其他人员不得接令，值班调度员也不可将操作指令（或预发操作任务）下达给其他人员。

第245条 以下操作要求填写调度操作指令票：

1. 涉及两个及以上受令单位共同配合，并按一定逻辑关系才能进行操作的操作任务，常见的有：系统运行方式的改变、线路状态改变、系统性安全自动装置(指区域安全稳定控制系统)投退等。

2. 500kV 母线状态改变。

3. 500kV 主变状态改变。

4. 220kV 3/2 接线方式的母线状态改变。

5. 220kV 单一主变状态改变（指：一个变电站只有一台主变）。

第246条 以下操作可以不填写调度操作指令票，应填写调度指令记录。

1. 只涉及一个受令单位的单一元件的操作（第 245 条明确要求的除外），常见的有：单一断路器状态改变；单一厂站自动装置的投、退；发电机（调相机）的并列、解列；220kV 及以下电压等级的母线（非 3/2 接线方式）状态改变；220kV

及以下电压等级主变的状态改变。

2. 运行设备继电保护的投、退。
3. 线路带电作业投、退重合闸。
4. 新设备的投产启动、调试（值班调度员按有关新设备投产调度方案执行）。

第247条 在进行事故处理及设备紧急缺陷处理时，值班调度员可以不填写调度操作指令票或调度指令记录，但事后应填写事故记录或调度运行记录。

第248条 调度操作指令票填写要求：

1. 调度操作指令票应根据日调度检修计划和检修停电申请书，充分了解现场工作内容及要求，明确操作任务。做到目的明确、任务清楚、逻辑严密、顺序正确，不得错项、漏项、倒项，操作内容无歧义，填写的内容符合有关规程、规定的操作原则。

2. 填写调度操作指令票应正确使用统一规范的术语或调度命名，有调度命名及编号的电气设备应严格使用双重命名。

3. 调度操作指令票一般由副值调度员填写，当班正值调度员和值班负责人审核，由填票人、审核人、值班负责人分别签名生效后方可执行。姓名必须填写全名。

4. 同一设备的停电操作票、送电操作票应分别填写，不允许填写在同一份操作票上。

第249条 调度操作指令票的执行

1. 调度操作指令票的执行必须由两人进行，其中一人下

令，一人监护。一般情况下由副值调度员发布指令，正值调度员负责监护。严禁由两个调度员同时按照同一份调度操作指令票分别对两个受令单位下达调度指令。

2. 值班调度员按经审核批准的操作票顺序逐项下达操作指令，对每一项操作应及时填写发令人、发令时间、受令人，在接到现场执行完成情况汇报后应及时填写完成时间、汇报人。严禁不按操作票而凭经验和记忆进行操作。

3. 受令人必须得到发令人的调度指令，并记录发令时间后，方能进行操作。

4. 操作完毕后，应由监护人对调度操作指令票全面审查，以防遗漏。

第250条 除紧急情况、重要操作或事故外，倒闸操作应避免在雷雨、大风等恶劣天气、交接班时进行，必要时应推迟交接班。

第251条 在任何情况下，严禁“约时”停送电、“约时”装拆接地线、“约时”开工检修。

#### 第252条 接地开关（接地线）的管理

1. 线路侧的接地开关和代替线路侧接地开关功能的接地线由管辖调度机构值班调度员直接下令操作管理。

2. 500kV 高压并联电抗器的接地开关由管辖调度机构值班调度员直接下令操作。

3. 除线路侧的接地开关及 500kV 高压并联电抗器的接地开关外，厂、站内设备（主要包括断路器、母线、主变等）其

对应的接地开关（接地线）由厂站运行值班人员负责操作及管理，调度员许可设备状态变更。现场在向调度汇报设备处于“冷备用”状态前，应确实检查该设备已无任何接地安全措施。

4. 电厂、变电站主变中性点接地方式由管辖调度机构确定，调度员只下令厂站的中性点接地数目，变压器中性点接地开关由厂站值班人员负责操作及管理。

5. 凡属线路检修工作人员在厂站围墙外的已停电线路上装设的接地线，由现场工作负责人负责操作及管理。线路停电后，经调度员许可，线路工作停复电联系人根据工作票内容要求装设接地线，待相关工作结束后，线路工作停复电联系人应将装设的接地线拆除，将设备恢复至调度员许可前的状态，并汇报调度。

6. 现场在调度许可的停电设备上做安全措施时，操作要符合有关安全规程的要求，不得影响其它运行设备的正常运行。

## 第二节 基本操作

### 第253条 断路器操作

1. 断路器允许断、合额定电流以内的负荷电流及额定遮断容量以内的故障电流。

2. 断路器合闸前，继电保护必须按照规定投入；断路器

合闸后，应检查三相电流是否平衡，自动装置按规定设置。

3. 断路器分闸后，应检查三相电流是否为零，并现场核实。

4. 断路器分（合）闸操作时，如发生断路器非全相分（合）闸，按断路器异常情况有关规定处理。

5. 用旁路断路器代供时，旁路断路器保护应按代供定值正确投入，先用旁路断路器向旁路母线充电正常后，再继续操作，在确认旁路断路器三相均已带上负荷后方可断开被代供断路器。

6. 断路器操作时，出现远方操作失灵，在现场规程允许的情况下，方可进行现场操作，但必须三相同时操作，不得进行分相操作。

#### 第254条 隔离开关操作

1. 允许使用隔离开关进行下列操作：

1) 拉、合无故障的电压互感器及避雷器（无雷、雨时）。

2) 无接地故障时，拉、合变压器中性点接地隔离开关或消弧线圈。

3) 母线倒闸操作，拉、合同电压等级经断路器或隔离开关闭合的站内环流（拉、合前先将环路内断路器操作电源切除）。

4) 拉、合电容电流在隔离开关允许值内的空母线及空载线路。

超过上述范围时，必须经过试验，并经主管领导批准。

2. 500kV 隔离开关不能进行下列操作：

1) 带负荷拉、合短引线。

2) 向母线充电或切空载母线（如需操作，须请示主管领导）。

3) 严禁用隔离开关拉、合运行中的 500kV 线路并联电抗器、空载变压器、空载线路及电容式电压互感器。

3. 角形接线和 500kV 3/2 接线的母线，是否可以用隔离开关拉、合母线环流，应遵守制造厂的技术规定或通过试验确定。

4. 严禁解除防误闭锁装置拉、合隔离开关。

第255条 并列、解列操作

1. 电网并列操作的条件：

1) 相序一致，相位相同。

2) 频率相等，或频率偏差不大于 0.5Hz，但两网的频率必须在合格范围内。

3) 电压相等或电压偏差尽量小，允许电压偏差：500kV 不超过 10%，220kV 及以下不超过 20%。

2. 严禁非同期并列。

3. 电网解列操作

两电网解列前，应先调整解列点的潮流，使有功功率接近零，无功功率尽量小，以保证解列后两个电网的频率、电压变动在允许范围内。

#### 4. 发电机并（解）列操作

发电机与电网并（解）列操作时，由发电机调整频率和电压在合格范围内进行。

第256条 有关单位应定期维护，保证同期装置正常。凡装有并列装置的厂、站的运行人员均应熟练掌握同期并列操作的技能。

#### 第257条 电网合环、解环操作

1. 合环操作必须相序相位正确，整个环路内的变压器接线组别之差为零。

2. 合、解环操作前必须考虑到潮流、电压的可能变化，是否会引起某一元件过负荷，继电保护及安全自动装置的配合及对电网稳定的影响，并通知有关单位。

3. 合环时 500kV 的电压差一般不超过额定电压的 10%，220kV 及以下电压差不超过额定电压的 20%。

4. 环状电网合环点设有同期装置时，应启动同期装置进行合环。当经同期合环有困难时，应启用合环断路器的同期装置检测相角差。合环时相角差 500kV 一般不应超过  $20^\circ$ ，220kV 及以下一般不应超过  $25^\circ$ 。

5. 凡属下级调度机构调度的电磁环网环路操作，若环路内有上级调度机构的管辖或许可设备，应事先向上级调度机构值班调度员问明是否属于同期系统，并避免采用大迂回进行环路操作。其环路操作时设备是否过载，继电保护与安全自动装置是否适应、配合等问题，由环路相关设备的管辖调度机构分

别考虑。

### 第258条 线路操作

1. 环状或并联运行线路中的一部分线路停（送）电时，必须考虑运行设备是否会过载、继电保护定值及安全自动装置是否适应、电网稳定是否满足要求、线路相位、相序是否一致等。

#### 2. 线路停（送）电操作原则：

1) 高压长距离线路一般应由大电源侧停电或充电，当确实需要小电源侧向大电源一侧充电时，必须考虑避免发电机产生自励磁，并满足线路保护灵敏度的要求。

2) 装有并联电抗器的线路送电时，原则上不允许该线路无并联电抗器送电。如电网需要线路不带并联电抗器充电或运行，应有计算分析或试验依据，并经调度机构领导批准。单侧装有并联电抗器的线路，优先选择带有线路并联电抗器侧为充电的对端，当确实需要由带有并联电抗器侧对线路充电时，必须考虑线路末端电压不得越限。停电时相反。

3) 双电源或环网中一回线路停电时，一般先在功率送出端解环，再由受入端停电；送电时由功率受入端充电，对侧合环，以减少断路器两侧电压差。

4) 线路作业完毕，送电前一般不进行绝缘检测（新建或改建线路和考虑操作对电网稳定有重大影响且需要者例外）。

5) 除新建、改建线路外，线路正常送电和事故处理时，对线路充电可不投入线路充电保护。

3. 3/2 断路器接线方式，线路送电时一般应先合上母线侧断路器，后合中间断路器，停电时相反。

4. 线路并联电抗器（无专用断路器）操作必须在线路冷备用或检修状态下进行。

5. 多端电源的线路停电，必须先断开各端断路器，再拉开相应隔离开关，然后方可合上接地开关或装设接地线，送电时相反。

6. 线路检修时，线路各侧接地开关均应合上或装设接地线。线路工作结束时，必须在所有工作单位都已汇报完工，工作人员已全部撤离现场，工作范围内所有安全措施确已拆除，方可进行送电操作。

7. 220kV 及以上电压等级不得对末端带有变压器的线路进行充电。

#### 第259条 变压器操作

1. 变压器并列运行的条件：

- 1) 电压比相同。
- 2) 短路阻抗相同。
- 3) 接线组别相同。

电压比或短路阻抗不同的变压器，通过计算在任一台变压器都不过载的情况下，可以并列运行。

2. 变压器在停（送）电之前，变压器中性点必须接地，并投入该变压器中性点接地保护，待操作完后再根据规定改变中性点接地方式。

3. 变压器投入运行时，应选择励磁涌流影响较小的一侧送电。一般应先合上电源侧（或高压侧）断路器，再合上负荷侧（或低压侧）断路器，停运时相反；500kV 联络变压器，必要时也可先从 220kV 侧停（送）电，在 500kV 侧合（解）环或并（解）列。

4. 变压器负荷倒换时，应检查并入的变压器确已带负荷后，才允许停下需停运的并联变压器。

5. 两台并联运行的变压器，在倒换中性点接地开关时，应先合上原未接地变压器的中性点接地开关，再拉开原接地变压器的中性点接地开关。

6. 新装变压器投入运行时，应以额定电压冲击 5 次，并进行核相；变压器空载运行时，应防止空载电压超过允许值。

#### 第260条 母线操作

1. 母线操作时，现场按照运行规程调整母线差动保护运行方式。

2. 运行母线进行倒闸操作前，应确保所倒换两段母线间母联断路器的两侧隔离开关及母联断路器均合上，并将母联断路器的操作电源切除。

3. 进行母线停、送电操作时，须防止电压互感器低压侧向母线反充电。

4. 用母联断路器对空母线充电时，凡有母线充电保护的应投入，但在母联断路器带负荷前必须切除。

5. 用旁路断路器代供运行前，应先用旁路断路器对旁路母

线充电一次，正常后再用线路（或主变）上旁路母线的隔离开关对旁母充电，最后用旁路断路器合环。

6. 对于母线倒闸操作中会发生谐振过电压的发电厂、变电站母线，必须采取防范措施才能进行倒闸操作。

#### 第261条 线路零起升压操作

1. 零起升压用的发电机应有足够的容量，对线路零起升压时，应避免发电机产生自励磁和设备过电压。

2. 零起升压时，发电机的强行励磁、复式励磁、自动电压调节装置以及发电机失磁保护、线路断路器的自动重合闸等均应停用，被升压的所有设备均应有完善的继电保护；

3. 对直接接地系统的线路，零起升压所用发电机升压变压器及被升压变压器中性点必须直接接地。

4. 不允许用绑线式、镶嵌式转子的发电机进行零起升压。

#### 第262条 自动发电控制装置（AGC）投切、调整。

1. 云南电网与南方电网联网运行且需要参与系统调频时，AGC 区域控制模式应投入联络线和频率偏差控制模式（TBC）。

2. 云南电网与南方电网联网运行且不需要参与系统调频时，AGC 区域控制模式应投入恒定联络线交换功率控制模式（FTC）。

3. 云南电网独立网运行时，AGC 区域控制模式应投入恒定频率控制模式（FFC）。

4. 参加 AGC 运行的机组异常或 AGC 功能不能正常运行时，

发电厂值班人员可不待调度指令将机组由调度机构控制模式切至就地控制模式，并立即汇报值班调度员。有关单位须及时对异常情况进行处理，处理完毕立即汇报。

5. 参与 AGC 调整的电厂或其所在地区解列单独运行时，应将 AGC 切除。

6. 未经调度机构同意，任何单位不得擅自更改可能影响 AGC 调节性能的参数。

## 第四章 事故处理

### 第一节 事故处理的一般原则和规定

第263条 调度机构值班调度员是其调度管辖范围内电网事故处理的指挥者，对事故处理的正确性和迅速性负责，在处理事故时应做到：

1. 尽速限制事故的发展，隔离并消除事故的根源、解除对人身和设备安全的威胁，防止人身伤害、防止电网稳定破坏和瓦解。

2. 尽一切可能保持电网设备稳定运行，并优先保证发电厂厂用电、枢纽变电站用电及重要用户的供电。

3. 迅速恢复解列电网、发电厂的并列运行。

4. 尽快对已停电的用户恢复供电，重要用户优先。

5. 调整电网的运行方式，使其恢复正常。

第264条 在处理事故时，调度系统运行值班人员应服从调度机构值班调度员的指挥，迅速正确地执行调度指令。凡涉及调度机构调度管辖范围设备的操作，均应得到相应调度机构值班调度员的指令或许可。为防止事故扩大和减少事故损失，下列情况的操作可以不待调度指令，由现场人员先按有关规定处理，处理后应立即向值班调度员汇报：

1. 将直接威胁人身安全的设备停电。

2. 解除对运行设备安全的威胁。

3. 将故障设备停电隔离。

4. 发电厂、变电站执行经调度机构认可的保厂用电和站用电措施。

5. 电压回路失压时将可能失压误动的有关继电保护和自动装置退出运行。

6. 本规程及现场规程中明确规定可不待调度指令自行处理者。

第265条 事故处理的一般规定：

1. 发生断路器跳闸的单位，运行值班人员须在跳闸后3分钟内向调度机构值班调度员汇报事故发生的时间、跳闸设备和天气情况等事故概况，跳闸后15分钟内，应将一次设备检查情况、继电保护及安全自动装置动作情况等内容汇报值班调度员。

2. 设备出现异常情况时，有关单位运行值班人员应及时、简明扼要地向调度机构值班调度员报告异常发生的时间、现象、设备情况及频率、电压、潮流的变化等。

3. 发生事故时，相关厂、站运行值班人员应坚守岗位，加强与值班调度员的联系，随时听候调度指挥，进行处理；其他厂、站应加强监视，避免在事故当时向值班调度员询问事故情况，以免影响事故处理。

4. 事故处理期间，调度系统运行值班人员必须严格执行发令、复诵、汇报、录音及记录规定，使用规范的调度用语，指令与汇报内容应简明扼要。

5. 为迅速处理事故和防止事故扩大，必要时，上级调度机构值班调度员可越级发布调度指令，但事后应尽快通知有关下级调度机构值班调度员。

6. 事故处理期间，除有关领导和专业人员外，其他人员均应迅速离开调度室，必要时值班调度员可以要求其他专业人员到调度室协商解决处理事故中的有关问题。

7. 事故处理期间，调度系统运行值班人员有权拒绝回答与处理事故无关的询问。

8. 上级调度机构委托下级调度机构调度管理的设备发生事故或异常，一般由受委托调度机构值班调度员负责处理，但发生与委托设备相关的复杂事故（如母线跳闸，全站失压等），由委托方值班调度员视情况决定是否终止委托关系。

9. 事故处理告一段落后，值班调度员应按调度信息管理相关规定将事故情况报告主管领导和上级调度机构值班调度员，并填写事故记录。

第266条 断路器允许切除故障的次数应在现场规程中规定，断路器实际切除故障的次数，现场值班人员应正确记录。断路器跳闸后，能否送电或需停用重合闸，由现场运行值班人员根据设备检查结果和现场规程规定，向调度机构值班调度员汇报并提出要求。

## 第二节 系统频率异常及事故的处理

第267条 云南电网与南方电网联网运行，若电网频率偏差超过  $50 \pm 0.2\text{Hz}$  时，省调值班调度员应及时检查并调整省际联络线功率满足规定。若省际联络线潮流超过稳定极限，省调值班调度员应立即采取措施将联络线潮流降至稳定极限内，必要时可采取解列机组或事故拉闸限电等措施，并向总调值班调度员汇报。

系统频率出现异常时，如为云南电网责任，省调值班调度员在总调统一指挥下，配合尽快恢复系统正常频率，在 10 分钟内使省际联络线潮流满足规定。值班调度员可以采取的措施应包括但不限于：

1. 省调直调电厂立即调出备用容量或减少发电机出力（包括停机）。
2. 需要时，向总调申请支援，修改送受电计划。
3. 必要时，可采取限制负荷或事故拉闸限电措施。

第268条 云南电网独立网运行时，系统频率异常及事故处理的一般原则：

1. 当电网频率降至 49.8Hz 以下时，主调频电厂和第二调频电厂无须等待调度指令，应立即自行增加出力直至频率恢复到合格范围内或至设备允许过负荷出力。

2. 当电网频率降至 49.8Hz 以下，经电厂增加出力，且备用水电机组均已并网而频率仍不能回升到合格范围时：

1) 49.8~49.0Hz：如须限电拉闸，省调值班调度员须在 10 分钟内将限电负荷数分配给各地调，地调应在接令后 10 分钟内完成。如遇执行不力，省调越级执行。

2) 49.0Hz 以下：各地调和发电厂、变电站的运行值班人员应立即汇报省调值班调度员，各地调立即执行省调值班调度员指令，按“事故拉闸限电序位表”进行拉闸，使频率恢复至合格范围内。

3. 当电网频率下降到危及发电厂厂用电安全运行时，发电厂可按调度机构认可的保厂用电规定，执行保厂用电措施。

4. 当电网频率超过 50.2Hz 以上时，各发电厂必须按省调指令相应将出力降低使系统频率恢复到合格范围以内，必要时省调值班调度员应发布停机、停炉指令或采取水电厂短时弃水运行，在 20 分钟内使频率恢复正常。

第269条 地区电网孤网运行时，系统频率异常及事故处理参照第 268 条执行。

第270条 为保证电网频率质量，水电厂应做到：

1. 低频自启动机组正常投入。

2. 在接到调度机构值班调度员开机指令后备用机组 10 分钟以内并网运行。

3. 当调频厂运行机组出力将达到最大或最小技术出力时，及时向调度机构值班调度员汇报。

第271条 低频减载动作切除的线路，未得调度机构值班调度员同意不得送电（事先规定的保安电力线和装置误动切除的线路除外）。

### 第三节 系统电压异常及事故的处理

第272条 当整个电网电压普遍较低时，各厂、站应尽量增加发电机及其他无功补偿设备的无功出力；当电压监视点母线电压低于90%额定电压时，各厂站应利用机组允许过负荷能力增加无功出力，装有无功补偿设备的各变电站容性无功补偿装置应全部投运，并及时汇报调度机构值班调度员处理。值班调度员应迅速利用电网中所有的无功出力和起动备用机组来维持电压。当采取上述措施仍不能使电压升高到正常范围内时，值班调度员应下令低电压地区及其相邻地区进行限电，使电压恢复到正常范围以内。

第273条 若母线电压低于85%额定电压而又无法调高时，发电厂可执行调度机构认可的保厂用电措施。

第274条 当母线电压高于调度机构下达电压曲线上限规定时：

1. 发电机降低无功出力直至进相运行。
2. 电容无功补偿装置及时退出，视情况投入低抗运行。
3. 改变电网运行方式。
4. 调整有载调压变压器分接头。

## 第四节 线路事故处理

第275条 线路事故跳闸的一般处理原则：

1. 线路重合闸动作成功，由值班调度员通知事故查线。
2. 线路跳闸后，具备强送电条件的，值班调度员应对线路强送电一次。若强送电不成功，对电网运行确实需要的线路，可再次强送，但必须经调度机构领导同意。
3. 线路强送电成功，由值班调度员通知事故查线。
4. 线路强送电不成功，值班调度员将线路转检修后，通知事故抢修。
5. 线路不具备强送电条件时，值班调度员按抢修单位要求将相应设备操作至抢修所需的状态。
6. 确认跳闸线路无故障点时可不通知查线。

第276条 存在下列情况之一的，不允许强送电：

1. 对站内有关设备进行外部检查发现异常或有影响设备带电的缺陷。
2. 线路跳闸伴有明显的故障特征，如厂、站内有火光、爆炸声，系统振荡现象等。
3. 线路保护与该线路高抗保护同时动作。
4. 凡线路有带电作业，无论是否停用重合闸，跳闸后均不得立即强送。
5. 规定不允许强送电的线路。

第277条 线路强送端的选择应考虑：

1. 强送端宜选择对电网稳定影响较小的一端，必要时应降低有关线路的输送功率或采取提高电网稳定水平的措施。

2. 强送端断路器必须具有完备的主保护。

3. 强送端一般选择大容量系统。

4. 避免出现过电压。

5. 强送端厂、站宜有变压器中性点直接接地。

6. 选择有利于事故处理的强送端。

第278条 线路跳闸后强送不成功，条件允许时，可用发电机组对线路进行零起升压，若零起升压失败，值班调度员将线路转检修后，应立即通知有关单位事故抢修。

第279条 当线路跳闸后强送不成功，对继电保护动作有疑问，且现场反映无明显故障现象时，经领导批准，可退出该保护，再强送一次。

第280条 有带电作业的线路故障跳闸后，送电规定如下：

1. 值班调度员应得到线路带电作业工作负责人的同意后才能强送电。

2. 申请带电作业的单位在线路不论何种原因停电后，均应迅速与值班调度员联系，说明能否进行强送电。

第281条 事故查线期间，线路无论带电与否，均应视为带电设备。值班调度员通知事故查线时，应说明继电保护动作情况及故障测距数据。

第282条 值班调度员通知线路事故抢修时，应说明线路已转检修，并提供继电保护动作情况及故障测距数据。

### 第283条 线路并联电抗器事故处理

1. 线路并联电抗器（高抗）保护动作跳闸时，在未查明原因并消除故障前，不得对高抗送电。

2. 在未查明线路并联电抗器保护动作原因，消除线路并联电抗器故障之前，如电网需要线路运行，应符合无线路并联电抗器或单侧并联电抗器运行的有关规定。

3. 线路并联电抗器（高抗）保护动作跳闸时，经检查判定不是高抗故障，经设备运行维护单位主管领导同意后，可对线路并联电抗器试送电一次。

第284条 线路由于线路保护与线路并联电抗器保护同时动作跳闸，应按线路并联电抗器事故进行处理。

## 第五节 母线事故处理

第285条 母线失压，是母线本身故障还是由于系统故障引起，应慎重判别，采取相应的处理方法。

第286条 母线失压，现场值班人员应立即汇报所属调度，对失电母线进行外部检查，并把检查情况汇报所属调度，同时设法恢复受影响的厂用电、站用电。

第287条 母线失压是由于本身故障引起，值班调度员按下列原则进行处理：

1. 确认现场故障母线上的断路器全部在断开位置。
2. 不允许对故障母线不经检查即行强送电，以防事故扩

大。

3. 找到故障点并能隔离的，在隔离故障点后应迅速对停电母线恢复送电，有条件时应考虑用外来电源对停电母线送电。

4. 找到故障点但不能隔离的，若系双母线中的一组母线故障时，应迅速对故障母线上的各元件检查，确认无故障后，先拉开故障母线侧所有隔离开关，再将跳闸元件恢复至运行母线，操作时应防止将故障点带至运行母线。

5. 经过外部检查或测试而找不到故障点时，应用外来电源对失压母线进行强送电。外来电源应选择对系统影响较小且具有完备快速保护的线路；双母线中的一组母线发生故障时，尽量避免使用母联断路器强送电，特殊情况下，有必要使用母联断路器强送时，则必须保证母联断路器工况良好，并具有完备的充电保护；运行中的双母线同时电压消失时，立即断开母联断路器，用外来电源分别向两组母线强送电一次。

6. 对于找不到故障点的发电厂母线故障，在条件允许时，可以利用本厂机组对故障母线进行零起升压。成功后设法恢复与电网同期并列。一般不允许发电厂用本厂电源对故障母线强送电。

7. 3/2 接线的母线发生故障，可以用本站电源送电。强送断路器必须完好，并具有完备的继电保护，母差保护应有足够的灵敏度。

8. 若母线故障使电网分成若干个单独运行的部分时，在

事故处理中应特别注意防止非同期合闸而扩大事故。

9. 断路器失灵保护动作造成母线失压时，应查明拒动断路器并隔离后才能对母线进行强送。

10. 在对失压母线或故障母线进行处理时，均需注意母差保护的运行方式。

## 第六节 系统解列事故处理

第288条 当电网发生解列事故后，调度系统运行值班人员应在调度机构值班调度员的统一指挥下，尽快使电网恢复并列运行。

第289条 当电网发生解列事故后，值班调度员应迅速指定解列电网调频厂并及时调整有关继电保护及安全自动装置。

第290条 在系统事故情况下，允许经过长距离输电线路的两个 500kV 系统电压相差 10%，220kV 及以下系统电压相差 20%；频率相差 0.5Hz 进行同期并列。为此，值班调度员可采取下列方法使解列电网间满足并列条件：

1. 先调整不合标准的系统频率，当无法调整时，再调整正常系统的频率。

2. 将频率较高的部分系统降低其频率；将频率较低的部分系统频率提高。

第291条 事故情况下，电网解列成几部分，为便于事故处理，上级调度机构值班调度员可根据实际情况，指定有关下级调度机构、发电厂负责该孤立电网的调频、调压和事故处理。

## 第七节 系统振荡事故处理

第292条 系统同步振荡的一般现象为：

1. 发电机和联络线电流表和有功表周期性摆动，发电机有功和无功不过零。

2. 系统频率比较稳定，变化很小。

3. 电压表摆动不大。

第293条 系统异步振荡时的一般现象为：

1. 发电机、变压器及联络线的电流表、电压表、功率表的指针周期性地剧烈摆动；发电机、调相机和变压器发出有节奏的嗡鸣声。

2. 失去同步的发电厂与系统间的联络线的输送功率表、电流表大幅度往复摆动。

3. 振荡中心电压周期性地降至接近于零，且其附近的电压摆动最大，随着离振荡中心距离的增加，电压波动逐渐减小。白炽照明灯随电压波动有不同程度的明暗现象。

4. 送端系统的频率升高，受端系统的频率降低，并略有摆动。

第294条 系统振荡产生的主要原因：

1. 系统发生严重故障，引起稳定破坏。
2. 故障时断路器或继电保护拒动或误动，无自动调节装置或装置失灵。
3. 电源间非同期合闸未能拖入同步。
4. 大容量机组调速器失灵或进相运行，或失磁，大型调相机欠励运行等引起稳定破坏而失去同步。
5. 环状网络（或并列双回线）突然解环，使两部分电网联络阻抗增大；送、受端之间的大型联络变压器突然断开或电网大型机组突然切除，使联络阻抗增大。
6. 失去大电源。
7. 多重故障。
8. 弱联系系统阻尼不足或其他偶然因素。

第295条 消除振荡的原则：

1. 当系统发生振荡时，各发电厂及装有调相机的变电站，应不待调度指令立即充分利用发电机、调相机的过载能力增加励磁，提高电压至最大允许值，直至设备达到过载承受极限为止。
2. 频率降低的发电厂，应充分利用备用容量（包括启动备用水轮机组）和事故过负荷能力提高频率、电压直至消除振荡或恢复到正常频率为止。必要时值班调度员可下令切除部分用电负荷。
3. 频率升高的发电厂，迅速降低发电机出力，提高电压，使其频率降低至与受端系统频率接近；同时注意保证火电

厂厂用电系统的正常运行。

4. 当系统发生振荡时，不得任意将发电机或调相机解列。若发电机失磁应立即降低有功出力，并恢复发电机励磁，否则将失磁机组解列。

5. 如按上述原则处理仍无法消除振荡，值班调度员有权根据振荡现象，采用手动切除设备、负荷或解列系统的方式进行处理。

## 第八节 发电机事故处理

第296条 发电机跳闸，发电厂运行值班人员应立即汇报值班调度员并按现场规程进行处理。现场在检查跳闸机组相关设备后，应立即向值班调度员汇报跳闸机组是否可以恢复运行，值班调度员根据现场汇报情况以及系统运行要求确定机组是否并网。处理原则：

1. 发电机由于外部故障引起的后备保护动作跳闸，而主保护未动作且未发现发电机存在不正常的现象，待故障隔离后可将发电机并入电网运行。

2. 发电机由于内部故障保护动作跳闸时，应根据现场规程规定对发电机进行检查。如确未发现故障，可将发电机零起升压，正常后方可并网带负荷运行。

3. 发电机由于安全稳定装置动作切机，按值班调度员调度指令处理。

### 第297条 发电机失磁的处理

1. 除经过试验并批准允许无励磁运行的机组外，发电机失去励磁后应立即解列。

2. 允许无励磁运行的发电机，失磁运行不得超过 30 分钟。

3. 允许无励磁运行的发电机失磁运行若发生振荡，应立即减小其有功出力，并设法恢复励磁。若经减负荷直至为零仍发生振荡，则将该机组解列。

第298条 发电机进相运行失步时，应不待调度指令增加励磁、减少有功出力，使机组恢复同步运行。如处理无效，则应将该机组与电网解列。

第299条 发电机的事故过负荷能力由发电厂根据有关规定自行确定，并报相应调度机构备案。

## 第九节 变压器事故处理

第300条 变压器的差动和瓦斯保护同时动作跳闸时，未查明原因并消除故障前不得强行送电。

第301条 变压器的差动或瓦斯保护其中之一动作时，在检查变压器外部无明显故障，检查瓦斯气体和故障录波装置动作情况，判明变压器内部无明显故障时，经设备运行维护单位主管领导同意后可强送电一次，有条件时也可进行零起升压。

第302条 仅后备保护动作，检查主变外观无异常且外部故障消除或隔离后可试送。仅后备保护动作，未发现外部故障点，判明主变内部无明显故障，经设备运行维护单位主管领导同意后可强送，有条件时也可进行零起升压。

第303条 变压器本体其他保护动作但原因不明，经检查变压器本体和故障录波情况，判明变压器内部无明显故障，经设备运行维护单位主管领导同意后可强送，有条件时也可进行零起升压。

第304条 有备用变压器的变电站，当运行的变压器跳闸后应先投入备用变压器，然后再检查处理跳闸的变压器。

第305条 变压器的事事故过负荷能力由设备运行维护单位根据国家有关规定自行确定，并报相应调度机构备案。

## 第十节 断路器异常处理

第306条 断路器的液压、气压、油位异常但未降到分合闸闭锁时，现场运行值班人员应立即汇报值班调度员，并按现场规程进行处理。现场处理后，断路器的液压、气压、油位仍无法恢复正常时，应向值班调度员申请隔离。值班调度员在调整系统方式及潮流后，可断开异常断路器。

第307条 断路器在运行中出现不能分闸操作需要处理时，一般可采取下列措施：

1. 具备旁路代供条件的断路器，可以采用旁路代供的方式使异常断路器隔离。

2. 具有母联断路器的厂站，可采用母联断路器串供异常断路器，异常断路器操作电源断开的方式继续运行；或母联断路器串供异常断路器后，将负荷转移，用母联断路器停电的方式进行隔离。

3. 直馈线路的受端断路器，将负荷转移后，用断开对侧送端断路器的方法，使异常断路器隔离。

4. 对于 220kV 及以下的母联断路器异常，可采用倒闸等方式将一条母线腾空，再拉开母联断路器的两侧隔离开关。

5. 无论采取何种方式，隔离开关的操作必须符合隔离开关操作原则。

第308条 发电厂、变电站值班人员发现运行中的断路器非全相运行时：若两相断开应立即断开该断路器；若单相断开应立即合上该断路器，当合闸仍不能恢复全相运行时，应立即断开该断路器，操作后马上汇报值班调度员。

第309条 断路器操作过程或设备事故跳闸后造成断路器非全相运行，现场运行值班人员确认后应立即手动断开断路器，再汇报值班调度员。

第310条 隔离开关因出现发热、发红等异常，不能继续运行时，应立即采取措施减少通过该隔离开关的电流，并尽快采取措施将其隔离。

## 第十一节 通讯中断的事故处理

第311条 厂、站及调度机构间通讯联系中断时，运行值班人员应尽量设法通过其他厂、站或调度机构转接电话，同时通知有关人员尽快处理。

第312条 电网发生事故时，凡能与调度机构通讯畅通的厂、站及其他调度机构，有责任向失去联系的单位转达调度指令和联系事项。

第313条 厂、站与调度机构通讯联系中断时，应按下列原则处理：

1. 发电厂应维持通讯联系中断前运行状况。
2. 与调度机构失去联系的单位，应尽可能保持电气接线方式、运行方式不变，有关规定允许自行处理的异常或事故除外。
3. 一切已批准但未执行的检修计划及操作应暂停执行。
4. 调度指令已下发，正在进行的操作应暂停，待通讯联系恢复后再确认是否继续操作。
5. 上级调度机构值班调度员可视电网运行情况将其调管设备临时委托相关下级调度机构进行调度管理。

第314条 调度通讯中断期间，进行过异常或事故处理的单位，在通讯联系恢复后应尽快报告值班调度员。

## 附录一 云南电网调度术语

### 1 电网主要设备

#### 1.1 一次设备

##### 1.1.1 机

汽轮、水轮（包括抽水蓄能）、燃气轮、风力等各种发电机组的简称

##### 1.1.2 炉

锅炉

##### 1.1.3 调相机

专门用于发无功功率的调整电压的发电机组

##### 1.1.4 变

变压器

##### 1.1.4.1 主变

发电厂（站）、变电所（站）的主变压器

##### 1.1.4.2 联变

发电厂（站）不同电压等级母线间联络变压器（限于发电厂中不带发电机只起联络不同电压母线作用的变压器）

##### 1.1.4.3 厂（站、所）用变

发电厂（站）、变电站（所）厂（站、所）用变压器

1.1.4.3.1 厂用变

接于发电机出口的供厂用电源的变压器

1.1.4.3.2 高备变

接于高压母线的厂用备用变压器

1.1.5 母

母线

1.1.5.1 旁母

旁路母线

1.1.6 断路器（开关）

空气、多油、少油、六氟化硫等各种类型断路器的统称

1.1.6.1 出线断路器

线路出口断路器

1.1.6.2 母联断路器

母线联络断路器

1.1.6.3 旁路断路器

主母线与旁路母线的联络断路器

1.1.6.4 分段断路器

母线分段断路器

1.1.7 隔离开关（刀闸）

各种形式的隔离开关的统称

1.1.7.1 母线隔离开关

母线侧隔离开关

1.1.7.2 线路隔离开关

线路侧隔离开关

1.1.7.3 变压器隔离开关

变压器侧隔离开关

1.1.7.4 发电机隔离开关

发电机侧隔离开关

1.1.7.5 接地开关（地刀）

接地隔离开关

1.1.8 线

输电线路

1.1.8.1 架空地线

线路架空避雷线

1.1.9 电缆

电力电缆

1.1.10 避雷器

避雷器

1.1.11 中性点接地电阻

发电机、变压器、线路并联电抗器等设备中性点接地电阻

1.1.12 消弧线圈

消弧线圈

1.1.13 静补

并联无功静止补偿器

1.1.14 电容器

通常指并联补偿电容器

1.1.15 串联电抗器

线路串联电抗器

1.1.16 并联电抗器

并联电抗器（包括 A、B、C 三相及中性点电抗器）

1.1.16.1 高抗

线路高压并联电抗器

1.1.16.2 低抗

变压器低压侧并联电抗器

1.1.17 中性点电抗

中性点电抗

1.1.18 结合滤波器

结合滤波器

1.1.19 耦合电容器

耦合电容器

1.1.20 阻波器

阻波器

1.2 保护

电力系统的继电保护

1.2.1 发电机（调相机）保护

1.2.1.1 差动保护

- 1.2.1.1.1 发电机纵差保护
  - 发电机纵差保护
- 1.2.1.1.2 发电机横差保护
  - 发电机横差保护
- 1.2.1.2 电流保护
  - 1.2.1.2.1 发电机过流保护
    - 发电机过电流保护
  - 1.2.1.2.2 发电机匝间保护
    - 发电机匝间保护
  - 1.2.1.2.3 发电机低压过流保护
    - 发电机低电压过电流保护
  - 1.2.1.2.4 发电机复合电压过流保护
    - 发电机复合电压过电流保护
  - 1.2.1.2.5 发电机励磁过流保护
    - 发电机励磁回路电流保护
  - 1.2.1.2.6 发电机负序过流保护
    - 发电机负序电流保护
- 1.2.1.3 接地保护
  - 1.2.1.3.1 发电机定子接地保护
    - 发电机定子绕组接地保护
  - 1.2.1.3.2 发电机转子一点接地保护
    - 发电机转子一点接地保护

1.2.1.3.3 发电机转子两点接地保护

发电机转子两点接地保护

1.2.1.4 发电机过压保护

发电机过电压保护

1.2.1.5 发电机过负荷保护

发电机过负荷保护

1.2.1.6 发电机失磁保护

发电机失磁保护

1.2.1.7 发电机逆功率保护

发电机逆功率保护

1.2.1.8 发电机低频保护

发电机低频率保护

1.2.1.9 发电机失步保护

发电机失步保护

1.2.2 变压器保护

1.2.2.1 变压器差动保护

变压器纵差保护

1.2.2.1.1 变压器电流差动保护

变压器电流差动保护

1.2.2.1.2 变压器高阻抗差动保护

变压器高阻抗差动保护

1.2.2.1.3 变压器差动速断保护

变压器差动速断保护

1.2.2.2 电流保护

1.2.2.2.1 变压器电流速断保护

变压器电流速断保护

1.2.2.2.2 变压器过流保护

变压器过电流保护

1.2.2.2.3 变压器方向过流保护

变压器方向过电流保护

1.2.2.2.4 变压器低压过流保护

变压器低电压过电流保护

1.2.2.2.5 变压器复合电压过流保护

变压器复合电压（负序电压、低电压）过电流保护

1.2.2.2.6 变压器零序方向电流保护

变压器带方向的零序电流保护

1.2.2.2.7 变压器零序电流保护

变压器无方向的零序电流保护

1.2.2.3 变压器阻抗保护

变压器低阻抗保护

1.2.2.4 瓦斯保护

变压器瓦斯保护

1.2.2.4.1 重瓦斯保护

变压器重瓦斯保护（作用于跳闸）

- 1.2.2.4.2 轻瓦斯保护
  - 变压器轻瓦斯保护（作用于信号）
- 1.2.2.5 变压器压力（释放）保护
  - 变压器压力突增（释放）保护
- 1.2.2.6 变压器中性点零序过流保护
  - 变压器中性点零序过电流保护
- 1.2.2.7 变压器中性点零序过压保护
  - 变压器中性点零序过电压保护
- 1.2.2.8 变压器间隙保护
  - 变压器间隙保护
- 1.2.2.9 变压器过励磁保护
  - 变压器过励磁保护
- 1.2.2.10 变压器冷却系统故障保护
  - 变压器冷却系统故障保护
- 1.2.2.11 油面降低（油位低）保护
  - 变压器油面降低（油位低）保护
- 1.2.2.12 油温保护
  - 变压器油温温度升高保护
- 1.2.2.13 线温保护
  - 变压器线圈温度升高保护
- 1.2.3 线路保护
  - 1.2.3.1 纵联保护

1.2.3.1.1 高频距离保护

利用距离元件构成的高频保护

1.2.3.1.2 高频零序保护

利用零序元件构成的高频保护

1.2.3.1.3 高频方向保护

利用方向元件构成的高频保护

1.2.3.1.4 分相电流差动保护

分相电流差动保护

1.2.3.1.5 分相距离保护

分相比较的高频距离保护

1.2.3.2 距离保护

1.2.3.2.1 相间距离保护

相间距离保护

1.2.3.2.2 接地距离保护

接地距离保护

1.2.3.2.3 距离（ $Z_{11}$ 、 $Z_{12}$ ）段保护

距离（ $Z_{11}$ 、 $Z_{12}$ ）段保护

1.2.3.3 零序（ $Z_{01}$ 、 $Z_{02}$ ）段保护

零序电流（ $Z_{01}$ 、 $Z_{02}$ ）段保护

1.2.3.4 电流保护

1.2.3.4.1 电流速断保护

相电流速断保护

1.2.3.4.2 过流保护

相电流（方向）过电流保护

1.2.3.4.3 低压过流保护

低电压过流保护

1.2.3.4.4 低压方向过流保护

低电压方向过电流保护

1.2.3.4.5 横差保护

平行线路电流横差保护

1.2.3.5 电压保护

1.2.3.5.1 过电压保护

过电压保护

1.2.3.5.2 低电压保护

低电压保护

1.2.3.5.3 电压速断保护

电压速断保护

1.2.3.5.4 电流闭锁电压速断保护

（方向）电流闭锁限时电压速断保护

1.2.3.6 行波保护

行波保护

1.2.4 母线保护、断路器保护、重合闸

1.2.4.1 母线保护

1.2.4.1.1 母差保护

母线差动保护

1.2.4.1.2 母联断路器充电保护

用母联断路器对母线充电时投入的母联断路器的小定值电  
流速断保护

1.2.4.1.3 母联断路器过流保护

母联断路器过电流保护

1.2.4.2 断路器保护

1.2.4.2.1 断路器失灵保护

断路器失灵保护

1.2.4.2.2 断路器非全相(三相不一致)保护

断路器三相位置不一致保护

1.2.4.2.3 断路器充电保护

断路器过电流保护

1.2.4.2.4 短引线保护

3/2 开关接线或角形接线方式中，线路或变压器隔离开关  
至两个断路器之间的短线保护

1.2.4.3 重合闸

1.2.4.3.1 单重

单相重合闸

1.2.4.3.1.1 单重先合

3/2 开关接线方式中，重合闸方式置单重且合闸时限设为  
短时限

1.2.4.3.1.2 单重后合

3/2 开关接线方式中，重合闸方式置单重且合闸时限设为长时限

1.2.4.3.2 三重

三相重合闸

1.2.4.3.3 综重

单相及三相重合闸

1.2.4.3.4 特重

特殊重合闸

1.2.4.3.5 重合闸退出

指重合闸功能和出口压板退出

1.2.4.3.6 重合闸检同期

检查同期条件的重合闸

1.2.4.3.7 重合闸检无压

检查电压条件的重合闸

1.2.5 并联电抗器的保护

1.2.5.1 电抗器瓦斯保护

并联电抗器瓦斯保护

1.2.5.2 电抗器差动保护

并联电抗器差动保护

1.2.5.2.1 电抗器电流差动保护

并联电抗器电流差动保护

- 1.2.5.2.2 电抗器高阻抗差动保护
  - 并联电抗器高阻抗差动保护
- 1.2.5.3 并联电抗器过电流保护
  - 并联电抗器过电流保护
- 1.2.5.4 并联电抗器零序电流保护
  - 并联电抗器零序电流保护
- 1.2.5.5 并联电抗器过负荷保护
  - 并联电抗器过负荷保护
- 1.2.5.6 并联电抗器匝间保护
  - 并联电抗器匝间保护
- 1.3 安全自动装置
  - 1.3.1 解列装置
    - 1.3.1.1 振荡解列装置
      - 电网振荡解列装置
    - 1.3.1.2 低频解列装置
      - 电网低频率解列装置
    - 1.3.1.3 低压解列装置
      - 电网低电压解列装置
    - 1.3.1.4 过负荷解列装置
      - 过负荷解列装置
    - 1.3.1.5 过电压解列装置
      - 过电压解列装置

1.3.2 就地安全自动装置

1.3.2.1 联切机组装置

联锁切发电机组装置

1.3.2.2 联切负荷装置

联锁切负荷（线路）装置

1.3.2.3 联跳装置

联锁跳闸装置

1.3.2.4 电气制动装置

电气制动装置

1.3.2.5 快减装置

发电机组快速减出力装置

1.3.2.6 励磁调节器

发电机励磁调节装置

1.3.2.7 强励装置

发电机强行励磁装置

1.3.2.8 强减装置

发电机强行减磁装置

1.3.2.9 自动灭磁装置

发电机自动灭磁装置

1.3.2.10 系统稳定器（PSS）

电力系统稳定器

1.3.2.11 备自投

备用电源自动投入装置

1.3.2.12 功角监测装置

功角监测装置

1.3.2.13 故障录波器

故障录波装置

1.3.2.14 故障定位仪

输电线路故障点定位装置

1.3.2.15 同期装置

检测同期并列的装置

1.3.2.16 低频减负荷装置

按频率自动减（切）负荷装置

1.3.2.17 低压减负荷装置

按电压自动减（切）负荷装置

1.3.2.18 高频切机装置

按频率自动切除机组的装置

1.3.2.19 低频自启动

按频率自动开启水电机组

1.3.3 远方安全自动装置

1.3.3.1 远方跳闸装置

远方跳闸装置

1.3.3.2 远方启动装置

远方启动发电机组装置

1.3.3.3 远方电气制动装置

远方启动电气制动装置

1.3.3.4 远方切负荷装置

远方启动切负荷装置

1.3.3.5 远方切机装置

远方启动切机装置

1.3.3.6 区域稳定控制系统

电网区域稳定控制系统

1.3.3.7 过负荷减载装置

超负荷时自动减（切）负荷（线路）装置

1.4 调度通信、自动化设备

1.4.1 测量/控制装置

厂站端用于对一次设备进行测量或控制的自动化装置。包括变送器、交流采样测控单元

1.4.2 RTU

远动装置

1.4.3 变送器

将交流电流、电压、功率等电气量变换成与之成线性关系的直流电压或电流的器件

1.4.4 电能量采集装置

厂站端电能量采集处理装置

1.4.5 SWITCH/HUB

## 网络交换机/集线器

### 1.4.6 路由器

一种连接多个网络或网段的网络设备

### 1.4.7 电力调度数据网络

用于支持调度系统不同类型信息交换的网络平台

### 1.4.8 远动通道

用于专门传输远动信息的通信通道

### 1.4.9 SCADA/EMS

SCADA 即数据采集及监控；EMS 即能量管理系统。

SCADA/EMS 系统通常是指能够实现 SCADA/EMS 功能的调度自动化主站系统

### 1.4.10 光纤

电力通信所有光缆及光通信设备的总称

#### 1.4.10.1 OPGW 光缆

复合在电力线路地线中的光缆

#### 1.4.10.2 ADSS 光缆

架设在电力线路杆塔上或普通杆塔上的自承式光缆

#### 1.4.10.3 管道光缆

敷设在电力管道或其他管道内的光缆

#### 1.4.10.4 架空光缆

架设在普通杆塔上的非自承式光缆

#### 1.4.10.5 地埋光缆

直接埋设在地下的光缆

1.4.11 微波

电力微波

1.4.12 载波

电力载波是以电力线路为传输媒质，传输电网保护、安  
自、自动化、调度电话等实时信息的通信系统

1.4.13 载波机

电力载波机

1.4.14 光端机

光端机

1.4.15 调度交换机

为电力调度系统专用的调度电话进行交换的设备

1.4.16 调度录音系统

为电力调度等重要用户提供语音录音的设备

1.5 直流设备

1.5.1 换流变压器

简称换流变，连接交流系统与换流阀的变压器

1.5.2 交流滤波器

接于换流站交流侧，用于无功补偿和吸收换流器交流侧谐  
波的装置。按照滤波次数不同分为单调谐、双调谐和两阶高通  
滤波三种

1.5.3 交流滤波器组

由连接于同一交流滤波器母线的若干个交流滤波器构成的组合

1.5.4 可控硅元件 (Thyristor)

换流阀中的单个晶闸管元件

1.5.5 可控硅阀层 (Valve Section)

由串联的多个可控硅元件，与均压电容器、阻尼回路电容器及电抗器构成的组件

1.5.6 换流阀模件 (Thyristor module)

由 2 个可控硅阀层串联而成的设备组件

1.5.7 换流阀 (Thyristor valve)

由 3 个换流阀模件串联而成的换流设备组件，也称换流臂、桥臂

1.5.8 四重阀 (Quadruple Valve)

接于换流变阀侧绕组同名相上的 4 个换流阀叠装而成的整体结构

1.5.9 换流桥 (Bridge)

由三个四重阀中高压侧（或低压侧）6 个换流阀按三相桥式整流方式组成的 6 脉动换流设备。也叫阀桥

1.5.10 星侧桥 (Wye Bridge)

接于换流变压器阀侧星型绕组的换流桥

1.5.11 角侧桥 (Delta Bridge)

接于换流变压器阀侧三角形绕组的换流桥

#### 1.5.12 换流器 (Converter)

换流站中用以实现交、直流电能相互转换的设备。实现交流电转换为直流电的称为整流器，而实现直流电转换为交流电的称为逆变器。一般是由 1 个星侧桥和 1 个角侧桥串联组成 12 脉动的换流桥

#### 1.5.13 高压直流母线

从阀厅高压穿墙套管出口到极母线刀闸之间的母线，简称极母线

极 1 母线：换流站极 1 星侧桥穿墙套管出口至极 1 母线刀闸之间的母线

极 2 母线：换流站极 2 星侧桥穿墙套管出口至极 2 母线刀闸之间的母线

1.5.14 中性母线：换流站中两极换流器之间的连线，简称中性线

极 1 中性线：极 1 换流器角侧桥穿墙套管至极 1 中性线刀闸和极 1 接地极母线刀闸之间的连线

极 2 中性线：极 2 换流器角侧桥穿墙套管至极 2 中性线刀闸和极 2 接地极母线刀闸之间的连线

0 段中性线：极 1、极 2 中性线刀闸与金属回线刀闸之间的连线

#### 1.5.15 转换母线

极 1、极 2 转换母线刀闸和金属回线刀闸（或极 1、极 2 中性线刀闸）之间的母线

#### 1.5.16 接地极母线

整流侧：极 1、极 2 接地极母线刀闸与金属回线转换开关阀侧刀闸、接地极旁路刀闸、高速接地开关隔离刀闸之间的母线

逆变侧：极 1、极 2 接地极母线刀闸与接地极线路刀闸、高速接地开关隔离刀闸之间的母线

#### 1.5.17 直流滤波器

连接在直流极母线与极中性线之间用于滤除直流侧谐波的装置

#### 1.5.18 有源直流滤波器

连接在直流极母线与极中性线之间用于抵消直流侧谐波的可控谐波发生器及其辅助设备

#### 1.5.19 平波电抗器

串联在极母线中的电抗器，也称直流电抗器。主要用于限制换相失败引起的电流上升和平抑直流电流的纹波

#### 1.5.20 直流输电线路

两换流站极母线刀闸之间的高压直流输电架空线路，简称直流线路

极 1 直流线路：两换流站极 1 母线刀闸之间的直流线路

极 2 直流线路：两换流站极 2 母线刀闸之间的直流线路

#### 1.5.21 接地极线路

接地极线路刀闸到接地极本体之间的架空线路

#### 1.5.22 极

正常运行时直流中对地处于相同直流电压极性的设备的总称。一般有两个极，正常运行时一极对地电压为正，一极对地电压为负

#### 1.5.23 直流场开关、刀闸、地刀

接入直流场的开关、刀闸、地刀

### 1.6 串补

#### 1.6.1 串补

串联电容补偿装置（Series Capacitor），串联在输电线路中以补偿线路感抗，由电容器及其保护、控制等设备组成

#### 1.6.2 固定串补

固定串联电容补偿装置（FSC），对输电线路的补偿程度基本不变或不能平滑调节

#### 1.6.3 可控串补

可控串联电容补偿装置（TCSC），通过在电容器上并联晶闸管，调节晶闸管的导通角去调节晶闸管控制的电抗器支路电流，从而调节串补回路阻抗，达到对输电线路补偿程度的调节

#### 1.6.4 电容器元件

电容器组中的单个电容器元件

#### 1.6.5 电容器单元

由 X 个电容器元件 X 并 X 串组成的单元

#### 1.6.6 电容器组

即一相串补，一般为“H”形连接

#### 1.6.7 晶闸管阀 (Thyristor Valve)

单个晶闸管元件

#### 1.6.8 晶闸管阀组

有多级，每一级包括两个反向并联的晶闸管阀、缓冲电路、用于监视晶闸管阀电压的电子模块和用于晶闸管阀散热的吸热槽

#### 1.6.9 金属氧化物可变电抗 (MOV)

由具有很强非线性特性的金属氧化物阀体串并联组成，主要用于限制出现在电容器组上的过电压

#### 1.6.10 火花放电间隙 (Spark Gap)

通过阻尼元件并联在电容器两端的保护装置，在特定条件下间隙会迅速击穿，用以将 MOV 和电容器旁路。主要用于固定串补过电压保护

#### 1.6.11 TCSC 电抗器

与晶闸管阀串联，用以限制可控电容器组放电电流幅值并确保晶闸管阀相角控制顺利进行

#### 1.6.12 阻尼回路 (Damping Circuits)

由阻尼电感和阻尼电阻并联而成，用以限制放电电流

#### 1.6.13 串补平台 (Platform)

简称平台。平台上安装有电容器组、MOV、晶闸管阀室及GTE（间隙触发装置）、阻尼回路、电流互感器、电阻分压器、光电转换装置端子箱等设备。每条线路分三个平台，每相一个平台

1.6.14 旁路断路器（Bypass Breaker）

用来投入或退出串补

1.6.15 主旁路隔离开关（Main Bypass Switch）

与旁路断路器配合共同完成串补装置的投退操作

1.6.16 平台隔离开关（Disconnect Switch）

与旁路断路器配合共同完成串补装置的投退操作

1.6.17 平台接地开关（Earth Switch）

用以平台及串补的转接地操作

## 2 调度管理

2.1 调度系统运行值班人员：

指云南电网内各级调度机构、发电厂、变电站、集控站的运行值班人员

2.2 调度管辖范围

电网设备运行和操作指挥权限的范围

2.3 调度管辖设备

运行和操作的指挥权限归相应调度机构的设备

2.4 调度许可设备

其他调度机构或电厂管辖的，但运行状态的改变需要经过  
本级调度许可的设备

## 2.5 调度指令

调度机构值班调度员（简称“值班调度员”）对可接令人  
发布的必须强制执行的有关运行和操作的决定

### 2.5.1 综合令

指值班调度员说明操作任务、要求、操作对象的起始和终  
结状态，具体操作步骤和操作顺序项目由受令人拟定的调度指  
令。只涉及一个受令单位完成的操作才能使用综合令

### 2.5.2 单项令

由值班调度员下达的单项操作的操作指令

### 2.5.3 逐项令

指根据一定的逻辑关系，按顺序下达的多条综合令或单项  
令

## 2.6 调度关系

### 2.6.1 直接调度

值班调度员直接向值班人员发布调度指令的调度方式

### 2.6.2 间接调度

值班调度员通过下级调度机构值班调度员向其他值班人员  
转达调度指令的调度方式

### 2.6.3 委托调度

调度机构将其调管设备的调度权委托其他调度机构的调度方式

#### 2.6.4 越级调度

值班调度员不通过下一级值班调度员，而直接向下一级值班调度员调度管辖厂站的值班员下达调度指令的方式

### 2.7 调度指令的发布和执行

#### 2.7.1 下令（发令）

值班调度员向可接令人发布调度指令

#### 2.7.2 接令

可接令人接受值班调度员发布的调度指令

#### 2.7.3 复诵

指将对方说话内容进行的原文重复表述，并得到对方的认可

#### 2.7.4 回令

指可接令人向发布调度指令的值班调度员报告调度指令的执行情况

### 2.8 运行操作

#### 2.8.1 合上

指各种断路器、隔离开关、接地开关、跌落熔断器通过人工操作使其由分闸位置转为合闸位置的操作

#### 2.8.2 断开

指各种断路器通过人工操作使其由合闸位置转为分闸位置的操作

### 2.8.3 拉开

指各种隔离开关、接地开关、跌落熔断器通过人工操作使其由合闸位置转为分闸位置的操作

### 2.8.4 投入

指将继电保护、安全自动装置、故障录波装置等二次设备达到指令状态（投入状态）的操作

### 2.8.5 退出

指将继电保护、安全自动装置、故障录波装置等二次设备达到指令状态（退出状态）的操作

### 2.8.6 停用

指将继电保护、安全自动装置、故障录波装置等二次设备达到指令状态（停用状态）的操作

### 2.8.7 合环、解环

#### 2.8.7.1 合环

是指将线路、变压器或断路器串构成的网络闭合运行的操作

#### 2.8.7.2 同期合环

是指通过自动化设备或仪表检测同期后自动或手动进行的合环操作

#### 2.8.7.3 解除同期闭锁合环

## 不经同期闭锁直接合环

### 2.8.7.4 解环

是指将线路、变压器或断路器串构成的闭合网络开断运行的操作

### 2.8.8 并列、解列

#### 2.8.8.1 核相

用仪表或其它手段检测两电源或环路的相位、相序是否相同

#### 2.8.8.2 定相

新建、改建的线路或变电站在投运前，核对三相标志与运行系统是否一致

#### 2.8.8.3 核对相序

用仪表或其它手段，核对两电源的相序是否相同

#### 2.8.8.4 相位正确

断路器两侧 A、B、C 三相相位均对应相同

#### 2.8.8.5 并列

将两个独立运行的电网（或发电机、调相机与电网）同期后连接为一个整体运行的操作

#### 2.8.8.6 解列

通过人工操作或保护及自动装置动作使电网运行中的断路器断开，使发电机（调相机）脱离电网或电网分成两个及以上部分运行的过程

### 2.8.9 试运行

发电机组、变压器等设备正式投运前，接入电网运行

### 2.8.10 三相不平衡

三相电流（或电压）指示不相同

### 2.8.11 非全相运行

断路器跳闸或合闸等造成断路器一相或两相合闸运行

### 2.8.12 倒负荷

将线路（或变压器）负荷转移至其他线路（或变压器）供电

## 2.9 设备状态及变更

### 2.9.1 一次设备状态

#### 2.9.1.1 运行状态

指设备或电气系统带有电压，其功能有效。母线、线路、断路器、变压器、电抗器、电容器及电压互感器等一次电气设备的运行状态，是指从该设备电源至受电端的电路接通并有相应电压（无论是否带有负荷），且控制电源、继电保护及自动装置满足运行要求

#### 2.9.1.2 热备用状态

指设备已具备运行条件，经一次合闸操作即可转为运行状态的状态。母线、变压器、电抗器、电容器及线路等电气设备的热备用是指连接该设备的各侧均无安全措施，各侧的断路器全部在断开位置，且至少一组断路器各侧隔离开关处于合上位

置，设备继电保护投入，断路器的控制、合闸及信号电源投入。断路器的热备用是指其本身在断开位置、各侧隔离开关在合闸位置，设备继电保护及自动装置满足带电要求

#### 2.9.1.3 冷备用状态

指连接该设备的各侧均无安全措施，且连接该设备的各侧均有明显断开点或可判断的断开点。母线、变压器、电抗器、电容器及线路等电气设备的冷备用是指连接该设备的各侧均无安全措施，各侧的断路器、隔离开关全部在断开位置。断路器的冷备用是指其本身在断开位置、各侧隔离开关在拉开位置

#### 2.9.1.4 检修状态

指连接设备的各侧均有明显的断开点或可判断的断开点，需要检修的设备已接地的状态

### 2.9.2 继电保护状态

#### 2.9.2.1 投入状态

指继电保护装置工作电源投入，相应的功能连接片和出口连接片投入的状态

#### 2.9.2.2 退出状态

指继电保护装置工作电源投入，通过退出相应的功能连接片或出口连接片，退出部分或全部保护功能的状态

#### 2.9.2.3 停用状态

指继电保护装置工作电源退出，出口连接片退出的状态

### 2.9.3 安全自动装置状态

### 2.9.3.1 投入状态

指安全自动装置的工作电源投入，出口连接片连接到指令回路的状态。即安全自动装置具备正常的出口动作功能

### 2.9.3.2 投信号状态

指安全自动装置的工作电源投入，出口连接片断开，对外通信通道正常时的状态。即安全自动装置不具备就地和远方出口动作功能，但具备收信发信功能

### 2.9.3.3 退出状态

指安全自动装置的工作电源投入，出口连接片断开，对外通信通道断开时的状态。即安全自动装置不具备就地和远方出口动作功能，不具备对外发信功能

### 2.9.3.4 停用状态

指安全自动装置工作电源退出，出口连接片断开时的状态。即安全自动装置丧失所有功能的状态

### 2.9.7 充电

是指使线路、母线、变压器等电气设备空载运行带有标称电压的操作

### 2.9.4 送电

对设备充电并带负荷（指设备投入环状运行或带负荷）

### 2.9.5 停电

使带电设备转为冷备用或检修

### 2.9.6 ×次冲击合闸

以额定电压给设备  $\times$  次充电

#### 2.9.7 零起升压

给设备由零起逐步升高电压至预定值或直到额定电压

#### 2.9.8 零起升流

给设备由零起逐步升高电流至预定值或直到额定电流

#### 2.9.9 孤网运行

发电厂或某一台机组，或某一局部电网与主网解列，带部分负荷单独运行，并由调度指定频率和电压的调整

#### 2.10 事故及异常

##### 2.10.1 线路强送

线路故障后未经处理即行充电或送电

##### 2.10.2 线路强送成功

线路故障后未经处理即行充电或送电，断路器未再跳闸

##### 2.10.3 线路强送不成功

线路故障后未经处理即行充电或送电，断路器再次跳闸

##### 2.10.4 线路试送

线路故障后经处理后的首次充电或送电

##### 2.10.5 线路试送成功

线路故障经处理后首次充电或送电，断路器未再跳闸

##### 2.10.6 线路试送不成功

线路故障经处理后首次充电或送电，断路器再次跳闸

##### 2.10.7 过负荷

发电机、变压器或线路的电流（或有功）超过额定值或规定的允许值

## 2.11 检修

### 2.11.1 可以停电

指设备已具备停电条件，可以开始停电

### 2.11.2 可以复电

电气设备检修完毕，检修人员已全部撤离现场，安全措施已全部拆除

### 2.11.3 计划检修

云南电网年度方式、月度方式中有计划安排，并且能够按规定时间提交检修申请的检修

### 2.11.4 非计划检修

除计划检修外的检修

### 2.11.5 事故抢修

因设备缺陷或故障等原因急需停电的或已经强迫停运的设备检修

### 2.11.6 带电作业

对有电或停电未做安全措施的设备进行检修，不要求设备停电的检修工作

### 2.11.7 定值更改

对继电保护、安自装置等进行定值更改

### 2.11.8 设备启动、试验

进行新设备启动、系统试验、一二次设备改造后的试验等工作，属计划检修

## 2.12 用电

### 2.12.1 按计划用电

按不超过分配的用电指标，使用电力、电量

### 2.12.2 超计划限电

对于超出用电计划的用电负荷，按计划用电指标进行限电

### 2.12.3 事故限电

在系统发生事故时，按事故限电序位表进行限电

### 2.12.4 用户限电

通知用户按调度指令自行限制用电

### 2.12.5 拉闸限电

是指拉开供电线路断路器，强行停止供电的措施

### 2.12.6 $\times$ 分钟限去超用负荷

通知用户按指定时间自行减去比用电计划高的那一部分用电负荷

### 2.12.7 $\times$ 分钟按事故拉闸顺序拉闸限电 $\times$ 万千瓦

通知值班人员在指定时间内按事故拉闸顺序拉闸限电  $\times$ 万千瓦负荷

### 2.12.8 保安电力

为保证人身和设备安全所需的最低限度的电力供应

### 2.12.9 负荷备用容量

接于母线且立即可以带负荷的旋转备用容量

#### 2.12.10 事故备用容量

在规定的时间内（十分钟）内，可供调用的备用容量

#### 2.13 电网

##### 2.13.1 波动

电网电压、频率、功率发生瞬间下降或上升后立即恢复正常的变化现象

##### 2.13.2 摆动

电网的功率、电压、电流、频率等参数往复变化

##### 2.13.3 振荡

电网并列运行的两部分或几部分间失去同期，电压、电流、有功和无功发生大幅度有规律的摆动现象

##### 2.13.4 冲击

系统发生短路或大电流接地时，发电厂、变电站的表计瞬间异常剧烈摆动，同时发电机、变压器处往往发出一种异常的响声

##### 2.13.5 失步

同一系统中运行的两电源间失去同步

##### 2.13.6 潮流

电网稳态运行时的电流、功率

#### 2.14 调整

##### 2.14.1 增加有功（或无功）出力

在发电机原有功（或无功）出力基础上，增加有功（或无功）出力

#### 2.14.2 减少有功（或无功）出力

在发电机原有功（或无功）出力基础上，减少有功（或无功）出力

#### 2.14.3 提高频率（或电压）

在原有频率（或电压）的基础上，提高频率（或电压）值

#### 2.14.4 降低频率（或电压）

在原有频率（或电压）的基础上，降低频率（或电压）值

#### 2.14.5 维持频率××校电钟

使频率维持在××数值，校正电钟与标准钟的误差

#### 2.14.6 停止校电钟

按规定维持电网频率，停止校电钟

### 2.15 断路器和隔离开关

#### 2.15.1 合上断路器

使断路器由分闸位置转为合闸位置

#### 2.15.2 断开断路器

使断路器由合闸位置转为分闸位置

#### 2.15.3 合上隔离开关

使隔离开关由断开位置转为接通位置

#### 2.15.4 拉开隔离开关

使隔离开关由接通位置转为断开位置

2.15.5 断路器跳闸

2.15.5.1 断路器跳闸

未经操作的断路器三相同时由合闸转为分闸位置

2.15.5.2 断路器×相跳闸

未经操作的断路器×相由合闸转为分闸位置

2.15.5.3 断路器非全相跳（合）闸

断路器三相应该同时动作而其中一相或两相未按指令动作的情况

2.15.6 断路器非全相运行

断路器跳闸或合闸等致使开关一相或两相合闸运行

2.15.7 断路器×相跳闸，重合成功

断路器×相跳闸后，重合闸动作又自动合上×相，未再跳闸

2.15.8 断路器跳闸，三相重合成功

断路器跳闸后，重合闸动作又自动合上三相，未再跳闸

2.15.9 断路器×相跳闸，重合不成功

断路器×相跳闸后，重合闸动作又自动合上×相，断路器再自动跳开三相

2.15.10 断路器跳闸，三相重合不成功

断路器跳闸后，重合闸动作又自动合上三相，断路器再自动跳开三相

2.15.11 断路器（×相）跳闸，重合闸未动作断路器三相跳开（或非全相运行）

断路器（×相）跳闸后，重合闸装置虽已投入，但未动作，断路器三相跳开（或非全相运行）

2.15.12 代供（代路）

是指用旁路断路器代替其他断路器运行的操作

2.16 线路

2.16.1 带电巡线

对有电或停电未采取安全措施线路进行巡视

2.16.2 事故巡线

线路发生事故后，为查明故障原因而进行的带电巡线

2.16.3 特巡

对在暴风雨、覆冰、雾、河流开冰、水灾、大负荷、地震等特殊情况下的带电巡线

2.17 母线

2.17.1 倒母线

指双母线接线方式的变电站（开关站），将一组母线上的部分或全部线路、变压器倒换到另一组母线上运行或热备用的操作

2.17.2 母线正常方式

调度部门明确规定的母线正常接线方式（包括母联断路器状态）

2.18 接地、引线、短接

2.18.1 装设地线

通过接地短路线使电气设备全部或部分可靠接地的操作

2.18.2 拆除地线

将接地短路线从电气设备上取下并脱离接地的操作

2.18.3 合接地开关

用接地开关将设备与大地接通

2.18.4 拉接地开关

用接地开关将设备与大地断开

2.18.5 带电接线

在设备带电状态下接线

2.18.6 带电拆线

在设备带电状态下拆线

2.18.7 接引线

将设备引线或架空线的跨接线接通

2.18.8 拆引线

将设备引线或架空线的跨接线拆断

2.18.9 短接

用导线临时跨接在设备两侧，构成旁路

2.19 电容、电抗补偿

2.19.1 消弧线圈过补偿

全网消弧线圈的整定电流之和大于相应电网对地电容电流之和

#### 2.19.2 消弧线圈欠补偿

消弧线圈的整定电流之和小于相应电网对地电容电流之和

#### 2.19.3 谐振补偿

消弧线圈的整定电流之和等于相应电网对地电容电流之和

#### 2.19.4 并联电抗器欠补偿

并联电抗器总容量小于被补偿线路充电功率

#### 2.19.5 串联电容器欠补偿

串联电容器总容抗小于被补偿线路的感抗

### 2.20 发电机组

#### 2.20.1 开机（停机）

启动发电机同期并网发电（将发电机解列）

#### 2.20.2 加负荷（或压负荷）

增加（或减少）发电机有功、无功出力

#### 2.20.3 发电机无（少）蒸汽运行

发电机并入电网，将主气门关闭（或通少量蒸汽）作调相运行

#### 2.20.4 发电改调相

发电机由发电状态改调相运行

#### 2.20.5 调相改发电

发电机由调相状态改发电运行

2.20.6 发电机无励磁运行

运行中的发电机失去励磁后,从系统吸收无功异步运行

2.20.7 等待并列

发电机并网前或解列后,维持额定转速及额定电压,等待并列

2.20.8 变压运行

发电机组降低汽压运行,以大幅度降低出力

2.20.9 功率因数

发电机输出功率(出力)的功率因数

2.20.10 进相运行

发电机或调相机定子电流相位超前其电压相位运行,发电机吸收系统无功

2.20.11 定速

发电机已达到额定转速运行但未并列

2.20.12 空载

发电机已并列,但未带有功负荷

2.20.13 甩负荷

带负荷运行发电机所带负荷突然大幅度降至某一值

2.20.14 发电机跳闸

运行的发电机主断路器跳闸

2.20.15 紧急降低出力

电网发生事故或出现异常时，将发电机出力紧急降低，但不解列

2.20.16 可调出力

机组实际可能达到的发电能力

2.20.17 单机最低出力

根据机组运行条件核定的最小发电能力

2.20.18 机炉备用

设备处于完好状态，随时可根据调度指令启动，在规定时间内并入电网

2.20.19 机炉失备

设备因故障、检修或其他原因，无法根据调度指令在规定时间内启动并入电网运行

2.20.20 保养

机炉设备在较长时间内不运行时，采取保养措施

2.21 原动机

2.21.1 盘车

用电动机（或手动）带动汽轮发电机组转子慢转动

2.21.2 惰走

汽（水）轮机或其它转动机械在停止汽源（水源）或电源后继续保持转动

2.21.3 冲转

指蒸汽进入汽机，转子开始转动

#### 2.21.4 低速暖机

汽轮机开机过程中的低速运行，使汽轮机的本体整个达到规定的均匀温度

#### 2.21.5 升速

汽轮机转速按规定逐渐升高

#### 2.21.6 滑参数起动

一机一炉单元并列情况下，使锅炉蒸汽参数以一定速度随汽机负荷上升而上升的起动方式

#### 2.21.7 滑参数停机

一机一炉单元并列情况下，使锅炉蒸汽参数以一定速度随汽机负荷下降而下降的停机方式

#### 2.21.8 脱扣

指汽机自动装置动作（或手动）造成主气门关闭

#### 2.21.9 反冲洗

汽轮机组凝结器中循环水经调整阀门方式后，反向流动冲走垢物

#### 2.21.10 锅炉升压

锅炉从点火至并炉的整个过程

#### 2.21.11 并炉

锅炉待汽压汽温达到规定值后与蒸汽母管并列

#### 2.21.12 停炉

锅炉与蒸汽母管隔绝后不保持汽温汽压

2.21.13 锅炉失压

锅炉停止运行后按规程将压力泄去的过程

2.21.14 吹灰

用蒸汽或压缩空气清除锅炉各受热面上的积灰

2.21.15 向空排汽

开启向空排汽门使蒸汽通过向空排汽门放入大气

2.21.16 顶压

用给水泵〔水源〕保持锅炉内有一定水压

2.21.17 水压试验

指设备检修后进行水压试验

2.21.18 熄火

锅炉运行中由于某种原因引起炉火突然熄灭

2.21.19 打焦

用工具清除火嘴、水冷壁、过热器管等处的结焦

2.21.20 导水叶开度

运行中机组在某水头和发电出力时相应的水叶的开度

2.21.21 轮叶角度

运行中水轮发电机组在某水头和发电出力时相应轮叶的角度

2.22 水电

2.22.1 水库水位

水库坝前水面海拔高程（米）

2.22.2 尾水水位

水电厂尾水水面海拔高程（米）

2.22.3 正常高水位

水库在正常运行情况下，为满足设计的兴利要求汛末应蓄到的水位

2.22.4 死水位

在正常运用情况下，允许水库消落的最低水位

2.22.5 汛限水位

水库在汛期为满足防汛等综合利用要求所允许蓄水的上限水位

2.22.6 保坝水位

在设计的极限洪水时，水库泄洪量已达最大允许泄洪能力或接近最大允许泄洪能力，水利枢纽工程处于有漫顶的决口可能时的水位

2.22.7 年〔月〕末控制水位

每年〔月〕末计划控制水位

2.22.8 旬〔月〕初〔末〕库水位

每旬〔月〕初〔末〕水库实际运行水位

2.22.9 发电水头

水电厂机组发电时水库水位与尾水位之差值〔米〕

2.22.10 （日、月）平均水头

水电厂日〔月〕平均水库水位与日〔月〕平均尾水水位之差值〔米〕

2.22.11 〔日、旬、月、年〕平均入库流量

某时段〔日、旬、月、年〕内平均流入水库的流量〔立方米每秒〕

2.22.12 〔日、旬、月、年〕平均出库流量

某时段〔日、旬、月、年〕内平均流出水库的流量〔立方米每秒〕

2.22.13 〔旬、月〕初〔末〕入库流量

〔旬、月〕初〔末〕进入水库的流量〔立方米每秒〕

2.22.14 〔日、旬、月、年〕入库水量

某时段〔日、旬、月、年〕内进入水库的水量

2.22.15 〔日、旬、月、年〕发电用水量

水电厂在某时段〔日、旬、月、年〕内发电所耗用的水量

2.22.16 〔日、旬、月、年〕弃水量

水电厂在某时段〔日、旬、月、年〕内未被利用而弃掉的水量

2.22.17 允许最小出库流量

为满足下游兴利〔航运、灌溉、工业引水等〕及电网最低电力要求需要水库放出的最小流量〔立方米/秒〕

2.22.18 开启〔关闭〕泄流闸门

根据需要开启〔关闭〕溢流坝的工作闸门、大坝泄流中孔、底孔或泄洪洞、排沙洞等工作闸门

2.22.19 开启（关闭）机组进水口工作闸门

根据需要开启(关闭)水轮机组进水口的工作闸门

2.22.20 开启(关闭)进水口检修闸门

根据需要开启(关闭)进水口检修闸门

2.22.21 开启(关闭)尾水闸门(或叠梁)

根据需要开启(关闭)尾水闸门(或叠梁)

2.22.22 发电耗水率

每发一千瓦时电量平均所耗的水量(立方米/千瓦时)

2.22.23 消落水库水位

把坝前水库水位降低

2.22.24 蓄高水库水位

把坝前水库水位提高

2.23 直流设备状态及变更

2.23.1 极的状态

2.23.1.1 极 1/2 接地状态 ( Earthed )

极 1/2 换流器、极 1/2 换流变各侧开关断开，刀闸拉开，地刀合上，直流滤波器接地

2.23.1.2 极 1/2 停运状态 ( Stopped ) )

极 1/2 及其换流变地刀拉开，换流变开关断开、刀闸拉开

2.23.1.3 极 1/2 备用状态 ( Standby )

换流变压器交流侧开关断开、刀闸合上；换流阀冷却系统投入；换流变分接头在起始位置

#### 2.23.1.4 极 1/2 闭锁状态 (Blocked)

换流器交流侧开关合上；直流接线方式形成；换流阀预检成功；开放换流变压器分接头控制，直流滤波器接入

#### 2.23.1.5 极 1/2 解锁状态 (Deblocked)

触发脉冲触发换流器，换流阀导通；直流传输功率；无功控制投入，直流滤波器接入

#### 2.23.1.6 极 1/2 空载加压试验状态 (OLT)

状态与极 1/2 解锁状态相同，只是直流接线方式为空载加压试验方式

### 2.23.2 极的连接状态

#### 2.23.2.1 极 1/2 隔离状态

极 1/2 母线刀闸拉开，极 1/2 中性母线开关断开，极 1/2 中性线刀闸拉开，极 1/2 接地极母线刀闸拉开

#### 2.23.2.2 极 1/2 接入状态

极 1/极 2 接地极母线刀闸合上，极 1/2 中性母线开关合上，极 1/2 母线刀闸合上

### 2.23.3 直流线路状态

#### 2.23.3.1 极 1/2 直流线路接地状态

极 1/2 母线刀闸拉开，极 1/2 转换母线刀闸拉开，极 1/2 线路地刀合上

2.23.3.2 极 1/2 直流线路隔离状态

极 1/2 母线刀闸拉开，极 1/2 转换母线刀闸拉开，极 1/2 线路地刀拉开

2.23.3.3 极 1/2 直流线路接入状态

极 1/2 母线刀闸合上，极 1/2 线路地刀拉开

2.23.4 直流滤波器状态

2.23.4.1 直流滤波器接地状态

直流滤波器高低压侧刀闸拉开，地刀合上

2.23.4.2 直流滤波器接入状态

直流滤波器高低压侧地刀拉开，刀闸合上

2.23.5 接地极线路状态

2.23.5.1 接地极线路接地状态

接地极线路刀闸拉开，接地极旁路刀闸（整流侧）拉开，接地极线路地刀合上

2.23.5.2 接地极线路隔离状态

接地极线路刀闸拉开，接地极旁路刀闸（整流侧）拉开，接地极线路地刀拉开

2.23.5.3 接地极线路接入状态

整流侧：接地极线路地刀拉开，接地极线路刀闸合上，金属回线转换开关阀侧刀闸合上，金属回线转换开关合上。或接地极线路地刀拉开，接地极旁路刀闸合上

逆变侧：接地极线路地刀拉开，接地极线路刀闸合上

## 2.23.6 交流滤波器状态

### 2.23.6.1 交流滤波器检修状态

交流滤波器开关断开，刀闸拉开，开关交流滤波器侧地刀  
合上

### 2.23.6.2 交流滤波器冷备用状态

交流滤波器开关断开，刀闸拉开，交流滤波器开关两侧地  
刀拉开

### 2.23.6.3 交流滤波器热备用状态

交流滤波器开关断开，刀闸合上，交流滤波器开关两侧地  
刀拉开

### 2.23.6.4 交流滤波器运行状态

交流滤波器开关两侧地刀拉开，刀闸合上，开关合上

## 2.24 串补

### 2.24.1 接地状态

串补旁路断路器在合闸位置，平台隔离开关在分闸位置，  
平台接地开关在合闸位置

### 2.24.2 隔离状态

串补旁路断路器在合闸位置，平台隔离开关在分闸位置，  
平台接地开关在分闸位置

### 2.24.3 旁路状态

串补旁路断路器在合闸位置，平台隔离开关在合闸位置，  
平台接地开关在分闸位置，主旁路隔离开关在分闸位置

#### 2.24.4 运行状态

串补旁路断路器在分闸位置，平台隔离开关在合闸位置，平台接地开关在分闸位置，主旁路隔离开关在分闸位置

#### 2.24.5 并列运行状态

指串补的固定部分与可控部分都运行的状态

#### 2.24.6 固定运行状态

指串补的固定部分在运行状态，可控部分在旁路状态

#### 2.24.7 可控运行状态

指串补的固定部分在旁路状态，可控部分在运行状态

### 2.25 继电保护

#### 2.25.1 ×设备×保护（×段）改定值

×设备×保护（×段）整定值（阻抗、电压、电流、时间等）由某一定值改为另一定值

#### 2.25.2 保护通道对调

保护按规定进行通道对调

### 2.26 调度自动化

#### 2.26.1 遥信

远方断路器、隔离开关等位置运行状态测量信号

#### 2.26.2 遥测

远方发电机、变压器、母线、线路等运行数据测量数据

#### 2.26.3 遥控

对断路器、隔离开关等位置运行状态进行远方控制，及 AGC 控制模式的远方切换

#### 2.26.4 遥调

对发电机组出力、变压器抽头位置等进行远方调整和设定

#### 2.26.5 AGC

自动发电控制

#### 2.26.6 TBC、FFC、FTC

AGC 的三种基本控制模式

TBC 是指按定联络线功率与频率偏差模式控制，FFC 是指按定系统频率模式控制，FTC 是指按定联络线交换功率模式控制

#### 2.26.7 ACE

区域控制偏差

#### 2.26.8 A1、A2、CPS1、CPS2

AGC 控制性能评价标准

#### 2.26.9 AVC

自动电压控制

#### 2.26.10 投入 AGC

将机组 AGC 由厂控模式改为遥调模式

#### 2.26.11 停用 AGC

将机组 AGC 由遥调模式改为厂控模式

#### 2.26.12 投入 × × 机成组

将处于遥调（AGC）模式的机组从单机切换到成组模式

#### 2.26.13 退出××机成组

将处于遥调（AGC）模式的机组从成组切换到单机模式

#### 2.26.14 投入自动开停机

具备计算机监控系统的发电厂投入自动开停机功能

#### 2.26.15 退出自动开停机

具备计算机监控系统的发电厂停用自动开停机功能

#### 2.27 其他

##### 2.27.1 幺、两、三、四、五、陆、拐、八、九、洞

调度业务联系时，数字“1、2、3、4、5、6、7、8、9、0”的读音

##### 2.27.2 ××调（××电厂、××变电站）（值长、班长）×××（姓名）

值班人员电话联系时的冠语，其中每值第一次通话时双方应说出工作单位、职务、姓名。以后每次可仅说单位、姓名

##### 2.27.3 ×时×分××设备工作全部结束，现场工作安全措施已拆除，人员已撤离，可以送电

下级调度员或厂站值班员向上级调度员汇报设备工作结束的术语，表明设备具备送电条件

##### 2.27.4 候班

可随时接受指令并立即前往工作现场进行工作

#### 2.28 通信部分

### 2.28.1 通信通道

广义上指继电保护装置、安全自动装置、自动化设备端到端的全过程通信

### 2.28.2 通信通道中断

指因业务系统至通信机房的连接线缆、转换装置故障或通信电路故障导致业务系统之间通信中断

### 2.28.3 通信电路

指通信专业为实现某业务点到点通信所提供的通信方式，包括传输、数据网通信方式等

### 2.28.4 通信电路中断

因通信设备、设施故障导致业务系统通信中断

### 2.28.5 自愈环技术

无需人为干预，网络就能在极短的时间内从失效故障中自动恢复所携带的业务，使用户感觉不到网络已出现故障

### 2.28.6 调度数据网

指采用 IP 技术组建的数据传输平台，主要承载安全区 I、区业务

### 2.28.7 综合数据网

指采用 IP 技术组建信息化数据传输平台，承载管理信息业务

### 2.28.8 两种不同通信方式

指同一业务通信通道之间没有任何关联，不会因电源、设备、光缆等原因造成业务通道同时中断。即在单一故障下不会导致同一条线路的所有继电保护通信通道、站点间安全自动装置通信通道或总调至站点的自动化业务通信通道中断

#### 2.28.9 总调网管直管系统

指通信网管设在总调的通信系统

#### 2.28.10 两套独立电源

独立电源指由整流设备、蓄电池、开关柜组成的整套电源系统；两套独立电源指任何一套电源失效，不应造成同一条线路的所有继电保护通信通道、站点间安全自动装置通信通道或总调至站点的自动化业务通信通道中断

#### 2.28.11 PCM

是指将多路话音或窄带信息业务复接到 E1 上的设备

#### 2.28.12 SDH (Synchronize Digital Hierarchy)

采用 SDH 制式，由 SDH 制式的网元及其网元间的传输段组成的集合，能独立提供一定带宽的传输通道

#### 2.28.13 DDF (Digital Distribution Frame)

在通信站点机房内专门用来安装数字配线模块的机架

#### 2.28.14 ODF (Optical Distribution Frame)

在通信站点机房内专门用来安装光配线模块的机架

#### 2.28.15 VDF (Voice Distribution Frame)

在通信站点机房内专门用来安装音频配线模块的机架

2.28.16 Tx、Rx

Tx——指发送端，Rx——指接收端

## 附录二 新设备投产应报送的技术资料内容

新建、改（扩）建工程接入电网运行前，项目建设单位或部门应于投产前三个月（现场运行规程提前一周，实测资料在测试或并网后 30 日内）向省调报送下列技术资料（书面资料和电子文档）：

### 一、设备、图纸资料

- 1、电气安装平面布置图；
- 2、电气一次接线图及厂（站）用电接线图；
- 3、火力发电厂煤、汽、水、油系统图；
- 4、水力发电厂气、水、油系统图，水工、气象、水文、水库及水情测报系统等设计资料；
- 5、输电线路的地理路径图，导线型号、长度、排列方式、线间距离、线路相序、交叉换位情况、平行线距离、架空地线规格；
- 6、一次设备断路器、隔离开关、母线、电压互感器、电流互感器、避雷器、阻波器、结合电容器及无功补偿设备（高抗、抵抗、串补等）技术规范；
- 7、继电保护及安全自动装置配置图、原理图、组屏图及技术说明书等；
- 8、通信有关技术资料与图纸；

9、自动化有关设计、施工的技术资料与图纸；

## 二、出厂资料

1、锅炉、汽（水）轮机、发电机、调相机、变压器、电抗器、电容器等的技术规范；

2、发电机和调相机的空载短路特性曲线与电气技术参数：如  $R_a$ 、 $X_d$ 、 $X_d'$ 、 $X_d''$ 、 $X_2$ 、 $X_0$ 、 $X_q$ 、 $X_q'$ 、 $X_q''$  及时间常数  $T_d$ 、 $T_d'$ 、 $T_d''$ 、 $T_{d0}$ 、 $T_{d0}'$ 、 $T_d''$ ；

3、发电机、原动机转动惯量；

4、汽（水）轮机调速器调整率及传递函数框图和有关各环节的时间常数；

5、励磁机规范、励磁方式、励磁倍数、励磁调节器形式，低励限制器特性曲线及励磁调节器传递函数框图和有关各环节的时间常数；

6、有关 PSS 等稳定装置参数；

7、发电机、变压器等设备过激磁特性曲线与过负荷特性曲线。

## 三、实测资料

1、110kV 及以上线路实测参数： $R_1$ 、 $R_0$ 、 $X_1$ 、 $X_0$ 、 $B_0$ 、 $X_m$ （平行线路）。

2、220kV 及以上变压器实测正序、零序阻抗。

3、机组进相、迟相、水电机组振动区及火电机炉的最低稳燃技术出力的试验报告，机组最大、最小出力，正常和事故开停机炉时间、增减负荷速率。



## 附录三 调度系统重大事件汇报制度

### 一、汇报流程

云南电网内各发、供电单位发生重大事件时，按调度管辖范围划分，实行逐级汇报。

1. 相关单位在重大事件发生后 30 分钟内将情况向管辖调度机构值班调度员汇报。
2. 县调调度管辖范围内发生重大事件时，由相应地调值班调度员负责汇总后向省调值班调度员报告。
3. 地调调度管辖范围内发生重大事件时，由地调值班调度员汇总后向省调值班调度员报告。

### 二、重大事件分类

云南电网内各发、供电单位发生以下重大事件时，运行值班人员应在规定时间内按汇报流程将情况向相关调度机构汇报：

1. 自然灾害（水灾、火灾、地震、冰冻、大风等）对电力生产造成重大影响。
2. 非自然灾害（水库关闸、发电引水截流、水质污染、燃料短缺、盗窃、炸石、开矿、机械撞伤等）对电力生产造成重

大影响。

3. 电力生产场所发生人员伤亡事故，火灾事故。
4. 发生人员误操作事故。
5. 地调管辖范围内的 220kV 主变跳闸事故。
6. 地调管辖范围内的 110kV 及以上重要输、变电设备损坏事故。
7. 地调管辖范围内的 110kV 变电站全停。
8. 地调管辖范围内影响对境外供电的输变电设备事故。
9. 地调管辖范围内的电厂垮坝、水淹厂房。
10. 地调管辖范围内调度对象发生违反调度纪律行为。
11. 电网发生振荡。
12. 电网减供负荷达到《电力生产事故调查规程》规定的一般及以上电网事故。
13. 由于对重要用户停、限电，造成重大社会影响。
14. 由于基建工程工作，对电网运行造成重大影响。

### 三、汇报要求

1. 汇报内容主要有：事件发生的单位、地点、时间、现象、保护及安全自动装置动作情况、损失、对用户的影响。
2. 发生下列严重事故或事件后，除当值调度员应按上述流程进行汇报外，相关地调还应在 24 小时内以书面形式详细报告：

- (1)地区电网内大面积停电、对重要用户停电；
- (2)110kV 及以上主设备严重损坏；
- (3)恶性误操作、调度责任事故、违反调度纪律事件；
- (4)省调要求以书面形式报告的其他事件。

3. 省调有权越级向下级调度系统了解情况，下级调度系统应如实汇报。