

中国可持续能源项目

大卫与露茜尔·派克德基金会
威廉与佛洛拉·休利特基金会
能 源 基 金 会
项目资助号：G-1008-13220



四川省节能发电调度试点 3 期

流域梯级水电调度管理模式研究

四川大学能源发展研究中心

2011 年 6 月

目录

1 我国流域梯级水电开发及发电调度管理现状调查.....	1
1.1 我国水能资源及开发利用现状.....	1
1.1.1 中国水电资源总量.....	1
1.1.2 中国水电资源分布特点.....	3
1.1.3 中国水电资源开发利用现状.....	6
1.2 我国电力调度体制演变.....	7
1.3 我国水电调度体制或机制问题.....	10
1.3.1 梯级调度与电网调度管理的关系.....	11
1.3.2 流域各梯级电站发电计划的协调.....	12
1.3.3 流域各梯级信息资源的共享.....	12
1.3.4 多开发主体间梯级联合调度的效益分配与补偿.....	13
1.3.5 企业内部对流域梯级联合优化调度的认识问题.....	15
2 国外流域梯级水电运行管理经验.....	16
2.1 国外流域水资源统一管理介绍.....	16
2.2 国外先进流域梯级管理模式研究.....	18
2.2.1 法国电力公司流域梯调管理.....	18
2.2.2 加拿大魁北克水电公司的流域梯级调度与管理.....	24
2.2.3 委内瑞拉 EDELCA 公司的流域梯级调度管理.....	27
2.3 流域梯级电站调度管理发展趋势.....	33
3 我国典型流域梯级水电运行管理.....	36
3.1 我国流域发电公司运行模式.....	36

3.1.1	清江干流梯级电站调度管理.....	37
3.1.2	三峡梯级调度管理.....	46
3.1.3	乌江流域梯级电站的调度管理.....	65
3.1.4	黄河上游梯级电站的集中控制管理.....	73
3.2	国内现有流域梯级电站调度管理的启示.....	81
4	流域梯级水电联合调度的必要性和可行性分析.....	84
4.1	流域梯级水电联合调度的必要性分析.....	84
4.2	流域梯级水电站联合调度的可行性分析.....	88
5	四川省流域梯级水电调度管理模式研究.....	91
5.1	单一开发主体的流域水电调度管理模式.....	91
5.1.1	单一开发主体的大型流域——以雅砻江流域为例.....	91
5.1.2	单一开发主体的中小流域.....	97
5.2	多个开发主体的大型河流水电调度管理模式.....	103
5.2.1	大渡河流域梯级开发规划.....	103
5.2.2	大渡河流域水电调度模式研究.....	104
5.3	小水电站群水电调度管理模式.....	108
5.3.1	统一调度下的省调直调模式.....	109
5.3.2	统一调度分级管理模式.....	110
5.3.3	统一调度分区管理模式.....	113
5.3.4	调度管理模式比较分析.....	114
6	梯级水电联合调度对节能减排的作用研究.....	116
6.1	乌江流域梯级水电站联合调度效益分析.....	116

6.2 大渡河流域梯级水电联合调度效益分析.....	117
6.3 雅砻江流域梯级水电联合调度效益分析.....	118
7 四川省节能发电调度工作开展成果分析.....	120
7.1 四川省节能发电调度取得综合效益分析.....	120
7.2 《四川电网梯级水电站集控中心调度管理规定》的颁布.....	121
8 结论建议.....	123
附件一.....	125
附件二.....	127

1 我国流域梯级水电开发及发电调度管理现状调查

1.1 我国水能资源及开发利用现状

1.1.1 中国水电资源总量

我国大陆水力资源理论蕴藏量在 1 万 kW 及以上的河流共 3886 条，水力资源理论蕴藏量年电量为 60829 亿 kW·h、平均功率为 69440 万 kW，技术可开发装机容量 54164 万 kW、年发电量 24740 亿 kW·h，其中经济可开发装机容量 40180 万 kW、年发电量 17534 亿 kW·h，分别占技术可开发装机容量和年发电量的 74.2%和 70.9%。全国复查河流上，单站装机容量 500kW 及以上的技术可开发水电站 13286 座，国际界河电站 28 座；经济可开发水电站 11653 座，国际界河电站 27 座。按技术可开发水电站分规模统计，大型水电站（装机 30 万 kW 及以上）263 座+界河电站 10 座、装机容量 38870 万 kW、年发电量 17920 亿 kW·h，中型水电站（装机 5 万 kW 及以上，小于 30 万 kW）785 座+界河电站 10 座、装机容量 8773 万 kW、年发电量 3927 亿 kW·h，小型水电站（500kW 及以上，小于 5 万 kW）12238 座+界河电站 8 座、装机容量 6521 万 kW、年发电量 2893 亿 kW·h。全国水电资源总量，包括理论蕴藏量、技术可开发量和经济可开发量均居世界首位。我国大陆水力资源复查成果分类统计情况如表 1.1 及图 1.1。

表 1.1 全国水力资源复查成果汇总表

序号	项目	单位	数值	
1	理论发电量	年电量	亿 kW·h	60829
		平均功率	万 kW	69440
2	技术可开发量	水电站数量	座	13286+28/2
		装机容量	万 kW	54164
		年发电量	亿 kW·h	24740
3	经济可开发量	水电站数量	座	11653+27/2
		装机容量	万 kW	40180
		年发电量	亿 kW·h	17534
4	已正开发量	水电站数量	座	6053+4/2
		装机容量	万 kW	13098
		年发电量	亿 kW·h	5259

注 本表中数值统计范围为理论蕴藏量 1 万 kW 及以上河流和这些河流上单站装机容量 500kW 及以上的水电站，不含港澳台地区。已正开发量统计至 2001 年底。

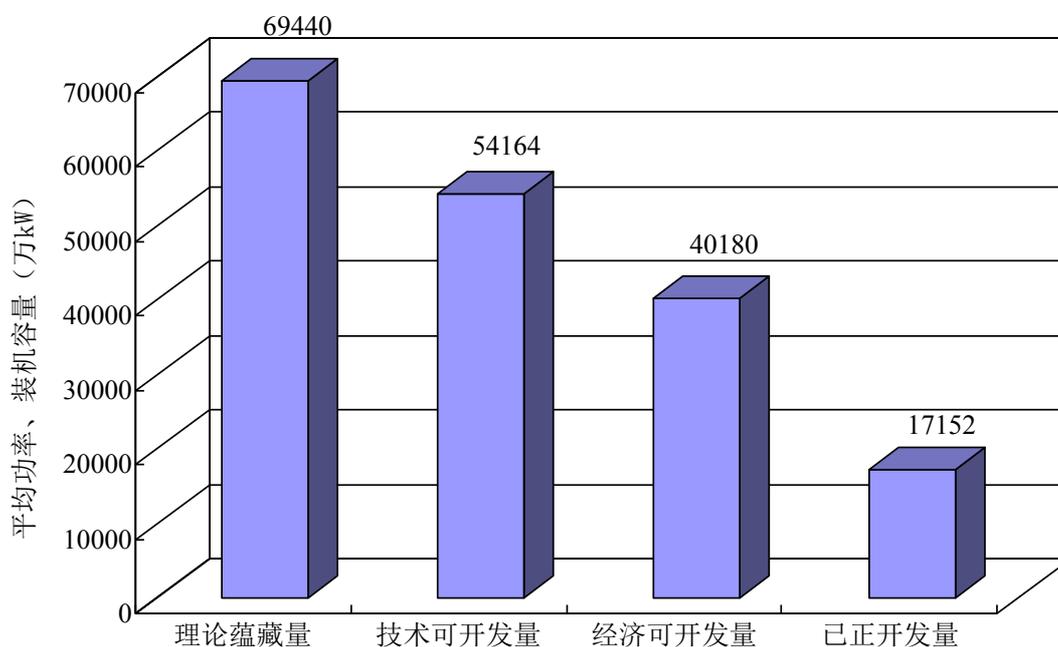


图 1.1 全国水电资源复查成果平均功率、装机容量汇总图

1.1.2 中国水电资源分布特点

我国水电资源的特点，除总量丰富，居世界首位外，还具有以下鲜明的特点：

(1) 水电资源地域分布极其不均，需要水电“西电东送”（地区分布）

由于我国幅员辽阔，地形与雨量差异较大，因而形成水电资源在地域分布上的不均衡。总体来看，西部多、东部少，水电资源相对集中在西南地区，而经济发达、能源需求量大的东部地区水电资源量极少。按照技术可开发装机容量统计，我国经济相对落后的西部云南、贵州、四川、西藏、重庆、陕西、甘肃、宁夏、青海、新疆、广西、内蒙古等 12 个省（自治区、直辖市）水能资源约占全国总量的 81.46%，特别是西南地区云南、贵州、四川、重庆、西藏就占 66.70%；其次是中部的黑龙江、吉林、山西、河南、湖北、湖南、安徽、江西等 8 个省占 13.66%；而经济发达、用电负荷集中的东部辽宁、北京、天津、河北、山东、江苏、浙江、上海、广东、福建、海南等 11 个省（直辖市）仅占 4.88%。因此，西部水电资源开发除了西部电力市场自身需求以外，更重要的是考虑东部市场，实行水电的“西电东送”战略。全国水电资源地区分布如图 1.2。

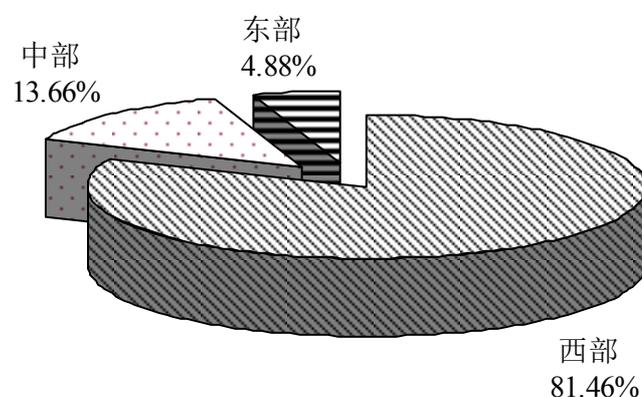


图 1.2 全国水电资源地区分布图

(2) 水电资源集中于大江大河，有利于集中开发和规模外送（流域分布）

我国水电资源富集于金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、乌江、长江上游、南盘江红水河、黄河上游、湘西、闽浙赣、东北、黄河北干流以及怒江等十三大水电基地，其总装机容量约占全国技术可开量的 50.9%。特别是地处西部的金沙江中下游干流总装机规模 5858 万 kW，长江上游干流 3320 万 kW，长江上游的支流雅砻江、大渡河以及黄河上游、澜沧江、怒江的装机规模均超过 2000 万 kW，乌江、南盘江、红水河的装机规模均超过 1000 万 kW。这些河流水电资源集中，有利于实现流域、梯级、滚动开发，有利于建成大型的水电基地，有利于充分发挥水电资源的规模效益实施“西电东送”。全国十三大水电基地分布如图 1.3。



图 1.3 全国十三大水电基地分布图

另外，根据各流域水电资源量及地理位置，本次水电资源复查将我国河

流分为长江流域、黄河流域、珠江流域、海河流域、淮河流域、东北诸河、东南沿海诸河、西南国际诸河、雅鲁藏布江及西藏其它河流、北方内陆及新疆诸河 10 个流域进行分析统计，如图 1.4。

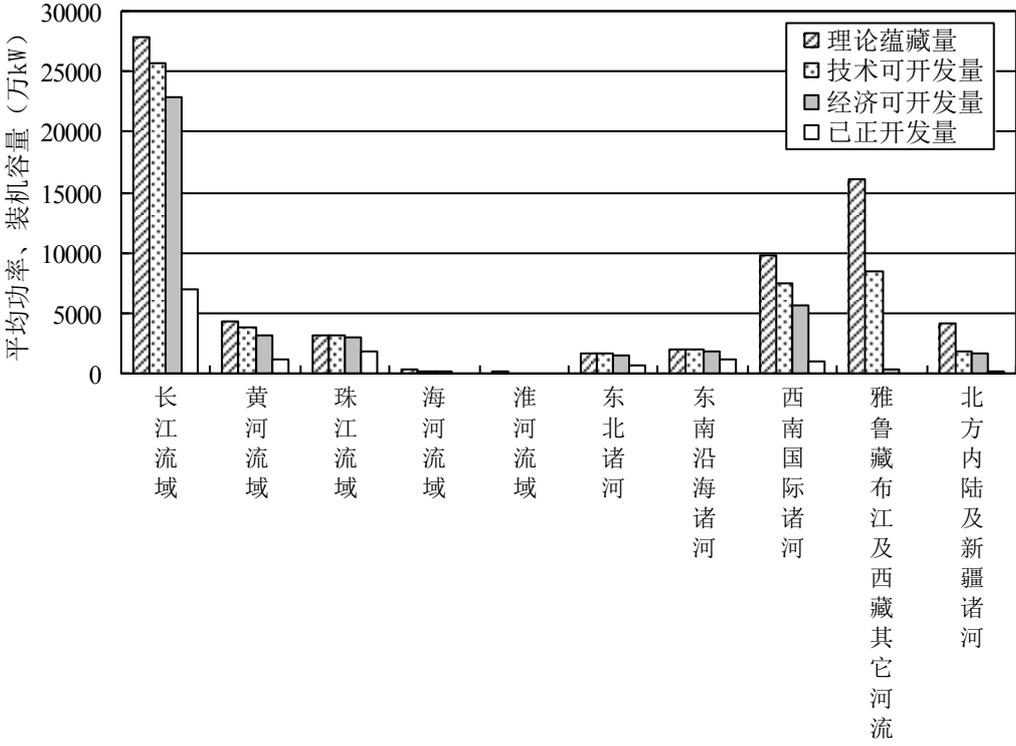


图 1.4 各流域水电资源量分布图

(3) 大型水电站装机容量比重大，中小型水电站座数多、分布地域广 (装机规模分布)

全国水电资源技术可开发量中，装机容量 30 万 kW 及以上的大型水电站占很大比重，在理论蕴藏量 1 万 kW 及以上河流上单站装机容量 500kW 及以上的 13286 座+国际界河 28 座水电站中，装机容量 30 万 kW 及以上的大型水电站虽然只有 263 座+国际界河 10 座，但技术可开发装机容量和发电量的比重分别达 71.76%和 72.43%。其中，装机容量 100 万 kW 及以上的特大型水电站虽仅 111 座+国际界河电站 5 座，但装机容量达 31559.4 万 kW，

年发电量达 14579.07 亿 kW·h，其装机容量及年发电量的比重均超过 50%。这些特大型水电站绝大多数分布于西南地区。而小型水电站共有 12238 座+国际界河电站 9 座，占总座数的 92.1%，在全国各地都有分布，虽然其总装机容量和年发电量不大，但可供地区及农村村镇用电，适合于实施以小水电代薪的环境保护。特别是在大电网尚未覆盖的边远地区，小型水电站是解决当地能源和电力的宝贵资源。全国水电资源的装机规模分布及相应水电站座数分布如图 1.5（按技术可开发量统计）。

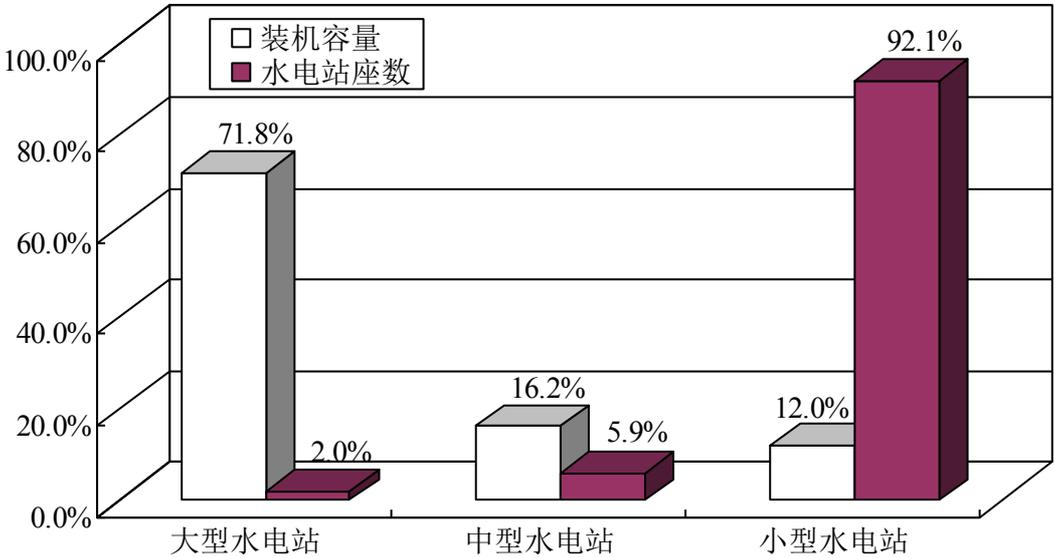


图 1.5 全国水电资源装机规模分布及相应水电站座数分布图

1.1.3 中国水电资源开发利用现状

新中国成立以来，国家十分重视水电建设。虽然由于历史及体制等原因，水电建设曾出现起伏，呈现波浪式前进的态势，但 50 多年来水电还是取得了巨大的发展，为国民经济发展和人民生活水平提高作出了巨大的贡献。新中国成立初期，水电建设主要集中于经济发展及用电增长较快的东部地区，大型水电站不多。20 世纪 50 年代末，开始在黄河干流兴建刘家峡

等大型水电站，但仍以东部地区的开发建设为主，西南地区丰富的水力资源尚未得到大规模开发。水电在电力工业中的比重逐步下降。改革开放以来，国家把开发西部地区水力资源提到重要位置，尤其是提出“西电东送”战略以后，西南地区丰富的水力资源逐步得到开发利用。除长江干流上三峡水电站外，在长江重要支流雅砻江、大渡河、乌江上均已建成或正在建设大型或特大型水电站，黄河上游龙羊峡至青铜峡河段、澜沧江、南盘江、红水河上均已建成或正在建设一批百万千瓦以上的骨干水电站。这些河流或河段水力资源的开发，为西部地区大开发和“西电东送”拉开了序幕。

1949年解放时，全国水电装机容量仅16.3万kW。1980年改革开放初期全国总装机容量6587万kW，其中水电装机容量2032万kW，占30.8%。1980年至1990年10年增加水电容量1573万kW，1990年水电装机容量达到3605万kW。1990年至2000年10年增加水电装机容量4330万kW，2000年水电装机容量达到7935万kW。2000年至2007年水电装机容量增加近6591万kW。至2008年底我国发电装机容量为79253万kW，其中水电装机容量已达17152万kW，占全国总装机容量的21.6%，发电量5633亿kW·h。

1.2 我国电力调度体制演变

新中国成立以来，我国发电调度经历了以下几个发展阶段：

(1) “发、输、配”垂直一体垄断经营阶段

上世纪80年之前，整个电力系统是一个“发、输、配”高度统一的整体。发电调度采用发电燃料消耗最低或者发电成本最小原则进行调度，发电煤耗量最小或发电成本低的机组先运行，发电煤耗大或发电成本高的机

组后运行。

(2) 集资办电阶段

从上世纪 80 年代初期开始，随着集资办电政策的实施，形成了独立电厂和直属电厂并存的局面，于是出现了混合的发电调度方式：对直属电厂按单位成本由低到高排序进行调度；对独立电厂按上网电价由低到高排序进行调度。上网电价实行政府审批的还本付息电价或者经营期电价。直属电厂和独立电厂之间的公平调度问题日益受到关注。

(3) 电力体制改革的厂网分开阶段

2002 年，国务院批准《电力体制改革方案》，以“厂网分开，竞价上网，打破垄断，引入竞争”为特征的电力体制改革序幕由此拉开，在原国家电力公司的基础上，成立了两家电网公司，5 家发电集团公司和 4 家辅业集团公司。初步实现了“厂网分开”，将国家电力公司管理的电力资产按照发电和电网两类业务进行划分，并在发电侧逐步实行“竞价上网”，开展公平竞争。

在这一新形势下，电网对电源点调度需求和职能也相继发生变化：电网调度按《并网调度协议》和《购售电合同》对发电企业进行经济核算；在调度职能上不再大包大揽，按优质优价、调峰性能好、调度灵活以及计划性强等几项指标衡量优质电力；发电企业的效益实行独立核算或与发电集团公司统一核算，与电网不再捆绑。

2003 年，由国家电力监管委员会和国家工商行政管理总局联合制定的 GF-2003-0511《购售电合同(示范文本)》和 GF-2003-0512《并网调度协议(示范文本)》是现行我国水力发电企业电力生产活动的指导规范。《购售电合同》

第四章电力电量购销中规定，年合同上网电量以政府定价电量和有关部门下达的年发电量预期调控目标为基础，由合同双方根据适用多年的购售电原则协议和当年预测的电力需求总量，按照同网同类型机组利用小时相当的原则协商确定；并结合机组年度检修计划和电力供需规律，具体分解为每个月的合同上网电量。《并网调度协议》规定，在发电计划环节，协议规定，发电企业应根据已签订的购售电合同及电厂运行实际情况，按要求提交电厂的年度、月度、节日或特殊运行方式发电计划建议。电网企业根据购售电合同，结合发电企业申报的发电计划建议，编制并通知年度分月发电计划；电厂须每日向电力调度机构申报次日发电机组的最大可用容量或可用容量的变化情况，并报告影响其发电设备能力的缺陷和故障以及机组 AGC 的投入状况，电力调度机构再根据月度发电计划、电网实际情况和电厂提供的数据，编制电厂次日发电调度计划曲线，并在每日确定时刻前将次日计划曲线下达给电厂。在电力生产实际组织中，电厂应严格执行电力调度机构下达的日发电调度计划曲线(包括调度值班员临时修改的曲线)和调度指令，及时调节机组的有功出力，安排电厂生产运行。

(4) 节能发电调度阶段

为完成国家“十一五”规划纲要提出的到 2010 年单位 GDP 能耗比 2005 年降低 20%、主要污染物排放指标比 2005 年降低 10%的目标，国家相关机构出台了一系列有关节能调度的文件，2007 年 8 月 2 日，国家发改委、环保总局、电监会、能源办颁发的《节能发电调度办法(试行)》及其《实施细则》等，拟对现行发电调度方式进行改革，开展节能发电调度，以此促进电力工业提高能源使用效率，减少环境污染，推进能源和电力结构调整及

其优化，实现电力工业的可持续发展。目前，《节能发电调度办法(试行)》已出台了配套的《实施细则》，全国选择了 5 个省份在试点。

节能发电调度基本思路在于：改变传统发电调度方式，取消按行政计划分配发电量指标的做法；以节能、环保、经济为标准，大范围优化发电排序，优先调度可再生能源，按机组能耗和污染物排放水平由低到高排序，依次调用化石类发电资源；除联网电厂外，将发电调度权限集中到省级及以上电力调度机构。节能调度实施细则中规定，在保证电力系统安全稳定运行和连续供电的前提下，依序安排发电机组发电，各类发电机组的整体排序序位为：①无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组；②有调节能力的水能、生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组；③核能发电机组；④按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组，余热、余气、余压、煤矸石、洗中煤、煤气层等资源综合利用发电机组；⑤天然气、煤气化发电机组；⑥其它燃煤发电机组，包括未带热电负荷的热电联产机组；⑦燃油发电机组。未满足环保要求的垃圾发电机组和未按规定安装监测装置或监测装置不稳定运行的燃煤机组，不再列入发电调度范围。节能调度的推行，使洁净的水能资源得到优先使用，水资源利用率将大大提高，这是符合人类可持续发展战略的。

1.3 我国水电调度体质或机制问题

流域梯级联合调度的实施将大大提高流域水资源的利用率，实现经济效益和社会效益的最大化，然而我们也应看到，这一调度管理模式的确立

将面临一系列的挑战。主要包括五个方面：与电网调度管理关系的处理、发电计划的协调、信息资源的共享、多开发主体联合调度效益的分配补偿机制问题，以及企业内部对联合调度管理模式的认识等。

1.3.1 梯级调度与电网调度管理的关系

梯级调度机构的设立是对现行电网调度管理条例的挑战，而电力系统的安全问题又至关重要，因此，如何确立梯级调度与电网调度之间的管理关系，明确各自在电力系统运行中的责任和目标，是目前需要研究和解决的最关键的问题。一般而言，梯级电站如果存在单一的系统接入点的话，争取电网对该梯级作为单一电源来考虑的客观阻力较小，即梯级电站统一调度的客观条件较有利。而我国大多数流域属于多系统接入点，且电站装机容量较大、水库调节方式复杂。在现行输电网络规划建设的基础上，由于发电端无法监测到整个支路系统网络潮流分布等，若由梯级调度机构擅自调整各梯级出力，必将对电力系统的安全稳定运行造成影响。流域梯级不同联合调度程度的实现，将赋予梯级调度机构不同的权利和义务，因此，对应不同的调度模式，将形成不同的电力调度管理关系。若流域梯级调度机构完全作为五级调度之外新增一级的电力调度机构，则梯级调度机构必须担当一部分电网调度工作。一方面需负责电站至各接入点之间系统运行工作；另一方面与省电网调度之间进行沟通，实现对重要接入点监测数据等的共享；负责整个流域电力的发、输送功能，而送出点之外的电网调度工作仍由省网公司负责。在这种模式下，对于系统运行中可能出现的各种事故，应有明确的文字规定，使各自权责明确，省调度机构与流域调度机构共同负责整个电力系统的安全运行。梯级联合调度的另一种实现方式是，

流域调度机构不承担电网调度职能，但要求电力系统进行输配分开和电力市场体制的进一步完善，真正实现竞价上网。输配分开使得电网调度机构全力负责电力输电业务，配电端只负责电力的销售等，而包括竞价上网在内的电力市场的进一步完善将使流域调度机构在竞价过程中事先实现充分的梯级优化，电网调度机构对计划进行安全稳定校核，电力市场交易机构根据一定的原则完成交易，次日出力只需按计划发出电力；而电力系统的实时平衡，则可通过开展电力实时交易等得到满足。在这种方式中，电网全面负责安全，流域调度机构负责各梯级的优化，分工明确，各司其责。

1.3.2 流域各梯级电站发电计划的协调

按照电网调度的要求，各发电企业要制定年度、月度、日前发电计划，这就要求流域梯级各发电企业对流域来水做出预测，在水情预测的基础上，制定水库调度计划，对于梯级电站来说，若不知上游电站的水库运用计划或泄流计划，下游电站是无法做出其发电计划或水库运用计划的。另外，在电力市场竞价上网的环境下，为确定竞价电量，更需要知道上游电站的发电计划等有关信息，因此，对流域干支流梯级电站发电计划的协调是流域梯级电站联合调度面对的一个重要问题。

1.3.3 流域各梯级信息资源的共享

流域梯级联合调度必须建立在流域梯级水情、综合运用要求、机组检修计划等信息充分的基础上。以流域梯级水情信息采集为例，目前我国大多数流域的实际情况是，一方面流域水情遥测站数量较少，没有覆盖到全流域联合调度所需采集水情信息的全部区域；另一方面，除了各梯级电站

上下游少数几个标志性的站点以外，其余的遥测站点均同时布设了水文部门的报讯站点，以及勘测设计院因勘测设计需要布设的水情站点，造成重复建设；此外，由于各系统信息采集、编制口径不一致，限制了信息数据的共享性，而各梯级电站往往开发主体不同，相互之间缺乏正式的信息交流渠道，使本来就很有限的信息得不到高效利用。因此，流域梯级联合调度研究中，应建立起各梯级间信息资源的统一采集和成果共享机制，以实现资源的优化配置和高效利用。

1.3.4 多开发主体间梯级联合调度的效益分配与补偿

流域梯级联合调度要求充分利用各梯级水库群的梯级补偿效益，尽量保证流域梯级各水库维持高水头运行，达到降低水耗、提高水能利用效率的目的，使流域的水资源得到充分的利用。如果流域梯级各水库在考虑蓄水和发电生产时各自为阵，不仅可能会导致部分水库长期处于低水头运行，还可能会导致部分水库产生不必要的弃水，或发生洪峰叠加的情况，严重影响流域的发电效益和防洪调度。所以，在进行水库调度工作时，应将流域梯级水库群进行统筹考虑，利用上游水库或者龙头水库的拦洪作用进行调峰和错峰，实现流域梯级水库的联合防汛和联合兴利调度。根据流域支流间的水文差别以及各水库库容和调节性能的不同，建立梯级联合调度的径流补偿数学模型，用模型指导最优的蓄水次序、水库消落次序、电力调度方案、防洪调度方案，开展流域梯级水库群的优化调度，使流域梯级水库群能发挥其最大的防洪效益和经济效益。

此外对于梯级开发投资主体多元化的流域，在其联合调度的实施中，应充分协调各开发主体的利益，建立起联合调度的效益补偿机制。施益和

受益电站之间的效益补偿问题的公平、合理解决直接关系到流域梯级联合优化运行的成功与否。

流域梯级电站群联合运行补偿机制的建立主要存在以下两大问题：

(1) 缺乏流域梯级联合调度的补偿依据

目前我国还没有具体的关于流域梯级电站群联合运行补偿方面可操作的法律法规和规则，但有关流域开发公司、研究机构对此已进行了较为深入的研究和积极的探索。1998年四川省人民政府即颁布了《四川省流域梯级水电站间水库调节效益偿付管理办法》，但由于缺乏客观、公正、规范的调节效益核定计算方法等，使得该管理办法的实施情况不尽人意。

(2) 流域梯级联合调度补偿缺乏统一管理机构

流域梯级电站群的联合运行补偿涉及水利、电力、灌溉、防洪、冲沙、生态等诸多方面，仅靠单个部门是无法正常运行的。而我国目前的情况是，各大流域没有设置专门的流域梯级联合调度管理机构，也未就流域梯级电站群联合运行补偿机制的建立与实施授权某责任部门。由于流域梯级电站群联合运行补偿缺乏统一管理机构，一旦发生调度规则难以处理的问题或流域梯级电站群联合运行中出现利益冲突，就无法提出有效的解决方案，进而危及到梯级电站联合运行的持续运作，对有效实现水资源的合理利用、电网安全稳定运行、保护自然环境和防洪安全等多方面的效益带来极为不利的影响。

针对上述问题，在流域梯级电站联合优化调度的实施过程中，首先应根据流域各梯级电站的实际情况，明确调节效益的概念，主要包括发电补偿效益、防洪补偿效益、供水补偿效益等；确定调节效益分配的对象，包

括对调节效益形成影响、受调节影响的主动与被动的所有对象，正确认识调解效益分配对象的主客体之间的关系及主次顺序，是奠定调节效益确立及分配原则的基础；确定调解效益的分配顺序，以及调节效益的确立及分配原则，一般应坚持受益与负担对等原则、激励与优先兼顾原则、利益共享，风险共担原则、依法公正原则，联合调度相关利益体的补偿清算遵循长期协商原则、以及简便操作原则等。

此外，流域梯级调度机构的成立是实现梯级联合优化调度的前提和保障。任何一项先进的技术方案，管理模式必须配备相适应的组织机构才能实现，因此流域梯级调度机构可采取股份制形式组建，统筹负责整个流域梯级电站群优化调度工作，以及效益补偿机制的实施，为保证效益补偿的公平公正性，还可委托中立的第三方机构进行监督。

1.3.5 企业内部对流域梯级联合优化调度的认识问题

流域梯级调度机构作为企业内一个新兴的职能部门，其成立必将改变企业原有组织机构设置，联合调度工作的实施也将改变企业原来的生产组织体系，这必将引起各部门之间生产管理关系的改变。科学、明确的管理体制是任何一项改革举措顺利实施的保证，因此，为有效保证流域梯级联合调度和集中控制管理生产模式的实现，流域梯级调度机构及各企业内集控中心在成立之初便应对其职责、工作范围和内容，以及相应的管理权利有明确的定位和规定。

同时，集控功能的实现，使得企业内部员工工作内容、工作制度、工作地点等发生一定的改变，因此，企业内部应统一认识，积极配合梯级联合优化调度工作的实施。

2 国外流域梯级水电运行管理经验

2.1 国外流域水资源统一管理介绍

水资源具有流域特性，对河流的开发、利用、治理、保护等实行全流域统一管理，不仅符合水资源的自然属性，而且有利于实现水资源的高效配置和可持续利用，促进流域经济社会的全面发展。

目前，以流域为单元实行水资源的综合开发与统一管理，已为许多国际组织所接受和推荐，形成了一个潮流，世界各国结合自己的国情建立了流域水资源管理体制，虽然各国流域管理模式各具特点，但在流域综合管理上却有共同的特点，并具有如下发展趋势：

(1) 流域的开发与管理从单一目标向多目标、综合开发与管理发展。

流域的开发与管理不仅要为所有的人提供防洪安全保障，足量优质的供水，同时还要统筹供水、水力发电、渔业、航运、水上娱乐、水质保护等各地区、各部门的多方利益，要维护生态系统的水文、生物和化学方面的功能，使人类活动适应于大自然的承载能力，并防治以水为媒介的疾病。当前，水资源开发利用和管理中普遍存在的突出问题是洪水、缺水、水污染。因此，流域开发与管理应当包括地表水和地下水、水质和水量。在发达国家，水质保护的重要性已经超过了水量问题。

(2) 逐步建立和完善流域统一管理与行政区域管理相结合的管理体制，把资源管理与开发利用管理分开。

由于流域水资源的开发利用和管理涉及到各地区、各部门，利益关系十分复杂。为此，各国都赋予流域管理机构相当大的权利，以保证其完成

所担负的职责，同时还都在不断地探索和调整适合各自国情的管理体制。近二十多年来的演变表明，以国家和地方为基础的管理、以流域为基础的管理在不同的国家都找到了各自适宜的模式。但是，总的趋势是更强调以流域为基础，与国家和地方行政监督、协调相结合的管理体制。

（3）实现流域综合管理的先决条件是能力建设

能力建设应包括以下基本内容：①以适当的政策和法律体系，保障流域综合管理的实施，创造一个有利的条件。各国都以法律的形式明确流域机构的地位、职责、权力、与地方的关系、组织机构和财务管理，使流域管理的各个方面都有法可依。②完善和发展与流域综合管理职能相适应的管理体制，包括吸收当地社团的参与，特别是各国都十分注重建立有政府各有关部门、地方政府、用水户参加的流域管理组织，形成一种民主协商的流域管理体制。③开发人力资源，包括加强管理体制和提高用水户的关心程度。开展面向社会的宣传教育，提高各阶层的认识。

（4）各国在赋予流域管理机构很大的行政管理权的同时，还给了相当的自主权。不管流域机构采取何种体制，流域机构都具有雄厚的技术力量，否则就无法发挥指导、审核和监督的作用。

（5）流域综合开发与管理的实行，必须要有国家在政策上的支持。各国在流域开发和管理中，都在财政、金融、信贷、税收等各个方面给予扶持，这是一些国家流域开发和管理取得成功不可缺少的基本条件。

（6）一个好的流域规划是进行流域综合管理的基础。美国田纳西河、法国罗纳河的成功开发，是在其一开始便制定了一个好的流域规划，然后几十年坚持不懈地按照规划进行开发治理，从而取得举世瞩目的成就。

2.2 国外先进流域梯级管理模式研究

2.2.1 法国电力公司流域梯调管理

法国流域水电站群主要分布在西南及东南山区，主要河流有卢瓦河、罗纳河、塞纳河、加龙河、马恩河及莱茵河等 6 条河流。水流主要由高山积雪融化形成，流量较为稳定，几乎没有陡涨陡落的情况发生，防汛压力不大。法国水电站机组数量多，容量较小，水电容量占法国总装机容量份额不大。目前法国水能资源利用程度基本上接近 100%。由两家发电公司管理其中的 5 大水电地区：法国电力公司 EDF 管理 4 个地区，国立罗纳河公司（CNR）管理 1 个地区。

法国电力公司 EDF(Electricity de France, 以下简称法电)成立于 1946 年，是一家负责全法国发、输、配电业务的大型国有电力企业。凭借 50 多年的能源开发经验，法电已经成为世界领先电力公司之一，且在流域梯级管理方面具有十分丰富的管理和运行经验。公司总装机容量 12500 万 KW，主要是核电和火电，约占 80%左右，水电总装机容量约 2500 万 kW，约占法电总装机的 20%左右，占全国水电总装机的 85%。

根据法国最新制定并实施的新电力法，法电成立在管理上独立于发电的输电网管理机构，公司实行发、输、配账目分开。因此，目前法电的输电业务由法国国家电网公司 RTE 按照财务独立的模式，从业务上与发电、配电进行了分离。

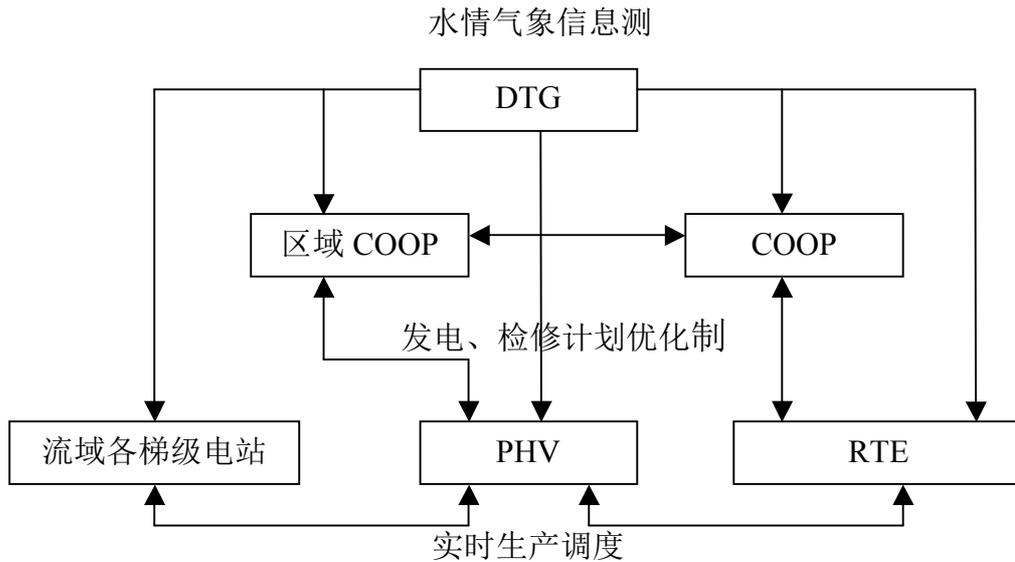
2.2.1.1 法国电力公司梯级调度管理体系

法国水电除罗纳河流域目前正开展相对独立的电站建设和生产管理试

点外，其余电厂按区域由法电负责。

由于法电更多考虑到流域上下游的关联特性对水电生产的影响；也意识到电网调度业务应重点放在输电网安全上，不宜再深入到梯级电站水库的优化调度、机组运行工况的优化组合层面。因此，按照分层管理的原则，法电的电力生产体系大致分为计划优化中心、调度控制中心、厂站 SCADA 系统共 3 层。第一层，法电计划与优化中心——COOP，包括设在巴黎总部的 COOP 和区域 COOP：根据法电所有电站、电网和电力市场情况制定电力交易计划；第二层，流域水电调度控制中心——PHV：负责一个或多个流域电站的实时调度和操作，具体根据水情数据进行负荷优化分配，将负荷分配到电站，使整个流域优化运行。第三层，厂站 SCADA 系统：负责机组的启停计划制定和机组间负荷优化分配。

法电流域水电生产组织流程为：计划优化中心制定每天的发电计划，上报电网调度中心 RTE。若需要调整计划，由调度中心与计划优化中心协调调整，调整后的计划返回计划优化中心，由计划优化中心将计划下发负荷分配系统进行分配。若电网实时负荷与预测值有差异，由电网调度中心将实时负荷通过网络下发负荷分配系统，分配系统在各流域调度控制中心间进行优化分配，并将分配结果传到监控系统，控制机组启停，调节机组负荷。(具体生产流程见图 2.1)



简要说明：

RTE-----输电公司调度中心，负责审批 COOP 发电检修计划及电网安全。

COOP----EDF 设在巴黎的计划与优化中心，负责：EDF 核电、火电、水电综合计划，及安排电力市场交易。

区域 COOP—区域计划与优化中心，负责所属区域水电发电计划制作。

DTG-----水情与气象服务中心，负责流域水情预报等。

PHV-----流域梯级调度中心，负责流域发电计划实施等实时调度。

上述机构除 RTE 外，其余都属发电公司。

图 2.1 法国电力公司流域水电生产关系图

2.2.1.2 法电流域水电调度控制中心

目前法电拥有 4 个流域水电调度控制中心(又称为水电监视控制中心——HSCC)，各调度控制中心的对比见表 2.1，它们总共控制管理着全国 102 个主要水电厂，和 COOP（总公司及区域生产优化中心两级）共同负责流域水电生产优化，确保整体水价值的最大化实现。

表 2.1 法电四个跨流域水电调度控制中心对比表

PHV 地点	所辖流域或区域	水电站数	总装机容量 (MW)
米卢斯	莱茵河流域	12	1400
里昂	阿尔卑斯山脉、安省、伊泽尔省	37	6658
图卢兹	中央山脉、比利牛斯山脉、塔恩省	33	4100
山居勒	杜汉斯流域、威尔敦流域	20	2000
合计		102	14158

流域水电调度控制中心基本运营模式为：流域水电调度控制中心调度人员根据计划优化中心下发的日发电计划，宏观考虑流域调度和操作，由电厂现场 SCADA 系统根据日发电计划，进行自动发电分配，通过日发电计划和实时负荷、水位情况、AGC 情况、机组的流量-出力-水位关系，机组的最大最小出力，及机组的当前状态等约束条件，具体计算获得各机组的最佳开停机组合，使之在最优工况运行，并避免机组频繁启停。

与流域水电调度控制中心相关联的系统包括水电监控系统、当地电网调度中心、全国调度中心及优化中心。中心采用 3 班 24 小时值班的倒班方式运行。

法电流域水电调度控制中心监控系统能准确执行负荷优化后的命令，控制机组启停，调节机组负荷；同时还可将机组运行情况及时反馈到负荷分配系统、交易优化中心和电网。具体来说，调度控制中心监控系统大致可分两层：

第一层——监控功能：包括对机组的监控功能：数据采集，机组启停，电网、机械及电力故障监测，辅助系统故障信号监测，报警，机组及短路开关状态监测，电力相位监测以控制机组启停；对大坝的监控功能：数据

接收，闸门启闭，故障监测，报警；对其它监控对象的功能：洪水监测，火警监测，油水气监测，短路开关数据传输，测站数据接收，报警(现场报警、联系工作人员、群发信息)，事件日志，远程运行和维护。

第二层——数据处理功能：包括数据传输，监视功能，根据日发电计划或实时调度进行自动发电调度，通过算法计算，决定机组启停、负荷分配；自动发电控制：计算机组实时频率状态、频率控制；自动电压控制，水位管理，黑启动等。控制系统第二层可以与发电负荷分配系统和电网间进行数据交换。

流域水电调度控制中心与电网之间的数据传输情况为：电网向调度控制中心传递 AGC 和 AVC 设定值；调度控制中心向电网传递测量数据(机组出力)和状态数据(机组状态)等。而调度控制中心与电厂间的数据传输为：调度控制中心向电厂 SCADA 系统传输发电计划、实时操作(紧急时将负荷直接下到调度控制中心或电厂，也用于计划时段间的负荷调整)、控制值、AGC 和 AVC 设定值等数据；电厂 SCADA 系统向调度控制中心传送测量数据(机组出力、水位等)，状态数据(线路、刀闸情况，或日计划数据是否成功接收等状态)，机组有限排序数据(由电厂提供)等。

2.2.1.3 法电流域梯调管理的特点及意义

除了上述介绍的内容外，法电流域梯调管理还具有以下两个特点：

(1) 电力生产组织过程中，技术支持与实时调度按职能分离

在法电内部，发电计划的编制与优化、水文气象预报、市场营销等技术支持工作由专门的部门负责，流域水电调度控制中心只负责实时水电联合

调度，管理层次简单清晰。如电站运行人员负责设备的安全可靠运行；调度控制中心人员对内负责机组的启停、负荷的调整及流量的控制等实时调度，对外接受电网公司 RTE 调度管理；生产计划优化部门负责法电内部的发电成本和运行方式的优化，以及电力市场的报价。

（2）独立的水情测报机构——DTG

法国电力公司下属的水电工程中心（EIH）下设技术中心（DTG），DTG 建有比较完善的水情测报和水环境监测系统，通过联网共享国家气象台提供的气象信息，是一种具有政府职能色彩的流域水资源信息测报的行政管理架构。该中心根据电力市场、雨情等边界条件和各种不确定因素，利用 50 年的历史水情信息，采用具有自学习能力的数学模型，对水情进行长期、中期和近期的水情预报。中心实时对预测结果进行反复修正（DTG 不仅为 EDF 提供解决方案，同时还为 CNR 国立罗纳河公司提供服务），并将最后的预测结果提交给法电计划优化中心 COOP。

法电流域梯调管理是法电电力生产运营的重要环节，在流域优化运行、提高调度效率，维护供需平衡等方面发挥着重要的作用，具体来说，法电流域梯调管理的实施具有以下意义：

（1）系统反应迅速

德国 400kv 线路断电，15 分钟内里昂调用 260 万 kw 出力支撑电网，可使系统频率迅速恢复，并用 1 小时 10 分钟的时间使机组恢复到事故前的运行状态。

（2）有效实现流域管理

流域水电调度控制中心通过先进的预测工具、可靠的历时数据，可以

随时预测来水、水库水位等情况，宏观进行流域调度和操作，有效实现流域管理

(3) 优化运行

法电流域梯调管理的实施使公司能准确把握同流域水电站之间存在的水力联系，通过优化电站运行方式，一方面可以提高水资源利用率，增大发电量，同时集控的实施能有效减少电网协调人力，降低系统运行维护成本，实现优化运行。

(4) 有效协调综合利用要求，实现综合效益

法电流域梯调的实施使公司能在确保系统安全的前提下，及时协调环境、农业、旅游、航运等综合用水，实现综合效益最大化。

2.2.2 加拿大魁北克水电公司的流域梯级调度与管理

加拿大魁北克水电公司—Hydro Quebec(以下简称魁电)是加拿大魁北克省政府独资控股的大型能源企业。公司始建于 1944 年，中间历经联营、合资、政府控股等经营体制和组织机构的变化，不断扩大经营规模和业务范围，由最初的 4 个中小型水电站所组成的单一经营项目与地区服务的电力能源经营实体，发展成为如今集 80 余座水电、热电、核能电站和石油、天然气等综合能源经营项目于一身的大型跨国经营集团公司。

魁北克水电公司拥有装机容量 3780 万 kW，其中水电装机容量 3553 万 kW，高压（ $\geq 735\text{KV}$ ）输电线 11280 公里。公司管理的水系包括圣劳伦斯河、拉格朗德河、圣莫里斯河等 8 大水系，包括 51 座水电站，335 台水轮机组。公司不仅基本垄断经营加拿大魁北克省电力市场，而且是邻省及北美电力市场的主要供应商，其外销电量收入占总销售收入的 24.8%。

魁北克水电公司由发电部、输变电部、配电部、设备部等事业部构成。发电事业部由电力批发市场和项目开发、投资管理和国际开发、财务行政、业务计划和资金、人力资源、电力生产和设备计划等部门组成。

2.2.2.1 魁电水情气象预报——水资源管理处

魁北克水电公司设有专门的水情气象预报机构--水资源管理处，下设机构包括：入流预报组、水资源管理组、入流预报改进及方法综合组、水情网络改进组。主要任务为：

- ※信息采集、数据有效性控制、水文气象信息处理；
- ※实时入流预报；
- ※水文和水力研究；
- ※电站建设和水力设施的特性、约束和运行规则的确定；
- ※流域的规划和管理。

魁北克水电公司的水文气象测量站主要分布在大坝、水库和河流，自有水文站 214 个，与其他合作伙伴共有 47 个。自有气象站 48 个，与其他合作伙伴共有 202 个。水文气象测量站采集的数据有：水位、雨量、气温、风向和风速等，气象站采集的数据有：气温、风向、风速、雨量、雪量等。

实时入库流量预报的短期预报主要用于发电计划、防洪和水文限制（水资源的多种利用）；长期预报主要用于发电计划、多年水库管理。

2.2.2.2 魁电梯级水电站发电调度

加拿大没有国家调度中心，魁北克水电公司在省内实行一体化经营，

负责省内需求平衡及区外交易。

魁北克本省的电力交易由魁北克水电公司所属中调、地调和客户服务部共同完成，中调负责输电联络线(各地调之间)的运行调度和线路潮流计算，向地调下达线路总负荷指令；地调按综合效益最大化原则制定机组发电计划，并向电站下达控制指令（遥控或下达电话指令）；电站负责对控制指令的执行情况进行复核和检查；客户服务部负责与客户签订用电协议和回收电费。魁北克水电公司发电生产关系如图 2.2 所示。

按照美国联邦能源监管委员会 FERC 的监管和魁省政府的电力改革要求，魁省输电系统对外开放、电力市场的发电端引入竞争，并对魁电发、输、配售电业务进行分拆，重组魁电内部机构和资产，即使如此，魁电依然垄断了省内市场，发、输电之间还是存在相互依赖的紧密联系。

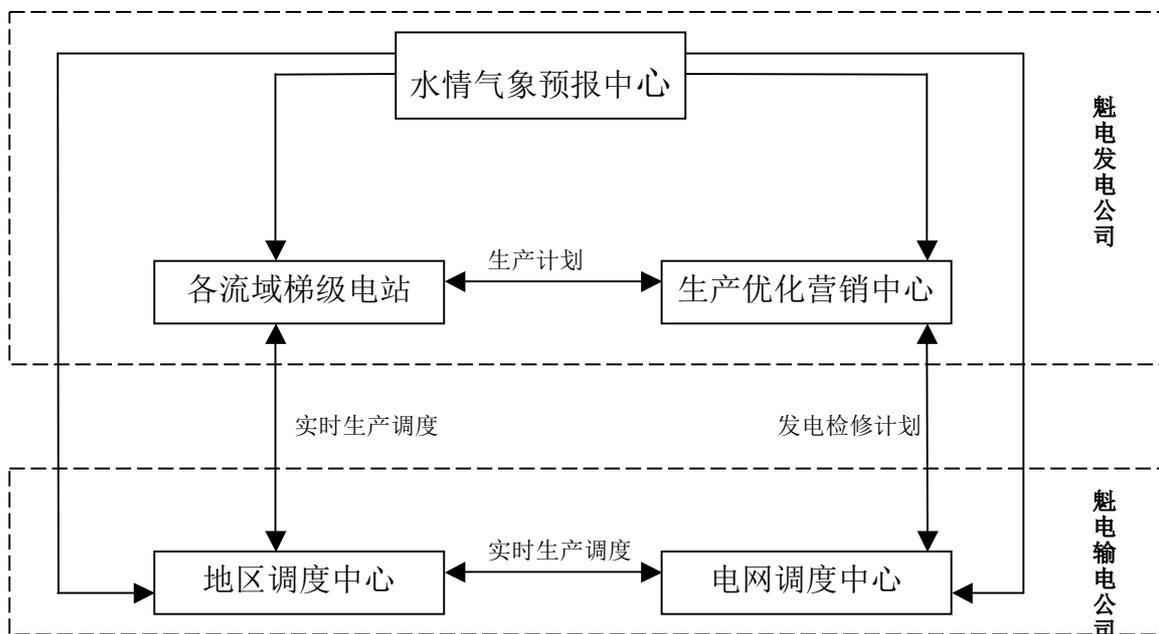


图 2.2 魁北克水电公司发电生产关系图

其发电生产流程是将梯级电站计划和实时调度分离到发电和输电公司，没有成立专门的流域调度中心，由发电公司的生产优化及营销中心负

责对省内所有流域的发电生产、设备检修统一优化和计划管理，及外部邻省及美国纽约等 5 个电力市场的短期市场交易。其水电厂的实时调度则由其输电公司的电网调度或地区调度远方控制负责，电网调度中心虽有 AGC 可以控制到机组，但一般情况下调度命令只到地区调度中心，由地区调度中心直接控制机组。这种调度模式是由于魁省的大库容水电比例高、电网结构强，对省内负荷预测水平很高，依据输电公司及配电公司的中、长期负荷预测，发电公司所报送的次日发电、检修计划能严格执行，电网调度负责执行实时平衡和检修操作、事故处理等。2002 年魁电发电生产优化增发的发电量，其中大部分依靠流域水电发电优化与调度，较 1990 年提高 41 亿 kW.h，占当年发电量的 2.7%。

2.2.3 委内瑞拉 EDELCA 公司的流域梯级调度管理

EDELCA 公司是委内瑞拉国内最大的一家国有电力公司，公司全称为 CVG Electrification del Caroni CA，即委内瑞拉瓜亚那公司卡罗尼河流域电力开发总公司。公司于 1963 年成立，主要负责卡罗尼河流域的水电开发。公司目前拥有三个已建的电厂，即古里电厂、马卡瓜电厂和卡拉瓦奇电厂，一个正在进行可行性论证的工程托库马工程。据资料统计，至 2001 年底，公司总装机 1200 万 kW，占全国的 61%；公司年发电量 634 亿 kW.h，占全国的 74%。

EDELCA 公司是一个集发供配电子一体的超大型电力公司，公司拥有 3700km 的输电干线，输电线路遍布全国，还有一条 230KV 的输电线路向哥伦比亚送电，和一条向巴西送电的 230KV 输电线。EDELCA 公司的供电主要可分为公司所在地的瓜亚那地区的区域性供电，以及通过输电干线卖

电给其它电力公司(委内瑞拉全国共有四家电力公司)的委内瑞拉其它地区供电两大部分，其中外送电量占 65.7%，由 EDELCA 直接供电的负荷占 34.3%。

2.2.3.1 流域水情气象测、预报与环保----环境管理部

EDELCA 公司环境管理部负责卡罗尼河流域水情气象站网的布设、水雨情气象信息的收集及环境的监测；卡罗尼河流域和输电线路的天气预报；古里水库及马卡瓜水库的入库流量预报；水电及输电工程建设的环境评估及环境保护措施、环境恢复措施的设计；森林防火；环境教育等。

环境管理部由环境管理分部、环境及工程设计研究所、卡拉瓦奇环境管理协调小组和加拉加斯协调小组组成，其组织结构见图 2.3。

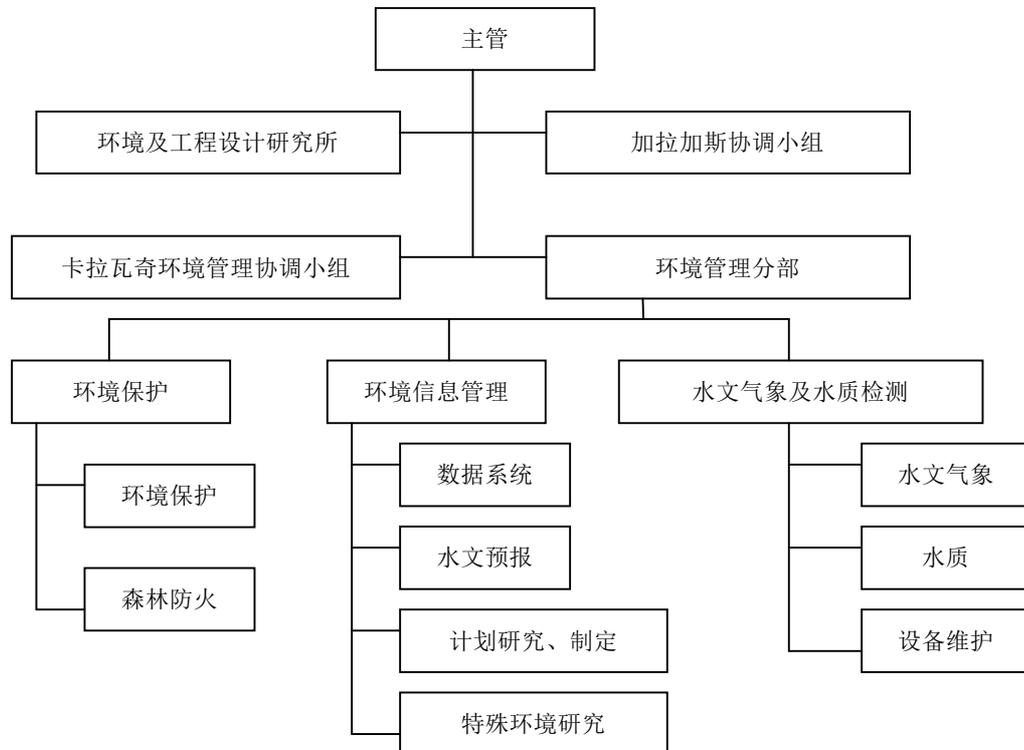


图 2.3 环境管理部的组织结构图

除加拉加斯协调小组在首都加拉加斯外，其余三部都位于紧邻马卡瓜

电厂的波尔达斯市 EDELCA 的总部内，其中环境管理分部位于马卡瓜电厂内。环境管理部共有职工 170 人，其中，环境管理分部有 122 人，由水文气象和湖泊科、数据管理科及环境监测科组成，负责水情站网的布设、维护；水雨情信息的收集、古里水库的短期流量预报及森林防火等。环境及工程设计研究所有 26 人，负责向环保部门提供 EDELCA 公司所建水力发电、输电工程的环境评估、环境破坏情况的评估及恢复措施的设计，分析制定输、发电工程的环境报告，以使工程施工获得许可证；及对公众进行环境教育等。卡拉瓦奇环境管理协调小组有 11 人，负责与卡拉瓦奇工程相关的所有的环境保护，包括移民、动植物挽救、文物挖掘等。加拉加斯协调小组有 11 人，负责气象预报、中长期水文预报以及雷电定位数据的采集和分析。

2.2.3.2 EDELCA 公司的梯级水电站调度

EDELCA 公司的梯级水电站电力调度及水库运用由公司输电运行部负责。输电运行部由技术部、梯调运行分部(即梯调中心)、维护分部、保护监测分部及通信分部组成，共有职工 521 人。其组织结构如图 2.4 所示。

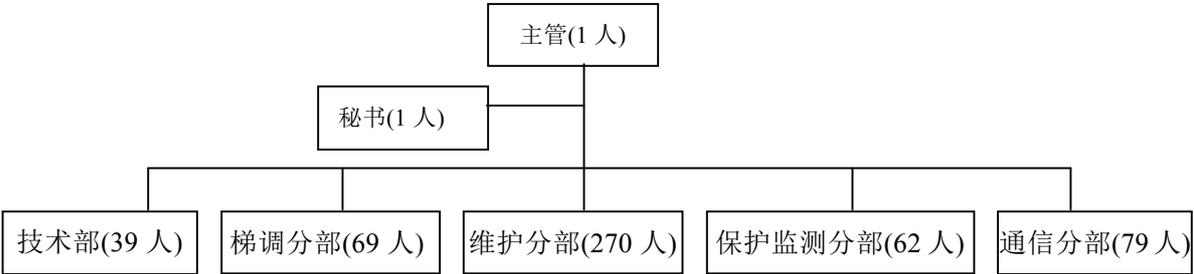


图 2.4 输电运行部组织结构图

EDELCA 公司梯级发电调度中，瓜亚那地区的供电由梯调中心直接调度，与此相关的设备检修、维护只需取得梯调中心的许可即可进行；而与

输电干线有关的发、供设备由国家电力调度中心调度，其机组的开、停，与此相关的设备的检修、维护、投运都必须取得国调中心的许可才可进行。EDELCA 公司水电生产关系图如图 2.5 所示。此外，EDELCA 公司梯调中心还负责委内瑞拉整个电力系统的调频，其它发电公司只需按照国调中心下达的负荷曲线运行，整个电力系统发电计划的不足或超过部分完全由 EDELCA 公司来补偿。

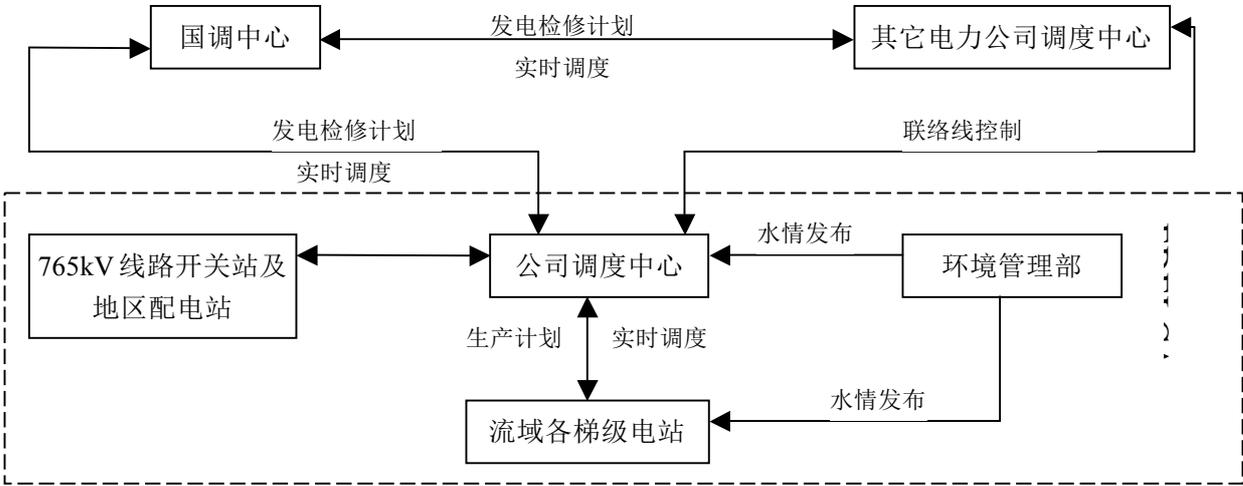


图 2.5 EDELCA 公司水电生产关系图

目前，EDELCA 梯调中心除管理卡罗尼河流域已建和在建的四座电站外，同时还管理着全国 765KV 线路的相关变电站和瓜亚那地区配电，因此它实际上相当于我国的网调、省调、地调和梯调的综合体。从对用户的关系来看，它相当于我国的省调和地调，因为它直接与瓜亚那地区的大电力用户打交道；从与古里电厂和马卡瓜电厂的关系看，又相当于我国的网调和梯调；从调度权限上讲相当于我国的网调，从流域角度讲它属于流域梯调中心。

EDELCA 公司梯调中心是一个技术运行部门，对公司电力系统进行实时监控，负责整个公司的电力系统运行，以寻求系统安全经济运行及最大

发电量为目标。梯调中心由调度运行部和调度工程部组成，共有人员 69 人，具体组织结构图 2.6 所示。

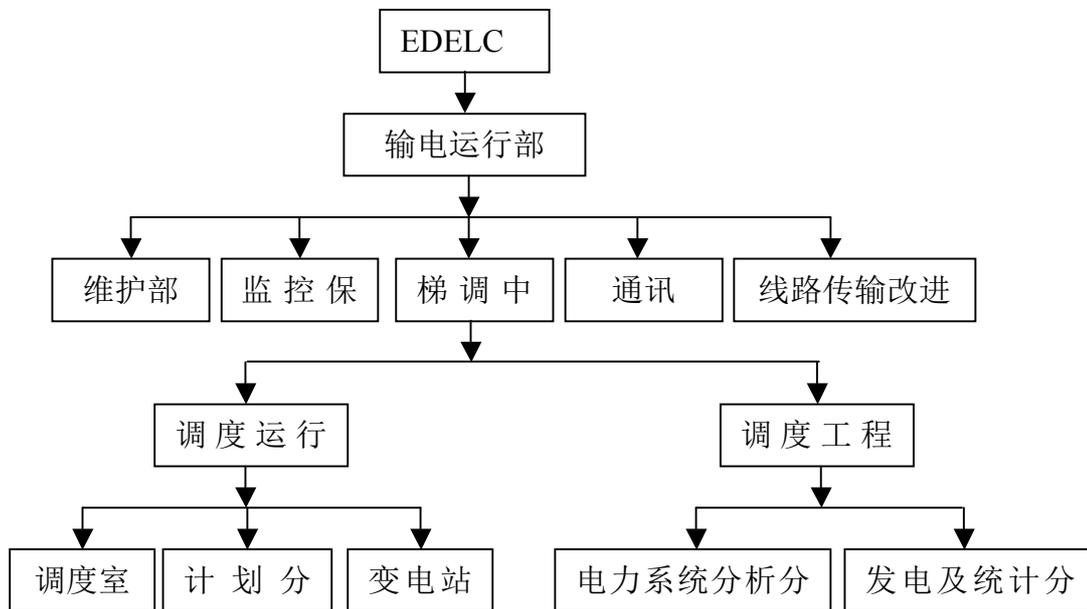


图 2.6 梯调中心组织结构图

梯调运行部负责协调、监控 EDELCA 公司电网运行，保证电网连续安全优质供电。具体职能有：1、为国调协调 EDELCA 下属电厂及主干线路的运行；2、协调 EDELCA 区域输电系统的运行；3、协调系统内电力设备的纠正性维修和预防性的维修工作（如新设备投运做试验）；4、协调系统负荷增长需要的研究工作；5、系统出现故障时进行处理，以最短时间恢复正常运行；6、调整系统的潮流，协调电力系统组成方面有重大变化的跟潮流变化有关的工作；7、协调系统的正常维修，故障恢复，构造变动等跟潮流有关的工作；8、新设备投运的试验协调工作；9、设备出现故障或新设备投运的分析研究工作；10、参与设备出现故障后的调查工作；11、调查及分析系统出现的故障、编写事故报告并提交给事故调查委员会。

梯调运行部各下属分部的职能为：

调度室：1、电力实时监控；2、协调 EDELCA 区域输电系统与国调的关系；3、电力系统出现故障时协调各方工作，尽快恢复系统运行；4、协调公司内部各电厂的发电生产工作；5、协调公司与用户的关系，当供电线路故障时尽快恢复供电；6、对用户提供咨询建议；7、协调设备检修工作的安全措施；8、编写每班的运行日志及出现事故时编写出事故报告；9、监视 EDELCA 公司的控制中心系统即 SCCE 系统的正常运行。

计划分部：1、与有关单位协调，制订有关的与运行、系统、维护有关的运行计划，包括与发电部，输电部，配电部等有关。2、制订区域电力系统和主干系统的纠正性和预防性维修计划；3、批准有关设备检修及设备试验计划；4、检查检修工作票的内容，协调设备的检修工作；5、进行 EDELCA 电力系统检修工作的分析，设备停运检修时对其它设备的影响及防范对策；6、组织召开由所有牵涉单位参加的有关检修工作的安全会议，协调有关安全措施；7、协调发电部和输电部有关设备年度检修计划；8、编制 EDELCA 公司新设备投运的计划；9、进行 EDELCA 公司新设备投运后的跟踪分析工作。

变电站运行：主要指瓜亚那 A 和瓜亚那 B 变电站。1、维持有人值班变电站设备的运行；2、与调度室、其它维修部门协调变电站设备的维修工作；3、变电站所属设备出现事故后编写有关事故报告。

梯调工程部主要进行发电和输电的技术研究和分析工作，包括设备投运分析以及发电、水库经济运行及故障统计工作。其下属两个分部的职能为：

电力系统分析分部：1、水库运行控制分析包括水库可以发多少电和古里水库出库流量控制；2、系统短期发电控制分析包括每天投运多少机组和发多少功率；3、古里水库入库和出库流量周计划制订；4、调节控制系统的分析包括调频器、PSS 的分析；5、输电系统的研究包括输电线路暂态和动态稳定限制分析；故障、潮流分析以及把什么设备投运；系统电压控制分析等。

发电及统计分部：1、统计系统中开、停机次数，机组的可利用性及因故障或计划维修等原因的不可利用性；2、统计系统故障频率及输电设备维修台次；3、统计系统故障包括故障频率和故障时间等。

目前，根据委内瑞拉颁布的新的国家电力法，要求实行厂网分开，EDELCA 公司正在进行重组转型，准备将其分成四个公司，即：发电公司、大区输电公司(相当于国内的网调)、区域性输电公司(相当于国内的省调)，以及配电公司(相当于地区供电局)。届时梯调中心将是大区输电公司下级部门，其组织结构也将发生相应的变化。

2.3 流域梯级电站调度管理发展趋势

通过三公司情况介绍对比可发现，三公司都十分重视流域的梯级联合调度，尽管由于其公司内部的发输电业务分离程度不同等原因，流域调度模式不完全相同。但仍能从中发现以下共性及发展趋势：

(1) 流域调度切实可行

法电及 EDELCA 成立的是真正意义流域调度中心，EDELCA 采取常规的调度与计划的一体化集中管理。但法电的 PHV 更注重其实时调度管理，

一方面强调其与电网调度分层管理的重要性。另一方面其水电流域计划优化管理按跨区域原则分别执行，再在全公司的不同电源间统一优化，达到真正的全社会最优。

（2）流域调度是公司流域生产优化的管理协调中心

各公司都确保流域调度的生产决策权，如 EDELCA 的调度中心、法电的 PHV 与 COOP 的结合都是各自公司生产管理的中枢，对魁电而言，其发电生产的决策机构是其发电公司的生产优化及市场营销中心。

（3）有综合利用功能的梯级枢纽，更要建立独立的流域调度中心

以简单发电为中心的流域管理，如魁电，其实时调度管理依旧还放在公司输电调度中心；但对于有复杂综合利用的梯级枢纽，则须建立单独的流域调度中心，法电多年的实践经验就是一例。

（4）对流域及跨流域水电进行统一的调度管理。结合三公司流域、省级、国家不同的发电公司地位不难发现，水电生产的资源调度管理呈现“流域—跨流域—跨大区域”发展趋势。当然这点是与电网调度紧密联系为前提的。法电的全国流域管理发展历史证明了这一说法。另外，EDELCA 管理的是目前仅为卡罗尼河下游梯级电站，按其规划也将发展到跨流域管理。魁电虽将全省的多流域计划优化管理和实时调度管理分离到发电和输电两公司，但仍然保证其全省统一性。这都为水资源充分利用奠定基础。

（5）公司内部流域实时调度与计划优化职能各自加强且分离，并将计划优化与市场紧密结合。魁电与法电所处电力体制改革环境和市场发展情况各异，两企业面对不同程度的市场竞争压力，尽管流域调度管理组织形式不同，但不约而同的是将实时调度与计划优化职能按部门分离，并都成

立公司生产优化及市场营销中心。通过加强科学管理，结合市场供需信息，提高水能利用率，降低发电成本，争取市场竞争优势。

(6) 专业化的明确分工有助于专业技能的深入发展

法电的 DTG、魁电的水情气象预报中心、EDELCA 公司的环境管理部都是各自公司独立调度管理之外的技术支持部门。其专业能力的发展和有效的部门间联系为流域调度管理提升打下坚实基础。

国内的流域梯级通常由于综合效用复杂，且由于公司特性及市场地位与这三个国外公司不同，不可能完全照搬其调度管理模式，其发展趋势中的优点值得国内梯级调度部门按照各自实际情况逐步借鉴。

3 我国典型流域梯级水电运行管理

3.1 我国流域发电公司运行模式

厂网分开后，随着全国各大中型流域水电厂的梯级滚动开发建设的不断深入，各流域水电开发公司为追求梯级枢纽最大整体综合效益，先后成立了梯级调度机构，在确保电网要求的前提下，对所属梯级电站进行发电优化控制与调节。

梯级调度在一些发达国家应用已经非常成熟，但在国内起步较晚，在管理体制、系统建设等许多方面还在不断的探索之中。2002年12月12日，经中国水力发电学会批准，由25家发电公司及科研院所发起组建的梯级调度控制专委会在北京正式成立，这是我国首家关于流域梯级调度的学会，学会的成立为推动我国流域发电公司梯级调度控制机构的建设提供了一个信息、经验、技术的交流和共享的平台，标准着我国梯级调度机构的建设步入一个新的阶段。我们有理由相信，随着我国水电行业飞速发展和电力体制改革的逐步推行，梯级调度将逐步发展成为水力发电公司组织生产调度的主要方向。

目前，我国已建成的梯级调度机构有湖北清江梯调管理中心、三峡梯调通信中心、乌江流域梯级电站远程集控中心、黄河水电公司梯级电站集控中心等。这些流域性的梯级调度机构成立后，在优化生产、提升管理水平、增加企业效益等方面起到了积极的作用。

3.1.1 清江干流梯级电站调度管理

3.1.1.1 清江干流梯级电站概况

清江是长江出三峡后的第一条一级支流，发源于湖北利川，流向自西向东，于长江葛洲坝下游约 30km 处的宜都市汇入长江。干流全长 423km，流域面积 17039km²，多年平均降水量约 1400mm，年径流量 147 亿 m³，来水年际年内分配极不均匀；清江属于暴雨多发地带，洪水频发，集汇流迅速，年洪水量是年径流量主要组成部分；总落差 1430m，全流域水能理论蕴藏量 4300MW，可开发装机容量达 3620MW 以上，且 95%集中在恩施以下的干流河段。恩施以下干流规划为水布垭—隔河岩—高坝洲三级梯级水电站开发方案，总装机容量高达 330.4 万 KW。

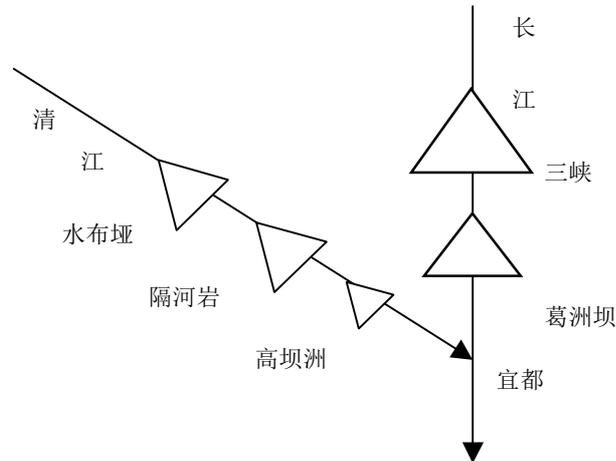


图 3.1 清江梯级示意图

按照 1993 年由湖北省政府批准的《清江流域规划报告》，计划在 10—15 年的时间里，建成隔河岩、高坝洲、水布垭三个梯级电站，从而带动航运、旅游、矿产、养殖等行业的发展，促进整个流域的经济振兴。隔河岩水电站是清江开发的启动工程，工程于 1987 年 1 月开工，1993 年 6 月首台机

组提前发电，1994年11月全部机组投产发电；高坝洲水电站是清江干流三级水利枢纽最下一级，是隔河岩的反调节电站。1997年5月，国家计委批准开工，1999年12月首台机组投产发电，2001年工程竣工；水布垭水电站是清江梯级开发的龙头工程，于2002年正式开工建设，2007年7月21日首台机组投产发电，预计2009年4台机组全部投产运行。

表 3.1 清江梯级电站特征

	装机容量万 kW	水库调节性能	设计年发电量亿 kW.h	工程建设情况
水布垭	184	多年调节	40	已建
隔河岩	121.2	年调节	30.4	已建
高坝洲	25.2	日调节	8.98	已建

湖北清江水电开发有限责任公司（简称清江公司）是清江干流各梯级电站建设项目的业主，是负责流域综合开发和经营管理的水电流域开发公司。清江公司是我国第一家按现代企业制度组建的流域性水电开发公司，是国务院批准的我国第一家水电“流域、梯级、滚动、综合”开发试点单位。

3.1.1.2 清江梯级联合调度概况

清江干流多年平均径流量为 127 亿 m^3 ，且来水不均匀，因而充分利用有限的水力资源多发电是提高清江公司效益的有效手段。

清江梯级的联合调度具有十分优越的实施条件，水布垭是华中地区不可多得调节性能优良的多年调节水库，隔河岩是年调节水库，高坝洲是隔河岩的反调节水库，高坝洲水电站与隔河岩水电站联合调度，同样承担电力系统的调峰调频等功能；三座水电站总调峰容量可达 330.4 万 KW。

已被国家电力公司授予“一流水力发电厂”的隔河岩水电站自动化程度高。四台水轮发电机组、主变压器、GIS 开关、励磁、调速器等主设备自加拿大 GE 公司、法国 ALSTON 公司、ABB 集团公司等进口，控制系统引进的是加拿大 CAE 公司的计算机监控系统（2002 年又经改造升级），其所有辅助设备亦成功地实现了 PLC 智能控制的技术改造。

清江高坝洲水电站按达标投产标准建设，投产不久就通过国家电力公司华中公司双达标验收。其设备自动化程度和技术管理水平高；许多主辅设备和计算机监控系统均采用进口设备。

清江水布垭水电站按高起点、严要求和达标投产标准进行设计和建设，从设计、选型、制造、安装和监理等环节都确保电站主辅设备具有高性能和高自动化的水准。

清江梯级水电站电气主接线、厂用电系统及水轮发电机组的结构均按调峰调频电站设计，且投产以来结合电网的需要和生产实际，对其主辅设备及时进行了大量卓有成效的技术更新改造和自动化改造，其主辅设备均实现了计算机监测监控，负荷调节和开停机动态响应速度快捷。开停机一般只要 2-4 分钟，若技术供水采用自流水时，从发开机令到并列只要 2 分钟，从发停机令到解列只要 1 分钟，整个停机过程 6 分钟，而火电站开一次机最快 8 小时以上；负荷调节响应速度快，有功负荷一般单步增减 10MW/次，负荷快增快减速率为 50MW/次；其增减负荷及开、停机附加损耗小。负荷突变 10%时，调速器不动作时间小于或等于 0.2 秒，励磁装置对励磁信号输入响应时间小于或等于 15 毫秒；机组并列后，可在 30 秒钟之内可迅速将有功出力从零调增到额定出力；同时电网对清江梯级水电站实现了自动发

电控制（AGC）、PSS 功能、远投和远切功能、电能自动计量计费（FAG）、无功电压自动控制（AVC）和进相运行等控制调节功能。

到目前为止，清江公司基本建成三大生产、调度、战略决策基地。隔河岩、高坝洲和水布垭是具有人才技术密集、动态响应速度快、管理有序的生产基地；宜昌作为梯级水利枢纽的生产调度指挥中心，以一流的管理水平、先进的技术支撑，实现了全流域梯级水电站联合优化经济调度控制。

3.1.1.3 清江梯调管理中心

清江流域梯级电站的日优化经济运行是在满足电力系统潮流稳定等安全约束条件下，是由梯级水电站间负荷优化经济分配、各梯级电站厂内经济运行、最佳水力水能运转过程等，相互密切联系、制约的基本环节组成的统一过程。每个环节还包括机组工况计算、水电站特性计算和水力水量平衡计算等子环节，是一个甚为复杂的有机联系整体。

为了提高公司现代化管理水平，并充分发挥隔河岩、高坝洲等已建梯级电站机组的联调效益和水库的联合调蓄作用等，清江公司于 1994 年便提出了建设生产调度管理自动化系统，实行流域梯级水电厂机组和水库的集中统一优化经济调度。为此，在行业有关部门的大力支持下，清江公司于 1999 年 5 月成立了清江梯调管理中心。梯调管理中心设在宜昌市区的清江大厦内，主要负责清江流域梯级水电站水库和机组的联合优化经济调度和电力市场的开拓及其政策研究。

为了有效实现清江梯级联合调度，清江梯调管理中心下设调度部、系统部、市场部和综合部，负责联合调度中各项工作的具体实施。

市场部是清江梯级调度管理中心电力生产计划、营销和防汛等工作的业务部门。其职责范围是：

- (1) 负责电力市场研究，电力市场交易规则和电力系统状况分析；
- (2) 负责区域电力市场内相关水、火电等电源侧的定性、定量分析；
- (3) 负责组织研究梯级水库兴利调度优化方案、优化规律；
- (4) 负责中长期水文气象预测；
- (5) 负责梯级水电站中长短期发电、检修计划编制、报批、调整和下达，督办计划完成；
- (6) 负责承办梯级水电站电力生产营销，并会同相关部门提出市场营销预案；
- (7) 负责编制梯级水电站年、月等中长期竞价上网预案，负责编制日、实时竞价上网方案并落实；
- (8) 负责机组运行方式安排，并定期对实际运行方式进行分析和总结；
- (9) 负责梯级水电站上网电量结算，定期分析上网电量结构；负责竞价上网电量交易的电子商务；
- (10) 负责流域梯级水利枢纽工程洪水预报、防洪调度；
- (11) 负责清江公司的所辖流域的人工水文站网管理，遥测水文站网的前期规划工作；
- (12) 负责电力生产的统计、分析，按行业归口对外报送各类报表的工作；
- (13) 负责“清江水电站工程防汛指挥部”的日常工作；
- (14) 负责中心承办的合同管理工作；

(15) 承办中心交办的其它工作；

调度部是清江梯级电站发电调度计划和水库调度方案的生产执行部门。其职责范围是：

(1) 负责梯级电站远方集中控制运行，执行并网调度协议；

(2) 负责按照调度规程、运行规程等相关专业规程的规定开展调度业务工作；

(3) 负责实施梯级电站发电调度计划，以及实时调度中运行方式调整后的信息反馈；

(4) 负责实施梯级水库兴利调度优化方案；

(5) 负责监视、收集、处理流域水文气象信息和对外报送。

(6) 负责梯级各水库防洪调度指令的传送。

(7) 负责梯级电站发电设备和输变电设备可靠性统计报表的汇总和上报工作；

(8) 负责定期组织设备运行分析会和反事故演习；

(9) 负责中心的安全管理工作；

(10) 承办中心交办的其它工作。

系统部是中心电力调度自动化、水调自动化、通信、生产应用等系统规划、建设、运行维护的业务部门。其职责范围是：

(1) 负责中心电力调度自动化、水调自动化、生产应用等业务系统的规划、建设、运行维护工作；

(2) 负责中心责任范围内通信系统的规划、建设、运行维护工作；

(3) 负责通信网络与电力调度通信网、电信运营商网、企业通信网的联

网规划、建设、运行维护工作；

(4) 负责清江公司高坝洲工区、宜昌小区有线电视信号传输，以及宜昌小区有线电视网络设备、设施的规划、建设、运行维护工作；

(5) 负责中心责任范围内监控系统、通信系统机房的日常管理工作，以及上述机房和控制室的辅助设备、设施的规划、建设、运行维护工作；

(6) 负责中心责任范围内无线电频率使用的申报、年审和管理工作；

(7) 负责公司及行业管理上级单位考核范围内指标统计和报表的编制工作；

(8) 负责水布垭、隔河岩、高坝洲工区的现地日常值班、环境安全及管理工作；

(9) 负责清江公司通信、有线电视业务的用户咨询、投诉、故障申告、业务受理等工作；

(10) 负责责任范围内其它设备、设施的运行维护及管理工作；

(11) 承办中心交办的其他工作。

清江梯级调度管理中心综合部是中心行政、财务、劳资、物资、档案等工作的综合管理部门，是中心党群、工会、职教工作的承办部门。其职责范围是：

(1) 负责处理中心文秘、宣传，对外事务、来访接待等日常事务；

(2) 负责组织中心行政会议，协助中心业务部门组织专题会议，编印会议纪要；

(3) 负责中心公文处理，以及中心文档、机要保密和中心印章管理；

(4) 负责编制中心的工作目标和计划，协助领导对工作目标的检查和考

核；

- (5) 负责中心劳资管理工作；
- (6) 负责中心财务工作和固定资产管理工作；
- (7) 负责中心物资管理工作；
- (8) 负责组织中心员工的工作考核；
- (9) 负责公司通信经营业务的费用收、缴工作；
- (10) 负责中心文明创建工作，承办中心党、团、工会工作；
- (11) 协助中心总工程师承办职工教育和培训工作；
- (12) 负责组织编制中心的各项管理制度；
- (13) 负责中心信息的收集与发布；
- (14) 负责中心各项决议的督办和检查；
- (15) 承办中心交办的其它工作。

3.1.1.4 清江梯级调度管理的实施

清江梯调管理中心是梯级水电站水能及发电综合优化调度机构，直接接受电网的调度，在满足电网安全稳定的条件下，按电网需求科学合理地安排梯级水电站开、停机和分配各机组出力。主要生产调度管理任务是维护电网的安全、稳定，保证梯级电厂机组安全、稳定、可靠运行；发挥梯级水电站的发、变电设备能力，保证清江公司电力生产任务的完成；充分利用水能资源，最大限度地实现梯级水电站的经济运行；做好水库优化调度工作，协调梯级电厂发电与防洪的关系。

清江梯调管理中心是梯级水电站的控制中心，水库调度中心，动能经

济分析决策的中心，以及流域水利枢纽的防汛度汛指挥中心，具体体现在：

(1) 梯级水电站控制中心

梯调监控系统是梯级水电站调度控制中心。梯调监控系统利用先进的光纤通信技术、计算机网络技术、自动控制技术以及现代数据处理技术等，在确保梯级水库水量平衡的前提下，实现了清江梯级水电站的远方控制与调节和站间的联合优化控制与调节，具有国内领先的自动发电控制(AGC)功能。梯调监控系统既满足了电网对梯级水电站发电、调频、调峰和不同运行方式安全优化经济约束的要求，又保证了机组的安全可靠经济运行。

(2) 水库调度中心

通过长系列水文资料，研究长中短期来水丰平枯情况下，水库调度的一般策略。制作长中短期水文气象滚动预报，结合丰平枯情况下水库调度的一般策略，制定长中短期梯级水库运用初步计划，提出多种水库水位控制、当期可发电量计划优化方案及相应的梯级水电站汛期弃水(或有调节性能的水库的汛末蓄水)概率风险分析，以追求最高水能利用率和可发电量的最大化。

(3) 动能经济分析决策中心

根据水调提出的梯级水库运用初步计划的多种方案，结合电力市场需求情况、机组状况、电力外送潮流、峰平谷结构、电价等综合情况进行分析，制定实际可操作的发电调度计划，以追求外送电量的最大和经济效益最优化。

(4) 流域水利枢纽防汛度汛指挥中心

梯调综合控制系统联合调度控制运用，可进一步提高指挥决策与生产

调度的实时联动性，有利于流域的安全防汛度汛，延长水电工程设施的寿命。特别是水布垭建成后.通过梯调，充分利用水布垭多年调节水库的特性，流域三大水库可实现统一调洪，分级拦蓄洪水，平均承担洪水的压力，将使泄洪水量降到最低水平和单个水库事故的可能性降到最小，从而大大减少流域水利枢纽泄洪闸门等系统的操作频度，为流域安全防汛度汛提供有力保障。此外，还可通过梯级联合防洪优化调度，最大限度地缓解、减少和避免长江荆江河段的防洪风险。

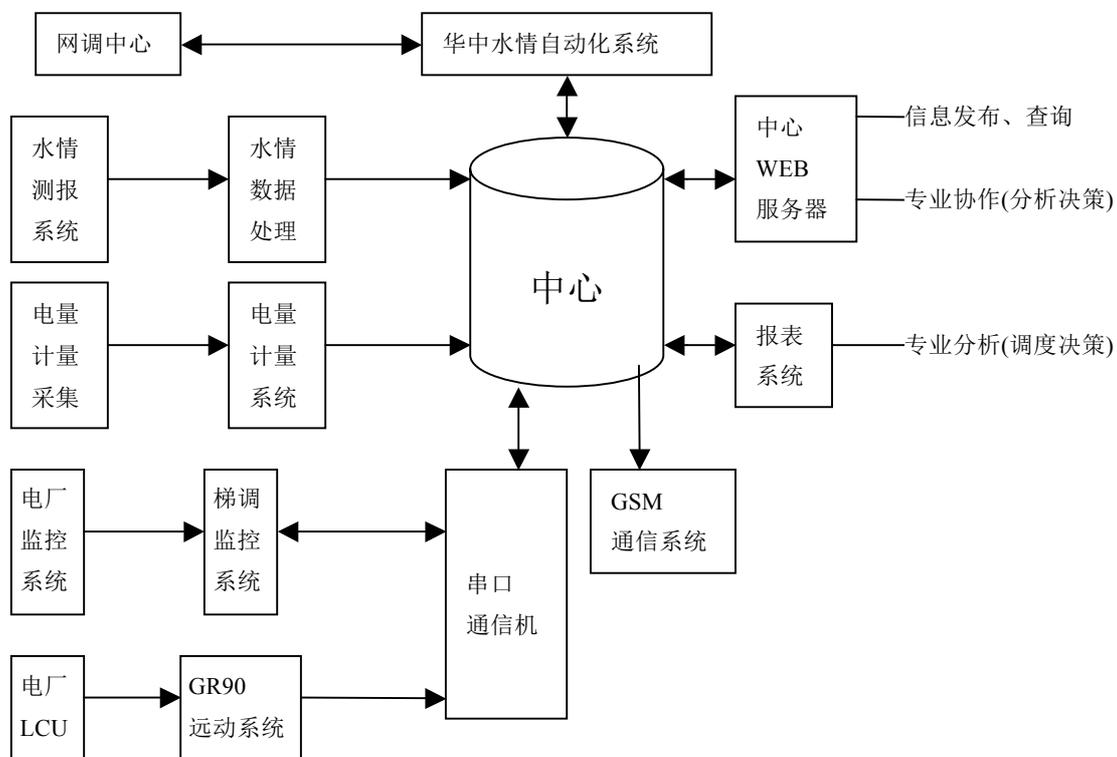


图 3.2 清江梯调电力生产实时数据流程

3.1.2 三峡梯级调度管理

3.1.2.1 三峡梯级水利枢纽简介

三峡水利枢纽是国家重点工程，也是世界上迄今为止最大的水利枢纽工程，由下游的葛洲坝水利枢纽和上游的三峡水利枢纽组成，具有防洪、发

电、航运等多项综合效益。

三峡大坝为混凝土重力坝，坝顶高程 185m，正常蓄水位 175m。大坝设计防洪标准为千年一遇，校核洪水为万年一遇加 10%，最大下泄流量可达每秒钟 10 万 m^3 。大坝由多个功能模块组成，从左至右（面向下游）依次为永久船闸、升船机、泄沙通道（临时船闸）、左岸大坝及电站、泄洪坝段、右岸大坝及电站、山体地下电站等。三峡水库总库容 393 亿 m^3 ，其中调洪库容约 220 亿 m^3 ，调节能力为季调节型。

三峡水电站以 500kV 输电线向华中、华东、华南及川东供电。电站的输变电系统由中国国家电网公司负责建设和管理，预计共安装 15 回 500 千伏高压输电线路连接至各区域电网。

葛洲坝水利枢纽位于三峡水利枢纽下游约 40km，是三峡水利枢纽的航运反调节枢纽，主要任务是对三峡水利枢纽日调节下泄的非恒定流过程进行反调节以适应航运需要，在此条件下充分发挥发电效益。

葛洲坝电站总装机容量 271.5 万 KW，装机 21 台，（单机 12.5 万 KW，两台大机 17 万 KW），其中大江电厂 14 台，二江电厂 7 台电站。年发电量 157 亿 kW.h，电站以 500kV 及 220kV 输电线并入华中电网，并通过 500KV 直流输电线路向距离 1000km 外的上海输电 120 万 KW。葛洲坝水利枢纽由葛洲坝大江电厂、二江电厂、500kV 变电所、220kV 开关站，1# 船闸、2# 船闸、3# 船闸、二江泄水闸、三江冲沙闸和大江泄洪冲沙闸等建筑物构成。

由于两电站相距仅 38km，三峡电站的出水几乎直接进入葛洲坝水库，水流以波的形式进行传播，30min 左右就会直接影响到葛洲坝电站坝前水

位；而且由于三峡大坝的兴建，葛洲坝水库仅限于两坝之间，只有 0.86 亿 m^3 调节库容，为日调节水库，调节裕度很小，因而两个枢纽是一个有机的整体。

1993 年 4 月 2 日，在国务院三峡工程建设委员会召开的第一次会议上，明确葛洲坝电厂是三峡总公司的组成部分，产权归三峡公司，但电厂必须服从电网的调度。这一决定不仅为三峡工程提供了建设资金，同时也为三峡、葛洲坝两个水利枢纽的联合调度的实施奠定了基础。

2007 年 7 月 1 日，葛洲坝电厂运行集中值班正式实施，中控室将是葛洲坝电厂的运行指挥中心，负责全电站发电、变电、输电、配电、通信设备及挡水建筑、泄水排砂设施的实时调度、发电控制、故障信号监视、事故处理等。此前分别设在大江中控室、大江 500KV 开关站、二江中控室、集控分部控制室的四个值班点全部关闭。葛洲坝电厂运行值班人员由原来正常发电期的 100 人左右下降为不到 20 人，而每台机组的年平均可用小时数接近 8000 小时，堪与国际一流电站媲美。据了解，葛洲坝电站投产发电 26 年以来，运行值班方式先后经历了分点值班、机电集中值班、机电合一和无人值班（少人值守）四次变革。

3.1.2.2 三峡梯级调度通信中心

与现行水电企业普遍采用的“电站负责水库调度，电网公司负责电站的电力调度直至机组，水和电的调度完全分离”的模式不同，三峡-葛洲坝梯级电站采用的是“梯级枢纽水电联合”的调度模式。这种模式是以水库和电力统一调度为核心，根据来水情况及电网负荷要求，合理分配梯级电

站各机组负荷，维持机组良好的运行工况。

通过三峡总公司与国家电网公司的充分协商，2002年4月9日三峡水利枢纽梯级调度中心宣告正式成立。2002年4月15日，三峡梯调中心开始实施葛洲坝的水库调度，这标志着三峡梯调中心从筹建阶段转入生产调度阶段。2002年9月，三峡梯调中心从葛洲坝搬迁到三峡坝区，并成功实现对葛洲坝的远程水库调度。2003年7月10日，三峡工程首批机组正式并网发电，三峡梯调通信中心成功实施对三峡左岸电站的发电调度，中国长江电力股份有限公司成为国内第一家实施电力调度的发电企业。

目前三峡通航的实时调度委托三峡通航管理局进行，电力调度方面，国家电网调度中心通过三峡梯调调度到厂站的母线，梯调统一调度到机组。葛洲坝电力调度仍由华中电网调度。

三峡梯调通信中心是三峡总公司所属电站的运行调度和协调机构，隶属于长江电力股份公司，主要职能是在发挥三峡~葛洲坝梯级水利枢纽防洪作用和确保航运安全的前提下，最大限度地发挥梯级枢纽的综合效益。

三峡梯调通信中心依照《三峡~葛洲坝水利枢纽梯级调度规程》和《三峡梯级电力调度规程》，全面负责三峡~葛洲坝水利枢纽梯级调度工作，对外统一接受国家有关部门的调度指令，对内负责梯级枢纽防洪、发电、排沙等综合运用的运行调度，负责梯级枢纽内部的水文气象预报，负责三峡工程开发总公司通信系统的运行管理与维护，负责编制发电计划和梯级枢纽度汛方案等工作，在枢纽水库调度、电力调度、枢纽通信运行管理工作中负有重大责任。

三峡梯调通信中心是按照精简高效原则组建的新机构，涉及水文、气

象、电力、自动化及通信等专业，分工明确及专业性强是三峡梯调通信中心最显著的特点。三峡梯调通信中心管理层设有中心主任、副主任、副总工、副主任兼总工等职位；中心下设技术部、调度部、通信部、自动化部和综合管理部。

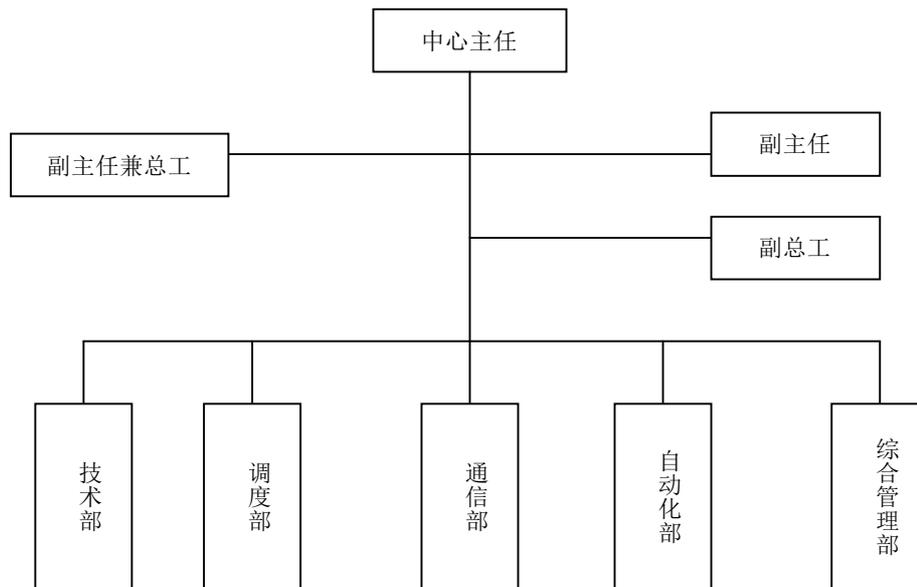


图 3.3 三峡梯调通信中心机构设置图

技术部是三峡梯级联合调度实施的技术支持部门，其主要职责有：负责长江电力股份公司所属三峡、葛洲坝梯级枢纽生产计划、调度方案、运行方式、应急预案的编制管理，并监督执行；负责梯级枢纽的生产统计和可靠性管理；负责协调三峡梯级枢纽防洪、发电、施工等方面的日常调度关系；负责组织开展梯级枢纽事故分析，制定反事故措施；负责计划合同、资料和物资的管理；负责中心信息化建设以及技术创新工作。

调度部是三峡梯级实时调度的执行部门，其主要职责是，对外统一接受电网调度部门、防汛指挥部门的调度指令，对内实行统一调度；负责调度管辖范围内机电设备、梯级枢纽闸门的运行、操作及事故处理；办理设

备检修申请；安排事故检修和临时检修；负责梯级枢纽调度生产计划、调度方案、运行方式的执行；协调梯级电站电力调度、水库调度(防洪调度)与电网调度之间以及三峡电厂、葛洲坝电厂、检修厂之间的调度业务工作。

自动化部是三峡梯调通信中心调度自动化系统的设备运行归口管理部门，全面负责梯调通信中心所辖调度设备（含库区所辖水情遥测设备）和系统的运行维护、定检和技术改进等工作，确保梯调自动化系统安全可靠的运行。

通信部是三峡工程开发总公司和长江电力股份公司通信设备运行维护和通信业务的归口管理部门，全面负责通信设备的运行、维护、检修和设备的技术更新改造；负责施工通信工程的具体实施；负责通信业务的对内对外协调和业务的归口管理。

综合部是三峡梯调通信中心综合事务归口处理部门，具体负责梯调内部各类规章制度制定和执行、公文处理、会议组织、宣传、劳资、安全监察、技术培训、资料管理、合同计划制定执行、车辆的调度维护和材料采购发放等工作；负责梯调党、工、团等日常组织工作。

在日常工作中，五个部门虽分工不同，但却相互关联，团结协作，是一个不可分割的整体。

3.1.2.3 三峡梯调自动化系统

三峡梯调自动化系统是三峡梯级枢纽自动化系统中的梯级调度层的计算机系统。系统建立在梯级水调自动化系统、三峡左岸电厂计算机监控系统（含三峡泄洪闸）、三峡右岸电厂计算机监控系统（含地下电厂）、三峡

通航调度系统、三峡通信监测系统、三峡火灾监测系统、三峡和葛洲坝 MIS 系统、葛洲坝大江计算机监控系统、二江计算机监控系统、三峡梯级图像监控系统等自动化系统之上。

三峡水调自动化系统是集水情、气象等信息采集、水文预报、水库调度、会商查询、水情信息发布为一体的水库调度作业自动化系统。主要包括水情信息采集系统、计算机网络系统、水库调度应用软件系统三部分。应用软件系统包括信息查询、调度值班日志、发电调度和洪水调度等模块。

三峡梯调计算机监控系统是电力实时调度业务的技术平台，是三峡梯调实现其水电联合调度的基础平台。系统功能包括：数据采集及处理、安全监视、运行调度、控制操作、功率调整、事故追忆、大屏幕投影及语音报警系统、历史数据存储与在线统计等。

三峡梯调自动化系统的主要功能是接收上级调度部门对梯级枢纽运行调度的有关指令，对两枢纽的泄洪、蓄水、发电、航运进行协调，发布相应的调度指令，并对三峡、葛洲坝电厂及泄水闸进行集中监视与控制，实现对梯级电站的远程监控功能。三峡梯调自动化系统除具有数据采集及处理、运行管理及指导、系统诊断及维护、培训及仿真、系统开发及维护等计算机监控系统的基本功能外，整个系统在水库调度及闸门控制、发电调度、控制调节操作、系统对外通信等方面具有其特殊性。

(1) 水库调度和闸门控制

三峡梯级的水情测报及水库调度功能由三峡水库调度自动化系统完成，三峡梯调自动化系统负责采集三峡、葛洲坝泄水闸运行信息、发电设备运行信息，并传送给水库调度自动化系统，由水库调度自动化系统结合

采集的两枢纽的水情、雨情、气象等信息，对梯级水库调度作出科学决策，并向三峡梯调自动化系统发送闸门控制指令(以命令报文的形式)，由梯调监控系统对闸门控制指令进行分解，以单扇闸门设点值指令(以命令的形式)下发三峡左岸电站和葛洲坝二江电厂计算机监控系统，梯调监控系统同时对命令执行情况进行跟踪，生成命令执行结果报文返送给水库调度自动化系统。三峡梯调自动化系统不设具体的闸门集中控制软件，闸门的集中控制由厂站计算机监控系统完成。

(2) 发电调度

发电调度是在满足三峡—葛洲坝水库调节特性、航运安全运行的前提下，考虑三峡电网安全、稳定运行要求和电站机组运行特性要求等约束条件的限制，将三峡枢纽和葛洲坝枢纽发电总功率按优化经济运行的原则分配到三峡和葛洲坝各电厂，其核心为梯级自动发电控制软件，即梯级 AGC 软件。

梯级 AGC 的工作方式分为两种：流域工作方式和厂站工作方式。

在流域工作方式下，国调下发给梯调的调节指令为三峡枢纽发电总功率和葛洲坝枢纽发电总功率，梯级 AGC 根据枢纽各种约束条件的限制和经济运行的要求，将两枢纽发电总功率分配至梯级各电厂。

在厂站工作方式下，国调下发给梯调的调节指令为梯级各电厂发电总功率，梯级 AGC 负责对国调下发的调节指令进行校核，以保证枢纽的安全运行为前提，在电网调度允许的情况下，作小范围调整。

梯级 AGC 的控制对象为梯级各电站，即葛洲坝大江电厂、葛洲坝二江电厂、三峡左岸电站、三峡右岸电站、三峡右岸地下电站，每个电站作为

一个整体参加梯级 AGC 运行，其中三峡左岸电站、三峡右岸电站当其两段母线分段运行时，将分别作为两个独立电站(即左一电站、左二电站和右一电站、右二电站)参加梯级 AGC 运行。梯级 AGC 不直接控制到机组。

梯级 AGC 的调节权限分为“国调调节”和“梯调调节”两种模式。在“国调调节”模式下，梯级 AGC 接受由国调下发的功率给定值调节指令。在“梯调调节”模式下，梯级 AGC 接受由梯调操作员下发的功率给定值调节指令或按调度曲线调节。

(3) 控制与调节

梯调自动化系统对梯级电站的远程监控采用“调节”和“控制”权限分开设置的方式。梯调对梯级电站的远程调节包括以整个电站为调节对象的有功功率调节(梯级 AGC 功能)和以单台机组为调节对象的有功功率调节(单机有功设点)，两种调节方式分设不同的切换开关，对应前者设置针对全厂的“梯调”、“站调”切换开关，当切换开关位于“梯调”，表示由梯调给定整个电站的有功功率调节值。对应后者设置针对单台机组的“梯调”、“站调”切换开关，当切换开关位于“梯调”，表示由梯调给定单台机组的有功功率调节值。

梯调对梯级电站的远程控制包括对 500 kV 开关站(含葛洲坝 220 kV 开关站)断路器(主变高压侧断路器除外)和主变中性点开关的分、合闸操作、对单台机组的开、停机操作。根据三峡工程的特点，即施工工期长，机组将分期、分批投运的特点，为了尽早发挥梯调自动化系统的作用，厂站自动化系统不设针对全厂的“梯控”、“站控”切换开关，而采用按单台机组、开关站分设“梯控”、“站控”切换开关的方式，以便于厂站设备分阶段提

交给梯调远程控制。

当电站监控系统工作在梯调远程监控方式时(包括控制和绒调节方式),闭锁各电站相应的操作,由梯调监控系统发布相关的控制和/或调节指令。

(4) 系统对外通信

为实现三峡梯调的统一调度、集中监视与管理的功能,梯调监控系统将与下列三类外部系统进行通信:

1. 上级调度系统

三峡梯调自动化系统将与国调、华中网调、华东网调、南方网调、重庆网调进行通信,接收上级调度系统的调度指令,并向上级调度系统上送三峡枢纽的主要运行信息。

2. 实时监控子系统

三峡梯调自动化系统将与三峡左岸电站计算机监控系统(含三峡泄水闸信息)、三峡右岸电站计算机监控系统(含右岸地下电站信息)、葛洲坝大江电厂计算机监控系统、葛洲坝二江电厂计算机监控系统(含葛洲坝泄水闸信息)进行通信,采集上述计算机监控系统的实时数据,并向厂站计算机监控系统发送调度指令和控制命令。

此外,梯调自动化系统还将与三峡水调自动化系统进行通信,向三峡水调自动化系统传送与水库调度相关的枢纽运行信息,并接收三峡水调自动化关于三峡、葛洲坝泄水闸的控制指令。

3. 集中监视子系统

梯调自动化系统还将与三峡 MIS 系统、三峡消防指挥中心、三峡永久通信监测系统、三峡图像监控系统进行通信,以实现梯调自动化系统对这

些系统的集中监视。

3.1.2.4 三峡梯调通信中心业务流程

三峡梯调通信中心业务包括水库调度业务和电力调度业务。

(1) 三峡梯级水库调度业务

三峡梯级的水库调度功能由三峡水调自动化系统和三峡梯调自动化系统共同实现。水调自动化系统负责采集两枢纽所有的水情、雨情、气象等原始数据，并对原始数据进行分析计算，对梯级水库调度作出科学的决策。梯调自动化系统负责实现水库调度的日常操作和监控功能，并负责实现与上级调度系统通信；接收上级防汛部门关于三峡梯级水库的调度指令。

三峡梯级水库调度业务流程最初从气象预报工作开始，专业气象台根据调度工作需要作出未来短（1~3 天）和中期（周、旬）预报，如果遇到复杂天气形式，专业气象台将会同中央气象台及上游库区有关气象部门一同会商，共同作出上游未来天气预报，预报的结果通过网络直接进入三峡水调自动化系统数据库。三峡梯调通信中心在宜昌~重庆布设有 86 个水情遥测站，每天定时自动向三峡水调自动化系统数据库内传递水情、降雨信息。另外，上游有关水文部门定时向三峡梯调传递当地气象水情信息。水库调度技术人员根据计算机内收集到的水情气象信息，作出未来水情预报。水库调度人员根据《三峡~葛洲坝梯级枢纽调度规程》和未来水情制定合理的调度方案，并将水库调度命令直接下达到梯级电站中控室实施。遇到大洪水等特殊情况下，还须会同防汛、航运、发电及宜昌市当地相关部门，共同采取措施，在满足防汛工作基础上，确保梯级枢纽及航运安全的前提

下，充分发挥梯级枢纽的综合效益。在遇到特大洪水时，水调人员将直接接受国家防总的指挥。

水库调度工作的具体操作流程为：

a.接收国调关于三峡梯级电站发电的预安排指令，包括长、中、短期及典型日负荷安排。

b.向三峡水调自动化系统给出三峡梯级水库调度有关要求及限制条件。

c.接收三峡水调自动化系统关于三峡梯级水库的水情及水库运行信息、水库调度方案数据，并根据水库调度方案对三峡、葛洲坝泄水闸进行控制。

d.执行上级部门关于三峡梯级水库防洪调度决策，对三峡、葛洲坝泄水闸进行泄洪、蓄水调度，给定泄洪量泄洪或关闸蓄水。

e.向上级有关部门传送与水库调度相关的数据信息。

f.根据三峡、葛洲坝船闸的过船情况，计算出三峡、葛洲坝水库的耗水量。

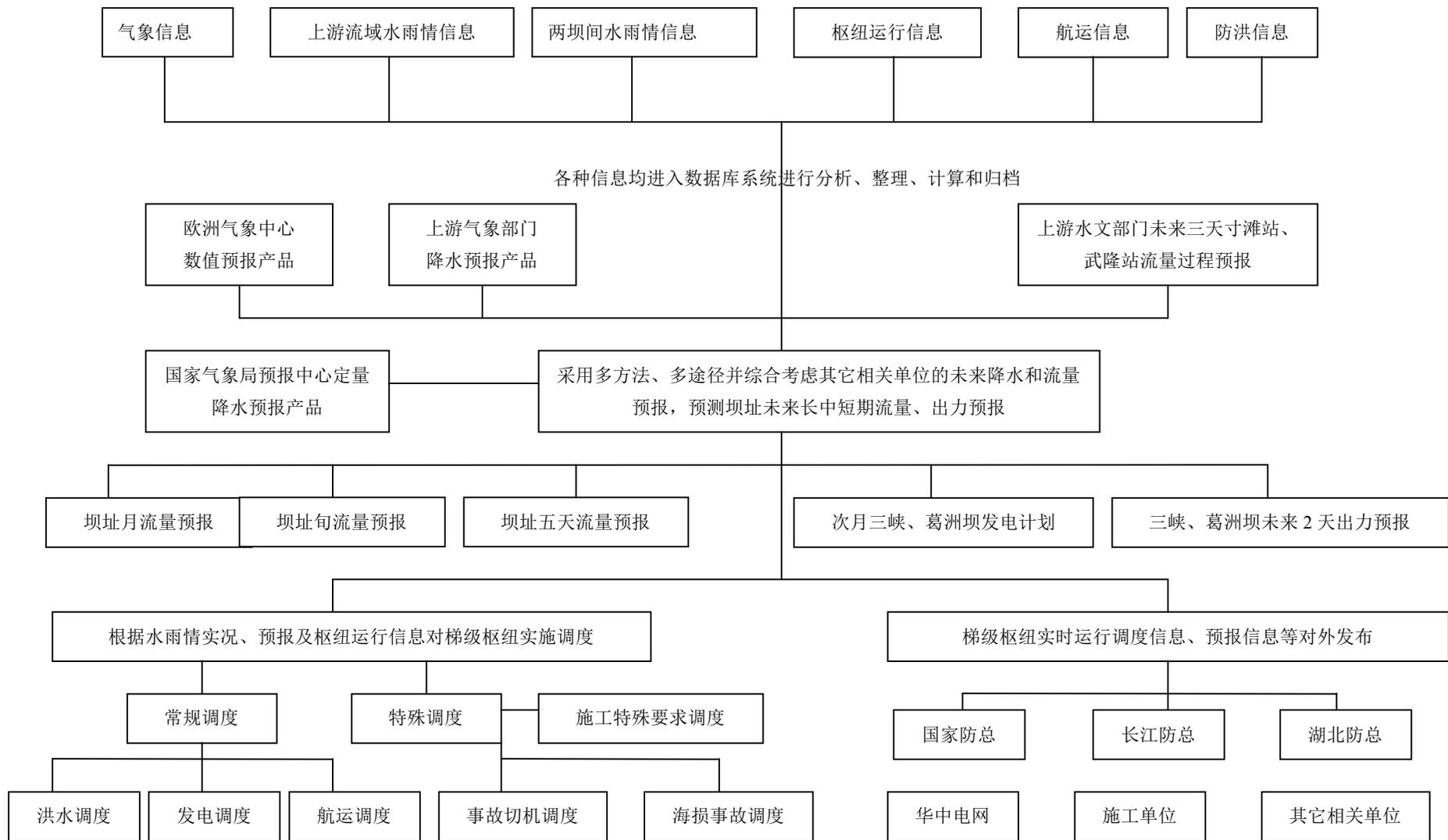


图 3.4 三峡梯调中心水力调度业务流程示意图

(2)三峡梯级电力调度业务

三峡梯级调度通信中心是国内发电企业中第一个开展梯级电站电力调度业务的单位，技术部电调人员根据水调技术人员制作的梯级各电站的发电计划，结合三峡、葛洲坝电站机电设备的运行情况，编制三峡梯级电站年、月、周、日发电检修计划，上报长江电力股份公司及电网调度部门批准后，下达三峡电站、葛洲坝电站执行。

1.年、月、周日发电调度计划

电力生产强调发电供电平衡和水库流量平衡，这些都依赖于合理的发电调度计划和实时的运行调整。发电调度计划分为年度、月度、周日发电调度计划。

年度及月度发电调度计划，由三峡梯调中心根据三峡梯级各电厂的情况和水库情况编制建议稿报长江电力股份公司，由股份公司协调、上报、返回次年（月）的发电调度计划。三峡梯调根据长江电力股份公司下达的年（月）度生产计划，报国调和华中网调（葛洲坝电厂现仍由华中网调调度），国调和网调根据全电网运行情况及相关购售电合同统一协调后下达到三峡梯调，三峡梯调再根据国调和网调下达的发电调度计划制作分解的发电调度计划（含设备检修和调试计划）及泄水闸门的启闭计划，下达到三峡及葛洲坝电厂，由三峡和葛洲坝电厂严格按日发电调度计划组织实施。在实时调度中最终执行的是日发电调度计划，是将负荷分解到每一刻钟的详细计划。

三峡、葛洲坝梯级的发电调度优化基本上是“以水定电”的过程，即在一定的调度时间内给定水库库容期初或期末的状态，根据水库来水情况

和其它约束条件，选择调度期内用水策略，使发电运行全过程达到最优。其具体步骤是：首先，从水情系统读取给定的用水量，然后结合前几日实际发电曲线和电网负荷曲线，以三峡电站发电量最大为目标，满足全部约束条件，对数学模型进行优化迭代，得到三峡电站的发电生产过程线。为了解决时滞问题，将优化运行模型分解为周期平稳日优化运行模型和过渡日优化运行模型两个子模型，由此可计算出葛洲坝水库的入库流量过程线。DSS 计算出发电调度曲线后，经过技术人员修正，梯调主管签发后，发往国调和网调；在收到国调和网调下达的发电调度计划后，如果满足约束条件，再根据“以电定水”的原则，分析负荷曲线；如果满足全部安全约束条件，以耗水量最小为目标进行优化分配，制定出分解的发电调度计划，下发到各厂站执行。如果上级调度下达的发电调度计划不能满足有关约束条件，则提请重新下计划，再验算。

2. 梯级实时电力调度

在实际的发电调度中，由三峡梯调计算机监控系统接收国调关于三峡梯级电站的发电调度指令，包括枢纽发电总有功给定或梯级各电站（或母线）总有功给定、梯级各电站高压母线电压给定，并综合考虑梯级枢纽各方面综合利用的要求及梯级各电站的运行情况，进行梯级电站的发电优化调度，给定各电站的总有功以及向梯级各电站传送国调或梯调对梯级各电站高压母线电压给定或高压母线电压限值给定。目前国调通过 96 点负荷曲线方式调度。三峡左岸电厂以及即将完工的右岸电厂，主接线均分为 2 段母线，两段母线既可联络运行也可分段运行。在联母运行时，电厂即为 1 个电厂，当分母运行时，每个电厂可按 2 个电厂考虑，即存在左 1、左 2、

右 1、右 2 电厂，实际运行方式为其不同的组合形式。因此，梯级 AGC 的优化对象最多时为 7 个电站（即左 1、左 2、右 1、右 2、大江、二江、地下）。

实时调度中，正常情况下按日调度计划进行，但由于很多不可预见的因素，比如突然涨水、机组事故或线路事故，也可申请上级调度临时修改发电计划，修改后造成的电量差根据情况在以后的计划中滚动平衡。目前葛洲坝电站的实时调度还是华中网调直接调度到葛洲坝大江、二江电厂，三峡梯调对葛洲坝电厂作状态跟踪、统计，并按时向华中网调提供发电计划建议。

三峡梯调发电调度流程大致为：

①梯调监控系统接收国调关于三峡梯级电站的发电调度指令，包括梯级流域发电总有功给定和梯级各电站总有功限值给定、梯级各电站总有功给定、梯级各电站总无功给定、各电站高压电压或高压母线电压限制给定。

②梯调监控系统根据国调或梯调关于三峡梯级的发电调度指令，综合考虑梯级枢纽各方面综合利用的要求及梯级各电站的运行情况，进行梯级电站的发电优化调度，给定各电站的总有功。

③向梯级各电站传送国调或梯调对梯级各电站总无功给定、高压母线电压给定或高压母线电压限值给定。

④向国调传送三峡梯级电站设备运行信息，包括梯调及电站计算机监控系统运行信息。

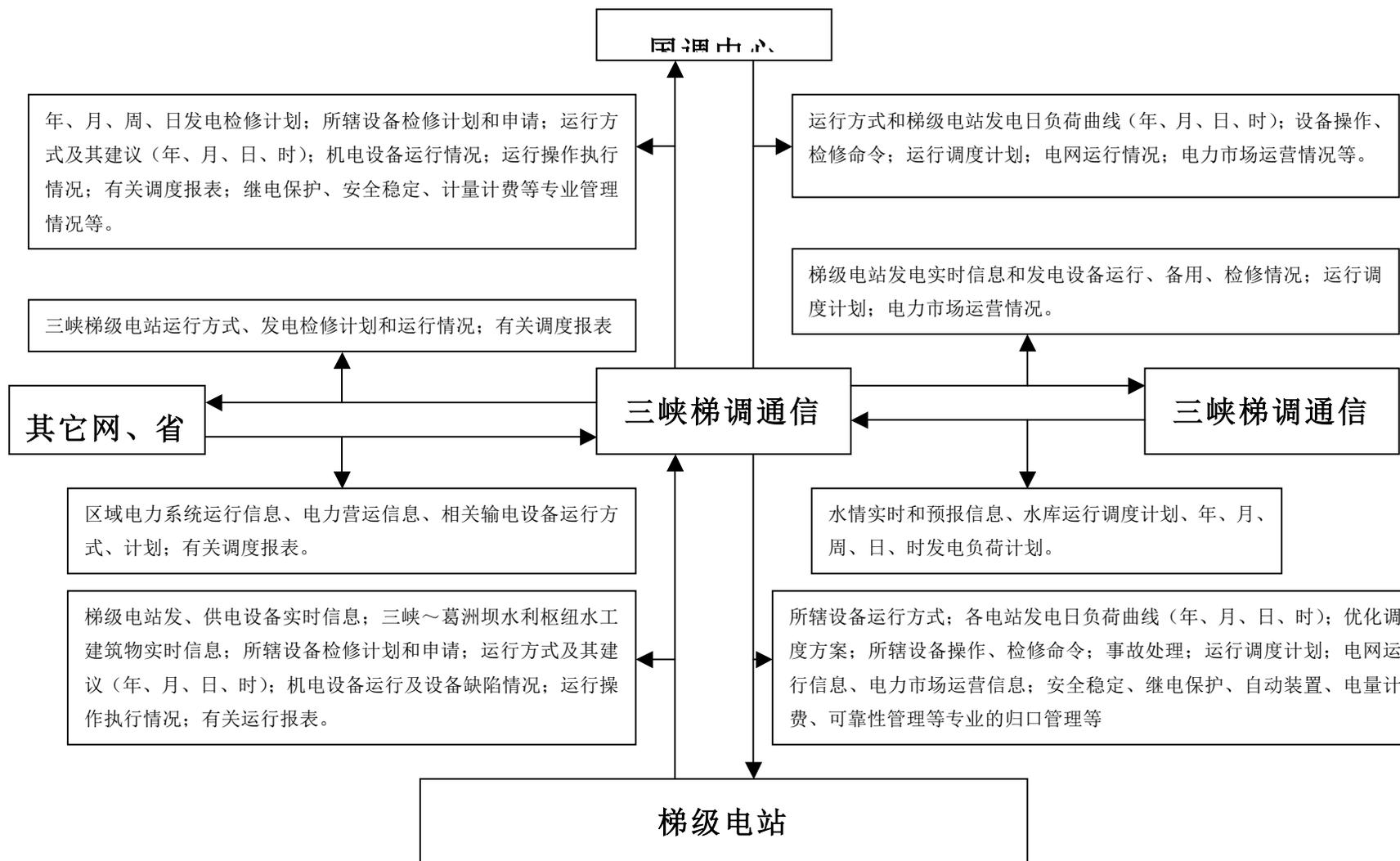


图 3.5 三峡梯调中心电力调度业务流程示意图

3.1.2.5 三峡梯级水电联合调度的实施

三峡梯级水利枢纽水电联合调度主要通过以下四个方面来实施的：

(1)建立科学规范的规程体系，为联合调度提供法规依据。

2003年3月1日，经国务院批准，三峡建委正式颁布《三峡（围堰发电期）—葛洲坝水利枢纽梯级调度规程》。该《规程》自2003年6月10日三峡水库蓄水至135m后开始执行。原《葛洲坝水利枢纽运行管理规程》同时作废。2006年10月，三峡工程进入初期运行期，为确保梯级枢纽工程安全，逐步发挥综合效益，规范梯级调度工作，2006年9月2日，长江水利委员会编制了《三峡（初期运行期）—葛洲坝水利枢纽梯级调度规程》，由国务院三峡建委批准通过。

《三峡—葛洲坝水利枢纽梯级调度规程》是指导三峡梯级联合运行的法规性文件，对两个枢纽独立运行及联合运行时的运用原则和运行方式作出了详细的规定，为有效协调防洪、发电、航运及工程长期安全运用等方面的关系，确保枢纽最大综合效益的发挥提供了法规保障。

《三峡梯级调度规程》批准后，三峡梯调会同有关部门还制定了三峡梯级水库调度运行规程、运行方式管理制度、设备检修管理制度等多项制度。这些制度明确了调度中各方的职责，奠定了梯级枢纽水电联合调度的法规制度基础。

(2)构建稳定先进的业务系统，为调度提供可靠的技术平台

三峡水调自动化系统和三峡梯调计算机监控系统是三峡梯调生产调度的基本平台，分别承载三峡枢纽水库调度和电力调度业务。两套系统在生

产实施中，业务流程互相渗透，数据共享。

另外，三峡梯调还建立了三峡永久通信系统、三峡泥沙信息分析管理系统、气象信息综合分析处理系统、电量计费系统、安稳系统及 WEB 信息发布系统等，这些系统共同构建了三峡梯调先进业务平台，使得梯级水利枢纽水电联合调度有了可靠的技术保障。

(3)做好职业技术培训，为联合调度提供人才保障

在三峡梯调三年多的建设工作中，三峡梯调把职工技术培训作为中心建设的一项根本任务来抓，做到了与三峡梯调建设同步规划、同步组织、同步管理、同步落实。特别是针对中心多专业（水文、气象、电力、通信、自动化设备及综合管理）的特点，采取了职工自学、集中办班、岗位练兵、技术比武等多种培训形式，加强不同专业人员之间，尤其是水库调度和电力调度人员之间的互教互学，为水电联合调度的实施扫除了专业上的障碍。

三峡梯调每年安排人员到各电网、各大水电厂和相关大学考察、学习。此外，还不适时机组织主要技术骨干出国学习培训：2001 年，三峡梯调分两批共选了 8 名水库和电调人员赴委内瑞拉 EDELCA 公司进行调度业务技术培训，以学习和了解国外有关梯级电力调度的运行经验和技能；2002 年，先后分两批组织电力调度及自动化人员赴瑞典 ABB 公司学习，年底组织水调人员去加拿大魁北克培训考察；2003 年，组织水情预报人员赴美国学习水情测报技能。2004 年下半年，分两批安排近 20 名调度人员去法国电力公司学习。这些考察培训提高了员工业务素质，为梯级水利枢纽水电联合调度锻炼了技术队伍，储备了人才。

(4)理顺联合调度的内外关系，明确联合调度中的责权范围

三峡梯调对外涉及防汛、电力、航运、通信、水文和气象等多个部门，近百余家单位；对内涉及电站运行单位、检修部门以及建设、监理等单位。

理顺调度关系，明确各方在调度关系中的职责是梯级水利枢纽水电联合调度得以顺利实施的保障。为此，三峡梯调在筹建期间就与相关部门建立了良好的业务关系，在多次沟通协商的基础上，明确各方在调度关系中的责权，并在相关的规程制度中予以确认。如在水库调度中，明确规定日常调度由三峡梯调负责，但当遇到规程规定的洪水时，调度权则交给国家防汛指挥部或长江防汛指挥部；电力调度中，国调（网调）通过三峡梯调调度到三峡梯级电站的母线，三峡梯调调度到电站机组。另外，在一些相关制度中，对设备管辖职责的划分也非常详细具体。

3.1.3 乌江流域梯级电站的调度管理

乌江发源于云贵高原乌蒙山麓，横贯贵州省中部，在东北部出境，入重庆，于涪陵汇入长江，是长江南岸的最大支流，也是贵州省第一大河。全长 1037km，流域面积 8.79 万 km²，流域横跨云南、贵州、湖北、重庆 4 个省市，天然落差 2123.5m，多年平均水量 534 亿 m³，与黄河水量相当。

3.1.3.1 乌江流域梯级水电开发

乌江水能资源丰富，是我国十二大水电基地之一，干流规划普定、引子渡、洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林、沙沱、彭水、银盘和白马十二个梯级，总装机容量 1066 万 KW。目前，普定、洪家渡、引子渡、索风营、东风、乌江渡等 6 座电站已先后建成发电，构皮滩、思林和彭水等 3 座水电站已开工建设，沙沱水电站正在开展施工准备工作，到

“十二·五”初期，彭水以上十个梯级将全部建成发电。

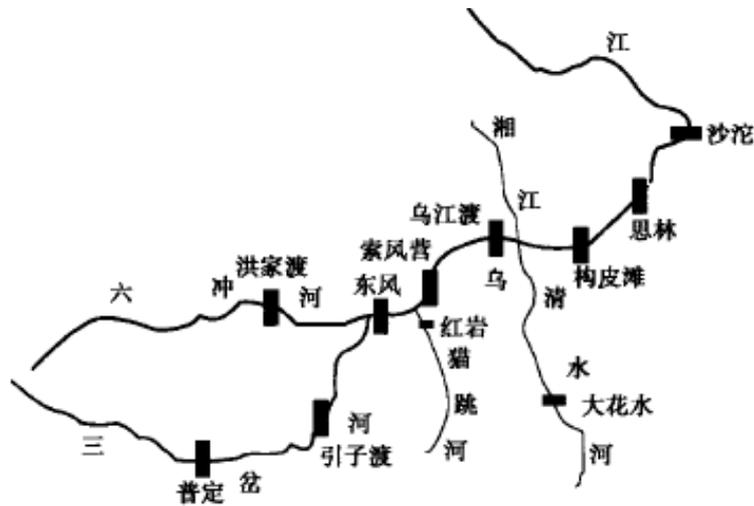


图 3.6 乌江梯级枢纽布置示意图

乌江干流规划 12 级电站中，贵州境内的 9 个梯级电站总装机容量 858 万 KW。位于主干流的洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林、沙沱水电站 7 座电站由贵州省乌江水电开发有限责任公司开发建设，装机 814.5 万 KW；上游三岔河上的两座电站普定和引子渡由贵州省黔源股份有限责任公司开发及管理，装机 43.5 万 KW。

表 3.2 江流域梯级电站

梯级	电站	装机容量 (万 kW)	工程情况	水库性能	所属公司
1	洪家渡	60	已建 (贵州北源六冲河)	多年调节	乌江公司
2	东风	69.5	已建 (贵州乌江主干流)	不完全年调节	乌江公司
3	索风营	60	已建 (贵州乌江主干流)		乌江公司
4	乌江渡	125	已建 (贵州乌江主干流)		乌江公司
5	构皮滩	300	在建 (贵州乌江主干流)	年调节	乌江公司
6	思林	100	在建 (贵州乌江主干流)		乌江公司
7	沙沱	100	准备 (贵州乌江主干流)		乌江公司
8	普定	7.5	已建 (贵州乌江南源三岔河)	季调节	黔源公司
9	引子渡	36	已建 (贵州乌江南源三岔河)		黔源公司
10	彭水	120	在建 (重庆)		
11	银盘	60	规划 (重庆)		
12	白马	28	规划 (重庆)		

3.1.3.2 乌江流域梯级电站远程集控中心

随着梯级水电站的逐步投产，为了适应电力体制改革的进程，实现梯级水库的优化调度和梯级电站的经济运行，乌江公司积极探索适合于新形势下的管理模式，并确定了“联合运行、集中控制”的梯级管理发展方向。

经过长期的酝酿和研究，乌江公司于 2003 年决定建设乌江流域梯级水电站远程集控系统，并于 2005 年 5 月 20 日，正式成立了“贵州乌江水电开发有限责任公司水电站远程集控中心”（以下简称集控中心）。2006 年 6

月 30 日，经过一年多的试运行，集控中心计算机系统通过验收正式投入运行。到 2009 年，乌江中游在建的构皮滩、思林和沙沱电站的建成，整个干流水库集中调度管理和机组的远方监视和控制也将随之实现。

集控中心具有两大功能，一是对梯级电站发电机组远程集中控制；二是对梯级水库的集中调度与管理，是乌江公司发电生产、水库群调度中枢。公司对集控中心的定位为：集控中心是一个统一的水调中心，负责梯级水库群联合优化调度和防汛度汛；是一个“扩大化的电站中控室”，监控范围是所有的子站机组；是一个流域电站群的经济运行中心，负责各电站间联合发电优化和站内机组负荷的优化分配；是电力市场化条件下的统一的报价中心。

乌江流域的梯级水库群地处卡斯特地区，干流上各水库分别具有多年调节、季调节或日调节的性能；在乌江支流上的水库既有并联的，也有串联的，水库群非常复杂。各电站采用 110、220、500kV 等多个电压等级接入电网系统（后期电站可能有直流接入），电气结构也非常复杂。乌江干流梯级电站群的统一优化调度运行的实现对国内流域发电企业的运行管理有重要的参考价值。

3.1.3.3 乌江梯级水电站远程集控系统

乌江流域梯级电站远程集控系统主要由三部分组成：电力调度自动化系统（计算机监控系统及其高级应用）、水调自动化系统及其高级应用，以及辅助支持系统。

(1) 电力调度自动化系统

乌江集控中心电力调度自动化系统主要是指计算机监控系统，包括流域梯级各电站的计算机监控系统和集控中心计算机监控系统，它是实现梯级经济和商业化运营的基础设施，是实现梯级大型水电站集中控制、统一运行管理、保证各水电站安全、稳定、可靠运行的技术手段。其基本功能是实现梯级各水电站上位机系统当地功能在远程集控中心的集成，完成遥测、遥信、遥调、遥控，使运行人员能在远方进行各梯级水电站的运行管理。

计算机监控系统工程于 2004 年 12 月 22 日正式开工，2005 年 4 月投入试运行，至 2006 年 6 月，洪家渡、东风、乌江渡、索风营等乌江上游电站的远程实时、准确、有效监视和控制功能完全实现。

流域梯级各水电站计算机监控系统均具有完整的上下位机，集控中心计算机监控系统经贵州电力数据网的光纤及卫星通道直接连接各梯级电站的上位机，各梯级电站设备运行参数实时地送达集控中心，集控中心实现与各电站上位机相同的功能。梯级集控中心运行值班人员通过操作员工作站，按电网调度机构下达的调度命令或由 AGC/EDC/AVC 实时运算结果自动发出命令，控制各电站的每台机组，进行机组运行工况的转换及调整机组的有功功率（或频率）和无功功率（或母线电压），并且能够进行电气主系统、厂用电系统各开关以及其它设备的操作。从而实现对 7 个梯级电站的远方监视和控制，实现遥控、遥调、遥测和遥信功能。

集控中心计算机监控系统的高级应用，是实现梯级大型水电站群集中协调管理、水能综合利用、经济优化运行的重要手段。其主要目的是在满足乌江流域各水利枢纽防洪要求和电网安全约束的前提下，对梯级各

电站实行自动发电控制和经济优化，最大限度地发挥发电效益。其基本功能包括自动发电控制(AGC)、自动电压控制(AVC)、经济发电运行(EDC)、智能协调控制、机组计划、机组组合、站内负荷分配、安全约束分析、数据通信、数据采集和处理、运行监视和事件报警、人机联系和操作控制、大屏幕投影显示功能以及对各梯级电站输电线路的功率监视和控制等功能。

(2)水库调度自动化系统

水调自动化系统是确保梯级水库安全、实现经济运行的基础和技术支撑。其主要目的是通过自动采集水库、流域及制定区域内实时水情、雨情、气象、水质、水工建筑物运行监测等信息，实现水情分析、水库联合调度和防汛决策指挥。其基本功能是用统一的流域水调中心系统取代传统的单库水情中心系统，在全流域的宏观范围内实现数据采集、传输和存储处理，实现梯级水务计算和水情综合分析。

水调自动化系统的高级应用是实现水能综合利用、经济优化运行的重要手段。目前乌江集控中心水调自动化系统高级应用主要是重点研究梯级水库经济调度和洪水预报与调度的问题。基本功能包括洪水预报、洪水风险分析及中、长期经济运行、短期经济运行等功能。

乌江流域水情自动测报系统和洪水预报系统最初由东风及乌江渡电厂建设的两个水情测报系统组成，在此基础上，公司进行统一规划和建设，目前该系统已覆盖思林水电站以上全流域，包括洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩和思林 6 个水电站分站系统和乌江公司中心站系统。各分中心均具有数据自动采集、自动传输、自动存贮、自动洪水预报、自动水

务计算、洪水调度自动化及水情信息上传等功能。

2004 年，公司对中心站原有水情自动测报系统升级改造为水调自动化系统，增加了信息处理、水务计算、洪水预报、防洪优化调度以及梯级发电优化调度等功能模块，公司中心站具备自动洪水预报、自动水务计算、洪水调度自动化、梯级发电优化调度及调度命令、调度计划下达等各项功能，流域水情信息还同步传至贵州省电力调度通信局。沙沱水电站分系统建成后，该系统将对沙沱水电站以上全流域水情进行测控，到时该系统将具有 1 个中心（乌江公司中心）和 7 个分中心(洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林和沙沱)。

(3)相关辅助支持系统

乌江流域集控中心辅助支持系统主要有通信系统、工业电视系统、视频会议系统及电能计量系统等。

3.1.3.4 集控中心发电调度模式

乌江流域梯级各发电站发电机组的联合经济运行，离不开集控电力运行中心与集控水调中心的紧密配合、协同工作，同时也离不开梯级各电站和贵州省电网公司中调的支持与配合，相互间的工作关系和工作流程如图 3.7 所示。

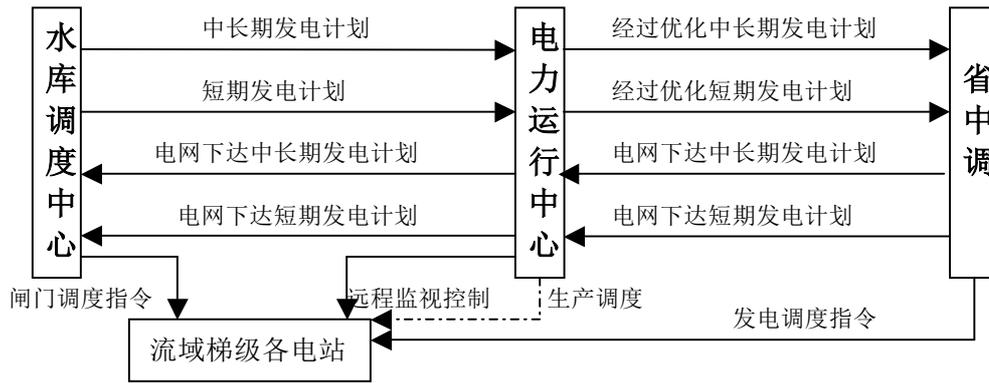


图 3.7 乌江梯级发电调度流程

①流域发电公司编制发电计划，并上报电网公司；

集控水调中心调度员根据流域水情信息进行优化发电计划计算后，与集控电力运行中心会商，综合考虑流域梯级各电站发电机组的运行和机电设备的检修预试情况及电网约束条件进行进一步优化，制定出优化后的发电计划建议方案。电力运行中心将建议方案报贵州省中调方式科，将编制建议方案的主要考虑因素和优化调度意图汇报给方式科。

②电网公司根据上报计划确定运行方式并下发；

贵州省中调方式科结合全网进行平衡，最终确定乌江梯级的各电站的发电计划，并下发到电力运行中心。

③流域发电公司执行电网调度命令

按照现有的电网管理模式，短期发电计划的执行主要由贵州省中调调度科直接将发电调度指令下发到各电站执行。在技术条件及内部和外部因素均允许的情况下，可实现省中调对集控中心按照给定负荷曲线的方式，将短期发电调度计划下发到集控中心，再由集控中心肩负起将发电调度指令下发到各电站的职能。

电力运行中心将省中调下发的中长期发电计划和短期发电计划传给水

库调度中心，水库调度中心根据省中调下发的发电计划重新进行水量平衡计算，并进行下一轮的优化发电计划计算，从而形成一个闭环的控制系统。经过不断的优化和修正，尽可能提高流域水能利用效率，实现流域梯级各电站发电机组的联合经济运行。

由于乌江流域属于多系统接入点，且电站装机容量较大、水库调节方式复杂，因此，如何在满足电网统一调度的基础上制定水库调度与电力调度的协调策略及实现梯级经济调度仍是乌江流域开发公司面临的重大问题。目前乌江集控中心电力调度模式仍然采取接受并执行电网调度对单个发电厂的指令，电厂运行方式由电网决定；调度关系没有实质上的改变，但随着公司集控能力的加强，以及与电网公司的充分沟通和电力营销工作的开展，其优化调度和经济运行得到了部分实现。

3.1.4 黄河上游梯级电站的集中控制管理

黄河发源于青海省巴颜喀拉山北麓，流经青海、四川、甘肃、宁夏、内蒙古、陕西、山西、河南、山东等 9 省（区），于山东垦利县注入渤海。干流河道全长 5464km，仅次于长江，为中国第二长河，世界第五长河。流域面积 75.24 万 km²，多年平均径流量 580 亿 m³，在中国河流中居第八位。

黄河从源头到内蒙古自治区托克托县河口镇为上游，河长 3472km，占黄河总长的 63.5%；河口镇至河南郑州桃花峪间为中游，河长 1206km，流经黄土高原地区，支流带入大量泥沙，使黄河成为世界上含沙量最多的河流；桃花峪以下为下游，河长 786km。

黄河蕴藏着丰富的水能资源，据 2003 年国家水力资源复查结果显示，黄河流域单河水力资源理论蕴藏量 1 万 KW 及以上的河流 155 条，水能资

源理论蕴藏量 4331.21 万 KW，技术可开发单站装机容量 500KW 及以上的水电站 535 座，装机容量 3734.25 万 KW，年发电量 1360.96 亿 kW.h；经济可开发的水电站 482 座，装机容量 3164.78 万 KW，年发电量 1111.39 亿 kW.h，容量和电量分别占技术可开发量的 84.75%和 81.66%。

3.1.4.1 黄河上游龙羊峡至青铜峡段的水电开发

黄河内蒙古托克托县河口镇以上为黄河上游，河长 3472km，占黄河总长的 63.5%。

黄河上游按地域划分为 2 段：龙羊峡以下至青铜峡河段为黄河上游的中下段，河段全长 918km；龙羊峡以上为黄河上游的上段，其中从鄂陵湖湖口以下至龙羊峡库尾的羊曲坝址，河段全长 1360km。

龙羊峡至宁夏境内的青铜峡河段，全长 918km，落差 1324m，在青海、甘肃、宁夏的 17 个县市中穿行，流经 17 个峡谷、13 个川地，川峡相间，峡谷内山势陡峻，河道狭窄，水流湍急，落差集中，地形地质条件好，河水含沙量小，蕴藏着丰富的水力资源，是全国著名的水电“富矿”，已被国家列为重点开发的水电基地之一。

据规划，黄河龙羊峡～青铜峡河段共布置了龙羊峡、拉西瓦、尼那、山坪、李家峡、直岗拉卡、康杨、公伯峡、苏只、黄丰、积石峡、大河家、寺沟峡、刘家峡、盐锅峡、八盘峡、河口、柴家峡、小峡、大峡、乌金峡、小观音、大柳树、沙坡头、青铜峡等 25 个梯级电站，装机容量 1824 万 kW，年发电量 602 亿 kW.h。

表 3.3 黄河干流龙羊峡~青铜峡河段梯级电站指标

序号	电站	调节性能	装机容量 (万 kW)	保证出力 (万 kW)	年发电量 (亿 kW.h)	建设情况	所在地	业主单位
1	龙羊峡	多年	128	58.98	59.42	已建	青海	黄河水电公司
2	拉西瓦	日	420	95.88	102.33	在建	青海	黄河水电公司
3	尼那	日	16	7.47	7.63	已建	青海	青海三江公司
4	山坪	日	16	6.41	6.61	开工准备	青海	青海三江公司
5	李家峡	日	200	58.1	59	已建	青海	黄河水电公司
6	直岗 拉卡	日	19.2	6.98	7.62	已建	青海	美国 AES 香港真兴集团
7	康扬	日	28.4	9.36	9.92	在建	青海	青海三江公司
8	公伯峡	日	150	49.2	51.4	已建	青海	黄河水电公司
9	苏只	日	22.5	7.92	8.79	已建	青海	黄河水电公司
10	黄丰	日	24.8	9.27	9.5	前期准备	青海	青海三江公司
11	积石峡	日	100	32.89	33.9	在建	青海	黄河水电公司
12	大河家	日	18.7	7.3	7.43	前期准备	青海	青海三江公司
13	寺沟峡	日	25	9.2	10	规划	青甘	青海三江公司
14	刘家峡	年	135	48.99	57.6	已建	甘肃	
15	盐锅峡	日	44.6	15.2	22.8	已建	甘肃	黄河水电公司
16	八盘峡	日	21.6	8.2	9.5	已建	甘肃	黄河水电公司
17	河口	日	7.8	4.12	4.55	规划	甘肃	
18	柴家峡	日	9.6	4.68	4.94	可研	甘肃	
19	小峡	日	23	9.3	9.56	初设	甘肃	
20	大峡	日	30	15.41	65	已建	甘肃	国投华靖集团
21	乌金峡	日	15	6.3	6.65	初设	甘肃	
22	小观音	年	140	48.61	53.42	在建	甘肃	黄河水电公司
23	大柳树	日	44	21.17	22.77	规划	宁夏	
24	沙坡头	径流式	12.48	6.3	6.71	已建	宁夏	
25	青铜峡	日	27.2	8.68	13.5	已建	宁夏	黄河水电公司
合计				555.92				

目前，规划的 25 个梯级中，已投产发电的有 13 座电站，黄河水电公司拥有 7 座电站，即龙羊峡、李家峡、公伯峡、苏只、盐锅峡、八盘峡、青铜峡，总装机容量 543.9kW；其余电站业主分别为电网公司、外资企业、政府投资公司、水利部门等。

黄河水电公司所属的 7 座水电站分布在青海、甘肃、宁夏三省（区）内，电站设计均为发电为主，其中龙羊峡水库兼有防洪、防凌、灌溉、工业及城市用水等综合利用任务，各电站均并入西北电网内运行。龙羊峡、李家峡、公伯峡水电站为西北电网的主要调峰、调频和事故备用电站，其电力调度归西北电网电力调度（交易）中心调度；苏只水电站归青海省电力调度中心调度；盐锅峡、八盘峡水电站归甘肃省电力调度中心调度；青铜峡水电站归宁夏电力调度中心调度。

表 3.4 黄河上游已投产梯级水电站（黄河上游水电开发公司）

梯级	电站	装机容量 MW	调度机构	水库性能
1	龙羊峡	4×320	西北电网 电调中心	多年调节
2	李家峡	4×400		日、周调节
3	公伯峡	5×300		径流式电站
4	苏只	3×75	青海省电调中心	
5	盐锅峡	8×44	甘肃省电调中心	
6	八盘峡	5×36		
7	青铜峡	7×36+1×20+1×30	宁夏电调中心	

3.1.4.2 黄河上游梯级电站集中控制管理中心

随着梯级电站的先后投产，预计 2008 年，黄河水电公司梯级装机容量将达 1015 万 kW，是我国最大的梯级水电站群之一。对公司而言，一方面由于各梯级电站水系联系紧密，龙羊峡属于多年调节水库，调节性能极好，

拉西瓦、李家峡、公伯峡等属于日调节型水库，充分考虑梯级电站运行的特点，进行梯级电站的联合调度控制和经济运行，防止弃水或水库放空低水位运行，可实现巨大的经济效益。另一方面，各梯级电站空间分布广，从龙羊峡至青铜峡跨度约 1500km，交通不便，电站运行须综合考虑发电、防洪和黄河上游的防凌、灌溉、综合用水等方面约束，运行方式复杂，实现梯级集中控制，提高水电站群控制的自动化水平，减轻运行人员的劳动强度，对于确保电站设备运行安全，提高管理自动化水平，稳定职工队伍，不仅十分重要，而且非常迫切。

基于上述考虑，黄河公司于 2003 年开始规划建设黄河上游梯级水电站远程集控管理系统，并于同年 5 月成立了梯级电站调度中心，设在西宁市，8 月更名为黄河上游梯级水电站集中控制管理中心。

实施梯级电站集中控制管理的目的是为了合理地对黄河上游水电资源进行优化管理，实现黄河水电公司经济效益最大化，按照市场机制和资源配置的要求，科学合理地组织、协调和调度公司管辖范围内各电站生产设备和水库资源，保证电站和水库的安全经济运行。其主要任务有：

- 1.负责黄河上游梯级水电站远程集控管理系统的建设；
- 2.负责梯级水电站发电分析，为黄河公司的电力市场营销工作提供技术支持；
- 3.负责与电网及流域水资源管理部门协调发电管理、水库调度等方面的有关业务，并负责向中国电力投资集团公司提供生产运营信息和有关生产数据；
- 4.条件具备时，按照资源优化和市场运作规律，科学合理地组织、指挥

和协调公司管辖范围内各水电站发电设备的运行和操作，按照有关部门要求，实现对所属梯级水电站发电、蓄水、泄洪的统一联合调度，并保证水电站和电网的安全运行。

3.1.4.3 梯级水电站远程集控管理系统

作为梯级水电站远程集中控制管理的平台，黄河上游梯级水电站远程集控管理系统由电调自动化系统、水调自动化系统、调度通信网络系统、调度生产管理系统、电力市场支持系统及辅助系统等组成。整个网络结构如图 3.8 所示：

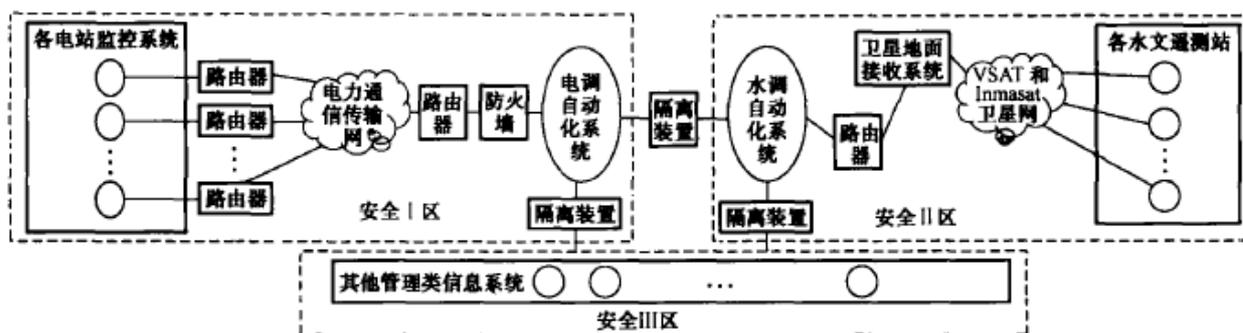


图 3.8 黄河上游梯级水电站集控自动化系统结构示意图

目前，黄河水电公司集控中心已实现了对龙羊峡、李家峡、公伯峡水电站运行的远程监视功能，以及对苏只水电站的远程控制功能，盐锅峡、八盘峡、青铜峡水电站的水情电调数据的接入工作正在实施。

电调自动化系统主要实现所属梯级水电站的数据采集、监视和控制、经济调度、梯级自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）等，并满足上级调度部门通过本系统实现对梯级水电站的五遥功能。系统目前已具备对龙羊峡、李家峡、公伯峡、苏只水电站主要设备的机组运行参数远方监视、电站设备故障远方随机信息报警、远方实施机组运行负荷调整、远方

开停机及拉合开关等四遥功能，并完成机组开停机、调整负荷、拉合开关、设备状态转换等功能的静态流程试验和动态运行试验，设备试验动作正确率达 100%，传输试验数据、信息准确无误，对盐锅峡、八盘峡已实现参数远方监视、设备故障远方随机信息报警等功能。2006 年 1 月 10 日，苏只水电站首台机组投入商业运行，与此同时，集控中心同步实现对其远程集中控制，能够正确执行机组开机至并网、解列至停机状态的集控远方指令，集控远方拉合机组出口开关和主变压器两侧开关指令动作准确率 100%，集控远方单步、给定有功、无功负荷调整动作正常，负荷超调、欠调率均在电力运行规程允许范围内，苏只电站设备状态、运行数据、异常信息等远方传输精确及时。

水调自动化系统主要基于对历史资料的收集、整理，通过对实时水文、气象和水库运行信息的自动采集，建立数据库；并利用数据库管理技术，通过计算、比较和分析，进行水务综合管理、水文预报、优化调度等，按设计要求提供满足防洪、发电及其他综合利用要求的水库调度决策系统，同时支持水电站和梯级水电站的经济调度。统一规划流域报讯站点（水、雨情），代表公司统一对各级水调部门进行业务联系，对由各发电分公司负责的自记水位计，遥测水雨情站点的运行维护实行专业管理。利用已建成的梯级电站水情自动测报系统，结合水调自动化系统，自动接收、收集来自水文、气象部门和自建遥测站点的流域水、雨情和天气、水文预报信息，逐日进行梯级水库的出入库水量平衡计算，并定期进行分析，制作龙头水库的短中长期水文预报，编制梯级电站水库不同时期运用计划，滚动进行梯级水库运行和梯级电站发电量测算。水调自动化系统于 2004 年 8 月完成

中心站服务器和网络设备的安装，9月初完成龙羊峡、李家峡、公伯峡水电站及流域水情测报系统遥测站信息接入，11月完成水文、气象系统信息接入及部分高级应用功能的开发，12月系统投入试运行。

黄河上游梯级电站远程集控管理各应用子系统采用专用广域网系统进行信息交换，其通信传输平台以西宁市为中心，租用电力光纤2Mbit/s数字电路通道，与梯级各电站建立星形通信传输结构，组成点对多点的通信方式。各端配置路由、交换和安全设备，组成专用的广域网系统，为各应用子系统提供可靠的网络通信平台。集控中心与梯级各水电站之间搭建独立的生产调度电话网，形成黄河公司系统生产调度电话网，并与黄河公司行政电话网及西北电网调度电话网互联。

调度生产管理系统主要包括调度运行日志、生产调度报表、发电计划目标分解与跟踪、设备信息查询、购售电合同/并网协议查询、机组状态跟踪等功能，为集控运行的管理系统。目前系统建设正在筹划中。

电力市场支持系统主要包括水电站电能量计量系统、电力市场分析预测系统、发电报价及结算考核系统等。系统建设将依据西北电力市场的发展情况适时开展。

3.1.4.4 黄河上游梯级电站集控管理的实施

黄河上游梯级电站集中控制的管理思想和模式是以公司梯级电站集中控制管理中心为依托，全面实施梯级电站的集中控制管理，并逐步将公司梯级电站集中控制管理中心建设成为梯级电站（包括机电设备和水库）的集中控制、优化、经济运行中心；公司安全生产、突发事件应急、防汛等

信息的汇集、处理中心；发电设备可靠性、继电保护、自动化、通信、信息专业技术管理中心；公司通信、信息系统的中枢；公司梯级电站竞价上网实时操作、调度中心。在实施过程中，按照“总体规划，分步实施”的原则进行。

目前，黄河上游梯级电站集控中心由黄河水电公司单独组建，只负责所属水电站的调度，对于区间其它电站，集控中心只提供力所能及的服务，没有实行统一调度。

此外，电网对梯级电站集中控制与调度的认同也存在一些问题，尤为突出的是，黄河上游梯级各电站调度关系错综复杂：目前，龙羊峡、李家峡、公伯峡三座电站属于西北电网直调厂，对电网影响较大，调度要求比较高；而苏只、盐锅峡、八盘峡、青铜峡电站分属青海、甘肃、宁夏三省（区）调调管，同时黄河水利资源的非计划调度还要通过黄河水利委员会批准，这些都对全面实现集控造成一定的困难，目前公司主要通过积极与电网调度部门加强沟通的方式来最大可能实现集控。

3.2 国内现有流域梯级电站调度管理的启示

(1)从我国现有流域梯级电站联合调度的实践看，清江流域梯级电站调度模式是值得我们学习和借鉴，可以说，它是目前全国第一家真正意义上的梯调中心。梯调中心掌握了梯级电站阶段性发电计划和机组实时出力的控制权，实现了计划的被动性和实时性调整的主动性有机结合，实现了水文预报与生产计划相结合，电力生产调度与防汛调度相结合，发电调度与设备检修计划安排相结合，市场营销与发电生产相结合。

(2)先进的自动化设备和成熟的技术能有效保证流域梯级水电站集控模式的实施

从清江、三峡、乌江、黄河上游等大型流域梯级联合调度的实施中，我们可以看出我国梯调自动化设备，包括计算机监控系统、水情自动测报系统、能量管理系统、通信系统，以及其它辅助支持系统的生产管理水平已完全能满足和保证水电站集中控制生产模式的实行，各流域水电开发企业完全有能力对所属梯级电站实行远方集中控制，实现无人值班(少人值守)生产方式。

(3)梯级联合调度的实施给企业和社会带来了巨大的经济效益和社会效益

清江、三峡、乌江梯级电站通过实行梯级间的联合调度，合理分配各梯级负荷，并在实时调度过程中将电站水库调度和电力调度紧密结合起来，优化水库和机组运行方式，降低耗水率，利用有限的水能资源多发电，均给企业创造了巨大的经济效益。此外，梯级联合调度的实施使企业能有效把握全流域梯级电站运行情况，满足梯级水电站综合利用要求，发挥最大社会效益，如三峡的航运效益、黄河上游梯级电站的灌溉、供水效益等的实现。

(4)梯级电站的多开发主体情况，一定程度上阻碍了联合效益的充分发挥

黄河上游梯级电站由于跨多个省、涉及多个电网调度机构，且开发主体多元化，使得企业在实行联合调度过程中无法从全流域角度实现联合优化调度，一定程度上阻碍了联合效益的充分发挥。相比之下，清江、三峡

梯级由于开发主体单一，使企业无论从联合调度方案的制定，还是从流域电站集控管理等方面都能顺利实施，较容易实现梯级间的联合效益和管理的规模效益。

(5) 电网调度体制与流域梯级联合调度管理间的矛盾

无论是梯级联合调度实施较好的清江、三峡梯级，还是实施相对较难的黄河上游梯级电站，企业在梯级联合调度实施过程中均产生了与电网调度体制相冲突的现象。尽管各企业目前多采取重视电力营销，以及与电网加强沟通的方式来缓解矛盾，然而现行电网调度体制呈现出明显的弊端。

4 流域梯级水电联合调度的必要性和可行性分析

4.1 流域梯级水电联合调度的必要性分析

流域梯级电站群具有多级电站、装机容量大等特点，实现流域梯级的联合调度，是流域梯级电站建设发展的必然趋势。流域梯级联合调度的实现，一方面可有效降低流域梯级电站运行维护人员的工作强度，节约人力资源，逐步实现流域梯级所有电站的无人值班运行模式达到减人增效的目的；另一方面可以提高流域的防洪、航运能力，而且通过合理分配各电站的发电负荷，可以提高流域水资源的综合利用效率，实现流域梯级电站的优化经济调度，为社会创造更多的社会效益和经济效益。

(1) 流域和梯级电站安全防洪渡汛的要求

流域梯级电站联合运行不仅可以取得最大发电效益，而且有利于流域和各梯级电站的安全防洪渡汛。

根据流域的水文特点，流域降雨在时间和地区分布上存在着差异，利用流域各梯级水库调节性能的不同，充分发挥龙头水库、大型水库的调节优势，通过水库之间的削峰、错峰的办法可以提高流域梯级整体的防洪能力。此外，目前国内流域梯级电站大多处于施工建设期，实行梯级的联合防洪调度减小下游的洪峰流量，为下游施工、导截流提供有利的条件，并有效确保下游水电站围堰的安全。

另外，梯级联合调度的实施，全流域洪水预报和局部流域的洪水预报成果，不仅可以为各梯级水电站的防洪度汛提供可靠的信息，而且使梯级调度机构成为全流域的水情信息中心，有利于防洪调度方案的快速决策。

（2）电力体制改革发展需要

随着电力体制改革形势的逐步明朗，厂网分开及竞价上网的逐步实施，电网对电力的调度将逐步从原来的微观管理走向宏观控制，即对各发电公司的电力调度将采用总负荷曲线控制的方式，使各发电公司的电力调度管理更灵活。水电厂的水库调度任务已不再是单纯的防洪调度，企业须按市场经济规律的要求对防洪、发电、航运等进行协调控制和管理，利用水库运用水位的允许变幅，统一制定梯级电站发电计划，降低水耗，实现电力生产利润最大化，同时还要优化梯级枢纽的发电调度和检修计划，以满足电力市场对机组和负荷控制的要求，提高企业的市场竞争力。

另外，电力体制改革的推进将促进电力交易实时竞价体系的形成，竞价上网是关系着电量合同和电价协议签订的重要环节。为迎接这一改革需要，争取主动，流域梯级电站必须通过水电联合优化调度设置水电结合的实时调度以应对电价实时交易。实时调度通过对水情信息的充分掌握，以及对网、省局内售电能力和发电能力的信息收集，有效根据电力市场的动态信息，同时根据未来水情做好发电计划并实施最优运行方式，提升流域各水电开发企业在电力市场中的竞争力。

（3）提高流域水资源利用率，有利于节能发电调度的顺利实施

流域梯级电站联合优化调度的实施，可以使年调节龙头水库的调节作用得到更加充分的发挥，在流域梯级各电站防洪和发电统一考虑的情况下，提高梯级水资源的利用率。

梯级联合调度可进行全流域负荷的二次分配，在枯季对各梯级水库之间进行补偿调节，使流域径流得到充分利用。在流域联合电力调度的过程中，

汛初水库蓄水时可先蓄调节能力较小的水库，而龙头水库后蓄，从而提高梯级电站的引用水头；汛后则龙头水库先开始加大发电，对下游各梯级水库进行补偿调节，可使梯级电站枯季的发电能力有大幅度的提高，并提高流域径流的水量利用率。目前我国正大力推行节能调度政策，流域水资源利用率的提高顺应了节能调度政策的要求，有利于节能发电调度的顺利推行。

(4) 减轻电网调度任务，提高工作效率的需要

我国水能资源丰富，众多河流梯级开发使得梯级水电站数目剧增，必将加重电网中心发、供电调度工作的任务，若所有梯级电站都由省中调直接调度，其任务将极其繁重；其次，各梯级所在流域均有自己的特性，而掌握一个流域的特性需要经过较长时间的摸索，省电网调度负责全省的发、供电调度，其本身任务已非常繁重，再要求中调调度人员去掌握各梯级所在流域特性是不现实的，也是不必要的。因此，各流域通过设立梯级调度中心，省调即可将梯级日负荷曲线下达给梯调中心，再由梯调中心下达至各梯级电站，这样即可减轻电网调度的工作量，提高工作效率。

(5) 梯级电站联合调度是企业实现发电效益最大化的需要

流域梯级电站间具有紧密的水力联系和电力联系，各电站发电效益受上下游电站的影响较大：下游电站的调度用水及发电水头直接受上游电站的制约，同时下游电站的回水又直接影响上游电站的发电水头。若各梯级电站单独运行，一方面使得梯级整体水能利用率较低；另一方面，导致水库无益弃水，造成大量弃水电量。流域梯级电站中，往往存在一些基本无调节能力的电站，当上游电站负荷过大，自身负荷小时，将造成这类无调

节电站无益弃水、上游电站耗水量增大；若上游电站负荷偏小，下游无调节电站负荷大，将导致下游电站水位过低，水头损失很大。此外，联合调度的实行可以进一步优化流域梯级水电站机组的运行方式，减少单机在电力系统中旋转备用的运行时间和机组空载运行机率，在保证出力的情况下，联合躲避机组振动区。流域梯级电站联合调度从流域整体水能利用率最大化角度出发，对各梯级电站进行联合优化调度，合理分配各梯级负荷，实现发电量和经济效益的最优化。

（6）企业生产计划管理的需要

全流域中长期水文预报和局部流域中长期水文预报成果，能为各梯级水电站的中长期发电量计划的编制提供重要依据。通过对中长期气象预报的应用和建立一定的中长期水文预报模型，可对全流域的水情、水势进行预测，充分掌握未来一定时期内的水情，编制出符合水情并科学合理的月度、季度和年度发电量计划，使全流域的水能利用具有充分的可预见性，从而科学地计划全流域的发电任务。

另外，梯级电站实行统一协调管理，有利于对各梯级电站的生产业务管理；并使得梯级各电站与电网调度机构之间的生产信息披露、信息发布、信息交换更加方便和有效；此外相关上级部门也能更方便的管理梯级各电站的生产。

（7）节约企业生产运行成本，改善员工工作环境的需要

梯级联合调度管理模式的实施能有效节约人力、物力资源，降低生产成本，达到减人增效的目的。集控中心作为公司下属各梯级电站监视、控制和调度管理中心，可实现对各电站的遥控、遥调、遥测、遥信、遥视以

及梯级经济运行和调度管理，不仅可以精简水库调度人员、发电运行值班人员，减少相关管理岗位人员数量，达到精简运行维护人员的目的，还可以通过集控模式实现流域梯级各电站的备品备件和相关装置、设备的共享，消除了备品备件和物资材料的重复储备现象，降低了生产成本。

此外，流域梯级电站大多处于偏远的，环境、气候条件较差的地区，而“五遥”的实施和“无人值班”（少人值守）的集中控制管理模式的推行，能有效地把电站运行人员从艰苦的环境中解脱出来，真正实现企业“以人为本”的发展观。

4.2 流域梯级水电站联合调度的可行性分析

流域梯级联合调度作为一种先进的、高效率的管理模式，必须建立在一定的设备装备和技术装备基础之上，此外电网公司与企业内部的认识和支持、完善配套的管理制度，以及高水平的人才素质等均对梯级联合调度的顺利实施具有重要的影响。

（1）流域梯级水电开发企业的支持和统一认识有利于联合调度的实施

梯级联合调度管理模式是企业实现效益最大化的有利途径，因此自提出以来便受到各发电集团公司的大力支持。2005年12月12日，经中国水力发电学会批准，由全国25家发电公司及科研院所发起组建的梯级调度控制专委会在北京正式成立，首次入会的25家单位覆盖了全国五大发电公司，十二大水电基地，除了金沙江流域、雅砻江流域、大渡河流域、乌江流域、长江上游流域、澜沧江干流流域、黄河上中游流域外，还包括南盘江、红水河流域的天生桥水力发电总厂、大化水力发电总厂、红枫水电厂，湘西

流域的五凌电力有限公司，闽、浙、赣、皖流域的紧水滩水力发电厂、陈村水力发电厂等的代表。

（2）已有梯级联合调度取得的效益和经验

目前梯级联合调度管理模式在国外已得到成功应用，各种相关技术也已非常成熟，近几年来国内各大流域水电开发企业也在积极探索梯级联合调度的具体实施，并已成立了各自的梯级调度机构，尽管各梯级的实际情况千差万别，联合调度的实施程度也不一，但其实质都是建立企业内部梯级调度为龙头的统一调度体系，并在筹建实施过程中，统一规划设计，分步实施，在实际调度工作中逐步完善提高。从目前的实施效果来看，梯级联合调度的实施均给各企业带来了不同程度的效益的提高。梯级联合调度的实施可结合各流域自身实际特点，有效总结、借鉴国内外各流域梯级联合调度实施所取得的经验，并避免可能出现的问题，这将有利于联合调度工作的顺利推行。

（3）综合自动化系统、水情测报系统、水调自动化系统、通信系统等设备的建设

要实现流域梯级电站的水电联合优化调度管理，先进的自动化设备是基础，其中综合自动化系统、水情测报系统、水调自动化系统和通信系统 4 大系统是实现“流域统调度”的关键子系统，目前国内外在这些方面技术已非常发达，为流域梯级联合调度的实施奠定了设备基础。

（4）人员素质

各大流域公司在原母体电站的建设管理过程中，由于新技术、新观念的不断应用和发展，使各电站的水情、运行、设备维护人员等的业务素质

和技术水平都有了很大的提高，为流域梯级水电联合调度的实施培养了一大批高素质人才。

5 四川省流域梯级水电调度管理模式研究

本章以雅砻江流域梯级水电集中控制调度为例，研究单一开发主体大型流域水电调度管理模式；以田湾河梯级与火溪河梯级水电集中控制调度为例，研究单一开发主体中小流域水电调度管理模式；以大渡河流域梯级水电集中控制调度为例，研究具有多个开发主体的大型河流水电调度管理模式；另外通过对四川电网小水电站群调度模式的研究，研究小水电站群的调度管理模式。

5.1 单一开发主体的流域水电调度管理模式

5.1.1 单一开发主体的大型流域——以雅砻江流域为例

1 雅砻江流域概括

雅砻江水量丰沛、落差大，干支流蕴藏了丰富的水力资源。从河源至河口，干流全长 1571km，流域面积约 13.6 万 km²，天然落差 3830m，其中四川境内 12.5 万 km²，天然落差 3180m。河口多年平均流量 1910m³/秒，年径流量 600 亿 m³。根据近期进行的四川省水力资源复查统计，雅砻江干流技术可开发装机容量占全省的 24%，占全国的约 5%，在全国规划的十三大水电基地中，装机规模排名第三。

雅砻江干流呷衣寺至江口河段共规划 21 级座水电站，装机容量约 3000 万 kW，年发电量约 1500 亿 kW.h。根据地形地质、地理位置、交通及施工等条件，依据历次查勘、复勘的资料，结合已经进行的卡拉电站至江口河段规划工作成果，雅砻江干流规划分为三个河段。下游河段从卡拉至江口，

河段长 412km，天然落差 930m，水力资源高度集中，且该河段区域地质构造稳定性较好，水库淹没损失小，开发目标单一，为近期重点开发河段。该河段规划 5 个梯级，自上而下为锦屏一级（360 万 kW，具有年调节能力）、锦屏二级（装机 480 万 kW）、官地（240 万 kW）、二滩（330 万 kW，已建）、桐子林（60 万 kW）。总装机 1470 万 kW。锦屏一级为该河段控制性水库。

2 雅砻江流域梯级水电调度管理模式

雅砻江干流下游河段（即锦屏一级～桐子林河段）开发任务为发电。该河段拟定的 5 级水电梯级开发方案中有锦屏一级（年调节）、二滩（季调节）两座水库，调节库容分别为 49.1 亿 m³ 和 33.7 亿 m³，对雅砻江干流径流具有很好的调节能力，两大水库建成后可提高下游梯级电站的整体调节能力，使该河段成为四川省水电开发中水能指标最优越的河段之一。

雅砻江下游梯级电站虽然投产时间不同，相对独立，但同在一条河上，属于同一业主开发，地理位置两两相近，联系密切；同时，在流域梯级电站输电方案规划设计中，为充分利用输电走廊资源，将地理位置相近的若干梯级分为一组，进行输电规划。因此可根据各梯级地理位置分布特点并结合输电线路规划特征等进行分段，分区内梯级电站由于水力联系紧密，电力送出点相对集中，分区内梯级联合调度实现较为容易。

考虑到流域内电站实现无人值班或“无人值班”（少人值守）运行管理模式的需要，以及对可靠性的要求，结合流域内梯级电站的地理位置和开发建设的时间安排，宜采用扩大厂站（总厂）和成都梯级集控中心相结合的配置方案，从而实现全流域的经济运行。根据目前工程的投运情况、电站建设时间、龙头水库对优化调度的重要性、通信系统规划方案及地域设

置的合理性，考虑设置成都集控中心、锦屏电厂、官地电站、二滩电厂。

其中，成都集控中心负责全流域电站的优化调度及控制；锦屏一级电站为下游电站的龙头水库，距大沱营地较近，生活交通较为便利。锦屏一级电站内设置短期水能优化模块，负责两站的水量平衡，与锦屏一级电站的计算机监控系统合并，同时完成对锦屏一级电站、锦屏二级电站的监控；二滩和桐子林电站借鉴锦屏的模式，将区域优化模块设置在二滩电站内，负责两站的水量平衡，同时对两个电站运行情况进行监控。正常情况下电网调度命令下达成都集控中心，成都集控中心调度总厂，特殊情况下总厂内各电站可以单独与集控中心及电网通信并接受监控。

在这种模式下，成都集控中心负责整个流域梯级联合调度方案(包括发电计划和防洪调度方案)的制定，并与电网调度机构协调沟通，在满足电网安全稳定运行的前提下，充分发挥流域整体经济效益和社会效益。联合调度方案经电网调度机构校核后，返回成都集控中心，成都集控中心根据各梯级出力情况以及“以电定水”的原则计算各梯级水库调度方案，并将各方案下达至各总厂或电站，由其负责所属各梯级电站的电力调度工作和水库调度工作。特殊情况下电网调度中心可对梯级各水电站直接调度。

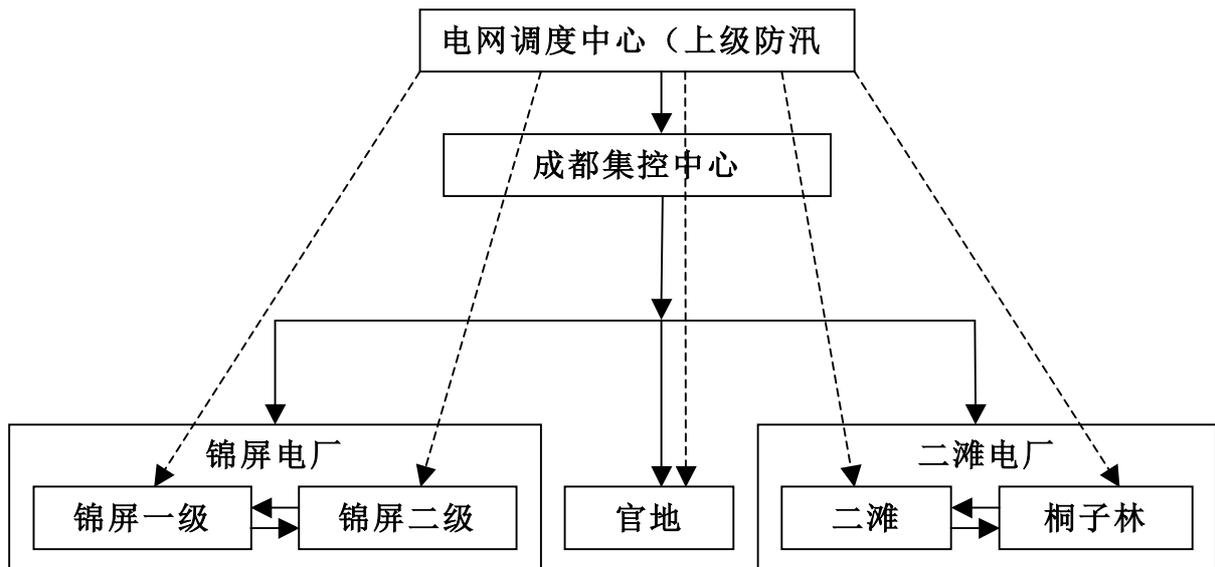


图 5.1 雅砻江下游梯级电站集中控制结构示意图

(虚线为特殊情况下电网直接调度到电站或机组)

(1) 成都集控中心功能

成都集控中心的基本职责是负责雅砻江梯级电站水库、机组的联合优化调度和电力市场的开拓研究，也就是对整个流域梯级电站实行集中调度控制、自动发电控制、水库群的联合经济调度。具体工作包括流域电站水情资料收集、洪水预报、调洪演算方案制定及闸门远方操作等水库调度工作；负责与上级调度联系，接受并执行省调调度命令；跟踪电网运行状态(电压、频率等)，通过梯级联合运行调度决策系统计算决策指导，在各个梯级电站合理分配负荷，执行电站机组远方开停机，调整机组有无功负荷等工作，以满足电力系统稳定运行要求；负责受理、申报电站设备检修、消缺申请，并转达调度批复情况。

集控中心根据以上功能需求下设综合室、调度部、系统部、方式部和水情部负责集控中心各项具体工作的实施。其中，综合室是集控中心综合行政事务归口处理部门；系统部是中心电力调度自动化、水调自动化、通

信、生产应用等系统规划、建设运行维护的业务部门；水情部负责收集、处理整个流域水情信息并向相关部门提供相关资料及分析结果；方式部根据水情及电力需求情况制定梯级发电、水库运行方案；调度部负责整个梯级电站发电调度计划和水库调度方案的生产执行；

成都集控中心根据电网调度部门的调度和制定的优化运行计划，实现对各总厂电站的实时监视、运行操作、负荷分配和调整控制命令等。其与电网调度的控制调节方式如下：

方式一：按电网调度要求，直接调度梯级电站（总厂），此时，该电站（总厂）自行与电网调度通信，上传电网调度机构要求的实时数据和运行参数等，同时，成都集控中心也可接收电站上送的实时数据和运行参数等，用于监视。

方式二：电网调度发调控命令和设定值到成都集控中心，由成都集控中心对梯级电站（总厂）进行远方实时控制调节、安全监视，实现联合优化调度、经济运行和统一调度管理。

成都集控中心通过与梯级各电站（总厂）的间接/直接通信完成梯级各电站的实时监控。考虑到流域梯级电站的数量较多、梯级各电站装机容量较大的实际情况，从运行人员业务熟悉过程的角度出发，成都集控中心对各电站的辅控设备、厂用电系统、直流系统等不参与直接控制(保留控制的功能)，并且可对电站侧的各系统设备运行情况进行监视。

当成都集控中心由于各种原因退出运行时，电站（总厂）直接接受电网调度。

（2）区域总厂功能

区域总厂采用扩大厂站的模式，根据成都集控中心的调度和制定的优化运行计划，实现对相邻电站的实时监视、运行操作、负荷分配和调整控制命令等。总厂能实现相邻电站所有机电设备的操作及运行，并能完成故障处理、安全巡视、检修维护等任务。

当监控权限在区域总厂时，各总厂的值班人员完成区域内相邻电站各系统设备的实时监控，从运行的角度出发，需要总厂的值班人员能熟悉相邻电站各系统设备的运行情况，并在故障时能及时处理（当总厂距离故障点较近时，由总厂值班人员现场处理；当总厂距离故障点较远时，由值班人员告知现场值守人员进行处理）。

总厂下设综合室、运行部、维护部、安全生产部。其中，综合室是总厂内行政事务归口部门；运行部负责各总厂所有发电、水库相关设备的运行、监控操作；维护部负责总厂内所有生产相关设备的安装、调试、维护；安全生产部负责总厂内安全生产相关工作。

（3）各级电站功能

流域各级电站的基本职责是对电站设备安全稳定运行及防汛安全负责，负责设备现场操作、巡回检查、定期切换试验，设备消缺申请以及做设备隔离或投入运行的现地措施等工作；电站发生事故时，具体负责现场事故处理，执行电站 ON-CALL 功能，并将过程情况及时汇报总厂和成都集控中心。电站中控室正常情况下起监视作用，紧急情况下才起控制作用，作为一种备用方式存在。

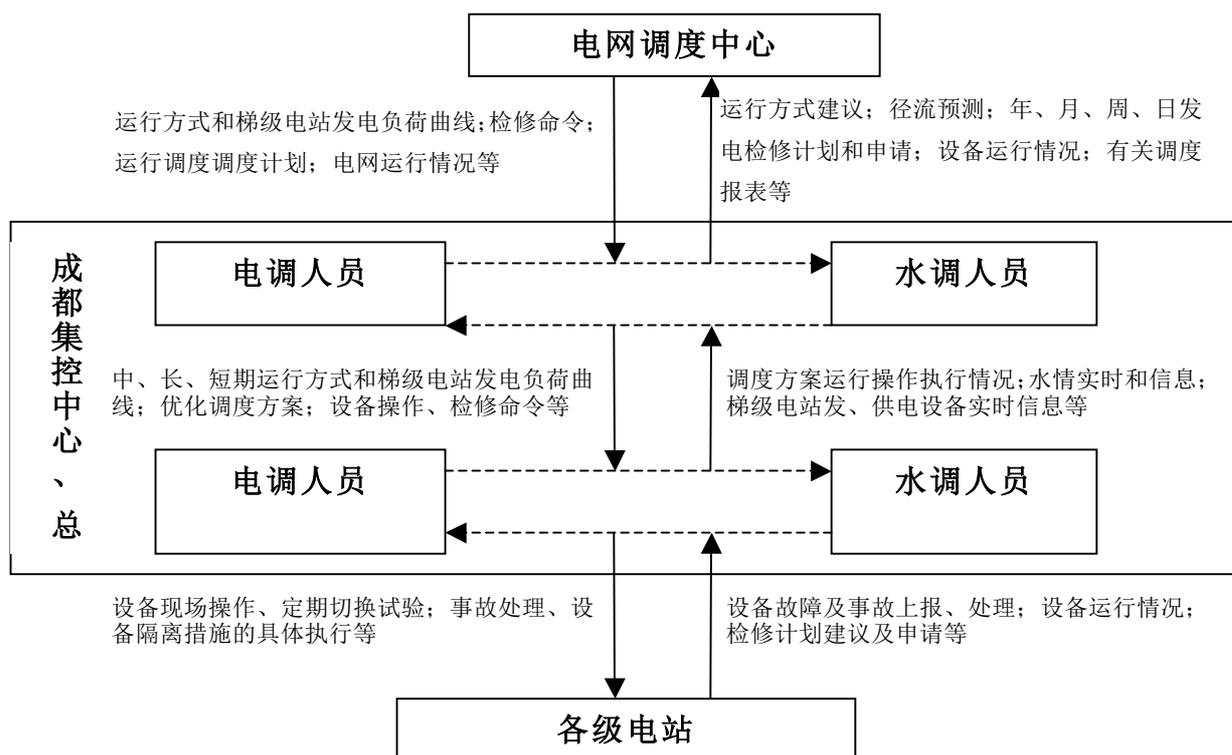


图 5.2 雅砻江集控模式生产组织流程

5.1.2 单一开发主体的中小流域

1 田湾河流域梯级水电调度模式

整个田湾河开发方案为一库三级开发，自上而下依次为仁宗海水电站、金窝水电站、大发水电站。三个梯级电站总利用落差 1744m，总库容 1.12 亿 m^3 ，调节库容 0.91 亿 m^3 ，装机容量 720MW，设计枯水年枯期平均出力 247.9MW，年发电量 36.03 亿 $kW \cdot h$ 。

仁宗海水库电站为混合式开发的电站。坝址位于环河下游仁宗海海子出口附近，“引田入环”取水闸闸址位于田湾河上游段然洼沟上游约 2.6km，距界碑石约 12.2km，集水面积 566 km^2 ；厂址位于界碑石以下约 0.65km 处的田湾河干流河段上，集水面积 1060 km^2 。

金窝水电站是田湾河规划梯级中的第二级。该河段长 11.9km，落差 691m，平均比降 58.1‰。金窝水电站开发任务是发电。金窝水电站为引水式电站，即在界碑石下游 600km 处的仁宗海厂房附近建坝，并利用坝、厂址间的天然落差在喇嘛沟口上游左岸平缓阶地修建地面厂房发电。

大发水电站是田湾河规划梯级中的最末一级，按规划拟定的梯级开发方案原则，下段开发方案以喇嘛沟口至大渡河干流规划梯级电站大岗山电站的回水区 1100m 水位为限。该河段长 12.6km，天然落差 574m。大发水电站开发任务为发电，无供水、灌溉、防洪要求。

田湾河梯级水电建立了田湾河梯级集控中心，作为梯级三个电站的集中控制中心，负责梯级水情预测、向电网调度机构上报发电计划、以及将电网下发的梯级总负荷分解到各电站及机组，另外集控中心遥控、遥调梯级各电站，负责各电站的机组操作，闸门启闭、负荷调整等工作。田湾河梯级水电调度组织结构见图 5.3。田湾河梯级在调度过程中，电网下发梯级总负荷，集控中心负责将总负荷分解到各电站甚至机组，其具体调度过程如下：

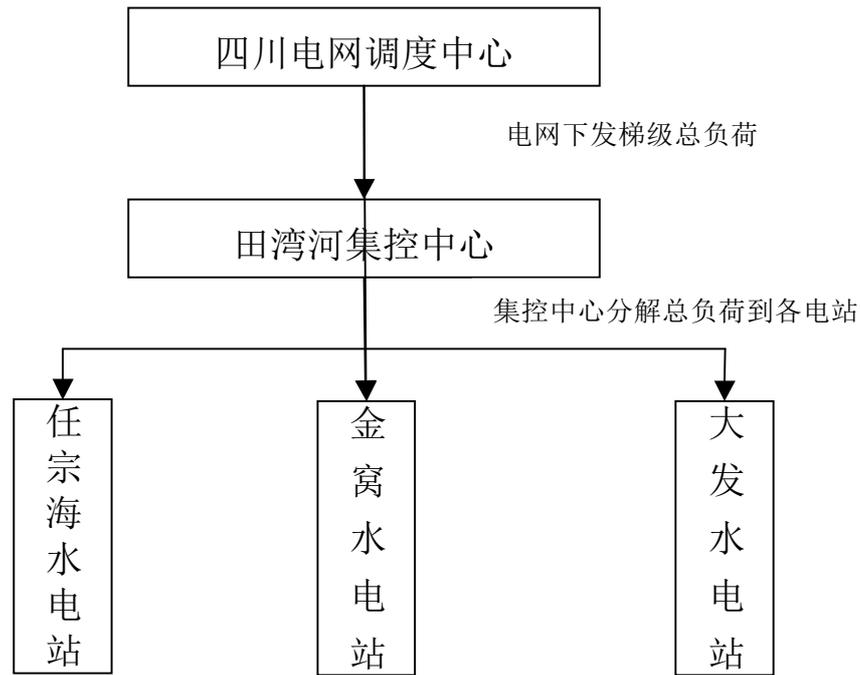


图 5.3 田湾河梯级水电调度管理组织结构

首先，田湾河集控中心根据流域水情预测及水库综合运用方式，结合梯级水电站机组工况、电力外送潮流、峰平谷结构、电力负荷需求、分时电价等综合情况进行分析，制定与省电力调度中心接口的、实际可操作的发电计划，统一申报金窝、大发两个电站的出力曲线，单独申报仁宗海水电站的出力曲线，以初步确定田湾河梯级水电站的发电出力曲线及机组的运行方式。

然后，由省电力调度中心根据全网的电力负荷需求，考虑电网安全运行、电力持续稳定供应、社会效益以及省经委编制的节能发电调度排序序位等约束条件，对田湾河集控中心申报的梯级水电站发电计划进行审核、调整，平衡其计划电量，并且以统一出力曲线的方式将审核后的仁宗海、金窝、大发三个电站的梯级总出力曲线下达到田湾河集控中心。

最后，田湾河集控中心在接受并保证完成电网下达的梯级水电站总出

也保证了当仁宗海水电站出现非正常弃水时，仁宗海水电站发电机组能够位列下游金窝、大发水电站发电机组的前面，具有可操作性。

2 火溪河流域梯级水电调度模式

火溪河流域规划设计为一座水库、四个梯级水电站，自上而下为水牛家水库电站（70MW）、自一里（130MW）、木座（100MW）和阴坪（100MW）电站。四级电站连绵在 40 多公里范围内，共利用落差 1245m，总装机容量 400MW，联合运行时，年均发电量 16.264 亿 kW.h，其中枯期电量 6.377 亿 kW.h。

水牛家为采用混合式开发的“龙头”水库电站，坝址位于岩窝沟下游约 300m，集水面积为 573km²，厂址位于平武涪源电冶厂附近，集水面积为 757km²。自一里梯级与水牛家梯级衔接，采用引水式开发，闸址位于白马乡新店子村营林队，厂址位于木座乡自一里村，闸、厂址控制集水面积分别为 757km² 和 872km²。木座梯级与自一里梯级衔接，采用引水式开发，取水口位于铁龙堡以上 32km 的火溪河上，在自一里沟口以上约 1000m 处，集水面积 871km²，厂房尾水断面集水面积 996km²，距河源 89km。阴坪梯级与木座梯级衔接，为引水式电站，位于黑水沟至阴平大桥之间的干流河段上，闸址位于木座乡黑水沟下游约 500m 处，集水面积 1103km²，厂址位于阴平大桥右岸上游约 1000m 处，集水面积 1294km²。

火溪河流域梯级电站采用“无人值班”、集中设置全厂总控制室的扩大厂站模式。各个梯级电站取消常规模式中设置在电站内的中控室和各自独立的电站办公、现场生活设施、库房、机修车间等，各种保护、控制等二次设备均布置一次设备和现地附近，只在水牛家附近的白马寨设置梯级

集控中心(即全厂总控制室)和管理、维护及办公基地。对流域内的四个梯级电站进行日常的运行、管理工作。梯级集控中心与四个梯级电站构成一个物理距离扩大的厂站，四个梯级电站按照“无人值班”的运行管理模式，值班人员统一在白马寨梯级集控中心待命、休息，定期去电站进行巡视检查、日常维护以及检修管理等工作。火溪河梯级水电调度结构见图 5.5。

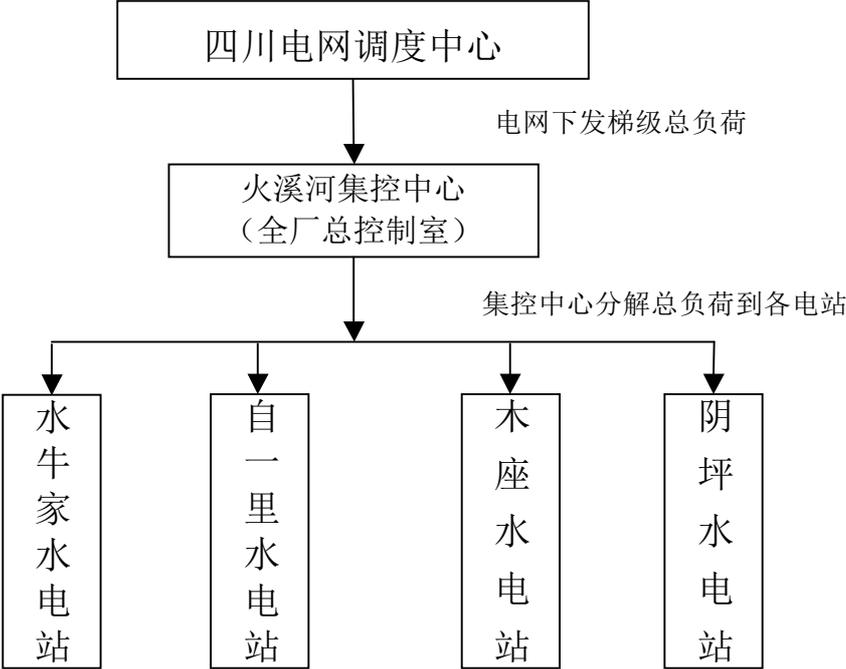


图 5.5 火溪河梯级水电调度结构

火溪河梯级电站调度过程中，电网向梯级下梯级总负荷，由梯级集控中心将总负荷分解至各电站及机组，能够充分发挥梯级电站间径流补偿、电力补偿效应，减少梯级旋转备用电量，避免机组震荡区运行，最大化梯级水能利用率，在中小流域具有推广意义。

5.2 多个开发主体的大型河流水电调度管理模式

5.2.1 大渡河流域梯级开发规划

大渡河蕴藏着丰富的水力资源，尽早合理开发大渡河水力资源，以满足全国和四川电力发展需求，促进四川经济发展，一直是四川人民尤其是大渡河流域地区人民关注和期盼的大事。2003年11月，水电水利规划设计总院会同四川省发展计划委员会在四川省成都市共同主持召开了《四川省大渡河干流水电规划调整报告》审查会议，审查通过了由成都院完成的《大渡河干流水电规划调整报告》（以下简称规划调整报告）。

规划调整报告推荐以下尔呷、双江口、猴子岩、长河坝、大岗山、瀑布沟等形成主要梯级格局的22级开发方案。干流梯级电站自上而下依次为：下尔呷、巴拉、达维、卜寺沟、双江口、金川、巴底、丹巴、猴子岩、长河坝、黄金坪、泸定、硬梁包（引水式）、大岗山、龙头石、老鹰岩、瀑布沟、深溪沟、枕头坝、沙坪、龚嘴（低）、铜街子。规划总装机容量2494万kW，其中，双江口至铜街子段18个梯级总装机容量2316万kW，占干流下尔呷～铜街子河段总装机容量的92.9%。

在22个梯级电站中，下尔呷为干流“龙头”水库，双江口为上游控制性水库，瀑布沟为中游控制性水库，三大水库调节库容分别为19.4亿m³、19.2亿m³和38.8亿m³，总调节库容达77.4亿m³，对大渡河干流径流具有较好的调节能力，三大水库建成后可实现整个大渡河径流的年调节。

目前，在大渡河干流上已建成龚嘴（装机容量70万kW）和铜街子（装机容量60万kW）两梯级电站，瀑布沟、龙头石、深溪沟电站正在建设中。双江口、金川、猴子岩、长河坝、黄金坪、泸定、大岗山等梯级已完成或

正在开展可行性研究工作。

5.2.2 大渡河流域水电调度模式研究

随着流域梯级电站开发的逐步完成，各流域梯级电站纷纷投产，电网规模将急剧增大，再由电网承担所有流域梯级的联合调度工作，任务繁重，同时电力体制改革进一步深化，电网调度中心工作重心将集中于电力输送，梯级联合优化运行最终将由企业自身负责实施。因此，实现流域梯级的统一调度管理是大渡河流域梯级调度发展的必然趋势。

大渡河流域开发主体多元化，其统一调度管理可通过委托管理或成立专门的流域梯级调度协调机构，如流域梯级调度管理委员会来实现。

(1) 委托管理模式

委托管理模式是指，同一流域上其它开发主体通过签订委托协议等，将其所属电站委托某一开发主体或中介机构进行运行管理，由被委托方负责实施全流域的联合优化运行。委托管理模式一般适宜于众多开发主体中有一个主体在全流域水电开发中占绝对主导地位。

目前，委托管理模式已在我国一些中小型河流实行，如珠江流域红水河上游南盘江干流上的天生桥一级、二级和平班电站，三座电站分属三家不同的业主，天生桥一级电站(不完全多年调节)由粤电公司管理，二级电站(引水式)由南方电网公司管理，平班电站(不完全日调节)属大唐公司。在管理过程中，一级、二级负荷由电网调度机构安排，平班电站由于未建成自己的水情测报系统，其水库调度工作委托天生桥二级电厂调度。在实施过程中，三方团结一致，通过互通水库调度方案和防洪方案，共同建设水情测报系统，签订有偿服务协议等方式，实现梯级电站优化调度的目的。

国电大渡河公司是大渡河干流梯级水电开发的主要开发主体，上游控制性水库双江口由大渡河公司控股，且大渡河公司已着手筹建流域集控中心，因此，大渡河梯级联合调度可采取委托管理模式，干流大唐、中旭、华电集团建设的长河坝、黄金坪、泸定等电站委托大渡河公司进行调度管理。

在大渡河梯级委托管理模式中，所有电站均建立与大渡河集控中心的通信信道，由集控中心制定联合发电计划，并上报省调度中心，并对所有梯级实行远方集中控制管理。委托管理模式能有效实行梯级的联合调度管理，减少不同开发业主梯级间的沟通障碍，有利于节约投资。委托管理模式运行的关键在于委托协议的签订，各方应在协议中将效益分配机制、各自的职责分工等进行明确说明，同时为保证效益的公平分配，应建立有力的效益结算监督措施。

（2）流域梯级调度管理委员会模式

至 2020 年，大渡河干流梯级电站开发基本完成，届时四川各大流域干支流梯级电站也已纷纷投产，电网规模急剧增大，再由电网承担所有流域梯级的联合调度工作，任务繁重。因此，大渡河流域可成立流域调度管理委员会，作为整个流域唯一的调度机构，负责各梯级电站的联合运行的实施。

在这种模式中，整个系统由省调、大渡河流域梯级调度管理委员会、22 级电站及它们之间的通信信道组成，模式结构紧凑。

1 生产组织流程

大渡河流域梯级调度管理委员会作为全流域梯级的统一信息中心和联

合经济运行中心，能有效协调各开发业主间的利益，真正实现梯级的联合调度。在这种模式下，流域梯级调度管理委员会负责整个流域梯级联合调度方案(包括发电计划和防洪调度方案)的制定，并与电网调度机构协调沟通，在满足电网安全稳定运行的前提下，充分发挥流域整体经济效益和社会效益。联合调度方案经电网调度机构校核后，返回流域梯级调度管理委员会，管理委员会根据各梯级出力情况，根据“以电定水”的原则计算各梯级水库调度方案，并将各方案下达至各业主集控中心或电站，由其负责所属各梯级电站的电力调度工作和水库调度工作。

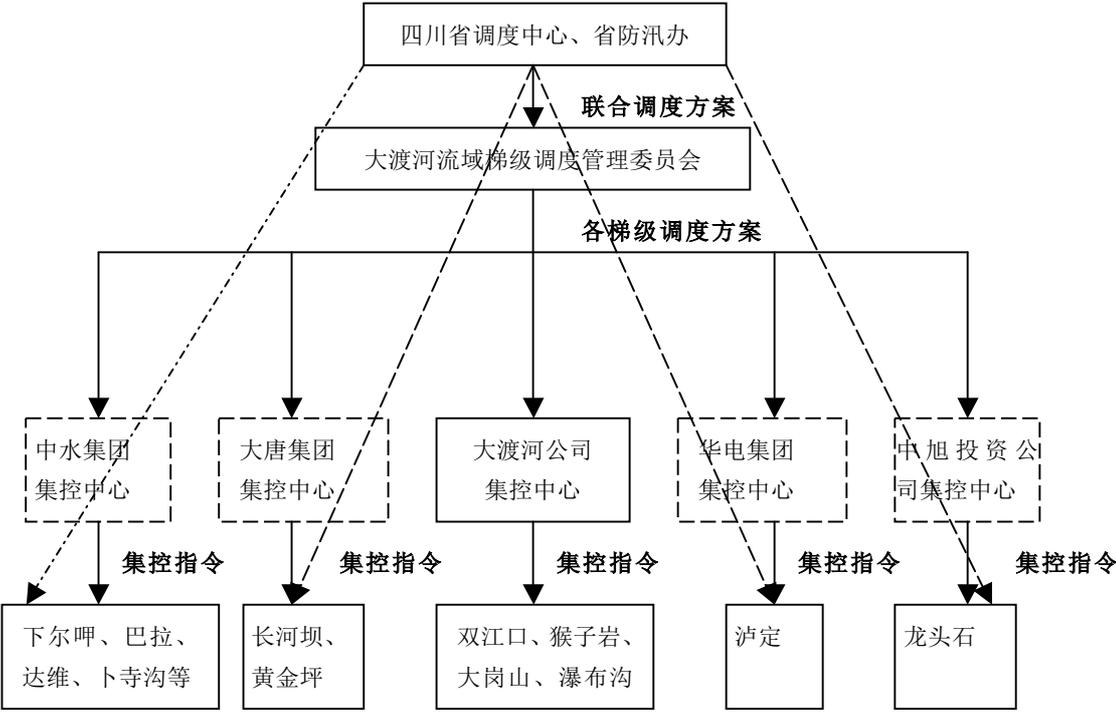


图 5.6 流域调度管理委员会模式下生产组织

2 各机构职责

由上述生产组织流程可知，大渡河流域梯级调度管理委员会模式下，流域梯级调度管理委员会主要负责为联合调度提供技术支持，其工作内容主要包括①流域水情、各梯级运行信息的采集和处理；②在上述采集信息

的基础上，结合各梯级综合利用要求等，编制梯级联合调度方案，③将梯级联合调度方案上报电网调度机构和有关防汛部门，与之进行协调、沟通，并接收有关部门的相关指示，④将审批后的联合调度方案下达至各业主集控中心或电站，⑤定期进行联合补偿效益的清算工作，⑥联合调度规程、政策等的制定，⑥流域水情测报设施、各集控中心与管理委员会间、管理委员会与上级调度机构间通信系统的维护工作等。为保证流域梯级调度管理委员会协调功能的有效发挥，管理委员会成员可由四川省政府、电网调度机构和有关防汛部门，以及各开发业主派出代表等组成，管理委员会实行协商一致的原则。

四川省调度中心职责是做好负荷预测和分配，根据系统网络的潮流分布情况适时调整整个梯级输出的出力，以保证系统的稳定安全。省防汛指挥部门职责是在发生超标洪水情况下，指挥流域调度管理委员会负责实施整个流域的防洪调度工作。

各开发业主集控中心主要职责有：①通过集控功能的实现，执行管理委员会下达的所属梯级联合调度方案，②采集联合调度所需的梯级水库、电站运行信息，并上报调度管理委员会，提出发电计划及机组检修计划建议，③负责所属梯级电站自动化设备、通信系统等的维护。

各梯级电站值守人员的主要任务包括正常的巡检、办票、检修消缺等常规工作，和特殊情况下的调度工作(电站中控室平时起监视作用，紧急情况下才起控制作用，作为一种备用存在)。

3 流域梯级调度管理委员会模式的优点

流域梯级调度管理委员会模式具有经济性和高效性两大优势，经济性

主要在于：①集控功能的实现使得现场需要的人员少，不需要修建生活基地，一次投资成本最小；②梯级联合调度的实现能有效提高流域水能资源利用率，发挥最大经济效益和社会效益；③各开发主体集控中心对所属梯级实行集中控制管理，可实现机电设备的集中运行监控、统一检修等，实行规模化管理，实现企业的规模经济；④由流域调度管理委员会统筹考虑流域水情站网等的布设和管理，实行资源共享，能有效避免重复建设，节省投资。高效性主要是指：①流域调度管理委员会成员组成包括流域梯级调度相关部门，内部协同合作共同制定联合调度方案，有效减少沟通障碍，协调效率较高；②各部门分工明确，各司其职，有利于提高工作效率。因此，在上述几种模式中，流域梯级调度管理委员会一方面能有效实现梯级的联合调度，另一方面又充分考虑了大渡河梯级开发主体多元化的特征，由各业主集控中心负责所属梯级的远程集中控制管理，因此是适合现阶段较理想的管理模式。

5.3 小水电站群水电调度管理模式

通过对四川省小水电调度现状的分析，可知解决目前四川省小水电发电调度管理中遇到的问题基本前提是省电网公司及其系统对并网小水电实施统一调度。所谓统一调度是指并网电站受国家电网五级调度机构调度，并且下级调度机构服从上级调度机构统一安排。只有实现统一调度才能解决小水电随意上下网对电网安全的冲击问题；只有实现统一调度才能规范小水电发电运行，提高小水电发电负荷预测准确性以及发电的计划性；只有实现统一调度，加强小水电通信自动化建设，电网才能掌握小水电运行

的实时信息；只有实现统一调度，电网才能对小水电形成约束，促使小水电企业不断提高自身业务水平；也只有实现统一调度，小水电才能在节能发电调度中与其它类型电站公平竞争并且发挥自身绿色可再生能源的优势。根据四川省小水电装机数量大的特点，电网对并网小水电统一调度的具体实现模式有：统一调度下的省调直调模式、统一调度分级管理模式、统一调度分区管理模式。

5.3.1 统一调度下的省调直调模式

统一调度下的省调直调模式是指所有并入主网的小水电站受主网统一调度，省电力公司（省调）直接负责所有并网小水电的发电调度，地调及县调仅监视所辖地区小水电站的运行，负责所辖行政区域的供电以及电网建设和运行维护。由于全省小水电众多，因此需要省调专门设置一个小水电调度部门。此种调度模式的结构示意图见图 5.4。

这种控制模式结构简单，原理清晰。四川省调小水电调度部门作为唯一的控制机构，其监控系统集中控制所有小水电站。它拥有下达负荷指令、调整潮流、倒闸操作、AGC 控制、AVC 控制、停电检修计划的实施等所有的操作和控制权限。

采取这种调度模式，调度工作主要是将所有电站或水库的调度权全部集中到四川省调度中心。每个并网电站及其水库的各类参数和资料通过参数远传装置传输到省调，由调度模型进行调度计算，调度人员根据计算出来的结果进行调度。从理论上讲，在数学模型和边界条件、各类参数确定的情况下，可计算得出确定解，并按结果进行调度。

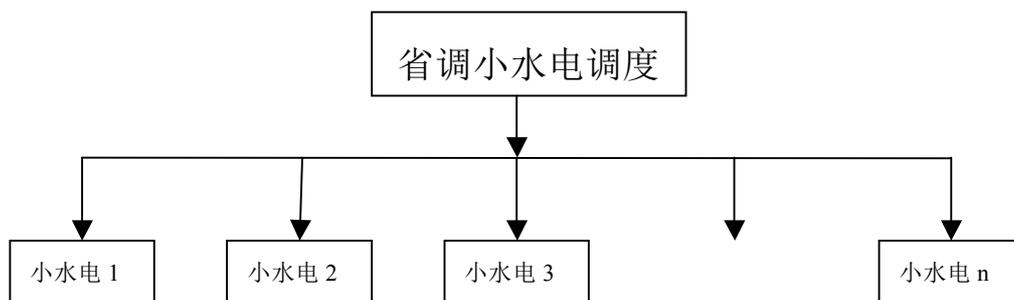


图 5.7 省调直调模式结构示意图

这种调度模式有如下优点：

(1) 统一调度关系，减少小水电随意上下网对主网的冲击。主网直接调度小水电，约束其随意上下网，小水电随意上下网对电网造成冲击的情况将大为改观。

(2) 及时掌握小水电运行信息。省调能随时掌握整个小水电系统的运行情况。根据小水电运行的状态随时调整电站或机组的发电组合。并网小水电站若出现故障影响电网安全，可以直接、快速将其解列，确保全网安全。

(3) 快速传达调度指令。电网对并网小水电直接调度，发电调度指令可以快速下达到电厂，提升小水电整体发电质量；

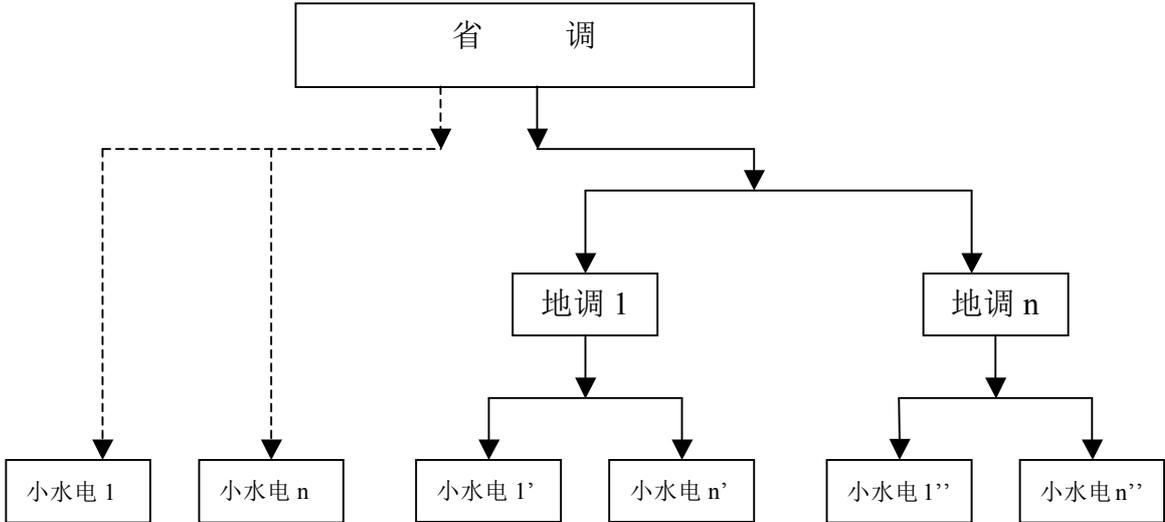
(4) 促进小水电自我完善。受主网直调的小水电为了提高发电竞争力，必然重视其发电设备质量及发电运行人员素质的提高

(5) 促进节能发电调度的顺利实施。在省调对并网小水电统一调度下，小水电供电质量得到提高，供电安全可靠得到提高，与其他并网电源一起参与节能发电调度排序，自身绿色能源的优势将会得到更充分的发挥。

5.3.2 统一调度分级管理模式

统一调度分级管理模式是指所有并入主网的小水电站受主网统一调

度，省电力公司（省调）对全省并网小水电的调度管理通过各地电业局（地调）实施。省调直接调度地调和少量具有重要作用的小水电站。地调设置电调、水调自动化系统，对辖区内绝大部分并网小水电站直接调度，地调定期将小水电调度信息向省调汇报。地调、县调共同负责所辖行政区域的供电以及电网建设和运行维护。此种调度模式的结构示意图见图 5.8。



备注：虚线为省调直调的少量重要小水电站

图 5.8 统一调度分级管理模式结构示意图

这种控制模式结构简单，原理清晰。四川省调直接调度地调，调整地调电力电量平衡。地调监控系统集中控制辖区内所有小水电站。地调拥有下达负荷指令、调整潮流、倒闸操作、AGC 控制、AVC 控制、停电检修计划的实施等所有的操作和控制权限。

采取这种调度模式，对小水电的调度工作主要是将所有并网小水电站及其水库的调度权全部集中到四川省各地调。各电站及水库的各类参数和资料通过参数远传装置传输到地调，由调度模型进行调度计算，调度人员根据计算出来的结果进行调度。从理论上讲，在数学模型和边界条件、各

类参数确定的情况下，可计算得出确定解，并按结果进行调度。

这种调度管理模式有如下优点：

(1) 调度关系统一且明确。该种模式下，并网小水电受主网调度体系统一调度，省调、地调、县调分级管理，分工明确。省调通过地调调度管理全省小水电，地调直接调度所辖范围内小水电站，地调、县调还负责地区供电以及电网建设、维护。对小水电随意上下网具有较强的约束作用。

(1) 主网掌握小水电运行信息。地调能随时掌握整个小水电系统的运行情况，并向省调上报。地调根据小水电运行的状态随时调整电站或机组的发电组合。并网小水电站若出现故障影响电网安全，可以直接、快速将其解列，确保全网安全。

(2) 快速传达调度指令。地调对并网小水电直接调度，发电调度指令可以快速下达到电厂，提升小水电整体发电质量；省调通过直接向地调下达调度命令迅速调整地区小水电整体发供电。

(3) 促进小水电自我完善。受地调直调的小水电为了提高发电竞争力，必然重视其发电设备质量、通信系统建设、信息上报及发电运行人员素质的提高。

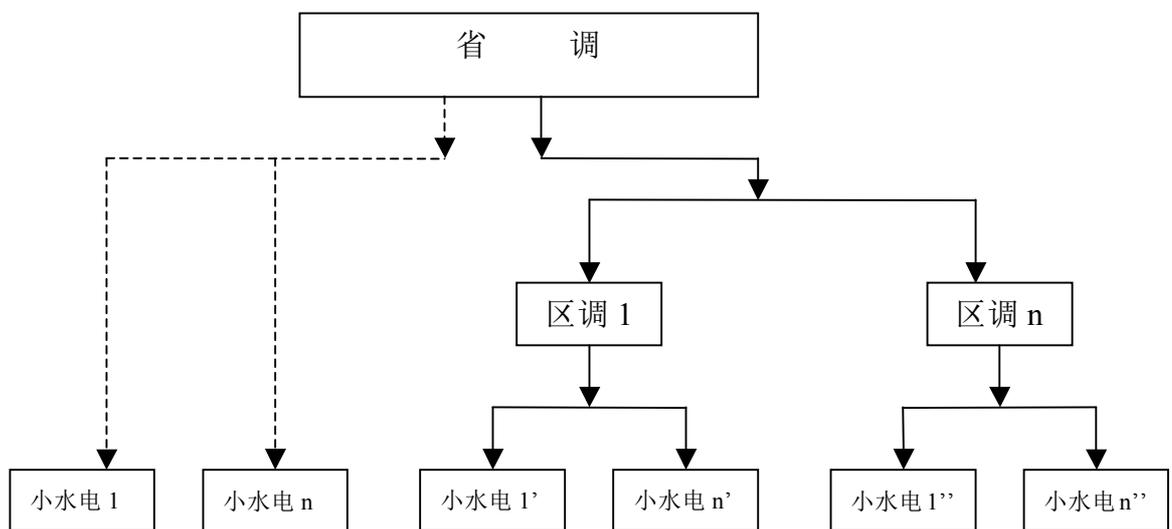
(4) 减轻省调负担。省调直接调度二十余个地调，而不用直接调度数量众多、单站装机容量不大的小水电站。省调对全省小水电的调度管理工作将大大减轻。

(5) 提高并网小水电整体发、供电质量。地调通过深入分析所辖范围并网小水电站出力特性，实施优化、经济调度，可提高地区小水电向主网整体供电质量。

(6) 促进节能发电调度的顺利实施。在省调系统对并网小水电统一调度下，小水电供电质量得到提高，供电安全可靠得到提高，与其他并网电源一起参与节能发电调度排序，自身绿色能源的优势将会得到充分的发挥。

5.3.3 统一调度分区管理模式

统一调度分区管理模式是指所有并入主网的小水电站受主网统一调度，全省按小水电资源集中为原则将小水电站划入若干区域，省调在这些区域内设置下级调度机构（区调），区调设置电调、水调自动化系统，直接调度管理辖区内并网小水电站。区调向省调上报小水电调度信息并接受省调调度管理，省调对全省并网小水电的调度管理通过区调执行，仅少部分重要小水电受省调直接调度。此种调度模式的结构示意图见图 5.9。



备注：虚线为省调直调的少量重要小水电站

图 5.9 统一调度分区管理模式结构示意图

这种控制模式系统结构简单，原理清晰。四川省调直接调度区调，调

整区调电力电量平衡。区调监控系统集中控制所有小水电站。区调拥有下达负荷指令、调整潮流、倒闸操作、AGC控制、AVC控制、停电检修计划的实施等所有的操作和控制权限。

采取这种调度模式，对小水电的调度工作主要是将所有并网小水电站或水库的调度权全部集中到各个区调。每个电站或水库的各类参数和资料通过参数远传装置传输到区调，由调度模型进行调度计算，调度人员根据计算出来的结果进行调度。

这种调度模式与统一调度分级管理模式结构相近，分级管理模式是在原电网五级调度机构内重新划分小水电的调度范围，分区管理模式是在原五级调度之外，省调之下重新设置区域小水电调度机构。除具有统一调度管理模式的普遍优点以外，其特有的最大优点就是可以提升区域小水电资源集中的优势。小水电往往是按流域形成区域集中。全省范围内小水电按集中程度分区，在区内设置调度机构，区域调度机构对所在流域水、雨情等流域特征以及区内小水电站特性有较为充分的了解，能提高发电出力预测准确率以及合理安排区内机组出力，向主网提供更为稳定、经济的电力。小水电集中供电，供电质量提高的前提下，区内小水电上网电量、电价平均水平也会相应提高。

5.3.4 调度管理模式比较分析

省调直调模式具有众多优点，然而其缺点也很明显。随着四川省小水电站相继投产以及大量并网，并网小水电数量将急剧增大，若将所有小水电站的调度工作集中到省调，一方面电网调度需负责全省电网的发、供电调度，另一方面，还需详细了解各小水电站出力特性、综合利用要求、甚

至机组特性等，开展各流域，包括干支流梯级电站的联合优化运行，如此巨大的信息量和工作量，势必造成电网调度机构效率低下，或无法实现小水电的经济调度。此外，各区域小水电站间（或小电网）负荷分配的公平问题，也值得思考，若实行区域效益补偿制度，效益补偿工作的开展又将进一步加重省调工作强度。

统一调度分区管理具有统一调度分级管理的普遍优点，而且还有其发挥资源集中优势的特点。然而在常规五级电力调度机构之外重新设置区域调度机构，其地位几乎与地调平级，在实施中势必遇到很大的阻力。一个区域的小水电站往往属于不同行政区域，电力调度过程中的行政区域利益平衡也会十分困难。设置区域调度机构，不少地区的电网架设路径也需要重新调整，会造成电网重复建设。

统一调度分级管理是在原五级调度机构内重新划分小水电调度范围，不存在机构的重新设置以及电网的重复建设，且地调对所辖范围内小水电已经具有相当程度的了解，便于对小水电调度管理。统一调度分级管理既可使并网小水电受主网系统统一调度，避免小水电随意上下网冲击电网，又可以通过统一优化调度提升网内小水电发电质量、提高上网电量和上网电价水平，还能减轻主网对数目巨大的小水电调度管理负担。

因此，经过研究对比，我们推荐对并网小水电实施统一调度分级管理模式

6 梯级水电联合调度对节能减排的作用研究

近几年来，国内各大流域水电开发企业积极探索梯级联合调度管理模式的具体实施，并已成立了各自的梯级调度机构。各流域梯级调度机构基本是建立企业内部梯级调度为龙头的统一调度体系，并在筹建实施过程中，统一规划设计，分步实施，在实际调度工作中逐步完善提高。从目前的实施效果来看，梯级电站联合调度的实施，不仅给企业带来了不同程度的效益的提高，而且也获得了巨大的社会效益、生态环境效益。

6.1 乌江流域梯级水电站联合调度效益分析

乌江流域规划有 11 座电站，其中属于贵州乌江水电开发有限责任公司（以下简称乌江公司）建设管理的 7 座水电站分别为洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林、沙陀等水电站，总装机容量 8305MW。乌江公司开展了梯级水电站群的联合优化运行研究，重点从梯级电站之间的纵向联合，即梯级各电站之间的联合优化与水库调度与发电控制的横向联合，即优化手段的联合问题两个方面着手研究，通过研究一系列优化调度规则、方法、措施，通过软件成果在乌江流域水电站群联合优化调控系统上应用，从而实现了优化调度，取得了显著成效。

2004~2007 年底，乌江公司在确保电站自身安全和维护电网稳定运行的前提下，通过乌江梯级电站联合优化调度，节约水资源可发电量为 17.78 亿 kW.h，折合成人民币为 3.735 亿元，按当时全国平均煤耗 0.334kg/kW.h 计算，折合成标煤 59.4 万吨，相当于减少 CO₂ 排放量 156.0 万吨。其中 2004 年通过梯级电站联合调度，节水增发电量 1.07 亿 kW.h，折合成人民币 0.225

亿元，折合成标煤 3.6 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 9.4 万吨； 2005 年通过梯级电站联合调度，节水增发电量 2.678 亿 kW.h，折合成人民币 0.562 亿元，折合成标煤 8.9 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 23.5 万吨； 2006 年通过梯级电站联合调度，节水增发电量 1.4863 亿 kW.h，折合成人民币 0.312 亿元，折合成标煤 5.0 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 13.1 万吨； 2007 年通过梯级电站联合调度，节水增发电量 12.55 亿 kW.h，折合成人民币 2.636 亿元，折合成标煤 42.0 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 110.2 万吨，见表 6.1。

表 6.1 2004-2007 年乌江梯级水电站联合调度效益表

统计项目	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	合计
节水增发电量	1.07	2.678	1.4863	12.55	17.7843
折合成标煤	35738	89445	49642	419170	593995
相当于减少 CO ₂ 排放量	93991	235240	130558	1102417	1562207
经济效益	0.225	0.562	0.312	2.636	3.735

电量单位：亿 kW.h； 金额：亿元； 标煤单位：吨； CO₂ 单位：吨
注：按每吨标煤排放 2.63 吨 CO₂ 计算，下同。

6.2 大渡河流域梯级水电联合调度效益分析

大渡河以发电为主，兼顾防洪、航运，规划梯级开发电站 22 级，总装机容量 2340 万千瓦。通过梯级水电站集中控制调度能够获得显著的经济效益，全梯级多年平均发电量可由单独调度运行的 1053 亿 kW.h，提高到 1123 亿 kW.h，增长 6.6%，保证出力由 479 万 kW 增长到 1083 万 kW，增加 126%，其中枯期电量由 195 亿 kW.h 增加到 413 亿 kW.h，增加 112%。实施梯级水电站集中控制调度，可以通过水电增发电量，减少火电发电量和煤耗量

以及 CO₂ 的排放量。按全国平均煤耗 0.334kg/kW.h 计算，大渡河流域梯级电站实施集中控制调度后一年可增发电量 70 亿 kW.h，相当于减少标煤 233.8 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 614.9 万吨。

由此可知，通过梯级电站集中控制调度，大渡河流域水电梯级取得了显著的经济效益、社会效益、生态效益。

6.3 雅砻江流域梯级水电联合调度效益分析

雅砻江下游河段从锦屏一级至江口，河段长 412 公里，天然落差 930 米，分 5 级开发，依次为锦屏一级（3600MW）、锦屏二级（4800MW）、官地（2400MW）、二滩（3300MW）、桐子林（600MW），总装机 14700MW。锦屏一级为该河段控制性水库，具有年调节能力；二滩水库具有季调节能力；其余三电站水库具有日调节能力。

雅砻江下游五库通过梯级联合优化调度，效益显著提高，经计算梯级多年平均增发电量 61.1 亿 kW.h，折合成标煤为 204.1 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 536.8 万吨。其中锦屏一级可增发电量 11.7 亿 kW.h，折合成标煤 39.1 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 102.8 万吨；锦屏二级可增发电量 4 亿 kW.h，折合成标煤 13.4 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 35.2 万吨；官地电站可增发电量 21.5 亿 kW.h，折合成标煤 71.8 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 188.8 万吨；二滩级可增发电量 18.7 亿 kW.h，折合成标煤 62.5 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 164.4 万吨；桐子林可增发电量 5.2 亿 kW.h，折合成标煤 17.4 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 45.8 万吨，见表 6.2。

表 6.2 雅砻江下游五库联合优化调度效益分析

电站	多年平均发电量/亿 kW·h	优化电量/亿 kW.h	增发电量/亿 kW.h	折合成标煤/万吨	减少 CO2 排放量/万吨
锦屏一级	166.2	177.9	11.7	39.1	102.8
锦屏二级	232.9	236.9	4	13.4	35.2
官地	87.1	108.6	21.5	71.8	188.8
二滩	170	188.7	18.7	62.5	164.4
桐子林	25.7	30.9	5.2	17.4	45.8
梯级	681.9	743	61.1	204.1	536.8

7 四川省节能发电调度工作成果

7.1 四川省节能发电调度综合效益分析

2008年、2009年，四川电网节能发电调度（试点）工作取得了显著成果。一是通过充分利用可再生能源和增加高效率火电机组出力，大大减少了发电用煤总量。二是由于减少了发电燃煤，相应地减少了二氧化碳和二氧化硫等大气污染物的排放。三是促进了电力工业的结构优化，各类可再生能源发电以及大容量、节水型、环保型的高效率燃煤机组得到充分发挥，大幅度地减少了水电站的不合理弃水，并且在一定程度上扭转了屡禁不止的小火电、假热电和燃油电厂无序发展的局面。

目前，四川电网的节能发电调度工作已经常态化，未发生因计划安排不当而导致的可再生资源浪费，火电机组利用小时数也基本体现了不同政策类别和能耗差异导致的合理差距，例如：2009年，国家循环硫化床示范工程的云潭和高坝电厂利用小时达到5967小时，煤矸石综合利用的河门口、岷江和攀煤电厂利用小时达到5241小时，60万kW机组平均利用小时达到4985小时，同比提高1732小时，30万kW机组平均利用小时达到3606小时，同比提高982小时，而20万kW及以下机组平均利用小时为2299小时，同比降低251小时，体现了节能发电调度能耗和环保优先的原则。

2008，2009年，四川电网大力推行节能发电调度，2008年全年综合煤耗337.7克/KW.h，较2007年煤耗降低7.48克/kW.h，2009年全网综合煤耗333.7克/kW.h，较2008年煤耗降低4.0克/kW.h。2008~2009年通过节能发电调度、增发水电。累计减发火电69.6亿千瓦时，减少标准煤耗232.5

万吨，折合减少二氧化碳排放 611.4 万吨，减少二氧化硫排放 14.3 万吨。

其中，2009 年全网的综合标煤耗为 333.7g/kW.h，较 2008 年煤耗降低 4.0g/kW.h，相当于节约标煤 16.8 万吨，折合减排二氧化碳 43.7 万吨，二氧化硫 0.87 万吨；通过优化调度增发水电，减发火电 36.5 亿 kW.h，减少耗标煤 121.8 万吨。共计减少标煤消耗 138.6 万吨，折合减少二氧化碳排放 360.4 万吨，减少二氧化硫排放 7.2 万吨，为四川省建设资源节约型、环境友好型社会做出了巨大贡献。

7.2 《四川电网梯级水电站集控中心调度管理规定》的颁布

为了规范和加强四川电网梯级水电站集控中心和所控电站的调度管理，保证电网安全稳定运行、操作和故障处理的正常进行，四川省 2008 年颁布了《四川电网梯级水电站集控中心调度管理规定》。

该规范提出了梯级水电站集控中心技术支持系统调度功能要求。要求集控中心及所控厂站必须具备完善可靠的技术支持系统，满足集控中心和调度机构对所控厂站一次、二次设备进行实施远方运行监视、调整、控制等调度业务要求；对梯级水电站集控中心的调度自动化系统、通讯系统的功能要求进行了详细阐述。

该规范对梯级水电站集控中心调度投运流程进行相应规定。从集控中心试运行前的各项试验、调试、安全评价和试运行申请工作，到集控中心试运行值班制度，以及试运行期满后的试运行报告和正式投运申请提交，再到集控中心正式投运后的各项制度都做了详细规定。

该规范对梯级水电站集控中心调度运行管理做了规定。明确了电网调

度机构与集控中心在调度中的职责，对集控中心投运后梯级水电站的调度工作进行里了详细阐述，对集控中心的值班制度、值班人员培训、日常工作等做了详细规定

该规范对梯级水电站运行中的故障和异常处理作了规定。规定集控中心必须有完善的现场运行规程、应急处置机制和预案，确保在发生异常、故障时能迅速控制事态的发展，尽快恢复运行；对遇到的不同故障或异常，集控中心应采取的措施进行了详细规定。

《四川电网梯级水电站集控中心调度管理规定》的颁布实施，对于四川电网梯级水电集控中心的建设具有指导意义，加快了梯级水电集控中心的投入运行，对四川电网梯级水电站联合优化调度以及节能发电调度的实施起到了很好的推动作用。

8 结论建议

(1) 流域梯级水电站联合调度是发挥流域梯级水库水电站潜力，充分利用水电多发洁净可再生能源，减少化石能源消耗、节能减排的有效措施。国内外流域梯级联合调度实践证明，流域梯级电站实行联合优化调度经济效益可达 1~7%，同时能够很好地促进节能减排，因此，流域梯级水电站联合调度是实行节能减排的需要，是我国能源发展战略的重要组成部分。

(2) 流域梯级水电站联合调度是必要的。流域梯级水电联合调度是企业实现发电效益最大化和流域、梯级电站安全防洪度汛的需要；是企业生产计划管理和电力体制改革发展的需要；是节约企业生产运行成本，改善员工工作环境的需要；是减轻电网调度任务，提高工作效率的需要。

(3) 流域梯级联合调度具备实施的条件，是可行的。首先，国家节能发电调度工作要求梯级水电站要开展联合优化调度工作，以最大限度地利用水电资源，节省化石资源，为流域梯级联合调度的实施提供了政策支持；第二，流域各水电开发企业对联合调度的积极支持，以及企业内部对集中管理模式的统一认识为联合调度的顺利实施提供了良好的内部环境；第三，国内外各流域梯级联合调度工作的开展，为梯级水电联合调度积累了借鉴经验，可以根据自身流域特点，有效总结，避免可能出现的问题，开展流域梯级水电联合调度；第四，目前流域梯级统一调度系统的四个关键子系统—综合自动化系统、水情测报系统、水调自动化系统和通信系统，国内外技术已非常发达，为流域梯级联合调度的实施奠定了设备基础。第五，经过多年的水电开发，各流域水电公司都具有—批高素质的水情、运行、

设备维护等专业人员，为开展梯级水电联合调度提供了人才支撑。

(4) 各流域水电公司根据自身梯级特点，采用不同的梯级调度模式。

单一开发主体大型流域，可以成立流域集中控制中心，负责全流域电站的联合调度，电网公司向流域集控中心下达调度指令，流域集控中心根据电网的调度指令完成梯级水电站的调度工作。特殊情况下，电网公司（或上级防汛部门）可直接绕开流域集控中心，直接对所辖电站进行调度。

单一开发主体的中小流域，成立梯级集控中心，负责梯级水电站的调度与控制，在水电调度过程之中，电网向集控中心下达梯级总负荷曲线，集控中心将总负荷分解到各电站甚至机组，按照负荷分解结果，集控中心完成对梯级各电站的调度控制工作。

多个开发主体的流域，各开发主体分别成立集控中心，向所辖电站下达集控指令，在各集控中心基础上成立流域梯级调度管理委员会，负责整个流域梯级联合调度方案的制定，协调各开发业主间的利益，并与电网调度机构协调沟通，在满足电网安全稳定运行的前提下，充分发挥流域整体经济效益和社会效益。特殊情况下，电网公司（或上级防汛部门）可直接对所辖电站进行调度。

小水电站群调度模式，推荐采用统一调度分级管理模式，所有并入主网的小水电站受主网统一调度，省电力公司（省调）对全省并网小水电的调度管理通过各地电业局（地调）实施。省调直接调度地调和少量具有重要作用的小水电站。地调设置电调、水调自动化系统，对辖区内绝大部分并网小水电站直接调度，地调定期将小水电调度信息向省调汇报。地调、县调共同负责所辖行政区域的供电以及电网建设和运行维护。

四川省经济委员会

川经电力函〔2009〕853号

四川省经济委员会 关于对田湾河流域梯级水电站调度方式意见的复函

川投田湾河开发公司：

你公司《关于田湾河流域梯级水电站调度方式的请示》（川投田〔2009〕86号）收悉。经研究，现将有关意见回复如下：

一、我委原则同意按照《田湾河流域梯级水电站优化调度研究报告》中方案四对田湾河流域梯级电站实施调度。田湾河流域采用“一库三级”的梯级开发方案，仁宗海为年调节电站，金窝、田湾河水电站均为径流式电站。为贯彻落实国家节能发电调度政策，充分利用水能资源，最大限度提高田湾河流域梯级电站出力，有必要对田湾河流域梯级电站实施优化调度。

二、仁宗海电站为年调节电站，需按照省政府和我委有关要求做好蓄水和电力生产安排，丰水期结束前电站水库应蓄至最高设计水位，枯水期应按省上下达蓄水发电方案制定的计划消落水位，尽量增加枯水期出力，满足我省用电需要。

三、省电力公司具体负责田湾河流域梯级电站的优化调度工作，在保证电网安全运行的前提下，统筹做好电站电力生产安排。

四、实施过程中的重大问题，请及时报我委解决。

附件：田湾河流域梯级水电站优化调度研究报告



二〇〇九年七月十八日

抄 送：省电力公司

四川省经济委员会办公室

2009年7月20日印发

(共印8份)



附件二

四川电网梯级水电站集控中心 调度管理规定

(试行)

第一章 总则

第一条 为了规范和加强四川电网梯级水电站集控中心和所控厂站的调度管理，保证电网运行、操作和故障处理的正常进行，特制定本规定。

第二条 并入四川电网运行的梯级水电站集控中心设计、建设和调度管理均应遵守本规定。

第二章 梯级水电站集控中心技术支持系统

调度功能要求

第三条 梯级水电站集控中心设计和建设方案应符合有关规程、规定和技术标准。涉及电网调度功能要求的设计方案，应通过电网调度机构的评审。

第四条 集控中心及所控厂站必须具备完善、可靠的技术支

持系统，采用双机双备份等模式确保监控系统的正常运行，并实现下列基本功能，满足集控中心和调度机构对所控厂站一、二次设备进行实时远方运行监视、调整、控制等调度业务要求。

（一）应实现“四遥”功能。能够远方监视所控厂站设备的运行状况，能够远方操作拉合开关、刀闸设备，能够远方控制机组启停、调整机组有功和无功出力等，满足远方实时操作和调整要求，并具有为适应远方操作而设立的防误操作功能。

（二）集控中心及所控厂站应具备自动发电控制（AGC）和自动电压控制(AVC)功能，具备接入电网 AGC 和 AVC 运行的功能，同时预留新业务扩充功能，以满足将来可能出现的电网调度运行及控制新要求。

（三）集控中心应实现对所控厂站的继电保护及安全自动装置、励磁系统（包括 PSS）、调速系统（包括一次调频）、功角测量装置（PMU）等涉及电网安全稳定运行的二次设备的运行状况、定值、投退状况、动作报告等信息进行远方监视，能够实现机组 PSS 与机组同步投退。

（四）集控中心应具备对所控厂站的继电保护及安全自动装置远方投退、远方测试（包括通道）、远方修改定值等功能。

（五）集控中心应具备控制不同厂站、发电机组组合等多种控制运行模式，调度机构根据各厂站在系统中的地位、电网运行

方式和安全运行要求等进行选择并通知集控中心。

第五条 梯级水电站集控中心调度自动化系统功能要求主要包括：

（一）根据直调直采的原则，集控中心所控厂站的调度自动化信息（包括功角测量装置 PMU 信息）必须直接从各厂站站端系统以串行和网络通信规约上送调度机构，不经集控中心转发，以确保自动化信息的实时性和准确性。

（二）集控中心监控系统同时须将各厂站监控系统调度自动化信息汇集后以串行和网络通信规约上送调度机构，作为各厂站自动化信息的备用数据源。

（三）各厂站和集控中心均应配置调度数据网络接入设备。

（四）调度机构以单机、单电厂及多电厂等值三种控制方式实现集控中心所控厂站的自动发电控制（AGC）。各厂站或集控中心监控系统应可以直接接收并及时处理调度机构下发控制命令值。各电厂响应性能须满足调度机构要求。

（五）调度机构对集控中心所控厂站的自动电压控制（AVC）以下发各电厂的高压母线电压设定值/增量值的方式实现。各电厂或集控中心监控系统应能直接接收并及时处理调度机构下发的 AVC 控制命令值。各电厂响应性能须满足调度机构要求。

（六）集控中心监控系统对所控厂站的无功电压调整必须按

恒电压闭环控制方式调整，严禁采用恒无功闭环控制方式。

（七）集控中心所控厂站均应配备单独的电量采集装置，站端电量采集装置相关信息应通过调度数据网络、拨号网络或 GPRS 方式直接上送调度机构电能量计量主站系统。

（八）集控中心应建有继电保护运行及故障信息管理系统分站，各受控厂站应建立继电保护运行及故障信息管理系统子站，集控中心的保护信息系统分站和各受控厂站的信息系统子站应与省公司主站联网，子站所采集的信息可以完整地传至调度机构主站和集控中心分站。

（九）集控中心投运前必须建成流域水情自动测报系统，实现自动采集雨水情信息，并与四川电网水调自动化系统中心站联网，按规定向调度机构报送水情信息。

（十）集控中心二次系统必须满足电力二次系统安全防护总体方案的相关规定。

第六条 梯级水电站集控中心系统通信要求主要包括：

（一）集控中心及所控厂站通信设备接入四川电力通信网，必须符合四川电力通信网的技术标准和接口规范，光传输设备、调度交换设备和网管应与四川电力通信网主网统一，减少通信网和设备的复杂性。

（二）集控中心与调度机构间应建立两条独立的 SDH 光纤

系统通信通道；集控中心与所控厂站间应建立两条不同路由的通信通道，优先采用光纤通信系统，尽可能组成光纤自愈环网。

（三）集控中心及所控厂站至调度机构的调度电话应具有两条以上独立通道，调度电话须具备可靠的自动录音功能；集控中心及所控厂站应按有关要求设置调度交换机，并与调度机构联网。

（四）集控中心通信电源应配置双套，不间断供电时间应不少于 8 小时。

（五）集控中心及接入集控的各厂站的光传输设备应具有相应的网管系统，同时还应具备对通信动力及环境的监测监控手段。

第七条 集控中心应具备防御各种故障和抵抗自然灾害能力，建立和制定完备的通讯中断、集控失效等异常故障发生后的应急措施和技术保障体系，满足异常故障处理的需要。

第三章 梯级水电站集控中心调度投运规定

第八条 集控中心投入试运行前应完成各项试验、调试和安全评价工作，确保满足电网调度运行要求，并经有关单位或部门验收合格，方可申请试运行。

第九条 集控中心及其所控厂站试运行前，应提前 1 月向调度机构办理投运申请手续，报送相关资料，明确调度命名和调度管理要求，经调度机构批准后，方可投入试运行。试运行期间，所控厂站应保持正常的运行值班，保证异常情况下立即恢复有人值班厂站的就地控制模式，试运行期为 3 个月。

第十条 集控中心及其所控厂站试运行前，应提交如下资料：情况报告或验收报告、反事故预案、调度联系及运行负责人员名单、运行值班制度、调度联系制度、操作制度、应急处理制度等。

第十一条 集控中心及其所控厂站试运行期满后，应向调度机构提交试运行报告和正式投运申请，经调度机构批准后方可投入正式运行。

第十二条 集控中心正式运行后，要求所控厂站每天 24 小时仍必须配备必要的现场运行值班人员和专业维护人员，满足异常情况下立即恢复厂站运行值班人员的就地控制权和调度联系权的要求。所控厂站应建立相应的运行值班和设备巡视、维护制度。

第四章 梯级水电站集控中心调度运行管理规定

第十三条 集控中心作为电力调度系统的运行值班单位，必

须严格遵守电网调度管理的规程、规定和要求。

第十四条 集控中心代表所控厂站与调度机构统一进行运行、操作、调整和异常处理等调度业务联系。正常情况下，由调度机构值班调度员下达调度命令给集控中心，集控中心对所控厂站设备进行远方操作和调整，所控厂站不再同调度机构直接联系。在进行调度业务联系时，应注意明确设备所属的厂站名称，使用“三重名称”，如“××（厂站）××（设备）××（编号）”。

第十五条 集控中心统一管理所控厂站发电计划申报和接收工作，各厂站应严格执行调度机构下达的计划曲线。

第十六条 涉及集控中心所控厂站设备的检修业务由集控中心统一与调度机构进行协调联系和报送。但设备的检修计划，检修申请、异动报告和新设备投运手续等仍应以厂站为单位分别办理，并注明所属的集控中心。

第十七条 集控中心对所控厂站的继电保护及安全自动装置远方投退、远方测试（包括通道）、远方修改定值等功能目前暂不使用，要求所控厂站每天 24 小时配置必要的继电保护、自动化、通信等二次设备专业维护人员。

第十八条 集控中心及所控厂站应建立高效的操作制度，能够正确、迅速地执行各项调度命令，并在规定的时间内按照指令要求正确完成所控厂站一、二次设备的控制操作和运行状态调整

等任务。

第十九条 集控中心应制定合理的运行值班制度，配备足够的运行值班人员，加强对所控厂站设备远方和现场的运行监视及控制调整，满足正常运行和异常故障处理的需要。

第二十条 集控中心及各所控厂站的运行值班（留守）人员均应参加调度机构组织的调度业务联系资格培训和考试，取得调度机构颁发的《调度运行值班合格证书》，持证上岗。

第二十一条 集控中心应按照《四川电网 220kV 及以上系统继电保护定值“四统一”管理规程》中对厂站值班室的要求，在集控中心及其所控厂站均应存放完整、齐全、正确的继电保护定值单，并应按照调度机构要求，按期完成继电保护定值核对工作。

第二十二条 集控中心应通过登录调度机构 OMS 系统，进行继电保护装置设备库相关信息录入、接收调度机构下发的保护定值、上报保护动作及继电保护运行报表等。

第二十三条 集控中心应实时监视各所控厂站的雨水情，积极开展水情信息收集、处理、整编和水文预报工作，及时向调度机构汇报水情变化和所控厂站发电运行方案建议，确保电站水工建筑枢纽及设备发电运行和防洪度汛安全。水情信息和发电运行报表按单站统计，集控中心统一报送，各所控厂站不再单独报送。

第二十四条 集控中心应按照调度机构下发的相关规范开

展集控中心及所控厂站继电保护、自动化和通信系统/设备的配置信息及运行缺陷信息、各种调度运行统计报表的收集、整理工作，并定期向调度机构相关部门统一报送，各所控厂站不再单独报送。

第二十五条 集控中心应设置通信管理专责，负责厂、站内通信系统的日常管理及设备的日常运行维护。

第二十六条 集控中心及所控厂站应加强一、二次设备操作、维护、检修管理工作，坚持调度同意和调度许可制度，并严格按照规定向调度机构及时汇报相关工作情况。

第五章 故障和异常处理要求

第二十七条 发电企业应制定有关规定和制度，确保在电网或集控中心出现异常、故障情况下，能够立即恢复各厂站现场值班人员对相应厂站设备的控制权和调度联系权，并迅速进行故障及异常处理。

第二十八条 集控中心及所控厂站须有完善的现场运行规程、应急处置机制和预案，确保在发生异常、故障时能迅速控制事态的发展，尽快恢复运行。

第二十九条 集控中心所控厂站应编制电站黑启动方案和

保厂用电方案，并完成机组现场黑启动试验和进行保厂用电措施的事故演练。

第三十条 集控中心不能正常行使集中控制时，集控中心应立即汇报调度机构申请退出集中控制模式，将控制权和调度联系权移交所控厂站，并由现场运行值班（留守）人员直接与调度机构进行调度业务联系。故障、异常处理完毕，集控中心具备投运条件可以恢复正常控制时，集控中心向调度机构提出恢复集中控制模式申请，由调度机构下令将所控厂站转为集中控制模式。

第三十一条 所控厂站发生故障，集控中心和所控厂站不能及时消除，可能影响到其它电网运行设备时，集控中心应联系调度机构将其与系统隔离。为避免故障进一步扩大危及人身、电网、设备安全，调度机构值班调度员有权采取断开对侧开关将故障厂站解列等非常措施，迅速隔离故障点，有效防止故障发展，同时各厂站设备安全由发电企业负责。

第三十二条 在集控中心 AGC/AVC 投入调度机构远方控制期间，当下列故障情况发生时，集控中心所控厂站一次设备应保持故障发生前的运行状态，并立即组织相关技术人员到现场排除故障。

- （一）集控中心或所控厂站监控系统故障；
- （二）集控中心或所控厂站至调度机构的通道中断；

(三) 集控中心至所控厂站的通道中断。

第三十三条 发生电网故障后，集控中心应收集并向调度机构继保专业报送所控厂站有关继电保护装置及安全自动装置的动作报告及故障录波报告。

第三十四条 水情自动测报系统和水调自动化系统发生故障后，集控中心应立即派人到现场巡视检查，及时将水情和水库运行信息报送调度机构，同时采取措施尽快恢复系统。

第六章 附 则

第三十五条 本规定由四川省电力公司调度中心负责解释。

第三十六条 本规定自发布之日起执行。