

第一篇

系 统 规 划



三峡电站简介及系统规划原则

第一节 长江三峡工程论证概述

长江三峡工程位于湖北省宜昌市三斗坪、长江三峡河段的西陵峡中段，下游距已建成的葛洲坝水利枢纽约 40km。

1949 年新中国成立后，党中央高度重视大江大河的治理工作，中央人民政府成立了长江水利委员会，开展长江的综合治理和科研工作。1954 年，在长江流域遭遇特大洪水灾害后，加快了长江流域规划和长江三峡工程研究，并在长江水利委员会的基础上成立了长江流域规划办公室，全面负责开展长江流域规划和长江三峡工程的勘测、规划、设计、科研和论证工作。1958 年成都会议之后，中国科学院和国家科委曾组织全国 200 多个单位近万名科技人员，参加长江三峡工程重大技术问题的协作研究。1983 年，长江水利委员会提出了长江三峡工程可行性研究报告。

为了使决策更加科学、民主和稳妥，中共中央、国务院 1986 年 6 月联合下发了《关于长江三峡工程论证有关问题的通知》（中发〔1986〕15 号），决定在 30 多年来对长江三峡工程大量的勘测、科研、设计工作的基础上，从经济上、技术上论证研究长江三峡工程建设项目的必要性，力求更加细致、精确和稳妥。国务院要求原水利电力部在深入研究论证的基础上，重新提出长江三峡工程可行性研究报告。1986 年原水利电力部组织各方面专家 412 人，分 14 个专题，从防洪、发电、航运、移民安置，到生态环境、国防安全、区域经济发展等方面进行论证和评估。通过近 3 年的论证评估，14 个专家组陆续完成了长江三峡工程专题论证报告，长江水利委员会根据论证成果重新编制了可行性研究报告。

1990年7月,国务院在听取了重新论证的情况汇报和各方面的意见后,成立长江三峡工程审查委员会对可行性研究报告进行审查。历经半年多的实地调查研究,在广泛听取各方面意见的基础上,审查委员会审查通过了长江三峡工程可行性研究报告。审查结果说明,兴建长江三峡工程是必要的,技术上是可行的,经济上是合理的,国力也是允许的。该工程是集防洪、发电和航运于一体的大型水电工程,电站建成后,能有效地控制长江上游洪水,减免长江中下游广大地区的洪水灾害;能为三峡近区提供大量清洁电能;能使宜昌重庆间航道条件获得显著改善,为万吨级船队汉渝直达创造条件。

1992年4月3日,第七届全国人民代表大会第五次会议通过了《关于兴建长江三峡工程决议》。

第二节 三峡电站建设规模和主要技术经济指标

长江三峡水利枢纽工程大坝坝顶高程185m,正常蓄水位175m,水库总库容393亿 m^3 。总装机容量1820万kW,保证出力499万kW,正常运行后,多年年平均发电量847亿kWh。正常蓄水位175m分期蓄水方案综合指标见表1-1。

表1-1 正常蓄水位175m分期蓄水方案综合指标表

项 目		单位	运行时期	
			初期	后期
坝顶高程		m	185	185
正常蓄水位		m	156	175
防洪限制水位		m	135	145
枯水期消落水位		m	140	155
兴利调节库容		亿 m^3	89	165
防洪库容	正常蓄水位以下	亿 m^3	111	221.5
	千年一遇洪水位以下	亿 m^3	220	221.5

续表

项 目		单位	运行时期	
			初期	后期
二十年一遇洪水	最高库水位	m	150.1	157.5
百年一遇洪水	最高库水位	m	160.7	166.7
千年一遇洪水	最高库水位	m	170	175
校核洪水 (万年一遇加 10%)	最高库水位	m		180
	三峡枢纽最大下泄量	m ³ /s		91 100
枯水期平均调节流量		m ³ /s	5130	5860
保证出力		万 kW	360	499
装机容量		万 kW	1820	1820
单机容量		万 kW	70	70
装机台数		台	26	26
多年平均发电量		亿 kWh	700	847
其中保证电量		亿 kWh	430	551
装机利用小时数		h	3960	4750
最大水头		m	93	112
最小水头 (围堰发电时)		m	61 (56)	71
加权平均水头		m	77.1	90.1
计算水头		m	80.6	80.1
相应平均水头的预想出力		万 kW	1661	1820
改善库区航道里程		km	500 ~ 570	570 ~ 650
防洪效益	多年平均减少淹没田亩	万亩	35	35
	多年平均防洪效益	亿元	9.7	9.7
水库淹没	淹没耕地	万亩	22.1	35.7
	迁移人口	万人	43.3	72.5
工程量	土石方开挖 (内洞挖)	万 m ³	7989	7989
			128	128
	土石方填筑	万 m ³	3124	3124
	混凝土浇筑	万 m ³	2613	2613
	钢材	万 t	25.72	25.72
	钢筋	万 t	27.77	27.77

第三节
 三峡电站装机进度及蓄水过程

三峡水电站安装 26 台 70 万 kW 的水轮发电机组，原计划工程施工期 17 年，从 2003 年 7 月开始发电，计划 2009 年全部建成。随着蓄水位的提前，装机进度也有所提前，预计 2008 年三峡 26 台机组可全部建成投产，具体的投产进度见表 1-2。

表 1-2 三峡机组投产进度						台
年份 \ 月份	4 月	6 月	9 月	10 月	12 月	合计
2003 年			4	1	1	6
2004 年	2		2		1	5
2005 年	1	1		1		3
2006 年以前						14
2007 年		2	2		2	6
2008 年	2			2	2	6

水库蓄水与施工进度和移民有密切关系，2003 年第一台机组投产时，三峡水库水位为 135m，将在 2009 年底达到正常蓄水位 175m。三峡电站的水库蓄水方案见表 1-3。

表 1-3 2003 ~ 2010 年三峡水库蓄水方案						m
时间	年初	5 月底	6 月	9 月底	10 月底	年底
2003 年	139	139	135	135	139	139
2004 年	139	139	135	135	139	139
2005 年	139	139	135	135	139	139
2006 年	139	139	135	135	156	156
2007 年	156	140	135	145	156	156

续表

时间	年初	5 月底	6 月	9 月底	10 月底	年底
2008 年	170	150	143	145	165 或 172	165 或 172
2009 年	170	155	145	145	172 或 175	172 或 175
2010 年	175	155	145	145	175	175

水库水位不同时, 每台机的发电出力也不同, 135m 水位时单台机出力为 55 万 kW, 156m 水位时为 70 万 kW。

第四节 三峡水库发电调度与电站运行特性

三峡水利枢纽是一项综合利用工程, 水库调度要兼顾防洪、航运、发电和排沙等各项要求。

在汛期, 即 6~9 月, 发电与防洪、排沙在水库运用上存在一定矛盾, 应以满足防洪与排沙要求为主, 发电服从防洪与排沙需要。水库一般维持在防洪限制水位 145m 运行, 以保留防洪库容准备调节可能发生的洪水, 同时使库区维持较大的水面比降, 以利排沙。在此期间, 水电站在系统中更多地承担基荷和下腰荷, 避免因调峰导致弃水而损失电量。

在非汛期, 即 10 月至次年 5 月, 水库主要按照发电与航运要求进行调度。从 10 月初开始, 电站一般按保证出力发电。在一般来水年份, 水库于 10 月完成充蓄至正常蓄水位 175m。枯水期 12 月至次年 4 月底, 为了使库尾航道保持较大航深以及电站维持较高的水头多发电, 在电站发足保证出力前提下, 水库尽可能维持较高水位运行。当来水流量小于电站保证出力所要求的流量时, 动用水库存蓄的水量, 水库水位逐步消落。一般年份到 4 月底, 水库水位都高于设计的枯水期最低消落水位 155m; 只有遇到设计枯水年或特枯年, 水库才消落至 155m。从 5 月开始水库来水量增大, 至 6 月进入汛期, 因此在 6 月上旬为腾出防洪库容, 水库须消落至

防洪限制水位 145m。图 1-1 给出了三峡水库 175m 方案运行示意图。在电站运行方面,枯水期水电站应尽量按电网的调峰要求运行。

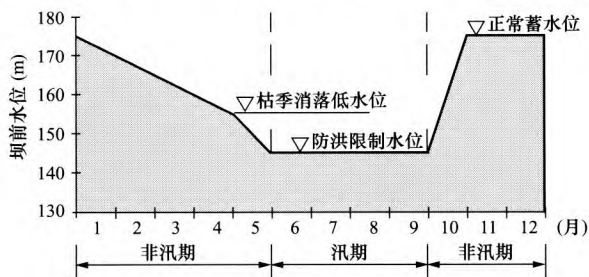


图 1-1 三峡水库 175m 方案运行示意图

第五节 系统规划基本思路和设计原则

一、基本思路

长江三峡工程规模空前,技术复杂,是多目标综合开发、关系到国计民生的跨世纪的重大工程。三峡系统规划必须要根据全国能源资源分布、用电和电网特点,以安全送出三峡电能为目标进行三峡输电系统研究。

三峡输电系统应该建成网架结构坚强、运行调度灵活、安全稳定的电网。

三峡输电系统应力求技术合理、经济优越,能最大限度地发挥三峡工程的经济效益。

二、主要设计原则

(1) 以三峡电站水库调节性能、出力特性为基础,遵守区域能源资源优化配置的原则。

(2) 三峡输电系统的规划和实施需确保三峡电站电力安全、稳定送

出的目标。

(3) 三峡输电规划应满足国民经济、社会可持续发展以及人民生活水平不断提高的需要。作为电力市场载体，电网建设要适当超前。系统设计时要采取分散电源接入、加强电网主网架建设的总体设计思路。

(4) 三峡输变电规划要符合全国联网的基本格局。根据全国联网规划研究，我国电网将形成北、中、南三条西电东送大通道格局，华中和华东电网位于西电东送中通道，在三峡输变电规划的过程中充分考虑其丰富的水电资源是西电东送中通道的送出电源，加强我国西电东送中通道的网架结构、提高送电能力，符合全国联网基本格局。

(5) 坚持统一规划、协调发展的原则。规划强调系统性、整体性，必须坚持统筹兼顾、远近结合、统一规划、协调发展的原则，电网建设要和负荷发展、电源建设相协调，系统一次与系统二次相协调。

(6) 坚持电网安全、稳定和经济运行的原则。正确处理电网效益与安全运行的关系，把建立合理的电网结构、提高电网运行的安全稳定水平放在第一位，网架结构不仅要保证第一道防线的要求，还要为建立电网的第二、三道防线奠定基础。

(7) 坚持科技创新、技术进步的原则。积极推进电网先进适用技术和电网运营管理控制技术的运用，促进电网整体技术水平和经济效益的提升。如采用同塔并架、大截面导线、静止无功补偿、串联补偿、紧凑型线路等，以提高电网的运行水平，降低电网的运营成本，实现电力工业的可持续发展。

三峡电站供电范围论证

第一节 三峡输变电工程建设前全国电力系统概况

一、全国电力系统概况

三峡电站机组 2003 年开始逐步投产。2000 年底, 全国全口径发电装机容量 31 932.1 万 kW (6000kW 及以上), 其中水电装机容量 7935.2 万 kW (占 24.9%), 火电装机容量 23 754 万 kW (占 74.4%), 核电装机容量 210 万 kW (占 0.66%); 2000 年全口径发电量为 13 684.8 亿 kWh, 其中水电发电量 2431.3 亿 kWh (占 17.8%), 火电发电量 11 079.4 亿 kWh (占 81%), 核电发电量 167.4 亿 kWh (占 1.2%)。2000 年全国全社会用电量 13 466.2 亿 kWh。

截至 2000 年底, 全国主要电网已建成 500kV 输电线路 26 837km, 变电容量 9447 万 kVA; 330kV 输电线路 8669km, 变电容量 1410 万 kVA; 220kV 输电线路 128 114km, 变电容量 3063.2 万 kVA。

在三峡电站投产之前, 从联网情况来看, 华中、华东两个跨省的大区电网早在 1990 年通过葛洲坝—上海 (葛南直流输电工程) 的 ± 500 kV 直流输电线路实现非同步联网; 2001 年 5 月姜家营—绥中单回 500kV 线路实现了华北与东北的联网; 福建电网于 2001 年 11 月实现与华东电网互联; 川渝电网于 2002 年 5 月实现与华中电网互联。香港和澳门两个特区电网分别以 400kV 和 110kV 电压与南方电网相联。随着葛南直流输电工程、东北和华北联网等工程的实施, 电网发展已开始进入大区电网、独立省 (区) 电网互联的新阶段。

二、三峡近区华中、华东、广东、川渝系统概况

(一) 华中地区

华中电网包括河南、湖北、湖南、江西四省电网，截至 2000 年底，华中四省全口径发电装机容量 4716.7 万 kW（6000kW 及以上），其中水电装机容量 1630.3 万 kW（占 34.6%），火电装机容量 3086.5 万 kW（占 65.4%）；2000 年全口径发电量为 1839.3 亿 kWh，其中水电发电量 567.01 亿 kWh（占 30.8%），火电发电量 1272.27 亿 kWh（占 69.2%）。2000 年华中全社会用电量 1837.6 亿 kWh，全口径用电最高负荷 3180 万 kW。

截至 2000 年底，华中电网共有 500kV 交流输电线路 19 条，总长度 2875.4km； ± 500 kV 葛南直流输电线路 1 条，连接华东、华中两网，线路总长度为 1045.66km，湖北境内为 479.26km。

截至 2000 年底，华中电网共有 500kV 变电站（包括升压站、换流站、开关站）19 座。500kV 变压器 33 台、总容量 1673.33 万 kVA，其中降压变压器 11 台、总容量 830.13 万 kVA。

2000 年，华中电网 500kV 网架已具有一定规模，并已形成了以葛洲坝电站外送为中心，北起河南小刘变电站，南至湖南株洲、娄底变电站，东经鄂东汉阳变电站及凤凰山变电站至江西南昌的 500kV 电网，并在湖北中部形成了具有一定支撑作用的骨干网架。

截至 2000 年华中电网通过 ± 500 kV 直流线路向华东送电 24.24 亿 kWh，华东反送 7.12 亿 kWh，净送电量 17.12 亿 kWh。

(二) 华东地区

截至 2000 年底，华东三省一市 6000kW 及以上发电设备总装机容量为 5340.4 万 kW，其中水电 484.6 万 kW（包括天荒坪抽水蓄能电站）、火

电 4825.7 万 kW、核电 30 万 kW。年发电量为 2541.24 亿 kWh，其中水电 70.54 亿 kWh、火电 2450.35 亿 kWh、核电 20.35 亿 kWh。年最高负荷 4350 万 kW。在总装机容量中，直属装机容量（包括新安江、富春江水电、天荒坪抽水蓄能电站和望亭电厂）397.7 万 kW，上海、江苏、浙江和安徽装机分别为 935.9 万、1864 万、1281.2 万 kW 和 861.6 万 kW。

截至 2000 年，华东电网的 500kV 网架已基本形成，已形成斗山—瓶窑—繁昌—东善桥—武南—斗山和斗山—黄渡—南桥—瓶窑—斗山（其中斗山—黄渡—南桥为双回路）两个 500kV 跨省市环网；同时，各省市电网也均以至少 2 回或多回 500kV 线路接入 500kV 环网。

截至 2000 年末，华东电网已建成投运的 500kV 交流输电线路 40 条，全长 3978.6km；500kV 交流变压器 30 台，总容量为 2045 万 kVA；葛南直流 500kV 线路（华东段）564.3km，直流换流变压器（ $\pm 500/220\text{kV}$ ）容量为 142.2 万 kW；220kV 线路 697 条，全长 19 865.2km，220kV 变电站 305 座，变压器容量为 6878.6 万 kVA。

（三）广东地区

截至 2000 年底，广东省发电装机总容量达 3189.6 万 kW，其中火电装机总容量 2301.3 万 kW、水电装机容量 468.3 万 kW（含风电 6.69 万 kW），抽水蓄能电站装机总容量 240 万 kW、核电装机容量 180 万 kW。

2000 年广东电网已覆盖全省，系统最高运行电压等级 500kV，在负荷中心珠江三角洲地区，已形成 500kV 主干网络，500kV 电网已延伸到东西两翼，并于 2001 年延伸到粤北韶关，已有 2 回天广 500kV 线路与广西电力系统互联，2001 年天广 $\pm 500\text{kV}$ 直流线路投产，有 4 回 400kV 线路与香港中华电力系统互联。

截至 2000 年底，广东省电力系统有 500kV 变电站 10 座，500kV 降压变压器总容量 1425 万 kVA，500kV 线路总长度 1789km；有 220kV 变电站 111 座，220kV 降压变压器总容量 3198 万 kVA，220kV 线路总长

度 8098km。

2000 年全省发电量 1353.5 亿 kWh、同比增长 18.72%，购香港中华电力公司电量 11.7 亿 kWh，西电东送电量 73.6 亿 kWh（最大购电负荷 120 万 kW），全省发购电量合计达 1438.8 亿 kWh、同比增长 21.30%，扣除核电和蓄能送香港电量以及供电澳门、湘南电量后，全社会用电量为 1334.6 亿 kWh、同比增长 22.86%，2000 年全社会用电最高负荷 2350 万 kW、同比增长 20.27%，其中省统调最高负荷 1535 万 kW、同比增长 24.5%。

（四）川渝地区

2000 年四川省全口径装机容量 1709.8 万 kW，统调电网装机容量 1375.8 万 kW，其中水电装机容量 864.6 万 kW、火电装机容量 511.2 万 kW，分别占总装机容量的 62.8% 和 37.2%。2000 年重庆统调电网装机容量 267.36 万 kW，其中水电 26.61 万 kW、火电 240.75 万 kW，分别占总装机容量的 9.95% 和 90.05%。重庆电网以火电为主。

2000 年四川全省发电量为 556.37 亿 kWh。统调电网用电量为 394.2 亿 kWh，最大负荷为 675 万 kW。全省机组平均发电利用小时为 3272h，水电机组平均发电小时数 3411h，火电机组平均发电小时数 3118h。2000 年重庆统调电网发购电量 147.22 亿 kWh，同比增长 9.56%，最大负荷 298 万 kW。

截至 2000 年底，四川电网已投运 500kV 输电线路 10 条，共 1881km；有 500kV 变电站 2 座，500kV 开关站 1 座，变压器容量 225 万 kVA。220kV 输电线路 124 条，共 72 121km；220kV 变电站 49 座，变压器容量 1019 万 kVA。重庆电网已投运 500kV 输电线路 2 条，共 186.7km；有 500kV 变电站 1 座，变压器容量 150 万 kVA。220kV 输电线路 54 条，共 1619km；220kV 变电站 21 座，变压器容量 399 万 kVA。

第二节 供电范围

一、20 世纪 80 年代长江三峡工程可行性研究阶段

三峡电站地处我国腹地，按供电半径 1000km 考虑，可能的供电范围包括华中、华东、西南、南方和华北。可行性研究阶段论证长江三峡工程的供电范围为华中、华东和川东（现重庆），并要求在下阶段设计中进一步论证。

二、20 世纪 90 年代输电系统设计阶段

1992 ~ 1994 年输电系统设计中对三峡电站供电范围作了进一步论证。

华中是三峡工程所在地，包括河南、湖北、湖南、江西四省。华中地区煤炭资源保有储量 239 亿 t，主要分布在河南省；水能蕴藏量 4515 万 kW，可开发装机 4077 万 kW，主要集中在长江干流三峡河段和汉江、沅水、澧水、清江等支流上。华中地区动力资源虽有一定储量，但远满足不了国民经济发展的需要。根据电力发展规划，即使大力开发包括三峡工程在内的水电，到 2010 年需运入的煤炭仍将达 1.5 亿 ~ 2 亿 t，煤炭供应和运输面临十分严峻的局面。

华东电网覆盖我国经济最发达地区，包括上海、江苏、浙江、安徽和福建四省一市。华东电网所在省市动力资源不足，煤炭保有储量 85% 集中在安徽省，可开发的条件较好的水能资源点大部分已开发。今后国民经济对电力的需求主要依靠建设火电和核电解决。在考虑三峡电站和葛洲坝送电后，2010 年还需从外区调入 2 亿 ~ 2.5 亿 t 煤炭。

三峡水库的主要淹没区在川东（现重庆），为促进该地区的国民经济发展，应作为三峡电站的基本供电区。四川水能资源十分丰富，华北地区煤炭资源得天独厚，这两个地区都可以依靠开发本区的动力资源以满足国

民经济发展的电力需求。华南地区电力资源也不丰富，根据地理位置考虑所需电力将依靠发展本地区核电、煤电和从西南地区输入水电解决。

综合分析认为：三峡电站的主要供电对象仍按可行性研究报告推荐的意见即送电华中、华东和川东（现重庆），同时考虑到华北地区基本是纯火电系统，三峡电站建成后可考虑与华北电网联网进行水火互补。

三、2001 年输电系统补充设计阶段

根据国务院关于三峡电力消纳应与电力体制改革方案衔接，以及为满足广东“十五”期间三峡向广东送电 300 万 kW 的要求，2001 年国家发展计划委员会下达了《印发国家计委关于三峡水电站电能消纳方案的请示的通知》（计基础〔2001〕2668 号），文中明确三峡供电范围调整为华中地区（包括河南、湖北、湖南、江西四省）、华东地区（包括上海、江苏、浙江、安徽三省一市）和广东，即三峡不向重庆送电，改为向广东送电 300 万 kW。

第三节 供电区域系统规划概况

一、华中电网

（一）电力系统现况

华中电网覆盖地区（简称华中地区）包括河南、湖北、湖南、江西、四川和重庆五省一市，土地面积 129.8 万 km²，人口 3.82 亿人，是我国供电人口最多的区域电网。

华中电网地处我国中部，黄河、长江横贯东西，京广线、京九线、陇海线等交通大动脉从区内穿过，铁路运输、内河航运较为发达。华中地区北临华北、西北煤炭基地，东接华东、南连广东等经济发达而能源短缺地

区。在全国经济发展和电力发展（西电东送）的战略格局中，处于联结南北、承启东西的枢纽地位。

截至 2005 年底，华中地区全口径发电装机容量（含三峡）10 589 万 kW，其中水电 4553 万 kW（约占 43%）、火电 6036 万 kW（约占 57%）；电网统调装机（含三峡）容量 8229 万 kW，其中水电 3507 万 kW（约占 42.6%）、火电 4722 万 kW（约占 57.4%）。

2005 年华中电网全口径发电量 4977 亿 kWh，其中水电 1891 亿 kWh（约占 38%）、火电 3086 亿 kWh（约占 62%）。统调机组发电量 3900 亿 kWh，其中水电 1443 亿 kWh（约占 37%）、火电 2457 亿 kWh（约占 63%）。

2005 年华中地区全社会用电量 4490 亿 kWh、电网统调用电量 3442 亿 kWh、统调年最大用电负荷 5959 万 kW，分别同比增长 11.9%、14.1%、15.2%。

截至 2005 年底，华中电网 500kV 变电站（包括升压站、换流站、开关站）共 46 座，500kV 变压器 98 台，总容量为 6461.5 万 kVA。全网 220kV 变电站总容量为 9371.15 万 kVA。

华中电网 500kV 线路 93 条，总长度为 11 485.48km（不含 ± 500 kV 直流输电线，含国调线路）。220kV 线路总长度为 43 557.25km。

华中电网 2005 年已形成了以三峡和葛洲坝电站外送为中心，北起河南仓颉变电站，南至湖南民丰（娄底）变电站，东达江西南昌变电站，西至四川二滩水电站的 500kV 电网，并在湖北中部形成具有一定支撑作用的骨干网架。此外华中电网还通过 2 回 ± 500 kV 直流线路与华东电网相连，1 回 ± 500 kV 直流线路与南方电网相连，1 回 500kV 交流线路与华北电网相联，1 回 330kV 交流线路以直流背靠背方式与西北电网相联。

（二）电力系统发展规划

根据《华中电网“十一五”期间及 2020 年电网规划设计》报告中给

出的华中各省电力负荷水平预测结果,到2010年华中电网全社会用电量将达到5800亿kWh,统调年最大负荷8710万kW,“十一五”期间年均增长率分别为7.2%和8.7%。

根据规划,华中电网“十一五”期间将新增电源容量4292万kW。在前述负荷装机水平下,华中电网逐年电力电量平衡分析结果表明,“十一五”初期(2006年)由于“十五”后期缺电形势的影响,加上火电电源建设周期问题,华中电网全年均存在电力缺口。其中丰水期缺电110万kW左右,枯水期缺电16万kW左右。

随着“十一五”期间开工电厂的逐年投产,保证了华中电网“十一五”中后期电力的稳定供应。2007~2010年电力供应形势逐步好转,到2010年出现一定的盈余,丰期电力盈余430万~585万kW左右,枯期电力盈余360万~840万kW。

从电量平衡来看,“十一五”期间逐年华中电网都有少量弃水,且弃水集中在川渝电网;全网的火电利用小时可控制在4220~4620h左右。

重庆电网的电力电量平衡结果分析表明,在“十一五”初期(2006年)由于“十五”期间投产电源较少,即使接受东四省枯大方式返送的50万kW电力,重庆电网仍缺电10万kW左右。而“十一五”中后期随着新增电源的逐年投产,重庆电网电力供需矛盾逐步缓解。“十一五”期间逐年均存在一定的弃水电量。

从华中电网逐月电力平衡结果来分析,“十一五”期间华中电网装机控制月份都在丰水期8月。而处于丰枯过渡期的4、10月和11月由于华中电网负荷率处于年负荷曲线的谷值,且此时长江流域水量充沛,各水电站出力较大,导致系统的火电空闲容量较大,因此这两个月的电力盈余相对较多,有一定电力外送的能力。