中通道“西电东送”规划研究概论

吕伟业, 吴 云, 曾德文

(中国电力工程顾问(集团)有限公司, 北京市, 100011)

[摘 要] 中通道“西电东送”是将西部的三峡水电、四川水电和金沙江梯级水电送往华中、华东和福建地区。三峡电力供电范围为上海市、浙江省、江苏省、安徽省、湖南省、湖北省、江西省、河南省和广东省八省一市。四川水电的特点是具有丰富的可开发资源, 可形成较好的调节性能, 可建设大、中、小水电站。四川电力在外送华东、华中、福建电网的同时, 也将向重庆、广东送电。金沙江电力“西电东送”是对金沙江溪洛渡和向家坝水电站的电力在大区之间消纳和在各大区内分省消纳。输电系统中, 在对送电方式分别按纯直流、纯交流、交直流混合方案进行了技术经济比较后, 推荐采用纯直流 ±500～±600 kV 送电方案。至华中送电落点考虑湖北、湖南、江西 3 个落点, 至华东考虑上海、浙江、安徽 3 个落点。

[关键词] 中通道 “西电东送” 三峡水电 四川水电 金沙江梯级水电

中图分类号: TM715 **文献标识码**: A **文章编号**: 1000 - 7229(2002)11 - 0037 - 14

Outline of Study on Planning of “West Power Transmission to the East” in the Middle Passage

L üWeiye, Wu Yun, Zeng Dewen

(China Power Engineering Consulting (Group) Corporation, Ltd., Beijing, 100011)

[Abstract] The “West power transmission to the east” of the middle passage in China is to transmit the hydropower generated from the Three Gorge, Sichuan province and stepped stations along Jinshajiang River to the regions of the middle and eastern China as well as Fujian province. The power supply from the Three Gorge covers 8 provinces and 1 municipality directly under the Central Government, including Shanghai, Zhejiang, Jiangsu, Anhui, Hunan, Hubei, Jiangxi, Henan and Guangdong. The hydropower from Sichuan province is characterized by rich exploitable resources and better adjustable properties, which are suitable for construction of large, middle and small sized hydraulic power stations. The Sichuan's power will be transmitted to the power networks of east China, middle China and Fujian and at same time to Chongqing and Guangdong also. The “West power transmission to the east” of Jinsha River's power is realized by the hydropower generated from Xiluodu and Xiangjiaba Hydraulic Power Stations on the river, which will be absorbed within large regional networks and absorbed within provincial networks of the large regions. For the power delivery placement and mode in the transmission systems the technical and economical comparison has been executed according to direct current, alternating current and mixed DC and AC schemes, as a result, the DC ±500～±600 kV transmission scheme has been recommended. For the middle China 3 placements are considered in Hubei, Hunan and Jiangxi and 3 placements are considered in Shanghai, Zhejiang and Anhui for the east China.

[Keywords] middle passage; “West power transmission to the east”; hydraulic power of the Three Gorge; hydraulic power of Sichuan; hydraulic power in steps on Jinshajiang River

1 概述

1989 年, 华中电网与华东电网通过葛洲坝至上海直流工程实现了联网, 从 1989～1999 年 10 年间, 通过葛上线路, 华中电网已累计向华东送电 108 亿 kW·h, 送电最高负荷为 46 万 kW, 2000 年为 78 万 kW。

“十五”纲要明确要建设北、中、南“西电东送”三大通道, 中通道的“西电东送”是将西部的三峡水电站、四川水电和金沙江梯级水电站的电力送往东部的华中、华东和福建地区。四川及金沙江流域水电的开发和外送, 是实现“西电东送”的重要组成部分, 将成为我国外送电力规模最大的地区, 并将对全国

收稿日期: 2002 - 10 - 10

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

联网格局产生重大影响。

四川电力在外送华东、华中、福建电网的同时，也将向重庆、广东送电。向重庆送电距离近，故不纳入中通道“西电东送”。向广东送电研究见南通道“西电东送”规划研究汇报。

本报告研究的水平年为2005，2010，2015，2020年。

2 中通道“西电东送”规划研究工作概述

2.1 三峡水电站外送研究概述

1995年国务院三建委审查通过了《三峡输电系统设计》，确定了三峡电站的输电方向、输电方式、大区间的送电能力及三峡电力外送网架方案等(原方案)。根据发展的要求，特别是要求三峡送广东的电力改为300万kW，因此三峡电站电能消纳和输电系统方案也应进行调整。受国家电力公司委托，电力规划设计总院组织华东、中南、西南电力设计院等对三峡输电系统进行设计补充研究。该研究报告在充分考虑全国联网格局、三峡电站电力电量分配调整方案、川电东送规划、三峡(华中)送广东300万kW及各大区负荷水平、电源、电网建设方案变化的基础上，对原设计的三峡输电系统2005年网架进行了调整，对三峡输电系统2010年目标电网进行了校核，提出了2000～2010年三峡输变电项目具体的调整方案。该报告于2001年11月初由国务院三峡办和国家电力公司进行了评审。

2.2 四川电力外送研究概述

受四川省电力公司委托，电力规划设计总院于2001年2月承担了“四川电力外送规划研究”工作，参加研究工作的有西南、华东、中南电力设计院和广东电力设计研究院等单位。在国家电力公司战略研究与规划部指导下，电力规划设计总院近年来先后几次对四川水电资源、电力市场需求及电网结构进行了调研，形成了川电外送研究工作的思路和原则，在此基础上，成立了由上述单位组成的研究工作组，经研究工作组多次集中工作，以及广泛征求了国家电力公司系统内、外专家的意见，于2001年11月完成研究报告。2001年12月25日国家电力公司战略研究与规划部在北京组织召开了《四川电力外送规划研究》报告评审会。赵希正副总经理、周小谦及何璟顾问参加了会议，国务院三峡办、国家电力公司计划投融资部、电源部、发输电部、电网部、国调中心、国家开发银行和华东、华中、四川、重庆等电力公司以及特邀专家共计80余人参加了会议。会议认为报告在能源资源、市场预测、川电外送能力、外区市场空间、外送方案、环境影响、川电外送电价竞争能力等方面进行了全面的分析论证，是一篇内容丰富、论证全面，有深度的科学研究报告。会议认为东部的市场空间是客观存在的，以西部水电替代东部火电是资源优化配置的首选方案。会议同意报告提出的四川电力主要向华东、华中和福建送电的结论。报告作为阶段性成果通过了评审。

2.3 金沙江电力外送研究概述

金沙江是我国乃至世界上著名的水力资源极为丰富的河流之一，可开发水电容量达7 500万kW；金沙江一期工程溪洛渡、向家坝梯级水电站总装机容量1 860万kW，多年平均发电量为873亿kW·h，其电能的合理消纳及其输电系统的形成将对我国能源资源优化配置、大容量远距离输电技术的发展和

表1 华东三省一市负荷、电量预测表

方案		项目	2005年	2010年	2015年	2020年
低负荷方案	全网	最高负荷/万kW	5 780	7 850	9 630	1 1600
		需用电量/(亿kW·h)	3 230	4 120	5 010	5 960
		最高负荷年利用小时/h	5 588	5 248	5 202	5 138
	统调	最高负荷/万kW	5 430.0	7 550.0	9 330.0	11 300.0
		需用电量/(亿kW·h)	3 030	3 970	4 860	5 810
中负荷方案(推荐方案)	全网	最高负荷/万kW	6 200.0	8 600.0	10 976.0	13 354.0
		需用电量/(亿kW·h)	3 500	4 580	5 845	7 111
		最高负荷年利用小时/h	5 645	5 326	5 325	5 325
	统调	最高负荷/万kW	5 760.0	8 080.0	10 526.0	12 954.0
		需用电量/(亿kW·h)	3 238	4 320	5 620	6 911
高负荷方案	全网	最高负荷/万kW	6 631.8	9 744.3	13 040.1	16 250.4
		需用电量/(亿kW·h)	3 757	5 196	6 953	8 665
		最高负荷年利用小时/h	5 665	5 332	5 332	5 332
	统调	最高负荷/万kW	6 161.8	9 154.3	12 505.1	15 760.4
		需用电量/(亿kW·h)	3 477	4 896	6 683	8 415

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

表 2　华东三省一市负荷、电量预测增长率　　%

方　案		项　目	“九五”(实绩)	“十五”	“十一五”	“十二五”	“十三五”
低负荷方案	全网	最高负荷	9.06	5.85	6.31	4.17	3.39
		需用电量	7.31	4.30	4.99	3.99	3.53
	统调	最高负荷	/	6.74	6.81	4.32	3.91
		需用电量	/	6.08	5.55	4.13	3.64
中负荷方案	全网	最高负荷	9.06	7.30	6.80	5.00	4.00
		需用电量	7.31	6.00	5.50	5.00	4.00
	统调	最高负荷	/	8.00	7.00	5.40	4.23
		需用电量	/	7.50	5.94	5.40	4.22
高负荷方案	全网	最高负荷	9.06	8.80	8.00	6.00	4.50
		需用电量	7.31	7.50	6.70	6.00	4.50
	统调	最高负荷	/	9.50	8.20	6.40	4.70
		需用电量	/	9.00	7.10	6.40	4.70

全国联网的格局产生深远的影响。为配合金沙江一期工程溪洛渡和向家坝水电站可行性研究,根据中国长江三峡工程开发总公司与国家电力公司于 1999 年 12 月签订的《金沙江第一期工程输电系统规划设计委托合同》,按照国家电力公司 2000 年 1 月国电规[2000]35 号《关于开展金沙江一期溪洛渡和向家坝水电站输电系统规划设计工作的通知》的要求,国家电力公司战略研究与规划部成立了由全国各有关单位参加的规划设计协调小组;电力规划设计总院受国家电力公司的委托,作为研究工作具体负责单位,编制了工作大纲及分阶段实施计划,组织由华东电力设计院、中南电力设计院和西南电力设计院为主参加的研究工作组,从 2000 年 2 月开始全面开展了金沙江一期工程输电系统规划设计,现已完成任务。

本课题作为溪洛渡、向家坝水电站的系统前期专题论证工作,分两阶段进行:

第 1 阶段的任务是研究溪洛渡、向家坝水电站电能合理消纳方案,主要根据溪洛渡和向家坝水电站工程所处的地理位置、建设规模、发电特性和建设进度,按照能源资源优化配置的原则,分析其合理的供电范围;通过对两电站供电区域的电力市场预测和分析,研究其电能的合理消纳方案,推荐电力电量在供电区内各省(市)间的消纳比例,为政府主管部门将溪洛渡和向家坝水电站纳入供电区域内各网、省的电力发展规划提供重要基础依据。本阶段在 2000 年完成,共编制了总报告、分报告及其附件共 10 卷;国家电力公司于 2000 年 11 月和 2001 年 3 月对研究成果进行了评审。

第 2 阶段主要是根据第 1 阶段金沙江一期工程溪洛渡、向家坝水电站电能合理消纳方案研究的基本成果,通过技术经济论证,推荐溪洛渡水电站的输电方案,提出相应的输变电工程总量、分项投资及总投资,为国家决策、并适时批准两电站的开工建设提供依据;工作重点要满足溪洛渡电站可研设计深度需要,同时兼顾向家坝水电站输电方案的适应性,满足向家坝水电站可研阶段电气主接线设计的电力系统配合要求。第 2 阶段在 2001 年 12 月完成,共编制了总报告、分报告及其附件共 12 卷;中国电力科学研究院、浙江大学参加了第 2 阶段的工作,分别完成了输电方案重大技术问题研究报告;武汉高压研究所也进行了特高压输电系统过电压的研究。国家电力公司于 2001 年 9 月召开了溪洛渡、向家坝电站输电方案论证专家咨询会,推荐以纯直流方案作为首选的输电方案。

3　中通道“西电东送”受端市场空间分析

3.1　市场预测的方法与思路

根据各地区国民经济发展规划及电力工业“十五”发展计划,在分析各地区国民经济和用电的历史情况基础上,考虑各地区经济发展与电力需求的关系、产业产值单耗、人均综合用电水平等因素,采用分部门预测和计量经济模型、电力弹性系数法和最大负荷利用小时法的方法,参照各网省公司推荐的负荷水平,对各地区的电力市场提出高、中、低预测值的 3 个方案,以其中中水平方案作为推荐方案。

根据各地区“八五”、“九五”期间用电结构发生的变化,考虑工业用电比重、第三产业和居民生活用电比重、季不均衡系数、最大负荷利用小时数、日最小负荷率逐年的变化趋势,预测了各地区的负荷特性。

3.2　华东电网电力市场分析

3.2.1　华东电网现状

华东电网所辖范围包括上海、江苏、浙江、安徽三省一市,至 2000 年底,全口径装机容量已达 5 670

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表3 华中电网负荷、电量的预测

方案	项目	2000年	2005年	2010年	2015年	2020年
高负荷方案	需用电量/(亿kW·h)	1 838	2 406	3 069	3 823	4 764
	统调电量/(亿kW·h)	1 368	1 890	2 550	3 260	4 161
	统调负荷/万kW	2 499	3 490	4 750	6 120	7 886
	最大负荷利用小时/h	5 474	5 670	5 581	5 475	5 276
中负荷方案(推荐)	需用电量/(亿kW·h)	1 838	2 347	2 926	3 558	4 329
	统调电量/(亿kW·h)	1 368	1 850	2 426	3 027	3 772
	统调负荷/万kW	2 499	3 410	4 541	5 740	7 257
	最大负荷利用小时/h	5 474	5 425	5 355	5 283	5 242
低负荷方案	需用电量/(亿kW·h)	1 838	2 295	2 862	3 484	4 239
	统调电量/(亿kW·h)	1 368	1 805	2 360	2 940	3 664
	统调负荷/万kW	2 499	3 330	4 400	5 530	6 957
	最大负荷利用小时/h	5 474	5 443	5 362	5 295	5 266

万kW,其中:水电600万kW,占总装机容量的10.58%;火电5 036万kW,占总装机容量的88.82%;核电30万kW,占总装机容量的0.6%。2000年全网发电量为2 596.3亿kW·h。全社会用电量2 617亿kW·h,全社会用电最高负荷4 350万kW。

3.2.2 华东电网电力需求预测

华东电网2005～2020年高、中、低水平负荷及电量预测见表1,2。

2005,2010,2015,2020年中水平负荷方案华东电网全网最高负荷分别为6 200万,8 600万,10 976万,13 354万kW,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020年最高负荷的年均增长率分别为7.3%,6.8%,5.0%,4.0%,需用电量分别为3 500亿,4 580亿,5 843亿,7 111亿kW·h,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020年需用电量的年均增长率分别为6.0%,5.5%,5.0%,4.0%。

3.3 华中电网电力市场分析

3.3.1 华中电网现状

截止2000年底,华中四省全口径发电装机容量4 716.7万kW(6 000kW及以上,下同),其中:水电装机容量1 630.3万kW,占总装机容量的34.6%;火电装机容量3 086.4万kW,占总装机容量的65.4%。2000年全口径发电量为1 839.3亿kW·h,其中:水电发电量567.01亿kW·h,占总发电量的30.8%;火电发电量1 272.27亿kW·h,占总发电量的69.2%。2000年全社会用电量1 837.6亿kW·h,全社会用电最高负荷3 180万kW。

2000年底,华中电网统调电厂装机容量3 503.1万kW,其中:水电装机容量1 103.5万kW(占31.5%),火电装机容量2 399.6万kW(占68.5%)。2000年统调电厂发电量1 379.22亿kW·h,其中:水电发电量403.51亿kW·h(占29.3%),火电发电量975.71亿kW·h(占70.7%)。2000年统调最高用电负荷2 499万kW,统调用电量1 368.07亿kW·h。2000年向华东送电24.24亿kW·h,华东反送7.12亿kW·h,净送电量17.12亿kW·h。

3.3.2 华中电网电力需求预测

华中电网2005～2020年高、中、低水平负荷及电量预测见表3,4。

2005,2010,2015,2020年中水平负荷方案华中电网统调最高负荷分别为3 410万,4 541万,5 740万,7 257万kW,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020年最高负荷的年均增长率分别为6.4%,5.9%,4.8%,4.8%,需用电量分别为1 850亿,2 426亿,3 027亿,3 772亿kW·h,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020年需用电量的年均增长率分别为6.2%,5.6%,4.5%,4.5%。

表4 华中电网负荷、电量预测增长率 %

方案	项目	“九五”增长率	“十五”增长率	“十一五”增长率	2010～2020年增长率
高负荷方案	需用电量	4.2	5.5	5.0	4.5
	统调电量	3.9	6.7	6.2	5.0
	统调负荷	9.6	6.9	6.4	5.2
中负荷蚊案(推荐)	需用电量	4.2	5.0	4.5	4.0
	统调电量	3.9	6.2	5.6	4.5
	统调负荷	9.6	6.4	5.9	4.8
低负荷方案	需用电量	4.2	4.5	4.5	4.0
	统调电量	3.9	5.7	5.5	4.4
	统调负荷	9.6	5.9	5.7	4.7

3.4 福建电网电力市场分析

3.4.1 福建电网现状

至2000年底,省网装机1 043.7万kW,其中:水电装机为532.9万kW,占总装机的51%;火电装机为509.5万kW,占总装机的48.8%;风电装机1.3万kW,占总装机的0.12%。全省发电量为

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

403.7亿 kW·h。全社会用电量 401.51 亿 kW·h,全社会用电最高负荷约 630.7 万 kW,分别比 1999 年增长13.6%,12.9%。

3.4.2 福建电网电力需求预测

福建电网 2005～2020 年高、中、低水平负荷及电量预测见表 5,6。

2005,2010,2015,2020 年中负荷水平福建电网全网最高负荷分别为 940 万,1 380 万,1 940 万,2 535.5万 kW,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020 年最高负荷年均增长率分别为 8.3%,8.0%,7.0%,5.5%,需用电量分别为 590 亿,852 亿,1 178 亿,1 518 亿 kW·h,2001～2005,2006～2010,2011～2015,2016～2020 年需用电量年均增长率分别为8.0%,7.6%,6.7%,5.2%。

表 5　福建省负荷、电量预测

方案	项目	2005 年	2010 年	2015 年	2020 年
高负荷方案	需用电量/(亿 kW·h)	619	934	1 354	1 829
	最高负荷/万 kW	983.8	1 513.8	2 224.2	3 047.4
	最高负荷年利用小时/h	6 287	6 172	6 087	6 002
中负荷方案	需用电量/(亿 kW·h)	590	852	1 178	1 518
	最高负荷/万 kW	940.0	1 380.0	940.0	2 535.5
	最高负荷年利用小时/h	6 277	6 174	6 072	5 987
低负荷方案	需用电量/(亿 kW·h)	577	813	1 099	1382
	最高负荷/万 kW	918.2	1 318.1	1 806.0	2 304.9
	最高负荷年利用小时/h	6 286	6 170	6 083	5 997

表 6　福建省负荷、电量预测增长率　%

方案	项目	“九五”	“十五”	“十一五”	“十二五”	“十三五”
低负荷方案	最高负荷	9.40	7.80	7.50	6.50	5.00
	需用电量	8.90	7.50	7.10	6.20	4.70
中负荷方案	最高负荷	9.40	8.30	8.00	7.00	5.50
	需用电量	8.90	8.00	7.60	6.70	5.20
高负荷方案	最高负荷	9.40	9.30	9.00	8.00	6.50
	需用电量	8.90	9.00	8.60	7.70	6.20

3.5 华东、华中、福建电网在建电源情况

3.5.1 华东电网在建电源情况

华东三省一市境内在建电源项目约为 872 万 kW:外高桥 2×90 万 kW、金山第二热电厂 1×10 万 kW、徐塘技改 2×30 万 kW、盐城 9 号机 1×13.5 万 kW、淮阴发电厂供热技改 1×5 万 kW、华光潭水电 8.5 万 kW、沙河抽水蓄能 2×5 万 kW、桐柏抽水蓄能 4×30 万 kW、秦山二期 2×60 万 kW、秦山三期 2×70 万 kW、田湾核电站 2×100 万 kW。

可研已批复的项目有:常熟电厂二期 2×60 万 kW、嘉兴电厂二期 4×60 万 kW、安庆电厂 2×30 万 kW、上海风电 2 万 kW。

项目建议书已批复的项目有:贾旺电厂 PFBC 和 CFBC 20.8 万 kW+2×13.5 万 kW、淮北电厂 8 号机 1×20 万 kW、长兴电厂四期 2×30 万 kW、阜阳电厂 2×60 万 kW、望亭燃机 2×30 万 kW、闸北燃机 2×10万 kW、漕泾化工区热电联供 2×30 万 kW、戚墅堰燃机 2×30 万 kW、张家港燃机 2×30 万 kW、宜兴抽水蓄能电站 4×25 万 kW、琅琊山抽水蓄能电站 4×15 万 kW。

3.5.2 华中电网在建电源情况

华中电网在建电源项目有:禹州电厂(2×35 万 kW)、信阳电厂(2×30 万 kW)、益阳电厂(2×30 万 kW)、耒阳电厂(2×30 万 kW)、九江三期(2×30 万 kW)和井冈山电厂(1×30 万 kW)。已开工的电厂有永城电厂(2×30 万 kW)、黄石二厂(2×30 万 kW)、蒲圻电厂(2×30 万 kW)、株州电厂(2×30 万 kW)、沁北电厂(2×60 万 kW)。

3.5.3 福建电网在建电源情况

在建大型水电项目有:龙岩永定的棉花滩水电站(4×15 万 kW)、穆阳溪梯级电站(40 万kW)。街面水电站将在“九五”末或“十五”初开工,“十五”期间投产。

在建火电项目有:湄洲湾电厂(2×35 万 kW)。后石电厂二、三期(4×60 万 kW)的前期工作正在抓紧进行中。

3.6 确定华东、华中、福建电网接受外部电力市场空间的原则

按照我国现代化建设三步走的战略构想,“十五”及今后一段时期内,我国经济将持续、协调发展,对电力的需求也将稳步增长。根据 2005～2020 年不同的发展阶段的负荷增长及电力需求,参考网、省公司推荐的电源方案,计算出各网系统需新增电源,考虑各网系统退役机组容量,扣除各网应优先考虑的电源后,将各网考虑自身平衡所需新增煤电的空间作为接受川电的市场空间。

按照资源优化配置和电力结构调整的原则,确定优先考虑的电源为:在建项目、已确定的区外来电、水电、已确定建设的核电、西气东输燃机项目和电源结构调整项目(如 LNG 和抽水蓄能电站)。

3.7 华东、华中、福建电网接受外部电力的市场空间

按上述外区受电市场空间的研究原则,得出 2010,2015,2020 年中负荷方案各网接受外区受电的市场空间见表 7;2010,2015,2020 年按低水平负荷方案校核受电电网的市场空间见表 8。

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表7 受电电网市场空间分析(中负荷方案) 万kW

受电电网	2006～2010年	2011～2015年	2016～2020年
华东	724	1 750	2 040
华中	297	870	1 042
福建	119	140	430
总计	1 140	2 760	3 512

表8 受电电网市场空间分析(低负荷方案) 万kW

受电电网	2006～2010年	2011～2015年	2016～2020年
华东	318	1 017	1 624
华中	156	660	767
福建	85	56	343
总计	559	1 733	2 734

4 中通道“西电东送”送端外送电能力分析

4.1 四川及金沙江流域水电资源

4.1.1 四川水电资源

四川水电资源丰富,理论蕴藏容量为14 268.85万kW,占全国总容量的21.11%,列全国第2;技术可开发容量为10 345.96万kW,占全国可开发容量的27.33%,列全国第1;经济可开发容量为7 611万kW,其中80%左右集中在金沙江、雅砻江、大渡河等3大河流上,约为6 000余万kW,其他河流约占20%。

四川水力资源特点是:可建设的水电站大、中、小齐全,分布集中,适宜筑坝建库,径流丰沛而稳定,落差大而集中,淹没损失小,中型水电资源丰富。四川水电除具有丰富的可开发资源,通过流域开发还可形成较好的调节性能。

4.1.2 金沙江流域水电资源

金沙江是我国乃至世界上著名的水力资源极为丰富的河流之一,是长江的上游河段。金沙江流域跨青、藏、滇、川、黔五省区,流域面积47.32万km^2,为长江宜昌以上流域面积的55%,占长江总流域面积的27%,水能资源极为丰富,水能理论蕴藏量5 500万kW,约占西南三省水能资源的20.3%,占全国水能资源的8.2%。金沙江干流全长2 290 km,落差3 280 m,多年平均流量4 920 m^3/s,多年平均径流量1 550亿m^3,水量充沛、稳定、落差大而集中,总装机容量可达7 500万kW,约占全国可开发水能资源的1/5。金沙江干流划分为3个河段,巴塘河口至石鼓为上段,石鼓至攀枝花(渡口)为中段,攀枝花至宜宾为下段。其中,下段水能资源最丰富,河段长782 km,落差729 km,规划以4个梯级开发,从上游至下游依次为乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝,可获得总库容415亿m^3,调节库容160亿m^3,装机容量3 690万kW,年发电量1 724亿kW·h。

溪洛渡、向家坝是金沙江干流最下游的2个梯级。溪洛渡电站装机1 260万kW,保证出力339.5万kW,多年平均发电量566.8亿kW·h,年利用小时4 500 h。向家坝电站装机600万kW,保证出力208.5万kW,多年平均发电量305.8亿kW·h,年利用小时5 045 h。

4.2 研究外送电能力的原则

四川向外区送电能力的研究原则是:遵照国家能源开发政策,充分考虑地区国民经济发展、负荷增长需要及四川能源资源的构成及特点、开发条件、前期工作情况、建设工期、投产时间,按照优先发展具有调节能力的水电,鼓励流域梯级滚动开发,控制径流水电,配套建设经济合理、满足调峰要求的燃气电站的原则安排四川电源装机。根据四川在供需平衡条件下的丰枯期运行情况,提出四川电力外送电能力。

研究金沙江水电外送能力的原则是:依据金沙江水电的开发进度,通过对受电地区的经济技术比较,提出其电能合理的消纳范围,并对输电系统进行优化。

4.3 四川外送电能力

4.3.1 四川电网自平衡情况

以四川中水平负荷及2005年外送250万kW(华东100万kW、重庆150万kW(含二滩89.8万kW))为前提,2005,2010,2015,2020年的四川电网自平衡结果如下。

2005年:四川省最高负荷1 262万kW,“十五”负荷增长率6.3%,四川省需装机1 986.7万kW,其中:水电装机为1 296.7万kW,火电装机为690.2万kW。“十五”新增装机276.9万kW,其中:水电195.8万kW,火电81.02万kW。

在2005年枯水期平衡的基础上,丰水期6～10月有盈余电力为105.4万～128.4万kW。平水年丰水期有大量富余电量产生,水电可发电量585.94亿kW·h,利用电量541.9亿kW·h,弃水电量44.1亿kW·h,水电利用率为92.48%。2005年由于四川水电特性改善不大,2005年除外送250万kW容量外,丰水期仍有部分容量(100万～120万kW)可外送。

2010年:四川全省最高负荷1 795万kW,“十一五”负荷增长率7.3%,四川需装机容量为2 654.7万kW,其中:水电装机为1 753.6万kW,火电装机为901.1万kW。“十一五”新增装机668万kW,其中:水电456.9万kW,火电211万kW。

以2010年枯水期平衡为基础,丰水期电力盈余160万～170万kW。平水年电量平衡,水电可发电

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

量 877.88 亿 kW·h,利用电量 813.72 亿 kW·h,弃水电量 64.16 亿 kW·h,水电利用率为 92.69 %。

2015 年:全省最高负荷 2 460 万 kW,“十二五”负荷增长率 6.5 %。四川需装机容量为 3 587.5 万 kW,其中:水电装机为 2 421.4 万 kW,火电装机为 1 166.1 万 kW。“十二五”新增装机 932.8 万 kW,其中:水电 667.8 万 kW,火电 265 万 kW。

在枯水期满足平衡的基础上,丰水期电力盈余为 199.2 万～206.2 万 kW。平水年电量平衡,水电可发电量为 1 167.39 亿 kW·h,利用电量为 1 053.24 亿kW·h,弃水电量为 114.15 亿 kW·h,水电利用率为90.22 %。

2020 年:全省最高负荷 3 185 万 kW,“十三五”负荷增长率 5.3 %。四川需装机容量为 4 306.6 万 kW,其中:水电装机为 2 990.5 万 kW,火电装机为 1 316.1万 kW。“十三五”新增装机 719.1 万 kW,其中:水电 569.1 万 kW,火电 150 万 kW。

在满足枯水期平衡的基础上,丰水期电力盈余 66.4 万～77.5 万 kW,平水年电量平衡,水电可发电量 1 500.9 亿 kW·h,利用电量 1 358.7 亿 kW.h,弃水电量 142.33 亿 kW·h,水电利用率 90.52 %。

由于四川水电特性和电网负荷特性有一定的差异,在满足枯水期平衡的基础上,丰水期仍有较多富裕,丰水期弃水电量较多,火电利用小时数低,仅为 2 766～3 118 h。如四川水电仅在四川市场消化,资源利用和投资效益较差,应将四川丰富的水电资源纳入全国的能源平衡,才能提高四川资源利用和投资效益。

4.3.2　四川外送电能力

按中负荷水平满足四川本省需求后,四川的外送能力(含外送重庆和广东)为:2005 年四川外送 250 万 kW(含二滩 90 万 kW,下同),四川不需新增装机;2010 年外送新增容量 380 万 kW,四川为外送需新增水电装机 347.3 万 kW;2015 年外送新增容量 672 万 kW,四川为外送需新增水电装机 652 万 kW;2020 年外送新增容量 588 万 kW,四川为外送需新增装机 584 万 kW,其中:火电 30 万 kW。

考虑四川自身负荷的需求及各水平年的推荐外送规模,四川各水平年的电源装机规模见表 9。

4.4　金沙江外送电能力

金沙江梯级一期开发溪洛渡水电站和向家坝水电站。溪洛渡水电站装机 1 260 万 kW,向家坝水电站装机 600 万 kW。2013 年开始投产,2015 年溪洛渡投产容量达到 980 万 kW,约 2020 年 2 个电站全部投产,外送容量达到 1 860 万 kW。随着今后金沙江梯级开发,金沙江流域水电外送能力将进一步增加。

表 9　2000～2020 年川电电源装机进度　　万 kW

规模	2000 年	2005 年	2010 年	2015 年	2020 年
系统水电	1 100.8	1 296.7	2 100.9	3 216.5	4 384.6
系统火电	609	690.2	901.11	1 226.1	1 526.11
总规模	1 709.8	1 986.7	3 002.2	4 442.6	5 910.5
增加水电装机	/	195.9	804.2	1 115.6	1 168
增加火电装机	/	81.2	210.9	325	300
增加总装机	/	277.1	1 015.1	1 440.6	1 468

注:增加的火电装机为扣除退役小火电后的容量。

4.5　三峡外送电能力

三峡电站装机容量 1 820 万 kW,保证出力 500 万 kW,多年平均发电量 847 亿 kW·h,计划到 2003 年首批机组发电,2009 年全部建成。

5　中通道“西电东送”方案

5.1　研究中通道“西电东送”方案的原则

研究四川电力外送市场方向、外送容量、外送方式及四川外送与周边联网主要遵循的原则如下。

(1) 研究川电外送市场方向的原则是:在满足四川本省电力需求的基础上,主要考虑重庆、华东、华中、福建。溪洛渡、向家坝水电站外送已纳入外区市场平衡。

(2) 研究川电外送容量的原则是:在考虑东部市场空间可消纳的前提下,以四川水电开发进度为基础,辅助一定的以改善四川电源结构和送电特性为目的的火电建设。川电外送考虑阶梯式方案进行。根据川电外送能力和特性、外区接受能力和要求、送电技术和设备等因素综合考虑确定每 1 组外送容量,初步考虑 300 万～400 万 kW 左右为 1 组。

(3) 研究川电外送方式的原则是:以网对网和点对网二种方式相结合,2010 年前主要考虑网对网送电方式,2010 年以后新增外送主要考虑点对网送电方式。四川省主网架建设应能适应本地区电力需求和外送规模的增长。金沙江、雅砻江的电源开发以点对网外送为主,大渡河和四川其他河流电源开发主要满足四川用电,富裕电力以网对网方式向外送电。川电送广东应考虑直接通道,不考虑川电通过南通道“西电东送”线路向广东送电。

(4) 研究川电外送与周边联网的原则是:积极推进周边联网,以改善四川电源结构和外送质量,取得联网效益。不考虑川电通过西北向华北送电。

5.2　四川电力“西电东送”

5.2.1　四川电力“西电东送”初步方案

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

根据国家西部大开发、全国资源优化配置、国家能源安全、电力结构调整的战略决策,以及四川水电资源开发情况,结合华东、华中、福建电力发展规划,综合考虑四川水电出力特点、受电区电源结构和负荷特性、送电距离,经技术经济比较,提出川电东送初步方案如下:

表10 2005～2020年川电外送规模汇总 万kW

送电方向	2005年	2010年	2015年		2015		2020年合计
	网对网	网对网	网对网	点对网	网对网	点对网	
华东	100	300	300	182	300	400	700
华中	0	100	100	/	400	0	400
点、网规模小计	100	400	400	182	700	400	1 100
5年增量规模	100	300	182		518		/
外送总规模	100	400	582		1 100		/

备注:向重庆送电含二滩89.8万kW电力。

2005年四川"西电东送"华东100万kW;2010年四川"西电东送"容量达400万kW,其中:送华中100万kW、华东300万kW,均为网对网送电方式;2015年四川"西电东送"容量达582万kW,其中:网对网送华中100万kW、网对网送华东300万kW、点对网送华东182万kW;2020年四川"西电东送"容量达1 100万kW,其中:网对网送华中400万kW、网对网送华东300万kW、点对网送华东400万kW。2005～2020年川电东送规模见表10。

5.2.2 四川电力"西电东送"外送输电方案

川电外送不仅有点对网方式,也有网对网方式。四川电网的主网架建设直接关系到川电外送的安全、稳定,经技术经济比较,初步推荐2005,2010,2015,2020年的外送输电方案如下:

2005年送华东100万kW,同时考虑送重庆150万kW,利用已建的洪沟至陈家桥2回交流500 kV线路,新建南充至万县1回500 kV线路,陈家桥至万县、万县至三峡龙泉换流站的双回交流500 kV线路。

2010年送华中100万kW,同时考虑送重庆230万kW,利用2005年已建成线路,新建南充至万县第2回500 kV线路;2010年网对网送华东300万kW,建设1回±500 kV直流线路、线路长度1 600 km、输电容量300万kW。

2015年点对网送华东400万kW,建设1回±750 kV直流线路,线路长度2 150 km、换流站规模400万kW,换流站单极投运200万kW,输电容量182万kW。

2020年新增网对网送华中300万kW,建设1回±500 kV直流线路,输电距离1 050 km,输电容量300万kW;2020年点对网送华东400万kW,换流站双极投运,输电容量400万kW。

5.2.3 川电外送的竞争力及效益

川电外送经济评价和财务评价研究结果表明,推荐的方案在经济上是优越的,其外送电价是有竞争力的。

川电外送华东、华中的电价在各阶段都具有竞争力。川电送华东电价与华东本地的火电机组电价相比2005,2010,2015,2020年低约56,64.5,57.6,73元/(MW·h),2005～2020年华东可节约电费共约107.3亿元。

川电送华中电价与华中本地的火电机组电价相比2010,2015,2020年低约97,35,23.2元/(MW·h),2010～2020年华中可节约电费共约25.35亿元。

四川电力外送将给四川带来电费收益。2005～2020年四川电力外送华东的电费收入约298.8亿元。2010～2020年四川电力外送华中的电费收入约73.5亿元。2005～2020年四川外送华东、华中电费收入共约372.3亿元。

5.3 金沙江电力"西电东送"

通过对金沙江溪洛渡和向家坝水电站电力在大区之间消纳和各大区内分省消纳的研究,提出了两电站电能合理的供电范围。输电系统方案对送电方式分别按纯直流、纯交流、交直流混合方案进行了技术经济比较,并提出了推荐方案。

5.3.1 溪洛渡和向家坝电站电能在大区电网之间消纳方案

(1) 金沙江电站电力电量原则上全部送出,丰水期(6～10月)不送四川、云南电网;考虑到溪洛渡、向家坝水电站与近区电网保持电气联系的必要性,以及输电系统运行灵活性的要求,枯水期留10%左右的电能分送川渝、云南(各送5%)。

(2) 东送电力电量按送华中40%～45%、华东55%～60%左右的比例分配较为合理。

5.3.2 溪洛渡和向家坝电站电能分省消纳方案

结合各省电网的特点和发展趋势,拟订了有代表性的分省消纳组合方案。以溪洛渡、向家坝水电站不送电的电力电量平衡为基础,考虑其他类型装机不变,比较各计算方案所需的煤电容量,计算各方案的替代容量差额和弃水电量差额,并进行了经济比较。

在华东三省一市和福建消纳的方案:华东地区的能源流向是由西向东,由北向南,金沙江送电应尽可能减少区域内能源流动。上海受厂址资源、环保约束,未来从外区受电比重应逐步加大,福建和浙江

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

的煤价相对较贵,福建的火电替代率较高,金沙江水电与福建水电还有一定的跨流域补偿作用。综合各方面因素,经过经济比较,推荐分省消纳比例:上海 30 %、江苏 20 %、安徽 10 %、浙江 20 %～25 %、福建 15 %～20 %。

在华中四省消纳的方案:综合分析各消纳方案中 2020～2025 年年费用差额的变化趋势,按照远近结合的原则,消纳比例为:河南 20 %、湖北 35 %、湖南 30 %、江西 15 %。

在四川和重庆消纳的方案:丰水期金沙江电站电力电量原则上全部送出,不送四川、云南电网;考虑到溪洛渡、向家坝水电站与近区电网保持电气联系的必要性,以及输电系统运行灵活性的要求,枯水期留 10 %左右的电能分送四川、云南(各送 5 %)。枯水期送出的电能全部分给四川电网,不送重庆。

5.3.3　溪洛渡和向家坝电站电能外送输电方案

输电系统方案对送电方式分别按纯直流、纯交流、交直流混合方案进行了技术经济比较,其中纯直流为 ±500～ ±600 kV;纯交流为交流特高压 1 150 kV;交直流混合为至华中交流 750 kV、至华东直流 ±600 kV 或者 ±750 kV,推荐采用纯直流方案。至华中送电落点考虑湖北、湖南、江西 3 个落点;至华东考虑上海、浙江、安徽 3 个落点。输电方案总投资 460.6 亿元。

5.4　三峡电力“西电东送”

三峡电力供电范围为华东、华中和广东(八省一市),即上海市、浙江省、江苏省、安徽省、湖南省、湖北省、江西省、河南省和广东省。三峡电力电量不送重庆。

三峡电能在三广直流工程 2004 年建成以前,电力电量按 5∶5 送往华东和华中。三广工程投产后,汛期向广东和华东按 5∶5 的比例送电,在分别达到两地区设计输电能力 300 万 kW 和 720 万 kW 以后,其余电力均送华中。三峡电站在汛期的调峰电力电量,原则按照各地设计输电能力安排。在非汛期,电力分配以 16 %、40 %和 44 %的比例,分别向广东、华东和华中输送;电量向三地区分配比例为 16 %、32 %和 52 %。

配合三峡电站的建设,将开工建设三峡至华东电网 2 回、三峡至广东 1 回输电容量均 300 万 kW 的直流,9 回 500 kV 线路送往华中电网,最终实现三峡向华中送电 800 万 kW、向华东送电 720 万 kW、向广东送电 300 万 kW 的目标。

5.5　中通道“西电东送”规模

2005～2020 年中通道“西电东送”规模见表 12。2005,2010,2015,2020 年中通道“西电东送”规模达 640 万,1 920 万,3 082 万,4 480 万 kW。2020 年,三峡水电东送 1 520 万 kW,四川水电东送 1 100 万 kW,金沙江水电东送 1 860 万 kW。2005～2020 年中通道“西电东送”新增送电规模见表 13。2010～2020 年华东和华中中负荷方案电力平衡示意图见图 1,2;图 3,4,5,6 分别为 2005,2010,2015,2020 年“西电东送”中通道送电示意图。

表 11　三峡电能在三大区电力、电量的分配

地区	项　目	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
广东	最大电力/万 kW	/	180	282	300	300	300	300	300
	电量/(亿 kW·h)	/	78	124	141	144	146	141	146
华中	最大电力/万 kW	113	164	258	335	531	647	770	800
	电量/(亿 kW·h)	20	64	85	96	174	224	238	379
华东	最大电力/万 kW	101	180	282	420	482	588	720	720
	电量/(亿 kW·h)	18	116	162	213	232	281	322	329

表 12　2005～2020 年中通道“西电东送”规模　　万 kW

项　目	外送规模	2005 年			2010 年			2015 年			2020 年		
		华东	华中	福建	华东	华中	福建	华东	华中	福建	华东	华中	福建
三峡水电	1 520	282	258	/	720	800	/	720	800	/	720	800	/
四川水电	1 100	100	/	/	300	100	/	482	100	/	700	400	/
其中:网对网	700	100	/	/	300	100	/	300	100	/	300	400	/
锦屏Ⅱ+官地	400	/	/	/	/	/	/	182	/	/	400	/	/
金沙江水电	1 860	/	/	/	/	/	/	466	431	82	892	810	158
其中:溪洛渡	1 260	/	/	/	/	/	/	466	431	82	595	560	105
向家坝	600	/	/	/	/	/	/	/	/	/	297	250	53
分地区接受西电规模	4 480	382	258	/	1 020	900	/	1 669	1 331	82	2 312	2 010	158
东部接受西电规模总计	4 480		640			1 920			3 082			4 480	

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表13 2005～2020年中通道“西电东送”新增送电规模 万kW

新增送电电源名称	总规模	2005年			2010年			2015年			2020年		
		华东	华中	福建	华东	华中	福建	华东	华中	福建	华东	华中	福建
三峡水电	1 520	282	258	/	438	542	/	/	/	/	/	/	/
四川水电	1 100	100	/	/	200	100	/	182	/	/	218	300	/
其中:网对网	700	100	/	/	200	100	/	/	/	/	/	300	/
锦屏Ⅱ+官地	400	/	/	/	/	/	/	182	/	/	218	/	/
金沙江水电	1 860	/	/	/	/	/	/	466	431	82	425	379	76
溪洛渡	1 260	/	/	/	/	/	/	466	431	82	128	129	23
向家坝	600	/	/	/	/	/	/	/	/	/	297	250	53
分地区接受西电规模	4 480	382	258	/	638	642	/	648	431	82	644	679	76
东部接受西电规模总计	4 480		640			1 280			1 162			1 398	

6 中通道“西电东送”受端电源电网协调发展

随着我国电力体制改革的深化、西部大开发战略的实施,“西电东送”步伐加快、“西电东送”规模的加大,华东电网将成为最大的受端电网。目前的华东电网覆盖江苏省、浙江省、安徽省和上海市,电力体制改革后,福建电网将纳入华东电网,华东电网的规模将更大。华东电网外区来电主要是三峡、金沙江、西南水电和山西煤电,其接受外区来电的比例较高,长距离、大容量、多回直流送电给华东将成为华东地区接受外区来电的主要方式。

“西电东送”有利于实现最大范围的资源优化配置,达到保护生态、节约能源等社会可持续发展战略

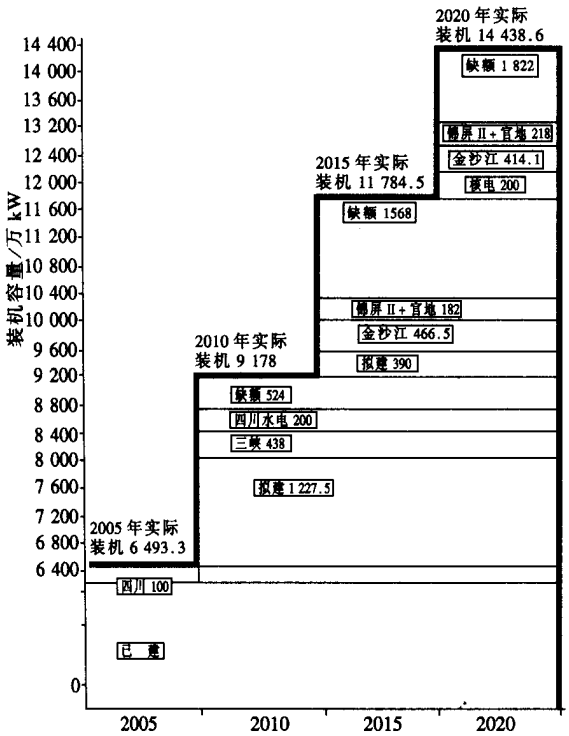

图1 2010～2020年华东电网电力平衡示意图(中负荷)

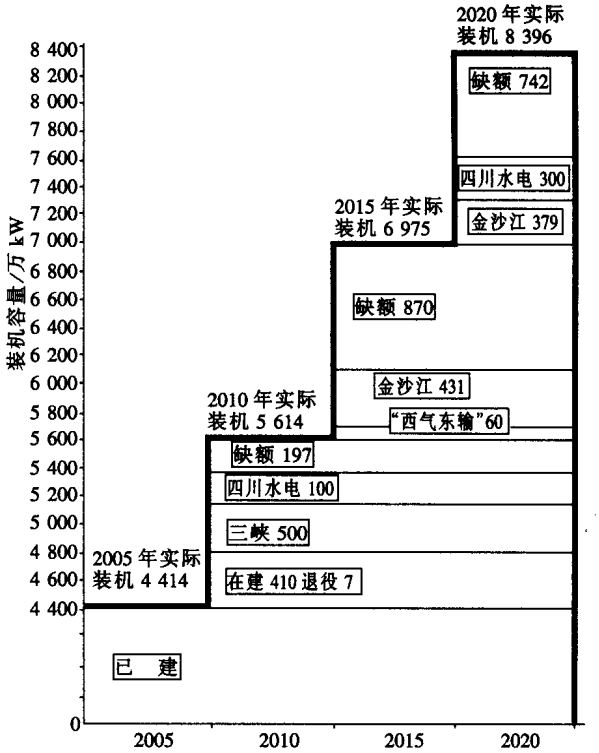

图2 2010～2020年华中电网电力平衡示意图(中负荷)

要求。华东地区经济发达,人口密度大,资源缺乏、电力环保问题日益突出,“西电东送”华东可解决华东资源缺乏、环保压力大等问题。但是,华东地区是我国的经济中心,华东电网作为一个大的受端电网,其电网运行的安全、稳定和可靠将对华东地区的经济发展产生重大影响。因此,在加大接受“西电东送”电力的同时,必须把华东电网建设成为坚强、可靠的受端电网,尤其对长距离、大容量、多回直流受电的受端电网的无功支撑不足会导致系统电压崩溃的问题应引起高度重视。在受端电网安排一定规模的电源建设,增加受端电网电压支撑,保证“西电东送”受端电源、电网的协调发展,提高电网安全、稳定水平,提高“西电东送”电网输电能力,从而降低输电成本,取得电网整体经济效益。

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

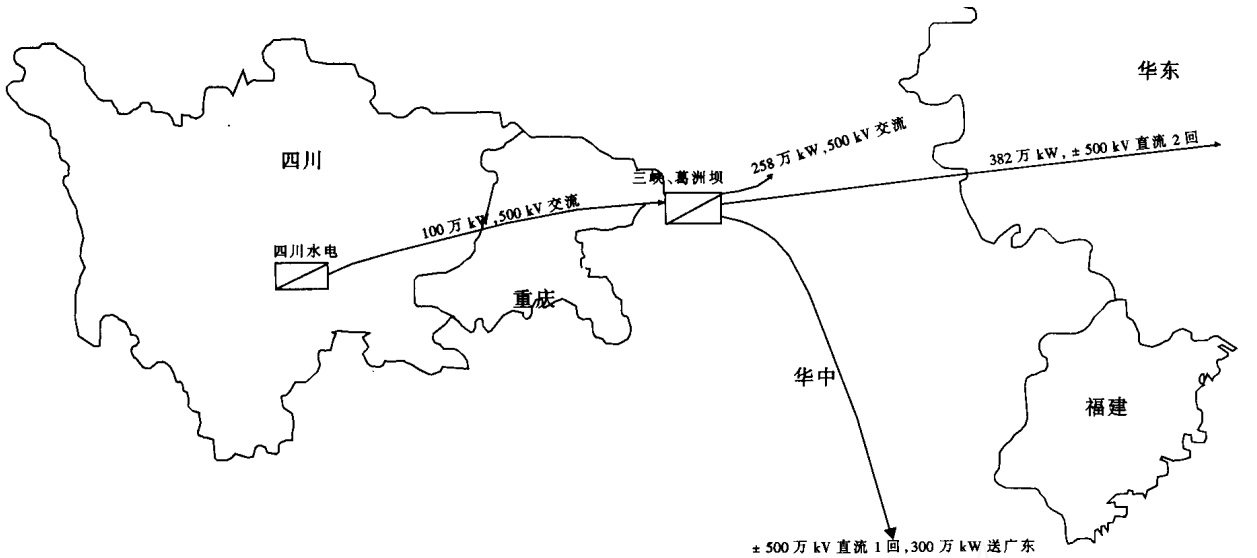

图 3　2005 年“西电东送”中通道送电示意图

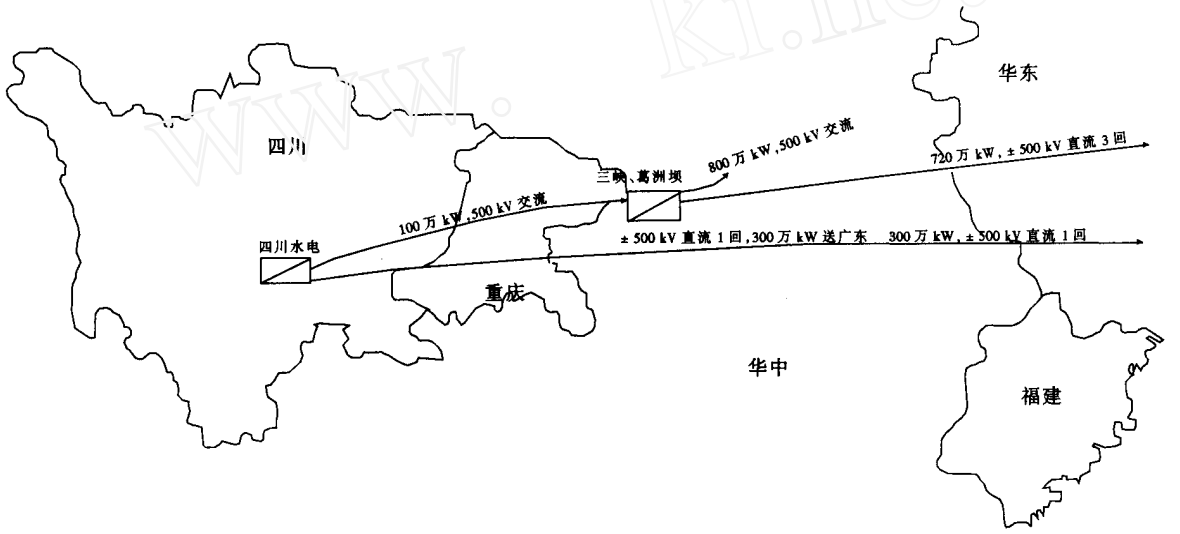

图 4　2010 年“西电东送”中通道送电示意图

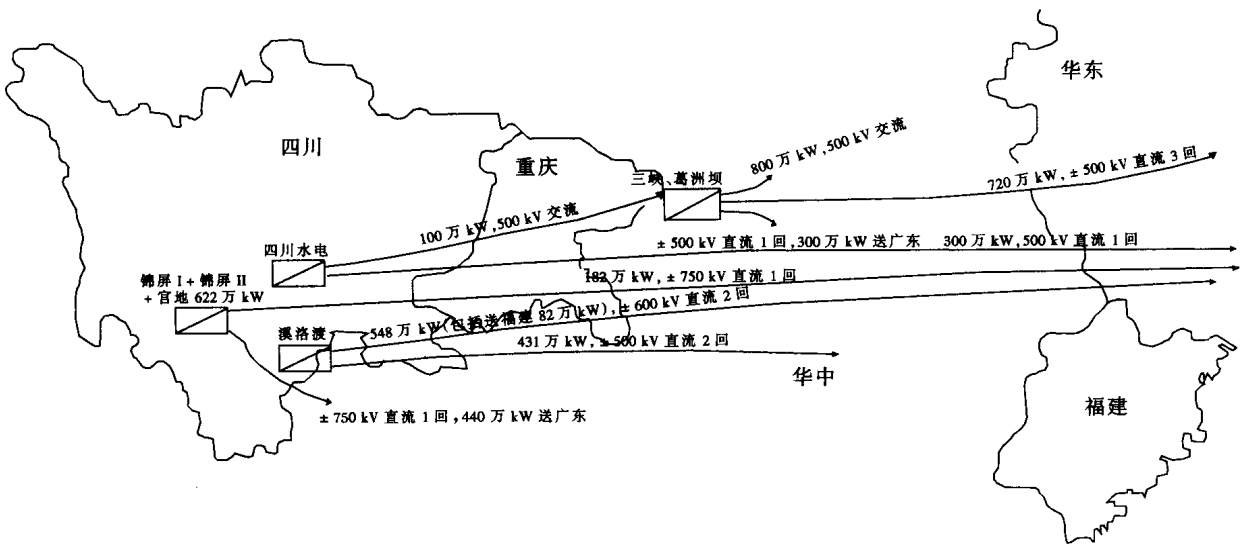

图 5　2015 年“西电东送”中通道送电示意图

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

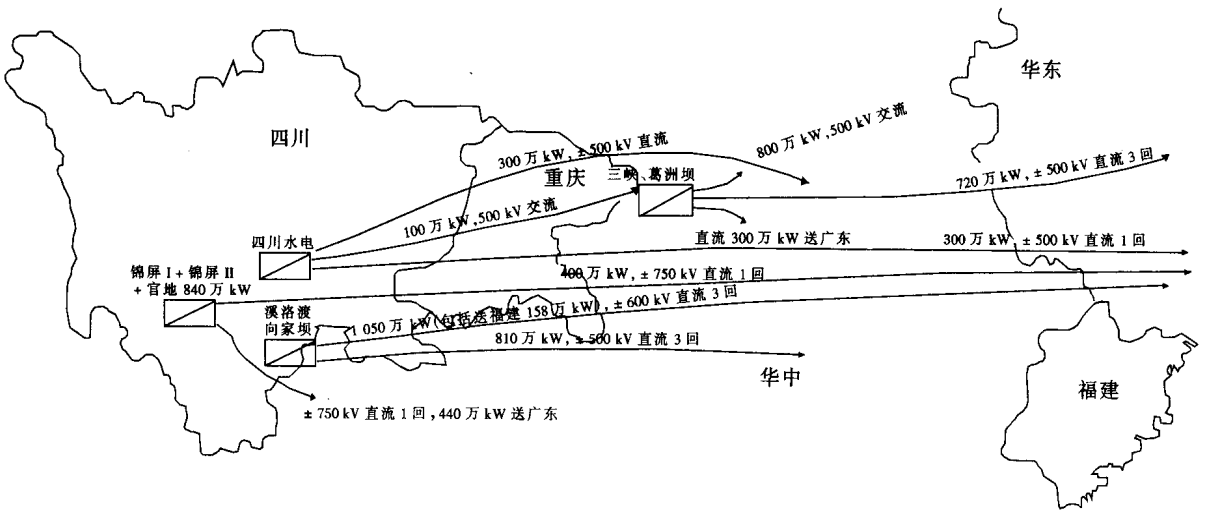

图6 2020年"西电东送"中通道送电示意图

7 建议

四川及金沙江流域水电的开发和外送，是实现中央西部大开发、电力结构调整战略决策的重要组成部分，也是国家电力公司贯彻中央战略决策，提出全国资源优化配置，"西电东送、南北互供、全国联网"战略部署的重要组成部分。四川及金沙江流域水电的开发和外送，有利于形成更大范围内的电力市场，更充分地发挥市场机制，达到更好的市场配置资源和竞价上网的目的，并将对全国联网结构产生重大影响。

四川水电当前开发程度较低，仅占技术可开发容量的10.5%，四川水电的开发除满足自身电力需求外，要立足于区外市场，要作为四川省经济的支柱产业来发展。四川水电当前调节性能不好，年利用小时仅3 353 h。四川最大水电站二滩电站装机330万kW，只是季调节水电站，但通过几大流域开发进行结构调整是可以形成较好的调节性能。要尽早开发龙头水电站，改善电能质量，提高川电外送的竞争力。四川水电只有在水电发展中实现结构调整，只有坚持水电结构调整才可能有更大的发展。

四川电网外送以送华东、华中为主，到2015年左右，可有部分电力送广东。四川电网应通过与周边联网改善本省的水电特性，提高经济效益。四川水电水量丰富，但开发初期调节性能较差；西北地区水电调节性能很好，但其水量有限。因此，应加快四川与西北的联网，以通过跨流域补偿，实现虚拟的"南水北调"。最终川渝电网将是一个向外区呈辐射状的电网，其特点是"远送近联"，即远处以送电为主，近处以取得联网效益为主。

为了加快四川电力外送的步伐，实现更大范围资源优化配置，尽早实现四川电力及金沙江电力的外送，提出如下建议：

7.1 开展在更大范围内消纳四川和金沙江水电的规划研究

四川水力资源丰富，理论蕴藏量为14 268.85万kW，占全国总量的21.11%，列全国第2；技术可开发容量10 345.96万kW，占全国可开发容量的27.33%，列全国第1；经济可开发容量7 611万kW。目前，四川水电开发程度较低，仅占技术可开发容量的10.5%。

推荐的四川水电开发及外送方案，到2005，2010，2015和2020年，四川已开发的水电容量分别为技术可开发容量的12.53%，20.69%，30.70%，41.8%，即到2020年仍有1/2以上的水电未得到利用。

金沙江梯级有溪洛渡(1 260万kW)、向家坝(600万kW)、虎跳峡(600万kW)、白鹤滩(1 250万kW)、乌龙德(740万kW)、观音岩(250万kW)、皮厂(250万kW)、金安桥(200万kW)、洪门口(400万kW)等巨型水电站，合计容量5 610万kW。规划2020年前投产溪洛渡、向家坝，开发容量1 860万kW，仍有65.78%的装机容量没有开发，其中虎跳峡的开发对改善金沙江水电特性有重大意义，因此，四川及金沙江后续水电开发潜能巨大。

我国煤炭资源北多南少，全国煤炭累计探明储量约为10 000亿t，其中华北(不含内蒙东四盟)占45.9%、西北地区占30%、东北地区(含内蒙东四盟)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

占 7.3 %,北部地区集中了全国煤炭储量的 83.2 %,煤电显然是北部电源开发的主力电源。

中部地区有一定的水力和煤炭资源,华中地区可开发的水力资源为 5 197 万 kW,占全国可开发水力资源的 13.7 %,煤炭已探明储量占全国的 2.8 %。

随着社会主义市场机制日趋完善和全国统一的竞争性电力市场的建立,必然要求从更大范围内资源优化配置出发,研究能源的开发和利用。建议在现有研究成果的基础上,根据资源的分布特点,综合四川水电和溪洛渡、向家坝、虎跳峡、白鹤滩、乌龙德、观音岩、皮厂、金安桥、洪门口等金沙江中、下游水电开发,考虑北部火电和南部水电互补,结合华东、华中、华北、山东、福建等受端统一电力市场的形成,按照在更大范围内、更充分地发挥市场机制进行资源优化配置,对川电和金沙江水电外送方案、科学的电压等级以及全国联网的格局开展进一步优化研究。

7.2　确保四川水电的规划市场

要将四川水电开发和外送纳入全国资源优化配置的大格局中统筹考虑。川电外送的方案一旦确定,其外送容量应纳入相关网、省电力发展规划,并应严格审批相关网、省的电源建设,确保四川水电的规划市场。

7.3　开展川电外送输电规划及保证电网安全运行的专题研究

川电外送规模大,对四川电网和接受方电网安全、稳定都有较大影响,做好四川电网主网架、川电外送输电通道和受端电网规划研究是关系到川电外送效益和电网安全、稳定的重要保证,是十分必要和紧迫的任务。

7.4　大力推进四川水电前期工作

要实现推荐方案送电水平,2001～2005 年,四川水电需投产 195.9 万 kW,需开工 1 071.55 万 kW,需静态投资 642.93 亿元;2006～2010 年,四川水电需投产 804.2 万 kW,需开工 1 558.7 万 kW,需静态投资 935.22 亿元;2011～2015 年,四川水电需投产 1 115.6万 kW,需开工 396.5 万 kW,需静态投资 237.9 亿元;2016～2020 年,四川水电需投产 1 168 万 kW。虽然四川在 2010 年以后才开始大规模外送电力,但工程大规模开工必须在 2010 年以前进行。目前四川水电已开工和在建规模 150 万 kW,预可研阶段 706 万 kW,可研阶段 538 万 kW,初设阶段 377 万 kW。应加快四川水电前期工作进度,特别是龙头水电站的开发,如雅砻江的两河口、大渡河的独松。这样二条流域的水电特性都可以成为年调节或不完全年调节,从而加快四川水电特性的改善,积极推动川电外送。

7.5　尽早开展超高压输电方案的研究论证工作

川电以及金沙江后期,电力外送规模十分巨大,送电距离在 1 000～2 000 km 之间。超高压输电是实现大规模“西电东送”的必要条件,要尽快开展采用 500 kV 以上交流输电和直流输电(主要是 ±750 kV 直流和 750～1 000 kV 交流)的论证研究工作,以尽早确定大容量“西电东送”、全国联网最优的输电方式和电压等级,保证“西电东送”、全国联网的顺利实施。

7.6　雅砻江与四川电网的关系

雅砻江上的水电站互联,主要考虑以点对网方式外送,但要加强雅砻江的电网与四川电网的联系。

应进一步统筹研究金沙江和雅砻江与四川电网的关系,可考虑在雅砻江丰水期,电力大部分外送,枯水期留适当比例的电力供四川电网使用。充分利用其优良的水电特性,改善四川电源结构及水电调节性能,提高四川电网的经济效益。建议下一步应开展雅砻江外送与四川电网关系的研究课题,确定雅砻江的最优外送模式。

7.7　改革水电电价机制,鼓励调节性能好的流域龙头水电站的建设

按目前的水电电价机制,投资者只能从单一的电量电价的收益中还本付息,这种电价机制不利于电源优化和资源优化的配置。应将单一制电量电价改为二部制电价模式,即以容量电价和电量电价计费的电价制度。应优先对龙头水电站实行二部制电价,加快竞价上网建设的步伐。

要积极争取水电政策支持。目前,水电增值税 17 %过高,火电实际只有 8 %～10 %。例如在南方“西电东送”和西北“西电东送”的规划研究中,如果将水电的增值税率降到 13 %,则水电电价可以下降约 3.4 %,约降低 0.006 元/(kW·h);如果将水电的增值税率降到 6 %,则水电电价可以下降约 9.43 %,约降低 0.016 元/(kW·h)。

鼓励按流域开发,实现水电建设资金在流域开发范围内的良性循环和滚动增值,使得流域开发公司有资金能力开发容量效益好、调节性能好的水电站,特别是龙头水电站的建设。

应制定龙头水电站开发后,对下游水电站提高效益的补偿政策。国家应尽快出台补偿政策,规定下游受益的水电站将实际增加年运行效益的一定比例补偿给施益的上游龙头水电站,并规定相应的补偿年限。鼓励综合利用水电工程实行投资分摊和利

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

益分享。

7.8 应制定鼓励“西电东送”通道建设的政策

要加快对联网投资成本在联网各种效益中分摊问题的研究,即电量电价和联网效益电价问题的研究,合理决定输电价格水平和结构,降低过网费,提高“西电东送”的竞争能力。

应给电网项目提供长期、低息优惠贷款。根据测算,对于长距离直流送电,若贷款期限从15年增加到20年,可以降低过网费约8元/(MW·h);若利率从现在水平降低1个百分点,可以降低过网费约4元/(MW·h)。

应出台一系列政策,以降低投资电网建设的风险,相应降低电网输电环节的收益率,降低过网费用。根据测算,对于长距离直流送电,自有资金内部收益率若从11%降低到9%,可以降低过网费约7元/(MW·h)。

为“西电东送”提供更优惠的税收政策,包括加快增值税改革的步伐,降低水电和输电环节的增值税率。对于输电环节,如增值税率考虑为6%,则过网费可以下降约9.5%。

(责任编辑:王苹志)

(上接第36页)

6.3 南方电网“西电东送”通道的网架建设

根据“西电东送”电源投产的时间及逐年送电容量,南方电网“西电东送”通道在“十五”形成的五交两直“西电东送”主网架的基础上,2005年后,配合龙滩水电站的送出,将继续加强业已建成的交流输电网络,形成龙滩—河池单回、龙滩—柳州双回、龙滩—苹果二双回的交流网络。2010年后,为满足小湾、构皮滩和糯扎渡等大型水电的送出需要,规划采用直流输电方案向广东送电,形成糯扎渡换流站—江门换流站、小湾换流站—花都换流站、施秉换流站—惠州换流站的±500 kV直流线路。

7 建议

7.1 积极推进南方电网的市场化改革,尽快建立合理的交易市场,充分发挥市场机制的作用,同时以合同形式规范东、西部省区的能源合作关系,实现“西电东送”方案。

7.2 加快云南水电的前期工作,促进调节性能好的大、中型水电站的建设。

7.3 做好贵州火电的前期工作,做好贵州煤矿建设、煤炭运输与电厂用煤的配合工作,严格控制西部煤矿和电源建设成本,同时要注重环境保护。

7.4 在控制东部电源建设的同时,要结合“西电东送”稳定水平的研究,研究受端电源、电网建设对“西电东送”稳定的影响,确定受端电网合理的电源支撑和接受西电的合理比例。

7.5 针对南方电网“西电东送”交、直流混送及广东电网多直流馈入的特点,尽快引进先进的软件开展相关系统研究,以确保南方“西电东送”稳定、安全实施。

7.6 为支持清洁能源的发展,提高西部水电的竞争力,要给水电项目提供长期、低息优惠贷款,放宽水电赋税政策,降低所得税和增值税税率,以降低水电电价。

(责任编辑:李汉才)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net