

“十一五”国家重点图书出版规划项目

特高压输电技术

交流输电分册

中国电力科学研究院 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

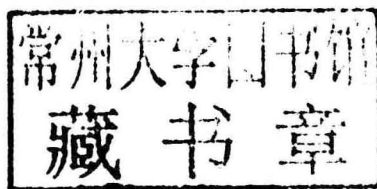
“十一五”国家重点图书出版规划项目

中国电力科学研究院专著出版基金资助

特高压输电技术

交流输电分册

中国电力科学研究院 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

《特高压输电技术》针对特高压输电技术的特点,以特高压交、直流示范工程为契机,总结特高压输电技术的科研、论证、试验研究、科技攻关、设计、设备制造、工程建设、调试和运行多方面的科研成果编写而成。本套书分为《交流输电分册》和《直流输电分册》两个分册。

本书为《交流输电分册》,共八章。主要包括:特高压交流输电的必要性和建设前景,特高压交流电网额定电压和最高工作电压的确定,特高压交流同步电网构建和安全性,特高压交流输电系统的工频过电压、操作过电压、潜供电弧、VFTO 及其限制措施,特高压交流输电系统防雷和绝缘配合,特高压交流输电系统空气间隙放电特性、海拔修正和污秽外绝缘特性,特高压变电站及主要电气设备,特高压交流输电系统的电磁环境,特高压交流输电线路杆塔、导线、金具和防舞动措施,设备验收试验和系统调试试验等。

本书可供从事特高压交流输电工程科研、设计、建设、运行和维护以及特高压设备制造等方面的技术人员学习使用,也可作为其他相关人员的培训教材,还可作为大专院校相关专业的参考教材。

图书在版编目(CIP)数据

特高压输电技术. 交流输电分册/中国电力科学研究院编著. —北京:
中国电力出版社, 2012.3

ISBN 978-7-5123-2769-6

I. ①特… II. ①中… III. ①特高压输电②交流输电 IV. ①TM723
②TM721.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 036851 号

中国电力出版社出版、发行

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

北京丰源印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2012 年 5 月第一版 2012 年 5 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 23.125 印张 554 千字 1 插图

印数 0001—1500 册 定价 85.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

《特高压输电技术》

编 委 会

| | | | | |
|---------|-----|-----|-----|-----|
| 主 任 | 于永清 | | | |
| 副 主 任 | 李光范 | 范建斌 | 高克利 | |
| 编写组成员 | 张翠霞 | 李同生 | 李庆峰 | 李金忠 |
| | 郭 剑 | 殷 禹 | 鞠 勇 | 廖蔚明 |
| | 葛 栋 | 杜澍春 | 谷 琛 | 程涣超 |
| | 陈立栋 | 是艳杰 | 陈秀娟 | 高海峰 |
| | 崔博源 | 赵志刚 | 刘 锐 | 张书琦 |
| | 赵录兴 | 甄为红 | 蒋卫平 | 班连庚 |
| | 申 洪 | 张祖平 | 项祖涛 | 谢国平 |
| | 李新年 | 魏晓光 | 杨靖波 | 朱宽军 |
| | 鲁先龙 | 刘胜春 | 张子富 | 万建成 |
| | 樊宝珍 | | | |
| 审 核 人 员 | 宿志一 | 李启盛 | 李同生 | 曾南超 |
| | 陆家榆 | 王承玉 | 王景朝 | 李 博 |



前言

特高压输电具有输电容量大、距离远、效率高、损耗低等优势,发展特高压输电技术,建设以特高压电网为骨干网架的智能电网,有利于促进大水电、大煤电、大核电和大型可再生能源基地的集约化开发,实现更大范围的资源优化配置,缓解环境压力,节约宝贵土地资源,具有显著的经济效益和社会效益,符合我国国情和国家能源发展战略。发展特高压输电已被纳入《中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》和《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006~2020年)》,是国家能源发展战略的重要组成部分。

2005年,国家电网公司坚持自主创新,以科学严谨的态度,启动了特高压交、直流输电工程关键技术研究 and 可行性研究,组织国内科研、设计、制造、建设等单位 and 高等院校,对特高压输电关键技术开展了全面的研究,研究内容包括系统稳定、电磁环境、过电压与绝缘配合、外绝缘特性、设备制造、试验技术和运行等方面,并与国际相关部门开展技术交流和咨询,取得了丰硕的成果,这些成果在特高压工程的设计、建设、运行和设备制造中得到了实施、应用和验证。

2005年2月16日,国家发展和改革委员会下发了《关于开展百万伏级交流、 $\pm 800\text{kV}$ 级直流输电技术前期研究工作的通知》(发改办能源〔2005〕282号)。经过一年多的研究论证,2006年8月9日,晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程(简称特高压交流示范工程)正式获得批准。其后,向家坝—上海和云南—广州 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流示范工程正式获得批准,标志着我国特高压输电工程全面进入实施阶段。

2009年1月6日,晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程建成并正式投入商业运行;2010年6月,向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电示范工程和云南—广州 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电工程建成并正式投入商业运行。今后,我国会加快特高压输电工程和特高压电网的建设,建设项目包括:淮南—皖南—浙北—沪西、锡盟—南京和陕北—长沙等多条 1000kV 交流特高压同塔双回输电工程,以及锦屏—苏南、乌东德—白鹤滩、溪洛渡—浙西、准东—成都和哈密—郑州等特高压输电工程。

本书的编写者亲历了我国特高压示范工程的科研、论证、试验研究、科技攻关、设计、设备制造、带电考核、工程建设、调试和运行多个阶段,及时了解和掌握特高压输电的关键技术发展、创新和应用成果,并吸纳到本书之中。

为了使电力系统员工和广大关心特高压输电技术的各界人士了解和掌握特高压输电关键技术,并为后续特高压输电工程的建设提供技术参考,我们根据特高压示范工程设计、建设、

调试和运行经验及 2005 年以来特高压输电技术的科研和试验成果，编写了《特高压输电技术》，本书为《交流输电分册》。

本书共分八章，第一章由陈秀娟和张祖平编写，第二章由申洪编写，第三章由班连庚、项祖涛、葛栋和杜澍春编写，第四章由谷琛、高海峰和李庆峰编写，第五章由张翠霞、葛栋、崔博源、赵志刚、刘锐和张书琦编写，第六章由赵录兴和郭剑编写，第七章由杨靖波、朱宽军、鲁先龙、刘胜春、张子富、万建成和樊宝珍编写，第八章由张翠霞和张书琦编写，全书由李同生、宿志一、李启盛、陆家榆、王景朝和王承玉审稿，由张翠霞和甄为红统稿。

本书是基于特高压示范工程的科研成果、设计和建设经验的基础编写的，随着特高压输电技术的深化研究和特高压输电技术的不断发展，对特高压输电技术会有新的认识，本书届时再行修订。书中有不足之处，敬请批评指正。

编 者

2012 年 2 月



目 录

前言

| | |
|----------------------------------|-----|
| 第一章 概述 | 1 |
| 第一节 特高压交流输电发展概况 | 1 |
| 第二节 我国发展特高压交流电网的必要性 | 3 |
| 第三节 特高压交流电网额定电压和最高工作电压的确定 | 9 |
| 第四节 我国特高压交流电网的建设和前景 | 11 |
| 第二章 特高压交流网架和系统稳定性 | 20 |
| 第一节 特高压同步电网构建 | 20 |
| 第二节 特高压同步电网的安全性 | 27 |
| 第三节 特高压试验示范工程安全性分析 | 32 |
| 第三章 特高压交流系统过电压与绝缘配合 | 48 |
| 第一节 工频过电压及其限制措施 | 48 |
| 第二节 潜供电流及恢复电压 | 54 |
| 第三节 操作过电压及其限制措施 | 61 |
| 第四节 特快速瞬态过电压 (VFTO) | 73 |
| 第五节 雷电过电压及保护 | 78 |
| 第六节 绝缘配合 | 94 |
| 第四章 特高压交流外绝缘特性 | 104 |
| 第一节 工频电压放电特性 | 104 |
| 第二节 操作冲击放电特性 | 108 |
| 第三节 雷电冲击放电特性 | 122 |
| 第四节 海拔校正 | 127 |
| 第五节 绝缘子污闪特性研究 | 129 |
| 第五章 特高压交流变电站和主要电气设备 | 153 |
| 第一节 特高压变电站的电气主接线 | 153 |
| 第二节 特高压交流变压器 | 165 |
| 第三节 特高压交流电抗器 (包括可控高抗) | 171 |

| | | |
|-------------|---------------------|------------|
| 第四节 | 特高压交流开关设备 | 177 |
| 第五节 | 特高压交流避雷器 | 190 |
| 第六节 | 特高压交流套管 | 197 |
| 第七节 | 特高压交流互感器 | 204 |
| 第八节 | 低压无功补偿设备 | 213 |
| 第六章 | 特高压交流系统的电磁环境 | 219 |
| 第一节 | 电磁环境问题 | 219 |
| 第二节 | 线路的电磁环境 | 220 |
| 第三节 | 变电站的电磁环境 | 252 |
| 第七章 | 特高压交流输电线路 | 269 |
| 第一节 | 线路杆塔基础 | 269 |
| 第二节 | 线路杆塔 | 278 |
| 第三节 | 线路导线、地线、OPGW | 295 |
| 第四节 | 线路导线振动 | 308 |
| 第五节 | 线路金具 | 325 |
| 第八章 | 特高压交流现场试验 | 337 |
| 第一节 | 设备交接试验 | 337 |
| 第二节 | 系统调试试验 | 343 |
| 参考文献 | | 361 |



第一章 概述

第一节 特高压交流输电发展概况

一、电压等级划分

电能从生产到消费一般要经过发电、输电、配电和用电四个环节。输电通常是指将发电厂或发电基地（包括若干发电厂）发出的电力输送到消费电能的地区（又称负荷中心），或者将一个电网的电力输送到另一个电网，实现电网互联，构成互联电网。

交流输电电压按电压等级，可以分为高压（HV）、超高压（EHV）和特高压（UHV）。国际上，一般把标称电压（下同）35~220kV 的输电电压称为高压，330kV 及以上、1000kV 以下的输电电压称为超高压，1000kV 及以上的输电电压称为特高压。我国的交流高压电网指的是 110kV 和 220kV 电网，超高压电网指的是 330、500kV 和 750kV 电网。特高压交流输电指的是 1000kV 交流电压。特高压电网指的是以 1000kV 输电网为骨干网架，超高压输电网（包括交流和直流）和高压输电网以及配电网构成的分层、分区、结构清晰的现代大电网。

各国由于经济条件、管理体制、资源分布和地理环境等不同，采用的电压等级系列也不同。110kV 及以上交流高压的电压等级系列大致可归纳为 1000/500（400）/220/110kV 和 750/330/154kV 两种，各电压等级系列中，相邻电压等级的倍数约为 2。

美国采用了两种电压等级系列，系列一为 765/345/138kV，系列二为 500/230/115kV。俄罗斯采用了两种电压等级系列，系列一为 750/330/150kV，系列二为 500/230/110kV。加拿大采用了两种电压等级系列，系列一为 735/315/120kV，系列二为 500/230/115kV。在欧洲，包括英国、法国、德国和瑞典等大多数国家，采用的电压等级系列为 400/220/110kV。我国也采用了两种电压等级系列，系列一为 750/330/110kV，系列二为 1000/500/220/110kV。

注：上述美国及加拿大电压等级的数值一般为电网的最高运行电压。

二、国外特高压交流输电发展概况

美国电力公司（AEP），美国邦纳维尔电力局（BPA），日本东京电力公司，苏联、意大利、瑞典和巴西等国的公司，于 20 世纪 60 年代末或 70 年代初根据电力发展需要开始进行特高压输电可行性研究。在广泛深入调查和研究的基础上，先后提出了特高压输电的发展规划和初期特高压输变电工程的预期目标和进度。

1. 美国

20 世纪 70 年代，美国规划在 10~15 年内建设一批容量为 3~4GW 的火电厂及大容量核电站，形成总容量达 8~10GW 的电站群，向 500km 以内的负荷中心地区供电。BPA 于 1970 年作出规划，拟用 1100kV 远距离输电线路，将喀斯喀特山脉东部煤矿区的坑口发电厂群的电力输送到西部电力负荷中心，输送容量为 8000~10 000MW。经论证，采用特高压输电可

减少线路走廊用地，降低电网工程的造价，同时减少电网网损，并能解决大型和特大型机组和发电厂故障引起的稳定性问题。BPA 当时计划于 1995 年建成第一条 1100kV 线路，输送功率 6000MW，经过 5 年后可能再建一条线路。AEP 为了减少输电线路走廊用地和环境问题，规划在已有的 765kV 电网上叠加一个 1500kV 特高压输电骨干电网。1977 年后美国的用电增长速度大幅度下降，停建了大批核电厂及部分火电厂，电网没有发展中距离大容量输电工程的必要，因而暂时停止了特高压输电技术的研究工作。

2. 苏联

苏联于 20 世纪 70 年代作出规划，于 1982 年动工建设从哈萨克斯坦的埃基巴斯图兹到科克契塔夫的 1150kV 特高压输电线路，全长约 500km，然后又延长到库斯坦奈，线路长度增加到 900km。1985 年 8 月，世界上第一条 1150kV 线路（埃基巴斯图兹—科克契塔夫）在额定工作电压下带负荷运行，1992 年 1 月 1 日，哈萨克斯坦中央调度部门把 1150kV 线路段电压降至 500kV 运行，期间，埃基巴斯图兹—科克契塔夫线路段及两端变电设备在额定工作电压下运行时间达到 23 787h，科克契塔夫—库斯坦奈线路段及库斯坦奈变电站设备在额定工作电压下运行时间达到 11 379h。1986~1988 年建成从埃基巴斯图兹到巴尔瑙尔共计 1000km 的 1150kV 线路，先降压 500kV 运行。1989 年又建成从巴尔瑙尔到伊塔特约 600km 的 1150kV 线路。原定西部延伸到莫斯科，东部延伸到布拉茨克的计划因苏联解体而搁置了。苏联 1150kV 线路基本情况见表 1-1。

表 1-1 苏联 1150kV 线路基本情况

| 路 径 | 长度 (km) | 开始建造时间 | 500kV 投运时间 | 1150kV 投运时间 |
|--------------|---------|--------|-------------|-------------|
| 埃基巴斯图兹—科克契塔夫 | 494 | 1981 年 | 1983 年 | 1985 年 8 月 |
| 科克契塔夫—库斯坦奈 | 396 | 1981 年 | 1988 年 4 月 | 1988 年 8 月 |
| 库斯坦奈—车里亚宾斯克 | 321 | 1981 年 | 1988 年 12 月 | |
| 埃基巴斯图兹—巴尔瑙尔 | 693 | 1981 年 | 1988 年 3 月 | |
| 巴尔瑙尔—依塔特 | 440 | 1981 年 | 1988 年 3 月 | |
| 合 计 | 2344 | | | |

3. 日本

日本于 20 世纪 70 年代开始规划，80 年代开始特高压技术研究，建设东西和南北两条 1000kV 辅电主干线，将位于东部太平洋沿岸的福岛第一和第二核电站（装机容量分别为 4700MW 和 4400MW）和装机容量为 8120MW 的柏崎核电站的电力输送到东京湾的电力负荷中心。两条线全长 427.2km，已全部建成，计划输送电力 10 000MW 以上。目前因大型核电基地建设受阻，这两条线路一直降压 500kV 运行。

4. 意大利

意大利为了把本国南部地区的煤电和核电大容量输送到北部工业区，规划在原有 380kV 输电网架之上叠加 1050kV 特高压输电骨干网。意大利国家电力公司（ENEL）确立了它的 1000kV 研究计划后，于 20 世纪 70 年代中期至 80 年代中期，在不同的试验场和示范工程进行特高压的研究和技术开发。20 世纪 90 年代中期建设了带有 3km 长试验线路的交流 1000kV 特高压示范工程，于 1995~1996 年间进行带电运行，主设备运行正常。

5. 加拿大

加拿大魁北克水电局研究院 (IREQ) 成立于 1967 年, 是北美地区最大的综合电气设备试验研究基地, 研究领域包括电气设备、系统分析与控制、自动化测量、材料和机械工程和电子技术应用等。20 世纪 70~80 年代, 其在特高压交直流输电技术方面进行了广泛的试验研究。

三、我国高压交流输电发展历程

1952 年我国以自己的技术建设了 110kV 输电线路, 逐渐形成京津唐 110kV 输电网。

我国自行设计和施工的第一条 220kV 输电线路是吉林丰满水电站经沈阳至抚顺的东北丰东李输电工程, 线路长 369km, 1954 年投运, 其中抚顺李石寨变电站变电容量达到 180MVA。

1972 年 6 月, 我国自行设计和施工的第一条 330kV 西北刘天关输电工程投产。该工程从刘家峡水电站经天水秦安变电站至陕西汤峪变电站, 线路长 534km。这是当时我国最长的输电线路, 输送功率达 420MW。此后西北电网以 330kV 为骨干网架。

1981 年 12 月, 我国自行设计和施工的第一条 500kV 平武输电工程完成, 该工程从河南平顶山姚孟电厂经湖北双河变电站至武昌凤凰山变电站, 线路长 595km。该工程所用的变电设备、继电保护和通信设备, 分别从日本、法国、瑞典等 6 个国家的 7 家公司引进, 当时处于世界先进水平。几乎同时开工建设的东北元宝山经锦州、辽阳至海城的 500kV 输变电工程, 全部采用了国产的 500kV 设备, 分段调试投产, 于 1985 年全线建成投入运行。从此, 我国进入了 500kV 输电工程的发展期, 20 世纪 90 年代后期已经形成以 500kV 为骨干网架的华中、华东、华北、东北、南方等区域电网。

2005 年 9 月 27 日, 世界上海拔最高、我国运行电压等级最高的西北电网 750kV 输电示范工程正式建成投运, 全长 140 余 km。2008 年 8 月 22 日, 第二个 750kV 输变电工程—兰州东至银川东竣工投产, 线路全长 394km。

2006 年 8 月 9 日, 我国首个 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程核准建设, 系统标称电压 1000kV, 最高运行电压 1100kV。2009 年 1 月 6 日, 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程正式投运, 这是目前世界上正在运行的电压等级最高、技术水平最高的输变电工程, 标志着我国在远距离、大容量、低损耗的特高压核心技术和设备国产化上取得重大突破。

第二节 我国发展特高压交流电网的必要性

一、构筑新型能源供应体系的客观需要

目前, 我国煤炭运输紧张的情况依然存在, 环境压力也日益增大。近年来, 部分电网出现缺电现象, 除了装机容量不足之外, 电煤短缺也是造成缺电局面的一个重要原因。铁路运输能力不足制约了电煤供应, 发展特高压输电可以促进大型煤电基地建设, 实现煤电就地转换, 既能够为东部地区提供清洁能源, 减少煤炭长距离运输造成的污染, 又有利于通过集中治理、综合利用从而将煤电基地的污染排放控制到最低程度, 改善环境质量。

从技术角度看, 核电机组单机容量已达 1000MW 左右, 百万级火电机组也正在建设中, 而 500kV 输电线路的输送能力明显不足, 且随着输送距离的增加输送能力明显下降, 以 500kV 交流和±500kV 直流构成的主网架不能满足未来远距离、大容量输电以及电网安全性和经济性

需要。

特高压输电技术在远距离输电方面具有容量大、损耗低、造价省的特点。因此，发展特高压输电技术，建设坚强的特高压电网，可以实现跨大区、跨流域、长距离、大规模输电，在全国范围优化能源资源配置，以保障电力与经济社会的协调发展。

二、实现电力工业协调发展的客观需要

目前，电网引导电源合理布局功能尚未得到充分发挥，西部、北部的电力难以输送到负荷密集的中部、东部地区，造成中部、东部地区不得不建设煤电项目，加剧了煤炭和交通运输的紧张局面，降低了能源配置效率。同时也导致电源布局分散，产业集中度低，能源资源浪费严重，环境日益恶化。

目前我国跨区域电力资源优化配置能力不足。我国幅员辽阔，能源资源分布不均，不同地区电源结构差异较大，地区负荷特性南北季节性差别明显，东西时差大。这样的地域特点客观上决定了区域（省）电网之间存在巨大的联网效益，具体表现在以下几个方面：

(1) 更经济合理地开发一次能源，优化电能资源配置，实现水、火电资源优势互补。

(2) 降低互联各电网总的高峰用电负荷，提高发电机组的利用率，减少总装机容量，产生较好的错峰效益。

(3) 检修和紧急事故备用互助支援，减少备用发电容量。

(4) 提高电网运行的可靠性和供电质量。

(5) 安装高效率、低成本、大容量机组和建设更大容量规模电厂，产生更大规模经济效益。

“十一五”以来，电网建设步伐明显加快，电网投资比以往大幅度增加，从总体来看，要适应新增电源配套送出的需要，电网发展滞后、电网电源不协调的局面尚未根本改变，还不能适应社会、经济长远发展的需要。对比国外电力工业发展状况，我国电网电源发展不协调的矛盾更加突出。建设特高压电网，可以改变我国电网发展滞后的局面，是实现电网与电源协调发展的有效途径。

三、特高压输电的显著优越性

同 500kV 输电技术相比，特高压输电在提高输送容量、节约土地资源、减少输电损耗和节省工程投资等方面具有明显优势，具体表现在以下几个方面：

(1) 输送容量大。输电线路的功率输送能力与电压的二次方成正比，与输电线路的阻抗成反比。运行在不同电压等级的输电线路的阻抗随电压升高有所减小，但变化不大。在近似估计不同电压等级、相同输电距离的输电线路的输电能力时，可近似认为它们的阻抗具有相似的幅值。按自然功率输送能力特高压交流输电是 500kV 交流输电的 5 倍，在采用同种类型的杆塔设计条件下，1000kV 特高压交流输电线路单位走廊宽度的输送容量约为 500kV 的 3 倍。

(2) 节约土地资源。特高压交流输电可节省约 2/3 的土地资源，显著提高线路走廊的输电效率，节约宝贵土地资源，实现电力工业的可持续发展。

(3) 输电损耗低。特高压输电具有低损耗的技术优势。与超高压输电相比，特高压输电线路损耗大大降低，1000kV 线路损耗是 500kV 线路的 1/4，可以有效降低特高压电网的运行成本，实现建设全周期的经济优化。

(4) 工程造价省。采用特高压输电技术可以节省大量导线和铁塔材料，以相对较少的投



入达到同等的建设规模，从而降低建设成本。在输送同容量条件下，特高压交流输电与超高压输电相比，节省导线材料约 1/2，节省铁塔用材约 2/3。1000kV 交流输电方案的单位输送容量综合造价约为 500kV 输电的 3/4。

四、特高压输电显著经济性是发展的必然要求

（一）特高压输电技术的经济性

基于技术经济理论研究特高压交流输电技术的经济性，是指特高压交流输电技术与替代方案的经济性比较，包括行业间竞争优势的比较和行业内不同技术工艺竞争优势的比较。很多国家对不同电压等级输电的经济性进行了研究。苏联对 1150kV 和 500kV 输变电设备按不同容量参数和成本比率进行比较，结论是 1150kV 输电成本约为同容量 500kV 输电成本的 0.66。美国对 1100kV 和 500kV 输变电设备按不同容量参数和成本比率研究，结果是 1100kV 输电成本约为同容量 500kV 输电成本的 0.6~0.7。日本主要从节约占地和降低短路电流等方面进行研究，结论是 1000kV 线路按环境要求的线路走廊宽度约为 90m，与相同容量的 500kV 相比，只有后者的 1/4~1/2。日本发展特高压技术，主要为解决东部 500kV 电网日益增长的短路电流问题，为未来远距离输电建立稳定的基础。由此可见，特高压输电的经济性在国际上已达成共识。

发展特高压输电可以有力地促进大水电、大火电、大核电集约开发，优化电源布局，促进更大范围内能源资源优化配置，降低电力工业总成本，目标是转变电力增长方式，实现电力工业的科学发展。从宏观上看，特高压电网和铁路网之间不具有替代性，因此也不具有技术经济的可比性。仅就煤炭资源输送而言，输电与输煤都是能源输送的重要手段，因此在功能单一的具体工程时，例如铁路运煤专线与电厂送出工程，两者是可以进行经济比较的。

（二）特高压电网的经济性

随着特高压交流骨干网架的建立和扩展，并采用串联补偿、可控电抗器等技术，可以使输电断面每回线承载的功率逐步提升，接近或达到自然功率。2005 年以来的研究工作主要从特高压网架的全社会收益、投入产出及输电价竞争力三个方面进行了分析。

1. 经济效益测算

根据初步规划，以 2020 年形成特高压网架和区域电网间仅依靠 500kV 弱联系两个方案为例，对全国装机、燃煤成本、电网建设规模、弃水电量、环保损失等方面进行差值计算，估算社会可避免成本，即全社会的收益。

（1）减少全国装机。采用联网电力交换计算软件，对两个规划方案进行电力电量平衡计算和运行方式模拟分析，结果证明：建设特高压网架，在华北、华中及华东地区形成交流同步电网，并在大型水电基地与电力负荷中心间形成特高压直流输电通道，区域间的输电瓶颈问题基本解除，可以发挥互为备用、水火互济等联网效益。在统一调度、统一安排检修情况下，与 500kV 弱联系统相比，华北、华中、华东特高压同步电网可减少装机容量共约 16 000MW；按照《火电、送电、变电工程限额设计参考指标（2004 年水平）》中新建火电机组单位造价 4074 元/kW 估算，可节约社会投资约 652 亿元。

（2）降低燃煤成本。2005 年，华北、华中、华东电网发电标准煤平均价格分别为 251、388、495 元/t。据此以及 2020 年规划方案电量平衡计算结果可以看出，与各负荷中心直接发电相比，在煤电基地发电通过特高压网架向负荷中心送电 55 200MWh，全社会燃煤成本约降低 240 亿元/年。

(3) 减少弃水电量。建设特高压网架, 形成华北—华中—华东同步电网, 实现水火互济运行, 每年可以减少川渝地区弃水电量约 60 亿 kWh, 可以节约电力成本约 19 亿元/年。

(4) 降低 500kV 电网短路电流。系统短路电流计算结果显示: 如 2020 年不建设特高压网架, 华北、华东、华中电网约 10 000MVA 变电站需更换开关等变电设备。建设特高压网架后, 500kV 电网短路电流水平大幅下降, 可避免大量更换电气设备, 节约电网改造投资 21~31 亿元。

(5) 环保效益。燃煤电厂的大气污染排放的环境损失与所在地区的人口、经济发展状况有关, 人口密度大、经济发展水平高, 造成的损失就大。根据亚洲开发银行环境影响评价实施细则, 以 2004 年陕蒙、华东和华中地区的人口密度、人均 GDP 计算, 建设特高压网架, 向中东部负荷中心送电 2440 亿 kWh 时, 可以减少环境损失约 42 亿元/年, 并有利于改善人口密集地区的环境质量。

2. 投入产出分析

采用有无对比法, 进行差值现金流量分析, 计算过程为: 以上述社会收益为现金流入, 按照发生时间分解到各年; 根据《特高压网架规划研究(2005 年版)》的初步投资估算、运行费用、网损费用等计算各年度现金流出; 考虑 2020 年前后特高压网架形成规模, 按照经营期 20 年编制现金流量表, 测算经济内部收益率、投资回收期等指标。

按照上述方法计算, 特高压电网的经济内部收益率为 7%, 高于长期贷款利率, 可以在 19 年内回收投资。由此可见, 特高压输电技术在全社会范围内具有较好的投入产出效益。

3. 输电价竞争力分析

特高压输电是否能在受电地区消纳, 主要取决于其到网电价竞争力, 竞争力分析的方法是: 首先, 根据特高压网架投资估算, 采用成本对应法(CRNP)计算电源基地到受电地区的平均输电价; 然后, 以电源基地预计平均上网电价为基础, 按照电价顺加原理, 计算受电地区到网电价; 最后, 对比受电地区到网电价和新建火电机组平均上网电价, 分析特高压网架输电的市场竞争力。

按照 2005 年特高压骨干网架初步规划及主要可行性研究成果(计算参数见表 1-2)进行计算分析, 对比各电源基地到网电价与受电地区新建火电机组平均上网电价, 主要结论为: 我国主要电源基地通过特高压交流输电, 在“十二五”初期送电到华东具有竞争力。由于特高压骨干网架处于起步阶段, 为保障网架安全, 线路利用程度受限。随着网架结构加强, 到 2020 年特高压交流输电均具有价格优势, 竞争力可参见图 1-1。

表 1-2 各电源基地到网电价计算参数

| 项 目 | | 单 位 | 指 标 | |
|------------|------------------|----------|--------------|-------|
| 投资 | 总投资 | 亿元 | 3923 | |
| | 其中: 交流投资 直流投资 | 亿元 亿元 | 2425 1498 | |
| 上网电价 | 煤电基地 | 元/kWh | 0.243 | |
| | 水电基地 | 元/kWh | 0.210 | |
| 跨区域 电力流 | “十二五”初期 | 交流 | 亿 kW | 0.181 |
| | | 交流 | 亿 kW | 0.855 |
| | 2020 年 | 直流 | 亿 kW | 0.696 |

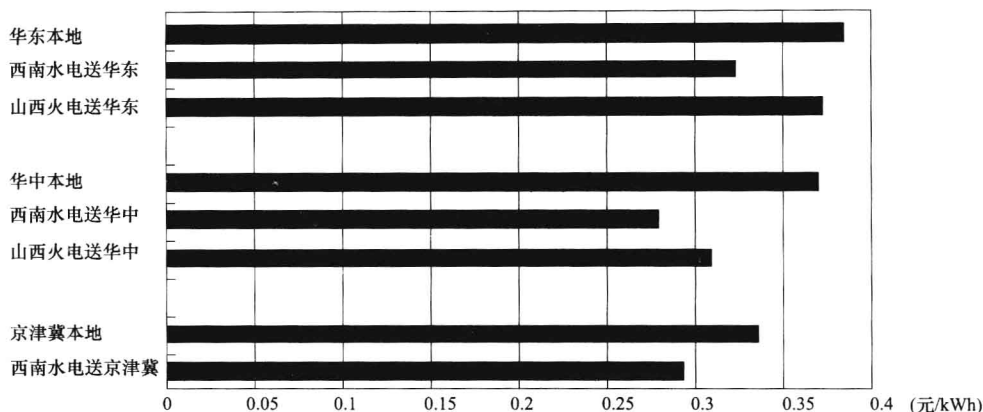


图 1-1 特高压交流输电竞争力

(三) 特高压交流试验示范工程的经济性

在特高压输电技术发展的起步阶段, 试验示范工程的主要目的在于考核设备, 验证技术, 为推广使用积累经验。工程在完成试验示范目标的基础上, 即可商业运行。因此, 工程也需具备商业化运营的竞争力和财务能力。

1. 输电价竞争力分析

根据 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程可研成果 (计算参数见表 1-3), 依据《国家发展与改革委关于印发电价改革实施办法的通知》等文件, 采用基于“成本+收益”的电价管制和经营期两种方法计算, 该工程平均输电价为 0.065 元/kWh (含线损电价); 然后按照电价顺加原理, 根据国家发展和改革委员会 2006 年公布的山西省新投产机组标杆上网电价 (0.2754 元/kWh), 计算到网电价为 0.3404 元/kWh, 低于湖北省新建火电机组的上网电价 (0.385 元/kWh)。因此, 试验示范工程价格具有较强竞争能力。

表 1-3 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程输电价计算参数

| 序号 | 项目 | 单位 | 指标 |
|----|----------|-----|-------------|
| 1 | 投资 | | |
| | 静态投资 | 亿元 | 56.88 |
| | 动态投资 | 亿元 | 58.57 |
| 2 | 建设期 | | 2006~2007 年 |
| 3 | 经营期 | 年 | 25 |
| 4 | 输电量 | | |
| | 2008 年 | TWh | 3.2 |
| | 2010 年 | TWh | 10 |
| | 2012 年以后 | TWh | 15 |

此外, 还进行了敏感性分析: 如果工程投资较估算上涨 10%, 输电价上涨至 0.077 元/kWh, 在输电量不低于 120 亿 kWh/年的情况下, 输电价也不超过 0.085 元/kWh, 该工程到网电价较

湖北当地火电上网电价仍具有竞争力。因此，试验示范工程具有一定的抗风险能力。

2. 财务能力分析

根据《电网建设项目经济评价暂行办法》（电计[1998]134号），按照0.06元/kWh输电价格（不含线损电价）测算，试验示范工程投资回收期为12年，财务内部收益率为8%，能够实现回收投资并获取合理利润，具有较强的财务能力。

五、发展电力装备制造业的客观要求

特高压交流输电技术是国际输电技术的前沿领域。目前，全世界尚无商业化供货的1000kV交流输变电设备制造企业。中国发展特高压输电所带来的巨大市场空间，给电工装备制造企业研制特高压设备提供了市场需求原动力。

对制造企业而言，具备特高压设备的供货能力与运行业绩，意味着企业掌握了前沿的电力技术，获得了相对技术优势，进而带来竞争优势。中国电工装备制造业依托特高压试验示范工程，研发特高压交流系列设备，取得自主知识产权，形成企业核心竞争力，可以在世界电工装备领域占领先机，形成国际竞争力。发展特高压技术，对于国内输变电设备制造企业来说，是千载难逢的发展机遇。实现特高压输电设备的国产化，掌握特高压设备制造的核心技术，必须自主开展设备的研制。通过特高压设备的研制，对提升国内电力设备制造业的技术创新能力，实现技术水平的跨越式发展，占领技术制高点，形成核心竞争力，提高现有输变电产品的设计和制造水平等方面具有重大的意义。

六、促进电力科技自主创新的客观要求

特高压交流输电技术是世界电力科技领域的前沿技术，在中国乃至世界上有重要的工程应用前景。研究开发特高压输电技术与装备列入了《国家中长期科学技术发展规划纲要》和《国务院关于加快振兴装备制造业的若干意见》，试验示范工程建设列入国务院能源工作要点。在中国应对气候变化国家方案中，特高压输电技术已作为加大先进适用技术开发和推广力度的重要内容。发展特高压输电，有利于增强电力企业的自主创新能力，推动电力工业创新体系建设。

国外的特高压技术研究思路和成果可以借鉴，但是由于我国特有的高海拔、重污秽和重冰区等特殊环境条件，国外的研究成果对我国工程设计应用而言具有局限性，不能全套照搬作为我国特高压交流输电工程设计的依据，而只能作为参考。因此必须针对我国国情对特高压输电技术在工程规划、设计、施工、运行等方面进行深入细致的研究，解决特高压技术遇到的系统无功补偿、安全稳定协调控制、过电压与绝缘配合、外绝缘特性、防雷技术、潜供电流及其控制等关键问题。

发展特高压输电的作用有：① 发展了理论，既包括电力发展、企业管理等管理理论，也包括电力系统、特高压输电技术等基础技术理论；② 培养了队伍，包括科技研发队伍和科技管理队伍；③ 建立了机制，形成了完整的电力企业科技创新管理体系；④ 提高了能力，建设了一批试验基地，形成了强大的科技创新能力。因此，发展特高压电网，使电力科技水平再上新台阶，对于增强我国科技自主创新能力意义重大。

“十五”期间，电网先进适用技术应用取得较大突破，串联电容补偿、直流输电、紧凑型线路和同杆并架等技术在电网工程中得到应用，大电网安全稳定控制水平有了较大提高。但随着电网规模的扩大，线路走廊、站址、极址资源日益紧张，水电基地、煤电基地与负荷中

心的距离越来越远, 仅靠发展 500kV 电网已不适应电力工业发展的要求, 客观上要求提升电网电压等级。西北 750kV 示范工程的建成, 为更高电压等级的电网建设奠定了基础。

发展特高压输电, 有利于充分发挥科技的引领作用, 促进特高压输电技术的成熟和完善, 实现电网技术升级, 带动电力和相关领域的技术创新。

第三节 特高压交流电网额定电压和最高工作电压的确定

一、概述

确定百万伏级特高压电网的标称电压和最高运行电压, 要紧结合特高压电网规划、建设和运行的实际需求, 既要考虑标称电压对系统调度运行的影响, 也要考虑标称电压和最高运行电压对特高压输变电设备的造价和制造难度的影响, 进行认真合理论证。

IEC 60038《IEC 标准电压》中对 220kV 及以下电压等级既给出了标称电压, 又给出了设备最高电压; 但对于 245kV 及以上电压等级仅给出了设备最高电压, 没有给出相应的标称电压。百万伏级特高压推荐的设备最高电压为 1050kV 和 1200kV 两种, 但在 1050kV 上标注了 1100kV 这个数值也有使用的。

国际上, 一些国家对百万伏级特高压进行过试验研究, 选用的标称电压和最高运行电压情况如下:

(1) 意大利 ENEL 公司的特高压试验系统标称电压为 1000kV, 最高运行电压为 1050kV, 最高运行电压为 1.05 (标幺值) 系统标称电压 (但部分试验设备的额定电压为 1100kV)。

(2) 日本东京电力公司的特高压输电系统标称电压为 1000kV, 最高运行电压为 1100kV, 最高运行电压为 1.10 (标幺值) 系统标称电压。

(3) 美国 BPA 的特高压输电系统标称电压为 1000kV, 最高运行电压为 1200kV, 最高运行电压为 1.20 (标幺值) 系统标称电压。

(4) 苏联的特高压输电系统标称电压为 1150kV, 最高运行电压为 1200kV, 最高运行电压为 1.043 (标幺值) 系统标称电压。

(5) 美国 AEP 的特高压输电系统标称电压为 1500kV, 最高运行电压为 1600kV, 最高运行电压为 1.067 (标幺值) 系统标称电压。

二、我国特高压交流电网额定电压和最高工作电压的确定

确定标称电压所要考虑的主要因素, 首先是输送需求, 其次是输送距离, 另外, 还要考虑标称电压不同时输变电设备的投资差异。特高压电网的最大输送需求, 主要由送端电源的容量来决定, 输送距离取决于电源与负荷中心的地理分布, 而标称电压不同, 输变电设备所要求的绝缘水平也不同, 从而会导致设备造价的不同, 使特高压电网的总体投资水平存在差异。除以上的主要因素以外, 其他影响特高压电网标称电压选择的次要因素, 还有诸如站点和线路走廊的海拔、气象条件对电晕损耗的影响、电磁环境和噪声等, 也需要关注。

根据我国国情和国内外特高压输变电设备制造的技术水平, 通过对上述问题的分析, 对我国特高压系统标称电压和最高运行电压的论证结果如下:

(1) 根据我国特高压电网的输送需求的实际情况, 我国远距离、大容量输电以直流输电方式为主, 交流特高压将以形成骨干网架为主, 主要是满足大容量功率交换的需要。从全国