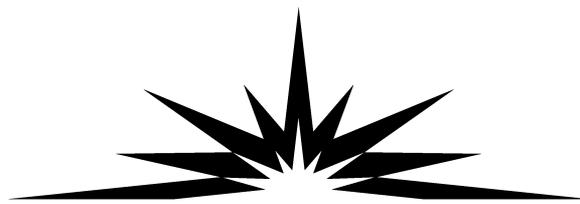


中国可持续能源项目

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-1010-13436



促进华东区域电力节能减排的监管研究

华东电力试验研究院
东南大学电气工程学院
2011年10月

目录

第一章 引言	1
1.1 前期内容回顾.....	1
1.2 三期工作要点.....	2
第二章 华东区域节能减排成效	3
2.1 电力节能减排政策法规	3
2.1.1 国家层面电力节能减排政策法规.....	3
2.1.2 华东电力节能减排政策法规及其落实情况	5
2.2 华东区域电力节能减排监管现状分析	6
2.2.1 可再生能源监管工作.....	7
2.2.2 常规能源节能减排专项督查	9
2.2.3 运行方式监管.....	11
2.2.4 节能减排宣传.....	12
2.3 2010 年华东区域电力节能减排成果分析	12
2.3.1 促进可再生能源发展.....	12
2.3.2 跨省电能交易和发电权交易	13
2.3.3 发电环节节能降耗效果.....	14
2.3.4 电网线损情况.....	15
2.3.5 燃煤机组污染物减排.....	16
2.3 小结.....	18
第三章 华东电能交易机制分析和建议	19
3.1 2010 年华东电力交易情况	19
3.1.1 跨省集中平台竞价交易	19
3.1.2 跨省双边交易.....	20
3.1.3 发电权交易	21
3.1.4 电力用户和发电企业直接交易	21
3.2 华东电能交易节能减排评估	22
3.2.1 节能减排指标敏感性分析.....	22
3.2.2 各交易方式节能减排潜力分析	25
3.3 污染物排放及可再生能源约束	29
3.3.1 污染物（温室气体）排放约束.....	30
3.3.2 可再生能源约束.....	31
3.3.3 排污权交易与可再生能源绿色证书交易	33
3.4 跨省电能交易机制方案设计	34
3.4.1 跨省电能交易机制方案设计 1：购电方承担污染物排放模式	34
3.4.2 跨省电能交易机制方案设计 2：独立市场模式	36
3.4.3 跨省电能交易机制方案设计 3：独立市场+附加费率模式	38
3.4.4 跨省电能交易方案对比.....	40
3.5 规范华东电能交易促进节能减排建议	43
第四章 华东辅助服务监管及“两个细则”实践	46

4.1 “两个细则”执行情况.....	46
4.1.1 两个细则简介.....	46
4.1.2 华东区域两个细则试运行情况.....	47
4.2 两个细则实施问题分析.....	53
4.2.1 管理机制层面.....	53
4.2.2 工作方法层面.....	54
4.2.3 技术层面.....	56
4.3 华东两个细则实施建议.....	62
4.3.1 完善“两个细则”工作机制.....	62
4.3.2 完善和修订“两个细则”.....	63
4.3.3 建立跨省辅助服务补偿机制.....	64
4.3.4 建立辅助服务市场化.....	64
第五章 结论.....	65

第一章 引言

1.1 前期内容回顾

本报告是《促进华东区域电力节能减排的监管研究》的三期课题，在项目一期、二期的研究成果基础上进行深化和拓展。

项目一期研究首先明确了当前华东区域电力节能减排监管存在一些问题和不足，主要体现在以下四个方面：一是华东区域电力节能减排需要建立长效机制；二是华东区域电力节能减排各项监管措施需要根据电力系统的特点，从发电、输配电、用电等环节进行综合优化；三是目前采取的节能减排监管措施还有待进一步深化；四是电力节能减排监管需要突破行政管理体制的制约，克服省间壁垒和多头管理带来的影响。然后从华东电力市场平台建设、可再生能源监管、机组烟气排放监管、监管信息发布和披露等方面提出了针对性的监管建议。

项目二期主要针对项目一期提出的问题进行深化，主要包括以下几个方面：一是通过纵向、横向比较，深入比较分析华东区域和国内外的能耗排放水平，评估华东区域电力节能减排的潜力；二是根据当前华东电力市场的建设情况，提出跨省电能集中竞价交易、跨省发电权交易、电力用户与发电企业直接交易、排污（碳）权交易、能耗指标交易、可再生能源配额交易等交易品种；三是从碳、硫、硝排放监管措施，生物质能发电企业认定机制，电网企业节能减排绩效评价，电力节能减排信息公开监管等方面，提出了加强电力节能减排的具体措施，开发了信息披露网站。

项目一期、二期研究结合了当前华东电力市场的建设情况，从电力市场机制建设、电力节能减排信息监管措施等方面提出建议方案，实际运行结果表明能够很好的促进节能减排目标。

1.2 三期工作要点

在项目一期和二期的研究基础上，本报告对前期的研究问题和方向进行扩展和深化，具体内容包括以下几个方面：一是梳理了节能减排政策法规和华东的落实情况，对华东地区节能减排现状进行详细分析；二是深入研究了华东区域电能交易情况，对各种交易模式进行了比较分析，形成更有利于节能减排的交易模式推荐意见；三是针对华东区域辅助服务及国家电监会有关辅助服务的“两个细则”在华东的实施情况作了详细介绍和问题分析，并提出了相关完善建议。

第二章 华东区域节能减排成效

华东电网是世界上总装机容量最大、年用电负荷最高的区域电网，其节能减排情况在我国电力行业具有非常重要的意义。本章将对电力节能减排相关的法律、法规和其他政策措施进行介绍，详细分析 2010 年华东区域节能减排成效。

2.1 电力节能减排政策法规

2.1.1 国家层面电力节能减排政策法规

为了加强节能减排法制建设，完善政策措施，国务院及相关政府部门出台了一系列重要政策法规。

(1) 电力节能减排规划

《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》提出了严格的节能减排目标，其中，非化石能源占一次能源消费比重达到 11.4%，单位国内生产总值能源消耗降低 16%，单位国内生产总值二氧化碳排放降低 17%。主要污染物排放总量显著减少，化学需氧量、二氧化硫排放分别减少 8%，氨氮、氮氧化物排放分别减少 10%。

2007 年 9 月 4 日，国家发展改革委公布了《可再生能源中长期发展规划》，该规划提出了可再生能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点领域和保障措施等，明确要求提高可再生能源在能源结构中的比重，推进可再生能源技术的产业化发展，按照规划，2010 年和 2020 年，水电达到 1.8 亿千瓦和 3 亿千瓦，风电达到 500 万千瓦和 3000 万千瓦。

(2) 电源结构调整

在小机组关停方面，2007 年国务院发布《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》，国家发改委发布《关于编制小火电机组关停实施方案有关要求的通知》和《关于降低小火电机组上网电价促进小火电机组关停工作的通知》。

在可再生能源开发利用方面，2006 年正式实施《中华人民共和国可再生能源法》，2007 年国家发展改革委员会发布《可再生能源发电有关管理规定》，促进可再生能源的开发利用，对优化电力行业能源结构和可再生能源发电并网作出相关规定。

2007 年，国家发改委发布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，电监会发布《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，促进可再生能源发电并网。

(3) 电力运行

2007 年，国家发展改革委、国家环境保护总局、国家电力监管委员会等发布《关于印发节能发电调度试点工作方案和实施细则(试行) 的通知》，要求在保障电力可靠供应的前提下，按照节能、经济的原则，优先调度可再生发电能源，最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放。

电力二氧化硫排放占全国排放总量的 51% ,在节能减排目标中占有举足轻重的作用，国家发改委和环保总局于 2007 年发布《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法(试行) 》，进一步完善了脱

硫电价政策，同时强化了监管，包括加强脱硫运行在线监测、明确责任及处罚办法和加强监督检查等，从而保证政策措施落到实处。

(4) 发电权交易

2008年3月17日，国家电监办发布《发电权交易监管暂行办法》，旨在落实国家节能减排有关政策，保护电力企业合法权益，促进和规范发电权交易。

2.1.2 华东电力节能减排政策法规及其落实情况

近年来华东电力监管机构和政府有关部门出台了一系列的政策措施，有效的促进了区域电力节能减排工作。

(1) 可再生能源上网电价

2009年11月18日，国家发展改革委发布《国家发展改革委关于调整华东电网电价的通知》，旨在疏导电价矛盾，完善电价结构，促进可再生能源发展。对于华东区域上海、浙江、江苏、安徽、福建四省一市，根据可再生能源发展需要，按照《可再生能源法》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格[2006]7号)有关规定，将可再生能源电价附加标准提高到每千瓦时0.40分钱。

(2) 促进跨省电能交易的实施

2010年华东电力监管委员会发布《华东电力市场跨省集中竞价交易规则(试行)》，规范电能交易市场，促进资源优化配置。

(3) 促进发电权交易

为了促进华东区域电力资源优化配置，适应建设资源节约型和环

境友好型社会的要求，深入推进电力工业节能减排工作，2010年7月8日，国家电力监管委员会华东监管局发布《华东跨省发电权交易规则(试行)》，通过市场化手段促进发电权交易，支持和鼓励大容量、低能耗、少污染机组替代小容量、高能耗、重污染机组发电。

(4) 燃煤机组污染物排放在线监控

2010年，江苏省在全国率先开展燃煤机组脱硝在线监控试点工作，印发《关于加强燃煤机组脱硝设施运行监管的通知》，就加强燃煤机组脱硝设施运行监管提出明确要求，并率先将南热电厂、彭城电厂等260万千瓦机组纳入脱硝在线监控。

(5) 电力用户和发电企业直接交易

2009年12月25日，国家电监会、发改委、能源局联合印发了《关于安徽省开展电力直接交易试点的通知》(电监市场[2009]55号)，批准了铜陵有色金属集团控股有限公司与国投宣城发电有限责任公司开展电力直接交易试点。

2010年5月17日，国家电监会、发改委及能源局联合下发《关于福建省开展电力直接交易试点的通知》(办市场〔2010〕40号)，正式同意福建开展直接交易试点。

2.2 华东区域电力节能减排监管现状分析

围绕华东区域电力节能减排工作，华东电监局开展了一系列节能减排监管工作。本节主要从常规能源节能减排专项督查工作，可再生能源发电监管工作，电力运行方式监管以及节能减排宣传工作这四方

面进行阐述。

2.2.1 可再生能源监管工作

大力鼓励可再生能源发展是华东区域电力节能减排的一项重要措施。为此，华东电监局在可再生能源发电认证和收购方面进行了相应的监管工作，为华东区域的可再生能源发展提供了一个良好的环境，监管工作如下：

1) 可再生能源发电认定

2010年8月至10月，华东区域电力监管机构对华东区域风电和光伏发电等可再生能源发电企业的建设、投资进行了分析调研，各企业也分别向电力监管机构递交自查报告。通过这次调研，电力监管机构更加深入掌握了华东区域可再生能源发电企业的生产运行、经营效益，可进一步规范企业经营行为，维护可再生能源发电有关各方面的合法权益，以贯彻落实《可再生能源法》为目标，促进可再生能源发展。

2) 可再生能源收购检查

2010年，华东区域内各省级及以上电网企业全额收购水电（不含抽水蓄能）上网电量253.85亿千瓦时，见图2-1其中风能上网电量40.44亿千瓦时，生物质能上网电量38.42亿千瓦时，太阳能上网电量694万千瓦时，海洋能上网电量687万千瓦时。

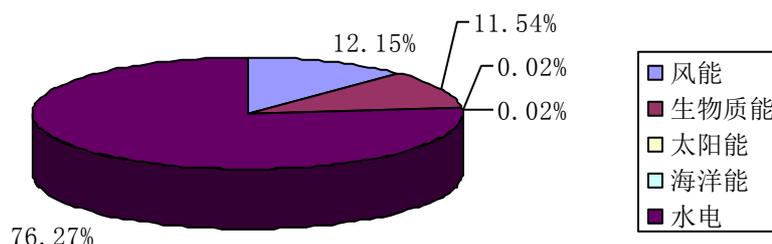


图 2-1、华东区域可再生能源电量收购分类情况

除电网安全原因外，华东区域各省市均能全额收购可再生能源电量，没有人为造成可再生能源电量不能全额收购情况发生。主要采取了以下监管措施。

（1）华东区域风电和光伏发电并网接入情况调查

2010年8月至10月，按照国家电监会的统一部署，华东区域电力监管机构对华东区域风电和光伏发电并网接入情况进行了调研。

通过调研，分析了风电和光伏发电等新能源发电企业并网接入和运行情况，基本掌握风电和光伏发电等新能源发电企业发展态势，为国家进一步出台可再生能源扶持政策提供了数据支撑和监管建议。

（2）可再生能源上网电量、电价补贴及附加调配情况审核

2010年，华东电力监管机构认真做好可再生能源电量全额收购监管及可再生能源电价补贴和电价附加调配的核实工作，每月汇总、整理华东区域可再生能源上网电量情况。华东电监局还赴上海、安徽等地对不同类别可再生能源法发展及经营情况进行调研，了解可再生能源发展情况和存在问题，督促电网企业做好可再生能源的全额收购，监督可再生能源附加征收及补贴使用情况。

(3) 可再生能源发电机组的并网安全性评价

近年来,在华东区域电力监管机构积极推动、调度机构支持配合和各发电企业的共同努力下,可再生能源发电机组并网安评工作规范有序开展,已累计完成了71台各类可再生能源发电机组的安评。通过并网安评,有效排查并网运行过程中存在的危及电网安全稳定的危险因素及风险,及时消除和控制危及电网安全稳定的事故隐患。

2.2.2 常规能源节能减排专项督查

常规能源作为节能减排的重要领域,电力监管机构加强对常规能源的各项督查,努力降低煤耗和污染物排放对充分挖掘华东区域节能减排潜力具有重要的作用。

1) 电力企业节能减排专项督查

2010年4月至5月,国家电监会组织对上海、浙江、安徽等地29家电力企业进行节能减排专项督查。通过听取汇报、核实相关台帐和原始纪录、现场检查等方式,督查组对电力企业在节能、减排两个方面主要工作情况、取得的成绩和薄弱环节进行了监督检查。通过检查工作,促进电力企业加大节能改造,规范脱硫装置的安装及运行,提高管理水平,进一步挖掘了企业的节能减排潜力。

2) 脱硫电价专项检查

自2004年脱硫电价政策实施以来,华东电力监管机构每年均对辖区内的电力企业进行脱硫电价专项检查,发现部分享受脱硫电价的企业未严格按照要求运行脱硫设施。几年来,华东电力监管部门协同政

府有关部门建立沟通协调机制,对常规能源发电企业加大考核力度并结合通报批评、公开披露等措施,在脱硫电价专项检查方面取得明显的成效。

3) 小火电机组关停情况核查

2010年10月和12月,华东电监局参加了由国家能源局组织的上海小火电机组关停核查工作,共计核查了机组11台、装机容量87.9万千瓦。通过听取企业关于关停小火电机组情况的汇报、到厂房内外详细察看拆除情况等方式,确认发电企业已经做了大量不可恢复的拆除工作,关停机组总体符合国家的有关要求。

4) 发电业务许可证监管

2010年,为了落实国务院节能减排政策和国家电监会的相关要求,华东电力监管机构对持证燃煤电厂二氧化硫治理情况进行了拉网式排查,对尚未完成二氧化硫治理的企业,在其许可证上进行了标注;对2010年及以后关停且符合许可条件的机组,在许可证上备注关停时限;对未按程序审批核准、不符合设计要求以及违反有关政策规定的新建火电机组,不予颁发许可证。

发电企业依法持证经营理念已经确立,目前华东装机容量6000千瓦以上发电企业基本实现依法持证经营,许可制度执行力不断提升。大多数燃煤电厂按照许可制度的要求,按期完成二氧化硫治理工作;多数按期关停的小火电机组的许可证被撤销,退出电力市场。

5) 持续性有机污染物防治工作

多氯联苯(PCBs)是斯德哥尔摩公约中规定的首批12种持续

性有机污染物之一。华东区域部分电力企业曾在早期使用了含多氯联苯的电力电容器，目前绝大多数已经处理完毕。但是，还遗留着少量电力电容器尚未处理，个别电力电容器已经出现了泄漏的现象，对存放地周边的环境产生了一定的影响。

华东电监局会同上海市环保部门，共同制定了《上海持久性有机污染物“十二五”污染防治规划》中关于多氯联苯的处置方案，力争通过焚烧等方法彻底消除多氯联苯对环境的影响。

2.2.3 运行方式监管

华东区域电力监管机构鼓励电力调度交易机构发挥中介作用，做好电网安全校核工作，公开透明地实施跨省双边交易和发电权交易。配合发电企业实现发电环节的节能减排，主要措施包括提高负荷预测精度、合理安排发电和检修计划、优化水火调度及流域度、减少机组开停机的次数、提高机组负荷率等，提高节能减排各项措施的成效。加强对电力调度的监管，及时跟踪输配电网主要节能减排指标的变化趋势。

华东电力监管机构按照已建立的工作机制，定期分析总结电能交易和厂网秩序情况，不断丰富完善监管指标体系，建立了华东区域跨省电能交易信息披露和备案制度，规定了信息披露和备案的时间和内容。通过工作检查、监管座谈会等多种形式，建立与监管对象之间沟通交流机制，搭建畅通的信息交流平台，全面、真实、准确的掌握各地电力交易市场秩序情况，取得了预期的效果。

2.2.4 节能减排宣传

“十一五”期间，按照国家电力节能减排目标，华东区域电力企业通过加强管理、创新技术、调整结构等方式，在电力节能减排工作方面取得了显著成绩，为国家提前完成“十一五”减排任务做出了积极贡献。

为进一步做好“十二五”期间电力节能减排工作，交流节能减排经验和做法，营造电力行业节能减排的氛围，华东电监局在华东四省一市范围内开展电力节能减排经验交流征文活动，聚焦电力企业节能减排工作，引起了业界的广泛关注，短短 2 个月内，50 余家电力企业踊跃投稿，累计收到各类文章 156 篇。4 月 1 日，在前期筛选的基础上，华东电监局组织专家对征集的文章进行认真评审，最终评选出 18 篇优秀作品，并分设一等奖 1 篇，二等奖 3 篇，三等奖 5 篇，优胜奖 9 篇。获奖作品排名情况将在华东电监局网站和有关电力媒体刊登，18 篇获奖作品也将陆续在《华东电力报》和《华东电力》上发表。

2.3 2010 年华东区域电力节能减排成果分析

2010 年，华东区域在落实节能减排政策法规方面取得了很好的成果。

2.3.1 促进可再生能源发展

华东区域可再生能源电力发展保持良好的状态。2010 年风电新

增装机容量 59.4 万千瓦，生物质能新增装机容量 6.36 万千瓦，太阳能新增装机容量 10.4 万千瓦。省级及以上电网企业全年共计全额收购可再生能源电量 332.85 亿千瓦时。除电网安全原因外，华东区域各省市均能全额收购可再生能源电量，没有人为造成可再生能源电量不能全额收购情况发生¹。

图 2-2 为 2006~2010 年度华东区域发电量中可再生能源发电比重²。2006~2010 年可再生能源发电比重不断增加，从 5.72% 上升为 7.84%。

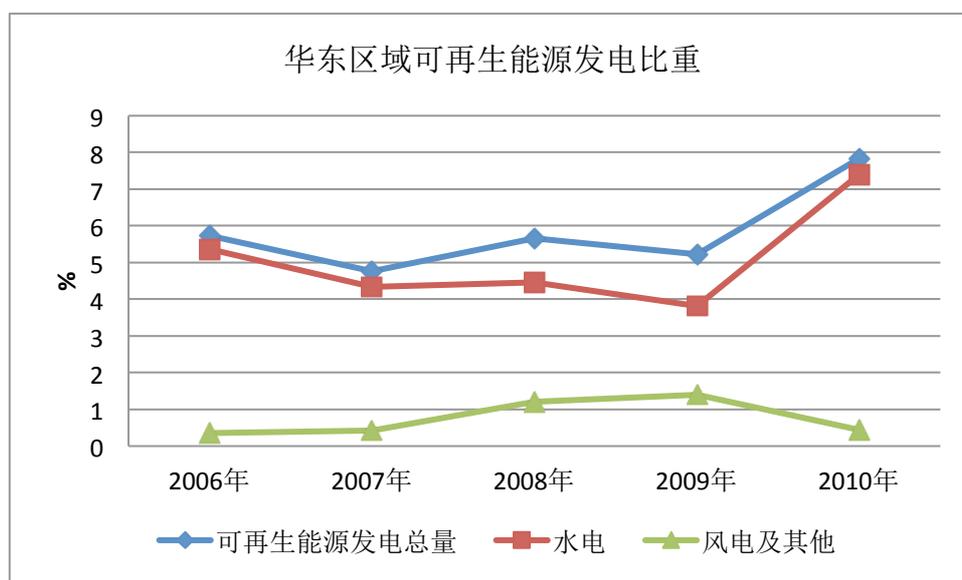


图 2-2 2006~2010 年华东电网可再生能源发电比重

2.3.2 跨省电能交易和发电权交易

2010 年华东电力市场共完成了跨省集中竞价交易 8 次，成交电量共计 38.9 亿千瓦时。成交机组的平均供电煤耗为 311 克/千瓦时，比华东区域平均水平低 4 克/千瓦时，节约标煤达 15560 吨以上。

¹ 数据来源：《2010 年华东区域节能减排监管报告》及《2010 年度华东区域电力监管年度报告》

² 数据来源：2006~2010 年度《华东区域电力监管年度报告》，其中 2006~2009 年数据统计口径为华东区域 6000 千瓦及以上电厂发电量，2010 年数据为华东区域全网发电量。

2010年，华东区域全年实现发电权交易被替代上网电量 479.66 亿千瓦时，共计节约标煤约 254.2 万吨，减排二氧化硫达 2.06 万吨以上¹。

2.2.3 发电环节节能降耗效果

我们从两个方面分析发电环节节能降耗效果：发电能耗水平以及燃煤电厂厂用电率。

图 2-3 为 2006~2010 年华东区域平均供电能耗水平统计图，可以看出平均供电煤耗逐年下降，2006 年平均能耗水平为 350 克/千瓦时，2010 年为 311.9 克/千瓦时，五年内累计下降了 38.1 克/千瓦时，节能效果明显。

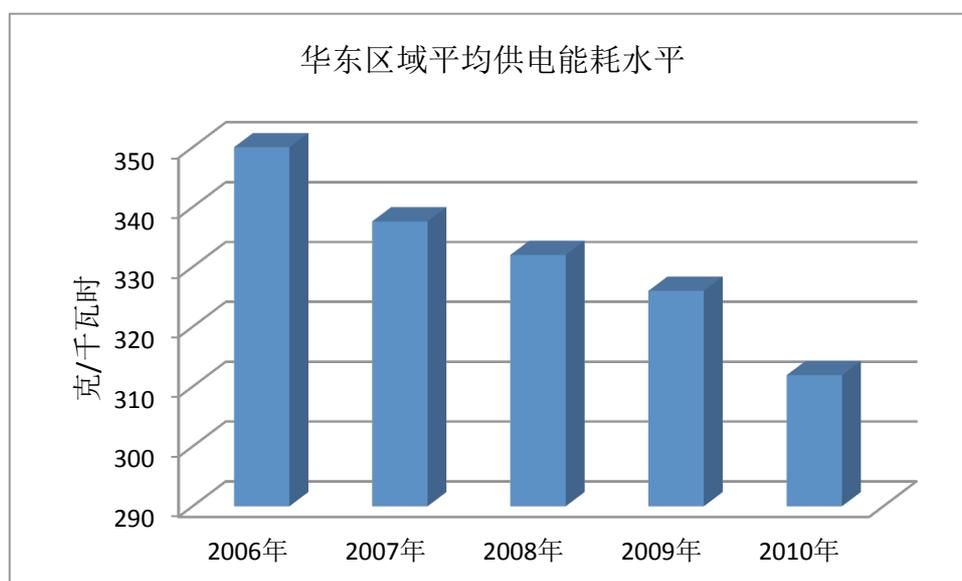


图 2-3 2006~2010 年华东区域平均供电能耗水平

图 2-4 所示为 2007~2010 年度燃煤电厂厂用电率情况示意图²，厂用电率是指发电厂自用电量（水泵、风机、磨煤机及照明器具等）

¹ 数据来源：《2010 年华东区域节能减排监管报告》

² 数据来源：2007~2010 年度《华东区域电力行业节能减排监管报告》

与总发电量之比，是评判电厂辅助设备运行管理水平的重要指标。从图中可以看出，近年来华东区域燃煤电厂厂用电率逐年下降，2007~2010年由6.4%下降到5.1%，发电效率具有很大提升。

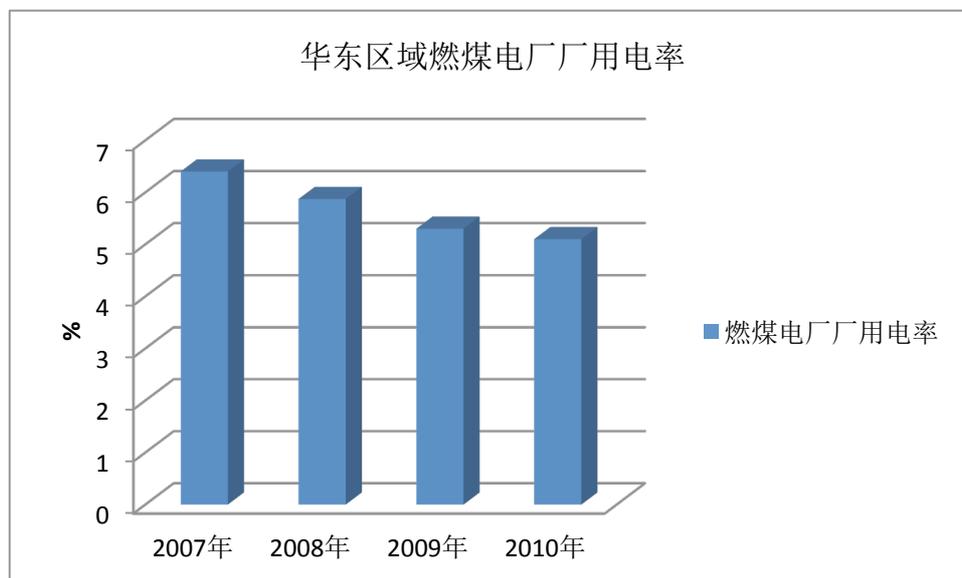


图 2-4 2007~2010 年华东区域燃煤电厂厂用电率

2.3.4 电网线损情况

电网线损率是衡量输配电领域节能减排能力的一个主要指标，指的是电力线路和变压器的功率损耗电量占总供电量的百分比。电网线损率反映了电网公司的网架结构优化水平以及运营管理水平。图 2-4 为华东区域 2006~2010 年度电网线损率情况统计情况¹。与 2009 年相比，2010 年华东区域各省市电网线损率均呈下降趋势，其中下降最多的为浙江省 0.81 个百分点，华东区域平均线损率下降 0.4 个百分点。除去统计方法改变的因素影响，2006~2010 年华东区及其各省市电网线损率均呈下降趋势。

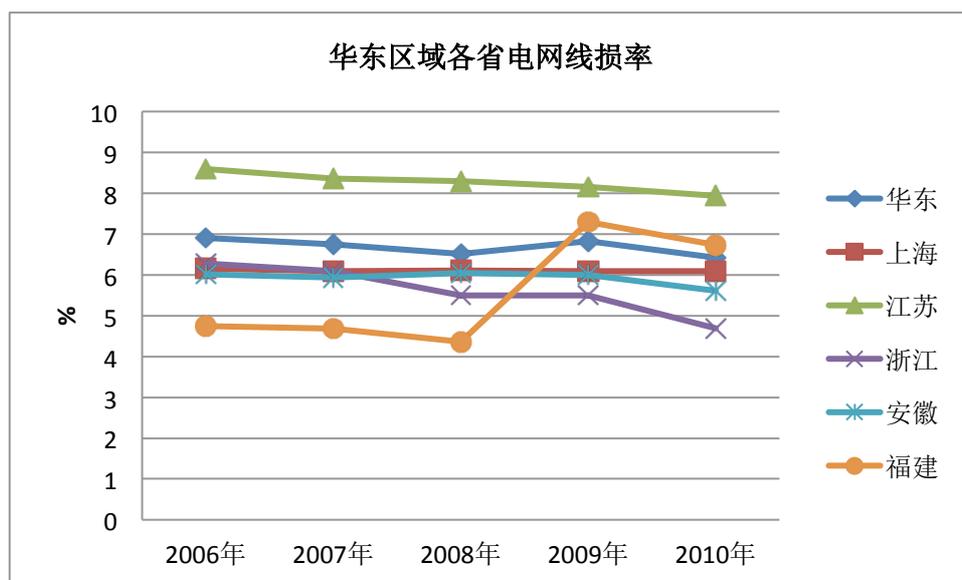


图 2-5 2006~2010 年华东区域电网线损率

2.3.5 燃煤机组污染物减排

2010 年，华东区域归省级及以上电力调度机构调度的机组利用脱硫装置等措施减排二氧化硫约 283 万吨，实际最终排放二氧化硫约 33 万吨。图 2-6 为 2008~2010 年度华东区域各省市火力发电机组单位二氧化硫排放量情况¹。从整体上看华东区域火电机组二氧化硫单位排放量逐年减少。2010 年，浙江单位发电量的二氧化硫排放量最低，为 3.8 千克/万千瓦时；上海单位发电量的二氧化硫排放量最高，为 8.2 千克/万千瓦时。

¹ 数据来源：2008~2010 年度《华东区域电力行业节能减排监管报告》

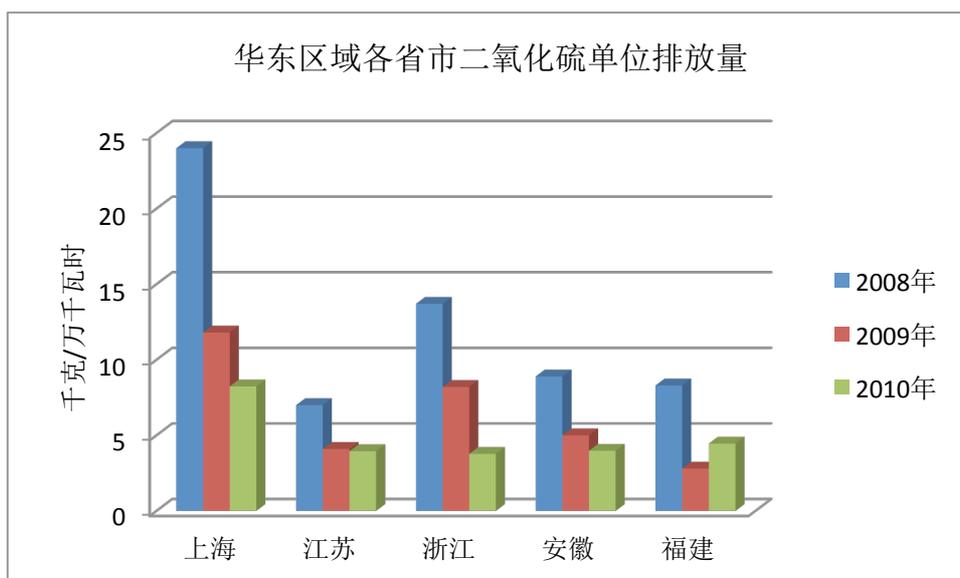


图 2-6 2008~2010 年华东各省市二氧化硫单位排放量

华东区域火电机组脱硫装置的安装对于二氧化硫排放量的减少起到了重要作用。2010 年，华东区域已安装脱硫装置的机组容量总计 1.33 亿千瓦，占统调燃煤机组容量的 96.4%。图 2-7 为 2010 年华东区域各省市燃煤机组脱硫设施安装容量情况，其中浙江省已安装脱硫装置的机组容量占燃煤机组容量的比例最高，为 99.97%。

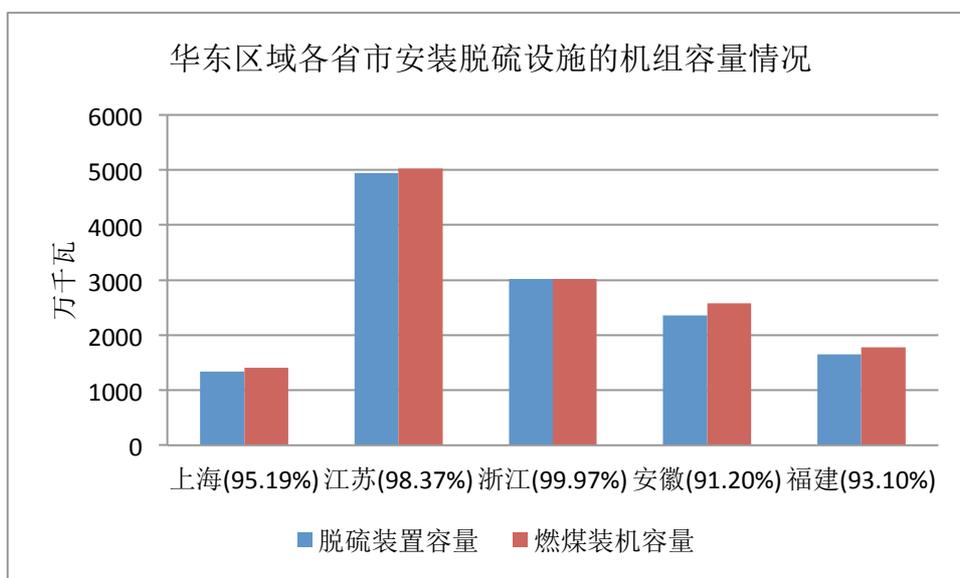


图 2-7 华东区域各省市安装脱硫设施的机组容量情况¹

¹ 数据来源：《2010 年度华东区域电力行业节能减排监管报告》

2.3 小结

本章首先从国家层面介绍了电力节能减排相关政策法规并阐述了华东区域的落实情况,然后分析了华东区域电力节能减排监管现状,总结了华东区域节能减排监管工作成效,并从可再生能源发电比重、跨省电能交易和发电权交易、发电环节节能降耗、电网线损和燃煤机组污染物排放等方面对华东区域电力节能减排成果进行比较分析,结果表明近年来华东区域电力节能减排取得了较好的成果。

第三章 华东电能交易机制分析和建议

本章在对 2010 年华东电能交易情况分析的基础上，对电能交易机制的节能减排效果进行评估，并给出合理建议。在实际操作中，跨省电能交易也面临多种阻碍，本报告将从污染物排放约束、可再生能源约束两方面作具体说明，并设计考虑污染物排放及可再生能源配额约束的跨省电能交易机制方案。

3.1 2010 年华东电力交易情况

2010 年，华东区域市场内形成的竞争性电能交易主要有发电企业直接参与的华东跨省集中竞价平台交易、电网企业间的双边交易、发电权交易及电力用户和发电企业直接交易。当前省内交易主要以经济性为考量，省间市场交易主要是以调节余缺为目的。跨省电能交易可以缓解部分地区负荷高峰期电力供应紧张的情况，在区域范围内优化能耗水平，促进可再生能源电力的长远发展，从而为节能减排做出贡献。

3.1.1 跨省集中平台竞价交易

跨省集中平台竞价交易是指由华东电力调度交易机构在华东电力市场交易平台上组织市场主体通过集中竞价形式实现的跨省电能交易，是华东电力市场的重要组成部分。

2010 年度，华东跨省集中平台竞价交易开展 8 次竞价交易。江苏、浙江、上海等 3 家电网公司先后提出了购电申请，120 家次发电

企业参与投标。具体交易情况如表 3-1 所示。全年成交电量 40.0 亿千瓦时，发电企业的平均售电价为 365.9 元/兆瓦时，平均供电煤耗为 311 克/千瓦时。

表 3-1 华东区域 2010 年跨省集中平台竞价交易情况

单位：万千瓦时，元/千千瓦时，克/千瓦时，元/吨

月份	交易电量	平均电价	平均煤耗	标煤单价
1	41146	386.86	303.07	907.4
3	32547	352.26	307.11	860.16
4	28560	316.65	308.31	849.25
5	87780	336.88	310.56	900.14
7	86094.7	383.05	313.78	899.16
8	39060	382.48	312.26	882.94
12	84630	382.41	311.07	932.05

3.1.2 跨省双边交易

2010 年，华东区域内电网企业间的跨省双边交易总量 65.5 亿千瓦时，平均电价 414.6 元/千千瓦时，平均供电煤耗为 311.3 克/千瓦时，具体情况见表 3-2。

表 3-2 华东区域 2010 年各月跨省电能双边交易情况

单位：万千瓦时，元/千千瓦时，克/千瓦时，元/吨

月份	交易电量	平均电价	平均煤耗	标煤单价
1	65092.5	433.46	308.84	907.4
2	4214.25	426.81	319.36	904.08
3	10874.25	450.22	313.2	860.16
4	61881.8	387.22	313.59	849.25
5	43418.75	394.96	314.04	900.14
6	11865	401.4	315.57	862.01
7	110996	410.81	309.02	899.16
8	142720.5	419.12	312.83	882.94

9	22535.25	427.03	316.31	887.61
10	54083.25	408.69	313.76	897.13
11	70362.25	425.67	315.25	930.52
12	56900.25	416.35	309.92	932.05

3.1.3 发电权交易

发电权交易是指小容量、低效率、环保水平较低的机组将年度与电网企业签订的购售电合同发电量部分或全部转让给大容量、高效率、环保型的机组。

2010年，华东区域发电权交易量进一步加大，各省市主要采取政府指令替代、发电厂之间协商、电厂内部替代及平台竞价等方式形成交易。华东区域全年共实现发电权交易被替代上网电量共454.6亿千瓦时，平均替代电价338.99元/千千瓦时，具体情况见表3-3。

表3-3 华东区域2010年各月跨省电能双边交易情况

单位：万千瓦时，元/千千瓦时，元/吨

月份	交易电量	平均电价	标煤单价
5	471129	312.92	900.14
6	437085	325.97	862.01
7	436510	324.54	899.16
8	634077	327.38	882.94
9	570344	327.38	887.61
10	516756	346.83	897.13
11	669034	363.43	930.52
12	811419	361	932.05

3.1.4 电力用户和发电企业直接交易

电力用户和发电企业直接交易是指电力用户与发电企业按照自愿参与、自主协商的原则直接进行的购售电交易，电网企业按规定提

供输配电服务。

2010年,华东区域内安徽、福建大用户直接交易经国家电监会、国家发改委、国家能源局批准,全年直接交易电量36.2亿千瓦时。安徽铜陵有色金属集团控股有限公司与国投宣城发电有限责任公司开展电力直接交易试点。全年完成交易电量13.9亿千瓦时,价格363.4元/千千瓦时。福建开展直接交易试点,参与直接交易的试点企业包括发电企业6家,电力用户6家。全年完成交易电量22.3亿千瓦时,价格363.0元/千瓦时。

3.2 华东电能交易节能减排评估

本报告以2010年数据为例,从节能减排指标敏感性及潜力两个方面对华东区域现行竞争性交易模式进行评估。

3.2.1 节能减排指标敏感性分析

(1) 跨省集中平台竞价交易

充分的市场竞争能够实现社会资源的最大优化。在电力市场竞争中,发电企业的边际成本是影响其市场竞争力的主要因素,低耗高效的发电企业具有边际成本优势。当发电企业的成交电价与其成本有较强的联动性时,其交易模式趋近于完全竞争。

通过分析表3-1,可知华东区域2010年跨省集中平台竞价交易成交的平均电价与发电企业平均成本有很强的关联性,其相关性系数¹

¹相关系数是两个数值序列线性相关性的度量,其计算式为:

为 0.64，呈显著的正相关性，变化规律可见图 3-1，显示了跨省集中平台竞价模式对成本良好的敏感性。

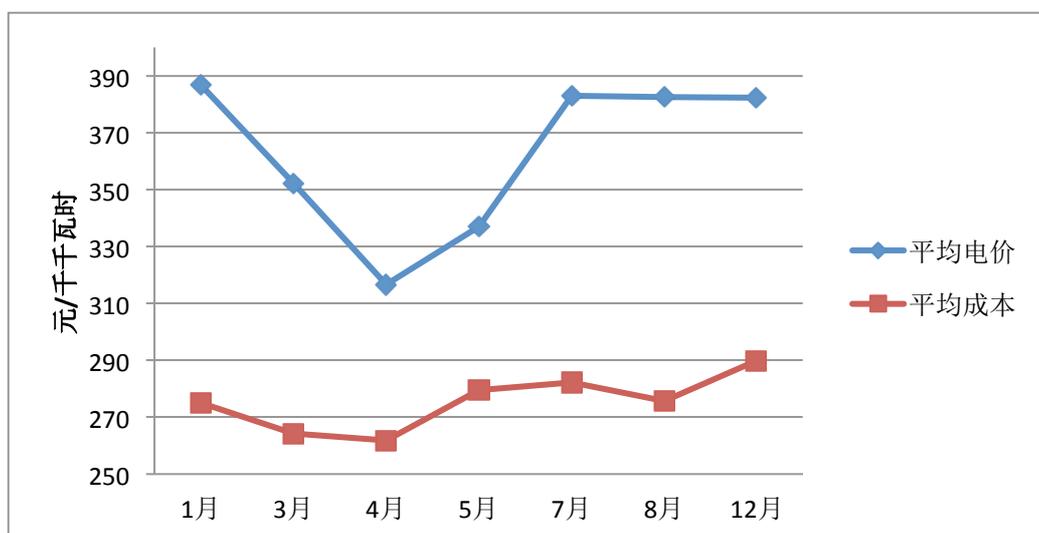


图 3-1 跨省集中平台竞价交易成交平均电价与发电企业平均成本

(2) 跨省双边交易

对跨省双边交易模式进行成本敏感性分析，由表 3-2 可知华东区域 2010 年跨省双边交易成交的平均电价与发电企业平均成本的关联性较弱，其相关性系数为 0.205，呈较弱的正相关性，变化规律可见图 3-2。跨省双边交易模式下，交易的成交电价能够对成本有一定的反应，但与跨省集中平台竞价交易模式相比，其敏感性较差。

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{cov}(X, X)} \sqrt{\text{cov}(Y, Y)}}$$

r 越接近 1，相关关系越密切，r=1 为完全相关，r=0 为 X 和 Y 之间无相关关系。

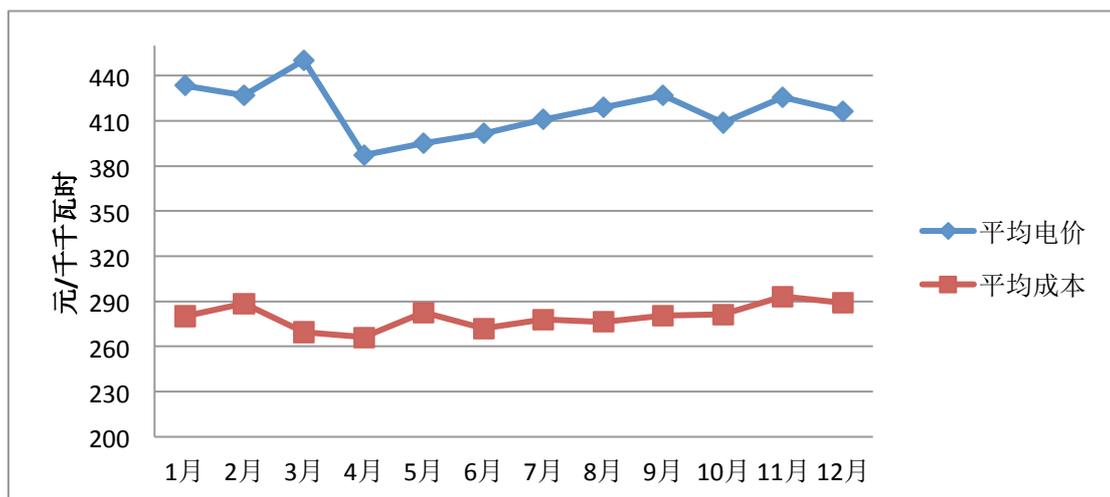


图 3-2 跨省双边交易成交平均电价与发电企业平均成本

(3)发电权交易

发电权交易的成交量与煤价有很强的关联。通过分析表 3-3，可知华东区域 2010 年发电权交易成交的平均电价与标煤单价的相关性系数为 0.74，体现了发电权交易模式下，成交电价对煤价很强的联动性。

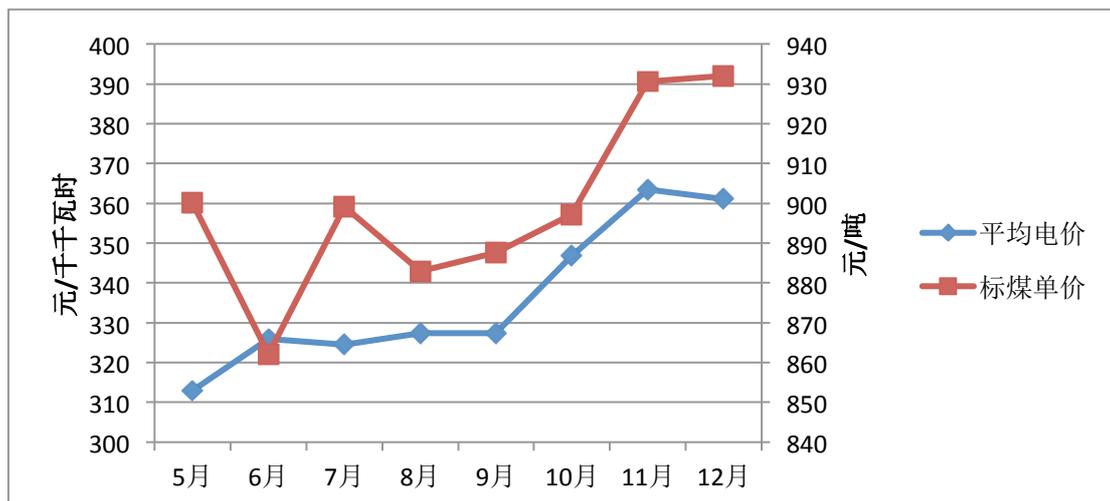


图 3-3 发电权交易成交平均电价与标煤单价

3.2.2 各交易方式节能减排潜力分析

(1) 全电量竞争模式下的节能减排潜力分析

燃煤机组供电煤耗是指机组供应 1 千瓦时电能平均耗用的标准煤量。供电煤耗是一个综合性指标 ,反映了机组的总体能耗水平。2010 年 ,华东区域纳入节能减排监管统计体系的单机 10 万千瓦及以上燃煤机组共 294 台 ,装机容量总计 12578 万千瓦 ,总计发电量 6371 亿千瓦时。各级别机组情况如表 3-4 所示 :

表 3-4 纳入节能减排监管统计体系的火电机组构成情况¹

单位：台、万千瓦、万千瓦时、克/千瓦时

		机组 台数	装机 容量	发电量	平均 煤耗
燃 煤 机 组	10 万千瓦级	54	750	3301393	351.5
	20 万千瓦级	9	200	1084472	350.2
	30 万千瓦级	115	3794	21445649	328.4
	60 万千瓦级	97	5951	32051749	310.4
	100 万千瓦级	19	1883	5090902	292.4
总计		294	12578	62974165	317.9

根据表 3-4，计算得出纳入节能减排监管统计体系的火电机组 2010 年共耗煤 20020.4 万吨。30 万以及 30 万以下机组共耗煤 8583 万吨，仍占燃煤机组发电量的 42.87%，

在电力市场完全开放的情况下，通过充分竞争后，30 万及以下机组的发电量大部分转移给 60 万千瓦时及以上的高效机组。重新考虑 2010 年火电机组的电量分配情况，发电量由高效机组来承担，考虑电量平衡的情况下粗略估算，机组发电量将如表 3-5 所示。

表 3-5 纳入节能减排监管统计体系的火电机组构成情况（完全竞争下）

单位：台，万千瓦、万千瓦时、小时

	机组 台数	装机 容量	发电量	平均运行 小时数

¹ 数据来源：《2010 年华东区域节能减排监管报告》

燃 煤 机 组	10 万千瓦级	54	750	0	0
	20 万千瓦级	9	200	0	0
	30 万千瓦级	115	3794	13619965	3589.87
	60 万千瓦级	97	5951	37491300	7000
	100 万千瓦级	19	1883	11862900	7000

根据表 3-5 计算得出，电力市场实施后，在完全竞争情形下，纳入节能减排监管统计体系的火电机组 2010 年共耗煤 19578.8 万吨。

如表 3-6 所示：以 2010 年度为例，通过电力市场完全开放性竞价，华东区域火电机组可节约标煤 441.6 万吨，平均煤耗率降低 7 克/千瓦时。

表 3-6 华东区域火电机组节能减排潜力分析

单位：万吨、克/千瓦时

	煤耗总计	平均供电煤耗率
2010 年华东区域（实际情况）	20020.4	317.9
2010 年华东区域（完全竞争）	19578.8	310.9
完全竞争市场的煤耗节约量	441.6	7

(2) 跨省集中竞价

跨省集中竞价交易模式为完全的市场方式，通过对交易机制的合理设置，大量的市场主体通过跨省交易平台获取发电合同，突破了省间壁垒，使得跨省集中竞价交易模式的效果能够贴近理论上的完全竞争模式。

跨省集中竞价交易模式能够充分发挥市场的优化资源配置的作用，低耗高效的机组在竞争中具有成本优势，在缓解局部地区时段性缺电的同时，促进完善了区域的节能减排机制。

(3) 跨省双边交易

在跨省双边交易中，省级电网公司为交易主体，为满足省内电能的供需平衡，代表用户或发电商参与跨省双边交易。限定的市场参与者数量使得跨省双边交易模式不能实现充分的市场竞争，其交易目的更多的是关注于调节市场余缺。以 2010 年 2 月为例，其中一笔双边交易的购电方为江苏省，售电方为安徽省，江苏省和安徽省 2010 年的平均供电煤耗分别为 313 克/千瓦时及 323 克/千瓦时，供电煤耗较高的发电省份获得了交易电量，这与节能减排是相背离的。

其次，省级电网公司获得发电合同后，为达到节能减排的效果，可由其管辖范围内由节能减排效果好的机组获得发电合同。在这种情况下，节能减排潜力只能在交易省范围内得到最优，无法获得区域范围内最优的结果。以上因素决定了跨省双边交易的节能减排潜力将低于跨省集中竞价交易模式。

(4) 发电权交易

发电权交易是对原有的平均分配发电小时数的电力调度体制的一种补充，通过使小容量、低效率、无脱硫机组将年度计划发电指标有偿转让给高效率、环保型的机组，达到节能减排的效果。

发电权交易通过对小机组的发电指标的替代，在完全替代的情况

下能够达到其交易范围内的节能减排效果的最优，但其交易模式决定落后机组被赋予保障性的计划小时数，从长期角度上来看，不利于市场机制的充分发挥。同时，华东区域现行的发电权交易主要在省内进行，限定了参与竞争主体的范围，曾进行过的少量的跨省发电权交易的参与主体范围更小。因此发电权交易的节能减排潜力低于跨省集中竞价模式。

(5) 电力用户和发电企业直接交易

已实施的电力用户和发电企业直接交易，主要采取协商和撮合的市场交易模式，其交易电量很高，但交易次数及参与交易的主体较少，在信息不对称的情况下难以达到市场最优的结果，节能减排潜力低于跨省集中竞价模式。在扩大市场参与主体的情况下，可以使得交易趋向完全竞争，达到与跨省集中竞价相同的节能减排效果。

为深化大用户直购电的节能减排潜力，在今后的发展中，可依托跨省集中竞价平台进行电力用户和发电企业直接交易，将需求侧直接纳入市场，相较于省级电力公司代理批发的模式将进一步发掘用户主体在市场中的主观能动性，实现更深层次的节能减排。

3.3 污染物排放及可再生能源约束

跨省电能交易可以缓解部分地区负荷高峰期电力供应紧张的情况，在区域范围内优化能耗水平，促进可再生能源电力的长远发展，从而为节能减排做出贡献。但在实际操作中，跨省电能交易也面临多种阻碍，本报告将从污染物排放约束、可再生能源约束两方面作具体

说明。

3.3.1 污染物（温室气体）排放约束

化石能源的利用是二氧化碳及其他温室气体排放的最重要来源，但并不是全部来源。由于电力行业的生产消耗主要为化石能源，其能耗目标与污染物排放目标是一致的，均可用供电煤耗衡量，因此，在本报告中，采用 CO₂ 排放作为衡量节能减排的标准。

跨省电能交易主要通过区域平台进行各省间的资源优化配置，在电能交易的同时，将带来污染物在省间的转移，并对各省（区，市）主要污染物总量控制规划的执行产生相应的影响，从而给交易的实施带来障碍。

1、地方政府

各省(区,市)主要根据规划期内所属辖区的国内生产总值(GDP)、工业增加值、城镇常住人口、能源消费总量及构成来预测主要污染物的新增量，从而进一步制定各省(区,市)的主要污染物总量控制目标。

跨省电能交易的电量是为购入省份的社会生产生活需要服务的，购入省份在获得低价电量的同时，将污染物转移到了其他省份，售出省份发出的电量没有促进省内其他产业产能的增加。在当前的核算机制下，跨省电能交易带来的污染物排放量，会给售出省份的地方政府带来很大的压力，从而造成跨省电能交易无法顺利实施。

为了解决以上的矛盾，跨省电能交易须配合相关机制设置，以获

取地方政府对跨省电能交易的支持。

2、发电企业

我国对火发电企业大气污染物排放的主要监视目标为二氧化硫、氮氧化物及烟尘。达到排污标准的火发电企业才可参与电力交易，并按规定缴纳相应数量的排污费。

低耗高效的发电企业参与跨省电能交易获取发电合同，从而获得经济收益。但是由于跨省电能交易会带来新增的污染物排放量，且污染物排放量现实行按省考核制度，会造成发电企业不被允许参与跨省电能交易的情况。因此，在交易机制设置时，需要考虑一种新的模式，以消除污染物排放结算方式给跨省电能交易带来的障碍。

3、用户

污染物排放约束的设定会提高电网公司的购电成本，从而间接提高用户的购电费用。跨省电能交易的实施可有效促进资源的优化配置，减少污染物的排放，对于减小用户成本较为有利。

3.3.2 可再生能源约束

(1) 可再生能源全额收购约束

我国现实行可再生能源发电全额保障性收购制度：电网企业与可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业应积极投资建设可再生能源发电项目，并承担国家规定的可再生能源发电配额义务。

在目前的经济技术条件下，电网对可再生能源的吸纳能力是有限的，间歇性较强的可再生能源往往被电网视为负担。我国各个省份的可再生能源发电水平并不均衡，可再生能源丰富的省份无法完全吸纳，需要输出电量以促进可再生能源的开发利用。但在目前的收购机制下，其他省份没有义务承担本省范围外的可再生能源电量收购任务，造成可再生能源丰富的省份无法输出电量，限制可再生能源机组发电。

鉴于以上障碍，为促进可再生能源的快速发展，需要在跨省电能交易中引入一种更完善的接纳可再生能源的机制，与传统的能源市场整合，促进可再生能源的快速成长与发展。

(2) 可再生能源配额约束

可再生能源配额制在美国及欧洲等国家已实施多年，我国可再生能源配额制原则规定电网公司和发电企业都是可再生能源配额的义务承担者：政府作为市场的监管部门及可再生能源利用的倡导者，需要预先制定具体的可再生能源发展目标和配额，电网公司收购的电量中必须有一定比例来自可再生能源，发电企业发出的电量中可再生能源发电必须占一定比例。

在跨省电能交易的过程中，电网公司与发电企业收购和卖出的电量都要满足各自的可再生能源配额比例。由于大容量机组通过跨省电能交易获得了额外的发电份额，其所需承担的可再生能源发电配额也相应的随之增加，实际上也限制了跨省电能交易的实施。在跨省电能交易中，发电企业需要进行深入的成本核算，综合考虑发电效益。可再生能源配额交易平台可增强配额商品的流动性，在更大范围内优化

配置，降低跨省交易发电成本。

3.3.3 排污权交易与可再生能源绿色证书交易

(1) 排污权交易

排污权交易是指在一定区域内，在污染物排放总量不超过允许排放量的前提下，内部各污染源之间通过货币交换的方式相互调剂排污量，从而达到减少排污量、保护环境的目的。排污权交易的主要思想就是建立合法的污染物排放权利即排污权，并允许这种权利像商品那样被买入和卖出，以此来进行污染物的排放控制。

在跨省电能交易中引入排污权交易，可有效控制区域污染物排放总量不超过限额。地方政府根据本省污染物总量控制目标给各火电企业分配排放权，排污权剩余的发电企业可以将其售出，购入排污权的发电企业将获得相应数量的排污许可。地方政府定期对各个发电企业污染物排放量与其拥有的许可数量进行结算，排放量超出其拥有的许可数量的发电企业则面临惩罚。

(2) 可再生能源绿色证书交易

可再生能源绿色证书交易中，地方政府制定省级电网公司及发电企业收购、发出的电量中可再生能源电量所占的比例，电网公司每收购一定电量的可再生能源将获得一个单位的绿色证书，发电企业每发出一定电量的可再生能源将获得一个单位的绿色证书。政府监管部门定期核查电网公司与发电企业所拥有的绿色证书的数量，并对绿色证书不足的电网公司或发电企业处以罚款。

跨省电能交易中引入绿色证书交易,可在区域范围内灵活流通可再生能源配额,以市场手段解决因无法完成配额而阻碍跨省电能交易进行的问题。

3.4 跨省电能交易机制方案设计

本报告将从交易机制设计方面提出初步的设想来解决跨省电能交易遇到的污染物排放约束和可再生能源发电约束等问题。

3.4.1 跨省电能交易机制方案设计 1: 购电方承担污染物排放模式

● 市场设置

本模式的交易品种为纯电能,交易主体为省级电网公司与发电企业,区域调度机构根据市场规则设置电能交易平台,交易主体通过参与跨省集中竞价或双边交易获取合同。

污染物排放处理方式:如图 3-4 所示,跨省电能交易中,省级电网公司在区域范围内购入电量,售电方相应污染物排放量计入购电方所在省份。

可再生能源处理方式:电网公司直接收购可再生能源电,可再生能源收购配额量计入购电方所在省份,交易主体间无绿色证书交易。

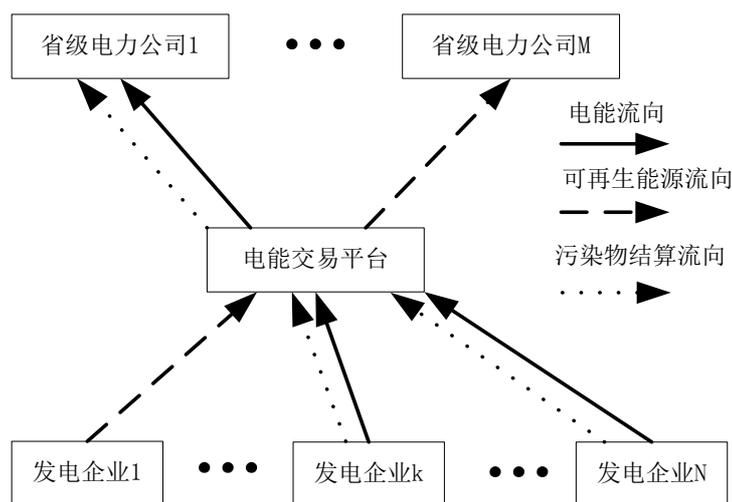


图 3-4 购电方承担污染物排放交易模式

● 市场分析

(1) 效果分析

价格及煤耗水平：相对于购电方省内自行发电的模式，省级电网公司可以以较低的价格满足本省的电能需求。当其他省份低耗高效的发电企业获得发电合同时，交易电量所带来的煤耗及污染物排放量将较省内自行发电的模式有所下降。

解决污染物排放约束：将污染物排放量计入购电方所在省份，解决了售出方地方政府因污染物总量控制而不愿意发电企业参加跨省电能交易的障碍。同时对于购电方来说也是最好的选择，相对容易接受。

解决可再生能源收购约束：通过政府制定交易主体必须完成的可再生能源配额，促使发电企业主动投建可再生能源机组，促进电网公司对可再生能源电力的消纳。

(2) 风险分析

市场风险：购电方承担污染物排放模式只是针对地方政府面临排放考核时计算方式的改变，没有改变交易本身的任何变量，不存在由此产生的市场风险。

政策风险：在污染物减排方面，本模式需要预先与政策制定部门协商排放考核计算方式；考核方式确定后，具体交易环节简单，实现风险性较小。但是由于涉及考核方式的更改，必然触及既得利益的分配格局，在政策制定中，相关省份可能会有所抵触。

3.4.2 跨省电能交易机制方案设计 2：独立市场模式

● 市场设置

独立市场模式下在电能交易的基础上，同时进行排污权交易及可再生能源配额交易。区域调度机构根据市场规则设置电能交易平台，环保部门与电力部门协作设置排污权交易平台，能源部门和电力部门协作设置可再生能源配额交易平台。

污染物排放处理方式：地方政府根据总量控制目标分配各个发电企业拥有的排污权总量，如图 3-5 所示，发电企业根据自身电能交易情况在排污权交易平台购入、售出排污权。政府监管部门定期核查发电企业的污染物排放量及其所拥有的排污权，并对排污权不足的发电企业取消其发电资格。

可再生能源处理方式：监管部门根据发电企业可再生能源发电情况颁发绿色证书。如图 3-5 所示，发电企业及电网公司根据自身拥有的绿色证书情况通过交易平台购入、售出绿色证书。政府监管部门

定期核查电网公司与发电企业所拥有的绿色证书的数量，并对绿色证书不足的发电企业取消其发电资格。

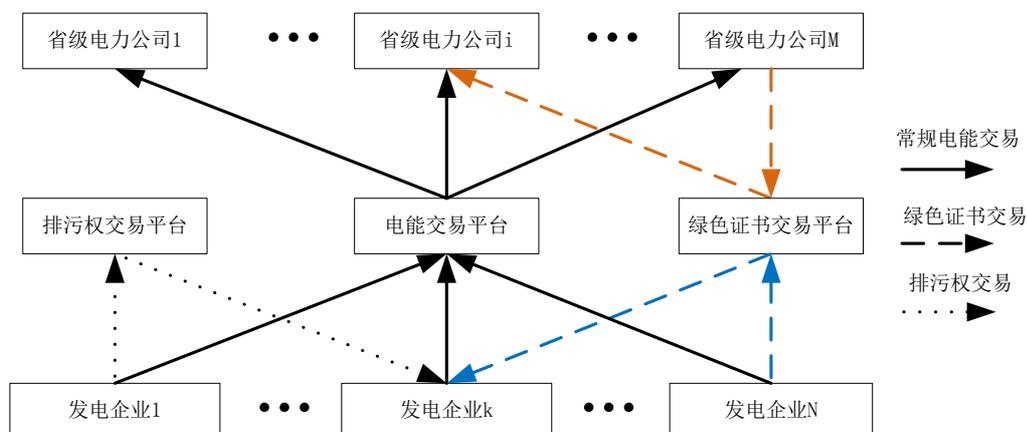


图 3-5 独立市场交易模式

● 市场分析

(1) 效果分析

价格及煤耗水平：排污权交易与可再生能源配额交易的结果以发电成本增加的形式在电能交易价格中体现。高耗能的发电企业面临较大的排污压力，故而在电能交易的过程中由于成本较高而失去竞争力；低耗高效机组上网有利于区域煤耗水平的下降。

解决污染物排放约束：排污权交易过程中，排污权不足的企业向其他企业购入排污权，并由此获得了发电许可，这也意味着区域内污染物排放不会增加，相关地方政府的排污考核不应受此影响，跨省电能交易得以实施。

解决可再生能源收购约束：通过绿色证书交易，使得可再生能源发电量不足的企业能够达到配额要求，避免由此引起的电能交易受阻的情况发生。

(2) 风险分析

市场风险：不同交易品种的成交价格均由市场方式自由形成，多个交易环节的进行大大增加了价格形成的不确定性。为了降低价格飞涨等不利于污染物减排、可再生能源发展的市场风险，独立市场模式的跨省电能交易需要由政府监管部门采取措施，如设定交易价格上限，避免串谋，从而规范交易主体的市场行为。

监管部门对排污权总量、可再生能源总量的设置对跨省电能交易的顺利进行有深刻的影响，如果市场上设置的排污权、绿色证书不足，会导致主能量市场交易无法成功进行。

政策风险：独立市场模式的实施需要电能交易、排污权交易及可再生能源配额交易相互协作，互相配合，不同的监管部门对相应交易品种的交易机制设置、市场参与方式、实施监察与考核标准都有各自的准则。独立市场模式的跨省电能交易模式必须突破行业限制，才能顺利的进行。

3.4.3 跨省电能交易机制方案设计 3：独立市场+附加费率模式

● 市场设置

在独立市场模式的基础上，当电能交易量较大，市场上可供交易的排污权或绿色证书不足时，为了获取发电资格，发电企业向地方政府购买相应数量的排污权或绿色证书。

污染物排放处理方式：如图 3-6 所示，地方政府拥有在其他行

业剩余的排污权，并规定交易的最高限价，发电企业在市场上获得的排污权不足时，以最高限价向地方政府购买相应的排污权。

可再生能源处理方式：如图 3-6 所示，电网公司收购的、发电企业发出的可再生能源电量不足，并在市场上无法获得时，可向地方政府购买虚拟的绿色证书，价格为高于市场上的可再生能源电价的政府最高限价。

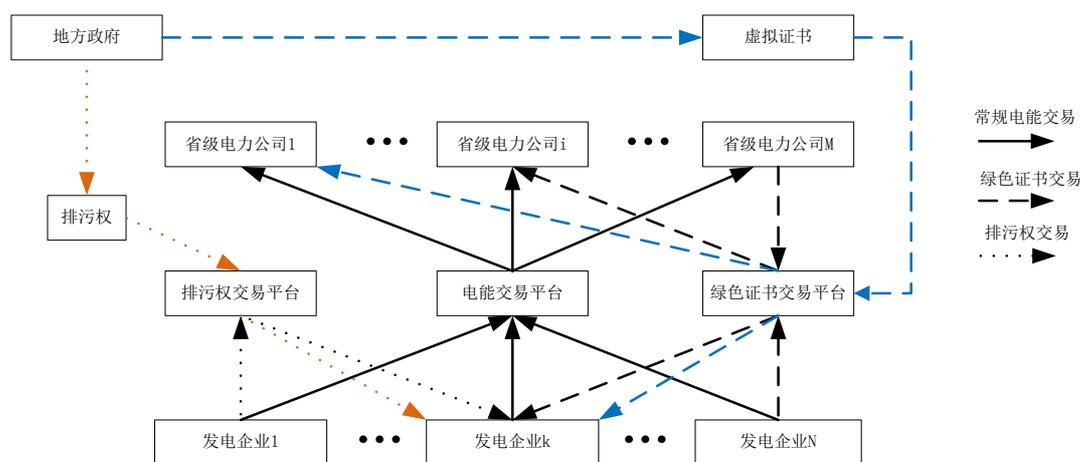


图 3-6 独立市场+附加费率交易模式

● 市场分析

(1) 效果分析

价格及煤耗水平：附加费率的跨省电能交易模式是在独立市场的交易模式上进行的，解决了独立市场模式中市场上没有足够的排污权及可再生能源配额的极端情况，保证了主能量市场交易的顺利进行。价格与煤耗水平较独立市场模式没有变化。

解决排污权、可再生能源配额约束：附加费率模式的实施，解决了发电企业因无法购买到足够的排污权或配额而面临高额罚款，从而影响发电企业参与跨省电能交易热情的问题。将减少因排污权约

束或可再生能源配额约束而造成的交易电能数量不足的现象，保证了能量市场上所有交易的顺利完成，满足了各行各业的用电要求，减轻了调度机构的市场组织的压力。同时通过制定价格上限，促进不同行业间的排污权及可再生能源配额的优化配置。

(2) 风险分析

市场风险：附加费率的跨省电能交易模式是在独立市场模式基础上进行的，解决了市场模式的极端情况，没有改变市场模式的交易方式。与政府交易的排污权与虚拟绿色证书的价格应高于市场最高价，实际体现为政府的最高限价，起到了价格标杆的作用，较模式 2 降低了部分市场风险。

政策风险：政府出售排污权或可再生能源配额时，是为从解决能量市场发电需要的角度出发的，放松了对电网公司及发电企业收购排污权及可再生能源配额的要求，有可能影响预先设定的节能减排目标的实现。因此，必须严格论证合理设置最高限价，避免污染物总量控制目标及可再生能源发展目标无法达成的风险。

3.4.4 跨省电能交易方案对比

在跨省电能交易中考虑污染物排放及可再生能源约束，引入排污权交易及可再生能源配额交易，设计了购电方承担污染物排放模式、独立市场模式及独立市场+附加费率模式三种交易方案。从交易模式、标的、主体、平台、价格等方面对比三种跨省电能交易机制方案，详见表 3-7：

表 3-7 三种跨省电能交易机制方案对比

	方案 1	方案 2	方案 3
交易模式	购电方承担污染物排放模式	独立市场模式	独立市场+附加费率模式
交易标的	电能	电能、排污权、绿色证书	电能、排污权、绿色证书
交易主体	电网公司、发电企业	电网公司、发电企业	电网公司、发电企业、地方政府
交易平台	电能交易平台	电能交易平台、排污权交易平台、绿色证书交易平台	电能交易平台、排污权交易平台、绿色证书交易平台
交易价格确定	能量市场价格，由市场竞价或双边交易形成，与现行方案一致	发电企业综合考虑排污权交易、绿色证书交易的基础上，进行能量市场报价	在方案 2 的基础上，市场极端情况下，向政府购买排污权或绿色证书，以附加费率的形式在价格上体现
效果分析	解决了区域电力供需不平衡问题，区域内优化了平均煤耗 解决了污染物排放	解决了区域电力供需不平衡问题，区域内优化了平均煤耗 解决了污染物排放	解决了区域电力供需不平衡问题，区域内优化了平均煤耗 解决了污染物排放

	约束	约束 解决了可再生能源收购的约束	约束 解决了可再生能源收购的约束
风险分析	与现行模式比较不存在新增市场风险。交易环节简单、易于实现。	新增的交易环节加大了价格形成的不确定性。需要跨行业协作的部门较多，实施方式复杂。较模式 1 交易方式更为灵活，市场化，资源优化程度高。	与模式 2 相比增加了政府最高限价，降低了部分市场风险。较模式 1、2 降低了对交易主体节能减排约束的严格性，存在无法完成节能减排目标的风险。

以上三种方案均可解决污染物排放、可再生能源收购对跨省电能交易的约束。

方案 1 与现行跨省电能交易模式市场实现方式的差异较小，与监管部门协商改变污染物结算方式后，可在短期内实现。

方案 2 的实现需要多个部门跨行业协作，实施方式复杂，但市场形成后，交易方式灵活，资源优化程度高，是目前国际上较为通用的实现方式。

方案 3 在方案 2 的基础上考虑了市场上可供交易的排污权、绿色证书不足的极端情况，将政府最高限价以附加费率的模式在交易中体现，较方案 2 更为完善。

3.5 规范华东电能交易促进节能减排建议

本报告在以上分析基础上,为促进节能减排针对各交易机制给出以下结论和建议。

(1) 推广跨省集中平台竞价模式

数据显示华东区域跨省集中平台竞价模式下,市场价格与煤耗成本相关性高,市场价格具有良好的成本敏感性,表明集中竞价机制能够有力的促进节能减排,而且跨省集中平台竞价的开展已经比较成熟,具备进一步推广的基础。

为了进一步挖掘区域节能减排潜力,建议在华东区域制定合理的交易规则,不断的规范华东电力市场跨省集中平台竞价交易工作。同时,扩大跨省集中平台竞价交易电量,提高交易频率,充分利用各省市间的负荷特性差异和区域内所有的高效低耗机组,实现资源的优化配置。

(2) 推动跨省双边交易向集中平台竞价转变

跨省双边交易模式下限定的市场参与者数量使得跨省双边交易模式不能实现充分的市场竞争,其交易目的更多的是关注于调节市场余缺。根据 2010 年的交易结果,跨省集中竞价的平均供电煤耗低于跨省双边交易的供电煤耗。

建议推动跨省双边交易向集中竞价转变,由跨省集中竞价模式对双边交易电量进行逐步替代,深化促进华东区域节能减排工作的进行。

(3) 扩大发电权交易范围

发电权交易也具有良好的价格成本敏感性,但是发电权交易模式下落后机组也被赋予了保障性的计划小时数,不利于节能减排工作的深入开展,而且,当前以省内发电权交易为主,限定了参与竞争主体的范围,区域资源优化配置的潜力不能得到充分发掘。建议进一步扩大发电权交易范围,促进更大区域内的资源优化配置。同时建议放开发电权交易的电量来源,将发电权交易的重点从关停机组电量转移到在役机组电量,不论是年度购售电合同电量还是其他交易电量,只要能够减少燃料消耗、促进节能减排,均鼓励发电企业进行交易。

(4) 在跨省集中平台竞价中引入电力用户和发电企业直接交易

大用户直购电采取协商和撮合的市场交易模式,交易次数及参与交易的主体较少,在信息不对称的情况下难以达到市场最优的结果,节能减排潜力明显低于跨省集中竞价模式。

建议在适当时机开放大用户参与跨省集中平台竞价,交易主体的增加有利于增强市场活力,大用户也可在更大范围内获取信息,同时,可减少交易组织的成本,促进华东区域内各交易品种的整合。

(5) 建议政府相关主管部门协调解决跨省电能交易阻碍因素

建议电监机构向相关政府主管部门反映排污考核与可再生能源配额约束对跨省电能交易的不利影响,同时提出相应的解决办法,如近期可采取将考核量计入电能输入省的解决办法,远期可引入排污权交易及可再生能源绿色证书交易使得跨省电能交易能够得以顺利进行,促进区域节能减排目标的实现。

第四章 华东辅助服务监管及“两个细则”实践

辅助服务通常指为实现电能安全、可靠输送及保证电能质量所采取的措施，包括调度、系统控制、调节、备用、电压无功控制等，主要用于保证功率实时平衡、供电可靠性和电能质量。由于辅助服务对确保系统安全和保证电能质量至关重要，为了规范辅助服务管理，加强辅助服务的监管力度，国家电力监管委员会出台一系列的监管政策。本节主要对华东区域辅助服务的监管现状以及相关政策实施现状进行分析，并提出建议。

4.1 “两个细则”执行情况

2006年11月，国家电力监管委员会印发了《发电厂并网运行管理规定》（电监市场[2006]42号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场[2006]43号），对发电厂并网运行管理和辅助服务管理提出了总体要求。但是这些已不能充分适应电网的安全运行和电力市场建设急速发展的要求。2009年1月份，为加强并网发电厂考核和辅助服务管理工作，提高电能质量和安全稳定运行水平，国家电监会经过两年的调研酝酿，制定出台了《并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《发电厂并网运行管理实施细则》（以下简称“两个细则”）。

4.1.1 两个细则简介

“两个细则”是厂网之间技术层面上的重要规章制度，旨在保障电力系统安全、优质、经济运行，规范区域发电厂辅助服务管理，促进

电网企业和并网发电厂协调发展。细则分别从定义与分类、提供与调用、考核与补偿、计量与结算和监督与管理这五个部分，对辅助服务的实施和管理做了的详细规定和说明。细则内容可简要概括为：①将辅助服务细分为基本服务和有偿服务，并规定二者的具体内容、考核和补偿原则。②规定了电力调度交易机构调用辅助服务时，应履行的职责，规定并网电厂的义务和职责。③规定了有偿辅助服务补偿费用的计量与结算方法。④制定了监督与管理机制，以协调发电厂与区域电力调度交易机构之间的矛盾。

4.1.2 华东区域两个细则试运行情况

2010年，华东区域启动了“华东区域并网发电厂运行管理实施细则”和“华东并网发电厂区域辅助服务管理实施细则”，将辅助服务作为一种商品在发电机组之间进行交易，交易价格由电力监管机构在充分听取电力企业意见的基础上制定标准。

按照调度管辖范围，华东区域分华东、上海、江苏、浙江、安徽、福建六个考核区进行考核。只要属于省级及以上调度管辖范围内的发电企业都属于“两个细则”的覆盖范围，华东 1580 万千瓦，上海 1911 万千瓦，浙江 3706 万千瓦，安徽 1841 万千瓦。所有机组全部参加辅助服务的考核和管理，在同一平台用统一规则衡量贡献，避免特权机组免除考核，实现发电企业之间的公平公正。

2010年，华东区域发电厂辅助服务及并网运行管理实施细则由模拟运行转入试运行。各调度管辖范围辅助服务补偿情况见表 4-1。

表 4-1 “两个细则”月均补偿概况

单位：万元

所在电网	华东	上海	江苏	浙江	安徽	福建	全网
辅助服务 补偿费用	211	665.3	-	1377.	700.7	1045.	3963.
辅助服务 分摊费用	211	665.3	-	1377.	700.7	1045.	3963.

分析华东区域“两个细则”的试运行情况，具有以下特点：

1、补偿力度适中

图 4-1 列出 2010 年华东区域各电网辅助服务补偿费用占上网费用比例，总体来看，华东区域辅助服务补偿费用占总上网费用大多在 0.14%左右，补偿力度适中，补偿总盘子与电网规模相当。

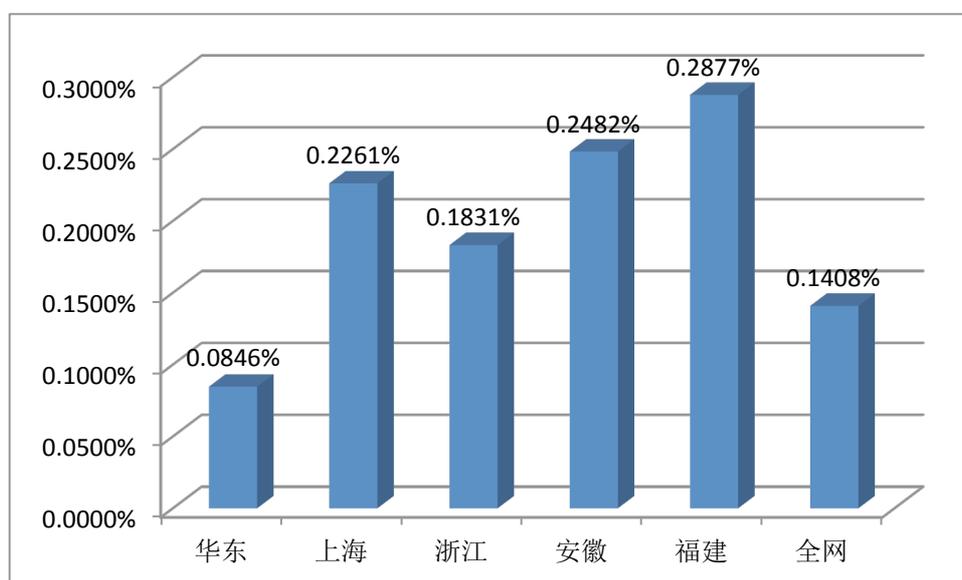


图 4-1 2010 年华东区域各电网辅助服务补偿费用占上网费用比例

此外，各个电网的补偿力度相对稳定。图 4-2 列出了 2010 年 5 月至 2011 年 4 月，华东统调机组辅助服务补偿费用比例，补偿比例

最高达到 0.11%，2011 年 1 月至 4 月，补偿比例维持在 0.07%。

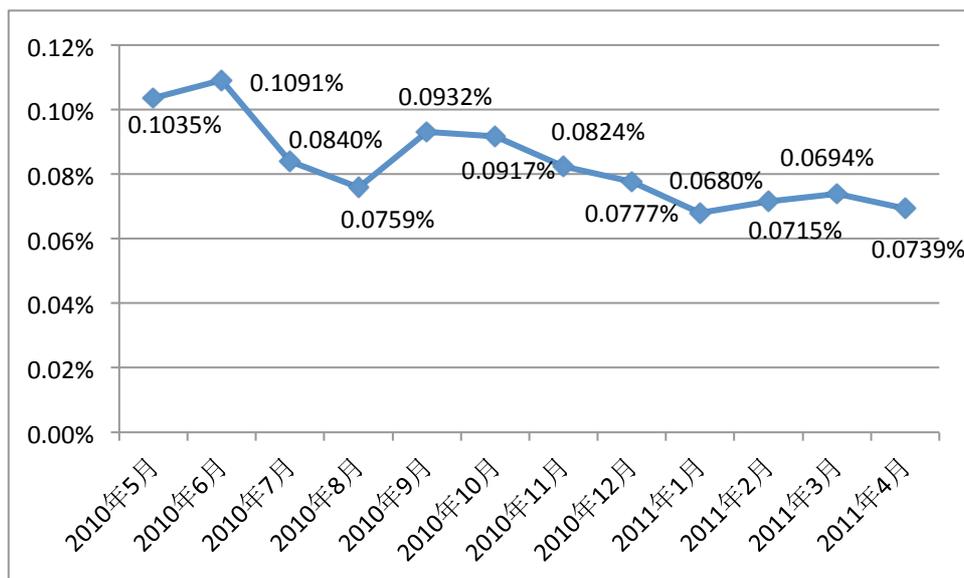


图 4-2 华东统调机组辅助服务月均补偿费用占上网电费比例

2、资金流向合理

火电机组获得的辅助服务补偿情况根据机组性能而不同；水电机组获得的辅助服务补偿情况依赖于机组的调节性能；核电和风电总体上处于支出状态。图 4-3 列出了 2010 年 5 月至 2011 年 4 月华东统调发电厂辅助服务月均结算情况。新安江水力发电厂的辅助服务补偿处于收入状态，并且收入明显高于其发电厂。而秦山二厂和秦山三厂核电站处于支出状态。

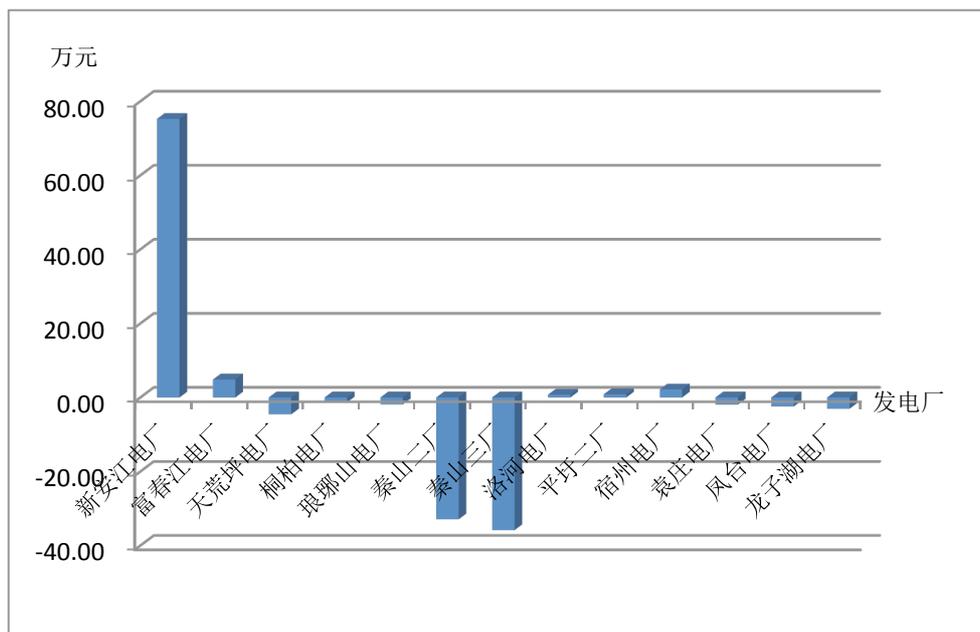


图 4-3 华东统调发电厂辅助服务月均结算情况

3、补偿项目合理

从各项目补偿费用的比例来看，基本能够恰当地反映出各项目在辅助服务分摊中的权重，主要集中在 AGC、有偿调峰和备用项目上，其中有偿调峰补偿主要集中在启停机服务，备用补偿主要集中在旋转备用。

参见图 4-4，华东电网辅助服务月均补偿费用 211 万元。其中，有偿调峰补偿 117.27 万元，AGC 补偿 107.65 万元，有偿无功补偿 34.87 万元，备用补偿 30.27 万元，黑启动补偿 21 万元。AGC 补偿超过所有补偿费用的一半，其余各项补偿费用相近。

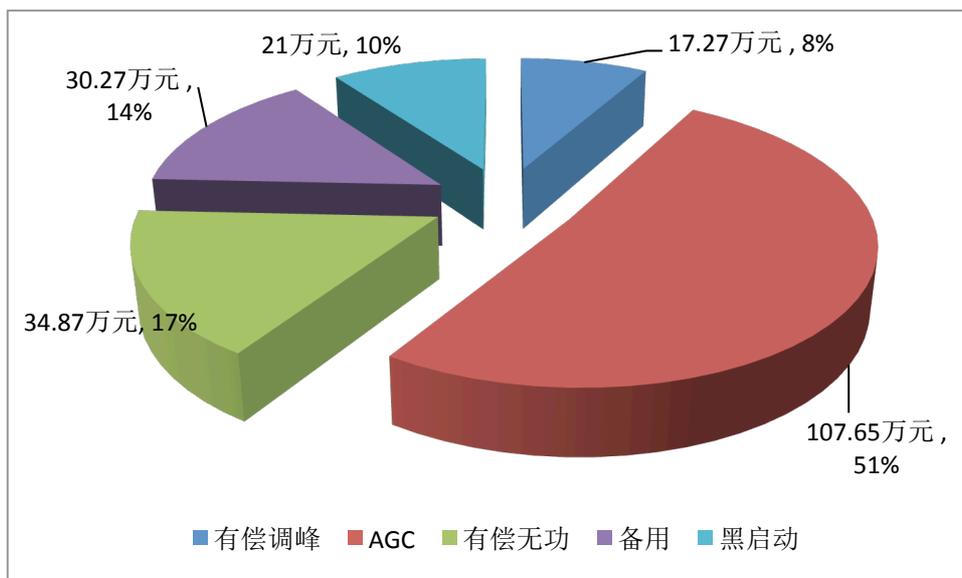


图 4-4 2010 年 5 月至 2011 年 4 月华东统调机组辅助服务月均补偿费用分摊情况

图 4-5 中，2010 年浙江省辅助服务月均补偿费用 1377.4 万元，其中，有偿调峰补偿 155.65 万元，AGC 补偿 794.95 万元，有偿无功补偿 31.25 万元，备用补偿 383.56 万元，黑启动补偿 12 万元。在所有补偿项目中，AGC 补偿费用占总费用的 58%，备用补偿和有偿调峰补偿共占 39%，黑启动和无功补偿相对较少。

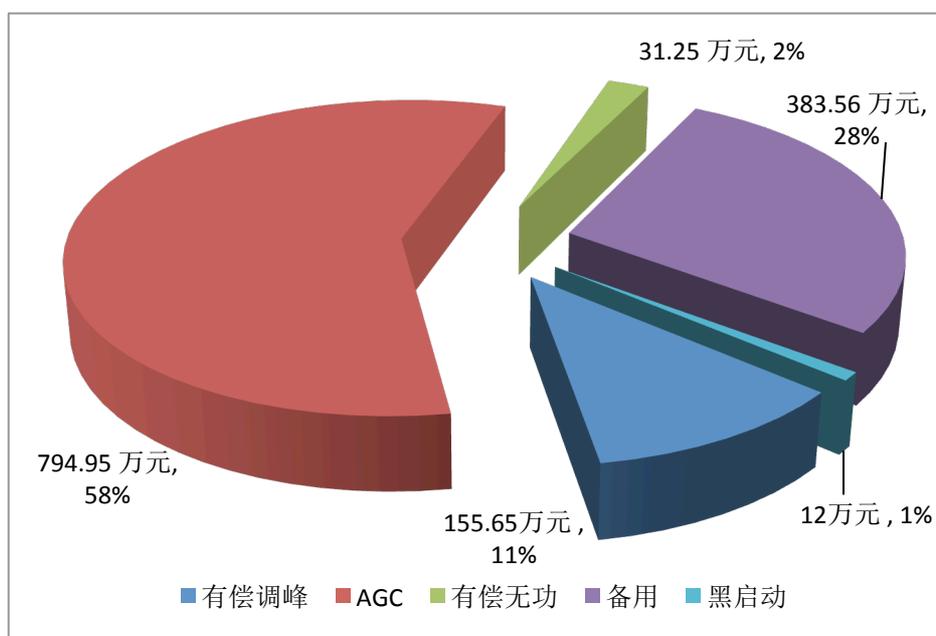


图 4-5 2010 年浙江省辅助服务月均各项补偿费用分摊情况

图 4-5 中列出了上海市 2010 年辅助服务补偿费用月均分摊情况。

月均补偿费用总额为 665.3 万元,其中 AGC 补偿费用为 381.46 万元,占总费用的 57%,备用补偿和有偿调峰补偿所占比例都在 20%左右。上海市的辅助服务补偿分摊情况和浙江省类似:补偿费用主要集中在 AGC、有偿调峰、备用这三项。

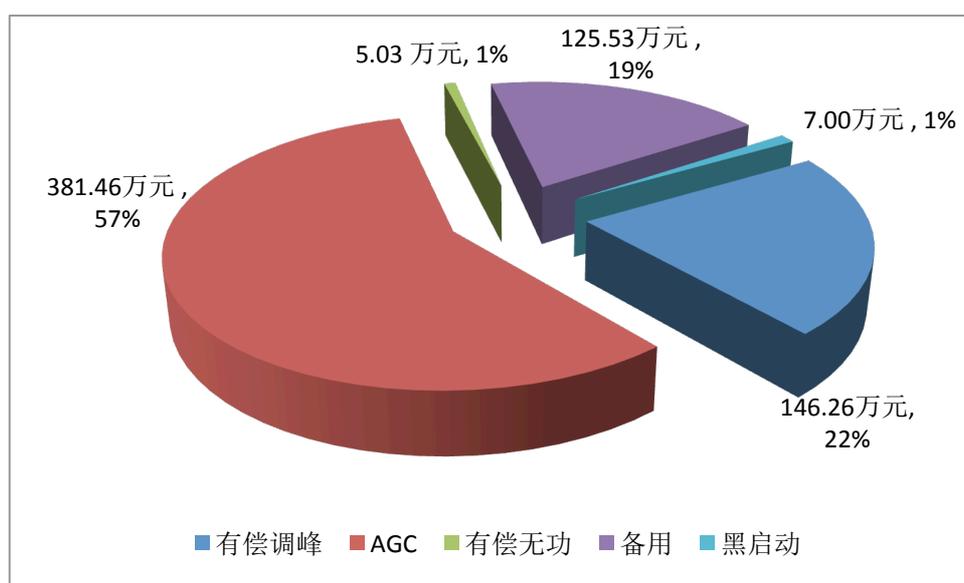


图 4-5 2010 年上海市辅助服务月均各项补偿费用分摊情况

浙江省、上海市和华东电网统调的辅助服务补偿项目中,AGC 补偿费用都超过总费用的一半,而 AVC 补偿都为 0,这与安徽电网辅助服务的补偿情况有所不同。图 4-6 列出 2010 年 5 至 12 月月均补偿情况,安徽省 AVC 补偿为 101.98 万元,占总补偿费用的 15%,AGC 补偿费用所占份额与华东统调、浙江省相近,都在补偿费用的 55%左右,备用补偿所占比例次于 AGC 比例,有偿调峰、有偿无功和黑启动这三项的补偿比例远远低于华东统调与浙江省,尤其是有偿调峰的补偿费用接近为 0。

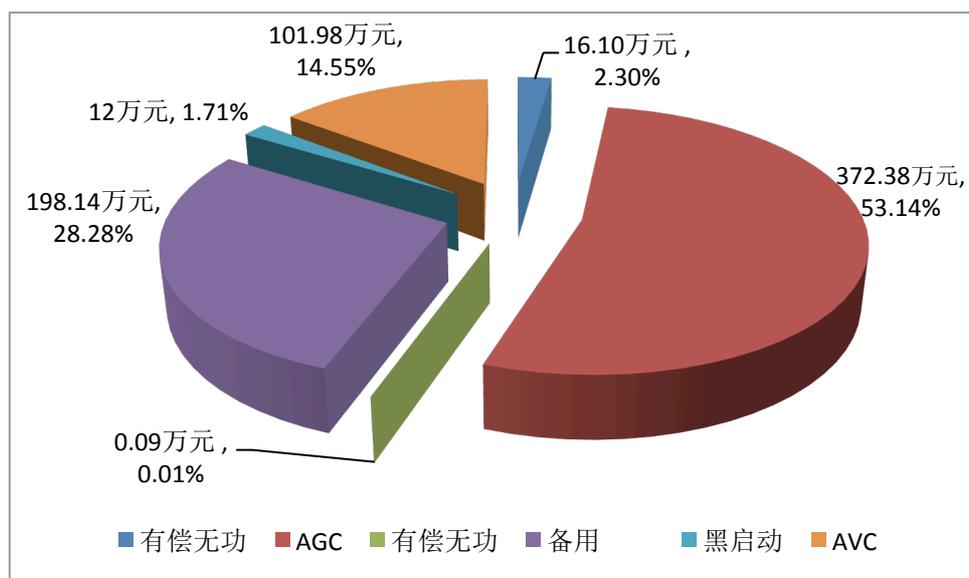


图 4-6 2010 年安徽省辅助服务月均各项补偿费用分摊情况

4.2 两个细则实施问题分析

“两个细则”出台以来初步规范了调度行为，提高发电厂的运行管理水平，激发了发电企业参与辅助服务的积极性，在保证电力系统安全稳定运行方面作用显著。经过一年多的试运行，在实施过程中还存在部分问题。在本节中，将分析华东区域“两个细则”在实施过程中存在的问题。

4.2.1 管理机制层面

华东区域“两个细则”在监督和管理方面规定，电力监管机构负责组织实施，区域电监局负责辅助服务补偿交易规则的起草和修订，省电监办负责提出修改意见，电力调度机构负责辅助服务的调用和数据统计，电网企业负责协助结算并且定期向电力监管机构汇报考核结算结果。在试运行中管理机制存在以下两方面问题：

1. 多头管理，双重考核现象

由于我国电力体制的特殊性，省经信委和省电监办都是电力监管机构，都依据各自考核机制对发电企业进行考核。这造成了各省市出现双重考核现象，给发电企业带来了更多的压力。另一方面，多头管理现象也制约了国家电监会履行统一监管职能，使得监管工作难以落到实处。

纵向工作机制不畅，各单位之间缺乏协调。华东电监局负责华东五省市的电力监管工作，江苏、浙江、福建三省各设立了省电监办，区域与省电力监管机构存在着业务上的协调关系，如何理清辅助服务的监管职能，促进辅助服务监管工作的开展，真正将两个细则落到实处，还有待于系统内的纵向协调。

2. 监管机构、厂、网缺乏有效协商机制

辅助服务牵涉到厂、网、监管机构等多个主体，“两个细则”在具体实施时难免遇到这样那样的问题，电力监管机构、厂、网之间缺乏常态化的沟通机制，不利于及时反映、反馈两个细则执行中的问题，常态化机制的建立将使得监管机构可及时听取厂、网的意见反馈并调整和修正细则的具体实施，消除政策理解和执行上的误解，厂网间也可通过该机制协调辅助服务调用相关事宜。

4.2.2 工作方法层面

华东区域“两个细则”试运行以来，各项工作有序进行，取得了预期效果，同时也存在一下两方面问题：

1. 结算方式

并网发电厂辅助服务补偿结算采用电费结算方式按月结算，发电厂在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务结算费用额度，按照结算关系向所在网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。在实际操作中，最后结算的总费用是以电费名义开具增值税发票，并无辅助服务结算费用的相关明细，这将导致总结算时发电厂电价的升高（降低），违背了“不改变现行电价体制和电价标准”这一准则，也不利于辅助服务结算信息的公开。因此，在结算时，辅助服务结算费用需单独开具发票，各项费用明细，如此可进一步增强信息公开力度，体现辅助服务的公平性，调动发电厂提高辅助服务的积极性。

2. 不同类型辅助服务补偿关联问题

辅助服务包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、备用、黑启动服务等，各类型辅助服务之间存在复杂的联系，从不同的研究角度分析，同一种控制行为可能会属于不同的辅助服务范畴。虽然在“两个细则”中对各个类型的辅助服务都有着明确的定义，但是在实际运行中，各个类型辅助服务没有明显的分界。如，AGC机组也可提供旋转备用服务，而旋转备用也可作为热备用服务，而这三种辅助服务的补偿价格却又不同。因此，在保障电力系统安全稳定运行的基础上，调度交易机构应确定电网所需各类型辅助服务总量，并且对参与机组进行性能分析，根据机组性能合理安排辅助服务，避免调节性能好的机组提供低级辅助服务，而给发电厂造成安全和经济方面的不利影响。

4.2.3 技术层面

经过一年左右的试运行，华东区域在技术层面总体上能满足“两个细则”运行的要求，能够及时处理海量数据的能力，并且及时统计计算发电厂提供的辅助服务和并网运行情况，但是同时也存在一下几方面问题：

1. 细则制定体制存在不合理性

目前，华东区域对各类型辅助服务的确定和分摊缺乏明确的实际操作准则。另一方面，各个类型辅助服务在发电厂中的分配情况是由各个省市的调度机构决定的，主要是立足于确保整个系统的安全和稳定性，很难充分考虑到各个机组提供辅助服务的成本高低情况，进而导致在实际执行时，还存在一些问题，下文以旋转备用为例进行分析：

1) 没有明确规定辅助服务的机组分摊方式

在“两个细则”中规定辅助服务的安排遵循“按需调用”的原则，由电力调度交易机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排发电机承担辅助服务。但是具体分摊方式，在“两个细则”中并没有明确规定。

2) 系统内各个类型辅助服务的实际总量过大

在“两个细则”中没有给出系统各类型辅助服务总量的确定方式，在实际运行中，系统内各类型辅助服务的实际总量往往过大。以旋转备用为例，华东区域在月度计划中按照当月预测最高负荷的 2%来安排旋转备用计划量。但是在实际运行中，整个系统的旋转备用容量远远大于计划安排量。如图 4-7，2010 年 4 月华东区域旋转备用计划量为 244.3 万千瓦，但是在实际运行时，旋转备用容量达到 890.5 万千

万，比计划量多出了 2.5 倍。上海、江苏、浙江、安徽区域实际量是计划量的 2 倍，福建省旋转备用实际量几乎达到计划量的 9 倍。

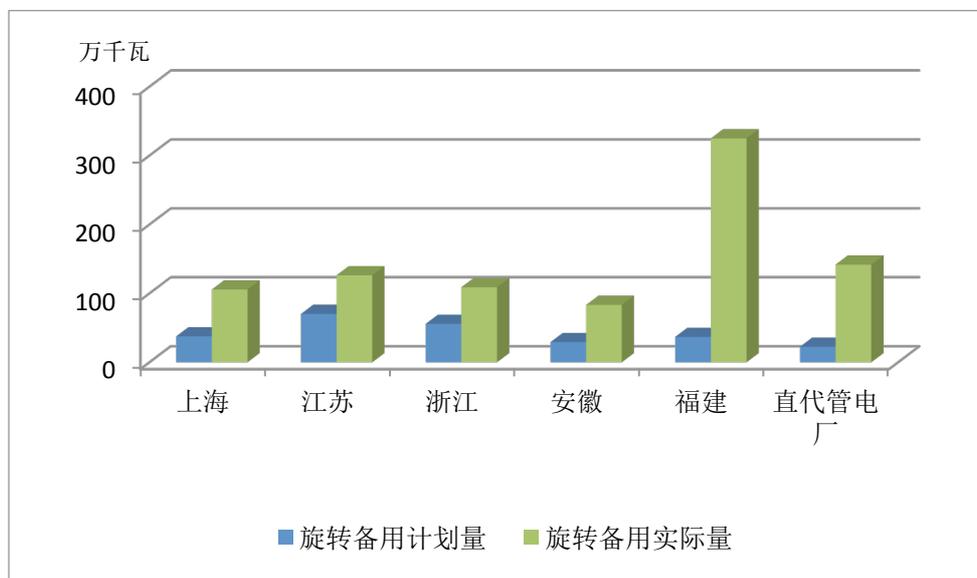


图 4-7 2010 年 4 月华东区域各省市旋转备用计划量与实际量

系统留有过多的旋转容量，将导致系统机组平均负荷率的下降，进而影响机组的发电煤耗。据初步分析，机组平均负荷率若降低 10%，机组的供电煤耗将提高 1.6%，华东全年将多耗费标准煤 364 万吨。则随着旋转备用的增大，电网的发电煤耗呈增大趋势，电网的经济运行水平随之降低。

3) 各个机组的旋转备用分摊方式不合理

调度机构将区域的辅助服务分摊到各个机组。由于调度机构的工作重点是确保系统运行的安全性和可靠性，较少考虑机组提供辅助服务所需的运行成本和不同机组的煤耗差异，无法调动发电商提供旋转备用的积极性，不利于系统的节能减排。

以旋转备用为例，各个机组承担的旋转备用与机组的负荷率有着很强的耦合关系。通常情况下，机组提供的旋转备用越多，机组的负

荷率就越低。图 4-8 中列出了华东区域 2010 年 4 月机组负荷率情况¹。

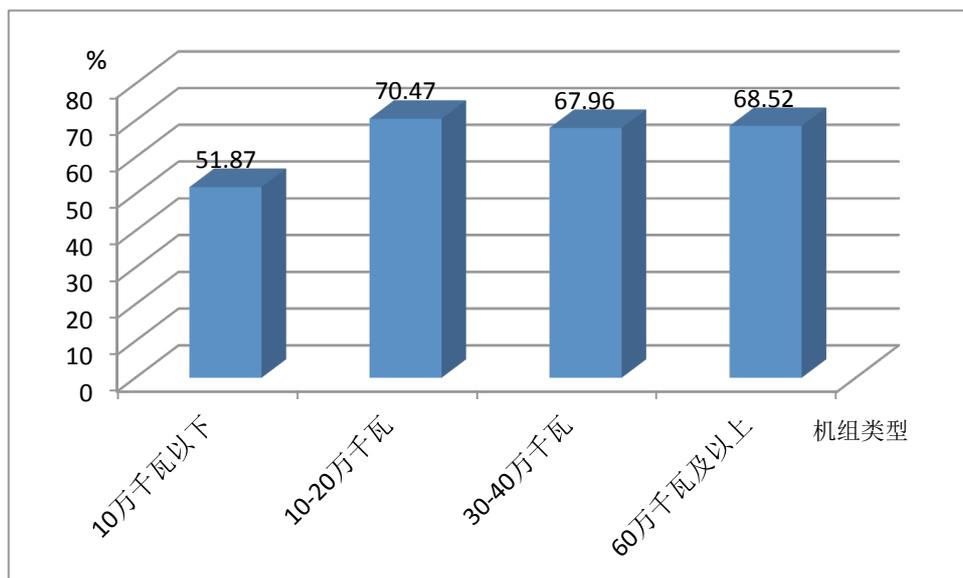


图 4-8 2010 年 4 月华东区域不同类型机组负荷率情况

由图 4-8 可看出，华东区域额定容量为 10 万千瓦至 20 万千瓦的机组负荷率高于其他大容量的机组，这其中一部分原因是其他大容量机组提供了比较多的旋转备用容量。

对比图 4-9 中同时段江苏区域内各个机组的负荷率情况，江苏区域整体情况相对较好，区域中小于 10 万千瓦的机组已经全部停运。不同类型机组的负荷率大致相近，都在 60%至 80%之间。由此可见，江苏区域整体上是按照等比例原则将旋转备用分摊到各个机组。

¹ 机组负荷率计算是根据各个机组的每月发电利用小时数计算得出，其中发电利用小时数小于 200h 的机组等效为当月停运机组，大于 200h 的机组等效为全月运行机组。

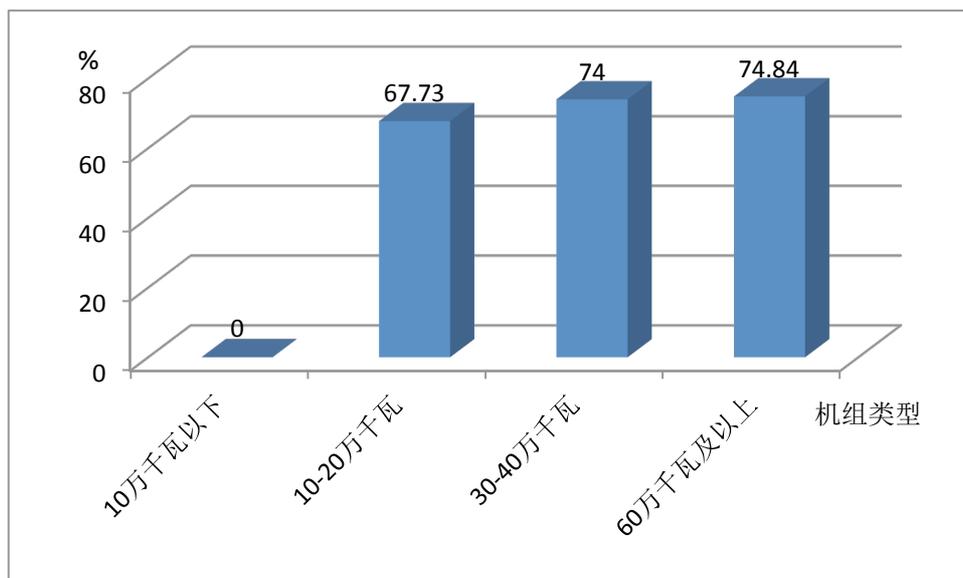


图 4-9 2010 年 4 月江苏省不同机组类型负荷率情况

图 4-10 列出了同时段福建省各个机组的负荷率情况，额定容量小于 10 万千瓦的火电机组全部停运，10 万千瓦的机组平均负荷率高于其他大容量机组，这种情况与华东整体状况类似，说明系统的旋转备用容量主要是由大容量机组提供。

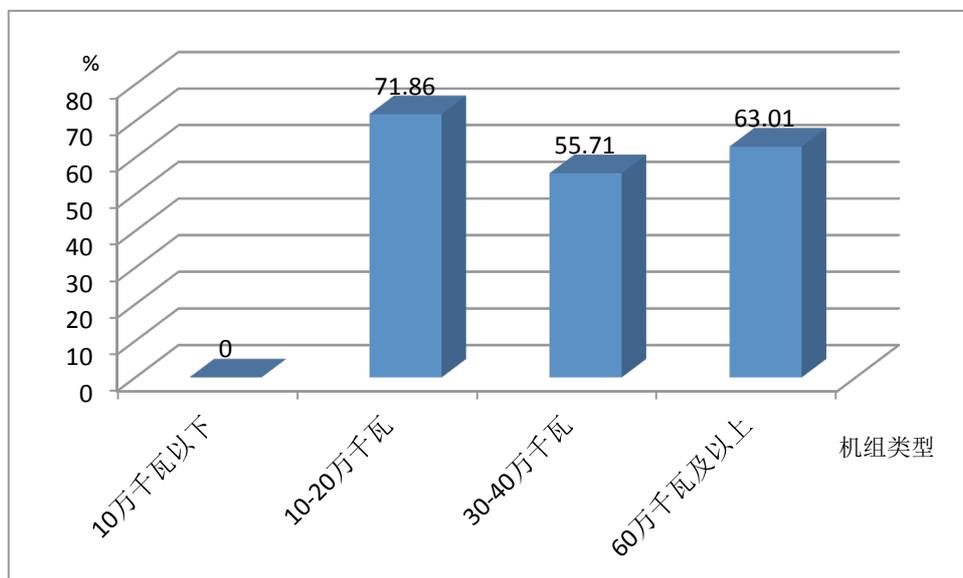


图 4-10 2010 年 4 月福建省不同机组类型负荷率情况

由上可知，整个华东区域在实际运行中，旋转备用的分摊还是存在一定的随意性，大机组提供的旋转备用要高于小机组，没有做到系统的优化利用。

4) 缺少价格机制

由于电价结构一直都没有随着电力体制改革的发展而变化，过去发电厂的上网电价是按“三公电量”来制定，没有辅助服务分开计价。随着电力体制改革的深化和发展，在厂网分开、产权多元化和市场竞争的环境下，辅助服务价格机制的缺少导致各个发电企业对提供备用服务的积极性不高。

5) 考核和补偿机制存在不合理性

考核和补偿机制的不合理性主要体现在一下几个方面：

➤ 补偿标准不统一

在 2010 年试运行期间，燃气机组启停机补偿标准分为三个部分试行。福建按照 20 元/兆瓦，浙江按照 30 元/兆瓦，其它按照 80 元/兆瓦的标准进行补偿。2010 年试运行结果反映，浙江、福建燃气机组启停补偿力度适中，燃气机组有亏有赚，发电企业认同度较高，而上海按照 80 元/兆瓦补偿却偏高，不少发电企业提出异议。补偿标准应尽量统一，缩小价格差距，保证市场的公正、公平性。

➤ 补偿、考核标准过高

2010 年 8-12 月，燃油机组启停机调峰按 250 元/兆瓦的标准补偿后，燃油机组在有偿调峰补偿优势显示出来。上海、浙江燃油机组启停机获得了较多补偿。以上海为例，上海闸电燃气轮机发电厂获得补偿较多，2010 年 8-12 月辅助服务补偿达到 556 万元，占当期辅助服务总费用 11%，净收入达 448 万元，排在净收入第一位。部分发电企业对此反响较大，认为燃油机组启停机补偿力度过大，与其他条款

补偿力度不适应。

在黑启动补偿中也出现了补偿力度过大的现象。在以往没有黑启动补偿以前，只有个别电厂以及个别电厂中的个别机组。实行黑启动补偿之后，发电厂提供黑启动补偿热情高涨。原来不是黑启动机组的经过投入资金改造以及试验后，具备黑启动能力，要求给予黑启动补偿；还有部分黑启动电厂中的黑启动机组数量也增加了。经济杠杆对提供辅助服务的作用显现，个别地方黑启动机组数量由零星数台增至近二十台，甚至个别燃煤机组表示要增加设备投入，增强性能，争取黑启动补偿。如此过度投资，将造成辅助服务费用过度增加，发电厂设备投资费用的浪费。

非计划停运考核中，规则制订时按照最大值 72 小时是考虑到非计划停运 72 小时后，已给其它机组留出充裕的调整时间，影响基本消除。实际执行之后，部分非计划停运时间长机组受到考核之后，感觉考核力度偏大，个别发电厂出现因为非计划停运，月度结算净支出达到近 400 万元。如此，给发电企业造成了过重负担，并且有损市场主体之间的公平性。

2. 跨省辅助服务补偿问题

跨省辅助服务补偿和省内辅助服务补偿还存不对应关系。由于各省电源和电网结构、负荷分布及其特性的不同，所需要的辅助服务种类和数量均不相同，辅助服务的定义和补偿机制都会存在一定的差异，因此各省市原有的辅助服务调用及补偿机制不可能直接适用于跨省电能交易。

目前,华东区域的跨省辅助服务的补偿采取的是归属地补偿方式。如,浙江的天荒坪电厂为上海电网提供旋转备用,但是发电厂所得补偿来自浙江电网,即发电厂跨省提供旋转备用,但仅在本省获得补偿。这种补偿方式的问题主要是,辅助服务提供方浙江承担辅助服务的补偿费用,而辅助服务受方上海不但享受辅助服务还无需承担费用,造成了跨省辅助服务交易中,辅助服务提供方的发电企业利益受损,市场主体之间的公平性遭到质疑。

4.3 华东两个细则实施建议

试运行工作为“两个细则”的进一步修改完善提供了很好的基础。为了进一步巩固已有的成绩,针对目前存在的问题和不足,本节将对促进华东区域“两个细则”试运行工作提出相关建议,以确保华东区域辅助服务管理的顺利贯彻实施,同时也进一步推进节能减排工作。

4.3.1 完善“两个细则”工作机制

由华东电监局负责牵头成立“两个细则”厂网协调小组,小组成员包括发电企业,电力调度机构,电网公司,省、区域电监办,经信委等机构。该小组定期召开会议,加强协调与交流,及时反馈“两个细则”在试运行期间出现的各类问题,明确各个机构的工作职责,确保工作机制畅通,尽量避免多头管理和双重考核现象的出现。

此外还需建立专门的信息公布和反馈机制,加强信息披露,建立标准化信息公布平台,及时向社会公布“两个细则”试运行情况,督促电力调度机构和电网公司及时公布发电企业考核和结算信息,并以文

件形式递交区省电力监管机构。各机构需及时总结试运行阶段的经验，分析存在的问题和不足。同时在构建安全的数据传输网络基础上，争取现实电力企业实时数据的接入并且公布。在信息公布的基础上，电力监管机构应指定信息披露的具体机构和负责人，公开资讯联系方式。电力监管机构通过多种方式定期或不定期对电力企业的信息披露工作进行检查，定期登录电力企业网站检查披露信息的完整性和及时性。

4.3.2 完善和修订“两个细则”

目前“两个细则”正处于试运行阶段，补偿标准和考核方法都比较侧重与运行经验和定性调研。细则中的参数大部分由电力监管机构在充分听取电力企业意见的基础上制定标准。由于电力企业的意见难以充分采纳，而且这些参数受电煤供应、供需环境、电力市场等因素的影响，很难制定一定的标准。因此，电力监管部门应在试运行期间定期总结检验，积累不同参数的运行结果，参照比较，同时听取发电企业的意见，进一步调整参数，选取更合适参数，不断优化规则条款。

对于细则中考核补偿标准的制定，电力监管部门可选取试点发电企业对辅助服务的成本构成深入量化建模，对机组实际运行数据的辅助服务成本进行深入的细化、量化和实时化的完备测算，在此基础上进一步完善考核补偿标准，使得补偿标准能准确反映辅助服务的真实成本。

4.3.3 建立跨省辅助服务补偿机制

目前跨省辅助服务补偿可在现行补偿机制基础上逐步开展。如可将所需辅助服务总量按华东区域进行总量配置平衡,然后按现行辅助服务补偿机制参与各受电方的补偿与分摊,结合当前的省内辅助服务费用平衡机制,进行省间费用平衡。随着“两个细则”的运行逐渐成熟,未来可建立跨省辅助服务市场化补偿机制,形成多方参与,公平竞争,价格形成机制合理的区域统一平台辅助服务市场。

4.3.4 建立辅助服务市场化

近年来,随着用电峰谷差的不断加大、跨省区电能交易量的不断增长、新能源规模的不断扩大和发电企业产权的多元化,辅助服务的公平调用问题越来越重要,迫切需要建立辅助服务市场解决原有管理体制带来的矛盾,提高辅助服务提供者的积极性,促进电力系统的安全稳定。

在全面总结试运行经验的基础上结合电能市场的发展进程,逐步选择部分有补偿辅助服务品种引入市场竞争,对提供的相应服务实现公平合理的补偿,提高发电商提供辅助服务的积极性,使系统能够得到充足、高质量的辅助服务,保障电力系统的安全、优质、经济运行。

第五章 结论

本报告首先在一期和二期工作的基础上对华东区域节能减排现状进行了总结，综述了目前国家层面电力节能减排政策法规，分析了华东电力节能减排政策法规及其落实情况，阐述了华东区域电力节能减排监管工作开展的现状，分析了华东区域电力节能减排监管存在的问题和不足，通过发电环节和输配电环节两方面展示了 2010 华东区域电力节能减排成果；然后立足于华东电能交易机制，从跨省集中竞价、跨省双边交易、跨省发电权交易和大用户直接购电这四个方面，具体分析了 2010 年华东电力交易情况，并且在此基础上进行电能交易的节能减排分析，同时考虑了污染物排放及可再生能源收购对跨省电能交易的约束问题；最后阐述了华东区域“两个细则”目前的试运行情况，分析了实施过程中存在的问题，并且提出了相关的建议。基于以上工作内容，得出以下结论：

1. 华东区域认真贯彻和落实了国务院及相关政府部门的一系列电力节能减排法规和政策，加强在可再生能源、常规能源机组、电力运行方式以及节能减排等方面的监管工作，在节能减排方面取得了显著的成效。
2. 跨省集中交易具有良好的市场价格-成本敏感性，节能减排效果好，建议进一步开展跨省集中竞价交易，在现行的基础上提高交易电量。同时，规范跨省双边交易，扩大发电权交易

范围，并在跨省集中竞价平台上开展大用户直购电，综合考虑多种跨省电能交易品种，实现华东区域的总体电力资源优化配置。

3. 按省进行排污考核及可再生能源约束对跨省电能交易产生不利影响，建议电监机构向相关政府主管部门反映相关问题，并提出相应的解决办法，如近期可采取将考核量计入电能输入省的解决办法，远期可引入排污权交易及可再生能源绿色证书交易使得跨省电能交易能够得以顺利进行，促进区域节能减排目标的实现。
4. 华东区域“两个细则”试运行情况显示，细则中的考核补偿力度适中，辅助服务的补偿资金和补偿项目合理。但是在试运行过程中在管理机制、工作方法以及技术层面都存在一系列问题。为解决这些问题，建议进一步完善和细化“两个细则”的制定，完善工作机制，建立厂网协调机制，加强各机构的沟通和协调。在全面总结试运行经验的基础上建立跨省辅助服务补偿机制，并且逐步选择部分有补偿辅助服务品种引入市场竞争。
5. 及时的信息披露将有效的促进相关企业进一步落实电力节能减排的相关工作，是电力节能减排监管的重要方面。健全电力节能减排监管信息披露，加大信息披露的力度，拓展内容，创新信息披露形式，有利于构建和谐厂网关系，依法保护可再生能源发电企业合法权益，维护市场秩序，增强公众对电

力节能减排的环保意识，促进电力节能减排监管工作的健康有序发展。