

教育部人文社科基金资助
教育部留学归国基金资助

DI TAN HUODIAN XIANGMUCHENGBEN XIAOYI FENXI

低碳火电项目 成本效益分析

刘睿 翟相彬 著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

教育部人文社科基金资助
教育部留学归国基金资助

DI TAN HUODIAN XIANGMUCHENGBEN XIAOYI FENXI

低碳火电项目 成本效益分析

刘睿 翟相彬 著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书以低碳火电项目为研究对象,结合中国国情及目前低碳火电项目的发展趋势,对低碳火电项目的碳排放量、碳减排的成本和潜在的效益进行分析,为低碳火电项目的规模化发展提供理论基础。

本书第1章为研究背景及研究意义,第2章为研究基础理论介绍,第3章为火电项目运营产生的碳排放量计算,第4章为火电项目运营外产生的碳排放量核算。这两章的区别主要在于第3章研究的对象为因为生产电能而产生的碳排放,第4章研究的对象为火电项目建设及运营时建筑、设备等产生的碳排放。第5章为低碳火电技术路径分析,第6章为低碳火电项目成本分析,第7章为低碳火电项目效益分析。

本书可为国内外研究火电项目碳排放、低碳经济、碳排放权交易的相关专家学者提供参考,也可作为热能动力、工程管理等专业的研究生用来了解学科发展的前沿动态。

图书在版编目(CIP)数据

低碳火电项目成本效益分析/刘睿,翟相彬著. —北京:中国电力出版社, 2015.6

ISBN 978-7-5123-7558-1

I. ①低… II. ①刘… ②翟… III. ①节能—火力发电—电力工程—成本—效益分析 IV. ①TM621

中国版本图书馆CIP数据核字(2015)第072893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>

责任编辑:葛岩明 周娟 责任印制:蔺义舟 责任校对:常燕昆

汇鑫印务有限公司印刷·各地新华书店经售

2015年6月第1版·第1次印刷

700mm×1000mm 1/16 9印张 158千字

定价 45.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

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

前 言

目前,温室气体排放已经对自然生态造成了巨大的影响。有效地控制和减少温室气体的排放是人类急需解决的问题。目前中国温室气体排放总量已经超越美国,成为全球第一大温室气体排放国。中国的能源结构决定了中国燃煤发电是中国 CO₂ 的主要排放源之一,因此实现燃煤发电碳减排对降低中国碳排放总量,减少温室气体排放具有重要意义。降低燃煤发电的最主要途径就是进行火电项目的碳捕集和储存,即建设近零排放的新型低碳火电项目。

本书以低碳火电项目为研究对象,结合中国国情及目前低碳火电项目的发展趋势,对低碳火电项目的碳排放量、碳减排的成本和潜在的效益进行分析,为低碳火电项目的规模化发展提供理论基础。

本书第 1 章为绪论,第 2 章为低碳火电项目基础理论,第 3 章为火电项目运营产生的碳排放量计算,第 4 章为火电项目运营外产生的碳排放量核算,这两章的区别主要在于第 3 章研究的对象为生产电能所产生的碳排放,第 4 章研究的对象为火电项目建设及运营时建筑、设备等产生的碳排放,第 5 章为低碳火电技术发展路径,第 6 章为低碳火电项目成本分析,第 7 章为低碳火电项目效益分析。

本书可为国内外研究火电项目碳排放、低碳经济、碳排放权交易的相关专家学者提供参考,也可作为热能动力、工程管理等专业的研究生用来了解学科发展的前沿动态。

本书的编写得到了华北电力大学工程造价研究所各位同仁的帮助,在查阅资料 and 校正方面得到杜莉杰、李玲、闻樱的悉心帮助,在此一并表示感谢。

由于水平有限,难免有疏漏之处,还请各位专家学者、学术界同仁不吝赐教!如有反馈意见,请联系 liurui@ncepu.edu.cn。

刘 睿

目 录

前言

第1章 绪论	1
1.1 研究背景及意义	1
1.1.1 研究背景	1
1.1.2 研究意义	3
1.2 国内外研究现状	3
1.2.1 火电项目碳排放量计算国内外研究现状	3
1.2.2 低碳火电项目技术路径国内外研究现状	6
1.2.3 低碳火电项目成本国内外研究现状	7
1.2.4 低碳火电项目效益国内外研究现状	10
1.3 研究思路和框架	11
第2章 低碳火电项目基础理论	14
2.1 火电项目碳排放量计算	14
2.1.1 实测法	15
2.1.2 物料平衡法	16
2.1.3 排放系数法	16
2.1.4 UNFCCC 碳排放量计算方法	16
2.1.5 CDIAC 碳排放量计算方法	17
2.1.6 EIA 的碳排放量计算方法	17
2.1.7 WRI 的碳排放量计算方法	18
2.1.8 全寿命周期下碳排放量计算研究	19
2.2 低碳火电项目成本	22
2.2.1 低碳火电项目建设成本	22
2.2.2 低碳火电项目运营成本	22
2.3 低碳火电项目效益	24
2.3.1 环境价值论	24
2.3.2 碳排放权交易	25
2.3.3 实物期权	27
2.3.4 成本效益分析法	28

第3章 火电项目运营产生的碳排放量计算	31
3.1 火电项目运营期碳排放量计算核算范围	31
3.1.1 煤炭固定燃烧产生的 CO ₂ 排放	31
3.1.2 火电项目脱硫产生的 CO ₂ 排放	32
3.1.3 火电项目外购电力和蒸汽产生的 CO ₂ 排放	33
3.2 火电项目运营期碳排放量计算方法	33
3.2.1 煤炭固定燃烧碳排放量计算方法	33
3.2.2 脱硫工艺产生的碳直接排放	35
3.2.3 外购电力和热力产生的 CO ₂ 间接排放	35
3.3 案例研究	36
3.4 火电碳排放计算软件开发	39
3.4.1 运营产生的碳排放计算	40
3.4.2 案例分析	43
第4章 火电项目运营外产生的碳排放量核算	44
4.1 建筑生命周期碳排放核算	45
4.2 设备碳排放计算方法	48
4.3 火电项目建筑及设备碳排放计算清单	52
4.4 案例分析	58
第5章 低碳火电技术发展路径	62
5.1 高效低排放发电 (HELE) 技术路径	62
5.1.1 亚临界技术	63
5.1.2 超临界 (SC) 技术	63
5.1.3 超超临界 (USC) 技术	63
5.1.4 高参数超超临界 (A-USC) 技术	64
5.1.5 整体煤气化联合循环 (IGCC) 技术	65
5.2 碳捕捉和封存 (CCS) 技术发展路径	66
5.2.1 碳捕捉及封存技术	68
5.2.2 碳运输过程技术	71
5.2.3 碳封存技术	72
第6章 低碳火电项目成本分析	76
6.1 低碳火电项目建设成本分析	76
6.1.1 火电建设成本估算方法	76
6.1.2 火电建设成本构成及计价方法	78
6.1.3 超 (超超) 临界机组建设成本	81

6.1.4	IGCC 电站机组建设成本	82
6.2	火电项目加装 CCS 系统成本分析	86
6.2.1	碳捕捉成本分析	86
6.2.2	碳管道运输成本分析	88
6.2.3	CO ₂ 地质封存成本分析	89
6.3	低碳火电项目成本案例分析	93
6.3.1	捕捉运行成本	94
6.3.2	运输成本	94
6.3.3	封存成本	94
6.3.4	案例分析	94
第 7 章	低碳火电项目效益分析	96
7.1	碳税	96
7.1.1	碳税理论基础	96
7.1.2	碳税的经济效应	98
7.1.3	碳税在国外发展现状	98
7.1.4	我国碳税制度设计构思	100
7.2	碳排放权交易	103
7.2.1	碳排放权理论基础	103
7.2.2	碳排放权的经济效应	106
7.2.3	碳排放权交易在国外发展现状	108
7.2.4	碳排放权交易在国内发展现状	112
7.2.5	低碳火电项目效益评价体系	116
7.2.6	考虑碳排放权收益的低碳火电项目效益分析	118
7.3	碳税和碳排放权交易比较分析	124
7.3.1	选择碳排放权交易的优势	124
7.3.2	碳排放权交易制度的劣势	126
7.3.3	选择碳税制度的优势	126
7.3.4	征收碳税的劣势	128
7.4	传统火电项目与低碳火电效益比较	128
总结与展望		133
参考文献		134

第 1 章 绪 论

1.1 研究背景及意义

1.1.1 研究背景

温室气体效应已经成为人类在新千年面临的巨大挑战，它导致的全球变暖已经对自然生态造成了明显的影响。据统计，在 20 世纪全世界的平均温度大约攀升了 0.6°C 。北半球春天的冰雪解冻期比 150 年前提前了 9 天，而秋天的霜冻开始时间却晚了 10 天左右。DARA 发布报告称，如果无法有效解决气候变暖问题，到 2030 年将有超过 1 亿人失去生命，全球经济增长将削减 3.2% ^[1]。如何在经济社会发展的同时，有效地控制和减少 CO_2 的排放，是世界各国急需解决的问题，也是世界各国应承担的责任。中国作为一个负责任的发展中大国，在 2009 年哥本哈根气候变化大会前夕，向世界做出了庄严承诺：到 2020 年中国单位国内生产总值 CO_2 排放比 2005 年下降 $40\%\sim 45\%$ ^[2]。这对一个能源需求仍不断增长的发展中国家来说是一项艰巨的任务，也是一个巨大的挑战（图 1-1）。

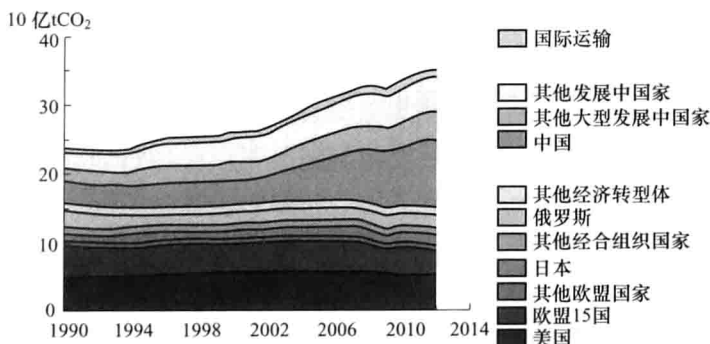


图 1-1 世界各国 CO_2 排放量一览

（资料来源：根据文献整理得到）

Davison 指出，全球 35% 左右的 CO_2 排放来自于电力及热能行业，电力部门特别是火电项目成为减排的首选方向^[3]。另外，根据美国国家能源信息署（U. S. Energy Information Administration, EIA）的预测，全球的电力需求在未来 30 年将会迅猛增长，且煤炭仍将作为主要的发电燃料^[4]。

随着中国经济的快速发展，中国对能源的消耗也在不断增长。由于中国一次能源消耗主要以煤炭和石油等化石燃料为主，因此中国目前 CO_2 排放主要来自

低碳火电项目成本效益分析

于化石燃料的燃烧。2008 年中国已经超越美国成为世界 CO₂ 排放量最大的国家。由于中国还处于快速发展阶段，可以预测，中国未来 CO₂ 排放总量仍会保持较高的增长速度。

据统计，2011 年在中国消耗的一次能源中，煤炭占了 70.4%，而其中火力发电消耗了煤炭总量的 56.1%。随着中国火电装机容量不断地增长，由火电行业消耗的煤炭及排放的温室气体仍将是中国温室气体最大的排放源之一。因此可以说，中国火力发电排放的 CO₂ 占据了我国 CO₂ 排放总量中的很大一部分。为了实现中国节能减排的目标，兑现对世界的承诺，为遏制温室效应做贡献的一个重要手段就是通过减排措施降低火力发电行业产生的 CO₂ 排放量，从而降低中国 CO₂ 排放总量。

如图 1-2 所示，中国的电源结构以火力发电为主，并且随着近年来中国经济快速发展，对电能的需求与 GDP 的增长基本保持一致，新能源新增的装机容量尚不能满足中国对电能每年新增能源需求的缺口，短期内更无法替代火力发电成为中国主力电源。预计到 2030 年，中国火力发电的比例仍高至 78.4%^[6]。中国的能源结构，使得在以后很长的一段时期内，以火力发电为主的格局不会改变。由于火力发电带来的 CO₂ 排放问题至关重要，因此，重视和研究低碳火电对于中国电力行业的可持续发展具有重要意义（图 1-3）。

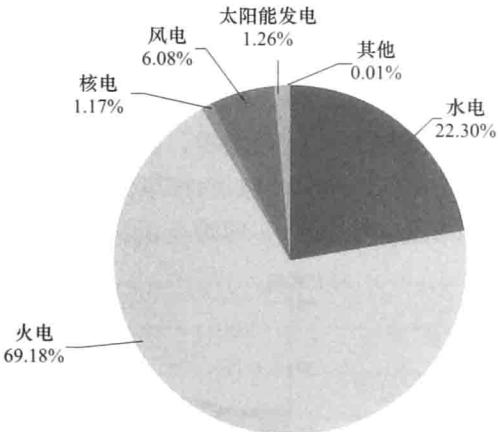


图 1-2 中国发电装机结构比例图^[5]

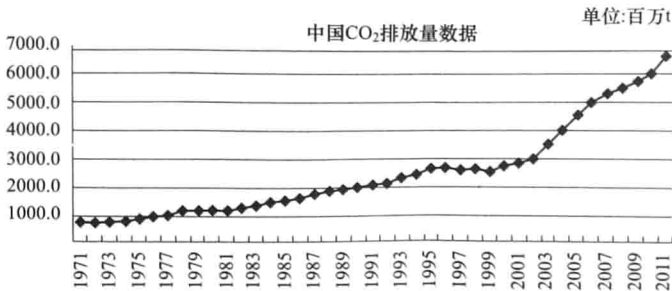


图 1-3 中国 CO₂ 排放数据一览
(资料来源：根据文献整理得到)

1.1.2 研究意义

火电是中国七大高排放产业之一，促进火电行业的节能减排对于中国节能减排目标的实现具有重要意义。实现电力行业低碳减排要求最终必须通过低碳减排项目来实现，将同一技术类型项目低碳减排构想中可能包含大量的低碳减排项目分解成具体项目，具体项目实现的总体减排效果就汇总成一个宏观的减排量。火电行业迫切需要推广低碳火电项目。

目前中国尚未有正式商业运行的低碳火电项目，而只有少许几个示范项目，阻碍低碳火电项目商业化运行和大规模发展的主要障碍是低碳火电项目由于加装碳捕捉、运输、储存装置带来的发电效率降低，发电成本和建设成本高昂，没有对低碳火电项目产生的环境收益进行补偿等。

解决这些困难既需要通过技术研发来促进火电项目发电效率的提升，也要通过政府政策引导来激励电力运营商建设低碳火电项目，更重要的是要发挥市场的资源配置作用，通过碳排放权交易和碳税机制对低碳火电项目的发展提供经济补偿，实现其规模化运营。

本书研究重点在于解决上述阻碍低碳火电项目发展的困境。对火电项目碳排放量计算的研究有助于更准确地核算火电项目在一段周期内的碳排放量，同时也能更准确地核算低碳火电项目的碳减排量，从而为低碳火电项目进行碳排放权交易扫清障碍。研究低碳火电项目的技术发展路径有助于发电运营商建设技术更先进、高参数的大容量机组，提高发电效率，在降低成本的同时也提高了碳捕集的效率。研究低碳火电项目的成本既有助于发电运营商测算建设低碳火电项目的代价，也为低碳火电项目给予经济补偿提供了标准，同时可以预见随着低碳火电项目规模化的发展，其造价及运行成本会相应降低。

研究低碳火电项目的效益主要指除了电力项目产生的发电效益以外，低碳火电项目还会产生额外的环境效益和社会效益，而对于其产生的正外部性应通过制定政策及市场机制予以补偿，补偿的标准应以其为降低碳排放量而所付出的额外经济代价为准。目前国际上的减排政策主要有两种，碳税和碳交易机制。税收可以通过要素价格抑制要素需求。碳交易机制目前尚未能在火力发电行业大规模推广，急需相关政策的制定和市场机制的完善。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 火电项目碳排放量计算国内外研究现状

要判断一个低碳火电项目的减排效益，首先要厘定其产生的减排量，这是准

确核算碳排放权交易量及低碳火电项目产生的额外社会效应及生态效应大小的基础。

碳排放量计算需要从不同尺度展开以适应不同的需求。根据目前的应用,碳排放计算尺度从大到小分为全球、国家、区域、城市、部门或行业、企业或组织、个人或家庭、产品或服务。不同的计算层面所对应的计算方法也大相径庭。例如对于一个国家和地区,多通过编制温室气体清单来核算这一区域的碳排放量。这是较为宏观的方法。而对于家庭或者个人,则一般采用问卷调查法或碳排放计算器进行家庭或个人的碳排放统计计算,其核算的范围较小,但相对而言计算的精确度也较高。

电力行业作为高排放行业,应按行业或部门口径来核算其碳排放量。而火电项目是一个复杂的大型工业设施,也可以看作是一个单独核算的企业实体,对它的核算方法应采用企业或组织的核算方法。

目前国内外机构和学者关于碳排放量计算的研究已经做了大量的工作并取得了丰硕的成果。联合国政府间气候变化专门委员会(The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)已经形成了一个致力于协调和总结关于气候变化研究的中心论坛,并在该论坛上讨论和评估气候变化对自然界和人类的影响。在IPCC发布的指导手册第六版中提供了计算碳排放量的方法,即能源消耗量乘以能源消耗产生CO₂的系数最终得出总排放量^[7]。此方法适用于一个国家宏观排放量统计计算,对于一个火电项目而言计算出的数据偏差较大。欧洲环境署(EU Core Inventory of Air Emissions, EEA)通过监测火电项目废弃排放量及排放密度,最终得到火电厂CO₂的排放量数据^[8]。该方法需要火电厂拥有完善的烟气监测设备,所需成本较高。世界资源研究所(World Resources Institute, WRI)联合中国电力联合会开发了一个针对中国火电项目的CO₂排放量计算工具。该工具用于计算中国火电项目(包括热电联产厂)CO₂排放总量及绩效^[9]。该工具能根据特定电厂的特性界定排放计算范围、公式以及指标,同时充分考虑了中国火电项目的现实情况,是目前较为理想的计算中国火电项目碳排放量的计算方法。

对于火电项目全生命周期下建筑和设备带来的碳排放学术界也有大量的研究成果。联合国环境规划署(United Nations Environment Programme, UNEP)于2006年联合世界多家研究机构既有建筑运营阶段碳排放的通用计算方法开展了建筑物通用碳排放计量的研究——碳排放通用指标(Common Carbon Metrics)。课题的一个重要研究成果是建立在大范围调查和分析的基础上,提供了不同国家和地区不同能源的碳排放因子。不同国家和地区首先需要从政府部门、能源供应商处获得相关基础数据,然后将建筑物按照地址进行分类,再将建筑按建造年代、建筑面

积和使用人数进行分类,再将气候区的差异通过供暖度日数和供冷度日数进行修正,最终计算出单体建筑的碳排放^[10]。

英国政府采纳《居住建筑能效标识标准评估程序》(The Government's Standard Assessment Procedure for Energy Rating of Dwellings, SAP)对居住建筑的能耗和碳排放进行计算。同时,采纳由英国社区与地方政府管理局(Department for Communities and Local Government, DCLG)制定的《英格兰及威尔士地区除居住建筑外建筑国家计算方法建模导则》(National Calculation Methodology Modeling Guide For Buildings Other Than Dwellings in England and Wales, NCM)和与之配套的《简化建筑能源模型技术导则》(A Technical Manual for Simplified Building Energy Model, SBEM)对公共建筑的能耗和碳排放进行计算。SAP为居住建筑的碳排放计算和能效标识提供了技术依据。SBEM依据英国相关建筑法规计算设计建筑物碳排放,并依据NCM中基于参照建筑计算得出的目标碳排放限值(Target Emission Rate, TER)判断新建建筑是否满足建筑法规的要求。SBEM依据已有数据库中提供的20种建筑类型和68种建筑功能分区数据对建筑物能耗所产生的碳排放和可再生能源及清洁能源系统的碳减排进行综合计算,最终计算出设计建筑物的碳排放^[11]。

美国暖通空调制冷工程师协会(American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, ASHRAE)开发了碳排放计算工具——ASHRAE Special Project: Carbon Emissions Calculation Tool。此研究主要集中在建筑运营阶段,而非全生命周期。另外,研究中也不包括非电力的其他燃料运输至建筑所产生的碳排放,只考虑与能耗相关的碳、甲烷、氮氧化物的排放。例如,制冷剂泄漏等造成的碳排放不考虑在内,建筑给水排水、水处理、垃圾处理造成的碳排放也不考虑在内。

国内学者在参考IPCC等国际组织及学者的研究成果基础上,在火电项目碳排放量计算上也做了大量研究。汪炘等认为鉴于实际测量的成本及测量的准确性,使用排放因子计算CO₂的排放是最实用的方法^[12]。刘焕章等通过燃烧机理分析和基于统计规律的建模,预测燃煤电站温室气体CO₂排放量^[13]。吴晓蔚等分析了影响CO₂排放因子的主要因素,有机组装机容量、燃料类型以及机组使用年限与维护质量,随着装机容量增大,机组发电热效率提高,CO₂排放绩效逐渐降低。不同类型煤炭的CO₂排放因子不同,相同容量机组由于使用年限和维护质量的不同,CO₂排放因子也会有差异甚至产生较大差异^[14]。于海琴等以企业产量和产能为基础,采用同时考虑燃料燃烧和工艺过程因素的综合排放因子计算点源的排放量汇总得到火电项目CO₂的总排放。该方法是对外国几种思路的总结,较适用于单体火电项目碳排放量的计算^[15]。

张智慧等计算了北京地区的一栋住宅的生命周期碳排放。最后得到该建筑在建筑建材阶段与运行阶段的 CO_2 排放比例大约为 3:4。建筑建材阶段的排放量大约为 $1.4\text{t}/\text{m}^2$ ^[16]。葛坚研究了浙江省建筑生命周期能耗和 CO_2 排放评价,运用生命周期评价法全面研究建筑各阶段的能源消耗和碳排放,而不仅仅是局限于建筑使用阶段。该研究对各阶段的资源消耗、能源消耗清单进行搜集整理,对各阶段的建筑碳排放的计算方法进行分析,同时对收集的在建和已建的建筑案例进行清单分析,建立了建筑全生命周期的能耗和 CO_2 排放的清单数据库与评价体系的框架,总结出不同类型建筑不同阶段的能耗和 CO_2 排放特点。该研究成果可以用于单体建筑的全生命周期能耗和 CO_2 排放的定量计算,还可以为浙江省大量建筑的估算提供依据,探讨建筑节能减排的重点方向以及关键问题^[17]。马明珠研究了上海地区典型办公建筑围护结构生命周期清单编制,利用生命周期评价方法,对建筑材料、建筑冷热源、建筑结构及案例建筑进行了生命周期清单分析;对九类建筑墙体的材料进行清单分析,以单位墙体面积单位热阻的能源、资源消耗和大气污染物排放为九类墙体的材料组成墙体清单计算分析的功能单位。对某一办公建筑设计五种冷热源方案,用单位建筑面积的能源消耗量和大气污染物的排放量为五种冷热源方案清单计算分析的功能单位。对建筑结构和案例建筑的生命周期进行清单分析,用单位建筑面积的能源、资源消耗和大气污染物排放为四幢钢筋混凝土结构的办公建筑和两幢钢筋结构的办公建筑清单计算分析的功能单位^[18]。在建筑运输中,马丽萍对中国运输的环境影响进行详尽的研究,其中包括功能单位运输的 CO_2 的排放量^[19]。黄国仓^[20]针对办公建筑使用的不同的用能设备系统分类研究,包括通风换气设备、照明设备系统、给排水系统、扬水泵、电梯设备和办公电气设备,从上述系统的能源利用规律、运行时间、使用习惯等方面研究,估算出每种设备系统在建筑使用阶段的能耗水平,再对运行能耗采用使用综合法来研究。该研究建立了建筑能源消耗的计算方法,且对建筑运行过程中各设备的能耗进行模拟预测。

1.2.2 低碳火电项目技术路径国内外研究现状

针对控制 CO_2 的排放量这个全球性的问题,许多国家都做出了自己的减排计划。例如,美国的“未来电力项目计划”(Future Gen),采用最先进的技术方案,提供新的清洁生产与零排放的燃煤电力和氢气电力,碳捕获和煤制氢气技术^[64]。日本的“EAGLE”计划(Coal Energy Application for Gas, Liquid and Electricity),建立广泛适用于化工原料的煤的气化技术,制氢、合成液体燃料、用于电力生产等^[65]。澳大利亚提出的 Coal 21 国家基金资助计划,提供 1 亿美元支持低排放燃煤技术,包括碳捕获和储存的预商用示范工程^[66]。欧盟的 AD700 项目工程

[Advanced (700°C) PF Power Plant], 以减少 CO₂ 排放为目标, 研究和开发蒸汽温度高达 700°C 的新一代燃煤示范电站^[67]; 加拿大的清洁电力联盟 CCPC (Canadian Clean Power Coalition), 寻求煤炭用于电力生产的新方法, 推进商业上可行的解决方案, 降低火电项目 CO₂ 和其他污染物的排放, 有效和经济地解决环境问题^[68]。另外还有美国和加拿大组成的 ZECA 联盟 (The Zero Emission Coal Alliance), 以及由美国和中国等 17 个国家组成的碳隔离领导联盟 (Carbon Sequestration Leadership Forum) 等^[69]。中国必须基于自己的国情和能源结构的特点, 尽快寻求一条有效减少 CO₂ 排放的途径。

据统计, 截至 2011 年年底, 中国火电 30 万 kW 以上火电机组占火电装机容量比重约为 85%, 百万千瓦级超超临界机组建成投产 39 台, 成为拥有百万千瓦超超临界火电机组最多的国家。2006~2011 年累计关停小火电机组 7683 万 kW。全国火电平均单机容量由 2002 年的 5.3 万 kW 提高到 11.4 万 kW, 火电供电标准煤耗为 312g/(kW·h), 比 2002 年下降 18.5%, 达到世界先进水平。根据中国电力联合会发布的 2012 年《中国电力统计年鉴》预测, 2015 年中国火电装机容量达到 9.28 亿 kW。“十二五”期间电源开工建设达 3 亿 kW, 其中火电机组占 66%; 投产 2.85 亿 kW, 其中火电机组占 53%。2020 年中国火电装机容量达到 11.7 亿 kW。

中国过去在火电技术发展和装机规模上取得了长足的进展, 在低碳火电技术及可行性研究方面也取得了一定成果。2010 年 7 月中国正式组建和启动了国家 700°C 超超临界火电技术创新联盟, 与 600°C 超超临界发电技术相比, 700°C 超超临界火电技术的供电效率将提高 48%~50%, 煤耗可再降低 40~50g, CO₂ 排放将减少 14%。2012 年 12 月, 华能天津 IGCC 示范电站正式开始运营。IGCC 作为整体煤气化联合循环发电系统, 相比常规火电技术, 是先将煤进行气化处理, 把气态煤中的污染物脱除后再燃烧发电, 实现对煤炭进行近乎完全的利用, 通过采取燃烧前捕集 CO₂ 等方式, 实现包括 CO₂ 在内的燃煤污染物的近零排放, 污染物排放水平接近天然气电站, 是世界公认的最洁净高效的火电技术。该电站是中国首座拥有自主知识产权的 IGCC 示范电站, 也是世界第 6 座 IGCC 电站。

1.2.3 低碳火电项目成本国内外研究现状

低碳火电项目能够降低对外界的碳排放, 其因降低碳排放而增加的成本称为碳排放成本。目前国内外学者对碳减排成本这一概念并没有一个统一的解释。之所以如此, 主要有两个原因: 首先, 由于碳排放成本是新兴研究领域, 各学者研究的出发点和研究重点存在差异, 相关概念易混淆, 如不少研究将偏

低碳火电项目成本效益分析

向宏观层面的社会碳排放成本（Social Cost of Carbon）与微观的碳排放成本混为一谈；其次，各机构颁布的标准杂多，并被不同的机构、企业采用，各个标准之间的“组织边界”与“核算范围”等关键问题上的描述性差异也是导致碳排放成本未形成统一概念的原因之一。部分学者尝试对碳排放成本进行定义，主流观点有以下几点。

ICF Incorporated 在安大略电厂的案例研究中，利用生命周期法评价分析温室气体的排放，设计并核算出该厂的碳排放成本^[21]。Vidal、DeFraga 从成本效益方面出发，核算汽车、航空与船运产生的碳排放成本^[22]。Roger L. Burritt 通过以德国企业为案例，对碳排放成本管理的过程进行了分析^[23]。桑军朝提到与碳排放成本类似的低碳成本，认为低碳成本指企业在经济活动中为节能减排、低碳生产而发生的支出：如低碳生产形成的超出非低碳生产的工、料耗费，环境保护治理、补偿费用，低碳固定资产折旧费用等^[24]。宁宇新、廖春如认为，碳成本概念应建立在碳排放基础上，并将广义的碳成本定义为“建立在整个产品生命周期中，包括产品生产、制造、物流、使用和废弃而产生的有关碳排放代价及由此而产生的补偿等方面内容”^[25]。杨蓓、汪方军、黄侃从企业价值链角度分析，认为碳排放成本是“企业为预防、计划、控制碳排放而支出的一切费用，以及因超出既定的碳排放量而造成的一切损失之和”^[26]。林靖琚认为，碳排放成本是指“企业在产品的生命周期过程中，为预防、控制、治理碳排放，取得预期环境效果和环境收益所发生的可用货币计量的各种经济利益的流出”^[27]。

若要实现火电项目对外界 CO₂ 零排放或近零排放，需通过高效低排放火电技术（High Efficiency Low Emission, HELE）与 CO₂ 捕集和封存技术（Carbon Capture and Storage, CCS）结合起来应用在火电项目上，即通过 HELE 技术降低单位电能生产所需要的煤耗，从而直接降低因生产电能而产生的碳排放，再通过 CCS 技术将排放出的 CO₂ 进行捕捉及封存，从而实现火力 CO₂ 的近零排放。

低碳火电项目的成本高于传统火电项目成本。低碳火电项目额外增加的成本主要是指低碳火电项目因加装 CCS 系统新增的建设成本及日常运营维护成本，以及低碳火电项目在全寿命周期下因施工、设备改造、建筑减排改造等降低碳排放措施带来的额外支出。因此，CCS 系统的成本问题也是国内外学者研究的重点。

CCS 技术被认为是用于减少火电项目 CO₂ 排放的一种极有前景的技术。CCS 技术的原理是从火电项目的烟气中捕集 CO₂ 并通过管道运输 CO₂ 至地质封存地点，从而阻止它释放到大气中。按照国际能源署（International Energy Agency, IEA）提出的规划，2015 年以后 IEA 成员国将开始大规模的 CCS 研发工作，以期到 2050 年 CO₂ 排放有显著降低，届时 1/3 以上全球发电量将配有 CCS

技术^[28]。据预测,到2050年中国电力装机容量将达到2.5TW,其中进行CO₂捕集的电厂为540GW。但建造能够捕集和封存CO₂的火电项目会产生巨大的经济成本,据胥蕊娜等人测算,目前通过CCS技术来实现CO₂减排的成本约为40\$/T^[29]。

CCS作为一项极具前景的减排技术,高昂的成本是其规模化发展的主要障碍。关于CCS技术推广应用在成本方面的研究,国外学者主要有以下论述。David和Herzog通过成本分解法对整体煤气化联合循环(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)电厂、天然气联合循环(Natural Gas Combined Cycle, NGCC)电厂和粉煤(Pulverized Coal, PC)电厂的CO₂捕捉成本进行了细致的分析和总结,认为将来技术进步会大幅降低捕捉成本^[30]。Heddle等对CO₂的管道运输成本和封存成本(包括CO₂驱油封存、CO₂驱煤层气封存、废弃的油气田、深部盐水层、海洋封存)进行了研究^[31]。Davison从发电效率、捕捉成本和减排能力三个方面对燃烧前、燃烧后和氧燃料燃烧三种捕捉系统进行了比较,认为最优的发电类型和捕捉技术取决于当地特有条件、适用方法的效率等因素^[32]。Rubin等对PC、IGCC和NGCC三类电站安装CCS的减排成本和减排效率进行了比较,指出煤炭质量对PC和IGCC的减排成本有较高的影响,而NGCC由于天然气价格的上涨预期使得其减排成本未来将高于PC和IGCC^[33]。Diana等研究了经济体发展程度与CCS成本之间的关系,认为无论在技术上还是在降低成本上,CCS还有很长的路要走^[34]。

国内对于CCS的成本相关研究主要集中在CCS技术的效率分析及商业化推广模式上。胥蕊娜分析了不同火电项目CO₂捕集技术的优劣,并结合中国火电项目实际情况,指出了CCS技术对中国能源结构和未来经济发展的影响,最后指出PC电站和IGCC电站是未来CCS技术发展的最优类型^[29]。黄粲然等模仿麻省理工学院的研究,通过测算不能捕集CO₂的电厂的经济性参数从而对能够捕集CO₂的电厂的发电成本进行了预测^[35]。田牧等以火电项目为排放源,探析了CCS技术各种方案的盈亏平衡点,认为EOR是目前CCS技术的首选^[36]。梁大鹏等从CCS技术的CO₂运输环节、CO₂使用环节和储存地区的经济特性环节分析,构建了Agent模型,认为在制度逐渐完善的过程中,利用CCS技术的电厂能够按照商业运行规则获取盈利^[37]。张正泽将实物期权方法运用于CCS技术的投资决策中,认为一旦一个较高且稳定的排放权价格形成,同时CCS技术在运输存储端得到大规模应用,由于CCS技术巨大的减排潜力,CCS技术在火电项目将得到广泛的应用^[38]。张东明等认为在整个CCS碳捕集的过程中,CO₂捕集能耗占CO₂减排成本的70%以上^[39]。

1.2.4 低碳火电项目效益国内外研究现状

由于相比较传统火电项目而言,低碳火电的建设及运营都要增加额外的成本,如果没有一个可持续的补偿机制,低碳火电项目难以得到大规模的推广和商业化运行。然而补偿机制建立的前提是需要了解不减排时排放的 CO_2 会产生多少外部成本,及如何将产生的外部成本货币化,这需要用到环境价值理论。

Kordy 等对美国纽约州电厂运用 Exmod 方法估算外部环境成本^[40],是首次针对单个电厂的外部环境成本进行估算研究的文献。Reilly 运用影子工程模型核算 CO_2 的经济损失,并建立了估算模型^[41]。National Research Council 运用 ExternE 的研究思路通过计算美国 406 个发电厂污染物排放带来的损害与排放量的乘积,得出了 SO_2 、 NO_x 、 CO_2 的排放货币化的损害^[42]。目前 ExternE 方法被广泛使用,被认为是用来计算电力生产相关环境成本的标准方法^[43]。

魏学好、周浩应用环境经济学理论,参考中国排污总量收费标准和美国环境价值标准,对 SO_2 、 NO_x 、 CO_2 等污染物减排的环境价值标准进行了估算^[44]。李美叶根据火力发电企业对环境损害的特点,提出火力发电企业环境成本的计算方法,并通过实证研究验证了该环境成本计算方法的合理性^[45]。李宁、万敏在区域环境容量测算模型的基础上建立了火电厂环境成本计量模型^[46]。姜子英、程建平等对中国火力发电运营期内对外部环境的影响进行了分析,并计算出了中国火力发电外部环境成本的平均水平^[47]。

在确定低碳火电项目所产生减排效益的基础上,应通过补偿机制对这些低碳火电项目进行一定补偿,从而弥补其额外付出的成本。目前从国际发展经验来看,碳税及碳排放权交易是两种较理想的补偿机制。

Haar 等应用线性规划模型对欧洲电力市场的历史数据进行分析,发现在新增发电容量相同的条件下,与多排放多补贴的方案相比,不考虑排放率的补贴方案能够获得更多的补贴收益^[48]。Chappin 及 Hung 等人认为碳排放交易对欧洲发电运营商来讲其影响没有大到可以改变选择火力发电的决策^[49-50]。Neuhoff 等研究了在限制碳排放的情况下,考虑到排放价格风险和电力产量风险时,在火电厂安装一个可以进行碳排放测量的设备的建议^[51]。

于超等研究发现,排放征税对经济、能源贸易密集部门的负面影响可以通过适当减少产量或给予补助得到有效缓解^[52]。曾鸣等对碳排放权交易和碳税这两种机制的应用模型进行了研究,并得出二者的减排成本与减排效果的比较分析,认为短期内可采用碳税政策促进电力产业技术转变和结构调整,长期应建立碳排放权交易体系,发展电力碳排放配额交易试点^[53]。王灿等的研究表明,征收碳税对能源部门的产量和价格有非常大的影响,中国的碳减排政策可有效激励能源部门的效率提