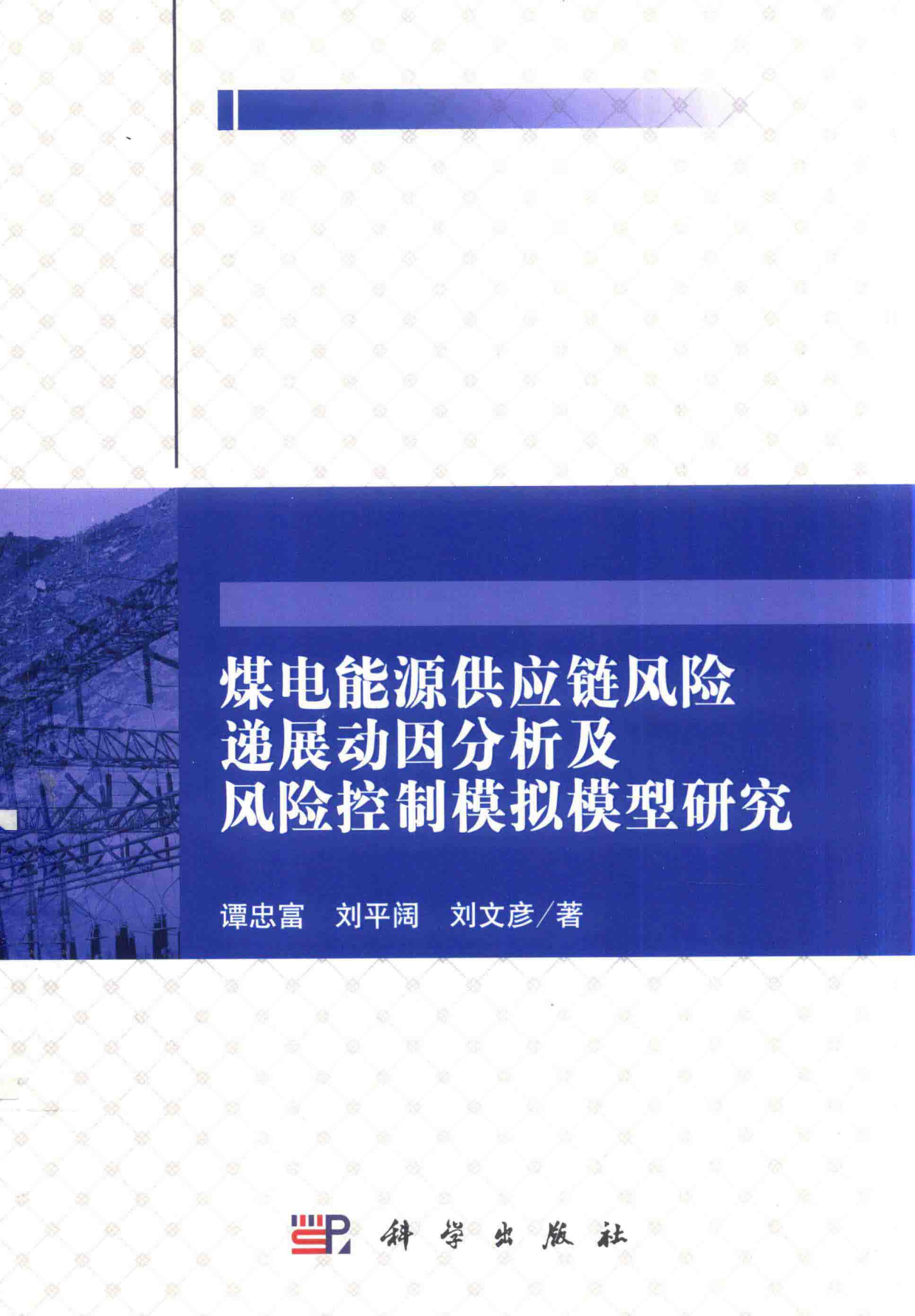




煤电能源供应链风险 递展动因分析及 风险控制模拟模型研究

谭忠富 刘平阔 刘文彦/著



科学出版社

煤电能源供应链风险递展动因分析及风险控制模拟模型研究

谭忠富 刘平阔 刘文彦 著

国家自然科学基金项目“煤电能源供应链风险递展动因分析及风险控制模拟模型研究”(71273090)资助出版

科学出版社

北京

内 容 简 介

本书第1章为绪论,第16章为政策含义与展望。其余内容共分为四个部分:第一部分为煤电能源交易稳定匹配的研究,包括第2章到第5章。第二部分为能源供应链风险递展的分析,包括第6章到第10章。第三部分为能源供应链风险管控方案的设计,包括第11章到第13章。第四部分为煤电能源供应链的经济效率和环境效益的讨论,包括第14章和第15章。本书通过对中国煤电能源供应链风险递展机理分析,补充供应链风险理论研究前辈们的成果,完善能源供应链风险管理理论体系,为能源体制改革中的相关问题提供理论依据和技术支持。

期望本书能为能源管理部门、能源企业联盟组织及其决策者提供参考,并供相关领域的研究学者阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

煤电能源供应链风险递展动因分析及风险控制模拟模型研究/谭忠富,刘平阔,刘文彦著. —北京:科学出版社,2016.12

ISBN 978-7-03-051265-9

I. ①煤… II. ①谭… ②刘… ③刘… III. ①煤炭工业—工业企业
管理—供应链管理—风险管理—研究 IV. ①F407.21

中国版本图书馆CIP数据核字(2016)第314167号

责任编辑:马 跃 刘英红/责任校对:钟 洋

责任印制:张 伟/封面设计:无极书装

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街16号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

北京京华虎彩印刷有限公司 印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2017年6月第 一 版 开本:720×1000 B5

2017年6月第一次印刷 印张:20 3/4

字数:409 000

定价:120.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

前 言

中国的能源体制正处于新一轮电力体制改革和供给侧改革的过程中；煤炭产业和发电产业的改革是中国全面深化改革的重要组成部分。2016年4月，国家发展和改革委员会、国家能源局发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》（发改能源〔2016〕565号），通知提出了13项具体要求：建立煤电规划建设风险预警机制；结合风险预警适时调整相关措施；强化规划引领约束作用；严控各地煤电新增规模；按需推进煤电基地建设；加大淘汰落后产能力度；取消一批不具备核准条件煤电项目；缓核一批电力盈余省份煤电项目；缓建一批电力盈余省份煤电项目；严格按程序核准建设煤电项目；强化事中事后纵横协调监管；加强专项监督检查；严厉查处违规建设。研究中国煤电能源供应链的风险递展及风险控制问题，加强相关学科领域的建设，跟踪分析并剖析改革热点问题，可为中国拟定改革方案和路线、优化改革措施起到重要的借鉴作用，为产业的科学发展提供依据和参考。

本书共分为16章。本书对现阶段中国煤电能源供应链的市场环境和政策环境进行分析，研究能源供应链的结构、行为及绩效，针对供应链风险管理问题进行专题论述，形成适合中国煤电能源供应链风险管理实际情况的一般性理论体系，并构建分析模型，提供管理工具，以期对中国电力体制深化改革、推动能源部门供给侧改革和促进能源产业发展提供参考和帮助。

在写作过程中，得到了国家自然科学基金项目“煤电能源供应链风险递展动因分析及风险控制模拟模型研究”（71273090）的资助，并得到了国务院国有资产监督管理委员会、国家能源局、国家电网公司、国网天津市电力公司、北京供电局、国华电力（国华准电、河北三河）、神华新疆、大唐国际、神华包神铁路、河南电网电力交易中心、首创证券、华北电力大学（经济与管理学院）以及上海电力学院（经济与管理学院）等相关部门、企业、单位的各级领导、专家和员工的支持和配合，在此表示衷心的感谢和真挚的敬意。

囿于作者的能力水平，作者虽然对著作各个部分进行了反复研究和推敲，但难免存在疏漏和不足，恳请各位读者谅解，并期待着您的评判指教！

作 者

华北电力大学第一教学楼

2016年10月

目 录

第 1 章	绪论	1
1.1	煤电能源供应链风险管理课题背景及研究目的	1
1.2	国内外的相关领域研究现状	16
第 2 章	中国煤电能源供应链及模型化描述	24
2.1	问题的背景介绍	24
2.2	相关领域的研究情况	25
2.3	煤电能源供应链现状	28
2.4	模型构建	41
2.5	本章小结	55
第 3 章	中国煤电能源供应链现状及分析	56
3.1	问题的背景介绍	56
3.2	煤电能源供应链现状	56
3.3	分析模型构建	59
3.4	数据处理	61
3.5	实证分析	63
3.6	本章小结	76
第 4 章	制度变迁中电煤交易的治理成本与边界选择	77
4.1	问题的背景介绍	77
4.2	相关领域的研究情况	77
4.3	基础模型构建	79
4.4	演化博弈分析	81
4.5	离散结构分析	85
4.6	本章小结	88
第 5 章	煤电交易稳定匹配和规模联动的机理分析	90
5.1	问题的背景介绍	90
5.2	理论及方法	91
5.3	数据与流程	98

5.4	分析与讨论	100
5.5	本章小结	107
第 6 章	煤电能源供应链协调	109
6.1	问题的背景介绍	109
6.2	供应链协调的研究情况	110
6.3	理论基础及系统描述	112
6.4	系统规范分析	119
6.5	本章小结	121
第 7 章	煤电交易中的激励相容机制设计	123
7.1	问题的背景介绍	123
7.2	机制构建	125
7.3	机制设计分析	133
7.4	本章小结	136
第 8 章	煤电能源供应链风险递展机理分析	138
8.1	问题的背景介绍	138
8.2	理论界定与问题描述	141
8.3	研究方法	144
8.4	数据、结果及分析	147
8.5	本章小结	159
第 9 章	基于协调关系的煤电能源供应链风险界定	161
9.1	问题的背景介绍	161
9.2	供应链风险界定的研究情况	161
9.3	防控优化中供应链风险问题描述	162
9.4	系统分析及模型构建	170
9.5	本章小结	187
第 10 章	煤电能源供应链风险关系及风险评价测度	189
10.1	引言	189
10.2	问题描述	190
10.3	数据及模型	192
10.4	案例分析	200
10.5	本章小结	202
第 11 章	煤电能源供应链中长期风险减轻策略研究	204
11.1	问题的背景介绍	204
11.2	问题描述	206
11.3	模型构建	208

11.4	仿真分析	214
11.5	本章小结	224
第 12 章	基于防控优化的煤电能源供应链设计	225
12.1	问题的背景介绍	225
12.2	供应链设计的研究情况	225
12.3	防控优化中的供应链设计问题描述	227
12.4	基于防控优化的模型构建	230
12.5	本章小结	238
第 13 章	基于防控优化的煤电能源供应链柔性策略	240
13.1	问题的背景介绍	240
13.2	供应链柔性管理的文献综述	243
13.3	基于防控优化的风险减轻策略	244
13.4	基于防控优化的柔性能力模型构建	247
13.5	算例分析	255
13.6	本章小结	261
第 14 章	绿色证书交易、碳排放权交易与电力市场	263
14.1	问题的背景介绍	263
14.2	相关领域的研究情况	264
14.3	模型构建	266
14.4	模拟仿真	272
14.5	本章小结	281
第 15 章	煤电能源供应链碳管理战略分析及协同机制	283
15.1	问题的背景介绍	283
15.2	供应链碳管理分析	285
15.3	供应链碳管理	287
15.4	本章小结	292
第 16 章	政策含义与展望	293
16.1	政策建议	293
16.2	局限与展望	298
参考文献		300
附录		322

第1章 绪 论

1.1 煤电能源供应链风险管理课题背景及研究目的

1.1.1 煤电能源供应链风险管理选题背景

在世界能源结构中，煤炭一直处于非常重要的地位，尤其是在中国的资源禀赋决定了中国的能源结构以煤为主，而且短期内不会发生改变的情况下。中国的电力工业以燃煤火电为主，煤炭的最大用户是发电企业，而且，煤炭与发电都是投资大、周期长的基础产业，煤炭与发电的协同关系非常重要，而价格的协调又是其关键所在。煤电价格协调的关键在于发电结构调整，其次是煤电产业链的价格调整。煤电价格协调关系到整个国民经济的健康发展，是一个长期的过程，真正的煤电价格协调依赖于煤电价格机制的完善。

中国煤电价格机制的目标是政府指导下的市场化机制，但当前运行的机制还远不是市场化机制，主要体现的是政策性，而不是市场性。温家宝总理在十一届全国人大二次会议上的政府工作报告中指出，“2009年将推进资源性产品价格改革。继续深化电价改革，逐步完善上网电价、输配电价和销售电价形成机制，适时理顺煤电价格关系”。2009年12月14日，国家发展和改革委员会（简称国家发改委）公布的《关于完善煤炭产运需衔接工作的指导意见》指出，中国将进一步推进煤电价格形成机制改革，理顺煤电价格关系。

在产业链中上游、下游企业之间的竞争不应该是单个企业与企业之间的竞争，而应该是产业链之间的竞争。在这种情况下，产业链上的企业除了考虑自身的利益外，更需要考虑整个产业链的竞争力和利益。因此在煤电产业链中，上游、下游企业之间必须在考虑自身利益的同时，更加注重相互合作，从而追求整个产业链整体利益的最大化。煤电联动的比例需要进行调整优化，包括煤炭价格、电力价格连续上涨的幅度限制等。

中国是目前全球最大的发展中国家，尚未完成工业化、城镇化进程，中国人均国内生产总值（GDP）仅相当于全球平均水平的70%左右，面临改善民生、发展经济、保护环境和应对气候变化的巨大压力，中国社会经济发展中仍然存在不

协调、不平衡、不可持续等问题,因此改变传统的粗放型发展方式迫在眉睫。

2015年10月26日召开的十八届五中全会审议通过了《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十三个五年规划的建议》,阐明了党和国家的战略意图,顺应了中国经济发展新常态的内在要求。创新、协调、绿色、开放、共享五大发展理念,对破解发展难题、增强发展动力具有重大指导意义。2014年、2015年,全社会的用电量均为5.5万亿千瓦时左右,即用电量几乎没有增长。相反的,中国每年的新增电力装机却持续在1亿千瓦以上,累计装机已达近15亿千瓦。

2016年2月2日,中国电力企业联合会(China Electricity Council, CEC)发布的《2016年度全国电力供需形势分析预测报告》指出,从供给侧看,预计2016年全年新增发电装机1亿千瓦左右,其中非化石能源发电装机约为5200万千瓦;预计2020年中国的总装机会超过20亿千瓦。2016年上半年,全社会每年的用电量都在5.5万亿千瓦时左右,目前也没有出现电荒等拉闸限电的情况。因此,目前的15亿千瓦总装机已完全可以满足未来几年的电力市场需要,甚至可能会过剩。中国每年的新增装机中,火电占比仍然过高:2015年,新增火电装机超过6000万千瓦,预计“十三五”期间,火电还将至少增加2亿千瓦装机。政府也尤为关心煤炭和煤电陷入困境等问题,而这类问题不可能使用行政手段解决。在市场经济时代,“去产能”是行业自动实现的,转型也是必需的。

1. 煤炭亏损

2016年1月20日,中国煤炭工业协会(China National Coal Association, CNCA)于北京召开了2015年度煤炭工业改革发展情况的发布会。根据中国煤炭工业的数据显示,在统计的90家大型煤炭企业中,产量在行业中占比为69.4%,但2015年的前11个月,这90家大型煤炭企业的利润只有51.3亿元,同比减少500亿元,降幅为90.7%,中国全社会的存煤连续4年超过3亿吨。

2016年年初亏损煤炭企业的占比肯定超过了90%,截至2015年年底,环渤海动力煤价格指数已经跌至370元/吨,若该价格维持一年,中国的整个煤炭板块必然均出现亏损。自2012年以来,由于下游煤炭需求持续疲软、煤炭供大于求,再加上海外煤炭进口量持续上升等因素的影响,全国煤炭价格出现回落,而且一直“持续”到现在。由秦皇岛海运煤炭交易市场发布的环渤海动力煤价格指数的走势也表明煤炭价格确实在持续降低。秦皇岛的发热量为5500大卡/千克动力煤(1大卡 $\approx$ 4185焦耳),已经从2011年10月最高点的860元/吨,降到2015年年底的370元/吨,甚至一度跌破这个数。2016年1月20日,最新出炉的环渤海动力煤价格指数报收于372元/吨,虽然比2016年1月13日上涨了1元/吨,但仍处于低位徘徊阶段。从企业角度看,2016年1月17日,神华集团发布了一则关于2016年1月各煤种价格政策的消息:环比2015年12月的现汇售价,神华销售

集团与用户谈判之后确定的各煤种价格有涨有跌,但总体上涨 2.68 元/吨。一方面 1 月是一年当中煤耗最高的阶段,另一方面在煤矿限产保安全和煤矿放假影响下,1 月整体产量不足,全国煤炭市场处于阶段性企业稳定时期,煤炭价格小涨也是正常的,但 2016 年全年的煤炭价格形势并不容乐观。

之所以煤炭价格备受各方关注,是因为影响煤炭企业收入、盈利水平的最直接要素就是煤炭价格,而持续降低的煤炭价格让整个煤炭行业面临亏损。由于煤炭严重供过于求,煤炭价格还在下滑,2015 年煤炭行业亏损面超过了 90%,这已经得到了各方面的认可。值得注意的是,截至 2015 年年底,环渤海动力煤价格指数跌至 370 元/吨,与之比较的 2015 年年初的环渤海动力煤价格则是 525 元/吨。这是一个逐步下跌的过程,直到 2015 年 10 月以后,煤炭价格才降到 380 元/吨直至 370 元/吨。

2. 火电受限

2015 年前两季度,中国新投产的火电项目约为 2 343 万千瓦,同比增长 55%,使火力发电技术总装机容量达 9.35 亿千瓦;各地火力发电项目核准进程加快,核准在建规模约 1.9 亿千瓦。然而中国电力企业联合会发布的 2015 年前三季度电力供需形势分析预测报告显示:由于中国工业生产下行、工业转型升级、产业结构调整等宏观经济因素的影响,中国前三季度全社会用电量仅为 4.13 万亿千瓦时,同比增长 0.8%,增速同比回落 3 个百分点。根据中国电力企业联合会的预测,在“十三五”期间,中国能源发展将进入一个低速增长期,2002 年到 2008 年能源平均增长 8%的情况将不会再次出现。从煤炭资源和其他能源增长的整体情况分析,2015 年中国能源可能会出现负增长。

2015 年前三季度,火力发电装机利用小时数为 3 247 小时,同比减少 265 小时;对比 2014 年,利用小时数降幅持续扩大。虽然需求下降,但建设进度却在提速。2015 年前三季度火力发电增加了约 3 955 万千瓦,全年或超 5 500 万千瓦。在建火电项目仍有近 8 000 万千瓦。一方面,目前中国依然存在火力发电增速回落甚至负增长的现象,另一方面,中国清洁能源出现了大量的弃风、弃水、弃光的现象。此时,“十三五”电力市场中的无序竞争将可能进一步恶化;在市场规则不健全的情况下,发电产业将处于极为不利的地位。

由此可见,能源系统性规划极为重要,尤其是需求调整亟待解决。中国西部的煤电基地仍在发展,一方面是煤电机组出现停产、停运,另一方面是一部分的大型煤电也在努力发展,争取上网。在“十三五”期间,不合理的规划将造成经济和投资的极大浪费,且电力调度也无法协调和优化。截至 2020 年,中国煤电装机容量可能会超过长期煤电总装机的需要峰值,届时将产生上亿千瓦煤电机组过剩产能的问题,并意味着火力发电机组成为沉没成本而永久过剩。

因此,针对能源系统性规划,控制建设规模、放缓火电开工、控制煤电机组、优化电力调度、推动清洁能源、发展分布式可再生能源刻不容缓。

1.1.2 研究意义及目的

1. 煤电能源供应链结构布局风险控制有利于节能减排

电力不仅是能源生产者,更是能源消费者,电力所用原煤占全国总量的 60% 多,以电力为中心的能源供应链节能问题非常关键。中国近 80% 的电量主要来自于燃煤,而煤炭需要铁路、公路、船舶运输到电厂,铁路运输将耗用电能,公路、船舶运输将产生油耗。可见,电源布局应该与大型煤电基地规划吻合,建设大型坑口电厂以降低煤耗率,还可以减少煤炭运输带来的二次能源消耗及污染排放。火电机组容量结构对煤耗率影响很大,13.5 万千瓦及以下机组平均煤耗超过 390 克标准煤/千瓦时,30 千瓦亚临界机组平均供电煤耗为 330 克标准煤/千瓦时,60 万千瓦超临界机组供电煤耗仅为 270 克标准煤/千瓦时。中国平均发电煤耗率如果达到日本的水平,按 2010 年年底发电量计算,每年可以节约 1 亿吨标准煤左右。可见,电源结构优化(降低燃煤机组比例,提高大型燃煤机组、可再生能源发电比例)不仅可以节约煤炭,还可以降低运煤过程中的油耗、电耗,且减少污染排放。再者,电网结构优化(提高输电电压等级、输电代替输煤)可以减少“窝电”,减少输配电损失(中国输配电损失率比日本高出 10%,如果中国能达到日本的输配电损失率水平,每年可减少输配电损失 700 多亿千瓦时,相当于 2 665 万吨标煤),减少运煤能耗,进而减少污染排放。

2. 煤电能源供应链投资周期关系风险控制有利于减少社会损失

电力不能储存,生产与消费需要保持时时平衡;电力投资高度密集、回收期长。如果电力发展严重“超前”就会造成电力设施的闲置,反之,如果发展“滞后”又会导致缺电,带来国民经济损失。电力发展的忽高忽低也会带来煤炭发展的忽快忽慢,如电力短缺带来“扩建电源—扩建电网—增加煤炭生产规模”,而电力过剩带来“减少电源投资—减少电网投资—压缩煤炭生产规模”,该链条的每个环节投资都需要一个周期,周期的不同步就会带来煤电产业投资链的一次次起伏,造成社会资源的巨大损失,国有投资损失一般又会通过价格转嫁给社会用户。

3. 煤电能源供应链价格关系风险控制有利于供应链稳定

电力产业是煤炭产业的最大用户,煤炭是发电所用的重要能源,二者彼此相互依赖、相互影响。如果电力中断,几乎所有的产业都将不能正常运转。煤电能源供应链的协调发展可以保证电力的正常运转,为社会生产与生活稳定提供保障。近几年,随着国际煤炭价格的走高、发电装机的迅速扩展,煤炭需求出现

激增,煤炭市场价格不断上涨。而发电企业电价由政府管制,煤价又构成了发电运行成本的70%,利润会随着煤价上涨而被压缩,甚至出现亏损,于是,每年的煤电价格之争愈演愈烈,甚至出现了一些燃煤发电商由于亏损而放弃发电的现象,从而使电力供应出现结构性短缺。尽管国家发改委2004年年底出台了煤电联动政策,但是由于煤、电两个利益集团对价格联动的科学依据均存质疑,政策无法得以执行。可见,煤电价格关系风险控制问题有必要进行研究以减少煤电能源供应的不稳定性。

4. 煤电能源供应链经济运行风险控制有利于增加各主体利益

中国发电产业每年的含硫氧化物、温室气体(greenhouse gas, GHG)排放量在所有工业中占首位。通过发电节能调度可以节约煤炭,如优先安排水电、风电以减少燃煤机组燃料消耗,同是火电机组,应先调用煤耗率低的机组,这样可以减少发电燃煤,减少污染排放。另外,用户环节的有序用电可以减少发电投资,改善电网运行经济性,减少用户电费开支,改善负荷曲线,节省发电端煤炭消耗,减轻煤炭运输负担,节约运输能耗,减少污染排放。对用户端采取峰谷分时电价,即把一天分为尖峰、高峰、低谷、平段四个时段,分别设计不同的电价,可以进行削峰填谷,提高发电侧的能源效率。美国数据表明利用电价进行调峰的手段与采用抽水蓄能机组、燃油、燃气调峰机组等物理手段相比,发电环节的成本可以节省至少1/2,也有利于用户环节节约电费。

5. 煤电能源供应链发展与风险管理有利于电力体制改革

中国电力体制改革持续近14年。改革过程中的电力体制改革大事记总结如表1-1所示。

表 1-1 中国电力体制改革大事记

时间	事件
2002 年	国务院《电力体制改革方案》(5号文)下发,开启第一轮电力体制改革
2003 年	启动东北电力市场试点和华东电力市场试点
2013 年 4 月	国家发改委经济体制综合改革司立项研究售电侧电力体制改革研究
2014 年 6 月	中央财经领导小组会议强调抓紧制订电力体制改革总体方案
2014 年 9 月	广东省启动电力直接交易深度试点工作
2014 年 10 月	《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》征求意见稿下发
2014 年 11 月	深圳市启动输配电改革试点
2014 年 11 月	《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》上报
2015 年 3 月	新一轮电力体制改革“三放开、三加强、一独立”的中发〔2015〕9号文颁布

在新一轮电力体制改革中,《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中在主要的“三放开、三加强、一独立”核心内容上的规定包含了5个

亮点：亮点 1，明确定位电网职能，即电力输送高速通道。亮点 2，强调促进分布式能源发展，实现新一轮电力体制改革的重要目的。亮点 3，发电侧和售电侧同时放开，构建新市场，探索增长点和发展机会。亮点 4，从电网系统中剥离电力交易部门，促进发展区域电力交易平台。亮点 5，由中共中央政治局常务委员会对定稿进行讨论，以中共中央和国务院的名义下发改革文件，彰显政府对电力体制改革的决心。

随着中国市场经济的深入发展，电力体制改革的推进刻不容缓。新一轮电力体制改革的核心是“管住中间，放开两端”，即放开发电侧、售电侧市场，监管电网。发电侧在过去十多年实施厂网分开、实行竞价上网，已初步形成竞争、开放的市场格局。在新电力体制改革重启之时，售电市场因其自然垄断性较弱，改革的阻力相对较小，成为政府部门、专家学者和社会公众的关注聚焦点。放开大用户直接购电、放开电网末端市场的售电侧改革成为当前电力体制改革的切入点。

一方面，此次电力改革的力度、广度和深度超越以往，售电侧改革的政府预期、电网企业的发展定位、改革承接方案、推进实施路径等研究论证工作迫在眉睫。售电侧放开市场机制下的电力交易模式是对电力改革顶端设计方案的具体承接和实际执行，是建设统一开放、竞争有序的市场体系的重要组成部分，它必须与中国经济体制改革进程和经济社会发展阶段相适应，必须与能源发展战略和低碳经济发展要求相协调。在新的电力体制改革形势下，如何设计电力市场交易体系模式、如何构建有效的市场结构和交易机制直接关系到市场的运行效率和运营秩序，直接影响政府、电网公司、电力生产者、电力消费者等各相关方的利益，直接影响市场主体参与交易的积极性，甚至很大程度上决定改革的成效，并对公司参与电力体制改革、未来的发展和定位有重要影响和意义。

另一方面，中国电力工业长期以来固化下来的以电价体系为核心的利益分配格局渗透国民经济的各个方面，并形成了相对稳定的秩序。售电侧市场化改革伴随着市场主体利益格局的重新调整，必将影响电力市场资源的配置效率和配置公平度，进而影响市场主体的承受能力。因此非常有必要在交易体系模式设计阶段，深入研究剖析国家顶层改革形势的政策信号和发展预期；对各主要交易模式执行过程中改革的成本和收益进行测算分析，量化不同市场主体执行交易机制所造成的盈利损益状况，分析不同交易模式的适用性；对电力交易潜在风险进行度量预判，防范和纠偏电力市场交易中的不利因素和负面影响；建立电力市场体系建设的支撑机制，提出有效规避电网企业盈利风险的政策建议，增强交易体系模式的科学性和针对性，促进售电侧放开的电力市场持续完善成熟，实现渐进式改革的有序推进、市场主体的平稳过渡。

6. 煤电能源供应链发展有利于履行巴黎气候大会承诺

2015 年 12 月 12 日，世界各国在巴黎气候大会上通过了一份由各国专家共同

撰写的文件,其中要求中国在环境问题上做出更多的承诺,同时该文件中还有一个计划长远的项目用以指导中国该如何规范其行为。中国政府的思维模式开始有了显著变化,逐渐正视气候环境与能源、社会可持续发展的协调发展。自2000年以来,全球2/3的二氧化碳排放量的增长量都来自中国。2008年以前,中国环境保护部均未制定相应的政策,环境问题只是其外交政策的一个小分支;2012年,各市政府开始公布空气污染数据。但中国提出的“在2030年前控制碳排放”的决定与以往的“发展中国家的中国不应该被规定做出绝对数目的减排目标”立场完全不同,中国明确提出大幅减少碳浓度(即每单位GDP的排放量)达五分之一的目标,同时将增加五分之一用除化石燃料以外的清洁能源发电的电量。在现存计划之外,政府拟在2017年开始运行全国碳排放交易系统,甚至开始拟定征收碳排放税,而在许多发达的西方国家这都是一件避而不谈的事。

政府希望环境问题可以得到国内广泛共识,增加改革进程、增强改革效果,保证经济的持续稳定增长。与此同时,中国面临能源枯竭问题。近几年中国是煤炭净进口国,而煤炭发电量占中国总发电量的2/3。全球2014年生产煤炭81.6亿吨、石油42.2亿吨、天然气3.5万亿立方米,全球化石能源剩余探明可采储量折合标准煤有1.2万亿吨。作为世界能源消费第一大国,中国的能源资源更为紧缺,煤炭、石油、天然气可采年限分别仅为世界的1/3、1/5、1/2。能源对外依存度持续提高,2014年石油、天然气对外依存度分别达到60%、32%。能源安全关系到国民经济持续发展和社会进步保障,能源对外依存度已经被各国提升至国家战略高度关注。气候变化将导致冰川融化、海面上升、粮食减产、物种灭绝等,是全人类面临的最紧迫、最严峻的挑战。工业革命以来,大气二氧化碳上升超过40%,目前已经达到0.04%的浓度。全球地表平均温度上升了0.85℃,如不尽快采取行动,到21世纪末,大气二氧化碳浓度将超过0.045%的浓度的警戒值,全球升温将超过4℃。经济粗放型增长方式而导致的化石能源过度消耗,是造成环境污染和气候变化的关键因素。联合国政府间气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)分析,温室气体的主要部分为二氧化碳,其中化石能源消费活动所产生的二氧化碳排放量约占人为二氧化碳排放量的90%以上。同样,全球性的气候条约有利于进一步实施重构经济。中国各省级政府及各个国有企业领导必须在考虑淘汰落后产能的同时,着手解决低碳减排的问题。即使国有产业的用电量下降了,民用和私营企业的用电量也会上升。另外,由中央政府制定有关环境的法律法规常常无法在地方得到高效的执行。但对中央政府而言,变更中国的行为模式也开始有了政治必要性。

气候变化是当今人类社会面临的共同挑战。中国是全球最大的发展中国家,人口众多,地形地貌条件复杂多样,经济发展中的不平衡、不协调、不可持续的问题依然突出,极易遭受气候变化不利影响。积极应对气候变化,既是中国广泛

参与全球治理、构建人类命运共同体的责任担当,更是我们实现可持续发展的内在要求。现在,气候变化问题已成为中国外交的重点之一,政府必须要拿出遵守承诺的行动。以经济增长为核心的传统发展观虽对促进经济增长起了积极作用,但经济高增长发展过度依赖化石能源,导致气候变化、能源安全、环境污染、气候变化问题日益突出,威胁到人类的生存与发展。截至2015年年底,已有中国、美国、欧盟等121个国家和地区提交了国家自主贡献文件,做出了减排承诺,为应对气候变化奠定了坚实基础。中国也必须具有其自身可用的方法处理能源、环境、社会的协调发展问题。

7. 煤电能源供应链发展有助于实现能源发展“十三五”规划

中国已基本明确了未来能源发展和能源改革的战略方向,任务主要集中于能源消费总量控制、煤炭清洁高效利用、清洁能源大力发展、能源体制改革等方面。2015年1月至2016年2月,国家政府起草制定能源发展“十三五”规划;2016年3月至2016年5月,国家开展能源发展“十三五”规划的上报等工作。

在能源发展规划中,明确首要任务是“控制煤炭消费”。中国已进入推进能源体制革命的关键战略机遇期。在“十三五”期间,中国将加快建设安全、清洁、高效、低碳的现代能源体系,目前的首要任务是控制煤炭消费总量、提高煤炭清洁利用率以及适度发展现代煤化工产业。规划中,明确以“优化能源布局”为发展的总体思路。中国能源发展中存在“供需逆向分布”和“能源与水逆向分布”两大矛盾;“对能源布局进行优化”成为能源发展“十三五”规划的总体思路。针对中国能源资源禀赋差异的限制约束问题,规划中的能源生产布局依旧是“五基两带”^①。预计在“十三五”期间,十四个大型煤炭基地的煤炭产量约占全国产煤量的95%以上。由于煤炭市场供过于求,因此对煤炭基地的规划将进行层次划分:黄陇、蒙东和陕北基地应优先,宁东、神东、山西(晋北、晋中和晋东)基地应巩固,河南、冀中、鲁西、两淮基地应限制,新疆基地应优化。另外,蒙华铁路将成为“十三五”期间重要的规划投产煤炭运输铁路。预计截至2017年,蒙华铁路将达到1亿吨煤炭的年运能,未来将实现2~3亿吨;同时由蒙华铁路所输送的煤炭的成本将会降低,每吨可节省200元的运费成本,相当于每千瓦时的火电上网电价降低0.1元。蒙华铁路作为专用性动力煤输送通道,既会对中国能源布局的协调产生深远影响,也会华东地区缺电的问题起到缓解作用。在能源发展规划中,能源“十三五”发展规划的核心内容将是“保障能源安全、提高能源利用效率”。气候环境问题、资源问题、节能降耗压力以及减排压力等迫使并推动中国传统能源产业转型升级的步伐加快,而产业转型与产业升级是中国能源产业

^① 五大能源基地包括东北、山西、鄂尔多斯、西南、新疆;两个能源开发带包括核电及海上。

的必经之路。战略方向上,中国将在“十三五”时期构建发达的现代产业体系;能源发展规划是一个导向,但目标会随中国能源产业的发展变化而不断进行调整。

在能源发展规划的细分领域中,也对煤炭产业和发电产业指明了发展方向。

1) 煤炭:控制消费总量

中国“十三五”能源发展规划的重要任务是控制能源消费总量,其中的重点是控制煤炭消费总量,煤炭消费占比将从现有的 66% 降至 60% 以下。经济发达的省、直辖市将承担煤炭消费量控制的重点任务。根据“十三五”期间的能源消费总量分析,煤炭仍是主要的发电动力;因此,在保证减少散煤燃烧的目标下,集中、高效的燃烧将成为煤炭利用的未来发展方向。针对煤化工产业发展问题,从国家政府顶层思路的层面分析,现阶段中国煤化工产业仍需要稳步而有序的发展,这既是中国提供战略储备的必要,又是煤制油气作为替代能源的应急需求保证,更是中国在国际事务中谈判的信心保障。

2) 电力:绿色化、智能化、市场化

2014 年 6 月,由习近平总书记提出的能源“四个革命、一个合作”战略构想对中国能源规划(尤其是中国电力规划)提出了更严的发展要求并给予了更高的发展期望,战略构想标志着中国进入了能源生产和能源消费的革命新阶段。在遵循“新常态”发展形势的前提下,为了适应新阶段的电力发展需要,亟须对“十三五”时期的电力规划进行统一性、创新性和革命性的调整。“十三五”期间以及未来一个阶段,在保证电力发展增量空间的基础上,中国电力应当适应社会经济“新常态”的环境,政府和电力部门应树立全面、系统、协调、稳健的电力规划理念,建立统一、有序的规划发展机制,采取科学合理的综合性能源资源规划方法,宏观把握,统筹存量调整与增量优化,形成更为高效、低耗、安全、智能的现代电力系统,全面提升经济效益、系统效率和环保水平。

3) 火力发电:合理调控煤电装机

在“十三五”期间以及未来一个阶段中,火力发电技术发展将面临更为严峻的发展形势。从供需均衡看,目前已经核准和审批的火力发电项目发电能力已超过规划期内的新增电力需求。遵循“非化石能源优先发展”的原则,在考虑清洁能源、新能源的发电优先上网的前提下,规划期内的火力发电技术发电量的增长空间仅为 9 000 亿千瓦时左右;按装机平均利用小时数为 4 500 进行估算,“十三五”新增火电装机容量仅需 2 亿千瓦。但目前全国火电机组核准已发路条的火电项目规模约 2 亿千瓦,若上述项目均可在规划期间建成投产,则截至 2020 年中国火电装机将达 13 亿千瓦,规模比 2015 年增长近 3 亿千瓦。若“十三五”能源发展规划中不对煤电产业进行合理规划和调控,则在 2020 年,中国煤电规模将会超过长远未来煤电总装机所需要的峰值。以上的电力规划问题是“十三五”规划与以往的五年规划所不同的方面。

8. 煤电能源供应链发展与风险管理有助于实现煤电联动机制

2012年12月25日,国务院发布了国办发〔2012〕57号文件《国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见》,明确提出自2013年起取消由政府相关部门组织煤炭企业和重点电力企业签订的重点煤炭合同,取消电煤价格双轨制以实现中国电煤价格的并轨,通过交易机制,促使煤炭企业和燃煤发电企业自主协商,确定生产要素的交易价格,以完善煤电价格联动机制。

煤电联动机制意在缓解煤电价格矛盾,但在“市场煤、计划电”的情况下,机制实际的作用效果并不明显,原因有三个:首先,煤炭价格的波动与物价总水平的波动高度相关,政府控制物价总水平的措施会推迟或停止煤电价格联动机制发挥作用;其次,受区域经济发展水平、机会主义行为、运力等因素的制约,煤炭交易过程出现价格扭曲,出现了“制度失灵”;最后,中国的电价体现着公共政策目标,社会公众对电价上涨或波动预期不足,造成了实施煤电联动的障碍。

动态联动过程的核心为煤电价格联动(图1-1)。煤炭企业与燃煤发电企业的长期成本可影响投资者评价可观测的成本优势,进而影响投资;持续稳定的投资是产业发展的必要条件;生产规模增加的同时,伴随规模经济、学习效应和技术进步的出现,从而提高生产效率,扩大能源产量;供给的增加会使市场中的能源价格下降,但需求的增加会使能源价格增加,在科学合理的中长期规划中,能源价格相对稳定;当上网电价调整时,销售电价同步进行调整。此时,价格联动可将煤炭价格变动情况通过企业变动成本,传导给燃煤发电厂,进而调节供求关系,促进产业技术进步及煤、电生产规模协调发展。

在“煤电联动”机制作用的过程中,随着“成本-价格-投资-规模”联动程度的增大,煤电能源供应链会涉及风险问题,包括政策风险、能源价格风险、煤炭质量风险、金融风险、运输风险、损耗超标、生产事故及自然灾害等。

此外,政府征用和商业侵占也是中国企业应考虑的问题。中小型煤矿(煤炭企业)会因为被战略性取消淘汰^①而失去对生产性资产投资的信心,此时煤矿所有者会考虑一次性转让所有权,从而促成中国煤矿兼并重组或“煤电联营”。若此时的政府方面缺乏“可信性承诺”,将给独立的煤炭企业中长期、固定的、通用型的或专用性的投资带来风险。即便投资与改革目的无关,监管交易成本也会随政府征用风险的增加而增加。在这个过程中,煤矿产权的价值可能会被政府低估,煤矿企业无法得到合理补偿。出于自我保护的目的,煤炭企业会制造“泄密风险”。

^① 根据国家能源局的信息可知,2013年中国淘汰的煤矿有1256处。