

中国

燃煤发电项目的 经济性研究

华北电力大学煤电经济性研究课题组



编委会

主要作者

袁家海 / 华北电力大学

专家评审委员会成员

胡兆光 / 国家电网能源研究院 张卫东 / 中电联规划发展部

项目协调员

刘茜 董连赛 张凯 / 绿色和平

图片摄影

刘飞越 / 绿色和平

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，致力于实践行动推进积极改变，保护地球环境与世界和平。绿色和平在中国大陆的工作涵盖以下几个方向：气候变化与能源，有毒有害物质防控，食品与农业，森林与海洋保护。

袁家海简介

2006年6月获管理学博士学位，现任教于华北电力大学经济与管理学院；2011-2012年在密歇根大学(安娜堡)任访问学者。长期从事电力经济、政策与规划问题研究，在能源领域国际权威期刊发表学术论文30余篇，出版中英文专著各1部，在电力规划理论与方法、低碳电力转型与政策、可再生能源经济性评价与发展政策等研究领域多有建树。2013年来受自然资源保护协会委托连续承担了“电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究”、“十三五电力行业煤炭消费总量控制战略与行动计划(2016-2020)”两个政策研究课题，相关研究成果被国内外20多家媒体报道或转载。2015年来在中国能源杂志、中国能源报、中国电力报等期刊媒体就经济新常态下的电力需求展望、“十三五”电力发展关键问题、电力行业煤控战略路线图、可再生能源发展等问题发表多篇政策研究论文，并多次就电力体制改革热点问题接受媒体采访。

胡兆光简介

我国知名的电力经济专家。国家电网能源研究院副院长、首席能源专家，中国电力科学研究院学位委员会委员，中国电机工程学会动能经济专委会主任、能源信息专委会副主任，中国科学与科技政策研究会政策模拟专委会副主任，华北电力大学、北京交通大学兼职教授、博士生导师，北京大学图书馆“中、外文核心期刊”评审专家，IEEE System Man & Cybernetics 及 Energy (国际权威期刊) 论文评议人，中国电力报社专家委员会委员，享受政府特殊贡献津贴。

张卫东简介

毕业于华北电力大学电力管理专业，主要从事电力和电网发展规划研究工作，曾就职于国电动力经济研究所、国家电网公司发展策划部，现在中电联规划统计部工作，负责或参加了“十五”、“十一五”、“十二五”电力(电网)发展规划研究报告编制。

袁家海研究团队于 2015 年 11 月发布的《中国煤电产能过剩与投资泡沫》研究报告，敏感地捕捉到了煤电产能过剩的发展趋势，引发了行业和社会各界对煤电投资过热的热烈广泛讨论，并为主管部门出台控制煤电过剩产能政策提供了有益参考。国家能源局已将“化解煤电过剩产能”列为推进能源领域供给侧结构性改革七项重点工作之一和 2016 年能源工作指导意见中的重点任务。从现在的形势来看，出台专项政策调控煤电有序发展势在必行。现在来看，袁家海团队上一份报告的研究分析非常及时及中肯，为政府决策提供了有力的科学支撑，必将为促进我国绿色电力发挥重要作用。

如今袁家海教授研究团队再次聚焦煤电，从经济性角度探究煤电投资在需求疲弱和机组利用小时数大幅走低的背景下投资逆势增长的微观经济动因、以及“十三五”巨变的环境下煤电盈利是否会逆转这一重要的问题，无疑会进一步推进电力行业和政策层面对煤电何去何从的大讨论。

《中国燃煤发电项目的经济性研究》研究分析框架设定科学合理，数据详实，有理有据，结论可靠。其中有三点发现值得关注和借鉴。

1. 煤炭价格的持续走低显著降低了煤电企业的发电成本，而标杆上网电价调整幅度不到位使得煤电企业获得了空前的超额利润。特别是 2014 年来，在“简政放权”的背景下，新核准煤电项目规模居高不下，如何落实政府“化解煤电过剩产能”的任务，该报告的量化分析结论有力地阐明了这一现象背后的微观经济基础。

2. 该报告进一步的分析表明，煤电项目的盈利预测并非是可持续的。“十三五”期间，煤电发展的外部环境将发生巨变，标杆上网电价下调、全国碳市场、环保标准的日益严格、电力市场化改革等都将极大影响煤电企业的经济性。我国长期电力供应不足，现行行业制度基础——项目核准、地方政府核定年度发电计划、国家价格主管部门确定上网电价，为发电企业提供了稳定的盈利预期，也成功地解决了电力短缺问题。然而经济新常态下电力需求增长也步入新常态，在目前电力过剩风险扩大和低碳转型动能转换的大环境下，体制机制改革势在必行，必须打破发电企业在现行制度框架下的稳定预期才能从根本上改变粗放式扩张的发展模式。该报告警示：市场化下的电力行业新制度基础是“十三五”期间电力行业必须及早适应的新环境，如果发电企业基于现有制度框架下的短期盈利能力做出产能扩张的决策，未来市场环境下必将招致投资无法回收的长期风险。

3. 该报告建议主管部门在调控煤电建设规模时，要把盈利能力作为电力市场环境下煤电调控的重要依据，避免出现全行业长期亏损的局面。供给侧改革是“十三五”我国经济政策的基调，电力行业未雨绸缪、提前应对、提前化解更大的产能过剩，提高行业发展质量及改进经济运行效率。

国网能源研究院

胡兆光

2016 年 4 月 11 日

《中国燃煤发电项目经济性研究》推荐意见

华北电力大学煤电经济性研究课题组完成的《中国燃煤发电项目经济性研究》报告，观察总结了我国电力消费、电力投资、电力供应能力增长等领域的趋势和问题，聚焦于燃煤发电机组利用率快速下降和新增装机规模不断增长的突出矛盾，分析了煤电机组发展面临的形势，梳理了煤电项目财务评价方法与参数，构建平准发电成本模型，并利用模型对当前和“十三五”期间我国典型省区燃煤发电机组经济性进行了测算和展望，对机组发电小时数、电力市场直购电、污染物治理、碳排放收费等影响因素进行全面的敏感性分析。

报告通过分析研究，揭示了煤炭价格的持续走低使各省煤电企业发电成本降低，而标杆上网电价调整幅度不到位使得煤电企业获得了空前的超额利润导致的“一低一高”是煤电投资“高烧不退”的主要经济动因。报告中明确指出，“十三五”期间，煤电发展的外部环境将发生巨变，如果煤电企业仅仅基于短期盈利能力做出产能扩张的决策，未来会招致亏损和投资无法回收的长期风险。同时，报告对电力需求增长持续不振（年增长2%以内）、新投产机组规模持续高位（年新建煤电机组在5000万千瓦左右）情况下，煤电全行业亏损很可能在2017年提前到来的严峻挑战进行了提前预警。

基于相关分析论证，报告从强化规划指导、完善项目决策机制、升级执行煤电“急刹车”相关举措，改革完善价格机制，坚持市场化手段推进电力行业长期稳定健康发展，逐步建设完善全国碳市场交易、污染费（税）措施等多个方面提出了政策建议。

研究报告紧扣当前电力发展过程中出现的突出矛盾，展开深入分析和详细测算，报告整体思路清晰、数据详实，研究结论具有很强的说服力，对相关企业的投资决策具有重要的参考价值，对主管部门制定完善相关政策措施也具有很强的借鉴意义。

中电联规划发展部

张卫东

2016年4月7日

报告摘要

分析 2015 年电力行业与火（煤）电有关的现象与数据，其间的冲突性与不匹配着实令人费解：第一、在火电发电量同比下降 2.3% 和全社会用电量增长仅 0.5% 的情况下，全年新增煤电装机 5200 万千瓦，另外据绿色和平组织和 CoalSwarm 项目的统计显示 2015 年新开工建设的装机仍有约 7300-7900 万千瓦，比往年显著增加，而 2015 年全年各级环保部门公示的燃煤电厂项目环评审批装机容量合计高达 1.69 亿千瓦，其中 1.59 亿千瓦已经获得环评批准或拟批准，而上年同期通过环评批复的装机容量合计只有 4800 万千瓦，煤电投资逆势上涨态势愈发严重；第二、火电年利用小时数仅 4329 小时，同比降低 410 小时，为 1969 年来的年度最低值；第三、在需求疲软、产能过剩、运行效率持续下滑的条件下，火电——尤其是煤电行业却利用煤价与电价的不匹配实现了盈利水平的历史高点。2016 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合下发特急文件，督促各地地方政府和企业放缓燃煤发电建设步伐，以应对日益严重的产能过剩局面，化解由此带来的能源行业运行风险。之所以出现煤电产能严重过剩，一方面是因为自 2014 年 1 月至 2015 年 3 月，常规煤电项目的各项审批权分别从国家能源局、国家发改委及国家环保部陆续下放至各省级机构；而另一方面是因为煤电的显著经济优势和当前低煤价、高上网电价助长的投资冲动，促使煤电新增装机增长显著高于实际需求。

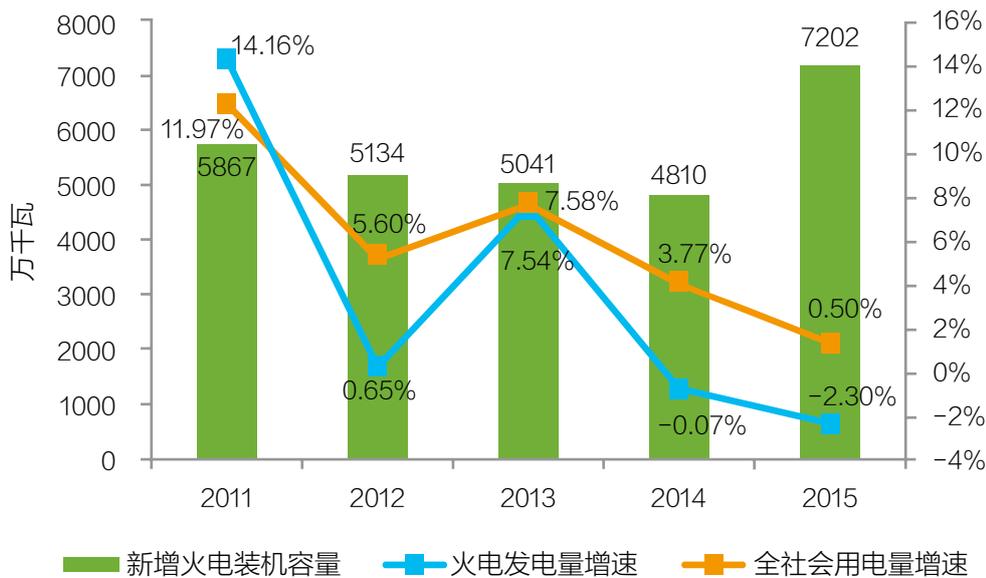


图 1 “十二五”期间火电新增装机容量、发电量增速及全社会用电量增速

然而，即便在现有偏畸阶段，火电行业的效益也并非“全国江山一片红”，分化已然出现。2015年水电大省云南火电利用小时数仅为1879小时、四川为2682小时；新能源大省甘肃火电利用小时数不足3800小时，吉林仅为3300小时。在这些省份，煤电行业早已跌破盈利平衡点。本报告重点评价了山西、内蒙古、新疆、河北、江苏、广东这六个省份的煤电项目经济性。之所以选择这些省份，是因为它们都是煤电大省或者负荷中心省份，在建/新核准煤电项目规模高，且2015年的火电利用小时数均接近甚至高于全国平均水平，代表了当前中国煤电项目经济性较好的省份。

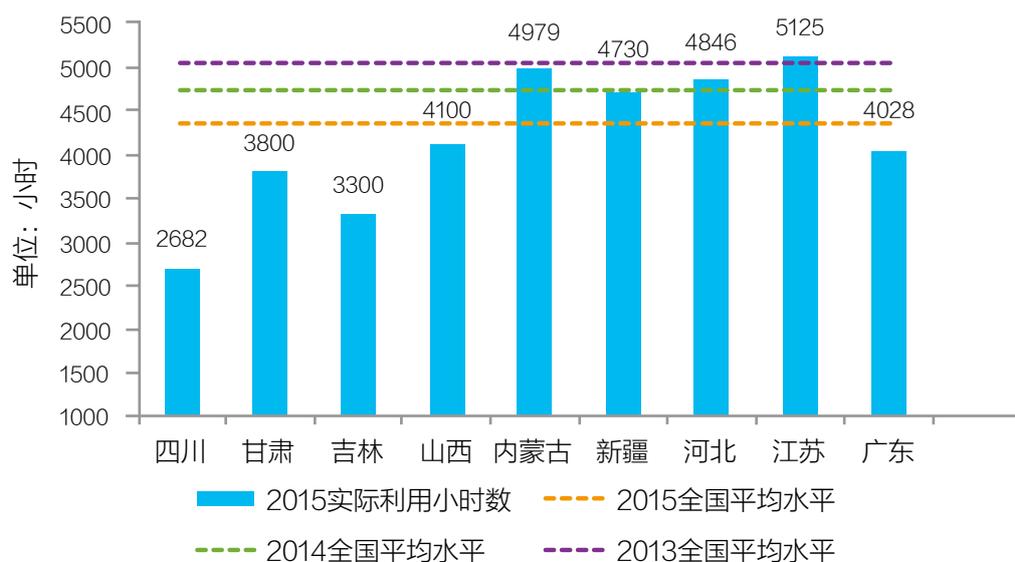
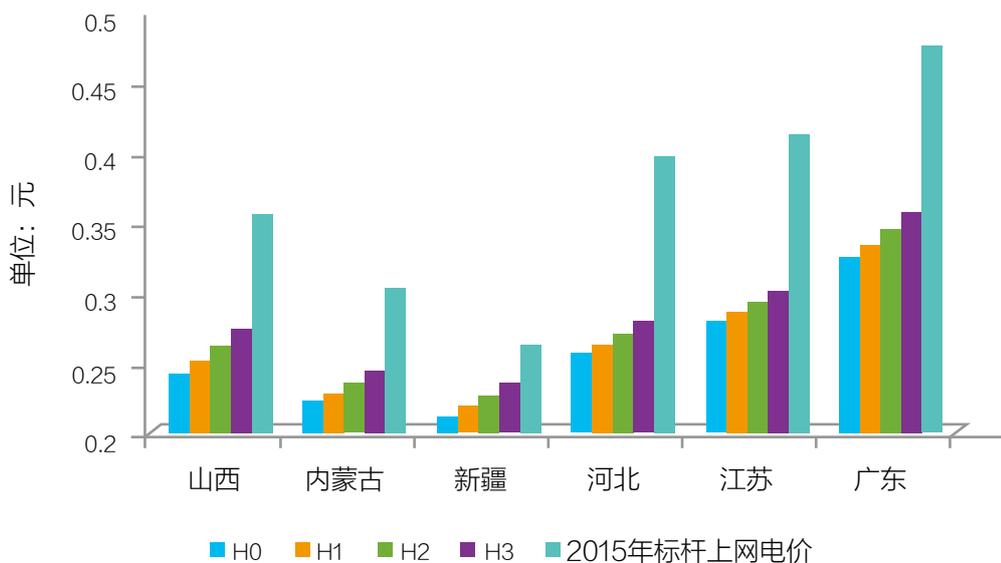


图2 典型省份火电利用小时数现状与全国平均水平对比图

图3展示了六个典型省份在预期利用小时数持续走低情景下平准化发电成本的变化趋势。与2015年实际标杆上网电价相比，这六个省份的煤电项目在利用小时数持续恶化的情景下标杆电价依然高于平准发电成本，甚至看似仍具有较好的盈利能力。而实际的煤电盈利空间走向如何，继续大建煤电是否依然能收回投资？本报告基于这一问题展开分析和讨论，试图给主管部门和电力行业提供系统详尽的技术经济评估数据，为政策制订和投资决策提供数据支撑。



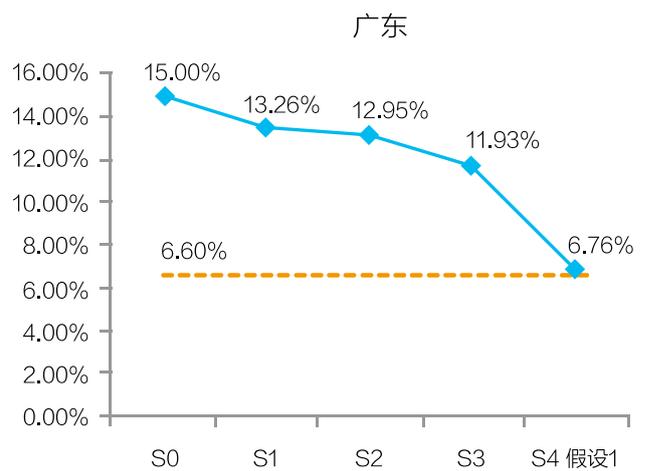
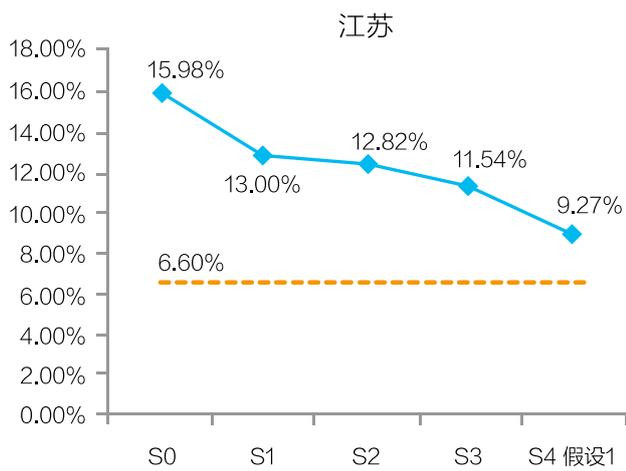
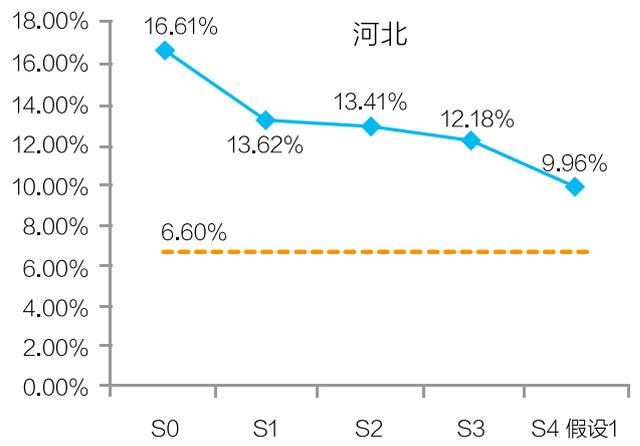
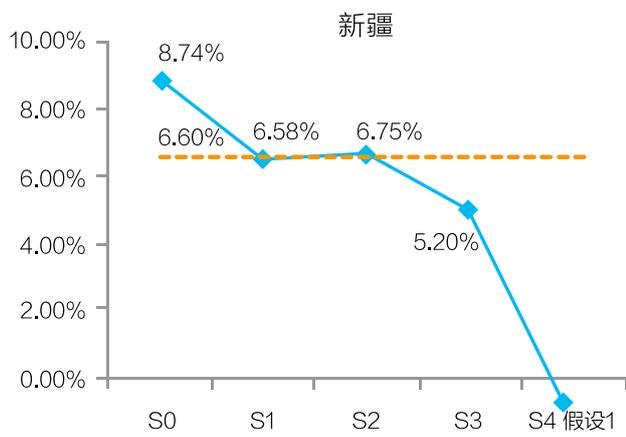
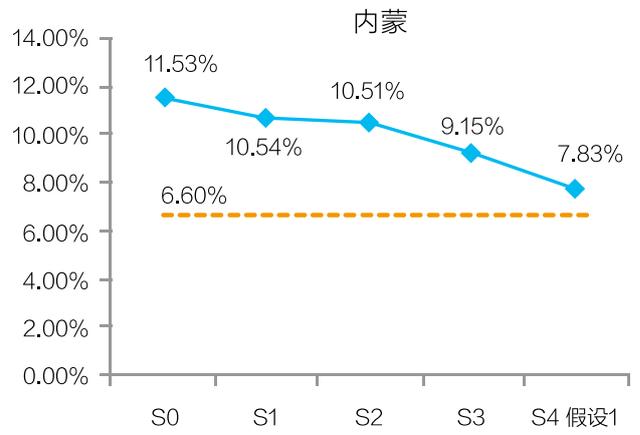
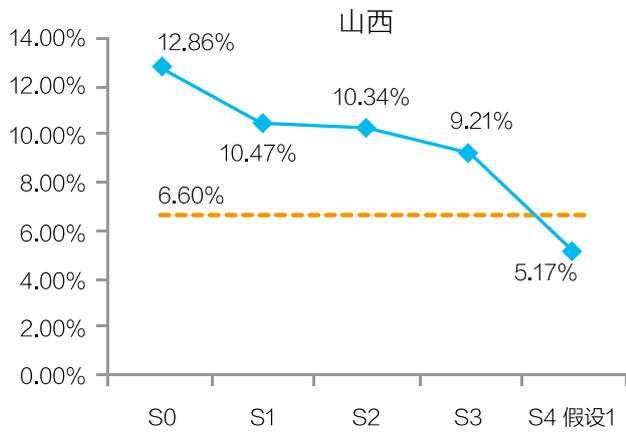
注：H0:2015年实际利用小时数下平准化发电成本；H1：利用小时数下降300小时平准化发电成本；H2：利用小时数下降600小时平准化发电成本；H3：利用小时数下降900小时平准化发电成本

图 3 典型省份利用小时数持续走低情景下的平准化发电成本

本报告采用平准发电成本模型和工程项目财务评价方法，考察在不同省份及不同情景下行业内具有代表性的60万千瓦新建纯凝煤电机组的经济性，试图解释这些令人费解的数据与现象冲突背后的微观经济原因；同时报告针对煤电发展外部环境的预期变化采取递进累加的方式进行了情景设定，按照各个情景实现的可能性大小和时间先后设定顺序，首先考虑已经落地的全国燃煤发电上网电价调整方案和燃煤电厂超低排放改造要求，其次是2017年即将启动的碳交易市场，最后是电力市场化改革的深入和煤价反弹的可能性。重点在“十三五”电力市场竞争和机组利用率持续恶化等外部发展环境的可预期变化下，对煤电企业的经济效益前景进行了系统展望。报告结论如下：

- (1) 煤炭价格的持续走低使各省煤电企业发电成本降低，而标杆上网电价调整幅度不到位使得煤电企业获得了空前的超额利润。比较各省当前标杆上网电价与平准发电成本，发现除了内蒙和新疆（2-3分钱度电超额利润）外，其它典型省份的度电超额利润均在5-8分钱。这样的超额利润助长了煤电企业的投资热情，也导致了地方政府在经济下行压力下过度倚重煤电，并助长其逆势投资。本报告认为，需求大幅走低和低碳转型升级的环境下，这“一低一高”是煤电投资“高烧不退”的主要经济动因。
- (2) 然而，这一盈利能力并非是长期可持续的。如果发电企业基于短期盈利能力做出产能扩张的决策，未来会招致亏损和投资无法回收的长期风险。“十三五”期间，煤电发展的外部环境将发生巨变，煤电企业的经济性将会受到很大影响。

在政策和环境约束愈加严格、碳排放压力加大、电力市场化下价格竞争加剧的情况下，除河北、江苏外，其余典型省份的煤电项目都无法达到基准收益水平，无法在寿命期内收回投资。再考虑到机组利用率以及直购电价降幅两个敏感性因素的变化，所有典型省份的煤电项目都无法在寿命期收回投资，投资前景黯淡。下图展示了各典型省份从情景1到情景4假设1条件（具体内涵见报告正文）下，煤电项目全投资内部收益率的变动情况。



—◆— 全投资内部收益率 - - - - 基准收益率

图 4 典型省份情景递进下全投资内部收益率变动情况

在本报告的情景分析中，仅国家发展改革委于 2015 年底发布新的电价调整方案一项就让新疆煤电项目无法收回全投资；而考虑环境约束、碳成本内部化和电力市场化深化等条件后，山西的煤电项目预期内部收益率也跌至行业基准值以下，但河北、江苏、内蒙、广东盈利预期仍在行业基准收益率之上。报告综合考虑 2014 年以来全国各省份及区域电网火电机组利用小时降低的走势和以及十三五期间全国煤电产能情况设定预期煤电利用小时数降低的敏感性区间，另外根据近两年典型省份直购电交易实际降幅趋势保守设定降幅为 1-3 分电价降幅的敏感性区间。年利用小时数比 2015 年降低 100 小时或直购电价降低 1 分钱广东的煤电项目即不能收回投资；年利用小时数降低 500 小时或直购电价降低 2 分钱内蒙的煤电项目亦不能收回投资。在年利用小时数降低和直购电价下降二者综合作用下，经济性最好的用电大省江苏、河北的煤电项目经济性也严重恶化，自有资金内部收益率甚至低于银行长期贷款利率（6%），投资前景黯淡（图 5）。

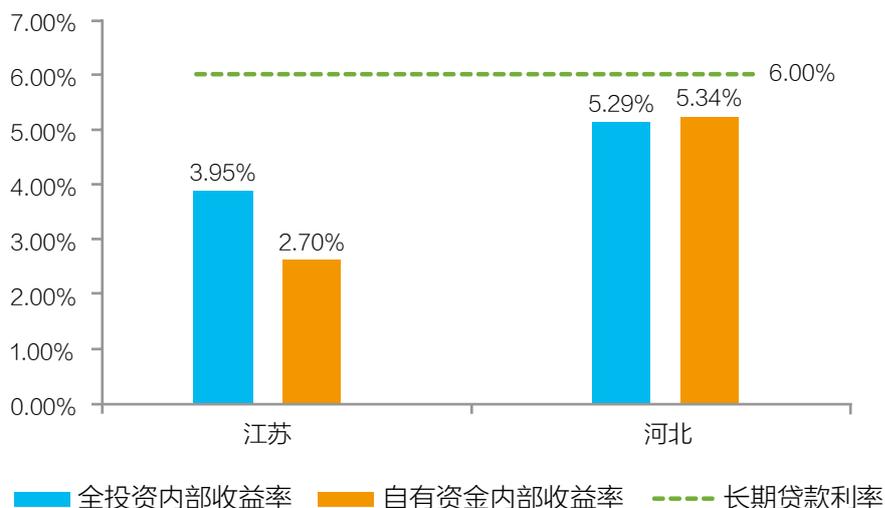


图 5 利用小时数与直购电价降幅综合作用下典型省份预期内部收益率

根据中电联的预测，2016 年全社会用电量预计同比增长 1%-2%，而新增煤电装机至少在 5000 万千瓦以上，加上可再生能源的市场挤压，煤电利用小时数将继续下跌 300-400 小时；若 2017 年电力需求增速与新增煤电装机规模仍然脱节，机组利用率将进一步恶化。因此尽管本报告的情景展望分析中将时间节点选在 2020 年，但如果电力需求增长持续不振（年增长 2% 以内）、新投产机组规模持续高位（年新建煤电机组在 5000 万千瓦左右），煤电全行业亏损很可能在 2017 年提前到来。

政策建议如下：

- (1) 制订适应经济新常态的电力发展规划是基础工作。**2016年是“十三五”规划的开篇之年，也是“十三五”能源规划和电力规划的制订之年。建议国家有关部门及早研究出台适应经济新常态的电力发展规划，规划应为低碳电力转型和完成2030年20%非化石能源目标打足提前量，本着清洁能源与需求侧资源优先原则从严规划煤电发展目标，为煤电投资的逆势增长勒紧缰绳。对电力明显冗余省份、大气污染防治重点区域和水资源红色预警地区，不再安排新增煤电规划建设规模。在继续深化审批制度改革的前提下，要强化全国规划指导省级规划、规划指导项目核准原则，并完善项目决策后评估和责任追究制度。
- (2) 抑制煤电企业盲目投资、合理调控煤电产能规模是当务之急。**根据目前的在建规模和需求增长形势，建议主管部门升级执行煤电“急刹车”特急文件：1)健全动态煤电规划建设风险预警机制，在煤电装机充裕度预警方面，应综合考虑已有电源、在建规模和外调电源后，充分发掘需求侧潜力，科学评估各省区煤电过剩程度。对在建煤电规模可满足未来三年电力需求的省区实施橙色预警，对在建规模可满足未来五年电力需求的省区实施红色预警。细化资源约束指标体系，充分考虑水资源压力对煤电项目的预警约束力。完善煤电建设经济性预警指标，充分考虑利用小时数下降、标杆电价下降、市场化竞争、碳成本和污染物减排成本内化等因素对煤电经济性的影响。2)采取“取消一批、缓建一批、冻结核准”方式对煤电项目进行分类调控。取消全部不具备核准条件的煤电项目；橙色预警省份2018年前煤电项目全部缓建，核准未建项目（民生热电除外）全部取消；红色预警省份2020年前煤电项目全部缓建，核准未建项目（民生热电除外）全部取消；“十三五”期间全部冻结核准新建煤电项目，资源不足地区的电力供应能力应通过强化跨省区资源配置来保障，这样也可部分缓解大面积的煤电过剩问题。
- (3) 坚持市场化是根本之策。**按照“管住中间、放开两头”的原则稳步推进电力市场化，在输配电价改革到位的基础上，有序放开上网侧和零售侧价格，让有效的价格信号在引导电源投资中发挥基础性作用。唯有市场化才能打破发电企业对利用小时数和上网电价的超稳定预期，从而逐步建立真正市场化的电源投资机制。建议2015年及之后新投运的煤电项目不再核准年度发电计划，全部直接参与电力市场；按照业已明确的发用电计划放开时间表稳步推进市场化建设。另外，在市场化进程中，政府更应注重自身角色的调整，应通过建设全国碳市场、提高污染费（税）标准等措施逐步纠正燃煤发电负外部性，给可再生能源发展提供更加公平的市场环境。

术语表

纯凝发电机组	纯凝机组是汽轮机末级排气全部进入凝汽器进行冷凝，没有供热的发电机组。
平准化发电成本 (LCOE)	发电项目在建造运营周期内每千瓦时的发电成本，衡量的是发电项目从初建到运营的总成本费用支出的折现值与其在寿命周期内能量产出的经济时间价值的比值，即其平准化贴现成本，可用于计算经营期电价。其计算原理是在综合考虑电力项目经济寿命周期内各年度成本和还贷需要的变化情况的基础上，通过计算电力项目每年的现金流量，按照使项目在经济寿命周期内各年度的净现金流量能够满足按项目注册资本金计算的财务内部收益率为条件测算电价的一种方法。
标杆上网电价	是为推进电价市场化改革，国家在经营期电价的基础上，对新建发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价政策。2004年，我国首次公布了各地的燃煤机组发电统一的上网电价水平，并在以后年度根据发电企业燃煤成本的变化进行调整。
超稳定预期	在“企业为政府办电、政府为企业关电”的制度框架下，火电的年度发电计划由地方政府经济运行部门确定，而其上网电价由国家发改委的标杆上网电价政策明确。在电力需求稳步增长的环境下，这就形成了发电企业对电量和电价的稳定预期。
超额利润	平准化发电成本可分解为折旧、燃料成本、运维成本、税金和自有资金基准回报五部分，其中自有资金基准回报是指满足项目财务内部收益率（本报告按电力行业惯例取8%）时电价中的对应部分。实际标杆上网电价也可做同样的分解，若实际标杆上网电价高于平准化发电成本，前三部分相同，扣除多缴纳的税金外，对应的利润部分将超出基准回报的要求。为便于论述，本报告称之为“超额利润”。
隔夜投资成本假设	为简化评价过程不考虑项目建设期（即隔夜建成）和建设期间的财务费用，这是国际上计算平准发电成本的通行做法。
净现值（NPV）	净现值是指一个项目与预期实现的现金流入的现值与实施该项计划的现金支出的差额。净现值为正值的项目可以为股东创造价值，净现值为负的项目会损害股东价值。
内部收益率（IRR）	内部收益率就是资金流入现值总额与资金流出现值总额相等、净现值等于零时的折现率。一般情况下，内部收益率大于等于基准收益率时，该项目是可行的。
基准收益水平	根据能源行业惯例设定全投资内部收益率6.6%，自有资金内部收益率8%，为行业基准收益水平。

投资回收期	静态	静态投资回收期是在不考虑资金时间价值的条件下，以项目的净收益回收其全部投资所需要的时间。
	动态	动态投资回收期是把投资项目各年的净现金流量按基准收益率折成现值之后推算得到投资回收期。
自有资金		所谓自有资金，是指企业为进行生产经营活动所经常持有，可以自行支配使用并毋须偿还的那部分资金，其对应的是借贷资金。
全投资假设		是指在确定项目的现金流量时，只考虑全部投资的运动情况，而不具体区分自有资金和借入资金等具体形式的现金流量。
负外部性		外部性某经济主体的行动和决策使另一个人或一群人受损或受益的情况。经济外部性是经济主体（包括厂商或个人）的经济活动对他人和社会造成的非市场化的影响；即社会成员（包括组织和个人）从事经济活动时其成本与后果不完全由该行为人承担。负外部性是某个经济行为为个体的活动使他人或社会受损，而造成负外部性的人却没有为此承担成本。
（碳）边际社会成本		额外一个单位的碳排放增加对全社会造成的负外部性损害的货币化成本。通过碳交易，价格机制应能发现有效率的减排成本，即按照减排成本由低到高排列，在减排成本曲线上多一个单位的减排量对应的成本。
社会化转嫁系数		碳成本有生产者负责和消费者负责两种理念。碳市场交易是基于生产者负责原则设计的，但最终生产企业会将碳成本部分或全部转嫁到最终消费者身上。向消费者转嫁的部分为本报告定义的社会化转嫁系数。
现货市场		现货市场特指在系统实时运行日前一天至实时运行之间，通过交易平台集中开展的交易活动的总称。现货市场包括日前市场、日内市场和实时市场。
边际机组和边际价格		在现货市场上，根据不同发电机组的短期边际成本（主要是燃料成本）由低到高排列，直至可满足某时段的电力需求时，最后一个进入供应侧的机组即为边际机组，其短期边际成本即为此时段的边际价格。
中长期（合约）市场		中长期市场主要采取双边协商方式，开展电能量交易。包括：电力直接交易（即报告正文中的“直购电”）、跨省跨区电能交易等市场化交易，优先发电合同交易，以及基于上述合同开展的电量转让交易等。
煤电超低排放		通过多污染物高效协同控制技术，使燃煤机组的大气主要污染物排放标准达到天然气燃气机组的排放标准。
全国碳市场		根据《发改办气候[2016]57号》文件，我国将于2017年启动全国碳排放权交易，实施碳排放权交易制度。第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业。按照工作进度要求，2016年国家发展改革委将出台并实施全国碳排放权交易体系中的配额分配方案。2017年全国碳市场运行时，覆盖行业中的年综合能源消费总量达到1万吨标准煤以上（含）的企业将其根据实际生产排放、分配碳排放配额、边际减排成本等选择自行减排或购买（出售）配额，从而形成全国统一的碳交易价格，构建温室气体减排的市场化机制。

目录

1. 前言	
2. 煤电发展的外部环境	1
2.1 需求降档，机组利用率大幅走低	2
2.2 环境约束愈加严格，碳排放压力加大	3
2.3 低碳能源转型，煤电市场空间受挤	3
2.4 电力市场化，价格竞争加剧	4
3. 研究方法	5
3.1 平准发电成本模型 (LCOE) 与工程项目财务评价方法	5
3.2 模型变量与参数	7
3.3 关键技术经济指标	9
4. 当前煤电的经济性分析	10
4.1 关键参数设定	10
4.2 各省代表性机组的 LCOE 与实际上网电价	12
4.3 当前煤电项目的技术经济评价	13
5. “十三五”期间煤电项目经济性分析及展望	15
5.1 关键参数预期及波动	15
5.2 经济性分析结果	16

6. 煤电发展的政策前景讨论	30
6.1 煤电投资逆势而上的经济解释	30
6.2 煤电投资持续高位的负面影响	31
6.3 煤电调控政策的演化	32
7. 研究结论	35
7.1 研究发现	35
7.2 政策建议	35
8. 附录	37
附表 1: 参数设置依据说明	37
附表 2: 全投资现金流量表项目说明	38
附表 3: 自有资金现金流量表项目说明	39
9. 参数文献	40

1. 前言

我国步入经济新常态后，电力消费增长也完成了从高速到中低速的剧烈调档。尽管 2015 年超低的全社会用电量增速（0.5%）不会长期延续，但预计“十三五”期间中低速的用电量增速将会成为常态 [1]。与此同时，2014 年来煤电年利用小时数屡创新低，新建煤电规模持续维持高位增长。2015 年 11 月华北电力大学与绿色和平联合发布的报告《中国煤电产能过剩与投资泡沫》[2] 已对“十三五”期间煤电的过剩产能问题发出了预警，本报告将深入分析煤电投资逆势增长背后的经济动因以及煤电投资持续高涨的经济后果。

本报告选取六个煤电投资规模高的典型的电力输入/输出省份（山西、内蒙、新疆、河北、江苏、广东）的 60 万千瓦新建纯凝燃煤机组作为代表性机组进行分析，采用平准发电成本模型 [3] 和工程项目财务评价方法 [4] 考察一个代表性新建电厂的主要技术经济评价指标，包括利润额、内部收益率、投资回收期等。主要分析：1) 在 2015 年的煤炭价格和煤电机组利用率水平下，新建煤电机组的盈利预期；2) “十三五”期间电力市场改革深化、机组利用率持续恶化、环境约束愈加严格和碳减排压力加大的宏观环境下，煤电的经济性会发生怎样的变化。

2. 煤电发展的外部环境

煤电一直是我国的主力电源,在所有电源种类中装机容量最大、电量贡献最大。根据中国电力企业联合会(中电联)的数据 [5],我国的电力发展经历了建国初期的煤电为主,1970-2000年间的煤电为主、水电补充,和2006年后的各类电源多元发展三个阶段;2006年后煤电在总电力装机中的份额也呈逐年下降的趋势。尽管如此,由于直到2012年我国仍处于区域性电力供应不足状态以及煤炭资源丰富的资源禀赋因素使然,2007-2011年火电装机的年均增速仍达到8.4% [5]。

随着2014年我国进入新常态,电力需求也大幅下降,很多地区(例如用电大省广东、煤炭大省山西等)煤电利用小时数屡创新低。即便在这样的背景下,新建煤电规模仍继续维持高位增长,2014年煤电装机增加了3555万千瓦,增速仍然维持在5.0% [6];中电联在《中国电力工业现状与展望》一文中预测2015年全国基建新增煤电装机容量在3800万千瓦左右 [6],而实际是在火电发电量下降和全社会用电量增长仅0.5%的情况下,全年新增煤电装机5200万千瓦 [1],远超预测值,煤电投资逆势上涨态势严重。另外据绿色和平组织和CoalSwarm项目的统计显示 [7]2015年新开工建设的装机仍有约7300-7900万千瓦,比往年显著增加,而在2015年全年各级环保部门公示的燃煤电厂项目环评审批装机容量合计高达1.69亿千瓦,其中1.59亿千瓦的煤电项目已经获得环评批准或拟批准,而在2014年同期通过环评批复的燃煤电厂项目装机规模为4800万千瓦。由此推断,2015-2017年连续三年煤电装机每年新投产5000万千瓦以上几成定局。

投资煤电项目对经济巨大的拉动作用,使得地方政府在机组利用率大幅走低的情况下仍对煤电发展一直给予大力支持。然而,市场经济中经济效益的好坏才应该是煤电项目要不要建设的决定性因素。那么,除了煤炭价格触底和电力市场竞争外,“十三五”期间煤电的发展环境还将面临哪些变数?本报告认为主要有:

2.1 需求降档，机组利用率大幅走低

2014 年我国经济步入新常态后，电力消费增长也完成了从高速到中低速的换档。“十三五”期间中低速用电量增速的趋势会延续下去，将直接导致煤电机组利用率大幅走低。从全国来看，“十二五”期间火电年均利用小时数¹下降了 18.46% [1,5,8,9]，年均降幅 4.97%。同期煤电比火电利用小时数高约 100 小时，差距不大，且二者变化趋势完全一致。区域火电利用情况与全国趋势一致，除 2013 年略有上升，其余年份呈逐年下降趋势。具体到典型省份，2014 年江苏、新疆、河北和内蒙的火电利用小时数尚高于 5000 小时 [10]，2015 年除江苏为 5125 小时外，新疆、河北内蒙古省已分别跌至 4730、4846 和 4979 小时；而电力消费大省广东和煤电大省山西 2015 年火电利用小时更是分别跌至 4028 和 4100 小时 [11]。必须指出的是，本报告选择典型省份的依据是在建煤电规模较高的煤电资源大省或电力负荷中心省份，这些省份的机组利用状态达到或高于全国平均水平。而在所选取的典型省份之外，部分省份的火电利用小时数据更加不尽如人意：2015 年水电大省如云南和四川，其火电利用小时数仅分别为 1879 小时和 2682 小时；风电发展较好的省份如甘肃火电利用小时数不足 3800 小时，吉林则刚刚达到 3300 小时 [11]；这些省份煤电已跌破盈亏平衡点。

《中国煤电产能过剩与投资泡沫》[2] 进一步根据“十三五”期间的需求预期和在建机组规模预测了 2020 年煤电利用小时数的变化趋势。如若煤电新增规模被严格规控与需求增长匹配，2020 年煤电年利用小时仍可维持在 4800 小时左右；但若现有拟新建煤电项目 2020 年前全部建成投产的话，煤电装机将达到 11.5 亿千瓦，利用小时数会进一步下跌至 3791 小时，整体产能过剩严重。在本报告分析的六个典型省份中，山西最为严重，将跌至 3472 小时，而新疆预计勉强维持 3600 小时的运行水平。需要指出的是，上述分析是在“十三五”期间年均电力消费增速 4.2% 的基础上做出的，从目前的形势来看，“十三五”期间电力消费增长难以达到此水平。因此即便实际投产不会达到此前预测数，考虑到 2015 年高达 6.2% [1,5] 的煤电装机增速和仅仅 0.5% [1] 的全社会用电量增速，2016 年延续这一趋势，煤电机组利用小时数可能会比此前的分析还要低，简单外推推断预计 2020 年全国平均煤电利用小时可能仅为 3498 小时。短期看，2016 年全国煤电利用小时数会跌破 4000 小时。

1、本报告统计口径为规模以上电厂。

2.2 环境约束愈加严格，碳排放压力加大

随着全国大部分地区空气污染的加重，大气污染防治以及节能减排工作也受到空前重视。在污染物排放方面，根据国家发展和改革委员会、环境保护部、国家能源局联合发布的《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》所提出的目标，即东部、中部和西部地区需分别于 2017 年、2018 年和 2020 年前总体完成燃煤机组超低排放改造^[12]，即使考虑到实施超低排放改造后电厂可以得到补贴，整体来看煤电厂在污染物治理装置的投资以及排污费的征收标准上仍将面临更大压力。

2015 年 6 月，我国向联合国提交《应对气候变化国家自主贡献文件》，承诺 2030 年温室气体达峰并力争尽早达峰。“十三五”是我国温室气体政策实施的关键阶段，2017 年将启动全国碳排放交易体系，碳价格刚性增加煤电成本将成为无可回避的现实。在需求乏力、供应过剩的市场环境下，发电企业必然要内化承担相当比例的碳成本。

2.3 低碳能源转型，煤电市场空间受挤

2013 年后，控制一次能源消费总量，抑制煤炭消费过快增长，加快非化石能源发展，已经成为国家能源政策的基调。2014 年 9 月发布的“国家应对气候变化规划（2014-2020 年）”中明确到 2020 年非化石能源占一次能源消费的比重到 15%；2015 年 6 月我国提交的应对气候变化国家自主贡献文件更是承诺 2030 年非化石能源 20% 的目标。对于电力行业来说，优化能源结构势在必行。一方面加强煤炭清洁高效利用，控制电力行业煤炭消费总量；另一方面加速清洁能源的发展，尤其是风电和太阳能发电。国家已明确的清洁可再生能源发展目标包括到 2020 年并网风电装机容量达到 2 亿千瓦，风电与煤电上网电价相当以及 2020 年光伏装机达到 1 亿千瓦左右，光伏发电与电网销售电价相当等^[13]。国家现正在制订“十三五”能源发展规划，可再生能源的发展目标还有大幅加码的可能性，近日国家能源局就《可再生能源“十三五”发展规划（征求意见稿）》征求意见，提出“十三五”期间增加可再生能源装机投资，其中到 2020 年底太阳能发电 1.6 亿千瓦（光伏 1.5 亿千瓦），风力发电 2.5 亿千瓦^[14]。由此可见在推进能源革命，加快能源技术创新，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的能源转型基调下，煤电的市场空间将会受到进一步的挤压。

2.4 电力市场化，价格竞争加剧

2015年3月，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（电改“9号文”）的发布揭开了新一轮深化电力体制改革的序幕。“9号文”提出了近期推进电力体制改革的重点任务包括“分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成，参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定”、“引导市场主体开展多方直接交易”、“鼓励建立长期稳定的交易机制，构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式”。“9号文”的稳步实施意味着市场化购售电的推进速度将加快，在电力市场供大于求的现状下，也就意味着电力大幅过剩的环境下煤电企业的上网电价将大幅走低。

实际上2014年以来直购电工作就取得明显进展，实施范围和交易规模较前十年有了大幅扩展。2014年除北京、上海、天津、重庆、河北、青海、西藏和海南外，其余23省区均已开展了大用户直购电改革工作。2014年全国大用户直购电交易电量1540亿千瓦时，约占全社会用电量的3%^[15]；2015年直购电占比达到了全社会用电量的5.4%^[16,17]，据报告课题组预测2016年有望达到全社会用电量的10%。

从实践来看，大用户直购电对煤电企业的主要影响是在标杆电价的基础上，向电力用户集体让利。地方政府利用手中的发电量分配权，从原来计划电量中切出一部分作为大用户直购电的交易电量，促使煤电企业形成竞争而降低电价。据报道，2015年浙江省全省共有355家企业参加直购电试点，全年交易电量148亿千瓦时，平均交易电价降低3.85分钱^[18]；2015年5月22-25日，山西省组织了年度第三批电力直接交易，17户电力用户与29户发电企业完成交易电量21.39亿千瓦时，平均交易电价0.2832元/千瓦时，比标杆上网电价（0.3538元/千瓦时）平均低7分/千瓦时^[19]。而另一方面，根据2015年12月份国务院审批的电价调整方案，2016年1月1日起降低燃煤发电上网电价全国平均每千瓦时约3分钱。而行业研究的主流观点均认为，价格的竞争态势导致的交易电价下调很可能比“3分钱”更大^[20]。

2015年11月发布的9号文配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》指出要“有序放开发用电计划、竞争性环节电价”，《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》中也明确提出“到2017年竞争性领域和环节价格基本放开”的总体要求，近期发布的《国家能源局综合司关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）意见的函》也提出1)以扩大直接交易电量规模的方式逐渐放开发用电计划以及明确的时间表：2016年力争直接交易电量比例达到本地工业用电量的30%，2018年实现工业电量100%放开；2)制定和完善包含中长期交易和现货交易的电力市场试点方案。结合近两年来直购电工作的稳步推进，本报告假设电力市场化到“十三五”期末将基本实现。“十三五”后期煤电企业的80%-90%的电量都将通过市场交易完成，中长期交易与现货市场并存、交易品种齐全、功能完善的电力市场将稳步建立。根据国际经验，在供需基本平衡或供大于求的情况下，现货交易价格将基于短期边际成本形成，这会对中长期合约交易价格和煤电企业的经济效益产生更大的下行压力。

3. 研究方法

3.1 平准发电成本模型 (LCOE) 与工程项目财务评价方法

3.1.1 平准化发电成本模型

平准化发电成本 (LCOE) 是指发电项目在建造运营周期内每千瓦时的发电成本, 它是一种被广泛认可的、透明度高的发电成本计算方法。本报告将利用 LCOE 模型, 通过计算 60 万千瓦煤电项目从初建到运营的总成本费用支出的折现值与其在寿命周期内能量产出的经济时间价值的比值, 得到燃煤电厂的平准化发电成本 (度电成本), 其推导过程为:

已知未来各期的价值 F 较现期的价值 P 低, 用折现率 r 来衡量这一差别, 即:

$$P = F(1+r)^{-n}$$

而净现值 NPV 则是多期的现值的集合, 通常是指一个项目的寿命周期内的所有期间。对 LCOE 的定义来自于收入的净现值等于成本的净现值这一恒等式, 即

$$\sum_{n=0}^N \frac{\text{Revenues}_n}{(1+r)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Cost}_n}{(1+r)^n}$$

$$\text{NPV} = \sum_{n=0}^N \text{PV} = 0$$

$$\sum_{n=0}^N \frac{(\text{LCOE}_n) \times (E_n)}{(1+r)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Cost}_n}{(1+r)^n}$$

$$\text{LCOE} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{\text{Cost}_n}{(1+r)^n} \right) / \left(\sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1+r)^n} \right)$$

基于上述公式，推导出 LCOE 的完整计算公式：

$$LCOE = \left(\sum_{n=1}^N \frac{(CAPEX_n + OPEX_n + TAX_n)}{(1+r)^n} \right) / \left(\sum_{n=1}^N \frac{(C \times H \times (1 - o_n))_n}{(1+r)^n} \right)$$

$CAPEX_n$ —— 初始投资成本的年值，包括自有资金、贷款以及折旧；

$OPEX_n$ —— 运维成本的年值，包括燃料、运行维护费用、保险费用、人工成本等；

TAX_n —— 电厂每年应纳税额，包括增值税、所得税、教育附加费、城市维护建设税、土地使用税等；

C —装机容量， H —一年利用小时数， O_n —厂用电率， N —电厂运营年限， r —贴现率。

3.1.2 工程项目财务评价方法

工程项目财务评价是工程经济分析的重要组成部分。它是在国家现行会计制度、税收法规和市场价格体系下，鉴定和分析工程项目的投资、成本、收入、税金和利润等，从项目角度，考察项目建成投产后的盈利能力、清偿能力和财务生存能力，据此评价和判断项目财务经济性的一种经济评价方法。除了明确工程项目对财务主体的价值以及对投资者的贡献，工程项目财务评价也为投资决策、融资决策提供依据。由于资金来源的构成、借贷资金偿还方式等因素会影响到现金流，从而影响企业的经济效果，因此在进行项目财务分析时，需分两步考察经济效果。第一步，排除财务条件的影响。把全部资金都看作自有资金。这种分析称为“全投资”财务效果评价。第二步，分析包括财务条件在内的全部因素影响的结果。称为“自有资金”财务效果评价。“全投资”评价是在企业范围内考察项目的经济效果，“自有资金”评价则是考察企业投资的获利性，反映企业的利益。

本报告主要以内部收益率、静态投资回收期与动态投资回收期三个财务评价指标对煤电项目的经济性进行评价，而上述三个财务评价指标的计算依据是现金流量表（全投资和自有资金）。因此本报告以现金流量表为出发点，进而对相关的财务报表进行了编制，分别包括利润表、流动资金估算表、销售税金及附加表，并基于短期借款利率计算了流动资金借款利息，然后根据现金流量表进行财务分析（如图 3-1）。

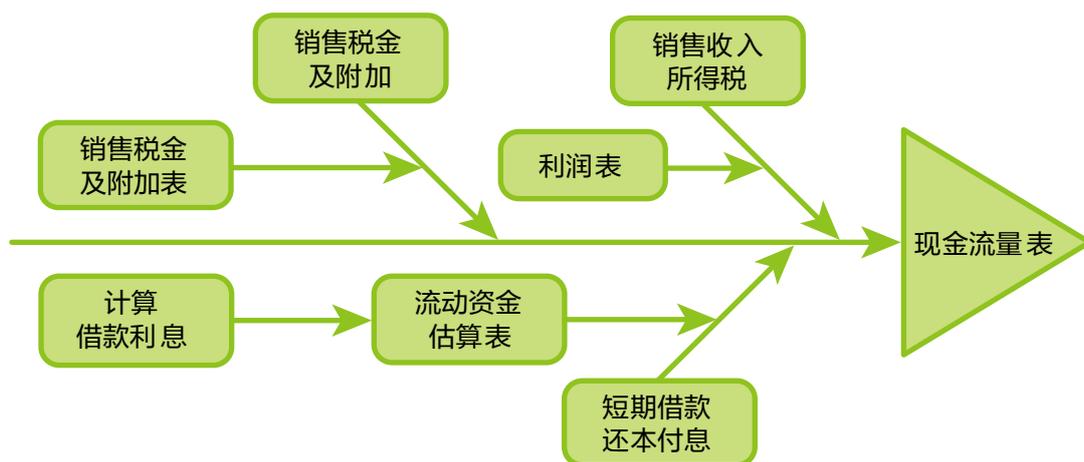


图 3-1 财务评价报表编制思路

3.2 模型变量与参数

在 LCOE 模型与项目财务评价中要很多变量与参数，按照类型可以分为技术经济变量、运维成本变量、主要税费以及财务变量四大类，具体如下图：



图 3-2 模型变量与参数

在这些参数中，大部分是 LCOE 模型与财务评价时都会用到的公共参数，但是也有一些参数是计算 LCOE 模型或财务评价时单独用到的，具体的区分如下图：



图 3-3 模型公共参数

3.3 关键技术经济指标

在所有技术经济指标中，内部收益率与投资回收期对于评价煤电厂寿命期内的经济性最具说服力和指示意义，因此本报告针对全投资和自有资金投资两种情况进行分析，采取这两个指标作为关键技术经济指标，对 60 万千瓦煤电厂的经济性进行评价。

a. 内部收益率 (IRR)

内部收益率 (Internal Rate of Return (IRR))，就是资金流入现值总额与资金流出现值总额相等、净现值等于零时的折现率。内部收益率法的优点是能够把项目寿命期内的收益与其投资总额联系起来，指出这个项目的收益率，便于将它同行业基准投资收益率对比，以确定这个项目是否值得建设。内部收益率被普遍认为是项目投资的盈利率指标，反映了投资的使用效率。

b. 投资回收期

投资回收期是指从项目的投建之日起，用项目所得的净收益偿还原始投资所需要的年限。投资回收期分为静态投资回收期与动态投资回收期两种。静态投资回收期是在不考虑资金时间价值的条件下，以项目的净收益回收其全部投资所需要的时间。动态投资回收期是把投资项目各年的净现金流量按基准收益率折成现值之后推算得到投资回收期。

4. 当前煤电的经济性分析

4.1 关键参数设定



影响煤电厂经济效益的因素有很多，除煤炭价格和发电利用小时数等关键因素外，水价、排污费率、直购电比例等参数也会产生一定影响。本报告选取六个典型的电力输入/输出省份（山西、内蒙、新疆、河北、江苏、广东）的60万千瓦燃煤机组作为代表性机组进行分析。在参数设定部分，煤炭价格以2015年11月份国家发改委价格监测中心、秦皇岛煤炭交易市场等机构建立并发布的中国电煤价格指数作为设定参数（代表规格品为5000大卡动力煤）；利用小时数方面，由于研究的是代表性机组，因此用各省平均煤电利用小时数进行估计。其他参数（包括LCOE模型与工程项目财务评价需要用到的参数）根据几个典型省份的具体情况和行业数据进行设定。具体如下表：

表 4-1 典型省份公共参数设定值

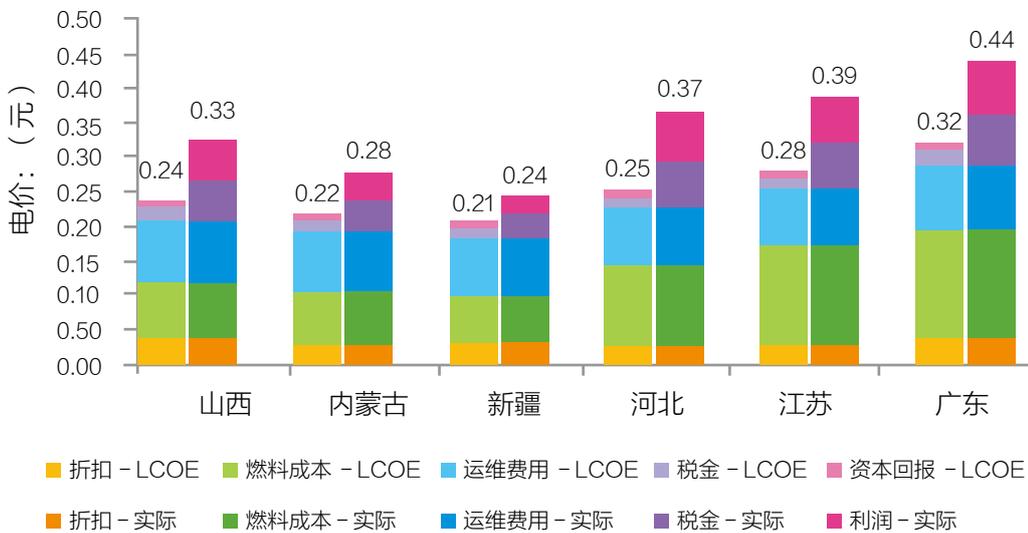
公共参数	设定值			公共参数	设定值	
单位投资成本（元/千瓦）	3590			增值税（%）	17	
自有资金率（%）	30			所得税（%）	25	
贷款期限（年）	15			房产税（%）	1.2	
年利息率（%）	6			城市维护建设税（%）	5	
运营寿命（年）	30			教育附加费（%）	0.5	
资产残值率（%）	5			水、燃料增值税（%）	13	
折现率（%）	8			材料增值税（%）	17	
折旧率（%）	5			大修费率（%）	2	
资本金内部收益率（%）	8			保险费率（%）	0.25	
发电煤耗（克标煤/千瓦时）	286			人工费（元/年）	80000	
发电煤耗降低率（%）	0.10			材料和其他费（元/千瓦时）	0.02	
排污费（元/吨）	1260			材料及其他费上涨率（%）	2	
发电水耗率（千克/千瓦时）	1.6			职工工资增长率（%）	6	
厂用电率（%）	5			污染治理成本（元/千瓦时）	0.006	
特定参数	山西	内蒙	新疆	河北	江苏	广东
燃料成本（元/吨）	210	193	168	285	362	405
水资源成本（元/吨）	2.738	6.9	3.64	3.95	3.0	3.46
利用小时数（小时）	4212	5115	4859	4978	5265	4138
2015 直购电比例 ² （%）	8.4	25	5	3	2	6
2015 标杆上网电价（元/千瓦时）	0.35	0.30	0.26	0.39	0.41	0.47

注：以上部分数据根据参考文献 [39]–[52] 设定。

2、河北暂未推广直购电政策，本报告假定该比例为 3%。

4.2 各省代表性机组的 LCOE 与实际上网电价

通过 LCOE 模型，计算出典型省份煤电平准化发电成本及其构成，通过与当前各省份实际上网电价进行对比（图 4-1），可对这些省份的煤电盈利现状进行评价。



注：本报告采用隔夜投资成本假设，即未考虑项目建设期（即隔夜建成）和建设期间的财务费用；图中标注的上网电价数额考虑了直购电和厂用电因素。

图 4-1 典型省份平准化发电成本与实际情况上网电价构成对比

不难发现，各省当前煤电实际上网电价均高于平准发电成本。从电价构成来看，折旧、燃料成本、运维费用³三部分相同，但实际上网电价下各省煤电项目均有超额利润，税金贡献也显著提高。其中山西、河北、江苏、广东煤电项目的度电超额利润都高于五分钱。考虑到 60 万千瓦燃煤电厂的年发电量，这样的超额利润带来的经济利益是很可观的。图 4-2 显示了当前上网电价下各典型省份 60 万千瓦燃煤电厂寿命期内年均利润和上缴税金⁴的估算值，由庞大的数字可以推测得出煤电企业巨大的利润空间以及对当地的税收贡献是煤电逆势投资背后的重要经济原因之一。

3、运维费用为除去折旧和燃料成本的其他所有费用。

4、本报告在计算增值税时未考虑设备费进项税抵扣。

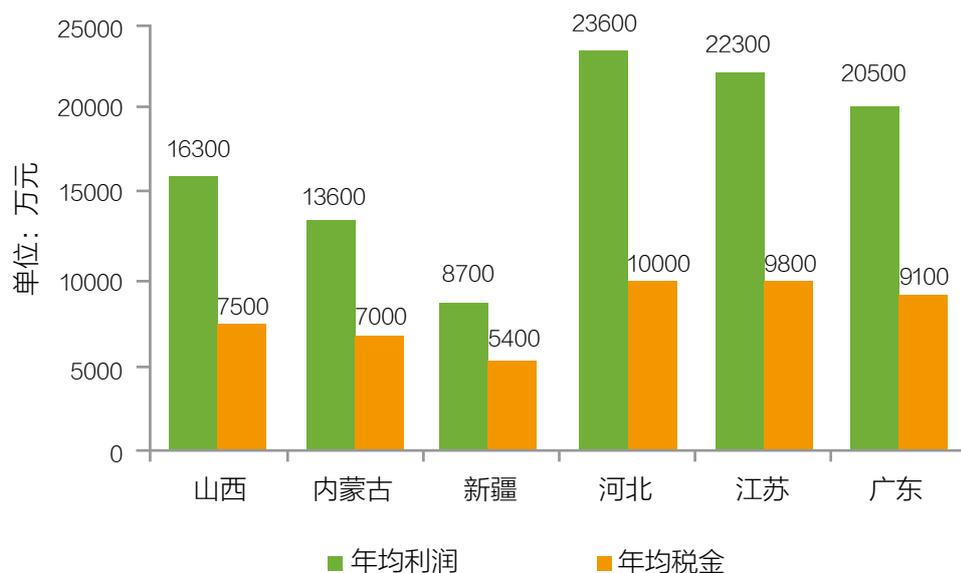


图 4-2 典型省份 60 万燃煤电厂当前年均利润与税金情况估算

4.3 当前煤电项目的技术经济评价

根据工程项目财务评价方法，编制出当前 60 万千瓦煤电机组全投资与自有资金投资的现金流量表。通过现金流量表计算出各典型省份当前基础情景（即 2016 年全国燃煤电厂标杆电价平均下调 3 分钱之前）下煤电项目的关键经济技术指标，即项目投资回收期⁵与内部收益率，如下图所示。

5、本报告中，投资回收期计算起点为项目建成投运时，即未考虑项目建设期。

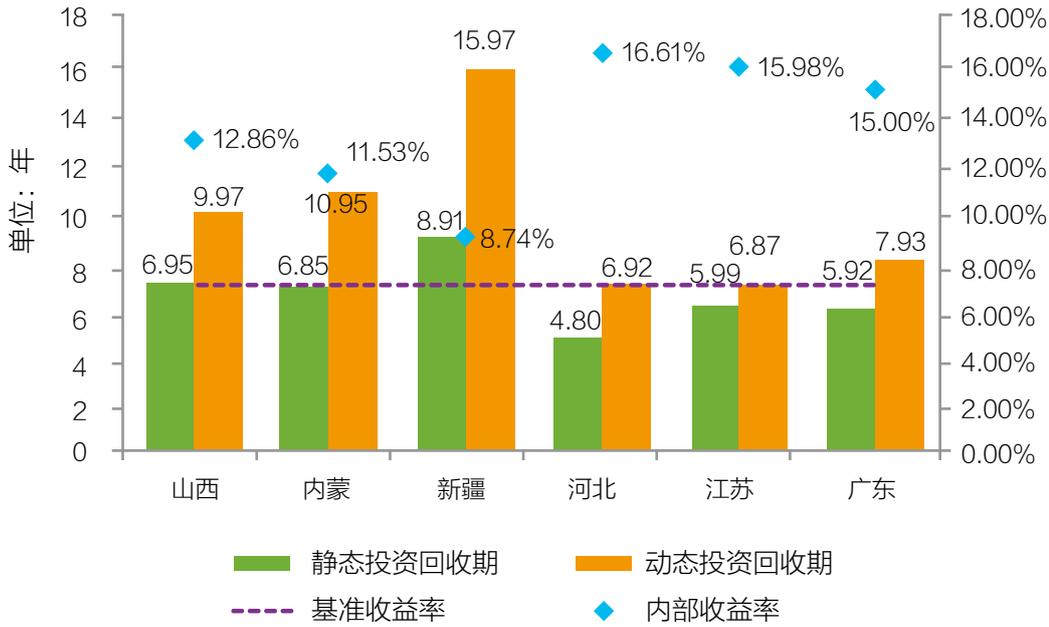


图 4-3 当前条件（基础情景 S0）下燃煤发电项目全投资内部收益率和投资回收期

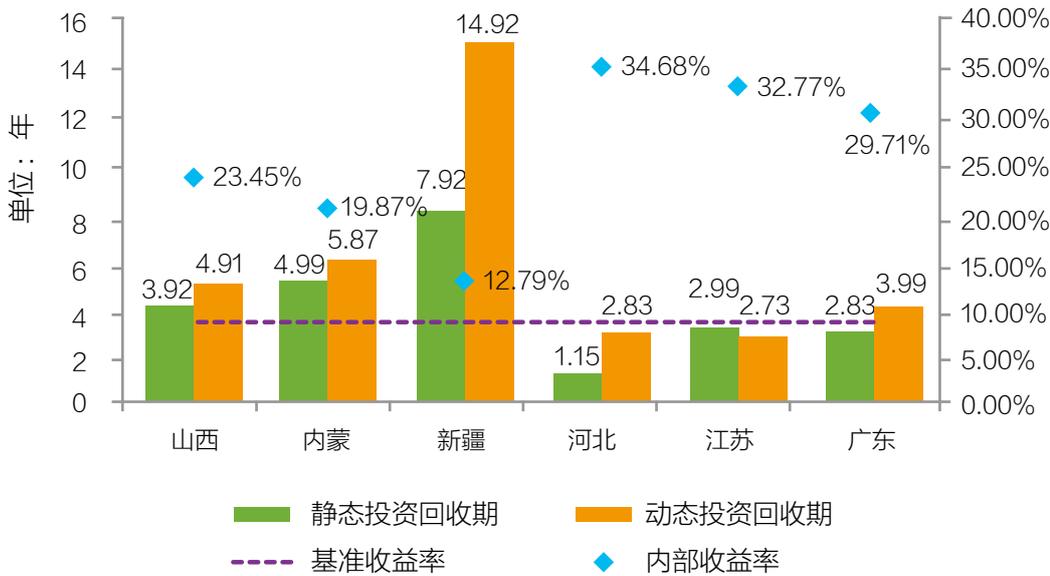


图 4-4 当前条件（基础情景 S0）下燃煤发电项目自有资金内部收益率和投资回收期

根据能源行业惯例和折现率的确定方法设定 60 万千瓦煤电厂的全投资内部收益率为 6.6%，自有资金内部收益率为 8%^[21]，即行业基准收益率。分析表明，各典型省份煤电项目的收益率均远远高于电力行业的基准水平，其中河北、江苏、广东尤为突出，全投资内部收益率达到 15% 以上，自有资金内部收益率均接近或者超过 30%，煤电企业甚至在项目投产后不到三年就收回自有资金。如此高的内部收益率和如此短的投资回收期充分揭示了在需求不振、低碳转型的环境下煤电投资仍然趋之若鹜、居高不下的经济动因。

5. “十三五”期间 煤电项目经济性分析及展望

5.1 关键参数预期及波动



“十三五”期间随着电力市场竞争和机组利用率的持续恶化，煤电发展的外部环境迎来诸多不利变化。在这种预期下，煤电的经济性势必发生变化。

本报告综合考虑到各种关键参数的变化对上网电价的影响，从煤炭价格、利用小时数、污染治理成本、全国碳市场运行、市场化进程以及政策因素等方面进行了多种情景的分析。本报告在情景设定时采取递进累加的方式，按照各个情景实现的可能性大小和时间先后设定顺序，首先考虑已经落地的全国燃煤发电上网电价调整方案和燃煤电厂超低排放改造要求，其次是 2017 年即将启动的碳交易市场，最后是电力市场化改革的深入和煤价反弹的可能性。

5.2 经济性分析结果

A、情景设定与分析

情景 S1: 国家发展改革委于 2015 年底发布新的电价调整方案, 从 2016 年 1 月 1 日起全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 3 分钱 [22]。根据各省具体的上网电价下调幅度, 报告分析了典型省份在这一情景下投资 60 万千瓦煤电项目的内部收益率和投资回收期, 结果如下表所示。

表 5-1 情景 S1 下全投资的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期 (年)	动态投资回收期 (年)
山西	10.47%	7.92	12.98
内蒙	10.54%	7.93	12.99
新疆	6.58%	10.93	无法收回
河北	13.62%	5.82	8.94
江苏	13.00%	6.97	9.99
广东	13.26%	6.98	8.91

表 5-2 情景 S1 下自有资金的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期 (年)	动态投资回收期 (年)
山西	17.01%	5.99	7.92
内蒙	17.26%	4.78	7.95
新疆	7.99%	14.68	无法收回
河北	25.73%	2.58	3.77
江苏	24.02%	3.95	4.95
广东	24.65%	3.99	4.98

从以上的分析可以看出, 当各省执行电价下调政策后, 煤电厂效益均受到一定影响。从全投资来看, 河北和江苏内部收益率下跌幅度最大, 达到 3 个百分点, 静态投资回收期延长 1 年, 动态投资回收期延长 2-3 年, 新疆情况最为糟糕, 全投资内部收益率跌至行业基准收益率以

下，项目动态寿命期（30年）内就已无法收回全投资。其他典型省份来看，若山西省和广东省上网电价下调8分钱、内蒙古下调4分钱、江苏省下调1毛钱、河北下调一毛一分钱，则各省都会发生和新疆同样的情况。从自有资金来看，内蒙影响相对较小，其他省份的内部收益率下跌5-9个百分点，投资回收期也相应延长，新疆同样跌至行业基准值下。

情景 S2：在 S1 的情景的基础上考虑环境约束愈加严格的情况，即煤电厂为了实现超低排放的目标，在污染治理装置方面的投资将进一步加大。我们假定要达到超低排放的标准，现有的 60 万千瓦煤电厂要增加 4000 万元的脱硝装置投资和 7000 万元的脱硫装置投资，相应的脱硫脱硝效率从 80% 分别上升至 95% 和 90%，同时由于排污装置的使用引起厂用电率上升最终引起供电煤耗增加 2 千克标煤 / 兆瓦时，而电厂的排污费用将会下降。为贯彻落实 2015 年《政府工作报告》关于“推动燃煤电厂超低排放改造”的要求，对燃煤电厂超低排放实施对其统购上网电价加价每千瓦时 0.5 分钱（含税）。在这种情景下，60 万千瓦煤电厂的技术经济分析如下表所示。

表 5-3 情景 S2 下全投资的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	10.34%	7.90	12.97
内蒙	10.51%	7.92	12.99
新疆	6.75%	10.94	29.00
河北	13.41%	6.99	8.92
江苏	12.82%	6.95	9.97
广东	12.95%	6.96	9.98

表 5-4 情景 S2 下自有资金的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	16.62%	5.95	8.98
内蒙	17.14%	4.76	7.93
新疆	8.32%	14.76	28.00
河北	25.06%	2.52	3.73
江苏	23.43%	3.92	4.91
广东	23.71%	3.93	4.92

分析表明，由于政府实施了超低排放的电价补贴政策，所以在环境约束增强的情况下，煤电厂在污染物治理的额外投资仍能以电价形式收回，效益并未受到明显损害；若取消补贴，各省全投资内部收益率大致会下降 0.5 个百分点，自有资金内部收益率大致会下降 1 个百分点。但应该看到的是在未来更加严格的环境约束下，煤电厂在污染处理方面的投资将逐渐转变为“义务”，从政府得到的补贴会越来越少，同时排污费标准随着环境约束强化有大幅增高的趋势，届时煤电厂的经济效益将会受到显著负面影响。

情景 S3: 考虑了上网电价下调和超低排放后，碳价成为另一个需要考虑的影响因素。2017 年我国碳交易市场将全面启动，届时内部化的 CO₂ 排放成本将成为煤电厂日常成本的重要组成部分。在情景 2 的基础上设定情景 3，考虑碳成本对煤电厂效益的影响。报告中设定碳价为 30 元/吨 [23]，其中 70% 社会化（转嫁到用户），电厂需消化 30%。分析发现新建 60 万千瓦煤电厂寿命期内的自有资金内部收益率将进一步下跌约 2-4 个百分点，动态投资回收期也相应延长，其中新疆在寿命期内将无法收回，而内蒙将延长 6 年，其余各省也相应延长 1-4 年。

表 5-5 情景 S3 下全投资的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	9.21%	8.94	14.97
内蒙	9.15%	8.94	14.97
新疆	5.20%	12.97	无法收回
河北	12.18%	6.90	11.00
江苏	11.54%	6.84	10.95
广东	11.93%	6.87	10.98

表 5-6 情景 S3 下自有资金的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	13.85%	6.87	12.97
内蒙	13.75%	6.87	14.00
新疆	5.16%	17.92	无法收回
河北	21.62%	3.79	5.99
江苏	19.92%	4.98	5.88
广东	20.88%	3.73	5.94

如果引入碳价并只有 70% 可社会化时，煤电厂的内部收益率显著降低，投资回收期明显拉长。事实上 30 元/吨的碳价是比较低的，未来碳市场价格逐渐趋向边际社会成本且社会化转嫁系数越来越低时，碳成本将成为煤电企业最主要的成本项之一。下图为情景 3 下各典型省份的平准化发电成本，不难发现除新疆外，其余典型省份的煤电标杆上网电价依然显著高于其平准发电成本，但超额利润有所降低。

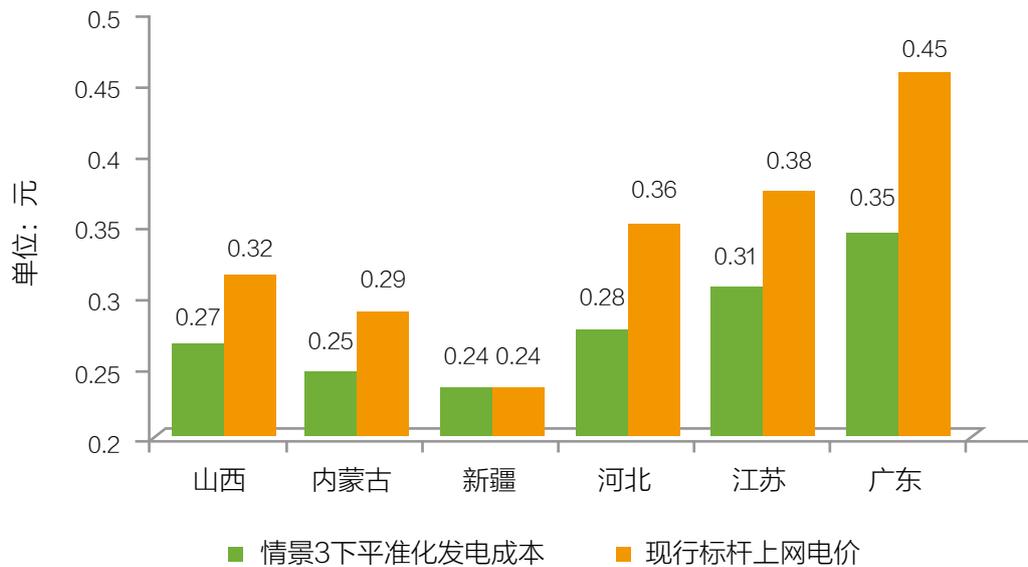


图 5-1 情景 S3 下典型省份 LCOE 与现行上网电价的比较

情景 S4: 随着电力市场化的深入，电力的商品属性得到还原。电力市场逐步形成，未来直接交易将会是主要形式，现货市场也将逐步建立。以电力体制改革综合试点省份山西为例，根据批复的《山西省电力体制改革综合试点方案》，到 2017 年山西省电力直接交易量达到全省用电量的 30%，再经过三年或更长时间，电力市场体系全面建成，形成电力市场化定价机制 [24]。在情景 S3 的基础上进一步考虑电力市场化对煤电经济性的影响设定情景 4，并设定了两种可能的子情景。

假设 1: 到 2020 年，发电企业与用户的直接交易成为主要的电力交易方式，同时保留少部分的计划电量承担公益性发电计划。假定合同电量购电比例上升至 80%，按照 2015 年各省实际直购电价结算；计划电量比例下降至 20%，仍执行当地标杆上网电价。这种情况下各省新建煤电厂的内部收益率和投资回收期如下表所示。

表 5-7 情景 S4 假设 1 下全投资的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	5.17%	12.97	无法收回
内蒙	7.83%	9.94	18.98
新疆	<0	—	—
河北	9.96%	7.87	13.99
江苏	9.27%	8.96	14.98
广东	6.76%	10.95	29.00

表 5-8 情景 S4 假设 1 下自有资金投资的内部收益率和投资回收期

	内部收益率	静态投资回收期（年）	动态投资回收期（年）
山西	5.10%	17.90	无法收回
内蒙	10.70%	10.98	17.96
新疆	<0	—	—
河北	15.78%	5.89	9.99
江苏	14.13%	6.92	11.96
广东	8.36%	14.82	26.99

分析表明，当合同电量上升至 80% 时，新疆的煤电收益率已为负值，而山西省煤电项目的全投资和自有资金投资内部收益率也跌到了行业基准收益率以下。其他省份全投资方面，广东降幅最大约 5 个百分点，动态投资回收期也延长了 18 年。自有资金投资方面，河北、江苏、广东煤电项目受到影响较大，河北江苏内部收益率分别下跌了约 6 个百分点，广东下跌约 13 个百分点，动态回收期也分别相应延长了约 4 年，6 年和 21 年。可以看到这些省份煤电项目虽然仍能在寿命期内收回投资，但收益率降幅很大，经济性的不确定影响巨大。如果考虑实际直购电价格和标杆电价进一步下调，除河北、江苏外，其余典型省份的项目基准收益都无法保证。

假设 2: 到 2020 年, 电力市场化进程基本完成, 市场份额由 90% 的中长期市场和 10% 的现货市场构成。中长期市场下, 交易价格由发用电双方协商确定。现货市场中供需基本平衡和供大于求的条件下, 发电企业以边际成本(即燃料价格)报价, 而最终的边际价格主要由处于边际上的低效率机组决定, 假定边际机组为 30 万千瓦煤电机组。在此假设下, 各典型省份煤电项目不论全投资还是自有资金投资的内部收益率均低于行业基准收益率, 寿命期内无法收回投资。

B、敏感性分析

由情景分析可见, 看到随着约束条件的增强, 各省煤电企业的收益率逐步下滑, 投资回收期逐渐延长, 到情景四的假设 1 条件下, 山西、新疆二省煤电在寿命期内已收不回投资, 其它省份的项目经济性也严重恶化。实际上本报告情景四之前的设定, 都是基于事实或基本确定的情景所进行的分析, 尚未考虑利用小时数等关键因素变动带来的影响。因此, 本报告进一步对 S4 假设 1 下仍能收回投资的内蒙、河北、江苏、广东四省煤电项目做敏感性分析。

a. 利用小时数敏感性分析

机组利用小时数是影响煤电企业收益的最重要因素之一, 本报告对于河北、内蒙古、江苏和广东四个典型省份煤电利用小时数的预判, 主要参照其归属的区域电网煤电机组利用水平。2012-2015 年全国各省份火电利用小时数的数据显示^[10,11,25], 河北与内蒙古的利用小时数要比华北电网平均水平略高, 考虑到河北和内蒙古两地的电力消费结构中高耗能产业占据较大比重, 而在未来五年我国高耗能产业又面临去产能化等一系列挑战, 假设届时其利用小时数低于华北电网平均水平; 江苏和广东两个省份的火电利用水平略高于其所在区域电网平均水平, 假设届时仍高于所在区域电网平均水平。根据课题组的估算, 假设 2020 年河北省煤电利用小时数 4100 小时, 内蒙古煤电利用小时数 4000 小时, 江苏省为 4200 小时左右, 广东省约为 3500 小时。我们根据对 2020 年各省份利用小时数的预判分别设定小时数变化的敏感性区间并计算不同降幅下煤电预期内部收益率。由于各省实际情况不同, 具体设定为内蒙、江苏二省分别下降 300 小时、500 小时和 1000 小时, 河北、广东二省分别下降 100 小时、300 小时和 800 小时, 如下图:

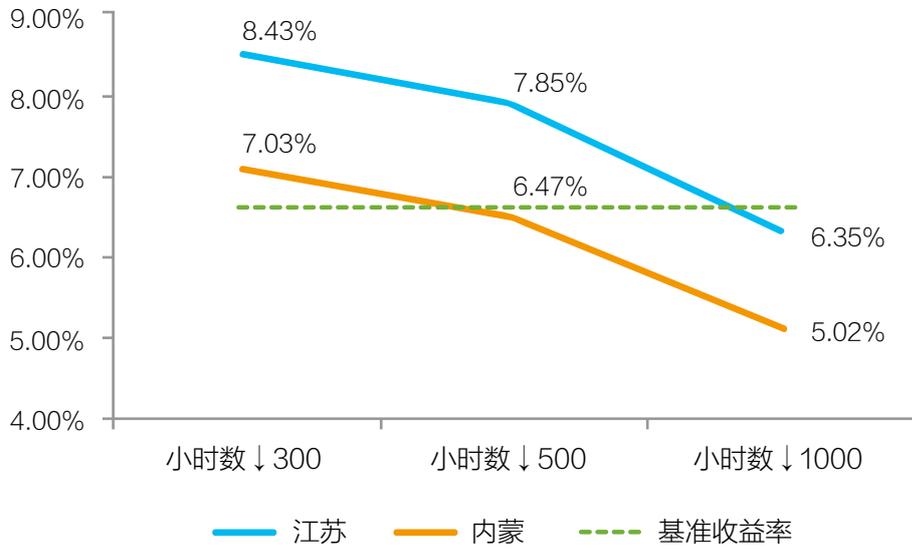


图 5- 2 利用小时数变动下江苏、内蒙全投资内部收益率

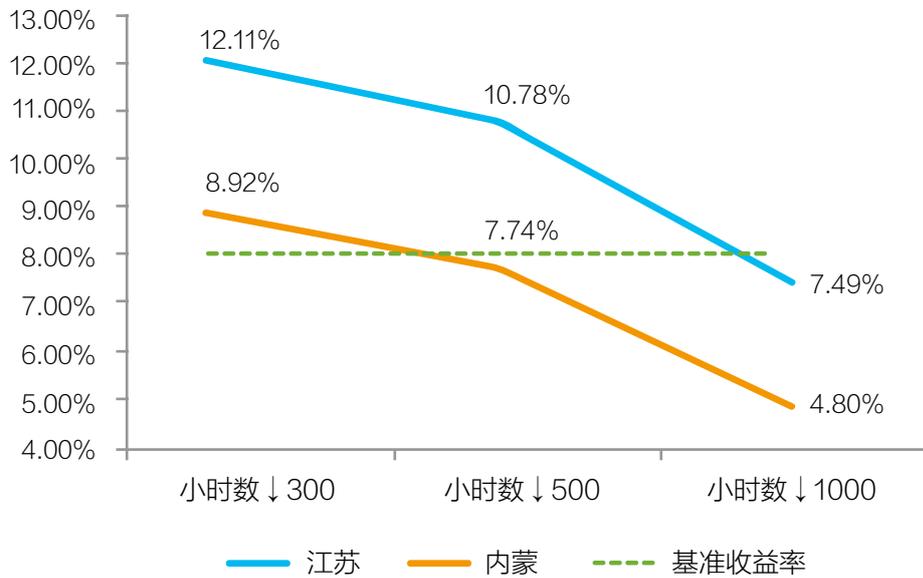


图 5- 3 利用小时数变动下江苏、内蒙自有资金内部收益率

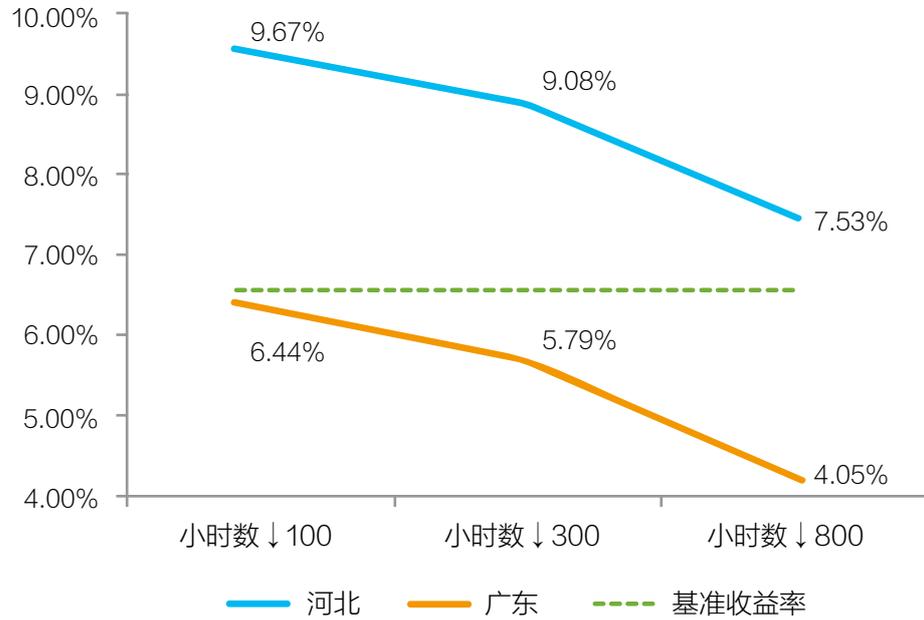


图 5-4 利用小时数变动下河北、广东全投资内部收益率

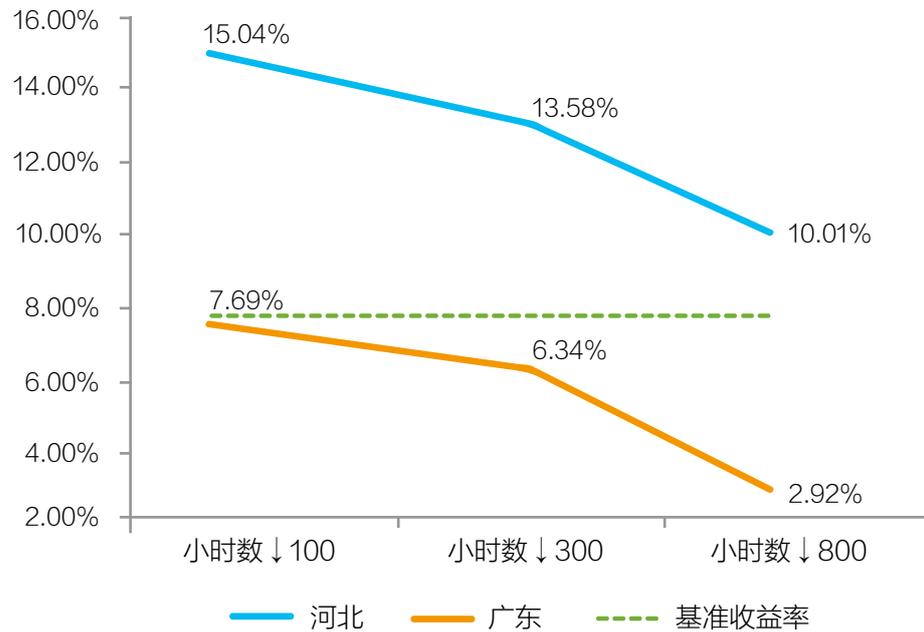


图 5-5 利用小时数变动下河北、广东自有资金内部收益率

由上图可以看到，当利用小时数下降幅度依次递增时，各省 60 万千瓦煤电项目的全投资和自有资金投资内部收益率依次下跌。内蒙和江苏在利用小时数下降 300 小时时尚能收回投资，但当小时数下降 500 小时时，内蒙的煤电项目全投资和自有资金投资内部收益率跌至行业基准收益率以下；小时数下降 1000 小时后，江苏省也发生同样情况。当利用小时数仅下降 100 小时，广东省就无法在寿命期内收回投资，典型省份中只有河北省的煤电项目经济性尚可（4100 年利用小时），能保证收回投资。

b. 煤炭价格敏感性分析

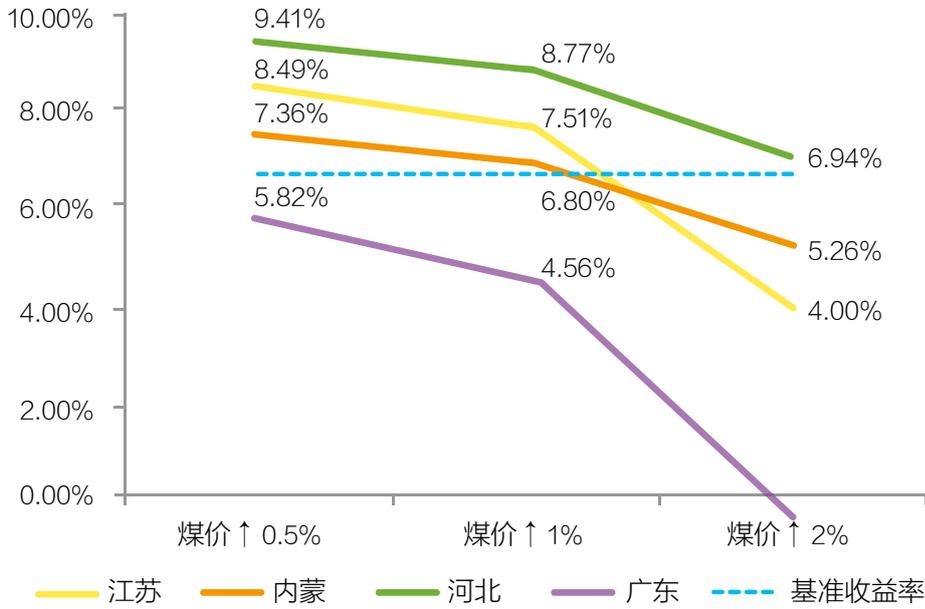


图 5-6 煤炭价格变动下全投资内部收益率

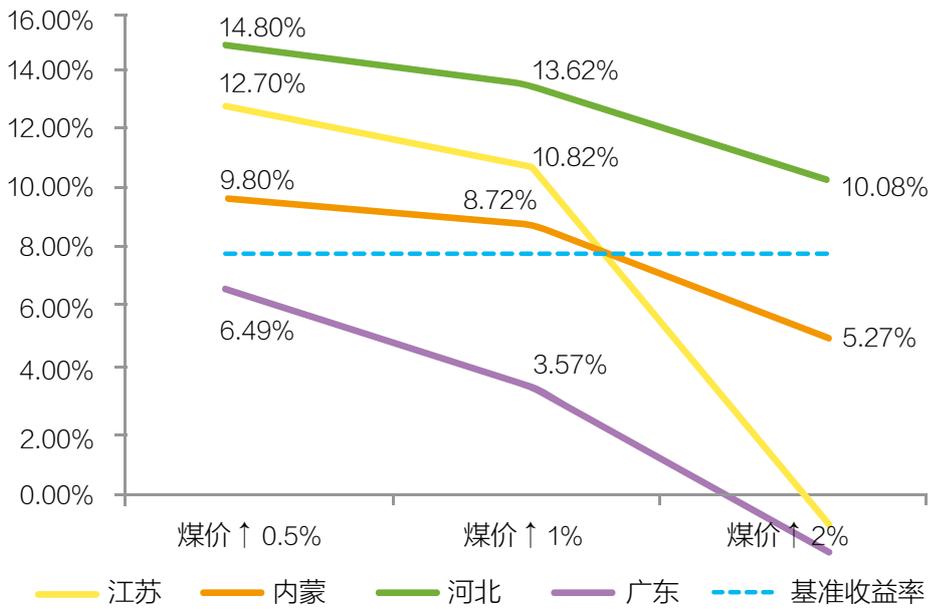


图 5-7 煤炭价格变动下自有资金内部收益率

煤炭价格对于煤电厂的收益是很关键的敏感性因素，目前我国极低的煤价也是煤电厂效益良好的重要原因之一。然而煤价走低的态势已经持续了很多年，到 2020 年很可能触底反弹迎回上涨，在这里假设了上涨 0.5%，1% 和 2% 三种情况。需要注意的是这里假设：1）或者煤电联动机制仍然有效，但煤价涨幅未触发联动机制⁶；2）或者随着市场化煤电联动已退出历史舞台，因此电价主要受电力供需决定，尽管煤价上涨，但是由于供需失衡，发电企业需自己消化煤电上涨的压力。从上图得知，煤价上涨 0.5% 时，广东省煤电项目就已无法收回全投资和自有资金投资，其他省份的煤电项目尚能保持经济性。但当煤价上涨 2% 时，除了河北勉强可维持经济性以外，江苏、内蒙、广东三省煤电项目的全投资和自有资金内部收益率均跌至行业基准收益率以下，寿命期内无法收回投资。

c. 直购电价格敏感性分析

随着电力市场的形成，直购电价格将会进一步走低。本报告在敏感性分析中设定了到 2020 年直购电价在 2015 年的基础上进一步下降 1 分，2 分和 3 分三种情况。当直购电价下降 1 分钱时，广东省煤电项目的全投资和自有资金内部收益率就已跌至行业基准收益率之下。当直购电价下降 2 分钱时，内蒙古也会发生同样情况，寿命期内无法收回投资；当直购电价降幅达到 3 分钱时，只有江苏和河北省的煤电项目能勉强在寿命期末收回投资。按照近两年的市场形势，2020 年直购电价平均降幅超过三分钱（即与标杆电价同幅度下调）已是预料之中，届时如何收回投资将是发电企业必须面对的难题。

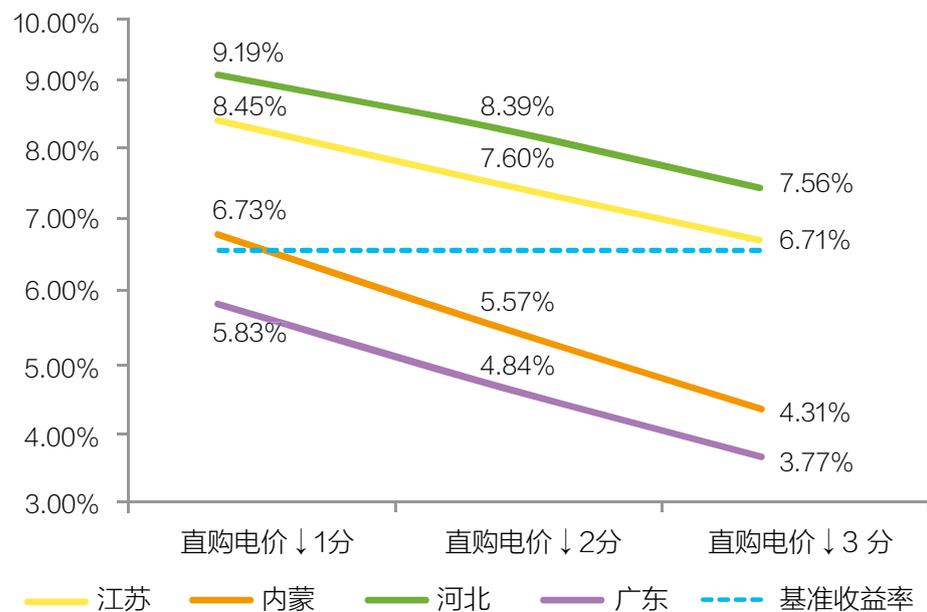


图 5-8 直购电价格变动下全投资内部收益率

6、根据发改委关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知，本报告中煤价涨幅的设定未触发煤电联动机制，即发电企业内部消化煤价上涨成本。具体为：“当周期内电煤价格与基准煤价相比波动不超过每吨 30 元（含）的，成本变化由发电企业自行消纳，不启动联动机制”。



图 5-9 直购电价格变动下自有资金内部收益率

d. 排污费敏感性分析

未来各省提高排污费（税）率标准是大势所趋。本报告在这一敏感性因素的分析上假定了在 2020 年 SO₂ 和 NO_x 排放标准分别提高到 2000 元 / 吨，6000 元 / 吨⁷（介于上海市 2015 年和 2017 年排污费标准之间）^[26] 和 10000 元 / 吨（相当于现在北京的标准）^[27] 这三种情况。通过下图也可看出随着排污费标准的提高，各省份煤电项目的内部收益率依次下滑。具体来看，当排污费从 2000 元 / 吨提升到 10000 元 / 吨时，各省全投资内部收益率均下降 0.6 个百分点左右，自有资金内部收益率降幅更达到了 1 个百分点以上，尤其广东在排污费提高到 6000 元 / 吨时全投资和自有资金内部收益率均跌至行业基准收益率之下。尽管未来各省排污费征收均提高到北京市地方标准不现实，但上调已是必然趋势，未来愈来愈严格的环境要求无疑是对煤电厂经济性的一大挑战。

7、上海市 2015 年二氧化硫、氮氧化物的排污费标准为 4000 元 / 吨，2017 年分别是 7000 元和 8000 元 / 吨，报告对这两种污染物排放费的设定介于 2015 与 2017 年之间，取 6000 元 / 吨。

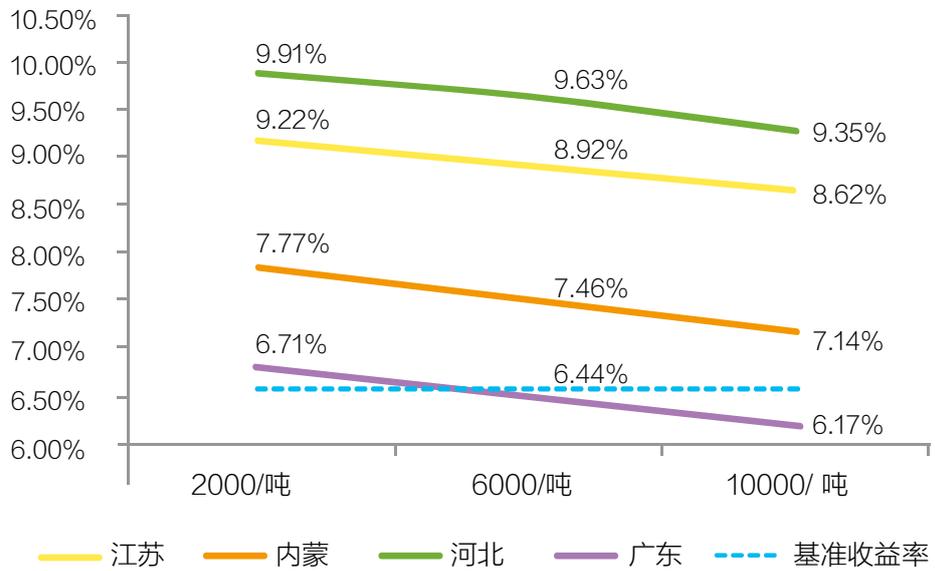


图 5-10 排污费变动下全投资内部收益率

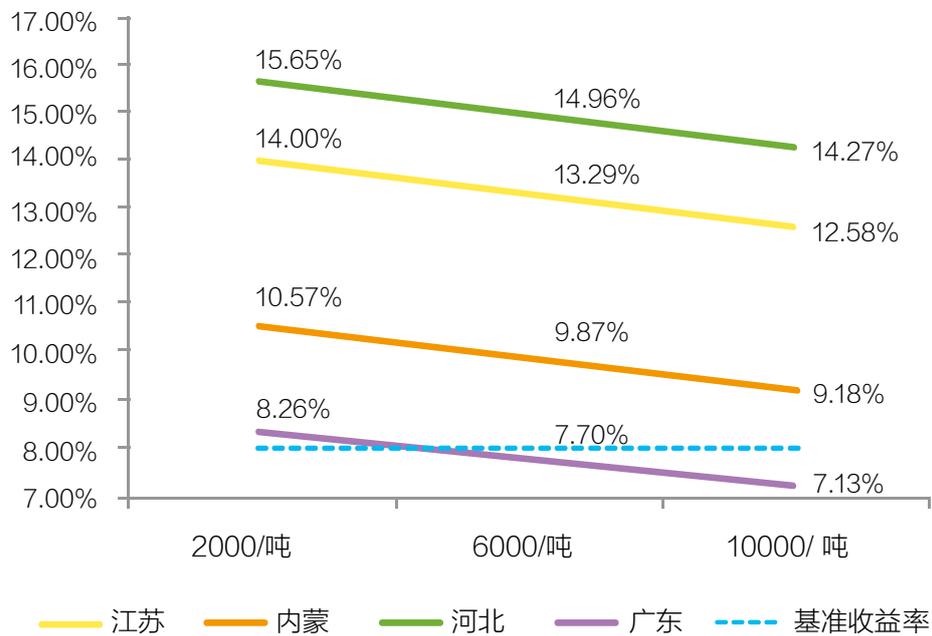


图 5-11 排污费变动下自有资金内部收益率

e. 燃煤电厂单位投资成本敏感性分析

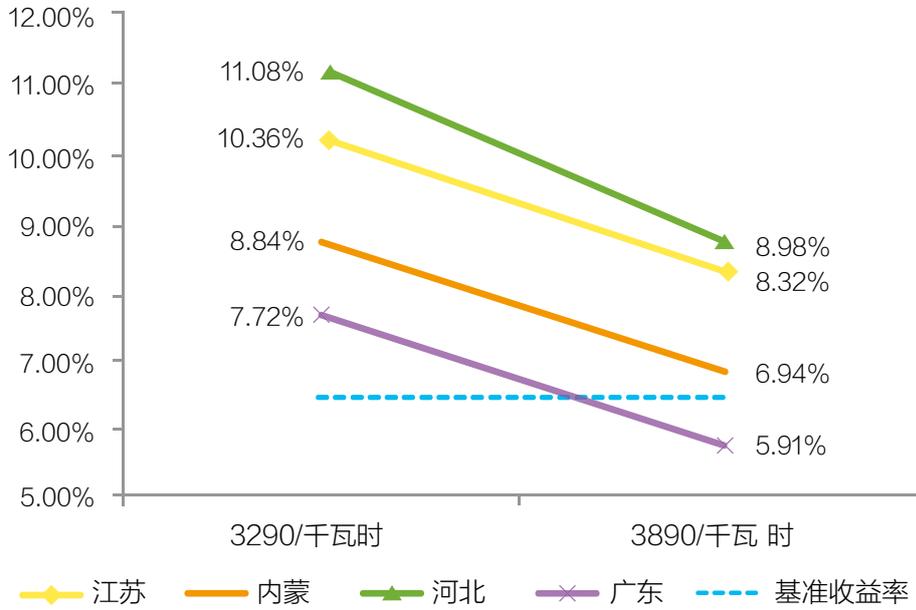


图 5- 12 单位投资成本变动下全投资内部收益率

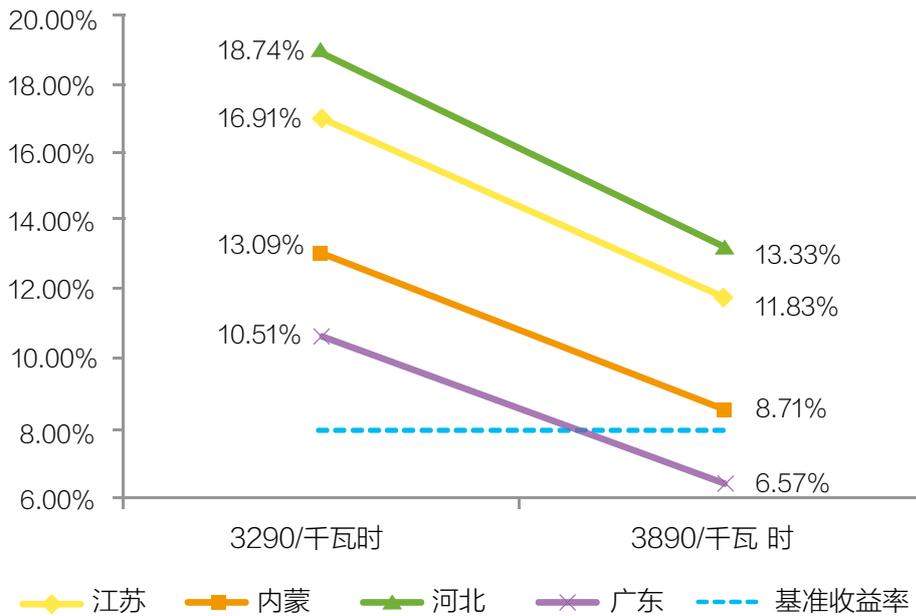


图 5- 13 单位投资成本变动下自有资金内部收益率

单位投资成本也是一项影响煤电企业经济效益的敏感性因素，鉴于 2018 年以后所有机组的环保改造都应完成，届时国家将终止环保电价政策，剩余改造成本将由发电企业自己承担。我们在 3590 元/千瓦单位投资的参数上设定上下 300 元的敏感性分析区间，计算各省煤电项目的投资内部收益率。敏感性分析表明，如果未来因环保和其它合规成本提高导致电厂单位投资造价上升，电厂的盈利能力会受到进一步挤压。从上图可看到，单位投资成本若是上升到 3890 元，各省全投资内部收益率均下降 2 个百分点左右，自有资金内部收益率均下降 4-5 个百分点左右，值得注意的是广东省煤电项目全投资和自有资金内部收益率均已跌至行业基准收益率之下。

f. 综合敏感性分析

在各项敏感性因素中，2020 年利用小时数大幅下降和直购电价水平进一步下调是最有可能发生的情况，本报告在这两个敏感性因素的设定上考虑变动最大的情况，对上述分析中煤电项目经济性最好的两个省份河北、江苏进行综合敏感性分析。结果如下：

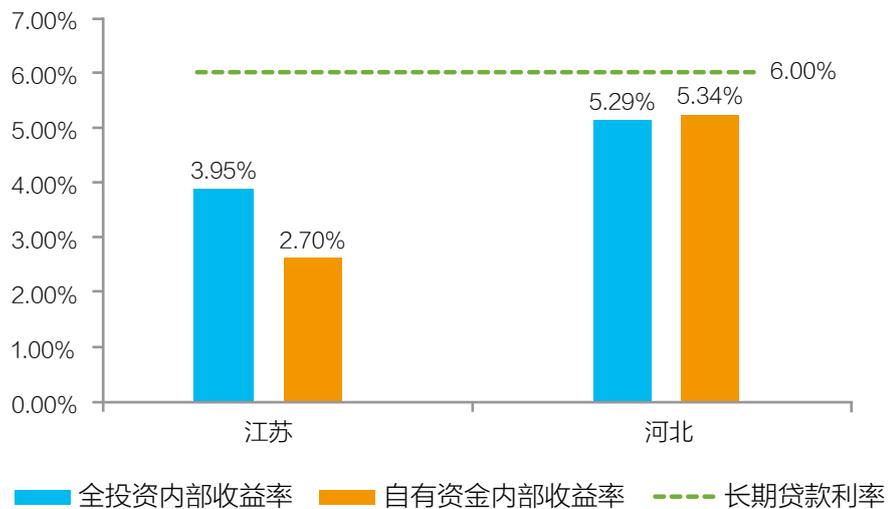


图 5-14 综合性敏感性分析下的内部收益率

可以看到，在利用小时数和直购电价的综合影响下，两个典型省份煤电项目的经济性严重恶化，全投资和自有资金投资内部收益率均跌至行业基准收益率以下，甚至双双低于银行长期贷款利率 6%。也就是说，在考虑利用小时数和直购电价降低后，即便是 2015 年盈利能力最好的河北和江苏，“十三五”期间这些省份的煤电项目也无市场前景。

6. 煤电发展的政策前景讨论

6.1 煤电投资逆势而上的经济解释

中电联发布的《2016 年度全国电力供需形势分析预测报告》指出，2015 年全国主要电力企业合计完成电源投资 4091 亿元、同比增长 11.0%。全国净增发电装机容量 1.4 亿千瓦，创年度投产规模历史新高。全年净增火电装机 7202 万千瓦（其中煤电 5186 万千瓦），为 2009 年以来年度投产最多的一年，年底全国全口径火电装机 9.9 亿千瓦（其中煤电 8.8 亿千瓦、占火电比重为 89.3%），同比增长 7.8%^[1]。

与此同时煤炭经济下行现已持续了三年多。2015 年以来，动力煤价格下降已超过三成，目前煤炭价格已经跌回 2004 年末的水平。在电力供应能力充足，火电发电量持续负增长，设备利用小时数不断下降的情况下，还有众多火电项目得到批复并完成投资。煤炭价格的大幅下降导致火电发电成本下降，使得火电项目投资积极性不降反升。



数据来源：国家发改委、广发证券、无所不能

图 6-1 历次电煤价格和电价调整情况 [28]

2006-2008 年经济高速增长，煤电矛盾凸显，2008-2012 年期间，煤炭价格处于历史高位，国家多次上调上网电价和销售电价，煤炭企业占据优势。2012 年后至今，煤炭价格不断下降甚至已达到 2004 年末的水平，政府又逐步下调销售电价和上网电价，但调整幅度不及煤价下降幅度，对发电企业有利 [28]。

一边是电力供应能力充足、火（煤）电发电量持续负增长、设备利用小时数同比大幅下降；一边是各地新批火（煤）电项目众多、电力需求增速放缓下煤电投资却仍逆势而上。根据本报告的分析，不难发现主要原因是煤电标杆电价调整幅度不够且调整期滞后，投资煤电项目依然有利可图。但同时分析也显示出，2016 年后煤电项目的盈利预期将很快会被逆转。

6.2 煤电投资持续高位的负面影响

6.2.1 对中国能源转型的经济影响

能源产业作为支柱产业，在国民经济发展中举足轻重。电力作为能源体系的主体，也是能源行业甚至其他行业的枢纽。中国以煤炭为主的高碳、高污染的能源消费模式正向着煤炭清洁化、减量化和替代化方向转型。煤电投资的持续高位不会对中国能源往可再生能源的转型产生助力，更会使得大量资金浪费在注定淘汰的产业当中。同时我国国家自助贡献文件也明确了 2030 年的自主行动目标：二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值并争取尽早达峰、非化石能源占一次能源消费比重达到 20% 左右。大量投资煤电显然是与实现这些目标背道而驰。

6.2.2 对发电企业的经济影响

“市场煤”与“计划电”的不对接使得煤电矛盾多年难以缓和，煤电博弈下对于煤电投资更需要谨慎。2015 年前三季度，火电行业营业利润总额为 1709 亿元，同比增长 12%；度电利润为 5.4 分，同比增长 0.5 分；毛利率为 24.3%，同比增长 2.4 个百分点 [29]。市场上煤炭价格持续下跌，短期来看电力企业是能从中获得较高的利润。本报告的分析已清晰地表明，从长期来看，随着一系列国家电力改革政策的出台，发电企业继续新建燃煤电厂很可能面临着经济效益受损和投资无法收回的局面。电力企业的这种短视投资行为更是与深化国有企业改革的目标背道而驰。

6.2.3 对生态环境的影响

《噬水之煤(煤电基地开发与水资源研究)》中重点关注的 14 个亿吨级大型煤炭基地及 9 个千万千瓦级大型煤电基地,多分布在生态脆弱的西部地区(如准东、宁东)^[30]。安徽淮南煤炭基地引发的塌陷、山西采煤区悬空村、蒙东煤炭基地露天煤矿造成草原大面积塌陷都应该引起反思;作为高耗水行业,在这些水资源匮乏地区大建燃煤发电项目无疑加剧了区域水资源危机。燃煤电厂的过度投资更会加剧温室气体减排压力。

6.3 煤电调控政策的演化

6.3.1 2015 年煤电调控政策脉络

随着 2014 年以来煤电项目核准权的逐步下放,2015 年煤电新核准项目规模达到了“史无前例”的规模,2015 年下半年各方展开了关于煤电产能过剩与投资泡沫问题的大讨论。简单梳理不难发现,主管部门的煤电调控政策力度迅速升级,体现出了很强的行政效能与政策执行力。

1) 2015 年 10 月国家发改委、能源局《关于做好电力项目核准权限下放后规划建设有关工作的通知》^[31],明确了要建立构建“‘规划、政策、规则、监管’协调一体的电力项目规划建设管理新机制、确保核准权限下放后‘权力与责任同步下放、调控与监管同步强化’”。这是主管部门在项目核准权下放后地方政府“开闸放水”核准煤电项目的第一次正式回应。

2) 2015 年 12 月 29 日召开的 2016 年全国能源工作会议上,国家能源局明确要“有序发展煤电,有效控制煤电产能规模”^[32]。从措辞上解读,此时主管部门对于是否存在煤电产能过剩问题尚未明确表态。

3) 2016 年 2 月 18 日,国家能源局召开全面深化改革领导小组会议,努尔·白克力局长提出“要化解煤电过剩产能”。对存在电力冗余的地区要根据实际情况,取消一批不具备核准条件的项目,暂缓一批煤电项目核准,缓建一批已核准项目^[33]。在 3 月 22 日发布的《2016 年能源工作指导意见》中,政策基调是“控制煤电产能规模”^[34]。

4) 2016年3月17日,媒体报道了国家发改委、国家能源局联合下发的特急文件《关于促进我国煤电有序发展的通知》(目前主管部门网站尚未正式发布),正式明确了“建立风险预警机制”、“严控煤电总量规模”、“有序推进煤电建设”等煤电调控措施 [35]。

5) 2016年4月12日,媒体报道了“煤电规划建设风险预警机制已火速出台”,并披露了2019年煤电规划建设风险预警信息 [36]。

6.3.2 煤电规划建设风险预警机制及其简要评价

根据南方能源观察的报道 [36],煤电规划建设风险预警机制指标体系由三部分构成:煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指标和资源约束指标,分别按绿色、橙色和红色评级。

煤电建设经济性预警指标是基于3年后各省(区、市)新投运煤电项目的投资回报率。投资回报率低于当期中长期国债利率的为红色预警;在当期中长期国债利率至一般项目收益率(电力项目通常为8%)为橙色预警;高于一般项目收益率为绿色。

煤电装机充裕度预警指标是基于3年后各省(区、市)电力系统备用率:煤电装机明显冗余、系统备用率过高的为红色预警;煤电装机较为充裕、系统备用率偏高的为橙色预警;电力供需基本平衡或有缺口的,系统备用率适当或偏低的为绿色。

资源约束指标是基于各省(区、市)的大气污染物排放、水资源量、煤炭消费总量以及其他相关资源情况,只分红色、绿色两个等级。大气污染形势严峻、水资源量不足、煤炭消费总量亟需控制,或者存在其它资源约束煤电规划建设的,该项指标为红色,其余为绿色。

依据上述预警指标体系,国家能源局将于每年的1月份发布分省煤电规划建设风险预警提示。最终的风险预警评级结果由三个指标中的最高评级确定,预警程度由高到低分别为红色、橙色和绿色。红色预警结果表示存在电力冗余或有政策不允许新建煤电项目,地方政府应暂缓核准煤电项目,企业也应慎重决策项目开工。橙色预警则表示电力较为充裕,建议地方政府和企业慎重决策煤电项目。绿色结果表示正常,地方政府和企业可以根据电力需求合理推进煤电项目规划建设。

此次首次发布的预警年份为 2019 年。预警结果显示，28 个省级电网区域的预警状态为最严峻的“红色”，只有江西省、安徽省和海南省目前为绿色状态，湖北省为“橙色”状态。

煤电装机充裕度是最为严峻的一项指标，24 个地区为红色预警。除了江西、安徽和海南三省外，仅河北的冀南地区、四川和云南为“绿色”预警，即仅有 6 个省级电网区域的燃煤发电机组维持合理的利用率。

煤电建设经济性指标方面，共有 14 个地区为红色预警，其余 17 个地区为绿色。资源约束指标上表现出了较强的地域倾向。京津冀和山东地区中的 5 大省级电网区域全部为红色预警。长江三角洲经济区中的上海、江苏和浙江 3 省全部为红色预警。珠三角经济区所在的广东省，其预警结果亦为红色。

课题组认为，主管部门在如此短的时间内建立了较为完善的煤电规划建设风险预警机制，这一方面充分表明了煤电投资和新核准项目逆势增长的势头之猛，另一方面也充分表明了主管部门抑制煤电产能过剩的决心和进一步调控的政策空间。结合本报告的量化经济性分析结果，这一预警机制还存在如下改进空间：

第一，以三年展望期为时间窗口预警，固然与煤电项目建设期相吻合，但与能源电力规划相配合，煤电装机充裕度指标还应进行五年展望期预警。

第二，资源约束指标尽管从设计思路上要综合考虑各省（区、市）的大气污染物排放、水资源量、煤炭消费总量以及其他相关资源情况，从实际预警信息来看红色预警区域主要是空气质量重污染区域，水资源约束指标尚未真正内化。内蒙、山西、新疆、陕西、宁夏这些煤炭基地省份的水资源压力巨大，资源约束指标依然显示为绿色。

第三，从煤电建设经济性预警指标来看，包括内蒙古、新疆、浙江、广东、河北等在内的 17 个省区预警结果依然显示为绿色，即 2019 年这些省区的新建煤电项目回报率仍可高于正常项目收益水平之上。本报告系统、详实经济性展望结果表明，受标杆上网电价下调、利用小时数进一步降低等因素的影响，新疆、内蒙古、广东的煤电项目经济性预警结果应已达到红色，河北的煤电项目多重因素综合作用下也已达橙色预警级。

7. 研究结论

7.1 研究发现

本报告首先简要分析了典型省份煤电项目的经济性现状，在“十三五”电力市场竞争和机组利用率持续恶化等发展外部环境的预期变化下，对煤电企业的经济效益前景进行了系统研究。结论如下：

- (1) 煤炭价格的持续走低使各省煤电企业发电成本降低，而标杆上网电价调整幅度不足使得煤电企业获得了空前的超额利润。比较各省当前实际标杆上网电价与平准发电成本，发现除了内蒙和新疆（2-3 分钱度电超额利润）外，其它典型省份的度电超额利润均在 5-8 分钱。这样的超额利润助长了煤电企业的投资热情，也导致了地方政府在经济下行压力下对煤电项目的过度倚重，并助长其逆势投资。本报告认为，需求大幅走低和低碳转型升级的环境下，这“一低一高”是煤电投资“高烧不退”的主要经济动因。
- (2) “十三五”期间，煤电发展的外部环境必将发生巨变，煤电企业的经济性将会受到影响。在政策和环境约束愈加严格、碳排放压力加大、电力市场化下价格竞争加剧的情况下，除河北、江苏外，其余典型省份的煤电项目都无法达到基准收益水平，无法在寿命期内收回投资。再考虑到机组利用率以及直购电价降幅两个敏感性因素的变化，各典型省份的煤电项目都无法在寿命期收回投资，投资前景黯淡。

7.2 政策建议

制订适应经济新常态的电力发展规划是基础工作。2016 年是“十三五”规划的开篇之年，也是“十三五”能源规划和电力规划的制订之年。建议国家有关部门及早研究出台适应经济新常态的电力发展规划，规划应为低碳电力转型和完成 2030 年 20% 非化石能源目标打足提前量，本着清洁能源与需求侧资源优先原则从严规划煤电发展目标，为煤电投资的逆势增长勒紧缰绳。对电力明显冗余省份、大气污染防治重点区域和水资源红色预警地区，不再安排新增煤电规划建设规模。在继续深化审批制度改革的前提下，要强化全国规划指导省级规划、规划指导项目核准原则，并完善项目决策后评估和责任追究制度。

抑制煤电企业盲目投资、合理调控煤电产能规模是当务之急。根据目前的在建规模和需求增长形势，建议主管部门在严格执行煤电“急刹车”特急文件的基础上：1) 健全动态煤电规划建设风险预警机制。在煤电装机充裕度预警方面，应综合考虑已有电源、在建规模和外调电源后，充分发掘需求侧潜力，科学评估各省区煤电过剩程度。对在建煤电规模可满足未来三年电力需求的省区实施橙色预警，对在建规模可满足未来五年电力需求的省区实施红色预警。细化资源约束指标体系，充分考虑水资源压力对煤电项目的预警约束力。完善煤电建设经济性预警指标，充分考虑利用小时数下降、标杆电价下降、市场化竞争、碳成本和污染物减排成本内化等因素对煤电经济性的影响。2) 采取“取消一批、缓建一批、冻结核准”方式对煤电项目进行分类调控。取消全部不具备核准条件的煤电项目；橙色预警省份 2018 年前煤电项目全部缓建，核准未建项目（民生热电除外）全部取消；红色预警省份 2020 年前煤电项目全部缓建，核准未建项目（民生热电除外）全部取消；“十三五”期间全部冻结核准新建煤电项目，资源不足地区的电力供应能力应通过强化跨省区资源配置来保障，这样也可部分缓解大面积的煤电过剩问题 [37]。

坚持市场化是根本之策。按照“管住中间、放开两头”的原则稳步推进电力市场化，在输配电价改革到位的基础上，有序放开上网侧和零售侧价格，让有效的价格信号在引导电源投资中发挥基础性作用。唯有市场化才能打破发电企业对利用小时数和上网电价的超稳定预期，从而逐步建立真正市场化的电源投资机制。建议 2015 年及之后新投运的煤电项目不再核准年度发电计划，全部直接参与电力市场；按照业已明确的发用电计划放开时间表稳步推进市场化建设。另外，在市场化的进程中，政府更应注重自身角色的调整，应通过建设全国碳市场、提高污染费（税）标准等措施逐步纠正燃煤发电负外部性，给可再生能源发展提供更加公平的市场环境 [38]。

通过上述措施，“悬崖勒马”有效控制煤电逆势投资势头，力保 2020 年煤电利用小时数仍能保持在 4000 小时左右，避免出现全行业长期亏损的境地。

8. 附录

附表 1: 参数设置依据说明

参数	依据与说明
单位投资成本	中国电力企业联合会，电力发展报告 2015：2014 年 60 万千瓦燃煤电厂单位造价分析
年利用小时初始值	国家能源局：2014 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况统计
财务参数（自有资金率、贷款期限、折旧年限自有资金回报率、年利息率等）	自有资金率、自有资金回报率由行业惯例取得，贷款期限（15 年）规定短于折旧年限（20 年），年利息率（贷款利率）由多期长期贷款利率综合估计得出
发电煤耗降低率	国家能源局：煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）
电厂自用率	发电厂的厂用电率与电厂的类型、机械化和自动化程度、燃料种类及蒸汽参数等因素有关。本文选取纯凝式发电机组，凝汽式电厂厂用电率为 5%-8%，本报告选取数据 5%
发电水耗	中国电力企业联合会：2014 年全国 600MW 火电机组能效对标数据
煤炭硫分、煤炭 SO ₂ 排放因子、煤炭 CO ₂ 排放因子、煤炭 NO _x 排放因子	基于工业污染物产生和排放系数，煤炭硫分：我国硫分小于 1% 的煤为低硫煤，所以我们报告中设定煤炭硫分为 1%。
增值税、企业所得税率、城市维护建设税、教育附加税、房产税、燃料进项税、材料进项税、水进项税和土地使用税	基于国家颁布的税法和相关法则
大修费率、保险费率、材料和其他费用等	根据发电企业的管理定额设定（如《中国华电集团公司材料费、检修费限额标准》）
职工工资和保险福利附加	典型企业调研数据和国家劳动分配政策
排污费	北极星节能环保网、光明网、新浪网等报道的有关省份污染费率政策，1.2 元 / 污染当量（折 1.26 元 / 公斤 =1260 元 / 吨）
燃料成本	国家发展和改革委员会价格监测中心：11 月份中国电煤价格指数
直购电比例	北极星电力网报道：直购电十年历程
工业用水水费	各省水费查询网

附表 2: 全投资现金流量表项目说明

序号	项目	取数说明
1	现金流入	1.1+1.2+1.3
1.1	产品销售(营业)收入	取自“利润表”
1.2	回收固定资产余值	根据总投资与残值率计算得到
1.3	回收流动资金	取自“流动资金估算表”
2	现金流出	2.1+2.2+2.3+……+2.7
2.1	固定资产投资	取 LCOE 模型中的总投资与脱硫脱硝投资
2.2	流动资产投资	取自“流动资金估算表”
2.3	经营成本	取 LCOE 模型中的固定成本与可变成本
2.4	排污费	根据排放量与排放价格计算得到
2.5	碳排放	基于碳市场假设计算得到
2.6	销售税金及附加	取自“销售税金及附加表”
2.7	所得税	取自“利润表”
3	税后净现金流量(1-2)	1-2
4	税后累计净现金流量	本年税后净现金流量 + 去年税后累计净现金流量

附表 3：自有资金现金流量表项目说明

序号	项目	取数说明
1	现金流入	1.1+1.2+1.3
1.1	产品销售（营业）收入	取自“利润表”
1.2	回收固定资产余值	根据总投资与残值率计算得到
1.3	回收流动资金	取自“流动资金估算表”
2	现金流出	2.1+2.2+2.3+……+2.7+2.8
2.1	自有资金投入	取 LCOE 模型中的数据
2.2	长期借款本金偿还 + 借款利息支付	取 LCOE 模型中的数据
2.3	流动资金借款还本付息	取自“流动资金估算表”以及短期借款利息
2.4	经营成本	取 LCOE 模型中的固定成本与可变成本
2.5	排污费	根据排放量与排放价格计算得到
2.6	碳价	基于碳市场假设计算得到
2.7	销售税金及附加	取自“销售税金及附加表”
2.8	所得税	取自“利润表”
3	税后净现金流量	1-2
4	税后累计净现金流量	本年税后净现金流量 + 去年税后累计净现金流量

注：根据全投资现金流量表与自有资金现金流量表中的“税后累积净现金流量”分别计算内部收益率、静态投资回收期与动态投资回收期。

9. 参数文献

- [1] 中国电力企业联合会 . 2016 年度全国电力供需形势分析预测报告 . 2016
<http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2016-02-03/148763.html>
- [2] 绿色和平 . 中国煤电产能过剩与投资泡沫 . 2015
- [3] 袁家海, 徐燕, 等 . 电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究 [R]. 2015
- [4] 傅家骥, 全允桓 . 工业技术经济学 . 1996
- [5] 中国电力企业联合会 . 2014 年电力统计基本数据一览表 . 2015
- [6] 中国电力企业联合会 . 中国电力工业现状与展望 . 2015
- [7] 绿色和平 . 2015 年中国煤电逆势投资的后果 . 2016
- [8] 中国电力企业联合会 . 2013 年电力统计基本数据一览表 . 2014
- [9] 中国电力企业联合会 . 2011 年电力统计基本数据一览表 . 2012
- [10] 国家能源局 . 2014 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况 . 2015.
http://www.nea.gov.cn/2015-01/21/c_133936073.htm
- [11] 国家能源局 . 2015 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况 . 2016.
http://www.nea.gov.cn/2016-01/29/c_135056890.htm
- [12] 国家环保部, 国家发展和改革委员会, 国家能源局 . 全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案 . 2015
- [13] 国务院 . 能源发展战略行动计划 (2014-2020 年) . 2014.
- [14] 北极星电力网 . 前瞻十三五可再生能源规划: 新增 2.3 万亿投资风电装机 2.5 亿千瓦 . 2016
<http://news.bjx.com.cn/html/20160129/705742.shtml>
- [15] 北极星电力网 . 【深度】2015 年大用户直购电的基本形势与思考 . 2015
<http://news.bjx.com.cn/html/20150831/658185.shtml>
- [16] 中国能源网 . 规范大用户直购电是新电改突破口 . 2016
http://www.cnenergy.org/dl/hd/201603/t20160311_275822.html
- [17] 国家能源局 . 国家能源局发布 2015 年全社会用电量 . 2016
http://www.nea.gov.cn/2016-01/15/c_135013789.htm
- [18] 北极星电力网 . 浙江 355 家企业入围 “直购电” 试点一年可省 6 亿电费 . 2016
<http://psd.bjx.com.cn/html/20160118/702018.shtml>
- [19] 北极星电力网 . 山西、内蒙、宁夏、新疆、陕西、甘肃直购电十年总结 . 2015
<http://psd.bjx.com.cn/html/20151223/694303.shtml>
- [20] 华夏时报网 . 上网电价明年起下调三分钱电企利润将消失上千亿 . 2015
<http://www.chinatimes.cc/article/52312.html>
- [21] 国家发展改革委, 建设部 . 建设项目经济评价方法与参数 [M]. 北京: 中国计划出版社, 2006
- [22] 中国财经网 . 上网电价明年拟下调 3 分钱 . 2015
<http://finance.china.com.cn/roll/20151211/3490550.shtml>
- [23] 北极星电力网 . 七地试点碳市场差异较大首批试点包括电力等六大行业 . 2015
<http://news.bjx.com.cn/html/20150824/655970.shtml>
- [24] 中国能源报 . 关注 | 山西电改综合试点获批 2017 年电力直接交易量占比将达 30%. 2016
<http://api.weixin.soften.cn/view.php?id=56c192ef8ead0e7f278b4568>
- [25] 国家能源局 . 2013 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况 . 2014.
http://www.nea.gov.cn/2014-02/10/c_133103830.htm
- [26] 东方网 . 上海明年起排污费大涨经济杠杆倒逼企业治污 . 2014.
<http://sh.eastday.com/m/20141206/u1ai8477870.html>
- [27] 央广网 . 北京四项主要污染物排污将按 “多排放多负担” 收费 . 2013.
http://news.cnr.cn/native/city/201312/t20131214_514401554.shtml
- [28] 北极星电力新闻网 . 煤电降价我们关注的是这些投资机会 ! . 2015.
<http://news.bjx.com.cn/html/20160111/699767-5.shtml>

- [29] 华中国电电力集团 . 2016 年中国电力行业发展趋势及盈利水平预测 . 2016.
<http://www.hzgd.com.cn/zx/hy/20160105/2657.html>
- [30] 中国科学院地理科学与资源研究所, 陆地水循环与地表过程重点实验室 .《噬水之煤 (煤电基地开发与水资源研究)》[M]. 北京 : 中国环境科学出版社 , 2012
- [31] 国家发改委, 国家能源局 .《关于做好电力项目核准权限下放后规划建设有关工作的通知》. 2015
- [32] 国家能源局 . 2016 年全国能源工作会议在京召开 .2015.
http://www.nea.gov.cn/2015-12/29/c_134962308.htm
- [33] 国家能源局 . 努尔 白克力 : 积极推进能源领域供给侧结构性改革 .2016.
http://www.nea.gov.cn/2016-02/22/c_135120278.htm
- [34] 国家能源局 .《2016 年能源工作指导意见》.2016
- [35] 北极星电力网 .【政策原文】国家发改委 国家能源局关于促进我国煤电有序发展的通知 .2016.
<http://news.bjx.com.cn/html/20160331/721233.shtml>
- [36] 南方能源观察 . 国家能源局预警煤电风险 : 28 省亮红灯 , 14 省投资不划算 .2016.
<http://www.eothinker.com/eo/show.php?itemid=194>
- [37] 中国能源网 . 产能严重过剩 , 煤电建设遭遇大刹车 .2016.
<http://www.china5e.com/news/news-937233-1.html>
- [38] 国家能源局 .《国家能源局综合司关于征求做好电力市场建设有关工作的通知 (征求意见稿) 意见的函》.2016
- [39] 北极星电力网 .2014 年火电、水电、风电等装机、投资、造价等情况 .2015
<http://news.bjx.com.cn/html/20151209/689495-4.shtml>
- [40] 国务院 .《国务院关于调整固定资产投资项目资本金比例的通知》. 国发 (2009) 27 号
- [41] 北极星电力网 . 五大发电等电企供电煤耗与能效对标情况 .2015
<http://news.bjx.com.cn/html/20151202/687180-2.shtml>
- [42] 北极星节能环保网 . 内蒙古三部门联手对排污费征收标准进行调整 .2015
<http://huanbao.bjx.com.cn/news/20150917/664467.shtml>
- [43] 新华网 . 江苏 : 明年起上调排污费征收标准最高涨三倍 .2015
http://www.js.xinhuanet.com/2015-11/29/c_1117295604.htm
- [44] 新疆党建网 . 新疆调整排污费征收标准 .2015.
<http://www.xjkunlun.cn/bxsh/jj/2015/3516912.htm>[39] 新浪网 . 山西省焦化企业排污费将执行新标准 .2015
<http://finance.sina.com.cn/money/future/futuresnyzx/20150506/092422115953.shtml>
- [45] 中华人民共和国国家发展和改革委员会价格监测中心 . 中国电煤价格指数 .2015.
<http://jgjc.ndrc.gov.cn/Detail.aspx?newsId=1223&TId=741>
- [46] 国家级大同经济技术开发区 . 山西省统一水价 .2014.
http://www.detdz.gov.cn/news_show.asp?id=874
- [47] 天山网 . 乌鲁木齐水价 12 月 24 日起正式调整居民用水价格涨 5 角 .2014.
http://news.ts.cn/content/2014-12/23/content_10848077.htm
- [48] 内蒙古水费查询网 . 内蒙古水费查询 _ 内蒙古自来水价格查询 .2014.
<http://955sd.com/shuifei/neimenggu.html>
- [49] 江苏省水费查询网 . 江苏省水费查询 _ 江苏省自来水价格查询 .2014.
<http://www.955sd.com/shuifei/jiangsusheng.html>
- [50] 广州本地宝 . 广州工业用水多少钱一吨? .2012.
<http://gz.bendibao.com/news/201265/content99123.shtml>
- [51] 石家庄市水费查询网 . 石家庄市水费查询 _ 石家庄市自来水价格查询 .2014.
<http://www.955sd.com/shuifei/shijiazhuang.html>
- [52] 北极星节能环保网 . 国家发改委《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》(附价格调整表) .2016.
<http://huanbao.bjx.com.cn/news/20151230/696749.shtml>

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，致力于实践行动推进积极改变，保护地球环境与世界和平。绿色和平在中国大陆的工作涵盖以下几个方向：气候变化与能源，有毒有害物质防控，食品与农业，森林与海洋保护。

地址：中国北京市东城区东四十条甲 25 号嘉诚有树 B 座 303A

邮编：100007

电话：+86 (10) 65546931

传真：+86 (10) 64087851

www.greenpeace.cn

