



# 中国煤电成本分析与风险评估

Cost analysis and risk assessment of coal-fired plants in China

中国人民大学  
2022 年 4 月  
Renmin University of China  
April, 2022

## 关于作者

王 克 中国人民大学环境学院副教授

刘俊伶 哈尔滨工业大学（深圳）助理教授

王艳华 中国人民大学博士研究生

张宇宁 中国人民大学博士研究生

王甜甜 中国人民大学博士研究生

王佳邓 中国人民大学博士研究生

覃雁月 中国人民大学硕士研究生

---

## 免责声明

- 若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

## Disclaimer

- Unless otherwise specified, the views expressed in this report are those of the authors and do not necessarily represent the views of Energy Foundation China. Energy Foundation China does not guarantee the accuracy of the information and data included in this report and will not be responsible for any liabilities resulted from or related to using this report by any third party.
  - The mention of specific companies, products and services does not imply that they are endorsed or recommended by Energy Foundation China in preference to others of a similar nature that are not mentioned.
- 

# 摘要

煤电是提供电力电量的主体电源，也是我国碳排放的主要来源之一，惯性发展情景下煤电累积碳排放将达到 74.64Gt，煤电转型是达成“双碳”目标的必经之路。同时，终端部门电气化和电力部门脱碳将作为相互关联的组合拳，实现更大效力的减排贡献。因此，加快煤电为主体的传统电力系统向以新能源为主体的新型电力系统转变。

我国煤电机组是世界上最年轻高效的，平均机龄仅为 12 年，短期内快速转型的压力大。中国现存煤电项目中已出现大规模的亏损现象，经营形势严峻。与此同时，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显，可再生能源成本大幅度下降，挤压煤电盈利空间，给煤电企业转型增加了难度。我国地域辽阔，能源资源分布不均衡，燃煤发电的分布也存在明显的地域差异，各地对煤电的需求和定位有所不同，对我国煤电转型路径提出了更高要求。

煤电转型过程中，转型路径可能面临实施障碍与风险挑战，并面临不确定性因素冲击。在碳排放约束及电力系统转型大趋势下，需有序推进煤电转型，找准定位，处理好短期和长期的关系，实现平稳过渡。警惕转型过程中的电力供应安全、资产搁浅、宏观经济冲击、金融风险以及社会风险等。

通过建立动态的、考虑不确定性的、与中长期碳减排目标挂钩的煤电成本核算框架，从煤电机组的技术特征、装机规模、地区特征等入手为单个燃煤发电机组的财务成本进行建模，完善煤电厂的财务成本信息，形成了**中国煤电机组级成本数据库**。基于我国煤电碳锁定结果设计了煤电机组转型发展的相关情景，分析了不同煤电转型情景和价格变动对中长期煤电成本收益及风险的影响。

本研究着重从煤电转型风险的识别和量化两个方面开展了研究工作。一方面，短期内受价格波动影响、中长期受转型措施影响，煤电企业面临成本增加、收益下降的风险，进而导致企业发电意愿下降，影响电力供应安全；另一方面，煤电企业盈利能力下降，导致燃煤发电机组等高碳基础设施的资产价值下降即资产搁浅，进而对企业和金融机构的资产质量造成不良影响，造成信贷违约风险，甚至可能引起宏观经济危机，影响金融稳定。

首先，短期煤炭价格是造成煤电成本和收益变化的主要因素之一，且地区差异明显，西北地区、东北地区的多数省份及重庆、贵州受煤价影响明显，江

苏、浙江、广东和江西等省份燃煤发电上网高，抵御煤价变动的能力较强。秦 2021 年，全年平均电煤价格增至 1.6 倍，全国煤电机组 92.5% 出现经营亏损，且秦皇岛 5500 大卡动力煤在三季度最高的时候到过 2600 元/吨，按此增幅，**煤电企业受到高煤价、低电价的“两头挤压”，瞬时高煤价将使全国平均每度电亏损 0.369 元，局部时段、局部地区成本影响明显，严重影响电力供应安全。**

提前退役与灵活性改造等转型路径下也将造成煤电成本上升，就全国整体情况而言，提前退役导致成本提高 10% 左右，而灵活性改造导致成本提高 30% 左右。新疆、内蒙古、山西三个省份在灵活性改造情景下成本变动剧烈，尤其新疆，度电成本增长超过 50%。在提前退役情景下，煤电整体收益率低于 8%，新疆、甘肃、宁夏等省份将出现净现金流为负数的电厂，而灵活性改造情景下，煤电亏损的范围不断扩大，内蒙古、吉林等省份整体收益率也将低于 8%。

随着全国碳市场的启动，碳市场交易机制将提高煤电运营成本，煤电中长期运营状况可能将进一步恶化。低碳价情景（50 元/吨，50% 免费配额），全国平均度电成本增加 14.3%，与提前退役下受影响的电厂基本一致，受影响程度更高机组多为运行年限低于 10 年的机组。**碳价上涨至 100 元/吨，煤电成本提高 47.9%，度电成本提高 0.128 元，可能损害煤电保供的积极性。**

存量煤电机组是引起搁浅资产的主体，**提前退役、灵活性改造情景下我国煤电搁浅资产总规模分别为 1.90 万亿和 3.98 万亿元。**不同转型情景导致煤电搁浅资产的年际分布差异明显，提前退役搁浅压力主要集中于 2030~2040 年间，灵活性改造情景下则集中于 2021~2035 年间。煤电搁浅资产空间分布极不均衡，山东、内蒙古、江苏等 10 个煤电大省搁浅资产规模占全国的 67% 和 70%。因此，煤电低碳转型需审慎决策，更要防范和控制灵活性改造导致的煤电资产减值，**重点关注山东、内蒙古、新疆、江苏等重点省份，制定因地制宜的煤电转型策略。**

基准情景下，全国有 291 个“易违约”煤电机组，剩余贷款本息和超过 1970 亿元；灵活性改造情景下，“易违约”机组上升到 673 个，剩余贷款本息 3446 亿元，对银行资产质量会产生负面影响，造成银行坏账风险。**新疆、宁夏、内蒙古、山东等省份煤电剩余贷款额高于 500 亿元，且“易违约”机组的剩余贷款额均高于 50 亿元，需警惕煤电转型可能引发的次生金融风险。**甘肃、广西、贵州、吉林等典型省份，尽管煤电剩余贷款额整体水平不高，但煤电转型影响

下的信贷违约比例高于其他地区，对银行资产质量也会产生负面影响，需重视该类地区信贷风险，防止在转型过程中引发次生金融风险。

因此，煤电转型过程中必须要找准定位，处理好短期和长期的关系，不同地区煤电成本和风险差异巨大，面临中长期转型的风险冲击也存在明显区别。为实现煤电平稳过渡、有序转型，本研究提出以下几点建议：

一、明确煤电定位，制定煤电平稳转型目标及路线图，识别煤电短期和中长期的功能转变，细化煤电规模、结构、地区分布、电网规划等具体内容，对于煤电未来发展的预期需尤为谨慎；

二、因地制宜，制定保障电力供给安全的煤电转型路径设计，为煤炭、煤电依赖程度较高地区提供可靠的转型方案，尽量降低地区和相关产业转型中的经济损失；

三、深刻认识煤电的灵活性资源价值，由电量主体向容量主体转变。从电力供应安全和电网系统成本等多方面考虑，确保未来电力安全和满足最大电力负荷，充分发挥煤电深度调峰作用；

四、加速电力市场化改革，完善电网电力调峰辅助服务市场运营规则。完善市场化价格形成机制，煤价电价挂钩联动，逐步建立交易品种齐全、功能完备的电力市场体系。通过电网电力调峰辅助服务市场降低煤电调峰成本压力；

五、充分发挥绿色金融体系支撑，提供“转型资金”支持，开发针对性的产品满足低碳转型过程中更新技术、设备、人才等要素的资金需求；开展煤电转型风险评估、管控，建立风险资产名录等。

# 目 录

- 第一章 碳中和愿景下煤电转型的必要性 .....1
  - 1.1 碳中和目标对我国能源转型升级提出了更高要求 .....1
  - 1.2 我国拥有全球最年轻高效的煤电机组 .....2
  - 1.3 可再生能源竞争增强，煤电盈利空间被挤压 .....4
  - 1.4 煤电地域差异明显 .....5
- 第二章 煤电转型过程中面临的风险及其评估方法 .....8
  - 2.1 煤电转型风险研究对象 .....8
  - 2.2 情景设计 .....13
  - 2.3 煤电机组级成本数据库 .....14
- 第三章 煤电转型过程中面临的主要风险评估 .....17
  - 3.1 煤电转型路径下的成本分析及收益风险 .....17
  - 3.2 煤电搁浅资产风险 .....25
  - 3.3 煤电信贷违约风险 .....29
- 第四章 实现煤电平稳转型的政策建议 .....34
  - 4.1 明确煤电定位，制定煤电平稳转型目标及路线图 .....34
  - 4.2 因地制宜，制定保障电力供给安全的煤电转型路径设计 .....35
  - 4.3 深刻认识煤电的灵活性资源价值，由电量主体向容量主体转变 .....35
  - 4.4 加速电力市场化改革，完善电网电力调峰辅助服务市场运营规则 .....36
  - 4.5 充分发挥绿色金融体系支撑，开展煤电转型风险评估、管控 .....36

# 第一章 碳中和愿景下煤电转型的必要性

## 1.1 碳中和目标对我国能源转型升级提出了更高要求

2020 年 9 月，我国向世界宣布了二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，并努力争取 2060 年前实现碳中和。2021 年 10 月 24 日，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，对碳达峰、碳中和工作进行了系统谋划和总体部署，进一步在能源利用效率、非化石能源占比等方面提出了明确目标。2030 年，非化石能源消费比重达到 25%左右，至 2060 年要达到 80%以上，能源利用效率达到国际先进水平，这意味着我国的能源体系以及依托能源体系的整个基础设施都要发生根本性的重构。

电力部门脱碳、电气化、能效提高、碳汇是实现碳中和的四大支柱(IRENA, 2019; IEA, 2020)。实现 2060 碳中和愿景进程中，电力部门脱碳叠加终端部门电气化将实现 61%的减排量（图 1-1）。控制电力部门的煤炭消费在实现碳中和目标和能源低碳转型过程中发挥关键作用。

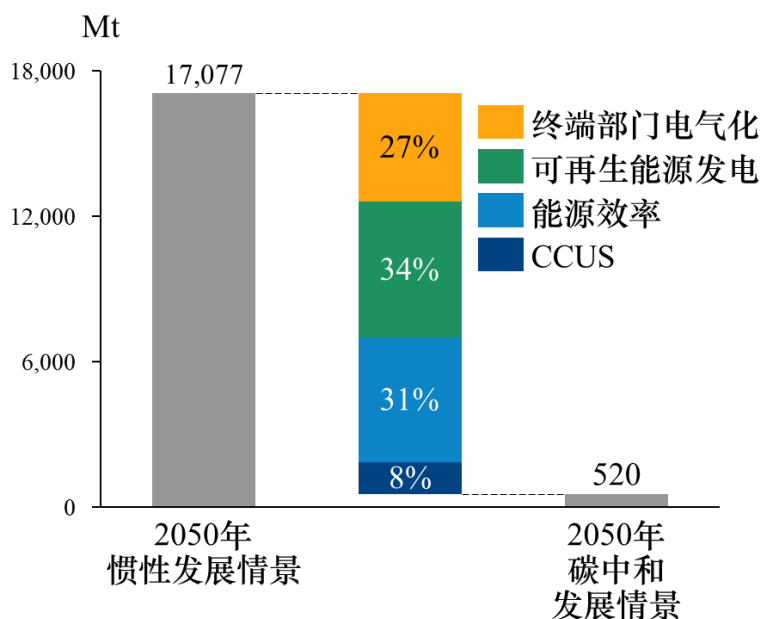


图 1-1 碳中和发展情景下的减排贡献（2050 年）

为了实现碳中和目标，我国必须加快能源转型升级。由于我国还处在城镇化、工业化进程中，电气化将成为各行业的主要脱碳手段，电力部门需要在各行业中做最早达峰的排头兵。电力部门需要使排放量尽快达到峰值并迅速下降，力争 2050 年实现零排放或者负排放 (EFC, 2021)。针对存量煤电机组，可以选

择提前退役、实施灵活性改造和 CCS 改造等政策选项及其组合，减少其运行年限、发电小时数和排放因子，从而减少其锁定排放。从电力的长期转型路径来看，构建以新能源为主体的新型电力系统将成为电力转型和实现碳中和愿景的重要支撑。电源端由燃煤发电为主转变为太阳能、风能等新能源发电为主，同时深度融合低智能电网等，实现协同优化、有效互补，建立源网荷储一体化及多能互补平台。

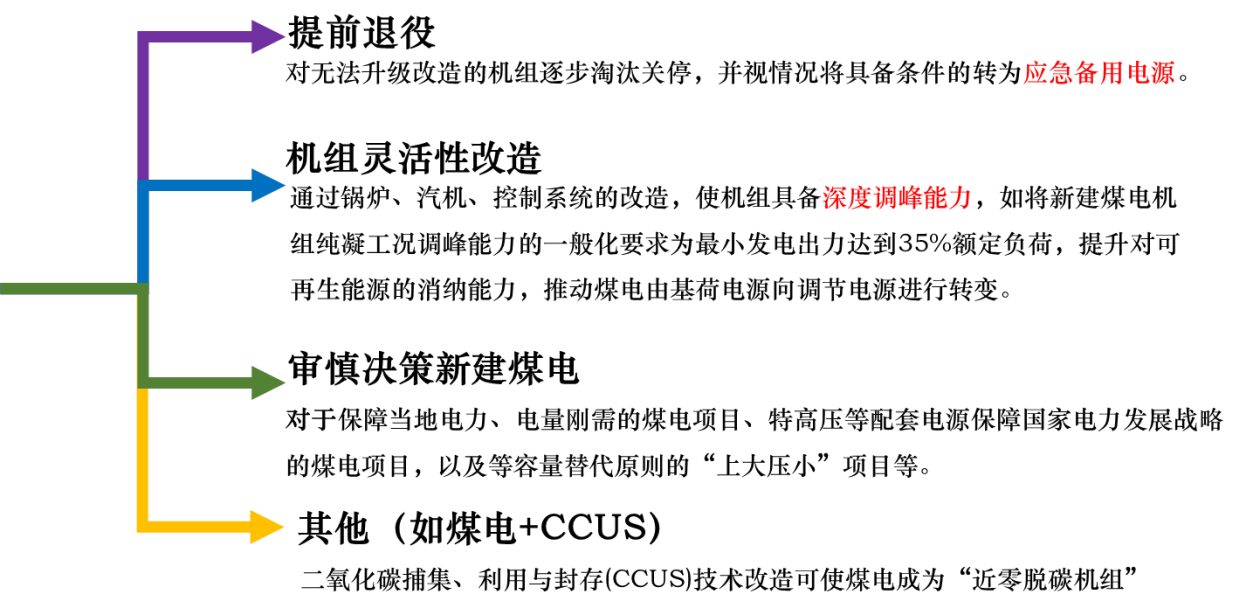


图 1-2 碳中和愿景下煤电可能的转型路径

1.2 我国拥有全球最年轻高效的煤电机组

电力部门一直是我国碳排放的主要来源之一，煤电仍然是我国电力结构的重要部分，2020 年装机规模占比为 49.1%，发电量占比高达 60.8%。电力和热力生产的碳排放占全国能源消费总排放的 51.44%，其中大多数来自燃煤发电（IEA, 2021）。

目前全球运行年龄在 20 年以下燃煤发电装机容量中，三分之二位于中国。我国煤电机组的平均年龄仅为 12 年，是全球平均运行年龄的一半，20-30 万千瓦机组平均年龄达到 21 年，而 100 万千瓦及以上机组仅为 6 年，短期淘汰难度大。发达国家 50%以上煤电机组平均服役年限在 40 年左右，部分煤电机组服役年限超过 60 年，美国及欧盟等国家仅有少量机组服役年限不足 20 年，且近年来退役煤电机组的寿命约为 50 年。



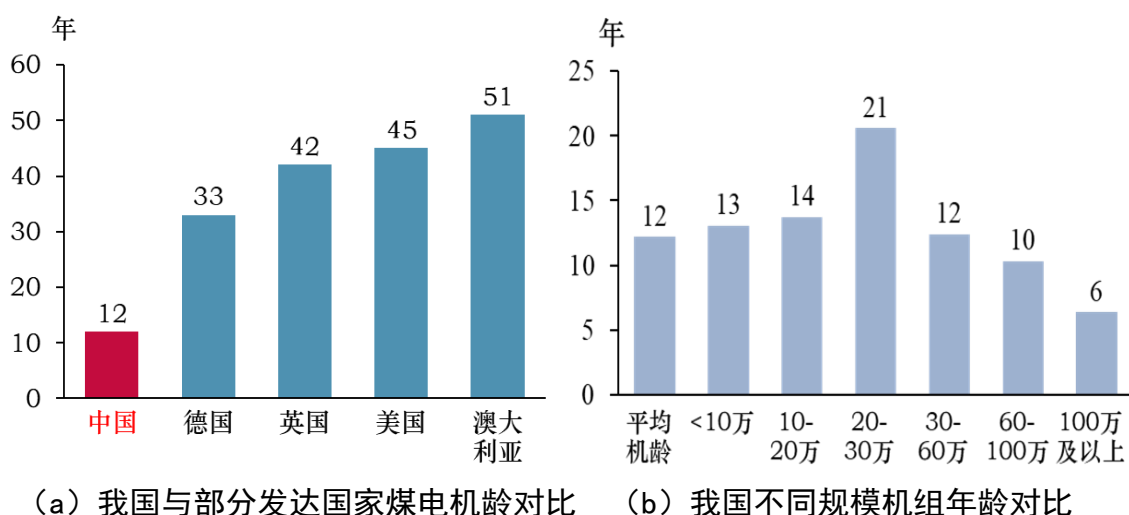


图 1-3 我国煤电机组年龄对比

由于煤电机组的年龄小，碳锁定效应明显，对中长期气候目标的实现带来较大压力。按照运行寿命 30 年，运行小时数不变的惯性发展路径推算，截止到 2050 年，BAU 情景下累积碳排放将达到 74.64Gt。煤电灵活性改造和提前退役情景下，将实现累积碳排放降低 43.52%和 40.20%。未来随着电动汽车的普及与终端部门电气化率提升，预计电力部门需求将不断增长，煤电转型是达成“双碳”目标的必经之路。

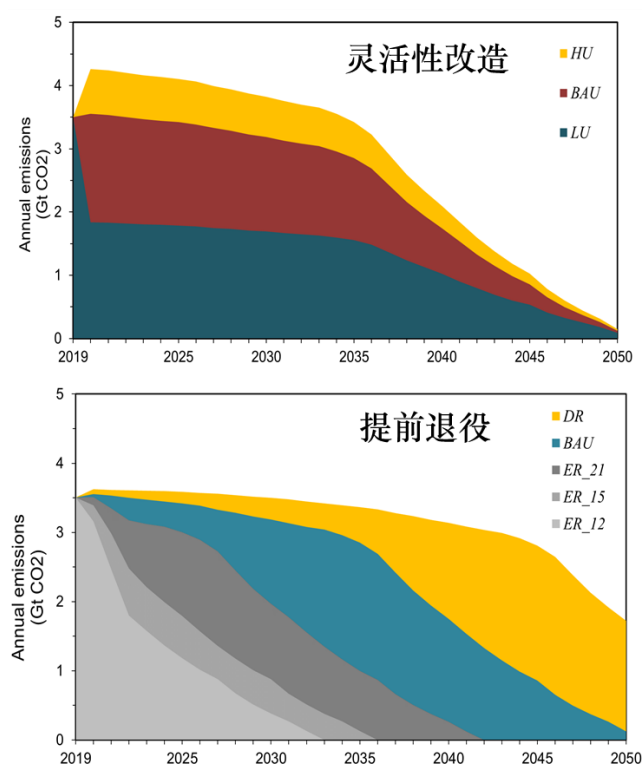


图 1-4 灵活性改造与提前退役情景的煤电锁定碳排放

### 1.3 可再生能源竞争增强，煤电盈利空间被挤压

近年来，在能源效率不断改善的同时，我国煤电机组平均运行小时数却在下降。2005 年前后运行小时数达到峰值近 6000 小时，在 2016 年达到 4186 小时最低水平，此后缓慢回升至 4300 小时，波动性是由于产能过剩和可再生能源比例的增加导致，煤电正逐渐转变为灵活性发电资源（IEA, 2020）。

随着煤电角色逐渐转变，盈利能力受到较大影响。根据国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》煤电行业亏损情况严重，截至 2018 年 12 月末，全国煤电企业亏损面仍过半，以五大发电集团所属 474 家燃煤电厂为例，亏损企业占 54.2%，累计亏损额 379.6 亿元。

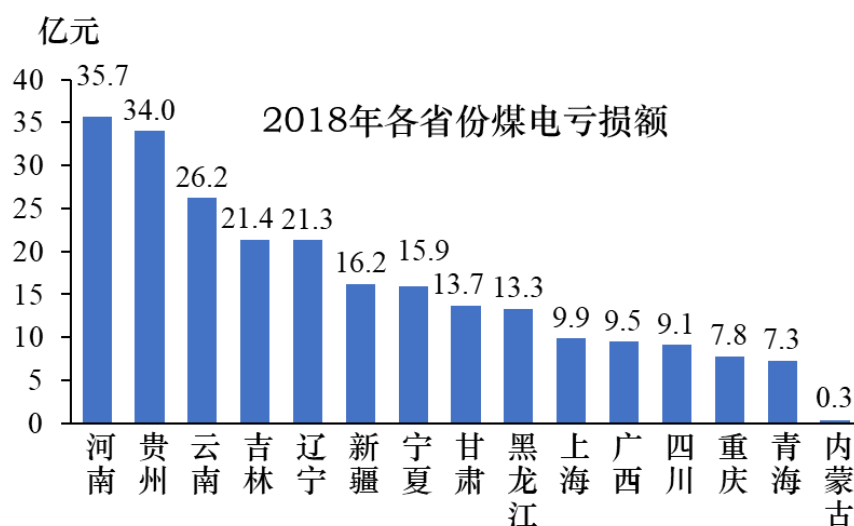


图 1-5 2018 年我国各省份煤电亏损额

（数据来源：国资委《中央企业煤电资源区域整合试点方案》）

与此同时，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。2021 年我国风电和光伏发电新增装机规模达到 1.01 亿千瓦，其中风电新增 4757 万千瓦，光伏发电新增 5297 万千瓦。风电、光伏新增装机完成了年初既定的 90GW 保障性规模目标海上风电和分布式光伏发展迅速。截止 2021 年底，我国可再生能源发电装机达到 10.63 亿千瓦，占总发电装机容量的 44.8%，其中风电、光伏装机分别占电力总装机的 13.8%和 12.9%，合计 26.7%。可再生能源发电量稳步增长，2021 年，全国可再生能源发电量达 2.48 万亿千瓦时，占全社会用电量的 29.8%，其中风电、光伏发电分别占全社会用电量的 7.9%、3.9%。同时，可再生能源成本大幅度下降（图 1-6），自 2010 年以来，太阳能光伏发电（PV）、光热发电（CSP）、

陆上风电和海上风电的LCOE成本分别下降了82%、47%、39%和29%（IRENA, 2019）。以风电、光伏为主的可再生能源将支撑中国能源变革转型，碳中和背景下，中国煤电加速转型迫在眉睫，如果继续投资新建煤电，将来资产损失越大，新能源等造成的冲击越大。

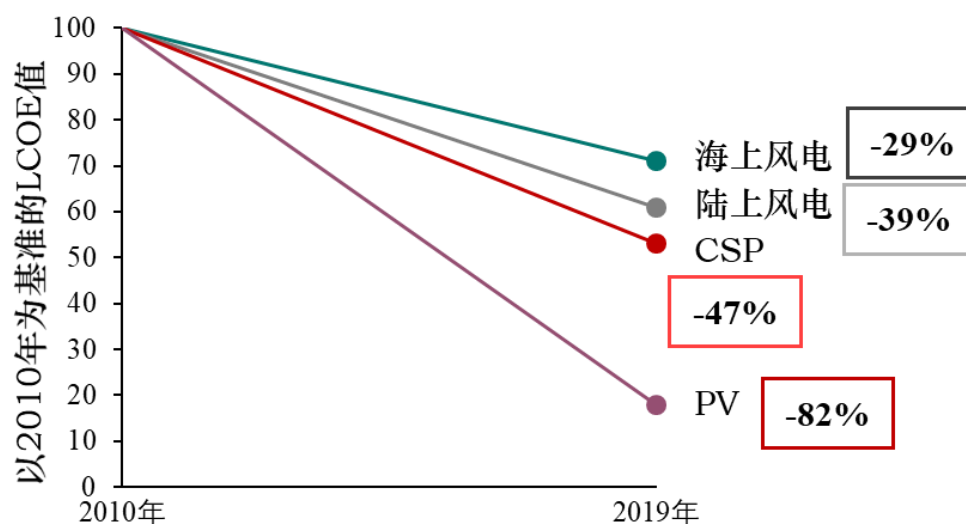


图 1-6 风电和太阳能发电成本变化

（数据来源：IRENA, 2020）

我国可再生能源资源丰富的地区往往也是煤炭富集区，煤电面临的经营压力更为突出。随着可再生能源配额制等政策落地实施，未来竞争态势将进一步加剧。西北地区大型光伏发电和风电的成本优势相对明显，煤电机组发电与风电、光伏发电成本相差 20%以内。随着可再生能源技术逐渐成熟，成本不断下降，与燃煤发电成本相比竞争优势更加明显，挤压煤电盈利空间。

#### 1.4 煤电地域差异明显

我国地域辽阔，能源资源分布不均衡，燃煤发电的分布也存在明显的地域差异，应根据各地对煤电的不同需要因地制宜。煤电装机大省为山东、内蒙古、江苏，三省煤电装机之和超过全国煤电总装机 25%，其次为河南、山西、广东、新疆，7 个省份装机容量达到全国煤电总装机 50%以上。

同时，煤电机组的服役年限和机组结构分布不均（图 1-7），新疆拥有全国最年轻的煤电机组，平均年龄仅为 6 年，而上海的煤电装机平均年龄已达到 20 年。在山西孟县 2×100 万千瓦正式并网生产之前，内蒙古、山西已投产运营机组中没有 100 万千瓦及以上机组，而江苏 60 万千瓦以上机组占 68%以上。

表 1-1 煤电现存装机容量前十省份排行情况

| 序号 | 省份  | 装机容量<br>(MW) | 装机占比<br>(%) |
|----|-----|--------------|-------------|
| 1  | 山东  | 93146        | 9.29%       |
| 2  | 内蒙古 | 86110        | 8.59%       |
| 3  | 江苏  | 77133        | 7.69%       |
| 4  | 河南  | 63040        | 6.29%       |
| 5  | 山西  | 60572        | 6.04%       |
| 6  | 广东  | 59438        | 5.93%       |
| 7  | 新疆  | 57770        | 5.76%       |
| 8  | 安徽  | 50290        | 5.02%       |
| 9  | 河北  | 46136        | 4.60%       |
| 10 | 浙江  | 42244        | 4.21%       |

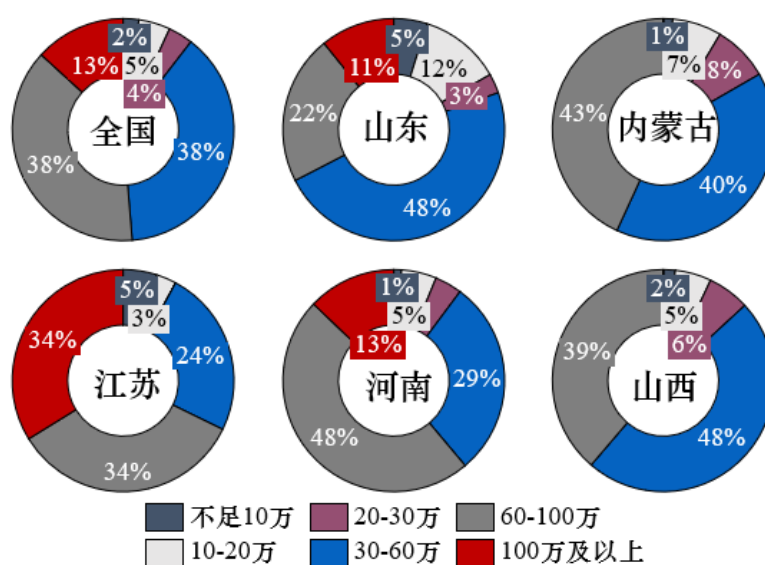


图 1-7 全国与煤电大省机组结构占比

因此，煤电转型过程中必须要找准定位，处理好短期和长期的关系，实现平稳过渡。从煤电定位来看，煤电在近中期仍然是保障电力供应稳定的主体电源。我国已经明确提出到 2060 年非化石能源占比要超过 80%，随着可再生能源技术进步，成本不断下降，电力系统转型的基础和条件更加完备，煤电将逐步由主体性电源向灵活性电源转变，帮助电网更大比例的消纳可再生能源。

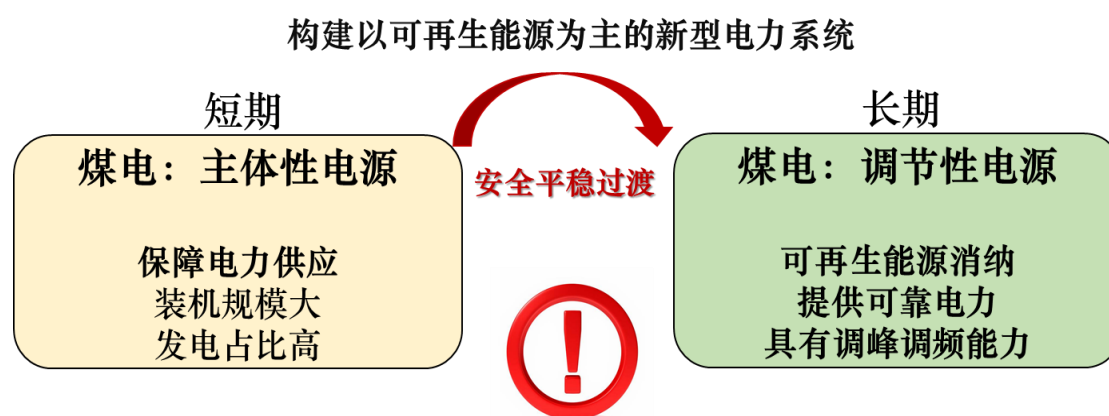


图 1-8 短期与中长期煤电角色转变

在煤电转型过程中，转型路径可能面临实施障碍与风险挑战，并面临不确定性因素冲击。《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》也明确提出，转型过程需处理好节能减污降碳过程中的各项关系，“有效应对绿色低碳转型过程中可能伴生的经济、金融、社会风险，防止过度反应，安全降碳”。在碳排放约束及电力系统转型大趋势下，需有序推进煤电转型，实现平稳过渡，警惕转型过程中的电力供应安全、资产搁浅、宏观经济冲击、金融风险以及社会风险等。

## 第二章 煤电转型过程中面临的风险及其评估方法

### 2.1 煤电转型风险研究对象

在碳达峰、碳中和目标约束和煤电锁定碳排放的约束下，煤电绿色低碳转型过程可能造成煤电本身发电成本增加收益递减，造成企业资产的减值，以及银行贷款违约。通过社会经济体系、金融体系的链接及各主体的风险传导，可能引发跨地区、跨行业的连锁反应，伴生经济、金融、社会风险等，影响企业经营、金融体系稳定、劳动力就业、居民基本生活保障等方方面面，造成社会经济系统的不确定性增加（图 2-1）。

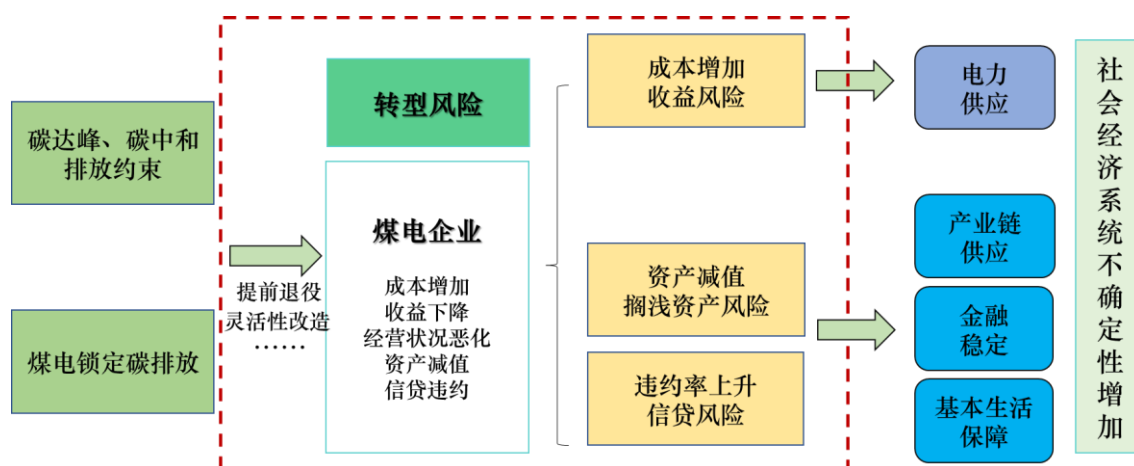


图 2-1 煤电转型风险及影响示意图

本研究着重从煤电转型风险的识别和量化两方面开展了研究工作（图 2-2）。一方面，短期内受价格波动影响、中长期受转型措施影响，煤电企业面临成本增加、收益下降的风险，进而导致企业发电意愿下降，影响电力供应安全；另一方面，煤电企业盈利能力下降，导致燃煤发电机组等高碳基础设施的资产价值下降即资产搁浅，进而对企业和金融机构的资产质量造成不良影响，甚至可能引起宏观经济危机，影响金融稳定。

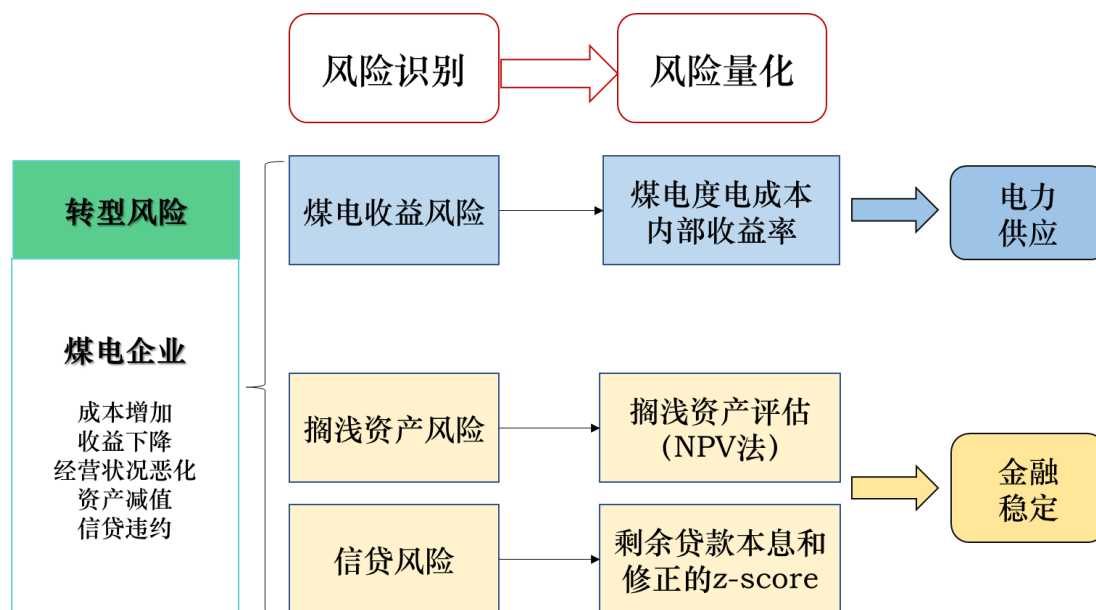


图 2-2 煤电转型风险研究对象

为此，本研究重点建立了动态的、考虑不确定性的、与中长期碳减排目标挂钩的煤电成本核算框架，对成本核算框架进行细化，将融资成本、折旧、税费等纳入成本核算。核算项目、费用性质划分及取费标准等参照国家能源局发布的《火力发电工程经济评价导则》《火力发电工程建设预算编制与计算规定》与《电力建设工程概算定额》等，根据煤电机组的技术特征、装机规模、地区特征等为单个燃煤发电机组的财务成本进行建模，进一步完善煤电厂的财务成本信息，对不同规模、不同技术、不同地区煤电项目的成本和盈利能力等进行数据整合，增加了多项财务分析指标（如度电成本、内部收益率、剩余贷款额等），并进一步通过净现值法和修正的  $z\text{-score}$  方法等为我国煤电机组的搁浅资产风险和信贷风险提供更全面的分析视角。

为尽可能贴近煤电机组实际运行情况，根据煤电机组的技术特征、装机规模、地区特征等，为全国现存和新增机组的财务状况进行建模，煤电成本核算框架如图 2-3 所示。燃煤发电机组收入主要为售电收入，部分热电联产机组收入中还有售热收入部分。成本部分主要包括初始建设投资和运营成本两类，其中，初始建设投资包括建筑安装工程费、建筑安装人工费、设备购置费和其他费用四种，运营成本则包括燃料费、运营维护费、保险费、员工工资及福利费、税费、贷款利息和折旧费等。税费又细分为增值税、城市维护建设税及教育附加、所得税等。机组级财务分析框架具有较高的技术准确性和时空分辨率，充



分体现燃煤发电机组转型的地区差异、技术差异等，识别转型情景下成本变动较大、风险较高的机组和区域，从而为煤电转型实施提供有效精准对策。我国热电联产机组数量多，占现存机组的三分之一左右，财务分析框架中将热电联产机组进行了单独核算，收入部分加入热电联产机组的售热收入部分，充分考虑了各地区供热价格差异，并在成本中增加余热锅炉及相关设备的建设成本和运营维护费用等。

各类燃煤发电机组的财务状况主要受到装机容量、技术类型、所在省份等三个主要因素影响，因此，本文对燃煤发电机组的细致分类，并选取相应的成本参数。根据机组规模大小，燃煤发电机组分为六类，<100MW、100-200MW、200-300MW、300-600MW、600-1000MW、≥1000MW。根据燃煤发电机组的技术类型，又细分为亚临界、超临界、超超临界、整体煤气化联合循环发电（IGCC）、循环流化床（CFB）等五种，部分机组技术情况不明，以同等规模机组的平均水平代替。

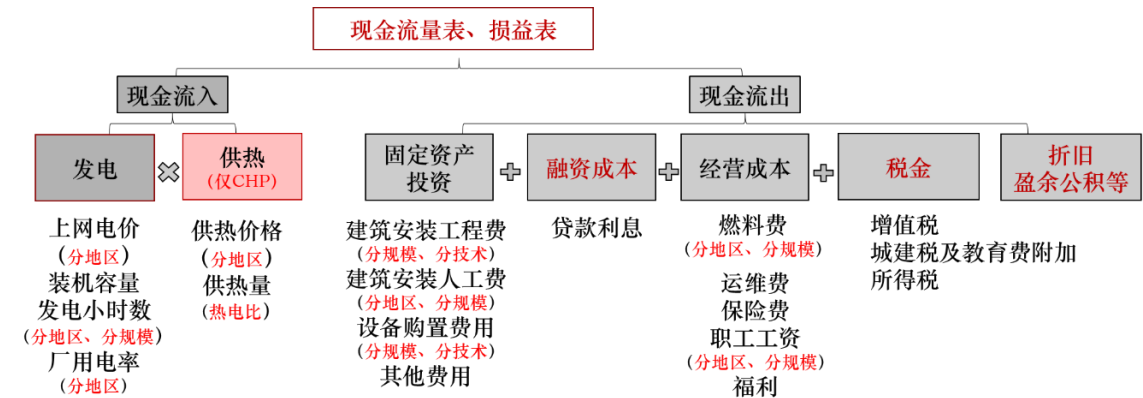


图 2-3 煤电机组级财务成本分析框架

### 2.1.1 成本及收益分析

平准化发电成本法（Levelized Cost of Electricity）通过计算发电项目全生命周期内所有成本现值之和与发电量现值之和的比值，即单位发电量的成本。不同发电技术在初始建设投资、运维成本等方面存在一定差异，发电效率也有不同，因此 LCOE 是国际上通用的评估不同规模、不同发电方式的发电成本的方法。通常来说，发电成本包括资本支出、运营和维护支出、税费支出等方面。

$$LCOE = \frac{(Initial\ Costs + \sum_{n=1}^N \frac{Annual\ Costs_n}{(1+r)^n})}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n \cdot (1-o_u)}{(1+r)^n}} \quad (1)$$



其中，LCOE 是可再生资源的平准化度电成本（经济潜力）；*Initial Costs* 是初始建设成本（一次性投入），包括电厂的建筑与安装费用、土地费用等；*Annual Costs* 是年度成本，包括运维成本、保险费、财务费用、税费等；*N* 是发电厂的寿命，单位为年；*n* 代表电厂生命周期中的第 *n* 年；*r* 代表贴现率，它代表电厂项目的运行风险；*E<sub>n</sub>* 代表第 *n* 年电厂的发电量；*o<sub>u</sub>* 代表电厂的自用率。

内部收益率（IRR）是判断项目盈利能力的主要动态评价指标，一般情况下，IRR 大于等于基准收益率（如 8%）时，表示项目盈利能力较好。

$$(P/A, IRR, n) = K/R \quad (2)$$

式中，*P/A* 为现金流，*n* 为运行年限，*IRR* 为内部收益率。

### 2.1.2 搁浅资产风险评估

我国提出的 2060 年前“努力争取实现碳中和”，电力部门需加速转型，降低燃煤发电的占比，实现向可再生能源主导的电力系统的跨越式转变，燃煤发电等基础设施等将面临搁浅资产风险，可能导致金融市场不稳定，进而引起宏观经济危机。有学者认为全球 51%-58% 的燃煤电厂将面临搁浅风险，我国煤电机组占全球煤电搁浅资产的 45%。搁浅资产的定义最开始的定义是指预期使用寿命之前丧失经济价值的资产。随后，搁浅资产概念逐步发展，也包含由气候政策、市场监管等导致无法获得经济回报的基础设施投资，强调资产价值的减记、贬值或转为负债的损失。本研究在原有搁浅资产定义的基础上进行了补充，即搁浅资产包含了煤电机组提前退役导致的预期回报损失，也包含灵活性调整等政策或市场因素导致的预期收益下降。

搁浅资产价值评估方法主要有净现值（NPV），净账面价值（NBV）、成本法等。NBV 法和成本法更多体现资产的历史价值，无法体现未来不同运营情景下煤电机组的经营状况，NPV 法则弥补了这一缺陷，因此，本研究基于煤电机组级成本数据库采用 NPV 法测算不同发展情景下燃煤发电机组的搁浅资产情况，即预期寿命期内净现金流入缩减导致的资产损失。

$$Value_{SA} = NPV_{BAU} - NPV_{scenario i} \quad (3)$$

不同情景下的 NPV 计算如下：

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

其中,  $CF_t$  为未来煤电运行期内第  $t$  年的现金流,  $i$  为折现率, 此处取 8%。

对于现存机组而言,  $CF_t$  计算如下:

$$CF_t^{operating} = R_t - C_t \quad (5)$$

其中,  $R_t$  为运营期间现金流入,  $C_t$  为运营期间的成本支出。

$$R_t = R_t^E + R_t^H + DEPR \quad (6)$$

现金流入主要为售电收入  $R_t^E$ , 若机组为热电联产机组, 则含有售热收入  $R_t^H$ , 否则  $R_t^H$  为 0,  $DEPR$  为资本残值回收, 仅在运行年限达到 15 年时产生。

$$C_t = C_t^{O\&M} + C_t^R + C_t^W + C_t^I + C_t^T + C_t^{fee} \quad (7)$$

运营期间的成本支出  $C_t$  主要包括燃料费  $C_t^F$ 、运营维护费  $C_t^{O\&M}$ 、保险费  $C_t^I$ 、员工工资及福利费  $C_t^W$ 、税费  $C_t^T$ 、贷款利息等其他费用  $C_t^{fee}$ 。

对于新增机组而言, 主要有在建、拟建两种类型, 建设期间现金流为初始建设成本的现金流出, 运营期间现金流与现存机组一致。

$$CF_t^{new} = \begin{cases} -C_t^{con} & \text{建设期间} \\ R_t - C_t & \text{运营期间} \end{cases} \quad (8)$$

$C_t^{con}$  为初始建设成本, 主要包含建筑安装工程费、建筑安装人工费、设备购置费和其他费用。

$$C_t^{con} = C_t^{C\&I} + C_t^{Labor} + C_t^{INS} + C_t^{Others} \quad (9)$$

### 2.1.3 信贷风险评估

修正的 Z-score 是基于数理统计, 对非上市公司建立 4 变量财务预警模型, 综合反应企业的财务状况, 反映了企业的信贷偿还能力。Z-score 模型系数是以多变量的统计方法为基础, 通过大量的实验, 对企业的运行状况、破产与否进行分析、判别的系统。在对企业信贷违约风险的衡量中, Z-score 仅考虑 2 个极端情况即违约与没有违约, 对于负债重整、或是虽然发生违约但是回收率很高的情况就没有做另外较详细的分类。对于判断准则而言, Z-score 小于 1.81 即为“易违约”机组。

$$Z - score = 6.56 \times X_1 + 3.26 \times X_2 + 1.0 \times X_3 + 0.72 \times X_4 \quad (10)$$

$X_1$ =营运资本/资产总额, 表征资产规模、变现能力;  $X_2$ =留存收益/资产总额, 表征机组的获利能力; 资产利用效果采用  $X_3$ =息税前利润/资产总额; 负债保障程度采用指标  $X_4$ =股东权益价值总额/负债总额。

## 2.2 情景设计

### 2.2.1 机组运行情景

考虑到煤电高碳排放锁定效应的特征，煤电行业低碳转型不仅需要关注关键时点的排放量要求，还应重视煤电整体的累积碳排放量，避免“延迟减排”路径。在不依赖负排放技术和技术改造的情况下，中国煤电减排力度需大幅度提高，燃煤发电机组的退役寿命大幅度降低，年运行小时数维持在较低水平，并控制新增煤电规模。基于我国煤电锁定约束，将机组运行情景设计为基准情景、提前退役、灵活性改造 3 类，如表 2-1 所示。

表 2-1 机组运行情景的参数设计

| 情景    |     | 寿命 | 运行小时数                         |
|-------|-----|----|-------------------------------|
| 基准情景  | BAU | 30 | 与 2019 年水平相同                  |
| 提前退役  | ER  | 20 | 与 2019 年水平相同                  |
| 灵活性改造 | LU  | 30 | 2020 年后，不同规模机组发电小时数降低 50%-60% |

其中，灵活性改造情景中，不同规模机组发电小时数的降低程度存在差异（表 2-2）。

表 2-2 灵活性改造情景的参数设计

| 机组装机       | 发电小时数            |
|------------|------------------|
| <100 MW    | 2019 年发电小时数的 40% |
| 100-200MW  | 2019 年发电小时数的 40% |
| 200-300MW  | 2019 年发电小时数的 40% |
| 300-600MW  | 2019 年发电小时数的 40% |
| 600-1000MW | 2019 年发电小时数的 50% |
| >1000MW    | 与 2019 年水平相同     |

### 2.2.2 价格情景

#### （1）碳价情景

根据《碳排放权交易管理办法（试行）》规定，年二氧化碳排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量将纳入市场，因此，在基准情景的基础上增加碳价格假设。

在碳税情景中，对免费配额比例采用 50%形式。其中，燃煤发电机组二氧化碳排放基准根据机组规模和技术类型进行区分，二氧化碳排放基准源自《2019 年发电行业重点排放单位（含自备电厂、热电联产）二氧化碳排放配额分配实施方案（试算版）》，高碳税情景设计为 2021 年以后碳税价格为 100 元/吨，低碳税情景为保持 50 元/吨。

表 2-3 碳价情景的参数设计

| 情景    | 碳价   |                     |
|-------|------|---------------------|
| 低碳价情景 | LCO2 | 2021 年后保持 50 元/吨    |
| 高碳价情景 | HCO2 | 2021 年以后价格为 100 元/吨 |

## （2）煤价情景

煤炭价格受到多种因素共同影响，一方面，近年来我国煤炭供应管控严格，煤炭供应增量受到一定限制，其次，煤炭需求受到电力水泥、化工及制造业等多种需求预期影响，价格呈现波动趋势。根据中国沿海电煤采购价格指数（CECI 5500 大卡现货价格）显示，2017-2020 年间，电煤采购综合价平均值为 582.23 元/吨，波动范围为 468-837 元/吨，成交价为 610.25 元/吨，波动区间为 489-760 元/吨，煤炭价格波动仍然在 $\pm 40\%$ 左右。我国政府坚持煤炭的保供控价政策，尤其是保障疫情后经济复苏和电力热力及工业品生产供应，煤炭价格波动仍然在 40%左右。

表 2-4 煤价情景的参数设计

| 情景   | 煤价    |                    |
|------|-------|--------------------|
| 基准情景 | BAU   | 与 2019 年煤价水平相同     |
| 高煤价  | HCoal | 较 2019 年煤价水平增加 40% |
| 低煤价  | LCoal | 较 2019 年煤价水平降低 40% |

## 2.3 煤电机组级成本数据库

通过调研对比煤电机组级数据库、煤电集团数据库、煤电投融资数据库等，机组级数据库更多的以煤电机组的物理属性为主，煤电集团数据库以集团财务信息为主，煤电机组投融资数据库仅包含少量煤电国际投资机组，未包含国内机组。为分析煤电行业的经营状况以及气候目标约束下长期盈利能力，为现存煤电的转型路径和风险分析提供依据，本研究构建了中国煤电机组级成本数据

库（表 2-5）。截止到 2021 年 12 月，项目组收集机组信息共计 3500 个，其中 2991 个运行煤电项目，共计 10.43 亿千瓦（中电联口径：截至 2020 年底，全国全口径煤电装机容量 10.8 亿千瓦），509 个在建或待建煤电机组信息，并基于机组数据库和成本核算框架构建成本数据库。基于已有的煤电机组数据库，增加了成本模块，进一步完善煤电厂的财务成本信息，对不同规模、不同技术、不同地区煤电项目的经营状况、盈利能力等进行数据整合。

成本数据来源为《火电工程限额设计参考造价指标》、《电力建设工程概算定额》、《火力发电建设预算编制与计算规定》、《燃煤发电厂机构设置及定员标准(讨论稿)》、《中国电力行业年度发展报告》、《中国电力行业年度发展报告》及 Wind 数据库等，详见表 2-6。

表 2-5 煤电机组级成本数据库基本信息

|      |                                      |                                                                                 |
|------|--------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| 基本信息 |                                      |                                                                                 |
| 统计对象 | 运营煤电机组，在建或待建煤电机组                     |                                                                                 |
| 项目数量 | 2991 个运营机组，共计 10.43 亿千瓦，509 个在建或待建机组 |                                                                                 |
| 所含字段 | 煤电机组物理信息                             | 名称、地理位置、装机容量、建设年份、集团等                                                           |
|      | 初始建设投资                               | 建筑安装费用、人工费用、设备购置费                                                               |
|      | 发电成本                                 | 燃料费、职工工资、福利、维修费、保险费、税费、银行贷款利息、度电成本                                              |
|      | 盈利能力                                 | 售电收入、税后利润、IRR 等                                                                 |
| 更新时间 | 已更新至 2021 年 12 月                     |                                                                                 |
| 数据来源 | 机组参数                                 | 厂级数据库基础主要为 Coalswarm；                                                           |
|      | 地区参数                                 | 建设成本、经营成本等地区和技术参数来自《中国电力年鉴》、《中国统计年鉴》、《中国电力行业年度发展报告》、wind 数据库等，时间跨度为 2000-2019 年 |
|      | 技术参数                                 |                                                                                 |

注：数据库不含香港、澳门、台湾和西藏等地区的煤电机组，下同

表 2-6 煤电机组成本数据来源

|                    |                                  |             |
|--------------------|----------------------------------|-------------|
| <b>地区性指标</b>       |                                  |             |
| 上网电价               | 《中国电力年鉴》                         | 2000-2019 年 |
| 建筑安装人工费            | 《中国统计年鉴》                         | 2000-2019 年 |
| 职工工资、福利            | 《中国统计年鉴》                         | 2000-2019 年 |
| 煤炭价格               | 中国电煤价格指数、Wind 数据库                | 2000-2019 年 |
| 厂用电率               | 《中国电力年鉴》                         | 2000-2019 年 |
| 发电小时数              | 《中国电力年鉴》                         | 2000-2019 年 |
| <b>机组规模、技术相关指标</b> |                                  |             |
| 初始建设造价             | 《火电工程限额设计参考造价指标》<br>《电力建设工程概算定额》 | 2000-2019 年 |
| 建设期、投资比例           | 《火力发电工程建设预算编制与计算规定》              | 2006、2013 年 |
| 职工定员               | 《燃煤发电厂机构设置及定员标准(讨论稿)》            | 2015 年版     |
| 发电小时数              | 《中国电力行业年度发展报告》、Wind 数据库          | 2000-2019 年 |
| 发电煤耗               | 《中国电力行业年度发展报告》、Wind 数据库          | 2000-2019 年 |

## 第三章 煤电转型过程中面临的主要风险评估

### 3.1 煤电转型路径下的成本分析及收益风险

#### 3.1.1 煤电成本及收益现状

基准情景（即保持 2019 年水平，寿命期为 30 年），我国大多数燃煤机组发电的 LCOE 介于 0.2-0.3 元/kWh，全国平均 LCOE 为 0.263 元/kWh（图 3-1）。煤电装机大省为山东、内蒙古、江苏、河南、山西、广东、新疆，7 个省份装机容量超过全国煤电总装机 50%，各省度电成本的差异巨大，煤炭资源型省份电煤价格低，煤电成本也相应较低，新疆机组平均度电成本为 0.198 元，而广东省平均度电成本高达 0.304 元。

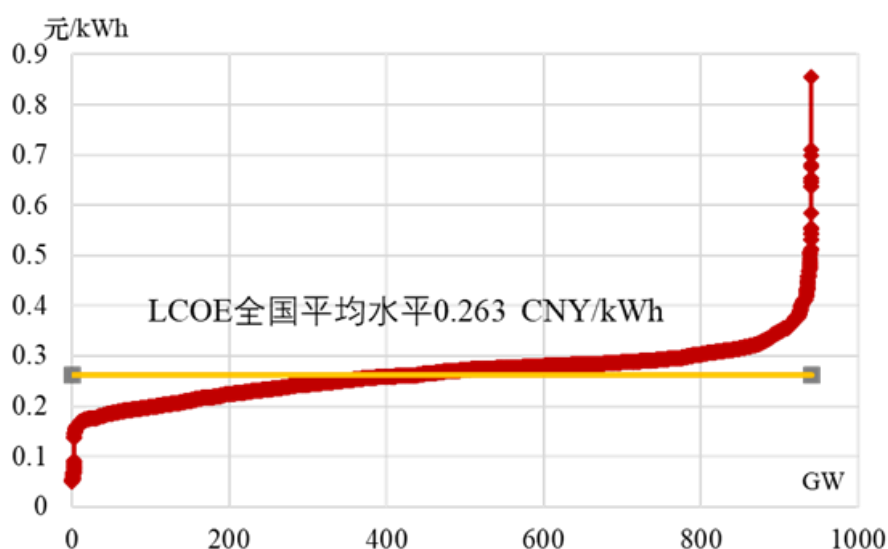


图 3-1 中国煤电机组 LCOE 及累积装机情况

表 3-1 煤电大省度电成本与电煤价格情况

| 省份   | 度电成本（元/kWh） | 电煤价格（元/吨） |
|------|-------------|-----------|
| 全国平均 | 0.263       | 480.10    |
| 新疆   | 0.198       | 263.35    |
| 内蒙古  | 0.199       | 283.81    |
| 山西   | 0.233       | 332.52    |
| 山东   | 0.267       | 532.01    |
| 江苏   | 0.270       | 527.86    |
| 河南   | 0.277       | 493.80    |
| 广东   | 0.304       | 547.87    |

通过煤电财务分析框架核算 2019 年现存煤电机组的税后利润情况，全国 60.06%的煤电机组处于税后净利润为负值，即处于亏损状态，且亏损机组主要集中于西北、西南、东北地区。由于不同地区机组结构、电煤价格、运行小时数等存在较大差异，不同省份亏损机组占比差异巨大，新疆、甘肃、宁夏、吉林等省份亏损机组占比很高，盈利状况相对较好的地区主要为海南、湖南、江西等省份，盈利机组占比超过 80%。煤电亏损主要源于行业自身特性，煤电作为重资产行业，且中国煤电机组大多为年轻机组，尚在资产折旧年限内，税后利润受资产折旧影响较大。在电煤价格和售电价格基本稳定、利用小时数持续降低的大环境下，煤电企业本就面临着巨大的经营压力。

表 3-2 不同省份煤电机组盈利水平汇总

| 省份  | 税后净利润总额<br>(亿元) | 亏损占比   | 省份  | 税后净利润总额<br>(亿元) | 亏损占比    |
|-----|-----------------|--------|-----|-----------------|---------|
| 全国  | -94.07          | 60.06% | 福建  | 6.32            | 41.67%  |
| 广东  | 102.75          | 41.27% | 海南  | 2.2             | 0.00%   |
| 江苏  | 85.89           | 41.36% | 天津  | -5.04           | 60.00%  |
| 河北  | 59.24           | 27.19% | 辽宁  | -9.95           | 71.59%  |
| 陕西  | 36.99           | 47.11% | 青海  | -10.16          | 100.00% |
| 浙江  | 35.64           | 44.71% | 黑龙江 | -17.61          | 79.59%  |
| 江西  | 32.96           | 13.89% | 重庆  | -29.66          | 94.59%  |
| 安徽  | 25.66           | 33.33% | 四川  | -30.7           | 100.00% |
| 河南  | 18.98           | 51.41% | 吉林  | -37.31          | 96.55%  |
| 山东  | 18.83           | 57.89% | 贵州  | -37.88          | 70.00%  |
| 湖南  | 16.21           | 8.33%  | 云南  | -41.96          | 100.00% |
| 山西  | 10.78           | 60.82% | 宁夏  | -47.67          | 79.10%  |
| 上海  | 9.92            | 42.86% | 甘肃  | -50.05          | 94.23%  |
| 湖北  | 9.49            | 54.72% | 广西  | -56.05          | 100.00% |
| 内蒙古 | 8.96            | 60.84% | 新疆  | -200.84         | 100.00% |

中国煤电机组中不同规模机组收益存在差异，机组规模越大，盈利能力越强，低于 300MW 机组亏损率达到 80%以上，而 1000MW 以上机组亏损率仅为 7.59%；不同年龄机组的亏损情况也存在一定差异，其中盈利状况最好的机组为 2002 年开始运行的机组，超过 63.6%的机组为盈利机组，2000 年开始运行的机组全部为亏损机组。



表 3-3 不同规模煤电机组盈利水平汇总

| 类型         | 税后净利润<br>(亿元) | 亏损占比    |
|------------|---------------|---------|
| <100MW     | -221.62       | 100.00% |
| 100-200MW  | -124.02       | 85.57%  |
| 200-300MW  | -32.50        | 80.00%  |
| 300-600MW  | -262.97       | 65.63%  |
| 600-1000MW | 256.61        | 24.56%  |
| ≥1000MW    | 290.44        | 7.59%   |
| 全国合计       | -94.07        | 60.06%  |

基准情景下，内部收益率（IRR）低于 8% 的煤电机组仅 518 个，占 20% 左右。但收益率省级差异较大（图 3-2），新疆、云南整体 IRR 低于 8%，而广东、江苏、浙江、江西等 11 个省（市）IRR 高于 15%，新疆、甘肃等省份甚至出现了净现金流为负值的电厂，该类电厂持续运营将导致亏损额不断增大。

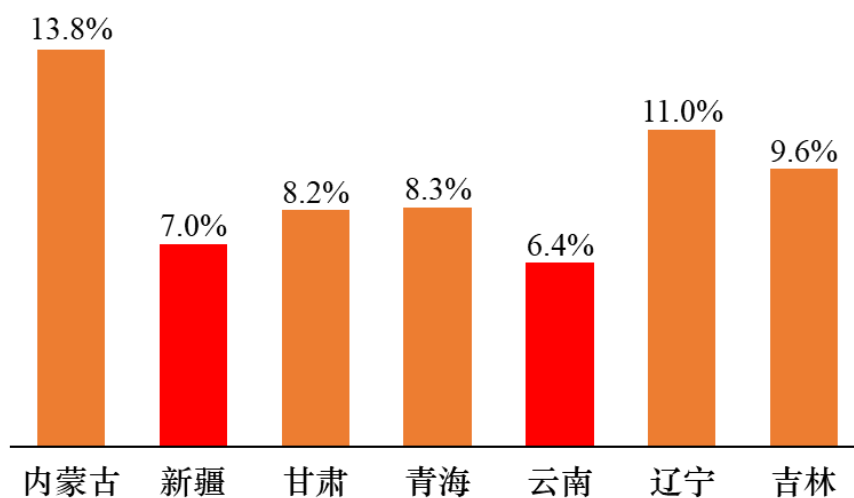


图 3-2 基准情景下收益率较低的省份

### 3.1.2 短期煤炭价格波动对煤电成本影响

煤炭价格为地区性价格因素，当煤炭价格上下浮动 $\pm 40\%$ ，将对地区煤电行业收益率产生较大影响（表 3-4），西北地区、东北地区的多数省份及重庆、贵州收益率将产生较大变动，高煤价对该类地区的局地电力供应可能产生严重影响。与此同时，江苏、浙江、广东和江西等省份燃煤发电上网电价抵御煤价变动的能力较强。

表 3-4 不同情景下各省份度电成本水平汇总（元/kWh）

|     | 低煤价   | 低煤价   | 高煤价   | 高煤价   |
|-----|-------|-------|-------|-------|
|     | 现存机组  | 新增机组  | 现存机组  | 新增机组  |
| 新疆  | 0.182 | 0.163 | 0.215 | 0.222 |
| 内蒙古 | 0.186 | 0.165 | 0.212 | 0.224 |
| 宁夏  | 0.188 | 0.224 | 0.227 | 0.290 |
| 陕西  | 0.220 | 0.193 | 0.259 | 0.269 |
| 山西  | 0.220 | 0.181 | 0.247 | 0.247 |
| 河北  | 0.222 | 0.182 | 0.260 | 0.263 |
| 甘肃  | 0.240 | 0.195 | 0.284 | 0.303 |
| 黑龙江 | 0.243 | 0.234 | 0.286 | 0.307 |
| 山东  | 0.246 | 0.214 | 0.290 | 0.313 |
| 贵州  | 0.251 | 0.231 | 0.297 | 0.347 |
| 吉林  | 0.251 | 0.312 | 0.288 | 0.385 |
| 江苏  | 0.253 | 0.232 | 0.289 | 0.325 |
| 天津  | 0.253 | 0.258 | 0.290 | 0.345 |
| 青海  | 0.255 | ——    | 0.308 | ——    |
| 安徽  | 0.257 | 0.219 | 0.304 | 0.329 |
| 河南  | 0.258 | 0.214 | 0.297 | 0.315 |
| 福建  | 0.263 | 0.230 | 0.303 | 0.333 |
| 浙江  | 0.268 | 0.230 | 0.305 | 0.332 |
| 辽宁  | 0.271 | 0.217 | 0.311 | 0.310 |
| 上海  | 0.271 | 0.282 | 0.294 | 0.402 |
| 湖北  | 0.272 | 0.232 | 0.324 | 0.342 |
| 江西  | 0.275 | 0.221 | 0.332 | 0.339 |
| 海南  | 0.281 | ——    | 0.319 | ——    |
| 广东  | 0.283 | 0.238 | 0.326 | 0.339 |
| 湖南  | 0.295 | 0.244 | 0.333 | 0.359 |
| 重庆  | 0.299 | 0.261 | 0.355 | 0.385 |
| 云南  | 0.330 | ——    | 0.350 | ——    |
| 广西  | 0.349 | 0.277 | 0.408 | 0.430 |
| 四川  | 0.354 | 0.284 | 0.388 | 0.417 |

运营成本中，燃料费、税金的占比最高，燃料费在成本中占比在 50%以上。据中电联统计，1-10 月份电煤价格上涨导致全国燃煤电厂煤炭采购成本增

加 4318 亿元，全年采购电煤成本超过 5000 亿元，挤压煤电盈利空间，造成越发越亏、发电意愿下降、限电现象蔓延。目前秦皇岛港 5500 大卡动力煤价格基本稳定在 700 元/吨左右，全国平均电煤价格增至 1.6 倍，按此增幅测算，全国煤电机组 92.5% 出现经营亏损。2021 年秦皇岛 5500 大卡动力煤在三季度最高的时候到过 2600 元/吨，煤电企业受到高煤价、低电价的“两头挤压”，瞬时高煤价将使全国平均每度电亏损 0.369 元，局部时段、局部地区成本影响明显，严重影响电力供应安全。

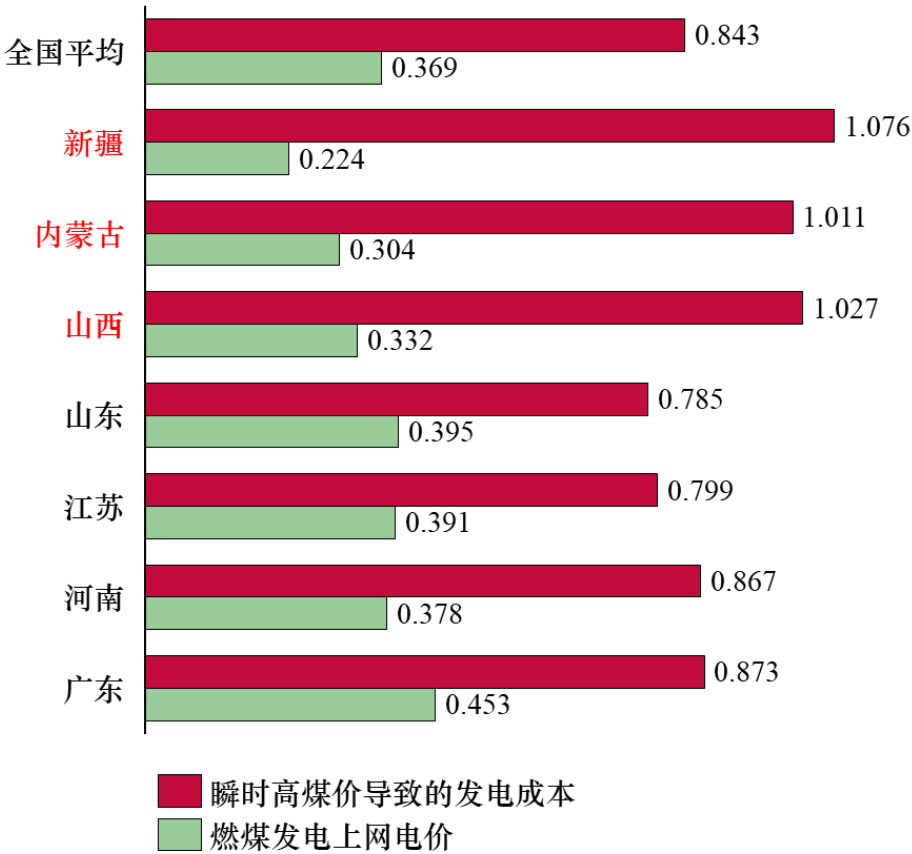


图 3-3 部分省份瞬时高煤价与煤电上网电价对比

### 3.1.3 中长期转型路径对煤电成本及收益影响

提前退役（20 年寿命期）与灵活性改造（发电小时数降低 50%-60%）情景下，煤电机组成本上升，平均度电成本分别为 0.286 和 0.328 元，即就全国整体情况而言，提前退役导致成本提高 10% 左右，而通过灵活性改造降低发电小时数将导致成本提高 30% 左右。

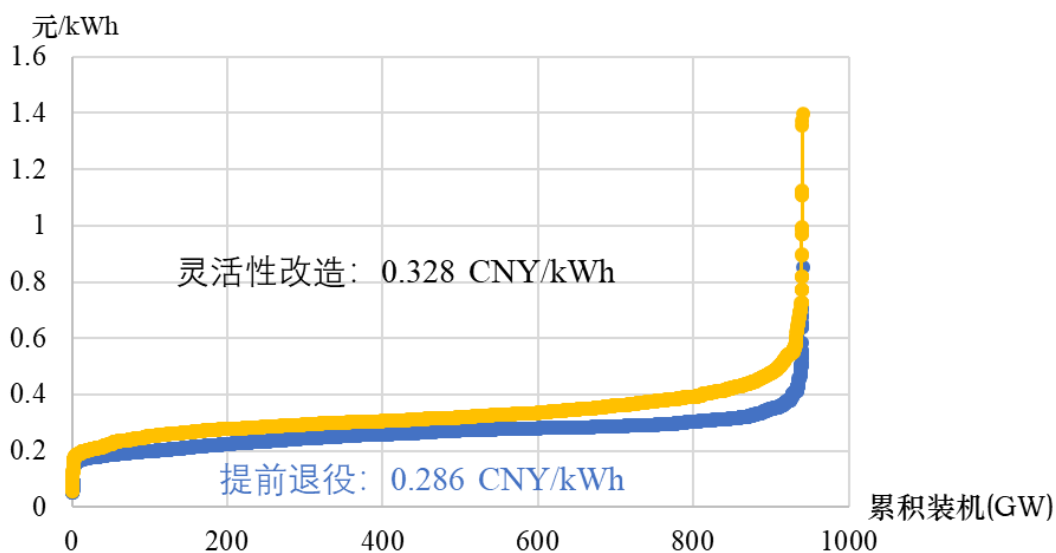


图 3-4 转型情景下煤电成本变动情况

新疆、内蒙古、山西三个省份在灵活性改造情景下成本变动剧烈，尤其新疆，度电成本增长超过 50%，三省 1000MW 以上机组占比低，分别为 3.5%、2.3%、0，而江苏、广东这一占比达到 38%、39%。

表 3-5 转型情景下煤电成本变动情况

| 省份  | 基准情景  | 提前退役  | 灵活性改造 | 1000MW<br>机组占比 |
|-----|-------|-------|-------|----------------|
| 新疆  | 0.198 | 0.227 | 0.307 | 3.5%           |
| 内蒙古 | 0.199 | 0.221 | 0.274 | 2.3%           |
| 山西  | 0.233 | 0.256 | 0.310 | 0              |
| 山东  | 0.267 | 0.290 | 0.333 | 14%            |
| 江苏  | 0.270 | 0.291 | 0.308 | 38%            |
| 河南  | 0.277 | 0.302 | 0.335 | 16%            |
| 广东  | 0.304 | 0.329 | 0.356 | 39%            |

就不同规模机组而言，现存燃煤发电机组度电成本与机组规模呈现出 U 型关系（表 3-6）。六类机组中，200-300MW 机组度电成本最低，但这并不说明 200-300MW 机组的经济性最强，这是由于大规模机组较为年轻，且近年来发电小时数不断下降，导致大规模机组的度电成本更高。同时，我们也注意到，灵

活性改造对于小规模机组的影响更为明显，而小规模机组现金流状况不佳，提前退役则导致成本变动不大，甚至出现成本降低的情形。

表 3-6 不同规模机组发电成本变动

| 类型          | <100MW | 100-<br>200MW | 200-<br>300MW | 300-<br>600MW | 600-<br>1000MW | ≥1000<br>MW |
|-------------|--------|---------------|---------------|---------------|----------------|-------------|
| 平均机龄<br>(年) | 15.14  | 15.59         | 22.40         | 14.04         | 11.81          | 7.73        |
| 基准情景        | 0.293  | 0.265         | 0.243         | 0.258         | 0.267          | 0.264       |
| 提前退役        | 0.294  | 0.277         | 0.256         | 0.279         | 0.291          | 0.296       |
| 灵活性改造       | 0.389  | 0.322         | 0.290         | 0.342         | 0.331          | 0.290       |

提前退役将导致现存煤电电厂亏损的范围扩大，IRR 低于 8%的煤电机组达到 30%左右（基准情景 20%），甘肃和宁夏在该情景下出现了净现金流为负数的电厂，新疆、青海、宁夏等省份整体 IRR 低于 8%收益率阈值。灵活性改造情景下，现存煤电电厂亏损的范围不断扩大，IRR 低于 8%的电厂达到 50%以上，低于 8%收益率的地区扩大明显，青海、甘肃、内蒙古、吉林等省份低于 8%收益率阈值。受转型路径影响，地区成本影响明显，发电意愿下降，可能影响电力供应安全。

### 3.1.4 碳价格增长对煤电成本及收益的影响

2021年1月5日，生态环境部发布《全国碳排放权交易管理办法（试行）》，涉及 2225 家发电行业的重点排放单位，标志着我国碳市场的正式启动，电力部门成为首批被纳入全国碳市场的行业。碳市场交易机制将提高煤电运营成本，将加速运营时间长、效率低、落后的小机组的淘汰和关停，从中长期来看，将逐步提升碳市场的价格，煤电运营状况将进一步恶化，迫使煤电转变角色定位。

碳价情景下，燃煤发电成本普遍提高，但并未对地区间成本差异产生较大影响，低、中、高碳价格下的度电成本的省级排序基本不变。仅山东省出现成本提高幅度略高于其他省份的情况。叠加低碳价情景（50 元/吨，50%免费配额），全国平均度电成本增加 14.3%，亏损范围扩大，35%以上机组收益率将低于 8%，与提前退役下受影响的电厂基本一致，受影响程度更高机组多为运行年限低于 10 年的机组。我国当前碳价过低，上涨是必然的。如碳配额不变，碳

价达到 100 元/吨，煤电成本提高 47.9%，度电成本提高 0.128 元，可能损害部分地区煤电保供的积极性。青海、甘肃、内蒙古等三个省份受影响明显，其次为甘肃、宁夏等省份。

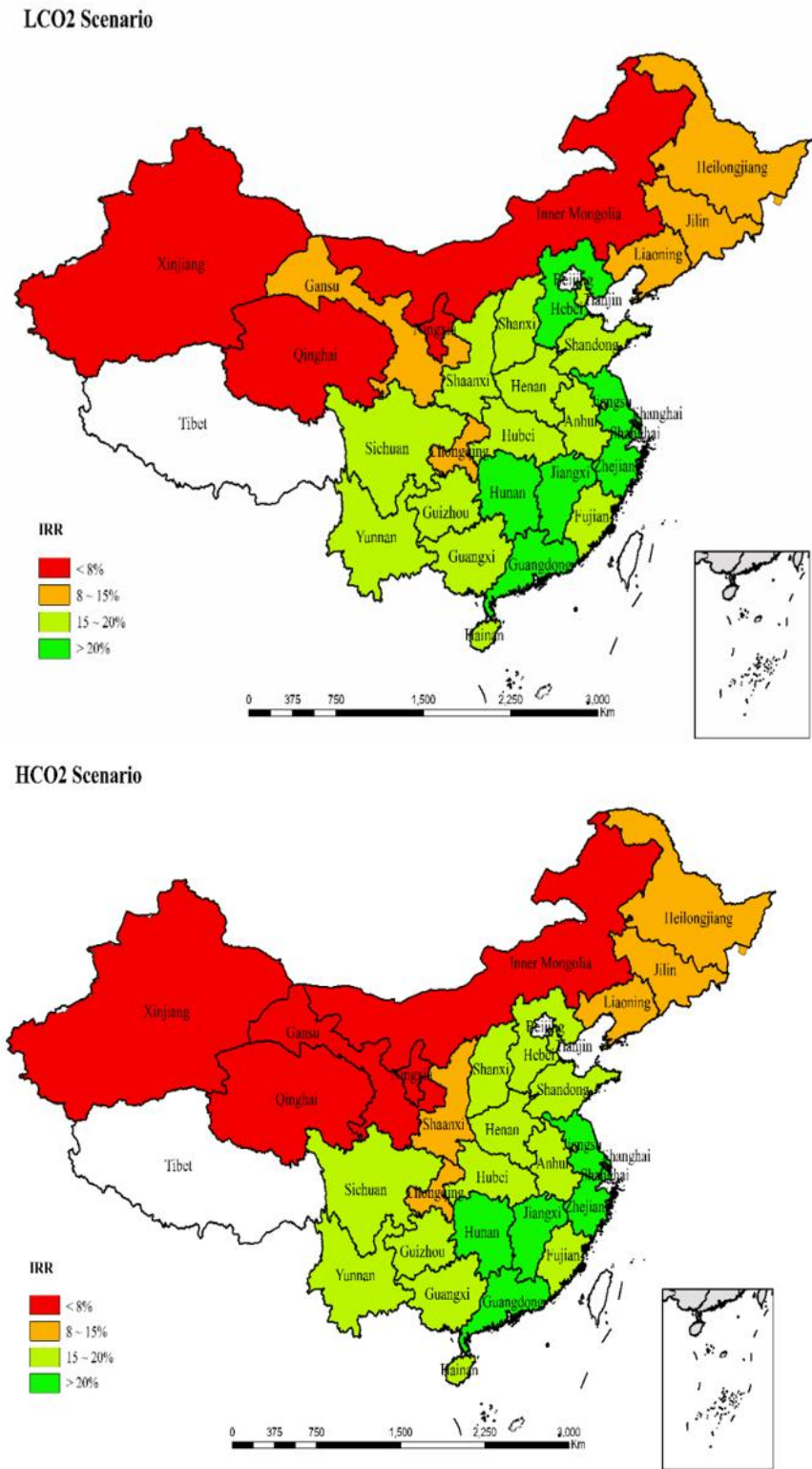


图 3-5 低碳价（上）和高碳价（下）情景下分省收益率分布

综上，煤电平稳过渡转型中，需防范煤电成本暴涨导致供应困境。能源结构变化过程中，电力系统中的电量、电力、调峰平衡都有可能出现缺口，进而影响电力系统的供应和安全性。保障电力供应是最大的安全。转型过程中不能一蹴而就，警惕煤电运行小时数大幅下降或大批机组退役等导致的成本大幅上升，造成部分电力企业会因成本大增而损害保供的积极性，影响电力供应安全。先立后破，系统规划可再生能源及储能等配套设施，在此过程中最需提升电力系统的灵活性和安全性，以应对能源结构变化对电力系统的安全稳定特性带来的潜在影响。

### 3.2 煤电搁浅资产风险

受碳排放约束影响，煤电行业低碳转型将造成煤电企业盈利能力下降，导致燃煤发电机组等高碳基础设施的资产价值下降即资产搁浅，进而对企业和金融机构的资产质量造成不良影响，甚至可能引起宏观经济危机。碳排放约束和转型政策影响下的能源资产搁浅已逐渐引起关注，意为预期使用寿命之前丧失经济价值的资产。随后，搁浅资产概念逐步发展，主要是指由气候政策、市场监管等导致无法获得经济回报的基础设施投资，更加强调资产价值的减记、贬值或转为负债的损失。本研究将在原有搁浅资产定义的基础上进行了补充，即搁浅资产包含了灵活性改造等政策或市场因素导致的预期收益下降部分。

我国煤电转型将导致数万亿搁浅资产，大量新增机组投入投资和建设的情况下，提前退役、灵活性改造将使我国搁浅资产规模累计达到 1.90 万亿和 3.98 万亿，存量机组的资产损失是煤电搁浅风险的主要部分。灵活性改造情景要求 1000MW 以下机组满发小时数下降 50%~60%，且机组存在固定的运营维护成本，将导致我国大部分煤电机组的净现金流量缩减，造成搁浅资产风险较高。限制新增煤电和不再新增煤电，会降低整体的搁浅资产规模，停止新增煤电在提前退役和灵活性改造两种情景下搁浅资产分别减少 1192.12 和 3502.83 亿元。

从搁浅资产的年际分布来看，提前退役情景煤电搁浅风险最高的时间段位 2030-2040 年间，搁浅资产规模最高的年份出现在 2035 年，该年度煤电净现金流损失为 3132 亿元；而灵活性改造情景下，搁浅资产的产生主要集中于近 15 年间，即煤电机组可能面临全面的净现金流损失。这与我国煤电机组的年龄结构有关。我国煤电机组的平均年龄大约为 12 年，新疆、青海、宁夏等省份存在大量运营尚不足 10 年的机组，尤其是 2015 年我国煤电审批程序的行政变更导

致新增煤电产能回升明显，年新增装机容量达到 80GW（IEA,2020），这部分机组将于 2035 年提前退役，造成高额的煤电资产损失。灵活性改造将影响大部分机组的运行小时数，随着煤电机组的服役期满，资产损失的规模将逐步缩减。

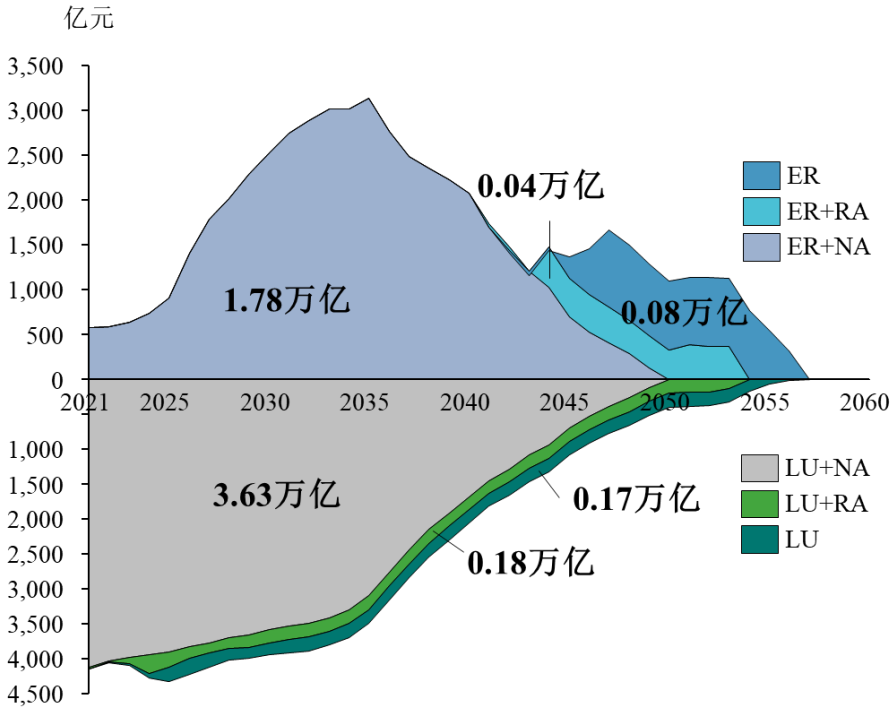


图 3-6 提前退役和灵活性改造情景下的搁浅资产年度变化

新增煤电主要包含在建机组和拟建机组 2 个部分，提前退役情景下二者搁浅资产风险分别为 759.46 和 432.66 亿元，搁浅资产规模与装机总量呈正相关关系；灵活性改造情景下，在建机组和拟建机组装机总量差异大，但搁浅资产规模基本一致，分别为 1679.54 和 1823.29 亿元，这是由于拟建机组的规模较小(平均装机仅为 315.88MW)，灵活性改造情景下煤电资产损失相对更明显。

提前退役和灵活性改造对不同规模机组的现金流入的影响差异明显：提前退役情景下，规模越大的机组的搁浅资产风险越高，以 300-600MW 和 600-1000MW 两类机组来看，现存装机规模分别为 388.80GW 和 403.51GW，后者仅高出 3.78%，但搁浅资产规模却高出了 49.38%；灵活性改造情景则恰好相反，规模较大机组的单位装机搁浅资产损失是逐渐降低的，即规模越小机组的现金流入受影响更高。值得注意的是，100MW 以下机组在提前退役的情景下搁浅资产为负值，即该类机组基准情景下整体处于亏损状态，提前退役将减少机组亏损的时间。



表 3-7 不同规模机组类型搁浅资产规模（亿元）

| 类型           | <100MW  | 100-200MW | 200-300MW | 300-600MW | 600-1000MW | ≥1000MW | 合计              |
|--------------|---------|-----------|-----------|-----------|------------|---------|-----------------|
| 现存装机<br>(GW) | 25.75   | 43.96     | 33.87     | 388.80    | 403.51     | 147.07  | 1042.95         |
| 新增装机<br>(GW) | 5.89    | 0.90      | 0         | 27.86     | 78.66      | 133.55  | 246.86          |
| <b>ER</b>    | -764.24 | 343.37    | 356.76    | 6054.26   | 9043.98    | 3932.45 | <b>18966.58</b> |
| <b>ER+RA</b> | -665.32 | 344.34    | 356.76    | 6024.77   | 8844.55    | 3302.01 | <b>18207.12</b> |
| <b>ER+NA</b> | -588.87 | 349.63    | 356.76    | 5998.48   | 8641.12    | 3017.34 | <b>17774.46</b> |
| <b>LU</b>    | 1506.81 | 1694.03   | 865.96    | 17350.73  | 18363.21   | 0.00    | <b>39780.73</b> |
| <b>LU+RA</b> | 1369.52 | 1681.76   | 865.96    | 16891.71  | 17292.25   | 0.00    | <b>38101.19</b> |
| <b>LU+NA</b> | 1254.25 | 1657.40   | 865.96    | 16330.14  | 16170.14   | 0.00    | <b>36277.90</b> |

从煤电搁浅资产规模的地域分布来看，与各省煤电装机规模密切相关。现存煤电装机前十的省份主要有山东、内蒙古、江苏、广东、河南、新疆、陕西、安徽、河北、陕西，占全国煤电总装机的 63.81%，贡献了电力部门三分之二的碳排放，提前退役和灵活性改造情景下，搁浅资产规模占全国的 67%和 70%，山东和内蒙古是全国煤电装机规模最大的省份，也是面临巨额搁浅资产风险。从全国整体来看，灵活性调整情景导致搁浅资产风险更高，将导致全国煤电机组搁浅规模翻倍，同样的情况也体现在山东和内蒙古等多个省份，灵活性改造情景下山东、内蒙古搁浅资产规模高达 4374 和 4734 亿元。

我国各省由于煤电装机结构差异较大，提前退役和灵活性调整导致的搁浅资产规模存在明显差异。内蒙古、新疆、山西、河北、贵州等省份 1000MW 以上机组占比低于 5%，降低发电小时数导致的搁浅资产较提前退役情景更大，新疆尤为明显，降低发电小时数导致的搁浅资产规模为提前退役情景的 15 倍以上；而江苏、广东、浙江等省份大型机组占比高，1000MW 以上机组在 34%-38%左右，灵活性调整情景下搁浅资产规模和提前退役基本一致，与其他省份相比灵活性调整方案具有明显的比较优势。因此，煤电低碳转型过程中，需关注不同地区转型风险的差异，尽量避免地区不均衡现象加剧。另外，由于“蒙西-晋北-天津南”、“陕电外送”等一系列特高压输电线路的规划建设，内蒙古、山西、陕西、安徽等省份新增煤电装机规模大，搁浅资产风险也远高于其他省份，停

止或限制新增煤电将给各省造成千亿级煤电搁浅资产，内蒙古受影响尤为严重，全面停止新增煤电将造成 2518.67 亿元。

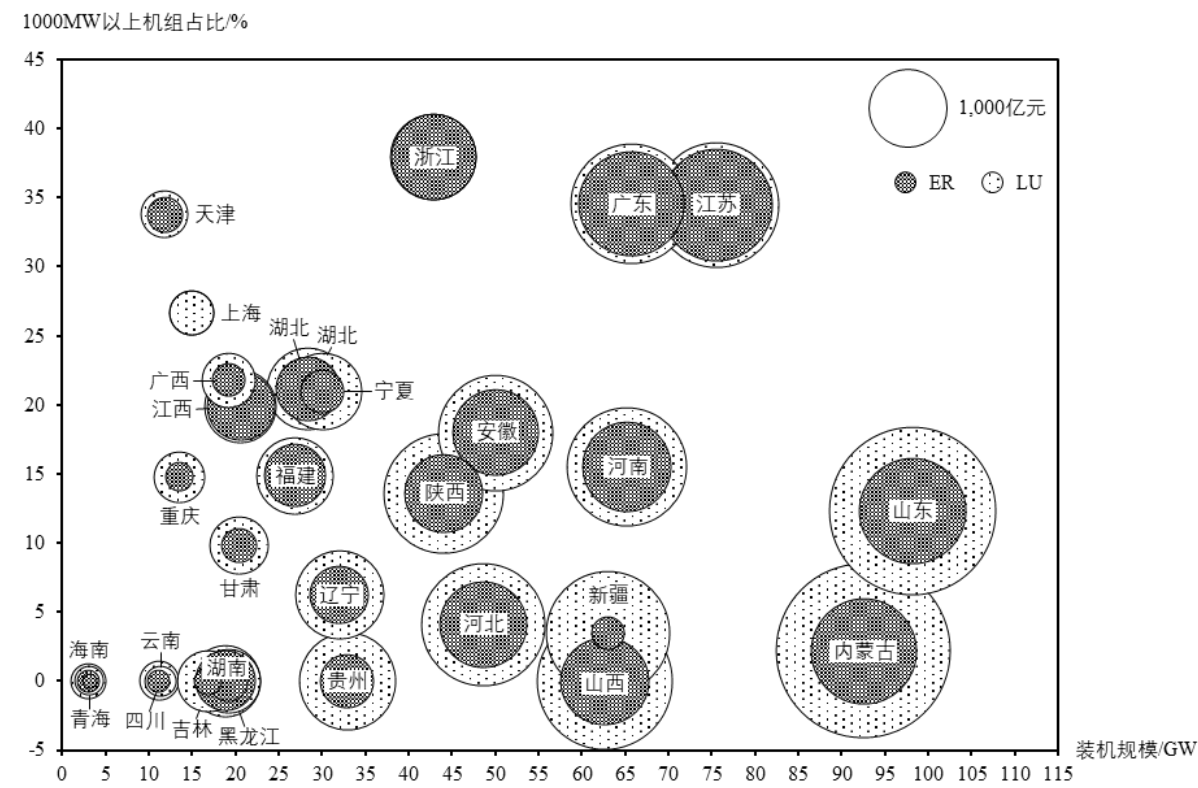


图 3-7 我国各省煤电机组特征与搁浅资产规模

对比提前退役情景和灵活性改造情景的搁浅资产规模，识别燃煤发电机组适合的转型措施（表 3-8）。结果发现，全国 3451 个燃煤发电机组中，有 279 个机组灵活性调整情景搁浅资产低于提前退役情景 5 亿元以上，即灵活性调整优势明显，该类机组主要是位于东部沿海地区的大规模机组，技术先进、运行年限短；同时，全国大多数机组在提前退役情景下搁浅资产风险较低，1704 个机组提前退役优势明显，其中包含新疆、甘肃等省份的运营亏损机组。

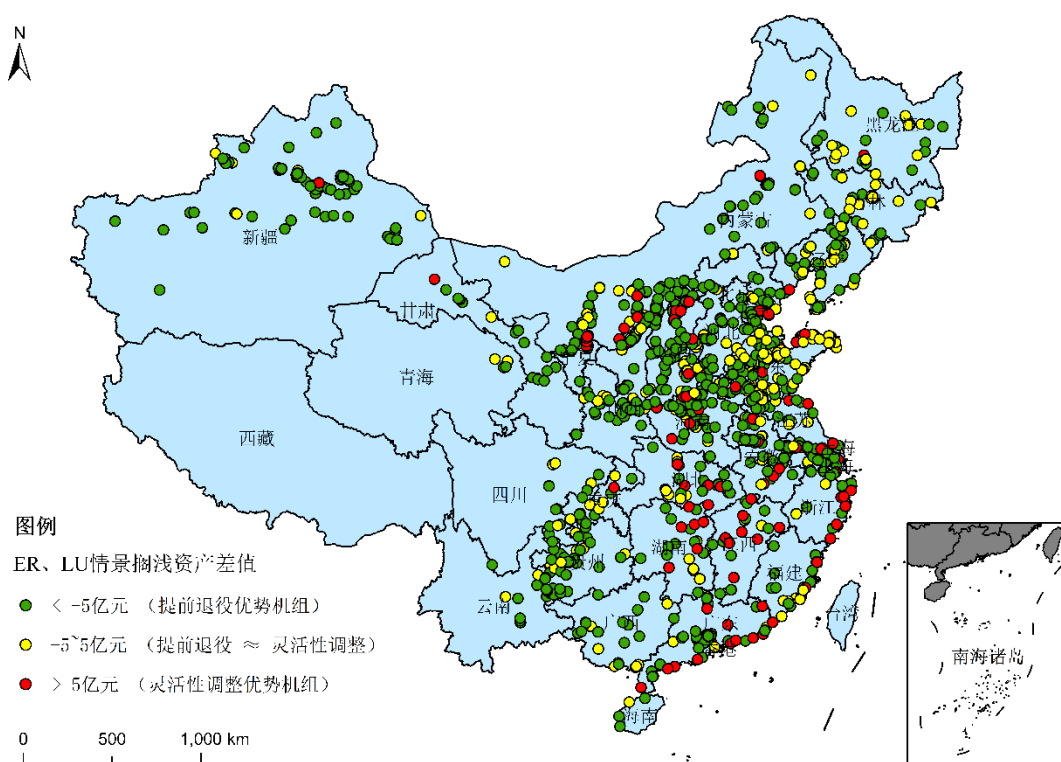


图 3-8 煤电机组在不同情景下的搁浅资产差值

我国煤电机组年轻、高效，考虑到未来煤电在可再生能源消纳和电力系统供应稳定性的关键作用，要充分基于现有煤电机组的运营状况、预期寿命、锁定碳排放等实际情况，稳妥设计煤电转型路径和政策措施，努力实现在绿色转型过渡期平稳过渡，避免巨额资产损失。在煤电锁定排放相同情况下，灵活性改造产生搁浅资产规模较提前退役更高，对煤电企业和地区经济的影响也更大，需对灵活性改造对煤电资产减值的作用引起重视。煤电转型需实现碳预算约束下的搁浅风险可控，基于不同情景下资产搁浅时间上的错位互补，尽量避免搁浅资产在短期内的急剧攀升，需制定灵活性调整和提前退役相结合的转型路径。对规模较大机组采取灵活性调整方式具有比较优势，此类机组的单位装机搁浅资产损失是逐渐降低的；削减煤电存量，提前退役措施优先选择技术落后、规模较小、服役年限较长机组，尤其是100MW以下机组；同时，采取增量管控，限制新增煤电机组的规划建设，谨防新建机组挤压现存煤电生存空间。

### 3.3 煤电信贷违约风险

低碳转型已成为影响经济和金融稳定的一种新型风险来源，双碳目标加速深化产业绿色低碳转型，可能带来系统性、全局性风险，也是金融机构、政府

和投资者面临的一种新型风险。转型风险相关理论还处于发展过程，与传统风险相比，转型风险具有非线性、随时间呈现出增长趋势、空间不均衡问题明显、内生性、系统性连锁反应等新型特征。近年来，国际社会开始呼吁金融机构在进行投资决策时应该把气候因素导致的相关风险纳入考虑范围。二十国集团（G20）绿色金融研究小组（GFSG）、央行和监管机构绿色金融网络（NGFS）和气候相关财务信息披露工作组（TCFD）明确指出气候变化已经成为金融风险的重要来源，尤其是对信贷风险的影响。

煤电机组剩余贷款额与机组规模和年龄相关度较高，剩余贷款额较大的厂级分布相对集中。新疆、内蒙古、山东、安徽、江苏、河南、广东等 6 个省份剩余贷款本息和均超过 800 亿人民币（图 3-9），该类省份均为煤电大省，煤电装机容量大，且机组相对年轻，中部和西南地区剩余贷款总额相对较低，当煤电部门提前退役或市场行情出现波动时，银行坏账风险差异较大，上述省份风险远超过其他地区。

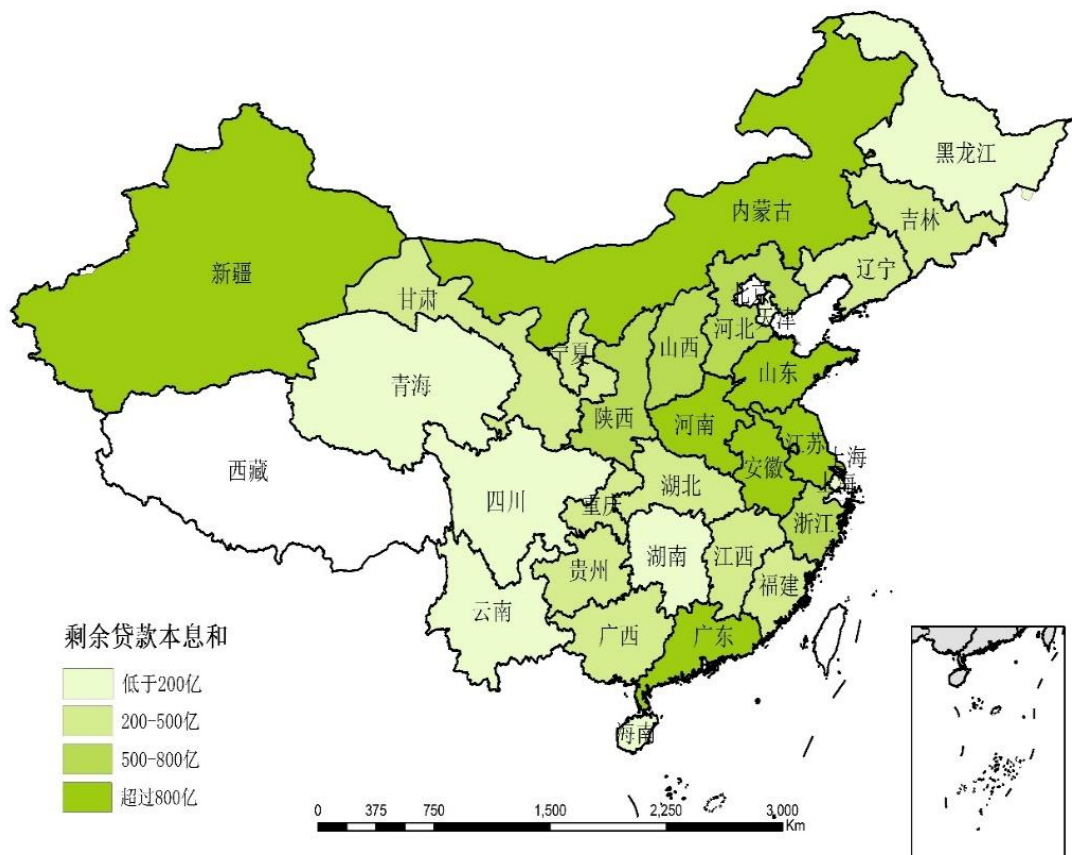


图 3-9 2019 年分省煤电剩余贷款情况

2019 年，全国金融机构年末贷款余额为 153.11 万亿，煤电所占比重仅为 0.8%，宁夏、新疆、内蒙古等省份高达 8.91%、8.21%和 6.25%，当煤电部门提前退役或市场价格出现波动时，该类地区导致银行坏账风险较高，转型需重点关注经济金融系统稳定（图 3-10）。

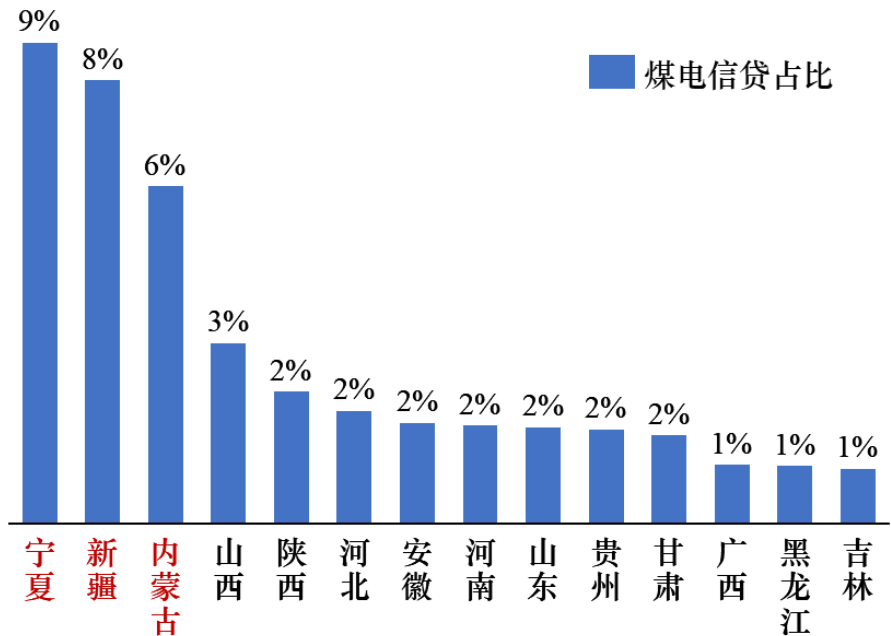


图 3-10 2019 年我国各省煤电机组剩余贷款总额占贷款余额的比例

煤电作为基础能源行业，投资巨大，建设和运维周期长，需要长期资金支持，信贷是煤电企业融资的主要渠道。双碳目标的实施过程中，燃煤发电成本可能进一步增加，收益进一步递减，这将造成煤电机组等资产更大幅贬值。由于煤电项目近 70%资金来自银行贷款，收益下降及资产贬值将影响煤电企业偿债能力。这一过程中，煤电企业信贷违约相关的诉讼数量、规模和频次可能出现大幅攀升和集中爆发。

煤电相关信贷违约已经开始出现。2019 年，辽宁南票煤电有限公司向中国农业银行借款 1.2 亿元，因经营困难于 2020 年签订了借款一年展期合同。2021 年，南票电厂因政策原因关停，无力偿还本息，10 月 15 日，法院受理农行葫芦岛分行诉南票煤电有限公司借款合同纠纷案。煤电转型过程中，企业经营成本可能进一步增加、盈利能力下降，借款偿还能力下降，信贷违约概率增加，因此发生借贷违约、担保纠纷、债券违约的可能性大幅度提高。

通过修正的 z-score 对煤电机组运营状况进行计算，发现基准情景下全国有 291 个“易违约”煤电机组，即一年内违约的可能性为 95%，两年内违约的可能性

为 70%，剩余贷款本息和超过 1970 亿元。灵活性改造情景下，“易违约”机组分别达到 673 个，剩余贷款本息 3446 亿元，对银行资产质量也会产生负面影响，造成银行坏账风险，甚至引发系统性金融风险。

违约贷款额/亿元

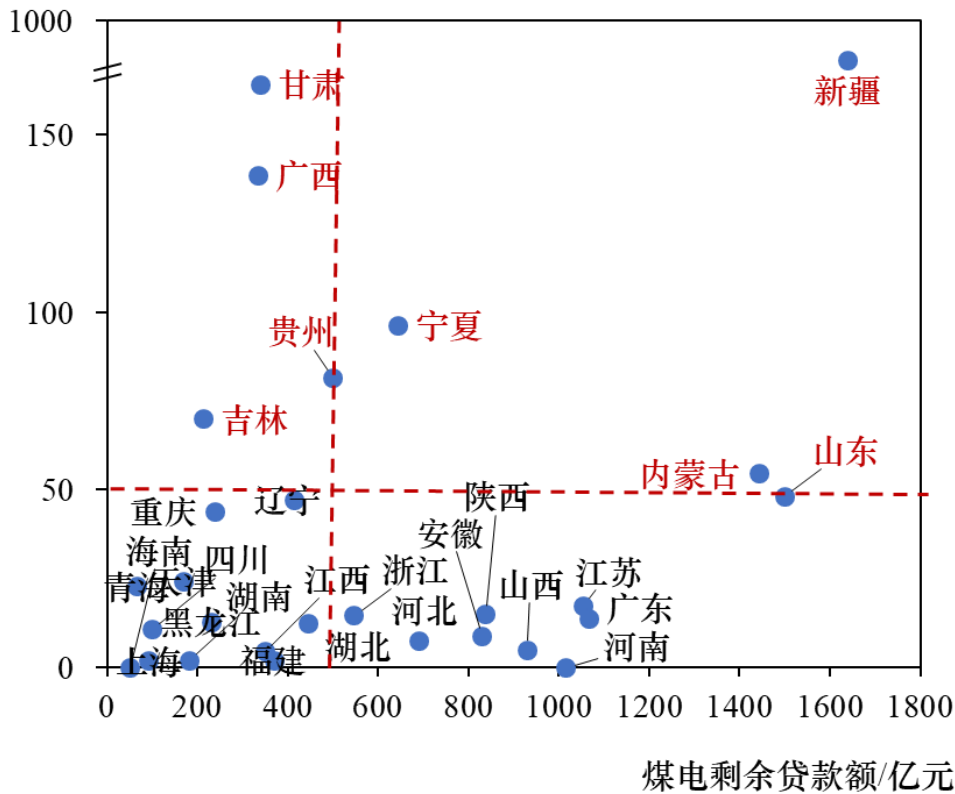


图 3-10 各省煤电贷款额与违约贷款额对比

新疆、宁夏、内蒙古、山东等省份煤电剩余贷款额高于 500 亿元，且“易违约”机组的剩余贷款额均高于 50 亿元，需警惕煤电转型可能引发的次生金融风险。甘肃、广西、贵州、吉林等典型省份，尽管煤电剩余贷款额整体水平不高，但煤电转型影响下的信贷违约比例高于其他地区，对银行资产质量也会产生负面影响，需重视该类地区信贷风险。

2021 年中央财经委第十次会议召开，一行两会、发改委和财政部做了《关于防范化解重大金融风险、做好金融稳定发展工作问题的汇报》，强调防止在处置其他领域风险过程中引发次生金融风险。《中国金融稳定报告 2018》对银行压力测试中发现，银行资本充足率超过 80%来自于信贷风险损失的影响，即重度冲击情景下，贷款质量恶化，不良贷款率上升，严重影响银行系统稳定。

鉴于实体经济与金融体系之间以及金融市场主体之间的密切联系，低碳转型风险所带来的损失，有可能通过网络效应从金融部门传导到整个经济系统，即低碳转型过程中，能源系统转型损失通过产业系统和经济系统传导演化为系统性、全局性风险，对国家的经济和社会造成严重破坏性影响。尤其金融系统内细分行业之间关联密切，风险能够在银行、保险、金融市场等子系统之间传导，社会稳定有序发展受到一定影响。煤电转型过程中，需把握好节奏和力度，加强预期引导和管理，严守风险底线维护金融稳定，将转型风险纳入风险管理体系，制定稳定、健康发展的长期策略，防止信贷风险传染扩大。

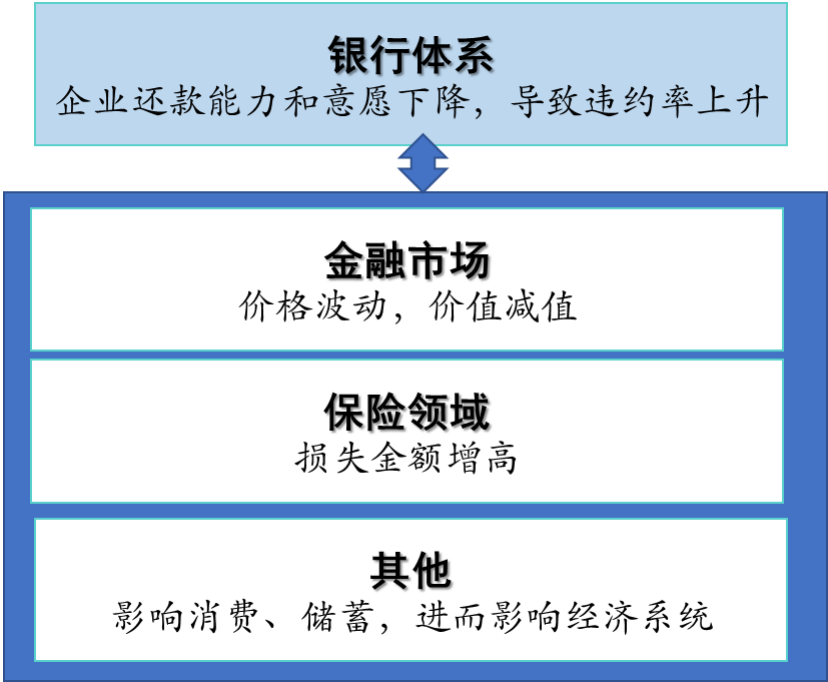


图 3-11 信贷风险向其他经济金融系统传导



## 第四章 实现煤电平稳转型的政策建议

燃煤发电作为碳排放的主要来源之一，伴随电气化进程推进，电力脱碳将成为碳中和的优先议题，也将成为其他终端部门脱碳的关键依托。全国煤电机组平均年龄小，新增煤电项目增加了行业短期转型的难度。同时，不同地区煤电机组成本和风险差异巨大，面临中长期转型的风险冲击也存在很大差异，煤电平稳转型需谨慎决策。因此，煤电转型过程中必须要找准定位，处理好短期和长期的关系，实现平稳过渡。

### 4.1 明确煤电定位，制定煤电平稳转型目标及路线图

我国煤电装机总量大、发电量稳定，在电气化率逐步提升的近中期来看，煤电仍然是保障电力稳定的主体电源。随着能源系统转型的不断推进，风光发电技术的创新应用及成本不断下降，电力系统具备加速转型的基础和条件，煤电机组将逐步由主体性电源向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变，帮助电网更大比例的消纳可再生能源。明确煤电在承担热力供应、灵活性电源等方面的重要作用，识别煤电短期和中长期的功能转变，制定全国和地方的煤电转型时间表及路线图，细化煤电规模、结构、地区分布、电网规划等具体内容。

煤电装机省际分布不均，需评估低碳转型背景下电力需求和潜在风险，提出全国长期煤电转型路线图，并制定因地制宜的煤电调控政策和目标，部分省份应加快转型步伐，加快淘汰服役时间长、效率低、盈利差的煤电机组。争取在“十四五”期间全国煤电装机达峰，到 2040 年或 2045 年逐步淘汰未采取 CCUS 技术的燃煤发电，快速增加以可再生能源为主，以核能、碳捕集、利用和存储为辅的多种技术组合发电。

从近中期目标来看，争取在“十四五”期间全国煤电装机达峰，制定因地制宜的煤电调控策略。随着整体上导致煤电项目利用小时数和发电量占比越来越低，煤电项目的经营状况面临巨大风险，对于煤电未来发展的预期需尤为谨慎。有电力缺口的省份，尽量优先发展非化石能源发电项目，审慎决策新上煤电项目，制定新增煤电项目审批标准，如保障当地电力、电量刚需的煤电项目、特高压等配套电源保障国家电力发展战略煤电项目，以及等容量替代原则“上大压小”项目等。



## 4.2 因地制宜，制定保障电力供给安全的煤电转型路径设计

优先对山东、内蒙、山西等省份服役时间长、效率低、盈利差的煤电机组进行退役或升级。同时，煤电承担起灵活性电源的任务是我国国情下的必然性选择，加快常规存量煤电的灵活性改造，引导煤电由主力电源逐步向调节性电源转变。从长期角度来看，基于煤电在可再生能源消纳和电力系统供应稳定性的关键作用，部分高效、清洁的煤电机组将采用 CCUS 技术等，尤其是东部沿海地区的大规模机组，充分发挥距离电力负荷更近、技术先进、运行年限短的优势，建立以可再生能源为主，以煤电+CCUS、核能为辅的多种技术组合发电。

新疆、宁夏、内蒙古、山东等省份煤电装机存量较大，煤电剩余贷款余额和存在较高信贷风险的贷款余额均高于其他省份，应有针对性的优化转型资金支持。同时，为此类煤炭、煤电依赖程度较高地区提供可靠的转型方案，将新能源发展与煤电转型相结合，从煤炭基地转为清洁电力生产基地，尽量降低地区和相关产业转型中的经济损失，防范转型过程的系统性金融风险。重视引导相关从业人员的再就业，通过对煤电相关人员的再培训、再教育、创业辅导等针对性工作，转向存在人员缺口的清洁能源领域，确保地方就业稳定，防范社会不稳定因素的产生。

## 4.3 深刻认识煤电的灵活性资源价值，由电量主体向容量主体转变

仅考虑煤电成本角度，提前退役的经济损失更小，这一损失值并未将电力供应安全和电网系统成本考虑在内。在构建新型电力系统的目标之下，煤电将发挥深度调峰调频作用，不搞简单化一关了之、一停了之，尽可能减少对电力、热力供应保障的影响，确保未来电力安全和满足最大电力负荷。

随着我国非化石电源快速发展、产业结构优化升级，电力供给侧随机性、波动性不断增加，需求侧随第二产业用电比重的持续降低，用电负荷峰谷差持续加大，电力系统调峰能力建设将成为未来我国电力发展的主要任务之一。到 2050 年实现可再生能源发电占总发电量的 70%，通过煤电灵活发电、改进电网基础设施、需求侧响应以及部署储能技术提高电网灵活性。

成功的能源转型需要在煤电转型的同时，提供足够多的替代清洁能源。因此，煤电转型速度一方面受到风电、光伏等相关基础设施发展的制约，另一方面也受到可再生能源分布和不稳定性的限制。风能发电、太阳能发电等具有天然的间歇性和不稳定性，作为煤电的替代能源，需保证在空间和时间上的稳定

供应。尤其我国煤电装机和可再生能源资源分布具有较强的地域差异，电网调度、电力平衡将面临较大挑战。低碳绿色替代能源发展与煤电转型相协同，才能保障能源供给安全，满足国民经济持续高质量发展的需求。

#### **4.4 加速电力市场化改革，完善电网电力调峰辅助服务市场运营规则**

局部时段、局部地区电力供应不足问题，不仅反映出我国电力供需存在不均衡问题，也突显了电力市场深化改革的迫切性。加快推进适应碳中和目标的电力市场改革，完善市场化价格形成机制，发挥中长期交易“压舱石”作用。煤价电价挂钩联动，提高我国燃煤发电上网电价的上浮空间，倒逼高耗能产业的转型升级。逐步建立交易品种齐全、功能完备的电力市场体系，完善市场化电力电量平衡机制和价格形成机制，建立“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系。进一步完善分时电价政策，合理确定峰谷、季节性电价价差、建立尖峰电价机制。

新能源发电比例将不断提高，对电力系统灵活性和稳定性等方面都提出更高要求。考虑到灵活性改造对电力企业的经济压力，造成低负荷运行期间煤耗上升、运维成本增加、设备老化速率上升，必须完善辅助服务补偿政策，建立电网电力调峰辅助服务市场运营规则，新能源电厂以及出力未减到有偿调峰基准的燃煤电厂等为改造机组分摊调峰成本压力。

#### **4.5 充分发挥绿色金融体系支撑，开展煤电转型风险评估、管控**

对于煤电行业而言，有序转型将产生明显的减排效果，并有助于降低转型过程中的经济损失和电力供应等问题，防范社会不稳定因素的产生。可以通过引导商业银行按照市场化原则，对煤电等传统能源产业转型升级给予合理必要的转型专项资金支持。开发针对性的产品满足低碳转型过程中更新技术、设备、人才等要素的资金需求。财税方面，对于积极主动转型的煤电企业，可考虑允许对固定资产加速折旧，并对转型融资投资者提供税收减免。

我国拥有世界上最大规模、最年轻、最高效的煤电机组，要充分考虑现有煤电机组的运营状况、预期寿命、锁定碳排放等实际情况，评估低碳转型背景下电力需求和潜在风险。煤电装机省际分布不均，要在保证能源和相关的产品供应安全的情况下，做好转型过程中的监测、评估和调整工作，解决好存量高碳基础设施的逐步有序退出及改造。避免短期内资产价值巨幅缩水，影响地方长期投资预期，解决好存量高碳基础设施的逐步有序退出及改造。

风险管理、控制将成为低碳转型过程中绿色金融体系的重要功能之一。绿色金融体系还需加强管理和防范转型风险，防止过度转型，保障安全降碳。煤电转型过程中可能伴生经济、金融、社会、政治等多项风险，这些风险还可能通过各个主体之间实现传导。在应对气候变化过程中，煤电存量资产价值受损，企业的还款能力和意愿下降，可能导致银行信贷违约率上升；对市场而言，相关行业股票、大宗商品价格波动，债券价值减值；行业资产损失，还将对保险行业产生冲击，理赔频次上升，损失金额加大。因此，金融体系可提前对受影响地区进行风险识别（包括性质、频次、严重程度等），建立受转型影响的资产名录，并将风险管理纳入对资本配置、产品或服务开发以及供应链管理及决策。

## 参考文献

- [1] IEA. CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion 2020[R]. Paris, 2021.
- [2] IEA. Net Zero by 2050[R]. Paris, 2021.
- [3] IEA-International Energy Agency. Redrawing the energy climate map: World Energy Outlook 2013 special report[R].Paris,2013.
- [4] IRENA. Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020) [R]. Abu Dhabi, 2020
- [5] IRENA. Renewable Capacity Statistics 2021[R]. Abu Dhabi, 2021.
- [6] Intergovernmental Panel on Climate Change, Global warming of 1.5°C[R]. 2018.
- [7] Liu J, Yin M, Xia-Hou Q, et al. Comparison of sectoral low-carbon transition pathways in China under the nationally determined contribution and 2°C targets [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 149:111336.
- [8] Cui R Y, Hultman N, Edwards M R, et al. Quantifying operational life times for coal power plants under the Paris goals[J]. Nature Communications, 2019, 10(1):1-9.
- [9] 张小丽,崔学勤,王克,等.中国煤电锁定碳排放及其对减排目标的影响[J].中国人口·资源与环境, 2020, 30(08): 31-41.
- [10] 项目综合报告编写组.《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告[J].中国人口·资源与环境,2020,30(11):1-25.
- [11] 张小丽,刘俊伶,王克,等.中国电力部门中长期低碳发展路径研究[J].中国人口·资源与环境,2018,28(04):68-77.
- [12] Generation Foundation. Stranded Carbon Assets: Why and how carbon risks should be incorporated in investments analysis[R]. London,2013.
- [13] Carbon Tracker Initiative. Unburnable Carbon 2013: Wasted capital and stranded assets[R].2013.
- [14] Caldecott B, Tilbury J, Ma Y. Stranded Down Under? Environment-related factors changing China's demand for coal and what this means for Australian coal assets, Smith Sch[J]. Enterp. Environ. Univ. Oxford, 2013.
- [15] Gray M, Ljungvaldh S, Watson L, et al. Powering down coal-Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power[J]. Carbon Tracker Initiative, 2018.
- [16] Pfeiffer A, Millar R, Hepburn C, et al. The 2°C capital stock for electricity generation: Committed cumulative carbon emissions from the electricity generation sector and the transition to a green economy [J]. Applied Energy, 2016, 179: 1395-1408.
- [17] Pfeiffer A, Hepburn C, Vogt-Schilb A, et al. Committed emissions from existing and planned power plants and asset stranding required to meet the Paris Agreement[J]. Environmental Research Letters, 2018, 13(5): 054019..
- [18] Saygin D, Rigter J, Caldecott B, et al. Power sector asset stranding effects of climate policies[J]. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2019, 14(4): 99-124.
- [19] 张为荣,袁家海.全球 2°C 温升碳约束下中国煤电搁浅资产研究[J].气候变化研究进

展,2021,17(01):36-44.

- [20] McGlade, C., Ekins, P. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C[J]. *Nature*, 2015, 517: 187–190.
- [21] Curtin, C. McInerney, B. Ó Gallachóir, et al. Quantifying stranding risk for fossil fuel assets and implications for renewable energy investment: A review of the literature[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 116: 1-13.
- [22] Javier F, Breyer C. Structural changes of global power generation capacity towards sustainability and the risk of stranded investments supported by a sustainability indicator[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 141: 370-384.
- [23] Mo J, Cui L, Duan H. Quantifying the implied risk for newly-built coal plant to become stranded asset by carbon pricing[J]. *Energy Economics*, 2021, 99: 105286.
- [24] He G, Avrin A P, Nelson J H, et al. SWITCH-China: a systems approach to decarbonizing China’ s power system[J]. *Environmental science & technology*, 2016, 50(11): 5467-5473.
- [25] Chen S, Liu P, Li Z. Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 130: 109985.
- [26] Cui R Y, Hultman N, Cui D, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China[J]. *Nature Communications*, 2021, 12(1): 1-10.
- [27] 王克,刘芳名,尹明健等.1.5℃温升目标下中国碳排放路径研究[J].*气候变化研究进展*, 2021, 17(01): 7-17.
- [28] McInerney J, Farmer J D, Trancik J E. Historical costs of coal-fired electricity and implications for the future[J]. *Energy Policy*, 2011, 39(6): 3042-3054.
- [29] 马骏,周月秋,殷红. 金融机构环境风险分析与案例研究 [M]. 中国金融出版社:北京.2018.
- [30] 黄均华.气候变化给经济带来的实体风险与转型风险分析[J].*特区经济*, 2020(11): 149-151.
- [31] 马骏,孙天印.气候变化对金融稳定的影响[J].*现代金融导刊*, 2020(03): 4-9.
- [32] Lamperti F , Monasterolo I , Roventini A . Climate Risks, Economics and Finance: Insights from Complex Systems: A Rock in The Pond[J]. *The Systemic Turn in Human and Natural Sciences*, 2019, 99-107.
- [33] Battiston S , Mandel A , Monasterolo I . CLIMAFIN Handbook: Pricing Forward-Looking Climate Risks Under Uncertainty[J]. *Electronic Journal*, 2019.
- [34] IEA-International Energy Agency (2013). Redrawing the energy climate map: World Energy Outlook 2013 special report. OECD/IEA, Paris.
- [35] Linquiti P , Cogswell N . The Carbon Ask: effects of climate policy on the value of fossil fuel resources and the implications for technological innovation[J]. *Journal of Environmental Studies & Sciences*, 2016, 6(4): 662-676.
- [36] 刘俊伶,王克,夏侯沁蕊等.城镇化背景下中国长期低碳转型路径研究[J].*气候变化研究进展*, 2020, 16(03): 355-366.
- [37] Davis S J, Lewis N S, Shaner M, et al. Net-zero emissions energy systems[J]. *Science*, 2018, 360(6396).

- [38] Yin M, Liu J, Wang K, et al. Uncertainties in committed CO<sub>2</sub> emissions from coal power plants in China and the implications for climate targets[C]. twelfth annual meeting of IAMC, 2019.
- [39] Kumar R, Sharma A K, Tewari P C. Cost analysis of a coal-fired power plant using the NPV method[J]. Journal of Industrial Engineering International, 2015, 11(4): 495-504.
- [40] Capasso G, Gianfrate G, Spinelli M. Climate change and credit risk[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 266: 121634.
- [41] Umar M, Ji X, Mirza N, et al. Carbon neutrality, bank lending, and credit risk: Evidence from the Eurozone[J]. Journal of Environmental Management, 2021, 296: 113156.
- [42] International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). Assessment of Climate Change Mitigation Pathways and Evaluation of the Robustness of Mitigation Cost Estimates [EB/OL]. <https://tntcat.iiasa.ac.at/.2021-06-29>.