



中国煤电发展的 动因和转型 切入点



Publication date
May 2022



ISETS
INTERNATIONAL SOCIETY FOR
ENERGY TRANSITION STUDIES

EMBER
COAL TO CLEAN ENERGY POLICY

关于

国际能源转型学会 (以下简称ISETS) 是在澳大利亚悉尼注册的非盈利专业团体, 致力于促进区域、产业和企业向着公平、包容的零碳能源未来转型。ISETS为推动来自不同国家或地区的政、产、学、研、用等机构的专业人员讨论、共享和传播能源转型相关知识提供了平台。ISETS会员目前由来自40多个国家和10余个国际组织的专家学者组成。

Ember是一家独立的非营利性环境能源智库。我们非常感谢来自包括欧洲气候基金会、Quadrature Climate Foundation、彭博慈善基金会和ClimateWorks在内的慈善组织, 和所有在the Crowd捐款人士的资金资助。

作者

施训鹏, 国际能源转型学会理事长

杨木易, Ember高级电力政策研究员

免责声明

如果您发现报告中存在任何错漏, 请联系 isets@isets.org 或 info@ember-climate.org

本报告是根据创作共用许可证 Creative Commons ShareAlike Attribution Licence (CC BY-SA 4.0)发布的. 我们鼓励您共享和改变本报告, 但必须注明作者和标题, 并必须使用和原始报告相同的许可证来发布您的衍生作品。

执行摘要

中国碳达峰、碳中和（以下简称“双碳”）目标的提出为能源转型提出了更紧迫、更高的要求。推动煤电转型，尽快摆脱中国“煤电为王”的现状，是实现中国能源转型的重点。煤电转型既不能简单理解为“退煤”，又不是为盲目投资煤电开绿灯，而是推动煤电从主力型电源向调节型和保障型电源转型，让煤电在储能技术成熟前为新能源发展保驾护航。

然而，煤电转型绝非易事。过快，会影响能源安全，并对国民经济的发展和人民群众的基本生活造成不必要的影响。过慢，又会拖慢中国减碳的脚步，为“双碳”目标的实现制造困难。在纷繁复杂的外部环境下，稳步推进煤电转型变得尤为重要。这既是保障能源供应安全，支持国民经济稳步发展的必须。也是能源低碳转型有序推进，早日达成“双碳”目标的重要助力。

在这一背景下，本报告对中国“十三五”（2016-2020年）期间煤电的发展及其背后驱动因素进行了梳理分析，并在此基础上对如何破除煤电的路径依赖，平稳有序推动煤电转型，助力“双碳”目标实现提出了具体政策切入点。报告旨在为中国今后的煤电转型形成一份“讨论文件”，期待报告能起到抛砖引玉的作用，激发能源专家和政策从业者就如何更好推动中国煤电转型展开深入辩论。

要点如下：

- 虽然增速低于预期，但中国煤电产能在“十三五”期间依然保持增长态势。这主要受四个原因驱动：缓解一部分地区供电紧张问题；通过“上大压小”、建设清洁、高效的煤电机组优化发电结构；满足供热刚需，以减少散煤使用；服务“西电东送”战略。

- 参与调研的专家还指出以下几点因素亦为部分煤电产能扩张的背后推手：地方煤电的热情；煤电配额调度机制；碳市场在排放配额分配等方面存在的不足，未能有效解决煤电的环境负外部性问题；煤电过度投资带来的负外部性问题；部分电力系统从业人员的惯性思维。
- 本报告提出四个政策切入点，以引导煤电从主力电源向调节型和保障型电源转型。具体包括：1) 通过抑制地方煤电热情，解决煤电企业财政困难，和推动煤炭生产地区经济多元化转型，破除煤电对旧有发展路径的依赖，使转型成为可能；2) 通过完善辅助服务市场和容量电价等市场机制，助力煤电向系统调节型或基础保障型电源转型；3) 推动煤电转型与煤炭政策联动，在推动转型的同时，保证煤电发挥托底保供和提高新能源消纳能力的作用，使得转型更加公正和可持续；4) 优化转型治理，推动包容性治理，和强调从实践中不断学习修正的反思性治理，更好地应对转型过程中的复杂棘手问题。

上述政策切入点的提出为如何推动煤电转型的讨论奠定了基础。但如何通过这些切入点，实际推动煤电转型仍然存在一系列有待厘清的问题：

- 如何有效抑制地方对煤电的热情？
- 如何界定必要与非必要煤电项目？如何阻止新建非必要的煤电项目？
- 不断增长的风光发电在系统灵活性和备用容量方面的需求多大程度上需要由煤电满足？
- 以市场为基础的转型措施是否足以激励在技术创新方面的远期投资，推动包括氢能在内的一系列长期储能技术不断成熟，进而逐步取代煤电，来解决风光间歇性的问题？
- 如何推进煤炭依赖地区的经济结构调整？
- 如何更好地实现电煤政策联动？最近的政策变化是否还有需要强化的部分？
- 如何提高政府对于处理煤电转型等复杂政策问题的治理能力？

随着煤电未来转型方向的逐渐清晰，政策关注点也需要从抽象的方向设定，逐渐过渡到如何实际推进转型过程。而这首先需要将关于煤电转型的政策讨论拓展到电力系统-社会经济-能源治理领域，而不是局限于煤电产业的技术-经济领域。

Executive Summary

Electricity decarbonisation is a mainstay of China's bid to attain carbon neutrality by mid century. A key aspect of China's approach to electricity decarbonisation is demoting coal power to a supportive role, where it provides flexibility and backup capacity to the grids before energy storage technologies become mature and can be deployed at the scale considered adequate to replace coal power. This process, in the context of this report, is referred to as the coal power transition.

The main purpose of this report is to review the development of coal power in China during the 13th Five-Year Plan (FYP) period (2016–2020), focusing on its underlying drivers, as well as to identify possible policy entry points to shift the future trajectory of coal power development (i.e., mid-steps between goals and mixes of policy instruments for achieving the goals). This review is intended to form a 'discussion paper' to promote debates among energy experts and policy practitioners on how to better progress the coal power transition in China.

Key points from the report include:

- The expansion of coal power capacity in China continued during the 13th FYP period, though slower than initially planned.

-
- The coal expansion was reportedly to subserve four purposes: 1) alleviating local supply shortfalls; 2) improving the technical efficiency of coal fleet by replacing inefficient subcritical units with more efficient supercritical and ultra-supercritical ones; 3) providing heating services to both industrial and residential sectors, to reduce the use of more emissions-intensive dispersed coal ("散煤") for that purpose; and 4) supporting the country's West-East Electricity Transmission projects, aimed at transferring electricity from resource-rich western and southwestern provinces to the eastern coastal city-clusters, most notably Beijing-Tianjin-Hebei, Yangtze River Delta, and Pearl River Delta.
 - The following factors have also made important contributions to the expansion of coal capacity: local governments' fervour for coal power projects, the quota-based dispatching mechanisms for coal power, inefficiencies in the carbon market (for example, excessive and sometimes free allocation of emissions permits), negative externalities associated with overinvestment in coal power (i.e. lower revenues caused by overinvestment are distributed across all coal power plants), and inertia in the thinking of power system operators.
 - China has recently signalled its intention to expedite electricity decarbonisation, where coal power will step down into a supportive role in providing flexibility and backup capacity to the grids – essential for attaining higher levels of wind and solar penetration while ensuring supply security and reliability.

The report identifies four entry points for policy interventions to steer the transition of coal power to a supportive role:

Unlock coal power from its current development pathways: This requires limiting the impact of lock-in factors that have created a strong path-dependence for coal power development. Some of these factors are: local governments' fervour for coal power projects; large sunk costs in the existing coal fleet that may become stranded if retired earlier than its technical life; and socio-economic concerns about coal power phase-out, especially in coal-dependent regions.

Market reforms: Transitioning from electricity generation towards the provision of flexibility and backup services to the grids would lead to fewer operating hours of coal capacity. Market reforms would be required to better incentivise coal power to provide these services.

These reforms may involve strengthening the ancillary services market by: introducing new services required to manage challenges (for example, more frequent short-term supply-demand imbalances and a loss of inertia) imposed by rising renewable generation; and streamlining ancillary products (i.e. reducing the number of products associated with a specific ancillary service) to improve market liquidity. Capacity payments mechanisms may also be introduced to better compensate coal capacity for providing backup services.

Better coordination between coal and electricity policies: Sufficient coal supply is essential for coal power to fulfil its supportive role in the electricity system. The power crisis in 2021 seems to have vindicated the viewpoint that to ensure this supply, better coordination between coal and electricity policies is needed. In 2021, the occurrence of extreme weather conditions significantly affected hydro and wind generation. Meanwhile, a very hot summer and strong industrial growth pushed up the demand for electricity. Coal power was called upon to fill the supply shortfalls, but its ability to meet this demand was affected by the coal supply shortages and associated high coal prices. The coal supply shortages were an outcome of measures to constrain coal production on various grounds, such as mine safety, environmental protection, and corruption. Despite being well-intentioned, these measures seem to have been implemented without due regard for their consequences for the electricity system.

A shift in governance towards a learning-based, reflexive process:

The above-noted changes required for facilitating coal power transition engender a proliferation of complexity, cutting across diverse policy domains including energy security, economic development, and social wellbeing. How this complexity is perceived and the potential solutions that are offered could also vary from actor to actor, depending on individual viewpoints, perspectives, and interests. All these, effectively, make coal power transition a 'wicked problem' that is not expected to have one single, optimal solution. This means that the coal power transition cannot be effectively governed through conventional linear processes, in which policymakers first define the problem precisely and then identify and implement the most effective solutions to it. Rather, it requires a shift in transition governance from the existing linear process towards increased reliance on a learning-based, reflexive process. A key feature of this governance process is that it involves iterative ways of knowledge production and learning-while-implementing.

While the discussion about policy entry points provides useful insights, questions remain as to how to facilitate coal power transition through these entry points. Some such questions are:

- How to dampen local enthusiasm for coal power?
- How to distinguish ‘necessary’ from ‘unnecessary’ coal capacity expansion? And how to prevent unnecessary expansion of coal capacity?
- To what extent would coal power satisfy the growing need for flexibility and backup capacity created by higher levels of wind and solar penetration?
- Is the market itself sufficient to incentivise innovations in technologies that could gradually replace coal power in addressing the intermittency of wind and solar power?
- How to promote economic restructuring in coal-dependent regions?
- How to better manage the coal–electricity nexus? Are the recent policy changes sufficient?
- How to improve the capacity of the existing energy governance process to deal with complex policy issues, like the coal power transition?

Insights into these questions are central to devising ways to ensure that the coal power transition will not deviate from its intended direction as China seeks to reorganise its electricity complexes to achieve carbon-neutral electricity while ensuring supply security and affordability. A first essential step to develop such insights, we contend, is to broaden the scope of the debate on electricity transition to system–socio–economic–governance realms, not merely confined to the techno-economic domains of the electricity industry.

目录

- 10 第一章 前言
- 12 第二章 “十三五”以来中国煤电的发展及背后驱动因素
 - 2.1 “十三五”时期煤电的发展
 - 2.2 煤电发展背后的驱动因素
 - 2.2.1 表面原因
 - 2.2.2 深层因素
- 19 第三章 煤电的定位和转型方向
 - 3.1 煤电的定位
 - 3.2 具体转型方向
- 22 第四章 煤电转型的政策切入点
 - 4.1 破除煤电的路径依赖
 - 4.2 系统重塑，助力煤电转型
 - 4.3 煤电转型与煤炭政策协同
 - 4.4 优化转型治理
- 28 第五章 结论
- 30 附录
- 32 参考文献
- 42 致谢

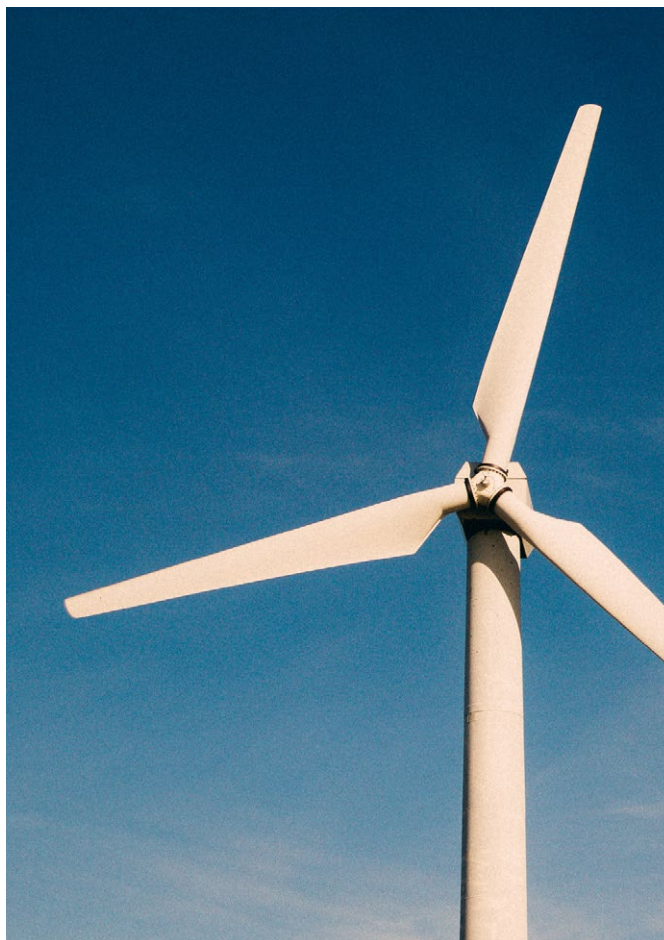
第一章 前言

煤炭燃烧是造成全球气候变化的主要因素，占全球二氧化碳排放的44% [1]。而电力行业是主要的煤炭消费者。根据国际能源署的数据，全球电力行业2019年的煤炭消费量占消费总量的将近一半 [2]。中国电力行业2020年发电及供热消耗原煤23亿吨，占全国煤炭消费量53% [3]。作为瓷器屋里的大象，逐步减少煤电发电量是应对气候变化的重要措施。毕竟，即使用天然气来替代煤炭发电，碳排放量也将下降一半左右。在很多发达国家，煤电已经渐渐淡出电源结构，取而代之的是更高效、便捷和污染更少的电源，例如天然气以及近些年快速发展的可再生能源。而包括中国在内的很多发展中国家，仍处于经济快速发展阶段，不断增长的电力需求很难在短期内完全由清洁电力满足，迫使煤电持续增长。

举世瞩目的《联合国气候变化框架公约》第26次缔约方大会（COP26）为全球煤电的发展明确了方向。大会期间，有超过40多个国家签署声明，承诺将停止对国内和海外新煤电项目的所有投资，并同时加快清洁替代能源的使用，其中不乏印度尼西亚，越南和菲律宾等以煤电为主的国家。签署声明的主要发达经济体承诺在2030年代逐步淘汰煤电，发展中经济体则将在2040年代逐步淘汰煤电。在历经为期13天的谈判后，大会达成了《格拉斯哥气候协议》。其中有关煤电的未来，是这份协议的一个焦点。虽然在最后一刻，最终协议将涉及煤电的表述由“逐步淘汰（phase out）”修改为“逐步减少（phase down）”。但是，无论“减少”还是“淘汰”，都是殊途同归，强调的都是降低对煤电的依赖。这表明全球共识正在形成——“煤电为王”的时代正走向终结。

在中国，改变已经在发生。通过“十二五”和“十三五”规划的顺利实施，中国停建、缓建了大量燃煤发电项目，并同时关停了大批小型低效煤电厂，成功扭转了煤电消费的快速增长态势。煤电发电占比从2010年的超过75%，逐渐降低到2020年的60%左右，煤电在全国电力总装机所占的比重中更是下降到一半以下。在“双碳”目标的基础上，中国领导人进一步承诺：中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。这为煤电转型提出了更加紧迫和更高的要求。

煤电转型不能简单理解为“退煤”，而是煤电在电力系统中职责转变，即从主力型电源向系统调节型和基础保障型电源转型，从而起到为新能源发展保驾护航的作用。2021年10月国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》明确要求，要坚持安全减碳，“构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统”，同时推动“煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型”。2022年2月，国家能源局发布了对于政协委员《关于“碳中和”目标下煤电产业高质量发展的提案》的答复：“我们在‘十四五’电力发展规划中严控煤电项目，原则上不再新建单纯以发电为目的的煤电项目，按需安排一定规模保障电力供应安全的支撑性电源和促进新能源消纳的调节性电源”。2022年的政府工作报告中进一步明确，煤电转型要通过“节能降碳改造、灵活性改造、供热改造”的“三改”联动，实现“煤炭清洁高效应用”和“有序减量替代”。



然而，煤电的转型是一个复杂的过程，不可能一帆风顺。从国际环境来看，我国能源变革的外部环境并不友善。2022年初开始的俄乌危机持续发酵，逐渐从地缘政治领域，进入能源领域，导致国际能源市场行情大幅震荡。外部环境的复杂纷乱，进一步凸显了立足国内，平稳推进电力行业去碳化的重要性。而“富煤、缺油、少气”的国情，意味着煤电在这一过程中对保证电力供应安全起到重要作用。如何平稳有序推进煤电转型，处理好转型所带来的“变”和支撑国民经济增长所需的“稳”之间的关系，是煤电能否起到这一作用的关键。

在这一背景下，本报告对中国“十三五”（2016-2020年）期间煤电的发展及其背后驱动因素（第二章）和煤电在包括“十四五”（2021-2025年）在内未来一段时间能源去碳化进程中的定位和具体转型方向（第三章）进行了梳理分析，并在此基础上对于今后如何破除煤电的路径依赖，平稳有序推动煤电转型，助力“双碳”目标的实现，提出了具体政策切入点（第四章）。这份报告旨在为今后煤电的转型问题形成一份“讨论文件”，对如何更好推动中国煤电转型这一问题，促进能源专家和政策从业者之间展开讨论。

第二章 “十三五” 以来中国煤电的发展 及背后驱动因素

2.1 “十三五”时期煤电的发展

中国“十三五”期间（2016-2020年）电力需求快速增长，2016、2017、2018年全社会用电量增速分别为5.0%、6.6%和8.5% [4 - 6]，均高于《电力发展“十三五”规划》年均 3.6%-4.8% 的增长预期 [7]。电力需求增速虽然在2019和2020年间有所放缓，但依旧保持在3%以上，分别为4.5%和3.1% [8,9]。

同一时期，中国非化石能源电力取得了巨大发展，“十三五”时期平均增速达到10.6%。其中可再生能源发电量从2015年的1392TWh增长到2020年的2213TWh，增长了821TWh。其中超过60%(503TWh)来自风能和太阳能。这期间的风能和太阳能增长量相当于韩国2020年的总发电量。同期，水电和生物质发电也实现了大幅度增长，分别增长了243TWh和76TWh [10]。虽然可再生能源发电量在快速增长，但却不足以满足迅速增长的电力需求。为了确保总体电力供应充足，煤电也不可避免地随之增长，在“十三五”时期年煤电发电量平均增速为3.5% [10]。但由于可再生能源的增速远超煤电，煤电在总发电量中占比从2015年的67.9%，下降至2020年的60.8%，降低7.1个百分点 [10]。

“十三五”时期，中国煤电装机容量年均增速为3.7% [10]，低于《电力发展“十三五”规划》年均 4.1% 的增长预期 [7]。再加上非化石能源装机容量持续快速增长，年均增速达到13.1%，使煤电在总装机容量中占比从2015年底的59.0%，下降至2020年底的49.1%，首次降至50%以下 [10]。即便如此，在整个“十三五”期间，依旧有27个省、直辖市或自治区核准通过了144.8GW煤电项目，占2021年煤电总装容量的13%左右。特别是在富煤地区——内蒙古自治区、

陕西省、山东省、山西省和贵州省，“十三五”期间审批通过的煤电项目达到76.4GW，占比超过全国一半。在富煤地区中，核准通过最多的是内蒙古自治区和陕西省，占富煤地区群核准总量的六成左右。而东部发达地区（北京市，天津市，河北省，上海市，江苏省，浙江省，安徽省和广东省），核准通过总量约为25.8GW，全国占比大约为18%。特别值得一提的是，2020年煤电项目核准数量回弹，共有46.1GW煤电在“十四五”前“抢闸冲锋”[11]。“十三五”期间核准通过的煤电装机量如表1所示。

表 1：“十三五”期间核准通过的煤电装机量 (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	总和
内蒙古	5174	7390	1320	-	12000	25884
陕西	9980	-	6	-	8670	18656
山东	7590	5953	1043	100	1115	15801
贵州	700	615	2600	4120	1320	9355
甘肃	6720	-	-	-	-	6720
山西	4330	160	52	115	2048	6705
广东	60	2000	-	2480	2000	6540
安徽	1374	128	1466	32	2767	5767
江西	1320	187	256	1350	2116	5229
新疆	3400	1320	-	-	-	4720
湖北	240	250	-	-	4080	4570
江苏	1454	6	100	515	2195	4270
浙江	1320	-	-	20	2714	4054
福建	1335	-	32	1883	270	3520
河北	1450	77.8	193	1200	594	3515
宁夏	270	2056	54	280	336	2996
河南	1915	50	113	140	465	2683
黑龙江	812	616	165	60	993	2646
广西	720	38	-	230	1455	2443
四川	2000	-	-	-	-	2000
青海	1980	-	-	-	-	1980
上海	-	-	-	1300	-	1300
重庆	500	-	279	86	338	1203
辽宁	-	130	791	-	206	1127
吉林	60	200	60	-	410	730
天津	350	-	-	-	-	350
湖南	-	-	-	-	33	33
总计	55054	21177	8530	13911	46124	144796

数据来源：[11]

2.2 煤电发展背后的驱动因素

煤电的发展面临一些明显的悖论。一方面，煤电大量亏损，面临着搁浅资产的危险。另一方面，“十三五”期间还建设了大量的煤电。为了试图解释这一看似矛盾的问题，本小节通过文献回顾和专家调研，梳理了“十三五”以来新增煤电项目的表面原因（2.2.1小结）和深层因素（2.2.2小结）。

2.2.1 表面原因

从表面上看，“十三五”以来新增煤电项目有以下原因。

缓解局部电力供应紧张。我国电力供应存在局部紧张的问题，特别是在经济快速发展地区。例如，近几年广东经历了几次电荒。其中以2021年为甚，很多工厂被迫间歇性开工，严重影响了经济发展。广东本地风、光、水电的发展潜力有限，核电发展也缓慢，天然气主要依靠外调及进口，存在供应中断或价格飞涨的风险。而广东又处于极端天气状况多发区，遇到雷暴或台风天气，外调电输电通道线路及变电站设备极易发生故障，电力供应安全风险较大 [12]。因此，发展本地煤电可以在短期缓解电力供应紧张的局面，有一定的合理性。在此背景下，“十三五”期间广东核准建设6540MW煤电项目不算意外。湖南也是一个很好的例子。虽然在“十三五”期间只核准了少量的煤电项目，但湖南在十三五后期电力供应持续紧张，连续几年冬、夏两季都经历了一定程度的电力短缺。再加上浩吉铁路开通，需要配套煤炭集散体系和燃煤电厂建设。因此，在2021年湖南相继核准了岳阳电厂2×1000MW机组 [13]和长安益阳电厂三期2×1000MW超超临界发电机组 [14]。

优化发电结构。随着一批不达标煤电小机组的淘汰，“上大压小”、建设清洁、高效的煤电机组也是多地新上项目的考虑 [15]。据部分省级重点能源项目情况来看，2020年已有广东、贵州、湖南、山西、江西、上海、山东等地区明确了新建12个大型煤电项目，其中就包含多个“上大压小”项目 [16]。这些煤电项目基本都在百万机组以上，配套超低排放装置，身兼为风光电调峰重担。其中，茂名博贺电厂2台100万千瓦“上大压小”煤电项目是广东省电力系统中大型主力电厂，将助力缓解本地供电紧张形势、加快广东电源结构调整、并为粤西地区经济发展提供有力支撑 [17]。在中国现在能源总量煤炭占比较大的条件下，发展清洁高效的煤电机组，包括超临界、超超临界，容量大、能效高、污染排放少的机组，在短期内是非常好的路径。特别是在额定工况下运行，不但可以提高煤炭消费效率，还可以减缓煤炭消费量的增加 [18]。以国家能源集团在湖南启动的一南一北百万机组项目为例：供电标煤耗低于267g，污染物排放基本为零，而且还为周边风光电调峰 [19]。

满足供热需求。中国煤电机组中约47%的机组是热电联产机组，热电联产不断发展是中国几十年来改善煤烟型污染的最大功臣 [21]。由于中国用于供热的散烧煤炭现阶段还难用气或电全部替代，热电联产成为最经济有效的利用方式。这可以提高煤炭利用效率，实现电厂周边集中供热，推进散煤替代，满足人民冬季供暖需求。据统计，2021年上半年核准的21个煤电项目大多为以供热为主的背压式热电联产项目，一般都是3万千瓦、5万千瓦的小容量机组，项目总装机容量为1.9GW [20]。

服务“西电东送”战略。基于能源资源与电力负荷分布不均匀的国情，我国制定了“西电东送”国家战略，通过把煤炭、水能资源丰富的西部省区的能源转化成电力资源，输送到电力紧缺的东部沿海地区，在助力东部经济发展的同时，为西部发展提供动力。由于风电光伏的间歇性，而储能技术还不具备大规模部署的条件，煤电在短期还是为电力系统提供稳定性服务的主力，为提高新能源消纳和特高压工程提供支撑。在这一背景下，会有一些煤电项目为服务“西电东送”战略上马。例如，2020年2月国家能源局印发了《关于陕西陕北煤电基地陕北至湖北输电通道配套电源建设规划有关事项的复函》，同意安排配套陕煤黄陵、延长富县、陕投清水川三期、榆能杨伙盘、大唐西王寨等5个煤电项目、总装机8GW[21]。最近上马为特高压配套上马的煤电项目还包括甘肃省和华能集团共同推进的陇电入鲁工程配套调峰煤电项目[22]，和为酒泉至湖南800千伏特高压直流输电工程提供调峰服务的常乐电厂4×1000兆瓦调峰火电项目[23]。

2.2.2 深层因素

大部分近年兴建的煤电都基于以上原因。例如，2020年各省已开工的30个煤电项目（100兆瓦以上）中，最频繁出现的新建原因包括“满足供热需求”（10次）、“满足电力增长需求”（9次）、“等量替代”（7次）和“保障电力安全供应”（6次）[24]。但也存在一些相互矛盾的地方，导致一部分煤电的必要性值得商榷。一个比较有代表性的例子是，在西部能源大省，煤电项目的开发往往强调以发展“地区资源优势”和“西电东送”配套设施为目的。而在一些东部主要能源消费省份，煤电项目经常以“增强本地保供能力”，“减少省级电力交换”和“降低电网运行成本”的理由兴建。新建煤电究竟应以推动“西电东送”为核心的电力互联互通为优先考虑，还是应以增强电力供应的“独立自主”为主要目的，是值得厘清的问题。

此外，在电力供应相对充足的西部地区以满足本地需求为理由兴建煤电，似乎使这些项目的必要性值得商榷。但同时也应注意到，由于产业布局和经济发展等原因，一些西部电源地和送出省近年来开始出现本地的用电需求上升的趋势，将来可能出现供需紧张的情况。以云南为例，包括电解铝在内高耗能项目的转接，再加上水电的丰枯特点，导致本地出现缺电问题。再比如，川渝截留白鹤滩 [25]，陇东留电 [26]，也都是由于电力输出省面临着供应不足，试图减少合同约定的送电量满足自身用电需要。



一些水电和风光大省近年来出现了枯水期或负荷峰值时段，电力供需偏紧的情况，凸显煤电托底保供的重要性。这也成为一部分新建燃煤电厂的背后的驱动因素。以青海为例，2019年有相当一段时间实现了煤电全停、水电为主、风光为辅的电力供应结构 [27]。但根据调研专家提供的信息，往往到了枯水期，水电出力不足时，青海却需要火电大发、满发，甚至需要不时购入甘肃电力，来满足电力供应安全稳定。

此外，也有调研专家指出，风光往往在负荷峰值时期出力较低，需要传统电源，尤其是煤电顶峰。例如：冬季峰值多出现在晚上，光伏不出力，风机可能因为气温过低（高寒北方）或凝冻（南方）停机；夏季不时出现的极热无风现象，往往导致风电出力低，入夜后，气温负荷略降，但光伏不出力，风电低出力。因此，为风光提供支撑也成了一部分煤电项目上马的主要动因。

由此可见，煤电项目背后的动因极为复杂，往往受多重因素叠加影响。一部分煤电项目虽然在解决局部供需紧张和可再生能源电力消纳等方面存在一定合理性，但也存在深层扭曲因素造成部分煤电项目缺乏必要性的问题。通过文献回顾和专家访谈，本小节对可能造成这一问题主要深层因素进行了分析梳理。

地方的煤电热情。因煤电行业的亏损，以及一些省份煤电平均利用小时数较低，几大发电央企的投资意愿并不很强。近些年煤电项目的推手主要是地方政府 [28]。研究显示，整个“十三五”期间（2017-2020）共有27个省、直辖市或自治区新核准通过了145GW煤电项目，占2021年底煤电装机总量的13%左右。其中超过一半的项目在包括内蒙古自治区、陕西省和山西省在内的富煤省份。特别是在2020年，新增煤电项目暴增，约有46GW煤电项目通过核准，占“十三五”期间煤电项目核准总量的三成左右。其中，约八成为地方企业主导或投资参与。在新增装机量最多的陕西，这一比例达到了九成以上。在同为煤电大省的山西，几乎所有2020年核准煤电项目均有地方企业参与 [11]。

调研专家指出，煤电项目体量大，为重资产投资。一个煤电厂能抵得上好多个光伏、风电厂的投资规模，往往更利于快速刺激地方经济发展。因此地方政府在煤电发展上一直保持相当高的热情。一些研究也表明，随着2014年煤电项目审批权下放至省级政府，煤电发展全国一盘棋的格局被打破，导致其大规模核准和发展失序。催生了一批为满足当地刺激经济发展、税收和就业的需求，而非保障能源供应安全实际需要的煤电项目。鉴于地方短期经济增长对地方官员职业发展的重要性，审批权从中央下放到地方后，煤电关口放开，有可能被一些地方政府用来推动本地煤电项目，以刺激短期经济发展 [29]。研究发现，2014年审批权下放之后，煤电的审批率大约高出3倍，而煤炭工业较大的省份往往会批准更多的煤电 [30]。

部分调研专家指出，为使地方煤电项目顺利推进，一些地方政府在土地、财政、补贴等方面提供支持，降低了项目投资回报周期，减小了投资者对于煤电项目长期成为搁浅资产的担忧。在一些情况下，投资决策甚至只需要考虑10年不到的项目投资回收期，而不是30-40年，造成燃煤电厂的搁浅资产问题对投资者而言并不突出。但也有专家指出，2016年之后煤电项目高回报的情况已经很少出现了。但这是否代表地方投资煤电热情的消退还不确定，特别是在2020年大批煤电项目“抢滩登陆”的现象后，地方的热情度还有待观察。

电网调度机制。煤电发展取决于煤电和可再生能源的竞争优势。从发电端来说，可再生能源电力已经接近甚至低于火电上网价格 [31]。以光伏为例，自2011年，国家统一全国光伏发电标杆电价体系以来，光伏发电的上网电价水平快速降低，从10年前的平均每千瓦时1.15元，降低至燃煤“标杆电价”水平，降幅达到60%以上 [32]。但实际运行中，火电还有市场，其主要原因就是行政化的电力上网调度机制。现行调度机制也被称作“均等调度”“平均调度”或“发电配额制”。在这一机制下，技术等级相同的发电机组（主要是燃煤发电机组）每年被分配以大致相同的运行时间。这意味着，新建煤电项目一旦拿到核定的上网时间，一定程度上就不用担心成为搁浅资产的风险 [33,34]。但也应注意到，随着可再生能源发电快速发展，煤电越来越多参与顶峰和调节，在降低了运行小时的同时，却往往没有得到合理的经济补偿。

负外部性问题。煤电的负外部性，特别是环境污染问题，并没有被完全内部化。以2013年开始运行碳市场的广东省为例，据估算，碳交易的成本仅增加了该省燃煤机组0.5%的运行成本，对煤电企业的影响有限 [35]。2021年开始正式运行的国家碳市场虽将火电纳入控排，但目前碳配额相对宽松，分配给电企的二氧化碳配额还以免费配额为主。再加上采用标杆法，配额的分配量和电厂发电量挂钩，对于绝大多数煤电企业来说，对实际成本影响不大。由于碳配额分配相对宽松，一部分高效煤电企业甚至可以通过出售富余的配额创造利润 [36]。根据国际能源转型学会研究小组测算，按照当前煤电行业平均度电煤耗（309克/千瓦时）和国内碳市场初始碳价（约40元/吨二氧化碳）估算，每度煤电碳价约为0.03元，不到上网电价的8%。

另外，过度煤电投资的负外部性很少被提及。随着近些年清洁替代电力的快速发展，煤电的利用小时数逐年下降，煤电过剩风险开始显现，煤电企业经营面临着巨大的压力。“十三五”期间，煤电设备平均利用小时数在4300至4500之间波动，远低于5500小时煤电机组规划设计的行业基准线 [10]。根据国资委的公开信息，截至2018年末，涉及煤电业务的主要五家电力央企——国家能源集团、华能、大唐、国电投、华电，所属煤电装机达到5.2亿千瓦，负债总额1.1万亿元，平均资产负债率73.1% [37]。2021年高涨的煤炭价格，和随之而来的“煤电价格倒挂”，进一步加大了煤电业务的财务压力。根据中国电力企业联合会发布的数据，2021年8月以来大型发电集团煤电业务出现整体亏损的情况，在2021年8-11月间，部分集团煤电板块亏损面甚至达到100% [38]。

新增煤电项目势必会进一步加重整个煤电行业产能过剩问题。但带来的影响会分摊到整个煤电行业，而不是完全由新项目投资承担。也就是说新增煤电项目有着巨大的负外部性。调研专家指出，过去，煤电审批权在中央政府，这起到了“刹车”机制的作用，一定程度抑制了煤电投资的负外部性问题。但中央政府对煤电投资需求的预测也不一定准确，导致在中央审批的前提下，煤电也会出现周期性的过剩和短缺。但自2014年煤电项目审批权限下放地方后，这个仅有的调节机制也没有了。

思维僵化。电力低碳转型会对电力系统的从业人员造成挑战。而一部分人员思维僵化，发展煤电成为惯性思维的选择。在传统电力体系中，火电具有较强的稳定性。因此，电力调度系统及其运行主要关注点是应对需求侧波动。而可再生能源的快速发展，增加了生产端的波动性，一部分屋顶光伏甚至使需求侧的波动变得更加不可预测，这对系统调度和运行造成了新的挑战。但现有薪酬、考核等人力资源政策并没有做出相应调整，使一部分从业人员缺乏足够的动力去学习新知识和技能，来有效应对新挑战。这也导致煤电发展存在一定的惯性。

第三章 煤电的定位和转型方向

电力转型是一个复杂过程，在大力发展清洁替代电力的同时，还需要发展相关辅助电力，处理好转型所带来的“变”和支撑国民经济增长所需的“稳”之间的关系。一旦把握不好转型的步伐，会导致严重经济损失，并对人民群众的基本生活造成不必要的影响。因此，在推进“双碳”工作的过程中，煤电的定位和转型方向是重点也是难点。本章通过对政府文件和相关文献的回顾，对在电力低碳转型过程中煤电的“定位”和“具体转型方向”进行了梳理。

3.1 煤电的定位

包括中国在内的发展中国家仍处于经济快速发展阶段，在短期实现煤电的“存量替代”——由清洁电力替代煤电——满足不断增长的电力需求还存在一定困难。中国工程院院士杜祥琬预测，“中国煤炭在2025前还会有增加，虽然会严控，从2025之后，新能源开始有存量替代，但量不会很大，2030年后才能安全和稳定地替代”[39]。也有研究建议，煤电在不同的区域要发挥差别化的作用，主张根据新能源资源和负荷情况，对现有机组进行灵活性改造，煤电增量短期内重点放在西部[40]。

对煤电在转型过程中如何定位，要以满足电力转型的实际需要为出发点，做到“有所为，有所不为”。近年来，以风电和太阳能为代表的低碳电力持续高速发展。根据中国电力协会发布的数据，截至2021年底，我国全口径非化石能源发电装机容量为11.2亿千瓦，占总发电装机容量的比重首次超过煤电，达到47%[41]。近期有些研究认为，风光替代煤电的时代已经开启，需要着手计划关停存量煤电[42]。虽然火电的平均利用小时数处于降低的趋势，但是，这并不意味着火电的可靠容量不再被需要。



不断扩大的间歇性可再生能源发电，在储能技术实现大规模部署、具备足够调节能力（例如，周调节能力以应对持续时间较长的极端天气状况）以前，迫切需要**煤电转变职责，由主力型电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的调节型和支撑型电源转型** [43]。调节型电源就像足球比赛中的候补队员，频繁上场下场，在发用电侧波动性增大的情况下，保障供需的平衡。而支撑型电源就像负荷峰值但风光水出力不足（夜晚无光、低温或极热无风、枯水期）时的主力队员，不光要顶上，量还要够。简单来说，**煤电未来的方向是大装机（峰值时顶峰，并协助储能等技术调峰）、小电量（风光能发的时候多发，煤电让道）。**

3.2 具体转型方向

中国已经开始具体部署，积极推进煤电转型。在“双碳”目标的基础上，中国政府进一步承诺，“我们在‘十四五’电力发展规划中进一步明确严控煤电项目，原则上不再新建单纯以发电为目的的煤电项目，但是会按需安排一定规模保障电力供应安全的支撑性电源和促进新能源消纳的调节性电源” [44]。在严控新建煤电的基础上，2022年政府工作报告中进一步明确了煤电转型“三改联动”的方向，具体如下。

节能降碳改造：中国生物质发电量占比还很小，以小容量的秸秆电厂为主 [45]。由于碳捕获、利用与封存（CCUS）技术还不成熟，经济代价过高，近期通过燃料灵活性改造，煤电掺烧生物质，是燃煤发电行业节能减污降碳的可行手段 [46]。长期来看，为剩余火电配备碳捕获、利用与封存以及其它负碳技术，是实现净零电力的重要途径 [47]。碳捕获，利用与封存技术的发展虽然目前碰到一些挑战和问题，但并没有失去希望。特别是中美气候行动联合宣言中，将部署和应用碳捕集、利用、封存和直接空气捕集等技术作为五大合作方向之一。这使中美之间更紧密的技术合作，短期突破技术瓶颈，实现跨越式发展成为可能。澳大利亚政府也表示有意投资支持碳捕获、利用与封存技术的商业化 [48]。

灵活性改造：风、光伏发电都具有很强的间歇性和波动性，它们成为“主力”的先决条件是解决其电量消纳问题。而在储能技术现阶段还不具备大规模部署的情况下，煤电现阶段肩负着为电网提供必要灵活性服务，提高其清洁替代能源消纳能力的重任。研究指出，煤电灵活性改造技术成熟，每千瓦改造费用为120至400元，参与调峰服务的经济性在现阶段好于储能、气电、抽水蓄能 [49]。未经改造的煤电机组灵活性运行负荷往往不能低于40%。否则机组的煤耗骤升，也会导致NO_x、SO₂等污染物排放浓度增大。特别是超临界机组，甚至超超临界机组大幅度参与调峰，长期处于低负荷运行状态，导致技术效率的优势难以发挥 [50]。但通过技术升级，煤电机组可以实现在30%额定负荷以下正常运转，参与调峰调频。据报道，大唐信阳公司3号煤电机组成功将负荷降至9%额定负荷（6万千瓦），并稳定运行6.5小时，创下同类型机组调峰运行的最低记录。在此期间，该机组可提供每小时近16万度调峰补偿电量，预估收益约80万元 [51]。长期来看，电力系统灵活性需要着重发展储能和需求响应等灵活性资源，并推动区域电网之间更好的互联互通，提高系统调节能力。

供热改造：工业生产需要大量的热负荷。风电和光伏供热还处于起步阶段，短期内还不具备满足工业大规模用热需求的能力。为了推动工业减碳，一部分工业部门开始推进煤改气和煤改电。但是煤改气和煤改电成本高，切煤改气时常还受到气源限制 [52]。大幅投资天然气未来同样还面临搁浅资产的风险。因此，节能高效的燃煤热电联产机组是电气化和氢能等技术还不成熟的时，满足工业用热需求，并减少二氧化碳排放的重要途径 [53]。一个有吸引力的方案是风光水火储一体化和源网荷储一体化，充分利用火电灰场、热网等厂区布置，因地制宜地布置风光可再生能源、储能、制氢等设施，为周边工业园区、产业园区等提供冷热电气水等综合能源服务，推荐应用场景为“存量火电+光伏发电、制氢、储能、富氧燃烧”等。

此外，我国城镇化仍处于快速发展期，预计“十四五”期间常住人口城镇化率将由2020年的60%提升到2025年的65.5%，并于2030年接近70%。这在北方意味着大量的冬季供暖需求，而对存量煤电进行供热改造、余热利用，不但可以提高能源利用效率，也可实现周边郊区新城、中小县城集中供热，并同时深度推进散煤替代，满足人民冬季供暖需求 [50]。

第四章 煤电转型的政策切入点

随着煤电定位和具体转型方向的逐渐清晰，如何实际推进就成为了政策实践的重点和难点。本章基于经典能源转型理论（见附录），对煤电转型提出了如下几点可供参考的政策切入点。

4.1 破除煤电的路径依赖

实现“双碳”目标离不开煤电转型。转型既不意味着“弃煤”，也不是为盲目煤电投资开绿灯。而是推动煤电在电力系统中职责转变，在为清洁能源发展保驾护航的同时，为保障电力供应安全托底（见第三章）。破除煤电“路径依赖”是实现煤电发展路径转换的关键。要从四个层面发力。

第一，抑制地方的煤电热情，避免煤电转型为地方以拉动区域经济增长为目的，盲目上马煤电项目开绿灯。虽然近些年煤电行业亏损严重，几大发电央企的投资意愿并不很强，但是一部分地方政府在煤电发展上保持着相当高的热情，为了使项目顺利推进，在土地，财政，补贴等方面提供了一系列支持，降低了项目投资回报周期，减小了投资者对于煤电项目长期成为搁浅资产的担忧。2014年之后煤电审批权的下放，虽然放在当时的背景下有其合理性和必要性，但考虑到燃煤电厂过度投资方面存在巨大的负外部性问题，和一些地方政府对于煤电持续的热情，可考虑推进审批权制度改革，针对煤电过度投资引入一定的“刹车”机制。同时，也要清理整顿地方提供的各种支持政策，这也是贯彻实施最近中共中央国务院发布的加快建设全国统一大市场的意见的必然要求 [54]。

第二，解决煤电业务“进退维谷”的窘境。在应对全球气候变化大背景下，煤电逐渐淡出电源组合不可避免。煤电业务却深陷亏损泥潭多年。虽然包括电力调度平均分配机制，和煤炭价格区间调控和煤电价格传导机制在内一系列政策的出台，可暂时缓解煤电业务的财务压力。但却没有提供可帮助煤电业务走出进退维谷窘境的长效机制。此外，大部分燃煤机组已经进行了脱硫脱硝改造，涉及较大投资。而其中相当一部分机组还很年轻，如果直接关停将对发电企业造成损失。这导致很少有发电企业愿意主动关停燃煤机组。

解决此问题，可以考虑通过进一步完善辅助市场和容量市场建设，为大量参与调节顶峰但降低了运行小时数的煤电提供足够的经济补偿（见4.2小结）。也可考虑建立煤电退出机制，打破煤电上网的“大锅饭”，建立竞争性的上网机制和污染付费制度（含碳价格）。这可驱动发电量向高效、低碳的生产者集中。同时逐步淘汰低效、高碳，缺乏竞争力的煤电企业。

煤电退役竞拍机制是一个可供考虑的煤电退出机制。这一机制通过政府设置一笔专门的经费，由有意愿退出的煤电厂进行竞拍，最终确定获得的补贴金额。2020年9月，德国举行了第一次煤电退役竞拍并取得了成功，由于退役煤电厂竞争激烈，平均退役补偿成本为每兆瓦6.6万欧元，远低于联邦政府制定的每兆瓦16.5万欧元的补贴上限，总共实现了4788兆瓦机组的退出。

产能许可证交易制度提供了另外一个可供考虑的煤电退出补贴方案 [55,56]。产能许可证通过将现有发电企业的上网指标转化为可交易的凭证，保护发电企业的合理利益 [57]。发电企业可以根据自身情况买卖上网指标（许可证）。在许可证交易计划中，削减产能的电厂可以通过出售许可证获得补偿而受益，从而更有动力去实施退出。这些收益，可以用来安置人员，甚至转产。

煤电企业的土地资产也有助于解决不少债务问题。目前在很多中心城市，煤电厂所在地块可以产生巨大的经济价值。调研结果显示，获取稀缺土地资源实际上是很多地方政府推进本地区燃煤发电厂关停的一个隐性因素。在很多案例中，这些土地资源开发再利用产生的收益，在理论上完全可以负担关停的相应成本，包括员工的再安置成本 [58]。

第三，推动煤炭生产地区经济的多元化转型。煤电是中国最大的煤炭消费者。实现碳中和既定目标，需要大部分煤电在本世纪中叶前逐渐淡出电力系统。这意味着对于煤炭需求的大幅减少，也必然会对煤炭生产地区的经济造成不小影响。特别是煤矿企业普遍存在职工人数多、地处偏远区域的问题，使得矿区经济转型困难重重。一座座因煤而生，因煤而兴的“煤城”，若不早做打算，推进经济转型，改变“一煤独大”的产业结构，随着煤炭长期需求的减少，发展也会渐渐陷入困境。煤电转型也会随之进退失据，继续推进会加重矿区的经济困难，而停滞不前又会干扰碳中和目标的实现。特别是考虑到电气化是包括钢铁和交通在内很多行业去碳化的重要选择，早日实现电力行业净零排放因此成为了达成碳中和既定目标的重点。而煤电转型的滞后却会给实现这一目标造成困难。

中国矿区经济转型可以考虑借鉴德国的例子，通过一系列政策组合推动区域经济多元化。这具体包括：因地制宜，通过提供金融（例如减税、低息贷款）和其他（例如，公共支持创建必要的基础设施和研发）支持非煤炭工业发展；推动教育改革，更好地使当地学校的课程设计与新兴行业所需的技能和知识吻合 [59]。此外，对于矿区环境恢复的投资也可一定程度上减轻由于煤炭减产对于区域经济的冲击 [60]。特别是考虑到矿区环境恢复所需劳动力和设备一定程度上与采矿活动类似 [61 - 63]。环境的恢复还为包括旅游在内的产业发展提供了机会，助力区域增长和创造就业 [64 - 66]。

在矿区职工安置方面可考虑：尽早沟通煤炭减产计划以缓解由于突然变化造成的冲击 [67]；为职工提供过渡期财政支持 [59]；对有意向的职工提供转岗培训等就业帮助 [68]；鼓励超过一定年龄的工人提前退休，缓解因大量煤炭工人突然流入而引起的劳动力市场紧张局面 [69]。

4.2 系统重塑，助力煤电转型

煤电作为传统电力系统中的主力电源，需要主动适应在新型电力系统中的新角色，助力电力低碳转型的顺利推进。在这一过程中，煤电需要转变职责，从主力型电源向系统调节型和基础保障型电源转型（见第三章）。其核心是为系统提供必要支持服务，保障电力供应的稳定安全。而支撑服务是为应对系统的不时之需准备的，往往是“备而不用”。这意味着煤电负荷水平的进一步下降。据估算，中国的火电机组目前普遍可以接受60%以上的负荷水平。通过技术改造虽可提供调峰调频等灵活性服务，但会大幅降低负荷水平。较低的利用小时数将带来机组损耗和整体运行成本的提高，如果没有有效的成本消纳机制，将使煤电向调节型电源转型很难落地 [70]。

重塑电力系统，进一步完善辅助服务等电力市场机制，可为煤电向系统调节型或基础保障型电源转型创造有利条件。对于辅助市场在电力转型中的建设问题，文献中提出了以下几点主要建议：1) 优化辅助服务产品，在更好应对由于可再生能源发电增加带来挑战（例如，更频繁的短期供需失衡和系统转动惯量丧失）的同时 [71]，减少产品交集以提高市场流动性 [72]；2) 辅助服务市场与其它电力市场更好联动，以提高市场灵活性 [73,74]；3) 鼓励通过需求侧相应提供辅助性服务，降低对昂贵调峰装置的需求 [75,76]；和4) 鼓励煤电与其他电源、储能来竞争提供辅助服务，降低获取辅助性服务的价格[40]。此外，也可考虑引入容量电价，使帮助“顶峰”的煤电获得合理经济补偿。

对电力系统现有薪酬、考核等人力资源政策也可做出适当调整，鼓励一部分电力从业人员学习新知识和技能，根据新能源带来的岗位变化调整薪酬和激励机制，也可打破僵化思维对系统重塑的束缚，更好推动煤电转型。



4.3 煤电转型与煤炭政策协同

煤炭供应的稳定对于保障电力安全有重要影响，特别是考虑到以清洁能源为主的新型电力系统还处于快速发展阶段，不足以在包括极端天气在内的所有情况下，保证电力的稳定安全供应。2021年影响全国十多个省的电力供应紧缺问题就是一个很好的例子。分析指出，受出口需求激增等因素拉动，中国2021年电力需求大幅上涨，达到10.3%。同时受干旱和无风等极端天气因素制约，水电和风电出力不足，要求煤电托底保供 [41]。然而煤炭供应却严重不足，导致价格大幅上涨。动力煤2021年全年平均价格突破了1000元/吨，创历史新高。10月中旬甚至创下了将近2600元/吨的历史最高煤价。煤炭价格的飙升使煤电企业的成本冲高，随之而来的煤电价格倒挂进一步打击了煤电企业“求煤保电”的积极性，一些地区的缺电问题也就在所难免。在去年“拉闸限电”的同时，相当一部分煤电的发电能力利用率仅仅只有一半 [75]。

由此可见，更好的电煤联动，对于稳定煤炭供应和价格，推动煤电转型，并更好起到保供托底作用至关重要。这一问题已经得到了政府的重视。国家发改委近日印发的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》明确了煤炭价格的上限，并允许在限定区间内煤、电价格可以有效传导。煤电企业在基准电价上下不超过20%的区间内可及时传导燃料成本变化。这为煤电企业吃下了一枚“定心丸”，可有效避免出现由于煤炭价格短期内大幅飙升，导致煤电企业亏损，影响电力供应安全的现象出现。此外，为保障煤炭供应和价格稳定，国家发改委进一步强调立足于富煤的国情，推动煤炭产业的四增一控，即增加3亿吨有效产能，增加日产量至1260万吨/日，增加储备至6.2亿吨，增加中长期协议在煤炭交易中的比例，和控制煤炭价格在调控区间内浮动 [76]。

近日出台政策中煤炭价格下限的设定也决定了煤价不会过低，变相补贴煤电，成为可再生能源发展的拦路虎。以秦皇岛港5500大卡煤炭价格为例，交易价格下限规定为570元/吨，与2020年均价相当。而当年风电太阳能新增装机达到了创纪录的120吉瓦。其中风电新增装机容量达到52吉瓦，超过了欧洲，非洲，中东和拉丁美洲的总和。虽然这一定程度上可归结于一部分项目赶在年底行业补贴退坡前完工，但2021年风电，太阳能延续了此前高速增长的气势，新增103吉瓦。这打消了对于补贴退坡是否会减缓我国可再生能源发展速度的担忧，也进一步印证了以风电和太阳能为代表的可再生能源技术在经济性方面不断提高的事实 [75]。

随着风电，太阳能技术的成本继续下降，投资者会在未来越来越倾向于选择风电和太阳能来实现大部分的电力供应。这一趋势目前来看不会因为煤价区间的设置而改变。相反，煤电转型的有序快速推进，离不开稳定的煤炭供应和价格。因此，要持续地推动煤炭市场价格形成机制的完善，逐步形成基本依靠市场调节的电煤联动。

4.4 优化转型治理

作为电力低碳转型的有机组成部分，煤电转型是一个复杂且长期的过程。由于治理对象的多元化，不可避免地涉及多个治理主体。其中既包括各地方政府相关工作部门和上级主管机构，也包括煤电企业，相关企事业单位等利益相关方。而不同主体又往往追寻不同价值目标，包括经济效益、社会发展、能源安全、节污减排、环境保护等。这些价值目标之间相互未必协调，甚至可能会相互矛盾，从而阻碍能源转型进程。

因此，推进煤电转型需要在现有能源治理框架下，建立一套政策协同机制，推动能源治理层面的深度融合。这个机制应关注在制定执行相关能源转型政策的过程中，推动包容性和适应性治理。

第一，全面践行包容性决策的治理理念。在政策制定过程中，要推动各治理主体和利益相关方之间有效协商。中央或上级主管机构应在这一过程中起到主导性作用，充分发挥中国特色“民主集中”治理模式的优势，对“治理什么”和“如何治理”等事关煤电转型成败的大问题，广泛征求意见，减少决策失误。同时，还应强调“集中”的重要性，把有限的资源和精力聚焦在解决制约煤电转型的一些主要问题上来，有效推动政策决议。此外，在具体政策执行过程中，还应注意合理分配各部门的职责和权限，并明确具体协调部门，推动整体政府跨界协同治理，形成合力，避免各自为战。

澳大利亚大型电力公司AGL在关停旗下大型燃煤电厂的经验值得借鉴。在关停准备过程中，AGL在计划关停燃煤电厂所在地区（“Hunter地区”）发起成立了有地方政府、当地社区、上下游用户和研究机构等相关利益方参与的“Hunter地区能源转型联盟”，开展协商、沟通，并以此为平台开展一系列针对关停准备、关停过程实施和关停后企业和地区经济转型的研究项目，有效保障了平稳关停和公平、有效的煤电转型 [80]。

第二，要对煤电转型政策的具体执行情况进行适时评估。由于煤电转型的复杂性，具体区域的转型方向也不尽相同，不可能“一方治百病”。研究指出：

“东北、西北、西南等新能源资源丰富的省份需要大规模、低成本储能技术商业化应用解决新能源电力可信容量不足的问题，引导原本充当尖峰负荷的煤电机组退出。华北、华南、华中等负荷较高、新能源发展潜力较大的省份，需要通过大力发展新能源和煤电灵活性改造，引导煤电由充当腰荷资源向充当尖峰负荷资源转变。华中、华东等负荷较大且煤电体量较大的省份，需要通过加强需求侧管理、重视储能、推进煤电灵活性改造等措施，引导煤电由充当基荷资源向充当腰荷资源转变。将煤电增量重点放在西部，支撑可再生能源外送；中部省市要加强对本地电力供应结构的优化，明确电源、负荷、储能等不同电力资源的系统功能定位；只有在出现基荷电力不足趋势的情况下，才可适度新建煤电” [40]。

此外，对于煤电转型的复杂性很难在一开始就建立一个清晰的认识，这意味着在推动转型的过程中必然会不断遇到新问题。而同时解决问题的新思路、新办法也会不断涌现。因此，需要在治理模式上进行创新，从“定目标，下放执行”的传统线性治理模式，逐渐转向从实践中不断学习修正的反思性治理（reflexive governance）。在实际推动转型的过程中，注意及时总结经验教训，并推动各治理主体之间互通有无，分享成熟经验和做法，提高能源治理能力和水平。

第五章 结论

"双碳"目标的提出为能源转型提出了紧迫和更高的要求。而推动煤电转型，尽快摆脱中国“煤电为王”的现状，是实现中国能源转型的重点和难点。

煤电转型即不能简单理解为“退煤”，又不是为盲目煤电投资开绿灯。而是推动煤电从主力型电源向调节型和保障型电源转型，起到承上启下，为新能源发展保驾护航的作用。随着一系列中央和部门文件的出台，煤电通过“节能降碳改造、灵活性改造、供热改造”的三改联动，实现“煤炭清洁高效应用”和“有序减量替代”的具体转型方向也逐渐清晰起来。此外，煤电转型在中国的提出，也为其它煤电生产国能源减碳提供了一个可供借鉴的“东方模式”。

然而，煤电转型绝非易事。过快，会影响能源安全，并对国民经济的发展，和人民群众的基本生活造成不必要的影响。过慢，又会拖慢中国减碳的脚步，为“双碳”目标的达成制造困难。在纷乱的外部环境下，稳步推进煤电转型变得尤为重要。这既是保障能源供应安全，支持国民经济稳步发展的必须，也是能源低碳转型有序推进，早日达成“双碳”目标的重要助力。

为保障煤电转型的稳步推进，本报告具体提出如下政策切入点：1) 通过抑制地方煤电热情，解决煤电企业财政困难，和推动煤炭生产地区经济多元化转型，来破除煤电对旧有发展路径的依赖，使转型成为可能；2) 通过完善辅助服务市场和容量电价等市场机制，助力煤电向系统调节型或基础保障型电源转型；3) 推动煤电转型与煤炭政策联动，在推动转型的同时，保证煤电发挥托底保供和提高新能源消纳能力的作用，使得转型更加公正和可持续；4) 优化转型治理，推动包容性治理，和强调从实践中不断学习修正的反思性治理，更好地应对转型过程中的复杂棘手问题。

但如何通过上述政策切入点推动煤电转型仍然存在一系列有待厘清的问题。其中一些关键的问题是：

- 如何有效抑制地方对煤电的热情？
- 如何界定必要与非必要煤电项目？如何阻止新建非必要的煤电项目？
- 不断增长的风光发电所带来的在系统灵活性和备用容量方面的需求多大程度上需要由煤电满足？
- 以市场为基础的转型措施是否足以激励在技术创新方面的远期投资，推动包括氢能在内的一系列长期储能技术不断成熟，逐步取代煤电来解决风光间歇性的问题？
- 如何推进煤炭依赖地区的经济结构调整？
- 如何更好地实现电煤政策联动？最近的政策变化是否还有需要强化的部分？
- 如何提高对于处理煤电转型等复杂政策问题的治理能力？

附录

学术界对于能源转型的内涵和动因进行了一系列研究。其中相当一部分将能源转型视为技术挑战，并为如何更好应对这一挑战进行了探讨。例如，如何在技术方面提高包括风能和光伏在内可再生能源的“表现” [81,82]，如何制定更好的战略和商业模式，将清洁替代能源更有效的市场化 [83,84]，和如何推动电力系统技术层面重塑，以适应间歇性可再生能源的快速发展 [85 - 88]。这些研究对于能源技术层面转型进行了有益的探讨，并为相关政策的制定奠定了基础。

与此同时，随着可再生能源技术的迅速成熟，和在包括中国在内一些国家的快速发展，近年来对能源转型的讨论逐渐从“如何解决技术挑战”，拓展到“如何推动系统性重塑”，以适应变化的能源结构 [12,89 - 91]。一些学者认为，如果能源系统重塑得不到有效推进，化石能源消费逐渐减少造成的社会经济影响得不到足够关注，能源转型的脚步可能会放缓，甚至停滞 [92]。系统层面研究往往认为，能源技术在满足社会用能需求的过程中，逐渐内化成为社会体系的有机组成部分，形成一种与社会相互依存的社会技术系统 (a socio-technical system) [93]。

对于能源这一社会技术系统如何演进的问题，多层视角理论框架 (multi-level perspective, MLP) 提供了相对全面的阐述 [94]。这一理论将能源系统的转型演进描绘成以下三个层面因素相互作用的产物。

微观层面的能源技术创新 (niche innovation)： 新能源技术创新出现在这一层面。这些技术创新较传统技术有巨大突破和转变，构成了能源转型的微观基础。但由于新技术尚在萌芽期，与现有的能源机制并不匹配。因此，往往需要提供一定的扶植政策，为新兴技术的产生和发展提供一个受到保护的空间，充当“孵化器”的角色 [95]。

中观层面的社会技术机制 (socio-technical regime)： 这一层面的机制包括技术标准，市场安排，制度监管，社会行为规范等元素在

内，用以协调整合能源系统各行为主体互动，保障整个能源系统稳定运转 [96]。社会技术机制会产生锁定效应，造成能源转型的“路径依赖”，具体体现在对于现有主流能源技术的渐进式创新。例如，通过提高燃煤电厂的技术效率来减少发电产生的空气污染和二氧化碳排放。

宏观层面的社会经济背景 (socio-economic landscape)：这一层面主要包括经济发展，文化模式，社会价值等在内的外部环境因素。外部环境的变化（例如，高涨的减排社会情绪）会对中观层面机制变化产生下行压力，为更为激进的低碳能源技术切入能源系统创造了“机会窗口” [65]。

多层次视角 (MLP) 理论认为能源转型是一个包含多主体、多维度、多层次，随着时间的推移相互作用的复杂过程。在完成之前需要经历三个主要阶段。

初始阶段 (preliminary phase)：在这一阶段，来自宏观层面自上而下的压力（例如，公众对气候变化挑战的日益关注），为中观层面能源转型，解决系统功能性问题（例如，高碳排放）创造了条件。这通常通过渐进式创新来实现，例如用更高效的超临界和超超临界燃煤机组取代低效的亚临界机组 [97]。这一压力同时也推动了清洁替代能源技术政策的出台，刺激了微观层面新技术的发展 [98,99]。

起飞阶段 (take-off phase)：随着新能源技术的渐渐成熟，开始被大规模采用，推动能源转型进入起飞阶段。这一阶段往往表现为新能源的快速发展，增速逐渐超过化石能源，在能源组合中份额不断扩大。但化石能源在这一阶段仍处于增长态势，还未开始“等量替代”。因此这一阶段也被一些学者定义为能源添加 (Energy Additions) 阶段 [100]。

突破阶段 (breakthrough phase)：随着新能源的进一步发展，开始等量替代化石能源，能源转型也逐渐进入突破阶段。多层视角理论认为，突破阶段的能源转型“牵一发而动全身”，不仅仅需要推动能源结构中主导权更替，新能源取代旧能源。更重要的是要打破既有技术社会范式，构建起新的以新能源为主体的新技术社会范式，涉及基础设施、市场安排、监管环境、消费行为等方方面面 [89]。而这一新系统的构建首先需要解决能源系统发展路径“锁定” (lock-in) 的问题 [101]。破除占主导地位的化石能源对现有系统发展路径的严重依赖是解决这一问题的前提 [102]。

其次，化石能源的逐渐淡出会造成广泛的影响，延伸到社会经济的不同领域。例如，许多地区经济对于煤炭生产活动和相关发电业务的严重依赖，意味着煤炭的逐渐淡出将影响区域经济发展和就业。因此，如何确保“公正转型”成为了能源转型能否在突破阶段快速有序推进的关键 [103,104]。

再次，上述方面推动转型是一个复杂的过程，往往会对包括能源安全，民生经济，社会福祉等不同领域产生重要影响 [105]。而对这一复杂性的理解往往因人而异，取决于个人所处的特定社会文化背景 [106]。这使得能源转型成为了一个“棘手的问题” (a wicked problem) [107]，很难找到“单一的、正确的、最优的解决方案” [108]。为了更好地处理这一问题，有序推进能源转型，需要在治理模式上进行创新，更加依赖从实践中不断学习修正的反思性治理 (reflexive governance) [109,110]。

对于经典能源转型理论更全面的讨论和相关文献参见 [111]。

参考文献

- [1] C. Bogmans, C.M. Li, 一个更绿色的未来始于向煤炭替代品的转变, Washington, D.C., 2020. <https://www.imf.org/zh/News/Articles/2020/12/08/blog-a-greener-future-begins-with-a-shift-to-coal-alternatives#:~:text=煤炭是造成当地污染,氧化物、颗粒物和汞。>
- [2] IEA, Coal information, Paris, 2019.
- [3] 中国电力企业联合会, 能源转型中的电力燃料供需格局研究, 北京, 2022. <https://mp.weixin.qq.com/s/fSibfyOWcLOW3CaCFQ0BeQ>.
- [4] 国家统计局, 中华人民共和国2016年国民经济和社会发展统计公报, 北京, 2017. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201702/t20170228_1467424.html.
- [5] 国家统计局, 中华人民共和国2017年国民经济和社会发展统计公报, 北京, 2018. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201802/t20180228_1585631.html.
- [6] 国家统计局, 2018年国民经济和社会发展统计公报, 北京, 2019. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201902/t20190228_1651265.html.
- [7] 国家能源局, 电力发展“十三五”规划(2016-2020年), 北京, 2016. <http://www.gov.cn/xinwen/2016-12/22/5151549/files/696e98c57ecd49c289968ae2d77ed583.pdf>.
- [8] 国家统计局, 中华人民共和国2019年国民经济和社会发展统计公报, 北京, 2020. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202002/t20200228_1728913.html.
- [9] 国家统计局, 中华人民共和国2020年国民经济和社会发展统计公报, 北京, 2021. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202102/t20210227_1814154.html.
- [10] 中国电力企业联合会, 2020年中国电力工业经济运行报告, 北京, 2021. <http://lwzb.stats.gov.cn/pub/lwzb/zxgg/202107/W020210723348607080875.pdf>.
- [11] 绿色和平, 构建低碳新型电力系统: 2020年煤电核准热潮不可在“十四五”期间重演, 绿色和平. (2021).

- [12] P. Wang, M. Yang, K. Mamaril, X. Shi, B. Cheng, D. Zhao, Explaining the slow progress of coal phase-out: The case of Guangdong-Hong Kong-Macao Greater Bay Region, *Energy Policy*. 155 (2021) 112331. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112331>.
- [13] 白梅兰, 张岳, 国能湖南岳阳电厂新建工程加快推进, 岳阳网. (2021).
- [14] 易政声, 冷涛, 市政府与陕煤集团签订长安益阳电厂三期项目合作框架协议, 益阳日报. (2021).
- [15] 北极星电力网, 12个新建大型火电项目正获重点推进! 超千个电力新基建与传统基建项目详单第二波, 北极星电力网. (2020).
- [16] 火电厂技术联盟, 五大发电动作颇多 煤电基建多个项目正在路上!, 中国电力网. (2020).
- [17] 广东火电新闻中心, 茂名博贺电厂2台100万千瓦“上大压小”发电项目1号机组并网, 广东火电新闻中心. (2020).
- [18] 华夏能源网, 中国为什么还在新建燃煤电厂? 真相原来是这样....., 华夏能源网. (2019).
- [19] 木木男, 重大煤电项目, 为何频繁上马, 热电联盟. (2021).
- [20] 国际环保组织绿色和平, 2021年上半年中国煤电项目最新进展研究, 2021.
- [21] 陕西省能源局电力处, 关于府谷清水川煤电一体化电厂三期 扩建工程项目核准的批复, 能源局. (2020).
- [22] 新华网, 陇电入鲁工程配套调峰煤电项目在甘肃启动建设, 新华网. (2021).
- [23] 沈丽莉, 甘肃电投与华润电力签订常乐发电公司股权合作协议, 每日甘肃网-甘肃日报. (2021).
- [24] 余娜, 2020年核准煤电项目有序推进, 中国工业报. (2021) 2.
- [25] 陈愚, 川渝滇拟“截留”白鹤滩, 是川渝滇、江浙粤整体缺电的先兆, 南方能源观察. (2020).
- [26] 潘秋杏, “争电”陇东, 南方能源观察. (2020).
- [27] 澎湃新闻, 青海省挑战连续15天全清洁能源供电, 有望再次刷新世界纪录, 上海, 2019. https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_3688908.
- [28] 徐天, 煤电碳达峰: 1000多座燃煤电厂要关停吗?, 中国新闻周刊. (2021).

- [29] Y. Ding, M. Li, A. Abdulla, R. Shan, S. Gao, G. Jia, The persistence of flexible coal in a deeply decarbonizing energy system, *Environ. Res. Lett.* 16 (2021) 64043. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abfd5a>.
- [30] M. Ren, L.G. Branstetter, B.K. Kovak, D. Erian Armanios, J. Yuan, Why Has China Overinvested in Coal Power?, *Energy J.* 42 (2021). <https://doi.org/10.5547/01956574.42.2.mren>.
- [31] 晗昆, LCOE的局限性: 如何正确把握新能源与传统电源之间的关系, 北京, 2022. https://mp.weixin.qq.com/s/S_MfQlpn2kSkW1zat-ZORg.
- [32] 李寒, 来论: 光伏发电距离“真平价”还有多远?, 北京, 2021. <https://mp.weixin.qq.com/s/lv9ugORMoQcNIPFBwosKRQ>.
- [33] Y.M. Wei, H. Chen, C.K. Chyong, J.N. Kang, H. Liao, B.J. Tang, Economic dispatch savings in the coal-fired power sector: An empirical study of China, *Energy Econ.* (2018). <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.017>.
- [34] H. Zhang, The Access Regime of Renewable Energy to the Grid Network in China: a Legal Analysis, *Curr. Sustain. Energy Reports.* 8 (2021) 50 - 56. <https://doi.org/10.1007/s40518-020-00170-4>.
- [35] Y. Luo, W. Wang, X. Li, D. Zhao, The Guangdong Emissions Trading Scheme, *Strateg. Plan. Energy Environ.* 38 (2019) 42 - 62. <https://doi.org/10.1080/10485236.2019.12054411>.
- [36] X. Liu, Z. Jin, An analysis of the interactions between electricity, fossil fuel and carbon market prices in Guangdong, China, *Energy Sustain. Dev.* 55 (2020) 82 - 94. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.01.008>.
- [37] 国资委, 中央企业煤电资源区域整合试点方案, 北京, 2019. <https://chinaenergyportal.org/trial-measures-for-the-regional-integration-of-central-government-state-owned-enterprises-in-the-coal-fired-power-sector/>.
- [38] 朱妍, 杨晓冉, 陕煤为啥一口气接管5家亏损电厂?, 北京, 2022. https://mp.weixin.qq.com/s/GuREu7L_GZ6OZngKSe92Mg?utm_source=CD+ilingual+newsletter_Outside+China&utm_campaign=924f538f57-EMAIL_CAMPAIGN_2019_05_23_03_03_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_fea4a231d4-924f538f57-46887622&mc_cid=924f538f57&mc_eid=b0f230dc.

- [39] 杜祥琬, 从能源看懂中国经济, 北京, 2022. <https://tv.cctv.com/2022/03/12/VIDEs1kVEnvS3jrOnkySHQ0H220312.shtml?spm=C22284.P87019257382.EMqe9pBD7J5t.2>.
- [40] 王志轩, 碳中和目标下中国电力转型战略思考, 中国电力报. (2021).
- [41] 中国电力企业联合会, 2021 - 2022年度全国电力供需形势分析预测报告, 北京, 2022. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-306171>.
- [42] R.Y. Cui, N. Hultman, D. Cui, H. McJeon, S. Yu, M.R. Edwards, A. Sen, K. Song, C. Bowman, L. Clarke, J. Kang, J. Lou, F. Yang, J. Yuan, W. Zhang, M. Zhu, A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China, *Nat. Commun.* 12 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41467-021-21786-0>.
- [43] 林伯强, 中国退出燃煤发电任重道远, 中国科学报. (2020).
- [44] China Dialogue, No new coal power plants 'in principle,' Beijing, 2022. <https://chinadialogue.net/en/digest/no-new-coal-power-plants-in-principle/>.
- [45] 智佳佳, 旷贤启, “双碳”目标下火力发电行业转型发展路径分析, 山东电力高等专科学校学报. 24 (2021) 40 - 43.
- [46] 冯义军, 张媛媛, 燃煤生物质耦合发电: 煤电转型新路, 中国电力报. (2017).
- [47] IEA, Net Zero by 2050, Paris, 2021. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- [48] E. and R. Department of Industry, Science, 2021年低排放技术报告书, Sydney, 2021. https://www.industry.gov.au/sites/default/files/February_2022/document/lets-2021-highlights-simplified-chinese.pdf.
- [49] 陈宗法, 遵循市场规律, 实现电力供需再平衡, 中国智库网. (2019).
- [50] 中国电力企业管理, “双碳”目标下我国存量煤电发展路径分析, 中国电力企业管理. (2021).
- [51] 北极星电力网, 最低到了9%! 五大发电等多台火电机组深度调峰, (2022). <https://news.bjx.com.cn/html/20220330/1214148.shtml>.
- [52] 绿能源, 煤电去产能 我国工业生产谁来保障, 绿能源. (2021).
- [53] 木头观点, 煤电不再被淘汰, 财经领域创作者. (2021).
- [54] 新华社, 中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见, 北京, 2022. http://www.gov.cn/zhengce/2022-04/10/content_5684385.htm.

-
- [55] X. Shi, Y. Shen, K. Wang, Y. Zhang, Capacity permit trading scheme, economic welfare and energy insecurity: case study of coal industry in China, *Singapore Econ. Rev.* (2019).
- [56] X. Shi, K. Wang, Y. Shen, Y. Sheng, Y. Zhang, A permit trading scheme for facilitating energy transition: A case study of coal capacity control in China, *J. Clean. Prod.* 256 (2020) 120472.
- [57] 施训鹏, 许可证交易: 一个低成本去产能的选项, *南方能源观察.* (2020).
- [58] 谭浩, 中国“煤电”退出的三重挑战与三个机遇, *企业观察家.* (2019) 17 - 19.
- [59] A. Furnaro, P. Herpich, H. Brauers, P.-Y. Oei, C. Kenfert, W. Look, German just transition: A review of public policies to assist German coal communities in transition, Germany, 2021.
<https://media.rff.org/documents/21-13-Nov-22.pdf>.
- [60] J.H. Haggerty, M.N. Haggerty, K. Roemer, J. Rose, Planning for the local impacts of coal facility closure: Emerging strategies in the U.S. West, *Resour. Policy.* 57 (2018) 69 - 80.
<https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.01.010>.
- [61] M. Hibbard, S. Lurie, The New Natural Resource Economy: Environment and Economy in Transitional Rural Communities, *Soc. Nat. Resour.* 26 (2013) 827 - 844.
- [62] E.C. Kelly, J.C. Bliss, Healthy Forests, Healthy Communities: An Emerging Paradigm for Natural Resource-Dependent Communities?, *Soc. Nat. Resour.* 22 (2009) 519 - 537.
- [63] B. Taylor, M. Hufford, K. Bilbrey, A green new deal for appalachia: Economic transition, coal reclamation costs, bottom-up policymaking, *J. Appalach. Stud.* 23 (2017) 8 - 28.
- [64] S.C. Deller, T.-H. Tsai, D.W. Marcouiller, D.B.K. English, The role of amenities and quality of life in rural economic growth, *Am. J. Agric. Econ.* 83 (2001) 352 - 365.
- [65] D.A. McGranahan, Landscape influence on recent rural migration in the U.S., *Landsc. Urban Plan.* 85 (2008) 228 - 240.
- [66] R. Winkler, D.R. Field, A. Luloff, R. Krannich, T. Williams, Social landscapes of the inter-mountain west: a comparison of old west and new west communities, *Rural Sociol.* 72 (2007) 478 - 501.

-
- [67] A. Mayer, A just transition for coal miners? Community identity and support from local policy actors, *Environ. Innov. Soc. Transitions*. 28 (2018) 1 - 13. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2018.03.006>.
- [68] P. Johnstone, S. Hielscher, Phasing out coal, sustaining coal communities? Living with technological decline in sustainability pathways, *Extr. Ind. Soc.* (2017). <https://doi.org/10.1016/j.exis.2017.06.002>.
- [69] P.-Y. Oei, H. Brauers, P. Herpich, Lessons from Germany's hard coal mining phase-out: policies and transition from 1950 to 2018, *Clim. Policy*. 20 (2020) 963 - 979. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1688636>.
- [70] 林伯强, 煤电退出不会一蹴而就, 或表现为整体利用小时数逐渐降低, 21世纪经济报道. (2021). <https://doi.org/10.28723/n.cnki.nsjbd.2021.002223>.
- [71] L.E. Jones, *Renewable energy integration: Practical management of variability, uncertainty, and flexibility in power grids*, Academic Press, London, 2017.
- [72] A. Henriot, J.-M. Glachant, Melting-pots and salad bowls: The current debate on electricity market design for integration of intermittent RES, *Util. Policy*. 27 (2013) 57 - 64. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2013.09.001>.
- [73] M. Nicolosi, Wind power integration and power system flexibility - An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime, *Energy Policy*. 38 (2010) 7257 - 7268. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.08.002>.
- [74] R.J. Green, Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future, *Energy J.* 29 (2008). <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-6>.
- [75] T. Kapetanovic, B.M. Buchholz, B. Buchholz, V. Buehner, Provision of ancillary services by dispersed generation and demand side response - needs, barriers and solutions, *E i Elektrotechnik Und Informationstechnik*. 125 (2008) 452 - 459. <https://doi.org/10.1007/s00502-008-0599-8>.
- [76] M.R.M. Cruz, D.Z. Fitiwi, S.F. Santos, J.P.S. Catalão, A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 97 (2018) 338 - 353. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.028>.

-
- [77] X. Shi, M. Yang, China's Coal Phase-out Faces a Rocky and Winding Road, Oxford Energy Forum. (2022).
- [78] 杨木易, 施训鹏, 完善价格传导机制, 加快煤电转型, 2022.
<http://www.21jingji.com/article/20220301/herald/700c1f4121e6f8a172f0a8f581d7d333.html>.
- [79] 张磊, 国际煤价暴涨 发改委要求煤炭行业做到“四增一控,” 中国能源网. (2022).
- [80] G. Evans, L. Phelan, Transition to a post-carbon society: Linking environmental justice and just transition discourses, *Energy Policy*. 99 (2016) 329 - 339.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.05.003>.
- [81] M. LabElle, M. Horwich, The breakthrough of energy innovations, in: *Handb. Glob. Energy Prod.*, Wiley-Blackwell, Oxford, 2017.
- [82] T. Seba, *Clean disruption of energy and transportation*, Clean Planet Ventures, United States, 2014.
- [83] F. Boons, F. Lüdeke-Freund, Business models for sustainable innovation: state-of-the-art and steps towards a research agenda, *J. Clean. Prod.* 45 (2013) 9 - 19. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.07.007>.
- [84] D. Loorbach, J.C. van Bakel, G. Whiteman, J. Rotmans, Business strategies for transitions towards sustainable systems, *Bus. Strateg. Environ.* (2009) n/a-n/a. <https://doi.org/10.1002/bse.645>.
- [85] G. Pleßmann, M. Erdmann, M. Hlusiak, C. Breyer, Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply, *Energy Procedia*. 46 (2014) 22 - 31. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.154>.
- [86] B. Lu, A. Blakers, M. Stocks, T.N. Do, Low-cost, low-emission 100% renewable electricity in Southeast Asia supported by pumped hydro storage, *Energy*. 236 (2021) 121387.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121387>.
- [87] A. Baldinelli, L. Barelli, G. Bidini, G. Discepoli, Economics of innovative high capacity-to-power energy storage technologies pointing at 100% renewable micro-grids, *J. Energy Storage*. 28 (2020) 101198.
<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101198>.

-
- [88] M. Child, C. Kemfert, D. Bogdanov, C. Breyer, Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe, *Renew. Energy*. 139 (2019) 80 - 101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.
- [89] J. Markard, V.H. Hoffmann, Analysis of complementarities: Framework and examples from the energy transition, *Technol. Forecast. Soc. Change*. 111 (2016) 63 - 75. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2016.06.008>.
- [90] A. McMeekin, F.W. Geels, M. Hodson, Mapping the winds of whole system reconfiguration: Analysing low-carbon transformations across production, distribution and consumption in the UK electricity system (1990 - 2016), *Res. Policy*. 48 (2019) 1216 - 1231. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.12.007>.
- [91] F.W. Geels, Low-carbon transition via system reconfiguration? A socio-technical whole system analysis of passenger mobility in Great Britain (1990 - 2016), *Energy Res. Soc. Sci*. 46 (2018) 86 - 102. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.07.008>.
- [92] J. Markard, The next phase of the energy transition and its implications for research and policy, *Nat. Energy*. 3 (2018) 628 - 633. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0171-7>.
- [93] F.W. Geels, *Technological transitions and system innovations: A co-evolutionary and socio-technical analysis*, Edward Elgar Publishing, United Kingdom, 2005.
- [94] L. Kanger, B.K. Sovacool, M. Noorkõiv, Six policy intervention points for sustainability transitions: A conceptual framework and a systematic literature review, *Res. Policy*. 49 (2020) 104072. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2020.104072>.
- [95] J. Schot, The usefulness of evolutionary models for explaining innovation. The case of the Netherlands in the nineteenth century, *Hist. Technol*. 14 (1998) 173 - 200. <https://doi.org/10.1080/07341519808581928>.
- [96] A. Rip, R. Kemp, Technological change, in: S. Rayner, E.L. Malone (Eds.), *Hum. Choice Clim. Chang.*, Battelle Press, Columbus, 1998: pp. 327 - 399.

-
- [97] F.W. Geels, J. Schot, The dynamics of transitions. A socio-technical perspective, in: *Transitions to Sustain. Dev. New Dir. Study Long Term Transform. Chang.*, Routledge, New York, 2010: pp. 9 - 101.
- [98] F. Kern, A. Smith, C. Shaw, R. Raven, B. Verhees, From laggard to leader: Explaining offshore wind developments in the UK, *Energy Policy*. 69 (2014) 635 - 646. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.031>.
- [99] A. Smith, F. Kern, R. Raven, B. Verhees, Spaces for sustainable innovation: Solar photovoltaic electricity in the UK, *Technol. Forecast. Soc. Change*. 81 (2014) 115 - 130. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.02.001>.
- [100] R. York, S.E. Bell, Energy transitions or additions?, *Energy Res. Soc. Sci.* 51 (2019) 40 - 43. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008>.
- [101] P. Kivimaa, F. Kern, Creative destruction or mere niche support? Innovation policy mixes for sustainability transitions, *Res. Policy*. 45 (2016) 205 - 217. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2015.09.008>.
- [102] B. Turnheim, F.W. Geels, The destabilisation of existing regimes: Confronting a multi-dimensional framework with a case study of the British coal industry (1913 - 1967), *Res. Policy*. 42 (2013) 1749 - 1767. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2013.04.009>.
- [103] O. Sartor, *Implementing coal transitions: Insights from case studies of major coal-consuming economies*, IDDRI and Climate Strategies, London, 2018.
- [104] 施训鹏, 以人为本实现公平正义的能源转型, *环境经济研究*. 3 (2021) 1 - 7.
- [105] G. Valkenburg, F. Gracceva, Towards governance of energy security, in: P. Lombardi, M. Grunig (Eds.), *Low-Carbon Energy Secur. from a Eur. Perspect.*, Academic Press, London, 2016: pp. 207 - 230.
- [106] J. Meadowcroft, What about politics? Sustainable development, transition management, and long term energy transitions, *Policy Sci.* 42 (2009) 323 - 340. <https://doi.org/10.1007/s11077-009-9097-z>.
- [107] R. Murphy, Sustainability: A Wicked Problem, *Sociologica*. 2 (2012) 1 - 22. <https://doi.org/10.2383/38274>.
- [108] P.J. Balint, R.E. Stewart, A. Desai, L.C. Walters, *Wicked environmental problems: Managing uncertainty and conflict*, Island Press, Washington, D.C., 2011.

- [109] O. De Schutter, J. Lenoble, Reflexive governance: Redefining the public interest in a pluralistic world, Hart, Oxford, 2010.
- [110] E. Susur, E. Karakaya, A reflexive perspective for sustainability assumptions in transition studies, Environ. Innov. Soc. Transitions. 39 (2021) 34 - 54. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2021.02.001>.
- [111] M. Yang, S. Deepak, X. Shi, Policy entry points for facilitating a transition towards a low-carbon electricity future., Advance. Preprint (2021). <https://doi.org/https://doi.org/10.31124/advance.19166492.v1>.

致谢

本报告作者非常感谢参与访谈专家和陈愚、冯洁、王海霞、袁家海、张苻对报告撰写所提出的宝贵意见。还需要特别感谢中国矿业大学（北京）李璐在报告文献回顾过程中所提供的协助。感谢欧洲气候基金会（European Climate Foundation）对本报告提供的资金支持。本报告仅代表作者观点，而不代表访谈专家，审稿人、资助机构、Ember或者国际能源转型学会的观点。



**International Society
for Energy Transition
Studies (ISETS)
Barraba Place
Bella Vista, NSW
2153, Australia**

Twitter
@ISETS2020

Email
isets@isets.org

**Ember
The Fisheries,
1 Mentmore Terrace,
London Fields,
E8 3PN**

Twitter
@EmberClimate

Facebook
/emberclimate

Email
info@ember-climate.org