

“十四五”电力行业煤炭消费控制 政策研究

作者单位：华北电力大学

支持单位：自然资源保护协会



中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (煤控研究项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但也对生态环境造成了严重的破坏。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，国际环保组织自然资源保护协会 (NRDC) 作为课题协调单位，与政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的单位合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目（即“煤控研究项目”），为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，助力中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。请访问网站了解更多详情 <http://coalcap.nrdc.cn/>



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 600 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 30 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。请访问网站了解更多详情 <http://www.nrdc.cn/>



华北电力大学 (NCEPU) 成立于 1958 年，是教育部直属全国重点大学，是国家“211 工程”和“985 工程优势学科创新平台”重点建设大学。学校形成了以工为主，理工渗透，电与非电交融，理、工、文、经、管、法协调发展，特色鲜明的学科专业布局，全面构建起了“以优势学科为基础，以新兴能源学科为重点，以文理学科为支撑”的“大电力”学科体系。学校拥有一支积极进取、素质优良、结构合理的高水平师资队伍，现有专任教师 1939 人，其中正高级职务的 423 人，具有副高级职务的 701 人。现有中国工程院院士 2 人，双聘院士 7 人，其他各类高层次人才百余名，有多支高水平研究团队。目前，学校已进入国家“双一流”建设高校行列，重点建设能源电力科学与工程学科群，全面开启了建设世界一流学科和高水平研究型大学的新征程。

系列报告

- 《“十四五”电力行业煤炭消费控制政策研究》
- 《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择: 煤电还是电力新基建》
- 《中国散煤综合治理研究报告 2020》
- 《“十三五”时期重点部门煤控中期评估及后期展望》
- 《“十三五”电力煤控中期评估与后期展望》
- 《中国煤控项目“十三五”中期评估与后期展望研究报告》
- 《中国实现全球 1.5°C 目标下的能源排放情景研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《2012 煤炭的真实成本》

更多报告 请访问煤控研究项目网站:

<http://coalcap.nrdc.cn/>



煤控研究项目系列报告

“十四五”电力行业煤炭消费控制政策研究

课题负责人

袁家海

课题研究人员

张健 张浩楠 张凯 张为荣 张文华

编写单位

华北电力大学



目录

执行摘要	1
引言	8
1. “十三五”电力行业发展回顾	9
1.1 电力供需分析	
1.2 电力行业“十三五”期间煤炭消费控制措施的落实情况评估	
1.3 电煤消费量及节煤量核算	
2. “十四五”电力需求展望	17
2.1 宏观经济基本面分析	
2.2 电力需求影响因素分析	
2.3 “十四五”电力需求预测	
3. “十四五”电力供应情景分析	25
3.1 气候目标约束下的煤电规模	
3.2 2035年电力发展远景	
3.3 电力资源发展潜力分析	
3.4 电力规划情景与煤电合理规模	

4. 煤电调控关键问题与路径分析	35
4.1 煤电调控关键问题	
4.2 “十四五”煤电发展路径	
5. 研究结论与政策建议	42
5.1 研究结论	
5.2 政策建议	
附录	46
参考文献	47

图目录

图1-1 “十二五”与“十三五”中国全社会用电量及增速情况	10
图1-2 “十三五”期间各电源新增装机容量情况	11
图1-3 “十三五”期间电源发电量结构	12
图1-4 中国电能替代电量	15
图1-5 “十三五”期间燃煤电厂供电煤耗	16
图1-6 “十三五”电力行业煤炭消费量核算及各项措施减煤贡献	16
图2-1 中国全社会用电量增长与去除电能替代后增长情况	19
图2-2 新旧动能用电量及增速对比图	20
图2-3 信息传输/软件和信息服务业用电量及增速	21
图2-4 2025年全社会用电量预测	24
图3-1 2°C目标情景下的2019-2050年期间煤电碳排放预算	27
图3-2 2025年不同路径下发电量结构预测	33



执行摘要

“十三五”期间，在电力行业供给侧改革和需求侧管理的驱动下，煤电装机快速增长的势头得到了有效控制。2020年，全国全口径发电装机容量22.0亿千瓦，其中煤电装机10.8亿千瓦，占总装机的比重为49.1%，首次降至50%以下；煤电发电量4.63万亿千瓦时，占总发电量比重从2015年的67.9%下降至2020年的60.8%；火电设备利用小时为4216小时，较2015年降低了148小时。

但是，在煤电行业巨大体量的惯性作用影响下，中国在建煤电产能（约8813万千瓦）依然位居世界首位，计划中的新建煤电项目还有1.59亿千瓦。全行业产能过剩且利用小时数低、企业经济效益下滑、煤电灵活性不足、环境和气候要求日趋严格仍然是中国煤电发展面临的重大挑战。在“30·60”双碳目标和严控煤电项目的背景下，电力行业如何保障经济社会运行需求、电力控煤工作如何稳步推进是亟需讨论解决的难题。

“十四五”将是中国电力行业转型的关键窗口期。本报告充分考虑疫情对中国经济发展和用电需求的影响，结合未来五年中国宏观经济基本面和电力需求影响因素的分析，对2025年全社会用电需求进行了预测，并考虑气候目标约束、电力资源发展潜力等因素，详细讨论了中国电力发展情景与煤电合理规模，借鉴“十三五”期间电力系统低碳发展的经验教训，对下一阶段电力发展的关键问题和煤控路径进行了探讨。

主要结论

1. 可再生能源替代和经济调度是“十三五”期间最有效的控煤手段

“十三五”期间，通过推动煤电供给侧改革和需求侧节电措施，煤电行业累计实现节煤量3.85亿吨标煤。其中，可再生能源替代、煤电提效（含满足电力系统安全的前提下以最低的发电成本确定机组调度顺序）、降低线损和加强电力需求侧管理分别贡献节煤量2.65亿吨标煤、0.42亿吨标准煤、0.52亿吨标煤和0.26亿吨标煤（见图1）。

以2020年为例，电力行业煤炭消费量为13.3亿吨标煤，较2019年小幅上升，但是与无政策调控的情景相比，实现节煤1.09亿吨标煤。其中，可再生能源替代和煤电提效分别贡献节煤量8200万吨标煤和420万吨标煤，占总节煤量的79%。

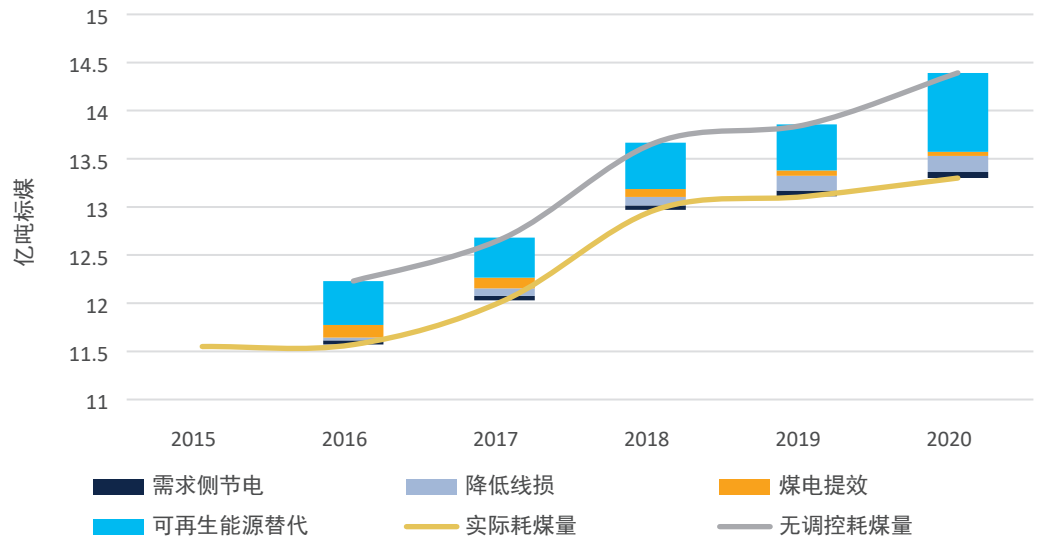


图 1 “十三五”电力行业煤炭消费量核算及各项措施减煤贡献

2. “新基建”和电能替代等重点工程会推高“十四五”期间全社会用电需求

“十四五”是中国新旧动能转换的关键时期，旧动能（四大高耗能行业）逐步退出，新动能（高科技及装备制造业）发轫。“新基建”作为新国策，重在引领新兴行业（如信息传输/软件和信息服务业）带动经济增长。“新基建”与电能替代的大力推进对中国用电量具有较大提升作用。

预计“十四五”期间，全社会用电年均增速约为4%–5%，2025年全社会用电量达到9.2万亿千瓦时（常规电气化情景）至9.6万亿千瓦时（高电气化情景）。三产及居民用电量占比将上升至37–39%，而二产用电量占比会下降至60%–61%左右。

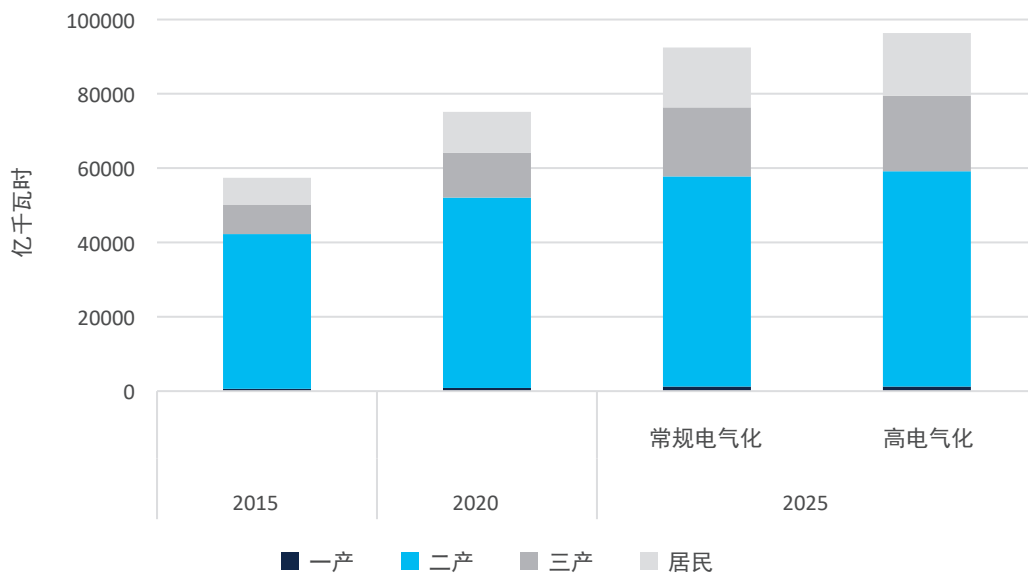


图 2 2025 年全社会用电量预测

3. 将 2025 年煤电装机控制在 11 亿千瓦有助于实现电力行业尽早碳达峰并为碳中和奠定基础

习主席在 2021 年 4 月的气候领导人峰会上宣布，“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。”未来几年，煤电行业面临着既要实现气候目标，又要保障全国用电需求的双重压力。

根据 IPCC AR5 的研究成果，我们分解、测算了基准情景下中国煤电行业 2019–2050 年间二氧化碳排放预算总量。根据历史数据与未来碳排放趋势预测，拟合出煤电行业碳排放年度平滑曲线。为了实现 2°C 目标，2025 年中国煤电行业碳排放量需要控制在 38.5 亿吨（见图 3）。

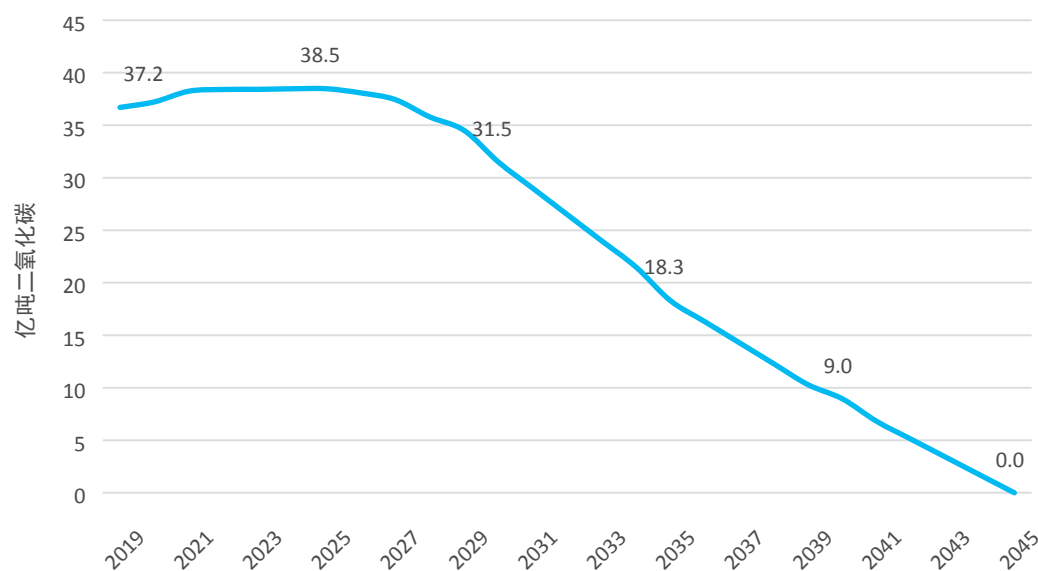


图 3 2°C目标情景下的 2019-2050 年期间煤电行业的碳排放预算

根据碳排放与煤电装机容量的关联分析，以及中国煤电部门在 2°C 目标情景下的碳排放预算空间，倒推测算出 2025 年可允许的煤电发展规模需要控制在 11.5 亿千瓦以下（见表 1）。

表 1 碳排放预算下的煤电机组允许规模

	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年
基准情景下煤电碳排放年 预算 (亿吨)	38.5	31.5	18.3	8.95	0
可允许的煤电发展规模 (亿 千瓦)	11.5	9.8	7.2	3.4	0

从满足 2025 年全社会电力需求的角度出发，“十四五”电力发展存在两种思路：一是在煤电驱动路径下，2025 年，非化石电量比重达到 41.1%–42.9%。12 亿千瓦煤电在利用小时数 4400 小时的情况下即可满足高电气化情景的用电需求；常规电气化情景下，可以封存 5000 万千瓦煤电机组作为调峰备用资源，这部分机组并不纳入常规统计行列。但这两种煤电驱动情景下的煤电装机规模都将超过碳排放预算下煤电机组允许规模的上限，与“双碳”要求背道而驰。二是在新能源驱动情景下，2025 年，非化石电量比重达到 46.8%–48.8%，已接近“2030 年非化石电量比重 50%”的目标。11 亿千瓦煤电的



平均利用小时数降至 4000-4200 小时，需要发挥更多的电力服务功能配合大规模新能源消纳，在用电需求低的情况下，可以选择性封存 5000 万千瓦煤电机组，既可以提高电力系统的供应能力，还可以缓解煤电产能过剩问题。

为平衡电力需求增长与碳减排目标的约束，新能源驱动路径是更为合理的选择，2025 年全国煤电规模保持在 11 亿千瓦能够以更低的利用小时数（4200 小时以下）实现电力电量供应，借助“新基建”和电气化发展的契机提前实现非化石能源目标，加速电力碳减排从而使得 2030 年中国碳排放达峰并尽早达峰成为可能，并为碳中和目标奠定良好基础。本报告将可再生驱动的高电气化情景作为“十四五”电力发展的推荐情景，2025 年煤电规模控制在 11 亿千瓦左右（图 4）。

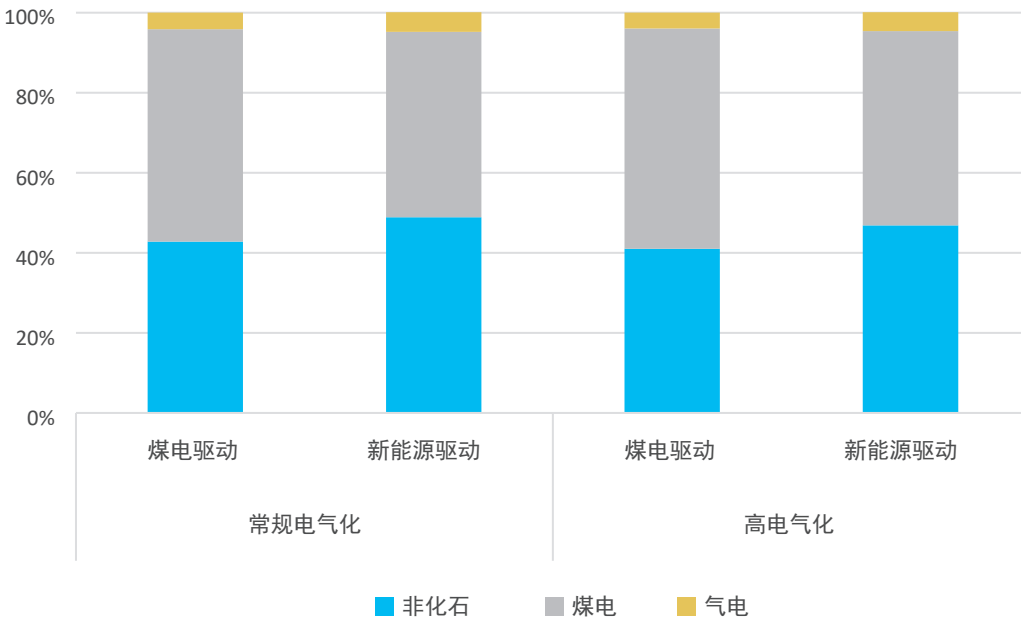


图 4 2025 年不同路径下发电量结构预测

4. “十四五”电力行业控制煤炭消费的五大路径

“十四五”期间，煤电调控主要面临以下几个关键问题：电气化将进一步推动电力需求增长，跨区输电通道利用率不足，新能源消纳依旧存在省间壁垒，短时尖峰电力供应短缺，以及急需转换的电力“新基建”思路。

为助推“十四五”期间电力行业控煤工作，本报告提出了以下五条路径（见图 5）：
 1) 严控煤电新增产能，避免重复“十三五”的过剩局面。应慎重把握煤电发展政策，严控煤电新增产能，加强对现有“煤电+特高压”资源的利用，而不是借“新”上“旧”。

将煤电发展重心转向功能定位调整，在清洁高效地做好基础电力供应的同时，也要发挥存量机组价值，助力电力系统补足新能源消纳所需系统灵活性和短时尖峰负荷供应这两块主要“短板”。2) 煤电高质量发展要契合区域政策和电力资源特征。顺应区域发展诉求来调整煤电布局，东部地区要严控煤电新建项目，对合规的运行年限在 25-30 年间的 30 万千瓦以上机组进行封存；蒙西和西北电网地区仍有煤电增长诉求和潜力，可有序新建煤电项目；中部省市要加强对本地电力供应结构的优化，明确不同电力资源（电源、需求侧、储能）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。3) 电力市场化改革加快推动煤电功能定位调整。建立包含发电量、辅助服务、容量供给等服务在内的煤电角色评估机制。通过市场手段，确保高效机组获得经济发电小时数，调峰机组得到符合市场规则的效益。4) 煤电与可再生能源实现良性博弈。在电力行业碳达峰到碳中和的转型过渡期内，煤电与可再生能源要围绕建立更加清洁高效电力系统的目标，达成良性博弈的共识，而不是冲突和竞争。5) 转向新能源驱动的电气化进程。“十四五”要继续大力推进工业、交通、建筑和居民侧的电能替代，从终端用能方面减少煤炭、石油和天然气的使用，并且围绕新能源驱动电气化发展路径，逐步实现对煤电电量的存量替代，减少煤电发电空间。

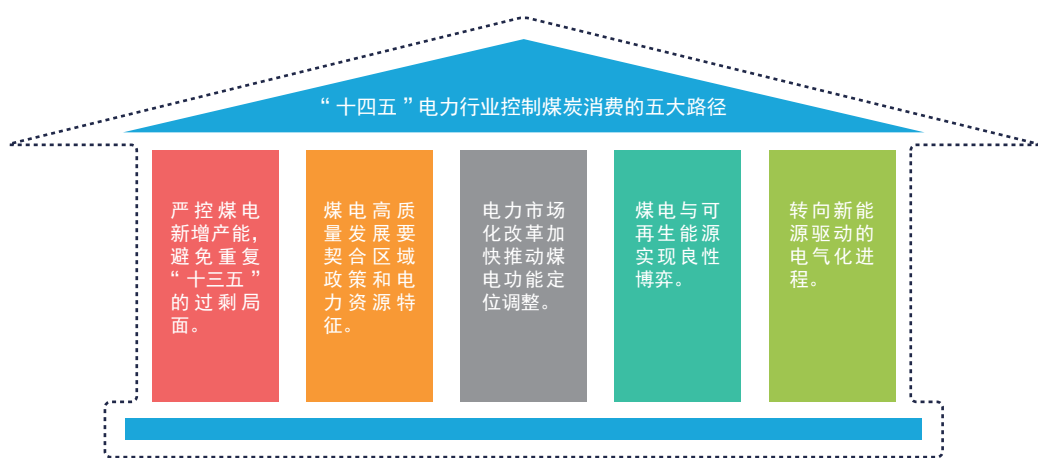


图 5 “十四五”电力行业控制煤炭消费的五大路径

政策建议

(1) “十四五”是电力低碳转型的战略窗口期，应将碳排放目标作为煤电发展的强约束

“十四五”是面向 2030 年碳减排目标的关键窗口，在此期间，作为减碳主力的电力部门实现碳排放达到峰值可以极大地提高 2030 年之前全社会碳达峰的可行性。中国

煤电效率已居全球领先水平，技术减排潜力有限，为避免电力高碳路径锁定、错过减排机会，“十四五”有必要树立煤电峰值意识，应将碳排放目标作为煤电发展的强约束，及早确定煤电碳排放达峰路径，严防因为满足短期的电力需求继续大上煤电，给中长期能源转型人为设置障碍。

（2）煤电发展要考虑宏观环境的不确定性，慎重把握供给侧改革政策力度

现有煤电机组还有很多的闲置产能，可以应对未来电量和基础电力的增长；采取等量或减量替代落后煤电策略而新建的大型高效机组也只适合作为基荷电源，对于提高电力系统可调节能力的作用有限；尖峰电力短缺导致的电力供应安全问题应由需求响应等更为经济合理的资源来解决。因此，从电量、基础电力、灵活容量和尖峰资源的角度来看，继续扩大煤电规模都是不合理的。在电力需求增长不确定的情况下，更要慎重把握煤电供给侧改革政策力度，防止规模化扩张造成电力系统结构性矛盾加剧。

（3）将市场化作为新时期推进煤电功能定位调整的主要手段

经过五年的试点性推进，电力市场化改革迈入实质性阶段，在“十四五”期间将成为推进电力系统结构性优化的主要手段。现货市场竞价规则要更加公平合理，对煤电机组形成价格分级，确定高效的基荷机组；辅助服务市场的定价机制要按照机组所提供的服务类型、贡献程度来确定各区间定价标准，准确反映辅助服务的稀缺价值，激励煤电机组参与灵活性服务，保障高比例可再生能源消纳；容量机制要释放中长期价格信号，引导容量投资，尤其是尖峰资源的配置，以较低的社会成本来保障电力供应可靠性。总的来讲，电力市场化改革可以通过竞争方式确定各类机组的系统定位，从而提高电力系统的运行效率。

（4）把握好“新基建”的精髓，杜绝借“新”上“旧”

“新基建”是中国依靠加大投资来提振经济的重要举措，更多的是面向未来需求。以电力“新基建”为例，项目包括可再生能源、智能电网、微电网与分布式能源、新型储能、新能源汽车充电设施等基础设施网络建设，是发展智能化、清洁化、多元化电力工业的基础，其定位是长远性、先导性、全局性工程，将带动资金流动、技术研发、结构转型、民生就业等经济要素活跃起来。煤电投资虽然在短期内可以拉动经济增长和民生就业，但长远发展潜力有限，会加重能源供应成本负担、拉低行业的经济效益、阻碍低碳转型。

（5）加强区域能源流的清洁化、高效化

在现有特高压线路大量产能闲置、核准 / 在建线路容量庞大的情况下，受端地区仍开展煤电建设工作，加重了省间壁垒；输电线与输煤线功能重叠、相互拉低利用率，导致基建投资效益低下；中东部省份的可再生能源电量占全社会用电量比重落后于西部省份。“十四五”应加强对特高压跨区电力输送功能的开发利用，让电力基建的作用不止停留在拉动投资层面，更要为国家能源安全和清洁电力消纳做出贡献。

引言

电力行业是中国最大的煤炭消费和碳排放部门，煤炭消费量占全国总量比重达到50%以上，碳排放量占全国碳排放总量的40%以上。控制电力行业煤炭消费总量对于中国实现“30·60”双碳目标影响重大，在2021年4月的气候峰会上，习总书记也已明确提出中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长。

“十三五”期间，在一系列电力供给侧结构性改革措施和政策的推动下，煤电装机增长得到了有效控制，2020年底控制在11亿千瓦以内。但是，超高的电能替代规模也为煤电继续扩张提供了现实基础，使得煤电发电量及电力煤炭消费总量仍有所增长，推升了电力碳排放量。

“十四五”是中国电力行业转型发展的关键窗口期，在上述背景下，本报告对“十四五”电力行业煤炭消费控制目标与政策进行了研究。探讨了“十四五”期间中国电力发展情景与煤电合理规模，阐述了“十四五”电力行业煤炭消费控制的关键问题和煤电转型路径，为电力行业如何权衡“发展与减排、整体与局部、短期与中长期”关系建言献策。

1

“十三五”电力行业发展回顾

1.1 电力供需分析

1. 用电增速回落，三产及居民用电比重提升

经历了 2016–2018 年间的迅速增长后，中国全社会用电量从 2019 年开始放缓。2020 年受疫情影响，全社会用电量 7.51 万亿千瓦时，同比增长 3.1%，较增速最高的 2018 年下降了 5.4 个百分点¹，回落至 2014 年水平。

“十三五”期间全社会用电量增长 1.8 万亿千瓦时，年均增长 5.7%，超过了《电力发展“十三五”规划》提出的预期性年均增速 3.6–4.8%，一方面是得益于电能替代推动的终端电气化（指电能占终端能源消费的比重），另一方面则是中国复产复工推进顺利，疫情后期用电需求恢复强劲增长。

三产和居民用电比重持续提升，2020 年二者比重之和达到 30.6%，较 2015 年提升 5.2 个百分点，全社会用电结构逐步调整，但是，三产和居民用电激增也使得用电负荷尖峰化、日间和夜间双高峰出现，叠加波动性新能源占比提升的影响，给电力安全可靠供应带来了巨大挑战。

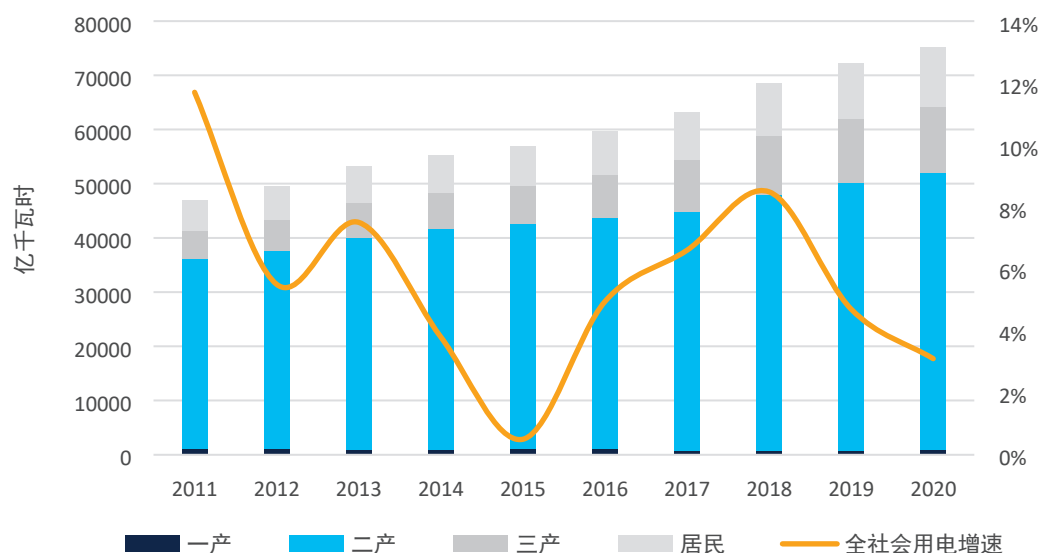


图 1-1 “十二五”与“十三五”中国全社会用电量及增速情况

资料来源：中国电力企业联合会历年电力工业统计数据

2. 电力行业继续向绿色低碳发展，非化石能源发电装机和发电量均保持较快增长

2020年，全国新增发电装机容量19087万千瓦，同比增加8587万千瓦，其中新增并网风电、太阳能发电装机容量分别为7167万千瓦和4820万千瓦，新增并网风电装机规模创历史新高（图1-2）。截至2020年底，全国全口径发电装机容量22.0亿千瓦，同比增长9.5%；其中，非化石能源发电装机容量合计9.8亿千瓦，占全口径发电装机容量的比重为44.8%，比2015年提高10.6个百分点；全口径煤电装机容量10.8亿千瓦，占总装机容量的比重为49.1%，首次降至50%以下。

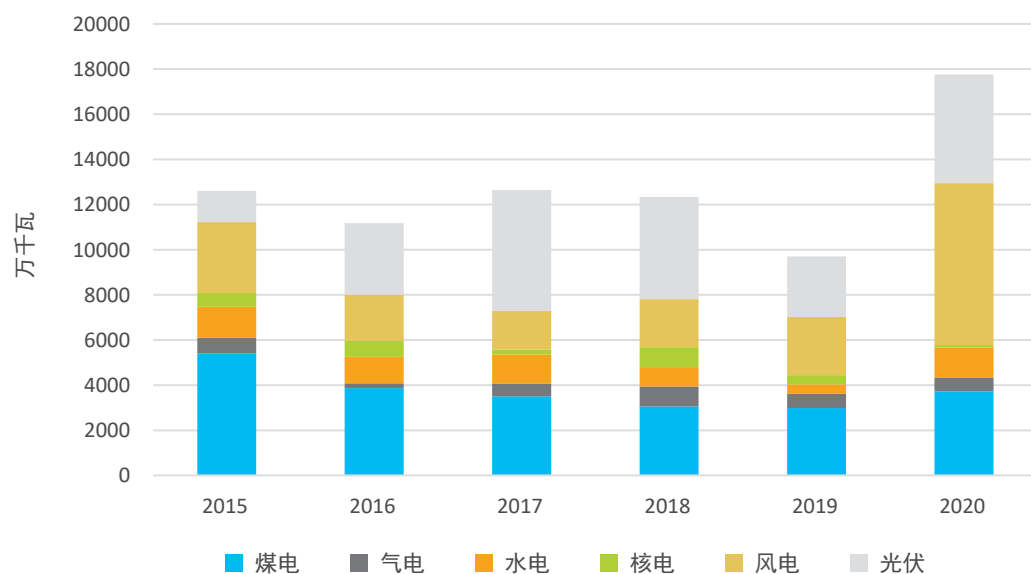


图 1-2 “十三五”期间各电源新增装机容量情况

资料来源：中国电力企业联合会历年全国电力工业统计数据

2020年，全国全口径发电量为7.62万亿千瓦时。“十三五”期间，全国全口径发电量年均增长5.8%，其中非化石能源发电量年均增长10.6%，占总发电量比重从2015年的27.2%上升至2020年的33.9%，提升6.7个百分点；煤电发电量年均增速为3.5%，占总发电量比重从2015年的67.9%下降至2020年的60.8%，降低7.1个百分点（图1-3）。

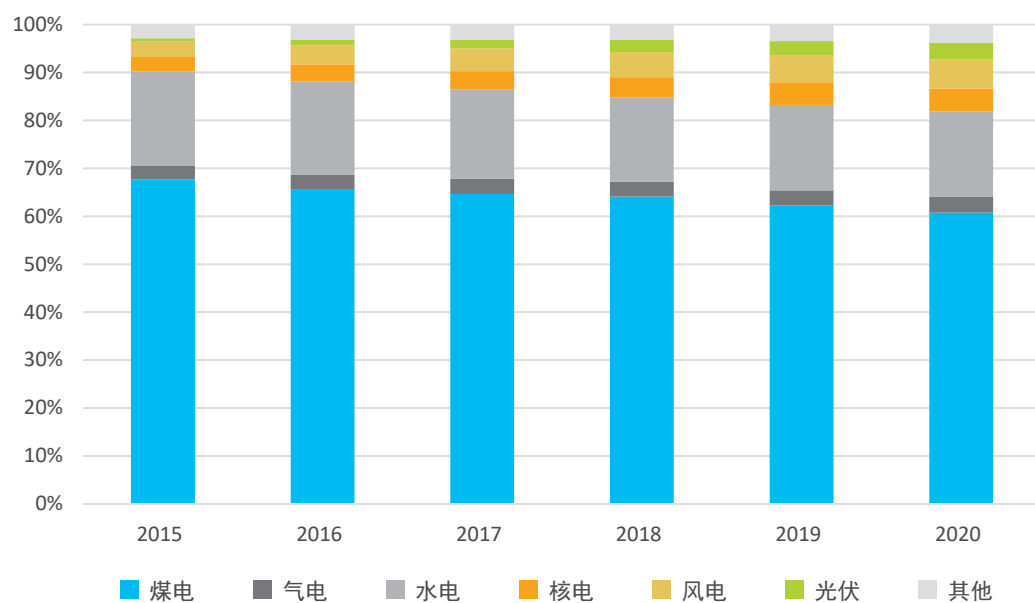


图 1-3 “十三五”期间电源发电量结构

资料来源：中国电力企业联合会历年全国电力工业统计数据

2020年，全国发电设备平均利用小时数为3758小时，较2015年降低230小时，主要是由于火电利用小时数降低、以及风电和光伏等低利用小时数的电源比重明显增加。其中，水电、核电、并网风电和光伏发电设备利用小时数较2015年分别提高237小时、50小时、349小时和56小时；火电设备利用小时数为4216小时，较2015年降低148小时。

1.2 电力行业“十三五”期间煤炭消费控制措施的落实情况评估

1. 国家采用多重手段化解煤电过剩产能

“十三五”以来，煤电产能过剩逐渐成为电力行业焦点问题，全行业也在煤电供给侧改革工作上达成共识，通过化解煤电产能过剩，提高煤电机组发电效率进而降低电力行业煤炭消费量。《电力发展“十三五”规划》中明确指出，在2020年前取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，淘汰落后煤电机组约2000万千瓦，将全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内。

在一系列政策影响下，煤电淘汰落后产能、严控新增产能效果显著。截止2019年底，“十三五”期间淘汰煤电落后产能约2709万千瓦，超额完成2000万千瓦的规划目标。与此同时，每年新增煤电规模也逐渐降低，在2020年受疫情影响投资回暖之前，2019年的新增量降至2989万千瓦。2020年底，煤电装机容量达到10.8亿千瓦，符合规划目标11亿千瓦以内的要求。

“十三五”以来，煤电步入“第二个关键时期”，在气候环境变化、能源变革走势、市场风险增加、国家政策导向等诸多因素影响下，煤电产能过剩的基本面没有发生根本性变化，而新建煤电装机来保障尖峰电力供应是最不经济的手段。因此，要平衡好“补短板”与“控产能”的关系，煤电供给侧改革政策仍须保持定力，通过以退为进、主动减量来平稳化解产能过剩风险。

2. 电力系统灵活性调整相关策略落实略有迟缓

风电、光伏等可再生能源装机比例不断提高的同时，电网系统的不确定性也随之增加，对电力系统灵活性提出更高要求。加强系统灵活性不仅是促进可再生能源并网发电的有力措施，也是提高煤电机组发电效率、降低发电煤耗的重要手段。《电力发展“十三五”规划》提出要从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，着力增强系统灵活性、适应性。

“十三五”以来，作为现阶段系统调峰效果最佳的技术手段之一，天然气发电取得了较快的发展。截至2020年11月底，天然气发电装机容量达到9613万千瓦，但是因为气电项目经济性较差，其规模仍未达到规划的1.1亿千瓦目标。

储能电站的发展也相对迟缓，低于规划目标。截止2020年11月，抽水蓄能装机约

3000 万千瓦，相比 2015 年仅增长 696 万千瓦，远远低于“十三五”规划中 4000 万千瓦的目标，主要原因包括前期工作推进难度大、地形地质条件与气候条件导致工程投资相对较高、建设周期长。更重要的是，由于缺乏可预期的盈利模式，各方投资抽水蓄能电站的积极性不高。其他类型储能，如电化学储能，受限于技术成本较高，尚未形成规模化布局。

火电机组灵活性改造也是增强系统灵活性的重要手段，结合中国以煤电为主且过剩严重的电源结构特点，火电灵活性改造是最经济的大规模提升灵活性的方法之一，有助于实现煤电的角色转型。根据近三年的实践，灵活性改造技术已相对成熟，但调峰补偿机制还存在补偿标准偏高、责权分配不明晰等问题。截至 2019 年 5 月，“三北”地区累计完成火电机组灵活性改造 5078 万千瓦，仅完成规划目标的 24%，改造速度较为迟缓²。

以新能源为主体的新型电力系统将面临更为严峻的安全运行挑战，煤电行业需积极主动地为新能源发展提供灵活辅助服务，与气电、储能、需求响应、跨区输电等资源协调配合，全面提升新型电力系统灵活可靠供应能力和清洁低碳化程度。

3. 电能替代工作积极推进

电能替代是在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式。当前，中国电煤比重与电气化水平偏低，大量的散烧煤与燃油消费是造成严重雾霾的主要因素之一。电能具有高效、安全、便捷等优势，实施电能替代对于推动能源消费革命、落实国家能源战略、促进能源清洁化发展意义重大，是提高电煤比重、控制煤炭消费总量、减少大气污染的重要举措。

“十三五”电力规划提出到 2020 年，实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油消费总量约 1.3 亿吨标煤，电能替代新增用电量达到 4500 亿千瓦时³。电能替代取得较大进展，2016-2019 年，全社会电能替代电量分别为 1079 亿千瓦时、1286 亿千瓦时、1353 亿千瓦时和 2066 亿千瓦时⁴⁵⁶；2020 年全国电能替代电量超过 2171 亿千瓦时，其中 1-11 月份国网公司实现 1857 亿千瓦时⁷，南网公司实现 314 亿千瓦时⁸。“十三五”期间累计实现电能替代电量 7955 亿千瓦时，超额完成规划目标，相当于减少终端用户燃煤 4.45 亿吨（图 1-4）。电能替代虽然提升了终端用能结构的清洁化水平，但超预期的替代规模也为煤电持续发展提供了适宜空间（从电量增长来看，“十三五”煤电发电量增量为 7322 亿千瓦时，低于电能替代电量）。从整个能源利用流程来看并未实现彻底的清洁化，而从长远来看，新增的煤电项目既面临搁浅资产风险，又会阻碍电力低碳转型。未来中国应实施清洁电力驱动的电能替代政策，即电能替代贡献的电量增量应由非化石能源来满足。

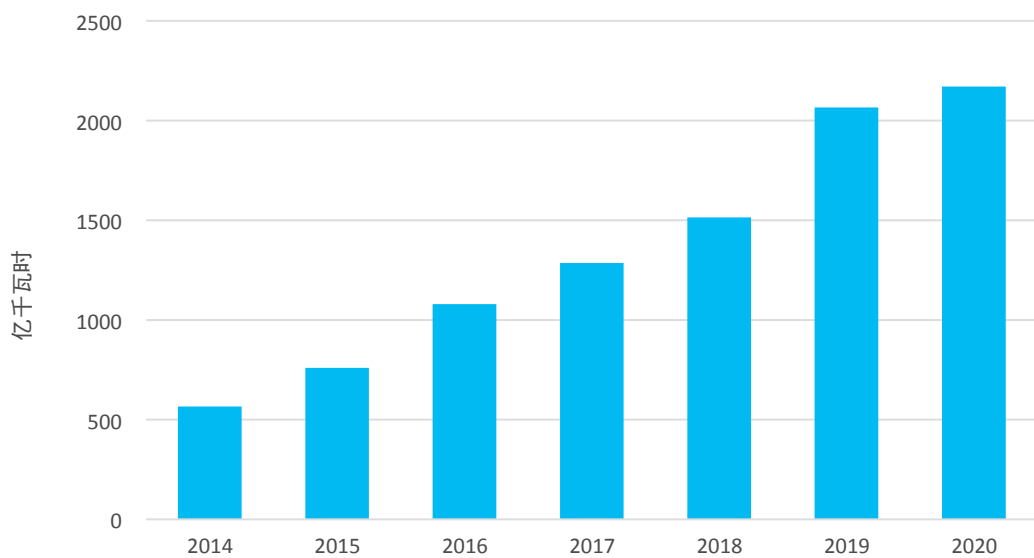


图 1-4 中国电能替代电量

1.3 电煤消费量及节煤量核算

“十三五”以来，电力行业供给侧结构改革持续推进，为电力行业煤炭消费总量控制工作带来积极影响。第一，实施煤电供给侧改革，淘汰落后煤电机组，推进超低排放和节能改造。第二，通过经济调度（在满足电力系统安全的前提下以最低的发电成本确定机组调度顺序）释放效率空间，高参数、能耗低的机组优先安排发电计划，降低了平均供电煤耗。2020年煤电机组平均供电煤耗降至305.5克标煤/千瓦时，较2015年减少约10克标煤/千瓦时（图1-5）。第三，可再生能源装机大规模增长，弃风弃光问题逐渐改善，2020年风电和光伏发电量共计7270亿千瓦时，较2015年增加5050亿千瓦时，对煤电的替代作用增强。第四，加强需求侧管理、减少不必要的电力消费也有助于控制电煤消费量增长。以2020年为例，电力行业煤炭实际消费量为13.3亿吨标煤，各项节煤措施的执行推动煤炭消费量减少1.09亿吨。

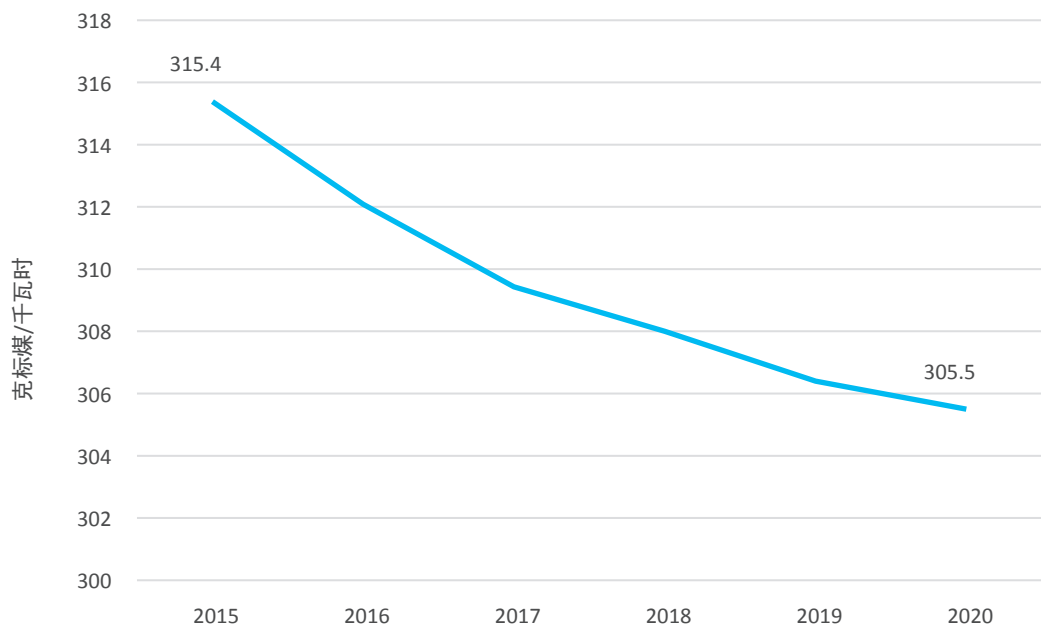


图 1-5 “十三五”期间燃煤电厂供电煤耗

资料来源：中国电力企业联合会历年全国电力工业统计数据

根据我们分析，可再生能源替代和煤电提效是“十三五”期间最有效的减煤措施，分别节煤 2.6 亿吨和 0.42 亿吨。此外，推动煤电供给侧改革降低线损和加强电力需求侧管理控制电力煤炭消费⁹分别贡献节煤 0.52 和 0.26 亿吨标煤（图 1-6）。

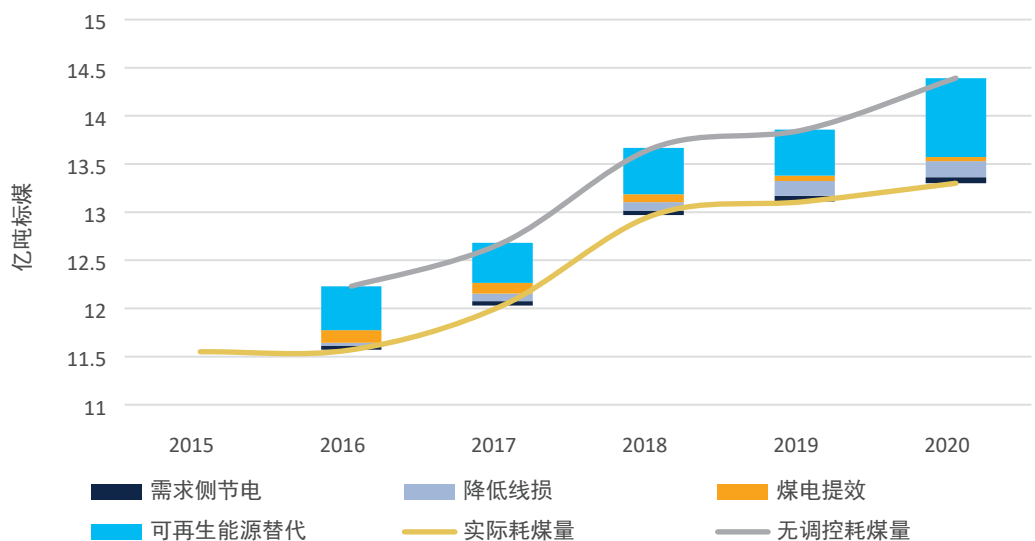


图 1-6 “十三五”电力行业煤炭消费量核算及各项措施减煤贡献

2

“十四五”电力需求展望

2.1 宏观经济基本面分析

1. 全球化形势变化影响中国经济发展

“十四五”时期是中国经济由中等收入阶段迈向高收入阶段的关键时期，也是中国产业发展从规模增长向质量提升的重要窗口期。虽然受疫情影响，中国经济受到冲击，但目前已逐渐恢复社会生产生活秩序，成为 2020 年全球唯一正增长的主要经济体。同时，全球合作共同应对气候变化正在成为加强国际间合作的“催化剂”，联合国呼吁各国要抓住后疫情时期的恢复计划，加强气候治理国际合作，以更绿色、更清洁的方式重振经济、重塑发展方式。中国与美国、欧洲及其他国家在气候变化领域的合作也将带动更深层次、更广范围的国际合作。

2. 新经济引领经济增长

经济学家任泽平 2020 年撰文称，“中国经济正迈向高质量发展，新时代需要新基建，是兼顾短期扩大有效需求和长期供给侧改革的最有效的办法，最有力的抓手，利国利民的国策”¹⁰。随着疫情逐步得到控制，复产复工快速开展，当前中国经济面临的主要矛盾是总需求不足。2020 年 3 月 27 日中央政治局会议明确扩大内需，启动“新”一轮基建，以财政政策为主、货币政策为辅，对冲经济下行，防止出现大规模倒闭潮、失业潮。“新基建”、数字经济、智能经济和绿色经济将成为引领产业发展和传统产业转型升级的重要力量，推动新一轮的经济发展。

3. 老龄化速度加快，人口增速下滑

中国人口总数增速持续走低，人口红利释放显著削减。据国家统计局数据公布，2000 年中国人口总数 12.67 亿，增速 0.75%，人口增速逐步放缓，到了 2015 年中国人口总数 13.75 亿，增速降至 0.49%；2016 年开放“二孩”政策拉动了人口增长，2016 年人口增速 0.58%，较 2015 年提升了 0.09 个百分点；至 2020 年中国人口总数增至 14.12 亿人。受老龄化、人类寿命延长和人口出生率降低的影响，预计 2025 年中国人口总数为 14.2 亿。

2.2 电力需求影响因素分析

1. 电能替代和电气化发展拉高用电需求

电能替代加速，用电增速提高，电气化率攀升。“十三五”累计实现电能替代电量7955亿千瓦时，超出规划目标，对用电增量的贡献度高达43.8%，有力拉动了全社会用电需求的增长。推进电能替代的行动加速了中国终端电气化发展，2018年电气化水平达到28.5%，若将2016-2018年间电能替代电量完全剔除，电气化净水平为26.9%，全社会用电量增速也将明显下降（图2-1）。

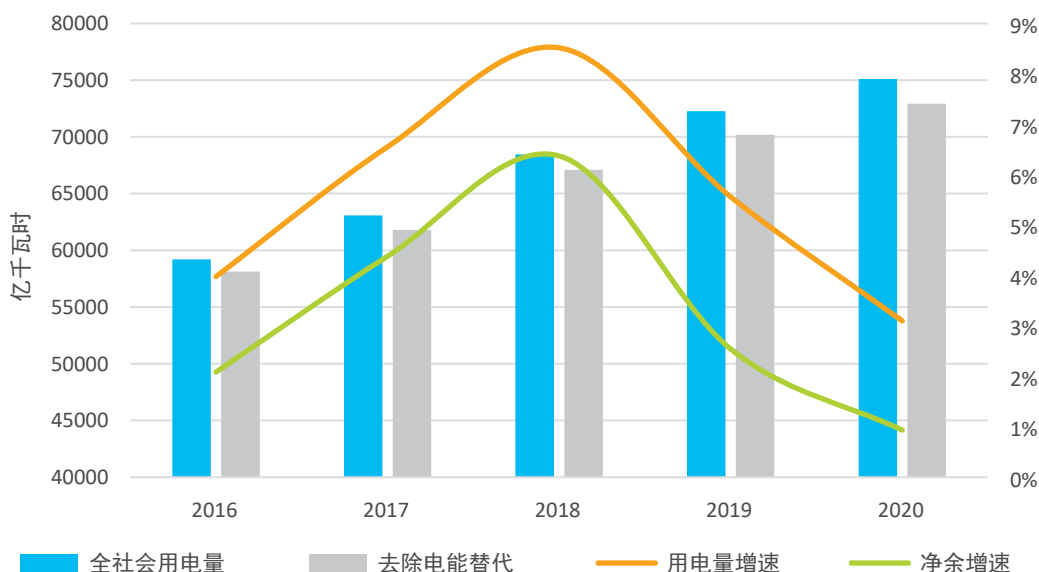


图 2-1 中国全社会用电量增长与去除电能替代后增长情况

国家能源局印发的《2021年能源工作指导意见》提及，2021年预期新增电能替代电量2000亿千瓦时左右。预计“十四五”期间年均电能替代量保持在1500-2000亿千瓦时左右，会持续抬高电力消费。

2. 新旧动能转换

中国经济发展进入了新常态，年增长率由过去 30 年的平均 10% 下降到如今的 6% 左右。在此背景下，消费和服务业取代投资、出口成为拉动经济增长的主要动力，但是传统产业在短期内仍然是经济发展的重要支撑。“新旧动能”共同构成新常态背景下支撑经济增长的力量。一方面，要推动新技术、新产业、新业态加快成长，培育壮大新动能，加快发展新经济。另一方面，对于“旧动能”，实行产业转型升级和提升发展效率和质量，可转换为“新动能”。

2020 年，中国第二产业用电占比 68%，其中四大高耗能行业用电占二产用电比例达到 40%。因此多年来全社会电力需求增速走势很大程度上取决于高耗能行业¹¹。

“十三五”期间，随着供给侧结构性改革落实，以四大高耗能行业（有色、黑色、建材和化工）为代表的旧动能用电量增速下降，但用电量仍在高位徘徊。以高科技及装备制造业（主要包括通用及专用设备制造业和交通运输、电气、电子设备制造业）为代表的新动能用电量高速攀升，但尚未形成规模（图 2-2）。

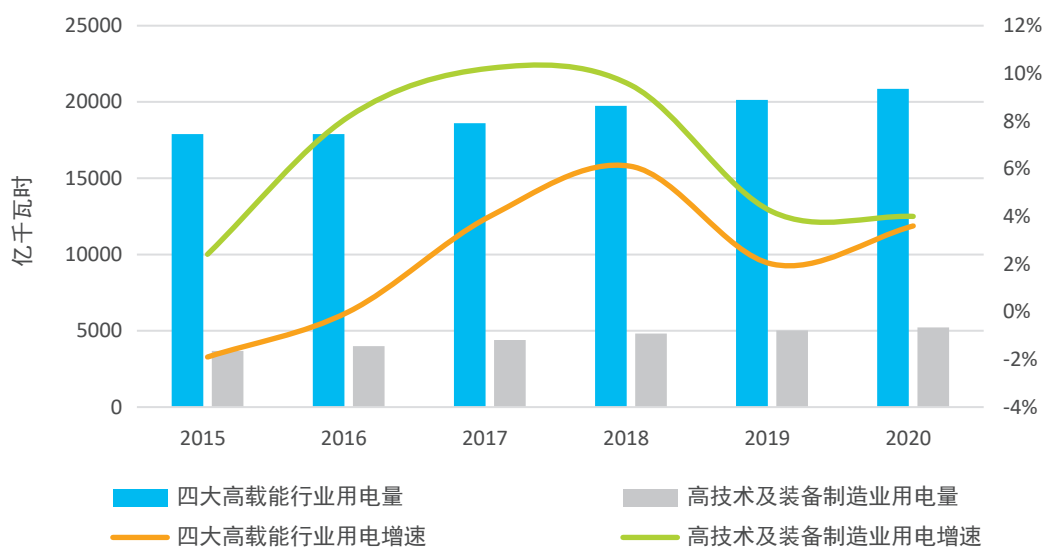


图 2-2 新旧动能用电量及增速对比图

资料来源：中国电力企业联合会历年电力消费情况统计数据

3. 数字经济引领用电量新增长点

“十三五”期间，数字经济蓬勃发展，信息传输/软件和信息服务业和交通运输、仓储、邮政业作为新兴行业的代表，用电量增速高速增长。例如，2020年信息传输/软件和信息服务业用电量增速23.9%，占全社会用电量的1.5%（图2-3）。“十四五”期间，中国“新基建”逐步落实。从需求侧，“新基建”有助于扩大有效需求，稳增长和稳就业，服务于消费升级，更好满足人民美好生活需要。从供给侧，“新基建”有助于扩大有效供给，释放中国经济增长潜力，为中国创新发展特别是抢占全球科技创新至高点创造基础条件，随之而来的用电高需求会为电力行业带来发展红利，例如5G基站的用电功耗远高于4G设备。

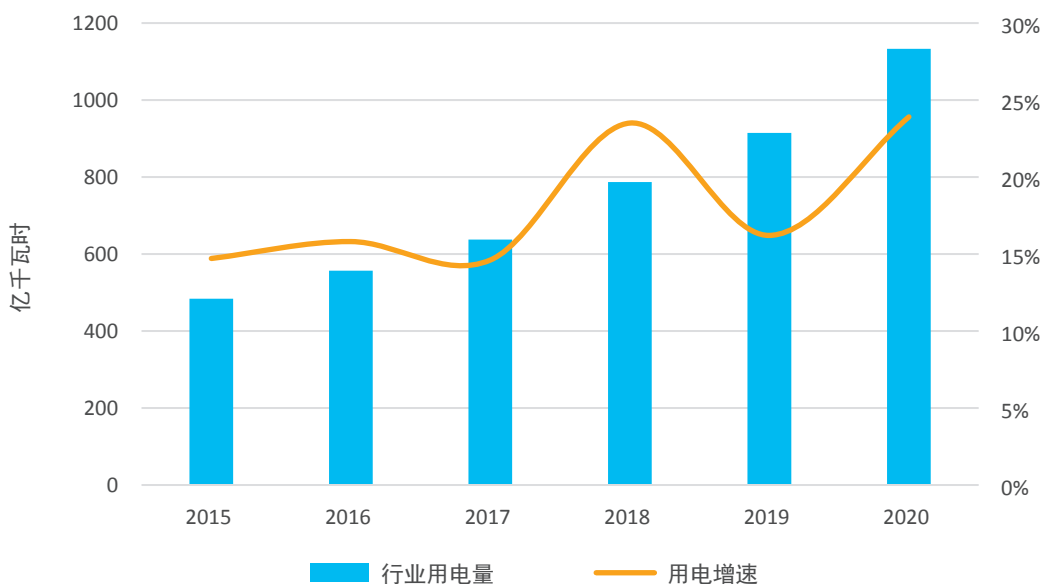


图 2-3 信息传输 / 软件和信息服务业用电量及增速

资料来源：中国电力企业联合会历年电力消费情况统计数据

2.3 “十四五”电力需求预测

电力需求预测是基于过去电力供需数据基础对未来发展趋势的展望，常用到两个研究思路：一是对影响用电需求的多个变量因素进行数学建模，二是对以往电力供需趋势进行阶段性推演。两种研究思路均存在不足之处，前者由于影响因素的未来值是不确定的，预测结果会出现偏差；后者需要对发展形势有清晰准确的判断，因而主观性较强。本报告选用电力供需趋势推演的方法，从分部门用电量变化的角度，设定高、低两种增速情景（即高电气化情景和常规电气化情景），对“十四五”中国电力需求进行预测分析。

1. 第一产业用电量预测

“十三五”期间农业生产形势良好。从 2020 年的情况来看，春耕春播有序推进，没有受到疫情的影响，再加上当前农业生产条件、农业生产形势总体有利，市场供求关系总体稳定，第一产业用电量趋于稳定。据能源局数据统计，“十三五”一产用电年均增速 7%；本报告预计“十四五”期间一产用电量将延续“十三五”的增长态势，年均增速稳定在 7% 左右。

2. 第二产业用电量预测

“十三五”期间，二产年均用电增速为 4.2%，若排除疫情影响，年均增速约为 4.7%，这主要是因为“十三五”前期二产高耗能行业用电量增长显著。“十四五”正是中国新旧动能转换的关键时期，四大高耗能行业用电增长放缓，加之疫情冲击全球经济，预计“十四五”期间二产用电增速将低于“十三五”。

若全球疫情、贸易保护等不利因素对国内供给侧造成负面影响，单纯依靠新经济建设拉用电量效果有限，扩大内需成为关键，二产用电增速将处于较低水平。若后新冠时代全球经济“U”型回升，外贸形势逐渐恢复，中国制造业保持正常水平发挥，“新基建”稳步落实对高耗能行业和高科技及装备制造业具有一定拉动作用，且工业领域电能替代大力推进，二产用电量形势整体向好发展。据此，预测“十四五”期间年均增速为 2%-3%，则 2025 年二产用电量为 5.6-5.8 万亿千瓦时。

3. 第三产业用电量预测

“十四五”期间，中国“新基建”将逐步落实，拉动三产用电水平。目前，全球网络流量以每年 25% 的速度增长，数据中心的数据量更是以 40% 的速度不断膨胀；数字

产业目前大约消耗全球电量的 8%，华为公司的研究人员预计，至 2025 年，数字产业可能会消耗全球 20% 的电力¹²。预计 2025 年，中国信息传输 / 软件和信息服务业用电量将达到 2182.4 亿千瓦时左右，年均增速 15.6%；交通运输、仓储、邮政业用电量将达 3031.2 亿千瓦时，年均增速 9.7%；商业、住宿和餐饮业增速将回升至正常水平，但是在“十四五”前两年，金融、房地产行业用电量呈现疲软态势。因此，本报告预计“十四五”期间三产用电年均增速保持 2016-2019 年水平，设定为 9-11%，2025 年三产用电量为 1.86-2 万亿千瓦时。

4. 城乡居民用电量预测

城乡居民用电量增长较为稳定，智能家居、5G 网络应用、电能替代提升了居民用电水平。此外，在气候变化加剧背景下，极端天气频发，导致城乡居民用电负荷波动较大。预计“十四五”期间城乡居民用电量保持稳定增长，年均增速达到 8%-9%，与“十三五”接近，2025 年城乡居民用电量达 1.6-1.68 万亿千瓦时。

5. 2025 年用电量预测

本报告认为，“十四五”期间中国扩大内需，大力推动“新基建”、电能替代、数字经济等重点工程，会提升全社会用电需求和终端电气化水平，因此报告将用电需求高速增长的情景设定为高电气化情景、将低增速情景设定为常规电气化情景。

表 2-1 用电需求增速情景设定

行业分类	用电量年均增速 (%)	
	常规电气化情景	高电气化情景
第一产业	7	7
第二产业	2	3
第三产业	9	11
城乡居民	8	9
全社会用电	4	5

结合分行业用电预测分析结果，预计“十四五”期间全社会用电年均增速约为 4%-5%，2025 年全社会用电量达到 9.2 万亿千瓦时（常规电气化情景）至 9.6 万亿千瓦时（高电气化情景），如图 2-4 所示。其中三产及居民用电量占比达 37%-39%，二产用电量占比下降至 60%-61%。

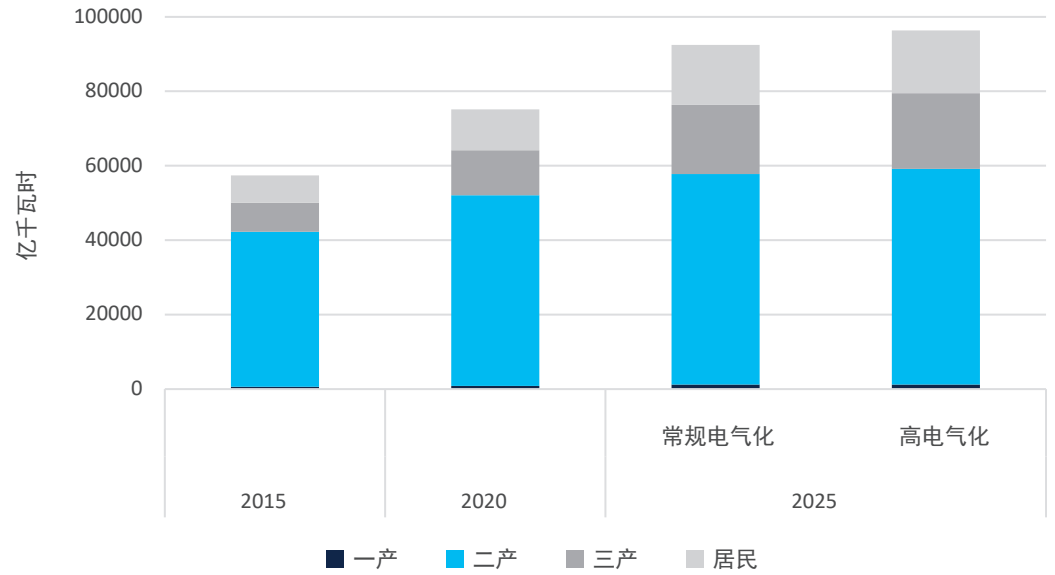


图 2-4 2025 年全社会用电量预测

国网能源研究院发布的《中国能源电力发展展望 2019》对于 2025 年全社会用电量的估计为 9.4-9.8 万亿千瓦时¹³。全球能源互联网发展合作组织对 2025 年全社会用电量三种方案情景预测结果是 8.8-9.5 万亿千瓦时⁶。以上报告对 2025 年中国全社会用电量的预测结果与本报告相近。

3

“十四五”电力供应情景分析

3.1 气候目标约束下的煤电规模

中国碳排放空间的约束对于实现全球气候目标具有重要意义。为实现 2℃ 温控目标，亚洲国家（主要是中国）2030 年的排放需要基本回到并略低于 2010 年的排放水平。多项研究表明中国电力行业的碳排放会在 2020–2030 年之间达峰，2030 年之后快速下降，其中乐观派多认为中国可能在 2020 到 2025 年间实现碳排放达峰^{14 15 16 17 18 19 20 21}。截至 2019 年底，中国已确定 87 个低碳试点省市，其中有 72 个省市提出了自己的达峰目标，达峰时间基本分布在 2020–2025 年²²。

根据 IPCC AR5 的研究成果，在成本最优的 2℃ 情景中，2011–2050 年间中国二氧化碳的累计总排放范围在 2800–4000 亿吨²³。根据能源占总碳排放比例 75%、2011–2018 年间中国的能源碳排放量^{24 25}，得到 2019–2050 年的能源碳排放预算空间为 1320–2220 亿吨（中间值：1770 亿吨）。参考高电气化水平下煤电部门碳排放占比¹³，得到煤电碳排放空间，按照气电规划装机容量测算碳排放空间，最后得到电力部门在巴黎协议 2℃ 目标下 2019–2050 年间的碳排放预算空间为 600–930 亿吨，其中煤电部门的碳排放预算空间为 470–800 亿吨。

研究表明，电力部门于 2025 年左右可实现碳排放达峰，按照 IPCC 的总预算（2800–4000 亿吨）估算出电力部门 2℃ 目标下碳排放预算空间。根据碳排放达峰时间和温控目标约束引起碳排放量的急剧下降，设定煤电部门的年度碳排放空间的基准情景，并以此基准情景来估算气候目标约束下煤电可允许的发展规模。具体情景设置参数如下：

假设基准情景下中国煤电行业 2019–2050 年间二氧化碳排放预算总量为 642 亿吨，2019 年煤电行业碳排放总量 36.7 亿吨，2020 年煤电行业碳排放总量 37.2 亿吨二氧化碳，碳排放在 2024 年进入平台期并在 2026 年左右达到峰值的 38.5 亿吨二氧化碳，2045 年后实现净零排放，由此拟合出煤电行业碳排放年度平滑曲线（图 3-1）。

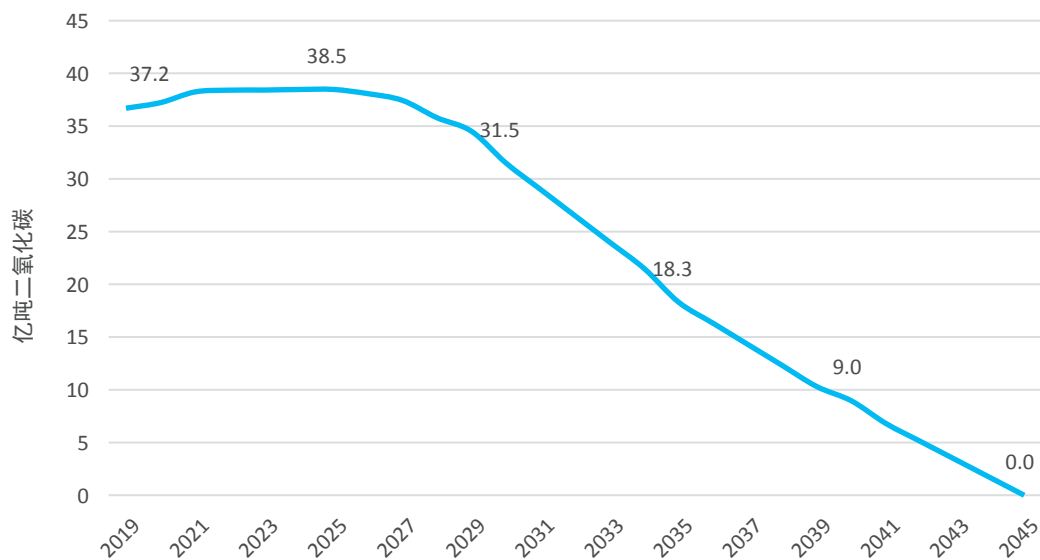


图 3-1 2°C 目标情景下的 2019-2050 年期间煤电碳排放预算

煤电发展是决定中国能否实现巴黎协议目标的关键因素，如果要实现 2°C 温控目标，那么需要首先明确可允许的煤电发展规模。因此我们通过中国煤电部门 2°C 目标情景下碳排放预算空间来倒算可允许的煤电发展规模。燃煤电厂二氧化碳排放量的估算公式如下：

$$\text{年碳排放量} = \text{容量} \times \text{利用小时数} \times \text{碳排放强度} = \text{容量} \times \text{利用小时数} \times \text{发电煤耗} \times \text{标煤二氧化碳的排放系数 } k \quad (k = 2.8)$$

未来新型电力系统中煤电定位转型成为辅助型电源，其利用小时数随之缩短，作为灵活性调节电源供电煤耗将略有增加。以 2019 年煤电供电煤耗 306.4gce/kWh，煤电厂用电率 6.01% 为基础²⁶，对未来关键年份供电煤耗及厂用电率进行推算。根据公式计算得出碳排放预算下的煤电机组允许规模如表 3-1 所示。

表 3-1 碳排放预算下的煤电机组允许规模

	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年
基准情景下煤电碳排放年预算 (亿吨)	38.5	31.5	18.3	8.95	0
煤电平均发电煤耗	283	284	284	288	0
煤电平均利用小时数	4230	4000	3200	3300	0
可允许的煤电发展规模 (亿千瓦)	11.5	9.8	7.2	3.4	0

3.2 2035 年电力发展远景

“十九大”报告中明确提出，到 2035 年中国要基本实现社会主义现代化。2020 年 7 月 30 日召开的中央政治局会议对《十四五规划和 2035 远景目标建议》做出重要部署。作为阶段性发展目标的重要节点，2035 年电力发展情况对制定高质量的电力规划有重要参考价值。

2030 年，中国人口预计达到峰值 14.5 亿人²⁷，之后将进入缓慢下降阶段，本报告预计 2035 年中国人口总量保持在 14.3-14.4 亿左右。2020-2035 年间，中国 GDP 将保持中低速增长，预计 2035 年人均 GDP 将达到 2.1-2.2 万美元左右（2018 年数值）。2030-2035 年间，全国各个省份将先后处于完成现代化建设的收官之年，预计这段时期的用电量将继续保持万亿千瓦时的增量，增速在高基数情况下将保持较低水平，在高能效、高电气化率驱动下 2035 年全国全社会用电量将达到 11-11.7 万亿千瓦时；人均用电量达到 7600-8100 千瓦时/人，与同等发展水平阶段的韩国相当。

2035 年远景目标高度重视生态环境，电力行业势必要深化清洁低碳发展之路。随着新能源成本下降、储能技术成熟、社会低碳减排意愿强烈、煤电机组运行寿命陆续到期，中国电源结构将更加清洁低碳化。预计 2035 年，中国电源结构中煤电机组比重将降至 30% 以下、电量比重保持在 30% 左右；以风光为代表的新能源发电装机比重将达到 40% 左右、发电量比重接近 20%。随着可再生能源在整个电网中的占比不断上升，为充分消纳这些可再生能源，储能在未来将快速发展。IRENA 发布的《电力储存与可再生能源：2030 年的成本与市场》认为，到 2030 年，储能电池成本将降低 50% ~ 70%，全球储能装机将在 2017 年基础上增长 42% ~ 68%。综合能源服务、智能电网、智能终端等电力新业态将提高电力服务质量，提升终端能效。

3.3 电力资源发展潜力分析

发电资源可开发潜力评估与开发利用成本作为不同发电技术行业的信号灯引导着发电投资，进而潜在影响着电源结构。当前，中国主要的发电技术包括火力发电（燃煤、燃气、余汽和余热、生物质燃烧）、水力发电、核能发电、太阳能光伏发电、太阳能光热发电、陆上风电、海上风电等。结合技术经济评估和行业分析报告，本报告认为各类型发电资源在“十四五”期间发展潜力如下：

(1) 常规水电

中国水力资源技术可开发装机容量为 6.6 亿千瓦(实际经济可开发水电为 4 亿千瓦),年发电量 3 万亿千瓦时,水力资源技术可开发量居世界首位,其中 80% 的水力资源分布在西部地区。截止到 2019 年底,中国常规水电在建规模为 4385 万千瓦²⁸,每年理论可新增装机 1000-1300 万千瓦。因此,预计 2025 年常规水电装机规模将保持在 3.9-4.1 亿千瓦左右,除怒江、雅鲁藏布江外,主要河流干流水电开发基本完毕²⁹。

(2) 抽水蓄能

抽水蓄能电站需要优越的地理条件建造水库和水坝,建设周期较长(一般为 10-15 年),初期投资巨大。据经济参考报 2021 年 3 月 22 日消息,目前中国在运抽水蓄能电站装机规模 3179 万千瓦,在建规模 5463 万千瓦。考虑到国网公司将加快抽水蓄能电站建设,预期到 2025 年在运装机总规模将达到 7000 万千瓦。

(3) 天然气发电

天然气作为煤炭清洁低碳化替代资源,同时由于其用来发电时灵活高效的出力特征,是去煤化进程中的过渡资源。近年来中国气电装机规模大幅提升,截至 2020 年 11 月底,气电装机容量 9613 万千瓦,较 2015 年增加约 3000 万千瓦。其中煤层气发电、页岩气发电等非常规燃气发电,有望通过利用成本相对低廉的燃气,不断降低单位电量成本并实现高速增长³⁰。为配合新型电力系统建设,预计到 2025 年气电装机规模将达到 1.5-1.8 亿千瓦左右。

(4) 核电

核电作为一种清洁能源,是化石能源的替代能源之一。中国核电厂址主要分布在东南沿海地区,福岛核事故后,按照最新法规标准对完成初可研的厂址进行了复核,共有 45 个厂址条件较好,总装机规模约 1.9 亿千瓦(表 3-2)。截至 2020 年底,中国在役核电装机容量为 4989 万千瓦。根据已批复项目及建设投产周期估算,预计“十四五”期间在东南沿海地区新建 1500-2000 万千瓦左右的规模,2025 年有望达到 6500-7000 万千瓦。

表 3-2 中国核电厂址资源开发与储备情况

省份	厂址数量	装机总规模 (万千瓦)	省份	厂址数量	装机总规模 (万千瓦)
吉林	1	4×100	湖南	4	16×100
辽宁	3	14×100	江西	4	16×100
山东	2	10×100	福建	6	22×100

省份	厂址数量	装机总规模 (万千瓦)	省份	厂址数量	装机总规模 (万千瓦)
江苏	1	4×100	广东	7	28×100+2×175
浙江	3	14×100	广西	3	14×100
安徽	3	12×100	海南	1	2×65
河南	2	8×100	合计	45	18680
湖北	5	20×100			

资料来源：“十三五”及中长期核电安全高效发展问题研究报告

(5) 生物质发电

目前，中国生物质资源可转换为能源的潜力约为 4.6 亿吨标准煤，已利用量约 2200 万吨标准煤，还有约 4.4 亿吨可作为能源利用；今后随着造林面积的扩大和经济社会的发展，生物质资源转换为能源的潜力可达 10 亿吨标准煤³¹。2020 年中国生物质发电装机 2952 万千瓦，“十三五”期间年均增长 330 万千瓦，预计“十四五”期间每年增长 200-400 万千瓦，2025 年总规模有望达到 4000-5000 万千瓦。

(6) 风能发电

2012 年以来，在政府下发的各项行业支持政策和各种组合政策工具的支持下，中国风电装机规模快速增加，风机主要设备也逐步实现国产化，进入平价上网时代。2020 年风电装机容量达到 2.8 亿千瓦。考虑到电力系统消纳能力和 2030 年新能源 12 亿千瓦以上的目标，结合风电技术经济性水平与近年增长速度，预计“十四五”期间每年增长 3000-5000 万千瓦以上，2025 年装机规模有望达 4.3-5.3 亿千瓦。

(7) 太阳能发电

2013 年来的补贴政策快速推动了太阳能发电产业的发展，目前对于资源较为丰富的区域而言，基本接近了当地燃煤标杆上网电价。然而对于中东部地区的分布式而言，成本仍然较高。“十三五”期间光伏发电装机年均增长 4100 万千瓦，2020 年达到 2.5 亿千瓦。考虑到电力系统消纳能力和 2030 年新能源 12 亿千瓦以上的目标，预计 2025 年光伏发电规模达到 4.5-6 亿千瓦左右。

(8) 跨区输电

中国的能源资源与负荷中心呈逆向分布，需要依靠跨区电力输送来实现“西电东送”和“北电南送”。截止到 2020 年 4 月，中国已建成投运的 500kV 及以上的跨省输电线路共 48 条，在建的共 15 条，已核准的有 4 条，还有 10 条正在规划中。以当前工程建设进度推算，2025 年华北电网、蒙西电网、东北电网、华中电网、西南电网河北省西北

电网将分别实现 2110 万千瓦、6400 万千瓦、1860 万千瓦、2650 万千瓦、4740 万千瓦和 10800 万千瓦的外送能力，届时跨区输电能力将大大增强。

3.4 电力规划情景与煤电合理规模

当前，控制中国煤炭消费总量不再上升正在成为广泛的共识，在环境与经济性的双重约束下，2020 年以后煤电装机规模的扩展需保持谨慎。

根据课题组整理的煤电数据库，截至 2020 年 6 月底，中国在建煤电机组 1.53 亿千瓦，缓建机组达 0.66 亿千瓦，核准阶段的机组 0.4 亿千瓦，到 2025 年寿命满 30 年的机组 0.61 亿千瓦。中电联统计数据显示，截至 2020 年 6 月底，中国在役煤电机组约 10.5 亿千瓦。若“十四五”期间在建、缓解和核准机组全部建成，预计 2025 年中国煤电规模将达到 12.5 亿千瓦左右；若核准项目取消，则 2025 年中国煤电规模保持在 12 亿千瓦左右；若仅允许部分在建机组继续建成投产，则 2025 年中国煤电规模有望控制在 11 亿千瓦左右。

“新基建”是中国为加快国家基础设施建设、稳定经济增长和谋求转型升级，明确推出的重大工程和基础设施建设项目。在碳达峰、碳中和目标的指引下，“十四五”规划纲要提出要建设九个大型清洁能源基地，各省市及五大发电集团也相继公布清洁能源发展目标。“十四五”非化石电力将进入发展快车道。

“煤电 + 特高压”传统基建和以新能源为代表的电力“新基建”是“十四五”电力发展的两种思路，对应地形成了煤电驱动的电气化和新能源驱动的电气化两种路径。在满足战略发展目标、电力需求、跨区输电能力以及基本物理约束等条件下，本报告利用规划模型模拟出四条发展路径：煤电驱动的常规电气化路径（CBS）、煤电驱动的高电气化路径（CHS）、新能源驱动的常规电气化路径（NBS）和新能源驱动的高电气化路径（NHS），见表 3-3。

煤电驱动的常规电气化路径（CBS）：11.5 亿千瓦煤电常规机组 + 0.5 亿千瓦调峰备用机组（不列入常规调度统计行列）；

煤电驱动的高电气化路径（CHS）：12 亿千瓦煤电常规机组保障煤电驱动的高电气化用电需求；

新能源驱动的常规电气化路径（NBS）：10.5 亿千瓦煤电常规机组 + 0.5 亿千瓦调峰备用机组（不列入常规调度统计行列）；

新能源驱动的高电气化路径（NHS）：11 亿千瓦煤电常规机组保障新能源驱动的高电气化用电需求。

表 3-3 2025 年全国电源装机规模及发电量

电源	装机规模（亿千瓦）				发电量（万亿千瓦时）			
	CBS	CHS	NBS	NHS	CBS	CHS	NBS	NHS
常规水电	3.96	3.96	4.2	4.2	1.5	1.5	1.6	1.6
抽水蓄能	0.7	0.7	0.7	0.7	-	-	-	-
煤电	12(11.5+0.5)	12	11(10.5+0.5)	11	4.88	5.28	4.26	4.66
气电	1.5	1.5	1.8	1.8	0.38	0.38	0.45	0.45
核电	0.65	0.65	0.7	0.7	0.48	0.48	0.52	0.52
风电	4.3	4.3	5	5	1.03	1.03	1.2	1.2
光伏	4.5	4.5	6	6	0.63	0.63	0.84	0.84
其他	0.75	0.75	0.85	0.85	0.3	0.3	0.34	0.34
合计	27.86	28.36	29.75	30.25	9.2	9.6	9.2	9.6

在煤电驱动路径下，2025 年，非化石电量比重达到 41.1%–42.9%（图 3-2）。12 亿千瓦煤电在利用小时数 4400 小时的情况下即可满足高电气化情景的用电需求；常规电气化情景下，可以封存 5000 万千瓦煤电机组作为调峰备用资源，这部分机组并不纳入常规统计行列。但这两种煤电驱动情景下的煤电装机规模都将超过碳排放预算下煤电机组允许规模的上限，与“双碳”要求背道而驰。

在新能源驱动路径下，2025 年，非化石电量比重达到 46.8%–48.8%（图 3-2），高于煤电驱动路径，更为接近“2030 年非化石电量比重 50%”的目标。11 亿千瓦煤电的平均利用小时数降至 4000–4200 小时，需要发挥更多的电力服务功能配合大规模新能源消纳，在用电需求低水平的情况下，可以选择性封存 5000 万千瓦煤电机组，既可以提高电力系统的供应能力，还可以缓解煤电产能过剩问题。

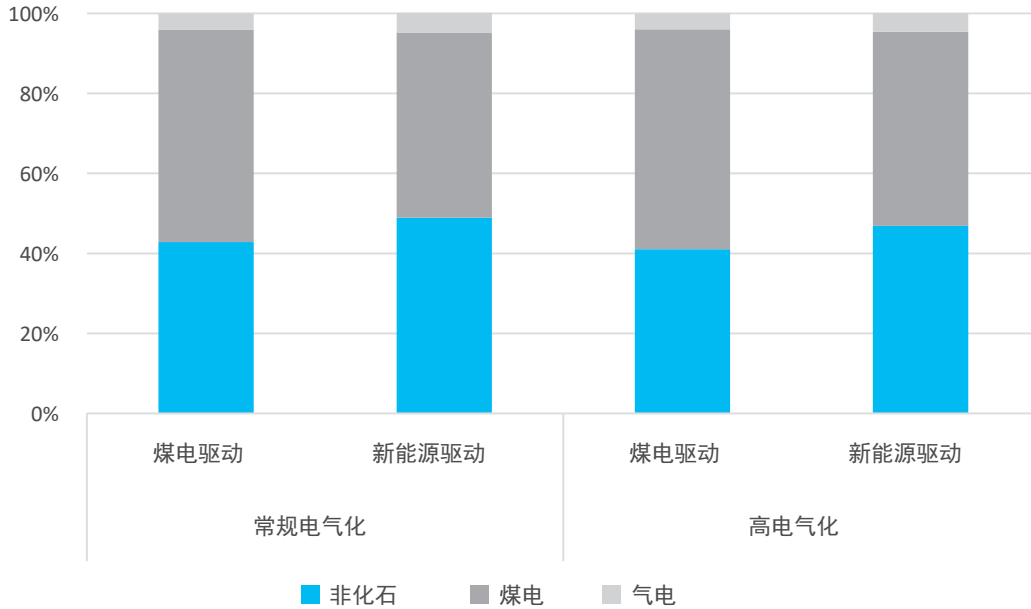


图 3-2 2025 年不同路径下发电量结构预测

“十四五”电力发展的主题是清洁发展。核电和水电作为清洁低碳的基础电源要继续稳步发展，从区域分布看，新增核电分布在沿海地区，新增常规水电分布在西南地区，而抽水蓄能主要布局在中东部地区，作为调峰备用用于消纳新能源和保障尖峰用电需求。

天然气发电可用于调峰，对于中国电力低碳发展、促进新能源消纳和保障尖峰用电有重要作用。但受制于发电技术和高气价，中国天然气发电规模有限，即使在政策驱动下进展依然不及规划预期。在资源和技术受限的情况下，“十四五”期间中国要推进电力和天然气体制改革、提升国内天然气生产能力、形成多气源格局，天然气发电要秉持因地制宜的原则，在气源丰富的地区可适度发展基荷气电、在经济承受能力较强的省份发展调峰气电、在经济园区发达的区域开发分布式气电，同时完善两部制电价，给予发电企业合理回报。

风电和光伏是“十四五”期间新增电源装机的主力，在新能源驱动路径下更是新增电量的主要贡献者，光伏采取集中式、分布式协同策略，风电采取陆上风电、海上风电并举的策略，实现全国范围内风光大规模发展。在越来越严格的环境标准和越来越高的外部环境成本下，新能源驱动路径中电力系统成本正在逐步凸显优势。但不容忽视的是，新能源驱动路径中 VRE（变化的可再生能源）装机占比高达 36.3%，远高于煤电驱动路径中的 31%，这对系统稳定性来说颇具挑战。这种情景下华东电网、华北电网、西北电网均需配置相当规模的灵活性电源或者储能，无形中也会带来额外的系统成本，但结合丹麦、德国、瑞典等可再生能源发电占比较高的国家的电力系统运行情况来看，其风险可控。总体而言，倘若可以充分利用灵活的火电机组（延寿做灵活性改造或战略备用）、

调峰气电、储能和需求响应等资源，新能源驱动路径情景将是一个理想的发展情景。

在日益严格的排放标准和环境压力下，煤电发展问题逐步成为中国电力系统转型过程中的焦点问题。从应对气候变化和行业良性发展的角度，关于未来煤电发展问题存在较大分歧。单纯控制煤电规模虽然会带来明显的环境效益、健康效益提升，但对于煤电行业而言存在潜在的员工安置、投资浪费、系统稳定性问题；而过多考虑煤电行业利益也会减缓低碳化进程推进速度，产生相当规模的搁浅资产，与国家能源发展战略相背而驰。

综上所述，电气化进程加速会拉高电力需求水平，煤电驱动的高电气化情景下，2025年全国煤电规模保持在12亿千瓦以内能够以较低的利用小时数（4400h左右）保障电力供应，并且发电能力仍有上调空间。但是，这会使得电力行业碳排放量继续上升，面临低碳减排的巨大压力。为平衡电力需求增长与碳减排目标的约束，新能源驱动路径是更为合理的选择，2025年全国煤电规模保持在11亿千瓦能够以更低利用小时数（4200h以下）实现电力电量供应，并符合2℃温控目标下碳排放预算对煤电规模的要求（即2025年必须将煤电规模控制在11.5亿千瓦以下），借助“新基建”和电气化发展的契机提前实现非化石能源目标，加速电力碳减排从而使得2030年中国碳排放达峰并尽早达峰成为可能，并为碳中和目标奠定良好基础。因此，本报告将可再生驱动的高电气化情景，即将煤电装机控制在11亿千瓦内，作为“十四五”电力发展的推荐情景。

4

煤电调控关键问题与路径分析

4.1 煤电调控关键问题

1. 电气化推动电力需求增长

中国经济快速增长，工业化、城镇化进程加速推进，带动电力消费增长高于能源消费增长幅度，电气化水平从 2005 年的 14.5% 增长到了 2018 年的 25.5%³²，与 OECD 国家的平均水平相当³³。不同研究对中国电气化发展水平的预测如表 4-1 所示。在电能替代、数字经济、交通与居民生活电气化等因素的推动下，本报告认为，高电气化情景下，“十四五”期间中国电气化水平有望保持每年 0.8 个百分点的增速，类似 2013-2018 年间的增幅，2025 年电气化率可达 31%，与国网能源研究院在疫情之前提出的预测结果相当，高出 2016 年日本电气化水平（28.7%）；常规电气化情景下，“十四五”期间电气化率每年提升 0.6 个百分点，2025 年电气化率可达 30% 左右。

表 4-1 中国电气化水平预测

预测机构与来源	年份	电气化率
国家发改委、能源局	2020	27% ³⁴
全球能源互联网发展合作组织	2025	32% ³⁵
舒印彪	2030	29% ³⁶
中国电力报	2030	30% ³⁷
中电联	2035	36%-38% ³²
国网能源研究院	2050	≥50% ¹³

本质上看，电气化与能源清洁化有着相同的内核，均围绕电能为中心、以可再生能源为驱动力，并且都隐含着能源安全的要义。电气化水平提高会拉升电力消费水平，虽然煤电可以有力支撑短期的电力需求增长，但煤炭资源储量、气候治理、生态环保等限制因素决定了煤电不可能作为长期电力资源，清洁能源才是支撑电气化发展、保障能源安全的主要力量。在电气化拉升电力需求的刺激下，以可再生能源发电为代表的电力新业态，在电源增长、经济性、清洁环保、电力消费形态等方面加速对煤电的替代进程，使得整个能源生产和消费体系更加清洁化，作为保驾护航的强劲动力，开启新一轮的增长。

2. 跨区输电通道利用率低下

以特高压线路为主的跨区输电是中国实现区域电力互济的重要方式，将西部优质丰富的电力资源输送到中东部地区，以减少负荷中心区域的化石能源消耗和环境污染，实现区域间电力流、资金流、信息流的交互。2019年，20条特高压线路年输送电量4485亿千瓦时，其中可再生能源电量2352亿千瓦时；西北、西南和东北区域向华北、华东和华中负荷中心跨区输电量分别达到2026、1062和541亿千瓦时，相当于为负荷中心减排28947万吨二氧化碳³⁸。充分利用跨区输电线路可以有效帮助受端地区减少煤电建设规模、改善当地环境、降低供电成本，提高社会福利。

大部分跨区输电工程目前的输电量与其设计输送能力相比还有明显差距。除了技术和资源条件的限制，跨区输电最大的障碍是省间壁垒，即送电或受电省份涉及电力的主管部门和相关企业，为了保护本省经济或企业利益，抬高输配电价或施加行政手段限制交易。所以，省间壁垒导致的特高压线路未充分利用其实是对社会福利的损害。

案例：

在跨区能源输送通道规划时，需要注意避免煤炭运输线与特高压输电线的功能重叠。在湖南和湖北现有特高压线路未充分利用、在建一条四川-湖北1000千伏特高压交流线路、核准一条陕北-湖北±800千伏特高压直流线路的情况下，浩吉铁路的开通加大了对华中地区的煤炭供应，造成了明显的跨区能源流通道的功能重叠和运力浪费。从地方利益出发，在有额外充足的煤炭供应的情况下，更倾向于在本地建设煤电项目，而不是接纳外地电力，从而导致输煤通道“踩踏”输电通道。虽然浩吉铁路的初衷是为了解决内蒙古煤炭资源外送运力瓶颈、并缓解华中地区总体煤炭市场供应紧张的局面，但不可避免地会影响煤电决策。即便只是将浩吉铁路每年10%的煤炭运输量（设计年运力2亿吨）用于湖南和湖北的燃煤发电（河南已明确了控制煤电规模的政策），按照300gce/kWh的供电煤耗水平来算，相当于在湖南和湖北本地新增467亿千瓦时的煤电发电量，进一步挤占了跨区输电空间，使得特大工程产能闲置、损害社会福利。

3. 新能源消纳问题

新能源消纳是电力低碳转型过程中不可避免的难题。自2016年起，中国出台一系列的清洁能源消纳政策，依靠加强区域间的新能源输送、提高煤电灵活调峰能力等措施，有效缓解了弃风弃光问题。随着风电和光伏等波动性电源的比重快速增加，为充分消纳新能源所需的电力系统灵活调节资源呈几何倍数增长，且区域间清洁能源发展不平衡不充分的矛盾也日益凸显。

当前促进新能源消纳最直接有效的措施就是加快新能源消纳“软件”和“硬件”的发展，跟上新能源规模增长的速度。在“软件”方面，省级或区域电网建立本地化的辅助服务机制，明确市场主体的权责关系；完善中长期市场带电力负荷曲线交易机制，提高新能源跨区输送电量。在“硬件”方面，除了继续加强柔性直流输电技术、煤电灵活性改造、自备电厂管理和储能、气电、抽蓄等电源的部署，还可以利用大数据等信息化技术建立新型电力资源调度平台，将增量配电、电力大用户、居民侧空调负荷等资源纳入智能化的电力系统平衡体系，依靠高分辨率的数据处理来实现 5 分钟甚至 1 分钟级别的精细化调度控制，助力新能源消纳。

4.短时尖峰电力供应短缺

短时尖峰负荷供应短缺成为当前中国电力供应安全面临的主要难题。2018 年和 2019 年中国出现局部地区高峰时段电力供应偏紧的情况，多方观点认为要保障电力安全应放开煤电项目限制，国网能源研究院认为 2025 年煤电装机容量 12 亿 -13 亿千瓦，中电联认为 2030 年煤电装机可能接近 13 亿千瓦³⁹。但这种“短时缺电力、全年富电量”状态不同于过去普遍缺电的情况，是在中国经济基本完成工业化进程、三产居民用电负荷成为新增负荷主体、叠加极端气象因素作用下的负荷增长所出现的“新常态”，暴露出的是整个电力系统的结构性矛盾——基础电源过多、尖峰资源不足，继续一味地新增大型电源无疑会加重结构性矛盾。

各级电网高峰负荷持续时间较短，全年最大负荷 95% 以上的尖峰持续时间普遍低于 24 小时⁴⁰。从资源充裕度的经济性角度来看，为满足短时间的非常态负荷而新建耗资数十亿的燃煤电厂会浪费大量的社会资源，以用户侧空调负荷为代表的响应需求前期高昂的建设成本，是更为经济的选择，甚至可以在必要时将符合条件的老旧煤电机组进行延寿处理作为战略备用型资源。“十四五”期间重视尖峰资源的发展，将需求响应纳入区域电力规划，利用峰谷电价挖掘居民侧的电力资源，通过优化供电结构来解决尖峰电力缺口问题，保障电力供应安全。

此外，随着风电光伏的快速发展，新能源波动对电力系统调度的影响将越发显著，叠加短时尖峰电力需求，会使得常规机组的出力曲线波动更加频繁剧烈。以夏季为例，在日间用电高峰时，风电出力很小，几乎可以忽略不计，而光伏出力与用电负荷高度契合，可以贡献很高的容量价值，甚至可以达到 100% 的出力，但是在夜间用电高峰时，光伏出力为零，需要由常规机组提升出力水平或者临时开机来满足需求，对电力系统调度提出巨大挑战。因而，高比例可再生能源会对电力系统调度和常规机组运行提出更大的挑战，仅依靠发电侧资源来满足尖峰电力需求会有很大难度，此时更加需要需求侧资源来响应电力负荷变化，减轻电力系统调度压力、减少供电成本，还可以强化峰谷电价作用，引导用户改变用电习惯，实现错峰用电。

5. 电力“新基建”思路转换

电力基建具有很强的项目滞后性和投资惯性，要具有应对未来需求的前瞻性。电力基建滞后性主要是由于项目需要数月至数年的建设期，例如煤电建设期一般为 2-3 年，这期间既要耗费大量资金，还要面临来自政策、市场、金融、工程等方面的风险因素，并且可能跟不上电力供需形势的变化，容易出现当期决策正确但后期出现问题的情况。电力基建投资惯性在“十三五”期间的煤电热潮中得到了充分展现，高回报率吸引了大量资金同一时期投入到煤电项目建设中，导致行业投资泡沫及后来的产能过剩。煤电作为传统基建，机组单机容量大、投资体量达数亿元、寿命期长达数十年，对当下和长远发展都有很大影响，其高碳能源的本质不符合低碳转型内涵要求、最小技术出力限制了电力系统的下调能力、发电经济性被清洁能源追赶甚至超越，已经不适合清洁低碳、需求多元化的未来电力体系。

投资“新基建”对社会经济复苏回暖有很好的拉动作用。以电力“新基建”为例，项目包括可再生能源、智能电网、微电网与分布式能源、新型储能、新能源汽车充电设施等基础设施网络建设，是发展智能化、清洁化、多元化电力工业的基础，其定位是长远性、先导性、全局性工程，将带动资金流动、技术研发、结构转型、民生就业等经济要素活跃起来。而“走下坡路”的煤电、油气等传统能源的大规模投资虽然也可以拉动投资就业，但发展潜力有限，会加重能源供应成本负担、拉低行业的经济效益、不利于长期能源安全保障。因此，抓住电力“新”基建的精髓才能把握住危机背后的电力转型机遇。

4.2 “十四五”煤电发展路径

1. 严控煤电新增产能，避免重复“十三五”的过剩局面

“十三五”期间中国煤电新增装机容量 1.71 亿千瓦，较“十二五”期间的 2.3 亿千瓦有明显减少，供给侧结构性改革取得了良好成效。2020 年 2 月 26 日，国家能源局下发了《关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知》，国内 29 个省份中仅 3 个省份的煤电装机预警为红色。受疫情影响，中国推出了“新基建”计划；在此背景下，中国 2020 年一季度新核准的煤电项目近 10GW，与 2019 年全年持平，煤电列入部分省市重点项目清单⁴¹。煤电项目核准再次出现井喷趋势。在经济增长和电力需求存在巨大不确定性的当下，放松煤电供给侧改革政策力度会加重电力和电量冗余负担，加剧电力系统结

构性矛盾，不利于电力结构调整和低碳转型。

面向碳达峰、碳中和目标，中国应慎重把握煤电发展政策，严控煤电新增产能，加强对现有“煤电+特高压”资源的利用，而不是借“新”上“旧”。将煤电发展重心转向功能定位调整，在清洁高效地做好基础电力供应的同时，也要发挥存量机组价值，深入开展灵活性改造和延寿煤电备用，助力电力系统补足新能源消纳所需系统灵活性和短时尖峰负荷供应这两块主要“短板”。

2. 煤电高质量发展要契合区域政策和电力资源特征

随着生态文明与能源革命的不断推进，落后煤电产能退出、煤电超低排放改造对环境的改善已在全国范围内取得明显成效。“十四五”应继续深化煤电供给侧结构性改革，将大力推动煤电灵活性改造作为优化煤电存量机组的重中之重，淘汰落后产能，顺应区域发展诉求来调整煤电布局，将全国煤电规模控制在11亿千瓦以内。东部地区要严控煤电新建项目，对合规的运行年限在25-30年间的30万千瓦以上机组进行封存，作为战略备用机组；蒙西和西北电网地区仍有煤电增长诉求和潜力，可有序新建煤电项目；中部省市要加强对本地电力供应结构的优化，明确不同电力资源（电源、需求侧、储能）在的系统功能定位，确定电力系统中分别对应不同等级用电负荷的电力资源组合，只有在出现基荷电力不足趋势的情况下，可适度新建煤电，但依然要严控新增规模。

3. 电力市场化改革加快推动煤电功能定位调整

“十四五”电力市场化改革要考虑新时期煤电功能的变化，建立包含发电量、辅助服务、容量供给等服务在内的煤电角色评估机制。现货市场要使用好实时电价这一手段，确保高效机组获得经济发电小时数，切实降低发电成本，积累改革红利的物质基础，引导发用电资源响应市场波动，释放有效投资信号，抑制不合理的新建煤电机组的需求，同时挖掘出负荷需求响应的系统价值；引入更多的更高效的灵活性辅助服务产品，探索煤电深度调峰、增强负荷爬坡速率、缩短煤电启停时间、增加自动发电控制（AGC）调频系统性能等相关技术研究；由容量补偿扩展为完善的容量市场，以低成本保障高供电可靠性。

4. 煤电与可再生能源实现良性博弈

煤电与可再生能源不应是“零和博弈”，而应是双方利益诉求的阶段性调整。在“十三五”之前，可再生能源更多是作为传统能源之外的补充电力，与煤电一起平稳发展，双方没有实质上的利益摩擦；而在“十三五”期间，可再生能源快速发展，挤占了煤电的发电空间，双方出现直接的利益冲突，并且矛盾越演越烈，但是高比例可再生能源并网绕不开灵活性问题，煤电在失去电量空间的同时可以挖掘灵活性电力价值，双方存在



良性博弈的空间。面向 2060 年碳中和目标，煤电必然要逐渐退出，但是在这段相当长的转型过渡期内，煤电与可再生能源要围绕建立更加清洁高效电力系统的目标，达成良性博弈的共识，形成新的社会技术范式，共同分配中国电力发展的“大盘子”。

5. 转向新能源驱动的电气化进程

电能是经济效率最高、应用范围最广的能源品种。电能的经济效率是石油的 3.2 倍，煤炭的 17.3 倍，即 1 吨标准煤当量电能创造的经济价值与 3.2 吨标准煤当量的石油或 17.3 吨标准煤当量的煤炭创造的经济价值相当⁴²。电气化发展可以有效提高能源总体效率、减少终端低效能源消费、提升能源消费品质，而新能源驱动的电气化路径还能有效减少化石能源消耗和污染物排放、降低油气资源对外依赖度、提高中国能源安全保障能力、推动低碳转型等。“十四五”要继续大力推进工业、交通、建筑和居民侧的电能替代，从终端用能方面减少煤炭、石油和天然气的使用，并且围绕新能源驱动电气化发展路径，配备储能、煤电灵活性改造与延寿、调峰气电、需求响应等资源为电力系统消纳风光释放灵活性，逐步实现对煤电电量的存量替代，减少煤电发电空间，促使煤电电量和电力行业碳排放提前达峰。

5

研究结论与政策建议



5.1 研究结论

“十三五”期间，电力行业继续沿清洁低碳的方向发展。截至 2020 年底，全国全口径发电装机容量 22.0 亿千瓦，其中煤电装机容量 10.8 亿千瓦，占总装机容量的比重为 49.1%，首次降至 50% 以下。煤电发电量年均增速为 3.5%，低于非化石能源发电 10.6% 的增速，占总发电量比重从 2015 年的 67.9% 下降至 2020 年的 60.8%。

通过可再生能源替代、煤电提效、降低线损和需求侧管理四大减排措施，煤电行业在“十三五”期间累计实现节煤量 3.85 亿吨标准煤。以 2020 年为例，电力行业煤炭消费量为 13.3 亿吨标准煤，较无政策调控情景实现节煤 1.09 亿吨标准煤。

在煤电供给侧结构性改革方面，我国淘汰煤电落后产能、降低每年新增煤电规模、电能替代工作取得了重大进展，但是，火电灵活性改造进程仍然较为迟缓。同时，在煤电行业巨大体量的惯性作用及电力市场、减排目标的影响下，煤电行业面临着产能过剩且利用小时数低、企业经济效益下滑、与新能源消纳之间的矛盾、碳减排目标制约、长期资产搁浅风险等问题，需要继续深化结构性改革工作。

在“新基建”的带动下，电能替代、新旧动能转换和数字经济将成为“十四五”电力需求增量的主要贡献者。预计“十四五”期间全社会用电年均增速约为 4%–5%，2025 年全社会用电量达到 9.2 万亿千瓦时（常规电气化情景）至 9.6 万亿千瓦时（高电气化情景）。其中，第一产业用电量年均增速稳定在 7%，第二产业年均增速在 2–3% 左右，第三产业年均增速在 9–11%，城乡居民用电年均增速在 8–9%。

研究从实现碳排放 2°C 目标和满足中国电力需求两个方面入手，探讨了“十四五”期间中国煤电的最佳规模。

根据 IPCC AR5 的研究成果量化测算，中国煤电行业 2019–2050 年间二氧化碳排放预算总量为 642 亿吨。通过历史数据与未来碳排放趋势预测，在实现 2°C 目标的情景下，倒推出 2025 年可允许的煤电装机规模为 11.5 亿千瓦，此后逐年减少直至 2045 年为 0 亿千瓦。

电气化进程加速会继续拉高电力需求水平，为平衡电力需求增长与碳减排目标的约束，新能源驱动路径是更为合理的选择。2025 年全国煤电规模保持在 11 亿千瓦能够以更小时数（4200h 以下）实现电力电量供应，借助“新基建”和电气化发展的契机，提前实现非化石能源目标，加速电力碳减排从而使得 2030 年中国碳排放达峰并尽早达峰成为可能，并为碳中和目标奠定良好基础。因此，本报告将可再生驱动的高电气化情景作为“十四五”电力发展的推荐情景，2025 年煤电规模控制在 11 亿千瓦左右。

5.2 政策建议

1、“十四五”是电力低碳转型的战略窗口期，应将碳排放目标作为煤电发展的强约束

“十四五”是面向 2030 年碳减排目标的关键窗口，在此期间，作为减碳主力的电力部门实现碳排放峰值可以极大地提高 2030 年之前全社会碳达峰的可行性。中国煤电效率已居全球领先水平，技术减排潜力有限。相比目前尚未实现商业化推广的 CCS 技术，推动可再生能源规模化发展来实现对煤电的存量替代，是目前最为经济可行的减碳方案。由于能源基础设施投资的长周期性和路径依赖性，为实现 2030、2035 年发展目标，势必要建立更加安全可靠、清洁低碳、智慧多元的电力系统，借助“新基建”契机提早布局以新能源驱动电气化为核心的电力生态，将电力投资集中于调峰气电、储能业态、智能电网、坚强配电网、智能终端等设施，而非因为满足短期的电力需求继续大上煤电、给中长期能源转型人为设置障碍。

为避免电力高碳路径锁定、错过减排机会，“十四五”有必要树立煤电峰值意识，应将碳排放目标作为煤电发展的强约束，及早确定煤电碳排放达峰路径。继续大规模建设煤电机组会加重电力系统的基荷负担、提高最小出力水平，从系统调度来看会增加电力系统为消纳更多新能源而付出的成本、阻碍高渗透率可再生能源系统发展。因此，煤电规模控制在 11 亿千瓦以内是立足当前、着眼长远的合理选择。

2、煤电发展要考虑宏观环境的不确定性，慎重把握供给侧改革政策力度

新冠疫情冲击全球经济，国际形势发生了重大变化，宏观经济和社会环境存在很大的不确定性。此时放开煤电规模限制存在很大风险，容易重现“十三五”煤电产能过剩的局面。现有煤电机组还有很多的闲置产能（当前平均利用率约为 50%），可以应对未来电量和基础电力的增长；采取等量或减量替代落后煤电策略而新建的大型高效机组也只适合作为基荷电源，对于提高电力系统可调节能力的作用有限；尖峰电力短缺导致的电力供应安全问题应由需求响应等更为经济合理的资源来解决。因此，从电量、基础电力、灵活容量和尖峰资源的角度来看，继续扩大煤电规模都是不合理的。在电力需求增长不确定的情况下，更要慎重把握煤电供给侧改革政策力度，防止规模化扩张造成电力系统结构性矛盾加剧。

3、将市场化作为新时期推进煤电功能定位调整的主要手段

经过五年的试点性推进，电力市场化改革迈入实质性阶段，在“十四五”期间将作为推进电力系统结构性优化的主要手段。现货市场竞价规则要更加公平合理，对煤电机组形成价格分级，确定高效的基荷机组；辅助服务市场的定价机制要按照机组所提供的服务类型、贡献程度来确定各区间定价标准，准确反映辅助服务的稀缺价值，激励煤电机组参与灵活性服务，保障高比例可再生能源消纳；容量机制要释放中长期价格信号，引导容量投资，尤其是尖峰资源的配置，如将折旧和还本付息已完成的30万千瓦及以下合规煤电作为延寿机组来供应短时尖峰电力需求，以较低的社会成本来保障电力供应可靠性；电力市场竞争可以减少落后不合规煤电产能退出的阻力。总的来讲，电力市场化改革可以通过竞争方式确定各类机组的系统定位，从而提高电力系统的运行效率。

电力市场的竞争规则有利于新能源等低碳能源发展，而碳市场的加入可以进一步扩大新能源的市场经济性优势、改变不同机组市场竞争力。“十四五”要深化双市场耦合，基本取消优先发电权以外的非调节性发电计划，开展发电行业配额现货交易，使得新能源发电获得减排项目的直接收益，扩充新能源发展的资金池，缓解财政补贴压力。

4、把握好“新基建”的精髓，杜绝借“新”上“旧”

“新基建”是中国依靠加大投资来提振经济的重要举措，更多的是面向未来需求。以电力“新基建”为例，项目包括可再生能源、智能电网、微电网与分布式能源、新型储能、新能源汽车充电设施等基础设施网络建设，是发展智能化、清洁化、多元化电力工业的基础，其定位是长远性、先导性、全局性工程，将带动资金流动、技术研发、结构转型、民生就业等经济要素活跃起来。受疫情影响，短期内电力需求下滑扩大了电力低碳转型窗口期，有了更充足的转型缓冲期和容错机会，应抓住这段“时间差”调整电力结构，而不是打着“新基建”的旗帜却重启“旧基建”煤电建设浪潮。煤电投资虽然在短期内可以拉动经济增长和民生就业，但长远发展潜力有限，会加重能源供应成本负担、拉低行业的经济效益、不利于长期能源安全保障。“十四五”煤电清洁高效发展在做好基础电力供应的同时，也要发挥存量机组价值，助力电力系统补足新能源消纳所需系统灵活性和短时尖峰负荷供应这两块主要“短板”。

5、加强区域能源流的清洁化、高效化

特高压是“新基建”的重要范畴，能强化中国未来能源区域流动和清洁电力化。但中国部分特高压线路存在利用率不高和清洁电力输送比重偏低的问题。在现有特高压线路大量产能闲置、核准/在建线路容量庞大的情况下，受端地区仍开展煤电建设工作，加重了省间壁垒；输电线与输煤线功能重叠、相互拉低利用率，导致基建投资效益低下；中东部省份的可再生能源电量占全社会用电量比重落后于西部省份。“十四五”应加强对特高压跨区电力输送功能的开发利用，让电力基建的作用不止停留在拉动投资层面，更要为国家能源安全和清洁电力消纳做出贡献。

附录

附表 1-1 跨区输电容量

单位：万千瓦

	华北电网	蒙西电网	东北电网	华东电网	华中电网	南方电网	西南电网	西北电网
华北电网				1490	620			
蒙西电网	4460			1940				
东北电网	1860							
华东电网								
华中电网				1800		850		
南方电网								
西南电网				2460	2280			
西北电网	2000			4200	3100		1500	

附表 1-2 各类型电源利用小时数与置信因子

电源类型	利用小时数	对最大负荷贡献的置信因子
煤电	4000-4300	100%
气电	2500	100%
水电	3800	80%
风电	2400	18%
光伏	1400	日间最高可达 100%，夜间为 0
光热	3000	0-100%
核电	7400	100%
生物质及其他	4000	55%

注：考虑到“十四五”期间发电技术难以取得革命性创新进展，各类电源利用小时数依据以往历年平均值确定，置信因子则依据技术特性和历史观测数据统计而敲定。



参考文献

1. 中国电力企业联合会 . 2020-2021 年度全国电力供需形势分析预测报告 [EB/OL].2021. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-293198>
2. 中电联理事会办公厅 . 煤电机组灵活性运行政策研究 [EB/OL].2019.12.31. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-282218>
3. 国家发改委, 国家能源局 . 电力发展 “十三五” 规划 (2016—2020 年) [Z].2016. <http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2016-12-26/162924.html>.
4. 2020 年电能占终端能源消费的比重达到 27% [EB/OL].2019.10. <http://news.moore.ren/industry/172063.htm>
5. 今年煤炭消费比重下降到 57.5% 左右 电能占终端能源消费比重达 27% [EB/OL].2020.06. <http://finance.china.com.cn/industry/energy/20200624/5303690.shtml>
6. 全球能源互联网发展合作组织 . 中国 “十四五” 电力发展规划研究 [R].2020.06
7. 中国青年报 . 2020 年全社会用电量同比增长 3.1% 稳步回升 [EB/OL].2021.01.24. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1689726337947755854&wfr=spider&for=pc>
8. 南方电网报 . 南方电网公司推进电能替代业务 2020 年实现电能替代电量 314 亿千瓦时 [EB/OL].2021.01.14. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210114/1129372.shtml>
9. 袁家海, 雷祺, 王杨 . 经济新常态下中国电力需求展望及煤电前景分析 [J]. 中国能源 , 2015, 37(7): 21-27.
10. 任泽平 . 新基建是应对疫情和经济下行最简单有效的办法 [EB/OL].2020.09.09. <http://finance.sina.com.cn/zl/china/2020-09-09/zl-iihvpywy5771826.shtml>
11. 华北电力大学 . “十三五” 电力煤控中期评估及后期展望 [EB/OL].2019. http://www.cpn.com.cn/zdyw/201905/t20190521_1134235.html.
12. Vincent Nouyrigat. 大数据时代, 你关心过要费多少电吗? [EB/OL]. 新发现杂志 . 2020. https://www.sohu.com/a/388840197_99945587?_trans_=000014_bdss_dkmwzacjP3p:CP=
13. 国网能源研究院 . 中国能源电力发展展望 2019 [R]. 2019.12.03
14. Khanna N Z, Zhou N, Fridley D, et al. “Quantifying the potential impacts of China’s power-sector policies on coal input and CO2 emissions through 2050: A bottom-up perspective” [J]. Utilities Policy, 2016
15. Lugovoy et al. “Multi-model comparison of CO2 emissions peaking in China: Lessons from CEMF01 study”. [J]. Advances in Climate Change Research, 2018: S1674927817301247
16. Mi Z, Wei Y M, Wang B, et al. “Socioeconomic impact assessment of China’s CO2 emissions peak prior to 2030” [J]. Journal of Cleaner Production, 2016: S0959652616318935.
17. Carbon brief. 2019. “China’s emissions could peak 10 years earlier than Paris climate pledge”. <https://www.carbonbrief.org/chinas-emissions-could-peak-10-years-earlier-than-paris-climate-pledge>

18. Wang H, Lu X, Deng Y, et al. "China's CO₂ peak before 2030 implied from characteristics and growth of cities" [J]. Nature Sustainability, 2019, 2(8): 748-754.
19. 中国经济网. 《2016 清洁能源蓝皮书》: 化石能源排放八年后见顶 [EB/OL]. 2016. http://www.ce.cn/cysc/ny/gdxw/201612/22/t20161222_19021762.shtml
20. EF China. 中国尽早实现二氧化碳排放峰值的实施路径研究 [R]. 2019. <http://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20190202/> 中国碳排放 - 尽早达峰 .pdf
21. NRDC (Natural Resources Defense Council). 中国实现全球 1.5℃ 目标下的能源排放情景研究 [R]. 2018
22. China energy news, 2019. 城市碳排“达峰”还要过几道坎 [EB/OL]. 2018. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2019-05/13/content_1924904.htm
23. Commit, 2018b. "China: Climate Policies, NDCs and Financial needs". <https://themasites.pbl.nl/commit/wp-content/uploads/COMMIT-Fact-Sheet-China-Climate-Policies-NDCs-and-Financial-needs.pdf>
24. Climate Action Tracker, 2016. <https://climateactiontracker.org/countries/china/>
25. Global Carbon Atlas [EB/OL]. 2020. <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>
26. 中国水力发电工程学会. 十三五发电行业碳排放强度探讨 [EB/OL]. 2017. <http://www.hydropower.org.cn/showNewsDetail.asp?nsId=20181>
27. 国务院. 国家人口发展规划 (2016 - 2030 年) [Z]. 2017
28. 中电联. 2019-2020 年度全国电力供需形势分析预测报告 [R]. 2020. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongxufenxi/dianligongxufenxi/2020-01-21/197090.html>
29. 中国能源研究会, 2016. 中国能源展望 2030. 北京: 经济管理出版社.
30. 杨倩鹏, 林伟杰, 王月明, 等. 火力发电产业发展与前沿技术路线. 中国电机工程学报. 2017, 37(13): 3787-3793.
31. 前瞻产业研究院. 2018-2023 年中国生物质能源行业市场前瞻与投资规划深度分析报告 [R]. 2018
32. 中电联. 中国电气化发展报告 2019 [R]. 2020.05.11. <http://www.cec.org.cn/zldongtai/benbudongtai/2020-05-11/201930.html>
33. BP. BP Statistical Review of World Energy 2019 [R]. 2019.06
34. 国家发改委, 国家能源局. 关于提升电力系统调节能力的指导意见 [Z]. 2018.02.28
35. 全球能源互联网发展合作组织. 《新发展理念的能源变革转型研究》. 2020.06
36. 舒印彪. 加快再电气化进程, 推进绿色发展 [EB/OL]. 2018.03.25 https://www.sohu.com/a/226310573_650222
37. 中国电力报. 再电气化推进中国能源革命发展: 2030 年电能占终端能源消费比重达 30% [EB/OL]. 2018.03.20 <https://mp.weixin.qq.com/s/XQHe9SvNnV8Hg-hKSbD3ng>
38. 尹明. 跨区输电工程比较及启示 [EB/OL]. 2020.04.08. <https://mp.weixin.qq.com/s/4CSgmS73CTVJAtxKSWse9A>
39. 张琳. 严控规模推动煤电有序灵活高效发展 [EB/OL]. 能源研究俱乐部, 2019.06.27. <http://news.bjx.com.cn/html/20190627/988890.shtml>
40. 国家电网: “十四五”电力规划要解决三大问题 [EB/OL]. 新浪财经, 2019.12.05. <http://finance.sina.com.cn/chanjing/cywx/2019-12-05/doc-iihnzhfz3885686.shtml>
41. 陈雪婉. 煤电核准现松动一季度核准量相当于 2019 年全年 [EB/OL]. 财新网, 2020.04.23. <http://www.caixin.com/2020-04-23/101546098.html>
42. 人民日报. 实施电能替代 促进环境改善 [EB/OL]. 2014.04.16. http://www.nea.gov.cn/2014-04/16/c_133266985.htm

联系我们

地址：中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5927-0688

传真：+86 (10) 5927-0699

 再生纸印刷