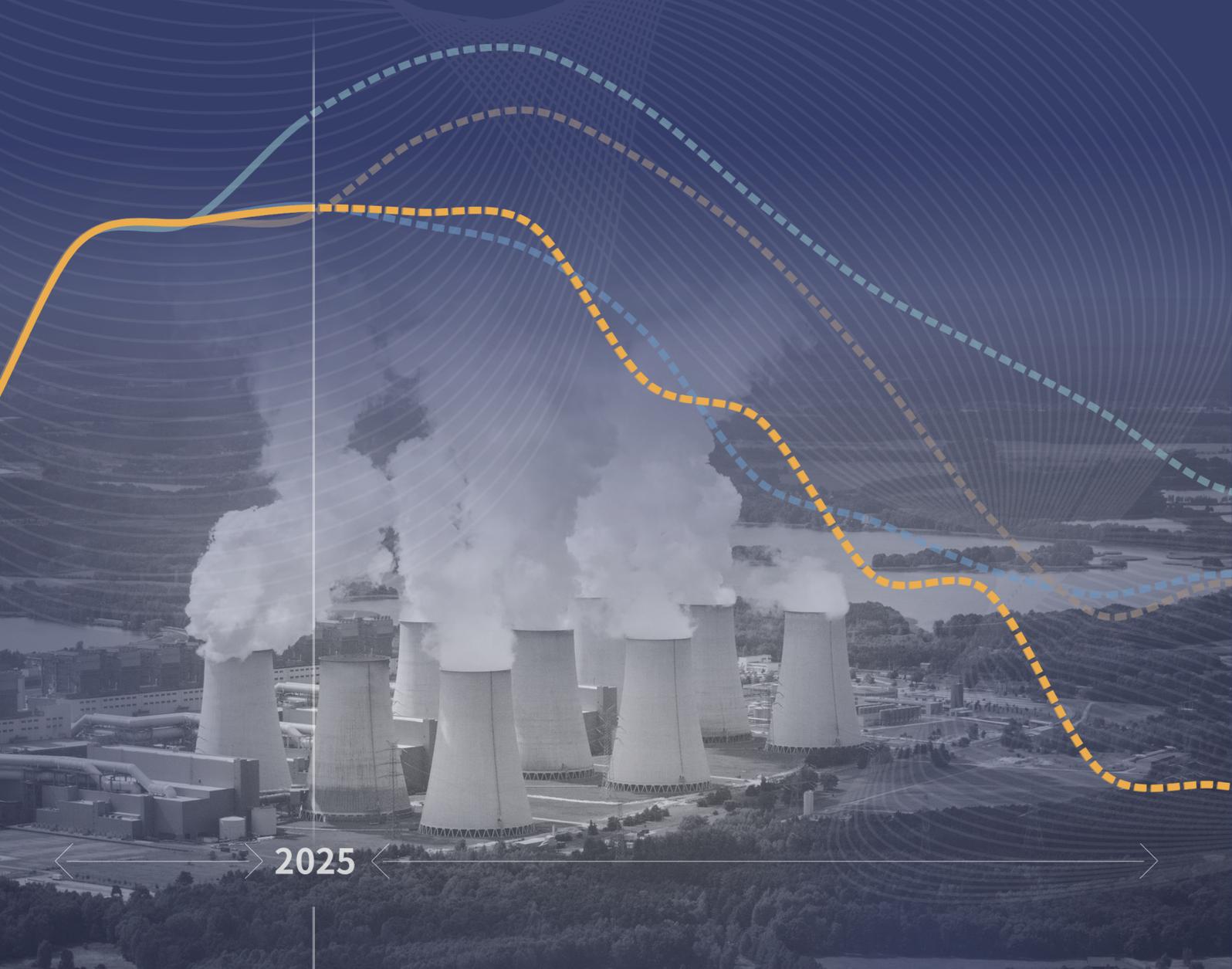


# 迈向“十五五” 煤电何去何从： 转型路径与多元机制研究



2025

## 研究团队

华北电力大学（保定）：张浩楠、崔丽敏、韩笑、张宝馨、袁雨周、纪寒喆

绿色和平：郭诗语、谢雯雯、高雨禾、王昕楠、张凯、何婧

## 致谢

感谢以下专家对本报告的帮助（按姓氏首字母排序）

周景宏 | 长春工程学院

曹嘉涵、于宏源 | 上海国际问题研究院

刘琦麟、马倩儒、石凌菲、王宇宁、雍容、薛小康 | 绿色和平

吴婧涵

## 著作权及免责声明

本报告为绿色和平东亚分部北京办公室（以下简称“绿色和平”）于环保公益工作中形成的资料。阅读本报告即表示您已阅读、理解并接受下列著作权和免责声明条款的约束。请认真阅读。

- 本报告由绿色和平、华北电力大学（保定）和上海国际问题研究院基于在上海市取得的临时活动备案共同发布，除标明引用的内容外，本报告内所有内容（包括文字、数据、图表）的著作权归绿色和平所有。
- 本报告仅作为环保公益和信息分享目的使用，不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考，绿色和平、华北电力大学（保定）和上海国际问题研究院亦不承担因此而引发的相关责任。
- 本报告中的数据、模型及结论可能存在局限性，绿色和平、华北电力大学（保定）和上海国际问题研究院不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作担保。本报告依据电力经济发展的历史数据、国家政策目标导向、地方电力规划和电力资源协同趋势，分情景对分行业电力需求和各类电力资源部署进行前景展望，以充分考虑未来电力供需的多种可能性，结果并不代表对未来趋势的准确预测，但可作为中国电力工业的发展提供决策参考。

### 刘满平 国家发展改革委价格监测中心高级经济师、研究员

中国作为全球第一大煤炭生产和消费大国，煤电是目前中国的主力电源，肩负着“保供电、促转型、增动能、提质效”等多项重任，预示着中国的煤电转型在全球能源低碳转型中将独树一帜，不能盲目照搬别国经验，也没有成功的经验可借鉴。只能充分考虑我国的实际情况，以高效合理的方式发展我国的煤电，积极有序稳妥地推进煤电低碳转型。

“十四五”期间，我国用电需求高增长、新能源跃升式发展、短时电力安全问题突出，煤电一方面由电量型电源逐步向调节型电源转变，另一方面在经济增长拉动和短期保供压力等多重因素下，煤电建设出现“回潮”趋势，反映出煤电在保障我国电力供给安全稳定和维护能源安全方面仍具有不可替代的作用。

“十五五”是我国迈向2035年社会主义现代化目标的关键窗口期、实现碳达峰目标的冲刺期和碳中和进程的攻坚期。在这样一个“三期叠加”的阶段，煤电如何支撑高比例可再生能源电力系统的发展和安全稳定运行，如何赋能和助力新型电力系统建设，值得深入研究和探讨。对此，由绿色和平、华北电力大学（保定）等机构联合组成团队，聚焦“十五五”期间煤电定位及转换节奏、电力发展前景、电力行业提前实现碳达峰以及促进煤电加速转型方案等核心问题进行了深入研究。所做的报告采用综合资源战略规划模型，综合考虑2025~2035年中国电力低碳转型目标和全国层面的电力供需形势，设定四种电力转型的发展情景，量化煤电发展空间，并从统筹电力系统近中期减排目标与高比例新能源系统调节需求的角度设计煤电转型路径。

综合来看，整个研究报告主要有以下几个特点：

#### 一是对当前我国煤电发展及转型状态“把脉”比较准确

报告采用结构分析以及原因分析法，对“十四五”期间煤电发展状况进行了梳理，并对煤电电量增长进行了详细的原因分析，让人做到“心中有数”。

#### 二是对近中期煤电发展空间分析预测方法科学合理

对于未来我国能源结构的预判，社会上有很多机构都在做。关键是分析预测的立场是否站在中立的角度客观公正，不偏不倚；假设条件是否全面；模型选择是否合理等。本报告设定4种电力发展情景进行预测，并综合安全保供、减排成效和经济可行性三重考量，认为采用高效电气化下高速部署非化石能源的发展路径电力部门低碳转型效率最好，即“十五五”年均电力增速为2.8%、2030年风电和光伏装机达到31亿千瓦、新型储能达到2.7亿千瓦等。此情境下，煤电发电量峰值有望控制在5.55万亿千瓦时之内，同时电力部门将在2025年迎来52亿吨碳排放峰值并进入峰值平台期。

#### 三是提出的政策建议针对性强，并具有现实可操作性

报告提出的政策建议涉及两大部分：一个是促进整个电力行业低碳转型机制，包括总量管理机制、碳排放“双控”机制、省间互济机制、电价激励机制、容量市场机制等，都是继续推进电力体制改革和市场建设所面对的难题；另一个是具体促进煤电低碳转型机制，包括出台关于控制煤电发电量的顶层设计；建立发电电源投资建设的有效容量协同滚动优化制度，强化煤电与新能源规划建设风险预警机制等。

此外，研究报告采用具体案例，总结归纳了浙江省电力转型5大经验，通过“理论与案例；整体与局部”的方式，支撑研究报告的观点和判断，逻辑分析清晰，具有很高的实用价值。

### 朱松丽 中国宏观经济研究院能源研究所 研究员

气候危机已经与我们如影随形。根据《巴黎协定》（以下简称协定），要实现协定所规定的长期目标，本世纪下半叶全球应该实现温室气体源排放与汇吸收的平衡（所谓“净零排放”）。在全球走向“净零排放”的道路中，能源部门（能源生产、加

工转换和消费)既是温室气体排放大户,又具有首先实现CO2近零排放的技术条件和明确路径——终端消费电气化、电力消费零碳化——因此能源转型是重中之重。到2025年,协定达成10周年,在这个时间节点,有必要回顾一下2023年迪拜气候大会(COP28)所形成的关于能源转型的共识:转型的方向是实现“净零排放能源系统”;路径是“立破并举”,“可再生能源三倍和能效二倍”,是为“立”,“告别化石能源(transitioning away from fossil fuel)”,是为“破”;在此基础上,强调过渡能源和能源安全,目前的重点领域是电力和道路交通<sup>1</sup>。

眼前的这份报告几年磨一剑,在基于国情基础上的中国(以及浙江)能源/电力转型研究中充分体现了以上共识。首先,以风光为主体的可再生能源发展是“十五五”及之后电力转型的技术基础,提升消费端能效水平是合理控制电力需求的必要条件,与此同时,对于“煤电”的定位给与了审慎积极的研究和判断,提出电力排放有望在2025年达峰进入平台期(情景3),基于此提出了具有针对性的政策建议。

研究考虑了多重目标,安全、低碳和经济可行,勇于挑战“不可能三角”,思路清晰,数据详实,表达到位,是一份高质量的技术报告。

任何研究结果都有不确定性。可以看到报告对于“十五五”中国电力需求增长这一关键假设似乎有些“保守”——“十五五”年均电力增速为2.8%,比疫情以来的电力平均增速降低一半左右。对于这个假设,报告也给与了解释,逻辑基本自洽,但对于需求侧如何更好地发力以实现这个假设条件,着力略有不够。

这个不确定性正好反应了能源/电力转型中的最大挑战:如果不对需求进行合理控制,“敞口式”能源需求只能带来相对粗放的能源供应,结构转型的难度将非常之大。何为“合理控制”以及如何做到,这个问题可能超越了技术层面,也超越了这个报告本身,但值得深入思考,成为后续研究的主题。报告本身,但值得深入思考,成为后续研究的主题。

## 蒋莉萍 国网能源研究院 原副院长

作为现代经济社会发展的重要基础产业,电力的安全稳定供应历来是电力发展及运行管理中的一个重要命题。在实现低碳转型、构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统过程中,这一传统命题已然成为一个重大挑战。对中国电力系统而言,其中一个尤为关键的结点,或者说不可能绕开的问题,就是有关煤电的作用、定位,以及在近中期如何转型发展和逐步退出等问题。

本报告以“十五五”及2035年这两个关键时间节点为研究水平年,综合安全保供、减排成效和经济可行性三重考量,通过多情景设置和系统模拟分析,提供了一个认识我国电力低碳转型及煤电“何去何从”问题的综合视角。尤其赞同报告中的以下观点和结论:

- 煤电作为中国电力系统的主体电源,长期以来一直承担着基础保供的重任,但并不能被简单视为电力供应安全保障的唯一选择。在提供更加高效可持续的新型电力系统供应保障能力方面,多元前瞻的保障机制设计与与新技术格局相适应的行业管理要求需要且能够扮演关键有效的作用,这其中包括:基于贡献的容量机制、权衡长期安全与短期利益的省间电力互济,以及逐步加强新能源对电力系统的支撑能力等等。
- 报告提出,过快的电能替代本质是将其他部门碳排放转移到电力部门,且会因为短期内过快的电力需求增长所产生的巨大保供压力而导致新的煤电装机需求。这个观察分析视角是敏锐和客观的,体现了研究团队基于能源转型大格局和总体成效来考察电力转型相关问题的专业水准和态度。

总体而言,我们需要认识到:“双碳”目标所关涉的碳排放问题主要是年度尺度上的发电量构成问题,而“保供”则是一个既需要在更小时间尺度(小时级乃至分钟级)上考量电力平衡的技术性问题,也是需要在发输配用的全系统维度上和更长时间尺度上的电力供应经济性问题。因此,在低碳转型进程中的各种路径选择和发展节奏问题上,有许多细致的技术性工作需要做到位,也更需要有更加科学的制度安排予以支撑和保障。

# 目录

执行摘要	2
一、研究背景	6
二、电力供需与煤电发展状况分析	8
2.1 2016-2024年全国电力生产结构分析	8
2.2 煤电发展状况及煤电电量增长原因分析	9
2.2.1 全国煤电发展状况	9
2.2.2 煤电发电量增长原因	11
三、“双碳”目标下近中期煤电发展空间分析	13
3.1 近中期全国电力供需形势展望	13
3.1.1 2025-2035电力需求预测	13
3.1.2 2025-2035电力供应展望	15
3.2 “十五五”煤电转型前景分析	16
3.2.1 电力发展情景设定	16
3.2.2 模型方法介绍	17
3.2.3 情景结果分析	18
3.2.4 电力碳达峰趋势分析	20
3.2.5 推荐情景分析	21
3.3 “十五五”煤电高质量转型路径	23
四、“十五五”电力发展的关键点、转型机制与案例分析	25
4.1 “十五五”电力绿色低碳发展的关键点	25
4.2 “双碳”目标下“十五五”电力低碳转型促进机制	27
4.2.1 总量管理机制	29
4.2.2 电力碳排放“双控”机制	29
4.2.3 省间互济机制	30
4.2.4 电价激励机制	31
4.2.5 容量市场机制	32
4.3 典型省份案例分析——以浙江省为例	33
4.3.1 浙江省电力结构转型情况	33
4.3.2 浙江省电力低碳转型策略	34
五、研究结论与政策建议	37
5.1 研究结论	37
5.2 政策建议	38
参考文件及注释	39

# 执行摘要

## 研究背景

“十四五”期间，中国不断深化“双碳”目标对社会发展的引领作用，电力作为国民经济的支柱性和先导性行业，肩负着保供电、促转型、增动能、提质效的重任。中国政府一系列碳达峰、碳中和顶层设计为中国电力体系发展和改革点明了方向：一方面，要求加快推进煤电“由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型”；另一方面，也要求应“保障安全、有序转型”、“统筹高比例新能源发展和电力安全稳定运行”、“全面提升新型电力系统调节能力和灵活性”。

在政策引导与市场化改革的双擎驱动下，中国新型电力系统构建已取得显著进展。截至 2025 年 6 月底，中国的风电和光伏装机达到 16.7 亿千瓦，历史性超过 14.7 亿千瓦的火电装机规模<sup>2</sup>，并在 2024 年提前 6 年实现了风光发电装机 12 亿千瓦的目标。装机规模的快速增长带动了发电能力的显著提升，2025 年上半年，风电和光伏合计新增发电量较同期增加 2470 亿千瓦时，超过全社会用电量增量。可再生能源在装机量和发电量的双重突破意味着其在系统中的规模替代效应得到持续强化。

然而，可再生能源的爆发式增长也在不断加剧其与现有电力系统的不适配程度，电力系统调节能力提升滞后于可再生能源部署速度，可再生能源消纳问题仍未得到根本性解决，电力系统中的结构性适配缺口持续扩大。当前的灵活性资源部署难以满足年均新增 2 亿千瓦以上新能源发电的调节需求，2025 年上半年全国风电平均利用率降至 93.2%、光伏发电利用率降至 94%，直观反映了这一矛盾。此外，自 2023 年起，山东、浙江等省份电力现货市场陆续出现零电价甚至负电价现象。在构建适应高比例新能源的电力系统关键期，煤电作为当前电力系统主要的灵活性来源和容量保障，其角色转型与功能重构将成为弥合适配缺口的关键抓手。因此，在延续“十四五”电力低碳转型良好态势基础上，近中期（2025 年-2035 年）需进一步研究煤电转型如何支撑高比例新能源电力系统的安全稳定运行，如何完善转型机制和政策措施赋能新型电力系统建设。

本报告采用综合资源战略规划模型，综合考虑 2025-2035 年中国电力低碳转型目标和全国层面的电力供需形势，设定四种电力转型的发展情景，量化煤电发展空间，并从统筹电力系统近中期减排目标与高比例新能源系统调节需求的角度设计煤电转型路径，以期为面向“双碳”目标的“十五五”电力系统绿色低碳转型建言献策。

**1** 基于电力需求增速和非化石能源电力资源部署速度，报告设定了四种电力发展情景。综合安全保供、减排成效和经济可行性三重考量，报告认为采用高效电气化下高速部署非化石能源的发展路径（情景3）电力部门低碳转型效率最好，即“十五五”年均电力增速为2.8%、2030年风电和光伏装机达到31亿千瓦、新型储能达到2.7亿千瓦等（图1）。

减排成效方面，情景3下，**煤电发电量峰值有望控制在5.55万亿千瓦时之内，同时电力部门将在2025年迎来52亿吨碳排放峰值并进入峰值平台期**，比加速电气化下非化石能源基准发展策略（情景2）减少1.5亿吨碳排放，为电力系统深度减排留出更多部署时间和缓冲空间。**到2030年，非化石能源发电量比重预计提升至57%（风电和光伏比重至35.8%），电力部门碳排放有望较2025年下降11.9%，降至45.8亿吨。**

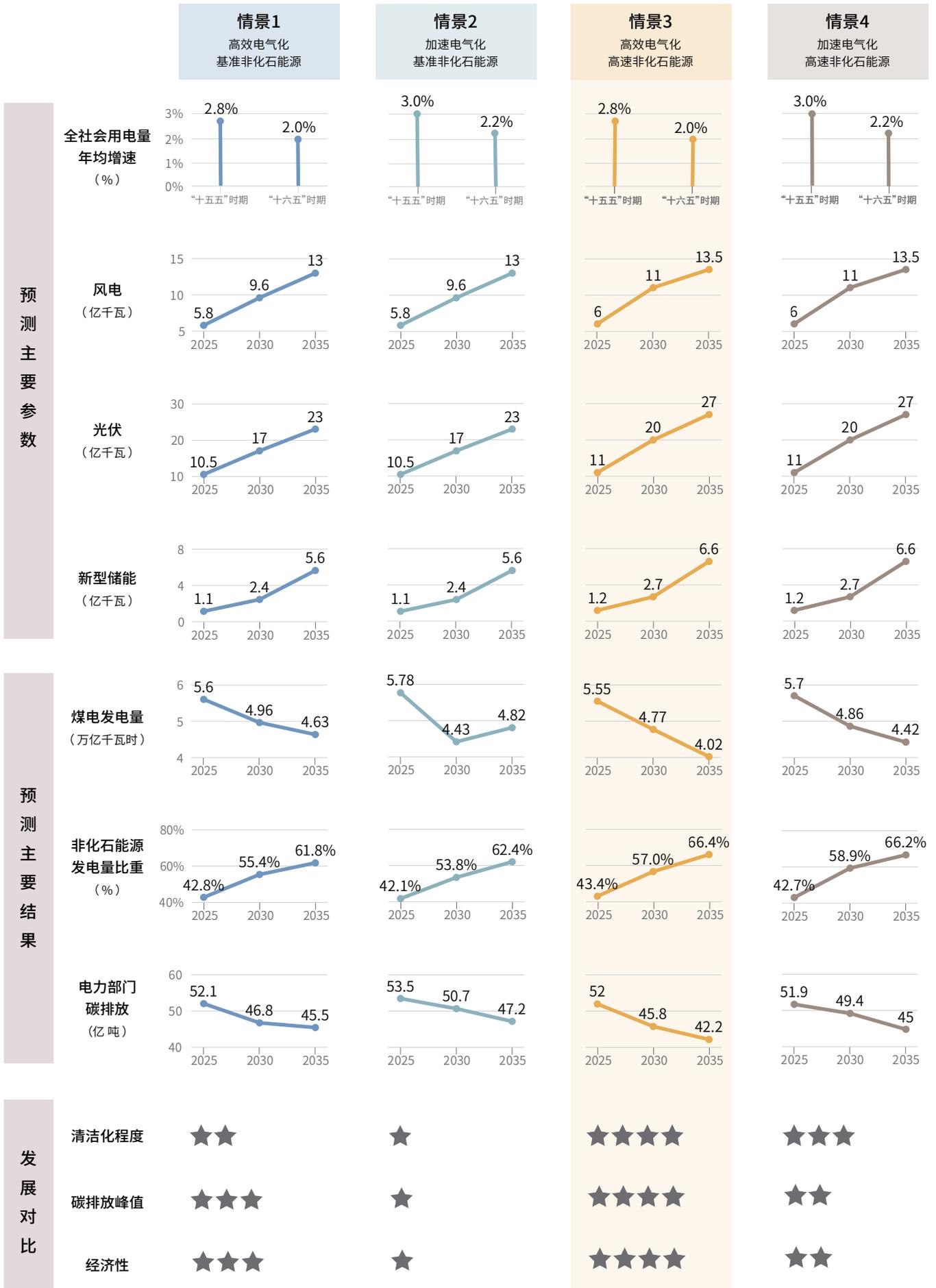
**2** 系统能效的提升和以加速非化石能源为驱动的清洁电气化路径是电力部门2025年碳排放在平台期后实现稳步下降的关键。2016-2024年，中国煤电发电量增长1.55万亿千瓦时，这主要由GDP增长、单位GDP能源消费总量<sup>5</sup>和发电用能比重提升来驱动，而非化石能源发电量比重上升发挥了重要的抑制作用。鉴于未来经济持续增长，发电用能和发电效率也将持续提升，**控制煤电发电量的关键是提升非化石电量比重和降低单位GDP能源消费量。**

在转型节奏上，能源转型应以能效提升贯穿全局，产业结构调整、能源技术进步、能源开发清洁化和电气化等共同发力，分阶段实施非化石能源对化石能源的替代。2016-2024年电能替代量1.4万亿千瓦时与煤电发电量增量1.55万亿千瓦时相当，其本质是将其他部门碳排放转移到电力部门。因此，**在电力部门碳排放达峰后的10年间，提升系统能效、加速推进以非化石能源为驱动的清洁电气化进程是有效实现电力部门平稳降碳的关键路径。**

**3** 展望“十五五”，中国电力系统转型还将面临三重挑战：**电能替代过快而煤电约束不足进而推高电力部门碳排放的风险；新能源跃式发展面临技术与机制瓶颈；存量煤电转型存在的经济性制约。**

未来，需要依靠政策引导、目标约束和市场激励的协同发力，立足区域煤电与新能源电力服务价值特性，构建多元复合的长效协同机制，包括强化煤电与新能源投资建设的总量协同滚动管理制度、探索电力碳排放“双控”机制、实施有效容量补偿机制、协同推进省间电力互济机制等。

图1 2025-2035年中国四种电力发展情景的主要假设与预测结果



**尽快出台关于控制煤电发电量的顶层设计，做好电力部门在“十四五”末实现碳达峰后“十五五”期间清洁电力加速替代煤电的前瞻性部署工作。**

“十五五”期间，中国需要在电力系统安全调节裕度内，通过供给侧实施清洁电力加速替代策略、需求侧提高用能效率的双侧发力，进一步深化高能效的清洁电气化策略，避免盲目、无节制地扩大电能替代规模，缓解短期内电力需求过快增长所带来的保供压力，为实现安全、高效、可靠的清洁电能替代创造良好条件；杜绝以电量需求作为扩大煤电规模的契机，推动煤电电量的逐渐下降，统筹安全保供与低碳减排，为实现阶段性减排目标创造可能性。

**建立发电电源投资建设的有效容量协同滚动优化制度，强化煤电与新能源规划建设风险预警机制（在“十三五”煤电规划建设预警体系的基础上进一步扩展延伸）。**

一是从更小时间尺度灵活优化区域内、多区域间的电力资源结构的容量配置方案和综合调度体系，稳步高效推进新能源供应能力的“立”和煤电功能定位的“破”；二是优先补足尖峰电力资源不足、灵活调节能力短缺等结构性短板和降低省间资源互济的地域性限制，加强全局和局部电力供需形势监测、培养大范围电力资源短时间尺度双向调度能力、灵活调整较长建设周期的资源投产节奏，以提升电力系统供电可靠性与气候韧性。

**电力低碳转型的“先立后破”要在新能源逐步替代传统电源的过程中同步加强新能源对电力系统的支撑能力。**

当前新能源发电是被动地“跟随”实现并网运行，波动性对电力系统安全造成负担；面向极高比例新能源的新型电力系统，新能源发电需要具备一定的主动支撑能力和灵活调节能力。

短期可通过发展构网型逆变器和运行调控实现新能源发电主动调频，在电压波动时与储能系统协同参与调压，在极端情况下甚至能参与电网的黑启动过程，发挥与传统电源等效的作用；远期攻克高比例可再生能源、高比例电力电子设备接入电力系统的技术难题，实现新能源发电从“可接入”到“可支撑”的根本性转变，作为主要的调节单元参与到电网安全运行体系中。

# 一、研究背景

“十四五”期间，中国不断深化“双碳”目标对社会发展的引领作用，电力作为国民经济的支柱性产业和先导性行业，肩负着保供电、促转型、增动能、提质效的重任。碳达峰、碳中和的一系列指导性文件提及“保障安全、有序转型”、“节约先行”、“新型电力系统建设机制”、“统筹高比例新能源发展和电力安全稳定运行”、“全面提升新型电力系统调节能力和灵活性”等关键信息，着力推动全能源环节的绿色低碳有序转型。国家能源局提出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，在夯实兜底保障作用、存量灵活性改造、延寿改造、“煤电+”耦合发电技术方面实现煤电整体的转型升级，以权衡碳排放如期达峰和电力供应安全。

在强有力的政策指引和用电需求快速增长趋势下，“十四五”以来，电力系统结构性转型和电力市场化改革双擎驱动新型电力系统建设。“十四五”前四年，煤电发电装机增长1.1亿千瓦，灵活调节煤电规模超过6亿千瓦<sup>6</sup>，煤电由电量型电源向调节型电源转变，缓解了与新能源的矛盾；同时，燃气发电装机达到1.4亿千瓦<sup>7</sup>，抽水蓄能装机达到5869万千瓦，新型储能投运规模达到7376万千瓦<sup>8</sup>，极大地提升了电力系统的日内灵活调节能力，为发展速度远超预期的新能源发电提供了物理基础。2024年底，风电和光伏发电装机累计达到14.1亿千瓦，历史性超过煤电装机，提前6年实现了新能源发电装机12亿千瓦的目标。新型电力系统的建设节奏加快，更需统筹各类电力资源的转型与部署，着力提升系统灵活性与安全性。

面向全国统一电力市场发展路线图的“2025年全国统一电力市场初步建成”目标，“十四五”电力市场化改革捷报频传。2021年煤电全电量入市标志着电力市场2.0时代，山西、南方（以广东起步）、山东和甘肃的电力现货市场先后转入正式运行阶段，2025年1月新能源发电全电量入市开启，预示着电力市场将进入3.0时代。2024年，电力市场交易电量实现6.18万亿千瓦时，占全社会用电量比重为62.7%<sup>9</sup>，市场均价普遍下降，用电峰谷价差进一步拉大。随着占全部发电装机近80%的煤电和新能源全电量入市，市场竞价和消纳电量均存在不确定性，项目收益的风险度大幅上升，对火电、新能源、储能、综合能源等各类电力资源的转型探索提出新的挑战。

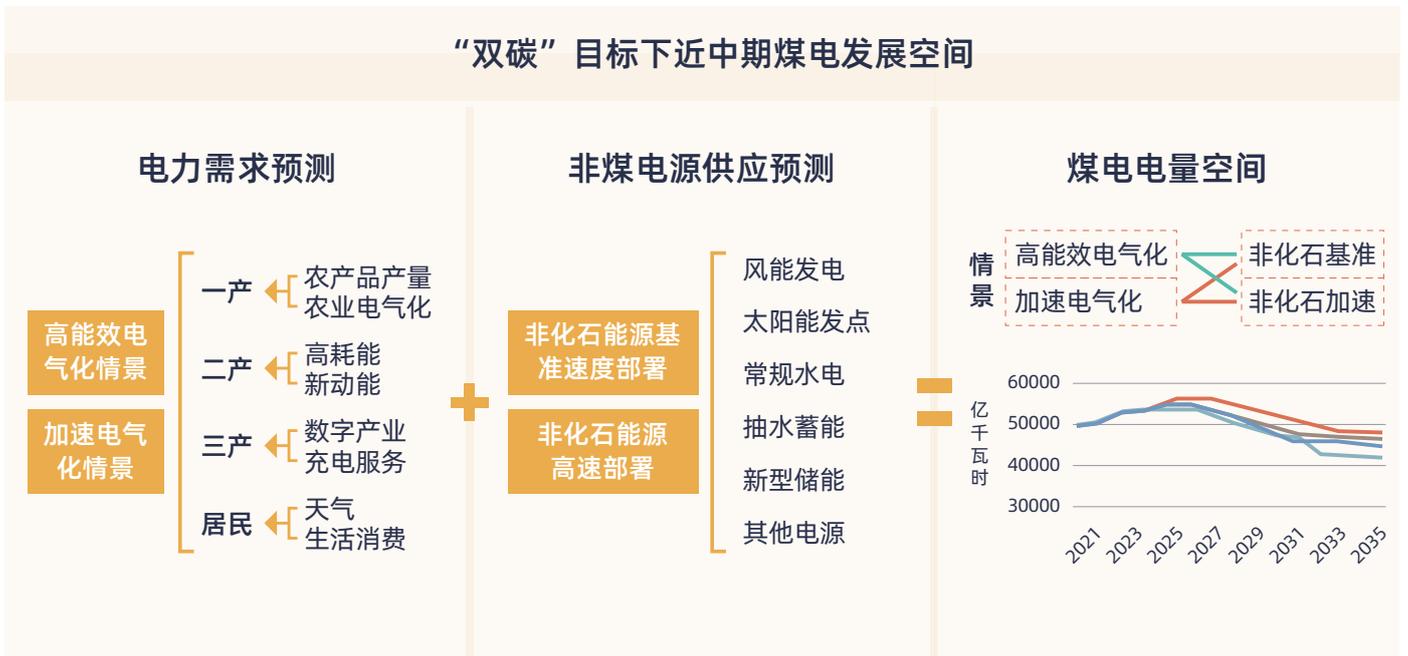
展望“十五五”，碳达峰目标紧迫性将加速电力绿色低碳发展。如何延续“十四五”期间电力低碳转型和新能源发展的良好势头，煤电（转型）将如何支撑高比例可再生能源的电力系统的安全稳定运行，如何完善转型机制和政策措施赋能新型电力系统建设，值得研究和关注。对此，需要深入思考以下问题：

- 煤电作为目前中国的主力电源，在“十五五”期间的角色会发生什么变化？应该如何理解煤电的定位转换及其节奏？
- “十五五”期间电力发展的前景如何？电力行业提前实现碳达峰是否有可能性？
- 如果考虑电力供应的经济性和电力系统脱碳的紧迫性，促进煤电加速转型的解决方案应该是什么样的？

实际上，“双碳”目标要求逐渐减少煤电电量，新型电力系统的安全保供需求则强调提升电力供应可靠性，凭借过去十年电力供给侧结构性转型中煤电功能定位的有序转变，二者已不存在根本性的冲突。统筹“双碳”和保供的关键是稳步推进可再生能源发电量对煤电发电量的增量和存量替代和提升煤电机组的支撑性电力服务能力，这要求煤电的发展重心应在“电力”层面、而非“电量”层面。

本报告将2030年碳达峰目标倒逼和近期电力需求预测相结合，匡算煤电发展空间，以探讨“十五五”期间统筹安全、低碳、经济三元目标的煤电转型路径，并围绕“十五五”电力绿色低碳发展的关键问题，设计多元化的转型促进机制。首先，报告回顾分析了中国电力供需形势的变化，对煤电增长和新能源发展状况进行了针对性的分析；然后，综合考虑2025-2035年中国电力低碳转型目标和全国层面的电力供需形势，设定四种电力转型的发展情景，量化煤电发展空间，并从统筹电力系统近中期减排目标与高比例可再生能源系统调节需求的角度设计煤电转型路径（见图1-1）；最后，对典型地区的煤电转型进展进行案例分析与问题讨论，为面向“双碳”目标的“十五五”电力系统绿色低碳转型建言献策。

图1-1 研究思路图



### “十五五”电力发展的关键点、转型机制与案例分析

关键点	转型促进机制	转型案例-浙江省
<ul style="list-style-type: none"> <li>电力行业提前实现碳达峰可助力全社会碳减排进程</li> <li>煤电的高质量转型需解决经济性的制约问题</li> <li>新型电力系统下煤电转型与新能源发展仍需协同</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>总量管理机制</li> <li>电力碳排放“双控”机制</li> <li>省间互济机制</li> <li>电价激励机制</li> <li>容量市场机制</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>合理调控煤电发展规模</li> <li>因地制宜加速布局新能源</li> <li>推动省间互济</li> <li>发挥市场的资源配置作用，高质量消纳分布式光伏</li> <li>探索省级碳排放“双控”制度</li> </ul>

## 二、电力供需与煤电发展状况分析

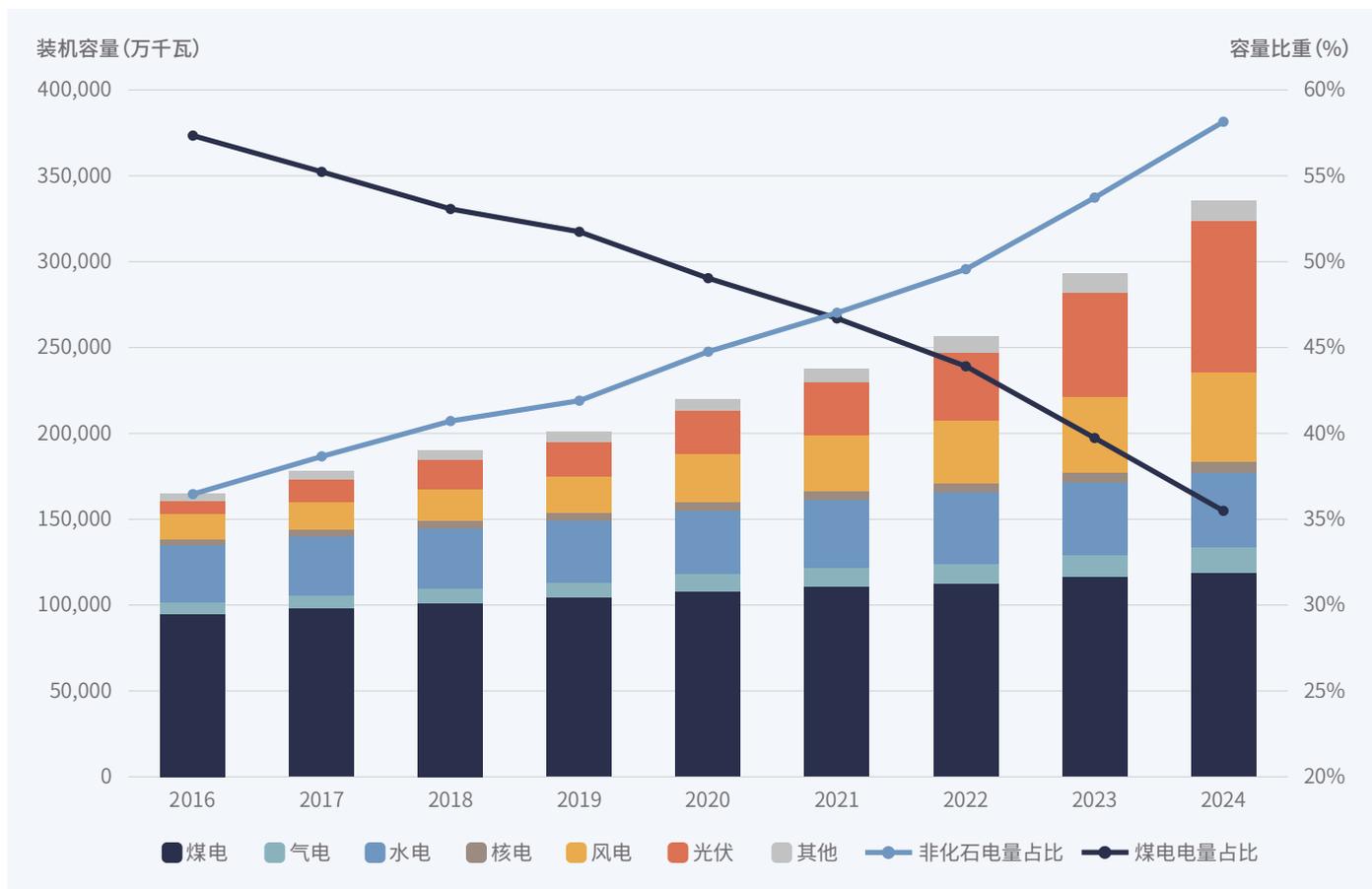
中国电力低碳转型持续推进，煤电在其中仍发挥着重要的基础保供作用。在经济增长拉动和短期保供压力等多重因素下，“十四五”期间部分省份煤电建设出现“回潮”趋势，绿色和平的最新简报显示，截至2024年年底，“十四五”以来新核准煤电总装机规模约2.78亿千瓦，是“十三五”时期获批总量的近2倍<sup>10</sup>。截至2024年底，煤电发电装机约11.9亿千瓦，较2020年增加了1.1亿千瓦，煤电发电量由2020年的4.63万亿千瓦时上涨到2024年的5.5万亿千瓦时。虽然煤电以不到四成的装机，供应了近六成的发电量，并在近期用电紧张时承担了顶峰任务，但是依靠持续扩张煤电来解决问题将加大电力系统乃至全国实现双碳目标的难度。因此，“十五五”要从电力系统转型的全局入手，继续深化煤电功能定位调整和多元资源的协同部署，助力新能源安全可靠替代和电力行业碳排放及早达峰。

### 2.1 2016-2024年全国电力生产结构分析

“十三五”以来，中国电力生产供应能力稳步提升，发电结构进一步优化，行业清洁低碳转型加速推进。在装机容量方面，截至2024年底，全国全口径发电装机容量达33.5亿千瓦。其中，非化石能源发电装机容量14.1亿千瓦，超过煤电装机的11.9亿千瓦<sup>11</sup>（见图2-1）。

在新增发电装机方面，2024年中国新增非化石能源发电装机容量3.8亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重提升至87.6%，其中风电和太阳能新增发电装机容量近3.6亿千瓦，实现对煤电装机的深度增量替代。

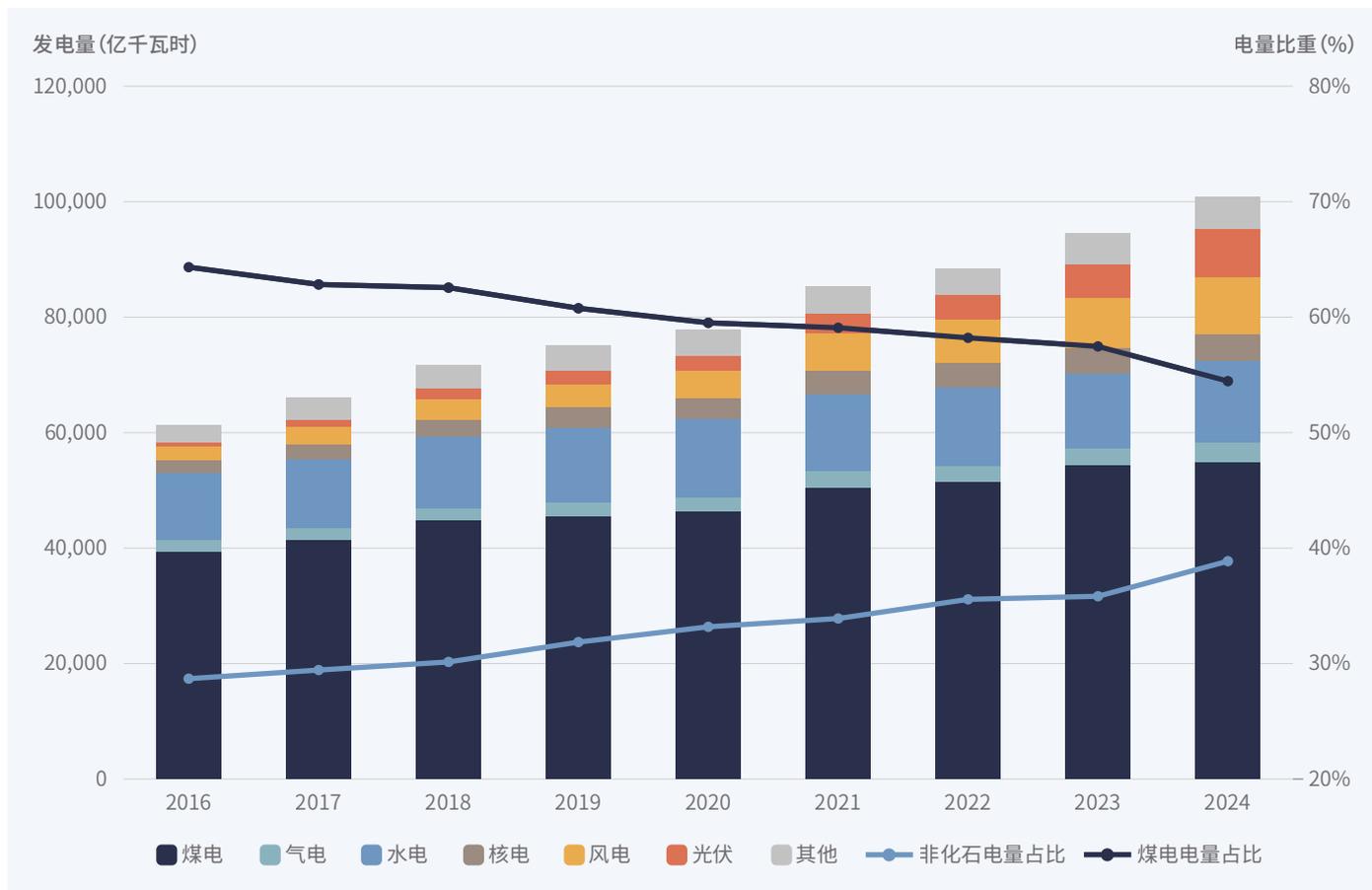
图2-1 2016-2024年全国电力装机结构变化



在发电量方面，非化石能源发电量稳步增长，但煤电仍然是当前中国电量供应的主要电源。2024年，中国发电量10.09万亿千瓦时<sup>12</sup>。其中，非化石能源发电量3.92万亿千瓦时，占全口径总发电量的比重为38.8%（见图2-2）；并网风电和光伏发电量分别同比增长16%和44%，二者合计占全口径总发电量的18.1%。

此外，尽管煤电发电量比重自“十三五”以来持续下降，但其绝对量仍在增长。2024年，煤电发电量约5.5万亿千瓦时，较2020年增加了8640亿千瓦时。煤电机组以35.5%的装机占比，提供了54.8%的发电量，承担了主要的电力顶峰任务。

图2-2 2016-2024年全国发电量结构变化



## 2.2 煤电发展状况及煤电电量增长原因分析

### 2.2.1 全国煤电发展状况

“十三五”以来，煤电供给侧结构性改革政策执行取得良好成效，煤电装机增长规模得到有效控制，其发电量增速呈现“潮汐式”的周期变化（如图2-3所示）。“十三五”时期，尽管煤电发电量增量为7319亿千瓦时，但是其对全口径发电量增量的贡献率由“十二五”的45%降至“十三五”的36%<sup>13</sup>。

“十四五”以来，煤电发电量年度增量波动明显。2021年，受国内经济快速复苏、制造业回流、气候风险加剧等影响，煤电发电量增量跃升至4130亿千瓦时、贡献率增至54.7%；2022年，用电需求增量回落，保供需求下，煤电发电量增量回落至1085亿千瓦时、贡献率为34.5%；2023年，国民经济回升向好拉动电力消费增长，叠加年初主要水库蓄水不足和降水偏少影响，煤电发电量增长2835亿千瓦时、贡献率又升至46.7%；2024年，尽管全社会用电量增速达较高的6.8%，但是降水增多、风电和光伏快速增长，使得可再生能源发电量占同期全口径发电量同比增量的86%，煤电发电量仅增长590亿千瓦时、对全口径发电量增量的贡献为9.4%。

图2-3 2016年-2024年煤电发展变化



尽管“十四五”期间煤电利用小时数反弹走高，但是随着煤电向调节电源转变，其利用小时数水平势必持续走低。随着中国电力多元供给能力的提升及电力需求增速放缓，煤电利用小时数自2013年大幅下滑，降至2016年的4170小时，远低于5500小时（计划调度时期的煤电紧缺标准线）。随后电能替代、新旧动能转换和极端天气推升电力需求，加上多项煤电规模调控政策出台，煤电利用小时数略有上升但利用率仍然较低。

但是受经济拉动和保供需求影响，“十四五”以来煤电发电小时数重回4500小时水平。其中，2021年用煤用电需求骤增，电煤异常紧张，煤价疯涨，和国家要求煤电企业“高比例开机、高负荷出力”，做到“应发尽发”，在“发得多亏得多”的前提下，煤机利用小时创出自2015年来的新高，达到4542小时、同比提高237小时。

随着新能源渗透率进一步提高、用电负荷特性的尖峰化和双峰化，煤电作为2030年前主要的调节电源，未来其利用小时数水平势必进一步降档，考虑电力行业资源优化配置效率等因素，煤电发展方式应从敞口式、粗放式的电源扩张模式转变为高质量、补短板的转型模式，为电力系统安全运行和有序减碳提供支撑性功能服务。

此外，当前中国煤电发电效率提升带来的减排效益已十分有限。随着中国煤电供给侧结构性改革深入，煤电节能升级改造和机组结构优化取得良好成效，使得全国平均供电煤耗显著降低，接近“到2025年，全国火电平均供电煤耗降至300克标准煤/千瓦时以下”的目标。截至2024年底，全国6000千瓦及以上电厂供电标准煤耗降至302.4克标准煤/千瓦时<sup>14</sup>，较2016年下降9.6克标准煤/千瓦时、但较2023年上涨0.8克标准煤/千瓦时。

煤电平均供电煤耗下降放缓的主要原因，一是“上大压小”、淘汰落后机组的工作基本完成，高效机组已成主流且多数完成节能改造，提升机组平均发电效率的边际效果递减；二是中国新能源渗透率达到较高水平，电力系统需要煤电进行更为频繁的调峰、甚至启停调峰，机组运行工况恶化使得煤耗上升。**煤电发电效率提升潜力见顶，不能抵消因发电量上涨而增加的煤炭消费量和碳排放量，未来煤电的碳减排需要控制煤电电量、降低度电碳强度（例如掺烧生物质、耦合碳捕获设施等）。**

### 2.2.2 煤电发电量增长原因

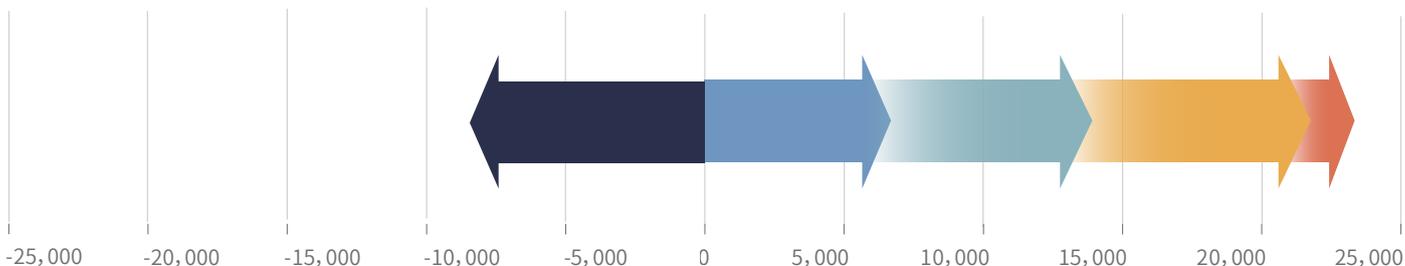
经济发展驱动煤电电量持续增长，未来控制煤电电量需依靠提升能源系统的整体能效。2016-2024年，中国煤电发电量增长了1.55万亿千瓦时。从数量关系来看，可以将中国煤电电量增长的驱动因素分解为GDP、单位GDP能源消耗量<sup>15</sup>、发电用能占一次能源比重、发电效率和煤电发电量比重五个因素，见公式（1）。

五个影响因素中（见图2-4），GDP增长、单位GDP能源消耗量增加、发电用能比重提升和发电效率增加对煤电发电量增长起促进作用，贡献率分别为43%、47%、49.9%和9.3%。前三者作为主要驱动因素，其背后逻辑是经济增长需要能源支撑，疫情影响下单位GDP所需要能源消费量增长，电能替代、新兴用能形式、居民电能消费等推动发电用能增长，进而推高煤电电量。煤电电量比重下降对煤电发电量增长发挥关键的抑制作用，贡献了-54.7%，体现出加大非化石能源发展力度对控制煤电电量增长的重要性。

在未来经济持续增长、发电用能比重和发电效率继续提升的背景下，控制煤电发电量的关键是降低单位GDP能源消耗量和提升非化石电量比重，例如推广节能技术、更换高效设备、扩大可再生能源使用规模等措施，以提升能源投入的经济产出效率。

$$\text{煤电发电量} = \text{GDP} \times \frac{\text{能源消费总量}}{\text{GDP}} \times \frac{\text{发电用能}}{\text{能源消费总量}} \times \frac{\text{发电量}}{\text{发电用能}} \times \frac{\text{煤电电量}}{\text{发电量}}$$

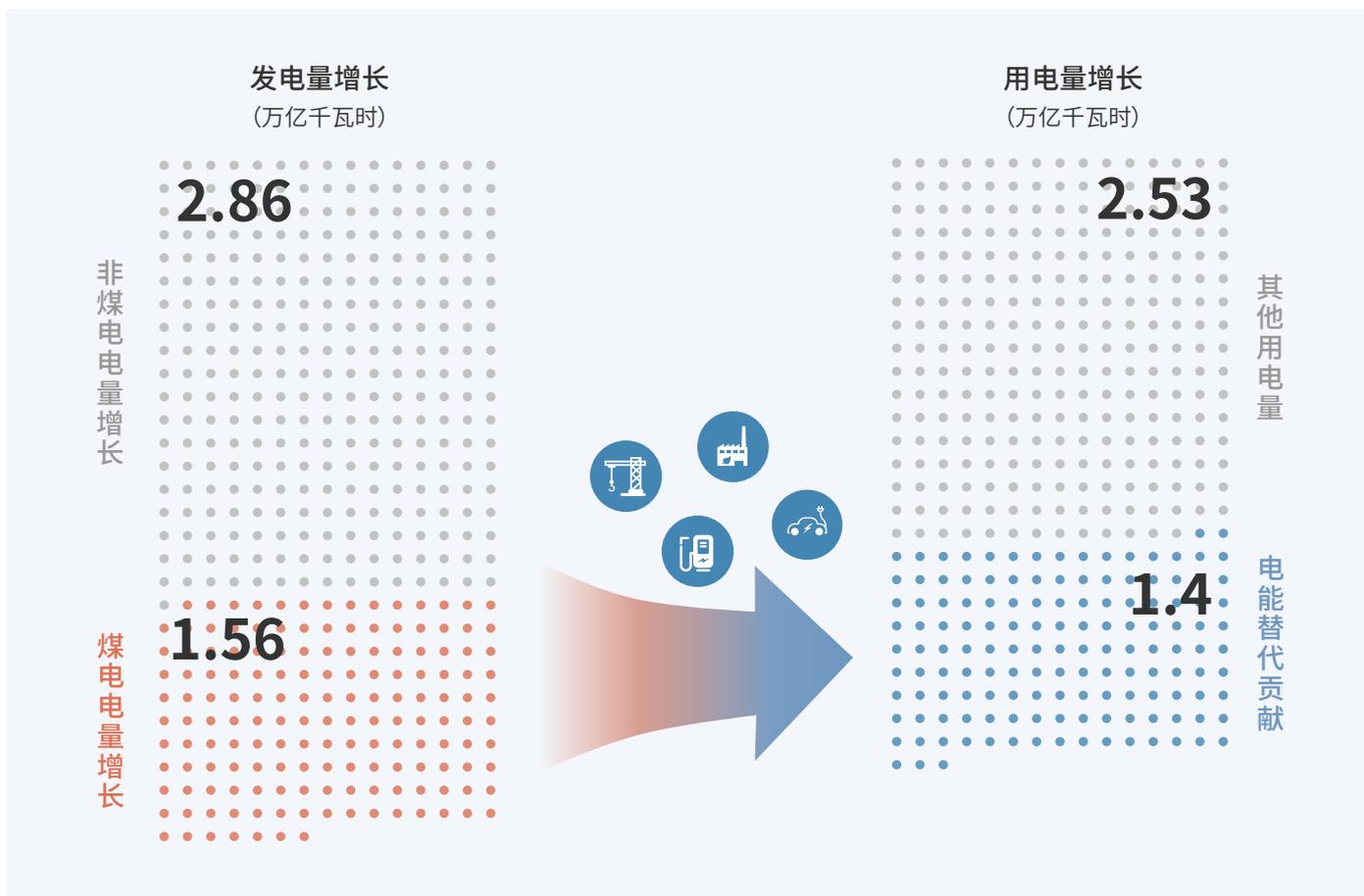
图2-4 2016-2024年间中国煤电电量增长因素贡献



从产业结构来看，第二产业仍是推动全社会用电需求大幅增长的主力。2016-2024年，尽管中国二产用电量占全社会用电量的比重由71.3%降至64.8%，但其对全社会用电增量的平均贡献率为55.5%，处于主导地位<sup>16</sup>。其中，四大高耗能行业（黑色金属冶炼、有色金属冶炼、化工、建材行业）占全社会用电量的比重由30.2%降至25.2%，对全社会用电增量的平均贡献率为17.5%，正缓慢“退出”；高科技及装备制造业等新动能正在发力，2024年高科技及装备制造业用电量已超过1.1万亿千瓦时。需要指出的是，中国产业结构仍处于重工业后期阶段，如果不以提升能效水平为前提、盲目扩大二产（尤其是高耗能行业）用电规模，会加重能源电力负担，拖延非化石能源发电对火电从增量替代升级到存量替代的进程。

从能源清洁化来看，中国积极推进电能替代政策，提升终端用能的电气化水平，催生新兴产业和用能业态，产生的经济、社会、环境效益非常显著。2016-2024年，全社会用电量新增3.73万亿千瓦时，其中电能替代贡献的电量增长约1.4万亿千瓦时<sup>17</sup>。庞大的电能替代规模超过了非化石能源新增装机的供应能力，一定程度上为煤电继续扩张创造了契机。终端的电能消费不易区分其来源，从数量关系来看，**电能替代电量1.4万亿千瓦时与煤电发电量增量1.55万亿千瓦时的体量相当（见图2-5），这本质上是其他部门碳排放转移到电力部门，影响了高效节能减排效果。**2024年煤电发电量的继续增长也意味着电力部门碳排放量达到新的高峰（约52亿吨二氧化碳排放）。继续延续“十三五”以来增加煤电电量为主驱动的大规模电气化策略，虽然带来的产业关联效益（如交通电气化、煤改电等）很可观，但会极大加重电力部门减排压力。

图2-5 2016-2024年电量增长情况



能源转型强调的是稳步实现全局系统性的清洁能源替代，其基本思路应该是以能效提升贯穿全局，产业结构调整、能源技术进步、能源开发清洁化和电气化等共同发力，在能源自给安全基准要求下，分阶段、分步骤实施非化石能源对化石能源的替代。因此，未来中国电力部门应采取以高效率为前提，加速非化石能源驱动清洁电气化，有效控制煤电电量增长，推动电力行业及全社会及早实现碳达峰。

# 三、“双碳”目标下近中期煤电发展空间分析

煤电转型是加速中国电力部门低碳发展的关键，在中国新能源渗透率不断提升、用电负荷峰谷差拉大的新常态下，应围绕“电力”（即灵活有效的发电能力）制定转型策略，发挥其基础保供、灵活调节和应急备用的功能，并着眼于有序减排工作，调控煤电电量。本章节将分情景研判中国近中期电力供需形势，对2035年前中国电力需求增长趋势和电力资源部署潜力进行分析，进而探讨减排目标和电力需求约束下近中期煤电发展空间，设计权衡减排与保供需求的煤电转型路径。

## 3.1 近中期全国电力供需形势展望

### 3.1.1 2025-2035电力需求预测

#### (1) 电力需求形势总体分析

报告预测，“十四五”期间，中国用电需求仍将保持较快增长，预计净增量将超过2.4万亿千瓦时，远超此前“十三五”期间的1.96万亿千瓦时，年均增速约5.7%。这是由经济增长和全社会电气化水平持续提升等因素决定的。值得注意的是，2020年以来电力消费的增速要略高于GDP增速，GDP产出的单位耗电量逐年上升。这可能源于产业结构调整、市场环境变化、电能替代、气候波动等因素对电力消费和GDP的影响不对称。首先，“十四五”期间的疫情、贸易战、国际地缘政治等因素扰乱了供需平衡，为拉动经济，供给侧加快增加产能、拉升用电量，但另一方面，消费需求并没有显著增加，供大于求导致增产不增值，从而出现了用电量大幅上涨、行业收益增长不明显的情况；其次，电能替代以电能来取代煤油气等能源，未有效转化为GDP增长；再次，大范围、长时间的高温和严寒天气导致居民用电量剧增。

报告认为，上述电力消费增速高于GDP增速的趋势不可持续，随着用电量基数的提升，用电增速必然会呈现长期下行趋势。随着经济结构向服务业倾斜、“两新”工程（大规模设备更新和消费品以旧换新）逐步完成及政策约束强化，电力消费增速将逐步向GDP增速收敛，甚至低于GDP增速，呈现出经济学中的“朱格拉周期”特征<sup>18</sup>。其间，新兴领域用电激增、极端气候、稳增长政策可能造成阶段性“电力增速反弹”。但是目前阶段，传统高耗能行业用电量大，其增速呈现放缓态势；新兴产业虽保持较高的用电增长率，但由于其用电量基数相对较小，对全社会用电增量的贡献有限。上述结构性因素一增一减相互作用，使得全社会用电增量在近中期内维持在相对稳定的区间内。同时，从电力供应承载力来看，过高的用电需求增速会加大高比例可再生能源电力系统的资源开发压力和系统平衡难度，如果因短期的高增长而继续大规模部署煤电，又会加重中长期的减碳负担。

因此，为顺利实现碳达峰目标，“十五五”期间需继续坚持节能优先的原则，提高电能的经济产出效率、降低电力的供需平衡压力，在电力系统安全供应能力范围内支撑经济社会发展需求。

#### (2) 分部门用电量预测

考虑到中国不同产业、部门的用电特性差异越来越明显，为提升预测的准确性，本报告采用情景分析法<sup>19</sup>，通过对不同用能部门用电量增速的分情景预测，识别关键影响因素，分析全社会用电量的增长趋势。

本报告以节能提效为出发点，假设用电需求增速会向GDP增速靠拢并将低于GDP增速，设置了高能效电气化（低用电增速）和加速电气化（高用电增速）两种情景。

图3-1 分部门用电需求预测的情景分析法

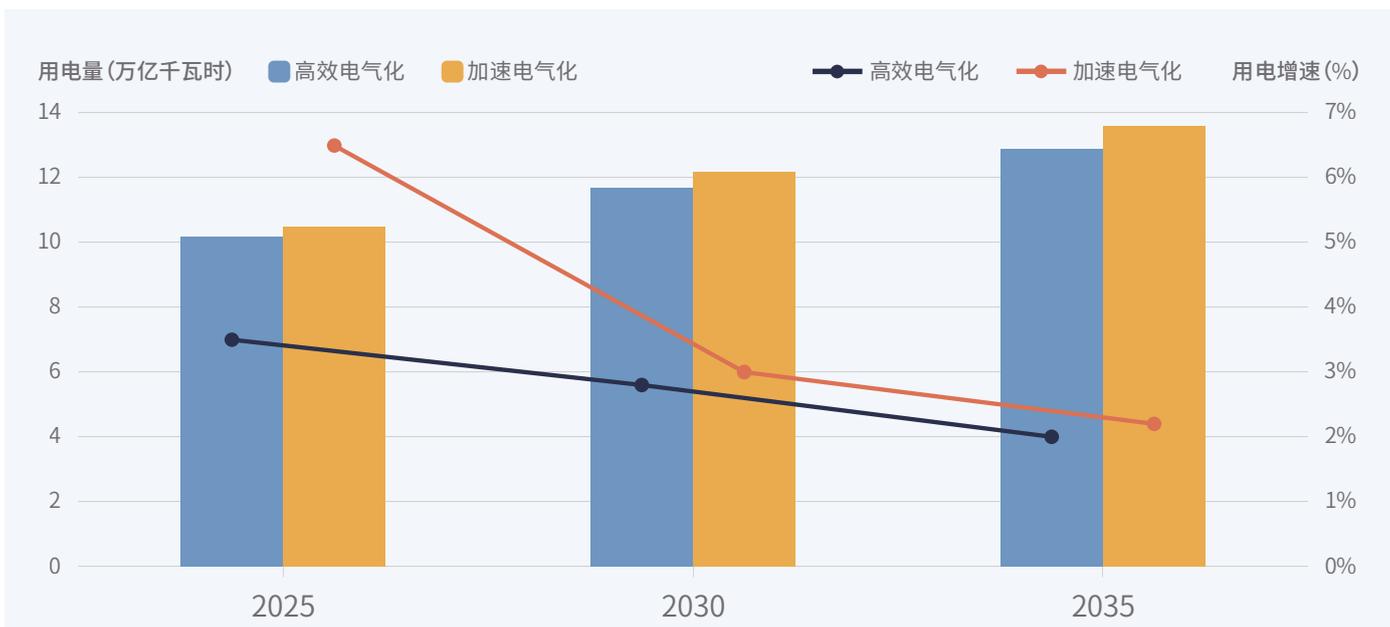


综合农业生产总体供需稳定和电气化趋势、第二产业新旧动能转换和国际贸易形势复杂、第三产业数字信息产业和充换电产业较大的发展潜力、居民部门温控负荷用电增加和智能家居推广等因素，本报告预计，“十五五”、“十六五”期间，第一产业用电量年均增速分别在 6%、4% 左右；第二产业用电量增长整体趋缓下行，分别为 2%-3%、1.5%-2%；第三产业用电量年均增速将达到 4%-5%、3%-4%；居民用电量年均增速分别为 3%-4%、2%-3%。

综合以上分部门预测，本报告以 2024 年全社会用电量为预测基础，根据预测的全社会用电量的不同增速设定了高效电气化和加速电气化情景。预计中国高效电气化情景下 2025、2030、2035 年全社会用电量为 10.2、11.7、12.9 万亿千瓦时，“十五五”、“十六五”期间年均增速为 2.8%、2.0%；加速电气化情景下 2025、2030、2035 年全社会用电量为 10.5、12.2、13.6 万亿千瓦时，“十五五”、“十六五”期间年均增速为 3.0%、2.2%（见图 3-2）。虽然用电量增速水平较低，在用电量基数大的情况下，“十五五”期间的用电增量仍有 1.4 万亿 -1.7 万亿千瓦时。

本报告对 2025 年中国全社会用电量的预测结果比中电联等机构的最新成果较为保守，是因为考虑到国内外能源经济复杂形势下，电力转型需要从供、需双侧着手，强化需求侧节能提效、稳步推进供给侧结构调整，在尽可能提升清洁电能供应能力的同时，确保高比例可再生能源并网的安全性和经济性。

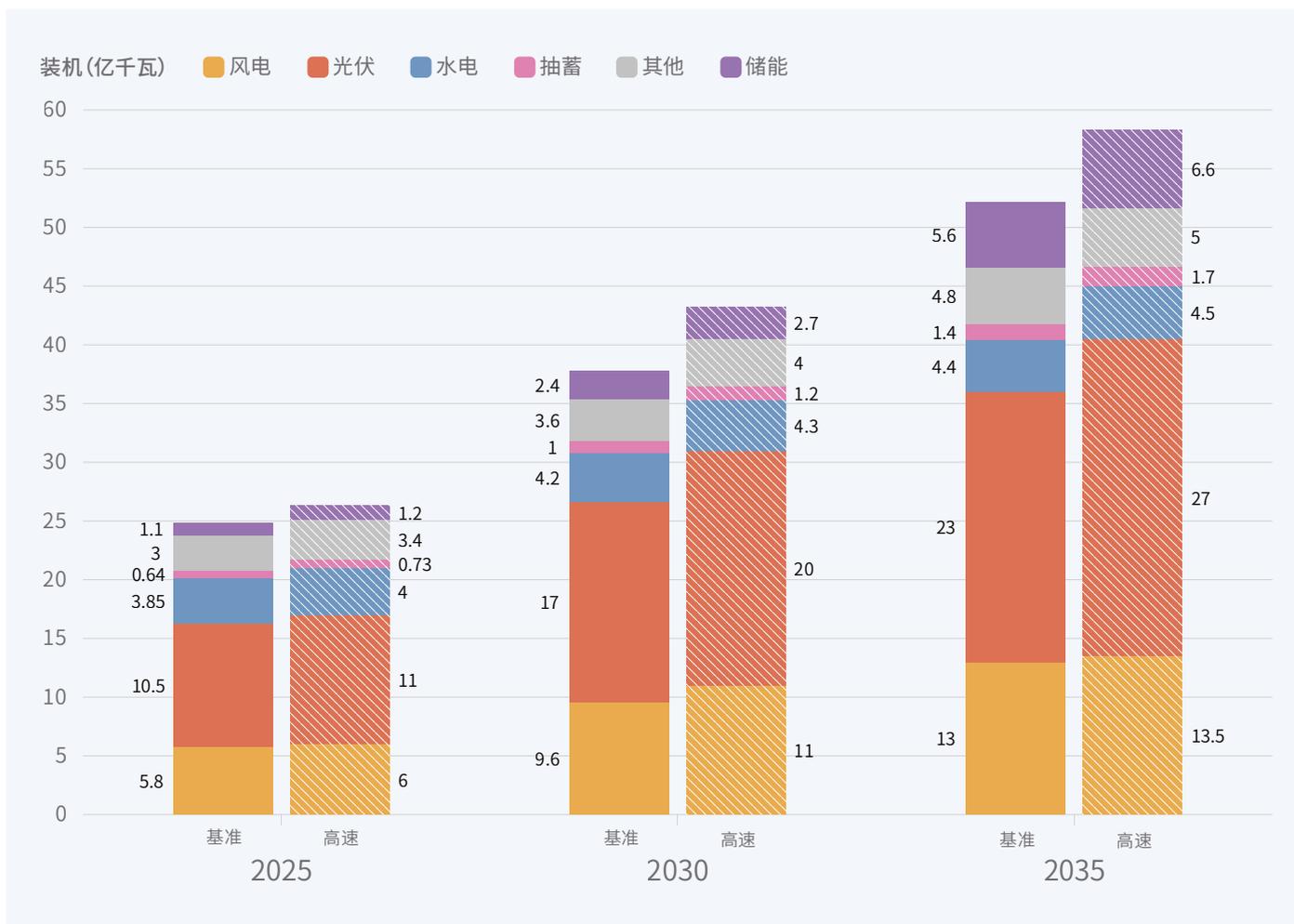
图3-2 2025-2035年中国电力需求预测



### 3.1.2 2025-2035电力供应展望

为了更加准确和详细地探究2025-2035年中国电力供应情况，本报告将结合政策导向、电量需求、投资成本和建设周期等多维度因素，对风能、太阳能、常规水电、抽水蓄能、新型储能等电力资源，以及传统燃煤发电在2024-2035年期间的开发潜力进行展望（图3-3）。因此，考虑到电力系统的系统消纳能力和电力市场建设速度，本报告以电力灵活性资源部署节奏为依据，制定了稳妥、可靠的新能源规模情景。

图3-3 2025-2035年中国非煤电力资源发展潜力



#### (1) 非煤电力资源迅速发展

##### a) 风能发电

中国风资源丰富，陆上风电和海上风电都极具开发潜力。据中电联数据统计，截至2024年底，中国风电累计装机容量达到5.2亿千瓦，已成为中国第三大电源。考虑到电力系统消纳能力，结合风电技术经济性水平与近年增长速度，预计2025-2035年期间中国风电装机每年增长5000-8000万千瓦。

##### b) 太阳能发电

中国太阳能发电在2013年以来政策扶持的推动下得到快速发展，截至2024年底太阳能发电累计装机容量8.86亿千瓦。综合考虑到太阳能发电成本的进一步降低、光热逐步部署、分布式光伏并网受限等因素，预计光伏的部署速度会有所放缓，2025-2035年均增长18000-24000万千瓦。

### c) 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。截至到2023年底，中国常规水电装机规模3.71亿千瓦。2024-2030年常规水电新增将持续发力，年均新增装机容量可达1000-1300万千瓦，2030年后随着开发难度加大，进展放缓，除怒江、雅鲁藏布江外，主要河流干流水电开发基本完毕<sup>20</sup>。

### d) 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。截至2024年底，中国抽水蓄能累计装机规模为5869万千瓦，在建及核准待建规模近2.3亿千瓦。本报告考虑抽水蓄能作为调节性电源，在高比例可再生并网情况下将步入发展加速道，但受限於其本身建设周期长和投资成本高的特点，未来年均新增合理规模约600-1000万千瓦。

### e) 其他电源

生物质发电等电源是重要的补充电源，根据资源潜力、发展布局和建设周期等信息，预计到2025年、2030年、2035年装机规模分别约为2.62-3亿千瓦、3.35-3.85亿千瓦、4.2-4.85亿千瓦。

### f) 新型储能

调节性能优越的新型储能在成本快速下降和政策大力扶持下得以飞速发展，2024年底新型储能规模达到了7376万千瓦/1.68亿千瓦时，约为“十三五”末的20倍，较2023年底增长超过130%。随着技术成本的持续下降、市场收益的逐步提高和新能源调节需求的指数级增长，新型储能在未来十年有望迎来大爆发，到2025年底超过1亿千瓦、2030年达到2-3亿千瓦左右、2035年达到5-7亿千瓦。

## (2) 燃煤发电转向支撑性、调节性电源

燃煤发电是当前中国装机容量最多的发电类型。中国现役和计划煤电机组规模庞大，据中电联统计，截至2024年底，中国在役煤电机组11.9亿千瓦，较2023年增加3000万千瓦；绿色和平的最新简报显示，截至2024年年底，“十四五”以来新核准煤电总装机规模约2.78亿千瓦，是“十三五”时期获批总量的近2倍<sup>21</sup>。粗略估计，中国目前储备的计划煤电项目规模约为1.5-1.8亿千瓦；若“十五五”期间计划机组全部建成，同时关停5000万千瓦左右的寿命到期机组（其余寿命到期的运行状况良好的机组可转为应急备用，只停不关），预计中国全口径煤电机组规模峰值将超过13亿千瓦。

随着“双碳”目标的进一步深入，煤电在新型电力系统中的角色需要加速由电量型电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障型和系统调节型电源转型<sup>22</sup>。

未来新能源发电的渗透率持续提升，向电量主体迈进，使得新型电力系统的灵活调节需求呈指数级增长；煤电在电力供给侧的传统核心位置将持续弱化，需要将发展重点转向安全托底保供、灵活性服务、热电联产供热、应急电源储备等多元服务，在兼顾电力安全与有序减排的情况下探索更多可持续转型和退出方式。

## 3.2 “十五五”煤电转型前景分析

### 3.2.1 电力发展情景设定

本报告根据电力需求增速的高低和非化石电力资源部署速度的快慢设定了四种电力发展情景：高能效电气化下非化石能源基准情景、加速电气化下非化石能源基准情景、高能效电气化下非化石能源高速情景和加速电气化下非化石能源高速情景，具体设定见表3-1。在满足战略发展目标以及电力系统基本物理约束等条件下，利用综合资源战略规划模型（IRSP）和电力生产运行模拟模型对中国近中期（2025-2035年）四种电力发展情景进行优化和校验。

表3-1 2025-2035年四种电力发展路径设定

	高效电气化 (用电需求低速增长)	加速电气化 (用电需求高速增长)	非化石能源基准发展	非化石能源高速发展
情景1	✓		✓	
情景2		✓	✓	
情景3	✓			✓
情景4		✓		✓

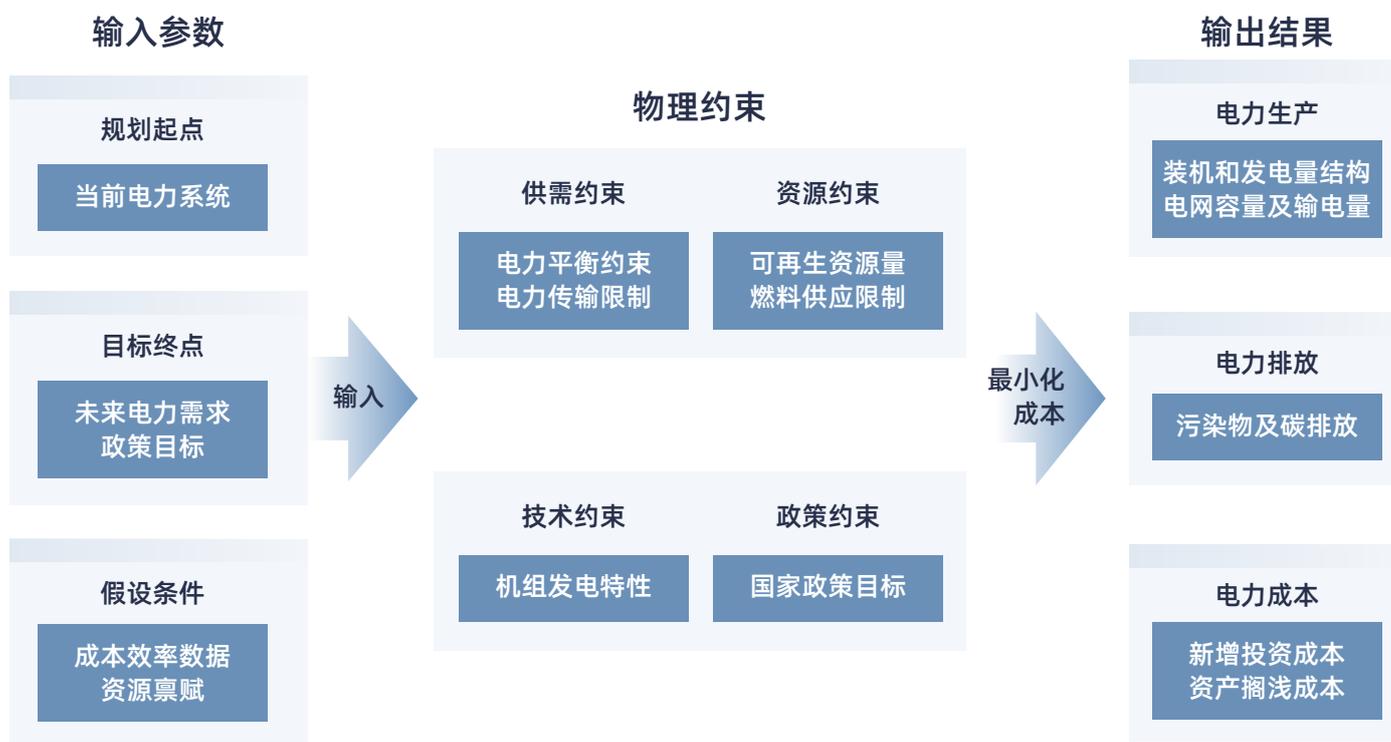
本报告设计的四种近中期发展情景的结果均符合《“十四五”现代能源体系规划》和《“十四五”可再生能源发展规划》提出的预期性指标，如2025年非化石能源发电量比重超过了39%、可再生能源发电量达到3.3万亿千瓦时，“十四五”期间风光发电量翻番、可再生能源发电量增量占全社会用电量增量的比重超过50%，2030年非化石能源发电量占比超50%等。

### 3.2.2 模型方法介绍

#### (1) 综合资源战略规划模型

新型电力系统安全稳定高效运行需要充分调动源网荷储各类资源，平衡减排目标与经济成本。综合资源战略规划模型（IRSP）是基于国家中长期发展战略目标，按照多元资源协同优化理念，将电力系统中各类发电机组、跨区跨省输电线路、储能设施和包括能效电厂在内的需求侧资源进行统一的优化调度，实现技术经济约束条件（供需平衡、资源、技术、碳排放等）下2025-2035年内社会总成本最小化。综合资源战略规划模型能够不断兼容和吸纳新型电力资源，得到满足电力需求的最小社会总成本的电力资源容量规划集合（具体模型架构见图3-4）。

图3-4 综合资源战略规划模型架构



## (2) 生产运行模拟模型

电力系统运行模拟技术是基于时序负荷曲线，通过模拟新能源出力特性、合理安排机组运行调度，在满足系统运行约束及市场调度规则的前提下，对电力规划方案实现小时级、日、周、月、年甚至多年的电力系统运行状况模拟，并得出规划方案的经济性、可靠性等关键指标，作为对未来电力系统运行效率的评价标准（模拟框架见图3-5）。

图3-5 电力系统运行模拟框架图



由于尖峰用电缺口常出现在夏季高温时期，本报告选取夏季典型周作为模拟场景。中国输电线路多而复杂、断面约束会大幅提高运算难度，因此运行模拟是基于单节点系统假设的简化算例，可以考虑新能源的波动性和随机性，对全国范围内的电力平衡问题进行分析。单节点的理想化假设是假定跨省跨区电力互联互通程度很高、可以实现电力资源的高效流动，电力平衡的边界不再局限于单个省级或区域电网，其基于的主要事实判断是高效的跨省跨区输电对新能源充分消纳和高可靠性供电安全发挥重要作用。在输配电网高效互联平台的支撑下，区域间电源、储能、需求侧资源的合理配置和调度对全国电力平衡的作用将得到更好的发挥。

### 3.2.3 情景结果分析

非化石能源基准情景（情景1和情景2）是以国家能源发展预期性目标和非化石能源常规部署速度为基准，以煤电兜底来保障用电需求。该情景下，非化石能源发电持续稳步发展，其发电量增量由“十三五”期间的1.05万亿千瓦时增至“十四五”期间的2万亿千瓦时，其中新能源（风电和光伏，下同）发电量增量由0.5万亿千瓦时增至1.69万亿千瓦时，使2025年电力系统中非化石电量比重超过42%、新能源电量比重超过22%。根据测算，“十二五”、“十三五”非化石能源发电对全社会发电量增量的贡献率分别为48%和49%；“十四五”期间，非化石能源对发电量增量的贡献率约61.2%-64.7%（见图3-6），成为发电量的增量主体，但难以满足全社会用电需求增量，这意味着“十四五”期间煤电发电量有1万亿千瓦时左右的增量空间，预计2025年煤电发电量水平在5.6-5.77万亿千瓦时（见图3-7）。“十五五”期间，非化石能源替代效应进一步加强，对发电量增量的贡献率约118.6%-141.2%，即非化石能源能满足全部的用电需求增量并有富余，可实现对煤电发电量的存量替代。煤电发电量经历短暂的平台期后将进入下滑期。从优化结果来看，非化石能源稳固当前发展势头，高效电气化下煤电将在2025年迎来电量峰值平台期，峰值为5.6万亿千瓦时；而加速电气化下煤电承担兜底作用，发电量会继续增长，在2027年达到峰值5.9万亿千瓦时。

非化石能源高速情景（情景3和情景4）是以加速部署非煤电资源来满足用电需求增长，及早进入非化石电量对煤电电量的存量替代阶段，煤电功能转型进程加快。在该情景下，“十四五”期间非化石能源发电量增量有望达到2.1万亿千瓦时（其中新能源发电量增量约为1.73万亿千瓦时），占到全社会用电增量的63.2%-68.9%，使得2025年非化石能源发电量比重提升至43%-44%、新能源发电量比重超过23%，其中，2025年度的非化石能源发电将实现对煤电电量的绝对增量替代。如果继续深化高效策略、提升电能的经济产出效率，以高效电气化的发展节奏满足全社会需求，调控煤电发电量增长，引导煤电更好地提供基础供电、灵活调节和安全备用服务，支撑非化石能源更快更好发展，煤电发电量有望在2025年前后达到更低的峰值电量（5.5万亿千瓦时）；即使电气化加速发展、用电需求保持较快增长，预计煤电电量也有望在2026年达到峰值5.7万亿千瓦时。

图3-6 2025年-2035年四种情景下非化石能源发电对全社会发电增量的贡献率

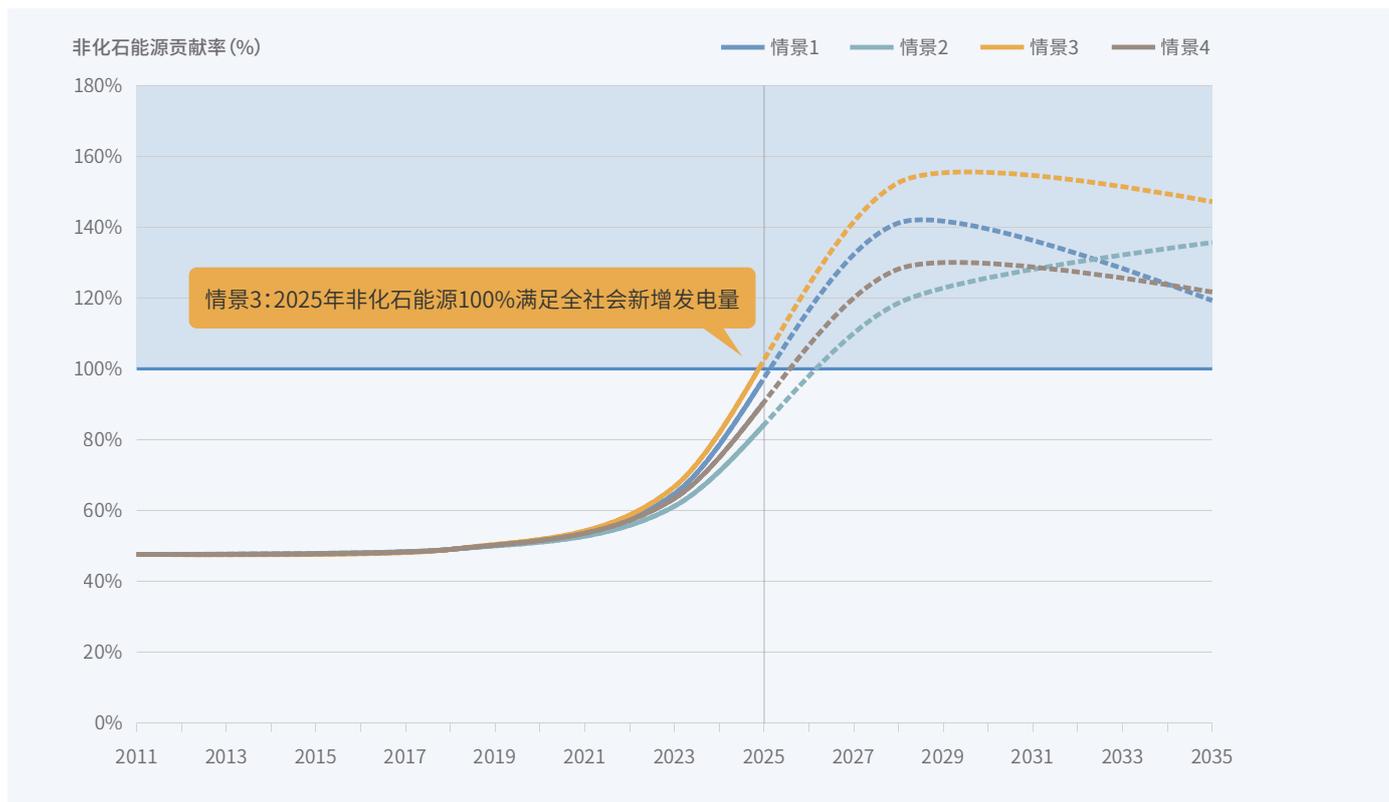
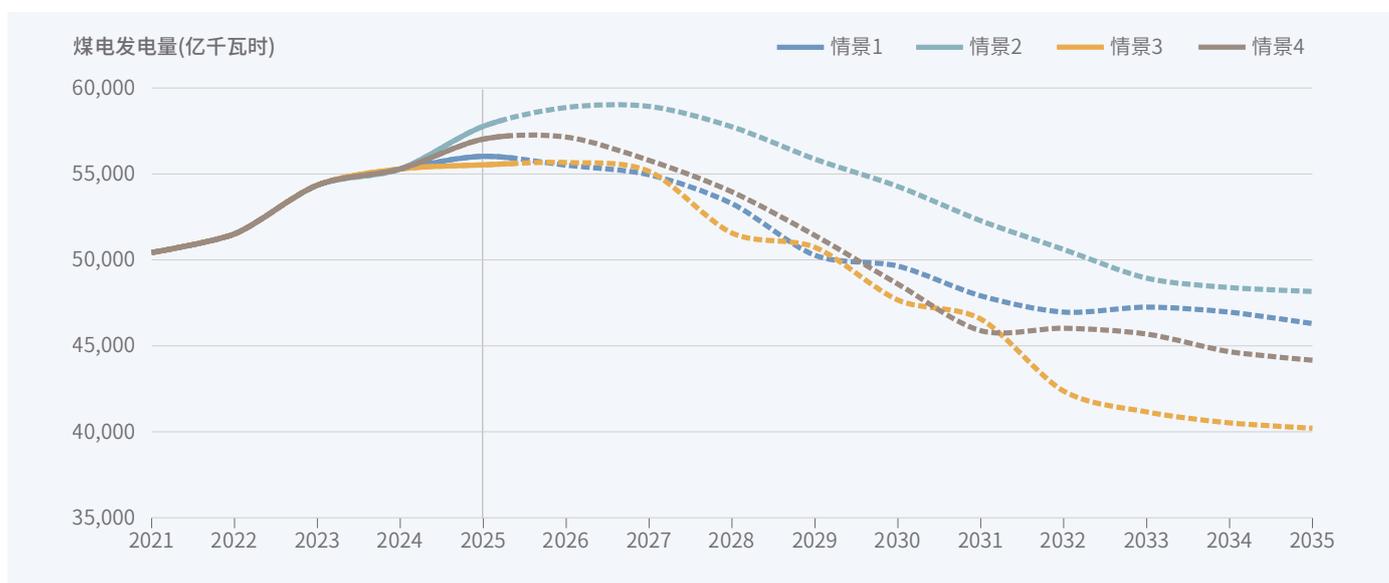
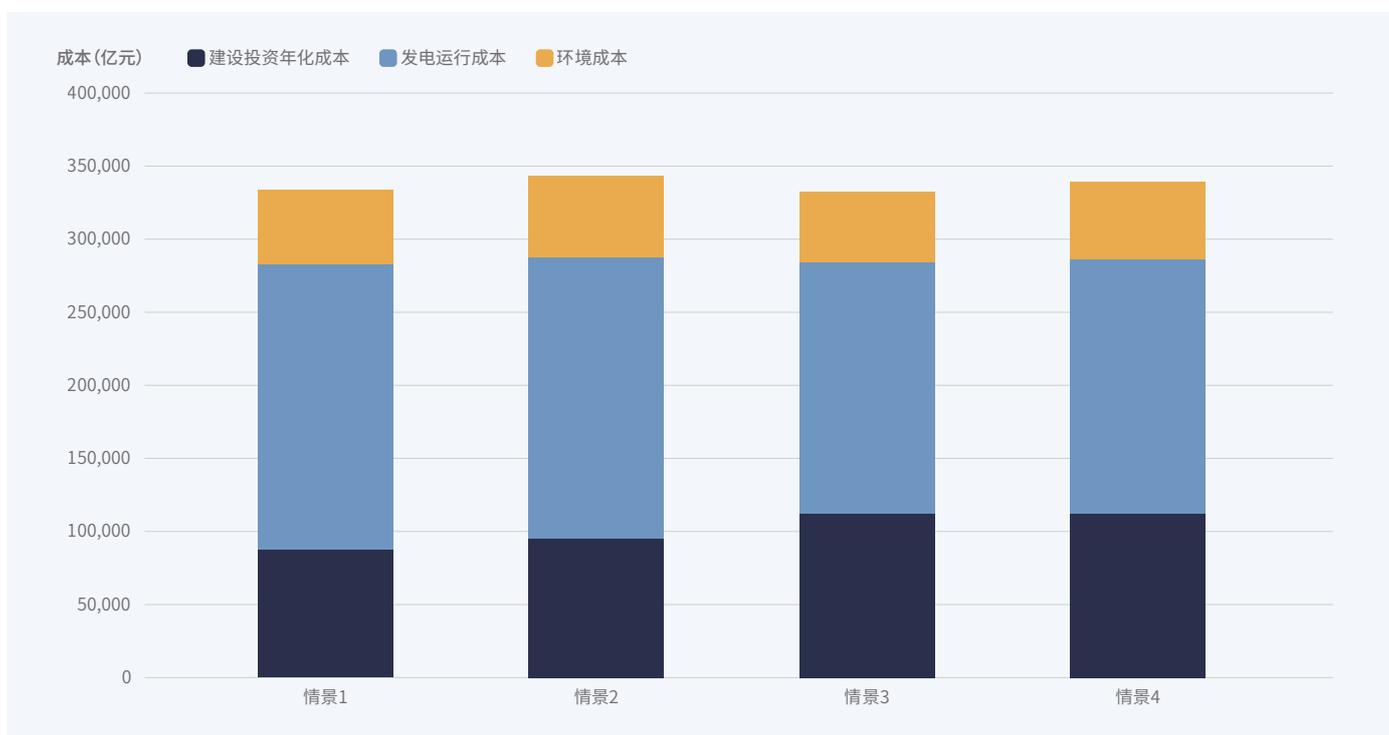


图3-7 2025年-2035年四种情景下煤电发电量变化趋势



非化石能源高速情景更具成本优势，以高效为前提满足全社会用电需求的电气化策略可以极大地节约电力投入。报告模型设定发电技术投资成本下降曲线、发电运行成本变化曲线（例如煤电灵活运行、碳捕获导致的成本增加）、煤炭价格（本报告取5500大卡电煤800元/吨）、发电利用小时数合理区间等参数，计算在2025至2035年各情景的电力总成本（包括资源建设投资成本、发电运行成本和环境成本）。其中，非化石能源高速情景（情景3和情景4）需要建设更大规模的新能源装机和更多灵活性资源，其发电资源投资建设成本较高，但对煤电电量的需求减少，使得规划期内发电运行成本和总成本略低于非化石能源基准情景（情景1和情景2），2025-2035年间相同电力需求下非化石能源高速情景的电力总成本较基准情景可节省约1100亿元-4000亿元；如果设定较高的煤炭价格，非化石能源高速情景的成本优势将更加明显。此外，高效电气化策略不需要过多的资源开发建设和系统运行投入，其节约电力成本的效果更加明显，2025-2035年间高效电气化策略较加速电气化策略可节省6700-9700亿元的电力成本。因此，对比四种情景的成本数据，高效电气化下非化石能源高速部署情景（情景3）具备明显的低成本优势。

图3-8 四种情景下电力行业总成本对比

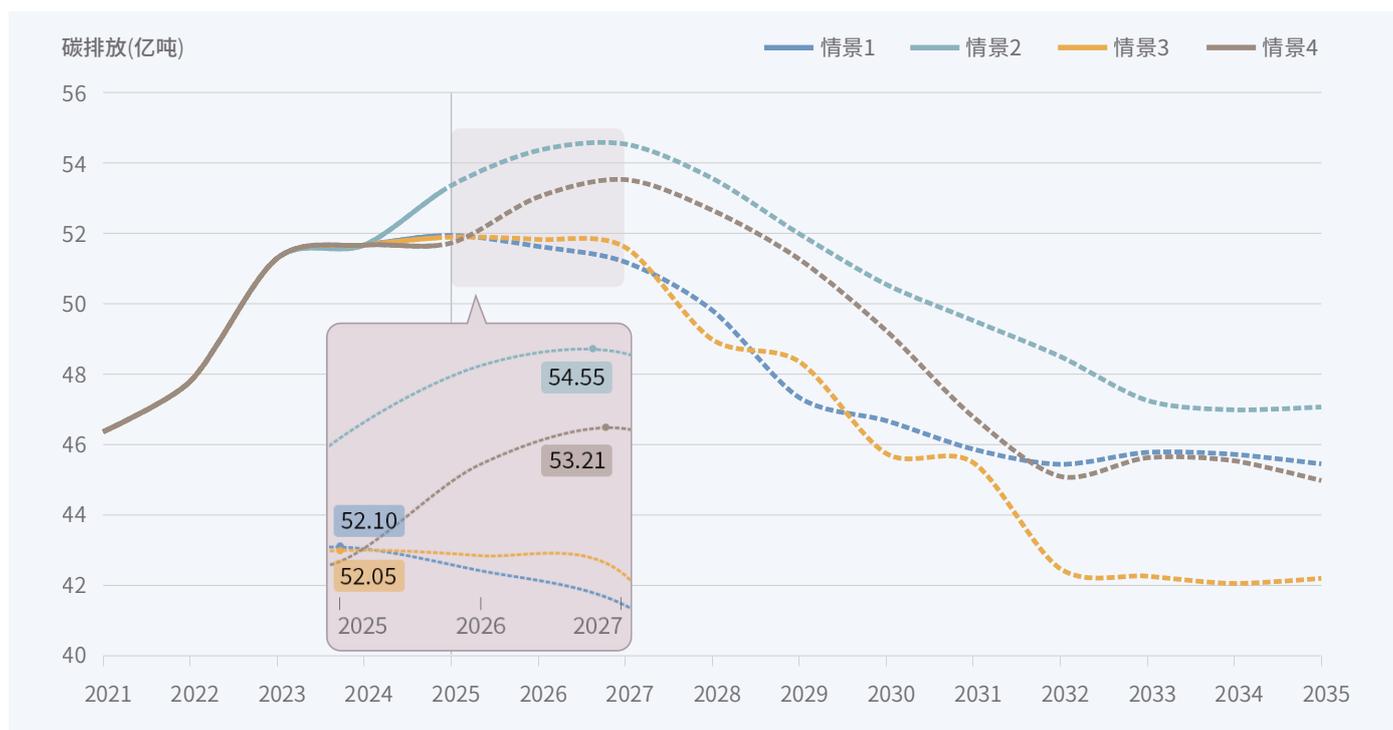


### 3.2.4 电力碳达峰趋势分析

煤电作为高碳电源和电量主体，其碳排放量占到电力行业的90%以上，对电力行业碳达峰起决定性作用，一定程度上可以认为煤电电量达峰即电力碳达峰；但是随着煤电作为电量型电源的角色逐渐弱化，灵活调节运行成为常态，煤电机组的整体能效水平有所降低，度电煤耗呈现出不降反升的态势，2024年火电厂供电标准煤耗302.4克标煤/千瓦时、较2023年上涨0.8克标煤/千瓦时；再考虑到煤电低碳化技术（生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存）的大规模应用仍需较长时间，因此，本报告预计“十四五”末和“十五五”期间煤电的度电煤耗和碳强度会呈现小幅上涨趋势。

据此，本报告预测电力行业碳排放趋势如图3-9，电力行业碳达峰会较煤电电量达峰滞后1-2年，情景1、情景2和情景4都存在4年左右的电力碳达峰平台期、达峰时间在2025年或2027年，其中，在高效电气化的情况下情景1和情景3的碳排放可在2025年实现峰值52亿吨，并且情景3凭借非化石能源高速部署的优势在未来其碳排放下降速度更快。综合来看，即使是在非化石能源发展速度稍缓、全社会用电需求走高、煤电发电量仍有上涨空间的情况下，中国电力行业依然有望在2030年前实现碳达峰。

图3-9 2025年-2035年四种情景下电力碳排放变化趋势



与其他情景相比，高效电气化非化石能源高速情景（情景3）在电力系统调节能力范围内保持高可靠性供电的同时具备直观的减碳优势，可以稳妥地提前实现电力碳达峰（煤电因灵活性运行导致供电煤耗有上升趋势；短期内煤电低碳化改造无法大规模部署，对电力行业碳达峰的促进作用并不明显），为电力系统实现深度减排留出更多的部署时间和缓冲空间，对冲长期转型的不确定风险。

### 3.2.5 推荐情景分析

上述分析从清洁化水平、减碳前景和发电经济性三个方面对四种电力发展情景进行了对比分析，不同情景在满足政策目标和社会需求的情况下各有利弊（见表3-2）。本报告认为，“十五五”期间，高效率的常规电气化下高速部署非化石能源（情景3）更具成本和低碳优势，在满足用电需求的前提下合理部署各类发电资源，降低电力系统的调节压力，有望将煤电电量峰值控制在5.5万亿千瓦时左右，在2025年前后进入电力碳排放峰值平台期。因此，本报告将高效率电气化下非化石能源高速部署情景（情景3）作为推荐情景。

表3-2 四种电力发展情景对比

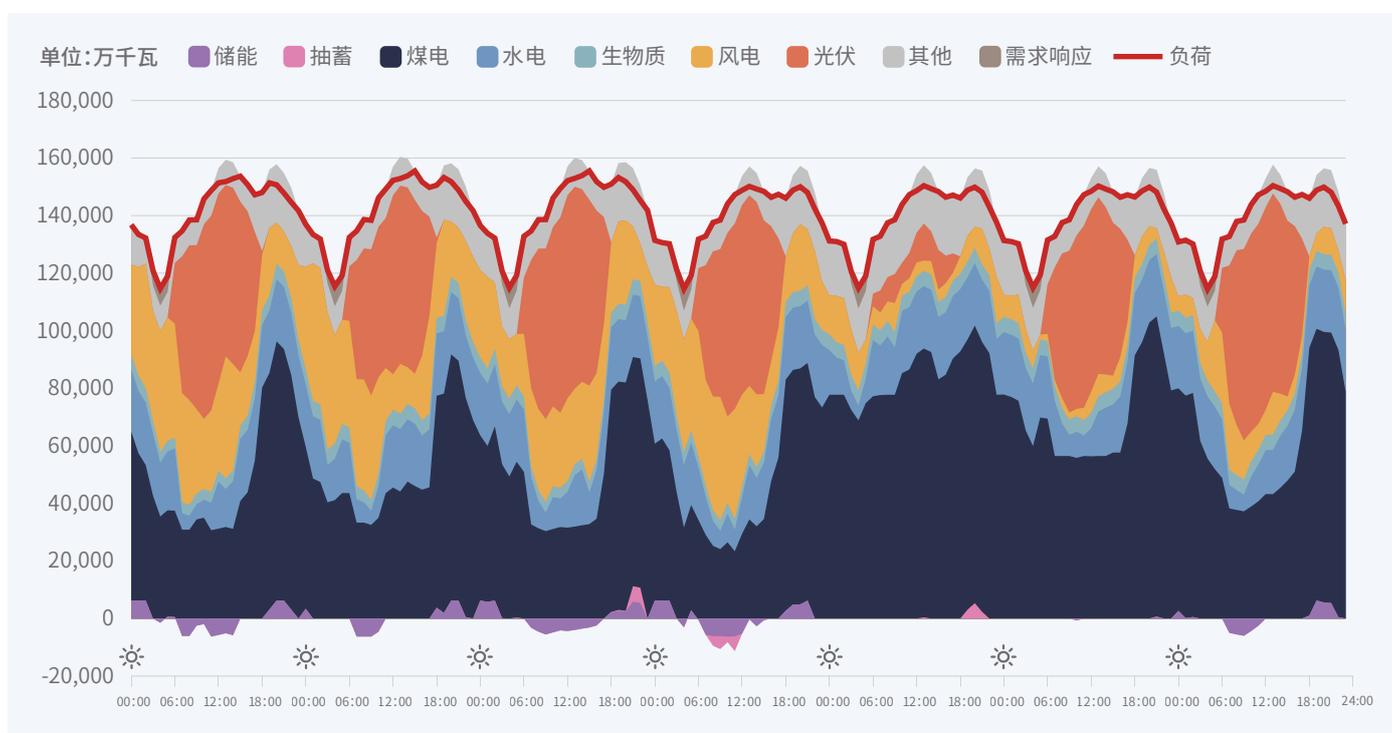
		情景1 高效电气化 基准非化石能源	情景2 加速电气化 基准非化石能源	情景3 高效电气化 高速非化石能源	情景4 加速电气化 高速非化石能源
发展对比	清洁化程度	★★	★	★★★★★	★★★★
	碳排放峰值	★★★★	★	★★★★★	★★
	经济性	★★★★	★	★★★★★	★★

注：表格中“★”数量越多，代表该指标表现越好

为进一步评估报告推荐的高能效电气化下非化石能源高速部署情景（情景3）的电力安全保障能力，本报告对2025年夏季高峰用电时期的典型周电力供应场景开展小时级的运行模拟（结果见图3-10），最大用电负荷设定为15.5亿千瓦（中电联预测的中性情景结果）。

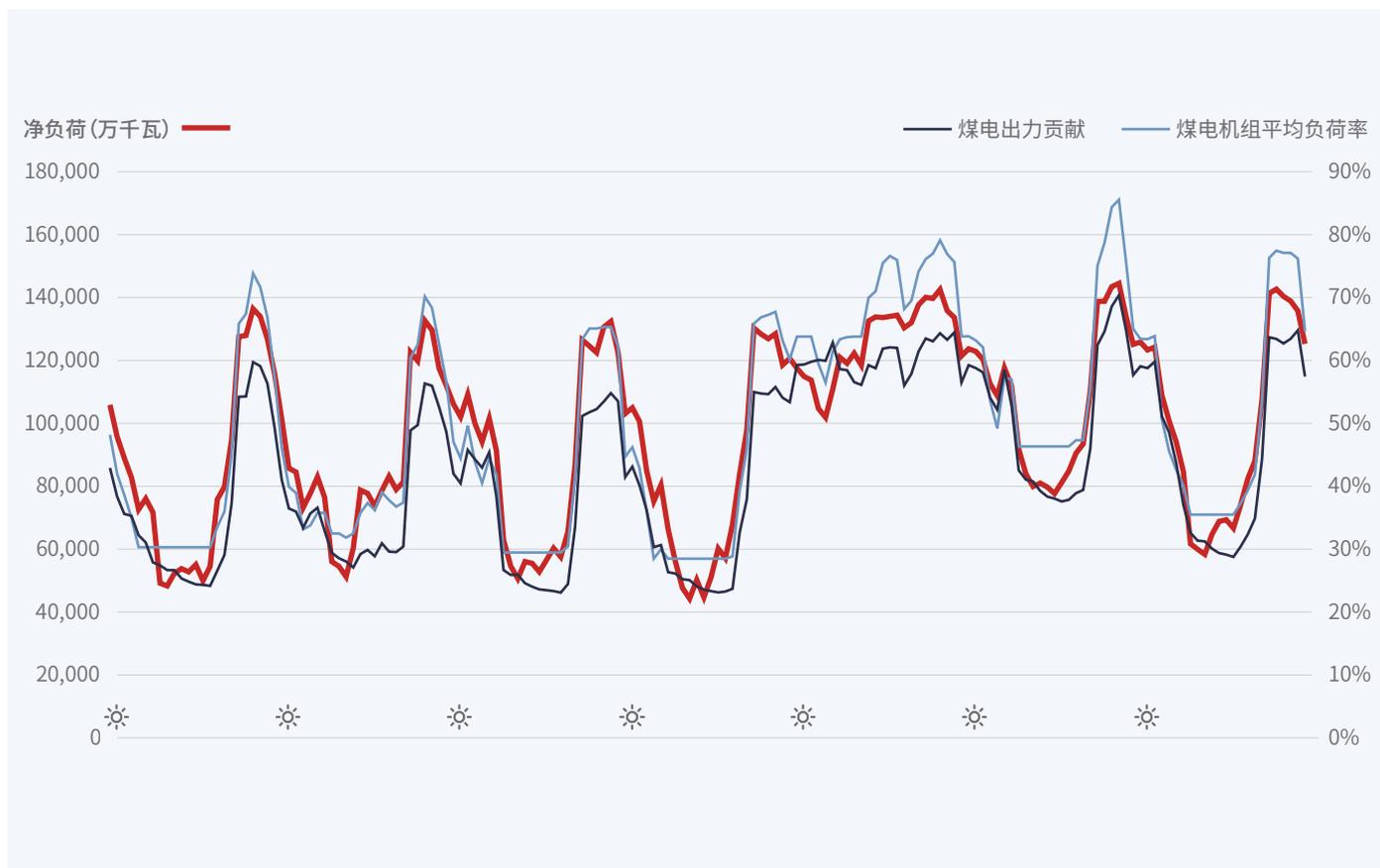
模拟结果显示，2025年电力系统充分调动源网荷储资源，可使得供电可靠性达到较高的水平，仅在少数的夜间高峰时段出现小规模电力缺口，尚在社会损失承受范围内。夏季用电高峰可以分为日间高峰和夜间高峰，供电平衡结构会随新能源出力呈现不同的特征。高能效电气化非化石能源高速部署情景（情景3）下，日间高峰时光伏出力对负荷贡献度最高可达48%，而此时煤电出力对高峰负荷的贡献度为31%，为充分消纳新能源，在抽水蓄能和新型储能容量总计约1.6亿千瓦的情况下，需要煤电机组实现深度灵活运行、整体最低出力水平需降至28%；夜间高峰时光伏出力为零，煤电机组需顶峰发电、对用电平衡的贡献率为60%-70%；不论是日间还是夜间用电高峰，需求响应可实现最高削减6.5%的短时最大用电负荷，极大地减轻电力系统的平衡调节压力。

图3-10 迎峰度夏期间电力系统典型周运行模拟结果（168小时）



具备更高比例新能源的新型电力系统的电力平衡难度更大，对系统可靠性资源部署要求更高、更具挑战。从图3-11可以看出，净负荷曲线（由用电负荷减去新能源发电功率得到）呈现出明显的峰谷分布特征，且峰谷差极大、曲线坡度陡峭，这需要电力系统具备深度调峰和快速爬坡的能力，同时，煤电出力贡献的时段变化与净负荷曲线趋势一致，表明当前中国电力系统的灵活性调节是靠煤电支撑，为充分消纳新能源，在其他类型灵活性资源规模不足的情况下，煤电机组不得不采取深调运行甚至是启停调节，这也是当前很多煤电机组的运行现状。2024年，全国煤电机组已累计完成灵活性改造6亿千瓦以上<sup>23</sup>，超半数现役煤电机组可实现在额定功率的30%-50%之间运行。但是，考虑到煤电最小技术出力难以下调、调节性能有限、长时间低负荷运行的安全风险增加等问题，中国亟需加快多元化灵活性资源的部署，提升新型电力系统应对短、中、长时间尺度平衡挑战的“硬件”能力。

图3-11 夏季用电高峰时段净负荷曲线、煤电贡献及机组负荷率



以高效电气化为前提的非化石能源高速部署情景（情景3）可以兼顾安全保供、低碳减排和经济可行的发展需求，通过在需求侧采取高效策略、在供给侧实施清洁电力稳步替代策略，可以降低发展煤电来兜底保障电力需求和电力系统调节季节性、时段性供需平衡的压力。

根据运行模拟结果，为保障电力安全可靠供应，“十五五”期间，煤电加快定位转型，弱化其电量主体角色，更深入地挖掘基础保供、灵活调节和应急备用的综合功能，压低整体最小出力水平、提升安全运行性能，以便在储能资源尚未实现大规模部署的情况下消纳新能源，并保留较大规模的应急备用机组，更好地应对区域性、季节性、时段性的尖峰用电需求。同时，新能源部署规模要灵活调整，与灵活火电、抽水蓄能、新型储能、需求响应等灵活性资源的部署节奏相协调，并且在新能源发电预测精度、联合调度优化、省间电力市场交易等方面做出突破，与煤电转型工作形成新型电力系统安全保供的“合力”，为终端电气化发展提供更加清洁、低廉、可靠的电力服务。这与《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）》和《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025-2027年）》的政策导向相一致。

### 3.3 “十五五” 煤电高质量转型路径

“十四五”期间用电需求高增长、新能源跃升式发展、短时电力安全问题突出等形势下，煤电发展主线逐步明确为由电量型电源向基础保障型和系统调节型电源转变，在调控装机规模的同时深挖煤电节能、调节潜力，为新型电力系统建设提供坚实保障。在此基础上，面向“十五五”碳达峰的实现期，新型电力系统需权衡低碳、经济和安全三元目标，继续延煤电发展主线推进煤电高质量转型。基于前文推荐的高能效下非化石能源高速部署情景，报告将从电量和电力两个方面分别探讨未来煤电转型路径及方案。

## （1）推进煤电电量的价值重构

适应煤电电量达峰的阵痛，逐步降低机组利用小时数。在高效电气化和非化石能源加速部署策略下（情景3），煤电发电量将很快迎来峰值平台期、在“十五五”中后期进入下降阶段，煤电需提前调整发电运行模式和经营策略，适应全年低利用小时数的常态化场景，逐步弱化电量供应商的角色定位，转向系统服务商的角色，寻求容量补偿、辅助服务、碳资产运营等多元收益。

借助市场机制，实现电量高收益化。煤电机组依据电力市场价格的时段性变化，在新能源高出力、低电价时段少发电，在新能源低出力、高电价时段多发电，可以提高度电的收益水平，在市场限价适度放宽后这种策略性的度电收益将进一步提高；同时，可以合理预留发电容量，应对突发电量缺口，获得实时竞价的高昂收益和容量电价补偿。

煤电电量主动优化，实现电量清洁化。推广煤电与新能源耦合发电的多元化模式，例如燃煤电厂+分布式光伏+储能厂内耦合、燃煤电厂+分布式能源厂外耦合，利用煤电厂内闲置土地加装分布式光伏减少厂用电，可适当降低供电煤耗，或者是联合厂外分布式能源，形成综合能源系统，改变煤电的电量结构，减少碳市场履约成本、增加绿电收益。

耦合生物质掺烧、掺氨等技术，实现电量低碳化。在生物质掺烧、掺氨燃烧、低出力稳燃技术、新型设备材料等方向持续研发创新，继续深挖煤电节能降耗减排潜力，推进煤电碳排放与电量脱钩，有效应对煤电与愈加严格的碳约束之间的矛盾。

## （2）深挖煤电多元电力服务价值

考虑调节经济性制定区域差异化、个体化的机组灵活性改造方案和调节策略。煤电机组的调节能力并非最小出力越低越好，而应根据区域电力系统调节需求和灵活性资源组合来设定不同类型煤电机组的调节“经济舒适区”，“一机一改”、“一机一策”，权衡供电成本、能耗变化、新能源弃电量、机组安全等需求；煤电供热改造一方面是进行热电解耦扩大机组的出力调节空间，避免冬季受供热需求影响而难以下调出力、限制新能源消纳，另一方面是在有供热需求的南方地区对纯凝煤电机组进行集中供热改造，以低品位余热（即发电或工业生产过程中释放出来的温度较低、不能再用于生产的热量）的梯级利用替代电加热满足终端供热需求，减少化石能源消费、提升整体能效，也有助于降低季节性的温控电力负荷高峰。根据全国煤电灵活性、供热改造目标及技术特性，报告预计2025年煤电机组运行灵活性改造可增加2550-3300万千瓦调峰空间，热电解耦改造提升北方地区供热期热电机组2000-2500万千瓦的调峰空间。

提升机组低出力工况的运行安全性。煤电机组作为现阶段电力调节的主力，为保障尖峰负荷和消纳新能源，长时间深度调峰甚至频繁启停调节已成为常态，这会加大发电设备受损程度，尤其是在极限状态下或者快速爬坡时存在巨大的安全生产风险。对此，煤电企业需做好内部设备维护工作，排查安全生产隐患，提高设备可靠性；加强安全生产管理，建立、健全安全生产责任制和安全生产规章制度，推进安全生产标准化建设，完善并落实安全风险管控措施。

灵活煤电配置合理规模的新型储能，扩展煤电调节能力边界。煤电在经过灵活改造后可以降低煤电出力下限、提升爬坡速度、增强维持系统功率平衡的能力，但在响应速度、高频调节、爬坡速度、削峰填谷等方面的性能不及新型储能。煤电与新型储能结合有明显的技术优势，从安全支撑能力的角度来看，煤电机组转子中存储的动能和新型储能的快速响应能力能够协同应对功率扰动，更加高效地保障系统频率安全，未来高比例新能源对高性能灵活调节能力的需求和辅助服务市场机制的进一步完善，有望推动“灵活煤电配储”组合式资源模式的广泛应用。

合理安排煤电机组减量退出，状况良好的机组可由常规序列转为备用序列。随着新能源渗透率的快速提升，源荷匹配难度加大、系统受冲击干扰的风险加剧，有必要逐渐扩大常备应急备用电源（在季节性电力供应紧张时启用）和战略备用电源（仅在突发状况或极端缺电时启用）规模（反面典型案例如2025年4月28日葡萄牙、西班牙电网遭遇大停电事故），一来提升电力系统的安全供应阈值，二来充分利用退役煤电机组的技术价值。“十五五”期间，一方面要对约5000万千瓦的环保不达标、无改造价值的老旧小机组进行有序淘汰，另一方面要对7000万千瓦左右的服役年限较长、运行状况良好的机组进行延寿改造作为备用机组。

# 四、“十五五”电力发展的关键点、转型机制与案例分析

“十四五”是探索建设适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统的“窗口期”，“十五五”是加快构建更稳更绿更高效新型电力系统、实现全社会碳达峰“决胜期”，需要在顶层政策指引、市场化工具、应急电力管理等方面不断耕耘，滚动调整资源部署规模、推动电力碳排放“双控”、加强区域间的资源互济、激励多元低碳电力资源的保供服务积极性，来适配“双碳”目标下新型电力系统的物理运行特性。多元复合的长效协同转型机制将加快煤电的定位转型和新型电力系统建设，提升中国电力系统的安全低碳属性。

## 4.1 “十五五”电力绿色低碳发展的关键点

### (1) 电力行业提前实现碳达峰可助力全社会碳减排进程

电力行业碳排放量（不含供热）占全社会能源碳排放量45%以上<sup>24</sup>，作为碳排放主体和国民经济重要支柱的双重关键部门，其碳达峰问题备受关注。本报告基于最新电力发展数据，在高能效电气化、非化石能源高速部署情景下（情景3），电力行业有望在2025年提前达峰，为其他行业碳排放预留增长空间。

电力行业碳排放实现低水平提前达峰要从供需两侧入手。供给侧，持续提升低碳化程度，非化石能源快速发展已实现对煤电发电量增量的深度替代，后续需要把握好发展节奏，推动煤电电量稳步达峰；需求侧，提升用能高效清洁化水平。如前文所说，电能替代在有效提升终端用能清洁化水平的同时，也拉高了全社会用电量，2016-2024年间电能替代电量占全社会用电量增量的35.6%，一定程度上为煤电继续扩张创造契机，抬升了电力行业碳排放。因此，以提高用能效率为前提来满足终端用能需求，可以降低电力供应压力，及早实现非化石能源满足全部用电增量。

此外，“十四五”能耗强度和碳排放强度分别降低13.5%和18%的目标或无法完成，2024年相应目标较2020年仅下降6.28%和8.46%，相当于2025年需要完成能耗强度下降7.22%、碳强度下降9.54%，任务难度很大<sup>25</sup>。电力的能源开发利用效率和碳减排潜力较其他行业更具优势，可以作为追赶“十四五”规划目标、为“十五五”碳达峰预留减排空间的突破口。本报告根据公开数据推算，在2025年国内生产总值增长5%、非电行业碳排放量平稳增长、不考虑价格因素的假设下，电力行业采取高能效电气化、高速发展非化石能源的策略（情景3），相较加速电气化、基准发展非化石能源的策略（情景2），可使2025年碳排放量降低1.5亿吨、万元GDP二氧化碳排放量降低0.01吨，为碳强度目标较2020年下降贡献约0.9个百分点<sup>26</sup>，助力缩小减排进程与政策目标的差距。

### (2) 煤电的高质量转型需解决经济性的制约问题

碳达峰约束下煤电电量增长空间已经见顶，新建煤电的商业可行性将持续受到挑战。“十四五”期间地方审批新煤电项目力度未见减小，原因有二：一是保障能源供应安全；二是支撑大规模新能源发展。如果继续大规模扩张煤电装机，按照本报告的推荐情景（情景3）中煤电发电量5.5万亿千瓦时左右的峰值计算，煤电机组的平均利用小时数将从当前的4600小时快速下滑至4000小时甚至更低，在新能源全电量入市后现货价格整体走低的趋势下，新建煤电机组的电量收益状况不容乐观。

煤电的发电成本不断上升，其单纯的价格竞争力逐步削弱。2021年10月，五大发电集团全年平均到厂标煤单价（含税）突破千元达到1041元/吨，比上年猛增60%，而同期的平均上网电价不仅没有增加，反而下降了0.8%<sup>27</sup>。据中电联测算，2021年因电煤价格上涨导致全国煤电企业的电煤采购成本额外增加6000亿元左右<sup>28</sup>，国资委新闻发布会披露2021年央企煤电业务亏损了1017亿元<sup>29</sup>。极高的煤炭燃料成本会加重煤电企业负担、降低发电意愿，进而影响电力安全供应。虽然2023年、2024年电煤价格回落、稳中有降且煤电利用小时数保持较高水平，使得煤电企业盈利状况有所好转，但煤电经营仍将长期承压。

煤电作为2030年前主要的灵活性资源，为消纳新能源和满足电力顶峰需求，煤电机组深度调峰和频繁爬坡正在成为常态。这导致机组煤耗上升、设备损伤加剧、安全风险增大。最直观的体现是，2023年中国新能源装机占比30%、利用率保持在97%以上，而火电厂平均供电煤耗不降反升（较2022年提高了0.9克标准煤/千瓦时），同时改造机组非计划停运次数和等效强迫停运率逐年增加<sup>30</sup>。再加上辅助服务补偿定价相对偏低，不足以弥补煤电灵活调节服务的成本，影响煤电向灵活调节电源转型的积极性。

2024年中国开始实施煤电容量电价机制，对合规在运的机组按照330元/（千瓦·年）固定成本水平的30%-50%确定容量电价，改变了煤电的电价结构和收益模式。由于煤电容量电价降低固定成本回收压力，与电能量成本挂钩的中长期市场交易均价有所下降；现货市场中，大机组以边际成本报价的动机增强、平均价格略微下降，小机组在现货低价时段发电意愿下降、让出新能源消纳空间，再加上新能源入市规模增大，现货市场的出清电价也呈现下行趋势，从而出现了煤电收益水平保持平稳、但发生结构性偏移的状况。但是，有研究对煤电容量电价机制下各省煤电经济性的分析发现，不同省份、不同类型的煤电机组获得容量电价后可提升度电利润，但容量收入占度电收入的比重并不高，新增容量收入使得各省平均度电收入增长0.34%-1.12%<sup>31</sup>，煤电容量电价机制尚不足以成为“救命稻草”。

此外，《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》提出的三条具有引领作用的低碳化路线图的技术可行性高，但成本投入高、资金支持不足、收益渠道不足等问题限制了煤电低碳化技术的商业化应用，需要解决的关键难点是前端产业链的完善整合和后端市场多元收益的合理化，以实现技术成本的有效疏导。

### （3）新型电力系统下煤电转型与新能源发展仍需协同

电力系统调节能力的提升速度落后于新能源部署速度，新能源全额消纳的难度将进一步增大。新能源发电短时尖峰出力功率大、电量小，电力系统的调节压力呈指数级增长，需要大量的灵活性资源平抑新能源和负荷的不确定性，且不再限于调峰服务，对调频、负荷跟踪、容量充裕性等的需求突出。然而，当前的灵活性资源的部署速度，难以满足年均新增2亿千瓦以上新能源发电的调节需求，2024年全国风电平均利用率降至95.9%、光伏发电利用率降至96.8%就是最直观的表现<sup>32</sup>；此外，在《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027年）》中国家能源局将全国新能源利用率设定为不低于90%，也是基于未来更高比例新能源消纳难度大、全额消纳成本高而做出的合理调整。

高比例新能源使得电力系统呈现出“天气强耦合性”和“运行弱支撑性”，当电力系统灵活调节能力不足时，极端天气会对电力安全造成严重冲击。例如，2016年9月澳大利亚持续50小时的全州大停电事故，是新能源发电遭遇极端天气而大规模脱网导致的；2019年8月9日英国由于风电出力异常引起大停电事故，约100万人受到停电影响；2021年2月美国冬季寒潮导致得州大量气电、风电等发电机组被迫停机，最大切负荷2000万千瓦；2021年9月东北地区缺煤限电期间风电出力骤减加重了缺电情况；还有2022年8月四川罕见高温干旱导致水电腰斩、用电负荷暴涨，引发持续数周的严重缺电事件。

现阶段新能源的大规模发展和电力系统安全保供离不开煤电的支撑作用和灵活调节能力。灵活火电、跨区输电、抽水蓄能、新型储能、需求响应等灵活性资源的多元化部署策略缓解了“十三五”以来主要依靠煤电调峰来消纳新能源的局面，一定程度上也补充了煤电在爬坡、调频、深调等方面的性能短板。但是，气电、抽水蓄能、新型储能等资源容量占电力装

机的比重尚不足10%，考虑到抽水蓄能电站建设周期长、新型储能可用时长短等问题，“十五五”期间继续加大煤电灵活性改造仍将是支撑高比例新能源消纳的主力，同时也要强化新能源的等效可靠供应能力，在供需特性逐步转变和电力市场化程度加深的新形势下，实现新能源大规模发展、煤电加速转型和电力安全稳定供应的良性互动，夯实新型电力系统发展基础。

## 4.2 “双碳”目标下“十五五”电力低碳转型促进机制

面向2030年碳达峰目标，“十五五”期间煤电转型任务更加艰巨，需要依靠政策引导、目标约束和市场激励的协同发力，围绕区域煤电电力服务价值特性来设计针对性的多元化促进措施。不同区域电力发展特征如下：

### 1) 东北电网

煤电以亚临界热电联产机组为主，在需求疲软、可再生发展潜力巨大的情况下，仍需煤电支撑可再生能源外送和供热；

### 2) 华北电网

包括河北、蒙西、山西煤电大省，以京津冀为中心的华北电网受生态环境红线要求，减排提效的同时保证能源安全是煤电转型的重点；

### 3) 西北电网

煤电机组整体效率水平较高，凭借高质量煤电支撑实现未来西北地区向风光水火储一体化电源基地发展；

### 4) 华东电网

以长三角环保重点区域为中心，作为最大的电力输入区域，优化现役煤电机组质量成为重点；

### 5) 华中电网

煤电规模较小，电力需求增长叠加水能资源开发潜力见顶，需要加强本地电源建设和扩大外来电规模，保障区域供电安全；

### 6) 南方电网

煤电整体水平高，电力供需形势较稳定，但南方地区是近中期提前实现碳达峰的重点区域，需逐步推动煤电转型退出。

根据不同区域电力系统特征、发展需求和电力市场建设情况，各省区构建电力低碳转型促进机制需要有所侧重，积极有序发展满足本省区实际需求的多元机制体系（见表4-1）：西北和华中地区应重点强化煤电与新能源协同适配的总量管理机制；在已开展地方碳市场的省份，以电力行业为先行试点，探索关键行业的碳排放“双控”管理机制，引导地方、行业有序推进实质性减排；东北地区、山西、四川、浙江等电力外送省份或已具备较好省间交易基础的省区应着重加强电力受送两端的资源互济能力；已开展或者试运行电力市场的省份应进一步发挥现货市场发现电能量价格、辅助服务市场兑现灵活调节价值的作用，激励和引导电力资源高效协同配置；试行容量补偿机制的山东和广东、煤电利用小时数偏低的宁夏、湖北、云南、四川等省份要加快完善容量补偿机制、探索容量市场机制。

表4-1 “双碳”目标下电力低碳转型促进机制

机制	主要功能	机制现状、潜力	重点发展地区
总量管理机制	强化煤电与新能源投资建设的总量协同滚动管理和过剩/短缺双向预警，合理安排资源部署节奏适配地区需求和电力系统结构特性	目前煤电规划建设预警机制是基于地区容量备用率指标，随着新能源渗透率的增加，该指标难以准确反映电力系统供需状况；未来需要根据各地区电力系统灵活调节能力（同时考虑区域间的资源互济），更新预警机制的相关指标来滚动调整资源部署。	西北、华中（电力资源部署需求巨大）
电力碳排放“双控”机制	从碳达峰全局出发明确电力行业的减排重任，设定碳达峰目标区间和预期时间点，引导电力行业及早低水平达峰	国家已出台相关法规和指导意见，鼓励地方和行业开展碳排放“双控”机制的探索工作。	开展地方碳市场的省份
省间互济机制	借助省间电力市场机制，挖掘电力跨区跨省输送潜力，加强送受端资源时空综合调度的有效电力调节能力	中国跨省跨区输电以单向传输为主，且是按照计划约定的输电曲线进行交易；随着市场机制的完善和双向柔性输电技术突破，未来可实现在更大范围内灵活调度电力资源，提升系统安全裕度、保障电力可靠性需求。	东北、山西、四川、浙江（电力外送省份或者具备较好的省间交易基础）
电价激励机制	以合理的市场价格信号引导资源功能高效配置，提升电力供需紧张时的资源响应能力	当前的电能量价格和辅助服务价格难以准确反映发电机组的变动成本和灵活调节价值；实现现货市场与辅助服务市场的联合定价出清有利于激活市场主体参与安全供电的积极性。	已开展或试运行电力市场的省份
容量市场机制	对提供可靠安全供电容量的机组给予合理的价值回报，并吸引充足的资金来建设可信发电容量和灵活性资源	中国容量市场尚未起步，2024年开始实施的煤电容量电价机制是对合规在运公用煤电机组的可靠容量价值补偿的有效探索；下一步可以依据提供系统平衡备用服务的机组成本损失与地区电力失负荷价值对补偿标准进行合理设定，逐步过渡到容量市场。	2024年至2025年，多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当提高

#### 4.2.1 总量管理机制

总量管理机制旨在根据各地区建设新型电力系统的结构性特征和转型节奏，强化煤电与新能源投资建设的总量协同滚动管理和过剩/短缺双向预警作用，合理安排资源部署节奏适配地区需求和电力系统安全裕度。原有的煤电规划建设风险预警机制按照最大负荷和资源容量因子计算的系统备用率，无法准确估计新型电力系统的供需平衡状态，而总量管理机制是从各类资源的协同运行优化层面评估系统资源的部署规模，更为适应极端天气频发和新能源渗透率提高导致的短时“缺电”新常态。

习近平总书记明确要求“十四五”时期严控新建煤电项目。煤电装机的无序增长将对电力行业低碳转型产生不利的“路径依赖”效应。在气候变化加剧、地缘政治局势变化等因素影响下，中国煤电装机规模已成为国际关注的焦点，持续增加煤电装机与中国在气候变化中的引领者形象相悖。因此，主管部门应尽早建立煤电和新能源装机总量协同滚动管理机制，引导煤电将挖掘自身灵活调节和兜底保供能力作为发展重心；新能源发展规模适配电力系统调节能力，安全平稳地替代煤电电量，推动电力行业碳排放及早达峰。

首先，需要明确的是，新能源大规模发展对电力系统的挑战不在于电量供应而是电力平衡。在按年度统计的电量层面，新能源、水电、核电、生物质发电以及利用小时数存在富余空间的煤电，完全可以满足全社会用电量需求口径；但在电力层面，可再生能源的发展与电力系统灵活性资源发展的不匹配使得电力系统安全运行难度呈指数级增长，依靠煤电只能解决部分“短板”问题：有研究指出，煤电的调节速率依旧相对较慢，更适合提供小时级尺度的灵活性，对分钟级和更短时间尺度的灵活性贡献有限<sup>33</sup>。因此，“十五五”期间应以现代能源体系为杠杆，避免将解决供需矛盾的压力全部抛给煤电。当前形势紧迫的供应问题可采用以充分挖掘煤电灵活调节潜力为主要手段、以协同部署其他灵活性资源为重要补充的综合手段解决，通过非化石能源的快速发展满足用电量增量需求，实现电力减碳和安全供应的双重任务。

其次，在严格执行能耗“双控”目标的基础上，能源供需双侧需同时发力，以节约优先为首要原则来减少低效和非理性能源电力消费增长（如以差别电价限制高耗能行业超额用电），实现新能源对煤电电量的增量替代，推动煤电电量尽早达峰。

然后，应设计煤电和新能源规模的年度动态滚动调整机制，以区域为调控单元优化煤电布局，保障供电安全、促进新能源消纳。相关部门应根据地区电力供需形势对煤电项目进行调控，采取淘汰落后机组、新机组等量/减量替代小机组、封存合规机组等措施来释放电源增长空间。东北、西北地区由于当地电力消纳能力有限、灵活性资源不足，新能源消纳面临严峻考验，要依据电力系统的灵活调节能力的提升速度来部署新能源项目。

最后，“双碳”目标下，依靠技术创新进一步拓展已投产煤电机组的服务功能，通过更小规模的煤电支撑更大的电力安全需求。中国煤电要继续深挖自身技术潜力，在高效清洁发电、低出力稳燃技术、燃料处理与燃烧技术、新型设备材料等方向持续研发创新；在灵活运行、热电解耦、应用场景、与其他灵活性资源多元配置等方面加快“煤电+”产业升级，提前布局新型电力系统所需的基础电力多元服务和负碳电力产业链，赋予煤电更多的技术属性和应用场景，为2030年碳达峰、2060年碳中和奠定安全、经济、低碳、有序、适宜的电力系统基础技术支撑。

#### 4.2.2 电力碳排放“双控”机制

随着非化石能源在能源供应量中的占比不断提升，能耗“双控”机制对能源低碳转型的促进作用逐渐减弱，而碳排放“双控”可以更直接地强调能源开发利用的低碳属性，同时可以将工业生产过程碳排放、林业碳汇等与“双碳”目标高度相关的因素纳入调控体系，更加契合“双碳”目标的内涵要求。2024年11月8日《中华人民共和国能源法》通过，法规规定“国家建立能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控全面转型新机制，加快构建碳排放总量和强度双控制度体

系”。《2025年政府工作报告》中提及，加快构建碳排放双控制度体系，扩大全国碳排放权交易市场行业覆盖范围。电力行业作为首个纳入全国碳市场的行业，同时具备源-网-荷侧易于开展精确碳计量的便利优势，可作为率先制定行业碳排放“双控”机制的试点行业。

早在2024年8月，国务院办公厅印发了《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，要求在“十五五”时期将碳排放强度降低作为国民经济和社会发展约束性指标，开展碳排放总量核算工作，不再将能耗强度作为约束性指标，并从阶段目标、相关规划制度、地方考核制度、行业预警管控、项目评价、碳足迹管理等多个方面做出了指导性部署。据此，电力行业碳排放“双控”机制可涵盖如下要点：

首先，制定电力行业碳排放峰值的预估区间与时间表。充分考虑全社会用电需求增长、非化石能源发展节奏、电力系统稳定运行需求、火电低碳化技术应用等因素，合理确定五年规划期电力行业碳排放目标区间和达峰时间表，既给予排放上限预期约束又能留出减排调整空间。

其次，出台配套的专项指导文件。为促进煤电向基础保障型和系统调节型电源转型、新能源高质量跃升式发展、源网荷储多元协同深度减排，需根据电力行业碳排放峰值目标，参考已出台的《全国煤电机组改造升级实施方案》、《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》、《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027年）》、《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》、《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》等文件，制定电力碳排放“双控”技术路线、行动方案、扶持政策等配套文件。

然后，合理分解碳排放“双控”指标。五年规划初期，综合考虑经济社会发展水平、区域和功能定位、产业和能源结构等因素，将碳排放“双控”指标合理分解至各省份。各省份科学研判全省碳排放总量达峰趋势，综合考虑各地区发展水平、功能定位、产业结构、能源结构、煤电规模和纳入碳排放权交易市场企业等因素，明确电力行业的碳排放总量预期目标与强度约束性目标，压实地市及火电企业控排减排责任，借助碳市场激活火电企业低碳转型动力。

最后，建立电力碳达峰综合评价考核和监管制度。制定出台电力碳达峰综合评价考核办法，以碳排放总量和强度指标为重点，纳入能源结构、能耗强度、资源利用效率、生态系统碳汇、重点领域绿色转型等指标，明确评价考核工作程序及结果运用方式，对各省份开展评价考核。各级主管部门对电力碳排放“双控”工作开展专项监管，对于实施方案整体落实不到位的省份和项目进行惩罚，如削减电力指标、取消优惠政策等。

#### 4.2.3 省间互济机制

省间互济机制旨在充分发挥中国不同区域之间电力资源禀赋互补的优势，借助省间电力市场机制，挖掘电力跨区域、跨省份输送潜力，加强送受端资源时空综合调度的有效电力调节能力。目前，中国主要通过特高压线路实现电力跨区输送，来解决区域供需矛盾和提升可再生能源消纳能力，但省间互济的发展仍受到省间交易机制和权责分配不完善、配套电源不足等问题的限制，发展程度与实现电力资源的大范围高效互济保供的愿景仍有一定差距。

目前，中国初步建立了省间、省级协同运作的多层次电力市场体系，即“统一市场、两级运作”模式。省间、省内中长期电力交易机制日趋完善并常态化运行；第一批试点地区省级电力现货市场已开展了长周期试运行，并逐步进入不间断试运行；跨区域省间富余可再生能源电力现货交易已平稳运行多年，为促进可再生能源大范围消纳做出突出贡献<sup>34</sup>。以西北地区为例，2017年8月-2021年8月跨区现货交易成交的可再生能源电量累计超过230亿千瓦时<sup>35</sup>，成功以市场化手段促进了电力资源的大范围优化配置。同时，跨区现货交易有效支撑了受端省份高峰电力的有效供应，以浙江省为例，最大受入电力可达到380万千瓦<sup>36</sup>。

推动建设全国统一电力市场体系有助于更大限度地联合各区域电力资源，形成“全国-区域-省级”的多层次市场架构。按照当前的电力市场机制，省内和省间现货市场的边界条件会相互影响，在优先保障送端省内电力平衡的前提下，依据用电负荷特性和新能源出力预测，有能力实现带调峰出力曲线的跨区交易，鼓励省间电力供需交易，实现资源的充分消纳利用。2022-2024年，浙江省与安徽省连续三年签署迎峰度夏电力置换互济协议，约定此次迎峰度夏期间，统筹考虑两省电力供需形势和迎峰度夏电力供需曲线，白天皖电送浙、夜间浙电输皖，交错输电保障供应。

省间电力互济重要性的另一有力体现是，当省级电力体系中的电力资源出力不及预期时，省间电力互济可以在线路容量范围内临时扩大电力输送量，起到应急电力补充作用，借助大范围的电力资源调配来抵御局部的极端天气对电力安全的冲击。2022年夏季，四川遭遇60年来最严重的高温干旱天气，作为主力电源的水电受来水大幅减少影响而难以满足高温用电需求，最大化利用电力入川通道的情况下可每日调入1.3亿千瓦时电量<sup>37</sup>，一定程度缓解了电力紧张局面。闽粤联网工程在实现两省互补互济、调剂余缺的同时，还能发挥应急互备功能，一方可作为备用紧急支援另一方。2023年7月，强台风“杜苏芮”席卷福建沿海，广东通过闽粤联网工程紧急向福建送电，单日输送电量达720万千瓦时<sup>38</sup>。

中国跨省电力交易进入规范化阶段，南方区域电力市场启动试运行，涵盖电力中长期、现货、辅助服务交易，引导提升区域资源调配的能力。下一步，随着尖峰时段电力供需矛盾加剧，电力系统需要加强送受端电力资源时空综合调度的有效电力调节能力，充分发挥省（区、市）市场在全国统一电力市场体系的基础作用，提高省域电力资源配置效率，在保障地方电力基本平衡后，以市场发现价格的方式提升区域间电力供应安全的互济保障能力。在这个过程中，省间中长期与现货交易需要灵活衔接，权衡好长期安全与短期利益的关系，协同推进跨区配套电源建设和省间交易机制完善，逐步培育发用电主体的省间市场交易能力，在区域间动态响应发用电新形势和局部极端天气冲击造成的电力紧张状况，并提升调节性机组的服务价值和可再生能源深度发展空间，实现电力安全供应与有序减排目标。

#### 4.2.4 电价激励机制

经济激励是借助合理的市场价格信号和竞争机制引导机组功能调整和资源高效配置，调动电力资源适配新型电力系统安全保障需求的有效手段。电力市场价格激励的关键原则是现货市场电价要反映机组的电能量价值，辅助服务电价及分摊机制要补偿机组的灵活调节服务成本，容量补偿价格要兑现资源的安全保供价值。

加速形成清晰、引导性的电价机制将有助于煤电进行定位转换，保证电力系统的安全保供和平稳转型。煤电机组的角色从提供电量转变为提供电力，原有盈利空间缩小，尤其是在可再生能源发电量超过用电负荷需求时，市场处于供大于求的状态，从而出现负电价，此时火电机组为避免承担启停机的更大经济损失，不得不按照负电价竞价来维持低出力的运行状态（例如2023年“五一”假期期间山东现货市场出现连续长时间负电价）。结合中国实际，现阶段中国需要对电价水平设置一定的上下限约束（之后视情况再逐步放宽市场限价），辅以辅助服务机制和容量机制来稳定市场电价体系、降低市场运行风险，在淘汰部分高成本低效率煤电机组的同时，激励高性能煤电机组提供高比例可再生能源并网发电所需的容量备用和灵活调节服务，并从中获得维持企业健康运营的收益。山西“中长期+现货+辅助服务”的市场架构以分时价格信号充分发挥了市场优化配置资源的作用，有效提升了电力供应保障能力并促进了新能源消纳。

此外，电力主管部门应通过多机制协同做好市场化交易与调度运行的高效衔接，在挖掘存量煤电灵活调节和电力可靠性价值的基础上，在高比例可再生区域探索新型辅助服务产品和有效电力供应的容量补偿机制，从技术和市场层面给出更多的灵活性竞争策略选项，激励煤电转变运营销售模式，挖掘电源平衡潜力和保供价值；同时，发挥用户电价信号的保供功能，积极推进现货市场分时电价结合需求响应激励性电价（未来可纳入容量电价体系），以提高需求侧资源参与“削峰填谷”服务的度电回报，激励其积极参与短时电力供需缺口的平衡工作，并在市场合理范围内允许用户通过支付高额电费来维持自身的生产生活计划，降低电源侧的运行压力和成本压力。

#### 4.2.5 容量市场机制

容量市场机制旨在对提供可靠安全供电容量的机组给予合理的价值回报以弥补其固定成本，并吸引充足的投资来建设可靠发电容量和灵活性资源。新型电力系统要为可靠性容量付费，而容量机制是保障电力资源充裕度的重要方式。在电力供应紧张时，为避免更为高昂的电力失负荷价值（VoLL，即因供电不足而导致的社会经济损失期望值），出台临时保供电价补偿或有效容量补偿，可以有效激励发电商（尤其是对于应急备用机组）的发电热情，兑现当前转型过渡期火电、储能等资源的保供价值，保障电力系统的安全运行。

值得注意的是，容量机制不是对低效煤电机组的“亏损补偿”机制，而是对提供有效容量的资源的经济激励机制，即不能简单地将容量补偿按照市场发电量和度电补贴的形式发放给机组，而是要根据电力系统供需平衡的状况、电力资源（可调度的煤电机组、储能、需求响应等）的实际贡献程度和发用电技术成本等因素，根据供需紧张状况进行浮动性定价，给予参与电力保供的资源以合理的价值回报。过度的容量补偿会为本该退役的经济性较差的机组创造生存机会，反而降低了市场的整体效率。

对于中国电力市场而言，在经历2021年大范围有效电力短时缺口的冲击后，需要加快容量机制的探索，用于支撑煤电、储能等资源在电力市场化改革的过程中获得有效电力容量的价值回报，以及激励用户积极加入常备型需求响应资源库。进入2024年，煤电容量电价机制在全国范围内稳步推开。各地根据自身电力系统特性、新能源发展规模以及煤电功能转型进度，对容量电价回收固定成本的比例进行优化调整，部分地区将这一比例提升至40%-50%。展望2025-2026年，基于国家对构建新型电力系统的战略规划以及进一步稳定发电企业经营预期的考量，预计多数地区通过容量电价回收固定成本的比例需不低于50%。这一趋势将进一步强化煤电在新型电力系统中的兜底保障与灵活调节作用，推动煤电企业加速技术革新与管理升级，以契合电力市场深度变革的需求。

这一探索过程应充分参考以下要点：

首先，容量机制的建设需循序渐进，可以根据各地电力市场建设状况和非化石能源发电占比水平，逐步实施保供电价补偿（电力市场尚未开始的地区）、有效容量补偿（电力市场已试行的地区）和容量市场（远期电力市场成熟后），确保短期的保供容量供给和长期的可靠容量投资建设。

其次，容量补偿标准的合理设定，可以根据供需情况对实时有效容量进行浮动性补偿定价，避免在电力供应紧张时出现极高稀缺电价、或者在市场限价下发电成本难以回收，以及过高或过低补偿标准对市场主体的激励扭曲等负面问题，并且将电力安全保障的经济成本由短时极高的电价冲击分散为连续的小额容量费用，从而在社会用能成本承受范围内提升电力系统尖峰负荷保障能力。

最后，合理调整容量补偿的核算机制，不同地区的电力系统结构性差异决定了电力保供平衡压力，应根据机组的基数电量占比、电能量与辅助服务市场收益、对系统容量充裕度的贡献、容量资源类型等因素进行调整。

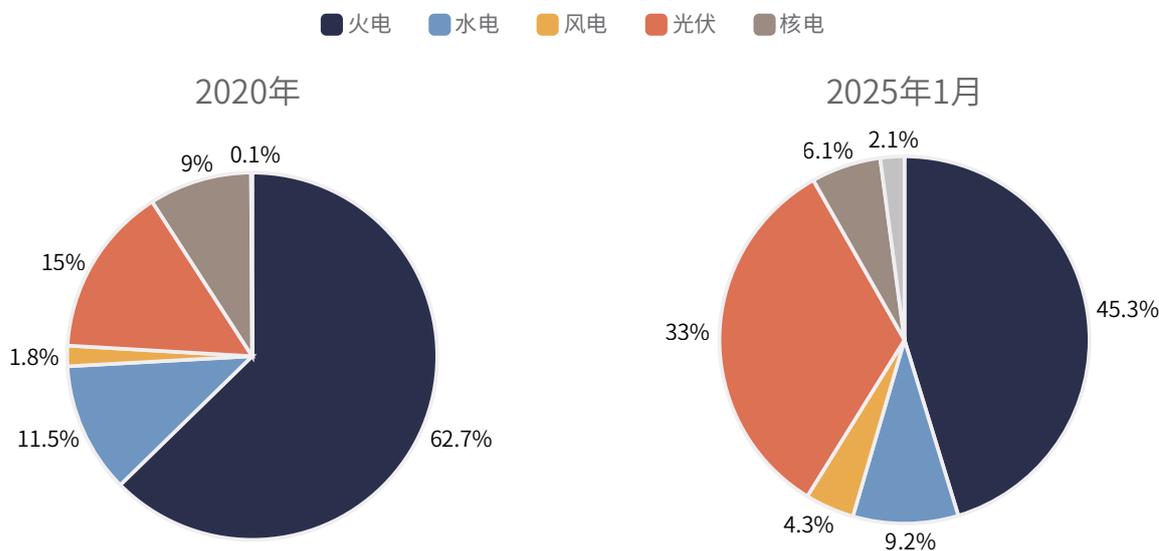
## 4.3 典型省份案例分析——以浙江省为例

选取浙江省为案例省份的原因有三点：一是浙江省的发用电结构与全国总体相近，二产用电量占比在65%左右，最大负荷保持快速增长，火电装机比重降至50%以下，新能源装机比重增至40%左右、成为第一大电源。二是浙江省入选国家电网经营区内三个新型电力系统省级示范区之一（其余两个为青海和福建），可以为其他省市提供电力转型范本。三是浙江有高比例外来电、高比例新能源、高比例峰谷差的“三高”特点，坚持“电从远方来，也从身边来”的思路，探索解决安全、经济和低碳“不可能三角”难题的转型之路。经过多年的实践，浙江拿出了适应受端大电网多元融合发展的新型电力系统建设的“浙江方案”，因此，本报告选取浙江省为案例，分析其电力转型的特色举措和成功经验。

### 4.3.1 浙江省电力结构转型情况

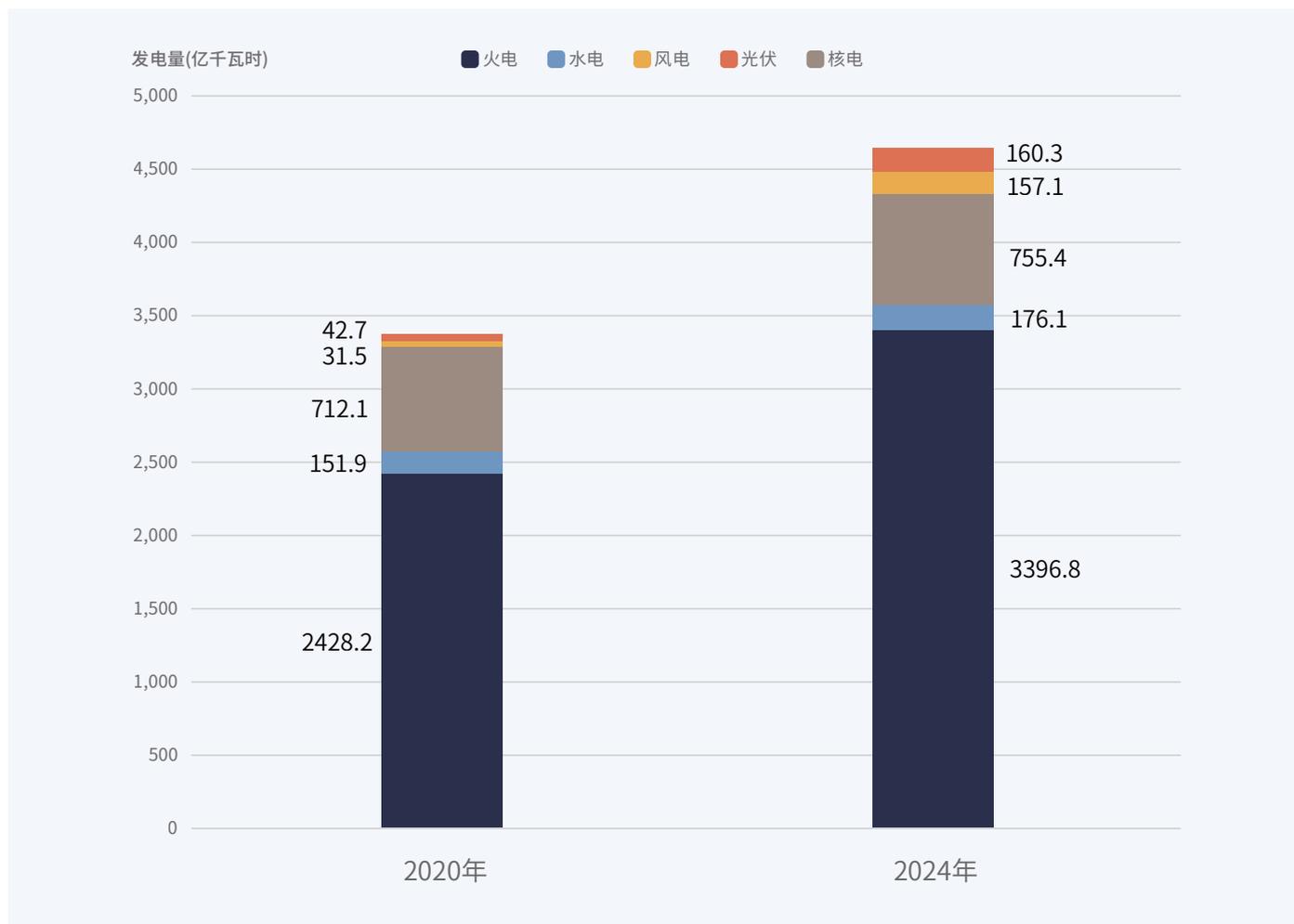
浙江调控煤电发展规模，加速发展风电和光伏，实现非化石能源发电装机占比超过50%。截至2025年初，浙江省内电源总装机达1.52亿千瓦，其中，风电和光伏装机达到5596万千瓦，超过煤电的5380万千瓦，新能源成为浙江第一大电源，其中光伏装机达到4947万千瓦、占浙江省全社会装机总量的33%<sup>39</sup>。得益于浙江省在项目审批、资金补贴、产业链完善、并网保障等方面的持续努力，浙江已提前两年实现了“十四五”风光倍增计划目标（原计划风光新能源总量从2020年的1700万千瓦增加至2025年3400万千瓦），完成“翻三倍”的壮举。在电力供应方面，浙江省的对外依存度高，2024年全省最大负荷达1.23亿千瓦，外来电贡献超1/3、最高达41%<sup>40</sup>，因此浙江形成了外来电、本地火电、本地非化石能源三足鼎立的局面。相关研究显示，预计到2027年，浙江基本建成国家电网新型电力系统省级示范区，电力领域可实现碳达峰，清洁能源装机将超过1亿千瓦，终端电气化率39%，非化石能源消费占比30%，碳排放强度将降至0.6吨/万元<sup>41</sup>。

图4-1 浙江省电源结构变化（2020-2025.01）



在电量方面<sup>42</sup>，2024年浙江省全社会用电量6780亿千瓦时、同比增长9.49%，其中，外来电量2297亿千瓦时、非化石电量占比约50%；本地电源发电量约4646亿千瓦时，其中，风光发电量占比达到11.2%，火电发电量比重约72%、依然是电量主体。照此估算，浙江省电量结构中非化石电量占比约为36%，略低于全国平均水平。从各类型电源的利用小时数情况推断，煤电（利用小时数常年在5000小时以上）和核电主要作为兜底保障型电源，气电和水电（半数左右为抽蓄）为调节型电源，风电和光伏则是电量型电源。

图4-2 浙江省本地电源发电情况



### 4.3.2浙江省电力低碳转型策略

浙江省的化石能源资源匮乏、用能需求高，立足“山海多能互补电源集群”特征，利用“区域电网互济枢纽”和“能源智慧调节枢纽”的基础优势，发挥煤电的压舱石作用，合理把控新能源发展节奏，扩大外来电规模，借助市场机制实现新能源高水平消纳。

#### (1) 合理调控煤电发展规模

浙江将煤电定位为基荷电源，以四成的装机提供了七成的电量，煤电利用小时数保持在5000小时的高位，充分发挥了电力系统压舱石的作用。针对中长期煤电、气电、核电、抽蓄、新能源等全要素电源发展，以大电网安全稳定为重点，浙江推动规划思路从“网随源动”向“网源协同”加速转变，实现风光煤气核蓄等全要素电源输电方案一体谋划，协同推进“风光倍增计划”，2020-2024年间，浙江省火电装机仅增长442万千瓦，约占同期新能源装机增量的11%，既保障了电力安全和新能源消纳，也有效控制了煤电装机规模。

提出明确的低碳转型目标，协同煤电灵活性改造和新能源发展。根据2025年印发的《浙江省推动碳排放双控工作若干举措》，浙江将扎实推进控煤减煤工作，持续推进煤电“三改联动”，到2025年底存量煤电机组完成节能降碳改造1500万千瓦以上。同时，大力发展“光伏+”、海上风电、生物质能、地热能、海洋能等新能源，到2030年底，全省风电光伏装机达到8000万千瓦，抽水蓄能累计装机不少于2400万千瓦。

## （2）因地制宜加速布局新能源发电

“十四五”期间浙江省的火电、水电、核电和生物质发电的发展趋缓，借助全国新能源发电快速发展的契机，浙江将新能源发电作为电源发展的新增长极。“十四五”期间，浙江省重点发展海上风电、光伏及抽水蓄能，近三年的新能源发电装机增速保持在30%以上，以发展分布式光伏和海上风电为主，可为电力系统提供清洁电量和时段性电力支撑。数据显示，2025年2月8日，浙江风光最大出力3215万千瓦，首次超过3000万千瓦，其中光伏最大出力2864万千瓦，实现了“电从身边来”<sup>43</sup>。

与西北地区大规模集中式光伏电站不同，浙江因“七山一水二分田”的地貌特征适宜发展分布式光伏，对此浙江打破传统光伏发展的路径依赖，积极探索多元应用场景，大规模发展渔光互补、农光互补、滩涂光伏，例如，亨泰55万千瓦渔光互补发电项目年平均发电量达到3.2亿千瓦时，在建的金华市源东农光互补项目60万千瓦预计年发电量7.8亿千瓦时<sup>44</sup>。

浙江省拥有辽阔的海域面积和多风少灾的气候优势，具备建设大型海上风电场的条件，近海风电技术可开发量约为4300万千瓦，年利用小时数可达2900-3300小时<sup>45</sup>。浙江致力于实现海上风电全产业链协同发展，重点在宁波、温州、舟山等开发规模相对集中的区域，打造3个以上百万千瓦级海上风电基地，开展海上风电+海洋能+储能+制氢+海洋牧场+陆上产业基地的示范项目，并探索远海风电制氢、深远海碳封存、海上能源岛等新技术新模式。

## （3）加强外来电规模，推动省间互济

浙江省的一次能源资源有限，化石能源自给率不足5%，外来电量常年占全省用电需求的三分之一，对浙江省电力保供形成了强有力的支撑作用，至2024年10月底，宾金、灵绍、白浙等三大“西电东送”特高压直流工程已累计向浙江输电超7000亿千瓦时<sup>46</sup>，服务于浙江保供、稳价、低碳需求的同时，也促进了西部富余新能源的消纳，并且随着外来电中绿电的比例越来越高，浙江省的电力清洁化水平会进一步提升。

浙江、安徽根据两地用电高峰时段的差异，签订迎峰度夏电力置换互济协议，约定在迎峰度夏期间，傍晚浙江光伏发电减弱供电形势相对紧张时，安徽将向浙江送电；晚间安徽用电高峰期间，浙江向安徽送电。2022年夏，在用电负荷高峰时段，两省首次开展省间电力置换互济，安徽在6时30分至7时45分、15时30分至17时两个时段向浙江输送50万千瓦电力，19时至22时15分则接收来自浙江的50万千瓦电力，两省累计置换电量2.9亿千瓦时，有力保障了电力供应安全<sup>47</sup>。

此外，2024年7月，国家电网宣布甘肃至浙江±800千伏特高压直流输电工程开工建设，工程配套接入电源1520万千瓦，其中新能源1120万千瓦，占比73.7%，是首条入浙的以新能源为主体的特高压直流，投运后预计每年可向浙江输送电量超360亿千瓦时，并能实现电流反向传输和毫秒级控制，支持送受两端能源互济。

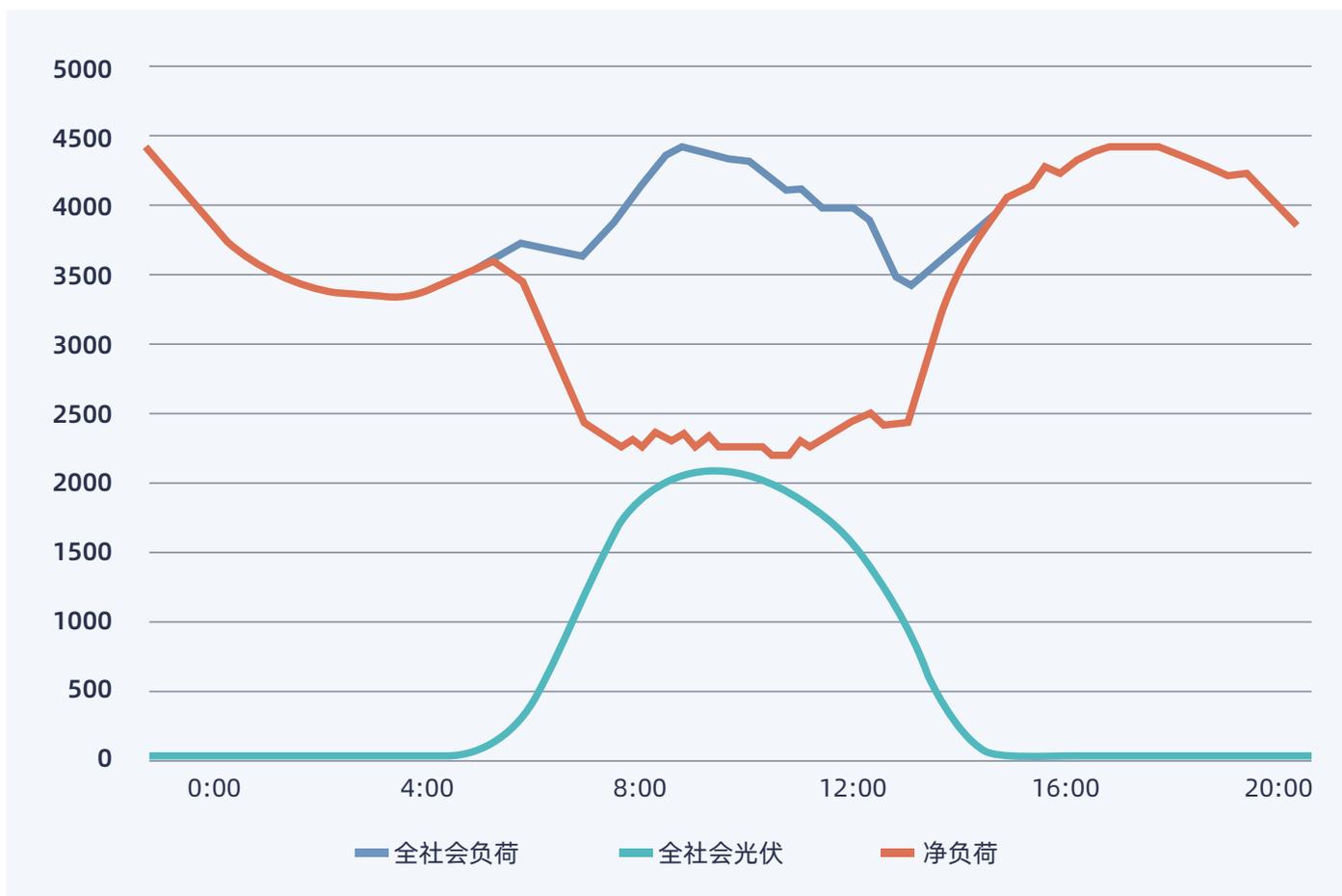
## （4）发挥市场的资源配置作用，高质量消纳分布式光伏

浙江分布式光伏装机容量约占本地全部装机的27%左右，最大出力可超过2000万千瓦，在提供本地绿色电量的同时，其日间高出力、夜间零出力的特性为电网平衡带来了很大的挑战，尤其是在用电需求偏低的节假日期间，容易导致电网负荷出现午谷晚峰的“鸭子曲线”。为解决分布式光伏的消纳难题，浙江省充分利用市场机制和电价策略引导资源的高效配置，实现了本地新能源的100%消纳。

浙江电力市场已构建了“中长期+现货+辅助服务”的多元交易体系，在全国范围内首个实现电能量市场与调频市场联合出清，其中，辅助服务市场为调频等灵活性资源买单，同时也为发电企业的启停和空载成本提供核定的补偿，充分调动本地气电、抽蓄和灵活火电的调节积极性，在新能源大发时段压减机组出力；在用电侧，根据新能源发电的时段性特征调整峰谷时段划分，扩大峰谷电价差，激励储能设施保持“两充两放”的运行状态，鼓励工商业企业利用深谷时段加大生产，在消纳新能源电量的同时可以享受深谷电价（0.13元/千瓦时）的优惠。

此外，利用信息技术提升分布式光伏的等效可靠供应能力。开展光伏发电高精度气象联合预测研究与实践，创新“微气象和网格化”的分区功率预测方法，将光伏、风电预测率提升至97%、92%左右<sup>48</sup>；建设分布式光伏群控群调系统，实现对分布式光伏无功（即电压）的自动优化调节，减少对电网的冲击，提升区域电力“平衡自治”的能力。

图4-3 2025年春节浙江电网典型负荷曲线（图片来源：浙江电力）



### (5) 探索省级碳排放“双控”制度

浙江省要求将碳排放强度降低指标纳入全省和各设区市国民经济和社会发展规划以及相关专项规划，完善重点领域和行业碳达峰实施方案。“十五五”时期，综合考虑经济社会发展水平、区域和功能定位、产业和能源结构等因素，合理分解碳排放双控指标，压实地方及重点企业控排减排责任，支持有条件的地区探索重点行业碳排放总量控制。

对此，浙江省明确了三个阶段主要目标：“十四五”期间，碳排放双控先行先试取得积极成效，深入推进能源、工业等重点领域绿色低碳发展；“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度，确保如期实现碳达峰目标；碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度，推动碳排放总量稳中有降。并且在碳排放统计核算方法、碳排放预算管理、地方碳排放目标评价制度、行业和企业碳排放管理、产品碳足迹管理体系等方面提出了指导意见。

“十五五”期间，浙江省将单位地区生产总值碳排放作为约束性指标纳入发展规划，取代原有的能耗强度考核，除了会倒逼传统高碳产业（如水泥、造纸、化纤）通过设备更新、绿色技术改造实现低碳化，更重要的是通过转型金融实践、绿色技术交易等机制提供资金与技术支撑，为新能源与战略性新兴产业（如核电、海上风电、氢能、新能源汽车、集成电路等）创造发展机遇。

# 五、研究结论与政策建议

## 5.1 研究结论

电力安全是中国经济社会发展的重要命题，也是构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统必然面临的挑战。近中期内（2025-2035年），电力系统的安全保供需研判中国电力供需形势，坚持先立后破，一方面加强新能源“立”的速度，推动可再生能源新增发电量满足社会全部新增用电量，加快煤电功能转换以服务于电力系统的灵活性需求，逐渐减少煤电的发电量，实现电力行业2025年碳达峰；另一方面，练好新型电力系统“内功”，积极稳步发展前瞻性的多元保障机制，以适应政策和市场双重驱动下新能源规模化发展、社会用电负荷特性变化，以及极端天气、能源价格波动等新形势。

基于电力需求增速和非化石能源电力资源部署速度，报告设定了四种电力发展情景。**综合安全保供、减排成效和经济可行性三重考量，报告认为采用高效电气化下高速部署非化石能源的发展路径（情景3）电力部门低碳转型效率最高。**非化石能源基准情景下（情景1和情景2），煤电发电量峰值预计控制在5.6-5.9万亿千瓦时，“十五五”期间非化石能源发电量能满足全社会用电量增量并有富裕。从优化结果看，高效电气化（情景1）较加速电气化（情景2）提前2年在2025年达到煤电发电量峰值5.6万亿千瓦时，同时电力部门碳排放迎来52亿吨峰值，较情景2碳排放峰值低2.6亿吨。

非化石能源高速部署情景下（情景3和情景4），煤电发电量峰值有望控制在5.5-5.7万亿千瓦时，非化石能源发电量在2025年实现煤电电量的绝对增量替代。**其中，推荐的情景3通过深化高效策略、提升电能的经济产出效率来满足全社会用电需求，煤电发电量将在“十四五”期间达到峰值5.5万亿千瓦时，在2025年实现电力部门碳排放峰值52亿吨，较情景4碳排放峰值低1.6亿吨，并凭借非化石能源高速部署的优势实现电力部门碳排放更快速的下降。**

此外，从经济效益来看，情景3具备明显的低成本优势。与非化石能源基准情景相比，通过减少对煤电的需求，在相同电力需求下，不仅能够抵消建设新能源装机和灵活性资源的投入，还能为电力部门在2025-2035年间节省1100~4000亿元的电力总成本。与加速电气化策略相比，高效策略避免了过度资源开发建设和系统运行投入，同期可节省电力成本约6700-9700亿元。

“十四五”期间煤电作为电量主体角色有所弱化，基础保供、灵活调节和应急备用等支撑性电力服务功能得到更大程度的发挥。“十四五”末及“十五五”期间，在调控煤电项目的同时，应强化煤电灵活性改造能力，经济地压低整体最小出力水平、提升安全运行性能，以便在储能资源尚未实现大规模部署的情况下高水平消纳新能源，并保留较大规模的应急备用机组，更好地应对区域性、季节性、时段性的尖峰用电需求。

“十五五”是探索建设适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统的“窗口期”，需要在顶层机制设计、市场化工具、电力互联互通等方面不断完善，实施多元复合的长效协同转型机制来提升电力系统的安全低碳属性，强化煤电与新能源投资建设过剩/短缺双向预警的总量协同滚动管理机制，以电力行业为试点探索碳排放“双控”机制，依托规模庞大的跨省跨区输电线路协同推进省间电力互济，合理疏导电力安全保供成本压力，分步稳妥推进容量市场建设。

## 5.2 政策建议

中国积极平稳推进电力系统低碳转型，即将进入“十五五”这一决胜碳达峰目标的关键期，需要做好顶层设计、理顺体制机制，统筹电力低碳发展和安全保供需求。本文在前文研究发现的基础上，面向国家发改委、能源局等主管部门提出如下建议：

### 1. 尽快出台关于控制煤电发电量的顶层设计，做好电力部门在“十四五”末实现碳达峰后“十五五”期间清洁电力加速替代煤电的前瞻性部署工作。

“十五五”期间，中国需要在电力系统安全调节裕度内，通过供给侧实施清洁电力加速替代策略、需求侧提高用能效率的双侧发力，进一步深化高效率的清洁电气化策略，避免盲目、无节制地扩大电能替代规模，缓解短期内电力需求过快增长所带来的保供压力，为实现安全、高效、可靠的清洁电能替代创造良好条件；杜绝以电量需求作为扩大煤电规模的契机，推动煤电电量的逐渐下降，统筹安全保供与低碳减排，为实现阶段性减排目标创造可能性。

### 2. 建立发电电源投资建设的有效容量协同滚动优化制度，强化煤电与新能源规划建设风险预警机制（在“十三五”煤电规划建设预警体系的基础上进一步扩展延伸）。

一是从更小时间尺度灵活优化区域内、多区域间的电力资源结构的容量配置方案和综合调度体系，稳步高效推进新能源供应能力的“立”和煤电功能定位的“破”；二是优先补足尖峰电力资源不足、灵活调节能力短缺等结构性短板和降低省间资源互济的地域性限制，加强全局和局部电力供需形势监测、培养大范围电力资源短时间尺度双向调度能力、灵活调整较长建设周期的资源投产节奏，以提升电力系统供电可靠性与气候韧性。

### 3. 电力转型的“先立后破”要在新能源逐步替代传统电源的过程中同步加强新能源对电力系统的支撑能力。

当前新能源发电是被动地“跟随”实现并网运行，波动性对电力系统安全造成负担；面向极高比例新能源的新型电力系统，新能源发电需要具备一定的主动支撑能力和灵活调节能力。短期可通过发展构网型逆变器和运行调控实现新能源发电主动调频，在电压波动时与储能系统协同参与调压，在极端情况下甚至能参与电网的黑启动过程，发挥与传统电源等效的作用；远期攻克高比例可再生能源、高比例电力电子设备接入电力系统的技术难题，实现新能源发电从“可接入”到“可支撑”的根本性转变，作为主要的调节单元参与到电网安全运行体系中。

# 参考文献及注释

1. 朱松丽,惠婧璇,胡珮琪.第一次全球盘点成果中的能源转型[J].中国能源,2024,46(Z1):79-90.
2. 国家能源局.国家能源局2025年第三季度新闻发布会文字实录[EB/OL].2025.07.31.  
<https://www.nea.gov.cn/20250731/83ffa46373ec42dd99e0e3271028c151/c.html>
3. 本报告对2025年中国全社会用电量的预测结果比中电联等机构的最新成果较为保守,是因为考虑到国内外能源经济复杂形势下,电力转型需要从供、需双侧着手,强化需求侧节能提效、稳步供给侧结构调整,在尽可能提升清洁电能供应能力的同时,确保高比例可再生能源并网的安全性和经济性。
4. 综合考虑电力系统的消纳能力和电力市场建设速度,以电力灵活性资源部署节奏为依据,制定了风电、光伏、储能等非煤电源发展规模情景。
5. 本报告中的单位GDP能源消耗量课题组根据国家统计局公布的不变价GDP和能源消费总量数据计算得出,与国家规划考核中的能源强度指标(扣除原料用能和非化石能源消费)在计算方法上存在差异。
6. 人民日报海外版.电力系统调节能力将进一步提升[EB/OL].2025.01.17.  
<https://www.nea.gov.cn/20250117/fad2008ed4c44471baca4b3488f046e7/c.html>
7. 中电联.中国电力行业年度发展报告2025[R].北京,2025
8. 国家能源局.国家能源局2025年第一季度新闻发布会文字实录[EB/OL].2025.01.23.  
<https://www.nea.gov.cn/20250123/544b9af2b6aa4590a60945e81e0d8ee1/c.html>
9. 国家能源局.2024年度中国电力市场发展报告[R].北京,2025
10. 绿色和平.当“风光狂奔”遇上“煤电惯性”:电力部门碳达峰倒计时[EB/OL].2025.06.05.  
<https://www.greenpeace.org.cn/2025/06/05/carbon-brief-2025-q1/>
11. 中电联.2024-2025年度全国电力供需形势分析预测报告[R].北京,2025
12. 中电联.中国电力行业年度发展报告2025[R].北京,2025
13. 课题组根据国家能源局和中电联历年公开数据收集整理
14. 中电联.中国电力行业年度发展报告2025[R].北京,2025
15. 本报告中的单位GDP能源消耗量课题组根据国家统计局公布的不变价GDP和能源消费总量数据计算得出,与国家规划考核中的能源强度指标(扣除原料用能和非化石能源消费)在计算方法上存在差异。
16. 课题组根据中电联历年公开数据收集整理
17. 课题组根据中电联和国家能源局等机构的公开数据推算
18. 朱格拉周期是指在遭遇事件性冲击后,以设备投资和资本更替为主要驱动因素,开始时用电量增速会快速增加且超过GDP增速,并维持一段时间用电量增速会下降,而GDP增速维持稳定直至下一个朱格拉周期开始。
19. 情景分析法假定某种现象或某种趋势将持续到未来的前提下,对预测对象可能出现的情况或引起的后果作出预测。
20. 中国水力发电工程学会.中国水电发展的现状与展望[R].2018
21. 绿色和平.当“风光狂奔”遇上“煤电惯性”:电力部门碳达峰倒计时[EB/OL].2025.06.05.  
<https://www.greenpeace.org.cn/2025/06/05/carbon-brief-2025-q1/>
22. 国家发展改革委,国家能源局.“十四五”现代能源体系规划[EB/OL].2022-01-29.  
[https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/content\\_5680755.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/content_5680755.htm)
23. 人民日报海外版.电力系统调节能力将进一步提升[EB/OL].2025.01.17.  
<https://www.nea.gov.cn/20250117/fad2008ed4c44471baca4b3488f046e7/c.html>
24. 江丽丽,李艳平等.“双碳”目标下电力行业低碳转型模式研究综述[EB/OL].高科技与产业化,2025.07.25.  
<https://mp.weixin.qq.com/s/FeQ-7foVUyN5s-fyZBgeoA>
25. 环球零碳研究中心.“十四五”碳强度目标不能完成,“十五五”怎么办[EB/OL].环球零碳,2025.02.17.  
<https://mp.weixin.qq.com/s/XGGNKidtanu7K1rVDnJcQ>
26. 本文根据公开资料核算的2020年万元GDP二氧化碳排放量为1.09吨,2024年为0.91吨
27. 陈宗法.煤电之忧[EB/OL].能源杂志,2022.03.03  
[https://view.inews.qq.com/k/20220303A05XDV00?web\\_channel=wap&openApp=false](https://view.inews.qq.com/k/20220303A05XDV00?web_channel=wap&openApp=false)
28. 中电联.2021-2022年度全国电力供需形势分析预测报告[R].北京,2021
29. 国资小新.国资委举行新闻发布会介绍2022年一季度中央企业经济运行情况[EB/OL].2022.04.19  
<https://mp.weixin.qq.com/s/HqGDyJfxdGWDKFouYhS3TW>
30. 中电联.煤电机组灵活性调节运行对系统可靠性影响研究[EB/OL].2023.11.13.  
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-341663>

31. 吴梓凤,马睿智,江艺康,等.煤电容量电价机制下分省煤电经济性分析[J].煤炭经济研究,2024,44(09):27-36.  
全国新能源消纳监测预警中心.2024年全国各省区新能源并网消纳情况[EB/OL].2025.02.06.  
<https://mp.weixin.qq.com/s/2SJA4s8afIDoe0g3AW5uNw>
32. 华北电力大学.电力系统灵活性提升:技术路径、经济性与政策建议[R].北京,2022
33. 国家电网有限公司国家电力调度控制中心.省间电力现货交易助力电力保供与低碳转型[EB/OL].中国电力企业管理,2022.01.12  
<https://mp.weixin.qq.com/s/X5nCBcXq5rXvJYzYrZoiqw>
34. 孙大雁,关立,黄国栋,罗治强,胡晨旭,常江.跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的实践和思考[J].电力系统自动化,2022,46(05):1-11.
35. 孙大雁,关立,黄国栋,罗治强,胡晨旭,常江.跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的实践和思考[J].电力系统自动化,2022,46(05):1-11.
36. 四川省人民政府.四川能源保供通气会:感谢近期全社会为节电所做的努力[EB/OL].2022.08.20.  
<https://www.sc.gov.cn/10462/10464/13722/2022/8/20/938673d74d724f308214b4c36e6f79f9.shtml>
37. 中国新闻网.闽粤电力联网工程:台风期间充分发挥重要应急互备通道作用[EB/OL].2023.07.28.  
<https://www.fj.chinanews.com.cn/news/2023/2023-07-28/529406.html>
38. 浙江日报.浙江电源总装机突破1.5亿千瓦 风光成浙江第一大电源[N].2025.02.18
39. 浙电e家.加量!降价!增绿!浙江外来电基本盘稳了[EB/OL].2025.04.08.  
[https://mp.weixin.qq.com/s/vbByOao9vhGw4VakU\\_X2Zw](https://mp.weixin.qq.com/s/vbByOao9vhGw4VakU_X2Zw)
40. 浙电e家.省域示范,何以是浙江?[EB/OL].2024.09.26.  
[https://mp.weixin.qq.com/s/\\_lAtdZH4GMzF8BtbZ0tlEw](https://mp.weixin.qq.com/s/_lAtdZH4GMzF8BtbZ0tlEw)
41. 搜狐网.新能源全面入市,浙江光伏的钱还好赚吗?[EB/OL].2025.03.22.[https://news.sohu.com/a/874554231\\_257552](https://news.sohu.com/a/874554231_257552)
42. 中国电力报.突破1.5亿千瓦!风光装机成第一大电源[EB/OL].2025.02.12.  
[https://mp.weixin.qq.com/s/TahZthX8WV6t\\_DmPnfsdjw](https://mp.weixin.qq.com/s/TahZthX8WV6t_DmPnfsdjw)
43. 浙江在线.首超煤电,“风光”如何坐上浙江能源“头把交椅”?[EB/OL].2025.02.21.  
[https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221\\_30840728.shtml](https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221_30840728.shtml)
44. 浙江在线.首超煤电,“风光”如何坐上浙江能源“头把交椅”?[EB/OL].2025.02.21.  
[https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221\\_30840728.shtml](https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221_30840728.shtml)
45. 浙江在线.首超煤电,“风光”如何坐上浙江能源“头把交椅”?[EB/OL].2025.02.21.  
[https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221\\_30840728.shtml](https://zjnews.zjol.com.cn/yc/qmt/202502/t20250221_30840728.shtml)
46. 国网浙江经研院.构建受端电网大消纳场景,走好绿色低碳转型之路[EB/OL].2024.12.31.  
<https://mp.weixin.qq.com/s/2JgRHWbPjsjcp-d6Guul2w>
47. 浙电e家.牵手!长三角共同应对夏季用电高峰[EB/OL].2024.06.07.  
[https://mp.weixin.qq.com/s/t11i6zykBhoD4kZHyvpS\\_g](https://mp.weixin.qq.com/s/t11i6zykBhoD4kZHyvpS_g)
48. 国网浙江经研院.构建受端电网大消纳场景,走好绿色低碳转型之路[EB/OL].2024.12.31.  
<https://mp.weixin.qq.com/s/2JgRHWbPjsjcp-d6Guul2w>

**GREENPEACE**  
绿色和平



华北电力大学  
NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY



上海国际问题研究院  
SHANGHAI INSTITUTES FOR INTERNATIONAL STUDIES

绿色和平是一个全球性环保机构，致力于以实际行动推动积极的改变，保护地球环境。

地址：北京东城区东四十条94号亮点文创园A座201室

邮编：100007

电话：86 (10) 65546931

传真：86 (10) 64087851

[www.greenpeace.org.cn](http://www.greenpeace.org.cn)