



CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

中国能源转型展望

2022

中国宏观经济研究院能源研究所



执行单位



资金支持单位



技术支持单位



本报告反映了 CETO 项目组的研究观点，不代表各个合作机构的观点或立场。除特别说明外，数据来自 CETO 模型数据库及相关分析。

"中国将力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，这需要付出艰苦努力，但我们会全力以赴。"

习近平主席

第 76 届联合国大会一般性辩论上的讲话

2021 年 9 月

前言

气候变化和能源问题是当前突出的全球性挑战，事关国际社会共同利益，也关系地球未来。习近平主席在 2020 年 9 月的联合国大会一般性辩论上的讲话中宣布，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。碳达峰碳中和的承诺为中国的绿色低碳发展提出了新目标。能源系统向净零排放转型的路径是应对气候变化、实现经济社会系统绿色转型的关键。

实现碳达峰碳中和目标是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，需要付出艰苦卓绝的努力。中国是最大的发展中国家，能源转型需要实现包括气候目标在内的多元化目标，应保障支持经济增长，同时考虑清洁能源转型过程中对就业、地方经济等社会经济因素的负面影响，确保平稳过渡。中国的能源转型要处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，以深度节能和终端高比例电气化为引领，以低碳清洁能源技术创新为支柱，以能源市场化改革为抓手，推动高比例可再生能源、新型电力系统、灵活与智慧能源、绿色氢能等领域实现突破，构建清洁低碳安全高效的能源体系。

中国宏观经济研究院能源研究所发布的《中国能源转型展望 2022》（CETO 2022），与之前发布的各年度《中国可再生能源展望》（CREO）相比，对中国能源系统进行了更全面的分析。CETO 2022 侧重于分析两种情景下中国能源系统的转型情况。一是基准情景，即中国致力于与全球同步实现“2 度”目标，在 2070 年左右实现碳中和。二是碳中和情景，展示了 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的实现路径。

在此，感谢能源研究所（ERI）团队的巨大努力，感谢丹麦能源署（DEA）、哥伦比亚大学全球能源政策中心（CGEP）和挪威开发合作署（NORAD）对研究工作提供的大力支持和投入，更要感谢我们的长期合作伙伴——英国儿童投资基金会（CIFF）对能源研究所顺利编写展望报告提供的支持。

王仲颖

中国宏观经济研究院能源研究所 所长

目录

| | |
|---|----|
| 前言..... | 1 |
| 主要结论..... | 5 |
| 中国能源转型的基础..... | 5 |
| 中国能源系统实现碳中和的路径..... | 6 |
| 两种情景下的主要结果..... | 7 |
| 政策建议..... | 8 |
| 展望研究的其他主要结论..... | 11 |
| 第一部分：能源转型现状..... | 14 |
| 1 全球碳中和趋势..... | 15 |
| 1.1 关键信息..... | 15 |
| 1.2 全球正处于气候危机中，需立即行动，刻不容缓..... | 15 |
| 1.3 国际能源署和国际可再生能源署关于能源部门净零排放途径的报告..... | 17 |
| 1.4 国家和地区碳中和任务..... | 20 |
| 1.5 中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言..... | 27 |
| 2 中国能源系统发展现状..... | 28 |
| 2.1 关键信息..... | 28 |
| 2.2 能源消费回顾..... | 28 |
| 2.3 一次能源生产回顾..... | 33 |
| 2.4 能源供需平衡..... | 35 |
| 2.5 能源转型回顾..... | 37 |
| 第二部分：中国碳中和路径..... | 41 |
| 3 2060 年中国能源转型路径..... | 42 |
| 3.1 中国能源转型的情景设计..... | 42 |
| 3.2 主要情景假设..... | 43 |
| 3.3 部门转型的政策工具..... | 48 |
| 3.4 情景集 1..... | 49 |
| 3.5 情景集 2..... | 56 |
| 3.6 情景研究的基本结论..... | 69 |
| 4 终端部门的能源转型..... | 71 |



| | | |
|-----------------|----------------------------------|-----|
| 4.1 | 关键信息 | 71 |
| 4.2 | 总体趋势 | 72 |
| 4.3 | 工业部门 | 78 |
| 4.4 | 交通运输部门 | 86 |
| 4.5 | 建筑部门 | 96 |
| 5 | 电力部门转型 | 101 |
| 5.1 | 关键信息 | 101 |
| 5.2 | 电力供需的结构转型 | 103 |
| 5.3 | 灵活性和系统整合 | 117 |
| 5.4 | 电力市场改革 | 126 |
| 5.5 | 电力转型和电力基础设施规划 | 138 |
| 第三部分：专题研究 | | 146 |
| 6 | 中国能源系统中的电制“X” | 147 |
| 6.1 | 关键信息 | 147 |
| 6.2 | 中国 PtX 发展 | 148 |
| 6.3 | 中国两个省的案例比较研究 | 151 |
| 6.4 | PtX 的比较研究--中国两个省份的案例 | 161 |
| 7 | 碳定价 | 177 |
| 7.1 | 关键信息 | 177 |
| 7.1 | 碳定价使碳排放成本内部化 | 178 |
| 7.2 | 2021 年中国启动了全国碳市场 | 178 |
| 7.3 | 国家碳排放交易系统应从基于强度的目标转为绝对减排目标 | 179 |
| 7.4 | 碳定价展望 | 180 |
| 7.5 | 行业碳税 | 181 |
| 7.6 | 碳定价与其他可再生能源支持政策 | 182 |
| 8 | 中国 CCUS 发展的现状和前景 | 184 |
| 8.1 | 关键信息 | 184 |
| 8.2 | 中国 CCUS 发展概况 | 185 |
| 8.3 | 对中国 CCUS 发展的简化 SWOT 分析 | 189 |
| 8.4 | 主要结论 | 194 |
| 参考文献 | | 197 |

CETO 2022 课题组

中国宏观经济研究院能源研究所

王仲颖 韩文科 单国瑞 白 泉 赵勇强 杨宏伟 郑雅楠 谷立静
安 琪 陶 冶 刘 坚 何 则 时璟丽 钟财富 胡润青 张建国
符冠云 伊文婧 裴庆冰 田聿申 郭敏晓 苏 铭 樊丽娟 侯文森

丹麦能源署 (DEA)

Anton Beck, Lars Grundahl, Xu Jie, Wang Xinnan, Natasha Amalie Gjerløv Fiig,
Bjarke Nepper-Rasmussen, Gregers N.S. Larsen, Matteo d'Andrea

Ea 能源分析 (Ea)

Lars Bregnbæk, Anant Atul Visaria, Lars Pauli Bornak, Christian Bang, Peter Børre
Eriksen

哥伦比亚大学全球能源政策中心 (CGEP)

David Sandalow, James Glynn, Kevin Tu, Sally Qiu, Yan Sheng

挪威开发合作署 (Norad)

Geir Yngve Hermansen

路孚特 (Refinitiv)

Yan Qin

主要结论

中国能源转型的基础

中国正处在能源发展的十字路口。改革开放以来能源和经济发展的历史表明，中国能源发展的主要矛盾已经发生了变化。很长一段时间内，主要矛盾曾是能源总量供给不足与经济社会发展需求之间的矛盾。今天，主要矛盾转变为高碳能源供应结构与经济社会可持续发展之间的矛盾。矛盾的核心也从过去为满足总供给不足而保证煤炭供应，转变为大力发展风能、太阳能、水能等可再生能源，优化能源结构，推动能源体系向低碳甚至零碳体系转变。

中国的能源发展是选择传统老路，还是新的发展道路？老路是包括部分发达国家在内的其他国家已经走过的所谓成功之路：主导能源从煤炭到石油和天然气，然后从石油和天然气转为可再生能源。这条路存在几个问题：转型过程缓慢，且无法满足《巴黎协定》的要求，甚至危及能源供应安全和环境安全；而且由于国际市场对低碳产品的需求增长，可能导致严重经济风险。此外，选择这条老路，中国可能错过绿色创新发展的众多机遇，导致中长期内能源成本上升、供应短缺。

与老路相比，中国必须遵循十九大提出的新路线：把构建清洁低碳、安全高效的能源体系作为现代能源体系建设的核心，关键在于保证相关要素之间的可持续平衡，最终形成相互促进的生态系统。因此，中国必须坚持习近平总书记在2014年6月提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略。

能源安全新战略以能源消费革命为关键，以能源供给革命为基础。这个“关键”和“基础”的核心为能源生产和能源消费形成有机的无缝对接，即生产出来的绿色能源可随时交付给消费者，消费者更喜欢绿色能源而不是“黑色”能源。生产和消费形成一个完整的市场循环，生产和消费的有效衔接和市场的正常运行，需要能源体制的革命来支撑。无论是能源供给革命、能源消费革命，还是能源体制革命，都离不开能源技术革命的支持，技术革命是上述三个革命的有效保障。此外，在经济全球化的大趋势下，在构建人类命运共同体的目标

下，在全球能源绿色低碳转型不可逆转的趋势下，任何国家甚至企业都不能独善其身，需要广泛开展能源国际合作。



图 1：“四个革命、一个合作”的内部逻辑

现代能源体系的建设与实现碳达峰碳中和目标密切相关，这是一项复杂的系统工程。正如习近平总书记在 2021 年 3 月 15 日中央财经委员会第九次会议上所指出的，“实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革”。¹

因此，建设现代能源体系还需要进行系统的能源转型。只要坚持“四个革命、一个合作”的总方针，就能完成系统的能源转型，建成现代能源体系，最终实现能源供需安全、能源环境安全、能源气候安全，从而保障国家经济安全。

中国能源系统实现碳中和的路径

CETO2022 包含了中国能源系统的两条发展路径情景。基准情景（BLS）为参考情景，即中国推动实现全球“2度”情景目标，在 2070 年左右实现碳中和。碳中和情景（CNS）提出了中国实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和目标的路径。

¹ “习近平主持召开中央财经委员会第九次会议，”中国新闻网，2021 年 3 月 15 日，访问地址 <https://www.chinanews.com/gn/2021/03-15/9432980.shtml>。

CETO 通过情景分析提出了中国能源转型的战略和实现碳中和的路径。主要包括四个关键支柱和途径：

- 提高需求侧**能效**，确保满足供应需求，并保证经济持续增长。
- **绿色能源供应**——技术进步和成本降低推动可再生能源大规模提供清洁能源，特别是可再生能源电力发展。
- **电气化**推动终端消费中化石能源退出，同时实现电力供应的低碳化。
- **氢能**成为一种重要的能源载体，为低成本的绿色电力供应和最难减碳的需求部门建立起桥梁。绿氢与碳捕集相结合，可以为难以减碳的部门制造燃料，如重型运输、航运和航空部门。
- **二氧化碳封存**创造了负排放和碳汇方面的后备手段，或者说最后的选择。负排放可以补偿 2060 年能源系统中仍然存在的少量排放（例如，通过碳捕集（CCS）对火电厂排放捕获等）。

为在实践中实现碳中和，上述每个支柱都要依靠前一个支柱，环环相扣。如果没有能效的提升，绿色能源供应的大规模发展将需要过多的资本投入，能源服务成本将过高。如果没有绿色电力供应，电气化只能将排放源从终端消费部门转移到以化石能源为燃料的发电端。氢能和电制“X”（PtX）立足于供应侧，将主要服务于更难转型的需求侧。最后，高强度的直接和间接电气化作为大规模的电力消费创造机遇，配合含氢能或消费侧储能电池等方式的新型储能技术，新型电力系统的灵活运行潜力将明显高于传统而昂贵的电力消费方式。这一电气化进程需要绿色电力提供支撑，可再生电力在电力部门的高比例发展需要得到保障。

两种情景下的主要结果

保持经济持续增长和碳中和目标可以同时实现

CETO 情景提出了向清洁低碳、安全高效的能源系统转型的路径。CETO 分析显示，通过提高能效、电气化和大规模开发利用可再生能源，这一路径能够提供保障经济持续增长所需的能源。

持续提高能效是推动能源需求下降的关键

2020–2060 年，中国实际 GDP 增长达 4.2 倍以上，但 2060 年终端用能可以回落至当前水平。在两种情景下，能源强度到 2060 年都下降到 2020 年的 23%。

电气化引领需求侧变革

电气化有利于降低化石能源消耗。工业、交通和建筑部门都需要对化石能源消费进行电能替代。2060 年终端部门总体电气化率从 2020 年的 27% 提高到基准情景下的 54%，碳中和情景下则提高到 74%。

可再生能源将满足大部分能源需求

可再生能源电力成本将不断下降，随着电力市场改革有效推进，风能和太阳能大规模发展，将成为能源供应的主体能源。

实现碳中和，必须发展电制“X”（PtX）、碳封存和碳汇

中国需努力提高能源效率，实现终端消费电气化，并大力开发利用可再生能源，从而构建低碳能源系统。但是，要完全实现碳中和，CETO 分析显示，有必要开发和部署电制“X”技术（Power-to-X, PtX），特别是绿色氢能生产，并通过碳捕集、利用与封存（CCUS）和碳汇消除二氧化碳。这些技术将在 2035 年后的能源系统中发挥越来越重要的作用。

政策建议

面向碳中和目标的实现，中国清洁低碳、安全高效的现代能源体系建设，需要继续大力推进产业电气化，行业“三化”（信息化、数字化和智能化）和电力绿色化。以绿色电力的大规模开发和使用助推能源供给侧结构性改革，从源头上引领、带动和传导整个能源体系，形成构建现代能源体系的新突破；以能源行业信息化、数字化和智能化变革助推能源系统的绿色低碳转型；以终端能源用电需求引导能源生产持续优化，确保碳达峰碳中和目标的实现。

以绿色电力的大规模开发和使用助推能源供给侧结构性改革，形成构建现代能源体系的新突破

加快推动风电、光伏成为主体能源。有序推动陆上风电集中与分散并举开发，以电力送出通道建设和消纳市场为引领，有序推进“三北”、中部等地区的大型风电基地建设；同时随着分散式风电利用成套技术的逐步成熟，逐步实现分散式风电的大规模应用；在满足本地区清洁能源供应的基础上，进一步扩大风电跨区域配置。持续推进集中式光伏发电规模化发展和优化布局，在资源优越地区加大新型外送光伏发电基地建设，大力发展“光伏+”和分布式光伏，提高土地综合利用效率，促进光伏发电开发多样化。

推进可再生电力与煤电、气电等协同转型。统筹考虑绿色低碳发展转型、煤炭消费总量控制、能源领域供给侧改革等各项要求，用好存量煤电资源，加快推进煤电灵活性改造。结合技术创新，鼓励燃煤机组增加高效热储能装置，适应电力系统负荷和可再生能源发电的快速波动，逐步引导煤电由基础负荷的主要承担者向系统灵活能力的主要提供者转变。2025年前，全国存量煤电机组的灵活性改造完成率要达到50%以上，2030年前煤电全部完成灵活性改造。抓住窗口期，发挥好燃气发电的调节作用，支撑西北地区高比例可再生能源发展和华北、华东及南方地区分布式能源发展。

建设统一开放、竞争有序的能源市场体系。搭建煤炭、电力、石油和天然气交易平台，促进供需互动；建设中长期交易、现货交易等电能量交易和辅助服务交易相结合的电力市场体系，积极推进全国统一电力市场和全国碳排放权交易的市场建设。深入研究和持续完善绿色电力证书制度设计，优化绿色电力及电力证书交易机制中涉及的交易方式、交易价格及组织管理机制。推进碳排放交易机制与绿证机制兼容协调。

建立健全以抽水蓄能、电化学储能、电动汽车和绿氢为主的储能体系。充分利用各类储能技术的不同时空特性，实现“可再生能源+储能”协同发展。加强西部风光资源富集地区可再生能源场站并网与储能设施配置；推动储能体

系作为电网主要调节资源参与电力系统的调峰、调频，共同参与电力辅助服务市场。

以能源行业信息化、数字化和智能化为加速器，开拓能源系统现代化转型的新局面

大数据、5G、人工智能、物联网等新技术推动了能源领域的信息化、数字化和智能化。随着技术的不断进步和成本的不断降低，龙头企业及智慧能源技术将在提高海上风电、分布式太阳能发电的竞争力方面发挥关键作用。智能电网、能源互联网、储能等应用的不断扩大，以及更好的分布式市场化电力交易模式，推动整个能源系统更加高效、便捷。新能源汽车、新能源产业等核心前沿技术的发展，将使新能源产业链向上下游扩散，有效促进能源领域的高质量发展。

不断完善绿色智能电网规划布局。电网规划必须与电源建设和负荷发展全面协调，全面适应供需两侧大幅度、高频次波动，实现各类发电资源集中与分散利用并重、就近与跨区消纳并举，推动清洁低碳能源在更大范围内优化配置。电网规划要全国一盘棋，全面建成从省内优先平衡、到区域协调平衡、再到全国集中平衡的逐层全国联网体系。全面提升电网运行与管理智能化水平，提高电网接纳和优化配置多种能源的能力，满足多元互动的用户供需，充分发挥智能化电网在现代能源体系中的作用。

以终端用能用电需求引导能源生产持续优化，确保碳达峰碳中和目标的实现

以终端部门的电气化改善能源效率和降低碳排放。改善终端部门的能源消费结构，以绿色电能替代促进工业、交通、建筑等终端部门的现代化和电气化，降低终端部门的污染物排放量。积极推动可再生能源发电与大规模电动汽车普及的协同，着力推进高污染工业、商业居民建筑的减煤和电气化，持续推动城乡电力、热力基础设施的扩容和与分布式可再生能源的整合，逐步实现人人享有可持续能源。

激发需求侧主动响应。建立健全基于价格激励的负荷侧响应措施，制定反映市场供求关系的价格体系，进一步优化峰谷电价机制，整合系统运行、市场

交易和用户用电数据，提高负荷侧大数据分析能力，增强负荷侧响应能力。加快促进 V2G 规模化应用，推动电动汽车充电基础设施体系加快建设，研究电动汽车充放电与电力系统互动技术与商业模式。加快退役电池储能梯次利用技术研发及示范应用，充分发掘电动汽车动力电池全生命周期与可再生能源发电的协同潜力。

逐步发展电制氢替代。因地制宜布局电氢融合基础设施，力争在绿氢制备、长距离运输和终端应用等前沿技术方面取得突破，关键产业链技术自主可控。逐步推动电解水制氢成为西部地区风电、光伏发电等可再生能源消纳的重要方式。随着绿氢成本的持续下降，推动氢能下游应用市场由交通领域向储能、工业、建筑领域拓展，逐步形成较完备的电氢融合产业体。

展望研究的其他主要结论

碳定价

增加二氧化碳排放成本（碳定价）是整个气候政策框架中一项重要政策工具。经过为期十年的准备，中国国家碳排放交易系统（ETS）自 2021 年 7 月启动，即全国碳排放权交易市场（简称碳市场）。ETS 通过以市场为基础的机制为低碳技术提供激励，推动碳减排，为 2060 年前的中国去碳化道路做出贡献。除了碳市场，其他类型的碳定价工具（如碳税）也可以被引入并在推动能源转型中发挥作用。

目前全国碳市场采用了基于强度的目标，根据火电厂的燃料类型和容量类别，预先确定基准（排放强度，吨二氧化碳/兆瓦时），并授予一定数量的排放配额。因此，老旧和低效的火力发电厂如果排放强度高于基准，将因为需要购买配额而受到惩罚。相反，更高效的火力发电厂将有多余的配额作为补贴，因为他们可以在碳市场上出售并获得收入。

基于排放强度的目标存在一定的局限性。尽管它可以提高火电机组（主要是煤炭）的整体效率，但它为建设新的和更高效的电厂提供了激励，新建电厂的排放强度将低于基准线。此外，只要总产量（火力发电）增加，碳市场的排

放量就会增加。随着中国达到二氧化碳排放的峰值，有必要使碳市场的目标与总体减排目标保持一致。这意味着碳市场应逐渐转向绝对减排目标，以推动碳市场所涵盖的部门减少排放，实现 2030 年的二氧化碳峰值目标。政府可以确定碳市场对整体气候目标的贡献。碳市场也应逐步引入配额拍卖，并减少配额的免费分配。拍卖配额的收入可以作为低碳技术投资和创新的资金。

由于碳价为可再生能源投资提供了激励，确保碳价和可再生能源支持政策之间的一致性和协同作用是非常重要的。

电制“X”

电制“X”（Power-to-X, PtX）包括多种基于电力的燃料、原料转换与生产。CETO 通过整合 OptiFlow 模型与区域电力供热部署优化模型（EDO），以青海省与广东省为案例，分析了 PtX 的发展前景。其中，青海省拥有丰富的可再生能源资源，具有显著的 PtX 成本优势。广东省作为国内重要的工业中心和航运枢纽，已将氢能发展纳入了“十四五”规划，提出重点发展绿氢和化工副产氢。

这些案例研究显示，PtX 涉及多个能源转换环节，存在较高的效率损失问题。因此，只有采用清洁与零碳电力才能有效降低 PtX 碳排放，且生产的燃料应当主要应用于直接电气化存在困难的领域。此外，各地需要因地制宜设计 PtX 解决方案：

- 一个省是否适合开展 PtX，取决于该省电力系统特性、生物碳（Biogenic Carbon）资源、PtX 产品市场需求等多方面因素。
- 为了减少二氧化碳排放，在零碳电力未能得到充分保障之前，不适宜建设大型 PtX 项目。

长期来看，PtX 是能源系统深度脱碳的重要方案。未来 PtX 在能源转型中的角色转变还需要从系统角度出发进行定量研究，以指导 1) 建立大规模 PtX 设施的适宜时间与地点，2) 根据减碳效果和经济性，对各类 PtX 技术路线的优先级进行量化和排序。

中国 CCS 和 CCUS 的现状

作为全球最大的能源消费国和碳排放国，中国很早就认识到了碳捕集、利用和封存（CCUS）的潜力，促进在利用化石能源的同时实现深度碳减排。过去十年中，中国至少发布了 26 项与 CCUS 相关的政策，重点为技术研发和工业示范。在力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的气候承诺的背景下，中国的 CCUS 政策变得越来越积极。

尽管在碳捕集技术和地质利用方面取得了突破，目前中国 CCUS 整体发挥的作用仍然有限。2007 年至 2019 年间，中国二氧化碳封存量累计达到 200 万吨。

CCS 与节能、基于可再生能源的电气化、生物能源、绿氢、生物碳汇等其他净零排放技术不同，该技术最大弱点是除了减少碳排放外，缺乏其它的辅助效益，导致近期内很难做出大规模部署该技术的决定。至关重要的是，发展 CCUS 不应导致对节能、可再生能源和其他清洁能源技术研发和财政支持的明显减少。在没有重大技术突破的情况下，CCUS 应该被定位为“最后的手段”，侧重在没有可行替代方案的情况下，用于难以减碳的部门。

本展望建议：1）进一步提高能源和排放统计报告的质量；2）建立支持性的、全面的 CCUS 法规和标准；3）全面取消化石燃料补贴，以支持包括 CCUS 在内的净零排放技术提升市场渗透率；4）积极与欧盟和其他具有净零排放目标的国家合作，在国际合作方面探索多边而非单边的碳泄漏解决方案。

第一部分：能源转型现状





1 全球碳中和趋势

1.1 关键信息

- 2021年8月，政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布了第六次评估报告（AR6）第一工作组报告。IPCC认为，“毋庸置疑，人类影响已经使大气层、海洋和陆地变暖”。
- IPCC还发现，最近气候变化的规模“在多个世纪乃至千万年来前所未有的”，“人类引发的气候变化已经影响到全球不同地区的天气和诱发极端气候事件”。
- IEA和IRENA的全球路线图，显示了到2030年能源部门排放减少40-45%、到2050年实现能源部门净零排放的路径。这两项研究表明，实现净零排放是可能的，但前提是必须立即减少全球排放。
- 在过去几年中，大多数国家（包括美国、日本、韩国、英国、加拿大和澳大利亚）以及欧盟都承诺在2050年前实现温室气体的净零排放。2021年11月在格拉斯哥举行的COP26会议上，中美两国发布《中美关于在21世纪20年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》，在减少温室气体排放的措施上采取具体的短期合作行动，以保持与《巴黎协定》相一致的温控目标。

1.2 全球正处于气候危机中，需立即行动，刻不容缓

政府间气候变化专门委员会（IPCC）目前正在编制其第六次评估报告（AR6）。第六次评估报告由三个工作组报告、一份综合报告、三份特别报告和最新方法报告组成。第六次评估报告由195个国家政府委托编写。“政策制定者摘要”由每个国家政府的代表逐行审议。

2021年8月6日，IPCC第一工作组公布了其报告，该报告考查了支撑过去、现在和未来气候变化的自然科学基础。¹

IPCC的结论包括以下内容：

- 人类的影响已经使大气层、海洋和陆地变暖，这是“毋庸置疑的”。
- 最近气候变化的规模是“在多个世纪乃至千万年来都前所未有”。
- “人类引起的气候变化已经在影响全球不同地区的天气和诱发极端气候事件”。
- 自前工业化时期以来，全球平均温度上升了约 1.09°C [$0.95\text{--}1.20^{\circ}\text{C}$]。
- 全球范围内冰川正在退缩，其退缩速度是过去 2000 年来所没有的。海洋正在以类似于 11000 年前最近一次冰河时代的速度升温。

未来的气候情景

IPCC 描述了二氧化碳排放量从极低到极高的五条排放路径，每条路径都有不同的二氧化碳峰值年份，以及二氧化碳翻倍或减半的高、低或中等情景。IPCC 还提供了对气候敏感性的最新评估——即温度对大气中的二氧化碳浓度增加的反应程度。

在高排放和极高排放情景下，全球二氧化碳排放量到 2100 年和 2050 年分别增加一倍，导致温度上升约 $3\text{--}4^{\circ}\text{C}$ 。在这样的气候下，原本十年一遇的干旱发生概率增加五倍以上，发生热带气旋的可能性增加 30%，海平面在未来 2000 年上升 12–16 米。在目前的 $+1.1^{\circ}\text{C}$ 情景下，在较小的范围内我们已经见证了其中的一些影响，发生严重干旱的频率是以前的 2.4 倍，发生极端降水事件的频率是以前的 1.5 倍。

在 IPCC 的适度排放情景中，二氧化碳排放在本世纪中期达到峰值，并在本世纪末减半。这一情景导致温度上升 $2.1\text{--}3.5^{\circ}\text{C}$ ，超过《巴黎协定》的 2°C 目标。为了实现《巴黎协定》目标，即“将全球温升控制在工业化前水平以上低于 2 摄氏度以内、并且努力控制在 1.5 摄氏度之内”的目标，全球排放路径需要遵循其报告提出的低或极低排放情景。在这两种情景中，排放都需要立即减少，到 2030 年全球排放需减少大约 5–10Gt（基于图 SPM.4）。

不可逆转的临界点风险

除了排放情景，IPCC 报告还提出需要注意气候临界点问题。虽然迄今为止的大多数事件与大气中温室气体浓度增加的线性反应相一致，但非线性反应

是可能的。“临界点”，是指气候系统一旦超过一个阈值就会发生可能不可逆的突变。即使大气中的碳浓度恢复到阈值前的状态，该系统也不会逆转到以前的气候状态。这种变化可能包括大西洋经向翻转环流的破坏，格陵兰岛和西南极洲冰盖的丧失以及亚马逊等生态系统的崩溃。

AR6 发现，人类活动现在已经改变了全球气候，达到了任何人类文明从未经历过的程度。

1.3 国际能源署和国际可再生能源署关于能源部门净零排放途径的报告

在过去几年中，一些国际组织发表了研究报告，探讨了全球能源部门到 2050 年实现净零排放的可能途径。其中国际能源署（IEA）《全球能源部门 2050 年净零排放路线图》和国际可再生能源署（IRENA）《世界能源转型展望：1.5° C 路径²》值得重点关注。

两项研究都认为所提出的路径符合将温度限制在 1.5° C 的要求，方法是使用 SRP1.5 的大约 500Gt 的碳预算，可能性为 50%。根据 IEA 的报告，“假设同时采取行动解决来自农业、林业和其他土地使用（AFOLU）的二氧化碳排放”。

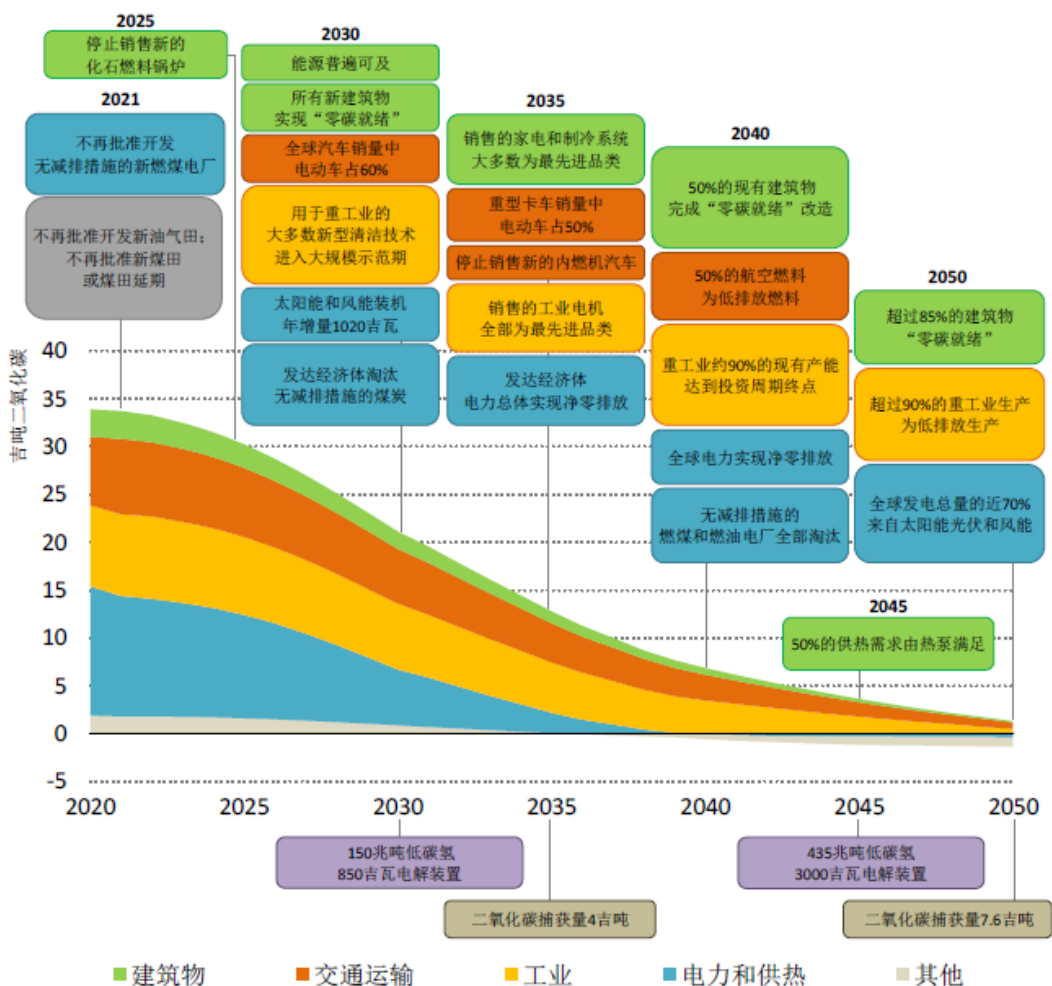


图 1-1：全球排放轨迹与实现能源部门净零排放的里程碑，来自 IEA 《全球能源部门 2050 年净零排放路线图》³

这两项研究均表明，实现净零排放是可能的，但前提是必须立即减少全球排放量。为了在 2050 年达到净零排放，IEA 提出了一条在 2030 年之前将排放量减少约 40% 的途径，而 IRENA 的目标是根据 IPCC 的建议减排 45%。为便于比较，这两条碳减排路径见图 1-1 和图 1-2。

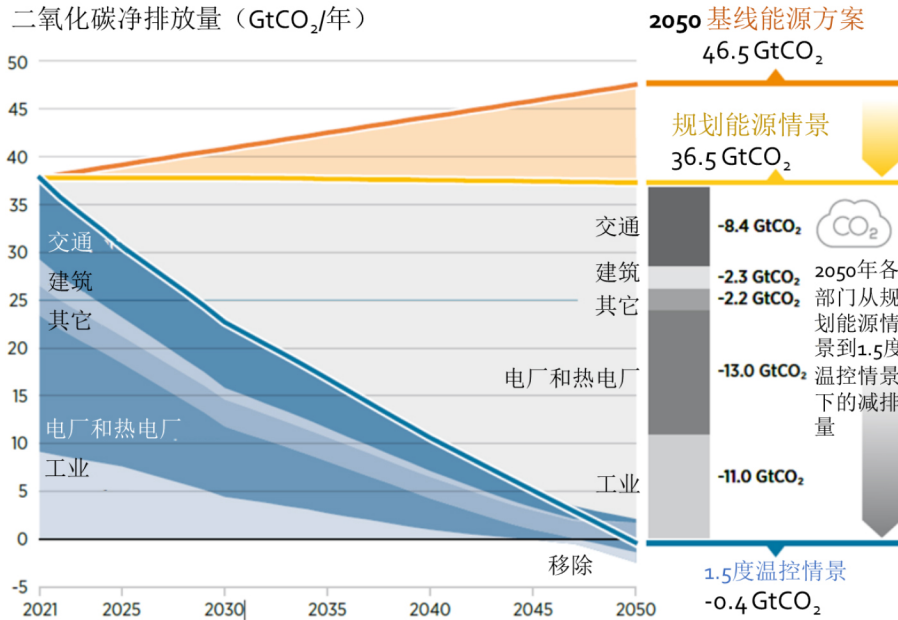


图 1-2: 能源部门实现净零排放的全球排放轨迹, 来自国际可再生能源署《世界能源转型展望: 1.5° C 路径》⁴

两个机构的研究共识是, 实现转型的两个关键因素是迅速扩大可再生能源发电量, 以及重点部门的直接和间接深度电气化。到 2050 年, 在两个净零排放方案中, 可再生能源在发电中的比例约为 90%, 而国际可再生能源署在一次能源中部署了更大的可再生能源份额, 为 74%, 国际能源署为 67%。在这两项研究中, 约 50%的终端能源需求是电气化的。它们都严重依赖碳捕集技术, 如 CCS、CCUS 和 CDR 技术的大规模应用, 捕获量每年以 Gt 计, 以及生物能源来实现净零排放。

如图 1-1 所示, IEA 的路线图提供了到 2050 年实现净零排放所需的里程碑。这一结论非常重要。IEA 此前仅提供了他们的可持续发展情景, 即在 2070 年达到净零排放。

路线图的主要内容是:

- 电力部门需要快速和深度去碳, 确保到 2050 年可再生能源发电量达到 88%。去碳化包括在 2030 年之前将可再生能源的比例提高三倍, 在 2030 年之前每年建设 630 吉瓦的太阳能光伏发电和 390 吉瓦的风能。

这也意味着不应该对任何化石燃料来源进行新的投资，以避免搁浅资产。

- 交通、建筑和工业部门需要深度电气化。特别是，工业部门的深度电气化意味着全球电力需求在 2020 年和 2050 年之间增加一倍以上。这一增长速度大约是终端能源消费总体增长速度的两倍。
- 大规模部署 CCS 以实现净零排放的目标。路线图假定，到 2050 年，每年捕获的二氧化碳将从目前的 0.04Gt 增加到 7.6Gt，主要是为了平衡工业部门与能源有关的排放和加工排放。
- 到 2050 年，生物质能将发挥关键作用，提供 102EJ 能源。然而，这需要大面积的专用土地，可能与其他目的的土地使用相冲突，如粮食生产或储存碳的机会⁵。

1.4 国家和地区碳中和任务

碳中和承诺

在过去的几年里，美国、日本、韩国、英国、加拿大、澳大利亚和欧盟等国家和地区已经承诺在到 2050 年实现温室气体净排放。

表 1-1：部分国家和地区的 2030 目标和实现净零排放/碳中和的年份

| | 中间减排目标（2030 年参照 NDC 目标） | 实现净零排放/碳中和年份 | 基准年 | 目标形式 |
|----|-------------------------|--------------|------|---------------|
| 欧盟 | 2030 年最低减排 55% | 2050 | 1990 | 2021 年起具法律约束力 |
| 丹麦 | 2030 年减排 70% | 2050 | 1990 | 2020 年起具法律约束力 |
| 德国 | 2030 年减排 65% | 2050 | 1990 | 2021 年起具法律约束力 |
| 美国 | 2030 年减排 50–52% | 2050 | 2005 | 政策 |
| 中国 | 2030 年前排放达到峰值 | 2060 | - | 政策* |

*相关法律处于修订中。

欧盟

根据 2019 年 12 月发布的《欧洲绿色协议》⁶，欧盟承诺将致力于应对气候危机。具体而言，《欧洲绿色协议》中提出的清洁能源转型集中在三个关键原则上：



- 确保安全和可负担的欧盟能源供应
- 发展一个完全一体化、互联和数字化的欧盟能源市场
- 优先考虑能源效率，提高建筑物的能源性能，发展主要基于可再生资源的电力部门

就像《2030年气候目标计划》⁷中提到的，欧盟的目标是在2030年之前将温室气体净排放量比1990年的水平至少进一步减少55%，并在2050年实现气候中和。自2021年7月29日起生效的《欧洲气候法》⁸将这些目标纳入欧盟法律，并约束欧盟机构和成员国在欧盟和国家层面采取必要的措施来实现这些目标。此外，《欧洲气候法》还包括：

- 认识到有必要通过更加雄心勃勃的土地利用、土地利用变更和林业（LULUCF）法规来加强欧盟的碳汇
- 一个制定2040年气候目标的流程
- 承诺在2050年后实现负排放
- 采取措施跟踪进展情况并开展相关调整

根据《巴黎协定》的全球评估工作，每五年将对进展情况进行一次审查。

此外，为了确保欧盟的政策符合商定的气候目标，欧盟委员会于2021年7月14日提出了“Fit for 55”一揽子计划⁹。它明确了一系列提案，包括修订和更新欧盟气候、能源和交通相关立法，以及一些其他倡议的修订，例如：

- 欧盟排放交易系统（EU ETS），包括将其扩展到航运、修订航空排放规则、为公路运输和建筑建立单独的排放交易系统
- EU ETS未涵盖部门的各成员国减排目标的共享规则
- 关于将土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的温室气体纳入或排除的规定

《欧洲绿色协议》中的另一项新举措是碳边境调节机制¹⁰（CBAM），该机制将对进口的一些目标产品设定碳价。欧盟表示，其目的是确保欧洲的减排量有助于全球减排，而不是将碳密集型生产转移到欧洲之外。在第一阶段，

CBAM 将专注于最有碳泄漏风险的商品²，如水泥、钢铁、铝、化肥和电力。目前提案显示，CBAM 拟先设立一个过渡期，到 2026 年完全引入。

《欧洲绿色协议》并不只是关注能源和排放，它旨在让每个人都开始绿色转型。这是《欧洲气候公约》¹¹的目标，它希望大众、社区和组织共同参与气候行动，共同建设一个更加绿色的欧洲。该公约将优先考虑在四个领域开展集中行动，为气候、环境以及公民的健康和福祉提供益处。这四个领域是绿色区域、绿色交通、绿色建筑和绿色技能。

丹麦

2020 年，丹麦国家政府颁布了《气候法》，规定了具有法律约束力的目标，即在 2030 年将温室气体排放在 1990 年的水平上减少 70%，并最迟到 2050 年达到净零排放，如表 1-1 所示。

《气候法》的一个关键组成部分是赋予丹麦气候变化委员会以核心作用，即就到 2050 年实现净零排放的途径向丹麦政府提供建议和评估¹²。该作用包括提出中间减排目标，如到 2025 年减排达到 50-54%。与英国的气候变化委员会类似，丹麦气候变化委员会是一个独立的机构，有以下四个主要任务¹³：

- 评估丹麦执行国家气候目标和国际气候承诺的情况
- 分析到 2050 年过渡到低碳社会的潜在手段，并确定实现温室气体减排的可能措施
- 起草建议以帮助制定气候政策，包括选择潜在的机制和过渡方案
- 参与公众辩论，丹麦气候变化委员会必须在编写分析和其他工作的所需范围内，与有关各方协商并让有关各方参与进来，包括非商业利益的劳动力市场社会伙伴和民间社团

根据《气候法》，政府必须遵循一个周期，每五年制定一次具有法律约束力的中间目标。像英国一样，这些目标是提前很长时间设定的。在这种情况下，提前十年制定目标将以便于政府有足够的时间来制定合适的支持政策。

² 当工业生产的污染转移到气候政策不那么严格的其他国家，或者当欧盟产品被碳密集度更高的进口产品取代时，就会发生碳泄漏。

它也遵循一个年度周期，如图 1-3 所示，这在《气候法》中已有规定。其中根据气候委员会的建议，丹麦政府每年将制定并提交气候行动计划，该计划应概述所有部门的具体减排政策：能源、建筑、工业、交通、能源效率、农业以及土地使用变化和林业。

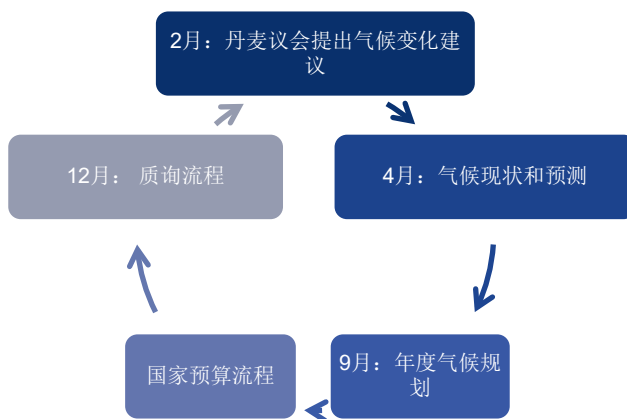


图 1-3：气候行动计划的年度周期

目前，到 2030 年的减排主要由电力部门推动，该部门被设定为到 2030 年实现 100%无化石能源的目标。能源部门的目标已被设定为终端能源消费总量中至少有 55%应为可再生能源。

为了支持政策进程，丹麦能源署已将其能源展望改为《丹麦能源和气候展望》，以包括“冻结政策”下的排放预测。该展望报告有助于研究丹麦的气候和能源目标和承诺在当前的监管框架内的实现程度，丹麦能源署还提供了不同解决方案的技术减排潜力，供政府作为设计实现净零排放路径的基础。

德国

自 2019 年底生效的《德国气候变化法》（"Klimaschutzgesetz" – KSG）首次设定了具有法律约束力的气候目标，规定温室气体排放比 1990 年减少 55%。然而在立法过程中，2030 年之后的气候目标被取消了。在 2021 年 5 月公布的一项决定中，德国联邦宪法法院认为《德国气候变化法》部分违宪，且德国所述的气候目标过于保守从而使后代面临危险。因此在 2021 年 6 月，德国通

过了《气候变化法》的修正案和气候及能源一揽子计划，以及一个 80 亿欧元的紧急方案，主要用于建筑和工业部门的气候减缓措施。修正后的法案包括到 2030 年全国排放量比 1990 年水平减少 65% 的新目标（高于 55%），并将德国的气候中和目标提前五年至 2045 年。

为了探索加速气候行动如何能让德国遵守联邦宪法法院的裁决，包括 Stiftung Klimaneutralität、Agora Energiewende 和 Agora Verkehrswende 在内的三个德国智库受委托进行了深入的建模研究，并提出了一条清晰的路径。在“三个步骤、六个战略”下实现德国的气候中和，它同时也支持《欧盟气候法》的规定¹⁴。

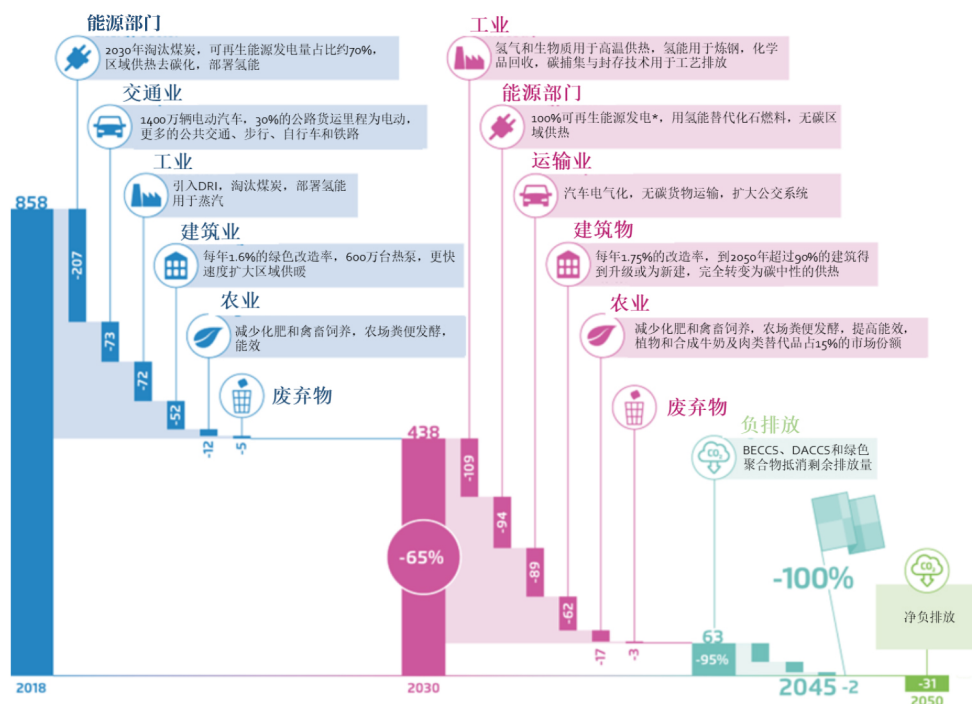


图 1-4：到 2045 年实现德国气候中和的三个步骤和六个战略

具体来说，在德国实现气候中和的道路上将温室气体排放量比 1990 年减少 65% 是一个雄心勃勃但可实现的 2030 年临时目标。从 2030 年开始，整个德国的能源经济应该只进行无碳投资，从而在 2045 年之前在没有负排放的情况下实现 95% 的温室气体减排。最后 5% 的剩余排放量可以用负排放技术来补偿，

包括生物能源与碳捕获和储存（BECCS），直接空气捕获（DAC），以及绿色聚合物等。

主要的里程碑是更高的气候目标，即到 2030 年减少 65% 的排放、到 2035 年减少 77%、到 2040 年减少 90%。同样诸如能源效率、可再生能源、电气化和氢能等气候技术也必须更快地提升。根据该报告，到 2045 年实现气候中和仅在德国就将创造每年约 30 吉瓦的可再生能源市场，以及每年 1.75% 的建筑翻新率和氢能技术的快速提升。该研究清楚地表明，如果要在未来几十年里在所有部门成功地过渡到气候中和，今天就必须确定正确的方向。

美国

在拜登总统的领导下，美国通过了有史以来最雄心勃勃的气候变化目标。2020 年 4 月，拜登总统宣布美国将在 2030 年前实现相较 2005 减少 50–52% 排放量的目标。拜登总统还设定了一个目标，即到 2035 年美国电力部门达到零碳排放。

这些目标是通过几项政策来实现的。拜登总统利用在现有法律下的权力，为发电厂和车辆的二氧化碳排放制定标准。这是美国最重要的两个温室气体来源。同时美国正在加速开发公共土地上的可再生能源。美国政府还发布了一项规则，在 15 年内将 HFCs（一种超级污染的全球变暖气体）减少 85%。

此外，美国国会目前正在考虑采取一些措施来应对气候变化。这包括对太阳能发电、风力发电、电动汽车、碳捕获和低碳氢气生产的税收抵免。

州政府在美国的气候变化中发挥着至关重要的作用，加利福尼亚州和纽约州政府在采取气候变化政策方面尤其雄心勃勃。加利福尼亚州有一个具有法律约束力的排放交易计划，州政府同时制定自己的车辆燃料效率标准。纽约州对未来几年的可再生能源部署也有雄心勃勃的目标。其他许多州政府也有促进可再生能源和加快清洁能源部署的政策。

中国

2014 年，习近平主席宣布中国的二氧化碳排放有望到 2030 年达到峰值。十九大提出了新的路线图，作为现代能源体系的核心建设清洁、低碳、安全、

高效的能源体系。2020年9月，在联合国大会一般性辩论上，习主席宣布中国力争在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。这两个首要目标被称为"30-60目标"，决定了中国的气候变化政策。

中国还宣布了其他重要的气候变化目标。在2020年12月的气候雄心峰会上的讲话中，习主席宣布到2030年中国将：

- 单位GDP的二氧化碳排放量相较2005年降低65%以上
- 非化石能源在一次能源消费中的比例提高到25%左右
- 森林蓄存量在2005年的基础上增加60亿立方米
- 风电和光伏发电总装机超过12亿千瓦

中国政府使用几种工具来帮助实现其气候变化目标，这些工具的部分内容包括：

- 支持太阳能和风能的再生电力消纳
- 支持天然气基础设施的发展，以帮助减少工业和供热中的煤炭使用量
- 车辆燃料效率标准
- 支持制造和购买电动汽车的措施
- 工业和电器的能源效率标准
- 煤电厂的二氧化碳排放标准
- 从电力部门开始的全国碳排放交易体系

2021年9月，中国宣布中国将停止在海外新建煤电项目。

2021年9月15日，中国批准的《蒙特利尔议定书》基加利修正案正式生效，该修正案旨在逐步减少氢氟碳化物（即HFCs）的消费和生产。

2021年10月24日，中国政府发布了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》的政策文件¹⁵，列出了未来几十年的主要具体目标和措施。这一文件是中国碳达峰碳中和"1+N"政策框架的总体文件，与《2030年前碳达峰行动方案》一起构成实现碳达峰碳中和目标的顶层设计。该行动计划于10月26日发布¹⁶。

1.5 中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言

2021 年 11 月在英国格拉斯哥举行的 COP26 会议上，中国和美国发起了一项关于加强 2020 年代气候行动的联合声明。

在宣言中，双方拟在 2020 年代间就减少温室气体排放有关的监管框架和环境标准方面进行合作，最大限度地发挥清洁能源转型的社会效益。鼓励终端用能部门的去碳化和电气化政策，鼓励与循环经济有关的关键领域，如绿色设计和可再生资源利用，以及 CCUS 和直接空气捕捉等技术的部署和应用。

两国打算合作加强对甲烷排放的监测，交流各自加强甲烷管理和控制的政策和项目信息，并推进针对甲烷减排的挑战和解决方案的联合研究。

中美打算在 COP27 会议之前，在国家和次国家层面制定更多的措施来加强甲烷排放控制。两国打算在 2022 年上半年召开一次会议，重点讨论加强甲烷测量和减排的具体措施，包括通过标准减少来自化石能源和废弃物行业的甲烷排放，以及通过激励政策和开展项目减少来自农业部门的甲烷排放。

为了减少二氧化碳排放，两国打算在以下方面进行合作：支持有效整合高占比、低成本、间歇性可再生能源的政策；鼓励有效平衡跨越广阔地域电力供需的输电政策；鼓励整合太阳能、储能和其他更接近电力使用端的清洁能源解决方案的分布式发电政策；减少电力浪费的能效政策和标准。

双方打算通过有效执行各自关于禁止非法进口的法律，共同支持消除全球非法森林砍伐。

双方拟成立 "2020 年代加强气候行动工作组"，该工作组将定期举行会议以应对气候危机和推进多边进程，重点是加强这十年的具体行动。这可能包括继续进行政策和技术交流，确定共同感兴趣的领域的计划和项目，举行政府和非政府专家会议，促进地方政府、企业、智库、学术界和其他专家的参与，交流各自国家开展措施的最新情况，考虑是否需要作出更多努力，以及评估《联合声明》和本联合宣言的执行情况。

2 中国能源系统发展现状

2.1 关键信息

- “十三五”期间，中国能源消费结构更加清洁，非化石能源在一次能源消费总量中的占比增加超额完成“十三五”15%的既定目标。尽管煤炭仍是中国的主导能源，但煤炭占比在过去十年间累计下降了11.5个百分点。
- 中国经济发展进入新发展阶段，工业在终端能源消费总量中的比重继续下降，与此同时，居民能源消费增幅最大。
- 天然气和石油进对外依存度一步攀升，能源供应安全是能源部门改革进程中长期关注的重点。
- “十三五”期间，得益于煤炭消费占比的降低和电气化率的提升，单位国内生产总值二氧化碳排放量降幅达到18%。累计淘汰燃煤机组落后产能100吉瓦以上，大部分现役机组已经开展了超低排放和节能改造。
- 2010年以来，中国能耗强度累计下降28.7%，为全球能耗强度降低最快的国家之一。
- 中国仍然是全球最大的可再生能源投资市场，2020年风电和太阳能光伏发电总装机分别达到281吉瓦和253吉瓦。
- 政府致力于推进太阳能光伏扶贫项目。截止2020年末，中国半数贫困村安装了光伏电站，每年可为每个村创收20万元。

2.2 能源消费回顾

CETO 2022 的统计方法和一次能源相关术语

《中国能源转型展望 2022》（CETO 2022）的数据主要来自于国家统计局发布的统计数据，以及课题收集的其他被用于模型分析的相关数据。国家统计

局采用发电煤耗法，即将风电、太阳能发电及核电等发电量按当年平均火力发电煤耗换算成标准煤。

一次能源消费总量与 GDP 年增长脱钩

根据国家统计局发布的《中国能源统计年鉴 2020》¹⁷最新数据显示，2006–2019 年中国的一次能源消费总量呈现逐年上升、增速波动放缓、结构持续优化的特征。全国一次能源消费总量年均增速在“十二五”（2011–2015）期间为 2.8%， “十三五”的前四年（2016–2019）为 2.9%，与“十二五”基本持平，能源消费走势已步入低速增长期。截至 2019 年，全年一次能源消费总量为 48.7 亿吨标煤，与 GDP 增长 6.1%相比，同期一次能源消费总量仅增长了 3.2%，中国以较低的能源消费增速支撑了经济的中高速增长，能源消费弹性系数（能源消费增幅相较 GDP 增幅）低至 0.52。

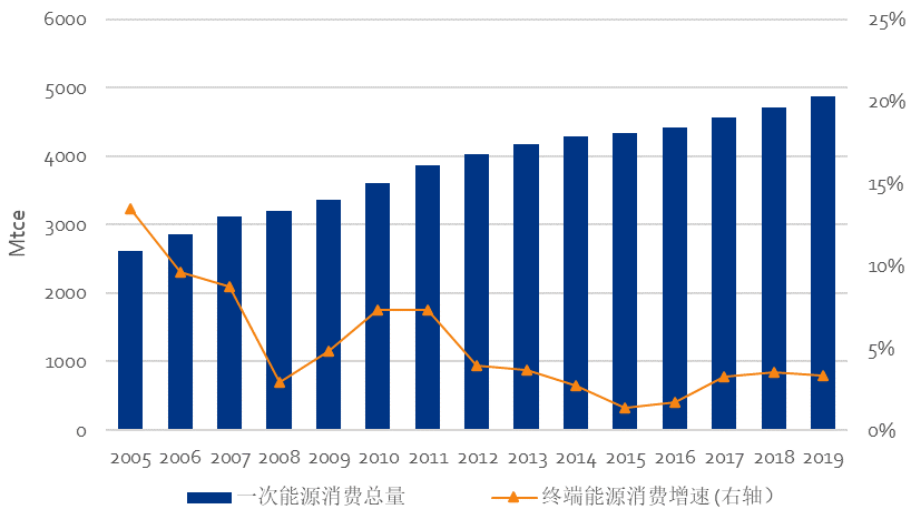


图 2-1： 2005–2019 年中国一次能源消费量及增长情况

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

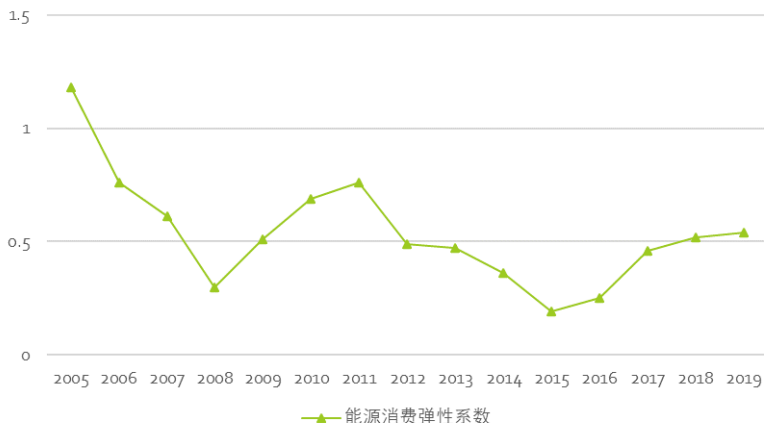


图 2-2： 2005–2019 年中国能源消费弹性系数

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

中国进入经济新发展阶段，能源消费结构正在转变

全国经济增长步入新常态，经济加速转型、结构深化调整，叠加污染防治攻坚战，驱动中国能源消费结构逐渐向清洁能源转型。煤炭消费虽然占据能源消费主导地位，但其占比回落，2019 年煤炭占一次能源消费的比重为 57.7%，较 2010 年和 2015 年分别下降了 11.5 和 6.1 个百分点。石油消费占比逐渐趋于稳定，2019 年在能源消费总量中占比为 18.9%，较 2010 和 2015 年略高 1.5 和 0.5 个百分点。天然气、水电、核电、风电等清洁能源消费占比显著提升，2019 年占比为 23.4%，较 2010 和 2015 年分别大幅提高 10 和 5.6 个百分点；其中，非化石能源消费占一次能源消费比重提高到 15.3%，提前完成了“十三五”末占比 15% 的目标。

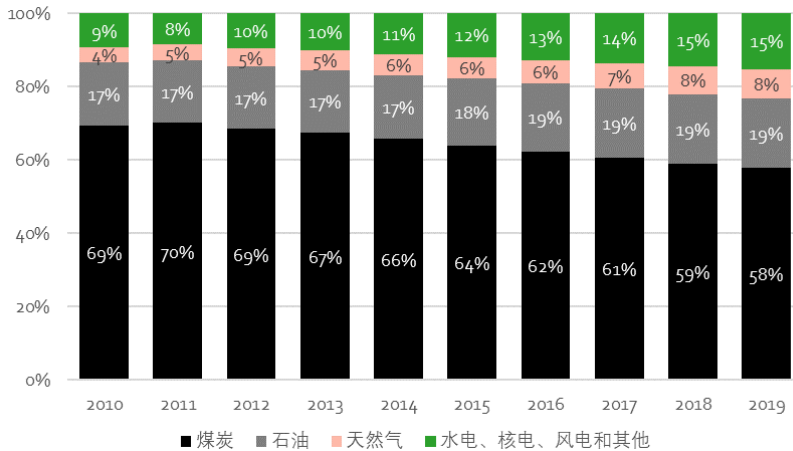


图 2-3： 2010–2019 年中国一次能源消费结构（基于发电煤耗法）

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

工业在终端能源消费中占据重要作用

从分行业/部门终端能源消费来看，工业是最主要的用能部门。2019 年，中国工业终端能源消费占终端能源消费总量的 66.2%；其次为居民生活，占比为 12.7%；交通运输业居于第三位，占比为 9.0%；批发零售、住宿餐饮及其他行业合计占比 8.5%；农林牧渔业与建筑业用能占比较小，分别为 1.8%、1.9%。

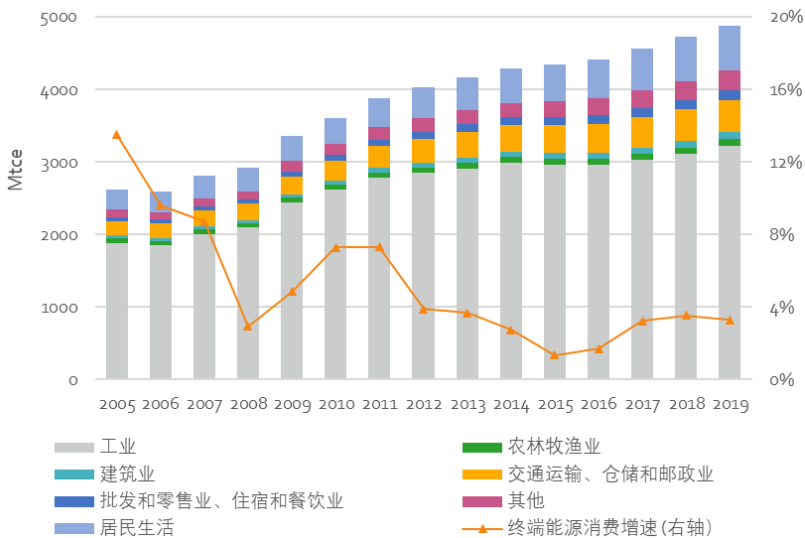


图 2-4： 2005–2019 年中国终端能源消费结构

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

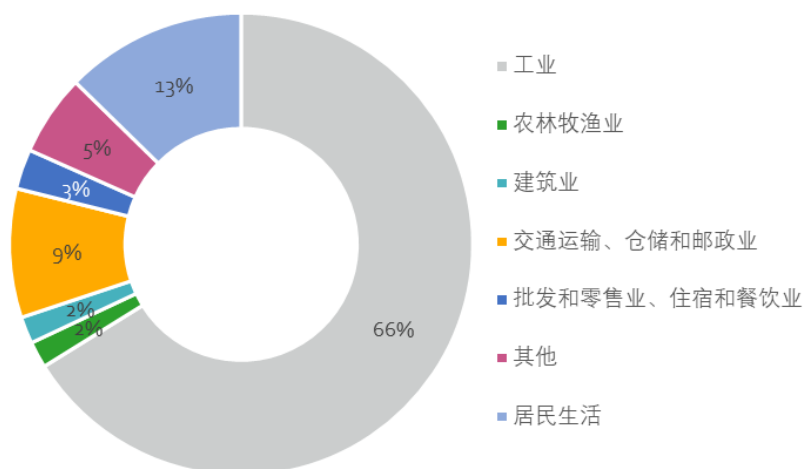


图 2-5： 2019 年中国分行业终端能源消费

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

工业结构优化和生活水平提高改变了能源消费结构

2010 年以来，工业终端能源消费占比持续下降，2019 年工业终端用能占比相较 2010 年和 2015 年分别下降约 6.3 和 2.0 个百分点；建筑业、交通运输业、批发零售、其他行业、居民生活用能占比则呈现不同幅度的上升，其中，居民生活与其他行业用能占比上升最为显著，2019 年上述两个部门的用能占比分别较 2010 年上升 2.5、1.5 个百分点，较 2015 年上升 1.0、0.6 个百分点。

表 2-1： 2010–2019 年中国各部门终端能耗情况

| 年份 | 工业 | 农林牧渔业 | 建筑业 | 交通运输业 | 批发零售业 | 其他行业 | 居民生活 |
|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| 2010 | 72.5% | 2.0% | 1.5% | 7.5% | 2.2% | 4.2% | 10.1% |
| 2011 | 71.8% | 2.0% | 1.6% | 7.7% | 2.4% | 4.4% | 10.2% |
| 2012 | 70.8% | 1.9% | 1.6% | 8.1% | 2.5% | 4.6% | 10.5% |
| 2013 | 69.8% | 1.9% | 1.7% | 8.4% | 2.5% | 4.7% | 10.9% |
| 2014 | 69.7% | 1.9% | 1.7% | 8.5% | 2.5% | 4.7% | 11.0% |
| 2015 | 68.2% | 1.9% | 1.7% | 8.9% | 2.6% | 5.1% | 11.6% |

| | | | | | | | |
|--------------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2016 | 67.0% | 1.9% | 1.8% | 9.0% | 2.7% | 5.3% | 12.3% |
| 2017 | 66.3% | 2.0% | 1.8% | 9.2% | 2.7% | 5.3% | 12.6% |
| 2018 | 65.9% | 1.9% | 1.8% | 9.2% | 2.8% | 5.6% | 12.8% |
| 2019 | 66.2% | 1.8% | 1.9% | 9.0% | 2.8% | 5.7% | 12.7% |
| 2019 与 2010 年相比 | -6.3pp | -0.2pp | 0.3pp | 1.5pp | 0.6pp | 1.5pp | 2.5pp |
| 2019 与 2015 年相比 | -2.0pp | -0.1pp | 0.1pp | 0.1pp | 0.2pp | 0.6pp | 1.0pp |

数据来源：国家统计局（NBS），2021年10月

文字框 2-1： CETO 2022 的终端部门用能划分说明

如上表所示，中国终端用能行业按照国民经济产业分类法被分为七类，而例如国际能源署（IEA）和经济合作与发展组织（OECD）国际组织则采用了“五类”分类法。为开展 CETO 分析，课题组对原七类终端用能行业的用能数据进行了重新划分。

- 农林牧渔业的能耗在 CETO 中归类为**农业**
- 工业能耗在 CETO 中仍归类为**工业**
- 建筑业能耗在 CETO 中归类为**建筑业**
- 交通运输业能耗在 CETO 中归类为**交通运输业**
- 批发零售业、其他行业和居民生活能耗在 CETO 中被分割到**建筑业**和**建筑物**两个类别中

此外，由于国家统计局（NBS）公布的能源消费数据不包括住宅供热，即区域供热和集中供热，CETO 根据住房和城乡建设部出版的《中国城乡建设统计年鉴》在建筑物能源消费数据中增加了一定的热力消费量。

2.3 一次能源生产回顾

一次能源生产波动性上升，但增速逐渐放缓

2006–2019年中国能源生产总量呈小幅波动上升态势。截至2019年，中国能源生产总量达39.7亿吨标准煤，2010–2019年平均增速达到2.7%，其中“十二五”期间年均增速为3.0%，“十三五”的前四年年均增速为2.4%。

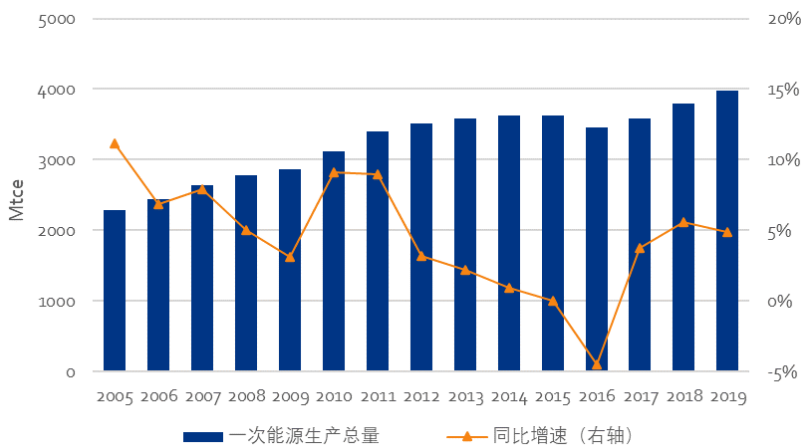


图 2-6： 2005-2019 年中国一次能源生产总量情况

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

原煤生产占比逐年下降，一次能源生产结构持续改善

中国已经具备较为完善的能源生产和供应体系，包含煤炭、电力、石油、天然气、新能源、可再生能源等成熟的能源品类。其中，原煤占比最高，2019 年原煤约占能源生产总量的 68.6%；其次为水电、核电、风电，合计占能源生产总量的 18.8%；原油产量约占能源生产总量的 6.9%；天然气产量最少，仅占能源生产总量的 5.7%。“十二五”以来，中国清洁能源产量占比稳步上升，能源生产结构持续改善。

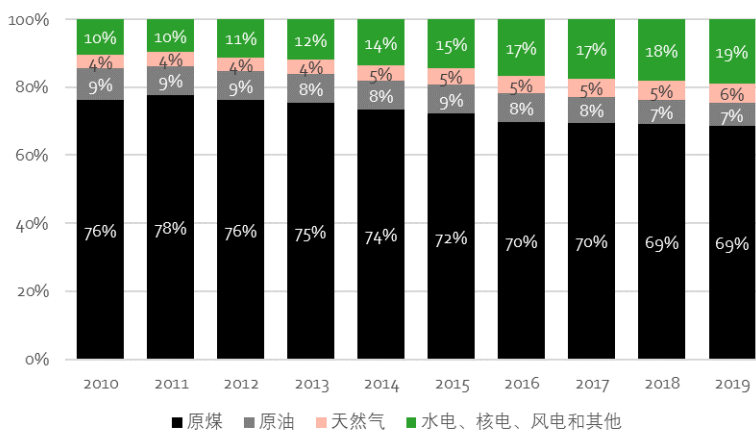


图 2-7： 2010-2019 年中国能源生产总量构成比较

数据来源：国家统计局（NBS），2021 年 10 月

2.4 能源供需平衡

化石燃料对外依存度仍维持高位

随着中国经济发展与人口增长，能源消费需求持续增长，而国内能源供给能力有限，中国已由能源的净出口国变为能源的净进口国，煤炭、石油、天然气均需从国外进口。目前，中国的化石能源对外依存度整体较高，截至 2019 年，中国的原油对外依存度达到 70.4%，天然气对外依存度达到 42.9%，而煤炭对外依存度降至 3.2%（图 2-8）。能源安全及能源供应保障将长期是能源发展改革的重点之一。

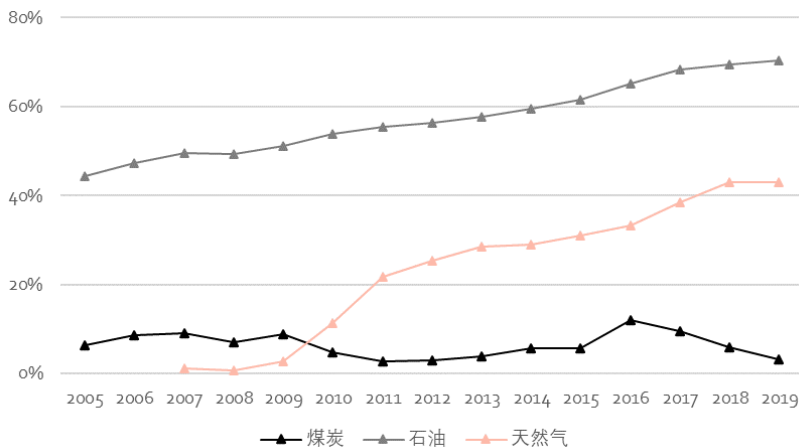


图 2-8： 2005–2019 年中国煤炭、石油和天然气对外依存度

数据来源：根据国家统计局数据计算，2021 年 10 月

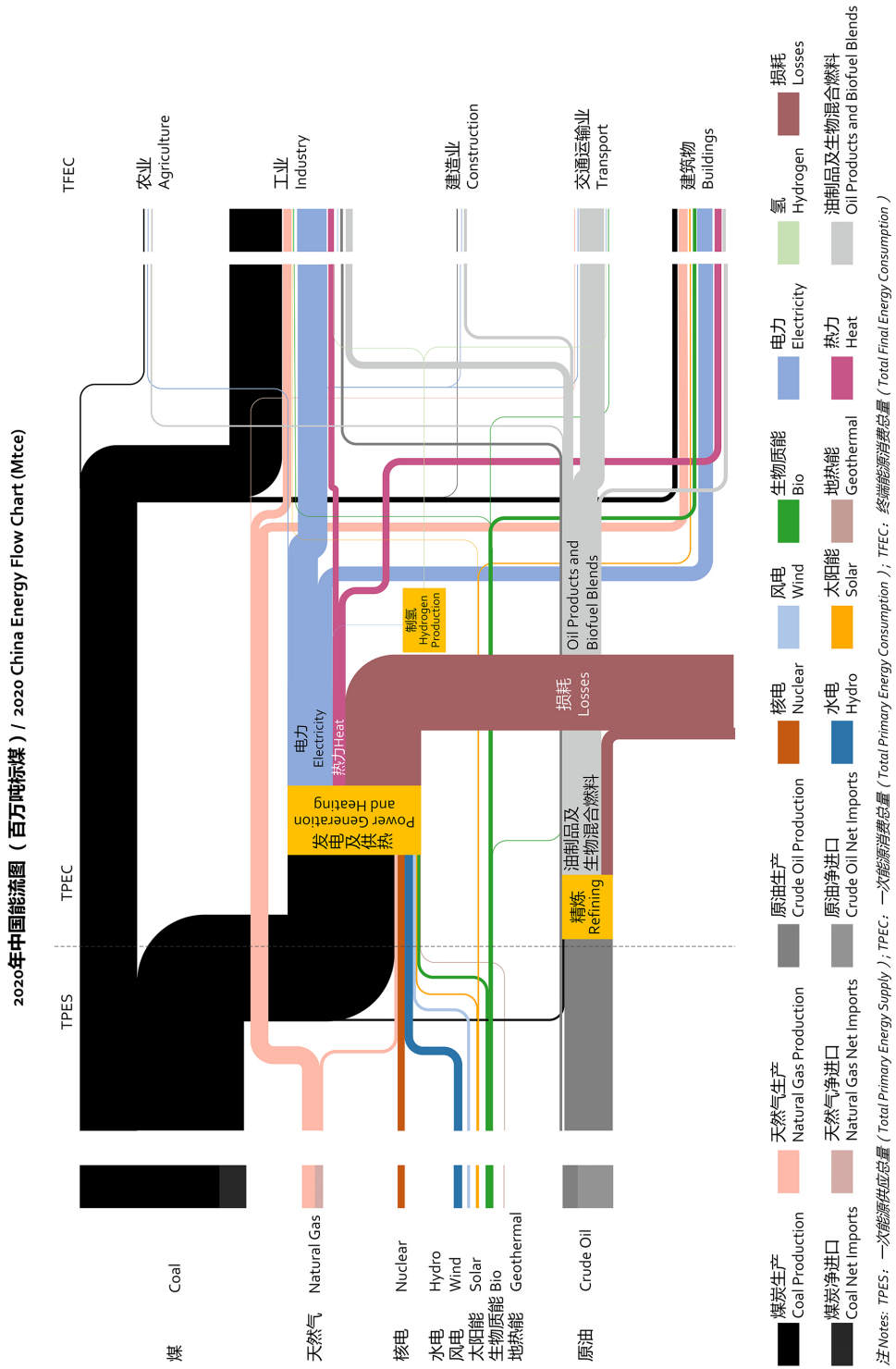


图 2-9: 2020 年中国能流图



2.5 能源转型回顾

中国不断加快能源低碳转型进程

中国高度重视应对气候变化，推动能源低碳发展。能源活动排放占中国温室气体排放约 80%。近年来，通过扎实推进减煤替代和电能替代，实现能源清洁高效利用，中国能源低碳转型和高质量发展进程不断加快。“十三五”期间中国碳排放水平明显下降，2020 年碳排放强度（全国万元国内生产总值二氧化碳排放水平）较 2015 年下降 18%；比 2005 年下降 48.4%，相当于累计减少排放二氧化碳约 57 亿吨，超额完成中国向国际社会承诺目标，基本扭转了二氧化碳排放快速增长的局面。2020 年，中国可再生能源发电量达到 2.21 万亿千瓦时。据测算，相当于节约标煤约 6.8 亿吨，减少二氧化碳（CO₂）、二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）排放量分别约为 17.9 亿吨、86.4 万吨与 79.8 万吨。2010 年以来，中国能耗强度累计下降 28.7%，是全球能耗强度降低最快的国家之一。

中国能源消费侧低碳化电气化转型不断提速

2020 年，中国非化石能源占一次能源消费比重达到 15.9%，煤炭消费占比降至 56.8%。“十三五”期间，非化石能源消费比重持续提升。可再生能源消费占一次能源消费比重约 13.9%，较 2016 年增长超 3 个百分点；全国可再生能源发电量占全社会用电量比重 29.5%，较 2005 年增长了近 5 倍。2016 年至 2020 年全国可再生能源电力消纳总量年均增速超 10%，五年增长近 1.5 倍，其中非水可再生电力消纳总量五年增长超 2.3 倍。中国也是目前全球最大的电动汽车市场，2020 年，全国新能源汽车保有量 492 万辆，其中 400 万辆为纯电动汽车。中国已经建立了 222 万个充电桩设施，新能源汽车生产和销售规模连续 6 年位居全球第一。

可再生能源经历跨越式发展

中国持续推动可再生能源跨越式发展。2020 年，中国可再生能源发电装机达到 9.34 亿千瓦，占全球总量近三分之一，装机规模位居全球首位，规模较 2005 年增长了近 7 倍，年均增速 14%。

以风电、光伏和生物质发电为主的非水可再生能源已经成长为中国发电的增量主体。风电累计装机规模自 2010 年以来连续 11 年位居全球第一；光伏发电装机新增及累计规模自 2015 年连续 5 年位居全球第一；生物质发电成为解决中国农林剩余物和城镇废弃物的重要手段。截止 2020 年底，风电累计装机容量 2.8 亿千瓦，相比 2006 年《可再生能源法》颁布时增长 264 倍；光伏累计装机容量 2.5 亿千瓦，相较 2006 年的 8 万千瓦实现了跨越式增长；生物质累计装机容量 3000 万千瓦，增长 15 倍。

水电是中国起步最早、发展规模最大的可再生能源，目前水资源开发程度已达到较高水平。截止 2020 年，水电累计装机容量 3.7 亿千瓦，其中常规水电 3.4 亿千瓦，抽水蓄能 3000 万千瓦。“十三五”年均增速相较“十二五”均有所放缓，常规水电更为显著。随着波动性可再生能源发电占比的不断提高，抽水蓄能作为重要的可调节电源将发挥更加重要的作用。

中国可再生能源跨越式发展受益于不遗余力的政策推动和体系建设，包括颁布实施《可再生能源法》、持续制定可再生能源中长期发展规划和五年规划、陆续完善可再生能源电力并网消纳政策、出台可再生能源电价政策、实施可再生能源电价附加费用分摊/补偿制度、设立可再生能源发展基金及发放可再生能源电价补贴等。

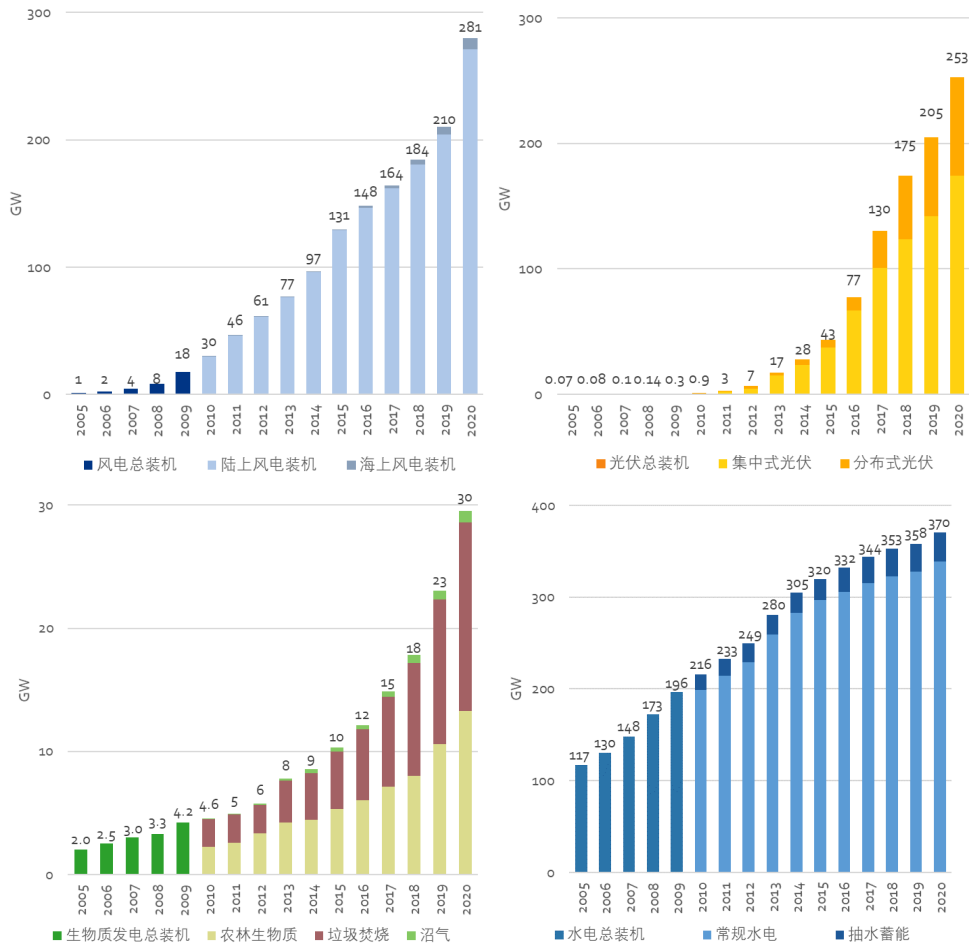


图 2-10： 2005-2020 中国风电、光伏、生物质和水电发电总装机

数据来源：国家能源局、发改委能源研究所

中国是全球最大的可再生能源投资市场之一

中国是全球能源转型投资最大的国家之一。据彭博数据，2020 年，全球能源转型投资总额为 5013 亿美元（其中 3035 亿美元用于可再生能源领域）。其中，中国为 1350 亿美元，占全球四分之一，位居单一国家首位；相比于中国，欧洲投资为 1662 亿美元。¹⁸ 2021 年上半年，全球可再生能源新增投资总额为 1743 亿美元。中国再次成为全球最大的可再生能源投资市场，2021 年上半年共投资 455 亿美元。¹⁹ 据 Solar Power Europe 预测，2021 年全球新增光伏装机预计达到 163 吉瓦，中国、美国和印度保持为最大的三个市场。²⁰ 中国在光

伏组件、风机、电动汽车、动力电池等新能源技术装备领域的持续投入，为全球新能源技术成本的下降做出了贡献。

大规模发电机组开展节能和超低排放改造

中国在探索煤炭减量清洁利用和节能减排方面做出了大量努力。近年来，中国大力推进国内发电企业实施超低排放和节能改造工程，并已建成全球最大的可实现烟尘、二氧化硫、氮氧化物低排放的煤电供应体系。²¹同时，中国加快淘汰煤炭落后产能。截至 2019 年底，累计淘汰煤电落后产能超过 1 亿千瓦²²；截止 2021 年 10 月，达到 1.2 亿千瓦。煤电装机占总发电装机比重从 2012 年的 65.7% 下降至 2019 年的 52%。²³ 煤电机组发电效率、污染物排放控制达到世界先进水平。

光伏发展与扶贫战略有效结合

中国在低碳能源扶贫模式方面做出了有益实践，贡献于全球能源可及进程和联合国 2030 年可持续发展目标。中国于 2015 年实现了全国 100% 电力普及的目标²⁴，并将能源普及与扶贫工作结合起来，在全国范围创造性的探索了光伏扶贫模式。根据国家能源局数据，截止 2019 年底，中国累计建成光伏扶贫电站规模达 2636 万千瓦，惠及 415 万户家庭，每年可产生发电收益约为 180 亿元。到 2020 年底，村级光伏电站共覆盖 26 个省（自治区）的 9.23 万个村，其中 5.98 万个村是建档立卡的贫困村，也就是说，全国近一半的建档立卡贫困村拥有了村级光伏扶贫电站，平均每个村每年可稳定增收 20 万元以上，成为中国产业扶贫的精品工程和十大精准扶贫工程之一。²⁵

尽管中国在新能源领域实现了跨越式发展，低碳转型不断提速，但是中国仍然是全球最大的发展中国家，以及全球最大的能源消费国、煤炭和化石能源消费国。实现碳达峰碳中和目标，并确保经济转型、保障民生和社会繁荣，将需要进行更多的探索和实践。

第二部分：中国碳中和路径



3 2060 年中国能源转型路径

3.1 中国能源转型的情景设计

CETO2022 采用了两个主要情景来分析 2060 年碳中和目标下中国能源系统转型，为中国能源系统全面改革提供详细的路径。两个情景的分析均显示，中国能源生产和消费都处于剧烈变革的前沿。

基准情景和碳中和情景

CETO 通过设计不同的情景，提出中国能源转型的战略和实现碳中和的路径。其中，基准情景（BLS）作为参照情景，即中国致力于与全球同步实现“2 度”目标，在 2070 年左右实现碳中和。碳中和情景（CNS）则展示了争取 2030 年前实现碳达峰、并力争于 2060 年前实现碳中和的路径。

基准情景 (BLS)

基准情景（BLS）假设充分和坚定地执行已发布的能源部门相关政策。核心的优先任务是努力建立清洁、低碳、安全、高效的能源供应系统，并在 2050 年建成和谐与美丽中国。这一情景包括 2030 年达到排放峰值目标宣布之前的政策，以及在 2060 年建成低碳能源系统。在这种情景下，预计能源系统在 2070 年达到碳中和。

碳中和情景 (CNS)

碳中和情景（CNS）展示了中国力争实现碳中和的可能路径。主要对与能源相关二氧化碳排放的指标进行约束性设置，总体方向是在 2060 年前实现净零碳排放。

两类不同的情景设定方案

在本报告中，情景设计的总思路是将不同能源部门自下而上的模拟计算与精细的电力系统优化模型相结合。基准情景和碳中和情景下，CETO 交叉设计了两个分情景集（情景集 1 和情景集 2）。两个情景集的总体框架、假设和建模背景相同，不同之处主要在于：

情景集 1 包括 BLS1 和 CNS1，统计数据主要基于国家统计局的能源分类和统计方式。在情景研究上，汲取了国家发改委能源研究所前期多项关于中国能源转型的建模研究与专家研判成果，包括“2050 年高比例可再生能源情景分析”、“重塑能源”，历年中国可再生能源展望分析等。情景参数设置上，还考虑了试点省份的转型经验和中国低碳能源转型的经验及障碍等。

情景集 2 包括 BLS2 和 CNS2，在国家能源统计数据基础上增加了供暖用能相关统计数据，并对电力部门的路径使用了更为严格的最小成本优化方案。

3.2 主要情景假设

能源转型的最高目标

中国能源转型的最高目标是减少碳排放、经济可持续增长和保证长期的能源安全。

碳达峰与碳中和

总体目标是履行中国对《巴黎协定》的承诺，走低碳发展之路，确保能源部门减少气候影响，并为实现全球平均气温上升低于 2℃ 的目标和力争到 2060 年实现碳中和的目标作出贡献。

经济增长

经济增长是确保中国经济社会长期发展的前提条件。作为中国生态文明建设的重要组成，中国未来的经济增长将是可持续的，与中国能源系统*清洁、低碳、安全和高效的转型的方向相一致*。基于这一考虑，到 2060 年，国内生产总值在 2019 年的基础上将增长 4.29 倍。

二氧化碳排放及减排途径

本报告中，对二氧化碳排放量的计算涵盖了所有与能源有关的活动的二氧化碳排放量，包括能源生产、加工和转换以及终端使用。

根据《中华人民共和国气候变化国家信息通报》和《中华人民共和国气候变化两年更新报告》中报告的温室气体清单数字，本报告所涉及的能源相关活动的二氧化碳排放占中国温室气体排放总量（包括 LULUCF）的 76.6%–79.8%。

表 3-1： 中国与能源相关二氧化碳排放量及其在年度温室气体（GHG）排放中的比重

| 类别 | 1994 | 2005 | 2010 | 2014 |
|---|-----------|-----------|-----------|------------|
| 能源相关 CO ₂ 排放（Gg CO ₂ 当量） | 2,795,489 | 5,665,000 | 7,623,859 | 8,924,929 |
| 包括 LULUCF/LUCF 的温室气体排放总量（Gg CO ₂ 当量） | 3,650,138 | 7,249,000 | 9,550,151 | 11,185,410 |
| 占全国总量比重（%） | 76.6 | 78.1 | 79.8 | 79.8 |

尽管，基准情景和碳中和情景在推动中国实现碳减排的替代路径方面存在差异，但实际上，在碳达峰碳中和提出之前，中国已经为扭转过去的高排放的能源系统做了大量的工作。在之前的连续性的情景研究中，包括过去几年出版的《中国可再生能源展望》都表明，降低能源碳排放、实现碳中和是符合中国的利益的。但为了实现这一目标，仍需要考虑更多的措施，以助力中国实现深度去碳化。

图 3-1 显示了在基准情景和碳中和情景下假定的二氧化碳的排放轨迹。

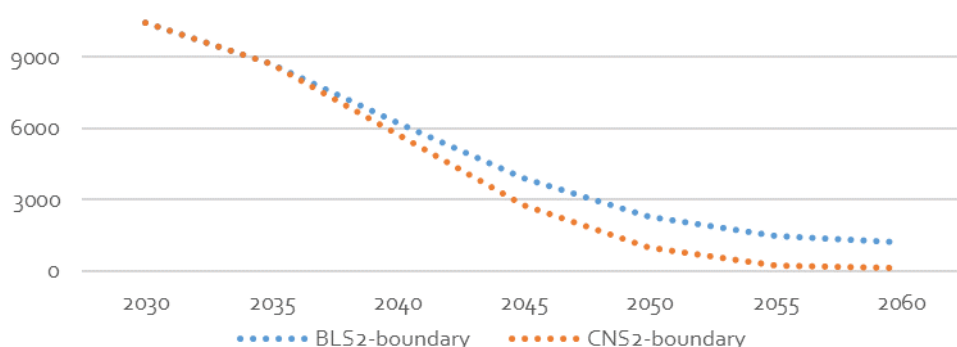


图 3-1： 两种情景下能源部门二氧化碳排放边界条件（百万吨/年）

人口假设

CETO 采取的人口假设参考了国内外多个机构对中国人口的相关研究，包括世界银行、中国宏观经济研究院、中国社会科学院等主要机构的中国人口预测数据。各种人口预测研究的比较表明，中国人口增长的转折点可能会在未来十年之内出现，同时伴随着人口出生率的波动下降以及人口结构的老化。本报告所采用的中国人口的预测值为：2030 年 14.3 亿，2050 年 13.7 亿，2060 年 12.9 亿（见图 3-2）。

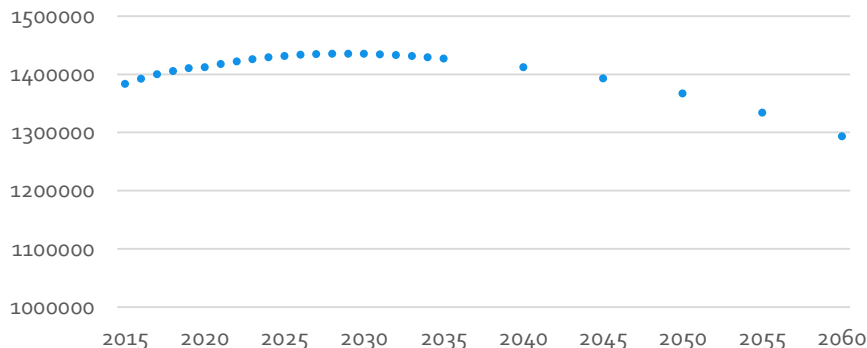


图 3-2：CETO2022 采用的中国人口假设（单位：千人）

短期内，中国人口预计仍有小幅增长，到 2060 年预计中国人口将会收缩，但城镇化率将大幅提升，这将影响到人口的消费模式和相关的能源服务需求。根据国家统计局数据，2018 年中国城镇化率为 55%，预计 2030 年将增长到 69%。根据 CETO 假设，到 2050 年城镇化率将提升到 78%。²⁶

电力部门转型的关键技术与成本路径

电力部门转型路径研究基于能源研究所开发的中国电力与热力部署优化模型（EDO）开展。该模型是一个基于最低成本的考虑电源增长、机组配置和调度运行的优化模型。它包含了一系列满足边界条件的成本效益的发电技术选择，并进一步受政策约束。技术选择方面，包括关于技术和燃料成本演变的各类发电技术组合。在目前的分析中，电力和地区供热部门二氧化碳排放的年度上限，作为能源相关的二氧化碳排放总体上限。

表 3-2 显示了关键技术的成本，这些技术在当前的技术水平上未来仍有成本下降的空间。相比之下，我们估计传统技术如热电厂的投资成本的下降空间有限。

表 3-2：关键技术的假设投资成本概览
(单位：百万元人民币/兆瓦，CCS：元/吨二氧化碳)

| 技术 | 2020 | 2035 | 2050 | 2060 |
|-----------|------|------|------|-------|
| 陆上风力 | 7.20 | 5.50 | 5.10 | 5.10 |
| 海上风电 | 14 | 8.40 | 7.70 | 7.70 |
| 公共设施太阳能光伏 | 3.20 | 2.10 | 1.60 | 1.60 |
| 分布式太阳能光伏 | 3.04 | 1.97 | 1.44 | 1.44 |
| 锂离子电池 | 6.40 | 4.80 | 2.00 | 2.00 |
| 碳捕集与封存 | 415 | 355 | 178 | 137.5 |

此外，火电厂的竞争力将受到燃料价格变化的影响。表 3-3 和表 3-4 展示了假定情况下二氧化碳排放量降低的趋势情况。

表 3-3：平均燃料价格 (人民币 2020/GJ)

| | 2020 | 2025 | 2035 | 2060 |
|-----|-------|------|------|------|
| 天然气 | 42.9 | 28.4 | 26.0 | 22.9 |
| 煤炭 | 21.7 | 16.4 | 13.9 | 12.3 |
| 秸秆 | 26.17 | 29.0 | 33.6 | 42.5 |
| 木头 | 34 | 36 | 40 | 50 |
| 沼气 | 57 | 62 | 69 | 84 |

表 3-4：部分燃料的最高和最低价格 (人民币 2020/GJ)

| | 2020 | | 2025 | | 2035 | | 2060 | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 最高 | 最低 | 最高 | 最低 | 最高 | 最低 | 最高 | 最低 |
| 天然气 | 52.3 | 26.4 | 34.6 | 17.5 | 31.8 | 16.0 | 28.0 | 14.1 |
| 煤炭 | 29.2 | 10.6 | 21.0 | 9.6 | 16.5 | 10.2 | 12.8 | 11.5 |
| 秸秆 | 34 | 22.4 | 37.7 | 24.8 | 43.7 | 28.7 | 55.2 | 36.3 |

分析中所采用的燃料价格见上表。这里的煤和天然气的价格是基于两个参考资料。其中，中国煤炭和天然气价格的总体趋势是根据国际能源署 2050 年净零排放报告中的燃料价格数据估算²⁷。对于各省的煤炭和天然气的价格变化，我们考虑了国家发改委和内蒙古煤炭交易中心的历史价格数据。根据这些输入，计算得出中国煤炭和天然气的价格发展预测。

中国能源转型的关键战略

逐步减少煤炭和石油

中短期来看，中国能源转型的战略路径和措施主要包括减少煤炭消费、稳定石油消费、增加天然气消费和促进可再生能源消费等；在中长期，将转为深度减煤、减油、稳气和大规模部署可再生能源；最终，将侧重于深度减油、减气和持续部署可再生能源；此外，终端部门的能效提升和电气化，特别是在工业和运输部门，将持续发挥重要作用。

工业、交通和制氢的电气化

电气化是促进终端部门脱碳的关键措施。在 2060 年之前，电力和基于电力的替代燃料的份额大幅增长。在终端部门电力消费增长的同时，用于氢气生产的电力也会有较大幅度的增长。

工业部门中，通过炼钢和煤化工行业的转型将促进煤炭淘汰。为实现碳中和目标，中国需要压缩钢铁产量，到 2035 年，钢铁总产量将下降 20%，2060 年下降 40%。电弧炉（EAF）和直接还原铁（DRI）将完全取代目前的能源密集型和基于焦炭的钢铁生产模式。低碳氢基的绿色化学品，将从 2035 年开始大规模发展。

在交通部门，电动汽车和电动乘用车的渗透将不断提升。到 2035 年，电动汽车（NEV）的市场份额将达到 100%。考虑到电气化在部门车型上存在难度，重型卡车、航空和航运将采取其他策略。FCV 将成为交叉卡车的主流车辆，其市场份额在 2050 年达到 70%。航空业主要依靠生物燃料和电制燃料（PtX）；其中，氨气对航运至关重要。

更加节能的建筑

在建筑部门，能源效率提升具有高度优先级。通过采用更严格的建筑法规，能源强度将大幅下降。即使建筑总量大量增加，总的能源需求仍将保持在一个合理的范围内。我们预见，由于部门耦合带来的灵活性提升，通过大型热泵和大型锅炉，电力将更多的被用来为区域供热。

3.3 部门转型的政策工具

以上两个情景都是以政策文件中发布的官方目标为指导进行设置的，相关文件包括中国新的国家自主贡献（NDC）目标、《国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）（国办发〔2020〕39 号）、《关于因地制宜做好可再生能源供暖相关工作的通知》（国能发新能〔2021〕3 号）等。

电力市场改革和碳排放交易是关键边界条件

电力部门相关情景参数设置中基于的关键政策措施包括：

- 电力市场改革：自 2015 年 3 月以来，中国电力市场一直在经历一个关键的改革过程，该项改革的实施和成功是情景设置的先决条件。最关键的是，省内调度变得越来越市场化。提供短期灵活性和应急响应的辅助服务的正在越来越多地以市场方式提供，区域电网之间以较好的成本效益获得共享储能的障碍也在降低。
- 减少碳排放是对能源部门的强制要求，特别是对电力部门的硬约束。

第五章进一步阐述了成功实施电力市场改革进程的重要性和相关建议。第七章详细介绍了为实现情景中碳减排目标的中国排放交易系统的现状和前景。由于电力和区域供热部门以不同与终端用能部门和其他加工转换部门的模型呈现，整体的二氧化碳边界约束在不同部门的模型之间进行了分配。

在电力部门建模中，设置了一些约束限制来反映对新兴技术的持续支持，这些技术在短期内尚无法尚不具备成本有效性。相关约束包括：

- 集中式太阳能发电（CSP）
- 地热发电
- 地热发电供热
- 海上风能（主要在省级层面支持）
- 海洋能
- 生物质发电，包括垃圾发电厂的垃圾焚烧

某些省份关于抽水蓄能的具体发展规划被假定在 2030 年前实现。此外，核电和水力发电的部署并没有进行成本优化，而是根据资源和选址的限制在两个方案中设置了相同的路径。

3.4 情景集¹

情景集 1 包括 BLS1 和 CNS1。本情景集数据主要基于国家统计局数据，可再生能源发电采用发电煤耗法作为计量方式。

一次能源消费趋势

基于能源转型各要素驱动，两个情景发展进程总体上较为相似。

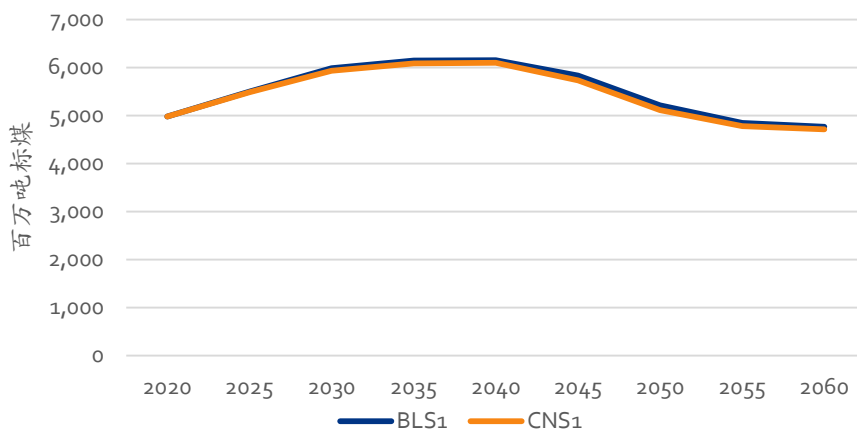


图 3-3：2020–2060 年两个情景的一次能源消费总量（百万吨标煤）
（发电煤耗法）

两个情景中，非化石能源和天然气均将逐渐取代煤炭。2035 年，非化石能源在 BLS1 中占一次能源消费总量的 32%，在 CNS1 中占比为 34%。2050 年，在 BLS1 的占比为 73%，在 CNS1 中占比为 82%。2060 年，在 BLS1 中的占比为 91%，CNS1 为 97%（发电煤耗法）。

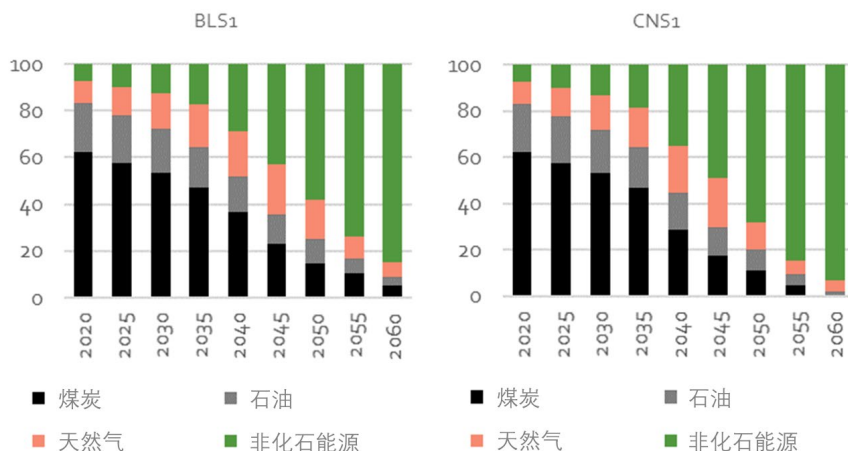


图 3-4：2020–2060 年两个情景的各类能源在一次能源消费总量中的占比 (%) (发电煤耗法)

2030 年前二氧化碳排放达峰

CETO 情景显示，中国能源部门 2030 年前实现碳达峰目标可以实现。两个情景的二氧化碳排放从 2030 年后均稳步下降。与 BLS1 相比，CNS1 的二氧化碳排放量从目前到 2060 年间都相对较低，2060 年前达到碳中和。

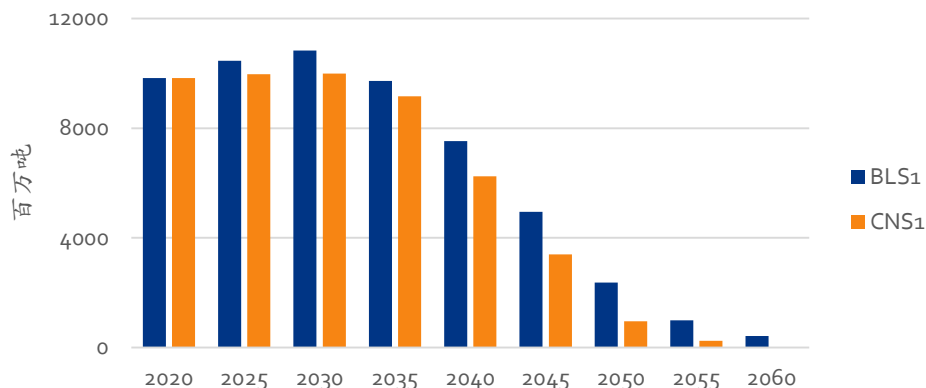


图 3-5：2020–2060 年两个情景的能源部门二氧化碳排放量 (百万吨)

电气化战略减少了终端用能部门的煤炭和石油消费

能源转型的一个重要部分是用绿色电力系统生产的电力取代终端用能部门的化石能源消费。此外，引入由风能和太阳能发电产生的绿氢是使终端用能部门电气化的一种间接方式。随着工业电气化的深化（尤其是钢铁行业）和电动

汽车的推广，电力消耗将大幅增加。2060 年，终端用能部门的总体电气化率在 BLS1 中达到 54%，在 CNS1 中达到 74%。

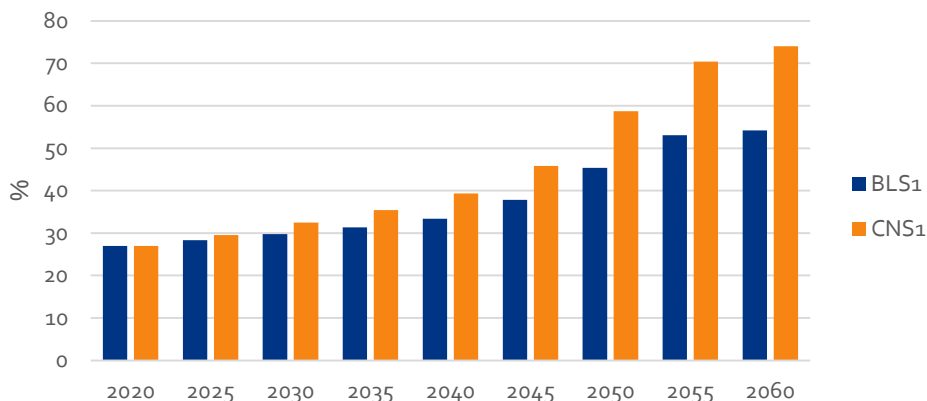


图 3-6：2020-2060 年两个情景的电气化率发展 (%)

电力消费在两种情景下都保持增长趋势

两个情景中，中国的全社会用电量均呈上升趋势。由于终端用能行业的电气化率在 CNS1 中更高，CNS1 的电力消费普遍高于 BLS1。在 CNS1 情景中，全社会用电量到 2030 年达到 12,000 太瓦时，在 2060 年进一步达到 17,300 太瓦时，是 2020 年的两倍。

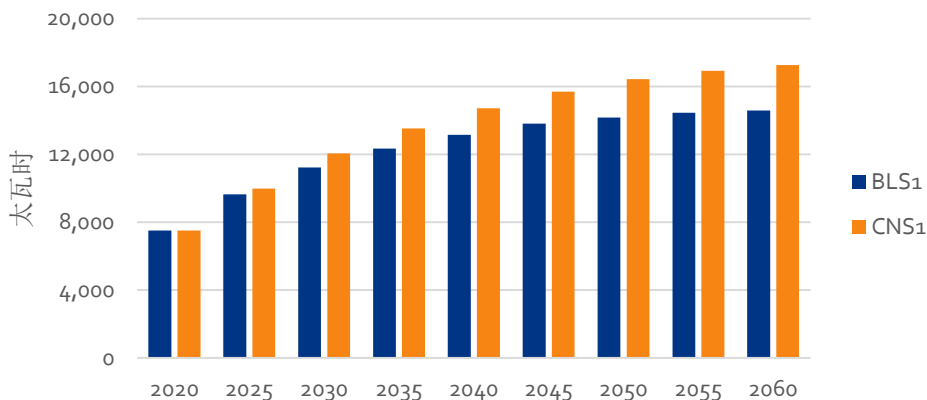


图 3-7：2020-2060 年两个情景的全社会用电量 (太瓦时)

太阳能和风能使电力部门变得绿色和清洁

在 CNS1 中，到 2030 年风电总装机达到 760 吉瓦，太阳能发电装机达到 890 吉瓦，风光合计累计装机达到 1,650 吉瓦，超过了 1,200 吉瓦的装机目标。这主要是由于与其他技术相比，风能和太阳能的经济竞争力提升，并与 2030 年前碳达峰的目标相结合。在 BLS1 中，2030 年的风电装机为 707 吉瓦，太阳能装机为 880 吉瓦。

在 CNS1 中，到 2060 年风电和太阳能发电总装机合计达到 7,145 吉瓦，其中风电装机 3,300 吉瓦、太阳能发电装机 3,845 吉瓦。在 BLS1 中，到 2060 年风电总装机达到 2,500 吉瓦，太阳能发电总装机达到 3,070 吉瓦。

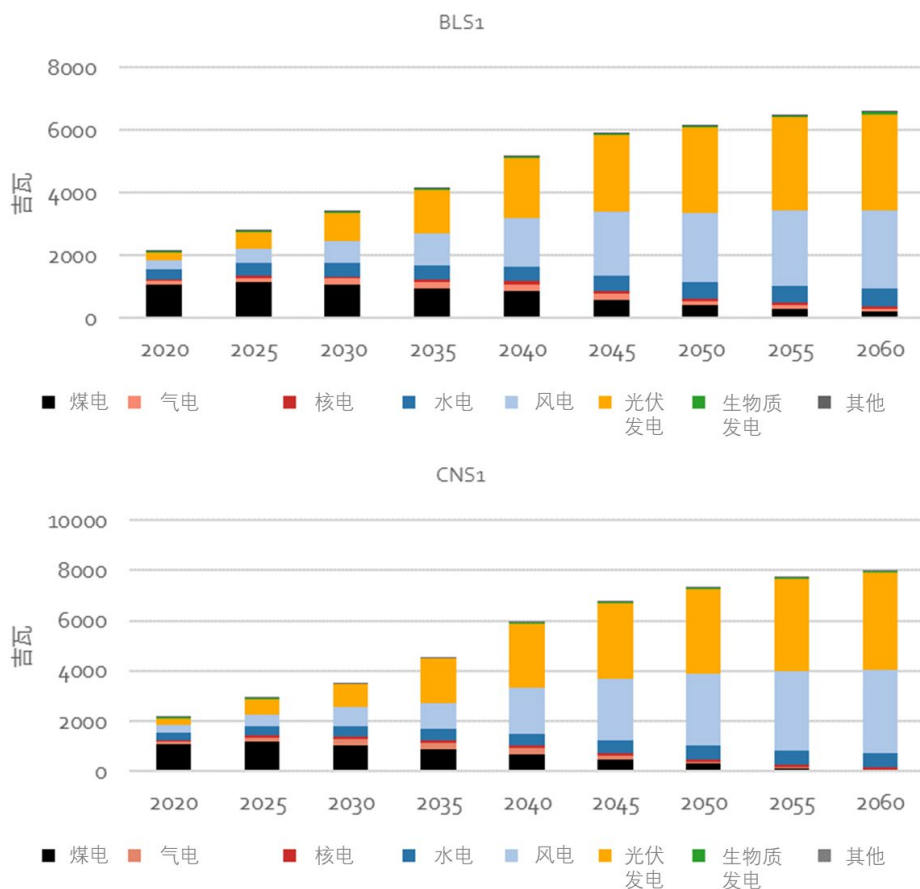


图 3-8：2020–2060 年两个情景的发电装机及结构（吉瓦）

从长期来看可再生能源将成为主导电源

在两个情景中，2060 年前总发电量均会持续增长。在 BLS 中，从 2020 年的约 7,500 太瓦时增长到 2060 年的近 14,600 太瓦时；在 CNS1 中，到 2060 年增加到 17,300 太瓦时。煤电逐渐退出，取而代之的是可再生能源发电，主要为光伏和风电。在 BLS1 中，可再生能源在发电量中的占比从 2020 年的近 30% 增加到 2060 年的 92.5%，在 CNS1 中进一步提升到 95.5%。

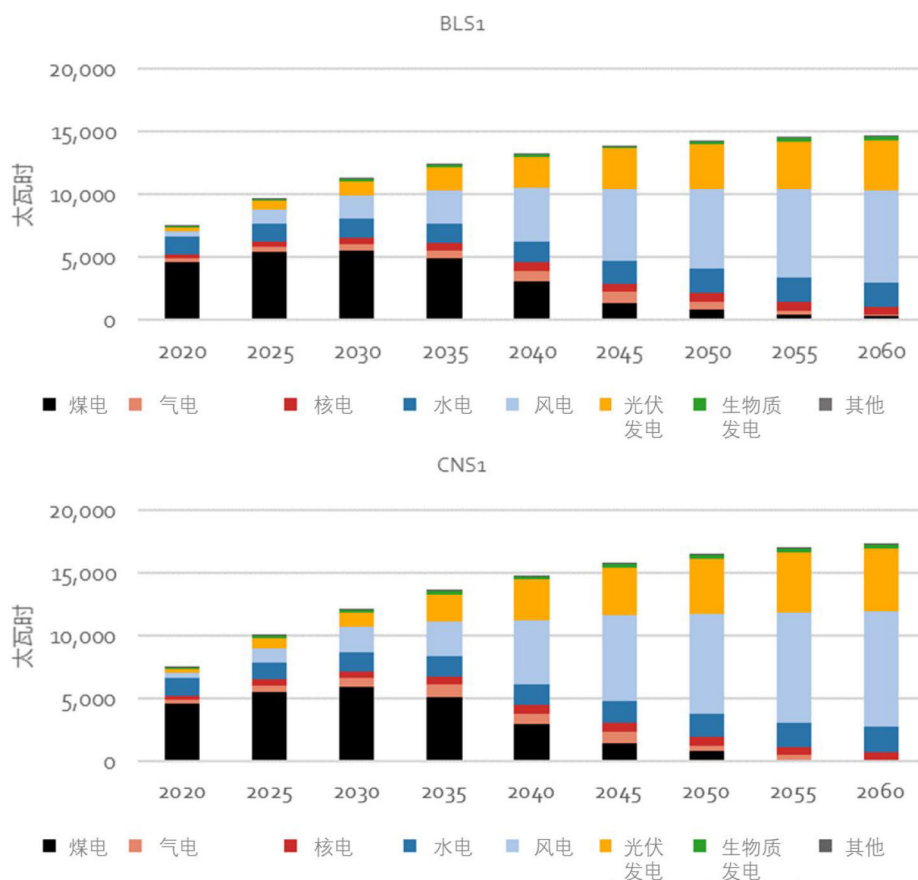


图 3-9：2020–2060 年两个情景的发电量（太瓦时）

3.5 情景集 2

情景集 2 的两条路径中，能源系统整体发展情况是电力、供热、交通、工业等关键子部门战略路线图和发展情况的集合，引导能源系统到 2060 年实现全面转型。

新能源的主要贡献来自于风能和太阳能。两个情景下对核电装机的假设相同。有关这些技术部署的具体细节和挑战，将在第 5 章电力行业章节中进一步阐述。

表 3-5 和表 3-6 列出了两个情景中的关键指标，展示了详细路线图下能源系统总体发展情况。

表 3-5：BLS2 情景中能源部门发展的关键指标

| | | 2020 | 2025 | 2030 | 2050 | 2060 |
|-----------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 发电煤耗法 | | | | | | |
| 一次能源供应量(TPES) | 百万吨标准煤 | 5,245 | 5,582 | 5,762 | 5,011 | 5,001 |
| 能耗强度 | 吨标准煤/百万人民币 | 52 | 43 | 36 | 16 | 12 |
| 非化石能源占 TPES 的比重 | % | 15% | 22% | 30% | 75% | 83% |
| 可再生能源占 TPES 的比重 | % | 13% | 19% | 26% | 70% | 78% |
| 能源当量法 | | | | | | |
| 一次能源供应量(TPES) | 百万吨标准煤 | 5,017 | 5,174 | 5,213 | 3,482 | 3,327 |
| 终端能源消费量 (TFEC) | 百万吨标准煤 | 3,608 | 3,754 | 3,763 | 3,096 | 2,849 |
| 能耗强度 | 吨标准煤/百万人民币 | 50 | 40 | 32 | 11 | 8 |
| 非化石能源占 TPES 的比重 | % | 11% | 15% | 22% | 63% | 74% |
| 可再生能源占 TPES 的比重 | % | 8% | 11% | 18% | 56% | 67% |
| 煤炭占 TPES 的比重 | % | 60% | 54% | 47% | 8% | 6% |
| 煤炭占 TFEC 的比重 | % | 32% | 24% | 17% | 6% | 4% |
| 天然气占 TPES 的比重 | % | 8% | 10% | 13% | 16% | 10% |
| 石油占 TPES 中的比重 | % | 22% | 21% | 19% | 13% | 10% |
| TFEC 中电气化率(直接) | % | 26% | 32% | 38% | 61% | 71% |

表 3-6：CNS2 情景中能源部门发展的关键指标

| | | 2020 | 2025 | 2030 | 2050 | 2060 |
|-----------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 发电煤耗法 | | | | | | |
| 一次性能源供应量(TPES) | 百万吨标准煤 | 5,247 | 5,594 | 5,798 | 5,254 | 5,174 |
| 能耗强度 | 吨标准煤/百万人民币 | 52 | 43 | 36 | 16 | 12 |
| 非化石能源占 TPES 的比重 | % | 15% | 22% | 31% | 87% | 94% |
| 可再生能源占 TPES 的比重 | % | 13% | 19% | 27% | 82% | 90% |
| 能源当量法 | | | | | | |
| 一次性能源供应量(TPES) | 百万吨标准煤 | 4,978 | 5,146 | 5,177 | 3,408 | 3,169 |
| 终端能源消耗量 (TFEC) | 百万吨标准煤 | 3,608 | 3,731 | 3,709 | 2,875 | 2,656 |
| 能耗强度 | 吨标准煤/百万人民币 | 49 | 40 | 32 | 11 | 7 |
| 非化石能源占 TPES 的比重 | % | 11% | 15% | 23% | 80% | 91% |
| 可再生能源占 TPES 的比重 | % | 8% | 12% | 19% | 72% | 83% |
| 煤炭占 TPES 的比重 | % | 60% | 55% | 48% | 3% | 2% |
| 煤炭占 TFEC 的比重 | % | 32% | 24% | 17% | 3% | 0% |
| 天然气占 TPES 的比重 | % | 8% | 10% | 12% | 11% | 3% |
| 石油占 TPES 中的比重 | % | 21% | 20% | 17% | 6% | 4% |
| TFEC 中电气化率(直接) | % | 26% | 33% | 41% | 80% | 92% |

一次能源需求在 2060 年前从化石能源转向非化石能源

图 3-12 展示了两个情景下 2020 年的能源结构。到 2060 年，两个情景下一次能源需求都将从以化石能源为主转变为以非化石能源为主。在 BLS2 情景下，2060 年，非化石能源占比为 74%，在 CNS2 情景下高达 91%，使可再生能源成为这两个情景下能源供应系统的核心。风能成为占比最高的能源品种，在这两个情景下分别占 30% 和 42%。

情景中能源供给侧的转型是由雄心勃勃的目标、坚定的政策执行和替代能源——特别是可再生能源——成本的持续降低共同驱动的。成本下降本身可以推动有竞争力的可再生能源项目扩张，但需要政策支持来实现情景中的转型速度。战略重点是发展灵活的电网运行、电力市场设计和其他系统灵活性措施，推动可再生能源在系统中更高效地整合。

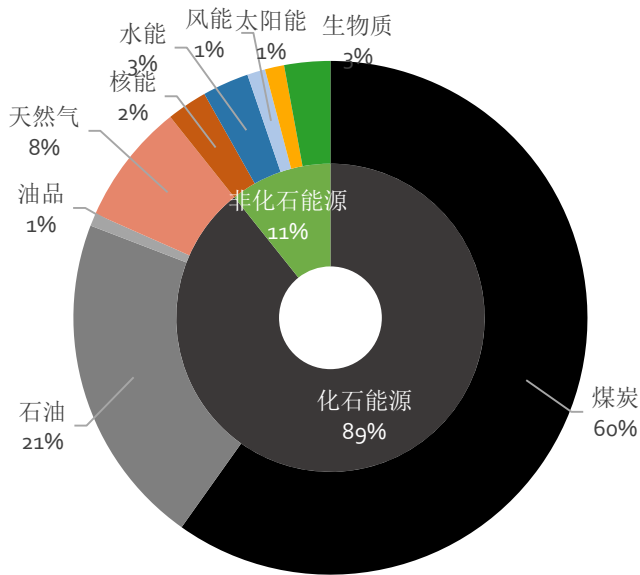


图 3-12：2020 年一次能源需求

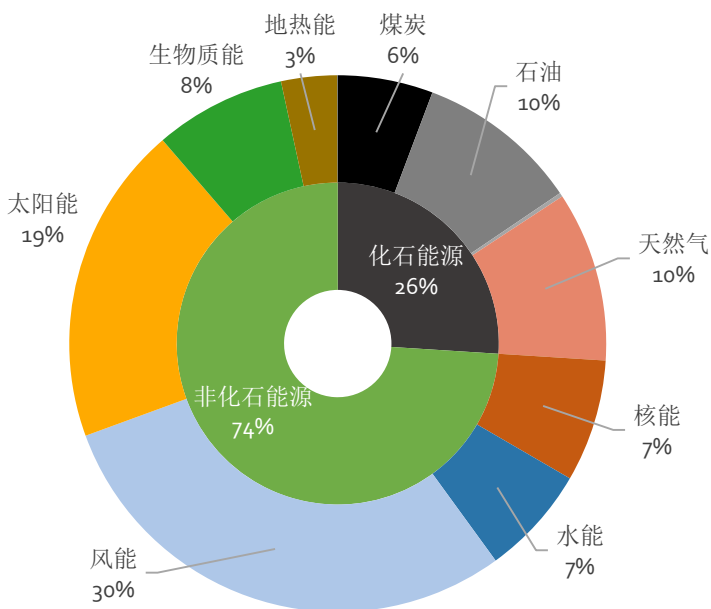


图 3-13：2060 年 BLS2 情景下一次能源需求

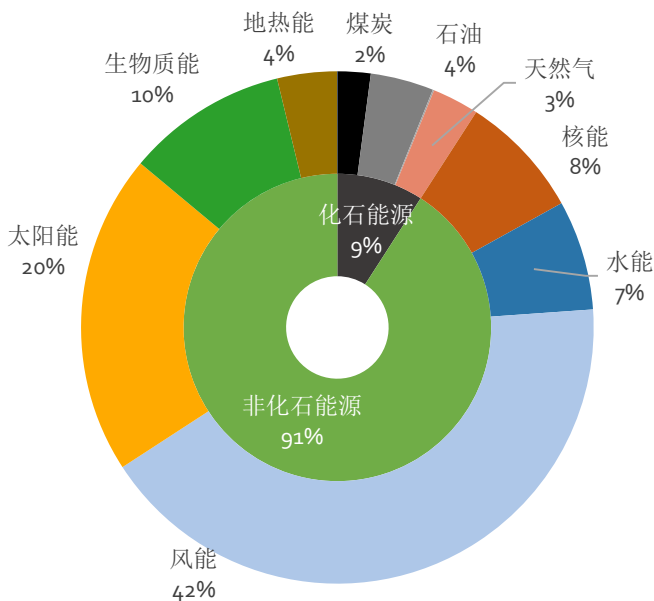


图 3-14：2060 年 CNS2 情景下一次能源需求

终端能源消费转向电气化、氢能和可再生能源的直接消费

在 BLS2 和 CNS2 中，终端能源消费在 2030 年之前达到峰值。在 BLS2 中，峰值将达到 37.72 亿吨标准煤（比 2020 年增加 5%），到 2060 年减少到 28.49 亿吨标准煤（比 2020 年减少 21%）。在 CNS2 中，峰值将达到 37.31 亿吨标准煤（比 2020 年增加 3%），到 2060 年减少到 26.56 亿吨标准煤（比 2020 年减少 26%）。

终端能源消费结构将从化石燃料转向电力、氢能和可再生能源，从而降低二氧化碳排放量。在 BLS2 中，煤炭在终端能源消费中的比重从 2020 年的 32% 下降到 2035 年的 13%，进而下降到 2060 年的 4%。在 CNS2 中，煤炭在终端能源消费中的比重在 2035 年下降到 13%，在 2060 年接近 0%。

在 BLS2 中，电力在终端能源消费中的比重从 2020 年的 24% 增加到 2035 年的 40% 和 2060 年的 52%。在 CNS2 中，电力在终端能源消费中的比重在 2035 年和 2060 年分别增加到 43% 和 61%。

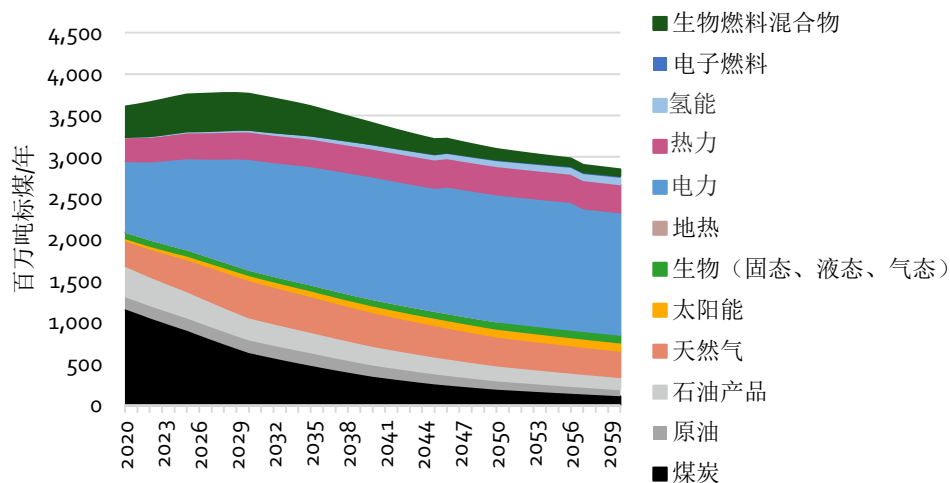


图 3-15： BLS2 情景 2020–2060 年按分品种终端能源消费情况（百万吨标煤）

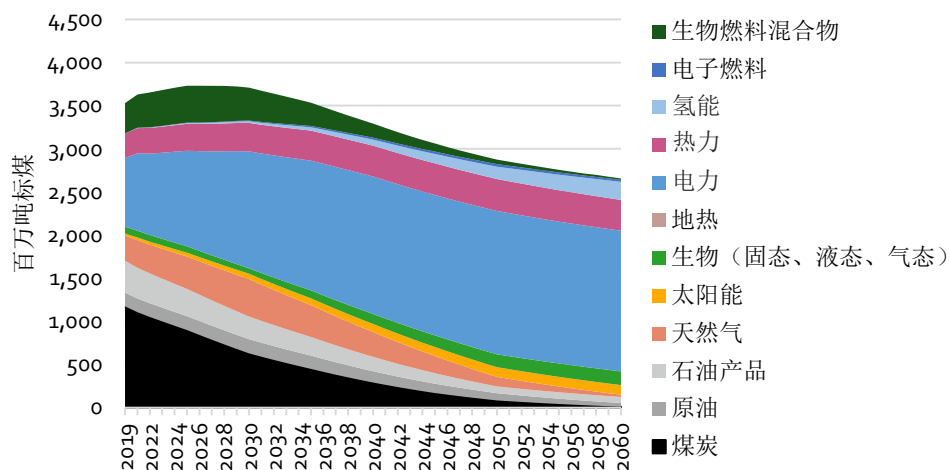


图 3-16： CNS2 情景 2020–2060 年分品种终端能源消费情况（百万吨标煤）

交通运输部门的混合生物燃料的绝对量增加，但在终端能源消费结构中比重基本保持不变。

在 BLS2 中，电制氢在终端能源消费中的比重在 2035 年达到 0.7%，在 2060 年达到 2.7%；在 CNS2 中，在 2035 年达到 1.1%，在 2060 年达到 7.9%。

能效提升和电气化使向可再生能源供应清洁转型成为可能

伴随可再生能源比重提升和化石能源比重下降，提高能效和电气化是清洁转型的关键步骤。为了大量应用低成本的风电和太阳能发电，电气化率被提高，

特别是在交通运输、建筑和工业领域。

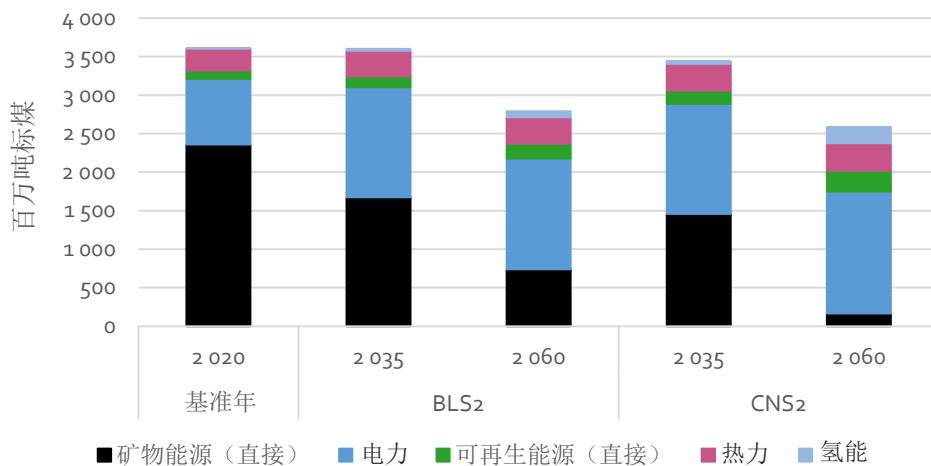


图 3-17：按载体划分的终端能源需求

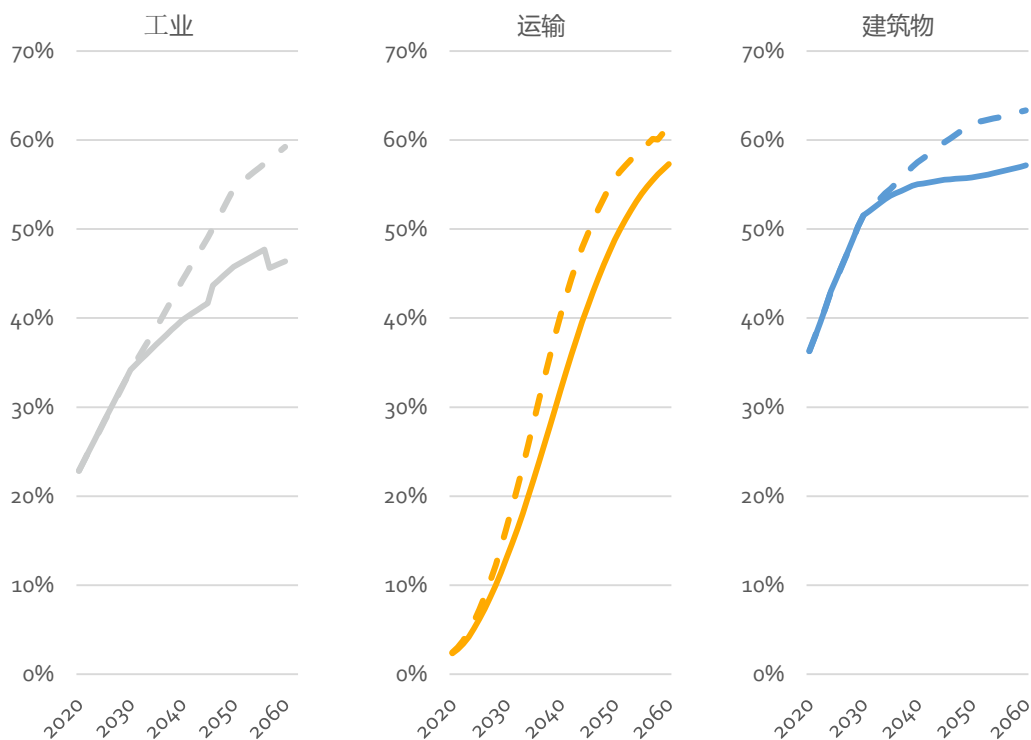


图 3-18：工业、交通运输和建筑领域电气化率 (实线代表 BLS2，虚线代表是 CNS2)

在交通运输部门，使用化石燃料的内燃机目前在重型和轻型运输中都占主导地位。到 2060 年，包括电动车在内的新能源车的普及是该领域去碳化的关键。在 BLS2 和 CNS2 中，交通运输部门的电气化率将从 2020 年的 2% 分别增长到 2060 年的 57% 和 61%。

在 BLS2 中，工业部门电气化率将从 2020 年的 23% 提高到 2060 年的 46%；在 CNS2 中，电气化率届时将达到 59%，仅略低于建筑部门的 63% 的电气化率。一次能源需求将下降并转向非化石燃料，特别是可再生能源。

在两种情景下，一次能源需求下降主要体现在煤炭和石油消费上。在 BLS2 中，从 2020 年到 2060 年，煤炭的消费下降了 28.11 亿吨标准煤，在 CNS2 中下降了 29.35 亿吨标准煤。

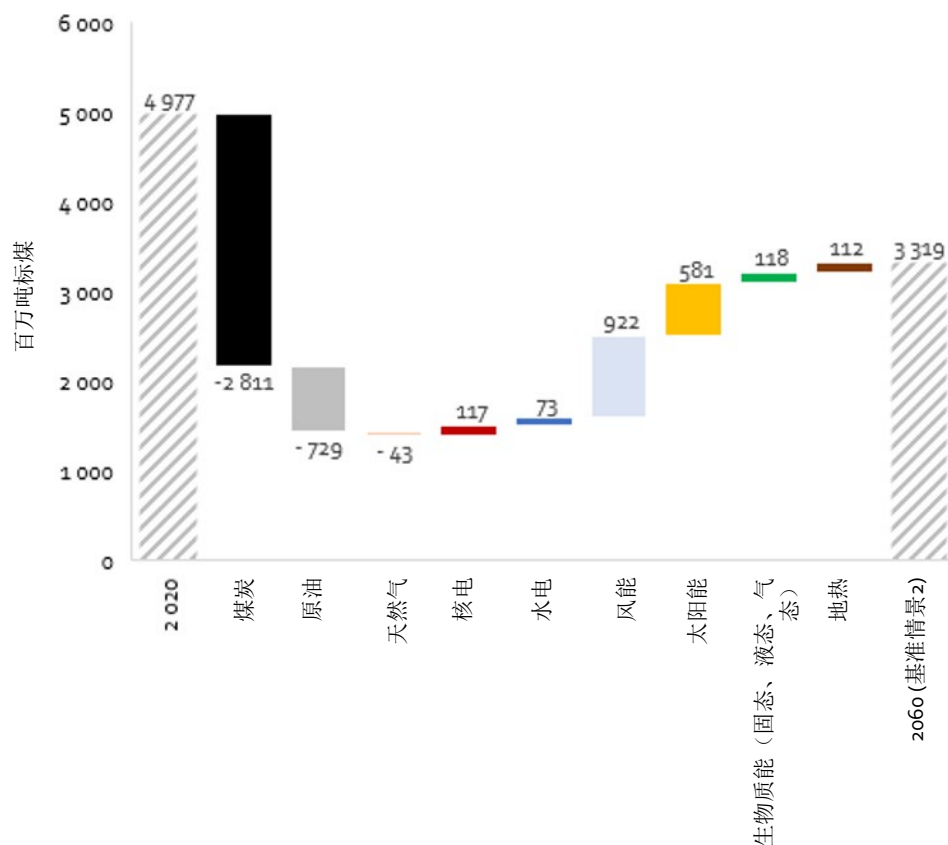


图 3-19：BLS2 中 2020-2060 年分品种一次能源需求（百万吨标准煤）

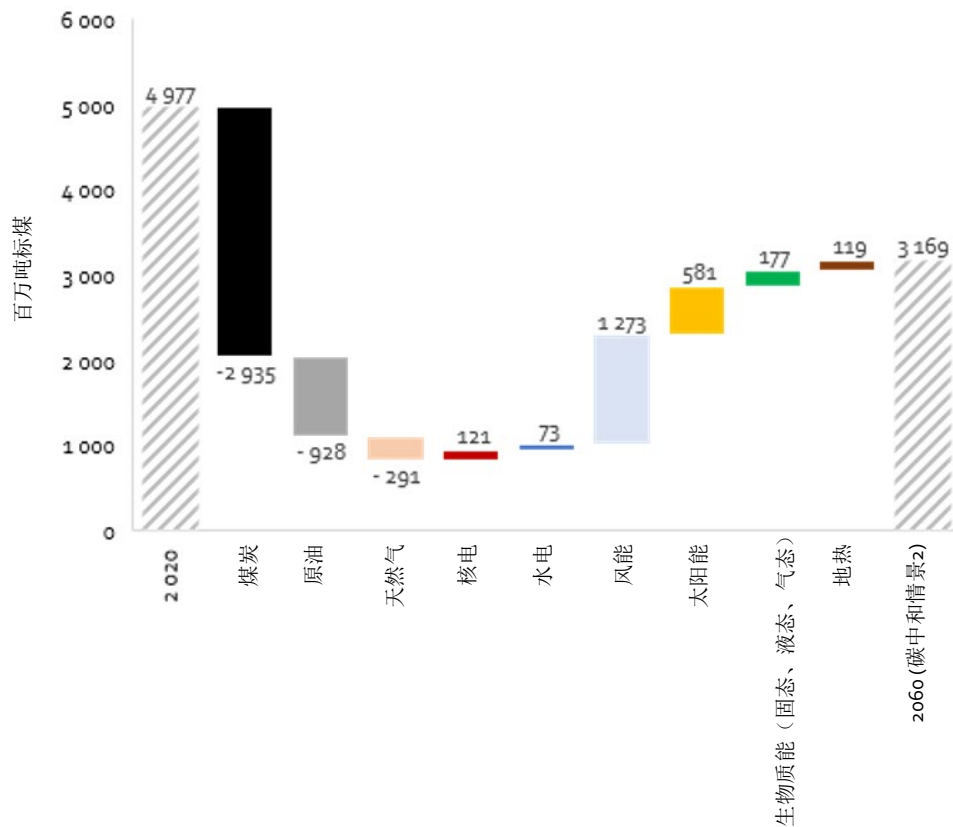


图 3-20：CNS2 中 2020-2060 年分品种一次能源需求（百万吨标准煤）

在 CNS2 中，交通运输燃料和工业化学品带动的原油需求的峰值约为 10.53 亿吨标准煤，而后随着更多的燃料转换和经济结构调整，到 2060 年将下降到 1.26 亿吨标准煤。

在 CNS2 中，预计中期内天然气需求将强劲增长，直到 2040 年前达到峰值 8.73 亿吨标准煤。在 BLS2 中，天然气需求峰值约为 8.46 亿吨标准煤。在接下来的 20 年里，这种势头将慢慢消失，到 2060 年，在 BLS2 和 CNS2 中消费量将分别下降到 3.41 亿吨标准煤和 0.94 亿吨标准煤。

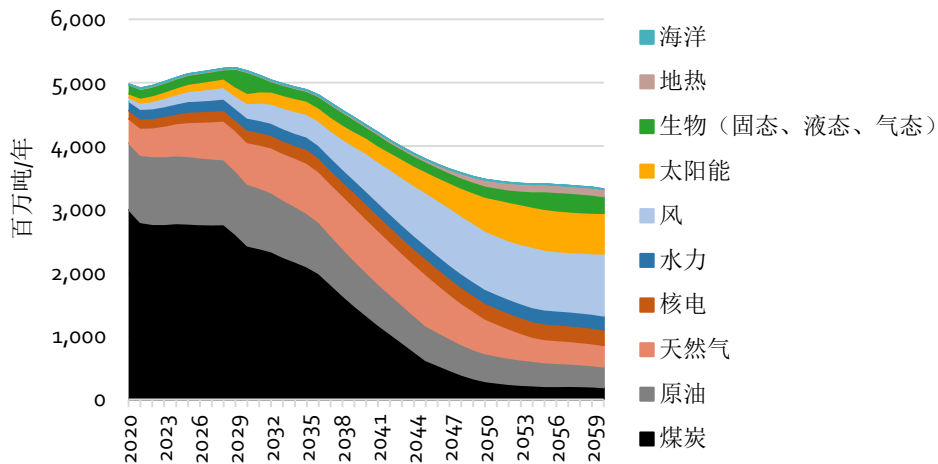


图 3-21： BLS2 的一次能源需求

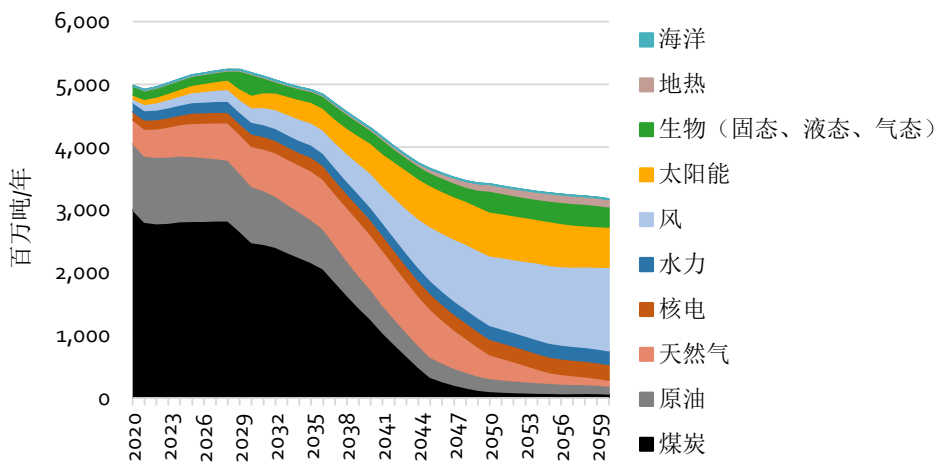


图 3-22： CNS2 的一次能源需求

化石燃料燃烧二氧化碳排放降至零

中国贡献对于全球实现《巴黎协定》的温度控制目标至关重要。CNS2 致力于中国为实现全球目标做出重大而负责任的贡献。在 BLS2，中国能源系统也将发生深刻转型，但在 2060 年前无法实现碳中和。这表明在碳中和目标下中国能源系统需要进行深刻变革。

两个情景都显示了 2030 年之前二氧化碳排放趋于稳定的趋势。2030 年之后，在 BLS2 中二氧化碳排放将稳步下降，但在 CNS2 中二氧化碳排放自 20 年代后期开始降幅更陡峭，特别是受到煤炭消费二氧化碳排放减少的驱动。

CNS2 中二氧化碳排放的快速下降得益于电气化、可再生能源发电增加和能效提高带来的能源消费与二氧化碳排放脱钩。

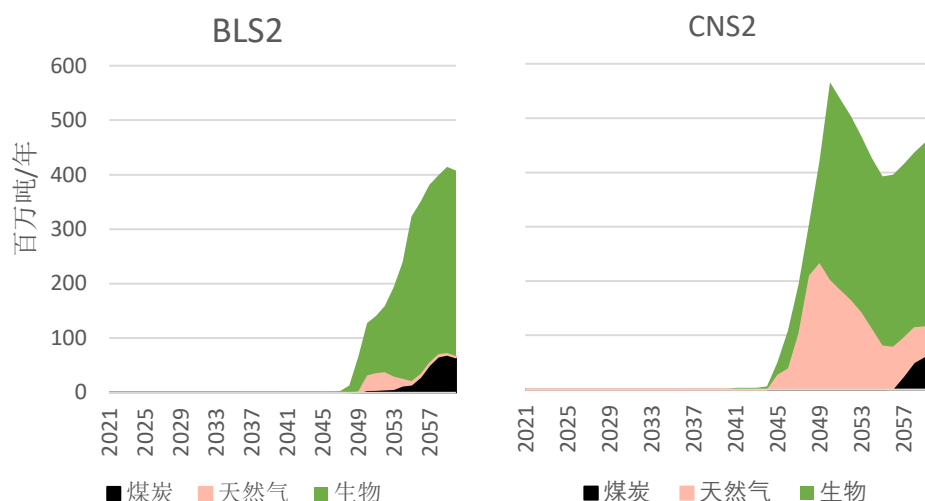


图 3-24：两种情况下电力部门二氧化碳封存量

为控制全球气温上升作出贡献的关键是使经济增长和二氧化碳排放脱钩。如图 3-25 和图 3-26 所示，预计中国 GDP 将进一步增长，这通常将拉动能源消耗增长。然而，尽管这在初期导致了碳排放的增加，但随着经济增长和碳排放逐步脱钩，未来碳排放将逐步减少。这可以通过能效措施来实现，这些措施可以在能源消耗增加有限的情况下实现经济增长。这也体现在能源强度的降低上。另外，电气化和提高可再生能源比重可以减少能源的排放强度。如图 3-25 和图 3-26 所示，把降低能源强度和碳排放强度结合起来，将改变与能源相

关的二氧化碳排放曲线，实现碳排放和经济增长脱钩。二氧化碳排放、能源消耗和经济增长不一定是齐头并进的。通过实施雄心勃勃但现实可行的 CNS2 路径，将在建设生态文明的同时维持经济的可持续增长。

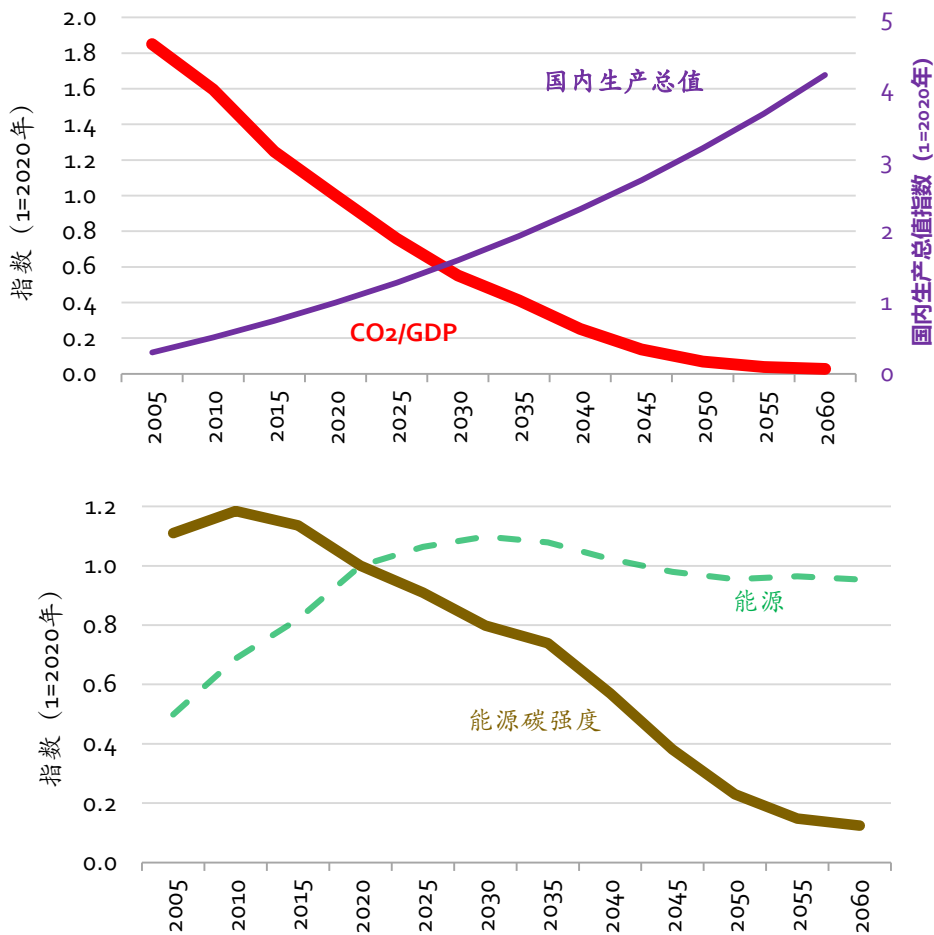


图 3-25：BLS2 中基于 Kaya 公式分解的强度变化（相对 2020 年）

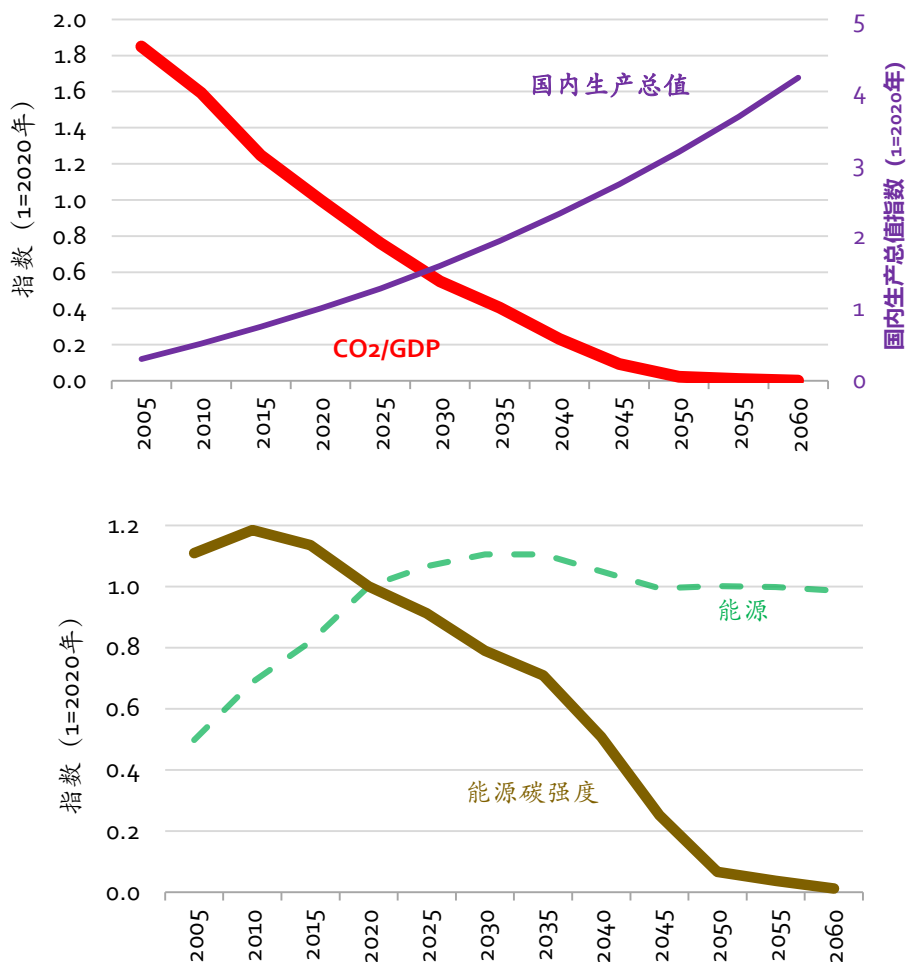


图 3-26: CNS2 中基于 Kaya 公式分解的强度变化 (相对 2020 年)

如果要为全球应对气候变化做出强有力的贡献，那么未来几年中国必须处理好能源强度的问题。另外，能源效率是打破当前这种联系的关键。同样，如果中国要通过降低能源消费的碳强度，成为生态文明建设的驱动力，必须从当下而不是以后开始降低不可再生能源的消费比重。

以下数字表明，在未来十年中，对于抵消经济增长带来的额外能源服务需求来说，降低能耗强度和能源去碳化同等重要。在接下来的几十年中，BLS2 中两者都很重要，CNS2 中能源去碳化则是更显著的因素。

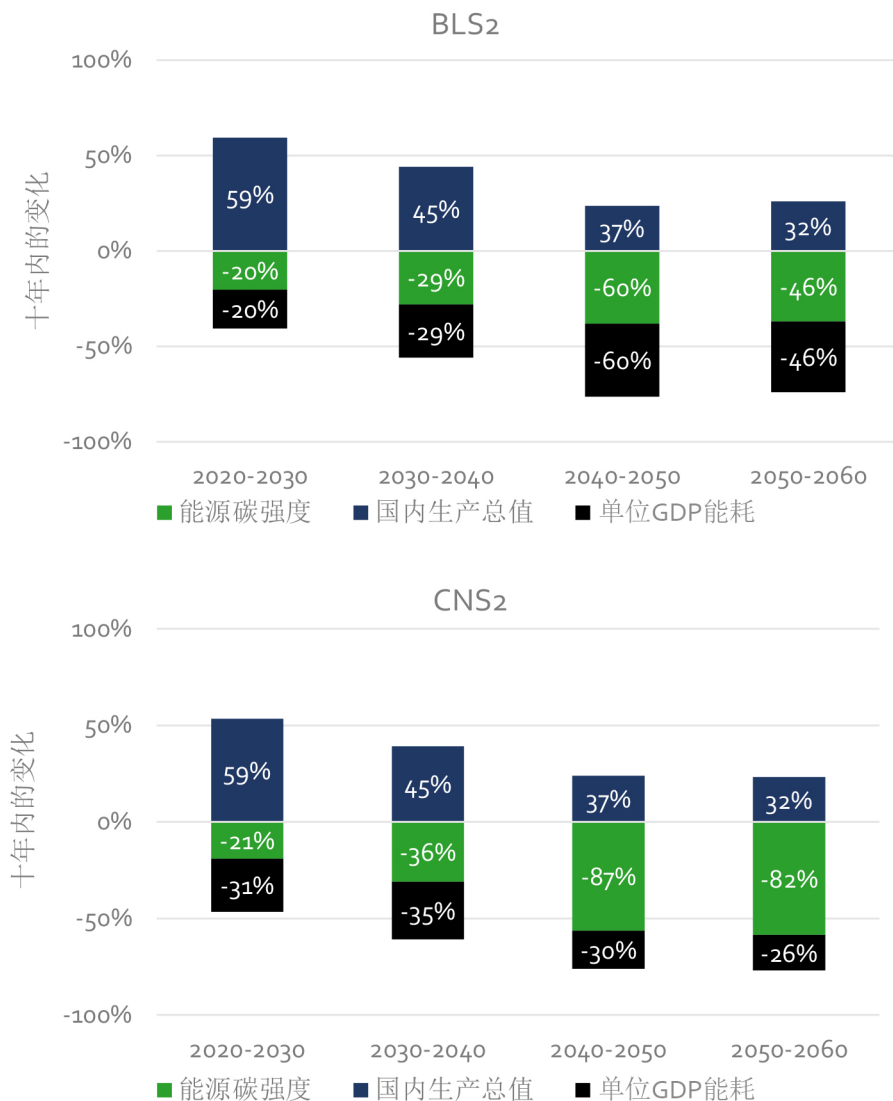


图 3-27：中国碳排放的 Kaya 分解

3.6 情景研究的基本结论

方法不同但结果可比

在中国能源转型展望 2022 报告中，采用了两类不同的情景方案。如前所述，两类方案的总体框架和假设是相同的。整体来看，两类不同方法的结果具有一定的相似性，也在细节方面存在差异。例如，在能源消费和电力发展方面，情景集 1 光伏发电量更高，而情景集 2 则风电略高。

总之，两类情景均致力于强调的总结论为，中国有可能在 2030 年前实现碳达峰，并在 2060 年前努力实现碳中和目标。为实现这一目标，需要在总体战略、能效提升、电气化、绿色电力以及制氢等多方面努力，以推动中国能源转型。

将提升能效、电气化、绿色电力和发展氢能作为跨部门转型策略

CETO 通过情景分析提出了中国能源转型的战略和实现碳中和的路径。主要包括四个关键支柱和途径：

- 需要提高需求侧的**能源利用效率**，以确保供应侧的转型步伐能够跟上，同时保证经济持续增长。
- **绿色能源供应**——技术进步和成本降低推动可再生能源大规模提供清洁能源，特别是以可再生能源电力的形式。
- **电气化**推动化石能源从终端消费中退出，同时实现电力供应的去碳化。
- **氢能**成为一种重要的能源载体，为低成本的绿色电力供应和最难去碳的部门之间建立起桥梁。绿氢和碳捕捉相结合，可以为难以减碳的部门制造燃料，如重型运输、航运和航空部门。
- **二氧化碳封存**创造了负排放以及碳汇方面一个后备手段或者说最后的选择。负排放可以抵消 2060 年系统中仍然存在的少量排放（例如，通过 CCS 对火电厂碳排放的捕获等）。

为在实践中实现碳中和，上述每个支柱都要依靠前一个支柱。如果没有能效提升，绿色能源供应的大规模发展将需要过多的资本投入，有效能源服务成本将过高。如果没有绿色电力供应，电气化只能将排放源从终端用能部门转移到以化石能源为燃料的电厂。氢能和电制“X”途径可能是成本更高的供应侧转型途径，应主要服务于更难转型的需求领域。最后，高强度的直接和间接电气化为大规模用电创造了机遇，其灵活运行的潜力明显高于传统昂贵的储能方式，如氢能或消费侧储能电池等。因此，电气化进程需要绿色电力提供支撑，并为可再生电力在电力部门的高比例发展提供保障。

4 终端部门的能源转型

4.1 关键信息

- 本章讨论两个情景集。BLS1 和 CNS1 主要采取中国国家统计局数据口径；BLS2 和 CNS2 基于统计数据及其他数据源并对电力行业路径使用了更严格的最低成本优化方法。两种情景显示出相同的趋势：终端能源消耗在 2030 年前达到峰值，然后在部门重组、深度电气化和提高能源效率等措施的推动下持续下降。
- 在两类情景下，终端部门的碳排放量达到峰值后持续下降至 2060 年。CNS1 和 CNS2 预计都将实现净零排放。建筑是最早接近碳中和的领域，大约在 2050 年。工业和交通运输领域达到净零碳排放需要更长的时间，最大挑战在于重工业和长途运输部门，为解决 2060 年的排放问题，需要采取 CCUS 措施。如果不采取任何额外措施，BLS2 显示终端部门仍将有 12.2 亿吨二氧化碳排放，但在 CNS2 中这一数字将减少到 2.3 亿吨，是当前水平的 5%。
- 电气化是所有终端部门脱碳的关键措施。通过电动的汽车、公交、卡车以及建筑中应用热泵、钢铁生产应用电炉等技术来实现。在 CNS2 中，电力和基于电力的替代燃料在 2060 年占终端能源消费总量的比重近 70%。还应注意到，在终端部门直接用电增长的同时，用于制氢的电力也在大幅增加。到 2060 年除终端部门直接用电 13500 太瓦时之外，还将有 3000 太瓦时电力需求用于电解制氢。
- 在工业领域，大部分减排都是通过提高能源和材料利用效率、电气化以及燃料转换为氢能、太阳能、地热和生物质能来实现的。通过炼钢和煤化工行业的转型，工业用煤将逐步减少。在 CNS2 中，为了达到碳中和，中国需控制钢铁产量，到 2035 年钢铁产量下降 20%，到 2060 年下降 40%。EAF（电弧炉）和 DRI（直接还原铁）将完全取代目前

的能源密集型和基于焦炭的 BF/Bof 路线。从 2035 年起，低碳氢基绿色化工将大规模发展。

- 在交通运输领域，电气化是通过电动车在乘用车中的快速渗透来实现的。到 2035 年，新能源汽车的市场份额将达到 100%。重型卡车、航空和航运难以实现电气化，将采用其他策略。燃料电池汽车将成为越野卡车（cross trucks）的主流车型，到 2050 年其市场份额将达到 70%。航空业主要依赖生物燃料和 P2X 燃料，氨对航运业至关重要。
- 在建筑领域，提高能效是首要任务。通过能效提升，即使活动水平大幅增加，总能源需求仍可保持在合理范围内。在 2050 年之前实现近零碳排放，需要在 2040 年之前实现所有新建建筑符合超低能耗建筑规范，在 2035 年之前所有既有建筑按照更高标准进行改造。预计由于部门间耦合带来的灵活性，将形成更大范围的区域供热系统。通过大型热泵和大型电锅炉的应用，更多电力将用于供热。

4.2 总体趋势

在终端部门用能方面，本报告设置了两个情景集。第一个情景集包括了 BLS1 和 CNS1，使用中国官方能源统计数据。思路上汲取了国家发展改革委能源研究所多年来对中国能源转型的专家研判与建模经验，包括 2050 年高比例可再生能源情景分析、中国重塑能源研究等。此外，第一个情景集考虑了典型地区转型经验以及中国低碳能源转型的障碍。第一个情景集反映出了中国所有终端部门长期能源消费趋势，并通过基准情景（BLS1）和碳中和情景（CNS1）的比较分析，识别出中国最终实现碳中和目标各终端部门不可或缺的措施。

第二个情景集和第一个情景集的主要区别在于部门划分以及所使用的能源统计数据的口径差异。中国目前的能源统计体系与一些国际能源组织（如 IEA 和 OECD）的统计体系在术语和数据收集方法上存在一定差异。因此，将中国数据与国际数据进行比较是一项具有挑战性的复杂工作。为克服这一挑战，引入第二个情景集，第二个情景集校核了基准年数据，并将能源统计年鉴中 7 个

终端部门重组为 5 个终端部门（分别为工业部门、交通运输部门、建筑部门、农业、建筑业。其中，农业和建筑业的能源消费量很小。因此，在以下分析中将重点讨论工业部门、交通运输部门和建筑部门），这样可以使数据结构与国际更具可比性。此外，第二个情景集还增添了一些其他数据：1）根据《中国城乡建设统计年鉴》数据，在当前 0.55 亿吨标准煤的住宅供暖能耗外，补充增加 1.1 亿吨标准煤的供暖能耗到建筑部门；2）建筑部门再增加 0.95 亿吨标准煤的可再生能源消费，其中包括 0.7 亿吨标准煤的生物质能和 0.25 亿吨标准煤的太阳能。

同时，为了准确分析和预测未来终端能源需求的变化，本研究在 LEAP 模型（长期能源替代规划系统）的总体框架内开发了终端能源需求模型（CNREC END-USE）。终端能源需求模型通过自下而上和从终端到上游的分析方法分析了 2060 年的能源需求。模型中自下而上的方法根据现有的统计或预测数据，分别对不同部门和子部门进行了详细假设，然后将这些数据汇总到更大的部门和整个能源系统。由于 BLS2 和 CNS2 的参数假设、分析方法和分析重点等存在差异，因此将分别就所有终端部门进行具体分析。

两类情景下，终端能耗方面具有相同的发展趋势，如图 4-1 和图 4-2 所示。两类情景的终端能源消费都在 2030 年前达到峰值，随后由于落后产能退出、能效提升和深度电气化，中国的终端能源消费逐步下降。到 2060 年，BLS1 和 CNS1 情景的终端能源消费分别下降至 23.63 亿吨标准煤和 22.10 亿吨标准煤，BLS2 和 CNS2 情景的终端能源消费分别下降至 28.74 亿吨标准煤和 26.89 亿吨标准煤。

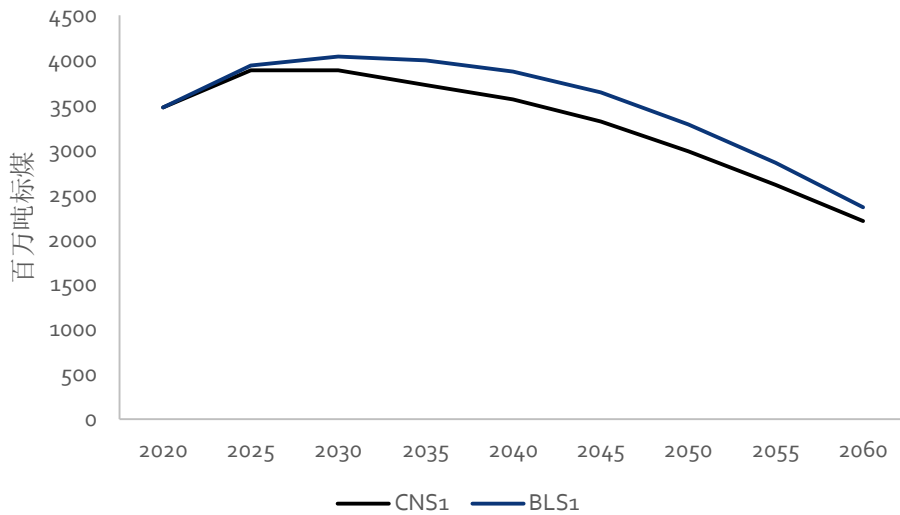


图 4-1: BLS1 和 CNS1 的终端部门能源消费量

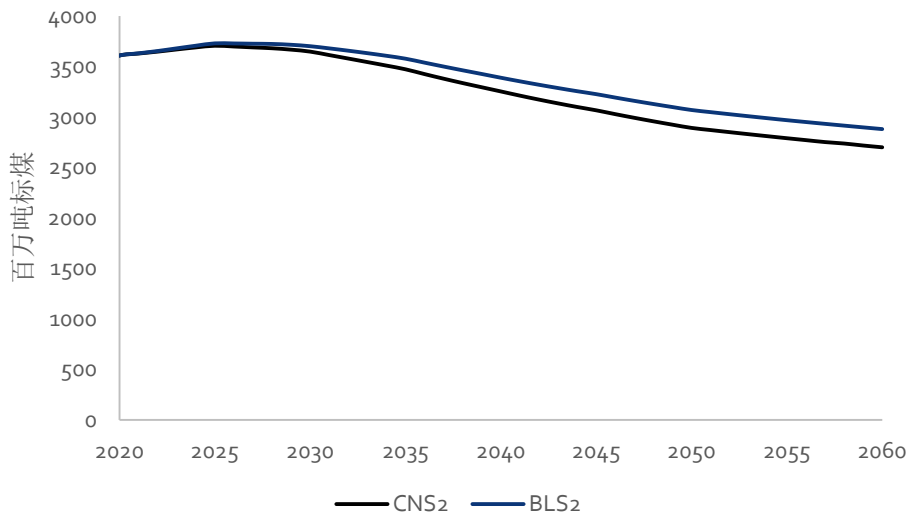


图 4-2: BLS2 和 CNS2 的终端部门能源消费量

同样，在这两类情景中都能看到终端能源需求中更多清洁能源的比重，如图 4-3 和图 4-4 所示。在 BLS1 中，煤炭和煤炭产品在终端能源消费中的比重从 2020 年的 29% 下降到 2060 年的 2%，在 CNS1 中，该比重到 2060 年下降到 0。在 BLS1 和 CNS1 中，天然气消费比重从 2020 年的 10% 分别下降到 2060 年的 6% 和 2%。在 BLS1 中，油品消费比重从 2020 年的 25% 下降到 2060 年的

11%，在 CNS1 中油品比重到 2060 年降至 4%。

对于 BLS2 和 CNS2，在 BLS2 中煤炭消费比重从 2020 年的 32% 下降到 2060 年的 4%，天然气 2019 年在终端能源消费中的比重是 10%，到 2060 年分别变为 6%（BLS2）和 2%（CNS2）。交通运输部门的生物燃料消耗量在绝对值上有所增加，但在终端能源结构中的比例基本保持，其他石油产品的消耗量从 2019 年的 10% 变为 2060 年的 11%（BLS2）和 4%（CNS2）。2019 年氢和 PtX 燃料占比为 0.04%，在 BLS2 和 CNS2 中 2060 年分别达到 17% 和 20%。

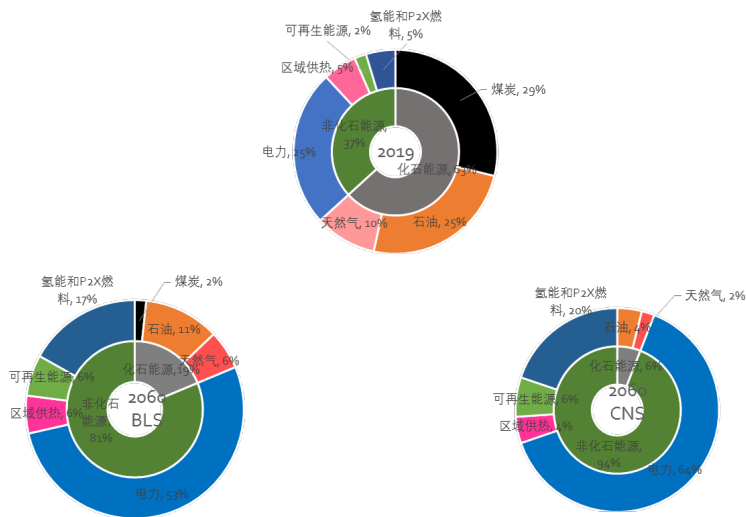


图 4-3：BLS1 和 CNS1 终端能源消费中各能源比重

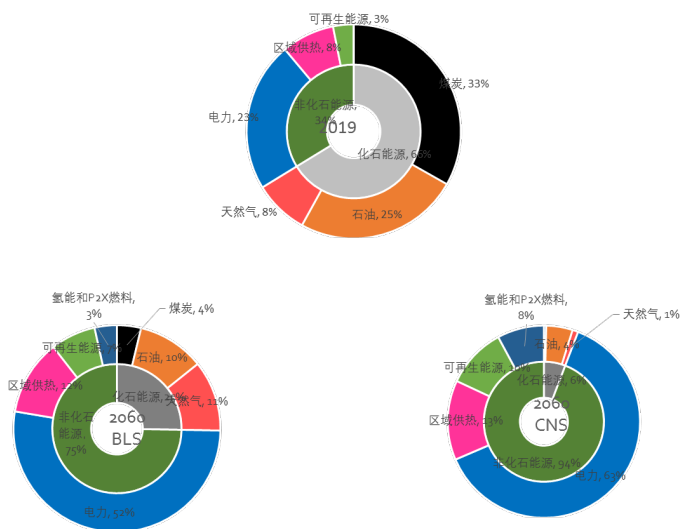


图 4-4：BLS2 和 CNS2 终端能源消费中各能源比重

到 2060 年，CNS1 和 CNS2 中分别只剩约 2.1 亿吨碳排放，可以通过 CCS 或 BECCS 装置去除。2060 年剩下的碳排放主要来自于交通运输和工业领域的石油和天然气。在 BLS1 和 BLS2 中，到 2060 年大约有 8~12 亿吨碳排放，即使借助 CCUS 方法，碳中和也只能到 2070 年或之后实现。

从中期来看，工业部门的脱碳将是重中之重。伴随煤炭逐步减少、电气化和燃料转换，大部分碳排放被削减掉，然而，工业中一定数量的天然气和交通运输中的石油产品将很难被电力或零碳燃料取代。从这个意义上说，需要采取 CCUS 措施来解决 2060 年的碳排放问题，以达到碳中和。

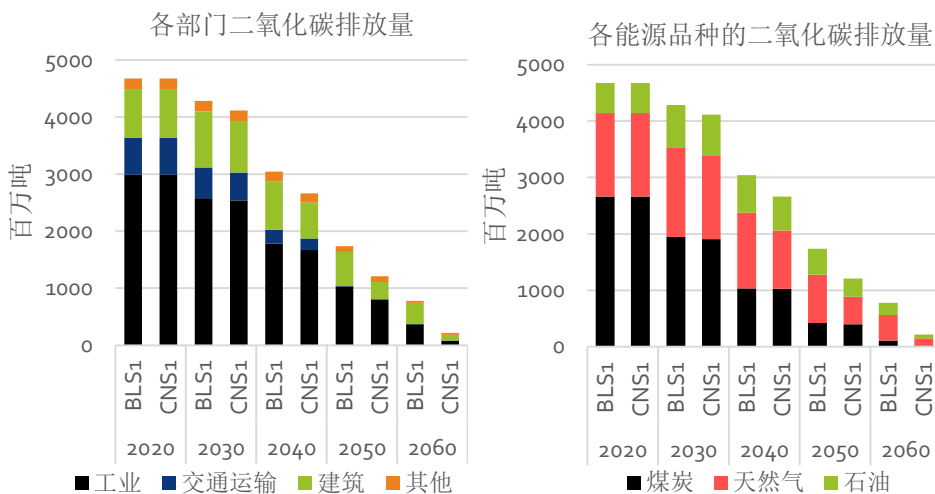


图 4-5：BLS1 和 CNS1 终端能源消费的碳排放量

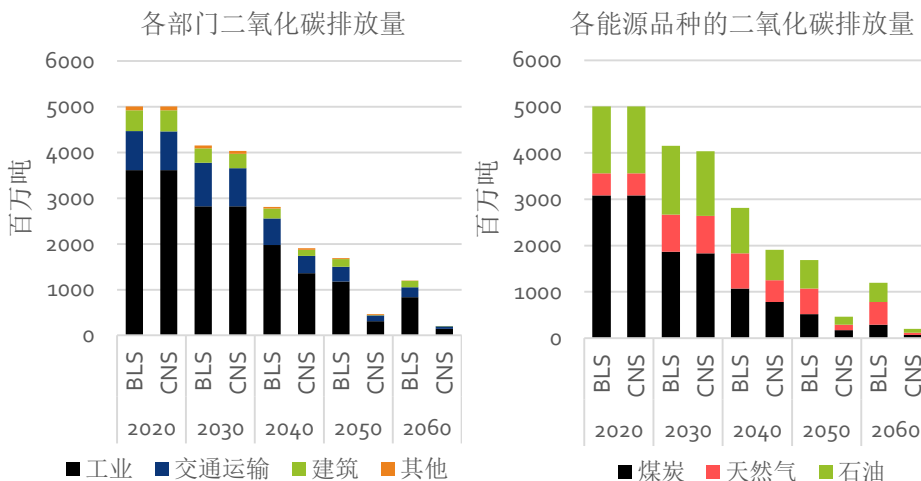


图 4-6：BLS2 和 CNS2 终端能源消费的碳排放量

在两类情景下，总体电气化率都在持续增加，见图 4-7 和图 4-8。在 BLS1 中，直接电力消耗在终端能源消费中的比重从 2020 年的 25%，增加到 2035 年的 38% 和 2060 年的 53%。在 CNS1 中，终端能源消费中电力比重到 2035 年和 2060 年分别为 39% 和 64%。

在 BLS2 和 CNS2 中，直接电力消耗在终端能源消费中的比重 2030 年为 24%，到 2035 年增加到 36%，2060 年达到 53%。在 CNS2 中，终端能源消费中电力比重到 2035 年和 2060 年分别为 40% 和 64%。

BLS 2 和 CNS2 中，电气化最快速的是交通运输领域。CNS2 中，电力占交通部门能源消费比重将从当前的 3% 增长到 2060 年的 61%，其中车辆电气化贡献最大。

在 BLS 2 和 CNS2 中，还应该注意，随着终端部门直接用电增长，制氢用电也大幅增加。到 2060 年，除了终端部门直接用电 13500 太瓦时外，还有 3000 太瓦时的电力用于转化过程中电解制氢。加上大型热泵提供区域供热的电力，CNS2 中到 2060 年全社会电气化率将达到 80%，CNS1 中总电气化率也将达到 78%。

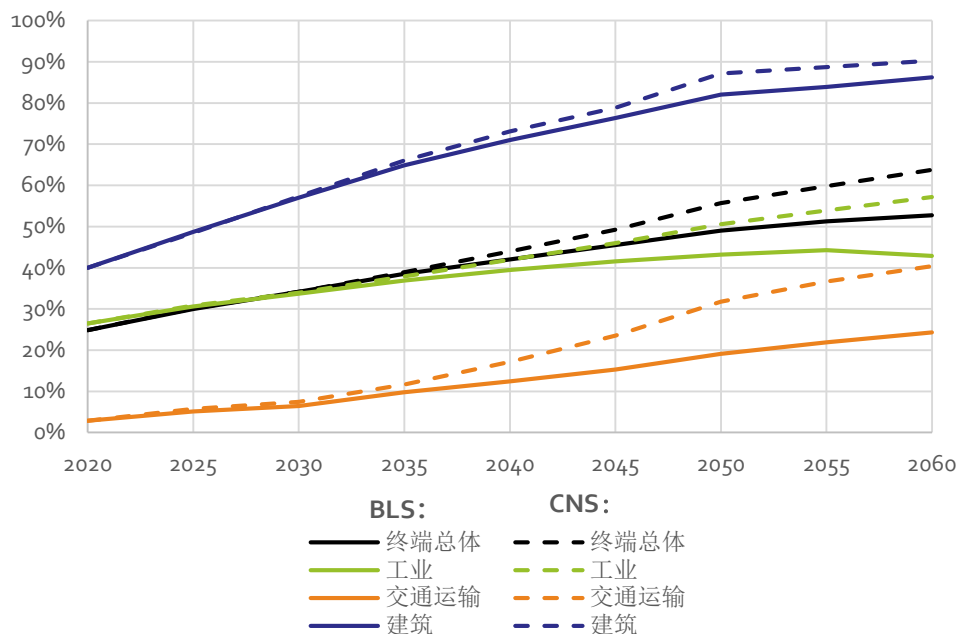


图 4-7： BLS1 和 CNS1 终端部门电气化率

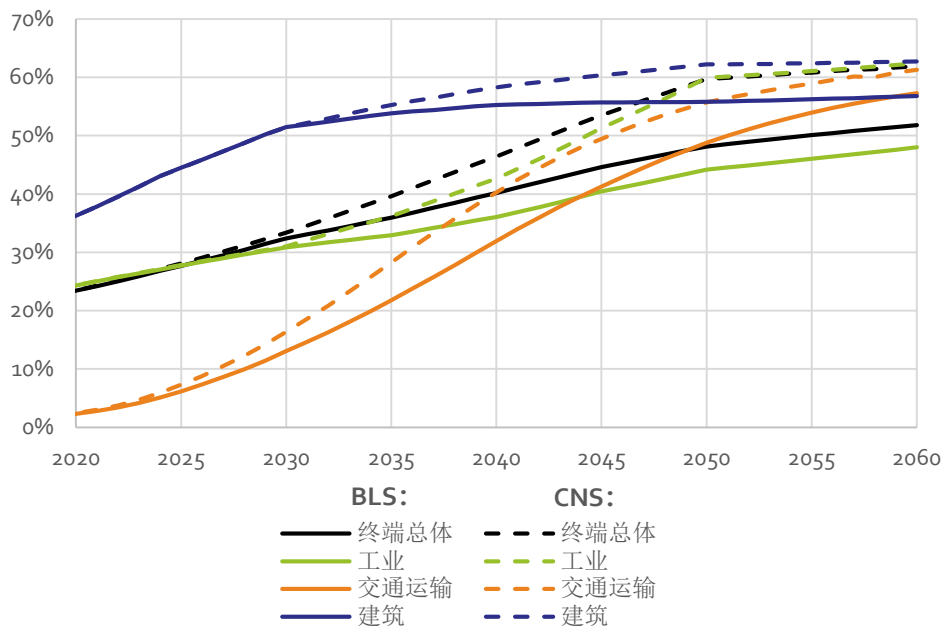


图 4-8: BLS2 和 CNS2 终端部门电气化率

4.3 工业部门

工业能源需求将在 2030 年前达峰，然后进入下降通道，燃料结构也将更加清洁，这种转变是通过产业结构调整、能源效率提高和电气化等手段实现的。燃料替代是工业部门深度脱碳的关键，如电炉炼钢、氢基直接还原铁以及绿色零碳化学品，将对工业低碳转型做出很大的贡献。

能源需求有望在 2030 年前达峰

在 BLS1 和 CNS1 中，工业能源消耗从 2020 年的 22.48 亿吨增长到 2025 年的 23.9 亿吨左右，经过短暂的峰值平台后开始下降，在 BLS1 和 CNS1 中，2060 年工业能源需求分别下降到 9.8 亿吨和 9.4 亿吨。

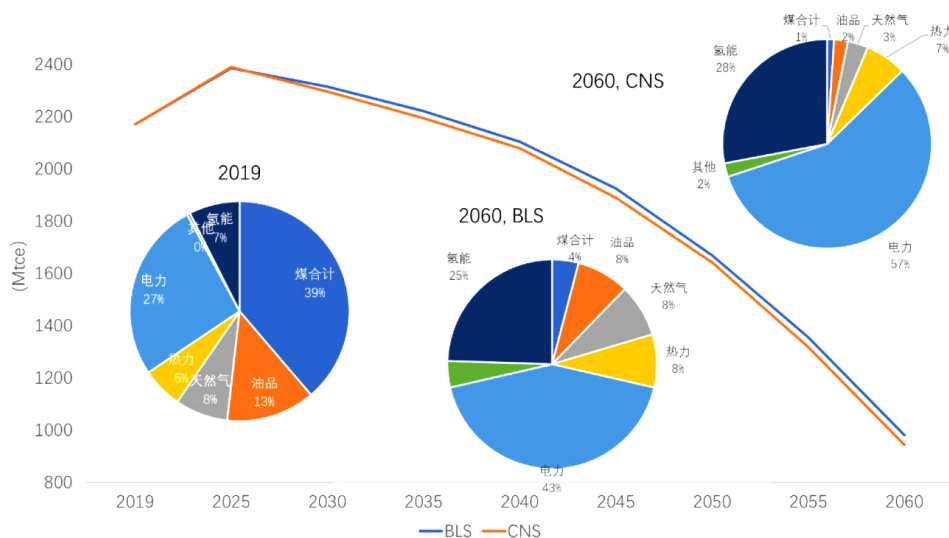


图 4-9 图：BLS1 和 CNS1 中工业的能源消耗和燃料份额 (百万吨标煤)

在 BLS2 和 CNS2 中，工业能源消耗从 2025 年开始下降，BLS2 和 CNS2 的速度相同。从 2030 年起，两个方案中的下降速度不同。到 2060 年，工业能源需求在 BLS2 中下降到 13.4 亿吨标准煤，在 CNS2 中下降到 12.2 亿吨标准煤。

从 2020 年到 2060 年，基于煤炭和石油的传统化工技术将逐渐退出市场。氢气和可再生资源（主要是生物质）将取代化石燃料作为化学原料。预计到 2060 年，在 BLS2 中只有 6600 万吨煤用于非能源用途，而在 CNS2 中这一数字将进一步下降到 1.07 亿吨标准煤。到 2060 年，BLS2 中非能源使用部分天然气占 31%，CNS2 中非能源使用部分氢气占 43%。

更清洁的燃料结构

两个情景中，工业部门燃料结构都将更加清洁化。煤炭（含焦炭等）消费急剧萎缩，从目前 50% 左右下降到 2060 年的 4%（BLS1），在 CNS1 中下降到 2% 以内。电力在最终消费中的份额在既定政策方案中从 23% 增加到 43%，在 CNS1 中增加到 57%。

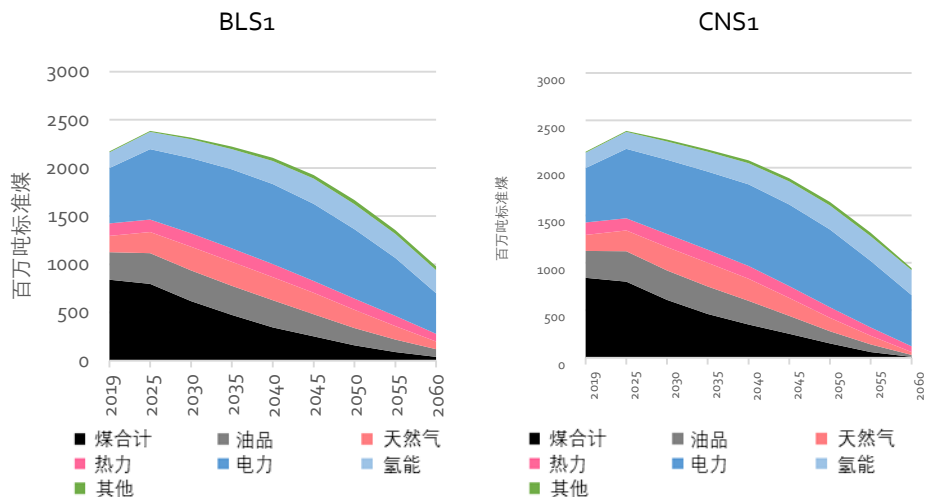


图 4-10： BLS1 和 CNS1 中工业部门的未来燃料结构

工业部门的煤炭消费在达峰后快速萎缩，在 BLS2 中从 2019 年的 10.5 亿吨到 2060 年的 1.03 亿吨左右，在 CNS2 中几乎为零，与此同时，电力需求折合标准煤从 2019 年的 5.13 亿吨标煤和 BLS2 的 4.3 亿吨标煤增长到 CNS2 的 7.61 亿吨标煤。电气化在工业现代化中发挥着作用，并提高了长期竞争力。工业电气化得益于低成本的零碳电力的供应，而现代工业流程可以为电力系统提供灵活性。

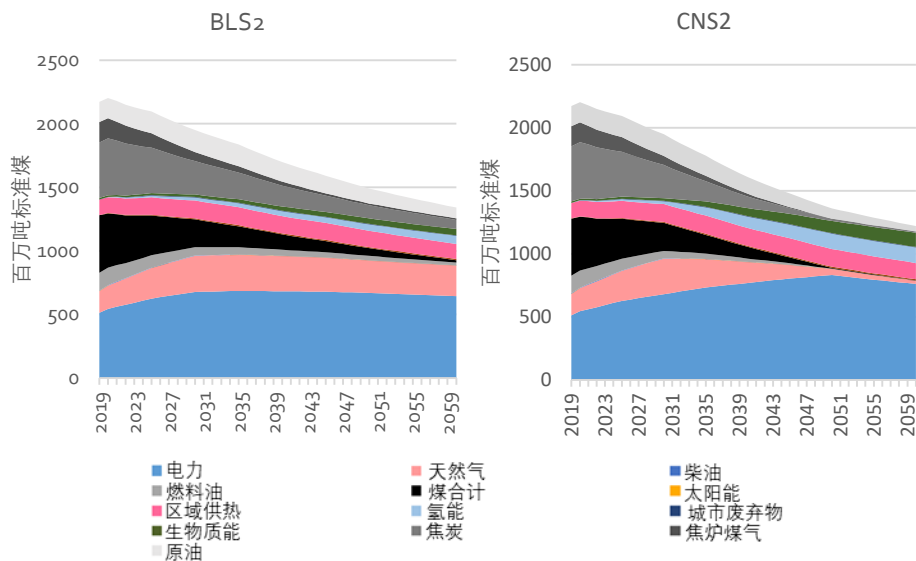


图 4-11： BLS2 和 CNS2 中工业部门的未来燃料结构

通过产业结构调整实现部门能源需求再平衡

大多数能源密集型行业在中国的市场需求已经达到了顶峰。预计这些能源密集型产品，如钢铁和水泥的需求在未来将持续下降（见图 4-12）。到 2030 年，钢铁等能源密集型产品的人均消费量将达到目前发达国家的平均水平。到 2060 年，钢铁的产量预计将比目前的水平缩减 40%，水泥产量将缩减 50%，而高端和高附加值产业将持续增长。据预测，到 2060 年食品工业、电气设备、机械制造和运输设备的增加值将增长 150-220%。

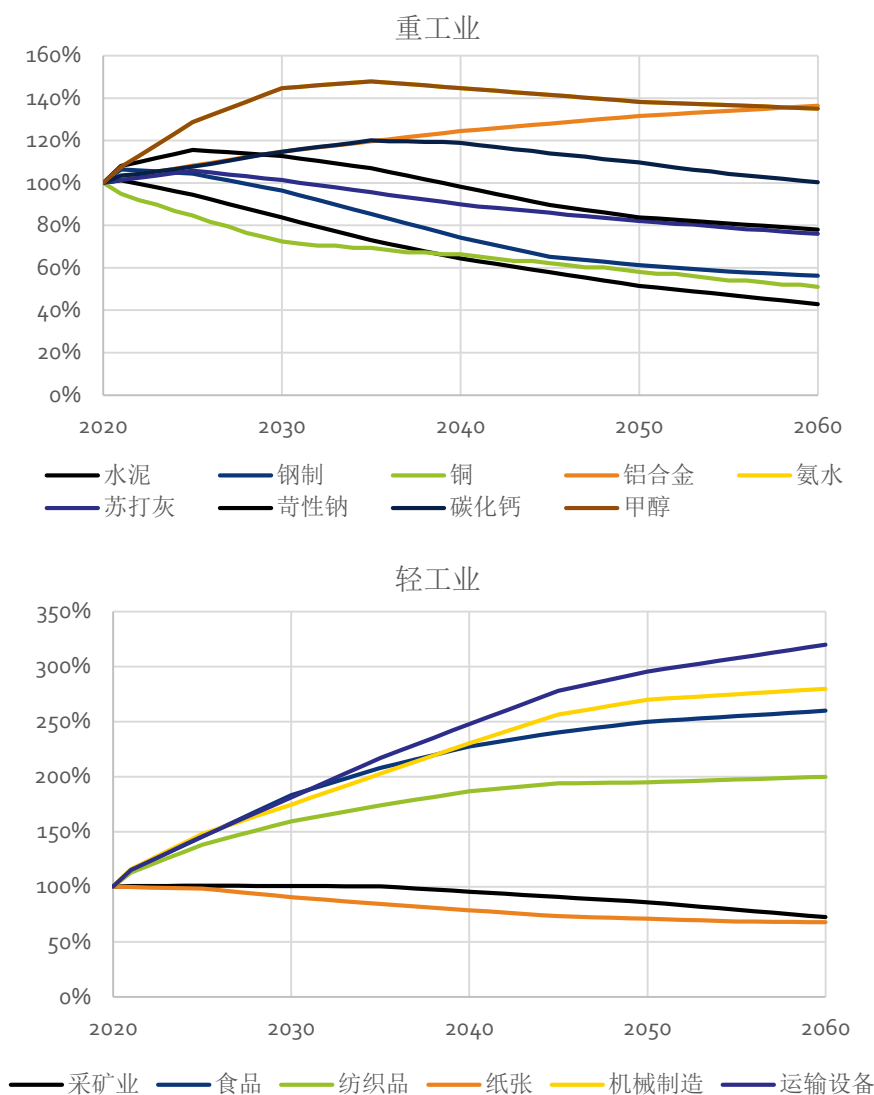


图 4-12： BLS2 和 CNS2 中不同工业部门的产出变化

在 CNS2 中，不同制造业的电气化率到 2060 年将有不同程度的提高（见图 4-13），CNS2 下的总体工业电气化率将最终达到 60%左右。

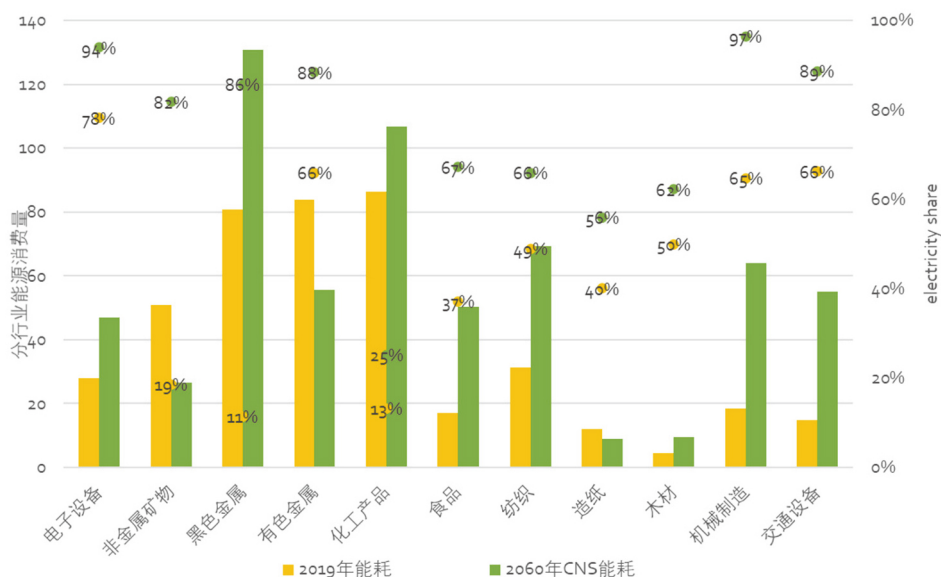


图 4-13：到 2060 年，CNS2 不同部门的能源消耗和电力份额

能源替代是工业脱碳的关键

在 BIS2 和 CNS2 中，我们采用“有效用能”方法来分析工业节能潜力，发现工业节能潜力主要由三部分组成：1) 工艺替代所节约的能源，如以氢为基础的化工技术替代目前以煤为基础的化工生产；2) 燃料替代所节约的能源，如目前的煤锅炉转移到更高效电锅炉；3) 改进现有技术。

图 4-14 显示了这些不同的步骤对工业节能和减少碳排放的总贡献。未来的技术替代对能源节约的贡献最大，到 2060 年可以节省 2.8 亿吨标准煤，占当前工业能源消耗的 13%。燃料转换对碳减排的贡献最大。深化 CNS 的措施对于帮助中国从 BLS 过渡到工业的近净排放至关重要。

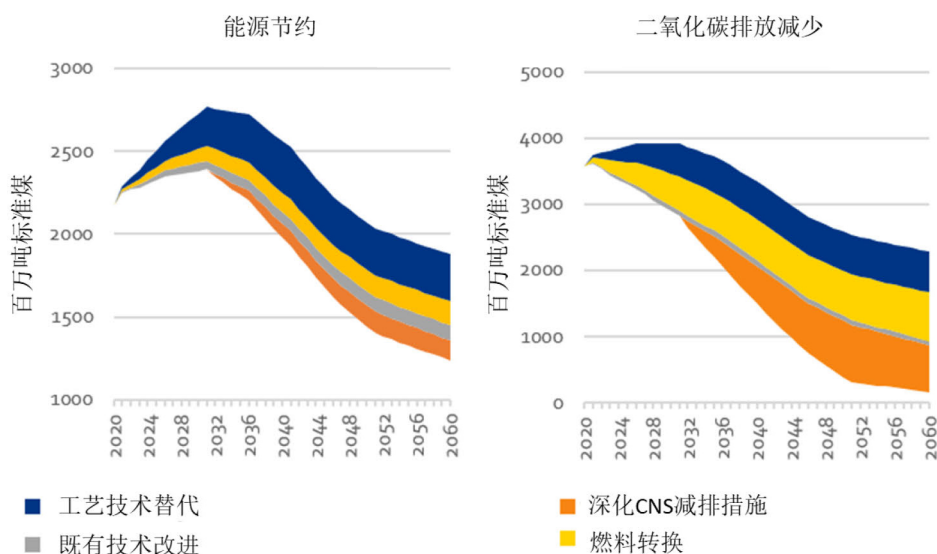


图 4-14：BLS2 和 CNS2 下各种措施节能减排的效果

炼钢的未来

钢铁是中国工业的核心支柱产业，为国民经济发展提供基础原材料。钢铁工业也是中国最大的温室气体排放来源之一，二氧化碳占全国总量的 15–20%。目前，中国近 90%的钢材来自高炉转炉路线，该路线以焦炭为还原剂，造成大量二氧化碳排放。未来炼钢工艺脱碳的解决方案可以分为两类。1) 增加以废钢为基础的电弧炉路线的产量份额，2) 引入以氢气为基础的冶金工艺，包括用氢气替代目前高炉转炉路线中的焦炭，以及氢基竖炉直接还原工艺。

我们认为在电炉炼钢和氢冶金是生产零碳钢材的最终解决方案。但前提条件是要确保有足够的废钢回收和足够的氢气，而氢气大部分将来自于低成本的绿色电力。

我们在两个情景中设计了不同的低碳路径发展。在 BLS 中，基于废钢的电炉钢比重从目前的 15%增加到 50%，在 CNS 中进一步增加到 80%（因为钢产量更低、回收规模更大）；在 BLS 中，基于氢气的直接还原铁工艺比重增加到 30%，但在 CNS 中，由于电炉钢路线的压倒性发展，氢冶金在 2050 年左右达到 33%的峰值，然后下降到 20%；传统的高炉转炉路线将被改进，还原剂从焦

炭改为氢气，但由于其能源强度更高，这种路线所占份额将不断下降，在 CNS 情景，这种路线将在 2050 年前被逐步淘汰。

随着电炉钢和氢冶金工艺的推广，未来的钢铁工业将以更清洁的燃料组合来提高能源效率。但是 BLS 的努力还远远没有让钢铁工业实现碳中和。只有通过更雄心勃勃的目标才能实现全面转型。正如图 4-15 显示，随着电气化的深入和采用更多的氢冶金工艺，到 2060 年，钢铁厂所有的燃料都来自电力和氢气，进而实现近零排放。

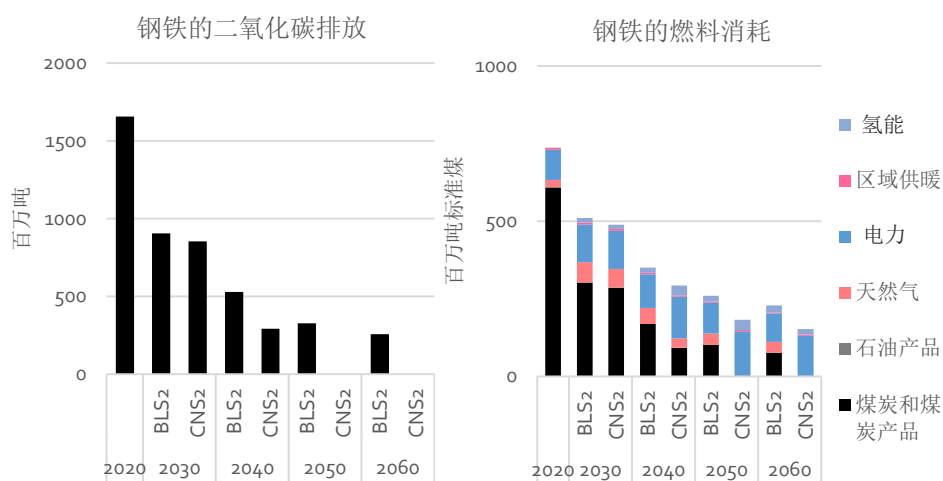


图 4-15： BLS2 和 CNS2 中炼钢业的碳排放和燃料消耗情况

绿色化学品：氨和甲醇

在大多数国家，天然气都是重要的化工原料，而中国主要依靠煤炭作为原料。化工行业是工业部门中仅次于钢铁的第二大煤炭消费行业，主要用于生产合成氨、甲醇等产品，并造成大量二氧化碳排放。

合成氨和甲醇生产的碳排放主要来自于煤在高热高压下的制氢反应过程。据估计，生产 1 吨合成氨，全生命周期将排放约 4.9 吨二氧化碳，生产 1 吨甲醇约排放 4.4 吨二氧化碳。因此，全面过渡到绿氢或生物质能可以帮助化工产品实现碳中和。

本研究对合成氨和甲醇的发展设置了两个不同情景。见图 4-16，在 BLS 中，到 2040 年，至少 20%的合成氨将由绿氢技术提供，20%的甲醇将由绿氢

和生物质技术提供；到2060年，40%的合成氨和甲醇将由绿氢等提供。在CNS中，绿氢等零碳原料将更大规模使用。到2040年，40%的氨和甲醇将由绿氢和生物质能提供，到2060年，90%的甲醇和85%的氨将由绿氢等提供。

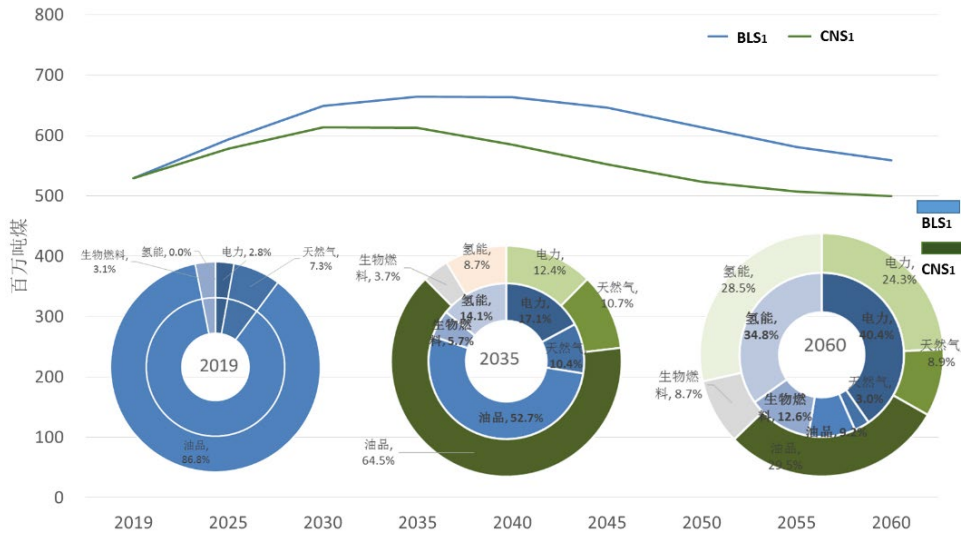


图 4-16： BLS1 和 CNS1 情景下交通运输终端能源需求情况

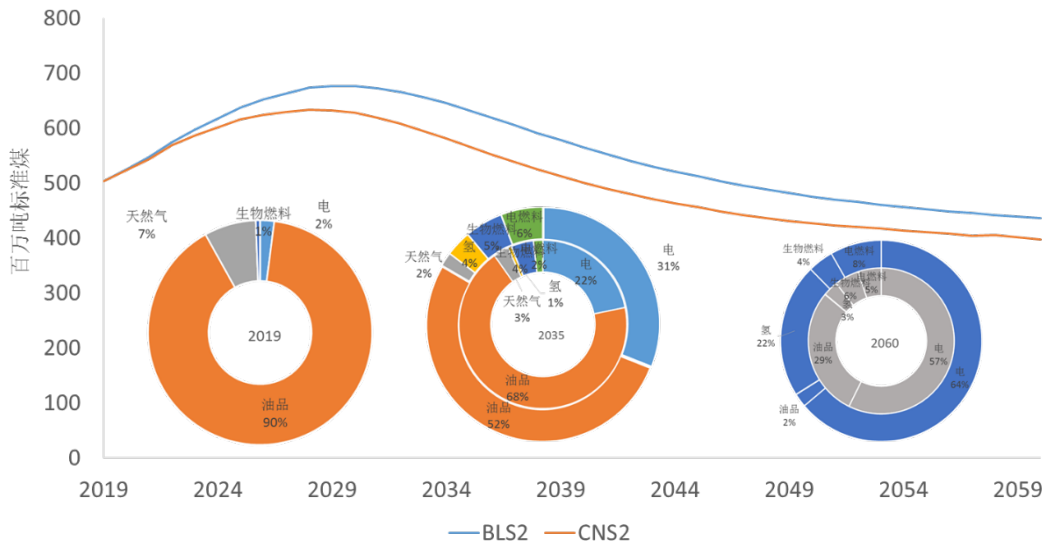


图 4-17： BLS2 和 CNS2 情景下交通运输终端能源需求

4.4 交通运输部门

能源需求

所有情景下，交通运输部门的终端能源需求量都将在 2035 年前达到峰值。在 BLS1 情景中，能源需求量在 2035 年左右达到高峰，为 6.64 亿吨，然后到 2060 年下降到 5.59 亿吨。在 CNS1 情景中，能源需求量在 2030 年左右提前达到 6.14 亿吨的峰值，到 2060 年回落到 5.00 亿吨。

在 BLS2 情景下，能源需求量在 2030 年左右达到峰值，为 6.77 亿吨，然后到 2060 年下降到 4.36 亿吨。在 CNS2 情景下，能源需求量的峰值也较早出现，在 2028 年左右达到 6.34 亿吨，到 2060 年回落到 4.98 亿吨。2035 年后，电力成为能源结构的主体。在 CNS2 情景下，到 2060 年，电力的比重增加到 64%，而石油相关产品下降到 2%，生物燃料的比重增加到 4%，其余是氢气和其他基于 P2X 的燃料。

在 BLS2 情景下，客运能源需求量从 2019 年的 2.80 亿吨下降到 2060 年的 2.56 亿吨，在 CNS2 情景下则下降到 2.38 亿吨（图 4-18）。轻型车辆的能源需求量在预测期内仍占比最高，但其能源需求在两种情景下都有所减少，这得益于电气化率提升。

货物运输的能源需求量显示出与客运类似的趋势。货运能源需求量从 2018 年的 2.38 亿吨持续增长，在 BLS2 和 CNS2 情景下分别达到 3.5 亿吨和 3.15 亿吨，然后在 2050 年下降到 2.8 亿吨和 2.6 亿吨。

公路卡车将继续成为货运的主要方式，所有卡车的能源需求量之和占货运能源消耗的 55%–65%。重型卡车的比重逐年增加，而轻型卡车则逐渐减少。水路和铁路货运的比例显示出稳定的增长，都从 2018 年的 6–7% 上升到 2050 年的 10–11%。

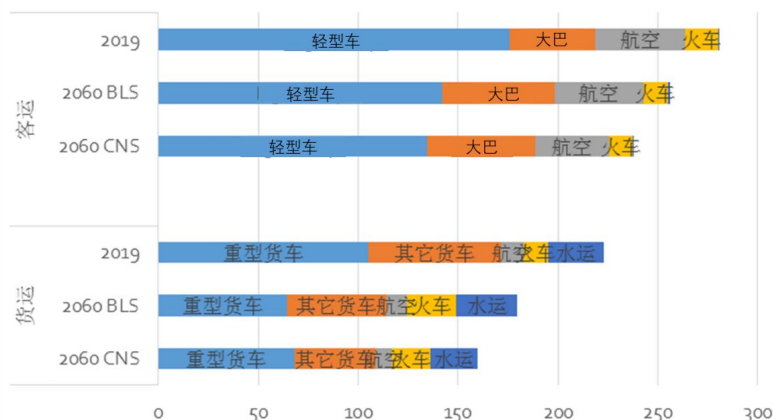


图 4-18: BLS2 和 CNS2 情景下分交通运输方式的能源需求情况

各种出行需求的扩大带动需求增长

中国的私家车市场多年来一直保持着强劲的增长势头。中国的汽车销量仍然连续 10 年位居世界第一，年销量近 3000 万辆，全国汽车保有量在 2 亿辆以上，是世界上最大的私人汽车市场。考虑到中国的人均汽车拥有量较低，以及中国的市场刺激政策，预计这一趋势将在一定时期内持续。

然而，为了抑制快速增长的交通能源需求，需要对车辆保有量增长的势头进行一些控制。在 BLS2 和 CNS2 情景中，我们预计到 2030 年这种购车热潮将停止，此后私人汽车销售将只有温和的增长。这样一来，到 2035 年，中国的乘用车保有量将达到 3.82 亿辆；到 2060 年，将达到 4.62 亿辆，只是今天的两倍。

同样的假设发生在 BLS1 和 CNS1 情景中。在一定的车辆总量控制政策下，汽车保有量将保持在 4.4-5.4 亿辆，见图 4-19。

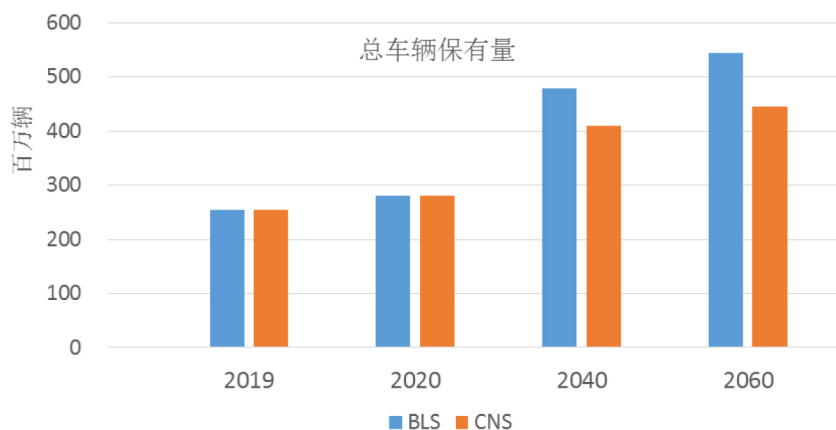


图 4-19: BLS1 和 CNS1 情景下未来私家车存量

鼓励个人旅行时乘坐铁路

非公路运输，特别是航空客运量在整个预测期内迅速增加。随着富裕程度的提高，中国人国内和国际航空旅行将和现在的北美人和欧洲人一样多。在有良好的基础设施和良好规划的前提下，高铁车站在城市的位置，更大的行李容量和更快的登机过程，意味着高速铁路在 800 公里左右的旅行中能很好地与航空竞争。考虑到能源效率，乘坐铁路旅行将是一个更好的选择。在这两种情况下，鼓励个人旅行时乘坐铁路而不是飞机。

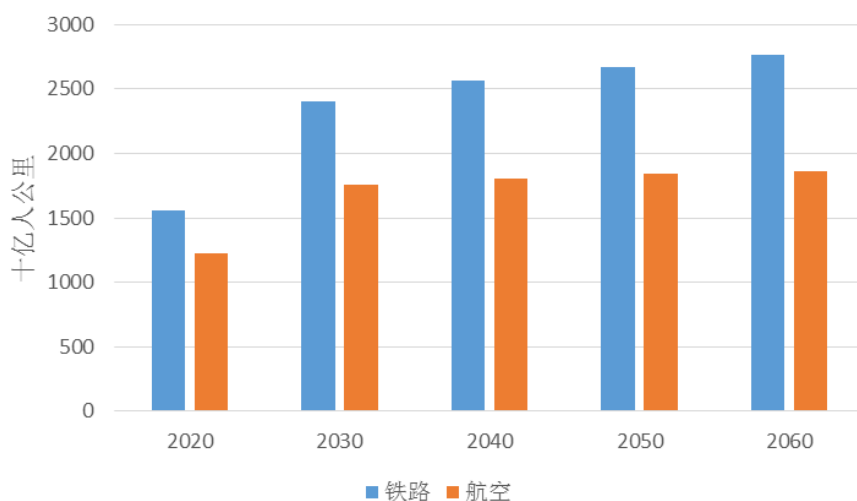


图 4-20: 中国航空和铁路旅行在 BLS2 和 CNS2 的未来增长情况

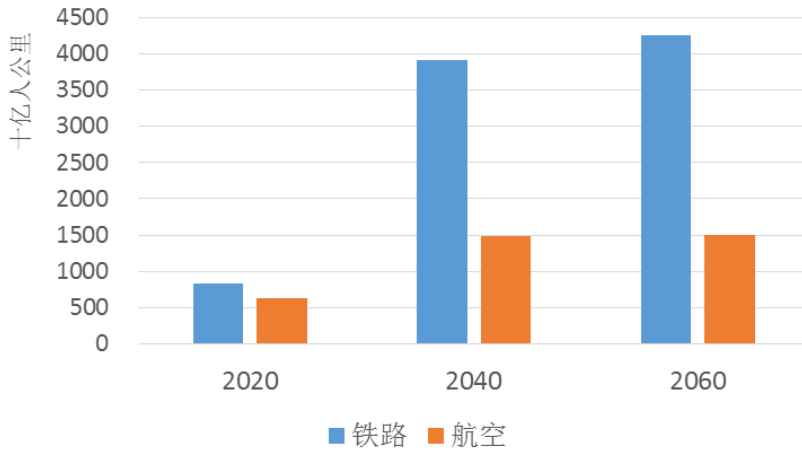


图 4-21： BLS1 和 CNS1 情景下中国航空和铁路旅行的未来增长情况

水运是非公路货物运输的主要方式

货物运输需求与经济发展密切相关。到 2060 年，货物运输总周转量将达到 35000–40000 吨公里，如图所示图 4-22 和图 4-23。到 2050 年，公路货运增长缓慢。水运是最主要的货运模式。货物运输转向更节能的运输模式，如水运和铁路，与 2020 年相比，2060 年分别增长了 190% 和 90%。

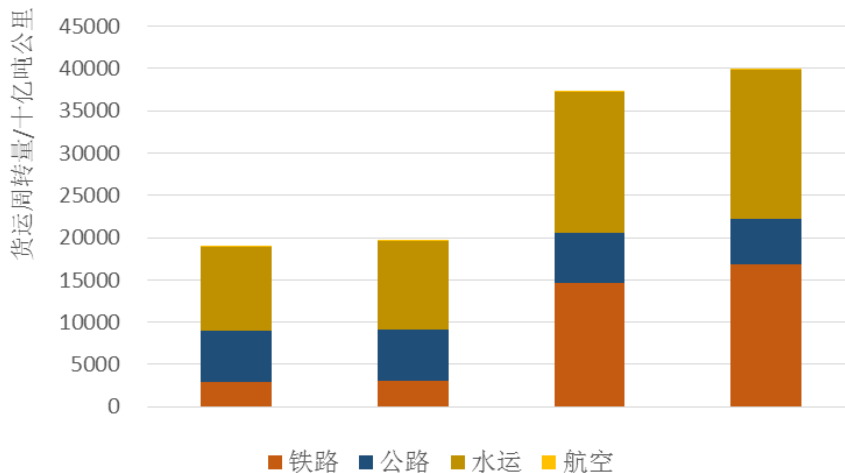


图 4-22： BLS1 和 CNS1 情景下的未来货运周转量

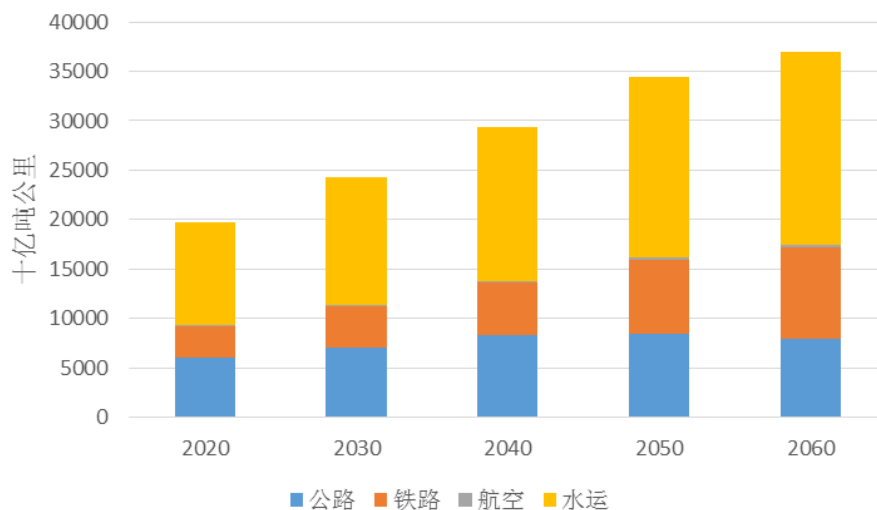


图 4-23： BLS2 和 CNS2 情景下的未来货运周转量

加快电动汽车的普及

今天，中国已经通过不同的政策鼓励车主购买新能源汽车，包括更便利的购买过程、无限购、没有雾霾天的驾驶限制，以及优惠的税收等。为了使中国加快实现碳中和，电动汽车普及目标和进程需要继续和加强。传统的混合动力汽车，其电传动系统只是作为一种节能措施，仍然是由化石燃料提供 100% 燃料。碳中和方案建议将其从新能源汽车类别中删除，2035 年后停止销售。此外，插电混合动力汽车部分由化石燃料和低效内燃机技术提供燃料，应尽快减少其数量。通过主要利用纯电动汽车和（在较小程度上）燃料电池汽车，中国将仅通过提高电机效率来获得高的节能量。

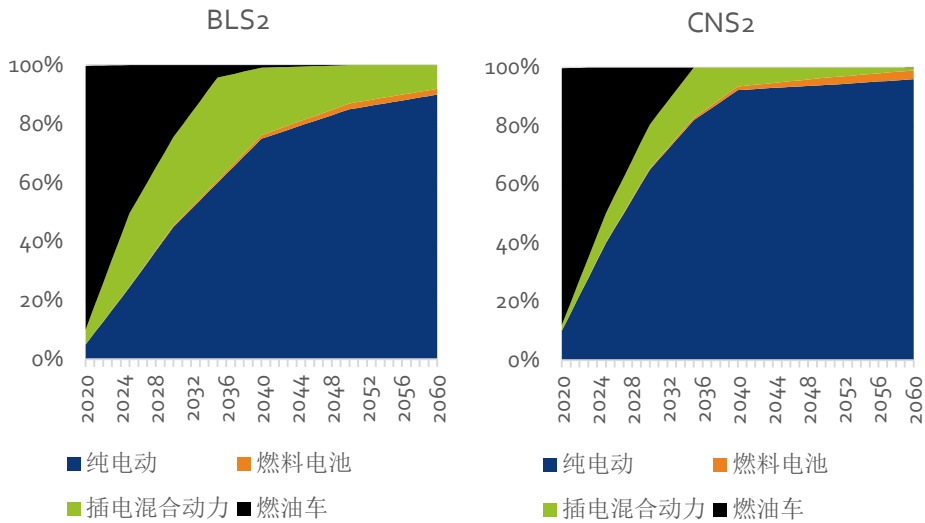


图 4-24：在 BLS2 和 CNS2 情景中轻型汽车的未来市场份额

在这样的推广政策下，到 2060 年，所有行驶的汽车都将是新能源汽车，如图 4-25 所示，其中 BLS2 情景下有 3.9 亿辆纯电动汽车，CNS2 情景下有 4.34 亿辆纯电动汽车，其余的是插电式混合动力汽车。

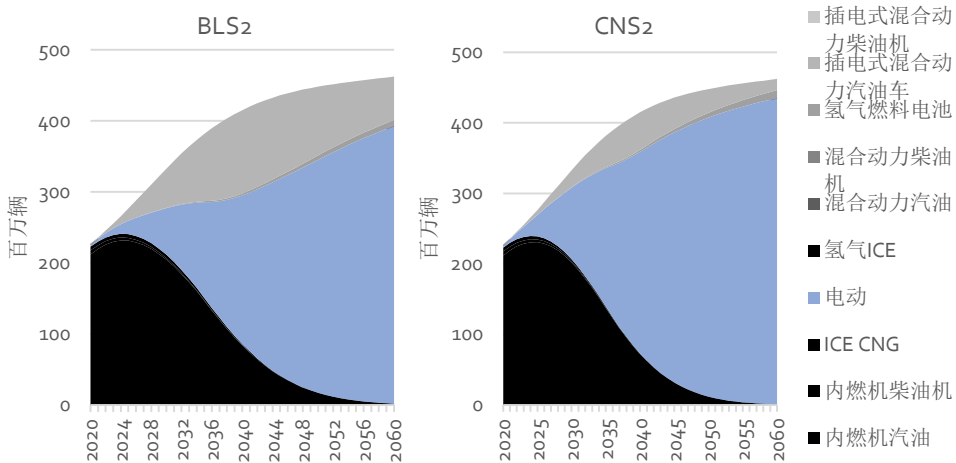


图 4-25：按 BLS2 和 CNS2 情景下分燃料类型电动汽车数量

同样的专家判断给出了政策假设。在两个 BLS1 情景中，预计到 2060 年，BLS1 的道路上将有 3.3 亿辆电动车，而 CNS1 则有 3.54 亿辆。

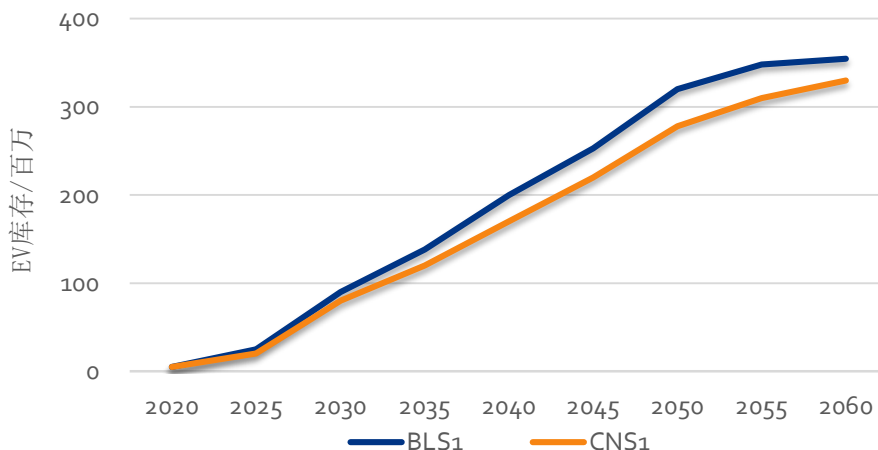


图 4-26: BLS1 和 CNS1 的未来电动汽车存量

中国公路货运车辆的燃料也变得更加绿色。然而，使用何种燃料取决于车辆的用途。在中国，经常在城市使用的普通卡车已经在经历向纯电动动力系统的过渡。在 BLS 方案中，插电式混合动力将成为卡车的主要技术，而纯电动汽车的销售份额较小。在 BLS 方案中，氢燃料电池汽车在卡车中没有得到广泛使用。为了实现碳中和，应采取更雄心勃勃的措施。在 CNS 情景下，纯电动卡车的销售将成为市场的主导。在短期的 CNS 方案中，普通的内燃机车被氢燃料电池车替代，允许更高的效率和清洁的城市驾驶。在这一时期的后期，氢燃料电池卡车将获得牵引力，以满足纯电动无法提供的远距离行驶需求。

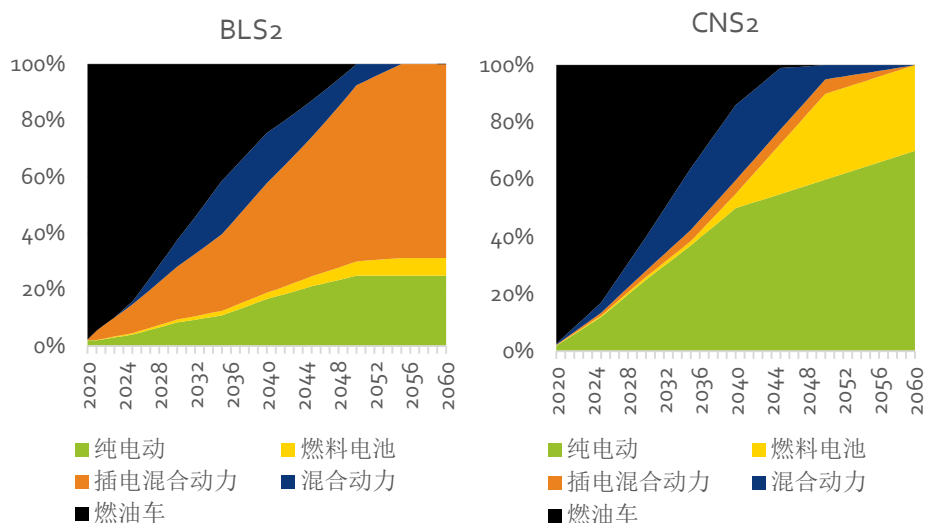


图 4-27: BLS2 和 CNS2 中普通尺寸卡车的未来市场份额

越野卡车是较大的车辆，经常在区域城市之间的卡车仓库之间行驶，并运送较重的货物，不容易用纯电动技术来满足。纯电动车辆在 2060 年之前的卡车销售中只占很小的份额。CNS2 情景预测插电混合动力车在短期内将取代内燃机车辆，而这种发展在 CNS2 情景中持续到 2060 年，使插电混合动力柴油车成为主导技术。CNS2 长期选择氢燃料电池车辆，因为这些车辆都提供更高的效率和清洁燃料。这需要对新的基础设施进行投资，这在 BLS2 中没有作为主要技术选择。在 CNS2 中，氢燃料电池越野卡车将从 2040 年起成为主导的销售车辆。

半挂车，特别是用于城市之间的长距离行驶，严重依赖允许长距离行驶和驾驶时间的燃料。技术选择与越野卡车类似，其中插电混合动力柴油车或氢燃料电池车辆将占主导地位。

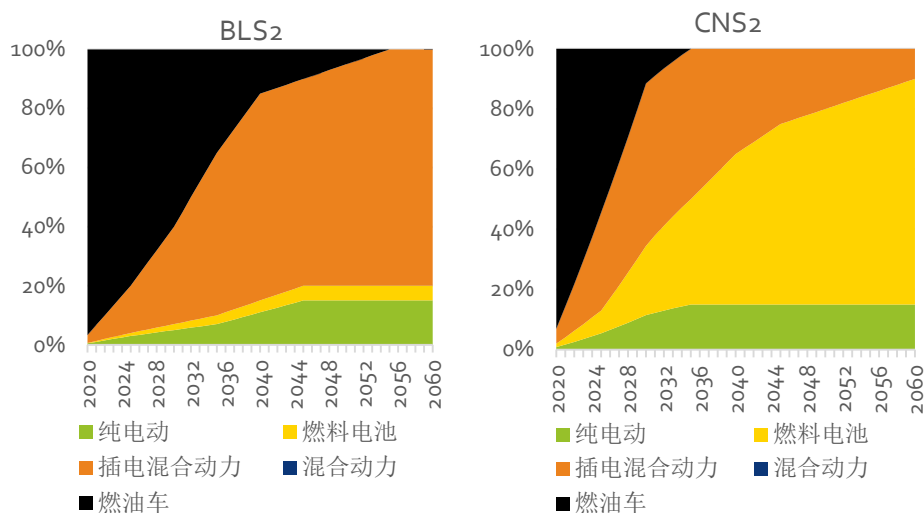


图 4-28： BLS2 和 CNS2 中半挂卡车的未来市场份额

所有的卡车类型在短期内达到高峰。目前，半挂车达到峰值，而其他类型的卡车在 2030 年左右达到峰值，BLS2 和 CNS2 都是如此。

由于在 BLS2 情景中使用插电混合动力技术的效率很高，而高度依赖氢气的氢燃料电池车（与纯电动汽车相比效率较低），情景之间的总能源需求量很小。燃料的类型非常不同。BLS2 仍然依赖化石燃料，然后被合成燃料和生物

燃料所取代。在 CNS2 中 2035 年后氢气的使用将越来越多，到 2060 年 CNS2 中卡车的氢气总消耗量将达到 5500 万吨。

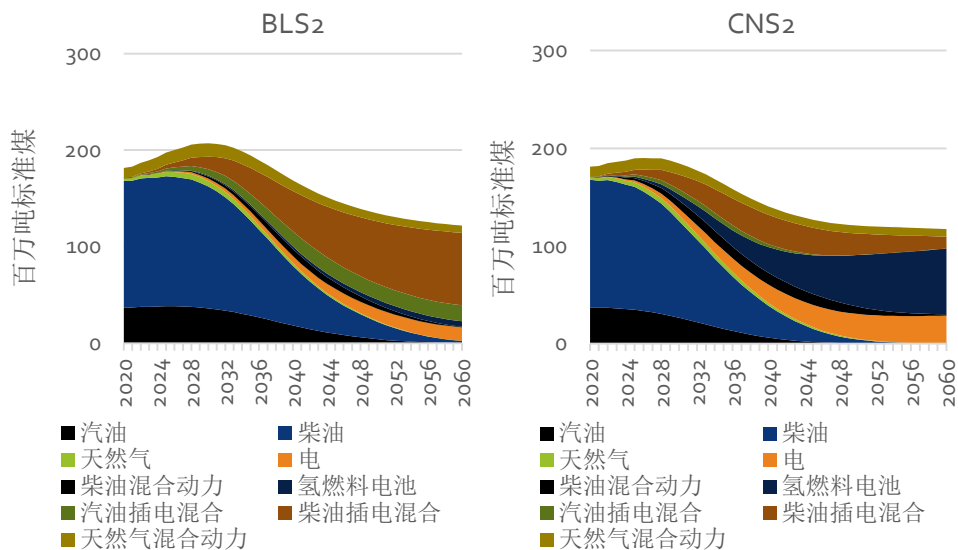


图 4-29： BLS2 和 CNS2 中货运车辆的燃料需求

P2X 燃料在航空和航运中的应用

自从广泛采用喷气发动机以来，航空运输的大部分燃料是航空煤油。由于对体积和重量的能量密度的要求很高，这是最难低碳改造的部门。新技术正处于早期阶段，但预计在到碳中和时期，新技术占比会得到提升。飞机的寿命很长，因此，即使有积极的技术，总体变化也是缓慢的。

纯电动技术可用于短途飞行，其较少的维护需求将使其很快具有竞争力。对于较长里程的国内航班，氢气将是替代方案，尽管这在短期内还没有被采用。在两种情况下，航空业在 2060 年仍然严重依赖化石。

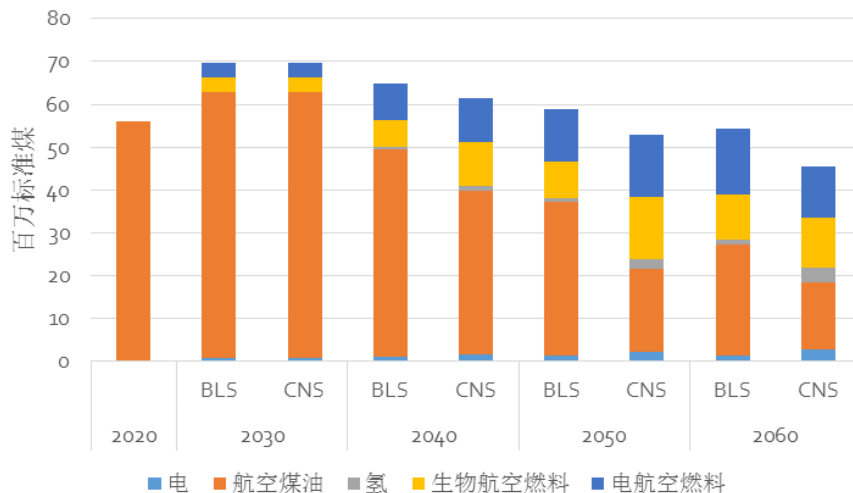


图 4-30: BLS2 和 CNS2 中的航空燃料需求

中国是世界上最大的航运国家。特别是在大江大河上的货运和国际航运，消耗了大量的石油产品。旅客航运的活动水平较低。货物航运活动水平会继续扩大，客运在被其他运输方式取代之前也有一定增长。

与航空业一样，航运业也很难实现净零排放的转型，然而，大部分的减排量将通过改用生物燃料、氢气和氨气等低碳燃料达到。纯电动技术也将被用于一小部分短途航行的船舶。由氢气制成的电子柴油可以为老式船舶提供动力，而较新的船舶将消耗氨气。

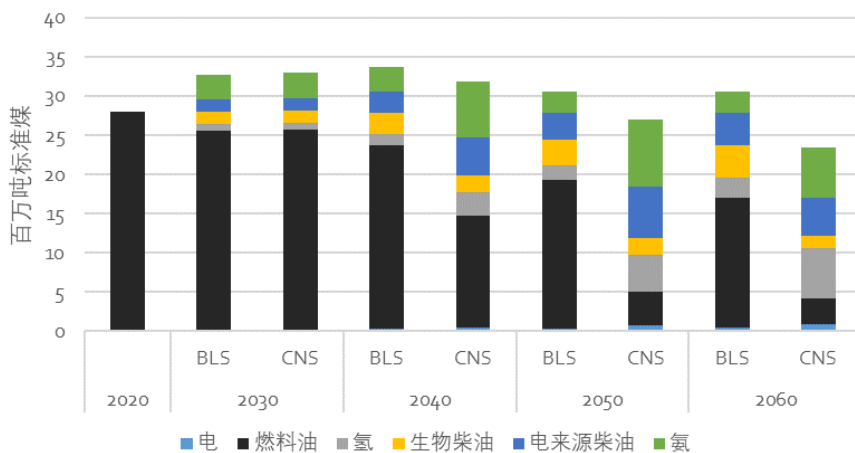


图 4-31: BLS2 和 CNS2 中航运的燃料需求

航运业总体上传动系统效率得到提高，以及通过技术替代减少能源需求。

在氢燃料电池、氨和纯电动技术的情景下，2060 年对化石燃料的需求减少了 108 太瓦时，与 CNS2 情景相比，需求几乎减少了一半。尽管如此，到 2060 年，化石燃料仍然在航运中发挥着巨大作用。

4.5 建筑部门

能源需求

在 BLS1 情景中，建筑部门终端能源消费需求从 2019 年的 633Mtce 开始增长，到 2040 年达到峰值约 965Mtce，然后到 2060 年下降到 750Mtce。而在 CNS1 情景中，建筑终端能源消费需求峰值提前到 2030 年出现，约为 830 Mtce，然后缓慢下降，到 2060 年下降至 700 Mtce。

在 BLS2 和 CNS2 情景中，由于补充了供暖和可再生能源的相关数据，2019 年建筑部门终端能源消费量数据较大一些，约为 728 Mtce。随着经济持续增长、城镇化发展，以及对室内居住环境的日益重视，中国的建筑部门能源消费需求还将不断增长，在 2030 年左右达到峰值，在 BLS2 和 CNS2 情景中峰值均为 930 Mtce 左右，比 2019 年的水平高出 26%，然后几乎趋于平台期，再缓慢下降到 2060 年。能源消费结构也将发生变化。在 BLS2 情景中，电力消费占比由 2019 年的 35% 增长到 2060 年的 57%，而在 CNS2 情景中进一步增长到 2060 年的 64%；在 BLS2 情景中，集中供热占比由 2019 年的 22% 增长到 2060 年的 23%，而在 CNS2 情景中增长到 2060 年的 25%。可再生能源，如太阳能和生物质能，其占比从 2019 年的 13% 下降到 2060 年的 10-11%，因为可再生能源的利用将从低效率的生物质能炉逐渐转向更清洁的资源利用。而煤炭和石油在 BLS2 和 CNS2 情景中都被大幅减少。

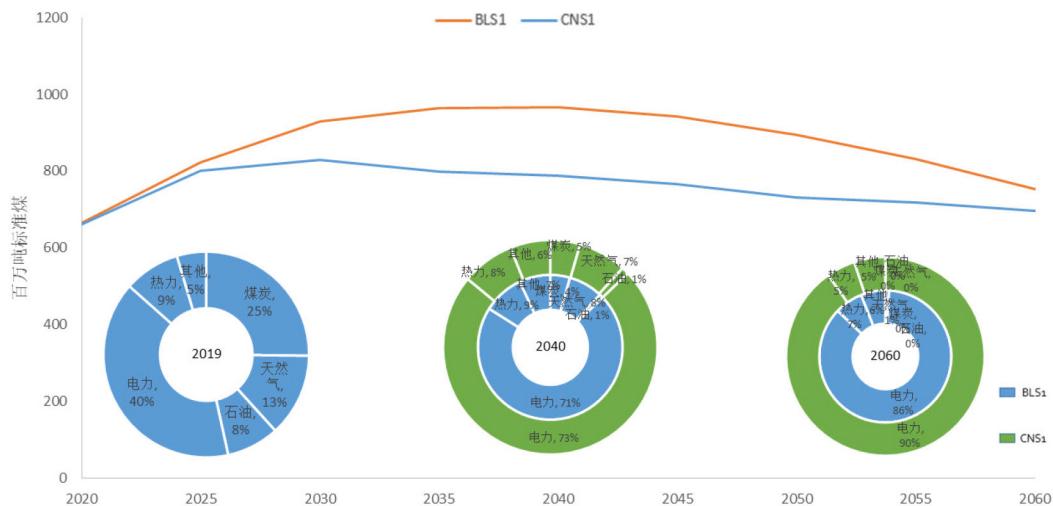


图 4-32: BLS1 和 CNS1 情景建筑部门终端能源消费量和能源结构

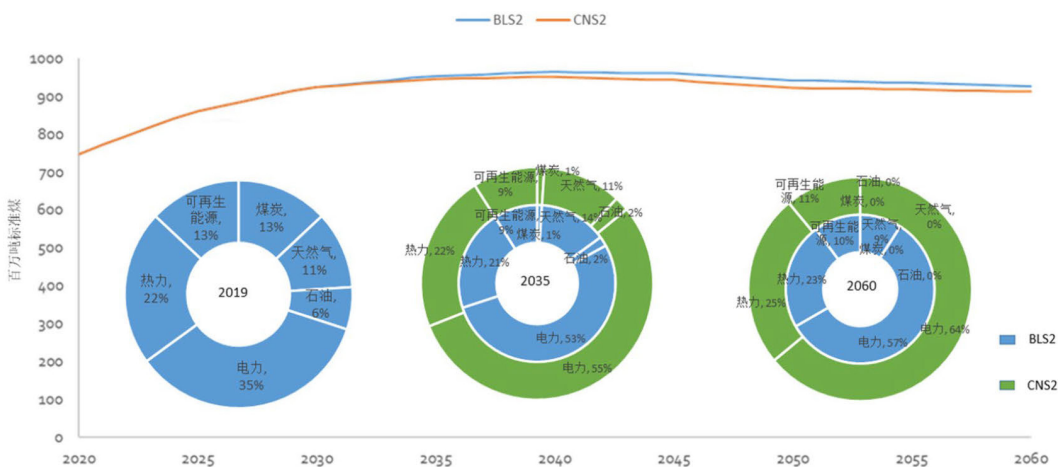


图 4-33: BLS2 和 CNS2 情景建筑部门终端能源消费量和能源结构

在 BLS2 和 CNS2 情景中，我们看到清洁能源将满足所有的建筑能源需求增长。到 2060 年，在 CNS2 情景中建筑部门净能源需求增长约为 172 Mtce。电力、区域供热热力和可再生能源可满足终端能源需求的全部增长量。家用电器、办公设备、空调制冷和照明用能的增长仅由电力覆盖。在炊事方面，由于采用更高效的烹饪设备，以及电力替代其他炊事用燃料，炊事用能需求将下降。生活热水用能需求增长显著，将增长到当前水平的 3.3 倍，并由三种清洁能源满

足其需求，其中可再生能源占比最大。采暖需求将随着建筑效率不断提高而减少，但新增部分需求将主要由区域供热热力来满足。一些低效的采暖方式，如农村地区的散煤采暖将逐渐被淘汰，过渡地区分散取暖的电热设备，将被更高效的分户热泵设备所取代。

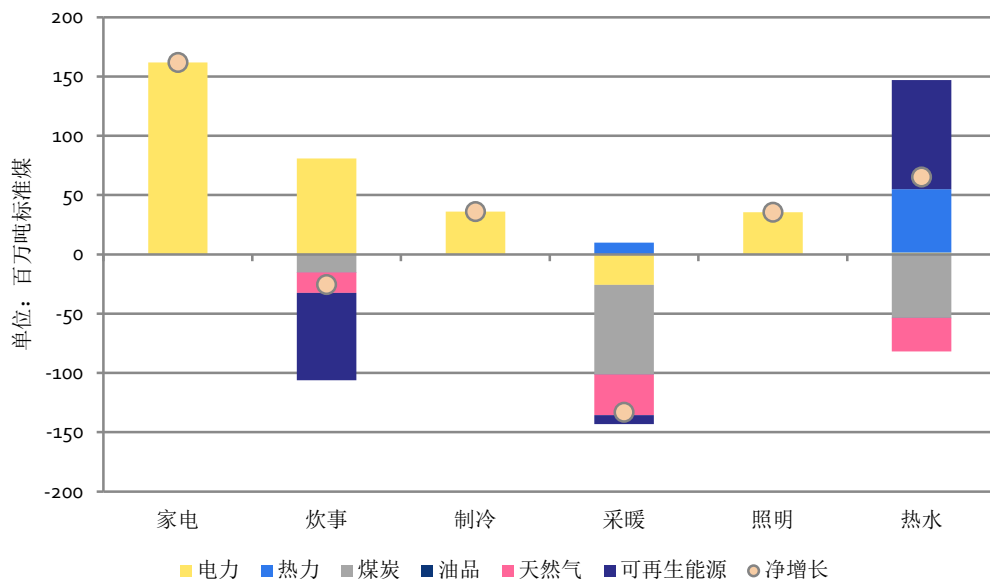


图 4-34：CNS2 情景建筑终端能源服务的未来能源增长和能源构成 (2019 年, 2060 年)

为了满足 CNS2 情景要求，并尽早实现建筑部门碳中和，提出以下政策建议。

超低能耗建筑 (ULEB)、近零能耗建筑和更严格的建筑节能标准

当务之急是要从两个方面推动绿色建筑方面，一方面要对既有建筑进行节能改造，使其符合更高的建筑节能标准要求，另一方面要在新建建筑中推广超低/近零能耗建筑。

在 CNS2 情景中，假设到 2030 年，全部的城镇既有居住建筑完成节能改造，满足“节能 75%”标准要求；到 2035 年，全部的既有公共建筑将完成节能改造，满足“节能 75%”标准要求。到 2040 年，全部新建的城镇居住建筑和公共建筑将执行“节能 85%”标准要求，农村既有居住建筑全部被改造成节

能建筑。我们假设，到 2040 年，城镇新建居住建筑中被动式房屋的占比将逐步增长到 80%，而在新建公共建筑中被动式房屋占比将达到 100%。

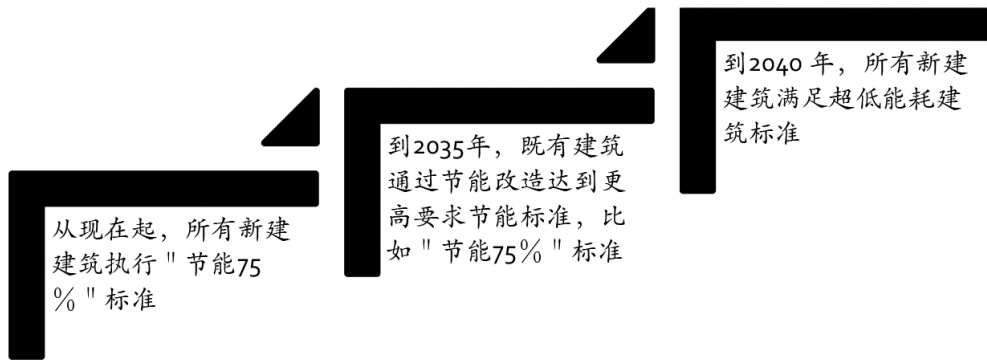


图 4-35：针对建筑部门的政策措施

这些措施将显著降低所有建筑的采暖能耗强度。

农村地区被动式太阳能建筑

目前农村低成本住房的特点是热性能差。与城市相比，目前农村地区居住建筑实施采暖的房屋占比相当低。但随着经济的发展，这种采暖需求很快就会赶上，若维持目前农村较差的建筑热工性能意味着巨大的能源浪费。考虑到大多数农村建筑是独栋的房屋，在农村地区推广被动式建筑设计将是实现高效节能目标的最经济途径。为了使被动式太阳能建筑获得更好的舒适性及运行效果，还建议与热泵等辅助热源设备相结合进行供热以维持室内温度。在 CNS2 情景中，我们预期到 2035 年，40% 的农村新建建筑将采用被动式设计，到 2060 年，全部农村新建建筑都将采用被动式设计。

扩大的区域供热系统和部门联动

我们鼓励在城市地区进一步扩大区域集中供热覆盖范围。作为最经济的供热方式之一，区域集中供热不仅拥有在多种清洁能源之间进行调整的灵活性，而且还可以通过部门耦合对电力市场作出反应，提高整个能源系统额外的灵活性。在 CNS2 情景中，预期接入区域集中供热系统的建筑面积占比将进一步扩大。

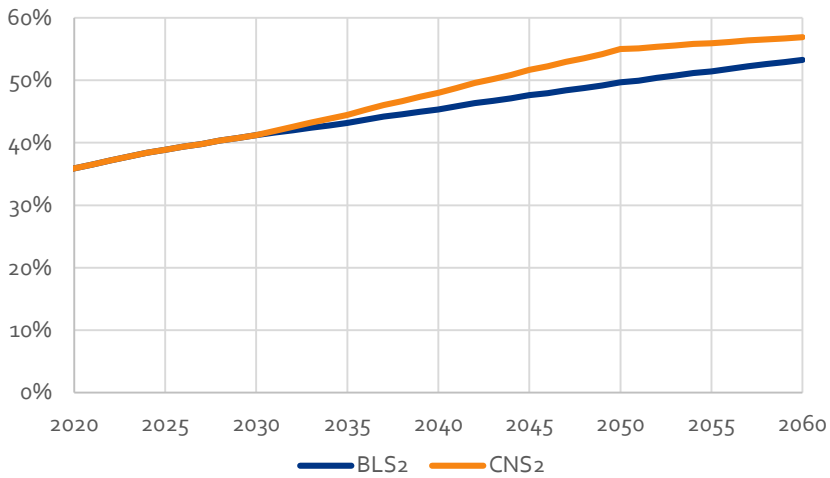
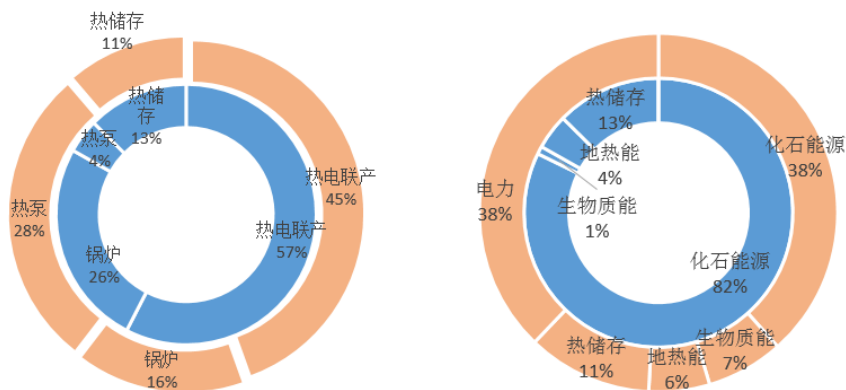


图 4-36: BLS2 情景和 CNS2 情景中国采暖地区区域供热网络覆盖的建筑面积占比

模型分析结果使我们有机会深入了解未来区域集中供热的热源情况。我们发现在未来的区域集中供热系统中热泵应用的潜力很大。到 2060 年，热泵将取代基于化石燃料的锅炉和热电联产，占有所有区域集中供热的 28%，比当前的市场份额高 24%。作为区域集中供热热源的化石能源将不断萎缩，由当前的 82% 降至 2060 年的 38%，大部分化石能源燃料和生物质能将被用于因调峰而保留的热电联产。电能将成为供热锅炉的主要能源。



CNS2 情景区域供热热源结构 (2021 年和 2060 年) CNS2 情景区域供热能源种类构成 (2021 年和 2060 年)

图 4-37: CNS2 情景区域供热的热源分布 (2021-2060 年)

5 电力部门转型

5.1 关键信息

供需结构转变

- 两种情景下，中国用电总量均呈现增加趋势，与持续电气化进程相对应。根据 BLS1，2025 年的总耗电量为 9398 太瓦时，2035 年为 12485 太瓦时。与 2020 年的水平相比，2060 年的电力消耗增加了 6418 太瓦时，这表明从 2020 年到 2060 年的总电力消耗将增加两倍。与 BLS1 相比，CNS1 的增长速度更快。两个方案的差异体系在，2035 年中国用电总量将达到 2190 太瓦时，2060 年达到 3043 太瓦时。主要是由运输和农业部门以及电制氢的广泛应用带动。
- 为了满足日益增长的电力需求和加快能源转型的需要，一个重要的趋势已经出现，即用可再生能源取代化石燃料，特别是煤炭。根据 BLS1，在 2025 年，中国的电力装机总量预计将达到 2769 吉瓦，其中煤炭占 42%；而非化石能源的发电装机总量将达到 1477 吉瓦，占电力装机总量的 53%。在碳中和情景下，受非化石能源发电装机容量快速增长的推动，包括风能、光伏、地热和生物质能等，预计燃煤发电装机容量的份额将以更快的速度下降。到 2060 年，预计 CNS1 的燃煤发电装机容量份额仅为 96 吉瓦，CNS2 为 160 吉瓦，占发电装机总量的 4%。
- 太阳能和风能发电的成本预计将随着时间的推移而下降，以风能和太阳能为主的可再生能源占据了电力供应结构的大部分。到 2030 年左右，风电和光伏发电的技术成本将与化石燃料持平，且从长远来看将大大低于化石能源发电的技术成本。

灵活性和系统整合

- 近中期煤电和抽水蓄能仍将是中国最重要的灵活性资源，到 2035 年煤电基本完成灵活性改造，抽水蓄能得到充分开发。

- 长期来看电动汽车智能充电、电动汽车 V2G 和电化学储能的发展潜力最大，到 2050 年电动汽车将形成较为完整的灵活性服务体系，电化学储能在 2050 年后发展进入快车道。
- 华北、华中和华东地区的需求响应和储能资源最为丰富，容量合计占比超过 60%；华南、西北和东北地区的占比均在 15% 以下。
- 中长期来看，锂离子电池预计将成为最廉价的替代品，因此会成为未来大规模储能技术的选择。

电力市场改革

- 碳中和承诺以来，中国电力市场化改革形成了一系列进展。第二批电力现货市场试点在上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北 6 省市启动。全国首个上线运行的区域统一调频辅助服务市场系统在南方电网区域正式投运。中长期电力交易框架下新设立了独立的绿色电力交易品种。首个分布式发电市场化交易试点并网落地。有序放开全部燃煤发电电量上网电价。
- 电力市场改革是实现本报告中的碳中和情景的重要支撑措施。其中，市场机制支撑的碳定价是电力行业脱碳的一个重要抓手。
- 下一步电力市场化改革应侧重建立整合更高比例可再生能源的全国市场。

电力转型和电力基础设施规划

- 到 2060 年，如果要想实现碳中和目标的话，中国需要致力于促进电源和用电负荷的区域协调，而促进电网建设与电源布局相适应将成为关键之一。
- 为了支持地区电力需求增长和可再生能源的整合，需要提高输电能力。基于 EDO 模型的测算表明，到 2060 年，在 BLS1、CNS1 和 CNS2 情景下，中国不同区域分别需要增加 627 吉瓦、894 吉瓦和 593 吉瓦的省际电网容量。在 BLS1 情景中，区域电力流从 2020 年的 760 吉瓦扩大到

2060 年的 2681 吉瓦。与 2020 年相比，2060 年，CNS1 情景下的输电规模将是 CNS2 情景下整体输电规模的 4 倍以上。

- 可再生能源的渗透率不断提高，势必要求更频繁、更大规模的区域电力、电量和电网的平衡。中长期来看，中国电网建设将以全面建设经济友好型、适应友好型、绿色友好型的现代电网体系为目标。

5.2 电力供需的结构转型

电力消费和需求发展展望

电力消费总量变化

在 2020 到 2060 年这段时期内，中国的电力消费需求将稳定增长。促成此种增长的原因有两方面，一方面是因为要支持经济的增长，满足人们对高品质生活的需求，另一方面则是因为所有终端用户部门推行电气化，以期实现更高效、更清洁的能源系统。通过改进能效节省电力消费，也将影响到电力需求，进而影响后期阶段用电量增长速度的放缓。

不同情景下，用电总量均呈现增加趋势，与中国的持续电气化相对应。BLS1 下，2025 年用电总量为 9398 太瓦时，2035 年用电总量为 12485 太瓦时。2060 年的用电量比 2020 年增加 6418 太瓦时。这意味着，从 2020 年到 2060 年，用电总量将翻一番。两种碳中和情景较基准情景的用电量增长更快，碳中和情景和基准情景的差异在 2035 年将达到 2190 太瓦时，在 2060 年将达到 3043 太瓦时；2060 年的这一差异相当于 2060 年 BLS1 的用电总量的 22%。

表 5-1： 分部门用电量构成（太瓦时）

| 部门 年 | 2020 | BLS1 | | | | CNS1 | | | | CNS2 | | | |
|---------|-------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|
| | | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 |
| 农业 | 123 | 162 | 243 | 345 | 345 | 174 | 290 | 459 | 459 | 174 | 290 | 459 | 459 |
| 建筑 | 77 | 91 | 121 | 152 | 152 | 91 | 123 | 171 | 171 | 91 | 123 | 171 | 171 |
| 工业 | 4,453 | 5304 | 6069 | 5513 | 5240 | 5321 | 6499 | 6840 | 6201 | 5321 | 6499 | 6840 | 6201 |
| 运输 | 99 | 320 | 1121 | 1887 | 2033 | 365 | 1303 | 1933 | 1984 | 365 | 1303 | 1933 | 1984 |
| 建筑物 | 2,227 | 3117 | 4064 | 4222 | 4352 | 3117 | 4142 | 4609 | 4732 | 3117 | 4142 | 4609 | 4732 |
| 制氢 | 71 | 403 | 866 | 1131 | 1347 | 583 | 2317 | 3092 | 2965 | 583 | 2317 | 3092 | 2965 |
| 共计 | 7,051 | 9398 | 12485 | 13249 | 13469 | 9651 | 14675 | 17103 | 16512 | 9651 | 14675 | 17103 | 16512 |

电力消费结构变化

目前，工业部门在总电力消费中的占比最大。鉴于中国已经达到了工业化的中后期，很多重工业也发展到了顶峰，预计会出现从低端制造业和重工业向高技术产业及高附加值服务业的快速转变。改进用电效率对降低工业能源消费比重下降效果有限。

运输部门、制氢和建筑部门的电力消费将呈现大幅增长态势。为了支持信息行业的发展，中国将部署更多的数据中心，以处理海量的数据。数据中心加大了建筑部门的用电需求。同样的，因为电动车（EV）数量的日益增长，运输部门的用电需求也大幅增长。两种情景都假设耗氢量会日益增长，尤其是工业耗氢量。氢气可以用作还原剂取代用于生产粗钢的焦煤，也可以用于制氢，取代当前基于煤炭的合成氨生产技术。此外，氢气也有取代运输部门石油产品的潜力。BLS1 下，2035 年制氢的用电量为 866 太瓦时，在用电总量中的占比为 7%。2035 年建筑物的用电量为 4064 太瓦时，几乎是 2020 年的两倍。

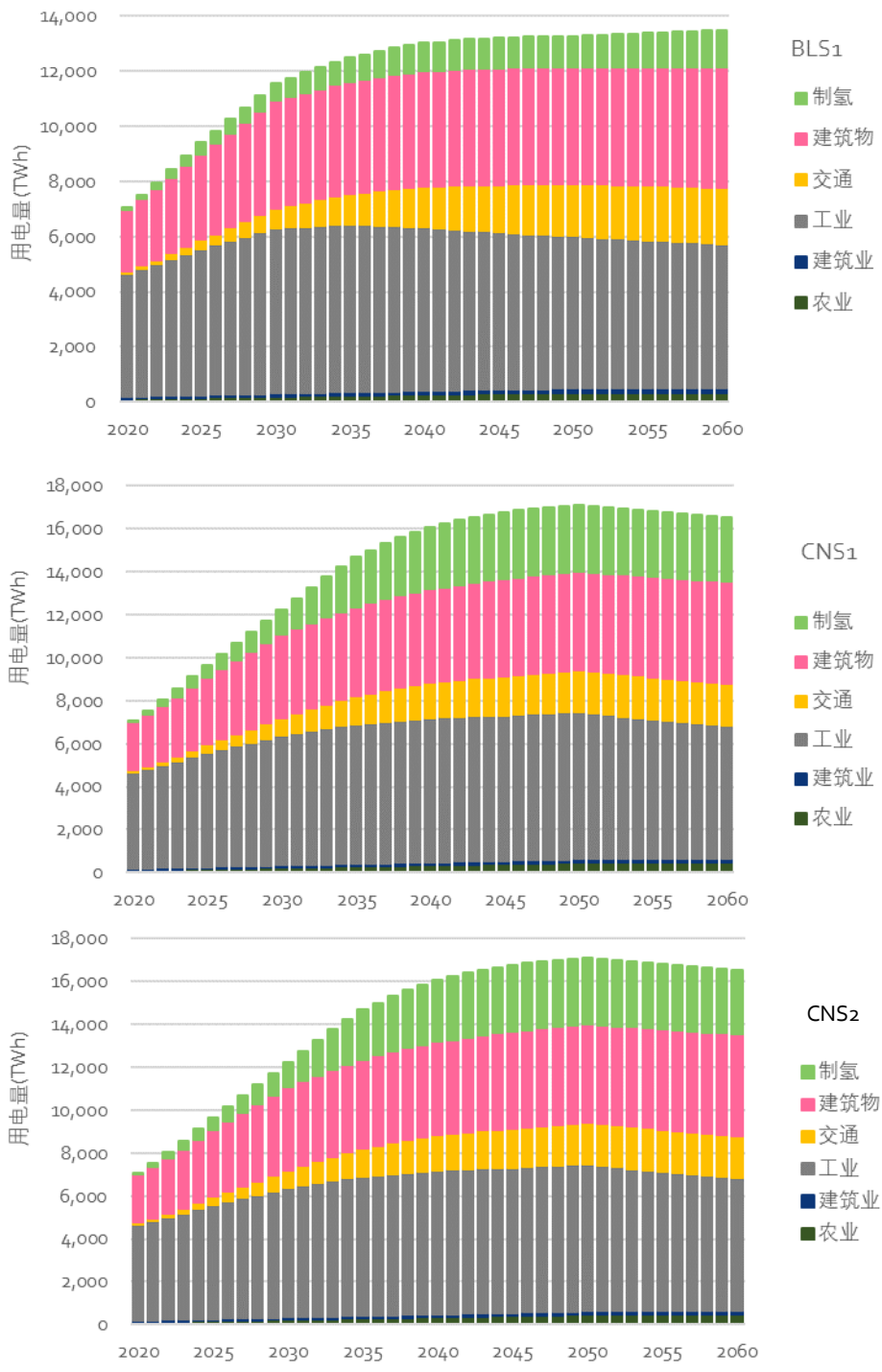


图 5-1： 2020 年至 2060 年中国各行业的电力消费情况 (BLS1 (上) 、 CNS1 (中) 和 CNS2 (下))

不同终端部门电气化

中国的所有终端部门都有望实现持续的电气化。在 BLS1 下，终端用能总量的电气化率将增长一倍以上，从 2020 年的 23% 增长到 2035 年的 36%，再到 2060 年 52%。在 2020 到 2060 年期间，建筑物部门的电气化程度最高，从 36% 增长到 57%。工业和农业部门也具有较高的电气化程度：工业部门的电气化率从 24% 增长到 48%，农业部门的电气化率从 22% 增长到 51%。运输部门的电气化增长速度最快，从 2020 年的仅为 2% 增长到 2060 年的 57%，增长了大约 16 倍；而建筑业部门的电气化程度增长最慢，只是翻了一番，从 2020 年的 14% 增长到 2060 年 26%。

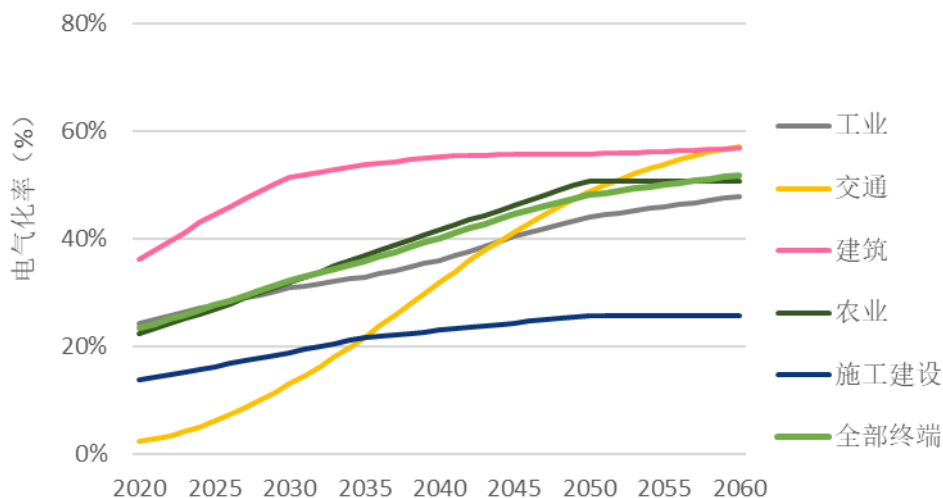


图 5-2：BLS1 下各个部门的电气化进展

发电和供电

为支持电力需求增长，加快能源转型，中国电力供应出现了利用可再生能源替代化石燃料特别是煤炭的重要趋势。“十四五”期间，陆上风电和光伏将率先与煤电展开成本竞争。可再生能源发电将成为电量增量主体，可再生能源将主导新增发电装机。2025 年之后，以风电和光伏为主导的可再生能源发电将在电力部门发挥更加重要的作用。与之前的研究结果相似：在 2035 年之前，不论是在装机量占比还是发电量占比方面，风电和太阳能发电都将有望成为电力系统的支柱，而煤炭在电力系统中的地位将发生巨大转变。

表 5-2：装机容量规模和关键指标

| 情景年 | 2020 | BLS1 | | | | CNS1 | | | | CNS2 | | | |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 | 2025 | 2035 | 2050 | 2060 |
| 总装机容量 (吉瓦) | 2127 | 2769 | 4225 | 6298 | 6661 | 2885 | 4682 | 7760 | 8277 | 2745 | 4507 | 8608 | 8210 |
| 煤炭 | 1080 | 1171 | 1065 | 413 | 174 | 1171 | 1065 | 290 | 96 | 1213 | 1225 | 622 | 160 |
| 煤炭碳捕集与封存 | 0 | 0 | 0 | 109 | 126 | 0 | 0 | 219 | 219 | 0 | 0 | 0 | 12 |
| 天然气和石油 | 100 | 121 | 203 | 175 | 82 | 181 | 269 | 261 | 79 | 122 | 255 | 461 | 390 |
| 天然气碳捕集与封存 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 116 | 118 |
| 核能 | 50 | 63 | 84 | 97 | 97 | 63 | 84 | 97 | 97 | 63 | 84 | 97 | 97 |
| 总可再生能源装机容量 (吉瓦) | 896 | 1414 | 2873 | 5502 | 6174 | 1470 | 3264 | 6893 | 7786 | 1346 | 2943 | 7311 | 7432 |
| 水能 | 339 | 377 | 445 | 522 | 522 | 377 | 445 | 522 | 522 | 377 | 445 | 522 | 522 |
| 风能 | 282 | 450 | 990 | 2200 | 2500 | 465 | 1025 | 2880 | 3300 | 505 | 965 | 3279 | 3817 |
| 太阳能 | 253 | 550 | 1400 | 2716 | 3070 | 590 | 1750 | 3370 | 3845 | 433 | 1413 | 3339 | 2996 |
| 生物质 | 23 | 37 | 37 | 38 | 21 | 38 | 43 | 42 | 18 | 31 | 119 | 114 | 24 |
| 生物质碳捕集与封存 | 0 | 0 | 0 | 22 | 53 | 0 | 0 | 24 | 46 | 0 | 0 | 50 | 65 |
| 地热能 | 0 | 0 | 0 | 2 | 5 | 0 | 1 | 5 | 5 | 0 | 1 | 5 | 5 |
| 海洋能 | 0 | 0 | 1 | 2 | 3 | 0 | 1 | 50 | 49 | 0 | 1 | 2 | 3 |
| 化石燃料 (%) | 55% | 47% | 30% | 11% | 6% | 47% | 28% | 10% | 5% | 49% | 33% | 14% | 8% |
| 非化石燃料 (%) | 45% | 53% | 70% | 89% | 94% | 53% | 72% | 90% | 95% | 51% | 67% | 86% | 92% |
| 可再生能源 (%) | 42% | 51% | 68% | 87% | 93% | 51% | 70% | 89% | 94% | 49% | 65% | 85% | 91% |

“十四五”期间：能源转型将迈出关键一步

“十四五”是中国推动能源转型和绿色发展的重要窗口期，也是陆上风电和光伏发电全面实现无补贴平价上网的关键时期。中国要充分发挥可再生能源成本竞争优势，坚持市场导向，优先发展、优先利用可再生能源。在此期间，尽管还存诸多的不确定性，但我们确信电力生产结构的清洁化转型，将极大

的提高实现碳达峰和碳中和目标的可能性。因此，我们预计，“十四五”期间，尽管煤电装机将保持在 12 亿千瓦左右，但煤电装机占比将持续下降，而可再生能源的装机和电力供给均将持续增长。因此，“十四五”时期将是中国电力结构转型迈出一大步的关键时期。

在 BLS1 下，2025 年，中国电力总装机将达到 2769 吉瓦，其中煤电装机将占到 42%，非化石能源的电力装机为 1477 吉瓦，占总装机的 53%。在 CNS 下，伴随着风电、光伏、地热、生物质等非化石能源装机占比的快速提升，煤电装机占比将以更高的速率降低。到 2060 年，在 CNS1 下煤电装机将仅为 96 吉瓦；CNS2 为 160 吉瓦，占总装机的 4%。

2025 到 2060 年：巩固可再生能源电力主体地位及成功实现电力部门的能源转型

预计到 2025 年，可再生能源将占到电力装机容量的 51%，提供 34% 的发电量。到 2060 年，在 CNS1 中可再生能源的电力装机容量占比会上升到 94%，在 CNS2 中上升到 91%，将会提供 94%~95% 的发电量。这清晰地反映了中国电力部门的转型，其中风电和太阳能发电将占逐步占据主导地位，在供电构成中占到最大比重。

进一步分析发电构成，可以清楚的发现：风电的主导作用大于太阳能发电。尽管太阳能有望达成更低成本，但最终的能源生产还要取决于资源的可用性和系统配置。

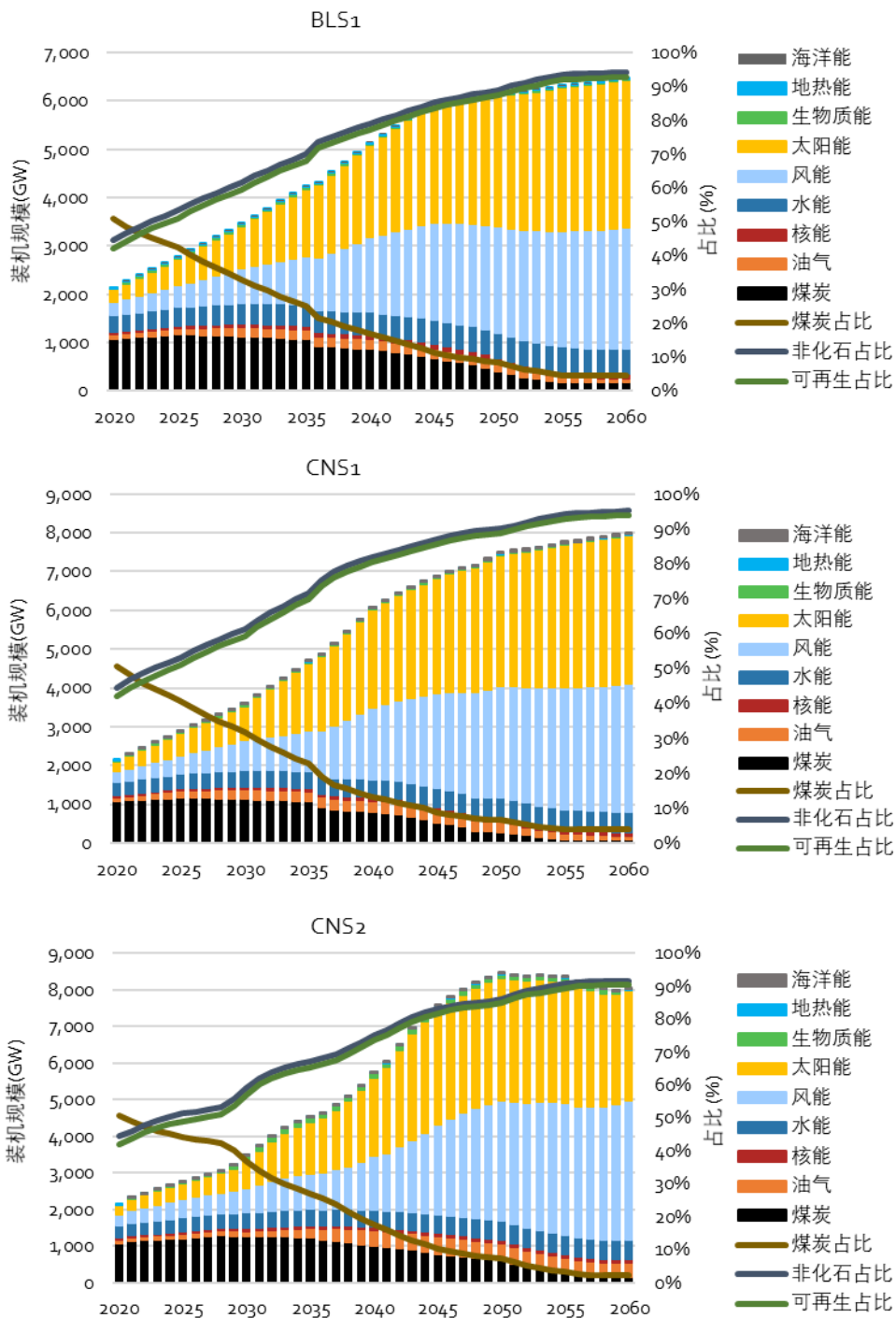


图 5-3： 2020 年到 2060 年的不同发电技术的装机规模 (BLS1、CNS1 和 CNS2)

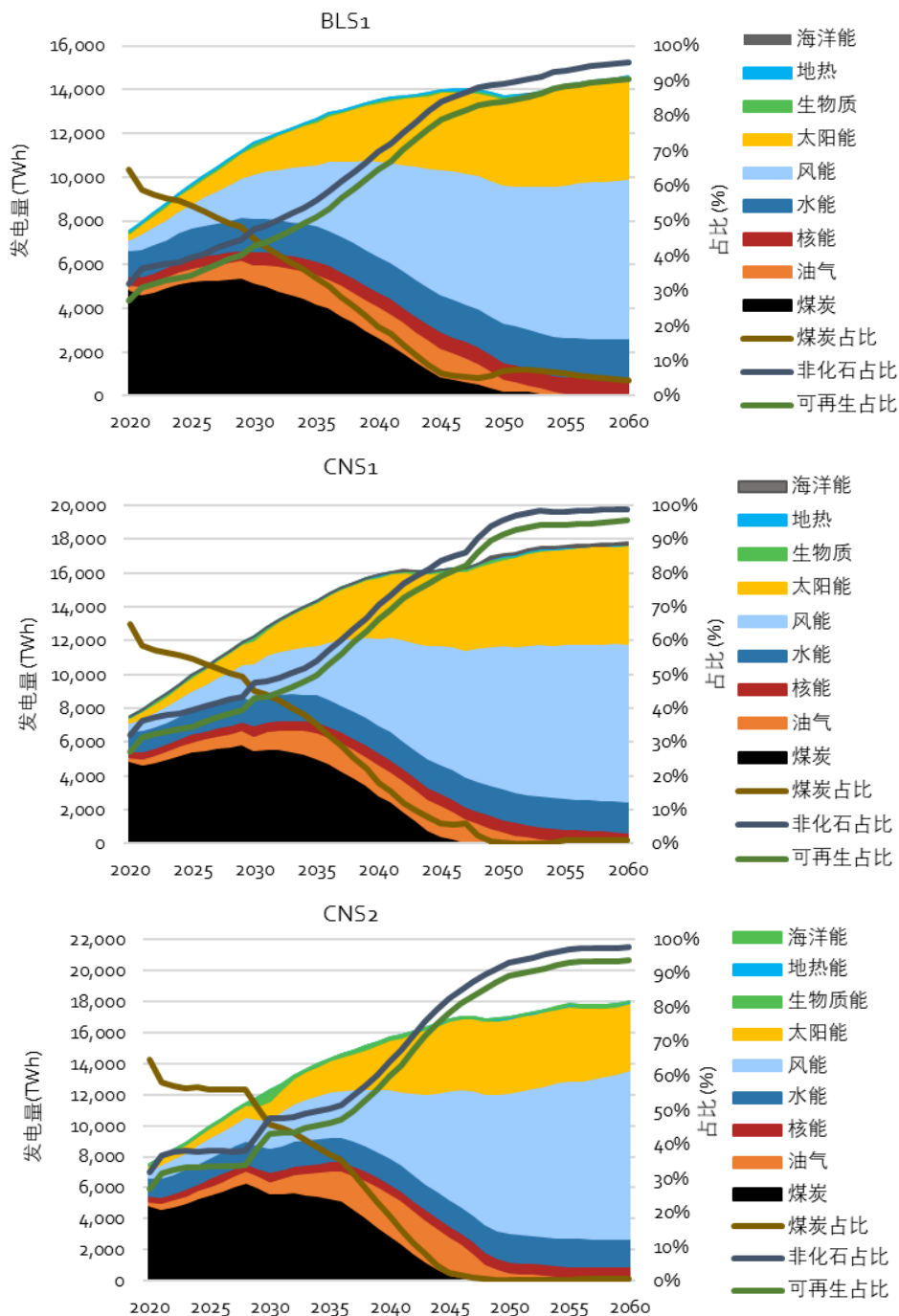


图 5-4： 2020 年到 2060 年不同发电技术的发电量 (BLS1、 CNS1 和 CNS2)

发电量和装机结构向可再生能源发电转变

风电的发展

作为成熟的可再生能源发电技术之一，风电是中国能源转型中最主要的可再生能源之一。经过集中式陆上风电项目在中国西北和东北地区的高速增长之后，低风速区域的陆上风电和海上风电的重要性日益提高。用电需求分布和陆地资源可用性是风能资源利用的两项重要因素。不同时期的风电发展在分布和技术选择上表现出巨大差异。

在中国可再生能源政策的支持下以及成本降低的驱动下，风电行业在“十四五”期间将维持稳定的增长，到 2025 年，累计装机超过 500 吉瓦，其中海上风电超过 20 吉瓦。从新增风电装机的区域分布看，“三北”地区占 60%，中东部和南方地区占比约 40%。

2025 年后，风电的发展规模持续增长。在 BLS1 中，风电装机将在 2035 年达到 990 吉瓦，到 2060 年将增至 2500 吉瓦，占电力装机总量的 37%。在 BLS1 中，尽管各区域的风电装机均实现了较大比例的增长，但主要的风电装机仍然在西北、华北和东北等“三北”地区，在“三北”地区中以北方地区增长最为迅速。在 CNS1 中，2060 年风电的装机规模将达到 3300 吉瓦，其中陆上风电装机 1635 吉瓦，分散式风电 1467 吉瓦，海上风电装机 197 吉瓦。CNS2 下，到 2060 年，风电装机规模预计将达到 3817 吉瓦，包括 2140 吉瓦的陆上风电，2532 吉瓦的分散式风电，以及 145 吉瓦的海上风电。

从不同区域风电装机的增长情况来看，2060 年，三北地区的风电装机量在 CNS1 下将达到 2286 吉瓦，在 CNS2 下将达到 2655 吉瓦，均占装机总量的 69% 左右；在其他地区，CNS1 的装机量为 1014 吉瓦，CNS2 为 1163 吉瓦，占装机总量的 31% 左右。

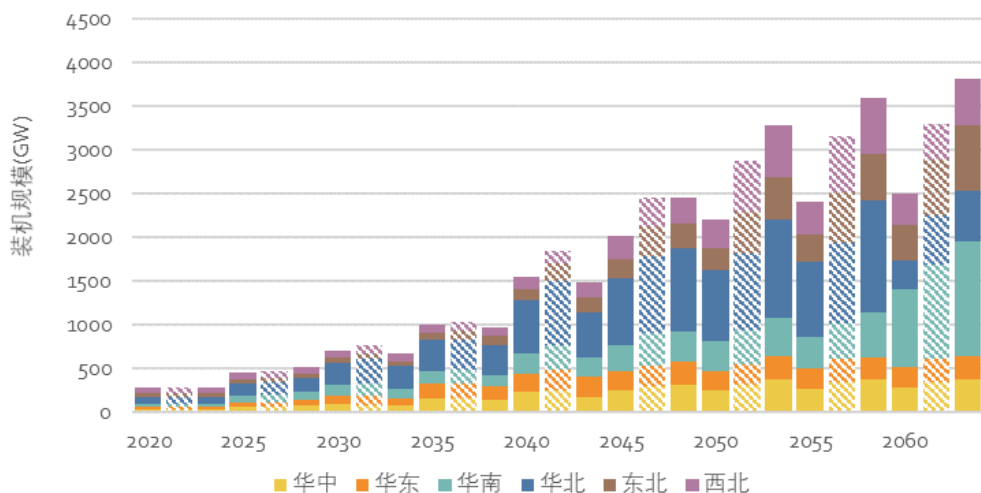


图 5-5：中国各地区风电装机容量 (BLS1 (左)、CNS1 (中) 和 CNS2 (右))

各种情景都假设分布式风电存在巨大的发展潜力。通过部署分布式发电，可以更好地利用多用途土地，实现发电和用电需求的匹配。发展分布式风电时，最多考虑的是在工业园区和农业用地的边缘地带进行部署。农业用地统计数据²⁸、工业园区目录²⁹和不同省份的地理条件³⁰被用来校正各情景下的资源潜力。CNS1 的分布式风电装机约为 1467 吉瓦，其中 44% 的分布在华南、华东和华中的负荷中心。考虑到风电资源或效率，分布式风电在节省输电容量和损耗方面具有优势。

近年来，海上风电技术日趋成熟。展望结果也表明，海上风电将进一步发展。大多数沿海省份都是人口最密集、最发达的省份，电力需求旺盛。海上风电具有避免长距离输电，降低系统成本的优势。但是，因为近岸水域潜力有限及开发成本等原因，海上风电的占比还较小。两种情景中，海上风电总装机量都呈现出增长趋势。在 BLS1 下，海上风电装机将在 2035 年达到 49.7 吉瓦，到 2060 年将增至 72 吉瓦。在 CNS1 下，海上风电装机将在 2035 年达到 49.7 瓦，到 2060 年将增至 198 吉瓦。在 CNS2 下，海上风电装机将在 2035 年达到 68.5 瓦，到 2060 年将增至 145 吉瓦。

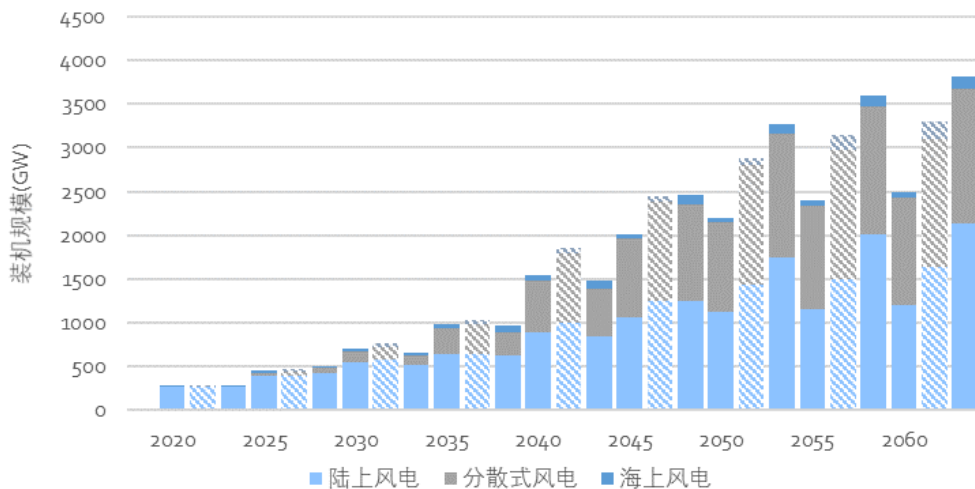


图 5-6: 按技术划分的中国风电装机容量 (BLS1 (左)、CNS1 (中) 和 CNS2 (右))

太阳能光伏的发展

2012 年以来，在技术进步和成本快速下降的推动下，太阳能光伏经历了高速增长。它已成为最具竞争力的发电技术之一，加速了中国以及全世界的能源转型。太阳能光伏，尤其是自用的分布式光伏发电，在很短的期限内变得具有成本竞争力。聚光太阳能发电有为系统提供灵活性和惯性的潜力。但是，因为与太阳能光伏发电相比，聚光太阳能发电的选址布局地点有限，且成本高昂，所以它在装机构成中的占比不大。

2020 年，全国的太阳能发电装机为 253 吉瓦。经过五年的发展，到 2025 年，总装机预计会超过 500 吉瓦，体现了太阳能发电的高速发展。到 2035 年，尽管分布式光伏发电保持高增长率，但集中式光伏发电依然占大多数，在太阳能发电总装机中占到 73%~80%。在 BLS1 下，光伏发电装机保持持续增长趋势，2035 年装机达到 1400 吉瓦，到 2060 年光伏装机达到 3000 吉瓦。而在 CNS1 中，2051 年光伏装机达到峰值，达到 3340 吉瓦。此后，由于一些早年建成的光伏装机已经达到服役年限，伴随着大规模的光伏退役，光伏装机逐渐降低为 2060 年的 2997 吉瓦。在 CNS2 中，2060 年的光伏装机中，集中式光伏为

1795GW，占太阳能光伏总装机的 59.9%，分布式光伏为 1180GW，占 39.4%，其余为光热发电。

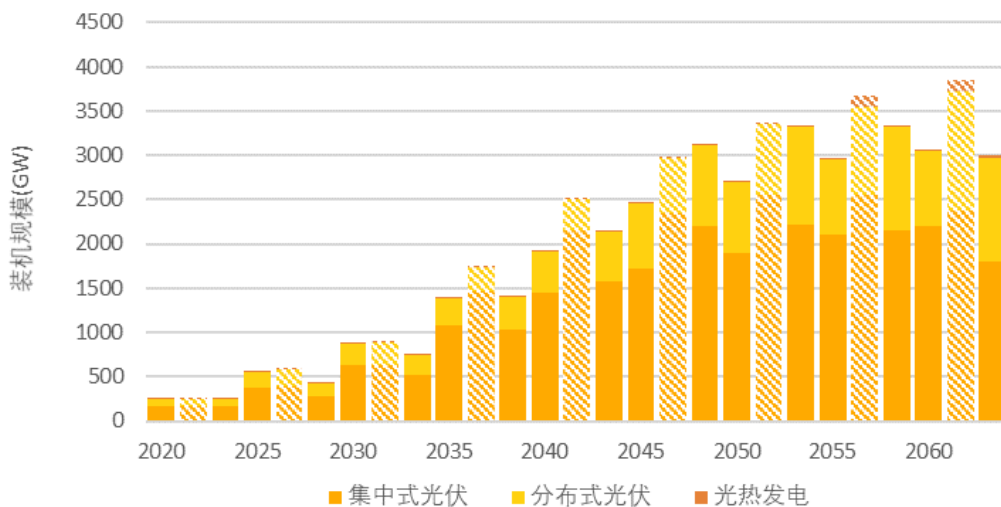


图 5-7：按技术划分的中国太阳能光伏装机容量
(BLS1 (左)、CNS1 (中) 和 CNS2 (右))

从区域分布现状看，中国正在并将持续在太阳能资源丰富、具有荒漠化等闲置土地资源的西北和华北地区建设大型光伏电站；并结合水电开发和电网接入运行条件，在青海、甘肃、新疆等地区建设太阳能发电基地，探索水光互补、风光互补的太阳能发电建设模式，而中东部地区则是集中式和分布式开发并重。“十四五”之后，光伏在各区域的装机均有较大幅度的增长，但主要的风电装机仍然在西北和华北地区。在 CNS1 中，西北和东北地区的光伏装机量将在 2060 年达到 931 吉瓦和 339 吉瓦；华北地区的光伏装机量将在 2060 年达到 456 吉瓦；中部、东部和南部等地区的装机量分别为 541 吉瓦，324 吉瓦和 403 吉瓦，分别占 2060 年光伏总装机规模的 18.5%，10.8%和 13.5%。

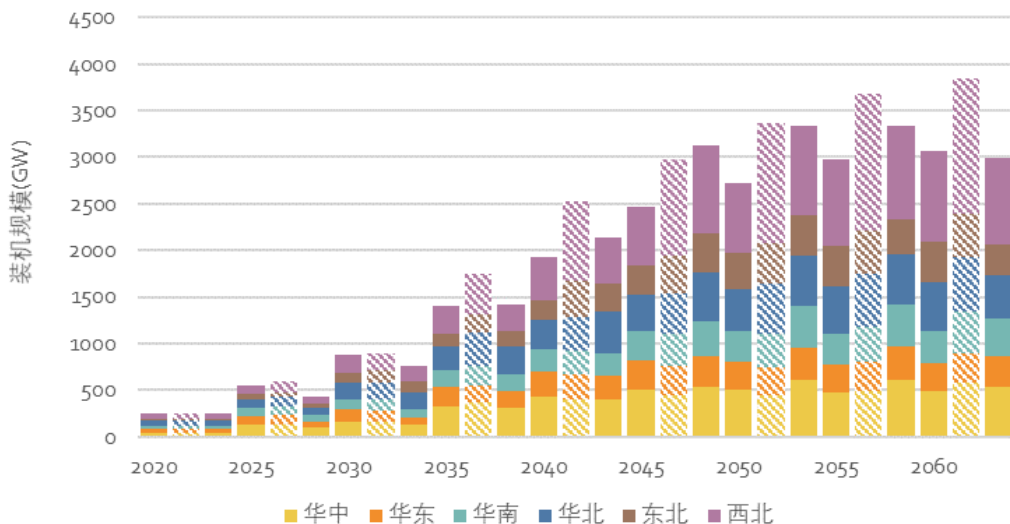


图 5-8: 中国太阳能光伏装机 (BLS1 (左)、CNS1 (中) 和 CNS2 (右))

此外，中国将大力推广与建筑屋顶结合的分布式并网光伏发电系统，鼓励在有条件的城镇公共设施、商业建筑及产业园区的建筑、工业厂房屋顶等安装并网光伏发电系统，推动光伏发电在经济性相对较好的领域优先得到发展。然而，受限与光照条件、土地供给和生态保护等条件，并非所有的城市都适合大规模发展分布式光伏。2020 年 9 月，国家能源局公布了各省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团报送的试点县（市、区）名单，整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点共有 676 个³¹。

技术进步为可再生能源发电带来了明显的成本优势

长期情景下，不同发电技术的投资占比不同，发电成本的不同是造成这种情况的主要驱动因素之一。为了比较不同发电技术在不同时期的成本，可以采用价值调整后的平准化度电成本（VALCOE）进行表述。一项技术的价值调整后的平准化度电成本是基于能源的平准化成本（LCOE）计量的能源成本，但须考虑具体技术造成的附加系统成本，对其进行调整。此处，系统成本的计算方式是一项技术的电力结算价与区域电价之间的差额，也就是机组的电力收入会高/低多少。也包括热电联产机组的热力销售收入。因此，不同机组和地区的系统成本也有所不同。

对化石燃料技术来说，因为资本成本的增加和气候外部性（二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物）的原因，其价值调整后的平准化度电成本预计会上升，而且因为来自可再生能源的竞争，其满负荷运行时间（FLH）也会下降。审视系统成本时，可以发现与化石燃料技术相比，可再生能源发电量的波动性可能会造成系统成本存在不确定性。但是到目前为止，可再生能源更低的平准化度电成本足以弥补此种系统成本，如图 5-9 所示。

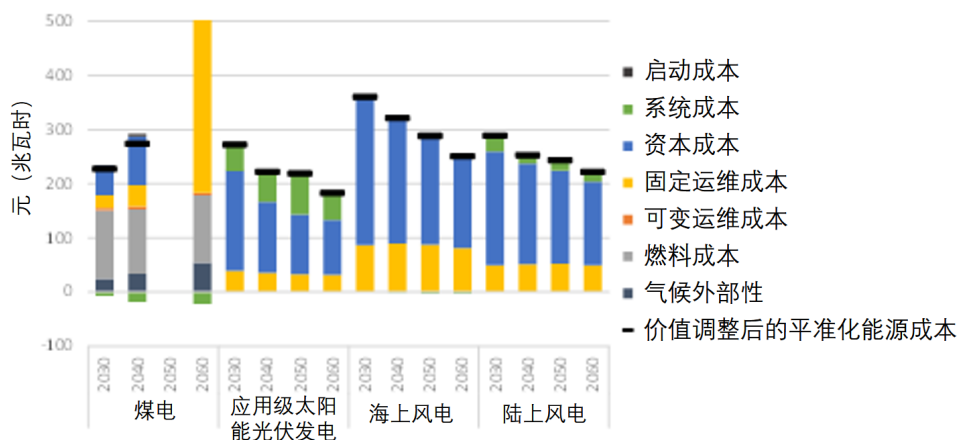


图 5-9：CNS2 下 2030 到 2060 年主要技术的成本细分和调整后的平准化度电成本

随着时间的发展，预计太阳能发电和风电的成本会下降，到 2030 年左右，会下降到能够与化石燃料实现平价的程度。在 2030 到 2040 年期限内，陆上风电和集中式光伏发电会达到平价，而海上风电将在 2040 年左右达到平价。因此，预计到 2060 年，燃煤电厂满负荷运行时间将在非常低的水平，导致其价值调整后的平准化度电成本极高。

长期来看，太阳能和风能发电技术的价值调整后的平准化度电成本预计将会远低于化石燃料技术。对煤电技术来说，因为资本成本的增加和气候外部性（二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物）的原因，其价值调整后的平准化度电成本预计会上升，而且因为来自可再生能源的竞争，也会发生上述的满负荷运行时间缩短。

尽管上图中的趋势代表中国的全国平均水平，但实际上，价值调整后的平准化度电成本取决于安装技术的本地条件，因为本地条件会影响满负荷运行时

间以及采购和安装成本。电力和区域供热优化模型（EDO）考虑了各省的条件，因此同样的技术在不同省份具有不同的价值调整后的平准化度电成本。尽管满负荷运行时间可能随着时间发生变化，但可再生能源预计会是最具成本效益的技术。

5.3 灵活性和系统整合

灵活性发展概述

电力系统灵活性是指在供需发生变动时系统保持供需平衡的应对能力。相较电力系统运行的安全性、可靠性和经济性等基本要求，灵活性伴随当前电力系统不确定性的大幅提高，已成为衡量系统运行特性不可缺少的重要指标。中国的电力灵活性资源分布于发电侧、电网侧和用户侧，随着技术的快速发展，储能也成为电力系统不容忽视的灵活性来源。

发电侧灵活性资源包括常规水电和火电机组，它们是调频、调峰和备用最重要的规模化资源。常规水电利用江河水体中的势能进行发电，按水库库容可提供以多年、年、季、周和日为一单位的调节服务。火电机组以燃煤和燃气机组为主，通过降低最小出力、提高爬坡速率、缩小启动时间和热电解耦的方式提供调节服务。它们都具有开停机迅速、负荷调节快的特点。由于气电机组在占地面积和环保方面优于其他类型机组，随着分布式可再生能源的快速发展，作为灵活性资源的优势将越来越凸显。

电网侧灵活性资源包括电网互联、柔性输电（FACTS）和微电网，它们能够提升电力供给的安全性和可靠性。当区域 A 与 B 实现电网互联，区域 B 既可以看做是 A 的电源，又可以认为是 A 的负荷。通过双向供电、互为备用的方式，区域 A 和 B 的电力系统都可以承受更大的电源和负荷波动，在增强系统抵御事故能力的同时，减少备用容量和装机容量。FACTS 是近年来的一项新技术，在不改变电网结构的条件下，提高输电线路的传输能力以及电压可控性。微电网以分布式发电为基础，通过孤岛模式与并网模式的转换，成为大电网的可调节负荷。

用户侧灵活性资源包括激励型和电价型需求侧管理，它们有助于平抑负荷的波动性，减小峰谷差。激励型需求侧管理是通过行政手段开展负荷错峰用电和节能电器推广，旨在改变用电方式和提高终端用电效率。电价型需求侧管理是通过市场电价信号刺激用户改变用电方式，减少电力需求和电量消耗，例如执行峰谷电价、季节性电价，以及在市场出售削减电量并获得收益。

储能灵活性资源包括抽水蓄能和新型储能，新型储能与可再生能源的结合能显著提高可再生能源的利用效率。抽水蓄能通过将负荷低谷期多余的电能转变为高峰期高价值的电量，提供调频、调相、调压服务，是当前电力系统中重要的灵活性资源，特别是作为事故备用。在新型储能技术中，以锂离子电池和铅蓄电池为主的电化学储能占比超过 85%，这种技术可以快速响应，但存储容量小、经济性尚有待提升。未来伴随技术的快速发展，不同储能方式可满足不同时间尺度下灵活性需求。

表 5-3： 储能技术性能对比

| 储能类型 | 容量 (吉瓦时) | 响应时间 | 效率 (%) | 投资 (元/千瓦时) | 寿命 (年) |
|--------|-------------|-------------|-----------|---------------|-----------|
| 抽水蓄能 | > 2 | 10s ~ 40min | 87 | 45 ~ 85 | 40 |
| 电化学储能 | < 0.2 | < 1s | 70 ~ 90 | 800 ~ 4800 | 20 ~ 30 |
| 飞轮储能 | < 0.5 | < 1s | 90 ~ 93 | 170 ~ 420 | 20 ~ 30 |
| 压缩空气储能 | < 100 | 1~10min | 80 | 12 ~ 85 | 30 |

2021 年的主要政策

进入“十四五”的第一年，国家发展改革委和国家能源局发布了一系列政策，加速推进灵活性资源的发展，加强电力应急调峰能力，支持建设成为以新能源为主体的新型电力系统。

灵活性资源和产品多元化。国家能源局更新了并网主体参与电力调度和辅助服务的规定。旧规定中的并网主体只有火电和水电厂，新规定增加了核电、风电、光伏发电和抽水蓄能、新型储能和用户可调节负荷（包括独立利用、聚合商和虚拟电厂），所有的并网主体将参与提供辅助服务和补偿费用的分摊。这意味着新型储能项目可以独立并网并参与辅助服务，小型用户也可以通过聚

合商或虚拟电厂的形式成为灵活性资源，辅助服务的发展创造更多可能性。新版规定还增加了转动惯量、爬坡、快速切负荷等诸多新的辅助服务品种。³²

在风电光伏项目并网前落实配套调峰容量。自 2021 年起核准的市场化风电和光伏发电项目初期需要配建或购买 4 小时/15%项目额定功率的储能或调峰能力作为并网的前提条件，配建比例超过 20%的可享受优先并网。纳入储能/调峰容量的项目包括抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站和开展煤电灵活性改造。各省可结合实际情况进行适当的动态调整。自 2022 年起，国家发展改革委将每年更新配建比例。³³

加强抽水蓄能的作用。国家发展改革委制定了《抽水蓄能中长期发展规划（2021–2035）》，提出了到 2025 年抽水蓄能投产总规模翻一番的目标，达到 6200 万千瓦，到 2030 年进一步提升到 1.2 亿千瓦。³⁴中国目前在运抽水蓄能项目总容量为 3250 万千瓦，广东、浙江和安徽排名前三；在建规模 5393 万千瓦，其中 60%位于华北和华东地区。国家发展改革委进一步完善了抽水蓄能电价机制，明确其提供辅助服务的价值和分摊机制。³⁵

不同情景下的灵活性发展展望

在 BLS1、CNS1 和 CNS2 中，煤电和抽水蓄能在未来一段时间内仍将是中 国最重要的灵活性资源，电动汽车和电化学储能将逐步发挥更重要的作用。在 电源侧，常规水电开发将按照国家发展规划的节奏继续稳步推进，以煤电为主 的火电加速从基荷电源向调节性电源转型，到 2035 年煤电基本完成灵活性改 造，为实现“以新能源为主的新型电力系统”提供重要支撑。电网侧灵活性提 升路径将在 5.5 电力传输与电网基础设施展望中进行系统描述。在用户侧， 2020–2050 年间，以电动汽车智能充电和工业需求响应为主的灵活性资源将维 持较快的发展速度，2050 年后趋于平稳。在储能侧，传统储能技术——抽水 蓄能在 2030 年前发挥显著作用，以电化学储能和电动汽车 V2G 为主的新型储 能技术在 2030 后加速发力，助力实现 2060 碳中和目标。

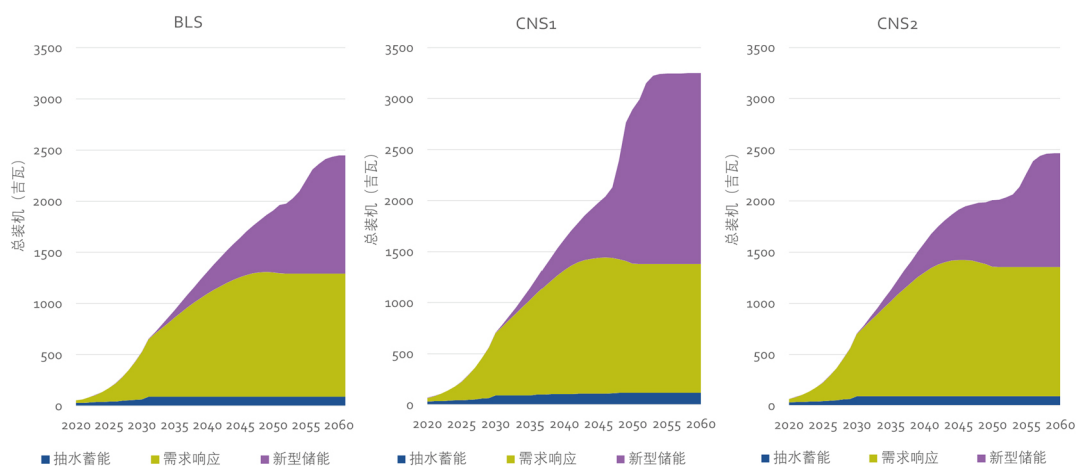


图 5-10: BLS、CNS1 和 CNS2 情景下 2020 到 2060 年中国的装机容量

需求侧响应和新型储能从长期来看具有较大的发展潜力。在 CNS1 中，需求侧响应容量从 2020 年的 35 吉瓦上升到 2035 年的 930 吉瓦，相较 BLS1 情景提高了 12.8%，年均增速达到 24.6%；到 2060 年进一步增加到 1264 吉瓦，相较 BLS1 提高了 5.1%，年均增速达到 1.2%；抽水蓄能装机从 2020 年的 30 吉瓦上升到 2035 年的 92 吉瓦，相较 BLS1 情景提高了 14.2%，年均增速达到 7.7%；新型储能装机从 2020 年的 3 吉瓦上升到 2035 年的 115 吉瓦，相较 BLS1 提高了 16.8%，年均增速达到 27.5%；到 2060 年进一步上升到 1869 吉瓦，相较 BLS1 提高了 61.4%，年均增速达到 11.8%。

表 5-4: 主要灵活性技术装机容量 (吉瓦)

| 场景 年 | | 2020 | BLS1 | | | CNS1 | | | CNS2 | | |
|------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | 2025 | 2035 | 2060 | 2025 | 2035 | 2060 | 2025 | 2035 | 2060 |
| 需求 响应 (DR) | 电动汽车智能充电 | 14 | 140 | 765 | 1126 | 145 | 870 | 1187 | 145 | 870 | 1187 |
| | 工业用 DR | 21 | 36 | 59 | 77 | 36 | 59 | 77 | 36 | 59 | 77 |
| 抽水蓄能 | | 30 | 44 | 89 | 89 | 44 | 92 | 115 | 43 | 91 | 91 |
| 新类型 的 存储 | 电化学储能* | 3 | 3 | 3 | 595 | 2 | 6 | 1275 | 2 | 4 | 520 |
| | 电动汽车 V2G | 0 | 0 | 96 | 563 | 0 | 109 | 593 | 0 | 109 | 593 |
| 共计 | | 68 | 222 | 1011 | 2450 | 227 | 1137 | 3248 | 227 | 1133 | 2468 |

*注：2020 年后模型结果为 2020 年装机基础上新增装机。后续展望将根据实际装机和政策目标动态调整基年数据及预测。

从区域分布来看，华北和华中地区在所有三种情况下都有丰富的需求侧响应和储能技术资源。到 2060 年，这两个地区加起来的份额预计将达到 40%左右。不同的是，BLS1 和 CNS2 都在华东地区拥有丰富的资源，份额为 18%~19%，而 CNS1 在西北地区部署了更多的灵活资源，预计份额为 22%。华南和东北地区拥有的灵活资源都相对较少，在三种情况下各占不到 15%。然而，无论在哪个地区和情景下，就具体技术而言，电动汽车智能充电、EV-V2G 和电化学储能的发展最为重要。

此外，在 CNS1 中，电动汽车智能充电从 2020 年起就开始大规模发展；2030 年起，在电动汽车智能充电继续保持高速增长的基础上，电动汽车 V2G 也进入规模化发展阶段；到 2050 年，电动汽车已经形成了较为完善的灵活性服务体系。得益于成本的持续下降，电化学储能的发展在 2040 年后进入快车道，到 2060 年已经超过抽水蓄能和工业需求响应，成为最重要的灵活性资源之一。

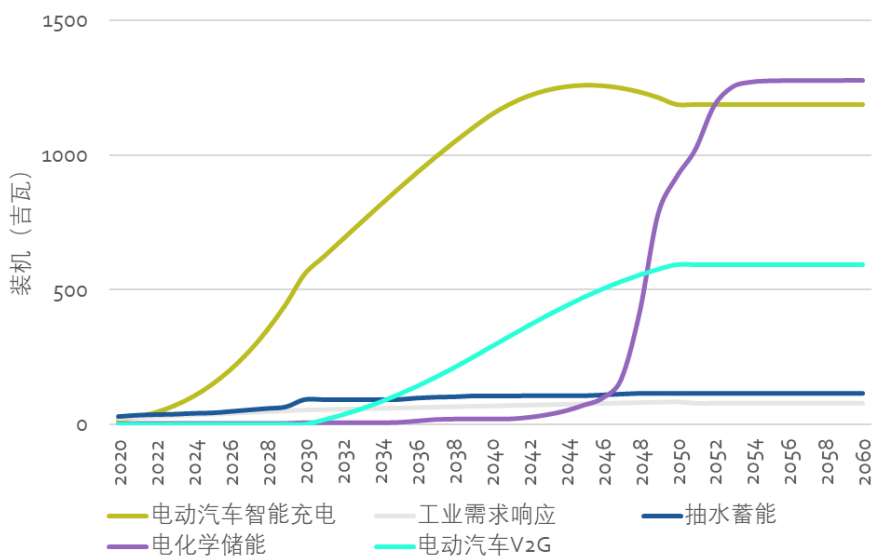


图 5-11: CNS1 下 2020 到 2060 年电动汽车智能充电、电动汽车 V2G 和化学储能的装机

储能的成本下降价格上升

随着波动性可再生能源发电量日益增长，可能需要转移发电量的蓄能技术，即通过储能提供灵活性服务，为电力系统增加价值。目前抽水蓄能和电化学储能是中国最重要的储能设施，到 2020 年分别占储能总容量的 89.3%和 9.2%。在各类电化学储能技术中，锂电池累计规模最大，占比达到 88.8%；其次是铅蓄电池（10.2%）、液流电池（0.7%）和超级电容（0.1%）。³⁶因为 CETO 假设水力发电以及抽水蓄能会在未来几十年间得到广泛的进一步发展，所以抽水蓄能预计将在中短期内成为占主导地位的储能技术。但是，锂离子电池成本的大幅下降意味着预计到 2040 年代中期，其装机容量会赶超抽水蓄能。

到 2060 年，每一项储能技术的资本支出预计都会大幅下降。中长期来看，锂离子电池预计将成为价格最低的替代品（包括运营成本），会成为未来大规模储能技术的选择。储能技术单位千瓦投资的发展趋势表明，到 2020 年代中期锂离子电池可以与抽水蓄能技术竞争。然而，需要注意的是，由于现有的政策目标是在 2050 年前发展水电，因此模型中水电部署并不完全由成本收益驱动。

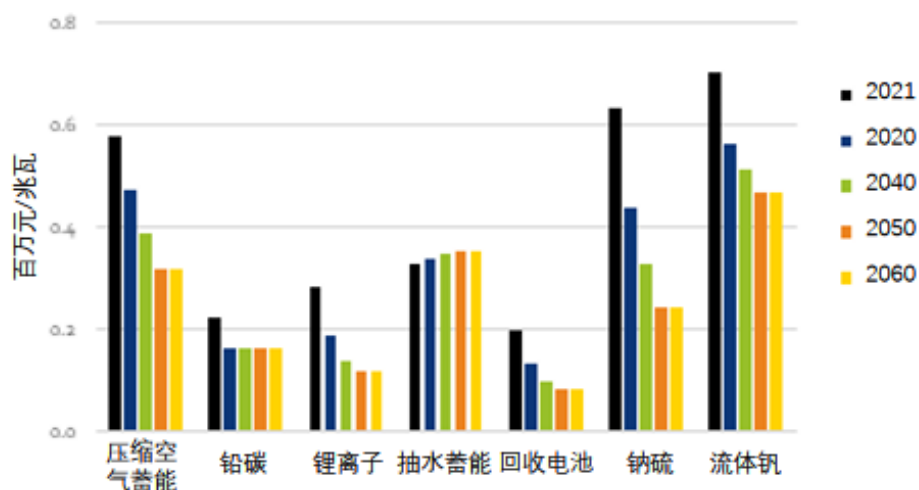


图 5-12：储能技术单位装机容量投资

在 CETO 情景下，2050 年后锂离子电池装机速度比之前有显著提升，这是为了更好地模拟真实情况下的规模扩大。这会导致之前已安装技术被锁定。下图

对此进行解释，即从长远来看，锂离子电池的系统效益（即负系统成本）几乎可以超过其成本。

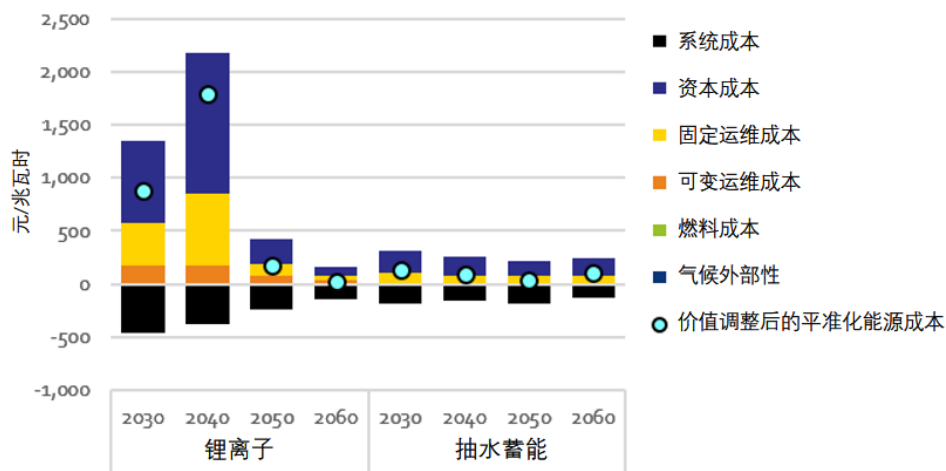


图 5-13: 2030-2060 年 CNS1 的锂离子电池和抽水蓄能的调整后 LCOE

考虑到这一点，从长远来看，灵活性提供商显然拥有较高的系统价值。但是，规模扩大应该是基于具有成本效益的方法，通过市场价格信号可以确保区域前景被考虑在内，以便在正确的时间安装正确的技术。实际上，锂离子电池可以向电力系统提供其他服务，例如频率响应，这也导致了此项技术的更早引入。这方面的关键在于灵活性不应被视作目标本身，目标应该是源自于市场的需求，即电力系统。要确保能够以最具成本效益的技术提供灵活性，市场价格信号就是最好的方式。尤其是，因为技术的成功取决于很多方面，地点不同、时间不同，都可能存在差别。³⁷

更加复杂的电力调度运行和平衡方式

随着波动性可再生能源渗透率的提高，电力系统运行向更加灵活的方式转变。在电源侧和用户侧，将调动包括储能、车网互动（V2G）、负荷转移以及电动汽车充电在内的各类灵活性资源来适应高比例可再生能源给电力系统带来的波动问题。可调节的灵活性资源占比将日益增大。

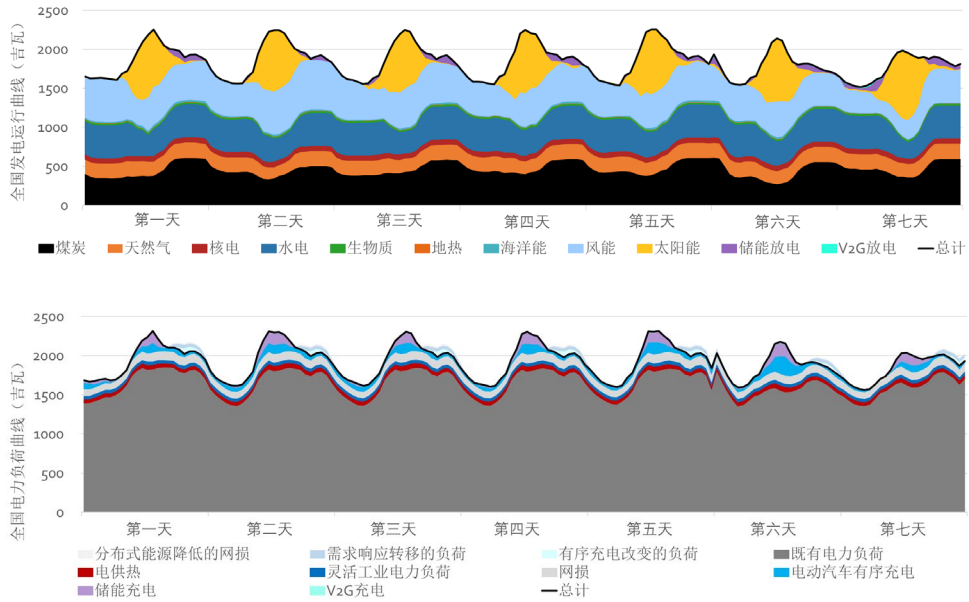


图 5-14：CNS1 中全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2035 年冬季

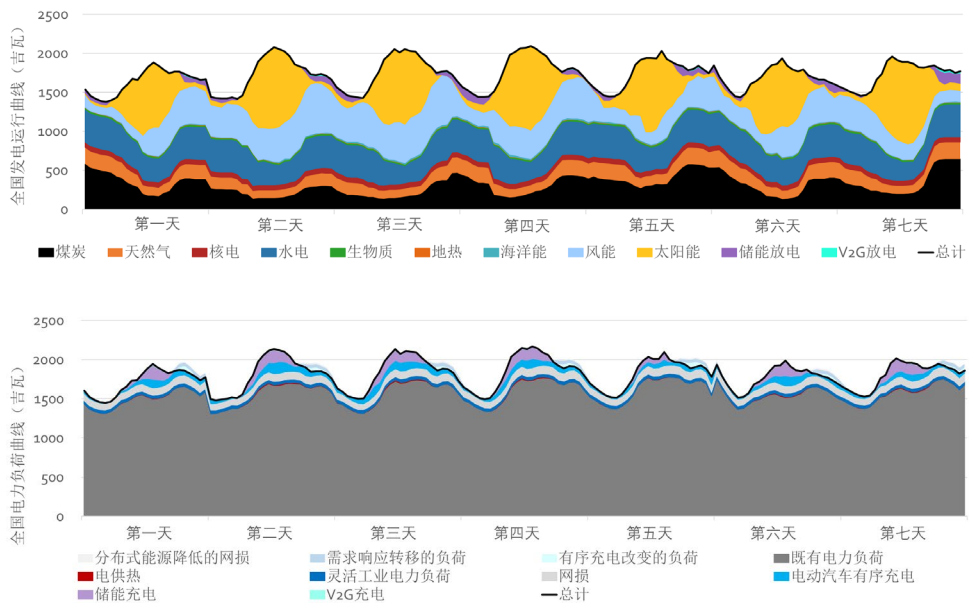


图 5-15：CNS1 中全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2035 年夏季

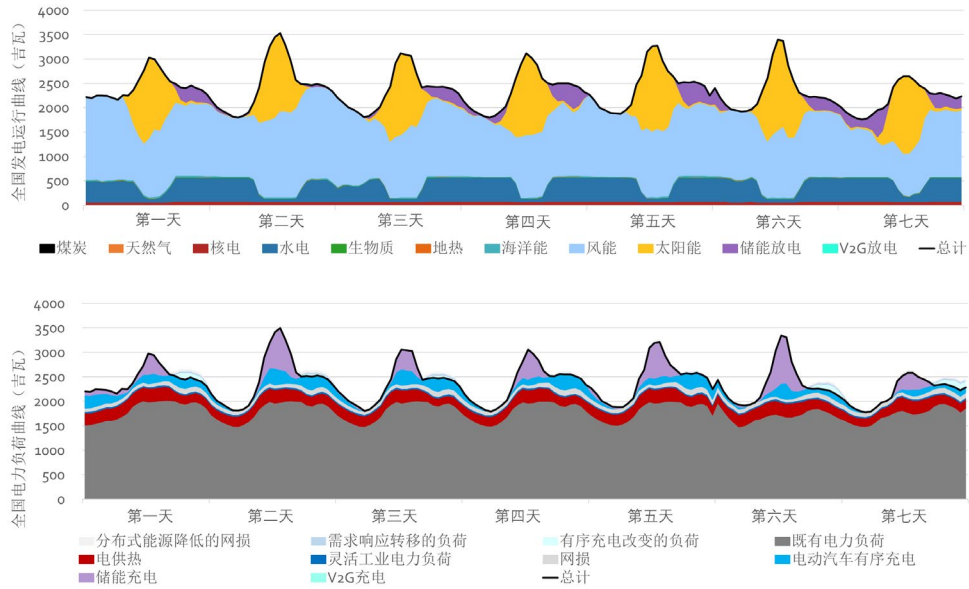


图 5-16: CNS1 中全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年冬季

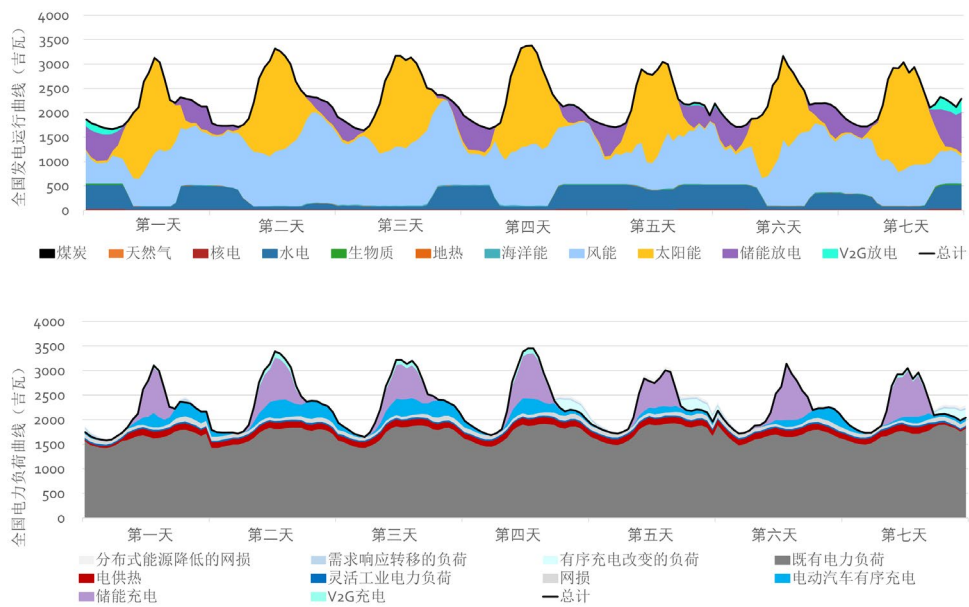


图 5-17: CNS1 中全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年夏季

5.4 电力市场改革

中国电力市场改革的演变

“改革开放”以来，中国就开始了电力市场化改革进程。通过识别关键事件、落实改革政策，这一进程可能分为四个主要阶段。

表 5-5：中国电力市场改革的时间线

| 1995-1998: 增加投资 | 1998-2002: 结构变化 | 2002-2015: 引入竞争 | 2015-2020: 扩大市场 |
|--|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> 因供应短缺，向中央政府以外的活动方开放投资机会 批准新发电容量的自愿购电协议 1987年引入公平调度规则 | <ul style="list-style-type: none"> 企业所有制多元化 电力工业部向新创建的国家电力公司转移资产 剥离政府对市场运营监管的初始步骤 第一批使用强制池模型的6个电力市场试点 | <ul style="list-style-type: none"> 将国家电力公司拆分成5个国有企业、2个电网公司和4个电力服务公司 改进效率，例如通过省间交易 创设国家电力监管委员会作为监管机构 地区电力市场试点以及省间和地区交易的新尝试 供应短缺导致工作焦点从效率改进转到增加建设 | <ul style="list-style-type: none"> 发布9号文件 分离输点和配电价 零售业务市场化 进入电力交易所进行中长期交易和现货市场试点交易 建立8个省内现货市场试点 2021: 宣布建立5个新的现货市场试点 |

初始阶段（自 1985 年起）是电力需求快速增长时期。电力需求的快速增长导致了持续的供电短缺，给经济发展造成的负面影响。为了缓解这种情况，此阶段的重点工作是吸引及扩大供电容量方面的投资。通过 1985 年发布的第 72 号指令，政府放开了中央政府以外的电厂投资，包括省政府和地方政府、国有企业以及私人 and 外籍投资人。通过“新发电机组新价格”方案，确保成本回收。为发电商提供了自愿购电协议（PPAs），预先确定利用小时数和具体电厂的成本加权定价。1987 年，引进了“公平调度”原则，通过保障所有投资人都能获得平等的成本回收机会，确保“透明、公证和公平”。在此阶段，发电容量扩大，省内电力系统彼此连通，形成了六个地区系统。

第二阶段（1998-2002 年）的特点是中国推进了产业改革。政府开始启动企业所有权多样化的进程，提高企业自主性和商业化，推动价格与市场力的协调一致。政府逐步放开对运营管理的管控，不再插手电力部门的投融资。此阶段的一个关键事件是 1997 年，电力工业部将电力部门的大部分资产转让给新创立的国家电力公司（SPC）。1998 年，废除了电力工业部，其职能转由国家经济贸易委员会（SETC）承担。这些结构性变化导致了政府及监管职能部门与供电企业在一定程度上的分离。1998 年，还推出了一项新的定价政策，

即“经营期电价”。根据预计的寿命周期（而非偿债期）设定上网电价，设定电价时使用的成本要素作为类似电厂的基准。第一批发电剥离和发电竞争的试点项目也是在 1998 年启动的。

第三阶段（2002–2015）始于《电力体制改革方案》5 号文的发布。发布此文件是为了解决当时电力系统出现的明显赤字。主要目标是通过纵向分拆、引入竞争，提高效率。国家电力公司分拆成两家大型电网公司——国家电网有限公司和中国南方电网有限公司——和五家国有发电公司和四家电力服务公司。为了激活供电侧竞争，将基于具体电厂定价的结构转变为燃煤电厂的省内基准价格。2003 年，创设了国家电力监管委员会（SERC）作为监管机构，后于 2013 年并入国家能源局。国家电力监管委员会的目标是在 2006 年之前建立六个区域市场，包括必要的监管制度和机构。2004~2005 年，计划在中国东北、华东和华南地区启动区域市场试点，但随着中国经济从亚洲金融危机中恢复过来，供电短缺日益加剧，这些试点均被放弃。此外，还引进了多项相关改革，比如 2005 年的《关于促进跨地区电能交易的指导意见》、2007 年的节能发电调度试点以及 2008 年的发电权交易。

最新的阶段（2015–2020 年）开始于 2015 年 9 号文《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的发布。其中最重要的目标就是发起定价改革，旨在为电力批发及零售细分市场引进市场定价机制。其他目标还有巩固输电、改进监管和规划以及建立独立的电力交易所。在此阶段，向省政府分派了落实改革的任务。为了提高效率而进行的跨地区电力交易也是重要的改革要素。尽管中长期交易由诸多市场构成，但也通过电力交易公司落实了 8 个省内现货市场试点，促进这些省份内部的电力交易。跨省和跨地区交易由北京和广州电力交易所在其各自的足迹范围内进行管理。在省级层面上，建立了 32 个电力交易所。

自发起电力部门改革进程后，诸多重要领域都取得了实质性进展。通过引进市场价格机制及独立的电力交易所，达成了落实竞争性电力市场的重要里程碑。但是，要创建真正一体化的全国性市场，依然存在一些障碍。这些将在下一章节中论述。

电力市场改革的最新进展（2021）

2015年5月，中共中央国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）（简称“9号文”）标志着新一轮电力体制改革启动。随着中国在2020年10月提出碳中和目标，新能源逐步参与市场是必然趋势，需要多元化的社会资本投资，传统的电力交易模式难以适应新型电力系统低碳化、分布式、数字化、智能化等特征，健全市场机制是高比例可再生能源高效消纳的关键，电力市场化改革更为迫切。碳中和目标提出以来，中国电力市场化改革形成了一系列进展。

电力市场领域不断丰富

现货市场试点方面，2017年8月，第一批电力现货市场试点在广东、浙江、山西、甘肃、山东、福建、四川、蒙西等8个地区启动。目前，这些试点均已完成长周期结算试运行有关工作，现货试点运行平稳。2021年5月，第二批试点在上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北等6省市启动。辅助服务市场方面，随着可再生能源高比例并网，电力市场边际成本降低，系统成本增加，提升系统灵活调节资源价值回报的市场机制尤为重要。2020年11月，全国首个上线运行的区域统一调频辅助服务市场系统在南方电网区域正式投运。

此外，随着输配电价改革进入第二监管周期，目前中国基本确立了以“准许成本+合理收益”为核心的输配电价监管制度框架，改变了电网企业的盈利模式，2018年至2020年工商业电价实现三连降。2020年以来，《区域电网输配电价格定价办法》、《省级电网输配电价定价办法》、各省输配和销售电价政策陆续发布。2020年，国网经营区内用电成本降低550亿元，平均降低电价3.037分/千瓦时。

电力市场化交易主体持续多元化

近年来发电侧、售电侧、用户侧多元化市场主体大幅增加。2020年，全国范围内已注册售电公司超过4600家。部分售电公司开始探索综合能源服务等增值业务。2020年，全国各电力交易中心市场化交易电量31663亿千瓦时，

同比增长 11.7%³⁸。国网区域市场化交易电量占售电量比重首次超过一半，达 50.6%。

增量配电改革试点是电改的重要切入口。2016 年至今，国家发展改革委、国家能源局已分五批次批复了 483 个增量配电业务改革试点，覆盖 31 个省份地区，其中 2020 年 8 月批复 79 个。

可再生能源参与市场化交易探索不断突破

中长期市场方面，绿色电力交易试点正式启动。2021 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局正式函复《绿色电力交易试点工作方案》，同意国家电网、南方电网开展绿色电力交易试点，在现有中长期交易框架下，设立独立的绿色电力交易品种，引导有绿色电力需求的用户直接与发电企业开展交易，释放绿电需求。2021 年 9 月 7 日，首次绿色电力交易在北京电力交易中心和广州电力交易中心完成。来自 17 个省份的 259 家市场主体，以线上线下方式完成了 79.35 亿千瓦时绿色电力交易。初步核算，此次交易可减少标煤燃烧 243.6 万吨，减排二氧化碳 607.18 万吨³⁹。

现货市场方面，电力现货市场是能够反应可再生能源发电极低边际成本优势的有效机制。可再生能源参与现货市场，有助于压低用电成本并优先消纳新能源。2021 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，提出引导新能源项目 10% 的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数，从国家层面确认了可再生能源参加现货市场交易。此外，各地持续开展跨区域省间富余可再生能源电力现货交易。截止 2020 年底，国网区送端 14 个省份超过 1700 家可再生能源发电企业参与了现货交易，全年交易电量 36.54 亿 kWh，提高新能源利用率 1.1 个百分点。

首个分布式光伏市场化交易试点并网发电

2017 年起分布式发电市场化交易试点启动。此后，国家发改委和国家能源局多次下文推进分布式发电市场化交易试点，明确了市场化交易“过网费”标准。2019 年，国家能源局公布了第一批试点名单，包括 10 个省区的 26 个项

目。2020年12月，首个分布式光伏市场化交易试点在江苏省并网发电，实现了零的突破。目前国内分布式光伏基本采取“自发自用，余电上网”模式，除江苏省分布式光伏市场化交易试点、浙江省允许分布式光伏发电企业参加绿电交易外，其他省份尚未参与市场化交易，也未参与两个细则考核及辅助服务分摊。从试点的实际执行情况来看，实现分布式发电市场化交易规模化推广，仍然面临着一系列挑战，包括适应光伏出力特性的带曲线交易和偏差考核机制尚待完善；较低的“过网费”下电网企业缺乏合作动力；分布式发电存在用地政策不明确、并网审批繁杂、配电网接入瓶颈等问题。这些因素影响了分布式光伏实现商业模式，使试点地区分布式发电交易难以落地。

燃煤发电上网电价有序全面放开

2021年10月，国家发展改革委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%。目前，中国已有约70%的燃煤发电电量通过参与电力市场形成上网电价。此次政策发布后，其余30%的燃煤电量也将进入电力市场。自此，中国燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，建立起市场化电价机制。这将进一步带动其他类别电源发电电量进入市场，为全面放开发电侧上网电价奠定坚实基础。其中，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%的幅度限制，将有助于引导高耗能企业市场交易电价上浮更多，形成成本传导机制，通过价格信号引导能源消费转型，并促进高耗能企业加大技术改造投入，提升能效，推动产业结构转型升级。

电力市场改革的好处、障碍和改革需求

简而言之，一个高效且运转良好的电力市场，可以基于短期成本优化发电，并为新发电技术的长期投资提供充分的信号，从而实现具有成本效益的调度优化。要建立一个高效且运转良好的电力市场，就必须在进行市场设计时，找出并消除本质上就是经济或监管方面的低效因素。在很多情况下，市场改革有潜力实现更具成本效益的可变发电整合。

事实上，大部分有助于促进可变发电整合的市场特征也能促进可调度发电机组的更高效运行。此外，更高程度的可变发电增加了此类特征的价值，因为市场会通过市场价格信号，激励可调度机组顺应可变可再生能源发电的特征。从政府的角度来看，这些影响压低了系统运营成本，为零售消费者带来了可能的最低电价。

短期来看，电力市场上的价格会激励生产商提升或者降低发电量，同样也会激励电力消费者增加或减少用电，根据电力系统的需求行动，因为价格会遵循电力和需求的平衡。现实中，电力生产商以自身的短期边际成本出价，市场则是基于最低成本原则，确定特定时期内的生产商。这会激励电力生产商积极参与市场，调整每日产量，一方面能从市场参与中获益，另一方可避免不良的经济后果。

在具体的案例中，市场调度运行通过经济激励反映市场需求，从而在总体上推进了欧洲的灵活性措施。因此，促使发电厂实现更灵活的运行，或者改变自身的特征。尽管通过市场运行以外的其他激励措施也可以推动灵活性措施，但让市场通过价格信号展示需求、让供应商满足此种需求意味着应优先部署成本最低的措施。但这仅对运转良好的市场有效，即市场监管、激励措施和市场结构的设计能最好地反映系统需求，且市场参与者都是经济上理性的行为人，基于自身获取的价格信号运营。

市场调度也推动了欧洲电力市场的投资，给市场带来了额外的好处。有意投资新发电技术的电力生产商能够通过观察历史电价，判断其投资在电力市场上可以获得的预期收益。举个例子，高电价时期让生产商了解到电力市场上存在能够通过更廉价的发电技术来源来填补的缺口，证明了电力市场如何为最低成本投资铺平道路。必须再一次强调的是，前提条件是有一个运行良好的市场，其监管、激励以及市场结构的设计都是为了最好地反映系统需求。但是，在现有市场规则下，可能无法获取兑现这些好处，要对市场设计进行适当的调整之后才能加以利用。因此，应由政策制定者或监管者不断对电力市场进行设计，

以通过市场发出充分的价格信号，这也是电力市场应被视为构建理想电力系统的坚实基础的原因，而不是让政策制定者失去控制权。

二氧化碳价格是政策制定者通过市场实现电力部门脱碳的工具

可以协助政策制定者构建电力市场、实现电力系统脱碳的一个工具就是二氧化碳税。电力市场上的价格形成受到多项因素的影响，例如燃料和配送成本与税费。在此背景下，二氧化碳排放税可能是实现电力系统脱碳的有效工具。

二氧化碳税和各种固定及可变的运维成本一样，都是构成生产商总成本的一部分。这些加在一起，即构成电力生产的短期边际成本，也是作为从多个现货市场优先调度的依据。因为二氧化碳税是发电厂短期边际成本的一部分，所以二氧化碳税是政策制定者和监管者的一个活跃工具，可用于影响基于二氧化碳排放量的优先次序。下图证明了二氧化碳价格如何直接影响电力生产商的短期边际成本。

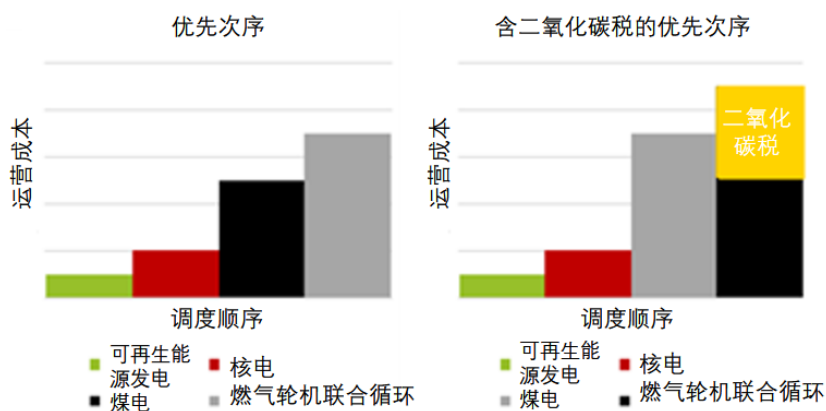


图 5-18：碳税对电力市场优先顺序曲线影响图示

此外，二氧化碳价格也会影响长期成本，这反过来又会减少满负荷运行小时数。同样的，这会影响平准化度电成本（LCOE），因为它是资本和可变支出及满负荷运行小时数的一项度量标准。因此，平准化度电成本的趋势不仅受到可变成本变化（包括燃料价格）的驱动，也受到分配的满负荷运行小时数的影响。

碳税的影响直接体现在优先次序调度和二氧化碳排放上。如引言部分所述，二氧化碳价格可被视作一种用于实现特定排放目标的政策工具，与电力市场相协调，可用于实现最低成本路径。同样的，二氧化碳价格被证明是激励电力系统脱碳的有效方式。

但是，在设计市场时，未得到足够重视的一点是：电力系统是一个高度复杂的系统，受到多种因素的限制，例如补贴、自愿购电协议和通过政治手段确定的最低满负荷运行小时数。因此，在设计二氧化碳税以及更加重要的电力市场时，必须谨记这一点，将各种方案都纳入考虑范围。

进一步改革需求

尽管近年来取得了巨大的进步，但如果要打造一个更具竞争性、更加一体化的电力市场，依然有很多领域值得关注。实现全国性电力市场的一个巨大障碍就是各省内现货市场试点目前落实着各种不同的市场设计。尽管这些试点知悉省级层面上短期资源优化的重要性，但因为缺少地区和省内市场协调，所以目前无法实现巨大的效率提升。在此方面，可以构想一个协调省内现货市场某些特征的倡议。为了实现此目的，可能需要强化监管机构，因为中国的治理和监管职能似乎相当零散，各自为政，责任由很多不同的利益相关方共同承担。国际经验表明独立的监管机构对推进改革进程具有重要意义。

- 市场外调度的发电厂扭曲了有组织市场发出的价格信号
- 通过创建单独市场（例如绿色电力交易）切断流动性可能造成问题。所有发电技术都应该在相同的市场上出价。让短期市场的市场力决定哪些机组应该生产、哪些应该停工的优先次序。
- 进一步拆分电网公司，集中关注核心活动（参考国家电网有限公司剥离制造业务的最新声明）

整合中国市场、整合高渗透率可再生能源的顶层市场设计

以下章节是基于《中国电力市场目标模型》报告和《中国全国性电力市场通用规则》报告，该等报告是由 Nord Pool Consulting AS 与 Energinet and Ea

Energy Analyses 联手编写的，是中国国家能源局（NEA）和挪威发展合作机构（Norad）协作的“与中国开展电力市场改革技术合作”项目的一部分。

建议采用自上而下的综合方式落实中国电力市场，与各省密切合作，各省应继续承担本地调度和电力平衡的责任。这是中国多级调度组织的自然延续，意味着短期（日前）全国性市场应该明确地优先于本地市场，应利用匹配的全国电量达成省内的短期优化。因此，市场参与者的调度计划应该基于双边（长期）合同、行政调度指示以及源自于全国和/或省内短期市场的组合。因此，省内和地方调度中心需要基于诸多利益相关方和细分市场提供的信息，规划调度。

为了解决这种多级系统优化问题，提议的目标模型包含覆盖不同时间范围、服务不同目的的市场。长期市场主要用于风险管理，为想要对冲价格和/或电量风险的市场参与者提供工具。提议以全国性日前（竞拍）市场（NDAM）作为短期资源分配、输电基础设施优化利用的主要市场机制。源自全国性日前市场的价格是长期市场运行良好的重要前提。日内竞拍可以用作补充工具，基于更接近实物交割的更新信息，调整市场调度计划。

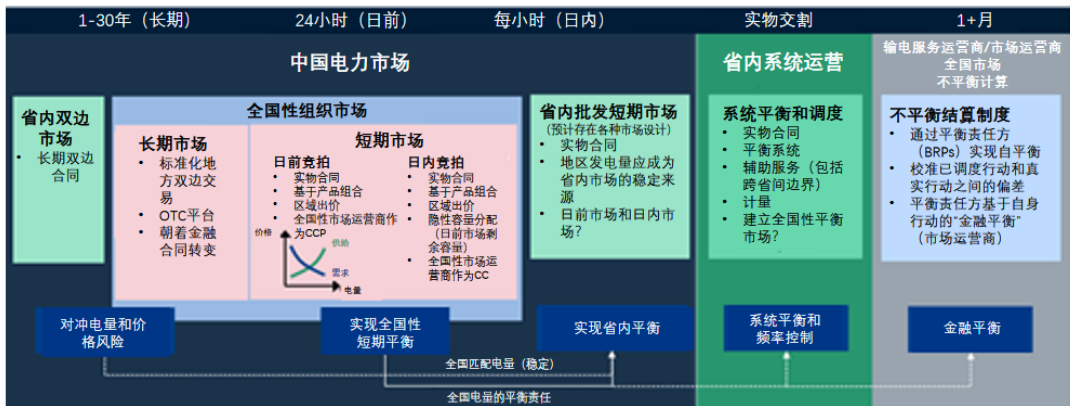


图 5-19：中国的目标模型和交易的时间线

全国性日前市场 (NDAM)

全国性日前市场的短期优化发生在电力实物交割之前的一天。这要求协调不同市场活动方的时间和信息流。全国性电力交易所应该促进高效的市场组织，

在地方电力交易所、调度中心和电网公司之间，承担起协调职责。各省继续经营地方市场，调度中心基于本地和全国规则的组合，协调调度。

提议使用区域出价结构，通过竞价机制组织全国性日前市场。通过基于输电容量分配的隐含市场耦合，优化出价区域之间稀缺的互联容量。市场耦合被认为是实现经济效率的最适当做法。输电容量的调用是建立有效全国性日前市场的关键成功要素，因为它能够实现跨地区、跨省份的资源共享。容量分配要求电网公司之间的密切合作，因为分配的计算方法必须以议定的协调规则为基础。

全国性日前市场的主要成果是调度好出价区域之间的联网线路流动。

- 省内市场的设计不同，全国性日前市场的市场参与组合类型也不同。

全国性市场参与者的泛型型别包括：

- 省内市场运营商（PMO），或者
- 中央调度的省内市场运营商（PMCD），或者
- 特殊发电商，或者
- 省内市场参与者直接参与全国性日前市场。

全国性市场参与者基于本地电力系统平衡，向全国性日前市场报出其可用容量的价格。在全国性日前市场结算之后，地方和省内市场运营商根据其市场设计进行本地优化，要考虑到全国性日前市场带来的稳定的互联电网流动。

区域市场设计通过代表地理区域的**出价区**递交标书，理想情况下，不应存在结构性电网限制。在现有的落实中，区域边界通常按照行政边界（例如国边界）划定。各省也可以落实多个出价区，取决于本地的电网限制。全国性市场参与者基于其控制区域内的所有资产/机组信息，在全国性日前市场上提交聚合报价。

市场逐步落实路线图

逐步落实计划建议分成三个主要阶段完成。

第一阶段，在现有的中国电力市场结构中嵌入全国性日前市场。应该加速初步市场启动，为中国资源的知识获取以及后续进一步设计阶段的落实铺平道

路。《中国全国性电力市场通用规则》报告中描述了关键的市场设计及市场规则要素。

第二阶段的焦点应该放在提高市场效率上。提议进一步协调容量计算方法，以其实现市场可用容量的最大化，引进全国性日内竞拍细分市场。两者都是提高可变可再生能源参与度的重要促成因素。省间平衡市场也应该纳入考虑范围。新的长期双边合同应该以纯金融合同的形式订立，而现有的实物合同可以转为金融合同。某些省份在市场试运行期间，就已经针对直接贸易合同，实践了此种做法。

第三阶段更加通用。通过国际经验就能够发现，电力市场改革是一个持续的过程。可以预料到，中国会在被视为有利于市场效率的领域开展进一步的协调和整合工作。其目的应该是随着时间的发展，让不同的省内市场趋近于全国性市场模型，彼此密切整合，以提供高效、互联的中国电力市场。

逐步实施计划 – 全国性市场

实现目标模型的阶段、子集和指标

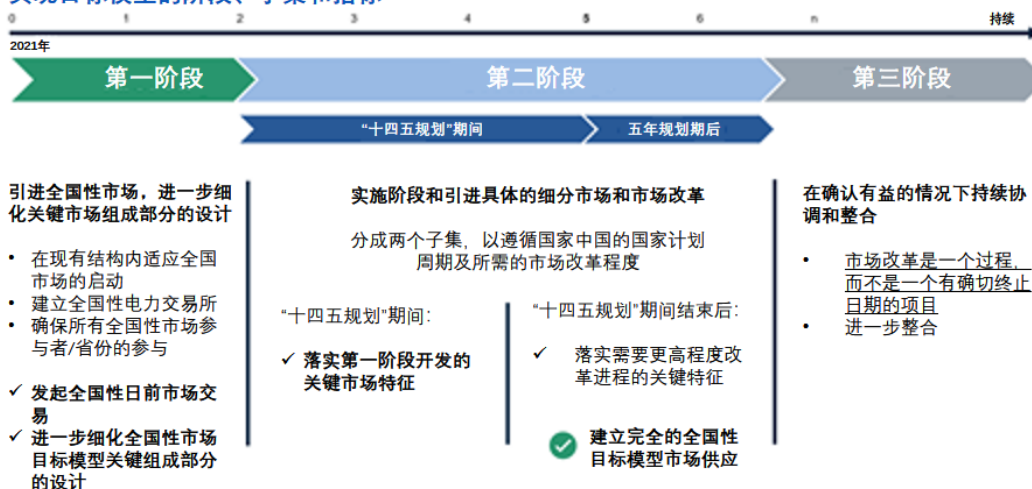


图 5-20：逐步实施计划

政策建议

中国的电力市场改革仍在进行，其主要部署方式是：在各省落实试点项目，从试点中汲取经验，随后推广到其他省份。我们建议通过开发全国性市场框架来支持这种自下而上的指导性方式，以确保省间和地区间交易的效率。电力市

场改革可能带来的大量潜在效率增益包括：基于系套市场，对国家不同地区的不同资源禀赋进行调度计划，即根据即时情况下，在全国范围内将风电、太阳能发电、水电和热电与用电需求动态连通。因此，应该设置一个全国性现货市场，以确保省内现货市场的市场互联，提升整体效率。

从可变可再生能源过剩市场⁴⁰到全国性日前市场的转变

可变可再生能源过剩市场建立于 2017 年，旨在通过减少限电推动可变可再生能源整合。此市场包含了很多宝贵的要素，因此，它就成为了真正全国性日前市场的优秀候选方案。但是，在落实之前，还需要在全国以及省级层面上执行一些变更。例如，允许互联电网的双向电力流动、落实隐性竞拍、允许更多发电技术的参与。

现货市场协调

省内和地区电力市场进一步整合的一个主要障碍是：在 9 号文发布之后推行的省内现货市场的设计各有不同。因此，建议将这些市场协调一致，实现现有资源的更优化使用。

更加专注于日内市场以做出更短期的调度计划调整

其他辖区的现有短期市场（例如欧洲的日内市场）已经拥有了必要的特征（高时间粒度、短交付周期、跨境容量），能够为市场参与者提供在市场上提交灵活性出价的机会。尽管在某些现货试点省份，可能通过实时市场完成短期调整，但目前，更广泛地理区域内的日内市场只是作为可变可再生能源过剩市场的一部分存在，应该扩大其使用范围。

加强电力交易的独立性

电力市场改革的一个主要目标应该是将资源分配的权限从政府层面转移到市场实体。在市场供求的驱动下，应该尽可能在没有政府介入的范围内形成市场价格。为了确保得到市场参与者的信任，电力交易所应该努力在市场运用中发挥更大的作用，独立于（至少部分独立于）电网公司，以提升交易的公平公正性。

电网公司之间加强合作

为了尽可能多地向市场分配省间及跨地区转移容量，需要在不同电网公司之间确立联合方法。这有助于改善全国性资源分配。加强合作也可能带来其他好处，比如贡献平衡资源。

- 时至今日，分布式发电已经能够在同等的条件下，与其他发电来源一起参与市场。在电网连接审批过程中，应该考虑到电网限制。
- 超过 15 分钟的交易（日内、日前和中长期交易）应该由电力交易所负责。

5.5 电力转型和电力基础设施规划

省际电网容量和电力流

每个省级电网都是六大区域电网的一部分。从 2020 年到 2060 年，在 BLS1 中，不同地区的省际电网总容量从 2020 年的 377 吉瓦扩大到 627 吉瓦，增幅为 166%；与之相比，CNS1 中 2060 年的总容量为 894 吉瓦，增幅为 237%；在 CNS2 中，2060 年的总容量为 593 吉瓦，增幅为 157%。

区域间电力传输的增长趋势与省际电网容量的发展趋势类似，但其增长更加显著。在 BLS1 中，电力传输从 2020 年的 760GW 扩大到 2060 年的 2681GW，增长了 253%。在 CNS1 和 CNS2 中，相应的增长更为迅猛，与 2020 年相比，2060 年 CNS1 和 CNS2 的整体输电容量均增长了 4 倍以上。

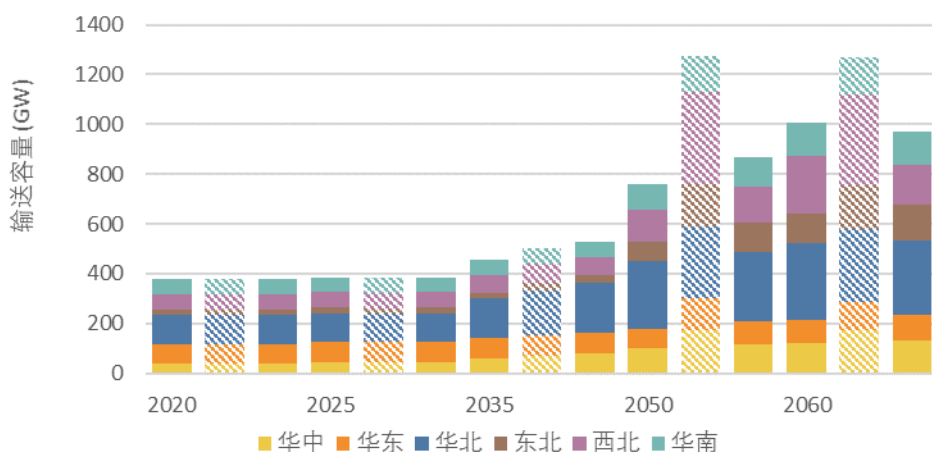


图 5-21：BLS1（左）、CNS1(中)和 CNS2（右）下同一区域电网内的省际电网容量

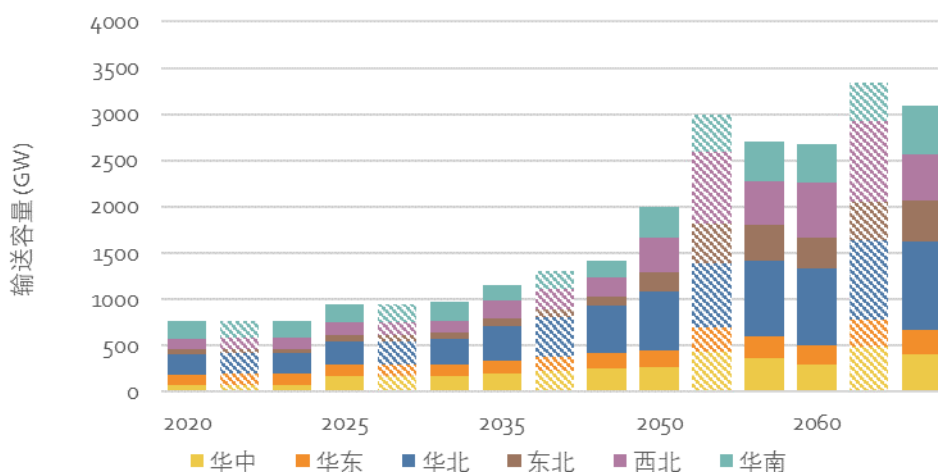


图 5-22: BLS1 (左)、CNS1(中)和 CNS2 (右) 下的区域间电力输送容量

地区间的电力传输

从电网发展的动力机制看，以前，电网的发展是由电力需求的增长拉动的，但在未来，随着大规模高比例可再生能源渗透率的不断提高，就必须有更频繁、更大规模的电力资源在区域间进行平衡。下图也反映了这一事实。

区域间输电的大幅增长表明有必要改善区域电网之间的互联互通。中国当前的负荷中心位于北部、中部和东部地区，而可再生能源基地主要位于西北、东北、华北和华中地区，其中水电主要位于四川和云南。长期来看，欠发达但人口密集的地区，例如华中地区，会有更高比重的用电需求增长。增加输电容量可以更好地将可再生能源整合到电网中，实现在更大区域内的电力电量平衡，进而提升整个电力系统的运行效率。因此需要增加输电容量来支持区域需求增长以及可再生能源的整合。

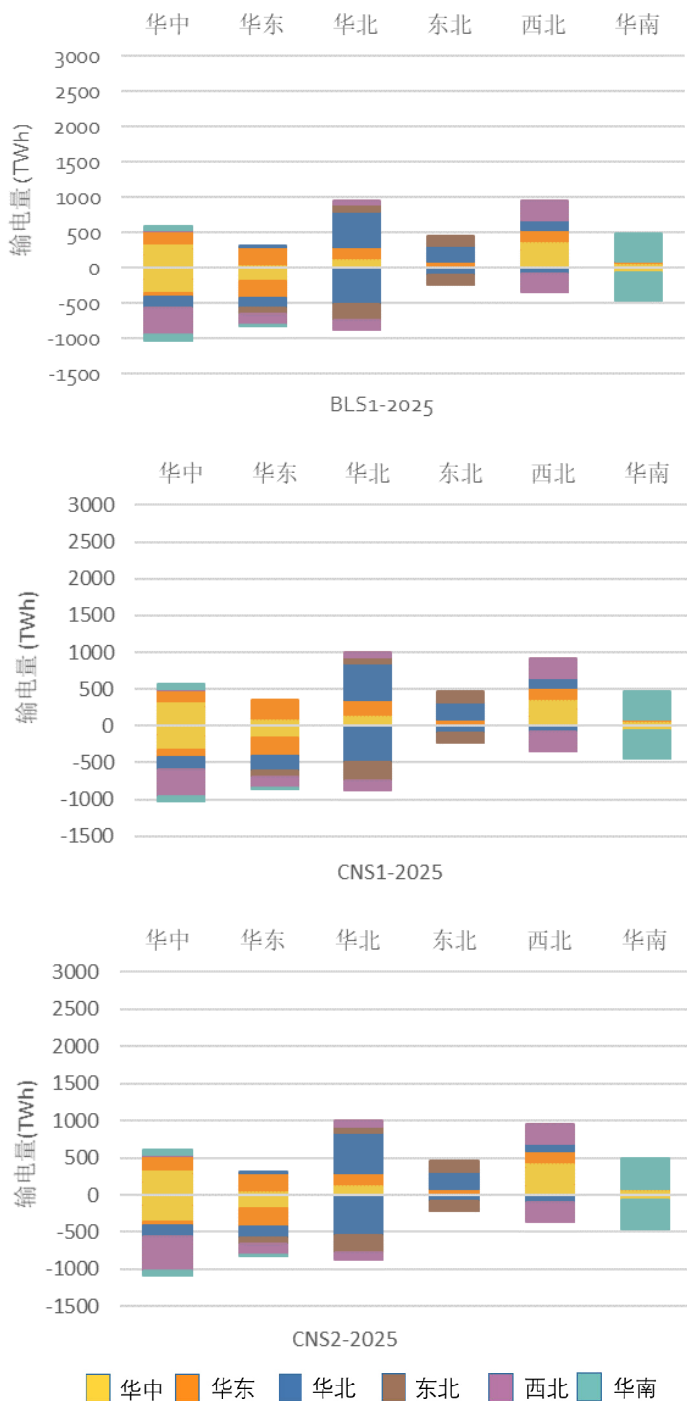


图 5-23: 2025 年区域间电力输送

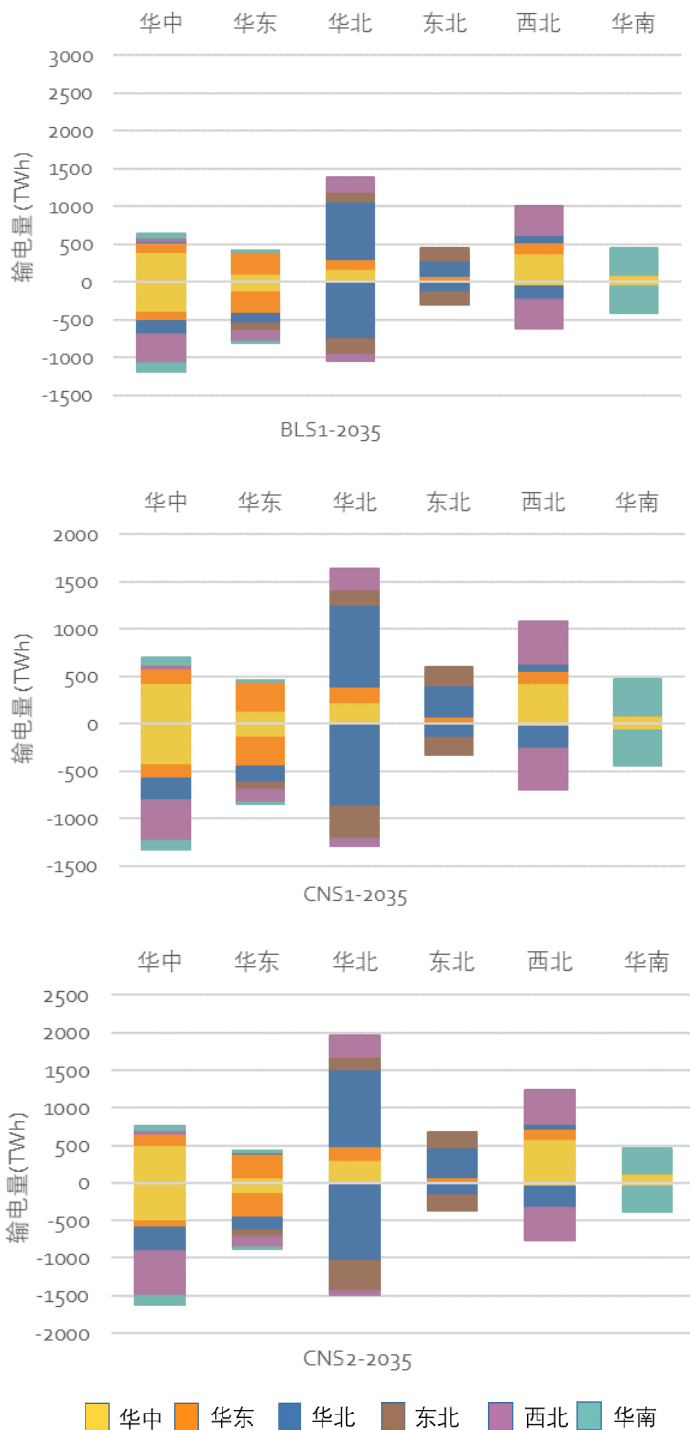


图 5-24：2035 年区域间电力输送

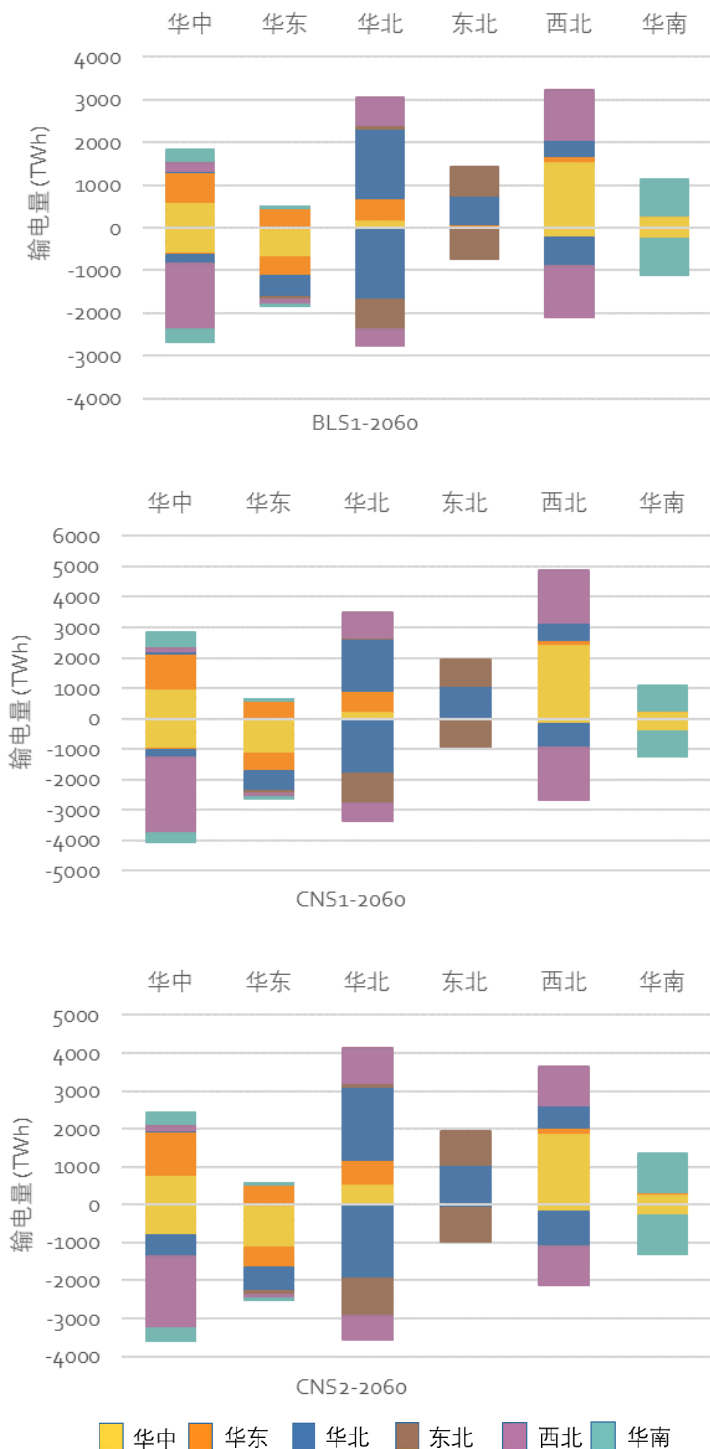


图 5-25：2060 年区域间电力输送

中长期电网发展展望

在模型中，为了有效地进行电力输送、确保系统安全，根据最低成本原则对输电网扩容进行了规划。短期来看，假定目前已规划或者在建的所有线路都能完成。2020 年之后，增加新建线路，以支持用电需求增长，在电力系统中可以整合更多的可再生能源。未来，会增加更多新线路，以支持用电需求增长，在电力系统中整合更多的可再生能源。此外，已经拥有良好网络结构和动态电网运营的电网是一种有时会被忽略的重要灵活性形式。非常重要的一点是：电网规划时还要吸纳市场开发方面的观点，以便系统运营能够给整个社会带来最大的好处。成本效益分析应该考虑到可再生能源整合以及其他的发电或用电类型，而不仅仅是用电需求的发电增长。

电网设施发展现状

- 输电网扩展对于提供稳定性和平衡支持至关重要，尤其是在电网需要整合高渗透率的可变可再生能源时。截至 2020 年底，中国 220kV 及以上输电线路里程已达 79.4 万 km，其中交流线路 74.8 万 km，直流线路 4.6 万 km。330kV 及以上跨区、跨省交流输电线路约 185 条，总里程达 32150 公里；直流输电线路 32 条，总里程达 44633 公里。
- 在电力容量方面，截至 2020 年，中国 220kV 及以上变电设备容量为 45.3 亿千伏安，其中交流变电设备容量为 41.0 亿千伏安，直流换流容量为 4.3 亿千瓦。
- 从电网格局来看，全国电网由东北、华北、西北、华东、华中和南方六大区域电网组成。其中，东北电网以 500kV 为主网结构，华北以交流特高压形成了“两横三纵一环网”的结构，西北以 750kV 为主网结构，华东以 1000kV 特高压环网为主要结构，华中及华东四省与川渝藏电网实现了异步互联，川渝电网与藏中电网以 500kV 互联，南方电网则形成了“八交十一直”的主架构。

发展愿景与阶段重点任务

根据中国电网建设与发展的现状和远景目标，电网中长期发展规划主要分为三个重要阶段执行。

- 2021–2025 年为近期建设阶段，中国电网建设重点是解决电网与电源发展的不协调，从而进一步促进电网建设与电源布局相适应。
- 2026–2035 为中期发展阶段，中国电网建设将重点解决电网经济高效问题，构建发电资源的就近使用为主、跨区利用为辅的电网络格局；通过火电灵活性改造和电网互济，将保证接纳更多的清洁绿色能源，清洁绿色能源将逐步实现集中使用与分散利用并重。
- 2036–2060 年为长期发展阶段，以全面建设经济友好型、适应友好型、绿色友好型的现代电网体系为远景目标，建成区域间坚强互联、各省市网架结构合理、各级电网全面智能化为建设重点。

发展目标与电网主要特征

到 2025 年，中国各省市将实现超高压电网紧密覆盖，各级电网得到不断完善，跨省、跨区电网建设快速推进；配电网将得到较快发展，智能化关键技术和设备得到广泛应用，与风、光等可再生能源的分布式接入适应性持续改善，供电能力和供电可靠性得到大幅提高。西部、北部的风、光可再生能源和西南水电通过多回输电通道与周边省市电网相连，就近满足周边省市的电力需求和替代化石能源消费的需要；另一方面，西部、北部和西南地区的大型能源发电基地通过跨区域输电通道与东中部负荷中心直接相连，满足大煤电、大可再生能源基地电力输送需求。调度方式、交易机制将不断得到调整，跨省跨区电网灵活性潜力得到一定程度开发。伴随灵活性改造试点的推进和相关市场机制的逐步建立，电源调节潜力得到深度挖掘，需求侧管理也将得到更多重视，为电网接纳更多风、光等可再生能源提供保障。

到 2035 年，可靠高效的超高压电网将覆盖中国各省市，各级电网建设布局合理；受经济发展均衡化和电源分布优化影响，跨省、跨区电网建设将逐步放缓，但灵活互济能力不断提升；配电网结构得到进一步加强，各环节基本实

现智能化，供电能力和供电可靠性提高到一个新高度。西部、北部的风、光可再生能源将以就近使用与跨区利用相结合，西南和西藏水电通过输电通道大规模外送，分布式能源系统将成为大电网集中供电的重要力量。全国绝大部分火电机组完成灵活性改造，电力需求侧管理带来的“虚拟电厂”将灵活地参与到电网调度中。电网在各大型电源基地、分布式电源及用户与负荷中心之间形成紧密的连接，具备无阻塞输送能力，可以为电力市场交易提供畅通、高效、安全、稳定的基础和平台，能源资源在全国范围内得以充分的优化配置。伴随完全竞争的电力市场建立，调度、交易体制机制壁垒被打破，电力可以在省间区域间自由交易输送，电网可靠性和灵活性大幅提高。

到 2060 年，中国将建成经济友好型、适应友好型、绿色友好型现代电网体系。依托灵活的电网技术和创新的体制机制，主网和配网将协调发展，各类发电资源集中使用与分散利用并重。各类能源资源将以就近利用为主，跨区消纳为辅；可再生能源将被优先利用，煤炭、天然气等化石能源将转型作为重要的调节手段，需求侧管理将发挥重要作用。西北、东北丰富的可再生资源不仅依靠本地区灵活的输电网络在当地得到充分利用，富裕资源还通过跨省跨区通道输送到华北、华中和华东地区；南方地区大规模的水电和风电，不仅满足本区内广东、深圳等大型负荷中心的用电需要，还可将富裕的电力输送到华中和华东地区；华中将成为中国电力能源的中转站，各地区富裕的清净绿色能源将经过华中转送到华北、华东和南方地区。

第三部分：专题研究



6 中国能源系统中的电制“X”

电制“X” (Power-to-X, PtX)包括许多能源转换途径，这些途径以电力为输入，生产广泛的燃料、能源形式、化学品甚至是食品。从电力中获取这些燃料和产品的目的是为了减少化石能源消费和降低二氧化碳排放。随着可再生能源电力成本不断下降，基于可再生能源电力的 PtX 产品将为那些难以直接电气化的部门提供一种具有经济性的减排方式。

CETO 比较研究调查了青海、广东两省作为 PtX 生产基地的前景，以及哪些因素将影响 PtX 在能源系统去碳化过程中的作用。青海拥有大量可再生能源资源，并具有巨大可再生能源成本优势。广东是是一个负荷中心、工业中心、航空中心，同时也是国际航运的重要枢纽。此外，广东将氢能发展列入其十四五规划，重点是清洁能源制氢和化工副产品氢源。CETO 研究将 OptiFlow（能源流互连网络开源模块）整合到中国能源供应优化（CESO）模型中。CESO 模型为 CETO 情景下的电力和区域供热模型。

6.1 关键信息

- 未来 PtX 转换途径可能存在 25–35%的能量转换损失，这大大增加了电、热能源需求。
- 因此，为了有效地减少 CO₂ 排放，必须将低碳/零碳电力用于 PtX。
- 此外，对于直接电气化经济可行的部门，不应使用 PtX 燃料。
- 如果包括上游排放，被 PtX 燃料取代的化石燃料在其二氧化碳强度方面有很大差异。
- 从减少难减排部门二氧化碳排放的角度来看，有必要优先考虑 PtX 燃料的利用，这需要考虑上述几点的系统方法。
- 初步分析表明，在 2030–2060 年期间，生产和利用 PtX 燃料而不是化石燃料的相关二氧化碳减排成本接近 1,500 元/吨。该减排成本与 PtX 的生产能力、传统燃料的成本和电力系统的特性高度相关且敏感性较大，因此需要进一步分析以了解减排成本的范围。

- 不同的省份需要不同的解决方案，对两个省份的比较研究表明：
 - 一个省的可再生能源资源、生物碳的获取、电力系统的特点和 PtX 产品市场需求之间紧密相关。
 - 从减排的角度看，在电力需求可以由零碳电源来满足之前，不应该大规模铺开 PtX 产能。

PtX 可以为能源系统去碳化提供一个具有成本效益的工具。研究发现，需要从系统的角度出发，将 PtX 保留给难以直接电气化的部门。定量研究有助于指导 1) 在何处和何时建立大规模 PtX 设施，以及 2) 根据它们所取代燃料的 CO₂ 强度，以对不同的 PtX 产品进行优先排序。

6.2 中国 PtX 发展

中国目前是世界上最大的氢气生产国和消费国，并有进一步建立一个强大氢能产业的雄心。本节将简要介绍 PtX 在中国的现状，以及对不同 PtX 路线在低碳能源系统中的作用。

氢气生产路线及其在能源系统中的未来作用

目前，中国的氢气生产能力约为 4100 万吨，2019 年的产量为 3342 万吨/年。氢气主要由西北、华北和华东地区的化石燃料生产。

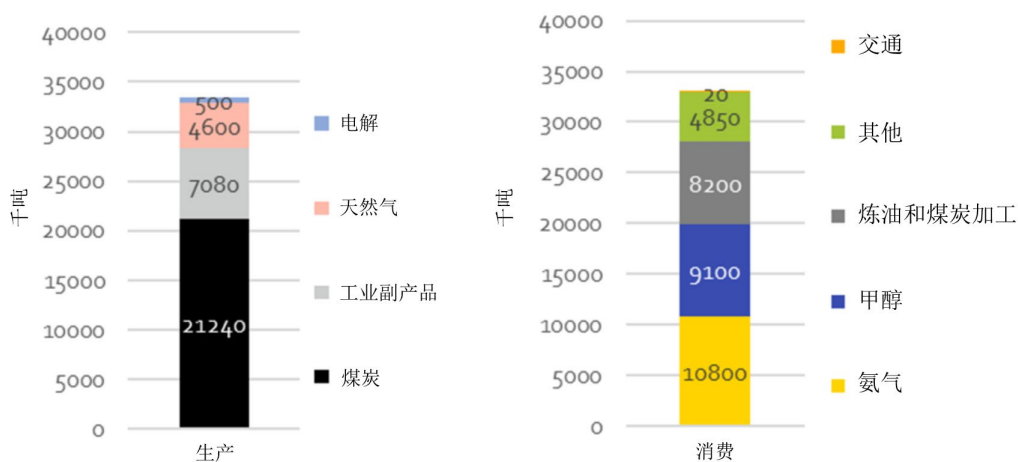


图 6-1：2019 年中国的氢气生产和消费情况

资料来源：中国氢能联盟

在氢气总产量中，2124 万吨来自煤炭，460 万吨来自天然气，708 万吨是工业的副产品。目前，约有 50 万吨氢气是通过电解生产的，因此，可再生能源生产只占总产量的一小部分。

化石路线：煤和天然气

煤制氢是目前中国主要的制氢方法，因为该技术已经成熟，商业化，并且具有明显的成本优势，生产成本在 7-12 元/公斤。它适用于大规模的氢气生产，并得益于国内丰富的煤炭资源。然而，其显著的碳排放和气体杂质的缺点使其与未来的低碳能源系统不相容。

天然气制氢的成本受原材料价格影响较大，由于中国的天然气严重依赖进口，供应相对难以保证。天然气制氢成本略高于用煤生产的氢气。与煤气化类似，它的高排放量削弱了它在未来能源系统中的作用。

尽管碳捕获技术可能在未来解决化石能源制氢 CO₂ 排放的问题，但它将大大增加氢气生产的成本，降低其成本竞争力。此外，以化石燃料为基础的氢气生产中存在许多气体杂质。如果要用于燃料电池，需要进一步提纯，这就增加了提纯成本。

工业副产品氢气

工业副产氢气是指以含有氢气的工业尾气为原料生产氢气的生产方法。工业尾气一般是指氯碱工业副产品气、煤化工焦炉气、合成氨的尾气、炼油厂副产品尾气等，即混合气体。氢气的净化和回收提高了资源效率，可以带来经济效益，并减少空气污染。

目前，常用的净化技术是变压吸附技术（PSA）。PSA 提氢工艺简单，技术成熟，目前主要用于焦炉煤气制氢和氯碱尾气制氢。虽然工业副产品氢气的提纯过程相对复杂，但它的优点是成本低，技术成熟，相对于上述化石路线的排放更低。因此，它有望在未来成为高纯度氢气的重要来源。包括氢气提纯的成本在内，它与电解法制氢相比仍有成本优势（10-20 元/公斤）。

电解

水电解生产氢气是一项成熟的技术，而且氢气的纯度很高。尽管其目前成本较高，但由于其潜在的低排放甚至零排放，可再生能源电解水制氢有望成为未来生产氢气的主要技术。

电解制氢技术包括碱性电解水，固体质子交换膜电解（SPE，含质子交换膜电解）和固体氧化物电解（SOEC）。碱性电解技术在中国早已成熟，是现阶段国内主要的制氢方法。其工艺简单，制氢规模灵活，氢气产品纯度高。

SPE 制氢技术在中国仍处于研究和开发阶段。SPE 制氢设备的价格比碱性水电解的价格高几倍。然而，它具有快速响应负荷变化的能力，因此更适合为可变可再生能源发电的整合提供灵活性服务。如果设备成本降低，它是一种非常有前途的未来制氢技术。

一般来说，由于目前的电价，通过电解生产氢气的总成本比较高。在中国，生产 1 公斤氢气需要消耗大约 55 千瓦时电力，因此，目前很难以低于 30 元/公斤的成本生产氢气。氢气生产的高成本目前限制了电解的大规模推广。随着电解设备、风力发电和太阳能发电的成本不断降低，预计到 2040 年，绿色氢气的成本将从目前的 30 元/公斤降低到 10 元/公斤。

目前和未来的最终产品和市场

如表 6-1 所示，在中国氢气目前主要用于化工行业，作为中间产品，如氨和甲醇，进一步用于生产氮肥、塑料和橡胶。

表 6-1：氢气的最终消费

| 产品 | 每年的氢气消耗量 | 氢气最终消费的份额 |
|------------------|------------|-----------|
| 合成氨 | 1,080 万吨/年 | 32.3% |
| 甲醇制氢（煤制甲醇制烯烃） | 9.1 百万吨/年 | 27.2% |
| 石油炼制和煤化工氢气 | 8.2 百万吨/年 | 24.5% |
| 其他，如用于运输和其他行业的氢气 | 5.3 百万吨/年 | 16% |

目前普遍认为，终端能源的电气化是到 2060 年实现碳中和的主要手段。因此，电力消费在终端能源消费总量中的比例预计将超过 70%。这包括公路运

输、建筑和工业低温加热的电气化。然而，由于移动储能技术的重量和体积能量密度的限制或对工业原材料的需求，高耗能部门，如重型货运、航空、冶金和化工行业难以直接电气化。与电化学储能技术相比，氢气具有更高的体积和重量能量密度，并且可以与 CO₂ 合成具有类似于化石燃料特性的原材料或燃料。这使得氢气成为二次能源，在难以实现电气化的部门具有巨大的发展潜力。

综上所述，中国的氢气生产仍然主要依靠化石能源，煤制氢技术由于其成熟性和低成本，市场占有率超过 60%。为了实现向绿色氢气的大规模过渡，电解水制氢的成本需要降低到 10 元/公斤，氢气的储存和运输成本需要降低到 5 元/公斤以下。因此，降低绿色氢气的生产成本，释放其在终端氢气行业的市场竞争力，已成为中国氢能产业发展的重中之重。

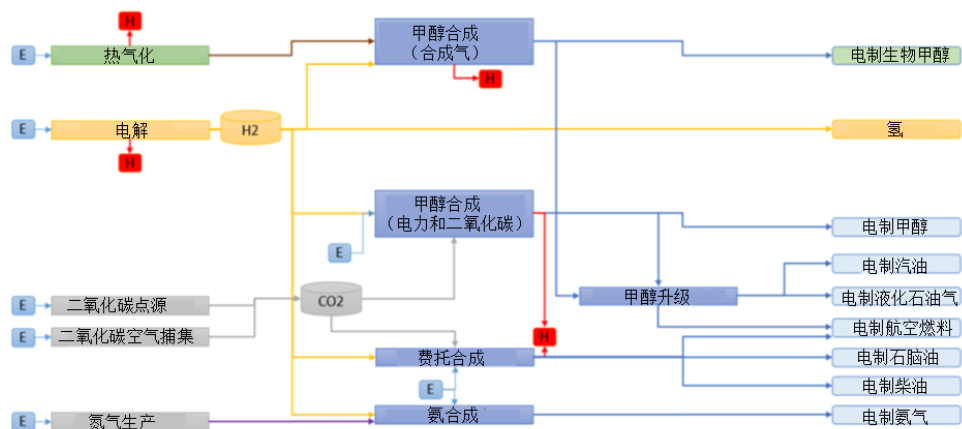
6.3 中国两个省的案例比较研究

“X”的选择和评价过程

Power-to-X，通常被称为 PtX 或 P2X，包括许多能源转换途径，以电力为输入，输出一系列的燃料、能源形式、化学品甚至食品。PtX 的产出范围相当广泛，因此用术语中的“X”表示。本分析的重点是一系列被认为有可能为中国在 2060 年实现碳中和的愿景作出贡献的“X”。

- 氢气
- 生物甲醇（生物质和氢气作为输入燃料）。
- 电制生物甲醇（氢气和捕获的二氧化碳作为输入）。
- 电制汽油（氢气和捕获的二氧化碳或生物质作为投入）。
- 电制甲烷（氢气和捕获的二氧化碳或生物质的输入）。
- 电制航空煤油（氢气和捕获的二氧化碳或生物质作为输入）。
- 电制柴油（氢气和捕获的二氧化碳作为输入）。
- 电制氨气（氢气和氮气作为输入）。

这些燃料以及它们的可再生能源生产途径显示在图 6-2。



浅绿色方框表示生物质燃料的输入，浅蓝色的输出燃料完全依靠电力、电解水制氢及供热作为燃料输入。红色方框中的 H 和蓝色方框中的 E 分别代表热量和电力。

图 6-2： 可再生能源和电力燃料的生产途径

资料来源：改编自 M.S. Lester 等人，2020

氢气

目前可再生能源电解水制氢主要有三种主要类型：碱性（AEC）、聚合物电解质膜（PEM）和固体氧化物电解（SOEC）。虽然所有这三种技术都依靠电力和反应 $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$ 来分裂水，但其操作原理各不相同（见图 6-3）。

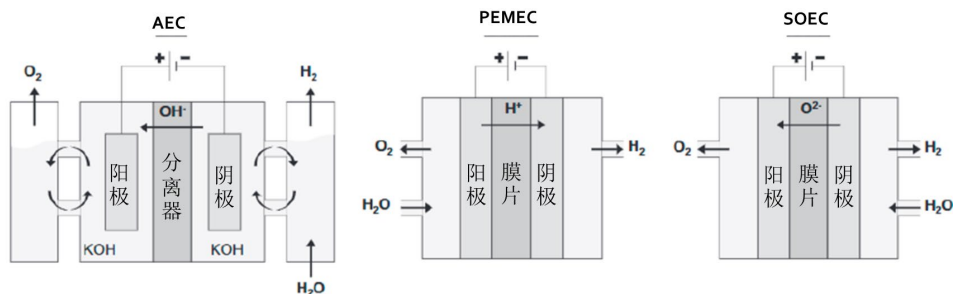


图 6-3： AEC、PEM 和 SOEC 的工作原理

资料来源：丹麦能源署，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）⁴¹

AECs 是三种技术中最成熟的，由于它们目前具有最低的制氢成本，它们是最常见的商业可用电解器。SOECs 有可能比 AECs 更有效地生产氢气，并通过共电解（同时转换 CO_2 和蒸汽），因此可能更适合用于生产甲醇的氢气。然

而，SOECs 必须首先证明它们可以大规模地运行，并克服与寿命有关。表 6-2 强调了三种电解技术的一些主要特点，及潜在优势和劣势。

表 6-2：三种选定的电解技术的能量平衡、调节能力和优势/劣势总结

| | | AEC | PEM | SOEC |
|--------------------|-----------|---|---|--|
| 能量转换效率 (2020 年) | 输入 | <ul style="list-style-type: none"> • 电力：100% | <ul style="list-style-type: none"> • 电力：100% | <ul style="list-style-type: none"> • 电力：79.5 • 热度：20.5% |
| | 产出(LHV*) | <ul style="list-style-type: none"> • H₂：66.5% • 可用的热量：16.4 • HHV-LHV：12.1% • 损失。5.0% | <ul style="list-style-type: none"> • H₂：58.0% • 可用的热量：26.4 • HHV-LHV：10.6% • 损失。5.0% | <ul style="list-style-type: none"> • H₂：77.5% • HHV-LHV：14.1% • 损失：8.4 |
| 性能 (2020 年) | 冷启动(分钟) | <120 | 10 (5-10) | 720 (680-880) |
| | 热启动(秒) | 240 (60-300) | <10 | 900 |
| 成本** (2020 年) | CAPEX**** | 5.0 Mio.人民币 / MW 输入 _{el} | 7.0 Mio.人民币 / MW 输入 _{el} | 3600 万。人民币/美元 MW 输入 _{el} |
| | 固定运营和管理 | 每年初始资本支出的 2%。 | 每年初始资本支出的 4% | 每年 12%的初始资本支出 |
| | 寿命 | 25 | 20 | 10 |
| 优势 | | <ul style="list-style-type: none"> • 成熟技术 • 堆栈寿命长 • 最低生产成本 • 已经投入使用的大型系统 | <ul style="list-style-type: none"> • 可行（并非没有挑战）产生加压的 H₂ • 已经投入使用的大型系统 | <ul style="list-style-type: none"> • 最高的电力转换效率 • 可以从蒸汽和二氧化碳的共电解中制造合成气 |
| 劣势 | | <ul style="list-style-type: none"> • 使用高腐蚀性的电解液 • KOH 的渗漏 | <ul style="list-style-type: none"> • 需要纯净水 • 催化剂昂贵稀缺 • 模块昂贵 | <ul style="list-style-type: none"> • 大型设施仍处于示范阶段 • 堆栈寿命短 • 易受腐蚀部件 |

* 比较是在低热值 (LHV) 的基础上提供的，而 "HHV-LHV" 代表较高和较低热值之间的差异。 ** SOEC 还没有商业化，特别是在 MW 级别，因此所有的成本数字估计都是非常不确定的。 *** 请注意，所有列出的价格都来自丹麦的来源。在中国的情况下，资本支出可能会低得多。资料来源：丹麦能源署，2017 年 6 月 (2021 年 4 月更新)⁴²

甲醇

从可再生燃料生产甲醇有多种方式，目前分析所选择的两种方式是通过生物质气化合成甲醇，以及以氢气和捕获的 CO₂ 为主要投入的甲醇合成。

通过气化将生物质转化为甲醇的基本过程显示在图 6-4。在第一步中，固体生物质被转化为生物合成气，然后被净化，在此合成气被进一步转化为精制甲醇。

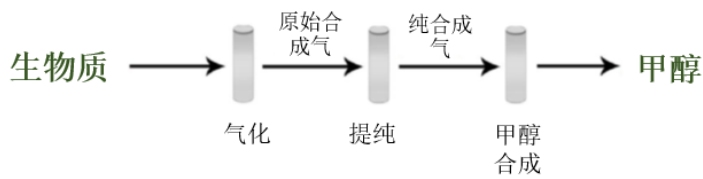


图 6-4：生物质转化为甲醇的过程

资料来源：丹麦能源署，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）⁴³

根据不同的配置，放热反应为整个过程产生足够的热量，也可以产生维持生产所需的电力，因此唯一的输入是原始生物质。同时，其他配置需要一些输入电力（大约占能源输入的 11%）。本分析的重点“混合生物质制甲醇”，所选工厂的能量平衡显示为图 6-5。

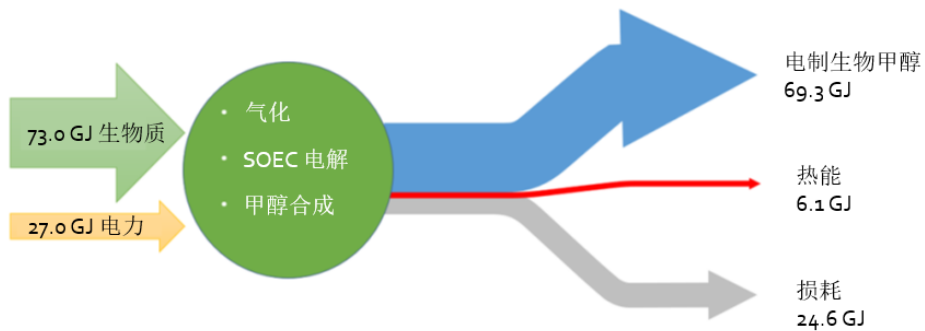


图 6-5：混合生物质制甲醇工厂能量平衡 - 2050 年

资料来源：丹麦能源署，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）⁴⁴ & M.S. Lester et al., 2020⁴⁵

正如上一节所提到的，若可以大规模发展，从长远来看，SOEC 可能是“混合生物质制甲醇工厂”的首选电解形式，因为它可以从蒸汽和 CO 的共同电解中产生合成气。鉴于所需的生物质投入，通过这一过程生产的甲醇在本报告中被称为电制生物甲醇。

同时图 6-6 说明了这里所说的 e-甲醇，它是通过电力转化为甲醇的过程得到的，需要 CO₂ 和 H₂ 作为输入。

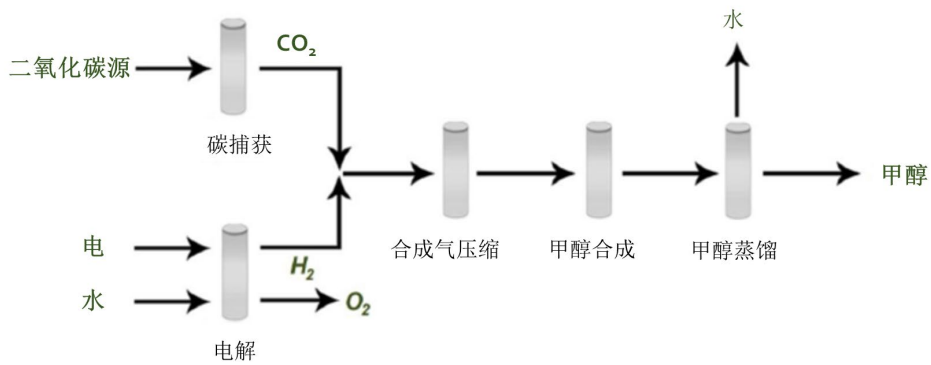


图 6-6: 电力转化为甲醇的过程

资料来源：丹麦能源署，2017年6月（2021年4月更新）⁴⁶

电力转化为甲醇过程的能量平衡取决于如何捕获碳³，使用什么样的电解方式，以及热量可以被回收和利用的程度。在一个过程中，一些废热被内部用于CO₂捕获，那么100兆焦耳的电力输入预计将产生大约58兆焦耳的精制甲醇，如图6-7所示。

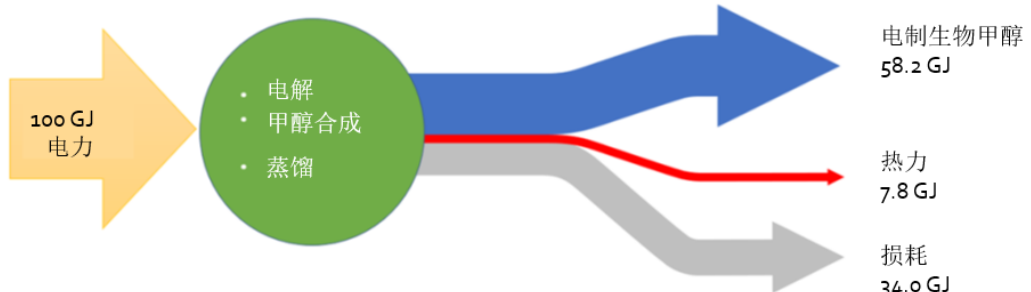


图 6-7: 甲醇厂的能量平衡 - 2050 年

甲醇升级

以可再生甲醇为输入，有可能对甲醇进行升级，生产出以下 PtX 燃料。

- 电制汽油
- E-LPG
- 电制航空燃料

³ 在目前的分析中，有两个主要的碳捕获选项：在发电厂或通过直接空气捕获。然而，其他来源，例如来自工业工厂的来源，也是需要考虑的。

目前研究中假设的能量平衡和由此产生的输出燃料分布是基于 M.S. Lester 等人，2020⁴⁷，并显示在图 6-8。请注意，所选择的工艺是为喷气燃料生产而优化的，但如果其他一些燃料被认为是更相关的，它也可以被优化以生产更多数量的这些燃料。

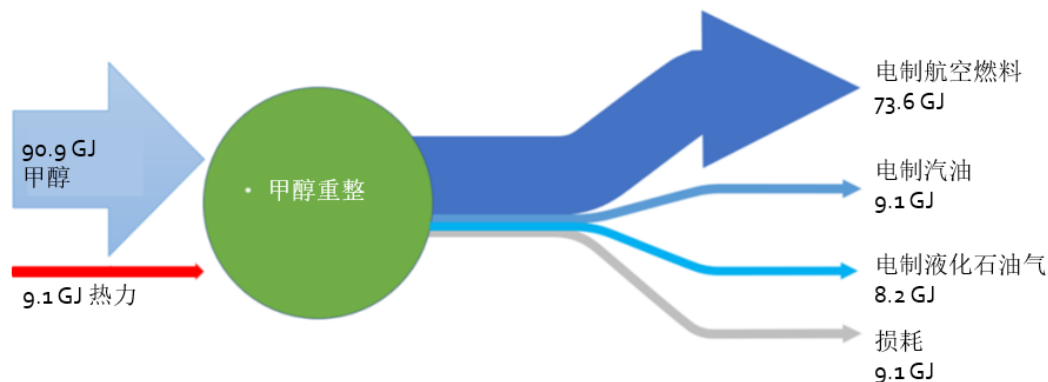


图 6-8: 甲醇升级能源平衡 - 2050 年

资料来源: M.S. Lester 等, 2020 年⁴⁸

以 H_2 & CO_2 为原料的费托合成燃料

生产一系列液态和气态电制燃料的另一个途径是通过 Fischer-Tropsch (FT)，利用氢气和一氧化碳来生产合成原油或 Fischer-Tropsch 产品。然后，这种产出可以被进一步提炼，以生产航空燃料、柴油、石脑油和其他电制碳氢化合物。这种途径可以采取多种形式，取决于所选择的电解技术、 CO_2 源、将 CO_2 转化为 CO 的方法，甚至可能通过电化学过程直接使用 CO_2 ，目前正在进行小规模的研究。

这里描述的路径（见 图 6-9）是被认为最接近商业化规模的途径。它包括碱性电解方式来生产氢气，捕获的 CO_2 ，以及反向水气转移（RWGS）过程，将 CO_2 转化为 CO ，用于费托合成。

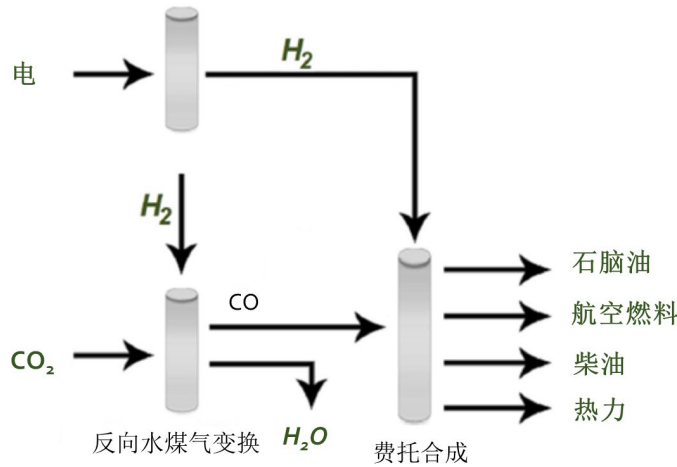


图 6-9：电力费托合成燃料工艺

资料来源：丹麦能源署，2017年6月（2021年4月更新）⁴⁹

费托合成设施的输出燃料分布和由此产生的能量平衡可能会有很大的不同，这取决于哪些输出燃料被优先考虑。例如，丹麦技术目录中包含了一个 2050 年“电力转喷气燃料”设施的预测能量平衡，其中 33% 的输入电力被转化为航空燃料，22% 被转化为其他碳氢化合物（包括气态碳氢化合物和比航空燃料更轻和更重的液体），25% 被转化为区域热，其余 20% 用于内部使用和损失。另外，重点可以放在生产更大比例的电制柴油上。

在目前的分析中，电制航空燃料也可以通过甲醇的升级来生产，因此选择了面向电制柴油生产的费托合成工艺。假设的能量平衡是基于丹麦技术目录中的数据。⁵⁰如图 6-10。

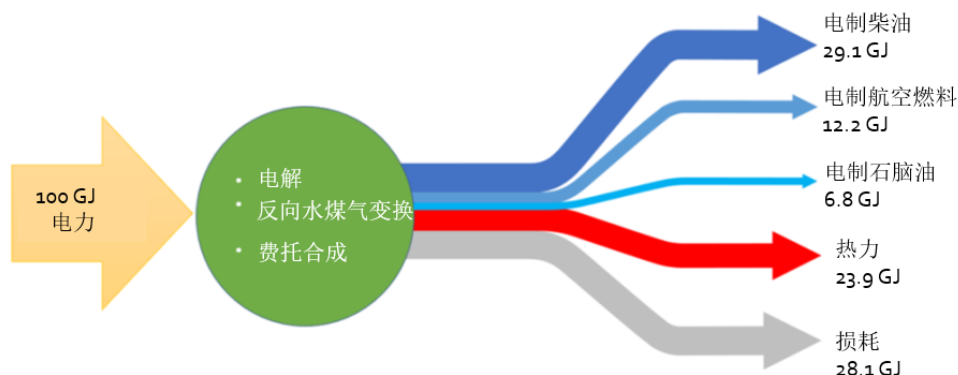


图 6-10：2050 年电解和费托普什的能源平衡

资料来源：丹麦能源署，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）。 & M.S. Lester et al., 2020⁵¹

绿色氨合成—H₂和氮气

氨是一种多功能的化学品，也是化肥工业的一个关键组成部分。其他用途包括工业冷库的制冷剂、食品加工行业的应用、大规模空调、用于控制车辆氮氧化物排放，以及其他行业，如制药、纺织和爆炸物。传统的合成氨生产是高耗能过程，消耗了全球每年能源产出的约 1.8%，排放了约 5 亿吨 CO₂，相当于全球 CO₂ 排放量的 1.8%⁵²。因此，合成氨生产的去碳化是工业部门的一个关键问题。

将氮气和氢气转化为氨气的工业过程被称为哈伯-博世（Haber-Bosch）工艺。目前，该工艺主要使用化石燃料（天然气、煤炭、重油等）、空气和水作为投入。根据生产工艺，不同类型的氨可分为以下几类。

- 褐氨：使用化石燃料作为原料制成的
- 蓝氨：棕色的氨，但在制造过程中应用了碳捕获和储存技术。
- 绿色氨：利用可再生能源、水和空气制造。

虽然每种情况下生产的氨都是一样的，但过程中的碳排放却不同。褐氨的 CO₂ 排放量最高，而绿色氨的排放量最低（基于工艺中使用的可再生能源份额）。因此，本研究的重点是绿色氨水生产作为一种脱碳解决方案。

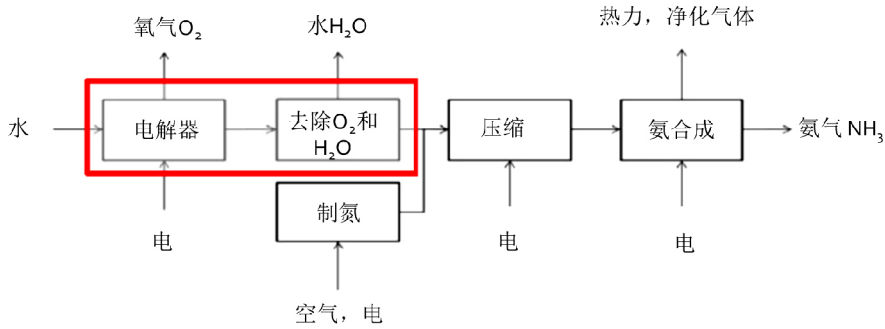


图 6-11：绿色氨水厂

资料来源：丹麦能源局，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）。53 & M.S. Lester et al., 2020⁵⁴

氨的工业生产可分为两个主要阶段：氢气的制造和氨的合成，如图 6-11 所示，在传统工艺中，氢气生产阶段的排放量约占 90%。对于绿色氨合成，氢气是通过水电解产生的。氮气是通过空气分离装置直接从空气中获得的，这在工艺能耗中占的比例可以忽略不计。氢气和氮气作为合成氨的主要输入。这就是哈伯-博世工艺，由以下公式描述，Q 代表热量。



这个合成氨反应是高度放热的，因此释放的热量被用来产生蒸汽。产生的蒸汽是氨合成回路的出口。AEC 电解和氨合成的能量平衡显示为图 6-12。

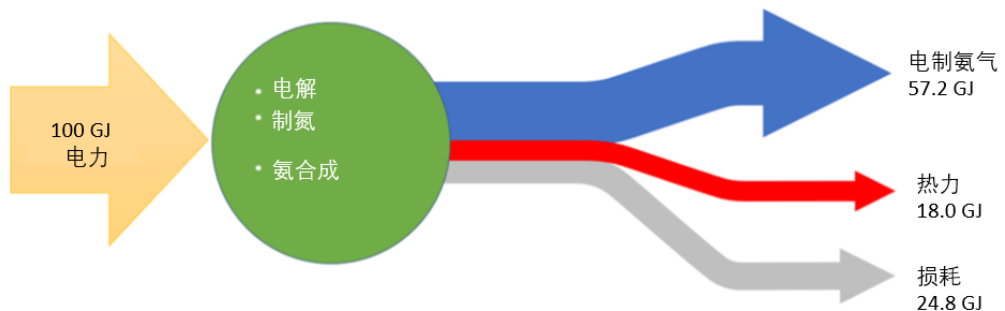


图 6-12：2050 年电解和合成氨的能量平衡

资料来源：丹麦能源局，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）。55 & M.S. Lester et al., 2020⁵⁶

表 6-3：关键路径和过程的摘要

| 途径 | 输入 | 流程 | 输出 | 效率（2050 年） | |
|----------|--|---|---|------------|---------|
| | | | | 共计 | 不包括输出热量 |
| 混合生物质制甲醇 | <ul style="list-style-type: none"> • 生物质 • 电力 | <ul style="list-style-type: none"> • 热气化 • 电解 • 甲醇合成 | <ul style="list-style-type: none"> • E-生物甲醇 • 可使用的热量 | 75% | 69% |
| 电制甲醇 | <ul style="list-style-type: none"> • 电力 • 二氧化碳 | <ul style="list-style-type: none"> • 电解 • 甲醇合成 | <ul style="list-style-type: none"> • E-甲醇 • 可使用的热量 | 66%* | 58%* |
| 甲醇升级 | <ul style="list-style-type: none"> • 甲醇 • 热量 | <ul style="list-style-type: none"> • 甲醇升级 | <ul style="list-style-type: none"> • 电制航空燃料 • 电制汽油 • E-LPG | 91% | 91% |
| 电解和费托合成 | <ul style="list-style-type: none"> • 电力 • 二氧化碳 | <ul style="list-style-type: none"> • 电解 • RWGS • FT 合成 | <ul style="list-style-type: none"> • 电制柴油 • 电制航空燃料 • E-naphtha • 可使用的热量 | 72%* | 48%* |
| 电解和氨合成 | <ul style="list-style-type: none"> • 电力 | <ul style="list-style-type: none"> • 电解 • 氮气生产 • 氨的合成 | <ul style="list-style-type: none"> • E-氨 • 可使用的热量 | 75% | 57% |

* 不包括捕获二氧化碳所需的能量。

选定的 PtX 技术的 CAPEX 和固定 O&M

下表中的成本假设是基于丹麦能源署，2017 年 6 月（2021 年 4 月更新）⁵⁷ 和 M.S. Lester 等人，2020 年⁴。这些来源的数据在转换为人民币之前被用作基线。大多数技术仍处于开发阶段，因此未来的价值反映了增加部署和技术进步带来的预期成本降低。

表 6-4：包含在 PtX 设置中的工艺的投资成本假设

| 技术 | 单位 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
|----------------|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| AEC | MRMB/GJ 输入 el/h | 0.95 | 0.64 | 0.53 | 0.53 |
| PEM | MRMB/GJ 输入 el/h | 1.38 | 0.95 | 0.85 | 0.85 |
| SOEC | MRMB/GJ 输入 el/h | 3.63 | 1.99 | 1.65 | 1.65 |
| 氨的合成 | MRMB/GJ 产量/h | 1.80 | 1.63 | 1.48 | 1.48 |
| 二氧化碳直接空气捕集 | MRMB/吨/小时 | 22.93 | 16.08 | 13.50 | 13.50 |
| Fisher-Tropsch | MRMB/GJ 产量/h | 1.04 | 1.04 | 1.04 | 1.04 |
| 电力转化为甲醇 | MRMB/GJ 产量/h | 1.07 | 1.07 | 1.07 | 1.07 |
| 甲醇重整 | MRMB/GJ 产量/h | 0.67 | 0.64 | 0.62 | 0.62 |
| 混合生物质制甲醇 | MRMB/GJ 生物输入/h | 0.45 | 0.41 | 0.37 | 0.37 |
| 气化（作物残留物、木材） | MRMB/GJ 生物输入/h | 1.62 | 1.47 | 1.33 | 1.33 |

⁴ CAPEX 和固定 O&M 成本尚未调整以反映较低的中国劳动力和建筑成本。由于不是所有技术都有单独的固定运行和维护费用，可变运行和维护费用已经包括在固定运行和维护中。

表 6-5：包含在 PtX 设置中的过程的固定运行和维护成本假设

| 技术 | 单位 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
|-----------------|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| AEC | kRMB/GJ 输入 el/h | 19.1 | 12.7 | 10.6 | 10.6 |
| PEM | kRMB/GJ 输入 el/h | 55.0 | 38.1 | 33.9 | 33.9 |
| SOEC | kRMB/GJ 输入 el/h | 435.8 | 238.6 | 197.5 | 197.5 |
| 氨的合成 | kRMB/GJ 产出/h | 48.3 | 53.5 | 59.3 | 59.3 |
| 二氧化碳直接空气捕集 | kRMB/吨/小时 | 917.3 | 643.2 | 540.1 | 540.1 |
| Fischer-Tropsch | kRMB/GJ 产出/h | 41.7 | 41.7 | 41.7 | 41.7 |
| 电力转化为甲醇 | kRMB/GJ 产出/h | 43.0 | 43.0 | 43.0 | 43.0 |
| 甲醇重整 | kRMB/GJ 产出/h | 24.8 | 24.8 | 24.8 | 24.8 |
| 混合生物质制甲醇 | kRMB/GJ 生物输入/h | 13.6 | 12.4 | 11.2 | 11.2 |
| 气化（作物残留物、木材） | kRMB/GJ 生物输入/h | 64.9 | 58.9 | 53.4 | 53.4 |

6.4 PtX 的比较研究——中国两个省份的案例

作为能源系统去碳化的一种手段，PtX 燃料的生产与多个能源系统相互关联。因此，有效生产 PtX 产品将取决于这些能源系统的特点。出于这个原因，我们研究了中国两个省份的能源系统如何开展 PtX 生产。

广东和青海的能源系统

之所以选择青海，是因为该省拥有大量的可再生能源资源。在 CETO 方案中，青海因此向其东部的负荷中心出口大量的可再生能源电力。开展 PtX 可能进一步拓展青海能源外送空间。此外，青海的化石燃料在其发电中的比例已经相对较低。在 PtX 生产中，青海还可以从与区域供热系统的整合中获益，既可以利用供热设施为 PtX 工艺提供热量输入，也可以利用 PtX 生产的剩余热量。

广东是一个负荷中心、工业中心、航空中心，而且也是国际航运的关键地点。简而言之，广东有望成为 PtX 燃料的消费大国，因此已经将氢气开发列入其第 14 个五年计划（FYP），并重点发展绿氢和工业副产氢。然而，广东省可再生能源潜力有限，目前其 62% 的电力来自于化石能源，这限制了生产低成本绿色氢基燃料和化学品的能力。由于广东已经是一个电力净输入省，并且缺乏丰富的本地低成本可再生能源，这可能提升本地 PtX 生产成本。然而，广东的沿海地区海上风电开发计划有可能与 PtX 基础设施的发展同步推进。

因此，本研究着眼于 PtX 的两种不同环境：一种是具有丰富的可再生能源潜力，另一种是可再生能源资源有限，但更接近工业，有可能与工业和地区供热系统相结合。这将有助于了解为生产 PtX 燃料而大量增加的电力消耗如何影响不同的能源系统以及影响 PtX 减排潜力的因素。

模型设置：Optiflow

定量比较案例研究是采用 OptiFlow，OptiFlow 是 Balmorel 的一个开源插件，已经与 CETO 方案中电力和区域供热的 CESO 模型集成。作为一个通用的时空网络优化模型，OptiFlow 可以代表与能源、质量、经济或排放有关的网络流。它是一个建立在自下而上方法上的确定性局部平衡模型，允许技术有多个输入和输出。技术被定义为过程，而输入和输出被定义为流动。过程可以根据任何相互作用的流量来描述。储存过程也可以包括在内，这在考虑灵活的生产技术（如电解）时非常重要。

该插件通过电力、区域供热、CO₂ 和生物质网络与 CESO 相连。这使得 OptiFlow 能够同时优化系统成本。它可以考虑到电价、需求、投资和不同技术的技术操作的变化。所有这些都受制于确定的边界条件，如周围的能源系统。

分析设置：需求和 PtX 燃料的生产

CETO 的基线方案被作为参考情景，用于比较这里提出的有 PtX 和无 PtX 的方案。下面显示的广东和青海省的 PtX 燃料生产量被选为全国生产量的一部分。该份额被选为与这些省份产生的可再生能源在 2020 年至 2060 年中国可再生能源总产量中的比例相称。在此期间，广东和青海的可再生能源占全国水平的比例平均为 3% 和 4%。PtX 需求没有被优化，因此不应该被看作是各省的建议输出。它们只是被设定为一个固定的需求，以研究电力系统的反应。

在氢气方面，工业、化学品和运输等部门对氢气的需求是模型的输入。因此，氢气总产量由 "其他" 部门的氢气（外生需求⁵）和输入 PtX 工艺所需的氢气（由模型内生优化）组成。

⁵ 这种来自 "其他" 部门的外生氢气需求将在第四章中阐述。

表 6-6：广东和青海的 PtX 燃料生产情况

| | E-bio 甲醇 | E-甲醇 | 电制航空燃料* | 电制汽油 | E-LPG | 电制柴油 | E-naphtha | E-氨 |
|------------------|----------|-------|---------|-------|-------|-------|-----------|-------|
| PtX 生产 - 广东 (TJ) | | | | | | | | |
| 2030 | 555 | 555 | 3,556 | 368 | 331 | 1,370 | 319 | 567 |
| 2040 | 922 | 1,299 | 8,263 | 901 | 811 | 2,297 | 535 | 1,036 |
| 2050 | 1,241 | 1,942 | 11,866 | 1,317 | 1,186 | 2,849 | 664 | 1,406 |
| 2060 | 1,554 | 2,591 | 14,958 | 1,662 | 1,495 | 3,571 | 832 | 1,826 |
| PtX 生产 - 青海 (TJ) | | | | | | | | |
| 2030 | 671 | 671 | 4,300 | 400 | 360 | 1,656 | 386 | 686 |
| 2040 | 1,114 | 1,571 | 9,990 | 980 | 882 | 2,777 | 647 | 1,253 |
| 2050 | 1,501 | 2,347 | 14,347 | 1,433 | 1,290 | 3,444 | 803 | 1,700 |
| 2060 | 1,879 | 3,132 | 18,085 | 1,808 | 1,627 | 4,318 | 1,006 | 2,207 |

*甲醇升级和费托合成的综合总量。

广东和青海的 PtX 产能

考虑到最终产品的需求，如表 6-6 中所示的最终产品的需求，可以得到成本最优的工序扩展，如表 6-7 所示，这些产能与 CETO 模型中的电力和区域供热系统共同优化。生产这些 PtX 燃料需要对生产设施进行大量投资，特别是电解槽，因为分析中的所有途径都使用氢气。

表 6-7：2060 年前广东和青海省主要 PtX 工艺的示范装机容量（单位：MW*）

| | 广东 | | | | 青海 | | | |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
| 电解槽（总数） | 698 | 2928 | 3059 | 2604 | 831 | 3669 | 4272 | 4185 |
| <i>AEC</i> | 698 | 2730 | 2288 | 2032 | 831 | 3669 | 4272 | 4185 |
| <i>PEM</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SOEC | 0 | 199 | 771 | 572 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 氨的合成 | 20 | 40 | 56 | 71 | 22 | 45 | 91 | 90 |
| Fischer-Tropsch | 81 | 151 | 243 | 365 | 88 | 269 | 342 | 485 |
| 混合生物质制甲醇 | 129 | 303 | 392 | 507 | 144 | 200 | 183 | 132 |
| 电力转化为甲醇 | 20 | 50 | 174 | 182 | 36 | 260 | 565 | 905 |
| 甲醇重整 | 130 | 317 | 466 | 586 | 157 | 396 | 628 | 800 |
| CO ₂ 直接空气捕集 | 49 | 112 | 96 | 0 | 43 | 376 | 730 | 354 |

*电解器和直接空气捕集以及 E-methanol 甲醇重整的能力是以兆瓦的电力输入为单位。其余的则是以产品的兆瓦产量为单位。

PtX 工艺的资本密集度导致了高平均利用率

2035 年和 2060 年两省生产设施的年 满负荷小时数（FLHs），以及 2030 年至 2060 年的平均值显示在表 6-8 所分析的 PtX 生产途径中涉及的所有工艺都是资本密集型的，因此，最佳产能部署需要高利用率，这一点从 FLHs 的高数量可以看出。在该模型中，电价是变化的，如图 6-14 中所示，因此，这也包括在优化过程中。

表 6-8：特定年份和 2030–2060 年运行期间 PtX 关键工艺的 FLHs

| | 广东 | | | 青海 | | |
|-----------------|-------|-------|--------------|-------|-------|--------------|
| | 2035 | 2060 | 平均值 | 2035 | 2060 | 平均值 |
| AEC | 8,532 | 5,839 | 6,375 | 8,476 | 6,898 | 7,830 |
| SOEC | 7,065 | 8,760 | 8,552 | 不适用 | 不适用 | 不适用 |
| 氨的合成 | 7,512 | 7,175 | 7,023 | 7,408 | 6,802 | 7,152 |
| Fischer-Tropsch | 7,526 | 4,496 | 5,897 | 7,300 | 4,085 | 5,381 |
| 电制甲醇 | 7,615 | 6,592 | 6,519 | 8,164 | 6,997 | 7,570 |
| 甲醇重整 | 8,760 | 8,748 | 8,749 | 8,716 | 7,755 | 8,216 |
| 混合生物质制甲醇 | 8,760 | 8,760 | 8,747 | 8,760 | 8,363 | 8,730 |

一些技术的 FLH 数量较多，这可能对 PtX 工艺的灵活运行能力提出挑战。然而表 6-8 显示，相对于对电价不那么敏感的类型技术，一些对电价更敏感的工艺一般会有较低的 FLH。这可以在比较 AEC 和 SOEC，或电力制甲醇和混合生物质制甲醇时看到，在这两种情况下，前者每 GJ 的燃料产出需要更多的电力。CAPEX 和电价在一种技术的 FLH 数量中各自的作用，在观察两省每种技术的 FLH 随时间的发展时进一步突出。四种几乎完全依靠电力输入能源的技术（AEC、费托、电力制甲醇和氨合成）的 FLHs 数量随着时间的推移而减少。这是因为随着时间的推移，CAPEX 投资的影响减少，电力成本在生产总成本中的作用越来越大。这一趋势在电价较高的广东更为明显。同时，由于青海的电价较低，这种 FLHs 随时间推移而降低的趋势在青海并不明显。

图 6-13 进一步表明需要提升 FLH 来保持低成本。该图显示了 2050 年生产每种燃料的成本估算与广东（顶部）和青海（底部）的 FLH 数量的关系。

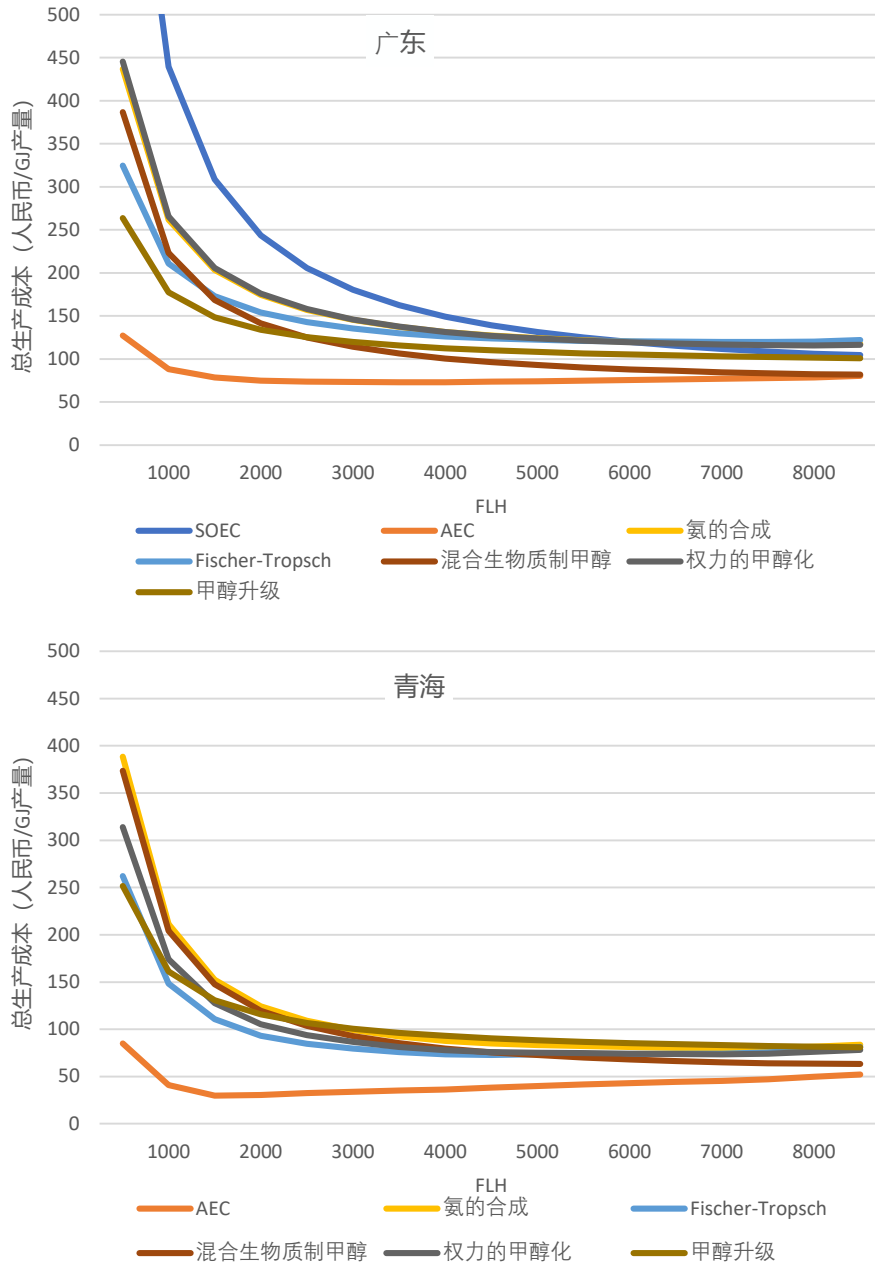


图 6-13: 2050 年广东 (上) 和青海 (下) 随着 FLHs 的增加, 每 GJ 产出的估计生产成本

*为了便于查看, 请注意该数字已被缩小为 500 元/GJ, 因为 SOEC 在 1000FLHs 以下时大大超过了这个数值。

图 6-14 显示，对所有技术而言，最显著的成本降低是在 4000 到 5000 台 FLH 左右实现的，但大多数技术在 FLH 数量增加到大约 7500 台时继续实现成本降低。这方面明显的例外是 AEC，考虑到 2050 年技术成本和电价假设发展，在广东实现最低生产成本的范围是 3,500FLHs，在青海实现 1,500FLHs。图 6-14 显示了 2050 年两省的电价持续时间曲线。在青海，有 1500 个小时的电价低于大约 70 元/兆瓦时。同时，由于电价较高，广东通过 AEC 生产的成本较高，大约有 3500 个 FLHs，相当于电价约为 180 元/MWh。

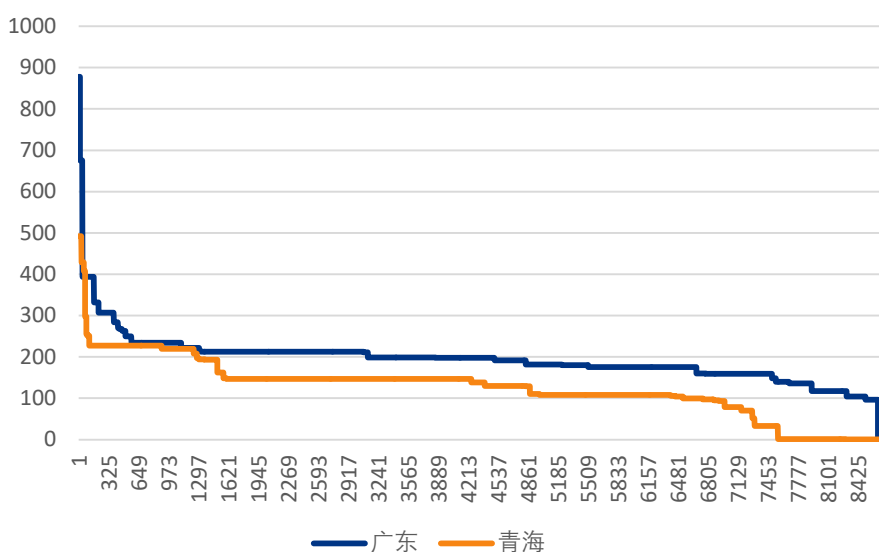


图 6-14：2050 年广东和青海的电价持续时间曲线（元/MWh）⁶

电价决定制氢技术选择

如图 6-14 中的电价持续时间曲线所示，在选择投资哪种类型的电解槽时，电力成本也很重要。基于图中的假设，模型可以在 AEC、PEM 和 SOEC 之间进行选择。SOEC 电解槽每输出氢气所需的电力比 AEC 电解槽少，因此，尽管其资本支出和固定运行维护成本要高得多，但由于广东的电价较高，考虑到较高的用电成本，从 2040 年起，SOEC 成为一个可行的选择。同时，在整个分析期间，青海完全依靠 AEC 电解槽来生产氢气。考虑到电解槽的投入，AEC 是一

⁶ 请注意，没有明确考虑分配和传输费用。假设 PtX 设施相当大，并以相当高的传输水平连接。

个比 PEM 更具成本效益的解决方案，因此，在建模分析中没有安装 PEM。然而，在实践中，很可能 PEM 和其他电解技术在未来也会被使用。

CO₂ 来源：获得生物质作为 CO 的来源。

为了满足甲醇需求并为电子甲醇重整提供投入，两省都通过两种途径之一生产大量的甲醇（见图 6-15）。

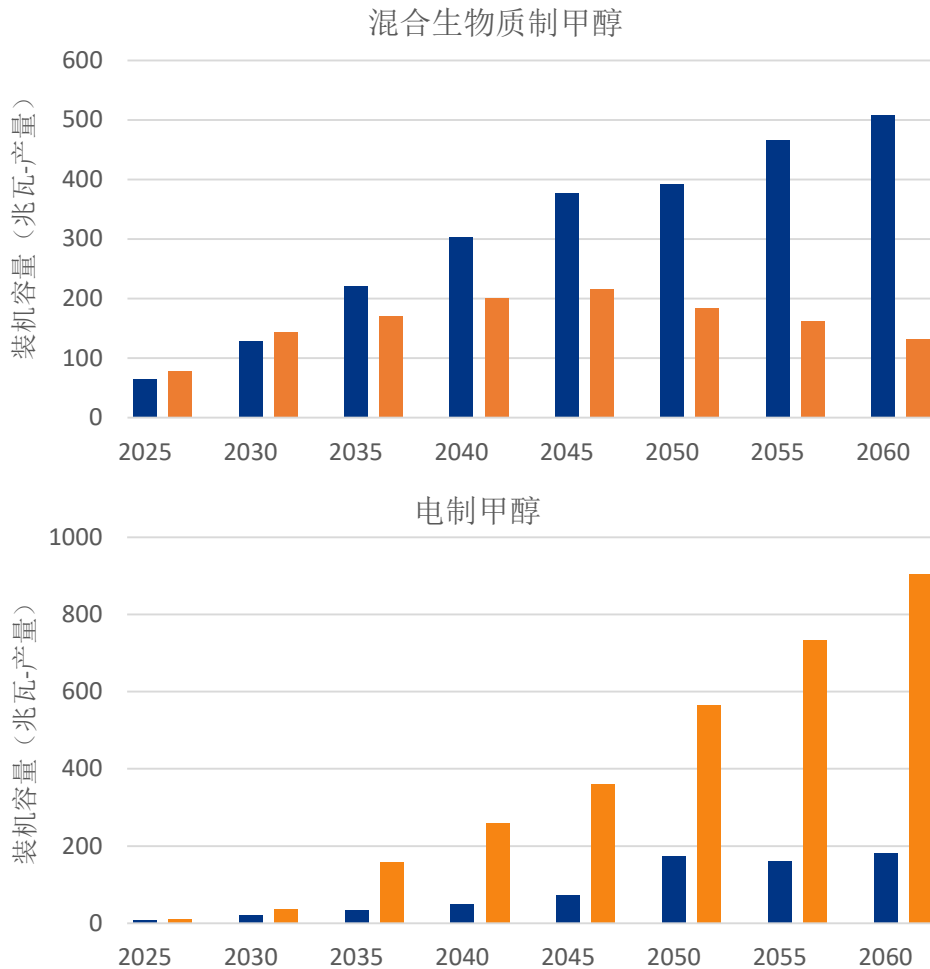


图 6-15：广东（蓝色）和青海（橙色）混合生物质制甲醇（上图）和电力制甲醇（下图）的生产能力

由于拥有大量的生物质资源，广东通过生物质制甲醇工艺生产大量的甲醇。相反，在青海，由于生物质资源少得多，而且有更大的潜力提供额外的低成本

可再生能源电力供应，因此，发电制甲醇是首选。虽然这两个因素在决定选择哪种甲醇途径方面起作用，但丰富的生物质资源被认为是主导因素。

选择的甲醇生产路线也决定了需要多少捕获的 CO₂。在生物质制甲醇过程中，CO₂ 来自生物质，而电力制甲醇过程则需要捕获的 CO₂。因此，青海需要更多捕获的 CO₂ 用于甲醇生产。

上面讨论的费托合成工艺和电力制甲醇工艺都使用二氧化碳作为输入，随着分析期间对电制燃料的需求增加，对捕获的 CO₂ 的需求也在增加。两省捕获的 CO₂ 的利用情况如表 6-9 所示。

表 6-9：所示为广东的费托合成物和青海的甲醇发电对二氧化碳的主要需求（千吨）

| | 广东 | | | | 青海 | | | |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
| Fischer-Tropsch | 164 | 275 | 341 | 428 | 198 | 333 | 413 | 517 |
| 电力转化为甲醇 | 38 | 89 | 253 | 297 | 76 | 520 | 1028 | 1568 |
| CO ₂ (总数) | 202 | 365 | 594 | 724 | 274 | 853 | 1440 | 2086 |

CO₂ 捕获：依赖 DAC 和 CCUS

在这两个省，CO₂ 可以通过两种选择来捕获。第一个选择是配备碳捕捉的发电技术，这包括煤、天然气、秸秆、木材电厂。另外，CO₂ 可以通过直接空气捕集（DAC）获得，目前这种方法比从发电厂捕集更昂贵。图 6-16 显示在广东，短期内（即 2025-2035 年），需要 DAC 来提供 PtX 燃料所需的 CO₂。在青海，CCUS 技术并不普及，电价较低，除了最初几年，在整个时期内对 DAC 的 CO₂ 的依赖性较高。然而，从长期来看，即使在这里，碳捕集也成为最大的 CO₂ 来源。在本研究中，PtX 的燃料需求是外生的投入，这意味着在这些方案中，燃料需求值，以及对碳捕集产生的 CO₂ 的需求，在最初几年可能比实际情况要高。

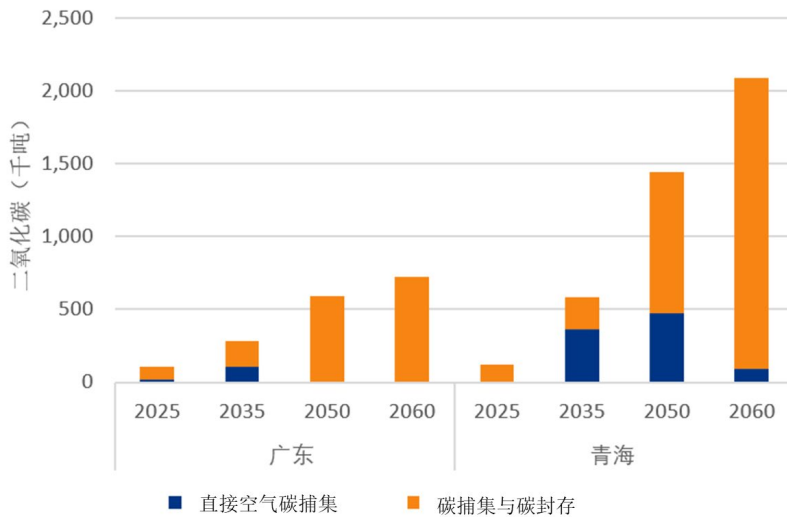


图 6-16: 长期来看，随着碳捕集与碳封存技术的成熟与技术经济性的提升，对支撑 CNS2 下直接空间碳捕集技术的依赖性将降低

如前所述，在广东，很大一部分甲醇是通过生物质转化为甲醇的途径生产的，因此这些甲醇的 CO₂ 来自于生物质。这就解释了为什么青海更多的是依赖捕获的 CO₂。

由于电制燃料的需求增加，PtX 的投入也随之增加

由于在广东和青海省引进 PtX 设施，这两个省的额外电力消耗相当大。此外，一些工艺还利用和/或产生热量。

表 6-10: 广东和青海因 PtX 而产生的额外电力需求

| | 广东 | | | | 青海 | | | |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
| 电力 (太瓦时) | 6 | 22 | 21 | 17 | 7 | 29 | 33 | 29 |

到 2050 年，广东和青海的 PtX 所需的额外电力分别增长到 21 和 33 太瓦时。正如预期的那样，电力需求的发展与氢气需求高度相关，因为电解槽的电力消耗占 PtX 电力需求的绝大部分。氢气总产量既能满足 PtX 工艺的氢气需求，又能满足工业和运输等其他部门的使用。在电解槽技术改进和成本降低的推动下，到 2045 年，这些“其他”部门的氢气需求在广东增加到 42PJ，在青海增加

到 51PJ。到 2060 年，广东和青海的氢气需求分别下降到 24 和 29PJ，因为在 CESO 模型中，其他氢气需求与钢铁生产需求密切相关（产量先增后降）。

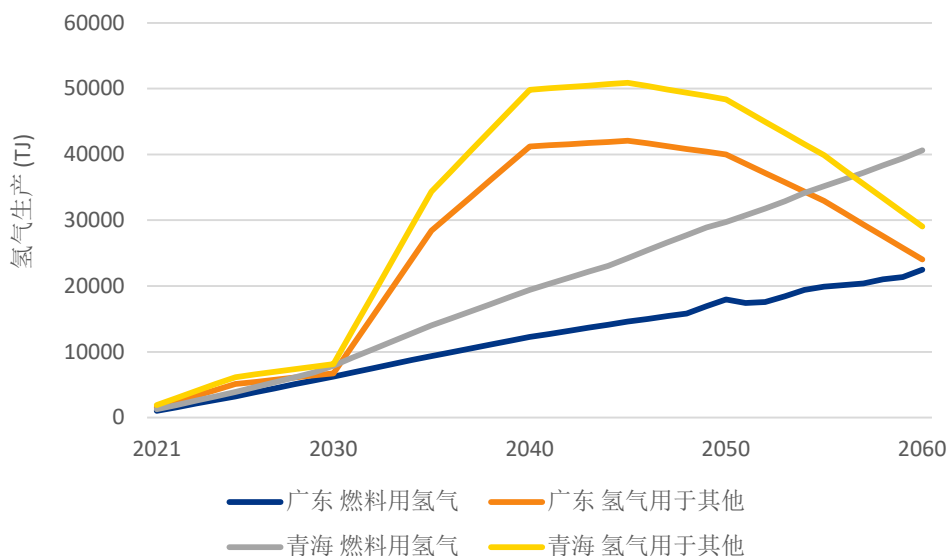


图 6-17：用于电制燃料的氢气生产不断增加，而其他部门的氢气需求在 2040–2050 年达到峰值，导致电力需求在 2050 年左右达到峰值

引入 PtX 设施对电力部门的影响

由于各省为满足 PtX 日益增长的需求所需的电力增加，发电能力也随之增加。广东和青海的装机容量的这些变化分别显示在下面的表格中。没有 PtX 的情况下，使用的是 CETO 基线情况下的能源组合，不包括 PtX 设施。

在广东，2060 年的太阳能和风能容量分别增加到 77 吉瓦和 103 吉瓦，而在没有 PtX 的情况下为 70 吉瓦和 99 吉瓦。这有助于使可再生能源在整个产能组合中的份额增加 1%。

表 6-11：广东有 PtX 和无 PtX 的装机容量比较（吉瓦）

| 广东 年 | 不含 PtX | | | | 含 PtX | | | |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
| 总容量（吉瓦） | 174 | 209 | 227 | 223 | 173 | 224 | 244 | 233 |
| 煤炭 | 59 | 41 | 13 | 0 | 60 | 42 | 15 | 0 |
| 煤炭 CCS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 天然气和石油 | 33 | 27 | 21 | 4 | 33 | 28 | 20 | 4 |
| 天然气 CCS | 0 | 0 | 15 | 15 | 0 | 0 | 14 | 15 |
| 核电 | 18 | 20 | 20 | 20 | 18 | 20 | 20 | 20 |
| 可再生能源总容量（吉瓦） | 64 | 121 | 158 | 183 | 62 | 133 | 175 | 194 |
| 水力 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| 风 | 42 | 98 | 97 | 99 | 39 | 102 | 99 | 103 |
| 太阳能 | 11 | 11 | 48 | 70 | 12 | 20 | 62 | 77 |
| 生物质 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 |
| 生物质能 CCS | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 地热 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 海洋 | 0 | 1 | 2 | 2 | 0 | 1 | 2 | 2 |
| 矿物燃料(%) | 53% | 33% | 21% | 9% | 54% | 31% | 20% | 8% |
| 非化石燃料(%) | 47% | 67% | 79% | 91% | 46% | 69% | 80% | 92% |
| 可再生 (%) | 37% | 58% | 70% | 82% | 36% | 59% | 72% | 83% |

虽然从长远来看，太阳能和风能的发电量较高，但在广东的短期内却看不到这种情况。相反，在 2030 年左右，煤炭的发电量会增加，而风能的贡献则会减少。其中一个因素是这一时期没有硬性的二氧化碳约束，这使得煤炭发电量增加。一个补充因素是 PtX 产能需要持续的电力供应，而 PtX 产能在高满负荷小时运行，从而使煤炭发电这样的基荷技术具有吸引力。然而，从长远来看，这些因素会随着更严格的二氧化碳约束，以及 PtX 成本的降低和效率的提高而发生变化。因此，在短期内，诸如 CO₂-cap 这样的政策举措非常重要，以确保 PtX 减排效益而不是排放增加。

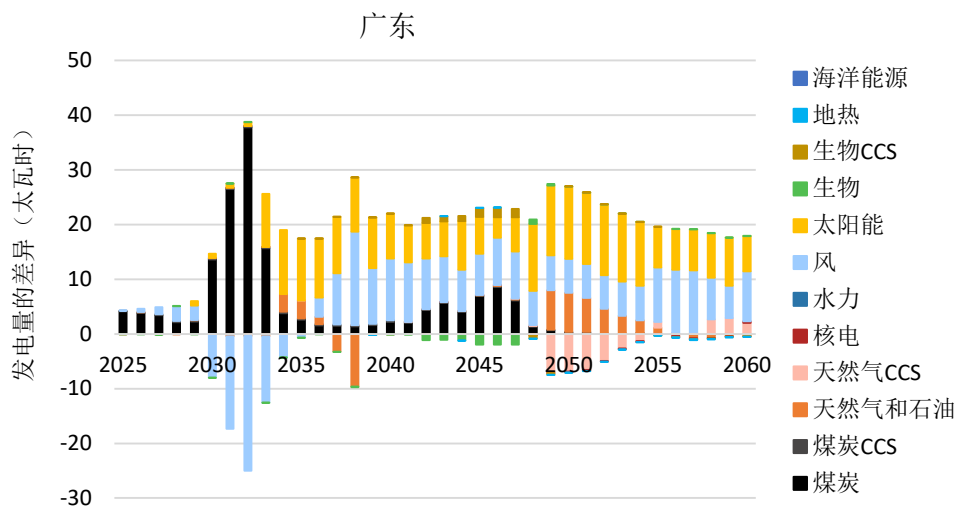


图 6-18：与没有 PtX 的情况相比，在基准情景下，广东的太阳能和风能发电量长期增加（太瓦时）

在青海，到 2060 年，PtX 的引入导致发电能力总体上增加了 15 吉瓦，主要包括额外的风力发电能力。然而，PtX 驱动的电力需求并没有导致青海省能源结构中可再生能源和化石能源能力之间的显著变化。这与该省的可再生能源潜力高的预期相符。

表 6-12：青海省有 PtX 和无 PtX 的装机容量比较

| 青海 年 | 不含 PtX | | | | 含 PtX | | | |
|--------------|--------|------|------|------|-------|------|------|------|
| | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 |
| 总容量（吉瓦） | 110 | 140 | 257 | 258 | 115 | 154 | 276 | 273 |
| 煤炭 | 4 | 3 | 0 | 0 | 4 | 3 | 0 | 0 |
| 煤炭 CCS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 天然气和石油 | 9 | 22 | 22 | 14 | 9 | 24 | 24 | 15 |
| 天然气 CCS | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 可再生能源总容量（吉瓦） | 98 | 115 | 235 | 239 | 103 | 127 | 252 | 254 |
| 水力 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| 风 | 17 | 12 | 32 | 32 | 17 | 20 | 48 | 48 |
| 太阳能 | 58 | 80 | 181 | 184 | 63 | 84 | 181 | 183 |
| 矿物燃料(%) | 11% | 18% | 9% | 7% | 11% | 18% | 9% | 7% |
| 非化石燃料(%) | 89% | 82% | 91% | 93% | 89% | 82% | 91% | 93% |
| 可再生的(%) | 89% | 82% | 91% | 93% | 89% | 82% | 91% | 93% |

青海省产能建设的变化也反映在发电概况上，太阳能发电是最初的来源，以满足 PtX 带来的需求增长，而风力发电则在后期占据主导地位。

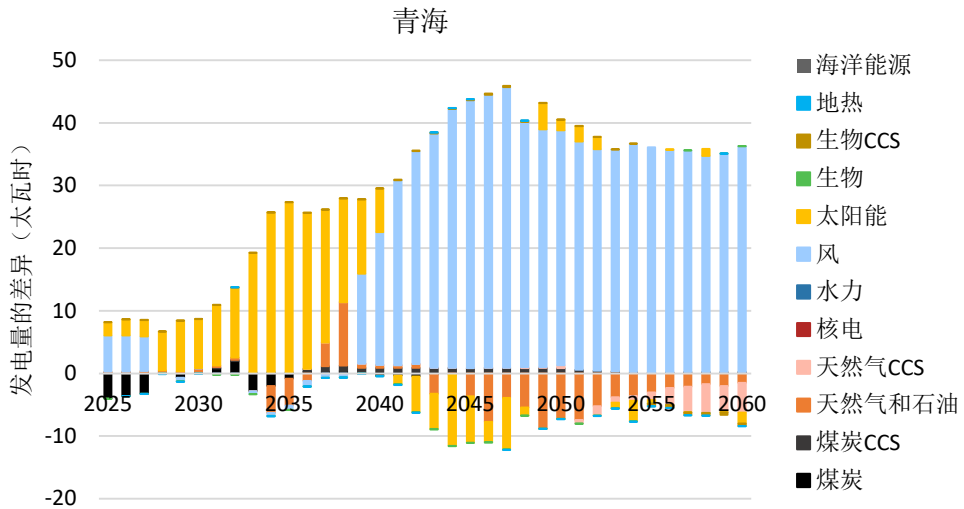


图 6-19: 与没有 PtX 的情况相比，在青海省引入 PtX 的生产导致最初来自太阳能的发电量增加，随后是风能

引入 PtX 设施导致的二氧化碳净排放量变化

中国因生产 PtX 燃料而产生的 CO₂ 净排放的变化由三部分组成。首先，它们包括电力和热力部门的 CO₂ 排放，这是由于引进 PtX 设施而导致电力系统的变化。这些变化主要是由生产氢气所需的额外电力，以及需要捕获 CO₂ 以用于某些 PtX 燃料所驱动的。其次，它们包括在生产含有碳的 PtX 燃料时使用的 CO₂（假设在消费时再次释放）。最后，传统燃料有关的 CO₂ 排放，这些燃料本来是生产和使用的，但现在被 PtX 燃料取代。假设这些燃料的生产主要依赖化石燃料。CO₂ 含量以及与这些“参考”燃料相关的上游排放显示在表 6-13。

表 6-13：部分燃料的传统生产方法的能量含量和假定的参考 CO₂ 排放量

| | 甲醇* | 航空燃料 | 汽油 | 液化石油气 | 柴油机 | 石脑油 | 氨水 | 氢气** |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|
| 能源含量(GJ/t) (LHV) | 19.9 | 43.5 | 43.8 | 46.1 | 42.7 | 44.9 | 18.6 | 120.0 |
| CO ₂ 含量 (kg CO ₂ /GJ) | 68.8 | 70.0 | 73.0 | 65.0 | 74.0 | 73.3 | - | - |
| 上游排放 (kg CO ₂ /GJ) | 149.3 | 10.5 | 8.2 | 9.8 | 14.4 | 11.0 | 150.5 | 75.0 |
| 总的 CO₂ 排放 (kg CO₂ /GJ) | 218.1 | 80.5 | 81.2 | 74.8 | 88.4 | 84.3 | 150.5 | 75.0 |

*来自煤炭；**来自化石燃料。

该表强调了各种燃料的上游排放的巨大差异，这主要取决于这些燃料的生产方式和地点。传统燃料的 CO₂ 总强度的巨大差异表明，从 CO₂ 减排的角度来看，优先生产哪些 PtX 燃料可能是有益的。

图 6-20 显示了两省选定年份因生产 PtX 燃料而导致的 CO₂ 净排放的变化。对于电力和热力部门，减少 CO₂ 排放的主要驱动力是 CO₂ 目标的限制。然而，PtX 的需求也推动了可再生能源使用的大幅增加。

在最初几年，即 2030 年，广东对 PtX 燃料的基荷电力需求的增加主要由煤炭供应，因此电力部门的额外 CO₂ 排放（图 6-20 中蓝色部分）大大超过通过 PtX 燃料避免的 CO₂ 排放（灰色部分），这是由于 PtX 转换过程中的高损耗（见表 6-3）。它表明不仅直接使用化石燃料要便宜得多，而且其排放量也比使用化石作为 PtX 工艺的输入要少。

然而，到 2050 年，由于 PtX 产量大幅增加，电力部门（现在已基本脱碳）的额外 CO₂ 排放被避免的排放所抵消。最后，到 2060 年，为 PtX 生产的额外电力不会产生任何 CO₂ 排放，因此净减排量增长到 5.8 百万吨。

同时，在青海，由于额外的电力需求由太阳能和风能资源提供，引进 PtX 后，从一开始就实现了 CO₂ 的减排。这种情况在 2050 年尤其明显，因为在有 PtX 生产的情况下，以天然气为基础的电力生产被风电取代。到 2060 年，两个

方案中的电力部门都已基本脱碳，因此减排量完全是由于通过 PtX 燃料避免的 CO₂ 排放造成的。

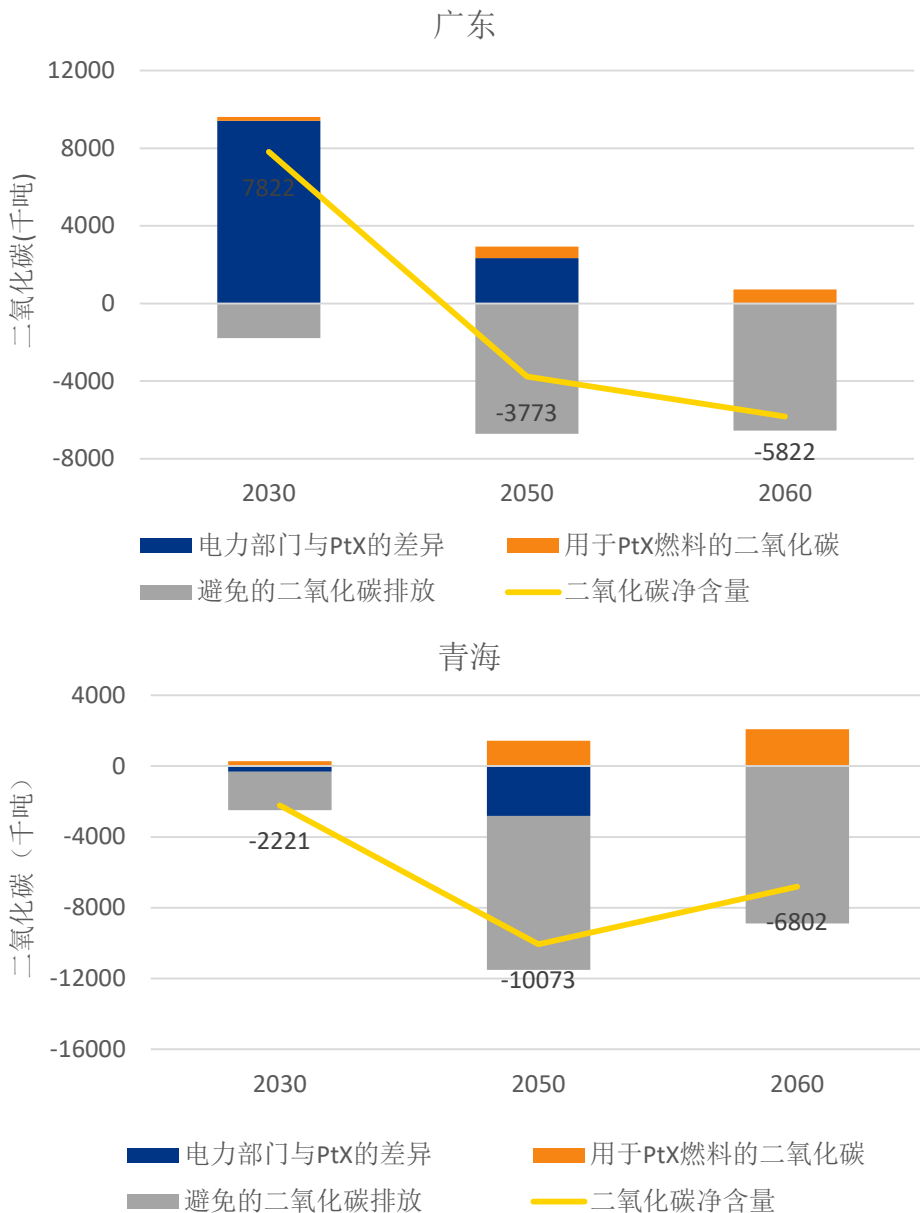


图 6-20：广东（上）和青海（下）使用 PtX 的碳排放相对于不使用 PtX 的基线的减少情况

在比较这两个省的情况时，从 CO₂ 减排的角度来看，一个关键的启示是，在能够确保所需的额外电力需求能够由不含 CO₂ 的资源来满足之前，一个省应

该审慎推进大规模的 PtX。因此，最初 PtX 开发应优先在青海等省进行，然后再在广东等省实施。

与没有 PtX 的系统相比，在 2030–2060 年期间，这两个省的二氧化碳总共减少了 2.84 亿吨。这些减排量凸显了向更多基于可再生能源的电力系统过渡的重要性，这不仅是为了满足未来的常规需求，也是为了生产工业和交通部门去碳化所需的电制燃料。因此，如果 PtX 要在减排方面发挥重要作用，可再生能源能力需要迅速增加，以确保有足够的低碳电力作为输入。

估计的二氧化碳减排成本

在三个 10 年期间，通过比较上述与 PtX 相关的估计减排量，以及在电力和热力部门发生的额外费用，计算出估计的 CO₂ 减排成本。由于 PtX 燃料所替代的化石燃料的生产成本没有包括在内，下表的 CO₂ 减排成本应被视为一个上限范围。初步分析表明，在 2030–2060 年期间，生产和利用 PtX 燃料而不是化石燃料的相关成本接近 1,500 元/吨。

表 6–14：估算的二氧化碳减排成本（人民币/吨）

| | 2030–2039 | 2040–2049 | 2050–2060 |
|-------|-----------|-----------|-----------|
| 广东 | 2,857 | 2,346 | 1,727 |
| 青海 | 1,548 | 1,341 | 1,359 |
| 加权平均数 | 1,457 | 1,633 | 1,481 |



7 碳定价

7.1 关键信息

为二氧化碳排放设定成本（碳定价）是整个气候政策框架中的一个重要政策工具。经过十年的酝酿，中国在 2021 年推出了国家碳排放交易系统（ETS）。这个以市场为基础的机制可以为低碳技术提供激励，推动减排，为中国 2060 年前实现碳中和做出贡献。除了排放交易系统，其他类型的碳定价机制，如碳税，也同样可以考虑，并在推动能源转型中发挥作用。

碳定价的有效性主要在于政策工具的设计。与 EU-ETS 和其他许多早期阶段的碳排放交易系统类似，目前国家碳排放交易系统的设置对于实现碳中和目标而言还不够充分和严格，可以在实践中不断改进和完善，确保对利益相关方构成减排激励。可以通过以下步骤进行。

- 1) 根据中国的总体气候目标，设定国家碳排放交易系统的减排目标和配额总量，从基于强度的目标逐渐转向配额总量约束的配额交易制度。2021 年中共中央年度经济工作会议披露的“从能源强度和碳强度控制转向二氧化碳排放总量和碳强度控制”的政策动向，也在往这个方向引导。此外，重要的是要建立一个随时间推移动态调整配额总量的机制，以确保有足够高的配额价格去激励减排。也可以考虑引入一个（不断上升的）最低限价，以确保长期稳定的投资环境。
- 2) 逐步引入配额拍卖，使企业更加了解碳减排成本。目前基于基准的 100% 免费配额的设置，可能会刺激新建燃煤电厂，而不是促进风能和太阳能等零碳能源技术发展。因此，逐步引入拍卖配额将激励电力企业加大对可再生能源投资，以降低减排成本。拍卖也可以为政府带来额外收入，可以用于支持低碳技术发展。
- 3) 碳定价为可再生能源投资提供了激励，要加强碳定价政策与可再生能源支持政策之间的协调，使两类政策导向一致，相互协同。

7.1 碳定价使碳排放成本内部化

碳定价是应对气候变化的主要政策方法，因为它要求排放者为其碳排放的负外部性付费。有一些碳定价工具是显性的，如碳市场的碳价格、碳税等，排放者按排放量付费。而有一些碳定价工具是隐性的，如排放标准或严格的监管排放目标会形成一个影子碳价格。

碳市场利用统一的价格信号来优化资源，激励减排努力，提高成本效益，实现全社会最低成本减排的目的。限额交易是碳市场的标准设置方法，即排放交易系统（ETS），其中政府发放一定数量的配额，排放者需要交出足够的配额来兑付其排放量，否则，排放者将面临惩罚或需要采取减排措施。它通常为被纳入该系统的参与方设定一定的门槛，主要涵盖高耗能企业，如火力发电厂、重化工企业等。

因此，在实施 ETS 的激励下，企业将把配额作为其生产的成本要素，将碳排放成本内部化。更高的配额价格将向排放者发出更强烈的减排信号，有利于提高可再生能源、氢能等低碳技术的竞争力。根据世界银行的数据，截至 2020 年，全球有 61 项碳定价举措已经实施或计划实施，涉及 12Gt CO₂e（占全球温室气体排放总量的 22%）。

7.2 2021 年中国启动了全国碳市场

中国一直依靠行政手段和严格的目标来实现节能和碳强度下降目标。补贴也是关键的低碳政策之一。国家碳市场的建设表明，中国正在从单纯的依靠行政手段逐步向市场机制与行政手段相结合的方式过渡，这种过渡有助于在财政补贴负担增加和更严格控排政策导致的负面影响之间找到平衡点。



图 7-1：建设碳市场的意义

资料来源：生态与环境部（MEE）

自 2013 年以来，中国已经开展了 7 个地方碳市场试点，为最终建设全国统一的碳市场积累经验和奠定基础。这些试点已经覆盖了 3000 多家企业，涵盖了发电、钢铁、水泥等 20 多个行业。截至 2020 年 6 月，试点中共有 4.8 亿吨配额交易，总交易额为 114 亿元人民币，加权平均配额价格为 40 元/吨。

2021 年 1 月，生态环境部宣布启动国家排放交易系统的第一个履约期。它只包括发电企业，总共有 2225 家企业，这些企业在 2020 年的总年排放量约为 4.5 亿吨。这些企业需要在 2021 年 12 月 31 日前清缴 2019 年和 2020 年的排放配额。国家碳排放交易管理办法（试行）于 2 月 1 日生效，配额交易于 2021 年 7 月 16 日启动。预计在“十四五”期间，全国 ETS 将逐步扩大到更多的行业，最终覆盖 8 个行业领域，涵盖中国 70% 的二氧化碳排放量。

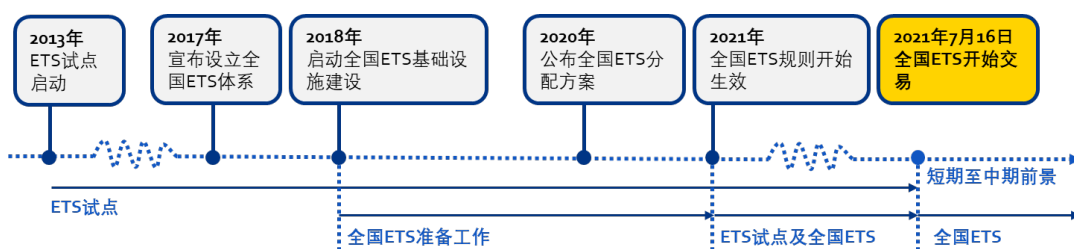


图 7-2： 中国国家碳排放交易系统时间表

7.3 国家碳排放交易系统应从基于强度的目标转为绝对减排目标

一开始，中国国家排放交易系统采用了基于强度的目标，与其他配额交易计划中的绝对减排目标不同。选择这种方法是为了与国家“十四五”规划中的气候目标相一致，即单位 GDP 碳强度下降目标。火力发电厂根据其燃料类型和容量类别（排放强度，吨二氧化碳/兆瓦时）的预先确定的基准，获得一定数量的配额。因此，老旧低效的火力发电厂如果排放强度高于基准值，则需要购买配额来完成清缴义务。相反，先进高效的火力发电厂则有配额盈余，可以在碳市场上出售获利。

基于强度的目标有局限性。尽管它可以提高火电机组（主要是燃煤机组）的整体效率，但它也为建设新的和更有效的电厂提供了激励，只要这些电厂的

排放强度低于基准值即可。此外，随着总产出（火力发电量）增加，ETS 对应的碳排放量会上升。由于中国将在 2030 年前达到排放峰值，有必要使 ETS 的目标与总体排放目标保持一致。这意味着国家 ETS 应尽快转向绝对减排目标，以推动 ETS 所涵盖的部门减少排放，助力实现 2030 年前碳达峰目标。政府主管部门可以设定 ETS 对整体气候目标的贡献率。

除了从基于强度的目标转换之外，国家碳排放交易系统也应逐步引入配额拍卖，并减少配额的免费分配。拍卖配额的收入可以作为支持低碳技术投资和创新的资金。如果未来继续实行免费发放配额，所有类型的发电商，包括风能和太阳能发电商，都应该根据电厂的发电量来获得配额。

7.4 碳定价展望

许可证价格应反映不同阶段减排行动的减排成本，并以递增价格反映边际减排成本不断上升的情况。在早期阶段，ETS 的交易价格主要反映减排措施中成本较低的部分，如改善燃料质量、改造设备、优化生产工艺等。再往后，ETS 的交易价格将上升，以反映成本更高的减排措施，如可再生能源和化石燃料成本之间的差异或减排技术的成本，即绿色溢价。如果要求到 2050 年电力部门完全脱碳，就需要采用诸如 CCUS 和 BECC 之类的高成本减排措施，将导致 ETS 交易价格大幅上涨，以体现这些昂贵的减排措施的代价。

未来可能出现以下 3 种碳定价情景。

- **低价情景。**在此情景下，ETS 在政策工具中被搁置，市场设计非常宽松，发电和工业企业的基准值非常宽松，企业有足够的配额用于履约。交易活动保持低水平，预计配额价格预期将从目前的 45 元/吨上升到 2030 年的 85 元/吨，2040 年的 280 元/吨，2050 年的 400 元/吨。
- **基准情景。**在此情景下，ETS 得到加强，成为推动可再生能源和减排技术发展的一个重要工具。绝对值限额将与 2030 年前达峰 2060 年前碳中和路径保持一致，企业获得的配额将逐年减少。配额拍卖将逐步引入，免费分配的份额将逐步减少。碳交易活动变得活跃，碳市

场流动性增强。预计 ETS 配额价格将从目前的 45 元/吨上升到 2030 年的 270 元/吨，2040 年的 407 元/吨和 2050 年的 1327 元/吨。

- **激进情景。**在此情景下，ETS 得到加强，成为中国气候政策的基石及促进可再生能源和减排技术投资的核心工具。绝对值限额将被引入，配额拍卖逐渐增加，同时减少配额免费发放。全球 ETS 对接步伐加快，中国 ETS 的价格将与欧盟 ETS 协同。ETS 配额价格预期将将从目前的 45 元/吨快速上升到 2030 年的 506 元/吨，2040 年的 672 元/吨和 2050 年的 1444 元/吨。

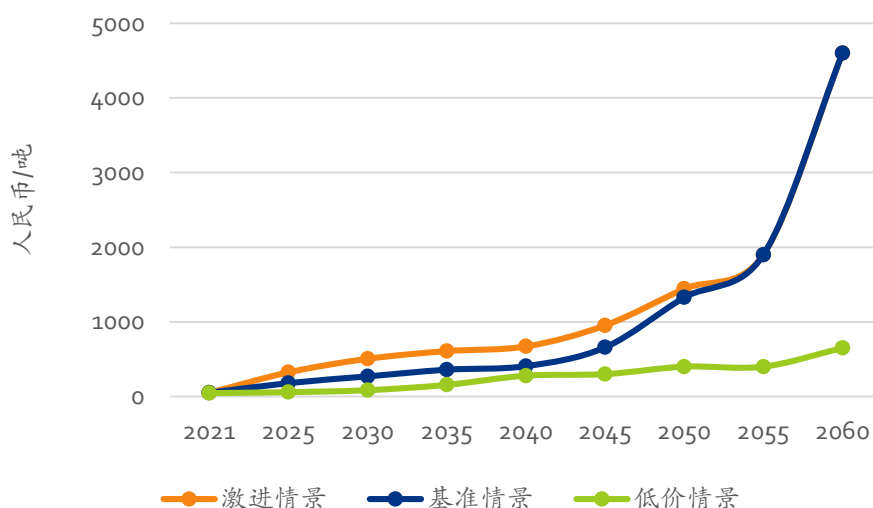


图 7-3：中国的碳价格情景

7.5 行业碳税

碳市场和碳税都是主要的碳定价工具，关键的区别在于，碳税是一种价格型政策，由监管机构决定税率，即碳成本，因此，减排的数量是未知的。相比之下，碳市场是一个定量型政策，总的减排量可以在碳市场中预先确定，而碳价格是通过市场参与者的交易发现的。减排成本和效益的不确定性影响了价格型与定量型政策的选择。

通常情况下，碳税被认为有几个优点：明确的价格信号、较低的监管成本、容易实施和更简单的政策设计。但碳税的实施可能面临更多的政策障碍。如果

保证一定数量的免费配额，碳市场也很容易被参与者接受，尽管建立 ETS 的过程很复杂。此外，ETS 的价格可以作为碳税水平的参考。这样可以确保两种碳定价工具之间的协同作用，并向社会发出统一信号。

可以建立一个混合方法，碳市场涵盖高耗能行业的高排放设施，碳税则适用于建筑和交通部门的小而散的排放源。这两种定价工具都可以为政府增加收入，用于支持全社会绿色转型发展。

碳税可以从修改现有的税收项目入手，如煤炭资源税或石油消费税，对化石燃料消费量按含碳量征税，然后逐渐转变为独立的碳税，作为对现有环境税体系的补充。征收碳税导致减排成本上升，将对高排放行业和生产过程产生压力，激励生产者转向低碳选择。

碳税政策的引入应分阶段进行，循序渐进，避免给企业造成过重负担，应给企业留出足够的时间来改进技术工艺。同样重要的是，当生产者倾向于将碳成本转嫁给最终产品和消费者时，要确保碳价格和碳税不会大幅推高通货膨胀。碳税或碳排放交易系统配额的使用也需要进行详细规定，以确保这些收入被用于支持发展低碳技术和碳减排。

7.6 碳定价与其他可再生能源支持政策

碳定价的作用也需要与其他气候和能源政策相配合，共同促进整体气候目标。碳市场不仅可以激励化石能源生产商提高效率，还可以激励对可再生能源和低碳技术的投资。

在 2005 年至 2012 年期间，清洁发展机制促进了中国可再生能源项目开发，大约 3800 个中国清洁发展机制项目在《联合国气候公约》及其《京都议定书》下成功注册，其中 80% 是光伏和风电项目。这些清洁发展机制项目产生的可核证减排量抵消额（CER）被购买方欧盟国家用于在 EU-ETS 履约，同时为中国可再生能源项目业主带来额外收益。

2012 年，中国推出了自愿碳减排项目（CCER）计划，它与清洁发展机制十分相似，涵盖了可再生能源（光伏、风电和水电）、林业、甲烷回收利用、

废物处理等项目类型。企业可以购买 CCER，用于履行其在七个地方试点碳市场中的履约义务和自愿减排。2020 年，CCER 的平均交易价格为 30 元/吨。在 2021 年启动的新的全国碳市场中，发电企业被允许在 2019 年和 2020 年使用最多 5% 的 CCER 来履行配额清缴义务，此举可以在一定程度上降低企业在 ETS 中的履约成本。

可再生能源消费配额制和绿证计划将进一步推进，并能与碳市场一起实施。这意味着可再生能源项目在未来可以被排除在 CCER 计划之外。绿证体现了可再生能源电力的绿色属性，其收入可以支持可再生能源项目开发。无补贴的绿证已于 2021 年 5 月推出，价格保持在 50 元/MWh 左右，已经高于目前基于排放系数为 0.6t-CO₂/MWh 对应的 CCER 价格，因此对可再生能源项目开发商来说收益更高。

碳市场还可以与其他气候和能源政策互动，电力市场化改革的更快进展将促进碳价格信号增强，激励可再生能源开发利用。雄心勃勃的可再生能源发展目标将加快削减煤炭消费量，促进碳减排，降低对 ETS 配额的需求，并对配额交易价格形成压力。因此，这反过来需要强有力的市场调节机制来确保碳市场的稳定，例如配额发放控制、设定最高碳价和最低碳价等。

8 中国 CCUS 发展的现状和前景

8.1 关键信息

作为世界上最大的能源消费国和碳排放国，中国早已认识到碳捕集、利用和封存（CCUS）的潜力。这项技术使中国能够持续利用化石燃料尤其是煤炭，同时实现深度碳减排。在过去的十年中，中国中央政府发布了超过 26 项与 CCUS 相关的政策，重点涉及技术研发和工业示范。在 2030 年前达到碳排放峰值、2060 年前实现碳中和的气候承诺的背景下，中国积极支持 CCUS 的发展。本章总结了中国 CCUS 发展的独特优势、劣势、机会和挑战。当前，中国在碳捕集方面的技术相对成熟，在二氧化碳（CO₂）地质利用方面也有突破，但总体上，CCUS 在中国的减排影响仍较为有限。2007 年至 2019 年，中国的 CO₂ 储存量累计为 200 万吨（Mt），而 2019 年的中国碳排放量为则达到 98 亿 tCO₂。

考虑到具有里程碑意义的碳达峰碳中和气候承诺的分阶段性，中国的 CCUS 战略也应以分阶段的方式制定。更具体地说，在 2030 年之前，中国应致力于：

- 进一步提高能源和排放统计报告的质量：由于可靠的统计数据是合理的能源和气候决策的基础，而中国过去已经在提高基本能源统计数据的质量方面做出了巨大努力。为了确保监管和市场制度的顺利进行、支持未来十年的 CCUS 发展，中国必须进一步提高能源和排放统计报告的质量。
- 建立支持性的、全面的 CCUS 法律法规和标准体系：为了促进中国的 CCUS 研发和商业化，有许多法律缺陷需要弥补，包括缺乏可执行的法律法规框架，项目运作的信息不规范，市场刺激不力，以及财政补贴缺乏和审批程序复杂。此外，与 CCUS 相关的标准应加以改进，以涵盖从选址到减排核查的整个产业价值链。
- 取消不必要的化石燃料补贴，加强包括 CCUS 在内的净零排放技术在国内的市场渗透。

- 积极与欧盟和其他有净零排放目标的志同道合的国家或组织合作，在国际领域探索一个多边而非单边的防止碳泄漏的解决方案。
- 2030 年后，中国应致力于确保公平和透明的监管框架，让 CCUS 与其他净零排放技术在平等的基础上竞争。此外，中国还应该致力于：
- 通过加强国际合作，不断向高碳价格地区特别是欧盟国家学习与 CCUS 相关的经验和教训。
- 通过政府实施的五年计划（FYP）目标或财政补贴来促进大规模 CCU 项目的部署，而大规模地质封存捕获的二氧化碳排放应作为中国实现碳中和的“最后手段”，以防止所有其他方案在 2060 年前实施后仍需要进一步减碳。

8.2 中国 CCUS 发展概况

碳捕集、利用和封存（CCUS）是一种气候减缓手段，它从发电厂和工业设施等大型点源中捕集 CO₂，然后将其加以利用或运送到封存地点，以便使其长期与大气隔离。与世界其他地区类似，中国发展 CCUS 的潜力在很大程度上没有得到开发：其减少碳排放的有效性得到了关键利益相关者的认可，但除了小规模试点项目外，其商业级部署一直很缓慢，导致到目前为止对全国碳排放的影响有限。从 2007 年到 2019 年，中国累计的 CO₂ 封存量为 200 万吨，平均为 16.7 万吨 CO₂/年，而 2019 年中国的全国碳排放量则达到 98 亿吨 CO₂⁵⁸。

作为一种商业上不成熟、相对昂贵但有效的气候减缓技术，CCUS 在理论上拥有巨大的潜力，可以成为中国经济去碳化的关键支柱之一。这些支柱也包括节能、以净零排放为导向的电气化、生物质能、绿氢以及包括造林和再造林在内的提高生态碳汇的手段。在中国作出在 2030 年前使全国碳排放达到峰值并在 2060 年前实现碳中和的里程碑式的气候承诺之后，CCUS 的发展获得了更多的动力，这意味着有必要更好地理解 CCUS 在中国清洁能源转型中的作用。

中国的 CCUS 技术发展

在过去十年中，中国在发展 CCUS 技术方面取得了快速进展。目前中国碳捕集技术相对成熟，在地质利用和储存领域取得了一些重大突破⁵⁹。更具体地说，在主流碳捕集技术中，与燃烧前和全氧燃烧相比，燃烧后技术在中国是最成熟的。中国的燃烧前 CCUS 试点项目包括整体煤气化联合循环发电系统（IGCC）和工业分离，而全氧燃烧仍处于研发阶段⁶⁰。

到目前为止，碳捕集已经在中国的六个行业进行了示范，其中煤化工是最受欢迎的试验行业，其次是火力发电行业、天然气加工业、甲醇制造业、水泥制造业和化肥制造业。与同样迅速发展 CCUS 的美国相比，中国的碳捕集目前还没有在石油精炼、蓝氢和乙醇生产中部署⁶¹。

中国的地质利用和储存项目主要集中在强化采油（CO₂-EOR）上，该技术已经进入了商业化的初始阶段⁶²。CO₂-EOR 是一个有吸引力的技术选择，因为石油产量提高的收益有助于抵消与 CCUS 有关的部分成本，具体比例取决于国际石油价格。其他技术，如增强型煤层甲烷回收（CO₂-ECBM）和盐水层储存，仍处于试验项目阶段⁶³。

化学和生物利用将 CO₂ 排放转化为燃料、化学品和肥料。2019 年，化学和生物利用项目消耗了约 85 万吨二氧化碳，而地质利用和储存项目储存了约 100 万吨二氧化碳⁶⁴。

中国的 CCUS 项目类型与分布

截至 2019 年底，中国共有 18 个运行中的碳捕集项目，负责捕集 170 万吨 CO₂，其次是 12 个地质利用项目，8 个化学利用项目和 4 个生物利用项目。此外，上述项目中有 10 个是综合示范项目⁶⁵。截至 2021 年 7 月，中国约有 40 个 CCUS 示范项目正在运行或建设中，总捕集能力为 300 万吨/年⁶⁶。

中国的 CCUS 项目分布在 19 个省，从不同的工业来源捕捉碳排放。大多数碳捕集项目都位于中国北部或东部地区。相比之下，CO₂-EOR 项目主要位于中国北方的大型油气盆地，更具体地说，位于中国石油化工集团公司

(Sinopec) 的胜利油田和中原油田, 以及中国石油天然气集团公司 (CNPC) 的大庆油田、吉林油田、新疆油田和长庆油田⁶⁷。

在中国值得关注的 CCUS 项目

国际能源署将大规模的 CCUS 项目定义为: 对于燃煤电厂来说, 至少可以捕获 80 万吨 CO₂/年; 对于其他排放密集型工业设施 (包括天然气发电) 来说, 至少可以捕获 40 万吨 CO₂/年⁶⁸。虽然中国拥有大规模捕获、利用和储存 CO₂ 的工程能力, 但大多数现有的 CCUS 项目仍然是小规模。截至 2022 年初, 中国只有三个大型 CCUS 项目: 两个正在运行, 一个刚刚宣布建成, 而全球有 21 个大型 CCUS 项目正在运行⁶⁹。

中石油吉林油田 CO₂-EOR 项目自 2008 年开始运行, 是中国最早的大型 CCUS 示范项目之一, 也是第一个综合项目。该项目通过管道从天然气加工厂收集 60 万吨 CO₂/年, 用于 EOR, 年储存能力为 30 万吨 CO₂, 产油能力为 12 万吨。截至 2019 年, 已注入 145 万吨 CO₂⁷⁰。

延长综合 CCS 示范项目自 2016 年开始运行, 其捕获能力为 30 万吨 CO₂/年, 来自煤化工行业, 用于二氧化碳泛化示范⁷¹。

山东的中石化齐鲁项目长期捕集能力为 100 万吨 CO₂/年, 目前已全面建成, 并将在完成准备工作后投入运营⁷²。

其他值得注意的项目包括但不限于⁷³:

1. 位于江苏东台的中石化华东油田 EOR 示范项目自 2005 年开始运行, 其 EOR 捕集能力为 16 万吨 CO₂/年。到目前为止, 这个项目的累计 CO₂ 捕集量已经达到 7 万吨。
2. 华能集团上海石洞口 CCS 示范项目自 2009 年开始运行, 其燃烧后捕集能力为 12 万吨 CO₂/年。
3. 神华集团在内蒙古的鄂尔多斯 CCS 示范项目自 2011 年起投入运行。该项目于 2011 年建成, 是中国第一个煤基综合 CCS 项目, 其 CO₂ 源自神华集团在鄂尔多斯的煤炭直接液化厂。从 2011 年到 2014 年定期进行四轮注入实验, 累计注入约 30 万吨 CO₂⁷⁴。

2021 年 8 月，中海油在南中国海启动了第一个海上 CCS 项目。该项目预计将有超过 146 万吨 CO₂ 的储存能力，并设计为向海底储层回注多达 30 万吨 CO₂/年⁷⁵。

中国正在积极准备建立一个全流程的 CCUS 产业集群⁷⁶。根据 IHS Markit 的分析，如果所有宣布的项目都得到资助，到 2025 年，中国可以增加 8 个大型 CCUS 项目，其 CCUS 产能可以翻一番以上⁷⁷。

中国的 CCUS 政策

在过去十年中，中国在对 CCUS 发展和部署的监管支持方面变得越来越积极主动。在国家层面，截至 2019 年 11 月，至少发布了 26 项 CCUS 相关的政策⁷⁸。政策措施集中在技术研发和工业示范两方面⁷⁹。

在第十二个五年计划期间（2011–2015 年），CCUS 已被纳入中国的碳减排战略⁸⁰。2011 年 9 月，原国土资源部（现为自然资源部）和科技部发布了《国土资源“十二五”规划》。该计划提出要发展地质碳储存的技术示范项目，并探索人工碳封存技术⁸¹。

2012 年 12 月，工信部、发改委、科技部和财政部联合发布了《工业领域应对气候变化行动方案（2012–2020 年）》。该行动方案要求在化工、水泥和钢铁行业开发 CCUS 综合示范项目和 CO₂ 利用技术⁸²。

2013 年 2 月，科技部发布了《国家“十二五”科学和技术发展规划》。该计划指出了 CCUS 的技术瓶颈，并建议建设全流程 CCUS 示范项目。该计划还强调了有序推进基础研究、技术研发和综合示范的重要性⁸³。

随后在 2013 年中国发布了两个关于 CCUS 发展的通知，分别是：国家发改委《关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知》和原环保部（现生态环境部）《关于加强碳捕集、利用和封存试验示范项目环境保护工作的通知》⁸⁴。

2014 年 9 月，国务院发布了《国家应对气候变化规划（2014–2020 年）》，其中将 CCUS 定义为一项关键的突破性技术⁸⁵。该计划不仅要求在各工业部门部署碳捕集项目，而且还要求对石油替代和 CO₂ 再利用等新技术进行示范和试验⁸⁶。

2015 年 4 月，国家能源局出台了《煤炭清洁高效利用行动计划（2015–2020 年）》。该计划鼓励煤化工企业与石油公司合作，开发 EOR 和地质存储的示范项目，并为大型示范项目积累经验⁸⁷。

2015 年 6 月，中国提交了《强化应对气候变化行动》。中国向政府间气候变化专门委员会提交了《中国国家自主贡献》（INDC）。根据该文件，中国将加强 CCUS 的研发和商业示范，并推广石油强化回收和煤层气回收技术⁸⁸。

在“十三五”（2016–2020）期间，多个国家级专项计划强调了促进 CCUS 技术研发和建立大型 CCUS 项目的重要性。

国务院于 2016 年 10 月发布的《“十三五”国家科技创新规划》强调了燃烧后捕集在实现百万吨级 CO₂ 大规模示范中的重要性⁸⁹。

2019 年 5 月，科技部和中国 21 世纪议程管理中心（ACCA21）联合发布了最新的《中国 CCUS 技术发展路线图》。该路线图设定了 2030 年将 CO₂ 捕集的成本和能耗降低 10% 至 15%，2040 年降低 40% 至 50% 的目标。路线图预计到 2050 年，在全国多个 CCUS 中心的支持下，CCUS 将得到广泛部署⁹⁰。

2021 年 9 月发布的《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目，充分发挥政府投资引导作用，构建与碳达峰、碳中和相适应的投融资体系，加大对碳捕集利用与封存项目的支持力度。

2021 年 10 月国务院发布的《2030 年前碳达峰行动方案》提出要加强二氧化碳捕集利用与封存的应用基础研究，注重低成本二氧化碳捕集利用与封存技术创新，建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。

8.3 对中国 CCUS 发展的简化 SWOT 分析

SWOT 分析是一种战略规划技术，用于帮助识别与商业竞争或项目规划相关的优势、劣势、机会和挑战，它构成了了解被研究对象的情况和设计未来战略以解决现有问题的重要依据，被广泛用于战略制定。本节将进行简化的

SWOT 分析，以确定中国 CCUS 发展的最重要的优势、劣势、机会和挑战，旨在阐明 CCUS 在实现中国碳中和目标方面的前景。

优势

通过产业网络集聚和规模经济大幅降低单位制造成本的能力是中国发展 CCUS 的最重要优势。中国的制造商和承包商有能力在广泛的产品范围内大幅降低单位生产成本，与外国竞争对手拉开差距。中国制造成本降低的关键原因之一是工业网络集群，这是指将一个行业供应链中的所有或大部分关键企业放在彼此相近的地方的做法。经过从 1978 年开始的快速工业化进程，中国现在已经形成了一个全面的现代工业体系，包括 41 个大工业类别、207 个中等工业类别和 666 个小工业类别，因此是世界上唯一拥有基于联合国工业分类的所有工业类别的国家⁹¹。

以碱性电解系统和火力发电站的资本支出为例，与西方国家的同行相比，中国的制造商和承包商拥有明显的成本优势。因此，尽管中国的劳动力成本预计将随着时间的推移而上升，但中国制造商和承包商的相对成本竞争力预计将保持下去，并在未来几年内有利于中国的 CCUS 发展。因此，CCUS 技术在中国拥有巨大的成本降低潜力，预计到 2030 年，中国 CCUS 综合设施的成本将达到 310–770 元/吨 CO₂，然后随着时间的推移进一步下降到 140–410 元/吨 CO₂⁹²。

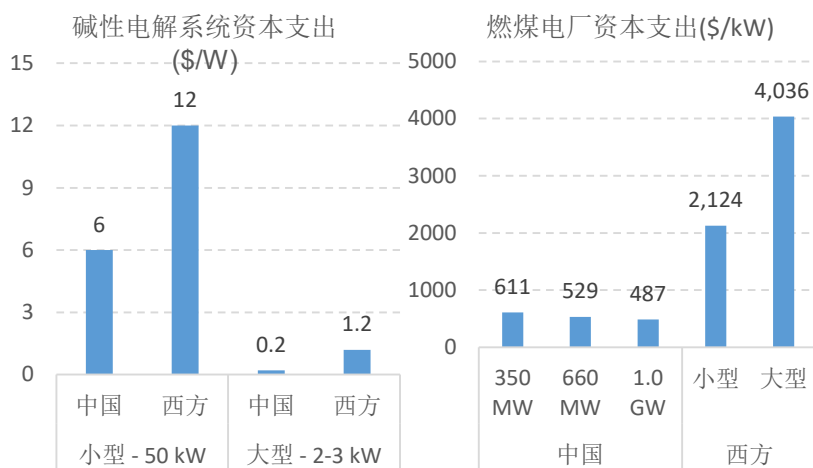


图 8-1：中西方制造商和承包商的成本优势比较⁹³

中国巨大的地质碳储存能力是另一个重要优势²。中国拥有 12100 亿至 41300 亿吨的二氧化碳理论地质储存能力，位居世界第二，仅次于美国⁹⁴。

此外，CCUS 技术与传统的煤基能源产业，包括煤电和煤化工产业有着巨大的耦合潜力和应用空间。适用于碳捕集的大型集中式煤基排放源数量众多、分布广泛、类型多样⁹⁵。特别是，许多大型固定碳源与碳汇地点相近。在中国 65% 的现有电力和工业设施的 100 公里 (km) 内，至少有一个潜在的储存地点⁹⁶。由于中国 60% 的燃煤电厂服役时间都在 10 年以下，这一优势可以为服役较短的燃煤电厂的 CCUS 改造提供巨大的潜力，有助于避免大量的排放，同时最大限度地减少资产搁浅⁹⁷。

最后但并非最不重要的是，由于中国拥有完整的产业和多样化的工业供应链，因此有多种渠道和方案进行二氧化碳利用。二氧化碳利用方面的突破可以为企业带来额外的利益，抵消与中国 CCUS 部署有关的部分支出。

弱点

CCUS 发展的最大障碍是其高额的前期资本成本，其中包括设备安装和土地占用相关的投资成本。CCUS 技术的成本对该技术能否大规模部署影响很大。目前，在 CCUS 工艺链中，碳捕集是最昂贵和能源密集的部分。2019 年，中国低浓度 CO₂ 的捕获成本估计约为 300 至 900 元/tCO₂。在中国，最常见的 CO₂ 运输方式是通过油罐车，成本约为 0.9 至 1.4 元/tCO₂.km。在吉林油田项目中，管道运输的成本约为 0.3 元/吨 CO₂.km。CO₂ 驱注和储存技术的成本一般在 120 至 800 元/吨 CO₂，取决于技术细节、储层条件、气源和源-汇距离⁹⁸。

缺乏与 CCUS 相关的监管框架是另一个关键障碍。在国家层面上，现有的 CCUS 政策更多的是指令性的，而不是强制性的，这与由《可再生能源法》规范的可再生能源发展形成鲜明对比⁹⁹。与 CCUS 发展相关的其他监管弱点包括：项目运作的信息不规范，市场刺激乏力，以及财政补贴缺乏和审批程序复杂¹⁰⁰。

与资金有关的挑战是中国 CCUS 发展的另一个阻碍因素。与一些发达国家不同，中国现有的 CCUS 项目主要由国有企业通过有限的投资渠道提供资金。

如果没有其他市场参与者的参与和投资，新兴的 CCUS 技术的商业化在中国可能会受挫¹⁰¹。

机会

2020 年，中国的燃煤发电能力、钢铁产量、水泥生产和化学品销售分别占全球总量的 52%、56.5%、55% 和 40.6%¹⁰²。根据 IEA（2021），在所有国家已宣布承诺全部实现的情景下，预计 2060 年仅中国电力、钢铁、水泥和化工行业的 CCUS 就能贡献超过 20 亿吨 CO₂ 的减排量（即在 2030 年前达到国家碳排放峰值，2060 年前实现碳中和）¹⁰³。换句话说，从上游供应的角度来看，在中国的电力、钢铁、水泥和化工行业，促进 CCUS 发展的潜力很大。

中国也有在已有 CO₂-EOR 项目的地区发展 CCUS 中心的大量机会。CCUS 中心是拥有共享的 CO₂ 运输和储存基础设施的工业中心，这对加速 CCUS 的部署至关重要。在中国北部和中部的六个省份（新疆、山西、陕西、黑龙江、吉林和四川）已经确定了四个潜在的 CCUS 中心。被选中的 CCUS 中心估计有可能封存 6.65 亿吨 CO₂/年¹⁰⁴。

CCUS 也可以为中国新能源领域的去碳化做出贡献。例如，尽管中国是世界上最大的氢气生产国和消费国，但其氢源结构仍以化石燃料为主，特别是煤气化制氢¹⁰⁵。当与 CCUS 结合时，中国以化石燃料为基础的灰氢或黑氢可以转化为蓝氢，从而带来巨大的气候效益。

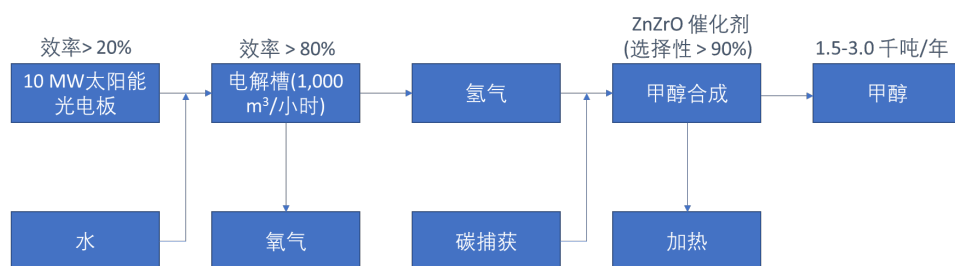


图 8-2：中国首个千吨级电制甲醇示范项目的流程图

另一个潜在的应用是生产电制甲醇（更多细节请参考第 6 章：中国能源系统中的 Power to X），它可以把工业点源捕获的 CO₂，通过一步催化合成工艺获得绿氢。2020 年 11 月，中国第一个千吨级的电制甲醇试点工厂在甘肃省兰

州市成功试运行。该工厂由大连化学物理研究所设计，包括一个功率为 10 兆瓦的碱性电解器工厂，利用附近光伏板的可再生能源，将水分裂成绿氢和氧气。根据李灿（2020 年），配置有 10 兆瓦光伏发电能力的工厂的年产量为 1.5 至 3.0 千吨电制甲醇（在中国被称为“液体阳光燃料”）¹⁰⁶。随着欧洲正在建设的 Northern-C-Methanol 项目的生产能力达到 45 千吨/年¹⁰⁷，在一个日益受到碳约束的世界里，使得通过碳捕获生产电制甲醇这一流程的商业化前景逐渐明朗。

为了在 2060 年前实现碳中和，从大气中清除和封存 CO₂ 的“负排放技术”（NETs）有望在中国发挥作用。生物质能结合碳捕集与封存（BECCUS），是将通过燃烧、发酵、热解或其他转换方法的生物质利用与 CCUS 相结合，从而从大气中去除 CO₂ 的一种技术。由于生物质中的碳来自生物质生长时从大气中提取的 CO₂，BECCS 被认为是技术上可行的 NET。相比之下，直接空气捕集（DAC）是一种通过一个工程系统直接从空气中捕集 CO₂ 的技术。尽管它们的广泛部署受到成本和生物质供应的限制，但根据中国权威研究机构的预测，到 2060 年，BECCS 和 DAC 将分别减排 3–6 亿吨 CO₂ 和 2–3 亿吨 CO₂¹⁰⁸。

挑战

从技术角度来看，CCUS 项目可能出现的 CO₂ 泄漏存在环境和法律风险。在捕获、运输、利用和储存过程中可能会发生 CO₂ 泄漏，这将不可避免地导致对生态环境和附近地区人们的安全产生负面影响¹⁰⁹。特别是，由于储存密封不完善，可能会发生储存地的 CO₂ 的意外损失。储存地的碳泄漏可能造成的局部损害或全球损害。从局部的角度来看，指的是储存点周围几公里的地方，集中的 CO₂ 泄漏可能会对人和牲畜造成伤害。1986 年 8 月 21 日喀麦隆西北部尼奥斯湖不幸发生的石灰岩喷发导致 1746 人和 3500 头牲畜死亡就是证明。¹¹⁰从全球气候的角度来看，对储存地点的长期可靠性的怀疑可能会阻碍人们对 CCUS 作为可靠的气候缓解方案的有效性的认识。¹¹¹

部署 CCUS 的另一个风险是对正在转型的电力部门缺乏弹性。尽管中国的燃煤电厂通常是基荷发电，但它们预计将越来越多地以调峰为主要作用运行，以更好地支持可变可再生能源的并网。在这种可调度的运行模式下（如每年几

百个小时)，从单位减排成本的角度来看，燃煤电厂的 CCS 改造作用将很难被体现。相比之下，如果 CCS 改造帮助燃煤电厂持续作为基荷发电机运行，不仅会导致政府放弃与煤炭开采和运输活动有关的环境改善措施，而且还会对中国未来几年的可再生能源和能源存储发展潜力产生负面影响。

最后但并非最不重要的是，在难以消减的部门广泛部署 CCUS 可能容易出现“碳泄漏”。2021 年 7 月 16 日，中国在电力行业启动了碳交易后，碳交易市场预计将扩大到其他排放密集型行业，包括钢铁、水泥和化工。与欧盟（EU）类似，中国预计最终将面临两难境地，即如何将有意义的减排激励措施（通过高碳价格）结合起来，同时避免被监管的企业可能简单地将生产和排放转移到海外的风险——这种现象被称为“碳泄漏”。为了应对上述挑战，欧盟正在展开其碳边界调整机制（CBAM）。鉴于欧盟碳边界调整机制的单边性质和与世贸组织的兼容性问题，它没有得到包括中国在内的欧盟主要贸易伙伴的认同。除非能够探索一个全球性的解决方案来解决与碳泄漏相关的问题，否则 CCUS 的广泛部署很难在高碳价格的国家持续下去。

8.4 主要结论

根据 Jaccard (2005)，将 CCUS 技术与化石燃料相结合，在世界某些地区具有良好的前景，特别是那些具有高能源需求、丰富的化石燃料资源、充分的碳储存前景的地区。此外，要将可再生能源和核能发展到在短短几十年内淘汰化石燃料的程度，也面临着巨大的挑战¹¹²。作为世界上最大的煤炭生产国和消费国，以及包括煤炭、石油和天然气在内的所有化石燃料的最大进口国，中国很早就认识到 CCUS 技术的潜力，这一技术的发展允许中国在使用化石燃料（特别是煤炭）的同时能够实现深度碳减排。中国也在出台更多的政策积极支持 CCUS 技术的发展。

然而，与其他一些净零排放技术不同，如节能、基于可再生能源的电气化、生物质能、绿氢和增强生态碳汇等，CCS 部署的致命弱点是缺乏除碳排放减少以外的辅助效益，这很容易被依赖化石燃料的国家或企业转化为口头承诺，而

不在近期采取决定性的清洁能源转型行动。理想情况下，CCUS 的发展不应导致其他减排手段力度减弱，如全国范围内支持节能、可再生能源和其他清洁能源发展（包括研发和财政方面）。在没有重大技术突破的情况下，CCUS 应该被定位为 "最后的手段"，在没有可行的替代方案的情况下，对难以消减的部门进行脱碳。

考虑到具有里程碑意义的碳达峰碳中和气候承诺的分阶段性，中国的 CCUS 战略也应以分阶段的方式制定。更具体地说，在 2030 年之前，中国的目标应该是：

1. 进一步提高能源和排放统计报告的质量。由于可靠的统计数据是合理的能源和气候决策的基础，中国在过去已经为提高基本能源统计数据的质量作出了重大努力，比如 2004 年、2008 年和 2013 年的三次全国经济普查后的重大能源统计数据修订。为确保未来十年支持 CCUS 发展的监管和市场制度顺利运行，中国必须进一步提高能源和排放统计报告的质量。
2. 建立支持性的、全面的 CCUS 法律法规和标准体系：为了促进中国的 CCUS 研发和商业化，需要弥补一些法律缺陷，包括缺乏可执行的法律法规框架，项目运作的信息不规范，市场刺激不力，以及财政补贴缺乏和审批程序复杂。此外，与 CCUS 相关的标准应加以改进，以涵盖从选址到减排核查的整个产业价值链。
3. 取消不必要的化石燃料补贴，加强包括 CCUS 在内的净零排放技术在国内的市场渗透率。
4. 积极与欧盟和其他有净零排放目标的志同道合的国家或组织合作，在国际上探索一个多边而非单边的防止碳泄漏的解决方案。

2030 年后，中国应致力于确保公平和透明的监管框架，让 CCUS 与其他净零排放技术在平等的基础上竞争。此外，中国还应该努力：

1. 通过加强国际合作，不断向高碳价格地区特别是欧盟国家学习 CCUS 相关经验和教训。在绿色新政尤其是具有法律约束力的 2050 年气候中

和目标的背景下，欧盟排放交易计划中的碳价格在 2021 年 8 月 30 日首次超过了创纪录的 60 欧元/吨二氧化碳¹¹³，并预计在未来会继续攀高。因此，CCUS 可能首先在欧盟国家实现大规模部署，并对其在世界其他地区包括中国的市场渗透产生深远影响。

2. 虽然大规模 CCU 项目的发展可能会受到政府实施的五年规划目标或财政补贴的刺激，但原则上大规模 CCS 项目的部署应该由不断上升的碳价格信号以及根据 2060 年碳中和目标设定的越来越低的部门排放上限来推动。如果是这样的话，一旦所有其他可行的替代方案在 2060 年之前用尽，大规模地质封存捕获的 CO₂ 排放预计将成为中国实现碳中和的 "最后手段" 的备份选项。

参考文献

- ¹ "2021 年的气候变化。物理科学基础。第一工作组对政府间气候变化专门委员会第六次评估报告的贡献", 政府间气候变化专门委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 27 日访问 <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-1/>。
- ² "2050 年实现零排放--全球能源部门的路线图", 国际能源署, 2021 年, 2021 年 11 月 27 日在 <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>; "世界能源过渡展望。1.5° C 路径", 国际可再生能源机构, 2021 年, 2021 年 10 月 27 日访问: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>。
- ³ "2050 年实现零排放--全球能源部门的路线图", 国际能源署, 2021 年, 2021 年 10 月 27 日访问 <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>。
- ⁴ "世界能源过渡展望。1.5° C 路径", 国际可再生能源机构, 2021 年, 2021 年 10 月 27 日访问: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>。
- ⁵ Searchinger, T.D., Beringer, T., Holtzmark, B. et al. "Europe's renewable energy directive poised to harm global forests," Nat Commun 9, 2018, accessed at <https://doi.org/10.1038/s41467-018-06175-4>.
- ⁶ "欧洲绿色协议", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal_en。
- ⁷ "2030 年气候目标计划", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan_en。
- ⁸ "欧洲气候法", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_en。
- ⁹ "绿色交易", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>。
- ¹⁰ "碳边境调整机制", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: https://ec.europa.eu/taxation_customs/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en。
- ¹¹ "欧洲气候公约", 欧盟委员会, 2021 年, 2021 年 10 月 28 日访问: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-pact_en。
- ¹² "丹麦气候政策框架, 为具有全球视野的新丹麦气候法提供投入", 丹麦气候变化委员会, 2021 年 10 月 27 日访问: <https://www.klimaraadet.dk/en/analyser/framework-danish-climate-policy>。
- ¹³ "关于丹麦气候变化委员会", 2021 年 10 月 27 日访问: <https://klimaraadet.dk/en/about-danish-council-climate-change>。
- ¹⁴ "到 2045 年实现气候中立的德国。德国如何在 2050 年前达到其气候目标, 执行摘要", Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, 2021, 2021 年 10 月 25 日访问: <https://www.agora-energiewende.de/en/press/news-archive/what-measures-are-needed-for-germany-to-become-climate-neutral-by-2045/>。
- ¹⁵ "中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见", 中共中央、国务院, 2021 年, 访问地址: http://www.gov.cn/xinwen/2021-10/24/content_5644613.htm。
- ¹⁶ "国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知", 国务院, 2021 年, 访问地址: http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm。
- ¹⁷ "中国能源统计年鉴 2020," 国家统计局, 2021 年 10 月访问链接 <https://www.yearbookchina.com/navibooklist-n3020013309-1.html>。
- ¹⁸ "2020 年全球能源转型支出达到 5013 亿美元峰值," 彭博新能源财经, 2021 年 1 月 22 日, 访问链接 <http://www.china-nengyuan.com/news/165857.html>。
- ¹⁹ "2021 上半年可再生能投资报告: 全球总投资 1743 亿美元, 中国居首位," 彭博新能源财经, 2021 年 8 月 23 日, 访问链接 https://www.sohu.com/a/483689660_100275801。
- ²⁰ "2021 将有 20 个吉瓦级市场, 2022 全球新增光伏首超 200 吉瓦," Solar Power Europe, 2021 年 7 月 27 日, 访问链接 https://www.sohu.com/a/479847334_115863。
- ²¹ "中国建成全球最大清洁煤电供应体系," 国家能源局, 2021 年 2 月 13 日, 访问链接 https://www.sohu.com/a/294458749_162758。
- ²² "白皮书: 优先发展非化石能源," 新华社, 2020 年 12 月 21 日, 访问链接 http://www.gov.cn/xinwen/2020-12/21/content_5571931.htm。

- ²³ “年度电力统计基本数据一览表,” 中国电力企业联合会, 2021年4月15日访问链接 <https://cec.org.cn/template2/index.html?177>; “2020 中国统计年鉴—发电装机容量,” 国家统计局, 2021年4月14日访问链接 <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2020/indexch.htm>。
- ²⁴ “国家能源局主要负责人出席联合国能源高级别对话会回眸,” 国家能源局, 2021年10月8日, 访问链接 <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1713044065756066260&wfr=spider&for=pc>。
- ²⁵ “光伏扶贫: 建设任务全面完成, 扶贫方式广受欢迎,” 国家能源局, 2021年10月30日, 访问链接 http://www.nea.gov.cn/2020-10/30/c_139478911.htm。
- ²⁶ “2018 年我国常住人口城镇化率达 59.58%”, 国家统计局, 2019年8月16日, 访问地址: <http://finance.people.com.cn/n1/2019/0816/c1004-31298958.html>; “蓝皮书: 预计 2030 年我国城镇化率将达到 70%”, 中国社会科学院, 2019年10月29日, 访问地址: http://www.cssn.cn/zx/bwyc/201910/t20191030_5023315.shtml。
- ²⁷ 国际能源署的《2050 年净零排放》报告
- ²⁸ 农业用地数据: 中国国家统计局, 2019年9月访问。
- ²⁹ 工业园区目录数据: “中国开发区审核公告目录,” 国家发展和改革委员会, 2018年3月2日, 2018年3月2日访问, 网址 http://www.ndrc.gov.cn/xwzx/xwfb/201803/t20180302_878819.html。
- ³⁰ 地理条件数据: 第一次国家地理条件调查统计数据 and “中国地理国情蓝皮书 2017”, 中国测绘科学研究院, 2018年2月28日访问, 网址 http://www.sohu.com/a/224600161_466840。
- ³¹ 国家能源局综合司关于公布整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点名单的通知, 2021年10月访问, 网址: http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/15/content_5637323.htm
- ³² “国家能源局综合司关于公开征求对《并网主体并网运行管理规定(征求意见稿)》《电力系统辅助服务管理办法(征求意见稿)》意见的公告”, 国家能源局, 2021年8月30日访问, 网址 http://www.nea.gov.cn/2021-08/31/c_1310159654.htm。
- ³³ “国家发展改革委 国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知, 发改运行〔2021〕1138号”, 国家发展和改革委员会, 2021年7月29日访问, 网址 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202108/t20210810_1293396_ext.html。
- ³⁴ “《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》印发实施”, 国家能源局, 2021年9月9日访问, 网址 http://www.nea.gov.cn/2021-09/09/c_1310177087.htm。
- ³⁵ “国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见, 发改价格〔2021〕633号”, 国家发展和改革委员会, 2021年4月30日访问, 网址 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210507_1279341.html。
- ³⁶ “储能产业研究白皮书(摘要版)”, 中国储能产业技术联盟, 2021。
- ³⁷ 也是《可变可再生能源系统集成灵活性措施的区域报告》中的主要讯息, 中国电力规划设计总院, 2020, 2020年12月17日访问, 地址 <https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/country-cooperation/china>。
- ³⁸ 闫晓虹, “2020 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 31663 亿千瓦时”, 中国新闻社, 网址 <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210203/1134110.shtml>。
- ³⁹ “我国绿色电力交易试点正式启动——绿电消费有了“中国方案””, 经济日报, 网址 http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/09/content_5636363.htm。
- ⁴⁰ 中国国家电网公司, 网址 <https://pmos.sgcc.com.cn/pmos/index/infoList.jsp?itemid=215000&title=%E6%94%BF%E7%AD%96%E6%B3%95%E8%A7%84&curpage=2>。
- ⁴¹ “可再生燃料的技术数据”, 丹麦能源署, 2017年6月(2021年4月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁴² “可再生燃料的技术数据”, 丹麦能源署, 2017年6月(2021年4月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁴³ “可再生燃料的技术数据”, 丹麦能源署, 2017年6月(2021年4月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁴⁴ “可再生燃料的技术数据”, 丹麦能源署, 2017年6月(2021年4月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁴⁵ M.S. Lester 等人, “未来能源系统中的电燃料分析。2050 年案例研究”, 丹麦技术大学, DTU 管理工程, 能源 199 (2020) 117408。
- ⁴⁶ “可再生燃料的技术数据”, 丹麦能源署, 2017年6月(2021年4月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。

- ⁴⁷ M.S. Lester 等人, "未来能源系统中的电燃料分析。2050 年案例研究", 丹麦技术大学, DTU 管理工程, 能源 199 (2020) 117408。
- ⁴⁸ M.S. Lester et al., "Analysis on Electrofuels in Future Energy Systems: A 2050 Case Study," Technical University of Denmark, DTU Management Engineering, Energy 199 (2020) 117408。
- ⁴⁹ "可再生燃料的技术数据", 丹麦能源署, 2017 年 6 月 (2021 年 4 月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁵⁰ M.S. Lester 等人, "未来能源系统中的电燃料分析。2050 年案例研究", 丹麦技术大学, DTU 管理工程, 能源 199 (2020) 117408。
- ⁵¹ M.S. Lester et al., "Analysis on Electrofuels in Future Energy Systems: A 2050 Case Study," Technical University of Denmark, DTU Management Engineering, Energy 199 (2020) 117408。
- ⁵² 氨: 零碳化肥、燃料和能源储存, 政策简报, 皇家学会 2020 年
- ⁵³ "可再生燃料的技术数据", 丹麦能源署, 2017 年 6 月 (2021 年 4 月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁵⁴ M.S. Lester 等人, "未来能源系统中的电燃料分析。2050 年案例研究", 丹麦技术大学, DTU 管理工程, 能源 199 (2020) 117408。
- ⁵⁵ "可再生燃料的技术数据", 丹麦能源署, 2017 年 6 月 (2021 年 4 月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁵⁶ M.S. Lester 等人, "未来能源系统中的电燃料分析。2050 年案例研究", 丹麦技术大学, DTU 管理工程, 能源 199 (2020) 117408。
- ⁵⁷ "可再生燃料的技术数据", 丹麦能源署, 2017 年 6 月 (2021 年 4 月更新), 可登录 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf。
- ⁵⁸ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁵⁹ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶⁰ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶¹ 蔡博峰, 等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究", 环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心, 2021 年, 访问地址: <http://www.caep.org.cn/sy/dqjh/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>。
- ⁶² 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶³ 蔡博峰, 等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究", 环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心, 2021 年, 访问地址: <http://www.caep.org.cn/sy/dqjh/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>。
- ⁶⁴ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶⁵ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶⁶ 蔡博峰, 等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究", 环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心, 2021 年, 访问地址: <http://www.caep.org.cn/sy/dqjh/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>。
- ⁶⁷ 蔡波峰等, 《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》, 中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心, 2020 年, 访问地址: <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁶⁸ "2020 年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的 CCUS", 国际能源署, 2021 年 10 月 14 日访问: https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁶⁹ "2020 年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的 CCUS", 国际能源署, 2021 年 10 月 14 日访问: https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。

- ⁷⁰蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁷¹中国的成就、新目标和国家确定的贡献的新措施,2021年11月3日,可在<https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=CHN>。
- ⁷²"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁷³"中国的成就、新目标和国家确定的贡献的新措施",2021年11月3日,可在<https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=CHN>。
- ⁷⁴"CCS设施数据库"。全球CCS研究所,2021年10月访问<https://www.globalccsinstitute.com/co2re/>。
- ⁷⁵"中国的中海油启动了第一个海上碳捕集项目",路透社,2021年8月30日,访问地址:<https://www.reuters.com/business/sustainable-business/chinas-cnoco-launches-first-offshore-carbon-capture-project-2021-08-30/>。
- ⁷⁶"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁷⁷Eric Ng,"气候变化。中国计划到2025年将碳捕获能力提高一倍,这取决于能否获得项目资金,"《南华早报》,2021年6月14日,访问地址:<https://www.scmp.com/business/china-business/article/3137245/climate-change-chinas-plans-double-carbon-capture-capacity>。
- ⁷⁸"我国CCUS及CCS-EOR技术发展状况与应用现状",XianjiChina,2019年11月5日,访问地址:https://www.xianjichina.com/news/details_166901.html。
- ⁷⁹"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁸⁰"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁸¹2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存(CCUS)现状,生态环境部,2020年3月,https://www.researchgate.net/publication/342354904_China_Status_of_CO2_Capture_Utilization_and_Storage_CCUS_2019
- ⁸²蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁸³蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁸⁴蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁸⁵"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁸⁶蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁸⁷陆新明,"CCUS在中国的活动和机会",亚洲能源论坛,2016年3月,可登录<https://www.asiacleanenergyforum.org/wp-content/uploads/2016/03/CCUS-Activities-and-Opportunities-in-China-LU-Xinming-1.pdf>。
- ⁸⁸"加强气候变化方面的行动。中国的意向性国家确定贡献",《联合国气候变化框架公约》,2015年6月,可登录<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/China%20First/China%27s%20First%20NDC%20Submission.pdf>。
- ⁸⁹蔡波峰等,《2019年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》,中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心,2020年,访问地址:<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁹⁰"2020年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的CCUS",国际能源署,2021年10月14日访问:https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。

- ⁹¹ "国务院新闻办公室新闻发布会。中^h华人民共和国成立 70 周年工业和信息化发展状况》，中国国家在线新闻服务，2019，2020 年 7 月 17 日访问：www.china.com.cn。
- ⁹² 蔡博峰，等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究"，环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所，中国科学院武汉岩土力学研究所，中国 21 世纪议程管理中心，2021 年，访问地址：<http://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>
- ⁹³ Kevin Tu, "中国特色的氢能经济的前景", 法国国际关系学院, 2020 年 10 月, 可在 <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/prospects-hydrogen-economy-chinese-characteristics>。
- ⁹⁴ 蔡博峰，等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究"，环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所，中国科学院武汉岩土力学研究所，中国 21 世纪议程管理中心，2021 年，访问地址：<http://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>；《2020 年能源技术展望》。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的 CCUS"，国际能源署，2021 年 10 月 14 日访问：https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁹⁵ "中国碳中和视角下二氧化碳捕集、利用与封存技术发展"，新浪财经，2021 年 6 月 17 日，访问 <https://finance.sina.com.cn/chanjing/cyxw/2021-06-17/doc-ikqciyzk0026887.shtml>。
- ⁹⁶ "2020 年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的 CCUS"，国际能源署，2021 年 10 月 14 日访问：https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ⁹⁷ "CCUS 在中国向碳中和的未来过渡中发挥着关键作用"，国际 CCS 知识中心，2020 年 10 月 29 日，可在 <https://ccsknowledge.com/news/ccus-plays-key-role-in-transition-to-carbon-neutrality-future-for-china>。
- ⁹⁸ 蔡波峰等，《2019 年中国二氧化碳捕集、利用和封存现状》，中国环境规划院气候变化与环境政策研究中心，2020 年，访问地址：<http://doi.org/10.13140/RG.2.2.19465.88168>。
- ⁹⁹ 姜凯等人，"中国的碳捕获、利用和储存（CCUS）政策。批判性评论"，《可再生和可持续能源评论》，第 119 卷，2020 年，可在 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109601>。
- ¹⁰⁰ 姜凯等人，"中国的碳捕获、利用和储存（CCUS）政策。批判性评论"，《可再生和可持续能源评论》，第 119 卷，2020 年，可在 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109601>。
- ¹⁰¹ "CCUS：在中国实现碳中和的必要条件"，全球 CCS 研究所，2021 年 8 月 3 日，可在 <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/ccus-essential-for-achieving-carbon-neutrality-in-china/>。
- ¹⁰² "欧洲经济的支柱 2021 年欧洲化学工业的事实和数字"，欧洲化学工业理事会，AISBL，2021 年 10 月 14 日访问 <https://cefic.org/a-pillar-of-the-european-economy/facts-and-figures-of-the-european-chemical-industry/profile/>。
- ¹⁰³ "中国能源行业碳中和路线图"，国际能源署，2021 年 9 月，可在 <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>。
- ¹⁰⁴ "2020 年能源技术展望。关于碳捕集利用与封存的特别报告—清洁能源转型中的 CCUS"，国际能源署，2021 年 10 月 14 日访问：https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf。
- ¹⁰⁵ "中国的 CCS：在'净零'和蓝氢的背景下"，"能源冰山"，2021 年 4 月 7 日，访问地址：<https://energyiceberg.com/china-ccs-hydrogen-context/>。
- ¹⁰⁶ 李灿，"规模化的可再生能源存储。绿色氢气和液态阳光甲醇"，中国电机工程学会 2020 年年会发言，北京，2020 年 11 月 11 日。
- ¹⁰⁷ "North-C-Methanol 项目"，2021 年 10 月 24 日，可在 <https://northcuhub.eu/north-c-methanol/>。
- ¹⁰⁸ 蔡博峰，等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究"，环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所，中国科学院武汉岩土力学研究所，中国 21 世纪议程管理中心，2021 年，访问地址：<http://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>。
- ¹⁰⁹ 蔡博峰，等。"中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS) 年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究"，环境规划研究所。生态环境部环境规划研究所，中国科学院武汉岩土力学研究所，中国 21 世纪议程管理中心，2021 年，访问地址：<http://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>。
- ¹¹⁰ "尼奥斯湖灾难"，维基百科，2021 年 10 月 14 日访问：https://en.wikipedia.org/wiki/Lake_Nyos_disaster。
- ¹¹¹ Adriana Vinca 等人，"承担储存的碳泄漏的成本"，前沿能源研究，2018 年 5 月 15 日，访问地址：<https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00040>。
- ¹¹² 马克-贾卡德，"可持续化石燃料"，2006 年，剑桥大学出版社，剑桥。
- ¹¹³ Nora Buli, "UPDATE 1-EU benchmark carbon price for first time breaches 60 euros/T," Reuters, 2021 年 8 月 30 日，可在 <https://www.reuters.com/article/eu-carbon-idUSL1N2Q10EP>。

中国能源转型展望

2022