

SMR 与我国电力热力零碳化研究

执行摘要 (2026/02/28)

牵头单位：清华大学

参加单位：中国华能集团、中国广核集团

课题负责人：张希良、周胜

执行时间：2024.04——2025.12

引用格式：张希良、周胜，SMR 与我国电力热力零碳化研究，2026。

目录

一、 研究背景.....	1
1.1 双碳目标下中国煤电转型压力.....	1
1.2 小型模块化堆的发展现状.....	1
1.3 碳中和目标下核能替代煤电的机遇.....	1
1.4 研究现状和研究意义.....	2
二、 核能替代煤电厂址潜力评价.....	3
2.1 中国燃煤发电/供热基础数据库.....	3
2.2 煤改核厂址匹配性评价指标.....	3
2.3 煤改核厂址潜力.....	5
三、 核能替代煤电技术参数和安全标准匹配性研究.....	6
3.1 技术参数匹配性.....	6
3.2 安全标准匹配性.....	8
四、 核能替代煤电典型案例研究.....	9
4.1 HTR-PM 替代燃煤电厂——案例 1.....	10
4.2 HTR-PM 替代燃煤电厂——案例 2.....	12
4.3 NHR200-II 替代石化园区燃煤供热——案例 3.....	14
4.4 典型案例研究结论.....	17
五、 双碳目标下核能替代煤电对能源系统转型影响分析.....	18
5.1 低碳发电供热技术特征对比.....	18
5.2 能源系统转型关键假设与情景设置.....	19
5.3 模型方法与模拟工具.....	20
5.4 主要结果与结论.....	21

一、 研究背景

1.1 双碳目标下中国煤电转型压力

在应对全球气候变化的背景下，中国明确提出了“双碳”目标，并构建起碳达峰碳中和“1+N”政策体系。实现这一目标的核心在于能源系统的低碳转型，尤其是电力与热力部门需在 2050 年前后实现净零排放。目前，我国能源结构高度依赖煤炭，2025 年煤炭消费占比约 53%，燃煤电厂碳排放约占全国总量的 40%。受限于资源禀赋及能源安全需求，大规模煤电机组提早退役将面临能源供应缺口、资产搁浅、当地就业和经济发展及公正转型等挑战。同时，由于 CCUS 技术成本高昂且规模化应用难度大，风、光等可再生能源的间歇性对电力系统稳定性和可靠性提出更高要求，寻求燃煤机组的安全可靠、绿色低碳、成本可接受的替代路径成为当前研究的紧迫课题。

1.2 小型模块化堆的发展现状

小型模块化反应堆（SMR）因其安全性高、部署灵活、贴近用户侧等优势，正成为核能未来发展的重要方向。根据 COP28 提出的《三倍核能宣言》，SMR 将在 2050 年全球核电装机中占据重要份额。目前，我国在 SMR 技术研发和工程示范方面已走在世界前列，但在商业化进程中仍面临技术成熟度待验证、成本偏高、减碳收益未得到认可、以及公众“邻避效应”等挑战。

1.3 碳中和目标下核能替代煤电的机遇

在碳中和目标下，核能应用范围已从单一发电扩展至热电联产、

工业余热、海水淡化及制氢等非电领域。轻水型小堆可提供约 300℃ 热源满足区域供热和中低温工艺热，而高温气冷堆(HTR)可提供 500℃ 以上高温工艺热，支持石化、冶金等难减排行业的深度脱碳。

核能作为高能量密度的零碳能源，具有与煤电相似的装机规模和稳定供能特性。通过在煤电原址建设核电站(Coal-to-Nuclear, C2N)，不仅能实现厂址资源、冷却水源、输电设施的再利用，降低投资成本，还能平滑承接就业，减轻社会转型阻力。在国际上，美国与欧洲已开展相关选址潜力评估及典型案例研究。我国虽将核能视作新型能源体系的重要组成部分，但关于核能替代燃煤机组潜力的全国性、量化研究仍处于起步阶段，对实现我国电力热力零碳化目标的具体贡献还需进一步研究。

1.4 研究现状和研究意义

国内外已有的能源低碳转型研究，主要基于可再生能源大幅度增加的能源系统低碳转型路径进行分析和评价，缺乏对高比例核能情景的系统评价。而现有关注到核能的研究多侧重大型反应堆(LR)发电，忽视了 SMR 在电力与热力系统协同脱碳中的潜力。对此，本研究基于我国现有煤电机组分布，探讨高比例核能情景对电力热力部门低碳转型的贡献，并通过典型案例深入分析 SMR 替代燃煤的技术可行性、经济可行性及公众接受度。该研究对我国电力热力部门以较低系统成本实现碳中和目标，并满足用户能源需求和保障电网供应安全，具有重要研究价值和现实意义。

二、核能替代煤电厂址潜力评价

2.1 中国燃煤发电/供热基础数据库

煤电行业是碳排放与大气污染治理的重点。尽管已有研究建立了中国燃煤机组数据库，对装机容量、机组年限及电厂类型等进行了分类，但仍需针对 C2N 需求进行数据更新与维度扩充。本研究基础数据来源为 Global Coal Plant Tracker (GCPT)，并利用 GIS 技术进行空间可视化与量化分析，确保数据的全球可比性与地理精确度。

在已有数据库基础上，基于本项目特点和具体要求，研究团队构建了 2024 年中国燃煤发电/供热/CHP 数据库，包含 6078 个机组，总装机规模约 15 亿千瓦。数据库涵盖 3131 个在役燃煤机组、244 个在建燃煤机组、427 个计划新建燃煤机组以及 1123 个已退役燃煤机组，并包含装机规模/供热规模、发电/供热技术、效率、寿命、厂址、地质条件、人口密度、能源（热力和电力）需求等与核能替代相关的关键信息。同时根据全国及各省公布的燃煤电厂总量、装机规模、供热锅炉规模等有限信息进行校核，为后续碳排放研究及核能替代潜力评估奠定了准确的数据基础。

2.2 煤改核厂址匹配性评价指标

本研究借鉴现有文献方法，从社会性和安全性两方面构建了 C2N 厂址匹配性评价指标体系，如表 1 所示。

(1) 安全性。核能厂址选择需严格考虑地质、水源、气候条件等因素，选择地质稳定、冷却水源充裕可靠、灾害风险（如地震、洪水、

危险爆炸等)较低的地区,确保符合核能厂址选择的安全标准和要求。

(2) 社会性。选址时需充分考虑周边公众的意见和利益,通过评估公众接受度等,确保项目的顺利建设和运营。

表 1 C2N 厂址匹配性评价指标体系

目标层	准则层	指标层	大型反应堆 (LR)	小型模块化堆 (SMR)
厂址匹配性	安全性	地震地质	地震强度 ≥ 6.2 级 设立 20km 缓冲区	地震强度 ≥ 6.8 级 设立 20km 缓冲区
		水源条件	三级以上河流 设立 10km 缓冲区	三级以上河流 设立 10km 缓冲区
	社会性	人口密度	≥ 128 人/ km^2 设立 5km 缓冲区	≥ 3185 人/ km^2 设立 1km 缓冲区
		边境线	边境线 设立 20km 缓冲区	边境线 设立 20km 缓冲区

注:地震地质、人口密度和边境线条件下缓冲区内的燃煤机组为不符合核电站建设标准的机组,需排除。水源条件下缓冲区内的燃煤机组为符合核电站建设标准的机组,需保留。

基于上述筛选标准,研究不同视角下 C2N 的厂址潜力和改造路径。研究设置了两个不同视角的情景组。视角一基于我国国情,考虑中国核电现状和未来趋势,围绕厂址位置是否位于沿海和内陆地区,以及离海岸线距离,设置了 3 个情景,包括基准情景 (S1,沿海、内陆及靠海距离无任何限制,最大潜力)、海岸线条件收紧情景 (S2,距离海岸线 5km 以内设立缓冲区,缓冲区内的机组为不符合改造标准,被认为存在海啸风险)和内陆核电政策收紧情景 (S3,排除沿海省份的内陆机组和纯内陆机组,近期现实情景)。视角二基于全球煤改核典型案例研究现状,围绕替代方式设置了 2 个情景,包括厂址再利用情景

(R1): 仅保留厂址、冷却水源和电网接入设施, 如输电线路、变电站等, 其余所有设备全部拆除重建。完全再利用情景 (R2): 仅替换燃煤锅炉, 保留大部分热力系统基础设施, 如蒸汽轮机、冷却系统、输配电设施等。

2.3 煤改核厂址潜力

在基准情景下 (S1), SMR 相较于 LR 在厂址选择上展现出更广泛的适用性和灵活性。适宜改造为 LR 的厂址潜力为 55.54GW (30 个厂址), 主要分布在华北地区的内蒙古自治区、陕西省、山西省等厂址周边人口密度低的地区。适宜改造为 SMR 的厂址潜力为 978.9GW (2482 个厂址), 主要分布在腾冲-黑河线 (即胡焕庸线) 以东地区, 其中山东、内蒙古、江苏位居潜力前三。

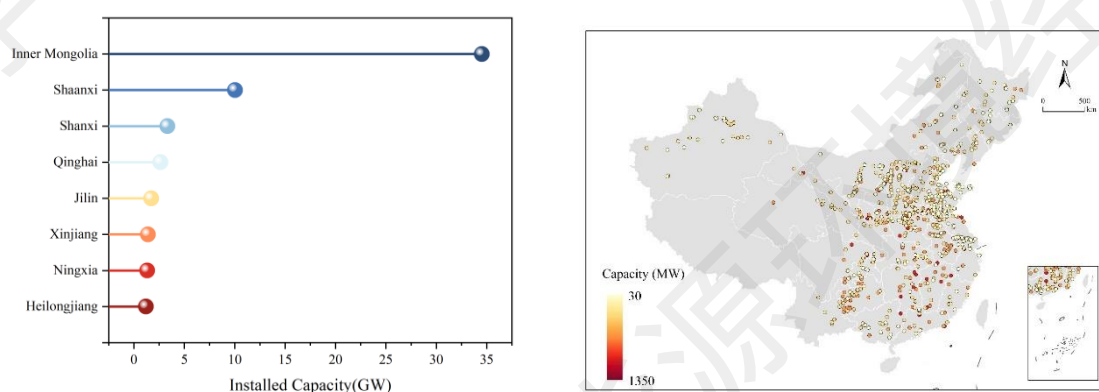


图 1 基准情景下 LR 和 SMR 的 C2N 厂址潜力

在海岸线条件收紧情景下 (S2), LR 厂址潜力相较于基准情景保持不变。SMR 潜力微降 3.2%至 947.5GW, 其中山东等沿海省份因缓冲区设置潜力下降约 9%–14%, 但中西部内陆省份不受影响。

在内陆核电政策收紧情景下（S3），LR 潜力归零；SMR 潜力骤减 94%至 54.85GW，仅剩山东省、江苏省、广东省等沿海地区。这表明内陆核电站获批政策对 C2N 的厂址潜力具有决定性影响。

在厂址再利用情景下（R1），LR 厂址潜力为 9.96GW，主要集中在内蒙古自治区和陕西省。SMR 展现出显著的潜力优势，全国符合条件的厂址潜力达 608GW，在沿海与内陆形成多中心集聚。

在完全再利用情境下（R2），LR 厂址潜力下降到 5.72GW，SMR 厂址潜力则下降到 499GW，原因在于部分煤电设施难以兼容现代核能技术标准。

综上所述，相较于大型机组 LR，SMR 在地理适应性、安全包容度及改造潜力上均展现出显著优势。厂址再利用模式（R1）适用于老旧或即将退役煤电厂，可彻底实现原址零碳化改造升级。完全再利用模式（R2）则更适合设备较新的燃煤电厂，能够降低改造成本并缩短建设周期。

三、核能替代煤电技术参数和安全标准匹配性研究

3.1 技术参数匹配性

对于火力发电机组来说，多基于理想朗肯循环，由水泵、锅炉、汽轮机和冷凝器组成动力循环系统。为了提高效率，煤电机组普遍遵循提高蒸汽初参数的规律。对于 50MW 等级以下的低参数机组，通常不采用再热循环；而对于 135MW 等级以上的高参数机组，为保证汽轮机末级叶片干度并避免水蚀，同时显著提升热效率，普遍采用了复杂

的再热循环系统。目前的超临界锅炉主蒸汽压力已达到 25MPa 以上，温度稳定在 560–600℃ 区间，其复杂的给水回热系统通常包含多级高低压加热器和除氧器。

对核电机组来说，我国自主研发的核电机组在参数上呈现不同特征，其中 NHR200-II 低温供热堆采用一体化布置和自然循环方案，其主系统产生的蒸汽为饱和蒸汽，主压力仅为 1.6MPa，温度为 201.4℃，主要面向城市供热和中低温工艺供热需求。相比之下，作为第四代先进核能技术的 HTR-PM 高温气冷堆，能够产生 13.9MPa/570℃ 的过热蒸汽，其参数已接近常规超高压煤电机组。该反应堆具有固有安全性，无需应急冷却即可自然散热，消除了堆芯熔化的可能性，具备高温工艺供热及高效发电的潜力。

核反应堆与煤电机组在热力系统和蒸汽参数上存在显著差异。在热力系统上，煤电大容量机组依赖再热循环，而压水堆核电通过汽水分离再热器（MSR）进行除湿，HTR-PM 则凭借较高的蒸汽初温保证末级安全而无需再热。在参数匹配上，HTR-PM 的出口温度可与亚临界煤电匹配，但其压力上限目前约为 13.7MPa，远低于主流超临界机组的 25MPa 以上。此外，压水堆由于蒸汽参数低，同等功率下的蒸汽流量远大于煤电，这导致二回路管道和汽轮机尺寸剧增，且需采用半转速汽轮机，与现有煤电设施的兼容性较差，难以实现直接的模块化替换。

综上所述，综合热力系统、蒸汽参数及设备构造来看，核能替代燃煤机组面临的核心技术障碍在于压力等级的跨度。虽然高温气冷堆

在温度参数上已具备替代煤电锅炉的技术基础，但压力参数的显著差异限制了其对高参数大容量机组的直接替代。同时，核反应堆的负荷调节能力相对较慢，难以完全模拟煤电锅炉快速响应电网波动的特性。因此，核能替代并非简单的“锅炉换堆”，必须针对不同容量的煤电机组进行定制化的热力系统重构与汽轮机匹配设计。

表 2 核反应堆与燃煤机组参数对比

	主/再热汽流量 (t/h)	主/再热汽温度 (°C)	主/再热汽压力 (MPa)	是否 再热
50MW 火电	220	540	9.8	否
135MW 火电	440/360	541/541	13.7	是
350M 火电	1204/1021	571/569	25.4	是
NHR200-II	/	201	1.6	是
HTR-PM	673	570	13.7	否

3.2 安全标准匹配性

在厂址选择上，煤电厂与核电厂在选址标准上存在根本差异。煤电厂选址主要侧重于燃料运输的便利性、靠近负荷中心、灰场容量以及常规水源供给。而核电厂选址则将安全性置于首位，必须特殊考虑外部自然事件（如地震、海啸）和人为事件对厂址的影响，并严格评估放射性物质向周边转移的环境特征。核电厂还设有严格的人口密度限制和应急计划区，通常要求以反应堆为中心设置半径不小于 0.5km 的非居住限制区，以及 5km 范围内的规划限制区。这种严苛的选址标准意味着并非所有现有煤电厂址都具备改建为核电厂的资质。

在建造与运行上，核电厂在建造和运行阶段的合规要求远高于燃煤电厂。在设计理念上，核电遵循纵深防御原则，需抵御极端灾害及飞机坠毁等小概率事件，其核岛的设计与常规锅炉完全不同。在管理层面，核电实行严格的安全许可证制度，需经国务院核准并获得国家核安全局的多项许可。从建设周期来看，同容量核电站的建设工期通常是煤电的 1.8 至 2 倍。运行维护中，核电还涉及放射性环境下的检修和“三废”处理，并需建立覆盖 5 至 50km 范围的烟羽和食入应急联动机制，这些都是燃煤电厂运行体系中所不具备的。

在国内外核安全标准体系上，核安全标准已形成了从法律到行业规范的严密体系。国际上，IAEA 发布了确定论与概率安全分析的安全导则；美国通过 10 CFR part 50 及标准审查大纲（SRP）确立了细致的准则；法国则形成了以工程型号为主线的 RCC 设计建造规则。我国自 80 年代起建立了以《核安全法》为核心，涵盖 HAF 行政法规、HAD 导则以及 NB/T 行业标准的体系，对核动力厂的选址、设计、建造、运行和退役进行了全生命周期的规范。这些标准在事故分析方法、安全裕量及放射性后果要求上，均远超燃煤机组所遵循的电力行业常规标准。

四、核能替代煤电典型案例研究

针对不同技术类型 SMR 替代燃煤典型案例，从技术可行性、经济可行性和公众接受性等方面进行分析，评估 SMR 在替代燃煤发电与供热领域的应用优势与现实挑战。

4.1 HTR-PM 替代燃煤电厂——案例 1

以福建省某燃煤电厂为案例，评估以高温气冷堆实施“煤改核”的可行性。该电厂面临机组老化、环保压力加大和运行成本上升等问题，具备典型性。高温气冷堆替代燃煤机组后，可在发电量保持基本稳定的前提下，可实现电力生产零碳排放，并大幅降低二氧化硫、氮氧化物和颗粒物排放，对当地环境质量改善具有显著作用。该案例研究从技术、经济与公众接受度等维度展开分析。

(1) 现有煤电机组概况与替代基础

该电厂总装机容量 2720 MW，分三期共 6 台机组。其中一期 2 台 350 MW 机组已达设计年限，计划关停改造。本研究考虑在原址建设高温气冷堆进行替代。

电力与热力需求方面，现有 220kV 出线系统可沿用，无需新建输电设施。地方电力预测显示，未来仍存在供电缺口，替代后电能可有效消纳。该电厂同时承担区域集中供热任务，随印染、纺织等行业工业锅炉逐步退出，周边工业园区供热需求持续增加。需规划敷设中、低压供热管道向临空经济区供汽，中压蒸汽最大负荷 214 t/h，平均 170 t/h；低压蒸汽最大负荷 223.1 t/h，平均 190.8 t/h。

(2) 技术可行性

高温气冷堆具有安全性高、环境友好的特点。选址主要依据《小型核动力厂非居住区和规划限制区划分技术规范》(T/BSRS022 - 2020)，需综合考虑地震地质条件、工程地质基础、人口分布、冷却水源、交通运输、机场航线距离等因素。

工程方案拟采用6个高温气冷堆NSSS模块,总热功率1200 MWth,配置600 MWe级超超临界汽轮机组,发电效率约48%,净电功率约576 MWe,最大供汽能力约1641.6 t/h。核岛模块集中布置,常规岛于原址新建。

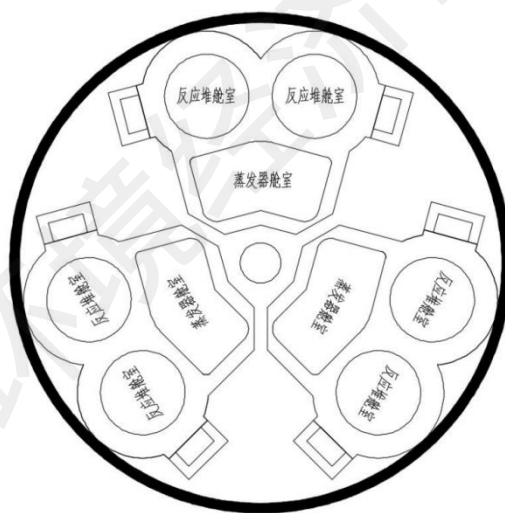


图2 高温气冷堆模块布置图

(3) 经济可行性

按商业化和批量化建设后的单位造价25000元/kWe估算,总投资约144亿元。年上网电量4032GWh,按标杆电价0.43元/kWh计算,30年电费收入约520亿元;年最大供汽量1135万吨,按250元/t计,30年供汽收入约851亿元。由于在既有煤电厂址上建设,可充分利用现有道路及港口运输设施、输电线路等,与新建高温气冷堆电站相比,可节省投资成本约5%。后续结合厂址周边地区产业发展需求和技术进步情况,可拓展工业供汽、制氢等更高经济价值应用场景。

(4) 可持续发展效益

环境效益:项目投运后,每年可减排二氧化碳约380万吨,减

少 SO₂、NO_x、烟尘排放分别为 302 吨、564 吨和 40 吨，同时减少燃煤消耗 136 万吨、灰渣 20 万吨。

就业机会：新建核电项目可提供更多高技术岗位，部分原煤电员工经培训后可实现转型。

产业带动：带动研发、制造、建设等产业链发展，并为探索制氢等新兴业态创造条件。

企业 ESG：有助于企业履行社会责任，提升绿色低碳转型形象。

(5) 面临挑战及应对策略

高温气冷堆具备固有安全性优势，在利用现有厂址替代煤电方面具有较大潜力。然而，其实际推广但仍面临一系列挑战，主要包括厂址适应性与系统兼容性问题、技术成熟度有待提高、替代成本较高、相关法规标准不完善，以及公众接受度不足等。为促进高温气冷堆替代煤电的应用落地，建议今后加强关键技术研发与成本管控，推动相关法规标准更新并增强其针对性，积极探索供电、供热、制氢等多能综合利用模式，同时通过完善碳市场机制，使其环境效益得到充分体现。

4.2 HTR-PM 替代燃煤电厂——案例 2

以山东省某燃煤电厂为案例，评估高温气冷堆实施“煤改核”的可行性。电厂距市中心约 16 公里，分三期建设：一期 2×125MW（1991 年建，2008 年关停）；二期 2×320MW 亚临界热电联产机组（1998 年投运）；三期 2×680MW 超超临界机组（2011 年投产）。本次拟替代二

期 2 台机组。

(1) 现有煤电机组概况与替代基础

二期机组已投运 24 年，接近设计寿命，具备替代基础。额定蒸发量 1025t/h，主汽压力 16.7MPa。经多次供热改造，额定抽汽量 620t/h，供热能力 2300 万平方米。机组接入 220kV 系统，出线 4 条，电力消纳有保障；供热采取趸售方式，与地方热电集团联网，负荷持续增长。循环水采用海水直流冷却，取水条件良好。

(2) 技术可行性

厂址区域地质稳定性较差，地震基本烈度 7 度，需开展地震安全评价；场地为基岩区，工程地质良好。周边 5 公里人口约 6 万，需加强公众沟通；交通运输便利，具备海运重大件条件。工程方案与案例 1 类似，规模为两倍：总热功率 2400MW_{th}，净电功率 1152MWe，年上网电量 8064GWh，最大供汽能力 2270 万吨/年，可满足原发电供热需求，技术可行。

(3) 经济可行性

按单位容量造价 25000 元/kWe 估算，工程总投资约 288 亿元。按纯凝供电测算，30 年供电收入 1040 亿元；按供汽测算，30 年供汽收入最高 1702 亿元。利用原厂址可节省约 5%投资，经济性可行。

(4) 可持续发展效益

替代后每年减排二氧化碳 760 万吨（供电）或 512 万吨（供汽），大幅减少污染物排放。项目推动能源绿色转型，带动核电产业链发展，提供更多就业岗位，具有良好的环境与社会效益。

(5) 面临挑战及应对策略

主要挑战：区域地质稳定性较差，需深入开展地震安全评价；周边人口密度较高，须加强公众沟通与环保论证；设计基准洪水位较高，须采取工程防洪措施；需协调运行火电机组与新建核岛的安全管理融合。建议加强专项评价与部门沟通，优化总平面布置与应急方案，确保项目可行性。

4.3 NHR200-II 替代石化园区燃煤供热——案例 3

以国内某石化园区为案例，探讨 NHR200-II 型低温供热堆与石化园区深度耦合的可行性，重点分析其在满足多品质蒸汽需求与实现碳减排方面的潜力与贡献。

(1) 石化园区概况与蒸汽需求特征

该石化园区以炼油和乙烯项目为核心，重点发展高附加值石化深加工与精细化工产品。园区能源消费以热能为主，供热负荷持续稳定，年利用小时数超过 7000 小时，远超常规发电设备。因此，供热系统的燃料消耗与碳排放占园区排放总量的主导地位，是区域碳减排的重点对象。在“双碳”目标约束下，该园区面临巨大的减排压力，节能降碳已成为扩产的前置条件。因此，引入以核能为代表的清洁低碳能源，成为该园区实现减碳目标的核心需求。

目前，园区供汽主要依赖两家企业：

热力公司：作为集中供汽单位，整合了包括燃煤/燃气电厂、锅炉及工艺余热在内的 6 个热源，主要供应高压（4.7MPa，330℃）、中压（2.7MPa，326℃）和低压（1.32MPa，260℃）三个压力等级蒸汽。

石化公司：配备燃气锅炉、燃机余热锅炉等装置，主要生产自用高压蒸汽(9.8MPa, 510℃)，其工艺余热装置副产的低压蒸汽(约 0.6-0.7MPa, 170℃) 也交由热力公司统一调配。

(2) 技术可行性

NHR200-II 低温供热堆以供热为主要功能，更贴合工业用户连续、稳定的用热需求，为工业领域碳减排提供了可靠的技术路径。

耦合方案。基于园区现有热力公司和石化公司的热力生产现状和热网可接纳蒸汽参数需求，在尽量保持 NHR200-II 原有设计的前提下，通过系统深度耦合，实现三种不同压力等级的过热蒸汽的稳定供应。该方案核心是增设“蒸汽压缩机”与“燃气锅炉”。燃气锅炉以石化公司副产的干气为燃料，实现对 NHR200-II 所产的单一低品位蒸汽的梯级提升利用。

反应堆产生的低压饱和蒸汽主要分流至四个用途：加热蒸汽发生器二次侧给水；加热石化侧高压给水；经蒸汽压缩机增压后，送入燃气锅炉过热，供应中压热网；直接进入燃气锅炉过热，供应低压热网。耦合系统拟建于距热用户约 3 公里的新建厂址，通过专用管道并入现有热网。

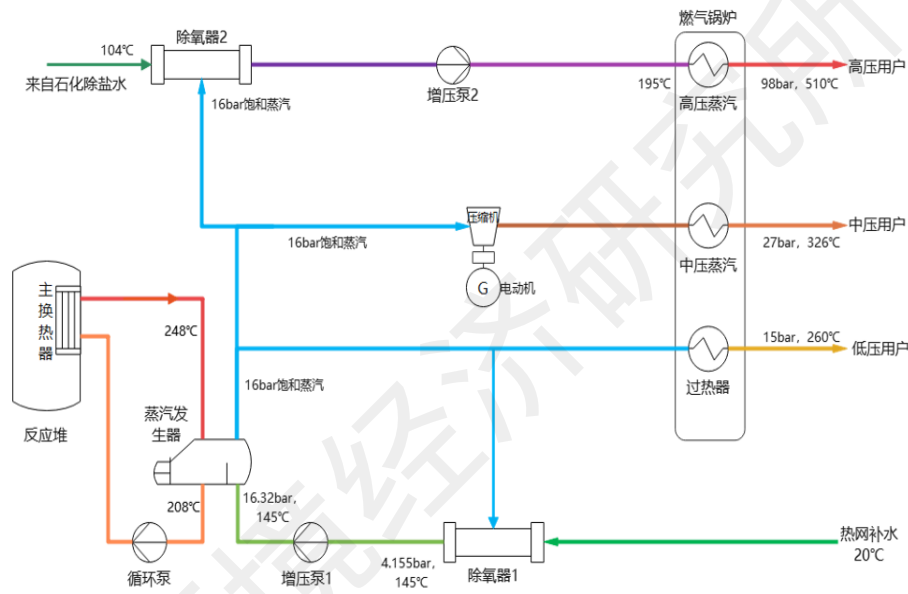


图 3 耦合方案示意图

厂址条件满足小型模块化堆（SMR）相关地质、地震、冷却水源及环境辐射防护规范（GB 6249-2025）的要求。

（3）经济性可行性

在不考虑碳减排收益情况下，本方案所产高、中、低压蒸汽的成本均处于石化行业市场价格的合理区间，但项目整体投资收益率偏低，预计约为 2%，远低于行业基准收益率。若考虑碳减排收益（80 元/吨 CO₂估算），中、低压蒸汽的成本可下降约 11%，可明显改善项目整体投资收益率。另外，低温供热堆单位供热成本不受煤炭市场价格波动的影响，供热可靠性和成本稳定性提高。

需要指出的是，当前投资成本基于首堆示范项目进行估算。随着未来标准化设计、批量化建造的推进，项目经济性有望得到进一步提升。

（4）碳减排效益

通过热力系统建模分析，基于热负荷分配计算，本方案相比传统

燃煤供汽具有显著的降碳贡献。在满足多品质同等蒸汽需求与供热可靠性的前提下，可实现二氧化碳大幅度减排，年减排 CO₂ 可达 57.57 万吨，其中中、低压蒸汽生产的降碳率超过 90%。

(5) 面临挑战及应对策略

低温供热堆在我国工业供汽领域应用前景广阔，有望成为工业供汽清洁低碳转型的重要解决方案，助力我国“双碳”目标的实现。然而，其大规模推广仍面临一系列挑战，主要包括技术成熟度不足、经济竞争力有待提升、公众接受度不高等问题。为促进低温供热堆的实际应用与落地，建议从以下几方面着手：持续推进技术优化与创新，加强政策引导与支持，完善碳排放收益实现机制，并积极开展公众沟通与科普教育，提升社会认知与接受度。

4.4 典型案例研究结论

在厂址与实施条件方面，通过典型案例的对比分析发现，煤改核项目的可行性不仅取决于厂址本身，还受到区域电热系统结构、负荷稳定性以及既有基础设施可再利用程度的综合影响。例如，在核能替代燃煤电厂案例中，现有电力送出通道和厂区红线范围为核电系统布置提供了重要基础；而在石化园区案例中，稳定集中的热负荷需求则成为支撑核供热项目经济可行性的关键。研究进一步表明，大型煤电机组整体替代更适合厂址条件优越、空间条件充足的沿海电厂；而小型低温供热堆则凭借其灵活性强，更适合布局在靠近负荷中心的工业园区。此外，不同堆型在安全特性、建设周期和实施节奏上的差异，也直接影响煤改核项目的落地模式与示范路径。

综合典型案例分析可以看出，煤改核并不存在单一标准模式，在实际推进过程中呈现为“煤电机组整体替代”与“燃煤供热系统替代”并行推进的多路径格局。从减排效果看，煤改核能够在发电和供热两大领域实现显著的二氧化碳减排；从经济性看，在考虑长期运行和碳约束情景下，其全生命周期成本具备竞争力；从实施层面看，项目可行性主要取决于厂址条件、负荷特性与技术路线的匹配程度。

总体而言，本研究通过系统分析高温气冷堆与低温供热堆两类案例，从工程实施和定量效果两方面验证了煤改核的可行性。结果表明，在典型场景下，煤改核项目在减排规模、能效提升以及长期成本控制方面均具有明确优势，从而为煤电与工业供热的低碳转型提供了可操作的工程路径。研究指出，在科学选择技术路线、合理评估厂址条件并统筹考量减排与成本效益的前提下，煤改核具备现实可行性，可在未来能源系统低碳转型中发挥重要的补充作用。

五、双碳目标下核能替代煤电对能源系统转型影响分析

5.1 低碳发电供热技术特征对比

基于专家访谈与文献调研，本研究比较了各类可替代传统高碳排放燃煤发电供热技术的低碳选项特征。在发电技术中，燃气技术单位装机投资较低但燃料成本高；CCS 技术减排显著但成本居高不下；可再生能源（风电、光伏、水电）成本竞争力强，但其间歇性和波动性对能源系统的稳定性和可靠性构成较大挑战。核能技术装机成本较高，但具备燃料成本低、出力稳定等优势。

在供热技术中，其主要可包括两类，分别可在工业领域供应不同品质的工业蒸汽和可为北方地区冬季居民提供集中供暖。对应的低碳技术选项则包括燃气锅炉、燃煤电热联产等传统供热技术、CCS 技术和生物质锅炉与核能电热联产等新兴低碳供热技术。综合来看，这些技术的成本结构差异与对应的发电技术相似。

现阶段，核能已经通过发电和电热联产的部署方式在中国电力系统和工业供热和居民供暖的低碳转型中发挥作用。不同类型的核能技术中，大型三代压水堆最为成熟，而三代小堆、高温堆等技术目前单位装机投资较高。通过利用现有燃煤机组厂址进行核能替代（C2N），可再利用原厂址、冷却水源与输配电基础设施，显著节省选址、审批时间及送出工程的成本。结合我国现有储备核电厂址资源，适时启动厂址部署核能技术并利用“煤改核”潜力，将有助于优化国家能源战略布局。

5.2 能源系统转型关键假设与情景设置

为量化核能及“煤改核”在能源转型中的作用，本研究设定了如下关键假设：电力需求预计从 2020 年的 7.5 万亿千瓦时增至 2060 年的 16.4 万亿千瓦时；工业热需求参考近年国家统计局工业蒸汽产量统计数据及其热值和国际能源署针对我国工业低碳转型相关研究进行估算，北方城镇供暖热需求参考清华大学建筑学院相关研究。碳价将由 58 元/吨逐步上升至 2700 元/吨以上，以推动能源系统低碳转型。在时间节点上，假设 2030 年开启“煤改核”规模化发展，2035

年开放内陆厂址布局核能厂址部署。研究设置了四种情景：（1）基准情景（Base）：不考虑“煤改核”；（2）煤改核低速情景（C2NS）、（3）煤改核中速情景（C2NM）和（4）煤改核高速情景（C2NF）。其中基准情景和煤改核低速情景采用相同的核电发展速度上限，差异源自于是否允许实施煤改核；煤改核中速情景（C2NM 情景）和煤改核高速情景（C2NF 情景）在与煤改核低速情景相同、准许发展这一技术路线的同时，相较我国当前核电发展速度有所提升。研究通过比较不同情景下的能源供应结构与系统总成本，评估核能与“煤改核”在能源转型中的作用。

5.3 模型方法与模拟工具

本研究采用改进的清华大学能源环境经济研究所开发的中国可再生能源电力规划及运行模型（REPO 模型），开展能源系统转型路径研究。该模型基于运筹学理论，覆盖全国所有省级行政区，以系统总成本最小化为目标，以 5 年为时间步长，优化能源系统从 2020 年至 2060 年的装机结构与运行情况。在本研究中，模型中的核能技术被细化为三代大堆、三代小堆、高温堆和快堆四类，以体现不同核能技术路线在成本、效率、运行灵活性方面的差异。同时，模型考虑了分省、分类型的核电厂址潜力，并设置了“煤改核”的相关约束条件，以反应燃煤机组退役与在原址上建设小堆的关联机制。与此同时，为分析核能供热的未来发展规模与定位和煤改核对其的影响，本研究改进了原先 REPO 模型仅考虑电力系统的模型框架，额外刻画了可与电力系统协同发展的工业供热系统和北方城镇供暖系统。

5.4 主要结果与结论

“煤改核”对核能发电装机规模、区域分布、能源转型路径和系统成本方面的影响如下：

(1) 核能发电装机规模

基准情景下，中国的核能发电装机容量将从2020年约50 GW增长至2060年的435 GW。其中，三代大堆是近中期建设主力，但其在核电总装机中的份额随时间逐渐下降，到2060年二代和三代大堆占比降至约58%。三代小堆和高温堆等先进堆型在中远期发展迅速，占比显著提升。实施“煤改核”可使得我国远期核电规模提升8%-36%，最高至2060年达到约590 GW。

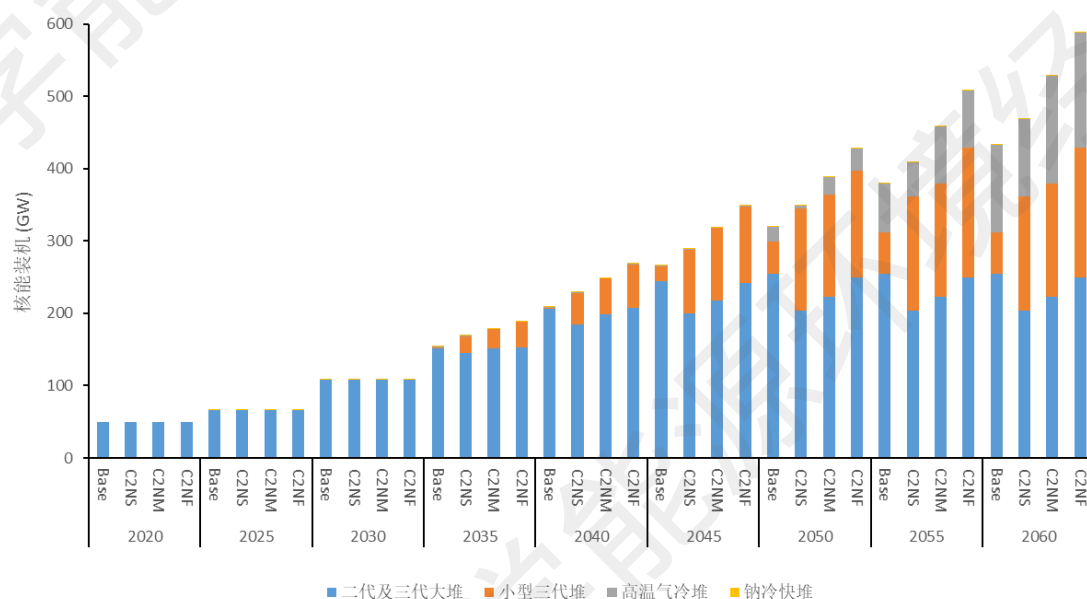


图 4 核能发电装机规模情景比较

(2) 核电区域分布

开放内陆厂址与“煤改核”将推动我国核能布局从沿海向更多内

陆省份拓展。其中，山东、广东、河南、江苏等地将成为核能装机大省，西北传统煤电重点地区也有望部署核能，助力构建“风光核打捆”的零碳电力外送模式。至 2060 年，我国可在 28 个省、市、自治区实现核能布局，较不考虑“煤改核”的基准情景增加 9 个省份。

(3) 能源系统转型路径

“双碳”目标下，中国能源系统供应结构将发生深刻变革，其中电力系统首当其冲。

煤电发电量将在 2025 年左右达峰后快速下降，到 2060 年，常规煤电基本退出。天然气发电先增后减，主要发挥调峰和备用作用。化石能源与生物质耦合 CCS 技术将在中远期承担部分稳定低碳电力供应。风电和光伏将在 2040 年后成为电力供应主力。核电作为稳定零碳基荷电源，在基准情景下，其发电量占比将从 2020 年的 5% 稳步提升至 2060 年的 17%。在三个“煤改核”情景下，核电占比可进一步提升至 20%-25%，在替代了部分低碳化石能源与波动性可再生能源的同时，增强了电力系统的稳定性和可靠性。

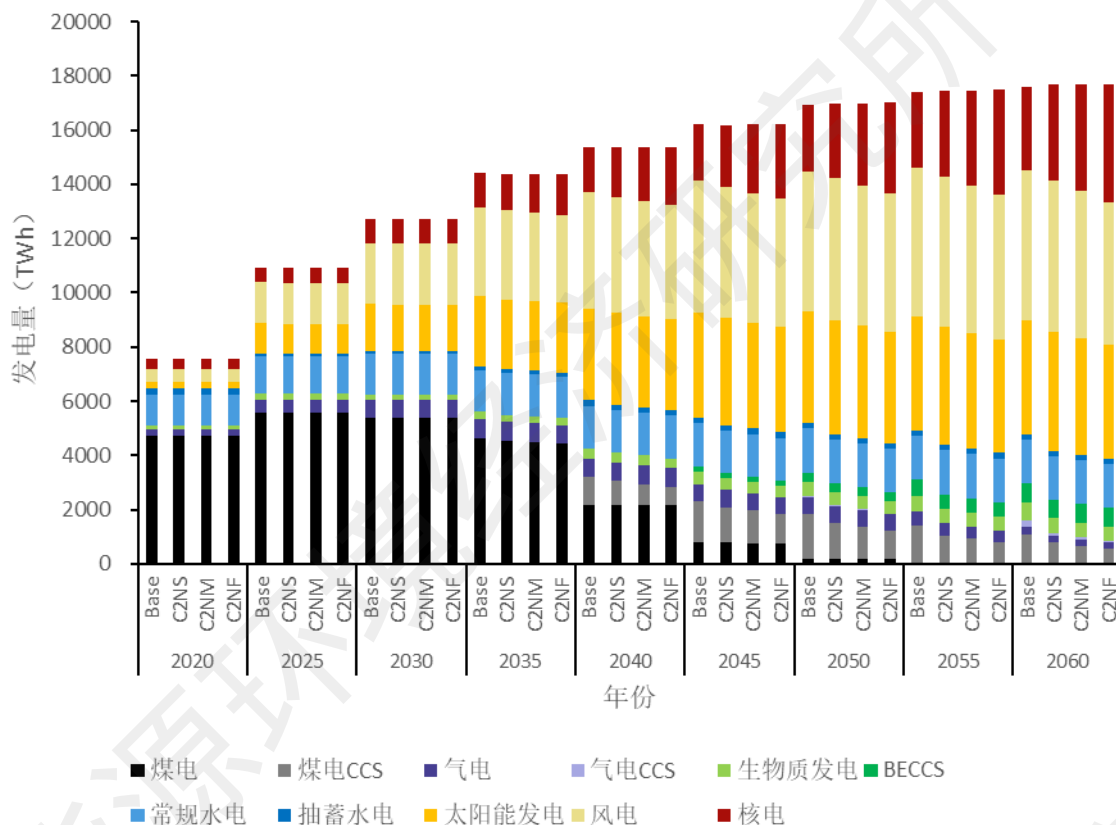


图 5 发电量结构变化趋势对比

在供热方面，研究结果显示，至 2060 年，在不考虑煤改核的基准情景下，核能将是不可或缺的工业热源，工业供热贡献达到约 14%（供热量达 6.9 亿 GJ）；但仅作为北方城镇冬季集中供暖的补充热源，供暖贡献达到约 1.1%（0.76 亿 GJ）。在考虑实施“煤改核”后，将分别至多提升核能在工业供热中的贡献 8.5 个百分点（4.1 亿 GJ）和北方城镇冬季集中供暖中的贡献 2.2 个百分点（1.5 亿 GJ）；在能够明显提升核能技术在两个子能源系统重要性的同时不会改变在其中对应的基本定位。

（4）能源系统总成本节约效益

发展“煤改核”具有良好的经济效益，有助于降低小堆建设成本

与能源系统总成本。到 2060 年，相比不考虑“煤改核”的基准情景，“煤改核”情景在 2030-2060 年间累计可为我国所考虑的电热系统节约总成本约 2.1 万亿至 4.1 万亿元，相当于该时期系统累计总成本的 0.94%-1.75%。

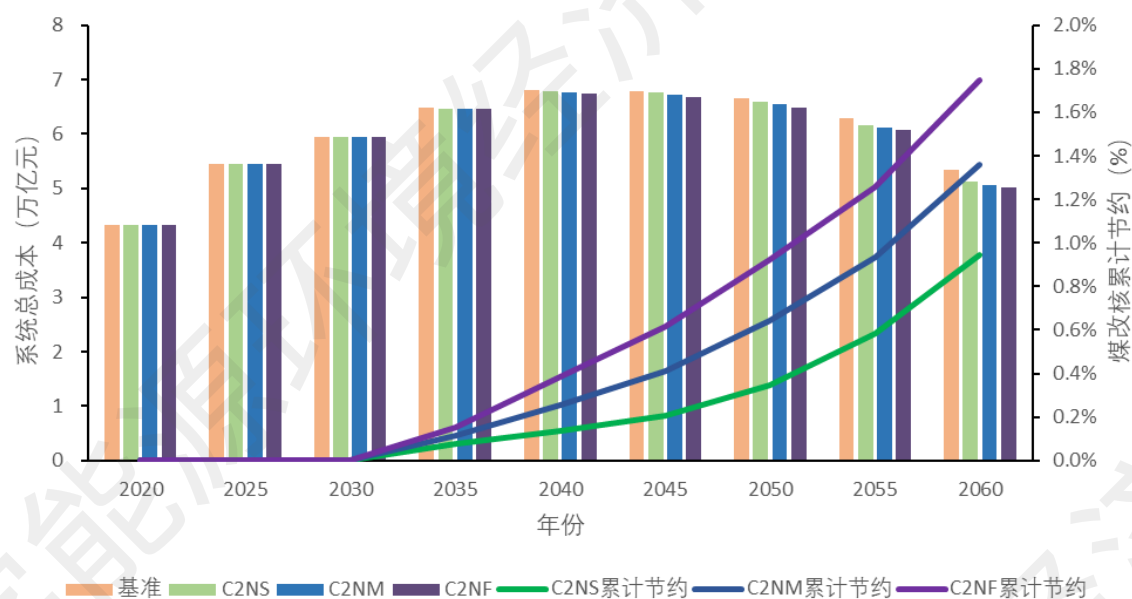


图 6 能源系统总成本情景对比