

迈向“双碳”研究系列报告

中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院

2025年12月13日

地热能替代化石能源供热长期 CO₂ 减排与 碳资产开发价值潜力

核心摘要

在“双碳”目标约束下，电力与热力生产部门碳减排压力显著，地热能作为稳定、丰富的清洁能源，其规模化发展对能源转型具有战略意义，然而，中国地热能开发面临资源分布不均、投资成本高的挑战，导致其大规模开发利用发展较慢。随着中国碳市场的快速发展，开发碳资产有助于提升地热能项目的经济性，但现有减排核算方法存在不足：一方面忽略梯级利用中水源热泵的减排贡献，另一方面忽略区域电力与热力系统长期能源转型趋势，静态或线性排放因子难以真实反映长期减排潜力。本研究构建了一套融合地热能梯级利用出力模拟与区域电热系统动态排放因子的 CO₂ 减排核算方法，通过案例量化了地热能供热项目的长期 CO₂ 减排潜力及其碳资产价值。

本研究的案例分析表明，典型地热供热项目（230 万 m²）在项目生命周期（2021-2040 年）累计碳减排量可达 127 万-145 万吨，碳价越高的情景下，发电与供热系统的低碳转型进展加快，因此地热能项目减排总量相对越小。碳资产收益方面，项目年度碳市场收益将在 2040 年左右达峰，累计变现收益可分别达 6076.99-11004.07 万元，可提高项目投资收益率 24.60%-44.55%，为地热能大规模发展与商业化提供核心支撑。

1. 研究背景

“双碳”目标下，中国电力与热力生产部门碳减排压力极大，地热能是其能源转型的重要支撑，但资源分布不均、投资成本极高阻碍其大规模开发利用。2022年，中国电力与热力供应行业CO₂排放占各行业总排放的比例超52%，为实现碳中和目标，中国2060年电力系统中非化石能源出力需达90%以上。高比例风、光发电的波动性为电网安全构成挑战，清洁、稳定的地热能于中国能源系统脱碳发展至关重要。水热型地热资源是目前中国乃至全球地热勘探开发的主体，中国年资源量达18.65亿吨标准煤，但其直接利用率（2021年）仅为1.1%。要制约在于：优质高温资源与用热需求区域不匹配，勘探与基础设施等导致开发投资成本较高，其资本成本是陆上集中式风电、光伏的3~6倍、4~6倍，且未来下降空间不足40%。因此，地热能的亟待通过非技术路径突破其经济性桎梏。

在中国碳市场快速发展的背景下，开发碳资产成为提升地热能项目经济性的重要路径。碳市场扩容为地热项目通过节约配额、自愿减排机制及绿色融资等途径创收提供了可能，但同时也对项目长期减排核算提出更高要求，然而当前核算方法往往忽略地热能梯级利用与区域电力、热力系统长期转型趋势。本报告基于由地热能替代化石能源供热CO₂减排核算模型、区域电力与供热系统长期CO₂排放因子核算模型构成的评估方法，实现了水热型地热能供热系统的长期CO₂减排量核算，以及碳资产长期收益评估，并基于典型案例进行核算分析。

2. 研究思路与方法

2.1 模型结构

本报告的目标是建立一套科学评估地热能替代化石能源供热长期 CO₂ 减排核算模型，该模型由地热能替代化石能源供热 CO₂ 减排核算模型、区域电力与供热系统长期 CO₂ 排放因子核算模型构成，如图 1 所示。地热能替代化石能源供热 CO₂ 减排核算模型可实现小时级地热能运行模拟，导出其供热出力与用电量；区域电力与供热系统长期 CO₂ 排放因子核算模型可实现年度区域装机投资与小时出力调度优化，导出发电与供热小时 CO₂ 排放因子。基于此，本模型可实现水热型地热能供热系统的长期 CO₂ 减排量核算，以及不同碳价水平下的碳资产长期收益评估，模型考虑的主要约束与技术如图 1 所示。

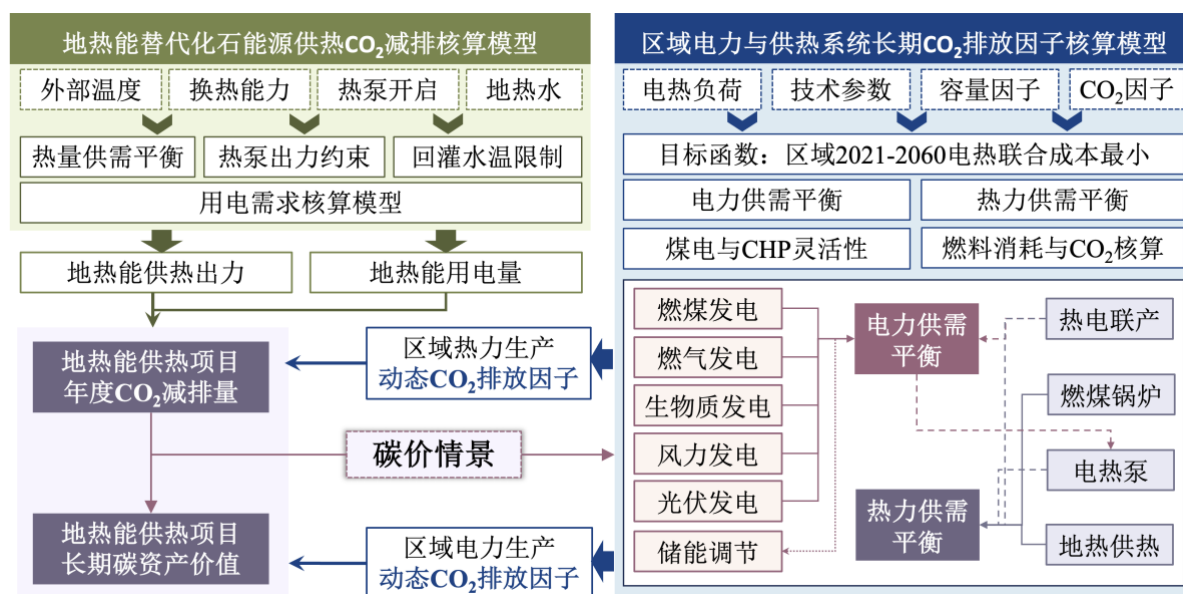


图 1 地热能替代化石能源供热长期 CO₂ 减排核算模型结构

2.2 模型参数与碳价情景设置

本模型主要考虑的发电技术为燃煤发电、燃气发电、生物质发电、风力发电、光伏发电、抽水蓄能与电化学储能技术，主要考虑的供热

技术为热电联产、燃煤锅炉、电热泵和地热能，热电联产可同时供热与供电，电热泵用电源自电力系统。发电、供热技术的各类参数及成本设置分别表 1、表 2 所示。

表 1 发电技术的主要参数

发电技术	单位投资成本	固定运维成本	燃料价格
	百万元/MW	千元/MW	元/MWh
燃煤发电	4.05	62	83.42
灵活性改造	1.05	92.37	83.42
燃气发电	2.39	98	202.63
陆上风电	7.6	146	-
光伏发电	4.60	66.5	-
生物质发电	22.32	448	145.07
抽水蓄能	6.00 (百万元/MWh)	18.65 (千元/MWh)	-
电化学蓄能	3.2 (百万元/MWh)	80 (千元/MWh)	-

表 2 供热技术的主要参数

供热技术	单位投资成本	固定运维成本	燃料价格
	百万元/MW	千元/MW	元/MWh
热电联产	4.74	173.88	83.42
燃煤锅炉	2.60	16.29	83.42
电热泵	3.56	35.63	-
地热能	0.05 百万元/MWh	0.05 千元/MWh	-

随着碳市场覆盖范围逐渐扩大、配额逐渐收紧，中国碳市场价格将逐步提升。本报告现有碳价预测结果，取其最大值、平均值与最小

值，构建中国碳价的三类情景，即高碳价、中碳价与低碳价情景。图 2 展示了三类情景下中国碳价的变化趋势。

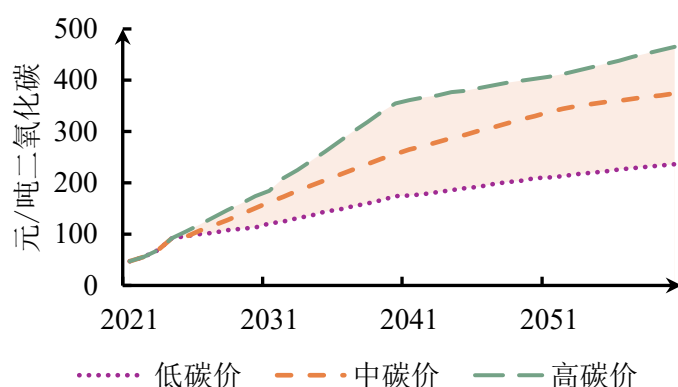


图 2 碳价情景设置

2.3 研究案例

本报告研究的案例项目位于中国河北省，是典型的中深层水热型地热能集中供热项目，其系统由板式换热器与地源热泵构成，实现了地热资源的梯级利用，即一次直接换热与二次热泵提取，其供热原理如图 3 所示。该项目可开采地热资源总量达 $13.79 \times 10^{18} \text{J}$ ，项目供热面积达到 $230 \times 10^4 \text{m}^2$ ，供暖季最大热负荷为 83.7MWh ，其项目运行周期为 2021-2040 年。

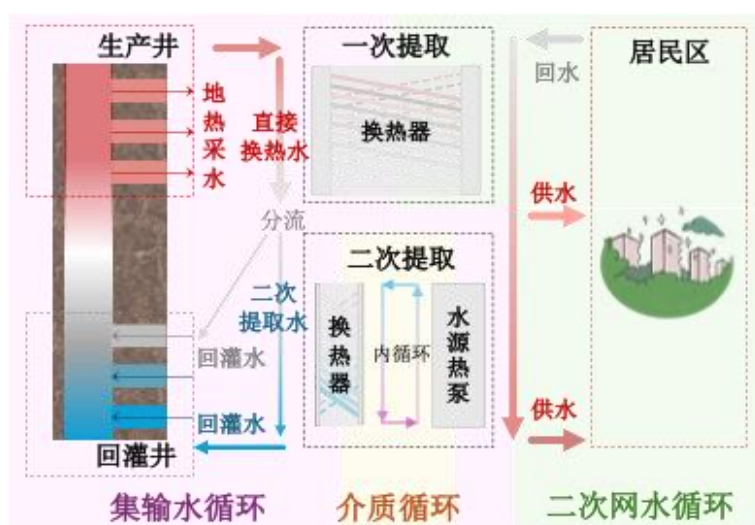


图 3 案例项目供热原理与模型范围

3. 研究结果

3.1 区域与地热能项目电、热负荷测算

本部分测算小时级别区域与地热项目所在区域的电、热负荷。在测算区域或项目的热负荷时，基于傅里叶定律，单位时间内密闭空间热量损失与温度梯度及截面积成正比，热量传递方向与温度升高的方向相反，区域供热与地热能供暖系统热负荷模拟如式(1)所示。

$$Hdemand_{d,t}^a = \frac{\Delta T_{d,t}^a}{\sum_{d,t} \Delta T_{d,t}^a} \cdot S^a \cdot Hfactor^a \quad (1)$$

其中， $Hdemand_t^a$ 为地热能供热区域（Area）的热负荷， $\Delta T_{d,t}^a$ 为室内温度与外界温差， S^a 为总供暖面积， $Hfactor^a$ 为本地单位面积供热需求。在测算区域电负荷时，本报告基于省级电网每日最低、最高负荷曲线，并基于 2021 年度典型工作日、休息日小时负荷曲线，通过放缩获得全年 8760 小时的电力负荷数据，区域电力系统电负荷测算如式(2)所示。

$$Edemand_t^R = [TCurve_{type,d,t}^R - \min(TCurve_{type,d,t}^R)] \cdot \frac{DCurve_max_d^R - DCurve_min_d^R}{\max(TCurve_{type,d,t}^R) - \min(TCurve_{type,d,t}^R)} + DCurve_min_d^R \quad (2)$$

其中， $Edemand_t^R$ 为区域 R 小时电力负荷， $TCurve_{type,d,t}^R$ 为区域 R 典型日的小时负荷曲线， $type$ 主要为工作日与休息日， $DCurve_max_d^R$ 、 $DCurve_min_d^R$ 分别为区域 R 全年日负荷最高曲线和最低曲线。

基于公式(1)-(2)测算,河北省与该项目的热、电负荷如图 4 所示。河北省与该项目年度供热需求分别达到 132.51TWh 和 0.17TWh, 热负荷峰值分别达到 89.19MW 与 74.18GW。

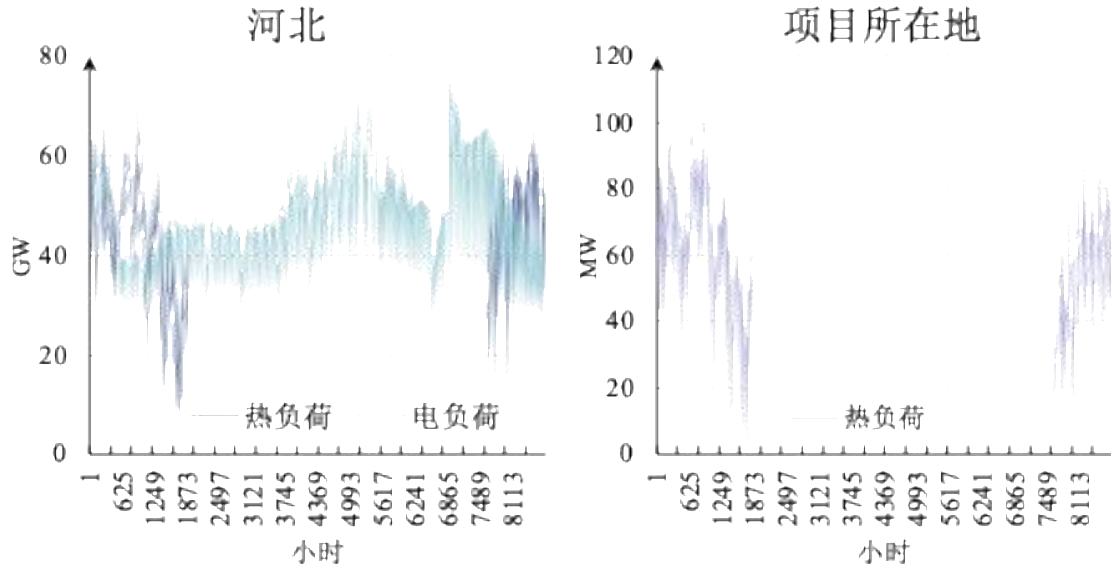


图 4 河北省电、热负荷与该地热能项目覆盖区域热负荷

在测算地热能项目电负荷时,本报告在以往研究的基础上,进一步考虑梯级利用即水源热泵耗电,因此本模型考虑地热能电力需求分为四部分,即地热井采水与处理耗电、回灌注水与处理耗电、热泵运行用电与辅助设施用电。式(3)为地热能电力负荷方程

$$XE_{d,t}^{All} = XE_{d,t}^{drill} + XE_{d,t}^{fill} + XE_{d,t}^{HP} + XE_{d,t}^{aux} \quad (3)$$

其中, $XE_{d,t}^{All}$ 为地热能电力需求, $XE_{d,t}^{drill}$ 为地热井采水与处理耗电、 $XE_{d,t}^{fill}$ 为回灌注水与处理耗电、 $XE_{d,t}^{HP}$ 为热泵运行用电与 $XE_{d,t}^{aux}$ 为辅助设施用电。

热泵是否运行需要考虑实际地热能运行调度情况,本报告构建了考虑实际低温情况的梯级利用出力方程,如式(4)所示,在室外温度低于阈值 $temp^*$ 时,地热供热系统将会开启辅助热泵设施以保证供应。

$$Hdemand_t^a = \begin{cases} (xT_0 - xT_{d,t}^1) \cdot xQ_{d,t}^1 \cdot c_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} \cdot (1 - hloss), & \min_d(temp_{d,t}^a) \geq temp^* \\ [(xT_0 - xT_{d,t}^1) \cdot xQ_{d,t}^1 \cdot c_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} + xW_t^{HP}] \cdot (1 - hloss), & \min_d(temp_{d,t}^a) < temp^* \end{cases} \quad (4)$$

其中， xT_0 为地热井开采水温， $xT_{d,t}^1$ 为一次换热后水温， $xQ_{d,t}^1$ 为一次换热量， c_{H_2O} 为水的比热容， ρ_{H_2O} 为水的密度， xW_t^{HP} 为热泵供热出力， $hloss$ 为配热损失。

根据 2023-2024 年供暖季当地气温条件，地热能项目实际运行 124 天，热泵预计运行时间为 738 小时。由图 5 所示的供热出力调度模拟结果可知，在供暖期内，项目主要依靠一级梯级利用（即一次提取换热）满足供热需求；仅当外部温度低于设定阈值时，才启动热泵进行二次热量提取。模拟表明，由于项目所在地极端低温天气较少，地热能的两级利用中的出力占比分别为 96.70%（一级）和 3.30%（二级）。在热泵运行时段，二次提取的平均供热出力相当于一次提取出力的 11.76%。

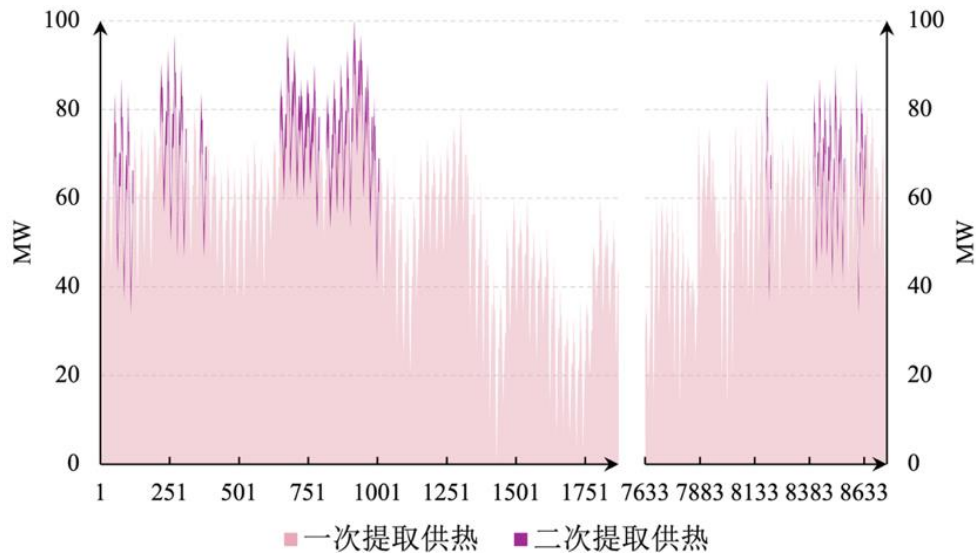


图 5 该地热能项目全年运行调度模拟

基于公式(3)-(4)测算，该地热能供暖项目的电负荷如图 6 所示。计算结果表明，项目在完整运行年度内的总用电需求达到 10.33GWh。当地热能系统与热泵系统投入运转后，设备基本维持在额定功率下稳定工作，因而其电力消耗模式可划分为热泵停运与热泵运行两种典型状态，对应功率需求分别为 3.07MWh 和 4.69MWh。从电力需求结构来看，地热水采水与处理、地热水回灌、辅助设备运行与热泵耗电分别占比为 46.78%、18.55%、24.84%和 9.83%。

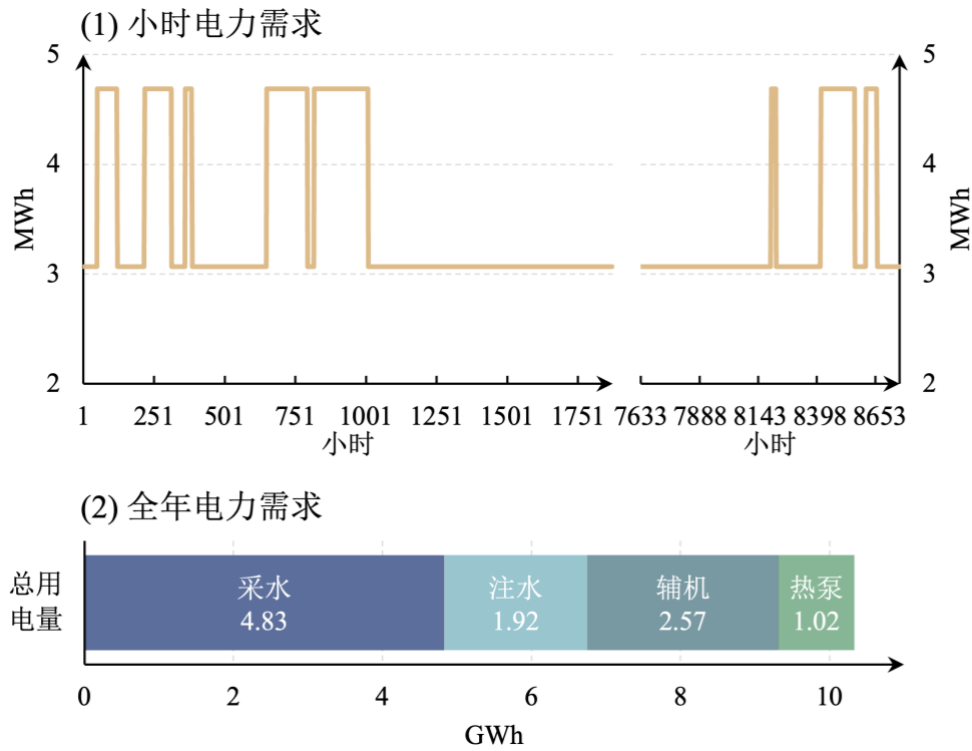


图 6 该地热能项目全年用电需求模拟

3.2 区域发电、供热长期 CO₂ 减排因子分析

本报告构建的区域电力与供热系统长期 CO₂ 排放因子核算模型，通过核算燃料的利用量，可导出河北省 2021-2060 年发电与供暖的 CO₂ 排放因子，其计算方式分别如式(5)、式(6)所示。

$$xGEfactor_{Y,t,R} = (xGe_{Y,t,R,Coal}/Geff_{Coal} + xGe_{Y,t,R,CHP}/Geff_{CHP}^{Ge}) \cdot CO2factor_{Coal} / (\sum_{Ge} xGe_{Y,t,R,Ge} + xGe_{Y,t,R,CHP}) \quad (5)$$

$$xGHfactor_{Y,t,R} = [(xGh_{Y,t,R,CHP}/Geff_{CHP}^{Gh} + xGh_{Y,t,R,boiler}/Geff_{boiler}) \cdot CO2factor_{Coal} + xGh_{Y,t,R,HP}/Geff_{HP} \cdot xGEfactor_{Y,t,R}] / \sum_{Gh} xGh_{Y,t,R,Gh} \quad (6)$$

其中， $xGEfactor_{Y,t,R}$ 、 $xGHfactor_{Y,t,R}$ 分别为小时发电、供热 CO_2 排放因子， $Geff_{Coal}$ 、 $Geff_{CHP}^{Gh}$ 、 $Geff_{CHP}^{Ge}$ 和 $Geff_{boiler}$ 分别为燃煤发电效率、热电联产供热效率、热电联产发电效率和燃煤锅炉效率， $xGe_{Y,t,R}$ 、 $xGh_{Y,t,R}$ 为发电与供热小时出力。基于模型导出结果，图 7 展示了河北省未来电力与供热生产结构，以及平均 CO_2 排放因子。

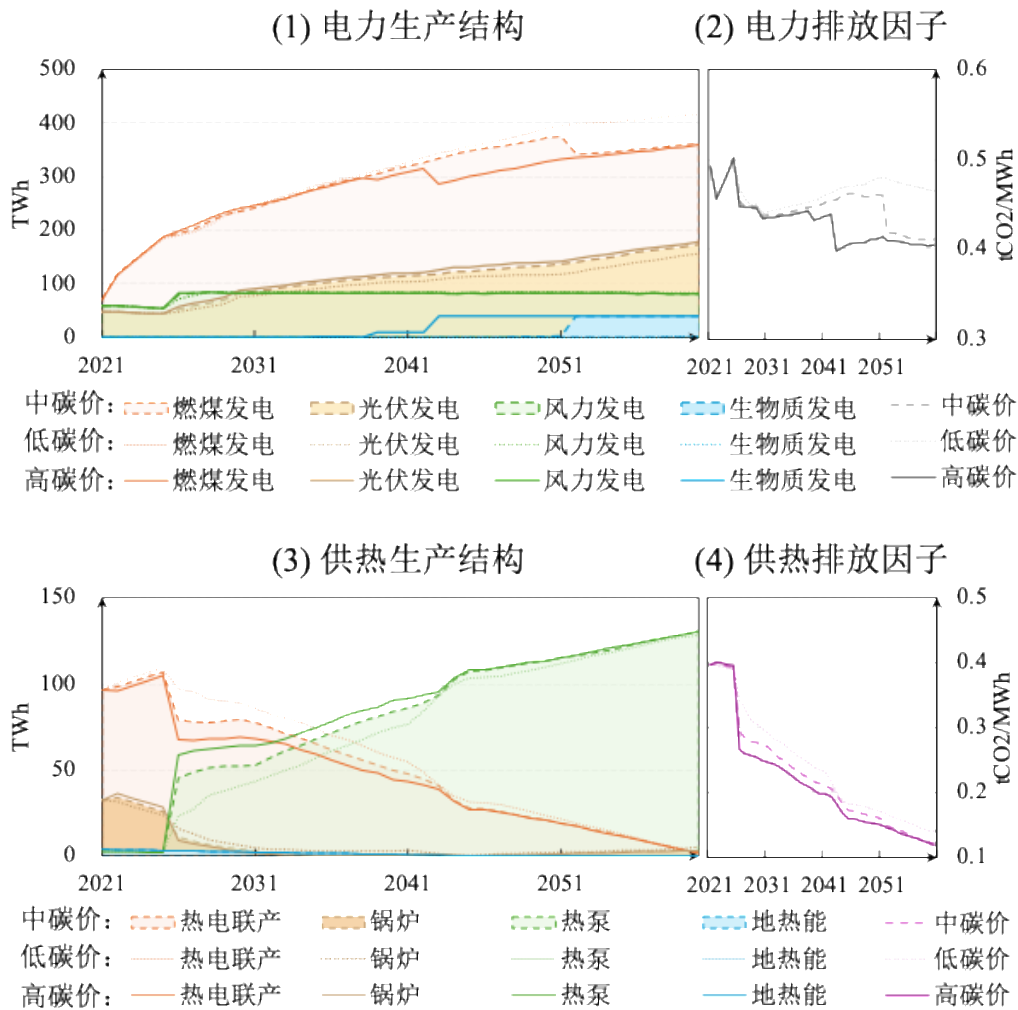


图 7 河北省电力与供热系统出力结构与 CO_2 排放因子

河北省区域供热系统电气化与电力生产清洁化持续推进，其发电与供热 CO₂ 排放因子将不同程度地降低。在电力生产中，受限于有限的风光资源发展潜力、燃气、生物质能等技术经济性约束，燃煤发电仍将在未来能源结构中占据主导地位。根据模型模拟结果，在低、中、高三种碳价情景下，2060 年燃煤发电的出力占比分别为 63.48%、58.69% 和 57.93%，而可再生能源发电占比相应达到 36.52%、41.31% 和 42.07%。这种以煤电为主的结构导致电力排放因子下降较为平缓，2060 年降至 0.4651tCO₂/MWh、0.4119tCO₂/MWh 和 0.4047tCO₂/MWh，较 2022 年基准下降幅度为 5.45%、16.26% 和 17.73%。供热系统的清洁化转型加速，随着碳价机制深入实施，热电联产等传统供热方式将逐步被电热泵替代，2060 年供热系统电气化水平达到 90% 以上，供热排放因子大幅下降 60% 以上。供热系统电气化水平将在低碳价、中碳价和高碳价下达到 94.46%、95.89% 和 96.09%，2060 年供热排放因子将降低至 0.1394tCO₂/MWh、0.1214tCO₂/MWh 与 0.1190t CO₂/MWh，降幅达到 64.90%、69.44% 和 70.04%。

在评估地热能供热项目的长期减排潜力时，采用动态变化的电力与供热 CO₂ 排放因子具有关键意义。研究显示，电力与供热系统的碳排放因子在未来呈现显著差异化和非均匀变化特征：电力排放因子下降缓慢，而供热排放因子因系统电气化加速下降幅度显著。若在核算中仍沿用静态设定或简单线性外推的排放因子，将难以真实反映地热能长期转型中的实际减排贡献，进而影响其碳资产价值的准确评估。具体而言，与基于动态排放因子的核算结果相比，若采用

静态排放因子,地热能替代化石能源供热项目的 CO₂ 减排潜力将被高估 30.49%-47.98%; 而若采用匀速变化的线性排放因子, 其 CO₂ 减排潜力将被高估 8.31%-21.18%。因此, 构建反映系统实际转型路径的动态排放因子, 是科学量化地热能碳资产价值的必要基础。

3.3 长期碳减排总量与碳资产价值分析

随着区域电力与供热系统持续转型进展, 地热能项目可以实现的年度减排效果将持续缩小, 该项目未来累计 CO₂ 减排量可以达到 84.41 万吨以上。图 8 展示了高、中、低三类碳价情景下, 地热能项目未来可实现的 CO₂ 减排效果, 碳价越高, 电力系统与供热系统整体转型更快, 供热系统电气化水平更高, 因此地热能碳减排效果越差, 在低碳价、中碳价与高碳价情景下, 地热能项目未来累计减排量可达到 84.41、88.91 和 95.73 万吨。

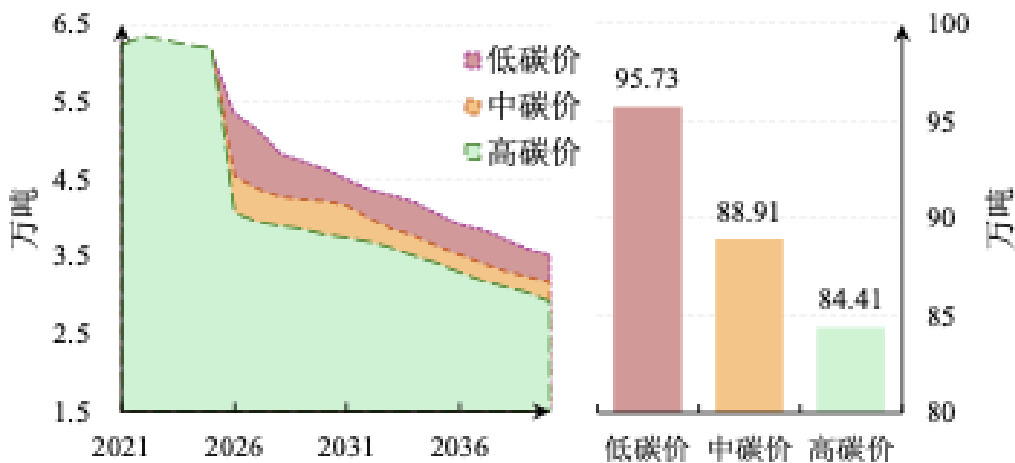


图 8 不同碳价情景下该地热能项目年度 CO₂ 减排量与累计 CO₂ 减排量

通过积极参与碳市场交易, 基于地热能项可开发的碳资产长期价值将达到 4324 万元以上, 碳市场收益贡献度达投资总额 15.50%。图 9 展示了地热能项目在三类碳价情景下年度减排收益和累计收益。由

图可知，该地热能项目碳市场收益将在 2040 年左右达峰，峰值收益达到 427.35 万元、727.69 万元和 937.38 万元。随着市场碳价提高，整体电力与供热系统的 CO₂ 排放因子逐步降低，项目碳市场收益下降。在低碳价、中碳价与高碳价情景下，该地热能项目碳资产 2025-2040 年累计变现收益分别达到 4324.41、6130.04 与 7128.84 万元。该项目前期投资累计达到 2.79 亿元，该地热能项目碳资产交易的最低收益能够覆盖投资总额 15.50%-25.55%，可以为项目整体经济收益带来重大贡献。

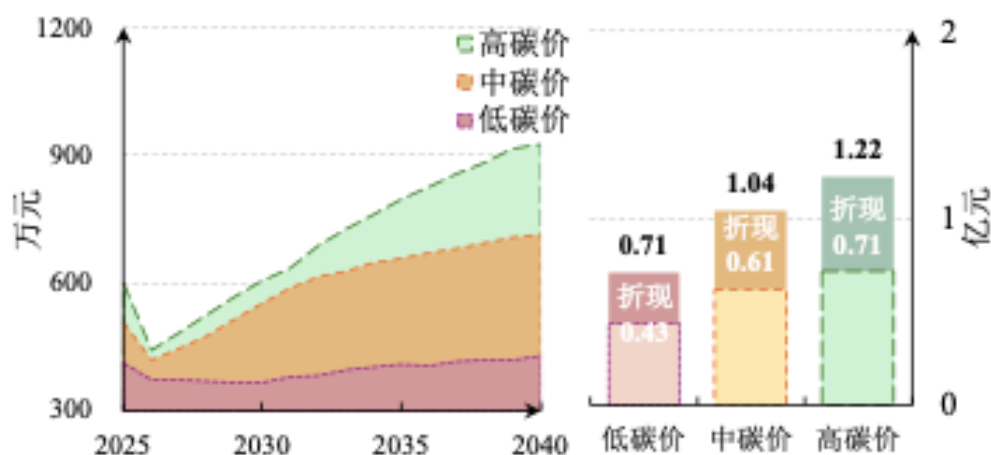


图 9 不同碳价情景下该地热能项目年度碳资产价值与累计收益

关于作者

系列报告总协调人：王建良

本报告主笔人：



赵晓丽，中国石油大学(北京)经济管理学院副院长，二级教授，兼任中国系统工程学会能源资源系统工程专委会副主任委员等职。从事能源经济管理、可再生能源发展政策评估、能源系统低碳转型协同机制等领域研究工作。2024年获北京“高创计划”领军人才，以排名第一身份获评教育部第七届、第八届、第九届高等学校科学研究优秀成果三等奖。主持国家自然科学基金重大项目、国家自然科学基金重点项目、国家自然科学基金重点项目等国家级基金项目8个；在JAERE、Ecological Economics、《系统工程理论与实践》等国内外经管类高水平期刊以第一作者或通讯作者身份发表论文100余篇；近五年连续获评斯坦福“全球前2%顶尖科学家”和爱思唯尔“中国高被引学者”。



张治，中国石油大学(北京)经济管理学院能源经济管理博士研究生在读，研究领域为绿色化工技术与能源转型，产业与能源协同转型机制。

报告引用：赵晓丽、张治. 地热能碳资产价值开发潜力[R]. 中国石油大学(北京)碳中和与能源创新发展研究院, 2025I03, 2025年12月13日.



中石大碳能院
ICED-CUPB

中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院

Institute of Carbon Neutrality and Innovative Energy Development, China University of Petroleum,
Beijing (ICED-CUPB)

联系电话：010-89733072

邮箱：iced-cupb@cup.edu.cn

微信公众号：ICED-CUPB

地址：北京市昌平区府学路 18 号

Add: No. 18, Fuxue Rd., Changping District, Beijing, 102249, China

