

储热储冷多场景应用专刊



深部地热长时储能变工况运行数值模拟研究

叶灿滔, 温启航, 李棱雪, 龚宇烈

(中国科学院广州能源研究所, 广东 广州 510640)

摘要: 深部热储与常规水蓄热技术相比具有温度高、储量大、输出稳定等特点, 深部地热长时储能技术是解决大规模清洁供暖系统能源供需时空不匹配的有效方法, 技术经济性是项目可行性的关键指标。然而, 以往的研究大多只关注地热储能模拟, 却忽略了地面热源和建筑负荷系统的运行工况变化, 且运行模式过度简化, 系统技术合理性和经济有效性表现不足。因此, 本研究建立了地面-地下耦合模型, 对华北地区典型深部地热储能系统进行了长时储能变工况逐时运行模拟, 分析评价了多种运行模式下的深部地热长时储能系统综合性能, 结果表明: “源-荷-储” 动态协同运行模型下, 储热量降低 50.4%~64.5%, 热羽流半径减少 59.1%~81.8%, 运行成本降低 50.4%~64.5%, 运行收益提升 32.1%~77.1%, 初投资回收期缩短 24.3%~43.5%。在具体场景条件下, 地面-地下动态耦合的深部地热长时储能变工况运行模型为表征系统性能特性提供精细化的技术支持。

关键词: 深部地热; 长时储能; 变工况; 地面-地下耦合; “源-荷-储” 协同; 技术经济性

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0088

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 03-953-09

Numerical simulation study on variable-condition operation of deep geothermal long-term energy storage

YE Cantao, WEN Qihang, LI Lingxue, GONG Yulie

(Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, Guangdong, China)

Abstract: Compared with conventional water-based thermal energy storage, deep geothermal reservoirs offer advantages such as high temperature, large storage capacity, and stable output. Deep geothermal long-term energy storage technology provides an effective solution to address the spatio-temporal mismatch between energy supply and demand in large-scale clean heating systems. However, technical and economic feasibility remains a critical indicator for evaluating the viability of related projects. Nevertheless, most previous studies have primarily focused on the simulation of geothermal energy storage while neglecting the dynamic operational changes of both ground-based heat sources and building load systems. Additionally, the operational modes have been overly simplified, leading to insufficient performance in terms of the system's technical rationality and economic effectiveness. To address these limitations, this study establishes a coupled ground-underground model and conducts an hourly dynamic simulation of long-term energy storage operation under variable conditions for a typical deep geothermal energy storage system in North China. The comprehensive performance of the system under various operational modes

收稿日期: 2026-01-28; 修改稿日期: 2026-02-06。

基金项目: 深地国家科技重大专项项目 (2024ZD1003600)。

第一作者及通信联系人: 叶灿滔 (1980—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为地热储能及高效利用, E-mail: yect@ms.giec.ac.cn。

引用本文: 叶灿滔, 温启航, 李棱雪, 等. 深部地热长时储能变工况运行数值模拟研究[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(3): 953-961.

Citation: YE Cantao, WEN Qihang, LI Lingxue, et al. Numerical simulation study on variable-condition operation of deep geothermal long-term energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(3): 953-961.

is analyzed and evaluated. The results indicate that under the "source-load-storage" dynamic collaborative operation mode, compared with conventional operation modes, the heat storage capacity decreases by 50.4%—64.5%, the thermal plume radius reduces by 59.1%—81.8%, the operational cost decreases by 50.4%—64.5%, the operational profit increases by 32.1%—77.1%, and the payback period is shortened by 24.3%—43.5%. These findings demonstrate the significant advantages of this dynamic collaborative operation mode in improving the technical and economic performance of deep geothermal long-term energy storage systems. Under specific scenarios, the dynamic coupled ground-underground model developed in this study provides refined technical support for characterizing the performance of deep geothermal long-term energy storage systems under variable operating conditions.

Keywords: deep geothermal energy; long-term energy storage; variable operating conditions; ground-underground coupling; "source-load-storage" collaboration; technical and economic efficiency

在“双碳”战略推动下,我国清洁供暖与高比例可再生能源消纳的双重需求持续升级,大规模清洁供暖系统面临能源供需时空错配的核心矛盾:一方面,风光可再生能源具有间歇性、波动性特征,弃电问题制约其规模化并网;另一方面,建筑供暖负荷呈现显著的季节性、时段性波动,传统热电联产(CHP)机组“以热定电”的运行模式难以兼顾供电可靠性与供热灵活性。长时储能技术作为破解这一矛盾的关键路径,已成为能源领域研究热点^[1]。

深部地热长时储能技术凭借储层温度高、储量大、输出稳定等天然优势,相较于常规水蓄热技术更适配大规模、跨季节的能源缓冲需求,是解决清洁供暖系统供需错配的重要技术方案^[2]。国内外学者围绕深部地热储能系统已开展大量数值模拟研究,早期研究聚焦地下热储的单物理场模拟:国外学者首先基于达西定律与能量守恒建立了深部热储渗流-传热耦合模型,刻画热储充放能过程中的温度场演化与热羽流扩散特性^[3-6];国内研究则结合我国地热资源禀赋,针对华北、西北等区域的深部热储开展了长期运行的温度场模拟,初步揭示了热储参数对储能效率的影响规律^[7-10]。随着研究的深入,部分学者开始尝试将地面系统与地下热储进行关联分析:国外部分研究将热电联产机组的定工况出力与热储模型耦合,评估了储热周期对系统性能的影响^[11-12];国内学者则构建了建筑静态负荷与地下热储的耦合模型,分析了取热回灌策略对热储长期稳定性的作用^[13]。

尽管深部地热长时储能模拟研究已取得阶段性进展,但在系统全链条耦合与变工况运行表征方面

仍存在显著局限,多数研究将储热热源温度、取热回灌温度简化为定常值^[14-15],未考虑热源设备变工况,如CHP机组抽汽率调整引发的储热温度波动,以及建筑动态负荷波动导致的取热、回灌温度变化,无法真实反映系统运行的动态特性;普遍采用地面-地下解耦的建模方式^[16-17],忽略了热源波动、CHP机组变工况运行对地下热储温度场演化的动态反馈,导致全年变工况运行模拟的合理有效性下降;现有研究大多仅聚焦地下热储的储能效率单一指标^[18-20],未将地面系统的源荷特征纳入耦合模拟体系,且运行策略多采用周期性定常模式,与实际建筑负荷需求的动态匹配性不足。

综上所述,本研究构建“源-荷-储”协同的地面-地下耦合模型:对热电联产机组、建筑动态负荷、深部热储核心单元进行机理建模,通过数据拟合与物理机理分析明确各单元输入输出的数学表达式;建立以电热平衡约束为核心的单元联动机制,实现“负荷波动-CHP抽汽率调整-热储回灌温度变化-热储温度场演化-供热温度响应”的全链条动态反馈;以华北地区典型深部地热储能系统为研究对象,开展地面-地下耦合长时储能变工况逐时运行模拟,分析了多种运行模式下系统的运行成本、储能效率等综合性能指标。本研究旨在完善深部地热长时储能系统的精细化模拟方法,为系统优化运行策略制定、技术经济性评估提供理论支撑,推动该技术的规模化应用。

1 建模方法

本研究的地面-地下耦合长时储能变工况逐时

运行模拟, 依托以 **pyMRST** 为核心的开源模拟平台, 结合 **python** 自编程序实现多模块耦合求解, 支持在 **python** 语法下定义模拟计算并实现结果可视化^[21]。深部热储的渗流-传热耦合模拟基于 **pyMRST** 的非稳态热流耦合模块开发, 建筑负荷动态模型和 **CHP** 机组的变工况模型通过 **python** 自编代码实现; 各模块通过实时数据接口耦合迭代, 实现地面与地下系统动态反馈。本研究建立的地面-地下耦合系统主要由燃煤热电联产机组(**CHP**)、建筑电热负荷(**BL**)、深部热储(**DGES**)、冷井(**CW**)、热井(**HW**)、供热板换(**HPE**)、储热板换(**HSE**)、电网、热网、阀门等模块单元组成, 以电热能量流为核心构建“源(**CHP**)-荷(**BL**)-储(**DGES**)”系统耦合架构, 如图 1 所示。其中: 源侧, **CHP** 提供稳定电热出力, 满足建筑电热负荷; 网侧, 通过电平衡约束实现 **CHP** 出力优化匹配, 避免供电缺口; 荷侧, 以动态 **BL** 为需求基准, 驱动源侧的出力与储侧的储取热协同响应; 储侧, 通过 **DGES** “非高峰储热+高峰取热”缓冲热负荷波动与 **CHP** 余热供需错配。对热电联产、建筑动态负荷、深部热储核心单元进行数学建模, 通过数据拟合与物理机理分析, 明确各单元输入输出的瞬态数学表达式。

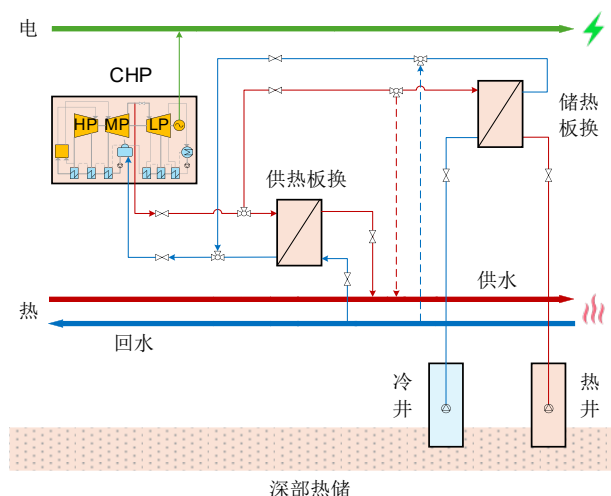


图1 “源-荷-储”协同的地面-地下耦合系统架构
Fig. 1 "Source-load-storage" collaborative ground-underground coupled system architecture

1.1 CHP 单元

CHP单元采用“凝汽-采暖”中压缸排汽供热模式^[1]，利用安装在中低压缸导汽管上的蝶阀调节低压缸进汽量，供暖期减少低压缸发电量对外供热、非供暖期纯凝运行；通过多元函数拟合变工况

下的热电效率特性，刻画“电-热-燃料”的耦合关系，数学表达式如下。

$$\begin{aligned} \alpha(t) &= a_1 P_{e, \text{CHP}}(t)^2 + a_2 P_{e, \text{CHP}}(t) + a_3 \\ \gamma(t) &\leq \min \left\{ \gamma_{\max}, 1 - G_{\text{ip}, \min} \sqrt{G_{\text{m}, r} \beta(t) (1 - \alpha(t))} \right\} \\ Q_{\text{ext}}(t) &= \alpha(t) G_{\text{m}, r} \beta(t) (h_{\text{ext}}(\alpha(t), \beta(t)) - h_r) / 10^6 \\ h_{\text{ext}}(\alpha, \beta) &= b_1 \alpha^2 + b_2 \beta^2 + b_3 \alpha \beta + b_4 \alpha + b_5 \beta + b_6 \\ Q_{\text{cut}}(t) &= \gamma(t) G_{\text{ip}, \text{exh}}(t) (h_{\text{ip}, \text{exh}}(\beta(t)) - h_r) / 10^6 \quad (1) \\ h_{\text{ip}, \text{exh}}(\beta) &= c_1 \beta^2 + c_2 \beta + c_3 \\ Q_{\text{h, CHP}}(t) &= Q_{\text{ext}}(t) + Q_{\text{cut}}(t) \\ E_f(t) &= G_{\text{m}, r} \beta(t) (h_{\text{m}} - h_f) / (\eta_{\text{b}} \times 10^6) \\ \eta_{\text{CHP}}(t) &= [P_{e, \text{CHP}}(t) + Q_{\text{h, CHP}}(t)] / E_f(t) \times 100\% \end{aligned}$$

式中, $\alpha(t)$ 为抽汽率; $P_{e, \text{CHP}}(t)$ 为CHP发电功率, kW; $a_1 \sim a_3$ 、 $b_1 \sim b_6$ 、 $c_1 \sim c_3$ 为基于文献CHP机组数据^[22], 通过多元非线性回归拟合得到的实测数据拟合系数; $\gamma(t)$ 、 $\gamma_{\max}$ 分别为切缸比例、最大切缸比例; $G_{m, r}$ 、 $G_{lp, \min}$ 分别为额定主蒸汽流量、低压缸最小冷却流量, t/h; $\beta(t)$ 为负荷率; $Q_{\text{ext}}(t)$ 、 $Q_{\text{cut}}(t)$ 、 $Q_{h, \text{CHP}}(t)$ 分别为中压缸抽汽供热功率、低压缸切缸供热功率、CHP总供热功率, kW; $h_{\text{ext}}(\alpha, \beta)$ 、 h_r 、 $h_{lp, \text{exh}}(\beta)$ 、 h_m 、 h_f 分别为抽汽比焓、供热回水比焓、排汽比焓、主蒸汽比焓、锅炉给水比焓, kJ/kg; η_b 、 $\eta_{\text{CHP}}(t)$ 分别为锅炉效率、综合效率; $E_f(t)$ 为燃料输入功率, kW。

1.2 动态BL单元

采用5热阻1热容(5R1C)的集总参数法^[23-24], 基于建筑几何特征和围护结构材料属性计算各热阻热容参数, 通过能量守恒定律推导建筑热容节点的微分方程, 建立冷热负荷与电负荷的量化关联, 形成电冷热负荷协同求解框架, 数学表达式如下。

$$\begin{aligned}
C \frac{dT_i(t)}{dt} &= Q_g(t) - Q_{\text{loss}}(t) + Q_{h,i}(t) - Q_{c,i}(t) \\
Q_g(t) &= Q_{\text{sol}}(t) + Q_i(t) \\
Q_{\text{sol}}(t) &= g(t) (A_{\text{win}} \eta_{\text{win}} \tau_s(t) + A_{\text{wall}} \eta_{\text{wall}}) \\
Q_{\text{loss}}(t) &= [T_i(t) - T_o(t)] / R_{\text{eq}} \\
1/R_{\text{eq}} &= A_{\text{wall}} / (R_1 + R_2 + R_3) + A_{\text{win}} / R_4 + 1/R_5 \\
Q_{h,i}(t) &= \max \left[0, (T_h - T_o(t)) / R_{\text{eq}} - Q_g(t) \right] \\
Q_{c,i}(t) &= \max \left\{ 0, Q_g(t) - [(T_i(t) - T_c)] \right\} 1/R_{\text{eq}} \\
P_{h,i}(t) &= Q_{h,i}(t) / \text{COP}(t), P_{c,i}(t) = Q_{c,i}(t) / \text{EER}(t) \\
\text{COP}(t) &= a T_o(t) + b, \text{EER}(t) = c T_o(t) + d \\
P_{\text{e},i} &= P_{h,i}(t) + P_{c,i}(t) + P_j(t)
\end{aligned}
\tag{2}$$

式中, C 为建筑等效热容, $\text{J}/^\circ\text{C}$; $T_i(t)$ 、 $T_o(t)$ 分别为 t 时刻室内温度和室外温度, $^\circ\text{C}$; $Q_g(t)$ 、 $Q_{\text{loss}}(t)$ 、 $Q_{h,i}(t)$ 、 $Q_{c,i}(t)$ 、 $Q_{\text{sol}}(t)$ 、 $Q_i(t)$ 分别为 t 时刻建筑总得热量、总散热量、热负荷、冷负荷、太阳辐射得热、室内内扰得热, W ; $g(t)$ 为 t 时刻太阳辐射强度, W/m^2 ; A_{win} 、 A_{wall} 分别为窗户面积和外墙/屋顶面积, m^2 ; η_{win} 、 η_{wall} 分别为窗户太阳辐射透过率和围护结构太阳辐射吸收得热系数; $\tau_s(t)$ 为 t 时刻遮阳系数, 无遮阳时取 1; R_{eq} 、 R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 、 R_5 分别为建筑综合等效热阻、外侧对流热阻、主体导热热阻、内侧对流热阻、窗户综合热阻和渗透风等效热阻, $^\circ\text{C}/\text{W}$; T_h 、 T_c 分别为采暖和制冷设定温度, $^\circ\text{C}$; $P_{h,i}(t)$ 、 $P_{c,i}(t)$ 、 $P_{e,i}$ 、 $P_{i,i}(t)$ 分别为采暖负荷功率、制冷负荷功率、建筑总电负荷功率、人员/设备/照明等作息负荷功率, W ; $\text{COP}(t)$ 、 $\text{EER}(t)$ 分别为制热、制冷系数; a 、 b 、 c 、 d 为测试拟合系数。

模型核心为一阶线性常微分方程, 采用显式欧拉法进行时间离散化, 数值求解迭代公式如下。

$$T_i(t + \Delta t) = T_i(t) + \frac{\Delta t}{C} [Q_g(t) - Q_{\text{loss}}(t) + Q_{h,i}(t) - Q_{c,i}(t)] \quad (3)$$

1.3 动态 DGES 单元

基于达西定律与能量守恒, 建立多孔介质渗流-传热耦合模型^[25], 刻画热储充放能过程中的温度场演化与热羽流扩散特性, 数学表达式如下。

$$\begin{cases} \phi_r \frac{\partial \rho_s}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_s \mathbf{u}) = q_s \\ \mathbf{u} = -k_r / \mu_s \cdot \nabla (p + \rho_s g z) \\ (\rho c_p)_{\text{eq}} \frac{\partial T_r(t)}{\partial t} + \rho_s c_{p,s} \mathbf{u} \cdot \nabla T_r(t) - \nabla \cdot (\lambda_{\text{eq}} \nabla T_r(t)) = q_w \\ E_s(t) = \int_0^t Q_{s,h}(r) dr - \int_0^t Q_{p,h}(r) dr - \Delta E_l(t) \\ \eta_s(t) = \int_0^t Q_{p,h}(r) dr / \int_0^t Q_{s,h}(r) dr \times 100\% \\ R_h(t) = \max(\sqrt{(x_i - x_w)^2 + (y_i - y_w)^2}) \end{cases} \quad (4)$$

式中, ϕ_r 为孔隙度; ρ_s 为流体密度, kg/m^3 ; $\mathbf{u}$ 为达西速度, m/s ; q_s 、 q_w 分别为流体源/汇项、注采热量, J ; k_r 为渗透率, mD ; μ_s 为流体黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; p 为储层压力, Pa ; x 、 y 、 z 为坐标, m ; g 为重力加速度, m/s^2 ; $(\rho c_p)_{\text{eq}}$ 为等效热容, $\text{kJ}/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $T_r(t)$ 为 t 时刻储层空间坐标温度, $^\circ\text{C}$; $c_{p,s}$ 为流体比热容, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; λ_{eq} 为等效热导率,

$\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; $E_s(t)$ 、 $\Delta E_l(t)$ 分别为储热量、散热损失, kJ ; $Q_{s,h}(r)$ 、 $Q_{p,h}(r)$ 分别为储热功率、取热功率, kW ; $\eta_s(t)$ 为储能效率; $R_h(t)$ 为热羽流半径, m ; x_i 、 y_i 、 x_w 、 y_w 分别为温升不低于设定值的网格中心坐标、冷热井位中心坐标, m 。

储热工况时, CW 采出流体被加热后注入 HW 中, 井泵从 CW 取水送至 HSE 二次侧被 CHP 抽汽一次侧加热升温后变为高温水, 最终送至 HW 把热水注入 DGES 中, 实现“储热不耗水”; 供热工况时, HW 采出流体放热后回灌到 CW , 井泵从 HW 取高温水送至 HPE 一次侧加热 HG 采暖回水后温度下降, 最终送至 CW 把低温水回灌至 DGES 中, 实现“取热不耗水”。 DGES 单元储层边界与初始条件如下。

$$\begin{cases} T_r(x, y, z, 0) = T_{r,0} + G_r z \\ T_r(x_w, y_w, z_w, t) = T_{s,o}(t) \\ T_r(x_r, y_r, z_r, t) = T_{r,e}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中, $T_r(x, y, z, 0)$ 为初始时刻储层空间坐标 (x, y, z) 处的温度, $^\circ\text{C}$; $T_{r,0}$ 为原始地层温度, $^\circ\text{C}$; G_r 为地温梯度, $^\circ\text{C}/\text{km}$; $T_r(x_w, y_w, z_w, t)$ 为 t 时刻热井坐标 (x_w, y_w, z_w) 处的温度, $^\circ\text{C}$; $T_{s,o}(t)$ 为热井注入温度, $^\circ\text{C}$; $T_r(x_r, y_r, z_r, t)$ 为 t 时刻冷井坐标 (x_r, y_r, z_r) 处的温度, $^\circ\text{C}$; $T_{r,e}(t)$ 为冷井回灌温度, $^\circ\text{C}$ 。

1.4 耦合运行约束及求解

“源-荷-储”单元协同耦合运行涵盖 CHP 机组爬坡速率、最小技术出力, 热储温度、流量, 建筑电热负荷等约束, 具体见上述各单元模型; 电热网络平衡约束如下式所示。

$$\begin{cases} P_{e,\text{CHP}}(t) + P_{g,b}(t) - P_{g,s}(t) = P_{e,i}(t) \\ Q_{h,\text{CHP}}(t) + Q_{p,h}(t) = Q_{h,i}(t) \\ Q_{\text{ext}}(t) = Q_{s,h}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中, $P_{g,b}(t)$ 、 $P_{g,s}(t)$ 分别为系统向电网购电功率、 CHP 售电功率, kW 。

变工况运行状态采用“多模块动态迭代耦合”求解, 步骤如下: ①电侧模块采用序列二次规划 (SQP) 算法, 每 1 h 求解电网平衡约束, 得到 CHP 发电量功率 $P_{e,\text{CHP}}(t)$ 与抽汽率 $\alpha(t)$; ②建筑负荷模块每 1 h 采用四阶龙格-库塔法求解瞬态热平衡方程, 输出建筑电负荷 $P_{e,i}(t)$ 与热负荷 $Q_{h,i}(t)$; ③板

换-热储模块每1 h求解储热/取热板换瞬态方程,每1 h采用有限体积法求解热储渗流-传热方程,更新DGES温度场;④各模块结果相互反馈,直至相邻迭代步的温度、流量、功率误差小于设置值。

1.5 技术经济评价模型

基于输入输出参数耦合上述核心单元模型,分析评价地面系统输出经济性、调度性能,以及地下系统输出储取热性能、热羽流影响半径。

地面系统的储热温度输出由式(1)、式(2)耦合推导,回灌温度输出由式(3)~式(5)耦合推导。DGES系统的储热量、储能效率、热羽流半径输出由式(7)计算,供热量、供热温度等技术及可靠性评价指标^[17],如式(7)所示。

$$\begin{cases} Q_{p,i}(t) = \int_0^t Q_{p,h}(\tau) d\tau \\ T_{p,i}(t) = \frac{1}{V_c} \iiint_{V_c} T_r(x, y, z, t) dV \\ V_c = \pi R_c^2 H_r \end{cases} \quad (7)$$

式中, $Q_{p,i}(t)$ 为 DGES 供热量, kWh; $T_{p,i}(t)$ 为 DGES 供热温度, °C; V_c 为 DGES 核心区域体积, m³; R_c 为 DGES 核心区域半径, m; H_r 为 DGES 储层厚度, m。

建立 DGES 经济性评价指标^[17], 如式(8)所示。

$$\begin{cases} C_i(t) = B(t)C_c + P_{g,b}(t) \cdot C_{g,b} \\ R_i(t) = E_{e,s}(t)C_{e,s} + Q_{h,s}(t)C_{h,s} \\ D_p(t) = \min(P_{e,CHP}(t))/P'_{e,CHP}(t) \times 100\% \\ N_i = [R_i(t) - C_i(t)] \times (1 + f_i)^t \\ Y = \min \left\{ t \mid \sum_{k=1}^t N_k \geq C_0, t \in \mathbb{N}^+ \right\} \end{cases} \quad (8)$$

式中, $C_i(t)$ 、 $R_i(t)$ 、 C_0 分别为运行成本、运行收益、初投资, 元; C_c 为标准煤单价, 元/t; $E_{e,s}(t)$ 为系统调峰电量, kWh; $C_{g,b}$ 、 $C_{e,s}$ 、 $C_{h,s}$ 分别为购电价格、调峰电价、供热单价, 元/kWh; $Q_{h,s}(t)$ 为系统供热量(CHP 供热量与 DGES 取热量之和), kWh; $D_p(t)$ 为 CHP 调峰深度; $P'_{e,CHP}(t)$ 为 CHP 额定发电功率, kW; f_i 为年综合通胀率; N_i 为年净收益, 元; Y 为初投资回收年限。

2 结果与讨论

结合“源-荷-储”协同耦合模型和 CHP 供热调峰需求, 设置 3 组全年变工况运行策略如下: ①模式 1, 供暖季 CHP 7:00—19:00 发电、供热, 耦合

变工况抽汽 DGES 储热, CHP 19:00—次日 7:00 调减发电功率、抽汽供热, 耦合变工况 DGES 取热联合供暖; 非供暖季 CHP 机组“纯凝”发电, DGES 全天 24 h 闭井。②模式 2, 供暖季 CHP 全天热电联产, DGES 解耦定常全天 24 h 取热联合供暖; 过渡季闭井, 其他非供暖季 CHP 全天 24 h 发电、解耦定常抽汽 DGES 储热。③模式 3, 供暖季 CHP 全天热电联产, DGES 解耦定常全天 24 h 取热联合供暖; 非供暖季 CHP 全天 24 h 发电、解耦定常抽汽 DGES 储热。其中, 模式 1 考虑了“源-荷-储”逐时动态协同, 而常规的模式 2、模式 3 则采用了供暖季连续供热、非供暖季连续储热的解耦运行方式。

以华北地区典型 CHP 机组、建筑群、深部热储为例, 开展“源-荷-储”协同的地面-地下耦合 20 年深部地热长时储能变工况逐时运行模拟。其中, CHP 为燃煤机组, 额定发电/供热功率为 247/180 MW, 供热方式为中压缸排汽; 建筑群类型为居住建筑, 建筑规模为 450 万 m², 属于寒冷地区; 本研究的 450 万 m² 建筑区域为华北地区多体型典型居住建筑组团, 假设建筑群围护结构热工性能、户型设计及使用习惯同质化, 采用单一 5R1C 集总参数模型并进行区域负荷加权平均处理。根据参考文献数据^[26], 本研究热储模型渗透率采用 5 个地质分层的定值模式, 孔隙度通过渗透率对数归一化方法分层计算。深部热储模型参数如表 1 所示。为保证计算结果不受网格数量的影响, 在冷井和热井附近进行局部加密, 选取 20 万、50 万、80 万等不同泰森多边形网格数量进行对比验证, 模拟的时间步长为 1 h, 渗流方程采用迎风格式进行空间离散, 传热方程采用中心差分格式进行空间离散, 时间离散采用显式欧拉法; 渗流-传热耦合方程的残差小于 10⁻⁶, 相邻迭代步的温度、流量、功率的绝对误差分别小于 10⁻³°C、10⁻⁶ L/s、10⁻⁶ MW, 直至获得网格无关性计算结果表明 50 万网格与 80 万网格的指标相对误差均小于 1%, DGES 模型最终被剖分为 514510 个泰森多边形网格。

通过上述热电联产、建筑动态负荷、深部热储核心单元数学模型, 模拟计算得出建筑群全年动态负荷如图 2 所示。由结果分析可得: 最大热负荷为 177.2 MW, 出现在 1 月 27 日 7 时, 最低气温 -15°C; 最大电负荷为 224.5 MW, 出现在 1 月 25

表1 深部热储模型参数

Table 1 Deep geothermal reservoir model parameters of DGES

参数	单位	数值
空间尺度 x, y, z	m	1000, 500, 4200
热储厚度	m	200
热储埋深	m	4000
井群间距	m	500
盖层渗透率	mD	0.005
热储渗透率	mD	[2, 10, 25, 10, 2]
热储孔隙度	—	[0.01, 0.05, 0.15, 0.05, 0.01]
岩石比热容	J/(kg·K)	2300
流体比热容	J/(kg·K)	4180
岩石热导率	W/(m·K)	1.8
流体热导率	W/(m·K)	0.6
岩石密度	kg/m ³	2500
冷井注入温度	℃	根据负荷侧工况动态计算
热井注入温度	℃	根据热源侧工况动态计算
储热流量	L/s	根据源荷耦合工况动态计算
开采流量	L/s	根据源荷耦合工况动态计算
井下压力	MPa	50

日22时；夏季最大冷负荷为186.9 MW，最大电负荷为135.1 MW，出现在6月26日13时，最高气温38℃；全年冷、热负荷呈单峰分布，全年电负荷呈双峰分布。

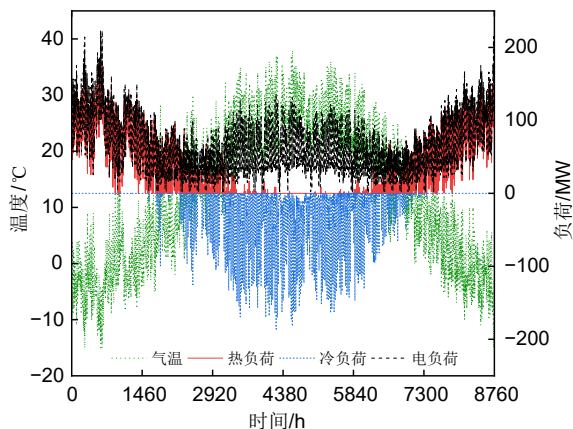
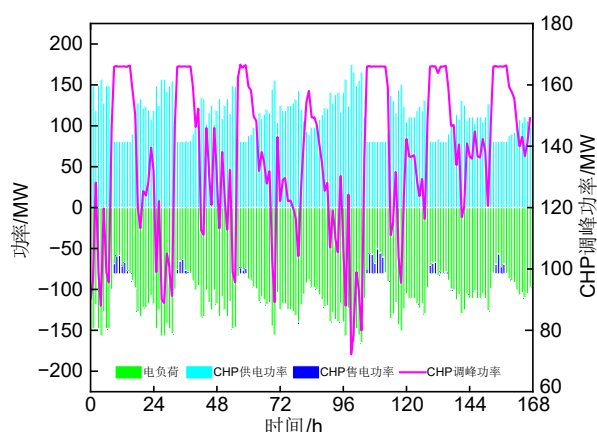


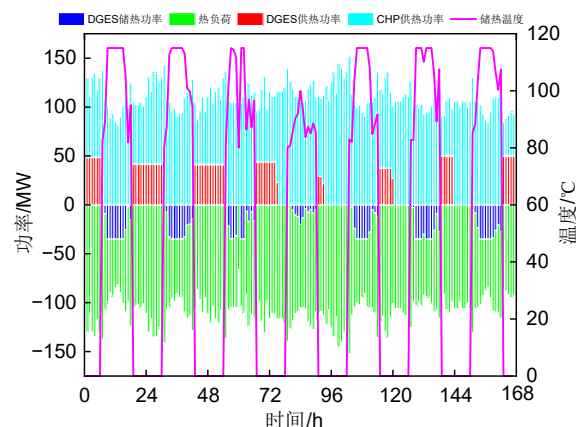
图2 全年动态负荷曲线

Fig. 2 Annual dynamic load curve

以模式1运行典型周为例的CHP-DGES-BL动态能量平衡如图3所示。由结果分析可得：CHP发电量可以满足建筑群电负荷需求，最大售电功率为30.3 MW，售电量为469.2 MWh，最大调峰功率为166 MW，调峰深度为32.8%，调峰电量为7110.7 MWh；CHP供热量可以满足建筑群热负荷



(a) 电力平衡



(b) 热力平衡

图3 模式1第2年典型周能量平衡图

Fig. 3 Energy balance diagram of a typical week in the 2nd year of mode 1

需求，最大供热功率为152.0 MW，供热量为15955.1 MWh，最大储热功率为36.7 MW，储热量为1818.4 MWh，储热温度为80~115℃；DGES最大供热功率为50 MW，供热量为2501.5 MWh，储能效率为0.73。

基于“源-荷-储”单元动态协同耦合运行原理，计算得出多模式变工况DGES储能效率、供热温度、热羽流半径等动态指标，如图4~图6所示。

由图4分析DGES逐年储能效率特性可得：模式1在第5年达到0.81，第20年为0.91；模式2在第7年达到0.81，第20年为0.92；模式3在第11年达到0.7，第20年为0.73。模式1的年均储能效率为0.84，模式2为0.82，模式3为0.65。模式2、模式3在第19年出现了下降趋势，模式1运行趋势平稳。

由图5分析DGES逐时供热温度特性可得：三

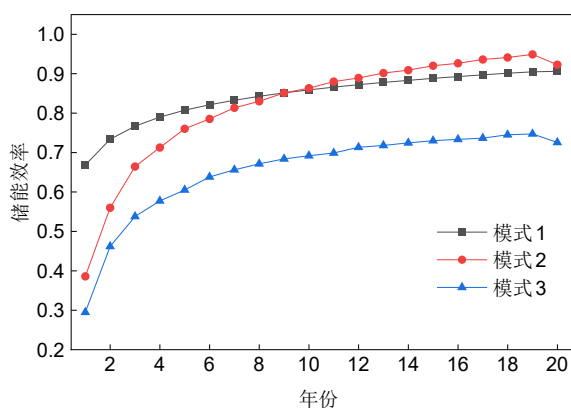


图4 DGES逐年储能效率对比

Fig. 4 Annual comparison of DGES energy storage efficiency

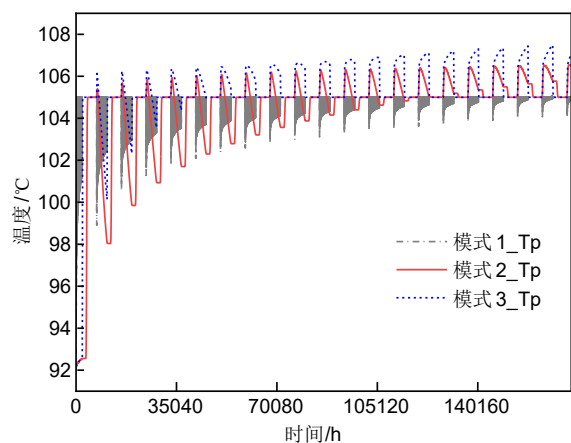


图5 DGES逐时供热温度对比

Fig. 5 Hourly comparison of DGES heating temperature

者均呈现逐年上升的趋势，模式3的上升幅度最大，模式1的上升幅度最小；在第20年，模式1~模式3的供热温度分别达到105.0℃、106.5℃和107.1℃。

本模拟采用4热井+4冷井的井群布置方式，井群采用中心对称配对+环形布置；热井组与冷井组的中心间距为500 m，两者通过流量平衡进行耦合。结合图4和图5分析图6第20年DGES热羽流半径特性可得：模式1的冷热羽流半径为53.7~64.2 m，模式2为89.6~156.8 m，模式3为66.7~352.4 m；模式3在第19年储热效率下降较为明显，出现热突破。

综合上述结果，对比分析多模式下DGES系统运行20年技术性能及经济效益指标，如表2所示。研究区域采用统一的供热单价和调峰售电电价，其为区域能源规划的固定定价。3种模式年运行收益

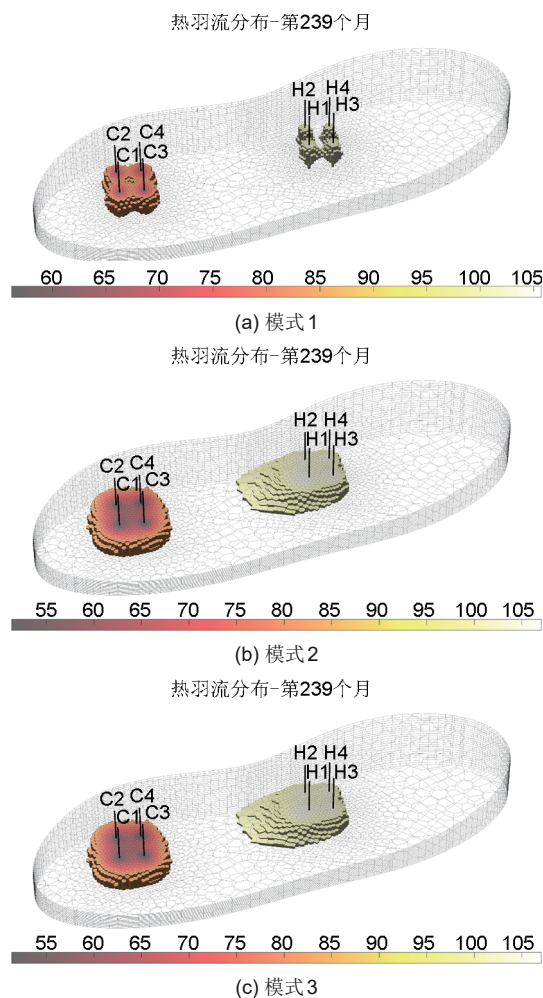


图6 第20年DGES热羽流半径对比

Fig. 6 Comparison of DGES thermal plume radius in the 20th year

为CHP-DGES总供热量与调峰售电量经“源-荷-储”动态平衡后的整体收益，相差不大。3种模式年运行成本的差异主要来源于不同工况下DGES储热量产生的燃煤成本。

结果表明：在储能效率方面，模式2的最大为0.923，其次为模式1的0.906，模式3的最小为0.73；在供热温度方面，三者较为接近，在105~107.1℃之间，相差最大约2.1℃；在热羽流影响半径方面，模式1的最小为64.2 m，其次为模式2的156.8 m，模式3的最大为352.4 m；在年净收益方面，模式1的最大为742.4万元，其次为模式2的562.2万元，模式3的最小为419.2万元；在投资回收期方面，模式1的最小为8.62年，其次为模式2的11.38年，模式3的最长为15.27年。

由于模式1考虑的是逐时负荷动态平衡，供暖

表2 DGES系统技术经济指标对比

Table 2 Comparison of technical and economic indicators of DGES system

指标	模式1	模式2	模式3
20年储热量/TJ	320.5	645.9	904
20年储能效率	0.906	0.923	0.73
20年供热温度/℃	105	106.5	107.1
20年热羽流半径/m	64.2	156.8	352.4
20年运行成本/万元	3551.5	7156.5	10015.8
投资成本/万元	6400	6400	6400
年运行成本/万元	177.6	357.8	500.8
年运行收益/万元	920	920	920
年净收益/万元	742.4	562.2	419.2
投资回收期/年	8.62	11.38	15.27

季的储/取热过程平稳交替运行，储热损失最小，热突破风险最低，运行成本最低，因此具有较高的储热性能和经济效益；模式2和模式3，采用的是供暖季24 h连续取热、非供暖季连续24 h储热的跨季节运行方式，储热周期较长，虽然储热量比模式1的大，但由于储热过程存在较长时间的热衰减，因此储热效率较低，热羽流影响半径较大，容易产生热突破风险，同时，增加了运行成本，降低了经济效益。基于“源-荷-储”动态协同运行模式1与常规的模式2和模式3相比，储热量降低50.4%~64.5%，热羽流半径减少59.1%~81.8%，运行成本降低50.4%~64.5%，运行收益提升32.1%~77.1%，初投资回收期缩短24.3%~43.5%。

3 结 论

本研究构建的“源-荷-储”动态协同耦合模型，通过CHP机组变工况、建筑动态负荷、深部热储单元机理建模，实现了地面-地下动态联动。模式1相较于传统解耦模型的模式2和模式3，可更精准地表征系统变工况运行特性。20年逐时模拟结果显示，模型能有效输出储热量、储能效率等关键指标的动态变化，储能效率在第5年可达0.81，随后平稳上升，至第20年达到最大值0.91，为深部地热长时储能系统精细化模拟提供了可靠方法。

对比3种运行模式，“源-荷-储”逐时动态协同的模式1综合性能最优：在技术层面，其20年储能效率达0.906，热羽流半径仅64.2 m，较模式2、模式3可明显降低热突破风险；在经济层面，模式

1年净收益742.4万元，投资回收期8.62年，较模式2、模式3明显提升经济性。模式2、3因采用供暖季连续取热、非供暖季连续储热的固定模式，虽储热量规模比模式1的更大，但长期储热过程中热衰减明显，导致储能效率低、运行成本高，难以适配实际动态负荷需求。

研究明确“动态协同运行”是提升深部地热长时储能系统性能的核心路径，建议在实际项目中优先采用“源随荷动”的储取热策略，通过实时调整CHP抽汽率与DGES回灌流量，减少热储热量损耗与热羽流扩散，降低热突破风险。本研究为技术可行性论证提供关键依据，尤其在华北寒冷地区的居住建筑热负荷集中、CHP调峰需求大的情况下，该技术可有效解决清洁供暖系统能源供需时空错配问题，推动深部地热长时储能技术规模化应用。

后续研究将针对不同区域地热资源禀赋，优化模型地质参数适配性；引入极端气候场景运行模拟，分析热储长期稳定性；结合可再生能源消纳与深部地热储能的耦合运行，探索“多能互补”的清洁供暖新模式，进一步提升系统综合效益。

参 考 文 献

[1] LU H W, TIAN P P, HE L. Evaluating the global potential of aquifer thermal energy storage and determining the potential worldwide hotspots driven by socio-economic, geo-hydrologic and climatic conditions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 112: 788-796. DOI:10.1016/j.rser.2019.06.013.

[2] FLEUCHAUS P, GODSCHALK B, STÖBER I, et al. Worldwide application of aquifer thermal energy storage—A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 94: 861-876. DOI:10.1016/j.rser.2018.06.057.

[3] SHI Y, CUI Q L, SONG X Z, et al. Thermal performance of the aquifer thermal energy storage system considering vertical heat losses through aquitards[J]. Renewable Energy, 2023, 207: 447-460. DOI:10.1016/j.renene.2023.03.044.

[4] HUANG Y H, PANG Z H, KONG Y L, et al. Assessment of the high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) potential in naturally fractured geothermal reservoirs with a stochastic discrete fracture network model[J]. Journal of Hydrology, 2021, 603: 127188. DOI:10.1016/j.jhydrol.2021.127188.

[5] LIU X L, WANG Y M, LI S, et al. The influence of reinjection and hydrogeological parameters on thermal energy storage in brine aquifer[J]. Applied Energy, 2020, 278: 115685. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115685.

[6] KIM J, LEE Y, YOON W S, et al. Numerical modeling of aquifer thermal energy storage system[J]. Energy, 2010, 35(12): 4955-4965. DOI:10.1016/j.energy.2010.08.029.

- [7] 张宇航, 庞佳萌, 王焱轩. 深部含水层跨季节储热技术数值模拟研究[J]. 河北石油职业技术大学学报, 2025, 27(3): 48-54. DOI: 10.13377/j.cnki.jcpc.2025.03.005.
ZHANG Y H, PANG J M, WANG Y X. Numerical simulation study on cross seasonal thermal storage technology in deep aquifers[J]. Journal of Hebei Petroleum University of Technology, 2025, 27(3): 48-54. DOI:10.13377/j.cnki.jcpc.2025.03.005.
- [8] 黄永辉, 杨俊生, 朱传庆, 等. 深部含水层储热系统的数值模拟研究[J]. 地球学报, 2023, 44(1): 239-247.
HUANG Y H, YANG J S, ZHU C Q, et al. Numerical modeling of the high-temperature thermal energy storage system in deep aquifers[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2023, 44(1): 239-247.
- [9] 徐德厚, 周学志, 徐玉杰, 等. 新型地下跨季节复合储热系统性能规律[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1768-1776. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0334.
XU D H, ZHOU X Z, XU Y J, et al. Performance law of a new composite seasonal underground thermal storage system[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1768-1776. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0334.
- [10] CHEN X Y, KANG C Q, O'MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: Modeling and implications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1848-1857. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2356723.
- [11] WANG L Y, ZHANG S Q, FU Y, et al. Heat-power decoupling for the CHP unit by utilizing heat storage in the district heating system integrated with heat pumps: Dynamic modeling and performance analysis[J]. Energy, 2024, 306: 132485. DOI: 10.1016/j.energy.2024.132485.
- [12] WANG C Y, SONG J W. Performance assessment of the novel coal-fired combined heat and power plant integrating with flexibility renovations[J]. Energy, 2023, 263: 125886. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125886.
- [13] GAO L H, ZHAO J, AN Q S, et al. Thermal performance of medium-to-high-temperature aquifer thermal energy storage systems[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 146: 898-909. DOI:10.1016/j.applthermaleng.2018.09.104.
- [14] BLOEMENDAL M, JAXA-ROZEN M, OLSHOORN T. Methods for planning of ATEs systems[J]. Applied Energy, 2018, 216: 534-557. DOI:10.1016/j.apenergy.2018.02.068.
- [15] SOMMER W, VALSTAR J, LEUSBROCK I, et al. Optimization and spatial pattern of large-scale aquifer thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2015, 137: 322-337. DOI:10.1016/j.apenergy.2014.10.019.
- [16] BIRDSELL D T, ADAMS B M, SAAR M O. Minimum transmissivity and optimal well spacing and flow rate for high-temperature aquifer thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2021, 289(C): DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116658.
- [17] SCHÜPPLER S, FLEUCHAUS P, BLUM P. Techno-economic and environmental analysis of an aquifer thermal energy storage (ATES) in Germany[J]. Geothermal Energy, 2019, 7(1): 11. DOI: 10.1186/s40517-019-0127-6.
- [18] FLEUCHAUS P, SCHÜPPLER S, BLOEMENDAL M, et al. Risk analysis of high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 133: 110153. DOI:10.1016/j.rser.2020.110153.
- [19] SHELDON H A, WILKINS A, GREEN C P. Recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage systems[J]. Geothermics, 2021, 96: 102173. DOI: 10.1016/j.geothermics.2021.102173.
- [20] WINTERLEITNER G, SCHÜTZ F, WENZLAFF C, et al. The impact of reservoir heterogeneities on high-temperature aquifer thermal energy storage systems. a case study from northern Oman[J]. Geothermics, 2018, 74: 150-162. DOI:10.1016/j.geothermics.2018.02.005.
- [21] Засумов, Засумов. Механизм разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюида[J]. Геология и геофизика Юга России. 2025, 15(4): 122-136.
- [22] YU Y J, CHEN H K, CHEN L, et al. Optimal operation of the combined heat and power system equipped with power-to-heat devices for the improvement of wind energy utilization[J]. Energy Science & Engineering, 2019, 7(5): 1605-1620. DOI: 10.1002/ese3.375.
- [23] MICHALAK P. A thermal network model for the dynamic simulation of the energy performance of buildings with the time varying ventilation flow[J]. Energy and Buildings, 2019, 202: 109337. DOI:10.1016/j.enbuild.2019.109337.
- [24] BOODI A, BEDDIAR K, AMIRAT Y, et al. Building thermal-network models: A comparative analysis, recommendations, and perspectives[J]. Energies, 2022, 15(4): 1328. DOI: 10.3390/en15041328.
- [25] COLLIGNON M, KLEMETSDAL Ø S, MØYNER O, et al. Evaluating thermal losses and storage capacity in high-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) systems with well operating limits: Insights from a study-case in the Greater Geneva Basin, Switzerland[J]. Geothermics, 2020, 85: 101773. DOI:10.1016/j.geothermics.2019.101773.
- [26] ZHANG Y Y, GAO X R, SUN C X, et al. Thermal performance and analysis of high-temperature aquifer thermal energy storage based on a practical project[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110399. DOI:10.1016/j.est.2023.110399.