

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230494

基于多运行场景与富氧燃烧捕集技术的低碳能源系统容量优化配置

刘朝蓬¹, 王海云¹, 王维庆¹, 武家辉¹, 朱庆²

(1. 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆 乌鲁木齐 830047;
2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106)

摘要: 针对光热(concentrating solar power, CSP)电站利用率低、风电场弃风率高以及传统燃气机组碳排放水平较高且受“以热定电”的运行限制等问题, 引入富氧燃烧捕集技术对传统机组进行改造, 配置含热回收的CSP电站实现热电解耦, 耦合高温固体氧化物电解池等能量转化设备, 构建了电-热-氢低碳能源系统及其容量优化配置方法。首先, 考虑到风电出力 and 光照强度的不确定性以及和电负荷之间的时序相关性, 建立了基于两阶段时空聚类的多运行场景提取模型。其次, 在基于概率的多运行场景基础上, 通过条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)理论度量因不确定性带来的风险, 以总成本最小为目标, 构建低碳能源系统容量优化配置模型。最后, 通过算例进行仿真验证, 结果表明该系统满足负荷需求情况下, 可降低年碳排放量和弃风率, 提高CSP电站利用率, 并为不同风险偏好的决策者面对系统容量优化配置问题时提供了定量依据。

关键词: 多运行场景; 富氧燃烧捕集; CVaR; 容量优化配置

Capacity optimization of low carbon energy systems based on multiple operating scenarios and oxygen-enriched combustion capture technology

LIU Zhaopeng¹, WANG Haiyun¹, WANG Weiqing¹, WU Jiahui¹, ZHU Qing²

(1. Engineering Research Center of Education Ministry for Renewable Energy Power Generation and Grid Connection, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. Nari Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: There is an issue of low utility rate of solar thermal power plants, high waste rate of wind power, and high carbon emission of traditional gas-fired units and a limitation of "heat-dependent power" operation, etc. To tackle this, there are the following actions to be taken: introducing oxygen-enriched combustion capture to retrofit conventional units, configuring photothermal power plants with heat recovery to realize thermal electrolysis coupling, coupling high-temperature solid oxide electrolysis cells and other energy conversion equipment to build an electricity-thermal-hydrogen low-carbon energy system and its capacity optimization allocation method. First, considering the uncertainty of wind power output and light intensity as well as the temporal correlation with electric load, a multi-run scenario extraction model based on two-stage temporal clustering is established. Second, using probability-based multi-run scenarios, this paper measures the risk caused by uncertainty through conditional value at risk (CVaR) theory, and constructs a low-carbon energy system capacity optimization allocation model with the objective of minimizing the total cost. Finally, the simulation is validated by an arithmetic example, and the results show that the system can reduce annual carbon emission and wind abandonment rate and improve the utilization rate of CSP plants when meeting the load demand. It provides a quantitative basis for decision makers with different risk preferences when facing the problem of system capacity optimization.

This work is supported by the Key Research and Development Program of Xinjiang Uygur Autonomous Region Program (No. 2022B01020-6).

Key words: multiple operational scenarios; oxygen-enriched combustion capture; CVaR; capacity optimization configuration

0 引言

随着现代社会经济飞速发展, 化石能源储量日

渐枯竭, 环境污染问题越来越严峻。因此, 如何实现能源多样化、低碳化以及提高能源利用效率和可再生能源的消纳率已经成为当前能源领域的研究热点。而构建多能流耦合协同互补互济的低碳能源系统(low carbon energy system, LCES)则是解决这些问题的有效途径^[1-4]。但随着多能流耦合的加深, 市

基金项目: 新疆维吾尔自治区重点研发计划项目资助(2022B01020-6); 国家自然科学基金项目资助(52266018)

场机制的成熟及设备种类的增加, LCES 容量合理配置成为非常复杂且亟待解决的问题^[5-8]。

当前, 传统综合能源系统的研究中主要以燃气机组作为供能单元^[9-10], 燃气机组的低碳、灵活运行直接影响综合能源系统的碳排放水平和灵活性。因此, 构建 LCES 需要从减碳和热电解耦两个方面改造燃气机组。

碳捕集技术是减少常规机组碳排放的关键^[11-13]。文献[14]利用燃烧后捕集方式对燃气机组进行改造, 但设备需要较大的占地面积, 且捕集能力较弱、成本较高, 比较适合火电机组。燃烧前捕集技术需要对机组进行较大改造, 成本较高, 适用性低。富氧燃烧捕集技术综合了燃烧前与燃烧后捕集技术的优势, 且碳捕集能耗低、捕集效率高, 但对燃料的清洁性要求较高^[15], 适用于燃气机组。文献[16]对 500 MW 发电厂进行研究, 分析表明在 CO₂ 捕获的情况下, 富氧燃烧比空气燃烧更具经济性。上述研究均集中于运行机理和技术经济层面的探讨, 并未将富氧燃烧技术与能源系统低碳运行相结合。

燃气机组“以热定电”的运行限制难以满足多种能量需求。光热电站配备大容量储热系统, 具有“热-电”转换能力, 耦合电加热(electric heat, EH)可以实现电-热能量双向转化。因此, 其具备辅助燃气机组实现稳定供能以及热电解耦的潜力。

目前, 对光热电站的研究主要集中在优化运行等方面。文献[17]将光热电站引入综合能源系统中, 以含电加热装置的光热电站充当热电联供机组, 从而提高系统的稳定运行与多能转化能力, 但研究中光热电站运行本质仍为热电分离, 未能有效利用汽轮机组产生的余热蒸汽, 能量综合利用率较低。考虑光照不确定性对能源系统中含热回收的光热电站容量、集热面积、储热时间进行优化配置的研究较少。

目前, 关于多运行场景提取的研究主要集中于风电、负荷分别进行模拟生成、聚类、缩减进行提取, 均没有考虑源荷之间的时序相关性^[18-19], 且缩减所得运行场景均由各类簇聚类中心代替, 使得缩减所得到的多运行场景难以准确表征原始场景^[20], 进而造成配置结果不符合实际的问题。对于多运行场景应用的研究主要为直接采用基于概率的多运行场景进行优化配置^[21], 未进行风险度量的分析研究, 没有充分量化不确定性。因此, 本文以电-热-氢低碳能源系统为核心, 提出一种基于两阶段时空聚类的多运行场景提取方法, 在此基础上, 通过条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)理论度量因不确定性带来的风险, 以总成本最小为目标, 构建低碳能源系统容量优化配置模型。

1 低碳能源系统

1.1 系统结构

本文构建的 LCES 包含富氧燃烧捕集系统、风电-电加热-高温固体氧化物电解池联合系统、含热回收的光热发电系统和储气系统。其中, 富氧燃烧捕集系统包括燃气机组(gas unit, GU)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、空气分离装置(air separation unit, ASU)、碳捕集压缩纯化装置(compression purification unit, CPU); 风电-电加热-高温固体氧化物电解池联合系统包括风力发电(wind power, WP)、高温固体氧化物电解池(solid oxide electrolysis cell, SOEC)和 EH 装置; 含热回收的光热发电系统包括光热电站(concentrating solar power, CSP)和热回收装置(heat recovery unit, HRU); 储气系统主要包含储氢罐(hydrogen storage tank, HST)和储氧罐(oxygen storage tank, OST)。能量输出主要包括电负荷(electrical load, EL)、热负荷(heat load, HL)和工业氢负荷(industrial hydrogen load, IHL) 3 种负荷形式, 低碳能源系统结构如图 1 所示。

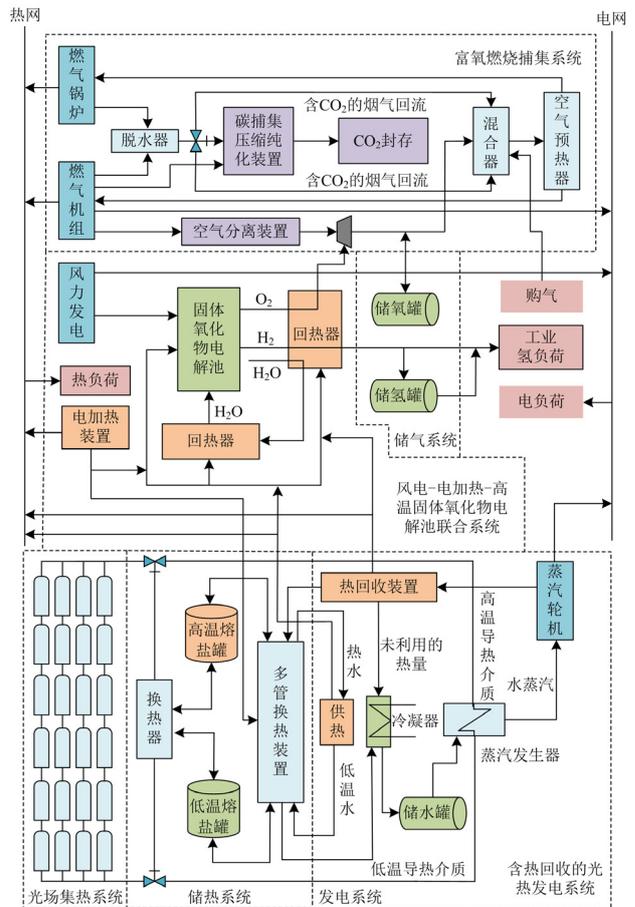


图 1 低碳能源系统结构图

Fig. 1 Structural diagram of low-carbon energy system

1.2 运行控制策略分析

WP 将产生的电力优先供给 EL, 多余的电力供给 SOEC、EH, 实现风电出力的充分消纳。GU 将产生的大部分电力供给 EL, 小部分电力供给 CPU 和 ASU, 保证 GU 和 GB 的低碳运行。HL 需求主要由 GU 和 GB 供给, HRU、EH 和储热系统(thermal energy storage, TES)辅助供给。HRU 和 EH 产生的热量优先供给 HL 和 SOEC, 剩余的热量储存于 TES, 热量不足时由 TES 供给。SOEC 产生的氢气优先供给 IHL, 剩余的氢气储存于 HST, 氢气不足时由 HST 供给。ASU 产生液氧经过气化与 SOEC 产生的氧气进行汇合, 最终与回流的烟气以一定比例混合后供给 GU 和 GB, 多余的氧气储存于 OST 中, 氧气不足时由 OST 供给。GU 和 GB 进行富氧燃烧产生含高浓度 CO₂ 的烟气, 部分进行回流, 余下部分运用富氧燃烧捕集的方式通过能耗较小的 CPU 进行捕获。

含热回收的 CSP 电站可将光场收集的热能以及 HRU 和 TES 提供的热能转化为电能, 实现热-电能量单向转换; EH 作为电-热能量单向转化设备, 既能消纳风电又能实现能量转换, EH 配合 CSP 电站可实现电-热能量双向转化。系统中多管换热装置可通过调节储热功率实现热量可控, 有效缓解了常规燃气机组的电热耦合程度。HRU 对发电余热蒸汽进行回收利用, 有效提高 CSP 电站的利用率。

1.3 LCES 内各子系统建模

1.3.1 含热回收的光热发电系统建模

CSP 电站由集热系统、发电系统与 TES 三部分组成, 以传热流体作为媒介, 实现 CSP 电站内部各子系统间的能量流动与转换, 本文在传统 CSP 电站基础上引入了 HRU 和供热过程, 内部能量流动如图 2 所示, 其数学模型见附录 A 式(A1)一式(A7)。

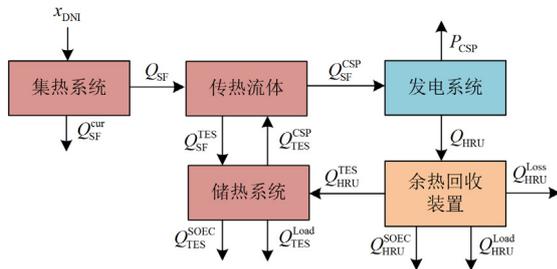


图 2 CSP 电站内部能量流动图

Fig. 2 Internal energy flow diagram of CSP power plant

1.3.2 WP-EH-SOEC 联合系统建模

WP-EH-SOEC 联合系统中 WP 为主要的出力, 其产生的电量优先供给 EL, 多余电量由 EH 和 SOEC 充分消纳, 其数学模型见附录 A 式(A8)和式(A9)。

在高温状态下, SOEC 相对于碱性电解水制氢和质子交换膜电解水制氢, 电解效率有极大提升^[22]。本文所搭建的 LCES 含有 EH、HRU 和 TES 产热设备, 为 SOEC 充分供热, 明显提高电转气的效率, 充分消纳新能源出力, 其数学模型见附录 A 式(A10)。

1.3.3 富氧燃烧捕集系统建模

富氧燃烧捕集系统是用氧气和部分循环 CO₂ 气体混合物来替代空气助燃, 使烟气产生高浓度 CO₂, 从而易于捕获^[23], 其能量流动如图 3 所示。

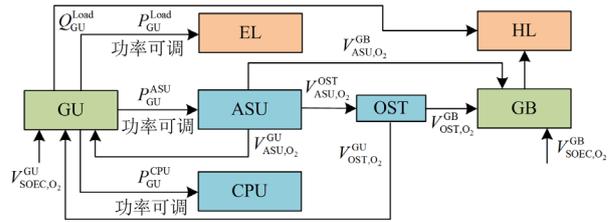


图 3 富氧燃烧捕集系统能量流动图

Fig. 3 Energy flow diagram of oxy-fuel combustion capture system

本文所建立的富氧燃烧捕集系统选取 GU 和 GB 作为改造对象, 从图 3 可以看出, 改造后的系统中电能主要流向为 GU 供给 EL、ASU 和 CPU, 热能的主要流向为 GB 供给 HL。正常运行情况下, EL 用电最多, 当 EL 需求较大时可以限制 ASU 和 CPU 的出力为 EL 提供支撑, 其富氧燃烧捕集系统热电出力模型见附录 A 式(A11)和式(A12)。

富氧燃烧捕集系统中氧气主要来源于对 ASU 制取的液氧进行气化, 后文 ASU 制取的氧指经过气化后的氧气, SOEC 为系统提供少部分氧气。为应对快速变负荷要求, ASU 一般配有 OST, 其氧气供应模型见附录 A 式(A13)。

富氧燃烧捕集系统中 ASU 结合 OST 在多时段进行调节, 实现能量的时移。在 EL 低谷时 ASU 满发, 在 EL 高峰时限制 ASU 的出力, 但并不影响碳捕集水平, ASU 的运行模型见附录 A 式(A14)。

GU 和 GB 富氧燃烧产生含高浓度 CO₂ 的烟气, 通过一定的回流比, 流入混合器, 营造富氧燃烧环境, 剩余烟气中的 CO₂ 通过 CPU 捕获, CPU 运行模型见附录 A 式(A15)。

1.3.4 储气系统建模

储气系统模型与 TES 模型类似, 篇幅所限, 此处不再赘述。

2 基于两阶段时空聚类的多运行场景提取

直接法向辐照度(direct normal irradiance, DNI)与 WP 具有不确定性, 并且 EL 也具有时序和季节特征。因此, 在对 LCES 容量优化配置时需要同时

考虑三者的时序相关性以及 WP 和 DNI 的空间不确定性。因此, 本文提出一种两阶段时空聚类算法, 第一阶段对具有时序和季节特征的 EL 进行时间层次的聚类, 将聚类结果传递给第二阶段, 第二阶段对具有不确定性的 WP 和 DNI 在各个时间层次内进行空间层次的聚类, 最后通过基于 Kantorovich 距离的同步回代消除(simultaneous backward reduction, SBR)算法进行场景缩减, 得到基于概率的多运行场景, 表征未来可能出现场景的重要程度, 在降低一定计算量的基础上, 能真实反映数据的原始特征, 使 LCES 容量配置更有意义。

2.1 基于时序聚类的多场景集划分

EL 数据在时间上存在连续性, 且具有周期性波动, 适合进行时间层次的有序聚类。因此, 本文第一阶段聚类采用改进轮廓系数(silhouette coefficient, SC)有序聚类的方法处理 EL 数据之间的时序性, 并将多场景集分割点传递给第二阶段, 多场景集提取流程如图 4 所示。

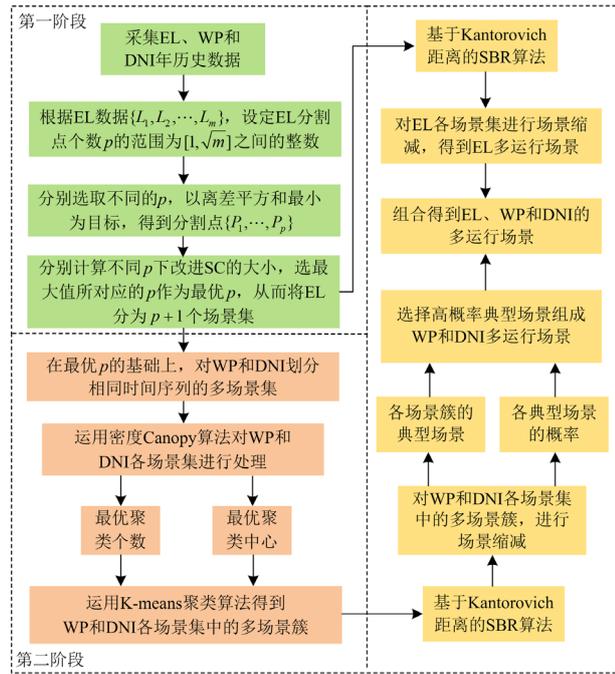


图 4 基于两阶段时空聚类的多运行场景提取流程图

Fig. 4 Multi-run scenario extraction flowchart based on two-stage spatiotemporal clustering

2.2 基于空间聚类的多场景簇提取

WP 和 DNI 的空间幅度在一定时间内具有波动性和不确定性, 因此, 第二阶段在第一阶段各场景集分割点基础上, 对 WP 和 DNI 划分相同时间序列的多场景集, 在各场景集中采用 CK-means 聚类算法分别对 WP 和 DNI 进行空间聚类, 提取多场景簇,

其具体步骤如图 4 所示。本算法解决了传统 K-means 算法存在的聚类结果不稳定、对初始聚类中心敏感、需要预先给定 K 值等问题, 其具体原理和相关参数计算见文献[24]。

2.3 基于 K-SBR 算法的多运行场景提取

SBR 法有许多实现方法, 其最重要的是关于概率距离的选取^[25], 基于 Kantorovich 距离对原始场景进行缩减, 能够较好地表征原始场景的特性。因此, 本文采用基于 Kantorovich 距离的 SBR 算法对各多场景进行场景缩减, 其具体过程如图 4 所示, 该算法的原理和计算步骤见文献[20]。

多运行场景中各场景发生的概率 $p(s)$, 计算公式如式(1)所示。

$$p(s) = \frac{n_s}{N} \quad (1)$$

式中: s 的取值为 $1, 2, 3, \dots, S$, 其中 S 为场景集的个数; n_s 为各场景集中所包含的天数; N 为全部场景集中所包含的总天数。

3 考虑条件风险价值的容量优化配置模型

在基于概率的多运行场景基础上, 引入 CVaR 理论, 通过 CVaR 度量因不确定性给 LCES 带来的风险, 并将其以平均风险损失的形式与目标函数相结合, 构建 LCES 容量优化配置模型。

3.1 基于 CVaR 的风险度量

风险度量是指对特定风险发生的可能性或损失的范围与程度进行估计和度量, 本文在基于概率的多运行场景基础上来计算风险价值, 其具体计算原理见文献[26]。

3.2 目标函数

3.2.1 LCES 系统年净总成本

1) 年投资成本

$$C_n = c_0 + \sum_{i=1}^I c_i \cdot c_n^i \cdot \frac{r \cdot (1+r)^Y}{(1+r)^Y - 1} \quad (2)$$

式中: C_n 为年投资成本; c_0 为改造 GU 和 GB 的投资成本, 取 150 万元; I 为系统中设备的种类个数, 取 12; c_i 为第 i 种设备的容量; c_n^i 为各设备单位容量投资成本; r 为折现率; Y 表示各设备生命周期, 均为 20 年。

2) 年维护成本

$$C_m = \xi_1 \sum_{i=1}^8 c_i \cdot c_n^i + \xi_2 \sum_{i=9}^I c_i \cdot c_n^i \quad (3)$$

式中: C_m 为年维护成本; ξ_1 为子系统 WP、SOEC、HST、TES、EH、OST、GB 和 HRU 的维护系数, 取 0.05; ξ_2 为子系统 CSP、CPU、ASU 和光场集热

的维护系数, 取 0.04。

3) 各场景年运行成本

$$C_s^o = N \sum_{t=1}^T [\sigma_b V_b(s, t) + \sigma_{FC} M_{CPU}(s, t)] \quad (4)$$

式中: C_s^o 为年运行成本; T 为运行周期, 取 24 h; σ_b 为天然气购价, 取 2.5 元/m³; σ_{FC} 为 CO₂ 封存单价 30 元/吨。

4) 各场景年惩罚成本

$$C_s^c = N \sum_{t=1}^T [\sigma_{WP}^{cur} P_{WP}^{cur}(s, t) + \sigma_{SF}^{cur} Q_{SF}^{cur}(s, t)] \quad (5)$$

式中: C_s^c 为年惩罚成本; σ_{WP}^{cur} 为弃风惩罚价格, 取 400 元/MWh; σ_{SF}^{cur} 为弃热惩罚价格, 取 200 元/MWh。

5) 年净总成本

$$\begin{cases} C_s = C_n + C_m + C_s^o + C_s^c \\ C = \sum_{s=1}^S p(s) C_s \end{cases} \quad (6)$$

式中: C_s 为各运行场景的系统年净总成本; C 为考虑多运行场景的系统年净总成本。

3.2.2 计及 CVaR 的 LCES 系统年总成本

本文提出的基于条件风险价值的 LCES 容量优化配置模型, 以考虑 CVaR 的系统年总成本最小为目标函数, 其计算模型如式(7)所示。

$$\begin{cases} C_{CVaR} = C + L V_{CVaR, \beta} \\ V_{CVaR, \beta} = \min \left\{ \alpha + \frac{1}{1-\beta} \sum_{s=1}^S (p(s) [C_s - \alpha]^+) \right\} \end{cases} \quad (7)$$

式中: C_{CVaR} 为 CVaR 的值; L 为风险系数, 表征决策者对于风险的态度, 其值越大, 表示规避风险的意愿越大, 即风险偏好程度变小; $L=0$ 表示风险中立者, 不规避风险也不主动追求风险; $V_{CVaR, \beta}$ 为置信水平 β 下的风险成本; α 为 VaR 的值。

3.3 约束条件

本文提出的容量优化配置模型中平衡约束主要有电功率平衡、热功率平衡和氢功率平衡, 其详细模型见附录 A 式(A16)一式(A18)。

3.4 LCES 相关评价指标计算模型

本文从经济性、弃风率、弃热率、碳排放量以及 CSP 电站利用率的角度进行评价, 其中弃风率、弃热率和 CSP 电站利用率计算模型见附录 A 式(A19)。

4 算例分析

4.1 基于两阶段时空聚类的多运行场景提取

本文选取西北某地区 2022 年全年 WP、EL 和 DNI 数据作为样本, 步长为 1 h。首先, 对 WP 数据进行标幺化, 然后基于 MatlabR2020b 仿真平台,

采用上述多运行场景提取方法从 8760 h 的 WP、EL 和 DNI 数据中提取 8 个具有代表性的多运行场景。

将上述西北某地区 2022 年全年 EL 历史数据进行第一阶段时序聚类, 首先, 计算不同划分点个数下改进的 SC 值, 如图 5 所示。

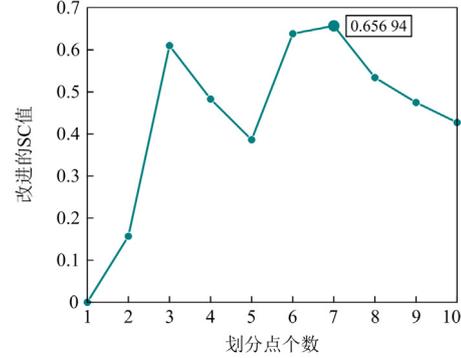


图 5 改进的 SC 随划分点个数变化曲线

Fig. 5 Improved SC curve with the number of points

其中改进的 SC 峰值所对应的划分点个数即为最优划分点个数, 则场景集划分情况如表 1 所示。

表 1 场景集划分情况

Table 1 Scene set partitioning

场景集编号	时间段/h	场景集编号	时间段/h
1	1—1152	5	4801—5688
2	1153—1968	6	5689—7152
3	1969—3648	7	7153—8016
4	3649—4800	8	8017—8760

将场景集划分情况传递给第二阶段, 得到 EL、WP 和 DNI 的多场景集, 如附录 B 图 B1 所示。

在图 B1 中, 不同的颜色代表不同场景集, 本文共划分了 8 个场景集, 图中对应的各个场景集具有明显的时序和季节特征, 说明多场景划分比较合理。

本文第二阶段空间聚类运用 CK-means 算法在 DNI 各场景集中进行聚类, 得到各场景集下的多场景簇, 然后在多场景簇的基础上进行基于 K-SBR 算法运行场景的提取, 得到表征各场景簇的典型场景及其概率。选取各场景簇下高概率典型场景组成 DNI 多运行场景, 如图 6 所示。WP 多运行场景提取过程与 DNI 一样, 其多运行场景如图 7 所示。

最后再运用 K-SBR 算法对 EL 各场景集进行场景缩减, 组合得到 EL 多运行场景, 如图 8 所示。

4.2 LCES 容量优化配置结果及分析

LCES 中除电负荷的需求外还需供给热负荷和工业园区稳定的氢气流, 数据曲线见附录 B 图 B2。CSP 电站相关参数见文献[17, 27-28]; 富氧燃烧捕集系统相关参数见文献[21, 29]; 本文在 4.2 节中 L

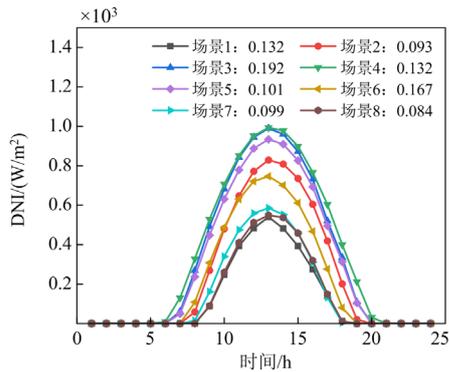


图 6 DNI 多运行场景及其概率

Fig. 6 DNI multi-run scenarios and their probabilities

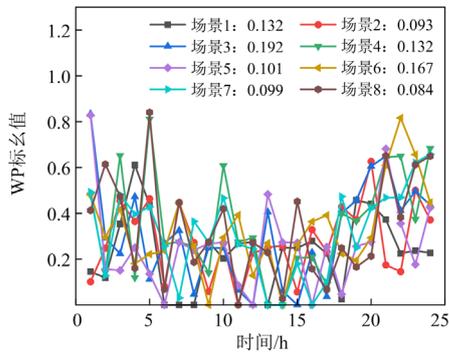


图 7 WP 多运行场景及其概率

Fig. 7 WP multi-run scenarios and their probabilities

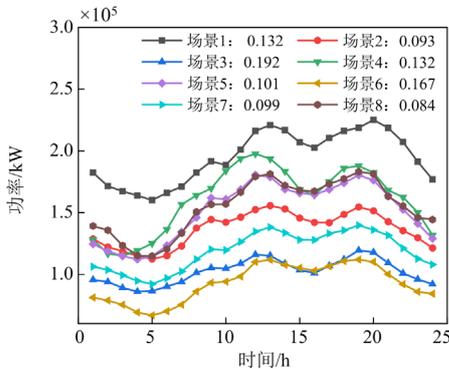


图 8 EL 多运行场景及其概率

Fig. 8 EL multi-run scenarios and their probabilities

和 β 分别取 0 和 0.9, 表示不规避风险也不主动追求风险。4.4 节将对该系数对配置结果的影响进行探究。其余优化配置参数见文献[29-30]。

4.2.1 引入富氧燃烧捕集、EH 和 SOEC 有效性分析

本文所搭建的 LCES 中包含由 GU、GB、ASU、CPU 和 OST 组成的富氧燃烧捕集系统以及 EH 和 SOEC。为了验证所搭建的 LCES 的先进性, 本文设置 4 种方案进行对比分析:

方案 1: GU、GB 进行空气燃烧, 系统不包含

ASU、CPU 和 OST, 采用燃烧后捕集的方式对 GU、GB 产生的 CO₂ 进行捕集。

方案 2: 不含 EH, 其余与本文所搭系统及其运行模式保持一致。

方案 3: 用质子交换膜电解水制氢, 其余与本文所搭系统及其运行模式保持一致。

方案 4: 本文所搭系统及其运行模式。

上述 4 种方案经优化配置后, 分别得出各方案下优化配置结果, 见表 2—表 4。

1) 引入富氧燃烧捕集的有效性分析

不同燃烧捕集方式下的方案 4 和方案 1 对比分析, 由表 2—表 4 可知方案 4 中的富氧燃烧使改造后 GU 和 GB 供能效率提高, 明显降低了 WP、CSP 电站和 GB 的配置容量以及购气量, 进而使投资、维护和运行成本大幅度降低。方案 4 采用富氧燃烧捕集方式, 存在烟气回流, 产生的 CO₂ 的浓度高达 78%, CO₂ 浓度越高越容易捕集, 即提高了捕集效率, 因此, 其能耗和年碳排放量相比燃烧后碳捕集方式明显降低, GU 的净出力显著提升, 充分挖掘了 GU 的潜力。综合对比可知, 方案 4 相较于方案 1, 总成本降低 63 293.25 万元, 减少 36.86%; 年碳排放量降低 43 008.32 t, 减少 90.37%; 弃风率和弃热率分别降低 24.90%和 15.70%; CSP 电站利用率提高 19.45%。总之, 方案 4 在经济性、弃风率、弃热率、CSP 电站利用率和碳减排上明显优于方案 1。

2) 引入EH的有效性分析

由表 2—表 4 可知方案 4 在方案 2 的基础上引入 EH, 既可以消纳风电, 又能提供热能的来源, 解决了方案 2 中 WP 配置过于保守以及 GB 配置过于激进的问题, 提高了 WP 的配置容量, 降低了 GB 的配置容量, 进而使投资、维护和弃风惩罚成本降低。综合对比可知, 方案 4 相较于方案 2, 总成本降低 2107.46 万元, 减少 1.91%; 弃风率和弃热率相较于方案 2 分别降低 6.98%和 0.72%。总之, 方案 4 相较于方案 2 在减少成本的同时, 降低了系统弃风率和弃热率, 充分体现了引入 EH 的先进性。

3) 引入SOEC的有效性分析

由表 2—表 4 可知方案 4 在方案 3 的基础上将质子交换膜电解水制氢改为 SOEC, 既可以增加热能利用途径, 又能提高电解水制氢的效率, 降低电解水制氢的能耗, 避免 WP 和电解水制氢容量配置过于激进, 进而减少投资、运维和购气成本。综合对比可知, 方案 4 相较于方案 3, 总成本降低 663.61 万元; 弃热率降低 0.84%, CSP 电站利用率提高 9.61%。总之, 方案 4 相较于方案 3 提高了 CSP 电

表 2 各方案配置结果对比

Table 2 Comparison of configuration results of each scenario

设备容量	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6	方案 7	方案 8	方案 9
WP/MW	204.66	93.00	129.12	114.66	176.22	155.52	75.96	60.60	121.88
CSP/MW	126.91	65.82	61.30	62.47	67.18	63.64	59.33	49.35	61.35
GB/MW	116.90	78.74	63.55	67.26	83.25	70.50	90.20	78.52	62.85
SOEC/MW	54.38	20.56	—	18.64	24.92	24.28	20.62	13.55	23.69
PEW/MW	—	—	29.23	—	—	—	—	—	—
HST/m ³	43 875.63	13 530.93	20 355.83	13 530.93	21 245.16	26 970.38	22 305.51	6155.21	20 253.86
OST/m ³	—	82 370.20	79 286.33	77 881.59	74 651.62	83 932.15	82 824.36	33 756.40	77 299.70
EH/MW	38.57	—	28.36	34.25	65.00	50.50	23.57	13.27	40.65
HRU/MW	112.89	58.54	54.53	55.57	—	—	52.77	43.89	54.57
ASU/MW	—	22.10	21.91	22.09	22.20	22.54	19.95	22.05	22.42
CPU/MW	—	3.69	3.67	3.75	3.74	3.74	3.30	3.65	3.74
PCC/MW	21.63	—	—	—	—	—	—	—	—
集热面积/m ²	2 168 351.33	1 124 234.69	911 383.97	959 631.04	1 027 684.66	1 003 013.19	895 783.70	777 541.35	1 014 889.85
储热时长/h	12.04	12.75	9.73	10.40	8	9.65	8.68	10.25	8.13

表 3 各方案成本对比

Table 3 Cost comparison of each option

运行数据	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6	方案 7	方案 8	方案 9
投资成本	71 353.13	37 342.19	36 738.53	35 936.45	42 477.37	40 549.75	30 985.11	26 138.98	36 662.90
维护成本	27 056.86	14 005.70	13 999.25	13 598.75	16 276.47	15 506.32	11 597.02	9715.66	13 859.15
运行成本	61 579.87	58 195.70	58 094.91	58 735.23	61 919.66	60 051.93	66 486.15	66 613.63	64 220.3
弃风惩罚成本	5474.09	726.86	10.98	51.83	386.19	48.35	509.12	1.16	1272.51
光场弃热惩罚成本	6248.01	255.72	238.65	96.45	1312.91	786.11	633.31	5.06	1914.43
年总成本	171 711.96	110 526.17	109 082.32	108 418.71	122 372.60	116 942.46	110 210.71	102 474.49	117 929.29

万元

表 4 各方案评价指标对比

Table 4 Comparison of evaluation indicators of various programs

评价指标	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6	方案 7	方案 8	方案 9
弃风率/%	25.32	7.40	0.08	0.42	2.07	0.29	6.67	0.02	10.52
弃热率/%	16.26	1.28	1.4	0.56	7.21	4.42	4.99	0.04	12.12
CSP 电站利用率/%	57.33	75.31	67.17	76.78	53.27	56.24	54.64	74	58.36
年碳排放量/t	47 591.15	4540.74	4532.87	4582.83	4831.30	4685.57	5187.60	5197.55	5010.81

站的利用率, 降低了系统弃风率和弃热率, 充分体现了引入 SOEC 的先进性和经济性。

4.2.2 引入含 HRU 的 CSP 电站有效性分析

为了验证含 HRU 的 CSP 电站参与 LCES 热电联供的有效性, 本文设置两种方案与本文运行模式进行对比分析, 方案信息如下。

方案 5: 传统 CSP 电站运行模式, 不含 HRU, CSP 电站只进行供电。

方案 6: CSP 电站“热电分离”运行模式, 不含 HRU, CSP 发电机组供电, TES 进行供热。

从表 2—表 4 中可以看出, 方案 4 在方案 5 和方案 6 的基础上引入 HRU 并且考虑 TES 的供热, 缓解了 GB 和 EH 供热压力, 避免了 WP 容量配置过于激进, 明显降低了 WP、EH 和 GB 的配置容量

以及购气量, 进而使投资、维护和运行成本降低。方案 4 考虑余热利用以及供热, 极大提高了 CSP 电站利用率, 降低了光场弃热率, 充分挖掘了 CSP 电站的热电联供的潜力, 有效缓解了 GU 的电热耦合程度。综合对比可知, 方案 4 相较于方案 5 和 6, 总成本降低 13 953.89 万元和 8523.75 万元, 分别减少 11.40% 和 7.29%; 弃热率分别降低 6.65% 和 3.86%; CSP 电站利用率分别提高 23.51% 和 20.54%。总之, 引入含 HRU 的 CSP 电站及其运行模型相较于方案 5 和方案 6 具有较高的经济性和先进性。

4.2.3 多运行场景提取方法先进性分析

为了验证本文所运用的基于两阶段时空聚类的多运行场景提取方法的先进性, 设置 3 种方案与本文所运用的方法进行对比分析, 方案信息如下。

方案 7: 在第一阶段时序聚类基础上, 第二阶段空间聚类采用传统 K-means 进行聚类得到多场景簇, 最后运用 K-SBR 算法进行缩减、筛选和组合得到多运行场景。

方案 8: 在第一阶段时序聚类基础上, 第二阶段空间聚类采用 CK-means 进行聚类得到多场景簇, 将各场景簇的聚类中心进行筛选和组合得到多运行场景。

方案 9: 不考虑 EL 的时序和季节特征以及 WP、EL 和 DNI 的时序相关性, 选取全年的 4 个典型日组成运行场景。

从表 2—表 4 中可以看出, 方案 7 运用传统 K-means 进行聚类, 其聚类效果不稳定, 且聚类数目需要人为主观确定。因此, 方案 7 聚类出的运行场景难以真实全面地表征全年数据, 从表中可以看出, 方案 7 相较于方案 4, WP 和 CSP 电站容量配置比较保守, 且出力过于保守, 但弃风和弃热率却显著增高。GB 容量配置较为激进, 造成购气成本增加, 进而总成本升高。

方案 8 运用聚类中心组合运行场景, 其得到的场景较为理想, 几乎不存在极端场景, 对原始场景的描述程度较低。从表 2—表 4 中可以看出方案 8 相较于方案 4, WP 和 CSP 电站容量配置较低, 常规机组出力较大, 进而购气量增加, 造成 WP 和 CSP 电站出力较为保守, 尽管总成本、弃风和弃热率相对较低, 但其场景不符合实际情况, 其优化配置结果准确度不够, 结果不可取。

方案 9 中选取典型日作为运行场景, 其代表特征较少, 难以准确描述原始数据, 且不考虑 EL 的时序和季节特征以及 WP、EL 和 DNI 的时序相关性, 出力和负荷的相关对应性缺失, 造成弃风弃热显著增加, 进而影响配置结果的准确性。

综合对比可知, 方案 4 分别相较于方案 7 和方案 9, 总成本降低 1792 万元和 9510.58 万元, 减少 1.63% 和 8.06%; 弃风率分别降低 6.25% 和 10.10%; 弃热率分别降低 4.43% 和 11.56%; CSP 电站利用率分别提高 22.14% 和 18.42%。总之, 本文所运用的基于两阶段时空聚类的多运行场景提取方法, 在保证原始场景特征的基础上, 使年总成本、弃风率和弃热率得到了显著降低, 同时提高了 CSP 电站利用率, 充分证明本文所提出的多运行场景提取方法的先进性。

4.3 基础运行结果分析

为了验证所建系统和所提运行策略可以满足系统的供需要求, 并证明本文所建系统在各运行场景下的适用性, 本节对所建模型在不同运行场景下的

结果进行分析, 进一步验证所建系统的可行性。

附录 B 图 B3 为运行场景 4 下 LCES 向 EL 的供能情况。由图 B3 可以看出, GU 在满足富氧燃烧系统 ASU 和 CPU 的基础上, 可输出稳定的电功率供给 EL; 在 01:00—06:00 EL 需求较小, WP 输出功率较大, 其在满足 EL 的基础上, 多余 WP 供给 SOEC, CSP 电站配备 TES, TES 供给发电机少量热能, 使 CSP 电站输出较小电功率; 在 07:00—19:00 EL 需求较高, WP 输出功率较小且不稳定, 光照强度较大, CSP 电站输出功率增大, 多余热能储于 TES, 平稳、灵活、持续地提供电功率。在 20:00—24:00 EL 需求逐渐降低, 光照逐渐消失, WP 输出较大功率, CSP 电站输出功率逐渐减小。

附录 B 图 B4 为运行场景 4 下 LCES 向 HL 的供能情况, 由图 B4 可以看出, GU 和 GB 可输出稳定热功率供给 HL; 在 01:00—07:00 和 19:00—24:00 HL 需求较大, TES 和 HRU 可提供少部分热能, 减少 GU 和 GB 的供热压力, EH 消纳风电的同时, 也提供少部分热能; 在 08:00—17:00 其热负荷需求较小, 且此时 WP 出力较小, CSP 电站输出电功率较大, 会产生较多余热, 因此该时段 HRU 提供大量热能, TES 和 EH 基本不提供热能。

附录 B 图 B5 为运行场景 6 下含 HRU 的 CSP 电站的运行情况。由图 B5(a)可以看出, CSP 电站的热源主要为光场集热与 TES, TES 可以确保无光照时 CSP 电站持续供电, 提高了 CSP 电站的供能持续性。由图 B5(b)可以看出, HRU 回收的热功率不仅可以为 HL 和 SOEC 供热, 而且增加了 TES 的储热途径, 适度提升 1 TES 的储热量。由图 B5(c)可以看出, 09:00—17:00 光照强度较高, 多余热能进行储存, 其大部分热能来自光场集热, 少部分来自 HRU 和 EH; 01:00—09:00 和 17:00—18:00 光照较弱或者消失, TES 进行放热, 维持发电机运行并满足部分 HL 和 SOEC。由此可知, 含 HRU 的 CSP 电站实现了电站内部的热电循环转化, 很大程度上提高了其运行灵活性。

附录 B 图 B6 为运行场景 7 下氢气和氧气的利用情况, 由图 B6(a)可以看出, 在 01:00—06:00 和 23:00—24:00, 由于电负荷较小, 因此多余的风电通过 SOEC 进行消纳, 产生大量氢气, 在满足氢负荷的基础上, 进行储氢; 在 13:00—16:00 电负荷较大, 此时 SOEC 功率较小, 由 HST 供给氢负荷。由图 B6(b)可以看出, 氧气的来源主要为 ASU, 部分来源于 SOEC, OST 实现了氧气的转移, 在 01:00—10:00, 由于电负荷较小, ASU 功率较大, 将多余的氧气储于 OST 中。在 11:00—14:00, 处

于电负荷高峰, ASU 出力较少, 不足的氧气由 OST 提供。

4.4 灵敏度分析

4.4.1 风险系数的灵敏度分析

风险系数 L 的不同取值代表不同的风险喜好程度且对配置结果有一定影响, 本小节在多运行场景的基础上, 对 L 在一定范围内以 0.1 为步长进行取值, 其对配置结果的影响如图 9 和图 10 所示。

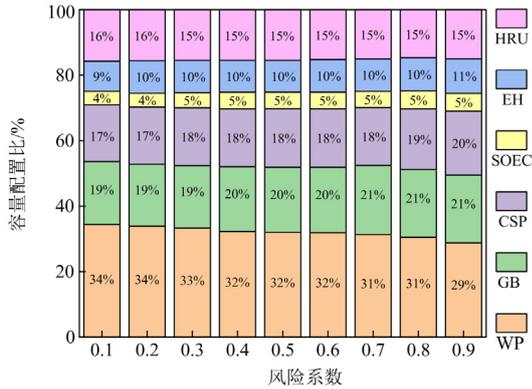


图 9 风险系数对容量配置比的影响

Fig. 9 Effect of risk factors on the capacity configuration ratio

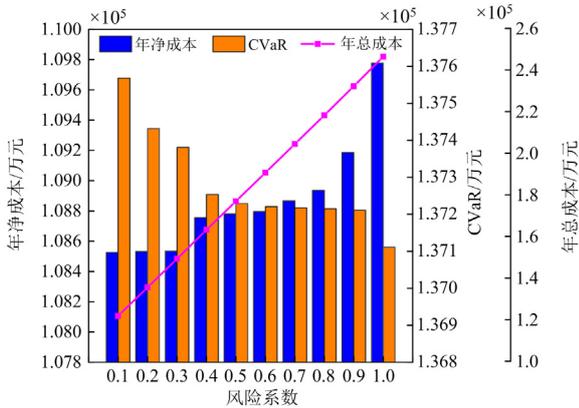


图 10 风险系数对成本的影响

Fig. 10 Impact of risk factors on costs

从图 9 中可以看出, 随着风险系数 L 的增大, 规划策略趋于保守, 供能比较稳定的 CSP 和 GB 容量比逐渐增加, 消纳风电的 SOEC 和 EH 容量比略微增加, 而具有不确定性的 WP 容量比逐渐降低, 从而提升系统的供能可靠性。

从图 10 中可以看出, 随着风险系数 L 的增大, 年净成本和年总成本逐渐增长, 而 CVaR 值逐渐减小, 且年净成本的变化程度增大, CVaR 的变化程度却减小, 说明投资者对风险的厌恶程度加深, 规划策略趋于保守, 对系统的安全性要求增高, 系统趋向于增加成本, 规避风险。风险系数较大时,

CVaR 的极小降低都会造成年净成本的显著增加。

4.4.2 置信水平的灵敏度分析

置信水平 β 表征决策者的风险厌恶水平, 其对配置结果有一定影响。本文对 β 在 0.1~0.9 的区间内以 0.1 为步长进行取值, 其对 CVaR 和年总成本的影响如图 11 所示。

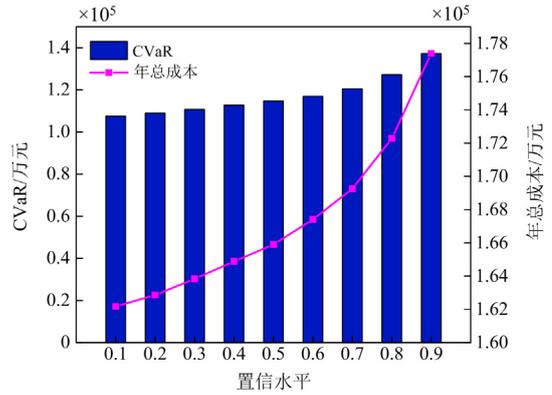


图 11 置信水平对成本的影响

Fig. 11 Impact of confidence level on cost

从图 11 可以看出, 随着 β 的增加, 系统承受风险的能力增大, 系统的 CVaR 值变大, 年总成本变大, 这是因为较高的置信水平要求更大的安全裕度。因此, 置信水平可以作为决策者确定系统的安全性和经济性的指标, 为配置运行起指导作用。

4.4.3 天然气价格的灵敏度分析

在本文所搭建的 LCES 中天然气价格关系到系统的年运行成本, 从而影响整个系统的年净成本。随着天然气市场需求的变化, 天然气价格存在一定的波动, 本文对天然气价格在 2~3 元区间内以 0.1 为步长进行取值, 其成本以及弃风、弃热率和 CSP 电站利用率的变化如图 12 和图 13 所示。

由图 12 可以看出, 随着天然气价格的增长, 购气成本增加, 进而年运行成本逐渐增加, GU 和 GB 供能成本越高, 其供能减小, 使得 WP 装机容量增大, 弃风率增大, 为了消纳风电, 减少弃风, 降低弃风惩罚成本, HST 容量及 SOEC 容量增大, 年投资成本、维护成本和年净成本增大。

由图 13 可以看出, 随着天然气价格的增长, 弃风率和 CSP 电站利用率呈总体上升趋势, 光场弃热率呈总体下降趋势。当天然气价格在 2~2.1 元和 2.5~3 元之间时, WP 容量增大, CSP 电站供能增加, SOEC 和 HST 的容量基本不变, 造成弃风率增大, CSP 电站利用率增大, 光场弃热率减小; 当天然气价格在 2.1~2.4 元之间时, WP 容量几乎不变, CSP 电站供能减小, SOEC 和 HST 的容量增大, 造成弃风率略

微降低, CSP 电站利用率降低, 光场弃热率增加。

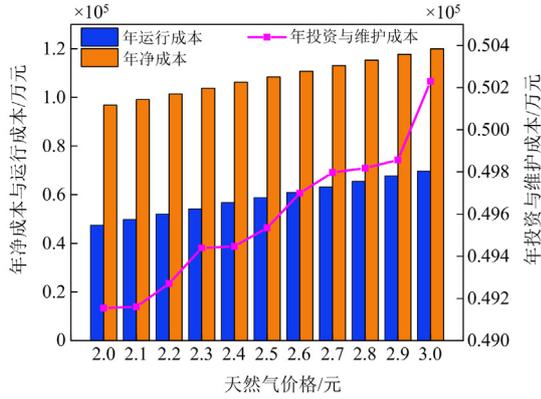


图 12 天然气价格对成本的影响

Fig. 12 Impact of natural gas prices on costs

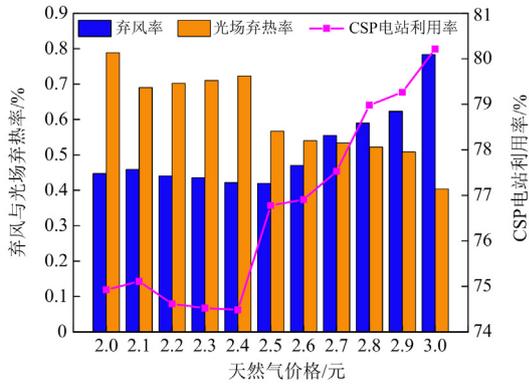


图 13 天然气价格对评价指标的影响

Fig. 13 Impact of natural gas prices on evaluation indicators

5 结论

本文将富氧燃烧捕集技术与含热回收的 CSP 电站引入常规综合能源系统中, 提出了一种基于多运行场景与 CVaR 的电-热-氢低碳能源系统容量优化配置方法, 通过算例分析, 得出以下结论。

1) 本文所搭建的 LCES 在满足多能需求的情况下, 相比常规综合能源系统在弃风率、弃热率、CSP 电站利用率、年碳排放以及经济性方面具有明显优势, 充分体现了 LCES 的先进性、低碳性和经济性。

2) 本文所提出的基于两阶段时空聚类的多运行场景提取方法, 考虑了 WP 和 DNI 的空间不确定性以及与 EL 之间的时序相关性, 得到的多运行场景对原始场景的覆盖度高, 各运行场景间的相似度高, 更能代表原始场景的特征, 结合本文所提的优化配置模型, 其配置结果符合实际情况, 且使总成本、弃风率和弃热率得到显著降低, 同时提高了 CSP 电站利用率, 充分体现了本文所提出的多运行场景提取方法的先进性。

3) 在多运行场景的基础上, 引入 CVaR 能够直观地度量决策者在规划 LCES 时面临的风险, 通过对风险系数的设定能够更好地衡量规划 LCES 的经济性与风险性之间的关系。

附录 A

CSP 电站通过光场集热系统将光能转化为热能, 得到的热功率表示为

$$\begin{cases} Q_{SF}(s,t) = \eta_{SF} A_{SF} x_{DNI}(s,t) - Q_{SF}^{cur}(s,t) \\ Q_{SF}(s,t) = Q_{SF}^{CSP}(s,t) + Q_{SF}^{TES}(s,t) \end{cases} \quad (A1)$$

式中: Q_{SF} 为集热系统输出的热功率; η_{SF} 为光场的光-热转换效率, 取 42%; A_{SF} 为光场的面积; x_{DNI} 为单位面积的太阳能辐射量; Q_{SF}^{cur} 为光场未利用的热功率; Q_{SF}^{CSP} 和 Q_{SF}^{TES} 分别为光场供给光热发电机和储热系统的热功率。

TES 容量大小对 CSP 电站运行的稳定性和经济性具有重要影响, 一般采用储热时长 T_{TES} 来表征储热容量的大小, 如式(A2)所示。

$$T_{TES} = \frac{C_{TES} \eta_{TES}^{dis}}{P_{CSP}^r / \eta_{PB}} \quad (A2)$$

式中: P_{CSP}^r 为 CSP 电站的容量; η_{PB} 为热电转换效率, 取 0.38; η_{TES}^{dis} 为放热效率, 取 97%; C_{TES} 为储热系统最大储热容量。其中, TES 储存的热量为

$$\begin{cases} Q_{TES}^{dis}(s,t) = Q_{TES}^{CSP}(s,t) + Q_{TES}^{Load}(s,t) + Q_{TES}^{SOEC}(s,t) \\ Q_{TES}(s,t) = Q_{TES}(s,t-1) + Q_{TES}^{sto}(s,t) \eta_{TES}^{sto} - \frac{Q_{TES}^{dis}(s,t)}{\eta_{TES}^{dis}} \\ Q_{TES}^{sto}(s,t) = Q_{SF}^{TES}(s,t) + Q_{EH}^{TES}(s,t) + Q_{HRU}^{TES}(s,t) \end{cases} \quad (A3)$$

式中: Q_{TES}^{dis} 为放热功率; Q_{TES} 为储热量; Q_{TES}^{sto} 为储热功率; Q_{TES}^{CSP} 、 Q_{TES}^{Load} 和 Q_{TES}^{SOEC} 分别为储热系统供给发电系统、HL 和 SOEC 的热功率; η_{TES}^{sto} 为储热效率, 取 97%; Q_{EH}^{TES} 和 Q_{HRU}^{TES} 分别为 EH 和 HRU 供给 TES 的热功率。TES 还需满足式(A4)运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq Q_{TES}^{sto}(s,t) \leq v_{sto} \varepsilon_{sto} C_{TES} \\ 0 \leq Q_{TES}^{dis}(s,t) \leq v_{dis} \varepsilon_{dis} C_{TES} \\ v_{sto} + v_{dis} \leq 1 \\ \Delta_{min} C_{TES} \leq Q_{TES}(s,t) \leq \Delta_{max} C_{TES} \\ Q_{TES}(s,t) = \chi_{TES} C_{TES} \end{cases} \quad (A4)$$

式中: v_{sto} 和 v_{dis} 为 0-1 变量, 表示 TES 的储放状态; ε_{sto} 和 ε_{dis} 为最大储放系数, 同取 0.3; Δ_{min} 和 Δ_{max} 分别为储热量系数下限与上限, 分别取 0.1 与 0.9; χ_{TES} 为 TES 初始容量系数, 取 0.3。

CSP 电站输出电功率的能量来源为集热系统和 TES 产生的热功率, 其模型如式(A5)所示。

$$P_{\text{CSP}}(s,t) = [Q_{\text{SF}}^{\text{CSP}}(s,t) + Q_{\text{TES}}^{\text{CSP}}(s,t)]\eta_{\text{PB}} \quad (\text{A5})$$

式中, P_{CSP} 为 CSP 的发电功率。其中, 发电系统应还满足式(A6)所示的约束。

$$\begin{cases} \alpha_{\text{CSP}}\zeta_{\text{CSP}}P_{\text{CSP}}^r \leq P_{\text{CSP}}(s,t) \leq \alpha_{\text{CSP}}P_{\text{CSP}}^r \\ -\xi_{\text{CSP}} \leq P_{\text{CSP}}(s,t) - P_{\text{CSP}}(s,t-1) \leq \xi_{\text{CSP}} \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式中: α_{CSP} 为光热发电机组工作状态, $\alpha_{\text{CSP}} = 0$ 为停机状态, $\alpha_{\text{CSP}} = 1$ 为运行状态; ζ_{CSP} 为光热发电机组最低出力系数; ξ_{CSP} 为光热发电机组最大爬坡速率。

本文在传统 CSP 电站基础上引入了 HRU, 通过回收蒸汽轮机的余热提升 CSP 电站的利用率, 其数学模型为

$$\begin{cases} Q_{\text{HRU}}(s,t) = [Q_{\text{SF}}^{\text{CSP}}(s,t) + Q_{\text{TES}}^{\text{CSP}}(s,t)](1 - \eta_{\text{PB}} - \eta_{\text{loss}})\eta_{\text{HRU}} \\ Q_{\text{HRU}}(s,t) = Q_{\text{HRU}}^{\text{Load}}(s,t) + Q_{\text{HRU}}^{\text{TES}}(s,t) + Q_{\text{HRU}}^{\text{SOEC}}(s,t) + Q_{\text{HRU}}^{\text{Loss}}(s,t) \end{cases} \quad (\text{A7})$$

式中: Q_{HRU} 为回收热功率; η_{loss} 为发电机散热损耗比例, 取 0.15; η_{HRU} 为余热回收效率; $Q_{\text{HRU}}^{\text{Load}}$ 、 $Q_{\text{HRU}}^{\text{SOEC}}$ 分别为 HRU 向 HL、SOEC 的供热功率; $Q_{\text{HRU}}^{\text{Loss}}$ 为 HRU 未利用的热功率。

$$\begin{cases} P_{\text{WP}}(s,t) = P_{\text{WP}}^{\text{EH}}(s,t) + P_{\text{WP}}^{\text{SOEC}}(s,t) + P_{\text{WP}}^{\text{Load}}(s,t) + P_{\text{WP}}^{\text{cur}}(s,t) \\ Q_{\text{EH}}(s,t) = P_{\text{WP}}^{\text{EH}}(s,t)\eta_{\text{EH}} \\ Q_{\text{EH}}(s,t) = Q_{\text{EH}}^{\text{SOEC}}(s,t) + Q_{\text{EH}}^{\text{TES}}(s,t) + Q_{\text{EH}}^{\text{Load}}(s,t) \end{cases} \quad (\text{A8})$$

式中: P_{WP} 为风电的输出电功率; $P_{\text{WP}}^{\text{EH}}$ 、 $P_{\text{WP}}^{\text{SOEC}}$ 和 $P_{\text{WP}}^{\text{Load}}$ 分别为 WP 供给 EH、SOEC 和 EL 的电功率; $P_{\text{WP}}^{\text{cur}}$ 为 WP 的弃电功率; Q_{EH} 为 EH 产生的热功率; η_{EH} 为 EH 的效率, 取 95%; $Q_{\text{EH}}^{\text{SOEC}}$ 和 $Q_{\text{EH}}^{\text{Load}}$ 分别为 EH 供给 SOEC 和 EL 的热功率。其中, WP-EH 还需满足式(A9)所示的运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{WP}}(s,t) \leq P_{\text{WP}}^r \\ 0 \leq Q_{\text{EH}}(s,t) \leq Q_{\text{EH}}^r \end{cases} \quad (\text{A9})$$

式中: P_{WP}^r 为 WP 的容量; Q_{EH}^r 为 EH 的额定功率。

$$\begin{cases} V_{\text{SOEC,H}_2}(s,t) = P_{\text{WP}}^{\text{SOEC}}(s,t)\zeta_{\text{SOEC,H}_2}\eta_{\text{SOEC}} \\ Q_{\text{SOEC}}(s,t) = \tau P_{\text{WP}}^{\text{SOEC}}(s,t) \\ Q_{\text{SOEC}}(s,t) = Q_{\text{EH}}^{\text{SOEC}}(s,t) + Q_{\text{TES}}^{\text{SOEC}}(s,t) + Q_{\text{HRU}}^{\text{SOEC}}(s,t) \\ V_{\text{SOEC,H}_2}(s,t) = V_{\text{SOEC,H}_2}^{\text{Load}}(s,t) + V_{\text{SOEC,H}_2}^{\text{HST}}(s,t) \\ V_{\text{SOEC,O}_2}(s,t) = \kappa V_{\text{SOEC,H}_2}(s,t) \\ V_{\text{SOEC,O}_2}(s,t) = V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GU}}(s,t) + V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GB}}(s,t) + V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{OST}}(s,t) \\ 0 \leq P_{\text{WP}}^{\text{SOEC}}(s,t) \leq P_{\text{SOEC}}^r \end{cases} \quad (\text{A10})$$

式中: $V_{\text{SOEC,H}_2}$ 为 SOEC 产生的氢气量; $V_{\text{SOEC,O}_2}$ 为

SOEC 产生的氧气量; Q_{SOEC} 为 SOEC 所需要的热功率; $\zeta_{\text{SOEC,H}_2}$ 为消耗单位电量的制氢体积, 取 $0.333\text{m}^3/\text{kWh}$; η_{SOEC} 为 SOEC 的转换效率, 取 90%; τ 为 SOEC 所需要的热功率与所需电功率的比, 取 66.7%; κ 为产生的氢气量与氧气量的比; $V_{\text{SOEC,H}_2}^{\text{Load}}$ 、 $V_{\text{SOEC,H}_2}^{\text{HST}}$ 分别为 SOEC 供给 IHL 和 HST 的氢气量; $V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GU}}$ 、 $V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GB}}$ 和 $V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{OST}}$ 分别为 SOEC 供给 GU、GB 和 OST 的氧气量; P_{SOEC}^r 为 SOEC 的额定功率。

$$\begin{cases} P_{\text{GU}}(s,t) = \frac{L_{\text{CH}_4} \cdot V_{\text{CH}_4}^{\text{GU}}(s,t)}{\omega} \eta_{\text{GU}} \\ V_{\text{O}_2}^{\text{GU}}(s,t) = \mathfrak{V} V_{\text{CH}_4}^{\text{GU}}(s,t) \\ V_{\text{O}_2}^{\text{GB}}(s,t) = \mathfrak{V} V_{\text{CH}_4}^{\text{GB}}(s,t) \\ V_{\text{b}}(s,t) = V_{\text{CH}_4}^{\text{GU}}(s,t) + V_{\text{CH}_4}^{\text{GB}}(s,t) \\ Q_{\text{GU}}(s,t) = \delta P_{\text{GU}}(s,t) \\ Q_{\text{GB}}(s,t) = \frac{L_{\text{CH}_4} \cdot V_{\text{CH}_4}^{\text{GB}}(s,t)}{\omega} \eta_{\text{GB}} \end{cases} \quad (\text{A11})$$

式中: P_{GU} 和 Q_{GU} 分别为 GU 输出的电、热功率; Q_{GB} 为 GB 输出的热功率; $V_{\text{O}_2}^{\text{GU}}$ 和 $V_{\text{O}_2}^{\text{GB}}$ 分别为 GU 和 GB 富氧燃烧所需氧气体积; $V_{\text{CH}_4}^{\text{GU}}$ 和 $V_{\text{CH}_4}^{\text{GB}}$ 分别为 GU 和 GB 所需的天然气体积; η_{GU} 和 η_{GB} 分别为 GU 和 GB 的发电和供热效率; \mathfrak{V} 为富氧燃烧下天然气与氧气的比例; V_{b} 为购买的天然气体积; δ 为 GU 的热电比; L_{CH_4} 为天然气的热值; ω 为热值和功率的转换系数。其中, GU 和 GB 还需满足式(A12)所示的运行约束。

$$\begin{cases} \zeta_{\text{GU}}P_{\text{GU}}^r \leq P_{\text{GU}}(s,t) \leq P_{\text{GU}}^r \\ -\xi_{\text{GU}} \leq P_{\text{GU}}(s,t) - P_{\text{GU}}(s,t-1) \leq \xi_{\text{GU}} \\ \zeta_{\text{GB}}Q_{\text{GB}}^r \leq Q_{\text{GB}}(s,t) \leq Q_{\text{GB}}^r \\ -\xi_{\text{GB}} \leq Q_{\text{GB}}(s,t) - Q_{\text{GB}}(s,t-1) \leq \xi_{\text{GB}} \end{cases} \quad (\text{A12})$$

式中: ζ_{GU} 和 ζ_{GB} 分别为 GU 和 GB 的最低出力系数, 取 0.2; ξ_{GU} 为 GU 最大爬坡速率, 取 80 MW/h; ξ_{GB} 为 GB 最大爬坡速率; P_{GU}^r 为 GU 的容量, 取 200 MW; Q_{GB}^r 为 GB 的容量。

$$\begin{cases} V_{\text{O}_2}^{\text{GU}}(s,t) = V_{\text{ASU,O}_2}^{\text{GU}}(s,t) + V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GU}}(s,t) + V_{\text{OST,O}_2}^{\text{GU}}(s,t) \\ V_{\text{O}_2}^{\text{GB}}(s,t) = V_{\text{ASU,O}_2}^{\text{GB}}(s,t) + V_{\text{SOEC,O}_2}^{\text{GB}}(s,t) + V_{\text{OST,O}_2}^{\text{GB}}(s,t) \end{cases} \quad (\text{A13})$$

式中: $V_{\text{ASU,O}_2}^{\text{GU}}$ 和 $V_{\text{OST,O}_2}^{\text{GU}}$ 分别为 ASU 和 OST 供给 GU 的氧气量; $V_{\text{ASU,O}_2}^{\text{GB}}$ 和 $V_{\text{OST,O}_2}^{\text{GB}}$ 分别为 ASU 和 OST 供

给 GB 的氧气量。

$$\begin{cases} P_{GU}(s,t) = P_{GU}^{ASU}(s,t) + P_{GU}^{CPU}(s,t) + P_{GU}^{Load}(s,t) \\ P_{GU}^{ASU}(s,t) = \beta_{ASU} V_{ASU,O_2}(s,t) \\ V_{ASU,O_2}(s,t) = V_{ASU,O_2}^{GU}(s,t) + V_{ASU,O_2}^{GB}(s,t) + V_{ASU,O_2}^{OST}(s,t) \\ \partial_{ASU} P_{ASU}^r \leq P_{GU}^{ASU}(s,t) \leq P_{ASU}^r \end{cases} \quad (A14)$$

式中： P_{GU}^{ASU} 、 P_{GU}^{CPU} 和 P_{GU}^{Load} 分别为 GU 供给 ASU、CPU 和 EL 的电功率； β_{ASU} 为 ASU 制造单位体积氧气的能耗； V_{ASU,O_2} 为 ASU 产生的氧气量； V_{ASU,O_2}^{OST} 为 ASU 供给 OST 的氧气量； ∂_{ASU} 为 ASU 的最小出力系数； P_{ASU}^r 为 ASU 的额定功率。

$$\begin{cases} M_{GB}^{GU}(s,t) = \lambda_G P_{GU}(s,t) + \lambda_B Q_{GB}(s,t) \\ M_{GU,R}^{GB}(s,t) = \kappa_{GU}^{GB} M_{GB}^{GU}(s,t) \\ M_{CPU}(s,t) = [M_{GB}^{GU}(s,t) - M_{GU,R}^{GB}(s,t)] \eta_{CPU} \\ P_{GU}^{CPU}(s,t) = \varphi M_{CPU}(s,t) \\ 0 \leq P_{GU}^{CPU}(s,t) \leq P_{CPU}^r \end{cases} \quad (A15)$$

式中： M_{GB}^{GU} 为 GU 和 GB 排放 CO_2 的质量； λ_G 和 λ_B 分别为 GU 和 GB 的碳排放强度； $M_{GU,R}^{GB}$ 为回流烟气中 CO_2 的质量； κ_{GU}^{GB} 为烟气中 CO_2 的回流比； M_{CPU} 为 CPU 捕集到 CO_2 的质量； η_{CPU} 为 CPU 的捕集效率； φ 为 CPU 捕捉单位质量 CO_2 所需能耗； P_{CPU}^r 为 CPU 的容量。

$$P_{WP}^{Load}(s,t) + P_{GU}^{Load}(s,t) + P_{CSP}(s,t) = P_{Load}(s,t) \quad (A16)$$

$$Q_{EH}^{Load}(s,t) + Q_{TES}^{Load}(s,t) + Q_{HRU}^{Load}(s,t) + Q_{GB}(s,t) = Q_{Load}(t) \quad (A17)$$

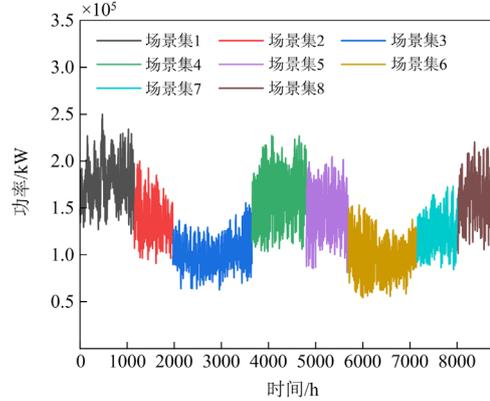
$$V_{SOEC,H_2}(s,t) + V_{HST}^{dis}(s,t) = V_{HST}^{sto}(s,t) + V_{Load,H_2}(s,t) \quad (A18)$$

式中： P_{Load} 为电负荷； Q_{Load} 为热负荷； V_{HST}^{dis} 为储氢罐的放氢量； V_{HST}^{sto} 为储氢罐的储氢量； V_{Load,H_2} 为工业氢负荷。

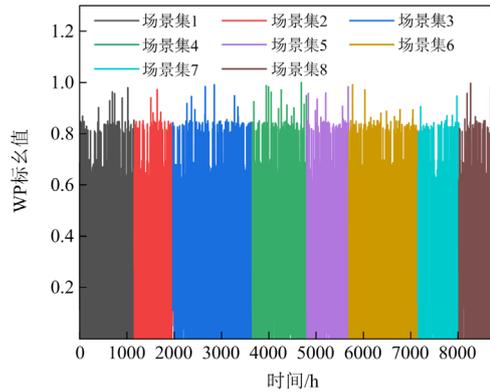
$$\begin{cases} \eta_{WP}^{cur} = \frac{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T P_{WP}^{cur}(s,t) \right]}{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T P_{WP}(s,t) \right]} \\ \sigma_{CSP} = \frac{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T (Q_{TES}^z(s,t) + Q_{HRU}^z(s,t)) \eta_{PB} \right]}{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T P_{CSP}^r \right]} \\ \eta_{SF}^{cur} = \frac{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T Q_{SF}^{cur}(s,t) \right]}{\sum_{s=1}^S \left[p(s) \sum_{t=1}^T Q_{SF}(s,t) \right]} \end{cases} \quad (A19)$$

式中： η_{WP}^{cur} 为弃风率； σ_{CSP} 为 CSP 电站利用率； η_{SF}^{cur} 为光场弃热率； Q_{TES}^z 和 Q_{HRU}^z 分别为 TES 和 HRU 供给 HL 以及 SOEC 的总热功率。

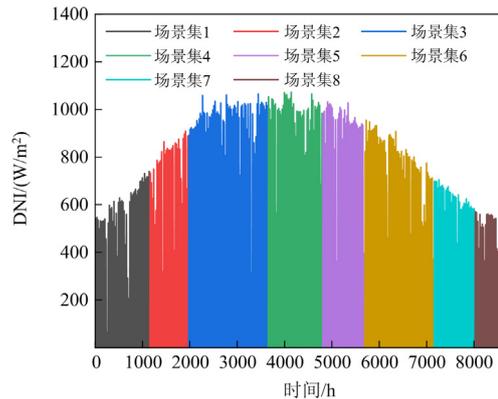
附录 B



(a) 全年EL数据及其场景集划分结果



(b) 全年WP数据及其场景集划分结果



(c) 全年DNI数据及其场景集划分结果

图 B1 全年 EL、WP 和 DNI 数据及其场景集划分结果
Fig. B1 EL, WP, and DNI data and their scenario segmentation results for the whole year

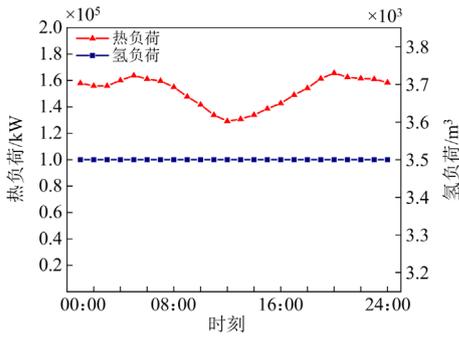


图 B2 HL 与 IHL 数据曲线

Fig. B2 HL and IHL data curves

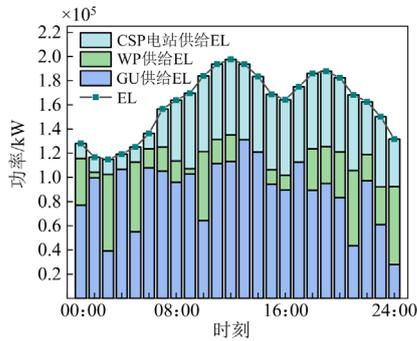


图 B3 LCES 向 EL 的供能情况

Fig. B3 Energy supply of LCES to EL

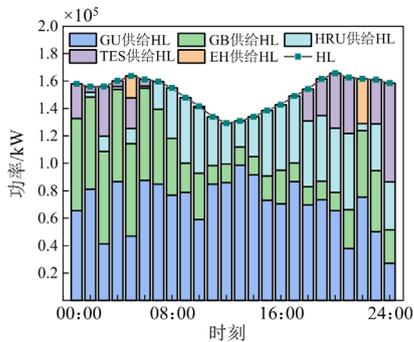
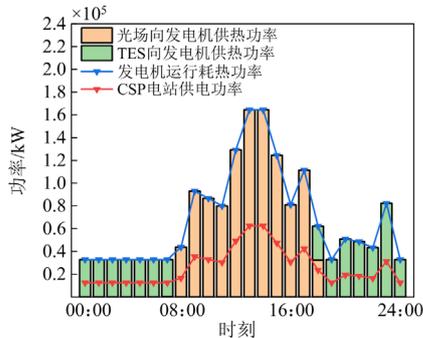
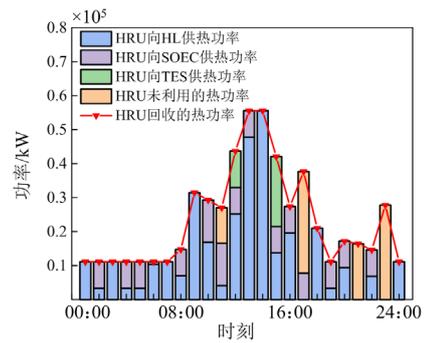


图 B4 LCES 向 HL 的供能情况

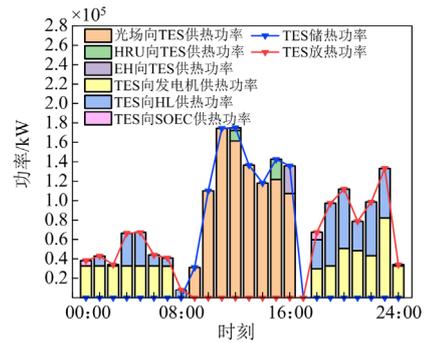
Fig. B4 Energy supply of LCES to HL



(a) CSP 电站供电耗电热情况



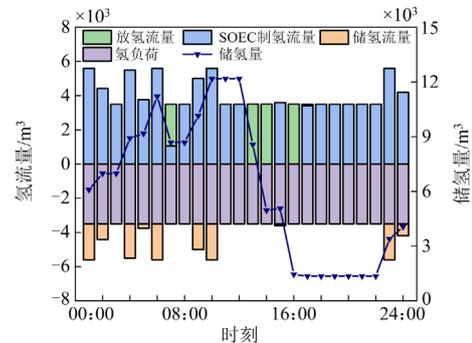
(b) HRU 运行情况



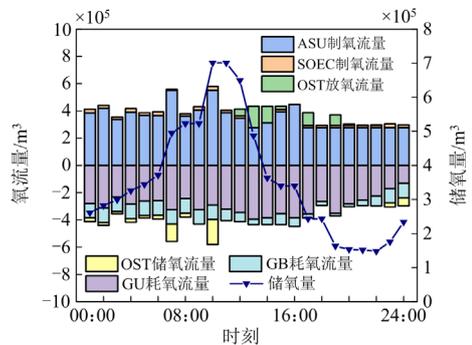
(c) TES 运行情况

图 B5 含 HRU 的 CSP 电站运行情况

Fig. B5 Operation of CSP power stations with HRU



(a) 氢气利用情况



(b) 氧气利用情况

图 B6 氢气与氧气的利用情况

Fig. B6 Utilization of hydrogen and oxygen

参考文献

- [1] ZHU X, YANG J, PAN X L, et al. Regional integrated energy system energy management in an industrial park considering energy stepped utilization[J]. *Energy*, 2020, 201: 1-19.
- [2] 贡保记, 张恩硕, 张国, 等. 考虑综合需求响应与“双碳”机制的综合能源系统优化运行[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(22): 11-19.
YUN Baoji, ZHANG Enshuo, ZHANG Guo, et al. Optimal operation of an integrated energy system considering integrated demand response and a “dual carbon” mechanism[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(22): 11-19.
- [3] 田福银, 马骏, 王灿, 等. 基于双层主从博弈的综合能源系统多主体低碳经济运行策略[J]. *中国电力*, 2022, 55(11): 184-193.
TIAN Fuyin, MA Jun, WANG Can, et al. Multi-agent low-carbon and economy operation strategy of integrated energy system based on bi-level master-slave game[J]. *Electric Power*, 2022, 55(11): 184-193.
- [4] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 189-207.
- [5] WANG Y, ZHANG N, ZHUO Z Y, et al. Mixed-integer linear programming-based optimal configuration planning for energy hub: starting from scratch[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 1141-1150.
- [6] LIN S, LIU C, SHEN C, et al. Stochastic planning of integrated energy system via Frank-Copula function and scenario reduction[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(1): 202-212.
- [7] 张涛, 黄明娟, 刘伉, 等. 计及源荷不确定性和变工况特性的区域综合能源系统优化调度[J]. *智慧电力*, 2022, 50(8): 109-117.
ZHANG Tao, HUANG Mingjuan, LIU Kang, et al. Optimal scheduling of regional integrated energy system considering source-load uncertainty and variable condition characteristic[J]. *Smart Power*, 2022, 50(8): 109-117.
- [8] 王平, 张惠智, 贾嵘, 等. 基于条件风险价值的综合能源系统低碳运行[J]. *电网与清洁能源*, 2021, 37(11): 80-86.
WANG Ping, ZHANG Huizhi, JIA Rong, et al. Low-carbon operation of the integrated energy system based on conditional value at risk[J]. *Power System and Clean Energy*, 2021, 37(11): 80-86.
- [9] MA Y, WANG H, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. *Energy*, 2021, 236: 1-12.
- [10] 骆钊, 刘德文, 沈鑫, 等. 综合能源系统优化运行技术研究综述[J]. *电力建设*, 2022, 43(12): 3-14.
LUO Zhao, LIU Dewen, SHEN Xin, et al. Review of research on optimal operation technology of integrated energy system[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(12): 3-14.
- [11] ZHANG Z N, DU J, LI M H, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated-energy systems with P2G and carbon capture[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2022, 9: 1-17.
- [12] 严中华, 王建功, 朱英刚, 等. 考虑碳排放流理论的风-碳捕集-电转气联合新型中长期调度方式[J]. *智慧电力*, 2022, 50(6): 14-21.
YAN Zhonghua, WANG Jiangong, ZHU Yinggang, et al. New medium-long term dispatching mode of wind-carbon capture P2G combined system considering carbon emission flow theory[J]. *Smart Power*, 2022, 50(6): 14-21.
- [13] 杨建宾, 谢丽蓉, 宋新甫, 等. 基于可再生能源的碳捕集-电转气协同运行方法[J]. *智慧电力*, 2022, 50(12): 70-78.
YANG Jianbin, XIE Lirong, SONG Xinfu, et al. Collaborative operation method of carbon capture-P2G based on renewable energy[J]. *Smart Power*, 2022, 50(12): 70-78.
- [14] OTITOJU O, OKO E, WANG M H. Technical and economic performance assessment of post-combustion carbon capture using piperazine for large scale natural gas combined cycle power plants through process simulation[J]. *Applied Energy*, 2021, 292: 1-18.
- [15] 程耀华, 杜尔顺, 田旭, 等. 电力系统中的碳捕集电厂: 研究综述及发展新动向[J]. *全球能源互联网*, 2020, 3(4): 339-350.
CHENG Yaohua, DU Ershun, TIAN Xu, et al. Carbon capture power plants in power systems: review and latest research trends[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2020, 3(4): 339-350.
- [16] VU T T, LIM Y I, SONG D, et al. Techno-economic analysis of ultra-supercritical power plants using air and oxy-combustion circulating fluidized bed with and without CO₂ capture[J]. *Energy*, 2020, 194: 1-11.
- [17] 董海鹰, 贡轶韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3689-3700.
DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating

- solar power plant participation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3689-3700.
- [18] 马国真, 林毓军, 张泽亚, 等. 计及源荷多重不确定性的综合能源系统鲁棒经济调度方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(20): 43-52.
MA Guozhen, LIN Yujun, ZHANG Zeya, et al. A robust economic dispatch method for an integrated energy system considering multiple uncertainties of source and load[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(20): 43-52.
- [19] 张靠社, 冯培基, 张刚, 等. 考虑源荷不确定性的CCHP型微网多目标优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(17): 18-27.
ZHANG Kaoshe, FENG Peiji, ZHANG Gang, et al. Multi-objective optimization scheduling of CCHP-type microgrids considering source-load uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(17): 18-27.
- [20] 赵书强, 要金铭, 李志伟. 基于改进 K-means 聚类和 SBR 算法的风电场景缩减方法研究[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3947-3954.
ZHAO Shuqiang, YAO Jinming, LI Zhiwei. Wind power scenario reduction based on improved K-means clustering and SBR algorithm[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 3947-3954.
- [21] 张文伟, 王维庆, 樊小朝, 等. 利用风电制氧的富氧燃煤电厂低碳能源系统容量优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 70-83.
ZHANG Wenwei, WANG Weiqing, FAN Xiaochao, et al. Optimal capacity configuration of a low carbon energy system of oxygen-enriched coal-fired power plant using wind power to produce oxygen[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 70-83.
- [22] 牟树君, 林今, 邢学韬, 等. 高温固体氧化物电解水制氢储能技术及应用展望[J]. *电网技术*, 2017, 41(10): 3385-3391.
MU Shujun, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology and application prospect of high-temperature solid oxide electrolysis cell[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(10): 3385-3391.
- [23] 向艳蕾, 蔡磊, 管延文, 等. 天然气富氧燃烧联合循环汽水循环系统[J]. *煤气与热力*, 2018, 38(1): 1-10.
XIANG Yanlei, CAI Lei, GUAN Yanwen, et al. Steam-water cycle systems combined with natural gas oxy-fuel combustion[J]. *Gas & Heat*, 2018, 38(1): 1-10.
- [24] 程江洲, 何艳, 鲍刚, 等. 基于 CK-means 算法的用户用电负荷聚类分析[J]. *计算机仿真*, 2021, 38(7): 63-67.
CHENG Jiangzhou, HE Yan, BAO Gang, et al. Cluster analysis of consumer electricity load based on CK-means algorithm[J]. *Computer Simulation*, 2021, 38(7): 63-67.
- [25] 邹云阳, 杨莉. 基于经典场景集的风光水虚拟电厂协同调度模型[J]. *电网技术*, 2015, 39(7): 1855-1859.
ZOU Yunyang, YANG Li. Synergetic dispatch models of a wind/PV/hydro virtual power plant based on representative scenario set[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(7): 1855-1859.
- [26] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(4): 39-46.
WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(4): 39-46.
- [27] 刘树桦, 王建学, 秦绪武, 等. 基于个体优化和系统多能互补的光热电站优化配置方法[J]. *电网技术*, 2020, 44(7): 2503-2512.
LIU Shuhua, WANG Jianxue, QIN Xuwu, et al. Research on optimal configuration of concentrating solar power based on individual optimization and multi-energy complementary[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(7): 2503-2512.
- [28] 曾贤强, 张警卫, 王晓兰. 计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化[J]. *高电压技术*, 2023, 49(1): 353-363.
ZENG Xianqiang, ZHANG Jingwei, WANG Xiaolan. Optimal configuration of regional integrated energy system after taking into account multiple uncertainties and the participation of concentrating solar power stations[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(1): 353-363.
- [29] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(2): 592-608.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(2): 592-608.
- [30] 曹继雷. 氢能支撑的风-燃气耦合低碳微网容量优化配置研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2021.
CAO Jilei. Study on optimal configuration of wind-gas coupling low-carbon microgrid capacity supported by hydrogen energy[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2021.

收稿日期: 2023-04-28; 修回日期: 2023-06-13

作者简介:

刘朝蓬(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源发电系统规划与运行; E-mail: 1334707669@qq.com

王海云(1973—), 女, 通信作者, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为可再生能源发电与并网技术。E-mail: 327028229@qq.com

(编辑 周金梅)