



区域电力系统中储能机组容量配置研究

耿志浩^{1,2}, 徐玉杰^{1,2,3,4}, 沈昊天⁵, 周学志^{1,2,3,4}, 陈海生^{1,2,3,4}

(¹中国科学院工程热物理研究所, 北京 100190; ²中国科学院大学, 北京 101408; ³长时规模储能重点实验室(中国科学院), 北京 100190; ⁴压缩空气储能北京市重点实验室, 北京 100190; ⁵中科南京未来能源系统研究院, 江苏 南京 211135)

摘要: 储能是实现可再生能源大规模消纳和构建新型电力系统的关键支撑技术, 但储能技术在电力系统中的容量配置及调度运行仍是目前要解决的关键问题。因此, 本研究首先构建了以系统总经济成本最小为优化目标的储能双层容量配置模型, 并建立了年时间尺度优化调度模型; 其次在不同可再生能源渗透率场景下, 开展储能机组的最优容量配置; 最后开展了电力系统年时段尺度的优化调度。研究表明: 随着可再生能源渗透率从 25.3% 提高到 57.6%, 抽水蓄能、压缩空气储能和锂电池储能的最优配置容量均显著提升; 锂电池储能占比由 47.0% 下降到 28.6%, 电力系统更加依赖于长时储能的能量搬移与削峰填谷能力; 储能机组优化调度全年情景下, 抽水蓄能机组额定功率运行小时数更多, 运行时段也更加集中, 而压缩空气储能机组变工况运行情况更加明显。该研究为未来高比例可再生能源电力系统的储能容量优化配置与经济调度提供了参考。

关键词: 区域电力系统; 容量配置; 调度优化

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0216

中图分类号: TM 732

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 08-3203-16

Capacity configuration optimization for energy storage systems in regional power systems

GENG Zhihao^{1,2}, XU Yujie^{1,2,3,4}, SHEN Haotian⁵, ZHOU Xuezhi^{1,2,3,4}, CHEN Haisheng^{1,2,3,4}

(¹Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China; ²University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 101408, China; ³Key Laboratory of Long-Duration and Large-Scale Energy Storage (Chinese Academy of Sciences), Beijing 100190, China; ⁴Beijing Key Laboratory of Compressed Air Energy Storage, Beijing 100190, China; ⁵Nanjing Institute of Future Energy System, Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Nanjing 211135, Jiangsu, China)

Abstract: Energy storage is a key enabling technology for large-scale renewable energy integration and new-type power system development. However, the optimal sizing and operational scheduling of energy storage units in power systems remain critical challenges. This study establishes a two-layer energy storage capacity configuration model to minimize total system economic cost and develops an annual-scale optimal dispatch model. Subsequently, optimal storage capacities are determined under different renewable

收稿日期: 2026-03-18; 修改稿日期: 2026-05-22。

基金项目: 中国科学院国际合作局对外合作重点项目资助 (117GJHZ2023009MI), 呼和浩特市基础研究和应用基础研究科技计划项目资助 (2024-科技突围-高新-1)。

第一作者: 耿志浩 (2000—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为储能机组调度优化, E-mail: gengzhihao@iet.cn; 通信作者: 徐玉杰, 研究员, 主要研究方向为压缩空气储能、储能与分布式系统等, E-mail: xuyujie@iet.cn。

引用本文: 耿志浩, 徐玉杰, 沈昊天, 等. 区域电力系统中储能机组容量配置研究[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(8): 3203-3218.

Citation: GENG Zhihao, XU Yujie, SHEN Haotian, et al. Capacity configuration optimization for energy storage systems in regional power systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(8): 3203-3218.

penetration scenarios, followed by annual-scale power system dispatch. The results indicate that as renewable penetration increases from 25.3% to 57.6%, the optimal capacities of pumped hydro storage, compressed air energy storage, and lithium-ion batteries all increase considerably. The lithium-ion storage share falls from 47.0% to 28.6%, indicating a growing reliance on long-duration storage for energy shifting and peak-valley load balancing. Throughout the year, pumped hydro storage units operate closer to their rated capacity for more hours and during more concentrated periods, whereas compressed air energy storage units exhibit more variable operational patterns. This study provides a reference for optimal energy storage capacity planning and economically efficient dispatch in future high-renewable power systems.

Keywords: regional power system; capacity configuration; optimal dispatch

储能技术是解决可再生能源大规模消纳、提高系统效率和安全性,以及构建新型电力系统的关键支撑技术^[1]。储能技术种类多^[2],其性能特征和应用场景不同,具有一定的互补性。抽水蓄能(pumped hydro energy storage, PHES)和压缩空气储能(compressed air energy storage, CAES)是典型的长时物理储能技术^[3],具有规模大、成本低、寿命长等优势,可为电力系统提供大规模调峰、调频、备用和惯量支撑等服务^[4],是目前应用最广的物理储能技术。电化学储能主要包括锂离子电池、液流电池和钠电池等,其中锂离子电池同时具有高效率、高能量密度和快速响应等优势,已成为电化学储能的主流技术^[5]。根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)DataLink全球储能数据库的不完全统计,截至2025年12月底,我国电力储能累计装机规模达到213.3 GW,其中,抽水蓄能占比31.3%,锂电池和压缩空气储能等新型储能累计装机占比超过2/3^[6]。

随着可再生能源电力装机占比的不断增加,其固有的波动性、间歇性对电力系统的冲击越发突出,已成为其大规模接入和消纳的瓶颈,因此国内外学者对多种储能机组与风光耦合系统的性能进行了较多研究。顾慧杰等^[7]建立了含抽水蓄能电站的高比例新能源发电运行调度模型,研究发现抽水蓄能电站的接入,有效降低了火电机组的调节负担,大幅度提高了风光消纳水平。梁帅^[8]提出了由电池储能、超级电容器和抽水蓄能构成的混合储能系统来缓解风电并网时的不稳定性,在满足经济性的条件下进一步提高了风光渗透水平。Zhou等^[9]提出了将压缩空气储能与火力发电厂集成为新型的耦合系

统,以提高系统调峰能力。孙昊等^[10]构建了含有抽水蓄能和压缩空气储能的综合能源系统模型,通过储能调节可满足高效低成本的用能需求。Huang等^[11]提出了考虑变工况性能的CAES线性调度模型,结果表明该模型以较低的计算成本取得了更好的调度决策。可见,储能是构建新型电力系统不可或缺或调节性资源,能够实现电力系统的清洁低碳和安全高效。

储能机组容量配置是区域电力系统研究的关键问题之一。刁涵彬等^[12]提出了考虑多元储能差异性的区域电力系统储能协同优化配置方法,建立了多元储能额定容量、功率和位置的优化配置模型,表明考虑不同储能特性有助于获得更加全面的储能配置方案。Gao等^[13]针对区域综合系统提出了多元混合储能容量配置方法,以应对可再生能源波动和用户负荷需求变化。Yu等^[14]针对中国省级电力系统的储能规划问题,构建了储能容量与技术类型选择的多目标优化模型,分析了削峰填谷需求对储能技术选择和容量配置的影响。Papaefthymiou等^[15]以风电消纳率最大以及互补系统度电成本最小为目标函数,以风电、抽蓄和常规水电的装机容量为优化变量构建了水风蓄的容量配置优化模型,从上网电价和调峰电价的角度研究了系统的容量配置。上述研究为区域电力系统的多类型储能容量配置提供了重要参考,但已有研究对区域电力系统中抽水蓄能、压缩空气储能和锂离子电池储能的协同容量配置规律,尤其是对不同可再生能源渗透率下储能配置结构演化的研究,仍有待进一步深化。

储能机组的调度优化也是区域电力系统研究的关键问题之一。杜婷^[16]针对区域综合系统提出多时

间尺度协调调度方法。该方法将调度时间划分为日前调度、小时级滚动修正调度和实时校正调度。该方法能准确捕捉系统功率波动, 确保多能源联合系统在协调运行中兼具经济高效与安全可靠优点。Qin等^[17]针对含风电接入的配电网, 建立了储能规划与运行协同优化模型, 综合考虑储能规划、运行调度和备用支撑作用。Daneshvar等^[18]针对区域综合系统的短期优化调度运行, 提出一个两阶段的鲁棒优化调度模型, 该模型旨在竞争激烈的电力市场环境中, 确保发电系统在气象要素(风速和太阳辐射)不确定的情况下, 保证系统的供电可靠性和经济性。He等^[19]针对风光混合储能系统开展规划-运行多目标协同优化, 说明储能容量设计与运行策略需要协同考虑。上述研究表明, 仅从静态容量配置角度确定储能规模, 难以充分反映电力系统运行过程对储能需求的影响, 有必要将容量配置与运行调度过程相结合, 同时开展长时间尺度优化调度研究, 进一步解决传统有功功率调度方法精度不足的问题。

综上所述, 现有研究在储能容量配置与优化调度方面已取得一定进展, 但仍存在以下不足: 一是相关容量配置研究多聚焦于单一储能类型或特定场景, 对不同可再生能源渗透率下储能配置结构演化的研究不足; 二是容量规划与运行调度往往相对分离, 对规划与运行之间耦合反馈关系的刻画仍不够充分; 三是优化调度研究多集中于多时间尺度和日前短期调度, 较少从年时间尺度开展长期运行特性分析。针对上述问题, 本研究面向区域电力系统, 综合考虑CAES、PHES和锂电池储能机组, 构建容量配置与运行调度相结合的双层优化模型: 上层以系统综合经济性为目标进行储能容量寻优, 下层在给定容量方案下开展运行调度优化并反馈评估结果。在此基础上, 进一步开展年时间尺度滚动优化调度分析, 研究了不同可再生能源渗透率场景下多元储能的最优容量配置、结构演化及运行特性, 为高比例可再生能源下电力系统的储能容量优化配置与运行调度提供参考。

1 系统结构

为了实现电力系统中储能机组的最优配置, 本研究建立了双层容量配置模型与年时间尺度日前调度模型。

图1为容量配置模型的逻辑框图。首先, 采用改进的K-means聚类方法提取春、夏、秋、冬四季典型场景作为容量配置模型的输入数据; 其次, 在上层模型中, 基于遗传算法设置种群代数和储能机组容量参数范围, 以电力系统综合成本最小为目标函数, 对储能容量配置方案进行寻优, 当迭代次数达到预设上限时停止搜索, 并输出当前迭代过程中获得的最优容量配置方案作为该场景下的优化结果; 在此基础上, 将上层的给定容量方案传递至下层模型, 开展日时间尺度的运行调度优化, 以运行成本最小为目标对容量方案进行评估; 下层计算结果再反馈至上层, 进一步修正容量配置方案。上述过程不断迭代, 直至达到最大迭代次数, 输出最优容量配置方案。

与传统单层容量配置模型不同, 本研究构建的双层模型是容量-调度嵌套的优化模型。单层模型通常将储能容量决策变量与系统运行变量放在一起同步求解, 虽然模型形式较为紧凑, 但在区域电力系统中往往难以清晰刻画容量配置与运行调度之间的耦合反馈关系。本研究采用的双层模型中, 上层以系统综合经济性为目标对储能容量方案进行寻优, 下层则在给定容量方案下开展运行调度优化, 并将运行结果反馈至上层修正容量配置进一步迭代, 从而使所得容量配置结果更符合区域电力系统的实际运行需求。

为进一步验证基于典型日容量配置结果的全年运行适用性, 本研究在储能容量配置模型的基础上建立年时间尺度滚动机组组合优化调度模型, 如图2所示。为获得区域电网的长时段调度结果且尽可能发挥储能电站在日间、日内的调节潜力, 采用了滚动时域优化方法, 滚动优化过程将调度时域划分为3部分, 分别是过去时段、执行时段和未来时段。每层机组组合优化的决策时域24 h为实际执行时段; 过去时段使用上一层优化中已实施的调度结果, 其各机组的启停计划、出力安排等决策信息作为已知条件传递至当前层优化; 当前层执行时段形成的调度决策则进一步传递至下一层, 作为后续优化的基础。通过这种逐层滚动、连续推进的方式, 最终完成全年调度优化, 所有执行时段的调度结果共同构成整个仿真周期内的系统运行结果。整个过程采用混合整数线性规划方法进行求解, 使用全年的可再生能源出力与负荷数据进行调度优化, 以获得区域

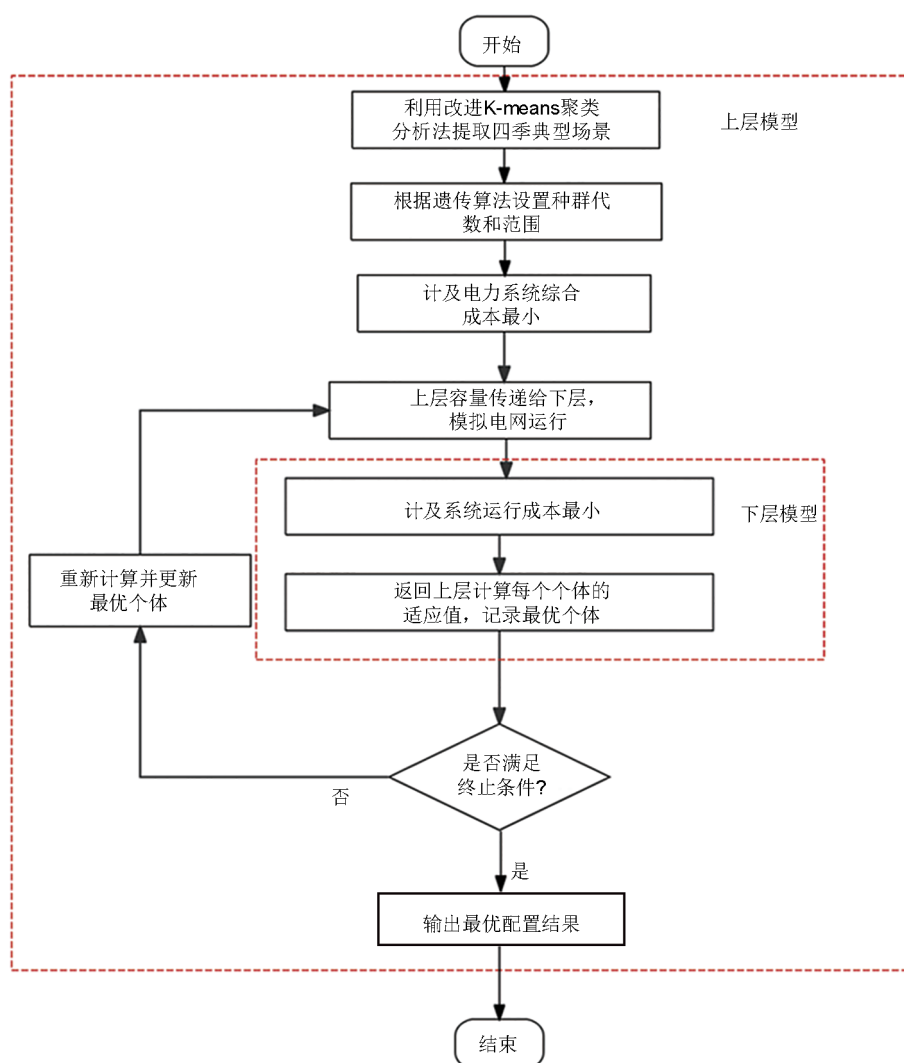


图1 双层模型逻辑框图

Fig. 1 Architecture of the two-layer model

电力系统的年运行结果。长时优化调度主要用于检验典型日容量配置结果在全年运行条件下的可靠

性, 并进一步分析不同可再生能源渗透率场景下系统运行特性及储能调节作用。

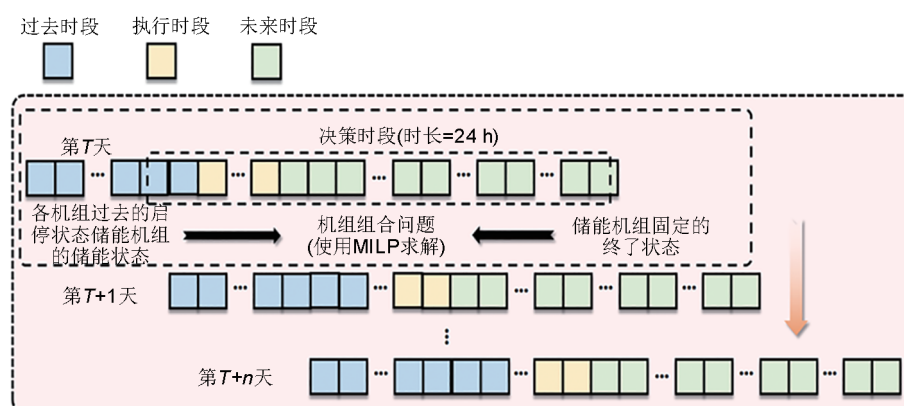


图2 年时间尺度滚动机组组合优化调度模型流程图

Fig. 2 Flowchart of the annual rolling unit commitment optimization dispatch model

本研究包含储能机组的容量配置和调度运行两部分。首先,利用双层容量配置模型对不同风光渗透率场景下储能机组的经济性容量方案进行优化求解;在此基础上,进一步开展年时间尺度滚动优化调度分析,以考察储能机组在全年运行过程中的出力特征与调节作用。两部分相互衔接,共同构成“容量配置-运行验证”的整体研究框架。

2 系统建模

2.1 目标函数

对模型做出以下假设和简化:

(1) 储能机组均为集中布置,不存在储能机组的位置优化。

(2) 假设风电与光伏发电的运行维护成本为常数,并忽略弃风、弃光造成的运行维护成本变化。

综上所述,本研究只对储能系统的容量规模进行优化,容量配置模型以系统总成本最小为目标,其表达式为:

$$C = \min(C_D + C_{in}) \quad (1)$$

$$C_{in}^{ann} = \sum_{j \in \Omega} C_j P_j^{cap} T_j CRF_j \quad (2)$$

$$CRF_j = \frac{r(1+r)^{n_j}}{(1+r)^{n_j} - 1} \quad (3)$$

$$C_{in} = \frac{C_{in}^{ann}}{365} \quad (4)$$

调度优化的目标函数为运行成本最小:

$$\min C_D = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^{T_D} (C_{gi,t}^f + C_{gi,t}^{s\&d} + C_{gi,t}^e) \quad (5)$$

式(1)~式(5)中, C 为区域电力系统调度周期内的综合成本; C_{in}^{ann} 为储能机组年化投资成本; C_{in} 为储能机组的投资成本,在容量配置模型下层是四季典型日调度,储能机组的投资成本折算成日均成本; Ω 为储能机组集合,包括 CAES、PHES 和锂离子电池储能机组; C_j 为第 j 类储能机组的单位能量投资成本; P_j^{cap} 为第 j 类储能机组的配置功率容量; T_j 为第 j 类储能机组的储能时长,储能时长固定; CRF_j 为第 j 类储能机组的资本回收系数, r 为折现率, n_j 为储能机组的寿命年限; C_D 为运行成本,包括火电机组燃料成本 $C_{gi,t}^f$ 、火电启停成本 $C_{gi,t}^{s\&d}$ 、环境保护成本 $C_{gi,t}^e$; N 为煤电机组数; T_D 为调度周期内的时段数。

火电机组的燃料成本可由机组煤耗计算得到。通常,煤耗-负荷特性曲线基于机组实际运行数据,

并采用二次函数进行拟合。因此,火电机组燃料成本可表示为:

$$C_{gi,t}^f = C_c [a_{gi}(P_{gi,t})^2 + b_{gi}P_{gi,t} + c_{gi}] \quad (6)$$

鉴于调度仿真采用混合整数线性规划 (mixed integer linear programming, MILP) 求解,为满足线性约束要求,需对煤耗曲线进行分段线性化处理:

$$C_{gi,t}^f = C_c \left(\beta_{gi}^{\min} u_{i,t} + \sum_{m=1}^M \alpha_{i,m} p_{i,t}^{(m)} \right) \quad (7)$$

式(6)、式(7)中, C_c 为单位质量煤的价格; $P_{gi,t}$ 为火电机组 i 在 t 时刻的运行功率; a_{gi} 、 b_{gi} 、 c_{gi} 分别为煤耗-负荷特性二次拟合函数的二次项系数、一次项系数和常数项; M 为线性化分段数; $\alpha_{i,m}$ 为第 m 段的煤耗常数; $p_{i,t}^{(m)}$ 为机组 i 在 t 时刻第 m 段的发电量; $u_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的启停状态变量; $\beta_{gi}^{\min}$ 为机组 i 在最小稳定出力下对应的固定煤耗项。

火电机组在启动过程中会产生额外费用,包括点火/升温阶段的燃油成本以及相应的人工维护成本。为便于建模,假设每台机组的单次启动成本为常数,火电机组启停成本 $C_{gi,t}^{s\&d}$ 如下:

$$C_{gi,t}^{s\&d} = C_{gi}^s (u_{i,t} - u_{i,t-1}) + C_{gi}^d (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \quad (8)$$

式中, C_{gi}^s 、 C_{gi}^d 为机组 i 的启动及停机成本。

环境保护成本 $C_{gi,t}^e$ 为火电机组在运行过程中产生污染物排放所对应的环境保护税费用:

$$C_{gi,t}^e = K [q_s(1 - \eta_s)f_{gi}(P_{gi,t})/J_s + q_N(1 - \eta_N)f_{gi}(P_{gi,t})/J_N] \quad (9)$$

式中, K 为每单位当量污染物排放所需缴纳的税额; η_s 和 η_N 为机组脱硫与脱硝装置对硫氧化物 SO_x 和氮氧化物 NO_x 的去除效率; q_s 和 q_N 为单位质量煤燃烧产生的 SO_x 和 NO_x 排放量; J_s 和 J_N 为 SO_x 和 NO_x 的环境影响当量系数; $f_{gi}(P_{gi,t})$ 为机组 i 的煤耗曲线。

2.2 约束条件

区域电网调度仿真模型的约束主要由以下部分构成:系统功率平衡约束、旋转备用约束、火电机组出力上下限约束、爬坡速率约束、最小开停机时间(启停间隔)约束、风电/光伏出力约束,以及储能电站充放电功率上下限约束与储能状态 (state of charge, SOC) 约束。

(1) 系统约束

系统功率平衡约束为:

$$\sum_{i=1}^N P_{gi,t} + P_{w,t} + P_{pv,t} + P_{c,t} + P_{p,t} + P_{b,t} = L_t \quad \forall t \quad (10)$$

式中, $P_{gi,t}$ 、 $P_{w,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 、 $P_{c,t}$ 、 $P_{p,t}$ 、 $P_{b,t}$ 分别为 t 时段下火电机组 i 、风电、光伏、CAES 机组、PHES 机组和锂电池储能机组的发电出力; L_t 为 t 时段下的电网负荷。

系统旋转备用约束为在任一调度时段 t 内系统可用旋转备用容量应不小于该时段的旋转备用需求:

$$\mu_{d1} L_t + \mu_{w1} P_{w,t} + \mu_{pv1} P_{pv,t} \leq \sum_{i=1}^N R_{gi,t}^{\text{up}} + R_{c,t}^{\text{up}} + R_{p,t}^{\text{up}} + R_{b,t}^{\text{up}} \quad \forall t \quad (11)$$

$$\mu_{d2} L_t + \mu_{w2} P_{w,t} + \mu_{pv2} P_{pv,t} \leq \sum_{i=1}^N R_{gi,t}^{\text{down}} + R_{c,t}^{\text{down}} + R_{p,t}^{\text{down}} + R_{b,t}^{\text{down}} \quad \forall t \quad (12)$$

式(11)、式(12)中, μ_{d1} 、 μ_{w1} 、 μ_{pv1} 分别为负荷、风电和光伏的正备用系数; μ_{d2} 、 μ_{w2} 、 μ_{pv2} 分别为负荷、风电和光伏的负备用系数; $R_{c,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{c,t}^{\text{down}}$ 、 $R_{p,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{p,t}^{\text{down}}$ 、 $R_{b,t}^{\text{up}}$ 和 $R_{b,t}^{\text{down}}$ 分别为时段 t 内 CAES 机组、PHES 机组以及锂电池储能机组的正备用容量与负备用容量; $R_{gi,t}^{\text{up}}$ 和 $R_{gi,t}^{\text{down}}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的正备用容量和负备用容量。

(2) 火电机组运行约束

火电机组出力上下限约束: 任一时段内, 煤电机组出力应满足其最小稳定出力与额定出力之间的范围限制。

$$u_{gi,t} P_{gi}^{\min} \leq P_{gi,t} \leq u_{gi,t} P_{gi}^{\max} \quad \forall t, i \quad (13)$$

式中, $P_{gi}^{\max}$ 和 $P_{gi}^{\min}$ 分别为煤电机组 i 的最大和最小运行出力。

火电机组爬坡速率约束: 对任意时段, 火电机组出力变化量不得超过其上调爬坡能力与下调滑坡能力上限。

$$P_{gi,t} - P_{gi,t-1} \leq u_{gi,t} (RC_{gi}^{\text{up}} - S_{gi}) + S_{gi} \quad \forall t, i \quad (14)$$

$$P_{gi,t} - P_{gi,t-1} \leq u_{gi,t} (RC_{gi}^{\text{down}} - S_{gi}) + S_{gi} \quad \forall t, i \quad (15)$$

$$S_{gi} = 1/2(P_{gi}^{\max} + P_{gi}^{\min}) \quad (16)$$

式(14)~式(16)中, RC_{gi}^{down} 和 RC_{gi}^{up} 分别为火电机组 i 在一个调度周期内的最大滑坡能力和最大爬坡能力; S_{gi} 为火电机组出力变化量区间的中心值参数。

火电机组旋转备用容量约束: 火电机组的旋转备用容量受到机组出力范围和爬坡速率的限制。

$$R_{gi,t}^{\text{up}} \leq u_{gi,t} P_{gi}^{\max} - P_{gi,t} \quad \forall i, t \quad (17)$$

$$R_{gi,t}^{\text{down}} \leq P_{gi,t} - u_{gi,t} P_{gi}^{\min} \quad \forall i, t \quad (18)$$

$$R_{gi,t}^{\text{up}} \leq u_{gi,t} RC_{gi}^{\text{up}} \delta \quad \forall i, t \quad (19)$$

$$R_{gi,t}^{\text{down}} \leq u_{gi,t} RC_{gi}^{\text{down}} \delta \quad \forall i, t \quad (20)$$

式(17)~式(20)中, δ 为旋转备用时间段与一个调度周期的比值。

火电机组启停时间间隔约束: 机组启动与停机需满足最小开机时间和最小停机时间要求。

$$\sum_{k=t}^{t+TS_{gi}-1} (1 - u_{gi,k}) \geq TS_{gi} (u_{gi,t-1} - u_{gi,t}) \quad \forall t, i \quad (21)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TD_{gi}-1} u_{gi,k} \geq TD_{gi} (u_{gi,t} - u_{gi,t-1}) \quad \forall t, i \quad (22)$$

式(21)、式(22)中, TS_{gi} 、 TD_{gi} 分别为煤电机组 i 的最小开机和停机时段数。

(3) 风光出力运行约束

风光出力约束: 在任一调度时段 t 内, 风电与光伏的实际出力不得超过其可用最大出力上限。

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{pre}} \quad \forall t \quad (23)$$

$$0 \leq P_{pv,t} \leq P_{pv,t}^{\text{pre}} \quad \forall t \quad (24)$$

式(23)、式(24)中, $P_{w,t}^{\text{pre}}$ 和 $P_{pv,t}^{\text{pre}}$ 分别为风力发电和光伏发电在调度周期 t 时段内的预测最大出力。

(4) 储能机组运行约束

储能机组出力约束:

$$u_{c,t} P_{c,t}^{\text{cha,min}} \leq P_{c,t}^{\text{cha}} \leq u_{c,t} P_{c,t}^{\text{cha,max}} \quad \forall t \quad (25)$$

$$u_{c,t}^{\text{dis}} P_{c,t}^{\text{dis,min}} \leq P_{c,t}^{\text{dis}} \leq u_{c,t}^{\text{dis}} P_{c,t}^{\text{dis,max}} \quad \forall t \quad (26)$$

$$u_{c,t}^{\text{dis}} + u_{c,t}^{\text{cha}} \leq 1 \quad \forall t \quad (27)$$

$$P_{c,t} = P_{c,t}^{\text{dis}} - P_{c,t}^{\text{cha}} \quad \forall t \quad (28)$$

$$u_{p,t} P_{p,t}^{\text{cha,min}} \leq P_{p,t}^{\text{cha}} \leq u_{p,t} P_{p,t}^{\text{cha,max}} \quad \forall t \quad (29)$$

$$u_{p,t}^{\text{dis}} P_{p,t}^{\text{dis,min}} \leq P_{p,t}^{\text{dis}} \leq u_{p,t}^{\text{dis}} P_{p,t}^{\text{dis,max}} \quad \forall t \quad (30)$$

$$u_{p,t}^{\text{dis}} + u_{p,t}^{\text{cha}} \leq 1 \quad \forall t \quad (31)$$

$$P_{p,t} = P_{p,t}^{\text{dis}} - P_{p,t}^{\text{cha}} \quad \forall t \quad (32)$$

$$u_{b,t} P_{b,t}^{\text{cha,min}} \leq P_{b,t}^{\text{cha}} \leq u_{b,t} P_{b,t}^{\text{cha,max}} \quad \forall t \quad (33)$$

$$u_{b,t}^{\text{dis}} P_{b,t}^{\text{dis,min}} \leq P_{b,t}^{\text{dis}} \leq u_{b,t}^{\text{dis}} P_{b,t}^{\text{dis,max}} \quad \forall t \quad (34)$$

$$u_{b,t}^{\text{dis}} + u_{b,t}^{\text{cha}} \leq 1 \quad \forall t \quad (35)$$

$$P_{b,t} = P_{b,t}^{\text{dis}} - P_{b,t}^{\text{cha}} \quad \forall t \quad (36)$$

式(25)~式(36)中, $u_{c,t}^{\text{cha}}$ 、 $u_{c,t}^{\text{dis}}$ 、 $u_{p,t}^{\text{cha}}$ 、 $u_{p,t}^{\text{dis}}$ 、 $u_{b,t}^{\text{cha}}$ 、 $u_{b,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能电站在 t 时段的储能、发电运行状态的整数变量, 保证储能机组不能同时处于储能和发电状态; $P_{c,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{c,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{dis}}$ 分别为 CAES 机组、PHES 机组、锂电池机组在 t 时段的储能、发电运行出力; $P_{c,t}^{\text{cha,max}}$ 、 $P_{c,t}^{\text{cha,min}}$ 、 $P_{c,t}^{\text{dis,max}}$ 、 $P_{c,t}^{\text{dis,min}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{cha,max}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{cha,min}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{dis,max}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{dis,min}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{cha,max}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{cha,min}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{dis,max}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{dis,min}}$ 分别为 CAES 机组、PHES 机组、锂电池机组在 t 时段的最大、最小的储能、发电出力。其中 CAES 机组通过将储气压力与运行变量的非线性关系进行线性近似的方法来处

理，运行范围主要受储气压力的影响。同理，PHES 机组运行范围主要受蓄水高度的影响，通过使用库容的线性公式近似描述其运行范围。综上所述，储能机组最大、最小的储能、发电能力与状态量可近似表示为线性关系。

储能机组状态约束包含 CAES 机组储气压力约束、PHES 机组库容约束以及锂电池储能电站荷电状态约束：

$$\Gamma_{\min} \leq \Gamma_t \leq \Gamma_{\max} \quad \forall t \quad (37)$$

$$V_{\min} \leq V_t \leq V_{\max} \quad \forall t \quad (38)$$

$$S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \quad \forall t \quad (39)$$

式(37)~式(39)中， Γ_t 为 CAES 机组在 t 时段的储气室压力； V_t 为 PHES 机组在 t 时段的水库容积； S_t 为锂离子电池机组在 t 时段的荷电状态。以上储能机组的状态变化量均与 t 时段各储能机组的出力和状态量通过线性约束进行描述，并对其中的非线性关系进行了适当线性化处理，便于调度优化仿真。

3 结果与讨论

本研究以区域电力系统为研究对象，采用改进 K-means 聚类方法对储能的容量配置与优化调度模型进行仿真求解，以整个系统的经济性为优化目标进行分析，从而确定不同场景下该系统的经济性最优储能容量配置方案。

3.1 系统参数

本研究以新英格兰 39 节点系统为基础构建容量配置测试系统。算例所设区域电力系统由 10 台火电机组、风电场、光伏电站、先进 CAES 机组、PHES 机组以及锂电池储能电站组成。为使火电机组容量配置更贴近实际，依据《2022 中国电力年鉴》中“主要发电企业火电机组分容量等级发电装机容量情况”对机组最大容量进行校准，设置了 10 台火电机组^[20-22]，总装机容量为 6196 MW；各火电机组容量参数见表 1，相关运行约束参数见表 2，电网模型参数见表 3，其中储能经济参数数值顺序依次为 PHES、CAES 和锂电池储能。

本研究采用 CAISO 电网公开负荷数据作为时序负荷样本，主要用于表征典型负荷波动特征；系统装机、成本及运行参数则结合《2022 中国电力年鉴》及相关国内资料设定。因此，本研究侧重于不同可再生能源渗透率场景下系统运行特性与储能作用的相对比较分析。

表 1 火电机组容量参数

Table 1 Capacity parameters of coal power units

编号	机组最大容量/MW	机组最小容量/MW
1	250	112.5
2	576	259.2
3	650	292.5
4	632	284.4
5	508	228.6
6	650	292.5
7	560	252
8	540	243
9	830	373.5
10	1000	450

表 2 火电机组运行约束参数

Table 2 Operating parameters of coal power units

编号	a_{gi}	b_{gi}	c_{gi}	RC_{gi}	T_{on}/T_{off}	S_{gi}
1	0.084	-2.46	3246	135	18	82.2
2	0.053	-30.52	11192	311	27	284.6
3	0.11	-91.68	31277	527	31	321.2
4	0.092	-69.08	26344	341	28	312.3
5	0.077	-37.24	13964	411	26	251.0
6	0.11	-91.68	31277	527	31	321.2
7	0.092	-55.64	19060	454	26	276.7
8	0.056	-18.11	9403	437	20	266.8
9	0.074	-73.82	31178	448	48	410.2
10	0.039	-47.61	31696	810	78	494.2

注： a_{gi} 、 b_{gi} 、 c_{gi} 分别为火电机组煤耗函数的二次项、一次项和常数项系数，单位依次为 $t/(MW^2h)$ 、 $t/(MWh)$ 和 t/h ； RC_{gi} 为机组爬坡率，单位为 MW/h ； T_{on}/T_{off} 为机组启停间隔，单位为 h ； S_{gi} 为机组启动成本，单位为元/次。

表 3 区域电网模型参数

Table 3 Regional power grid model parameters

参数	数值
储能单位能量投资成本 $C_f/(元/kWh)$	900/830/1500
储能运行寿命 $T_f/年$	50/40/10
折现率 $r/\%$	7
每吨燃煤燃烧产生的 SO_x 、 NO_x 质量/kg	8.5/7.4
环保装置处理 SO_x 、 NO_x 的效率/ $\%$	85/85
燃煤单价/(元/t)	600
煤耗成本线性化分段数 m	7
SO_x 、 NO_x 的污染当量系数/kg	0.95/0.95
每污染当量系数需要缴纳的税额/元	5
正旋备用容量系数 μ_{d1} 、 μ_{w1} 、 $\mu_{pv1}/\%$	10/10/5
负旋备用容量系数 μ_{d2} 、 μ_{w2} 、 $\mu_{pv2}/\%$	10/10/5

为了保证容量配置模型求解速度满足要求，对整个电力系统的风电、光伏曲线进行四季典型日提

取。本研究电力系统分析对象的负荷曲线取自CAISO电网2022年1月1日至2022年12月31日的实际出力数据,如图3所示。该负荷序列同时具有低频季节性变化与高频日内波动的叠加特征:全年负荷总体呈现“两端相对较低,年中显著抬升”的趋势,在年中时段出现持续性高负荷区并达到全年的最大值,而在年初与年末维持在较低水平。

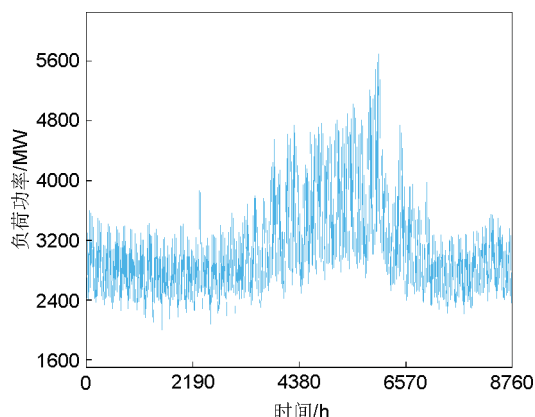


图3 全年负荷曲线
Fig. 3 Annual load curve

针对可再生能源参数主要采用了改进K-means聚类方法来提取典型场景。传统K-means算法通常随机选取初始聚类中心,聚类结果对初始值较为敏感,容易出现不同初始条件下聚类结果差异较大以及陷入局部最优的问题。为提高典型场景提取的稳定性与代表性,本研究引入基于几何聚类(geometric clustering)的改进型K-means算法,在主成分降维并保留数据主要特征的基础上,综合考虑样本之间的欧氏距离及其与数据集均值中心连线的向量角度差异,从候选样本中选取相互距离较远、方向分布差异较大的 k 个点作为初始聚类中心。将全年8760 h的风光时序出力曲线按照月份划分为春、夏、秋、冬四季提取典型日场景,如图4~图7所示。通过对比,四季光伏都呈现出单峰特征且主要集中在白天,夏季的出力时间更长、出力更高;而风电整体呈现平稳运行,在夜间时段提供补充,也符合在日内尺度上与光电形成互补特征。后续四季典型日均通过加权考虑满足目标函数最小来得到最佳容量配置方案。

为研究不同可再生能源渗透水平下储能容量配置方案,如表4所示,本研究在保持基准负荷不变以及相同的风光装机容量配比2:5的前提下,通

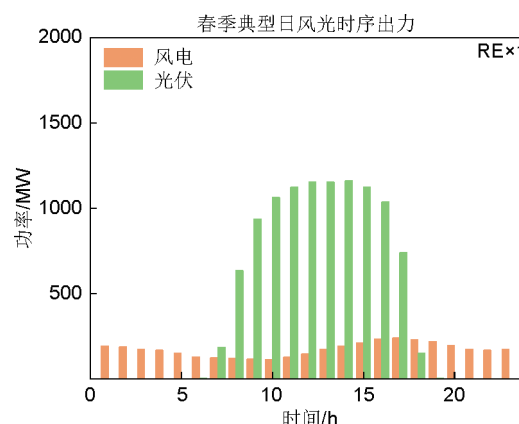


图4 春季典型日风光分布
Fig. 4 Typical spring-day wind and PV profiles

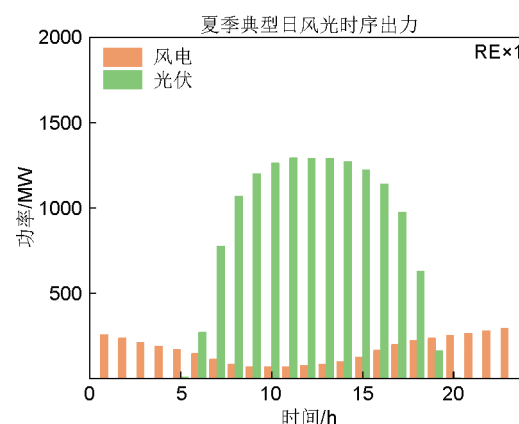


图5 夏季典型日风光分布
Fig. 5 Typical summer-day wind and PV profiles

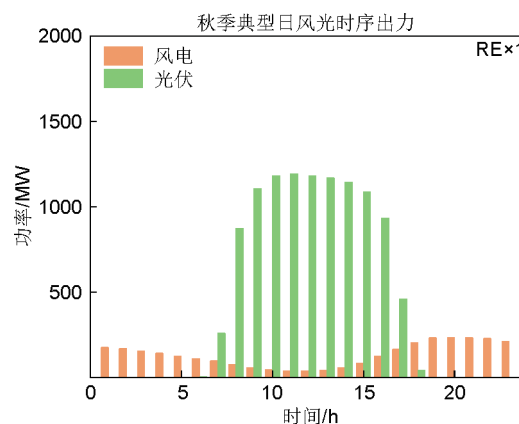


图6 秋季典型日风光分布
Fig. 6 Typical autumn-day wind and PV profiles

过配置不同可再生能源装机容量来构造不同可再生能源渗透率情景,在此基础之上,开展储能机组容量配置。本研究将可再生能源装机容量占总装机容量的比例 ρ_E 定义为可再生能源能量渗透率:

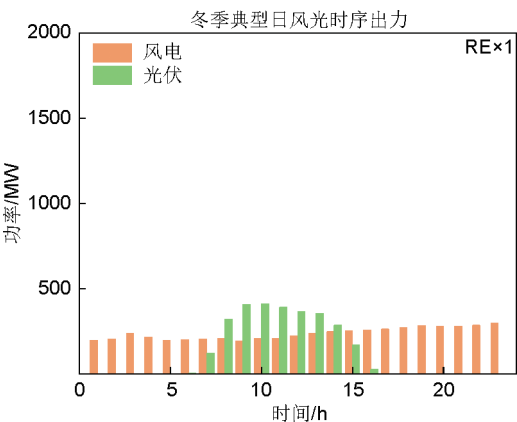


图7 冬季典型日风光分布
Fig. 7 Typical winter-day wind and PV profiles

$$\rho_E = \frac{P_w + P_{pv}}{P_L} \quad (40)$$

表4 不同可再生能源装机容量的配置场景
Table 4 Renewable installed-capacity configuration cases

情景	风电容量/MW	光伏容量/MW	可再生能源渗透率/%
REx1	600	1500	25.3
REx2	1200	3000	40.4
REx3	1800	4500	50.4
REx4	2400	6000	57.6

整个区域电力系统配备多种储能机组，包含CAES机组、PHES机组以及锂离子电池储能机组。对于整个系统调度而言，储能时长太短，长时连续充电/放电需求难以满足；而储能时长对缓解弃风、弃光具有积极作用，但其边际效益也存在上限，因此对于不同的可再生能源渗透率场景，储能时长存在饱和值。在后续容量配置和调度优化中，CAES机组和PHES机组统一采用储能时长8 h进行计算，锂离子电池储能机组固定储能时长为1 h。

本研究容量配置模型采用遗传算法进行目标优化，具体参数如表5所示，初始种群规模设为100，

表5 遗传算法优化参数
Table 5 GA-based parameter optimization

参数	数值
初始种群规模	100
最大迭代次数	10
交叉概率	0.9
变异概率	0.2
REx1下CAES机组容量边界/MW	0~350
REx1下PHES机组容量边界/MW	0~350
REx1下锂电池机组容量边界/MW	0~100

种群迭代次数为10次，交叉概率设定为0.9，变异概率设定为0.2，同时确立REx1情景下的各储能机组容量配置边界，边界值设定有一定裕度，不同可再生装机容量场景实行容量边界值线性设置，以经济性作为计算指标定义目标函数，开展容量配置研究和后续优化调度研究。

3.2 容量配置分析

图8所示为经济成本随遗传迭代次数变化的曲线，可以看出：当可再生能源渗透率一定时，区域电力系统的总经济运行成本随着遗传迭代次数的增大而减小，并逐渐趋于稳定。这说明整个容量配置模型可以实现整体经济性的有效收敛。通过分析不同的渗透率场景，REx1、REx2、REx3、REx4场景的最优经济成本相比第1代的最优值分别下降了17.66万元、15.62万元、7.80万元、10.16万元。在不同可再生能源渗透率场景下，系统总经济成本均随迭代推进而逐步下降，并在前几代下降较快，约第4代后整体趋于稳定，第8~10代主要表现为小幅边际改进和局部搜索，说明遗传算法在达到预设最大迭代次数前已基本收敛。

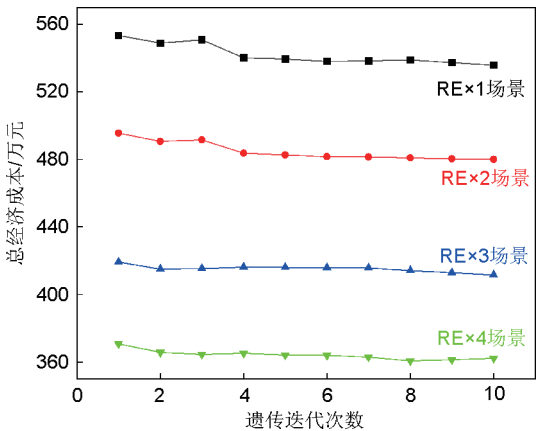


图8 经济成本随遗传迭代次数的变化规律
Fig. 8 Variation of economic cost with number of genetic iterations

图9所示为不同渗透率场景的最优经济成本对比曲线，可以看出：在给定风电、光伏装机情景下，容量配置模型的目标函数用于表征储能投资成本经单日折算后与系统日运行成本共同构成的单日最优综合成本；在该成本核算边界下，最优经济成本整体呈下降趋势。通过分析不同的渗透率场景，REx1、REx2、REx3、REx4场景的最优经济成本分别为535.87万元、480.12万元、411.48万元、

360.68 万元, REx4 相较于 REx1 场景下降了约 32.7%, 下降值显著。这主要是因为, 一方面随着可再生能源装机容量提高, 可再生能源出力提高替代了部分火电机组出力, 使得机组燃料、启停以及调节等运行成本显著下降; 另一方面随着可再生能源渗透率提高, 可以有效解决风光消纳问题, 配合储能机组优化调度, 进一步减少了环境保护成本。

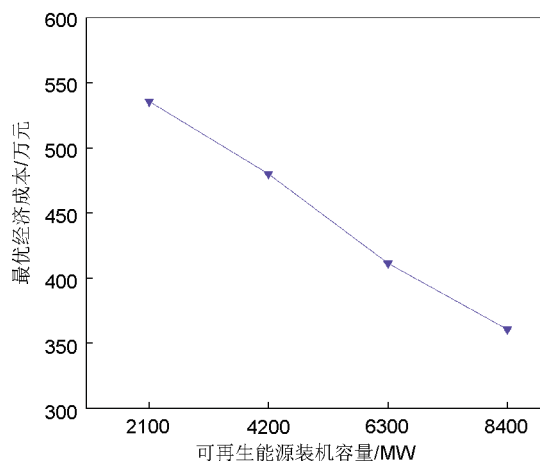


图9 不同渗透率场景的最优经济成本对比

Fig. 9 Comparison of economic cost under different penetration scenarios

图 10 所示为不同可再生能源渗透率场景下, 三类储能机组的最优容量配置对比, 可以看出: 当可再生能源渗透率提高时, 三类储能机组的最优配置容量均呈现显著增加趋势。其中, CAES 机组容量由 39.64 MW 提高到 470.86 MW, PHES 机组由 58.25 MW 提高到 575.40 MW, 锂电池机组由 86.67 MW 提高到 419.90 MW。这说明随着可再生能源出力的提高, 整个系统需要配置更多储能机组来减少可再生能源弃电。同时相较于 CAES 机组, PHES 机组的容量配置更大, 这主要是由技术原理和设计所导致的。PHES 机组的效率始终高于 CAES 机组, 通过减少储能循环损失间接降低火电出力, 从而降低火电机组燃料成本和环境保护成本。

图 11 所示为可再生能源渗透率场景下三类储能机组的最优容量结构占比, 可以看出: 当可再生能源渗透率提高时, 整个储能机组的配置结构发生明显变化, 锂电池机组占比逐步下降, 而 CAES 机组与 PHES 机组占比逐步上升。锂电占比由 REx1 的约 47.0% 下降到 REx4 的约 28.6%, PHES 机组

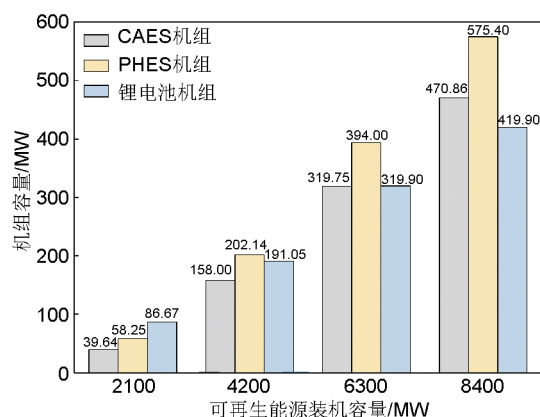


图 10 不同渗透率场景下的最优容量配置对比

Fig. 10 Comparison of optimal capacity configuration under different penetration scenarios

占比由约 31.6% 提高到约 39.2%, CAES 机组占比由约 21.5% 提高到约 32.1%。这表明, 随着可再生能源渗透率提升, 系统对储能的需求不再仅局限于短时功率平衡, 而是更加依赖于中长时间尺度的能量搬移与削峰填谷能力, 从而推动配置结构特征从锂电占比较高转变为抽蓄与压缩空气占比更高。主要原因为当可再生能源装机容量很大时, 可再生能源出力提高导致系统净负荷谷差扩大, 整个区域电力系统需要更强的能量时移能力以降低弃风、弃光与火电机组深度调峰带来的运行成本, 而中长期的 CAES 机组和 PHES 机组就可以承担大容量、长运行的调峰任务, 因此边际效益更高。而锂电池储能机组更具快速响应优势, 适用于短时调节, 因此其结构占比随着可再生能源渗透率提高而逐步降低。

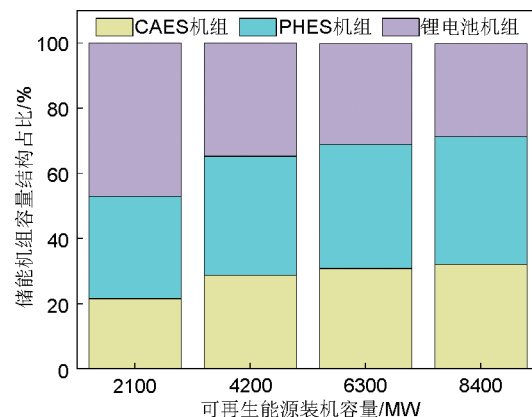


图 11 不同渗透率场景下不同储能机组的结构占比

Fig. 11 Composition of different energy storage units under various penetration scenarios

3.3 优化调度分析

在上述容量配置模型中,本研究得到了在四季典型日加权迭代下不同可再生能源渗透率下的储能机组容量配置。为进一步验证典型日容量配置结果在全年运行过程中的适用性,本研究将各情景下的最优容量配置结果作为固定输入,建立年时间尺度滚动优化调度模型,采用全年 8760 h 负荷、风电和光伏时序数据开展连续调度仿真,分析系统在全年运行条件下的火电出力变化、风光消纳情况以及储能机组的充放电运行特性。

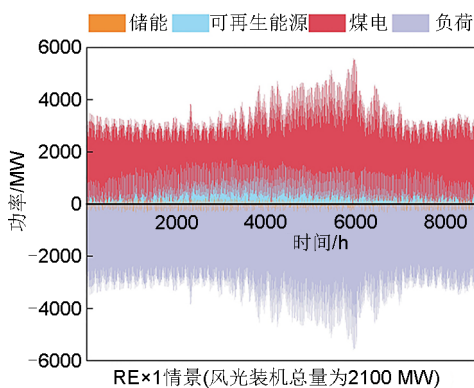


图 12 REx1 情景下的区域电网运行情况

Fig. 12 Operation status of regional power grid under REx1 scenario

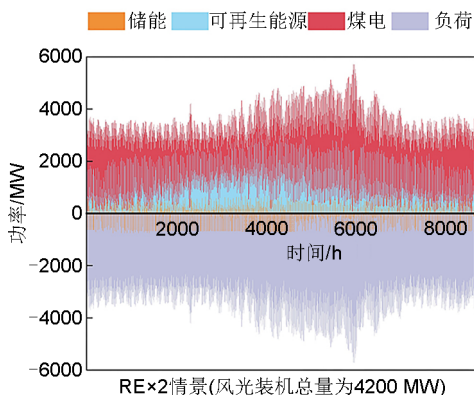


图 13 REx2 情景下的区域电网运行情况

Fig. 13 Operation status of regional power grid under REx2 scenario

图 12~图 15 为在不同可再生能源装机情景下,区域电网运行情况。可以看出:当可再生能源渗透率提高时,可再生能源出力大幅提高且波动性更大,呈现出更强的日内和季节性起伏特征,其在低可再生能源渗透率场景下起补充作用,而到了高比例可再生能源渗透率场景下,出现弃风弃光消纳问

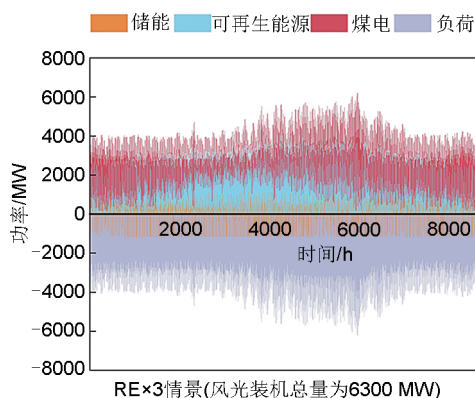


图 14 REx3 情景下的区域电网运行情况

Fig. 14 Operation status of regional power grid under REx3 scenario

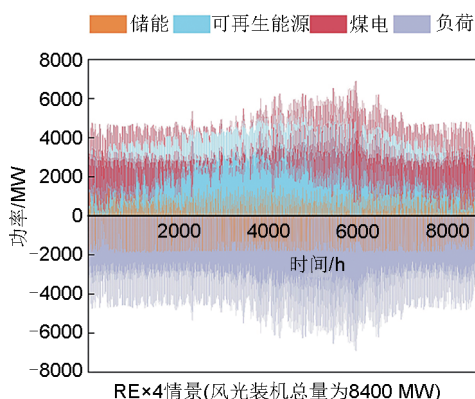


图 15 REx4 情景下的区域电网运行情况

Fig. 15 Operation status of regional power grid under REx4 scenario

题。在 REx1 情景下,火电机组出力在全年承担了最稳定、最高比例的供电任务;而随着可再生能源装机容量提升至 REx3、REx4,火电机组出力逐渐由可再生能源出力替代,但其随时间的起伏更明显,反映出火电机组更多是在跟随净负荷进行爬坡与调峰,以维持系统平衡。储能机组在 REx1 情景下,储能主要起辅助调节作用;而在 REx3、REx4 情景中,储能运行时长变得更长且储能效率更高,说明整个区域电力系统在更多时段存在富余可再生电量,需要通过储能进行集中吸收与消纳。

火电机组在不同可再生能源渗透率场景下的全年分时出力如图 16 所示。在低比例可再生能源场景 REx1 下,系统净负荷波动相对较小,火电机组以连续稳定发电为主。大容量机组例如 10 号、9 号等机组承担系统主体供电任务,中小机组如 5 号、3 号机组主要起到辅助调频的作用,整体运行特征表现为“由主力机组承担基础出力,其余机组承担

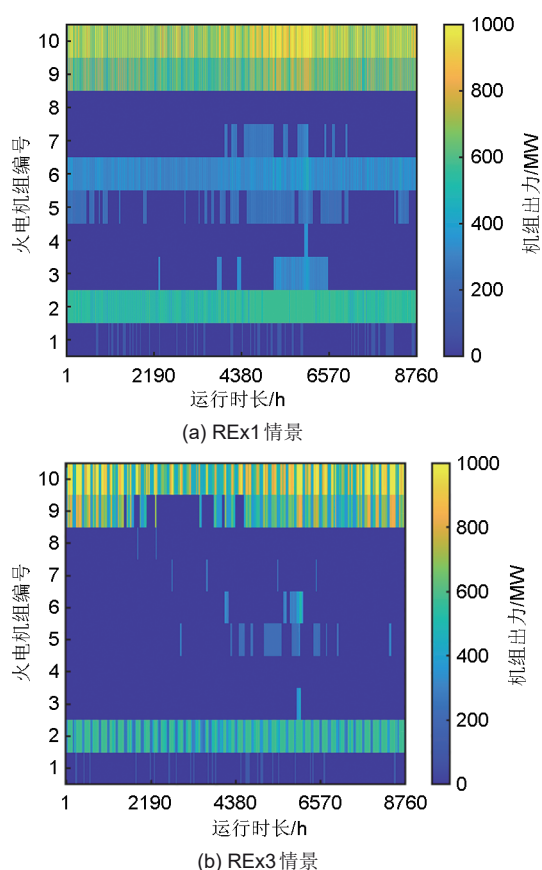


图16 不同渗透率场景下的火电机组全年分时出力
Fig. 16 Annual hourly output of thermal power units under different renewable energy penetration scenarios

负荷调节”的运行模式。相比之下,在高比例可再生能源情景REx3下,火电机组整体出力明显下降,机组运行方式由连续稳定发电逐渐转变为间歇性和调节性运行。虽然10号机组和9号机组出力维持在较高水平,但运行时段明显减少;同时,中小容量机组主要集中在少数时段运行,火电机组的开关启停明显增加,表明其调峰属性进一步增强。

进一步来看,随着可再生能源渗透率由低向高提升,储能在系统中的作用已不再局限于辅助平衡,而是逐步转向承担更多新能源消纳与跨时段能量转移任务。结合前述容量配置结果可知,REx4场景下CAES、PHES和锂电池储能的最优配置容量均明显高于低渗透率场景,表明系统对中长时间尺度削峰填谷和能量搬移能力的需求进一步增强。与此同时,火电机组由稳定主供逐步转向跟随净负荷变化进行灵活调峰,说明储能机组不仅有助于吸收富余可再生电量、减轻弃风弃光压力,还在削弱

净负荷波动、缓解高峰调节压力和提升系统灵活性方面体现出更高的潜在价值。因此,储能在高比例可再生能源电力系统中的作用并非仅体现在直接降本上,还体现在增强系统调节能力和改善新能源消纳条件等综合效益。

为进一步定量比较不同长时储能机组在高渗透率场景下的调用差异,表6统计了REx3和REx4场景下PHES与CAES机组的全年充放电量。

表6 不同场景下不同储能机组的年运行电量

Table 6 Annual operating power of different energy storage units under different scenarios

情景	机组	全年放电量/MWh	全年充电量/MWh
REx3	PHES	974098	1295600
REx3	CAES	762816	1068662
REx4	PHES	1526202	2025600
REx4	CAES	1291347	1875472

随着可再生能源渗透率的提高,PHES机组与CAES机组的全年充放电量均明显增加。其中,PHES机组全年放电量由974098 MWh增加至1526202 MWh,全年充电量由1295600 MWh增加至2025600 MWh;CAES机组全年放电量由762816 MWh增加至1291347 MWh,全年充电量由1068662 MWh增加至1875472 MWh。相比之下,CAES机组的增幅更为显著。结合容量配置结果可知,在REx4场景下CAES机组的配置容量小于PHES机组,因此其单位容量利用程度更高,表明高渗透率场景下系统对CAES机组的调用强度进一步增强。

图17所示为在不同可再生能源装机情景下,CAES机组和PHES机组的运行小时数和运行效率。其中,运行小时数为储能机组在全年滚动优化调度过程中处于充电或放电状态的累计时长,即充电运行小时数与放电运行小时数之和。可以看出:当可再生能源渗透率提高时,长时储能参与调度的频率和持续时间都更高。在低可再生能源渗透率场景下,PHES机组运行小时数普遍高于CAES机组。而在本研究最高渗透率场景及参数设定下,CAES机组运行小时数高于PHES机组。这主要是由于随着风光出力提升,系统净负荷谷差进一步扩大,跨时段能量搬移需求以及清晨、傍晚等过渡时段的调节需求显著增强;PHES机组更多表现为额定功率下的集中运行,而CAES机组具有更强的变

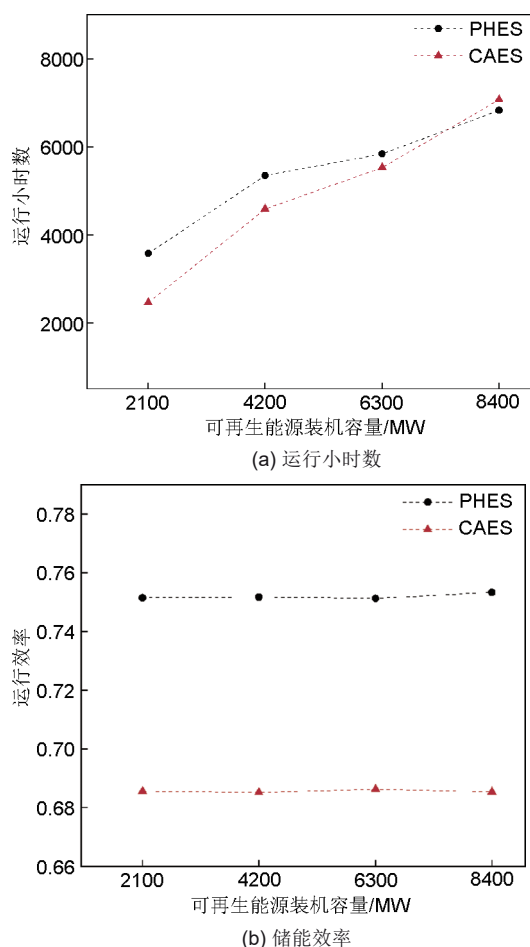


图 17 不同渗透率场景下 CAES 机组和 PHES 机组的运行小时数和运行效率

Fig. 17 Operating hours and efficiency of CAES and PHES units under different penetration scenarios

工况适应能力，可在更多非额定工况和过渡时段持续参与系统调节，因此其被系统调用的时段数进一步增加。

在固定可再生能源装机容量条件下，开展对 CAES 机组和 PHES 机组的调度运行分析，如图 18、图 19 所示。CAES 机组与 PHES 机组在运行时段分布和运行功率水平上存在一定差异。图中柱状图表示储能机组在全年中对应小时段的运行时段占比，折线表示对应小时段的平均储能或发电功率标幺值。从图中可看出：对于 CAES 机组和 PHES 机组而言，储能阶段均主要集中在 8:00—16:00 且功率较高，且平均储能功率标幺值在该时段基本接近 1.0，说明 PHES 机组更多以接近额定功率的方式进行集中抽水储能；18:00—24:00 均处于发电状态且功率较高，同时凌晨也伴随一定的储

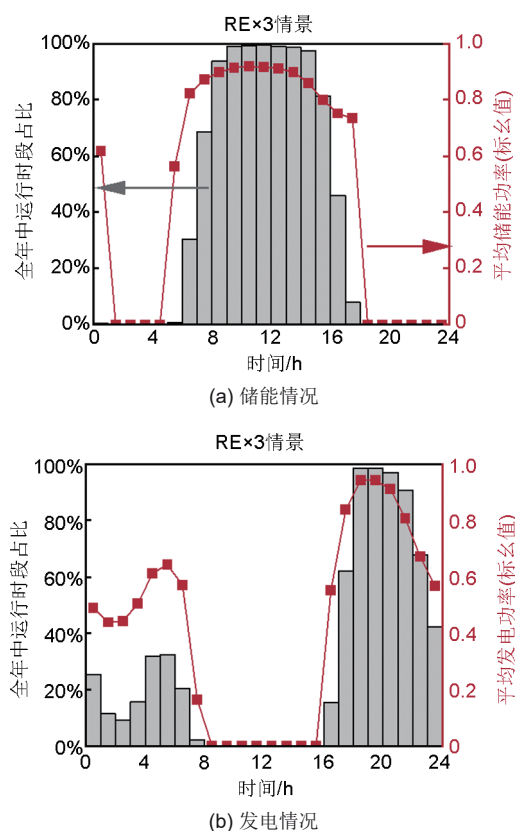


图 18 CAES 机组全年调度中的运行情况

Fig. 18 Operation of CAES units in annual dispatch

能发电，符合电力系统吸收夜间富余支撑清晨爬坡的特征。同时 PHES 机组满功率运行小时数更多，运行时段也更加集中。相比之下，CAES 机组除参与日间充电和傍晚放电外，在清晨及负荷爬坡过渡时段也进行一定时段的储能，同时其部分负荷运行小时数和变工况运行占比更高，说明其在高比例可再生能源场景下具有更强的非额定工况调节特征。这也进一步解释了在本研究 REx4 场景下 CAES 机组运行小时数超过 PHES 机组的原因。

为验证模型对关键经济参数变化的响应能力，并进一步考察储能的容量配置和调度运行结论，选取对两者结果影响较为显著的煤炭价格和储能投资成本作为代表性参数，在其余参数保持不变的条件下，对同一可再生能源渗透率场景（REx3）下的最优配置结果及系统年运行结果进行了敏感性分析。

以基准煤价 600 元/t 为基础，将煤价提高至 630 元/t（增幅 5%），所得结果如表 7 所示。可以看出，随着煤价上升，火电机组燃料成本增加，系

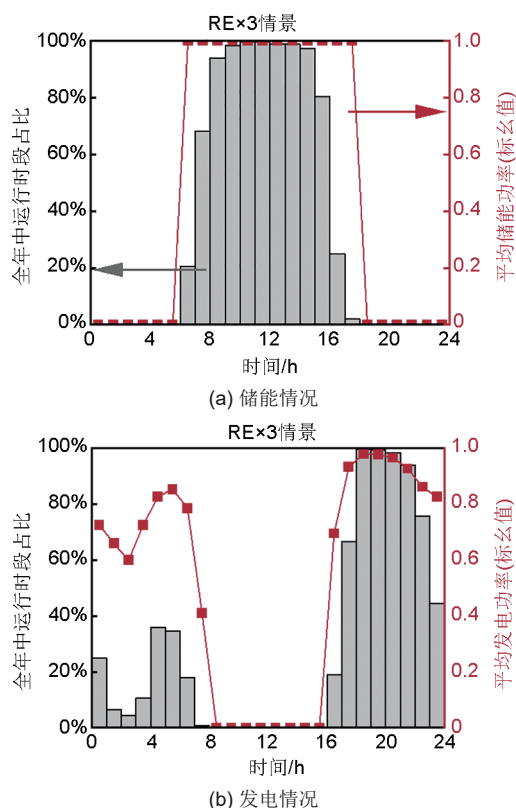


图 19 PHES 机组全年调度中的运行情况
Fig. 19 Operation of PHES units in annual dispatch

统更倾向于利用储能承担削峰填谷和跨时段能量转移任务，以降低火电出力。系统年总运行成本增长 2.18%，火电年发电量下降 1.61%，弃风弃光电量下降 3.60%。与此同时，系统最优储能总配置容量由 1033.65 MW 提高至 1066.65 MW，增幅为 3.19%。其中，PHES、CAES 和锂电池储能配置容量分别增加 2.88%、5.21% 和 1.56%，说明当煤价上涨时，长时储能在替代火电出力方面的相对经济性进一步增强。总体来看，煤价小幅扰动时，模型结果主要表现为边际调整，并未改变不同可再生能源渗透率场景下的总体规律性结论。

在基准投资成本条件下，将各类储能机组单位能量投资成本统一提高 5%，所得结果如表 8 所示。当储能投资成本上升后，系统对储能配置的经济性偏好有所减弱，火电机组的电量支撑作用增强。具体来看，系统年总运行成本增长 1.09%，火电年发电量增加 1.82%，弃风弃光电量增多。与此同时，系统最优储能总配置容量由 1033.65MW 下降至 1001.98 MW，降幅为 3.06%。其中锂电池储能由于单位能量投资成本较高，其配置规模下降更为明

表 7 煤价变化下系统优化调度全年结果对比
Table 7 Comparison of annual optimal dispatch results of the system under varying coal prices

指标	600 元/t	630 元/t	变化/%
系统年总运行成本/亿元	23.80	24.32	2.18
火电年发电量/GWh	14.32	14.09	-1.61
弃风弃光电量/GWh	3.89	3.75	-3.60
储能总配置容量/MW	1033.65	1066.65	3.19
PHES/MW	394.00	405.35	2.88
CAES/MW	319.75	336.41	5.21
锂电池/MW	319.90	324.89	1.56

显。这说明在储能成本上升时，系统会适当减少储能配置，并更多依赖火电机组满足平衡需求，从而导致弃风弃光电量有所增加。

表 8 储能成本变化下系统优化调度全年结果对比
Table 8 Comparison of annual optimal scheduling results of the system under varying investment costs

指标	基准成本	成本提高 5%	变化/%
系统年总运行成本/亿元	23.80	24.06	1.09
火电年发电量/GWh	14.32	14.58	1.82
弃风弃光电量/GWh	3.89	4.05	4.11
储能总配置容量/MW	1033.65	1001.98	-3.06
PHES/MW	394.00	383.76	-2.60
CAES/MW	319.75	313.67	-1.90
锂电池/MW	319.90	304.54	-4.80

4 结 论

本研究系统分析了不同可再生能源渗透率场景下的储能机组容量配置和调度优化，具体结论如下：

(1) 针对储能在电力系统中的容量配置难题，构建了以电力系统成本最小为优化目标的双层容量配置模型和长时优化调度模型，配置模型与调度模型间可实现迭代优化，实现储能最优配置及电力系统最小运行成本。

(2) 基于容量配置模型得到了不同可再生能源渗透率场景下的储能机组容量配置方案。随着可再生能源渗透率的增加，储能的最优配置容量显著提升；当可再生能源渗透率由 25.3% 增加到 57.6% 时，储能配置结构发生明显迁移，锂电占比下降，而 PHES 与 CAES 占比分别由约 31.6% 和约 21.5% 提升到约 39.2% 和约 32.1%，电力系统对储能机组的需求变大且向更强的长时储能转移，以应对更高

比例可再生能源渗透率下净负荷波动与富余电量消纳需求; 电力系统最优总经济成本由535.9万元降至360.7万元, 呈单调递减趋势。

(3) 基于优化调度模型得到储能机组全年的出力计划和运行情况, 在年时间尺度滚动优化中, 火电机组出力总体呈下降趋势, 储能机组出力水平和调节强度明显增强; 储能充放电呈现典型“日间吸纳-傍晚释能”的规律, 即充电集中在8:00—16:00, 放电集中于18:00—24:00, 并在凌晨阶段承担部分过渡支撑。储能机组在促进新能源消纳、平抑净负荷波动和提升系统灵活调节能力方面发挥了更加突出的作用; 此外, 在本研究最高可再生新能源渗透率场景及参数设定下, CAES机组全年运行小时数高于PHES机组, 系统对CAES的调用有所增强。

参考文献

- [1] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158. DOI:10.7500/AEPS20151215008.
- [2] LU Z X, LI H B, QIAO Y. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158. DOI:10.7500/AEPS20151215008.
- [3] 吴婷, 康晓敏, 刘川森, 等. 电力系统储能技术的应用与发展趋势[J]. 灯与照明, 2026, 50(1): 156-158.
- [4] WU T, KANG X M, LIU C M, et al. Application and development trend of energy storage technology in power systems[J]. Light & Lighting, 2026, 50(1): 156-158.
- [5] 袁韩生, 宁彦豪, 王子萱. 新型电力系统下的储能技术[J]. 科技与创新, 2026(1): 131-133. DOI:10.15913/j.cnki.kjycx.2026.01.038.
- [6] YUAN H S, NING Y X, WANG Z X. Energy storage technology in new power system[J]. Science and Technology & Innovation, 2026(1): 131-133. DOI:10.15913/j.cnki.kjycx.2026.01.038.
- [7] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192.
- [8] CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress on China's energy storage technology in 2024[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2149-2192.
- [9] 冯宇, 耿世举, 张焱, 等. 储能电池新技术发展现状及未来趋势[J]. 水电与新能源, 2026, 40(1): 6-9.
- [10] FENG Y, GENG S J, ZHANG Y, et al. Development of energy storage battery technology: Current status and future trends[J]. Hydropower and New Energy, 2026, 40(1): 6-9.
- [11] 国家能源局. 我国新型储能累计装机规模 [EB/OL]. (2026-01-23) [2026-03-16]. <https://www.nea.gov.cn/20260123/c261402548074372b15b799eb36434cb/c.html>.
- [12] 顾慧杰, 周华锋, 彭超逸, 等. 含抽水蓄能电站的高比例新能源发电系统多时间尺度调度模型[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(12): 1957-1967.
- [13] GU H J, ZHOU H F, PENG C Y, et al. A multi-time scale scheduling model for power generation systems with a high proportion of new energy including pumped storage power stations[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(12): 1957-1967.
- [14] 梁帅. 用于提高电网中风电渗透率的混合储能容量优化[D]. 乌鲁木齐: 新疆大学, 2023.
- [15] LIANG S. Hybrid energy storage capacity optimization for increasing wind power penetration in the grid[D]. Urumqi: Xinjiang University, 2023.
- [16] ZHOU J Y, HUANG D G, ZHOU L Z. Modeling and thermal economy analysis of the coupled system of compressed steam energy storage and Rankine cycle in thermal power plant[J]. Energy, 2024, 291: 130309. DOI:10.1016/j.energy.2024.130309.
- [17] 孙昊, 李瑞雄, 郭子奥, 等. 基于抽水压缩空气储能的综合能源系统优化配置和运行策略研究[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(4): 1346-1356.
- [18] SUN H, LI R X, GUO Z A, et al. Study on the optimal configuration and operation strategy of the integrated energy system based on pumped hydraulic compressed air energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(4): 1346-1356.
- [19] HUANG J J, XU Y J, GUO H, et al. Accurate self-scheduling model of adiabatic compressed air energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 85: 110747. DOI: 10.1016/j.est.2024.110747.
- [20] 刁涵彬, 李培强, 吕小秀, 等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(1): 151-165. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.200386.
- [21] DIAO H B, LI P Q, LYU X X, et al. Coordinated optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering the diversity of multi-energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(1): 151-165. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.200386.
- [22] GAO M F, HAN Z H, ZHANG C, et al. Optimal configuration for regional integrated energy systems with multi-element hybrid energy storage[J]. Energy, 2023, 277: 127672. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127672.
- [23] YU S W, ZHOU S S, CHEN N. Multi-objective optimization of capacity and technology selection for provincial energy storage in China: The effects of peak-shifting and valley-filling[J]. Applied Energy, 2024, 355: 122289. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122289.
- [24] PAPAETHYMIU S V, PAPATHANASSIOU S A. Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems[J]. Renewable Energy, 2014, 64: 187-196. DOI:10.1016/j.renene.2013.10.047.
- [25] 杜婷. 风光水火储联合系统多时间尺度协调调度研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [26] DU T. Research on multi-time scale coordinated scheduling of a combined system with wind-solar-thermal-hydro power and

- battery units[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [17] QIN M W, CHAN K W, CHUNG C Y, et al. Optimal planning and operation of energy storage systems in radial networks for wind power integration with reserve support[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(8): 2019-2025. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.1039.
- [18] DANESHVAR M, MOHAMMADI-IVATLOO B, ZARE K. Two-stage optimal robust scheduling of hybrid energy system considering the demand response programs[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 248: 119267. DOI:10.1016/j.jclepro.2019.119267.
- [19] HE Y, GUO S, ZHOU J X, et al. Multi-objective planning-operation co-optimization of renewable energy system with hybrid energy storages[J]. Renewable Energy, 2022, 184: 776-790. DOI:10.1016/j.renene.2021.11.116.
- [20] 叶泽, 李湘旗, 姜飞, 等. 考虑最优弃能率的风光火储联合系统分层优化经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2270-2279. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2020.1116.
- YE Z, LI X Q, JIANG F, et al. Hierarchical optimization economic dispatching of combined wind-PV-thermal-energy storage system considering the optimal energy abandonment rate[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2270-2279. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2020.1116.
- [21] 张展鹏, 班明飞, 郭丹阳, 等. 适用于环境-经济调度研究的燃煤机组二氧化碳排放特性模型[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12): 1663-1672.
- ZHANG Z P, BAN M F, GUO D Y, et al. A model for carbon dioxide emission characteristics of coal-fired units for environment-economic dispatch research[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2021, 55(12): 1663-1672.
- [22] 魏乐, 周家俊, 张怡, 等. 耦合熔盐储热火电机组技术经济分析与运行优化[J]. 工程热物理学报, 2026, 47(1): 46-58. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.241471.
- WEI L, ZHOU J J, ZHANG Y, et al. Techno-economic analysis and operation optimization of thermal power units coupled with molten salt heat storage[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2026, 47(1): 46-58. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.241471.