

计及阶梯式碳交易与需求响应的工业用户共享储能低碳经济调度

黄艳琴, 邵一帆, 郭磊, 孙乐怡, 马艺菲, 危洋岳, 陈昕洋, 陆强*

华北电力大学新能源发电国家工程研究中心, 北京

收稿日期: 2026年5月11日; 录用日期: 2026年6月3日; 发布日期: 2026年6月16日

摘要

针对工业园区分布式可再生能源渗透率提升带来的调度挑战, 文章提出了一种计及阶梯式碳交易与需求响应的工业用户共享储能低碳经济调度策略。首先, 挖掘工业集群内部不同主体的用能异质性, 利用各主体间净负荷的时空互补优势, 构建了共享储能运行框架, 以实现储能资源的集约化配置。其次, 引入阶梯式碳交易机制作为引导系统减排的经济杠杆, 并结合柔性需求响应机制, 建立了源-荷-储协同优化调度模型, 通过二次型平滑惩罚项约束负荷转移过程, 保障生产连续性。再者, 揭示了系统在阶梯碳价与分时电价等复杂约束下的低碳博弈机理, 通过储能时空平移与负荷柔性重塑的深度耦合, 实现碳排放与能量消耗的精准对齐, 规避高额碳惩罚; 并借助关键参数灵敏度分析, 量化评估了所提策略在不同碳价与需求响应参与度下的适应性与降本效能。最后, 以江苏省某工业园区为算例进行仿真验证。结果表明, 所提策略通过共享模式使储能总规划容量由4233.81 kWh降低至2781.95 kWh, 降幅达34.29%。在阶梯碳交易与价格信号的引导下, 柔性负荷全天累计平移电量达925.42 kWh, 实现了向夜间风电出力高峰等低碳时段的平滑平移, 使集群净负荷的峰谷差由222.6 kW大幅收窄至76.7 kW, 降幅达65.5%。在微观企业层面, 系统总碳排放量由17.85吨降至15.57吨, 下降12.77%, 总运行成本由13540.20元优化至13394.98元, 验证了所提策略在提升系统经济性与低碳治理水平方面的有效性。

关键词

共享储能, 阶梯式碳交易, 需求响应, 负荷互补, 优化调度

Low-Carbon Economic Dispatch of Shared Energy Storage for Industrial Users Considering Tiered Carbon Trading and Demand Response

Yanqin Huang, Yifan Shao, Lei Guo, Leyi Sun, Yifei Ma, Yangyue Wei, Xinyang Chen, Qiang Lu*

*通讯作者。

文章引用: 黄艳琴, 邵一帆, 郭磊, 孙乐怡, 马艺菲, 危洋岳, 陈昕洋, 陆强. 计及阶梯式碳交易与需求响应的工业用户共享储能低碳经济调度[J]. 智能电网, 2026, 16(3): 67-79. DOI: 10.12677/sg.2026.163008

Abstract

To address the scheduling challenges arising from the increasing penetration of distributed renewable energy in industrial parks, a low-carbon economic dispatch strategy for industrial users considering stepped carbon trading and demand response is proposed based on shared energy storage. First, by exploiting the energy-use heterogeneity of different entities within the industrial cluster and leveraging the spatiotemporal complementarity advantages of their net loads, a shared energy storage operational framework is constructed to achieve centralized configuration of energy storage resources. Second, the stepped carbon trading mechanism is introduced as an economic lever to guide system emission reduction, and combined with a flexible demand response mechanism, a source-load-storage collaborative optimal dispatch model is established, where a quadratic smoothing penalty term is employed to constrain the load shifting process and ensure production continuity. Then, the low-carbon gaming mechanism of the system under complex constraints, such as stepped carbon prices and time-of-use electricity prices, is revealed. Through the deep coupling of the spatiotemporal shifting of energy storage and the flexible reshaping of loads, precise alignment between carbon emissions and energy consumption is achieved, thereby avoiding high carbon penalties; furthermore, sensitivity analysis of key parameters is conducted to quantitatively evaluate the adaptability and cost-reduction effectiveness of the proposed strategy under different carbon prices and demand response participation levels. Finally, a case study simulation is conducted on an industrial park in Jiangsu Province. The results demonstrate that the proposed strategy reduces the total planned energy storage capacity from 4233.81 kWh to 2781.95 kWh through the shared mode, representing a reduction of 34.29%. Guided by stepped carbon trading and price signals, a cumulative total of 925.42 kWh of flexible load is shifted throughout the day. This realizes a smooth load shift toward low-carbon periods, such as the peak nighttime wind power output, thereby significantly narrowing the peak-to-valley difference of the cluster net load from 222.6 kW to 76.7 kW, yielding a 65.5% decrease. At the micro-enterprise level, the total system carbon emissions are reduced from 17.85 tons to 15.57 tons, yielding a 12.77% decrease, and the total operating cost is optimized from 13540.20 CNY to 13394.98 CNY. These findings verify the effectiveness of the proposed strategy in enhancing both the economic efficiency and the low-carbon operational management of the system.

Keywords

Shared Energy Storage, Stepped Carbon Trading, Demand Response, Load Complementarity, Optimal Dispatch

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着新型电力系统的快速演进与高比例可再生能源的规模化接入[1], 工业园区作为能源消耗与碳排放的集中阵地, 正面临着严峻的能源转型压力[2] [3]。分布式风电与光伏在工业用户侧的广泛部署, 虽然在一定程度上降低了化石能源消耗, 但其出力的强随机性与波动性也导致用户向电网呈现的净负

荷曲线愈发恶化,甚至频频出现“鸭子曲线”效应。为了平抑局部功率波动并实现削峰填谷,配置储能设备已成为工业用户的必然选择[4]。然而,在传统的独立配置模式下,各用户必须依据自身的极端峰谷差来规划储能容量。由于不同生产企业的用能行为与排班计划存在固有的时间错位,这种“各自为战”的单边平衡模式往往导致储能资产在非高峰时段长期闲置,造成了极大的资源冗余与初始投资浪费。

近年来,得益于共享经济理念的渗透,共享储能技术应运而生[5][6]。共享模式旨在打破物理资产的私有化壁垒,通过集中投资与统一调度,在空间维度上实现多主体间的能量余缺互济。现有文献已在共享储能的容量规划[7]、商业运营模式[8]以及微电网群协同等领域展开了初步探索[9]。然而,现有研究多将视角落于宏观电网侧或居民/商业混合社区,鲜有针对异质性工业集群内部深度的空间互补特性进行精细化剖析。工业用户的负荷基数大、对供电可靠性要求高,如何在保证各独立主体利益的前提下,通过共享储能实现集群级配置容量的大幅削减,仍是一个亟待量化评估的工程痛点。

另一方面,在全国碳排放权交易市场不断完善的背景下,碳排放权已从传统的环境约束指标转化为具有真实价格属性的生产要素[10]。单纯依赖物理侧的储能设备已难以满足工业园区低成本、低排放的双重治理需求。为此,部分学者引入了需求响应(Demand Response, DR)机制[11]或碳交易模型来优化系统运行[12]。但在实际的微观能源治理中,常规的固定碳价难以有效倒逼高耗能企业进行实质性减排;同时,单一的DR机制若缺乏储能的缓冲与配合,极易在负荷平移过程中引发新的功率尖峰,威胁配电网安全。目前,鲜有研究将阶梯式碳交易机制、柔性负荷时空重塑与共享储能深度耦合,更缺乏对其在应对新能源消纳与极端电价博弈中机理特性的探究。

基于上述背景与现有研究的不足,本文提出一种计及阶梯式碳交易与柔性DR的工业用户共享储能低碳经济调度策略。本文的主要贡献如下:

1) 构建了基于净负荷互补的工业集群共享储能架构。充分挖掘不同类型轻工制造企业在日间排班与夜间生产中的用能差异性,打破各自为战的传统模式,有效剥离冗余需求,显著降低系统的储能总配置容量与投资成本。

2) 设计了“阶梯碳交易-DR-共享储能”的多维耦合协同调度模型。引入高强度的阶梯式碳交易机制作为刚性经济信号,结合二次型平滑惩罚约束,驱动柔性生产负荷在时间轴上进行安全、平滑的时序转移,实现碳排放与能量消耗的精准对齐。

3) 深入揭示了系统在复杂约束下的低碳博弈机理与降本效能。通过多场景横向对比与关键参数灵敏度分析,量化评估了本文策略在应对新能源消纳难题、规避高额碳排放惩罚以及园区内部效益公平分配中的显著优势。

2. 工业园区多能系统架构与空间负荷转移机制

2.1. 工业园区多能系统架构

本文研究的工业园区多能调度系统物理架构如图1所示,主要由外部环境层、核心储能枢纽层及终端用户集群层构成。外部环境层包含配电网与碳交易市场[13],通过分时电价与阶梯式碳交易机制为园区提供电能支撑与碳排约束[14][15]。核心储能枢纽层以共享储能电站与微网能量管理系统为核心[16][17],通过集中调控打破用户物理壁垒,在空间维度上实现跨主体的负荷特性互补与储能资产高效利用。终端用户集群层包含配置了分布式风光的异质性工业企业,系统遵循新能源“本地就近消纳”原则,其负荷被精细化拆解为刚性基础负荷与柔性可平移负荷。柔性负荷在微网能量管理系统引导下进行时序平移,最终在物理底层实现源-荷-储的高效协同优化。

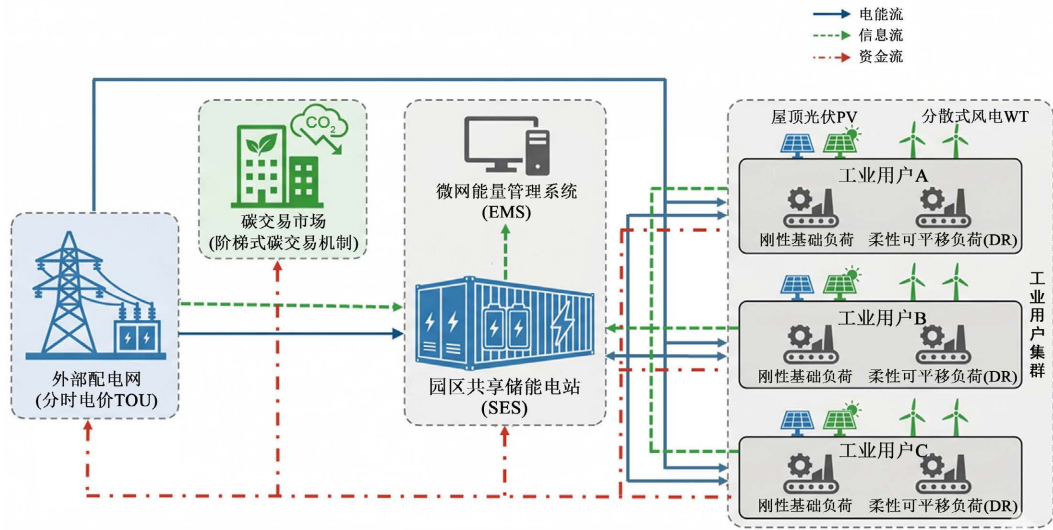


Figure 1. Physical architecture of the shared energy storage system in an industrial park
图 1. 工业园区共享储能系统物理架构示意图

2.2. 净负荷模型与需求时空特性

对于园区内的第 i 个工业用户，其在 t 时段的净负荷计算公式如下：

$$P_{i,t}^{net} = P_{i,t}^{load} - (P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{WT}) \quad (1)$$

式中， $P_{i,t}^{net}$ 表示用户 i 在 t 时段的净负荷功率； $P_{i,t}^{load}$ 表示该用户在 t 时段的原始生产用电负荷； $P_{i,t}^{PV}$ 表示 t 时段内该用户本地屋顶光伏系统的实际输出功率； $P_{i,t}^{WT}$ 表示 t 时段内该用户本地分散式风电系统的实际输出功率。当分布式风光出力总和能够覆盖生产负荷时，净负荷呈现较小值或零值；反之，当新能源出力不足以支撑生产时，净负荷则反映了用户向外部系统索取能量的真实尺度。

为量化用户净负荷时序波动特征对储能调节能力的需求[18]，引入全天净负荷标准差 σ_i 进行评估：

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{i,t}^{net} - \overline{P_i^{net}})^2} \quad (2)$$

式中， σ_i 为用户 i 全天净负荷的标准差； T 为调度周期，本文取 24 小时； $\overline{P_i^{net}}$ 表示用户 i 全天净负荷的平均值。标准差越大，表明用户对储能调节能力的需求越迫切。

由于各类型企业的排班差异，异质性负荷在空间上具备显著的互补潜力[19]。集群总净负荷 $P_{agg,t}^{net}$ 为各主体净负荷的代数和：

$$P_{agg,t}^{net} = \sum_{i=1}^N P_{i,t}^{net} \quad (3)$$

式中， $P_{agg,t}^{net}$ 为 t 时段内工业集群的总净负荷功率； N 为园区内的用户总数。通过共享模式，集群总负荷的峰谷差往往小于各用户独立运行时峰谷差的简单累加，这种由空间互补产生的“削峰效应”为压降储能配置容量提供了可能。

2.3. 共享储能与空间负荷转移机制

共享储能电站通过电能交互改变各主体的独立用能状态[20]，任意用户 i 的实时功率必须满足如下平衡方程：

$$P_{i,t}^{grid} + P_{i,t}^{ess,b} = P_{i,t}^{load,opt} + P_{i,t}^{ess,s} \quad (4)$$

式中, $P_{i,t}^{grid}$ 为用户 i 在 t 时段向外部配电网购买的电功率; $P_{i,t}^{ess,b}$ 为用户 i 在 t 时段从共享储能电站获取的放电功率; $P_{i,t}^{load,opt}$ 为经过 DR 优化后的实际生产负荷功率; $P_{i,t}^{ess,s}$ 为用户 i 在 t 时段向共享储能电站存储的充电功率。该等式揭示了共享储能如何通过充放电行为改变用户对外部电网的依赖程度。

共享电站的总充电功率 P_t^{abs} 与总放电功率 P_t^{relea} 为各用户充放电交互行为的代数加总:

$$P_t^{abs} = \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^{ess,s} \quad (5)$$

$$P_t^{relea} = \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^{ess,b} \quad (6)$$

式中, P_t^{abs} 表示 t 时段内共享储能电站接收的总充电功率; P_t^{relea} 表示 t 时段内共享储能电站释放的总放电功率。

3. 计及阶梯碳交易与需求响应的协同调度模型

3.1. 阶梯式碳交易机制模型

系统碳排放主要源于外部网购电。调度周期内集群总碳排放量 E_{total} 及超出免费配额 E_{quota} 的超额排放量 E_{ex} [21]分别为:

$$E_{total} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \frac{P_{i,t}^{grid} \Delta t}{1000} e_{grid} \quad (7)$$

$$E_{ex} = \max(0, E_{total} - E_{quota}) \quad (8)$$

式中, E_{total} 为工业集群在整个调度周期内的总碳排放量; $P_{i,t}^{grid}$ 为工业用户 i 在 t 时段从外部配电网购买的实际电功率; e_{grid} 为区域电网的单位网购电碳排放因子。该公式通过将各时段的购电功率转化为电量,并结合电网的碳排放因子,精确量化了园区由于外部能源输入所产生的碳排放物理量[22]。 E_{ex} 为系统需要参与阶梯计价的超额碳排放量; E_{quota} 为园区在给定调度周期内获得的无偿碳排放初始配额。该非线性函数确保了只有在总碳排放量突破免费额度底线时,系统才会触发相应的经济惩罚机制。

与传统的固定碳价模型相比,阶梯式碳交易机制随着超额碳排放量的增加,对其适用的边际碳价进行阶梯式上浮,从而对过度依赖高碳排电能的行为施加极其严厉的经济惩罚[23][24]。阶梯式碳交易总成本是一个关于超额碳排放量的分段函数,其具体的计算公式如下:

$$C_{carbon} = \begin{cases} \lambda_c E_{ex}, 0 \leq E_{ex} \leq d_c \\ \lambda_c d_c + \lambda_c (1 + \alpha_c)(E_{ex} - d_c), 2d_c < E_{ex} \leq 3d_c \\ \lambda_c d_c + \lambda_c (1 + \alpha_c)d_c + \lambda_c (1 + 2\alpha_c)(E_{ex} - 2d_c), (k-1)d_c < E_{ex} \leq kd_c \end{cases} \quad (9)$$

式中, C_{carbon} 为系统所需支付的阶梯式碳交易总成本; λ_c 为碳交易市场的基准碳价; k 为正整数 ($k=1,2,3,\dots$), 表示阶梯的层级; d_c 为每个阶梯碳排放区间的跨度长度; α_c 为碳价的阶梯增长率。通过该分段计费模型,一旦超额排放量跨入更高的阶梯区间,单位碳排放的购买成本将以 α_c 的比例逐级跳增,迫使系统在优化调度决策时,主动将储能充放电与 DR 行为向低碳排区间转移,从而在源头上实现微观主体的碳排压降。

3.2. 柔性需求响应模型

设定工业用户在调度周期内总耗电量恒定，优化后的实际负荷 $P_{i,t}^{load,opt}$ 需满足能量守恒与平移比例上限 η 约束[25]-[28]:

$$\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{load,opt} = \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{load,base} \quad (10)$$

$$(1-\eta)P_{i,t}^{load,base} \leq P_{i,t}^{load,opt} \leq (1+\eta)P_{i,t}^{load,base} \quad (11)$$

式中， $P_{i,t}^{load,opt}$ 表示用户 i 在经过 DR 优化后的 t 时段实际负荷功率； $P_{i,t}^{load,base}$ 表示该用户在 t 时段的原始基础负荷功率。该约束确保了调度过程仅改变电能的使用时间，而不影响工厂的整体产出规模。 η 为 DR 的负荷平移比例上限。该约束定义了用户在每个时刻能够提供给系统的调节弹性空间。对应地，用户在 t 时段平移的净电量变化量 $P_{i,t}^{DR}$ 可通过下式计算得出:

$$P_{i,t}^{DR} = P_{i,t}^{load,opt} - P_{i,t}^{load,base} \quad (12)$$

式中， $P_{i,t}^{DR}$ 为正值时表示该时段负荷调增，为负值时表示负荷调减。

为避免负荷过度集中平移引发新的功率尖峰，引入二次型 DR 平滑惩罚成本 C_{smooth} 以约束负荷变化速率:

$$C_{smooth} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \omega_{dr} \left(P_{i,t}^{load,opt} \right)^2 \quad (13)$$

式中， C_{smooth} 为系统支付的 DR 平滑惩罚成本； ω_{dr} 为平滑惩罚系数，取 0.05。该项的引入本质上是在经济性与电网安全性之间寻求平衡，通过对高功率运行点的非线性惩罚，诱导柔性负荷在满足生产需求的同时，尽可能贴合新能源出力高峰与电价低谷区间，从而实现物理侧与市场侧的深度协同。

3.3. 共享储能运行约束

共享储能电站需满足能量演化、充放电功率边界、状态互斥及容量等式约束:

$$E_t = E_{t-1} + \eta_{ch} P_t^{abs} \Delta t - \frac{P_t^{relea}}{\eta_{dis}} \Delta t \quad (14)$$

$$0 \leq P_t^{abs} \leq U_t^{abs} P^{max} \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{relea} \leq U_t^{relea} P^{max} \quad (16)$$

$$U_t^{abs} + U_t^{relea} \leq 1 \quad (17)$$

$$SOC_{min} E^{max} \leq E_t \leq SOC_{max} E^{max} \quad (18)$$

$$E_0 = E_{24} \quad (19)$$

式中， E_t 为 t 时段储能的能量状态； η_{ch} 、 η_{dis} 为充放电效率； P^{max} 为最大充放电功率限值； U_t^{abs} 、 U_t^{relea} 为表征充放电状态的 0-1 二进制变量； E^{max} 为额定配置容量； SOC_{min} 、 SOC_{max} 为荷电状态上下限。

3.4. 目标函数与联合求解

系统以日综合运行成本 F 最小为目标，其涵盖基础网购电成本 C_{grid} 、储能服务成本 C_{ess} 、阶梯碳交易成本 C_{carbon} 及平滑惩罚成本 C_{smooth} :

$$\min F = C_{grid} + C_{ess} + C_{carbon} + C_{smooth} \quad (20)$$

式中, F 为工业集群优化的系统总综合运行成本; C_{carbon} 为前文所述的阶梯式碳交易总成本; C_{smooth} 为旨在保护配电网功率平稳的柔性 DR 二次型平滑惩罚成本。

各项常规经济指标计算如下:

$$C_{grid} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \gamma_t P_{i,t}^{grid} \Delta t \quad (21)$$

$$C_{ess} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (\delta_s P_{i,t}^{ess,s} + \delta_b P_{i,t}^{ess,b}) \Delta t \quad (22)$$

式中, C_{grid} 为集群的基础网购电总成本; γ_t 为外部配电网在 t 时段的分时电价; C_{ess} 为工业用户群体向共享储能电站支付的充放电服务总成本; δ_s 和 δ_b 分别为共享储能电站统一规定的充电与放电单位服务费率; val_{ess} 为储能余电的经济价值折算系数; E_T 为调度期最后一个时段(即 $t=T$) 结束时储能电站内剩余的荷电状态量。

本文模型包含 0-1 离散变量及二次惩罚项, 属于典型的混合整数二次规划(MIQP)问题, 在 MATLAB 中调用 YALMIP 平台及 CPLEX 求解器进行全局寻优。

4. 算例分析

4.1. 基础数据与场景设置

本文选取江苏省某工业园区内 3 个工业用户(用户 A、B、C)进行 24 小时日前调度仿真分析。设定园区已配置分布式风光, 遵循“本地优先消纳”原则, 参与调度的核心为各用户的净负荷。系统采用分时电价: 01:00~08:00 谷时段 0.37 元/kWh; 09:00~12:00 及 18:00~21:00 峰时段 1.36 元/kWh; 其余时段 0.82 元/kWh。共享电站充、放电服务费分别为 0.04 元/kWh 和 0.05 元/kWh。网购电碳排放强度因子设定为 0.85 tCO₂/MWh。阶梯式碳交易基准碳价为 50.0 元/吨, 日免费碳配额为 10.0 吨, 阶梯价格增长率为 20%。系统关键参数见表 1。

Table 1. System core simulation parameter settings

表 1. 系统核心仿真参数设置

参数分类	参数名称	符号	数值	单位
碳交易参数	基准碳交易价格	λ_c	50.0	元/吨
	免费碳排放配额	E_{quota}	10.0	吨
	阶梯价格增长率	α_c	20	%
	阶梯区间跨度	d_c	2.0	吨
储能参数	初始荷电状态	SOC_{init}	20	%
	荷电状态区间	$[SOC_{min}, SOC_{max}]$	[10, 90]	%
	充/放电效率	η_{ch}/η_{dis}	95	%
	储能余电价值系数	-	0.3	-
DR	负荷平移比例上限	η	15	%
	平滑惩罚系数	ω_{dr}	0.05	-

仿真实验设置三个对比场景: 场景一, 独立储能, 无碳交易与 DR; 场景二, 共享储能, 无碳交易与 DR; 场景三, 本文模型, 综合共享储能、阶梯碳交易与柔性 DR。

4.2. 综合运行效益与配置结果横向对比

不同运行场景下的优化结果见表 2。储能配置方面，场景二与场景三的储能总规划容量均为 2781.95 kWh，较场景一的 4233.81 kWh 降低了 34.29%。

碳排放方面，场景三的总碳排放量为 15.57 吨，较场景一(17.85 吨)和场景二(16.92 吨)分别下降了 12.77% 和 7.98%。经济性方面，场景三基础网购电成本为 13065.00 元(高于场景二的 12450.50 元)，但通过支付 329.98 元阶梯碳交易成本规避了高额碳排放惩罚，最终系统总运行成本优化至 13394.98 元，实现了经济与减排的平衡。

Table 2. Comparative analysis of optimization results under different operating scenarios

表 2. 不同运行场景下的优化结果对比分析

评价指标	场景一(独立)	场景二(共享)	场景三(本文)	优化比例(场景三对比场景一)
储能总规划容量(kWh)	4233.81	2781.95	2781.95	-34.29%
系统总碳排放量(吨)	17.85	16.92	15.57	-12.77%
基础网购电成本(元)	13540.20	12450.50	13065.00	-3.51%
阶梯碳交易成本(元)	0.00	0.00	329.98	-
系统总运行成本(元)	13540.20	12450.50	13394.98	-10.26%

4.3. 工业集群空间互补特性与共享储能机理

各用户基础负荷与集群总负荷分布曲线见图 2。用户 A 净负荷峰值 300.0 kW 出现在 06:00，谷值 200.0 kW 出现在 18:00，峰谷差率 33.3%。用户 B 峰值 360.0 kW (24:00)，谷值 240.0 kW (12:00)，峰谷差率 33.3%，负荷标准差达 43.34 kW。用户 C 峰值 240.0 kW (04:00)，谷值 160.0 kW (12:00)，峰谷差率亦为 33.3%。

聚合后，集群总负荷峰值 864.7 kW (03:00)，谷值 642.1 kW (13:00)，峰谷差率降至 25.7%，下降了 7.6 个百分点；总负荷标准差为 76.44 kW。基于此空间互补效应，共享电站配置容量由独立模式的 4233.81 kWh 缩减至 2781.95 kWh，降幅达 34.29%。

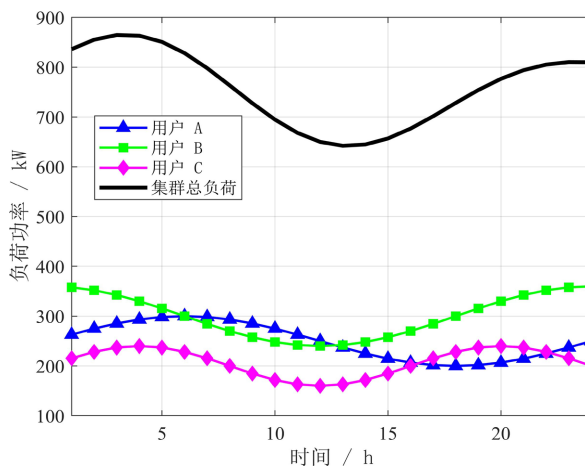


Figure 2. Base load curves of individual industrial users and aggregate cluster load profiles

图 2. 各工业用户基础负荷与集群总负荷分布曲线

4.4. 需求响应负荷重塑与削峰填谷效益分析

DR 优化前后集群总负荷与电价耦合曲线见图 3。优化后全天累计平移电量达 925.42 kWh。在 09:00~12:00 与 18:00~21:00 峰电价时段负荷下凹，在 01:00~08:00 谷电价时段负荷上凸。

定量分析表明，原始集群总负荷峰值 864.7 kW，谷值 642.1 kW；经优化后，负荷峰值降至 785.6 kW，谷值升至 708.9 kW，峰谷差由 222.6 kW 收窄至 76.7 kW，降幅达 65.5%，平滑了功率波动并提升了对夜间风电资源的消纳能力。

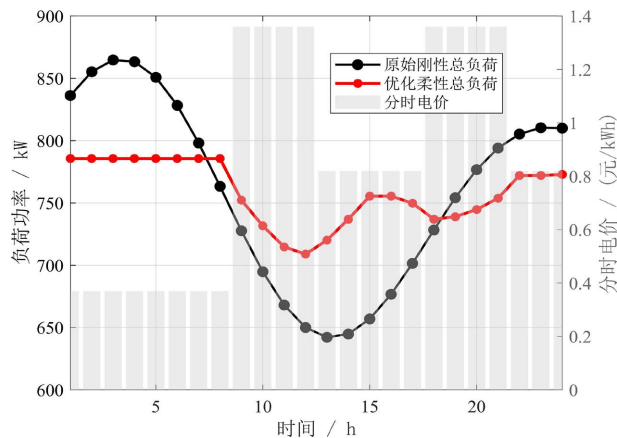


Figure 3. Total cluster load and price coupling curves before and after DR optimization

图 3. DR 优化前后集群总负荷与电价耦合曲线

4.5. 价格套利与低碳约束的博弈分析

典型用户 A 功率平衡见图 4。06:00 时段，网购电功率达全天峰值 758.77 kW，共享储能充电功率达额定上限 500.00 kW，放电功率为 0.00 kW；原净负荷峰值 300.0 kW 经优化削减至 258.77 kW。14:00 平电价时段(0.82 元/kWh)，网购电攀升至次高峰 754.27 kW 进行蓄能，用于支撑 18:00~21:00 晚峰时段的深度放电。

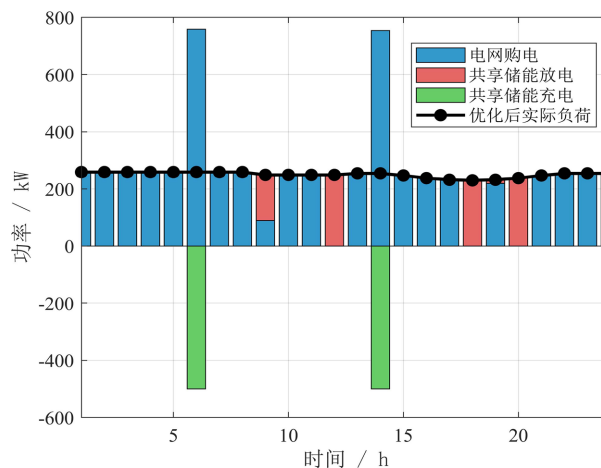


Figure 4. Power balance diagram of multi-energy complementarity for typical industrial user A

图 4. 典型工业用户 A 多能互补功率平衡示意图

碳排放与储能 SOC 联动见图 5。逐时碳排放量峰值为 1.0927 吨(时段 8)，谷值为 0.1775 吨(时段 12)，峰谷比达 6.16 倍。谷时段(1~8)平均碳排放量为 0.8243 吨，平时段(13~17、22~24)为 0.8201 吨，峰时段(9~12、18~21)降至 0.3019 吨，较谷时段降低 63.4%。储能 SOC 于时段 12 触及下限 0.10，时段 17 达到上限 0.90，全天波动幅度达 0.80。

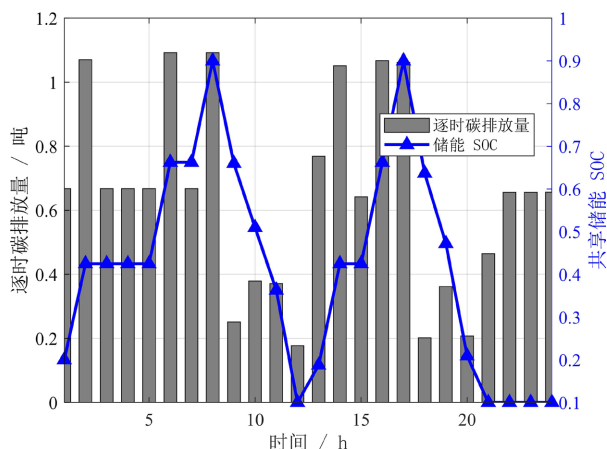


Figure 5. Hourly system carbon emissions and shared energy storage SOC coupling curves

图 5. 系统逐时碳排放量与共享储能 SOC 联动曲线图

4.6. 园区内部各主体效益分配分析

园区内各用户运行成本分解见图 6。基础购电成本：用户 B 最高(5367.30 元，负荷标准差 43.34kW，峰值 24:00)，用户 A 次之(4422.00 元)，用户 C 最低(3275.70 元，峰值 04:00)。碳成本分摊：用户 B 135.33 元，用户 A 110.06 元，用户 C 84.58 元，分别占各总成本的 2.4%、2.0%、2.5%。储能服务费：用户 B 133.56 元，用户 A 84.49 元，用户 C 60.27 元。三用户支出总和(13673.29 元)包含内部流转的共享储能服务费 278.32 元，系统对外总运行成本为 13394.98 元。

综合总成本：用户 B 5636.19 元，用户 A 4616.55 元，用户 C 3420.55 元，极差为 2215.64 元。图 7 的分解结果表明，本模型保障了费用分摊与各主体用能特征的协调一致。

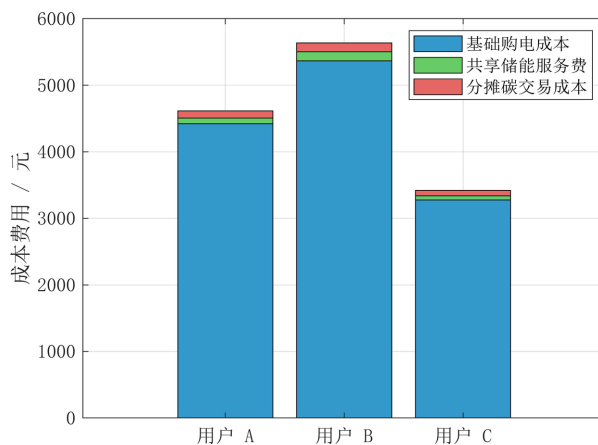


Figure 6. Detailed breakdown of operating costs for various industrial users within the park

图 6. 园区内部各工业用户运行成本精细化分解图

4.7. 关键参数灵敏度与前瞻性分析

基准碳价影响见图 7。碳价由 10 元/吨升至基准 50 元/吨时，总碳排由 17.30 吨快速降至 15.57 吨，总成本由 12850.00 元升至 13394.98 元。碳价由 60 元/吨升至 100 元/吨时，碳排仅由 15.35 吨微降至 14.80 吨，总成本升至 13660.00 元。结果显示，50 元/吨左右具备最佳的减碳性价比。

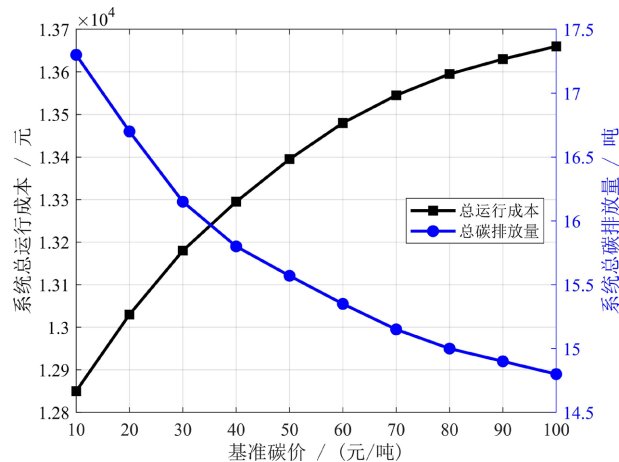


Figure 7. Effect of benchmark carbon price on total system cost and carbon emissions

图 7. 不同基准碳价对系统总成本与碳排放的影响

DR 参与度影响见图 8。负荷刚性($\eta = 0\%$)时，总成本 13950.00 元，碳排 16.90 吨。容许 15% 平移(即场景三)时，总成本降至 13394.98 元，碳排降至 15.57 吨。放宽至 25% 时，总成本 13190.00 元，碳排 15.20 吨。调节比例控制在 10%~15% 即可取得显著协同红利。

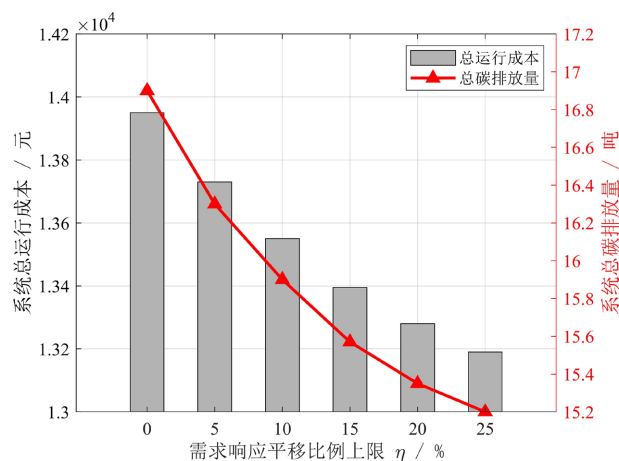


Figure 8. Impact of DR participation on dispatch results

图 8. DR 参与度对调度结果的影响分析

4.8. 模型求解性能与扩展性分析

求解性能测试环境为 Intel Core i7-10700 CPU @ 2.90GHz、16GB RAM，基于 MATLAB R2022b 调用 YALMIP 与 CPLEX 12.8，相对误差容差设定为 10^{-4} 。

测试结果见图9。用户数 N 由3增至100时，连续决策变量数线性增至16,000个。耗时方面： $N=3$ 时为1.82 s； $N=40$ 时为35.60 s； $N=100$ 时全天调度耗时收敛于186.50 s。由于采用共享架构，全网整数变量被严格固定为48个，成功规避了维度灾难，验证了模型在大规模场景下的高效计算扩展性。

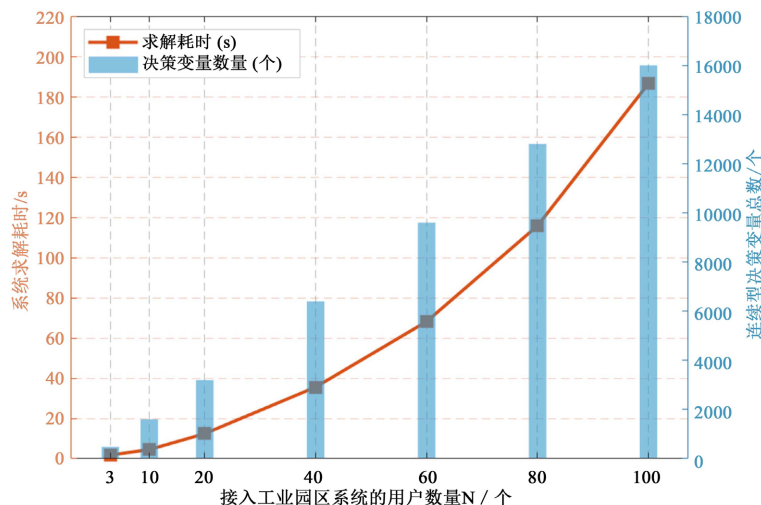


Figure 9. Trend of model computation time and decision variable count with the number of users

图9. 模型计算耗时与决策变量规模随用户数量的变化趋势

5. 结论

本文针对工业集群的用电成本与碳排放协同治理问题，提出了计及阶梯式碳交易与柔性 DR 的共享储能优化调度模型，并通过典型工业园区的日前调度仿真验证了所提策略的有效性。得到以下主要结论：

1) 基于负荷特性互补的共享储能架构，能够有效整合不同工业用户的异质性能源需求。相比于传统的独立配置模式，集群的储能总规划容量由 4233.81 kWh 压缩至 2781.95 kWh，大幅降低了 34.29%，显著提升了储能资产的利用效率，降低了园区整体的初始投资壁垒。

2) 柔性 DR 机制在时间维度上增强了负荷与可再生能源出力的匹配度。通过引导生产负荷向夜间风电出力高峰时段平移，全天累计平移电量达 925.42 kWh，使集群净负荷的峰谷差由 222.6 kW 大幅收窄至 76.7 kW，降幅达 65.5%。这不仅有效利用了低价电力资源，更在物理层面促进了分布式清洁能源的就近消纳，极大缓解了配电网的调峰压力。

3) 阶梯式碳交易机制与经济调度模型的协同，能够利用灵敏的经济信号倒逼工业主体主动调控碳排放行为。在基准碳价(50 元/吨)引导下，系统通过共享储能的时空平移作用，以 329.98 元的阶梯碳交易成本为杠杆，实现了碳排放量由 17.85 吨至 15.57 吨的大幅下降，减排率 12.77%，同时总运行成本由 13540.20 元优化至 13394.98 元，在微观层面达成了降本增效与低碳转型的双重目标。

未来研究将进一步探索多区域工业集群间的联合博弈特性，并深入分析高比例随机性风光出力对调度鲁棒性的影响。同时，针对大规模场景下的计算压力与隐私保护需求，计划引入 ADMM 分布式优化算法，利用对偶分解原理将全局复杂模型解耦为多个可独立并行求解的用户子问题，从而实现兼顾数据安全与计算效率的去中心化治理。

基金项目

国家自然科学基金项目(U25B6009、52176140)。

参考文献

- [1] 梁作放, 孔令勃, 潘华. 新型电力系统面临的挑战及关键技术[J]. 电力与能源, 2024, 45(2): 154-159.
- [2] 吴放. 广东“十四五”电源结构分析与优化探讨研究[J]. 中国能源, 2021, 43(12): 64-73.
- [3] 刘笑乐, 李琼. 中国能源安全条件下的清洁能源供需平衡统计分析[J]. 能源与节能, 2024(8): 1-5+210.
- [4] 李建林, 马会萌, 惠东. 储能技术融合分布式可再生能源的现状与发展趋势[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 1-10+20.
- [5] 吴剑威, 邵振国, 陈昌铭, 等. 基于改进贝叶斯算法的新能源电站共享储能混合套餐定价优化[J/OL]. 电网技术, 1-18. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2026.0193>, 2026-05-10.
- [6] 曾佑鑫, 李华强, 魏震波, 等. 考虑电-热-气负荷联动的园区多能源云储能服务运营策略[J]. 电力建设, 2026, 47(2): 174-187.
- [7] 王亚武, 黄淳驿, 王承民, 等. 市场环境考虑全周期经济效益的工业园区共享储能优化配置[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 129-138.
- [8] 温港成, 石鑫, 张怡, 等. 考虑设备变工况特性的园区综合能源系统两阶段规划优化方法研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(10): 1-11.
- [9] 王若愚, 蔡京陶, 叶健民, 等. 粤港澳大湾区电力互联规划研究[J]. 电工技术, 2023(24): 186-188.
- [10] 齐彩娟, 靳盘龙, 杨燕, 等. 计及碳定价的新型电力系统容量优化配置研究[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 613-621.
- [11] 章攀钊, 谢丽蓉, 马瑞真, 等. 考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4809-4825.
- [12] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
- [13] 奚孟飞. 低压侧资源参与区域电力市场的协调机制探析[J]. 电工材料, 2024(6): 69-71.
- [14] 谢剑明, 孙志杰. 南方区域电力现货市场分析展望[J]. 能源科技, 2024, 22(2): 36-39.
- [15] 何慧梅, 孙晓宁. 区域电力现货市场交易机制评价方法应用研究[J]. 大众标准化, 2024(7): 134-136.
- [16] 程初俐, 周保荣, 史军, 等. 面向区域统一电力市场的超大城市虚拟电厂关键技术研究综述[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 90-100+31.
- [17] 杨燕, 金楚, 程鑫, 等. 基于大湾区外环的柔性直流互联方案[J]. 南方电网技术, 2021, 15(3): 15-21.
- [18] 余贻鑫, 孙冰, 秦超, 等. 互联电力系统中高比例风电和太阳能光伏的开发与消纳模式研究[J]. 南方电网技术, 2017, 11(10): 10-18.
- [19] 段钊江, 侯显鑫, 吴光耀. 考虑收益的水-风-光多能互补清洁能源送出方案分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(2): 115-121.
- [20] 杨冬锋, 刘厚伟, 孙勇, 等. 考虑绿证交易机制与碳捕集电厂深度调峰补偿的多主体联合调峰优化调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 100-112.
- [21] 李军祥, 刘艳丽, 何建佳, 等. 考虑绿证和碳排放权交易的电力市场协同减碳效应与仿真[J]. 上海理工大学学报, 2024, 46(4): 464-474.
- [22] 李家桐, 谢宁, 王承民, 等. 基于 CHP 机组碳排放分析的综合能源系统低碳调度优化方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(6): 31-37+83.
- [23] 王秋杰, 亓浩, 谭洪, 等. 考虑碳市场风险的热电联产虚拟电厂低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10): 8-15.
- [24] 马成元, 陈皓勇, 肖东亮. 考虑碳约束的新型电力系统跨区域优化调度研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(6): 38-45.
- [25] 邹晨露, 崔雪, 周斌, 等. 低碳环境下计及柔性负荷和电锅炉的电热联合系统优化调度[J]. 电测与仪表, 2019, 56(18): 34-40+56.
- [26] 颜俊, 罗宇杰, 颜安, 等. 计及用户响应特性的电动汽车充电站设备优化配置方法[J]. 中国电力, 2025, 58(4): 140-147.
- [27] 恩格贝, 张岩, 田冰颖. 考虑独立型源网荷储一体化系统成本的峰谷电价优化模型[J]. 山东电力技术, 2023, 50(11): 42-50.
- [28] 张翰林, 汪睿哲, 刘友波, 等. 考虑源荷碳势耦合的电力系统双层低碳经济调度[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 28-42.