

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241614

# 面向多区域综合能源系统低碳运行的共享电-氢储能优化配置

何良策<sup>1,2</sup>, 王宇<sup>1</sup>, 卢志刚<sup>1</sup>, 王常平<sup>2</sup>, 蔡瑶<sup>1</sup>

(1. 河北省电力电子节能与传动控制重点实验室(燕山大学), 河北 秦皇岛 066004;

2. 新疆生产建设兵团兴新职业技术学院, 新疆 铁门关 841007)

**摘要:** 为实现多个区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)的风电消纳与低碳运行, 提出了考虑季节性氢储能和碳排放惩罚的共享电-氢储能优化配置方法。首先, 以共享电-氢储能和 RIES 作为主导者和跟随者, 建立基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型。然后, 计算共享电-氢储能和区域综合能源系统的碳排放情况, 设计融合碳税的碳排放惩罚价格, 提出计及碳减排的共享电-氢储能优化配置模型。最后, 将模型转换为易于求解的混合整数线性规划问题, 并通过算例对提出模型的有效性进行验证。结果表明, 所提模型能够在长、短时间尺度下应对风电的不平衡, 减少流入 RIES 负荷的碳排放。

**关键词:** 共享电-氢储能; 区域综合能源系统; 季节性氢储能; 风电消纳; 碳排放惩罚

## Optimal allocation of shared electricity-hydrogen storage for low-carbon operation of multiple regional integrated energy systems

HE Liangce<sup>1,2</sup>, WANG Yu<sup>1</sup>, LU Zhigang<sup>1</sup>, WANG Changping<sup>2</sup>, CAI Yao<sup>1</sup>

(1. Hebei Key Laboratory of Power Electronics for Energy Conservation and Drive Control (Yanshan University),

Qinhuangdao 066004, China; 2. Bingtuan Xingxin Vocational and Technical College, Tiemenguan 841007, China)

**Abstract:** To achieve wind power utilization and low-carbon operation in multiple regional integrated energy systems (RIESs), an optimal allocation method for shared electricity-hydrogen storage (SEHS) is proposed, considering seasonal hydrogen storage and carbon emission penalties. First, by treating SEHS and all RIESs as the master and slave respectively, a bi-level game-based optimal allocation model of SEHS is established. Then, the carbon emissions of both SEHS and RIESs are calculated, and a carbon emission penalty price incorporating carbon tax is designed. Based on this, an optimal allocation model of SEHS that accounts for carbon emission reduction is reformulated. Finally, the presented model is transformed into a tractable mixed-integer linear programming formulation, and its effectiveness is validated through numerical case studies. The simulation results demonstrate that the proposed model can effectively address wind power imbalance over both long- and short-term timescales, while reducing the carbon emissions associated with RIES loads.

This work is supported by the Joint Fund Project of National Natural Science Foundation of China (No. U23A20333).

**Key words:** shared electricity-hydrogen storage; regional integrated energy system; seasonal hydrogen storage; wind power utilization; carbon emission penalty

## 0 引言

在“双碳”目标的大背景下, 含新能源发电的区域综合能源系统(regional integrated energy system,

RIES)得到了大力发展<sup>[1]</sup>。为应对不同 RIES 新能源分布差异, 降低储能的配置成本, 实现 RIES 低碳运行, 共享储能得到了广泛关注。

针对 RIES 的共享储能优化配置问题, 国内外已经开展了大量研究。文献[2]建立基于共享储能的工业用户日前优化经济调度模型, 与用户单独配置储能的场景进行对比, 验证了配置共享储能的经济

**基金项目:** 国家自然科学基金联合基金项目资助(U23A20333); 河北省高等学校科学技术研究项目资助(QN2023182)

性。文献[3]提出一种多区域综合能源系统互联的共享储能系统优化配置模型,有效减少了各 RIES 的运行成本。同时,共享储能优化配置有助于 RIES 的新能源消纳。文献[4]提出一种基于双层结构的分布式光伏社区能量共享优化运行策略,实现了各社区的分布式光伏发电消纳。文献[5]提出兼具电能自营和储能共享的多微网-共享储能联合运行方式,显著降低了新能源发电不确定性对多微网运行的影响。文献[6]针对多区域间电能与储能资源的共享问题,提出了一种基于主从-演化混合博弈的多区域电能-储能共享运营模式,有效促进了新能源的就地消纳。然而,上述研究主要利用共享储能平衡新能源发电在短时间尺度(如:一天)的分布,并未考虑新能源发电在长时间尺度(如:一年)的分布不均衡<sup>[7-8]</sup>。针对长时间尺度的新能源消纳问题,文献[9]对制氢-季节性氢储能-混氢燃气轮机系统进行规划,解决了新能源富足季节的存储问题和新能源匮乏季节的供应问题。文献[10]利用多能互补与季节性氢储能技术提高了能源利用率,确保了中、长时间尺度下电/热/气/油化产品的可靠供应。文献[11]提出考虑氢能平准化成本的电-氢综合能源系统规划模型,验证了季节性氢储能在新能源季节性调节方面的积极作用。文献[12]应用季节性氢储能应对新能源发电的季节性不均衡,提出了一种计及氢供应链的电-氢综合能源系统规划模型。文献[13]提出一种计及季节性氢储能的混合能源共享站,构建了含混合能源共享站的多微网能源系统双层优化模型。但是,上述研究并未在长、短时间尺度下对多个区域综合能源系统的共享电-氢储能(shared electricity-hydrogen storage, SEHS)优化配置问题进行探究。

RIES 的碳排放情况与负荷用能密切相关。文献[14-15]阐述并推导了碳排放流理论,为计量负荷侧的碳排放提供了方法。在此基础上,文献[16]引入储电设备的时序碳排放流模型,准确刻画了储电设备对时序碳排放流分布的影响。然而,该方法尚未推广到共享电-氢储能的优化配置研究。此外,碳排放惩罚(如碳排放权、碳税等)是实现能源系统碳减排的重要手段。文献[17]建立了兼顾系统间碳平衡与碳共享的碳配额分配机制,提出了面向区域碳配额高效利用的低碳经济调度模型与能源共享框架。文献[18]应用 Shapley 值法厘清负荷的碳排放范围,构建了计及阶梯型碳交易机制的电力系统低碳经济调度模型。文献[19]提出考虑能源与碳排放的联合定价方法,并应用该方法实现了综合能源系统的低碳运行。然而,如何在共享电-氢储能优化配置中引入合理的碳排放惩罚,以实现多个区域综合能源系

统的低碳运行,尚有待进一步研究。

为此,本文首先引入含季节性氢储能的共享电-氢储能,接着以共享电-氢储能为主导者,以 RIES 为跟随者,建立基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型;然后,计算共享电-氢储能和 RIES 的碳排放,结合碳税制定碳排放惩罚价格,提出考虑碳减排的共享电-氢储能优化配置模型;最后,设计所提模型的求解流程,并通过仿真验证所提模型与方法的有效性。

## 1 基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型

图 1 为配置共享电-氢储能的多区域综合能源系统。共享电-氢储能和各 RIES 均为具有独立决策权的利益主体。除与上级电网交易外,共享电-氢储能考虑各 RIES 的运行需求,对储能容量进行优化配置,通过更新充放电价格和上级电网的交互功率,来追求自身利益最大化;根据共享电-氢储能制定的电价,各 RIES 对上级电网的购电功率和共享电-氢储能的充放电功率进行优化,以降低运行成本。因此,共享电-氢储能和各 RIES 之间存在博弈关系。

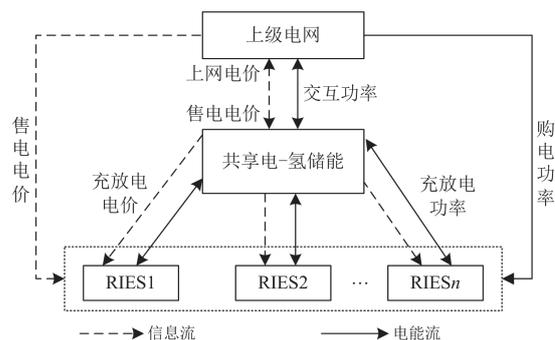


图 1 配置共享电-氢储能的多区域综合能源系统  
Fig. 1 Multiple RIESs equipped with a SEHS

本文假设双方在博弈过程中的地位不等<sup>[20]</sup>,以共享电-氢储能为主导者,各 RIES 为跟随者,其主从博弈过程为:首先,共享电-氢储能以自身利益最大化为目标,优先制定优化配置方案及向各 RIES 充放电的电价;然后,各 RIES 被动接受共享电-氢储能制定的电价,以运行成本最小为目标,调整自身的运行策略。

在不考虑碳排放情况下,基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型如下。

### 1.1 共享电-氢储能优化配置模型

新能源发电在长、短时间尺度上均具有明显的分布差异。为实现长、短时间尺度的电能调节,本文设计了含季节性氢储能的共享电-氢储能,其结构如图 2 所示。在共享电-氢储能中,储电装置为锂电

池堆, 可以与上级电网和各 RIES 进行购售电, 用于一天内的电能调节; 季节性氢储能由电解装置、储氢装置和燃料电池组成, 专用于消纳 RIES 过剩的新能源并在用电高峰时段向 RIES 返送电能, 以应对新能源发电在一年内的季节性差异。

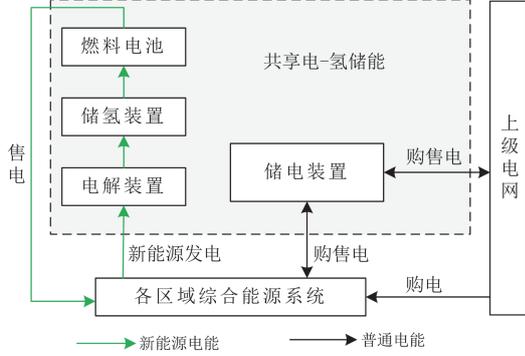


图2 共享电-氢储能  
Fig. 2 SEHS

### 1) 目标函数

共享电-氢储能以等年值利润  $R^{SS}$  最大为目标, 其大小等于年运行收益与年运维成本、等年值投资成本的差值, 如式(1)所示。

$$\max R^{SS} = R_T^{SS} - C_O^{SS} - C_B^{SS} \quad (1)$$

式中:  $R_T^{SS}$ 、 $C_O^{SS}$  和  $C_B^{SS}$  分别为共享电-氢储能的年运行收益、年运维成本和等年值投资成本。

$$\begin{cases} R_T^{SS} = R_T^{IES} + R_T^{UP} \\ R_T^{IES} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s [q_{s,t}^{SS,v} (P_{s,t}^{ES,d} + P_{s,t}^{FC}) - q_{s,t}^{SS,b} (P_{s,t}^{ES,c} + P_{s,t}^{EL})] \Delta t \\ R_T^{UP} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s (q_t^{UP,v} P_{s,t}^{ES,v} - q_t^{UP,b} P_{s,t}^{ES,b}) \Delta t \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $R_T^{IES}$  和  $R_T^{UP}$  分别为共享电-氢储能与 RIES、上级电网的电能交易收益;  $S$  和  $T$  分别为典型日数量和日内时段数;  $\omega_s$  为第  $s$  个典型日所代表季节的天数占比;  $q_{s,t}^{SS,b}$  和  $q_{s,t}^{SS,v}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻共享电-氢储能向 RIES 的购、售电价格;  $q_t^{UP,v}$  和  $q_t^{UP,b}$  分别为  $t$  时刻上级电网的上网电价和售电电价;  $P_{s,t}^{ES,v}$ 、 $P_{s,t}^{ES,b}$ 、 $P_{s,t}^{ES,c}$  和  $P_{s,t}^{ES,d}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻储电装置的上网功率、从上级电网的购电功率、从所有 RIES 的购电功率和向所有 RIES 的售电功率;  $P_{s,t}^{FC}$  和  $P_{s,t}^{EL}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻燃料电池的输出功率和电解装置的输入功率;  $\Delta t$  为单位时段长度。

$$\begin{cases} P_{s,t}^{ES,c} + P_{s,t}^{EL} = \sum_{i=1}^N P_{i,s,t}^{IES,v} \\ P_{s,t}^{ES,d} + P_{s,t}^{FC} = \sum_{i=1}^N P_{i,s,t}^{IES,b} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_{i,s,t}^{IES,b}$  和  $P_{i,s,t}^{IES,v}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻区域综合能源系统  $i$  向共享电-氢储能的购、售电功率;  $N$  为 RIES 数量。

$$C_O^{SS} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s q_m^{SS} (P_{s,t}^{ES,c} + P_{s,t}^{ES,d} + P_{s,t}^{ES,v} + P_{s,t}^{ES,b} + P_{s,t}^{EL} + P_{s,t}^{FC}) \Delta t \quad (4)$$

式中:  $q_m^{SS}$  为共享电-氢储能的单位功率运维成本, 取 0.01 元/kW。

$$\begin{cases} C_B^{SS} = \sum_{i \in M} k_i q_i C_i \\ k_i = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $M$  为共享电-氢储能的装置集合, 包括储电装置、电解装置、储氢装置和燃料电池;  $k_i$  为资本回收系数;  $q_i$  和  $C_i$  分别为共享电-氢储能中装置  $i$  的单位容量投资成本和最大装机容量;  $r$  为折现率, 取 8%;  $n$  为共享电-氢储能的设备使用年限。

### 2) 储电装置模型<sup>[8]</sup>

$$\begin{cases} E_{s,t+1}^{ES} = E_{s,t}^{ES} + \left[ \eta^{ES} (P_{s,t}^{ES,c} + P_{s,t}^{ES,b}) - \frac{P_{s,t}^{ES,d} + P_{s,t}^{ES,v}}{\eta^{ES}} \right] \Delta t \\ 0 \leq \eta^{ES} (P_{s,t}^{ES,c} + P_{s,t}^{ES,b}) \Delta t \leq \varepsilon_{s,t}^{ES,c} \tau^{ES} E_{\max}^{ES} \\ 0 \leq \frac{P_{s,t}^{ES,d} + P_{s,t}^{ES,v}}{\eta^{ES}} \Delta t \leq \varepsilon_{s,t}^{ES,d} \tau^{ES} E_{\max}^{ES} \\ \varepsilon_{s,t}^{ES,c} + \varepsilon_{s,t}^{ES,d} \leq 1 \\ 0.1 E_{\max}^{ES} \leq E_{s,t}^{ES} \leq E_{\max}^{ES} \\ E_{s,0}^{ES} = E_{s,24}^{ES} = 0.2 E_{\max}^{ES} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $E_{s,t}^{ES}$ 、 $\varepsilon_{s,t}^{ES,c}$  和  $\varepsilon_{s,t}^{ES,d}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻储电装置的储电量、充电状态和放电状态;  $\eta^{ES}$  和  $E_{\max}^{ES}$  分别为储电装置的充放电效率和储电量上限;  $\tau^{ES}$  为储电装置的最大充放电功率与容量之比, 取 0.4。

### 3) 季节性氢储能模型

当新能源发电富余时, 电解装置通过电解水制取氢气, 注入可长期大量存储的储氢装置; 当电能需求较大时, 燃料电池利用储氢装置取出氢气进行发电。电解装置和燃料电池的运行模型可表示为

$$\begin{cases} E_{s,t}^{EL} = P_{s,t}^{EL} \zeta^{EL} \\ P_{s,t}^{FC} = E_{s,t}^{FC} \zeta^{FC} \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $E_{s,t}^{\text{EL}}$  和  $E_{s,t}^{\text{FC}}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻电解装置的制取氢气量和燃料电池的氢气消耗量;  $\zeta^{\text{EL}}$  和  $\zeta^{\text{FC}}$  分别为电解装置和燃料电池的运行效率。

对于储氢装置来说, 可以根据实际应用情况调整充放状态。为降低模型的求解复杂度, 假设一个季节内储氢装置只能有一种充放状态<sup>[21]</sup>。在首个典型日时, 储氢装置各时段的储氢量关系为

$$\begin{cases} E_{1,0}^{\text{HS}} = 0.1E_{\text{max}}^{\text{HS}} \\ E_{1,t}^{\text{HS}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HS}})E_{1,t-1}^{\text{HS}} + \left( E_{1,t}^{\text{EL}}\eta^{\text{HS}} - \frac{E_{1,t}^{\text{FC}}}{\eta^{\text{HS}}} \right) \Delta t \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $E_{1,t}^{\text{HS}}$  为首个典型日  $t$  时刻储氢装置的储氢量;  $E_{\text{max}}^{\text{HS}}$  和  $\eta^{\text{HS}}$  分别为储氢装置的储氢量上限和充放氢效率;  $\gamma_{\text{loss}}^{\text{HS}}$  为储氢装置的自损系数, 取 0.001。

在其他典型日, 储氢装置各时刻的储氢量为

$$\begin{cases} E_{s,0}^{\text{HS}} = (1 - 365\gamma_{\text{loss}}^{\text{HS}}\omega_{s-1}\Delta t)[E_{s-1,0}^{\text{HS}} + 365\omega_{s-1}(E_{s-1,24}^{\text{HS}} - E_{s-1,0}^{\text{HS}})] \\ E_{s,t}^{\text{HS}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HS}})E_{s,t-1}^{\text{HS}} + \left( E_{s,t}^{\text{EL}}\eta^{\text{HS}} - \frac{E_{s,t}^{\text{FC}}}{\eta^{\text{HS}}} \right) \Delta t \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $E_{s,t}^{\text{HS}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻储氢装置的储氢量。

此外, 储氢装置的储氢量、充放氢功率和运行状态要满足式(10)。

$$\begin{cases} E_{1,0}^{\text{HS}} = E_{4,24}^{\text{HS}} \\ 0 \leq E_{s,t}^{\text{EL}}\eta^{\text{HS}}\Delta t \leq \varepsilon_s^{\text{HS,c}}\tau^{\text{HS}}E_{\text{max}}^{\text{HS}} \\ 0 \leq \frac{E_{s,t}^{\text{FC}}\Delta t}{\eta^{\text{HS}}} \leq \varepsilon_s^{\text{HS,d}}\tau^{\text{HS}}E_{\text{max}}^{\text{HS}} \\ \varepsilon_s^{\text{HS,c}} + \varepsilon_s^{\text{HS,d}} \leq 1 \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $\varepsilon_s^{\text{HS,c}}$  和  $\varepsilon_s^{\text{HS,d}}$  分别为第  $s$  个典型日储氢装置的充放氢状态;  $\tau^{\text{HS}}$  为储氢装置的最大充放氢功率与容量之比, 取 0.1。

#### 4) 购售电价格模型

根据上级电网的购电电价和上网电价, 共享电-氢储能制定不同典型日的充放电价格。同时, 不同典型日制定的放电价格差距不宜过大。相关模型为

$$\begin{cases} q_t^{\text{UP,v}} < q_{s,t}^{\text{SS,v}} < q_t^{\text{UP,b}} \\ 0 \leq q_{s,t}^{\text{SS,b}} < q_{s,t}^{\text{SS,v}} \\ \sum_{t=1}^T q_{s,t}^{\text{SS,v}} / 24 \leq \bar{q}^{\text{SS,v}} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $\bar{q}^{\text{SS,v}}$  为共享电-氢储能放电价格的平均上限。

## 1.2 各区域综合能源系统的运行优化模型

本文假设各 RIES 的新能源发电均为风电, 且风电分布与负荷需求有所差异。同时, 为降低系统的建模复杂度, 假设所有 RIES 都包含相同的设备类型与能量流动关系<sup>[22]</sup>, 具体情况如图 3 所示。

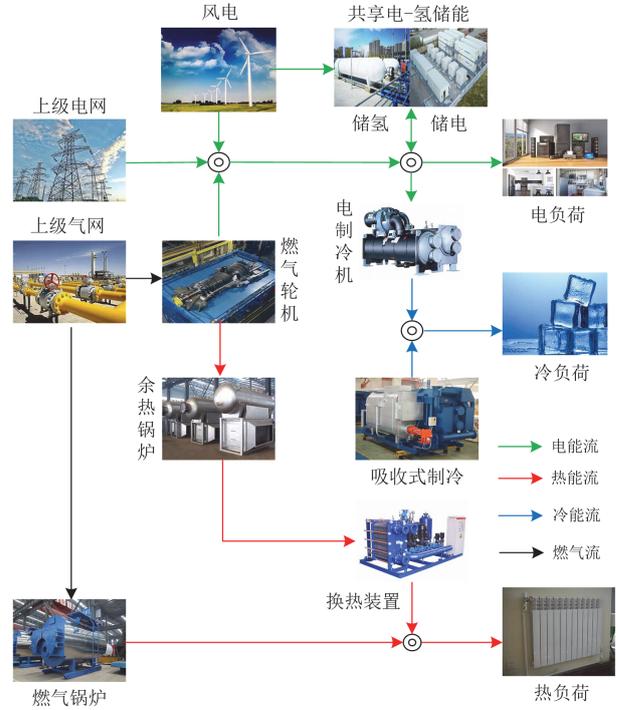


图 3 RIES 的结构及能量流动

Fig. 3 RIES structure and energy flow

#### 1) 目标函数

各 RIES 以运行成本  $C_i^{\text{IES}}$  最小为目标, 由设备年运维成本和能源交易成本构成, 如式(12)所示。

$$\min C_i^{\text{IES}} = C_{O,i}^{\text{IES}} + C_{T,i}^{\text{IES}} \quad (12)$$

式中:  $C_{O,i}^{\text{IES}}$  为区域综合能源系统  $i$  内所有设备的年运维成本;  $C_{T,i}^{\text{IES}}$  为区域综合能源系统  $i$  与上级气网、上级电网和共享电-氢储能的能源交易成本。

$$C_{O,i}^{\text{IES}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s q_m^{\text{IES}} (P_{i,s,t}^{\text{GT}} + P_{i,s,t}^{\text{EC}} + Q_{i,s,t}^{\text{AC}} + P_{i,s,t}^{\text{HE}} + Q_{i,s,t}^{\text{GB}} + P_{i,s,t}^{\text{W}}) \Delta t \quad (13)$$

式中:  $q_m^{\text{IES}}$  为区域综合能源系统  $i$  的设备单位功率运维成本, 取 0.01 元/kW;  $P_{i,s,t}^{\text{GT}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{EC}}$ 、 $Q_{i,s,t}^{\text{AC}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{HE}}$ 、 $Q_{i,s,t}^{\text{GB}}$  和  $P_{i,s,t}^{\text{W}}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻区域综合能源系统  $i$  中燃气轮机的输出功率、电制冷机的输入功率、吸收式制冷机的输出功率、换热装置的输出功率、燃气锅炉的输出功率和风电的上网功率。

$$\begin{cases} C_{T,t}^{\text{IES}} = C_i^{\text{UG}} + C_i^{\text{UP}} + C_i^{\text{SS}} \\ C_i^{\text{UG}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s q_t^{\text{UG}} \left( \frac{P_{i,s,t}^{\text{GT}}}{\lambda \eta^{\text{GT}}} + \frac{Q_{i,s,t}^{\text{GB}}}{\lambda \eta^{\text{GB}}} \right) \Delta t \\ C_i^{\text{UP}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s q_t^{\text{UP,b}} P_{i,s,t}^{\text{UP,b}} \Delta t \\ C_i^{\text{SS}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s (q_{s,t}^{\text{SS,v}} P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} - q_{s,t}^{\text{SS,b}} P_{i,s,t}^{\text{IES,v}}) \Delta t \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $C_i^{\text{UG}}$ 、 $C_i^{\text{UP}}$  和  $C_i^{\text{SS}}$  分别为区域综合能源系统  $i$  从上级气网的购气成本、从上级电网的购电成本以及与共享电-氢储能的电能交易成本;  $q^{\text{UG}}$  为天然气价格, 取 2.7 元/ $\text{m}^3$ ;  $P_{i,s,t}^{\text{UP,b}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻区域综合能源系统  $i$  从上级电网的购电功率;  $\lambda$  为天然气低热值, 取 9.7  $\text{kWh}/\text{m}^3$ ;  $\eta^{\text{GT}}$  和  $\eta^{\text{GB}}$  分别为燃气轮机的发电效率和燃气锅炉的制热系数, 分别取 0.3 和 0.85。

## 2) 约束条件

RIES 在正常运行时, 应满足电功率、冷功率、热功率及余热锅炉的供需平衡约束。

$$\begin{cases} P_{i,s,t}^{\text{GT}} + P_{i,s,t}^{\text{W}} + P_{i,s,t}^{\text{UP,b}} + P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} = P_{i,s,t}^{\text{EC}} + L_{i,s,t}^{\text{E}} + P_{i,s,t}^{\text{IES,v}} \\ C^{\text{EC}} P_{i,s,t}^{\text{EC}} + Q_{i,s,t}^{\text{AC}} = L_{i,s,t}^{\text{C}} \\ Q_{i,s,t}^{\text{GB}} + P_{i,s,t}^{\text{HE}} = L_{i,s,t}^{\text{H}} \\ \frac{P_{i,s,t}^{\text{HE}}}{\eta^{\text{HE}}} + \frac{Q_{i,s,t}^{\text{AC}}}{C^{\text{AC}}} + Q_{i,s,t}^{\text{A}} = \gamma^{\text{GT}} \eta^{\text{WH}} P_{i,s,t}^{\text{GT}} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $L_{i,s,t}^{\text{E}}$ 、 $L_{i,s,t}^{\text{C}}$ 、 $L_{i,s,t}^{\text{H}}$  和  $Q_{i,s,t}^{\text{A}}$  分别为第  $s$  个典型日  $t$  时刻区域综合能源系统  $i$  的电负荷、冷负荷、热负荷和余热锅炉废弃能量;  $C^{\text{EC}}$  和  $C^{\text{AC}}$  分别为电制冷机和吸收式制冷机的能效比, 分别取 4 和 1.2;  $\eta^{\text{HE}}$  和  $\eta^{\text{WH}}$  分别为换热装置和余热锅炉的效率, 分别取 0.9 和 0.8;  $\gamma^{\text{GT}}$  为燃气轮机的热电比, 取 1.47。

RIES 与共享电-氢储能进行电能交易时, 需要满足约束式(16)。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} \leq B_{i,s,t} P_{i,s,t}^{\text{IES,max}} \\ 0 \leq P_{i,s,t}^{\text{IES,v}} \leq (1 - B_{i,s,t}) P_{i,s,t}^{\text{IES,max}} \\ 0 \leq B_{i,s,t} \leq 1 \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $B_{i,s,t}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻区域综合能源系统  $i$  与共享电-氢储能进行购、售电交易的松弛变量;  $P_{i,s,t}^{\text{IES,max}}$  为各 RIES 与共享电-氢储能的交易功率上限。需要说明的是, 由于目标函数式(12)包含与共享电-氢储能的能量交易成本, 且  $q_{s,t}^{\text{SS,v}}$  和  $q_{s,t}^{\text{SS,b}}$  存在价格差, 所以求解寻优过程中将趋近于  $B_{i,s,t}$  的边界值 0 或 1。

此外, RIES 内设备的其他运行约束与已有研

究<sup>[3-4,6]</sup>相同, 不再赘述。

## 2 计及碳减排的共享电-氢储能优化配置模型

在主从博弈优化模型基础上, 计算共享电-氢储能和 RIES 的碳排放情况, 对 RIES 的碳排放来源施加碳排放惩罚, RIES 将在共享电-氢储能碳排放强度较低时段购买电能, 进而降低流向 RIES 负荷的碳排放, 实现 RIES 的低碳运行。

### 2.1 共享电-氢储能和 RIES 的碳排放

共享电-氢储能的碳排放情况可表示为

$$e_{s,t}^{\text{SS}} = e_{s,t-1}^{\text{SS}} + \Delta e_{s,t}^{\text{SS}} \quad (17)$$

式中:  $e_{s,t}^{\text{SS}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻共享电-氢储能的累积碳排放量;  $\Delta e_{s,t}^{\text{SS}}$  为第  $s$  个典型日  $t-1$  时刻到  $t$  时刻之间共享电-氢储能的碳排放变化量, 其伴随共享电-氢储能和上级电网、各 RIES 的电能交易过程产生, 可表示为

$$\Delta e_{s,t}^{\text{SS}} = [\rho_{s,t}^{\text{UP}} P_{s,t}^{\text{ES,b}} - \rho_{s,t}^{\text{SS}} P_{s,t}^{\text{ES,v}} + \sum_{i=1}^N (\rho_{i,s,t}^{\text{IES}} P_{i,s,t}^{\text{IES,v}} - \rho_{s,t}^{\text{SS}} P_{i,s,t}^{\text{IES,b}})] \Delta t \quad (18)$$

式中:  $\rho^{\text{UP}}$  为从上级电网购电的碳排放强度, 取 0.75  $\text{kg}/\text{kWh}$ ;  $\rho_{s,t}^{\text{SS}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻共享电-氢储能取出电能的碳排放强度, 等于上一时刻累积的碳排放量与储存的等效电量之比, 如式(19)所示;  $\rho_{i,s,t}^{\text{IES}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻从区域综合能源系统  $i$  购电的碳排放强度, 具体见式(20)。

$$\rho_{s,t}^{\text{SS}} = \frac{e_{s,t-1}^{\text{SS}}}{E_{s,t-1}^{\text{ES}} + E_{s,t-1}^{\text{HS}} \zeta^{\text{FC}}} \quad (19)$$

为量化 RIES 输出能源的碳排放强度, 本文将各 RIES 均等效为广义节点。应用碳排放流理论的重要结论: 任意节点输出的碳排放强度等于节点输入的碳排放强度<sup>[15]</sup>, 可将 RIES 输入能源的平均碳排放强度, 近似作为 RIES 输出能源的碳排放强度, 其计算方法为

$$\rho_{i,s,t}^{\text{IES}} = \frac{e_{i,s,t}^{\text{IES}}}{\left( \frac{P_{i,s,t}^{\text{GT}}}{\lambda \eta^{\text{GT}}} + \frac{Q_{i,s,t}^{\text{GB}}}{\lambda \eta^{\text{GB}}} + P_{i,s,t}^{\text{UP,b}} + P_{i,s,t}^{\text{W}} + P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} \right) \Delta t} \quad (20)$$

式中:  $e_{i,s,t}^{\text{IES}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻流入区域综合能源系统  $i$  的碳排放量, 其来源有: 从上级气网购气和从上级电网、共享电-氢储能购电。

$$e_{i,s,t}^{\text{IES}} = \left[ \rho^{\text{UG}} \left( \frac{P_{i,s,t}^{\text{GT}}}{\lambda \eta^{\text{GT}}} + \frac{Q_{i,s,t}^{\text{GB}}}{\lambda \eta^{\text{GB}}} \right) + \rho_{i,s,t}^{\text{UP}} P_{i,s,t}^{\text{UP,b}} + \rho_{s,t}^{\text{SS}} P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} \right] \Delta t \quad (21)$$

式中:  $\rho^{\text{UG}}$  为天然气的碳排放强度, 取  $1.6 \text{ kg/m}^3$ 。

综上, 流向 RIES 负荷的碳排放量可表示为

$$\begin{cases} e_i^{\text{IES,L}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s \rho_{i,s,t}^{\text{IES}} (L_{i,s,t}^{\text{E}} + L_{i,s,t}^{\text{C}} + L_{i,s,t}^{\text{H}}) \Delta t \\ e^{\text{L}} = \sum_{i=1}^N e_i^{\text{IES,L}} \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $e_i^{\text{IES,L}}$  和  $e^{\text{L}}$  分别为流向区域综合能源系统  $i$  负荷和所有 RIES 负荷的碳排放量。

## 2.2 考虑碳排放惩罚的共享电-氢储能优化配置模型

本文定义碳排放惩罚价格等于碳排放强度和碳税的乘积。因此, RIES 中不同碳排放来源的碳排放惩罚价格可表示为

$$\begin{cases} q^{\text{UGC}} = \rho^{\text{UG}} \kappa^{\text{T}} \\ q^{\text{UPC}} = \rho^{\text{UP}} \kappa^{\text{T}} \\ q_{s,t}^{\text{SSC}} = \rho_{s,t}^{\text{SS}} \kappa^{\text{T}} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $q^{\text{UGC}}$  和  $q^{\text{UPC}}$  分别为从上级气网购气和上级电网购电的碳排放惩罚价格;  $q_{s,t}^{\text{SSC}}$  为第  $s$  个典型日  $t$  时刻从共享电-氢储能购电的碳排放惩罚价格;  $\kappa^{\text{T}}$  为碳税价格。

基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型增加碳排放惩罚以后, 只需将 RIES 与上级气网、上级电网、共享电-氢储能的能源交易成本修正为式 (24) 的形式, 即可得到计及碳减排的共享电-氢储能优化配置模型。

$$\begin{cases} C_i^{\text{UG}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s \left[ (q^{\text{UG}} + q^{\text{UGC}}) \left( \frac{P_{i,s,t}^{\text{GT}}}{\lambda \eta^{\text{GT}}} + \frac{Q_{i,s,t}^{\text{GB}}}{\lambda \eta^{\text{GB}}} \right) \right] \Delta t \\ C_i^{\text{UP}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s (q_t^{\text{UP,b}} + q^{\text{UPC}}) P_{i,s,t}^{\text{UP,b}} \Delta t \\ C_i^{\text{SS}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \omega_s [(q_{s,t}^{\text{SS,v}} + q_{s,t}^{\text{SSC}}) P_{i,s,t}^{\text{IES,b}} - q_{s,t}^{\text{SS,b}} P_{i,s,t}^{\text{IES,v}}] \Delta t \end{cases} \quad (24)$$

## 3 模型求解

基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置模型 (以下称“模型 1”) 为双层规划形式, 上层为共享电-氢储能的优化配置模型, 下层为各 RIES 的运行优化模型, 直接采用上、下层模型的依次优化与迭代更新, 求解难度较大。同时, 模型 1 中存在价格与功率相乘的双线性项, 通常需要线性化处理后才能求解。此外, 计及碳减排的共享电-氢储能优化配置模型 (以下称“模型 2”) 中, 碳排放强度、碳排放惩罚价格的计算方法会引入新的非线性项, 不能直接进行求解。针对上述问题, 本文设计的模型求解流程如图 4 所示, 相应步骤如下。

1) 模型变换: 将下层模型等效替换为 KKT 条件, 将双层优化模型转换为单层优化模型。

2) 非线性项的线性化: 采用大 M 法将 KKT 条件中的非线性约束转换为线性不等式, 应用布尔展开法把目标函数中的双线性项转化为线性形式, 将单层优化模型转换为混合整数规划问题。

3) 模型 1 求解: 设置迭代次数  $k=0$ , 采用求解器对模型 1 进行求解, 计算流向 RIES 负荷的总碳排放量  $e^{\text{L},k}$  和共享电-氢储能取出电能的碳排放强度  $q_{s,t}^{\text{SSC},k}$ 。

4) 模型 2 求解: 更新迭代次数  $k=k+1$ , 将碳排放惩罚价格引入到模型 1 的目标函数, 应用求解器对模型 2 进行计算, 得到流向 RIES 负荷的总碳排放量  $e^{\text{L},k}$ 。

5) 判断相邻两次迭代的总碳排放量之差是否在允许误差范围内, 即  $|e^{\text{L},k} - e^{\text{L},k-1}|/e^{\text{L},k} \leq 0.01$ 。如果是, 输出计算结果; 否则, 更新共享电-氢储能取出电能的碳排放强度  $q_{s,t}^{\text{SSC},k}$ , 重复步骤 4)。

需要说明的是, 步骤 1)、2) 的相关方法与文献 [23] 相同, 此处不再赘述。

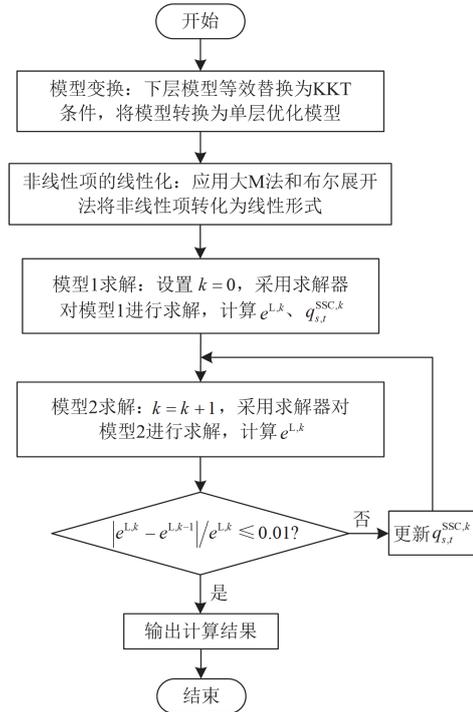


图 4 模型求解流程

Fig. 4 Solving flowchart of the proposed model

## 4 算例仿真

本文选取了 3 个典型的 RIES 作为研究对象。其中, RIES1 的风电资源丰富, 负荷需求较小, 有

大量富余风电；RIES2 的风电资源丰富，且负荷需求较大；RIES3 的风电资源贫瘠，但负荷需求较大。采用 4 个典型日代表一年中的 4 个季节，各个季节的天数为 85、100、85 和 95，每个代表日的时段数为 24。各 RIES 典型日的风电出力曲线、电负荷曲线、内部设备的装机容量和共享电-氢储能的相关参数见文献[11, 24-25]。表 1 为电网电价参数。模型采用 MATLAB 软件嵌入 YALMIP 工具包进行编程，调用 CPLEX 求解器进行求解。

表 1 电网电价参数

Table 1 Power grid price parameters

时段		售电电价/ (元/kWh)	上网电价/ (元/kWh)
峰	08:00—12:00	1.35	0.9
	17:00—21:00		
平	12:00—17:00	0.86	0.6
	21:00—24:00		
谷	00:00—08:00	0.45	0.3

#### 4.1 基于主从博弈的共享电-氢储能优化配置分析

为分析共享电-氢储能配置对多个区域综合能源系统运行的影响，设置如下 3 个场景。

场景 1：各 RIES 独立配置储电装置，不考虑共享储能。

场景 2：各 RIES 配置共享储能，但共享储能只有储电装置。

场景 3：各 RIES 配置共享电-氢储能，共享电-氢储能包含储电装置和季节性氢储能。

##### 1) 共享储能配置及制定的购、售电价格分析

为分析共享储能配置对多个区域综合能源系统的运行影响，列出场景 1、2 的仿真结果分别如表 2、表 3 所示。

表 2 场景 1 仿真结果

Table 2 Simulation results of scenario 1

	RIES1	RIES2	RIES3
投资运行成本/万元	339.87	652.45	903.90
储能容量/MWh	38.76	37.76	20.97
年弃风量/MWh	156.22	20.06	0

表 3 场景 2 仿真结果

Table 3 Simulation results of scenario 2

	RIES1	RIES2	RIES3	共享储能
运行成本/万元	278.48	694.90	1009.52	—
储能容量/MWh	—	—	—	46.41
年弃风量/MWh	0	0	0	—
等年值利润/万元	—	—	—	174.02

由表 2、表 3 可知，场景 1 中 RIES1—RIES3 的总投资运行成本为 1896.21 万元，而场景 2 中

RIES1—RIES3 的总运行成本和共享储能的等年值利润分别为 1982.90 万元和 174.02 万元，这表明多个区域综合能源系统配置共享储能可以获得更高的经济效益。同时，场景 1、2 配置的储能装置容量分别为 97.49 MWh 和 46.41 MWh，年弃风量分别为 176.28 MWh 和 0 MWh，这表明共享储能能够减小储电装置的配置容量，平衡各 RIES 间的风电不平衡，实现风电的完全消纳。

此外，充、放电电价是影响共享储能与各 RIES 主从博弈的重要变量。图 5、图 6 分别为场景 2 中共享储能能在各个典型日制定的充、放电电价。

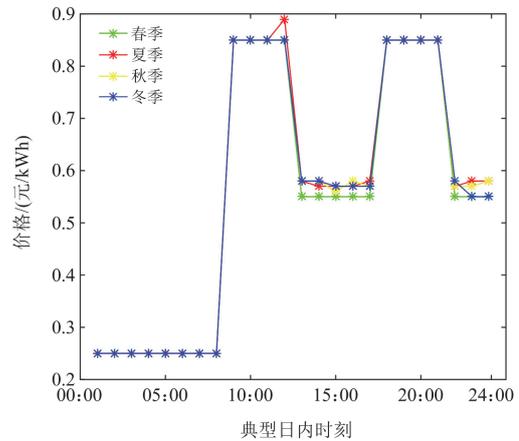


图 5 充电电价

Fig. 5 Purchasing price of electricity

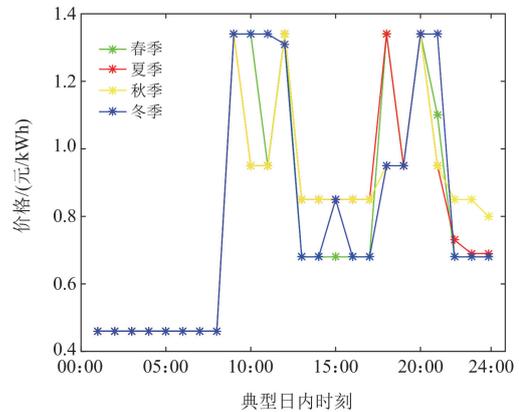


图 6 放电电价

Fig. 6 Selling price of electricity

由图 5 可知，共享储能能在各典型日制定的充电电价大体一致，但在夏季制定的充电电价略高。这是由于夏季共享储能从 RIES 购得的电能较少，所以希望通过提高充电电价，从各 RIES 购买更多的电能。

由图 6 可知，在上级电网电价的谷值时段 (00:00—08:00)，共享储能制定的放电电价为 0.46 元/kWh，略高于电网的售电电价 0.45 元/kWh，保证

了各 RIES 从上级电网购电。此时, 共享储能也会从上级电网大量购电, 以实现自身利益最大化。在上级电网电价的峰值时段, RIES 用电需求较大, 如: 冬季典型日的 09:00—11:00 及 20:00—21:00 时段, 共享储能的放电电价较高, 达到了 1.34 元/kWh; 而在 RIES 用电需求较小的 18:00—19:00 时段, 共享储能的放电电价降低为 0.95 元/kWh。

## 2) 配置共享储能的 RIES 运行分析

场景 2 中, RIES1—RIES3 在各典型日的电功率平衡情况分别如图 7—图 9 所示。由图 7—图 9 可知, RIES1 全年的风电都较为充足, 燃气轮机发电和从上级电网购电主要用于弥补部分时段的风电缺额, 而富余的风电将出售给共享储能。因此, RIES1 是共享储能重要的购电来源。相比而言, RIES2 的电负荷需求较大, 但风电较为充足, 电负荷需求减去风电供给后的净电负荷比较小。同时, 燃气轮机不仅能发出电能, 发电过程中产生的热量会经由吸收式制冷机和换热装置转化为冷能和热能。当冷、热负荷需求较大时, 燃气轮机发电要比从共享储能购电更加经济。因此, RIES2 在风电富余时段向共享储能售电, 但从共享储能的购电量会比较少。此外, RIES3 的风电匮乏, 但用电需求较大, 既需要燃气轮机发电, 又需要从上级电网和共享储能购买电能。因此, RIES3 为共享储能的主要售电对象。

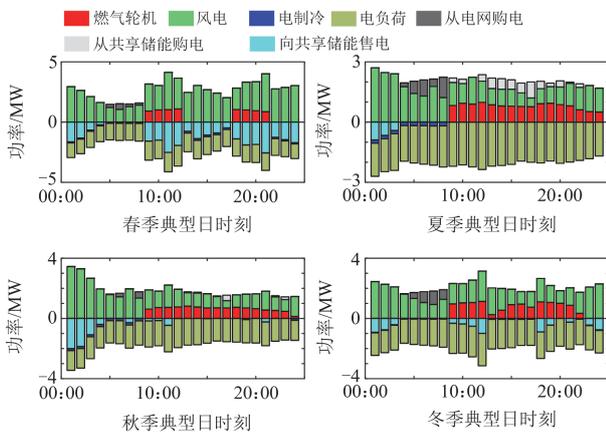


图 7 RIES1 的电功率平衡

Fig. 7 Power balance of RIES1

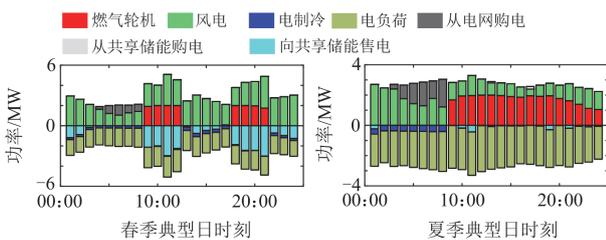


图 8 RIES2 的电功率平衡

Fig. 8 Power balance of RIES2

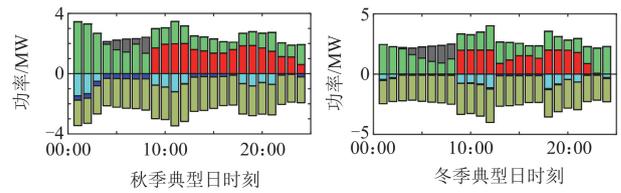


图 9 RIES3 的电功率平衡

Fig. 9 Power balance of RIES3

## 3) 含季节性氢储能的共享电-氢储能分析

配置共享电-氢储能以后, 场景 3 的仿真结果如表 4 所示。

表 4 场景 3 仿真结果

Table 4 Simulation results of scenario 3

	RIES1	RIES2	RIES3	共享电-氢储能
运行成本/万元	245.91	676.65	1019.83	—
储电装置容量/MWh	—	—	—	28.87
电解槽容量/MWh	—	—	—	3.16
燃料电池容量/MWh	—	—	—	2.17
氢储能容量/MWh	—	—	—	558.07
年弃风量/MWh	0	0	0	—
等年值利润/万元	—	—	—	190.73

由表 4 可知, RIES1—RIES3 的总运行成本和共享电-氢储能的等年值利润分别为 1942.39 万元和 190.73 万元。与场景 2 相比, 共享电-氢储能增加了季节性氢储能, 等年值利润增长了 16.71 万元, RIES1—RIES3 的总运行成本下降了 40.51 万元。但是, RIES3 是共享电-氢储能的售电对象, 运行成本会增加 10.31 万元。

季节性氢储能在各典型日的充放电功率和储能情况如图 10 所示。可以看出, 季节性氢储能在春、秋季进行充电, 在夏、冬季进行放电。其中, RIES1、RIES2 在春、秋季的风电较为充足, 在用电低谷时

段会向季节性氢储能出售多余风电。在夏、冬季的用电高峰时段, RIES2、RIES3 会从季节性氢储能购电来满足负荷的用电需求。但是, 由于 RIES1 的风电较多, 所以全年不会从季节性储能进行购电; 而 RIES3 的风电匮乏, 全年都不会向季节性氢储能进行售电。

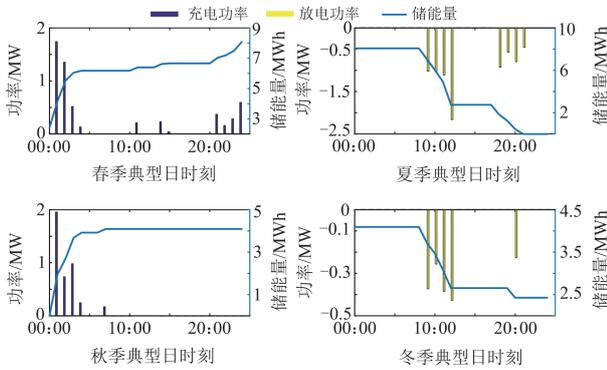


图 10 季节性氢储能的充放电功率及储能量

Fig. 10 Charge-discharge power and stored energy of seasonal hydrogen energy storage

此外, 场景 2 中储电装置的最优配置容量为 46.41 MWh, 其在春季典型日的最大储电量仅为 35.75 MWh, 而其他季节典型日的最大储电量均达到了最优配置容量, 这是由于风电在不同季节间的分布并不均衡。在场景 3 中, 共享电-氢储能的储电装置和季节性氢储能配置容量分别为 28.87 MWh 和 558.07 MWh。季节性氢储能的加入能够更好地应对不同季节的风电分布不均衡, 使储电装置的配置容量减少, 间接减少了不同季节间储能的闲置容量。

#### 4.2 考虑碳减排的共享电-氢储能优化配置分析

当碳税为 20 美元/t 时, 计及碳排放惩罚的共享电-氢储能优化配置模型求解过程的迭代收敛曲线如图 11 所示。

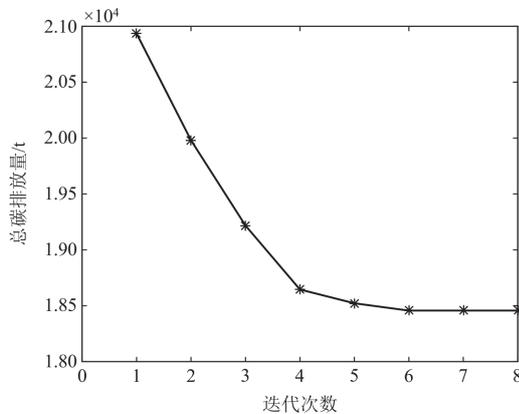


图 11 迭代收敛曲线

Fig. 11 Iteration convergence curve

由图 11 可知, 经历 7 次迭代以后, 模型优化结果收敛到了最优值。计算机配置为 13th Gen Intel(R) Core(TM) i9-13900H 2.60 GHz, 仿真时间为 191.8 s, 相应的仿真结果如表 5 所示。

由表 5 可知, 与场景 3 相比, 增加碳排放惩罚以后, RIES1—RIES3 的运行成本均会增加, 共享电-氢储能的储电装置、电解槽、燃料电池和季节性氢储能也会增加配置容量, 以存储更多的低碳电能, 获取更高的等年值利润。

表 5 考虑碳减排的仿真结果

Table 5 Simulation results with carbon emission reduction

	RIES1	RIES2	RIES3	共享电-氢储能
运行成本/万元	309.13	759.28	1132.81	—
储电装置容量/MWh	—	—	—	34.48
电解槽容量/MWh	—	—	—	4.89
燃料电池容量/MWh	—	—	—	3.36
氢储能容量/MWh	—	—	—	863.67
年弃风量/MWh	0	0	0	—
等年值利润/万元	—	—	—	214.54

当碳税价格为 0 美元/t、20 美元/t、40 美元/t 时, 流向各 RIES 负荷的碳排放和总碳排放情况如图 12 所示。可以看出, 随着碳税价格的提高, 流向各 RIES 负荷的碳排放量不断减少。相比于碳税为 0 美元/t 的情况, 当碳税为 20 美元/t 和 40 美元/t 时, 流向 RIES 负荷的总碳排放量分别降低了 5.6% 和 11.8%。

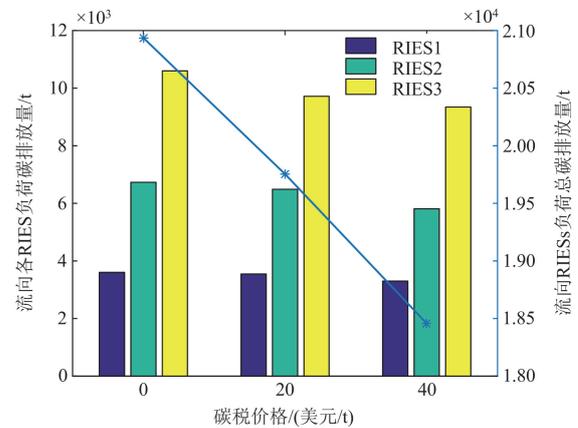


图 12 流向 RIESs 负荷的碳排放

Fig. 12 Carbon emissions injected into the loads of RIESs

当碳税分别取 0 美元/t 和 20 美元/t 时, 在典型日的 05:00—09:00 时段, RIES1 从上级电网、共享电-氢储能的购电功率如表 6 所示。

由表 6 可知, 考虑融合碳税的碳排放惩罚后, RIES 从上级电网的购电减少, 向共享电-氢储能的购电增多。这是由于上级电网的碳排放强度较大, 而共享电-氢储能中储存了大量的富余风电, 放出电

能的碳排放强度较小,从共享电-氢储能购电也更为经济。

当碳税为 0 美元/t、20 美元/t 和 40 美元/t 时,

在典型日的 05:00—09:00 时段, RIES1 的燃气轮机发电情况如表 7 所示。

表 6 RIES1 的购电功率

Table 6 Purchasing power of RIES1

时段		05:00—06:00	06:00—07:00	07:00—08:00	08:00—09:00	
碳税为 0 美元/t	从电网购电/kW	春	258.87	470.52	218.38	165.45
		夏	607.56	798.97	370.13	1016.99
		秋	41.10	235.13	0	414.58
		冬	392.16	719.05	895.37	641.17
从共享电-氢储能购电/kW	春	0	0	0	0	
	夏	0	0	0	0	
	秋	0	0	0	0	
	冬	0	0	0	0	
碳税为 20 美元/t	从电网购电/kW	春	0	0	0	0
		夏	0	798.97	370.13	1016.99
		秋	0	0	0	0
		冬	0	0	895.37	641.17
从共享电-氢储能购电/kW	春	258.87	470.52	218.38	165.45	
	夏	607.56	0	0	0	
	秋	41.10	235.13	0	414.58	
	冬	392.16	719.05	0	0	

表 7 RIES1 的燃气轮机发电

Table 7 Power generation of the gas turbine in RIES1

时段		05:00—06:00	06:00—07:00	07:00—08:00	08:00—09:00	
碳税为 0 美元/t 或 20 美元/t	燃气轮机发电/kW	春	8.27	8.27	8.27	8.27
		夏	8.27	8.27	8.27	8.27
		秋	8.27	8.27	8.27	8.27
		冬	8.27	8.27	8.27	8.27
碳税为 40 美元/t	燃气轮机发电/kW	春	267.14	355.84	226.65	173.72
		夏	32.83	39.21	66.61	77.24
		秋	8.27	64.81	8.27	118.06
		冬	338.96	402.73	676.73	649.43

由表 7 可知,当碳税为 0 美元/t 或者 20 美元/t 时,燃气轮机的发电功率很低,这表明 RIES1 在 05:00—09:00 时段从上级电网和共享电-氢储能购电更为经济。当碳税增加为 40 美元/t 时,碳排放惩罚的力度增加,05:00—09:00 时段的燃气轮机发电成本会比从上级电网购电成本更低,其发电功率有显著提高。

此外,为了分析季节性氢储能技术发展带来的影响,季节性氢储能单位容量投资成本下降不同比例(碳税取 40 美元/t)时,共享电-氢储能的等年值利润和流向 RIES 负荷的总碳排放量情况如图 13 所示。

由图 13 可知,随着季节性氢储能单位容量投资成本下降,共享电-氢储具有更大的获利空间,等年值利润也会有不同程度的增加。但是,当氢储能单

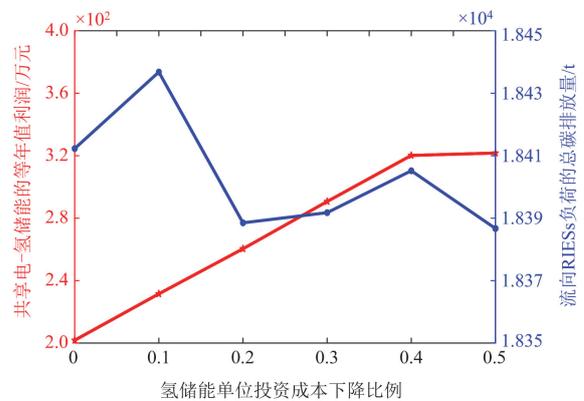


图 13 季节性氢储能单位投资成本下降分析

Fig. 13 Analysis of declining unit capital costs in seasonal hydrogen energy storage

位容量投资成本下降比例从 0.4 增长到 0.5 时,由于共享电-氢储能的年运行情况差异不大,所以等年值利润增长幅度明显降低。同时,共享电-氢储能依据上级电网的购电电价和上网电价制定自身的购、售电价格,其大小受氢储能单位容量投资成本下降的影响较小,所以流向 RIES 负荷的总碳排放量变化规律并不明显,但数值均在  $1.838 \times 10^4 \sim 1.844 \times 10^4 \text{ t}$  范围以内。

## 5 结论

本文面向多区域综合能源系统的低碳运行需求,提出了一种计及碳减排的共享电-氢储能优化配置模型,并将模型转化为易于求解的混合整数线性规划问题。通过仿真分析可得出以下结论:

1) 相比于 RIES 单独配置储电装置,基于主从博弈的共享储能优化配置可以获取更高的经济效益,并实现风电的全部消纳。

2) 含季节性氢储能的共享电-氢储能具备长、短时间尺度的调节能力,能够有效地应对不同季节的风电分布不均衡,减少短期储电装置的配置容量。

3) 设计的碳排放惩罚价格,促使各 RIES 利用碳排放强度较低的共享电-氢储能、燃气轮机进行供电,降低了流向 RIES 负荷的碳排放量。

需要指出的是,本文并未计及电力、热力、天然气等能源网络的具体影响,未来将进一步探讨。

## 参考文献

- [1] 李崎勇, 赵新哲, 郑一飞, 等. 基于纳什谈判考虑能源共享的区域综合能源系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 22-32.  
LI Jiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, et al. Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 22-32.
- [2] 杜锡力, 李笑竹, 陈来军, 等. 面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 5912-5921.  
DU Xili, LI Xiaozhu, CHEN Laijun, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5912-5921.
- [3] 帅轩越, 王秀丽, 黄晶. 多区域综合能源系统互联下的共享储能容量优化配置[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 382-392.  
SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, HUANG Jing. Optimal configuration of shared energy storage capacity under multiple regional integrated energy systems interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 382-392.
- [4] 田欣, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于主从博弈和改进 Shapley 值的分布式光伏社区共享储能优化运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2252-2261.  
TIAN Xin, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Optimal scheduling for energy storage sharing among communities with photovoltaic resource based on Stackelberg game and improved Shapley value[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2252-2261.
- [5] 杨冬锋, 王轶琳, 杨士慧, 等. 基于混合博弈的多微网-共享储能双层能量交易策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(4): 1392-1402.  
YANG Dongfeng, WANG Yilin, YANG Shihui, et al. Multi-microgrid and shared energy storage two-layer energy trading strategy based on hybrid game[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(4): 1392-1402.
- [6] 张军, 钟康骅, 张勇军, 等. 基于混合博弈的多区域电-储共享运营模式与经济效益分析[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(3): 31-41.  
ZHANG Jun, ZHONG Kangye, ZHANG Yongjun, et al. Hybrid game based sharing operation mode for multi-regional electric power and energy storage and its economic benefit analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(3): 31-41.
- [7] 张程, 罗玉锦, 陈昌亮. 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 77-89.  
ZHANG Cheng, LUO Yujin, CHEN Changliang. Collaborative optimization operation of multi park microgrids and shared energy storage power stations considering source load uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 77-89.
- [8] 臧云帆, 夏晟, 李嘉文, 等. 含共享储能的微电网群分布鲁棒博弈优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 90-101.  
ZANG Yunfan, XIA Sheng, LI Jiawen, et al. A robust game optimization scheduling method for shared energy storage micro electric network group distribution[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 90-101.
- [9] 鲁明芳, 李咸善, 李飞, 等. 季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6978-6991.  
LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Two-stage stochastic programming of seasonal hydrogen energy storage and mixed hydrogen-fueled gas turbine system[J].

- Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6978-6991.
- [10] 张红, 袁铁江, 谭捷, 等. 面向统一能源系统的氢能规划框架[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 83-93.  
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-93.
- [11] PAN Guangsheng, GU Wei, QIU Haifeng, et al. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering leveled cost of hydrogen[J]. Applied Energy, 2020, 279.
- [12] JIANG Haiyang, QI Buyang, DU Ershun, et al. Modeling hydrogen supply chain in renewable electric energy system planning[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2780-2791.
- [13] 徐艳春, 刘海权, 孙思涵, 等. 计及混合能源共享站的多微网系统双层混合整数规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9136-9148.  
XU Yanchun, LIU Haiyuan, SUN Sihan, et al. Bi-level mixed integer programming of multi-microgrid system considering the hybrid energy sharing station[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9136-9148.
- [14] KANG Chongqing, ZHOU Tianrui, CHEN Qixin, et al. Carbon emission flow from generation to demand: a network-based model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2386-2394.
- [15] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Modeling carbon emission flow in multiple energy systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562-3574.
- [16] GU Chenjia, LIU Yikui, WANG Jianxue, et al. Carbon-oriented planning of distributed generation and energy storage assets in power distribution network with hydrogen-based microgrids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(2): 790-802.
- [17] HUAN Yujing, WANG Yudong, LIU Nian, et al. Low-carbon economic dispatch and energy sharing method of multiple integrated energy systems from the perspective of system of systems[J]. Energy, 2022, 244.
- [18] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 等. 基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 1-11.  
CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11.
- [19] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, ZHANG Baosen, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1307-1318.
- [20] 王灿, 张羽, 田福银, 等. 基于双向主从博弈的储能电站与综合能源系统经济运行策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(13): 3437-3446.  
WANG Can, ZHANG Yu, TIAN Fuyin, et al. Economic operation of energy storage power stations and integrated energy systems based on bidirectional master-slave game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3437-3446.
- [21] PAN Guangsheng, GU Wei, LU Yuping, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2662-2676.
- [22] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3822-3829.  
WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3822-3829.
- [23] 李至鹭, 陈来军, 刘当武, 等. 基于主从博弈的储能电站容量电费定价方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 519-526.  
LI Zhiao, CHEN Laijun, LIU Dangwu, et al. Subsidy pricing method for Stackelberg-game-based energy storage system[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 519-526.
- [24] QIU Yibin, LI Qi, AI Yuxuan, et al. Two-stage distributionally robust optimization-based coordinated scheduling of integrated energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(2): 1-14.
- [25] WANG Yongli, WANG Yudong, HUANG Yujing, et al. Planning and operation method of the regional integrated energy system considering economy and environment[J]. Energy, 2019, 171: 731-750.

收稿日期: 2024-12-04; 修回日期: 2025-04-25

作者简介:

何良策(1989—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为综合能源系统规划与优化运行; E-mail: lch@ysu.edu.cn

王宇(1998—), 男, 硕士, 研究方向为含氢综合能源系统规划. E-mail: 1501869168@qq.com

(编辑 周金梅)