

考虑阶梯碳交易机制的含混氢天然气 综合能源系统容量配置

李亚峰, 王维庆

(新疆大学可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:针对综合能源系统的低碳排放要求与负荷需求特点,提出一种考虑阶梯碳交易机制和混氢天然气的综合能源容量配置方法。首先,为缓解风光能源出力波动性建立以氢气储能为媒介的氢能系统,再考虑氢能对天然气的替代作用,创建由氢储能与液化天然气构造混氢天然气的综合能源系统架构;然后,引入阶梯碳交易机制约束系统碳排放;最后,以包含运行成本和年化投资成本的年投资总成本为目标函数,进行容量配置优化。算例仿真结果验证了所提模型和策略能有效降低碳排放和年投资总成本,对综合能源配置具有重要参考价值。

关键词:碳交易机制;氢能系统;液化天然气;混氢天然气;容量配置

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.025 中图分类号:TM734 文章编号:1673-9140(2023)06-0237-11

Capacity allocation of hydrogen-blended natural gas integrated energy system considering ladder carbon trading mechanism

LI Yafeng, WANG Weiqing

(Engineering Research Center of Ministry of Education for Renewable Energy Generation and Grid Connection Technology,
Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: Aiming at the low-carbon emission requirements and load demand characteristics of the integrated energy system, a comprehensive energy capacity allocation method considering the ladder carbon trading mechanism and hydrogen-blended natural gas is proposed. First of all, in order to alleviate the output volatility of wind and solar energy, a hydrogen energy system with hydrogen energy storage as the medium is established. Secondly, a hybrid hydrogen natural gas integrated energy system architecture comprising hydrogen energy storage and liquefied natural gas is created under the consideration of the substitution effect of hydrogen energy on natural gas. Then a ladder carbon trading mechanism is introduced to constrain the carbon emissions of the system. Finally, the capacity allocation is optimized with the annual total investment cost, including operating costs and annualized investment costs, as the objective function. The simulation results of the numerical example verify that the proposed model and strategy can reduce carbon emissions, total annual investment cost, and have important reference value for integrated energy allocation.

Key words: carbon trading mechanism; hydrogen energy system; liquefied natural gas; hydrogen-blended natural gas; capacity allocation

收稿日期:2022-07-03;修回日期:2023-01-03

基金项目:国家自然科学基金(52067020)

通信作者:王维庆(1959—)男,硕士,教授,博士生导师,主要从事风能高效利用与智能电网研究;E-mail:wwq59@xju.edu.cn

在“双碳”背景下,综合能源系统(integrated energy system, IES)逐渐成为促进低碳发展的重要支撑^[1]。为进一步实现“双碳”目标, IES需通过技术手段和政策措施实现低碳化,但由于优化 IES 容量配置是保证系统能源高效、清洁利用的前提,为此,在 IES 容量配置当中引入混氢天然气和碳交易机制具有重大意义。

氢能系统^[2]是提升低碳经济性的重要技术手段,利用氢能系统可以实现多能联供联储,满足供能需求、提升经济效益和减少碳排放。文献[3]根据工业园区 IES 负荷需求特点,建立含氢储能的园区 IES 优化配置模型;文献[4-5]建立了以最小化成本为目标的含氢储能优化模型。但在上述文献当中,较少涉及氢能替代天然气的分析。文献[6-7]构建了含天然气混氢的电热联合系统,但并未考虑混氢天然气对碳排放的影响;文献[8]表明 0%~20% 掺氢比的混氢天然气具有一定可靠性和稳定性,能够缓解电力系统消纳可再生能源的负担,有助于解决天然气需求矛盾和减少碳排放问题;同时,面对燃气发电和“煤改气”造成天然气需求量大,液化天然气(liquefied natural gas, LNG)气站已成为主要的天然气来源之一。相比于管道天然气, LNG 气化所产生的高品质冷能可有效降低成本。文献[9]利用 LNG 气化冷能制备成液态 CO₂和干冰,实现电一气综合能源系统的低碳经济运行。

在低碳化 IES 发展中,碳交易机制被认为引导碳减排的最有效措施之一。文献[10-11]将传统碳交易机制应用于综合能源规划模型中,证明碳交易机制能够在减少碳排放的同时有效约束总成本。尽管传统碳交易提升了系统的低碳性,但以固定碳价的交易方式引导用户碳减排的作用有限。为此文献[12-14]中 IES 引入阶梯碳交易机制,分析了阶梯碳交易区间长度、基准价格等参数对系统运行的影响;文献[15-16]基于奖惩阶梯碳交易机制,建立了能源系统低碳调度模型,证明此机制能进一步引导 IES 的碳排放。然而目前研究多考虑碳交易对系统规划和运行的影响,较少涉及 IES 的容量配置。

通过以上分析可知,目前关于 IES 的容量配置研究大多只单独考虑混氢天然气或碳交易,在同时考虑混氢天然气和碳交易方面相对薄弱。然而在

IES 容量配置中,同时考虑混氢天然气和碳交易有利于实现系统低碳经济性的最优抉择。为此,本文综合考虑混氢天然气使用、LNG 冷能利用以及阶梯式碳交易三者协同运行对 IES 容量配置的影响,首先,提出配置氢储能与 LNG 形成的混氢天然气 IES 架构,再将阶梯碳交易机制引入 IES 中构建阶梯碳交易成本计算模型;然后,以年投资总成本最小为目标进行容量优化配置;最后,通过对比不同场景的成本情况验证本文所提策略的有效性。

1 综合能源系统架构

本文配置氢能系统的低碳 IES 架构如图 1 所示。IES 通过电转氢和天然气混氢,使原有电气网络间进行相互耦合实现能量的异地消纳,同时为进一步提高能源利用率,细化考虑 LNG 气化站供气过程中的冷能利用。此外为提高低碳经济性,本文引入阶梯碳交易机制,合理引导碳减排。

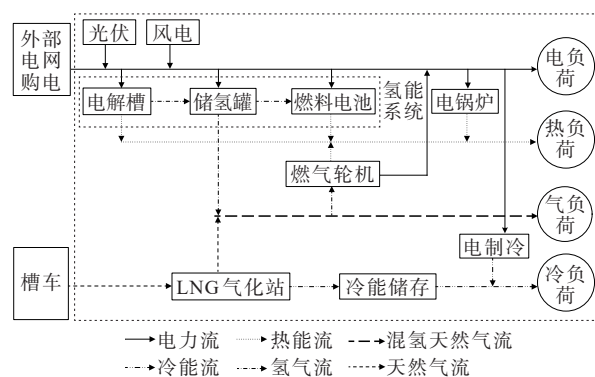


图 1 配置混氢天然气 IES 架构

Figure 1 Allocation framework of IES with hydrogen-blended natural gas

从图 1 可知, IES 供能系统可分为电、热、气、冷 4 种能量网络。电网能量来源主要由风能、太阳能、燃料电池、燃气轮机和外部电网组成;热网则由燃气轮机、氢能系统中电解槽和燃料电池运作时的余热作为主要热源,以电加热设备作为辅助热源;由 LNG 气化站的天然气和储氢罐中的氢气以 4:1(体积比)的比例形成 20% 的混氢天然气作为气源,承担系统燃气轮机和气负荷需求;冷网由 LNG 气化时产生的冷能与电制冷构成。氢能系统包括电解槽、储氢罐和燃料电池。IES 运行当中产生的 CO₂通过碳交易市场进行交易。

2 考虑阶梯碳交易机制的含混氢天然气综合能源关键模型

2.1 阶梯碳交易机制

本文碳交易机制由碳排放权交易额和阶梯式碳交易模型两部分构成。

1) 碳排放权交易额。

监管部门对参与碳交易的生产商无偿分配碳排放配额。本文采用碳排放配额与碳排放源成比例的分配方法。IES中的碳排放源主要有3类:外购电力、燃气轮机和气负荷。根据上述两部分进行初始分配碳排放额和计算实际碳排放量。由于本文使用混氢比为20%混氢天然气代替天然气,故只需求出混氢天然气使用中含有天然气的碳排放量:

$$\begin{cases} P_t^{\text{gas}} = P_t^{\text{LNG}} + P_t^{\text{gas,h}} \\ H_t^{\text{gas}} = H_t^{\text{LNG}} + H_t^{\text{gas,h}} \\ G_t^{\text{load}} = G_t^{\text{LNG}} + G_t^{\text{gas,h}} \end{cases} \quad (1)$$

式中, t 为当前调度时段; P_t^{gas} 、 H_t^{gas} 和 G_t^{load} 分别为 t 时段燃气轮机输出的电功率、热功率和气负荷的需求量; P_t^{LNG} 、 H_t^{LNG} 和 G_t^{LNG} 分别为 t 时段燃气轮机输出的电功率、热功率与气负荷的LNG需求量; $P_t^{\text{gas,h}}$ 、 $H_t^{\text{gas,h}}$ 和 $G_t^{\text{gas,h}}$ 分别为 t 时段燃气轮机输出的电功率、热功率和气负荷的氢气需求量。

$$\begin{cases} E_{\text{IES},f} = \delta_e \sum_{t=1}^T P_t^a + \delta_g \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{gas}} + H_t^{\text{gas}} + G_t^{\text{load}}) \\ E_{\text{IES},z} = \lambda_e \sum_{t=1}^T P_t^a + \lambda_g \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{LNG}} + H_t^{\text{LNG}} + G_t^{\text{LNG}}) \end{cases} \quad (2)$$

式中, $E_{\text{IES},f}$ 、 $E_{\text{IES},z}$ 分别为IES碳排放配额、实际碳排放; δ_e 、 δ_g 分别为单位购电功率消耗、混氢天然气消耗的碳排放权配额,分别为0.728、0.385 t/(MW·h); λ_e 、 λ_g 分别为单位购电功率、混氢天然气中天然气实际碳排放量,分别为1.08、0.234 t/(MW·h); P_t^a 为 t 时段购电功率; T 为调度周期,为1d。

根据上述初始碳排放权配额以及实际碳排放量,可求出IES实际参与市场的碳交易额为

$$E_{\text{IES}} = E_{\text{IES},z} - E_{\text{IES},f} \quad (3)$$

2) 阶梯碳交易模型。

相比于传统碳交易模式,阶梯碳交易则将CO₂

排放量划分若干区间。随着碳排放量的增多其单位碳交易价格就越高,相应系统碳交易成本越高,阶梯碳交易成本为

$$C_C = \begin{cases} -\beta(2+2\theta)l + \beta(1+3\theta) \cdot (E_{\text{IES}} + 2l), & E_{\text{IES}} \leq -2l \\ -\beta(1+\theta)l + \beta(1+2\theta) \cdot (E_{\text{IES}} + l), & -2l \leq E_{\text{IES}} \leq -l \\ \beta(1+\theta)E_{\text{IES}}, & -l \leq E_{\text{IES}} \leq 0 \\ \beta E_{\text{IES}}, & 0 \leq E_{\text{IES}} \leq l \\ \beta l + \beta(1+\alpha)(E_{\text{IES}} - l), & l \leq E_{\text{IES}} \leq 2l \\ \beta(2+\alpha)l + \beta(1+2\alpha) \cdot (E_{\text{IES}} - 2l), & 2l \leq E_{\text{IES}} \leq 3l \\ \beta(3+3\alpha)l + \beta(1+3\alpha) \cdot (E_{\text{IES}} - 3l), & E_{\text{IES}} \geq 3l \end{cases} \quad (4)$$

式中, C_C 为系统碳交易成本; β 为市场碳交易价格,为250元/t; l 为系统碳排放量的区间长度,取80t; α 为价格增长幅度,取20%; θ 为奖励系数,取0.2。

2.2 关键单元能量模型

1) 碱性制氢电解槽。

目前电解槽的电解水制氢主要包括:高温蒸汽电解、碱性水电解和质子交换膜纯水电解3类。由于碱性水电解技术成熟,设备成本更低,故本文主要对碱性电解槽进行建模分析^[17],其热平衡方程为

$$\dot{Q}_{\text{el}} = C_{\text{el}} \frac{dT_{\text{el}}}{dt} = P_{\text{el}}^{\text{in}} - P_{\text{el}}^{\text{out}} - \dot{Q}_{\text{el,w}} - \dot{Q}_{\text{el,l}} \quad (5)$$

式中, \dot{Q}_{el} 、 $\dot{Q}_{\text{el,w}}$ 、 $\dot{Q}_{\text{el,l}}$ 分别为电解槽内能比变化功率、单位时间内冷却水吸收热量和电解槽空气散热损失热量,J/s; C_{el} 、 T_{el} 、 $P_{\text{el}}^{\text{in}}$ 、 $P_{\text{el}}^{\text{out}}$ 分别为电解槽热容(J/K)、运行温度(°C)、输入总功率(W)、输出功率(W)。

在实际运行环境下,当电解槽稳定运行时,周围环境温度基本不变,且空气散热损失热量极小,因此式(5)中 \dot{Q}_{el} 、 $\dot{Q}_{\text{el,l}}$ 这2项可忽略不计,电解槽产生热量可近似等于冷却水吸收热量 $\dot{Q}_{\text{el,w}}$ (假设冷却水可以吸收电解槽产生全部热量),简化后制氢电解槽能量模型为

$$P_{\text{el}}^{\text{in}} = P_{\text{el}}^{\text{out}} + \dot{Q}_{\text{el,w}} = P_{\text{el}}^{\text{out}} + I_{\text{el}}^2 R_{\text{el}} \quad (6)$$

式中, I_{el} 、 R_{el} 为电解槽工作电流和电阻。

在本文建立的模型中,由于采用风、光伏发电联合制氢,其出力的不确定性和不稳定性会使输出电流发生波动,导致实际运行中电解槽效率产生变化,故在波动情况下可从电网购电,平衡风、光出力。因此在该模型中,电解槽效率恒定为其额定工作电流下效率,由式(6)可知电解槽的输出效率为

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{el}^e = \frac{P_{el}^{out}}{P_{el}^{in}} = \frac{P_{el}^{in} - I_{el}^2 R_{el}}{P_{el}^{in}} = 1 - \frac{I_{el}^2 R_{el}}{P_{el}^{in}} \\ \eta_{el}^h = \frac{\dot{Q}_{el,w}}{P_{el}^{in}} = \frac{I_{el}^2 R_{el}}{P_{el}^{in}} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中, η_{el}^e 、 η_{el}^h 分别为电解槽的制氢、产热效率。

2) 氢燃料电池。

氢燃料电池是一种主要通过氧气进行氧化还原反应,把氢气中的化学能转换成电能的发电装置。当氢燃料电池运行时,产生的电、热能量与消耗的氢能实时平衡,其能量模型为

$$\dot{Q}_s = C_{fc} \frac{dT_{fc}}{dt} = P_{fc}^{in} - P_{fc}^{out} - \dot{Q}_{cool} - \dot{Q}_{loss} \quad (8)$$

式中, \dot{Q}_s 、 P_{fc}^{in} 、 P_{fc}^{out} 分别为燃料电池电堆吸热功率、进入燃料电池的总功率和燃料电池的电堆输出功率; \dot{Q}_{cool} 、 \dot{Q}_{loss} 分别为单位时间内换热工质水吸收的热量和电堆对外耗散的热; C_{fc} 为电堆热容; T_{fc} 为电堆运行温度。

在实际运行情况下,当氢燃料电池稳定运行时,由于冷却装置的控制,电池运行温度和环境温度基本不变,且空气消耗的热量约占燃料电池总热值的3%。因此 \dot{Q}_s 、 \dot{Q}_{loss} 这2项可忽略^[18],故简化后的燃料电池能量模型为

$$P_{fc}^{out} = P_{fc}^{in} - \dot{Q}_{cool} \quad (9)$$

由式(9)可知氢燃料电池的输出效率为

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{fc}^{in} = \frac{N_{cell} I_{fc}}{2F} \Delta H_2 \\ P_{fc}^{out} = N_{cell} V_{cell} I_{fc} \\ \eta_{fc}^e = \frac{P_{fc}^{out}}{P_{fc}^{in}} = \frac{2F V_{cell}}{\Delta H_2} \\ \eta_{fc}^h = \frac{\dot{Q}_{cool}}{P_{fc}^{in}} \end{array} \right. \quad (10)$$

式中, N_{cell} 为电堆中包含的电池数量; I_{fc} 为电堆工作电流; V_{cell} 为电堆工作电压; F 为法拉第常数; ΔH_2 为输入氢气的焓; η_{fc}^e 、 η_{fc}^h 分别为燃料电池的发电、产热效率。

与电解槽类似,氢燃料电池运行效率受输入氢

气焓的变化而变化,但本文建立的模型中氢气储存在储氢罐中,储氢罐可通过控制以恒定的速率向氢燃料电池输气,因此认为燃料电池效率恒定。

3) LNG气化站模型。

LNG气化站是用以接收、储存并气化上游采购的LNG向当地供气的设施,1 t的LNG气化可产生约240 kW·h^[9]的冷能,若直接排放会对周围环境造成冷污染,因此,本文收集供给系统负荷,提高系统能源利用效率,其能量模型可表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{s,t} = g_{s,t} \cdot r \cdot \Delta t \\ P_{s,t} = \frac{240 V_{s,t}}{j} \end{array} \right. \quad (11)$$

式中, $V_{s,t}$ 为 t 时刻气化站气化流量; $g_{s,t}$ 为 t 时刻气化站供气流量; r 为液态LNG与气态天然气的体积变比,为1/600; Δt 为调度时间,取1 h; $P_{s,t}$ 为 t 时刻气化站产生的冷能; j 为气态与液态天然气质量之比,为1 500。

3 考虑阶梯碳交易机制的含混氢天然气综合能源系统容量配置模型

3.1 目标函数

在本文构建的模型中,以年投资运行总成本最小为目标,对设备容量配置和各单元运行状态进行优化。系统内各收益与成本包括:余电上网与出售氧气收益、购能成本、阶梯碳交易成本、各类负荷供应不足或系统生产超出负荷需求导致的惩罚成本以及年化投资成本,目标函数

$$\min C_p = HC_o + C_i \quad (12)$$

式中, C_p 为综合能源系统年投资运行总成本; H 为每年运行天数(取365 d); C_o 为日运行成本; C_i 为系统年化投资成本。

$$\left\{ \begin{array}{l} C_o = F_B + F_F - F_S + C_C \\ F_B = \sum_{t=1}^T (P_t^a G_t^a + Q_t^{\text{gas}} G_t^{\text{gas}}) \\ F_F = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{loss}} G_t^{\text{co}} + H_t^{\text{loss}} G_t^{\text{h}}) \\ F_S = \sum_{t=1}^T [(Y_t^b + Y_t^c) G_t^d + V_t^o \eta^o G^o] \end{array} \right. \quad (13)$$

式中, F_B 为系统购能成本,包括购电和购气成本; F_F

为系统失冷、失热惩罚成本之和; F_s 为系统余电上网收益与出售氧气收益之和; Q_t^{gas} 为 t 时刻系统购进LNG量; G_t^a 、 G_t^{gas} 分别为 t 时刻电价和气的价; C_t^{loss} 、 H_t^{loss} 分别为 t 时刻失冷、失热负荷功率; G_t^{co} 、 G_t^{h} 分别为 t 时刻失冷、失热惩罚单价; Y_t^b 、 Y_t^c 分别为 t 时刻风光余电、燃料电池余电上网量; V_t^o 为 t 时刻氧气产出量; η^o 为氧气压缩机效率; G_t^d 、 G_t^o 分别为 t 时刻余电上网、出售氧气单价。

$$C_i = 1.05 \sum_{n=1}^L \left[\frac{x(1+x)^N}{(1+x)^N - 1} + \xi_n \right] Q_n S_n \quad (14)$$

式中, L 为设备总数量; x 为基准折现率; ξ_n 为第 n 类设备年运维成本占投资成本比例; Q_n 、 S_n 分别为系统规划容量、单位容量投资成本。

3.2 约束条件

1) 能量平衡约束。

① 电能平衡约束。

$$P_t^{\text{pv}} + P_t^{\text{wind}} + P_t^a + P_t^{\text{gas.h}} + P_t^{\text{fc}} = P_t^{\text{el}} + P_t^{\text{eh}} + P_t^{\text{ec}} + P_t^{\text{load}} + P_t^{\text{sell}} \quad (15)$$

式中, P_t^{pv} 、 P_t^{wind} 、 $P_t^{\text{gas.h}}$ 、 P_t^{fc} 分别为 t 时刻的光伏、风电、燃气轮机和燃料电池发电功率; P_t^{el} 、 P_t^{eh} 、 P_t^{ec} 、 P_t^{load} 、 P_t^{sell} 分别为系统 t 时段电解槽、电加热、电制冷设备、电负荷和余电上网运行功率。

② 热、冷、气、氢能平衡约束。

$$\begin{cases} H_t^{\text{el}} + H_t^{\text{fc}} + H_t^{\text{eh}} + H_t^{\text{gas.h}} = H_t^{\text{load}} + H_t^{\text{loss}} \\ C_t^{\text{ec}} + C_t^{\text{LNG}} = C_t^{\text{load}} + C_t^{\text{loss}} \\ G_t^{\text{H}} + G_t^{\text{LNG}} = G_t^{\text{gas.h}} + G_t^{\text{load}} \\ \sum_{t=1}^T V_t^{\text{el}} = \sum_{t=1}^T (V_t^{\text{gas}} + V_t^{\text{load}} + V_t^{\text{fc}} + V_t^{\text{st}}) \end{cases} \quad (16)$$

式中, H_t^{el} 、 H_t^{fc} 、 H_t^{eh} 、 $H_t^{\text{gas.h}}$ 分别为系统 t 时段电解槽、氢燃料电池、电加热装置和燃气轮机产热功率; H_t^{load} 为 t 时段的热负荷; C_t^{ec} 、 G_t^{LNG} 分别为 t 时刻电制冷机和LNG气化产生冷能功率; C_t^{load} 为 t 时段的冷负荷; G_t^{H} 、 G_t^{LNG} 分别为 t 时刻储氢罐供氢功率和LNG气化站供气功率; $G_t^{\text{gas.h}}$ 、 G_t^{load} 分别为 t 时刻燃气轮机和气负荷的需求量; V_t^{el} 为 t 时段电解槽制氢量; V_t^{gas} 、 V_t^{load} 、 V_t^{fc} 、 V_t^{st} 分别为 t 时段燃气轮机、天然气负荷掺氢需求量、燃料电池氢气需求量,储氢罐储氢量。

2) 设备的运行约束。

① 电解槽、燃料电池、储氢罐、电加热、电制冷和燃气轮机运行约束参见文献[12,19]。

② 混氢天然气约束。研究发现掺氢比例为20%的天然气热值约为掺氢前的94%^[20],因此,实际使用中必须在天然气负荷需求的基础上增加掺氢天然气使用量,以保证天然气掺氢前、后热值相等,即

$$V_{\text{gas}} Q_n = \frac{V_{\text{gas.H}}}{0.94} Q_y \quad (17)$$

式中, V_{gas} 、 $V_{\text{gas.H}}$ 分别为天然气、混氢天然气需求量; Q_n 、 Q_y 分别为天然气、含20%混氢天然气热值。

为验证本文模型的有效性和可行性,在Matlab 2019a下使用粒子群算法进行优化求解。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文参考内蒙古某区域数据,负荷包括电、热、冷、气4类。该区域配置6台3 MW风机,光伏发电机组装机容量共20 MW,风/光发电机组产生的电能全部参与系统调度。典型日的风/光发电机组出力 and 各类负荷曲线如图2所示。

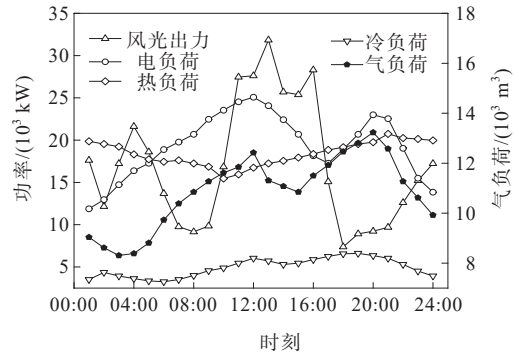


图2 风光出力与负荷需求

Figure 2 Wind and solar output and load demand

本文设备参数以文献[19,21]为参考,并根据当前市场情况适时改进,如表1所示。选择2021下半年到2022年4月国内LNG市场均价进行计算,同时进一步分析LNG价格对系统运行的影响。此外本文采用分时电价,其中峰时段为12:00—14:00、19:00—22:00,平时段为08:00—11:00、15:00—18:00,谷时段为01:00—07:00,23:00—24:00。计算中需要使用的其他重要参数如表2所示。为验证本文建立的模型具有优越的低碳经济性,为此文中设定4种系统场景进行对比分析,且4种场景皆考虑阶梯碳交易机制,如表3所示。

表1 各设备参数

Table 1 Parameters of each device

设备	单位成本	运维费用 比例/%	效率/%
碱性电解槽	2 210 元/kW	2	氢能(75)、热能(20)
燃料电池	4 550 元/kW	4	电能(60)、热能(35)
储氢罐	1.95 元/(kW·h)	1	90
燃气轮机	3 000 元/kW	3	电能(35)、热能(55)
电制冷	900 元/kW	1	400
电加热	400 元/kW	1	95
蓄电池	2 700 元/kW 640 元/(kW·h)	4	储电(80) 放电(90)
氧气压缩机	103.85 元/(m ³ /h)	1	90

表2 其他关键参数

Table 2 Other key parameters

参数(单位)	参数值
设备寿命(a)	20(蓄电池5)
分时电价(元/(kW·h))	1.2(峰)、0.68(平)、0.4(谷)
售电价格	0.8倍实时电价
失负荷惩罚	10倍实时电价
基准折现率(%)	10
氧气出售单价(元/m ³)	5(标准大气条件)
天然气热值(kW·h/m ³)	9.883 261 2
LNG价格(元/t)	6 000
管道天然气价格(元/m ³)	3.46

表4 系统设备容量配置

Table 4 System equipment capacity allocation results

场景	电解槽 功率/kW	氢燃料电池 功率/kW	CHP燃气轮 机功率/kW	储氢容量/ (kW·h)	蓄电池 功率/kW	蓄电池容量/ (kW·h)	电加热设备 功率/kW	电制冷设备 功率/kW	氧气压缩机 容量/(m ³ /h)
1	—	—	35 346	—	51 502	179 157	18 865	6 608	—
2	62 046	38 244	27 832	127 037	—	—	8 274	6 608	6 508
3	66 613	36 872	18 373	221 585	—	—	9 167	4 439	6 987
4	62 945	30 180	34 570	150 420	—	—	10 397	4 799	6 603

场景4与2、3相比,场景4考虑了混氢天然气,电解槽产生的氢气优先供应气负荷,导致燃料电池配置容量减少,同时混氢后系统偏向于碳排放量更低的混氢燃气轮机,致使其容量增加。此外,LNG冷能的利用导致所需电制冷设备容量减少,减少了电制冷购电供冷需求,从而降低系统运行成本。

系统的年运行成本和年投资成本如表5所示,含混氢天然气的场景4与含蓄电池的场景1相比,单日运行成本下降18.30%,碳排放量碳交易收益升高61.34%,碳排放量升高0.98%,这是由于氢能系统具有热电联

表3 场景信息

Table 3 Scene information

场景	蓄电池	氢能 系统	管道 天然气	LNG	LNG构成的 混氢天然气
1	√	×	√	×	×
2	×	√	√	×	×
3	×	√	×	√	×
4	×	√	×	√	√

注:“√”、“×”分别表示场景考虑、不考虑阶梯碳交易机制。

4.2 混氢天然气对系统优化配置分析

4.2.1 系统容量配置结果分析

本文以年运行总成本和年化投资成本构成的年投资成本最低为目标,进行IES优化配置和运行优化,得到系统设备容量的配置,如表4所示,与场景1相比,场景2、3、4的燃气轮机和电加热设备的配置容量有所减少。这是由于氢能系统具有热电联供(combined heat and power, CHP)特性,对外提供一定的电、热负荷;而场景1中蓄电池只具有独立供能性质,缺乏多能转化能力,因此,为满足电、热需求,只能增大燃气轮机、蓄电池和电加热配置容量。此外,蓄电池的使用寿命远远短于氢能系统,这也造成蓄电池独立供能系统总成本较高。

供能力,与蓄电池相比具有更高的经济效益。与场景2相比,场景4的单日运行成本下降9.72%,碳排放量降低4.20%,碳交易收益升高53.08%,年化成本下降4.38%,年总投资成本下降8.91%,这是由于混氢后,不仅系统能够减少LNG采购量,而且相同热值下混氢天然气的碳排放量低于LNG。

综上所述,在场景4中燃气轮机和气负荷使用混氢天然气后,导致系统的碳交易分配额远远大于实际碳排放量,故而能通过碳交易市场进行售出剩余碳分配额获取收益,从而降低系统运行成本;同

时混氢天然气将氢气作为能量转换媒介,实现了电力与天然气双向可逆能量流动,增强燃气网络对氢能消纳能力,降低燃料电池配置容量,同时减少系统购气需求。因此,混氢天然气使用对于提高系统低碳经济性有重要意义,使系统容量配置更具有低碳环保性。

表 5 系统年投资总成本

Table 5 Annual total investment costs of the system

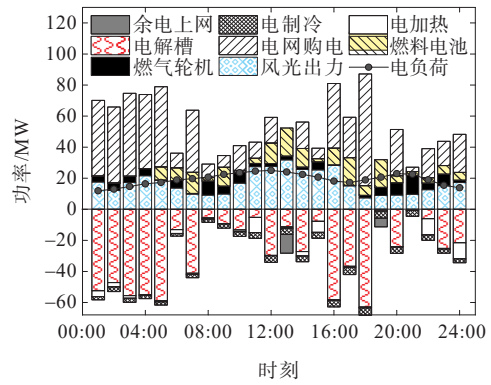
场景	单日运行	单日余电上网	单日氧气出售	
	成本/万元	收益/万元	收益/万元	收益/万元
1	106.71	-17.35	0.00	
2	96.57	-3.56	-33.83	
3	95.21	-6.71	-30.89	
4	87.18	-1.69	-35.06	

场景	单日碳	单日碳交易	年化成本/	年投资总
	排放量/t	成本/万元	万元	成本/万元
1	1 219	-6.79	9 825	48 775
2	1 285	-7.16	6 285	41 534
3	1 220	-7.73	5 870	40 619
4	1 231	-10.96	6 010	37 832

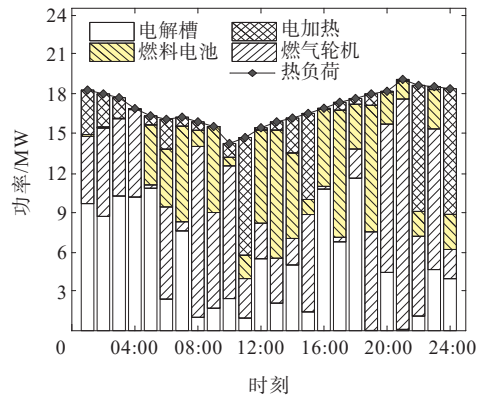
4.2.2 功率平衡分析

对本文场景 4 进行分析系统功率平衡,如图 3 所示。从图 3(a)~(c)可以看出,在 12:00—14:00、19:00—22:00 等时段,风光出力不能满足负荷需求且电价较高,因此,燃料电池和燃气轮机出力增加,电解槽耗能减少,从而系统在降低自身用能成本的同时起到削峰填谷的效果。热负荷主要由制氢、燃氢和燃气轮机发电过程中产生的大量热能进行满足,剩余热负荷缺额则由电加热供应。冷负荷首先由 LNG 产生的冷能进行满足,然后剩余冷负荷缺额则是由电制冷机供给。

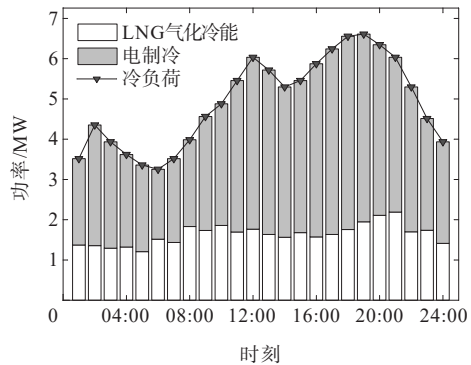
由图 3(d)可知,氢能系统中以电解槽产生氢气、储氢罐储存氢气、燃料电池与燃气轮机以及气负荷消耗氢气这 3 种方式灵活配合。在 01:00—07:00 等时段,系统以低价向电网购电,进行大量制氢,在满足燃气轮机、燃料电池和气负荷需求后,氢能系统将剩余氢气储存;在 12:00—14:00、19:00—22:00 等时段,系统将富裕氢能通过燃料电池转换为电能、热能满足负荷需求,消减购能需求,进而减少碳排放量。由此实现电—氢—气之间能量灵活转换,减少系统对上级能源网络的影响。



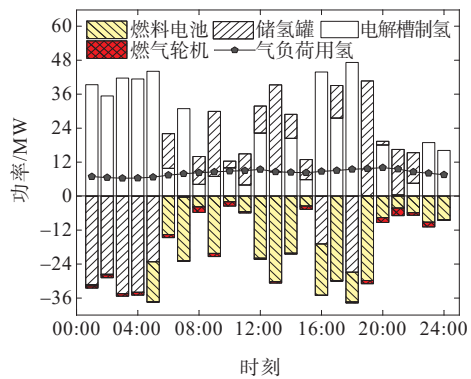
(a) 电能平衡



(b) 热能平衡



(c) 冷能平衡



(d) 氢能平衡

图 3 场景 4 下电、热、冷、氢平衡分析

Figure 3 Electricity, heat, cooling, and hydrogen balance analysis under scenario 4

综上所述,场景4通过氢能系统的多能耦合实现削峰填谷和供电供热;通过混氢降低系统的购能需求(特别是天然气),从而提升IES的经济、环境效益。

4.2.3 LNG价格对IES的影响分析

由于LNG价格直接影响IES各个设备的出力,进而影响系统日运行成本,因此,本文在场景4中分析LNG价格变化对系统运行的影响,如图4所示。

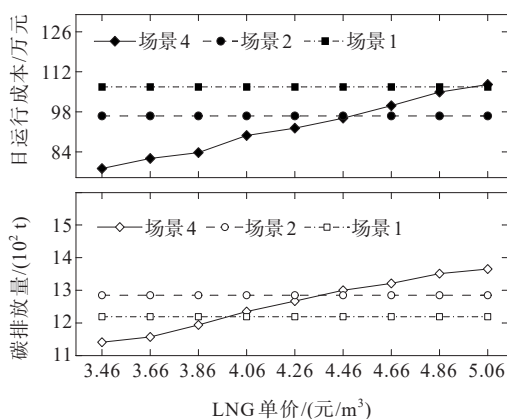


图4 LNG单价与日运行关系

Figure 4 The relationship between LNG unit price and daily operation

从图4中可以看出,随着LNG价格的增长,系统的运行成本和碳排放量总体呈缓慢上升趋势。这是由于LNG价格的升高,导致系统为了减少运行成本,减少了碳排放量相对较低的LNG购买量,增加了向碳排放量较高的外部电网购电量,进而以降低燃气轮机的出力来弥补升高的运行成本。同时,从图4中可以看出,当LNG价格升高到4.26元/m³时,场景4仍低于场景2的碳排放量和运行成本;当升高到4.96元/m³时,系统依然低于场景1的运行成本,表明即使增加LNG价格,使用LNG的系统仍然具有很好的经济性。

综上所述,IES通过LNG冷能利用获取冷能效益,降低系统购能需求,从而降低碳排放量,获取碳交易收益。同时表明,在合适价格使用LNG可以提高系统经济效益和环境效益。

4.3 阶梯碳交易机制分析

4.3.1 阶梯碳交易对IES的影响分析

为验证本文引入阶梯碳交易机制的有效性,在场景4的基础上,本文设置2种场景进行对比分析:场景5将阶梯碳交易机制替换成传统碳交易机制;场景6优化目标不考虑碳交易成本。根据场景4~

6,得到碳交易机制对系统设备容量配置和投资总成本的影响,分别如表6、7所示,与场景4相比,场景5、6的氢燃料电池配置容量分别增加6 731、11 439 kW,燃气轮机配置容量分别减少15 986、20 729 kW;在碳排放量方面,场景4相比于场景5、6分别减少了114 t(8.48%)、219 t(15.10%);在系统年化成本方面,场景4相比于场景5成本升高了206万元、相比于场景6成本下降了59万元。

表6 碳交易机制对系统设备容量配置的影响

Table 6 The impact of carbon trading mechanism on the capacity allocation of the system

场景	电解槽	氢燃料电池	CHP燃气轮机
	功率/kW	功率/kW	功率/kW
4	62 945	30 180	34 570
5	64 325	36 911	18 584
6	66 608	41 619	13 841

场景	储氢容量/	电加热设备	电制冷设备	氧气压缩机
	(kW·h)	功率/kW	功率/kW	容量/(m ³ /h)
4	150 420	10 397	4 799	6 603
5	193 730	7 661	4 728	6 747
6	222 070	18 073	4 851	6 987

表7 碳交易机制对系统年投资总成本的影响

Table 7 The impact of carbon trading mechanism on annual total investment costs of the system

场景	购电成	购气成	碳交易收	惩罚成	单日碳排
	本/万元	本/万元	益/万元	本/万元	放量/t
4	36.64	98.25	-36.74	0	1 231
5	45.34	94.85	-46.22	0	1 345
6	50.14	92.40	-45.72	0	1 450

场景	单日碳交易	单日运行	年化成本/	年投资总
	成本/万元	成本/万元	万元	成本/万元
4	-10.96	87.18	6 010	37 832
5	-6.30	87.67	5 804	37 804
6	-6.40	90.43	6 069	39 077

分析以上3种场景可知,目标函数中含有碳交易机制的系统会优先考虑使用碳排放量较少的混氢天然气,从而在保证系统经济性前提下约束系统碳排放。传统碳交易能够降低CO₂排放获取碳交易,但是固定碳价的碳交易收益低于降低系统年化成本获取的收益,造成系统主动配置低碳机组的积极性不高;而阶梯碳交易的介入,其奖励系数导致碳交易收益更高,系统乐于主动减少碳排放来获取碳交易收益,进而会更加严格约束碳排放,造成经

济运行中更偏向于燃气轮机这类碳排放量小但投资成本较高的机组,使 IES 容量配置更具有低碳性。由于本文引入了混氢天然气,系统的实际碳排放量远低于碳分配额,故系统为了获取的碳交易收益会优先使用混氢天然气,从而证明了阶梯碳交易机制与混氢天然气之间相辅相成、相互促进。

由此可见,在阶梯碳交易机制与混氢天然气结合后,系统在降低碳排放量同时获取巨大碳交易收

益,进而降低运行成本。而且相对于传统的碳交易固定碳价而言,阶梯碳交易的奖励系数与阶梯碳价引导企业主动减排,获取碳交易收益。

4.3.2 碳交易参数对 IES 容量配置影响

碳交易价格、奖励系数和区间长度的变化相当于改变系统容量配置中低碳目标的权重,为此基于场景 4,分析不同的碳交易基价、奖励系数和区间长度对 IES 各个设备的容量配置,结果如表 8~10 所示。

表 8 不同碳交易价格的 IES 配置

Table 8 IES allocation results for different carbon trading prices

碳交易价格/(元/t)	电解槽功率/kW	氢燃料电池功率/kW	储氢容量/(kW·h)	CHP 燃气轮机功率/kW	购电成本/万元	购气成本/万元	单日碳排放量/t	单日碳交易成本/万元	单日运行成本/万元	年投资总成本/万元
250	62 945	30 180	150 420	34 570	36.64	98.25	1 231	-10.96	87.18	37 832
300	60 451	29 838	100 922	34 833	35.80	99.07	1 212	-13.91	86.11	37 340
350	64 235	29 462	65 842	34 868	33.87	100.69	1 181	-17.24	85.08	37 060
400	61 668	29 079	143 350	35 366	33.60	101.52	1 169	-18.27	80.48	35 291
450	62 427	28 243	94 927	35 670	32.81	102.11	1 133	-18.92	77.70	34 202

表 9 不同奖励系数的 IES 配置

Table 9 IES allocation results with different reward coefficients

奖励系数	电解槽功率/kW	氢燃料电池功率/kW	储氢容量/(kW·h)	CHP 燃气轮机功率/kW	购电成本/万元	购气成本/万元	单日碳排放量/t	单日碳交易成本/万元	单日运行成本/万元	年投资总成本/万元
0.0	65 804	34 072	141 341	28 095	40.07	97.62	1 303	-8.32	88.08	38 045
0.2	62 945	30 180	150 420	34 570	36.64	98.25	1 231	-10.96	87.18	37 340
0.4	66 212	29 840	125 420	35 378	35.02	101.86	1 175	-10.96	84.41	36 941
0.6	63 615	27 128	108 706	35 597	34.84	102.36	1 175	-20.34	79.43	34 837
0.8	66 644	27 056	136 389	36 143	33.47	103.01	1 168	-23.24	75.86	33 650

表 10 不同区间长度的 IES 配置

Table 10 IES allocation results for different interval lengths

区间长度	电解槽功率/kW	氢燃料电池功率/kW	储氢容量/(kW·h)	CHP 燃气轮机功率/kW	购电成本/万元	购气成本/万元	单日碳排放量/t	单日碳交易成本/万元	单日运行成本/万元	年投资总成本/万元
50	62 437	29 035	120 865	35 035	35.59	99.75	1 206	-12.14	85.92	37 196
80	62 945	30 180	150 420	34 570	36.64	98.25	1 231	-10.96	87.18	37 340
110	66 136	31 387	168 134	28 520	41.09	96.17	1 323	-8.51	90.78	39 076

由表 8、9 可以看出,当碳交易价格和奖励系数较高时,系统的燃气轮机配置容量较高,购气成本增加,碳排放量减少,碳交易收益增加,日运行成本降低,年投资总成本减少。这是因为混氢天然气的实际碳排放量远远低于碳分配额,致使系统随着碳交易基价售出碳排放权的收益相应增加,从而系统更倾向于增加燃气轮机容量。同时由于奖励系数直接影响碳排放价格,即售出的碳排放量越多系统的销售价格越高,极大地激励了系统的碳减排积极性,故系统为获取碳排放收益增加碳排放量较低的

混氢天然气购气量,导致容量配置上更倾向于燃气轮机的扩建,使混氢天然气得到进一步消纳。此外,不同的碳排放区间长度影响不同碳交易价格,因此碳排放量区间长度的大小直接影响系统的配置结果和经济效益。

由表 10 可以看出,随着碳排放量区间长度的增加,系统的燃气轮机的配置容量减少,燃料电池配置容量增大,购气成本减少,碳排放量增加,碳交易收益减少,日运行成本减少,年投资总成本增加。这是由于碳排放量区间长度的增加减少了价格高

的碳交易额区间,削弱碳排放在IES优化配置的比重,进而降低混氢天然气所产生的碳减排效益,降低了IES参与碳减排的积极性,故而系统降低了燃气轮机的配置容量。

综上所述,系统使用混氢天然气后,实际碳排放量远低于阶梯碳交易机制分配的碳分配额,从而系统能够获取碳交易收益。因此,随着碳交易价格和奖励系数的升高和碳排放量区间长度减少,导致系统更倾向于扩大燃气轮机的容量配置,从而减少系统的碳排放总量,获取碳交易收益。

5 结语

本文综合考虑阶梯碳交易机制、混氢天然气以及LNG冷能利用特性,构建低碳IES架构,在此基础上建立了计及运行成本和年投资成本的容量配置模型,通过对比分析不同场景结果,得到以下结论:

1) 构建的使用混氢天然气IES容量配置模型能够加强电热冷气网络间能量联系,有效提高系统综合能效,降低年投资总成本和碳排放量;

2) 从LNG的价格变化对系统运行成本影响进行分析,合理的价格可以提高IES的低碳经济性,同时,LNG的冷能利用可以有效降低系统电制冷设备容量;

3) 将阶梯碳交易机制与混氢天然气相结合的系统容量配置比引入传统碳交易的容量配置的控碳效果更优,能够使系统在保持低碳排放同时带来巨大碳交易收益;

4) 分析了碳交易参数对系统容量配置和碳排放的影响,当系统混氢后,合适的碳交易价格、奖励系数和区间长度有助于系统合理配置低碳燃气轮机等设备,有效提高低碳经济效益。

后续研究将会考虑新能源出力的不确定对系统容量配置影响,还将考虑柔性负荷参与系统的运行影响,以及变混氢比天然气相对于固定混氢比对于系统的影响。

参考文献:

[1] 王宏,闫园,文福拴,等.国内外综合能源系统标准现状与展望[J].电力科学与技术学报,2019,34(3):3-12.
WANG Hong, YAN Yuan, WEN Fushuan, et al. Standards

associated with integrated energy systems: current situation and research prospects[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 3-12.

- [2] 顾玖,王晨磊,解大.电力市场环境下的电—氢一体化站优化运行[J].电力科学与技术学报,2022,37(1):130-139.
GU Jiu, WANG Chenlei, XIE Da. Research on optimal operation of electricity-hydrogen integrated station in electricity market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 130-139.
- [3] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等.考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电力自动化设备,2021,41(9):31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 31-38.
- [4] 刘道兵,袁野,李世春,等.利用氢储能在含可再生能源系统容量配置综述[J].电测与仪表,2022,59(12):1-13.
LIU Daobing, YUAN Ye, LI Shichun, et al. A review of capacity allocation of renewable energy system using hydrogen storage[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(12): 1-13.
- [5] 贾成真,王灵梅,孟恩隆,等.风光氢耦合发电系统的容量优化配置及日前优化调度[J].中国电力,2020,53(10):80-87.
JIA Chengzhen, WANG Lingmei, MENG Enlong, et al. Optimal capacity configuration and day-ahead scheduling of wind-solar-hydrogen coupled power generation system [J]. Electric Power, 2020, 53(10): 80-87.
- [6] 蔡国伟,西禹霏,杨德友,等.基于风—氢的气电热联合系统模型的经济性能分析[J].太阳能学报,2019,40(5):1465-1471.
CAI Guowei, XI Yufei, YANG Deyou, et al. Economic performance analysis of model of combined gas-heat-power system based on wind-hydrogen[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2019, 40(5): 1465-1471.
- [7] 邱彬,慕会宾,王凯,等.计及氢气天然气混合运输的氢耦合综合能源系统优化调度[J].电力系统及其自动化学报,2022,34(8):51-59.
QIU Bin, MU Huibin, WANG Kai, et al. Optimal dispatching of hydrogen coupling IES considering mixed transmission of hydrogen and natural gas[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2022, 34(8): 51-59.
- [8] 邱玥,周苏洋,顾伟,等.“碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析[J].中国电机工程学报,2022,42(4):1301-1321.

- QIU Yue, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Application prospect analysis of hydrogen enriched compressed natural gas technologies under the target of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1301-1321.
- [9] 康丽虹, 贾燕冰, 田丰, 等. 含 LNG 冷能利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2022, 48(2): 575-584.
KANG Lihong, JIA Yanbing, TIAN Feng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with LNG cold energy utilization[J]. High Voltage Technology, 2022, 48(2): 575-584.
- [10] 粟世玮, 赵一鸣, 邹宇, 等. 含 P2G 弃风启停的电一气互联综合能源系统优化运行[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(2): 86-93.
SU Shiwei, ZHAO Yiming, ZOU Yu, et al. Optimal operation for the integrated electrical and natural-gas energy system with the P2G wind curtailment start-stop[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(2): 86-93.
- [11] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 基于碳交易机制的电一气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 9-16.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16.
- [12] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric power automation equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [13] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电—热—气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13.
- [14] 陈志, 胡志坚, 翁菖宏, 等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 148-155.
CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 148-155.
- [15] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电—热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [16] 杨发红, 谢明洋, 黄文焘, 等. 含废物处理的综合能源系统低碳经济运行策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3545-3552.
YANG Huanhong, XIE Mingyang, HUANG Wentao, et al. Low-carbon economic operation of urban integrated energy system including waste treatment[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3545-3552.
- [17] 邹浩斌. 固体聚合物电解质水电解池及其膜电极的研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2016.
ZOU Haobin. A study on solid polymer electrolyte water electrolyzer and membrane electrode assembly[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2016.
- [18] 黄念之. 燃料电池热电联产系统的建模分析及优化[D]. 济南: 山东大学, 2018.
HUANG Nianzhi. Modeling, analysis and optimization of fuel cell-based combined heat and power system[D]. Jinan: Shandong University, 2018.
- [19] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 66-73.
- [20] 马向阳, 黄小美, 吴嫦. 天然气掺氢对家用燃气灶燃烧特性的影响研究[J]. 可再生能源, 2018, 36(12): 1746-1751.
MA Xiangyang, HUANG Xiaomei, WU Chang. Study on the influence of natural gas hydrogenation on combustion characteristics of domestic gas cooker[J]. Renewable Energy Resources, 2018, 36(12): 1746-1751.
- [21] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 507-516.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in industrial park integrated energy system based on stackelberg game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 507-516.