

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220873

# 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统 经济低碳调度策略

张虹<sup>1</sup>, 孟庆尧<sup>1</sup>, 王明晨<sup>2</sup>, 李佳旺<sup>3</sup>, 张玉海<sup>4</sup>

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;  
2. 国网冀北电力有限公司张家口供电公司, 河北 张家口 075000; 3. 国网冀北电力有限公司  
承德供电公司, 河北 承德 067000; 4. 国网吉林供电公司, 吉林 吉林 132012)

**摘要:** 在“双碳”背景下, 为提升能源消纳率、处理综合能源系统低碳供电问题, 提出一种考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略。首先, 针对光热电站和电制氢系统存在的耦合关系对综合能源系统进行建模。其次, 建立以火电机组为绿证购买者的绿证交易模型。在碳交易的依托下, 火电机组购买的绿证可以转化成部分碳配额。同时针对绿证交易价格, 提出考虑绿证供需关系的绿证交易价格定价机制, 基于价格的变化调整绿证购买量。最后, 构建以含氢综合能源系统总运行成本最小为目标的调度模型。仿真分析表明, 所提调度策略可以提升绿证购买需求和可再生能源消纳率, 实现系统低碳经济运行的目标。

**关键词:** 电制氢; 综合能源系统; 绿证交易; 火电机组; 绿证购买需求; 可再生能源消纳

## Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading

ZHANG Hong<sup>1</sup>, MENG Qingyao<sup>1</sup>, WANG Mingchen<sup>2</sup>, LI Jiawang<sup>3</sup>, ZHANG Yuhai<sup>4</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology (Northeast Electric Power University), Ministry of Education, Jilin 132012, China; 2. Zhangjiakou Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Zhangjiakou 075000, China; 3. Chengde Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Chengde 067000, China; 4. State Grid Jilin Power Supply Company, Jilin 132012, China)

**Abstract:** Given the background of "double carbon", and to promote the renewable energy consumption rate and settle the problem of low-carbon energy supply in the integrated energy system, an economical and low-carbon dispatch strategy for a hydrogen-containing integrated energy system for thermal power units to participate in the purchasing trade for a green certificate is proposed. First, the integrated energy system is modeled according to the coupling relationship between the CSP station and the electric hydrogen production system. Then, a green certificate trading model with thermal power units as its purchasers is established. With the support of carbon trading, the green certificates purchased by thermal power units can be converted into carbon quotas. Then, from the green certificate trading price, a pricing mechanism is proposed considering the green certificate's relationship of supply and demand, and its purchasing volume is adjusted based on the price changing. Finally, an optimal dispatch model aiming at minimizing the total operating cost of the hydrogen-containing integrated energy system is established. Simulation analysis shows the dispatching strategy proposed in this paper can increase the green certificate purchasing demand and renewable energy consumption rate, and achieve the goal of low-carbon economic operation of the system.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51777027).

**Key words:** electric hydrogen production; integrated energy system; green certificate trading; thermal power units; green certificate purchasing demand; renewable energy consumption

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51777027)

## 0 引言

在“碳达峰、碳中和”的目标背景下,我国开始积极推进能源变革转型,减少一次能源使用量、充分利用可再生能源是此次变革转型的重点<sup>[1]</sup>。构建综合能源系统能够实现多种能源的互补和融合<sup>[2]</sup>,有效提升能源的利用效率,受到此次变革转型的关注。因此,如何完善综合能源系统运行架构和运行方式成为现在亟待解决的课题。

光热发电<sup>[3]</sup>和电制氢<sup>[4]</sup>作为两种新兴技术近年来受到相关学者的广泛关注。文献[5]为解决西北地区弃电问题,将光热电站和风电场联合并网,并利用电加热装置将富集的风电转化成热能储存在光热电站储热系统中,实现了可再生能源大规模消纳。文献[6]用电解槽、甲烷反应器和燃料电池来替换电转气装置,考虑了电制氢多方面的效益,限制了系统的碳排放。然而,上述研究未在系统中同时考虑光热发电和电制氢技术,未能充分利用可再生能源。为此,文献[7]构建了一种含光热电站和电制氢的综合能源系统低碳调度模型,有效缓解了系统内多能供应和碳减排问题。文献[8]提出了一种考虑光热电站和电制氢联合运行的海岛微网调度策略,保证了系统低碳经济运行。上述文献虽在系统构造时考虑了光热电站和电制氢系统,但未能实现二者的耦合,也没有将电制氢中燃料电池产生的热量通过光热电站储热环节重新利用以此来提升能源利用率。

碳减排机制<sup>[9-10]</sup>是实现我国双碳目标的重要手段,相关学者对此机制的各种运行方式展开研究。文献[11]将跨链交易技术和绿证交易机制相结合,创建含绿证跨链交易的综合能源系统调度模型,在促进能源消纳的同时,提升了交易的透明度。文献[12]构建一种新型市场交易机制,将双边储备和绿证交易相结合,使得可再生能源机组和发电商均受益。上述文献对绿证交易机制进行了研究,对绿证交易价格而言,均采用由政府定价的固定价格来模拟交易过程,尚未考虑将绿证交易市场化,利用绿证供需关系对其进行定价。文献[13]基于博弈理论,构建运营商和用户的低碳调度模型,并考虑了需求响应和奖惩型碳交易对系统的影响。文献[14]考虑了碳交易机制对电力系统运行的影响,有效缓解了弃风问题,减少了系统的碳排放。文献[11-14]未将绿证交易成本和碳交易成本同时纳入系统优化目标函数之中,未能充分发挥系统低碳运行能力。为此,文献[15-16]提出了含碳交易和绿证交易的综合能源系统优化运行模型,促进系统进一步低碳化运行。但上述文献中的绿证交易均选择售电企业为绿证购

买者,并未选择火电机组。而在碳交易的依托下,以火电机组为绿证购买者可以将购买的绿证转化成碳配额,此绿证交易模式可以提升绿证购买需求,促进可再生能源进一步消纳,更加契合我国低碳发展趋势,有助实现双碳目标。

综上所述,本文综合考虑光热电站与电制氢的耦合特性,以及以火电机组为绿证购买者的绿证交易对综合能源系统优化运行的影响,构建了以各设备运行成本、碳交易成本和绿证交易成本最小为目标优化调度模型,通过仿真验证了所提模型的有效性。

## 1 含氢综合能源系统建模

### 1.1 含氢综合能源系统运行架构

含氢综合能源系统运行架构如图1所示。系统主要包含火电机组、光热电站、风电场和由电解槽、储氢罐和燃料电池构成的电制氢系统以及 $N$ 个负荷。电解槽装置在风电大发时将富余的风电能源转化成氢能并储存至储氢罐中;在负荷高峰期,燃料电池将储氢罐中储存的氢能转化成电能,以此提高能源的利用率。燃料电池利用氢能发电的同时也会产热,产生的热量可被光热电站储热环节回收利用,实现光热电站和电制氢系统的耦合,光热电站利用热-电转换特性将存储的热能转变成电能,提升光热电站发电量。而火电机组的加入会进一步增强系统运行的稳定性,保证负荷用电的充裕度。

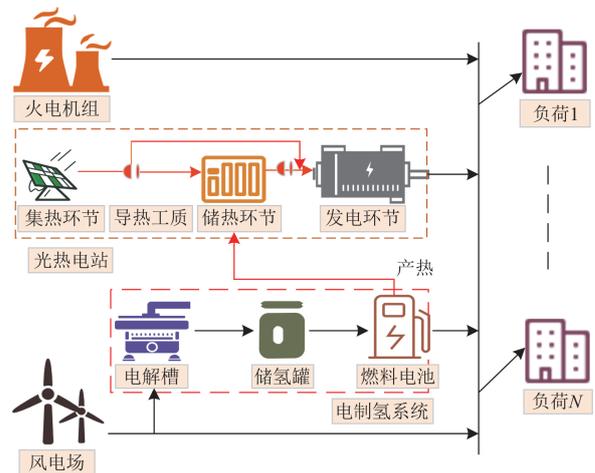


图1 含氢综合能源系统运行架构

Fig. 1 Operational architecture of the hydrogen-containing integrated energy system

### 1.2 综合能源系统中主要设备的模型

含氢综合能源系统中的火电机组和风电场的数学模型参照文献[17],此处不再说明。

### 1.2.1 电制氢系统

#### 1) 电解槽数学模型

电解槽装置利用水电解可将电能转化成氢能，其数学模型为

$$P_{EL,t} = \eta_{EL} P_{EI,t} \quad (1)$$

$$\begin{cases} P_{EI}^{\text{MIN}} \leq P_{EI,t} \leq P_{EI}^{\text{MAX}} \\ \Delta R_{EI}^D \leq P_{EI,t+1} - P_{EI,t} \leq \Delta R_{EI}^U \end{cases} \quad (2)$$

式中： $P_{EL,t}$ 为 $t$ 时段的电解槽装置输出的氢能； $P_{EI,t}$ 为 $t$ 时段的电解槽装置输入的电能； $\eta_{EL}$ 为电解槽装置的电-氢转换效率； $P_{EI}^{\text{MAX}}$ 和 $P_{EI}^{\text{MIN}}$ 为电解槽输入电能的上下限； $\Delta R_{EI}^U$ 和 $\Delta R_{EI}^D$ 为电解槽装的爬坡上下限。

#### 2) 燃料电池数学模型

燃料电池可将储存的氢能转化成电能和热能，其数学模型为

$$P_{F-E,t} = \eta_{F-E} P_{EL-F,t} \quad (3)$$

$$T_{F-H,t} = \eta_{F-H} P_{EL-F,t} \quad (4)$$

$$\begin{cases} P_{EL-F}^{\text{MIN}} \leq P_{EL-F,t} \leq P_{EL-F}^{\text{MAX}} \\ \Delta R_{EL-F}^D \leq P_{EL-F,t+1} - P_{EL-F,t} \leq \Delta R_{EL-F}^U \\ \rho_F^{\text{MIN}} \leq P_{F-H,t} / P_{F-E,t} \leq \rho_F^{\text{MAX}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{F-E,t}$ 为 $t$ 时段的燃料电池的输出电功率； $\eta_{F-E}$ 为氢-电转换率； $T_{F-H,t}$ 为 $t$ 时段的燃料电池的输出热功率； $\eta_{F-H}$ 为氢-热转换率； $P_{EL-F,t}$ 为 $t$ 时段的燃料电池输入的氢能； $P_{EL-F}^{\text{MAX}}$ 和 $P_{EL-F}^{\text{MIN}}$ 为燃料电池输入氢能的上下限； $\Delta R_{EL-F}^U$ 和 $\Delta R_{EL-F}^D$ 为燃料电池的爬坡上下限； $\rho_F^{\text{MAX}}$ 和 $\rho_F^{\text{MIN}}$ 为燃料电池的热电可调比上下限。

#### 3) 储氢罐数学模型

储氢罐利用其储能特性为燃料电池提供持续且可时移的氢能，其数学模型为

$$E_{H,t+1} = E_{H,t} + \eta_{in} P_{EL,t} - \frac{P_{EL-F,t}}{\eta_{out}} \quad (6)$$

$$\begin{cases} E_H^{\text{MIN}} \leq E_{H,t} \leq E_H^{\text{MAX}} \\ E_1 = E_T \end{cases} \quad (7)$$

式中： $E_{H,t}$ 为 $t$ 时段的储氢罐的存储量； $\eta_{in}$ 和 $\eta_{out}$ 分别为储氢罐的储氢效率和放氢效率； $E_H^{\text{MAX}}$ 和 $E_H^{\text{MIN}}$ 为储氢罐存储量的上下限； $T$ 为调度总时段； $E_1$ 为 $t=1$ 时段的氢罐储氢量； $E_T$ 为 $t=T$ 时段的氢罐储氢量。

### 1.2.2 光热电站

光热电站由集热环节、发电环节以及储热环节

构成<sup>[18]</sup>。首先，光热电站利用集热环节将太阳能聚集起来并转化成热能，完成光-热的转换，光热电站得到的热功率为

$$Q_{C,t} = \eta_{SF} S_{SF} D_t \quad (8)$$

式中： $Q_{C,t}$ 为 $t$ 时段的集热环节得到的热功率； $\eta_{SF}$ 为光转换成热的转换率； $S_{SF}$ 为光场面积； $D_t$ 为 $t$ 时段的太阳辐射强度。

然后，光热电站产生的热能输送至导热工质，导热工质可以与储热环节进行热量的双向流动。当光热电站储热环节回收利用燃料电池产生的热量时，储热环节的储热量为

$$Q_{C,t}^{\text{TES}} = (1 - \rho) Q_{C,t-1}^{\text{TES}} \Delta t + \eta_{ch} (Q_{C,t}^{\text{FS}} + T_{F-H,t}) \Delta t - \frac{Q_{C,t}^{\text{SG}}}{\eta_{dis}} \Delta t \quad (9)$$

式中： $Q_{C,t}^{\text{TES}}$ 为 $t$ 时段的储热环节的储热量； $\rho$ 为耗散系数； $\Delta t$ 为单位步长； $\eta_{ch}$ 和 $\eta_{dis}$ 为储热环节的充、放热效率； $Q_{C,t}^{\text{SG}}$ 为 $t$ 时段的储热环节传至发电环节的热量； $Q_{C,t}^{\text{FS}}$ 为 $t$ 时段的导热工质流向储热装置的热量。

最后，光热电站利用发电环节将传输的热能转化成电能，完成热-电的转换。光热电站发电功率为

$$P_{CSP,t} = \mu (Q_{C,t}^{\text{FG}} + Q_{C,t}^{\text{SG}}) \quad (10)$$

式中： $P_{CSP,t}$ 为 $t$ 时段的光热电站发电功率； $\mu$ 为热-电转换效率； $Q_{C,t}^{\text{FG}}$ 为 $t$ 时段的集热装置供给发电环节的热量。

## 2 绿证交易机制

### 2.1 绿证交易价格

本节基于绿证供需关系对绿证交易价格进行定价，绿证供给方为可再生能源机组(风电场和光热电站)，需求方为火电机组。考虑到绿证日供给量和需求量非保持不变，设定绿证需求曲线下的绿证价格 $\lambda_D$ 和供给曲线下的绿证价格 $\lambda_S$ 的表达式为

$$\lambda_D = \begin{cases} a(Q \pm m) + b & Q < Q_0 \pm m \\ c(Q \pm m) + d & Q \geq Q_0 \pm m \end{cases} \quad (11)$$

$$\lambda_S = \alpha(Q \pm n)^2 + \beta(Q \pm n) + \gamma \quad (12)$$

式中： $\lambda_D$ 为需求曲线下的绿证价格； $\lambda_S$ 为供给曲线下的绿证价格； $Q$ 为绿证量； $a, b, c, d, m$ 为绿证需求曲线的需求系数，其中 $m$ 随每日需求量的变化而变化； $Q_0 \pm m$ 为需求曲线拐折点的绿证量； $\alpha, \beta, \gamma, n$ 为绿证供给曲线的供给系数，其中 $n$ 随每日供给量的变化而变化。

由于绿证交易市场具有寡头竞争特性<sup>[19]</sup>，作为绿证供给方的风电场和光热电站不存在价格竞争，

二者通过策略性行为共同操控绿证市场, 以使自身绿证收益最大。因此, 本节需从可再生能源机组绿证收益这一起点出发来求取绿证交易价格。

可再生能源机组的绿证收益由其绿证收入和绿证成本决定。

$$T_{GC}^1 = T_{GC}^R - T_{GC}^C \quad (13)$$

式中:  $T_{GC}^1$  为绿证收益;  $T_{GC}^R$  为绿证收入;  $T_{GC}^C$  为绿证成本。

令

$$\frac{dT_{GC}^1}{dQ} = \frac{dT_{GC}^R}{dQ} - \frac{dT_{GC}^C}{dQ} = M_{GC}^R - M_{GC}^C = 0 \quad (14)$$

式中:  $M_{GC}^R$  为绿证边际收入;  $M_{GC}^C$  为绿证边际成本。

由式(14)可知, 当绿证边际收入等于绿证边际成本时, 可再生能源机组绿证收益最大。根据寡头市场的特点, 绿证边际成本表达式与绿证供给曲线表达式一致:

$$M_{GC}^C = \alpha(Q \pm n)^2 + \beta(Q \pm n) + \gamma \quad (15)$$

绿证边际收入表达式可通过绿证收入表达式获得:

$$T_{GC}^R = \lambda_D Q = \begin{cases} a(Q^2 \pm mQ) + bQ & Q < Q_0 \pm m \\ c(Q^2 \pm mQ) + dQ & Q \geq Q_0 \pm m \end{cases} \quad (16)$$

$$M_{GC}^R = \frac{dT_{GC}^R}{dQ} = \begin{cases} 2aQ \pm am + b & Q < Q_0 \pm m \\ 2cQ \pm cm + d & Q \geq Q_0 \pm m \end{cases} \quad (17)$$

将式(15)和式(17)代到式(14)中, 可以得到最大绿证收益下的绿证需求量  $Q_m$ , 考虑到绿证边际收入表达式的分段性, 需对其进行分段化处理, 如附录 A 图 A1 所示, 分段结果为

$$\begin{cases} \textcircled{1} 2cQ_0 \pm 3cm + d < M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} < 2aQ_0 \pm 3am + b \\ \textcircled{2} M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} > 2aQ_0 \pm 3am + b \\ \textcircled{3} M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} < 2cQ_0 \pm 3cm + d \end{cases}$$

式中,  $M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)}$  为绿证量  $Q$  在  $Q_0 \pm m$  下对应的绿证边际成本。

分段后, 各段最大收益下的绿证需求量  $Q_m$  为

$$Q_m = \begin{cases} Q_0 \pm m & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{1} \\ \frac{\sqrt{(2a - \beta \mp 2\alpha n)^2 - 4\alpha(\alpha n^2 + \gamma - b \mp am \pm \beta n)}}{2\alpha} + \frac{2a - \beta \mp 2\alpha n}{2\alpha}, & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{2} \\ \frac{\sqrt{(2c - \beta \mp 2\alpha n)^2 - 4\alpha(\alpha n^2 + \gamma - d \mp cm \pm \beta n)}}{2\alpha} + \frac{2c - \beta \mp 2\alpha n}{2\alpha}, & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{3} \end{cases} \quad (18)$$

最后, 将式(18)代入式(11)中求出绿证交易价格  $\lambda_{GC}$ , 表达式为

$$\lambda_{GC} = \begin{cases} aQ_0 + b \pm 2am, & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{1} \\ a \times \frac{2a - \beta \mp 2\alpha n + \xi}{2\alpha} + b \pm am, & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{2} \\ c \times \frac{2c - \beta \mp 2\alpha n + \psi}{2\alpha} + d \pm cm, & M_{GC}^{C(Q_0 \pm m)} \in \textcircled{3} \end{cases} \quad (19)$$

式中:

$$\psi = \sqrt{(2c - \beta \mp 2\alpha n)^2 - 4\alpha(\alpha n^2 + \gamma - d \mp cm \pm \beta n)}$$

$$\xi = \sqrt{(2a - \beta \mp 2\alpha n)^2 - 4\alpha(\alpha n^2 + \gamma - d \mp am \pm \beta n)}$$

## 2.2 绿证交易模型

在本文绿证交易机制下, 火电机组作为绿证购买者需向可再生能源机组购买相应数量的绿证来减少碳排放, 可再生能源机组则通过绿证交易获得额外收益, 作为其为环保所做贡献的奖励。

火电机组购买绿证所需成本为

$$C_B^{GC} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \lambda_{GC} Q_{G,i,t}^{GC} \quad (20)$$

式中:  $N_G$  为火电机组总数;  $Q_{G,i,t}^{GC}$  为第  $i$  台火电机组在  $t$  时段下购买的绿证量。

可再生能源机组所获绿证收益为

$$T_{GC}^R = \sum_{t=1}^T [(1 - \theta) \lambda_{GC} (\sum_{e=1}^{N_W} P_{W,e,t} + \sum_{g=1}^{N_P} P_{CSP,g,t})] \quad (21)$$

式中:  $N_W$  和  $N_P$  分别为风电场和光热电站总数;  $\theta$  为可再生能源电厂的绿证配额比例;  $P_{W,e,t}$  为第  $e$  个风电场在  $t$  时段的出力;  $P_{CSP,g,t}$  为第  $g$  台光热电站在  $t$  时段的出力。

## 3 含氢综合能源系统经济低碳调度模型

### 3.1 目标函数

所提调度模型目标使含氢综合能源系统总运行成本最小。系统总运行成本包括火电机组运行成本、光热电站运行成本、电制氢系统运行成本、风电场运行成本、绿证交易成本和碳交易成本。

$$\min F = C_G + C_{CSP} + C_H + C_W + C_{GC} + C_{CO_2} \quad (22)$$

式中:  $F$  为含氢综合能源系统总运行成本;  $C_G$  为火电机组运行成本;  $C_{CSP}$  为光热电站运行成本;  $C_H$  为电制氢系统运行成本;  $C_W$  为风电场运行成本;  $C_{GC}$  为系统绿证交易成本;  $C_{CO_2}$  为系统碳交易成本。

#### 1) 火电机组运行成本

火电机组运行成本包含火电机组燃煤成本和启停成本。

$$C_G = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \left[ (a_i P_{G,i,t}^2 + b_i P_{G,i,t} + c_i) + S_i^G ((1 - u_{i,t-1}) u_{i,t} + (1 - u_{i,t}) u_{i,t-1}) \right] \quad (23)$$

式中:  $P_{G,i,t}$  为火电机组  $i$  在  $t$  时段的输出功率;  $a_i$ 、 $b_i$  和  $c_i$  为火电机组  $i$  的燃煤成本系数;  $S_i^G$  为第  $i$  台火电机组的启停成本;  $u_{i,t}$  为第  $i$  台火电机组在  $t$  时段的运行状态。

### 2) 光热电站运行成本

光热电站的运行成本包含光热电站的发电成本和启停成本。

$$C_{CSP} = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_p} [K_C P_{CSP,g,t} + K_R T_{F-H,t} + S_g^C ((1 - u_{g,t-1}^C) u_{g,t}^C + (1 - u_{g,t}^C) u_{g,t-1}^C)] \quad (24)$$

式中:  $K_C$  为光热电站的发电成本系数;  $K_R$  为光热电站的储热环节回收热成本系数;  $S_g^C$  为第  $g$  架光热电站的启停成本;  $u_{g,t}^C$  为第  $g$  架光热电站在  $t$  时段的运行状态。

### 3) 电制氢系统运行成本

电制氢系统运行成本包括电解槽装置的运维成本、燃料电池装置的运维成本和储氢罐的运维成本。

$$C_H = \sum_{t=1}^T \left[ K_{EL} P_{EL,t} + K_{F-E} (P_{F-E,t} + T_{F-H,t}) + K_H (\eta_{in} P_{EL,t} + P_{EL-F,t} / \eta_{out}) \right] \quad (25)$$

式中:  $K_{EL}$  为电解槽装置单位运维成本;  $K_{F-E}$  为燃料电池装置单位运维成本;  $K_H$  为储氢罐单位运维成本。

### 4) 风电场运行成本

$$C_W = \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{N_w} K_W P_{W,e,t} \quad (26)$$

式中,  $K_W$  为风电厂单位运维成本。

### 5) 绿证交易成本

绿证交易成本由火电机组购买的绿证成本  $C_B^{GC}$  和可再生能源出售绿证所获的收益  $T_{GC}^R$  决定。

$$C_{GC} = C_B^{GC} - T_{GC}^R \quad (27)$$

### 6) 碳交易成本

作为火电机组输出的清洁能源, 购买的绿证在减少系统碳排放的同时, 又增加了火电机组的碳配额, 即火电机组可将购买的绿证转换成碳配额。在此条件下, 碳交易成本<sup>[20]</sup>为

$$C_{CO_2} = p(E_{CO_2} - E_0 - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \alpha_{GC} Q_{G,i,t}^{GC}) \quad (28)$$

$$\begin{cases} E_{CO_2} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} E_i(Q_{i,t}) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} c_{0,i} + c_{1,i} Q_{i,t} + c_{2,i} Q_{i,t}^2 \\ E_0 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \chi_i Q_{i,t} \end{cases} \quad (29)$$

式中:  $E_{CO_2}$  为含氢系统的碳排放量;  $E_0$  为含氢系统的碳配额;  $p$  为碳交易价格;  $\alpha_{GC}$  为绿证转移系数;  $Q_{i,t}$  为火电机组  $i$  在  $t$  时段的发电量;  $E_i(Q_{i,t})$  为火电机组  $i$  在  $t$  时段的碳排放量;  $c_{0,i}$ 、 $c_{1,i}$  和  $c_{2,i}$  为火电机组  $i$  的碳排放系数;  $\chi_i$  为火电机组  $i$  单位电力消耗的碳配额。

## 3.2 约束条件

### 1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i,t} + \sum_{e=1}^{N_w} P_{W,e,t} + \sum_{g=1}^{N_p} P_{CSP,g,t} + P_{F-E,t} = P_{l,t} + P_{EL,t} \quad (30)$$

式中,  $P_{l,t}$  为  $t$  时段的系统负荷。

### 2) 火电机组运行约束

在单位调度时间内, 火电机组的出力、爬坡能力及运行和停止时间应保持在一定的范围内。

$$\begin{cases} u_{i,t} P_G^{\text{MIN}} \leq P_{G,i,t} \leq u_{i,t} P_G^{\text{MAX}} \\ P_{G,i,t+1} - P_{G,i,t} \leq \Delta t R_G^U \\ P_{G,i,t} - P_{G,i,t+1} \leq \Delta t R_G^D \\ T_i^{\text{ON}} \geq T_{\text{ON}}^{\text{MIN}} \\ T_i^{\text{OFF}} \geq T_{\text{OFF}}^{\text{MIN}} \end{cases} \quad (31)$$

式中:  $P_G^{\text{MAX}}$  和  $P_G^{\text{MIN}}$  为火电机组输出功率的上下限;  $R_G^U$  和  $R_G^D$  为火电机组的上下爬坡能力;  $T_i^{\text{ON}}$  和  $T_i^{\text{OFF}}$  分别为火电机组  $i$  的持续运行时间和持续停止时间;  $T_{\text{ON}}^{\text{MIN}}$  和  $T_{\text{OFF}}^{\text{MIN}}$  分别为火电机组的最低持续运行时间和最低持续停止时间。

### 3) 光热电站运行约束

光热电站出力、爬坡和其储热环节存在一定的约束。

$$\begin{cases} u_{g,t}^C P_{CSP}^{\text{MIN}} \leq P_{CSP,g,t} \leq u_{g,t}^C P_{CSP}^{\text{MAX}} \\ -R_D^C \leq P_{CSP,g,t} - P_{CSP,g,t-1} \leq R_U^C \\ u_t^{\text{T, ch}} + u_t^{\text{T, dis}} \leq 1 \\ Q_{C,0}^{\text{TES}} = Q_{C,t}^{\text{TES}} \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $P_{CSP}^{\text{MAX}}$  和  $P_{CSP}^{\text{MIN}}$  分别为光热电站出力上下限;  $R_U^C$  和  $-R_D^C$  分别为光热电站发电环节最大向上和向下爬坡率;  $u_t^{\text{T, ch}}$  和  $u_t^{\text{T, dis}}$  为光热电站储热环节的充放热状态。

## 4) 风电场运行约束

$$0 \leq P_{W,e,t} \leq P_W^{\text{MAX}} \quad (33)$$

式中,  $P_W^{\text{MAX}}$  为风电场最大出力。

## 4 仿真分析

## 4.1 仿真系统概述

以含氢综合能源系统为算例对象, 选取某典型日进行低碳调度, 典型日的风电出力、光照强度和负荷需求预测值见附录 A 图 A1。电解槽的电-氢转化效率  $\eta_{\text{EL}}$  为 0.87, 燃料电池的氢-电转换效率  $\eta_{\text{F-E}}$  和氢-热转换效率  $\eta_{\text{F-H}}$  之和为 0.95, 光热电站光-热转换效率  $\eta_{\text{SF}}$  和热-电转换效率  $\mu$  均为 0.4。绿证供需关系及交易价格见附录 A 图 A2, 绿证转移系数  $\alpha_{\text{GC}}$  为 0.8, 新能源电厂可再生能源配额比例  $\theta$  为 0.66, 碳交易价格  $p$  为 100 元/t。

本文采用优化软件 Yalmip 中的 Gurobi 求解器对系统进行优化求解, 计算环境为 Intel Core i5-7500 CPU, 内存为 12 GB。

## 4.2 仿真结果及分析

## 4.2.1 光热电站和电制氢耦合分析

为了验证本文提出的光热电站和电制氢耦合的有效性, 设置以下 3 种场景进行对比分析。场景 1: 仅考虑电制氢参与系统运行; 场景 2: 考虑光热电站和电制氢参与系统运行, 但二者未实现耦合; 场景 3: 考虑光热电站和电制氢参与系统运行, 二者实现耦合。

## 1) 算例调度结果分析

图 2 为场景 3 下的各设备电功率优化结果图。由图可知, 在 02:00—05:00 和 23:00—24:00 时段内, 风电资源丰富, 风电场作为主要能源供给设备为综合能源系统提供电能, 虽然此时段光照强度较低, 但是光热电站基于储热环节的储能特性也会释放部分电能, 以此降低火电机组的出力。由于此时段负荷用电需求较低, 风电出现富集现象, 为提升系统再生能源消纳率并保证系统低碳运行, 电制氢系统中的电解槽将富集的风电转换成氢能, 并储存在储氢罐中, 待负荷高峰时再加以利用, 实现了能量时移。在 11:00—15:00 时段内, 风电资源相对匮乏, 系统负荷用电需求较高, 电制氢中的燃料电池将从风电大发时段获得的氢能转化成电能供给负荷利用, 考虑到电制氢系统各装置的运行成本, 其出力占比并不是太高。于此同时, 为提升能源利用率, 燃料电池产生的热能将被光热电站储热环节回收利用, 光热电站通过释放储热环节的热量增加了自身机组出力以此弥补风电出力缺额。

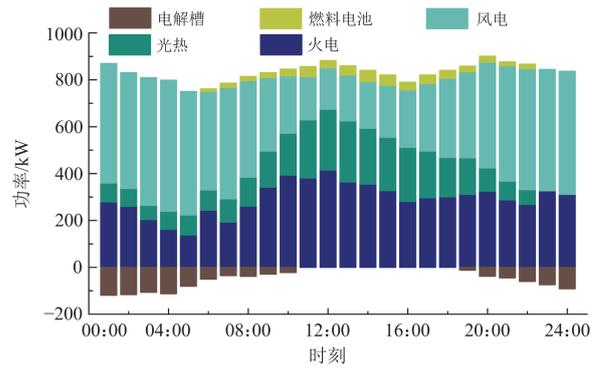


图 2 电功率优化结果

Fig. 2 Electric power optimization results

图 3 为场景 3 下系统的氢能运行结果示意图。从图中可以看出, 在 01:00—08:00 和 22:00—24:00 时段内, 电制氢系统中储氢罐的储氢量一直呈上升趋势, 这是因为此时段内风电可再生能源丰富, 电解槽获氢量持续大于燃料电池放氢量。而在 09:00—21:00 时段内, 储氢罐的储氢量一直呈下降趋势, 这是由于此时段风电出力较低, 风电几乎不会出现弃电现象, 基于电解槽电解获氢量极低, 并且此时系统负荷用电需求高, 燃料电池则需释放氢能以增加自身出力供给负荷利用。

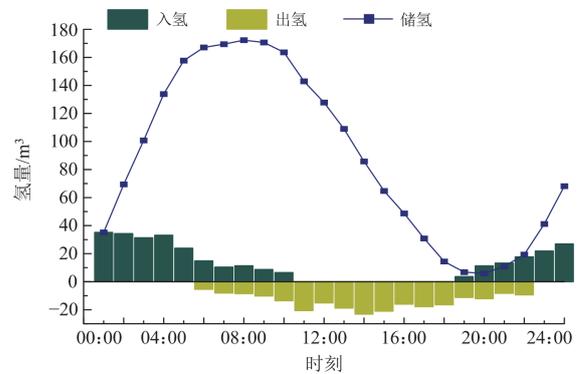


图 3 氢能运行结果

Fig. 3 Hydrogen energy operation results

## 2) 不同场景对比

不同场景下的系统运行结果如表 1 所示, 场景 2 相较于场景 1 考虑了光热电站对系统经济低碳运行的影响, 光热电站利用其储热环节的能量时移特性能够提升可再生能源消纳率。与场景 1 相比, 其弃电量、碳排放量和运行成本分别减少了 13.39 kW、681.49 kg、273.93 元, 同比分别下降了 16.96%、7.10%、4.24%, 验证了光热电站在经济低碳调度方面的优势。场景 3 在场景 2 的基础上实现了光热电站和电制氢的耦合, 电制氢中燃料电池产生的热能可以通过光热电站储热环节得到利用, 增加了能源

的利用率，提高了光热电站的发电量，与场景 2 相比，其弃电量、碳排量和运行成本分别降低了 11.26%、5.33%、3.50%，可见光热电站和电制氢耦合能够保证系统经济运行，限制系统碳排放量，达到碳减排的目标。

表 1 不同场景下的运行结果

Table 1 Operation results under different scenarios

场景	弃电量/kW	碳排量/kg	运行成本/元
1	78.93	9593.65	6458.65
2	65.54	8912.16	6184.72
3	58.16	8437.14	5968.26

#### 4.2.2 绿证交易模式分析

##### 1) 以火电机组为绿证购买者的绿证交易分析

为了体现出本文所提绿证交易模式的优势，设立两种运行场景进行验证。场景 4：以售电企业为绿证购买者的绿证交易模式；场景 5：以火电机组为绿证购买者的绿证交易模式。

图 4 为两种购买形式下的绿证交易模式对比分析示意图。

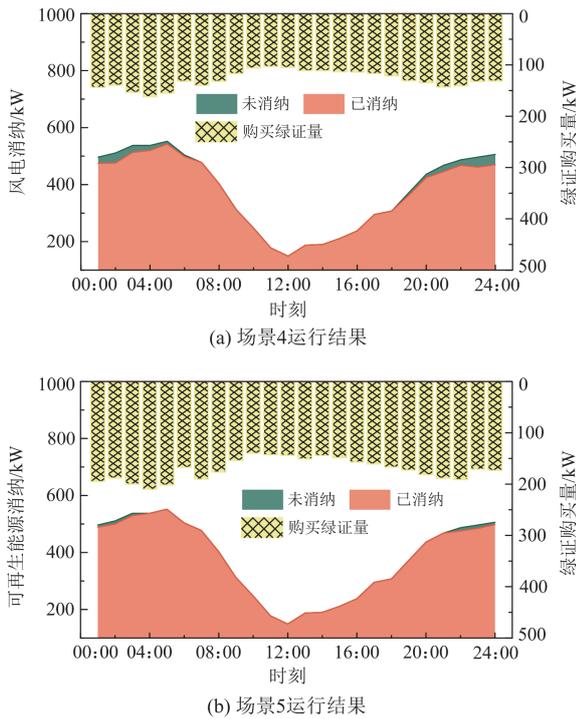


图 4 绿证交易模式对比结果

Fig. 4 Comparison results of green certificate trading modes

由图 4 (a)可以看出，在 01:00—06:00 和 20:00—24:00 时段内，风电处于大发时期，在绿证交易的调度模式下，系统会增加风电出力，但考虑到火电机组和光热电站启停情况对系统经济性的影响，风电不会全部被消纳，系统会弃掉一部分风电。

由图 4(b)可以看出，由于考虑了以火电机组为绿证购买者的绿证交易模式，在碳交易的依托下，火电机组购买的绿证可以转化成碳配额，降低了碳交易成本，提升了绿证购买需求，与场景 4 相比，其绿证购买量提升了 1026.65 kW，弃电量降低了 190.17 kW，风电消纳率提升了 2.09%。由此可见，以火电机组为绿证购买者的绿证交易模式能够提高可再生能源消纳率，实现系统低碳运行。

不同绿证交易模式下的成本对比结果如表 2 所示，相较于场景 4，场景 5 的可再生能源机组所获绿证收益增加了 153.32 元，场景 5 虽然增加了购买绿证成本，但是购买的绿证可以降低火电机组出力和火电机组带来的碳交易成本，综合以上分析，火电机组的总成本下降了 1.51%。可见，以火电机组为绿证购买者的绿证交易能够让可再生能源机组和火电机组均受益，验证了此交易模式的可行性。

表 2 不同绿证交易模式下成本对比

Table 2 Cost comparison under different green certificate trading modes

参数	元	
	场景 4	场景 5
可再生绿证收益	482.65	635.97
火电运行成本	4851.64	4776.27
火电购证成本	0	617.25
碳交易成本	873.47	245.40
总运行成本	6215.33	5968.26

##### 2) 绿证交易价格定价机制分析

为了验证本文所提绿证交易价格定价机制的正确性，设立两种运行场景进行验证。场景 6：固定绿证价格；场景 7：基于绿证供需关系定价。取 5 天为一个调度周期对系统进行优化调度。5 天的风电出力、光照强度和负荷需求预测值如附录 A 图 A3 所示，固定绿证价格取 0.115 元/kW，基于绿证供需关系的 5 天绿证交易价格如附录 A 图 A4 所示。从附录 A 图 A4 可以看出，根据绿证供需关系对其价格定价之后，绿证交易价格发生了变化。在第 1 天和第 4 天，由于系统内可再生能源出力低，使得绿证供给量也相应降低，可再生能源出力低的同时会使得火电机组出力提升，从而火电机组对绿证的需求量增多，在此绿证供需关系下，绿证交易价格升高。而在第 2、第 3 和第 5 天，系统内可再生能源出力较高，同理上述分析，其绿证供给量增加，绿证需求量降低，最终使得绿证交易价格降低。

图 5 为绿证交易价格定价模式对比图。从图中可以看出，在引入绿证交易价格定价机制后，火电机组开始调整自身购买行为，在第 1 天和第 4 天，

绿证供给量较少, 同时绿证交易价格较高, 为保证系统整体运行经济性, 火电机组减少此时段的绿证购买量。在第 2、第 3 和第 5 天, 绿证供给量较多, 绿证交易价格较低, 火电机组会相应提高绿证购买量, 有效缓解了绿证供给量低谷时的供给压力。由表 3 可知, 相较于场景 6, 场景 7 的绿证购买量增加了 651.52 kW, 弃电量降低了 126.75 kW, 系统总运行成本降低了 3.34%。由此可见, 基于绿证供需关系的绿证交易价格能够提升绿证购买量, 保证系统低碳经济运行。

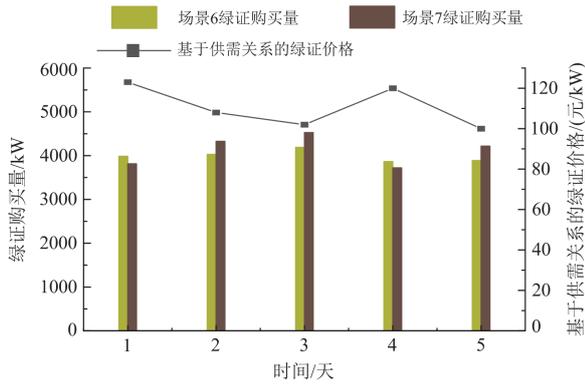


图 5 绿证交易价格定价模式对比  
Fig. 5 Comparison of green certificate trading price pricing modes

表 3 绿证交易价格定价模式下的运行结果对比  
Table 3 Comparison of operation results under the green certificate trading price pricing modes

场景	弃电/kW	绿证购买量/ kW	碳排放量/kg	总运行成本/元
6	426.40	19 952.88	40 256.48	30 325.44
7	299.65	20 604.40	41 053.70	29 312.17

## 5 结论

为了保证“双碳”目标下能源的低碳高效利用, 本文创建了考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度模型, 并通过仿真分析得到以下结论:

1) 构建了一种考虑光热电站和电制氢耦合的综合能源系统模型, 光热电站的储热环节回收利用电制氢中燃料电池产生的热量, 提高了能源的利用率;

2) 所提出的以火电机组为绿证购买者的绿证交易模型, 通过绿证供需关系对绿证交易价格进行定价, 火电机组基于价格信号调整绿证购买量, 在碳交易的依托下, 购买的绿证可以转换成部分碳配额, 使得绿证购买量增加;

3) 所提优化调度策略提升了可再生能源消纳率, 推动了系统低碳供能, 实现系统运行低碳性和经济性的目标。

本文所提模型可以实现能源低碳高效利用, 有一定的拓展价值, 可以为新型综合能源系统构造提供一些思路。下一步的研究将考虑用户侧与发电侧的协同作用, 以促进可再生能源进一步消纳。

## 附录 A

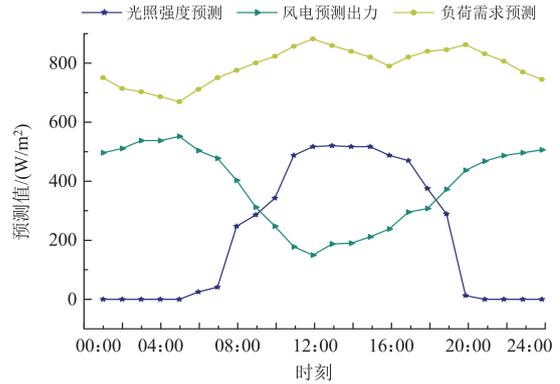


图 A1 风电、光照强度和负荷预测值  
Fig. A1 Predicted values of wind power, light intensity and load

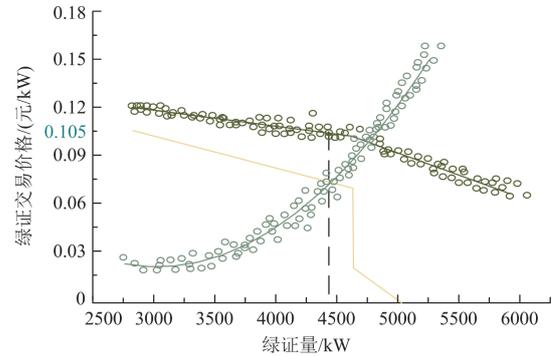


图 A2 绿证供需关系及交易价格  
Fig. A2 Green certificate's relationship of supply and demand and its trading price

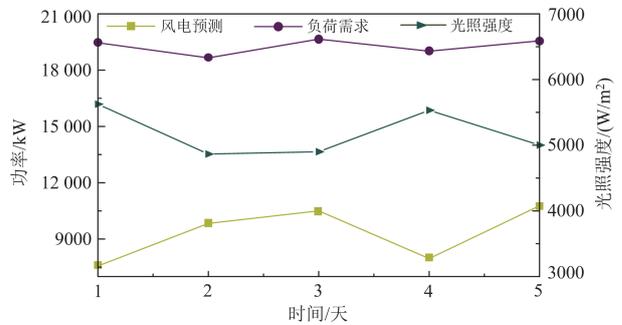


图 A3 5 天初始数据预测  
Fig. A3 Five-day initial data forecasting

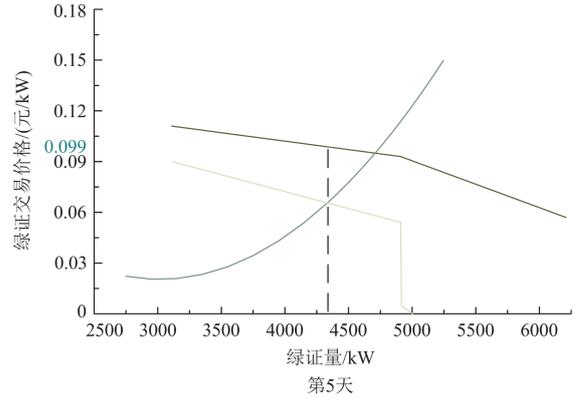
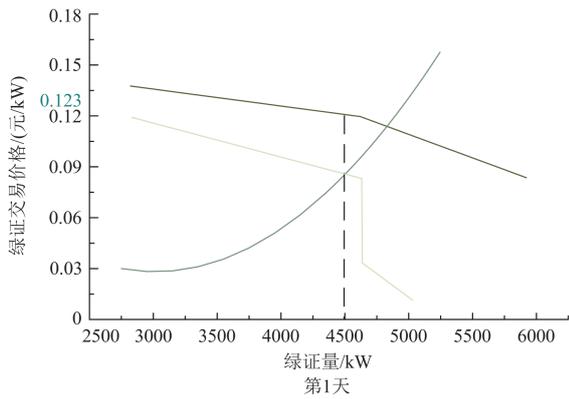
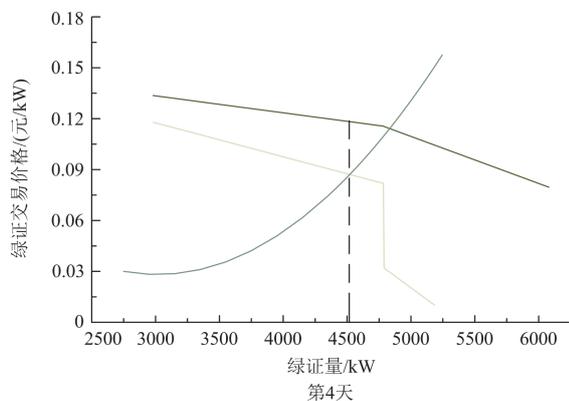
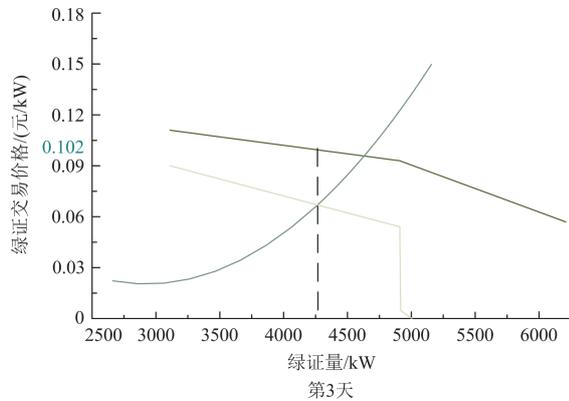
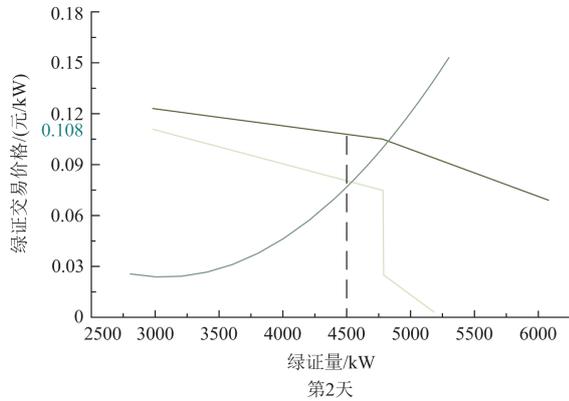


图 A4 5 天的绿证交易价格

Fig. A4 Five-day green certificate trading prices



参考文献

[1] 丁涛, 牟晨璐, 别朝红, 等. 能源互联网及其优化运行研究现状综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4318-4328, 4632.  
DING Tao, MU Chenlu, BIE Chaohong, et al. Review of energy internet and its operation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4318-4328, 4632.

[2] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能源流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.  
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.

[3] ZHAO Y, LIU S, LIN Z, et al. Coordinated scheduling strategy for an integrated system with concentrating solar power plants and solar prosumers considering thermal interactions and demand flexibilities[J]. Applied Energy, 2021, 304.

[4] ZHANG C, GREENBLATT J B, WEI M, et al. Flexible grid-based electrolysis hydrogen production for fuel cell vehicles reduces costs and greenhouse gas emissions[J]. Applied Energy, 2020, 278.

[5] 崔杨, 张家瑞, 仲悟之, 等. 计及电热转换的含储热光热电站与风电系统优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(20): 6482-6494.  
CUI Yang, ZHANG Jiarui, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal scheduling of concentrating solar power plant with thermal energy storage and wind farm considering electric-thermal conversion[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6482-6494.

[6] 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.
- [7] 郑连华, 文中, 邱智武, 等. 计及光热电站和氢储能的综合能源系统低碳优化运行[J/OL]. *电测与仪表*: 1-9[2022-06-04]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220530.1813.003.html>  
ZHENG Lianhua, WEN Zhong, QIU Zhiwu, et al. Low-carbon optimized operation of an integrated energy system that takes into account solar thermal power plants and hydrogen storage[J/OL]. *Electrical Measurement & Instrumentation*: 1-9[2022-06-04]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220530.1813.003.html>.
- [8] 黄冬梅, 陈柯翔, 孙锦中, 等. 含电解制氢装置及光热电站的海岛微网优化调度[J]. *电力系统及其自动化报*, 2022, 34(11): 24-31.  
HUANG Dongmei, CHEN Kexiang, SUN Jinzhong, et al. An optimization dispatch study of micro grid with electricity hydrogen production device and CSP station in isolated islands[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2022, 34(11): 24-31.
- [9] ZHANG X F, XIONG Y, XIONG C Y, et al. Study on carbon emission reduction mechanism of thermal power plants in medium and long term trade[J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, 431.
- [10] LI Z G, WANG J. Spatial emission reduction effects of China's carbon emissions trading: quasi-natural experiments and policy spillovers[J]. *Chinese Journal of Population, Resources and Environment*, 2021, 19(3): 246-255.
- [11] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化[J]. *电网技术*, 2021, 45(4): 1311-1320.  
LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Operation optimization of integrated energy system with green certificate cross-chain transaction[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(4): 1311-1320.
- [12] 魏震波, 隋东旭, 王瀚琳, 等. 含双边储备市场及绿证交易的现货市场分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(8): 52-60.  
WEI Zhenbo, SUI Dongxu, WANG Hanlin, et al. Spot market analysis including bilateral reserve market and green certificate trading[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(8): 52-60.
- [13] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(8): 75-85.  
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(8): 75-85.
- [14] 王振浩, 许京剑, 田春光, 等. 计及碳交易成本的含风电电力系统热电联合调度[J]. *太阳能学报*, 2020, 41(12): 245-253.  
WANG Zhenhao, XU Jingjian, TIAN Chunguang, et al. Combined heat and power scheduling strategy considering carbon trading cost in wind power system[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2020, 41(12): 245-253.
- [15] 杨雪, 金孝俊, 王海洋, 等. 基于区块链的绿证和碳交易市场联合激励机制[J]. *电力建设*, 2022, 43(6): 24-33.  
YANG Xue, JIN Xiaojun, WANG Haiyang, et al. Blockchain-based joint incentive mechanism for tradable green certificate and carbon trading market[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(6): 24-33.
- [16] SUO C, LI Y P, JIN S W, et al. Identifying optimal clean-production pattern for energy systems under uncertainty through introducing carbon emission trading and green certificate schemes[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 161: 299-316.
- [17] 邵志芳, 赵强, 张玉琼. 独立型微电网源荷协调配置优化[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3935-3946.  
SHAO Zhifang, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong. Source side and load side coordinated configuration optimization for stand-alone micro-grid[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 3935-3946.
- [18] 负韞韵, 董海鹰, 马志程, 等. 考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(14): 140-149.  
YUN Yunyun, DONG Haiying, MA Zhicheng, et al. Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(14): 140-149.
- [19] 安学娜, 张少华, 李雪. 考虑绿色证书交易的寡头电力市场均衡分析[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(9): 84-89.  
AN Xuena, ZHANG Shaohua, LI Xue. Equilibrium analysis of oligopolistic electricity markets considering tradable green certificates[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(9): 84-89.
- [20] 臧紫坤, 杨晓辉, 李昭辉, 等. 考虑储热改造与最优弃能的风光火储低碳经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(12): 33-43.  
ZANG Zikun, YANG Xiaohui, LI Zhaohui, et al. Low-carbon economic scheduling of solar thermal storage considering heat storage transformation and optimal energy abandonment[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(12): 33-43.

收稿日期: 2022-03-31; 修回日期: 2022-08-25

作者简介:

张虹(1973—), 女, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士生导师, 主要研究方向为新能源并网发电技术、电力系统稳定与控制; E-mail: jdlzh2000@126.com

孟庆尧(1996—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源并网发电技术、分布式发电系统运行优化调度。E-mail: 1587230435@qq.com

(编辑 姜新丽)