

基于碳-绿证交易的多场景源网荷储两阶段鲁棒-博弈优化调度

韩晓娟¹, 王祖冉¹, 徐铭璐²

(1. 华北电力大学控制与计算机工程学院, 北京市 昌平区 102206;

2. 国网北京昌平供电公司, 北京市 昌平区 102299)

Robust Optimal Scheduling Method of Multi-scenario Source-network-load-energy Storage Robust-game Based on Carbon-green Certificate Trading Mechanisms

HAN Xiaojuan¹, WANG Zuran¹, XU Minglu²

(1. School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Beijing Changping Power Supply Company, Changping District, Beijing 102299, China)

ABSTRACT: This paper proposes a two-stage robust-cooperative game optimization scheduling method based on carbon-green certificate trading to improve the integrated source-network-load-storage system's resource regulation potential and risk avoidance capability. Under the peak, energy and standby market scenarios, a multi-scenario source-network-load-storage system architecture based on the coupled carbon-green certificate trading mechanism is constructed through the stepped carbon trading price and renewable energy quota model, which promotes carbon emission reduction and renewable energy consumption; the multi-scenario source-network-load-storage two-phase robust-cooperative game optimization method under the worst conditions is established by mining the profitability relationship between the source-network-load-storage interest bodies, combining the new energy output and load uncertainty. A two-stage robust-cooperative game model for load and storage is developed, and the model is solved using the Inexact Column-and-Constraint Generation (i-C&CG) algorithm. The effectiveness of this method is verified by the simulation example of a domestic power company's actual operation data. The simulation results show that the carbon emissions obtained by the method of this paper have been reduced by 4.297t, the total system cost has been reduced by 22.90%, the new energy consumption rate has reached 100%, and the load shortage rate has been reduced by 8.54%, which provides a theoretical basis for the low-carbon and economic operation of the source-network-load-storage system.

KEY WORDS: carbon trading; green certificate trading; shared energy storage; cooperative game; robust optimization

摘要: 为提高源网荷储一体化资源调节潜力和规避风险能力, 提出了基于碳-绿证交易的多场景源网荷储两阶段鲁棒-合作博弈优化调度方法。在调峰、能量和备用市场场景下, 通过阶梯碳交易价格和可再生能源配额模型, 构建基于碳-绿证耦合交易机制的多场景源网荷储系统架构, 促进碳减排与可再生能源消纳; 通过挖掘源网荷储各利益主体之间的盈利关系, 结合新能源出力 and 负荷的不确定性, 建立了计及最恶劣条件下的多场景源网荷储两阶段鲁棒-合作博弈模型, 利用改进列与约束生成(improved column-and-constraint generation, i-C&CG)算法对模型进行求解。通过国内某电力公司实际运行数据仿真实例验证了文中提出方法的有效性。仿真结果表明, 由文中方法得到的碳排放量降低了 4.297t, 系统总成本降低了 22.90%, 新能源消纳率达到 100%, 负荷缺电率降低了 8.54%, 为源网荷储系统低碳经济运行提供了理论依据。

关键词: 碳交易; 绿证交易; 共享储能; 合作博弈; 鲁棒优化

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1387

0 引言

“双碳”目标背景下, 新能源大规模、高比例接入电网已成常态。源网荷储一体化是构建新型电力系统的重要发展路径, 更是推进全产业链控能降本减碳增绿提效、实现全面可持续高质量发展的必然选择^[1]。然而, 源网荷储资源广泛存在于能源互联网各个环节, 具有参与主体数量众多、分布分散且源荷双侧不确定性等特点, 研究源网荷储互动调控技术对提高新能源消纳水平、提升不确定性增强条件下电力系统的平衡调节能力具有重要意义^[2]。

目前, 国内外学者在源网荷储协同优化方面的研究主要集中在不确定性、绿证和碳交易 3 个方面。

基金项目: 国家自然科学基金项目(52277216)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (NSFC) (52277216).

在不确定性方面,文献[3]提出了计及新能源和负荷不确定性的园区综合能源系统两阶段随机鲁棒优化方法;文献[4]考虑了氢能价格的不确定性,提出了一种适用于住宅、工业和商业区域综合能源系统的考虑到氢能交易的共享储能框架,设计了基于Stackelberg博弈关系的分层最优调度方法,基于粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)和混合整数线性规划(mixed-integer linear programming, MILP)相结合的最优调度算法进行了案例研究,证实了电-氢共享储能的合理性;文献[5]针对风电、光伏出力不确定性问题,提出了一种计及公平性的风光储多源合作博弈鲁棒优化调度模型;文献[6]建立了一种考虑负荷不确定性的Stackelberg博弈的综合能源系统混合能源共享机制,以综合能源系统运营商为领导者,产消者为追随者,同时优化博弈领导者的上层利润和追随者在下层的能源使用效率。上述研究结果表明,在优化调度模型中考虑源荷出力不确定性可以有效提升系统抗风险能力,提高调度结果的可靠性。

在低碳和绿证方面,国内外学者将碳排放权交易(carbon emissions trading, CET)制度和绿色证书交易(green certificate trading, GCT)机制用于综合能源领域。文献[7]针对碳交易在综合能源系统中的应用问题,对碳交易与区域综合能源系统的协同发展进行了研究和总结;文献[8]研究了碳市场及配额制的国内外实施现状与机制,对国内电-碳-配额耦合机制协同发展进行了分析;文献[9]基于电-碳交易市场之间的耦合关系设计了以促进新能源消纳为目标函数的双层激励型出清机制;文献[10]针对碳市场背景下的电力市场均衡问题设计了双层均衡模型,建立了考虑碳成本的发电商最优竞价模型和考虑碳配额总量约束的电力市场出清模型;文献[11]提出了一个考虑可再生能源配额制(renewable portfolio standard, RPS)和绿色证书交易制度的多参与者动态博弈模型,构建了RPS和GCT决策行为下的市场交易框架;文献[12]以综合运行成本最低为目标,构建了计及需求响应的绿色证书交易和阶梯式碳交易机制下综合能源系统优化调度模型;文献[13]提出需求侧动态电-碳响应的综合能源系统日前双层优化调度模型,实现系统整体的低碳经济运行;文献[14]构建了多能耦合的电-氢一体化运行框架,提出了考虑碳排放流的微电网双层优化调度模型;文献[15]采用自回归滑动平均模型和广义自回归异方差模型对碳市场碳价进行预测,提出基于碳市场风险的虚拟电厂低碳调度策略;文献[16]以

提高园区综合能源系统可再生能源消纳率和系统经济性为目标,提出了考虑碳交易-绿证市场耦合的热电联产机组灵活响应的园区综合能源系统调度策略。上述研究结果表明,在优化调度模型中引入碳交易和绿证交易机制可以有效降低碳排放和综合成本。

综上所述,为提高碳-绿证耦合市场下源网荷储一体化系统规避风险的能力、降低碳排放和综合成本,本文提出了一种计及不确定性-碳-绿证交易机制的多场景源网荷储系统两阶段鲁棒-博弈架构,对电、碳、绿证市场之间主体的利益耦合关系和互动关系进行挖掘,建立多利益主体合作博弈策略,实现系统中利益主体的多方协同共赢,考虑新能源机组出力和负荷功率不确定性因素的影响,建立基于两阶段鲁棒优化的源网荷储一体化协同优化模型,采用i-C&CG算法对模型进行求解,在最恶劣条件下得到经济低碳稳定运行的协同优化方案,实现源网荷储系统的低碳经济稳定运行。

1 碳-绿证交易机制下源网荷储系统模型

1.1 系统框架

源网荷储一体化系统主要由燃煤机组、风电、光伏、储能和上级电网等组成,如图1所示。通过内部机组发电,与上级电网交互和储能进行能量交互满足系统内部的负荷需求。储能设备参与调峰、能量市场和备用市场3种应用场景,同时在可再生能源高发时,火电机组进行深度调峰,为可再生能源机组让出发电空间,从而实现源网荷储系统的经济低碳调度^[17-18]。

1.2 碳-绿证市场交易机制

将碳-绿证交易纳入源网荷储系统,根据负荷需求、分时电价及动态碳价,对各类能源设备出力进行协同优化,参与电-碳-绿证交易市场,电-碳-绿证市场交易框架如图2所示。

1.2.1 能量交易市场

综合能源系统参与能量交易市场的购电成本如式(1)所示:

$$C_{\text{Energy}} = \sum_{t=1}^T c_t^i P_{\text{Energy}}^t \quad (1)$$

式中: C_{Energy} 为综合能源系统的购电成本; T 为总时段数; c_t^i 为上级电网在 t 时段的售电价格; P_{Energy}^t 为 t 时段综合能源系统向上级电网的购电电量。

1.2.2 阶梯式碳交易市场

碳排放权交易是一种面向减排目标的配合交易体制,监管部门向参与交易市场的主体分配碳配

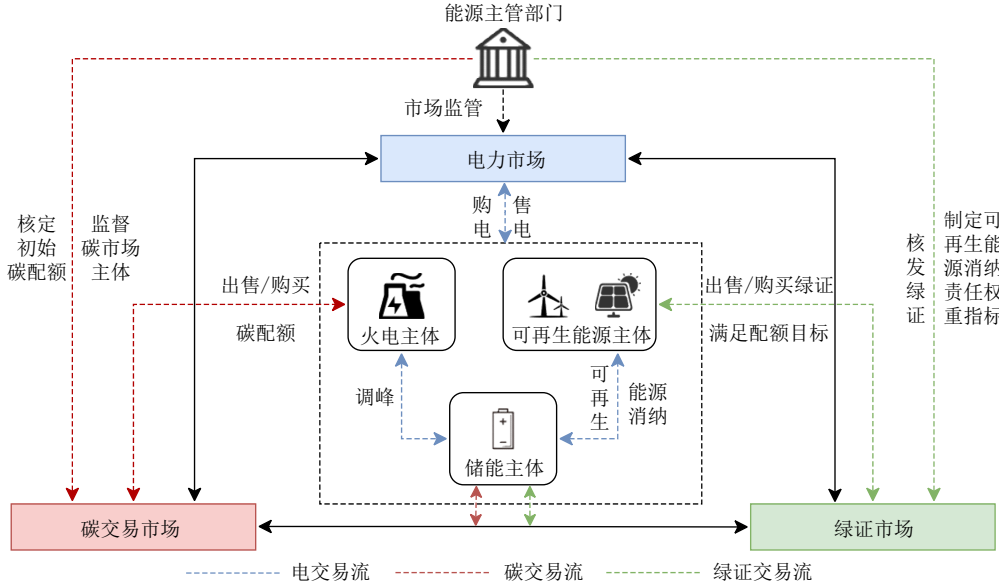


图 1 源网荷储系统组成

Fig. 1 Source-network-load-sharing energy storage system composition

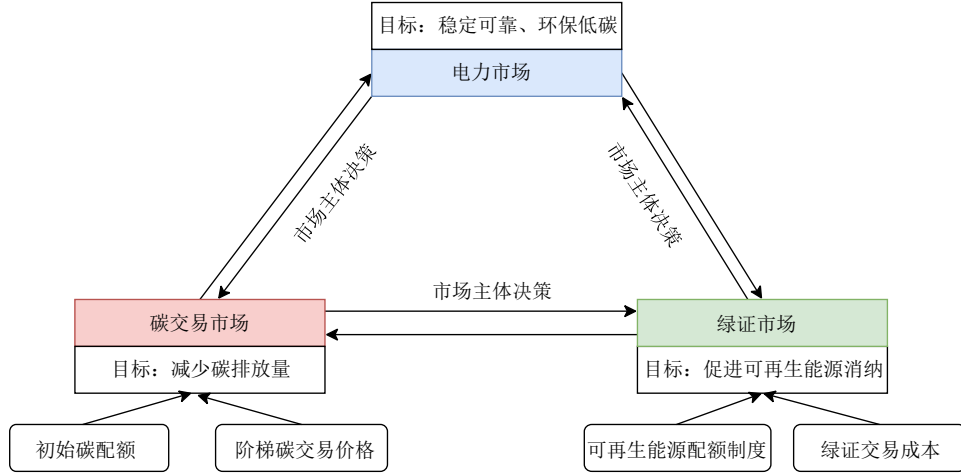


图 2 电-碳-绿证市场交易机制

Fig. 2 Electricity-carbon-green certificates market trading mechanism

额。目前碳配额分配主要有基线法、历史法和拍卖法 3 类。源网荷储系统的碳配额主要包括火电机组和向上级电网购电，其初始碳配额通过基线法来确定，初始碳配额模型^[7]为

$$\begin{cases} R = R_{\text{thermal}} + R_{\text{buy}} \\ R_{\text{thermal}} = \lambda \sum_{t=1}^T P'_{\text{thermal}} \\ R_{\text{buy}} = \gamma \sum_{t=1}^T P'_{\text{buy}} \end{cases} \quad (2)$$

式中： R 为综合能源系统初始碳配额； R_{thermal} 和 R_{buy} 分别为火电机组和向上级电网购电的碳配额； λ 为产生单位电功率的排放权配额； P'_{thermal} 为 t 时段火电机组出力功率； P'_{buy} 为 t 时段向上级电网购电量。

碳交易机制主要包括单一价格、阶梯价格和基于市场出清的碳价模型。本文采用阶梯碳交易价格模型，如式(3)所示^[8]。

$$C_{\text{CT}} = \begin{cases} \rho(R - R_{\text{sum}}), R_{\text{sum}} \leq R \\ \rho(R_{\text{sum}} - R), R \leq R_{\text{sum}} \leq R + \varepsilon \\ \rho(1 + \alpha)(R_{\text{sum}} - R - \varepsilon) + \rho\varepsilon, \\ R + \varepsilon \leq R_{\text{sum}} \leq R + 2\varepsilon \\ \rho(1 + 2\alpha)(R_{\text{sum}} - R - 2\varepsilon) + \rho(2 + \alpha)\varepsilon, \\ R + 2\varepsilon \leq R_{\text{sum}} \leq R + 3\varepsilon \\ \dots \end{cases} \quad (3)$$

式中： C_{CT} 为阶梯价碳交易成本； ρ 为碳交易基础碳价； R_{sum} 为系统实际碳排放量； ε 为碳排放区间长度； α 为阶梯碳价格增长率。

1.2.3 绿证交易市场

绿色证书交易(green certificate trading, GCT)是确保 RPS 制度有效贯彻的一种机制，通过政策规定不同种类可再生能源产生的电量或其在整体能源供应中所占比例的措施^[16]。当持有的绿证数量超

过政策规定配额时,可出售多余绿证获得收益,当绿证数量小于配额值时,需要购买绿证以满足配额目标。GCT模型^[19]如下:

$$R_{\text{res}} = \gamma_{\text{res}} \sum_{t=1}^T P'_{\text{load}} \quad (4)$$

$$C_{\text{GCT}} = \beta_{\text{GCT}} (R_{\text{res}} - R_{\text{q}}) \quad (5)$$

式中: R_{res} 为可再生能源日发电量配额; γ_{res} 为可再生能源发电配额系数; P'_{load} 为 t 时段内系统负荷需求总量; C_{GCT} 为绿色证书交易成本; β_{GCT} 为绿证交易价格; R_{q} 为可再生能源实际获得绿证数量。

2 源网荷储多场景利益主体盈利模型

在源网荷储一体化系统中,利益主体包括火电机组发电主体、可再生能源发电主体与储能运营商,3个主体之间利益关系复杂,需要挖掘各利益主体之间潜在的盈利关系。

2.1 火电发电机组盈利模型

1) 成本函数。

火电机组参与合作博弈策略下的成本由火电的启、停成本和燃煤成本构成。

$$C_{\text{TU}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{TU},t}^{\text{up}} + C_{\text{TU},t}^{\text{down}} + C_{\text{coal},t} \quad (6)$$

式中: $C_{\text{TU},t}^{\text{up}}$ 和 $C_{\text{TU},t}^{\text{down}}$ 为火电机组在 t 时段的启停成本; $C_{\text{coal},t}$ 为火电机组的燃煤成本。

$$C_{\text{TU},t}^{\text{up}} = \mu_t C_{\text{TU}}^{\text{up}} \quad (7)$$

$$C_{\text{TU},t}^{\text{down}} = (1 - \mu_t) C_{\text{TU}}^{\text{down}} \quad (8)$$

式中: μ_t 为二进制变量,表示在 t 时段内火电机组启停动作,1表示开机动作,0表示无动作; $C_{\text{TU}}^{\text{up}}$ 和 $C_{\text{TU}}^{\text{down}}$ 为每次启动和停止成本。

$$C_{\text{coal},t} = \mu_t [\alpha_{\text{coal}} (P_{\text{TU},t})^2 + \beta_{\text{coal}} P_{\text{TU},t} + \gamma_{\text{coal}}] \quad (9)$$

式中: α_{coal} 、 β_{coal} 、 γ_{coal} 分别为耗煤曲线的系数; $P_{\text{TU},t}$ 为火电机组在 t 时段的出力功率。

2) 约束条件。

火电机组约束如附录 A 式(A1)~(A6)所示。

2.2 可再生能源发电机组盈利模型

1) 成本函数。

可再生能源发电机组参与合作博弈策略下的成本由风光运行成本和弃风弃光惩罚构成。

$$C_{\text{res}} = \sum_{t=1}^T (C_{\text{wind},t} + C_{\text{pv},t} + C_{\text{wa},t} + C_{\text{pa},t}) \quad (10)$$

式中: $C_{\text{wind},t}$ 和 $C_{\text{pv},t}$ 分别为 t 时段内风电和光伏的运行成本; $C_{\text{wa},t}$ 和 $C_{\text{pa},t}$ 分别为 t 时段内弃风和弃光惩罚。

$$C_{\text{wind},t} = \lambda_{\text{wind}} P_{\text{wind},t} \quad (11)$$

$$C_{\text{pv},t} = \lambda_{\text{pv}} P_{\text{pv},t} \quad (12)$$

式中: λ_{wind} 和 λ_{pv} 分别为风电和光伏单位运行成本; $P_{\text{wind},t}$ 和 $P_{\text{pv},t}$ 分别为 t 时段内风电和光伏出力功率。

$$C_{\text{wa},t} = \kappa_{\text{wind}} P_{\text{wa},t} \quad (13)$$

$$C_{\text{pa},t} = \kappa_{\text{pv}} P_{\text{pa},t} \quad (14)$$

式中: κ_{wind} 和 κ_{pv} 分别为弃风和弃光惩罚系数; $P_{\text{wa},t}$ 和 $P_{\text{pa},t}$ 分别为 t 时段内弃风和弃光功率。

2) 约束条件。

可再生能源机组约束如附录 A 式(A7)所示。

2.3 储能多场景盈利模型

1) 盈利函数。

储能机组多场景下参与合作博弈策略下的收益由调峰市场收益、能量市场收益和备用市场收益构成。

$$F_{\text{SES}} = \sum_{t=1}^T F_{\text{shift},t} + F_{\text{em},t} + F_{\text{rp},t} \quad (15)$$

式中: $F_{\text{shift},t}$ 为 t 时段内调峰市场收益; $F_{\text{em},t}$ 为 t 时段内能量市场收益; $F_{\text{rp},t}$ 为 t 时段内备用市场收益。

$$F_{\text{shift},t} = L_{\text{shift},t} P_{\text{shift},t} \quad (16)$$

式中: $L_{\text{shift},t}$ 为 t 时段调峰电价; $P_{\text{shift},t}$ 为储能 t 时段内提供的调峰电量。

$$F_{\text{em},t} = L_{\text{e},t} P_{\text{e},t} \quad (17)$$

式中: $L_{\text{e},t}$ 为 t 时段能量市场电价; $P_{\text{e},t}$ 为储能 t 时段内参与能量市场的电量。

$$F_{\text{rp},t} = L_t^{\text{up}} P_{\text{rp},t}^{\text{up}} + L_t^{\text{down}} P_{\text{rp},t}^{\text{down}} \quad (18)$$

式中: L_t^{up} 和 L_t^{down} 分别为 t 时段内备用市场的上调备用和下调备用电价; $P_{\text{rp},t}^{\text{up}}$ 和 $P_{\text{rp},t}^{\text{down}}$ 分别为 t 时段内参与备用市场的上调备用电量 and 下调备用电量。

2) 成本函数。

共享储能主要考虑储能电站的运行成本,即

$$C_{\text{SES}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{SES}} (P_{\text{c},t} + P_{\text{d},t}) \quad (19)$$

式中: λ_{SES} 为储能电站的单位运行成本; $P_{\text{c},t}$ 和 $P_{\text{d},t}$ 分别为 t 时段共享储能的充、放电功率。

3) 约束条件。

储能系统约束如附录 A 式(A8)~(A13)所示^[20-22]。

2.4 与上级电网交互模型

1) 成本函数。

当源网荷储系统无法满足负荷需求时,需要向上级电网进行购电,当满足负荷需求且有富余电量时则通过出售给上级电网获利。源网荷储系统和上级电网之间的交互成本函数为

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{grid},t} (P_{\text{buy},t} - P_{\text{sell},t}) \quad (20)$$

式中： $\lambda_{\text{grid},t}$ 为 t 时段电价； $P_{\text{buy},t}$ 和 $P_{\text{sell},t}$ 分别为 t 时段向上级电网购买和出售电量。

2) 约束条件。

与上级电网交互约束如附录 A 式(A14)–(A15)所示。

从各利益主体盈利模型中可以看出，在投资运营模式上，多场景源网荷储系统协同运行具有较强的灵活性。各个利益主体可以和上一级电网进行能量交换，满足负荷需求。储能系统通过参与调峰和能量市场场景应用，提高可再生能源的消纳水平，降低弃风弃光成本，助力系统削峰填谷，减少系统购电成本，提高系统的经济性与低碳性^[23]。

3 基于碳-绿证交易的两阶段鲁棒-博弈优化模型

为实现利益主体多方协同共赢，本文综合考虑源荷不确定性和碳-绿证交易机制，建立了基于碳-绿证交易的两阶段鲁棒-博弈优化模型，优化框图如图 3 所示(图中变量含义参见附录 B)。

3.1 多利益主体的合作博弈策略

由各利益主体盈利模型可知，火电机组发电主体、可再生能源发电主体与储能运营商之间具有较强的合作博弈关系，基于多利益主体合作博弈策略框架如图 4 所示。

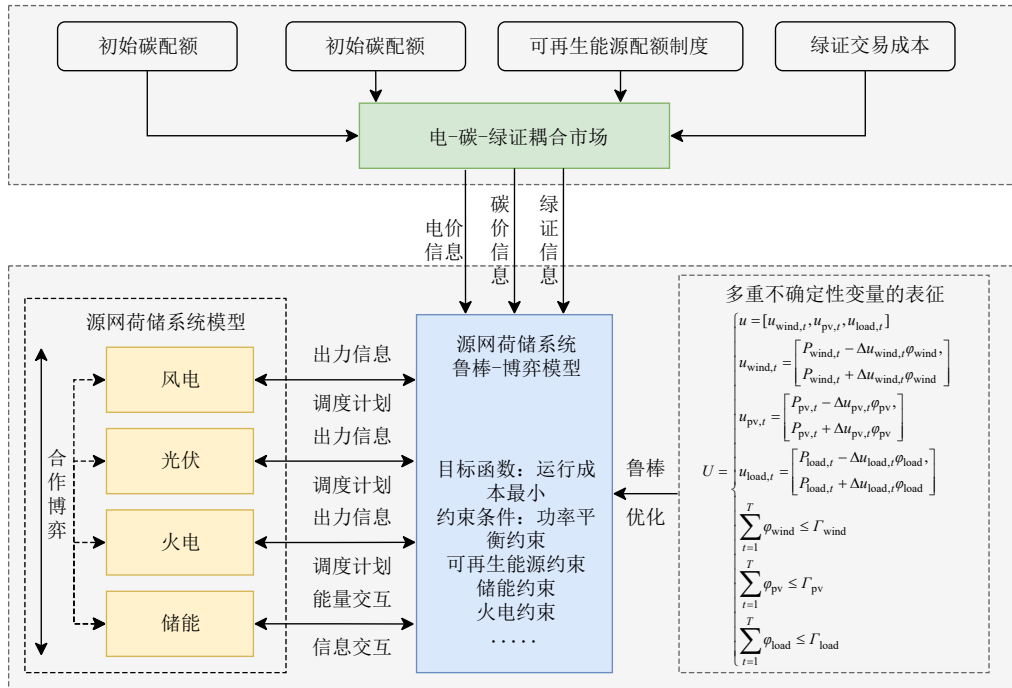


图 3 基于碳-绿证交易的两阶段鲁棒-博弈优化框图

Fig. 3 Robust-game optimization model for source-network-load-storage under carbon-green certificate trading

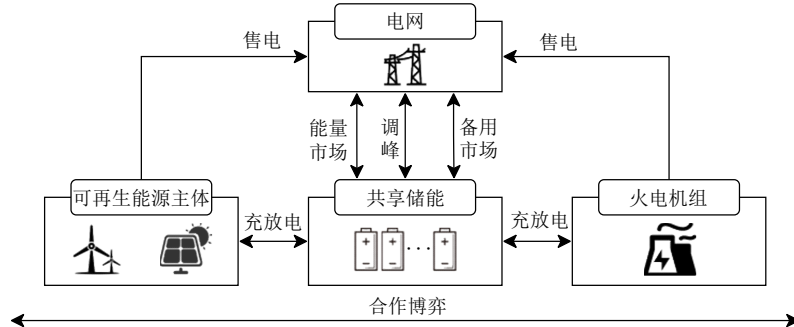


图 4 合作博弈策略框架图

Fig. 4 Cooperative game strategy framework

合作博弈策略由博弈参与者、博弈策略和收益函数组成，记为 $A = \{N, S_i, P_i\}$ ，具体表示如下：

1) 博弈参与者 N ：火电机组发电主体、可再生能源发电主体和储能运行商。

2) 博弈策略集合 $S_i = \{X, Y, Z\}$ ， $x \in X$ ， $y \in Y$ ，

$z \in Z$ ； X, Y, Z 分别表示火电发电主体、可再生能源发电主体和储能运行商的博弈策略集合， x, y, z 分别表示火电发电主体、可再生能源发电主体和储能运行商的博弈策略集合中的一个策略方案。

3) 收益函数 $P_i = \{P_1, P_2, P_3\}$ ， $P_1 = P_1(x, y, z)$ ，

$P_2 = P_2(x, y, z)$, $P_3 = P_3(x, y, z)$; P_1 、 P_2 和 P_3 分别表示火电发电主体、可再生能源发电主体和储能运行商的总收益。

(x^*, y^*, z^*) 是 Λ 的一对纳什均衡解,即均衡状态下的火电发电主体、可再生能源发电主体和储能运营商的优化策略。在均衡状态下,任何一个参与者单方面改变其策略都无法获得更大的收益,即

$$\begin{cases} P_1(x^*, y^*, z^*) \geq P_1(x, y^*, z^*) \\ P_2(x^*, y^*, z^*) \geq P_2(x^*, y, z^*) \\ P_3(x^*, y^*, z^*) \geq P_3(x^*, y^*, z) \end{cases} \quad (21)$$

3.2 两阶段鲁棒优化模型结构

由于新能源出力和负荷具有较强的波动性和不确定性,对源网荷储系统低碳经济运行有重要影响。为了提高源网荷储一体化系统规避风险的能力,以规划周期内源网荷储系统运行成本最小为目标,构建了计及最恶劣条件下的源网荷储一体化协同优化调度模型。目标函数如式(22)所示。

$$\min_x \max_U \min_y C_{\text{total}} = \min_x \max_U \min_y \{C_{\text{CT}} + C_{\text{GCT}} + C_{\text{TU}} + C_{\text{RES}} + C_{\text{SES}} + C_{\text{grid}} - F_{\text{SES}}\} \quad (22)$$

式中: U 为不确定性变量合集; x, y 分别为两阶段鲁棒优化外层和内层决策变量,具体表达式附录B式B(1)所示。

约束条件参见第2节所述的设备特性约束。

3.3 源荷不确定性模型

风光出力和负荷不确定性集合定义如附录B式(B2)所示。

3.4 模型求解

改进的不精确列与约束生成(inexact-column-and-constraint generation, i-C&CG)算法是现有鲁棒优化模型求解算法之一^[24],在列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法^[25]基础上,增加了回溯程序,控制约束改进和不确定性之间的权衡,适用于大规模问题的求解,提升收敛速度。

两阶段鲁棒优化模型的矩阵形式定义如式(23)所示。

$$\begin{cases} \min_x a^T x + \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} b^T y \\ \text{s.t. } Cx \leq x \\ \Omega(x, u) = \begin{cases} y \\ Dy \leq d \\ Ay + Bd = g \\ Ex + Fy \leq h \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\Omega(x, u)$ 为给定优化变量 (x, u) 时变量 y 的可

行域; A, B, C, D, E, F 为模型中约束对应的系数矩阵; a, b 为目标函数中列向量; c, d, g, h 为约束所对应的列向量。

将上述模型分解为主问题和子问题,所得到主问题和子问题的形式如附录B式(B3)~(B4)所示。

通过强对偶理论,将子问题中的max-min问题转化为单层max优化问题,如附录B所示。

i-C&CG求解流程图见附录B图B1。

4 算例分析

4.1 参数与场景设置

为验证本文所提出的基于碳-绿证交易的多场景源网荷储两阶段鲁棒-博弈优化调度策略的有效性及合理性,针对华北某一地区风电装机容量5000kW、光伏装机容量1500kW、火电机组装机容量15000kW和全年负荷运行数据进行分析,数据采样间隔为1h,调度周期为24h。弃风成本 κ_{wind} 和弃光成本 κ_{pv} 为0.4元/kW,采用北京一年中碳配额成交均价作为基准碳价, ρ 为113.5元/t,碳排放区间长度 ε 为2000kg,价格增长率 $\mu=25\%$,可再生能源配额系数 γ_{res} 为0.2,绿色证书交易价格 β_{GCT} 为0.1元/(kW·h)(即100元/个)^[13]。全年、典型日源荷预测曲线以及分时电价曲线见附录C图C1~C3,北京全年碳配额成交价格曲线见附录C图C4,储能系统参数设置见附录C表C1,火电机组运行和成本参数见附录C表C2^[26-27]。

为验证电-碳-绿证耦合机制和储能多场景应用对源网荷储系统优化调度的影响,设置以下4种场景进行对比分析。

Case1:考虑电-碳耦合机制,储能应用于新能源消纳单一场景。

Case2:考虑电-碳耦合机制,储能应用于新能源消纳、削峰填谷、能量市场和备用市场多种场景。

Case3:考虑电-碳-绿证耦合机制,储能应用于新能源消纳单一场景。

Case4:考虑电-碳-绿证耦合机制,储能应用于新能源消纳、削峰填谷、能量市场和备用市场多种场景。

4.2 不同场景下优化运行结果对比

针对4.1节中所设置的4种场景,根据本文所建立的优化模型进行求解,不同场景下优化运行结果如表1所示,优化后的系统出力曲线如图5所示。

由表1中可以看出,与其他3种场景相比,在Case4中由于考虑了碳-绿证耦合交易机制和储能多场景应用,总成本最小为5.001万元,碳排放量

表1 不同场景下优化结果对比
Table1 Operational results of each scenario

场景	总成本/ 万元	碳排 放量/t	CET 成 本/万元	GCT 成 本/万元	储能收 益/万元	风电消 纳率/%	光伏消 纳率/%
1	6.146	47.907	2.132	—	0.139	86.91	87.68
2	5.601	47.039	2.064	—	0.461	89.62	90.82
3	5.879	46.230	2.001	-0.252	0.252	98.05	98.57
4	5.001	43.610	1.806	-0.387	0.637	100	100

最小为 43.610t, CET 成本和 GCT 成本分别为 1.806 万元和 -0.387 万元, 储能收益最大为 0.637 万元, 风电和光伏消纳率达到 100%。而在 Case1 场景中由于未考虑碳-绿证耦合交易机制和储能多场景应用, 总成本最大为 6.146 万元, 碳排放量最大 47.907 吨, CET 成本最大为 2.132 万元, 储能收益最小为 0.139 万元。

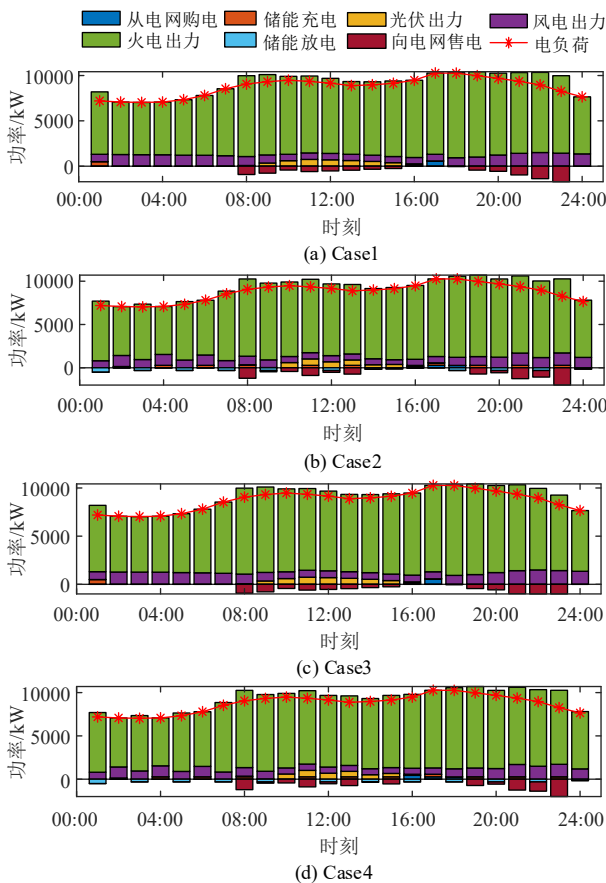


图5 优化后的系统出力曲线

Fig. 5 Optimized system power curve

由图5中可以看出, 以 Case4 场景为例, 在 00:00—06:00 时段内, 系统负荷较低, 主要靠火电机组和风电机组进行供电, 当供电电量高于负荷需求时, 储能系统充电, 当供电电量低于负荷需求时, 储能系统放电, 以减少火电机组出力。在 07:00—09:00 时段内, 当火电机组和风电机组供电电量满足负荷需求, 多余供电电量向电网售电获得收益。在 10:00—12:00 时段内, 光伏机组出力占比增加, 电价较高, 此时供电电量高于负荷需求, 向电网售

电获得收益。在 13:00—17:00 时段内, 电价较低, 由于风电机组和光伏机组出力出现明显波动, 需要依靠从电网购电和储能系统放电满足负荷需求。在 18:00—22:00 时段内, 电价较高, 负荷出现尖峰, 风电出力较大, 光伏出力最小, 储能系统充电消纳风电, 同时储能系统放电向电网售电增加收益。因此, 采用电-碳-绿证耦合交易机制和储能多场景应用在提高系统低碳性的同时, 减少了系统运行成本, 提高了系统的经济性。

在 Case4 场景下, 得到的风电和光伏机组出力曲线如图 6 所示。

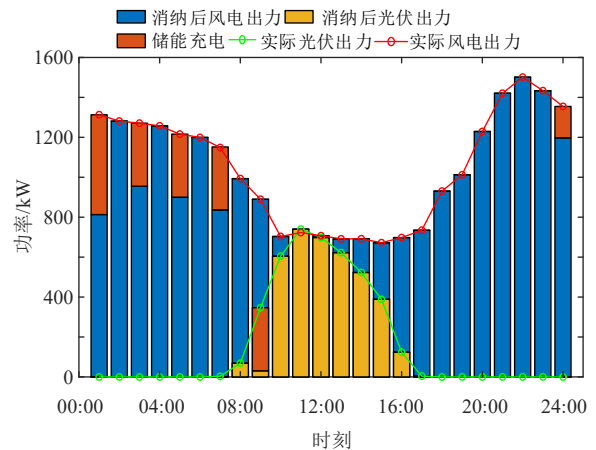


图6 可再生能源消纳前后出力曲线

Fig. 6 Power curve before and after renewable energy consumption

由图6中可以看出, 通过储能系统向新能源提供辅助服务可以实现新能源 100% 消纳。在 01:00、03:00、05:00、07:00 和 24:00 时刻, 负荷较小, 风电出力较大, 利用多余的风电向储能系统充电; 在 09:00 时刻, 随着光伏机组出力增加, 储能系统充电。

4.3 敏感因素分析

碳交易价格主要受到从能源市场、经济市场、环境气候及政策管理 4 个方面的影响。国际能源价格的波动会对国内能源市场的供需平衡产生影响, 国内能源市场的供需平衡产生变化时, 国内企业成本压力出现波动, 进而影响碳排放需求, 最终导致碳交易价格出现波动。经济市场方面, 汇率的变动也会影响国际能源价格, 从而使国内能源价格出现波动, 造成碳价的波动。

在 Case4 中, 针对不同的碳交易价格、碳排放区间长度和价格增长率对碳排放量和 CET 成本的影响进行了分析, 结果分别如图 7—9 所示。

由图 7—9 可以看出, 当碳交易价格增加时, 碳排放量开始降低速率较快, 在碳交易价格等于 95 元/t 时, CET 成本最小为 1.641 万元, 然后随着碳

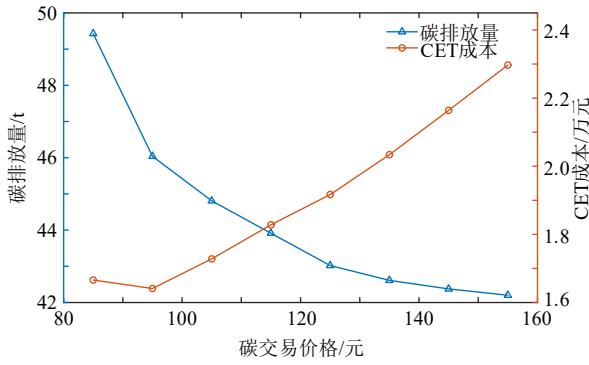


图 7 不同碳交易价格对碳排放量和 CET 成本的影响
Fig. 7 Carbon emissions and CET costs under different carbon trading price

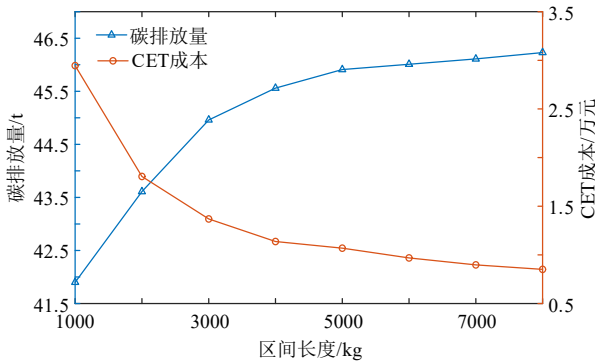


图 8 不同碳排放区间长度对碳排放量和 CET 成本的影响
Fig. 8 Carbon emissions and CET costs at different carbon interval lengths

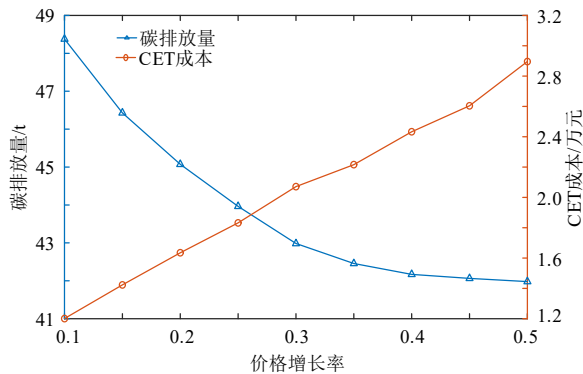


图 9 不同碳交易价格增长率对碳排放量和 CET 成本的影响
Fig. 9 Carbon emissions and CET costs at different carbon trading price growth rates

交易价格不断增加, CET 成本逐步上升, 碳排放量逐步趋于稳定; 随着碳排放区间长度的增加, 碳排放量呈现逐渐升高的趋势, CET 成本先明显下降后缓慢降低; 随着碳交易价格增长率的升高, 碳排放量呈现先明显下降后缓慢降低的趋势, CET 成本呈线性递增趋势。这表明碳交易价格的升高在一定范围内可以降低系统碳排放量并降低 CET 成本, 但当碳交易价格过高时, 虽然碳排放量减少, 但 CET 成本增高。由此可见, 在电-碳-绿证耦合交易机制下, 当碳交易价格、碳排放区间长度和增长率过高时, 会对系统的经济性产生影响。

在 Case4 场景下, 针对不同可再生能源配额系数对绿证交易成本 GCT 的影响进行了分析, 结果如图 10 所示。

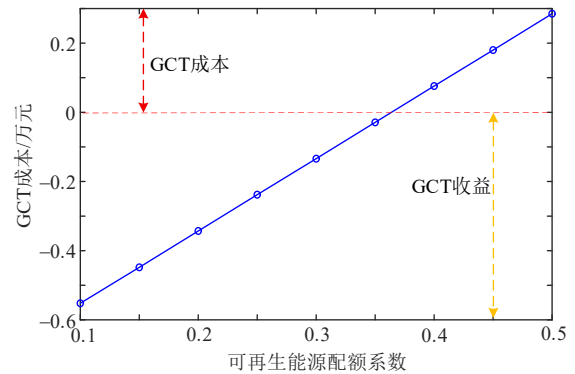


图 10 不同可再生能源配额系数下 GCT 成本
Fig. 10 GCT costs at different renewable energy quota coefficients

由图 10 中可以看出, 随着可再生能源配额系数的升高, GCT 成本不断上升。当配额系数小于 0.35 时, 电-碳-绿证耦合交易机制下系统产生 GCT 收益, 当配额系数高于 0.35 时, 系统由产生 GCT 收益过渡为产生 GCT 成本。由此可见, 在电-碳-绿证耦合交易机制下, 当配额系数过大时, 会对系统的经济性产生影响。

4.4 源荷不确定性对系统的影响

供电可靠性是评估模型鲁棒性的重要指标, 采用负荷缺电率对源网荷储系统的鲁棒性进行评估, 计算公式为

$$Q_{LPSP} = \sum_{t=1}^T P_{\text{shortage},t} / \sum_{t=1}^T P_{\text{load},t} \quad (24)$$

式中: $P_{\text{shortage},t}$ 为 t 时刻的负荷短缺电量。

在 Case4 场景下, 分别对鲁棒优化模型和确定性模型进行求解, 优化结果如表 2 所示。

表 2 不同模型下优化结果
Table 2 System costs and load shortage rates under different models

场景	总成本/万元	负荷缺电率/%
确定性模型	4.313	8.54
鲁棒优化模型	5.001	0

由表 2 可以看出, 由确定性模型得到的运行成本低于鲁棒优化模型, 这是因为在鲁棒优化模型下考虑了风电、光伏和负荷 3 种不确定性参数在最恶劣场景下的出力情况, 导致系统成本升高。而在相同的购售电量下, 由鲁棒优化模型得到的负荷缺电率明显低于确定性模型, 具有更高的供电可靠性。

不确定性系数对系统总成本的影响如图 11 所示。

由图 11 可以看出, 随着负荷和可再生能源出力不确定性系数的增大, 系统的总成本也随之增

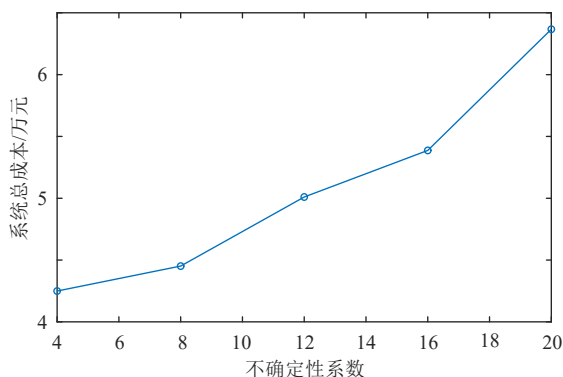


图 11 不确定性系数对系统总成本的影响

Fig. 11 Total system cost with uncertainty coefficient parameters

加。在源网荷储系统优化调度时，应合理设置不确定性系数，保证源网荷储系统鲁棒性的同时，兼顾其灵活性和经济性，进一步提高源网荷储系统应对不确定性风险的能力。

5 结论

针对源网荷储一体化兼顾多主体利益实现低碳经济运行的问题，本文提出一种电-碳-绿证耦合交易机制下源网荷储系统两阶段鲁棒-合作博弈运行架构。以华北某地区实际运行数据进行仿真验证，得出以下结论：

1) 与电-碳耦合单一交易机制相比，在储能系统单一应用场景下，采用电-碳-绿证耦合交易机制得到的总成本、碳排放量、CET 成本均低于单一交易机制，储能系统收益高于单一交易机制，风电和光伏消纳率均得到了明显提高，达到了 98.05% 和 98.57%。这表明在源网荷储优化调度模型中引入电-碳-绿证耦合机制可以有效提高系统的经济性和低碳性。

2) 与储能单一应用场景相比，在电-碳-绿证耦合交易机制下，储能参与调峰、能量市场和备用市场多种场景时得到的总成本、碳排放量、CET 成本均低于单一应用场景，储能系统收益最高为 0.637 万元，风电和光伏消纳率均得到了明显提高，均达到了 100%。这表明在电-碳-绿证耦合交易机制下的源网荷储系统优化调度模型中引入储能多场景应用可以有效提高系统的经济性和低碳性。

3) 通过分析碳-绿证交易机制的敏感因素，表明了碳交易价格、碳交易价格增长率和可再生能源配额系数的变化对系统低碳性和经济性的影响；对源荷不确定性影响进行分析，表明了不同不确定系数对系统经济性的影响，合理引导源网荷储系统设置碳-绿证交易机制参数和不确定性参数，有效平衡系统低碳性和经济性。

本文着重考虑碳-绿证交易下多场景源网荷储系统的鲁棒-博弈优化，为充分考虑需求侧多元市场，后续工作将进一步考虑需求响应市场，细化交易过程，为源网荷储系统优化调度提供参考。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 白浩, 曲锴, 闫山. 基于 V2G 技术的电动汽车与光伏协同调度优化策略[J]. 南方电网技术, 2019, 13(4): 88-92, 106.
BAI Hao, QU Kai, YIN Shan. Optimization strategy for cooperative dispatching of photovoltaic and electric vehicle based on V2G technology[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(4): 88-92, 106(in Chinese).
- [2] 唐敏, 徐解宪, 顾月蕾. 电动汽车充电建设与运营的模式研究[J]. 华东电力, 2011, 39(2): 202-206.
TANG Min, XU Jiexian, GU Yuelei. Research on the construction and operation mode of electric vehicle charging stations[J]. East China Electric Power, 2011, 39(2): 202-206(in Chinese).
- [3] 周丽红, 于浩, 李鹏, 等. 多主体市场下的园区综合能源系统随机鲁棒运行优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(24): 100-109.
ZHOU Lihong, YU Hao, LI Peng, et al. Stochastic robust operation optimization for park-level integrated energy system in multi-stakeholder market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(24): 100-109(in Chinese).
- [4] LI Qi, XIAO Xukang, PU Yuchen, et al. Hierarchical optimal scheduling method for regional integrated energy systems considering electricity-hydrogen shared energy[J]. Applied Energy, 2023, 349: 121670.
- [5] 王芸芸, 马志程, 周强, 等. 计及公平性的多能合作博弈鲁棒优化调度[J]. 综合智慧能源, 2023, 45(2): 10-21.
WANG Yunyun, MA Zhicheng, ZHOU Qiang, et al. Robust optimal scheduling of multi-energy cooperative game considering fairness[J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(2): 10-21(in Chinese).
- [6] PENG Qiao, WANG Xiuli, KUANG Yi, et al. Hybrid energy sharing mechanism for integrated energy systems based on the Stackelberg game[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 911-921.
- [7] 万文轩, 冀亚男, 尹力, 等. 碳交易在综合能源系统规划与运行中的应用及展望[J]. 电测与仪表, 2021, 58(11): 39-48.
WAN Wenxuan, JI Yanan, YIN Li, et al. Application and prospect of carbon trading in the planning and operation of integrated energy system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(11): 39-48(in Chinese).
- [8] 江岳文, 陈巍. 电-碳-配额制耦合交易综述与展望[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 1-13.
JIANG Yuewen, CHEN Wei. Review and prospect of coupled electricity-carbon-renewable portfolios trading[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 1-13(in Chinese).
- [9] 吴琪, 赵宣茗, 张佳诚, 等. 促进新能源消纳的电-碳市场耦合激励型出清机制[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 14-27.
WU Qi, ZHAO Xuanming, ZHANG Jiacheng, et al. Electricity-Carbon market coupling incentive clearing mechanism to promote consumption of new energy[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 14-27(in Chinese).
- [10] 段声志, 陈皓勇, 郑晓东, 等. 碳市场背景下发电商竞价策略及电力市场均衡分析[J]. 电测与仪表, 2022, 59(5): 33-41.

- DUAN Shengzhi, CHEN Haoyong, ZHENG Xiaodong, et al. Bidding strategy of electricity generation and electricity market equilibrium analysis under the background of carbon market[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(5): 33-41(in Chinese).
- [11] XU Liang, DONG Xiaoliang, TANG Honghai, et al. A multi-participant dynamic game model in electricity market under renewable portfolio standard and green certificates trading[C]//2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Taiyuan: IEEE, 2021: 3477-3482.
- [12] 舒征宇, 张玉颜, 李黄强, 等. 基于绿-碳交易机制的综合能源优化调度方法[J]. 计算机仿真, 2025, 42(7): 571-579.
- SHU Zhengyu, ZHANG Yuyan, LI Huangqiang, et al. An integrated energy optimization scheduling method based on green certificate-carbon trading mechanism[J]. Computer Simulation, 2025, 42(7): 571-579(in Chinese).
- [13] 李伊竹林, 韩肖清, 李廷钧, 等. 基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(12): 24-35.
- LI Yizhulin, HAN Xiaoqing, LI Tingjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 24-35(in Chinese).
- [14] 谭玲玲, 汤伟, 楚冬青, 等. 考虑电-氢一体化的微电网低碳-经济协同优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(5): 137-148.
- TAN Lingling, TANG Wei, CHU Dongqing, et al. Low-carbon-economic collaborative optimal dispatching of microgrid considering electricity-hydrogen integration[J]. Electric Power, 2024, 57(5): 137-148(in Chinese).
- [15] 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.
- WANG Qiujie, QI Hao, TAN Hong, et al. Low-carbon scheduling of CHP virtual power plant considering carbon market risk[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(10): 8-15(in Chinese).
- [16] 陈兴龙, 曹喜民, 陈洁, 等. 绿证-碳交易机制下热电灵活响应的园区综合能源系统优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(6): 110-120.
- CHEN Xinglong, CAO Ximin, CHEN Jie, et al. Optimized dispatch of park integrated energy system with thermoelectric flexible response under green certificate-carbon trading mechanism[J]. Electric Power, 2024, 57(6): 110-120(in Chinese).
- [17] 李建林, 武亦文, 王楠, 等. 吉瓦级电化学储能电站研究综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 2-14.
- LI Jianlin, WU Yiwen, WANG Nan, et al. Review and prospect of gigawatt-level electrochemical energy storage power station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 2-14(in Chinese).
- [18] 国家发展改革委, 财政部, 科学技术部, 等. 关于促进储能技术与产业发展的指导意见[EB/OL]. (2017-10-12)[2024-07-20]. http://www.gov.cn/xinwen/2017-10/12/content_5231304.htm.
- [19] 岳子宜, 刘华志, 李永刚. 基于多阶段双重博弈的多园区随机场景最低碳分布式调度优化[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 8860-8873.
- YUE Ziyi, LIU Huazhi, LI Yonggang. Low-carbon distributed scheduling optimization for multi-park stochastic situations based on a multi-stage dual game[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 8860-8873(in Chinese).
- [20] CELIK B, SURYANARAYANAN S, ROCHE R, et al. Quantifying the impact of solar photovoltaic and energy storage assets on the performance of a residential energy aggregator[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(1): 405-414.
- [21] WALKER A, KWON S. Design of structured control policy for shared energy storage in residential community: a stochastic optimization approach[J]. Applied Energy, 2021, 298: 117182.
- [22] JO J, PARK J. Demand-side management with shared energy storage system in smart grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 4466-4476.
- [23] 娄素华, 杨天蒙, 吴耀武, 等. 含高渗透率风电的电力系统复合储能协调优化运行[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(7): 30-35.
- LOU Suhua, YANG Tianmeng, WU Yaowu, et al. Coordinated optimal operation of hybrid energy storage in power system accommodated high penetration of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 30-35(in Chinese).
- [24] TSANG M Y, SHEHADEH K S, CURTIS F E. An inexact column-and-constraint generation method to solve two-stage robust optimization problems[J]. Operations Research Letters, 2023, 51(1): 92-98.
- [25] 廖小兵, 宁孟毅, 杨洁, 等. 计及空调负荷和储能寿命衰减的配电网两阶段鲁棒博弈调控方法[J/OL]. 电网技术, 1-20[2025-08-13]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0572>.
- LIAO Xiaobing, NING Mengyi, YANG Jie, et al. Two-stage robust game control method for distribution network considering air conditioning load and energy storage life decay[J/OL]. Power System Technology, 1-20[2025-08-13]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0572> (in Chinese).
- [26] 李军徽, 周家旭, 朱星旭, 等. 含高渗透新能源电力系统中考虑变时段控制的火/储/荷日前优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 51-62.
- LI Junhui, ZHOU Jiaxu, ZHU Xingxu, et al. Day-ahead optimal dispatch of thermal/storage/load systems considering variable time period control in power system with high penetration of new energy[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 51-62(in Chinese).
- [27] 杨易达, 高红均, 刘挺坚, 等. 考虑 CCER 收益共享激励火电机组深度调峰的电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 121-128.
- YANG Yida, GAO Hongjun, LIU Tingjian, et al. Low carbon dispatch of power system considering CCER revenue sharing incentive for deep peak-shaving of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 121-128(in Chinese).



韩晓娟

在线出版日期: 2025-09-25。

收稿日期: 2024-07-22。

作者简介:

韩晓娟(1970), 女, 博士生导师, 教授, 主要研究方向为规模化储能优化控制和综合能源系统, E-mail: wmxj@163.com;

王祖冉(2000), 女, 通信作者, 博士研究生, 主要研究方向为规模化储能控制技术, E-mail: wangzuran0@163.com;

徐铭璐(1998), 女, 助理工程师。主要研究方向为配网精益化管理和配网可靠性, E-mail: 648635164@qq.com。

(责任编辑 马晓华)

附录 A

本文考虑的火电机组约束如式(A1)–(A6)所示。

1) 火电机组出力功率约束。

$$\mu_t P_{TU}^{\min} \leq P_{TU,t} \leq \mu_t P_{TU}^{\max} \quad (A1)$$

式中: $P_{TU}^{\max}$ 和 $P_{TU}^{\min}$ 分别为火电机组出力上下限。

2) 火电机组启停次数约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \varepsilon_t \leq \varepsilon_t^{\max} \\ \sum_{t=1}^T \omega_t \leq \omega_t^{\max} \end{cases} \quad (A2)$$

$$\varepsilon_t = \begin{cases} 0 & \mu_{t+1} = 1 \cap \mu_t = 0 \\ 1 & \mu_{t+1} = 1 \cap \mu_t = 1 \end{cases} \quad (A3)$$

$$\omega_t = \begin{cases} 0 & \mu_{t+1} = 0 \cap \mu_t = 0 \\ 1 & \mu_{t+1} = 0 \cap \mu_t = 1 \end{cases} \quad (A4)$$

式中: ε_t 和 ω_t 分别为火电机组在 t 时段内启停次数; $\varepsilon_t^{\max}$ 和 $\omega_t^{\max}$ 分别为火电机组在 t 时段内最大启停次数。

3) 火电机组启停时间约束。

$$\begin{cases} \sum_t^{t+t_{on}-1} (1 - \mu_t) \geq (\mu_{t+1} - \mu_t) t_{on} \\ \sum_t^{t+t_{off}-1} (1 - \mu_t) \geq (\mu_{t+1} - \mu_t) t_{off} \end{cases} \quad (A5)$$

式中: T_{on} 和 T_{off} 分别为火电机组的最小开机时间和最小关停时间。

4) 火电机组爬坡速率约束。

$$-V_{down} \leq P_{TU,t+1} - P_{TU,t} \leq V_{up} \quad (A6)$$

式中: V_{down} 和 V_{up} 分别为火电机组最大出力减速和最大出力增速。

本文考虑的可再生能源机组约束如式(A7)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wind,t} \leq P_{wind}^{\max} \\ 0 \leq P_{pv,t} \leq P_{pv}^{\max} \end{cases} \quad (A7)$$

式中: $P_{wind}^{\max}$ 和 $P_{pv}^{\max}$ 分别为风电和光伏出力上下限。

本文考虑的储能约束如式(A8)–(A13)所示。

5) 荷电状态约束。

储能系统荷电状态(state of charge, SOC)记为 S_{SOC} , 定义为储能剩余容量和其额定容量的比值。储能系统充放电时需要对其剩余电量进行考虑, 因此对荷电状态进行约束:

$$S_{SOC,t} = S_{SOC,t-1} + \begin{cases} \frac{\int P_{c,t} \eta_{ch}}{E_{rate}} \\ \frac{\int P_{d,t} \eta_{dis}}{E_{rate}} \end{cases} \quad (A8)$$

$$S_{SOCmin} \leq S_{SOC,t} \leq S_{SOCmax} \quad (A9)$$

式中: $S_{SOC,t}$ 为储能 t 时段的荷电状态; E_{rate} 为储能系统的额定容量; η_{ch} 和 η_{dis} 分别为储能系统的充、放电效率; S_{SOCmin} 和 S_{SOCmax} 分别为储能系统 SOC 的上下限。

为保证储能有足够充放电容量参与下一个调度周期的服务, 要求储能在一个调度周期内初始和末尾时段的荷电状态相等。

$$S_{SOC,T} = S_{SOC,1} \quad (A10)$$

式中: $S_{SOC,T}$ 和 $S_{SOC,1}$ 分别为一个调度周期内储能末尾和初始时段的荷电状态。

6) 参与不同场景间兼容性约束。

共享储能参与调峰市场和能量市场不兼容。

$$P_{shift,t} P_{e,t} = 0 \quad (A11)$$

7) 储能功率约束。

由于储能系统在同一个调度时段内充放电不能同时进行, 为保证只有一种充放电状态, 且充放电功率在系统充放电限定范围内, 引入二进制变量定义储能系统的充放电状态, 对其充放电状态及功率进行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{c,t} \leq \tau_t^c P_{c,max} \\ 0 \leq P_{d,t} \leq \tau_t^d P_{d,max} \\ \tau_t^c + \tau_t^d = 1 \quad \tau_t^c, \tau_t^d \in \{0,1\} \end{cases} \quad (A12)$$

式中: $P_{c,max}$ 和 $P_{d,max}$ 分别为储能系统最大充电和放电功率; τ_t^c 为储能系统 t 时段充电状态变量, 取值为 0 或 1, 0 表示在 t 时刻内不充电, 1 表示 t 时刻内充电; τ_t^d 为储能系统 t 时段放电状态变量, 取值为 0 或 1, 0 表示在 t 时刻内不放电, 1 表示 t 时刻内放电。

$$P_{SES}^{\min} \leq P_{shift,t} + P_{e,t} + P_{rp,t}^{up} + P_{rp,t}^{down} \leq P_{SES}^{\max} \quad (A13)$$

式中: $P_{SES}^{\min}$ 和 $P_{SES}^{\max}$ 为储能系统最小和最大功率。

本文考虑的和上级电网交互约束如式(A14)–(A15)所示。

功率平衡约束。

$$P_{TU,t} + P_{wind,t} + P_{pv,t} + P_{buy,t} + P_{d,t} - P_{sell,t} - P_{c,t} = P_{load,t} \quad (A14)$$

式中: $P_{load,t}$ 为 t 时段负荷功率。

与上级电网交互功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{buy,t} \leq \mu_{buy,t} P_{buy}^{\max} \\ 0 \leq P_{sell,t} \leq (1 - \mu_{buy,t}) P_{sell}^{\max} \\ \mu_{buy,t} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (A15)$$

式中: $P_{buy}^{\max}$ 和 $P_{sell}^{\max}$ 分别为向上级电网购电和售电

的最大功率； $\mu_{\text{buy},t}$ 为购售电状态变量，取值为 1 时表示系统向上级电网购电，取值为 0 时表示向上级电网售电。

附录 B

两阶段鲁棒优化外层和内层决策变量如式(B1)所示。

$$\begin{cases} x = [\mu_t, \tau_t^c, \tau_t^d, \mu_{\text{buy},t}] \\ y = [P_{\text{TU},t}, P_{\text{wind},t}, P_{\text{pv},t}, P_{\text{c},t}, P_{\text{d},t}, P_{\text{buy},t}, P_{\text{sell},t}] \end{cases} \quad (\text{B1})$$

风光出力 and 负荷不确定性集合定义如式(B2)所示。

$$U = \begin{cases} u = [u_{\text{wind},t}, u_{\text{pv},t}, u_{\text{load},t}] \\ u_{\text{wind},t} = \begin{bmatrix} P_{\text{wind},t} - \Delta u_{\text{wind},t} \varphi_{\text{wind}} \\ P_{\text{wind},t} + \Delta u_{\text{wind},t} \varphi_{\text{wind}} \end{bmatrix} \\ u_{\text{pv},t} = \begin{bmatrix} P_{\text{pv},t} - \Delta u_{\text{pv},t} \varphi_{\text{pv}} \\ P_{\text{pv},t} + \Delta u_{\text{pv},t} \varphi_{\text{pv}} \end{bmatrix} \\ u_{\text{load},t} = \begin{bmatrix} P_{\text{load},t} - \Delta u_{\text{load},t} \varphi_{\text{load}} \\ P_{\text{load},t} + \Delta u_{\text{load},t} \varphi_{\text{load}} \end{bmatrix} \\ \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{wind}} \leq \Gamma_{\text{wind}} \\ \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{pv}} \leq \Gamma_{\text{pv}} \\ \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{load}} \leq \Gamma_{\text{load}} \end{cases} \quad (\text{B2})$$

式中： u 表示不确定性变量合集； $\Delta u_{\text{wind},t}$ ， $\Delta u_{\text{pv},t}$ ， $\Delta u_{\text{load},t}$ 分别表示风电出力、光伏出力和负荷功率在 t 时段内的最大功率允许波动偏差； φ_{wind} ， φ_{pv} ， φ_{load} 分别表示风电、光伏和负荷是否取到不确定参数的布尔变量，取 0 时代表未取不确定参数，取 1 代表

不确定参数选取为不确定集合的极值； Γ_{wind} ， Γ_{pv} ， Γ_{load} 分别表示风电、光伏和负荷的鲁棒性系数，取值为整数。

将两阶段鲁棒优化模型的矩阵形式分解后得到主问题为：

$$\begin{cases} \min_{x,y} a^T x + \eta \\ Cx \leq c \\ \eta \geq b^T y^k, \forall k \leq q \\ Ey^k \leq e, \forall k \leq q \\ Ay^k + Bu_k^* = g, \forall k \leq q \\ Ex + Fy^k \leq h, \forall k \leq q \end{cases} \quad (\text{B3})$$

式中： q 为当前的迭代次数； η 为引入的辅助变量； y^k 为第 k 次迭代所得到的子问题的解； u_k^* 为第 k 次迭代后得到的系统运行最恶劣场景中不确定变量 u 的取值。

分解后所得到子问题的形式为：

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{y \in Q(x,u)} b^T y \\ Ey \leq e \\ Ay + Bu = g \\ Ex + Fy \leq h \end{cases} \quad (\text{B4})$$

通过强对偶理论，将子问题中的 max-min 问题转化为单层 max 优化问题，如下所示：

$$\begin{cases} \max_{u \in U, y \in Q(x^*, u)} b^T y \\ E^T \lambda + A^T \mu + F^T \omega \leq b \\ (Ey - e)_m \lambda_m = 0 \\ (Ex + Fy - h)_n \omega_n = 0 \\ (E^T \lambda + A^T \mu + F^T \omega - b)_l y_l = 0 \end{cases} \quad (\text{B5})$$

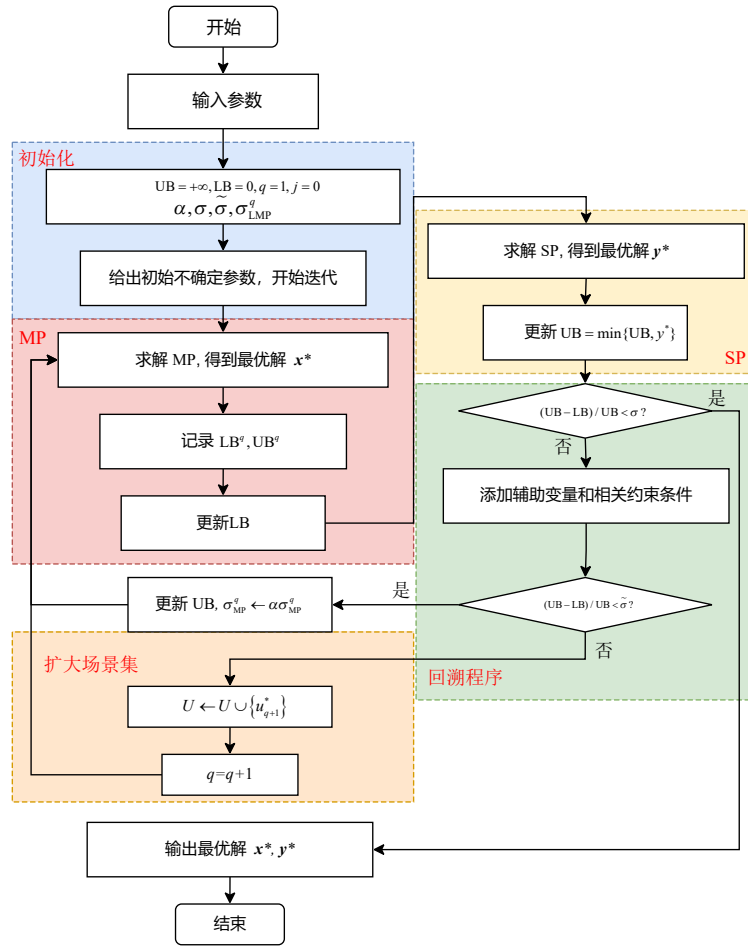
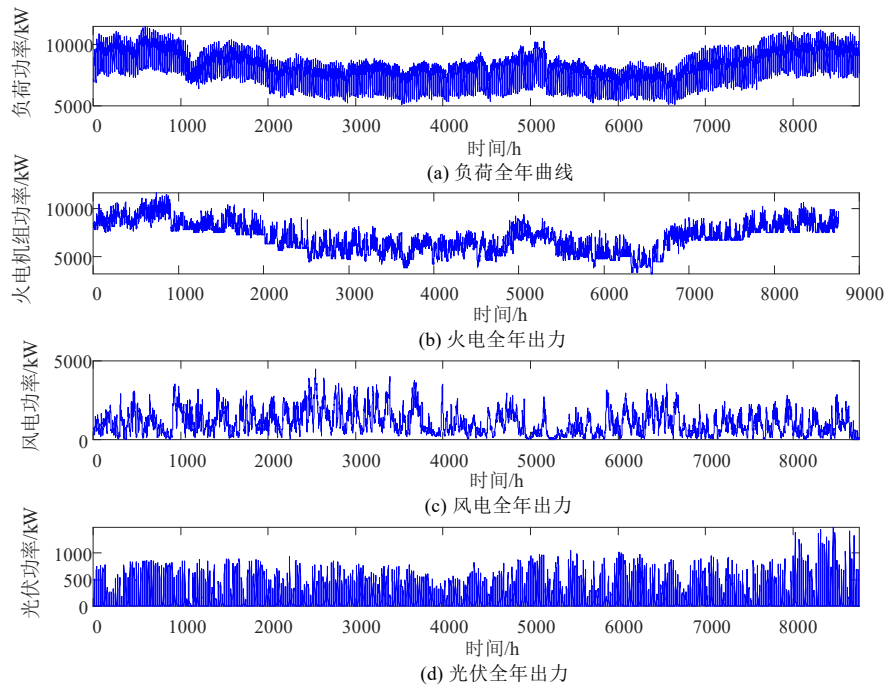


图 B1 i-C&CG 求解流程图
Fig. B1 Flowchart of i-C&CG solving process

附录 C



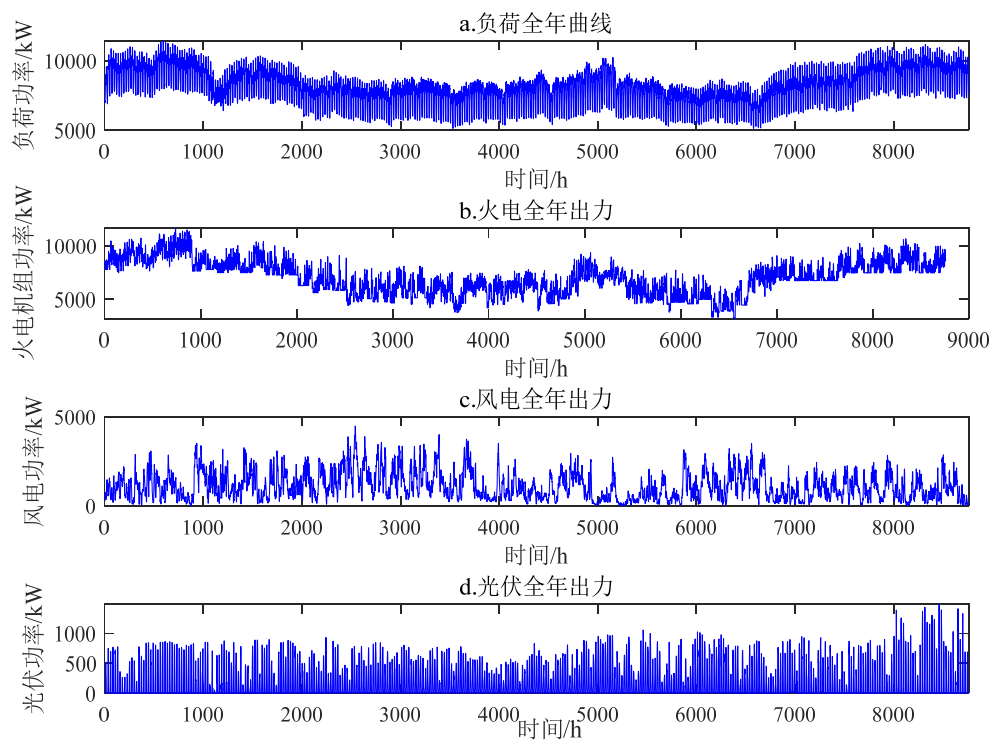
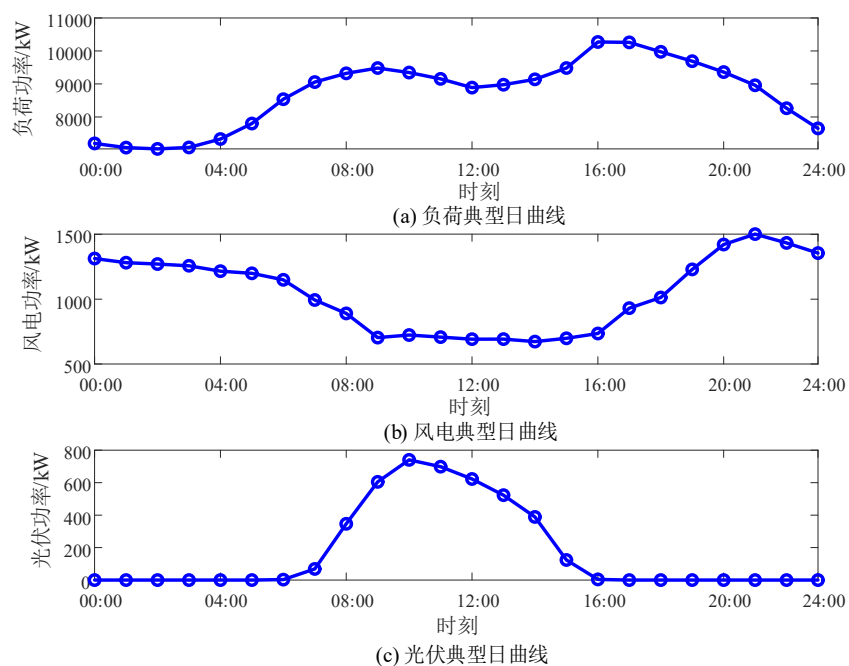


图 C1 全年电源出力和负荷曲线
Fig. C1 Annual power output and load curves



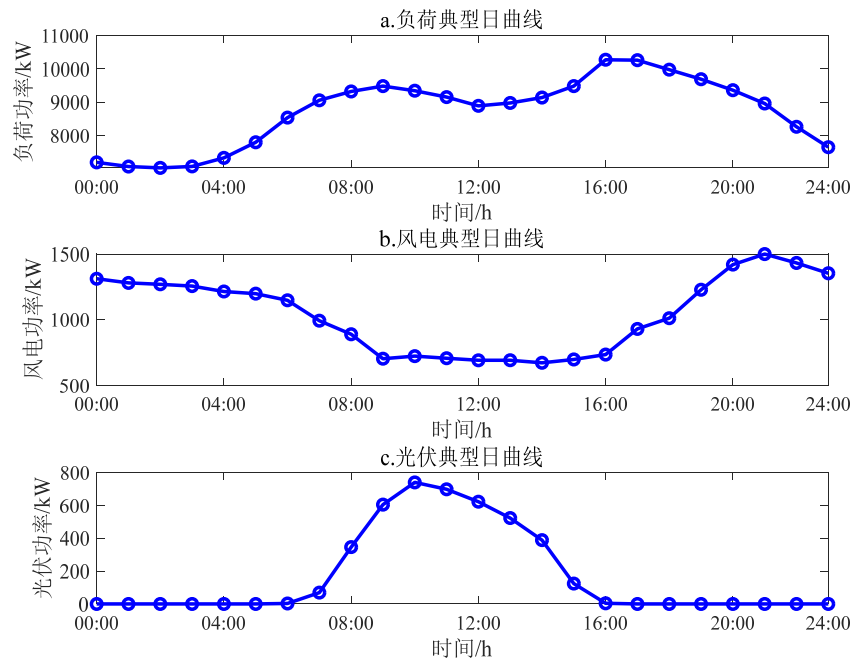


图 C2 可再生能源出力和负荷预测曲线
Fig. C2 Renewable energy output and load forecast curves

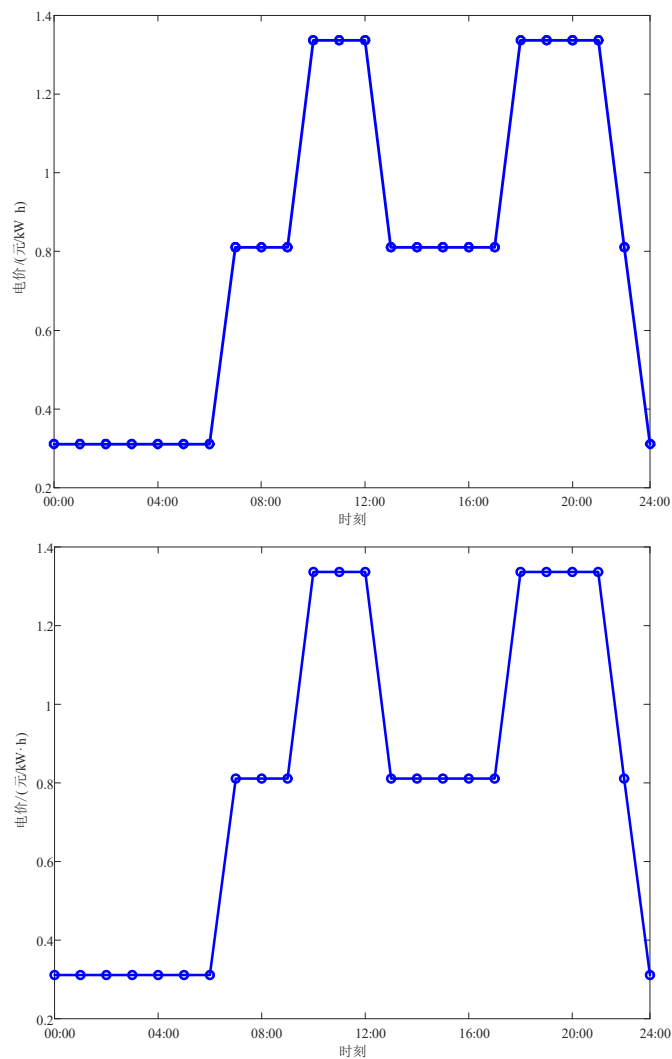


图 C3 分时电价曲线
Fig. C3 Time-of-use electricity price curve

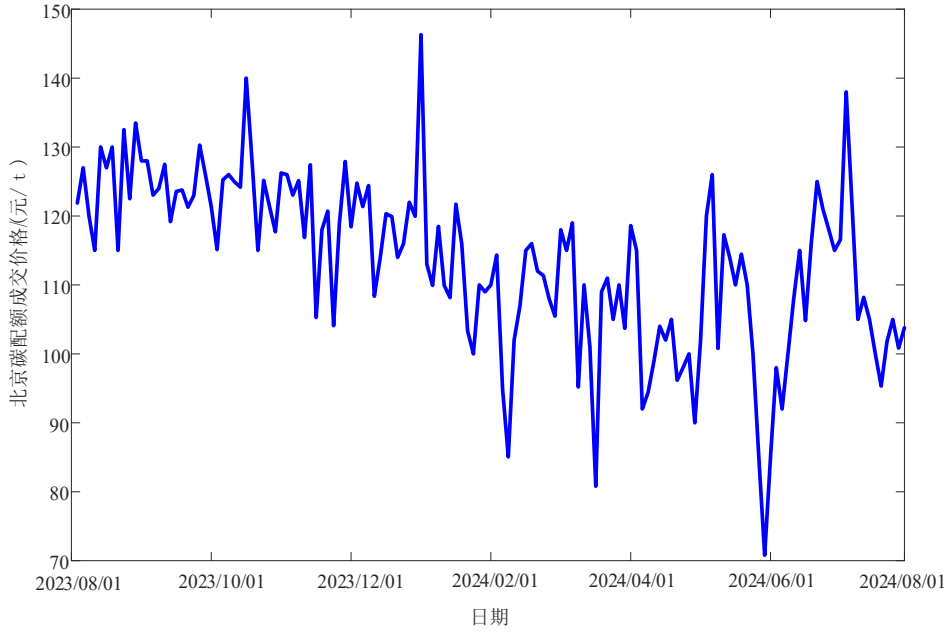


图 C4 北京全年碳配额成交价格
Fig. C4 Beijing Annual Carbon Allowance Transaction Price

表 C1 储能相关设备参数

Table C1 Energy storage related equipment parameters

参数	取值
充电效率 η_{ch}	0.95
放电效率 η_{dis}	0.95
SOC 上限 S_{SOCmax}	0.8
SOC 下限 S_{SOCmin}	0.2

表 C2 火电机组运行及成本参数

Table C2 Thermal power unit operating and cost parameters

参数	取值
$\alpha_{coal}/(\text{元}/\text{MW}^2)$	0.035
$\beta_{coal}/(\text{元}/\text{MW})$	185
$\gamma_{coal}/\text{元}$	330
$C_{TU,t}^{up}/\text{元}$	8000
$C_{TU}^{down}/\text{元}$	5000
$T_{on}/T_{off}/h$	2