

考虑碳-能定价机制的综合能源系统季节性低碳经济优化调度

胡国祥,史林军,李 杨,吴 峰

(河海大学 电气与动力工程学院,江苏 南京 210098)

摘要:为实现多能耦合的综合能源系统(IES)内部能源与碳排放配额的一体化出清,并解决其季节性碳排放规划问题,提出一种结合碳-能需求响应与季节性低碳经济优化调度的运行策略。构建了考虑系统运行与碳配额分配的能量生产、转换、存储及上级网络等多类主体的“电-热-气-冷-碳”协同的IES模型,并且为解决碳交易与能源交易在时间尺度上的不匹配问题,对碳交易进行离散化处理,将其分解为与能源调度周期一致的小时级交易单元。进一步,提出考虑碳-能定价机制的碳-能需求响应策略,将碳交易奖惩价格嵌入能源价格机制,并引入季节性低碳需求信号以引导用户侧响应。建立了考虑新能源不确定性以碳排放最小与运行成本最低为目标的季节性低碳经济优化调度模型。仿真结果表明,所提策略可有效平抑负荷波动,显著降低系统碳排放与运行成本,验证了碳-能需求响应与季节性优化调度在提升系统综合性能方面的有效性。

关键词:多能耦合;碳-能需求响应;季节性调度;低碳经济;优化调度;碳交易;综合能源系统;“电-热-气-冷-碳”协同模型

中图分类号:TM73;TK01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202603001

0 引言

为保证“双碳”目标的稳步推进,国家相关部门相继印发了多项政策文件^[1-2],明确要求构建清洁低碳、安全高效的能源体系,推动高比例新能源接入及综合能源系统(integrated energy system, IES)的协同发展。在此背景下,IES作为提升新能源消纳能力、促进能源结构转型的重要载体,其低碳经济运行问题备受关注。然而,现有碳交易机制仍存在时间尺度不匹配、季节性碳排放规划不足等问题,易导致系统碳排放超标、年度配额难以满足,从而制约IES低碳化进程。如何在碳排放约束与碳成本驱动下构建合理的碳-能耦合约束机制,实现IES的低碳经济优化运行,已成为亟待解决的关键科学问题。

随着多能耦合IES以及碳交易机制的逐渐普及,如何将碳交易与各类能源系统深度融合,实现协同规划管理,达成能源与碳配额的供需平衡,已受到广泛关注。文献[3]引入动态碳排放因子与阶梯型激励机制,协调供需双侧资源互动。文献[4]利用多主体联合调峰与改进逼近理想解排序方法(technique for order preference by similarity to an ideal solution, TOPSIS),提升了系统的低碳经济调度能力与风电消纳水平。文献[5]构建了电-碳-气-绿证多市场耦合下的电氢耦合系统多目标运行优化模型。文献[6]建立了含电动汽车集群与电转气(power to

gas, P2G)-碳捕集(carbon capture and storage, CCS)系统的多主体纳什谈判模型。文献[7]结合广义自回归条件异方差(generalized autoregressive conditional heteroskedasticity, GARCH)-条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)模型量化碳价波动风险,并利用碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)与P2G协同运行提高了系统的经济性与可再生能源的消纳能力。文献[8]通过捕碳储能系统实现电碳解耦运行,并借助动态碳排放因子引导低碳需求响应。文献[9]引入P2G-CCS耦合设备与阶梯型碳交易机制,显著削减了系统碳排放与运行成本。尽管针对能源与碳交易的协同管理研究已取得进展,但其视角通常局限于单一类型机组或电碳耦合市场,难以适用于运行模式更为复杂的“电-热-气-冷”系统。

如何利用碳-能协同的市场出清机制,驱动多能耦合的IES进行优化运行,以最大限度地降低碳排放,是当前研究所面临的关键问题。文献[10]通过非对称纳什谈判实现点对点(peer-to-peer, P2P)网络资源交易与收益公平分配。文献[11]结合两阶段鲁棒优化方法,通过实时调整碳价参数激励新能源消纳,实现了园区IES低碳运行的实时性。文献[12]构建了绿电-绿氢证书联合交易机制并且做到了源荷储协同优化。文献[13]基于主从博弈研究绿证-碳交易联合机制,并考虑氢能多元利用,实现了多主体利益平衡与系统低碳经济运行。文献[14]提出绿证-碳配额互认机制。文献[15]构建了考虑一、二级碳市场复合调节的电-碳协同交易模型。综上所述,现有需求响应机制主要聚焦短期能量调节,忽视中长期碳排放管理,难以支撑IES在能源与碳排放方

收稿日期:2025-10-29;修回日期:2026-02-15

在线出版日期:2026-03-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U23B20140)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U23B20140)

面的协同优化需求。

IES优化调度面临经济成本与低碳环保之间的突出矛盾,这一问题亟待解决。因此,针对IES的多目标优化调度研究已成为学界关注的重点,以期实现双重目标的协同。文献[16]提出了采用协同用户满意度与奖惩阶梯型碳交易机制的方法。文献[17]提出了一种考虑P2G-CCS与碳交易机制的多能源微网电热共享储能低碳经济配置方法。文献[18]通过碳排放流理论引导负荷侧参与碳交易。文献[19]提出采用低碳-经济协同效应指标和阶梯型碳价引导的需求响应方法。文献[20]提出一种“电-热-气-碳”IES的“三层协同”经济优化调度方法。文献[21]提出奖惩阶梯碳价和灰色关联分析法的季节性碳交易机制。文献[22]通过碳排放流理论将碳信号传递至用户侧,并利用动态激励价格引导低碳需求响应。综上所述,IES优化调度中经济性与低碳性的协同优化已成为当前研究的核心难题。

针对上述问题,本文以多能耦合IES为对象,提出一种考虑碳-能需求响应的季节性低碳经济优化调度方法。通过对碳交易机制进行离散化建模,将年度配额分解为与调度周期一致的小时级交易单元,缓解碳交易与能量调度的时间尺度矛盾;在碳-能定价中将碳交易奖惩价格嵌入能源价格,实现碳-能与多能源协同出清;引入基于历史数据的季节性低碳需求信号,引导中长期季节性碳排放规划,并在短期通过碳-能需求响应调节用户负荷;进而构建兼顾运行成本与碳排放的季节性低碳经济优化调度模型,以实现IES经济性与低碳性的协同提升。

1 “电-热-气-冷-碳”协同IES模型

1.1 工业园区级IES架构

本文所研究的IES以典型工业园区级应用场景为背景并依据其内部各单元的运行特性,可划分为五大功能主体,分别为能量生产主体、能量存储主体、能量转换主体以及终端用户负荷主体,通过联络接口与上级网络主体(包括上级电网与上级气网)进行能量交互。本文将上级电网和气网视为IES的外部运行环境,其能量购售行为通过边界接口统一刻画。工业园区级IES架构如图1所示,图1中各功能主体分类如附录A表A1所示。

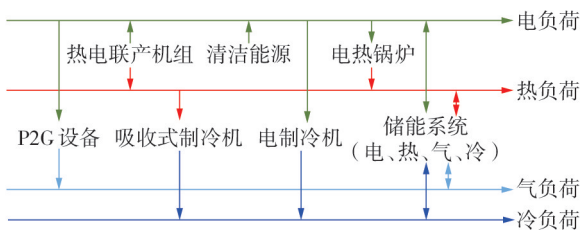


图1 工业园区级IES架构

Fig.1 Architecture of industrial park-level IES

1.2 考虑系统运行与碳配额分配的IES主体建模

1.2.1 碳交易离散化处理

在IES的传统运营模式中,能量交易与碳交易存在显著的时间尺度差异。能量交易通常以小时甚至分钟级进行短期调度与结算,而碳交易通常以年度为周期进行配额清算与履约。

为解决这一问题,本文采用离散化处理方法。该方法的核心在于,通过引入“配额分配基准值”与“排碳系数”等关键参数^[23],将原本以年度为周期的总碳排放配额与实际碳排放量,分解并分配到每一个调度时段(1 h)上进行计算。

1.2.2 能量生产主体

风电机组和光伏阵列在IES中的配额分配模型可表述为:

$$\begin{cases} A_{WT} = B_{RES}^{WT} P_{WT} \\ A_{PV} = B_{RES}^{PV} P_{PV} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{WT} 、 P_{PV} 分别为风电机组、光伏阵列的输出功率; A_{WT} 、 A_{PV} 分别为风电机组、光伏阵列所分配的配额量; B_{RES}^{WT} 和 B_{RES}^{PV} 分别为风电机组和光伏阵列的供电配额分配基准值。

1.2.3 能量转换主体

能量转换主体在IES中承担多能联供功能,有助于提升系统灵活性与平衡性。其中,热电联产机组(combined heat and power unit, CHP)、电热锅炉(electric boiler, EB)、P2G、电制冷机(electric chiller, EC)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)等能量转换设备承担了电、热、气、冷负荷之间的相互转换功能。

CHP数学模型如式(2)所示。

$$\begin{cases} P_{CHP} = \eta_{CHP}^p G_{CHP} \\ H_{CHP} = \eta_{CHP} P_{CHP} F_r \\ D_{CHP} = \lambda_{CHP}^G G_{CHP} \\ A_{CHP} = P_{CHP} B_{CHP}^p + H_{CHP} B_{CHP}^h \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{CHP} 、 H_{CHP} 、 G_{CHP} 分别为CHP的输出电、热、气功率; η_{CHP}^p 为CHP的电转换效率; η_{CHP} 为CHP的电热比; D_{CHP} 为CHP的碳排放量; λ_{CHP}^G 为CHP的天然气燃烧碳排放系数; A_{CHP} 为CHP所分配的配额量; B_{CHP}^p 、 B_{CHP}^h 分别为CHP供电、供热配额分配基准值; F_r 为CHP的供热量修正系数。

EB数学模型如式(3)所示。

$$\begin{cases} H_{EB} = \eta_{EB} P_{EB} \\ A_{EB} = B_{EB}^p P_{EB} \end{cases} \quad (3)$$

式中: H_{EB} 为EB输出热功率; η_{EB} 为EB的转换效率; P_{EB} 为EB输入电功率; A_{EB} 为EB所分配的配额量; B_{EB}^p 为EB供热配额分配基准值。

P2G数学模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} G_{P2G} = \eta_{P2G} P_{P2G} \\ D_{P2G} = \lambda_{P2G}^G G_{P2G} \\ A_{P2G} = B_{P2G}^G G_{P2G} \end{cases} \quad (4)$$

式中: G_{P2G} 为P2G输出气功率; η_{P2G} 为P2G的转换效率; P_{P2G} 为P2G输入电功率; D_{P2G} 为生产天然气过程中消耗的碳排放量,将之视为参与碳交易有效收益; λ_{P2G}^G 为生产天然气耗碳系数; A_{P2G} 为P2G所分配的配额量; B_{P2G}^G 为P2G供气配额分配基准值。

EC数学模型如式(5)所示。

$$\begin{cases} L_{EC} = o_{EC} P_{EC} \\ A_{EC} = B_{EC} P_{EC} \end{cases} \quad (5)$$

式中: L_{EC} 为EC输出冷功率; o_{EC} 为EC综合性能系数; P_{EC} 为EC输入电功率; A_{EC} 为EC所分配的配额量; B_{EC} 为EC供电配额分配基准值。

AC模型如式(6)所示。

$$\begin{cases} L_{AC} = o_{AC} H_{AC} \\ A_{AC} = B_{AC} H_{AC} \\ D_{AC} = \lambda_{AC} H_{AC} \end{cases} \quad (6)$$

式中: L_{AC} 为AC输出冷功率; o_{AC} 为AC综合性能系数; H_{AC} 为AC输入热功率; A_{AC} 为AC所分配的配额量; B_{AC} 为AC供电配额分配基准值; D_{AC} 为AC对应的碳排放量,其为吸收式制冷需求产生的等效碳责任项,用于统一碳成本分摊而不构成对系统实际碳排放的重复计量; λ_{AC} 为AC对应的单位供热碳排放系数。

1.2.4 能量存储主体

能量存储主体在IES中主要用于平衡多能源供需、提升系统灵活性与可靠性,并在突发情况下保障系统稳定运行,具体模型见附录A式(A1)、(A2)。

需要说明的是,季节性储气罐(seasonal gas storage tank, SGS)的核心功能是实现能量在更长周期内的转移与调配。其规划周期显著区别于系统中其他常规设备,通常先在季节性层面制定总体策略,再将其转化为指令下达到日内调度层级;而其他装置则直接纳入日内调度计划。从不同类别储能的运行特性可以看出,常规储能主要服务于小时级的削峰填谷需求,而SGS承担系统在中长期时间尺度上的跨季节能量转移功能。

尽管SGS的实际充放能操作同样发生在日间时段,使其在时间尺度上与其他能量转换和储能设备处于同一调度平面,但其承担的功能目标存在本质差异,因此在运行模式上被设计为在单日内充放能行为相对简化、模式单一。当系统建模时,需确保SGS能够在不同日期间进行差异化的充放调度,从而有效支撑天然气等能源在跨季节尺度上的统筹与交互。

1.2.5 上级网络主体

本文的上级网络包括电网与气网,其模型如(7)、(8)所示。

$$\begin{cases} -P_{grid}^{tran, max} \leq P_{grid}^{tran} \leq P_{grid}^{tran, max} \\ -G_{net}^{tran, max} \leq G_{net}^{tran} \leq G_{net}^{tran, max} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} D_{grid} = \lambda_{grid}^P P_{grid}^{tran} \\ \lambda_{grid}^P = \lambda_{grid}^{gas} \alpha_{gas} + \lambda_{grid}^{coal} \alpha_{coal} \end{cases} \quad (8)$$

式中: P_{grid}^{tran} 、 G_{net}^{tran} 和 $P_{grid}^{tran, max}$ 、 $G_{net}^{tran, max}$ 分别为IES与电网交互的电功率、IES与天然气网络交互的气功率及其最大值; D_{grid} 为向电网购电所造成的碳排放量; λ_{grid}^P 为电网的排碳系数; α_{gas} 和 α_{coal} 分别为天然气和煤炭燃烧排碳系数; λ_{grid}^{gas} 和 λ_{grid}^{coal} 分别为IES所在区域电网的燃气机组占比和燃煤机组占比。

1.2.6 系统运行动态平衡模型

“电-热-气-冷-碳”多能流协同与供需平衡是实现IES安全、高效、低碳运行的关键,其动态平衡模型如式(9)所示。

$$\begin{cases} P_{WT} + P_{PV} + P_{CHP} \pm P_{SBU} \pm P_{grid}^{tran} = P_{EB} + P_{P2G} + P_{EC} + P_{load} \\ H_{CHP} + H_{EB} \pm H_{HST} = H_{AC} + H_{load} \\ G_{P2G} \pm G_{GST} \pm G_{SGS} \pm G_{net}^{tran} = G_{CHP} + G_{load} \\ L_{EC} + L_{AC} \pm L_{IST} = L_{load} \\ D_{CHP} + D_{grid} - D_{P2G} = A_{WT} + A_{PV} + A_{CHP} + A_{EB} + A_{AC} + A_{P2G} \pm A_{tran} \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_{load} 、 H_{load} 、 G_{load} 、 L_{load} 分别为电、热、气、冷负荷功率; P_{SBU} 为SBU输入电功率; A_{tran} 为对外交易的碳排放配额量; H_{HST} 为储热罐(heat storage tank, HST)输入热功率; G_{GST} 、 G_{SGS} 分别为储气罐(gas storage tank, GST)、SGS输出气功率; L_{IST} 为蓄冷罐(ice storage tank, IST)输出冷功率。

2 计及碳-能定价机制的碳-能需求响应策略

针对所构建的基于统一四季时间尺度的“电-热-气-冷-碳”协同运行的IES模型,本文进一步提出一种计及碳-能定价机制的碳-能需求响应策略。该策略通过碳配额与能量交互的联动调节,并利用价格信号激励各类可调节用户,从而实现系统内多能源负荷需求与低碳目标的互补协同。

在该策略的设计过程中,假设IES内所有用户均同时参与碳交易市场与能源交易市场,且碳交易成本可完全传导至用户侧^[24]。IES通常由统一运营主体通过综合能源价格/低碳附加费等内部结算方式将碳成本传导至用户侧,从而保证碳价信号能够有效驱动需求响应。此外,所有用户都处于同一地理区域,具备一致的气候与季节性特征,以排除地域差异对系统运行的干扰。

2.1 碳-能定价机制

碳-能定价机制是一种集成“源-网-荷-储-碳”要素的交易机制^[25-26],在此机制下,通过融合碳交易与能量交易,校正碳排放配额与实际排放量之间的偏差。该机制借助多元交易与灵活调节手段,包括能量与碳配额交易、储能调用及能源转移等,在提升清

洁能源消纳效率的同时,降低系统碳排放,并促进IES的经济运行。

在碳-能定价机制的影响下,IES内部各主体之间的传统能源价格被统一整合为碳-能交互价格。通过引入碳交易奖惩价格修正系数,将碳交易奖惩价格机制嵌入传统能源价格中,从而为后续引入季节性低碳需求信号奠定基础,具体计算过程如式(10)所示。

$$\begin{cases} c_{\text{ele}}^{\text{car}} = c_{\text{ele}} + \psi_e^{\text{car}} c_{\text{car}} \\ c_{\text{gas}}^{\text{car}} = c_{\text{gas}} + \psi_g^{\text{car}} c_{\text{car}} \\ c_{\text{heat}}^{\text{car}} = c_{\text{heat}} + \psi_h^{\text{car}} c_{\text{car}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $c_{\text{ele}}^{\text{car}}$ 、 $c_{\text{gas}}^{\text{car}}$ 、 $c_{\text{heat}}^{\text{car}}$ 分别为考虑碳-能定价机制在交易过程中的电碳价格、气碳价格、热碳价格; c_{ele} 、 c_{gas} 、 c_{heat} 分别为能源交易过程中的电价、气价和热价; c_{car} 为碳交易奖惩价格; ψ_e^{car} 、 ψ_g^{car} 、 ψ_h^{car} 分别为电、气、热的碳交易奖惩价格修正系数,与IES中主体生产有关。

2.2 碳-能需求响应策略

碳-能需求响应策略是指在协调碳排放特性与多能源供给的过程中,将碳减排目标与能源需求管理相结合的一种方法。该策略通过2个时间尺度实现协同:首先依据历史数据开展中长期的碳排放规划,并生成低碳需求信号;随后将该信号引入碳-能定价机制下的碳-能交互价格中,以引导用户侧调整用能行为。

2.2.1 季节性碳排放规划

根据IES所在地区清洁能源出力与负荷需求的多年月度历史数据,可分析系统在不同季节下碳排放特性的长期分布规律。由于负荷需求水平及可再生能源出力均具有显著的季节性变化特征,IES的碳排放序列在统计意义上呈现出明显的季节性波动特征。为定量刻画该特性,本文采用时间序列分析方法,对IES碳排放进行季节性分解,提取其季节性波动分量,具体步骤如下。

首先,为分析IES运行特性,对区域内清洁能源出力与负荷需求的历史数据进行归一化处理,并依据装机容量配置相应的权重系数。随后,计算负荷需求与清洁能源出力之差,得到系统的净负荷需求,并结合碳排放机组的运行特性与碳排放因子,估算满足该净负荷需求所对应的碳排放量,构建月度碳排放时间序列。在此基础上,采用时间序列分析法,提取出碳排放序列的季节项,其用于刻画季节因素对系统碳排放量的系统性影响。进一步地,对同一自然季内的季节项进行聚合与多年平均,得到各季节对应的低碳需求信号,用以表征不同季节下系统所面临的相对碳排放压力。该信号不改变年度碳排放总量约束,而是用于在季节尺度上对碳排放引导强度进行分解,从而为后续小时级调度模型提供季节性参数依据。IES的碳排放总量 D_{IES} 为:

$$D_{\text{IES}} = D_{\text{IES}}^{\text{spr}} S_{\text{IES}}^{\text{spr}} + D_{\text{IES}}^{\text{sum}} S_{\text{IES}}^{\text{sum}} + D_{\text{IES}}^{\text{aut}} S_{\text{IES}}^{\text{aut}} + D_{\text{IES}}^{\text{win}} S_{\text{IES}}^{\text{win}} \quad (11)$$

$$\begin{cases} D_{\text{IES}}^{\text{spr}} = \sum_{m=3,4,5} D_{\text{IES}}(m) \\ D_{\text{IES}}^{\text{sum}} = \sum_{m=6,7,8} D_{\text{IES}}(m) \\ D_{\text{IES}}^{\text{aut}} = \sum_{m=9,10,11} D_{\text{IES}}(m) \\ D_{\text{IES}}^{\text{win}} = \sum_{m=1,2,12} D_{\text{IES}}(m) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $D_{\text{IES}}^{\text{spr}}$ 、 $D_{\text{IES}}^{\text{sum}}$ 、 $D_{\text{IES}}^{\text{aut}}$ 、 $D_{\text{IES}}^{\text{win}}$ 分别为IES在春季、夏季、秋季、冬季的碳排放量; $D_{\text{IES}}(m)$ 为第 m 月IES的碳排放总量; $S_{\text{IES}}^{\text{spr}}$ 、 $S_{\text{IES}}^{\text{sum}}$ 、 $S_{\text{IES}}^{\text{aut}}$ 、 $S_{\text{IES}}^{\text{win}}$ 分别为IES在春季、夏季、秋季、冬季的碳排放季节波动分量。

针对季节排碳特性对IES全年的碳排放量进行规划,通过季节性碳排放规划得到四季的碳排放波动分量。为了避免误差,通过计算多年季节波动分量的平均值得出低碳需求信号,进一步修正各季节下的碳-能交互价格,具体计算方法见附录A式(A3)和式(A4)。

基于上述引入低碳需求信号的碳-能定价机制,可制定面向用户侧的短期碳-能需求响应策略,通过动态能源价格引导用户优化用能行为。

2.2.2 碳-能需求响应

根据可调控特性,负荷可分为不可调节负荷、可削减负荷和可转移负荷3类。电负荷需求响应可通过式(13)所示数学模型进行描述。

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{load}}^{\text{fixed}}(t) + P_{\text{load}}^{\text{cut}}(t) + P_{\text{load}}^{\text{tran}}(t) \quad (13)$$

式中: $P_{\text{load}}(t)$ 为需求响应后的电负荷; $P_{\text{load}}^{\text{fixed}}(t)$ 为不可调节负荷; $P_{\text{load}}^{\text{cut}}(t)$ 为可削减负荷; $P_{\text{load}}^{\text{tran}}(t)$ 为可转移负荷。可削减负荷和可转移负荷模型见附录A式(A5)和式(A6)。

热负荷 H_{load} 需求响应与气负荷 G_{load} 需求响应原理与电负荷需求响应相同,不再赘述。

综上所述,碳-能需求响应策略采用时间序列分析法解析IES碳排放的季节特性,并通过引入低碳需求信号的碳-能定价机制,以经济手段引导季节性减排。该策略基于碳-能定价机制,系统能够在中长期尺度上依据碳排放的季节特征制定运行规划。在短期尺度上依托能量与碳交易市场协同引导用户调整用能行为。

3 季节性低碳经济优化调度模型

IES的季节性优化调度模型统筹考虑能效、季节运行特性及低碳经济性,通过协同优化能源供给、转换、储存与传输等环节,全面提升系统经济与低碳运行水平^[27]。

在本文建模框架中,IES的运行调度时间尺度始终保持为小时级,季节性优化调度不改变调度时间粒度,而是通过季节性碳排放规划结果对调度目标

函数及碳-能交互价格进行差异化修正。

本文以 IES 低碳经济运行为目标,即碳排放量 f_{car} 最少与运行成本 f_{eco} 最低。本文中,碳价所对应的碳成本已通过能源价格予以体现,显式引入碳排放目标仍用于表征低碳偏好并与价格信号互补,以获得更稳健的经济和低碳折中解。为解决碳交易与能源交易在时间尺度上的不匹配问题,本文对碳交易进行离散化处理,并将其分解为与能源调度周期一致的小时级交易单元。同时,对碳排放量和运行成本进行归一化处理,以保证优化目标的可比性。 f'_{car} 与 f'_{eco} 分别为碳排放量和运行成本归一化处理之后的值,通过单独以“最小化成本”为目标函数进行一次调度,得到纯经济最优成本,单独以“最小化碳排放量”为目标函数进行一次调度,得到纯低碳最优排放。具体计算方法就是将其对应值除以最大值得出。为了满足不同运行场景下的需求设置不同的 β_1 和 β_2 进行权重调节,占比满足 $\beta_1 + \beta_2 = 1$,具体如式(14)所示。

$$f = \beta_1 \min f'_{\text{eco}} + \beta_2 \min f'_{\text{car}} \quad (14)$$

IES 的运行成本包括能量转换主体的运行成本 f_{cost} 、对上级网络购售能量成本 f_{tran} 以及能量存储主体的运行维护成本 f_{ess} ,其中 IES 的总碳排放量包括内外主体涉及的所有碳排放,具体如式(15)、(16)所示。

$$f_{\text{eco}} = f_{\text{cost}} + f_{\text{tran}} + f_{\text{ess}} \quad (15)$$

$$\begin{cases} f_{\text{cost}} = \sum_{i \in I} \sum_{t=1}^T (c_i^p P_i(t) + c_i^g G_i(t) + c_i^h H_i(t) + c_i^l L_i(t)) \\ f_{\text{tran}} = \sum_{t=1}^T [c_{\text{ele}}^{\text{car}} (P_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t) - \alpha_{\text{sell}}^{\text{ele}} P_{\text{grid}}^{\text{sell}}(t)) + \\ c_{\text{gas}}^{\text{car}} (G_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t) - \alpha_{\text{sell}}^{\text{gas}} G_{\text{grid}}^{\text{sell}}(t))] \\ f_{\text{ess}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{SBU}} P_{\text{SBU}}(t) + c_{\text{HST}} H_{\text{HST}}(t) + c_{\text{GST}} G_{\text{GST}}(t) + \\ c_{\text{SGS}} G_{\text{SGS}}(t) + c_{\text{IST}} L_{\text{IST}}(t)) \end{cases} \quad (16)$$

$$f_{\text{car}} = \sum_{i \in I} \sum_{t=1}^T D_i(t) \quad (17)$$

式中: c_i^p 、 c_i^g 、 c_i^h 、 c_i^l 分别为电、气、热、冷单元 i 的成本系数; $I = \{\text{CHP}, \text{EB}, \text{P2G}, \text{EC}, \text{AC}\}$ 表示设备集合; $\alpha_{\text{sell}}^{\text{ele}}$ 、 $\alpha_{\text{sell}}^{\text{gas}}$ 分别为 IES 向电网、气网售能的折算系数; $P_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t)$ 、 $P_{\text{grid}}^{\text{sell}}(t)$ 和 $G_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t)$ 、 $G_{\text{grid}}^{\text{sell}}(t)$ 分别为 t 时段 IES 向上级网络的购、售电量和购、售气量; c_{SBU} 、 c_{HST} 、 c_{GST} 、 c_{SGS} 、 c_{IST} 分别为 SBU、HST、GST、SGS 和 IST 的运行维护成本系数; f_{car} 为碳排放量。

在对 IES 进行低碳经济优化调度的过程中,需要考虑 CHP、P2G、EB、EC、AC 的运行上、下限约束和爬坡约束等,详见附录 A 式(A7)和式(A8)。

为避免因缺乏全年碳排放管理而导致 IES 出现

超额碳排放风险,有必要构建考虑季节特征的调度方案。该方案基于不同季节的碳排放规律,计算对应的低碳需求信号,并将其纳入碳-能定价机制。

进一步,设计碳-能需求响应策略,分别从中长期与短期时间尺度推动 IES 低碳运行。在调度过程中,需兼顾系统运行的经济性与环境友好性,并确保电、热、气、冷、碳多类型能源在低碳转型过程中的供需平衡。基于历史数据分析,季节性低碳经济优化调度通过制定各季节的碳排放计划策略,并借助碳-能交互价格协同调节电、热、气负荷,以促进系统实现低碳经济运行。

该调度策略的构建主要包括以下环节:建立数学模型、优化碳-能定价机制、设计碳-能需求响应策略以及构建整体调度框架,多能耦合 IES 低碳经济优化调度过程如附录 A 图 A1 所示。其中,“符合市场价格条件”指判断在碳-能定价机制下的各类能源价格是否满足传统能源价格交易与碳价格交易的基本要求,需从政策层面评估引入碳价修正系数后的价格合理性;若不合理,则应调整碳价转换系数,以确保碳-能定价机制的有效性。最终,将上述优化调度模型整合为混合整数线性问题,并利用 MATLAB 平台中的 Yalmip 工具调用 Cplex 求解器进行数值求解与分析。

4 算例分析

4.1 仿真场景

本文研究的 IES 涵盖电、热、气、冷多类型能源的供需平衡,以 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 为单位对电、热、气各类型能源进行统一表述,电-气之间的转化量纲取为 $9.78 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$,电-热之间转化量纲取 $3600 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{kJ}$ 。设风电机组和光伏阵列的额定功率分别为 30 MW 和 15 MW 。

能量转换设备的装机容量设置如下:EB 的额定功率为 13 MW ;P2G 的额定功率为 12 MW ;CHP 的额定功率为 15 MW ;EC 的额定功率为 5 MW ;AC 的额定功率为 15 MW 。与上级电网交互功率设置如下:与电网的最大交互功率为 25 MW ;与气网的最大交互功率为 27 MW 。能量存储单元设置如下:SBU 的最大容量为 $15 \text{ MW} \cdot \text{h}$;HST 的最大容量为 $8 \text{ MW} \cdot \text{h}$;GST 的最大容量为 $10 \text{ MW} \cdot \text{h}$;IST 的最大容量为 $40 \text{ MW} \cdot \text{h}$;SGS 的最大容量为 $20 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

为准确表征风光出力的随机性,本文采用拉丁超立方抽样(Latin hypercube sampling, LHS)方法来捕捉新能源出力的概率分布特征。风电和光伏出力曲线与负荷需求曲线如附录 A 图 A2 所示。

为了对比分析本文所提的碳-能定价机制、碳-能需求响应策略与季节性低碳经济优化调度对 IES 低碳经济运行的影响,设置 5 种场景,如表 1 所示。

IES 运行参数取自文献[28]和文献[29],其他参

数则针对一些设备的实际工作效率等效表示,其中碳交易相关数据取自生态环境部印发《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》^[30]。综上,IES基本参数设置如附录A表A2所示。

表1 IES运行场景设置

Table 1 Settings for IES operation scenario

场景	定价机制	碳-能需求响应	季节性调度
1	传统	不考虑	不考虑
2	碳-能	不考虑	不考虑
3	碳-能	考虑	不考虑
4	传统	不考虑	考虑
5	碳-能	考虑	考虑

本文采用多时间尺度协同的方式展开:在中长期尺度上,以季节为单位对年度碳排放目标进行规划,并生成季节性低碳需求信号;在短期尺度上,IES的运行调度仍以小时为时间步长进行。在后续分析中,四季典型日下的调度结果反映了在中长期季节性碳排放规划约束下的短期运行行为。

4.2 碳-能需求响应策略结果分析

近6a风光负荷数据归一化后的结果以及碳排放系数变化如图2所示。

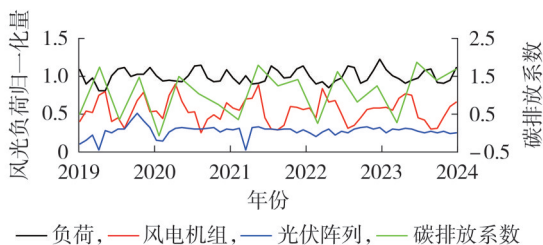


图2 历史数据处理结果

Fig.2 Results of historical data processing

经过一系列计算可知四季低碳需求信号值分别为0.059、0.407、0.235、0.299。各类型能源价格的四季分时段价格如图3所示。碳交易奖惩价格机制被整合到能源交易体系,同时将季节性低碳需求信号引入碳-能交互价格,从而对能源价格产生2个方面的影响:一是推动能源价格因碳交易奖惩价格机制

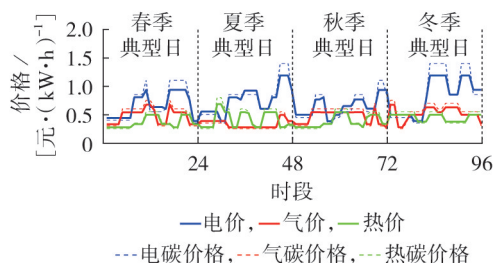
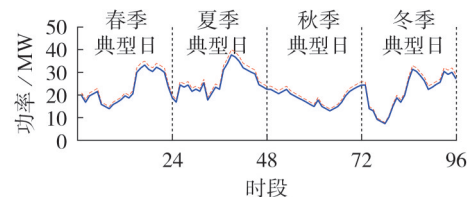


图3 各类型能源四季分时段价格

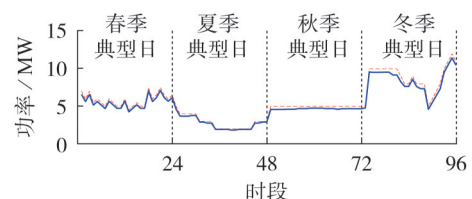
Fig.3 Prices of various types of energy at different times throughout four seasons

介入而导致原价格小幅度上下波动;二是在此基础上,不同季节的碳-能交互价格根据低碳需求的季节性特征进行差异化调整,并在单日时间尺度上呈现动态波动。通过建立季节性差异化的碳-能定价机制,实现了对IES在不同季节的碳排放行为的针对性引导。

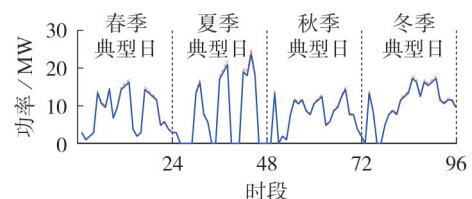
采用碳-能需求响应策略后,电、热、气各类型能量负荷中的可削减负荷和可转移负荷占比情况如附录A表A3所示,碳-能需求响应策略对电负荷、热负荷和气负荷的调节结果如图4所示。



(a) 电负荷



(b) 热负荷



(c) 气负荷

--- 采用碳-能需求响应策略前, — 采用碳-能需求响应策略后

图4 采用碳-能需求响应策略前、后负荷调节结果

Fig.4 Load regulation results before and after adopting carbon-energy demand response strategy

由图4可知,在碳-能交互价格中引入季节性低碳需求信号后,系统在中长期时间尺度引导高低碳需求季节之间的负荷调整趋势,即将夏季和冬季低碳需求较大的季节负荷,向春季和秋季低碳需求相对较小的季节进行转移;受限于时间尺度较长及可转移负荷占比较小,该策略主要表现为对各类负荷波动的平抑作用,在短期尺度上引导负荷在日内进行响应与调整。具体而言,电负荷、热负荷和气负荷的方差分别降低了10.13%、10.02%和9.23%,其调节效果如表2所示。

4.3 IES优化调度结果分析

为分析目标函数中权重调整对IES运行成本和碳排放量的影响,选择11种权重取值组合 $[\beta_1, \beta_2]$,具体为 $[(0, 1), (0.1, 0.9), (0.2, 0.8), \dots, (0.9, 0.1), (1, 0)]$,本文依次定义其为权重组合1—11,不同权

表2 碳-能需求响应策略对各类负荷的调节情况

Table 2 Adjustment of carbon-energy demand response strategy for various loads

响应阶段	负荷类型	平均值 / MW	方差
采用碳-能需求响应策略前	电负荷	23.73	47.89
	热负荷	5.66	5.80
	气负荷	8.86	42.49
采用碳-能需求响应策略后	电负荷	22.37	43.04
	热负荷	5.33	5.25
	气负荷	8.53	38.57

重组下 IES 的运行结果如图 5 所示。

在权重组合 1—5 中,运行成本降低幅度较大,达 24.601%,碳排放量提升幅度也较大,为 11.021%;在权重组合 7—11 中,运行成本降低幅度较大,达 2.931%,并且碳排放量提升幅度也是较大的,达 12.421%。并且由图 5 可以看出,针对权重组合 1—5,碳排放量变化幅度不大,但是运行成本变化幅度较大,针对权重组合 7—11,碳排放量和运行成本的变化幅度均比较大。综合考虑运行成本与碳排放量在不同权重下的运行结果后,为了充分体现本文所提方法对 IES 经济和低碳调节的有效性,后续分析选取运行成本和碳排放量的变化较为平稳的权重组合 6 进行分析。

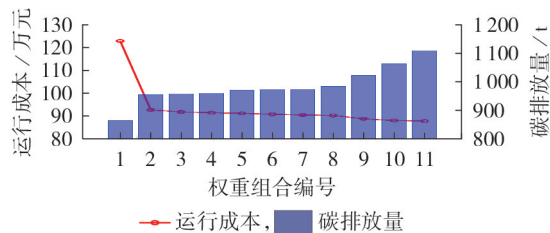


图5 不同权重组合运行结果

Fig.5 Operation results with different weight combinations

需要说明的是,权重扫描的目的在于刻画不同偏好下的决策差异,本文重点关注机制作用规律及对比结论的稳定性,并非依赖单一权重取值。

5种场景下碳排放量和运行成本的优化运行结果如表3所示,各场景的碳排放量和运行成本变化率如表4所示。由表4可知,在碳-能定价机制中引入碳-能需求响应策略,相较于传统定价机制,本文所提策略能够有效降低 IES 的碳排放和运行成本,具体分析如下。

1)由场景1与场景2的对比可知,在引入碳-能定价机制后,IES的运行成本和碳排放量均显著下降,表明碳-能定价机制对优化 IES 运行具有直接激励作用。

2)由场景2与场景3的对比可知,在已有碳-能定价机制的基础上引入碳-能需求响应策略,IES的运行成本和碳排放量进一步降低,说明碳-能需求响

表3 不同场景下优化运行数据

Table 3 Optimization operation data in different scenarios

场景	碳排放量 / t	运行成本 / 万元
1	1051.95	110.18
2	1028.93	107.05
3	1023.75	98.04
4	1028.49	106.63
5	972.83	90.84

表4 不同场景下碳排放量与运行成本对比

Table 4 Comparison of carbon emissions and operating costs under different scenarios

单位:%

场景对比情况	碳排放量变化率	运行成本变化率
场景1、2	2.19	2.84
场景2、3	0.49	8.41
场景1、4	2.19	3.22
场景1、5	7.52	17.55
场景3、5	4.99	7.35
场景4、5	5.44	14.81

应策略能够增强碳-能定价的优化效果。

3)由场景1与场景4的对比可知,在传统定价机制下引入季节性调度策略,IES运行成本与碳排放量均下降,表明季节性调度策略本身具有优化作用。

4)由场景1与场景5的对比可知,同时引入碳-能需求响应策略与季节性调度策略后,IES的运行成本与碳排放量大幅下降,这说明2种策略的耦合能够显著增强优化效果。

5)由场景3与场景5以及场景4与场景5的对比可知,在碳-能定价机制与碳-能需求响应策略的激励下,季节性调度策略的优化效果进一步增强,能够有效降低 IES 的运行成本与碳排放量。

由以上对比结果可知,季节性调度策略通过增加 SGS 运行时间与充放频率,减少低碳需求信号数值高于0.25的季节(夏季0.407和冬季0.299)下燃煤机组运行时间与对外购电量,缺失的部分能量由有低碳需求信号数值低于0.25的季节(春季0.059和秋季0.235)进行能量生产并由 SGS 进行能量长时间尺度转移。

与其他场景相比,场景5通过引入季节性碳排放规划,在中长期尺度上提前约束高碳排季节的运行空间,并通过 SGS 实现跨季节能量转移;在短期尺度上,系统仍依据小时级负荷与新能源出力进行动态调度。2种时间尺度的协同作用使系统在保证日内运行可行性的同时,实现了四季范围内的低碳经济优化。

在场景5四季典型日下“电-热-气-冷-碳”IES的动态平衡调度计划如附录A图A3所示。由图A3(a)可知,春季典型日、夏季典型日和秋季典型日的清洁能源出力较大,能够在能量充裕的时段向电网售电,

而在冬季典型日清洁能源出力较小且热负荷需求较大的情况下,则需要向电网大量购电以进一步保证EB耗电供热,为保证运行效率,CHP始终要保持运行,P2G作为电气转换枢纽在电能充裕时将其转换为天然气从而保证供需平衡;由图A3(b)可知,EB和CHP作为主要的供热设备为4个典型日的热负荷需求供能;由图A3(c)可知,IES的天然气主要来源于气网,由于效率原因只有少量来自P2G;由图A3(d)可知,IES的冷负荷主要集中在夏季典型日,IES的冷能主要来自于EC,在夏季典型日出力高峰期,AC也会将热能转换为冷能,从而保持供需平衡;由图A3(e)可知,在考虑碳-能定价机制下的IES实现碳与能源的同时出清,在冬季典型日下对外购买了大量碳排放配额,其他典型日也对外购买一定量碳排放配额,当碳排放配额多余时,对外出售。

4.4 不同类型储能剩余容量分析

为保证经济性,IES中各类型储能设备不仅能对清洁能源出力进行削峰填谷,还能实现峰谷价格套利,储能容量变化如图6所示。

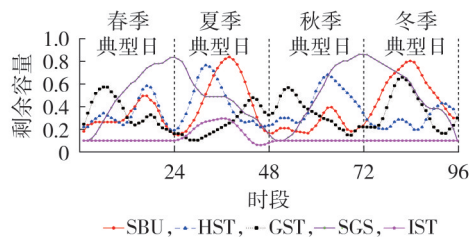


图6 四季典型日下各类型储能容量变化

Fig.6 Changes in different types of energy storage capacity during typical days in four seasons

为了保证IES利益最大化,ESS、HST和GST主要跟随碳-能交互价格的峰谷分布进行削峰填谷,在谷时主要进行充能,在峰时则进行放能。冷能来源于电能与热能,因此IST价格变化也是跟随碳-能交互价格的峰谷分布进行削峰填谷。由图6可知,SGS跟随季节低碳需求信号进行充放,在低碳需求较小的春季典型日和秋季典型日充能,在低碳需求较大的夏季典型日和冬季典型日放能,通过SGS的跨季节能量转移进一步响应季节性调度策略,调节各季节下IES的碳排放量。

不同场景下储能容量变化对比结果如图7所示。由图7(a)可知:场景1、场景2、场景4中,IST在各典型日下都有波动;场景3与场景5中,IST几乎仅在夏季典型日的冷负荷高峰时波动,并且在场景5中的波动要小于场景3。场景5中,IST表现出更高的稳定性、效率和更少的能量损失,IST能够在不同的操作条件下保持较低的剩余容量波动,相比其他场景,其在节约能源和设备保护方面具有明显优势。

由图7(b)可知:SGS剩余容量变化范围由0.1~

0.5提高到0.1~0.9。可以看出,在考虑碳-能定价机制与碳-能需求响应策略的激励下,SGS出力大幅度提高,这说明季节性调度策略在碳-能定价机制与碳-能需求响应策略的促进下,其调节效果远高于传统定价机制。

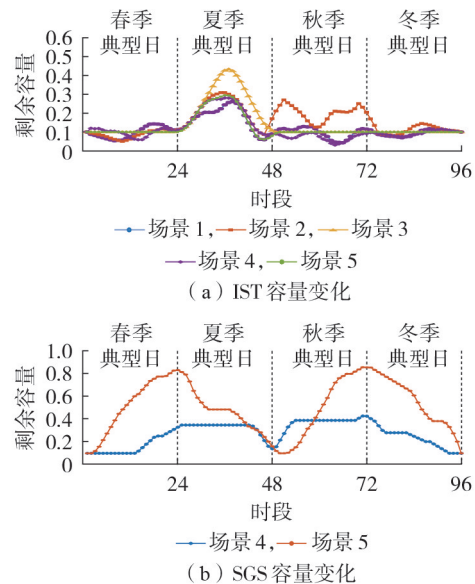


图7 不同场景下储能容量变化对比

Fig.7 Comparison of energy storage capacity change in different scenarios

5 结论

为减少IES碳排放,实现碳-能与能量的协同出清,本文通过打破碳交易与能量交易在时间尺度上的壁垒,提出了面向多能耦合IES的碳-能需求响应与季节性低碳经济优化调度方法。通过仿真分析验证了所提方法对IES低碳经济运行的有效性,得出以下结论。

1)本文所提碳-能定价机制通过嵌入碳交易奖惩价格与季节性低碳需求信号,有效调节用户侧负荷,平抑了电、热、气负荷波动,负荷方差分别降低了10.13%、10.02%、9.23%。

2)碳-能需求响应策略与季节性低碳经济优化调度的协同作用显著提升了系统的综合性能。在典型场景5(碳-能定价机制+碳-能需求响应+季节性调度)下,系统碳排放量较传统场景降低了7.52%,运行成本降低了17.55%。

3)SGS在跨季节能量转移中发挥关键作用,实现了高低碳需求季节间的能量再分配,进一步增强了系统的低碳经济性与运行灵活性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家发展和改革委员会,国家能源局. 关于印发“十四五”现代能源体系规划的通知[EB/OL]. (2022-01-29)[2024-03-

- 27]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c_1310524241.htm.
- [2] 科技部,国家发展和改革委员会,工业和信息化部,等. 科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022—2030年)[EB/OL]. (2022-08-18)[2024-03-27]. https://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgnr/qtwj/qtwj2022/202208/t20220817_181986.html.
- [3] 林锬,刘丽军,蒋怡晴,等. 考虑改进低碳需求响应的掺氢电-气综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备,2026,46(2):12-21.
LIN Kun, LIU Lijun, JIANG Yiqing, et al. Optimal scheduling of hydrogen-blended integrated electricity-gas system considering improved low-carbon demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2026, 46(2): 12-21.
- [4] 李军徽,董福财,郭琦,等. 考虑碳捕集设备和调峰主动性的含储能电力系统多目标低碳调度[J/OL]. 电力自动化设备. (2025-09-01)[2025-10-29]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202508024>.
- [5] 杜易达,王迩,谭忠富,等. 电-碳-气-绿证市场耦合下的电氢耦合系统运行优化研究[J]. 电网技术,2023,47(8):3121-3131.
DU Yida, WANG Er, TAN Zhongfu, et al. Operation optimization of electro-hydrogen coupling system under coupling of electricity, carbon, gas and green card market [J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3121-3131.
- [6] 吴佳琦,张谦,黄耀宇,等. 计及电动汽车的综合能源系统多主体协同低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,2024,48(12):36-47.
WU Jiaqi, ZHANG Qian, HUANG Yaoyu, et al. Multi-agent collaborative low-carbon economic dispatch in integrated energy system considering electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 36-47.
- [7] 郭静蓉,向月,吴佳婕,等. 考虑CCUS电转气技术及碳市场风险的电-气综合能源系统低碳调度[J]. 中国电机工程学报,2023,43(4):1290-1302.
GUO Jingrong, XIANG Yue, WU Jiajie, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated electricity-gas energy systems considering CCUS-P2G technology and risk of carbon market [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1290-1302.
- [8] 杨冬峰,吴子阳,张承鑫,等. 考虑低碳需求响应的含捕碳储能综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报,2025,37(6):13-23.
YANG Dongfeng, WU Ziyang, ZHANG Chengxin, et al. Optimal scheduling of integrated energy system with carbon capture and energy storage considering low-carbon demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025, 37(6): 13-23.
- [9] 粟世玮,吴仕龙,李咸善,等. 考虑生物质-太阳能耦合的综合能源系统冷热电优化调度[J/OL]. 南方电网技术. (2025-06-04)[2026-01-27]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20250604.0927.004>.
- [10] 卢佳富,梁宁,徐慧慧,等. 动态碳-绿证交易交互机制下多综合能源系统协调优化调度[J]. 电力系统自动化,2025,49(9):52-60.
LU Jiafu, LIANG Ning, XU Huihui, et al. Coordinated optimal dispatch of multiple integrated energy systems under dynamic carbon-green certificate trading interaction mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(9): 52-60.
- [11] 傅嘉琪,孙永辉,殷晨旭,等. 计及动态激励机制的园区综合能源系统低碳优化[J]. 电网技术,2025,49(11):4638-4648.
FU Jiaqi, SUN Yonghui, YIN Chenxu, et al. Low-carbon optimization of park integrated energy system considering dynamic incentive mechanisms [J]. Power System Technology, 2025, 49(11): 4638-4648.
- [12] 陆磊磊,张高航,李凤婷,等. 考虑绿电-绿氢证书联合交易机制的区域综合能源系统源荷储优化调度[J]. 电网技术,2026,50(2):661-671.
LU Jinglei, ZHANG Gaohang, LI Fengting, et al. Optimal source-load-storage scheduling for regional integrated energy systems considering a joint green power-green hydrogen certificate trading mechanism [J]. Power System Technology, 2026, 50(2): 661-671.
- [13] 周益民,杨博,胡袁炜骥,等. 考虑绿证-碳交易的多能互补综合能源系统电-热-气协同低碳优化调度[J]. 电网技术,2025,49(6):2428-2435.
ZHOU Yimin, YANG Bo, HU Yuanweiji, et al. Electricity-heat-gas collaborative low-carbon optimal dispatch of multi-energy complementary integrated energy system considering green certificate and carbon emission trading [J]. Power System Technology, 2025, 49(6): 2428-2435.
- [14] 赵晶晶,周瑞康,王涵,等. 考虑绿证-碳配额互认与热网储热的综合能源系统优化调度[J/OL]. 电力系统及其自动化学报. (2025-06-04)[2026-01-27]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.001620>.
- [15] 李宏仲,叶静巧. 考虑碳排放权复合调节下的电碳市场协同交易决策模型[J]. 中国电机工程学报,2026,46(1):115-126.
LI Hongzhong, YE Jingqiao. A coordinated trading mechanism for electricity and carbon markets with composite regulation of carbon emission rights [J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(1): 115-126.
- [16] 张靖,李勇,曹一家,等. 计及需求侧管理与碳排放的综合能源系统光-储设备优化配置方法[J]. 电力自动化设备,2024,44(7):189-197.
ZHANG Jing, LI Yong, CAO Yijia, et al. Optimal configuration approach of PV-ESS for integrated energy system considering demand-side management and carbon emission [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 189-197.
- [17] 胡超,谢丽蓉,卞一帆,等. 考虑P2G-CCS的多能源微网电热共享储能的低碳经济配置规划[J/OL]. 电力自动化设备. (2025-08-08)[2025-12-12]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202508004>.
- [18] 乐生铜,张亚超,朱蜀,等. 考虑低碳需求响应的碳捕集燃煤电厂配置-运行协同优化[J]. 电力自动化设备,2024,44(7):278-286.
LE Shengtong, ZHANG Yachao, ZHU Shu, et al. Collaborative optimization of configuration-operation for coal-fired power plants with carbon capture considering low-carbon demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 278-286.
- [19] 吉兴全,李元芳,叶平峰,等. 源-网-荷-储与低碳-经济双重协同的电力系统规划[J]. 电力自动化设备,2025,45(9):174-182.
JI Xingquan, LI Yuanfang, YE Pingfeng, et al. Power system planning based on double synergy of source-network-load-storage and low carbon-economy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(9): 174-182.
- [20] 舒征宇,方曼琴,李黄强,等. 计及季节性碳排的综合能源系统经济优化调度[J]. 智慧电力,2025,53(9):37-47.
SHU Zhengyu, FANG Manqin, LI Huangqiang, et al. Economic optimal scheduling of integrated energy systems considering seasonal carbon emissions [J]. Smart Power, 2025, 53(9): 37-47.
- [21] 颜宁,马广超,李相俊,等. 基于季节性碳交易机制的园区综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报,2024,44(3):918-931.
YAN Ning, MA Guangchao, LI Xiangjun, et al. Low-carbon economic dispatch of park integrated energy system based on seasonal carbon trading mechanism [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(3): 918-931.
- [22] 叶宇静,邢海军,米阳,等. 考虑低碳需求响应及主从博弈的综

- 合能源系统低碳优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 34-43.
- YE Yujing, XING Haijun, MI Yang, et al. Low-carbon optimal dispatching of integrated energy system considering low-carbon demand response and Stackelberg game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 34-43.
- [23] 生态环境部. 全国碳排放权交易管理办法(试行)[EB/OL]. (2021-05-14)[2024-03-27]. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/202101/t20210105_816131.html.
- [24] 马广超, 颜宁, 王明强, 等. 基于“碳-能”协同响应的综合能源系统季节性低碳经济优化调度方法[J]. 电网技术, 2025, 49(3): 955-965.
- MA Guangchao, YAN Ning, WANG Mingqiang, et al. Seasonal low-carbon and economic optimal scheduling method of integrated energy system based on “carbon-energy” collaborative response[J]. Power System Technology, 2025, 49(3): 955-965.
- [25] 姚明明, 张新, 杨培宏, 等. 基于改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 115-130.
- YAO Mingming, ZHANG Xin, YANG Peihong, et al. Low-carbon optimal scheduling of source-grid-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 115-130.
- [26] 陈鑫, 王果, 闵永智, 等. 计及低碳与经济的配电网源-网-荷-储协同规划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(7): 1-15.
- CHEN Xin, WANG Guo, MIN Yongzhi, et al. A source-network-load-storage collaborative planning model for a distribution network considering low carbon and economy[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(7): 1-15.
- [27] 张庆, 王涛, 李川. 计及柔性负荷和碳流的园区综合能源系统优化运行模型研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(6): 54-61.
- ZHANG Qing, WANG Tao, LI Chuan. Optimal operation model of park integrated energy systems considering flexible loads and carbon flows[J]. Smart Power, 2024, 52(6): 54-61.
- [28] HE Houyu, LUO Zhao, WANG Qian, et al. Joint operation mechanism of distributed photovoltaic power generation market and carbon market based on cross-chain trading technology[J]. IEEE Access, 2020, 8: 66116-66130.
- [29] LI Xiangjun, MA Rui, GAN Wei, et al. Optimal dispatch for battery energy storage station in distribution network considering voltage distribution improvement and peak load shifting [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(1): 131-139.
- [30] 生态环境部. 关于印发《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》《纳入2019-2020年全国碳排放权交易配额管理的重点排放单位名单》并做好发电行业配额预分配工作的通知[EB/OL]. (2021-01-21)[2025-03-27]. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230_815546.html.

作者简介:

胡国祥(2002—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统低碳经济调度、多微网综合能源系统优化运行(E-mail: 241606010017@hhu.edu.cn);

史林军(1976—), 男, 副教授, 博士, 通信作者, 主要研究方向为新能源发电、储能及其在电力系统中的应用(E-mail: eec@hhu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Seasonal low-carbon economic optimization scheduling of integrated energy system considering carbon-energy pricing mechanism

HU Guoxiang, SHI Linjun, LI Yang, WU Feng

(School of Electrical and Power Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: To achieve the integrated clearing of energy and carbon emission quotas within the multi-energy coupled integrated energy system (IES) and solve the problem of seasonal carbon emission planning, an operation strategy combining carbon-energy demand response and seasonal low-carbon economic optimization scheduling is proposed. An IES model of electricity-heat-gas-cold-carbon coordination among multiple types of entities such as energy production, conversion, storage and upper-level networks considering system operation and carbon quota allocation is constructed. Moreover, to solve the mismatch problem between carbon trading and energy trading on the time scale, carbon trading is discretized and decomposed into hourly trading units consistent with the energy scheduling cycle. Furthermore, a carbon-energy demand response strategy taking into account the carbon-energy pricing mechanism is proposed, embedding the carbon trading reward and punishment prices into the energy price mechanism, and introducing seasonal low-carbon demand signals to guide user-side responses. A seasonal low-carbon economic optimization scheduling model is established, which takes into account the uncertainty of renewable energy and aims at minimizing the carbon emissions and operating costs. The simulative results show that the proposed strategy can effectively mitigate load fluctuations, significantly reduce system carbon emission and operating costs, which verifies the effectiveness of carbon-energy demand response and seasonal optimization scheduling in improving the comprehensive performance of the system.

Key words: multi-energy coupling; carbon-energy demand response; seasonal scheduling; low-carbon economy; optimization scheduling; carbon trading; integrated energy system; electricity-heat-gas-cold-carbon coordination model