

考虑氢储一体化协同的综合能源系统低碳优化

潘超¹, 刘继哲¹, 孙勇², 李宝聚², 方家琨³, 王尧²

(1. 东北电力大学 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, 吉林 吉林 132012;

2. 国网吉林省电力有限公司, 吉林 长春 130031;

3. 华中科技大学 强电磁工程与新技术国家重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要:针对可再生能源消纳问题,基于电-热-氢能交互拓扑,研究电-热-氢综合能源系统灵活性资源协同调控。考虑灵活性资源与异质能流的互补影响,构建经济成本、风光消纳率、碳排放量等多评价指标评价电-热-氢多能调控策略。基于负荷碳排放信息,提出电-热-氢交互能流溯源方法,利用碳流拓扑信息辅助多能调控决策。通过对实际区域电网进行仿真,分析多元灵活性资源响应对系统综合效益的改善效果,研究电-热-氢系统的源荷协同特性,结果验证了所提方法的有效性与合理性。

关键词:综合能源系统;灵活性资源;电-热-氢;低碳

中图分类号:TM715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202311001

0 引言

在能源转型和“双碳”战略目标背景下,构建以多能耦合为核心的综合能源系统(integrated energy systems, IES)对提升能效水平、增强碳汇能力具有重要意义^[1-2]。为突破目前可再生能源面对的困境,需要拓展传统系统用能方式,挖掘利用城市多能系统蕴含的巨大灵活性^[3]。其中,氢能作为未来国家能源体系的重要组成部分,具备低碳清洁、长期储存、等密度能储量高及生产消纳多元等优势,是终端用能实现低碳灵活协调运行的重要元素^[4]。

在电-热-氢 IES 研究方面,我国东北地区因地制宜,已在多处风光资源丰富的区域大力发展电-热-氢 IES^[5]。氢储方式主要采用碱性电解^[6]、质子交换膜电解^[7]、固体氧化物电解^[8]这3种技术路线,其中固体氧化物电解池(solid oxide electrolytic cell, SOEC)、固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)因其具有高效、逆向运行等优势,已成为了 IES 优化的研究热点。文献[9]计及风电不确定性,运用氢储能整合间歇性电源与电力系统的优化配置。文献[10]考虑氢能系统热回收利用,分析氢储能的电-热协调运行能力。文献[11]制定电-氢储能能量管理策略,并基于此策略完成平抑风光波动的储能容量配置。上述文献主要以电-热、电-氢耦合为主,提供最优配置及协调优化方案,但忽略了城市级一体化电-热-氢多能耦合的互补影响。

在灵活性资源研究方面,相较于传统电网中的

能源单一性、分配单向性,深度挖掘灵活性资源对于提升 IES 灵活调控裕度、促进源网荷互动协同具有积极作用^[12]。文献[13]通过调集多种冷热负荷进行调控,优化系统规划方案。文献[14]通过提高部分弃风弃光率,利用配电网安全域方法,制定风、光电源消纳方案。文献[15]考虑多种不可控分布式电源和负荷,构建主动调控资源参与配电网协同规划的决策模型。上述研究大多对灵活性资源参与 IES 调控进行了分析,但对于含氢能 IES 的多能互补及供需互动的协同优势尚未开展系统深入的研究。

在碳排交易及能流刻画研究方面,文献[16]将碳交易和碳税引入系统决策,制定光热电站及氢储能的 IES 低碳运行策略。文献[17]构建计及统一时间尺度的顺序协同估计框架,基于对称正定理论,完成 IES 协同状态估计。上述研究的碳交易计算主要采用宏观统计的办法^[18],即整合各类燃料的消耗总量和碳排放因子计算碳排放量^[19],但其具有一定的滞后性并脱离了系统的潮流约束,并且无法直观呈现出碳排放能在能源产生、转化及消耗的流动过程。

综上所述,本文对区域电-热-氢 IES 低碳灵活调控进行研究,挖掘多能系统多元灵活性资源,提出一种基于负荷碳排放信息的能量溯源方法,描述 IES 碳排放流动过程;计及多能联供效益、新能源渗透及低碳减排,建立低碳灵活协调模型;以城市区域系统为研究对象,模拟多场景多能耦合的调控效果,分析风光出力间歇性和灵活性资源调整对系统运行的影响,并评估其综合效益。通过负荷碳排放信息流刻画多能耦合系统互动互联响应,从而对所提方法进行验证。

1 电-热-氢能交互拓扑与调控策略

构建电-热-氢 IES 多能交互拓扑如图1所示。

收稿日期:2023-07-07;修回日期:2023-10-17

在线出版日期:2023-11-16

基金项目:国家重点研发计划项目(2022YFB2404001)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2022YFB2404001)

该系统由电热供/用能及氢能子系统组成,包括电、热、氢 3 种能量流。其中,供能子系统由热电联产(combined heat and power, CHP)、风电、光伏以及电制热设备组成;用能子系统由根据差异化行业布局划分的多种用电负荷以及生活/生产用热负荷组成;氢能子系统由 SOEC/SOFC、氢储能、氢燃料汽车等小型用氢单元以及氢能外送组成。由于市内工商以及居民的电、热能流拓扑存在强相似性,因此基于电热架构的能流调控具有较高的协同效果;并且氢能子系统利用电-氢-电(热)的能量流动完成供/用能的深度交互,便于实现多能耦合的转化与协同。在此过程中,可以考虑将源-储-荷侧的灵活资源作为参与系统调控的辅助手段,其中 SOEC、SOFC 作为电-热-氢转化设备,CHP、电制热设备作为电热转化设备。

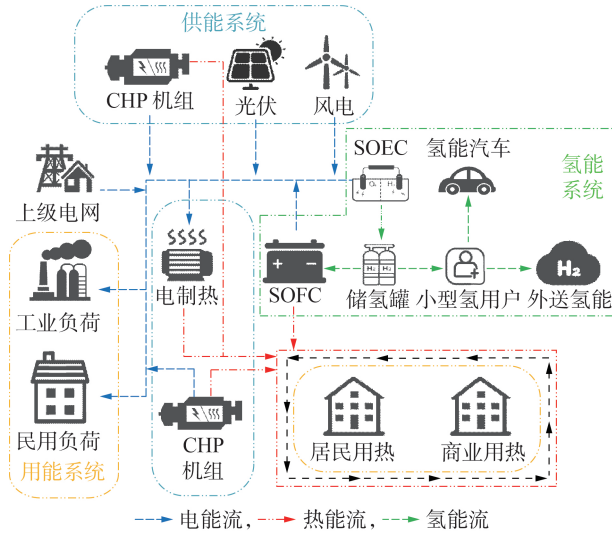


图1 电-热-氢 IES 能流交互拓扑图

Fig.1 Topology diagram of electricity-heat-hydrogen IES energy flow interaction

针对新能源出力的间歇性问题,基于电-热-氢能流交互拓扑研究协同调控策略。当风光供能充足时,风光电源既可选择上网供电也可选择电氢转化,由 SOEC 吸纳功率以氢能形式存储;当风光供能匮乏时,通过氢电转化的方式,由 SOFC 补足系统缺额^[20]。在季节性热能耗费阶段,通过以 CHP 为主、电热转化为辅的途径满足供暖需求^[21];同时发挥 SOFC 产电生热优势完成氢热转化补充,以填补系统的热功率缺额。另外,氢储可作为能量载体进入交通、环保、化工、冶金等行业。

2 灵活性资源参与多能耦合建模

电-热-氢 IES 发挥多能耦合优势,通过多能流互补协调控制缓解供需不平衡压力,并利用多种灵活资源消纳可再生能源。在此过程中,需构建电-热-

氢的多能耦合模型与可控负荷调控模型。

2.1 电能替代灵活性资源

2.1.1 电-氢耦合

SOEC、SOFC 具有高效、清洁等优点,是电-热-氢 IES 的耦合枢纽。通过建设 SOEC/SOFC 在储能运行过程中动态吸收能量并适时释放,以平抑风光波动,并提升系统对可再生能源的消纳能力^[8],对应模型为:

$$M_t^{\text{SOEC}} = P_t^{\text{SOEC}} \eta_{\text{SOEC}} \Delta t / T^{\text{H}_2} \quad (1)$$

$$P_t^{\text{SOFC}} = M_t^{\text{SOFC}} \eta_{\text{SOFC}} \Delta t T^{\text{H}_2} \quad (2)$$

$$C_{\text{SOEC/SOFC}} = \sum_{i=1}^n (\alpha_{\text{SOEC}} P_{\text{max}}^{\text{SOEC}}(i) + \alpha_{\text{SOFC}} P_{\text{max}}^{\text{SOFC}}(i) + \beta_{\text{SOFC}} H_{\text{max}}^{\text{SOFC}}(i)) \quad (3)$$

式中: M_t^{SOEC} 、 M_t^{SOFC} 分别为 t 时刻的 SOEC 产氢功率、SOFC 耗氢功率; P_t^{SOEC} 、 P_t^{SOFC} 分别为 t 时刻的 SOEC 耗电功率、SOFC 发电功率; η_{SOEC} 、 η_{SOFC} 分别为 SOEC、SOFC 的工作效率; T^{H_2} 为氢气的高热值; $C_{\text{SOEC/SOFC}}$ 为 SOEC/SOFC 协同成本; α_{SOEC} 、 α_{SOFC} 和 β_{SOFC} 分别为 SOEC、SOFC 单位电功率成本和 SOFC 单位热功率成本; $P_{\text{max}}^{\text{SOEC}}(i)$ 为第 i 台 SOEC 的最大耗电功率; $P_{\text{max}}^{\text{SOFC}}(i)$ 、 $H_{\text{max}}^{\text{SOFC}}(i)$ 分别为第 i 台 SOFC 的最大发电功率、热功率; n 为氢储一体化装置数量; Δt 为单位时段时长。

2.1.2 氢储灵活性资源

在灵活性需求、自然环境条件要求下,本文采用钢质碳纤维缠绕大容积储氢容器作为氢储装置,其模型为:

$$P_F = \frac{\left| \sum_i P_{F, \uparrow}^i - \sum_i P_{F, \downarrow}^i \right|}{\left| \sum_i P_{F, \uparrow}^i \right|} \quad (4)$$

$$\gamma = \frac{\sum_i P_F^{\text{max}}}{(P_T + P_W) \eta^{\text{H}_2}} \quad (5)$$

$$C^{\text{H}_2} = \sum_{i=1}^n \frac{E_{\text{IN}}^{\text{H}_2}}{\rho^{\text{H}_2}} C_{\text{BOX}}^{\text{H}_2}(i) + C_{\text{YW}}^{\text{H}_2} \quad (6)$$

式中: P_F 表征源侧灵活性; $P_{F, \uparrow}^i$ 、 $P_{F, \downarrow}^i$ 分别为增添第 i 台氢储前、后的源侧灵活功率; P_F^{max} 为源侧最大灵活功率; γ 为氢储匹配度; η^{H_2} 、 P_T 、 P_W 分别为清洁能源转化效率、光伏出力、风电出力; C^{H_2} 、 $C_{\text{BOX}}^{\text{H}_2}(i)$ 、 $C_{\text{YW}}^{\text{H}_2}$ 、 $E_{\text{IN}}^{\text{H}_2}$ 、 ρ^{H_2} 分别为氢储总成本、第 i 台储氢罐成本、储氢罐运维成本、储氢日进量、氢气密度。

2.1.3 电-热耦合

抽气式 CHP 相比于背压式 CHP 更具灵活性,有利于与电制热设备和 SOFC 供热设备协同配合,提高 IES 的电热调节能力,其模型为:

$$P_t^{\text{CHP}} = \mu_{\text{CHP}} H_t^{\text{CHP}} + W^{\text{CHP}} \quad (7)$$

$$C_{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^{24} \left[S_{\text{CHP}}^a (P_t^{\text{CHP}} + \mu_{\text{CHP}} H_t^{\text{CHP}})^2 + S_{\text{CHP}}^b (P_t^{\text{CHP}} + \mu_{\text{CHP}} H_t^{\text{CHP}}) + S_{\text{CHP}}^c \right] \quad (8)$$

式中: C_{CHP} 为 CHP 机组运行成本; P_t^{CHP} 、 H_t^{CHP} 分别为 t 时刻 CHP 机组的供电功率、供热功率; μ_{CHP} 、 W^{CHP} 分别为 CHP 机组提升单位热功率时电功率的减少值、CHP 机组供电常数; S_{CHP}^a 、 S_{CHP}^b 、 S_{CHP}^c 为 CHP 机组的特征系数。

2.1.4 氢-热耦合

SOFC 发挥氢-热转化优势, 补充 IES 热负荷相对缺额, 其氢-热转化模型为:

$$H_t^{\text{SOFC}} = P_t^{\text{SOFC}} \kappa_{\text{SOFC}} \quad (9)$$

式中: H_t^{SOFC} 、 κ_{SOFC} 分别为 t 时刻 SOFC 的热功率、热电转化系数。

2.1.5 电制热灵活性资源

电制热设备可以降低 CHP 供热负担, 通过消耗电能为热用户提供高品位热能, 为风光电能消纳提供了一条额外途径, 其模型为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{EB}} \leq P_{\text{max}}^{\text{EB}} \\ H_t^{\text{EB}} = \mu_{\text{EB}} P_t^{\text{EB}} \\ C_{\text{EB}} = \omega_{\text{EB}} \sum_{t=1}^{24} P_t^{\text{EB}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: μ_{EB} 为电制热设备电热转换效率; H_t^{EB} 为 t 时刻电制热设备热功率; P_t^{EB} 、 $P_{\text{max}}^{\text{EB}}$ 分别为 t 时刻电制热设备功率及其最大值; ω_{EB} 、 C_{EB} 分别为电制热设备的电能转换系数、成本。

2.2 电能灵活性资源

本文的电能灵活性资源以负荷为主, 可分为工业、商用及民用3类。研究表明^[12], 工业负荷具有耗电量、集中可控容量大等特点, 可以作为灵活资源参与调控的主要因素, 电能灵活性资源负荷曲线如附录 A 图 A1 所示。

根据差异化行业布局特点, 通过改变企业生产计划、调整运行时间等措施, 转移削减部分用电负荷以响应系统调控。对于可控负荷, 主要分为长时(5~10 h)响应和短时(1~3 h)响应, 长时响应适用于用电相对平稳且持续时间长的负荷, 短时响应适用于存在显著波动且用电时间相对集中的负荷。结合某省工业用户调研统计情况, 依据负荷调整特性选取4种可控负荷: 可控负荷1代表制造业可控负荷, 长时间保持稳定用电量, 且具有明显的升降趋势, 其调整特性为长时段可转移负荷; 可控负荷2代表轻工业负荷, 具有明显的波峰和相对集中的用电时段, 其调整特性为短时段高峰平移再分配负荷; 可控负荷3代表生产加工工业负荷, 用电量相对平稳, 且具有明显的间歇特性, 其调整特性为长时段可提前或延迟负荷; 可控负荷4代表冶金工业负荷, 负荷波动明显且

具有较大的峰谷差, 其调整特性为短时段可削减负荷。4种典型负荷日波动曲线及相应调整特性曲线如附录 A 图 A2 所示。

根据4种典型负荷用电行为及其调整特性, 构建其灵活性经济模型, 如式(11)~(15)所示。

$$C_L = \sum_{l=1}^4 C_L(l) \quad (11)$$

$$C_L(l) = \sum_{t=T_b(l)}^{T_e(l)} P_t(l) C_t^{\text{type}}(l) \quad (12)$$

$$T_e(l) = T_b(l) + T_c(l) \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{\sum_{t=T_b(l)}^{T_e(l)} P_t(l)}{P_t^{\text{max}}} \quad (14)$$

$$L_F = \frac{\left| \sum_l L_{F, \uparrow}^l - \sum_l L_{F, \downarrow}^l \right|}{\left| \sum_l L_{F, \uparrow}^l \right|} \quad (15)$$

式中: C_L 为负荷调控总成本; $C_t^{\text{type}}(l)$ 为 t 时刻可控负荷 l 参与调控的补偿价格; $T_b(l)$ 、 $T_c(l)$ 、 $T_e(l)$ 分别为可控负荷 l 的开始、持续及结束时刻; ε 为可控负荷参与度; $C_L(l)$ 、 $P_t(l)$ 分别为可控负荷 l 参与调控的运行成本及其 t 时刻的调整功率; L_F 为荷侧灵活性; P_t^{max} 为 t 时刻荷侧最大灵活功率; $L_{F, \uparrow}^l$ 、 $L_{F, \downarrow}^l$ 分别为可控负荷 l 参与前、后的荷侧灵活功率。

2.3 供能网络建模

供能网络模型主要由电网和热网模型组成, 其网架结构类似, 均可成为能量转化、流动的载体。

2.3.1 电网模型

电网模型采用经典交流潮流模型, 如式(16)所示。

$$\begin{cases} P_x = U_x \sum_{y=1}^{n_E} U_y (G_{xy} \cos \theta_{xy} + B_{xy} \sin \theta_{xy}) \\ Q_x = U_x \sum_{y=1}^{n_E} U_y (G_{xy} \sin \theta_{xy} - B_{xy} \cos \theta_{xy}) \end{cases} \quad (16)$$

式中: P_x 、 Q_x 分别为节点 x 注入的有功功率和无功功率; U_x 为节点 x 的电压幅值; G_{xy} 、 B_{xy} 分别为节点导纳矩阵中节点 x 、 y 对应的电导、电纳; θ_{xy} 为节点 x 、 y 间的电压相位差; n_E 为电力系统的节点数。

2.3.2 热网模型

为了便于描述热能流动, 假设热网各节点回水温度恒定, 且同一时段热负荷需求相同^[22], 如式(17)所示。

$$\frac{T_s - T_o}{T_s - T_a} m_k = \frac{\frac{\lambda_1 L_1}{d_1} + \frac{\lambda_2 L_2}{d_2} + \dots + \frac{\lambda_k L_k}{d_k}}{c_w} + \frac{\Phi_{j,t}^H}{c_w (T_s - T_a)} \quad (17)$$

式中: T_s 、 T_o 分别为节点供水、回水温度; T_a 为环境温度; m_k 为管道 k 的流量, 定义管道流量标幺值 $d_1 =$

$m_1/m_k, d_2=m_2/m_k, \dots, d_{k-1}=m_{k-1}/m_k, d_k=1; \lambda_k, L_k$ 分别为管道 k 的传热系数、长度; c_w 为水比热容参数; $\phi_{j,t}^H$ 为 t 时刻热网节点 j 的热负荷。

3 基于电-热-氢交互的碳流拓扑描述

电-热-氢能量传输和转换过程中,嵌入在各能流中的碳依附于 IES 中的能量传输环节进行转移^[23]。随着异质能流的转换,碳排放也随之在不同能源系统中流动^[18-19]。本文考虑潮流约束计算 IES 负荷碳排放,描述多时间尺度下能量生产与消费过程中碳排放的转换关系。

基于分布式并网潮流约束的负荷碳排模型为:

$$\begin{cases} P_{xy}^B = \begin{cases} p_{xy} & p_{xy} > 0 \\ 0 & p_{xy} \leq 0 \end{cases} \\ P_G^{gy} = \begin{cases} p_{gy} & g, y \in G \\ 0 & g, y \notin G \end{cases} \\ P_L^{my} = \begin{cases} p_{my} & m, y \in M \\ 0 & m, y \notin M \end{cases} \\ P_z = [P_B \ P_G]^T \\ P_N = \text{diag}(\xi_{N+K} P_z) \\ E_N = (P_N - P_B^T)^{-1} P_G E_G \\ R_L = P_L E_N \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_{xy}^B 为支路潮流分布矩阵 P_B 的第 x 行第 y 列元素; p_{xy} 为流经支路 xy 的有功功率; P_G^{gy} 为电源注入矩阵 P_G 的第 g 行第 y 列的元素; p_{gy}, G 分别为第 g 台机组接入节点 y 的有功功率及电源集合矩阵; P_L^{my} 为负荷分布矩阵 P_L 的第 m 行第 y 列的元素; p_{my}, M 分别为第 m 个负荷接入节点 y 的有功功率及负荷集合矩阵; $P_z, P_N, \xi_{N+K}, E_N, E_G$ 分别为辅助矩阵、节点有功通量矩阵、 $N+K$ 阶行向量、节点碳势向量、各电源碳排放强度; N, K 分别为 P_G 的行、列数; R_L 为负荷碳排放向量。

基于负荷碳排信息,提出电-热-氢交互能流溯源方法。热网碳排放流动依附于供热管道中介质的流动,遵循碳排放量守恒定律,利用热负荷交换能量沿供热路径逆向推导热源碳排,构建模型如式(20)所示。

$$R^{H_L} = P^{H_L} E^{H_L} \quad (20)$$

式中: $R^{H_L}, P^{H_L}, E^{H_L}$ 分别为热负荷碳排向量、热网负荷向量及单位热负荷碳排强度。

氢能系统集中于分布式电源接入节点,其碳排依赖于该节点耦合的电热负荷,构建模型如式(21)所示。

$$R^{H_2} = \sum_c (P^{H_L}(c) + P_L(c)) E^{H_2}(c) \quad (21)$$

式中: R^{H_2} 为氢负荷碳排量; $P^{H_L}(c), P_L(c), E^{H_2}(c)$ 分别

为氢-热节点负荷、氢-电节点负荷、单位氢负荷碳排放强度; c 表示氢能耦合节点。

4 电-热-氢 IES 协调运行模型

考虑电-热-氢 IES 的灵活调控成本、风光消纳能力及多能交互碳排,分析灵活性资源参与的电-热-氢 IES 协调运行综合效益。

4.1 目标函数

4.1.1 灵活调控成本

主要考虑系统外购成本、设备成本、运维成本以及灵活性资源参与补偿成本,定义系统总经济成本指标 C_1 来评价灵活调控成本,即:

$$C_1 = C_L + C_{CHP} + C_{SOEC/SOFC} + C^{H_2} + C^{LOSS} + C_{H_2}^{UP} + C_L^{UP} \quad (22)$$

$$\begin{cases} C^{LOSS} = S^h H^{LOSS} + S^e P^{LOSS} \\ H^{LOSS} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{n_k-1} c_w m_k \Delta T_{k,t} \\ P^{LOSS} = \sum_{x=1}^{n_E} \frac{P_x^2 + Q_x^2}{U_x^2} R_x \end{cases} \quad (23)$$

式中: $C^{LOSS}, H^{LOSS}, P^{LOSS}$ 分别为电热网络网损成本、热网损耗、电网损耗; $S^h, S^e, \Delta T_{k,t}$ 分别为单位热网网损成本、单位电网网损成本、热管道 k 在 t 时刻的首末端温差; R_x 为节点 x 所连支路阻抗; $C_{H_2}^{UP}, C_L^{UP}$ 分别为系统购氢成本、上级电网购电成本; n_k 为热能系统的节点数。

4.1.2 风光消纳能力

构建风光使用率指标 C_2 来评价新能源消纳能力,即:

$$C_2 = \frac{\sum_{t=1}^{24} (P_T(t) + P_W(t)) - P_q}{\sum_{t=1}^{24} (P_T(t) + P_W(t))} \quad (24)$$

$$Z(t) = P_t^L - P_t^{CHP} + P_t^{SOEC} - P_t^{SOFC} \quad (25)$$

$$P_q = \sum_{t=1}^{24} (P_T(t) + P_W(t) - Z(t)) \quad (26)$$

式中: $P_t^L, P_T(t), P_W(t)$ 分别为 t 时刻系统电负荷、光伏出力、风电出力; $Z(t)$ 为考虑储能装置和 CHP 机组的 t 时刻系统等效电负荷; P_q 为弃风弃光量。

4.1.3 多能交互碳排

定义多能交互碳排指标 C_3 来评价 IES 环境效益,即:

$$C_3 = \psi_1 P_{up} + \text{sum}(R_L) + \text{sum}(R^{H_L}) + R^{H_2} \quad (27)$$

$$P_{up} = \sum_{t=1}^{24} Z(t) - \sum_{t=1}^{24} (P_T(t) + P_W(t)) + P_q \quad (28)$$

式中: P_{up} 为上级购电量; ψ_1 为上级电网单位电量碳排放系数; $\text{sum}(\cdot)$ 表示矩阵元素求和。

4.2 约束条件

本文约束条件包括电能平衡约束、热能平衡约束、氢能平衡约束以及风光不确定性约束。其中风光不确定性约束,考虑风光电源波动性和间歇性影响,构建基于正态分布的出力置信水平,确定风光出力不确定性区间^[24]。假设风光出力服从基于年功率均值的正态分布,置信水平取0.95。风电和光伏的年功率均值和极限功率示意图如附录A图A3、A4所示,约束的具体表达式见附录A式(A1)~(A7)。

4.3 模型求解

基于电-热-氢 IES 协调策略的建模求解过程如图2所示。本文采用改进种群粒子算法进行求解,并利用电-热-氢交互模型结合异质能流信息,构建能流拓扑。同时,考虑灵活性资源和辅助决策体系影响,制定多能调控策略,以实现 IES 的经济、高效、环保。最后,在不同场景下得出协同调控方案,分析电-热-氢系统的源荷协同特性。

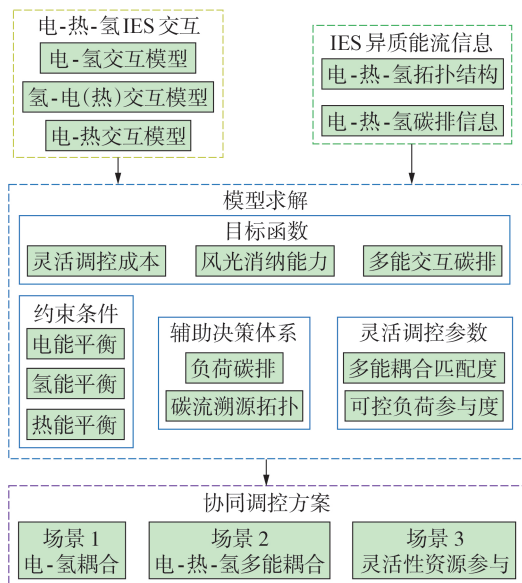


图2 电-热-氢 IES 低碳灵活协调策略

Fig.2 Low-carbon flexible coordination strategy of electricity-heat-hydrogen IES

5 算例分析

5.1 基本信息

本文以东北地区某实际电-热-氢耦合系统为研究对象,区域能源架构如附录B图B1所示,其中供用电子系统为47节点系统,用电负荷上限为7 792.74 kW;热能系统为45节点系统,季节性热负荷上限为1 255.02 kW。区域能源包含风光、CHP和上级电网,其中CHP接在电网根节点和热网节点32,具体参数见附录B表B1;风电及光伏电源接入节点20、47、43,并将SOEC / SOFC作为风光电源补充安装于相应节点处,具体参数见附录B表B2;考

虑风光波动性与间歇性影响,基于其不确定性约束,确定风光电源的出力,区间覆盖率为1,结果见附录B图B2。根据热网布局与区域实际需求,将SOFC接在节点1、15、33处。负荷为电、热、氢典型日负荷,其中4种典型可控负荷,即制造业、造纸业、农副产品加工业及冶金业负荷分别位于节点38、36、10和26;热网管道长度、传热系数等参考文献^[25];氢负荷主要由氢能源汽车、SOFC及其他小型氢负荷组成。冬季典型用电负荷、热负荷如附录B图B3所示,峰谷平期电价见附录B表B3,可控负荷参与调控的补偿电价见附录B表B4。

结合实际系统运行情况设置3种供能场景。

1)场景1:考虑季节性电-热耦合供能,CHP机组、风光电源和上级电网为主要系统供能方式。

2)场景2:考虑氢能参与的电-热联供,通过SOEC完成氢储,利用SOFC进行氢-电、氢-热转换,在源侧实现电能替代灵活性资源。

3)场景3:考虑可控负荷参与多能耦合调控,在荷侧挖掘灵活性资源协同潜力。

5.2 IES协调场景分析

不同场景中 IES 协调运行多评价指标体系的 Pareto 解集如附录B图B4所示。场景1采用电-热耦合的供能方式,随着风光渗透率的提升,系统运行成本增大,碳排放量降低,场景2、3存在相同的分布趋势。场景2中电-氢、氢-电及氢热转化的接入,使得经济成本相比于场景1指标增大10.61%、风光使用率提高2.76%、碳排放量降低3.893%、源荷灵活性提升1.353;而在场景3中随着灵活性资源参与 IES 后,各评价指标都出现明显提升,其中经济成本下降4.71%,风光使用率上升2.57%,碳排放量下降0.943%,源荷灵活性提升0.213,同时使得 IES 峰谷差降低4.17%,多目标优化与灵活性提升结果见表1。不难看出,系统碳排主要由 CHP 和负荷产生,风光资源的接入可以有效降低系统碳排放量,而灵活性资源的参与又改善了风光使用率,从而进一步降低了碳排效果。另外,SOEC / SOFC 也在一定程度上发挥了降低系统碳排的辅助作用。

表1 多目标优化与灵活性提升结果

Table 1 Multi-objective optimization and flexibility improvement results

指标	提升结果		
	场景1	场景2	场景3
经济成本 / 万元	7.657	8.470	8.071
风光使用率 / %	88.340	91.110	93.680
碳排放量 / t	18.750	18.020	17.850
源侧灵活性	1.000	1.633	1.633
荷侧灵活性	1.000	1.720	1.933

场景2中 IES 典型日内源-荷-储波动时序特性的分析结果如图3—5所示。

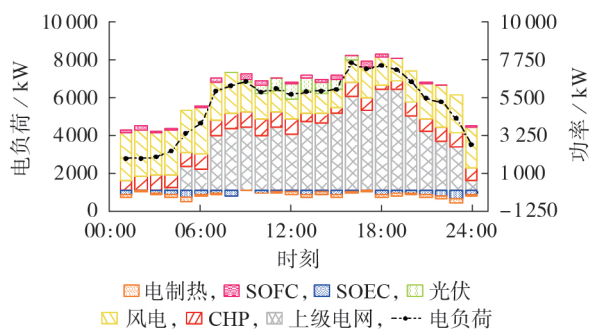


图3 场景2的电能时序变化结果

Fig.3 Time-sequence change results of electric energy in Scenario 2

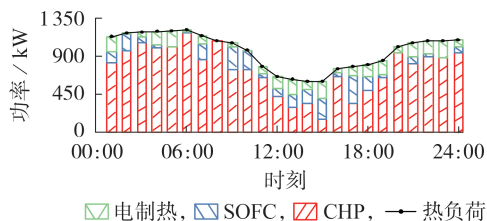


图4 场景2的热能时序变化结果

Fig.4 Time-sequence change results of thermal energy in Scenario 2

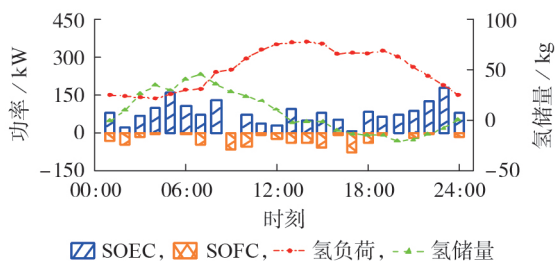


图5 场景2的氢能时序变化结果

Fig.5 Time-sequence change results of hydrogen energy in Scenario 2

氢储能参与后对供电系统的影响见图3。在07:00—15:00的用电高峰时段,风资源短缺但光照资源相对充足,SOFC通过氢-电转化补充电能缺额,SOEC主要吸纳光伏波动的盈余电能;在16:00—21:00的风电出力增大时段,SOEC吸收风电剩余能量,SOFC则配合其他电源补充供电;在01:00—06:00和22:00—24:00的用电低谷时段,CHP和风力资源较充足,SOEC吸收过剩电能,SOFC则在热负荷需求约束下间歇性供电。结果表明,SOEC/SOFC可以有效平抑风光能源波动,并提升其使用率。

热能系统动态过程见图4。高纬度地区的热能系统在各时段具有明显变化:01:00—07:00、19:00—24:00为热负荷高需求时段,以CHP供热为主,SOFC及其他电制热设备协同供电;19:00—23:00时段,CHP平稳供电,电制热设备逐渐退出工作;11:00—18:00时段,CHP调整出力满足低热负荷需求,SOFC

与电制热设备配合出力。

氢能系统变化见图5,其中氢储量表示该时刻氢能的储备情况。05:00—09:00时段,SOEC配合高用电需求和高风光产出,吸收能量逐渐增大,氢储量逐步爬升,且在09:00—13:00时段SOFC逐步释放氢能,以适应风光波动出力;17:00—20:00时段,由于风光出力降低而电热需求持续升高,氢储量降低以弥补能量短缺;21:00—23:00时段,用电需求降低,CHP出力升高满足热能需求,SOEC完成电-氢转化,氢储增加。

场景3中可控负荷对IES调控的影响分析结果如图6、7及附录B图B5、B6所示。

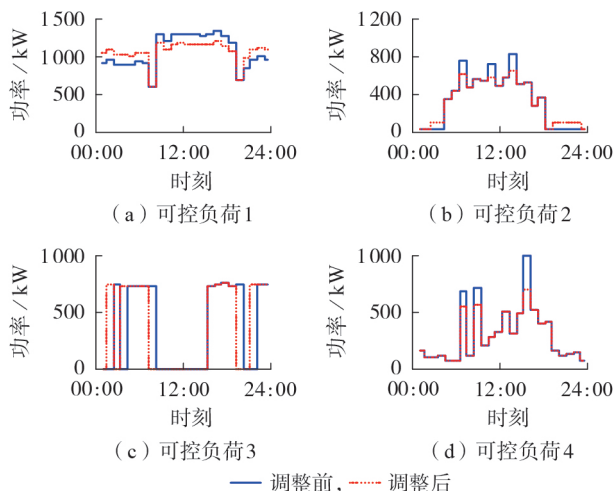


图6 场景3的可控负荷调整结果

Fig.6 Controllable load adjustment results in Scenario 3

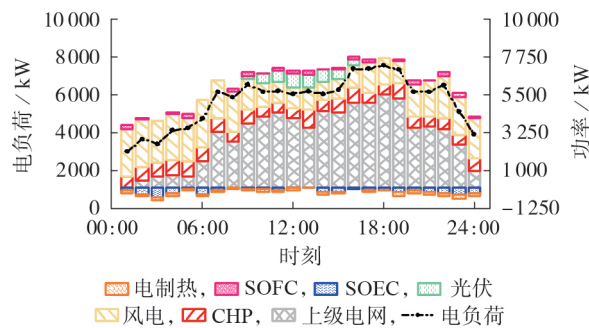


图7 场景3的电能时序变化结果

Fig.7 Time-sequence change results of electric energy in Scenario 3

结合电能灵活性资源中的负荷特性分析,制定4类典型负荷调整方案,结果如图6所示。负荷1将10:00—20:00时段的部分用电高峰负荷转移至00:00—08:00和21:00—24:00这2个时段;负荷2将多时段的高峰负荷平移再分配于夜间的00:00—05:00、20:00—24:00时段;负荷3改变工作间歇时间,将午前负荷提前1h,20:00负荷延迟2h;负荷4将高峰用电时段进行不同程度的削减。通过制定调

控方案改变负荷波动,实现削峰填谷。

场景3通过调整可控负荷改善 IES 运行效益,结果见图 7。08:00—16:00 时段,风力资源较短缺,光照资源较充足,负荷用电削减;17:00—22:00 时段,风电出力增加,光伏退出,负荷用电转移,SOEC / SOFC 伴随源荷波动做出相应调整,氢能转化过程见图 B5;00:00—04:00 时段,CHP 与风能充足,SOEC 持续吸收电量,并转化为氢能存储,剩余电能以电制热形式配合 CHP 满足供热需求,热能转化过程见图 B6;当 CHP 与热负荷间存在差额时,IES 通过电制热设备和 SOFC 实现电-热、氢-热转化。

进一步研究不同灵活性资源参与模式下 IES 的协调运行效果,结果如附录 B 表 B5 所示。氢储匹配度升高,经济投入增加,风光消纳率提升,碳排放量降低;但是氢储匹配度过大时,负载增大,易导致源-荷关系过度失衡,进而影响风光使用率和碳排放量,故本文选择 75% 氢储匹配度进行仿真求解。提高负荷参与度,可改善 IES 经济成本并减少弃风弃光率和碳排放量。

IES 多能耦合与灵活资源协同的结果表明:

1) 氢能与电-热耦合提高了 IES 灵活调节能力,通过多能协同平抑风光波动并提升新能源使用率,降低系统碳排;

2) 通过需求响应合理调整负荷灵活资源,提升了系统的灵活裕度,减小用电峰谷差,促进低碳能源的消纳与渗透。

5.3 电-热-氢交互碳流拓扑

基于电-热-氢交互的碳排放行为进行 IES 协调运行辅助决策,负荷灵活性资源调整方案见表 2,不同场景下的负荷碳排放量结果见附录 B 图 B7,节点碳排放量对比见图 8。

对比表 2 中的节点负荷调控措施与图 8 中的节点负荷碳排放量可知,通过不同负荷灵活性资源调整可改变节点负荷碳排,同时通过节点碳排变化可以刻画负荷调整方案。为进一步研究碳排对调控的

表 2 不同负荷灵活性资源调整方案

Table 2 Different load flexibility resource adjustment schemes

可控负荷	方案	措施
1	转移负荷	将 10:00—20:00 时段的负荷转移至 00:00—08:00、21:00—24:00 时段
2	平移再分配负荷	将 12:00、15:00、08:00 的负荷平移再分配至 02:00—05:00、20:00—24:00 的连续时段
3	提前或延迟负荷	改变用电时序,将 04:00—09:00 时段的负荷提前至 03:00—08:00 时段,将 20:00—21:00 时段的负荷整体延后 1 h
4	削减负荷	基于负荷用电特性,适当削减 08:00、10:00、17:00 的负荷

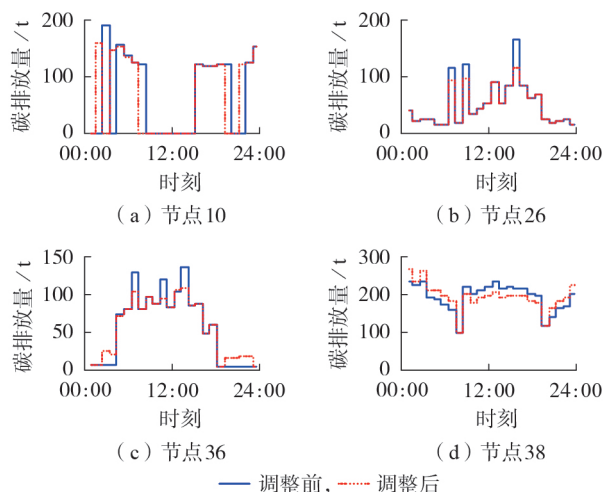


图 8 节点碳排放量对比

Fig.8 Comparison of carbon emission among nodes

表征方法,对其典型时段的碳流拓扑结果进行分析。

1) 时段 1: 01:00—05:00。此时段内 CHP 与风能资源充足,IES 主要由 CHP 机组和风电供电,SOEC 通过电-氢转化存储过剩能源,风能接入电网的碳排放量为 0。同时,电制热设备通过电-热转化分担热负荷。场景 3 中以可控负荷 3 为代表的 4 类负荷(即节点 10、26、36 和 38 所连负荷)调整缓解风能消纳的压力见附录 B 图 B7(c),图 8 中节点 10 的负荷碳流时段前移,节点 38 的负荷碳流降低,结果表明在灵活资源参与下的 IES 碳排放量降低约 3%,时段 1 的碳流拓扑结果见附录 B 图 B8。

2) 时段 2: 10:00—17:00。此时段内风资源短缺,但光照资源相对充足,IES 主要由上级电网、CHP 和风光电源供电,通过负荷调整削减高峰用电量。SOFC 通过氢-电转化释放存储的氢能,并改善电网碳排放量;同时,通过氢-热转化与电制热设备缓解热负荷压力。该时段 IES 碳排放量降低约 4%,碳流拓扑结果见附录 B 图 B9。

3) 时段 3: 19:00—21:00。此时段内风电出力增加,光伏退出,IES 主要由上级电网、CHP 和风电供电。风电供电范围减小,SOEC 通过电-氢转化存储盈余电能,同时 SOFC 通过氢-热转化与其他电制热设备协同供热。通过负荷调整促进削峰填谷,IES 碳排放量降低约 5%,时段 3 的碳流拓扑结果见附录 B 图 B10。

通过典型时段碳流拓扑分析可知:该区域通过电能替代灵活性资源实现氢能与风光能源的适应型交互,同时补充路径减轻 CHP 供热负担,并为风光资源消纳提供新路径;电能灵活性资源虽不能直接存储风光能源,但通过负荷调整可有效促进风光消纳,使清洁能源的碳排拓展,降低 IES 碳排。

6 结论

本文研究了氢能参与 IES 的低碳灵活调控,所得结论如下。

1)电-热-氢交互为 IES 提供多种供用能模式,兼顾电热需求与新能源消纳。通过一体化氢储实现电能替代,并深度挖掘灵活性资源潜力,实现了能量的有序利用,推动了能源体系向清洁、高效、灵活转型,促进了绿色可持续发展。

2)考虑协同经济性、能源利用性和低碳技术性分析 IES 灵活协调的响应效果,可以较好地兼顾经济成本、可再生能源有效利用、源荷碳排等调控需求。

3)基于负荷碳排信息,进行电-热-氢交互能流溯源,通过碳流拓扑可以直观反映异质能流的碳排动态,为 IES 电碳耦合与协同管理提供辅助决策。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 赵乐冰,王蕾,万灿,等. 基于数据包络分析法的城市综合能源系统分环节能效评价[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(17): 132-141.
ZHAO Lebing, WANG Lei, WAN Can, et al. Segmented energy efficiency evaluation of urban integrated energy system based on data envelopment analysis method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(17): 132-141.
- [2] 李家熙,王丹,周天烁,等. 面向综合能源系统的(火用)流计算模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(24): 45-56.
LI Jiaxi, WANG Dan, ZHOU Tianshuo, et al. Exergy flow calculation model for integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(24): 45-56.
- [3] 刘畅,卓建坤,赵东明. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18.
- [4] 黎静华,朱梦姝,陆悦江,等. 综合能源系统优化调度综述[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2256-2272.
LI Jinghua, ZHU Mengshu, LU Yuejiang, et al. Review on optimal scheduling of integrated energy systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2256-2272.
- [5] 《吉林省人民政府办公厅关于印发吉林省能源发展“十四五”规划的通知》政策解读[EB/OL]. (2022-08-24)[2023-07-01]. <http://swt.jl.gov.cn/zcjd/8586334.html>.
- [6] 沈小军,聂聪颖,吕洪. 计及电热特性的离网型风电制氢碱性电解槽阵列优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 463-472.
SHEN Xiaojun, NIE Congying, LÜ Hong. Coordination control strategy of wind power-hydrogen alkaline electrolyzer bank considering electrothermal characteristics[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 463-472.
- [7] 潘光胜,顾伟,张会岩,等. 面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 1-10.
PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, et al. Electricity and hydrogen energy system towards accommodation of high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 1-10.
- [8] 高赐威,王崑,陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的电氢一体化能源站容量规划[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17): 6155-6170.
GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155-6170.
- [9] 袁铁江,李国军,张增强,等. 风电-氢储能与煤化工多能耦合系统设备投资规划优化建模[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 21-30.
YUAN Tiejiang, LI Guojun, ZHANG Zengqiang, et al. Optimal modeling on equipment investment planning of wind power-hydrogen energy storage and coal chemical pluripotent coupling system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 21-30.
- [10] 罗潇,任洲洋,温紫豪. 考虑氢能系统热回收的电氢区域综合能源系统日前优化运行[J/OL]. 电工技术学报. (2023-03-17)[2023-07-01]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221395>.
- [11] 袁铁江,郭建华,杨紫娟,等. 平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置[J/OL]. 中国电机工程学报. (2023-01-30)[2023-09-06]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.222572>.
- [12] 李天格,胡志坚,陈志,等. 计及电-气-热-氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 16-24.
LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 16-24.
- [13] 代琼丹,杨莉,林振智,等. 考虑功能区差异性和虚拟储能的综合能源系统多元储能规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 182-190.
DAI Qiongdan, YANG Li, LIN Zhenzhi, et al. Multi-storage planning of integrated energy system considering functional area difference and virtual storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 182-190.
- [14] 马世乾,张杰,商敬安,等. 考虑时序最优潮流的分布式电源优化配置方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(10): 112-119.
MA Shiqian, ZHANG Jie, SHANG Jing'an, et al. Optimal allocation method for distributed generations considering time series optimal power flow[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2022, 34(10): 112-119.
- [15] 高红均,刘俊勇. 考虑不同类型DG和负荷建模的主动配电网协同规划[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(18): 4911-4922, 5115.
GAO Hongjun, LIU Junyong. Coordinated planning considering different types of DG and load in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4911-4922, 5115.
- [16] 康重庆,程耀华,孙彦龙,等. 电力系统碳排放流的递推算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 10-16.
KANG Chongqing, CHENG Yaohua, SUN Yanlong, et al. Recursive calculation method of carbon emission flow in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 10-16.
- [17] 徐俊俊,胡秦然,张腾飞,等. 计及多能流运行时序性的电气互联系统协同状态估计[J/OL]. 电力自动化设备. (2022-12-16)[2023-09-06]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202212012>.
- [18] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Modeling

- carbon emission flow in multiple energy systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562-3574.
- [19] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886+6163.
- [20] 袁铁江, 高玲玉, 谢永胜, 等. 基于氢能的风-火耦合多能系统设计及综合评估[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 227-233, 255.
- YUAN Tiejiang, GAO Lingyu, XIE Yongsheng, et al. Design and comprehensive evaluation of wind-thermal power coupling multi-energy system based on hydrogen energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 227-233, 255.
- [21] BOLAT P, THIEL C. Hydrogen supply chain architecture for bottom-up energy systems models. Part 1: developing pathways[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(17): 8881-8897.
- [22] 孙国强, 王文学, 吴奕, 等. 辐射型电-热互联综合能源系统快速潮流计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(13): 4131-4142.
- SUN Guoqiang, WANG Wenxue, WU Yi, et al. Fast power flow calculation method for radiant electric-thermal interconnected integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(13): 4131-4142.
- [23] 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. Thermo-electric 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.
- [24] 王典, 潘超, 鹿丽, 等. 计及风-光时序相关特性的源-储并网阶段式规划策略[J]. 东北电力大学学报, 2020, 40(4): 1-10.
- WANG Dian, PAN Chao, LU Li, et al. Source-storage staged planning strategy considering wind-photovoltaic timing related characteristics[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2020, 40(4): 1-10.
- [25] 张义志. 考虑多能网络的综合能源系统最优能流计算和恢复重构方法研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2018.
- ZHANG Yizhi. Research on optimal energy flow calculation and restoration reconstruction method for integrated energy system considering multi-energy network[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2018.

作者简介:

潘超(1981—), 男, 副教授, 博士, 主要研究方向为电力系统稳定与电磁兼容(E-mail: 31563018@qq.com);

刘继哲(1999—), 男, 硕士研究生, 通信作者, 主要研究方向为综合能源系统(E-mail: 1004887487@qq.com)。

(编辑 任思思)

Low-carbon optimization of integrated energy system considering hydrogen-storage integrated coordination

PAN Chao¹, LIU Jizhe¹, SUN Yong², LI Baoju², FANG Jiakun³, WANG Yao²

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130031, China;

3. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Aiming at renewable energy consumption, the coordinated regulation for the regional integrated energy system of electricity, heat and hydrogen is studied based on the multi-energy flow interaction topology. Considering the complementarity influence of flexible resources and heterogeneous energy flows, multi-evaluation indexes such as economic cost, new energy consumption and carbon emission are constructed to evaluate the electricity-heat-hydrogen regulation strategy. The electricity-heat-hydrogen interaction energy flow traceback method is proposed based on load carbon emission, and the carbon flow topology information is used to assist multi-energy regulation and decision-making. Through the simulation of an actual regional power grid, the enhancement effect of diversified flexible resource response on comprehensive benefit of integrated energy system is analyzed, and the source-load coordination of the electricity-heat-hydrogen system is studied, which verifies the effectiveness and rationality of the proposed method.

Key words: integrated energy system; flexibility resource; electricity-heat-hydrogen; low-carbon

附录 A

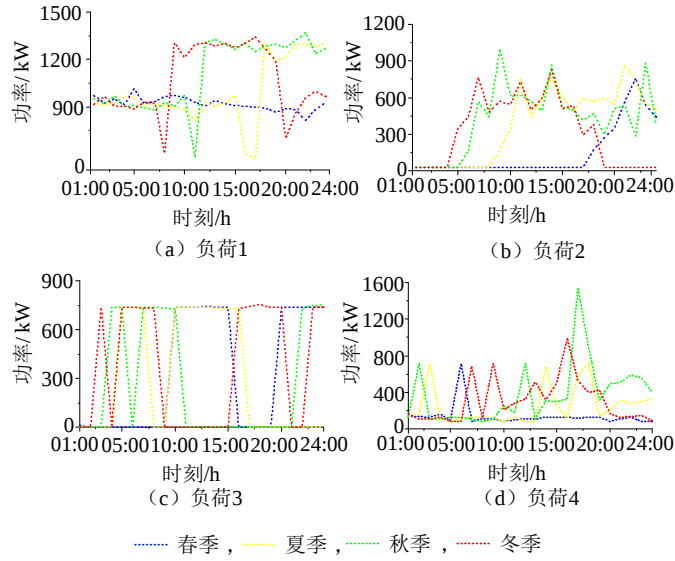


图 A1 可控负荷四季典型日曲线及调整特性

Fig.A1 Typical daily curve and adjustment characteristics of controllable load in four seasons

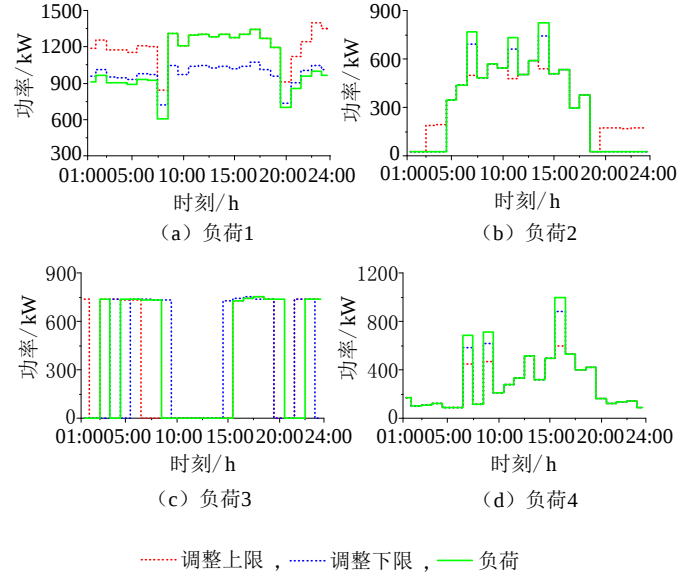


图 A2 可控负荷冬季典型日曲线及调整特性

Fig.A2 Typical daily curve and adjustment characteristics of controllable load in winter

1) 电能平衡约束。

$$P_w(t) + P_T(t) + P_{up}(t) - P_q(t) + P_t^{CHP} = Z(t) \quad (A1)$$

$$V(i)_{\min} < V(i) < V(i)_{\max} \quad (A2)$$

式中: $P_q(t)$ 为 t 时刻系统弃风弃光量; $V(i)$ 、 $V(i)_{\max}$ 、 $V(i)_{\min}$ 分别为节点 i 的电压及该节点允许的最大、最小电压偏移量。

2) 氢能平衡约束。

$$\begin{cases} e_{H_2}^{\min} \leq e(t) \leq e_{H_2}^{\max} \\ E_{H_2}^{IN}(t) - E_{H_2}^{OUT}(t) < e(t) + E_{H_2}^{UP}(t) \end{cases} \quad (A3)$$

$$e(t-1) + P_t^{SOEC} \mu_{SOEC} + M_{H_2}^{UP}(t) - M_{H_2}^L(t) - P_t^{SOFC} \mu_{SOFC} = e(t) \quad (A4)$$

式中： $E_{H_2}^{IN}(t)$ 、 $E_{H_2}^{OUT}(t)$ 、 $e_{H_2}^{\max}$ 、 $e_{H_2}^{\min}$ 分别为 t 时刻储氢库进气、出气量及储氢库最大、最小容量；
 $e(t)$ 、 $M_{H_2}(t)$ 、 $E_{H_2}^{IN}(t)$ 分别为 t 时刻储氢库的储存量、氢负荷量、上级气网购气量； μ_{SOFC} 、 μ_{SOEC} 分别为 SOFC 单位功率耗氢系数、SOEC 单位功率产氢系数。

3) 热能平衡约束。

$$H_t^{CHP} + H^{EB}(t) + H^{SOFC}(t) = H_L(t) \quad (A5)$$

式中： $H_L(t)$ 为 t 时刻热负荷。

4) 风光出力不确定约束。

$$P_T^{\min}(t) < P_T(t) < P_T^{\max}(t) \quad (A6)$$

$$P_W^{\min}(t) < P_W(t) < P_W^{\max}(t) \quad (A7)$$

式中： $P_T^{\max}(t)$ 、 $P_W^{\max}(t)$ 和 $P_T^{\min}(t)$ 、 $P_W^{\min}(t)$ 分别为 t 时刻风、光功率极限区间最小值和最大值。

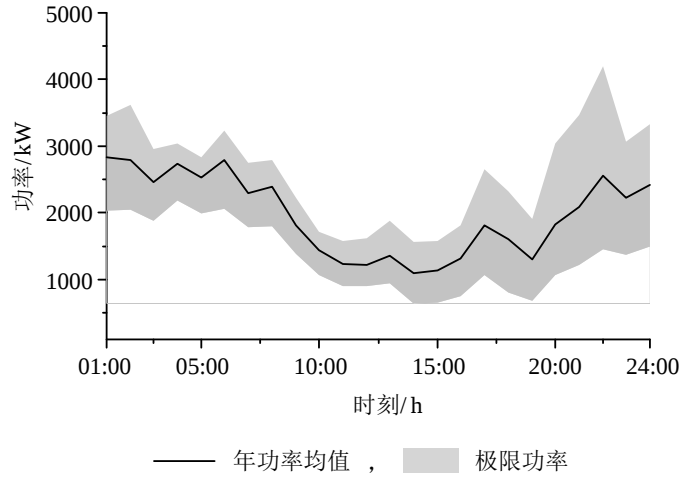


图 A3 风电年功率均值及极限功率调整

Fig.A3 Annual average power and limit power adjustment of wind power

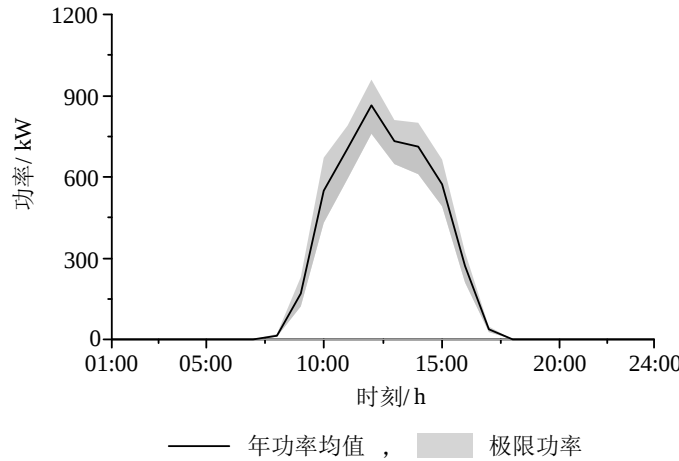


图 A4 光伏年功率均值及极限功率调整

Fig.A4 Annual average power and limit power adjustment of photovoltaic

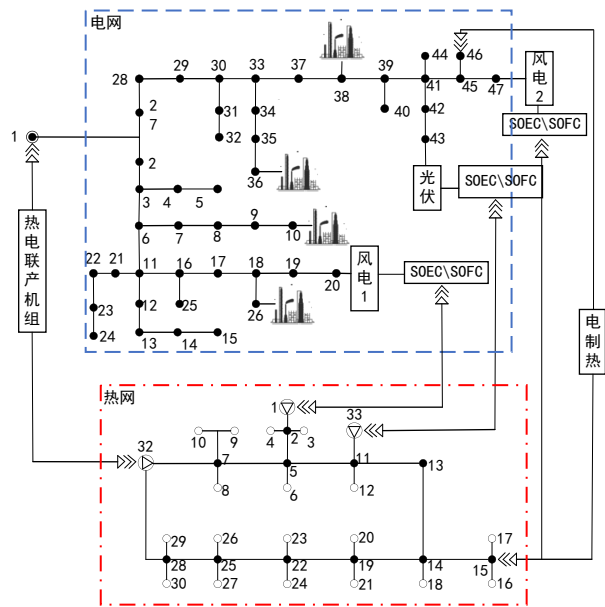


图 B1 区域能源架构示意图

Fig.B1 Schematic diagram of regional energy architecture

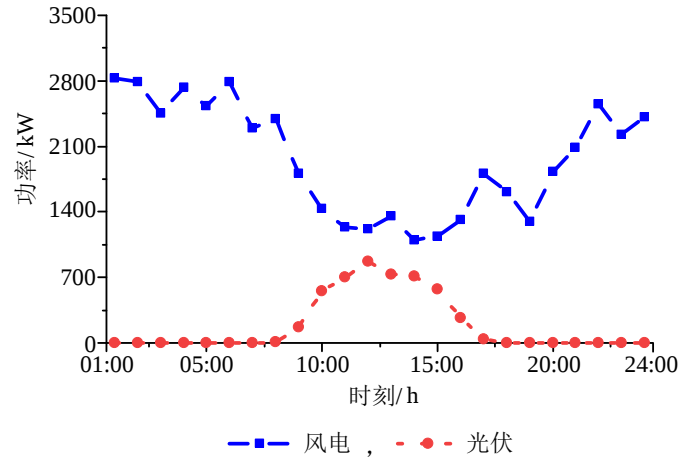


图 B2 风光电源出力

Fig.B2 Wind-solar power

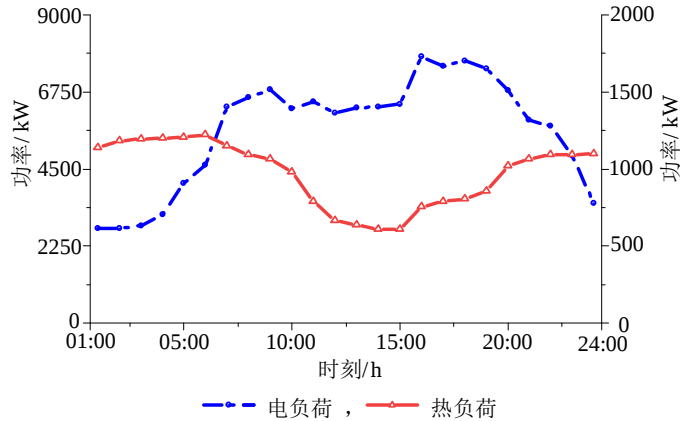


图 B3 电负荷与热负荷

Fig.B3 Electric load and heat load

表 B1 CHP 机组设备参数

Table B1 Parameters of CHP unit	
参数	参数值
供电功率/MW	0.3~1.3
供热功率/MW	0.4~1.4
S_{CHP}^a /[元/(MW·h)]	0.0044
S_{CHP}^b /[元/(MW·h)]	13.29
S_{CHP}^c /[元/(MW·h)]	39
爬坡率/(MW·h)	0.4

表 B2 电能替代设备参数

Table B2 Parameters of electrical energy substitution equipment

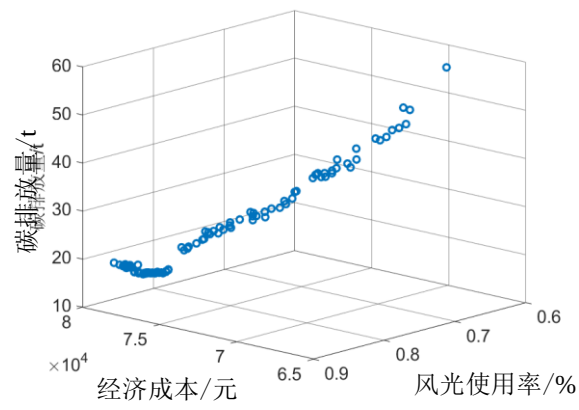
参数	参数值
$\rho_{\text{H}}/(\text{kg}/\text{Nm}^3)$	42.7
$\alpha_{\text{SOEC}}/(\text{元}/\text{kW})$	5160
$\alpha_{\text{SOFC}}/(\text{元}/\text{kW})$	29.4
$\beta_{\text{SOFC}}/(\text{元}/\text{kW})$	19.6
$\omega_{\text{EB}}/(\text{元}/\text{kW})$	26

表 B3 分时电价

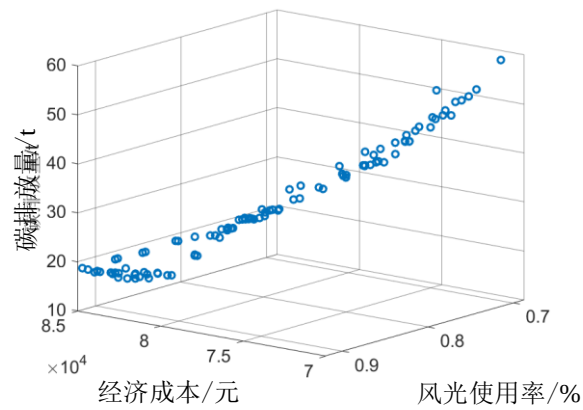
Table B3 Time-of-use electricity price		
时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	
低谷时段	24:00—07:00	0.4
	08:00—10:00	
平价时段	16:00—18:00	0.8
	22:00—23:00	
高峰时段	11:00—15:00	1.2
	19:00—21:00	

表 B4 补偿电价

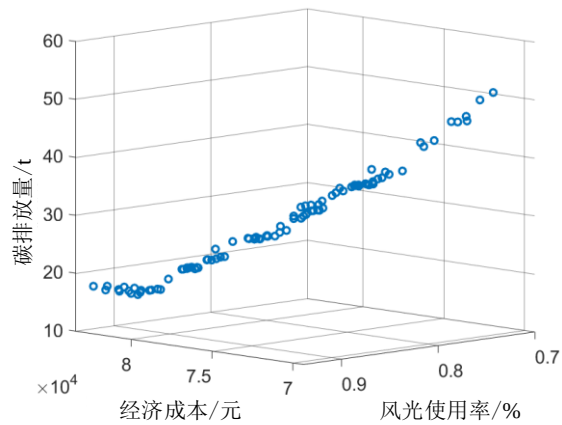
Table B4 Compensation price	
负荷调整方案	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
转移负荷	0.26
削间负荷	0.4
提前或延迟负荷	0.15
平移负荷	0.24



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

图 B4 不同场景评价指标 Pareto 解集

Fig.B4 Pareto solution set of evaluation index in different scenarios

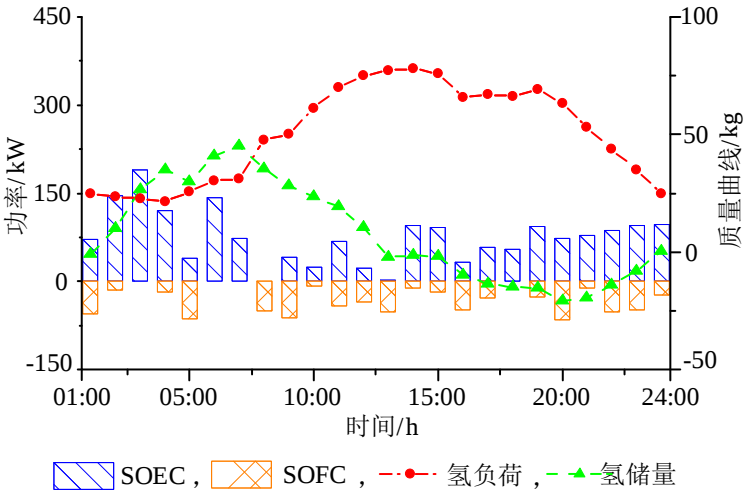


图 B5 场景 3 氢能时序变化结果

Fig.B5 Hydrogen energy timing change in Scenario 3

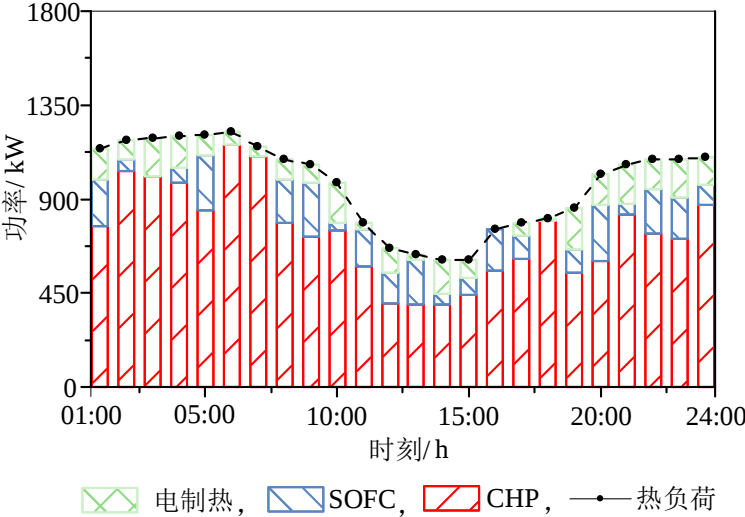


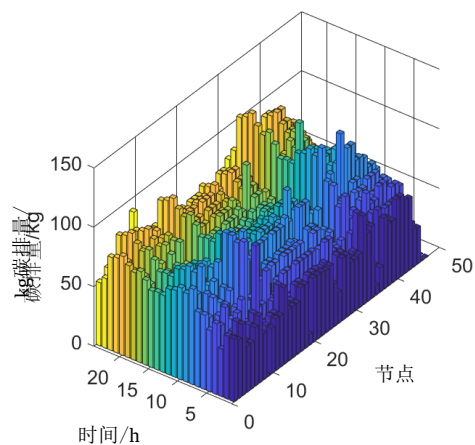
图 B6 场景 3 热能时序变化结果

Fig.B6 Thermal energy timing change in Scenario 3

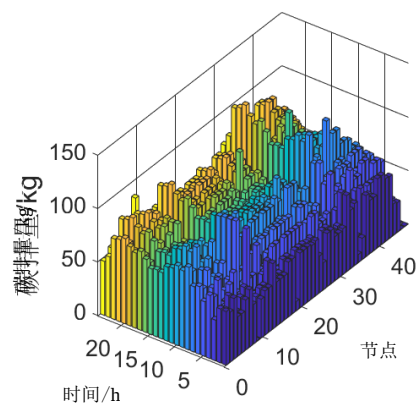
表 B5 不同调控参数仿真结果

Table B5 Simulative results of different control parameters

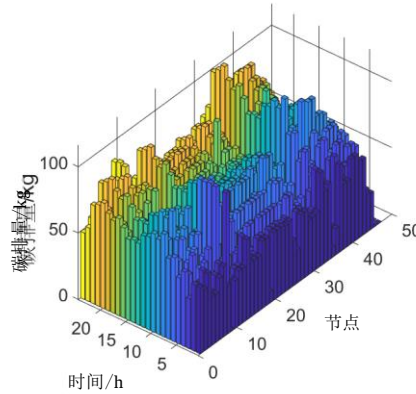
评价指标	氢储匹配度						可控负荷参与度			
	25%	50%	75%	100%	125%	150%	20%	40%	70%	100%
经济成本/万元	7.988	8.240	8.502	8.574	8.736	8.831	8.353	8.226	8.121	8.018
风光消纳率/%	89.84	90.45	91.01	91.02	91.12	89.14	91.47	91.72	92.03	92.23
碳排放量/吨	18.36	18.15	18.07	17.93	17.85	18.67	17.94	17.92	17.85	17.77



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

图 B7 不同场景下的负荷碳排放量结果

Fig.B7 Load carbon emissions in different scenarios

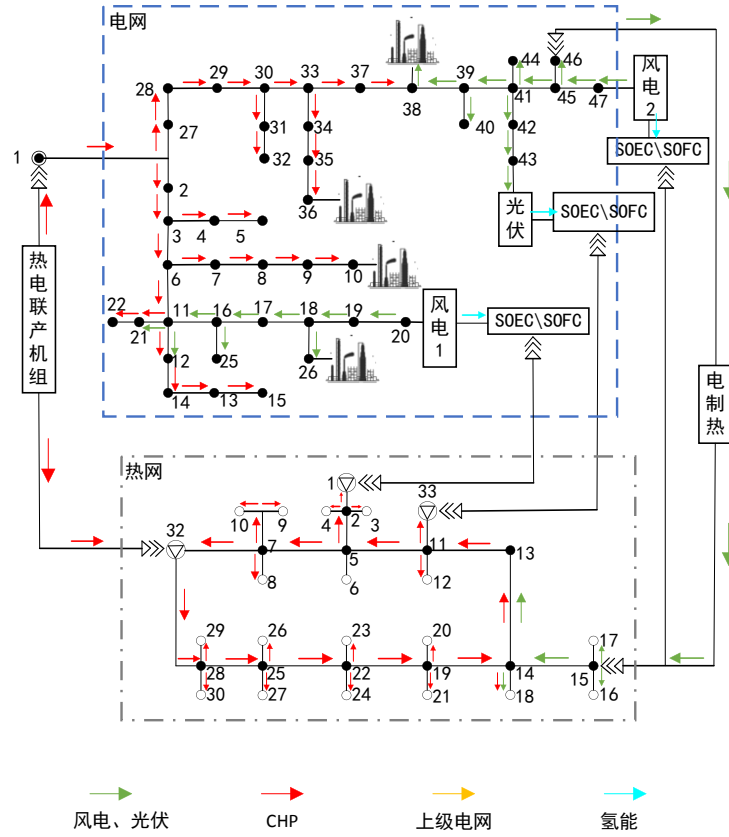


图 B8 时段 1 碳流拓扑结果

Fig.B8 Carbon flow topology in Period 1

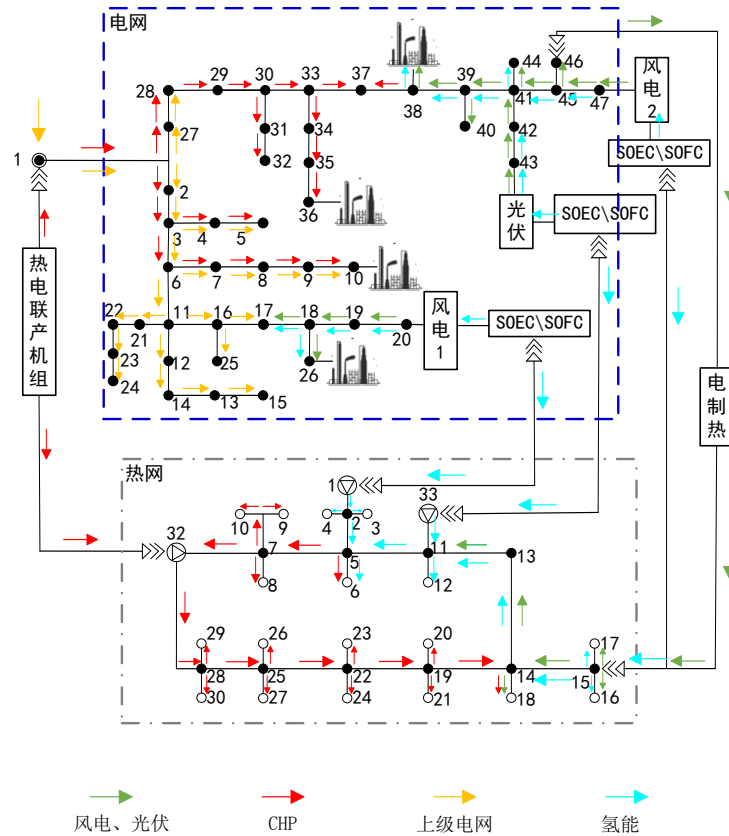


图 B9 时段 2 碳流拓扑结果

Fig.B9 Carbon flow topology in Period 2

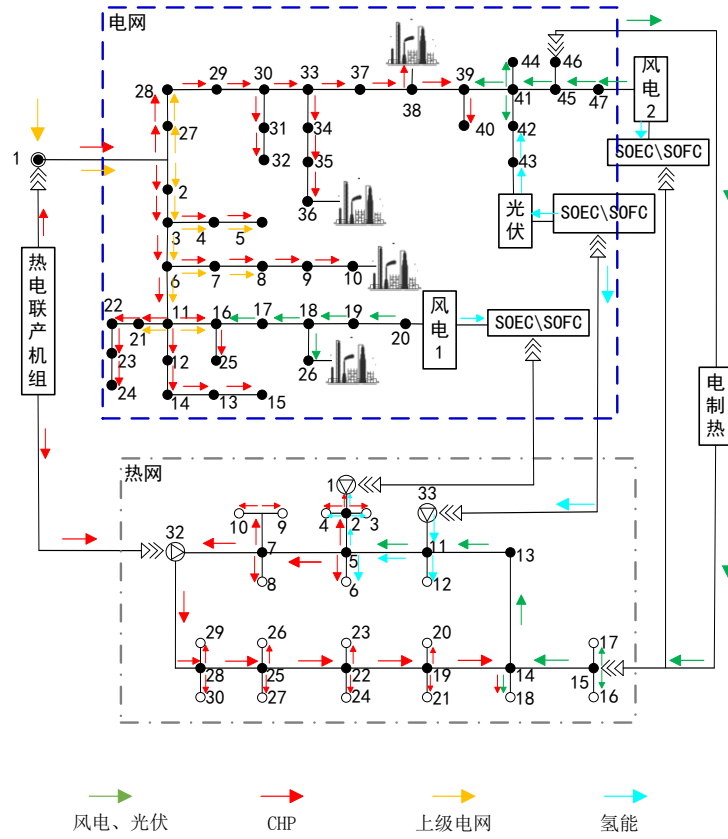


图 B10 时段 3 碳流拓扑结果

Fig.B10 Carbon flow topology in Period 3