

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.005

电-热-氢综合能源系统鲁棒区间优化调度

李剑峰¹, 姜涛¹, 窦文雷¹, 李庸睿¹, 宋卓然¹, 王长江²

(1. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110006;

2. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要: 储能技术与风电相结合实现电能的时空平移是解决系统运行稳定性问题的有效手段。氢储能具有储存容量大、可实现电热联产联供的优点, 具有很大的发展潜能。然而由于风电存在不确定性, 氢储能系统在频繁切换工作模式时面临着不确定的热能需求。因此, 文中综合考虑氢储能在间歇模式下的热能需求, 首先, 介绍了氢储能系统接入的电-热综合能源系统基本结构, 将风电场与氢储能相结合构成风-氢混合系统; 然后, 提出考虑风-氢混合系统热平衡需求不确定性的电-热综合能源系统鲁棒区间优化调度模型; 最后, 基于对偶理论, 对所提出的模型转化求解, 通过算例对比分析各类情况优化结果, 验证了氢储能在促进风电消纳、提高系统能源综合利用率方面的有效性, 并证明了考虑电解槽和燃料电池工作温度能提高系统的工作效率并提高风电场并网功率。

关键词: 电-热综合能源系统; 鲁棒区间优化; 热平衡需求; 风-氢混合系统; 能量转换; 风电消纳

中图分类号: TM732; TK81

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)02-0044-11

0 引言

近年来, 风电和光伏等可再生能源系统 (renewable energy system, RES) 发电得到快速发展, 推动着全球能源转型进程的加速^[1-3]。电-热综合能源系统^[1,4-7]耦合了电力网络与热力网络, 在产生热能的同时, 也产生电能与电力系统共同参与电负荷的供应, 实现电力网络与热力网络之间能量的双向流动。研究表明, 电-热综合能源系统可提高电力系统灵活性^[1], 同时还能提高风电可持续利用能力^[8-9]。

目前, 国内外诸多学者对电-热综合能源系统优化运行方面做了相关研究^[10-13]。文献[10]综合考虑热网的传输延迟、传热损耗和容量限制等因素, 建立精细化热力系统模型, 同时还考虑热网约束和火电机组启停对系统运行的影响, 并分析电力和热力系统的协调运行对风电消纳的影响; 文献[11]提出考虑输电系统机组组合的电-热综合能源系统协调优化模型, 提高电力系统的运行灵活性使得更多风电得以消纳; 文献[12]针对风电波动性和不确定性, 提出使用储热罐在风电无弃风时蓄热、弃风时按需求放热的日前协调运行策略, 以应对风电波动性和不确定性所带来的挑战。

随着 RES 装机容量的增加, 现有的供电结构限制了电力系统的灵活性^[1]。可再生能源与储能构成的混合系统能够更好地调节能源供需之间的平衡, 有效应对可再生能源波动性带来的挑战。在此

基础上, 系统能够更高效地利用可再生能源, 并提供更稳定可靠的电力供应。这种发展势头为实现可持续能源转型和提高电力系统的可靠性作出了重要贡献。相比较而言, 氢储能 (hydrogen energy storage, HES)^[14]被广泛视为电力互补的二次能源。文献[15]为突出氢在可再生能源渗透和季节互补中的作用, 提出区域电-氢一体化能源系统的双层规划模型, 以电和氢为能源载体, 实现可再生能源的高渗透。文献[16-17]设计燃料电池、热出力与系统能量流动耦合方式及冷热电联供系统运行模式, 增强了电-热综合能源系统与 HES 的交互性。

然而, HES 的工作效率会在偏离额定温度时下降, 造成实际容量降低^[18-20]。同时, 由于风能等可再生能源随机性强, 且受天气条件等因素影响较大, 会对电网造成很大冲击。风电场与 HES 相结合后, 因风电波动性较大, HES 间歇性强, 导致电解槽及燃料电池反应温度与风电场功率不确定性因素相耦合而表现出动态热平衡特性^[21], HES 应对风电波动做出高效快速的反应受到电解槽及燃料电池运行温度等因素的制约。而现有研究忽视了间歇模式下电解槽与燃料电池对热平衡的需求。

文中提出一种考虑 HES 热平衡需求的电-热综合能源系统可调鲁棒区间优化调度模型, 首先, 将考虑风电不确定性的电力系统与热网实际结构相耦合, 并引入 HES, 将风电场与 HES 系统结合构成风-氢混合系统, 促进风电大规模消纳; 其次, 将风电不确定性与 HES 的热能需求相耦合, 构建电解槽和燃料电池间歇模式下的热平衡动态模型, 以提高电

收稿日期: 2023-09-27; 修回日期: 2023-12-09

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52007026)

解槽和燃料电池的工作效率;最后,考虑风电最坏场景约束,引入时变的参与因子,以调整各时刻风电不平衡功率,使得风电允许出力区间尽可能接近风电预测出力区间,并利用对偶原理将所构建的双层模型转化为单层模型。

1 含 HES 的电-热综合能源系统结构及模型

1.1 含 HES 的电-热综合能源系统结构

文中所提出的系统主要由电源(包括风电及火电机组)、热源(包括热电联产机组)、HES 及热平衡系统构成。其中 HES 包括电解槽、储氢罐及燃料电池,如图 1 所示。电解槽由碱性电解池组成;燃料电池将风能转化为水电解制氢所需的化学能,同时产生电能。电解槽和燃料电池工作时将热水作为工质加入到热网循环中,满足一定的热负荷需求,分别实现电能和氢能的相互转化。储氢罐是用来储存氢气的容器,可存储一定量的氢气来提供给电解槽使用。热平衡系统包括储热罐、储热换热器和热循环系统^[21]。

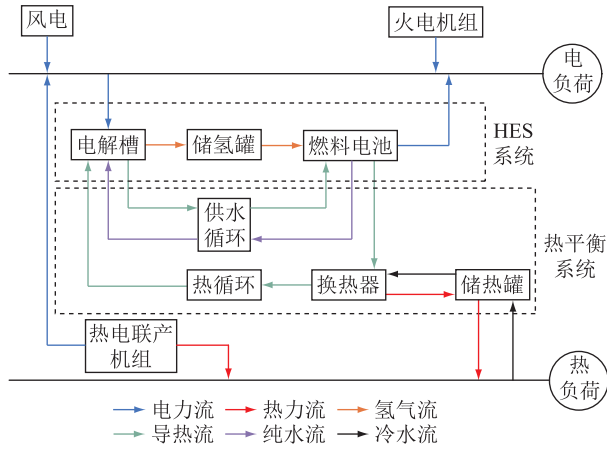


图 1 含 HES 的电-热综合能源系统结构

Fig.1 Structure of integrated electricity and district heating system with HES

1.2 HES 系统模型

1.2.1 电解槽与燃料电池模型

在 HES 系统中,电解槽、燃料电池的简化模型分别如式(1)、式(2)所示^[1,20]。

$$\begin{cases} P_{h,t} = n_t H_{H_2} + Q_{h,t} \\ \eta_h = n_t H_{H_2} / P_{h,t} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} m_t H_{H_2} = P_{fc,t} + Q_{fc,t} \\ \eta_{fc} = P_{fc,t} / (m_t H_{H_2}) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{h,t}$ 、 $P_{fc,t}$ 分别为 t 时刻电解槽的耗电功率和燃料电池的发电功率; $Q_{h,t}$ 、 $Q_{fc,t}$ 分别为 t 时刻电解槽和燃料电池的产热功率; H_{H_2} 为氢气的高热值; m_t 为 t 时刻燃料电池的耗氢速率; n_t 为 t 时刻电解槽的产氢速率; η_h 、 η_{fc} 分别为电解槽和燃料电池的效率。

1.2.2 储氢罐模型

$$\begin{cases} E_t = E_{t-1} + \lambda_{h,t} \eta_h P_{h,t} - \lambda_{fc,t} P_{fc,t} / \eta_{fc} \\ 0 \leq \lambda_{h,t} + \lambda_{fc,t} \leq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: E_t 为 t 时刻储氢罐的容量; $\lambda_{h,t}$ 、 $\lambda_{fc,t}$ 为二进制变量,表示 HES 的充电和放电不能同时进行。

1.2.3 热力学模型

电解槽和燃料电池的基本热力学模型^[15]如下:

$$T_{h,t+1} = T_{h,t} + \frac{\Delta T}{C_h} \left(P_{h,t} - v_h \Delta G - \frac{T_{h,t} - T_{a,t}}{R_h} - H_{h,t} \right) \quad (4)$$

$$T_{fc,t+1} = T_{fc,t} + \frac{\Delta T}{C_{fc}} \left(v_{fc} \Delta G - P_{fc,t} - \frac{T_{fc,t} - T_{a,t}}{R_{fc}} - H_{fc,t} \right) \quad (5)$$

式中: $T_{h,t}$ 、 $T_{fc,t}$ 分别为 t 时刻电解槽和燃料电池的工作温度; C_h 、 C_{fc} 分别为电解槽和燃料电池的热容; R_h 、 R_{fc} 分别为电解槽和燃料电池的热阻; v_h 、 v_{fc} 分别为电解槽制氢、燃料电池耗氢的摩尔速率; $H_{h,t}$ 、 $H_{fc,t}$ 分别为 t 时刻电解槽和燃料电池与热交换器交换的热功率; ΔG 为电解水的吉布斯自由能变; $T_{a,t}$ 为 t 时刻的环境温度; ΔT 为单位温度变化率。则储热罐荷电状态(state of charge, SOC)模型^[14]为:

$$H_{SOC,t} = \frac{C_h (T_{h,t} - T_{min}) + C_{fc} (T_{fc,t} - T_{min})}{(C_h + C_{fc}) (T_{max} - T_{min})} \quad (6)$$

式中: $H_{SOC,t}$ 为 t 时刻的储热 SOC; T_{min} 、 T_{max} 分别为电解槽和燃料电池工作温度下限和上限。

1.2.4 风电场出力和运行出力区间模型

$$P_{w,d,j,t} \leq \underline{P}_{w,j,t} \leq P_{w,j,t} \leq \bar{P}_{w,j,t} \leq P_{w,u,j,t} \quad \forall j \in G_{wind} \quad (7)$$

式中: $P_{w,d,j,t}$ 、 $P_{w,u,j,t}$ 分别为 t 时刻第 j 个风电场的风电预测输出功率区间下限、上限; $\underline{P}_{w,j,t}$ 、 $\bar{P}_{w,j,t}$ 分别为 t 时刻第 j 个风电场风电允许输出功率 $P_{w,j,t}$ 区间下限、上限; G_{wind} 为风电场集合。

1.2.5 电功率平衡模型

$$\sum_{j=1}^{N_w} P_{w,s,j,t} + \sum_{H=1}^{N_{H_2}} (P_{fc,H,t} - P_{h,H,t}) = \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t} \quad (8)$$

式中: $P_{w,s,j,t}$ 为第 j 个风电场在 t 时刻的并网功率; $P_{fc,H,t}$ 、 $P_{h,H,t}$ 分别为第 H 个 HES 的燃料电池发电功率和电解槽耗电功率; N_w 为风电场数量; N_{H_2} 为 HES 系统数量。

1.3 热平衡模型

在上述基础上,采用热平衡技术,实现在间歇工作模式下各环节对热能的需求和回收利用,并通过氢气储存产生的多余热能来实现对区域热网系统中热负荷的供应。在 HES 系统中,电解槽和燃料

电池必须随时准备着吸收过剩的风电功率或为电网提供缺额的功率,为实现这一目标,热平衡系统须存储电解槽产生的过剩热能,并利用该热能对进入电解槽的工质进行预热,同时向燃料电池提供热能以维持其额定工作温度状态,使系统能够更有效地利用能源,并提高整体效率^[21]。在电网供电不足的情况下,热平衡系统会自动启动,以保证燃料电池高效运行;在风电过剩的情况下,热平衡系统将过剩的热能储存起来,同时保持电解槽的工作温度。

因此,在整个能量转换期间,为了确保 HES 系统的高效运行,始终维持着热能的交换^[21]。热平衡系统模型具体可表示为:

$$Q_{H_2,t} = Q_{H_2,t-1} + \eta_{ch}(Q_{h,t} + Q_{fc,t} - Q_{con,t}) - Q_{thermal,t} \quad (9)$$

式中: $Q_{H_2,t}$ 为 t 时刻储热罐储存的热能; η_{ch} 为热交换器效率; $Q_{con,t}$ 、 $Q_{thermal,t}$ 分别为 t 时刻 HES 系统消耗的热功率以及为区域热网系统提供的热功率。

2 考虑 HES 的电-热综合能源系统鲁棒区间优化调度模型

2.1 目标函数

风电场出力的间歇性会使得电解槽和燃料电池出现间歇式运行,在间歇式运行情况下,电解槽和燃料电池的工作温度提高到其额定工作温度需要一定的时间,导致电解槽和燃料电池长时间运行在低于额定工作温度的环境下,从而影响 HES 系统的储能效率^[22]。HES 系统的热平衡需求与风电场的运行状况紧密耦合,实现热能的动态平衡是解决这一问题的有效方法。因此,文中所提出调度模型的运行成本包括常规机组、风电场、热电联产(combined heat and power, CHP)机组、HES 系统的运行成本以及常规机组对风电不平衡功率的调整成本,使风电在允许区间的前提下,提高风电场并网功率,并平抑风电的不确定性。

$$\begin{aligned} \min \sum_t \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} c_i P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_W} c_{wind} P_{w,j,t} + \right. \\ \left. \sum_{n=1}^{N_N} c_{CHP} (P_{n,t} + Q_{n,t}) + \right. \\ \left. \sum_{H=1}^{N_{H_2}} (c_{fc} P_{fc,H,t} + c_h P_{h,H,t} + c_{sh} E_t) + \right. \\ \left. \sum_{i=1}^{N_W} c_w \left[s_{i,t} \sum_{j=1}^{N_W} (P_{w,u,j,t} - \bar{P}_{w,j,t}) + \right. \right. \\ \left. \left. s_{i,t} \sum_{j=1}^{N_W} (P_{w,d,j,t} - \underline{P}_{w,j,t}) \right] \right\} \quad (10) \end{aligned}$$

式中: c_i 、 c_{wind} 、 c_{CHP} 分别为常规机组、风电机组、CHP 机组的单位运行成本; c_h 、 c_{fc} 分别为电解槽、燃料电池的单位运行成本; c_{sh} 为储氢罐的单位容量投资成本; c_w 为可调机组对风电不平衡功率的单位调整成本; $P_{i,t}$ 为 t 时刻第 i 台常规机组的出力; $P_{n,t}$ 、 $Q_{n,t}$ 分别为 t 时刻第 n 台 CHP 机组的电出力、热出力; $s_{i,t}$ 为 t 时刻第 i 台可调机组的参与因子,参与风电不平衡功率的调节; N_G 为常规机组数量; N_N 为 CHP 机组数量。

2.2 约束条件

2.2.1 热力系统约束条件

(1) CHP 机组出力约束。

CHP 机组的电能和热能输出如式(11)和式(12)所示,组合系数的关系可用式(13)和式(14)表示。

$$P_{n,t} = \sum_{k=1}^{N_K} \delta_{n,k,t} P_{n,k,CHP} \quad (11)$$

$$Q_{n,t} = \sum_{k=1}^{N_K} \delta_{n,k,t} Q_{n,k,CHP} \quad (12)$$

$$0 \leq \delta_{n,k,t} \leq 1 \quad (13)$$

$$\sum_{k=1}^{N_K} \delta_{n,k,t} = 1 \quad (14)$$

$$Q_{n,t} = c_H m_{CHP,p} (T_{s,p} - T_{r,p}) \quad (15)$$

$$T_{p,s,\min} \leq T_{s,p} \leq T_{p,s,\max} \quad (16)$$

$$T_{p,r,\min} \leq T_{r,p} \leq T_{p,r,\max} \quad (17)$$

式中: N_K 为组合系数数量; $\delta_{n,k,t}$ 为 t 时刻 CHP 机组的组合系数; $P_{n,k,CHP}$ 、 $Q_{n,k,CHP}$ 分别为第 n 台 CHP 机组运行可行域中极值点 k 坐标处的电功率和热功率; c_H 为水的比热容; $m_{CHP,p}$ 为流入与热源连接节点 p 的水质量; $T_{s,p}$ 、 $T_{r,p}$ 分别为节点 p 处的供水温度和回水温度; $T_{p,s,\max}$ 、 $T_{p,s,\min}$ 分别为节点 p 处的供水温度上、下限; $T_{p,r,\max}$ 、 $T_{p,r,\min}$ 分别为节点 p 处的回水温度上、下限。

(2) 温度混合约束。

离开节点 p 的每条管道(包括供应和回流管道)的温度等于于节点处的混合物温度,如式(18)所示。

$$T_{out,p} \sum_{p=1}^{N_P} m_{out,p} = \sum_{p=1}^{N_P} m_{in,p} T_{in,p} \quad (18)$$

式中: N_P 为热力管道数量; $m_{out,p}$ 、 $m_{in,p}$ 分别为供水管道和回水管道节点 p 处的水质量流量; $T_{out,p}$ 、 $T_{in,p}$ 分别为管道口节点 p 处的供水温度和回水温度。

(3) 温度损耗约束。

当热水流经管道时,必然会发生温度损失。出口节点温度可以通过式(19)计算。

$$T_{L,end,t} = (T_{L,start,t} - T_{a,t}) e^{-\frac{\lambda L_m}{c_H m_{L,t}}} + T_{a,t} \quad (19)$$

式中: $T_{L,end,t}$ 、 $T_{L,start,t}$ 分别为管道 L 在 t 时刻的末端温度和首端温度; $T_{a,t}$ 为 t 时刻的环境温度; λ 为管道的热传输系数; L_m 为管道长度; $m_{L,t}$ 为管道 L 在 t 时刻的水质量流量。

(4) 热负荷功率约束。

节点 i 处的热负荷如式(20)所示。

$$H_{L,i} = c_H m_{L,i} (T_{s,i} - T_{r,i}) \quad (20)$$

式中: $H_{L,i}$ 为节点 i 处的热负荷; $m_{L,i}$ 为节点 i 质量流量。

(5) 热力系统热功率平衡约束。

$$\sum_{n=1}^{N_N} Q_{thermal,n,t} + \sum_{n=1}^{N_N} Q_{n,t} = Q_t \quad (21)$$

式中: Q_t 为 t 时刻的热负荷。

2.2.2 电力系统约束条件

(1) 电功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_W} P_{w,s,j,t} + \sum_{n=1}^{N_N} P_{n,t} = D_t \quad (22)$$

式中: D_t 为 t 时刻的电负荷。

(2) 常规机组出力约束。

$$P_{i,min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,max} \quad (23)$$

式中: $P_{i,min}$ 、 $P_{i,max}$ 分别为第 i 台常规机组有功出力的下限和上限。

(3) 风电场、运行出力区间约束见式(7)。

(4) 常规机组爬坡约束。

$$-R_{u,i} \Delta t \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{u,i} \Delta t \quad (24)$$

$$-R_{d,i} \Delta t \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{d,i} \Delta t \quad (25)$$

式中: $R_{u,i}$ 、 $R_{d,i}$ 分别为第 i 台常规机组出力的最大爬坡速率和最小爬坡速率; Δt 为单位时间长度。

(5) 常规机组旋转备用约束。

$$\sum_{i=1}^{N_G} \min(P_{i,max} - P_{i,t}, R_{u,i} \Delta t) \geq R_d \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} \min(P_{i,t} - P_{i,min}, R_{d,i} \Delta t) \geq R_d \quad (27)$$

式中: R_d 为常规机组的旋转备用。

(6) 线路传输功率约束。

$$\underline{L}_l \leq \sum_{i=1}^{N_W} G_{l-i} P_{i,t} - \sum_{b=1}^{N_B} G_{l-b} D_{b,t} + \sum_{j=1}^{N_W} G_{l-j} P_{w,j,t} \leq \bar{L}_l \quad (28)$$

式中: \underline{L}_l 、 \bar{L}_l 分别为线路 l 传输功率下限和上限; G_{l-i} 、 G_{l-g} 、 G_{l-j} 分别为常规机组、CHP机组和风电机组对线路 l 的发电转移因子; N_B 为电力系统节点数数量; $D_{b,t}$ 为节点 b 在 t 时刻的电负荷。

(7) 最差场景下旋转备用约束。

$$R_{u,t} = \min \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t} + \sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,max} - P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{N_W} P_{w,s,j,t} - \sum_{b=1}^{N_B} P_{load,b,t} \right\} \geq 0 \quad (29)$$

$$R_{d,t} = \min \left\{ - \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t} + \sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,t} - P_{i,min}) - \sum_{j=1}^{N_W} P_{w,s,j,t} + \sum_{b=1}^{N_B} P_{load,b,t} \right\} \geq 0 \quad (30)$$

式中: $R_{u,t}$ 、 $R_{d,t}$ 分别为 t 时刻线路的正向备用、反向备用; $P_{load,b,t}$ 为 t 时刻第 b 个电负荷值。

(8) 最差场景下线路传输功率约束。

$$L_{l,d} = \min \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{n=1}^{N_N} G_{l-g} P_{n,t} + \sum_{j=1}^{N_W} G_{l-j} P_{w,j,t} - \sum_{b=1}^{N_B} G_{l-b} P_{load,b,t} \right\} \leq P_l \quad (31)$$

$$L_{l,u} = \min \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{n=1}^{N_N} G_{l-g} P_{n,t} + \sum_{j=1}^{N_W} G_{l-j} P_{w,j,t} - \sum_{b=1}^{N_B} G_{l-b} P_{load,b,t} \right\} \geq -P_l \quad (32)$$

式中: $L_{l,d}$ 、 $L_{l,u}$ 分别为最差场景下线路 l 传输功率下限和上限; P_l 为线路 l 传输功率; G_{l-b} 为节点 b 对线路 l 的发电转移因子。

2.2.3 HES 系统约束条件

(1) 功率约束。

$$0 \leq P_{h,t} \leq P_{h,max,t} \quad (33)$$

$$0 \leq P_{fc,t} \leq P_{fc,max,t} \quad (34)$$

$$0 \leq Q_{h,t} \leq Q_{h,max,t} \quad (35)$$

$$0 \leq Q_{fc,t} \leq Q_{fc,max,t} \quad (36)$$

式中: $P_{h,max,t}$ 为 t 时刻电解槽耗电功率上限; $P_{fc,max,t}$ 为 t 时刻燃料电池输出功率上限; $Q_{h,max,t}$ 为 t 时刻电解槽产热功率上限; $Q_{fc,max,t}$ 为 t 时刻燃料电池产热功率上限。

(2) 储能容量约束。

$$E_{min} \leq E_t \leq E_{max} \quad (37)$$

$$E_0 = E_T \quad (38)$$

式中: E_{max} 、 E_{min} 分别为储氢罐容量上、下限; E_0 为初始时刻储氢罐的储氢容量; E_T 为末尾时刻储氢罐的储氢容量。式(38)表示储氢罐储氢容量在日调度周期的始、末值不变。

3 模型求解

3.1 模型的一般形式与转化过程

含风电的鲁棒区间优化调度可归为以下

模型^[23-25]：

$$\begin{cases} \min_{x,y,\underline{y}} f(x,y,\underline{y},\bar{y}) \\ \underline{x} \leq x \leq \bar{x}; \underline{\hat{y}} \leq y \leq \bar{\hat{y}} \\ [\underline{\hat{y}}, \bar{\hat{y}}] \subset [y_d, y_u] \\ \text{s.t. } [A \ B] \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} \leq D \end{cases} \quad (39)$$

式中： f 为目标函数； x 为常规机组的输出功率，是确定性变量； y 为风电场输出功率，是不确定变量； $[\underline{\hat{y}}, \bar{\hat{y}}]$ 为风电允许输出区间； $[y_d, y_u]$ 为风电预测区间； A 、 B 、 D 为常系数矩阵。

上述模型为双层模型，其转化过程具体为：

$$\begin{cases} A_m x + \max_y (B_m y) \leq D_m \quad \forall m \\ \text{s.t. } \underline{\hat{y}} \leq y \leq \bar{\hat{y}} \end{cases} \quad (40)$$

$$\begin{cases} A_m x + \max_{y,\underline{y},\bar{y}} (B_m (\underline{\hat{y}} + \mu(\bar{\hat{y}} - y))) \leq D_m \quad \forall m \\ \text{s.t. } 0 \leq \mu \leq 1 \end{cases} \quad (41)$$

式中： μ 为辅助变量； A_m 、 B_m 、 D_m 分别为矩阵 A 、 B 、 D 的第 m 行。

式(41)仍为双层模型，通常很难求解。因此，为了将问题转化为单层问题，将式(41)中的最大化问题转化为其对偶问题：

$$\begin{cases} \min_{x,\underline{y},\bar{y}} (A_m x + B_m \underline{\hat{y}} + \lambda_m) \quad \forall m \\ \text{s.t. } \lambda_m \geq \lambda_m (\bar{\hat{y}} - \underline{\hat{y}}) \\ \lambda_{mx} \geq 0 \end{cases} \quad (42)$$

式中： λ_m 为辅助变量矩阵； λ_{mx} 为 λ_m 第 x 列元素。

将对偶模型带入到原模型中，双层模型即转为单层模型，转化后的模型为：

$$\begin{cases} \min_{x,\underline{y},\bar{y}} f(x,\underline{\hat{y}},\bar{\hat{y}}) \\ \text{s.t. } A_m x + B_m \underline{\hat{y}} + \lambda_m \leq D_m \\ \lambda_m \geq B_m (\bar{\hat{y}} - \underline{\hat{y}}) \\ \lambda_{mx} \geq 0 \\ \underline{x} \leq x \leq \bar{x}; \underline{\hat{y}} \leq y \leq \bar{\hat{y}} \\ \underline{\hat{y}} \geq y_d; \bar{\hat{y}} \leq y_u \end{cases} \quad (43)$$

在实际应用中，该模型为二次规划或线性规划问题，可调用 CPLEX 求解器进行求解。

3.2 模型转化与求解

根据上述所介绍的方法，可使用对偶理论将模

型转化单层模型。

首先，引入2个变量 $W_{u,t}$ 和 $W_{d,t}$ ：

$$\begin{cases} W_{u,t} = \sum_{j=1}^{N_W} (P_{w,u,j,t} - \bar{P}_{w,j,t}) \\ W_{d,t} = \sum_{j=1}^{N_W} (\bar{P}_{w,j,t} - P_{w,d,j,t}) \end{cases} \quad (44)$$

式中： $W_{u,t}$ 、 $W_{d,t}$ 分别为 t 时刻风电向上不平衡功率及向下不平衡功率。

然后，引入时变参与因子 $s_{q,t}$ ，使其根据可调机组的发电成本对风电不平衡功率进行调整：

$$\begin{cases} A_{q,u,t} = s_{q,t} W_{u,t} \\ A_{q,d,t} = s_{q,t} W_{d,t} \end{cases} \quad (45)$$

$$\sum_q s_{q,t} = 1 \quad (46)$$

式中： $A_{q,u,t}$ 、 $A_{q,d,t}$ 分别为 t 时刻第 q 台可调机组所分配到的风电向上不平衡功率及向下不平衡功率； $s_{q,t}$ 为 t 时刻第 q 台可调机组的参与因子。

最后，通过引入对偶变量，则在最坏情况下，机组的备用约束及线路传输功率约束如式(47)一式(50)所示。

$$\begin{cases} \sum_{q=1}^{N_G} P_{q,t} + \sum_{q=1}^{N_G} A_{q,u,t} + \sum_{j=1}^{N_W} \bar{P}_{w,j,t} - \sum_{j=1}^{N_W} \alpha_{j,t} \geq D_t \\ 0 \leq \bar{P}_{w,j,t} - \underline{P}_{w,j,t} \leq -\alpha_{j,t} \end{cases} \quad (47)$$

$$\begin{cases} \sum_{q=1}^{N_G} P_{q,t} - \sum_{q=1}^{N_G} A_{q,d,t} + \sum_{j=1}^{N_W} \underline{P}_{w,j,t} + \sum_{j=1}^{N_W} \beta_{j,t} \leq D_t \\ 0 \leq \bar{P}_{w,j,t} - \underline{P}_{w,j,t} \leq \beta_{j,t} \end{cases} \quad (48)$$

$$\begin{cases} \sum_{q=1}^{N_G} G_{l-q} P_{q,t} - \sum_{b=1}^{N_B} G_{l-b} D_{b,t} + \\ \sum_{j=1}^{N_W} G_{l-j} \underline{P}_{w,j,t} + \sum_{j=1}^{N_W} \mu_{l-j,t} \leq \bar{L}_l \\ 0 \leq G_{l-j} (\bar{P}_{w,j,t} - \underline{P}_{w,j,t}) \leq \mu_{l-j,t} \end{cases} \quad (49)$$

$$\begin{cases} \sum_{q=1}^{N_G} G_{l-q} P_{q,t} - \sum_{b=1}^{N_B} G_{l-b} D_{b,t} + \\ \sum_{j=1}^{N_W} G_{l-j} \bar{P}_{w,j,t} - \sum_{j=1}^{N_W} \pi_{l-j,t} \geq \underline{L}_l \\ 0 \leq -G_{l-j} (\bar{P}_{w,j,t} - \underline{P}_{w,j,t}) \leq \pi_{l-j,t} \end{cases} \quad (50)$$

式中： G_{l-q} 为可调机组 q 对线路 l 的发电转移因子； $\alpha_{j,t}$ 、 $\beta_{j,t}$ 分别为式(29)、式(30)的对偶变量； $\mu_{l-j,t}$ 、 $\pi_{l-j,t}$ 分别为式(31)、式(32)的对偶变量。

最后等价的单层鲁棒区间优化模型为：

$$\begin{cases}
 \min \sum_t \left[\sum_{i=1}^{N_G} c_i P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_W} c_{\text{wind}} P_{w,j,t} + \right. \\
 \left. \sum_{n=1}^{N_N} c_{\text{CHP}} (P_{n,t} + Q_{n,t}) + \sum_{H=1}^{N_{H_2}} (c_{\text{fc}} P_{\text{fc},H,t} + \right. \\
 \left. c_h P_{h,H,t} + c_{\text{sh}} E_t) + \sum_{i=1}^{N_W} c_i (A_{i,u,t} + A_{i,d,t}) \right] \\
 \text{s.t. 式(1)—式(4)} \\
 \text{式(11)—式(29)} \\
 \text{式(35)—式(46)}
 \end{cases} \quad (51)$$

通过上述转化过程,双层优化问题转化为单层鲁棒优化调度模型,可调用商业求解器 CPLEX 进行求解。

4 算例分析

对改进的5节点电力系统-6节点热力系统、辽宁省某地区综合能源系统进行分析验证,计算平台硬件配置为:CPU Core i5-6267U、主频 2.90 GHz、内存 8.00 GB,调度周期为 24 h。

4.1 PJM-5 节点电力系统-6 节点热力系统

4.1.1 算例系统及参数

图2为算例系统拓扑。A、E为电力系统节点;节点D连接2个CHP机组;CHP机组连接在热网节点1上;电负荷在节点B、C、D;热负荷在节点4、5、6。HES系统与风电场连接,构成一个风-氢混合系统。表1和表2分别列出了各机组的主要参数,HES系统参数详见文献[14],图3为负荷预测值。

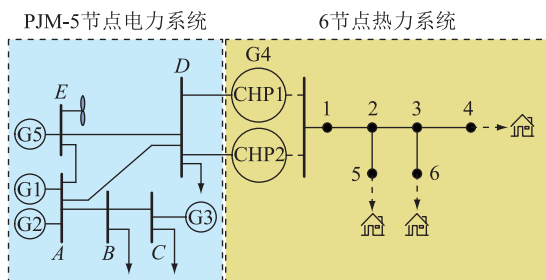


图2 PJM-5节点电力系统-6节点热力系统

Fig.2 The structure of PJM-5 bus electricity system-6 node district heating system

4.1.2 HES 系统实时调度结果

图4展示了HES系统实时调度结果,调度时间尺度为15 min。

由图4可以看出,在凌晨0时—6时,电解槽处于运行状态,此时夜间风电较为充足,电解槽将富余的电能转化为氢气进行储存。在8时—10时以及14时—16时,燃料电池电负荷处于高峰时期,利用燃料电池进行供电,可缓解电网压力。

表1 火电机组基本参数(PJM-5节点电力系统-6节点热力系统)

Table 1 Basic data of thermal power plants (PJM-5 bus electricity system-6 node district heating system)

机组	节点	发电成本/ (元·MW ⁻¹)	P _{max} /MW	P _{min} /MW
G1	1	100.51	220	66
G2	1	107.69	200	60
G3	3	215.39	420	126
G5	5	71.80	600	180

表2 CHP 机组基本参数(PJM-5节点电力系统-6节点热力系统)

Table 2 Basic data of CHP units (PJM-5 bus electricity system-6 node district heating system)

机组 (G4)	极值点				单位成本/ (元·MW ⁻¹)	
	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	发热成本	发电成本
CHP1	(0,40)	(20.96,30)	(40,63)	(0,100)	143.59	215.39
CHP2	(0,40)	(20.96,30)	(40,63)	(0,100)	143.59	215.39

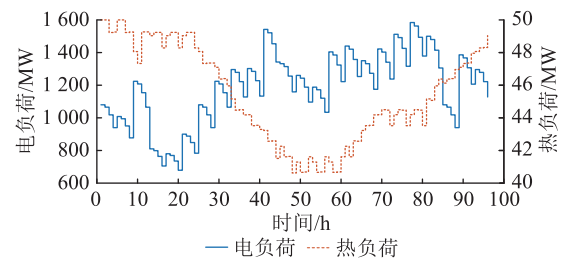
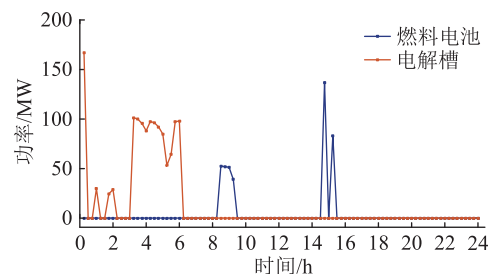
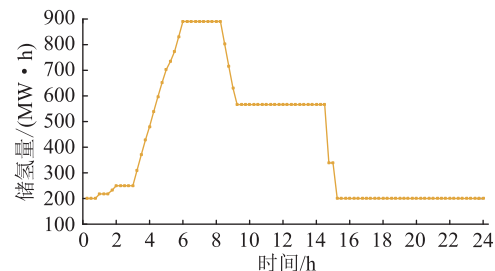


图3 负荷预测值

Fig.3 Values of load forecast



(a) 电解槽和燃料电池功率



(b) 储氢罐储氢量

图4 HES 系统实时调度结果

Fig.4 Real-time dispatch results of HES system

4.1.3 HES 系统对调度结果的影响

为了评估风-氢混合系统与风-储系统(蓄电池)

储能)的经济效益与系统调度结果的影响,进行HES、常规储能(蓄电池储能)的优化配置对比。场景1:风-储系统(蓄电池储能);场景2:风-氢混合系统。其中蓄电池的基本参数详见文献[19]。

图5和图6给出场景1和2中CHP机组热出力、HES的热平衡系统与热力系统之间的热功率流动和风电情况,风电允许出力区间对比如图7所示, P_{wu} 、 P_{wl} 分别为风电出力区间的上、下限。根据图5、图6和图7数据显示,在配置HES系统时,电解槽和燃料电池运行时所释放的热能可以满足部分热力系统的热能需求,从而减少了CHP机组的热能产出。随着CHP机组热能输出的降低,其输出的电能也在减少。相比之下,在蓄电池储能中,蓄电池存储能量形式单一,只能实现从电能到电能之间的转化,因此仍然存在着较大的弃风功率。

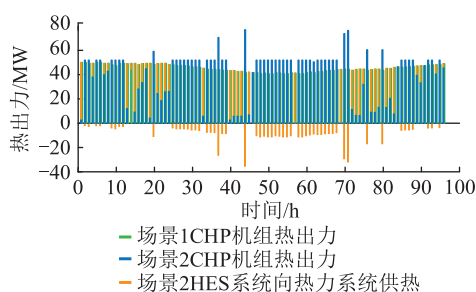


图5 热力系统热平衡

Fig.5 Thermal balance of district heating system

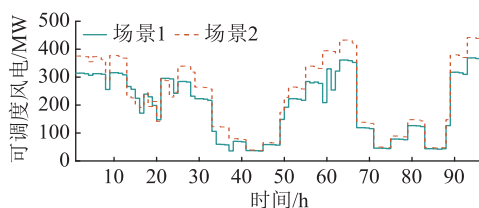


图6 可调度风电对比

Fig.6 Comparison of dispatched wind power

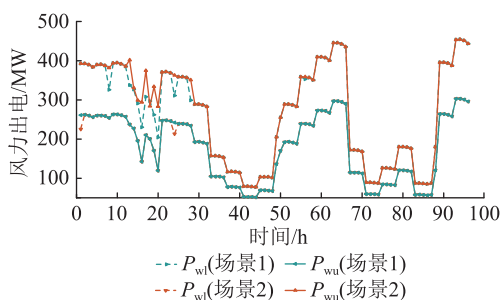


图7 风电允许出力区间对比

Fig.7 Comparison of allowable wind power output

表3对比了2种场景下的调度结果。可见,相比于风-储系统,风-氢混合系统的风电消纳量增加了6.2%,而常规机组运行成本减少了11.7%,系统

总体上利用的都是清洁高效能源,因此其综合能源利用率较高。风-氢混合系统利用了电解槽和燃料电池工作时产生的一部分热能,使得CHP机组热出力降低了490 MW,从而降低了系统的运行成本。

表3 场景1与场景2调度结果对比

Table 3 Comparison of dispatching results in scenario 1 and scenario 2

场景	运行成本/ 10 ⁷ 元	常规机组运行成本/ 10 ⁶ 元	风电消纳/ 10 ⁴ MW	综合能源利用率/ %	CHP机组热出力/ 10 ³ MW
1	1.24	7.54	2.43	72.6	4.36
2	1.11	6.17	2.58	78.3	3.87

4.1.4 不同优化方法比较

为进一步验证所提出的鲁棒区间优化模型的有效性,将所提模型与确定性优化调度和随机优化法进行比较。对于确定性优化调度,不考虑弃风成本和最坏情况下的约束,随机优化法使用了10 000个蒙特卡洛采样场景来描述风电的正态概率分布。

表4给出了不同优化方法的结果,可以看出,鲁棒区间优化方法的常规机组运行成本略高于确定性优化调度和随机优化。这是因为鲁棒区间优化方法以牺牲系统的经济性为代价来确保系统运行的安全性,并有效处理了风电的不确定性。风电的不确定性区间涵盖了所有风电场景,而鲁棒区间优化模型要求在最坏情况的风电出力下运行成本最小化,使得常规机组的发电成本增大,从而增加了系统的整体运行成本。

表4 不同优化方法对比

Table 4 Comparison of different optimal methods

调度方法	常规机组运行成本/10 ⁶ 元	计算时间/s
确定性优化调度	1.74	81
随机优化	1.86	1 738
鲁棒区间优化	1.92	123

由表4可知,由于随机规划需要通过10 000个不确定变量样本来获得风电的概率分布函数,其计算的时间最大,而鲁棒区间优化方法具有较短的计算时间。

4.2 辽宁省北部太和综合能源系统

4.2.1 算例系统基本参数

该算例系统以辽宁省北部太和电-热综合能源系统^[25]为研究对象,对所提出的模型进行验证和分析,以冬季某典型日运行场景为例,以系统经济性最优为优化目标。其中将火电机组出力、CHP机组电出力和热出力、HES系统出力、风电允许调度区

间、可调度风电作为控制变量, $\underline{Q}_{\text{CHP}}$ 、 \bar{Q}_{CHP} 分别为 CHP 机组热出力的下限和上限; $\underline{P}_{\text{CHP}}$ 、 \bar{P}_{CHP} 分别为 CHP 机组电出力的下限和上限。文中算例系统包括 1 个 100 MW 的风电场, 以及最大储存容量为 100 MW·h 的储氢罐。火电机组与 CHP 机组的基本运行参数如表 5 和表 6 所示, 负荷如图 8 所示, 图 9 为风电功率数据。

表 5 火电机组基本参数(太和综合能源系统)

Table 5 Basic data of thermal power plants (taihe integrated energy system)

机组	投资成本/ (元·MW ⁻¹)	P_{max}/MW	P_{min}/MW
G1	71.80	44	13.2
G2	100.51	40	12.0
G3	107.69	84	25.2
G4	143.59	40	12.0
G5	179.49	60	36.0

表 6 CHP 机组基本参数(太和综合能源系统)

Table 6 Basic data of CHP units (taihe integrated energy system)

参数	数值	参数	数值
$\underline{Q}_{\text{CHP}}/\text{MW}$	50	$\bar{P}_{\text{CHP}}/\text{MW}$	200
$\bar{Q}_{\text{CHP}}/\text{MW}$	150	发热成本/(元·MW ⁻¹)	77
$\underline{P}_{\text{CHP}}/\text{MW}$	88.11	发电成本/(元·MW ⁻¹)	174.78

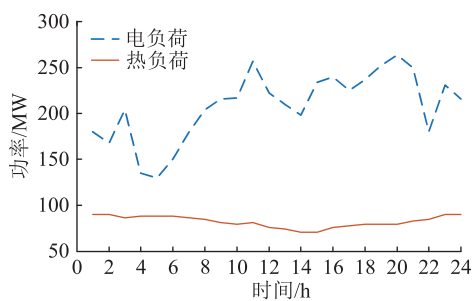


图 8 电负荷、热负荷

Fig.8 Curves of electricity load and thermal load

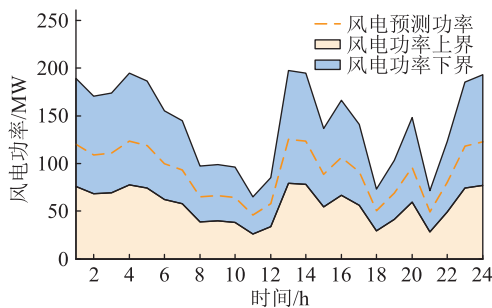


图 9 风电功率数据

Fig.9 Wind power data

4.2.2 不同参与因子下的结果对比

为了分析时变的参与因子对风电不平衡功率的调整, 进行参与因子为定值($s=0.2$)与参与因子为变量的优化结果分析。

图 10 为不同参与因子下可调机组的调节容量变化曲线, 可以看出, 当参与因子为变量时, 可调机组具有更多的调节容量。其原因是, 当参与因子为变量时, 可调机组可根据其成本系数选择参与因子, 此时时变的参与因子根据风电不平衡功率和系统的运行情况自动为可调机组分配调整功率, 使得机组可以获得更多的调节能力, 以保持系统的功率平衡, 并促进风电的消纳。而不变的参与因子分配给每台可调机组的调节功率都是相等的, 并未综合考虑到机组的调节能力及成本系数, 因为其调节能力会受到一定限制, 从而限制了风电的消纳。

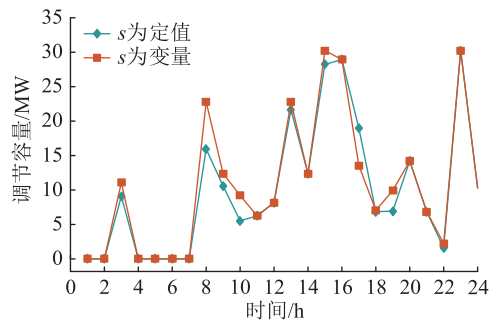


图 10 不同参与因子下可调机组的调节容量

Fig.10 Adjustable capacity of adjustable units under different participation factors

4.2.3 混合系统优化调度结果

为深入分析考虑热平衡约束对风-氢混合系统优化调度策略的影响, 分别在考虑热平衡约束与未考虑热平衡约束 2 种情景下, 开展风-氢混合系统优化调度问题研究。

表 7 为 2 种场景下的优化调度结果, 图 11 为 2 种场景下储氢罐和储热罐的变化情况。从表 7 中可以看出, 不考虑热平衡约束下风电并网功率和可调度风电功率相较于考虑热平衡约束的情况下, 分别下降了 1.42% 和 4.45%, 此时由于储氢系统的实际工作温度将偏离额定工作温度, 运行效率有所下降, 所以其输出的功率均小于考虑热平衡时的功率。在考虑热平衡约束的情况下, 风电的并网功率会随着热平衡条件的增加而减少, 以满足热平衡需求, 此时系统具备足够的储热量, 电解槽和燃料电池始终保持在额定运行工况下, 其效率也随之增大, 从而提高混合系统的上网电量, 降低系统的运行成本。当考虑到热平衡约束时, 电解槽功率相较于不考虑热平衡的情况, 增加了 108.42 MW。这表

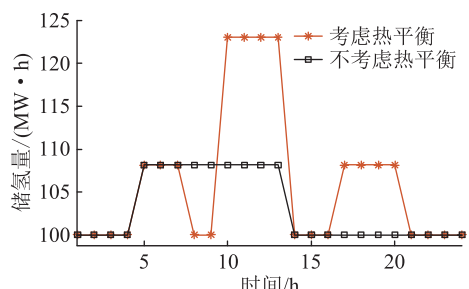
明,在考虑热平衡需求的风-氢混合系统中,一部分风电需要用于电解槽产出氢气,从而产生热能,以维持混合系统对热平衡的需求。在混合系统中,系统利用燃料电池作为正备用,通过电解槽实现系统的负备用,在热平衡条件下,为了满足混合系统的热能需要,系统会不断利用电解槽提供负备用,使得产氢量增加,进一步提高燃料电池的正备用以提高 HES 系统对热能的需求,如图 11 所示。

表 7 优化调度结果

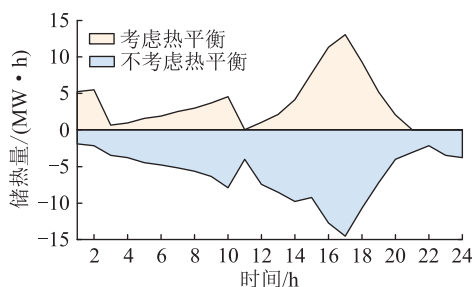
Table 7 Optimization dispatching results

场景	总运行成本/ 10^6 元	电解槽功率/MW	燃料电池功率/MW	风电并网功率/MW
不考虑热平衡约束	3.25	180.25	4.89	3 460
考虑热平衡约束	3.19	288.67	18.72	3 510

场景	可调度风电功率/MW	产氢收益/ 10^5 元	产电收益/ 10^5 元
不考虑热平衡约束	3 650	3.70	0.43
考虑热平衡约束	3 820	4.82	1.65



(a) 储氢罐储氢变化情况



(b) 储热罐储热变化情况

图 11 储氢量与储热量变化情况

Fig.11 Change of hydrogen storage capacity and heat storage capacity

从上述调度结果可以看出,在考虑热平衡需求的情况下,风-氢混合系统使设备的运行温度始终处于额定工作温度。考虑热平衡需求后的风-氢混合系统可有效避免在风电功率波动幅度较大时,由 HES 系统的间歇工作造成的系统工作效率降低,从而保证整个系统稳定运行,提高混合系统的上网电

量。同时,在热平衡系统中,储热罐可以将储热系统中的过剩热能进行储存,避免因设备在功率发生大范围波动时产生过热现象,降低设备的工作寿命,也可以为热网提供一部分热能,从而使系统的安全运行和经济性得到改善。

5 结论

文中研究的主要目标是针对含高比例可再生能源电-热综合能源系统,研究风电场与 HES 相结合的混合系统对风电消纳以及 HES 系统的热平衡需求对系统运行效率的影响。首先,将风电场与 HES 结合,构建风-氢混合系统,并考虑电解槽和燃料电池的动态热平衡需求。其次,提出一种考虑风-氢混合系统热平衡需求不确定性的电-热综合能源系统鲁棒区间优化调度模型。该模型考虑了风电的最差场景约束,并引入参与因子来调整各时刻的风电不平衡功率。最后,对改进的 5 节点电力系统-6 节点热力系统以及辽宁北部太和综合能源系统进行调度分析,实验结果表明:

(1) 相较于蓄电池储能,HES 系统由于在能量转化过程中会产生热能,可供应部分热负荷,降低 CHP 机组热出力及电出力,使得风电消纳量增加了 8.6%,系统上总体上利用的都是清洁高效能源。

(2) 与风电场相结合后,电解槽和燃料电池的运行状态受到风电波动性的影响较强,在考虑二者在间歇运行模式下的热平衡需求后,有效避免在风电功率波动幅度较大时,由 HES 系统的间歇工作造成的系统工作效率降低,从而保证整个系统稳定运行,使得可调度风电增加 4.45%,电解槽功率增加 108.42 MW。

参考文献:

[1] 刘道兵,袁野,李世春,等. 利用氢储能在含可再生能源系统容量配置综述[J]. 电测与仪表,2022,59(12): 1-13.
 LIU Daobing, YUAN Ye, LI Shichun, et al. A review of capacity allocation of renewable energy system using hydrogen storage [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(12): 1-13.

[2] 蔡佳铭,林其友,刘涌. 高占比可再生能源系统消纳能力指标评估与分析[J]. 电测与仪表,2018,55(7): 53-61.
 CAI Jiaming, LIN Qiyu, LIU Yong. Index analysis and evaluation of consumption capacity for high proportion renewable energy system [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(7): 53-61.

[3] 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.
- [4] 祝荣,任永峰,孟庆天,等. 基于合作博弈的综合能源系统电-热-气协同优化运行策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(4):20-29.
ZHU Rong, REN Yongfeng, MENG Qingtian, et al. Cooperative game-based operation strategy of electricity-heat-gas synergy in comprehensive energy system[J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(4):20-29.
- [5] BAI L Q, LI F X, JIANG T, et al. Robust scheduling for wind integrated energy systems considering gas pipeline and power transmission $N-1$ contingencies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2):1582-1584.
- [6] YIN L F, TAO M. Balanced broad learning prediction model for carbon emissions of integrated energy systems considering distributed ground source heat pump heat storage systems and carbon capture & storage[J]. Applied Energy, 2023, 329:120269.
- [7] 卢志刚,杨宇,耿丽君,等. 基于 Benders 分解法的电热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7):1922-1934.
LU Zhigang, YANG Yu, GENG Lijun, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated electrical and heating systems based on Benders decomposition[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7):1922-1934.
- [8] 黄亚峰,李丹,严干贵,等. 考虑热网传输延时及储热的电热综合能源系统日前优化调度策略[J]. 电测与仪表, 2022, 59(10):8-15.
HUANG Yafeng, LI Dan, YAN Gangui, et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of electricity-heat integrated energy system considering transmission delay and heat storage of heating network[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(10):8-15.
- [9] LIU X R, HOU M, SUN S L, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated electricity and district heating systems considering thermal comfort of users: an enhanced-interval optimization method[J]. Energy, 2022, 254:124311.
- [10] 顾泽鹏,康重庆,陈新宇,等. 考虑热网约束的电热能源集成系统运行优化及其风电消纳效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14):3596-3604.
GU Zepeng, KANG Chongqing, CHEN Xinyu, et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14):3596-3604.
- [11] LI Z G, WU W C, WANG J H, et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2):480-492.
- [12] 田煜昆,陈彦奇,刘一帆,等. 考虑广义电热需求响应与阶梯式碳交易机制的园区综合能源系统优化调度策略[J/OL]. 电测与仪表: 1-9[2023-05-13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230213.1735.014.html>.
TIANYukun, CHEN Yanqi, LIU Yifan, et al. Optimal dispatching strategy of community integrated energy system considering generalized electric heating demand response and stepped carbon trading mechanism[J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation; 1-9[2023-05-13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230213.1735.014.html>.
- [13] WANG X, BIE Z H, LIU F, et al. Co-optimization planning of integrated electricity and district heating systems based on improved quadratic convex relaxation[J]. Applied Energy, 2021, 285:116439.
- [14] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9):31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):31-38.
- [15] PANG S, GU W, LU Y P, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4):2662-2676.
- [16] 裴煜,宋天昊,袁铁江,等. 计及燃料电池热电联供的区域综合能源系统经济运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(2):142-150.
PEI Yu, SONG Tianhao, YUAN Tiejiang, et al. Economic operation of regional integrated energy system considering combined heating and power generation with fuel cell [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(2):142-150.
- [17] PANG S, GU W, QIU H F, et al. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering leveled cost of hydrogen [J]. Applied Energy, 2020, 270:115176.
- [18] 熊宇峰,司杨,郑天文,等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(10):66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric Power, 2020, 53(10):66-73.
- [19] BAKHTIARI H, ALI NAGHIZADEH R. Multi-criteria optimal sizing of hybrid renewable energy systems including wind, photovoltaic, battery, and hydrogen storage with ϵ -constraint method [J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(8):883-892.
- [20] 司杨,陈来军,陈晓弢,等. 基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10):3-10.
SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):3-10.
- [21] 司杨,陈来军,麻林瑞,等. 考虑氢储能热平衡的风-氢混合

- 系统优化调度方法[J]. 电器与能效管理技术,2021(11):15-21.
- SI Yang, CHEN Laijun, MA Linrui, et al. Optimal dispatching method of wind-hydrogen hybrid system considering heat balance of hydrogen energy storage[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2021(11):15-21.
- [22] 邓智宏, 江岳文. 考虑制氢效率特性的风氢系统容量优化[J]. 可再生能源, 2020, 38(2):259-266.
- DENG Zhihong, JIANG Yuewen. Optimal sizing of a wind-hydrogen system under consideration of the efficiency characteristics of electrolyzers[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(2):259-266.
- [23] 陈厚合, 张厅, 张撼难, 等. 考虑热网传输延迟的电-热综合能源系统鲁棒区间优化调度[J]. 广东电力, 2019, 32(10):2-11.
- CHEN Houhe, ZHANG Ting, ZHANG Hannan, et al. Optimized scheduling of robust intervals for integrated electricity and district heating systems considering transmission delay of heating networks[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(10):2-11.
- [24] 张刘冬, 袁宇波, 孙大雁, 等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12):59-66, 93.
- ZHANG Liudong, YUAN Yubo, SUN Dayan, et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12):59-66, 93.
- [25] LIANG S C, LIU L, SUN T H, et al. Research on coordinated dispatching of wind power consumption in integrated energy system based on flexible equipment[C]//2021 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). Shanghai, China. IEEE, 2021:878-882.

作者简介:



李剑峰

李剑峰(1982),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划工作(E-mail:ljf@ln.sgcc.com.cn);

姜涛(1985),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划工作;

窦文雷(1979),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划工作。

Robust interval optimal dispatch of integrated electricity and district heating system

LI Jianfeng¹, JIANG Tao¹, DOU Wenlei¹, LI Yongrui¹, SONG Zhuoran¹, WANG Changjiang²

(1. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110006, China;

2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: The integration of energy storage and wind power is an effective solution to address the challenge of system stability. Hydrogen energy storage system offers large storage capacities to supply electricity, making it highly promising for large-scale consumption of wind power. However, due to the uncertainty of wind power, the thermal demand of hydrogen energy storage system is uncertain when the system switches operation modes frequently. Therefore, the thermal energy demand of the hydrogen storage system in intermittent mode is considered comprehensively. Initially, the basic structure of the electricity and heat integrated energy system connected to the hydrogen energy storage system is introduced, and a wind-hydrogen hybrid system composed of a wind farm and hydrogen energy storage is described. Furthermore, a robust interval optimization dispatch model for the electricity-heat integrated energy system is proposed, taking into account the uncertainty of the thermal balance demand of the wind-hydrogen hybrid system. Finally, based on the duality theory, the proposed model is transformed into a mixed-integer linear programming problem. By comparing and analyzing the optimization results of various scenarios through numerical examples, the effectiveness of hydrogen energy storage in promoting wind power consumption and increasing the comprehensive energy utilization rate of the system is verified. It is also demonstrated that the system's efficiency can be improved by considering the working temperature of electrolytic and fuel cell, leading to an increase in the grid-connected power of wind farms.

Keywords: integrated electricity and district heating system; robust interval dispatch; demand of heat balance; wind-hydrogen hybrid system; energy conversion; wind power accommodation

(编辑 钱悦)