

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211400

计及动态氢价和不确定性的区域综合能源 系统规划-运行两阶段优化

汪飞, 龚丹丹, 郭慧, 葛臻

(上海大学机电工程与自动化学院上海市电站自动化技术重点实验室, 上海 200444)

摘要: 综合能源系统对提高能源利用率、推进能源转型和节能减排具有重要意义。随着可再生能源大规模接入和电、氢、热等能源需求多样化, 综合能源系统面临供需侧的多重不确定性。因此, 提出一种计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化方法。首先, 提出了一种具有实际物理意义的非线性动态氢定价机制, 实现售氢价随可再生能源占比动态变化, 以促进可再生能源发电制氢。随后, 将该机制引入规划-运行两阶段协同优化过程中, 通过配置合理的设备容量和制定经济的运行计划, 最小化系统建设及运行成本。同时, 基于模糊机会约束规划方法描述可再生能源出力及负荷需求的不确定性, 以增强系统稳健性。最后, 通过算例仿真验证所提优化模型及方法的有效性。

关键词: 综合能源系统; 多重不确定性; 模糊机会约束; 规划-运行两阶段优化; 动态氢定价

Two-stage optimization of regional integrated energy system planning-operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties

WANG Fei, GONG Dandan, GUO Hui, GE Zhen

(Shanghai Key Lab of Power Station Automation Technology, School of Mechatronic Engineering and Automation, Shanghai University, Shanghai 200444, China)

Abstract: An integrated energy system is of importance in improving energy efficiency, promoting energy transformation and emission reduction. With the large-scale access of renewable energy and the diversification of energy demands such as electricity, hydrogen, and heat, the integrated energy system is facing multiple uncertainties on both the supply and demand sides. This paper proposes a two-stage optimization method for regional integrated energy system planning and operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties. First, a nonlinear dynamic hydrogen pricing mechanism with practical physical significance is proposed to realize the dynamic change of hydrogen price with the proportion of renewable energy to promote hydrogen production from renewable energy. Then, this mechanism is introduced into the two-stage coordinated optimization of planning and operation process to minimize system construction and operational costs by allocating reasonable equipment capacity and making an economic operation plan. The uncertainty of renewable energy output and load demand is described based on fuzzy chance constrained programming to enhance the robustness of the system. Finally, the effectiveness of the proposed optimization model and method is verified by simulation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52107199).

Key words: integrated energy system; multiple uncertainties; fuzzy chance constraint; two-stage optimization of planning and operation; dynamic hydrogen pricing

0 引言

面对能源危机和环境污染问题, 分布式可再生

能源得到大规模利用。然而, 基于可再生能源的分布式发电具有随机波动性, 直接并网会影响公共电网的安全稳定, 因此微电网作为一种有效解决方式被提出^[1-2]。伴随可再生能源的高渗透和负荷需求的多样化, 微电网中进一步引入冷、热、气等多种能源形式, 构成区域综合能源系统以实现多能互补和

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52107199); 中国博士后科学基金项目资助(2020M681262)

能效提升^[3]。近年来,随着制氢技术的不断发展,通过光伏、风力发电进行电解水制氢,是增大可再生能源消纳及实现终端电能替代的有效途径。与传统单一能源系统相比,综合能源系统在降低能耗、减少污染等方面更具优势。因此,探究其经济、高效和可靠的运行方法具有重要意义^[4]。

目前,综合能源系统规划和运行优化成为提高系统性能的主要研究方向^[5-7]。其中,系统规划研究主要集中在多源耦合节点能量枢纽的设备类型选择及容量配置方面^[8-10]。文献[8]为降低系统总成本并提高设备平均年利用率,针对综合能源系统建立了两层多场景协同优化配置模型,其中上层求解设备选型问题,下层求解设备定容问题。文献[9]针对电、气两种能源形式,提出多个能量枢纽互联的系统规划问题,确定能量枢纽中可用设备的最优数量及安机容量。合理的系统规划能够降低系统建设成本,同时可靠的运行策略可以提高多种能源形式的耦合互补,增强系统运行可靠性,并降低运行和环境成本^[11-12]。文献[11]对热网和气网的动态特性进行了详细分析,提出一种含电-气-热多种能源形式,计及气、热网络系统动态特性的日前优化调度模型。文献[12]将能源成本最小和环境排放成本最低作为优化目标,建立了一个多能流型的区域综合能源系统日前优化调度模型,并通过混合整数线性规划方法进行求解。

上述研究主要涉及综合能源系统设备选型、容量配置或运行策略的单方面优化,而未考虑系统规划与运行控制的紧密关联性。单一系统规划未考虑设备的运行调度,会降低系统运行经济性及可靠性。仅研究系统运行优化,设备配置不合理会增加系统建设成本,且不利于保障系统的稳健性。因此,综合考虑系统规划策略和经济运行计划,进行规划-运行协调优化是提高系统性能的重要研究方向。

另一方面,为实现国家节能减排的目标,氢气作为一种能量密度高和清洁无污染的能源形式得到广泛关注^[13]。在能源站内部增加制氢-售氢环节以获得额外利润,可提高系统经济性并促进制氢发展^[14]。然而,静态售价机制无法适应售氢价格随能源供需情况的实时调整,不利于保障系统的最大化利润。目前考虑氢能源站动态定价的研究较少,但电动汽车充电站的动态定价机制可为氢能源站的动态定价提供一定参考^[15-17]。文献[15-17]实现了电动汽车充电站的动态定价,可为电动汽车充电站增加利润。文献[18]构建了针对私营储氢站的最优调度模型,并考虑基于容量的需求响应策略实现动态氢定价。但是,上述研究的动态定价缺少非线性成分,而且

未揭示动态定价机制的实际物理意义。

此外,随着可再生能源和电动汽车等不确定性分布式设备大规模接入,系统可靠性面临重大挑战,现有文献揭示了许多处理不确定性的方法^[19-24]。模型预测控制需要准确的系统建模和过多的历史数据^[20]。静态鲁棒优化计算了最坏情况下实现不确定性的最优解,结果往往过于保守^[22]。相比之下,模糊机会约束规划方法用模糊变量表征系统中的不确定性因素,并使不确定性约束以一定置信水平成立,而不依赖于复杂的不确定性建模及过多的历史数据^[19,23-24]。文献[23]针对风电机组与常规机组的机组组合问题,基于模糊机会约束规划方法,构建了模糊机会约束决策模型。文献[24]将能量枢纽优化描述为一个以系统总发电成本最低为优化目标的多周期随机问题,并通过模糊机会约束将随机问题转化为确定性问题,求解具有不确定性可再生能源发电的最优能量流动。

基于以上分析,本文提出了一种计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化策略。规划阶段合理配置设备容量以降低系统建设成本,并为运行阶段提供安全的边界约束,随后制定最优运行计划以提高系统运行经济性。为促进可再生能源发电制氢,提出了一种基于可再生能源占比的非线性动态氢定价机制,并将其引入系统优化过程,进一步提高系统经济性。此外,利用模糊机会约束规划方法描述可再生能源及负荷的多重不确定性,以增强系统规划运行的稳健性。通过算例分析证明,所提优化模型及策略能够保证系统在供需不确定性条件下实现安全经济运行。

1 系统结构

为更好地对系统结构进行阐述,基于能量母线的概念,图1描述了设备间的耦合关系、连接方式以及多种能源形式的能量流动情况,主要涉及电母线、热母线、冷母线、氢母线及燃料母线^[5]。

系统电负荷(Electrical Load, EL)由光伏(Photovoltaic generation, PV)、风电(Wind Turbine, WT)和燃气轮机(Gas Turbine, GT)联合供给;热负荷(Thermal Load, TL)由燃气锅炉(Gas Boiler, GB)和GT联合供给;冷负荷(Cool Load, CL)由吸收式制冷机(Absorption Cooling, AC)和电制冷机(Electrical Cooling, EC)联合供给;氢负荷(Hydrogen Load, HL)由电解槽(Electrolyzer, Ele)电解水制氢供给;电储(Electrical Storage, ES)、热储(Thermal Storage, TS)、冷储(Cooling Storage, CS)及氢储(Hydrogen Storage, HS)进行辅助供能。系统所需天然气由燃气网络供

给, 并容许从外部电网购电或向电网进行售电。

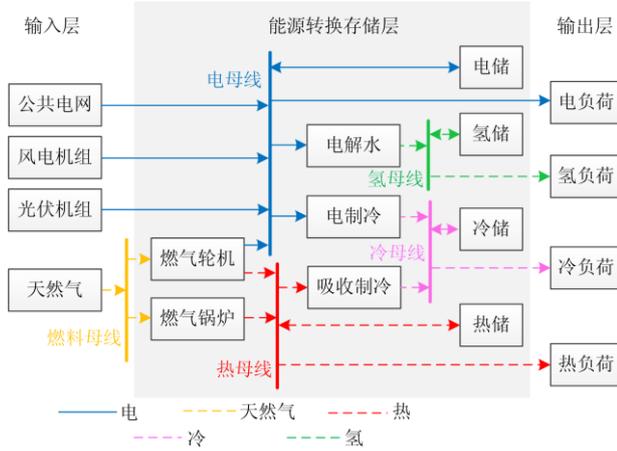


图1 区域综合能源系统结构

Fig. 1 Structure of regional integrated energy system

2 规划-运行两阶段优化模型

2.1 规划-运行两阶段优化目标

以系统初始建设成本、运行维护成本、购电和购气成本、环境成本及系统收益构成的总成本最低为优化目标。

$$\min f = f_{\text{con}} + f_{\text{ope}} + f_{\text{buy}} + f_{\text{co}_2} - f_{\text{pro}} \quad (1)$$

式中: f 为系统总成本; f_{con} 为初始建设成本; f_{ope} 为运行维护成本; f_{buy} 为购电/购气成本; f_{co_2} 为碳排放成本; f_{pro} 为系统收益。

1) 初始建设成本

$$\begin{cases} f_{\text{con}} = Z_k \sum_{k \in \Omega^k} \gamma_k^{\text{con}} \text{Cap}_k \\ \Omega^k = \{\text{GT}, \text{GB}, \text{AC}, \text{EC}, \text{Ele}, \text{ES}, \text{TS}, \text{CS}, \text{HS}\} \end{cases} \quad (2)$$

$$\text{Cap}_k = \sum_{i=1}^{N_k} I_k^i \text{Cap}_k^i \quad (3)$$

$$Z_k = \frac{r(1+r)^{y_k}}{(1+r)^{y_k} - 1} \quad (4)$$

式中: Ω^k 为待选设备 k 的集合; γ_k^{con} 为待选设备 k 的单位容量初始安装成本, 元/kW; Cap_k 为待选设备 k 的安装容量; Cap_k^i 为设备 k 的第 i 类容量; N_k 为设备 k 的容量类型总数; 布尔量 I_k^i 为设备 k 第 i 类容量的决策变量, 1 表示设备 k 的第 i 类容量被选择, 0 表示第 i 类容量不被选择; Z_k 为待选设备 k 的等年值因子; r 为年利率, 本文取 5%; y_k 为待选设备 k 的生命期, 年。

2) 运行维护成本

$$f_{\text{ope}} = \sum_{k \in \Omega^k} \sum_{t=1}^{24} \gamma_k^{\text{ope}} P_k(t) \quad (5)$$

式中: t 为单位调度时间; γ_k^{ope} 为待选设备 k 的单位输出功率运行维护成本, 元/(kW h); $P_k(t)$ 为 t 时刻待选设备 k 的输出功率。

3) 购电和购气成本

$$f_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} [\gamma_b(t) P_{\text{eb}}(t) + \gamma_g(t) F_g(t)] \quad (6)$$

式中: $\gamma_b(t)$ 为 t 时刻购电电价, 元/(kW h); $P_{\text{eb}}(t)$ 表示 t 时刻从电网购电量; $\gamma_g(t)$ 为 t 时刻燃气单位热值价格, 元/(kW h); $F_g(t)$ 为 t 时刻购气量。

4) 环境成本

环境成本主要包括从电网购电和燃气燃烧带来的环境污染治理成本, 如式(7)所示。

$$f_{\text{co}_2} = \sum_{t=1}^{24} \beta (\alpha P_{\text{eb}}(t) + \delta F_g(t)) \quad (7)$$

式中: β 为碳税(碳排放价格), 元/吨; α 为向电网购电的碳排放强度, kg/(kW h); δ 为燃气燃烧的碳排放强度, kg/(kW h)。

5) 系统收益

通过售电和售氢获得一定收益, 如式(8)所示。

$$f_{\text{pro}} = \sum_{t=1}^{24} [\gamma_s(t) P_{\text{es}}(t) + \gamma_h(t) P_{\text{HL}}(t)] \quad (8)$$

$$\gamma_h(t) = \gamma_h^{\text{adj}}(t) + \gamma_h^{\text{min}}(t) \quad (9)$$

$$\gamma_h^{\text{adj}}(t) = a_h \left(\frac{P_{\text{Ele}}(t)}{P_{\text{Re}}(t)} \right)^2 + b_h \left(\frac{P_{\text{Ele}}(t)}{P_{\text{Re}}(t)} \right) + c_h \quad (10)$$

$$P_{\text{Re}}(t) = P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) \quad (11)$$

式中: $\gamma_s(t)$ 为 t 时刻售电电价, 元/(kW h); $P_{\text{es}}(t)$ 为 t 时刻向电网售电量; $\gamma_h(t)$ 为 t 时刻售氢价格, 元/(kW h); $P_{\text{HL}}(t)$ 表示 t 时刻售氢量, 也被视为系统氢负荷; a_h 、 b_h 、 c_h 为氢价松弛变量 $\gamma_h^{\text{adj}}(t)$ 的效率函数系数; $P_{\text{Ele}}(t)$ 为 t 时刻电解水制氢的耗电功率; $P_{\text{WT}}(t)$ 、 $P_{\text{PV}}(t)$ 分别为 t 时刻风电、光伏发电功率; $P_{\text{Re}}(t)$ 为 t 时刻可再生能源总出力。

式(9)表示氢价可由松弛变量控制从预定义的最低氢价 $\gamma_h^{\text{min}}(t)$ 到合理限值进行动态变化。式(10)描述了氢价松弛变量与可再生能源占比的非线性变化关系。基于所提动态氢定价机制, 当可再生能源在能源供应中的占比增加时, 售氢价格降低。相反, 当可再生能源在能源供应的占比减少时, 售氢价格升高。该机制具有促进可再生能源发电制氢和指导消费者用氢的现实意义。

2.2 规划-运行两阶段优化的约束条件

规划-运行两阶段优化的约束条件包括设备选型约束、网络约束、设备运行约束、母线功率平衡约束。

2.2.1 设备选型约束

为了确定待选设备 k 的类型 i , 应满足式(12)约束条件。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_k} I_k^i = 1, & k \in \Omega^k \\ \Omega^k = \{GT, GB, AC, EC, Ele, ES, TS, CS, HS\} \end{cases} \quad (12)$$

光伏、风电机组被视为系统中的必要组件, 不进行其安装状态及类型选择的研究。

2.2.2 网络约束

1) 与电网交互的购/售电约束

$$0 \leq P_{eb}(t) \leq P_{eb}^{\max} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{es}(t) \leq P_{es}^{\max} \quad (14)$$

$$P_{eb}(t) \cdot P_{es}(t) = 0 \quad (15)$$

式中: P_{eb}^{\max} 、 P_{es}^{\max} 分别为系统向电网购电、售电时联络线的最大传输功率。同一时刻 t 只允许购电或售电, 如式(15)所示。

2) 向天然气网络购气的约束

$$0 \leq F_g(t) \leq F_g^{\max} \quad (16)$$

式中, F_g^{\max} 为购气管道的最大传输功率。

3) 售氢约束

售氢价的制定受到市场限制, 不能任意增加以追求更高的利润, 如式(17)所示。

$$0 \leq \gamma_h(t) \leq \gamma_h^{\max} \quad (17)$$

式中, γ_h^{\max} 为最大售氢价格。

2.2.3 设备运行约束

1) GT 运行约束

$$P_{GT}(t) = \eta_{GT,e} F_{GT}(t) \quad (18)$$

$$Q_{GT}(t) = \sigma_{GT} P_{GT}(t) \quad (19)$$

$$\mu_{GT}^{\min} Cap_{GT} \leq P_{GT}(t) \leq \mu_{GT}^{\max} Cap_{GT} \quad (20)$$

式中: Cap_{GT} 为 GT 安装容量; $P_{GT}(t)$ 为 t 时刻 GT 产电功率; $\eta_{GT,e}$ 为 GT 产电效率; $F_{GT}(t)$ 为 t 时刻 GT 消耗天然气量; $Q_{GT}(t)$ 表示 t 时刻 GT 产热功率; σ_{GT} 为 GT 热电比; μ_{GT}^{\min} 、 μ_{GT}^{\max} 分别为 GT 运行时输出功率最小、最大百分比。

2) GB 运行约束

$$Q_{GB}(t) = \eta_{GB,h} F_{GB}(t) \quad (21)$$

$$\mu_{GB}^{\min} Cap_{GB} \leq Q_{GB}(t) \leq \mu_{GB}^{\max} Cap_{GB} \quad (22)$$

式中: Cap_{GB} 为 GB 安装容量; $Q_{GB}(t)$ 为 t 时刻 GB

产热功率; $\eta_{GB,h}$ 为 GB 产热效率; $F_{GB}(t)$ 为 t 时刻 GB 消耗天然气量; μ_{GB}^{\min} 、 μ_{GB}^{\max} 分别为 GB 产热功率的最小、最大百分比。

3) EC 运行约束

$$C_{EC}(t) = \lambda_{EC} P_{EC}(t) \quad (23)$$

$$\mu_{EC}^{\min} Cap_{EC} \leq C_{EC}(t) \leq \mu_{EC}^{\max} Cap_{EC} \quad (24)$$

式中: Cap_{EC} 为 EC 的安装容量; $C_{EC}(t)$ 为 t 时刻 EC 的制冷功率; λ_{EC} 为 EC 制冷系数; $P_{EC}(t)$ 为 t 时刻 EC 制冷所耗电量; μ_{EC}^{\min} 、 μ_{EC}^{\max} 分别为制冷功率最小、最大百分比。

4) AC 运行约束

$$C_{AC}(t) = \lambda_{AC} Q_{AC}(t) \quad (25)$$

$$\mu_{AC}^{\min} Cap_{AC} \leq C_{AC}(t) \leq \mu_{AC}^{\max} Cap_{AC} \quad (26)$$

式中: Cap_{AC} 为 AC 的安装容量; $C_{AC}(t)$ 为 t 时刻 AC 制冷功率; λ_{AC} 为 AC 制冷系数; $Q_{AC}(t)$ 为 t 时刻 AC 制冷所耗热量; μ_{AC}^{\min} 、 μ_{AC}^{\max} 分别为制冷功率最小、最大百分比。

5) Ele 运行约束

对于较小范围的区域综合能源系统, 电解水设备具有良好的化学稳定性, 可近似用输入电功率标幺值的二次函数表征其转化效率^[25]。

$$P_{Ele,H}(t) = \lambda_{Ele}(t) P_{Ele}(t) \quad (27)$$

$$\lambda_{Ele}(t) = a_{Ele} \left(\frac{P_{Ele}(t)}{P_{Ele,r}} \right)^2 + b_{Ele} \left(\frac{P_{Ele}(t)}{P_{Ele,r}} \right) + c_{Ele} \quad (28)$$

$$\mu_{Ele}^{\min} Cap_{Ele} \leq P_{Ele,H}(t) \leq \mu_{Ele}^{\max} Cap_{Ele} \quad (29)$$

式中: Cap_{Ele} 为 Ele 的安装容量; $P_{Ele,H}(t)$ 为电解槽 t 时刻的制氢量; $\lambda_{Ele}(t)$ 为 t 时刻制氢效率; $P_{Ele,r}$ 为额定功率; a_{Ele} 、 b_{Ele} 、 c_{Ele} 为效率函数系数; μ_{Ele}^{\min} 、 μ_{Ele}^{\max} 分别为 Ele 运行出力的最小、最大百分比。

6) 储能设备运行约束

本文侧重研究综合能源系统规划-运行两阶段优化, 对电储、热储、冷储及氢储均采用广义储能建模, 不计及储能的精细化模型。

$$Cap_j(t) = (1 - \zeta_j) Cap_j(t-1) + \eta_{j,c} P_{j,c}(t) - \frac{P_{j,d}(t)}{\eta_{j,d}} \quad (30)$$

$$\mu_j^{\min} Cap_j \leq Cap_j(t) \leq \mu_j^{\max} Cap_j, j \in \Omega^j \quad (31)$$

$$\Omega^j = \{ES, TS, CS, HS\}$$

$$P_{j,d}^{\min} \leq P_{j,d}(t) \leq P_{j,d}^{\max} \quad (32)$$

$$P_{j,c}^{\min} \leq P_{j,c}(t) \leq P_{j,c}^{\max} \quad (33)$$

$$P_{j,d}(t) P_{j,c}(t) = 0 \quad (34)$$

$$Cap_j(0) = Cap_j(T) \quad (35)$$

式中: Ω^j 为储能 j 的集合; Cap_j 为储能 j 的安装容量; $Cap_j(t)$ 为 t 时刻储能量; μ_j^{\min} 、 μ_j^{\max} 分别为储能容量的最小、最大百分比; ζ_j 为储能自损耗系数; $\eta_{j,c}$ 、 $\eta_{j,d}$ 分别为充、放能效率; $P_{j,c}(t)$ 、 $P_{j,d}(t)$ 分别为 t 时刻的充、放能功率(kW); $P_{j,d}^{\max}$ 、 $P_{j,d}^{\min}$ 分别为放能功率的上、下限; $P_{j,c}^{\max}$ 、 $P_{j,c}^{\min}$ 分别为充能功率的上、下限; $Cap_j(0)$ 、 $Cap_j(T)$ 分别为储能 j 优化控制开始、结束时刻的容量。

2.2.4 母线功率平衡约束

1) 电母线

$$P_{eb}(t) + P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + P_{GT}(t) + P_{es,d}(t) = P_{es}(t) + P_{EC}(t) + P_{EL}(t) + P_{Ele}(t) + P_{es,c}(t) \quad (36)$$

式中, $P_{EL}(t)$ 为 t 时刻电负荷。

2) 热母线

$$Q_{GT}(t) + Q_{GB}(t) + P_{TS,d}(t) = Q_{AC}(t) + P_{TL}(t) + P_{TS,c}(t) \quad (37)$$

式中, $P_{TL}(t)$ 为 t 时刻热负荷。

3) 冷母线

$$C_{EC}(t) + C_{AC}(t) + P_{CS,d}(t) = P_{CL}(t) + P_{CS,c}(t) \quad (38)$$

式中, $P_{CL}(t)$ 为 t 时刻冷负荷。

4) 氢母线

$$P_{Ele,H}(t) + P_{HS,d}(t) = P_{HL}(t) + P_{HS,c}(t) \quad (39)$$

5) 燃料母线

$$F_g(t) = F_{GT}(t) + F_{GB}(t) \quad (40)$$

在考虑光伏、风电的间歇性和负荷波动性时, 上述电、热、冷、氢母线功率平衡的确定性约束不再适用。因此, 本文基于模糊机会约束规划方法描述系统的不确定性。

2.3 基于模糊机会约束规划的不确定性处理

2.3.1 模糊机会约束规划的基本理论

模糊机会约束规划(Fuzzy Chance Constrained Programming, FCCP)是一种主要用于解决系统中含不确定性因素的优化方法^[23-24]。FCCP 通过模糊参数表征系统的不确定性变量, 使不确定性条件下的约束以一定置信水平成立。基于模糊机会约束规划, 可将原问题表示为

$$\begin{cases} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.t. } Cr\{g(\mathbf{x}, \xi) \leq 0\} \geq \alpha \end{cases} \quad (41)$$

式中: $f(\mathbf{x})$ 为目标函数; ξ 为模糊变量向量; \mathbf{x} 为模糊变量可能的取值, 称为决策变量向量; $g(\mathbf{x}, \xi) \leq 0$ 为含模糊变量的约束条件; $Cr\{g(\mathbf{x}, \xi) \leq 0\} \geq \alpha$ 表示 $g(\mathbf{x}, \xi) \leq 0$ 的可信性约束形式; α 为置信水平。

模糊变量 $\xi_i (i=1,2,3,\dots)$ 可借助其隶属度函数进行表示。本文采用梯形隶属度函数描述风电、光伏出力及负荷需求的模糊变量, 如式(42)、式(43)所示。

$$\xi_i = (r_1, r_2, r_3, r_4) \quad (42)$$

$$r_k = \omega_k r_0, k=1,2,3,4 \quad (43)$$

式中: $r_1 - r_4$ 为模糊变量 ξ_i 的梯形隶属度参数; r_0 为预测值; ω_k 为比例系数。

求解模糊机会约束时, 先将含模糊变量的约束条件表示为对应的可信性约束。随后, 此可信性约束可转化为其清晰等价类形式, 继而对确定性约束进行求解, 可有效减少计算量。详细计算可参考文献[23], 本文不再赘述。

2.3.2 系统不确定性约束的清晰等价类

电、热、冷、氢母线功率平衡约束的清晰等价类如式(44)一式(47)所示。

1) 电母线

$$P_{eb}(t) + (2 - 2\alpha_1)(P_{WT_3}(t) + P_{PV_3}(t) - P_{EL_2}(t)) + (2\alpha_1 - 1)(P_{WT_4}(t) + P_{PV_4}(t) - P_{EL_1}(t)) + P_{GT}(t) + P_{ES,d}(t) - P_{es}(t) - P_{EC}(t) - P_{Ele}(t) - P_{ES,c}(t) = 0 \quad (44)$$

式中: α_1 为电母线功率平衡的置信水平; $P_{WT_3}(t)$ 、 $P_{WT_4}(t)$ 为风电预测值的隶属度参数; $P_{PV_3}(t)$ 、 $P_{PV_4}(t)$ 为光伏预测值的隶属度参数; $P_{EL_1}(t)$ 、 $P_{EL_2}(t)$ 为电负荷预测值的隶属度参数。

2) 热母线

$$Q_{GT}(t) + Q_{GB}(t) + P_{TS,d}(t) - (2 - 2\alpha_2)P_{TL_2}(t) - (2\alpha_2 - 1)P_{TL_1}(t) - Q_{AC}(t) - P_{TS,c}(t) = 0 \quad (45)$$

式中: α_2 为热母线功率平衡的置信水平; $P_{TL_1}(t)$ 、 $P_{TL_2}(t)$ 为热负荷预测值的隶属度参数。

3) 冷母线

$$C_{EC}(t) + C_{AC}(t) - (2 - 2\alpha_3)P_{CL_2}(t) - (2\alpha_3 - 1)P_{CL_1}(t) - P_{CS,c}(t) + P_{CS,d}(t) = 0 \quad (46)$$

式中: α_3 为冷母线功率平衡的置信水平; $P_{CL_1}(t)$ 、 $P_{CL_2}(t)$ 为冷负荷预测值的隶属度参数。

4) 氢母线

$$P_{Ele,H}(t) + P_{HS,d}(t) - (2 - 2\alpha_4)P_{HL_2}(t) - (2\alpha_4 - 1)P_{HL_1}(t) - P_{HS,c}(t) = 0 \quad (47)$$

式中: α_4 为氢母线功率平衡的置信水平; $P_{HL_1}(t)$ 、 $P_{HL_2}(t)$ 为氢负荷预测值的隶属度参数。

2.4 两阶段优化模型求解

图 2 为所提区域综合能源系统规划-运行两阶

段优化模型求解示意图。规划阶段，基于季节典型日冷、热、电、氢负荷需求及光伏、风电出力预测，考虑系统规划约束，以最小化系统建设成本为目标，制定合理配置策略并选择设备类型。随后规划结果为运行阶段提供安全运行的边界，并基于日前预测数据进行最优调度，以最小化系统运行成本。在运行阶段，借助模糊机会约束规划理论描述可再生能源出力及负荷需求的不确定性，增大系统运行的稳健性。同时，将动态氢定价机制引入运行优化过程中，以保障系统售氢收益的最大化。

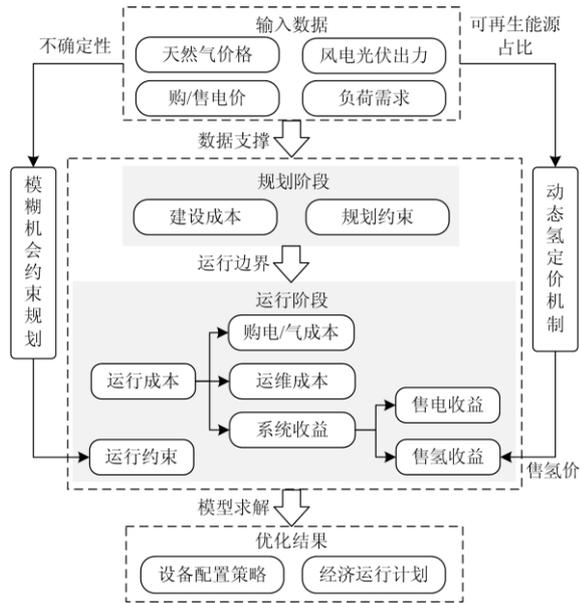


图 2 规划-运行两阶段优化模型的求解示意图

Fig. 2 Solution diagram of two-stage optimization model of planning and operation

本文所提规划-运行两阶段优化模型包含规划阶段的 0-1 决策变量、整数变量及运行阶段的连续变量，具有变量多、维数高的特点。Matlab 环境下的 YALMIP 工具箱能够根据求解问题类型自动选择合理的求解器，因此本文采用 YALMIP 工具箱对优化模型进行求解。

3 算例分析

本算例将所提计及动态氢价和多重不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化模型应用于某城市的一个街区。

3.1 基础数据

考虑到季节变化以及典型日时序变化规律，该区域一年中分为采暖季(累积天数 120 天)、制冷季(累积天数 100 天)和过渡季(累积天数 145 天)。规划阶段的 3 个季节典型日负荷需求及光伏、风力发电

曲线如图 3 所示。选择某一典型日进行运行阶段优化分析。

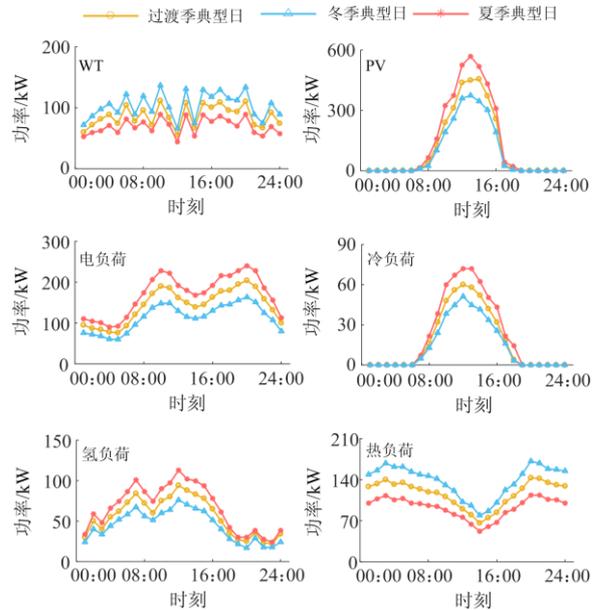


图 3 典型日可再生能源发电及负荷需求

Fig. 3 Renewable energy generation and load demands in typical days

图 4 为分时电价，表 1 为待选转换设备基本参数，表 2 为待选储能设备基本参数。天然气价格为 0.349 元/(kW h)，碳税为 20 元/吨，电网供电碳排放强度为 0.55 kg/(kW h)，天然气碳排放强度为 0.184 kg/(kW h)。

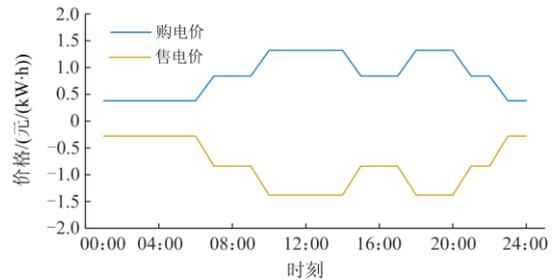


图 4 分时电价

Fig. 4 Time-of-use electricity price

为更好地分析和验证所提优化模型及策略的有效性，本文设置 4 种场景，其中场景 4 采用本文所提优化策略。

1) 场景 1

纯运行优化，固定氢价，不计及可再生能源发电及负荷的不确定性。

2) 场景 2

规划-运行两阶段优化，固定氢价，不计可再生

能源发电及负荷的不确定性。

3) 场景 3

规划-运行两阶段优化, 固定氢价, 计及可再生能源发电及负荷的不确定性。

4) 场景 4

规划-运行两阶段优化, 动态氢价, 计及可再生能源发电及负荷的不确定性。

表 1 待选转换设备基本参数

设备	类型	容量/ kW	单位建设成 本/(元/kW)	单位运维成 本/(元/(kW h))	能效比	生命期 /年
GT	GT1	100	5 000	0.068	1.2	30
	GT2	200	5 000	0.068	1.2	30
	GT3	300	5 000	0.068	1.2	30
GB	GB1	200	100	0.002	0.85	20
	GB2	300	100	0.002	0.85	20
	GB3	400	100	0.002	0.85	20
AC	AC1	40	1 000	0.008	0.9	20
	AC2	90	1 000	0.008	0.9	20
EC	EC1	50	800	0.008	3	20
	EC2	100	800	0.008	3	20
Ele	Ele1	100	12 000	0.16	—	10
	Ele2	200	12 000	0.16	—	10
	Ele3	300	12 000	0.16	—	10

表 2 待选储能设备基本参数

储能	类型	容量/ kW	单位建设成 本/(元/kW)	单位运维成 本/(元/(kW h))	自损耗 系数	效率
电储	ES1	200	1 700	0.001 8	0.001	0.95
	ES2	300	1 700	0.001 8	0.001	0.95
热储	TS1	100	190	0.001 6	0.01	0.85
	TS2	200	190	0.001 6	0.01	0.85
冷储	CS1	50	100	0.001 6	0.01	0.85
	CS2	100	100	0.001 6	0.01	0.85
氢储	HS1	50	1 800	0.01	0.01	0.85
	HS2	100	1 800	0.01	0.01	0.85

3.2 优化结果与分析

3.2.1 不同场景优化结果对比

表 3 为各个场景的成本明细。表 4 为各场景设备选型及容量配置情况。其中, 场景 1 的设备容量是基于预先定义的配置策略。为阐述所提方法的意义, 主要从规划-运行两阶段优化的有效性、不确定性处理及动态氢定价机制三方面进行分析。

1) 规划-运行两阶段优化的有效性

场景 1 在预定义的设备容量策略下运行, 未对系统中设备的容量配置进行优化, 无法根据实际需

求选择合理设备容量, 导致设备容量配置过大或过小。例如, 由表 3、表 4 可知, 在相同负荷需求下, 场景 1 中 TS 受到预先设定的 100 kW 容量限制, 而场景 2 为 TS 选择了合适的容量 200 kW, 以满足系统的优化运行。同时, 场景 1 中 Ele 预先设定的 200 kW 容量实际偏大, 造成资源浪费并导致系统建设成本大幅增加。因此, 在场景 2 中, 规划阶段的配置结果能为运行阶段提供合理运行边界, 以保障系统安全运行的同时有效降低建设成本。

表 3 各场景的成本明细

建设成本	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
	2 932	2 394	2 404	2 494
元				
运维	327	494	530	546
环境	28	22	39	39
购电	982	644	1 290	1 268
购气	1 288	1 893	2 088	2 168
售电	-1 260	-2 278	-630	-760
售氢	-2 146	-2 146	-2 146	-2 400
总成本	2 151	1 023	3 575	3 355

表 4 各场景设备选型结果

设备	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
GT	200 kW	GT1	GT1	GT2
GB	300 kW	GB1	GB2	GB2
EC	100 kW	EC1	EC1	EC1
AC	100 kW	AC1	AC2	AC2
Ele	200 kW	Ele1	Ele1	Ele1
ES	200 kW	ES1	ES1	ES1
TS	100 kW	TS2	TS2	TS2
CS	100 kW	CS2	CS1	CS2
HS	100 kW	HS2	HS2	HS2

2) 不确定性处理

基于模糊机会约束规划方法描述系统的不确定性, 可通过置信水平来反映系统的不确定性程度, 若置信水平越高, 则认为系统应对的不确定性程度越大。场景 2 未考虑系统的不确定性, 其置信水平相当于 0, 而场景 3 的置信水平设置为 0.95。

由表 3 和图 5 可知, 与场景 3 相比, 场景 2 因未考虑系统的不确定性, 优化结果过于“理想”。从场景 2 到场景 3, 随着不确定性程度增大, 系统购电及购气量增加, 以满足不确定性程度较大时的系统功率平衡。这说明系统健壮性增强以应对更高层次的不确定性, 但实际上会使解决方案更加保守, 因此成本代价较高。

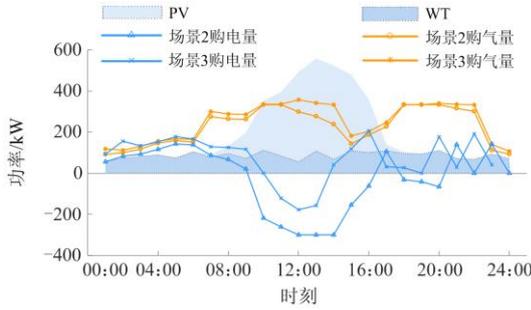


图5 场景2和场景3的购/售电及购气情况
Fig. 5 Electricity purchase/sale and gas purchase in scenario 2 and scenario 3

3) 动态氢定价机制分析

从表3和图6可知,与场景3对比,采用动态氢定价机制的场景4能够增大系统的售氢盈利,并实现了系统售氢价随能源供应中可再生能源的占比变化。01:00—07:00和20:00—24:00,光伏发电量基本为零,可再生能源总发电量在能源供应中的占比较小,系统需从电网购电以满足氢负荷需求,此时系统制氢成本增加导致售氢价相对较高。08:00—17:00,随着光伏发电量增大,可再生能源总发电量在能源供应中的占比变大,电解制氢所消耗的大部分电力由可再生能源提供,此时制氢成本较低,对应售氢价也较低。因此,所提动态氢定价机制能够实现售氢价随能源供应中的可再生能源占比动态变化,并在一定程度上促进可再生能源发电制氢。

其中,光伏发电高峰时段(10:00—14:00)的剩余电力以相对较高的价格出售给电网,获得售电利润,进一步提高了系统收益。

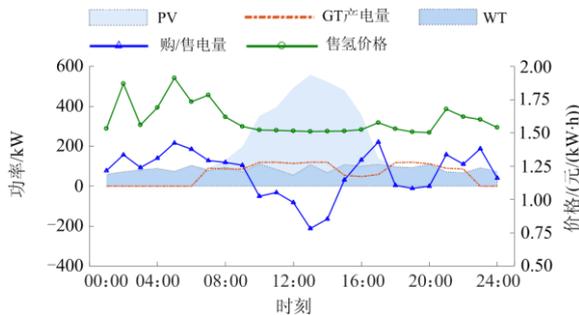


图6 场景4的动态氢定价结果
Fig. 6 Results of dynamic hydrogen pricing in scenario 4

3.2.2 最优场景4的运行优化结果

通过以上分析,可以确定采用所提方法的场景4为最优场景,图7—图10是最优场景4的电、热、冷、氢运行优化结果。

由仿真结果可知,所提运行优化策略能够协调系统内部各设备出力,以满足电热冷氢负荷需求。

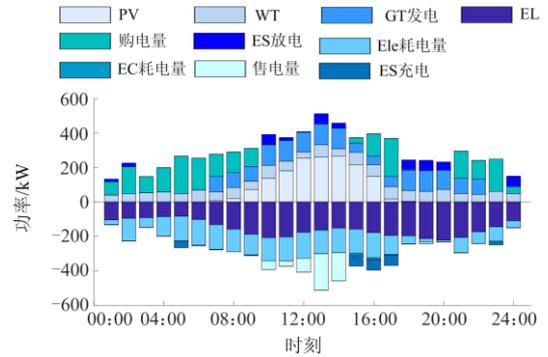


图7 场景4的电优化结果
Fig. 7 Optimization results of electric power in scenario 4

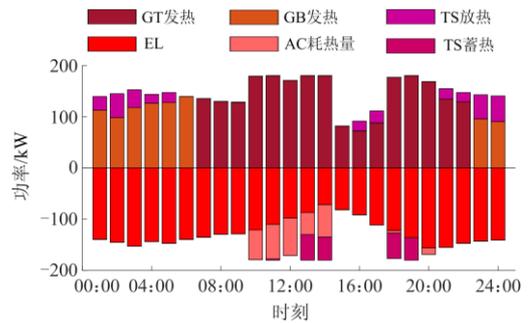


图8 场景4的热优化结果
Fig. 8 Optimization results of heat power in scenario 4

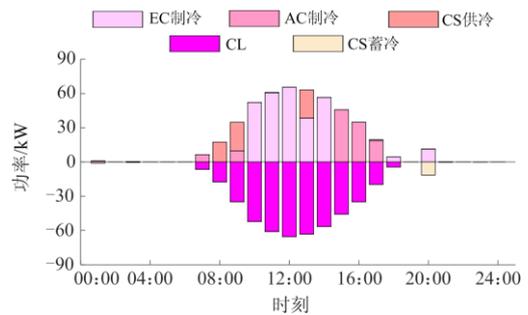


图9 场景4的冷优化结果
Fig. 9 Optimization results of cool power in scenario 4

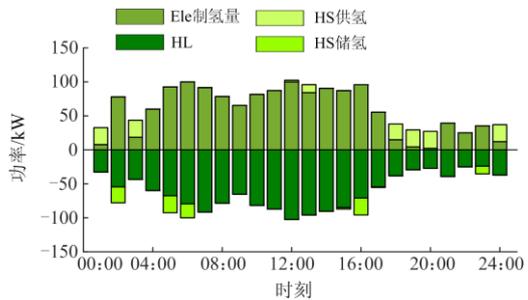


图10 场景4的氢优化结果
Fig. 10 Optimization results of hydrogen power in scenario 4

4 结论

本文提出了一种计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化方法。通过对比分析不同场景的优化结果, 得到以下结论。

1) 考虑系统规划及运行优化关系, 构建大规模混合整数非线性规划-运行两阶段优化模型。在规划阶段进行设备类型选择及容量配置, 并为运行阶段提供安全约束, 随后制定运行阶段的经济调度计划。仿真结果表明, 所提规划-运行两阶段优化方法能够有效降低系统建设及运行成本。

2) 本文提出一种具有实际物理意义的非线性动态氢定价机制, 并将其引入系统优化中以增大售氢收益。该机制实现了售氢价随能源供应中可再生能源占比的动态变化, 能够在一定程度上促进可再生能源制氢的发展。后续可进一步探索此定价机制引导氢燃料汽车有序加氢的方法。

3) 本文采用模糊机会约束规划方法描述可再生能源及负荷的多重不确定性, 以增强系统稳健性。通过对比分析可知, 该方法通过模糊变量表征系统不确定性对优化过程的影响, 使系统具备一定应对可再生能源及负荷不确定性的能力。

参考文献

- [1] 桑博, 张涛, 刘亚杰, 等. 多微电网能量管理系统研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 24-40.
SANG Bo, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Energy management system research of multi-microgrid: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 24-40.
- [2] MANNA D, GOSWAMI S K, CHATTOPADHYAY P K. Droop control for micro-grid operations including generation cost and demand side management[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(3): 232-242.
- [3] 刘迪. 微能源网运行优化与规划一体化方法研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2019.
LIU Di. Research on integrated optimization operation and planning for micro energy grid[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2019.
- [4] WANG Y L, WANG Y D, HUANG Y J, et al. Optimal scheduling of the regional integrated energy system considering economy and environment[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4): 1939-1949.
- [5] YANG W, LIU W, CHUNG C Y, et al. Coordinated planning strategy for integrated energy systems in a district energy sector[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020 11(3): 1807-1819.
- [6] DOLATABADI A, MOHAMMAD-IVATLOO B, ABAPOUR M, et al. Optimal stochastic design of wind integrated energy hub[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(5): 2379-2388.
- [7] 王毅, 张宁, 康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(22): 5669-5681.
WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Review and prospect of optimization planning and operation of energy hub in energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22): 5669-5681.
- [8] 姚志力, 王志新. 计及风光不确定性的综合能源系统两层协同优化配置方法[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4521-4531.
YAO Zhili, WANG Zhixin. Two-level collaborative optimal allocation method of integrated energy system considering wind and solar uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4521-4531.
- [9] SALIMI M, GHASEMI H, ADELPOUR M, et al. Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(8): 695-707.
- [10] 郑国太, 李昊, 赵宝国, 等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(16): 8-18.
ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [11] 董帅, 王成福, 徐士杰, 等. 计及网络动态特性的电-气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 12-19.
DONG Shuai, WANG Chengfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of an electric-gas-thermal integrated energy system with dynamic network characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 12-19.
- [12] 陈志彤. 多能流型区域综合能源系统经济调度优化运行[D]. 西安: 西安理工大学, 2018.
CHEN Zhitong. Economic operation and optimization of multienergy flow regional integrated energy system[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2018.

- [13] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.
- [14] WU X, LI H, WANG X, et al. Cooperative operation for wind turbines and hydrogen fueling stations with on-site hydrogen production[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(14): 2775-2789.
- [15] YUAN W, HUANG J, ZHANG Y J A. Competitive charging station pricing for plug-in electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(2): 627-639.
- [16] 程杉, 杨堃, 魏昭彬, 等. 计及电价优化和放电节制的电动汽车充电站有序充放电调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 1-8.
CHENG Shan, YANG Kun, WEI Zhaobin, et al. Orderly charging and discharging scheduling of an electric vehicle charging station considering price optimization and discharge behavior control[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 1-8.
- [17] LUO C, HUANG Y, GUPTA V. Stochastic dynamic pricing for EV charging stations with renewable integration and energy storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1494-1505.
- [18] EI-TAWHEEL N A, KHANI H, FARAG H E Z. Hydrogen storage optimal scheduling for fuel supply and capacity-based demand response program under dynamic hydrogen pricing[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4531-4542.
- [19] HUO D, GU C, MA K, et al. Chance-constrained optimization for multienergy hub systems in a smart city[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1402-1412.
- [20] GU W, WANG Z, WU Z, et al. An online optimal dispatch schedule for CCHP microgrids based on model predictive control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2332-2342.
- [21] 陈忠华, 高振宇, 陈嘉敏, 等. 考虑不确定性因素的综合能源系统协同规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 32-40.
CHEN Zhonghua, GAO Zhenyu, CHEN Jiamin, et al. Research on cooperative planning of an integrated energy system considering uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 32-40.
- [22] PENG C, XIE P, PAN L, et al. Flexible robust optimization dispatch for hybrid wind/photovoltaic/hydro/thermal power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 751-762.
- [23] 翟俊义, 任建文, 周明, 等. 含风电电力系统的时间尺度模糊机会约束动态经济调度模型[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 1094-1099.
ZHAI Junyi, REN Jianwen, ZHOU Ming, et al. Multi-time scale fuzzy chance constrained dynamic economic dispatch model for power system with wind power[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1094-1099.
- [24] WANG Y, ZHAO S, ZHOU Z, et al. Risk adjustable day-ahead unit commitment with wind power based on chance constrained goal programming[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 530-541.
- [25] 崔杨, 闫石, 仲悟之, 等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4264.
CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4254-4264.

收稿日期: 2021-10-18; 修回日期: 2021-12-24

作者简介:

汪飞(1981—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源发电与微电网技术; E-mail: f.wang@shu.edu.cn

龚丹丹(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统规划与运行优化; E-mail: 1158048873@qq.com

郭慧(1988—), 女, 通信作者, 博士, 研究方向为分布式能源与智能电网技术。E-mail: huigu@shu.edu.cn

(编辑 姜新丽)