

考虑动态荷储策略的综合能源系统 双层规划模型

蒋明喆¹, 成贵学¹, 赵晋斌²

(1.上海电力大学计算机科学与技术学院, 上海 201306; 2.上海电力大学电气工程学院, 上海 201306)

摘要:针对目前电—气—热综合能源系统动态耦合过程中存在的规划策略单一、调度灵活性差等问题,提出一种考虑动态能量转换(DEC)储能和负荷协同优化策略的双层优化调度模型。该模型上层考虑能量流动态转换与蓄电池、超级电容器和电转气等电气设备全生命周期的影响,探讨混合储能系统容量配置优化模型和 DEC 负荷模型。下层根据上层的储能配置建立以运行成本和网络损耗为目标函数的综合能源系统日前优化调度模型,并将调度结果反馈回上层,使 DEC 负荷参与系统的二次调度以增强调度的灵活性。随后,采用二阶振荡粒子群算法求解上层模型,下层模型在处理非线性方程后采用 ϵ -约束法求解。最后以修改的 IEEE 39 节点电力系统、比利时 20 节点天然气系统和 6 节点热力系统耦合的综合能源系统为例,对 4 种运行场景下的经济性、可靠性、灵活性进行分析,证明所建模型以及所提算法的合理性和优越性。

关键词:约束优化;储能;需求侧管理;综合能源系统;能量转换负荷

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.05.005 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2022)05-0044-14

Double-deck planning model of integrated energy system in consideration of dynamic load energy storage strategy

JIANG Mingzhe¹, CHENG Guixue¹, ZHAO Jinbin²

(1.College of Computer Science and Technology, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China;

2.College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China)

Abstract: Most of the existing planning strategies for the electricity gas-heat-integrated energy system are realized by cutting or transferring the load, and the influence of the dynamic coupling process is not considered. Therefore, the scheduling is not flexible enough. Under the background, a two-layer optimal scheduling model that considers the Dynamic Energy Conversion (DEC) energy storage and loads collaborative optimization strategy is proposed in this paper. In the upper layer, the dynamic conversion of energy flow is considered and the whole life cycle impact of the electric facilities, such as batteries, super-capacitors, and electricity to gas, is also concerned. Then the DEC load model is introduced. For the lower layer, based on the configuration of energy storage of the upper layer, an optimal scheduling model of an integrated energy system is established with the operating cost and net loss as the objective function. The scheduling results will be fed back to the upper layer. And then the DEC load can participate in the sec-

收稿日期:2021-05-06;修回日期:2021-06-04

基金项目:国家自然科学基金(51777120);上海市科技创新行动计划(19DZ1205402)

通信作者:成贵学(1971—),男,博士,副教授,主要从事新能源、过程自动化、综合能源系统研究;E-mail:shiecheng@126.com

ondary scheduling and the flexibility of scheduling can be enhanced. In addition, the Second Order Oscillatory Particle Swarm Optimization algorithm is adopted to calculate the solution of the upper model, while the lower model utilizes the ϵ -constraint method to solve the nonlinear equations. Finally, an Integrated Energy System comprising the modified IEEE 39 Panel Point Power System, the Belgian 20 Panel Points Natural Gas System, and the 6 Panel Points Heat System is analyzed as an example. Four operation scenarios are discussed from the perspectives of economy, reliability, and flexibility to verify the rationality and superiority of the proposed model and algorithm.

Key words: constrained optimization; energy storage; demand side management; integrated energy systems; energy conversion load

随着新能源的占比不断地提升,电—气—热综合能源系统(electricity gas heat integrated energy system, EGHIES)已经成为众多学者的研究方向^[1],计及能量流转换的综合能源系统中的储能优化策略也成为目前的研究热点。文献[2]对综合能源系统中的关键技术进行归纳,整理了多能量流的优化调控。由于可再生能源的接入以及负荷的波动性,储能作为电力系统中一种灵活的调度资源,可以调节系统的运行。文献[3-5]验证电转气(power to gas, P2G)储能作为一种能量流转换技术可以很好地应用到电—气耦合模型中并解决新能源消纳问题,减少风电技术中广泛存在的弃风问题。为了对模型中的子问题进行优化,文献[6]建立电—气互联协同优化模型并将其拆分为上下级优化子问题;文献[7]建立含储能的电—气—热综合能源系统,并解决“以热定电”模式中存在的多种问题。上述文献并未对储能容量进行配置,而配置合适容量的储能系统对综合能源的优化运行具有重要作用。文献[8-9]考虑储能的容量配置,分析了含新能源的电储能容量配置;文献[10]将储能容量配置作为综合能源系统的上层子问题进行分析,但考虑的都是单一电储能,并未针对能量流动态转换中的储能容量进行分析;文献[11]考虑了含风电的高维多目标问题求解方法。由于风电及负荷的波动性较大,当储能不足以调节系统时,对负荷实施中断及削减策略也可以起到调峰作用,有利于系统的安全运行。文献[12-13]考虑综合能源系统中的负荷侧,可削减、可中断负荷的参与能有效地减小系统运行成本,但上述文献仅仅是通过仿真对负荷进行单一化削减或转移,负荷策略单一,并未考虑综合能源系统中的三网平衡性问题,且调度灵活性差。目前在计及荷储策略的综合能源系统动态场

景优化的研究中,多种策略方法的应用较为独立,无法根据实际场景对含风电的综合能源系统与能源间的动态转换相互配合进行灵活调度^[14-20]。

综上所述,本文构建一种考虑动态能量转换(dynamic energy conversion, DEC)储能和负荷的综合能源系统双层优化模型,上层采用二阶振荡粒子群(second order oscillatory particle swarm optimization, SOO-PSO)算法,以蓄电池、超级电容器和电转气储能全生命周期的费用为目标函数,在考虑能量间的动态转换和 EGHIES 的可靠性的同时,配置合理的储能容量,并在储能容量配置的基础上,实现削减的电负荷值和热能出力间的转换。下层采用配置后的储能容量,建立 EGHIES 日前优化调度模型,以运行成本和网络损耗为目标函数,并将调度结果反馈回上层,进行 DEC 负荷调度减少系统的不平衡量,实现综合能源系统上下层的协同调度。对所有非凸函数进行凸化处理,并用分段线性化处理非线性模型后,采用 ϵ -约束法对多目标问题求解,最后通过算例仿真分析考虑 DEC 储能和负荷的 EGHIES 的优越性。

1 DEC 储能容量配置及负荷模型

1.1 储能规划目标函数

电转气即通过电解水产生氢气并和二氧化碳合成产生天然气的过程,天然气可大量存储,故电转气储能装置被大量应用在 EGHIES。由于风电和负荷具有大的波动性,为保证系统的可靠运行,需在系统调度前配置合理的全时段储能容量。在综合能源系统中,为了使多能量流稳定运行,需要配置混合储能系统(hybrid energy storage system, HESS),以混合储能的全生命周期费用 C^{HESS} 为目

标函数,即电储能系统 C^{EESS} 和电转气储能 C^{P2G} :

$$\min C^{\text{HESS}} = C^{\text{EESS}} + C^{\text{P2G}} \quad (1)$$

本文中的电储能包括蓄电池和超级电容器,其组合储能集合蓄电池的高能量密度和超级电容器的大功率密度,可大大提升电储能的性能。为了方便应用于实际场景中,以投放个数表示电储能系统全时段费用^[14],即

$$\begin{aligned} C^{\text{EESS}} = & C_{\text{inv}}^{\text{EESS}} + C_{\text{op}}^{\text{EESS}} + C_{\text{m}}^{\text{EESS}} + C_{\text{D}}^{\text{EESS}} = \\ & (1 + \delta_{\text{ob}} + \delta_{\text{mb}} + \delta_{\text{Db}}) N_{\text{b}} P_{\text{b}} + \\ & (1 + \delta_{\text{oc}} + \delta_{\text{mc}} + \delta_{\text{Dc}}) N_{\text{c}} P_{\text{c}} \end{aligned} \quad (2)$$

式中 $C_{\text{inv}}^{\text{EESS}}$ 为投资费用; $C_{\text{op}}^{\text{EESS}}$ 为运行费用; $C_{\text{m}}^{\text{EESS}}$ 为维护费用; $C_{\text{D}}^{\text{EESS}}$ 为处理费用; δ_{ob} 、 δ_{mb} 、 δ_{Db} 分别为蓄电池的运行系数、维护系数和处理系数; δ_{oc} 、 δ_{mc} 、 δ_{Dc} 分别为超级电容器的运行系数、维护系数和处理系数; N_{b} 、 N_{c} 为投放的蓄电池和超级电容器的个数; P_{b} 、 P_{c} 为蓄电池和超级电容器的单价。

通过式(3),可以将电储能的储能容量用投放个数表示^[15],即

$$\begin{cases} E_{\text{bmax}} = 10^{-6} \times N_{\text{b}} C_{\text{b}} U_{\text{b}} \\ E_{\text{bmin}} = 10^{-6} \times N_{\text{b}} C_{\text{b}} U_{\text{b}} (1 - D_{\text{OD}}) \\ E_{\text{cmax}} = N_{\text{c}} C_{\text{c}} U_{\text{cmax}}^2 / 7.2 \times 10^9 \\ E_{\text{cmin}} = N_{\text{c}} C_{\text{c}} U_{\text{cmin}}^2 / 7.2 \times 10^9 \end{cases} \quad (3)$$

式中 E_{bmax} 、 E_{bmin} 、 E_{cmax} 、 E_{cmin} 分别为蓄电池和超级电容器的最大最小储能; C_{b} 、 C_{c} 为蓄电池和超级电容器的电容量; U_{b} 为电储能的额定电压; U_{cmax} 、 U_{cmin} 为超级电容器的最大最小电压; D_{OD} 为蓄电池放电深度。蓄电池和超级电容器的充放电模型分别为

$$E_{\text{b,c,t}} = E_{\text{b,c,t-1}} (1 - J_{\text{b,c}}) + P_{\text{b,c,t-1}} \eta_{\text{b,c}} \quad (4)$$

$$\eta_{\text{BES}} = \begin{cases} \eta_{\text{ch}}, & P_{\text{b,c,t-1}} < 0 \\ \frac{1}{\eta_{\text{dh}}}, & P_{\text{b,c,t-1}} \geq 0 \end{cases} \quad (5)$$

式(4)、(5)中 $E_{\text{b,c,t}}$ 、 $E_{\text{b,c,t-1}}$ 为蓄电池和超级电容器 t 和 $t-1$ 时刻的储能值; $J_{\text{b,c}}$ 为自放电率; $P_{\text{b,c,t-1}}$ 为 $t-1$ 时刻储能出力; η_{BES} 储能效率; η_{ch} 、 η_{dh} 分别为电储能的充电效率和放电效率^[18]。

因电转气的运行、维护和处理费用相比于投资费用可忽略不计,故只需计算投资成本,由于各种不确定因素,电转气的使用存在大量的波动性,故需要根据以等年金法^[19]修改的等比变额年金法来

表达电转气的成本,即

$$C^{\text{P2G}} = C_{\text{inv}}^{\text{P2G}} Q^{\text{P2G}} \frac{(1 + \sigma_{\lambda} - M_{\text{u}})(1 - M_{\text{u}}^{\lambda})}{D^{\text{P2G}} [1 - (\frac{M_{\text{u}}}{1 + \sigma_{\lambda}})^{\lambda}] (1 - M_{\text{u}})} \quad (6)$$

式中 $C_{\text{inv}}^{\text{P2G}}$ 为单位容量投资成本; σ_{λ} 为利率; λ 为使用年限; D^{P2G} 为 P2G 的每年使用时间; Q^{P2G} 为 P2G 容量,其中 M_{u} 为每一年除电转气的其余发电出力占比。

1.2 储能规划策略

供电可靠性是 EGHIES 的重要指标。而维持供需平衡是保证 EGHIES 供电可靠性的重要指标,故本文重点对系统的某时刻的供电不平衡率 Ψ_{P} 和供热不平衡率 Ψ_{H} 展开讨论, Ψ_{P} 、 Ψ_{H} 表示了系统运行供需过程的平衡性指标。用 ΔE 、 ΔH 表示不平衡电量、不平衡热量,热网包括热出力和热负荷,热力系统模型由供水管道和回水管道组成,供水管道将水注入水箱,通过供热机组,即电锅炉 (electric boiler, EB)、热电联供 (combined heat and power, CHP) 机组加热,并将加热后的水注入回水管道,将供水管道和回水管道中的水量混合以供给负荷使用,为了表现能量转换中的动态过程,以管道温度来表示 ΔH 。

$$\Delta E =$$

$$\left(\sum_{c \in \Omega_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP,c,t}} + \sum_{k \in \Omega_{\text{W}}} P_{\text{W,k,t}} + \sum_{g \in \Omega_{\text{GU}}} P_{\text{GU,g,t}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{G}}} P_{\text{G,i,t}} \right) - \left(\sum_{b \in \Omega_{\text{EB}}} P_{\text{EB,b,t}} + \sum_{d \in \Omega_{\text{D}}} P_{\text{D,d,t}} \right) \quad (7)$$

$$\Delta H =$$

$$c \sum_{\bar{o}=1}^2 \sum_{r' \in \Omega_{\text{H/CHP}}} (-1)^{\bar{o}} m_{\bar{o},r'} (T_{\bar{o},r'}^{\text{ms}} - T_{\bar{o},r'}^{\text{mr}}) + \varphi_{\text{EB,t}} \quad (8)$$

式中 $P_{\text{CHP,c,t}}$ 、 $P_{\text{W,k,t}}$ 、 $P_{\text{GU,g,t}}$ 、 $P_{\text{G,i,t}}$ 为 t 时刻 CHP 机组、风电机组、燃气轮机和燃煤机组的发电量; $P_{\text{EB,b,t}}$ 为电锅炉的耗电量; Ω_{G} 、 Ω_{W} 、 Ω_{EB} 、 Ω_{GU} 、 Ω_{CHP} 、 Ω_{H} 、 Ω_{D} 为火电机组、风电机组、电锅炉、燃气轮机、CHP 机组、热负荷、电负荷的集合; $\varphi_{\text{EB,t}}$ 为电锅炉的热出力; $P_{\text{D,d,t}}$ 为 t 时刻电负荷的需求量; c 为水的比热容,取 $4.2 \times 10^3 \text{ J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$; $\bar{o}=1$ 代表热出力,此时 r' 属于 Ω_{CHP} , $\bar{o}=2$ 代表热负荷,此时 r' 属于 Ω_{H} ; $m_{\bar{o},r'}$ 为节点的注入热水量; $T_{\bar{o},r'}^{\text{ms}}$ 、 $T_{\bar{o},r'}^{\text{mr}}$ 分别为供水管道和回水管道在节点处的温度。

由式(7)、(8)可知, $\Delta E > 0$, 不平衡电量为正, 表明发电量超出电负荷需求; $\Delta E < 0$, 不平衡电量为负, 表明发电量少于电负荷需求, ΔH 同理。由于热水在管道内的传输过程中具有延时特性, 且会发生温度损失, 考虑管道动态特性, 供回水管道温度表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{\bar{o}, \bar{s}, t}^{\text{ms}} = \\ \sum_{a \in S_i^-} \{ \Theta_{a,t} [(m_{i,\Delta t}^a + \rho A_a L_a - \Gamma_{a,t}) T_{\bar{o}, \bar{s}, t - \tau_{a,t}}^{\text{ms}} + \\ \sum_{v=t-\tau_{a,t}+1}^{t-v_{a,t}-1} (m_{v,\Delta t}^a) T_{\bar{o}, \bar{s}, v}^{\text{ms}} + (\sum_{v=t-v_{a,t}}^t m_{v,\Delta t}^a - \rho A_a L_a) \cdot \\ T_{\bar{o}, \bar{s}, t - v_{a,t}}^{\text{ms}} - m_{i,\Delta t}^a T_t^{\text{cum}}] + m_{i,\Delta t}^a \} / \sum_{a \in S_m^-} m_{i,\Delta t}^a \\ T_{\bar{o}, \bar{s}}^{\text{mr}} = \\ \sum_{a \in S_i^+} \{ \Theta_{a,t} [(m_{i,\Delta t}^a + \rho A_a L_a - \Gamma_{a,t}) T_{\bar{o}, \bar{s}, t - \tau_{a,t}}^{\text{mr}} + \\ \sum_{v=t-\tau_{a,t}+1}^{t-v_{a,t}-1} (m_{v,\Delta t}^a) T_{\bar{o}, \bar{s}, v}^{\text{mr}} + (\sum_{v=t-v_{a,t}}^t m_{v,\Delta t}^a - \rho A_a L_a) \cdot \\ T_{\bar{o}, \bar{s}, t - v_{a,t}}^{\text{mr}} - m_{i,\Delta t}^a T_t^{\text{cum}}] + m_{i,\Delta t}^a \} / \sum_{a \in S_m^+} m_{i,\Delta t}^a \end{array} \right. \quad (9)$$

$$\Gamma_{a,t} = \begin{cases} \sum_{v=t-\tau_{a,t}+1}^t m_{v,\Delta t}^a, \tau_{a,t} \geq v_{a,t} + 1 \\ \sum_{v=t-v_{a,t}}^t m_{v,\Delta t}^a, \tau_{a,t} < v_{a,t} + 1 \end{cases} \quad (10)$$

$$\Theta_{a,t} = \exp \left(- \frac{\lambda_a \Delta t}{A_a \rho c} \left(v_{a,t} + \frac{1}{2} + \frac{\Gamma_{a,t} - \sum_{v=t-v_{b,t}}^t m_{v,\Delta t}^a}{m_{i,\Delta t}^a} \right) \right) \quad (11)$$

式(9)~(11)中 $\rho A_a L_a$ 为管道 a 所含热水的总质量; $m_{\Delta t}^a$ 为管道 a 在 Δt 时段内注入热水质量; $m_{\Delta t}^{av}$ 为管道 a 从 v 时刻开始在 Δt 时段内注入热水质量; $m_{a,t,\Delta t}^{at-v}$ 为 t 时刻流出管道 a 的热水从刚注入管道后 Δt 时段内注入热水质量; $v_{a,t}$ 、 $\tau_{a,t}$ 分别为 t 时刻和 $t-1$ 时刻流出管道 a 的热水在管道中的流动时长, 其大小与管道的材质和注入的热水质量有关^[14]; $T_{\bar{o}, \bar{s}, t - v_{a,t}}^{\text{ms}}$ 、 $T_{\bar{o}, \bar{s}, t - \tau_{a,t}}^{\text{ms}}$ 分别为 t 时刻和 $t-1$ 时刻流出供水管道的热水在刚进入管道时的管道初始温度; $T_{\bar{o}, \bar{s}, t - v_{a,t}}^{\text{mr}}$ 、 $T_{\bar{o}, \bar{s}, t - \tau_{a,t}}^{\text{mr}}$ 分别为 t 时刻和 $t-1$ 时刻流出回水管道的热水在刚进入管道时的管道初始温度; $T_{\bar{o}, \bar{s}, v}^{\text{ms}}$ 、 $T_{\bar{o}, \bar{s}, v}^{\text{mr}}$ 分别为 v 时刻供水管道和回水

管道的温度; T_i^{cum} 为环境温度; λ_a 为管道 a 的导热系数; S_m^- 、 S_m^+ 分别为以节点 m 为首端和末端的管道集合; S_i^- 、 S_i^+ 分别表示以节点 i 为首端和末端的管道集合。

除了热力系统的动态特性, 天然气在管道中也具有动态特性, 在涉及到电—气—热能量转换的过程中, 会有天然气少量存在于天然气管道中, 考虑这部分天然气, 以便更加精确的计算能量转换中的储能容量 \mathfrak{R} 。

$$\mathfrak{R} = \sum_{\phi \in \Omega_{\text{CHP}}} \left(\sum_{s \in Z(\phi)} q_{s,\phi,t} - \sum_{\phi_r \in V(\phi)} q_{\phi_r,t} + \frac{\Delta H (k_{\text{CHP}} + 1)}{Q_{\text{LHV}} \eta_{\text{CHP}}} \right) \quad (12)$$

$$q_{s,\phi,t} = L_{s\phi} \sqrt{|p_{s,t}^2 - p_{\phi,t}^2|} \quad (13)$$

式中 $q_{s,\phi,t}$ 为 t 时刻节点 s 向节点 ϕ 的气流; $q_{\phi_r,t}$ 为 t 时刻节点 ϕ 向 r 的气流; $Z(\phi)$ 、 $V(\phi)$ 分别为以 ϕ 为末端和首端的天然气管道集合; $L_{s\phi}$ 为管道常数; $p_{s,t}$ 、 $p_{\phi,t}$ 为管道两端的压力; Q_{LHV} 为天然气的低热值, 通常取 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$; η_{CHP} 为 CHP 机组的运行效率; k_{CHP} 为机组电热比, 取经验值 0.39。

由于模型中新能源出力具有不确定性, 且在不同时段中环境温度不同, 需要对下层进行自适应优化调度。 Ψ_{P} 和 Ψ_{H} 表现负荷和出力之间的关系, 可通过对供电不平衡率和供热不平衡率的约束, 计算综合能源系统中的储能容量, 有效地在安全范围内实施自适应优化调度。

$$\left\{ \begin{array}{l} \Psi_{\text{P}} = \frac{- \sum_{t \in T} \Delta E}{\sum_{t \in T} \sum_{d \in \Omega_{\text{D}}} P_{\text{D},d,t}} \\ \Psi_{\text{H}} = \frac{- \sum_{t \in T} \Delta H}{c \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_{\text{H}}} m_{\bar{o}, i} (T_{\bar{o}, i}^{\text{ms}} - T_{\bar{o}, i}^{\text{mr}})} \end{array} \right. \quad (14)$$

储能策略如下。

令 CHP 机组和电锅炉出力最大使 $\Delta H > 0$, 此时电转气不消耗电能, 令其余发电机组为最大出力时, $\Delta E > 0$, 电储能充电; 令其余发电机组为最小出力时, $\Delta E < 0$, 电储能放电。

当 $|\Delta E| > E_{\text{bmax}} + E_{\text{cmax}}$ 时, 超级电容器和蓄电池以最大储能量共同充/放电。

当 $|\Delta E| > E_{\text{bmax}}$ 时, 蓄电池以最大储能量充/放电, 超级电容器以剩余不平衡电量充/放电。

当 $|\Delta E| > E_{\text{cmax}}$ 时,超级电容器以最大储能量充/放电,蓄电池以剩余不平衡电量充/放电。

令 CHP 机组和电锅炉出力最小使 $\Delta H < 0$,此时电转气储能工作。

令其余发电机组为最大出力时,电储能充电 $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} > E_{\text{bmax}} + E_{\text{cmax}}$ ($\Re H_g / \varphi_{\text{P2G}}$ 为转换 \Re 大小的天然气所要消耗的电能, φ_{P2G} 为电转气的转换效率, H_g 为天然气高热值,取 $10.83 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$), 蓄电池、超级电容器以最大储能量共同充电; $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} > E_{\text{bmax}}$, 蓄电池以最大储能量充电, 超级电容器以剩余不平衡电量充电; $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} > E_{\text{cmax}}$, 超级电容器以最大储能量充电, 蓄电池以剩余不平衡电量充电; 令其余发电机组为最小出力时, 电储能放电, $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} < -(E_{\text{bmax}} + E_{\text{cmax}})$, 蓄电池、超级电容器以最大储能量共同放电, $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} < -E_{\text{bmax}}$, 蓄电池以最大储能量放电, 超级电容器以剩余不平衡电量放电; $\Delta E - \Re H_g / \varphi_{\text{P2G}} < -E_{\text{cmax}}$, 超级电容器以最大储能量放电, 蓄电池以剩余不平衡电量放电。

负荷的供电不平衡率、供热不平衡率需要维持在一个范围之内,即

$$\begin{cases} \Psi_{\text{P}} < \Psi_{\text{Pmax}} \\ \Psi_{\text{H}} < \Psi_{\text{Hmax}} \end{cases} \quad (15)$$

式中 Ψ_{Pmax} 、 Ψ_{Hmax} 分别供电、供热不平衡率的最大值。蓄电池、超级电容器和电转气储能 t 时刻的储能量约束为

$$\begin{cases} E_{\text{bmin}} < E_{\text{b},t} < E_{\text{bmax}} \\ E_{\text{cmin}} < E_{\text{c},t} < E_{\text{cmax}} \\ Q^{\text{P2G}} > \Re \end{cases} \quad (16)$$

式中 $E_{\text{b},t}$ 、 $E_{\text{c},t}$ 为 t 时刻蓄电池和超级电容器的储能量。

1.3 DEC 负荷模型

将储能容量规划的结果传入下层模型,并在此基础上对综合能源系统进行优化调度,由于对储能进行容量限制在一定程度上制约了储能的出力,若在储能出力达到最大值的情况下,发电量与负荷需求量不匹配,机组出力压力过大,此时需要将每一个负荷节点的不平衡电量的值反馈给上层模型,对负荷侧加以限制,使系统达到平衡状态。传统的对负荷削减的策略无法适应多能量流耦合的综合能

源系统,因为单纯对电负荷进行削减无法满足热力系统平衡和天然气系统平衡,如若改变天然气出力和热出力,由于三网的耦合特性,又会导致新的不平衡出现,使用 DEC 负荷策略可以达成三网的平衡状态。DEC 负荷模型本质上为一种能量流转换,将电负荷和热出力相互转换,即通过对用电高峰时段的每个不平衡节点的电负荷值进行削减,各个不平衡电负荷节点的削减功率为 $P_{\text{IL},t}$,将整个综合能源系统的不平衡情况分为如下 4 种:

1) $\Delta E < 0, \Delta H < 0$,即发出的电功率小于消耗的电功率,发出的热功率小于消耗的热功率,此时为了满足电、热平衡,增加 CHP 机组的热出力的大小为 $-\Delta H$,故增加的 CHP 机组的电出力的大小为 $-k_{\text{CHP}}\Delta H$,但增加 CHP 机组出力的同时会消耗更多的天然气,而天然气源的出力是受到限制的,为保持天然气系统平衡,消耗的天然气需要通过电转气来维持,即消耗的电量 $-\Re H_g / \varphi_{\text{P2G}}$,其增加的出力值可等效转换为负荷削减的值,即还需削减的总负荷值 $P_{\text{IL},t} = -\Delta E - (-k_{\text{CHP}}\Delta H) + (-\Re H_g / \varphi_{\text{P2G}})$,若 $P_{\text{IL},t} < 0$,则无需再进行多余削减;

2) $\Delta E < 0, \Delta H > 0$,此时为了满足电、热平衡,减少 EB 机组的热出力的大小为 ΔH ,故减少的 EB 机组的电消耗的大小为 $\Delta H / \eta_{\text{EB}}$ (η_{EB} 为电锅炉的运行效率),其减小的热出力值可等效转换为负荷削减的值,即还需削减的总负荷值为 $P_{\text{IL},t} = -\Delta E - (\Delta H / \eta_{\text{CHP}})$,若 $P_{\text{IL},t} < 0$,则无需再进行多余削减;

3) $\Delta E > 0, \Delta H < 0$,增加 EB 机组的热出力的大小为 $-\Delta H$,故增加的 EB 机组的电消耗的大小为 $-\Delta H / \eta_{\text{CHP}}$ (η_{CHP} 为电锅炉的运行效率),其增大的热出力值可等效转换为负荷削减的值,即还需削减的总负荷值为 $P_{\text{IL},t} = -\Delta H / \eta_{\text{EB}} - \Delta E$,若 $P_{\text{IL},t} < 0$,则无需再进行多余削减;

4) $\Delta E > 0, \Delta H > 0$,减少 CHP 机组的热出力的大小为 ΔH ,故减少的 CHP 机组的电出力的大小为 $k_{\text{CHP}}\Delta H$,但减少 CHP 机组出力的同时会消耗更少的天然气,电转气消耗的电量 $\Re H_g / \varphi_{\text{P2G}}$,其减少的出力值可等效转换为负荷削减的值,即还需削减的总负荷值 $P_{\text{IL},t} = k_{\text{CHP}}\Delta H - (\Re H_g / \varphi_{\text{P2G}}) - \Delta E$,若 $P_{\text{IL},t} < 0$,则无需再进行多余削减。

需将 $P_{IL,t}$ 分配到每个不平衡电负荷节点上,如若 $\Delta H < 0$,则表示整个电力系统都将缺热,而 $\Delta H > 0$ 则表示整个电力系统都有过多的热量,故可以将 ΔH 等效平均分配到各个电负荷节点上,即 $\Delta H_{il,t}$,每个不平衡电负荷节点上的不平衡电量为 $\Delta E_{il,t}$,则削减功率的矩阵为

$$P_{IL,t} = \begin{bmatrix} \max\{-\Delta E_{il,t} + k_{CHP}\Delta H_{il,t} - \Re H_g / \varphi_{P2G}, 0\} \\ \max\{-\Delta E_{il,t} - \Delta H_{il,t} / \eta_{EB}, 0\} \\ \max\{-\Delta H_{il,t} / \eta_{EB} - \Delta E_{il,t}, 0\} \\ \max\{k_{CHP}\Delta H_{il,t} - \Re H_g / \varphi_{P2G} - \Delta E_{il,t}, 0\} \end{bmatrix}^T \mathbf{G}_t^{IL} \quad (17)$$

式中 \mathbf{G}_t^{IL} 为电力系统中不平衡电负荷节点的关联矩阵,其为 $4 \times \bar{s}$ 的矩阵, \bar{s} 为电力系统的节点数;第 1 行:若 $\Delta E < 0$,且 $\Delta H < 0$ 时,值为 1,其余为 0;第 2 行:若 $\Delta E < 0$,且 $\Delta H > 0$ 时,值为 1,其余为 0;第 3 行:若 $\Delta E > 0$,且 $\Delta H < 0$ 时,值为 1,其余为 0;第 4 行:若 $\Delta E > 0$,且 $\Delta H > 0$ 时,值为 1,其余为 0。故 \mathbf{G}_t^{IL} 是一个随时间变化的矩阵,即 $P_{IL,il,t}$ 为 $P_{IL,t}$ 中的元素。

在调度过程中,通过 DEC 负荷和 DEC 储能的协同优化,实现电热的动态能量流转换,维持供需

平衡。

用 0-1 变量 β 表示 DEC 负荷在某一时刻的转换状态, $\beta=1$ 表示发生负荷转换,考虑到如果不对 DEC 负荷加以限制,则会出现通过大量的削减用户用电量以满足热平衡的情况,甚至可能导致某些用户全天停电。故 DEC 负荷约束如下^[20]。

$$\sum_{t=1}^{t+T_{max}^{cut}+1} (1 - \beta) \geq 1 \quad (18)$$

$$\sum_{t=1}^{24} \beta \leq N_{max} \quad (19)$$

式中 T_{max}^{cut} 为最大削减时间; N_{max} 为最大削减次数。

上层建立以全时段蓄电池、超级电容器和电转气储能成本为目标函数的综合能源系统调度策略,将调度结果传给下层后,根据上层的储能配置建立日前经济调度模型,以日前运行成本和电网损耗为优化目标,并根据调度后的电、热负荷缺额实施 DEC 负荷策略,由于 DEC 负荷的存在,无需对风电的不确定性进行处理,即可实现对整个系统的自适应灵活调度,因为 DEC 负荷通过对源—荷侧的协调,很大程度上解决了由于风电的不确定性带来的供需不平衡的问题,从而实现了综合能源系统的上、下两层协调、互补调度运行,系统结构如图 1 所示。

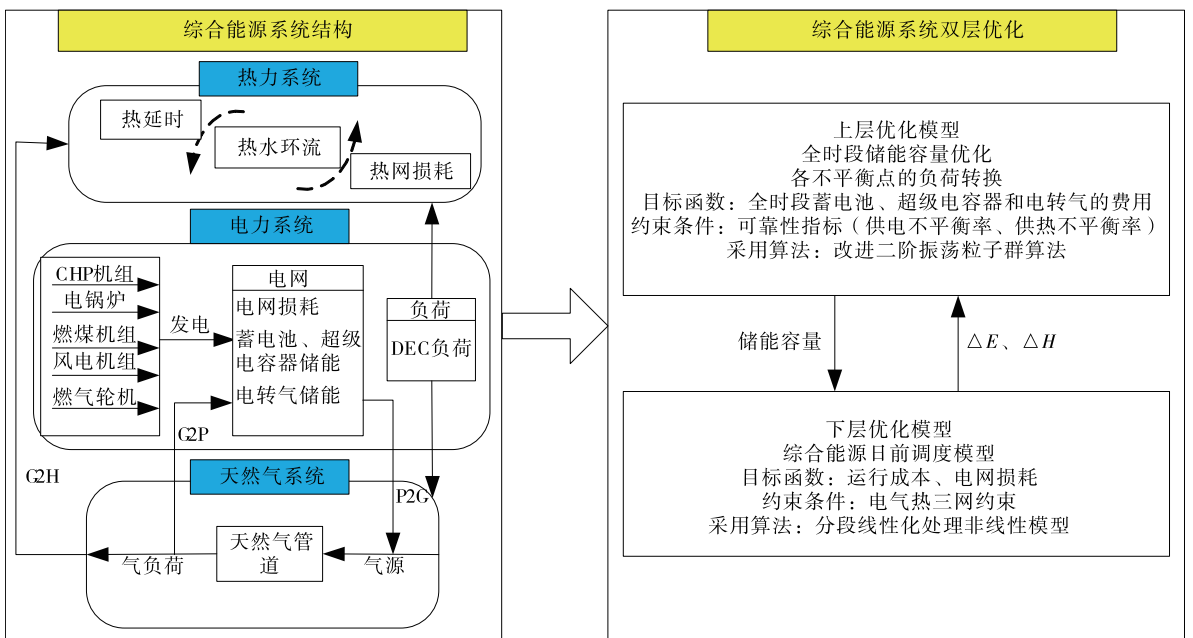


图 1 系统结构

Figure 1 System structure

2 EGHIES 模型

2.1 目标函数

下层建立以运行成本和电网损耗最小为目标的目的 EGHIES 模型。

1) 目标函数 1: EGHIES 成本。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_{\text{IPGHES}} = \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in \Omega_G, i \notin \Omega_{GT}} f_1(P_{G,i,t}) + \right. \\ \sum_{c \in \Omega_{\text{CHP}}} C_{\text{CHP},c} P_{\text{CHP},c,t} + \sum_{g \in \Omega_{\text{GU}}} C_{\text{GU},g} P_{\text{GU},g,t} + \\ \sum_{k \in \Omega_W} (C_W P_{W,k,t} + C_{\text{curt},k} (P_{\text{Wf},k,t} - P_{W,k,t})) + \\ \sum_{\beta \in \Omega_{\text{P2G}}} C_{\text{P2G},\beta} P_{\text{P2G},\beta,t} + \sum_{e \in \Omega_{\text{BES}}} C_{\text{BES},e} |P_{\text{BES},e,t}| + \\ \sum_{b \in \Omega_{\text{EB}}} C_{\text{EB},b} P_{\text{EB},b,t} + \sum_{il \in \Omega_{\text{IL}}} C_{\text{IL},il} \beta P_{\text{IL},i,t} + \\ \left. C_{\text{well}} q_{\text{well},t} \right] \\ f_1(P_{G,i,t}) = a_k P_{\text{P2G},i,t} + b_k P_{G,i,t} + c_k \end{array} \right. \quad (20)$$

式中 C_{EGHIES} 为 EGHIES 成本; Ω_{P2G} 、 Ω_{BES} 、 Ω_{IL} 为电转气、电储能、DEC 电负荷的集合; a_k 、 b_k 、 c_k 为火电机组的成本系数; $P_{\text{Wf},k,t}$ 为风电预测出力; $P_{\text{P2G},\beta,t}$ 为电转气消耗电功率; $P_{\text{BES},e,t}$ 为电储能充放电功率; $C_{\text{well}} q_{\text{well},t}$ 为天然气源的出力成本; $C_{W,k}$ 、 $C_{\text{CHP},c}$ 、 $C_{\text{GU},g}$ 、 $C_{\text{curt},k}$ 、 $C_{\text{P2G},\beta}$ 、 $C_{\text{BES},e}$ 、 $C_{\text{EB},b}$ 、 $C_{\text{IL},il}$ 分别为风电出力成本、CHP 出力成本、燃气轮机出力成本、弃风惩罚、电转气运行成本、电储能运行成本、电锅炉运行成本、DEC 电负荷补偿成本。

2) 目标函数 2: 网络损耗。

由于模型在考虑网络动态转换时已将热网和气网损耗考虑其中, 故目标函数只考虑电网损耗。电网损耗可根据直流潮流模型来表示^[17]:

$$\min F = \sum_{i \in T} \sum_{l \in N_L} g_{kl} \left[\sum_{ia \in \Omega_{AG}} X_{lia} P_{ia,t} - \sum_{d \in \Omega_D} X_{ld} P_{D,d,t} \right]^2 \quad (21)$$

式中 F 为电网损耗; N_L 为支路数; $P_{ia,t}$ 为与电网耦合的所有发电机组出力(包含储能的出力); g_{kl} 为每一条支路的电导; X_{lia} 为基态直流潮流模型中所有发电机节点对其支路上的注入转移分布因子; X_{ld} 为负荷节点对支路上的注入转移分布因子; Ω_{AG}

为所有发电机组的集合。

2.2 约束条件

2.2.1 电力系统约束

1) 节点功率平衡。

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Omega_G, i \notin \Omega_{GT}} \mathbf{G}_{mi}^G P_{G,i,t} + \sum_{c \in \Omega_{\text{CHP}}} \mathbf{G}_{mc}^{\text{CHP}} P_{\text{CHP},c,t} + \\ & \sum_{g \in \Omega_{\text{GU}}} \mathbf{G}_{mg}^{\text{GU}} P_{\text{GU},g,t} + \sum_{k \in \Omega_W} \mathbf{G}_{mk}^W P_{W,k,t} + \\ & \sum_{e \in \Omega_{\text{BES}}} \mathbf{G}_{me}^{\text{BES}} P_{\text{BES},e,t} + \sum_{l \in N_L} \mathbf{H}_{ml} f_l + P_{\text{IL},t} - \\ & \sum_{\beta \in \Omega_{\text{P2G}}} \mathbf{G}_{m\beta}^{\text{P2G}} P_{\text{P2G},\beta,t} - \sum_{b \in \Omega_{\text{EB}}} \mathbf{G}_{mb}^{\text{EB}} P_{\text{EB},b,t} = \\ & \sum_{d \in \Omega_D} \mathbf{G}_{md}^D P_{D,d,t} \end{aligned} \quad (22)$$

式中 \mathbf{G}_{mi}^G 、 $\mathbf{G}_{mc}^{\text{CHP}}$ 、 $\mathbf{G}_{mg}^{\text{GU}}$ 、 \mathbf{G}_{mk}^W 、 $\mathbf{G}_{me}^{\text{BES}}$ 、 $\mathbf{G}_{m\beta}^{\text{P2G}}$ 、 \mathbf{H}_{ml} 分别为火电机组、CHP 机组、燃气轮机、风电机组、电储能、电转气、电力线路和电力系统节点的关联矩阵; f_l 为电力系统中线路 l 上的流动功率。

2) 机组出力约束。

$$P_{ia \min} < P_{ia,t} < P_{ia \max} \quad (23)$$

式中 $P_{ia \max}$ 、 $P_{ia \min}$ 分别为机组的有功出力的上下限(包含电储能的上下限)。

3) 电储能约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{soc}}^{\min} \leq c_{\text{soc},t} \leq C_{\text{soc}}^{\max} \\ c_{\text{soc},t} = c_{\text{soc},t-1} - \frac{\eta_{\text{BES}} P_{b,c,t-1}}{E_{b,c,t}} \\ c_{\text{soc},0} = C_{\text{soc}}^{\text{ini}} \end{array} \right. \quad (24)$$

式中 $c_{\text{soc},t}$ 为电储能 t 时刻的荷电状态; C_{soc}^{\min} 、 C_{soc}^{\max} 、 $C_{\text{soc}}^{\text{ini}}$ 分别为荷电状态的最小值、最大值和初始值。

2.2.2 热力系统约束

热网各节点的流出水量等于流入水量, 即

$$\mathbf{A}_H^* m = M_n \quad (25)$$

式中 \mathbf{A}_H^* 为热水流动节点关联矩阵, 热水流入管道矩阵元素为正, 热水流出管道矩阵元素为负; m 为各热水管道的流量; M_n 为各节点流出水量。

2.2.3 天然气系统约束

1) 天然气平衡约束。

$$\begin{aligned} & \mathbf{A}_W^* q_{\text{well},t} + \mathbf{A}_P^* \frac{P_{\text{P2G},\beta,t} \varphi_{\text{P2G}}}{H_g} - \mathbf{A}_D^* \mathbf{D}_{\text{gas}} + \\ & \sum_{sj \in Z(j)} \mathbf{A}_Q^* q_{sj,t} - \frac{1}{Q_{\text{LHV}}} \left(\sum_{c \in \Omega_{\text{CHP}}} \mathbf{A}_C^* \frac{P_{\text{CHP},c,t} + \varphi_{\text{CHP},t}}{\eta_{\text{CHP}}} + \right. \\ & \left. \sum_{g \in \Omega_{\text{GU}}} \mathbf{A}_G^* \frac{P_{\text{GU},g,t}}{\eta_{\text{GU}}} \right) = \sum_{jr \in V(j)} \mathbf{A}_Q^* q_{jr,t} \end{aligned} \quad (26)$$

式中 \mathbf{A}_W^* 、 \mathbf{A}_P^* 、 \mathbf{A}_D^* 、 \mathbf{A}_C^* 、 \mathbf{A}_G^* 分别为天然气源、电转气、天然气负荷、CHP 机组、燃气轮机与天然气系统的关联矩阵; \mathbf{A}_Q^* 为天然气管道与天然气系统的关联矩阵,天然气流入管道矩阵元素为正; $q_{well,t}$ 为天然气源出力; \mathbf{D}_{gas} 为天然气负荷矩阵; η_{GU} 为燃气轮机的运行效率; $\phi_{CHP,t}$ 为 CHP 机组热出力; $Z(j)$ 、 $V(j)$ 分别为以 j 节点为末端和首端的天然气管道集合; $q_{sj,t}$ 为时刻节点 s 向 j 的气流; $q_{jr,t}$ 为时刻节点 j 向 r 的气流。

2) 节点管道约束。

$$p_{j,\min} < p_{j,t} < p_{j,\max} \quad (27)$$

$$q_{sj,\min} < q_{sj,t} < q_{sj,\max} \quad (28)$$

式中 $p_{j,\min}$ 、 $p_{j,\max}$ 为天然气节点 j 的最小和最大压力; $q_{sj,\min}$ 、 $q_{sj,\max}$ 为管道天然气的最小和最大流量。

3 求解算法模型

针对上层模型的储能容量规划,由于储能容量范围不定,且风力发电存在较大的随机性,故采用 SOO-PSO 算法在大范围内进行求解。粒子群算法为求解非线性问题的一种普遍算法,其求解效率高,易于实现,在求解大规模电力系统的问题上具有良好的数值稳定性。而二阶振荡可保证粒子群算法在寻优前期振荡收敛,可使粒子群算法跳出局部最优,加大了优化精度的同时提高了收敛性能。下层模型中由于式(13)、(20)、(21)为非线性函数,且下层模型为非凸优化问题,求解较为困难,对式(20)、(21)进行凸松弛规划,再采用分段线性逼近进行线性化处理,使模型变为凸优化问题,最后采用 ϵ -约束求解多目标优化问题。

3.1 储能策略求解

采用 SOO-PSO 算法求解使全时段储能容量费用最小的最优解,并给出最优解时粒子所在位置,其速度修正公式为

$$V_{ps,h+1} = \omega \cdot V_{ps,h} + \varphi_1(p_{ps} - (1 + \xi_1)x_{ps,h} + \xi_1 x_{ps,h-1}) + \varphi_2(p_g - (1 + \xi_2)x_{ps,h} + \xi_2 x_{ps,h-1}) \quad (29)$$

$$x_{ps,h+1} = x_{ps,h} + V_{ps,h+1} \quad (30)$$

式中 $V_{ps,h}$ 为 h 时刻粒子飞行速度; $x_{ps,h}$ 为 h 时刻空间中粒子位置; p_{ps} 、 p_g 为个体最优值和全局最优值; ω 为权重; ξ_1 、 ξ_2 为振荡因子; h 为步长。

3.2 线性化方法

分别对式(13)、(21)做如下处理,引进变量 $R = \sum_{ia \in \Omega_{AG}} X_{lia} P_{ia,t} - \sum_{d \in \Omega_D} X_{ld} P_{D,d,t}$, $p'_{s,t} = p'_{st,t}$ 、 $p'_{qm,t} = p'_{qm,t}$, 即

$$L_{sqm}^2 (p'_{s,t} - p'_{qm,t}) = q_{sqm,t}^2 \quad (31)$$

$$P_{Loss,t} = g_{kl} R^2 \quad (32)$$

本文仅以式(20)中的 $f_1(P_{G,i,t})$ 为例,将其松弛表示为下式凸约束^[11],其余非线性处理相同将不再赘述。

$$\begin{cases} f_1(P_{G,i,t}) \geq a P_{G,i,t}^2 + b P_{G,i,t} + c, a > 0 \\ f_1(P_{G,i,t}) \leq f_{\min}(P_{G,i,t}) + \\ \frac{f_{\max}(P_{G,i,t}) - f_{\min}(P_{G,i,t})}{P_{G,i,\max} - P_{G,i,\min}}, a < 0 \end{cases} \quad (33)$$

式中 $f_{\max}(P_{G,i,t})$ 、 $f_{\min}(P_{G,i,t})$ 分别为火电机组运行成本的最大值和最小值; $P_{G,i,\max}$ 、 $P_{G,i,\min}$ 分别为火电机组的最大和最小出力。式(33)中还存在非线性方程,将 $P_{G,i,t}^2$ 分为 s 段,每段长度为 σ , k^σ 为每段斜率,得到如下式的分段线性函数:

$$P_{G,i,t}^2 = \begin{cases} \sum_{\sigma=1}^{\xi} \left[\left(P_{G,i,t} - \frac{P_{G,i,\max}\sigma}{\xi} \right) k^\sigma \right], \sigma = 1 \\ \sum_{\sigma=1}^{\xi} \left[\left(P_{G,i,t} - \frac{P_{G,i,\max}\sigma}{\xi} \right) k^\sigma + \left[\frac{P_{G,i,\max}(\sigma-1)}{\xi} \right]^2 \text{sgn}f \right], \sigma > 1 \end{cases} \quad (34)$$

$$f = - \left[P_{G,i,t} - \frac{P_{G,i,\max}(\sigma-1)}{\xi} \right] \left(P_{G,i,t} - \frac{P_{G,i,\max}\sigma}{\xi} \right) \quad (35)$$

3.3 多目标的求解

本文采用 ϵ -约束法对多目标问题进行求解,将网络损耗 F 设为次优目标,则多目标优化改为如下有约束的单目标优化。

$$\begin{cases} \min \left\{ C_{IPGHES} + \frac{\epsilon a_\epsilon}{F_{\max} - F_{\min}} \right\} \\ \text{s.t. } F = F_{\min} + \frac{(F_{\max} - F_{\min})\sigma}{\xi} + a_\epsilon \\ F \leq F_{\min} + \frac{(F_{\max} - F_{\min})(\sigma+1)}{\xi} \end{cases} \quad (36)$$

式中 ϵ 为取值为 $[0.001, 0.1]$ 的常数; a_ϵ 为辅助变量; F_{\max} 、 F_{\min} 分别为网络损耗的最大值和最小值。

4 实验结果与分析

4.1 算例介绍

本文上层建立混合储能容量优化模型, 下层构造如图2所示的电—气—热综合能源系统, 并对其

进行优化调度, 系统采用 IEEE 39 节点电力系统, 比利时 20 节点天然气系统和 6 节点热力系统, 风电出力成本、弃风惩罚、电转气运行成本、电储能运行成本、电锅炉运行成本、削减负荷的补偿成本、CHP 机组运行成本、燃气轮机运行成本分别取 60、50、20、20、70、50 \$/MW, η_{GU} 为 0.8, η_{CHP} 为 0.6, η_{GU} 为 0.8, $T_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 为 20 h, N_{max} 为 5。机组参数如表 1 所示, 电储能参数和电转气参数如表 2、3 所示。

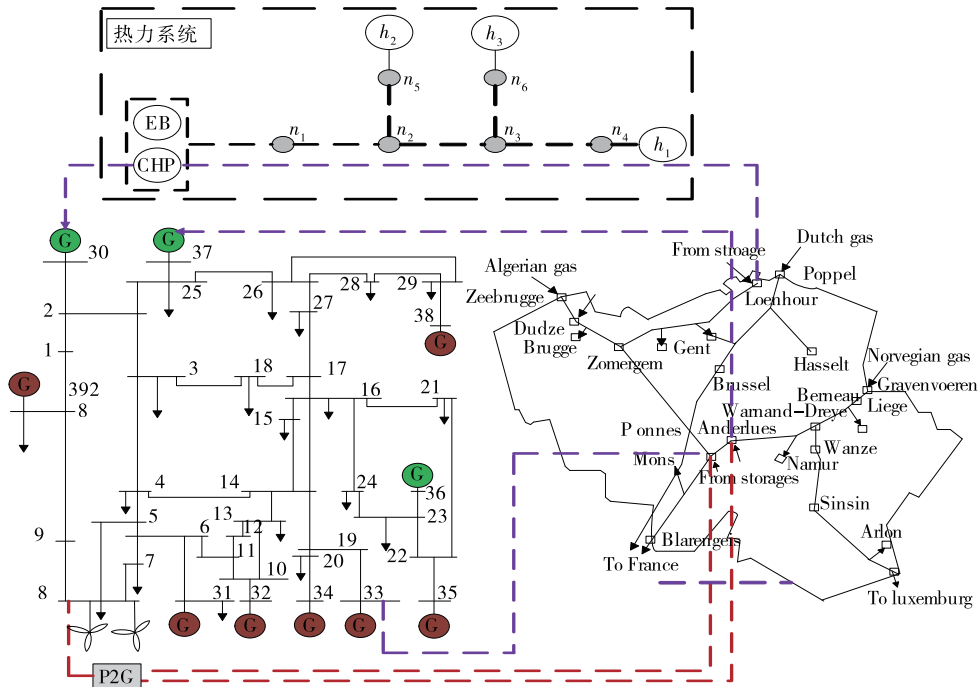


图2 电—气—热多能互补系统算例

Figure 2 Illustration of electric-gas-heat multi energy complementary system

表1 机组参数

Table 1 Unit parameters

机组	电网节点	气网节点	热网节点	a	b	c	出力上限/MW	出力下限/MW
风电	8	—	—	—	—	—	80	0
CHP	30	3	1	—	—	—	1 000	0
燃煤	31	—	—	2 639	21.02	0.009	646	0
燃煤	32	—	—	2 639	21.02	0.009	725	0
燃气	33	6	—	—	—	—	350	0
燃煤	34	—	—	2 839	24.02	0.077	108	0
燃煤	35	—	—	2 639	21.02	0.009	687	0
燃煤	36	—	—	2 639	21.02	0.009	580	0
燃气	37	19	—	—	—	—	350	0
燃煤	38	—	—	1 469	19.71	0.077	865	0
燃煤	39	—	—	1 469	19.71	0.077	1 100	0
电锅炉	24	—	1	—	—	—	100	0

表 2 电储能参数

Table 2 Electric energy storage parameters

储能设备	额定电压/ V	额定容量/Ah (电容值/F)	充电 效率	放电 效率	自放 电率	放电 深度	运行 系数	维护 系数	循环寿命/次	单价/美元	处理 系数
蓄电池	12.0	100	0.95	0.95	0.7	0.4	0.10	0.02	1 500	400	0.08
超级电容器	2.7	1 200	0.95	0.95	0.7	—	0.01	—	500 000	350	0.04

表 3 电转气参数

Table 3 P2G parameters

利率/%	单位容量成本/ (\$·kW ⁻³)	每年使用 时间/d	使用 年限/a	转换 效率
5	1 818.75	300	20	0.9

电网节点 33、37 分别通过燃气轮机 1、2 与气网节点耦合,电网节点 30 通过 CHP 机组与热网节点 1、气网节点 3 耦合。电储能荷电状态的最小值、最大值和初始值分别取 0.1、0.9、0.3,最大供电不平衡率和最大供热不平衡率取 0.15。所有程序均在 Matlab 中运行仿真。

4.2 算例仿真与结果分析

4.2.1 DEC 储能容量规划的优越性

采用二阶振荡粒子群算法对储能容量进行规划,考虑 DEC 的储能容量规划和不考虑 DEC 的储能容量规划的比对结果如表 4 所示。种群规模取 100,迭代次数为 400 次, ω_{\max} 为 0.9, ω_{\min} 为 0.4, φ_1 、 φ_2 为 0.967, ξ^1 、 ξ^2 均为 0.7。

表 4 全生命周期费用

Table 4 Life cycle cost

储能容量 规划	蓄电池/ 个	超级电容器/ 个	P2G/MW	最小费用/ 元
不考虑 DEC	12 619	392 200	50.00	13 714
考虑 DEC	11 939	376 220	61.05	13 617

通过对 2 种情况的对比,在考虑 DEC 的储能容量规划时,对 P2G 的容量规划明显增加,这是因为在考虑动态特性时,热网延时、气网管存本身就等效为对能量的存储,故需要规划的 P2G 容量相对较多,使多余的能量在管道中得以存储,方便实现三网平衡,考虑 DEC 后全方位释放了机组的出力压力,故求解得到的全生命周期费用相对较少。

4.2.2 EGHIES 调度的可靠性与经济性分析

上层模型首先分别求解了考虑 DEC 的储能容

量规划的结果和不考虑 DEC 的储能容量规划的结果,为分析计及 DEC 储能容量和负荷策略对系统调度运行的影响,本文设置如下 4 种场景进行分析对比:

场景 1 系统模型仅为单层,考虑普通储能容量规划和可削减负荷并对系统进行优化调度;

场景 2 系统模型为双层,考虑普通储能容量规划和 DEC 负荷并对系统进行优化调度;

场景 3 系统模型为双层,考虑 DEC 储能容量规划和可削减负荷并对系统进行优化调度;

场景 4 系统模型为双层,同时考虑 DEC 储能容量规划和 DEC 负荷并对系统进行优化调度。

其中,场景 1 为在文献[16]所提及的网络特性的基础上,考虑文献[15]储能模型的情况。普通储能容量规划是指不考虑供能可靠性约束和动态能量转换储能策略,仅考虑普通储能容量约束,可削减负荷为仅考虑电负荷削减,不考虑三网耦合的动态能量转换负荷策略。

选取基准值为 100 MW,分别对 4 种场景进行调度,得到如图 3 所示的燃气轮机和 CHP 机组出力情况。由于场景 3、4 考虑了 DEC 储能容量,09:00—19:00 时燃气轮机在场景 1、2 中出力较少,在场景 3、4 中出力较多,09:00—13:00 时 CHP 机组在场景 1、2 中出力较少,在场景 3 和场景 4 中出力较多,这是因为在考虑 DEC 储能容量时,电储能出力会受到限制,导致大量的电能转换为天然气,所以燃气轮机出力增多,同时 CHP 机组出力增多。但从 14:00 时开始相对场景 1、2,CHP 机组在场景 3、4 中的出力减少,这是因为由于热力网络的动态特性,先前延时的热量也已经释放出来,故 CHP 机组出力减少。19:00 时后燃气轮机在场景 1、2 中的出力相对较多,而在场景 3、4 的出力相对较少,这是因为考虑储能容量限制,先前在管道中存储的天然气,此时也释放出来,为了维持供需平衡,CHP 机组

在 19:00 时出力增加,随后延时热量释放。由于天然气网本身就有气源存在,所以燃气轮机在 19:00 时出力才减小,而 CHP 机组在 14:00 时出力就已经减小。

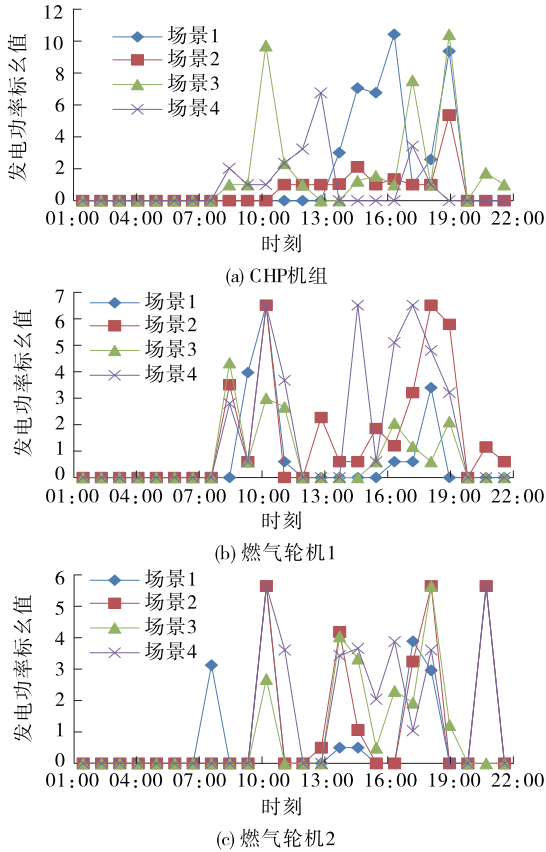


图 3 不同场景燃气轮机、CHP 机组出力
Figure 3 Output of gas turbine, CHP under different scenarios

由此可见,除了电储能和电转气储能,热网及气网内的动态特性也可视为储能,为了对比清晰,图 4、5 只列出场景 1 和场景 3 的对比。由图 4 可看出考虑 DEC 后,在 00:00—08:00 时,储能在场景 3 的出力较多,在场景 1 出力较少,这是因为热网和气网需要吸收大量的能量以满足管道内的动态存储,而从 09:00 时以后相对于场景 1,场景 3 储能出力较少,储能的使用减小,储能容量的配置减小,并增加能量流动态转换,增强三网之间的能量耦合。由图 5 可看出不考虑 DEC 时,天然气源出力较多,在气源的出力限制下有时会发生天然气紧缺的状况,而在考虑 DEC 储能容量时,电储能容量会被限制,电能转换为天然气后,气网内的管道存储会在天然气紧缺时释放出来缓解气源压力,增加可靠性。

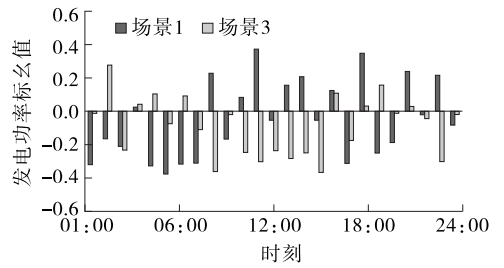
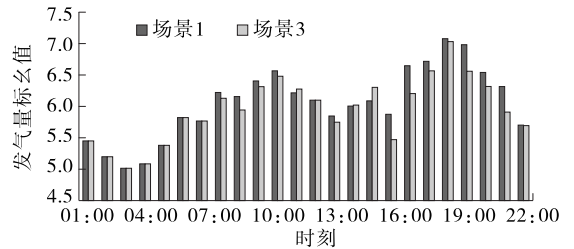
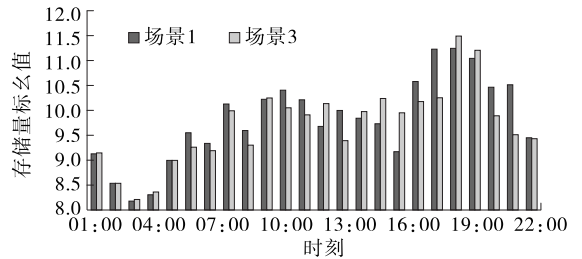


图 4 不同场景储能出力

Figure 4 Output of energy storage for different scenarios



(a) 天然气源出力



(b) 天然气管道存储量

图 5 不同场景下的气源出力和管道存量

Figure 5 Gas source output and pipeline storage for different scenarios

在考虑 DEC 后,天然气管道的存储量随着 CHP 机组出力增多而减少,当 CHP 出力减小,管道的存储量又会增多,这表示 DEC 会辅助系统的调度,从而增加系统的灵活性。

各场景下的运行成本和网络损耗结果如表 5 所示,场景 3 的运行成本比场景 1 少,这是因为考虑 DEC 储能后,减小电储能成本的同时也减小了弃风成本,并且减小了供电不平衡率和供热不平衡率,保证各机组的合理运行,但根据式(21),若只考虑 DEC 储能,会增加燃气机组和 CHP 机组的出力,导致网络损耗增多,加大负荷的削减也可能造成网损的增多;场景 4 的成本和网络损耗均比场景 3 低,这是因为考虑 DEC 负荷后,加强了动态性能,一定程度上减少了储能的出力,同时也更加保障热网平衡,在考虑 DEC 储能容量的基础上使机组出力更加

合理化,在进行负荷削减时也降低了 CHP 机组的出力,保证网损的降低。

表 5 不同场景的比较

Table 5 Comparison of different scenes

场景	运行成本/万元	日网损/(MW·h)
1	552.090	961.537
2	546.730	954.805
3	542.147	974.872
4	539.866	945.202

不考虑 DEC 负荷和考虑 DEC 负荷后的热力系统不平衡的情况如图 6 所示,考虑 DEC 负荷后,热力系统不平衡情况明显改善,而不考虑 DEC 负荷,在 11:00、19:00 和 21:00 时不平衡量异常增多,可见 DEC 负荷可以有效地调节热出力,对热网也可以实施自适应动态调度。

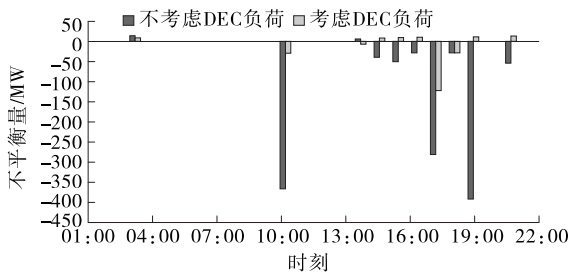


图 6 2 种情况下的热力系统不平衡量

Figure 6 The unbalance of H system in two cases

4.2.3 Pareto 解集

根据文第 3 节的求解方法,对场景 4 进行求解,将网损以次优目标作为约束,不断地改变网损点的划分方式以改变网损值,通过观察运行结果可将网损值的大小划定在 $[920, 950]$ 之间,采用 ϵ -约束法的 Pareto 前沿集,如图 7 所示,可以根据不同运行结果选择不同的调度方案以满足不同的调度环境。

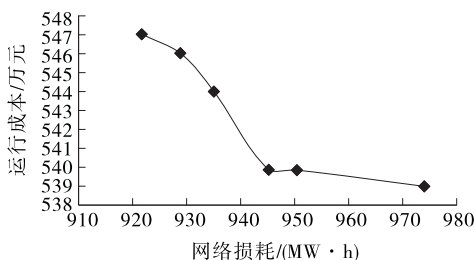


图 7 场景 4 的 Pareto 解集

Figure 7 Pareto solution set of scenario 4

5 结语

本文在分析综合能源系统中机组最优调度出力的基础上,提出一种基于 DEC 混合储能和负荷策略的综合能源系统模型。通过对本文所建模型及所提的控制策略进行分析,可得出以下结论。

1)考虑的能量流转换是一个动态过程,热水流动时产生的热损耗和热延时都会对最后调度结果造成影响,气网中的管道模型也影响电转气模型的建立。无论是对全生命周期的储能容量的优化,还是综合能源系统的日前调度优化,当计及动态能量流转换时,都能保证系统的经济性、可靠性和灵活性。

2)DEC 负荷区别于一般的削减负荷,其在考虑电力系统平衡的同时兼顾考虑热力系统和天然气系统的平衡,使调度过程更加灵活,有效防止系统产生供需不平衡的情况,更好地利用能量之间的耦合特性。但是本文未考虑针对气、热负荷的动态转换的情况,且由于网络的动态特性较为复杂,仅采用线性方程无法准确表示综合能源系统动态模型,后续研究可以对气、热负荷的动态转换过程建立微分方程以更加精确地描述网络动态模型并满足某些系统无法平衡的时刻。

参考文献:

- [1] 王宏,闫园,文福拴,等.国内外综合能源系统标准现状与展望[J].电力科学与技术学报,2019,34(3):3-12.
WANG Hong, YAN Yuan, WEN Fushuan, et al. Standards associated with integrated energy systems: current situation and research prospect[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 3-12.
- [2] 艾芊,郝然.多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2018,42(4):2-10+46.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 2-10+46
- [3] 卫志农,张思德,孙国强,等.计及电转气的电—气互联综合能源系统削峰填谷研究[J].中国电机工程学报,

- 2017,37(16):4601-4609+4885.
- WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16):4601-4609+4885.
- [4] 牛启帆, 武鹏, 张菁, 等. 考虑电转气的电—气耦合系统协同优化规划方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(3): 24-35.
- NIU Qifan, WU Peng, ZHANG Jing, et al. Collaborative optimal planning method for electricity-gas coupling system considering power to gas[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3):24-35.
- [5] 许志恒, 张勇军, 陈泽兴. 考虑 P2G 备用服务的电—气联合网络风电消纳及低碳效益分析[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(3):36-45.
- XU Zhiheng, ZHANG Yongjun, CHEN Zexing. The benefits on wind power accommodation and low carbon effects of integrated electricity and gas network considering reserve service of P2G facilities[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(3):36-45.
- [6] 张儒峰, 姜涛, 李国庆, 等. 考虑电转气消纳风电的电—气综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19):5668-5678+5924.
- ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Guoqing, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated electricity-natural gas systems considering P2G for wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19):5668-5678+5924.
- [7] 施泉生, 丁建勇, 刘坤, 等. 含电、气、热 3 种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8):269-276+293.
- SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):269-276+293.
- [8] 仇成, 李亦农, 宋若晨, 等. 风光联合发电系统的储能容量优化配置方法[J]. 水电能源科学, 2020, 38(5):202-206.
- QIU Cheng, LI Yinong, SONG Ruochen, et al. Optimization configuration of energy storage capacity of wind and photovoltaic generation system[J]. Water Resources and Power, 2020, 38(5):202-206.
- [9] 刘永前, 梁超, 阎洁, 等. 风—光电站中储能系统混合最优配置及其经济性研究[J]. 中国电力, 2020, 53(12):143-150.
- LIU Yongqian, LIANG Chao, YAN Jie, et al. Optimal configuration and economic study of hybrid energy storage system in wind and solar power plants[J]. Electric Power, 2020, 53(12):143-150.
- [10] 陆立民, 褚国伟, 张涛, 等. 基于改进多目标粒子群算法的微电网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15):116-124.
- LU Limin, CHU Guowei, ZHANG Tao, et al. Optimal configuration of energy storage in a microgrid based on improved multi-objective particle swarm optimization [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15):116-124.
- [11] 吴悔, 林舜江, 范官盛. 含风电的高维多目标安全约束机组组合问题求解方法[J]. 电网技术, 2021, 45(2):542-553.
- WU Hui, LIN Shunjiang, FAN Guansheng. Solution for multi-objective security constrained unit commitment with wind power[J]. Power System Technology, 2021, 45(2):542-553.
- [12] 黄伟, 柳思岐, 叶波. 考虑源—荷互动的园区综合能源系统站—网协同优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14):44-61.
- HUANG Wei, LIU Siqi, YE Bo. Station-network coordination optimization of integrated energy system for park considering source-load interaction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14):44-61.
- [13] 徐晨博, 薛友, 林紫菡, 等. 计及可转移负荷的电—气综合能源系统多目标优化[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3):13-23.
- XU Chen BO, XUE You, LIN Zihan, et al. Multi-objective optimization of an integrated electricity-gas energy system considering transferable loads[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3):13-23.
- [14] 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 electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J].Automation of Electric Power Systems,2018,42(13):12-19.

- [15] 王刚,陈先龙,宋艺航,等.计及多能需求的综合能源服务商优化运行策略研究[J].智慧电力,2021,49(2):31-38.

WANG Gang, CHEN Xianlong, SONG Yihang, et al. Optimization operation strategy for integrated energy service provider considering multi-energy demand[J]. Smart Power, 2021, 49(2): 31-38.

- [16] 张利军,王一铮,陈飞,等.计及能源网络特性的综合能源系统最优协调规划[J].电力科学与技术学报,2020,35(1):3-13.

ZHANG Lijun, WANG Yizheng, CHEN Fei, et al. Optimal coordinated planning of an integrated energy system considering characteristics of energy networks[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 3-13

- [17] 马一鸣,周夕然,董鹤楠,等.考虑电转气与冷热负荷惯性的综合能源系统优化调度[J].电网与清洁能源,2021,37(8):118-127+138.

MA Yiming, ZHOU Xiran, DONG Henan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering power-to-gas and load inertia[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(8): 118-127+138.

- [18] 杨挺,赵黎媛,刘亚闯,等.基于深度强化学习的综合能源系统动态经济调度[J].电力系统自动化,2021,45(5):39-47.

YANG Ting, ZHAO Liyuan, LIU Yachuang, et al. Deep reinforcement learning-based dynamic economic dispatch for integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5): 39-47.

- [19] 许志恒,张勇军,陈泽兴,等.考虑运行策略和投资主体利益的电转气容量双层优化配置[J].电力系统自动化,2018,42(13):76-84.

XU Zhiheng, ZHANG Yongjun, CHEN Zexing, et al. Bi-level optimal capacity configuration for power to gas facilities considering operation strategy and investment subject benefit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 76-84.

- [20] 王源,南海鹏,关欣.风水储微电网优化调度策略研究[J].高压电器,2020,56(5):216-222.

WANG Yuan, NAN Haipeng, GUAN Xin. Optimal scheduling strategy of wind-hydro-storage micro-grid[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(5): 216-222.

(上接第 43 页 Continued from page 43)

- [18] 马一鸣,周夕然,董鹤楠,等.考虑电转气与冷热负荷惯性的综合能源系统优化调度[J].电网与清洁能源,2021,37(8):118-127+138.

MA Yiming, ZHOU Xiran, DONG Henan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering power-to-gas and load inertia[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(8): 118-127+138.

- [19] 韩美玉,王艳松.基于牛顿迭代法的电力系统非线性谐波状态估计[J].自动化技术与应用,2013,32(11):79-82+91.

HAN Meiyu, WANG Yansong, Research on non-linear harmonic state estimation in power system based on newton iteration algorithm[J]. Techniques of Automa-

tion and Applications, 2013, 32(11): 79-82+91.

- [20] LIU X, MANCARELLA P. Assessment and sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems[J]. Applied Energy, 2016, 167: 336-352.

- [21] LIU X, JENKINS N, WU J, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[D]. Cardiff: Cardiff University, 2014.

- [22] 初壮,赵国辉,蔡文彬,等.计及静态安全因素的电-热多能流计算方法[J].电测与仪表,2020,57(15):40-46.

CHU Zhuang, ZHAO Guohui, CAI Wenbin, et al. Elector-thermal multi-energy flow calculation method considering static safety factors[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(15): 40-46.