

计及电转气热回收的综合能源系统 蓄热罐容量规划与运行策略

李东森¹,高赐威¹,赵明²

(1. 东南大学 电气工程学院,江苏 南京 210096;

2. 云南省电力试验研究院(集团)有限公司 电力科学研究院,云南 昆明 650051)

摘要:针对电转气的强放热反应特性未得到充分重视和仅配置储热来增大风电消纳空间的方法存在局限的现状,在分析和考虑电转气热回收价值的基础上,建立兼顾规划经济性和弃风率的综合能源系统蓄热罐容量多目标优化模型,并使用法线边界交叉(NBI)法提供可行的求解Pareto前沿的方案。通过对比在不同电转气运行成本与不同放热效率情形下的系统规划与运行策略,分析接入电转气且考虑其热回收对配置储热的综合能源系统规划与运行的影响。基于典型算例研究,结果表明在电转气与储热装置的协同消纳弃风方式下,随着电转气放热效率提高与运行成本降低,电转气的弃风消纳能力将提高,其供热、气效益将提高,系统运行成本将降低,同时储热装置供热任务得以减轻,进而影响储热装置的规划策略。

关键词:综合能源系统;风电消纳;电转气;热回收;蓄热罐;容量优化

中图分类号:TM 715;TK 018

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201908048

0 引言

世界能源格局正处于大调整、大变革时期,我国也已走上从“扩能保供”向“提质增效”转变的能源变革之路^[1]。面对化石能源日益短缺的现状,亟需改变目前能源的消费结构。从提高各类能源的利用效率角度出发,综合能源系统(IES)成为新的能源发展方向与研究热点^[2-3]。

电转气(P2G)实现了能量从电网向天然气网的流动,从而在燃气轮机等耦合元件促成天然气-电力能量流流向的基础上实现了电-气耦合系统能量双向流动^[2],P2G的弃风消纳作用^[4]和削峰填谷作用^[5]是其中关注的热点。一方面,鉴于P2G的运行成本在未来短期内无法大幅降低,针对P2G的研究开始侧重于考虑其运行成本条件下的容量规划与经济调度^[6-8]。文献[6]通过对比现有的几种电转氢和甲烷化技术,客观评估了P2G产业链的经济性与生产效率;文献[7]在考虑P2G简单成本模型的条件下进行了电-气混联IES的协同规划;文献[8]建立了计及P2G成本的优化调度模型,并研究了不同P2G成本下的系统规划经济性和风电消纳能力的变化。上述研究均表明P2G运行成本将一定程度上影响其经济性,进而影响IES调度。然而,在针对P2G的研究中,其强放热的反应特性尚未得到充分关注与利用,

这也使得专家学者尚未开始研究P2G与热网的互动。另一方面,我国风电场弃风问题依然严峻,据统计2017年“三北”地区仍有五省弃风率超过10%,其中甘肃省弃风率高达33%^[9]。面对不断增长的风电装机容量和成为隐患的弃风问题,如何最大化地消纳风电出力,成为IES运营商和风电企业都非常关心的问题。为了解决热电联产(CHP)最小出力难以压缩因而难以给风电提供消纳空间的难题,蓄热罐(HA)作为重要的热电解耦元件,其弃风消纳价值得到了广泛的研究^[10-12]。文献[11-12]详细分析了配置储热前后的运行特性和调峰能力,讨论了配置储热消纳弃风的基本原理;文献[13]在引入储热装置的基础上,研究了储热装置与电锅炉的协调供热模型。可以预见若P2G的供热能力得以应用并配合HA,则P2G的弃风消纳能力将得到进一步提高,因此P2G与HA的协调运行策略亟待研究。

针对上述问题,本文首先分析了P2G的产热潜力,为使P2G与储热装置协调配合,进而加深电、气、热三网耦合;然后建立了面向弃风消纳的IES中HA容量的多目标优化模型,并且通过法线边界交叉(NBI)法得到了对应的Pareto解集,提供了一种兼顾系统规划经济性与风电消纳的规划方案;最后通过对比不同P2G单位运行成本和不同P2G放热效率下的IES运行策略,分析了P2G与HA在规划经济性最佳时的协调运行策略,并研究了接入P2G对HA容量优化的影响。

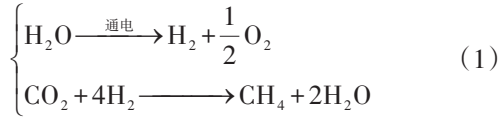
1 P2G的热回收可行性研究

P2G的反应过程如下:

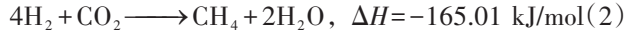
收稿日期:2019-04-12;修回日期:2019-07-15

基金项目:云南电网电力科学研究院科技项目(YNKJXM-20180254)

Project supported by the Science and Technology Project of Yunnan Power Grid Electric Power Research Institute (YNKJXM20180254)



由于甲烷化反应在镍是催化剂的条件下具有接近100%的CO₂选择性,即当CO₂浓度足够高时,CH₄的产率接近100%^[6]。故不考虑反应过程中的支路反应,主要甲烷化反应过程如下:



其中, ΔH 为反应的放/吸热量,为正时表示吸热,为负时表示放热。式(2)表明每生成1 mol的CH₄将放热165.01 kJ^[13]。剧烈的反应放热极易使得反应受到热力学限制或造成催化剂烧结,因此甲烷化反应的温度控制十分重要^[6]。一般地,从原料的易得性和环保性来看,生物质是一种分布广泛、可再生的能源,且相比煤具有更高的活性,P2G的碳源(CO、CO₂)常可以利用生物质气化来得到^[14],因此甲烷化反应的附产蒸汽亦可作为生物质气化的气化剂在P2G过程中循环利用^[15]。综上,除去生物质气化使用与散失损耗的热量,P2G反应所得的大部分热量需要被处理,理论上可以输入热网中。

单位时间内P2G的CH₄产率与反应放热的转换关系为(假设甲烷化过程不生成支路产物):

$$v_{\text{CH}_4} = \frac{P_{\text{p2g}}/v_{\text{H}_2}\rho_{\text{H}_2}}{4M_{\text{H}_2}} \frac{Q_{\text{CH}_4}/\rho_{\text{CH}_4}M_{\text{CH}_4}}{1\,000 \times 3\,600} \quad (3)$$

$$H_{\text{p2g,CH}_4} = \frac{P_{\text{p2g}}/v_{\text{H}_2}\rho_{\text{H}_2}}{4M_{\text{H}_2}} \frac{\Delta H}{3\,600} \eta_{\text{p2g}}^{\text{CH}_4/\text{h}} \quad (4)$$

由1 J = 1 W · s,可得3 600 MJ = 1 MW · h。式(3)和式(4)中CH₄产率 v_{CH_4} 、P2G出力 P_{p2g} 、反应放热 $H_{\text{p2g,CH}_4}$ 单位均为MW · h;取CH₄热值 $Q_{\text{CH}_4} = 36 \text{ MJ/m}^3$,CH₄、H₂密度分别为 $\rho_{\text{CH}_4} = 0.7174 \text{ kg/Nm}^3$ 、 $\rho_{\text{H}_2} = 89.9 \text{ g/Nm}^3$,CH₄、H₂摩尔质量分别为 $M_{\text{CH}_4} = 16 \text{ g/mol}$ 、 $M_{\text{H}_2} = 2 \text{ g/mol}$,电转H₂速率 $v_{\text{H}_2} = 1 \text{ Nm}^3 / (3.47 \text{ kW} \cdot \text{h})$ ^[16],即制备H₂效率 $\eta_{\text{p2g}}^{\text{H}_2/\text{e}} = 0.85$ (制备1 m³ H₂最低电耗为2.95 kW · h^[16],则2.95 / 0.85 = 3.47),反应热注入热网比重 $\eta_{\text{p2g}}^{\text{CH}_4/\text{h}} = 0.8$ ^[17]。

因此,根据式(4)可以计算得到当消耗1 MW · h电能时,可注入热网的P2G反应热为:

$$H_{\text{p2g,CH}_4} = \frac{1\,000/3.47 \times 89.9}{4 \times 2} \times \frac{165.01}{3\,600} \times 0.8 = 0.1188 \text{ (MW} \cdot \text{h)} \quad (5)$$

由此可见,P2G具有一定的供热潜力,其热回收具备可行性。

2 HA运行原理

HA与热网的直接连接方式如图1所示^[18]。图

中GB为燃气锅炉。一般地,HA分为热水层、斜温层和冷水层3层。蓄热时,热水从HA上方注入罐内,相同质量的冷水从底部排出,而斜温层此时缓慢下降,当斜温层全部移出HA时,HA蓄满,此时HA中充满热水,放热时的水流流向则正好相反。蓄、放热过程中,存在约束如下:

$$h_{\text{HA},t} = (1 - K_{\text{HA}}) S_{\text{HA},t-1} - S_{\text{HA},t} \quad (6)$$

$$\underline{h}_{\text{HA}} \leq h_{\text{HA}} \leq \bar{h}_{\text{HA}} \quad (7)$$

$$S_{\text{HA},t} \leq S_{\text{HA,max}}, S_{\text{HA}}(0) = S_{\text{HA}}(T) \quad (8)$$

其中, $S_{\text{HA},t}$ 为HA在 t 时刻的容量状态, $S_{\text{HA,max}}$ 为其最大值,单位为MW · h; h_{HA} 为HA出力; K_{HA} 为热损失因数; $\underline{h}_{\text{HA}}$ 、 $\bar{h}_{\text{HA}}$ 分别为HA出力下限、上限。 $S_{\text{HA}}(0) = S_{\text{HA}}(T)$ 表示周期 T (单位为h)结束时HA的储热量等于其初始的储热量。

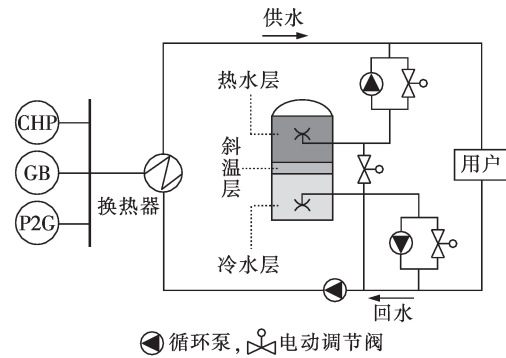


图1 HA与热网的直流连接方式示意图

Fig.1 Schematic diagram of direct connection way for HA and heating system

3 IES供能结构

IES结构如附录中图A1所示。电负荷由风机、CHP机组和常规火电提供,热负荷由CHP机组、燃气锅炉、P2G和HA提供,气负荷仅考虑为发电所需的天然气,由气源和P2G提供。区别于传统IES,本文考虑P2G的热回收,P2G生产的天然气将注入天然气网络,其生产的热量将供给热网。

IES中的能源转换形式与供能结构为:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \\ L_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & v_{e,e} & 0 \\ h_{\text{HA}} & \eta_{\text{p2g,h}} v_{\text{p2g,e}} & \eta_{\text{CHP,h}} v_{\text{CHP,g}} + \eta_{\text{gb,h}} v_{\text{gb,g}} \\ 0 & \eta_{\text{p2g,e}} v_{\text{p2g,e}} & v_{g,g} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ P_{\text{wind}} + P_{\text{tpp}} + \eta_{\text{CHP,e}} v_{\text{CHP,g}} P_{\text{gs}} \\ P_{\text{gs}} \end{bmatrix} \quad (9)$$

其中, L 为负荷; P 为机组出力; η 和 v 分别为机组运行效率和能源分配系数;下标e、h、g分别表示电能、热能、天然气;下标wind、tpp、CHP、p2g、HA、gb、gs分别表示风机机组、火电机组、CHP机组、P2G机组、HA、燃气锅炉、气源。

3.1 建设P2G与HA对IES风电消纳的影响

“以热定电”模式限制CHP的调峰能力,HA可以使热电解耦并增大风电消纳的空间^[10]。即建设HA后,通过将非弃风时段储存的热量在弃风时段输出,可降低负荷低谷时热电机出力以消纳风电。然而即使安装HA,弃风消纳量也容易受到限制^[19]:①当机组供热负荷接近其最大热出力时,HA的可蓄热量有限;②当机组供热负荷接近其最小热出力时,机组可降低的电出力有限。若引入P2G并考虑热回收,P2G将从以下的2个方面消纳弃风:作为电负荷,作为热源配合HA给风电留出出力空间。对比仅接入HA,接入P2G后可进一步压缩热电机组的热出力,增加电负荷低谷时的风电消纳空间,明显提升了弃风消纳效果。

3.2 IES电力网络运行约束

电力节点存在功率平衡约束:

$$P_{\text{upp},p} + P_{\text{CHP},p} + P_{\text{wind},p} - P_{\text{L},p} - \sigma_{\text{HA},p} \rho_{\text{HA}} |h_{\text{HA},p}| - P_{\text{p2g},p} = \sum_{q \in \Omega(p)} P_{1,pq} \quad (10)$$

其中, P_{L} 为电力负荷; σ_{HA} 为HA的建设状态; ρ_{HA} 为电泵蓄、放单位热量时的耗电量; $\Omega(p)$ 为所有与电力节点 p 相连的电力节点集合; $P_{1,pq}$ 为节点 p 和节点 q 之间的线路潮流。

考虑到本文算例中热源与热负荷点之间的电气距离较长,采用直流潮流算法求解,且需满足以下的约束。

(1)线路潮流约束。

$$\begin{cases} \theta_{\text{ref}} = 0 \\ P_{1,pq} = \frac{\theta_p - \theta_q}{x_{pq}} \\ -P_{\text{imax}} \leq P_1 \leq P_{\text{imax}} \end{cases} \quad (11)$$

其中, θ_{ref} 为平衡节点电压相角参考值; θ 为节点相角; x 为线路电抗; P_{imax} 为线路潮流上限。

(2)CHP出力约束。

$$0 \leq P_{\text{CHP},p} \leq \bar{P}_{\text{CHP},p} \quad (12)$$

其中, $\bar{P}_{\text{CHP}}$ 为CHP出力上限。

(3)P2G出力约束。

$$0 \leq P_{\text{p2g},p} \leq \bar{P}_{\text{p2g},p} \quad (13)$$

其中, $\bar{P}_{\text{p2g}}$ 为P2G出力上限。

(4)机组爬坡约束。

$$\begin{cases} |P_{\text{G},p,t} - P_{\text{G},p,t-1}| \leq P_{\text{G},\text{up},p} \\ |P_{\text{G},p,t} - P_{\text{G},p,t-1}| \leq P_{\text{G},\text{down},p} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $P_{\text{G},\text{up}}$ 、 $P_{\text{G},\text{down}}$ 分别为CHP和火电机组上行、下行爬坡功率。

3.3 IES燃气网络运行约束

各燃气节点存在如下功率平衡约束:

$$G_{\text{gs},m} + \eta_{\text{p2g}} P_{\text{p2g},m} - G_{\text{gb},m} - G_{\text{CHP},m} = \sum_{n \in p_1(m)} F_{\text{pl},mn} \quad (15)$$

其中, G 为各机组天然气出力或天然气消耗; $p_1(m)$ 为与燃气节点 m 连接的所有节点集合; $F_{\text{pl},mn}$ 为节点 m 和节点 n 之间的天然气潮流。

运行过程中,需要满足以下的约束。

(1)管道流量约束。

$$\begin{cases} F_{mn} = \text{sgn}(f_{\text{pre}}, f_{\text{pre}}) K_{mn} \sqrt{f_{\text{pre}}^2 - f_{\text{pre}}^2} \\ \text{sgn}(f_{\text{pre}}, f_{\text{pre}}) = \begin{cases} 1 & f_{\text{pre}} > f_{\text{pre}} \\ -1 & f_{\text{pre}} < f_{\text{pre}} \end{cases} \\ F_{mn} \leq F_{mn} \leq \bar{F}_{mn} \\ f_{\text{pre}} \leq f_{\text{pre}} \leq \bar{f}_{\text{pre}} \end{cases} \quad (16)$$

其中, F 为管道流量; $\text{sgn}(f_{\text{pre}}, f_{\text{pre}})$ 为节点 m, n 间的气流方向; f_{pre} 为节点气压大小; K 为管道传输系数; $\underline{F}$ 、 $\bar{F}$ 分别为管道流量下、上限; $\underline{f}_{\text{pre}}$ 、 $\bar{f}_{\text{pre}}$ 分别为节点气压下、上限。

(2)气源出力约束。

$$\underline{G}_{\text{gs},m} \leq G_{\text{gs},m} \leq \bar{G}_{\text{gs},m} \quad (17)$$

其中, $\underline{G}_{\text{gs}}$ 、 $\bar{G}_{\text{gs}}$ 分别为气源出力的下、上限。

3.4 IES热力网络运行约束

(1)节点流量平衡。

$$\bar{A} F_{\text{h}} - \underline{A} F_{\text{h}} = 0 \quad (18)$$

$$F_{\text{h}} = [f_1 \ f_2 \ \cdots \ f_n]^T \quad (19)$$

其中, $\bar{A}$ 、 $\underline{A}$ 分别为热网的上、下关联矩阵^[20]; F 为流量列向量; f_i 为第 i 条支路的流量。供热采用质调节时,节点流量平衡自动满足。

(2)节点功率融合。

$$\bar{A} H_{\text{E}} - \underline{A} H_{\text{S}} = 0 \quad (20)$$

$$\begin{cases} H_{\text{E}} = [T_{\text{e1}} f_1 \ T_{\text{e2}} f_2 \ \cdots \ T_{\text{en}} f_n]^T \\ H_{\text{S}} = [T_{\text{s1}} f_1 \ T_{\text{s2}} f_2 \ \cdots \ T_{\text{sn}} f_n]^T \end{cases} \quad (21)$$

其中, H_{S} 和 H_{E} 分别为由管段始、末温度和流量组成的列向量; T_{si} 、 T_{ei} 分别为第 i 条管道的始、末端温度。节点功率融合后,节点温度与流出该节点的热媒温度相等^[21]。

(3)其他约束。

此外,供热系统还应该满足负荷取用特性、管段传热特性和供回水温度约束等^[21],不再赘述。本文中,不考虑热力传热特性,仅考虑的是热功率平衡约束^[22],即:

$$\begin{cases} H_{\text{CHP},a} + \delta_{\text{h}} h_{\text{HA},a} + H_{\text{gb},a} + H_{\text{p2g},a} \geq H_{\text{L},a} \\ \delta_{\text{h}} = \begin{cases} 1 & H_{\text{L},a} > H_{\text{CHP},a} + H_{\text{gb},a} + H_{\text{p2g},a} \\ -1 & H_{\text{L},a} \leq H_{\text{CHP},a} + H_{\text{gb},a} + H_{\text{p2g},a} \end{cases} \\ h_{\text{HA}} \leq h_{\text{HA},a} \leq \bar{h}_{\text{HA}} \end{cases} \quad (22)$$

其中, H 为各机组热出力或热负荷; δ_{h} 为HA的蓄、放

热状态, $\delta_h = 1$ 时表示放热, $\delta_h = -1$ 时表示蓄热。

4 面向风电消纳的HA容量规划目标函数

4.1 HA投资决策经济性目标

从经济学的角度出发, 本文以最小化HA在规划周期内的投资成本和IES的运行成本、弃风成本之和为投资决策目标, 即:

$$F_{\text{cost}} = \left[\sum_{k=1}^N (c_{\text{inv}}(k) + c_{\text{op}}(k) + c_{\text{wind}}(k)) (1 + \kappa)^{-k} \right] \times \frac{\kappa(1 + \kappa)^n}{(1 + \kappa)^n - 1} \quad (23)$$

$$c_{\text{inv}} = \sigma_{\text{HA}} U_{\text{HA}} = \sigma_{\text{HA}} \frac{1\,000 C_{\text{HA}}}{1.163(1 - K_{\text{HA}}) \Delta T \omega}$$

$$c_{\text{op}} = c_{\text{op, tpp}} + c_{\text{op, CHP}} + c_{\text{op, HA}} + c_{\text{op, p2g}} + c_{\text{op, gb}} + c_{\text{op, gs}}$$

$$c_{\text{op, tpp}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (U_{\text{fix, tpp}} + P_{\text{tpp, i}}^{k, \tau, t} U_{\text{var, tpp}}) = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} c_{\text{per, tpp}} P_{\text{tpp, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{op, CHP}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (U_{\text{fix, CHP}} + P_{\text{CHP, i}}^{k, \tau, t} U_{\text{var, CHP}}) = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} c_{\text{per, CHP}} P_{\text{CHP, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{op, HA}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} C_{\text{HA}} \rho_{\text{HA}} h_{\text{HA, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{op, p2g}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (C^{\text{E}} P_{\text{p2g, i}}^{k, \tau, t} + \varepsilon C^{\text{M}} v_{\text{CH}_4} P_{\text{p2g, i}}^{k, \tau, t}) = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} c_{\text{per, p2g}} P_{\text{p2g, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{op, gb}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (U_{\text{fix, gb}} + P_{\text{gb, i}}^{k, \tau, t} U_{\text{var, gb}}) = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} c_{\text{per, gb}} P_{\text{gb, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{op, gs}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (U_{\text{fix, gs}} + P_{\text{gs, i}}^{k, \tau, t} U_{\text{var, gs}}) = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} c_{\text{per, gs}} P_{\text{gs, i}}^{k, \tau, t}$$

$$c_{\text{wind}} = \sum_{k=1}^N \sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} \zeta (P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{f}} - P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{r}})$$

其中, F_{cost} 为投资规划总成本; c_{inv} 、 c_{op} 、 c_{wind} 分别为投资成本、运行成本和弃风成本; N 为计算周期数; k 为年份; τ 为夏/冬季典型日负荷场景数; t 为时段数; κ 为折现率; σ_{HA} 为HA建设的0-1变量 ($\sigma_{\text{HA}} = 1$ 时表示建设, $\sigma_{\text{HA}} = 0$ 时则相反); C_{HA} 、 ΔT 、 ω 分别为HA规划容量、高温供水和低温回水的温差、蓄热容积率; U_{HA} 为HA建设成本; U_{fix} 、 U_{var} 分别为机组运行的固定、可变成本; c_{per} 为机组单位运行成本; C^{E} 、 ε 、 C^{M} 分别为P2G用电电价、生成单位天然气所需 CO_2 系数、 CO_2

价格系数; ζ 为单位弃风成本; $P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{f}}$ 、 $P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{r}}$ 分别为节点 i 风机在场景 τ 下第 t 时段的理论出力、实际出力。

4.2 最小化弃风率目标

规划期每一年的最小化弃风率目标可表示为:

$$\min \eta_{\text{waste}}^{\text{WT}} = \frac{\sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{f}} - P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{r}})}{\sum_{\tau=1}^2 \sum_{t=1}^{24} P_{\text{wt, i, k, } \tau, t}^{\text{f}}} \quad (24)$$

其中, $\eta_{\text{waste}}^{\text{WT}}$ 为弃风率。

5 算例分析

5.1 模型线性化与多目标求解

为便于求解, 本文采用分段线性法将天然气网络管道模型线性化^[23]。另外, 对供热约束中的非线性表达式 $\delta_h h_{\text{HA, a}}$ 线性化, 在式(22)中引入蓄、放热0-1状态变量 (u_{st} 、 u_{ex}) 和蓄、放热量连续变量 (h_{st} 、 h_{ex}) 可得:

$$\begin{cases} H_{\text{CHP, a}} + (-h_{\text{st, a}} + h_{\text{ex, a}}) + H_{\text{gb, a}} + H_{\text{p2g, a}} \geq H_{\text{L, a}} \\ 0 \leq h_{\text{st, a}} \leq u_{\text{st, a}} \bar{h}_1, 0 \leq h_{\text{ex, a}} \leq u_{\text{ex, a}} \bar{h}_2 \\ 0 \leq \bar{h}_1 \leq C_{\text{HA}}(t) \omega_{\text{st}}, 0 \leq \bar{h}_2 \leq C_{\text{HA}}(t) \omega_{\text{ex}} \\ u_{\text{st, a}} + u_{\text{ex, a}} = 1 \end{cases} \quad (25)$$

其中, ω_{st} 、 ω_{ex} 分别为蓄、放热限制常数; $\bar{h}_1$ 为蓄热量上限; $\bar{h}_2$ 为放热量上限。

本文在 MATLAB 软件中使用 gurobi 求解器求解模型, 并采用 NBI 法对多目标问题进行求解^[24]。

5.2 算例求解

建立9节点综合能源测试系统结构图如图2所示^[7]。节点1接入常规火力发电机组, 节点3接入CHP和HA, 节点4建设有风电场和P2G, 节点6接入燃气

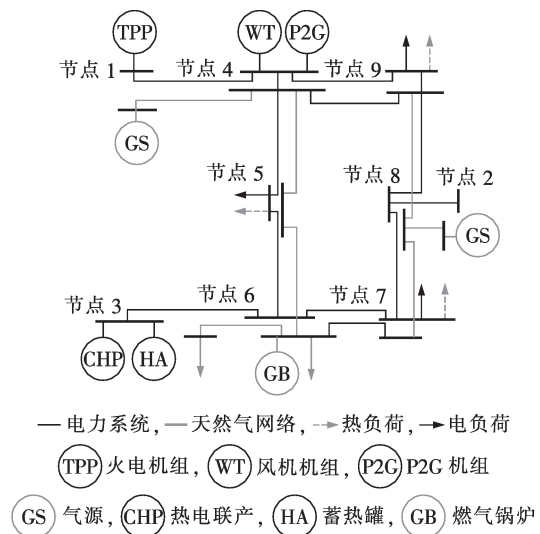


图2 9节点综合能源测试系统结构图

Fig.2 Structure diagram of 9-node integrated energy test system

锅炉,用户电/热负荷位于节点5、7、9,气源位于节点1、2。取计算周期数 $N=20$ a,HA在第一年建设并投入使用。选取夏、冬季典型日作为典型场景进行了运行规划仿真,运行的时间尺度为1 h^[7]。电/热负荷、风机出力见附录中图A2—A4,电力系统及天然气系统网络参数、机组出力等参数见附录中表A1—A3。

5.2.1 HA和P2G对系统风电消纳的影响

为研究风电接纳能力和HA、P2G机组出力的联系,设置3种场景进行对比:场景1,无HA和P2G机组,目标为系统弃风率最低;场景2,有HA,无P2G机组,目标为系统弃风率最低;场景3,有HA和P2G机组,目标为系统弃风率最低。

优化上述3种场景,得到规划费用(年等值费用)和弃风率结果见表1(场景3中为获得最小化弃风率,不计P2G电费成本,只计及CO₂成本^[8])。

表1 3个场景下系统运行优化结果
Table 1 Optimization results of system operation under three scenarios

场景	等值年费用/元	弃风率/%
1	2.2066×10^8	38.79
2	2.2764×10^8	31.93
3	2.0506×10^8	3.93

可见,接入HA、P2G对于风电消纳效果提升较为明显,其中接入P2G可以几乎完全消纳风电(受P2G出力上限约束,无法完全消纳)。基于3.1节,对场景2的运行结果进行分析(以冬季为例),如图3所示。图中,TPP表示火电机组。

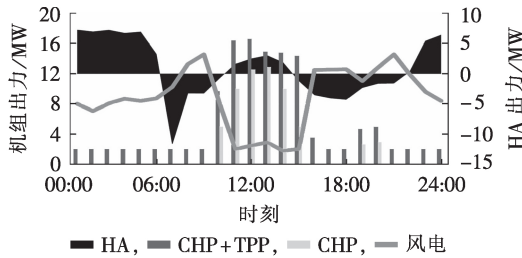


图3 场景2下的IES运行策略

Fig.3 Operation strategy of IES under Scenario 2

由图3可见,在01:00—09:00、16:00—18:00、21:00—24:00时段,火电与CHP机组均最大限度地为风电留出消纳空间。HA对风电的消纳作用体现在:①从07:00开始,电、热负荷同时大幅度提高,但是由于HA的蓄热策略,电、热负荷次高峰对CHP和火电机组的影响被延迟至10:00,且若不考虑CHP机组的爬坡约束,电、热负荷对CHP机组的影响将延迟至负荷高峰;②在11:00—15:00时段,风力发电的反调峰特性凸显,此时CHP和火电机组承担主要供电任务,同时HA实施蓄热策略;③在16:00时刻风电出力迅速提高时,HA放热并配合燃气锅炉为风

电消纳提供空间。

5.2.2 P2G运行参数对系统运行的影响

根据NBI法,得出场景3对应参数下的Pareto前沿见图4。以权重系数 γ 间隔为0.05构成Pareto解集,根据模糊度隶属函数^[25]求得能最大程度满足各目标函数的折中解权重系数为 $\gamma = 0.55$,此时优化结果为:系统运行成本为 1.9248×10^8 元,弃风率 $\eta_{\text{waste}}^{\text{WT}} = 3.95\%$ 。

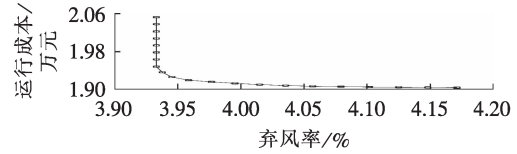


图4 场景3下的Pareto前沿

Fig.4 Pareto frontier under Scenario 3

图4中,Pareto最优点分布并不均匀,当权重系数变化时,大部分解位于弃风率最低值附近,可见系统运行参数不合理。在此考虑P2G运行参数变化对系统运行策略产生了较大影响。为避免不同P2G单位运行成本 $c_{\text{per},\text{p2g}}$ 下折中解的选择差异影响分析的合理性,以及不同 $c_{\text{per},\text{p2g}}$ 下的归一化操作,在以系统规划经济性最佳为目标的条件下进行对比分析。

P2G消纳风电的能力体现于2个方面:作为电负荷,作为热源配合HA给风电留出出力空间。前者与P2G的出力上限成正比,本文不对此进行研究;后者则可能与P2G的运行参数相关,对此进一步研究P2G放热效率及其单位运行成本对运行的影响。

(1) P2G放热效率对系统运行的影响

考虑P2G的放热效率与P2G的运行效率、反应热注入热网的比例呈正相关,定义P2G放热效率为:

$$\chi_{\text{p2g}}^{\text{e} \rightarrow \text{h}} = \eta_{\text{p2g},\text{H}_2} \eta_{\text{p2g},\text{CH}_4} \eta_{\text{p2g}}^{\text{es} \rightarrow \text{hn}} = \eta_{\text{p2g}} \eta_{\text{p2g}}^{\text{es} \rightarrow \text{hn}} \quad (26)$$

其中, $\eta_{\text{p2g},\text{H}_2}$ 、 $\eta_{\text{p2g},\text{CH}_4}$ 、 $\eta_{\text{p2g}}^{\text{es} \rightarrow \text{hn}}$ 、 η_{p2g} 分别为电转氢效率、甲烷化效率、反应热注入热网比例和P2G运行效率。

取场景3 P2G放热效率 $\eta_{\text{p2g}} \eta_{\text{p2g}}^{\text{es} \rightarrow \text{hn}} = 0.85 \times 0.8 = 0.68$ 为基准值,其上限 $\eta_{\text{p2g}} \eta_{\text{p2g}}^{\text{es} \rightarrow \text{hn}} = 0.9 \times 0.9 = 0.81$ ($0.81 / 0.68 \approx 1.2$),为使P2G出力最大化,P2G成本系数 $c_{\text{per},\text{p2g}} = 0$ 。优化结果见图5和附录中图B1、B2。

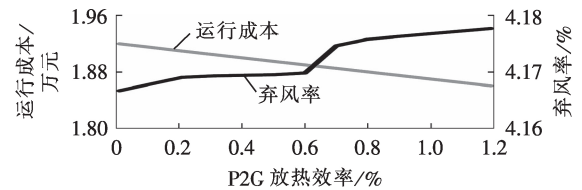


图5 不同P2G放热效率下的系统运行情况

Fig.5 System operation under different exothermic efficiencies of P2G

由图B1可知,随着P2G的放热效率增大,P2G的供热能力增强,HA的出力得以减少。由图5可知,运行成本随 $\chi_{\text{p2g}}^{\text{e} \rightarrow \text{h}}$ 提高而减小,弃风率随 $\chi_{\text{p2g}}^{\text{e} \rightarrow \text{h}}$ 提

高而增大。对于前者,运行成本降低显然是因为 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h}$ 提高使得P2G的供热效益提高;对于后者,本文通过对不同 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h}$ 下的供电/耗电机组出力变化进行研究来解释,研究结果如图B2所示。图中,定义 α 为某场景相较于 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h} = 0$ 场景的供电/耗电机组出力变化,如 $\alpha_{0.3}$ 为 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h} = 0.3$ 时的机组出力相较于 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h} = 0$ 时的变化量。

以冬季典型日为例,由图B2(a)可知,风电出力发生变化的时段仅为时段04:00—07:00,故研究供电/耗电机组在04:00—07:00时段的出力变化。由图B2(b)、(c)可知,P2G在04:00—07:00时段维持最高出力,CHP、火电机组在04:00—07:00时段维持最低出力,即P2G、CHP、火电机组在该时段保持最大程度地为风电留出出力空间。仅HA在04:00—07:00时段出力发生变化(由图B1可知,该时段HA为蓄热状态)。至此可得弃风率随 $\chi_{p2g}^{e \rightarrow h}$ 而增大的原因:P2G供热能力的增强使HA的供热任务得以减轻,其中蓄热量的减少使得电泵耗电量减少,因此弃风率略微上升。

(2) P2G单位运行成本对系统运行的影响。

研究P2G单位运行成本对HA容量优化的影响。取P2G单位运行成本与成本基值的比值为P2G运行成本系数,并以P2G运行成本系数表示影响运行策略的P2G成本参数,本文取成本基准值为1000元/(MW·h)、P2G效率为85%^[6,26],得到HA规划容量随 $c_{per,p2g}$ 的变化趋势如图6所示。由图6可知,HA规划容量呈现随 $c_{per,p2g}$ 的降低而减小的趋势。但是变化曲线并非一条平滑曲线,这说明HA的运行策略会随P2G单位运行成本发生改变。为研究该曲线形成的原因,取如图6所标注的12个运行点和稳态点($c_{per,p2g} = 1$, P2G出力为0)共13个运行点进行分析,13个运行点对应的P2G成本系数和HA规划容量如附录中表B1所示。

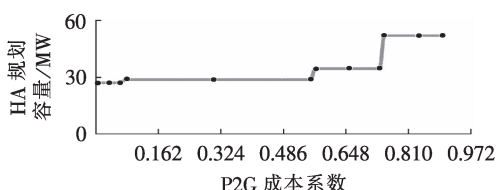


图6 P2G单位运行成本对HA容量优化的影响
Fig.6 Effect of unit operating cost of P2G on capacity optimization of HA

考虑到影响HA规划容量的直接因素为HA的蓄、放热策略,而HA的蓄、放热策略与系统的供热方案紧密相关,故以冬季典型日为例,对13个运行点的供热元件(P2G、CHP、GB、HA)的出力情况(即供热方案)进行研究,各供热元件的出力情况如图7所示。从图7中可见,P2G出力随着 $c_{per,p2g}$ 增大而减

小,CHP出力随着 $c_{per,p2g}$ 增大总体呈减小趋势,GB和HA出力均随着 $c_{per,p2g}$ 增大而增大。图7中当 $c_{per,p2g}$ 增大至0.738时(下文称弃风点),P2G出力出现明显下降,同时这也是图6中HA规划容量出现明显增加的节点,故进一步地取13个运行点研究了各机组出力成本与 $c_{per,p2g}$ 的关系,研究结果如附录中图B3所示。图B3表明,在弃风点之前,P2G的出力成本主导了总成本的走向,这说明在弃风点之前,相比于因 $c_{per,p2g}$ 增大而增加的P2G出力成本,P2G带来的风电消纳效益和供热供气效益更高;在弃风点之后,则相反,故系统选择降低P2G出力而增大弃风率,同时HA的弃风消纳作用愈加明显。

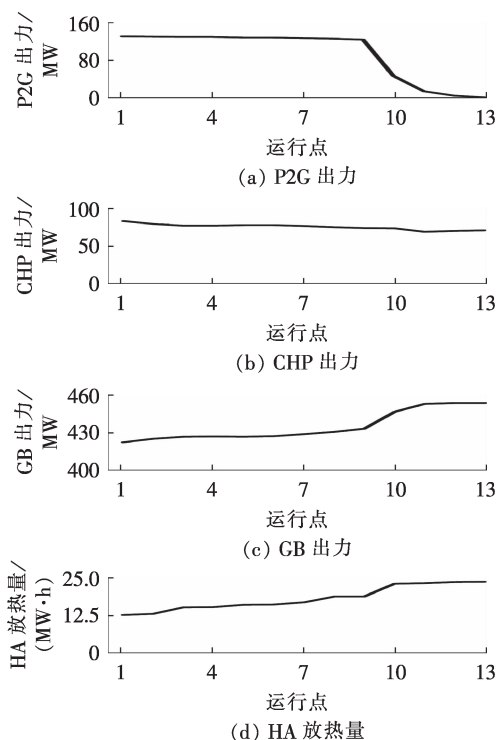


图7 不同P2G单位出力成本(运行点)下的供热元件出力
Fig.7 Output of heating units under different unit operating costs (operating points) of P2G

至此可得图6曲线形成的原因如下:随着 $c_{per,p2g}$ 增大,P2G出力逐渐降低,其弃风消纳作用也逐渐下降,为使规划经济性最佳,HA出力逐渐增大以消纳弃风,因此HA的规划容量随 $c_{per,p2g}$ 增大而增大。不同P2G单位运行成本下的系统运行情况见图8,不同P2G单位运行成本下的供电/耗电机组出力变化见附录中图B4。图6中,弃风点后的HA规划容量增速明显高于弃风点之前,这是因为在弃风点之前,由于P2G带来的风电消纳效益和供热供气效益高于因 $c_{per,p2g}$ 增大而增加的P2G出力成本,因此P2G出力降幅较小,此时HA只需增发少量出力即可弥补此阶段因P2G出力下降造成的弃风(如图8所示,此阶段弃风率出现小幅下降,由附录中图B4可知原因是

HA在此阶段出力增大导致蓄热量增大,电泵耗电量小幅提高,其中图B4中 β 为某运行点相对于 $c_{\text{per},\text{p2g}}=0$ 时的机组出力变化量)。在弃风点之后, $c_{\text{per},\text{p2g}}$ 过高而影响了经济性,P2G出力迅速降低直至0,为使规划经济性最佳,系统将主要通过HA降低弃风率(此时由于失去P2G直接消纳弃风,弃风率将高于弃风点之前),因此HA出力明显增加,HA规划容量明显增大。

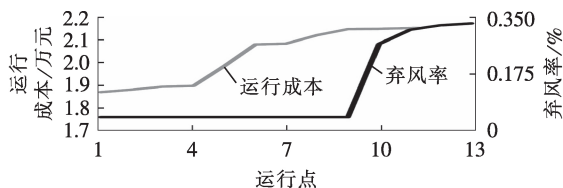


图8 不同P2G单位运行成本下的系统运行情况

Fig.8 System operation under different unit operating costs of P2G

6 结论

为了在电-气-热协同调度系统中规划容量经济且合理的HA,本文建立了同时考虑弃风率与规划经济性的多目标优化模型,并创新性地考虑了计及P2G热回收对HA容量规划与系统运行策略的影响。首先,通过场景对比研究,初步描述了接入HA和P2G对风电消纳的促进作用,并着重分析了HA的运行方式。在求解多目标优化模型后,针对得到的不均匀Pareto前沿,在规划经济性最佳的单目标决策场景下研究了不同P2G运行参数对系统运行的影响。基于较为典型的算例研究,得出了以下的结论。

(1)随着P2G放热效率的提高,P2G的供热效益提高,系统运行成本降低;另一方面,HA供热任务减轻,蓄热量减少并使电泵耗电量降低,故弃风率小幅上升。

(2)随着P2G单位运行成本增大,系统将减少P2G出力,HA出力则逐渐增大以消纳弃风,从而HA规划容量增大。

上述结论可以为在含P2G的IES中规划建设HA方案提供参考。在下一步的研究工作中,笔者将会研究燃气网络动态特性对含P2G与HA的区域IES运行策略的影响,以及计及P2G热回收时的HA、P2G等耦合元件协同规划问题。另外,也将研究IES在引入需求响应后的盈利空间。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 中华人民共和国国家发展和改革委员会,中华人民共和国国家能源局. 能源生产和消费革命战略(2016—2030)[EB/OL]. (2016-12-29)[2019-04-12]. http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170425_845284.html.

[2] 董朝阳,赵俊华,文福栓,等. 从智能电网到能源互联网:基本

概念与研究框架[J]. 电力系统自动化,2014,38(15):1-11.

DONG Zhaoyang,ZHAO Junhua,WEN Fushuan,et al. From smart grid to energy internet:basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(15):1-11.

[3] 郝然,艾芊,朱宇超,等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):171-178.

HAO Ran,AI Qian,ZHU Yuchao,et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):171-178.

[4] 周任军,肖钧文,唐夏菲,等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):66-72.

ZHOU Renjun,XIAO Junwen,TANG Xiafei,et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):66-72.

[5] 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,2017,27(16):4601-4609.

WEI Zhinong,ZHANG Side,SUN Guoqiang,et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. Proceedings of the CSEE,2017,27(16):4601-4609.

[6] GÖTZ M,LEFEBVRE J,MÖRS F,et al. Renewable power-to-gas;a technological and economic review[J]. Renewable Energy,2016,85:1371-1390.

[7] 黄国日,刘伟佳,文福栓,等. 具有电转气装置的电-气混联综合能源系统的协同规划[J]. 电力建设,2016,37(9):1-13.

HUANG Guori,LIU Weijia,WEN Fushuan,et al. Collaborative planning of integrated electricity and natural gas energy systems with power-to-gas stations[J]. Electric Power Construction,2016,37(9):1-13.

[8] 董帅,王成福,梁军,等. 计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(11):8-15,121.

DONG Shuai,WANG Chengfu,LIANG Jun,et al. Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(11):8-15,121.

[9] 曾鸣. “三北”弃风依然严峻,研究报告建议严控煤电、风电新增规模[J]. 新能源经贸观察,2018,4:52.

[10] 吕泉,陈天佑,王海霞,等. 含储热的电力系统电热综合调度模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):79-85.

LÜ Quan,CHEN Tianyou,WANG Haixia,et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(5):79-85.

[11] 于婧,孙宏斌,沈欣炜,等. 考虑储热装置的风电-热电机联合优化运行策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):139-145.

YU Jing,SUN Hongbin,SHEN Xinwei,et al. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm,CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):139-145.

[12] 崔杨,陈志,严干贵,等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报,2016,36(15):4072-4080.

CUI Yang,CHEN Zhi,YAN Gangui,et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(15):4072-4080.

[13] 崔帅,唐晓宁,张彬,等. 合成气甲烷化过程热力学分析[J]. 计算机与应用化学,2015,32(4):419-425.

CUI Shuai,TANG Xiaoning,ZHANG Bin,et al. Thermodyna-

- mic analysis for the synthesis process of methane[J]. Computers and Applied Chemistry, 2015, 32(4): 419-425.
- [14] 宋鸿伟. 生物质气化技术及BIGCC系统性能的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2004.
SONG Hongwei. Research on biomass gasification and BIG-CC system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2004.
- [15] 陈冠益, 高文学, 颜蓓蓓, 等. 生物质气化技术研究现状与发展[J]. 煤气与热力, 2006, 26(7): 20-26.
CHEN Guanyi, GAO Wenxue, YAN Beibei, et al. Present research status and development of biomass gasification technologies[J]. Gas & Heat, 2006, 26(7): 20-26.
- [16] 舟丹. 水电解制氢技术发展概况[J]. 中外能源, 2017(8): 69.
ZHOU Dan. Development of hydrogen production by technology of water electrolysis[J]. Sino-Global Energy, 2017(8): 69.
- [17] TANJA S, JOCHEN G, MARKUS R S, et al. Methanation of CO₂-storage of renewable energy in a gas distribution system[J]. Energy, Sustainability and Society, 2014, 4(2): 1-14.
- [18] 田立顺. 蓄热罐在热电联供集中供热系统的应用[J]. 煤气与热力, 2016, 36(11): 21-24.
TIAN Lishun. Application of thermal storage tank in centralized heat-supply system of heat and power cogeneration[J]. Gas & Heat, 2016, 36(11): 21-24.
- [19] 李纯. 面向弃风消纳的热电厂最优蓄热容量确定研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2016.
LI Chun. Research on optimal capacity of heat accumulators installed to CHP plants for the accommodation of the abandoned wind[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2016.
- [20] 王思莹. 中供热管网热力工况研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2010.
WANG Siying. Research on the thermal condition of central-heating network[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2010.
- [21] 姚帅, 顾伟, 张雪松, 等. 热网特性对于综合能源系统超短期调度的影响[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 83-90.
YAO Shuai, GU Wei, ZHANG Xuesong, et al. Effect of heating network characteristics on ultra-short-term scheduling of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 83-90.
- [22] 魏震波, 黄宇涵, 高红均, 等. 含电转气和热电解耦热电联产机组的区域能源互联网联合经济调度[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3512-3519.
WEI Zhenbo, HUANG Yuhuan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling CHP in regional energy internet[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3512-3519.
- [23] 吴雄, 王秀丽, 王建学, 等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(28): 1-8.
WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-8.
- [24] 徐良德. 多站点无功补偿装置的多目标协调控制[D]. 广州: 华南理工大学, 2014.
XU Liangde. Multi-objective coordinated control of reactive compensation devices among multiple substations[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2014.
- [25] SIDHARTHA P. Multi-objective PID controller tuning for a FACTS-based damping stabilizer using non-dominated sorting genetic algorithm-II[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2011, 33(7): 1296-1308.
- [26] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). Helmeth[EB/OL]. [2019-04-12]. <http://www.helmeth.eu/index.php/project>.

作者简介:



李东森

李东森(1995—),男,江苏常州人,博士研究生,主要研究方向为综合能源系统、电力市场(E-mail: lids1995@163.com);

高赐威(1977—),男,浙江淳安人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力市场、电力规划、电力需求侧管理、综合能源系统(E-mail: ciwei.gao@126.com);

赵明(1964—),男,云南大理人,教授级高级工程师,硕士,主要研究方向为电网运行与调控技术(E-mail: zming@163.com)。

Capacity planning and operating strategy of heat accumulator for integrated energy system considering heat recovery of power-to-gas

LI Dongsen¹, GAO Ciwei¹, ZHAO Ming²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. Electric Power Research Institute, Yunnan Electric Power Test & Research Institute Group Co., Ltd., Kunming 650051, China)

Abstract: In view of the current situation that the strong exothermic reaction characteristics of power-to-gas units have not been fully considered and the existing approaches to install heat accumulator to increase the accommodation of wind power have limitations. Thus, a multi-objective optimization model for the capacity planning of heat accumulator that considers both economic costs and wind power accommodations is established. Meanwhile, the value of heat recovery of power-to-gas units is analyzed, and the NBI (Normal Boundary Intersection) approach is employed to provide a feasible solution to the Pareto frontier. By comparing the planning and operation strategies under different unit costs and exothermic efficiencies of power-to-gas, the impacts of power-to-gas with heat recovery on the integrated energy system planning and operation are analyzed. Numerical results on typical examples show that under the abandoned wind co-accommodation mode of power-to-gas and heat storage, the reduction of unit cost and the improvement of exothermic efficiency of power-to-gas positively contribute to accommodating wind power. At the same time, the operating cost is reduced due to improved efficiency of heat and gas supply. In addition, the heating task of the heat accumulator is reduced, which impacts the planning strategy of the heat accumulator.

Key words: integrated energy system; wind power accommodation; power-to-gas; heat recovery; heat accumulator; capacity optimization

附录

附录 A

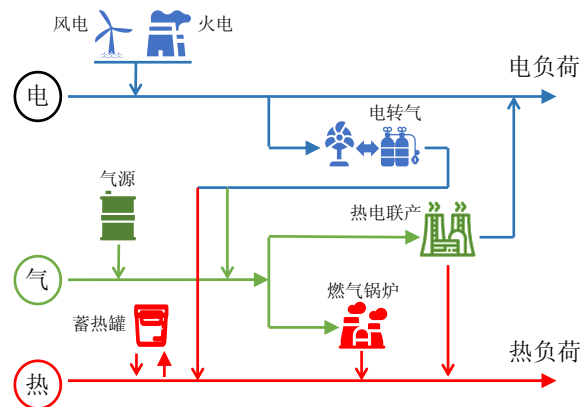


图 A1 综合能源系统结构示意图
Fig.A1 Schematic diagram of IES

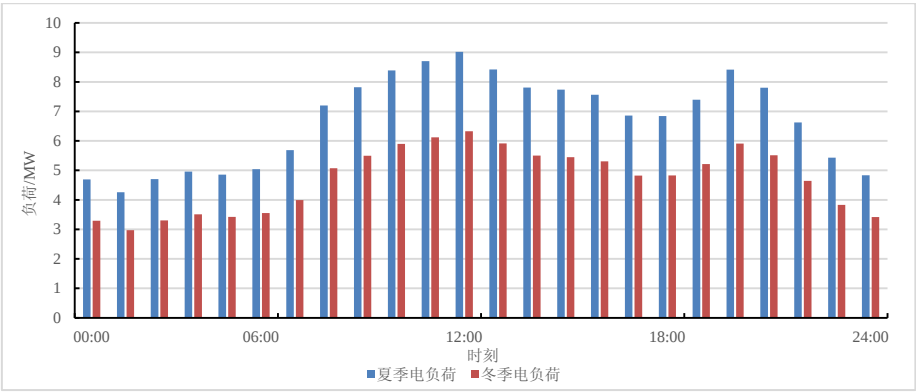


图 A2 算例夏、冬两季典型日电负荷
Fig.A2 Typical daily electric load of summer and winter in the calculation case

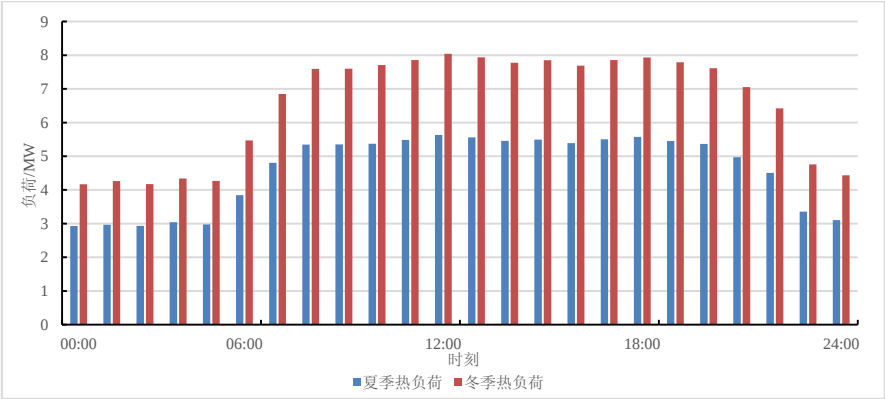


图 A3 算例夏、冬两季典型日热负荷
Fig.A3 Typical daily heat load of summer and winter in the calculation case

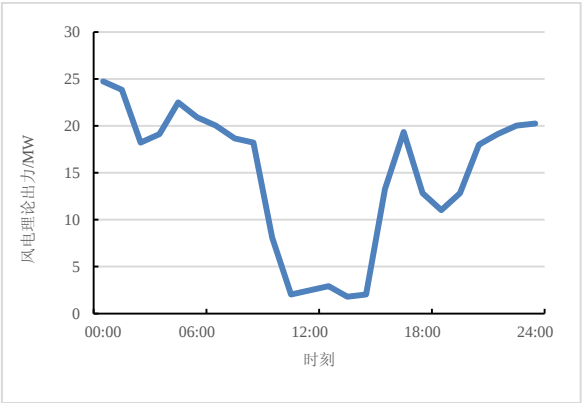


图 A4 算例风电理论出力
Fig.A4 Theoretical output of wind power in the calculation case

表 A1 电力系统网络参数
Table A1 Parameters of the power system

线路两端节点	线路电抗/p.u.
1,4	0.0576
2,8	0.0920
3,6	0.1700
4,5	0.0586
4,9	0.1008
5,6	0.0720
6,7	0.0625
7,8	0.1610
8,9	0.0850

表 A2 燃气系统网络参数
Table A2 Parameters of the gas network

管道走向	传输系数 K_{mn}
1-4	8
2-8	8.5
3-6	8
4-5	8
4-9	6
5-6	8
6-7	8.5
7-8	8.5
8-9	6

表 A3 算例中的机组参数
Table A3 Parameters of units in the calculation case

机组名称	英文缩写	参数（功率单位为 MW，成本单位为\$/MW·h，1 美元=6.6 人民币）
热电机组	CHP	发电效率 $\eta_{\text{CHP}} = 0.4$ ，热电比 $\eta_{\text{CHP}}^{\text{H/P}} = 0.6$ ，输电功率上下限 $0 \leq P_{\text{CHP}} \leq 20$ ，电功率爬坡上下限 $\Delta P_{\text{CHP,max}} = 5$ ，单位出力费用 $c_{\text{per,CHP}} = 86.5$
燃气锅炉	gb	效率 $\eta_{\text{gb}} = 0.9$ ，供热功率上下限 $0 \leq H_{\text{gb}} \leq 20$ ，单位出力费用 $c_{\text{per,gb}} = 110$
蓄热罐	HA	蓄热温差 $\Delta T = 80^\circ\text{C}$ ，蓄热容积率 $\omega = 0.9$ ，单位造价 3000 元/ m^3 ，蓄/放热限制常数 $\omega_{\text{st}} = 0.13$ 、 $\omega_{\text{ex}} = 0.15$ ，出力周期 $T = 24\text{h}$
常规火力发电	tpp	输电功率上下限 $0 \leq P_{\text{tpp}} \leq 20$ ，电功率爬坡上下限 $\Delta P_{\text{tpp,max}} = 5$ ，单位出力费用 $c_{\text{per,tpp}} = 100$
风电	wind	单位弃风成本 $\zeta = 422$ 元/ $\text{MW} \cdot \text{h}$
气源	gs	输气功率上下限 $0 \leq G_{\text{gs}} \leq 100$ ，单位出力费用 $c_{\text{per,gs}} = 40$
电转气	P2G	出力上下限 $0 \leq P_{\text{p2g}} \leq 10$

附录 B

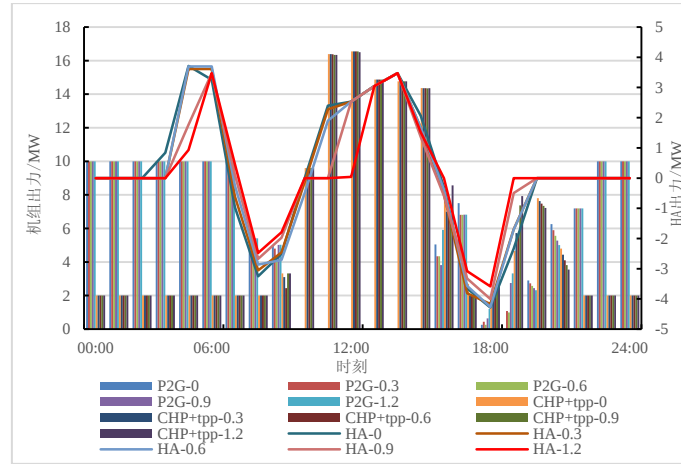
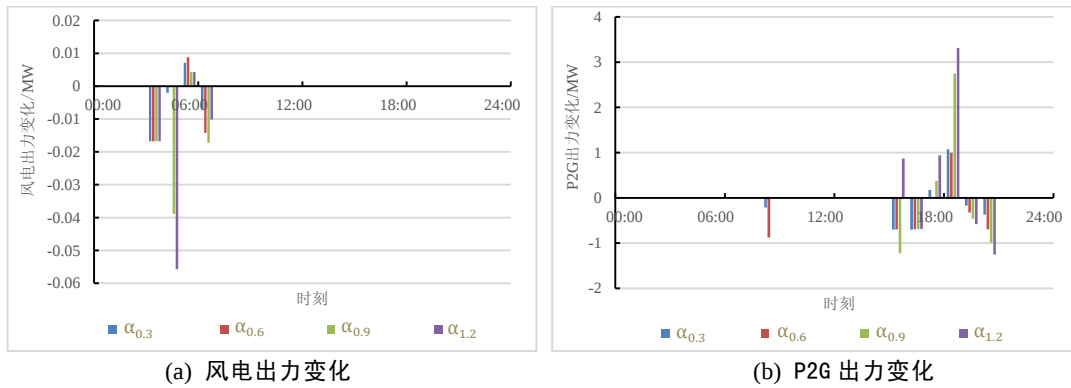
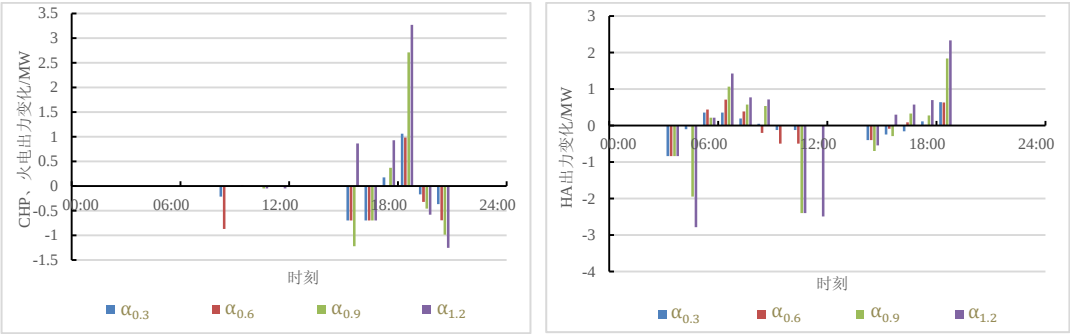


图 B1 不同 P2G 放热效率下的各机组运行策略

Fig.B1 Operation strategy of units with different exothermic efficiency of P2G





(c) CHP+tpg 出力变化 (d) HA 出力变化

图 B2 不同 P2G 放热效率下的供电/耗电机组出力变化

Fig.B2 Output change of units with different exothermic efficiencies of P2G

表 B1 13 个运行点的 HA 规划容量

Table B1 HA capacity of the 13 operating points

运行点	P2G 成本系数	HA 规划容量/MW
1	0	26.709
2	0.027	26.709
3	0.063	26.709
4	0.072	28.361
5	0.306	28.361
6	0.558	28.361
7	0.567	34.193
8	0.666	34.193
9	0.738	34.193
10	0.747	51.653
11	0.855	51.653
12	0.900	51.653
13	1.000	51.653

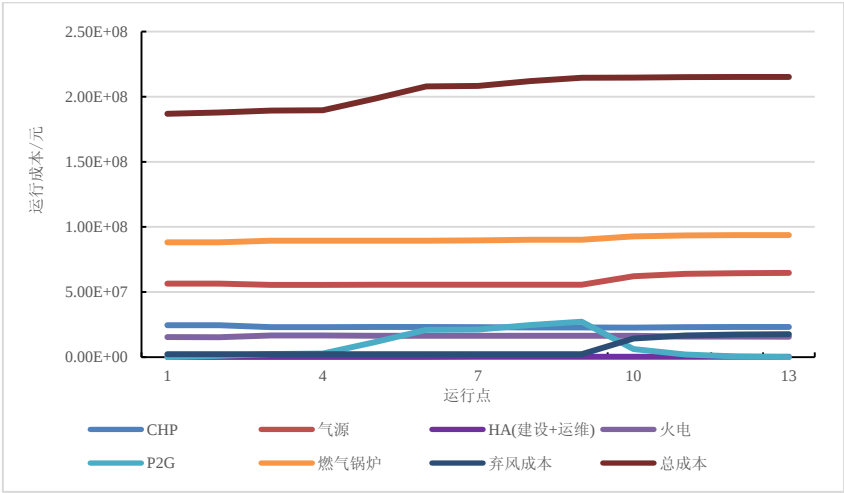


图 B3 不同 P2G 单位运行成本下的各机组出力成本

Fig.B3 Operating costs of units with different unit operating costs of P2G

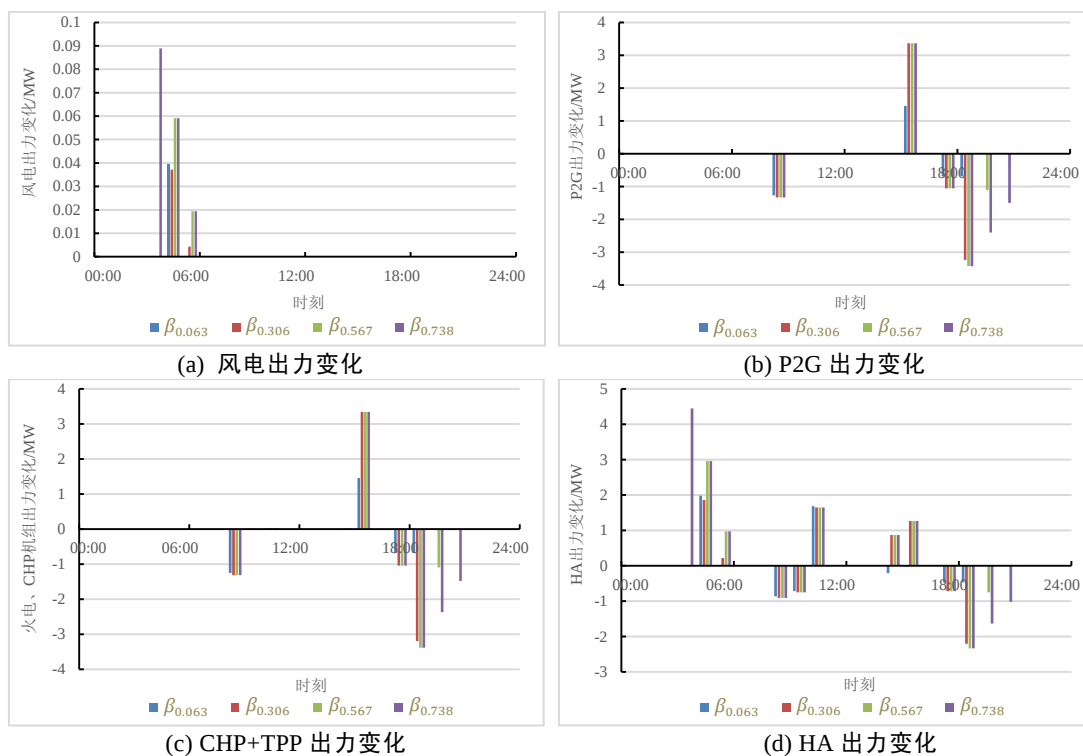


图 B4 不同 P2G 单位运行成本下的供电/耗电机组出力变化

Fig.B4 Output change of units with different unit operating costs of P2G