

DOI: 10.7667/PSPC180529

计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究

沈海平¹, 陈铭¹, 钱磊¹, 张思德², 王瑾然², 卫志农²

(1. 国网江苏省电力有限公司无锡供电公司, 江苏 无锡 214061; 2. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

摘要: 针对电-气互联系统, 考虑电转气技术和燃气轮机的双向耦合, 研究其机组组合问题。以全系统综合运行成本最低为目标, 考虑电力系统和天然气系统多种安全约束, 建立电-气互联系统机组组合模型, 并对其线性化得到线性模型。选取某6节点电力系统与10节点天然气系统耦合的电-气互联系统为例, 分别计算非线性模型与线性化模型并比较其求解效率。同时分析了计及电转气和不计及电转气两种场景下系统运行成本和运行状态。仿真结果表明线性模型提高了电-气互联系统机组组合求解效率, 电转气的应用也有助于提高电-气混联系统的经济性。

关键词: 综合能源系统; 电-气互联系统; 电转气; 机组组合; 线性化

Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling

SHEN Haiping¹, CHEN Ming¹, QIAN Lei¹, ZHANG Side², WANG Jinran², WEI Zhinong²

(1. Wuxi Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power CO. LTD, Wuxi 214061, China;

2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: This paper presents unit commitment model for integrated electric and natural-gas systems considering two-way coupling of power-to-gas and gas turbine. Minimizing the sum of integrated energy systems operation costs becomes the objective function. The security transmission constraints of the natural-gas and electricity networks are considered simultaneously. Linearization method is adopted to get the linear model. The test case consists of the 6-node electric network, the 10-node gas network and the coupling elements. The nonlinear model and the linearized model are calculated respectively and their solving efficiency is compared. The two scenarios with or without power-to-gas on system operational states and cost are analyzed simultaneously. Test results show that the linear model improves the solving efficiency of the unit commitment of the integrated electric and natural-gas systems. And the power-to-gas could effectively improve the operation economy and reliability of integrated electric and natural-gas systems.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51877071) and Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Company Ltd (No. J2019017).

Key words: integrated energy systems; integrated electric and natural-gas systems; power-to-gas; unit commitment; linearization

0 引言

近年来,为了解决环境污染和资源枯竭等难题,我国政府在调整能源结构、改变能源利用模式上做出了巨大的努力,积极在能源互联网的大背景下推动能源生产和消费模式的变革。电-气互联综合能源

系统(Integrated Energy System, IES)作为能源互联网的重要组成部分^[1-2],是以电力为主体、融合天然气等多种能源形式的多元能源耦合体,能够实现能源间的互补互济,有助于促进可再生能源的集成消纳,提高能源综合利用效率^[3-4]。在一次能源中,天然气由于其储量丰富、易于存储且高效环保,受到越来越大的重视,其在发电侧的比重逐渐增加^[5-7],天然气系统和电力系统的联系愈加密切。

随着我国经济的迅猛发展,IES的规模日渐庞大,用户的负荷需求也日益增长^[8-10]。因此,合理

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51877071); 国网江苏省电力有限公司科技项目资助(J2019017)“基于数据驱动的用户侧综合能源精准定制关键技术及应用研究”

并充分利用综合能源系统中的有限资源, 提高系统的运行效率, 达到系统的优化运行, 对我国能源改革及优化资源配置具有重要的战略意义^[11-12]。由于日负荷变化往往波动较大, 若只单纯地改变机组出力而不对机组的组合进行优化, 会造成资源浪费和降低系统稳定性等问题, 难以满足负荷的变化需求。机组组合(Unit Commitment, UC)问题是解决上述问题的通用做法。UC 问题即为根据调度周期内负荷预测数据, 通过对各机组的组合方式及出力进行规划, 在满足安全约束条件的前提下, 达到系统经济性最佳的目标^[13]。合理的 UC 能够为发电企业制定发电计划提供理论支持, 起到节约能源、提高运行效率和延长机组寿命等作用。

目前针对 UC 的优化问题, 文献[13]研究了计及天然气传输约束的 IES 系统的 UC 问题, 运用 Benders 分解算法进行求解。文献[14-18]考虑了随机因素的影响, 建立了两阶段优化模型研究电-气混联系统机组组合问题。文献[16-17]在基于前面的模型的基础上, 考虑了管存等动态约束, 并使用鲁棒优化求解电-气混联系统机组组合问题。由于目前通用的电力系统和天然气系统模型都为非线性模型, 且机组启停的判定为大量离散变量, 故 UC 问题实质是一个复杂的高维度、非凸非线性优化问题(Mixed-Integer Nonlinear Programming, MINLP), 求得其理论全局最优解具有较大的难度, 难以在 IES 中得到应用。为此, 国内外一些学者开始尝试将 IES 的 MINLP 模型进行简化, 以降低 IES 中 UC 问题的求解难度。文献[18]将天然气网络转化为连续线性规划问题(Successive Linear Programming, SLP)进行求解; 文献[19-20]通过合理简化电网和气网模型, 将其转化为混合整数非线性规划问题(Mixed Integer-Linear Program, MILP)进行求解; 文献[21]则对比了天然气网络中不同简化方式下 MILP 模型的求解效率和精确度。但上述模型皆未考虑 UC 问题中离散变量的线性化, 只是对局部模型进行线性简化。

电转气(Power to Gas, P2G)是近年来出现的一种新技术, 可以将电能通过电解转化为天然气利用或存储。P2G 配合燃气轮机实现了能量在电力和天然气系统间的双向流动, 对 IES 的运行和调度有着显著影响, 因此在 UC 问题中计及 P2G 耦合具有较强的现实意义。对于 P2G 的研究, 文献[22-23]论述了在 P2G 的运行原理, 建立其性能指标, 并对其经济性进行评估。文献[24-25]分析了电-气互联系统应用 P2G 后的影响。但是, 少有文献在简化 UC 问题中计及 P2G 的作用。

本文考虑了 P2G 的影响, 建立了线性化的 UC

问题研究模型。首先考虑天然气系统和电力系统安全约束, 建立了电-气互联系统机组组合模型, 随后针对模型中多个高度非线性的方程约束分别给出线性化方法得到线性模型, 最后通过算例仿真分析了线性模型的求解效率及应用电转气后对电-气互联系统运行的影响情况。

1 电-气混联系统机组组合模型

1.1 目标函数

电-气混联系统机组组合模型以全系统综合运行成本最低为目标, 运行成本为能源消耗成本、电转气转化成本和机组启停成本之和。其中, 能源消耗成本包括火电机组耗量成本和气源点天然气供应成本。为了简化模型, 本文仅考虑发电机组的启动成本而忽略停机成本。目标函数可表示为

$$\min F = \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in \Omega_G, i \notin \Omega_{GT}} U_{i,t} f(P_{G,i,t}) + \sum_{j \in \Omega_N} C_{N,j} Q_{N,j,t} + \sum_{p \in \Omega_{2G}} C_{P2G,p} P_{P2G,p,t} + \sum_{i \in \Omega_G} C_{Start,i} (1 - U_{i,t-1}) U_{i,t} \right] \quad (1)$$

式中: F 为全系统运行成本; T 为时间断面数; Ω_G 为发电机组集合; Ω_{GT} 为燃气轮机集合; $P_{G,i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时刻的有功出力; Ω_N 为气源点集合; $C_{N,j}$ 为气源点 j 的天然气价格; $Q_{N,j,t}$ 表示气源点 j 在 t 时刻输出天然气的流量; Ω_{2G} 为电转气集合; $C_{P2G,p}$ 表示电转气 p 的运行成本系数; $P_{P2G,p,t}$ 表示电转气 p 在 t 时刻消耗的电能功率; $C_{Start,i}$ 表示发电机组 i 启动成本; $U_{i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时刻的运行状态, 0 表示停机状态, 1 表示启动状态。

式(1)中 $f(P_{G,i,t})$ 表示火电机组 i 在 t 时刻的耗量成本, 采用多项式形式, 如式(2)。

$$f(P_{G,i,t}) = a_i P_{G,i,t}^2 + b_i P_{G,i,t} + c_i \quad (2)$$

式中: a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的耗量成本系数。

1.2 电力系统约束

电力系统约束考虑机组组合约束、发电机组有功出力限制、发电机组爬坡速率限制、系统旋转备用要求、发电机组最小启停时间约束以及有功功率平衡约束, 分别表示为

$$U_{i,t} P_{G,i,\min} \leq P_{G,i,t} \leq U_{i,t} P_{G,i,\max} \quad (3)$$

$$P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1} \leq R_{U,i} \quad (4)$$

$$P_{G,i,t-1} - P_{G,i,t} \leq R_{D,i} \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \Omega_G} U_{i,t} P_{G,i,\max} \geq \sum_{i=1}^n P_{L,i,t} + SR_t \quad (6)$$

$$(U_{i,t-1} - U_{i,t})(T_{i,t-1}^{\text{on}} - T_{i,\min}^{\text{on}}) \geq 0 \quad (7)$$

$$(U_{i,t} - U_{i,t-1})(T_{i,t-1}^{\text{off}} - T_{i,\min}^{\text{off}}) \geq 0 \quad (8)$$

$$P_{G,i,t} - P_{P2G,p,t} - \sum_{j \in i} pf_{ij,t} - P_{L,i,t} = 0 \quad (9)$$

式中: $P_{G,i,\max}$ 、 $P_{G,i,\min}$ 分别为发电机组 i 的有功出力上下限; $R_{U,i}$ 、 $R_{D,i}$ 分别为发电机组 i 上、下坡的上限; $P_{L,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 的有功负荷; SR_i 为 t 时刻系统旋转备用; $T_{i,t-1}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,t-1}^{\text{off}}$ 分别表示发电机组 i 从初始时刻到 $t-1$ 时段已经累计开、停机的时间; $T_{i,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,\min}^{\text{off}}$ 分别为发电机组 i 最小开停机时间; $j \in i$ 表示所有与节点 i 相连的节点; $pf_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 流过的有功功率。

1.3 天然气系统约束

天然气系统主要组成元件有气源点、管道、加压站等。气源点供应的天然气由管道输送并分配至负荷侧; 加压站用于提高天然气网络的节点压力, 及时补充天然气传输过程中的能量损耗。

(1) 气源点

天然气系统的天然气由气源点注入, 每个气源点输出天然气流量有上下限额, 表示为

$$Q_{N,j,\min} \leq Q_{N,j,t} \leq Q_{N,j,\max} \quad (10)$$

式中, $Q_{N,j,\max}$ 、 $Q_{N,j,\min}$ 表示气源点 j 输出天然气流量的最大值和最小值。

(2) 管道

天然气管道流量通常用非线性方程计算, 主要与管道两端节点压力值有关。对于管道 mn , 在理想绝热条件下, 其稳态流量可表示为

$$f_{mn,t} = S_{mn,t} c_{mn} \sqrt{S_{mn,t} (\pi_{m,t}^2 - \pi_{n,t}^2)} \quad (11)$$

$$S_{mn,t} = \begin{cases} +1 & \pi_{m,t} \geq \pi_{n,t} \\ -1 & \pi_{m,t} < \pi_{n,t} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $f_{mn,t}$ 为 t 时刻流过管道的天然气流量; c_{mn} 为与管道诸多物理因素有关的常数; $\pi_{m,t}$ 、 $\pi_{n,t}$ 分别为 t 时刻管道两端节点的压力值; $S_{mn,t}$ 反映了 t 时刻管道流量的方向, +1 为正方向, -1 为反方向。

其中节点压力有上下限约束, 表示为

$$\pi_{m,\min} \leq \pi_{m,t} \leq \pi_{m,\max} \quad (13)$$

式中, $\pi_{m,\max}$ 、 $\pi_{m,\min}$ 分别为节点 m 压力值的上、下限。

(3) 加压站

由于摩擦阻力, 天然气在传输过程中有一定的

压力和能量损失, 为了有效传输天然气, 需要在天然气管道中安装部分加压站。加压站可以提升所在天然气管道的压力, 但同时消耗一定的能量, 由流过加压站的天然气提供。加压站消耗的能量与流过加压站的天然气流量及加压比等有关, 可表示为

$$f_{\text{com},k,t} = S_{mn,t} \frac{H_{\text{com},k,t}}{k_2 - k_1 \left(\frac{\pi_{n,t}}{\pi_{m,t}} \right)^\beta} \quad (14)$$

$$\tau_{\text{com},k,t} = \alpha_k + \beta_k H_{\text{com},k,t} + \gamma_k H_{\text{com},k,t}^2 \quad (15)$$

式中: $f_{\text{com},k,t}$ 表示 t 时刻流过加压站 k 的流量;

$H_{\text{com},k,t}$ 表示加压站 k 在 t 时刻消耗的能量; k_1 、 k_2 、

β 为与加压站诸多物理因素有关的常数; $\tau_{\text{com},k,t}$ 表

示加压站 k 在 t 时刻消耗的天然气流量;

α_k 、 β_k 、 γ_k 为能量转换系数。

其中压缩机消耗的能量和压缩比有上下限约束, 表示为

$$H_{\text{com},k,\min} \leq H_{\text{com},k,t} \leq H_{\text{com},k,\max} \quad (16)$$

$$R_{k,\min} \leq \frac{\pi_{n,t}}{\pi_{m,t}} \leq R_{k,\max} \quad (17)$$

式中: $H_{\text{com},k,\max}$ 、 $H_{\text{com},k,\min}$ 分别为压缩机 k 消耗能量的上下限; $R_{k,\max}$ 、 $R_{k,\min}$ 分别为压缩机压缩比的上下限。

(4) 流量平衡

天然气系统流量平衡可以表述为所有流入节点的天然气流量代数和为零, 因此对于每个节点的流量平衡方程可表示为

$$Q_{N,m,t} - \sum_{n \in m} f_{mn,t} - \sum_{n \in m} f_{\text{com},k,t} - \tau_{\text{com},k,t} + Q_{P2G,p,t} - Q_{GT,q,t} - Q_{L,m,t} = 0 \quad (18)$$

式中: $n \in m$ 表示所有与节点 m 相连的节点;

$Q_{P2G,p,t}$ 表示电转气 p 在 t 时刻生成的天然气流量;

$Q_{GT,q,t}$ 表示燃气轮机 q 在 t 时刻消耗的天然气流

量; $Q_{L,m,t}$ 表示 t 时刻节点 m 的天然气负荷。

1.4 电转气和燃气轮机约束

本文采用电转气和燃气轮机两种元件耦合电力系统和天然气系统。电转气将难以消纳的剩余电能电解制成天然气, 可以视为电力系统的负荷及天然气系统的气源; 相反, 燃气轮机可以视为电力系统的电源及天然气系统的负荷。本文采用多项式表示燃气轮机和电转气的耦合关系, 可表示为

$$Q_{P2G,p,t} = k_{p2} P_{P2G,p,t}^2 + k_{p1} P_{P2G,p,t} + k_{p0} \quad (19)$$

$$Q_{GT,q,t} = k_{q2} P_{GT,q,t}^2 + k_{q1} P_{GT,q,t} + k_{q0} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{P2G,p,t} \leq P_{P2G,p,\max} \quad (21)$$

式中: k_{p2} 、 k_{p1} 、 k_{p0} 为电转气 p 的能量转换系数; $P_{GT,q,t}$ 为 t 时刻燃气轮机 q 有功出力; k_{q2} 、 k_{q1} 、 k_{q0} 为燃气轮机 q 能量转换系数; $P_{P2G,p,\max}$ 为电转气转换功率上限。

2 模型线性化

上述建立的电-气互联系统 UC 模型为 MINILP 问题, 其中电力线路功率方程、发电机组启停时间约束方程以及天然气管道流量方程均呈现高度非线性, 增加了模型求解的难度, 而且难以得到全局最优。本节对模型中非线性方程进行线性化处理, 得到线性模型, 以提高计算效率, 保障全局最优性。

(1) 电力线路功率方程

电力系统线路功率传输约束采用直流模型将其转变为线性方程, 并计及了移相器的影响, 表示为

$$pf_{ij,t} = \frac{\theta_{i,t} - \theta_{j,t} - \gamma_{ij,t}}{x_{ij}} \quad (22)$$

$$pf_{ij,\min} \leq pf_{ij,t} \leq pf_{ij,\max} \quad (23)$$

$$\gamma_{ij,\min} \leq \gamma_{ij,t} \leq \gamma_{ij,\max} \quad (24)$$

$$\theta_{ref,t} = 0 \quad (25)$$

式中: $\theta_{i,t}$ 、 $\theta_{j,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 、 j 的电压相角; $\gamma_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 移相角度; x_{ij} 为线路 ij 电抗; $pf_{ij,\max}$ 、 $pf_{ij,\min}$ 分别为线路 ij 传输功率上下限; $\gamma_{ij,\max}$ 、 $\gamma_{ij,\min}$ 分别为线路 ij 移相角度上下限; $\theta_{ref,t}$ 为 t 时刻参考节点电压相角。

(2) 发电机组最小启停时间约束

式(9)和式(10)为发电机组最小启停时间约束, 为复杂的非线性方程, 这里采用文献[26]中的方法将其转化为等价的线性约束, 表示为

$$\sum_{\tau=t}^{a(T_{i,\min}^{\text{on}})} U_{i,\tau} \geq (U_{i,t} - U_{i,t-1})b(T_{i,\min}^{\text{on}}) + \delta(t-1)a_i^0 \quad (26)$$

$$\sum_{\tau=t}^{a(T_{i,\min}^{\text{off}})} (1 - U_{i,\tau}) \geq (U_{i,t-1} - U_{i,t})b(T_{i,\min}^{\text{off}}) + \delta(t-1)b_i^0 \quad (27)$$

$$a(Z) = \min\{t + Z - 1, T\} \quad (28)$$

$$b(Z) = \min\{Z, T - t + 1\} \quad (29)$$

$$a_i^0 = U_{i,1}U_{i,0} \max\{0, T_{i,\min}^{\text{on}} - T_i^0\} \quad (30)$$

$$b_i^0 = (1 - U_{i,1})(1 - U_{i,0}) \max\{0, T_{i,\min}^{\text{off}} + T_i^0\} \quad (31)$$

式中: $\delta(t-1)$ 为单位冲击函数; $U_{i,0}$ 为发电机组的初始状态; T_i^0 为发电机组连续运行或停机的时间。

这样相互耦合的机组启停时间约束就转化为对每个时段独立的计算, 大大降低了模型求解的难度。

(3) 天然气管道流量方程

天然气系统管道流量方程式(11)是平方根形式, 为非凸的高度非线性方程, 首先对公式两边同时平方得

$$f_{mn,t} |f_{mn,t}| = C_{mn}^2 (\pi_{m,t}^2 - \pi_{n,t}^2) \quad (32)$$

观察式(32)可见, 式中变量均为 $h(x) = x^2$ 的形式, 都是定义在区间 $[A, B]$ 上的单变量函数, 故可采用分段近似(Piecewise Linear Programming, PLP)的方法对其线性化^[27], 如图 1 所示。每一个线性分段由一系列的点 $A = x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_k = B$ 对应的函数值 $h(x_k)$ 划分得到。

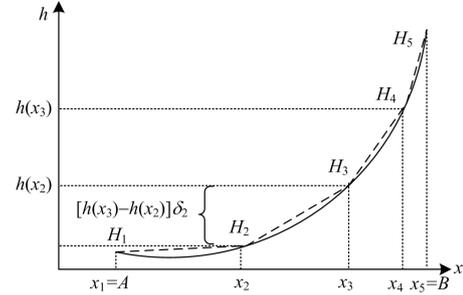


图 1 分段线性化示意图

Fig. 1 Schematic diagram of piecewise linearization

在式(32)中, 由于 $f_{mn,t}$ 、 $\pi_{m,t}$ 和 $\pi_{n,t}$ 都为平方项, 因此以节点气压 π 为例, 对函数 $h(\pi) = \pi^2$ 进行分段线性化。

$$h(\pi) \approx h(\pi_1) + \sum_{i=1}^{k-1} [h(\pi_{i+1}) - h(\pi_i)] \delta_i \quad (33)$$

$$\pi = \pi_1 + \sum_{i=1}^{k-1} (\pi_{i+1} - \pi_i) \delta_i \quad (34)$$

其中, δ_i 反映了每个线性分段 $H_i H_{i+1}$ 上的分配, 且满足

$$0 \leq \delta_i \leq 1 \quad (35)$$

二元变量 ψ_i 满足

$$\delta_{i+1} \leq \psi_i \leq \delta_i, \psi_i \in \{0, 1\} \quad (36)$$

当 $\psi_i = 1$ 时, 有 $\delta_i = 1$ 且 $0 \leq \delta_{i+1} \leq 1$; 当 $\psi_i = 0$ 时, 有 $\delta_i = \delta_{i+1} = 0$ 。

(4) 发电机组启停成本

目标函数中发电机组的启停成本可表示为混合整数线性的形式。

$$C_{\text{Start},i}(t) \geq 0 \quad (37)$$

$$C_{\text{Start},i}(t) \geq C_{\text{Start},i}(U_{i,t} - U_{i,t-1}) \quad (38)$$

式中, $C_{\text{Start},i}(t)$ 表示发电机组 i 在 t 时刻的启动成本。

此外, 将加压站消耗天然气流量表示为流过加压站天然气流量的线性关系, 再忽略发电机组成本表达式、电转气和燃气轮机耦合关系式的二次项,

设备需要转换更多的电能以满足系统的天然气负荷需求。同时, 对于各机组出力情况而言, 燃气轮机 G2 和 G3 在场景一与场景二下的停启状况和出力状况完全一致, 而火电机组 G1 在 MINLP 和 MILP 两个模型下虽然停启状态一致, 但仅在 8:00 至 23:00 时段出力状况相同, 而在其余时段采用 MILP 模型的场景二的出力较高, 这与 P2G 在该时段转化电能较多有关。造成以上差异的原因是在 0:00 至 8:00 时段内, 电负荷下降的程度较天然气负荷大, 火电机组增加出力以通过 P2G 装置补偿天然气负荷。这也是在负荷需求不变的前提下, 场景二相比于场景一的总发电量要高, 而总天然气购买量有所下降的原因。

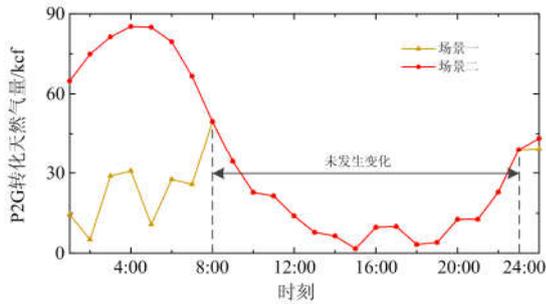
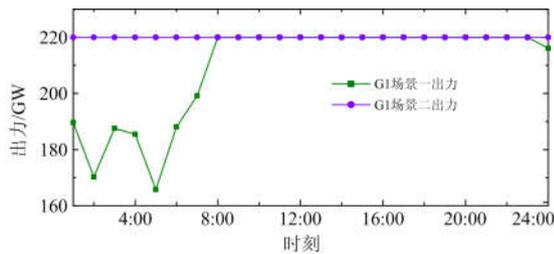
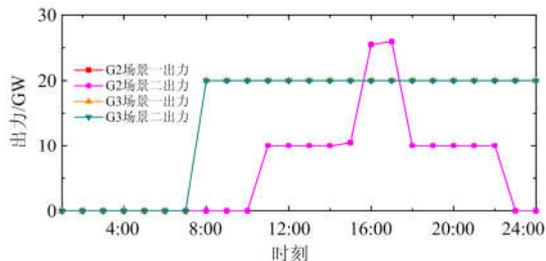


图 4 场景一与场景二的 P2G 转化曲线

Fig. 4 P2G transformation curve of scenario 1 and 2



(a) 火电机组 G1 出力曲线



(b) 燃气轮机 G2、G3 出力曲线

图 5 场景一与场景二的机组出力曲线对比

Fig. 5 Output curve of the unit in scene 1 and 2

综上所述, 虽然采用 MILP 模型导致系统总成本升高, 且发电量、购气量与 P2G 运行状态皆有所变化, 模型精确度略有下降, 但是误差相对较小, 在工程上能够有较好的应用, 保证了解具有全局最优性。

3.3.2 P2G 设备对系统的影响

为了研究 P2G 对于电-气互联综合能源系统机组组合的影响, 本小节中对场景二与场景三进行对比, 以分析 P2G 在 MILP 模型中的作用。系统各成本结果如表 2 所示。

表 2 场景二与场景三结果对比

Table 2 Comparison of the results of scenario 1 and 2				
场景	有无 P2G	总发电量/MW	总购气量/kef	总成本/\$
场景二	有	5 911.99	138 625.55	693 967.97
场景三	无	5 059.28	159 006.47	728 076.53

表 2 中可以看出, 当系统未装设 P2G 设备时, 系统需要从气源点购买更多的天然气以满足气负荷的日需求, 其值相比于场景二要多 14.70%。而场景二的总发电量要比场景三高 16.85%, 这是由于 P2G 装置的配置, 使得电力系统与天然气系统之间的耦合更加紧密, 系统可以通过转化电能以补偿天然气负荷的需求, 能够起到多能互补、能源双向流动的作用。从系统总成本上来看, 场景二的总成本要比场景三低 4.68%, 这是由于虽然场景二需要计及 P2G 的设备运行成本, 并且发电量也较场景三高, 但是场景三需要购买更多的天然气, 其增加的成本要远大于购电量增加成本和 P2G 的运行成本, 即 P2G 设备有助于提升系统的经济性。

图 6 展示了两个场景下各机组启停对比。由于燃气机组的启动成本要高于火电机组, 因此从图 5 中可以看出, 为了降低系统运行成本, 发电成本更高的燃气轮机较火电机组 G1 运行时间更短, 只有在负荷高峰时段才会开启, 这主要体现在燃气轮

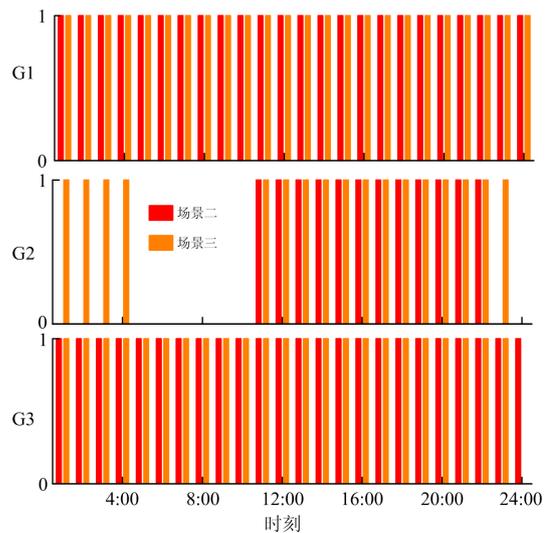


图 6 场景二与场景三的机组启停状况对比

Fig. 6 Comparison of starting and stopping condition between scene 2 and 3

机 G2 上。此外,对于燃气轮机 G2,其在场景三中运行时间要多于场景二,尤其是在凌晨时段(1:00 至 4:00)。这是由于该时段天然气负荷存在下降趋势,机组 G2 的运行可以通过消耗天然气补偿电力负荷的需求。

图 7 展示了火电机组 G1 在不同场景下的出力变化。可以看出, G1 在场景二中维持在出力上限,以最大程度上配合 P2G 设备向天然气网络输送天然气,而在场景三中, G1 则在 12:00 至 21:00 高天然气负荷需求的时间段内保持较高的出力,以满足气负荷的需求。

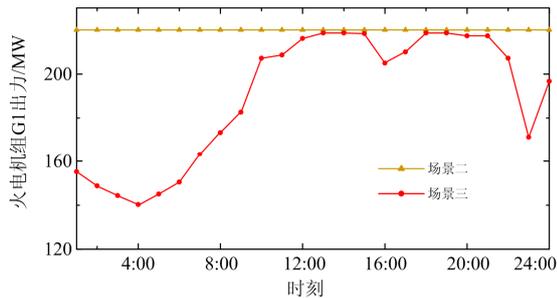


图 7 场景二和场景三火电机组 G1 出力变化曲线

Fig. 7 Output profile of G1 in scenario 2 and 3

综上所述,电转气设备能够增强系统间的耦合程度,以弥补传统通过燃气轮机的“气转电”形式的缺陷,达到能源间的双向流动。同时,还可以有效降低系统运行成本,达到提升全系统经济性的目的。

4 结论

UC 问题是电气综合能源系统经济调度和安全运行的基础,本文针对电-气互联系统,计及 P2G 技术,考虑电力系统和天然气系统间的双向耦合,研究了综合能源系统的机组组合问题,对其线性化得到线性模型,并通过场景对比分析了传统 MINLP 模型与本文 MILP 模型,得到了 MILP 模型虽然精度较 MINLP 模型有所降低,求解效率有显著提升的结论。同时,本文还通过对比 MILP 模型下的 P2G 对系统运行的影响,得到了 P2G 有助于提高电-气互联系统运行经济性的结论。但本文尚未考虑系统诸多随机因素如日负荷不确定性的影响,这将是今后研究的重点。

参考文献

[1] 孙可, 吴臻, 尚楠, 等. 以省为实体的区域能源互联网内涵框架及发展方向分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 1-9.
SUN Ke, WU Zhen, SHANG Nan, et al. Provincial regional

energy internet framework and development tendency analysis[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 1-9.

- [2] 白学祥, 曾鸣, 李源非, 等. 区域能源供给网络热电协同规划模型与算法[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 65-72.
BAI Xuexiang, ZENG Ming, LI Yuanfei, et al. The model and algorithm of thermoelectric collaborative planning of regional energy supply network[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 65-72.
- [3] 许汉平, 李姚旺, 苗世洪, 等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统“源-荷-储”协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 18-25.
XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. The "source-load-storage" coordinated and interactive optimal scheduling strategy of power system considering the efficiency of renewable energy consumption[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.
- [4] 钟迪, 李启明, 周贤, 等. 多能互补能源综合利用关键技术研究现状及发展趋势[J]. 热力发电, 2018, 47(2): 1-5.
ZHONG Di, LI Qiming, ZHOU Xian, et al. Research status and development trends for key technologies of multi-energy complementary comprehensive utilization system[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(2): 1-5.
- [5] 胡康, 陈群. 电-热综合能源系统整体能效及灵活性改造方案分析[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 14-21.
HU Kang, CHEN Qun. Overall energy efficiency and flexibility retrofit scheme analysis of heat-power integrated energy system[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 14-21.
- [6] 张立地, 窦迅, 王俊, 等. 综合能源背景下的配电网规划研究[J]. 供用电, 2018, 35(4): 37-45.
ZHANG Lidi, DOU Xun, WANG Jun, et al. Review of distribution network planning in the context of integrated energy[J]. Distribution & Utilization, 2018, 35(4): 37-45.
- [7] 李扬, 闫爱梅, 田传波. 区域综合能源管控系统设计与实现[J]. 供用电, 2019, 36(3): 8-13.
LI Yang, YAN Aimei, TIAN Chuanbo. Design and implementation of regional integrated energy management and control system[J]. Distribution & Utilization, 2019, 36(3): 8-13.
- [8] 王雪, 陈昕. 城市能源变革下的城市智慧能源系统顶层结构设计研究[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 85-91.
WANG Xue, CHEN Xin. Top-level design of urban intelligent energy systems under urban energy revolution[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 85-91.
- [9] 王仕俊, 平常, 薛国斌. 考虑共享储能的社区综合能源系统协同优化研究[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 77-84.

- WANG Shijun, PING Chang, XUE Guobin. Synergic optimization of community energy internet considering the shared energy storage[J]. *Electric Power*, 2018, 51(8): 77-84.
- [10] 郑展, 张勇军. 电-气-热一体化混合能源系统研究评述与展望[J]. *广东电力*, 2018, 31(9): 105-117.
ZHENG Zhan, ZHANG Yongjun. Research comment and prospect of electricity-natural gas heat integrated hybrid energy system[J]. *Guangdong Electric Power*, 2018, 31(9): 105-117.
- [11] 王伟亮, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑天然气网络状态的电力-天然气区域综合能源系统稳态分析[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(5): 1293-1304.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Steady state analysis of electricity-gas regional integrated energy system with consideration of NGS network status[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(5): 1293-1304.
- [12] CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-linear probabilistic energy flow analysis of integrated electrical and natural-gas systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 1970-1979.
- [13] CONG L, MOHAMMAD S, YONG F, et al. Security-constrained unit commitment with natural gas transmission constraints[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(3): 1523-1536.
- [14] SAEED K, LEI W, MOHAMMAD S. Stochastic midterm coordination of hydro and natural gas flexibilities for wind energy integration[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014, 5(4): 1070-1079.
- [15] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTÍN P. Stochastic contingency analysis for the unit commitment with natural gas constraints[C] // *IEEE Grenoble PowerTech Conference*, June 16-20, 2013, Grenoble, France: 1-5.
- [16] CONG L, CHANGHYEOK L, MOHAMMAD S. Look ahead robust scheduling of wind-thermal system with considering natural gas congestion[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(1): 544-545.
- [17] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTÍN P. Security-constrained unit commitment with dynamic gas constraints[C] // *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, July 26-30, 2015, Denver, CO, USA: 1-5.
- [18] LIU C, SHAHIDEHPOUR M, WANG J. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow[J]. *Chaos An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science*, 2011, 21(2): 531.
- [19] URBINA M, LI Z. A combined model for analyzing the interdependency of electrical and gas systems[C] // *2007 39th North American Power Symposium*, September 30-October 2, 2007, Las Cruces, NM, USA: 468-472.
- [20] MARTIN A, MÖLLER M, MORITZ S. Mixed integer models for the stationary case of gas network optimization[J]. *Mathematical Programming*, 2006, 105(2-3): 563-582.
- [21] CORREA-POSADA C M, SANCHEZ-MARTIN P. Gas network optimization: a comparison of piecewise linear models, 2014[EB/OL]. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2014/10/4580.html
- [22] SEBASTIAN S, THOMAS G, MARTIN R, et al. Power to gas: technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(12): 4285-4294.
- [23] MANUEL G, JONATHAN L, FRIEDEMANN M, et al. Renewable power-to-gas: a technological and economic review[J]. *Renewable Energy*, 2016, 85: 1371-1390.
- [24] STEPHEN C, PIERLUIGI A. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, 6(4): 1234-1244.
- [25] VANDEWALLE J, BRUNINX K, D'HAESELEER W. Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions[J]. *Energy Conversion and Management*, 2015, 94: 28-39.
- [26] 张强. 考虑机组组合和电网安全约束的电力系统水火协调[D]. 南宁: 广西大学, 2012.
ZHANG Qiang. Water and fire coordination of power system considering unit combination and power network security constraints[D]. Nanning: Guangxi University, 2012.
- [27] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTÍN P. Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(6): 3347-3355.
- [28] AN S, LI Q, GEDRA T W. Natural gas and electricity optimal power flow[C] // *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, September 7-12, 2003, Dallas, TX, USA: 138-143.

收稿日期: 2018-05-07; 修回日期: 2018-09-10

作者简介:

沈海平(1976—), 男, 高级工程师, 主要从事电力系统自动化及物联网技术研究;

陈铭(1975—), 男, 工程师, 主要从事电力系统规划及电网调度技术研究;

张思德(1992—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要从事综合能源系统优化运行方面的研究。E-mail: ade_hhu@163.com

(编辑 姜新丽)