

# 基于自适应步长ADMM的电-气混联系统 多时间尺度优化调度

赵波<sup>1</sup>,倪筹帷<sup>1</sup>,李志浩<sup>1</sup>,张维桐<sup>2</sup>,陈健<sup>2</sup>

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院,浙江 杭州 310014;2. 山东大学 电气工程学院,山东 济南 250061)

**摘要:**随着微型燃气轮机和以其为基础的热电联供单元的大量配置,电力、天然气系统之间的联合优化调度越来越受到关注。针对电-气混联系统的优化调度问题,提出双层多时间尺度优化调度框架,考虑到各子系统间信息的不透明特性,上层基于日前预测数据和自适应步长交替方向乘法(ADMM)建立以系统成本为目标函数的分布式日前优化调度模型;针对可再生能源和负荷的波动,下层基于短时预测数据建立以遵循日前调度方案为目标的实时调度模型。通过算例分析验证了所提电-气混联系统优化调度模型和框架的有效性。

**关键词:**电-气混联系统;优化调度;分布式优化;多时间尺度;自适应步长交替方向乘法;模型

**中图分类号:**TM 734

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.201908017

## 0 引言

21世纪以来,能源消耗和全球环境问题日益突出,能源消费方式转变成为解决这些问题的关键。以热电联供CHP(Combined Heat and Power)单元为核心的综合能源系统IES(Integrated Energy System)将不同的能源系统相整合,进行统一的规划设计或调度,从而提高了能源系统的经济、环境效益,是推动社会供能体系向清洁、低碳、可持续发展的重要方式<sup>[1-2]</sup>。

很多学者在IES的综合建模和经济运行方面进行了大量的研究<sup>[3-5]</sup>。文献[3]基于能量集线器理论建立了电力、天然气和热力系统模型,提出了以风能消纳和经济运行为目标的电-气-热系统的日前调度模型;文献[5]建立了计及大量电动汽车接入下的IES协同调度模型,并采用内点法进行求解。一方面,上述文献在构建IES调度模型时,建立了电网、稳态天然气潮流模型,然而稳态天然气潮流模型没有考虑天然气在传输过程中的时间滞后,在优化过程中可能会产生较大的误差<sup>[6]</sup>。另一方面,上述文献对混联系统日前调度问题进行统一求解,并未考虑不同子系统间的信息、管理等各方面的阻碍。通过分布式算法对系统进行优化是一种有效的方法,文献[7]建立了考虑风、光、负荷不确定性的电-气混联系统的鲁棒优化调度模型,并提出了基于交替方向乘法ADMM(Alternating Direction Method of Multipliers)的分布式优化框架;文献[8]提出了基于带高斯回代的改进ADMM的电-气-热系统分布式优化

调度模型。ADMM适用于求解大规模分布式优化问题,然而上述文献采用的ADMM及其改进算法的收敛速度十分依赖于具体参数的选择,算法的自适应性较差。

另外,日前调度的负荷、可再生能源出力预测存在一定的误差,导致优化调度方案与系统实际运行出现偏差,使系统的运行成本增加。而预测误差随着时间尺度的减小而减小,因此可以通过短时间尺度调度减小预测误差对优化的影响。文献[9]计及天然气管网的动态特性,提出了基于模型预测控制的多时间尺度优化调度策略,使机组出力和气源产气过程更为平滑;文献[10]提出了电热联合系统日前、滚动、实时3个时间尺度调度计划的调度模型,并采用改进粒子群优化算法加快求解算法的寻优速度。因此,基于更精确的分钟级预测数据对电-气系统进行实时调度,能够降低负荷、可再生能源波动对系统调度的影响。

为此本文针对电-气混联系统的调度问题,提出了双层多时间尺度优化调度框架。上层基于日前预测数据和自适应步长ADMM,建立了以系统成本为目标函数的分布式日前优化调度模型,包括考虑动态响应特性的天然气潮流模型;下层基于短时预测数据,建立了以各子系统尽量遵循日前调度方案为目标的实时调度模型。最后通过算例分析验证了所提电-气混联系统模型和优化框架的有效性。

## 1 电-气混联系统模型

电-气混联系统的结构如图1所示,电力网络、天然气网络通过燃气轮机MT(Micro-Turbine)、CHP单元、热泵等耦合设备互相连接。本文针对通过MT连接的电-气混联系统展开研究。

收稿日期:2019-04-13;修回日期:2019-06-12

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877039)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51877039)

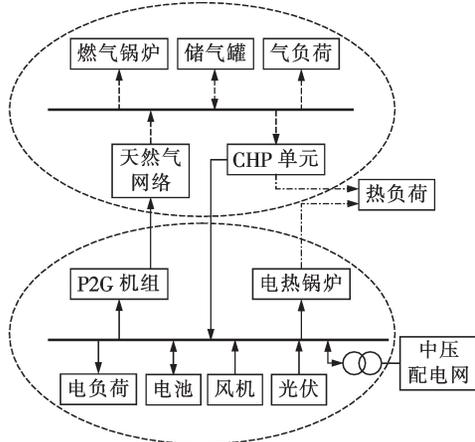


图1 电-气混联系统的结构图

Fig.1 Structure of electricity-gas hybrid system

### 1.1 配电网模型

针对传统的辐射状配电网,本文使用Dist-Flow潮流方程建立了配电网的网络模型<sup>[11-12]</sup>,具体包括有功潮流方程、无功潮流方程和电压方程,分别如式(1)~(3)所示。

$$P_{i+1}(t) = P_i(t) - \frac{r_i(P_i^2(t) + Q_i^2(t))}{V_i^2(t)} - p_{i+1,l}(t) + p_{i+1,g}(t) \quad (1)$$

$$Q_{i+1}(t) = Q_i(t) - \frac{x_i(P_i^2(t) + Q_i^2(t))}{V_i^2(t)} - q_{i+1,l}(t) + q_{i+1,g}(t) \quad (2)$$

$$V_{i+1}^2(t) = V_i^2(t) - 2(r_i P_i(t) + x_i Q_i(t)) + \frac{(r_i^2 + x_i^2)(P_i^2(t) + Q_i^2(t))}{V_i^2(t)} \quad (3)$$

其中,下标*i*为配电网中节点编号; $P_i$ 、 $Q_i$ 分别为节点*i*到节点*i+1*的线路上的有功、无功功率; $p_{i,g}$ 、 $q_{i,g}$ 分别为节点*i*处电源的有功、无功功率; $p_{i,l}$ 、 $q_{i,l}$ 分别为节点*i*的有功、无功负荷; $r_i$ 、 $x_i$ 分别为节点*i*和节点*i+1*间线路的电阻、电抗; $V_i$ 为节点*i*的电压。

上述方程是非线性的,在优化过程中较难处理。而二阶锥形式的潮流模型可准确、高效地计算电网的最优潮流分布<sup>[13]</sup>。引入式(4)所示变量 $V_{2,i(t)}$ 和式(5)所示变量 $I_{2,i(t)}$ 对非线性项进行替换。

$$V_{2,i}(t) = V_i^2(t) \quad (4)$$

$$I_{2,i}(t) = \frac{P_i^2(t) + Q_i^2(t)}{V_i^2(t)} \quad (5)$$

因此潮流约束可以转化为式(6)~(8),然后进行二阶锥松弛,松弛后的约束如式(9)所示。

$$P_{i+1}(t) = P_i(t) - r_i I_{2,i}(t) - p_{i+1,l}(t) + p_{i+1,g}(t) \quad (6)$$

$$Q_{i+1}(t) = Q_i(t) - x_i I_{2,i}(t) - q_{i+1,l}(t) + q_{i+1,g}(t) \quad (7)$$

$$V_{2,i+1}(t) = V_{2,i}(t) - 2(r_i P_i(t) + x_i Q_i(t)) + (r_i^2 + x_i^2) I_{2,i}(t) \quad (8)$$

$$\begin{cases} 2P_i(t) \\ 2Q_i(t) \\ I_{2,i}(t) - V_{2,i}(t) \end{cases} \leq I_{2,i}(t) + V_{2,i}(t) \quad (9)$$

另外,系统还包括蓄电池储能系统,其模型包括充放电上下限约束、电量平衡约束和电量上下限约束<sup>[7]</sup>。

### 1.2 MT模型

MT消耗的燃料成本 $C_{\text{gas, fuel}}$ 为:

$$C_{\text{gas, fuel}} = c_{\text{gas}} F_{\text{gas}} = c_{\text{gas}} \sum_{t=1}^T (\alpha + \beta P_{\text{mt}}(t) + \gamma P_{\text{mt}}^2(t)) \quad (10)$$

其中, $T$ 为系统调度周期; $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ 为通过拟合天然气耗量曲线得到的参数<sup>[14]</sup>; $c_{\text{gas}}$ 为天然气价格; $F_{\text{gas}}$ 为MT消耗的天然气; $P_{\text{mt}}$ 为MT的功率。

### 1.3 天然气网络模型

本文考虑了天然气在传输过程中的动态特性,建立动态的天然气传输方程,包括动量方程(11)、物质平衡方程(12)和状态方程(13)<sup>[15]</sup>。其中,偏微分方程在优化过程中难以求解,将微分方程(11)~(13)转化为差分形式,如式(14)和式(15)所示<sup>[16]</sup>。

$$\frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\lambda' M^2}{2d\rho A^2} = 0 \quad (11)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial M}{\partial x} = 0 \quad (12)$$

$$p = c^2 \rho \quad (13)$$

$$\rho_{b,e,t+1} + \rho_{a,e,t+1} - \rho_{b,e,t} - \rho_{a,e,t} + \frac{\Delta t}{L_e A_e} \times (M_{b,e,t+1} - M_{a,e,t+1} + M_{b,e,t} - M_{a,e,t}) = 0 \quad (14)$$

$$\frac{\lambda' \omega_e \Delta t}{4L_e A_e} (M_{b,e,t+1} + M_{a,e,t+1} + M_{b,e,t} + M_{a,e,t}) +$$

$$\frac{1}{A_e} (M_{b,e,t+1} + M_{a,e,t+1} - M_{b,e,t} - M_{a,e,t}) +$$

$$\frac{\Delta t}{L_e} (p_{b,e,t+1} - p_{a,e,t+1} + p_{b,e,t} - p_{a,e,t}) = 0 \quad (15)$$

其中, $M$ 为天然气的质量流量MFR(Mass Flow Rate); $\rho$ 为天然气密度; $p$ 为管道压强; $A$ 、 $d$ 、 $L$ 分别为天然气管道的截面积、直径和长度; $\lambda'$ 为阻尼因子; $c$ 为温度因子; $e$ 为天然气管道编号;下标*a*、*e*和*b*、*e*分别表示管道*e*的首端、末端; $M_{a,e,t}$ 、 $M_{b,e,t}$ 分别为*t*时刻管道*e*首端、末端的MFR; $\rho_{a,e,t}$ 、 $\rho_{b,e,t}$ 分别为*t*时刻管道*e*首端、末端的天然气密度; $p_{a,e,t}$ 、 $p_{b,e,t}$ 分别为*t*时刻管道*e*首端、末端的管道压强; $A_e$ 、 $d_e$ 、 $L_e$ 分别为管道*e*的截面积、直径和长度; $\omega_e$ 为管道*e*的天然气流速; $\Delta t$ 和*x*分别为时间间隔和空间间隔。天然气网络的边界条件还包括节点负荷约束式(16)、供气节点密度和压强约束式(17)、节点MFR约束式(18)、管道天然气MFR式(19)和压强上下限约束式(20)。

$$M_{b,e,t} = M_{L,e,t} \quad (16)$$

$$\rho_{b,e,t} = \rho_0, p_{b,e,t} = p_0 \quad (17)$$

$$\frac{M_{b,1,t}}{A_1} + \frac{M_{a,2,t}}{A_2} + \dots + \frac{M_{a,e,t}}{A_e} = 0 \quad e \in S_E \quad (18)$$

$$M_{\min} \leq M_{a,e,t} \leq M_{\max}, M_{\min} \leq M_{b,e,t} \leq M_{\max} \quad (19)$$

$$p_{\min} \leq p_{a,e,t} \leq p_{\max}, p_{\min} \leq p_{b,e,t} \leq p_{\max} \quad (20)$$

其中,  $M_{b,e,t}$  为  $t$  时刻管道  $e$  末端的天然气负荷;  $\rho_0$ 、 $p_0$  分别为天然气供应节点的密度和压强;  $S_E$  为连接到节点  $E$  的管道集合,  $E$  为天然气网络中的节点;  $M_{\max}$ 、 $M_{\min}$  分别为天然气管道 MFR 的上、下限;  $p_{\max}$ 、 $p_{\min}$  分别为天然气管道的压强的上、下限。

## 2 电-气混联系统双层优化调度模型

### 2.1 电-气混联系统多时间尺度优化调度框架

本文建立了电-气混联系统的双层优化调度框架,如图 2 所示,考虑到各子系统间信息、管理等的不透明特性,日前调度层(上层)基于日前预测数据和自适应步长 ADMM<sup>[17-18]</sup>,建立了以系统成本为目标函数的分布式日前优化调度模型;针对可再生能源和负荷的波动,实时调整层(下层)基于短时预测数据建立了以尽量遵循日前调度方案为目标的实时调度模型。

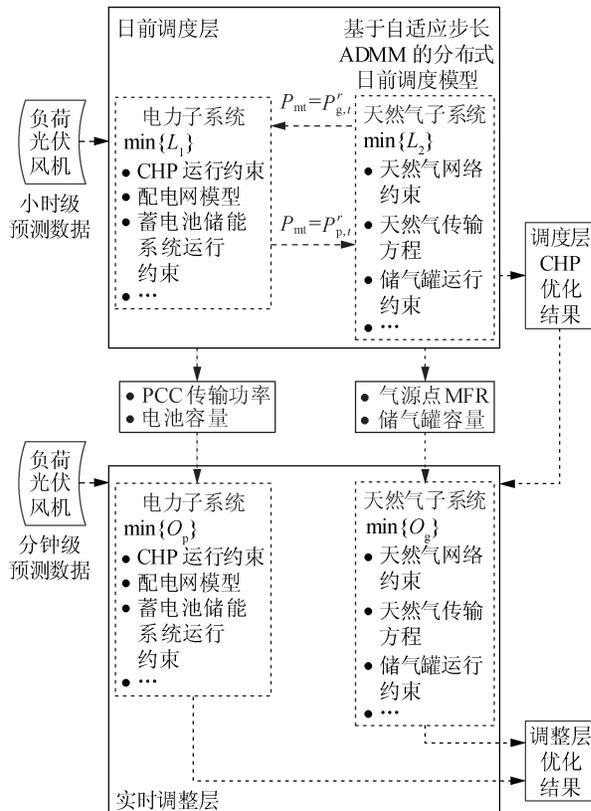


图 2 电-气混联系统的双层优化调度框架

Fig.2 Bi-layer optimal scheduling framework of electricity-gas hybrid system

### 2.2 基于自适应步长 ADMM 的日前调度模型

基于第 1 节建立的系统运行模型,本节建立了电-气混联系统的前日调度层优化模型,目标函数为

最小化系统运行成本  $C$ ,如式(21)所示。

$$C = C_{\text{gas}} + C_{\text{in}} - C_{\text{out}} + C_{\text{BESS}} \quad (21)$$

$$C_{\text{in}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{in}} P_{\text{in}}(t), C_{\text{out}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{out}} P_{\text{out}}(t)$$

其中,  $C_{\text{gas}}$  为天然气供应成本;  $C_{\text{in}}$  为配电网从主电网的购电成本;  $C_{\text{out}}$  为配电网向主电网的售电收益;  $C_{\text{BESS}}$  为电池的充放电成本;  $c_{\text{in}}$  和  $c_{\text{out}}$  分别为配电网的购电、售电电价;  $P_{\text{in}}$  和  $P_{\text{out}}$  分别为配电网向主电网传输的功率、主电网向配电网传输的功率。

本文建立了基于自适应步长 ADMM 的优化调度模型,对含 2 个子系统的 IES 进行优化求解。该算法将一个完整的问题分解成独立的几个部分,各部分即自适应步长 ADMM 的算子<sup>[7-8]</sup>,该算法非常适用于分布式优化问题并能够有效地求解该问题<sup>[18]</sup>。首先根据自适应步长 ADMM 建立电-气混联系统的增广 Lagrange 函数,如式(22)所示,并将其分解为电力、天然气 2 个子问题后进行迭代求解。

$$F = L(P_{p,t}, P_{g,t}, \lambda) = C + \sum_{t=1}^T \lambda_1 (P_{p,t} - P_{mt,t}) + \sum_{t=1}^T \frac{\tau}{2} (P_{p,t} - P_{mt,t})^2 + \sum_{t=1}^T \lambda_2 (P_{g,t} - P_{mt,t}) + \sum_{t=1}^T \frac{\tau}{2} (P_{g,t} - P_{mt,t})^2 \quad (22)$$

其中,  $P_{mt,t}$  为 MT 功率的全局变量;  $P_{p,t}$ 、 $P_{g,t}$  分别为电力、天然气子系统中对应于全局变量的局部变量;  $\lambda = [\lambda_1, \lambda_2]$ ,  $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$  分别为电力、天然气子系统对应的拉格朗日乘子;  $\tau$  为惩罚因子。电-气混联系统的增广 Lagrange 函数式(22)可以分解为 2 个优化子问题,如式(23)、(24)所示。

$$P_{p,t}^r = \operatorname{argmin}_{P_{p,t}} \{L(P_{p,t}, P_{g,t}^r, \lambda^r)\} \quad (23)$$

$$P_{g,t}^r = \operatorname{argmin}_{P_{g,t}} \{L(P_{p,t}^r, P_{g,t}, \lambda^r)\} \quad (24)$$

其中,  $\lambda^r$  为拉格朗日乘子  $\lambda$  在第  $r$  次迭代中的值;  $P_{p,t}^r$ 、 $P_{g,t}^r$  分别为电力、天然气子系统中局部变量在第  $r$  次迭代中的值。

具体的求解流程如下:

- (1) 初始化全局变量  $P_{\text{MT}} = 0$ , 局部变量  $P_{g,0} = 0$ , 拉格朗日乘子  $\lambda_1^r = \lambda_2^r = \lambda_0$ , 迭代次数  $r = 0$ ;
- (2) 令  $P_{\text{mt}} = P_{g,t}^r$ , 将其代入电力子问题式(23)求解得到  $P_{p,t}^{r+1}$ ;
- (3) 令  $P_{\text{mt}} = P_{p,t}^{r+1}$ , 将其代入天然气子问题式(24)求解得到  $P_{g,t}^{r+1}$ ;
- (4) 分别根据式(25)和式(26)更新拉格朗日乘子  $\lambda_1^{r+1}$ 、 $\lambda_2^{r+1}$  和惩罚因子  $\tau^{r+1}$ ;
- (5) 计算第  $r$  次迭代中的最大偏差  $\varepsilon$  (如式(27)所示), 验证最大偏差是否小于允许的偏差, 若满足条件则结束迭代, 否则更新迭代次数  $r$  并回到步骤

(2)继续进行迭代计算。

$$\begin{cases} \lambda_1^{r+1} = \lambda_1^r + \frac{\tau^r}{2} (P_{p,t}^{r+1} - P_{g,t}^r) \\ \lambda_2^{r+1} = \lambda_2^r + \frac{\tau^r}{2} (P_{g,t}^{r+1} - P_{p,t}^r) \end{cases} \quad (25)$$

$$\tau^{r+1} = \begin{cases} \frac{\tau^r}{1 + \lg(y_r/x_r)} & y_r < 0.1x_r \\ \tau^r [1 + \lg(x_r/y_r)] & y_r > 10x_r \\ \tau^r & \text{其他} \end{cases} \quad (26)$$

$$\varepsilon = \max \{ x_r, y_r \} \quad (27)$$

$$\begin{cases} x_r = \| P_{p,t}^r - P_{g,t}^r \| \\ y_r = \| P_{p,t}^r - P_{p,t}^{r-1} \| \end{cases}$$

其中,  $x_r, y_r$  分别为第  $r$  次迭代中的原始残差和对偶残差。

### 2.3 实时调整层

由于日前调度中的负荷、可再生能源出力预测存在较大的误差,优化调度方案与系统实际运行出现较大的偏差,使系统的运行成本增加,因此实时调整层基于分钟级的负荷、可再生能源出力预测数据建立实时优化调度模型。其中,保持上层中 CHP 单元的调度结果不变,各个子系统在实时调度层的目标函数分别为联络线功率、供气节点 MFR 与日前调度层结果的偏差最小,如式(28)所示。

$$\begin{cases} \min O_p = \sum_{t_m=1}^T (P_1(t) - P_1(t_m))^2 \\ \min O_g = \sum_{t_m=1}^T (M_1(t) - M_1(t_m))^2 \end{cases} \quad (28)$$

其中,  $t_m$  为分钟级的时间间隔。

### 3 算例分析

本文的算例系统由 IEEE 33 节点配电网、6 节点天然气网络构成,并由 4 个 CHP 单元连接<sup>[19]</sup>。图 3 为系统的有功、无功负荷,配电网的售电电价、购电电价见表 1。本文通过 YALMIP 工具箱建模并通过

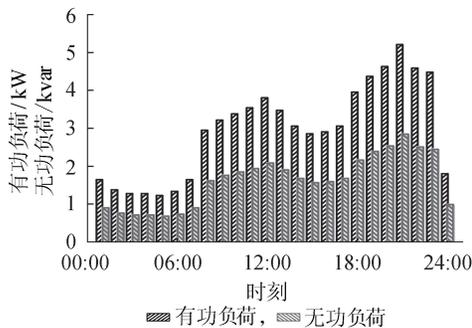


图3 系统的有功、无功负荷  
Fig.3 Active and reactive load of system

表 1 配电网的购电、售电电价

Table 1 Purchasing and selling electricity price of distribution network

元 / (kW·h)		
时段	购电电价	售电电价
谷时段	0.43	0.27
平时段	0.69	0.50
峰时段	1.21	1.02

Gurobi8.0.0 求解上述问题。

算例系统中电、热、气负荷均是固定的,所以在经济模型中没有考虑这部分固定的收益。电力子系统通过公共耦合点 PCC(Point of Common Coupling)将分布式电源发出的功率传输到主电网,以获得额外的利益。图 4 为 IES 的 4 个 CHP 单元中 MT 的耗气量(图中,MBtu 为百万英热单位),图 5、图 6 分别为日前调度层和实时调整层 PCC 处的功率、电池容量。由图可知,保持 CHP 单元的出力不变,在电负荷、光伏出力、风机出力波动的情况下,通过改变蓄电池储

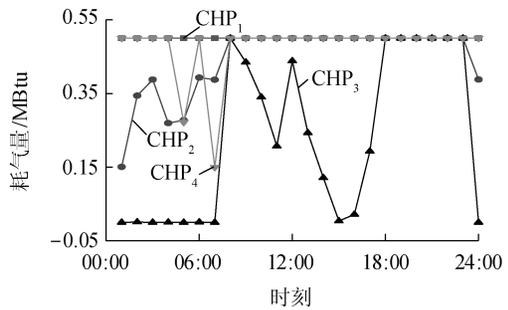


图4 CHP单元中MT的耗气量  
Fig.4 Gas consumption of MT in CHP units

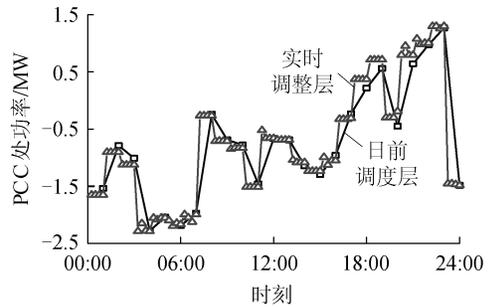


图5 PCC处的传输功率  
Fig.5 Transmission power at PCC

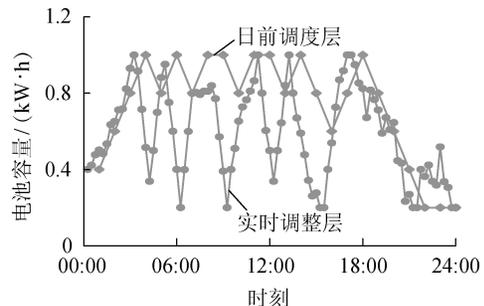


图6 蓄电池的容量  
Fig.6 Capacity of battery

能系统的工作状态,在可再生能源丰富时充电以消纳更多的可再生能源,或在可再生能源匮乏时放电以满足负荷需求,进而达到平抑风光出力、负荷波动引起的PCC处传输功率的波动。

图7为天然气子系统中气源节点的MFR,图8为储气罐的MFR。与电力子系统类似,在CHP单元的出力保持不变的情况下,由图可知,为了平抑气负荷波动带来的气源节点MFR波动,实时调整层储气罐的充放气程度、频率均高于日前调度层,从而平抑了气源节点的天然气MFR波动。

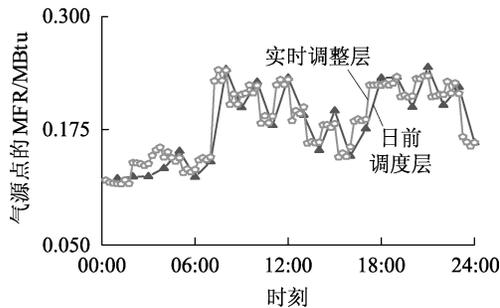


图7 气源节点的MFR

Fig.7 MFR of gas source node

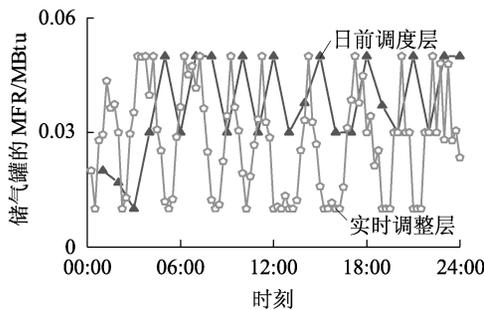


图8 储气罐的MFR

Fig.8 MFR of natural gas storage tank

图9和图10分别为基于自适应步长ADMM和

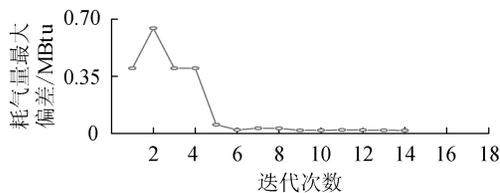


图9 自适应步长ADMM下耗气量最大偏差收敛过程  
Fig.9 Converge process of maximum deviation of air consumption based on adaptive step size ADMM

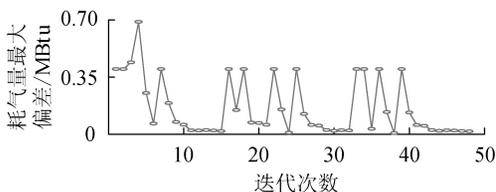


图10 ADMM下耗气量最大偏差收敛过程  
Fig.10 Converge process of maximum deviation of air consumption based on ADMM

ADMM的日前调度层MT的耗气量在迭代过程中的最大偏差收敛情况。由图9、10可知,ADMM在迭代到48次时收敛到较高的精度,而自适应步长ADMM仅需迭代14次就已收敛到较高的精度。

## 4 结论

本文针对电-气混联系统的调度问题以及风、光、负荷波动性对系统的影响,建立了电-气混联系统的双层多时间尺度调度模型,包括考虑不同子系统间信息阻碍问题的上层分布式日前调度模型、考虑风/光/负荷波动的下层实时调整层模型,以及电、气网络模型和CHP单元模型;通过算例系统验证了所提双层调度模型的有效性,并得到电-气混联系统的最优调度方案。

本文采用自适应步长ADMM对2个子系统进行分布式优化求解,但是对于包含3个及以上子系统的分布式优化问题,该算法并不能完全保证迭代的收敛性;同时,系统发生故障等大扰动可能导致实时阶段的优化方案不可行。因此,未来的研究重点一方面可以对算法进行修正、改进,以确保该算法在包含多子系统情况下的收敛性;另一方面可考虑系统故障等大扰动对系统调度的影响。

## 参考文献:

- [1] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207.  
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [2] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.  
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 3-10.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 潘振宁,王克英,瞿凯平,等. 考虑大量EV接入的电-气-热多能耦合系统协同优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):104-112.  
PAN Zhenning, WANG Keying, QU Kaiping, et al. Coordinated optimal dispatch of electricity-gas-heat multi-energy system considering high penetration of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 104-112.
- [6] 王珺,顾伟,陆帅,等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):17-24.

- WANG Jun, GU Wei, LU Shuai, et al. Coordinated planning of multi-district integrated energy system combining heating network model [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(15): 17-24.
- [7] HE C, WU L, LIU T Q, et al. Robust co-optimization scheduling of electricity and natural gas systems via ADMM [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8(2): 658-670.
- [8] 陈健, 张维桐, 林达, 等. 基于改进交替方向乘子法的电-气-热系统分布式优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(7): 50-58.
- CHEN Jian, ZHANG Weitong, LIN Da, et al. Distributed optimal dispatch of integrated electricity-gas-heating system based on improved alternative direction multiplier method [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(7): 50-58.
- [9] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 电-气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(13): 36-42.
- MEI Jianchun, WEI Zhihong, ZHANG Yong, et al. Dynamic optimal dispatch with multiple time scale in integrated power and gas energy systems [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(13): 36-42.
- [10] 邓佳乐, 胡林献, 邵世圻, 等. 电热联合系统多时间尺度滚动调度策略 [J]. *电网技术*, 2016, 40(12): 3796-3802.
- DENG Jiale, HU Linxian, SHAO Shiqi, et al. Multi-time scale rolling scheduling method for combined heat and power system [J]. *Power System Technology*, 2016, 40(12): 3796-3802.
- [11] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [12] YEH H G, GAYME D F, LOW S H. Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(3): 1656-1663.
- [13] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的三相有源配电网无功优化 [J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(15): 58-64.
- LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Reactive power optimization for three-phase distribution networks with distributed generators based on mixed integer second-order cone programming [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(15): 58-64.
- [14] ZHANG X P, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 31(1): 1-10.
- [15] OSIADACZ A. Simulation and analysis of gas network [M]. [S.l.]: E.&F.N.spon, 1987.
- [16] FANG J K, ZENG Q, AI X M, et al. Dynamic optimal energy flow in the integrated natural gas and electrical power systems [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 9(1): 188-198.
- [17] 韩禹歆, 陈来军, 王召健, 等. 基于自适应步长 ADMM 的直流配电网分布式最优潮流 [J]. *电工技术学报*, 2017, 32(11): 26-37.
- HAN Yuxin, CHEN Laijun, WANG Zhaojian, et al. Distributed optimal power flow in direct current distribution network based on alternative direction method of multipliers with dynamic step size [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(11): 26-37.
- [18] HE B S, YANG H, WANG S L. Alternating direction method with self-adaptive penalty parameters for monotone variational inequalities [J]. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 2000, 106(2): 337-356.
- [19] CHEN J, ZHANG W T, ZHANG Y C, et al. Day-ahead scheduling of distribution level integrated electricity and natural gas system based on fast-ADMM with restart algorithm [J]. *IEEE Access*, 2018, 6: 17557-17569.

#### 作者简介:



赵 波

赵 波(1977—),男,贵州遵义人,教授级高级工程师,博士,主要研究方向为分布式发电与微电网技术(E-mail: zhaoboju@163.com);

倪筹帷(1991—),男,浙江温州人,助理工程师,博士,主要研究方向为电力系统自动化技术、微电网能量管理技术(E-mail: 12345ncw@163.com);

李志浩(1990—),男,浙江台州人,工程师,博士,主要研究方向为电力系统稳定与控制、微电网能量管理技术(E-mail: lizhh@zju.edu.cn)。

## Multi-time scale optimal scheduling of electricity-gas hybrid system based on adaptive step size ADMM

ZHAO Bo<sup>1</sup>, NI Chouwei<sup>1</sup>, LI Zhihao<sup>1</sup>, ZHANG Weitong<sup>2</sup>, CHEN Jian<sup>2</sup>

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310014, China;

2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

**Abstract:** With the large-scale configuration of MT (Micro-Turbine) and the CHP (Combined Heat and Power) unit based on MT, the joint optimal scheduling between the electricity system and the natural gas system has attracted more and more attention. Aiming at the optimal scheduling problem of electricity-gas hybrid system, a bi-layer multi-time scale optimal scheduling framework is proposed. Considering the opacity characteristic of information among subsystems, the distributed day-ahead optimal scheduling model is established with the system cost as its objective function in the upper layer, which is based on the day-ahead forecasting data and the adaptive step size ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers). In view of the fluctuations of renewable energy and load, a real-time scheduling model is established in the lower layer based on the short-term forecasting data, which aims at following the day-ahead scheduling scheme. The effectiveness of the proposed optimal scheduling model and framework of electricity-gas hybrid system is verified by case study.

**Key words:** electricity-gas hybrid system; optimal scheduling; distributed optimization; multi-time scale; adaptive step size ADMM; models