

# 基于交替方向乘子法的电-气互联系统分布式协同规划

王 旭<sup>1,2,3</sup>, 别朝红<sup>1,2,3</sup>

(1. 电力设备电气绝缘国家重点实验室, 西安交通大学, 陕西省西安市 710049;

2. 陕西省智能电网重点实验室, 西安交通大学, 陕西省西安市 710049;

3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省西安市 710049)

**摘要:** 逐渐增多的燃气机组和日益发展的电转气技术使得电力、天然气系统的耦合愈加紧密, 因而对电力、天然气系统的规划也需要考虑两个系统的耦合作用。目前中国的电力系统、天然气系统分属不同的投资决策主体, 两个系统通常只进行部分信息交互。针对这一特点, 基于交替方向乘子法构建了电-气互联系统的分布式协同规划算法。首先考虑电力系统和天然气系统的相关运行约束, 建立了以燃气机组、电转气为耦合元素的电-气互联系统的集中协同规划模型; 其次, 采用交替方向乘子法在电力系统源、网协同规划子问题和天然气网络规划子问题的基础上, 通过耦合变量的信息传递, 构建了两个子问题交替迭代求解的机制。最后以修改的 IEEE 39 节点电力系统和比利时 20 节点天然气系统所构成的电-气互联系统为例, 说明了所提方法的可行性和有效性。

**关键词:** 电源规划; 电网规划; 天然气网络规划; 电转气; 交替方向乘子法

## 0 引言

随着能源利用技术的发展, 多种能源转换设备(例如电转气(power to gas, P2G)设备、热电联产机组)的开发使得监管机构可以对电、气、热等能源系统进行协调运行, 以提升能源的利用效率, 并接纳大规模的可再生能源<sup>[1]</sup>。燃气机组具备功率调节快速、启停灵活的特点, 可以有效提升电力系统的灵活性以平抑可再生能源波动性对系统的影响<sup>[2]</sup>。同时, 近些年快速发展的 P2G 可将电能转化为天然气, 从而可利用过剩的可再生能源的电量生产国内紧缺的天然气<sup>[3]</sup>。随着燃气机组的增多和 P2G 技术的发展, 传统上独立规划、运行的电力和天然气系统的互联及耦合效应愈加明显。如果忽略两个系统间的耦合效应, 单独的电力系统规划或天然气系统规划都无法保证电-气互联系统规划方案的安全性、经济性。因而在能源互联网和综合能源系统的背景下, 国内外专家学者对电-气互联系统的运行、规划开展了一系列研究。

电-气互联系统首先是基于燃气机组的耦合作用。文献[4]建立了电-气互联系统的稳态最优能

量流模型。基于该模型, 文献[5-6]建立了多规划水平年的天然气网络和电源、电网的联合规划模型。文献[7-8]考虑不同市场参与方的互动, 分别在电-气互联系统的规划目标中考虑碳排放的收益最大化和全社会福利的最大化。文献[9]通过 Benders 分解将规划模型分解为投资主问题和运行子问题, 进而将电力系统的可靠性、天然气系统的安全运行纳入规划模型的约束条件。文献[10]提出的多目标电-气互联系统规划模型, 考虑了电力网络出现  $N-1$  故障时的最小切负荷方案, 以保证规划方案的可靠性。

随着 P2G 技术的发展, P2G 技术在电-气互联系统中的应用也越来越多。文献[11]建立了天然气流的暂态气流分析模型, 并和两阶段电力系统直流最优潮流相结合, 以评估 P2G 对电力、天然气系统运行的影响。文献[12]在其基础上分析了 P2G 对季节性天然气存储的影响。文献[13]论述了 P2G 的经济成本和其在多能源互联系统中运营的经济效益。文献[14-15]提出了含 P2G 的多能源系统的优化调度模型, 分析了其对可再生能源的消纳效益和对负荷的削峰填谷作用。文献[16]在考虑 P2G 消纳风电的基础上, 提出了含 P2G 的电-气互联系统的可靠性评估方法。对于含 P2G 的电-气互联系统的规划, 文献[17]以最大化日投资收益为目标, 建立了基于场景分析的风电场和 P2G 厂站的协同选址

收稿日期: 2018-01-29; 修回日期: 2018-05-31。

上网日期: 2018-09-18。

国家重点研发计划资助项目(2016YFB0901900); 国家自然科学基金重点项目(51637008)。

规划模型。对于规划模型的求解,文献[18]采用了Benders分解算法以求解混合整数非线性的协同规划模型,文献[19]建立了两阶段鲁棒优化模型以保证规划结果满足规划年内最恶劣的场景并满足电—气互联系统的可靠性要求。

以上文献均假定电力系统与天然气系统均由唯一的决策主体进行规划投资和运行。但现实中电力系统、天然气系统分属不同的投资商、运营商,两个系统间只有少量的信息交互,无法由唯一的投资决策主体进行协同优化调度或投资规划。对于这种多主体自治决策机制,分布式优化凭借子问题间少量信息交互,各子问题交替求解获得最优解的特点在近年来获得了广泛关注。其中交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)具有收敛性好、形式简单的优点,因而较多地应用于电力系统、天然气系统的分布式协同优化。文献[20-21]利用不同形式的ADMM算法实现了电力流与天然气流的分布式协同优化。文献[22]采用ADMM算法构建了交替进行的电、气系统的鲁棒优化调度模型,以实现电—气互联系统的分布式协同优化调度。文献[23]基于ADMM算法建立了源、网协同多适应规划模型。

由于电力系统、天然气系统在现实中往往分属不同的投资主体,两个系统需要进行相对独立的优化规划。同时随着电力系统、天然气系统耦合程度的愈加紧密,又需要在两个系统的规划中考虑相互间的影响,以保证两个系统在规划年内的安全运行。针对电力系统、天然气系统的规划需要独立进行这一特点,本文采用ADMM算法通过少量耦合变量的信息传递,交替进行电力系统、天然气网络的最优规划,构建了电—气互联系统的多水平年的分布式协同规划模型。该算法可以在电力系统、天然气系统不交互各自规划模型的前提下,通过监管机构进

行耦合变量的信息传递,在各自的规划模型中考虑电—气互联的影响。该算法通过两个子问题交替求解获得两个系统各自在规划年内运行收益最大化的方案。本文所提分布式协同规划的方案与集中式规划方案相比,避免了损害天然气收益以提升电力系统收益的情况,更加符合电力、天然气系统分属不同投资、运行主体的实际情况。首先,考虑电力系统和天然气系统的相关运行约束,建立以燃气机组和P2G为耦合元件的电—气互联系统的集中协同规划;其次,以燃气机组的耗气量和P2G的产气量为耦合变量,构建电力系统规划和天然气网络规划子问题交替进行的电—气互联系统的分布式协同规划模型。最后,通过修改的IEEE 39节点电力系统和比利时20节点的天然气系统构成的算例系统对所提规划模型进行验证,并分析了多水平年的分布式规划和集中式规划中电力系统、天然气系统的运行收益的构成和不同能源价格对规划结果的影响。

## 1 电—气互联系统的集中协同规划模型

基于电力、天然气系统的联合投资主体的视角,本文首先建立电—气互联系统的集中协同规划模型。目标函数设定为在满足电力网络和天然气网络安全运行的基础上,最大化规划水平年内电—气互联系统的投资净收益。投资净收益为天然气供应的收入和电力供应的收入减去天然气网络和电力系统的投资费用、能源生产成本和碳排放费用。能源生产成本包含燃煤机组的燃煤成本和天然气生产成本。对于联合投资主体,燃气机组消耗的天然气只考虑天然气的生产成本,该成本计入天然气系统的生产成本。风电机组的运行成本相比于火电机组的生产成本较小,因而本文不考虑风电机组的生产成本<sup>[14,19]</sup>。该目标函数的具体表达式如下:

$$\max R_{\text{pro}}^T = P_{\text{pro}}^T + G_{\text{pro}}^T \quad (1)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{pro}}^T = & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{ts} \in DE} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_{\text{sell}}^E N_{sb}^E - \sum_{\forall t} \sum_{i \in \Omega_G^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_i^{\text{GI}} (x_{i,t} - x_{i,t-1}) - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{j \in \Omega_W^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_j^{\text{WI}} (y_{j,t} - y_{j,t-1}) - \sum_{\forall t} \sum_{k \in \Omega_A^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_k^{\text{AI}} (z_{k,t} - z_{k,t-1}) - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{l \in \Omega_L^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_l^{\text{LI}} (u_{l,t} - u_{l,t-1}) - \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{th} \in \Omega_{CG}} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_h^{\text{coal}} P_{hbt}^{\text{CG}} - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{th} \in \Omega_{CG}} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_h^{\text{CG}} P_{hbt}^{\text{CG}} - \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{tg} \in \Omega_{GG}} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_g^{\text{GG}} P_{gbt}^{\text{GG}} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} G_{\text{pro}}^T = & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{tr} \in DG} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_{\text{sell}}^G N_{rbt}^G - \sum_{\forall t} \sum_{p \in \Omega_P^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_p^{\text{PI}} (v_{p,t} - v_{p,t-1}) - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_{tw} \in \Omega_S} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{\text{Dur}} C_w^{\text{well}} f_{wbt}^S \end{aligned} \quad (3)$$

式中:  $R_{pro}^T, P_{pro}^T, G_{pro}^T$  分别为电-气互联系统集中式规划在规划年内的总投资净收益、电力系统的规划年内的投资净收益、天然气系统的规划年内的投资净收益;  $C_i^{G1}, C_j^{W1}, C_k^{A1}, C_l^{L1}, C_p^{P1}$  分别为待选发电机  $i$ 、风电场  $j$ 、P2G 场站  $k$ 、输电线路  $l$  和输气管道  $p$  的投资费用;  $C_{sell}^E$  和  $C_{sell}^G$  分别为电力、天然气的售卖价格;  $x_{i,t}, y_{j,t}, z_{k,t}, u_{l,t}, v_{p,t}$  分别为第  $t$  个水平年发电机  $i$ 、风电场  $j$ 、P2G 厂站  $k$ 、输电线路  $l$  和输气管道  $p$  的建设状态,其中 1 表示投建,0 表示未建设;  $T_{bt}^{Dur}$  为第  $t$  个水平年场景  $b$  的持续时间;  $d$  为资金折现率;  $P_{hbt}^{CG}, P_{gbt}^{GG}, f_{wbt}^S, N_{sbt}^E, N_{rbt}^G$  分别为在第  $t$  个水平年  $b$  负荷分区时的燃煤机组  $h$  出力、燃气机组  $g$  的出力、气源  $w$  生产的天然气流量、电力负荷  $s$  的需求、天然气负荷  $r$  的需求;  $C_h^{coal}$  和  $C_w^{well}$  分别为燃煤机组  $h$  的发电成本、天然气井  $w$  的产气成本;  $C_h^{CG}$  和  $C_g^{GG}$  分别为燃煤机组  $h$  的碳排放费用、燃气机组  $g$  的碳排放费用;在  $\Omega_G^E, \Omega_W^C, \Omega_A^C, \Omega_L^C, \Omega_P^C$  分别为待选发电机、待选风电场、待选 P2G 厂站、待选输电线路和待选天然气管道的集合;  $D^E$  和  $D^G$  分别为电力负荷、天然气负荷的集合;  $\Omega_{CG}$  为待选和已有燃煤机组的集合;  $\Omega_{GG}$  为待选燃气机组的集合;  $\Omega_S$  为气源的集合;  $B_t$  为第  $t$  个水平年的负荷分区的集合。

### 1.1 电力系统约束条件

#### 1) 设备建设约束

式(4)表示发电机  $i$ 、风电场  $j$ 、P2G 厂站  $k$ 、输电线路  $l$  在第  $t$  个水平年投运后,其投运状态将在剩余规划年中保持不变。

$$\begin{cases} x_{i,t} \geq x_{i,t-1} & i \in \Omega_G^E, \forall t \\ y_{j,t} \geq y_{j,t-1} & j \in \Omega_W^C, \forall t \\ z_{k,t} \geq z_{k,t-1} & k \in \Omega_A^C, \forall t \\ u_{l,t} \geq u_{l,t-1} & l \in \Omega_L^C, \forall t \end{cases} \quad (4)$$

#### 2) 发电机出力约束

式(5)是已有燃煤机组的出力约束,式(6)是待建发电机的出力约束,式(7)是待建风电场的功率约束。

$$P_i^{G,\min} \leq P_{ibt}^G \leq P_i^{G,\max} \quad \forall i \in \Omega_G^E, \forall b, \forall t \quad (5)$$

$$x_{i,t} P_i^{G,\min} \leq P_{ibt}^G \leq x_{i,t} P_i^{G,\max} \quad \forall i \in \Omega_G^E, \forall b, \forall t \quad (6)$$

$$0 \leq P_{jbt}^W \leq y_{j,t} P_j^{W,\max} \quad \forall j \in \Omega_W^C, \forall b, \forall t \quad (7)$$

式中:  $P_{ibt}^G$  和  $P_{jbt}^W$  分别为在第  $t$  个水平年  $b$  负荷分区时发电机  $i$ 、风电场  $j$  的出力;  $P_i^{G,\max}$  和  $P_i^{G,\min}$  分别为发电机出力上、下限;  $P_j^{W,\max}$  为风电场最大出力;  $\Omega_G^E$  为已有发电机的集合。

### 3) 电力网络潮流约束

式(8)、式(9)是已有输电线路、待建输电线路的潮流约束,式(10)是电力网络的节点功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{lbt}^{EL} = B_l (\theta_{mbt} - \theta_{nbt}) \\ -P_l^{L,\max} \leq P_{lbt}^{EL} \leq P_l^{L,\max} \end{cases} \quad \forall l \in \Omega_L^E, \forall b, \forall t \quad (8)$$

$$\begin{cases} -M(1-u_l) \leq P_{lbt}^{CL} - B_l (\theta_{mbt} - \theta_{nbt}) \leq M(1-u_l) \\ -u_l P_l^{L,\max} \leq P_{lbt}^{CL} \leq u_l P_l^{L,\max} \end{cases} \quad \forall l \in \Omega_L^C, \forall b, \forall t \quad (9)$$

$$A_W^E P_{bt}^W + A_G^E P_{bt}^G + H_{EL}^E P_{bt}^{EL} + H_{CL}^E P_{bt}^{CL} - W_L^E D_{bt}^E - W_A^E P_{bt}^{P2G} = 0 \quad (10)$$

式中:  $P_{lbt}^{EL}, P_{lbt}^{CL}, \theta_{mbt}, \theta_{nbt}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  下已有线路  $l$ 、待建线路  $l$  流过的潮流及线路两端的相角;  $P_l^{L,\max}$  和  $B_l$  分别为线路  $l$  的热稳极限和电纳;  $\Omega_L^E$  为已有输电线路集合;  $M$  为一个很大的数,这里取为 1 000 000;  $A_W^E, A_G^E, H_{EL}^E, H_{CL}^E, W_L^E, W_A^E$  分别为电力系统母线和风电场、火力发电机、已有输电线路、待建输电线路、电负荷、P2G 的关联矩阵;  $P_{bt}^W, P_{bt}^G, P_{bt}^{EL}, P_{bt}^{CL}, D_{bt}^E, P_{bt}^{P2G}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时的风电场出力向量、发电机出力向量、已有线路流过的潮流向量、待选输电线路流过的潮流向量、电负荷向量和 P2G 消耗的电功率向量。

### 1.2 天然气系统约束条件

#### 1) 气源产气量和节点气压约束

式(11)是单位时间内天然气井生产天然气流量的约束,式(12)是节点气压约束。

$$F_w^{S,\min} \leq f_{wbt}^S \leq F_w^{S,\max} \quad \forall w \in \Omega_S, \forall b, \forall t \quad (11)$$

$$\pi_m^{\min} \leq \pi_{mbt} \leq \pi_m^{\max} \quad \forall m \in \Omega_N, \forall b, \forall t \quad (12)$$

式中:  $\pi_{mbt}$  为节点  $m$  在第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时的节点气压;  $F_w^{S,\max}$  和  $F_w^{S,\min}$  分别为气源  $w$  生产气流量上、下限;  $\pi_m^{\max}$  和  $\pi_m^{\min}$  分别为节点  $m$  的气压上、下限;  $\Omega_N$  为天然气网络节点的集合。

#### 2) 加压机模型

天然气传输过程中会有压力损耗,为了保证天然气传输的压力,需要通过加压机为天然气加压。加压机消耗的天然气量很小,为了建立便于求解的混合整数线性规划模型,对加压机模型保留如式(13)所示的加压机进气端、出气端升压比关系。如式(14)所示,限定加压机流过的最大气流量,并设定加压机消耗的天然气为传输的天然气的固定比值,如式(15)所示。

$$\rho_a^{\min} \leq \rho_{abt} = \frac{\pi_{mbt}^{\text{dis}}}{\pi_{nbt}^{\text{suc}}} \leq \rho_a^{\max} \quad \forall a \in \Omega_{GC}, \forall b, \forall t \quad (13)$$

$$0 \leq f_{abt}^C \leq f_{abt}^{C,\max} \quad \forall a \in \Omega_{GC}, \forall b, \forall t \quad (14)$$



$$\tau_{abt} = \eta_a f_{abt}^C \quad \forall a \in \Omega_{GC}, \forall b, \forall t \quad (15)$$

式中:  $\rho_{abt}$ ,  $f_{abt}^C$ ,  $\tau_{abt}$  分别为第  $t$  水平年负荷分区  $b$  时的加压器  $a$  的加压比、流过加压器的气流量、加压器消耗的天然气流量;  $\rho_a^{\max}$ ,  $\rho_a^{\min}$ ,  $f_{abt}^{C, \max}$  分别为加压器  $a$  升压比的上、下限和流过加压器的最大气流量;  $\pi_{mbt}^{\text{dis}}$  和  $\pi_{mbt}^{\text{suc}}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时的加压器  $a$  的出气端节点气压(高压)和进气端节点气压(低压);  $\eta_a$  为加压器消耗的天然气流量系数, 一般取为 3%~5%, 本文取为 5%;  $\Omega_{GC}$  为压缩机集合。

### 3) 天然气网络的气流约束

天然气流模型采用文献[4]中的 Weymouth 稳态气流模型, 式(16)是待建天然气管道的建设约束, 式(17)是已有天然气管道流通的气流量约束, 式(18)是待建天然气管道的流过气流量约束。式(19)是天然气网络的节点气流平衡约束。

$$v_{p,t} \geq v_{p,t-1} \quad p \in \Omega_P^C, \forall t \quad (16)$$

$$\begin{cases} f_{pbt}^{\text{EP}} | f_{pbt}^{\text{EP}} | = k_{mn}^2 (\pi_{mbt}^2 - \pi_{nbt}^2) \\ -f_p^{\text{P, max}} \leq f_{pbt}^{\text{EP}} \leq f_p^{\text{P, max}} \end{cases} \quad \forall p \in \Omega_P^E, \forall b, \forall t \quad (17)$$

$$\begin{cases} -M(1-v_{i,t}) \leq f_{pbt}^{\text{CP}} | f_{pbt}^{\text{CP}} | - k_{mn}^2 (\pi_{mbt}^2 - \pi_{nbt}^2) \leq \\ M(1-v_{i,t}) \\ -v_{i,t} f_p^{\text{P, max}} \leq f_{pbt}^{\text{C}} \leq v_{i,t} f_p^{\text{P, max}} \end{cases} \quad \forall p \in \Omega_P^C, \forall b, \forall t \quad (18)$$

$$A_S^G f_{bt}^S + A_{P2G}^G f_{bt}^{P2G} + H_{EL}^G f_{bt}^{\text{EL}} + H_{CL}^G f_{bt}^{\text{CL}} + U_C^G f_{bt}^C - T_C^G \tau_{bt} - W_L^G D_{bt}^G - W_{GG}^G f_{bt}^{GG} = 0 \quad (19)$$

式中:  $f_{pbt}^{\text{EP}}$ ,  $f_{pbt}^{\text{CP}}$ ,  $\pi_{mbt}$ ,  $\pi_{nbt}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  下已有输气管道  $p$ 、待建输气管道  $p$  流过的气流、管道两端节点  $m$  和  $n$  的气压;  $f_p^{\text{P, max}}$  和  $k_{mn}$  分别为管道  $p$  流过的气流的上限和管道气流传输参数, 管道气流传输参数与管道的长度、直径、管壁粗糙系数等参数有关;  $\Omega_P^E$  为已有输气管道的集合;  $A_S^G$ ,  $A_{P2G}^G$ ,  $H_{EL}^G$ ,  $H_{CL}^G$ ,  $U_C^G$ ,  $T_C^G$ ,  $W_L^G$ ,  $W_{GG}^G$  分别为节点-天然气源关联矩阵、节点-P2G 关联矩阵、节点-已有输气管道关联矩阵、节点-待建输气管道关联矩阵、节点-加压机站关联矩阵、节点-加压机站耗气量关联矩阵、节点-气负荷关联矩阵和节点-燃气机组关联矩阵;  $f_{bt}^S$ ,  $f_{bt}^{P2G}$ ,  $f_{bt}^{\text{EL}}$ ,  $f_{bt}^{\text{CL}}$ ,  $f_{bt}^C$ ,  $\tau_{bt}$ ,  $D_{bt}^G$ ,  $f_{bt}^{GG}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时的气源生产的天然气流向量、P2G 生产的天然气流向量、已有管道流过的气流向量、待建管道流过的气流向量、加压机站流过的气流向量、加压机站消耗的气流向量、气负荷向量和燃气机组消耗的天然气向量和。

### 1.3 电-气耦合元件约束条件

式(20)是待建 P2G 消耗的电功率约束, 式(21)是 P2G 的电-气能量转换关系, 式(22)是待建燃气机组的气-电能量转换关系, 式(23)是燃气机组的

燃气热值曲线的线性化表达式。

$$0 \leq P_{kbt}^{P2G} \leq z_{k,t} P_k^{P2G, \max} \quad \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (20)$$

$$-M(1-z_k) \leq f_{kbt}^{P2G} - \frac{\phi \mu_k^{P2G} P_{kbt}^{P2G}}{\alpha_{\text{gas}}} \leq M(1-z_k) \quad (21)$$

$$-M(1-x_g) \leq f_{gbt}^{GG} - \frac{F_g^{GG} (P_{gbt}^{GG})}{\alpha_{\text{gas}}} \leq M(1-x_g) \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C \quad (22)$$

$$F_g^{GG} (P_{gbt}^{GG}) = b_g^{GG} P_{gbt}^{GG} \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall b, \forall t \quad (23)$$

式中:  $P_{kbt}^{P2G}$  和  $P_{gbt}^{GG}$  分别为第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时的 P2G 厂站  $k$  的用电功率、燃气机组  $g$  的发电功率;  $P_k^{P2G, \max}$  和  $\mu_k^{P2G}$  分别为 P2G 厂站  $k$  可消耗的最大电功率和 P2G 能量转换效率;  $F_g^{GG}$  为燃气机组  $g$  的燃气热值消耗曲线函数;  $b_g^{GG}$  为燃气机组  $g$  的燃气热值消耗曲线的一次项近似系数;  $\phi$  为能量转换系数, 本文取为 3.4 MBtu/(MW·h);  $\alpha_{\text{gas}}$  为天然气高热值, 本文取为 36.2 MBtu/km<sup>3</sup>[22]。燃气机组的燃气热值消耗曲线  $F_g^{GG}$  和燃煤机组的燃煤热值曲线同样为二次函数, 本文为了建立便于求解的混合整数线性规划模型, 在这里取燃气机组的燃气热值曲线的一次项作为热值曲线的线性化近似, 如式(23)所示。

## 2 电-气互联系统的分布式协同规划模型

集中式规划需要由统一的投资决策主体进行, 但在现实中电力系统、天然气系统的投资、运行分属不同的投资决策主体。电力系统、天然气系统通常进行独立规划, 两个系统的规划方案间通常只有少量的信息交互。ADMM 算法通过耦合变量的信息传递可以将大规模的全局优化问题分解为若干子问题, 通过子问题的交替求解, 获得满足收敛条件的最优解。为了在电力系统、天然气系统的单独规划中体现电-气互联的耦合效应, 本文采用 ADMM 算法构建了电力系统规划子问题和天然气网络规划子问题, 通过两个子问题的交替迭代求解, 实现电-气互联系统的分布式协同规划。文献[20, 23]给出了 ADMM 算法的详细介绍, 本文不再赘述。

### 2.1 集中式规划模型的分解

电-气互联系统通过式(21)和式(22)相互耦合, 耦合变量为燃气机组的耗气量和 P2G 生产的天然气流量, 为了解耦电-气互联系统的集中式协同规划模型, 在电力系统规划子问题中引入燃气机组耗气量  $\bar{f}_{gbt}^{GG}$  和 P2G 生产的天然气流量  $\bar{f}_{kbt}^{P2G}$ , 满足如下关系式:

$$f_{gbt}^{GG} = \bar{f}_{gbt}^{GG} \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall b, \forall t \quad (24)$$

$$f_{kbt}^{P2G} = \bar{f}_{kbt}^{P2G} \quad \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (25)$$

$$\bar{f}_{kbt}^{P2G} = \frac{\phi \mu_k^{P2G} P_{kbt}^{P2G}}{\alpha_{gas}} \quad \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (26)$$

$$\bar{f}_{gbt}^{GG} = \frac{b_g^{GG} P_{gbt}^{GG}}{\alpha_{gas}} \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall b, \forall t \quad (27)$$

依据 ADMM 算法,只需要交互耦合变量信息,电力系统、天然气系统可以在不知道对方采用的规划模型的前提下,通过交替优化规划,实现电-气互联系统的分布式协同规划。在该过程中,电力系统需要告知天然气系统的是燃气机组需求的天然气流量  $\bar{f}_{gbt}^{GG}$  和 P2G 可供应的天然气流量  $\bar{f}_{kbt}^{P2G}$ 。而天然气系统需要告知电力系统的是可供应燃气机组的气流量  $f_{gbt}^{GG}$  和对 P2G 生产的天然气的需求流量  $f_{kbt}^{P2G}$ 。需要指出,虽然因为电力系统和天然气系统分属不同的投资主体,双方不容易获得电力网和天然气网的完整参数,但存在着监管、协调能源供应的监管机构。监管机构需要对二者进行协调,以保证电力、天然气的能源供应满足中国经济发展的需要。因此,电力系统、天然气系统都需要向监管机构传递必须的规划、运行信息,监管机构再向电力系统、天然气系统传递规划所需的耦合变量信息。因而本文假定在监管机构的协调下,这些耦合信息可以在两个系统的规划决策过程中传递<sup>[17,21]</sup>。

依据 ADMM 算法,考虑电力系统、天然气系统分属不同的投资运行主体,两个投资主体只交互如上所述的耦合变量信息,两个系统各自以在规划年内的净投资收益最大化为目标函数,可分别构建如下所示的电力系统规划子问题和天然气网络规划子问题。

## 2.2 电力系统规划子问题

对于电力系统投资主体,规划目标为规划年内的净投资收益最大。收入为卖电收入和卖气收入(P2G 生产的天然气)。成本为燃煤机组的燃煤成本、燃气机组的购气成本、新建发电机建设成本、输电线路建设成本和发电机排放成本。在式(2)的基础上,可构建如式(28)所示的电力系统规划子问题的目标函数:

$$\begin{aligned} \max P_{pro}^I = & P_{pro}^T - \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{g \in \Omega_{GG}^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} \bar{L}_{gbt}^{GG} - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{k \in \Omega_A^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} \bar{L}_{kbt}^{P2G} - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{g \in \Omega_{GG}^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} C_{sell}^G \bar{f}_{gbt}^{GG} + \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{k \in \Omega_A^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} C_{sell}^G \bar{f}_{kbt}^{P2G} \quad (28) \end{aligned}$$

$$\bar{L}_{gbt}^{GG} = \lambda_{gbt}^{GG,(s)} (\bar{f}_{gbt}^{GG} - f_{gbt}^{GG,(s)}) + \frac{\rho_{GG}}{2} (\bar{f}_{gbt}^{GG} - f_{gbt}^{GG,(s)})^2 \quad (29)$$

$$\begin{aligned} \bar{L}_{kbt}^{P2G} = & \lambda_{kbt}^{P2G,(s)} (\bar{f}_{kbt}^{P2G} - f_{kbt}^{P2G,(s)}) + \\ & \frac{\rho_{P2G}}{2} (\bar{f}_{kbt}^{P2G} - f_{kbt}^{P2G,(s)})^2 \quad (30) \end{aligned}$$

式中:  $P_{pro}^I$  为分布式规划模型中电力系统的投资净收益;  $\bar{L}_{gbt}^{GG}$  为电力系统优化子问题中燃气机组耗气量的乘子项和罚函数项;  $\bar{L}_{kbt}^{P2G}$  为电力系统优化子问题中 P2G 产气量的乘子项和罚函数项;  $\lambda_{gbt}^{GG,(s)}$  和  $\lambda_{kbt}^{P2G,(s)}$  分别为第  $s$  次迭代时燃气机组耗气量的乘子和 P2G 生产的天然气流的乘子;  $\rho_{GG}$  和  $\rho_{P2G}$  分别为燃气机组耗气量的常数惩罚因子和 P2G 生产的天然气流的常数惩罚因子; 上标  $(s)$  表示第  $s$  次迭代。

对于电力系统规划子问题,约束条件有式(4)至式(10)和式(26)和式(27)。

## 2.3 天然气网络规划子问题

对于天然气投资主体,目标函数也是系统在规划年的净投资收益最大化。天然气系统的收入为卖气收入,成本为气井产气成本和输气管道的建设成本。在式(3)的基础上构建如式(31)所示的天然气网络规划子问题的目标函数:

$$\begin{aligned} \max G_{pro}^I = & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{w \in \Omega_S} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} (C_{sell}^G - \\ & C_{w}^{well}) f_{wbt}^S - \sum_{\forall t} \sum_{p \in \Omega_P^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} C_p^{PI} (v_{p,t} - v_{p,t-1}) - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{g \in \Omega_{GG}^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} L_{gbt}^{GG} - \\ & \sum_{\forall t} \sum_{b \in B_t} \sum_{k \in \Omega_A^C} \frac{1}{(1+d)^{(t-1)}} T_{bt}^{Dur} L_{kbt}^{P2G} \quad (31) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{gbt}^{GG} = & \lambda_{gbt}^{GG,(s)} (\bar{f}_{gbt}^{GG,(s+1)} - f_{gbt}^{GG}) + \\ & \frac{\rho_{GG}}{2} (\bar{f}_{gbt}^{GG,(s+1)} - f_{gbt}^{GG})^2 \quad (32) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{kbt}^{P2G} = & \lambda_{kbt}^{P2G,(s)} (\bar{f}_{kbt}^{P2G,(s+1)} - f_{kbt}^{P2G}) + \\ & \frac{\rho_{P2G}}{2} (\bar{f}_{kbt}^{P2G,(s+1)} - f_{kbt}^{P2G})^2 \quad (33) \end{aligned}$$

式中:  $G_{pro}^I$  为分布式协同规划模型中天然气系统规划子问题的投资净收益;  $L_{gbt}^{GG}$  为天然气系统优化子问题中可向燃气机组供应的天然气流量的乘子项和罚函数项;  $L_{kbt}^{P2G}$  为天然气系统优化子问题中可接纳的 P2G 产气流量的乘子项和罚函数项。

对于天然气网络规划子问题,约束条件有式(16)至式(19)和式(34)和式(35)。式(17)和式(18)的非凸非线性造成天然气网络的规划子问题为混合整数非线性优化问题,具有较大求解难度。

因而采用文献[5, 24]中的增量线性化方式处理 Weymouth 方程。首先用  $\Pi_{mbt} = \pi_{mbt}^2$  去掉式中气压平方项带来的非线性, 其次采用式(36)至式(39)处理天然气流的非线性项  $f_{pbt} | f_{pbt} |$ 。

$$0 \leq f_{pbt}^{P2G} \leq \frac{\phi_k^{\mu} P_k^{P2G, \max}}{\alpha_{\text{gas}}} \quad \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (34)$$

$$\frac{b_g^{GG} P_g^{GG, \min}}{\alpha_{\text{gas}}} \leq f_{gbt}^{GG} \leq \frac{b_g^{GG} P_g^{GG, \max}}{\alpha_{\text{gas}}} \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall b, \forall t \quad (35)$$

$$f_{pbt} = f_p^1 + \sum_{k=1}^{N_{PL}} (f_p^{k+1} - f_p^k) \delta_{pbt}^k \quad (36)$$

$$f_{pbt} | f_{pbt} | = f_p^1 | f_p^1 | + \sum_{k=1}^{N_{PL}} (f_p^{k+1} | f_p^{k+1} | - f_p^k | f_p^k |) \delta_{pbt}^k \quad (37)$$

$$\delta_{pbt}^k \leq \phi_{pbt}^{k-1} \leq \delta_{pbt}^{k-1} \quad k=1, 2, \dots, N_{PL}-1 \quad (38)$$

$$0 \leq \delta_{pbt}^k \leq 1 \quad k=1, 2, \dots, N_{PL}-1 \quad (39)$$

式中:  $f_{pbt}$  为管道  $p$  在第  $t$  个水平年负荷分区  $b$  时流过的气流;  $f_p^k$  为管道  $p$  的第  $k$  分段气流值;  $N_{PL}$  为分段段数;  $\delta_{pbt}^k$  和  $\phi_{pbt}^{k-1}$  分别为管道气流在第  $k$  分段区间上位置的连续变量和管道区间是否包含该分段的二进制变量。

## 2.4 分布式电-气互联系统协同规划算法流程

本文提出的基于 ADMM 的分布式电-气互联系统的协同规划算法的流程如附录 A 图 A1 所示。需要说明的是以下所提耦合变量均为规划模型中各生产模拟场景下耦合变量信息组成的矩阵, 如燃气机组的耗气流量代表的是各规划年各负荷分区下燃气机组消耗的天然气组成的矩阵。耦合变量的信息交互是在一个子问题的优化结束后, 将耦合变量矩阵信息整体传递给另一个子问题, 而不是在子问题的优化中进行每个规划年的耦合变量信息的交互。

步骤 1: 初始化, 设置迭代次数  $s=1$ ; 给定电力系统中的耦合变量, 即燃气机组的耗气流量  $\bar{f}_{gbt}^{GG, (1)}$ 、P2G 生产的天然气流量  $\bar{f}_{kbt}^{P2G, (1)}$  的初始值; 给定天然气系统中的耦合变量, 即可供应燃气机组的天然气流量  $f_{gbt}^{GG, (1)}$ , 对 P2G 生产的天然气的需求流量  $f_{kbt}^{P2G, (1)}$  的初始值; 给乘子  $\lambda_{gbt}^{GG, (1)}$  和  $\lambda_{kbt}^{P2G, (1)}$  赋初值, 给惩罚因子  $\rho_{GG}$  和  $\rho_{P2G}$  赋值, 给出收敛边界  $\epsilon_1$  和  $\epsilon_2$ 。

步骤 2: 根据  $s$  次迭代得到的天然气系统耦合变量  $\bar{f}_{gbt}^{GG, (s)}$ ,  $\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s)}$  和乘子  $\lambda_{gbt}^{GG, (s)}$ ,  $\lambda_{kbt}^{P2G, (s)}$  进行电力系统规划子问题的优化规划, 得到电力系统规划子问题的最优解  $\bar{f}_{gbt}^{GG, (s+1)}$  和  $\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s+1)}$ 。

步骤 3: 根据电力系统优化规划得到的耦合变量  $\bar{f}_{gbt}^{GG, (s+1)}$ ,  $\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s+1)}$  和第  $s$  次迭代得到的乘子  $\lambda_{gbt}^{GG, (s)}$ ,  $\lambda_{kbt}^{P2G, (s)}$  进行天然气网络规划子问题的优化规划, 得到天然气网络规划子问题的最优解  $f_{gbt}^{GG, (s+1)}$  和  $f_{kbt}^{P2G, (s+1)}$ 。

步骤 4: 乘子的更新。由式(40)和式(41)更新乘子, 即

$$\lambda_{gbt}^{GG, (s+1)} = \lambda_{gbt}^{GG, (s)} + \rho_{GG} (\bar{f}_{gbt}^{GG, (s+1)} - f_{gbt}^{GG, (s+1)}) \quad (40)$$

$$\lambda_{kbt}^{P2G, (s+1)} = \lambda_{kbt}^{P2G, (s)} + \rho_{P2G} (\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s+1)} - f_{kbt}^{P2G, (s+1)}) \quad (41)$$

步骤 5: 根据式(42)和式(43)判断迭代的收敛性, 若收敛判据成立, 则停止计算输出结果; 否则,  $s=s+1$ , 返回步骤 2, 开始新的迭代计算。

$$\max(\|\bar{f}_{gbt}^{GG, (s)} - f_{gbt}^{GG, (s)}\|_2, \|\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s)} - f_{kbt}^{P2G, (s)}\|_2) \leq \epsilon_1 \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (42)$$

$$\begin{cases} \max(-\rho_{GG} \|\bar{f}_{gbt}^{GG, (s+1)} - f_{gbt}^{GG, (s)}\|_2) \leq \epsilon_2 \\ \max(-\rho_{P2G} \|\bar{f}_{kbt}^{P2G, (s+1)} - f_{kbt}^{P2G, (s)}\|_2) \leq \epsilon_2 \end{cases} \quad \forall g \in \Omega_{GG}^C, \forall k \in \Omega_A^C, \forall b, \forall t \quad (43)$$

## 3 算例分析

### 3.1 算例说明

本文采用文献[25]中给出的由修改的 IEEE 39 节点电力系统和比利时 20 节点天然气系统构成的算例, 测试本文所提的规划模型。该电-气互联系统的算例图如图 1 所示, 黑线表示已有线路、管道, 红虚线表示可选建设线路、管道、机组和 P2G。

改进的 IEEE 39 节点系统已有燃煤机组 6 台, 待选燃煤机组 4 台, 待选燃气机组 4 台, 待选风电场 4 个。可选建设的发电机、风电场参数分别如附录表 A1 和表 A2 所示。改进的比利时 20 节点天然气系统的详细节点、管道参数见文献[26]。该系统的两个气源位于节点 1 和 8, 在节点 5, 14, 19 有待选的 P2G, P2G 的具体参数如附录 A 表 A3 所示。21 条待选输电线路和 8 条待选天然气管道的具体参数分别如附录 A 表 A4 和表 A5 所示。电力负荷分布和 IEEE 39 节点标准算例相同, 天然气负荷分布和文献[26]的天然气负荷相同。本文考虑 5 个水平年的动态规划, 起始电力负荷为 6 254 MW, 非燃气机组的天然气负荷为 23.18 km<sup>3</sup>。设定电力负荷的年增长率为 4%, 天然气负荷的年增长率为 5%, 资金折现率为 5%。每个规划年考虑 3 个负荷分区场景, 各负荷分区的电、气负荷水平、持续时间、风电可用出力如附录 A 表 A6 所示。燃煤机组的投资成

本为 182 万元/MW,燃气机组的投资成本为 125 万元/MW,风电场的投资成本为 280 万元/MW, P2G 的投资成本为

458.4 万元/MW,二氧化碳的排放费用为 0.018 万元/t。设定收敛边界  $\epsilon_1$  和  $\epsilon_2$  为 0.001,设定惩罚因子  $\rho_{CG}$ 和  $\rho_{P2G}$  为 5。

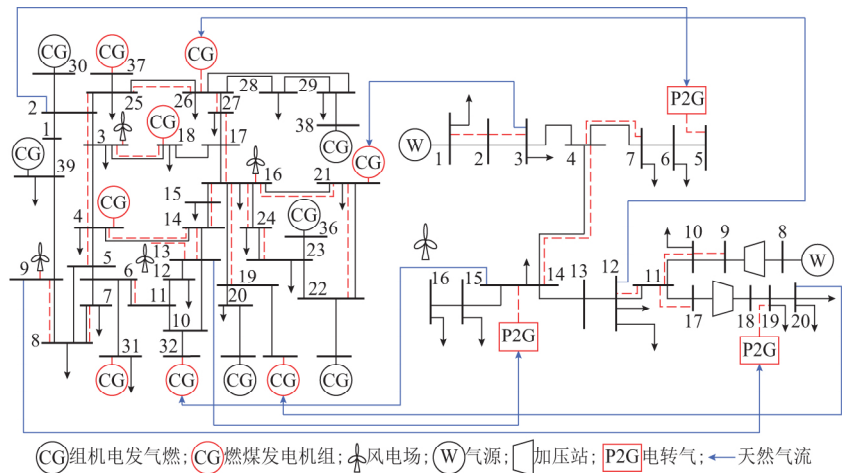


图 1 39 节点电力网络-20 节点天然气网络的互联结构  
Fig.1 Integrated structure of 39-bus electricity network and 20-node natural gas network

天然气价格对燃气机组的发电成本和 P2G 的运行收益有着至关重要的影响,因而对规划结果有着显著影响。为了对比天然气价格对规划方案的影响,本文设置以下场景进行计算、分析。

场景 1:天然气的生产成本为 3 000 元/km<sup>3</sup>,燃煤机组的发电成本为 242 元/(MW·h),天然气的供应价格为 6 000 元/km<sup>3</sup>,电力的供应价格为 500 元/(MW·h)。

场景 2:天然气的生产成本为 1 500 元/km<sup>3</sup>,燃煤机组的发电成本为 242 元/(MW·h),天然气的供应价格为 3 500 元/km<sup>3</sup>,电力的供应价格为 500 元/(MW·h)。

### 3.2 集中式与分布式算法的规划结果对比

场景 1 的电-气互联系统的规划方案如表 1 所示、经济参数如表 2 所示。对于风电场、P2G 和燃煤机组的规划,集中式规划和本文所提的分布式规划的结果相同。两种方法规划结果的主要不同是燃气机组的规划和电力线路的规划:本文所提分布式规划方法比集中式规划选择建设的燃气机组多,需要多建设燃气机组 3 和燃气机组 8。集中式规划比分布式规划选择建设的线路多,需要多建设 2 条线路。因为发电机的建设成本远高于线路的建设成本,所以分布式规划的电力系统投资费用要高于集中式规划的电力系统投资费用。对于天然气管道的规划,分布式规划需要多建设管道 7,因为两种方法规划建设的燃气机组数量不同。

表 1 场景 1 下规划方案对比  
Table 1 Comparison of co-planning scheme under situation 1

规划水平年	规划结果	
	集中式	ADMM
第 1 年	燃煤机组 1,2,6,12 燃气机组 4 P2G1,P2G2,P2G3 风电场 1,2,3,4 线路 1,13,21 管道 3	燃煤机组 1,2,6,12 燃气机组 3 P2G1,P2G2,P2G3 风电场 1,2,3,4 线路 1,15 管道 3,5
	线路 3,17	管道 6
	线路 12 管道 5	燃气机组 8
	燃气机组 8 管道 6	燃气机组 4 线路 12 管道 7
		燃气机组 7

表 2 场景 1 规划费用对比  
Table 2 Comparison of co-planning cost under situation 1

规划方法	计算用时/s	电力投资/10 <sup>4</sup> 万元	电力收益/10 <sup>4</sup> 万元	天然气投资/10 <sup>4</sup> 万元	天然气收益/10 <sup>4</sup> 万元	费用总计/10 <sup>4</sup> 万元
集中式	10.07	74.896	702.36	1.17	295.01	921.29
ADMM	161.62	83.551	593.02	1.98	405.75	913.24

集中式规划的总收益要比分布式协同规划的总收益高  $8.05 \times 10^4$  万元,这主要是因为集中式规划中电力系统的运行收益比分布式规划中电力系统的运行收益高  $109.34 \times 10^4$  万元。但分布式规划中天然气系统的运行收益比集中式规划中天然气系统的运行收益高  $110.74 \times 10^4$  万元。集中式规划假设电



力、天然气系统由统一的投资决策主体进行投资规划,燃气机组消耗的燃气对于整个投资主体而言作为能源生产的成本,仅需要考虑消耗的天然气的生产成本,天然气系统供应燃气机组的天然气对天然气系统没有产生运行收益。而在分布式规划中,电力系统、天然气系统分属不同的投资主体,燃气机组消耗的天然气需要按天然气供应价格向天然气系统付费,天然气系统可因为供应燃气机组天然气获得运行收益,这使得天然气系统的运行收益提升,电力系统的发电成本上升,电力系统的运行收益下降。

集中式规划方案的总收益虽然比分布式协同规划方案的总收益多,但相对地降低了天然气系统的运行收益来保证电力系统的运行收益。但在现实中,电力系统、天然气系统分属不同的投资主体,天然气系统需要保证自己的运行收益最大化。本文所提分布式算法所得结果中电力系统、天然气系统各自的运行收益都达到了较高水平,避免了天然气系统运行收益的损失,更加符合实际情况。

假设天然气可以充足供应,只进行电力系统规划,结果如表 3 所示。因为假设天然气可以充足供应,规划结果为优先建设燃气机组,但是燃气机组消耗的天然气超出了天然气系统可以供应的上限。对比表 1 和表 3,说明本文所提的分布式规划方法在电力系统规划子问题中传递了天然气的供应约束,可以保证电力系统规划方案不会出现天然气供应无法满足燃气机组需求的情况。

表 3 单纯电力系统源、网协同规划结果  
Table 3 Scheme of pure power system planning

规划水平年	规划结果
第 1 年	燃气电厂 3,4,7,8 风电场 1,2,3,4 线路 1,7
第 2 年	
第 3 年	线路 6
第 4 年	线路 5
第 5 年	燃煤电厂 1

在多水平年的规划中,存在满足电力系统、天然气系统的运行需求,但规划结果不同的多种规划方案。集中式规划获得的方案是电—气互联系统总收益最大的方案,但存在天然气系统降低自身运行收益以提升电力系统运行收益的情况。而分布式规划获得的方案中电力系统、天然气系统都获得了规划年内各自最大化的运行收益。在单水平年的规划中,满足系统运行约束的规划方案较少,集中式规划的最佳方案更容易和分布式规划的最佳方案一致。为了验证分布式规划方法的准确性,进行单水平年的规划,规划结果如表 4 所示。集中式和分布式

2 种方法的规划结果相同,总收益也相同,说明在单规划水平年的情况下,本文所提的分布式规划方法可以达到和集中式规划模型同样的计算结果。在多水平年的规划中,分布式规划更容易受到子问题规划结果的影响。

表 4 单水平年的规划结果对比  
Table 4 Comparison of co-planning results in one year planning horizon

规划方法	规划结果	计算用时/s	总收益/万元
集中式	燃煤电厂 1,2,6,12	2.04	$156.05 \times 10^4$
	燃气电厂 3		
	线路 1,15		
	管道 3		
ADMM	燃煤电厂 1,2,6,12	8.18	$156.05 \times 10^4$
	燃气电厂 3		
	线路 1,15		
	管道 3		

惩罚因子的变化对 ADMM 算法计算性能的影响如表 5 所示,不同惩罚因子会对 ADMM 算法的收敛速度造成影响,在本算例中惩罚因子取值为 5 时,收敛速度最快。

表 5 不同惩罚因子的规划结果对比  
Table 5 Comparison of co-planning results with different penalty factors

$\rho_{GG}, \rho_{P2G}$	迭代次数 $N$	计算用时/s
1	12	252
3	6	94
5	5	77
15	9	161
25	16	331
100	71	1 245

### 3.3 天然气价格对规划结果的影响

场景 2 的规划方案如表 6 所示,规划的经济数据如表 7 所示。与场景 1 相比,没有 P2G 的建设,因为场景 2 的天然气供应价格低于电力供应价格, P2G 对于电力系统是不经济的,所以在天然气供应充足的情况下不会建设 P2G。场景 1 更加符合中国的真实情况,电价低于气价,用电力系统中过剩的电量生产天然气,既可给电力系统带来更多的盈利,也可一定程度上缓解中国冬季的天然气供应紧张的情况。对于集中式规划模型,因为气价较低,燃气机组的建设要比场景 1 中集中式规划的时序早。因为场景 2 中天然气生产价格和供应价格都低于场景 1,使得集中式规划、分布式规划中的燃气机组的电力生产成本都低于燃煤机组的电力生产成本,因而在集中式规划、分布式规划中燃气机组都提高了出力。燃气机组电力生产成本的降低,发电量的提升使得集中式规划、分布式规划的电力系统的运行收益都



高于场景 1 中对应的电力系统的运行收益。场景 2 中,因为天然气售卖价格减去生产成本的收益的降低,造成在天然气的消耗量提升的情况下,集中式规划、分布式规划中天然气系统的运行收益都低于场景 1 中对应的天然气系统的运行收益。

表 6 场景 2 下规划方案对比  
Table 6 Comparison of co-planning schemes under situation 2

规划水平年	规划结果	
	集中式	ADMM
第 1 年	燃煤机组 2,6 燃气机组 4,7 风电场 1,2,3,4 管道 3,5,6,7	燃煤机组 1,2,6,12 燃气机组 3 风电场 1,2,3,4 线路 1 管道 3
第 2 年	线路 13,21	线路 3,15
第 3 年	燃煤机组 12 线路 1	燃气机组 4 线路 13 管道 5
第 4 年	线路 17	燃气机组 8 管道 6
第 5 年	燃煤机组 1 线路 3	燃气机组 7 管道 7

表 7 场景 2 规划费用对比  
Table 7 Comparison of co-planning cost under situation 2

规划方法	计算用时/s	电力投资/ 10 <sup>4</sup> 万元	电力收益/ 10 <sup>4</sup> 万元	天然气投资/ 10 <sup>4</sup> 万元	天然气收益/ 10 <sup>4</sup> 万元	费用总计/ 10 <sup>4</sup> 万元
集中式	8.55	70.259	727.36	2.120	213.72	868.7
ADMM	82.26	81.231	659.62	1.865	270.73	847.5

4 结语

针对实际生活中电力系统、天然气的投资、运行分属不同的决策主体,两个系统间只有部分信息交互的情况,本文提出了一种基于 ADMM 算法的电-气互联系统的分布式协同规划模型。在算例分析中可以得出以下结论。

1)该分布式协同规划模型可在电力系统规划子问题中体现天然气供应约束,从而保证电力系统规划的结果不会出现燃气机组天然气供应不足的情况。在单一水平年的规划中,本文所提的分布式协同规划模型可取得和集中式规划模型一致的规划结果。

2)在多水平年的规划中,本文所提分布式协同规划方法与集中式规划相比,更适用于电力系统、天然气系统分属不同投资主体的电-气互联系统的规划。集中式规划假设两个系统属于同一投资决策主体,规划结果可能会出现损害天然气系统的运行收

益来提升电力系统的运行收益的情况。考虑电力系统、天然气系统分属不同的投资主体时,分布式规划方法的子问题以电力系统、天然气系统各自规划年的投资净收益最大化为目标函数,避免了天然气系统的运行收益受损,保证了两个系统各自的净收益最大化。

3)天然气的供应价格和电力供应价格的相对高低对 P2G 的规划具有显著影响。当天然气供应价格高于电力供应价格时,建设 P2G 可以给电力系统带来盈利。针对中国这种多煤少气、可再生能源电量过剩的能源分布,建设 P2G 还可以一定程度上缓解中国天然气供应紧张的情况。

在下一步工作中将针对风电出力的不确定性,根据各规划年的最恶劣场景建立包含风电的电力系统鲁棒规划模型,与所提的分布式协同规划模型相结合,以保证规划结果满足系统的安全、可靠性要求。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

[1] 董朝阳,赵俊华,文福拴,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.DOI: 10.7500/AEPS20140613007.  
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. DOI: 10.7500/AEPS20140613007.

[2] HENDERSON M, SHAHIDEPOUR M. Continuing to grow: natural gas usage rising in electricity generation [J]. IEEE Power & Energy Magazine, 2014, 12(6): 12-19.

[3] 王一家,董朝阳,徐岩,等.利用电转气技术实现可再生能源的大规模存储与传输[J].中国电机工程学报,2015,35(14): 3586-3595.  
WANG Yijia, DONG Zhaoyang, XU Yan, et al. Enabling large-scale energy storage and renewable energy grid connectivity: a power-to-gas approach [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3586-3595.

[4] AN S, LI Q, GEDRA T W. Natural gas and electricity optimal power flow [C]// IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, September 7-12, Dallas, USA.

[5] 胡源,别朝红,李更丰,等.天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):45-54.  
HU Yuan, BIE Zhaohong, LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 45-54.

[6] ZHANG Xiaping, CHE Liang, SHAHIDEPOUR M. Long-term expansion planning of integrated electricity and natural gas transportation infrastructures [C]// IEEE PES General Meeting, July 24-28, 2015, Denver, USA: 1-5.

[7] QIU Jing, DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, et al. Low carbon

- oriented expansion planning of integrated gas and power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 1035-1046.
- [8] JING Qiu, DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, et al. Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2119-2129.
- [9] ZHANG Xiaoping, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A S. Security-constrained co-optimization planning of electricity and natural gas transportation infrastructures [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 2984-2993.
- [10] HU Yuan, BIE Zhaohong, DING Tao, et al. An NSGA-II based multi-objective optimization for combined gas and electricity network expansion planning [J]. Applied Energy, 2016, 167: 280-293.
- [11] CLEGG S, MANCARELLA P. 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.
- [12] CLEGG S, MANCARELLA P. Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(3): 566-575.
- [13] 刘伟佳, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电转气技术的成本特征与运营经济性分析 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- [14] 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.
- 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, 37(16): 4601-4609.
- [15] 李杨, 刘伟佳, 赵俊华, 等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析 [J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3680-3689.
- LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation [J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3680-3689.
- [16] 余娟, 马梦楠, 郭林, 等. 含电转气的电-气互联系统可靠性评估 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 708-715.
- YU Juan, MA Mengnan, GUO Lin, et al. Reliability evaluation of integrated electrical and natural gas system with power-to-gas [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 708-715.
- [17] 王芃, 刘伟佳, 林振智, 等. 基于场景分析的风电场与电转气厂站协同选址规划 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6): 20-29. DOI: 10.7500/AEPS20161012007.
- WANG Peng, LIU Weijia, LIN Zhenzhi, et al. Scenario analysis based collaborative site selection planning of wind farms and power-to-gas plants [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6): 20-29. DOI: 10.7500/AEPS20161012007.
- [18] 黄国日. 含电转气技术的综合能源系统协同规划及运行策略 [D]. 杭州: 浙江大学, 2017.
- HUANG Guori. Collaborative planning and operation strategy of integrated energy systems with power-to-gas technology [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2017.
- [19] HE Chuan, WU Lei, LIU Tianqi, et al. Robust co-optimization planning of interdependent electricity and natural gas systems with a joint  $N-1$  and probabilistic reliability criterion [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2140-2154.
- [20] 瞿小斌, 文云峰, 叶希, 等. 基于串行和并行 ADMM 算法的电-气能量流分布式协同优化 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(4): 12-19. DOI: 10.7500/AEPS20160805007.
- QU Xiaobin, WEN Yunfeng, YE Xi, et al. Distributed optimization of electricity-gas integrated energy flow using serial and parallel iterative models for alternating direction method of multipliers [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 12-19. DOI: 10.7500/AEPS20160805007.
- [21] WEN Yunfeng, QU Xiaobin, LI Wenyuan, et al. Synergistic operation of electricity and natural gas networks via ADMM [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(15): 4555-4565.
- [22] HE Chuan, WU Lei, LIU Tianqi, 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.
- [23] 李婷, 叶希, 唐权, 等. 基于交替方向乘子法的源网协同多适应规划 [J]. 电力建设, 2017, 38(11): 105-112.
- LI Ting, YE Xi, TANG Quan, et al. Synergistic adaptive planning of generation and transmission using ADMM [J]. Electric Power Construction, 2017, 38(11): 105-112.
- [24] CORREA-POSADA C, SANCHEZ-MARTIN M C P. Gas network optimization: a comparison of piecewise linear models [EB/OL]. [2018-07-23]. [http://www.optimization-online.org/DB\\_HTML/2014/10/4580.html](http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2014/10/4580.html).
- [25] 孙国强, 陈霜, 卫志农, 等. 计及相关性的电-气互联系统概率最优潮流 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 11-17. DOI: 10.7500/AEPS20150611006.
- SUN Guoqiang, CHEN Shuang, WEI Zhinong, et al. Probabilistic optimal power flow of combined natural gas and electric system considering correlation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 11-17. DOI: 10.7500/AEPS20150611006.
- [26] de WOLF D, SMEERS Y. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm [J]. Management Science, 2000, 46(11): 1454-1465.

王 旭(1994—),男,博士研究生,主要研究方向:电-气互联系统的优化规划和优化运行。E-mail: wangxu12@stu.xjtu.edu.cn

别朝红(1970—),女,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统规划与可靠性评估、新能源消纳等。E-mail: zhbie@mail.xjtu.edu.cn

(编辑 孔丽蓓)

## Distributed Co-planning of Electricity and Natural Gas Systems Based on Alternating Direction Method of Multipliers

WANG Xu<sup>1,2,3</sup>, BIE Zhaohong<sup>1,2,3</sup>

- (1. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;  
2. Shaanxi Key Laboratory of Smart Grid, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;  
3. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

**Abstract:** As the rapid growth of gas-fired generators and the development of power-to-gas (P2G) technology intensify the interdependency between electricity and natural gas system, it is imperative to co-optimize the two systems synergistically. In China, the electricity system and natural gas system belong to different investment and decision makers, which means the two systems can only share little information with the help of an isolated coordinator. To adopt this situation, a distributed co-planning method of integrated electricity and natural gas system is proposed based on the alternating direction method of multipliers (ADMM). Firstly, a collaborative co-planning model of integrated electricity and natural gas system coupled by gas fired generators and P2G is proposed. The operation constraints of power system and natural gas system are taken into account to establish the planning model. Secondly, an co-planning subproblem of power system source-network and a planning subproblem of natural gas network are presented via the ADMM theory. With the information transfer of coupling variables, the mechanism of alternating iterative solution for two subproblems is developed. Finally, the effectiveness and feasibility of the proposed model is verified by an integrated electricity and natural gas system which consists of modified IEEE 39-node power system and Belgium 20-node gas system.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2016YFB09011900) and National Natural Science Foundation of China (No. 51637008).

**Key words:** power source planning; power grid planning; planning of natural gas network; power to gas (P2G); alternating direction method of multipliers (ADMM)

(上接第 43 页 continued from page 43)

袁 辉(1991—),男,博士研究生,主要研究方向:新能源并网稳定分析与控制。E-mail: Yuan\_Hui@zju.edu.cn

辛焕海(1981—),男,通信作者,博士,教授,主要研究方向:交直流系统稳定分析与控制、高密度新能源并网稳定分

析与控制。E-mail: xinh@zju.edu.cn

王 康(1982—),男,博士,高级工程师,主要研究方向:电力系统稳定与运行。E-mail: wangkang163@163.com

(编辑 蔡静雯)

## Instability Mechanism Analysis of Inverters Connected to Weak Grid During Severe Voltage Sag on Remote Grid Side

YUAN Hui<sup>1</sup>, XIN Huanhai<sup>1</sup>, WANG Kang<sup>2</sup>, WANG Zhen<sup>1</sup>, XU Luyao<sup>1</sup>, XIE Huan<sup>3</sup>

- (1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;  
2. Dispatching and Control Center of State Grid Shaanxi Electric Power Company, Xi'an 710048, China;  
3. Electric Power Research Institute of State Grid Jibei Electric Power Company, Beijing 100045, China)

**Abstract:** For the inverters connected to the weak grid, the typical low voltage ride-through (LVRT) control methods may result in instability of the system during severe voltage sag on the remote grid side. The instability mechanism is different from that during the voltage sag at the point of common coupling. By taking a single inverter infinite system as an example, this paper develops a quasi-steady model of the system. The instability mechanism of the inverter is analyzed from the factors of voltage sag level, line inductance, and gain coefficient of LVRT. Then the small signal model of the system is established. The analysis shows that the inverter may also have the problem of small-signal stability when the quasi-steady-state model is stable. Finally, the rationality of theoretical analysis is verified based on the MATLAB/Simulink simulation.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2017YFB0902000) and National Natural Science Foundation of China-State Grid Corporation of China Joint Fund Project (No. U1766206).

**Key words:** inverter; weak grid; low voltage ride-through (LVRT); quasi-steady-state model; small-signal stability