

# 考虑传输线重构的电气综合能源系统 分布鲁棒扩展规划模型

魏震波<sup>1</sup>, 郭毅<sup>1</sup>, 魏平桢<sup>1</sup>, 黄宇涵<sup>1</sup>, 方涛<sup>2</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川成都 610065; 2. 国网四川省电力公司, 四川成都 610041)

**摘要:**针对综合能源系统扩展规划模型多采用随机优化处理系统负荷需求增长不确定性问题,且场景信息缺失,易造成随机优化结果经济性与可参考性低的情况,提出一种以系统综合成本最小为目标函数、考虑传输线重构的两阶段电气综合能源系统分布鲁棒扩展规划模型。第一阶段为考虑综合能源负荷预测和传输线重构的扩展规划模型;第二阶段为计及机组调整出力与天然气能流的综合能源负荷需求不确定条件下的分布鲁棒模型,其中不确定概率分布集合采用1-范数约束。所提模型采用列与约束生成算法求解,并在IEEE-RTS24节点与比利时20节点系统中进行校验。结果表明分布鲁棒模型能够在对象信息量较少或不足的情况下基于较大置信区间范围提供灵活决策方案,应对综合能源负荷需求不确定性问题更具优势。

**关键词:**电气综合能源系统;负荷需求增长;分布鲁棒;列与约束生成算法;数据驱动;扩展规划

**中图分类号:**TM 715;TK 01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202012016

## 0 引言

近年来,随着燃气发电技术快速升级与广泛应用,以电气耦合为代表的综合能源系统成为发展主流<sup>[1]</sup>。新增电、气负荷需求对系统的安全运行提出了严峻挑战,合理统筹的扩展规划能显著提升系统运行的可靠性与经济性,研究综合能源系统扩展规划意义重大<sup>[2-3]</sup>。扩展规划是指在满足一定安全校验或负荷需求情况下,在原有结构基础上进行传输线或出力容量扩展,从而增强系统安全运行能力,满足系统未来负荷增长的需要<sup>[4-5]</sup>。

目前,对于电气综合能源系统扩展规划已经有一定的研究。文献[6]运用场景分析法表达风电出力不确定性的分布特征,建立了考虑风电的综合能源系统扩展规划模型。文献[7]提出一种考虑区域综合能源系统优化运行的配电网扩展规划方法,用于满足负荷增长并促进资源的优化利用。文献[8]基于随机优化SO(Stochastic Optimization)研究在输电网层面考虑电储能装置投建的综合能源系统联合扩展规划,从而有效降低电能短缺,减少投资费用。文献[9]基于电气综合能源市场,提出一种考虑灵活性校验的电气综合能源系统扩展规划模型,有效提高了电气综合能源市场的社会福利。然而上述文献忽略了电、气负荷长期波动给规划结果带来的影响。文献[10]研究了多场景环境下电气综合能源系统随机联合扩展模型,从而有效应对未来电、气峰值负荷对系统的冲击,但该模型并未考虑恶劣情境下电、气失负荷,规划结果的可参考性低。

传输线重构(transmission switching)是一种通

过调整线路运行状态来优化电力系统网架结构的控制手段。文献[11-13]研究表明,传输线重构能够增加扩展规划的灵活性,降低总规划费用。文献[11]首次在电力系统输电网扩展规划中考虑传输线重构,并验证了其在扩展规划下的经济性;文献[12]在城市多能源配电/气/热网扩展规划下研究了配电网重构对整体扩展规划的影响;文献[13]在储能装置与传输线联合鲁棒扩展规划中考虑了传输线重构,从而有效应对电力负荷需求与风电出力不确定性,降低输电网规划总成本。值得注意的是,上述文献在电力系统输电或配电层面的综合能源系统规划中研究传输线重构,且多采用确定性模型,而在输电层面的综合能源系统规划中的应用相对匮乏。因此,需在规划阶段引入传输线重构,研究其在考虑电、气负荷需求长期波动时对输电层面的综合能源系统扩展规划结果的影响。

此外,由于天然气流量方程具有非线性化的特点,综合能源系统中电、气负荷需求增长不确定情况下计及失负荷的扩展规划模型多采用SO方法处理。文献[14]采用一种二阶随机电气联合扩展规划模型处理电、气负荷需求增长的不确定性问题。SO通过场景的概率分布进行描述,计算量较大。在实际情况中很难得到各个场景的准确分布,很可能导致模型不够精确。近年来,已经有相关研究应用分布鲁棒优化DRO(Distribution Robust Optimization)处理不确定性问题。DRO在SO的基础上,在已知初始场景概率分布中寻找已知置信集合范围内的最恶劣场景概率分布,避免了SO不准确的缺点。传统DRO大多基于Wasserstein度量或相应矩信息构建概率分布集合,从而获得复杂的非确定性多项式问题进行

求解。实际可通过数据驱动方式获取大量综合能源系统负荷历史数据,并通过相应范数约束已知场景的概率分布,从而避免复杂的对偶问题。目前,数据驱动已经运用在电力系统传输线扩展及加固计划上<sup>[15-16]</sup>。文献[17-18]深入研究了电气综合能源系统中的机组组合问题以及主动配电网中的无功优化问题。目前尚无文献利用DRO在输电网层面处理涉及综合能源系统电、气负荷需求不确定的扩展规划问题。因此,将基于数据驱动的DRO引入输电网层面的电气互联系统扩展规划<sup>[19]</sup>中具有重要研究价值。

考虑到当前综合能源系统不确定性研究中,可再生能源出力比重不断增加。因此,本文将综合考虑风电出力与综合能源系统电、气负荷需求增长的长期波动问题,在输电网层面建立计及传输线重构的分布鲁棒电气综合能源系统扩展规划模型。模型第一阶段考虑了电力线路与天然气管道联合扩展规划的总投资成本和包括弃负荷成本在内的总运行成本,计及系统结构重构,制定相应扩展规划;模型第二阶段基于扩展规划结果,考虑1-范数约束下的不确定概率集合,得到系统在最恶劣概率分布场景下的最优规划方案,并通过算例仿真对所提模型的有效性进行校验。

## 1 电气综合能源系统扩展规划模型

### 1.1 目标函数

本文建立以单一代表年<sup>[8]</sup>(single representative year)内电气综合能源系统年总规划成本最小为目标的目标函数,包括电力线路及天然气管道的投资成本、电力网络及天然气网络的失负荷成本、火电机组及天然气网络中气源点的运行费用。电气综合能源系统示意图如图1所示。

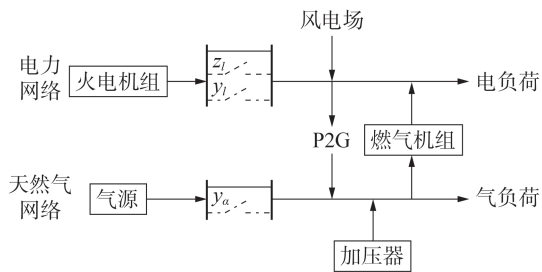


图1 电气综合能源系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of integrated natural gas and electric power systems

系统中燃气机组的运行费用包含在气源点的费用中。需要指出的是,现市值系数、贴现率等概念适用于多年份时间尺度<sup>[10]</sup>的投资规划,对于本文单一年份规划模型<sup>[14,20]</sup>的结果并无影响,因此在本文目标函数中并未体现,具体目标函数如式(1)所示。

$$\begin{aligned} \min C &= C_{\text{INV}} + C_{\text{OPE}} \quad (1) \\ C_{\text{INV}} &= \sum_{l \in \Omega_{\text{CL}}} C_l^{\text{INV}} y_l + \sum_{\alpha \in \Omega_{\text{CP}}} C_{\alpha}^{\text{INV}} y_{\alpha} \\ C_{\text{OPE}} &= 365 \sum_{m=1}^{M_s} p_m \left( \sum_{g \in g^T} C_g^T P_{g,m}^T + \sum_{s \in \Omega_{\text{GSN}}} C_s^{\text{GS}} Q_{m,s}^{\text{GS}} + \right. \\ &\quad \left. V^{\text{LL,E}} \sum_k L_{k,m}^{\text{shed}} + V^{\text{LL,G}} \sum_q S_{m,q}^{\text{shed}} \right) \end{aligned}$$

其中, $C$ 、 $C_{\text{INV}}$ 、 $C_{\text{OPE}}$ 分别为规划总成本、投资总成本、运行总成本; $m$ 为场景标识; $C_l^{\text{INV}}$ 、 $C_{\alpha}^{\text{INV}}$ 分别为按年度计算的单位电力线路、天然气管道的投资成本; $y_l$ 、 $y_{\alpha}$ 分别为表征电力线路、天然气管道是否投建的0-1变量,其值为1时表示投建,为0时表示不投建; $l$ 、 $\alpha$ 、 $g$ 、 $s$ 分别为电力线路、天然气管道、机组、气源点编号; $\Omega_{\text{CL}}$ 、 $\Omega_{\text{CP}}$ 、 $\Omega_{\text{GSN}}$ 、 $g^T$ 分别为备选电力线路集合、备选天然气管道集合、气源点集合、火电机组集合; $k$ 、 $q$ 分别为电力网络节点、天然气网络节点编号; $C^T$ 、 $C^{\text{GS}}$ 、 $V^{\text{LL,E}}$ 、 $V^{\text{LL,G}}$ 分别为单位火电机组运行成本、单位气源点运行成本、单位电力失负荷惩罚成本、单位天然气失负荷惩罚成本; $P^T$ 、 $Q^{\text{GS}}$ 、 $L^{\text{shed}}$ 、 $S^{\text{shed}}$ 分别为火电机组出力、气源点供气量、电力失负荷量、天然气失负荷量; $p_m$ 为场景 $m$ 发生的概率; $M_s$ 为场景总数。

### 1.2 电力网络约束

#### 1.2.1 考虑传输线重构的电网潮流约束

传输线重构是一种普遍的电力系统控制手段。在实际操作中,现有电力系统成熟技术如断路器(circuit breakers)能够通过控制传输线路的开关状态有效优化系统的拓扑结构。本文将传输线重构融入系统扩展规划中,提升规划效果。为不失一般性,本文将介绍扩展规划研究中考虑传输线重构约束的备选、现存电力线路潮流。

(1)考虑重构约束的备选电力线路潮流。

$$P_{l,m} X_l - (\theta_{m,n_s(l)}^l - \theta_{m,n_r(l)}^l) \leq (1 - y_l z_l) M \quad \forall l \in \Omega_{\text{CL}} \quad (2)$$

$$P_{l,m} X_l - (\theta_{m,n_s(l)}^l - \theta_{m,n_r(l)}^l) \geq (y_l z_l - 1) M \quad \forall l \in \Omega_{\text{CL}} \quad (3)$$

$$-y_l z_l P_l^{\text{max}} \leq P_{l,m} \leq y_l z_l P_l^{\text{max}} \quad \forall l \in \Omega_{\text{CL}} \quad (4)$$

(2)考虑重构约束的现存电力线路潮流。

$$P_{l,m} X_l - (\theta_{m,n_s(l)}^l - \theta_{m,n_r(l)}^l) \leq (1 - z_l) M \quad \forall l \in \Omega_{\text{EL}} \quad (5)$$

$$P_{l,m} X_l - (\theta_{m,n_s(l)}^l - \theta_{m,n_r(l)}^l) \geq -(1 - z_l) M \quad \forall l \in \Omega_{\text{EL}} \quad (6)$$

$$-z_l P_l^{\text{max}} \leq P_{l,m} \leq z_l P_l^{\text{max}} \quad \forall l \in \Omega_{\text{EL}} \quad (7)$$

(3)相角约束。

$$-\theta_k^{\text{max}} \leq \theta_{m,k}^l \leq \theta_k^{\text{max}} \quad k \in \Omega_{\text{EN}} \quad (8)$$

其中, $P$ 为电力线路的潮流; $\theta$ 为节点相角; $\theta^{\text{max}}$ 为相角限值; $X$ 为电力线路电抗; $n_s(l)$ 、 $n_r(l)$ 分别为电力线路首端节点、电力线路末端节点; $P^{\text{max}}$ 为电力线路最大传输容量; $\Omega_{\text{EL}}$ 为现存电力线路集合; $z$ 为表征线

路重构状态的0-1变量,其值为0时表示电力线路断开,为1时表示电力线路维持原来状态; $\Omega_{EN}$ 为电力网络节点集合; $M$ 为一个很大的常数值,取 $10^6$ 。

需要指出的是,考虑重构约束的备选电力线路潮流中存在非线性项,令 $q_l = y_l z_l$  将其线性化如下:

$$q_l \leq y_l, q_l \leq z_l, q_l \geq y_l + z_l - 1 \quad \forall l \in \Omega_{CL} \quad (9)$$

同时,实际在电力系统中进行结构重构时,为减少因重构给电网的拓扑结构带来的冲击<sup>[13]</sup>,需要限制线路的最大断开数量,约束如下:

$$\sum_{l \in (\Omega_{EL} \cup \Omega_{CL})} (1 - z_l) \leq L^{TS} \quad (10)$$

其中, $L^{TS}$ 为线路的最大断开数量。

### 1.2.2 电网功率平衡及发电机出力约束

$$\sum_{g \in g_k^G} P_{g,m}^G + \sum_{g \in g_k^T} P_{g,m}^T + \sum_{g \in g_k^W} P_{g,m}^W - \sum_{g \in g_k^{P2G}} P_{g,m}^{P2G} + \sum_{n_i(l) \in k} P_{l,m} - \sum_{n_i(l) \in k} P_{l,m} + L_{k,m}^{shed} = D_{k,m}^{load} \quad \forall k \in \Omega_{EN} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{g,m}^G \leq P_g^{G,max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{g,m}^T \leq P_g^{T,max} \quad (13)$$

$$P_{g,m}^G \mu_g^C / g_{GHV} = Q_{m,q}^G \quad (14)$$

$$P_{g,m}^{P2G} \eta_g^{P2G} = Q_{m,q}^{P2G} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{g,m}^{P2G} \leq P_g^{P2G,max} \quad (16)$$

$$0 \leq L_{k,m}^{shed} \leq D_{k,m}^{load} \quad \forall k \in \Omega_{EN} \quad (17)$$

其中, $P^G$ 、 $P^W$ 、 $P^{P2G}$ 、 $P^{G,max}$ 、 $P^{T,max}$ 、 $P^{P2G,max}$ 分别为燃气机组的出力、风电的预测出力、电转气(P2G)出力、燃气机组的出力上限、火电机组的出力上限、P2G出力上限; $g^G$ 、 $g^W$ 、 $g^{P2G}$ 分别为燃气机组集合、风电场集合、P2G机组集合; $\mu^C$ 、 $g_{GHV}$ 、 $\eta^{P2G}$ 分别为燃气机组热值比例系数、天然气的总热值比、P2G运行效率; $Q^G$ 、 $Q^{P2G}$ 分别为燃气机组所需的天然气供应量、P2G提供的天然气供应量; $D^{load}$ 为电负荷需求。

### 1.3 天然气网络约束

本文建立的天然气网络主要包括天然气管道、气源、加压器。

#### 1.3.1 天然气管道

对天然气管道流量描述有多种形式,考虑天然气流量双向流动时,一般表述为:

$$Q_{m,\alpha} \left| Q_{m,\alpha} \right| = K_\alpha^2 (P_{vm,f(\alpha)}^2 - P_{vm,t(\alpha)}^2) \quad \forall \alpha \in \Omega_{EP} \quad (18)$$

$$Q_{m,\alpha} \left| Q_{m,\alpha} \right| - K_\alpha^2 (P_{vm,f(\alpha)}^2 - P_{vm,t(\alpha)}^2) \leq (1 - y_\alpha) M \quad \forall \alpha \in \Omega_{CP} \quad (19)$$

$$Q_{m,\alpha} \left| Q_{m,\alpha} \right| - K_\alpha^2 (P_{vm,f(\alpha)}^2 - P_{vm,t(\alpha)}^2) \geq (y_\alpha - 1) M \quad \forall \alpha \in \Omega_{CP} \quad (20)$$

$$-Q_\alpha^{max} \leq Q_{m,\alpha} \leq Q_\alpha^{max} \quad \forall \alpha \in \Omega_{EP} \quad (21)$$

$$-y_\alpha Q_\alpha^{max} \leq Q_{m,\alpha} \leq y_\alpha Q_\alpha^{max} \quad \forall \alpha \in \Omega_{CP} \quad (22)$$

$$P_{iq}^{min} \leq P_{vm,q} \leq P_{iq}^{max} \quad (23)$$

其中, $K_\alpha$ 为天然气管道 $\alpha$ 的传输系数; $\Omega_{EP}$ 为现存天然气管道的集合; $Q_{m,\alpha}$ 为管道 $\alpha$ 在场景 $m$ 下的天然气

流量; $Q_\alpha^{max}$ 为天然气管道 $\alpha$ 流量上限; $f(\alpha)$ 、 $t(\alpha)$ 分别为天然气管道 $\alpha$ 的始端、末端; $P_r$ 为天然气网络的节点气压; $P_r^{min}$ 、 $P_r^{max}$ 分别为节点气压的下限、上限。

#### 1.3.2 加压器

$$P_{vm,t(\beta)} R_\beta^{min} \leq P_{vm,f(\beta)} \leq P_{vm,t(\beta)} R_\beta^{max} \quad \forall \beta \in \Omega_{EPR} \quad (24)$$

$$0 \leq Q_{m,\beta} \leq Q_\beta^{max} \quad (25)$$

其中, $\Omega_{EPR}$ 为加压器集合; $f(\beta)$ 、 $t(\beta)$ 分别为加压器 $\beta$ 所连接的首端天然气节点、末端天然气节点; $R_\beta^{min}$ 、 $R_\beta^{max}$ 分别为加压器 $\beta$ 最小、最大压缩比; $Q_{m,\beta}$ 为场景 $m$ 下流过加压器 $\beta$ 的天然气流量; $Q_\beta^{max}$ 为流经加压器 $\beta$ 的天然气流量上限。

#### 1.3.3 天然气网络流量平衡及气源点约束

$$Q_{m,s}^{GS} - Q_{m,q}^{load} + S_{m,q}^{shed} - Q_{m,q}^G + Q_{m,q}^{P2G} = \sum_{f(\alpha) \in q} Q_{m,\alpha} - \sum_{t(\alpha) \in q} Q_{m,\alpha} + \sum_{f(\beta) \in q} Q_{m,\beta} - \sum_{t(\beta) \in q} Q_{m,\beta} \quad \forall q \in \Omega_{GN} \quad (26)$$

$$Q_s^{GS,min} \leq Q_{m,s}^{GS} \leq Q_s^{GS,max} \quad \forall s \in \Omega_{GSN} \quad (27)$$

$$0 \leq S_{m,q}^{shed} \leq Q_{m,q}^{load} \quad \forall q \in \Omega_{GN} \quad (28)$$

其中, $Q_s^{GS,min}$ 、 $Q_s^{GS,max}$ 分别为气源点 $s$ 出气量的下限、上限; $Q^{load}$ 为气负荷的需求量; $\Omega_{GN}$ 为天然气网络节点集合。

#### 1.4 天然气流量方程线性化

本文建立的综合能源系统扩展规划模型为非线性模型,还需将天然气流量方程线性化求解。式(18)~(22)存在节点气压与管道流量非线性部分,将节点气压线性化为 $\varepsilon = P_r^2$ ,将式(23)改写为:

$$(P_{mq}^{min})^2 \leq \varepsilon_{m,q} \leq (P_{mq}^{max})^2 \quad (29)$$

为了消除管道流量非线性化问题,采用分段线性化<sup>[21]</sup>将式(18)~(22)转化为:

$$\varphi_{m,\alpha} + \sum_{j=1}^J \lambda_{m,\alpha}^j f^j(Q_{m,\alpha}^j) = K_\alpha^2 (\varepsilon_{m,f(\alpha)} - \varepsilon_{m,t(\alpha)}) \quad (30)$$

$$\lambda_{m,\alpha}^j Q_\alpha^{j,min} \leq Q_{m,\alpha}^j \leq \lambda_{m,\alpha}^j Q_\alpha^{j,max} \quad (31)$$

$$-(1 - y_\alpha) M \leq \varphi_{m,\alpha} \leq (1 - y_\alpha) M \quad \forall \alpha \in \Omega_{CP} \quad (32)$$

$$\sum_{j=1}^J \lambda_{m,\alpha}^j = y_\alpha \quad \forall \alpha \in \Omega_{CP} \quad (33)$$

$$\varphi_{m,\alpha} = 0 \quad \forall \alpha \in \Omega_{EP} \quad (34)$$

$$\sum_{j=1}^J \lambda_{m,\alpha}^j = 1 \quad \forall \alpha \in \Omega_{EP} \quad (35)$$

$$Q_{m,\alpha} = \sum_{j=1}^J Q_{m,\alpha}^j \quad \forall \alpha \in (\Omega_{EP} \cup \Omega_{CP}) \quad (36)$$

其中, $\varphi_{m,\alpha}$ 为松弛变量; $J$ 为分段区间数; $Q_{m,\alpha}^j$ 、 $f^j$ 、 $\lambda_{m,\alpha}^j$ 分别为第 $j$ 段区间的天然气流量、线性化函数、辅助0-1变量; $Q_\alpha^{j,min}$ 、 $Q_\alpha^{j,max}$ 分别为第 $j$ 段区间的天然气流量的下限、上限。

## 2 基于数据驱动的扩展规划 DRO

数据驱动能够充分利用历史数据,构建基于历

史数据信息的不确定变量的初始概率分布集合。然而,不确定变量的实际概率分布与初始概率分布集合仍会有较大出入。与第1节中SO根据初始概率分布集合得出规划方案不同的是,数据驱动下DRO基于初始概率分布集合,构建基于范数约束的置信集合限制概率分布的波动,在历史数据的概率信息支撑下,寻求未知场景的最恶劣概率分布,得出基于数据驱动的DRO方案,降低了因初始概率分布信息不准确造成规划方案可参考性低的可能。与SO等不确定优化相比,数据驱动方法更贴近系统实际的运行状态,依据数据信息灵活做出决策方案。

为了应对综合能源负荷需求增长与风电出力不确定性,本文提出了基于数据驱动的二阶段分布鲁棒电气综合能源系统扩展规划模型。第一阶段是规划模型中的投资阶段,确定合理的电力传输线重构状态以及电力传输线与天然气管道的投资计划;第二阶段是规划模型中的模拟运行阶段,在已知第一阶段投资以及传输线重构的方案下,基于分布鲁棒模型模拟新线路投运后的系统运行,以运行成本最小为目标。其中,第一阶段优化变量为传输线重构状态变量及扩展规划的投资变量,其余连续变量如机组出力、气源点出力、电网潮流、天然气管道流量、加压器流量、失负荷量为第二阶段优化变量。采用矩阵形式表述的基于数据驱动的二阶段分布鲁棒模型如下:

$$\min_{\mathbf{x}^G, \mathbf{x}^E, \mathbf{z}} \mathbf{a}^T (\mathbf{x}^G + \mathbf{x}^E) + \max_{p_m \in \psi} \sum_{m=1}^{M_s} p_m \min_{\substack{\mathbf{y}_m^E \in Y^E \\ \mathbf{y}_m^G \in Y^G}} \mathbf{c}^T (\mathbf{y}_m^E + \mathbf{y}_m^G) \quad (37)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}^G \mathbf{x}^G + \mathbf{B}^G \mathbf{y}_m^G \leq \mathbf{f}^G \quad \forall m \quad (38)$$

$$\mathbf{A}^E \mathbf{x}^E + \mathbf{B}^E \mathbf{y}_m^E + \mathbf{Cz} \leq \mathbf{f}^E \quad \forall m \quad (39)$$

$$\mathbf{E} \mathbf{y}_m^E \leq \mathbf{h}_m^E \quad \forall m \quad (40)$$

$$\mathbf{G} \mathbf{y}_m^G \leq \mathbf{h}_m^G \quad \forall m \quad (41)$$

其中,  $\psi$  为  $p_m$  所在的集合;  $\mathbf{x}^G, \mathbf{x}^E, \mathbf{z}$  分别为第一阶段天然气网络投资变量、电网投资变量、电网传输线重构变量;  $\mathbf{h}_m^E, \mathbf{h}_m^G$  分别包括场景聚类筛选后场景  $m$  下的电力负荷需求量与风电出力、天然气负荷需求量;  $\mathbf{y}_m^E, \mathbf{y}_m^G$  分别为电网第二阶段运行变量、天然气网络第二阶段运行变量;  $Y^E, Y^G$  分别为电网、天然气网络第二阶段运行变量的可行域。目标函数中  $\mathbf{a}^T (\mathbf{x}^G + \mathbf{x}^E)$  表示投资总成本  $C_{\text{INV}}$ ,  $p_m \min_{\substack{\mathbf{y}_m^E \in Y^E \\ \mathbf{y}_m^G \in Y^G}} \mathbf{c}^T (\mathbf{y}_m^E + \mathbf{y}_m^G)$  表示场景  $m$  下的运行总成本  $C_{\text{OPF}}$ ; 式(38)表示天然气网络第一阶段优化变量与第二阶段优化变量的耦合约束关系,对应式(18)~(20)、(22); 式(39)表示考虑传输线重构的电网第一阶段优化变量与第二阶段优化变量的耦合约束关系,对应式(2)~(7)、(9)、(10); 式(40)表示电网第二阶段优化变量约束,对应式(8)、(11)~(17); 式(41)表示天然气网络第二阶段优化

变量约束,对应式(21)、(23)~(28)。

为了使场景概率在真实运行数据的一定范围内合理波动,考虑1-范数,使得离散场景满足如下约束:

$$\psi = \left\{ \left\{ p_m \right\} \left\{ \begin{array}{l} p_m \geq 0 \quad m = 1, 2, \dots, M_s \\ \sum_{m=1}^{M_s} p_m = 1 \\ \sum_{m=1}^{M_s} |p_m - p_m^0| \leq \theta_1 \end{array} \right. \right\} \quad (42)$$

其中,  $p_m^0$  为初始场景概率;  $\theta_1$  为1-范数约束下的概率偏差上限。

场景概率满足如下置信度<sup>[22]</sup>:

$$P_r \left\{ \sum_{m=1}^{M_s} |p_m - p_m^0| \leq \theta_1 \right\} \geq 1 - 2M_s e^{-2K\theta_1/M_s} \quad (43)$$

其中,  $P_r \{ \cdot \}$  表示概率分布  $\{ \cdot \}$  的置信度约束。

令式(43)中  $1 - 2M_s e^{-2K\theta_1/M_s} = \alpha_1$ , 可得:

$$\theta_1 = \frac{M_s}{2K} \ln \frac{2M_s}{1 - \alpha_1} \quad (44)$$

其中,  $K$  为历史数据个数。

可以看出,式(42)中的1-范数为绝对值约束,需要将其转化方可求解,1-范数约束转化如下:

$$\sum_{m=1}^{M_s} S_m \leq \theta_1, \quad S_m \geq 0 \quad (45)$$

$$\begin{cases} p_m - S_m \leq p_m^0 \\ p_m + S_m \geq p_m^0 \end{cases} \quad \forall m \quad (46)$$

其中,  $S_m$  为辅助变量。

### 3 分布鲁棒模型求解

式(37)为二阶段三层鲁棒优化问题,为便于求解,利用列与约束生成CCG(Column and Constraint Generation)算法将模型分解成主问题MP(Master Problem)和子问题SP(Sub-Problem),并进行反复迭代求解。主问题如下:

$$f_{\text{MP}} = \min_{\mathbf{x}^G, \mathbf{x}^E, \mathbf{z}, \eta, \mathbf{y}^E \in Y^E, \mathbf{y}^G \in Y^G} \mathbf{a}^T (\mathbf{x}^G + \mathbf{x}^E) + \eta \quad (47)$$

$$\eta \geq \sum_{m=1}^{M_s} p_m^n \mathbf{c}^T (\mathbf{y}_m^{E,n} + \mathbf{y}_m^{G,n}) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (48)$$

其中,  $N$  为CCG算法的总迭代次数。

子问题在给定  $\mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{z}^*$  的情况下,基于已知初始场景信息寻找最恶劣概率分布,为式(37)提供一个上界值。子问题如下:

$$f_{\text{SP}}(\mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{z}^*) = \max_{p_m \in \psi} \sum_{m=1}^{M_s} p_m \min_{\substack{\mathbf{y}_m^E \in Y^E \\ \mathbf{y}_m^G \in Y^G}} \mathbf{c}^T (\mathbf{y}_m^E + \mathbf{y}_m^G) \quad (49)$$

由于子问题的场景概率分布值与第二阶段连续变量相互独立,故可将子问题分为两步求解:先求解子问题内层中基于连续变量的各场景最小值优化问

题,将各场景最小优化值固定;再基于式(42)所示的1-范数约束,求解子问题中外层基于概率分布的最大值优化问题,并基于初始场景寻求最恶劣概率分布,具体求解流程如下。

步骤1:设置下界值 $B_L=0$ 、上界值 $B_U=+\infty$ 、迭代次数 $N=1$ 。

步骤2:求解主问题,得到最优解 $(\mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{z}^*, \eta^*)$ ,更新下界值 $B_L = \max(B_L, f_{MP}^*)$ 。

步骤3:固定第一阶段变量 $\mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{z}^*$ ,求解子问题,获得最恶劣情况下的场景概率分布 $p_m^*$ 和子问题的目标函数值 $f_{SP}^*(\mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{z}^*)$ 。更新上界值 $B_U = \min(B_U, \mathbf{a}^T(\mathbf{x}^{G,*} + \mathbf{x}^{E,*}) + f_{SP}^*(\mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{z}^*))$ 。

步骤4:如果 $B_U \leq B_L$ ,迭代结束,返回最优解 $\mathbf{x}^{G,*}, \mathbf{x}^{E,*}, \mathbf{z}^*$ ;反之,更新主问题最恶劣的场景概率分布 $p_m^{N+1} = p_m^*$ ,并在主问题中增添新的变量 $\mathbf{y}_m^{G,N+1}, \mathbf{y}_m^{E,N+1}$ 及相关约束。

步骤5:更新 $N = N + 1$ ,返回步骤2。

## 4 算例分析

### 4.1 算例数据

本文将修改后的IEEE-RTS节点电力系统与比利时天然气系统相耦合组成综合能源系统,以此来验证模型的有效性,其结构见附录中图A1。图中,IEEE-RTS24节点系统包含24个节点,电力系统节点9、10分别为风电、P2G接入点,风电总装机容量为2500 MW;比利时天然气系统包含20个天然气节点、3台加压器、6个气源点,P2G接入点为节点8、14; $G_2-G_5$ 为火电机组, $G_1, G_6-G_{10}$ 为燃气机组;电网线路最大传输容量减少了20%。火电机组、气源点参数及燃气机组参数详见文献[21]。

综合能源系统中共有17个电力负荷节点、11个天然气负荷节点。风电出力、电力负荷、天然气负荷预测数据以文献[21]为基础,分为3个基础预测场景,如表1所示。为模拟风电出力与负荷需求增长的不确定性,采用正态分布进行场景生成,以预测值为均值,预测值的25%为方差,随机生成150~3000个场景来代表验证过程中暂时无法获得的历史数据。通过k-means聚类手段,分别得到10个典型场景进行DRO模拟。SO采用上述3000个场景聚类得到的典型场景进行模拟。

表1 电力负荷、天然气负荷、风电出力预测值

| 场景 | 预测值       |                         |           |
|----|-----------|-------------------------|-----------|
|    | 电力负荷 / MW | 天然气负荷 / Mm <sup>3</sup> | 风电出力 / MW |
| 1  | 7125      | 32.134                  | 700       |
| 2  | 8885      | 45.200                  | 350       |
| 3  | 6790      | 35.300                  | 1950      |

为在下文重构研究中区分现存线路与备选线路,现定义现存、备选线路标识分别为 $L_{L,E}, L_{L,C}$ 。

### 4.2 基于SO的传输线重构

为了验证本文模型的有效性,需对传输线重构性能进行验证。本节研究电力网络传输线重构对综合能源系统扩展规划结果的影响。为避免重复且不失一般性,本文在SO中考虑电力网络传输线重构,以此来模拟传输线重构对源荷不确定规划结果的影响。

$L^{TS}$ 的值直接影响传输线重构的能力。表2、3分别展示了不同的 $L^{TS}$ 值对规划结果和电网投资成本、天然气网投资成本、系统总成本的影响。可以看出,当 $L^{TS}$ 的值由0变为1时,系统总成本减少了2.40%,电网投资成本减少了4.95%,运行成本减少了2.34%;当 $L^{TS}=2$ 时,运行成本较 $L^{TS}=1$ 时进一步降低,且电网投资成本较 $L^{TS}=1$ 时仍略有减小; $L^{TS}$ 的值对天然气网络投资成本无明显影响。可以看出,选择适当的 $L^{TS}$ 值能够在系统规划中使投资费用及运行费用达到很好的均衡,有效降低系统总成本。

表2 不同 $L^{TS}$ 值下扩展规划结果对比

Table 2 Comparison of expansion planning results under different values of  $L^{TS}$

| $L^{TS}$ 值 | 电网投资方案   | 重构线路               |
|------------|--|--------------------|
| 0          | $L_{3,C}, L_{6,C}, L_{9,C}, L_{10,C}, L_{13,C}, L_{14,C}, L_{15,C}, L_{28,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$  | —                  |
| 1          | $L_{9,C}, L_{11,C}, L_{12,C}, L_{13,C}, L_{15,C}, L_{16,C}, L_{25,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$          | $L_{14,E}$         |
| 2          | $L_{6,C}, L_{9,C}, L_{10,C}, L_{11,C}, L_{13,C}, L_{14,C}, L_{20,C}, L_{27,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$ | $L_{3,E}, L_{5,E}$ |

表3 不同 $L^{TS}$ 值下的规划成本对比

Table 3 Comparison of planning costs under different values of  $L^{TS}$

| $L^{TS}$ 值 | 电网投资成本 / \$        | 天然气网投资成本 / \$          | 运行成本 / \$               | 总成本 / \$                |
|------------|--------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 0          | $4.64 \times 10^8$ | $3.824277 \times 10^8$ | $4.5348236 \times 10^9$ | $5.3812513 \times 10^9$ |
| 1          | $4.41 \times 10^8$ | $3.824277 \times 10^8$ | $4.4286114 \times 10^9$ | $5.2520391 \times 10^9$ |
| 2          | $4.40 \times 10^8$ | $3.824277 \times 10^8$ | $4.4166313 \times 10^9$ | $5.2390590 \times 10^9$ |

进一步地,得到不同 $L^{TS}$ 值下的系统发电出力与失负荷情况如表4所示。

表4 不同 $L^{TS}$ 值下发电出力与失负荷

Table 4 Power output and load shedding under different values of  $L^{TS}$

| $L^{TS}$ 值 | 燃气机组出力 / MW | 火电机组出力 / MW | 电力失负荷量 / (MW·h) | 天然气失负荷量 / Mm <sup>3</sup> |
|------------|-------------|-------------|-----------------|---------------------------|
| 0          | 4958.1      | 2770.7      | 694.0724        | 6.8498                    |
| 1          | 4333.3      | 3138.4      | 673.2072        | 6.6075                    |
| 2          | 4452.2      | 3084.8      | 668.7480        | 6.6501                    |

由附录中表A1展示的电出力变化可知,通过传输线重构优化网络结构,电力系统对风电消纳的能力增强,P2G消纳的风电量明显减少,机组出力总

量因此有所减少。由表4可得,随着 $L^{\text{TS}}$ 值增大,燃气机组出力有所减少,火电机组出力有所增加;电力失负荷量有所减少,天然气失负荷量略有减少。气源点出力不随 $L^{\text{TS}}$ 值变化,出力情况见附录中表A2。机组出力与各节点情况如附录中图A2—A4所示。

传输线重构在断开与火电机组 $G_2$ 相连的 $L_5$ 及与燃气机组 $G_1$ 相连的 $L_3$ ,改变了 $G_1$ 、 $G_2$ 的功率分配。从图A2中可看出,火电机组 $G_4$ 增大了出力;燃气机组出力的分配也发生变化,运行费用较低的机组 $G_8$ 、 $G_9$ 出力增大,运行费用较高的机组 $G_7$ 、 $G_{10}$ 出力相应减小,在保证出力的同时有效降低了运行费用。

此外,由表4可知,电力系统的失负荷量随着发电出力变化而有所减小。结合图A2、A3,由于机组 $G_8$ 出力增大,节点18的失负荷量有所减少,但受机组 $G_5$ 、 $G_6$ 出力限制,节点15的失负荷量在 $L^{\text{TS}}=2$ 时显著增加。由图A4可得,天然气系统节点15、12的失负荷量随着与之相连的 $G_8$ 、 $G_9$ 出力增大而有所增加,节点16的失负荷量随着与之相连的 $G_{10}$ 出力的减小而有所减小。这表明在深度耦合的电气综合能源系统中,燃气机组的出力变化与天然气系统的失负荷量变化密切相关,采用合理的传输线重构能够在燃气机组出力与天然气系统失负荷之间达到较好的均衡。

### 4.3 DRO 结果及相应对比

为了突出不同置信区间与不同数量历史数据下DRO性能,4.3、4.4节设DRO中 $L^{\text{TS}}=0$ 。

#### 4.3.1 不同置信区间下的结果对比分析

由式(44)可知,选取不同的 $\alpha_1$ 值会得到不同的概率偏差上限 $\theta_1$ ,从而对规划结果造成影响。 $\alpha_1$ 取值范围为 $[0.6, 0.99]$ , $K=150$ 。在有限数据支撑下对比不同置信区间的DRO结果,如图2所示。

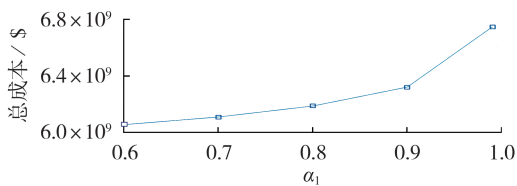


图2 不同置信区间下优化结果对比

Fig.2 Comparison of optimization results under different confidence sets

可以看出, $\theta_1$ 的值会随着 $\alpha_1$ 的增大而增大,这意味着置信区间会包含更多未知概率分布。随着 $\theta_1$ 的增大,DRO得到的总成本不断增大,意味着规划结果逐渐保守。当 $\alpha_1 \in [0.6, 0.9]$ 时,总成本随 $\alpha_1$ 值增大而平缓上升;当 $\alpha_1 \in [0.9, 0.99]$ 时,随着置信区间所包含的不确定概率分布范围进一步加大,总成本将显著增加,此时优化方案保守性大幅提升。由此表明,DRO能够在较大置信区间范围内提供经济性

保障,即在有限数据的情况下,为决策者提供更好的优化选择。

#### 4.3.2 不同数量历史数据下的结果对比分析

历史数据的数量同样会影响 $\theta_1$ 的值。图3展示了不同数量历史数据下分布鲁棒的规划结果(取 $\alpha_1=0.9$ )。可以看出,随着历史数据的增加, $\theta_1$ 的值逐渐减小。表明所得到的场景概率分布与真实场景概率分布的偏差值越来越小,概率分布趋向精确,所得到的DRO的总成本逐渐降低,即越不保守。

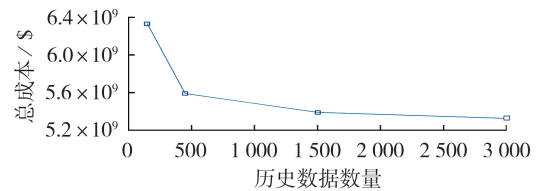


图3 不同数量历史数据下优化结果对比

Fig.3 Comparison of optimization results under different numbers of historical data

#### 4.3.3 与SO结果对比分析

为了与SO进行对比,首先根据相应历史数据计算出不同方法下的第一阶段扩展规划决策方案,其中DRO选用4.1节中随机生成的150个场景所聚类成的典型场景, $\alpha_1=0.9$ ;SO决策方案基于4.2节决策结果,并分别将得到的第一阶段决策变量固定。为了验证DRO的有效性,再重新随机生成300个概率场景分布组合对DRO、SO的投资决策方案同时进行运行成本均值对比测试,其中SO方法下的 $L^{\text{TS}}=0$ 。DRO与SO扩展规划结果、规划成本对比分别见表5、表6。

表5 DRO与SO扩展规划结果对比

Table 5 Comparison of expansion planning results between DRO and SO

| 优化方法 | 电网投资结果  | 气网投资结果           |
|------|---|------------------|
| DRO  | $L_{1,C}, L_{6,C}, L_{9,C}, L_{11,C}, L_{13,C}, L_{14,C}, L_{19,C}, L_{21,C}, L_{27,C}, L_{29,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$ | $G_{L1}, G_{L9}$ |
| SO   | $L_{3,C}, L_{6,C}, L_{9,C}, L_{10,C}, L_{13,C}, L_{14,C}, L_{15,C}, L_{28,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$                     | $G_{L1}, G_{L9}$ |

表6 DRO与SO规划成本对比

Table 6 Comparison of planning costs between DRO and SO

| 优化方法 | DRO and SO         |                        |                       |                         |
|------|--------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|
|      | 电网投资成本             | 气网投资成本                 | 运行成本                  | 总成本                     |
| DRO  | $5.06 \times 10^8$ | $3.824277 \times 10^8$ | $5.03354 \times 10^9$ | $5.9219677 \times 10^9$ |
| SO   | $4.64 \times 10^8$ | $3.824277 \times 10^8$ | $5.10404 \times 10^9$ | $5.9504677 \times 10^9$ |

由表5可知,DRO为了应对恶劣的负荷场景信息投建了更大传输容量的线路,因此DRO方法下的第一阶段投资成本比SO略高。由表6所示的基于

300个概率场景分布组合的运行成本均值测试结果可知,相比于SO,基于有限数据下的DRO在考虑置信度后所得到的决策方案能达到更小的系统运行成本均值。同时,DRO方法下的系统总成本仍低于SO,表明在应对综合能源负荷需求增长与风电不确定性问题上,DRO比SO更具优势。

同时,为了体现传输线重构在DRO中的作用, $L^{\text{TS}}=1$ 时DRO与SO的对比结果见附录中表A3、A4,其中SO采用4.2节中 $L^{\text{TS}}=1$ 的决策变量,DRO参数为:选用4.1节中随机生成的150个场景所聚类成的典型场景, $\alpha_1=0.9$ 。

#### 4.4 算法分析

本节对CCG算法进行测试。当 $K=150$ 、 $\alpha_1=0.9$ 时,经过2次迭代,主问题与子问题所得目标函数值相等,满足收敛条件,停止迭代,迭代过程见附录中表A5。

### 5 结论

针对综合能源负荷需求增长与风电出力不确定性,本文提出了考虑结构重构的电气综合能源系统分布鲁棒扩展规划模型,并通过算例分析,得出以下结论。

(1)考虑电力网络传输线重构后,综合能源系统总成本比忽略传输线重构时小,且电网投资成本进一步减小,选择适当的 $L^{\text{TS}}$ 值能够在投资与运行成本之间达到较好的均衡。

(2)不同置信区间与不同数量的历史数据会在一定程度上影响DRO结果。DRO能够在有限数据信息情况下基于较大置信区间提供经济性保障,为决策者提供更大的决策空间。与传统SO相比,DRO的投资成本有所增加,但在应对负荷需求不确定性上更具有优势,有效降低系统总成本。

(3)CCG算法能够快速求解本文所提的分布鲁棒扩展规划模型。

下一步,在更精细化负荷数据曲线上考虑综合能源负荷需求增长的不确定性以及在综合范数约束下考虑系统容量与线路联合扩展规划,进一步探讨失负荷场景将是研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

- [1] 魏震波,黄宇涵. 计及需求侧管理的多电-气互联综合能源系统分散协调调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):277-285. WEI Zhenbo, HUANG Yuhuan. Decentralized coordinated dispatch for multiple integrated electricity-gas energy systems considering demand side management[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 277-285.
- [2] 刘天琪,曾红,何川,等. 考虑电转气设备和风电场协同扩建的气电互联综合能源系统规划[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):144-151. LIU Tianqi, ZENG Hong, HE Chuan, et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 144-151.
- [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] DE LA TORRE S, CONEJO A J, CONTRERAS J. Transmission expansion planning in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(1): 238-248.
- [5] ZHANG H, VITTAL V, HEYDT G T, et al. A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1125-1133.
- [6] 李哲,王成福,梁军,等. 计及风电不确定性的电-气-热综合能源系统扩展规划方法[J]. 电网技术,2018,42(11):3477-3487. LI Zhe, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Expansion planning method of integrated energy system considering uncertainty of wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3477-3487.
- [7] 雷霞,唐文左,李逐云,等. 考虑区域综合能源系统优化运行的配电网扩展规划[J]. 电网技术,2018,42(11):3459-3470. LEI Xia, TANG Wenzuo, LI Zhuyun, et al. Distribution network expansion planning considering optimal operation of regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3459-3470.
- [8] ZHAO B, CONEJO A J, SIOSHANSI R. Using electrical energy storage to mitigate natural gas-supply shortages[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7076-7086.
- [9] QIU J, DONG Z Y, ZHAO J H, 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.
- [10] DING T, HU Y, BIE Z. Multi-stage stochastic programming with nonanticipativity constraints for expansion of combined power and natural gas systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 317-328.
- [11] KHODAEI A, SHAHIDEHPOUR M, KAMALINIA S. Transmission switching in expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(3): 1722-1733.
- [12] 周贤正,郭创新,董树锋,等. 考虑配电网重构的城市多能源配电网/气/热网扩展规划[J]. 电力系统自动化,2019,43(7):23-37. ZHOU Xianzheng, GUO Chuangxin, DONG Shufeng, et al. Expansion planning of urban multi-energy electricity gas heating distribution network incorporation electrical reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 23-37.
- [13] DEGHAN S, AMJADY N. Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 765-774.
- [14] ZHAO B, CONEJO A J, SIOSHANSI R. Coordinated expansion planning of natural gas and electric power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3064-3075.
- [15] BAGHERI A, WANG J, ZHAO C. Data-driven stochastic transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3461-3470.
- [16] BAGHERI A, ZHAO C, QIU F, et al. Resilient transmission hardening planning in a high renewable penetration era[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 873-882.

- [17] 税月,刘俊勇,高红均,等. 考虑风电不确定性的电气能源系统两阶段分布鲁棒协同调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):43-50,75.  
SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. Two stage distributed robust cooperative dispatch for integrated electricity and natural gas energy systems considering uncertainty of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):43-50,75.
- [18] 阮贺彬,高红均,刘俊勇,等. 考虑 DG 无功支撑和开关重构的主动配电网分布鲁棒无功优化模型[J]. 中国电机工程学报,2019,39(3):685-695,948.  
RUAN Hebin, GAO Hongjun, LIU Junyong, et al. A distributionally robust reactive power optimization model for active distribution network considering reactive power support of DG and switch reconfiguration[J]. Proceedings of the CSEE, 2019,39(3):685-695,948.
- [19] 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.
- [20] ZHANG X, CONEJO A J. Robust transmission expansion plan-

ning representing long-and short-term uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018,33(2):1329-1338.

- [21] ZHANG Y, HU Y, MA J, et al. A mixed-integer linear programming approach to security-constrained co-optimization expansion planning of natural gas and electricity transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018,33(6):6368-6378.
- [22] ZHAO C, GUAN Y. Data-driven stochastic unit commitment for integrating wind generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016,31(4):2587-2596.

#### 作者简介:



魏震波

魏震波(1978—),男,四川成都人,副教授,博士,主要研究方向为复杂系统及其理论、电力系统安全稳定分析与控制及电力市场(**E-mail**: weizhenbo@scu.edu.cn);

郭毅(1996—),男,河南濮阳人,硕士研究生,主要研究方向为能源互联网(**E-mail**: 269495669@qq.com)。

(编辑 李玮)

## Distribution robust expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems considering transmission switching

WEI Zhenbo<sup>1</sup>, GUO Yi<sup>1</sup>, WEI Ping'an<sup>1</sup>, HUANG Yuhan<sup>1</sup>, FANG Tao<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China)

**Abstract:** As for stochastic optimization is commonly used to deal with the uncertainty of load demand growth in the expansion planning model of integrated natural gas and electric power systems, and the loss of scene information, these may result in uneconomic or conservative decisions. Based on this, a two-stage distribution robust expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems is established, which takes the overall cost of system as objective function and considers transmission switching. In the first stage, the expansion planning model is constructed by considering integrated energy load forecasting and transmission switching. In the second stage, the distribution robust model is constructed under the condition of uncertain integrated energy load demand, which takes the regulation of units' output and natural gas flow into account, and the uncertain probability distribution set adopts 1-norm constraint. The proposed model is solved by column and constraint generation algorithm, and its effectiveness is verified by IEEE-RTS24-bus system and Belgian 20-node system. The results show that the distribution robust model can provide flexible decision-making schemes based on a larger confidence interval when the information is limited, and it is superior in dealing with the uncertainty problem of load demand growth.

**Key words:** integrated natural gas and electric power systems; load demand growth; distribution robust; column and constraint generation algorithm; data-driven; expansion planning



## 附录

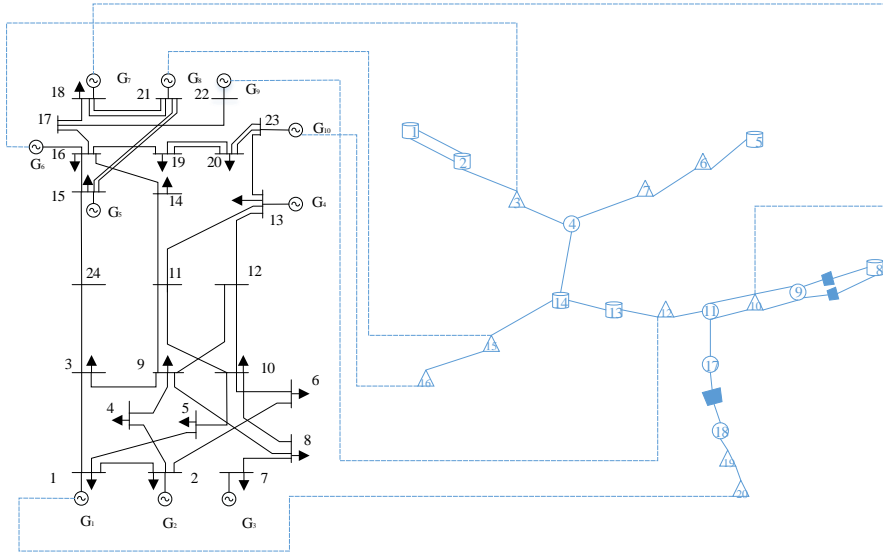


图 A1 电-气综合能源系统结构

Fig.A1 Structure of integrated natural gas and electric power systems

表 A1 不同  $L^{TS}$  值下 P2G 出力总量

Table A1 Total output of P2G under different values of  $L^{TS}$

| $L^{TS}$ | P2G 出力/MW |
|----------|-----------|
| 0        | 277.9548  |
| 1        | 0         |
| 2        | 59.2066   |

表 A2 气源点出力

Table A2 Output of natural gas sources

| 气源点编号 | 所连天然气系统节点 | 气源点出力/<br>Mm <sup>3</sup> |
|-------|-----------|---------------------------|
| 1     | 1         | 11.5940                   |
| 2     | 2         | 8.4000                    |
| 3     | 5         | 4.8000                    |
| 4     | 8         | 17.4165                   |
| 5     | 13        | 1.2000                    |
| 6     | 14        | 0.9600                    |

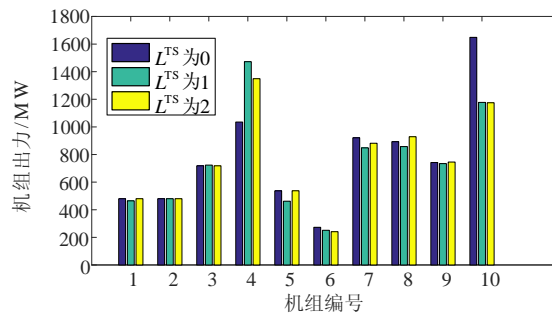


图 A2 不同  $L^{TS}$  值下各机组出力

Fig.A2 Power output of units under different values of  $L^{TS}$

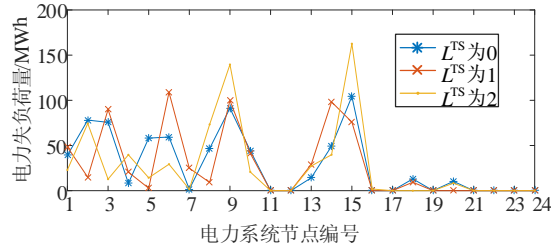


图 A3 不同  $L^{TS}$  值下电力系统各节点失负荷情况

Fig.A3 Load shedding of nodes in power system under different values of  $L^{TS}$

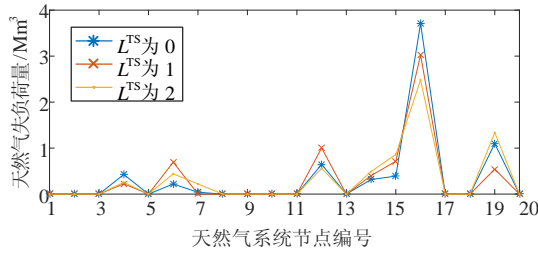


图 A4 不同  $L^{TS}$  值下天然气系统各节点失负荷情况

Fig.A4 Load shedding of nodes in natural gas system under different values of  $L^{TS}$

表 A3  $L^{TS} = 1$  时 DRO 与 SO 扩展规划结果对比

Table A3 Comparison of results of expansion planning between DRO and SO when  $L^{TS} = 1$

| 优化方法 | 电网投资结果   | 气网投资结果           | 重构线路       |
|------|--|------------------|------------|
| DRO  | $L_{4,C}, L_{9,C}, L_{12,C}, L_{13,C}, L_{15,C}, L_{17,C}, L_{21,C}, L_{27,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$ | $G_{L1}, G_{L9}$ | $L_{14,E}$ |
| SO   | $L_{9,C}, L_{11,C}, L_{12,C}, L_{13,C}, L_{15,C}, L_{16,C}, L_{25,C}, L_{30,C}, L_{32,C}, L_{35,C}, L_{40,C}$          | $G_{L1}, G_{L9}$ | $L_{14,E}$ |

表 A4  $L^{TS} = 1$  时 DRO 与 SO 规划成本对比

Table A4 Comparison of results of planning cost between DRO and SO when  $L^{TS} = 1$   
单位: 亿\$

| 优化方法 | 电网投资成本 | 天然气网投资成本 | 运行成本      | 总成本       |
|------|--------|----------|-----------|-----------|
| DRO  | 5.18   | 3.824277 | 48.056400 | 57.060677 |
| SO   | 4.41   | 3.824277 | 49.408400 | 57.642677 |

表 A5 CCG 算法迭代结果

Table A5 Iterative results of CCG algorithm

| 单位: 亿\$ |           |           |
|---------|-----------|-----------|
| 迭代次数    | 上界值       | 下界值       |
| 1       | 63.208877 | 53.180327 |
| 2       | 63.205124 | 63.205124 |