

计及氢气注入与压缩因子的综合能源系统能流计算

刘鹏飞¹, 武家辉¹, 王海云¹, 张强²

(1. 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830017;
2. 国网新疆综合能源服务有限责任公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 为实现“双碳”目标, 综合能源系统(integrated energy systems, IES)成为了近几年的重要研究方向之一, 然而传统的 IES 能流计算已经无法精确地反映电制气(power-to-gas, P2G)技术带来的氢气注入天然气网络后的混合燃气的参数变化对 IES 的影响。为此, 在传统天然气系统稳态分析方法的基础上加入了 SRK(Soawk-Redlich-Kwong)气体状态方程, 将压缩因子作为状态变量, 提出可以反映氢气注入天然气系统, 对气体流量和混合燃气热值产生影响的稳态分析方法。以此为基础, 提出了计及氢气注入与压缩因子的电-热-气 IES 能流分解求解计算方法。最后通过算例验证了所提方法可有效反映混合燃气的参数变化对 IES 的影响。

关键词: 综合能源系统; 能量流计算; 氢气注入; 气体状态方程; 压缩因子

Calculation of energy flow in integrated energy systems with hydrogen injection and compression factors

LIU Pengfei¹, WU Jiahui¹, WANG Haiyun¹, ZHANG Qiang²

(1. Engineering Research Center of Renewable Energy Power Generation and Grid Connection Control, Urumqi 830017, China;
2. State Grid Xinjiang Integrated Energy Service Company Limited, Urumqi 830011, China)

Abstract: To realize the goal of “dual-carbon”, integrated energy systems (IES) have become an important research direction in recent years. However, the traditional IES energy flow calculation can no longer accurately reflect the impact of the parameter changes of the mixed gas after hydrogen injection into the natural gas network brought by the power-to-gas (P2G) technology on an IES. For this reason, the SRK (Soawk-Redlich-Kwong) gas equation of state is added to the traditional steady state analysis method for natural gas systems, and the compression factor is used as a state variable, so as to propose a steady state analysis method that can reflect the effect of hydrogen injection. A computational method for solving the electro-thermal-gas IES energy flow decomposition taking into account the hydrogen injection and compression factors is proposed. The proposed model and method are validated by an arithmetic example. This effectively reflects the effect of parameter variations of gas mixture on the IES.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52167016).

Key words: integrated energy systems; energy flow calculation; hydrogen injection; gas equation of state; compression factor

0 引言

自工业革命以来, 化石燃料的大量使用导致的气候变暖与污染问题日益威胁人类社会的可持续发展^[1-2]。在“碳达峰、碳中和”的双碳背景下^[3], 如何大规模地利用风、光等可再生能源, 实现能源的可持续发展成为世界各国所关注的重点。以氢能

系统为代表的新型能源系统受到了广泛的关注和研究, 其中天然气系统混氢的研究中, 将电网不能实时消纳的风、光等可再生能源制氢后注入天然气系统并输配给用户^[4]。此外, 以电-热-气互联耦合的综合能源系统(integrated energy systems, IES)能够以耦合设备为枢纽, 充分利用不同形式的能源, 实现总体利用效率的提高。随着综合能源系统和氢能的融合, 系统之间的耦合变得越来越复杂, 仅依靠一个子系统来分析总体的影响因素是不够的。因此, 对 IES 整体的可行性和有效性方面的研究已经成为近几年

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52167016); 新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题项目资助(2023D04071)

的热点^[5-7]。

稳态能流计算(energy flow calculation, EFC)是在给定的系统结构、线路参数和边界条件等条件下, 通过对方程组迭代求解得出 IES 中的电压、相角、压力、流量和温度等状态变量。EFC 不仅可以观测整个 IES 运行状态信息^[8-9], 还能在 IES 长期规划与整体优化方面提供帮助。同时也为最优能流、概率能流等其他研究奠定了基础^[10-11]。

文献[9]考虑了温度对天然气系统运行状态的影响, 将气体温度作为状态变量, 建立了 IES 模型, 并使用牛顿法进行求解。文献[12]提出统一与分解两种方法来求解电-热综合能源系统, 最后通过与商业软件 PSS·Sincal 的计算结果进行对比, 验证所提算法的准确性与有效性。文献[13]计及每个网络的元件之间的耦合作用, 同时考虑了燃气轮机的阀点效应对系统的影响, 对电-热-气综合能源系统的稳态能流进行统一求解。文献[14]采用能源集线器(energy hub, EH)模型, 基于天然气系统和电力系统的耦合关系, 给出了区域综合能源系统完全耦合、部分耦合和完全解耦的 3 种工作模式, 实现区域综合能源系统稳态能流的统一求解。文献[15]提出混合负荷分析的概念, 将天然气系统的网孔-节点法与电力系统潮流计算方法相结合, 并使用分解法对系统进行求解。文献[16]引入遗传算法(genetic algorithm, GA)优化天然气系统的初值问题, 并且以分解求解法为框架, 结合牛顿法提出 GA-Newton 法。

然而, 上述文献提出的计算方式仅考虑气体成分单一且不发生变化的天然气系统, 未考虑氢气注入带来的燃气组分发生改变对天然气系统的影响。目前, 随着 P2G 以及电解水等技术的快速发展与应用, 其他类型的燃气(如氢气、生物质气体等)也被逐步应用^[17]。文献[18]建立了燃气管网质量跟踪的稳态模型, 模拟了具有两个主要天然气源和一个局部氢源的配气网络, 验证了氢气注入节点的不同对网络的影响。文献[19]考虑了混合气体的主要质量指标和流体力学参数, 建立了天然气系统稳态模型, 验证氢气注入天然气系统的可行性。文献[20-21]分别从气体密度以及气体常数出发, 分析混合气体对系统的影响。但是上述研究均没有讨论分析不同种类气源以及气体成分变化时, 压缩因子作为修正系数对天然气系统流量、燃气热值的影响。

不同纯物质气体有着不同的临界压力、临界温度和偏心因子。因此, 由气体状态方程得出的混合气体压缩因子以及燃气热值也不相同, 如氢气的热值(11 MJ/m³)低于甲烷的热值(35.88 MJ/m³), 根据能量守恒定理, 在负荷处需求不变的情况下, 甲烷与

氢气的混合气体的流量必然会增加。此外压缩因子作为组成气体流动方程的重要参数, 对管道内气体的流量和管段两端的压降都有重要影响。因此传统计算方式会对氢气注入后的天然气系统能流计算出现误差, 影响到相关耦合设备的运行状态, 进而影响到电力系统与热力系统。

综上所述, 现有的稳态能流计算方法缺少对计及氢气注入与压缩因子的综合能源系统的研究, 缺乏相应耦合且互动机制不完善。本文针对此现状, 首先介绍了电、热、气及其耦合元件的数学模型, 提出 SKR 气体状态方程用以求解混氢燃气参数, 并进一步提出计及氢气注入与压缩因子的综合能源能流分解求解法, 最后通过两个算例验证了本文所提方法在天然气系统以及 IES 的有效性和可行性。

1 IES 能流计算数学模型

1.1 电力系统

本文采用传统交流电力系统潮流模型^[8], 其表示为

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j \in i} U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ Q_i = U_i \sum_{j \in i} U_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_i 和 Q_i 分别为向电力系统节点 i 注入的有功功率和无功功率; U_i 和 U_j 分别为电力系统节点 i 、 j 的电压幅值; θ_i 和 θ_j 分别为电力系统节点 i 、 j 的电压相角; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为电力系统节点导纳矩阵中第 i 行、第 j 列元素的实部和虚部。

1.2 热力系统

热力系统由描述管道流量、压力的水力模型以及描述管道温度变化的热力模型两个部分共同构成^[12]。

1) 水力模型

$$A_h m = M_q \quad (2)$$

$$B_h h_f = 0 \quad (3)$$

$$h_f = K_h m \mid m \mid \quad (4)$$

$$K_h = \frac{8Lf}{D^5 \rho^2 \pi^2 g} \quad (5)$$

式中: A_h 为热力网络的节点-支路关联矩阵; m 和 M_q 分别为热力管道的质量流量向量和热力节点的注入质量流量向量; B_h 为热力网络的回路-支路关联矩阵; h_f 为热力管道的水头损失向量; K_h 为热力管道的阻力系数向量; K_h 为 K_h 中的元素; L 为热力管道长度, m ; f 为摩擦系数; D 为管道直径, m ; ρ 为水密度; $kg \cdot m^{-3}$; g 为重力加速度, $m \cdot s^{-2}$ 。

2) 热力模型

$$\Phi_D = C_p m_q (T_{s,load} - T_{r,load}) \quad (6)$$

$$T_{end} = (T_{start} - T_m) \exp\left(-\frac{\lambda L}{C_p m}\right) + T_m \quad (7)$$

$$\left(\sum m_{out}\right) T_{out} = \sum (m_{in} T_{in}) \quad (8)$$

式中: Φ_D 为热力系统节点热功率, MW; m_q 为 M_q 中的元素; C_p 为水的比热容; m 为 m 中的元素; $T_{s,load}$ 和 $T_{r,load}$ 分别为流入热负荷前的供水温度和流出热负荷的出口温度; T_{end} 和 T_{start} 分别为热力管道的终点温度和起点温度; T_m 为环境温度; λ 为管道单位传热系数; m_{in} 和 m_{out} 分别为流入、流出节点的流量; T_{in} 和 T_{out} 分别为流入、流出节点的热热水温度。

1.3 天然气系统

根据 Weymouth 公式, 天然气系统模型可以分为管道元件和非管道元件^[15]。

1) 管道元件

$$f_{ij} = 389640 \times D_{ij}^{8/3} \times \sqrt{\frac{(p_i^2 - p_j^2)}{L_{ij} T_a GZ}} \quad (9)$$

将式(9)改写成

$$p_i^2 - p_j^2 = K f_{ij}^2 \quad (10)$$

$$K = \frac{1}{389640} \frac{L_{ij} T_a GZ}{D_{ij}^{16/3}} \quad (11)$$

式中: f_{ij} 为从节点 i 到节点 j 通过管道的流量, $m^3 \cdot h^{-1}$; p_i 和 p_j 分别为节点 i 和节点 j 的压力, bar; D_{ij} 为节点 i 和节点 j 间管道的直径, m; L_{ij} 为节点 i 到节点 j 的天然气管道长度, m; T_a 为天然气平均温度, K; Z 为压缩系数; G 为天然气比重。

天然气系统的管段流量与节点压力分别满足基尔霍夫电流定律(KCL)、基尔霍夫电压定律(KVL), 可以描述为

$$A_1 f = L \quad (12)$$

$$B \Delta \Pi = 0 \quad (13)$$

$$\Delta \Pi = p_i^2 - p_j^2 \quad (14)$$

式中: A_1 和 B 分别为天然气系统的节点-支路关联矩阵和回路-支路关联矩阵; f 为管道流量向量; L 为节点注入向量; $\Delta \Pi$ 为支路压力平方差向量; $\Delta \Pi$ 为 $\Delta \Pi$ 中的元素。

2) 非管道元件

天然气系统中的非管道元件包括阀门、压缩机和调压阀等。在管网仿真中, 最重要的非管道元件是压缩机, 压缩机所需要的功率可表示为^[15]

$$H_p = \frac{p^{in} f^{in} \alpha}{\eta(\alpha - 1)} \left[\left(\frac{p^{out}}{p^{in}} \right)^{(\alpha-1)/\alpha} - 1 \right] \quad (15)$$

式中: H_p 为压缩机所在管段需要的功率; p^{in} 和 p^{out} 分别为压缩机入口和出口压力; f^{in} 为压缩机的入口流量; η 为压缩机效率; α 为多变指数。

1.4 耦合设备

多能源间的交互依赖于不同类型的耦合设备, 耦合设备实现了系统间的物理连接。本文考虑的耦合设备包括燃气轮机、燃气锅炉、CHP、电驱压缩机和电热锅炉等, 其中电驱压缩机模型在 1.3 节中介绍。

1.4.1 燃气轮机、燃气锅炉模型

燃气轮机消耗天然气, 利用高温高压的水蒸气冲转汽轮机发电, 其模型如式(16)所示。燃气锅炉消耗天然气产生热能供给热负荷, 其模型如式(17)所示^[21]。

$$f_{GG} = a_{GG} + b_{GG} P_{GG} + c_{GG} P_{GG}^2 \quad (16)$$

$$f_{GB} = a_{GB} + b_{GB} \phi_{GB} + c_{GB} \phi_{GB}^2 \quad (17)$$

式中: f_{GG} 和 f_{GB} 分别为燃气轮机和燃气锅炉消耗燃气的流量; P_{GG} 和 ϕ_{GB} 分别为燃气轮机和燃气锅炉发出的电功率和热功率; a_{GG} 、 b_{GG} 、 c_{GG} 和 a_{GB} 、 b_{GB} 、 c_{GB} 分别为燃气轮机和燃气锅炉的消耗系数。

1.4.2 CHP 设备模型

CHP 机组是集发电与供热于一体的设备, 其可以完成高品质的热能发电和低品质热能供热, 实现 IES 不同能源之间的耦合^[13]。

$$\begin{cases} c_m = \frac{\Phi_{CHP}}{P_{CHP}} \\ P_{CHP} = \eta_e G_{CHP} \end{cases} \quad (18)$$

式中: c_m 为热电比; Φ_{CHP} 、 P_{CHP} 分别为 CHP 机组的热功率和电功率; η_e 为发电效率; G_{CHP} 为燃气功率。

1.4.3 P2H(power to heat, P2H)设备模型

P2H 设备包含电锅炉和热泵。电锅炉作为热力系统的补充热源通过消耗电能产热。热泵通过逆卡诺循环进行产热, 二者模型描述为^[22]

$$\Phi_{EB} = P_{EB} \eta_{EB} \quad (19)$$

$$\Phi_{HP} = P_{HP} \eta_{HP} \quad (20)$$

式中: Φ_{EB} 、 Φ_{HP} 分别为电锅炉和热泵输出的热功率; P_{EB} 、 P_{HP} 分别为电锅炉和热泵消耗的电功率; η_{EB} 、 η_{HP} 分别为电锅炉和热泵的能量转换效率。

1.4.4 P2G(power to gas, P2G)设备模型

P2G 的生产过程分为电解水制氢与甲烷化, 电

解水制取的氢气分为混合甲烷注入天然气管道和甲烷化生产甲烷(CH₄)两个部分。因此 P_{2G} 的模型也是两部分的加和, 其模型如式(21)^[20]所示。

$$P_{P2G} = \frac{q_{P2G,H_2} \cdot H_{H_2}}{\eta_{H_2}} + \frac{q_{P2G,CH_4} \cdot H_{CH_4}}{\eta_{CH_4}} \quad (21)$$

式中: P_{P2G} 为消耗的电功率; q_{P2G,H_2} 、 q_{P2G,CH_4} 分别为氢气和甲烷的流量; η_{H_2} 、 η_{CH_4} 分别为电解水制氢和电制甲烷的效率; H_{H_2} 、 H_{CH_4} 分别为氢气和甲烷的热值。

2 计及氢气注入与压缩因子的 IES 能流计算

IES 能流计算本质上是高维非线性代数方程组求解问题, 可以用式(22)进行描述^[12]。

$$\begin{cases} P_i - U_i \sum_{j \in i} U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] = 0 \\ Q_i - U_i \sum_{j \in i} U_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] = 0 \\ B_h h_r = 0 \\ \Phi_D - C_p M_q (T_{s,load} - T_{r,load}) = 0 \\ A_s T_{s,load} - b_s = 0 \\ A_r T_{r,load} - b_r = 0 \\ A_f f - L = 0 \\ B \Delta \Pi = 0 \end{cases} \quad (22)$$

式中: A_s 和 A_r 分别表示供水、回水网络系数矩阵; Φ_D 为热力系统节点热功率向量; $T_{s,load}$ 和 $T_{r,load}$ 分别为热力系统节点供水温度向量和回水温度向量; b_s 和 b_r 分别为与温度和流量相关的列向量, 具体推导过程见文献[13]。其中电力系统潮流计算采用牛顿-拉夫逊法, 本文不再赘述。

2.1 热力系统稳态分析

热力系统的稳态分析首先应该设置一个参考节点用于平衡热网的消耗功率, 然后再分析热力系统节点的水头和温度分布。

由于热网和水网存在耦合, 水力网络流量的大小和方向影响热力网络的求解, 热力网络反过来影响水力网络, 因此本文采取水力-热力交替求解的方法计算热力系统能流, 如图 1 所示。

2.2 计及氢气注入与压缩因子的天然气系统稳态分析

在传统的天然气网络能流计算中, 气体组分、压缩因子以及燃气热值这些参数均为常数, 但当氢气注入天然气系统时, 气体在节点发生混合, 天然气管道的气体参数就发生改变, 对天然气网络产生的影响有: 1) 管道流量发生改变; 2) 管段压降发生变化; 3) 气体压缩因子改变; 4) 气体热值发生变化。

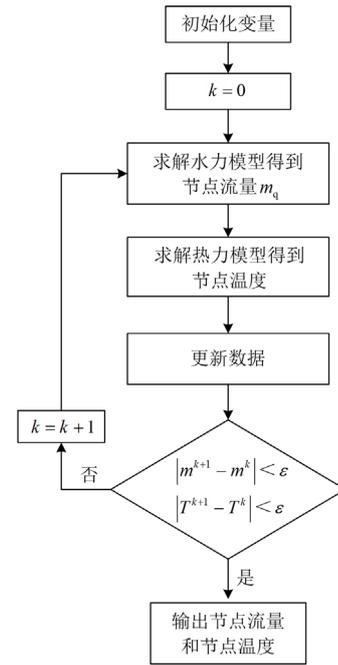


图 1 热力系统能流计算流程

Fig. 1 Heat system energy flow calculation process

气体参数变化直接影响混合燃气流量的计算精度, 因此要提高混合燃气流量的计算精度应先提高压缩因子的计算精度。此时, 传统的计算方法将不再适用。

针对此现状, 本文引入含有压缩因子的 SRK 气体状态方程^[23], SRK 方程对非理想气体考虑得更为全面, 且在较大的温度和压力范围内其准确度更高。将 SRK 状态方程中的压缩因子作为变量, 给出其牛顿-拉夫逊法的计算方法, SRK 状态方程表示为

$$(RT)^3 Z^3 - (RT)^3 Z^2 + (aPRT - bP(RT)^2 - (bP)^2 RT)Z - abP^2 = 0 \quad (23)$$

$$a = 0.42748 \frac{(RT_c)^2}{P_c} [1 + m(T)]^2 \quad (24)$$

$$m(T) = (0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2) \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \quad (25)$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (26)$$

式中: R 为气体常数; T 为气体温度; a 和 b 为参数; P 为气体压强; T_c 为纯物质气体临界温度; P_c 为纯物质气体临界压力; ω 为纯物质气体偏心因子。

为求解 SRK 状态方程, 必须确定参数 a 和 b , 对于纯物质, 用临界参数和偏心因子来确定 a 和 b 。对于混合物, 通过范德瓦尔斯混合规则^[24]定义参数

a_m 和 b_m , 表示为

$$a_m = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n y_i y_j a_{ij} \quad (27)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^n y_i b_i \quad (28)$$

$$a_{ij} = \sqrt{a_i a_j} \quad (29)$$

式中: a_i 和 b_i 为相关参数; y_i 和 y_j 为气体组分摩尔分数。

对于气体组分摩尔分数, 本文假设在天然气系统中各节点、管道、气源的混合气体充分混合, 气体混合节点的气体成分可以通过以下步骤计算。

1) 根据各个气源的流量和成分, 计算出燃气混合节点的总流量和总摩尔分数。

2) 根据燃气混合节点的总流量和总摩尔分数, 计算出各个气体在混合气中的摩尔分数。

假设有 n 个气源, 第 i 个气源的流量为 q_i , 摩尔分数为 y_i , 则有

$$\begin{cases} Q = \sum q_i \\ y_{\text{total}} = \frac{\sum q_i y_i}{Q} \end{cases} \quad (30)$$

式中: Q 为气体混合节点的总流量; y_{total} 为气体混合节点的总摩尔分数。

对于第 i 个气体, 其在混合气体中的摩尔分数 $y_{i\text{-mix}}$ 为

$$y_{i\text{-mix}} = \frac{q_i y_i}{Q y_{\text{total}}} \quad (31)$$

改进后的天然气系统迭代计算流程如图 2 所示。

2.3 计及氢气注入与压缩因子的 IES 能流计算方法
计及氢气注入与压缩因子的 IES 能流计算模型如图 3 所示, 具体的采用分解求解法的 IES 能流计算步骤如下。

1) 初始化 IES 变量, 迭代次数 $k=0$, 包括各个耦合设备参数、子系统节点参数等。

2) 电力系统计算。

3) 根据式(18)、式(19)计算并传递热电联产机组和电热锅炉输出的热功率。

4) 热力系统计算。

5) 根据式(16)、式(17)计算并传递热电联产机组、燃气轮机和燃气锅炉消耗的燃气流量。

6) 天然气系统计算, 根据 2.1 节的计算方法对混氢燃气进行计算, 并输出压缩因子与燃气热值。

7) 判断电、热、气 3 个系统节点误差函数是否小于阈值, 若满足, 则计算结束, 否则根据步骤 3) 和式(15)计算热电联产机组、燃气轮机和压缩机的

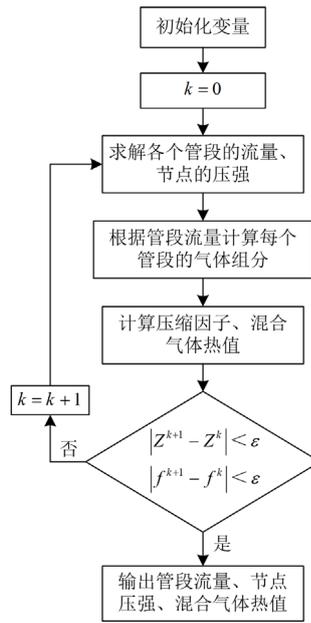


图 2 天然气系统能流计算流程

Fig. 2 Natural gas system energy flow calculation process

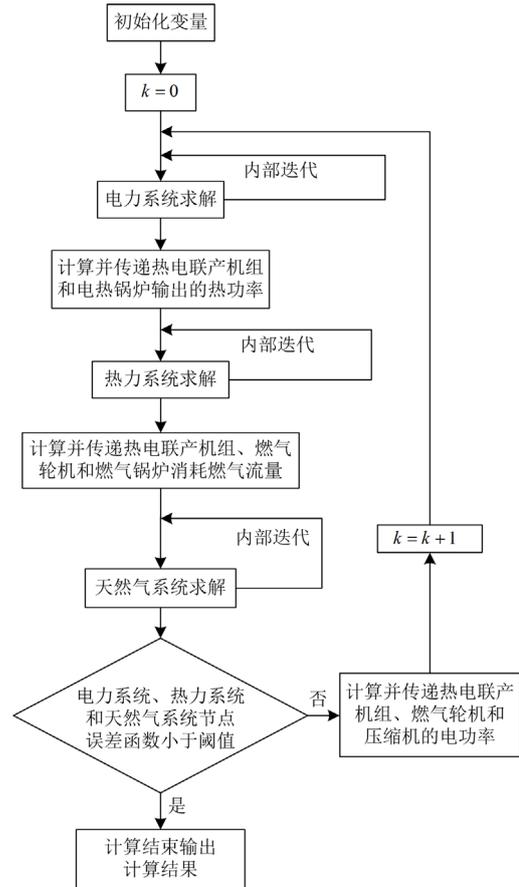


图 3 计及氢气注入与压缩因子的 IES 能流计算流程

Fig. 3 Energy flow calculation of IES considering hydrogen injection and compression factors

功率, $k = k + 1$, 传递至步骤 2) 并重新迭代。输出 IES 能流计算结果, 主要结果分为 3 个部分: (1) 电力系统的电压幅值、电压相角、功率; (2) 热力系统的供热温度、回热温度和热力管道质量流量; (3) 天然气系统的管道天然气流量、不同管段的压缩因子和混合燃气热值。

3 算例分析

3.1 算例模型

本文分别采用两个算例对所提出方法进行验证和分析, 算例 1 为修改的 6 节点天然气系统, 文献[15]中 6 节点天然气系统仅有一个气体组分单一的气源, 本文在节点 6 处添加了一个混氢气源, 且负荷处需求不变; 算例 2 包括修改的 IEEE39 节点系统、比利时 20 节点天然气系统和 17 节点热力系统^[13,22]。两个算例的结构分别如图 4、图 5 所示。算例中各个气体的临界压力、临界温度等参数详见表 1 和表 2; 为保证负荷节点处的能量需求不随燃气组分变化, 将负荷节点处的气体流量需求改为能量需求详细参数见附录 A 中表 A1。算例 2 的天然气系统节点参数与管段数据详见文献[20, 25], 热力系统参数详见文献[13]。热力系统的热源全部由耦合元件承担, 但供水温度与回水温度与原文献中不一致。电力系统部分原有发电机由燃气轮机代替, 具体连接情况见附录 A 中表 A2, 耦合元件的具体参数见附录 A 中表 A3。

3.2 计及氢气注入与压缩因子对天然气网络影响的对比分析

对算例 1 进行仿真分析, 为了验证 2.2 节所提出方法的有效性, 采用两种方法(传统计算方法: 不考虑燃气组分变化、压缩因子为常数; 改进后的计算方法: 考虑燃气组分变化、压缩因子不为常数)进行对比分析, 传统方法中, 压缩因子取值为 0.95^[15], 气源气体组分采用文献[26]中的数据, 并进行简化如表 1 所示, 气体参数如表 2 所示。算例 1 的计算结果如图 6、图 7 所示。

结合图 6、图 7 可以看出, 使用改进方法后每个管段的流量都有所上升, 其原因在于天然气系统注入氢气, 管段内气体组分的改变带动压缩因子与燃气热值改变。由于管段 5、6、7 与负荷节点 4、5 相连, 当负荷需求不变、燃气热值降低时, 负荷节点的流量变大, 其流量上升幅度较大。同时整个系统需要的流量变大, 节点 1 作为主要气源, 供气量增大, 管段 1 流量上升。图 6 中, 系统气体成分发生改变, 不同气体的参数不同, 进而影响混合燃气的压缩因子, 管段 6、7 压缩因子大幅上升。图 7

中, 燃气热值在负荷节点 4、5 都有大幅下降, 原因在于燃气中的氢气热值低于天然气。

在需求不变的情况下对比两种方法, 当混氢燃气注入天然气系统, 并且考虑压缩因子, 无混氢管段的流量平均增加 6.14%, 混氢管段流量平均增加 11.98%, 混氢负荷节点流量平均增加了 11.64%。

3.3 计及氢气注入与压缩因子的 IES 能流计算结果

本节对算例 2 进行仿真分析, 其中天然气系统 1、2、5、8 节点处气源成分如表 1 所示。IES 各系统能流计算结果如图 7—图 12 所示。

结合图 8、图 9 可以看出, 节点 8 处气源气压较低, 经过压缩机后, 在节点 10 气压升高。由于从节点 11 到节点 17 的气源与负荷相距很近, 其压力变化幅度较小。在另一压缩机出口节点 18 压力升到额定压力 63 bar, 由式(11)和式(12)可知, 受燃气管道管径的影响, 节点 19、20 处的压力大幅减小。受节点 11 处气源气压影响, 由节点 11 流向节点 10 的混合燃气流量最小。

表 1 燃气组分及热值

	甲烷/%	乙烷/%	丙烷/%	氢气/%	热值/(MJ/m ³)
气源	84.55	7.95	7.5	0	39.19
混氢燃气	90	0	0	10	31.50

表 2 气体参数

	甲烷	乙烷	丙烷	氢气
临界压力/bar	46.407	48.439	43.975	12.97
临界温度/K	191.05	303.45	368.85	33.3
偏心因子	0.008	0.098	0.152	-0.22
热值/(MJ/m ³)	35.88	64.35	93.18	11

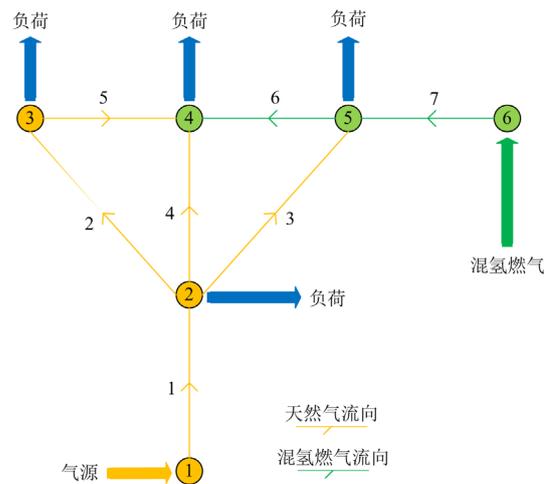


图 4 算例 1

Fig. 4 Calculation example 1

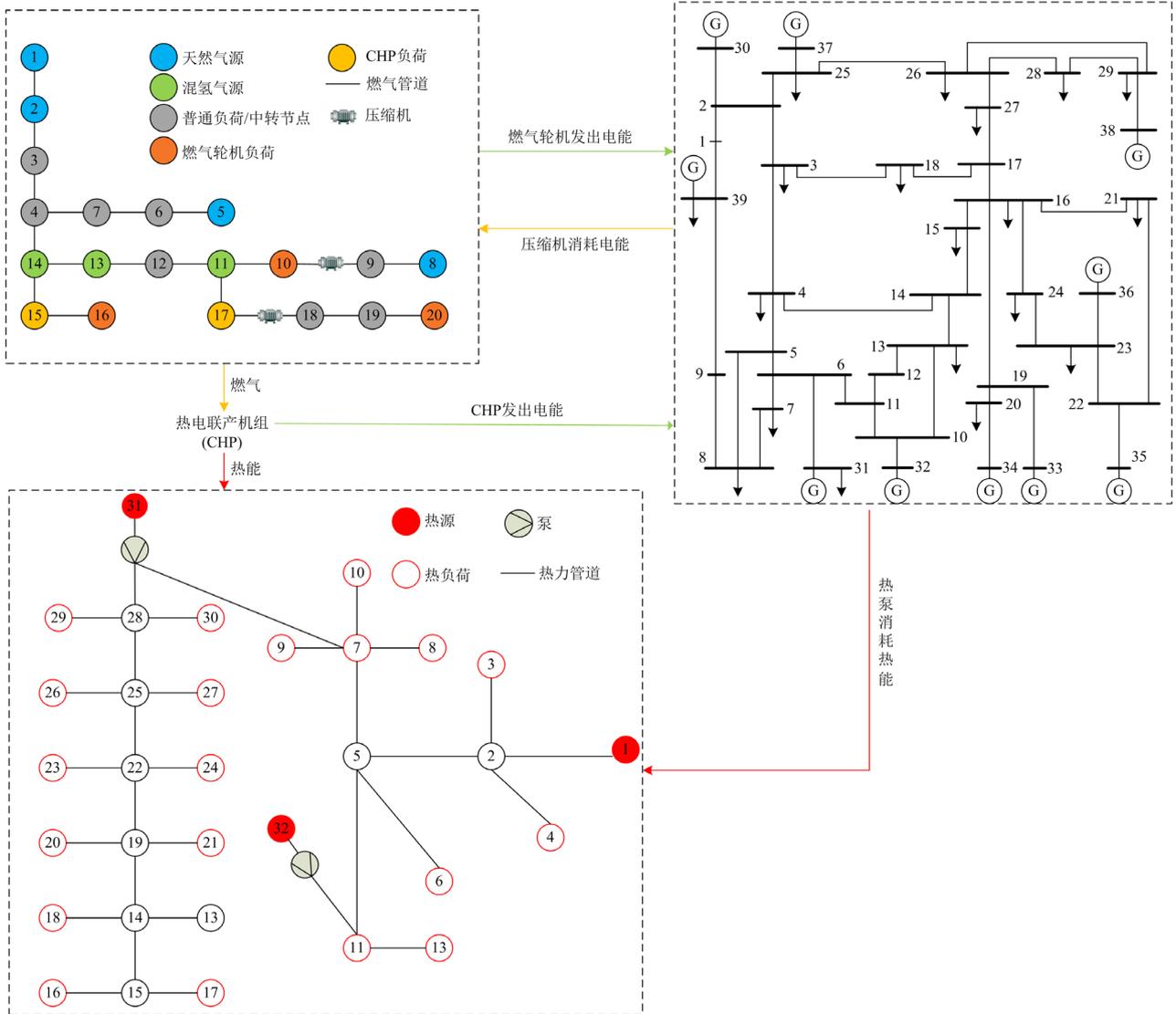


图5 算例2

Fig. 5 Calculation example 2

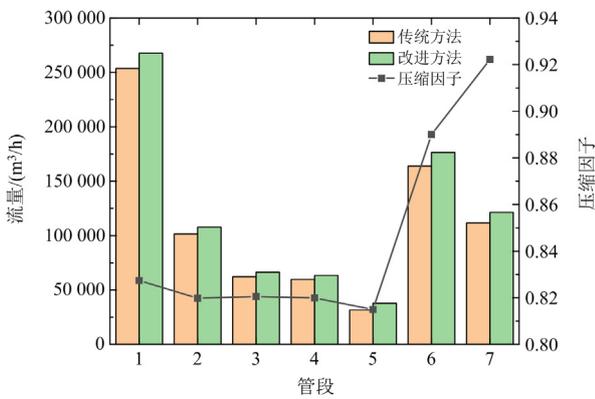


图6 管段流量与压缩因子

Fig. 6 Pipe section flow and compression factor

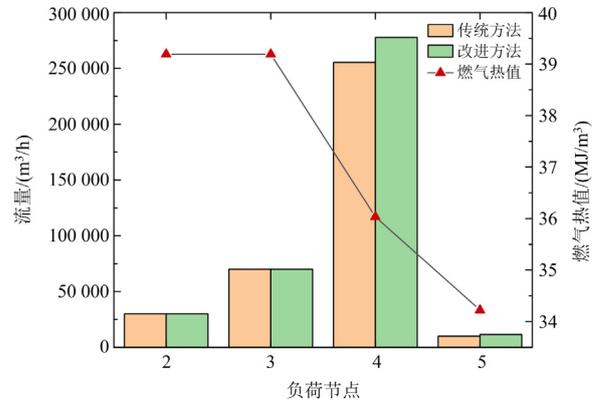


图7 负荷节点流量与热值

Fig. 7 Load node flow and heat value

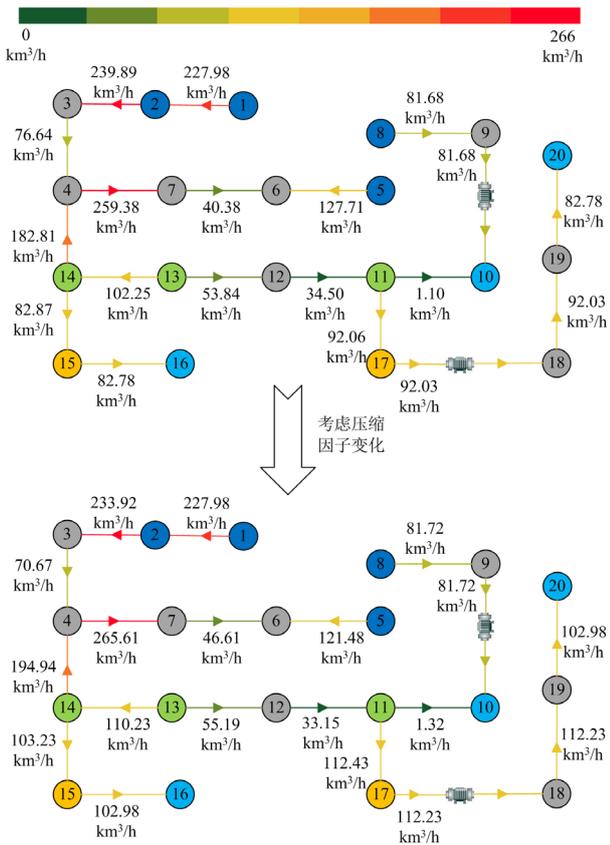


图 8 天然气系统流量

Fig. 8 Natural gas system flow

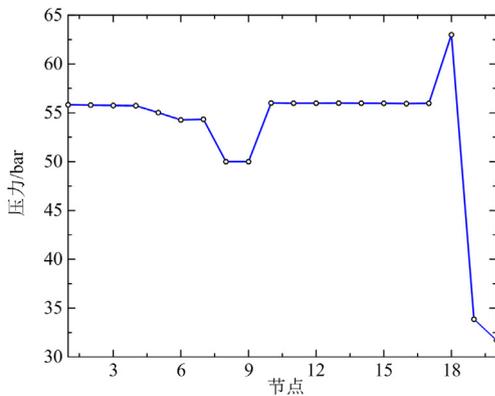


图 9 天然气系统节点压力

Fig. 9 Natural gas system nodal pressures

由于节点 20 的天然气系统管段流量变化更为复杂, 本文仅探讨在耦合设备需求不变的情况下, 混氢管段流量和耦合设备节点流量在两种方法下的计算结果对比。在考虑压缩因子的情况下, 由图 8 中的数据可得, 混氢管段流量平均增加了 14.69%, 耦合设备节点平均流量增加 19.12%。

热力系统流量的计算结果如图 10 所示, 主要流

动线路节点(1-2-5-7-11-13-14-19-22-25-28-31), 图中用加粗线表示, 由于节点 32 处的热功率注入, 增大了节点 11-13-14 的管道流量, 因为节点 31 处热源功率最大, 所以其流量最大。流量变化的影响同样反映在水力系统水头上, 图 11 中, 节点 5 和节点 6 之间的热力管道直径减小, 出现明显的压力下降, 节点 19、22、25 压力变化比较平稳, 由于节点 7 和节点 28 受到主要热源节点 31 的影响, 其压力出现较大波动。

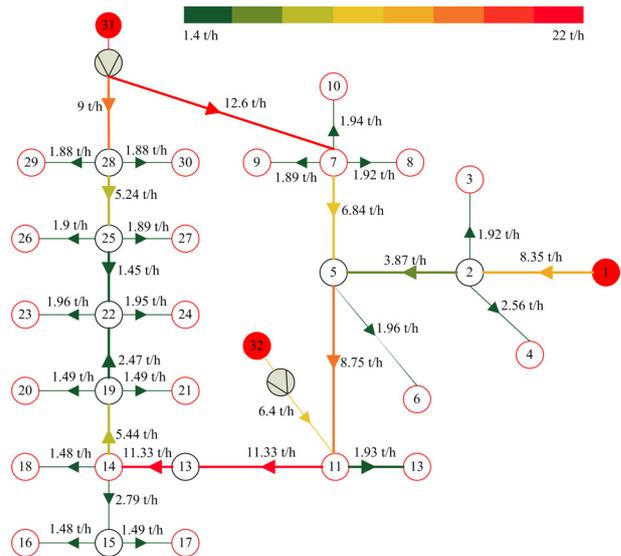


图 10 热力系统流量

Fig. 10 Heat system flow

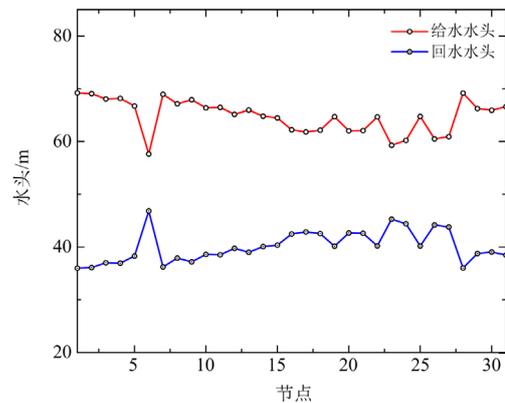


图 11 热力系统水头

Fig. 11 Heat system head

管道直径的影响同样也反映在图 12 中, 节点 7、28 处的给水温度高于附近的节点。受到热力损耗的影响, 从节点 1 到节点 22 的给水温度逐渐下降, 在相同路径的回水网络中, 除了节点 13 外, 其余节点均有热媒交汇, 因此, 从节点 22 到节点 1 的回水温度呈现不规律的下降。

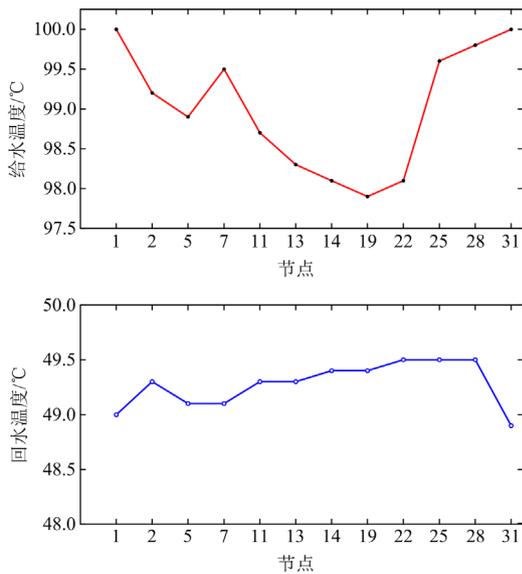


图 12 热力系统主要节点的给水和回水温度

Fig. 12 Supply and return water temperatures at the main nodes of the heat system

氢气混合后天然气系统各节点热值与各管段压缩因子如图 13 所示, 由图 13 可以看出, 考虑氢气注入天然气系统且在各个节点充分混合后, 由于不同节点和管段的气体组分存在一定差别, 其中节点 1、2、5、8、9、10 的燃气组分受到节点 1、2、5、8 处的天然气气源影响, 没有与燃气热值较低的氢气混合, 所以其热值高于其他节点。

由计算结果可知, 各节点和管段的燃气状态由注入本节点和管段的气体、压力以及上游气体组分、

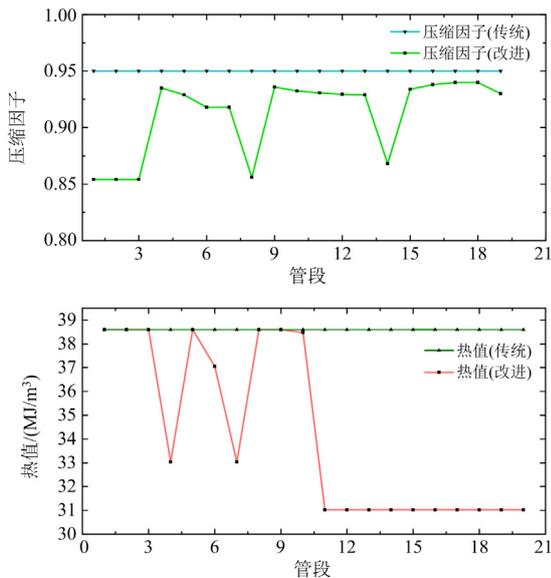


图 13 天然气系统管段压缩因子与热值对比

Fig. 13 Comparison of compression factors and thermal values of natural gas system pipe sections

压力共同决定。受节点 14 处的混氢气源的影响, 节点 4、6、7 的热值下降, 受节点 11、13、14 处的混氢气源的影响, 节点 11 到节点 20 的热值处于一个较低且平稳的状态。同时也反映在管段内气体压缩因子上, 管段 1、2、3、8、14 内气体成分为天然气, 其压缩因子基本一致, 其余管段受到氢气注入的影响, 压缩因子普遍有所上升。

4 结论

针对混氢气源分布式注入天然气系统后传统能流计算模型存在误差的问题, 本文建立电、热、气系统稳态模型, 考虑到气体成分变化对气体参数的影响, 将 SKR 气体状态方程加入天然气系统能流计算中, 对比分析了两种方法在计算混氢气源注入天然气系统时的不同, 证明了改进后的计算方法的优越性。在此基础上, 提出了一种计及氢气注入与压缩因子的综合能源系统能流计算方法, 得到以下结论。

1) 在混氢天然气系统中压缩因子和燃气热值的变化受气体成分变化的影响, 氢气比例越高, 压缩因子数值越大、燃气热值越低。

2) 在考虑氢气注入与压缩因子后, 天然气系统各节点(管段)的燃气特性由本节点(管段)的气源注入气体成分与上游节点(管段)流入燃气共同决定, 混氢天然气影响天然气系统的流量和压力分布, 进而通过耦合设备影响整个 IES 的能流分布。

3) 与传统计算方法相比, 计及氢气注入与压缩因子的 IES 计算方法能够大幅提升混氢天然气系统的计算准确性, 提升耦合设备混氢燃气的利用率, 提高综合能源系统的运行经济性。

附录 A

表 A1 算例负荷节点需求转换

Table A1 Arithmetic load node demand conversion

	负荷节点	原需求/(m³/h)	能量需求/(MJ/h)
算例 1	2	30 000	1 175 724
	3	70 000	2 613 780
	4	255 300	10 005 552
	5	10 000	391 932
	3	163 251	138 960
算例 2	4	88	2916
	6	168 084	6 229 193.04
	7	219 000	7 235 760
	10	83 029	3 195 000
	12	88 334	2 741 004.02
	15	112	3456
	16	102 977	3 195 000
	17	440	1368
	19	92 50	287 027.5
	20	102 977	3 195 000

表 A2 算例 2 耦合元件耦合节点

Table A2 Coupling element coupling node of algorithm 2

元件	电力系统节点	热力系统节点	天然气系统节点
燃气轮机 1	30	—	10
燃气轮机 2	31	—	16
燃气轮机 3	34	—	20
CHP1	5	31	17
CHP2	6	32	15
电锅炉	19	1	—
电压缩机 1	30	—	入口: 10 出口: 9
电压缩机 2	5	—	入口: 17 出口: 18

表 A3 耦合元件参数

Table A3 Parameters of coupling elements

元件	参数
燃气轮机	$\alpha_1 = 0.01, \alpha_2 = 1.5, \alpha_3 = 0$
CHP	$C_m = 1.08, \eta_{CHP} = 90\%$
电压缩机	$\alpha = 1.309, \eta = 80\%$

参考文献

- [1] 邱玥, 周苏洋, 顾伟, 等. “碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1301-1321.
- QIU Yue, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Application prospect analysis of hydrogen enriched compressed natural gas technologies under the target of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1301-1321.
- [2] QIN P, XU H, LIU M, et al. Assessing concurrent effects of climate change on hydropower supply, electricity demand, and greenhouse gas emissions in the Upper Yangtze River Basin of China[J]. Applied Energy, 2020, 279: 115694.
- [3] 项目综合报告编写组. 《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告[J]. 中国人口·资源与环境, 2020, 30(11): 1-25.
- [4] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.
- LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.
- [5] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热能动态平衡的含氢储能综合能源系统热电优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 1-12.
- CHU Zhuang, ZHAO Lei, SUN Jianhao, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 1-12.
- [6] 李娜, 王维, 杨家辉, 等. 基于需求侧博弈的区域综合能源服务商最优运营策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 112-120.
- LI Na, WANG Wei, YANG Jiahui, et al. Optimal operation strategy of regional comprehensive energy service providers based on a demand-side game[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 112-120.
- [7] ZHU Mengting, XU Chengsi, DONG Shufeng, et al. An integrated multi-energy flow calculation method for electricity-gas-thermal integrated energy systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 65-76.
- [8] 胡泉, 尚策, 程浩忠, 等. 综合能源系统能流计算方法述评与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(18): 179-191.
- HU Xiao, SHANG Ce, CHENG Haozhong, et al. Review and prospect of calculation method for energy flow in integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(18): 179-191.
- [9] MARTINEZ-MARES A, FUERTE-ESQUIVEL C R. A unified gas and power flow analysis in natural gas and electricity coupled networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 2156-2166.
- [10] 杨家豪. 区域综合能源系统冷-热-电-气概率多能流计算[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 74-83.
- YANG Jiahao. Probabilistic multi-energy flow calculation for regional integrated energy system containing cooling, heating, electricity and gas[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 74-83.
- [11] 王伟亮, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑运行约束的区域电力-天然气-热力综合能源系统能量流优化分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(24): 7108-7120, 7425.
- WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Analysis of energy flow optimization in regional electricity-gas-heat integrated energy system considering operational constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24): 7108-7120, 7425.
- [12] LIU Xuezhi, WU Jianzhong, JENKINS N, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Applied Energy, 2016, 162: 1238-1250.
- [13] SHABANPOUR-HAGHIGHI A, SEIFI A R. An integrated steady-state operation assessment of electrical, natural gas, and district heating networks[J]. IEEE Transactions

- on Power Systems, 2016, 31(5): 3636-3647.
- [14] 徐宪东, 贾宏杰, 靳小龙, 等. 区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3634-3642.
XU Xiandong, JIA Hongjie, JIN Xiaolong, et al. Study on hybrid heat-gas-power flow algorithm for integrated community energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3634-3642.
- [15] 张义斌. 天然气—电力混合系统分析方法研究[D]. 北京: 中国电力科学研究院, 2005.
ZHANG Yibin. Study on the methods for analyzing combined gas and electricity networks[D]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2005.
- [16] 赵霞, 杨仑, 瞿小斌, 等. 电—气综合能源系统能流计算的改进方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(3): 467-477.
ZHAO Xia, YANG Lun, QU Xiaobin, et al. An improved energy flow calculation method for integrated electricity and natural gas system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(3): 467-477.
- [17] ABEYSEKERA M, WU J, JENKINS N, et al. Steady state analysis of gas networks with distributed injection of alternative gas[J]. Applied Energy, 2016, 164: 991-1002.
- [18] ADOLFO D, CARCASI C. Steady-state simulation of gas distribution networks in the presence of localized hydrogen injections[C]// Proceedings of 11th International Conference on Applied Energy, August 12-15, 2019: 1-4.
- [19] LAPO C, GABRIELE G, DOMINIQUE A, et al. Steady-state analysis of a natural gas distribution network with hydrogen injection to absorb excess renewable electricity[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(50): 25562-25577.
- [20] 高鹏飞, 周孝信, 杨小煜, 等. 计及异质气体混合的电—气—热综合能源系统能量流计算方法[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2523-2533.
GAO Pengfei, ZHOU Xiaoxin, YANG Xiaoyu, et al. Energy flow calculation of integrated electricity, natural gas and heating systems considering mixtures of gas with alternative qualities[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2523-2533.
- [21] 黄雨佳, 孙秋野, 王睿, 等. 计及气体成分变化的电—气—热综合能源系统能量流计算方法[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(6): 563-573.
HUANG Yujia, SUN Qiuye, WANG Rui, et al. Combined energy flow calculation method for electric-gas-heat integrated energy system considering gas composition changes[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(6): 563-573.
- [22] 黎静华, 黄玉金, 张鹏. 综合能源系统多能流潮流计算模型与方法综述[J]. 电力建设, 2018, 39(3): 1-11.
LI Jinghua, HUANG Yujin, ZHANG Peng. Review of multi-energy flow calculation model and method in integrated energy system[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(3): 1-11.
- [23] ALBERTO B, MAURIZIO F. 50 years of Soave Equation of State (SRK): a source of inspiration for chemical engineers[J]. Fluid Phase Equilibria, 2023, 566.
- [24] KWAK T Y, MANSOORI G A. Van Der Waals mixing rules for cubic equations of state applications for supercritical fluid extraction modelling[J]. Chemical Engineering Science, 1986, 41(5).
- [25] WOLF D D, SMEERS Y. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm[J]. Management, 2000, 46(11): 1454-1465.
- [26] 唐小强, 黄光辉, 张敏. 塔里木盆地满东地区天然气组成与成因分析[J]. 西北地质, 2019, 52(3): 173-180.
TANG Xiaoqiang, HUANG Guanghui, ZHANG Min. Composition and genetic analysis of natural gas in Mandong Area, Tarim Basin[J]. Northwest Geology, 2019, 52(3): 173-180.

收稿日期: 2023-07-09; 修回日期: 2023-08-25

作者简介:

刘鹏飞(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统的能量流计算及其运行规划; E-mail: 15199971868@163.com

武家辉(1988—), 女, 通信作者, 副教授, 博士研究生导师, 研究方向为风电并网系统稳定性、复杂能源系统稳定与控制等; E-mail: wjh229@xju.edu.cn

王海云(1973—), 女, 教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为风电并网系统稳定性。E-mail: why@xju.edu.cn

(编辑 许威)