

计及N-1安全准则的能量枢纽优化配置

林紫菡¹,刘祚宇²,文福拴¹,陈飞³,张利军³,徐晨博³

(1. 浙江大学 电气工程学院,浙江 杭州 310027;2. 国网辽宁省电力有限公司沈阳供电公司,辽宁 沈阳 110000;
3. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院,浙江 杭州 310008)

摘要:多种能源系统通过集成和优化而形成的综合能源系统(IES)为解决能源与环境问题提供了新途径。能量枢纽(EH)作为多种能源系统的耦合环节,其设备组成与容量配置对IES的安全经济运行至关重要。在此背景下,提出了一种计及N-1安全准则的含电力系统、天然气系统和热能负荷的EH优化配置方法。首先,在EH架构下,对IES的能源耦合部分进行建模;然后,以年综合运行费用最小为目标函数,考虑能源耦合部分约束、电力系统运行约束、天然气系统运行约束和电力系统的N-1安全约束,建立了EH优化配置的混合整数二阶锥规划模型,并利用商业求解器YALMIP/GUROBI求解;最后,采用一个IES算例对所构建的优化模型与求解方法进行了说明。

关键词:综合能源系统;电力系统;电-气-热系统;能量枢纽;电转气;N-1安全准则;优化配置

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201908042

0 引言

近年来,多能互补综合能源系统 IES(Integrated Energy System)在国际和国内的能源领域受到了普遍关注。IES作为能源互联网的一种重要形式,能够充分发挥不同能源类型之间的互补特性和协同效益,提升能源系统综合能效和可再生能源消纳能力,对推动能源结构转型具有重要意义^[1-2]。

能量枢纽EH(Energy Hub)^[3]是能够满足多种能源需求的能量转换单元,其数学模型能够清晰地描述IES中各种能源类型之间的相互耦合关系。EH可实现多类能源的相互转换、分配和灵活存储,为多能源协同优化提供了基础。作为多能源间相互转换的中心,EH中的设备组成、容量以及运行方式对IES的安全经济运行至关重要^[4-5]。EH的优化配置主要确定其系统架构以及安装设备容量。通过对EH进行优化配置,可提升IES整体运行优化,从而在保证系统可靠性的前提下,提升能源和资产利用率,降低整个IES的经济成本。

就IES中EH的优化配置问题,国内外已有一些研究报道。文献[6]提出了一种计及综合需求响应的EH优化配置方法,并分析了电、冷、热负荷可控性对各类成本的影响。文献[7-8]基于双层规划理论,建立了规划与运行紧密结合的EH整体规划模型,并采用场景分析法处理风电与光电出力及负荷

需求的不确定性。文献[9]研究了IES中冷、热储能容量配置方案及调度运行策略,分析了系统配置不同储能容量时的经济性和可行性。文献[10]则基于EH模型,建立了多能源网络与EH联合规划模型。但上述文献在研究EH的优化配置时,未考虑IES在运行过程中可能发生的预想事故,即没有考虑IES运行的安全性。

随着电力和天然气等各类能源系统耦合的逐步加深以及系统规模的不断扩大,IES在运行过程中所面临的安全风险也会相应增加^[11-12]。为此,有必要在IES规划或EH优化配置时计及在电力系统的规划与运行中广泛采用的N-1安全准则。文献[13]建立了一种考虑N-1安全约束的多目标分布式电源DG(Distributed Generation)选址定容规划模型。文献[14]考虑负荷增加等不确定因素,提出了一种计及N-1安全准则的配电系统多目标重构策略。文献[15]则将N-1安全校验应用于输电系统结构优化问题中。文献[16]提出了考虑N-1供能安全性的城市多能源系统规划模型,规划主体包括能源配送线路及电转气P2G(Power to Gas)装置,但没有考虑其他多种能源转换设备及多元储能设备。到目前为止,尚未见到在EH优化配置时考虑N-1安全准则的研究报道。

在上述背景下,本文针对包含多个EH的IES,提出一种考虑N-1安全准则的EH优化配置方法。首先,给出了电-气-热联供的EH架构和数学模型。接着,以系统规划周期内年综合费用最小为优化目标,考虑能源耦合部分约束、电力系统运行约束、天然气系统运行约束和电力系统的N-1安全约束,建立了EH优化配置模型。考虑到热能无法远距离传输,因而假设热能均在本地消纳,因此没有考虑热力

收稿日期:2019-04-09;修回日期:2019-07-05

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2017YFB0903000);
国网浙江省电力有限公司科技项目(5211JY180011)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China (2017YFB0903000) and the Science and Technology Program of State Grid Zhejiang Electric Power Co.,Ltd.(5211JY180011)

网络。最后,以由电力网络和天然气网络通过若干EH相连所构成的IES为例,对所提优化配置模型及方法进行验证,并对比分析了计及和未计及 $N-1$ 安全准则2种情况下所得到的IES优化配置结果。

1 EH模型

1.1 EH架构

EH是集成了能源生产、传输和消费功能的建模单元,可用于描述电、气、热等多种类型能源之间的转换、存储和传输等耦合关系^[17-18]。IES则可抽象成由2种及以上的能源系统通过EH连接而成的能源网络。对于IES而言,EH既可以是负荷,也可以是能源供应者。本文研究所针对的典型电-气-热联供的EH模型架构如图1所示。

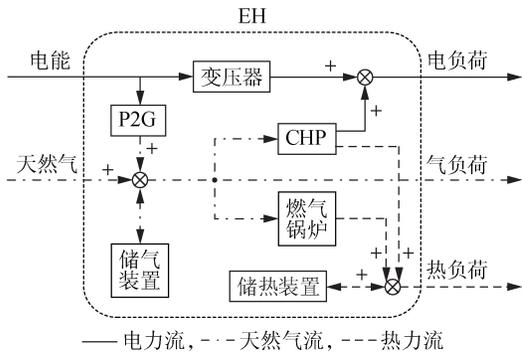


图1 EH架构图

Fig.1 Framework of EH

1.2 EH建模

1.2.1 能量转换设备

能量转换设备用于实现不同能量形式之间的转化与耦合,包括P2G装置、热电联产CHP(Combined Heat and Power)机组和燃气锅炉,其模型可统一表示为:

$$P_{q,out}^k(t) = \eta^k P_{p,in}^k(t) \quad (1)$$

$$0 \leq P_{q,out}^k(t) \leq P_{max}^k \quad (2)$$

其中, $P_{p,in}^k(t)$ 和 $P_{q,out}^k(t)$ 分别为能量转换设备 k 在时刻 t 的能源形式为 p 的输入功率和能源形式为 q 的输出功率; η^k 和 P_{max}^k 分别为能量转换设备 k 的能源转换效率和出力上限。

1.2.2 多元储能设备

多元储能设备可实现能量在时间维度上的转移,本文主要考虑储气装置和储热装置。假设储能装置在 Δt 时间段内的蓄能和放能功率均为常数,多元储能模型可统一描述为:

$$W^l(t+1) = W^l(t) + \left(P_{ch}^l(t) \eta_{ch}^l - \frac{P_{dch}^l(t)}{\eta_{dch}^l} \right) \Delta t \quad (3)$$

$$W_{min}^l \leq W^l(t) \leq W_{max}^l \quad (4)$$

$$0 \leq P_{ch}^l(t) \leq x_{ch}^l(t) P_{ch}^{max} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{dch}^l(t) \leq x_{dch}^l(t) P_{dch}^{max} \quad (6)$$

$$0 \leq x_{ch}^l(t) + x_{dch}^l(t) \leq 1 \quad (7)$$

其中, $W^l(t)$ 、 $P_{ch}^l(t)$ 和 $P_{dch}^l(t)$ 分别为储能设备 l 在时刻 t 的储能、蓄能功率和放能功率; η_{ch}^l 和 η_{dch}^l 分别为储能设备 l 的蓄能效率和放能效率; W_{max}^l 和 W_{min}^l 分别为储能设备 l 可储能量的上限值和下限值; P_{ch}^{max} 和 P_{dch}^{max} 分别为储能设备 l 的蓄能功率和放能功率的上限值; $x_{ch}^l(t)$ 和 $x_{dch}^l(t)$ 分别为储能设备 l 在时刻 t 蓄能和放能的0-1状态变量,二者取1时分别表示储能设备 l 处于蓄能和放能状态,取0时则相反。

1.2.3 EH耦合关系

式(8)~(10)分别描述EH内部的电、气、热功率平衡。

$$P_e^{ch}(t) + P_e^{chp}(t) + P_e^d(t) = P_e^{p2g}(t) + P_e^{load}(t) \quad (8)$$

$$P_g^{ch}(t) + P_g^{p2g}(t) + P_g^{dch}(t) + P_g^d(t) =$$

$$P_g^{chp}(t) + P_g^{ch}(t) + P_g^{gb}(t) + P_g^{load}(t) \quad (9)$$

$$P_h^{gb}(t) + P_h^{chp}(t) + P_h^{dch}(t) + P_h^d(t) = P_h^{load}(t) + P_h^{ch}(t) \quad (10)$$

其中, $P_e^{ch}(t)$ 和 $P_g^{ch}(t)$ 分别为EH在时刻 t 的输入电功率和气功率; $P_e^{p2g}(t)$ 和 $P_e^{chp}(t)$ 分别为P2G装置和CHP机组在时刻 t 的耗电功率和发电功率; $P_g^{p2g}(t)$ 为P2G装置在时刻 t 的产气功率; $P_g^{chp}(t)$ 和 $P_g^{gb}(t)$ 分别为CHP机组和燃气锅炉在时刻 t 的耗气功率; $P_h^{chp}(t)$ 和 $P_h^{gb}(t)$ 分别为CHP和燃气锅炉在时刻 t 的供热功率; $P_g^{dch}(t)$ 和 $P_g^{ch}(t)$ 分别为储气装置在时刻 t 的放气和充气功率; $P_h^{dch}(t)$ 和 $P_h^{ch}(t)$ 分别为储热装置在时刻 t 的放热和储热功率; $P_e^{load}(t)$ 、 $P_g^{load}(t)$ 、 $P_h^{load}(t)$ 分别为EH在时刻 t 的电、气、热负荷; $P_e^d(t)$ 、 $P_g^d(t)$ 、 $P_h^d(t)$ 分别为EH在时刻 t 的缺供电、气、热负荷。

2 计及 $N-1$ 安全准则的EH优化配置模型

2.1 目标函数

所构建的优化配置模型以最小化IES在规划周期内的年综合费用为目标,包括IES初始投资等年值成本 C_{inv} 、年维护成本 C_{omm} 、年运行成本 C_{op} 和年能量短缺成本 C_{ens} 。

$$\min f_1 = C_{inv} + C_{omm} + C_{op} + C_{ens} \quad (11)$$

基于费用年值法,设备初始投资等年值成本可表示为:

$$C_{inv} = \left(\sum_s c_{inv}^s M^s \right) \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \quad (12)$$

其中, s 表示EH中的各候选设备,即能量转换设备 k 和多元储能设备 l ; c_{inv}^s 和 M^s 分别为设备 s 的单位容量安装成本和安装容量; r 为基准折现率; m 为规划期年限。

系统年维护成本指由设备损耗、维修和人工巡

检所产生的费用,可表示为各设备初始安装容量与单位容量维护成本的乘积:

$$C_{\text{omn}} = \sum_s c_{\text{omn}}^s M^s \quad (13)$$

其中, c_{omn}^s 为设备 s 的单位容量维护成本。

年运行成本主要包括常规火电机组发电成本和气源供气成本:

$$C_{\text{op}} = \sum_i c_i^{\text{fuel}} W_i^{\text{gen}} + \sum_j c_j^{\text{gas}} F_j^{\text{ngs}} \quad (14)$$

其中, c_i^{fuel} 和 W_i^{gen} 分别为第 i 台常规火电机组的单位发电量成本和年发电量; c_j^{gas} 和 F_j^{ngs} 分别为第 j 个天然气气源的单位供气成本和年供气量。

年能量短缺成本包括 IES 年缺电成本、缺气成本和缺热成本:

$$C_{\text{ens}} = c_{\text{ens}}^e \sum_i \sum_t P_{e,i}^d(t) + c_{\text{ens}}^g \sum_i \sum_t P_{g,i}^d(t) + c_{\text{ens}}^h \sum_i \sum_t P_{h,i}^d(t) \quad (15)$$

其中, c_{ens}^e 、 c_{ens}^g 、 c_{ens}^h 分别为单位电、气、热负荷缺供的能量短缺成本; $P_{e,i}^d(t)$ 、 $P_{g,i}^d(t)$ 和 $P_{h,i}^d(t)$ 分别为节点 i 在时刻 t 缺供的电、气和热负荷。

2.2 约束条件

2.2.1 能源耦合部分约束

采用 EH 模型对 IES 的能源耦合部分进行建模。针对图 1 所示 EH, 其部分相关约束如式(1)~(10)所示。此外, EH 中各设备还需满足式(16)描述的装机容量上下限约束。

$$\gamma^s M_{\text{min}}^s \leq M^s \leq \gamma^s M_{\text{max}}^s \quad (16)$$

其中, M_{max}^s 和 M_{min}^s 分别为设备 s 的装机容量上限和下限; γ^s 为表示设备 s 是否安装的 0-1 变量, 取 1 和 0 分别表示安装和不安装。

2.2.2 电力系统运行约束

采用直流潮流模型对电力系统建模。运行约束包括节点功率平衡约束、电源出力约束和支路传输容量约束。

(1) 节点功率平衡约束。

$$P_{ij}(t) = B_{ij}(\theta_i(t) - \theta_j(t)) \quad ij \in N_L \quad (17)$$

$$P_i^G(t) - P_{e,i}^{\text{ch}}(t) - \sum_{j \in i} P_{ij}(t) = 0 \quad (18)$$

其中, N_L 为电力系统中所有支路的集合; $P_{ij}(t)$ 为支路 ij 在时刻 t 传输的有功功率; $\theta_i(t)$ 为节点 i 在时刻 t 的电压相角; B_{ij} 为支路 ij 的电纳值; $P_i^G(t)$ 为位于节点 i 的发电机组在时刻 t 的有功出力。

(2) 电源出力约束。

$$P_{i,\text{min}}^G \leq P_i^G(t) \leq P_{i,\text{max}}^G \quad (19)$$

其中, $P_{i,\text{max}}^G$ 和 $P_{i,\text{min}}^G$ 分别为位于节点 i 的发电机组有功出力的上限和下限。

(3) 支路传输功率约束。

$$-P_{ij}^{\text{max}} \leq P_{ij}(t) \leq P_{ij}^{\text{max}} \quad (20)$$

其中, P_{ij}^{max} 为支路 ij 的最大传输功率。

2.2.3 天然气系统运行约束

图 2 为典型的天然气系统结构图。本文所建立的 EH 优化配置模型框架可以容纳天然气管道动态模型^[19-21]。考虑到本文研究的是规划问题, 涉及的时间跨度大, 为避免采用天然气动态特性模型计算量大的问题, 采用稳态天然气流动模型对天然气系统进行建模^[22], 以分析不同时间断面的系统稳态运行情况。



图2 典型的天然气系统结构图

Fig.2 Structure diagram of typical natural gas system

(1) 天然气气源约束。

天然气系统中位于节点 i 的气源出力需满足出力上下限约束, 如式(21)所示。

$$F_{i,\text{min}}^{\text{ngs}} \leq F_i^{\text{ngs}}(t) \leq F_{i,\text{max}}^{\text{ngs}} \quad (21)$$

其中, $F_i^{\text{ngs}}(t)$ 为时刻 t 位于节点 i 的气源的输出天然气流量; $F_{i,\text{max}}^{\text{ngs}}$ 和 $F_{i,\text{min}}^{\text{ngs}}$ 分别为该气源的出力上限和下限。

(2) 输气管道约束。

天然气管道传输流量 $F_{nj}(t)$ 由管道两端 n 和 j 的节点气压以及管道传输系数共同决定, 可表示为:

$$F_{nj}(t) = \text{sgn}(\pi_n(t) - \pi_j(t)) K_{nj} \sqrt{|\pi_n^2(t) - \pi_j^2(t)|} \quad (22)$$

$$\pi_i^{\text{min}} \leq \pi_i(t) \leq \pi_i^{\text{max}} \quad (23)$$

$$-F_{nj}^{\text{max}} \leq F_{nj}(t) \leq F_{nj}^{\text{max}} \quad (24)$$

其中, sgn 为符号函数; $\pi_n(t)$ 和 $\pi_j(t)$ 分别为节点 n 和节点 j 在时刻 t 的气压; π_i^{max} 和 π_i^{min} 分别为节点 i 气压的上限和下限; F_{nj}^{max} 为管道 nj 的最大传输流量; K_{nj} 为管道 nj 的传输系数, 其数值与管道的物理特性和气温等因素有关^[23]。

(3) 加压站约束。

为弥补天然气在传输过程中由于摩擦阻力等因素所造成的压力损失, 天然气网络中通常会配置一定数量的加压站^[24-25]。加压站在维持下游输气压力的同时, 也会消耗一定的天然气流量^[26]:

$$F_{ij}(t) = F_{nj}(t) + F_{\zeta}^{\text{com}}(t) \quad (25)$$

$$F_{\zeta}^{\text{com}}(t) = K_{\zeta}^{\text{com}} F_{ij}(t) \quad (26)$$

其中, $F_{\zeta}^{\text{com}}(t)$ 为加压站 ζ 在时刻 t 消耗的天然气流量; K_{ζ}^{com} 为加压站 ζ 的耗气比。

加压站的加压比还需满足式(27)所示约束。

$$\lambda_{\xi}^l \leq \frac{\pi_n(t)}{\pi_i(t)} \leq \lambda_{\xi}^u \quad (27)$$

其中, λ_{ξ}^u 和 λ_{ξ}^l 分别为加压站 ξ 的加压比上限和下限。

(4) 节点流量平衡约束。

天然气网络节点 i 的节点流量平衡可表示为:

$$F_i^{\text{gas}}(t) - F_i^{\text{eh}}(t) - \sum_{j \in I} F_{ij}(t) = 0 \quad (28)$$

其中, $F_i^{\text{eh}}(t)$ 为位于节点 i 的 EH 在时刻 t 消耗的天然气的流量。

(5) 天然气流量与功率流换算。

$$P_{\text{gas}} = H_{\text{CV}} F \quad (29)$$

其中, F 和 P_{gas} 分别为天然气流量和功率流; H_{CV} 为天然气高热值。

2.2.4 N-1 安全约束

由于天然气管道大多埋地敷设, 受恶劣天气影响小, 故障率很低, 在天然气系统中一般可不考虑 N-1 安全准则^[22]。因此, 本文仅考虑电力系统预想事故下的 N-1 安全约束, 即在系统全部支路中任意断开一条的情形下系统仍可正常运行。在考虑 N-1 安全约束后, 不同场景下支路状态可能不同。以上标 ω 表示不同的 N-1 场景, 则式(17)与式(20)所描述的支路潮流约束可扩展为:

$$P_{ij}^{\omega}(t) - B_{ij}(\theta_i^{\omega}(t) - \theta_j^{\omega}(t)) + M(1 - z_{ij}^{\omega}) \geq 0 \quad (30)$$

$$P_{ij}^{\omega}(t) - B_{ij}(\theta_i^{\omega}(t) - \theta_j^{\omega}(t)) - M(1 - z_{ij}^{\omega}) \leq 0 \quad (31)$$

$$-z_{ij}^{\omega} P_{ij}^{\text{max}} \leq P_{ij}^{\omega}(t) \leq z_{ij}^{\omega} P_{ij}^{\text{max}} \quad (32)$$

$$\sum_{ij \in N_L, \omega \in N_{\omega}} (1 - z_{ij}^{\omega}) = 1 \quad (33)$$

其中, z_{ij} 为表示在考虑 N-1 安全准则时支路 ij 运行状态的 0-1 变量, 1 表示正常运行, 0 表示停运; N_{ω} 为 N-1 场景集; M 为给定的很大的正实数。

这里采用一个调度周期内缺供能量和缺供时间作为衡量 IES 可靠性的指标。此外, 在电力系统的 N-1 预想事故场景下, 由于电力网络堵塞, 电能供应不足, 系统的部分电力需求可能会转换成天然气需求, 而当电负荷高峰与气负荷高峰重叠时, 气网传输容量限制与气源出力限制也可能导致气负荷与热负荷的缺供。则针对任意给定的 N-1 场景, EH 的电、气、热负荷的缺供量和缺供时间均应小于所给定的各自上限值。以电负荷为例, 这些指标和其需满足的约束可表示为:

$$D_{\omega, i}^{\text{ENS}} = \sum_{t=1}^T P_{\omega, i}^{\text{d}}(t) \Delta t \quad (34)$$

$$D_{\omega, i}^{\text{ENS}} \leq D_i^{\text{ENS, lim}} \quad (35)$$

$$D_{\omega, i}^{\text{LOL}} \leq D_i^{\text{LOL, lim}} \quad (36)$$

其中, T 为一个调度周期, 如果以小时为调度时段则其取值 24 h; $D_{\omega, i}^{\text{ENS}}$ 和 $D_{\omega, i}^{\text{LOL}}$ 分别为场景 ω 下节点 i 在 T 内的总缺供电量和总缺供时间; $D_i^{\text{ENS, lim}}$ 和 $D_i^{\text{LOL, lim}}$ 分别为给定的节点 i 所允许的缺供电量和缺供时间上限。

所构造的上述优化模型为混合整数非线性规划

MINLP(Mixed-Integer NonLinear Programming)问题。

2.3 求解算法

非线性约束式(22)导致所构建的优化模型是非凸的, 难以采用现有的商业求解器有效求解。为此, 下面采用二阶锥松弛技术将其转化为混合整数二阶锥规划 MISOCP(Mixed-Integer Second Order Cone Programming)问题^[27]。

首先, 将式(22)~(24)转换为如式(37)~(41)所示的 MINLP 模型:

$$(F_{nj}(t)/K_{nj})^2 = (I_{nj}^+(t) - I_{nj}^-(t))(\chi_n(t) - \chi_j(t)) \quad (37)$$

$$-(1 - I_{nj}^+(t)) F_{nj}^{\text{max}} \leq F_{nj}(t) \leq (1 - I_{nj}^-(t)) F_{nj}^{\text{max}} \quad (38)$$

$$I_{nj}^+(t) + I_{nj}^-(t) = 1 \quad (39)$$

$$\chi_n^{\text{min}} \leq \chi_n(t) \leq \chi_n^{\text{max}} \quad (40)$$

$$\chi_n(t) = \pi_n^2(t) \quad (41)$$

其中, $\chi_n(t)$ 为节点气压 $\pi_n(t)$ 的平方值; χ_n^{max} 和 χ_n^{min} 分别为节点气压最大值和最小值的平方值; $I_{nj}^+(t)$ 和 $I_{nj}^-(t)$ 分别为表示天然气流量传输方向的 0-1 变量, $I_{nj}^+(t)$ 取 1、 $I_{nj}^-(t)$ 取 0 时表示天然气由节点 n 传输至节点 j 。

然后, 将上述 MINLP 模型松弛为 MISOCP 模型:

$$(1/K_{nj})^2 F_{nj}^2(t) \leq v_{nj}(t) \quad (42)$$

$$v_{nj}(t) \geq \chi_j(t) - \chi_n(t) +$$

$$(I_{nj}^+(t) - I_{nj}^-(t) + 1)(\chi_n^{\text{min}} - \chi_j^{\text{max}}) \quad (43)$$

$$v_{nj}(t) \geq \chi_n(t) - \chi_j(t) +$$

$$(I_{nj}^+(t) - I_{nj}^-(t) - 1)(\chi_n^{\text{max}} - \chi_j^{\text{min}}) \quad (44)$$

$$v_{nj}(t) \leq \chi_j(t) - \chi_n(t) +$$

$$(I_{nj}^+(t) - I_{nj}^-(t) + 1)(\chi_n^{\text{max}} - \chi_j^{\text{min}}) \quad (45)$$

$$v_{nj}(t) \leq \chi_n(t) - \chi_j(t) +$$

$$(I_{nj}^+(t) - I_{nj}^-(t) - 1)(\chi_n^{\text{min}} - \chi_j^{\text{max}}) \quad (46)$$

其中, $v_{nj}(t)$ 为 $\chi_n(t) - \chi_j(t)$ 的松弛变量。

为保证松弛后的优化问题的解与原问题的解是一致的, 引入惩罚因子 ψ 对松弛约束条件加以限制:

$$\min f_1 + \sum_{nj \in N_{\text{CL}}} \sum_{t=1}^T \psi v_{nj}(t) \quad (47)$$

其中, N_{CL} 为天然气管道集合。

最后, 采用 MATLAB 环境下的商业求解器 YALMIP+GUROBI 求解 MISOCP 模型。YALMIP 是一个适于求解大规模优化问题的软件平台, GUROBI 则为适于求解 MISOCP 问题的求解器。

3 算例与结果

3.1 算例说明

采用图 3 所示的 6 节点 IES^[10] 对所提模型与方法进行验证。其中, EH₁—EH₃ 为待规划的能量枢纽, 它们的系统架构均如图 1 所示。EH₂ 和 EH₃ 的电、气、热负荷分别为 EH₁ 对应 3 类负荷的 1.1 倍和 1.2 倍; LD₁—LD₃ 均为常规电负荷, 分别为 EH₁ 电负

荷的 1.2、1、1.2 倍;LG₁为常规气负荷,为EH₁气负荷的 1.2 倍。电力系统中包括 2 台常规火电机组、2 台集中式风力发电机组、6 个节点和 7 条支路。天然气系统包括 7 条输气管道、6 个节点、2 处气源和 1 个加压站。所选取的典型日 24 h 集中式风电机组出力曲线如附录中的图 A1 所示,EH₁的典型日电、气、热负荷如附录中的图 A2 所示。EH 候选设备参数、电网参数和气网参数见附录中的表 A1—A4。

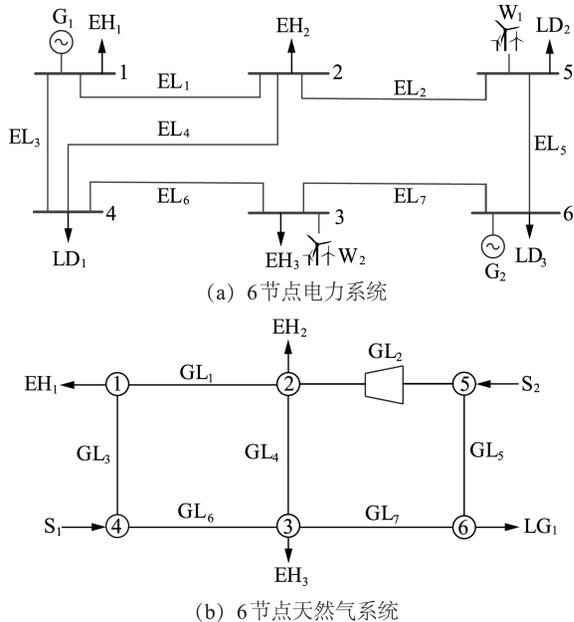


图3 6节点 IES 结构

Fig.3 Structure of 6-bus IES

为考察电力系统的 N-1 安全准则对优化配置结果的影响,对不考虑和考虑 N-1 安全准则 2 种场景下的优化配置结果进行比较。

3.2 优化配置结果与比较

(1) 不考虑 N-1 安全准则(场景 1)的优化配置结果。

表 1 展示了场景 1 的优化配置结果。由表 1 可知,IES 电负荷由常规火电机组、风电机组和 CHP 机组共同满足,由于 CHP 机组主要在电负荷高峰时出力,将部分电能需求转换为天然气需求,因而 CHP 机组的安装容量与 EH 电负荷大小成正比,即 $EH_3 > EH_2 > EH_1$;气源和 P2G 装置联合供气,且只有 EH₃ 内安装了容量为 0.96 MW 的 P2G,这是因为节点 3 处有风电机组,此时 P2G 装置的经济效益主要体现在其能够将富余的电能转换成天然气,从而促进 IES 消纳风电;热负荷由 CHP 机组、燃气锅炉和储热装置共同满足,且燃气锅炉的容量大小与 EH 的热负荷大小成正比;各个 EH 内均安装了一定容量的储气和储热装置,用于平抑风力发电出力波动,并可作为电力系统的“虚拟储能”以提升其运行灵活性。

(2) 考虑 N-1 安全准则(场景 2)的优化配置

表 1 场景 1 优化配置结果
Table 1 Optimal placement results of Scenario 1

EH	P2G 容量 / MW	CHP 容量 / MW	燃气锅炉 容量 / MW	储气装置 容量 / (MW·h)	储热装置 容量 / (MW·h)
EH ₁	0	2.62	2.64	7.09	1.01
EH ₂	0	2.90	2.90	2.32	1.17
EH ₃	0.96	3.15	3.16	3.27	1.25
总和	0.96	8.67	8.70	12.68	3.43

结果。

表 2 给出了场景 2 的优化配置结果。由表 2 可看出,与场景 1 相比,场景 2 中 EH₁ 内 P2G 安装容量增加了 0.42 MW。这是因为 EH₁ 处有火电机组 G₁, 因而在 EL₁ 或 EL₃ 发生 N-1 预想事故场景下, G₁ 电能外送受限,而 P2G 装置能够将受阻塞的电力转换为天然气,并通过天然气系统进行传输。此时, P2G 装置通过电-气能源转换缓解了电力网络堵塞。2 种场景下 P2G 的装机总容量都是由系统基态(即无预想事故发生)情形下的富余风电所确定的,因而 P2G 安装总容量不变。由于 EH₁ 备用电力较高,因而 EH₁ 内 CHP 机组安装容量减少了 0.53 MW, 而 EH₂ 与 EH₃ 处无常规火电机组, EH₃ 处虽安装有风电机组,但风电机组在电负荷高峰时出力较低,因此 EH₂ 与 EH₃ 内 CHP 机组安装容量分别增加了 1.03 MW 和 1.04 MW。此外,为缓解供电压力以及网络阻塞,整个 IES 内 CHP 的安装总容量增加了 1.54 MW, 而燃气锅炉安装总容量随之减少。此外,系统中配置的多元储能装置大量增加,这是因为储能设备是 IES 重要的备用容量资源。在系统出现扰动时,储能装置能够通过其对功率和能量的时间迁移能力,有效缓解甚至消除网络阻塞,保障 IES 的安全运行。在储气装置和储热装置中,优先选择增加储气装置的容量,这是因为热负荷与气负荷的供应原料均为天然气,与储热相比,增加储气装置容量更能提升 IES 供能的灵活性。

表 2 场景 2 优化配置结果

Table 2 Optimal placement results of Scenario 2

EH	P2G 容量 / MW	CHP 容量 / MW	燃气锅炉 容量 / MW	储气装置 容量 / (MW·h)	储热装置 容量 / (MW·h)
EH ₁	0.42	2.09	2.56	6.93	0.51
EH ₂	0	3.93	2.90	13.20	4.12
EH ₃	0.54	4.19	3.15	7.58	4.43
总和	0.96	10.21	8.61	27.71	9.06

表 3 列出了 2 种场景下的优化配置成本。从中可以看出,在考虑 N-1 安全准则后,由于设备容量增加,年投资成本、年维护成本均有所增加。设备容量的增加导致系统备用容量与灵活性提升,因而年运行成本有所降低,年能量短缺成本明显降低。受 N-1 安全约束限制,年综合成本增加了 3%。因此,在

IES 优化配置阶段计及 $N-1$ 安全准则有利于提升 IES 运行的安全性。

表3 2种场景下的相关成本
Table 3 Relative costs under two scenarios

场景	年投资成本/¥	年维护成本/¥	年运行成本/¥	年能量短缺成本/¥	年综合成本/¥
1	1.42×10^6	1.71×10^4	1.57×10^7	7.22×10^4	1.72×10^7
2	2.20×10^6	7.74×10^4	1.55×10^7	2.19×10^4	1.78×10^7

(3) 优化运行结果分析。

图4—6分别展示了场景2中无预想事故情形下EH₃的电、气、热功率平衡曲线。可以看出,IES运行状态在夜间负荷低谷期(23:00至次日06:00)和白天负荷高峰期(07:00—22:00)明显不同。夜间电负荷需求低,此时CHP不出力,EH电负荷主要由与其相连的电力系统提供;在06:00之后,电力负荷不断升高,CHP机组逐渐增加出力,将部分电能需求转换为天然气需求,以缓解高峰时段电力需求以及降低IES运行成本。由于电热耦合关系,热负荷在白天也主要依靠CHP供应,燃气锅炉出力较少。由于风电机组具有反调峰出力特性,所以P2G装置只在夜间启动,与气源联合供气,一部分供给燃气锅炉以供热,另一部分则通过储气装置进行存储,此时燃气锅炉输出的热功率优先满足热负荷,富余热功率则由储热装置存储。

总体而言,储气和储热装置主要在气、热负荷低谷时蓄能,在气、热负荷高峰时放能,实现了不同时段能量转移,在削峰填谷的同时,降低整个IES的运行成本。

针对含多个电-气-热联供EH的IES,提出了计及电力系统 $N-1$ 安全准则的优化配置模型。比较分析了不考虑和考虑 $N-1$ 安全准则时的EH优化配置结果与各项相关成本,并给出了一个典型日内EH的电、气、热功率平衡曲线。算例结果表明,在IES优化配置中考虑 $N-1$ 安全准则有利于实现IES的经济性与安全性的协调优化。储能装置作为IES重要的备用资源,对提升供能安全性具有重要作用。

4 结语

在后继研究工作中,将系统地考察风电机组和太阳能机组出力不确定性对IES优化配置和供能安全的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-9.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):3-9.
- [2] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):1-9.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-9.
- [3] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future [J]. IEEE Power & Energy Magazine, 2007, 5(1): 24-30.
- [4] 王毅,张宁,康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2015,35(22):5669-5681.
WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Review and prospect of optimal planning and operation of energy hub in energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22):5669-5681.
- [5] 殷爽睿,艾芊,曾顺奇,等. 能源互联网多能分布式优化研究挑战与展望[J]. 电网技术,2018,42(5):1359-1366.
YIN Shuangrui, AI Qian, ZENG Shunqi, et al. Challenges and prospects of multi-energy distributed optimization for energy internet [J]. Power System Technology, 2018, 42(5):1359-1366.
- [6] 崔鹏程,史俊伟,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):101-109.

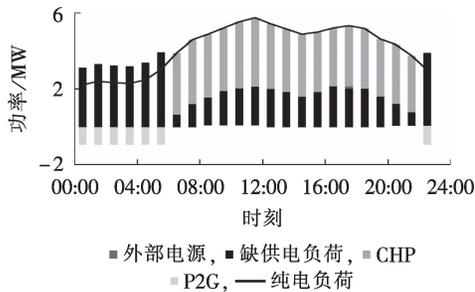


图4 电功率平衡曲线

Fig.4 Electric power balance curve

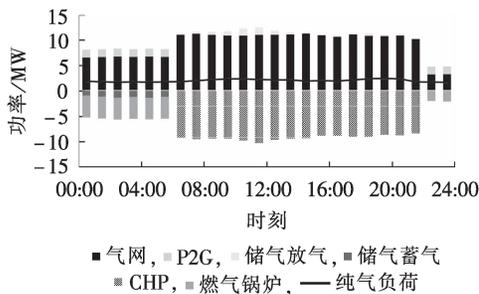


图5 气功率平衡曲线

Fig.5 Gas power balance curve

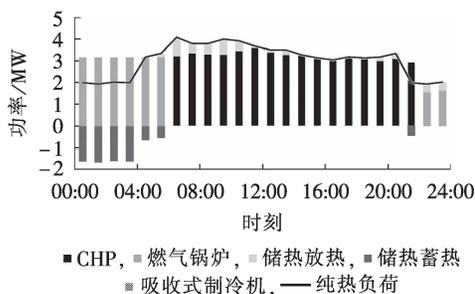


图6 热功率平衡曲线

Fig.6 Heat power balance curve

- [7] DOLATABADI A, MOHAMMADI-IVATLOO B, ABAPOUR M, et al. Optimal stochastic design of wind integrated energy hub[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(5): 2379-2386.
- [8] 白凯峰, 顾洁, 彭虹桥, 等. 融合风光出力场景生成的多能互补微网系统优化配置[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 133-141.
BAI Kaifeng, GU Jie, PENG Hongqiao, et al. Optimal allocation for multi-energy complementary microgrid based on scenario generation of wind power and photovoltaic output[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 134-141.
- [9] 熊文, 刘育权, 苏万煌, 等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1): 118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhua, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 118-126.
- [10] 黄武靖, 张宁, 董瑞彪, 等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5425-5437.
HUANG Wujing, ZHANG Ning, DONG Ruibiao, et al. Coordinated planning of multiple energy networks and energy hubs[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5425-5437.
- [11] 罗艳红, 梁佳丽, 杨东升, 等. 计及可靠性的电-气-热能量枢纽配置与运行优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 47-54.
LUO Yanhong, LIANG Jiali, YANG Dongsheng, et al. Configuration and operation optimization of electricity-gas-heat energy hub considering reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 47-54.
- [12] SHAHMOHAMMADI A, MORADI-DALVAND M, GHASEMI H, et al. Optimal design of multicarrier energy systems considering reliability constraints[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(2): 878-886.
- [13] 刘佳, 徐谦, 程浩忠, 等. 考虑N-1安全的分布式电源多目标协调优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 84-92.
LIU Jia, XU Qian, CHENG Haozhong, et al. Multi-objective coordinated DG planning with N-1 security[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 84-92.
- [14] 刘佳, 程浩忠, 肖峻, 等. 计及N-1安全准则的智能配电网多目标重构策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(7): 9-15.
LIU Jia, CHENG Haozhong, XIAO Jun, et al. A multi-objective re-configuration strategy for smart distribution network considering N-1 security criterion[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 9-15.
- [15] 赵博石, 胡泽春, 宋永华. 考虑N-1安全约束的含可再生能源输电网络结构鲁棒优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(4): 17-24.
ZHAO Boshi, HU Zechun, SONG Yonghua. Robust optimization of transmission topology with renewable energy sources considering N-1 security constraint[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 17-24.
- [16] 周贤正, 陈玮, 郭创新. 考虑供能可靠性与风光不确定性的城市多能源系统规划[J/OL]. 电工技术学报. [2019-05-10]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.180945>.
- [17] QU K, YU T, HUANG L, et al. Decentralized optimal multi-energy flow of large-scale integrated energy systems in a carbon trading market[J]. Energy, 2018, 149: 779-791.
- [18] 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): 3680-3688.
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): 3680-3688.
- [19] 卫志农, 梅建春, 孙国强, 等. 电-气互联综合能源系统多时段暂态能量流仿真[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 41-47.
WEI Zhinong, MEI Jianchun, SUN Guoqiang, et al. Multi-period transient energy-flow simulation of integrated power and gas energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 41-47.
- [20] CHEN S, WEI Z, SUN G, et al. Steady-state and transient simulation for electricity-gas integrated energy systems by using convex optimization[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(9): 2199-2206.
- [21] 张伊宁, 何宇斌, 晏鸣宇, 等. 计及需求响应与动态气潮流的电-气综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(20): 7-14.
ZHANG Yining, HE Yubin, YAN Mingyu, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-natural gas system considering demand response and dynamic natural gas flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 7-14.
- [22] SHAO C, SHAHIDEHPOUR M, WANG X, et al. Integrated planning of electricity and natural gas transportation systems for enhancing the power grid resilience[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4418-4429.
- [23] 张思德, 胡伟, 卫志农, 等. 基于机会约束规划的电-气互联综合能源系统随机最优潮流[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9): 121-128.
ZHANG Side, HU Wei, WEI Zhinong, et al. Stochastic optimal power flow of integrated power and gas energy system based on chance-constrained programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9): 121-128.
- [24] 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.
- [25] QIU J, DONG Z, ZHAO J, 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.
- [26] 杜琳, 孙亮, 陈厚合. 计及电转气规划的综合能源系统运行多指标评价[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 110-116.
DU Lin, SUN Liang, CHEN Houhe. Multi-index evaluation of integrated energy system with P2G planning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 110-116.
- [27] HE Y, YAN M, SHAHIDEHPOUR M, et al. Decentralized optimization of multi-area electricity-natural gas flows based on cone reformulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4531-4542.

作者简介:



林紫菡

林紫菡(1996—),女,江西抚州人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统的运行与规划(**E-mail**: lzh7860@163.com);

刘祚宇(1994—),男,吉林长春人,硕士,主要研究方向为电动汽车与能源互联网(**E-mail**: 1229260998@qq.com);

文福拴(1965—),男,河南林州人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车(**E-mail**: fushuan.wen@gmail.com)。

(下转第231页 continued on page 231)

Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response

LIU Peiyun¹, DING Tao¹, HE Yuankang², CHEN Tianen²

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China)

Abstract: In the view of marketing, an electricity-natural gas-heat multi-energy day-ahead market on the level of IES (Integrated Energy System) is built, and the basic trading mechanism of LA (Load Aggregator) participating in multi-energy day-ahead market is elaborated. Then, an IDR (Integrated Demand Response) model in the multi-energy market is established, and the optimal joint trading strategy among electricity, natural gas and heat is analyzed by taking the maximum profit of LA as the optimization objective. The network model of electricity-natural gas-heat IES is established to ensure that the market transactions satisfy the requirement of safe operation of IES. The effectiveness of the proposed method is verified with an IES composed of an IEEE 33-bus power system, an 11-node gas system and a 6-node heat system. Comparison results between traditional DR (Demand Response) and the proposed IDR model in multi-energy market validate that the proposed IDR model can not only increase gross profit of LA, but also fulfill different types of energy demands and suppress load fluctuation via peak-valley complementary of multi-energy.

Key words: integrated demand response; multi-energy market; load aggregator; integrated energy system; natural gas network; district heating system

(上接第 143 页 continued from page 143)

Optimal placement of energy hubs considering $N-1$ security criterion

LIN Zihan¹, LIU Zuoyu², WEN Fushuan¹, CHEN Fei³, ZHANG Lijun³, XU Chenbo³

(1. School of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Shenyang Power Supply Company of State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110000, China;

3. Economic and Technological Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, China)

Abstract: An IES (Integrated Energy System) formed by integrating and optimizing multiple energy systems provides a new solution to energy and environmental problems. The type and capacity of components in an EH (Energy Hub), which is the coupling link among multiple energy systems, play an important role in the secure and economic operation of IES. In this context, considering $N-1$ security criterion, an optimal placement model of EH for IES involved with electric power system, natural gas system and thermal load is proposed. Firstly, on the basis of the EH framework, the energy coupling part of an IES is modelled. Then, with the minimization of the annual comprehensive cost as the optimization objective, a mixed-integer second order cone programming model for the optimal placement problem of EHs is established with the energy coupling constraints, electric power system operation constraints, natural gas system operation constraints together with $N-1$ security constraints of the electric power system all taken into account, and then solved by the YALMIP / GUROBI commercial solver. Finally, an IES example is employed to demonstrate the presented optimization model and solution method.

Key words: integrated energy system; electric power systems; integrated electric-gas-heat system; energy hub; power to gas; $N-1$ security criterion; optimal placement

附录：

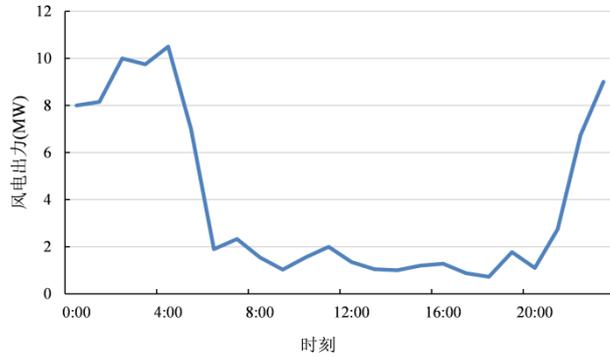


图 A1 典型日风电出力预测曲线

Fig.A1 Predicted wind power output profile in a typical day

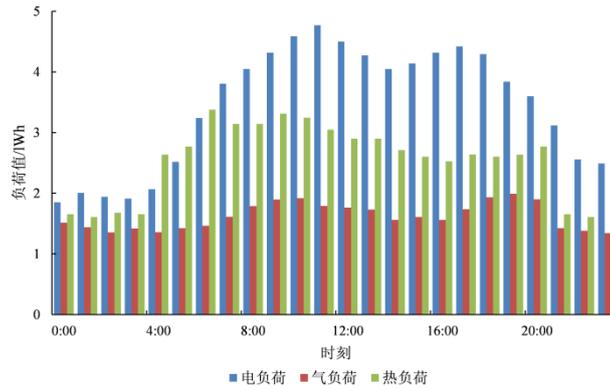


图 A2 EH₁ 的典型日电、气、热负荷出力预测曲线

Fig.A2 Predicted electrical, natural gas and heat load profiles of EH₁ in a typical day

表 A1 能量枢纽备选设备参数

Table A1 Parameters of candidate components of EH

系统设备	运行效率	投资成本系数/[$\$/(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$]	维护成本系数/[$\$/(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$]	运行寿命/a
P2G	0.6	680	0.680	15
CHP	电: 0.35 热: 0.35	670	0.670	15
燃气锅炉	0.75	228	0.228	15
储气装置	充/放: 0.95	280	0.840	15
储热装置	充/放: 0.9	250	0.250	15

表 A2 电力系统支路参数

Table A2 Branch parameters of electric power system

支路	起始节点	终端节点	X
EL ₁	1	2	0.37
EL ₂	2	5	0.14
EL ₃	1	4	0.258
EL ₄	2	4	0.197
EL ₅	5	6	0.27
EL ₆	3	4	0.25
EL ₇	3	6	0.18

注：标注 X 为标么值。

表 A3 输气管道参数

Table A3 Parameters of natural gas pipelines

输气管道	起始节点	终端节点	$K_{ij}/(\text{kcf}\cdot\text{Psig}^{-1})$
GL ₁	1	2	4.0
GL ₂	2	5	5.0
GL ₃	1	4	5.0
GL ₄	2	3	3.5
GL ₅	5	6	4.0
GL ₆	3	4	4.5
GL ₇	3	6	3.5

表 A4 气源参数

Table A4 Parameters of natural gas source

气源	所在节点	$F_{\min}^{\text{ngs}}/\text{kcf}$	$F_{\max}^{\text{ngs}}/\text{kcf}$
S ₁	4	0	45
S ₂	5	0	55