

基于热网-电网综合潮流的用户侧微型能源站及接入网络优化规划

白牧可,唐巍,吴聪,徐鸥洋,冯洪涛

(中国农业大学 信息与电气工程学院,北京 100083)

摘要: 提出一种考虑热网-电网综合潮流的用户侧综合能源系统的规划方法。考虑经济、节能、环保等因素,建立含风机、光伏、储能、微型燃气轮机及燃气锅炉的微型能源站二层规划模型。上层规划目标函数为年费用最小,优化变量为微型能源站安装位置、容量及接入网络;下层规划考虑储能与微型燃气轮机的优化调度,规划目标包含一次能源节约率、可控分布式能源运行费及网损费用。基于热电耦合,提出热网-电网综合潮流计算方法与流程。采用改进遗传算法和粒子群优化算法对模型进行求解。某用户侧综合能源系统算例验证了所提模型和方法的有效性。

关键词: 用户侧综合能源系统; 微型能源站; 热网-电网综合潮流; 二层规划; 优化调度; 模型

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.06.012

0 引言

能源是人类赖以生存和发展的基础,是国民经济的命脉。如何提高社会能源利用效率、促进可再生能源规模化开发、减少用能过程中的环境污染、提高社会基础设施利用率和能源供应安全,已成为国际能源领域重要的战略研究方向^[1]。在能源需求大幅度增长与环境保护日益迫切的双重压力下,许多国家将注意力转向了综合能源系统 IES(Integrated Energy System)^[2]。IES 特指在规划、建设和运行等过程中,通过对能源的产生/传输/分配(能源供应网络)、转换、存储、消费等环节进行有机协调与优化后形成的能源产供销一体化系统。它由社会供能网络、能源交换环节和广泛分布的终端综合能源单元构成。在用户侧配置的 IES 称为用户侧综合能源系统(USIES),USIES 为用户提供电能和热能,主要由微型能源站、能源网络及负荷组成。

IES 的研究最早来源于热电联产 CHP(Combined Heat and Power)热电协同优化领域,目前已扩展至分布式能源系统、冷热电联产 CCHP(Combined Cold Heat and Power)系统等。在规划方面,文献[3]建立了包含节能分析、二氧化碳减排和年节约总成本的多目标函数,研究了不同天气下 CCHP 配置成本优化方案,但在规划中未考虑供能网络;文献[4]结合电网与气网对商业和办公建筑区域进行了 CCHP 容量配置,并对优化方案的运行维护成本、人员成本、向电网售电收益及天然气节约收益进行了经济评估,但在规划中未考虑系统网架规划;文献[5]考虑运行优

化,以年费用和运行费用最小为目标建立了嵌入机会约束规划的能源站规划模型,但机会约束规划概率模型不能反映储能时序特点,因此对储能元件不适用,且其未考虑分布式能源接入后的新增管道问题;文献[6]考虑了电网、水网、气网综合网架,对基于分布式能源的 CHP 进行选址定容,虽然对分布式能源的选址定容与供能网络进行了联合规划,但在规划中未考虑系统运行的时序性,忽略了运行调度对规划结果的影响;文献[7]考虑优化调度,研究了多个 CCHP 热网互联情况下的容量配置问题,但未考虑电网网架的规划。

在运行策略优化方面,以能源效益、环境效益、经济效益(最大节能率、最小温室气体排放量、最小运行维护费用、最小能源费用、最小年运行费用)为优化目标,采用整数线性规划、混合整数线性规划、遗传算法、粒子群优化等数学优化技术,求解 CHP 系统运行策略。但文献[8-12]在进行 CHP 系统优化调度时,未考虑热网与电网的运行特性以及热网与电网之间的耦合关系,对优化结果的准确性有较大影响。文献[13]研究了区域 IES 优化调度方法,建立了以电为核心的 IES 优化调度模型,采用粒子群优化算法作为调度模型求解算法;文献[14]基于对能量枢纽内 CHP 机组热电比可调的考虑,构建了区域 IES 优化运行的双层优化模型,实现内部机组高效运行和外部能源经济分配,通过卡罗需-库恩-塔克条件将双层优化转换为单层优化模型,并用确定性优化软件求解。但文献[13-14]未考虑风光等可再生能源的利用。

日益严重的环境危机促进了可再生分布式能源的大力发展,IES 中包含可再生分布式能源的结合已成为必然趋势。当前对风力、光伏及生物质等多类

收稿日期:2017-04-11;修回日期:2017-05-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51377162)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51377162)

型能源综合发电已进行了相关研究。文献[15-17]从规划的角度,以经济技术指标为目标函数,提出了风力发电、光伏发电和储能等各类电源的选址定容优化方法;文献[18]从运行的角度,提出了多时间尺度的风电和储能联合调度模型与方法;文献[19]从控制的角度,提出了快速跟踪系统动态响应的功率控制策略。文献[15-19]研究了风-光-储的联合规划、运行方法和策略,为提高风电、光伏发电的接纳能力提供了方法和途径。

对目前的 IES 规划研究多考虑不全面,如未同时考虑容量配置与供能网络优化,未同时考虑供能网络与可再生能源的利用,未同时考虑热网与电网综合网架规划。由于风机出力、光伏出力具有时序变化特性,含不可控分布式电源的 IES 规划应结合能源优化调度,才能得到更准确的运行数据,目前同时考虑容量配置、供能网络优化及系统运行的 IES 规划研究很少。本文结合能源优化调度,以经济、节能、环保为目标,考虑风机、光伏、储能、微型燃气轮机(MT)及燃气锅炉(GB)5种分布式能源,建立基于热网-电网综合潮流并考虑优化运行的用户侧微型能源站选址定容及接入网络的非线性二层规划模型,采用遗传算法与粒子群优化算法进行求解,并且通过算例进行仿真验证。

1 USIES 网络模型

USIES 主要为用户提供电能和热能,由微型能源站、能源网络及负荷组成。微型能源站中的分布式电源包括风机、光伏、储能等,分布式热源包括 GB 等,MT 既可以供电又可以供热。能源网络包括电网和热网,将用户与微型能源站连接起来。

当 USIES 内某些元件既供热又供电时,热网与电网之间就存在耦合,为了得到更加精确的结果,应采用热网-电网综合潮流对 USIES 进行分析。

1.1 热网模型及计算

集中供热系统由热源、热网和热用户三部分组成。热网包含以水或蒸汽为介质的供水管网和回水管网,它将热源与热用户连接起来。

热网仿真涉及的变量有:管道内的压力和质量流量,管网节点的供水温度、回水温度和热功率。利用水力平衡分析和热力平衡分析,可确定各管内的质量流量以及各节点的供水温度和回水温度。基于图论对热网络拓扑进行描述,借鉴电力系统分析中成熟的潮流算法计算热网潮流。

1.1.1 水力模型及计算^[20]

a. 水力模型。

水力平衡满足基尔霍夫定律:

$$\begin{cases} \mathbf{A}\mathbf{m} = \mathbf{m}_q \\ \mathbf{B}\mathbf{h}_t = 0 \end{cases} \quad (1)$$

其中, \mathbf{A} 为热网关联矩阵,描述了节点与管道的连接关系,关联矩阵 \mathbf{A} 的每行代表一个节点,每列代表一条管道; \mathbf{m} 为每条管道内的质量流量向量(kg/s); \mathbf{m}_q 为注入每个节点的质量流量向量; \mathbf{B} 为基本回路矩阵,描述回路与管道的关系; \mathbf{h}_t 为水头损失向量。

b. 水力模型计算。

本文从质量流率方程的角度,并采用牛顿-拉夫逊法来计算水力模型。水力模型的牛顿-拉夫逊迭代形式为:

$$\begin{bmatrix} m_1^{(i+1)} \\ m_2^{(i+1)} \\ \vdots \\ m_{n_{\text{pipe}}}^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_1^{(i)} \\ m_2^{(i)} \\ \vdots \\ m_{n_{\text{pipe}}}^{(i)} \end{bmatrix} - [\mathbf{J}^{(i)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta F_1(\mathbf{m}) \\ \Delta F_2(\mathbf{m}) \\ \vdots \\ \Delta F_{n_{\text{pipe}}}(\mathbf{m}) \end{bmatrix} \quad (2)$$

其中, ΔF 为修正变量; \mathbf{J} 为雅可比矩阵; i 为迭代次数; n_{pipe} 为热力管道的段数; $m_k^{(i+1)}$ ($k=1, 2, \dots, n_{\text{pipe}}$) 为迭代第 $i+1$ 次时第 k 段管道的质量流量(kg/s)。

1.1.2 热力模型及计算

(1) 热力模型。

热力模型可以确定每个节点的温度。节点有 3 种温度:供水温度(T_s)、出口温度(T_o)和回水温度(T_r)。出口温度是指每个热负荷点的出口处温度,设定为已知。

a. 热功率计算方程。

$$\phi = C_p m_q^{\text{node}} (T_{s,\text{load}} - T_{o,\text{load}}) \quad (3)$$

其中, ϕ 为负荷节点的热功率(W); C_p 为水的比热($\text{J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$); m_q^{node} 为注入该节点质量流量(kg/s); $T_{s,\text{load}}$ 为负荷供水温度; $T_{o,\text{load}}$ 为负荷出口温度。

b. 热力网络平衡方程。

$$C_p (\sum m_{\text{out}}) T_{\text{out}} = C_p \sum (m_{\text{in}} T_{\text{in}}) \quad (4)$$

其中, T_{out} 为节点的混合温度($^\circ\text{C}$),即水流从热负荷出来后进入回水管道的交汇点混合温度; m_{out} 为管道内离开节点的质量流量(kg/s); T_{in} 为进管末端水流的温度($^\circ\text{C}$); m_{in} 为管道内进入节点的质量流量(kg/s)。

c. 温度损失计算。

$$T_{\text{end}} = (T_{\text{start}} - T_a) e^{\lambda L_{\text{pipe}} / (C_p m_{\text{pipe}})} + T_a \quad (5)$$

其中, T_{start} 和 T_{end} 分别为某段管道首、末端的温度($^\circ\text{C}$); T_a 为环境温度; λ 为管道的传热系数($\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$); L_{pipe} 为该管道的长度(m); m_{pipe} 为该管道内的质量流量(kg/s)。

(2) 热力模型计算。

基于已有的热源供水温度求解各负荷点的供水温度,先进行供水温度的计算;基于已知的每户热负荷出水温度求解各负荷点汇合后的回水温度以及各热源的回水温度,再进行回水温度计算。

供水温度计算的线性方程组为:

$$C_s T'_s = b_s \quad (6)$$

其中, C_s 为系数矩阵; T'_s 为未知变量, 即供水温度构成的向量; b_s 为常数矩阵。

回水温度计算的线性方程组为:

$$C_r T'_r = b_r \quad (7)$$

其中, C_r 为系数矩阵; T'_r 为未知变量, 即回水温度构成的向量; b_r 为常数矩阵。

供水温度与回水温度的线性方程组均通过牛顿-拉夫逊法进行求解。

1.1.3 水力-热力模型联合计算

当已知各节点(松弛节点除外)的热功率时, 热网水力-热力模型联合求解的结构图如图 1 所示。

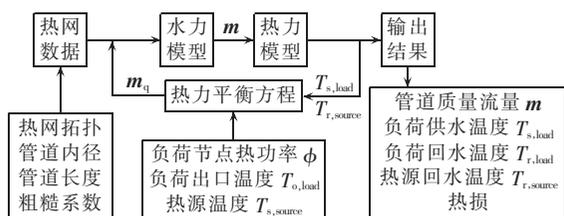


图 1 水力-热力模型联合计算结构图

Fig.1 Flowchart of combined calculation for hydraulic-thermal model

1.2 电网模型及计算

1.2.1 电网模型

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (8)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (9)$$

其中, P_i 、 Q_i 分别为节点 i 注入的有功功率和无功功率; G_{ij} 、 B_{ij} 、 δ_{ij} 分别为节点 i 、 j 之间的电导、电纳和电压相角差; n 为系统节点总数; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的电压幅值。

1.2.2 电网模型计算

由于牛顿-拉夫逊法本身对电压初值非常敏感, 每次迭代雅可比矩阵形式复杂, 而且需要逆计算, 计算量大, 影响了计算速度, 并且用户侧微型能源站中配电网具有较大的 R/X , 致使其在配电网中存在收敛困难的问题, 因此本文采用前推回代法进行电网潮流计算, 具体过程可参考文献[21], 此处不再赘述。

1.3 热电耦合元件模型

电力网络和热力网络是通过耦合元件 MT 耦合在一起的, MT 产能的燃料是燃气, 通过 MT 内部工作将燃料中能量分别转化为热能和电能, 其热电比符合一定的函数关系。选取 Capstone 公司的 C200 型 MT, 忽略外界环境变化对发电、燃料燃烧效率的影响, 其热电关系数学模型为:

$$\begin{cases} Q_{MT}(t) = P_e^{MT}(t) [1 - \eta_{ge}^{MT}(t) - \eta_l] / \eta_{ge}^{MT}(t) \\ Q_{he}(t) = Q_{MT}(t) \eta_{he} K_h \\ F_{MT}(t) = (\sum P_e^{MT}(t) \Delta t) / (\eta_{ge}^{MT}(t) L) \end{cases} \quad (10)$$

其中, $Q_{MT}(t)$ 、 $P_e^{MT}(t)$ 、 $\eta_{ge}^{MT}(t)$ 分别为 t 时段 MT 的排气余热、电功率和发电效率; η_l 为散热损失率; $Q_{he}(t)$ 为 t 时段溴冷机制热量; η_{he} 、 K_h 分别为溴冷机的制热系数和烟气回收率; $F_{MT}(t)$ 为 t 时段 MT 燃气消耗量; Δt 为 MT 的运行时间长度, 本文取 1 h; L 为天然气的低热值, 通常取 9.73 kW·h/m³。

本文算例基于 Capstone 公司的 C200 型 MT, 对实际数据进行 MATLAB 拟合, 可得 η_{ge}^{MT} 与 $P_e^{MT}(t)$ 的关系函数为:

$$\eta_{ge}^{MT}(t) = 0.4166 (P_e^{MT}(t)/200)^3 - 1.0135 (P_e^{MT}(t)/200)^2 + 0.8365 (P_e^{MT}(t)/200) + 0.0926 \quad (11)$$

若 MT 散热损失率 η_l 固定, 根据式(11)可得 t 时段 MT 发热效率为 $\eta_{gh}^{MT}(t) = 1 - \eta_{ge}^{MT}(t) - \eta_l$, 进而可计算得到 MT 发热量。

1.4 热网-电网综合潮流

USIES 内耦合元件是热网与电网连接的桥梁, 基于耦合元件热、电功率特性形成热网-电网综合潮流。热网潮流采用牛顿-拉夫逊法求解, 电网潮流采用前推回代法求解。热网-电网综合潮流可为用户侧微型能源系统规划及运行优化提供准确的基础数据, 热网-电网综合潮流求解算法流程见图 2。

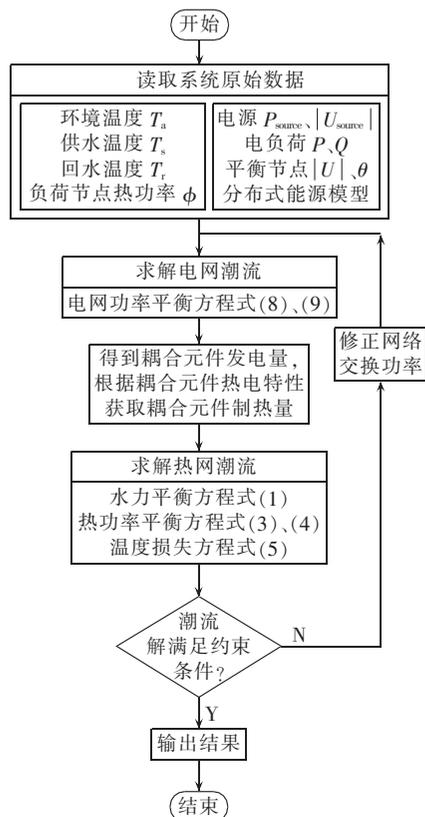


图 2 热网-电网综合潮流求解算法流程图

Fig.2 Flowchart of integrated thermal-electric power flow calculation

本文中, USIES 的消耗燃气产能元件有 MT 与 GB, 其输入与输出的关系为[22-23]:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{MT} \eta_{gt}^{MT} \\ v_{MT} \eta_{gt}^{MT} + (1-v_{MT}) \eta^{GB} \end{bmatrix} P_g \quad (12)$$

其中, L_e 、 L_h 分别为 MT 和 GB 所供应的电负荷和热负荷; P_g 为天然气输入的能量; η^{GB} 为 GB 的效率; $0 \leq v_{MT} \leq 1$ 为天然气分配系数, $v_{MT} P_g$ 表示输入 MT 的天然气, $(1-v_{MT}) P_g$ 则表示输入 GB 的天然气; η_{gt}^{MT} 和 η_{gt}^{MT} 分别为天然气经过 MT 转化为电力和热能的转换效率。

利用热网-电网综合潮流进行用户侧微型能源站选址定容及接入网络规划。规划时考虑运行条件, 通过控制可控分布式能源不仅能实现能量平衡和抑制风机、光伏发电的功率波动, 而且可以协调热网与电网之间的能源分配, 从而提高能源利用率, 达到经济性、能源效益与环保效益三者最优。

2 用户侧微型能源站及接入网络二层规划模型

2.1 规划思路

为了获得更符合实际情况的分布式能源发电量与制热量、燃料费用、网损费用等数值, 需要在规划时引入优化调度, 因此采用二层规划方法, 该方法可以解决能源站优化配置及可控分布式能源的调度优化问题。

上层规划为能源站投资决策问题, 规划目标是年费用最小, 决策变量是分布式能源的安装位置与容量及接入线路; 下层规划为分布式能源优化运行问题, 决策变量是 MT 与储能调度值, 规划目标包含一次能源节约率、可控分布式能源运行费及网损费用。上层规划结果即分布式能源站的投资决策变量为下层规划提供了初始条件, 下层规划所得运行最优值反馈到上层规划, 代入年费用即可获得上层规划总的目标函数值。

本文能源站包含风机、光伏、储能、MT 及 GB 5 种分布式能源。

2.2 上层目标函数

以设备年投资运行维护费用 C 、电网购电年费用 C_G 及环境成本费用 C_E 最小为优化目标, 决策变量为微型能源站安装位置与容量, 目标函数为:

$$F_{up} = \min(C + C_G + C_E) \quad (13)$$

2.2.1 年投资运行维护费用 C

年投资运行维护费用包含分布式能源设备投资费用 C_C 、分布式能源设备运行维护费 C_{OM} 及新增网架投资和运行维护费用 C_P 。

$$C = C_C + C_{OM} + C_P \quad (14)$$

a. 分布式能源设备投资费用 C_C (考虑折旧因素)。

$$C_C = \sum_{i=1}^{N_{ME}} \sum_{j=1}^{N_i} C_{RF}^i \alpha_i C^i C_{apj}^i \quad (15)$$

折旧系数:

$$C_{RF} = \frac{r(1+r)^{L_i}}{(1+r)^{L_i} - 1} \quad (16)$$

其中, N_{ME} 为能源设备的种类数; N_i 、 α_i 、 C^i 分别为第 i 类能源设备的安装总数、固定投资年平均费用系数、单位容量投资成本; C_{apj}^i 为第 i 类能源设备安装在第 j 个安装位置的安装容量; r 为折旧率; L_i 为工程年限。

b. 分布式能源设备运行维护费 C_{OM} 。

$$C_{OM} = C_0 + C_M \quad (17)$$

$$C_M = 8760(c_{PV} C_{ap}^{PV} C_{PV}^F + c_{WT} C_{ap}^{WT} F_{WT}^F + c_{MT} C_{ap}^{MT} C_{MT}^F + c_B C_{ap}^B C_B^F) \quad (18)$$

其中, C_0 为分布式能源的运行费, 由下层目标优化决定; C_M 为分布式能源的维护费; c_{MT} 、 c_B 、 c_{PV} 、 c_{WT} 分别为 MT、GB、光伏、风机的单位能量维护费用; C_{ap}^{MT} 、 C_{ap}^B 、 C_{ap}^{PV} 、 C_{ap}^{WT} 分别为 MT、GB、光伏、风机的安装总容量; C_{MT}^F 、 C_B^F 、 C_{PV}^F 、 F_{WT}^F 分别为 MT、GB、光伏、风机的容量系数。

c. 新增网架投资及运行维护费用 C_P 。

$$C_P = \sum_{g=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_{gk}} x_{g,k} (C_{RF}^L \gamma_{g,k} C_{g,k}^{new} L_{g,k} + W_{g,k}^{new}) \quad (19)$$

其中, N_L 为新增网架线路种类, 表示热管道和电力线路; $x_{g,k}$ 为 0-1 变量, 0 表示第 g 种线路的第 k 条拟新建管道未被选中, 1 表示被选中; $\gamma_{g,k}$ 为第 g 种线路的第 k 条管道新建的固定投资年平均费用系数; $C_{g,k}^{new}$ 为第 g 种线路的第 k 条管道单位长度管道的投资成本; $L_{g,k}$ 为第 g 种线路的第 k 条新建管道的长度; $W_{g,k}^{new}$ 为第 g 种线路的第 k 条新建管道的投资及运行维护费用。

2.2.2 电网购电年费用 C_G

$$C_G = \sum_{k=1}^4 \left[T_k \sum_{t=1}^{24} (C_P C_{CP,k}(t) - C_S C_{SP,k}(t)) \right] \quad (20)$$

其中, C_P 、 C_S 分别为从外网购电的电价和向外网售电的电价; $C_{CP,k}(t)$ 、 $C_{SP,k}(t)$ 分别为第 k 季 t 时段购电量和售电量。

2.2.3 环境成本费用 C_E

污染物排放主要来源于 MT、GB, 为了控制空气污染物的排放, 本文引入了大气环境指标, 主要研究 NO_x 和 CO_2 的排放量。

$$C_E = \sum_{k=1}^4 \left\{ T_k \sum_{i=1}^{24} \sum_{t=1}^2 [R_i (K_i^{MT} P_{e,k}^{MT}(t) + K_i^B Q_k^B(t)) \Delta t] \right\} \quad (21)$$

其中, T_k 为四季天数; R_i 为第 i 种污染物的环境价值 (元/kg); K_i^{MT} 、 K_i^B 分别为 MT 和 GB 的第 i 种污染物的排放强度 (kg/(kW·h)); $P_{e,k}^{MT}$ 为第 k 季 t 时段 MT 电功率; $Q_k^B(t)$ 为第 k 季 t 时段 GB 输出热量。

2.3 下层目标函数

下层目标函数包含年一次能源节约率 η_{PESR} 、分布式能源运行费 C_0 及网络损耗费用 C_{loss} 这 3 个函数。下层目标函数为:

$$F_{\text{low}} = \min[\omega_1(1/\eta_{\text{PESR}}) + \omega_2 C_0 + \omega_3 C_{\text{loss}}] \quad (22)$$

下层多目标进行归一化处理,采用判断矩阵法确定各子目标权重,权重向量 $\mathbf{W} = (0.6370, 0.2583, 0.1047)$ 。

2.3.1 一次能源节约率 $\eta_{\text{PESR}}^{[24]}$

CHP 系统年一次能源消耗量为:

$$\eta_{\text{PEC}}^{\text{LC}} = \frac{E_{\text{grid}}^{\text{LC}}}{\eta_{\text{grid}} \eta_e} + F_{\text{MT}}^{\text{LC}} + F_{\text{B}}^{\text{LC}} \quad (23)$$

分产系统年一次能源消耗量为:

$$\eta_{\text{PEC}}^{\text{FC}} = \frac{E_{\text{grid}}^{\text{FC}}}{\eta_{\text{grid}} \eta_e} + F_{\text{B}}^{\text{FC}} \quad (24)$$

年一次能源节约率为:

$$\eta_{\text{PESR}} = \frac{\eta_{\text{PEC}}^{\text{FC}} - \eta_{\text{PEC}}^{\text{LC}}}{\eta_{\text{PEC}}^{\text{FC}}} \quad (25)$$

其中, $E_{\text{grid}}^{\text{LC}}$ 、 $E_{\text{grid}}^{\text{FC}}$ 分别为 CHP 系统和分产系统的年电网购电量($\text{kW}\cdot\text{h}$); η_{grid} 为电厂供电效率; η_e 为电网输电效率; $F_{\text{MT}}^{\text{LC}}$ 、 F_{B}^{LC} 分别为 CHP 系统中 MT 和 GB 消耗的天然气热量($\text{kW}\cdot\text{h}$); F_{B}^{FC} 为分产系统中 GB 消耗的天然气热量($\text{kW}\cdot\text{h}$)。

2.3.2 分布式能源运行费 C_0

由于能源消耗费用占运行费的绝大比重,运行费约等于燃料费。

$$C_0 = \sum_{k=1}^4 \left[T_k \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{h=1}^{N_{\text{MT}}} C_{\text{MT},k,h}^{\text{f}}(t) + \sum_{q=1}^{N_{\text{B}}} C_{\text{B},k,q}^{\text{f}}(t) \right) \right] \quad (26)$$

其中, $C_{\text{MT},k,h}^{\text{f}}(t)$ 为第 k 季 t 时段在 h 位置配置的 MT 的燃料成本; $C_{\text{B},k,q}^{\text{f}}(t)$ 为第 k 季 t 时段在 q 位置配置的 GB 的燃料成本。

2.3.3 网络损耗费用 C_{loss}

$$C_{\text{loss}} = Q_{\text{loss}} + P_{\text{loss}} = \sum_{k=1}^4 \left[T_k \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{gr}}} c_{\text{h}} C_{\text{m}} m_{k,t,i} \Delta T_{k,t,i} + c_{\text{p}} \Delta t P_{\text{loss},k,t} \right) \right] \quad (27)$$

其中, Q_{loss} 为热网损耗(kW); P_{loss} 为电网损耗(kW); c_{h} 、 c_{p} 分别为单位热网网损成本(元/ kW)和单位电网网损成本(元/ kW); C_{m} 为比热容,其中 $1 \text{ kW}\cdot\text{h} = 3600000 \text{ J}$; N_{pipe} 为管道条数; $m_{k,t,i}$ 、 $\Delta T_{k,t,i}$ 分别为第 k 季 t 时段第 i 段管道内的质量流量(kg/s)、首端至末端的温度损耗($^{\circ}\text{C}$); $P_{\text{loss},k,t}$ 为第 k 季 t 时段的电网损耗。

2.4 约束条件

2.4.1 电力网络约束

a. 支路功率约束。

$$P_k \leq P_k^{\text{max}} \quad (28)$$

其中, P_k 为支路 k 的有功功率值; P_k^{max} 为支路 k 的有功功率最大允许值。

b. 节点电压约束。

$$U_i^{\text{min}} \leq U_i \leq U_i^{\text{max}} \quad (29)$$

其中, U_i 为节点 i 的电压值; U_i^{max} 、 U_i^{min} 分别为节点 i 的电压上、下限。

c. 功率平衡约束。

功率平衡约束条件满足式(8)、(9)。

2.4.2 设备约束

a. 蓄电池充放电约束。

$$\begin{cases} \text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\text{max}} \\ P_{\text{Ch},\text{min}} \leq P_{\text{Ch}}(t) \leq P_{\text{Ch},\text{max}} \\ P_{\text{DCh},\text{min}} \leq P_{\text{DCh}}(t) \leq P_{\text{DCh},\text{max}} \\ \beta_1 \text{SOC}_{\text{max}} \leq \text{SOC}(t) \leq \beta_2 \text{SOC}_{\text{max}} \end{cases} \quad (30)$$

其中, $\text{SOC}(t)$ 为蓄电池 t 时刻荷电状态; SOC_{max} 、 SOC_{min} 分别为蓄电池的荷电状态上、下限; $P_{\text{Ch}}(t)$ 为 t 时刻蓄电池的充电功率; $P_{\text{Ch},\text{min}}$ 、 $P_{\text{Ch},\text{max}}$ 分别为蓄电池的最小、最大充电功率; $P_{\text{DCh}}(t)$ 为 t 时刻蓄电池的放电功率; $P_{\text{DCh},\text{min}}$ 、 $P_{\text{DCh},\text{max}}$ 分别为蓄电池的最小、最大放电功率; β_1 和 β_2 分别为充、放电系数。

$$\text{SOC}(t+1) = \begin{cases} \text{SOC}(t) + P_{\text{es}}^t \beta_1 \Delta t & P_{\text{es}}^t \geq 0 \\ \text{SOC}(t) + (P_{\text{es}}^t / \beta_2) \Delta t & P_{\text{es}}^t < 0 \end{cases} \quad (31)$$

其中, P_{es}^t 为 t 时刻储能的充放电功率,充电时 $P_{\text{es}}^t \geq 0$,放电时 $P_{\text{es}}^t < 0$ 。

b. MT 爬坡率约束。

增加功率时,爬坡率约束为:

$$P_{\text{MT}}(t) - P_{\text{MT}}(t-1) \leq R_{\text{up},\text{MT}} \quad (32)$$

减小功率时,爬坡率约束为:

$$P_{\text{MT}}(t-1) - P_{\text{MT}}(t) \leq R_{\text{down},\text{MT}} \quad (33)$$

其中, $R_{\text{up},\text{MT}}$ 、 $R_{\text{down},\text{MT}}$ 分别为在一个调度时段内 MT 调整的有功功率上、下限。

c. GB 出力约束。

$$Q_{\text{min}}^{\text{B}} \leq Q^{\text{B}} \leq Q_{\text{max}}^{\text{B}} \quad (34)$$

其中, Q^{B} 为 GB 出力; $Q_{\text{min}}^{\text{B}}$ 、 $Q_{\text{max}}^{\text{B}}$ 分别为 GB 最小出力和最大出力。

2.4.3 热力网络约束

热力网络采用量调节的方式进行调节,其约束条件满足式(1)、(3)~(5)。

2.5 下层目标函数各目标权重的处理

多目标问题不能用数据大小进行直观比较,需要转化成单目标函数^[25]。判断矩阵法是一种定量和定性相结合的计算权重方法,既能在一定程度上反映客观情况,又考虑了不同使用者对各目标的重视程度。本文利用判断矩阵法^[26]来实现多目标函数到单目标的转化。

判断矩阵法的核心是根据各目标之间的等级关系确定判断矩阵,形成准则如表 1 所示。

针对本文的运行优化问题,可将各目标根据重要性分等级:一次能源节约率反映系统改造后的节能性能,作为第 1 等级目标;分布式能源运行费,作为反映当前经济性重要考核指标,将其作为第 2 等级目标;网络损耗费用反映系统的运行效率,将其作为第 3 等级目标;结合上述分析,取判断数形成判断

表 1 判断矩阵形成准则

Table 1 Formation criterions of judgment matrix

标度	含义
1	2 个因素相比,具有同等重要性
3	2 个因素相比,一个比另一个稍微重要
5	2 个因素相比,一个比另一个明显重要
7	2 个因素相比,一个比另一个强烈重要
9	2 个因素相比,一个比另一个极端重要

注:①标度 2,4,6,8 代表上述两相邻判断的中值;
②倒数,因素 i 与因素 j 比较判断 a_{ij} ,则因素 j 与因素 i 比较判断 $a_{ji}=1/a_{ij}$ 。

矩阵:

$$J = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \quad (35)$$

经过矩阵处理后,得到各目标权重向量 $W=(0.6370,0.2583,0.1047)$ 。

3 求解方法

上层采用改进遗传算法求解^[27],引入最优保留策略和自适应遗传算子,使改进的遗传算法能够获得全局最优解。

3.1 上层规划编码

每个染色体分为两部分,如表 2 所示。

表 2 上层规划染色体结构

Table 2 Structure of chromosome for upper planning level

分布式能源信息	新建线路
分布式能源容量,分布式能源类型	电力线路,热管道

染色体第一部分表示分布式能源候选位置相应节点的可能安装容量及类型,使用 3 位二进制数来表示每个候选位置上分布式能源的数量,即每个位置相应有 8 种可能容量,当编码为 0 时表示不接入分布式能源;每个候选位置上的分布式能源类型有 5 种。第二部分表示分布式能源接入网架的候选线路,每个分布式能源有 2 条候选电力线路或热管道将其接入网架,该部分编码分为 2 段,分别对应新建电力线路与新建热管道:第 1 段用 1 位二进制数,对应 2 种不同的电力线路;第 2 段用 1 位二进制数,对应 2 种不同的热管道。

3.2 下层规划编码

本文采用惯性因子随适应值自动改变的自适应粒子群优化算法。粒子的编码如图 3 所示。粒子第一部分表示储能 24 h 调度值,用 $P_{t1}-P_{t24}$ 表示,符号为正代表吸收功率,符号为负代表发出功率;粒子第二部分表示 MT 24 h 调度值,用 $M_{t1}-M_{t24}$ 表示。

$$P_{i,PSO} = \left[\overbrace{P_{t1}, P_{t2}, \dots, P_{t24}}^{\text{储能 24 h 调度值}}, \overbrace{M_{t1}, M_{t2}, \dots, M_{t24}}^{\text{MT 24 h 调度值}} \right]$$

图 3 粒子编码

Fig.3 Particle coding

3.3 算法流程

- 输入网络原始数据。
- 根据原始数据进行潮流计算,获得初始网络相应数据。
- 按上文所述对上、下层规划编码。
- 产生上层规划决策变量、设备容量位置及新增管道的遗传算法初始种群。
- 生成各分布式能源、电负荷及热负荷的各季典型日数据。
- 针对上层初始化种群中每一个个体,产生下层规划初始化群体。根据下层规划模型,对每个时段进行热网-电网综合潮流计算,采用粒子群优化算法对储能、MT 进行调度,得到下层规划目标函数最优值。
- 将上层初始化群体中每一个体对应的下层规划最优值、每个时段的运行费用、每个时段的 MT 和 GB 出力、每个时段的购电量及售电量返回上层规划。
- 计算上层规划模型。
- 进行遗传操作(选择、交叉、变异),产生新种群。
- 判断终止条件,首先若满足收敛条件则计算结束,其次若达到最大迭代次数则计算结束;否则, $t=t+1$,转至步骤 f。

4 算例及结果分析

4.1 算例介绍

以北方某商住型负荷区为例,原有区域电网-热网结构如图 4 所示,该区域原由市政供热、公用电网供电。随着区域热、电负荷的增长,需要在用户侧新建微型能源站以满足热负荷及电负荷需求,新建及改造后区域热网不与市政热网连接,电网并网运行,可购电和售电。最大电负荷为 2 600 kW + 1 499.33 kvar,最大热负荷为 3 214 kW。

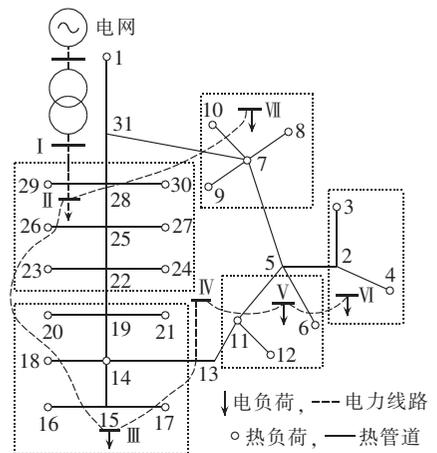


图 4 热网-电网结构图

Fig.4 Structure of interconnected thermal and electric networks

由于风机、光伏为不可控分布式能源,结合不可控分布式能源的特性及供暖规律,本文将一年分为

4 个季节,4 个季节各选一个代表日,每个代表日分为 24 个时段。图 5、图 6 为冬夏典型日的负荷曲线,图 7 为风机、光伏冬夏典型日出力图。

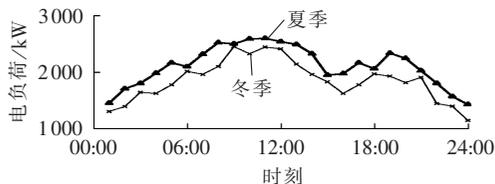


图 5 冬夏典型日电负荷曲线

Fig.5 Typical daily electric load curves of summer and winter

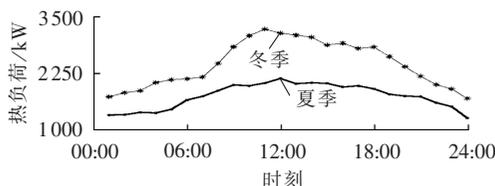


图 6 冬夏典型日热负荷曲线

Fig.6 Typical daily thermal load curves of summer and winter

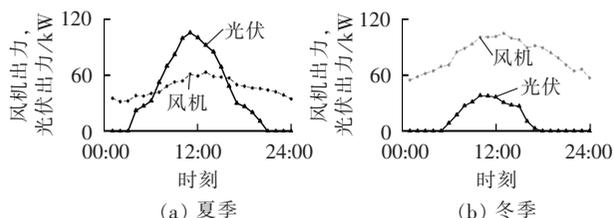


图 7 典型日风机与光伏出力曲线

Fig.7 Typical daily power output curves of WT and PV

受风力、光照等自然资源的影响,风机多安装在空旷场地,光伏多安装在建筑物楼顶或外墙;储能需要配合风、光等不可控分布式能源进行电能存储,故储能的安装位置紧邻风机、光伏;MT 与 GB 多安装在热负荷集中的位置,规划区相对面积不大,对环境和土地占用亦有一定要求,不能随意确定 MT 与 GB 的安装位置。因此,应结合实际资源分布及环境和土地、负荷分布情况,通过现场勘察确定分布式能源候选位置。图 4 中光伏与风机、储能候选安装位置为 III、V、VI、VII;MT 与 GB 候选安装位置为 1、2、7、11、22,含 MT 的系统采用“以电定热”模式。

遗传算法初始参数为:种群规模为 100,迭代次数为 50,交叉概率为 0.9,变异概率为 0.1。粒子群优化算法初始参数为:种群规模为 30,迭代次数为 50,个体加速因子为 2,全局加速因子为 2。

表 3 给出涉及的相关参考价格。各主要设备的 NO_x 与 CO_2 排放量见表 4。表 5 给出设备性能参数。

4.2 方案比较

4.2.1 不同情形下的方案比较

对 3 种计算情形进行微型能源站及接入网络优

表 3 相关参考价格

Table 3 Relative reference prices

参数	取值	参数	取值
天然气价格	3.45 元/ m^3	GB 单位造价	850 元/kW
用户侧售电电价	0.609 元/(kW·h)	MT 单位造价	10000 元/kW
向电网购电电价	0.49 元/(kW·h)	风机单位造价	8000 元/kW
储能单位造价	1923 元/kW	光伏单位造价	6500 元/kW

表 4 NO_x 与 CO_2 排放因子

Table 4 Emission factors of NO_x and CO_2

设备	NO_x		CO_2	
	排放强度/ [$\text{kg} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$]	环境价值/ (元· kg^{-1})	排放强度/ [$\text{kg} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$]	环境价值/ (元· kg^{-1})
GB	0.2556		742.6	0.044
MT	0.2	8	201.96	

表 5 设备性能参数

Table 5 Equipment performance parameters

参数	取值	参数	取值
MT 散热损失率	0.15	GB 制热效率	0.8
溴冷机制热系数	1.2	电网输电效率	0.92
溴冷机烟气回收率	0.9	电厂平均供电效率	0.377

化配置:情形 1,分产系统,只由 GB 供热,热网孤岛运行,只由公用电网供电,无其他发电元件;情形 2,CHP 系统,MT 与 GB 共同供热,热网孤岛运行,MT 与公用电网共同供电,除 MT 无其他发电元件;情形 3,区域多能源系统,MT 与 GB 共同供热,热网孤岛运行,MT、风机、光伏、储能及公用电网共同供电。规划结果见表 6、表 7。针对情形 1—3 分别形成方案

表 6 规划结果

Table 6 Results of planning

分布式能源	情形 1	情形 2	情形 3
GB	容量/kW	1500,1500,1100	800,700,800
	位置	1,2,11	1,2,22
MT	容量/kW	—	600,400
	位置	—	2,7
风机	容量/kW	—	—
	位置	—	—
光伏	容量/kW	—	—
	位置	—	—
储能	容量/kW	—	—
	位置	—	—
电力线路	长度/m	—	270,130
	接入位置	—	VI, VII
热管道	长度/m	80,250,200	70,230,120,210
	接入位置	1,2,11	1,2,7,22

表 7 规划成本比较

Table 7 Comparison of planned costs

情形	投资运行 维护费用/ (万元· a^{-1})	购电成本/ (万元· a^{-1})	环境成本/ (万元· a^{-1})	总成本/ (万元· a^{-1})	年一次能源 节约率/%
1	698.29	737.18	16.26	1451.73	—
2	897.46	276.95	20.09	1194.50	34.33
3	964.98	193.52	19.81	1178.31	41.10

1—3。

由表 6 可知,随着 MT 的接入,GB 的总容量减少;方案 3 的 MT 容量比方案 2 减少 200 kW,说明可再生分布式电源的接入,减少了系统对 MT 供电的需求。

由表 7 数据可以看出,方案 2 和方案 3 中购电成本都明显优于方案 1,方案 2 比方案 1 购电成本减小 62.43%,说明 MT 发电可以减少系统购电量,方案 3 比方案 2 的购电成本减小 30.12%,说明可再生分布式电源的加入进一步减少系统购电量;虽然 MT 和分布式电源的加入,使投资运行维护费用及环境成本增加了,但由于系统内部发电,使购电量减少带来的效益大于投资运行维护费用及环境成本的增加,所以方案 3 的总成本比方案 1 和方案 2 分别减少 18.83%、1.07%,方案 2 的总成本比方案 1 减少 17.72%;与方案 1 比较,方案 2 和方案 3 的一次能源节约率分别为 34.33% 和 41.10%,说明虽然 MT 的加入使得系统的环境成本增加了,但是对于全社会而言,能源得到了节约,可再生分布式电源的利用可以提高一次能源节约率,所以方案 3 的社会环保效益优于方案 2,方案 2 的社会环保效益优于方案 1。

图 8 给出了第 3 种情形的优化结果。

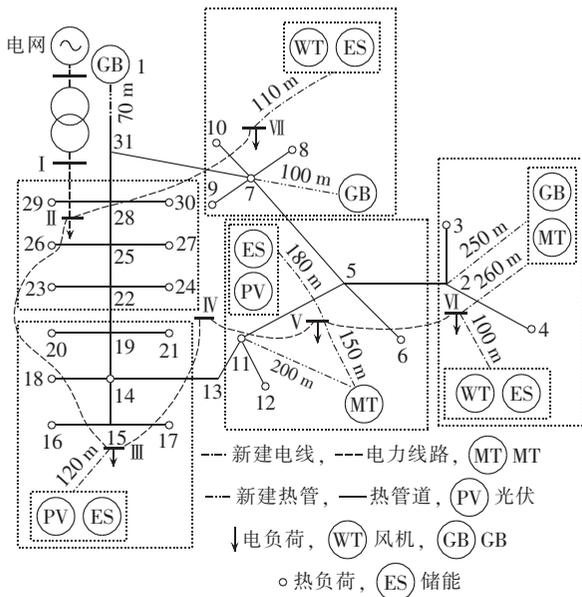


图 8 热网-电网结构图

Fig.8 Structure of interconnected thermal and electric networks

方案 3 春季典型日 MT 制热量见图 9。由图 9 可知,方案 3 MT 从 17:00 至次日 06:00 之间产热量较高,这是由于 07:00—16:00 之间光伏和风机同时发电,通过优化调度 MT 减少了发电量,相应的制热量也会减少,使系统能源高效利用;在“以电定热”模式下,MT 出力并未一味地满足电负荷而处于满发状态,这说明在热网-电网综合潮流计算时,MT 的发电量受到热网约束,因此可以更加合理地调度电

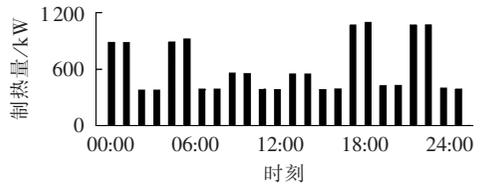


图 9 春季典型日 MT 制热量

Fig.9 Thermal power outputs of MT for typical day of spring

能和热能,更加高效地利用能源,减少了能源浪费。

图 10 给出了各方案冬季典型日净电负荷曲线,净电负荷是指电负荷减去系统内部所有产电设备产电后的负荷值。

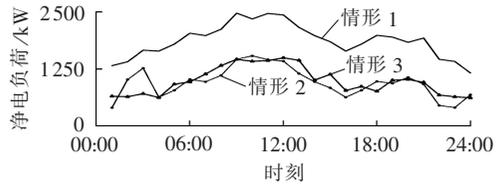


图 10 冬季典型日各方案净负荷曲线

Fig.10 Typical daily net load curves of winter for different schemes

由图 10 可知,方案 2 和方案 3 均使系统购电量下降。系统采用“以电定热”模式,06:00—08:00,方案 2 净电负荷较低,方案 3 净电负荷明显增多,加大低负荷期间的电能利用;09:00—13:00,方案 2 净电负荷升高,并在 10:00 出现峰荷,方案 3 将峰荷转移,并使这段期间内负荷变化很小;14:00—20:00,方案 3 峰谷差明显比方案 2 峰谷差小;21:00—24:00,方案 3 避免了方案 2 中出现的净电负荷最低情况;01:00—04:00,方案 3 未出现方案 2 净电负荷剧烈变化的情况,经上述分析可得,与方案 3 相比,方案 2 对电负荷的削峰填谷作用较小。方案 3 净电负荷峰谷差最小,这说明储能作为可控元件,能够调节系统内整体电负荷水平,缓解可再生分布式电源出力带来的波动性,起到削峰填谷、节能降损的作用,所以方案 3 在支持热网供热的同时,对电网进行调节效果最优。

4.2.2 不同控制模式下的方案比较

在方案 3 配置下,采用 2 种控制模式进行优化:模式 1,“以电定热”模式;模式 2,“以热定电”模式。规划结果见表 8。

由表 8 数据可以看出,模式 1 的购电成本比模

表 8 不同控制模式下方案 3 年费用比较

Table 8 Comparison of annual cost between different control modes for scheme 3

控制模式	投资运行维护费用/(万元·a ⁻¹)	购电成本/(万元·a ⁻¹)	环境成本/(万元·a ⁻¹)	总成本/(万元·a ⁻¹)	年一次能源节约率/%
1	964.98	193.52	19.81	1178.31	41.10
2	868.00	349.12	17.55	1234.68	30.33

式 2 的减小 44.57%,这说明“以电定热”模式下 MT 发电较多,可大量减少购电成本;虽然模式 1 下系统内部发电较多导致投资运行维护费用及环境成本上升,但二者之和小于购电量减少带来的效益,所以模式 1 的总成本比模式 2 的减小 4.57%;模式 1 的一次能源节约率比模式 2 的提高 35.51%,说明 MT 发电可大量降低,提升社会环保效益。

方案 3 中 MT 装机容量为 800 kW,其发热量最大约为 1260 kW,仅为 GB 安装容量的 1/2。结合上述分析与方案 3 中 MT 装机容量较小的情况可知,提高 MT 发电量可大量降低购电成本,从而降低总成本,且提升社会环保效益,因此“以电定热”模式更适合于 MT 装机容量较小的情况。

5 结论

本文结合热网-电网综合潮流,建立了考虑优化运行的用户侧微型能源站选址定容及接入网络的二层规划模型。研究得出以下结论。

a. 采用本文用户侧微型能源站及接入网络二层规划方法得到的规划方案,能够获得更高的能源利用效率、经济效益和环保效益。

b. 用户侧微型能源站及接入网络规划需考虑热网-电网运行特性,利用热网-电网综合潮流计算可获得更加准确的网络运行数据,从而为规划研究提供更符合实际的数据。

c. MT 可降低系统购电成本及提高能源利用率;风机与光伏能够降低系统购电费用及提高环保效益;储能可缓解风机与光伏发电带来的波动性,实现削峰填谷和节能降损。USIES 可协调热网与电网之间的能源分配,提高能源效率,更加节能、环保、经济。

参考文献:

- [1] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207.
JIA Hongjie,WANG Dan,XU Xiandong,et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(7):198-207.
- [2] SHEIKH S,MALAKOOTI B. Integrated energy systems with multi-objective [C]//2011 IEEE Energytech. Cleveland,USA:[s.n.],2011:1-5.
- [3] RAMIN K,HOSEYN S. Optimal sizing of stirling-CCHP systems for residential buildings at diverse climatic conditions[J]. Applied Thermal Engineering,2015,89:377-393.
- [4] HANAFIZADEH P,ESHRAIGHI J,AHMADI P,et al. Evaluation and sizing of a CCHP system for a commercial and office buildings[J]. Journal of Building Engineering,2016,5:67-78.
- [5] 贾晨,吴聪,张超,等. 基于电热系统联合规划的城市商住混合区能源站优化配置[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(6):30-36.
JIA Chen,WU Cong,ZHANG Chao,et al. Optimum configuration of energy station in urban hybrid area of commerce and residence based on integrated planning of electricity and heat system[J]. Power System Protection and Control,2017,45(6):30-36.
- [6] ZHANG Xianjun,KARADY G G,ARIARATNAM S T. Optimal allocation of CHP-based distributed generation on urban energy distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2013,5(1):246-253.
- [7] AMERI M,BESHARATI Z. Optimal design and operation of district heating and cooling networks with CCHP systems in a residential complex[J]. Energy & Buildings,2015,110:135-148.
- [8] 郭宇航,胡博,万凌云,等. 含热泵的热电联产型微电网短期最优经济运行[J]. 电力系统自动化,2015,39(14):16-22.
GUO Yuhang,HU Bo,WAN Lingyun,et al. Optimal economic short-term scheduling of CHP microgrid incorporating heat pump [J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(14):16-22.
- [9] 王进,李欣然,杨洪明,等. 与电力系统协同区域型分布式冷热电联供能源系统集成方案[J]. 电力系统自动化,2014,38(16):16-21.
WANG Jin,LI Xinran,YANG Hongming,et al. An integration scheme for DES/CCHP coordinated with power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(16):16-21.
- [10] WANG Haichao,YIN Wusong,ABDOLLAHI E,et al. Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage[J]. Applied Energy,2015,159:401-421.
- [11] REY G,ULLOA C,CACABELOS A,et al. Performance analysis, model development and validation with experimental data of an ICE-based micro-CCHP system [J]. Applied Thermal Engineering,2015,76:233-244.
- [12] BASRAWI F,IBRAHIM H,YAMADA T. Optimal unit sizing of biogas-fuelled micro gas turbine cogeneration systems in a sewage treatment plant[J]. Energy Procedia,2015,75:1052-1058.
- [13] 于波,吴亮,卢欣,等. 区域综合能源系统优化调度方法[J]. 电力建设,2016,37(1):70-76.
YU Bo,WU Liang,LU Xin,et al. Optimal dispatching method of integrated community energy system[J]. Electric Power Construction,2016,37(1):70-76.
- [14] 施锦月,许健,曾博,等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. 电网技术,2016,40(10):2959-2966.
SHI Jinyue,XU Jian,ZENG Bo,et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology,2016,40(10):2959-2966.
- [15] 张立梅,唐巍,王少林,等. 综合考虑电力公司和独立发电商利益的分分布式电源规划[J]. 电力系统自动化,2011,35(4):23-28.
ZHANG Limei,TANG Wei,WANG Shaolin,et al. Distributed generators planning considering benefits for distribution power company and independent power suppliers[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(4):23-28.
- [16] 王瑞琪,李珂,张承慧,等. 基于多目标混沌量子遗传算法的分分布式电源规划[J]. 电网技术,2011,35(12):183-189.
WANG Ruiqi,LI Ke,ZHANG Chenghui,et al. Distributed generation planning based on multi-objective chaotic quantum genetic algorithm[J]. Power System Technology,2011,35(12):183-189.
- [17] 邓威,李欣然,李培强,等. 基于互补性的间歇性分布式电源在配网中的优化配置[J]. 电工技术学报,2013,28(6):216-225.
DENG Wei,LI Xinran,LI Peiqiang,et al. Optimal allocation of intermittent distributed generation considering complementarity in distributed network [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2013,28(6):216-225.

- [18] 吴雄,王秀丽,李骏,等. 风电储能混合系统的联合调度模型及求解[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):10-17.
WU Xiong,WANG Xiuli,LI Jun,et al. A joint operation model and solution for hybrid wind energy storage systems[J]. Proceeding of the CSEE,2013,33(13):10-17.
- [19] 杨秀媛,黄丹,申洪. 多能源互补独立电力系统的控制策略仿真研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):156-162.
YANG Xiuyuan,HUANG Dan,SHEN Hong. Research on control strategy of multi-energy complementary isolated power system[J]. Proceeding of the CSEE,2013,33(4):156-162.
- [20] LIU Xuezhi. Combined analysis of electricity and heat networks [D]. Cardiff,UK:Cardiff University,2013.
- [21] 张立梅,唐巍. 计及分布式电源的配电网前推回代潮流计算[J]. 电工技术学报,2010,25(8):123-130.
ZHANG Limei,TANG Wei. Back/forward sweep power flow calculation method of distribution networks with DGs[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2010,25(8):123-130.
- [22] MOEINI-AGHTAIE M,ABBASPOUR A,FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. A decomposed solution to multiple-energy carriers optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(2):707-716.
- [23] 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.
- [24] 曾飞. 燃气轮机冷热电联产系统多目标优化配置与运行策略研究[D]. 广州:华南理工大学,2013.
ZENG Fei. Study on gas turbine based CCHP system multi-objective optimal configuration and operation strategy[D]. Guangzhou:South China University of Technology,2013.
- [25] MARTINS V F,BORGES C L T. Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(4):2164-2172.
- [26] 赵霞,赵成勇,贾秀芳,等. 基于可变权重的电能质量模糊综合评价[J]. 电网技术,2005,29(6):11-16.
ZHAO Xia,ZHAO Chengyong,JIA Xiufang,et al. Fuzzy synthetic evaluation of power quality based on changeable weight[J]. Power System Technology,2005,29(6):11-16.
- [27] 白牧可,唐巍,闫涛,等. 基于虚拟分区调度和二层规划的城市配电网光伏-储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):141-148.
BAI Muke,TANG Wei,YAN Tao,et al. Optimization configuration of photovoltaic generation and energy storage in urban active power distribution grid based on scheduling of virtual partition and bi-level programming[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(5):141-148.

作者简介:



白牧可

白牧可(1985—),女,河北唐山人,博士研究生,主要研究方向为分布式发电、微型能源系统规划、配电网规划与评估(**E-mail**: baimuke@163.com);

唐巍(1971—),女,黑龙江齐齐哈尔人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统分析与控制、地方电力系统经济运行、配电网可靠性、分布式电源与微电网接入技术等(**E-mail**: wei_tang@cau.edu.cn);

吴聪(1993—),男,江苏淮安人,硕士研究生,主要研究方向为微型能源系统规划(**E-mail**:2458319397@qq.com);

徐鸥洋(1993—),男,浙江衢州人,硕士研究生,主要研究方向为有源配电网运行控制(**E-mail**:494018116@qq.com);

冯洪涛(1992—),男,河北沧州人,硕士研究生,主要研究方向为交直流(**E-mail**:354362698@qq.com)。

Optimal planning based on integrated thermal-electric power flow for user-side micro energy station and its integrating network

BAI Muke, TANG Wei, WU Cong, XU Ouyang, FENG Hongtao

(College of Information and Electrical Engineering, China Agriculture University, Beijing 100083, China)

Abstract: A planning method based on the integrated thermal-electric power flow is proposed for the user-side IES(Integrated Energy System),and a bi-level planning model considering the factors of economy,energy-saving,environmental protection,etc. is built for the micro energy station with wind turbine,photovoltaic cell, energy storage,micro gas turbine and gas boiler. The upper level of the planning model takes the minimum annual cost as its optimization objective and considers the installation location,capacity and integrating network of micro energy station as its optimization variables;while the lower level of the planning model considers the optimal dispatch of energy storage and micro gas turbine and includes the primary energy saving rate,the operational cost of controllable distribution energies and the network loss in its planning objectives. The method and flowchart for calculating the integrated thermal-electrical power flow are proposed based on the interconnection of thermal and electric networks. The improved genetic algorithm and particle swarm optimization method are adopted to solve the model. A user-side IES is taken as an example to verify the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: user-side integrated energy system; micro energy station; integrated thermal-electric power flow; bi-level planning; optimal dispatch; models