

计及热网损耗的乡镇生物质能综合能源系统 两阶段优化运行

李守强,刘宗歧,王 静,刘文霞,郭浩明

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206)

摘要:为提高能源利用效率,改善乡镇能源结构,推进生物质能在乡镇高效应用,构建了以生物质能为核心的电-热综合能源系统(IES),并提出一种计及热网损耗的IES两阶段优化方法。第一阶段考虑热网损耗,以日总热能供给量最小为目标对多供热设备的出口温度进行优化。而后分析生物质热电联产出力机理,建立其出力模型,并考虑生物质运输、储存、处理全过程,建立了供能成本模型。第二阶段以日收益最大为目标进行IES各设备出力运行优化。通过算例验证了采用两阶段优化可降低问题的复杂度,采用热电联产可提高生物质利用效率,构建生物质能IES可获得较好收益。

关键词:生物质能;热电联产;两阶段优化;电-热综合能源系统;热网损耗

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102030

0 引言

随着我国能源结构变革的推进,一次能源中可再生能源占比逐步提高,预计2050年将超过60%^[1]。为进一步提高分布式可再生能源消纳和能源利用效率,各国都在努力发展综合能源系统IES(Integrated Energy System),其主要能源是分布式燃气和风、光、地热等可再生能源。而我国燃气供应量不足,限制了综合能源的进一步发展。生物质能是一种能够与环境友好发展、储量巨大且还未被充分利用的能源,受到世界各国的广泛关注,近十年发展快速^[2]。

近年来,关于生物质热电联产CHP(Combined Heat and Power)的研究和应用已取得了部分成果。文献[3]研究了以糠醛渣、木糖渣和农业秸秆为原料的CHP,从标准煤耗量、年均总热效率和成本节约几方面进行比较分析,结果表明相同电热负荷下就地利用生物质CHP可减少煤耗量,节约单位用能成本;文献[4]计及环境成本,对以林木为主的生物质CHP和燃煤CHP进行包括设备初始投资、运营费用、环境价值等全成本经济比较,发现生物质环境下效益显著,全成本低于燃煤CHP;文献[5]定量分析生物质从种植到发电全生命周期CO₂排放量,结果显示生物质总CO₂排放量远远小于燃煤,同时得到CO₂排放价格越高,生物质CHP的效益越优异的结论。文献[4-5]的研究说明了生物质CHP的环境效益显著。文献[6-7]表明将传统CHP朗肯循环中的

工质水替换成有机物会提升CHP对能量的利用效率。进一步地,文献[8]将稻壳生成沼气与天然气混合燃烧,并通过改变沼气与天然气的占比,分析CHP系统能效,结果表明天然气的引入提高了系统能效。文献[9]将补燃设备加入生物质和天然气CHP,进一步提高了系统能效,降低了供能费用。现有研究验证了生物质CHP具有较好的经济性和环境效益,但针对其发电特性和建模的研究较少,而这却是IES运行与优化规划的基础。

目前,针对IES优化运行的研究已经较为深入,研究对象根据是否考虑热网网架可分为2类。不考虑网架调度优化通常采用能源集线器EH(Energy Hub)模型描述IES能量转换^[10-13]。文献[10]基于EH模型,搭建了包含电转气和燃气轮机的电-热-气IES系统架构,引入碳交易成本对IES进行低碳经济调度;文献[11]考虑综合需求响应及运行约束对EH进行优化配置;文献[12]研究EH在可再生能源及负载等不确定性因素接入时,对系统进行规划-运行联合优化;文献[13]考虑了热负荷动态行为及用户满意度进行优化。由于未考虑网络损耗,此类研究结果存在偏差。考虑热网网架的IES运行优化通常是首先建立热网水力模型、热力模型和热源设备输出功率与出口温度映射模型,然后采用综合能流优化方法进行设备输出功率的日前或者日内优化^[14-17]。文献[14]考虑环形热网传输延时与用户聚合需求响应互补,进行了日前日内两阶段优化调度;文献[15]考虑到热网和气网规模较大时,管道入口流量可能小于出口流量,一部分流量可以留存于管道中供下一时段使用,建立了储能动态模型,以1h为调度周期进行日前调度;文献[16]考虑建筑热惯性可以留存热量特性,建立了建筑储能动态模型,将

收稿日期:2020-07-14;修回日期:2020-12-28

基金项目:国网山西省电力公司经济技术研究院科技项目(SGSXJY00PSJS1900022)

Project supported by the Science and Technology Project of Economic and Technological Research Institute of State Grid Shanxi Electric Power Company(SGSXJY00PSJS1900022)

其代入热网潮流模型中,以风电消纳为目标进行调度;类似地,文献[17]考虑建筑热惯性建立了区域供热网络传输模型,以消纳风电为目标进行经济调度。上述文献中热网潮流优化模型大多是以热源功率为控制变量,以经济性为目标,属于非线性非凸的优化问题,常用方法是采用牛顿法、构造拉格朗日函数、构造障碍函数将问题转换为凸函数进行求解,函数构造复杂,计算量大,不利于实际应用。或者采用启发式算法进行计算,但由于目标函数及约束条件复杂,计算效率慢,结果不理想。热网潮流计算中,热源出口温度是设备功率与热网潮流的桥梁,同时由于其具有良好的可检测性,通常也是实际供热调度的依据。为此,如果以出口温度为控制变量更有利于与现有热网控制系统进行接口对接,从而便于调度。

综上,本文构建了以生物质能、光伏等可再生能源为核心的乡镇电-热 IES,并提出了一种计及热网损耗的多热源生物质能 IES 两阶段优化方法。该方法首先建立了生物质 CHP 出力模型、成本模型,并基于热网潮流模型,考虑热网损耗进行能源中心出口温度优化;然后,根据温度得到能源中心总热负荷,再以 IES 日收益最大为目标,进行各设备出力优化。该方法中 2 个阶段优化方法将能源中心出口温度作为中间变量,将热网最优潮流与设备最优调度解耦,大幅降低了问题求解的复杂性,提高了方法的适用性。

1 乡镇 IES 模型

1.1 IES 结构

根据乡镇资源特点,利用生物质、光伏、地热和电网作为能源中心能量输入,建立 IES。同时为进一步发挥生物质潜力,在焚烧炉后加入余热锅炉,组成 CHP,提高生物质利用效率。乡镇 IES 结构如图 1 所示。

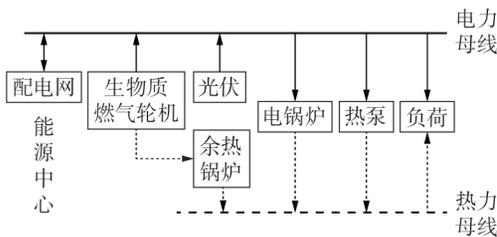


图1 乡镇 IES 结构

Fig.1 Rural IES structure

系统运行遵循“自发自用,余量上网”的原则,生物质和光伏发电满足用户需求后,剩余电量全部由电网接收,若不满足则从电网购电,以此获得供电收入、发电上网收入和发电补贴收入。同时利用余热锅炉、电锅炉和热泵产热供给能源中心,经能源中心

调配后输出,保证 IES 的热力需求,赚取供热收入。整个系统通过运行优化达到日收益最大化。

1.2 单元设备模型

1.2.1 生物质 CHP

(1) 生物质 CHP 原理。

生物质直接燃烧发电,利用率只有 40%,使用余热锅炉收集热量进行居民供热可以大幅提高生物质利用效率,而利用有机朗肯循环 ORC(Organic Rankine Cycle)的余热锅炉可以进一步提高生物质利用效率^[18]。生物质 CHP ORC 系统工作原理图见附录 A 图 A1。生物质燃烧加热有机介质,转化利用其 90% 的能量,加热的有机介质通过蒸发、分离、冷凝过程,将 18% 的能量用于发电,70% 的能量用于供热,期间损失 1.8% 的能量,生物质的利用效率达到 88%^[19]。

(2) 生物质 CHP 发电模型。

生物质 CHP 出力模型可表示为:

$$P_b(t) = \alpha_e \frac{\eta_b m_b(t) f_{NCVb}}{3.6 \Delta t} \quad (1)$$

其中, $P_b(t)$ 为 t 时段 CHP 电功率(MW); α_e 为 CHP 系统电转换效率(%); $m_b(t)$ 为 t 时段所燃烧的生物质量(kg); η_b 为生物质的燃烧转化效率(%); f_{NCVb} 为所使用的生物质的净热值(MJ/kg); Δt 为调度时间(h)。

生物质热值分为总热值 GCV(Gross Calorific Value)和净热值 NCV(Net Calorific Value),总热值是生物质燃烧所产生的水份以液态的形式存于产物中获得的热值(MJ/kg),净热值是生物质燃烧所产生的水份以蒸气的形式存于产物中获得的热值(MJ/kg)。由于燃烧排气的温度通常都相当高而水份均呈蒸气状态,通常采用净热值计算。净热值可由总热值计算^[20]得到:

$$f_{NCVb} = f_{GCVb} \left(1 - \frac{w}{100} \right) - 2444 \frac{w}{100} - 2444 \frac{h}{100} \times 8.936 \left(1 - \frac{w}{100} \right) \quad (2)$$

其中, w 为燃料的含水量(w.b.), h 为燃料中氢的含量占比(d.b.),其中 w.b. 表示固体生物燃料含水分时的状态, d.b. 表示固体生物燃料不含水分时的状态; f_{GCVb} 为所使用的生物质的总热值(MJ/kg)。

$$f_{GCVb} = 0.349 1X_C + 1.178 3X_H + 0.100 5X_S -$$

$$0.015 1X_N - 0.1034 X_O - 0.021 1X_{ash} \quad (3)$$

其中, X_C 、 X_H 、 X_S 、 X_N 、 X_O 、 X_{ash} 分别为生物质中碳(C)、氢(H)、硫(S)、氮(N)、氧(O)和灰的含量占比(d.b.)。

同理,生物质 CHP 系统的热出力为:

$$\Phi_b(t) = \alpha_h \frac{\eta_b m_b(t) f_{NCVb}}{3.6 \Delta t} \quad (4)$$

其中, $\Phi_b(t)$ 为 t 时段 CHP 热功率; α_b 为 CHP 系统热转换效率。

1.2.2 热泵出力模型

地源热泵是陆地浅层能源通过输入少量的高品位能源(如电能)实现由低品位热能向高品位热能转移的装置,其制热功率与消耗的电功率关系可表示为:

$$\Phi_{HP} = \eta_{HP} P_{HP} \quad (5)$$

其中, Φ_{HP} 、 P_{HP} 和 η_{HP} 分别为地源热泵的输出热功率、输入电功率和转换效率。

1.2.3 电锅炉出力模型

电锅炉以电力为能源并将其转化成为热能,用于居民供暖,根据其电热转换效率建立出力模型如下:

$$\Phi_{EB} = \eta_{EB} P_{EB} \quad (6)$$

其中, Φ_{EB} 、 η_{EB} 分别为电锅炉的输出热功率和转换效率; P_{EB} 为电锅炉的输入电功率。

2 两阶段优化模型

2.1 两阶段优化框架

综合能源的运行优化是为了在满足用户用能需求的前提下,通过优化分配一次能源的出力达到能源效率的最优化。该模型是一个包含热网最优潮流和设备最优调度的带有时序耦合特性多变量优化的复杂问题。利用能源中心出口温度这一状态变量可将热备出力与热网潮流进行解耦,分解成单变量(出口温度)最优潮流优化问题和多变量(设备出力)调度问题,从而降低问题求解的复杂性。

为此,本文提出了一种两阶段优化运行方法。第一阶段,以用户热负荷、外界温度、网络结构为输入,计及热网网络损耗,以日总热量供给最低为目标进行能源中心出口温度的优化控制;第二阶段,基于第一阶段温度优化后的总热负荷数据以及电负荷数据,以日收益最大为目标优化 IES 各个设备的出力。优化框架如图 2 所示。

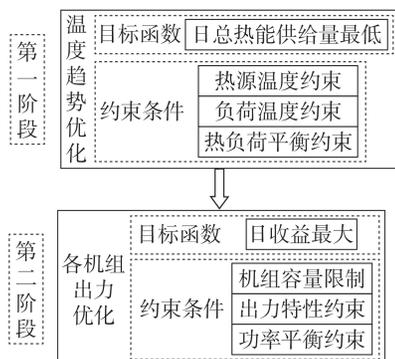


图2 两阶段优化框架

Fig.2 Two-stage optimization framework

2.2 第一阶段:考虑热网损耗的热源出口温度优化

2.2.1 目标函数

在已知用户热负荷、外界温度、网络结构条件下,以日总热量供给最低为目标,建立能源中心出口温度优化控制模型,其目标函数可表示为:

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^{N_T} \left(\sum_{i=1}^N \Phi_L(i, t) + \Phi_{loss}(t) \right) \quad (7)$$

其中, F_1 为日总热量供给(MW); N_T 为调度时段总数; N 为负荷节点总数; $\Phi_L(i, t)$ 为 t 时段负荷节点 i 的热负荷(MW); $\Phi_{loss}(t)$ 为 t 时段热网的损耗(MW)。

2.2.2 约束条件

(1)能源中心供给与返回温度约束。

$$T_{s_source}^{\min} \leq T_{s_source}(t) \leq T_{s_source}^{\max} \quad (8)$$

$$T_{r_source}^{\min} \leq T_{r_source}(t) \leq T_{r_source}^{\max} \quad (9)$$

其中, $T_{s_source}(t)$ 和 $T_{r_source}(t)$ 分别为 t 时段能源中心出口供给温度($^{\circ}\text{C}$)和返回温度($^{\circ}\text{C}$); $T_{s_source}^{\max}$ 和 $T_{s_source}^{\min}$ 分别为供给温度的上、下限; $T_{r_source}^{\max}$ 和 $T_{r_source}^{\min}$ 分别为返回温度的上、下限。

(2)负荷节点供给与返回温度约束。

$$T_{si}^{\min} \leq T_{si}(t) \leq T_{si}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (10)$$

$$T_{ri}^{\min} \leq T_{ri}(t) \leq T_{ri}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (11)$$

其中, $T_{si}(t)$ 和 $T_{ri}(t)$ 分别为 t 时段负荷节点 i 的供给温度和返回温度; T_{si}^{\max} 和 T_{si}^{\min} 分别为负荷节点 i 供给温度的上、下限; T_{ri}^{\max} 和 T_{ri}^{\min} 分别为负荷节点 i 返回温度的上、下限。

(3)热负荷平衡约束。

$$\Phi_{source}(t) = \sum_{i=1}^N \Phi_L(i, t) + \Phi_{loss}(t) \quad (12)$$

其中, $\Phi_{source}(t)$ 为 t 时段能源中心供给的热功率。

2.2.3 热网潮流

负荷节点的供给温度和返回温度以及热网传输损耗需要通过热网潮流计算得到。热网潮流计算包括水力计算和热力计算两部分。

(1)水力模型。

a. 水流连续性模型。

$$Am = m_q \quad (13)$$

其中, A 为网络关联矩阵(维数为 $n_{node} \times n_{pipe}$, n_{node} 为热网中节点数量, n_{pipe} 为热网中管道数量),由 1、0、-1 组成,1 表示管道中的水流量流入节点,-1 表示管道中的水流量流出节点,0 表示管道与节点没有连接; m 为管道的水流量向量(kg/s); m_q 为负荷节点的注入水流量向量(kg/s)。

b. 循环压力方程。

$$Bh_r = 0 \quad (14)$$

其中, B 为回路与管道之间的关联矩阵(维数为 $n_{loop} \times n_{pipe}$, n_{loop} 为热网中环路的数量),由 1、0、-1 组成,1 表

示管道内水流向与回路定义的正方向相同, -1 表示管道内水流向与回路定义的正方向相反, 0 表示管道与回路无联系; h_f 为水从管道一端流向另一端的压力损失矩阵。

c. 水头压力损失方程。

$$h_f = Km |m| \quad (15)$$

$$K = \frac{8Lf}{D^5 \rho^2 \pi^2 g} \quad (16)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \lg \left(\frac{\epsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{R\sqrt{f}} \right) \quad (17)$$

$$R = \frac{vD}{\mu} \quad (18)$$

$$v = \frac{m}{\rho \pi D^2 / 4} \quad (19)$$

其中, h_f 为水头压力损失; K 为各管道阻力系数; m 为各管道内的水流量 (kg/s); L 为管道长度 (m); D 为管道直径 (m); ρ 为水密度 (kg/m^3); g 为重力加速度 ($\text{kg}\cdot\text{m/s}^2$); f 为摩擦系数; ϵ 为管道粗糙度; R 为雷诺数; μ 为水运行粘度 (m^2/s); v 为管道水流速 (m/s)。本文中压力损失只用于计算热网的水力分布情况, 不考虑水循环系统的水泵电能消耗。

(2) 热力模型。

a. 热功率计算。

$$\Phi(t) = C_p m_q(t) (T_s(t) - T_o(t)) \quad (20)$$

其中, $\Phi(t)$ 为 t 时段热功率 (MW); C_p 为水的比热容 ($\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$); $m_q(t)$ 为 t 时段负荷注入节点的水流量; $T_s(t)$ 为 t 时段水供给温度; $T_o(t)$ 为 t 时段水出口温度。

b. 管道温度损失方程。

$$T_{\text{end}}(t) = (T_{\text{start}}(t) - T_a(t)) e^{-\frac{\lambda L}{C_p m}} + T_a(t) \quad (21)$$

其中, $T_{\text{start}}(t)$ 和 $T_{\text{end}}(t)$ 分别为 t 时段管道开始节点和结束节点的温度 ($^{\circ}\text{C}$); $T_a(t)$ 为 t 时段环境温度 ($^{\circ}\text{C}$); λ 为各管道单位长度的传热系数 ($\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$)。

c. 节点温度混合方程。

$$\left(\sum_{j \in L_{i,\text{out}}} m_{j,\text{out}} \right) T_{i,\text{out}} = \sum_{k \in L_{i,\text{in}}} (m_{k,\text{in}} T_{k,\text{in}}) \quad (22)$$

其中, $T_{i,\text{out}}$ 为混合节点 i 流出水温度 ($^{\circ}\text{C}$); $L_{i,\text{out}}$ 为流出混合节点 i 的管道集合; $m_{j,\text{out}}$ 为流出混合节点管道 j 的水流量 (kg/s); $L_{i,\text{in}}$ 为流入混合节点 i 的管道集合; $T_{k,\text{in}}$ 为混合节点管道 k 的流入水温度 ($^{\circ}\text{C}$); $m_{k,\text{in}}$ 为流入混合节点管道 k 的水流量 (kg/s)。

通过潮流计算得到 t 时段能源中心的出口温度和返回温度, 根据能源中心出口流量可得到总热量供给, 进而得到 t 时段热网损耗为:

$$\Phi_{\text{loss}}(t) = C_p m_q^s(t) (T_s^s(t) - T_r^s(t)) - \sum_{i=1}^N \Phi_L(i, t) \quad (23)$$

其中, $m_q^s(t)$ 为 t 时段能源中心出口水流量; $T_s^s(t)$ 和 $T_r^s(t)$ 分别为 t 时段能源中心出口温度和返回温度。

2.3 第二阶段: 电-热 IES 优化调度

2.3.1 目标函数

遵循“自发自用, 余量上网”的原则, IES 可以将多余电量卖给电网, 同时赚取一定收益。因此第二阶段的优化目标不再为常规的运行成本最优, 而是在满足约束条件的前提下, 以日经营利润最大为目标优化各台设备的出力。目标函数可以表示为:

$$\max F_2 = \sum_{t=1}^{N_T} [R_{\text{CHP}}(t) + R_{\text{PV}}(t) + R_{\text{HP}}(t) + R_{\text{EB}}(t) - (C_{\text{CHP}}(t) + C_{\text{GRID}}(t))] \quad (24)$$

其中, F_2 为日经营利润 (万元); $R_{\text{CHP}}(t)$ 、 $R_{\text{PV}}(t)$ 、 $R_{\text{HP}}(t)$ 、 $R_{\text{EB}}(t)$ 分别为 t 时段生物质 CHP、光伏发电、热泵和电锅炉的收益 (万元); $C_{\text{CHP}}(t)$ 、 $C_{\text{GRID}}(t)$ 分别为 t 时段生物质 CHP 成本和从电网购电成本 (万元)。

(1) 生物质 CHP 收益。

生物质 CHP 收益分为给用户供电收入、余电上网收入、补贴收入以及供热收入四部分, 可表示为:

$$R_{\text{CHP}}(t) = \Phi_b(t) U_{\text{th}} \Delta t + (P_{\text{b}}^{\text{self}}(t) U_{\text{grid}}(t) + P_{\text{b}}^{\text{sell}}(t) U_{\text{grid}}^b + P_{\text{b}}(t) U_{\text{subsidy}}^b) \Delta t \quad (25)$$

其中, U_{th} 为热价 ($\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$); $P_{\text{b}}^{\text{self}}(t)$ 为 t 时段自用电量; $P_{\text{b}}^{\text{sell}}(t)$ 为 t 时段上网电量; U_{grid}^b 为生物质发电上网电价; $U_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段从电网购电电价 ($\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$); U_{subsidy}^b 为生物质发电的补贴 ($\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$)。

(2) 光伏发电收益。

光伏发电收益分为给用户供电收益、余电上网收益和补贴收益三部分, 可表示为:

$$R_{\text{PV}}(t) = \begin{cases} [P_{\text{re}}(t) U_{\text{grid}}(t) + (P_{\text{PV}}(t) - P_{\text{re}}(t)) U_{\text{grid}}^s + P_{\text{PV}}(t) U_{\text{subsidy}}^{\text{PV}}] \Delta t & P_{\text{re}}(t) > 0 \\ [P_{\text{PV}}(t) (U_{\text{grid}}^s + U_{\text{subsidy}}^{\text{PV}})] \Delta t & P_{\text{re}}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (26)$$

其中, U_{grid}^s 为光伏余电上网卖电价格 ($\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$); $U_{\text{subsidy}}^{\text{PV}}$ 为光伏发电补贴 ($\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$); $P_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时段光伏预测功率; $P_{\text{re}}(t)$ 为 t 时段总用电量除去生物质 CHP 后供给部分的等效负荷, 如式 (27) 所示。

$$P_{\text{re}}(t) = P_{\text{HP}}(t) + P_{\text{EB}}(t) + P_{\text{L}}(t) - P_{\text{b}}^{\text{self}}(t) \quad (27)$$

其中, $P_{\text{L}}(t)$ 为 t 时段用户电负荷。

(3) 热泵和电锅炉收益。

热泵和电锅炉的收益主要来源于供热收益, 可表示为:

$$R_{\text{HP}}(t) = \Phi_{\text{HP}}(t) U_{\text{th}} \Delta t \quad (28)$$

$$R_{\text{EB}}(t) = \Phi_{\text{EB}}(t) U_{\text{th}} \Delta t \quad (29)$$

(4) 生物质 CHP 成本。

生物质 CHP 成本主要包括原料成本、处理成本、储存成本和运输成本。

$$C_{\text{CHP}}(t) = \lambda_1 m_b(t) + \lambda_2 S_b(t) + C_{\text{trans}}(t) \quad (30)$$

其中, λ_1 为原料处理成本系数; λ_2 为原料存储成本系数; $C_{\text{trans}}(t)$ 为 t 时段考虑原料及运输成本的收购价格; $S_b(t)$ 为 t 时段能源中心的生物质总量(t), $S_b(t)$ 与上一时段剩余生物质和此时段运输过来的生物质量有关。

$$S_b(t+1) = S_b(t) - m_b(t) + m_b^{\text{trans}}(t+1) \quad (31)$$

其中, $m_b^{\text{trans}}(t+1)$ 为 $t+1$ 时段运输过来的生物质量(t)。

本文采用的原料收集模式包括从燃料经销商收购(模式1)和农民直接运送至电厂(模式2)2种模式,不同的收集模式对应的成本不同,可表示为:

$$C_{\text{trans}}(t) = \begin{cases} m_b^{\text{broker}}(t) U_{\text{broker}} & \text{模式1} \\ m_b^{\text{farmer}}(t) U_{\text{farmer}} & \text{模式2} \end{cases} \quad (32)$$

其中, U_{farmer} 、 U_{broker} 分别为农民和燃料经销商运送过来的原料收购价格(元/吨); $m_b^{\text{farmer}}(t)$ 和 $m_b^{\text{broker}}(t)$ 分别为 t 时段农民和燃料经销商运送过来的生物质量(t)。总原料购销量 $m_b^{\text{trans}}(t)$ 可以表示为:

$$m_b^{\text{trans}}(t) = m_b^{\text{farmer}} + m_b^{\text{broker}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{farmer}}} m_{bi}^{\text{farmer}}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{broker}}} m_{bj}^{\text{broker}}(t) \quad (33)$$

其中, N_{farmer} 为运送原料来的农民数量; N_{broker} 为燃料经销商每天运输原料车辆数; $m_{bi}^{\text{farmer}}(t)$ 为 t 时段第 i 个农民运送过来的生物质量,假设每个农民运送时间 t_i^{farmer} 和每次运送量 m_{bi}^{farmer} 服从正态分布,即 $t_i^{\text{farmer}} \sim N(\mu_{\text{farmer}}, \sigma_{\text{farmer}}^2)$, $m_{bi}^{\text{farmer}} \sim N(\mu_{\text{mfarmer}}, \sigma_{\text{mfarmer}}^2)$; $m_{bj}^{\text{broker}}(t)$ 为 t 时段第 j 辆车运送过来的生物质量,假设燃料经销商运送时间 t_j^{broker} 服从均匀分布,每次运送量 m_{bj}^{broker} 服从正态分布,即 $t_j^{\text{broker}} \sim U(a_{\text{broker}}, b_{\text{broker}})$, $m_{bj}^{\text{broker}} \sim N(\mu_{\text{mbroker}}, \sigma_{\text{mbroker}}^2)$ 。通过蒙特卡洛模拟农民和燃料经销商的运送时间和运送量可得到一天各个时段的原料购销量。

(5) 电网购电费用。

当 IES 自发电量不够用时,需要从电网购电,从电网购电的费用为:

$$C_{\text{GRID}}(t) = P_{\text{grid}}(t) U_{\text{grid}}(t) \Delta t \quad (34)$$

其中, $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段从电网购电功率(MW)。

2.3.2 约束条件

(1) 生物质 CHP 相关约束。

可燃烧量约束:生物质 CHP 的燃料有限,不能超过所存储的量。

$$0 \leq m_b(t) \leq S_b(t) \quad (35)$$

能源中心储存量约束。

$$0 \leq S_b(t) \leq S_b^{\text{max}} \quad (36)$$

$$S_b(t_{\text{end}}) \geq S_b^0 \quad (37)$$

其中, S_b^{max} 为能源中心可储存的最大生物质量(t); $S_b(t_{\text{end}})$ 为一天最后时段的生物质存储量, S_b^0 为第二天初始时段存储中心的生物质量,令 $S_b(t_{\text{end}}) \geq S_b^0$ 以保证正常运行。

电量约束:自用电量和上网电量之和要等于总发电量。

$$P_b^{\text{self}}(t) + P_b^{\text{sell}}(t) = P_b(t) \quad (38)$$

(2) 光伏功率约束:光伏在 t 时段的使用电量应不超过其预测电量。

$$0 \leq P'_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{PV}}(t) \quad (39)$$

其中, $P'_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时段系统消纳的光伏功率(MW)。

(3) 功率平衡约束。

$$P_b(t) + P'_{\text{PV}}(t) + P_{\text{grid}}(t) = P_L(t) + P_{\text{EB}}(t) + P_{\text{HP}}(t) \quad (40)$$

$$\Phi_b(t) + \Phi_{\text{EB}}(t) + \Phi_{\text{HP}}(t) = \Phi_L(t) + \Phi_{\text{loss}}(t) \quad (41)$$

其中, $\Phi_L(t)$ 为 t 时段的热负荷(MW)。

(4) 爬坡率约束。

$$|P_b(t) - P_b(t-1)| \leq \Delta P_b \quad (42)$$

$$|\Phi_{\text{EB}}(t) - \Phi_{\text{EB}}(t-1)| \leq \Delta \Phi_{\text{EB}} \quad (43)$$

$$|\Phi_{\text{HP}}(t) - \Phi_{\text{HP}}(t-1)| \leq \Delta \Phi_{\text{HP}} \quad (44)$$

其中, ΔP_b 、 $\Delta \Phi_{\text{EB}}$ 、 $\Delta \Phi_{\text{HP}}$ 分别为生物质 CHP、电锅炉和热泵的最大爬坡率(MW)。

(5) 机组出力上下限约束。

$$\Phi_{\text{EB}}^{\text{min}} \leq \Phi_{\text{EB}}(t) \leq \Phi_{\text{EB}}^{\text{max}} \quad (45)$$

$$\Phi_{\text{HP}}^{\text{min}} \leq \Phi_{\text{HP}}(t) \leq \Phi_{\text{HP}}^{\text{max}} \quad (46)$$

其中, $\Phi_{\text{EB}}^{\text{max}}$ 、 $\Phi_{\text{EB}}^{\text{min}}$ 分别为电锅炉输出热功率的上、下限; $\Phi_{\text{HP}}^{\text{max}}$ 、 $\Phi_{\text{HP}}^{\text{min}}$ 分别为热泵机组出力的上、下限。

3 两阶段优化模型求解算法

针对两阶段优化模型求解,第一阶段采用自适应交叉概率的改进差分算法求解,第二阶段采用 GUROBI 求解器直接求解,具体算法流程如下。

(1) 读取数据。数据包括用户负荷数据、网络结构参数、外界温度等。

(2) 初始化种群。设置种群迭代次数、初始交叉概率、种群大小等参数,以全天能源中心出口温度为变量,初始化种群。

(3) 潮流计算。计及系统各参数进行潮流计算,得到各节点供给温度与返回温度、热量损耗和总热量供给。确定初始化种群最优与个体最优值。

(4) 种群进化。种群个体进行交叉、变异、选择,确定新的个体最优与群体最优。

(5) 判断是否满足终止条件。若不满足,则返回步骤(3);若满足,则输出优化后温度曲线和总供给热负荷,第一阶段优化结束。

(6) 读取数据。读取总热负荷、电负荷、分时电

价、模型参数等数据。

(7)通过蒙特卡洛模拟农民和燃料经销商的运送时间和运送量,可得到一天各个时段的总原料购进量。

(8)将数据输入优化模型中,调用GUROBI求解得到全局最优解,输出各设备出力曲线。

4 算例分析

4.1 系统结构和参数

以我国北方某地区为例,其结构如图3所示,该乡镇电-热 IES 由 18 个节点组成(包括能源中心),电、热负荷由生物质 CHP 等设备组成的能源中心供给。图中虚线表示热网供水管道,管道参数见附录 B 表 B1。能源中心出口水流量为 9.5 kg/s ,回水网络结构与供水网络相同,因此未在图中给出。假设各热负荷节点负荷大小相同,负荷随时间变化曲线见附录 B 图 B1。电锅炉容量为 0.5 MW ,热泵容量为 0.4 MW ,生物质 CHP 最大出力为 0.5 MW ,光伏采用某典型日数据,最大出力为 1.4 MW 。模型各参数取值和分时电价分别见附录 B 表 B2 和表 B3。生物质原料采用秸秆,秸秆所含元素含量占比见文献[21]。第一阶段,差分进化算法参数设置如下:种群大小为 50,初始交叉概率为 0.2,迭代次数为 200 次。第二阶段,蒙特卡洛模拟原料运输量中假设农民运送时间上午服从 $N(10, 1)$ 分布,下午服从 $N(16, 2)$ 分布,每次运送原料量服从 $N(0.08, 0.5)$ 分布;燃料经销商运送时间服从 $U(1, 24)$ 分布,每次运送原料量服从 $N(8, 0.5)$ 分布。

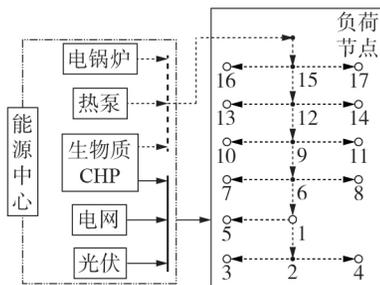


图3 系统结构

Fig.3 System structure

4.2 两阶段优化结果分析

4.2.1 第一阶段优化结果分析

优化后的能源中心出口温度如图4所示,优化前、后热网损耗如图5所示,优化前能源中心出口温度取 $85 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

由图5可得,当优化能源中心出口温度前以 $85 \text{ }^\circ\text{C}$ 恒定温度进行供热时,热网损耗明显高于优化出口温度后的热网损耗,与优化得到的温度曲线温差越大,热网损耗越大。通过优化能源中心出口温

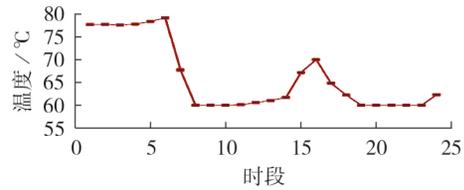


图4 能源中心出口温度

Fig.4 Outlet temperature of energy center

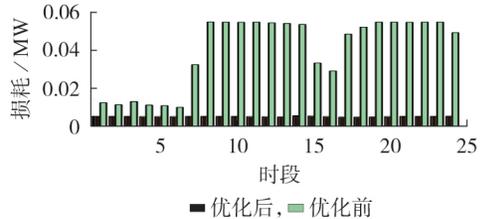


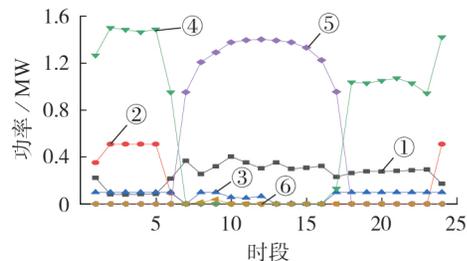
图5 优化前、后热网损耗对比

Fig.5 Comparison of heat network loss before and after optimization

度,每个时段的热网损耗被控制在最小值,各时段损耗基本相等,计算得到全天损耗为 0.1256 MW 。说明通过温度趋势控制优化,可有效减少热网多余热量的浪费。

4.2.2 第二阶段优化结果分析

负荷曲线及光伏预测出力见附录 C 图 C1,第二阶段优化结果如图6所示。生物质存储、运输、使用量以及生物质 CHP 和光伏发电、自用、上网功率变化曲线分别见附录 C 图 C2—C4。



① CHP 发电功率, ② 电锅炉用电功率, ③ 热泵用电功率
④ 电网购电功率, ⑤ 光伏自用功率, ⑥ 光伏上网功率

图6 各设备单元的电力输出/功率

Fig.6 Electric output / power of each equipment unit

图6为各设备的出力和用电情况。下面分时段进行分析。在1—5时段电价为谷时电价,此时主要以电锅炉和热泵进行供热,不足部分由生物质进行补充。由于此时段光伏没有发电,所以系统主要从电网购电。此时段热泵用电功率为 0.1 MW ,由式(6)可得热泵热出力为 0.4 MW ,处于满发状态。在6和7时段生物质 CHP 出力变多,这是由于生物质储存量变多,为减少储存成本而使用生物质能发电、产热,在5时段生物质存储量达到最大(见附录 C 图 C2)。此时生物质 CHP 产热量已基本满足热量需求,因此电锅炉退出运行,不足部分由热泵进行供

给。由于电锅炉产热效率比热泵要小很多,而其盈利能力又不如生物质 CHP,因此在之后的电价平、峰时段电锅炉都将退出运行。在7—17时段光伏发电,由于光伏发电成本较低,此时段又是平、峰电价,因此首先用光伏发电进行负荷供给,若有余量则上网。在热负荷方面,继续由生物质 CHP 和热泵进行供给,相应 CHP 发电量主要卖给电网赚取收益(见附录 C 图 C3)。在18—23时段,光伏不再发电,此时段由生物质 CHP 向 IES 供电(见附录 C 图 C4),不足部分则从电网购电。同时,CHP 和热泵继续进行热负荷供给。在24时段进入电价谷时段,此时电锅炉投入运行。

通过一天各设备的出力优化,得到最大收益为0.5124万元。

4.3 原料价格变化对收益的影响

生物质发电的主要成本依赖原料价格,通过改变原材料秸秆价格进行全天经济调度,获得价格变动下总收益:当生物质原料价格变化幅度分别为70%、85%、100%、115%、130%时,收益分别为0.5450、0.5287、0.5124、0.4961、0.4798万元。原料秸秆价格每变化15%,IES收益变化3.2%。

系统收益与生物质成本呈线性变化趋势,原因是生物质成本在几倍范围内波动时,其综合收益都比热泵、电锅炉的收益高,因此在进行经济调度时,各设备出力不变。

系统总收益受原料价格影响不大,原因是一方面,CHP 提高了生物质能的利用效率,使单位生物质产生的收益高于纯发电的收益;另一方面,IES 中生物质、光伏组合使用,光伏收益填补了生物质原料价格变化带来的损失。

可见,通过 CHP 与建立 IES 改善了传统生物质发电收益受制于原料价格的问题,系统总收益对原料价格的敏感度降低,拓展了其应用范围。

4.4 补贴价格变化对收益的影响

目前生物质和光伏供能系统的盈利都依赖国家政策补贴,生物质发电、光伏发电补贴价格对收益的影响,如图7所示。

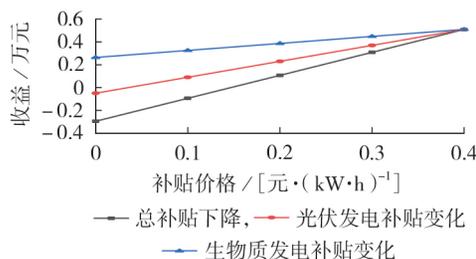


图7 补贴对总收益的影响

Fig.7 Impact of subsidies on total revenue

由图7可得,生物质发电补贴下降对总收益的影响要小于光伏发电。这是因为生物质采用 CHP 方式,将大部分能量都用于产热,只有小部分能量用于发电,这部分发电补贴获得的收益并不多,说明生物质用于 CHP 可以降低对补贴的依赖程度。而光伏补贴对系统总收益影响较大,原因是光伏在 IES 电力供给占很大一部分,因此收益中很大一部分来自补贴。另外,可以看出同样的发电补贴下,光伏发电的效益要高于生物质发电。当生物质补贴和光伏补贴同时降低时,对整个系统收益影响很大。当补贴为0.1元/(kW·h)时,整个系统处于亏损状态。

4.5 算法性能分析

本文提出的两阶段优化方法与集中优化方法计算性能对比如表1所示,表中计算时间取10次计算平均值。集中优化方法采用以下2种常用的启发式算法:自适应差分进化算法 DE (Differential Evolution) 和混和整数粒子群优化 MIPSO (Mixed Integer Particle Swarm Optimization) 算法^[22]。取 DE 中种群个体为50,初始交叉概率为0.2,迭代次数为200次;取 MIPSO 中粒子数为100,迭代次数为200次。

表1 计算效率分析

Table 1 Analysis of calculation efficiency

算法	计算时间 / s	热网全天损耗 / (MW·h)	收益 / 万元
DE	1354	0.4762	0.4735
MIPSO	1985	0.7535	0.4393
本文算法	262	0.1256	0.5124

由表1可得,采用本文算法计算得到的全天收益和热网损耗都优于启发式算法。在计算耗时方面,本文算法明显用时更短。因为集中优化方法将最优潮流和设备出力一起进行优化,变量个数多,需要反复计算潮流,计算效率非常低;而采用两阶段算法,将最优潮流和设备出力优化解耦,大幅降低了每步计算的变量数,计算耗时显著降低。由分析可知,本文提出的两阶段优化方法可提高计算效率,降低求解难度。

5 结论

本文针对乡镇生物质、光照、土地资源丰富等特点,建立了适用于乡镇的电-热 IES。分析生物质发电特性,建立生物质 CHP 出力模型以及生物质运输成本、储存成本模型。提出计及热网损耗的乡镇生物质能 IES 两阶段优化方法。研究结果表明:本文提出的两阶段优化模型中热网最优潮流与设备最优调度解耦,提高了计算效率,降低了求解难度;本文建立的生物质 CHP 出力模型和成本模型可以有效地应用到 IES 运行优化中,具有一定的实用价值;生物质采用 CHP 方式与光伏组成 IES,可以降低生物

质对原料价格敏感程度;在现有技术条件下,国家还需对生物质发电和光伏发电继续给予一定补贴来维持其正常经营运行。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家发展和改革委员会能源研究所. 中国2050高比例可再生能源发展情景暨路径研究[R]. 北京:能源基金会,2015.
- [2] Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate. Renewables 2019 global status report[R]. Frankfurt am Main, Germany:Global Trends in Renewable Energy Investment,2019.
- [3] 曲磊,李华. 12 MW生物质直燃发电的热电联产系统节能经济性分析[J]. 能源研究与利用,2010(2):37-39.
- QU Lei,LI Hua. Energy saving and economic analysis of cogeneration system of 12 MW biomass direct fired power generation[J]. Energy Research & Utilization,2010(2):37-39.
- [4] 魏珣,马中,贾敬敦,等. 林木生物质热电联产与燃煤热电项目的全成本经济评价比较分析[J]. 中国农业科技导报,2012,14(1):122-130.
- WEI Xun,MA Zhong,JIA Jingdun,et al. Comparative studies on comprehensive economic cost of wood-based biomass-fired and coal-fired cogeneration plant[J]. Journal of Agricultural Science and Technology,2012,14(1):122-130.
- [5] CUELLAR A D. Plant power:the cost of using biomass for power generation and potential for decreased greenhouse gas emissions[D]. Boston,USA:Massachusetts Institute of Technology,2012.
- [6] 赵海涛,贺晓,王欢欢. 基于有机朗肯循环的生物质能热电联产技术的研究[J]. 能源研究与管理,2011(2):30-33.
- ZHAO Haitao,HE Xiao,WANG Huanhuan. Study of biomass-fueled CHP systems based on organic Rankine cycle[J]. Energy Research and Management,2011(2):30-33.
- [7] 邓立生,黄宏宇,何兆红,等. 有机朗肯循环的研究进展[J]. 新能源进展,2014(3):180-189.
- DENG Lisheng,HUANG Hongyu,HE Zhaohong,et al. Research progress on organic Rankine cycle[J]. Advances in New and Renewable Energy,2014(3):180-189.
- [8] ZHANG X,ZENG R,MU K,et al. Exergetic and exergoeconomic evaluation of co-firing biomass gas with natural gas in CCHP system integrated with ground source heat pump[J]. Energy Conversion and Management,2019,180:622-640.
- [9] 许健,施锦月,张建华,等. 基于生物质热电混合供能的城镇综合能源双层优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):23-31.
- XU Jian,SHI Jinyue,ZHANG Jianhua,et al. Bi-level optimization of urban integrated energy system based on biomass combined heat and power supply[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(14):23-31.
- [10] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):8-13,22.
- QIN Ting,LIU Huaidong,WANG Jinqiao,et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(14):8-13,22.
- [11] 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.
- [12] 雷金勇,郭祚刚,陈聪,等. 考虑不确定性及电/热储能的综合能源系统两阶段规划-运行联合优化方法[J]. 电力自动化设

备,2019,39(8):169-175.

LEI Jinyong,GUO Zuogang,CHEN Cong,et al. Two-stage planning-operation co-optimization of IES considering uncertainty and electrical/thermal energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):169-175.

- [13] LÜ J,ZHANG S,CHENG H,et al. Optimal day-ahead operation of user-level integrated energy system considering dynamic behavior of heat loads and customers' heat satisfaction[J]. IET Smart Grid,2019,2(3):320-326.
- [14] 徐业琰,彭思成,廖清芬,等. 考虑用户互补聚合响应与热能传输延时的综合能源园区运营商两阶段短期优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):152-163.
- XU Yeyan,PENG Sicheng,LIAO Qingfen,et al. Two-stage short-term optimal dispatch of MEP considering CAUR and HTTD[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):152-163.
- [15] 董帅,王成福,徐士杰,等. 计及网络动态特性的电-气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):12-19.
- DONG Shuai,WANG Chengfu,XU Shijie,et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(13):12-19.
- [16] PAN Z,GUO Q,SUN H. Feasible region method based integrated heat and electricity dispatch considering building thermal inertia[J]. Applied Energy,2017,192:395-407.
- [17] GU W,WANG J,LU S,et al. Optimal operation for integrated energy system considering thermal inertia of district heating network and buildings[J]. Applied Energy,2017,199:234-246.
- [18] TORRES P J P,VENTURINI O J,PALACIO J C E,et al. Biomass based Rankine cycle,ORC,and gasification system for electricity generation for isolated communities in Bonfim city, Brazil[J]. IET Renewable Power Generation,2019,13(5):737-743.
- [19] QUOILIN S,VAN DEN BROEK M,DECLAYE S,et al. Technoeconomic survey of Organic Rankine Cycle(ORC) systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2013,22:168-186.
- [20] PTI/17. Solid biofuels. Fuel specifications and classes. General requirements:BS EN ISO 17225-1:2014[S]. London,UK: British Standards Institution,2014.
- [21] NIKOLAISEN L,NIELSEN C,LARSEN M G,et al. Straw for energy production. Technology-environment-economy[J]. Copenhagen Center for Biomass Technology/Danish Energy Agency,1998,15:150-165.
- [22] GAING Z L. Constrained optimal power flow by mixed-integer particle swarm optimization[C]//IEEE Power Engineering Society General Meeting. San Francisco,California,USA:IEEE,2005:243-250.

作者简介:



李守强

李守强(1996—),男,河北承德人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统运行优化(E-mail:dianjiweiling@foxmail.com);

刘宗歧(1963—),男,山东济南人,教授,主要研究方向为新能源发电与智能电网技术(E-mail:lzq@ncepu.edu.cn);

刘文霞(1967—),女,吉林长春人,教授,博士,主要研究方向为电力系统风险及可靠性评估、经济调度(E-mail:1101468036@

qq.com)。

(编辑 李玮)

Two-stage operation optimization of rural biomass energy integrated energy system considering heat network loss

LI Shouqiang, LIU Zongqi, WANG Jing, LIU Wenxia, GUO Haoming

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to increase the energy utilization efficiency and improve the rural energy structure, as well as promote the efficient application of biomass energy in rural areas, an electricity-heat IES (Integrated Energy System) with biomass energy as the core is constructed, and a two-stage optimization method of IES is proposed considering heat network loss. In the first stage, the outlet temperature of multi-heating equipment is optimized with the objective of minimizing the daily total heat supply. Then, the output model of biomass cogeneration is established by analyzing its output mechanism. Furthermore, the energy supply cost model is built considering the whole process of biomass transportation, storage and treatment. In the second stage, the output of IES equipment is optimized with the objective of maximizing daily profit. The case results verify that using the two-stage optimization can decrease the complexity of problem, adopting cogeneration can increase the biomass utilization efficiency, and constructing biomass energy IES can obtain better profit.

Key words: biomass energy; combined heat and power; two-stage optimization; electricity-heat energy system; heat network loss

(上接第7页 continued from page 7)

Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy

ZHANG Yaoxiang¹, LIU Wenyong¹, LI Xiao¹, YANG Meiyong¹, ZHOU Qiang², WANG Ningbo²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China)

Abstract: In order to solve the problem of insufficient peak load regulation ability for power grid accessed with high proportion of renewable energy, an optimal control method of peak load regulation combined CSP (Concentrating Solar Power) and thermal power is proposed. The adjustable characteristics of CSP and the control feasibility of peak load regulation combined CSP and thermal power are analyzed, on this basis, an optimal control mode of peak load regulation combined CSP and thermal power is proposed for power grid accessed with high proportion of renewable energy. Furthermore, an optimal control method of peak load regulation combined CSP and thermal power is proposed with the minimum system blocked wind and solar power as its objective. Case simulation shows that the proposed control method can effectively improve system peak load regulation ability and reduce the blocked wind and solar power.

Key words: CSP; peak load regulation; high proportion of renewable energy; dispatching strategy; thermal power unit

附录

附录 A

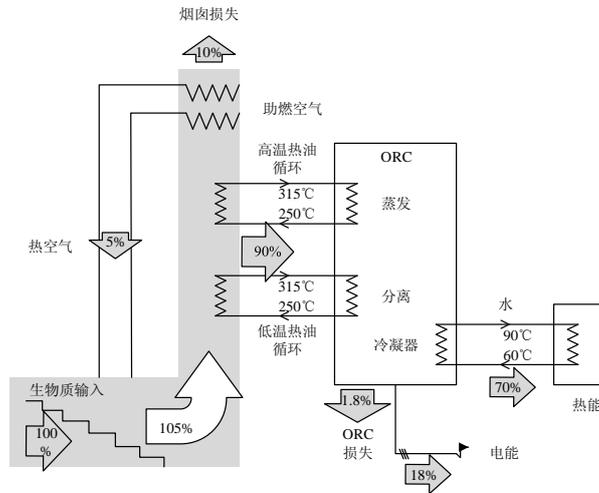


图 A1 生物质热电联产 ORC 系统工作原理图

Fig.A1 ORC system working principle of biomass cogeneration

附录 B

表 B1 热网管道参数

Table B1 Heat network pipe parameters

管道	流出节点	流入节点	长度/m	直径/mm	导热系数/(W · mK ⁻¹)	阻力系数
1	1	2	41.8	50	0.219	0.40
2	2	3	116.8	32	0.189	0.40
3	2	4	136.4	32	0.189	0.40
4	1	5	136.4	32	0.189	0.40
5	6	1	44.9	80	0.278	0.40
6	6	7	136.4	32	0.189	0.40
7	6	8	134.1	32	0.189	0.40
8	9	6	41.7	65	0.236	0.40
9	9	10	161.1	32	0.189	0.40
10	9	11	134.2	32	0.189	0.40
11	12	9	52.1	65	0.236	0.40
12	12	13	136	32	0.189	0.40
13	12	14	123.3	32	0.189	0.40
14	15	12	61.8	40	0.21	0.40
15	15	16	95.2	32	0.189	0.40
16	15	17	105.1	32	0.189	0.40
17	18	15	70.6	125	0.321	0.40

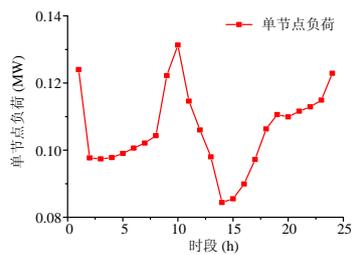


图 B1 单节点热负荷

Fig.B1 Single node heat load

表 B2 模型参数取值

Table B2 Model parameter values

参数	取值	单位	含义
η_h	0.9	-	生物质燃烧效率
α_e	0.18	-	CHP 电转换率
α_h	0.6	-	CHP 热转换率
η_{HP}	4	-	热泵效率
η_{EB}	0.98	-	电锅炉效率
λ_1	12	元/t	原料处理成本
λ_2	16	元/t	原料存储成本
U_{farmer}	180	元/t	农民运送原料收购价格
U_{broker}	200	元/t	燃料经销商运送原料收购价格
U_{grid}^s	0.35	元/(kW h)	上网电价(不包括补贴)
$U_{subsidy}^{PV}$	0.4	元/(kW h)	光伏发电补贴
$U_{subsidy}^b$	0.4	元/(kW h)	生物质发电补贴
U_{th}	0.127	元/(kW h)	供热单价
N_{farmer}	100	人	运送农民数量
N_{broker}	10	辆	运送原料车辆数

表 B3 分时电价

Table B3 Time-of-use electricity price

时段	电价/[元/(kW h)]	时段	电价/[元/(kW h)]
1-7	0.3	21-23	0.5
8-10	0.5	24	0.3
11-20	0.8		

附录 C

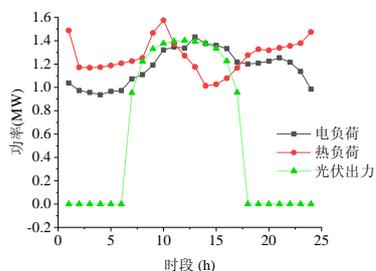


图 C1 负荷及预测光伏出力曲线

Fig.C1 Load and predicted photovoltaic output curve

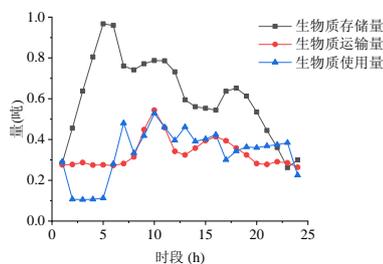


图 C2 生物质存储、运输、使用量变化曲线

Fig.C2 Biomass storage, transportation, and usage curve

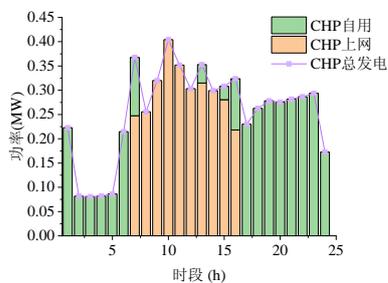


图 C3 生物质 CHP 发电、自用、上网功率曲线

Fig.C3 Biomass CHP power generation, self-use and on-grid power curve

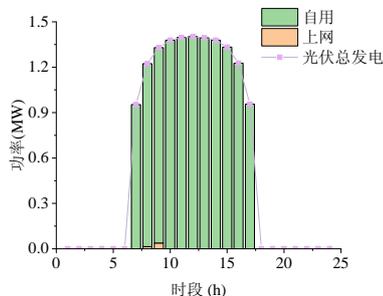


图 C4 光伏总出力、自用、上网功率曲线

Fig.C4 Photovoltaic output, self-use and on-grid power curve