

以生物质气化多联产为核心的区域 综合能源系统数学优化模型

詹翔燕¹, 郑徐跃², 朱兴仪¹, 孟超¹, 赵英汝^{1*}

(1. 厦门大学能源学院, 福建 厦门 361102; 2. 福建省政府投资项目评审中心, 福建 福州 350100)

摘要: 基于生物质多联产的综合能源系统(biomass polygeneration integrated energy system, BPIES)将生物质气化多联产与区域 BPIES 相结合,不但可提高物质与能量综合梯级转换利用效率,同时还兼具节约能源、提高供能质量、增加经济效益等综合效益,体现了生物质能源技术与区域能源规划的深度融合,有望成为最有效、最洁净的生物质能综合利用技术。基于通用数学建模(the general algebraic modeling system, GAMS)软件,在构建生物质气化多联产各模块机理模型基础上,建立了耦合多种可再生与不可再生能源系统的多层次、高维度数学优化模型,在满足区域能源需求的前提下,从经济、环境、技术及能耗等多方面对系统进行综合评估,并结合案例分析验证模型的可靠性与有效性。结果表明,耦合了化学合成单元的 BPIES 在满足区域负荷与生产化学产品上起到良好的互补作用,不仅能够实现能源的高效利用,还能同时提高系统经济效益。BPIES 在 4 个典型区域的适用性为大连>上海~广州>昆明。

关键词: 数学优化;综合能源系统;生物质;多联产

中图分类号:TK 472

文献标志码:A

文章编号:0438-0479(2019)06-0907-09

随着传统化石能源的逐渐枯竭,发展环境友好的可再生能源,同时提高综合能源利用效率已成为当今各界研究关注的重点^[1]。多联产(polygeneration)技术可使用多种化石能源及可再生能源(如天然气、煤和生物质),利用各种能源转换技术(包括气化和热解),生产多种产品(包括电、热、冷、气体和液体),通过系统集成和流程改进将化工过程和动力系统整合以实现能源的高效清洁利用,在能源可持续性发展中占有举足轻重的地位^[2-3]。基于生物质多联产的综合能源系统(biomass polygeneration integrated energy system, BPIES)将生物质气化多联产与区域 BPIES 相结合,不但可提高物质与能量综合梯级转换利用效率,同时还兼具节约能源、提高供能质量、增加经济收益等综合效益,体现了生物质能源技术与区域能源规划的深度融合,有望成为最有效、最洁净的生物质能综合利用技术^[5]。

同时,化石能源与可再生能源互补的 BPIES 可弥补部分可再生能源能量密度低、输出不稳定等缺点,

提高系统综合效率^[6-8]。在可再生能源利用方面,太阳能以其储量、普遍性与清洁性备受瞩目,尤其屋顶光伏(photovoltaic, PV)发电系统,可方便地与建筑物结合,在城市中应用最为普遍^[9]。因此,集成太阳能并网光伏发电系统与生物质基冷热电联供系统并形成区域综合供能系统的研究近年来受到了广泛关注。

相较于传统的冷热电联产(combined cooling heating and power, CCHP)系统,BPIES 更加强调满足区域能源负荷与化工产品生产的综合需求管理与协同互补。但当前对 CCHP 系统的研究或局限于天然气基 CCHP 系统的冷、热、电三联供设备组成,或集中于以电网为核心、地源热泵(ground source heat pump, GSHP)等可再生能源系统为辅助的电-热耦合系统集成,缺乏对多联产的设计分析,更鲜有涉及生物质气化、燃烧及转化的机理性建模分析。而有关多联产系统的研究又多局限于煤气化、生物质气化等具体转化技术,极少涉及用能端的负荷分析及 BPIES 的设计规划和运行优化^[10-12]。

收稿日期:2019-04-14 录用日期:2019-05-09

基金项目:福建省科技计划高新技术与工业科技引导性项目(2018H0036)

*通信作者:yrzhao@xmu.edu.cn

引文格式:詹翔燕,郑徐跃,朱兴仪,等.以生物质气化多联产为核心的区域综合能源系统数学优化模型[J].厦门大学学报(自然科学版),2019,58(6):907-915.

Citation:ZHAN X Y,ZHENG X Y,ZHU X Y,et al. Mathematical optimization model of regional integrated energy system based on biomass gasification polygeneration[J].J Xiamen Univ Nat Sci,2019,58(6):907-915. (in Chinese)



<http://jxmu.xmu.edu.cn>

为解决上述问题,本研究在构建生物质气化多联产各单元机理模型基础上,构建了耦合电制冷空调(electric chiller, EC)、溴化锂吸收式制冷、生物质锅炉等辅助热、冷设备及 GSHP、光伏等可再生与不可再生能源系统的多层次、高维度数学优化模型,探索系统架构的最优平衡点,进一步提高区域 BPIES 的经济性. 本研究采用 960 个优化时段(10 年 × 4 季 × 24 h),结合不同地域的 BPIES 适用性与优化运行策略,验证模型及算法的可靠性和有效性,为推动基于生物质能的区域 BPIES 的开发及应用提供理论指导与决策支持.

1 BPIES 的数学模型构建

本文中基于超结构的建模方法,对 BPIES 中的生物质发电系统气化单元、热电联产(combined heat and power, CHP)单元、化学合成单元以及辅助供热模块、制冷模块等进行了详细的数学建模,该模型同时集成了 PV 与 GSHP 两种可再生能源技术.

1.1 BPIES 的超结构

BPIES 系统超结构流程图如图 1 所示.

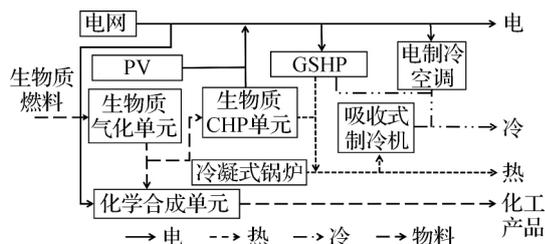


图 1 BPIES 超结构示意图

Fig. 1 Diagram of the proposed BPIES system

系统的产电设备可选技术主要包括生物质气化多联产模块(包括化学合成单元)、光伏发电系统等,且系统可根据需要选择是否与电网并网. 供热模块的主要作用是为了满足热负荷与吸收式制冷机(absorption chiller, ABS)的供汽热耗需求,可选技术包括余热锅炉、辅助备用锅炉及 GSHP 等. EC、溴化锂 ABS 及双效的 GSHP 则为供冷模块的备选技术.

1.2 BPIES 子模块建模

1.2.1 基于生物质气化的多联产模块

生物质气化多联产过程主要分为 3 个模块:生物质气化单元、化学合成单元和生物质 CHP 单元,如图 2 所示. 其中,每个模块均有几种类型的备选技术设备以满足不同地区对不同工艺流程的要求.

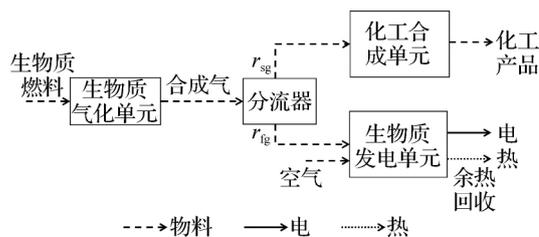


图 2 多联产流程示意图
r 为体积分流比;下标 sg 和 fg 分别表示进入化工合成单元和生物质发电单元的合成气.

图 2 多联产流程示意图
Fig. 2 Simplified flowsheet of the proposed polygeneration process

1) 生物质气化单元

生物质气化单元的功能是在高温、高压和还原气氛中将热值较低的生物质粗原料气化,转化为可供下游利用的热值较高的合成气. 合成气主要由氢气、一氧化碳、二氧化碳、硫化氢、未转化的碳和灰分组成.

合成气 rawsg 的焓 H 和比焓 h 可以表示为摩尔流率.

$$H_{\text{rawsg}} = \text{mo}_{\text{rawsg}} \times h_{\text{rawsg}} \quad (1)$$

对于生物质气化过程,生物质原料中的主要元素为碳、氢、氧、氮和硫 5 种,转化后的合成气组分主要为 N₂、H₂、CO、CO₂、H₂O、CH₄ 和 H₂S. 基于元素和组分平衡,合成气及其中各元素组分的摩尔流率和质量流率的平衡方程如下(以碳为例):

$$\text{MW}_c \times \text{mo}_{\text{rawsg}} \times (x_{\text{CO}} + x_{\text{CO}_2} + x_{\text{CH}_4}) = U_c \times \text{ma}_f \quad (2)$$

$$\text{ma}_{\text{rawsg}} = \text{mo}_{\text{rawsg}} \sum_j \text{MW}_j x_j \quad (3)$$

$$h_j = h_j^0 + A \times t + B \times \frac{t^2}{2} + C \times \frac{t^3}{2} +$$

$$D \times \frac{t^4}{2} - \frac{E}{t} + F - H \quad (4)$$

$$h_{\text{rawsg}} = \sum_j h_j \times x_j \quad (5)$$

式中, j = N₂、H₂、CO、CO₂、H₂O、CH₄、H₂S, t 等于合成气的温度 T 除以 1 000^[13]. 方程(2)表示合成气摩尔流率和质量流率的平衡, MW_c 表示碳的分子量, U_c 表示燃料中碳的质量分数(干燥状态), 而 x 表示合成气的摩尔组成(与特定类型的气化技术有关), mo 和 ma 分别表示摩尔流率和质量流率, 下标 rawsg 和 f 分别代表原料与合成气. 通过计算合成气的摩尔流率和质量流率的平衡方程, 即可获得进入化学合成单元和 CHP 单元的合成气焓值.

合成气中的其他元素, 如氢、氧、氮和硫的平衡方

程,其计算方法类似.方程(4)中的参数在 NIST Chemistry Webbook^[14]中有具体说明.

2) 化学合成单元

在离开气化单元后,合成气被分流为两部分气体.一部分进入化学合成单元,另一部分直接进入生物质 CHP 单元,其调整程度可通过设计参数分流比 r 来确定,如下式:

$$r_{fg} = \frac{mo_{fg}}{mo_{rawsg}}. \quad (6)$$

化学合成(以甲醇为例)主要包括以下 3 个反应:



进入化学合成单元的合成气和产品的质量平衡方程可表示如下:

$$f(mo_{sg}, x_{sg}, mo_{pg}, x_{pg}, \gamma_{meoh}) = 0. \quad (10)$$

根据化学反应式(7)~(9),质量平衡方程可以表示如下:

$$\begin{aligned} mo_{sg} \times (x_{sg}(H_2) - 2\gamma_{meoh}(CO) \times x_{sg}(CO) - \\ 3\gamma_{meoh}(CO_2) \times x_{sg}(CO_2)) = mo_{pg} \times x_{pg}(H_2), \end{aligned} \quad (11)$$

式中, γ 表示转化效率, meoh 代表甲醇合成过程.

结合上述各式,可以计算出最终产物甲醇的质量流率和摩尔流率.

3) 生物质 CHP 单元

进入生物质 CHP 单元的另一部分合成气与大量压缩空气混合,并在燃烧室中燃烧以产生高温、高压的气体做功.其建模过程基于能量平衡,进入发电单元中压缩机的空气质量流率是温度 $T1$ 的函数,燃料气体的 ma 和 x 可由下式表示:

$$f(ma_{air}, ma_{fg}, \vec{x}_{fg}, T1) = 0. \quad (12)$$

对于由 CO 、 CO_2 、 H_2 、 H_2O 、 O_2 、 N_2 和微量 CH_4 、 H_2S 组成的典型燃料气体,式(12)可具体表示为:

$$mo_{fg} + mo_{air} = mo_{gasin},$$

$$\begin{aligned} mo_{fg} \times (x_{fg,CO} + x_{fg,CO_2} + x_{fg,CH_4}) = \\ mo_{gasin} \times x_{gasin,CO_2}, \end{aligned}$$

$$h_{fg,j} = h_j^0 + A \times t_{fg} + B \times \frac{t_{fg}^2}{2} + C \times \frac{t_{fg}^3}{2} +$$

$$D \times \frac{t_{fg}^4}{2} - \frac{E}{t_{fg}} + F - H,$$

$$j = N_2, H_2, O_2, CO, CO_2, H_2O, CH_4, H_2S, \quad (13)$$

$$mo_{fg} h_{fg} + mo_{air} h_{air} = mo_{gasin} \times h_{gasin},$$

$$h_{gasout} = \sum_j h_{gasout,j} \times x_{gasout,j},$$

$$j = N_2, O_2, CO_2, H_2O, SO_2,$$

$$x_{gasout,j} = x_{gasin,j}, j = N_2, O_2, CO_2, H_2O, SO_2,$$

式中,下标 fg 表示进入发电单元的气体, $gasin$ 和 $gasout$ 分别代表进、出口处的气体.氢、氧、氮和硫的平衡方程由类似方程表示.

与气化单元中合成气的焓值计算相类似,生物质 CHP 单元中进出口气体的焓也是与温度相关的经验函数.燃料气体的焓值可以根据经验公式计算^[14],即方程(13),流经压缩机的空气焓值和入口处气体的焓值可以用相同的方式计算得出.

由上述计算得到压缩机的进、出口参数,发电单元产生的机械功 w_{gt} 是流经 CHP 单元的气体质量流率及其进、出口物理参数的函数,表示为:

$$w_{gt} = mo_{gasin} \times (h_{gasin} - h_{gasout}).$$

由 CHP 单元产生的余热后续可用于 ABS 进行制冷或供热.

1.2.2 吸收式制冷模块

ABS 是多联产系统中能量梯级利用的重要技术,其非设计工况性能曲线拟合模型如下:

$$CO_{s,h}^{ABS} = IE_{s,h}^{elec} \times COP^{ABS}, \quad (14)$$

$$CO_{s,h}^{ABS} \leq CR^{ABS}, \quad (15)$$

$$\alpha_{s,h}^{ABS} = \frac{CO_{s,h}^{ABS}}{CR^{ABS}}, \quad (16)$$

$$COP_{s,h}^{ABS} = \omega_1 \times (\alpha_{s,h}^{ABS})^2 + \omega_2 \times \alpha_{s,h}^{ABS} + \omega_3, \quad (17)$$

式中, CO^{ABS} 表示 ABS 的制冷功率, IE^{elec} 为耗电量, COP^{ABS} 为 ABS 的制冷性能系数,下标 s, h 表示季节 s 内的 h 时段 CR^{ABS} 为机组的额定功率, α 表示机组的负载率, ω_1 、 ω_2 、 ω_3 为 ABS 的性能系数拟合曲线参数.

与 ABS 不同,模型中辅助联供的锅炉与电制冷机组均采用固定能效比的数学模型,即能量输出等于能量输入乘以能效系数,且输入的能量不超过其额定容量与设备数量之积.

1.2.3 光伏模块

PV 的输出受可安装光伏板面积的限制,其输出电量 OE 与太阳辐射强度 δ^{PV} 成正比,表示如下:

$$OE_{s,h}^{PV} = \sum_i \eta_{s,h}^{PV} \times \delta_{s,h} \times N p_{i,y}^{PV} \times \theta^{PV}, \quad (18)$$

$$0 \leq N p_{i,y}^{PV} \times \theta^{PV} \leq S_i^{PV}, \quad (19)$$

式中: OE^{PV} 表示 PV 在 h 时段内的总产电量; η^{PV} 为 PV 系统的光电转换效率(视为常数); N 为设备数量,此处设备为光伏板; θ^{PV} 表示单个设备的面积; S^{PV} 为最大允许安装面积;太阳辐射强度 δ^{PV} 可参考当地太阳能辐射量数据库.

1.2.4 GSHP 模块

与 PV 类似,GSHP 同样也受到可用安装面积的

<http://jxmu.xmu.edu.cn>

限制:

$$N_{i, \text{gshp}, y} \times \theta_{\text{gshp}} \leq S_{i, \text{gshp}}, \quad (20)$$

式中, $N_{i, \text{gshp}, y}$ 表示第 y 年 GSHP 的建造数量, θ_{gshp} 为单个 GSHP 占用的面积, $S_{i, \text{gshp}}$ 为园区内所有 GSHP 的可装机面积. GSHP 的其他约束条件如下:

$$\text{COP}_{s, h} = 0.00073\Delta T_{s, h}^2 - 0.15\Delta T_{s, h} + 8.77, \quad (21)$$

$$\text{IE}_{i, \text{gshp}, s, h} = \text{OE}_{i, \text{gshp}, s, h} \times \text{COP}_{s, h}^{-1}, \quad (22)$$

式中: $\Delta T_{s, h}$ 为土壤与 GSHP 出口的温差; COP 表示 GSHP 的性能系数, 其值由式(21)计算可得^[15]; IE_{gshp} 和 OE_{gshp} 分别表示单个 GSHP 的能量输入和输出.

1.2.5 能量平衡

区域内的能源需求根据能源类型可分为电、热、冷 3 类. 下面两式表示区域电网的能量平衡方程:

$$\sum_i \text{OE}_{i, \text{PV}, y, s, h}^{\text{elec}} + \text{OE}_{\text{CHP}, y, s, h}^{\text{elec}} = \sum_i \text{IE}_{i, \text{pe}, y, s, h}^{\text{elec}} + \text{Enet}_{y, s, h}^{\text{elec}}, \quad (23)$$

$$\text{Enet}_{y, s, h} + \text{Ebuy}_{y, s, h} = \sum_i \text{Ed}_{i, y, s, h} + \text{Esell}_{y, s, h}, \quad (24)$$

式中, OE^{elec} 表示多联产系统生产的电量, Enet 表示系统供应给区域电网的总净电量, IE^{elec} 表示系统内部相关设备的寄生功耗, Ebuy 和 Esell 分别表示从电网买入和卖出给电网的电量, Ed 为区域内需求的电量.

就冷、热平衡而言, 能源系统的总热能与冷能输出 OE 须分别等于区域内的用户冷(Cd)、热(Hd)需求与设备寄生负荷(如 ABS 所需的热能)的总和:

$$\text{OE}_{\text{Boiler}, y, s, h}^{\text{heating}} + \text{OE}_{\text{CHP}, y, s, h}^{\text{heating}} + \text{OE}_{\text{GSHP}, y, s, h}^{\text{heating}} = \sum_i \text{Hd}_{i, y, s, h} + \text{Hd}_{\text{ABS}, y, s, h}, \quad (25)$$

$$\sum_i \text{OE}_{i, \text{GSHP}, y, s, h}^{\text{cooling}} + \text{OE}_{\text{ABS}, y, s, h}^{\text{cooling}} + \text{OE}_{\text{AC}, y, s, h}^{\text{cooling}} = \sum_i \text{Cd}_{i, y, s, h}. \quad (26)$$

1.2.6 目标函数

本模型以规划期内的总成本最小为优化目标, 采用净现值(net present value, NPV)法进行评估^[16], 具体如下:

$$\text{NPV} = \min \left[\sum_y \frac{\text{CC}_y + \text{OM}_y - \text{IN}_y}{(1 + \lambda)^y} \right], \quad (27)$$

式中, λ 表示折现率, y 表示时间维度年. 其中含有 3 个成本约束, 即投资成本 CC、运行与维护成本 OM 及余电上网和甲醇销售收入 IN. 其中 CC、OM、IN 的约束方程如下:

$$\text{CC}_y = \sum_i \sum_p \text{Nip}_{i, p, y} \times \text{Cp}_p, \quad (28)$$

$$\text{OM}_y = \sum_i \sum_{pb} \sum_s \sum_h \text{IE}_{i, pb, y, s, h}^{\text{bio}} \times \text{Pbio} + \sum_s \sum_h \text{Ebuy}_{y, s, h} \times \text{Ptou}_h + \sum_i \sum_p \text{N}_{i, p, y} \times \beta_p, \quad (29)$$

$$\text{IN}_y = \text{RE}^{\text{G}} + \text{RE}^{\text{B}} = \sum_s \sum_h \text{Esell}_{y, s, h} \times \text{Pfit} + \sum_s \sum_h \text{ME}_{y, s, h} \times \text{Pme}, \quad (30)$$

式中, Nip 为第 p 个设备在 y 年新增的数量, Cp_p 表示其单机价格, Pbio 为生物质价格, Ptou 为分时电价, N 为表示设备在 y 年的总数量, β 表示年维护费用, RE^{G} 与 RE^{B} 分别表示买电收入与化工产品销售收入, Pfit 与 Pme 分别表示上网电价和化工产品的销售价格.

2 典型区域的 BPIES 案例分析与数学优化结果

本文中提出的 BPIES 模型分别应用于 4 个典型气候地域内具有类似建筑供能与类似负荷的城市综合体, 对 BPIES 在不同地域的具体运行策略进行了重点研究.

2.1 数据输入

考虑到不同地区冷、热、电负荷之间的差异较大, 不同方案的生物质 CHP 系统对生物质燃料的要求及热电比例有不同的地域适用性, 因此, 本文中根据余热利用方式的不同, 分别设计以燃气轮机和蒸汽轮机为核心的 4 种生物质 CHP 系统作为可供选择的方案. 模型的基本输入数据包括所选取区域及其所在地的负荷需求、能源价格、可再生能源信息、各类技术设备的技术经济性等, 如表 1 与表 2 所示.

2.2 案例分析

本文中使用的 GAMS 软件中集成的 Lindo 求解器进行模型求解, 并在 Intel(R) Core(TM) i5-6500 CPU @3.20 GHz 处理器和 4 GB 内存的硬件环境下运行. 模型共含有 228 429 个平衡方程、310 685 个变量及 404 767 个约束方程. 4 个案例中, 模型求解时间最短的为昆明案例, 经过 16 min 获得优化结果. 最长的为上海案例, 经过 28 min 获得优化结果.

2.2.1 供热方案

4 个案例典型冬季 12 月至明年 2 月日热输出占比如图 3 所示. 从纵坐标的负荷值可明显看出, 热负荷大连最高、上海次之、广州最低. 具体的运行策略方

表 1 4 个城市的分时电价与生物质燃料价格

Tab.1 The electricity tariff and price of biomass feedstock in the four cities

城市	生物质燃料价格/ (元·t ⁻¹)	分时电价/ (元·kWh ⁻¹)	时 段
大连	250	0.476	00:00—05:00, 21:00—24:00
		0.852	05:00—07:00, 00:00—16:00
		1.328	07:00—10:00, 16:00—21:00
上海	420	0.335	00:00—05:00, 21:00—24:00
		0.695	05:00—07:00, 10:00—17:00, 20:00—21:00
		1.127	07:00—10:00, 17:00—20:00
广州	380	0.333	00:00—07:00, 23:00—24:00
		0.685	07:00—13:00, 16:00—18:00, 21:00—23:00
		1.113	13:00—16:00, 18:00—21:00
昆明	290	0.320	00:00—24:00

表 2 设备参数

Tab.2 Parameters of technologies

设备名称	额定效率	单位容量投资成本/ (10 ⁶ 元·MW ⁻¹)
燃气轮机+蒸汽型螺杆膨胀机(BCHP1)	0.289/0.320	2.90
燃气轮机+ORC型螺杆膨胀机(BCHP2)	0.312/0.290	3.80
蒸汽轮机+蒸汽型螺杆膨胀机(BCHP3)	0.350/0.430	3.60
蒸汽轮机+ORC型螺杆膨胀机(BCHP4)	0.300/0.520	6.40
ABS	1.200	1.10
EC	3.000	0.75
锅炉(Boiler)	0.860	0.20
PV	0.160	6.50
GSHP	—	2.60
化学合成器(SYN)	—	2.70

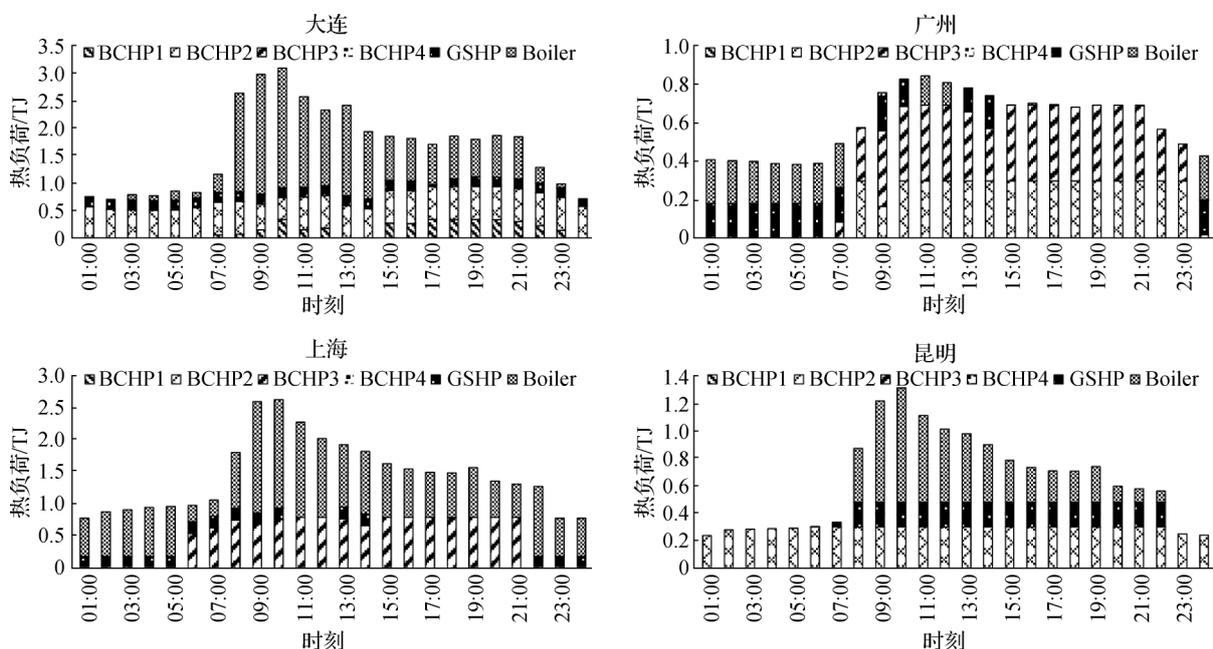


图 3 4 个城市典型冬季日供热输出组成

Fig.3 Heating supply in a typical winter day of the four cities

面,大连的 BCHP2 全天运行,并且保持稳定地输出,而生物质锅炉运行在日间热负荷较高时刻,尤其是 08:00—13:00 时段,其运行负载达到最大值。随着热负荷的下降锅炉的输出逐渐降低,在 23:00—07:00 几乎没有输出。GSHP 与 BCHP1 仅作为辅助热源,不同的是高效率的 GSHP 依靠系统产生的电能全天输出,而需要使用生物质燃料且热效率较 BCHP2 更高

的 BCHP1 仅在部分时段输出。同样是热负荷较高的上海,与大连不同的是其锅炉是主要热源,全天输出,这是因为上海的生物质燃料价格较高,其选择使用的 BCHP3 运行当地电价处于非低谷时段,这主要是为了尽可能减少在电价较高时段由电网购电而选择使用系统发电量。对于热负荷最低的广州来说,夜间主要通过使用电驱动的 GSHP 与生物质锅炉满足热

负荷需求(主要原因是夜间电价较低,可通过电网购电以满足电需求),日间的热负荷几乎全由 BCHP2 + BCHP3 的组合进行满足,这也是 4 个地区中唯一一个锅炉并非运行于负荷较高时段的地区.热负荷与生物质燃料均较低的昆明,其热输出占比与大连类似,同样为 BCHP2 全天运行,日间热负荷较高时段由锅炉满足,但并没有选用 BCHP1,同时 GSHP 也仅在日间作为辅助热源输出.

2.2.2 供冷方案

从 4 个城市典型夏季(6—8 月)日冷输出占比来看,如图 4 所示,大连与昆明较为类似,ABS 全天运行,EC 与 GSHP 的运行时段近乎一致,即 08:00—

21:00,在冷负荷增高的时段开始运行,冷负荷下降时段停止.而广州和上海的运行策略与另外两个地区相反,ABS 仅在日间负荷较高的时段运行,GSHP 与 EC 全天运行.这说明在冷负荷较低且生物质价格较低的地区,其夏季最佳的运行策略应是采用 ABS 全天运行作为主要冷源,EC 与 GSHP 在负荷较高的时候作为辅助冷源.而在冷负荷较高且生物质价格也较高的地区,夜间使用 GSHP 与 EC 作为冷源更有优势,因为此时电价处于低谷,使用燃烧生物质燃料产生余热驱动 ABS 制冷不但运行费用较高,且 ABS 的制冷效率也较低,而日间负荷较高且电价也较高时则需采用 ABS 作为辅助冷源.

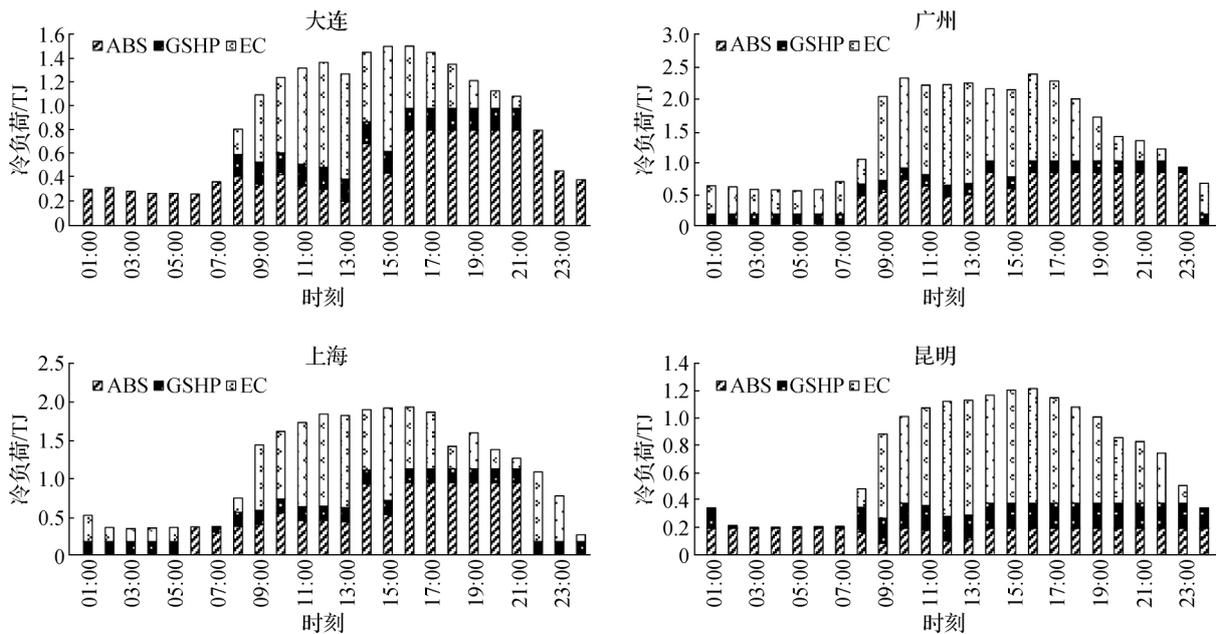


图 4 4 个城市典型夏季日供冷输出组成

Fig. 4 Cooling supply in a typical summer day of the four cities

尽管日间运行策略有所不同,但在日间负荷较高时段,EC 的供能比例明显高于其余两者.除了受可用面积限制的 GSHP 无法更多地产生能量输出外,EC 的制冷效率远高于采用余热吸收的 ABS 也是一个重要原因.值得注意的是,4 个城市均没有采用单一 EC 供冷的方式,而都是通过采用与其余两种设备组合功能的方式满足负荷需求.这是因为单一设备供能不但会使设备装机容量过大投资较高,同时会造成负荷较低时的空置率较高,效率降低,因此负荷波动时无法到达多能协同互补的效果.

2.2.3 供电方案

从日间运行策略来看,如图 5 所示,由于从电网购电量极少,典型夏季日中大连的电出力组合较其余

3 个地区显得较为单一,即 07:00 开始随着光照强度增强,PV 逐渐成为主要电源,18:00—22:00 光照逐渐减弱,BCHP1 作为辅助电源逐渐增大出力.值得注意的是,在中午 12:00—13:00 时段,BCHP2 完全停止工作,此时采用电效率更低、热效率更高的 BCHP1.这是因为在这个时段 PV 的出力达到最大值,此时区域的电、冷负荷与 08:00—12:00 时段相比有所下降,PV 与 BCHP1 产生的电能已经超出区域所需电量.因此,使用热效率更高的 BCHP1 产生更多的热能作为 ABS 的热源制冷,这种运行方式经济性更优.此外,在 23:00—07:00 时段,大连与其他区域完全不同,仅由 BCHP2 满足区域电负荷需求.上海与广州的典型夏季日电出力组成较为类似,即夜间电价处于低谷时段完全由电网购电满足负荷需求,日间电价处于平

段或峰值时主要由 PV 与生物质 CHP 组合供电,但仍需从电网购买少量电量,尤其是电价处于峰值的 18:00—21:00 时段内,并没有通过选用更大容量的生物质 CHP 以覆盖区域负荷.而昆明电出力组成与其他 3 个案例最为明显的不同在于全天生物质 CHP 运行,并保持在一个较为稳定的出力,主要原因是其生物质 CHP 的装机容量较低,仅作为辅助电源.

图 5 中的曲线表示生物质 CHP 单元与化学合成单元在典型夏季日的逐时分流比.可以明显地看出 4 个城市在夜间与中午时分的分流比都较低,这是因

为:1) 在夜间负荷较低,合成气可以更多地进入化学合成单元,广州和上海地区更是全部进入化学合成单元,以提高系统经济效益;2) 中午 12:00—13:00 时段,光照最强,PV 出力达到最大,生物质 CHP 单元出力减少,相应地进入化学合成单元的合成气增加,其余时段,尤其是下午至夜晚时段,区域负荷较大,生物质 CHP 单元出力增加,则进入化学合成单元的合成气减少.说明耦合化学合成单元的 BPIES 系统在满足区域负荷与生产化工产品上达到良好的互补作用,可有效提高系统的经济效益与能源的利用率.

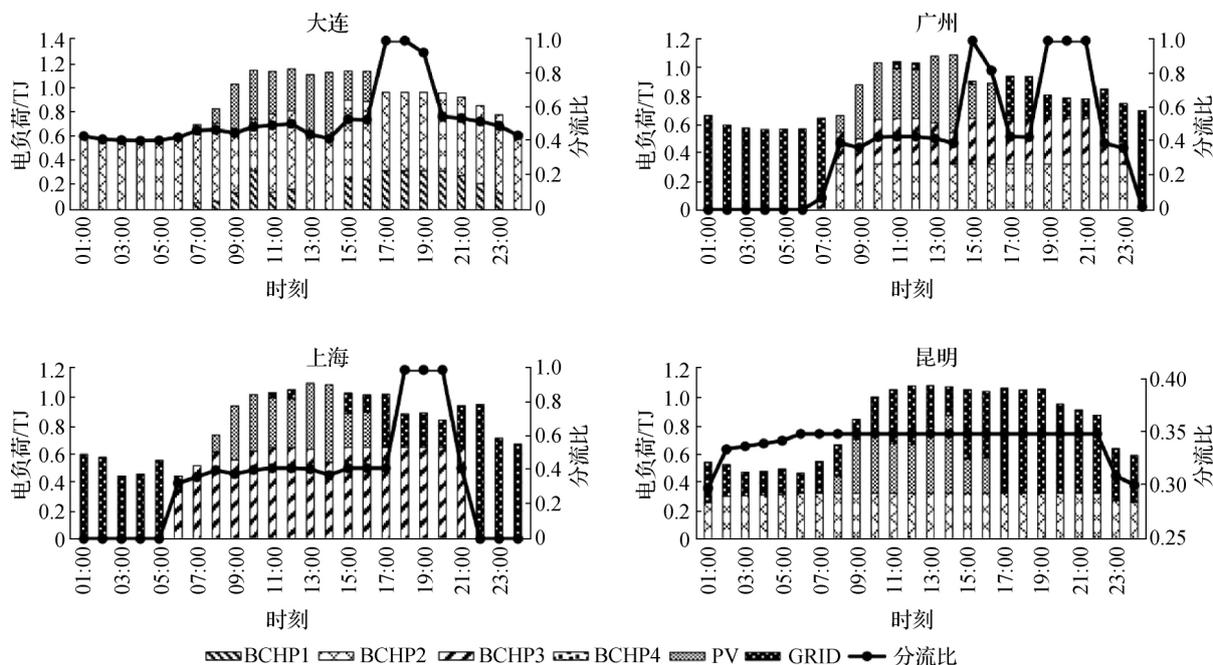


图 5 4 个城市典型夏季日供电组成

Fig. 5 Electricity supply in a typical summer day of the four cities

2.2.4 综合效益

4 个案例的设备组合与相关经济性优化结果见表 3 与表 4,系统经济性主要分为设备初始投资费用、运行费用以及部分电力或化工产品的销售收入 3 个部分,并对 4 个案例采用一般供能方式与本模型的一次能源消耗量及二氧化碳排放量进行了对比(一般供能方式指 4 个案例均采用传统供能方式,即电、热、冷分别由外部电网、锅炉以及压缩式空调供给).由于生物质燃料的热值低于天然气或煤炭等其他常规一次能源,通过使用生物质燃料可改变地区单一的供能方式,利用其较低的价格调整逐时的运行策略以提高能源的综合利用率,降低运行费用.因此,4 个案例中的一次能源节约率均不超过 30%,但由于生物质燃料的清洁属性,各案例中的二氧化碳减排率都达到了 40% 以上.

表 3 4 个城市的设备组合

Tab. 3 Optimized technology combination of the four cities

设备名称	投资成本			
	大连	上海	广州	昆明
BCHP1	1.0	0	0	0
BCHP2	2.0	0	1.0	1.0
BCHP3	0	2.0	1.0	0
BCHP4	0	0	0	0
ABS	2.5	3.0	2.6	0.6
EC	2.4	3.7	4.9	2.6
Boiler	6.8	5.4	0.8	2.6
PV	2.0	2.0	2.0	2.0
GSHP	0.6	0.6	0.6	0.6

表 4 4 个城市优化结果
Tab. 4 Relevant optimization results for the four cities

项 目	大连	上海	广州	昆明
设备费用/ 10^6 元	6.673	6.111	6.109	4.475
生物质燃料年产电费用/ 10^6 元	0.716	0.548	0.609	0.272
生物质燃料年合成费用/ 10^6 元	0.781	1.348	1.179	0.794
购电费用/ 10^6 元	0.009	0.389	0.382	0.435
年运行总费用/ 10^6 元	1.506	2.285	2.170	1.501
系统收入/ 10^6 元	1.169	1.208	1.175	1.029
净现值/ 10^6 元	5.470	9.100	8.350	7.100
投资回收期/年	3.403	7.921	6.954	8.208
一次能源节约率/%	22.78	29.65	28.01	26.09
CO ₂ 减排量/%	63.59	47.31	50.11	40.87

从初始设备投资费用方面看,大连>上海~广州>昆明,与 4 个案例的负荷大小有着类似的趋势.考虑到 4 个地区的实际生物质价格及电价水平差距,运行费用的结果,即广州>上海>大连~昆明,基本合理.另外,就 4 个案例的销售收入来看,4 地差别不大.但由于不同地区的生物质燃料与产出的化工产品价格不同,导致大连与昆明地区的化学合成所需生物质燃料费用远低于广州与上海.因此,就生物质合成化工产品的投入产出效益而言,大连>昆明>广州>上海.尽管如此,昆明案例的投资回收期仍是所有案例中最长的,广州略短于上海,大连最佳.

3 结 论

本文中基于运筹学规划理论及能源综合梯级利用原则,提出将生物质气化多联产与区域能源系统相结合,围绕 BPIES 的系统优化配置模型及运行策略方法展开研究,对其中的生物质气化单元、生物质 CHP 单元以及化学合成单元进行机理建模,同时耦合多种能量转换单元进行集成建模,并对系统运行策略与能量最优传输时序进行了重点剖析.同时,结合国内 4 个典型气候城市为案例,在满足区域负荷的基础上,对系统规划和运行策略的关键要素进行了具体分析,研究结论如下:

1) 从生物质 CHP 的选择来看,BCHP1 装机价格较低,但效率也较低,仅适于在大连这类热负荷较高且燃料价格较低的地区作为辅助热源使用. BCHP2 由于其低燃料消耗水平、低装机价格与较 BCHP1 更高的热电效率,适用性较强.对于上海与广州这类能

源负荷且能源价格较高的地区,尽管 BCHP3 的燃料消耗水平较高,但由于其较高的热电效率,适用性更佳. BCHP4 的装机价格过高,适用性最差.

2) 通过 4 个典型区域 BPIES 的适用性案例分析可知,综合考虑经济、环境以及能效水平等指标,大连优于广州与上海,主要是由于大连地区较高的热负荷需求与较低的生物质燃料价格.而昆明地区 BPIES 的适用性最差,主要源自该地区较低的热、电负荷与较低的外部电网价格,BPIES 仅作为辅助供能系统使用.

3) 光伏发电系统在 4 个城市都有较好的应用,因为其不但可作为重要的电能来源,还可在日间光照较强的时段减少生物质发电系统的出力,增加进入化学合成单元的生物质气量,进而通过销售化工产品有效增加系统收入,降低规划期内系统运行的总费用.

4) 耦合了化学合成单元的 BPIES 系统在满足区域负荷与生产化工产品上达到良好的互补作用,在区域能源负荷需求较低时增加化学产品的产出,在需求较高时增大生物质产能单元的出力,不仅能够达到能源的高效利用,还能同时提高系统经济效益.

参考文献:

- [1] RONG A, LAHDELMA R. Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 363-372.
- [2] GHAEM SIGARCHIAN S, MALMQUIST A, MARTIN V. The choice of operating strategy for a complex polygeneration system; a case study for a residential building in

- Italy[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 163: 278-291.
- [3] MURUGAN S, HORÁK B. Tri and polygeneration systems—a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 60: 1032-1051.
- [4] JANA K, DE S. Sustainable polygeneration design and assessment through combined thermodynamic, economic and environmental analysis [J]. *Energy*, 2015, 91: 540-555.
- [5] JANA K, RAY A, MAJOURM M M, et al. Polygeneration as a future sustainable energy solution—A comprehensive review[J]. *Applied Energy*, 2017, 202: 88-111.
- [6] BELLOS E, VELLIOS L, THEODOSIOU I C, et al. Investigation of a solar-biomass polygeneration system [J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 173: 283-295.
- [7] JING Z X, JIANG X S, WU Q H, et al. Modelling and optimal operation of a small-scale integrated energy based district heating and cooling system[J]. *Energy*, 2014, 73: 399-415.
- [8] WANG J, MAO T, SUI J, et al. Modeling and performance analysis of CCHP (combined cooling, heating and power) system based on co-firing of natural gas and biomass gasification gas[J]. *Energy*, 2015, 93: 801-815.
- [9] BAI Z, LIU Q, LEI J, et al. A polygeneration system for the methanol production and the power generation with the solar-biomass thermal gasification [J]. *Energy Conversion and Management*, 2015, 102: 190-201.
- [10] MARTÍN M, GROSSMANN I E. Energy optimization of bioethanol production via gasification of switchgrass[J]. *Aiche Journal*, 2011, 57(12): 3408-3428.
- [11] LI H, HUI H, JIN H, et al. Analysis of a feasible polygeneration system for power and methanol production taking natural gas and biomass as materials[J]. *Applied Energy*, 2010, 87(9): 2846-2853.
- [12] 韩小霞, 胡从川, 韦古强, 等. 生物质气化热电联产发展概述[J]. *建设科技*, 2016(13): 79-81.
- [13] LIU P, PISTIKOPOULOS E N, LI Z. A mixed-integer optimization approach for polygeneration energy systems design[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2009, 33(3): 759-768.
- [14] THE NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). NIST Chemistry WebBook [EB/OL]. [2019-01-28]. <https://webbook.nist.gov/chemistry>.
- [15] STAFFELL I, BREET D, BRANDON N, et al. A review of domestic heat pumps[J]. *Energy & Environmental Science*, 2012, 5(11): 9291-9306.
- [16] MARCHIONI A, MAGNI C A. Investment decisions and sensitivity analysis: NPV-consistency of rates of return[J]. *European Journal of Operational Research*, 2018, 268(1): 361-372.

Mathematical optimization model of regional integrated energy system based on biomass gasification polygeneration

ZHAN Xiangyan¹, ZHENG Xuyue², ZHU Xingyi¹, MENG Chao¹, ZHAO Yingru^{1*}

(1. College of Energy, Xiamen University, Xiamen 361102, China; 2. Fujian Government Investment Projects Assessment Center, Fuzhou 350100, China)

Abstract: The biomass polygeneration integrated energy system (BPIES) system is characterized with the advantage of energy cascade utilization and multi-energy complementation, as well as low fuel price and high value-added chemical products simultaneously. This system is considered as the most effective clean energy technology for biomass utilization. Based on the mechanism model of biomass gasification polygeneration, a mixed integer nonlinear model is formulated in the general algebraic modeling system (GAMS), which is a multi-level and high-dimensional optimization model including multiple nonrenewable and renewable technologies. Comprehensive evaluation of the system is carried out in aspects of economy, environment, technology and energy consumption on the premise of meeting regional energy demand, and the reliability and validity of the model are verified by case studies. Results show that BPIES integrated with chemical synthesis unit plays a good complementary role in meeting regional energy demand and producing chemical products, which not only can achieve efficient use of energy, but also can improve economic benefits of the system. The applicability of BPIES in four typical cities is found in the descending order as Dalian > Shanghai ≈ Guangzhou > Kunming.

Keywords: mathematical optimization; integrated energy system; biomass; polygeneration

<http://jxmu.xmu.edu.cn>