

面向低碳村镇的可再生能源热电联供系统仿真与优化

艾平¹ 彭宇志¹ 金柯达¹ 康霜² 徐文勇³ 李冰峰³

(1. 华中农业大学工学院, 武汉 430070; 2. 卡迪夫大学工程学院, 卡迪夫 CF24 3AA;

3. 农业农村部农业生态与资源保护总站, 北京 100125)

摘要:为促进中国农村可再生能源转型与绿色低碳发展,实现低碳村镇的新时期建设目标,以湖北省新星村为研究案例,基于农村用能需求及可再生能源资源禀赋分析,提出了一种风、光、生物质互补的可再生能源热电联供系统。以最低成本与最低平均电价为系统目标函数,以热电覆盖率及生物质利用率为系统评价指标,构建了基于 HOMER Pro 仿真系统的农村可再生能源热电联供模型,通过仿真分析与容量优化获得了新星村可再生能源系统的构建方案,即由功率 674 kW 的光伏、功率 200 kW 的风力发电机和功率 500 kW 的 CHP 热电联供机组及外部热源构成最佳系统框架,此时最低系统成本与电价分别为 2.30×10^7 元/a 和 0.986 元/(kW·h)。进一步敏感性分析结果表明,电力负荷提高会导致系统成本及电价上升,名义折现率提高会降低成本但导致电价上涨,生物质日输入量对经济指标无影响。减排评估结果表明,相较于传统供能方式,系统年减排量达 410.77 t,相当于新星村传统供能方式下年排放量的 28.19%,减排效益明显。该可再生能源供能系统整体经济性与实用性良好,可为农村地区能源转型与低碳村镇的建设提供参考。

关键词:农村可再生能源; 低碳村镇; 热电联供系统; 微电网容量优化; HOMER Pro; 碳减排

中图分类号: S216.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-1298(2023)S2-0350-09

Simulation and Optimization of Renewable Energy Cogeneration System for Low-carbon Villages

AI Ping¹ PENG Yuzhi¹ JIN Keda¹ KANG Shuang² XU Wenyong³ LI Bingfeng³

(1. College of Engineering, Huazhong Agricultural University, Wuhan 430070, China

2. School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, UK

3. Rural Energy and Environment Agency, Ministry of Agriculture and Rural Affairs, Beijing 100125, China)

Abstract: Promoting of renewable energy and low-carbon approaches in rural China has become essential to achieving the goals of low-carbon villages. Therefore, considering the Xinxing Village, Hubei Province as a case study. Based on the analysis of rural energy demand and renewable energy resources, a renewable energy cogeneration system integrated with wind, solar, and biomass energy was proposed. A rural renewable energy cogeneration model was established based on the HOMER Pro simulation system with the lowest cost and lowest average electricity price as the system objective functions, and the thermal power coverage and biomass utilization rate as the system evaluation indicators. The construction plan of the renewable energy cogeneration system in Xinxing Village was obtained through simulation analysis and capacity optimization, which consisted of 674 kW photovoltaic, 200 kW wind turbine, 500 kW CHP cogeneration unit and external heat source. Moreover, the lowest system cost and electricity price of renewable energy were 2.30×10^7 CNY/a and 0.986 CNY/(kW·h). Further sensitivity analysis results indicated that the increased power load could increase system costs and electricity prices. While increasing the nominal discount rate reduced costs but led to an increase in electricity prices. Daily biomass input had no impact on economic indicators. The emission reduction assessment results showed that compared with traditional energy supply methods, the annual emission reduction of the system

收稿日期: 2023-06-30 修回日期: 2023-08-28

基金项目: 国家自然科学基金项目(51406064)

作者简介: 艾平(1976—),女,教授,博士生导师,主要从事农业废弃物资源化利用研究,E-mail: aiping@mail.hzau.edu.cn

通信作者: 李冰峰(1978—),男,高级农艺师,主要从事农村可再生能源利用及农业农村减排固碳技术研究,E-mail: bileeng@126.com

reached 410.77 t, equivalent to 28.19% of annual emissions of traditional energy supply method in Xinxing Village. The overall economic and practical performance of this renewable energy supply system was excellent. The research result can provide a scientific reference for the energy revolution and the construction of low-carbon villages and towns in rural areas.

Key words: rural renewable energy; low-carbon villages; cogeneration system; capacity optimization of microgrid; HOMER Pro; carbon emission reduction

0 引言

村镇是我国农村的基础组成单元,打造低碳乃至零碳村镇社区是我国农村地区实现能源转型,迈向碳达峰碳中和的重要战略和路径之一。农村地区可再生能源资源丰富,利用太阳能、水电、生物质能等农村可再生能源替代传统化石能源,实现农村用能方式的清洁低碳转变,是低碳村镇建设的重要内容和农业农村领域自主减排的关键途径^[1]。2023年多部委联合发布《关于组织开展农村能源革命试点县建设的通知》,指出“以村镇为单元,综合利用新能源和各类能源新技术,构建以风、光、生物质为主,储能、天然气为辅,高度自给的新能源微能网”。但目前我国大多低碳村镇对可再生能源仅是简单的利用,单一的风能、太阳能等可再生能源开发会受到季节等因素影响,直接导致供能系统的不稳定性,需要从配置优化、绿色高效、经济可靠等方面考虑构建可再生能源分布式系统^[2]。因此,基于村镇用能需求及可再生能源资源禀赋分析,从多种可再生能源利用的角度优化配置可再生能源供能体系,对实现村镇尺度的低碳发展具有重要意义。

针对农村能源替代转型和可再生能源微电网系统配置,国内外有较多实践探索。如 MOHAMMAD 等^[3]研究了伊朗一个村庄的多种能源互补供能系统的稳定性,构建了由光伏板、风力发电机、燃气发电机与燃料电池组成的并网和离网混合能源系统,并进行了容量优化配置;KIFLOM 等^[4]研究了由风能、太阳能和柴油发电机组成的混合系统在偏远乡村地区发电的潜力,分析了该系统在气候不同村庄的实施可行性;文献[5-6]从混合可再生能源系统的技术经济性,以及从不同经济规模的生命周期评价角度进行了研究。但目前研究多是从供电的角度构建混合可再生能源电力系统,未考虑面向低碳村镇建设目标,从我国不同农村地区资源禀赋出发全面讨论构建可持续的可再生能源微电网系统,并对其减排效益进行评价。HOMER Pro 是一款多能源混合微电网设计仿真软件,采用改进网格搜索算法以及专有的无梯度优化算法,一次性对多种系统配置方案进行仿真分析,最终得出在经济性和技术性目标及约束条件下的最优配置方案,被广泛应用于

混合可再生能源系统规划,在全球不同地区的混合可再生能源系统规划中有广泛应用,特别适用于农村地区小型可再生能源微电网系统建模^[7]。

位于湖北省荆州市松滋市的新星村以其良好的沼气发电、光伏发电、秸秆等生物质利用等可再生能源建设基础,成为首批低碳示范村镇。因此,本文以湖北省新星村为典型案例,面向农村能源转型目标,基于新星村可再生能源资源禀赋,采用 HOMER Pro 仿真软件构建由光伏、风电、生物质 CHP(热电联供)机组、蓄电池与外部供暖热源组成的可再生能源热电联供系统模型并进行分析优化,从全生命周期的角度分析本系统相较于传统供能模式的减排效益。

1 研究方法与研究案例

1.1 HOMER Pro 软件系统建模

HOMER Pro 软件构建的模型能够模拟利用当地可再生能源如太阳能、风能和生物质能源构建分布式微电网系统,其中生物质发电方式为秸秆、畜禽粪污等农业废弃物厌氧产沼气,然后沼气发电,采用热电联供沼气 CHP 机组。可再生能源发电具有间歇性和波动性,为确保微电网的稳定协调,系统中引入蓄电池储能以及变流器,形成了光电、风电、沼气发电以及蓄能的多能互补型微电网系统模型,利用仿真对系统容量配置进行优化。

仿真过程中所需的数据包括气象数据、电力负荷及用热负荷、可再生能源资源量以及经济和技术数据。其中气象数据用于可再生资源潜力分析评估,电力负荷与热负荷数据用于电力平衡以及热平衡的计算。经济数据包括模型中各个组件的成本数据,系统整体的项目寿命和名义折现率等,技术数据则包括各组件的详细技术参数等。HOMER Pro 可以根据构建的模型与输入的参数计算出可行性方案,并且可进行敏感性分析来评估模型中的不确定参数对优化结果的影响。

1.1.1 目标函数

可再生能源热电联供系统的规划设计,需要综合考虑投资成本与能源平均成本,本文以总净现值成本(Total net present cost, C_{TNPC})最小为目标函数,

C_{TNPC} 是指系统在整个生命周期内所产生的所有成本的现值减去其在整个生命周期内所有收入的现值^[8],成本包括更换成本、资本成本、运营维护成本与燃料成本, C_{TNPC} 的计算式为^[9-10]

$$C_{\text{TNPC}} = \frac{C_{\text{ann,tot}}}{C_{\text{RF}}(i,R_{\text{proj}})} \tag{1}$$

其中
$$C_{\text{RF}}(i,R_{\text{proj}}) = \frac{i(1+i)^{R_{\text{proj}}}}{(1+i)^{R_{\text{proj}}}-1} \tag{2}$$

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \tag{3}$$

式中 C_{TNPC} ——总净现值成本,元
 $C_{\text{ann,tot}}$ ——年总成本,元
 C_{RF} ——资本回收系数
 i ——实际贴现率,%
 R_{proj} ——以年为单位的项目寿命,取 25 a
 f ——年通货膨胀率,%
 i' ——名义贴现率(利率),%

能源平均成本(Levelized cost of energy, L_{COE})的定义是系统产生的每千瓦时可用电力的平均成本,即平均电价^[11], L_{COE} 的计算公式为^[12]

$$L_{\text{COE}} = \frac{C_{\text{ann,tot}}}{E_{\text{ser}}} \tag{4}$$

式中 E_{ser} ——总能源负荷,kW·h/a

1.1.2 系统模型结构

本研究可再生能源热电联供系统结构如图 1 所示,考虑到农村电网普遍薄弱,并网存在不确定性问题,系统整体采取离网运行模式,构建了风/光/生物质、光/生物质、风/生物质这 3 种互补供能模型,分布式电源包括光伏发电、风力发电机和 CHP 机组,蓄电池用于储能,变流器用于连接直流与交流线路,供热模块包括 CHP 机组工作时产生的热量与外部热源,当 CHP 机组工作产生的热量满足不了居民需求时,由外部热源补足,负荷高峰时,通过生物质燃料发电弥补风、光供能的不足。

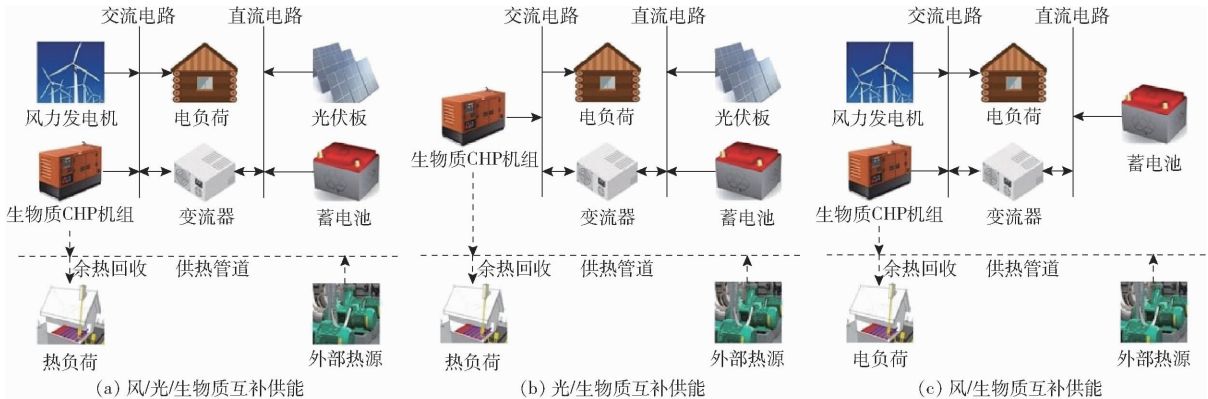


图 1 村级可再生能源热电联供系统结构图

Fig. 1 Structure diagrams of village level renewable energy cogeneration system

(1)光伏发电模型

光伏板输出功率取决于其结构与环境条件,例如太阳辐射、环境温度,HOMER Pro 软件中,光伏板发电组件的输出功率 P_{PV} 计算式为^[13]

$$P_{\text{PV}} = Y_{\text{PV}} f_{\text{PV}} \frac{G_{\text{T}}}{G_{\text{T,STC}}} + [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,\text{STC}})] \tag{5}$$

式中 Y_{PV} ——光伏阵列的额定功率,即标准测试条件下的输出功率,kW
 f_{PV} ——光伏板的降额系数
 G_{T} ——当前入射到光伏板的总太阳辐射,W/m²
 $G_{\text{T,STC}}$ ——标准条件下入射到光伏板的总太阳辐射,取 1 000 W/m²
 α_p ——温度系数,%/℃
 T_c ——光伏组件当前工作温度,℃
 $T_{c,\text{STC}}$ ——在标准测试条件下电池温度,取 25℃

(2)风力发电机模型

风力发电机发电输出功率取决于空气密度、风速及叶片面积,其输出功率 P_{WTG} 的计算采用两步过程。首先计算轮毂高度的风速 U_{hub} ^[11]

$$U_{\text{hub}} = U_{\text{anem}} \frac{\ln(Z_{\text{hub}}/Z_0)}{\ln(Z_{\text{anem}}/Z_0)} \tag{6}$$

式中 U_{hub} ——风机轮毂高度处风速,m/s
 U_{anem} ——风速计高度处风速,m/s
 Z_{hub} ——风机轮毂高度,m
 Z_{anem} ——风速计高度,m
 Z_0 ——表面粗糙度评定长度,m

在确定轮毂高度处风速后,计算实际环境空气密度下风力发电机输出功率

$$P_{\text{WTG}} = P_{\text{WTG,STP}} \frac{\rho}{\rho_0} \tag{7}$$

式中 P_{WTG} ——风机输出功率,kW
 $P_{\text{WTG,STP}}$ ——标准温度和压力条件下风机输

输出功率, kW
 ρ ——实际空气密度, kg/m^3
 ρ_0 ——标准温度及压力条件下空气密度, kg/m^3
(3) 生物质 CHP 机组模型

生物质 CHP 机组即为沼气发电机组, 采用秸秆、畜禽粪污等农业废弃物厌氧发酵产生的沼气作为发电机组燃料, 沼气发电过程中的余热用来管道供暖, 该部分可以弥补系统中太阳能和风能的间歇性缺点, 保证系统供能的可靠性与稳定性, 最小负载比设置为 30%, 热回收率为 60%, 沼气发电效率 η_{ele} 计算式为^[14]

$$\eta_{\text{ele}} = \frac{P_{\text{net}}}{B_{\text{LHV}}} = \frac{P_{\text{out}} - P_{\text{aux}}}{B_{\text{LHV}}} \tag{8}$$

式中 P_{net} ——沼气发电机最终产生的电能, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 P_{out} ——沼气发电机发电产生的电能, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 P_{aux} ——沼气发电设备中其他组件消耗的电能, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 B_{LHV} ——输入生物质低热值, MJ/kg

(4) 蓄电池和变流器模型

蓄电池的电池效率 η_{batt} 、电压 V_{batt} 、蓄电池存储容量 $P_{\text{max. } b}$ 的计算式为^[15]

$$\eta_{\text{batt}} = 1 - \frac{I_{\text{nom}} R_{\text{int}}}{V_{\text{nom}}} \times 100\% \tag{9}$$

$$V_{\text{batt}} = E_0 - R_{\text{int}} I_{\text{batt}} \tag{10}$$

$$P_{\text{max. } b} = \frac{N_{\text{batt}} V_{\text{batt}} I_{\text{max}}}{1\,000} \tag{11}$$

式中 E_0 ——电池空载时电压, V
 R_{int} ——蓄电池内阻, Ω
 I_{batt} ——蓄电池工作电流, A
 V_{nom} ——蓄电池额定电压, V
 I_{nom} ——蓄电池额定电流, A
 N_{batt} ——蓄电池数量
 I_{max} ——蓄电池最大电流, A

蓄电池最大容量 C_B 计算式为^[16]

$$C_B = \frac{E_L A_D}{D_{\text{OD}} \eta_{\text{in}} \eta_{\text{batt}}} \tag{12}$$

式中 E_L ——总能量需求量, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 A_D ——电池维持时间, d
 D_{OD} ——放电深度, %
 η_{in} ——变流器工作效率, %

变流器输出功率 P_{OUT} 为^[17]

$$P_{\text{OUT}} = P_{\text{in}} \eta_{\text{in}} \tag{13}$$

式中 P_{in} ——输入变流器功率, kW

(5) 热负荷模型

村庄居民的日常热负荷数据难以采集, 因此本研究中将热负荷分为可变负荷与不变负荷两部分,

其中可变负荷随电负荷变化而变化, 如空调等电器的主动热负荷, 不变负荷为持续运行负荷, 如冬季采暖热水器等, 二者都随季节与温度而变化, 热负荷 H_{load} 计算式为^[18]

$$H_{\text{load}} = k_1 P_1 + k_2 P_2 \tag{14}$$

式中 k_1 ——可变系数, 春、夏、冬季取 0.2、0.1、0.5
 k_2 ——不变系数, 春、夏、冬季取 0.5、0.3、0.7
 P_1 ——实时电负荷, kW
 P_2 ——平均电负荷, kW

系统各组件的发电成本如表 1 所示。

表 1 分布式电源成本					
Tab.1 Optimal configuration results of costs					
类型	使用 寿命/ a	装机 成本/ (元·kW ⁻¹)	替换 成本/ (元·kW ⁻¹)	年运 行成本/ (元·kW ⁻¹)	文献 序号
光伏	25	7 304.10	6 938.90	73.04	[5]
风力发电机	20	80 345.10	73 041.00	219.12	[19–20]
CHP 机组	20	4 017.26	3 652.05	3 199.20	[21–22]
蓄电池	10	730.41	730.41	73.04	[23–24]
变流器	15	730.41	730.41	73.04	[25]

1.1.3 系统运行策略及其他约束

为防止电网负载突然增加而导致系统供电不足, 系统运行选取基于负荷跟随的策略, 可确保系统运行的可靠性^[26]。各设备装机容量与输出功率对于系统整体运行效率影响较大, 若设备配置较多, 会使项目投资成本增大, 若配置较少, 则可能无法满足居民日常用能需求, 因此需要综合考虑成本、用户需求等因素。本研究中系统运行需要满足以下约束条件。

(1) 分布式电源输出功率 $P_{\text{DG}i}$ 及装机容量 N_i 约束为

$$P_{\text{DGimin}} \leq P_{\text{DG}i} \leq P_{\text{DGimax}} \tag{15}$$

$$N_{\text{imin}} \leq N_i \leq N_{\text{imax}} \tag{16}$$

式中 P_{DGimin} ——分布式电源最小输出功率, kW
 P_{DGimax} ——分布式电源最大输出功率, kW
 N_{imax} ——分布式电源装机容量上限, kW
 N_{imin} ——分布式电源装机容量下限, kW

(2) CHP 机组供热输出功率约束为

$$Q_{\text{min}} \leq \eta_{\text{fc}} \sum_{t=i}^{i+24} P_{\text{fc}}(t) \leq Q_{\text{max}} \tag{17}$$

式中 η_{fc} ——热电联供机组的热利用效率, %
 Q_{min} ——供热能量下限, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 Q_{max} ——供热能量上限, $\text{kW}\cdot\text{h}$
 $P_{\text{fc}}(t)$ ——热电联供机组供热功率, kW

(3) 电池储能系统容量 $E_{\text{BESS}}(t)$ 及功率 $P_{\text{BESS}}(t)$ 约束为

$$E_{\text{BESSmin}} \leq E_{\text{BESS}}(t) \leq E_{\text{BESSmax}} \tag{18}$$

$$P_{\text{emin}} \leq P_{\text{BESS}}(t) \leq P_{\text{emax}} \tag{19}$$

$$P_{\text{dmin}} \leq P_{\text{BESS}}(t) \leq P_{\text{dmax}} \tag{20}$$

式中 E_{BESSmin} ——蓄电池最小容量,kW
 E_{BESSmax} ——蓄电池最大容量,kW
 P_{emin} ——蓄电池最小充电功率,kW
 P_{emax} ——蓄电池最大充电功率,kW
 P_{dmin} ——蓄电池最小放电功率,kW
 P_{dmax} ——蓄电池最大放电功率,kW

1.1.4 系统评价指标

选取电能覆盖率 (Electricity coverage rate, R_{EC})、热能覆盖率 (Thermal coverage rate, R_{TC}) 与生物质利用率 (Biomass utilization rate, R_{BU}) 为可再生能源热电联供系统的评价指标。其中 R_{EC} 反映系统发电自产自用的能力,体现微电网整体供能稳定性; R_{TC} 反映系统全年在不依赖外部热源的情况下,满足居民热负荷需求的能力; R_{BU} 体现系统全年内对生物质资源的利用效率。

电能覆盖率

$$R_{\text{EC}} = \left(1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{lack}}}{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{load}}} \right) \times 100\% \tag{21}$$

式中 P_{lack} ——系统每小时负荷缺失功率,kW
 P_{load} ——系统每小时负荷需求功率,kW

热能覆盖率

$$R_{\text{TC}} = \left(1 - \frac{T_{\text{Boiler}}}{T_{\text{load}}} \right) \times 100\% \tag{22}$$

式中 T_{Boiler} ——外部热源全年供热产能量,kW·h
 T_{load} ——全年居民热负荷需求,kW·h

生物质利用率

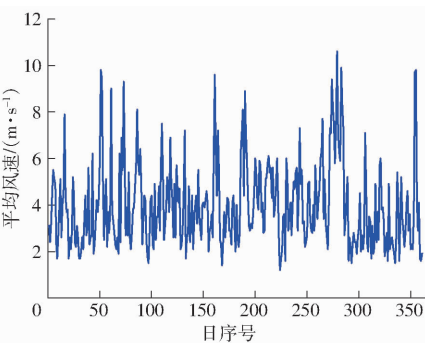
$$R_{\text{BU}} = \frac{B_{\text{consume}}}{B_{\text{input}}} \times 100\% \tag{23}$$

式中 B_{consume} ——全年生物质消耗量,t
 B_{input} ——全年生物质输入量,t

1.2 研究案例

1.2.1 选址概述

研究案例为湖北省松滋市新星村,位于湖北西南



部丘陵与平原结合地区,全村面积 6.5 km²,其中耕地面积 231.13 hm²,林地面积 166.67 hm²,水田面积 20 hm²。新星村地理位置为(30°43'N,113°39'E),海拔 60.10 m,周边多为平原地区,自然资源丰富。

1.2.2 居民生活用电负荷

村庄共有农户 615 户,按照总户数 10% 的比例进行随机抽取,针对当地居民用电情况进行入户调研与问卷收集,共发放并回收 62 份调查问卷,得到当地电力负荷历史数据,图 2 为春秋、夏季、冬季典型气候下的 24 h 电力负荷分布,其中春秋、夏季、冬季典型气候下的 24 h 电力负荷分布,其中春秋、夏季、冬季典型气候下的 24 h 电力负荷分布,其中春秋、夏季、冬季典型气候下的 24 h 电力负荷分布。

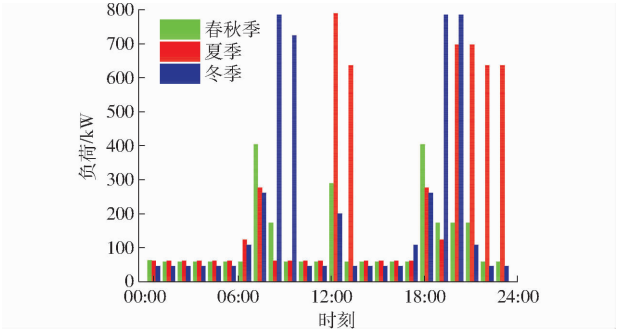


图 2 新星村全年居民用电负荷
Fig. 2 Annual residential electricity load in Xinxing Village

1.2.3 新星村可再生资源禀赋评估

混合可再生能源热电联供系统用到的可再生能源有太阳能、风能和生物质能,因此需对当地的风光资源及生物质资源进行评估。

(1) 风、光资源评估

该地区全年实测的风速、光照强度两项气候数据日离散分布情况如图 3 所示,年平均风速为 3.99 m/s,年平均太阳辐射强度为 3.83 kW·h/(m²·d)。

(2) 生物质资源评估

根据入户调研与问卷调查获取的信息,新星村全村每年可收集秸秆约 3 500 t,畜禽粪污 15 740 t,其中全村居民一年中日常炊事以及冬季取暖需消

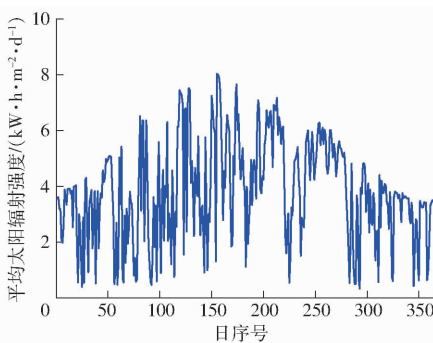


图 3 新星村全年日平均风速及日平均太阳辐射强度

Fig. 3 Annual average daily wind speed and solar radiation intensity in Xinxing Village

耗秸秆及薪柴等超过 300 t, 剩余秸秆用于沼气发电、饲料化以及还田等利用, 畜禽粪污一并用于沼气生产。秸秆产沼气发电时, 秸秆成本核算为 300 元/t。

1.3 系统优化配置方案

案例所在地生物质资源丰富, 因此设置的各优化配置方案以充分利用当地的生物质资源为基础, 同时考虑风、光、生物质 3 种可再生能源互补, 能够稳定供能以满足当地居民的用电及采暖需求, 在可行的系统框架中分析 3 种不同系统配置方案: ①方案 1: 光伏-风力发电机- CHP 机组-蓄电池-变流器-外部热源。②方案 2: 风力发电机- CHP 机组-蓄电池-变流器-外部热源。③方案 3: 光伏-CHP 组机-蓄电池-变流器-外部热源。其中方案 1 综合考虑了 3 种可再生能源, 方案 2 未考虑光伏发电, 方案 3 未考虑风电, 各方案均与 1.1.2 节中的模型相对应。

2 结果与讨论

2.1 优化结果与典型日分析

2.1.1 系统优化配置结果

经 HOMER Pro 仿真模拟获得可再生能源系统的 3 种方案优化配置结果(表 2), 其中 3 种方案的成本、平均电价、电能覆盖率、热能覆盖率与生物质利用率如表 3 所示。

表 2 系统优化结果
Tab.2 System optimization results

方案	光伏 功率/ kW	风力发 电机功 率/kW	CHP 机组 功率/ kW	蓄电 池 功率/kW	变流器 功率/ kW
方案 1	674	200	500	3 820	954
方案 2	962	0	500	4 004	872
方案 3	0	830	500	4 538	949

表 3 不同方案经济与系统评价指标

Tab.3 Economic and system evaluation indicators for different schemes

方案	$C_{TNPC}/$ (元·a ⁻¹)	$L_{COE}/$ (元·(kW·h) ⁻¹)	$R_{EC}/$ %	$R_{TC}/$ %	$R_{BU}/$ %
方案 1	2.30×10^7	0.986	99.90	62.29	61.60
方案 2	2.40×10^7	1.037	99.92	68.05	67.23
方案 3	2.49×10^7	1.081	99.91	59.75	60.09

方案 1 中系统由功率 674 kW 的光伏、功率 20 kW 的风力发电机组、功率 500 kW 的沼气 CHP 机组、功率 3 820 kW 的蓄电池组和功率 954 W 的变流器构成。该系统总净现成本(包括投资成本、运行成本、维护成本)为 2.30×10^7 元/a, 平均电价为

0.986 元/(kW·h), 均在 3 种方案中最低, 电能覆盖率、热能覆盖率与生物质利用率分别为 99.90%、62.29% 和 61.60%。

方案 2 由功率 962 kW 的光伏、功率 500 kW 的沼气 CHP 机组、功率 4 004 kW 的蓄电池组和功率 872 kW 的变流器构成。该方案下系统成本与平均电价均高于方案 1, 分别为 2.40×10^7 元/a 和 1.037 元/(kW·h), 相较于方案 1, 方案 2 没有采用风机发电, 而增加了光伏发电组与蓄电池的容量, 由于光伏机组高昂的初始成本与替换成本以及增加蓄电池数量带来的成本, 从而导致系统整体成本高于方案 1; 方案 2 电能覆盖率、热能覆盖率与生物质利用率分别为 99.92%、68.05% 和 67.23%, 均为 3 种方案中最高, 说明方案 2 系统整体供能最为稳定。

方案 3 由功率 830 kW 的风力发电机组、功率 500 kW 的沼气发电机、功率 4 538 kW 的蓄电池组和功率 949 kW 的变流器构成。该方案下系统成本与平均电价均为 3 种方案中最高, 分别达到 2.49×10^7 元/a 和 1.081 元/(kW·h), 方案 3 未采用光伏机组发电, 而是大幅增加了风机机组与蓄电池的容量, 风机在所有设备中装机成本与替换成本最高, 因此方案 3 成本明显高于方案 1 和方案 2; 电能覆盖率、热能覆盖率与生物质利用率分别为 99.91%、59.75% 和 60.09%。

对比表 3 不同方案的各项建设成本与系统评价指标, 方案 1 成本与平均电价均为 3 个方案中最低, 电能覆盖率、热能覆盖率与生物质利用率虽均未达到最优, 但与其余 2 种方案差别较小, 从成本角度来看, 方案 1 为系统最优配置。

2.1.2 四季典型日设备运行情况

分别针对春秋季节、夏季和冬季的典型气候, 确定对应的典型日的用电负荷, 分析方案 1 在典型日(00:00—24:00)用电负荷下的设备运行情况(图 4a~4c)。在春、秋季与夏季光照强度和时长充足的情况下, 光伏主要运行时间段为 06:00—19:00, 且在此 3 个季节内光伏输出占比仅次于沼气 CHP 机组; 冬季相对光照强度较弱、时长短, 光伏主要运行时间段为 08:00—16:00, 且整体输出功率占比最低。风机在四季全天各个时间段均有运行, 由于风速与负荷需求等影响, 春、秋季内风机主要运行时间段为 10:00—23:00, 夏、冬季内主要运行时间段为 05:00—23:00, 春、夏、秋季内风机在各类发电机组中输出功率占比最低, 冬季内输出功率占比低于 CHP 机组但明显高于光伏机组。四季中 CHP 热电联供机组主要运行时间段为 00:00—09:00、

11:00—14:00 以及 16:00—22:00,整体输出功率占比最高,春、秋、冬 3 季中由于早晚时间段内风光资源的不稳定性,CHP 机组则以较高的输出功率弥补了风光供能的短缺;夏季内午间时段居民用电负荷

较高,CHP 机组整体输出功率较高。各设备全年发电量占比如图 4 d 所示,其中风机发电占比最高,达到 52.9%,光伏与 CHP 机组发电占比分别为 33.6% 和 13.5%。

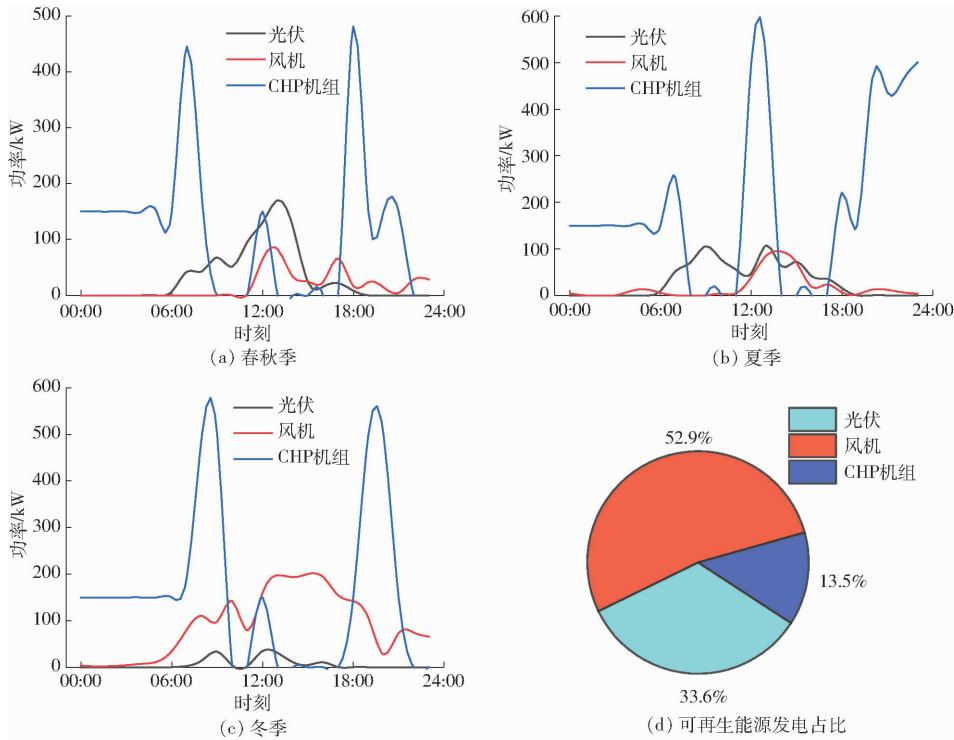


图 4 四季设备运行情况
Fig. 4 Equipment operation in four seasons

2.2 敏感性分析

敏感性分析中重点考虑以下可能情景,如我国农村地区未来的居民生活水平提高会带动电力负荷增长,种植业发展对生物质资源可收集量的影响,以及经济发展中的折现率波动,以此为不确定变量进行整体经济性、敏感性影响分析,具体的敏感性因素与其波动值如表 4 所示:①居民用电负荷需求增加,考虑在原有的基础上提高 20% 和 30%。②生物质资源可收集利用量波动,在原有的基础上分别提高与减少 20%。③当地未来经济进一步发展情况下,出现通货膨胀情况,名义折现率从 8% 提高到 9% 和

10%。

表 4 敏感性因素与波动值				
Tab. 4 Sensitivity factors and fluctuation values				
因素编号	变量	原始值	波动值 1	波动值 2
1	平均电力负荷/(kW·h·d ⁻¹)	4 438	5 326	5 769
2	生物质日输入量/(t·d ⁻¹)	0.82	0.66	0.99
3	名义折现率/%	8	9	10

敏感性分析结果如图 5 所示,随着平均电力负荷增加时,系统的成本明显逐步上升,这是由于当平均电力负荷上升时,系统为满足于用电需求,保

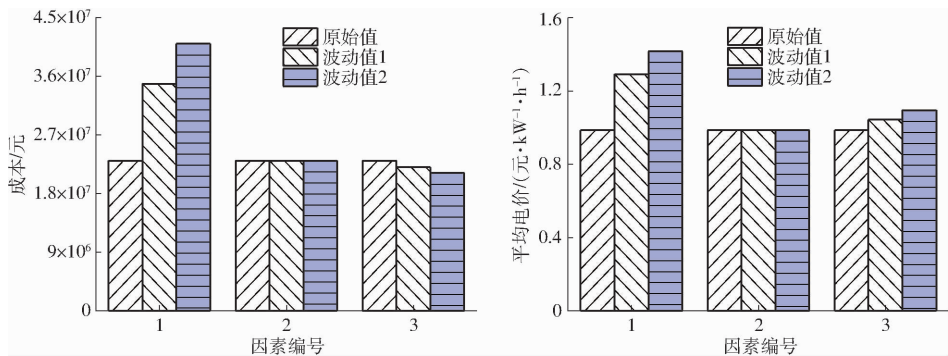


图 5 敏感性分析结果
Fig. 5 Sensitivity analysis results

证供电可靠而增加了各发电组件的装机容量,从而导致系统的各项成本提高,最终使系统整体的净现值成本提高,平均电价也呈上升趋势,但整体上升缓慢,这说明了混合可再生能源动力系统在面临高电力负荷需求时的优势,能源成本较为稳定;生物质的日输入量对成本与平均电价均无影响,这是因为在此条件下系统中沼气发电机的总容量恒定,对生物质输入量的需求恒定,而生物质量相对充足且出现过剩情况,因此生物质日输入量变化不会对系统各项经济指标产生影响;名义折现率从 8% 增加到 10%,系统整体成本均有所下降,平均电价将上升,这表明名义折现率的提高将使得系统整体的经济性更好,但会导致能源平均

成本上升。

2.3 热电联供系统减排潜力评估

对可再生能源热电联供系统方案 1 进行减排潜力评估,方案 1 中光伏发电、风机发电、生物质 CHP 机组的排放因子分别参考同规模的光伏发电厂、小型风力发电厂和秸秆生物质气化发电厂的发电设备平均排放因子(表 5),以传统电网供电方式为碳排放基线情景,将方案 1 中可再生能源热电联供系统产生的碳排放与基线情景下电网供电碳排放进行对比,以此评估本方案的减排效益。根据调研,当地冬季供热的外部热源通常为秸秆及薪柴的燃烧供热,而生物质被认为是碳中性的能源^[27],因此基线情景下居民采用秸秆薪柴取暖作为外部热源产生的碳排

表 5 可再生能源发电减排潜力评估
Tab.5 Assessment of emission reduction potential of renewable energy generation

情景	排放源	平均排放因子/(g·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	年发电量/(kW·h)	年排放量/t
项目情景	光伏发电	66.05 ^[28-31]	766 628	50.64
	风机发电	37.92 ^[32-35]	307 058	11.64
	CHP 机组(生物质气化发电)	817.00 ^[36-38]	1 204 476	984.06
基准线	电网	715.38(对于光伏、风力发电减排项目)	1 073 686	768.09
	电网	572.05(对于其他发电减排项目)	1 204 476	689.02
合计减排量/(t·a ⁻¹)				410.77

放可不纳入计算。

基线下电网排放因子则参考国家生态环境部发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》,针对不同减排项目采取电量边际排放因子(OM)与容量边际排放因子(BM)的加权平均值。项目情景与基线情景下碳排放如表 5 所示,项目情境下,新星村可再生能源热电联供系统温室气体排放量为 1 046.34 t/a,相较于传统的电网供电,温室气体减排量达到 410.77 t/a,相当于基准线供电情景下年排放量的 28.19%,减排效益明显。

3 结论

(1)以最小成本与最低平均电价为目标,通过 HOMER Pro 软件建模仿真得到了由功率 674 kW 的光伏、功率 200 kW 的风力发电机、功率 500 kW 的 CHP 机组、功率 3 820 kW 的蓄电池组、功率 954 kW

的变流器与一个外部热源构成的最优容量配置方案,最低总净现成本与平均电价分别为 2.30 × 10⁷元/a和 0.986 元/(kW·h),系统在各季节均能稳定供能以满足居民需求,风光生物质互补供能系统电能覆盖率达 99.90%,热能覆盖率为 62.29%,生物质利用率为 61.60%。

(2)敏感性分析结果表明电力负荷提高会导致系统成本及电价上升,名义折现率提高会降低成本但导致电价上涨,生物质日输入量对经济指标无影响。整体而言,在可再生资源量与折现率产生较大变化时,系统成本及电价仍能维持稳定,体现了系统整体良好的经济效益。系统整体年减排量达到 410.77 t,相当于传统供能方式年排放量的 28.19%,整体减排效益明显。本研究对我国中部农村地区可再生能源转型及低碳乡村建设有一定的参考意义。

参 考 文 献

[1] 杜松怀,孙若男,杨曼,等. 光伏扶贫农村综合能源站设计与优化配置方法[J]. 农业机械学报, 2021,52(增刊): 367-376.
DU Songhuai, SUN Ruonan, YANG Man, et al. Optimal allocation method of rural integrated energy station under background of photovoltaic poverty alleviation[J]. Transactions of the Chinese Society for Agricultural Machinery, 2021, 52(Supp.): 367-376. (in Chinese)

[2] 卫博. 低碳村评估方法研究[D]. 北京:北京建筑大学, 2018.
WEI Bo. The study on assessment method of low-carbon village[D]. Beijing: Beijing University of Civil Engineering and Architecture, 2018. (in Chinese)

- [3] MOHAMMAD A, ROGHAYE G, PARISA R, et al. Techno-economic analysis of a hybrid power system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, a case study in Iran[J]. *Energy*, 2020, 190: 116421.
- [4] KIFLOM G, ALAM H, CLAUDIA R, et al. Optimization and cost-benefit assessment of hybrid power systems for off-grid rural electrification in Ethiopia[J]. *Energy*, 2019, 177: 234–246.
- [5] MEHDI B, NAVID S, ELAHE B, et al. Optimal planning of hybrid renewable energy infrastructure for urban sustainability: Green Vancouver[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 95: 254–264.
- [6] ALI F, AHMAR M, JIANG Y, et al. A techno-economic assessment of hybrid energy systems in rural Pakistan[J]. *Energy*, 2021, 215: 119103.
- [7] 杨海华. 风光沼蓄多能互补型微电网优化配置[D]. 秦皇岛:燕山大学, 2020.
YANG Haihua. Optimal capacity sizing for wind-solar-biogas-battery microgrid[D]. Qinhuangdao: Yanshan University, 2020. (in Chinese)
- [8] ALIREZA H M, SEBASTIAN A A E, BEHZAD N, et al. Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia[J]. *Renewable Energy*, 2016, 97: 293–305.
- [9] LAITH M H, SAAD M. Flexible hybrid renewable energy system design for a typical remote village located in tropical climate[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 177: 908–924.
- [10] IGIB P, AGUS S, AHMAD A S. Design optimization of solar powered aeration system for fish pond in Sleman regency, Yogyakarta by HOMER software[J]. *Energy Procedia*, 2013, 32: 90–98.
- [11] BAHRAMARA S, PARSA M, HAGHIFAM M R. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 62: 609–620.
- [12] BOUSSETTA M, BACHTIRI R, KHANFARA M, et al. Assessing the potential of hybrid pv-wind systems to cover public facilities loads under different Moroccan climate conditions[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2017, 22: 74–82.
- [13] BARUN K D, NAJMUL H, SOUMYA M, et al. A techno-economic feasibility of a stand-alone hybrid power generation for remote area application in Bangladesh[J]. *Energy*, 2017, 134: 775–788.
- [14] DEREK P, JONN A, ALEXANDRA M. The role of environmental framing in socio-political acceptance of smart grid: the case of British Columbia, Canada[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 1939–1951.
- [15] ANAND S, PRASHANT B, BHUPENDRA G. Techno-economic feasibility analysis of hydrogen fuel cell and solar photovoltaic hybrid renewable energy system for academic research building[J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 145: 398–414.
- [16] HANIEH B, SAAD M, VELAPPA G G, et al. Optimization of micro-grid system using MOPSO[J]. *Renewable Energy*, 2014, 71: 295–306.
- [17] ADEL B, YASIR M A, GANESH K. Predictive power management strategies for stand-alone hydrogen systems: operational impact[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(16): 6685–6698.
- [18] 张继红, 阚圣钧, 化玉伟, 等. 基于氢气储能的热电联供微电网容量优化配置[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 428–434.
ZHANG Jihong, KAN Shengjun, HUA Yuwei, et al. Capacity optimization of CHP microgrid based on hydrogen energy storage[J]. *Acta Energaie Solaris Sinica*, 2022, 43(6): 428–434. (in Chinese)
- [19] NAG A, SARKAR S. Modelling of hybrid energy system for futuristic energy demand of an Indian rural area and their optimal and sensitivity analysis[J]. *Renew Energy*, 2018, 118: 477–488.
- [20] TARLOCHAN K, RAVI S. Designing rural electrification solutions considering hybrid energy systems for Papua New Guinea[J]. *Energy Procedia*, 2017, 110: 1–7.
- [21] KASHIF S M, ADEEM Z, TANZEEL R, et al. Techno-economic feasibility analysis of a solar-biomass off grid system for the electrification of remote rural areas in Pakistan using HOMER software[J]. *Renewable Energy*, 2017, 106: 264–273.
- [22] SHIPLU S. Feasibility analysis of a renewable hybrid energy system with producer gas generator fulfilling remote household electricity demand in Southern Norway[J]. *Renewable Energy*, 2016, 87: 772–781.
- [23] SARAH P A, TONI S, KAI P K, et al. Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithium-ion batteries[J]. *Solar Energy*, 2018, 162: 140–152.
- [24] SANDEEP D, YAJVENDER P V, ARTHUR W. Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 177: 122–142.
- [25] MOHAMMAD R A, MEHDI B. Techno-economic assessment and optimization of a hybrid renewable co-supply of electricity, heat and hydrogen system to enhance performance by recovering excess electricity for a large energy consumer[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 188: 131–141.
- [26] ERASMUS M, FOUZI T. Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroons[J]. *Renewable Energy*, 2018, 135: 41–54.
- [27] 申瑞霞, 姚宗路, 赵立欣, 等. 双碳背景下黑龙江省农村生活用能研究[J]. *农业机械学报*, 2022, 53(3): 377–383.
SHEN Ruixia, YAO Zonglu, ZHAO Lixin, et al. Rural living energy in Heilongjiang province under background of carbon peak and neutrality[J]. *Transactions of the Chinese Society for Agricultural Machinery*, 2022, 53(3): 377–383. (in Chinese)