

含环境成本和多种储能的综合能源微网优化运行

晏 伟,吴新林,方景刚

(国网江西省电力有限公司 宜春供电公司,江西 宜春 336000)

Integrated energy micro-grid optimization operation with environmental cost and multiple kinds of energy storage

YAN Wei, WU Xinlin, FANG Jinggang

(Yichun Power Supply Company, State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Yichun 336000, China)

摘要:为考虑冷热电联供型综合能源微网运行时产生的环境成本和分析储能装置容量对系统运行成本的影响,建立了包含环境成本和储能装置的冷热电联供型综合能源微网优化运行模型。以系统总成本最小为目标,采用混合整数规划方法在Cplex中求解,并与相对应传统分供系统运行成本对比,验证了模型的有效性。分析了冷热电联供型综合能源系统在不同类型电价模式下的运行成本以及储能装置不同容量对系统运行成本的影响,得出了系统在实时电价模式下运行成本最小和系统运行成本随储能装置容量的增大先增加后降低的结论。

关键词:冷热电联供;综合能源微网;环境成本;储能

Abstract: In order to consider the environmental cost generated by the operation of the combined cooling, heating and power integrated energy micro-grid and analyze the impact of the capacity of the energy storage device on the operating cost of the system, an optimized operation model of the combined cooling, heating and power integrated energy micro-grid including environmental costs and energy storage devices is established. With the minimum total system cost as the goal, the mixed integer programming method is used to solve the problem in Cplex, and the operating cost of the corresponding traditional distribution system is compared to verify the validity of the model. The operating costs of the combined cooling, heating and power system under different electricity price modes and the impact of different capacities of energy storage devices on the operating costs of the system are analyzed. It's concluded that the operating cost of system is the smallest under the real - time electricity price mode, and the operating cost of the system increases first and then decreases with the increase of the capacity of the energy storage device.

Key words: combined cooling, heating and power; integrated energy micro-grid; environmental cost; energy storage

0 引言

随着全球变暖以及能源稀缺的问题日益严重,寻求提高能源利用率和减少环境污染的运行方式越来越受到各界重视,冷热电联供(combined cooling, heating and power, CCHP)系统应运而生^[1-2]。CCHP不仅能够提高能源的利用效率、降低系统运行成本,实现能源的梯级利用,而且还能减轻环境污染,在实现能源的节能减排以及可持续发展中发挥了重要作用^[3-5]。随着CCHP联供型微网的迅速发展,CCHP联供型综合能源微网的运行优化问题也受到许多国内外学者的广泛关注。

文献[6]考虑了可再生能源和电热负荷的随机性,基于机会约束理论建立了热电联产的优化模型,并采用基于随机模拟的PSO算法求解。文献[7]

建立了CCHP微网的日前优化调度模型,计及了不同设备之间的耦合关系,但目标函数中并未考虑系统运行产生的环境成本。为了实现CCHP联供型微网中冷热电负荷之间的调度及转换,文献[8]引入地源热泵和储能装置,建立了CCHP联供型微网模型,并采用混合整数规划对模型求解,但未考虑CCHP系统运行时产生的环境成本。文献[9]建立了含光伏和储能的CCHP联供型微网优化运行模型,以经济成本和供电方差为目标,并将多目标转为单目标求解。针对CCHP微网调度问题,文献[10]综合考虑了燃料费用和购售电费用的结构,建立了以运行成本和环境成本最小的多目标优化模型,但只考虑了电储能和CO₂气体的排放。

上述文献在对CCHP联供型综合能源微网中的研究中取得了一定的进展,但大多数未考虑CCHP综合能源微网运行时产生的环境成本和多种储能设备参与优化。基于此,本文建立了含环境成本和多种储能装置的CCHP联供型综合能源微网优化模型,以运行成本、维护成本、环境成本等最小为目

收稿日期:2020-07-29;修回日期:2020-10-16

基金项目:国家电网公司管理咨询项目:新形势下负荷侧调控能力提升研究(SGZB0000GDWT2000604)

标,采用整数规划方法进行求解,并分析了在不同类型电价模式下系统运行成本的变化以及储能装置不同容量对系统运行成本产生的影响。

1 CCHP综合能源微网相关设备数学模型

1.1 微型燃气轮机模型

微型燃气轮机(micro-gas turbine, MT)具有发电效率高、污染排放小的优点,在CCHP微网中得到了广泛的应用。其燃料一般为天然气,发电成本数学表达式为

$$\begin{cases} C_{\text{MT}} = Q_{\text{MT}} \lambda_{\text{gas}} \\ Q_{\text{MT}} = \frac{P_{\text{MT}}}{\eta_{\text{MT}} H} \Delta t \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_{MT} 、 Q_{MT} 、 P_{MT} 、 η_{MT} 分别为 MT 的发电成本、天然气消耗量、输出功率、发电效率; λ_{gas} 为天然气价格(本文取 2.5 元/m³); H 为天然气低热值(本文取 9.7 kWh/m³^[11])。

1.2 燃料电池模型

燃料电池(fuel cell, FC)是一种将化学能转化为电能的发电设备,具有能够连续发电、能源转换高效、清洁等优点^[12],广泛应用于分布式发电。其发电成本数学表达式为

$$\begin{cases} C_{\text{FC}} = Q_{\text{FC}} \lambda_{\text{gas}} \\ Q_{\text{FC}} = \frac{P_{\text{FC}}}{\eta_{\text{FC}} H} \Delta t \end{cases} \quad (2)$$

式中: C_{FC} 、 Q_{FC} 、 P_{FC} 、 η_{FC} 分别为 FC 的发电成本、天然气消耗量、输出功率、发电效率。

1.3 余热锅炉模型

$$Q_{\text{boiler}} = \frac{P_{\text{MT}}(1 - \eta_{\text{MT}} - \eta_{\text{rech}})}{\eta_{\text{MT}}} \eta_{\text{boiler}} v \eta_{\text{rech}} \quad (3)$$

式中: Q_{boiler} 、 η_{boiler} 、 η_{rech} 分别为余热锅炉的产热量、制热效率、烟气余热回收效率; v 为通入余热锅炉的烟气量占微型燃气轮机烟气排放量的比例; Q_{boilemin} 、 Q_{boilemax} 分别为余热锅炉功率上、下限。

1.4 燃气锅炉模型

燃气锅炉(gas boiler, GB)在CCHP系统中主要为补燃作用,即在联供系统无法满足热负荷需求时由燃气锅炉来满足。GB的供热成本数学表达式^[13]为

$$\begin{cases} C_{\text{GB}} = \lambda_{\text{gas}} Q_{\text{GB}} \\ P_{\text{GB}} = \frac{Q_{\text{GB}} H \eta_{\text{GB}}}{\Delta t} \\ P_{\text{GBmin}} \leq P_{\text{GB}} \leq P_{\text{GBmax}} \\ \Delta P_{\text{GBmin}} \leq \Delta P_{\text{GB}} \leq \Delta P_{\text{GBmax}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: C_{GB} 、 Q_{GB} 、 P_{GB} 、 η_{GB} 分别为 GB 的发电成本、天然气消耗量、供热功率、供热效率; P_{GBmin} 、 P_{GBmax} 和 ΔP_{GBmin} 、 ΔP_{GBmax} 分别为 GB 的供热功率上、下限和爬坡功率上、下限。

1.5 储能装置模型

储能装置在CCHP系统中主要起到削峰填谷的作用,例如电储能装置利用分时电价存在峰谷差的特点,在夜间利用主网低廉电价进行充电,待到负荷高峰时进行放电缓解供电压力,减少高峰期高昂电价电量的购买,从而达到降低CCHP系统运行成本的目的。储能装置的一般模型为

$$\begin{cases} S(t) = (1 - \sigma)S(t-1) + (P_{\text{ch}} \eta_{\text{ch}} - \frac{P_{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}}) \Delta t \\ S_{\text{min}} \leq S \leq S_{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{ch}} \theta_{\text{ch}} \leq P_{\text{chmax}} \\ 0 \leq P_{\text{dis}} \theta_{\text{dis}} \leq P_{\text{dismax}} \\ \theta_{\text{ch}} + \theta_{\text{dis}} \leq 1 \\ S(0) = S(T) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $S(t)$ 为储能装置在 t 时刻的容量; P_{ch} 、 P_{dis} 、 η_{ch} 、 η_{dis} 分别为储能装置的充放电功率与充放电效率; S_{min} 、 S_{max} 、 P_{chmax} 、 P_{dismax} 分别为储能装置容量上下限、充放电功率上下限; θ_{ch} 、 θ_{dis} 分别为储能装置的充放电状态参数,是 0~1 变量,表示储能装置不能同时进行充、放电; T 为调度周期,本文取 $T=24$ h。

1.6 约束条件

(1) 电平衡约束

$$P_{\text{MT}} + P_{\text{FC}} + P_{\text{dis}} - P_{\text{ch}} + P_{\text{ex}} = P_{\text{load}} \quad (6)$$

$$P_{\text{exmin}} \leq P_{\text{ex}} \leq P_{\text{exmax}} \quad (7)$$

式中: P_{ex} 为微网与大电网的交互功率; P_{exmin} 、 P_{exmax} 分别为交互功率的上、下限; P_{load} 为电负荷。

(2) 热平衡约束

$$P_{\text{GB}} + P_{\text{boiler}} + P_{\text{hdis}} - P_{\text{heh}} = H_{\text{load}} \quad (8)$$

式中: P_{boiler} 为余热锅炉的输出功率; P_{heh} 、 P_{hdis} 分别为蓄热槽的充、放电功率; H_{load} 为热负荷。

(3) 冷平衡约束

$$P_{\text{sref}} + P_{\text{eref}} + P_{\text{edis}} - P_{\text{ech}} = C_{\text{load}} \quad (9)$$

式中: P_{sref} 、 P_{eref} 分别为吸收式制冷机和电制冷机的输出功率; P_{ech} 、 P_{edis} 分别为蓄冷槽的充、放电功率; C_{load} 为冷负荷。

2 CCHP综合能源微网优化模型

针对大多数文献未考虑CCHP综合能源微网运行时产生的环境成本和多种储能设备参与优化情况,本文建立以运行成本、维护成本、环境成本等最小的目标函数进行优化分析。

2.1 目标函数

目标函数为

$$\min F = C_f + C_{\text{op}} + C_{\text{ex}} + C_{\text{en}} \quad (10)$$

式中: F 为 CCHP 系统的总运行成本; C_f 、 C_{op} 、 C_{ex} 、 C_{en} 分别为 CCHP 系统的燃料成本、运维成本、购电

成本、环境成本。

燃料成本为

$$C_f = C_{MT} + C_{FC} + C_{GB} \quad (11)$$

式中: C_{MT} 、 C_{FC} 、 C_{GB} 分别为 MT、FC、燃气锅炉的燃料成本。

运维成本为

$$\begin{aligned} C_{op} = & P_{MT} C_{MTop} + P_{FC} C_{FCop} + \\ & \left[\frac{P_{MT}(1 - \eta_{MT} - \eta_1)}{\eta_{MT}} \eta_{boiler} v \right] C_{boiler} + \\ & |P_{BT}| C_{BT} + |Q_{bst}| C_{bst} + |Q_{est}| C_{est} \end{aligned} \quad (12)$$

式中: C_{MTop} 、 C_{FCop} 、 C_{boiler} 、 C_{BT} 、 C_{bst} 、 C_{est} 分别为微型燃气轮机、燃料电池、蓄电池、蓄热槽、蓄冷槽的维护费用,元/kWh,具体数值见文献[14]。

购电成本为

$$C_{ex} = \lambda_s P_{sell} - \lambda_b P_{buy} \quad (13)$$

式中: λ_s 、 λ_b 分别为微网系统向电网售电与购电的电价; P_{sell} 、 P_{buy} 分别为微网系统向电网售电与购电的功率。

考虑的环境成本^[15]包括两方面的费用:一是由于消耗环境资源产生的损失,包括消耗资源过程中产生的环境污染和过度消耗自然资源引起的生态破坏;二是消耗资源产生污染物排放受到的罚款,即

$$C_{en} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M (V_{e_m} + V_m) (Q_{MT,m} P_{MT} + Q_{FC,m} P_{FC}) \quad (14)$$

式中: m 为污染物的种类; V_{e_m} 为第 m 种污染物的环境价值标准; $Q_{X,m}$ 为不同发电设备发电时第 m 种污染物的排放量; V_m 为因排放第 m 种污染物所受的罚款,具体数值见文献[15]。

2.2 求解方法

本文所建立的 CCHP 综合能源微网优化模型为 0-1 混合整数规划模型,其表达式的标准形式为

$$\begin{cases} \min f = cx \\ \text{s.t. } Ax = b \\ x_{\min} \leq x_i \leq x_{\max} \\ x_j \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (15)$$

式中: x 为 MT、FC、GB、余热锅炉、吸收式制冷机等设备的出力所组成的矩阵; 等式约束为冷热电 3 种负荷和储能装置容量的平衡约束; x_{\min} 、 x_{\max} 分别为各设备的出力上、下限所组成的矩阵。0-1 变量的引入是为了限制储能装置充放电。

为求解上述模型,本文采用 IBM 公司研发的大型优化软件 Cplex 求解。

3 算例分析

3.1 算例数据

本文所考虑的 CCHP 联供型综合能源微网中各

类设备有风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、微型燃气轮机(MT)、燃料电池(FC)、蓄电池、吸收式制冷机、燃气锅炉、余热锅炉、蓄冷(热)槽等。其中,风电和光伏按最大出力跟踪负荷,未考虑其出力不确定性。具体算例数据^[16]如图 1 所示,相关设备参数见文献[14]及文献[16],分时电价见文献[17]。

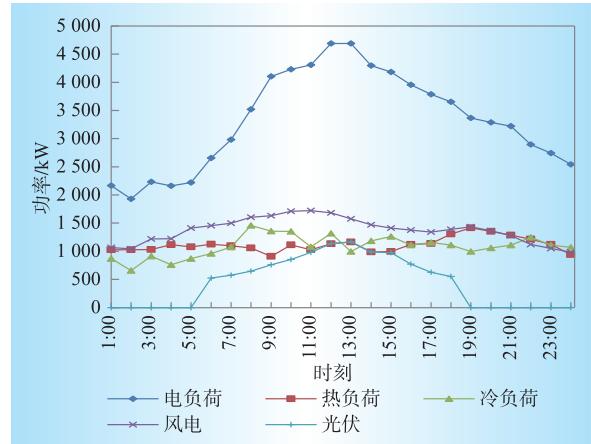


图 1 风电、光伏和负荷出力预测曲线

Fig. 1 Wind power, photovoltaic power and load output prediction curves

3.2 运行结果分析

含环境成本的综合能源微网优化运行结果如图 2—图 4 所示。从图 2 中可以看出,在电价低谷时段(23:00—次日 6:00),由于 MT 和 FC 的发电成本要高于购电成本,故在此时段 MT 和 FC 不出力,所需满足的电负荷全部通过向电网购电满足,同时向蓄电池充电;由于 MT 在此时段不出力,此时段内的冷负荷和热负荷全部通过电制冷机和燃气锅炉满足,如图 3—图 4 所示。

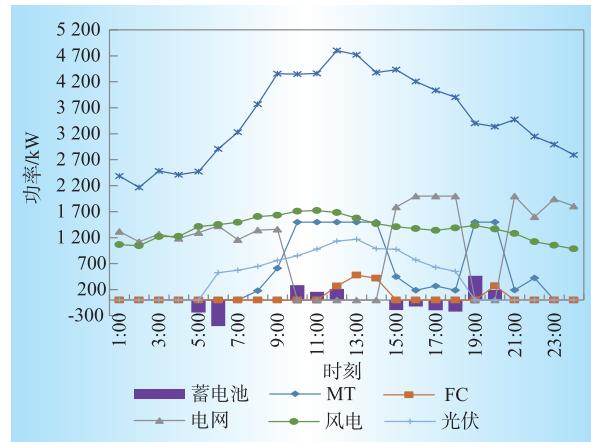


图 2 CCHP 系统电负荷出力曲线

Fig. 2 CCHP system electric load output curves

在电价平时段(7:00—10:00, 16:00—18:00, 21:00—22:00),MT 和 FC 发电成本不再高于购电成本,优先出



图3 CCHP系统冷负荷出力曲线
Fig. 3 CCHP system cold load output curves

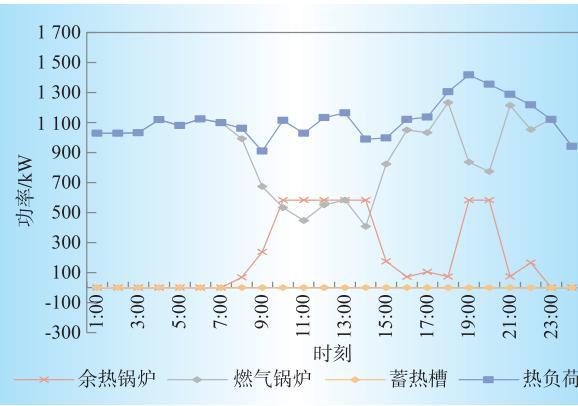


图4 CCHP系统热负荷出力曲线
Fig. 4 CCHP system heat load output curves

力满足负荷。在该时段中,电负荷的供给主要由MT满足,FC起辅助作用;同时,在低谷时段储存电能的蓄电池释放出电能,不仅可以减小负荷供给压力,能利用峰谷电价差降低了系统的运行成本。从图3—图4可以看出,该时段联供系统开始发挥作用,冷热负荷的主要供给由联供系统满足,未满足部分分别由电制冷机和燃气锅炉补足。整个周期中,CCHP系统只在在谷时段和平时段向电网购电,用于满足电负荷和电储能装置需求。在电价高峰时段(11:00—15:00,19:00—20:00)同时也是负荷高峰时段,冷、热、电负荷的供给与平时段类似,高峰时段FC出现了出力。

由图4可知,热储能装置在整个周期中都没有出力,是因为本文采取的天然气价格是一个固定值,在优化过程中不能形成电储能装置结合峰谷电价降低成本的类似机制,故没有增加出力来对热储能装置蓄热;而冷储能在整个周期中有出力,是因为冷负荷的辅助供给设备为电制冷机,在电价低谷时段出力供给冷负荷和对冷储能装置蓄冷。由图2—图4分析可知,由于系统含有储能设备以及电制冷机和燃气锅炉,整个优化运行过程中,MT并没有以满足冷负荷或者热负荷为第一要求的情况出力,即未按

照“以冷定电”或“以热定电”出力,实现了冷热电的解耦,使得系统的运行更加经济。储能设备在优化运行中起到了削峰填谷、降低系统运行成本的作用。

本文所建立的计及环境成本的综合能源微网模型优化运行成本为37 409.49元,与本文对应的传统分供系统运行成本(24 h)为39 436.00元,运行成本降低了5.42%,证明了本文所建模型的有效性和可行性。

3.3 不同场景对比分析

为了分析不同场景下系统运行成本的变化,进一步验证区域综合能源系统运行优化计及环境成本的必要性和分析储能装置的效益,本节另设立3种场景进行对比分析,且3.2节设为场景1。

场景2:不计及环境成本的区域综合能源系统;

场景3:含冷热储能但不含电储能的计及环境成本的区域综合能源系统;

场景4:含电储能不含冷热储能的计及环境成本的区域综合能源系统。

将以上场景通过在Cplex软件中求解得到的系统运行成本如表1所示。

表1 不同场景下的系统运行成本

Table 1 System operating costs in different scenarios

场景编号	运行成本/元	产生的环境成本/元	相比场景1的环境成本增长率/%
1	37 409.49	767.04	0
2	36 625.10	875.70	12.41
3	37 794.05	943.36	22.99
4	37 574.67	813.42	6.05

由表1可知,当不计及环境成本优化运行时,系统运行成本为36 625.10元,与场景1相比,虽减少了2.09%,产生的环境成本却增加了12.41%。这说明了不含环境的成本的区域综合能源系统优化存在以牺牲环境为代价而降低运行成本的情况(增加微型燃气轮机和燃料电池的出力,减少购电),不符合实际中环境友好型社会的要求;而计及环境成本的区域综合能源系统会重新调整各设备的出力,进而避免产生过多的污染气体排放,进一步体现了计及环境成本的区域综合能源系统的环保性以及计及环境成本的必要性。场景3与场景1对比可知,不含电储能的区域综合能源系统成本增加了1.03%,环境成本增加了22.99%。这说明引入电储能不仅能够使区域综合能源系统利用分时电价特点降低运行成本,还能降低系统因气体排放产生的环境成本,具有很强的环保性。场景4与场景1、场景3对比可以看出,冷热储能装置与电储能装置类似,能够有效地降低系统的运行成本以及具备环保性,但是其作用没有电储能装置明显。

3.4 储能装置容量变化对系统运行成本的影响

为了分析储能装置容量变化对系统运行成本的影响,在基于本文所建模型基础上,通过在软件中对储能装置设置不同容量进行仿真分析,仿真时每次只对一种储能装置容量进行调整,得到数据经处理后如图5—图6所示。由于热储能装置没有出力,故其未对系统运行成本产生影响。

从图5中可以看出,系统运行成本随着电储能装置容量的增大先降低再增加,在容量为2 000 kWh时,系统运行成本最低;继续增大电储能装置容量时,系统运行成本不再降低而开始增加。对冷储能装置容量对运行成本的影响如图6所示,系统运行成本随着冷储能装置容量的增大而降低,但下降幅度比较小。

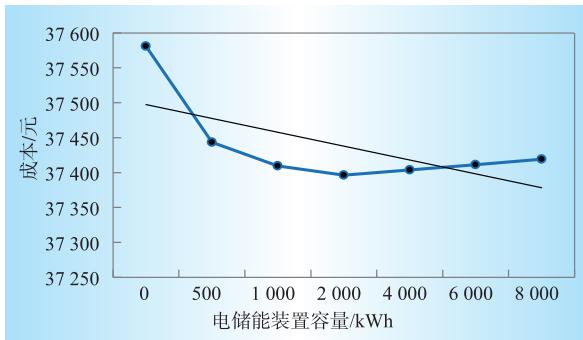


图5 电储能装置容量对运行成本的影响

Fig. 5 Impact of electric energy storage device capacity on operating costs

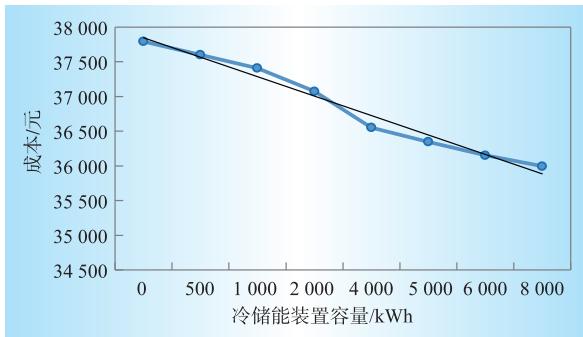


图6 冷储能装置容量对运行成本的影响

Fig. 6 Impact of cold energy storage device capacity on operating costs

3.5 不同电价下系统运行成本分析

为了分析CCHP系统在不同类型电价的运行成本,本文设立平均电价、分时电价、实时电价^[17]3种场景进行对比分析,经在Cplex中运行后,各场景成本如表2所示。

由表2可以看出,CCHP系统在电价类型为平均电价时,运行成本在3种场景中最高,与电价类型为分时电价相比,系统运行成本增加了8.57%;当电价类型为实时电价时,系统运行成本在3种场景中最

表2 不同类型电价下的系统运行成本

Table 2 System operating costs under different types of electricity prices

电价类型	运行成本/元	相比分时电价增长率/%
平均电价	40 614.55	8.57
分时电价	37 409.49	0
实时电价	30 931.71	-17.32

低,与分时电价相比,系统运行成本降低了17.32%,效益在3者中很明显。

4 结束语

本文建立了含多种储能装置的CCHP联供型微网经济优化模型,通过选取适当的算例进行分析,证明了所建模型有效性和可行性,并分析了储能装置不同容量对系统运行成本的影响以及在不同类型电价下系统运行成本的变化,得出了以下结论:

(1) CCHP联供系统配合储能装置,能够有效地利用电价峰谷差降低系统运行成本,起到削峰填谷的作用。

(2) 系统运行成本随电储能装置容量的增大先降低后增加;系统运行成本随冷储能装置容量的增大而减小,但变化没有电储能装置显著。

(3) 采用实时电价时,系统运行成本最低,采用平均电价时,系统运行成本最高。在电价层面,将来采用实时电价或是趋势。

参考文献:

- 王文静,于立涛,撖奥洋,等.基于MOABC算法的冷热电联供系统优化调度研究[J].电力需求侧管理,2019,21(4):48-53.
WANG Wenjing, YU Litao, HAN Aoyang, et al. Research on optimal scheduling of combined cooling, heating and power system based on MOABC algorithm [J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(4):48-53.
- 刘皓明,康凤琴,朱芳芳.计及冷热电联供的微电网电源优化配置[J].电力需求侧管理,2014,16(2):9-15.
LIU Haoming, KANG Fengqin, ZHU Fangfang. Optimal configuration of microgrid power sources including combined cooling heating and power system [J]. Power Demand Side Management, 2014, 16(2):9-15.
- WEI G, SHUAI L, ZHI W, et al. Residential CCHP microgrid with load aggregator: operation mode, pricing strategy, and optimal dispatch[J]. Applied Energy, 2017, 205:173-186.
- 李正茂,张峰,梁军,等.计及附加机会收益的冷热电联供型微电网动态调度[J].电力系统自动化,2015,39(14):8-15.
LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Dynamic scheduling of CCHP type of microgrid considering additional opportunity income[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14):8-15.

(下转第96页)