

实时电价理论下含蓄电池的微电网系统运行优化

董海鹰^{1,2}, 褚衍廷², 余雨婷²

(1. 兰州交通大学新能源与动力工程学院, 兰州 730070; 2. 兰州交通大学自动化与电气工程学院, 兰州 730070)

摘 要: 在实时电价理论指导下,针对微电网系统并网运行优化的问题,提出一种直观的启发式微电网并网运行优化调度策略。该策略根据分时电价机制将全天划分为峰、平、谷3种时段。根据当前调度时刻所处不同时段和蓄电池荷电状态所处的不同范围,建立分时段运行控制策略。在比较各微源实时电价与主网实时电价的基础上,设计阶梯性的蓄电池罚系数,并计入目标函数。采用Pareto寻优路径非支配排序遗传算法(POP NSGA-II)优化可控型微源出力、蓄电池充放电及微电网与主网的交互功率,实现微电网对主网移峰填谷的作用,提高微电网运行的经济性。以一个典型的冷热电联供型微电网的日调度优化为算例,验证所提策略和模型的有效性。

关键词: 微电网; 并网运行; 冷热电联供; 实时电价; 荷电状态

中图分类号: TM73; TM912 **文献标识码:** A

0 引 言

微电网是一种新型能源网络化供应与管理技术,为分布式电源并网提供了有效的技术途径。同时,微电网能够向用户提供可自主选择的供电方式,满足不同优化目标的用电需求,成为主网的有益补充^[1,2]。在冷热电联供(combined cooling heating and power, CCHP)微电网系统中,能源整体利用效率约为80%,不仅能实现燃料的梯级利用,而且具有节能减排的优点^[3]。现阶段,微电网已成为智能电网建设中重要的组成部分,针对微电网优化控制等关键技术的研究已在国内外广泛开展^[4-6]。

目前,从不同方向对微电网优化调度的研究取得了一定的成果。文献[7]详细分析分布式电源的特性和优化目标函数模型,对微电网的经济和技术目标进行量化评估,有效实现了微电网多目标优化运行,但未考虑冷、热、电三联供时,“热定电、冷定电”对微电网运行控制策略的影响。文献[8]建立孤网运行方式下微电网系统的经济调度策略和调度模型,并采用改进的遗传算法求解,实现了微电

网系统的热电联供。文献[9]提出分层的控制策略,该控制策略能够满足负荷功率需求和保证电能质量要求,但在实现微电网优化管理时,未考虑分时电价机制下不同时段的阶梯性电价。文献[10]提出基于多代理系统的微电网竞价优化策略,从微电网的系统层次对发电成本进行讨论,虽然考虑了不同时段下阶梯性的电价,但未结合各微源的运行成本做更具体的分析。

“实时电价”是一个与时间和电力系统许多随机变量有关的函数。它更准确描述了电价结构,反映了电力系统生产过程中某一“瞬时”所需要的费用^[11]。在微电网并网运行时,可先将微源单元级层次当做一个整体,对各微源的实时电价进行分析,并与主网实时电价进行比较,给出微电网运行优化的控制策略,再将微电网系统级层次当做一个整体,验证微电网整体运行的经济性。为准确描述微源单元级层次的运行成本引入实时电价理论不失为一个好办法^[12]。目前,实时电价理论在微电网的优化调度中应用较少。文献[12]将实时电价理论和微电网新技术相结合,将微电网的实时电价与传统电网的实时电价作比较,由此给出微电网并网

收稿日期: 2016-07-08

基金项目: 国家自然科学基金(61663019)

通信作者: 董海鹰(1966—),男,博士、教授、博士生导师,主要从事电力系统自动化、新能源发电优化控制方面的研究。

hydong@mail.lzjtu.cn

运行时的控制策略,但未考虑蓄电池荷电状态(state of charge, SOC)对优化调度的影响。

目前提出的考虑蓄电池对微电网运行优化影响的主流优化策略可分固定策略^[13, 14]和动态策略^[15, 16]。固定策略是在微电网运行优化时,对蓄电池采取事先拟定的调度规则,该调度规则不随自身情况和系统环境而改变,一般表现为蓄电池规律地反复充放电。动态策略的思路是通过设计不同的蓄电池充放电系数,引导蓄电池能跟随时段和环境的变化,实现不同情况下的运行控制。文献[17]认为动态策略考虑了微源运行之间的配合,对于含有储能单元、发电机等具有时间耦合特性微源的微电网,效果更为理想。此外,引入启发式规则有助于科学使用蓄电池,更好地发挥蓄电池在微电网中移峰填谷的作用,实现微电网运行的经济性。

本文在利用实时电价理论求解可控型微源运行成本与输出功率关系曲线的基础上,结合分时电价机制下实时电价的特点并考虑当前时刻蓄电池SOC,由此设计决定微电网运行调度优先级的蓄电池系数,提出一种实用的与启发式规则相结合的实时电价理论下含蓄电池的微电网优化控制策略。通过一个典型的冷热电联供型微电网系统的日调度安排,验证所提策略和模型的有效性。

1 微电网系统运行优化的数学模型

1.1 微源的数学模型

1.1.1 微型燃气轮机模型

本文以 Capstone 公司 C65 型微型燃气轮机为模型,取单位时间间隔 Δt 为 1 h 来分析,在 Δt 内作如下假设:微源的出力恒定;电、热、冷负荷的需求恒定;微电网与主网的交互功率维持恒定。该假设均适用于以下所建立的微源的数学模型。

含微型燃气轮机的冷热电联供系统的数学模型^[18]为:

$$\begin{cases} Q_{MT}(t) = P_{MT}(t)(1 - \eta_{MT}(t) - \eta_i)/\eta_{MT}(t) \\ Q_{he}(t) = Q_{MT}(t)K_{he} \\ Q_{co}(t) = Q_{MT}(t)K_{co} \\ V_{MT} = (\sum P_{MT}(t)\Delta t)/(\eta_{MT}(t)L) \end{cases} \quad (1)$$

式中, $Q_{MT}(t)$ —— t 时刻微燃机的排气余热量, kW; $P_{MT}(t)$ —— t 时刻微燃机输出的电功率, kW; $\eta_{MT}(t)$ —— t 时刻微燃机的发电效率; η_i —— 微燃机的散热损失系数; K_{he} 、 Q_{he} —— 溴冷机组的制热系

数和制热量, kW; K_{co} 、 Q_{co} —— 溴冷机的制冷系数和制冷量, kW; V_{MT} —— 微燃机运行消耗的天然气总量, m^3 ; Δt —— 微燃机的运行时间, h; L —— 天然气低热值, 取 $9.7 \text{ kWh}/m^3$ 。

微型燃气轮机燃料成本 C_{MT} 可表示为:

$$C_{MT} = (C_{n1}/L) \sum (P_{MT}(t)\Delta t/\eta_{MT}) \quad (2)$$

式中, C_{n1} —— 天然气价格, $C_{n1} = 2.5 \text{ ¥}/m^3$ 。

微型燃气轮机发电效率与输出功率的函数关系可表示为^[19]:

$$\begin{aligned} \eta_{MT}(t) = & 0.0753\left(\frac{P_{MT}(t)}{65}\right)^3 - 0.3095\left(\frac{P_{MT}(t)}{65}\right)^2 + \\ & 0.4174\left(\frac{P_{MT}(t)}{65}\right) + 0.1068 \end{aligned} \quad (3)$$

1.1.2 燃料电池模型

本文建立的微电网系统使用质子交换膜燃料电池(40 kW IFC PC-29),其燃料成本 C_{FC} 可表示为:

$$C_{FC} = (C_{n1}/L) \sum [P_{FC}(t)\Delta t/\eta_{FC}(t)] \quad (4)$$

式中, $P_{FC}(t)$ —— t 时刻燃料电池的输出功率, kW; $\eta_{FC}(t)$ —— t 时刻燃料电池的总效率。

其总效率与输出功率的函数关系^[19]可表示为:

$$\eta_{FC}(t) = -0.0023P_{FC}(t) + 0.6735 \quad (5)$$

蓄电池的充放电模型参考文献[13],光伏组件出力的数学模型参考文献[20],风力机出力的数学模型参考文献[21]。

1.2 目标函数

目标 1: 微电网 1 d 内的电量成本 $F_1(t)$ 最小。微电网并网运行时的日电量成本包括各微源的燃料成本及其运行维护成本、蓄电池充放电成本、微电网与主网的能量交换成本和冷热电联供系统的供热及供冷收益。因此,微电网一天内的电量成本函数可表示为:

$$F_1(t) = \sum_{i=1}^T [\sum_{i=1}^n (F_i(P(i)) + OM_i(P(i))) + \gamma_{bat}(t) + c_b(t)P_{buy}(t) - c_s(t)P_{sell}(t) - (C_{sh}(t) + C_{sc}(t))] \quad (6)$$

$$OM_i(p(t)) = K_{OM,i} \cdot P_i(t) \quad (7)$$

$$\gamma_{bat}(t) = \sigma \cdot P_{bat}(t) \quad (8)$$

$$C_{sh} = Q_{he} \cdot K_{ph} \quad (9)$$

$$C_{sc} = Q_{co} \cdot K_{pc} \quad (10)$$

式中, $P(t)$ —— t 时刻微源的输出功率, kW; F_i —— 微源 i 的燃料成本函数; OM_i —— 微源 i 的运行维护成本函数, 其中 $K_{OM,i}$ 表示各微源的比例常数,

其值可根据文献[11]确定,如式(11)所示; $\gamma_{\text{bat}}(t)$ ——设计的蓄电池充放电罚函数; σ ——所设计的蓄电池罚系数; $P_{\text{bat}}(t)$ —— t 时刻的蓄电池与微电网的交换功率,kW,正值为放电,负值为充电; $c_b(t)$ 、 $c_s(t)$ —— t 时刻的购电和售电价格,¥/kWh; $P_{\text{buy}}(t)$ 、 $P_{\text{sell}}(t)$ —— t 时刻购买和售出电量,kW; C_{sh} 、 C_{sc} ——制热、制冷收益,¥; K_{ph} 、 K_{pc} ——单位制热量、制冷量的售价,本文记 $K_{\text{ph}}=0.1$ ¥/kWh, $K_{\text{pc}}=0.2$ ¥/kWh; n ——微电源的总数; T ——优化周期。

$$\begin{cases} K_{\text{OM,MT}}=0.03849 \text{ ¥/kW} \\ K_{\text{OM,FC}}=0.02933 \text{ ¥/kW} \end{cases} \quad (11)$$

目标2:微电网运行产生的污染物对环境的影响成本 $F_2(t)$ 最低。微电网并网运行时的环境成本包括各微源运行产生的环境成本和微电网向外网购电的环境成本之和。环境成本^[22]包括:1)排放的污染物所受罚款^[23],如表1所示;2)环境价值的损失,即对环境资源的消耗,包括由于直接污染造成环境质量的下降和过度消耗自然资源造成生态环境的破坏^[24],如表1所示。因此微电网环境成本的函数可表示为:

$$F_2(t)=\sum_{i=1}^{n+1}\left\{\sum_{j=1}^m[(V_{ej}+V_j)\cdot Q_{ij}\cdot P_i(t)]\right\} \quad (12)$$

式中, m ——污染物的类型; V_{ej} ——单位电量第 j 项污染物环境价值的损失; V_j ——单位电量第 j 项污染物所受的罚款; Q_{ij} ——第 i 个微电源单位电量下第 j 项污染物的排放量,如表2所示; n ——微源的总数,第 $n+1$ 个为联络线功率。

表1 污染物罚款标准和环境价值标准(¥/kg)

Table 1 Penalty criteria and environment value criteria of pollutant (¥/kg)

污染物	CO ₂	NO _x	SO ₂
惩罚标准	0.01	1.00	1.00
环境价值	0.023	8.000	6.000

表2 各类型电源不同污染物的排放系数(kg/MWh)

Table 2 Pollutant discharge coefficient of different power type(kg/MWh)

电源类型	CO ₂	NO _x	SO ₂
大电网	889.0000	2.3500	3.1200
MT	724.0000	0.2000	0.0036
FC	489.0000	0.0140	0.0027

注:MT、FC 分别代表微型燃气轮机、燃料电池。

1.3 约束条件

1)功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_L - P_{\text{buy}} + P_{\text{sell}} \quad (13)$$

式中, $\sum_{i=1}^n P_i$ ——微源总的输出功率,kW; P_L ——负荷需求,kW; P_{buy} ——购买电量,kW; P_{sell} ——售出电量,kW。

2)有功出力约束。

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (14)$$

式中, P_i^{\max} 、 P_i^{\min} ——微源 i 的出力上限和下限,kW。

3)联络线传输容量约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{Grid}}(t) \leq P_{\text{max}} \\ 0 \leq Q_{\text{Grid}}(t) \leq Q_{\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式中, P_{Grid} 、 Q_{Grid} ——微电网与外网交互的有功功率和无功功率,kW; P_{max} 、 Q_{max} ——联络线允许微电网与外网交互的最大有功功率和无功功率,kW。

4)可控机组爬坡约束。

$$\text{增负荷时: } P_i(t) - P_i(t-1) \leq R_i^u \Delta t \quad (16)$$

$$\text{降负荷时: } P_i(t-1) - P_i(t) \leq R_i^d \Delta t \quad (17)$$

式中, R_i^u 、 R_i^d ——可控机组有功功率增加和降低速率的限值;上标:u、d代表可控机组有功功率增加和降低。

5)蓄电池SOC约束。

$$SOC_{\text{omin}} \leq SOC \leq SOC_{\text{omax}} \quad (18)$$

式中, SOC_{omin} 、 SOC_{omax} ——蓄电池运行限制下限和上限。

6)蓄电池充放电有功功率约束。

$$-U_p P_{\text{chmax}} \leq P_{\text{bat}} \leq U_p P_{\text{dismax}}$$

$$P_{\text{chmax}} = \min[(SOC_{\text{omax}} - SOC), 0.2]C_{\text{bat}}/\Delta t \cdot U_{\text{bat}} \quad (19)$$

$$P_{\text{dismax}} = \min[(SOC - SOC_{\text{omin}}), 0.2]C_{\text{bat}}/\Delta t \cdot U_{\text{bat}}$$

式中, U_p ——蓄电池状态,1表示充电或放电,0表示不工作; P_{chmax} 和 P_{dismax} ——蓄电池允许充电和放电的上限; C_{bat} ——蓄电池组额定安时容量; Δt ——调度周期; U_{bat} ——蓄电池组的端电压。

7)旋转备用约束。

$$P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wt}}(t) + P_{\text{mt}}(t) + P_{\text{FCmax}}(t) + P_{\text{SBmax}}(t) \geq P_L(t) + P_{\text{loss}}(t) + R(t) \quad (20)$$

式中, P_{pv} 、 P_{wt} 、 P_{mt} ——光伏、风力机、微型燃气轮机输出功率,kW; P_{FCmax} 、 P_{SBmax} ——燃料电池、蓄电池容量,kW; $P_L(t)$ 、 $P_{\text{loss}}(t)$ 、 $R(t)$ —— t 时刻微电网系统的总负荷、总网损和备用容量,kW。

2 微源的实时电价与并网时微电网优化运行的控制策略

2.1 各微源实时电价的分析

实时电价最早在 1980 年由美国的 F.C. Schewpe 教授提出,到 20 世纪 80 年代中后期,实时电价理论被正式建立^[25]。在 Schewpe 教授提出的依据经济调度和直线潮流的实时电价计算方法的基础上,本文将结合微源的出力特征,对其建立的实时电价数学模型进行简化,如式(21)所示。

$$P_k(t)=\gamma_F(t)+\gamma_M(t)+\gamma_P(t) \quad (21)$$

式中, $P_k(t)$ ——用户 k 在 t 时刻的实时电价; $\gamma_F(t)$ 、 $\gamma_M(t)$ 、 $\gamma_P(t)$ ——发电微增燃料成本、发电微增运行维护成本、发电微增污染物对环境的影响成本,¥/kWh。

微电网内微电源的种类众多,输出特性具有较大的差别,这使得各微源的实时电价与功率输出关系曲线有较明显的不同。本文将分析当微源的负荷功率变化时,各微源经济优化运行成本的变化情况。微源的实时电价按照式(22)计算。

$$P_k(t)=\frac{\partial[C_F+C_M+C_P]}{\partial W} \quad (22)$$

式中, C_F 、 C_M 、 C_P ——燃料成本、运行维护成本、环境成本,¥; W ——发电量,kW。

为保证微电网运行的经济性,在并网运行控制策略中需要比较微源的实时电价与主网实时购售电价的关系。利用 Matlab 工具,分别绘出微型燃气轮机 MT 和燃料电池 FC 的总运行成本及单位电量运行成本与输出功率的关系曲线,如图 1 和图 2 所示。分析图 1 和图 2 可知:1)谷时段(00:00~08:00): MT 和 FC 在其输出功率范围内运行成本均大于主网购电电价(见表 3)。2)平时段(08:00~11:00、16:00~19:00、22:00~24:00): MT 在其输出功率范围内运行成本大于购电电价。而 FC 在其输出功率范围内运行成本大于售电电价,小于购电电价。3)峰时段(11:00~16:00、19:00~22:00): MT 在其输出功率范围内运行成本大于售电电价。在输出功率大于 14.45 kW 时,运行成本小于购电电价;在输出功率小于 14.45 kW 时,运行成本大于购电电价,称此时段 MT 的购电平衡点为 14.45 kW。FC 在其输出功率范围内运行成本小于售电电价。由此可得不同时段下关于主网购电与可控型微源出力的调度顺序。谷时段时,优先购电再考虑可控型微源出力;平时段时,优先调度 FC 再购电最后调度 MT;峰时

段时,由于“以冷/热定电”的策略,MT 的出力大于购电平衡点,因此优先调度可控型微源出力,再考虑购电。以此作为下文建立运行控制策略的基础。此外,MT 与 FC 的运行特性有很大的不同,MT 单位电量运行成本不同于 FC 单调递增,而是呈现类似抛物线的规律先下降然后缓慢上升。

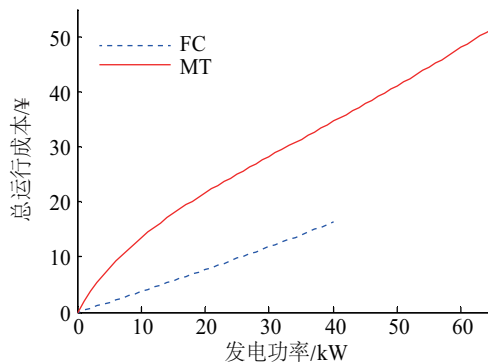


图1 MT、FC总运行成本与输出功率曲线图
Fig. 1 Curve of total operating cost and output power for MT and FC

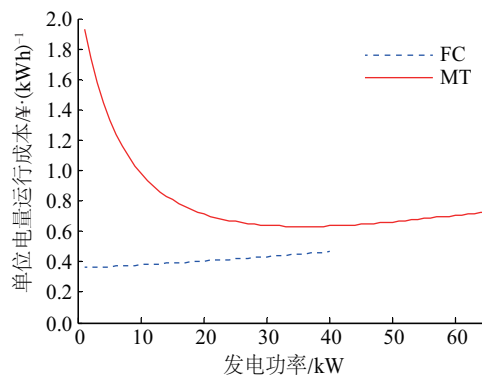


图2 MT、FC单位运行成本与输出功率曲线图
Fig. 2 Curve of unit power operating cost and output power for MT and FC

表3 主网分时段购售电价格表		
Table 3 Sale price of grid in different period		
项目	时段	价格/¥·kWh ⁻¹
购电	峰时段 11:00~16:00、19:00~22:00	0.83
	平时段 08:00~11:00、16:00~19:00、22:00~24:00	0.49
	谷时段 00:00~08:00	0.17
售电	峰时段 11:00~16:00、19:00~22:00	0.65
	平时段 08:00~11:00、16:00~19:00、22:00~24:00	0.38
	谷时段 00:00~08:00	0.13

2.2 微电网并网运行控制策略

根据主网负荷情况将全天 24 h 划分为峰、平、谷 3 种时段, 如表 3 所示。在每个调度周期, 首先预测负荷(包括冷、热、电 3 类负荷)大小, 风光出力以及冷/热定电的 MT 出力, 并检测蓄电池 SOC。在实时电价理论及分时电价机制下, 把 3 种时段作为分情况的基础, 除考虑蓄电池荷电状态及比较当前时刻负荷需求与已安排微源出力大小关系之外, 深入挖掘 MT、FC 实时电价与主网实时购售电价的关系, 确定可控型微源的出力, 蓄电池充/放电功率及微电网与主网交互的功率。并网运行控制策略如图 3 所示(图中优化 A、优化 B、优化 C 即为分别对应的谷、平、峰优化控制策略)。\$t\$ 为调度的当前时刻; \$n_t\$ 为全天调度的总时段数; \$\Delta P_t\$ 为 \$t\$ 时刻负荷与已安排的微电源出力的差值, 作为微电网的“净负荷”。

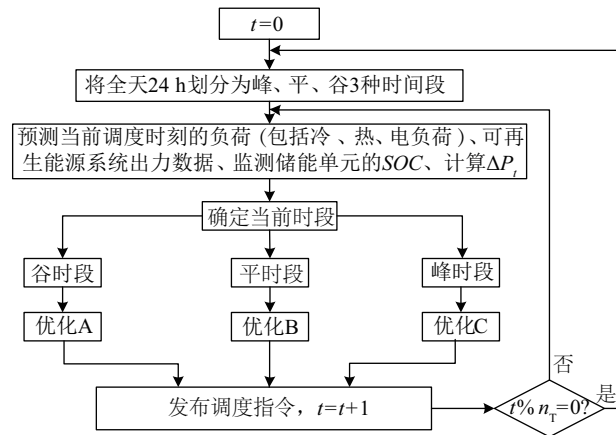


图3 微电网运行控制策略

Fig. 3 Operation control strategy of microgrid

根据当前调度时刻所处时段的不同, 设计阶梯性的蓄电池充放电罚系数。通过设计的蓄电池罚系数, 在不同时段指导可控型微源出力、蓄电池充放电、与主网交换功率的调度顺序。本文设定, 微电网内的负荷总和不大于所有微源出力及微电网与主网交换功率上限之和。

1) 谷时段。净负荷小于 0 时, 优先给蓄电池充电, 若有剩余向主网售电。净负荷大于 0 时, 优先向主网购电, 若仍不能满足则调度微源出力。设计蓄电池罚系数 \$\sigma\$ 大于购电电价及各微源实时电价即 \$\sigma > 0.17\$ 且 \$\sigma > 1.95\$, 本文取 \$\sigma = 1.96\$。以此建立谷时段运行控制策略, 如图 4 所示。

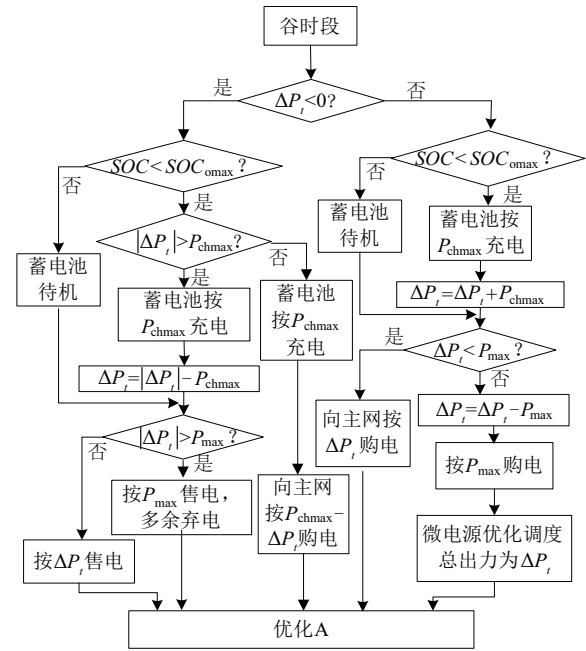


图4 谷时段运行控制策略

Fig. 4 Operation control strategy of valley period

2) 平时段。建立平时段运行控制策略, 如图 5 所示。净负荷小于零时, 优先给蓄电池充电, 然后向主网售电。若可售电功率超过 \$P_{max}\$ 时, 则弃电; 若售电功率不足 \$P_{max}\$ 时, 可调度 FC 出力。净负荷大于零时, 优先调度 FC 出力, 然后调度蓄电池放电, 若

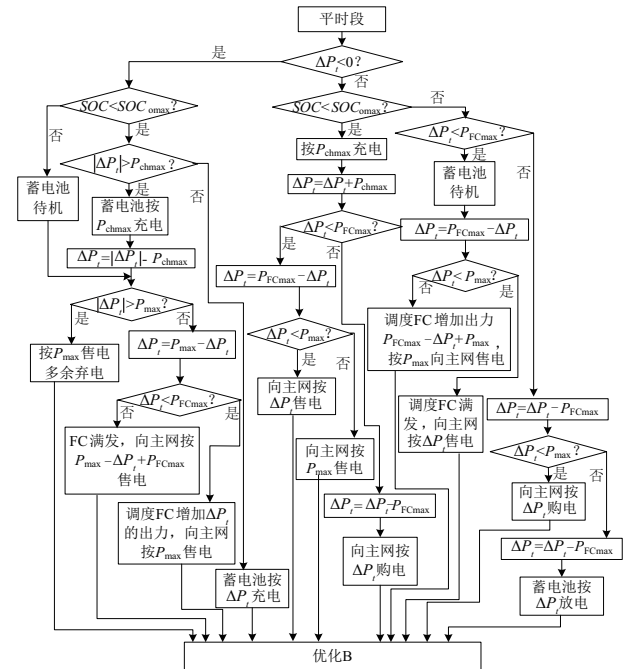


图5 平时段运行控制策略

Fig. 5 Operation control strategy of flat period

能满足微电网需求则尽量向主网售电,若不能满足微电网需求则向主网购电。设计蓄电池罚系数 σ 大于 FC 实时电价及主网购电电价且小于 MT 实时电价即 $0.49 < \sigma < 0.65$, 本文取 $\sigma = 0.50$ 。

3) 峰时段: 净负荷小于零时, 应尽量售电。若售电功率不足 P_{\max} 时, 优先调度蓄电池放电, 然后调度微源出力; 若可售电功率超过 P_{\max} 时, 将多余的功

率给蓄电池充电, 再多余则弃电。净负荷大于零时, 优先调度蓄电池放电, 然后调度微源出力, 若能满足微电网需求, 则尽量向主网售电, 若不能满足微电网需求则向主网购电。设计蓄电池罚系数 σ 小于各微源实时电价及主网购电电价即 $\sigma < 0.83$ 且 $\sigma < 0.36$, 本文取 $\sigma = 0.35$ 。以此建立峰时段运行控制策略, 如图 6 所示。

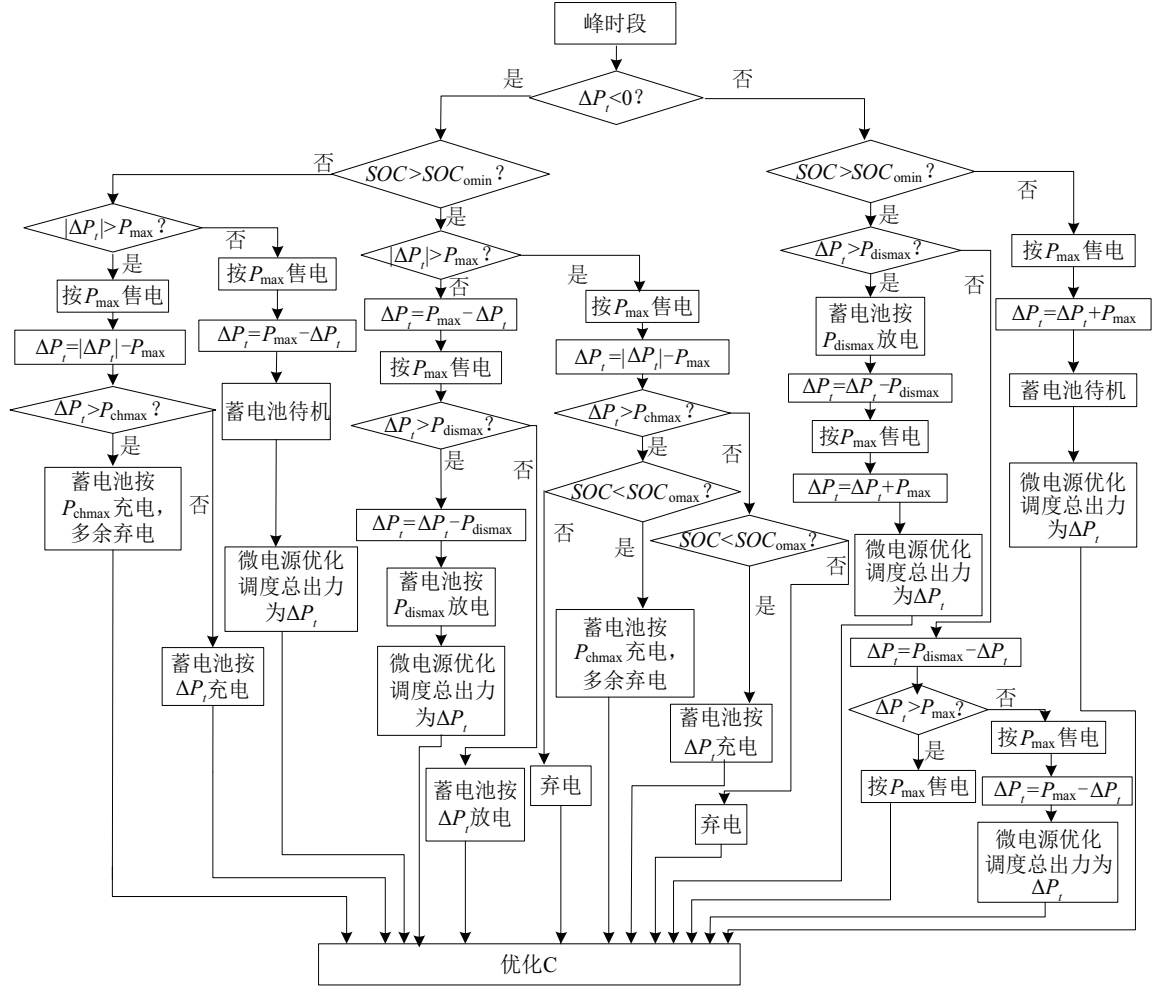


图6 峰时段运行控制策略

Fig. 6 Operation control strategy of peak period

3 模型求解算法

NSGA-II 是多目标遗传算法中最有代表性的优化算法^[26]。但是针对 NSGA-II 算法而言, 一方面其虚拟适应度体现的是当代某一排序级别中个体的情况, 并不能纵向对比多代及不同排序级别间的个体; 另一方面, 由于每次进化结果得到的不是一个个体而是一个集合, 适应度不能在全局中体现其变化过程。本文选用 Pareto 寻优路径 NSGA-II 算法, 该算

法一方面引入相似度交叉算子减少无效计算, 加快收敛速度; 另一方面, 能根据进化情况, 自适应调整遗传操作中的选择算子, 调整搜索空间。此外, 本文通过引入自适应调整策略对变异算子进行改进, 使其在进化初期能以最快速度寻优, 在进化后期以较大概率产生新个体, 提高全局寻优能力。

1) Pareto 寻优路径选择算子能够在寻优进展停滞的情形下, 适当调整选择规模 S 的大小, 增大全局搜索面积, 减小局部收敛发生的概率, 选择规模 S 可

表示为:

$$S = \begin{cases} N, C < C_{\min} \\ N + \frac{N}{2}(C - C_{\min}), C_{\min} \leq C \leq C_{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中, N ——初始种群规模; C 、 C_{\min} 、 C_{\max} ——种群连续未变化的次数及其下限和上限。

2) 相似度交叉算子。由于精英策略将部分优秀的父代直接作为子代, 算法中交叉概率 P_c 过大也不能影响遗传模式和寻优趋势。但 Pareto 寻优选择算子的规模 $S \geq N$, 在 S 中有可能存在相同的个体, 造成子代与父代相同的交叉结果。本文选用的相似度交叉算子, 通过比较父代染色体间基因的差值 S_c , 以决定交叉策略。即当父代染色体间基因的差值 $S_c=0$ 或 1 时, 相似度交叉算子采用随机对父代的基因排列组合的基因重组策略; 当 $S_c > 1$ 时, 相似度交叉算子随机选取基因不同的基因交叉点。

3) Pareto 寻优路径变异算子。随着寻优的深入, 通过精英策略保留下的优秀个体所占比重越来越大, 非支配等级低和拥挤距离大的个体以大概率被选择, 种群的更新力度减弱。为避免种群陷入早熟及性状单一的局面, 本文在 Pareto 寻优路径变异算子的基础上, 通过引入自适应调整策略进行改进, 变异概率 P_m 可表示为:

$$P_m = \begin{cases} P_0 + \frac{P_0(C - C_{\min})}{C_{\min}}, C < C_{\min} \\ P_0 + \frac{P_0}{C_{\max} - C_{\min}}(C - C_{\min}), C_{\min} < C < C_{\max} \end{cases} \quad (24)$$

式中, P_0 ——初始变异概率。

在微电网系统多目标运行协调优化中, 搜索空间中的每一个“染色体”都是优化问题潜在可行解且均需要进行由目标函数决定的非支配排序和拥挤距离(虚拟适应度)排序。本文定义微电网一天内的电量成本和运行产生的污染物对环境的影响成本作为目标函数, 优化变量为各微电源的输出功率及微电网与主网的交互功率。本文运用 POP NSGA-II, 采取双支联赛选择并执行多点交叉、多点变异操作求解算例。算法参数设置如下: 初始种群规模 $N=200$, 最大迭代次数为 200, 种群连续未变化次数的下限和上限 $C_{\min}=5$ 、 $C_{\max}=10$, 初始交叉概率 $P_c=0.85$, 初始变异概率 $P_0=0.05$ 。由于算法结果的随机性, 为体现算法真实的寻优效果, 下文所得结果均是运行 20 次的平均值。

4 算例分析

4.1 微电网系统结构及参数

本文的微电网系统结构图是在文献[13]的基础上进行了改动, 如图 7 所示。微电网中, 风力机 WT 为 20 kW, 光伏 PV 为 10 kW, 微型燃气轮机 MT 为 65 kW, 燃料电池 FC 为 40 kW, 微电网与主网间的最大交互功率 P_{\max} 为 70 kW。蓄电池容量为 300 kWh, SOC_{\min} 、 SOC_{\max} 分别为 0.2、0.9, 最大可充放电速率均为 60 kW。

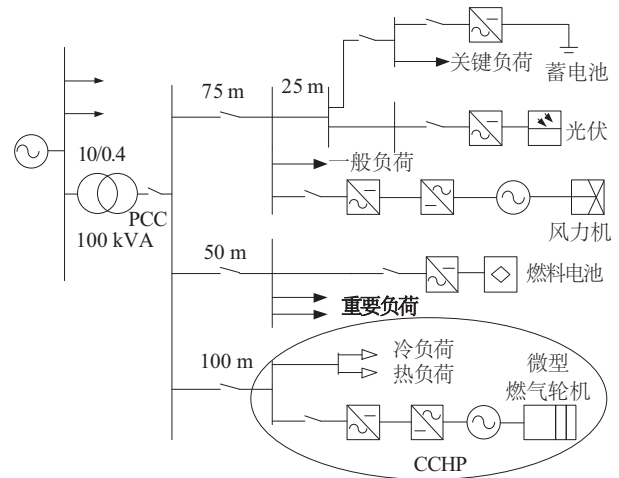


图7 微电网系统结构

Fig. 7 Microgrid structure

为验证本文所提控制策略在冷热电联供型微电网应用的效果, 本文主要参考微电网冬、夏两季的日调度安排。基础数据包括由冷、热、电 3 种负荷构成的系统负荷, 以冷/热定电的 MT 出力, WT、PV 出力。其中, 冬季是供暖期, 微电网系统负荷为电负荷和热负荷, 已安排机组出力为跟踪最大功率控制的 PV 和 WT 机组出力和以热定电的 MT 出力, 如图 8

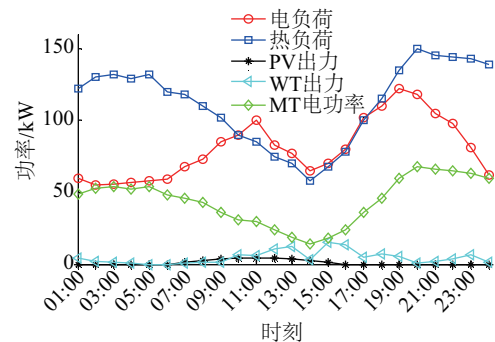


图8 冬季已知机组出力及热电负荷

Fig. 8 Known units output and daily load curve in winter

所示。夏季是供冷期,微电网系统负荷为电负荷和冷负荷,已安排机组出力为跟踪最大功率控制的 PV 和 WT 机组出力和以冷定电的 MT 出力,如图 9 所示。

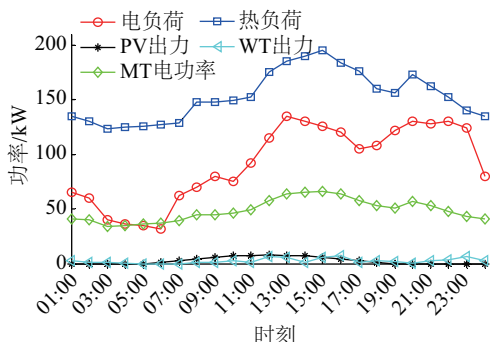


图9 夏季已知机组出力及冷电负荷

Fig. 9 Known units output and daily load curve in summer

4.2 冬季典型日结果分析

根据本文提出的微电网系统运行优化的数学模型和控制策略,在 MATLAB 的环境下编写程序,求解算例得到可控型微源、蓄电池及与主网交互的功率如图 10 所示,蓄电池全天的荷电状态曲线如图 11 所示,微电网各调度周期的运行成本如图 12 所示,微电网全天运行成本如表 4 所示。

由图 10、图 11 可知,谷时段时在满足负荷需求的前提下,优先给蓄电池充电,由于此时段 FC、MT 的实时电价均大于主网电价,MT 满足冷负荷需求即可,电力缺额由主网承担;平时段时 FC 的实时电价小于主网电价,因此优先调度 FC 满发,MT 仍按照以冷定电控制出力,蓄电池荷电状态高时可适当调度其放电满足负荷缺额,荷电状态低时从主网购电以满足其充电要求;峰时段时为向

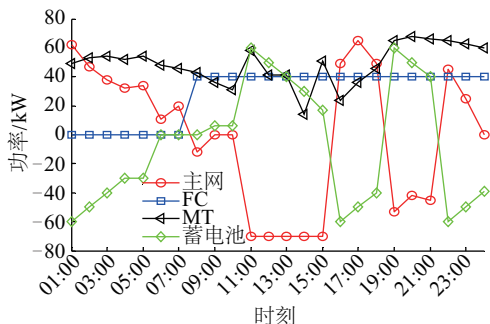


图10 冬季可控型微源、蓄电池及主网的全天功率输出

Fig. 10 Daily output of controllable micro-source, battery and main grid in winter

主网最大限度售电,蓄电池持续放电,FC、MT 均可达到满发。

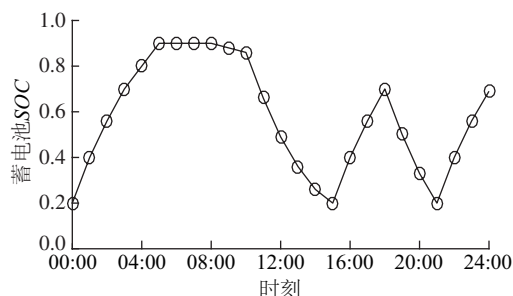


图11 冬季蓄电池全天的荷电状态曲线

Fig. 11 Daily battery SOC curve in winter

由图 12 和表 4 可知,微电网通过谷、平时段主要从主网购电,峰时段向主网售电获取收益。进一步分析可得,全天购电量 482.51 kWh,购电平均价格为 0.32 元/kWh,全天售电量 503.55 kWh,售电平均价格为 0.64 元/kWh。微电网在谷、平时段以低价购入电能,又在峰时段以高价向主网售出,不仅实现了对主网“削峰填谷”的作用,而且从主网获取差价利润 166.67 元,降低了微电网总运行成本。

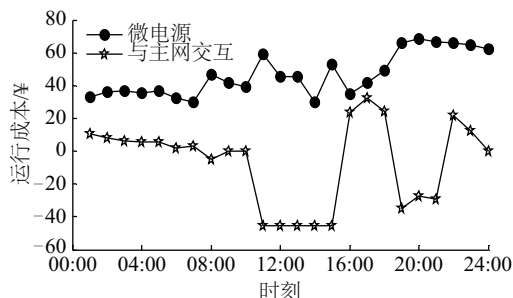


图12 冬季各调度周期的微电网运行成本

Fig. 12 Hourly micro grid operating cost in winter

表4 微电网全天运行成本

Table 4 Daily operating cost of microgrid in winter

微源总运行成本	从主网购电花费	向主网售电收益	从主网获取利润	微电网总运行成本
1121.76	157.21	323.88	166.67	955.09

4.3 夏季典型日结果分析

可控型微源、蓄电池及与主网交互的功率如图 13 所示,蓄电池全天的荷电状态曲线如图 14 所示。由图 13、图 14 可知,谷时段时在满足负荷需求的前提

下,最大限度给蓄电池充电,由于此时段 FC、MT 的实时电价均比主网电价大,FC 不发电,MT 满足冷负荷需求亦不多发电,电力缺额由主网承担;平时段时 FC 的实时电价小于主网电价,因此优先调度 FC 满发,MT 仍按照以冷定电控制出力,在蓄电池的荷电状态低时从主网购电以满足其充电要求;峰时段时向主网最大限度售电,蓄电池持续放电,FC、MT 均可达到满发。

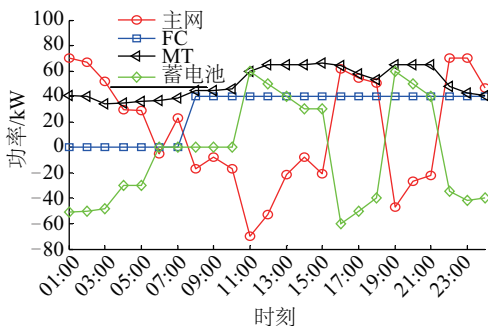


图 13 夏季可控型微源、蓄电池及主网的全天功率输出
Fig. 13 Daily output of controllable micro-source, battery and main grid in summer

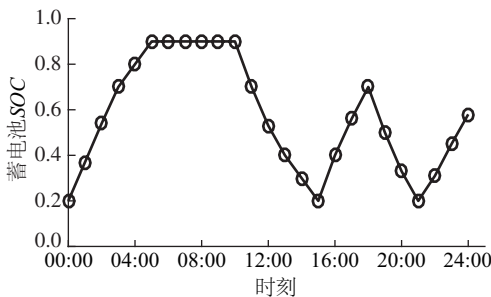


图 14 夏季蓄电池全天的荷电状态曲线
Fig. 14 Daily battery SOC curve in summer

微电网各调度周期的运行成本如图 15 所示,微电网全天运行成本如表 6 所示。由图 15 和表 5 可知,微电网通过谷、平时段主要从主网购电,全天购电量 624.36 kWh,购电平均价格为 0.34 元/kWh;峰时段向主网售电,全天售电量 314.26 kWh,售电平均价格为 0.61 元/kWh。微电网在谷、平时段购入电能,在峰时段向主网售出,实现了对主网“削峰填谷”的作用。由于夏季电负荷需求增加,全天购电量较冬季明显增多,且冷负荷在峰时段时需求最大,以冷定电控制的 MT 在此时段不能提供更多功率支持,造成全天售电量不足。虽然从主网购电花费略大于向主网售电收益,但从购、售电单价的角度来看,仍

有 0.27 元/kWh 的差价。若不计售电收益,微电网总运行成本为 1378.05 元,由此仍降低了微电网总运行成本。

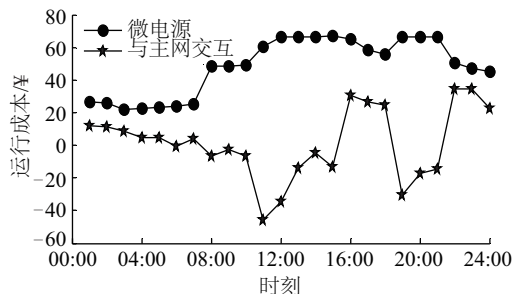


图 15 夏季各调度周期的微电网运行成本
Fig. 15 Hourly microgrid operating cost in summer

表 5 微电网全天运行成本(元)

Table 5 Daily operating cost of microgrid(元)

微源总 运行 成本	从主网 购电 花费	向主网 售电 收益	从主网 获取 利润	微电网 总运行 成本
1162.73	215.32	190.51	-24.81	1187.54

5 结 论

本文提出实时电价理论下含蓄电池的微电网系统运行优化控制策略。通过将全天峰、平、谷 3 种时段作为分情况的基础,以采取不同的运行调度策略,通过与各微源实时电价及主网购电实时电价的比较,以确定设计的蓄电池罚系数,采用 Pareto 寻优路径 NSGA-II 算法,求得各微源、蓄电池、与主网交换功率的优化调度方案。分析可得以下结论:

1)实时电价理论在求可控型微源运行成本上的应用,实现了从微电网系统层次的研究到微源单元级层次研究的转变,能更直观反映各微源优化调度顺序,明显提高了微电网整体的经济效益;

2)所设计的蓄电池罚系数,有针对性地解决了在不同时段下各微源出力、蓄电池充放电及与主网交换功率调度顺序的问题,克服了蓄电池按照固定充、放电规则削弱其作用的缺点,实现了蓄电池对主网“移峰填谷”的作用;

3)本文提出 3 种时段下启发式的微电网运行优化控制策略,并通过算例验证其有效性,为微电网优化能量管理提供了有价值的参考。

引入负荷预测可信度及概率调度的方法,在不

同预测可信度下,研究预测误差对微电网调度的影响;在实时电价理论及竞价机制下,深入挖掘各微源与微电网系统分层动态经济调度策略,均可作为进一步研究的方向。

[参考文献]

- [1] Hatziaargyriou N, Asand H, Iravani R, et al. Microgrids [J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(4): 78—94.
- [2] 王成山, 杨占刚, 王守相, 等. 微电网实验系统结构特征及控制模式分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(1): 99—105.
- [2] Wang Chengshan, Yang Zhangang, Wang Shouxiang, et al. Analysis of structural characteristics and control approaches of experimental microgrid systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 99—105.
- [3] 郭 力, 许 东, 王成山, 等. 冷电联供分布式供能系统能量优化管理[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(19): 96—100.
- [3] Guo Li, Xu Dong, Wang Chengshan, et al. Energy optimization and management of combined cooling and power distributed energy supply system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(19): 96—100.
- [4] Tsikalakis A G, Hatziaargyriou N D. Centralized control for optimizing microgrids operation [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 241—248.
- [5] Dimeas A L, Hatziaargyriou N D. Agent based control for microgrids [A]. Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting [C], Tampa, FL, USA, 2007: 1—5.
- [6] 王守相, 王 慧, 蔡声霞. 分布式发电优化配置研究综述[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 110—115.
- [6] Wang Shouxiang, Wang Hui, Cai Shengxia, et al. A review of optimization allocation of distributed generations embedded in power grid [J]. Automation of Electric Power System, 2009, 33(18): 110—115.
- [7] 王新刚, 艾 芊, 徐伟华, 等. 含分布式发电的微电网能量管理多目标优化[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(20): 79—83.
- [7] Wang Xingang, Ai Qian, Xu Weihua, et al. Multi-objective optimal energy management of microgrid with distributed generation [J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(20): 79—83.
- [8] 丁 明, 包 敏, 吴红斌. 分布式供能系统的经济调度[J]. 电力科学与技术学报, 2008, 23(1): 14—17.
- [8] Ding Ming, Bao Min, Wu Hongbin, et al. Economic dispatching on distributed energy supply system [J]. Journal of Electric Power Science And Technology, 2008, 23(1): 14—17.
- [9] 张建华, 苏 玲, 陈 勇, 等. 微网的能量管理及其控制策略[J]. 电网技术, 2011, 35(7): 24—28.
- [9] Zhang Jianhua, Su Ling, Chen Yong, et al. Energy management of microgrid and its control strategy [J]. Power System Technology, 2011, 35(7): 24—28.
- [10] 艾 芊, 章 健. 基于多代理系统的微电网竞价优化策略[J]. 电网技术, 2010, 34(2): 46—51.
- [10] Ai Qian, Zhang Jian. Optimization bidding strategies of microgrids based on multi-agent system [J]. Power System Technology, 2010, 34(2): 46—51.
- [11] 曹 昉, 韩 放, 杨以涵, 等. 实时电价的意义与实现[J]. 电网技术, 1995, 19(10): 56—59.
- [11] Cao Fang, Han Fang, Yang Yihan, et al. The significance and implementation to spot price [J]. Power System Technology, 1995, 19(10): 56—59.
- [12] 张双乐. 微电网经济运行优化方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- [12] Zhang Shuang. Research on method of economic optimal operation of microgrid [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2013.
- [13] 陈 洁, 杨 秀, 朱 兰, 等. 微电网多目标经济调度优化[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 57—66.
- [13] Chen Jie, Yang Xiu, Zhu Lan, et al. Microgrid multi-objective economic dispatch optimization [J]. proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 57—66.
- [14] 牛 铭, 黄 伟, 郭佳欢, 等. 微电网并网时的经济运行研究[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 38—42.
- [14] Niu Ming, Huang Wei, Guo Jiahuan, et al. Research on economic operation of grid-connected microgrid [J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 38—42.
- [15] 毛晓明, 陈 深, 吴杰康, 等. 分时电价机制下含蓄电池微电网的优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1192—1197.

- [15] Mao Xiaoming, Chen Shen, Wu Jiekang, et al. Optimal dispatching of microgrid containing battery under time-of-use price mechanism[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1192—1197.
- [16] 石庆均, 江全元. 包含蓄电池储能的微电网实时能量优化调度[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(5): 76—82.
- [16] Shi Qingjun, Jiang Quanyuan. Real-time optimal energy dispatch for microgrid with battery storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(5): 76—82.
- [17] 洪博文, 郭力, 王成山, 等. 微电网多目标动态优化调度模型与方法[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(3): 100—107.
- [17] Hong Bowen, Guo Li, Wang Chengshan, et al. Model and method of dynamic multi-objective optimal dispatch for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(3): 100—107.
- [18] 魏兵, 王志伟, 李莉, 等. 微型燃气轮机冷热电联产系统经济性分析[J]. 热力发电, 2007, 36(9): 1—5.
- [18] Wei Bing, Wang Zhiwei, Li Li, et al. Analysis of economic efficiency for cold, heat, and electricity triple co-generation system with miniature gas turbine[J]. Thermal Power Generation, 2007, 36(9): 1—5.
- [19] 李乐. 微电网的经济运行研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
- [19] Li Le. Study of economic operation in microgrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [20] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 集中控制式微电网系统的稳态建模与运行优化[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(24): 78—82.
- [20] Ding Ming, Zhang Yingyuan, Mao Meiqin, et al. Steady model and operation optimization for microgrids under centralized control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(24): 78—82.
- [21] Deng Qijun, Gao Xing, Zhou Hong. System modeling and optimization of microgrid using genetic algorithm[A]. The 2nd International Conference on Intelligent Control and Information Processing[C], Harbin, China, 2011: 540—544.
- [22] 王瑞琪. 分布式发电与微电网系统多目标优化设计与协调控制研究[D]. 济南: 山东大学, 2013.
- [22] Wang Ruiqi. Research on multi-objective optimization design and coordinated control of distributed generation and microgrid[D]. Ji'nan: Shandong University, 2013.
- [23] 张娜, 蔡睿贤. SO_2 、 NO_x 与 CO_2 排气罚款的应有数量级[J]. 中国电机工程学报, 1997, 17(4): 286—288.
- [23] Zhang Na, Cai Ruixian. The proper order of magnitude of penalty for pollutant emission[J]. Proceedings of the CSEE, 1997, 17(4): 286—288.
- [24] 魏学好, 周浩. 中国火力发电行业减排污染物的环境价值标准估算[J]. 环境科学研究, 2003, 16(1): 53—56.
- [24] Wei Xuehao, Zhou Hao. Evaluating the environmental value schedule of pollutants mitigated in China thermal power industry[J]. Research of Environmental Sciences, 2003, 16(1): 53—56.
- [25] 周明华. 基于电力市场的实时电价研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2007.
- [25] Zhou Minghua. Researches on spot price in electricity market[D]. Nanchang: Nanchang University, 2007.
- [26] Deb K. A fast multi objective genetic algorithms: NSGA-II[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2002, 6(2): 182—197.

OPTIMAL OPERATION OF MICROGRID CONTAINING BATTERY UNDER THE THEORY OF POWER SPOT PRICES

Dong Haiying^{1,2}, Chu Yanting¹, Yu Yuting¹

(1. School of New Energy and Power Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;

2. School of Automatic and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

Abstract: Aiming at the operation optimization of grid connected microgrid system, under the guidance of real-time electricity price theory, an intuitive heuristic microgrid grid connected operation optimization scheduling strategy is proposed. According to the time-sharing electricity price mechanism, the strategy divides the whole day into three periods: peak, flat and valley. A time-division operation control strategy is established according to different time periods in which the current scheduling time locates, and different ranges of battery charging states are located. On the basis of comparing the real-time electricity price of each micro-source with the real-time electricity price of the main grid, a stepped battery penalty coefficient is designed and included in the objective function. The Pareto optimal path non-dominated sorting genetic algorithm (POP NSGA-II) is used to optimize the controllable micro-source output, the charge and discharge of the battery and the interaction power between the micro-grid and the main grid, and realize the effect of the micro-grid on the shifting peaks of the main grid, and improve the economics of microgrid operation. Taking a typical daily scheduling optimization of the combined cool, heat and power supply microgrid as an example, the effectiveness of the proposed strategy and model is verified.

Keywords: microgrid; parallel operation; combined cooling heating and power system; power spot prices; state of charge