

考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置

张有兵,任帅杰,杨晓东,包侃侃,谢路耀,戚 军

(浙江工业大学 信息工程学院,浙江 杭州 310023)

摘要:为有效提高独立型微电网可再生能源消纳水平,根据独立型微电网内短期风光出力与负荷之间的供需关系提出一种动态分时电价机制,并基于替代弹性建立价格型需求响应模型;从经济性角度出发,计及电价引导下用户的用电行为,建立价格型需求响应参与的独立型微电网的优化配置模型,并采用遗传算法求解。以某海岛微电网为例进行仿真分析,算例结果表明:在独立型微电网优化配置中考虑价格型需求响应能够改善负荷特性,提高可再生能源的配置容量,减少储能和燃料发电机的使用,从而提高微电网的经济性。

关键词:独立型微电网;优化配置;替代弹性;价格型需求响应;动态分时电价

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.07.009

0 引言

由于柴油发电机 DE(Diesel Engine)等燃料电机的高燃料运输成本、库存成本^[1-2]以及外部成本^[3],充分利用各地丰富可再生能源 RES(Renewable Energy Sources)成为解决偏远地区能源供给问题的有效途径。独立型微电网作为燃料发电机、可再生能源以及储能装置等分布式电源 DG(Distributed Generators)、负荷等的有机整合,能够更加合理、经济、有效地实现海岛或偏远地区的能量供给^[2,4]。微电网内可控分布式电源(燃料发电机等)和储能系统的容量优化配置直接影响能源的梯级综合利用效率、供电可靠性和电能质量等关键技术指标^[5],是微电网规划设计阶段需要解决的首要问题。随着风机 WT(Wind Turbine)、光伏 PV(Photo Voltaic)等 RES 的不断接入,各种 RES 的出力不确定性进一步加强对微电网优化配置展开研究的必要性。

目前国内外关于离网型微电网的优化配置已有不少研究。文献[6]从经济性和环保性等角度建立了一种多目标优化配置模型,从而实现了微电网内各组件的最优容量配置和电力电子设备的布局规划。文献[7]为伊朗某一偏远地区的电力供应建立了一种独立型混合可再生能源系统的优化配置模型。文献[8]针对风光柴储独立型微电网,提出了考虑供电经济性、环保性和可靠性的多目标优化设计方法。文献[9]从经济性角度对海岛独立型微电网中储能的选型和容量配置进行了研究。文献[6-9]均很少涉及微电网的需求侧管理,考虑到燃料发电机等可控机组的爬坡速率、频繁启停的限制,以及燃料发电机、储能蓄电池的高成本,单纯依靠发电侧确保系

统安全运行的经济性较差^[10],通过需求响应 DR(Demand Response)引导用户基于市场价格信号或激励机制改变固有电力消费模式,从而使得用户用电行为与 RES 出力更贴近^[11],因此成为大规模分布式发电并网下系统安全运行的有效方式。

目前关于 DR 在微电网中的应用多体现在能量管理和优化运行^[12-13],但实质上利用 DR 也可以同时实现微电网的优化配置。文献[14]建立了一种基于 DR 控制方法的代理系统用于实现微电网系统各组件的优化配置。文献[15]针对激励型 DR 对并网光储微电网优化配置影响进行了研究,得出 DR 可减少储能容量配置,提高微电网经济效益。文献[16]考虑激励型 DR 建立孤岛型微电网的容量配置优化模型,并采用粒子群优化算法进行求解。文献[17]考虑海水淡化一类可转移负荷的 DR 及转移策略,在满足供电可靠性及运行方式的前提下,采用混沌自由搜索算法求解微电网分布式电源容量最优配置。文献[15-17]主要针对激励型 DR 在微电网优化配置中的影响展开分析,并未研究价格型需求响应 PBDR(Price-Based Demand Response)在微电网中的应用。文献[18]为微电网内设备级别的 DR 提出了一种定价策略,保证了微电网内供需两侧的平衡,但并未分析微电网的经济性。

由以上文献可知,关于 PBDR 在独立型微电网优化配置中的应用有待进一步研究。为提高风光等可再生能源的消纳水平,本文首先根据独立型微电网内短期风光出力与负荷之间的供需关系提出一种动态分时电价机制,并基于替代弹性建立 PBDR 模型;然后从经济性角度出发,计及电价引导下用户用电行为,建立 PBDR 参与的独立型微电网的优化配置模型,并采用遗传算法求解;最后以某海岛微电网为例来验证所建优化配置模型的有效性。

1 独立型微电网系统建模

独立型微电网包含风机、光伏阵列、柴油发电机以

收稿日期:2016-05-25;修回日期:2017-03-26

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51407160);浙江省自然科学基金资助项目(LY16E070005,LQ14E070001)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51407160) and the Natural Science Foundation of Zhejiang Province(LY16E070005,LQ14E070001)

及储能蓄电池 BES(Battery Energy Storage)、负荷等,与大电网不相连。为方便处理,将一天连续 24h 的时间进行离散化处理,均分为 J 个时段,对于任意 k 时段,有 $k \in \{1, 2, \dots, J\}$,且 k 时段的时长为 Δt 。

1.1 独立型微电网系统架构

本文研究的独立型微电网系统架构如图 1 所示。光伏发电、风力发电和储能系统通过各自的变流器接入交流微电网。柴油发电机采用同步发电机发电,直接并入交流微电网。

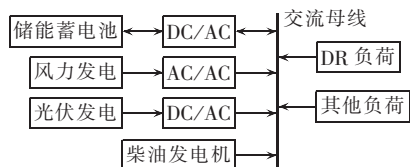


图 1 独立型微电网系统架构

Fig.1 Structure of stand-alone microgrid

1.2 微电网各分布式电源模型

a. 风机出力模型。

风机当前时段的出力与当前时段的风速、切入风速、切出风速以及额定风速等因素之间存在非线性关系^[19],具体地,风机出力与风速的关系可表示为^[20]:

$$P_{WT}(k) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_k < v_{ci} \\ P_{WT,rate} \frac{v_k - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} \leq v_k \leq v_r \\ P_{WT,rate} & v_r < v_k \leq v_{co} \\ 0 & v_k > v_{co} \end{cases} \quad (1)$$

其中, $P_{WT}(k)$ 、 v_k 分别为 k 时段风机出力和风速; $P_{WT,rate}$ 为风机额定输出功率; v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速; v_r 为额定风速。

b. 光伏出力模型。

光伏输出功率由标准额定条件(太阳辐照度 G_{STC} 为 1000 W/m^2 ,相对大气光学质量为 AM1.5,电池温度 T_{STC} 为 $25 \text{ }^\circ\text{C}$)下的输出功率 P_{STC} 、光照强度和环境温度得到^[21]:

$$P_{PV}(k) = P_{STC} \frac{G_c}{G_{STC}} [1 + \nu(T_c - T_{STC})] \quad (2)$$

其中, $P_{PV}(k)$ 为 k 时段的光伏出力; G_c 为工作点的辐照度; ν 为功率温度系数; T_c 为工作点的电池温度。

c. 柴油发电机模型。

柴油发电机耗油量 $F(\text{L}/(\text{kW} \cdot \text{h}))$ 与其输出功率相关的线性函数可表示为:

$$F = F_0 P_{DE,rate} + F_1 P_{DE} \quad (3)$$

$$P_{DE,min} \leq P_{DE} \leq P_{DE,rate} \quad (4)$$

其中, $P_{DE,rate}$ 和 P_{DE} 分别为柴油发电机的额定功率和输出功率; F_0 和 F_1 为柴油消耗曲线截距系数; $P_{DE,min}$ 为柴油发电机最小运行功率。式(4)表示柴油发电机的运行功率约束。

d. 储能蓄电池模型。

为简化建模,假设储能蓄电池在充放电过程中两端电压维持不变,因此蓄电池模型建立如下:

$$S_B(k) = S_B(k-1) + P_{bat}(k) \eta_B(P_{bat}(k)) \Delta t / C_{bat} \quad (5)$$

$$S_{Bmin} \leq S_B(k) \leq S_{Bmax} \quad (6)$$

$$-P_{Bd} \leq P_{bat}(k) \leq P_{Bc} \quad (7)$$

$$S_B(1) = S_B(J) \quad (8)$$

其中, $S_B(k)$ 与 $S_B(k-1)$ 分别为 k 时段和 $k-1$ 时段的蓄电池荷电状态 SOC(State Of Charge); $P_{bat}(k)$ 为 k 时段蓄电池交互功率, $P_{bat}(k) > 0$ 时表示充电, $P_{bat}(k) < 0$ 时表示放电, $P_{bat}(k) = 0$ 时表示浮充; C_{bat} 为蓄电池容量; S_{Bmax} 、 S_{Bmin} 分别为蓄电池的荷电状态上、下限; P_{Bc} 、 P_{Bd} 分别为蓄电池额定充、放电功率; $\eta_B(P_{bat}(k))$ 为 k 时段充放电的效率,如式(9)所示。

$$\eta_B(P_{bat}(k)) = \begin{cases} \eta_B^c & P_{bat}(k) \geq 0 \\ 1/\eta_B^d & P_{bat}(k) < 0 \end{cases} \quad (9)$$

其中, η_B^c 、 η_B^d 分别为蓄电池充、放电效率。

式(6)、式(7)分别表示蓄电池需满足荷电状态约束、额定功率约束;式(8)表示其能量状态在调度周期始末相等,保证蓄电池在调度周期内满足充放电循环,从而能够连续有效工作。

2 PBDR 模型

2.1 动态分时电价机制

我国的微电网售电电价政策尚未出台,有必要探索适合独立型微电网发展的电价机制。与大电网相比,以间歇性 RES 发电为主的微电网的供电能力与微电网内的负荷需求都不确定。本文结合供电侧和需求侧供需状态,以优先使用 RES 的原则,提出依据新能源发电和负荷需求的差值划分峰谷电价时段的电价机制。

在有风光等 RES 不断接入的独立微电网背景下,由于 RES 出力的不确定性和波动性,固定电价则无法补偿用户的损失,而静态峰谷分时电价又难以反映微电网内的供需状况,用户的利益将无法保证。为匹配 RES 出力的不确定性,减少所有参与调度的用户的用电费用,保障调度的真正实现,本文提出面向 DR 用户的动态分时电价机制。其中,动态分时电价指高峰、低谷电价固定,峰谷时段变化的电价机制,表示为 $p(k)$,并设定峰、谷时段集合分别为 T_p 、 T_v 。由各时段风光发电功率和负荷需求量决定,具体表示如下:

$$p(k) = \begin{cases} p^v & P_{WT}(k) + P_{PV}(k) \geq L(k) \\ p^p & P_{WT}(k) + P_{PV}(k) < L(k) \end{cases} \quad (10)$$

其中, p^p 为峰时段的电价, p^v 为谷时段的电价,动态匹配 RES 出力; $L(k)$ 为 k 时段微电网内的总负荷需求量。

2.2 DR 模型

一般采用需求价格弹性来定量表示电力价格变

化对于用户响应行为特性的影响。本文采用替代弹性(elasticity of substitution)来表示电力需求的相对变化和电力价格相对变化的关系,替代弹性经常用在峰谷电价的 DR 项目设计规划中,来表示用户峰谷电量的转移比例和峰谷电价拉开比之间的关系^[22]。

替代弹性可表示为^[23]:

$$\varepsilon_{u,t} = \frac{d(Q_u/Q_t)}{d(p_t/p_u)} \frac{p_t/p_u}{Q_u/Q_t} \quad (11)$$

其中, $\varepsilon_{u,t}$ 为替代弹性系数; Q_u, Q_t 分别为 u, t 时段电力需求量; p_u, p_t 分别为 u, t 时段电价。

替代弹性计算所需要的数据信息较少,当用于峰谷电价项目中时,只需要大致统计峰谷时段用户用电量的大小并获知峰谷电价信息即可进行计算。基于替代弹性的峰谷电价下用户峰/谷时段的负荷削减比例 ρ_{Δ_p} 和增加比例 ρ_{Δ_v} 可表示为:

$$\begin{cases} \rho_{\Delta_p} = \varepsilon_{p,v} C_v \left(\frac{p^v - \bar{p}_v}{\bar{p}_v} - \frac{p^p - \bar{p}_p}{\bar{p}_p} \right) \\ \rho_{\Delta_v} = \varepsilon_{p,v} C_p \left(\frac{p^p - \bar{p}_p}{\bar{p}_p} - \frac{p^v - \bar{p}_v}{\bar{p}_v} \right) \end{cases} \quad (12)$$

其中, $\varepsilon_{p,v}$ 为峰时段相对于谷时段的替代弹性系数; C_p 和 C_v 分别为峰时段的电费成本和谷时段的电费成本占日总电费成本的比例; $\bar{p}_p, \bar{p}_v$ 分别为峰时段和谷时段的平均电价。

根据式(12)便可进一步得出任一 k 时段负荷参与 PBDR 后的需求量:

$$L_{\text{PDR}}(k) = \begin{cases} (1 + \rho_{\Delta_v})L(k) & k \in T_p \\ (1 + \rho_{\Delta_p})L(k) & k \in T_v \end{cases} \quad (13)$$

3 PBDR 负荷参与微电网优化配置的优化模型

3.1 微电网经济性优化配置模型

本文以经济性作为独立型微电网优化配置的优化目标,由其寿命周期内总等年值成本 C_{total} 决定。其中总等年值成本由设备初始投资和置换成本、设备残值、运行维护成本、燃料成本和污染治理成本组成。具体表示如下:

$$C_{\text{total}} = C_{\text{WT}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{DE}} + C_{\text{BES}} + C_{\text{PO}} \quad (14)$$

$$\begin{cases} C_{\text{WT}} = C_{\text{WT,init}} + C_{\text{WT,om}} \\ C_{\text{PV}} = C_{\text{PV,init}} + C_{\text{PV,om}} \\ C_{\text{DE}} = C_{\text{DE,init}} + C_{\text{DE,rep}} - C_{\text{DE,sal}} + C_{\text{DE,om}} + C_{\text{fuel}} \\ C_{\text{BES}} = C_{\text{BES,init}} + C_{\text{BES,rep}} - C_{\text{BES,sal}} + C_{\text{BES,om}} \\ C_{\text{PO}} = E_{\text{DE}} C_{\text{pg}} \end{cases} \quad (15)$$

其中, $C_{\text{WT}}, C_{\text{PV}}, C_{\text{DE}}, C_{\text{BES}}, C_{\text{PO}}$ 分别为风机、光伏、柴油发电机、储能蓄电池和污染治理等年值成本; $C_{\text{WT,init}}, C_{\text{PV,init}}, C_{\text{DE,init}}, C_{\text{BES,init}}$ 分别为风机、光伏、柴油发电机和储能蓄电池的初始投资等年值成本; $C_{\text{WT,om}}, C_{\text{PV,om}}, C_{\text{DE,om}}, C_{\text{BES,om}}$ 分别为风机、光伏、柴油发电机和储能蓄电池

的年运行和维护成本; $C_{\text{DE,rep}}, C_{\text{BES,rep}}$ 分别为柴油发电机和储能蓄电池的置换等年值成本; $C_{\text{DE,sal}}, C_{\text{BES,sal}}$ 分别为柴油发电机和储能蓄电池的等年值回收残值; C_{fuel} 为柴油发电机的燃料等年值成本; E_{DE} 为柴油发电机的年发电量; C_{pg} 为单位电量的污染治理成本。工程全寿命周期为 20 a,风机和光伏的寿命预计可达 20 a,柴油发电机和储能蓄电池的寿命相对较短,在全寿命周期内需要更换。

其中设备全寿命周期内等年值成本由净现值成本求得^[24],计算公式如下:

$$C_{\text{dev,eav}} = C_{\text{dev}} \frac{i(1+i)^l}{(1+i)^l - 1} \quad (16)$$

其中, $C_{\text{dev,eav}}$ 为等年值成本; C_{dev} 为净现值成本; $i(1+i)^l / [(1+i)^l - 1]$ 为资金回收系数, i 为贴现率, l 为系统寿命期望值。

3.2 PBDR 参与独立型微电网的优化配置

为了实现上节中微电网的经济性优化配置目标,本节将 PBDR 引入独立型微电网的优化配置。通过动态分时电价引导 DR 用户改变固有用电行为,为了使负荷和风光发电曲线在时序上实现最大化贴近,从而提高 RES 发电的消纳率,以 RES 发电和负荷需求的差值累计和最小为 PBDR 参与独立型微电网配置时的优化目标,具体表达式为:

$$\min \sum_{k=1}^l |P_{\text{WT}}(k) + P_{\text{PV}}(k) - L_{\text{PDR}}(k)| \Delta t \quad (17)$$

3.3 约束条件

为了实现 PBDR 参与独立型微电网的优化配置,除了考虑式(4)以及式(6)—(8)所述的微电网内各分布式电源的运行约束,还需考虑微电网系统约束及 PBDR 的基本约束。

3.3.1 系统约束

a. 微电网供需平衡约束:

$$L_{\text{PDR}}(k) = P_{\text{PV}}(k) + P_{\text{WT}}(k) + P_{\text{DE}}(k) + P_{\text{BES}}(k) \quad (18)$$

b. 分布式电源装机容量约束。

依据国家能源局新能源微电网建设指导意见,可再生能源装机容量与峰值负荷的比值原则上要达到 50% 以上,柴油发电机应作为冷备用,其发电量占总电量需求的 20% 以下,对于冬夏季负荷差异大的海岛,该指标可以放宽到 40%^[25]。

3.3.2 PBDR 约束

a. 供电侧收益约束。

PBDR 参与微电网优化配置后有利于提高风光发电的消纳率、减少储能蓄电池和柴油发电机的使用,因此可大幅降低微电网的发电成本。

$$\sum_{k=1}^l I_{\text{PDR}}(k) \geq (1 - \alpha) \sum_{k=1}^l I_o(k) \quad (19)$$

其中, $I_o(k), I_{\text{PDR}}(k)$ 分别为 k 时段未实施 DR 时、实施 DR 后微电网的售电收益; α 为利益转让系数,表示

因 DR 引起的供电成本减少而可以接受的利益转移百分比。

b. 用户侧收益约束。

DR 的实施效果取决于用户的参与情况,因此用户参与 DR 后应有利于减少整体用电费用。

$$\bar{p}_{\text{PDR}} \leq \bar{p}_0 \quad (20)$$

其中, $\bar{p}_0$ 、 $\bar{p}_{\text{PDR}}$ 分别为未实施 DR 时、实施 DR 后的用户用电平均价格。

c. 用户用电总量约束。

为了方便计算,可假设 DR 前后的用户用电总量保持不变。

$$\sum_{k=1}^J Q_0(k) = \sum_{k=1}^J Q_{\text{PDR}}(k) \quad (21)$$

其中, $Q_0(k)$ 、 $Q_{\text{PDR}}(k)$ 分别为 k 时段未实施 DR 时、实施 DR 后用户的用电量。

d. 负荷转移量约束。

由于微电网内可参与 DR 的负荷量有限,因此每个时段负荷转移量不能超过可转移负荷量。

$$m_{\text{load}}(k) \leq M_{\text{load}}(k) \quad (22)$$

其中, $m_{\text{load}}(k)$ 、 $M_{\text{load}}(k)$ 分别为 k 时段实际负荷转移量和可转移负荷量。

4 PBDR 负荷参与微电网优化配置的实现

4.1 PBDR 参与独立型微电网优化配置实现流程

独立型微电网内各分布式电源的容量配置一般会受到各种因素的影响,导致该配置模型的求解变成一个多维度非线性整数规划问题,为此本文采用遗传算法对所建优化配置模型进行求解,具体实现流程如图 2 所示。

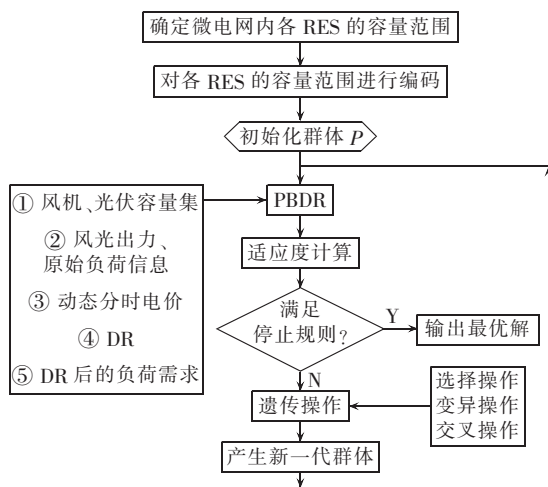


图 2 独立型微电网优化配置实现流程

Fig.2 Flowchart of optimal stand-alone microgrid configuration

为更好理解,结合图 2 对独立型微电网的实现加以具体描述:

a. 根据国家标准设定独立型微电网内各 RES

的容量范围;

b. 对微电网内各 RES 的配置容量范围进行个体编码,生成规模为 N 的初始种群 P ;

c. 每个个体作为微电网配置的一种方案,由种群中的风光配置容量确定风光出力,并根据风光出力以及原始负荷数据按照动态分时电价的机制制定电价,依据替代弹性得出各方案考虑 DR 后的负荷数据;

d. 结合 PBDR 后的负荷需求以及群体 P ,以微电网等年值成本为优化目标求出个体的适应度;

e. 对初始种群 P 依据适应度进行排序,保留一定的最优个体,并进行相关遗传操作形成新的种群;

f. 重复步骤 c—e,直到满足结束条件。

4.2 微电网配置优化评价指标

a. RES 渗透率。

RES 渗透率 r_{new} 为 RES 发电量占微电网总发电量的比例。

$$r_{\text{new}} = \frac{Q_{\text{WT}} + Q_{\text{PV}}}{Q_{\text{WT}} + Q_{\text{PV}} + Q_{\text{DE}}} \quad (23)$$

其中, Q_{WT} 、 Q_{PV} 、 Q_{DE} 分别为风机、光伏和柴油发电机实际有效发电量。

b. 新能源丢弃率。

新能源丢弃率 $r_{\text{new,ab}}$ 为弃风弃光电量占风光理论可发电量比例。

$$r_{\text{new,ab}} = 1 - \frac{Q_{\text{WT}} + Q_{\text{PV}}}{Q_{\text{WT1}} + Q_{\text{PV1}}} \quad (24)$$

其中, Q_{WT1} 、 Q_{PV1} 分别为依据风速和光照条件风机、光伏的理论发电量。

c. 用户响应度。

本文采用用户参与 DR 前后用电行为改变程度来体现用户响应度 d_s 。

$$d_s = 1 - \frac{\sum_{k=1}^J |\Delta q(k)|}{\sum_{k=1}^J q(k)} \quad (25)$$

其中, $\sum_{k=1}^J |\Delta q(k)|$ 为 DR 前后各时段用户用电量的改变量 $\Delta q(k)$ 绝对值之和; $\sum_{k=1}^J q(k)$ 为 DR 前总的用电量。

d. 负荷贴近度。

本文采用负荷贴近度 d_t 表征用户根据微电网内供需状态参与 DR 的准确性,具体表示如下:

$$d_t = 1 - \frac{\sum_{k=1}^J |P_{\text{WT}}(k) + P_{\text{PV}}(k) - L_{\text{PDR}}(k)|}{\sum_{k=1}^J (P_{\text{WT}}(k) + P_{\text{PV}}(k))} \quad (26)$$

由上式可知,负荷贴近度值越大则用户参与 DR 的准确性越高,DR 效果越好。

5 算例分析

5.1 参数设置

以某海岛微电网为例进行算例分析,该地负荷平均功率约 788.98 kW,最大负荷为 2 056 kW,平均风速约 7.13 m/s,日均太阳辐照度约 3.90 kW·h/(m²·d),年风光资源和负荷数据如图 3 所示。本文中选取替代弹性 $\varepsilon_{p,v}$ 为 0.5,利益转让系数 α 为 5%,峰谷电价分别为 1.108 元/(kW·h)和 0.596 元/(kW·h)。各 RES 经济参数见表 1,污染治理成本参数见表 2^[26],柴油价格为 0.511 元/L, F_0 和 F_1 分别取值 0.084 15、0.246^[27]。

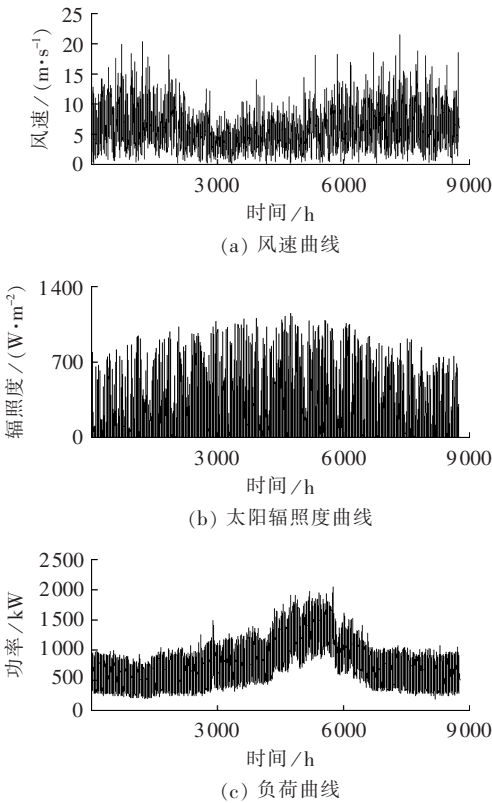


图 3 风光资源和负荷曲线
Fig.3 Wind speed curve,solar radiation curve and load curve

表 1 各 RES 经济参数

Table 1 Parameters of renewable energy sources			
微电源	规格	单价/万元	运行费用/ [万元·(a·只) ⁻¹]
风机	500 kW	500	0.2
光伏	1 kW	0.8	0.002
柴油发电机	1 000 kW	50	0.2
储能电池	2 V/1 000 A·h	0.16	0.002

表 2 柴油机污染治理成本

Table 2 Abatement cost and emission factor of diesel generator pollutions		
污染物类型	治理成本/ (元·kg ⁻¹)	污染物排放系数/ [g·(kW·h) ⁻¹]
CO ₂	0.210	649
SO ₂	14.842	0.206
NO _x	62.964	9.890

5.2 比较项设置

为了更好地说明 PBDR 参与微电网优化配置时采用动态分时电价机制的优化效果,本文进行仿真计算时另设定 2 种电价机制,与本文所提动态分时电价机制作对比。

- a. 固定电价:电价恒定不变,不进行 DR,作为参照。本文设定固定电价值为 0.908 元/(kW·h)。
- b. 固定分时电价:通过统计长期新能源发电和负荷需求情况,把一天 24 h 分成高峰电价和低谷电价 2 个固定时段。本文设定高、低电价值分别为 1.108 元/(kW·h)和 0.596 元/(kW·h)。

5.3 DR 负荷特性结果分析

将固定电价、固定分时电价和动态分时电价 3 种电价机制的 DR 分别设为模式 1、2、3。利用遗传算法分别求得 3 种模式下微电网的负荷特性。基于不同电价机制下微电网内基于短期 RES 出力预测的负荷响应情况对比如图 4 所示,统计 DR 负荷跟随 RES 出力相关数据如表 3 所示。

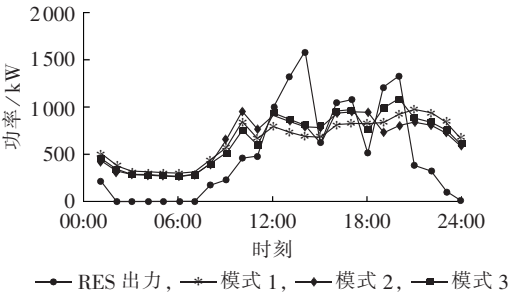


图 4 需求响应下负荷变化情况
Fig.4 Load curve for different demand response modes

表 3 3 种模式下负荷特性相关统计数据
Table 3 Related statistics of load characteristics for three modes

电价	负荷贴近度/%	用户响应度/%
模式 1	22.56	0
模式 2	27.95	86.96
模式 3	39.00	85.94

由图 4 和表 3 可知,在微电网内各 RES 配置相同的情况下,负荷贴近度方面,相较于固定电价,在固定分时电价和本文所提的动态分时电价机制下,实施 DR 后,负荷贴近度都有所提高,其中动态分时电价下,负荷贴近度最高;用户响应度方面,在固定分时电价和本文所提的动态分时电价机制下,用户在 DR 过程中均具有较高的响应度,但固定分时电价的用户响应度要稍大于动态分时电价下的用户响应度,原因主要是固定分时电价的更新周期远短于动态分时电价,使得用户在参与 DR 时能够更加及时地基于价格信号做出调整。

因此,在独立型微电网中实施 DR 能够改善负荷特性,有利于新能源发电消纳。动态分时电价下用

户的响应度虽低于固定分时电价,但固定分时电价是根据微电网内长期供需状况统计得到,一天被划分为 2 个固定时段,因此对短期供需状态响应的准确性不及动态分时电价。

5.4 DR 参与微电网优化配置结果分析

基于前文的 3 种电价机制设定 5 种配置方案:采用遗传算法首先求得实行固定电价时微电网经济性配置方案,设为方案 1;在与方案 1 相同配置下实行固定分时电价和动态分时电价机制,分别设为方案 2 和方案 3;区别于方案 1—3,采用遗传算法分别求得固定分时电价和动态分时电价下 DR 参与的独立型微电网经济性最优配置方案,分别设为方案 4 和方案 5。统计 5 种方案下系统长期运行相关数据如表 4 所示。

5.4.1 DR 经济效益分析

从表 4 中方案 1—3 的统计数据可得出:在微电网各分布式电源配置相同的情况下,通过 PBDR,在固定分时电价下有 7.0% 的负荷转移,动态分时电价下有 5.4% 的负荷转移。DR 优化目标,即新能源发电与负荷差值累计和,在实行固定电价、固定分时电价和动态分时电价时每年分别为 6 024 993 kW·h、5 649 674 kW·h、5 373 727 kW·h。在新能源渗透率方面,相比于方案 1,方案 2、3 的新能源渗透率都有提高,其中方案 3 下新能源渗透率最高。

在微电网配置成本方面,固定电价下的柴油发电机成本、污染治理成本和储能成本分别为 373.8 万元、135.2 万元和 175.8 万元,固定分时电价下相应项分别减少 23.5 万元、10.0 万元和 4.0 万元,动态分时电价分别减少 35.8 万元、14.6 万元和 13.1 万元。实行固定电价时的系统运行总成本最高,为 1 074.9 万元,基于动态分时电价的 DR 参与微电网配置时的成本最低,为 1 011.4 万元。

因此可知,RES 出力和负荷差值累计越小,意味着弃风弃光越少,以及柴油发电机和储能使用越少,使柴油发电机成本和污染治理成本减少,电池寿命增长,储能成本也减少。可见通过制定有效的电价机制,实施 DR,能够在改善负荷特性的基础上,提高微电网经济效益。此外,相比于固定分时电价,基于动态分时电价的 DR 效果更优。

5.4.2 DR 对微电网配置的影响

a. 不同电价机制对微电网配置的影响。

从表 4 中方案 4、5 的统计数据可得出:在配置容量变化方面,与固定电价下的配置方案 1—3 相比,储能容量、光伏装机容量均有所增加,其中,方案 4 和方案 5 的光伏装机容量分别增加 300 kW 和 360 kW。在成本变化方面,与方案 1—3 相比,方案 4 和方案 5 的光伏成本均有所提高,柴油发电机成本和污染成本均有所降低;相比于方案 1,方案 4、5 的系统总成本、储能成本均有所降低,具体地,相比于和方案 1 采用相同配置的方案 2 和 3,方案 4 和 5 的系统总成本也有不同程度的降低。此外,相比于方案 1—3,方案 4、5 的新能源渗透率分别提高至 78.3 % 和 79.4 %。

可见从经济性角度出发,DR 的参与能够减少柴油发电机的使用,增加了系统新能源配置容量,提高了新能源消纳水平。

b. 峰谷电价比对独立型微电网配置的影响。

在动态分时电价的基础上改变峰谷电价比,分析不同峰谷电价比对微电网配置的影响,统计结果如图 5 所示。

从图 5(a)、(b)可得出:将峰谷电价比从 1 逐渐提高到 3 的过程中,DR 效应逐渐增强,微电网内的负荷转移率随着峰谷电价比的增加而提升,微电网运行总成本、新能源发电量和负荷需求的差值以及储能配置容量、储能蓄电池运行成本均随着峰谷电价比的增加而降低,其中新能源发电和负荷需求差值累计从 6 024 993 kW·h 减小到 5 228 327 kW·h,降幅 13.2 %。从图 5(c)、(d)可知,相比于初始峰谷电价比,虽然提高峰谷电价比使得光伏装机容量增加,柴油发电机成本、污染成本降低,但随着峰谷电价比的逐渐提高,光伏装机容量趋于稳定甚至有降低的趋势,且柴油发电机成本和污染成本有提高的趋势。出现这一现象的原因有:随着峰谷电价比的提高,用户用电成本降低,负荷转移率也逐渐升高,用户将更愿意参与 DR,由于新能源的发电限制,很容易造成新的电力缺口,因此为弥补新能源的发电不足,系统将增加柴油发电机的使用,从而使得柴油发电机成本和污染成本逐渐升高。

因此,在进行微电网优化配置时,提高峰谷电价比有利于增强 DR 效应,为了充分体现 DR 对微电网优化配置的影响,需根据用户的响应度以及电力缺

表 4 不同方案下系统运行结果对比
Table 4 Comparison of system operational data among different schemes

方 案	WT 数量/台	PV 出 力/kW	DE 数 量/台	BES 数 量/只	WT 成 本/万元	PV 成 本/万元	DE 成 本/万元	BES 成 本/万元	污染成 本/万元	总成 本/万元	新能源 渗透率/%	新能源 丢弃率/%	负荷转 移率/%	DR 优化 目标/(kW·h)
1	5	2420	2	3390	218.9	171.2	373.8	175.8	135.2	1074.9	74.9	32.6	0	6024993
2	5	2420	2	3390	218.9	171.2	350.3	171.8	125.2	1037.4	76.8	31.1	7.0	5649674
3	5	2420	2	3390	218.9	171.2	338.0	162.7	120.6	1011.4	77.6	30.5	5.4	5373727
4	5	2720	2	3410	218.9	192.4	329.3	175.2	117.1	1032.9	78.3	32.6	7.0	5840224
5	5	2780	2	3460	218.9	196.7	312.8	168.6	111.0	1008.0	79.4	32.3	5.5	5619799

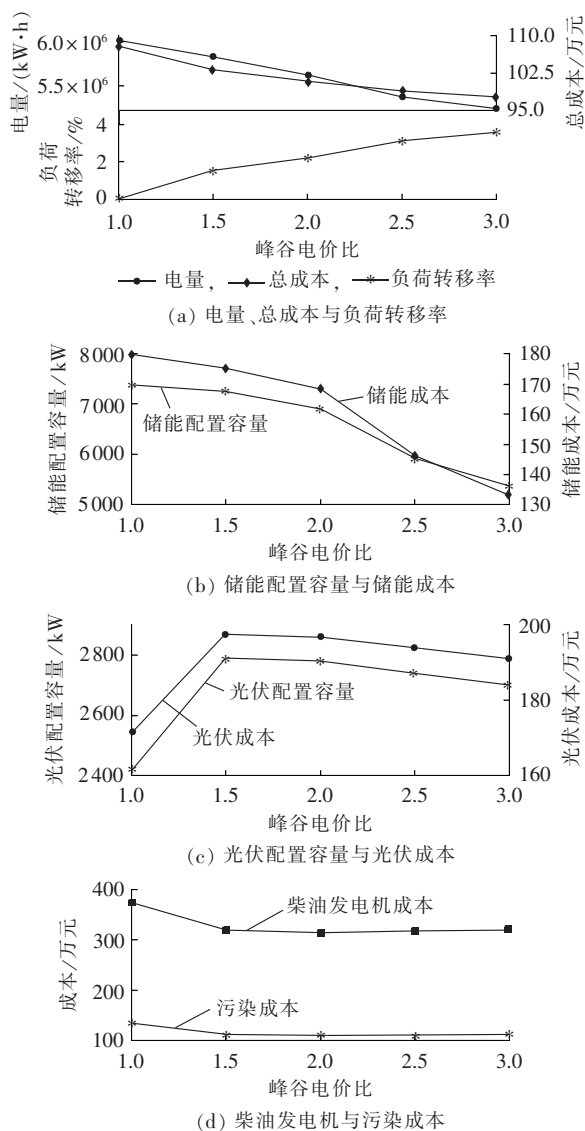


图 5 峰谷电价比对运行结果的影响

Fig.5 Effect of peak-valley price ratio on system operational data

口设定合理的峰谷电价比,以增加新能源装机容量,减少储能配置容量。

6 结论

本文依据独立微电网的供电侧和需求侧短期供需状态划分峰谷电价时段,提出适应独立型微电网的动态分时电价,并以此将 PBDR 因素添加到微电网的优化配置中,分析 PBDR 对微电网经济效益和配置的影响。通过仿真分析得出如下结论。

a. 独立微电网进行优化配置时考虑 PBDR 能够有效改善负荷特性,有利于新能源发电消纳。为提高动态分时电价机制下 DR 实用性,有必要进一步研究如何提高用户对动态分时电价的响应度。

b. 通过制定有效电价机制,实施 DR,能够在改善负荷特性的基础上,提高微电网经济效益。相比于固定分时电价,本文提出的基于动态分时电价的 DR

效果更优。

c. 从经济性角度出发 DR 技术增加了总体新能源配置容量,可提升新能源接入水平。为了充分体现 DR 对微电网优化配置的影响,需合理设定峰谷电价比,以增加新能源装机容量,减少储能配置容量。

参考文献:

- [1] ARRIAGA M, CAÑIZARES C A, KAZERANI M. Renewable energy alternatives for remote communities in Northern Ontario, Canada[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(3): 661-670.
- [2] SENJYU T, HAYASHI D, YONA A, et al. Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy[J]. Renewable Energy, 2007, 32(11): 1917-1933.
- [3] FRERIS L, INFELD D. Renewable energy in power systems[M]. West Sussex, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2008: 1-277.
- [4] KHODAYAR M E, BARATI M. Integration of high reliability distribution system in microgrid operation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1997-2006.
- [5] 徐意婷, 艾芊. 含微电网的主动配电网协调优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(11): 19-26.
XU Yiting, AI Qian. Coordinated optimal dispatch of active distribution network with microgrids[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(11): 19-26.
- [6] SACHS J, SAWODNY O. Multi-objective three stage design optimization for island microgrids[J]. Applied Energy, 2016, 165: 789-800.
- [7] ASKARAZDEH A, COELHO L D S. A novel framework for optimization of a grid independent hybrid renewable energy system: a case study of Iran[J]. Solar Energy, 2015, 112: 383-396.
- [8] 刘梦璇, 王成山, 郭力. 基于多目标的独立微电网优化设计方法[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(17): 34-39.
LIU Mengxuan, WANG Chengshan, GUO Li. An optimal design method of multi-objective based island microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(17): 34-39.
- [9] 赵波, 张雪松. 储能系统在东福山岛独立型微电网中的优化设计 and 应用[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 161-167.
ZHAO Bo, ZHANG Xuesong. Optimal design and application of energy storage system in Dongfushan island stand-alone microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 161-167.
- [10] 王锡凡, 肖云鹏, 王秀丽. 新形势下电力系统供需互动问题研究及分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5018-5028.
WANG Xifan, XIAO Yunpeng, WANG Xiuli. Study and analysis on supply-demand interaction of power systems under new circumstances[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5018-5028.
- [11] INGO S, ALEKSANDRA S B S. Demand side management as a solution for the balancing problem of distributed generation with high penetration of renewable energy sources[J]. International Journal of Sustainable Energy, 2003, 23(4): 45-59.
- [12] 张晓波, 张保会, 吴雄. 风光预测后微电网的优化运行[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3): 21-25.
ZHANG Xiaobo, ZHANG Baohui, WU Xiong. Optimal microgrid operation based on wind/PV power prediction[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 21-25.
- [13] OZAN E. Economic impacts of small-scale own generating and storage units, and electric vehicles under different demand res-

- ponse strategies for smart households[J]. *Applied Energy*, 2014, 126:142-150.
- [14] KYRIAKARAKOS G, DOUNIS A I, ROZAKIS S, et al. Polygeneration microgrids: a viable solution in remote areas for supplying power, potable water and hydrogen as transportation fuel[J]. *Applied Energy*, 2011, 88(12):4517-4526.
- [15] 赵波, 包侃侃, 徐志成, 等. 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(21):5465-5474. ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Research on optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(21):5465-5474.
- [16] HU R X, HE X Y, JING Z X, et al. Capacity configuration optimization for island microgrid with wind/solar/pumped storage considering demand response[C]//*Smart Grid Technologies-Asia*. Bangkok, Thailand: IEEE, 2015:1-6.
- [17] 刘柏良, 黄学良, 李军. 计及可时移负荷的海岛微电网电源优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(25):4250-4258. LIU Bailiang, HUANG Xueliang, LI Jun. Optimal sizing of distributed generation in a typical island microgrid with time-shifting load[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(25):4250-4258.
- [18] LI Pan, GUAN Xiaohong, WU Jiang, et al. Pricing strategy for device-level demand response in a microgrid[C]//*Proceedings of the 33rd Chinese Control Conference*. Nanjing, China: IEEE, 2014:7579-7584.
- [19] ZHAO M, CHEN Z, BLAABJERG F. Probabilistic capacity of a grid connected wind farm based on optimization method[J]. *Renewable Energy*, 2006, 31(13):2171-2187.
- [20] 张节潭, 程浩忠, 胡泽春, 等. 含风电场的电力系统随机生产模拟[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(28):34-39. ZHANG Jietan, CHENG Haozhong, HU Zechun, et al. Power system probabilistic production simulation including wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(28):34-39.
- [21] GAVANIDOU E, BAKIRTZIS A. Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 1992, 7(1):42-48.
- [22] BOISVERT R, CAPPERS P, NEENAN B, et al. Industrial and commercial customer response to real time electricity prices[EB/OL]. (2004-12-10)[2016-05-05]. <http://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/boisvert.pdf>.
- [23] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(22):3654-3663. WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(22):3654-3663.
- [24] 程浩忠. 电力系统规划[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008:1-270.
- [25] 国家能源局. 国家能源局关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见[EB/OL]. (2015-07-13)[2016-05-10]. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201507/t20150722_1949.htm.
- [26] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. *中国电机工程学报*, 2011, 31(4):7-14. DING Ming, ZHANG Yingyuan, MAO Meiqin, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2011, 31(4):7-14.
- [27] DUFO-LOPEZ R. Multi objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems[J]. *Renewable Energy*, 2008, 33(12):2559-2572.

作者简介:



张有兵

张有兵(1971—),男,湖北大冶人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为智能电网、分布式发电及新能源优化控制、电动汽车入网、电力系统通信、电能质量监控等(E-mail: youbingzhang@zjut.edu.cn);

任帅杰(1991—),女,河南周口人,硕士研究生,主要研究方向为电动汽车入网、新能源并网等(E-mail: 18357160492@163.com);

杨晓东(1990—),男,安徽阜阳人,博士研究生,主要研究方向为新能源并网、电动汽车入网、需求侧管理、电力系统通信等(E-mail: yang_xd90@163.com)。

Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid

ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, BAO Kankan, XIE Luyao, QI Jun

(College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China)

Abstract: In order to effectively improve the accommodation level of renewable energy for stand-alone microgrid, a mechanism of dynamic TOU(Time-Of-Use) pricing based on the short-term stand-alone microgrid supply-demand relationship between PV/wind power output and load is proposed and a price-based demand response model based on the substitution elasticity is built. An optimal configuration model considering the price-based demand response is built for the stand-alone microgrid, which, in the view of economy, considers the power consumption behaviour of users incentivized by the dynamic TOU pricing and is solved by the genetic algorithm. Results of simulation for an island microgrid show that, the stand-alone microgrid configured by the proposed model improves the load characteristic, increases the accommodation level of renewable energy, reduces the installation of energy storage and diesel generator, and enhances the economy of microgrid.

Key words: stand-alone microgrid; optimal sizing; substitution elasticity; price-based demand response; dynamic time-of-use pricing