

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2015.06.022

基于需求侧响应的微电网市场优化模型

董开松¹, 丁岩², 谢永涛², 贾嵘², 沈渭程¹, 赵耀¹

(1. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 兰州 730050; 2. 西安理工大学, 西安 710048)

摘要: 在实时电价体系下,通过研究价格弹性矩阵研究了需求侧的用电行为,以此确定需求侧响应量。建立了基于需求侧响应的微电网市场优化模型,需求侧重点研究可转移负荷、可中断负荷对微网带来的经济效益。对模型进行线性化处理,并采用性能较好的专业优化软件 IBM ILOG CPLEX 进行模型求解。仿真结果表明,可转移负荷加入后微网运行总费用减少 7.85%,可转移、可中断负荷同时加入微电网后微网运行总费用减少 17.56%,市场优化效果显著。

关键词: 微网; 需求侧响应; 需求弹性; 可转移负荷; 可中断负荷; 市场优化

Market Optimization Model for Microgrid with Demand Response

DONG Kaisong¹, DING Yan², XIE Yongtao², JIA Rong², SHEN Weicheng¹, ZHAO Yao¹

(1. Electric Power Research Institute, State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730050, China;

2. Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China)

Abstract: This paper studies the customer behavior in the electricity market through price elasticity matrices (PEMs), so we can determine the power reduction by customers. Here we develop a market optimization model for a microgrid with demand response (DR) by residential consumers. The model mainly considers two types of load: the transferable load and the Interruptible load. The participation of them brings great benefits for the whole microgrid. We use the linearizing techniques to convert this market optimization model into a mixed-integer linear programming model. Under the Real Time Pricing program, we get the solution with the professional mathematical programming solver, CPLEX. The testing results indicate that with the participation of transferable load, the total cost reduces by 7.85%, with the participation of both transferable and the Interruptible load, the total cost reduces by 17.56%. The performance of the optimization is remarkable.

Key words: microgrid; demand response(DR); price elasticity matrixes(PEMs); transferable load; interruptible load; market optimization

0 引言

微网以其灵活、环保等优势逐渐受到研究者的关注。目前,传统微网的市场优化策略主要考虑发电、储能等设备之间的协调配合运行,在一个运行周期内以各发电设备的运行成本为依据,确定其优先级和运行方式,而对负荷侧考虑的比较少。随着电力市场的发展,需求侧已成为电力市场的重要参与者,需求侧响应^[1](demand response, DR)的概念也早在美

国电力市场化改革后提出。文中主要以负荷侧为研究对象,将需求侧响应引入微电网,在实时电价体系下,达到发电侧与需求侧同时优化的效果。

对于需求侧响应,国外很多国家已建立了成熟的电力市场,将需求侧响应项目投入市场。文[2]中建立了基于价格弹性的需求侧行为分析模型,对需求侧用户的行为预测具有重要意义;文[3]中主要针对可中断负荷提出了需求侧响应市场优化模型,但负荷类型过于单一;文[4]中对微电网智能能量管理系统进行了研究,并以最小化运行成本和环境成本为目标,建立了微电网的多目标优化模型;文[5]中

收稿日期:2015-01-20; 修回日期:2015-02-23

基金项目:国家电网科技项目(5227221350BR,52272214002Z)。

Project Supported by Science and Technology Project of SGCC(5227221350BR,52272214002Z)。

建立了混合整数线性规划模型对一个偏远地区微网进行了优化调度分析。

上述文献较少考虑需求侧的影响或需求侧模型较简单,文中以微网整体运行成本最小为目标,建立了同时包含有可转移负荷,可中断负荷的优化模型。将模型非线性部分进行线性化处理,采用典型微电网结构,结合美国某区实际电价数据,在专业优化软件 IBM ILOG CPLEX 上进行模型求解,仿真结果验证了需求侧响应的显著效用。

1 电力市场中的需求弹性

在成熟的电力市场中,如在实时电价体系中,电能像其他商品一样,其价格因供求关系而改变。需求价格弹性是迄今为止最能说明用电需求侧行为的指标,需求弹性越大,则用户敏感程度越高,电力需求弹性 E 可以定义为

$$E = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta p/p_0} \quad (1)$$

式(1)中: $\Delta d, \Delta p$ 分别为需求和价格的改变量; d_0, p_0 分别是需求和价格的绝对量。其经济意义是:当电价上涨(下降)1%时,用电需求量减少(增加) $|E|\%$ 。

需求弹性系数由自弹性系数式(2)和交叉弹性系数式(3)两种弹性系数组成。自弹性系数体现了某 t_i 时刻电价的改变对同一 t_i 时刻需求量的影响,价格与需求成反比关系,故自弹性为负值;交叉弹性系数体现了某 t_i 时刻电价的改变对另一 t_j 时刻需求量的影响,交叉弹性可为正,也可为零,取决于用户是否愿意转移负荷。可中断负荷是对用电当时负荷的减载,不存在转移到其余时段并对其余时段用电量造成影响,故与自弹性系数相关联;而可转移负荷不光用电当时减载,同时在另一时段加载,影响其余时间段,故与交叉弹性系数相关联。

$$E(i, i) = \frac{\Delta d(t_i)/d_0}{\Delta p(t_i)/p_0} \quad (2)$$

$$E(i, j) = \frac{\Delta d(t_i)/d_0}{\Delta p(t_j)/p_0} \quad (3)$$

在实时电价体系中,弹性系数表示一个 24×24 矩阵,见表 1。表 1 中的对角线元素即为自弹性系数,值为负;非对角线元素即为交叉弹性系数,值可为正,可为零。弹性系数表的每一列代表负荷调度受全天各时段的影响,每一行按照式(4)计算求和可得在当天电价的影响下, t_i 时刻负荷的变化量^[6-7],弹性系数的数学模型是确定需求侧响应程度的关键。

$$\Delta d(t_i) = \sum_{j=1}^{24} E(i, j) \left(\frac{\Delta p_j}{p_0} \right) d_0 \quad (4)$$

表 1 弹性系数表

Table 1 Price elasticity matrixes					
h	$h_j=1$	$h_j=2$	$h_j=3$	$\dots$	$h_j=24$
$h_i=1$	-	0	0	$\dots$	+
$h_i=2$	0	-	0	$\dots$	0
$h_i=3$	0	0	-	$\dots$	0
$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$
$h_i=24$	+	0	+	$\dots$	-

2 微电网市场优化模型

由于微网的所有权不像传统发电单位归电网公司所有,对于微网本身而言,运行过程中考虑最多的还是微网本身的经济性和稳定性,故这里微网市场优化模型的目标函数旨在最小化微网整体运行成本,其中成本主要包括发电成本、对外购电成本(不考虑微电网向上级电网售电的情况)以及给与需求侧响应的补贴费用;发电成本中风电、光伏等可再生能源发电成本极小可忽略不计。目标函数为

Minimize

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N S_i^t C_{it}^{CG} P_{it}^{CG} + \sum_{t=1}^T P_{it}^{buy} C_t^{grid} + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N B_{jt}^{IL} D_{jt}^{IL} + \sum_{t=1}^T \sum_{t'=1}^T B_{t,t'}^{TL} D_{t,t'}^{TL}; \quad (5)$$

$$C_{it}^{CG} = C_0^{CG} + \alpha |P_{it} - P_i| \quad (6)$$

式(5)、(6)中: T 为运行周期; CG 为可控机组; N 为可控机组的数量; P_{it}^{CG} 为可控机组 i 在 t 时段的出力; C_{it}^{CG} 为可控机组 i 在 t 时段发电费用; C_0^{CG} 为可控机组 i 在 t 时段的启动费用; S_i^t 为可控机组在 t 时段的运行状态,其值为 0 表示停机状态,为 1 表示开机状态; P_{it}^{buy} 为微网在 t 时段的购电量; C_t^{grid} 为 t 时段购电价格; D_{jt}^{IL} 为可中断负荷 j 在 t 时段的中断量; B_{jt}^{IL} 为可中断负荷 j 在 t 时段的单位补偿费用; B^{TL} 为可转移负荷单位补贴; $D_{t,t'}^{TL}$ 为从 t 时段转向 t' 时段的可转移负荷量。

目标函数需满足约束:

1)发电机约束:包括微型燃气轮机^[8]和燃料电池^[9],发电机满足功率上下限约束,另外附加爬坡约束

$$P_{i,min}^{CG} \leq P_i^{CG}(t) \leq P_{i,max}^{CG}; \quad (7)$$

$$-R_i^{down} \leq P_i^{CG}(t) - P_i^{CG}(t-1) \leq R_i^{up} \quad (8)$$

式(7)、(8)中: $P_{i,max}^{CG}, P_{i,min}^{CG}$ 分别为可控发电机组的最小和最大功率; R_i^{up}, R_i^{down} 分别为上、下爬坡速度。

2)储能容量约束。假定蓄电池为铅酸蓄电池,同时假定电池端口电压恒定、各时步内电池的充放电电流恒定,不考虑环境条件的影响。储能容量约束为

$$E(t) = E(t-1) + P_{ch}(t)\eta_{ch} - P_{dis}(t)/\eta_{dis} \quad (9)$$

此外,需要满足蓄电池核电状态约束,充放电功率约束:

$$S_{OC,min} \leq S_{OC} \leq S_{OC,max}; \quad (10)$$

$$0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{e,max}; \quad (11)$$

$$0 \leq P_{dis}(t) \leq P_{d,max}; \quad (12)$$

由于微网的动态优化呈现周期性,通常假设蓄电池 SOC 在调度周期始末一致,即满足约束条

$$S_{OC,0} = S_{OC,end}; \quad (13)$$

3)需求侧约束。需求侧重点针对可转移及可中断负荷,对于可转移负荷,规定只能从用电高峰时段转移至非高峰时段,因用电高峰时段电价高,没有用户愿意支付高额电费同时又给自己带来用电不便。

可转移负荷允许转移时间约束:

$$\begin{cases} D_{i,n}(t,t')=0, t' \in S_{i,1} \\ D_{i,n}(t,t') \geq 0, t' \in S_{i,2} \end{cases} \quad (14)$$

转入转出总量相等,可转移负荷满足转移平衡约束:

$$\sum_{t=1}^T P_{i,n}^{in} = \sum_{t=1}^T P_{i,n}^{out}. \quad (15)$$

式(15)中: $P_{i,n}^{in}$ 、 $P_{i,n}^{out}$ 分别为可转移负荷*i*在*t*时段转移前后的负荷量。

对于可中断负荷,根据当日实时电价及需求弹性系数确定其中断量。

$$0 \leq D_i^{IL} \leq D_{i,max}^{IL}; \quad (16)$$

$$D_{i,max}^{IL} = \sum_{\tau=1}^T e_{\tau} D_{i,0} \quad (17)$$

式(15)、(16)中: $D_{i,max}^{IL}$ 为*t*时段可中断负荷的最大减量; e_{τ} 为 PEM 需求弹性对应 $t\tau$ 位置的弹性系数。

模型包括固定负荷 FL,可转移负荷 TL 以及可中断负荷 IL,三者满足总负荷平衡约束:

$$P_t^L = P_t^{FL} + P_t^{TL} + P_t^{IL}. \quad (18)$$

4)系统运行约束。功率平衡方程式系统运行的主要等式约束,要求各时段满足:

$$\sum_{i=1}^N S_i P_{i,n} + P_{i,n}^{buy} + P_{dis,t} - P_{ch,t} = P_t^L - P_t^{WT} - P_t^{PV}. \quad (19)$$

式(19)中: P_t^{WT} 为*t*时段风机功率; P_t^{PV} 为*t*时段光伏发电功率; $P_{dis,t}$ 、 $P_{ch,t}$ 分别为蓄电池在*t*时段的放电和充电功率。

系统购电约束

$$0 \leq P_{i,n}^{buy} \leq P_{max}^{buy}. \quad (20)$$

式(20)中: P_{max}^{buy} 为*t*时段微网与外网联络线上允许的最大传输功率。

3 算例分析

文中选取美国某地区一个夏季用电高峰日进行研究^[10],微网结构包括微型燃气轮机、燃料电池、风电、光伏各 1 台、蓄电池 1 台。以小时为单位时段,当日 24 h 各时段电价及自弹性系数值见表 2。

风、光功率预测曲线及需求侧负荷构成见图 1。

表 2 全天 RTP 分时电价及自弹性系数

Table 2 Hourly day ahead RTP with self elasticity coefficients

时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
电价/[cents·(kW·h) ⁻¹]	2	2	2	2	2	2	3	4	6	8	10	10
$E(i,i)$	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
电价/[cents·(kW·h) ⁻¹]	11	12	13	14	15	12	12	10	13	9	7	5
$E(i,i)$	-0.04	-0.16	-0.20	-0.25	-0.45	-0.16	-0.16	-0.20	-0.22	-0.10	-0.05	-0.05

图 1(a)为风机与光伏预测出力,且风机与光伏的额定功率分别为 40、20 kW。

表 3 为 3 种不同运行方式下的负荷参与情况。表 3 中包含 3 类负荷:固定负荷、可转移及可中断负荷(用户在电价的促使下自主中断,单位中断补偿费用为 9 cents/(kW·h))。图 1(b)为 3 类负荷所占比重。

为求解模型方便,将微型燃气轮机(MT)和燃料电池(FC)的发电费用曲线分别做分段线性化处理。微型燃气轮机和燃料电池的启动费用为 0.32、0.44 \$; MT 的上、下爬坡速率为 5、10 kW/min,最大、最小功率为 5、65 kW; FC 的上、下爬坡速率均为 2 kW/min,最大、最小功率为 5、40 kW,采用优化软件 IBM

ILOG CPLEX 进行模型求解。

4 仿真结果分析

从仿真结果来看,MT、FC 的出力以及蓄电池的运行状况变化不大,见图 2。MT 在可中断负荷与可转移负荷均参与微网运行后(方式 3)反而提前 1 h 启动,刚启动的几小时出力增大,这是因为部分可转移负荷从用电高峰时段 15–21 时转移到了 6–14 时用电相对较平的时段。

图 3 为 3 种运行方式时,购电量、参与需求侧响应后用电需求对比。从图 3(a)购电量来看,在可中断与可转移负荷均参与微网运行后购电量明显降低,

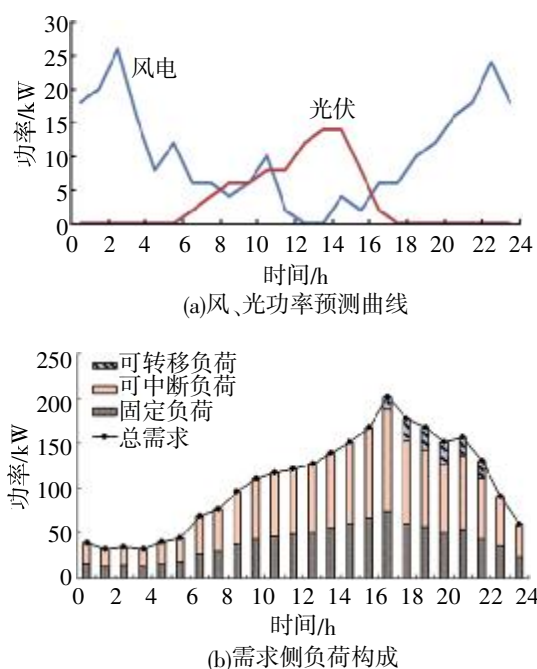


图 1 风、光功率预测曲线和需求侧负荷构成

Fig. 1 Forecast curve of the photovoltaic and wind power & composition of the demand side

表 3 3 种不同运行方式下的负荷参与情况

Table 3 Load types in three different operation mode

方式	固定负荷	可中断负荷	可转移负荷
方式 1	有	无	无
方式 2	有	无	有
方式 3	有	有	有

尤其高峰时段,多数用户选择切掉或转移部分用电设备,避免支付高额电费。高峰时段微网会首选从电网购电,因为此时段 MT、FC 已运行到发电成本最高点,相较而言购电反而经济。

图 3(b)为整体的优化效果通过参与需求侧响应前后微网用电需求趋势的变化。图 3(b)以及微网 3 种不同运行方式下的总运行费用对比见表 4。从表 4 可明显看出,可转移负荷加入后,微网运行总运行费用减少 7.85%;可转移、可中断负荷同时加入后微网运行总费用减少了 17.56%。

5 结语

在 RTP 实时电价体系下,以可中断负荷和可转移负荷为研究重点,研究了基于需求侧响应的微电网市场优化模型。按不同种类负荷参与程度分 3 种运行方式进行仿真,结果表明需求侧响应越深入,微网的运行费用降低越显著,经济性更好。

可针对实际微网进行仿真模型搭建研究,分析需求侧响应加入微网后对系统损耗以及电压的影响。

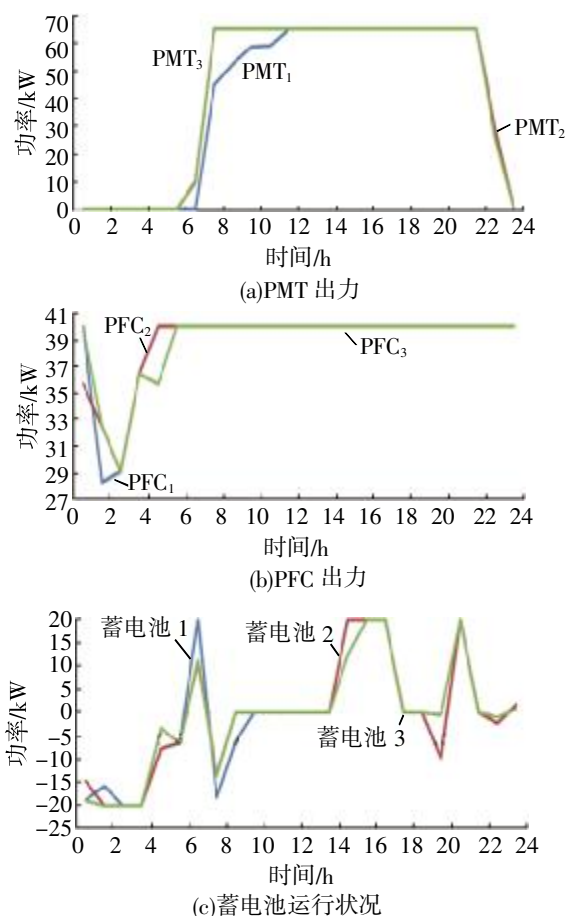


图 2 3 种运行方式下运行状况对比

Fig. 2 Comparison of three different operation mode

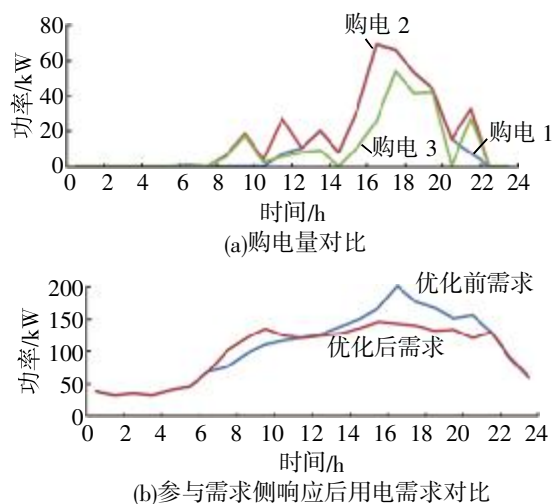


图 3 3 种运行方式响应后用电需求对比

Fig. 3 Comparison of demand for electricity after the response of three different operation mode

表 4 3 种运行方式下总运行费用对比

Table 4 Comparison of total operating expenses under three operating modes

序号	微网运行方式	总费用/cents
1	无需求侧响应	5 479.57
2	仅有可转移负荷	5 094.44
3	有可中断与可转移	4 517.24

参考文献:

- [1] 张 钦,王锡凡,王建学. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化,2008(3): 97-106.
ZHANG Qin,WANG Xifan,WANG Jianxue.Under the electricity market demand response research [J]. Automation of Electric Power Systems 2008(3): 97-106.
- [2] MOGHADDAM M P,ABDOLLAHI A, RASHIDINEJAD M. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets [J]. Applied Energy,2011,88(9):3257-3269.
- [3] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R.Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs [J]. Applied Energy,2010,87(1):243-250.
- [4] CHAOUACHI A,KAMEL R M,ANDOULSI R,et al. Multiobjective intelligent energy management for a microgrid [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2013,60(4): 1688-1699.
- [5] MORAIS H,KADAR P,FARIA P,et al. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming [J]. Renewable Energy,2010,35(1): 151-156.
- [6] 聂江洪,曾伟民.在电力市场中引入电力需求弹性的研究[J]. 电网技术,2008,32(11):84-89.
- NIE Jianghong, ZENG Weimin. Research on introducing electricity demand elasticity into electricity market [J]. Power System Technology,2008,32(11): 84-89.
- [7] VENKATESAN N,SOLANKI J,SOLANKI S K. Demand response model and its effects on voltage profile of a distribution system[C]//IEEE General Meeting Power Engineering Society.[S.l.]:IEEE,2011:1-7.
- [8] CAMPANARI S, MACCHI E. Technical and tariff scenarios effect on microturbine trigenerative applications [J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power,2004,126(3): 581-589.
- [9] PANDIAN M S,ANWARI M,HUSODO B Y,et al. Efficiency and economics analysis of proton exchange membrane fuel cell[C]//IPEC 2010 Conference Proceedings.[S.l.]:IPEC,2010: 875-880.
- [10] KAHN E. Numerical techniques for analyzing market power in electricity[J]. Electricity Journal,2001,11(6):34-43.

董开松(1966—),男,硕士,高级工程师,国网工程技术专家,主要研究方向为新能源发电及并网技术。

丁 岩(1988—),女,硕士,研究生,主要研究方向微电网技术。

谢永涛(1991—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统新能源(通讯作者)。

贾 嵘(1971—),男,博士,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统自动化。

(编辑 赵彩莉)

(上接第 121 页)

- [19] 毕大强,葛宝明,王文亮,等.基于钒电池储能系统的风电场并网功率控制[J]. 电力系统自动化,2010,34(13): 72-78.
BI Daqiang,GE Baoming,WANG Wenliang,et al. VRB energy storage system based power control of grid-connected wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(13): 72-78.
- [20] 肖朝霞,王成山,王守相.含多微型电源的微网小信号稳定性分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(6):81-85.
XIAO Chaoxia,WANG Chengshan,WANG Shouxiang. Small-signal stability analysis of microgrid containing multiple micro sources [J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(6): 81-85.
- [21] KUNDER P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill Inc.,1994.

董开松(1966—),男,硕士,高级工程师,国网工程技术专家,研究方向为新能源发电及并网技术。

秦 睿(1967—),男,硕士,高级工程师,从事电力系统方面的研究工作。

(编辑 赵彩莉)