

DOI: 10.7667/PSPC151457

基于机会约束规划的微网运行备用优化配置

江岳春¹, 邢方方¹, 庞振国¹, 张丙江¹, 张雨¹, 王志刚²

(1. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082; 2. 驻马店供电公司, 河南 驻马店 463000)

摘要: 为保证微网孤岛运行的可靠性与经济性, 配置合理的运行备用容量具有重要意义。考虑到微网内波动功率主要由可再生分布式电源出力的不可控性、机组的故障停运及负荷预测的不准确性引起的, 分析了风机出力、光伏出力和负荷短期预测误差的概率统计规律, 提出了基于峰谷分时电价(time-of-use price, TOU)的微网发电侧备用与需求侧备用相协调的运行备用优化新策略。以最小化微网运行备用总购买成本为目标、以一定置信水平满足微网要求为机会约束的条件下, 确立了最优运行备用容量的数学模型, 并利用基于蒙特卡洛(Monte-Carlo)随机模拟的递阶遗传算法(hierarchical genetic algorithm, HGA)对模型求解。最后以微网实例的仿真结果说明了所建模型的有效性。

关键词: 微网; 备用容量; 可中断负荷; 机会约束规划; 递阶遗传算法

Optimization configuration of operating reserve in microgrid based on chance-constrained programming

JIANG Yuechun¹, XING Fangfang¹, PANG Zhengu¹, ZHANG Bingjiang¹, ZHANG Yu¹, WANG Zhigang²

(1. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;

2. Zhumadian Power Supply Corporation, Zhumadian 463000, China)

Abstract: In order to ensure the reliability and economy of isolated microgrid, it is important to set up a certain amount of operating reserve capability. The power fluctuation inside the microgrid mainly results from the uncontrollability of renewable distributed generation output, the failure outage of power generators and the inaccuracy of load prediction. This paper analyzes the probability and statistics pattern of the wind turbine output, photovoltaic power generation output and the short-term load prediction error, and then proposes a new optimizing strategy of reserve capacity based on the time-of-use price (TOU) to coordinate the reserve capacity between the demand side and the generation side. Aiming at minimizing the total procurement cost of operating reserve, under the chance constraint of meeting requirements of microgrid at a certain confidence level, a mathematical model of optimal reserve capacity is established. The mathematical model is solved by means of the hierarchical genetic algorithm (HGA) based on Monte-Carlo stochastic simulation. The effectiveness of the model is verified through the simulation of a practical microgrid.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277057).

Key words: microgrid; reserve capacity; interrupted load; chance-constrained programming; hierarchical genetic algorithm

0 引言

大量可再生分布式电源的存在给微网的安全稳定运行提出了挑战^[1-2]。微网运行备用主要是用以解决日前调度无法顾及的由微网中可再生分布式电源出力的不可控性、机组的故障停运及负荷预测的不准确性等不确定因素引起的电力供应不足问题。在

电力市场改革的背景下, 对于微网运行商(microgrid operator, MGO)而言, 微网运行的可靠性与经济性同等重要, 摒弃传统的保守备用配置方法, 研究微网孤立运行时运行备用的优化配置策略有重要的现实意义。

现阶段关于微网备用配置的研究已有一定的成果。文献[3]在考虑微网中不确定性因素的基础上建立了旋转备用优化模型。文献[4]针对微网中可再生分布式电源与负荷的随机性, 以备用配置成本与调

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51277057)

度风险之和最小为目标来优化发电备用配置。文献[5]从风险管理角度建立优化不可再生分布式发电备用配置的数学模型。但上述文献并没有基于 TOU 考虑协调发电侧备用与需求侧备用对提高微网运行可靠性和经济性的贡献以及所做决策在不利的情况可能不满足约束条件的问题。

孤立运行的微网可调用的运行备用资源包括不可再生分布式电源 (non-renewable distributed generation, NRDG)、储能(energy storage, ES)及可中断负荷(interrupted load, IL), 充分利用上述备用资源的经济互补特性可提高微网运行的经济性。本文在实施 TOU 的基础上, 以 MGO 的角度分别构建 NRDG、ES 及 IL 的数学模型, 然后建立了计及分布式发电机组强迫停运率、风机出力、光伏出力及负荷短期预测误差, 以最小化微网运行备用调用总成本为目标, 满足微网运行期望的可靠性水平为机会约束条件的模型。

1 微网有关随机误差概率分析

1.1 风电功率预测误差

风电功率预测基于风速预测进行, 而风速预测要综合考虑包括天气预报、历史数据在内的诸多因素。尽管风机出力预测的研究和实践取得了较大的进步, 但其预测误差仍是无法避免的^[6]。文献[7]指出风电功率预测误差与预测时间尺度和风电场的地理规模有关。本文采用正态分布描述风电功率预测误差, 并设为 $X \sim N(0, \sigma_{WT,t}^2)$ 。且有 $\sigma_{WT,t} = P_{WT,t}/5 + W_z/50$ ^[8], $P_{WT,t}$ 为 t 时刻风电功率预测值, W_z 为风电装机容量。

1.2 光伏出力预测误差

光伏出力预测要综合考虑光照、温度、湿度、气压等自然因素, 自然因素往往是随机且难以准确预测的, 所以光伏实际出力与预测出力之间会存在误差^[9]。文献[10]提出光伏出力短期预测误差近似服从正态分布, 并设为 $Y \sim N(0, \sigma_{PV,t}^2)$, 且有 $\sigma_{PV,t} = \eta_{PV} S_{PV} \sigma_{L,t}$ ^[3], 其中: η_{PV} 为光伏阵列转换效率, S_{PV} 为光伏阵列总面积, $\sigma_{L,t}$ 为光照强度预测误差标准差, 与天气晴朗指数和太阳天顶角有关, 可由文献[11]得到。

1.3 短期负荷预测误差

负荷预测是根据历史数据并综合考虑影响未来负荷变化的因素, 建立预测模型。短期负荷预测产生误差的主要原因为^[12]: 1) 影响负荷预测的因素本身可能不完整或不准确, 如历史数据、天气预报等; 2) 预测模型具有一定的局限性, 不可能包括影响负

荷变化的全部因素。据统计资料表明, 负荷预测误差服从正态分布, 设为 $Z \sim N(0, \sigma_{load,t}^2)$, 有 $\sigma_{load,t} = P_{L,t}/100$ ^[13], 其中 $P_{L,t}$ 为 t 时刻负荷预测值。

综上, 由于风电功率预测误差、光伏出力预测误差及短期负荷预测误差是相互独立的随机变量, 则总的预测误差即 t 时刻的功率波动服从正态分布 $\Delta P(t) \sim N(0, \sigma_{P,t}^2)$, 且 $\sigma_{P,t} = \sqrt{\sigma_{WT,t}^2 + \sigma_{PV,t}^2 + \sigma_{load,t}^2}$ 。

2 微网运行备用配置的机会约束规划模型

2.1 目标函数

本文采用的日前调度市场以 1 小时为一个交易时段, 假设市场采用顺序交易决策。

1) 发电侧备用的数学模型

发电侧备用包括 NRDG 和 ES。其中 NRDG 包括微型燃气轮机、燃料电池等出力可控的新能源发电。ES 能平衡微网的瞬时有功缺额, 改善微网电能质量^[14]。放电时, 可视为完全可控的备用电源; 充电时, 可视为不可中断的负荷。

因此, 发电侧备用的数学模型为

$$C_1(t) = \sum_{g=1}^G (a_t P_{Dg} + b_t P_{Dg,t}) + \sum_{s=1}^S (a_t P_{Es} + b_t P_{Es,t}^+) \quad (1)$$

式中: a_t 、 b_t 分别是备用市场出清后 t 时段的备用容量价格和电量价格; P_{Dg} 、 $P_{Dg,t}$ 分别为 t 时段第 g 个 NRDG 的成交容量和实际所投入的备用容量, $g=1, 2, \dots, G$, G 为参与备用市场的 NRDG 的总个数; P_{Es} 、 $P_{Es,t}^+$ 分别为 t 时段第 s 个 ES 的成交容量和放电量, $s=1, 2, \dots, S$, S 为参与备用市场的 ES 的总个数。

2) 需求侧备用的数学模型

实行 TOU 可以改善微网负荷曲线, 实现峰值负荷的转移^[15]。但在系统容量严重短缺时, 就会对用户直接拉闸限电, 而 IL 则与之不同, 电力公司需与用户签订购买合同获得 IL 的中断权, 使负荷有选择、有计划的中断。

IL 为需求侧备用^[16], 可等效为虚拟的发电机组, 按补偿方式分为中断前通过电价打折来进行补偿的低电价可中断负荷(interruptible load with low price, ILL)和中断后进行一次性高价补偿的高赔偿可中断负荷(interruptible load with high compensation, ILH)^[17]。

ILL 的中断成本为中断前的电价折扣, 中断权使用后无需再付出成本, 同时计及 TOU, 数学模型为

$$C_2(t) = \sum_{l=1}^L [\rho_t - \rho_0 (1 - \alpha_l P_{ll,t})] P_{ll,t} x_l^t = \sum_{l=1}^L [\rho_0 \alpha_l P_{ll,t}^2 + (\rho_t - \rho_0) P_{ll,t}] x_l^t \quad (2)$$

式中: ρ_t 为 t 时段的电价; ρ_0 为基准电价; $\alpha_l P_{ll,t}$ 为用户 l 在备用市场中所申报的基于基准电价的电价平均减少率, 其中参数 α_l 反应了用户 l 的参与备用市场的竞标策略^[18]; $P_{ll,t}$ 为 t 时段第 l 个 ILL 的中断容量, $l=1,2,\dots,L$, L 为 ILL 的总个数; x_l^t 为 t 时段第 l 个 ILL 的开关状态, “1” 表示在线运行。该式表示的是微网向 ILL 用户少收的电费之和。

ILH 的中断成本为中断后的赔偿, 未使用中断权之前无需付出成本, 同时计及 TOU, 数学模型为

$$C_3(t) = \sum_{h=L+1}^{L+H} [\rho_0 \beta_h P_{lh,t}^2 + (\rho_0 - \rho_t) P_{lh,t}] (1 - x_h^t) \quad (3)$$

式中: $\beta_h P_{lh,t}$ 为用户 h 在备用市场所申报的高赔偿倍数, 其中参数 β_h 反应了用户 h 的竞标策略^[8]; $P_{lh,t}$ 为 t 时段第 h 个 ILH 的中断容量, $h=L+1, L+2, \dots, L+H$, H 为 ILH 的总个数; x_h^t 为 t 时段第 h 个 ILH 的开关状态, “1” 表示在线运行。该等式右边第一项表示在电价为 ρ_0 时的中断赔偿费用, 第二项表示采用 TOU 后电价变化所引起的赔偿费用的变化量。

综上, 在实施 TOU 的基础上, 结合 NRDG、ES、ILL、ILH 进行备用优化配置, 以所研究时段内备用购买总费用最低为目标函数, 如式(4)所示。

$$\min C(t) = \sum_{t=1}^T [C_1(t) + C_2(t) + C_3(t)] \quad (4)$$

2.2 约束条件

根据微网中各备用参与者的实际运行情况, 各约束条件分别描述如下。

1) 功率平衡约束

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{Dgf,t} + \sum_{s=1}^{NS} P_{Esf,t}^+ + P_{WTF,t} + P_{PVf,t} = P_{Lf,t} \quad (5)$$

式中: NG 、 NS 分别为时段 t 可调度的发电单元数、储能单元数; $P_{Dgf,t}$ 、 $P_{Esf,t}^+$ 为时段 t 第 g 个 NRDG、第 s 个 ES 的计划出力; $P_{PVf,t}$ 为时段 t 光伏发电单元的预测出力。

2) 备用配置可靠性机会约束

$$P \left[\begin{array}{l} \sum_{g=1}^G P_{Dg,t} d_g(t) + \sum_{s=1}^S P_{Es,t}^+ + \\ \sum_{l=1}^L P_{ll,t} x_l^t + \sum_{h=L+1}^{L+H} P_{lh,t} x_h^t \geq \Delta P(t) \end{array} \right] \geq \alpha \quad (6)$$

式中: $d_g(t)$ 为第 g 个 NRDG 机组在时段 t 的状态变量, 与其机组的强迫停运率 γ_g 有关; $\Delta P(t)$ 为 t 时段的功率波动, 由风机、光伏出力预测误差及负荷预测误差确定; α 为满足微网备用容量要求的置信水平。

3) NRDG 可投备用约束

$$P_{Dg,\min} \leq P_{Dg,t} \leq P_{Dg,\max} \quad (7)$$

式中, $P_{Dg,\min}$ 、 $P_{Dg,\max}$ 分别为第 g 个 NRDG 可投入备用容量的最小值和最大值。

4) NRDG 爬坡约束

$$-P_{Dg,\text{down}} \Delta t \leq P_{Dg,t} - P_{Dg,t-1} \leq P_{Dg,\text{up}} \Delta t \quad (8)$$

式中, $P_{Dg,\text{up}}$ 、 $P_{Dg,\text{down}}$ 分别为第 g 个 NRDG 的上、下爬坡率限值; Δt 为调度时段间隔。

5) ES 容量及充放电约束(忽略 ES 自放电)

$$\begin{cases} S_{OCs,\min} \leq S_{OCs,t} \leq S_{OCs,\max} \\ S_{OCs,t} = E_{Es,t} / E_{Es,Z} \\ E_{Es,t} = E_{Es,t-1} + P_{Es,t}^+ \Delta t \eta_{\text{charge}} - P_{Es,t}^- \Delta t / \eta_{\text{discharge}} \\ \max \{-P_{Es,\max}^-, -P_{Es}^-\} \leq P_{Es,t}^-, P_{Es,t}^+ \leq \min \{P_{Es,\max}^+, P_{Es}\} \\ E(T) = E(0) \\ x_s^t + u_s^t \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

式中, 全部变量均针对第 s 个 ES 而言。 $S_{OCs,\max}$ 、 $S_{OCs,\min}$ 分别为 ES 的荷电状态的上下限值; $S_{OCs,t}$ 、 $E_{Es,t}$ 分别为 t 时刻 ES 的荷电状态和剩余容量; $E_{Es,Z}$ 为 ES 的标称容量; $P_{Es,t}^+$ 、 $P_{Es,t}^-$ 为 t 时段 ES 的充放电功率; η_{charge} 、 $\eta_{\text{discharge}}$ 分别为 ES 的充放电效率; $P_{Es,\max}^+$ 、 $P_{Es,\max}^-$ 分别为 ES 的最大充放电功率; P_{Es} 为 ES 的备用市场出清容量; $E(0)$ 、 $E(T)$ 分别为调度周期始末容量; u_s^t 、 x_s^t 分别为 ES 的充、放电状态变量, 若为 “1” 则表示 ES 充、放电。

6) ILL 投入容量及时间约束

$$\begin{cases} P_{ll,\min} \leq P_{ll,t} \leq P_{ll,\max} \\ X_l^t \geq \min_ON(l) \\ -X_l^t \leq \max_OFF(l) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{ll,\min}$ 、 $P_{ll,\max}$ 分别为用户 l 可投入备用容量的最小值和最大值; X_l^t 为第 l 个 ILL 到 t 时刻连续投入(其值为正)或连续断开(其值为负)的时段数; $\min_ON(l)$ 为第 l 个 ILL 最短连续运行时间; $\max_OFF(l)$ 为第 l 个 ILL 最长连续断开时间。

7) ILH 投入容量及时间约束

$$\begin{cases} P_{ILh,\min} \leq P_{ILh,t} \leq P_{ILh,\max} \\ X'_h \geq \min_ON(h) \\ -X'_h \leq \max_OFF(h) \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{ILh,\min}$ 、 $P_{ILh,\max}$ 分别为用户 h 可投入备用容量的最小值和最大值; X'_h 为第 h 个 ILH 到 t 时刻连续投入(其值为正)或连续断开(其值为负)的时段数, $\min_ON(h)$ 为第 h 个 ILH 最短连续运行时间; $\max_OFF(h)$ 为第 h 个 ILH 最长连续断开时间。

3 模型的求解

由于本文所建机会约束规划模型无法找到其确定性等价类, 故采用基于 Monte-Carlo 随机模拟的递阶遗传算法求解建立的机会约束模型。算法流程图如图 1 所示。

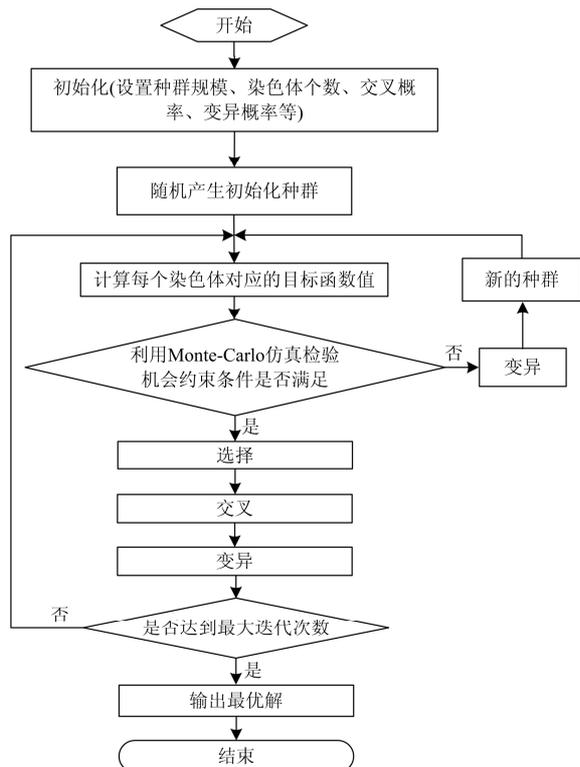


图 1 算法流程图

Fig. 1 Flow chart of the algorithm

利用 Monte-Carlo 仿真检验机会约束条件是否满足的步骤如下:

1) 给定随机模拟次数 N , 置随机模拟计数器 $n=0$ 、机会约束满足计数器 $N'=0$ 。

2) 确定 NRDG 机组的在线状态: 随机产生一个 $[0,1]$ 内均匀分布的伪随机数 x_i , 若 $x_i \leq \gamma_i$, 则 $d_i(t)=0$ (即 t 时段第 i 个 NRDG 停运); 否则

$d_i(t)=1$ 。

3) 产生服从正态分布 $N(0, \sigma_{p,t}^2)$ 的随机数 $\Delta P(t)$ 。若满足:

$$\sum_{g=1}^G P_{Dg,t} d_g(t) + \sum_{s=1}^S P_{Sb,t} + \sum_{l=1}^L P_{ILl,t} x'_l + \sum_{h=1}^H P_{ILh,t} x'_h \geq \Delta P(t)$$

则置 $N' = N' + 1$ 。

4) 置 $n = n + 1$ 。

5) 若 $n < N$, 转步骤 2); 否则转步骤 6)。

6) 若 $N'/N \geq \alpha$, 则满足机会约束条件, 即式 (6); 否则为不满足。

4 算例分析

微网结构如图 2 所示, 其中微型燃气轮机 (microturbine, MT)、燃料电池 (fuel cell, FC) 为 NRDG。微网相关数据引自文献 [4,6,19]。发电侧备用参数如表 1、表 2 所示, $\eta_{ch} = \eta_{dis} = 0.9$ 。需求侧备用参数如表 3、表 4 所示。备用容量价格与电量价格如表 5 所示。光伏发电单元的转换效率 η_{pv} 为 18%。光伏阵列总面积 S_{pv} 为 300 m^2 。微网的某天 24 时段的负荷预测曲线、风电功率预测曲线、光伏出力预测曲线及功率波动标准差曲线如图 3 所示。假设基准电价为 400 元/MW·h, 实施峰谷分时电价后高峰时段电价为 500 元/MW·h, 低谷时段为 300 元/MW·h, 平时段电价为 400 元/MW·h。

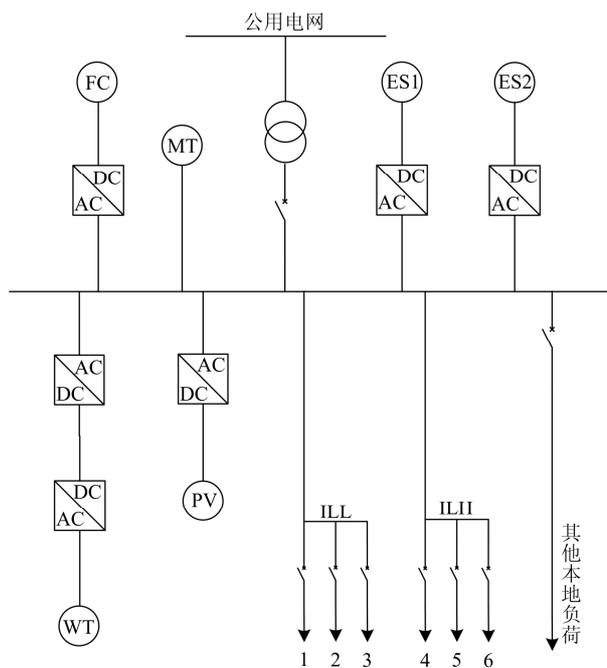


图 2 运行备用容量优化用微网

Fig. 2 Diagrammatic sketch of microgrid for load reserve capacity optimization

表 1 NRDG 市场参数

Table 1 Parameters in NRDG market

类型	可调容	可调容	爬坡率	爬坡率	强迫停运率
	量下限/	量上限/	下限/	上限/	
	MW	MW	(MW/h)	(MW/h)	
MT	0	0.18	0.14	0.20	0.01
FC	0	0.16	0.12	0.18	0.01

表 2 ES 市场参数

Table 2 Parameters in ES market

编号	可调容	可调容	最小容量/ MW-h	最大容量/ MW-h	最大充 放电功 率/MW
	量下限/	量上限/			
	MW	MW			
1	0	0.10	0.24	0.72	0.12
2	0	0.08	0.18	0.56	0.10

表 3 ILL 市场参数

Table 3 Parameters in ILL market

用户 <i>l</i>	可中断容	可中断容	α_l	最短持 续投入 时间/h	最长持 续断开 时间/h
	量下限/	量上限/			
	MW	MW			
1	0	0.05	0.008	1	3
2	0	0.10	0.010	2	3
3	0	0.15	0.015	3	4

表 4 ILH 市场参数

Table 4 Parameters in ILH market

用户 <i>h</i>	可中断容	可中断容	β_h	最短持 续投入 时间/h	最长持 续断开 时间/h
	量下限/	量上限/			
	MW	MW			
4	0	0.10	3	1	3
5	0	0.20	4	2	4
6	0	0.30	5	4	3

表 5 备用容量价格与电量价格

Table 5 Price of capacity and electricity

时段	容量价格/(元/MW)	电量价格/(元/MW·h)
高峰时段	150	300
平时段	100	250
低谷时段	80	200

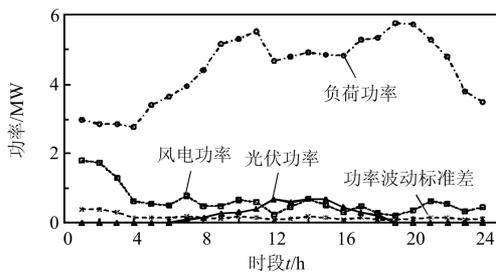


图 3 微网各不确定因素预测曲线及功率波动标准差曲线

Fig. 3 Kind of factors prediction curves and standard deviation curve of power fluctuations in microgrid

由图 3 中日前负荷预测曲线,可将 24 时段分为三个时段: 高峰时段为 9:00~11:00、17:00~21:00, 平时段为 7:00~8:00、12:00~16:00、22:00, 低谷时段为 01:00~06:00、23:00~24:00。微网全天各时段的功率波动根据上图中功率波动标准差曲线由 Matlab 随机模拟产生。

本文利用 Matlab 进行仿真计算, 递阶遗传算法的染色体分两阶, 包括控制基因和参数基因, 采用多参数级联编码方式。控制基因因为模型中的 0-1 状态变量, 参数基因因为模型中的各备用参与者的被调容量。群体规模 $N_p = 50$, 控制基因的交叉概率 $P_{C1} = 0.65$ 、变异概率 $P_{M1} = 0.01$, 参数基因的交叉概率 $P_{C2} = 0.60$ 、变异概率 $P_{M2} = 0.08$, 最大迭代次数 $N_{MAX} = 500$, Monte-Carlo 随机模拟次数 $N = 300$ 。为减小算法随机性对仿真结果的影响, 最终结果取多次仿真结果的最小值。

1) 置信水平 α 及 IL 参与备用的影响

置信水平 α 的不同意味着 MGO 在微网运行安全性与经济性之间的博弈。经仿真得到置信水平分别为 0.85、0.90、0.95、1.00 时调用的发电侧备用、需求侧备用及备用配置总成本, 如表 6 所示。

表 6 不同置信水平下微网运行备用配置及成本

Table 6 Configuration of operating reserve capacity and it's procurement costs under different α 's in microgrid

置信水平	NRDG 投入的备用容量/MW	ES 投入的备用容量/MW	IL 投入的备用容量/MW	备用容量总成本/元
0.85	2.08	1.57	1.46	2 354.6
0.90	2.07	1.69	1.50	2 463.2
0.95	2.13	1.71	1.52	2 481.2
1.00	2.08	1.73	1.61	2 513.5

由表 6 可以看出: 随着置信水平的提高, 微网运行的可靠性增加, 运行备用配置总成本升高。即微网运行可靠性的提升是以运行成本的增加为代价的。选择合适的置信水平可在微网运行可靠性与经济性之间达到平衡。当微网的备用容量需求增加时, 需求侧备用 IL 的参与容量增加, 这是因为满足同等备用需求下, IL 的备用参与成本较发电侧备用成本低。

当置信水平为 1 时, IL 是否参与备用的微网运行备用配置成本对比如图 4 所示。

由图 4 可知, 在相同的置信水平下, IL 参与备用配置比无 IL 参与备用配置的成本要低, 说明因 IL 参与而增加的中断购买成本小于节省的备用配置成本, 总的成本降低了, 证明所建模型对微网运

行备用配置成本的降低效果明显。

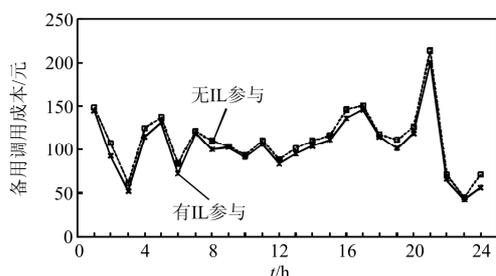


图4 置信水平为1时IL对运行备用配置成本的影响

Fig. 4 Impaction of IL on purchase cost of operating reserve when $\alpha=1$

2) 微网不确定因素的影响

根据试验的单变量原则, 设置置信水平 α 为 0.95。本文研究的微网内不确定因素有三种: 风电功率预测误差、光伏出力预测误差、短期负荷预测误差。三者为相互独立的随机变量, 其中任一种不确定因素变化对总的预测误差的影响是一致的, 所以只需选取一种不确定因素来研究其对微网运行备用优化结果的影响即可。

选取短期负荷预测误差的影响研究其对备用优化配置的影响。若取 ① $\sigma_{load,t} = P_{L,t}/50$, ② $\sigma_{load,t} = P_{L,t}/150$ 即改变短期负荷预测误差水平, 此时调用的发电侧备用、需求侧备用及备用配置成本如表7所示。

表7 运行备用优化结果

Table 7 Result of optimization of microgrid operating reserve configuration

短期负荷 预测误差 水平	NRDG 投入的 备用容量/ MW	ES 投入的 备用容量/ MW	IL 投入的 备用容量/ MW	备用容量 总成本/元
①	2.15	1.76	1.62	2 685.7
②	2.11	1.70	1.49	2 445.2

对比表7与表6第四行可知, 置信水平相同时, 短期负荷预测的精度影响微网运行备用的优化配置。增大短期负荷预测误差等效于增大微网中的波动功率, 微网需配置的运行备用和成本相应增加。反之, 微网需配置的运行备用和成本会降低。

5 结论

市场环境下, 微网孤岛运行时运行备用容量的优化配置是经济性的重要体现。实行峰谷分时电价是利用价格需求响应, 鼓励用电客户合理安排用电时间, 削峰填谷, 提高电力资源的利用效率。本文在实行峰谷分时电价地基础上建立微网运行备用的

优化配置模型, 通过算例仿真可以得出, 所建立的优化模型可以有效地消除由于微网内部不确定因素引起的波动功率, 在今后的电力市场备用容量配置研究中, 需要更全面地了解可中断负荷的特性、可中断合同的模型, 考虑微网的有功潮流约束等, 才能得到更加接近微网实际的孤岛运行情况。

参考文献

- [1] 张颖, 荣展鹏, 张宇雄, 等. 基于微电网的电网需求响应研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(21): 20-26. ZHANG Ying, RONG Zhanpeng, ZHANG Yuxiong, et al. Study of grid demand response based on micro grid[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(21): 20-26.
- [2] 郭思琪, 袁越, 张新松, 等. 多时间尺度协调控制的独立微网能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 122-129. GUO Siqi, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, et al. Energy management strategy of isolated microgrid based on multi-time scale coordinated control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 122-129.
- [3] 施琳, 罗毅, 涂光瑜, 等. 微网功率不确定性模型及其在旋转备用优化中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(18): 37-44. SHI Lin, LUO Yi, TU Guangyu, et al. Uncertain model of microgrid power and its application in optimal scheduling of spinning reserve[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(18): 37-44.
- [4] 李磊, 陈海牛, 吕亚洲. 微电网发电备用配置优化问题[J]. 华东电力, 2011, 39(8): 1253-1256. LI Lei, CHEN Hainiu, LÜ Yazhou. Optimization of microgrid generation reserve configuration[J]. East China Electric Power, 2011, 39(8): 1253-1256.
- [5] 罗运虎, 陈海牛, 李磊, 等. 基于风险的微网分布式发电备用配置决策[J]. 电网技术, 2011, 35(8): 53-58. LUO Yunhu, CHEN Hainiu, LI Lei, et al. Risk decision-making for configuration of microgrid distributed generation reserve[J]. Power System Technology, 2011, 35(8): 53-58.
- [6] 王进, 刘娇, 陈加飞, 等. 计及风电不确定性的配电网无功模糊优化[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(6): 8-13. WANG Jin, LIU Jiao, CHEN Jiafei, et al. Research on reactive power fuzzy optimization of distribution network with wind turbines[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2015, 27(6): 8-13.
- [7] 卢鹏铭, 温步瀛, 江岳文. 基于多时间尺度协调机组组合的含风电系统旋转备用优化研究[J]. 电力系统保

- 护与控制, 2015, 43(5): 94-100.
- LU Pengming, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on optimization of spinning reserve in wind power integrated power system based on multiple timescale and unit commitment coordination[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 94-100.
- [8] 王蓓蓓, 刘小聪, 李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 35-44.
- WANG Beibei, LIU Xiaocong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44.
- [9] 姚致清, 于飞, 赵倩, 等. 基于模块化多电平换流器的大型光伏并网系统仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 27-33.
- YAO Zhiqing, YU Fei, ZHAO Qian, et al. Simulation research on large-scale PV grid-connected systems based on MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 27-33.
- [10] 林少伯, 韩民晓, 赵国鹏, 等. 基于随机预测误差的分布式光伏配网储能系统容量配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 25-33.
- LIN Shaobo, HAN Minxiao, ZHAO Guopeng, et al. Capacity allocation of energy storage in distributed photovoltaic power system based on stochastic prediction error[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 25-33.
- [11] LOENZ E, HURKA J, HEINEMANN D, et al. Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems[J]. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 2009, 2(1): 2-10.
- [12] 贺辉. 电力负荷预测和负荷管理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013: 176-177.
- [13] BUNN D W. Forecasting load and prices in competitive power markets[J]. Proceedings of the IEEE, 2000, 88(2): 163-169.
- [14] 别朝红, 李更丰, 谢海鹏. 计及负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 64-73.
- BIE Zhaohong, LI Gengfeng, XIE Haipeng. Reliability evaluation of microgrids considering coordinative optimization of loads and storage devices[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 64-73.
- [15] 朱文昊, 谢品杰. 基于CVaR的峰谷分时电价对供电公司购电组合策略影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 16-21.
- ZHU Wenhao, XIE Pinjie. Influence analysis of CVaR model based TOU electricity price on portfolio strategy[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 16-21.
- [16] 李泓泽, 王宝, 苏晨博, 等. 可中断负荷参与高峰时段市场备用选择评估及效益测算[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(10): 39-44.
- LI Hongze, WANG Bao, SU Chenbo, et al. Selection assessment of interruptible load participating in market reserve during peak period and benefit measurement[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(10): 39-44.
- [17] 罗运虎, 薛禹胜, LEDWICH G, 等. 低电价与高赔偿2种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(11): 17-21.
- LUO Yunhu, XUE Yusheng, LEDWICH G, et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(11): 17-21.
- [18] 丁华杰, 宋永华, 胡泽春, 等. 基于风电场功率特性的日前风电预测误差概率分布研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 136-144.
- DING Huajie, SONG Yonghua, HU Zechun, et al. Probability density function of day-ahead wind power forecast errors based on power curves of wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 136-144.
- [19] 王乐, 余志伟, 文福拴. 基于机会约束规划的最优旋转备用容量的确定[J]. 电网技术, 2006, 30(20): 14-19.
- WANG Le, YU Zhiwei, WEN Fushuan. A chance-constrained programming approach to determine requirement of optimal spinning reserve capacity[J]. Power System Technology, 2006, 30(20): 14-19.

收稿日期: 2015-08-18; 修回日期: 2016-02-27

作者简介:

江岳春(1965-), 男, 副教授, 研究方向为电力市场及技术支持系统等; E-mail: jychns@sina.com

邢方方(1990-), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力市场与人工智能在微网中的应用; E-mail: 1035167558@qq.com

庞振国(1990-), 男, 硕士研究生, 研究方向为调度自动化及计算机信息处理方面。E-mail: 497832062@qq.com

(编辑 魏小丽)