

基于全概率风险度量的电力系统备用风险评估方法

殷加珏, 赵冬梅

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要:为了量化分析源荷双侧预测误差引起的电力系统备用缺额风险,提出了一种基于全概率公式和条件风险价值的风险度量,作为表征随机误差潜在风险的评估指标。为了明确不同的风险等级,以风险价值为临界点,将常规机组的备用缺额风险划分为缓冲区和极端区,并计算不同风险区域的条件期望损失。针对风电、负荷预测和可中断负荷的预测误差,引入机会约束目标规划构建常规机组的可调备用约束,依据不同的风险等级将备用缺额风险转化为不同类型的风险成本,引入模型目标函数中以确保电网运行的安全性。为了提高模型的求解效率,采用分段线性化方法将非线性模型转化为混合整数线性规划。

关键词:电力系统;不确定性;风险评估;全概率;条件风险价值;机会约束目标规划

中图分类号:TM 732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201912024

0 引言

随着能源危机和环境污染问题的日益突出,以风力发电为代表的可再生能源和需求响应广泛接入电网^[1]。随着风电渗透比例的不断增加,风电出力的不确定性加重了调峰调频压力,降低了电力系统的充裕性^[2]。同时由于通信延迟、对政策的忽视以及消费意愿的改变,需求响应的不确定性进一步增加了调度决策的难度^[3]。

为了描述不确定环境下电力系统的运行风险,国内外学者对风险度量进行了广泛深入的研究。常见的风险度量指标有电量不足期望值(EENS)、利润方差、风险价值(VaR)、条件风险价值(CVaR)等。相较于前几种风险度量方法,CVaR作为一致性风险度量,具有次可加性、正齐次性等良好的数学特性。随着CVaR在电力市场竞价策略中的广泛应用^[4-5],一些学者将CVaR推广到电力系统安全经济调度研究中。文献[6]利用CVaR具有的良好数学特性对尾部风险进行描述,构建电力系统安全域的条件风险约束;文献[7]针对风储联合运行系统,基于CVaR确定风电预测误差引起的附加备用需求;文献[8]根据CVaR确定风电功率的安全接纳区间,采用鲁棒优化的建模思路进行模型优化;文献[9]基于CVaR和分位数的概念,提出了表征多期风险的动态一致性风险度量;文献[10]在传统CVaR的基础上,提出了熵风险价值以描述电网安全运行裕度。CVaR虽然比传统的风险度量指标更具一定的优势,但是侧重于描述损失超过VaR的极端情形,且依据

CVaR确定的风险备用依赖于置信水平的取值。在模型求解方面,由于常用的风险变量大多包含概率密度、函数积分等非线性变量,电力系统风险评估模型大多为非线性优化问题,直接进行求解效率低。文献[11]针对配电公司的配电组合风险,构造了基于十进制编码的改进遗传算法进行求解;文献[12]建立了节点电压约束和支路潮流的风险指标,采用免疫粒子群优化算法求解模型;文献[13]在传统粒子群优化算法的基础上,通过锁定常开机组与确定优先权对可行域进行启发式探索,减少了粒子的无序搜索。但是,智能算法大多采用种群迭代进行寻优求解,模型精度依赖于初始种群的选取以及种群规模,易收敛于局部最优解。考虑到CVaR具有良好的数学特性,文献[14-15]将CVaR中难于求解的VaR部分等效转化为一个相对简单的函数,采用蒙特卡洛等抽样模拟方法将CVaR转化为线性规划,其在后续有关CVaR的研究中得到了广泛的应用。尽管CVaR的松弛线性化大幅提高了求解效率,但是算法精度同样依赖于采样规模,无法兼顾模型精度和求解效率。

针对上述问题,本文借鉴风险管理的概念,根据置信水平将常规机组的备用缺额风险划分为不同安全等级的风险区域,建立了全概率风险度量(TPRM),以描述随机误差在所有情形下的潜在风险。针对源荷双侧随机误差,引入机会约束目标规划(CCGP)构建可调备用容量约束,根据不同风险等级转化为备用缺额风险成本,引入到优化模型中进行优化以保证系统运行的可靠性。在求解模型时对模型中的非线性量进行松弛线性化,降低了模型的复杂度。

1 TPRM

1.1 风险度量指标 VaR 和 CVaR

VaR是一种常用的风险计量测度,指给定置信

收稿日期:2018-12-18;修回日期:2019-10-21

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902600);国家电网公司科技项目(SGJS0000DKJS1700840)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0902600) and the Science and Technology Project of SGCC(SGJS0000DKJS1700840)

水平时,风险资产在正常的市场条件下可能遭受的最大损失。VaR在广泛应用的同时,也逐渐暴露出很多不足,如缺乏次可加性、不满足一致性公理、难以测量尾部损失,故难以应用于投资组合优化问题。

基于VaR理论,CVaR描述的是在一定的置信水平下,投资损失超过VaR的条件均值。CVaR具有一致性公理和凸性,同时可有效地反映尾部风险,克服了VaR的诸多不足,更为贴近投资者对风险的预期。

1.2 TPRM的介绍

根据随机误差的分布规律和统计特性,借鉴CVaR和EENS的风险表述形式^[16],采用积分形式描述运行备用在所有情形下的条件风险损失。以上调备用缺额风险为例,假设系统提供的上调备用容量为 R_{up} ,置信水平为 β ,随机误差为 ξ ,随机误差 ξ 的概率分布函数为 $\rho(\xi)$,则条件风险损失 D_{rm}^{ur} 为:

$$D_{rm}^{ur}(R_{up}) = \int_{-\infty}^{-R_{up}} (-\xi - R_{up}) \rho(\xi) d\xi \quad (1)$$

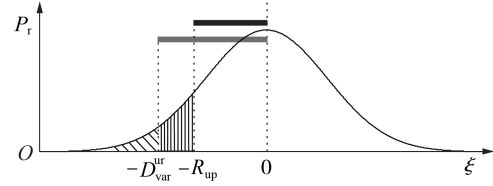
式(1)建立的风险指标尽管完整地反映了随机误差引起的风险损失,但是难以反映不同预测误差下风险损失的差异。为了明确不同的风险等级,基于全概率公式,将预测误差产生的运行风险分成缓冲区风险和极端区风险两部分:

$$D_{rm}^{ur}(R_{up}) = D_{rm,b}^{ur}(R_{up} | \xi \leq D_{var}^{ur}) \rho(\xi \leq D_{var}^{ur}) + D_{rm,e}^{ur}(R_{up} | \xi > D_{var}^{ur}) \rho(\xi > D_{var}^{ur}) \quad (2)$$

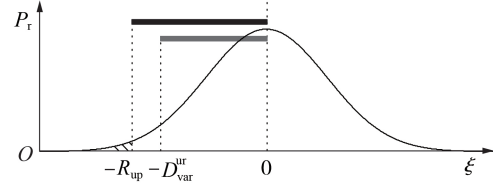
其中, D_{var}^{ur} 为给定置信水平下的VaR需求的上调备用容量; $D_{rm,b}^{ur}$ 为上调备用缓冲区缺额风险,描述的是预测误差在给定置信水平范围内引起的条件风险损失,反映了正常运行环境下常规机组备用充裕度不足的严重程度; $D_{rm,e}^{ur}$ 为上调备用极端区缺额风险,表征预测误差在超出置信水平下产生的条件风险损失,反映了在极端条件下上调备用缺额引起失负荷风险的严重程度。同理,可以构建下调备用的缓冲区缺额风险 $D_{rm,b}^{dr}$ 和极端区缺额风险 $D_{rm,e}^{dr}$,具体求解方法见3.2节。从概率的角度出发,缓冲区和极端区以给定的置信水平为界。对应到概率密度函数曲线中,缓冲区和极端区以VaR需求的安全备用为界。缓冲区风险和极端区风险共同组成了TPRM,涵盖了正常状态下和极端场景下运行风险的严重程度。

为进一步提高模型求解效率,同时对不同情景下的运行备用风险做精细化描述,根据常规机组可调容量的充裕度,将备用缺额风险分为2种场景。以上调备用为例,不同可调备用容量下的TPRM见图1。

当常规机组提供的最大可调备用容量小于 D_{var}^{ur} 时,TPRM如图1(a)所示。假定已知火电机组数为 n ,缓冲区风险和极端区风险如式(3)所示。



(a) 常规机组可调备用不足



(b) 常规机组可调备用充裕

■ 可调备用容量 R_{up} , ■ VaR 需求备用 D_{var}^{ur}
▨ 缓冲区风险 $D_{rm,b}^{ur}$, ▨ 极端区风险 $D_{rm,e}^{ur}$

图1 不同可调备用容量下的TPRM

Fig.1 TPRM under different adjustable reserve capacities

$$\begin{cases} D_{rm,b}^{ur}(R_{up,i}^t) = \int_{-D_{var}^{ur}}^{-R_{up,i}^t} \left(-\xi - \sum_{i=1}^n R_{up,i}^t \right) \rho(\xi) d\xi \\ D_{rm,e}^{ur} = \int_{-\infty}^{-D_{var}^{ur}} (-\xi - D_{var}^{ur}) \rho(\xi) d\xi \end{cases} \quad (3)$$

当常规机组提供的最大可调备用容量大于 D_{var}^{ur} 时,TPRM如图1(b)所示。缓冲区风险和极端区风险如式(4)所示。

$$\begin{cases} D_{rm,b}^{ur} = 0 \\ D_{rm,e}^{ur}(R_{up,i}^t) = \int_{-\infty}^{-D_{var}^{ur}} \left(-\xi - \sum_{i=1}^n R_{up,i}^t \right) \rho(\xi) d\xi \end{cases} \quad (4)$$

同理,根据图1可以得到下调备用的缓冲区风险和极端区风险,当常规机组可调备用不足时,下调备用的缓冲区风险和极端区风险如式(5)所示。当常规机组可调备用充裕时,下调备用的缓冲区风险和极端区风险如式(6)所示。

$$\begin{cases} D_{rm,b}^{dr}(R_{dw,i}^t) = \int_{\sum_{i=1}^n R_{dw,i}^t}^{D_{var}^{dr}} \left(\xi - \sum_{i=1}^n R_{dw,i}^t \right) \rho(\xi) d\xi \\ D_{rm,e}^{dr} = \int_{D_{var}^{dr}}^{+\infty} (\xi - D_{var}^{dr}) \rho(\xi) d\xi \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} D_{rm,b}^{dr} = 0 \\ D_{rm,e}^{dr}(R_{dw,i}^t) = \int_{D_{var}^{dr}}^{+\infty} \left(\xi - \sum_{i=1}^n R_{dw,i}^t \right) \rho(\xi) d\xi \end{cases} \quad (6)$$

其中, D_{var}^{dr} 为给定置信水平下的VaR需求的下调备用。

结合式(3)~(6)可知,在随机误差概率分布函数确定,常规机组可调备用不足时极端区风险为定值,常规机组可调备用充裕时缓冲区风险为0。依据可调备用容量的充裕度划分不同场景,TPRM在每一种场景中只需要优化一类风险区域的条件风险损失,降低了模型的复杂度,进一步提高了模型的求

解效率。由于引入了缓冲区风险,TPRM涵盖了正常状态下和极端场景下的潜在风险。

2 源荷双侧随机误差及CCGP备用约束

2.1 源荷双侧预测误差

由于风电和柔性负荷并网规模的扩大,源荷双侧的不确定性对电网的影响不断增大,电网需要预留足够的可调用以应对预测误差的影响。源荷双侧预测误差主要包括风电出力、常规负荷和可中断负荷的预测误差。本文选用负荷容量大、有一定响应积极性的工业负荷作为可中断负荷,预先制定可中断计划以保证正常生产,因而其预测误差明显低于风电的预测误差。由于源荷双侧不同类型的预测误差在形成机理、空间分布等因素的差异,因此本文假设源荷双侧不同类型的随机误差相互独立。大量研究表明,可以采用均值为0的正态分布表征源荷双侧随机误差的总体分布规律^[17-19],具体如下:

$$\xi_{\text{wind}} \sim N(0, \sigma_{\text{wind}}), \xi_{\text{lf}} \sim N(0, \sigma_{\text{lf}}), \xi_{\text{il}} \sim N(0, \sigma_{\text{il}}) \quad (7)$$

其中, $\xi_{\text{wind}}, \xi_{\text{lf}}, \xi_{\text{il}}$ 分别为风电出力、常规负荷和可中断负荷的预测误差; $\sigma_{\text{wind}}, \sigma_{\text{lf}}, \sigma_{\text{il}}$ 分别为风电出力、常规负荷和可中断负荷预测误差的方差,可按照文献^[17]中的方法进行计算。

基于正态分布的数学特性,源荷双侧预测误差可以由式(7)中3种预测误差表征,如式(8)所示。

$$\begin{cases} \xi_{\text{sum}} \sim N(0, \sigma_{\text{sum}}) \\ \sigma_{\text{sum}}^2 = \sigma_{\text{lf}}^2 + \sigma_{\text{wind}}^2 + \sigma_{\text{il}}^2 \end{cases} \quad (8)$$

其中, ξ_{sum} 为源荷双侧的预测误差; σ_{sum} 为源荷双侧预测误差的方差。

2.2 CCGP备用约束

为了便于表征和求解VaR,引入CCGP构建计及源荷双侧不确定性的备用容量约束。处理含有随机变量的决策问题时,根据决策前确定的优先顺序和目标等级,可将机会约束规划(CCP)转化为CCGP,其标准形式如式(9)所示。

$$\begin{cases} \min u_i d_i^+ + v_i d_i^- \\ \text{s. t. } P_r \{g_i(\mathbf{x}, \xi) - b_i \leq d_i^+\} \geq \beta_i^+ \\ P_r \{b_i - g_i(\mathbf{x}, \xi) \leq d_i^-\} \geq \beta_i^- \\ d_i^+, d_i^- \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为模型中的决策向量; ξ 为模型中的随机向量; $g_i(\mathbf{x}, \xi)$ 为目标约束中的函数; b_i 为第 i 个目标的目标值; u_i, v_i 分别为第 i 个目标的正、负偏差权重因子; β_i^+, β_i^- 分别为第 i 个目标偏离目标值 b_i 出现正偏差和负偏差的置信水平; d_i^+, d_i^- 分别为第 i 个目标偏离目标值 b_i 的 β_i^+ 乐观正偏差和 β_i^- 乐观负偏差。

根据式(7),考虑源荷双侧的预测误差,可以构建系统备用容量约束如下:

$$\begin{cases} P_r \left\{ d_{\text{up}}^t \geq L_{\text{lf}}^t - L_{\text{il}}^t + \xi_{\text{lf}} + \xi_{\text{il}} - \left(\sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t + P_{\text{Wf}}^t + \sum_{i=1}^n R_{\text{up},i}^t + \xi_{\text{wind}}^t \right) \right\} \geq \beta_i^- \\ P_r \left\{ \sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t + P_{\text{Wf}}^t - \sum_{i=1}^n R_{\text{dw},i}^t + \xi_{\text{wind}}^t - (L_{\text{lf}}^t - L_{\text{il}}^t + \xi_{\text{lf}} + \xi_{\text{il}}) \leq d_{\text{dw}}^t \right\} \geq \beta_i^+ \end{cases} \quad (10)$$

其中, $P_{\text{G},i}^t$ 为 t 时段第 i 台火电机组的出力; P_{Wf}^t 为 t 时段风电的预测出力; $R_{\text{up},i}^t, R_{\text{dw},i}^t$ 分别为 t 时段第 i 台火电机组提供的上调备用容量和下调备用容量; L_{lf}^t 为 t 时段的负荷预测值; L_{il}^t 为 t 时段可中断用户负荷削减量的预测值; $d_{\text{up}}^t, d_{\text{dw}}^t$ 分别为 t 时段系统的上调备用缺额量和下调备用缺额量。

3 机组组合模型

3.1 目标函数

为了处理源荷双侧不确定性,将运行备用风险转化为风险成本引入目标函数,同时优化经济运行和风险成本以兼顾经济性和安全性,目标函数如下:

$$\min C_{\text{sum}} = C_{\text{gen}} + C_{\text{re}} + C_{\text{uc}} + C_{\text{risk}} \quad (11)$$

其中, C_{sum} 为总成本; C_{gen} 为煤耗成本; C_{re} 为备用成本,反映了常规机组配置旋转备用所增加的成本; C_{uc} 为机组启停成本; C_{risk} 为风险成本,包括缓冲区风险成本和极端区风险成本。备用成本和风险成本分别如式(12)和式(13)所示。

$$C_{\text{re}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n \gamma_{\text{ur},i} R_{\text{up},i}^t + \sum_{i=1}^n \gamma_{\text{dw},i} R_{\text{dw},i}^t \right) \quad (12)$$

$$C_{\text{risk}} = \lambda_{\text{br}} (D_{\text{rm},b}^{\text{ur}} + D_{\text{rm},b}^{\text{dr}}) + \lambda_{\text{erup}} D_{\text{rm},e}^{\text{ur}} + \lambda_{\text{erdw}} D_{\text{rm},e}^{\text{dr}} \quad (13)$$

其中, T 为时段数; $\gamma_{\text{ur},i}$ 为常规机组配置上调备用容量的成本系数; $\gamma_{\text{dw},i}$ 为常规机组配置下调备用容量的成本系数; λ_{br} 为缓冲区风险的成本权重系数; λ_{erup} 为极端区上调备用缺额风险的成本权重系数; λ_{erdw} 为极端区下调备用缺额风险的成本权重系数。在TPRM中,缓冲区风险表征在常规机组可调容量裕度不足时,为满足系统安全性而调用的快速启停机组备用容量,因此 λ_{br} 表征快速启停机组的备用成本。极端区风险表征了在极端场景下预测误差引起备用缺额的严重程度,此类场景下无限制提供可调用会丧失经济性,因而允许一定概率下的备用缺额,由此上调备用缺额会引起切负荷,下调备用缺额会引起弃风。 λ_{erup} 反映上调备用缺额引起的切负荷成本, λ_{erdw} 反映下调备用缺额引起的弃风成本。

3.2 约束条件

模型的系统备用约束如式(10)所示,其他约束条件如式(14)~(18)所示。

$$\sum_{i=1}^n P_{G,i}^t + P_{Wf}^t = L_{lf}^t - L_{il}^t \quad (14)$$

$$P_{Gmin,i} \leq P_{G,i}^t \leq P_{Gmax,i} \quad (15)$$

$$\begin{cases} 0 \leq R_{up,i}^t \leq (P_{Gmax,i} - P_{G,i}^t) v_i^t \\ 0 \leq R_{dw,i}^t \leq (P_{G,i}^t - P_{Gmin,i}) v_i^t \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} (v_i^{t-1} - v_i^t)(T_{on,i}^{t-1} - T_{onmin,i}) \geq 0 \\ (v_i^t - v_i^{t-1})(T_{off,i}^{t-1} - T_{offmin,i}) \geq 0 \end{cases} \quad (17)$$

$$P_{G,i}^t - P_{G,i}^{t-1} \leq R_{pup,i}, \quad P_{G,i}^{t-1} - P_{G,i}^t \leq R_{pdw,i} \quad (18)$$

其中, $P_{Gmax,i}$ 、 $P_{Gmin,i}$ 分别为第 i 台火电机组的出力上限和下限; v_i^t 为 t 时段第 i 台火电机组的启停状态, 取值为 1 时表示启机, 取值为 0 时表示停机; $T_{onmin,i}$ 、 $T_{offmin,i}$ 分别为第 i 台火电机组的最小启机时间和最小停机时间; $R_{pup,i}$ 、 $R_{pdw,i}$ 分别为第 i 台火电机组上调出力限值和下调出力限值。式(14)为功率平衡约束, 式(15)为机组出力上下限约束, 式(16)为机组备用约束, 式(17)为机组最小启停时间约束, 式(18)为机组爬坡约束。

3.3 模型求解

由于 3.1 节和 3.2 节建立的模型含有大量的非线性项, 直接求解效率低。为了保证模型精度的基础上提高模型的求解效率, 可采用分段线性化方法进行求解, 分段线性化方法原理如附录 A 所示。设定机组可承担备用容量的下限为 $\underline{R}$, $D_{rm,b}^{ur}(R_{up,i}^t)$ 的分段线性化过程如附录 B 中图 B1 所示, 分段线性化后的风险度量模型为:

$$\begin{cases} D_{rm,b}^{ur}(R_{up,i}^t) \geq \sum_{j=1}^{n_1} k_j^t (x_j^t - x_{j-1}^t) + y_0^t \\ k_j^t = \frac{y_j^t - y_{j-1}^t}{\Delta r} \quad j=1, 2, \dots \\ x_j^t \leq x_0 + j\Delta r \quad j=1, 2, \dots \\ x_{n_1}^t \leq \sum_{i=1}^n R_{up,i}^t \\ y_j^t = \int_{-D_{var}^{ur}}^{-x_0^t - j\Delta r} (-\xi - x_0^t - j\Delta r) d\xi \quad j=0, 1, \dots \end{cases} \quad (19)$$

其中, n_1 为区间 $[\underline{R}, D_{var}^{ur}]$ 线性化的区间数; Δr 为每一段区间的宽度; x_j^t 为分段线性化离散点的横坐标; y_j^t 为分段线性化离散点的纵坐标; k_j^t 为相邻离散点间的斜率。 x_j^t 、 y_j^t 、 k_j^t 为引入的辅助变量, 其数学含义如图 B1 所示。 $D_{rm,b}^{dr}(R_{dw,i}^t)$ 的分段线性化过程与 $D_{rm,b}^{ur}(R_{up,i}^t)$ 一致, 限于篇幅, 不再赘述。松弛线性化后的风险评估模型为线性规划模型, 可以采用混合整数线性规划进行求解, 提升了模型的求解效率。本文所提的风险度量和分段线性化方法仍然适用于线路传输约束的相关问题, 具体方法见文献[16]。

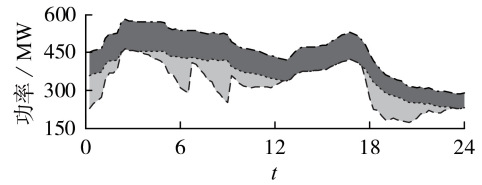
4 算例分析

为了分析表征源荷双侧随机误差的 TPRM, 本文首先选取 IEEE 10 机 39 节点系统作为测试算例进行 24 h 机组组合模型的算例仿真。火电机组及系统数据见文献[17], 风电和负荷数据如附录 B 中图 B2 所示, 其数据来源于美国的 Bonneville Power Administration^[20]。可中断负荷如附录 B 中图 B3 所示, 占总负荷的 15%。设置 $\lambda_{br}=1\ 000$ \$/MW、 $\lambda_{crup}=2\ 000$ \$/MW、 $\lambda_{erdw}=1\ 500$ \$/MW。算例模型采用 GAMS 中的 MIP 工具箱进行优化求解, 求解环境为 CPU 3.40 GHz, 内存为 8 GB。

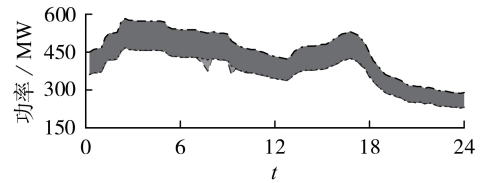
4.1 TPRM 有效性说明

为了验证 TPRM 的有效性, 给定置信水平 $\beta_i^- = \beta_i^+ = 0.95$, 分别设置 3 种风险度量作为模型的风险指标, 进行调度计划的仿真分析: 风险指标 1, 以 VaR 为模型风险指标; 风险指标 2, 采用文献[16]中提出的风险度量作为模型的风险指标; 风险指标 3, 采用 TPRM 作为风险指标。

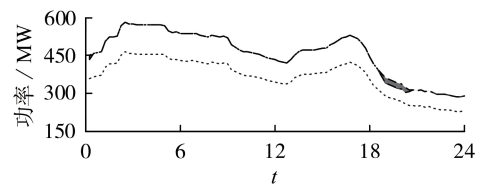
针对不同风险指标优化的 24 h (均分为 24 个时段) 火电机组备用容量及缺额风险如图 2 所示。可调备用上限及机组启停状态如附录 B 中图 B4 所示。采用不同风险指标优化后的上调和下调备用容量及其对应的不同风险区缺额风险如表 1 所示。



(a) 风险指标 1



(b) 风险指标 2



(c) 风险指标 3

--- 可调备用容量, VaR 需求备用, --- TPRM 需求备用
■ 缓冲区风险, ■ 极端区风险

图 2 不同风险指标下的备用容量及缺额风险

Fig.2 Reserve capacities and deficiency risks under different risk indexes

根据图 2 可知, 前 2 种风险指标下调度计划的可调备用容量明显低于 TPRM, 这是由于前 2 种风险指标只考虑给定置信水平范围内的最大风险, 没有评

表1 不同风险指标下的备用容量及缺额风险

Table 1 Reserve capacities and deficiency risks under different risk indexes

风险指标	上调备用容量 / MW	上调备用缓冲区风险 / MW	上调备用极端区风险 / MW	下调备用容量 / MW	下调备用缓冲区风险 / MW	下调备用极端区风险 / MW
1	14 503	3 047	4 579	16 320	1 230	4 458
2	17 429	121	4 579	17 550	0	4 458
3	21 850	0	158	22 008	0	0

估超出置信水平下的风险备用,针对极端情况预留的备用容量不足。风险指标3以TPRM为风险评估指标,涵盖了正常运行和极端条件下的潜在风险,预留的安全备用容量明显高于其他2种风险指标,可以保证正常运行状态的备用需求,因而不存在缓冲区风险。

图B4反映了不同风险指标对常规机组可调备用能力的影响。根据图B4可知,以TPRM为风险指标的调度模型中常规机组可调备用容量的上限明显高于前2种风险指标,在时段4—17内尤为明显。这里由于在承担相同机组出力计划的基础上,常规机组可调备用能力的上限取决于参与调节的火电机组的数量和可调能力,指标3通过优化机组出力 and 启停状态提高了可调容量的总量。

结合表1可知,指标1下的各类风险均为最高,安全性最差,指标2降低了缓冲区备用缺额风险,但未改善极端区备用缺额风险。相较于前2种指标,指标3同时提高了上调备用容量和下调备用容量,不存在下调备用缺额风险,且明显降低了极端区的上调备用缺额风险。相较于下调备用缺额风险,上调备用缺额风险更高,这是由于在相同可调容量总和的前提下,上调备用容量和下调备用容量的上限取决于当前承担的出力计划。算例中的风电出力呈现出一定程度的反调峰特性,加重了常规机组的调峰难度,降低了上调备用容量的上限,进而增加了上调备用缺额风险。

4.2 不同风电渗透比例下的TPRM优化结果分析

为了验证在不同风电渗透比例下TPRM的有效性,设置风电渗透比例从25%提高至50%,对调度模型进行仿真验证。不同风电渗透比例下的调度结果和成本分析分别如图3和附录B中图B5所示。

结合图3和图B5可知,随着风电渗透比例的提高,VaR和TPRM需求的安全备用逐渐提高,常规机组的可调容量可以满足VaR的安全备用需求。当风电渗透比例低于40%时,常规机组的可调备用充裕,可以同时满足正常运行状态和极限条件下的安全备用需求,风险成本一直维持在一个较低的水平。同时随着风电接入比例的提高,火电机组承担的出力任务不断减少,因而火电机组的煤耗成本不断降低,此时风电渗透比例的提升有利于降低系统运行

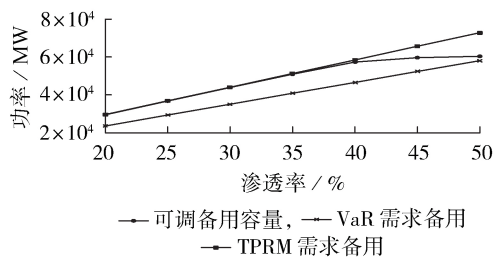


图3 不同风电渗透比例下的优化结果

Fig.3 Optimization results under different wind power penetration ratios

的总成本。当风电渗透比例超过40%后,常规机组的可调备用容量达到上限,此时已无法完全满足高比例风电接入下TPRM的备用需求,此时调度计划存在潜在的极限运行风险。虽然常规机组的煤耗成本仍然有所降低,但是风险成本由于备用不足而急剧上升,调度模型的总成本不断提高,此时提高风电渗透比例对系统运行的经济性和安全性均产生负面影响。因此,确定合理的风电渗透率可以保证在系统安全稳定运行的基础上降低调度模型的总成本。

4.3 不同置信水平下的TPRM优化结果分析

为了分析风险度量在不同置信水平下对可调备用的需求,设置置信水平从0.8提高至0.99,分别将VaR、CVaR和TPRM作为模型的风险指标,对常规机组的安全备用需求进行仿真验证。

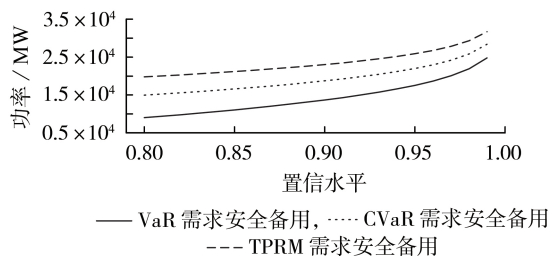


图4 不同置信水平下的3种风险度量的安全需求备用

Fig.4 Safe required reserves of three risk measures under different confident levels

根据图4可知,随着置信水平的提高,依据不同风险度量确定的安全需求备用均呈不断增大的趋势。然而在相同的置信水平下,VaR需求的可调备用容量最小,CVaR次之,TPRM最大。这是由于VaR只考虑在给定置信水平下的最大损失,CVaR侧重于描述超过置信水平的极端情景下的损失,2种风险度量都没有反映全部情形下的风险损失。随着置信水平的提高,TPRM需求的安全备用上升速度最低,受置信水平的影响最小。这是由于TPRM既考虑给定置信水平下的条件期望损失,又考虑了超出置信水平下的条件风险,因而可以保持在不同的置信水平下备用缺额风险的平稳变化。

4.4 不同线性化分段数下的TPRM优化结果分析

为了探究线性化过程中不同分段数对模型精

度和计算效率的影响,设置分段数 N_L 从 5 提高到 10 000,在置信水平 $\beta_i^- = \beta_i^+ = 0.95$ 时对模型进行仿真分析,结果如附录 B 中图 B6 所示。

根据图 B6 可知,随着分段数 N_L 的增加,模型的求解时间不断提高,然而其增长速度远远小于 N_L 的增长速度。由于引入的辅助变量 x_i' 正比于分段数,随着分段数的增加,决策变量急剧增加从而降低了模型的求解效率。但是通过对模型中的非线性部分松弛线性化,降低了模型的复杂度,从而避免了求解时间的急剧增加。且在不同分段数下可调备用偏差的变化区间小于 1%,说明分段线性化在降低模型复杂度的同时,保证了模型的求解精度。

4.5 某地区电网优化调度结果分析

为了验证 TPRM 评估实际系统运行风险的有效性,选取某地区电网进行仿真验证。其中火电装机容量为 4 459.6 MW,火电机组参数如附录 B 中表 B1 所示,风电和负荷数据如附录 B 中图 B7 所示,各项成本系数与之前的算例保持一致。与 4.1 节相对应,分别选择 VaR 和 TPRM 作为风险指标 1 和风险指标 3,对某地区电网进行仿真分析,优化结果见图 5。

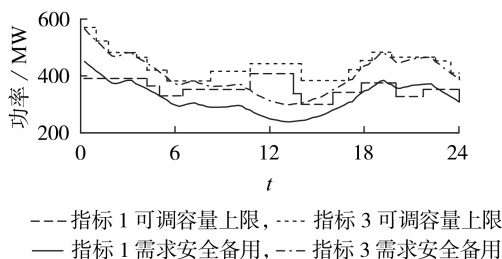


图5 实际系统的优化结果

Fig.5 Optimization results of practical system

根据图 5 可知,以 TPRM 为风险指标的调度模型中机组可调备用容量明显优于 VaR,这是由于 VaR 需求的安全备用容量低于 TPRM,指标 1 下调度计划制定的可调容量上限仅能满足 VaR 需求的安全备用,难以应对超出置信水平下备用缺额风险。TPRM 评估的是所有情形下的风险损失,因而需求的安全备用容量明显高于 VaR。当系统具备备用调节潜力时,以 TPRM 为风险指标的调度计划较大程度地提高了可调备用上限以应对源荷双侧随机误差引起的潜在风险。

5 结论

为了评估源荷双侧不确定性对调度运行造成的影响,本文依据全概率公式,提出 TPRM 以描述在所有情景下的条件风险损失,依据确定的置信水平将备用缺额风险划分成不同安全等级的风险区域。引入 CCGP 方法构建可调备用容量约束,将 TPRM 转化为风险成本作为模型的目标函数,得到以下主要的结论。

(1)与常用的风险度量相比,TPRM 可以有效表征源荷双侧预测误差引起的备用缺额风险。依据 TPRM 制定的调度计划充分挖掘了常规火电机组的备用潜力,提高了系统运行的安全性。

(2)TPRM 通过划分不同安全等级的风险区域,可以在满足给定置信水平的基础上表征超出置信水平极端情形下的缺额风险,因而基于 TPRM 的安全需求备用受置信水平的影响程度较小。

(3)TPRM 通过分段线性化转化为线性规划模型,在提高模型的求解效率的同时保证了模型精度。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李国庆,刘玢,陈厚合. 大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):1-6.
LI Guoqing, LIU Bin, CHEN Houhe. CBM calculation model for power system with large-scale wind power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 1-6.
- [2] 李茜,刘天琪,何川,等. 含风电系统的有功和备用协调优化方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):7-14.
LI Qian, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 7-14.
- [3] 孙宇军,李扬,王蓓蓓,等. 计及不确定性需求响应的日前调度计划模型[J]. 电网技术,2014,38(10):2708-2714.
SUN Yujun, LI Yang, WANG Beibei, et al. A day-ahead scheduling model considering demand response and its uncertainty [J]. Power System Technology, 2014, 38(10): 2708-2714.
- [4] 吴杨,刘俊勇,高红均,等. 基于风险决策的风火发电权交易研究[J]. 电网技术,2016,40(3):833-839.
WU Yang, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. Research on power generation right trading between wind power and thermal power based on risky decision-making [J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 833-839.
- [5] 刘皓明,韩蜜蜜,侯云鹤,等. 供电公司多能量市场最优购电组合的加权 CVaR 模型[J]. 电网技术,2010,34(9):133-138.
LIU Haoming, HAN Mimi, HOU Yunhe, et al. A mean-weighted CVaR model for distribution company's optimal portfolio in multi-energy markets [J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 133-138.
- [6] 周任军,姚龙华,童小娇,等. 采用条件风险方法的含风电系统安全经济调度[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):56-63.
ZHOU Renjun, YAO Longhua, TONG Xiaojiao, et al. Security economic dispatch in wind power integrated systems using a conditional risk method [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1): 56-63.
- [7] 黄杨,胡伟,闵勇,等. 计及风险备用的大规模风储联合系统广域协调调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):41-47.
HUANG Yang, HU Wei, MIN Yong, et al. Risk-constrained coordinative dispatching for large-scale wind-storage system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 41-47.
- [8] 于丹文,杨明,韩学山,等. 计及风电概率分布特征的鲁棒实时调度方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(3):727-737.
YU Danwen, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Robust real-time dispatch considering probabilistic distribution of wind generation [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3): 727-737.
- [9] 刘嘉佳,刘俊勇,帅颖,等. 计及动态一致性风险度量的水电短期优化调度[J]. 中国电机工程学报,2008,28(10):94-99.

- LIU Jiajia, LIU Junyong, SHUAI Ying, et al. Short-term optimal regulation of hydropower plants with dynamic coherent risk measures [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(10): 94-99.
- [10] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR 和 EVaR 安全运行风险管理下的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 49-56.
- YI Guowei, TONG Xiaojiao, ZHOU Peng, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 49-56.
- [11] 王瑞庆, 李渝曾, 张少华. 考虑分布式发电和可中断负荷的配电网购电组合策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(22): 17-21.
- WANG Ruiqing, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. Research on purchasing portfolio strategies of distribution companies with distributed generation and interruptible load [J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(22): 17-21.
- [12] 谢俊, 王璐, 傅旭华, 等. 考虑风电功率概率分布不确定性的含风电配电网无功规划方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 40-47.
- XIE Jun, WANG Lu, FU Xuhua, et al. Reactive power planning with consideration of wind power probability distribution uncertainty for distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 40-47.
- [13] 王成福, 王昭卿, 孙宏斌, 等. 考虑预测误差时序分布特性的含风电机组组合模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4081-4089.
- WANG Chengfu, WANG Zhaoqing, SUN Hongbin, et al. Model of unit commitment with wind farm considering time series characteristic of wind power forecast error [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4081-4089.
- [14] URYASEV S. Conditional value at risk, optimization algorithms and applications [J]. Financial Engineering News, 2000, 2(3): 1-5.
- [15] ROCKAFELLER T, URYASEV S. Conditional value-at-risk for general loss distributions [J]. Journal of Banking and Finance, 2002, 26(7): 1443-1471.
- [16] ZHANG N, KANG C, XIA Q, et al. A convex model of risk-based unit commitment for day-ahead market clearing considering wind power uncertainty [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1582-1592.
- [17] 殷加玖, 赵冬梅. 考虑源荷双侧预测误差的实时发电计划闭环控制模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(6): 98-105.
- YIN Jiafu, ZHAO Dongmei. A closed-loop control model for real-time generation scheduling considering source-side and load-side prediction error [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6): 98-105.
- [18] 李志伟, 赵书强, 刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 214-223.
- LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 214-223.
- [19] 牛文娟, 李扬, 王磊. 基于风险评估和机会约束的不确定性可中断负荷优化调度[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(4): 62-67.
- NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Lei. Optimal dispatch of uncertain interruptible loads based on risk assessment and chance constraint [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 62-67.
- [20] YANG W, ZHAO S, ZHI Z, et al. Risk adjustable day-ahead unit commitment with wind power based on chance constrained goal programming [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 530-541.

作者简介:



殷加玖

殷加玖(1993—),男,河北唐山人,博士研究生,主要研究方向为新能源发电与智能电网(E-mail: 18810662195@163.com);

赵冬梅(1965—),女,北京人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网(E-mail: zhao-dm@ncepu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Reserve risk assessment method of power system based on total probability risk measure

YIN Jiafu, ZHAO Dongmei

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To quantitatively evaluate the reserve deficiency risk caused by forecasting error at source and load sides for power system, the risk measure based on the combination of total probability formula and conditional value-at-risk is proposed to evaluate the potential risk caused by stochastic errors. In order to identify the operation risk with different levels, the reserve deficiency risk of normal units is divided into buffer risk zone and extreme risk zone with the value-at-risk serving as the critical point between two risk zones, and the conditional expectation loss of different risk zones can be separately calculated. To accommodate the forecasting error of wind power generations, electricity demands and interruptible loads, the chance constrained goal programming is introduced to provide adjustable reserve constraints. In accordance with different risk levels, the reserve deficiency risk is transformed into the risk cost, which is further included in the objective function of dispatch model. To improve the computational efficiency, the piecewise linearization method is employed to transform the nonlinear programming model into a mixed integer linear programming problem.

Key words: electric power systems; uncertainty; risk assessment; total probability; conditional value-at-risk; chance constrained goal programming

附录 A

$$\begin{cases} d_{\text{up}}^t = L_{\text{lf}}^t - L_{\text{il}}^t - \sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t - P_{\text{wf}}^t - \varphi_{\text{sum}}^{-1} (1 - \beta_i^-) \\ d_{\text{dw}}^t = \sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t + P_{\text{wf}}^t - L_{\text{lf}}^t + L_{\text{il}}^t + \varphi_{\text{sum}}^{-1} (\beta_i^+) \end{cases} \quad (\text{A1})$$
$$\begin{cases} D_{\text{var}}^{\text{ur}} = L_{\text{lf}}^t - L_{\text{il}}^t - \sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t - P_{\text{Wf}}^t - \varphi_{\text{sum}}^{-1}(1 - \beta_i^-) \\ D_{\text{var}}^{\text{dr}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{G},i}^t + P_{\text{Wf}}^t - L_{\text{lf}}^t + L_{\text{il}}^t + \varphi_{\text{sum}}^{-1}(\beta_i^+) \end{cases} \quad (\text{A2})$$
$$D_{\text{rm},b}^{\text{ur}}(R_{\text{up},i}^t) = H_{\text{sum}} \left(-\sum_{i=1}^n R_{\text{up},i}^t \right) - H_{\text{sum}}(-D_{\text{var}}^{\text{ur}}) + (1 - \beta_i^-) \left(\sum_{i=1}^n R_{\text{up},i}^t - D_{\text{var}}^{\text{ur}} \right) \quad (\text{A3})$$

凸函数, 具体证明过程见文献[16]。

Fig.B1 Piecewise linearization of $D_{rm,b}^{ur} \left(R_{up,i}^t \right)$

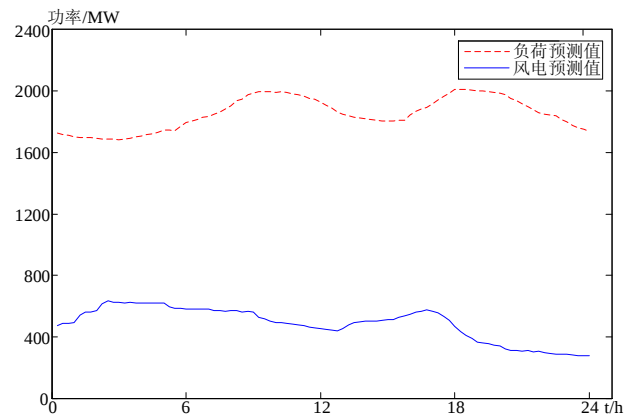


图 B2 负荷和风电曲线

Fig.B2 Wind power and load curves

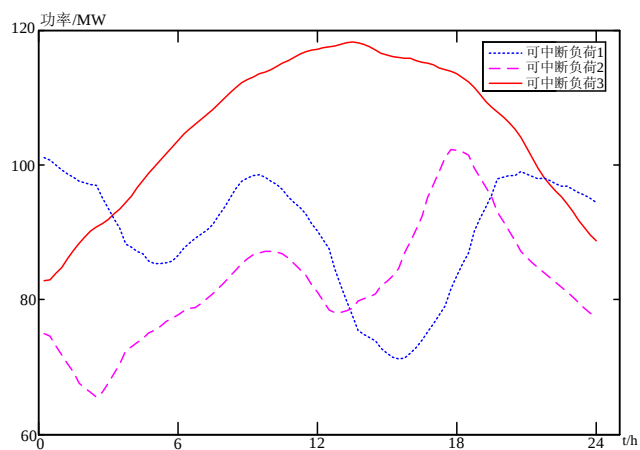


图 B3 可中断负荷曲线

Fig.B3 Interruptible load curves

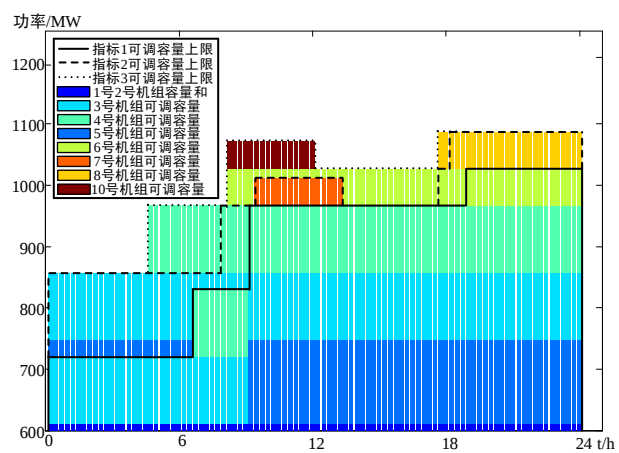


图 B4 不同风险指标下的可调容量上限及机组启停状态

Fig.B4 Regulable reserve capacity and on-off status of units under different risk measure

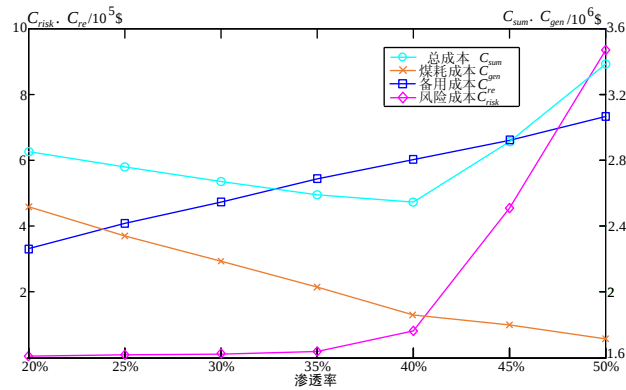


图 B5 不同风电渗透比例下调度模型成本

Fig.B5 Costs of dispatch model under different wind power penetration levels

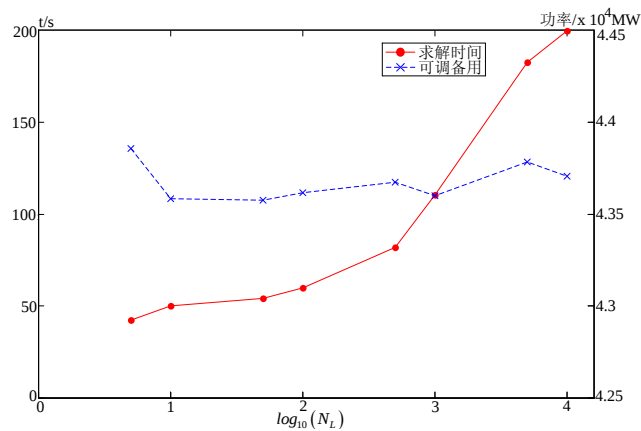


图 B6 不同分段数 N_L 下的优化结果

Fig.B6 Optimization results under different N_L

表 B1 火电机组参数

Table B1 Parameters of thermal generators

机组	最大/最小出力/ MW	启停成 本/\$	耗量特性参数 a/ b/ c/ (\$ \cdot \text{MW}^{-2})/(\$ \cdot \text{MW}^{-1})/\$	最小 启停 时间/h	爬坡 /MW 每 15 min	数量	备用成本系数 /(\$ \cdot \text{MW}^{-1})
1	350/175	4500	0.00048/ 16.19/ 1000	5/5	50	8	19.64099
2	330/165	4000	0.00031/ 17.3/ 970	5/5	45	2	20.56039
3	138/85	900	0.002/ 16.6/ 700	3/3	45	2	25.72492
4	50/20	260	0.00079/ 27.7/ 480	2/2	20	2	36.51072
5	16/0	30	0.00173/ 27.8/ 670	1/1	16	2	48.46161
6	40/20	50	0.00222/ 27.3/ 650	2/2	20	3	46.36192
7	30/0	45	0.00211/ 27.5/ 660	1/1	30	1	47.80369
8	138/55	870	0.002/16.8/ 690	3/3	75	2	26.08333
9	82/33	170	0.00712/ 22.6/ 370	3/3	45	2	30.016

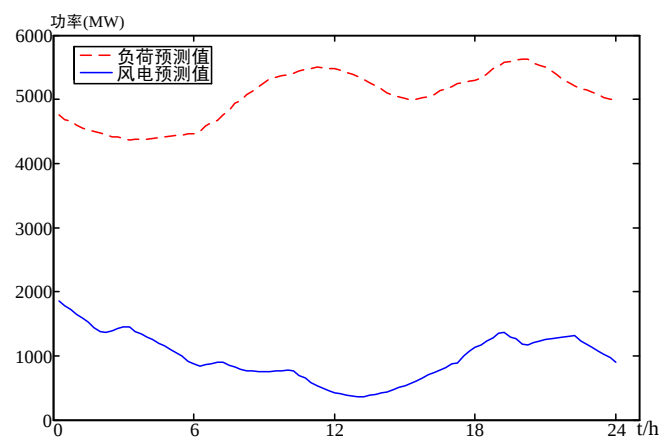


图 B7 某区域电网负荷和风电曲线

Fig.B7 Wind power and load curves in practical power system