

文章编号: 1005-0523(2021)03-0124-06

考虑条件风险的含风电系统源网协调优化调度

陈浩, 刘昀, 张灵芝, 陈婧

(华东交通大学电气与自动化工程学院, 江西 南昌 330013)

摘要: 基于条件风险价值理论提出衡量风电并网功率偏差风险的量化方法, 并在调度过程中引入源网协调优化运行理念, 构建了基于条件风险价值理论和源网协调运行的优化调度模型。采用多目标复合回溯搜索(MOCBS)算法, 以实现对优化调度模型的高效准确求解。最后以 IEEE30 节点为例进行验证, 结果表明所提出的模型可有效衡量系统运行的潜在风险, 并验证了 MOCBS 算法的优越性能。

关键词: 置信度; 条件风险价值理论; 源网协调; 多目标; 回溯搜索算法

中图分类号: TM732

文献标志码: A

本文引用格式: 陈浩, 刘昀, 张灵芝, 等. 考虑条件风险的含风电系统源网协调优化调度[J]. 华东交通大学学报, 2021, 38(3): 124-129.

DOI: 10.16749/j.cnki.jecjtu.20210706.011

Coordination and Optimal Scheduling Wind Integrated Power System Based on Conditional Value-at-Risk

Chen Hao, Liu Yun, Zhang Lingzhi, Chen Jing

(School of Electrical and Automation Engineering, East China Jiaotong University, Nanchang 330013, China)

Abstract: Based on the theory of conditional value-at-risk, the study proposes a quantitative method to measure the risk of power deviation of wind integrated power system, introduces the concept of source network coordinated optimal operation in the scheduling process, and constructs an optimal scheduling model based on the theory of Conditional Value-at-Risk and source network coordinated operation. Multi-objective compound backtracking search (MOCBS) algorithm is used to solve the optimal scheduling model efficiently and accurately. Finally, IEEE30 nodes is taken as an example to verify the model. The results show that the proposed model can effectively measure the potential risks of system operation and verify the superior performance of MOCBS algorithm.

Key words: confidence; conditional value-at-risk theory; source network coordination; multi-objective; backtracking search algorithm

Citation format: CHEN H, LIU Y, ZHANG L Z, et al. Coordination and optimal scheduling wind integrated power system based on conditional value-at-risk[J]. Journal of East China Jiaotong University, 2021, 38(3): 124-129.

近年来, 在我国大力发展风力发电的新形势下, 风电装机容量快速提高, 风电在可再生能源并网中占据重要地位^[1]。但由于风速存在极大的随机性和不可控性, 在风电全额上网的要求下, 将导致

风电实际并网功率与预计出力存在较大误差, 给电力系统的安全稳定运行带来极大的风险^[2]。因此, 有必要量化风电并网过程中可能存在的潜在风险, 给电网调度人员提供可靠参考, 辅助调度人员决策。

收稿日期: 2021-03-03

作者简介: 陈浩(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为智能电网优化调度。E-mail: chfar@qq.com。

目前,众多学者对含风电系统的优化调度进行了大量研究。杨家然等^[3]通过引入负荷预测误差与风速概率分布函数来构建随机模型对风电功率波动风险进行分析,以实现污染排放及综合成本最低。吕梦璇等^[4]建立虚拟电厂源-荷-储多元备用体系,通过风险决策方法度量风电出力不确定性对虚拟电厂造成的损失,建立了多类型分布式电源协调优化模型。栗然等^[5]基于非零和博弈构建了多区域大规模风电消纳策略,以等效成本作为博弈因子,找出纳什均衡点以实现利益的合理分配。Doostizadeh 等^[6]通过建立能量储备模型,考虑了弃风和甩负荷的情况,在一定置信水平下预测风电功率的变化。王锐等^[7]利用随机模型预测控制方法协调调度风电与传统机组,采用场景缩减方法快速筛选出典型场景,引入可调负荷增加系统的可调度能力。张大等^[8]采用动态经济调度方法最大化消纳风电上网容量,以排放污染以及燃料费用最小为目标。王晨曦等^[9]将风电出力的不确定性转化为预测区间的边界信息,建立了集中式鲁棒调度模型,通过值函数将模型分割为几个区域模型,采用动态规划法进行求解。

以上研究主要从建立虚拟电厂,跨区域调度等方面对风电并网进行消纳,在一定程度上可以平衡风电不确定性对系统的影响,但跨区域互联势必会增加系统的建设及运行成本。模型预测控制方法可短期预测风电出力,但场景压缩法不能很好的评估风电的具体出力水平,在实际调度过程容易存在较大误差。采用鲁棒调度模型虽然在一方面规避了风电并网存在的波动但却存在灵活性不足的问题。为合理评估风电并网过程存在的极大不确定性,本文提出基于条件风险价值理论的风电并网功率偏差计算方法,保证系统在一定置信度的前提下综合运行成本最优及风电并网功率偏差值最小,并引入源网协调优化运行方法,在保证系统具有一定灵活性的同时增加系统的鲁棒性。

1 风电并网条件风险分析

1.1 风电的不确定性模型

风速存在较强的随机性,通常认为受气候、地理、季节等的影响较大。风速的随机性通常采用威布尔分布来拟合,其概率密度函数 $f(v)$ 可表示为

$$f(v)=\frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}\exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

式中: k 和 c 分别为此时段风速对应的威布尔分布中的形状参数和尺度参数。

风电机组出力 w 与风速 v 的关系一般可简化为线形分段函数

$$w=\begin{cases} 0 & v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ w_r \frac{(v-v_{in})}{(v_r-v_{in})} & v_{in} \leq v < v_r \\ w_r & v_r \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

式中: v_{in}, v_r, v_{out} 分别为风机的切入风速、额定风速和切出风速; w_r 为风机额定输出功率。

通过式(1)和式(2),可推导出风电机组出力的概率密度函数 $f(w)$ 的表达式,该函数为分段函数。当 w 处于 $0 \sim w_r$ 时,其概率密度函数 $f(w)$ 为

$$f(w)=\frac{klv_{in}}{cw_r}\left(\frac{(1+\eta l)v_{in}}{c}\right)^{k-1}\exp\left[-\left(\frac{(1+\eta l)v_{in}}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

式中: $\eta=\frac{w}{w_r}; l=\frac{v_r-v_{in}}{v_{in}}$ 。

1.2 条件风险价值理论

条件风险价值理论 (conditional value-at-risk, CVaR)是由 Rockafellar 基于风险价值理论 (value-at-risk, VaR)的基础提出,旨在完善风险价值理论存在的缺陷与不足。VaR 是指组合的临界损失, CVaR 是指超过临界损失的期望值, CVaR 解决了 VaR 不能衡量尾部损失的局限性^[11]。

在一定置信水平 β 下,组合的临界损失值 α 可通过集合的形式表达,其临界值即风险价值的表达式为

$$f_{VaR\beta}(x)=\min\{\alpha \in R:\psi(x,\alpha) \geq \beta\} \quad (4)$$

式中: $\psi(x,\alpha)$ 为 α 的函数在决策变量 x 下的累积分布函数。

则条件风险价值表达式为

$$f_{CVaR\beta}(x)=f_{VaR\beta}+E[f(x,y)-f_{VaR\beta}|f(x,y)>f_{VaR\beta}]=E[f(x,y)|f(x,y) \geq f_{VaR\beta}]=\frac{1}{1-\beta}\int_{f(x,y) \geq f_{VaR\beta}(x)} f(x,y)\varphi(y)dy \quad (5)$$

式中: $f(x,y)$ 为某组合预期的损失函数; $\varphi(y)$ 为损失的概率密度函数。

1.3 风电出力不足/盈余条件风险分析

由于风速的不可控导致了风电输出功率也存在较大的随机波动性,风电功率常常难以得到令人

满意的预测结果,所以风电的上网功率存在极大的不确定性,导致风电功率时常出现出力不足或者出力盈余的情况,这给电力系统的稳定运行带来了极大的风险^[12]。

传统调度策略通常考虑了风电机组出力从0到额定功率的整个不确定性区间,包含了大量概率极低的出力情况,基于此得到的调度策略往往趋于保守,经济性较差。但是如果不对极端出力情况加以考虑和评估,可能会对系统造成难以预计的损失。为了使调度策略在具有一定灵活经济性的同时又对极端情况下可能存在的风险具有一定的预计性,在此引入条件风险价值理论来更为合理灵活的评估风电出力不足和出力盈余给制定调度策略带来的风险大小,保证制定的调度策略在一定置信度下的可行性。

风电出力不足是指风电的实际有功出力小于预测出力,造成系统的总供电量小于系统本身需要的用电量,导致系统出现用电短缺,需增加火电机组的出力来保障系统的功率平衡,则系统此时存在一定的出力不足风险性。出力不足条件风险功率偏差 $W^{-}_{CVaR\beta}$ 的量化指标可表示为

$$W^{-}_{CVaR\beta} = \frac{1}{1-\beta} \int_{W^{-}(w_p-w) \geq W^{-}_{var\beta}} (w_p-w)f(w)dw \quad (6)$$

式中: $W^{-}(w_p-w)$ 为出力不足功率偏差函数; $W^{-}_{var\beta}$ 为置信水平 β 下出力不足功率偏差临界值; w_p 为风电预计出力。

风电出力盈余是指风电的实际有功出力大于预测出力,造成系统的总供电量大于系统本身需要的用电量,大量的风电功率不能被系统有效消纳,需通过弃风达到系统的功率平衡,则系统此时存在一定的出力盈余风险性。出力盈余条件风险功率偏差 $W^{+}_{CVaR\beta}$ 的量化指标可表示为

$$W^{+}_{CVaR\beta} = \frac{1}{1-\beta} \int_{W^{+}(w-w_p) \geq W^{+}_{var\beta}} (w-w_p)f(w)dw \quad (7)$$

式中: $W^{+}(w-w_p)$ 为出力盈余功率偏差函数, $W^{+}_{var\beta}$ 为置信水平 β 下出力盈余功率偏差临界值。

2 含风电系统 CVaR 模型多目标优化调度

2.1 机组综合成本最优目标

2.1.1 火电机组经济成本

常规火电机组主要成本为运行所消耗的煤炭等矿石能源,由于汽轮机组存在阀点效应,故采用

以下函数刻画常规机组发电成本

$$C_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 + |d_i \sin[e_i(P_{min,i} - P_{i,t})]| \quad (8)$$

式中: a_i, b_i, c_i 是火电机组 i 的成本系数; d_i, e_i 为火电机组 i 的阀点效应系数; $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 内的有功出力; $P_{min,i}$ 为火电机组 i 出力最小值; T, N_T 分别为调度时段总数和火电机组数目。

2.1.2 火电机组环境成本

火电机组在发电过程中会排放大量的二氧化碳、硫化物等有害气体,在环境问题日益严重的当前,需要对此项成本进行考虑,采用以下函数刻画此项成本

$$C_E = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} f_i [(\alpha_i + \beta_i P_{i,t} + \gamma_i P_{i,t}^2) + \eta_i \exp(\delta_i P_{i,t})] \quad (9)$$

式中: f_i 为火电机组的环境成本系数; $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \eta_i, \delta_i$ 为火电机组 i 的排放系数。

2.1.3 风电机组成本

风电机组由于不消耗化石能源,在投资建成后考虑日常维护即可,其运行成本与发电功率可近似认为呈线性关系,采用以下函数可大致刻画风电实际成本^[13]

$$C_W = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_W} h_j w_{j,t} \quad (10)$$

式中: h_j 为第 j 台风机的成本系数; $w_{j,t}$ 为第 j 台风机在时段 t 内的有功出力; N_W 为风电机组数目。

综合上述分析可得系统在调度时段内的综合成本目标函数为

$$\min C = C_T + C_E + C_W \quad (11)$$

2.2 风电条件风险功率偏差最优目标

本文中风电条件风险功率偏差采用条件风险功率综合偏差 $W_{CVaR\beta}$ 来表征,则在置信水平 β 下风电条件风险最优目标可表示为

$$\min W_{CVaR\beta} = \sum_{t=1}^T (W^{-}_{t CVaR\beta} + W^{+}_{t CVaR\beta}) \quad (12)$$

式中: $W^{-}_{t CVaR\beta}$ 和 $W^{+}_{t CVaR\beta}$ 分别为风电机组在时段 t 内的出力不足条件风险功率偏差和出力盈余条件风险功率偏差。

2.3 约束条件

当前智能电网在源网协调运行方面具有巨大优势^[14],本文在对发电机组有功出力进行优化分配的同时,充分利用源网协调运行机制对变压器的变

比和无功补偿容量进行优化调节,极大地改善了电网的节点电压分布。

2.3.1 潮流约束

$$P_{t,1,m}-P_{t,0,m}=V_{t,m} \sum_{n=1}^{N_B} V_{t,n} [G_{t,m,n} \cos(\theta_{t,m}-\theta_{t,n})+B_{t,m,n} \sin(\theta_{t,m}-\theta_{t,n})] \quad (13)$$

$$Q_{t,1,m}-Q_{t,0,m}=V_{t,m} \sum_{n=1}^{N_B} V_{t,n} [G_{t,m,n} \sin(\theta_{t,m}-\theta_{t,n})+B_{t,m,n} \cos(\theta_{t,m}-\theta_{t,n})] \quad (14)$$

式中: $P_{t,1,m}$ 、 $Q_{t,1,m}$ 分别为节点 m 处电源在 t 时段发出的有功功率和无功功率; $P_{t,0,m}$ 、 $Q_{t,0,m}$ 分别为节点 m 处负荷在 t 时段消耗的有功功率和无功功率; $V_{t,m}$ 、 $\theta_{t,m}$ 分别为节点 m 在 t 时段的电压幅值和相角; $V_{t,n}$ 、 $\theta_{t,n}$ 分别为节点 n 在 t 时段的电压幅值和相角; $G_{t,m,n}$ 、 $B_{t,m,n}$ 分别为 t 时段节点 m,n 之间的电导和电纳; N_B 为系统的节点数目。

2.3.2 火电机组爬坡约束

$$-r_{d,i} \Delta T \leq P_{t,i}-P_{t,i-1} \leq r_{u,i} \Delta T, i=1, \dots, N_T \quad (15)$$

式中: $r_{d,i}$ 和 $r_{u,i}$ 分别为火电机组 i 在 t 时段内的有功出力的最大滑坡速率和爬坡速率。

2.3.3 节点电压约束

$$V_{\min,m} \leq V_{t,m} \leq V_{\max,m}, m=1, \dots, N_B \quad (16)$$

式中: $V_{\min,m}$ 和 $V_{\max,m}$ 分别为节点 m 处电压幅值的最小值和最大值。

2.3.4 变压器变比约束

$$T_{\min,k} \leq T_{t,k} \leq T_{\max,k}, k=1, \dots, N_t \quad (17)$$

式中: $T_{t,k}$ 为有载调压变压器 k 在 t 时段的变比值; $T_{\min,k}$ 和 $T_{\max,k}$ 分别为有载调压变压器 k 变比的最小值和最大值; N_t 为有载调压变压器的数目。

2.3.5 无功补偿容量约束

$$Q_{C,\min,l} \leq Q_{C,t,l} \leq Q_{C,\max,l}, l=1, \dots, N_C \quad (18)$$

式中: $Q_{C,t,l}$ 为无功补偿装置 l 在 t 时段的补偿容量; $Q_{C,\min,l}$ 和 $Q_{C,\max,l}$ 分别为无功补偿装置容量的最小值和最大值; N_C 为无功补偿装置的数目。

3 模型求解

3.1 复合回溯搜索算法

由于综合成本目标与风险性目标度量标准不一致且两目标互相制约,常常难以得到使两个目标同时达到绝对最优解的值,通过寻找尽可能多的帕累托最优解,使其均匀地分布在帕累托前沿,并根据虚拟理想距离最短原则从中选择最佳折衷解。鉴于本文模型具有强耦合、非线性、多目标的特点,传

统求解方法往往不能得到满意的可行解,故采用高效的多目标复合回溯搜索算法(multi-objective compound backtracking search, MOCBS)对本文的模型进行快速求解。

回溯搜索算法是近年来出现的一种新型的进化算法,特点在于采用了双种群策略和独特的回溯记忆机制,在变异过程中能以一定概率记忆前代种群的特征信息,指引当前种群的进化方向,在算法的后期能有效防止种群陷入局部最优解,增强了算法的全局搜索能力^[15],具体操作如下所示(记为BS/rand策略)

$$v_i^G = x_n^G + F(y_n^G - x_n^G) \quad (19)$$

式中: v_i^G 为变异后的第 i 个个体; x_n^G 为随机挑选父代种群中个体; $(y_n^G - x_n^G)$ 为父代种群与历史种群的差分值; F 为变异尺度控制因子。

由于回溯搜索算法是由随机变异产生新的种群,在算法的前期学习能力较差,寻优速度较慢,为了加快算法在前期的寻优速度,采用当代种群的最优个体作为下一代种群的变异基向量,以增强种群进化方向性,具体操作如下所示(记为BS/best策略)

$$v_i^G = x_{\text{best}}^G + F(y_n^G - x_n^G) \quad (20)$$

式中: x_{best}^G 为父代种群中最优个体。

3.2 算法流程

MOCBS算法的主要步骤如下:

步骤1:初始化种群并设置算法参数的值,随机生成设定规模父代种群,并计算出父代种群中个体相应的目标函数值,并将目标函数值按低到高进行排序。

步骤2:将种群按照一定的比例分割成优势种群和劣势种群,优势种群按BS/rand策略进化,增强进化种群的多样性;劣势种群按BS/best策略进化,加快种群的进化速度。

步骤3:将分别进化后形成的种群重组为实验种群,实验种群与父代种群组成临时种群,对临时种群按照帕累托非劣排序法选择优势个体组成新一代的父代种群。

步骤4:判断程序运行是否达到设置的终止进化条件,若未达到,则继续进化;若达到,输出最终结果。

4 算例分析

为验证本文提出的条件风险功率偏差计算方

法的有效性,以IEEE30节点系统为例进行仿真计算。在节点22处接入1个风电场,在节点6、节点9之间;节点6、节点10之间;节点4、节点12之间;节点27、节点28之间各接入一个有载调压变压器,并选择适当的9个节点接入无功补偿装置。选择6个时段作为本次仿真的调度周期,每个时段的具体参数可参考文献[16]。

设置风电场的额定功率 $w_r=75$ MW,算法最大进化代数 $g_{max}=1\ 000$,种群大小 $pop=100$,得到不同置信水平下帕累托前沿如图1所示。

从图1可以看出,条件风险功率综合偏差值与综合运行成本这两个目标函数存在互相制约的关系,条件风险功率综合偏差值越高则系统的综合运行成本越低。风电并网的功率越大,越能体现出风电的经济效应,但大规模的风电并网也将会带来极大的不确定性,系统的运行风险将会加大。另一方面,当系统的置信水平升高后,系统的综合成本和条件风险功率偏差值也随着升高(曲线整体向右上方移动),这表明置信水平越高,系统所需应对的风电并网不确定性区间越大,系统需提供更多的成本来保证系统的运行的可靠性。观察各最佳折衷解可知,随着置信水平的下降,系统的综合运行成本有略微上升,这是因为当置信水平降低时,风电成本的下降幅度小于火电机组成本的上升幅度,造成系统的综合运行成本上升,因此需要决策者根据当前的系统的运行状况综合考量并选择合适的调度策略。

由MOCBS算法得到的90%置信水平下最佳折衷解如表1所示。

表1 90%置信水平下源网协调最佳折衷解

Tab.1 Optimal compromise solution of source network coordination at 90% confidence level

| 时段 | P_1 | P_2 | P_3 | P_4 | P_5 | P_6 | w |
|----|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 135.406 5 | 50.678 3 | 21.142 0 | 16.608 7 | 21.310 4 | 15.018 0 | 30.357 9 |
| 2 | 105.435 7 | 62.504 2 | 29.833 0 | 31.589 2 | 27.960 5 | 22.527 7 | 32.566 9 |
| 3 | 110.387 6 | 58.954 0 | 27.890 3 | 27.080 3 | 24.061 8 | 26.205 3 | 33.725 2 |
| 4 | 132.863 9 | 44.714 7 | 30.677 2 | 21.803 8 | 20.192 1 | 30.772 3 | 32.852 1 |
| 5 | 120.478 5 | 65.005 5 | 29.321 4 | 19.138 6 | 18.410 0 | 28.846 1 | 37.378 2 |
| 6 | 126.376 8 | 42.110 5 | 24.528 0 | 18.521 6 | 16.830 9 | 18.599 6 | 38.329 6 |

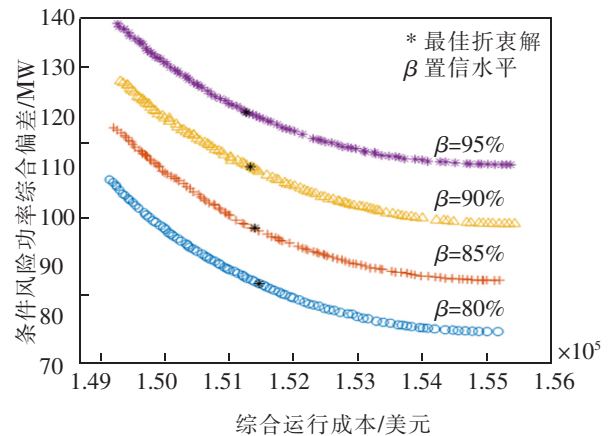


图1 不同置信水平的帕累托前沿
Fig.1 Pareto frontiers at different confidence levels

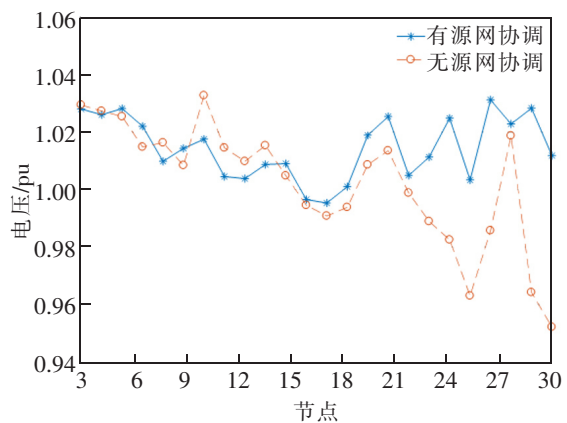


图2 节点电压水平对比
Fig.2 Voltage level comparison of nodes

在有载调压变压器和无功补偿装置的共同调节作用下,有源网协调优化运行和无源网协调优化运行系统各节点电压的变化对比如图2所示。

从图2可以看出,系统的各节点电压在无源网协调优化的情况下,节点电压的波动范围较大,部分末端节点的电压偏离基准值较大,给系统的稳定运行带来了极大的风险。在引入源网协调优化运行后,系统的节点电压波动幅度较小,大部分节点的电压幅值均为正,尤其是对末端节点的电压起到了良好的支撑作用。这是因为系统在接入有载调压变压器和无功补偿装置后,系统的可调节性、运行灵活性得到了极大的提升,在系统节点电压偏离基准值较大时,可以主动介入以减少系统电压的波动,稳定系统的电压在安全裕度之内,提高了系统的鲁棒度。

5 结论

本文提出了基于条件风险价值理论的风电并网功率偏差计算方法,建立了条件风险功率综合偏差值和机组综合运行成本的双目标函数,在考虑系统潮流约束、火电机组出力及爬坡滑坡约束、系统的各节点电压约束等多种约束条件下,采用多目标复合回溯搜索算法对该强耦合、非线性模型快速求解,并从得到的帕累托最优前沿中选择最佳折衷解,以供调度决策。

结果表明,所提出的条件风险功率偏差计算方法可实现对风电并网风险功率进行可靠的评估及量化计算,同时引入的源网协调优化运行方法可极大的降低系统的各节点电压的波动,提高了系统安全运行的可靠性。

参考文献:

- [1] 葛晓琳,郝广东,夏澍,等. 高比例风电系统的优化调度方法[J]. 电网技术,2019,43(2):390-399.
- [2] FANG X, HODGE B M, LI F, et al. Adjustable and distributionally robust chance-constrained economic dispatch considering wind power uncertainty[J]. Journal of Modern Power Systems & Clean Energy, 2019, 7(3): 228-234.
- [3] 杨家然,王兴成,蒋程,等. 计及风力发电风险的电力系统多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 25-31.
- [4] 吕梦璇,娄素华,刘建琴,等. 含高比例风电的虚拟电厂多类型备用协调优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2874-2882.
- [5] 栗然,霍启敬,陈宇,等. 基于非零和博弈的互联系统协同消纳风电调度法[J]. 电力系统自动化, 2018, 635(13): 100-106.
- [6] DOOSTIZADEH M, AMINIFAR F, GHASEMI H, et al. Energy and reserve scheduling under wind power uncertainty: An Adjustable Interval Approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2943-2952.
- [7] 王锐,张彦,王冬,等. 基于随机模型预测控制的含大规模风电接入的电力系统优化调度[J]. 控制与决策, 2019, 34(8): 1616-1625.
- [8] 张大,彭春华,孙惠娟. 大规模风电机组并网的多目标动态环境经济调度[J]. 华东交通大学学报, 2019, 36(5): 129-135.
- [9] 王晨曦,朱建全,夏云睿,等. 多区域电力系统实时分散鲁棒调度的求解方法[J]. 电网技术, 2019, 433(12): 229-236.
- [10] 徐一波,刘路宁,陈婧. 基于配网重构和量子微分进化的风电消纳策略[J]. 华东交通大学学报, 2020, 37(5): 134-142.
- [11] 王云静,王雅坤,郑磊,等. 考虑条件风险价值的含多风电场电力系统经济调度[J]. 电机与控制应用, 2017, 44(8): 104-111.
- [12] 翁振星,石立宝,徐政,等. 计及风电成本的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 4(10): 514-523.
- [13] 王颖,周刚,韩红卫,等. 计及风电最优置信度的机组组合优化方法[J]. 电网技术, 2017, 41(3): 808-815.
- [14] 刘文颖,文晶,谢昶,等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079-1088.
- [15] EL-FERGANY A. Optimal allocation of multi-type distributed generators using backtracking search optimization algorithm[J]. International journal of electrical power and energy systems, 2015, 219(15): 8121-8144.
- [16] CHAIB A E, BOUCHEKARA H, MEHASNI R, et al. Optimal power flow with emission and non-smooth cost functions using backtracking search optimization algorithm[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 81: 64-77.