

基于机会约束规划的含大规模风电电力系统阻塞调度优化

王智冬¹, 娄素华^{2,3}, 范臻⁴, 吴耀武^{2,3}, 杨印浩^{2,3}

(1. 国网经济技术研究院有限公司, 北京市 102206; 2. 华中科技大学电气与电子工程学院, 湖北省武汉市 430074;

3. 强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北省武汉市 430074;

4. 国网重庆市电力公司检修分公司, 重庆市 400039)

摘要: 电力市场环境下, 接入风电的不确定性增大了系统输电阻塞出现的概率。采用现有的确定性方法进行输电阻塞调度, 会导致部分重载线路接近热稳定极限; 若风电出力预测产生偏差, 系统在实时运行中可能再度出现阻塞。为解决阻塞问题并使系统具备一定的抵御再度阻塞的能力, 提出一种新的阻塞调度模型, 该模型将风电出力预测误差作为随机变量, 形成了模拟实时运行不确定性的机会约束条件; 同时, 模型计及了期望缺电、弃风风险指标, 实现了阻塞调度中功率调整与旋转备用的联合优化。基于蒙特卡洛方法提出了不确定性风电并网导致的系统再度阻塞的度量方法和指标, 通过 IEEE RTS 24 节点系统算例证明了所提模型的有效性。

关键词: 阻塞调度; 运行风险; 机会约束规划; 风电接入; 再度阻塞

0 引言

风电由于清洁可再生的特性, 能够推进能源转型, 已成为中国规模最大的可再生能源发电方式。从空间维度上看, 中国风电开发通常为集中接入、长距离输送^[1]; 从时间维度上看, 风电出力具有间歇性与波动性的特征^[2]。此外, 中国实行的可再生能源发电全额保障性收购政策使风电几乎不具备可调度性^[3], 这些特征将导致含大规模风电的电力系统在运行过程中出现输电阻塞的概率增大。

为解决输电阻塞问题, 现有研究中通常从不同的时间尺度进行阻塞管理^[4]。中长期尺度下, 可通过扩展规划改进输电网络拓扑结构, 增强了系统的最大传输容量^[5]; 短期尺度下, 对于发电商和用户, 以竞标方式决定上调与下调功率, 通过阻塞调度开展阻塞管理^[6], 对于输电网络, 可通过调整可控参数、调节可调元件或改变网络拓扑开展阻塞管理^[7]。

随着新能源快速发展与电力市场改革的有序进行, 一些专家学者对电力市场下短期尺度的输电阻塞问题进行了一定的探讨。文献[7]在风电接入系统中将网络拓扑控制作为阻塞管理资源的作用。文

献[8-9]提出了结合市场手段和网络拓扑控制的阻塞管理方法, 分析了该方法对增强网络输送能力的效用。文献[10]构建了混合市场下的阻塞调度模型。文献[11]聚类系统所有可能的运行状态, 建立了计及系统随机性的阻塞管理模型。文献[12]建立了考虑机会约束规划的阻塞调度模型, 探讨了模型在解决计及不确定性的阻塞调度问题上的效用。以上研究积极探索了电力市场下的阻塞管理方法。然而, 大规模风电接入后, 风电出力的不确定性给传统的考虑网络约束的电力调度优化带来了新的随机性因素, 使得按照常规阻塞调度方法决策的发电机组运行组合仍可能会具有较高的运行风险。因此, 有必要针对含大规模风电系统的阻塞调度问题进行深入的研究。

本文考虑风电的不确定性出力, 提出了多类型电源电力系统运行风险指标, 模型优化目标为阻塞调度总费用最小, 包括运行风险惩罚费用, 采用机会约束理论构建了计及系统可能再度阻塞情况的阻塞调度模型。通过机会约束的确定等价形式与线性化技术, 将本文模型转化为一个线性规划问题进行求解; 基于蒙特卡洛(Monte Carlo)方法对阻塞调度后的系统进行实时运行模拟, 由此构建了量度系统再度阻塞的相关指标, 并通过 IEEE RTS 24 节点系统证明了本文模型的有效性。

1 阻塞调度中的运行风险指标

在阻塞调度中, 由于风电的不确定性出力, 实时

收稿日期: 2018-12-19; 修回日期: 2019-06-15。

上网日期: 2019-08-27。

国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900100); 国家电网公司科技项目(5102-201956304A-0-0-00); 国家自然科学基金资助项目(51677076)。

运行时可能出现可靠性降低及弃风的潜在风险^[13], 本文提出弃风风险指标和期望缺供电量指标来量化实时运行中存在的潜在风险。

机会约束规划方法能有效处理考虑不确定性的优化问题,对于风电不确定性,一般将预测误差处理为正态分布的随机量。本文考虑风电预测误差 x 服从正态分布^[14],且概率密度函数为 $f(x)$, $f(x)$ 的图形如图 1 所示。

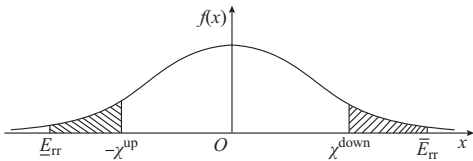


图 1 风电出力预测误差的概率密度函数
Fig. 1 Probability density function of forecasting error for wind power output

图 1 中, E_{tr} 和 $\bar{E}_{tr}$ 分别为风电功率预测误差下限与上限值,通常为 3 倍标准差; χ^{up} 和 χ^{down} 分别为系统的上调旋转备用容量与下调旋转备用容量,并且有

$$\chi^{up} = \sum_{g=1}^{N_G} r_g^{up} \tag{1}$$

$$\chi^{down} = \sum_{g=1}^{N_G} r_g^{down} \tag{2}$$

式中: N_G 为火电机组数目; r_g^{up} 和 r_g^{down} 分别为火电机组 g 提供的上、下调旋转备用。

风电实际出力小于预测值时,会产生功率缺额,若上调备用容量不足,则会强制切负荷;反之,风电实际出力大于预测值时,会产生多发电量,若下调备用容量不足,则会导致弃电。

由于风电接入引起的弃风风险指标、期望缺供电量风险指标为:

$$R^{EENS} = - \int_{E_{tr}}^{-\chi^{up}} (x + \chi^{up}) f(x) dx \tag{3}$$

$$R^{Wind} = \int_{\chi^{down}}^{\bar{E}_{tr}} (x - \chi^{down}) f(x) dx \tag{4}$$

式中: R^{EENS} 为期望缺供电量风险值; R^{Wind} 为弃风电量风险值。

2 考虑实时运行风险的机会约束规划阻塞调度模型

在含大规模风电系统中,阻塞调度不仅要解决出清结果导致的输电阻塞,还应保证有一定的置信水平确信考虑风电不确定出力时系统不会出现再度阻塞。

实时运行中,系统旋转备用容量对风电出力不

确定性引起的功率调整有重要作用,能有效减弱系统阻塞情况。因此,本文同时计及阻塞调度和旋转备用容量的优化,且考虑运行风险指标来量化风电不确定性给系统带来的影响。

2.1 目标函数

考虑优化目标为阻塞调度总费用最低,包括发电侧与负荷侧的阻塞调度费用、旋转备用容量费用及运行风险惩罚费用。

$$\begin{aligned} \min & \left[\sum_{g=1}^{N_G} (B_g^{up} \Delta P_g^{up} + B_g^{down} \Delta P_g^{down}) + \right. \\ & \sum_{d=1}^{N_D} (B_d^{up} \Delta L_d^{up} + B_d^{down} \Delta L_d^{down}) + \\ & \sum_{g=1}^{N_G} (C_g^{up} r_g^{up} + C_g^{down} r_g^{down}) + \\ & \left. \theta^{EENS} R^{EENS} + \theta^{Wind} R^{Wind} \right] \tag{5} \end{aligned}$$

式中: N_D 为负荷数目; B_g^{up} 和 B_g^{down} 分别为火电机组 g 提供上调、下调功率的单位报价; B_d^{up} 和 B_d^{down} 分别为负荷 d 提供上调、下调功率的单位报价; ΔP_g^{up} 和 ΔP_g^{down} 分别为火电机组被调用的上调、下调功率; ΔL_d^{up} 和 ΔL_d^{down} 分别为负荷 d 被调用的上调、下调功率; C_g^{up} 和 C_g^{down} 分别为火电机组 g 提供单位上调、下调旋转备用的单位报价; θ^{EENS} 和 θ^{Wind} 分别为缺电风险因子和弃风风险因子。

2.2 确定性约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{g=1}^{N_G} P_g^{CD} + \sum_{w=1}^{N_W} P_w^{WMCP} = \sum_{d=1}^{N_D} L_d^{CD} \tag{6}$$

式中: N_W 为风电场数目; P_g^{CD} 为阻塞调度完成后各火电机组的出力; P_w^{WMCP} 为风电场市场出清后的出清功率; L_d^{CD} 为阻塞调度完成后负荷 d 的大小。且有

$$P_g^{CD} = P_g^{GMCP} + \Delta P_g^{up} - \Delta P_g^{down} \tag{7}$$

$$L_d^{CD} = L_d^{MCP} + \Delta L_d^{up} - \Delta L_d^{down} \tag{8}$$

式中: P_g^{GMCP} 为火电机组 g 在市场出清阶段的出清结果; L_d^{MCP} 为负荷 d 的市场出清结果。

2) 火电机组出力约束

式(9)代表各火电机组的功率上下限约束;式(10)和式(11)代表各机组能够提供的上下调旋转备用容量约束以及上下爬坡约束;式(12)和式(13)为系统总的上下调旋转备用容量约束;式(14)表示变量的非负约束。

$$P_g \leq P_g^{CD} \leq \bar{P}_g \tag{9}$$

$$r_g^{up} \leq \min \{ \bar{P}_g - P_g^{CD}, v_g^{up} \Delta t \} \tag{10}$$

$$r_g^{\text{down}} \leq \min\{P_g^{\text{CD}} - \underline{P}_g, v_g^{\text{down}} \Delta t\} \quad (11)$$

$$\sum_{g=1}^{N_G} r_g^{\text{up}} \geq \varphi^{\text{up}} \quad (12)$$

$$\sum_{g=1}^{N_G} r_g^{\text{down}} \geq \varphi^{\text{down}} \quad (13)$$

$$r_g^{\text{up}}, r_g^{\text{down}}, \Delta P_g^{\text{up}}, \Delta P_g^{\text{down}} \geq 0 \quad (14)$$

式中: $\bar{P}_g$ 和 $\underline{P}_g$ 分别为火电机组 g 的出力上、下限; v_g^{up} 和 v_g^{down} 分别为火电机组 g 的爬坡、滑坡速率; Δt 为调度时间; φ^{up} 和 φ^{down} 分别为系统需要的上调、下调旋转备用容量。

3) 负荷侧相关约束

$$0 \leq \Delta L_d^{\text{up}} \leq s_d^{\text{up}} \quad (15)$$

$$0 \leq \Delta L_d^{\text{down}} \leq s_d^{\text{down}} \quad (16)$$

式中: s_d^{up} 和 s_d^{down} 分别为负荷 d 提供的上调、下调功率限值。

4) 阻塞调度阶段输电线路传输功率约束

$$\left| \sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} P_g^{\text{CD}} + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} P_w^{\text{WMCP}} - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} \right| \leq \bar{F}_l \quad (17)$$

式中: $M_{l,g}$, $M_{l,w}$ 和 $M_{l,d}$ 为直流潮流转移分布因子; $\bar{F}_l$ 为线路 l 的最大传输容量。

2.3 机会约束条件

运行阶段中,若风电实际出力与市场出清结果 P_w^{WMCP} 有不同,且调整能力不足时,系统可能再度阻塞。为确保阻塞调度结果在实时运行中表现出较好的抵御再度阻塞的能力,本文不仅考虑常规确定性约束条件,还将输电线路传输功率的机会约束条件引入模型中:

$$\Pr\left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} (P_g^{\text{CD}} + \Delta \tilde{P}_g) + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} (P_w^{\text{WMCP}} + \Delta \tilde{P}_w) - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} \geq -\bar{F}_l\right) \geq \alpha_l \quad (18)$$

$$\Pr\left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} (P_g^{\text{CD}} + \Delta \tilde{P}_g) + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} (P_w^{\text{WMCP}} + \Delta \tilde{P}_w) - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} \leq \bar{F}_l\right) \geq \alpha_l \quad (19)$$

式中: α_l 为设置的机会约束置信水平; $\Delta \tilde{P}_w$ 为风电场 w 的功率预测随机误差; $\Delta \tilde{P}_g$ 为火电机组 g 相应的出力调整量。

依据调频参与因子,对系统内各调频电源进行出力调整^[15],即

$$\Delta \tilde{P}_g = -\beta_g \sum_{w=1}^{N_W} \Delta \tilde{P}_w \quad (20)$$

式中: β_g 为调频机组 g 的调频参与因子,并有

$$\sum_{g=1}^{N_G} \beta_g = 1.$$

考虑式(20),式(18)至式(19)可转化为:

$$\Pr\left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} P_g^{\text{CD}} + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} P_w^{\text{WMCP}} - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} + \bar{F}_l \geq \sum_{w=1}^{N_W} \left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} \beta_g - M_{l,w} \right) \Delta \tilde{P}_w\right) \geq \alpha_l \quad (21)$$

$$\Pr\left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} P_g^{\text{CD}} + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} P_w^{\text{WMCP}} - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} - \bar{F}_l \leq \sum_{w=1}^{N_W} \left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} \beta_g - M_{l,w} \right) \Delta \tilde{P}_w\right) \geq \alpha_l \quad (22)$$

3 模型求解

3.1 机会约束条件转化

对于式(21)和式(22)所描述的机会约束条件,可以利用下述定理1转化为相应的确定等价形式,从而对模型进行简化。

定理1: 设 $\mathbf{z}$ 是一个决策向量, ξ 是一个分布函数为 Ψ 的随机变量, $g(\mathbf{z}, \xi) = h(\mathbf{z}) - \xi$ 为随机约束函数, α 为设置的置信水平。则机会约束条件满足: $\Pr(g(\mathbf{z}, \xi) \leq 0) \geq \alpha$ 当且仅当 $h(\mathbf{z}) \leq K_\alpha$, 其中 $K_\alpha = \sup\{K \mid K = \Psi^{-1}(1 - \alpha)\}$ 。

根据定理1,得到式(21)和式(22)的确定等价形式为:

$$\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} P_g^{\text{CD}} + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} P_w^{\text{WMCP}} - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} + \bar{F}_l \geq \mu_l^{\text{all}} + k_{\alpha_l} \sigma_l^{\text{all}} \quad (23)$$

$$\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} P_g^{\text{CD}} + \sum_{w=1}^{N_W} M_{l,w} P_w^{\text{WMCP}} - \sum_{d=1}^{N_D} M_{l,d} L_d^{\text{CD}} - \bar{F}_l \leq \mu_l^{\text{all}} + k_{1-\alpha_l} \sigma_l^{\text{all}} \quad (24)$$

式中: $k_{\alpha_l} = \Phi^{-1}(\alpha_l)$, $k_{1-\alpha_l} = \Phi^{-1}(1 - \alpha_l)$, 其中 $\Phi^{-1}(\cdot)$ 为标准正态分布函数 $\Phi(\cdot)$ 的逆函数; μ_l^{all} 和 σ_l^{all} 分别为关于随机变量 $\Delta \tilde{P}_w$ 的函数 $\sum_{w=1}^{N_W} \left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} \beta_g - M_{l,w} \right) \Delta \tilde{P}_w$ 的均值和标准差。

通过推导, μ_l^{all} 和 σ_l^{all} 的计算式分别为:

$$\mu_l^{\text{all}} = \sum_{w=1}^{N_W} \left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} \beta_g - M_{l,w} \right) \mu_w \quad (25)$$

$$\sigma_l^{\text{all}} = \sqrt{\sum_{w=1}^{N_W} \left(\sum_{g=1}^{N_G} M_{l,g} \beta_g - M_{l,w} \right)^2 \sigma_w^2} \quad (26)$$

式中： σ_w 和 μ_w 分别为 $\Delta \tilde{P}_w$ 的标准差和均值。

3.2 风险指标线性化

将本文模型中的积分项 R^{EENS} 和 R^{Wind} 利用分段线性化方法和松弛技术线性化^[16]，则式(3)和式(4)可转化为式(27)和式(28)所示线性表达式。

$$R^{\text{EENS}} \geq a_k^{\text{EENS}} \sum_{g=1}^{N_G} r_g^{\text{up}} + b_k^{\text{EENS}} \tag{27}$$

$$R^{\text{Wind}} \geq a_k^{\text{Wind}} \sum_{g=1}^{N_G} r_g^{\text{down}} + b_k^{\text{Wind}} \tag{28}$$

式中： a_k^{EENS} 、 b_k^{EENS} 、 a_k^{Wind} 和 b_k^{Wind} 为第 k 个分段的分段线性化系数； $k = 1, 2, \dots, K$ ，其中， K 为分段总数。

3.3 模型求解

综上，本文模型为由式(5)至式(17)与式(23)至式(28)构成的线性规划(linear programming, LP)问题。对此 LP 问题，基于 MATLAB 利用 YALMIP 建模工具，调用 CPLEX 求解，具体求解步骤如下。

1)输入数据，包括火电功率上调、下调报价，负荷功率上调、下调报价，火电市场出清结果，各节点负荷大小，风电出力预测值等。

2)将 R^{EENS} 和 R^{Wind} 分段线性化，计算各分段系数。

3)用 YALMIP 建模工具构建目标函数与各约束条件。

4)调用 CPLEX 求解，得到最优的目标函数值及火电机组上调或下调功率、负荷上调或下调功率、各机组提供的旋转备用容量、 R^{EENS} 与 R^{Wind} 指标值、各支路潮流；计算最终的阻塞调度结果。

4 基于 Monte Carlo 模拟的再度阻塞评价指标

为检验所提模型的有效性，本文构建系统再度阻塞的相关指标来评价阻塞调度结果应对实时运行不确定性的能力。

以阻塞调度结果为基准值，在风电市场出清结果的基础上，利用 Monte Carlo 模拟方法产生风电场的出力预测误差值，并采用式(20)所述的发电机组实时出力调整策略实现实时运行时系统的功率平衡；再根据风电场实际出力、火电机组实时调整后的出力，计算实时运行时的潮流分布，从而校验网络在实时运行中的阻塞情况。

结合对风电出力预测误差的 N 次抽样和对系统实时运行情况的 N 次运行模拟及阻塞校验结果，统计分析阻塞调度后的再度阻塞指标。本文考察的

再度阻塞指标^[17]如下。

1)线路负载率 η_l

$$\eta_l = \frac{|F_l|}{\bar{F}_l} \tag{29}$$

式中： F_l 为线路 l 输送的有功功率。如果某次模拟中 $\eta_l > 1$ ，则认为线路 l 出现再度阻塞。

2)线路再度阻塞概率(频率) p_l^{LC}

$$p_l^{\text{LC}} = \frac{N_l^{\text{LC}}}{N} \tag{30}$$

式中： N_l^{LC} 为线路 l 在 N 次模拟中再度出现阻塞的次数。

3)系统再度阻塞概率(频率) p^{SC}

$$p^{\text{SC}} = \sum_{i=1}^{N_L} p_i^{\text{SC}} = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{N_i^{\text{SC}}}{N} \tag{31}$$

式中： i 为某次模拟中系统中同时出现再度阻塞线路的条数； N_L 为系统中线路总数； p_i^{SC} 和 N_i^{SC} 分别为系统在 N 次模拟中出现因 i 条线路同时阻塞导致系统阻塞的概率与次数。

5 算例分析

算例采用改进的 IEEE 24 节点系统，其电网拓扑与标准 IEEE 24 节点相同，包含 33 条输电线路。根据研究需要，最大负荷增为 2 952 MW，常规机组台数增加至 32 台，总装机容量为 3 405 MW。系统火电与负荷的市场出清结果及网络参数见参考文献[11]。系统中线路 16, 7, 23, 28 的传输容量上限依次为 150 MW, 200 MW, 350 MW, 300 MW，其余线路的传输容量上限均为 500 MW。

假设各负荷点的可调节量为各负荷的 $\pm 5\%$ ^[12]；目标函数的线性化分段数为 100^[17]， a_k^{EENS} 、 b_k^{EENS} 、 a_k^{Wind} 、 b_k^{Wind} 的取值参考文献[16]。机会约束的置信水平为 0.95，Monte Carlo 模拟次数设置为 1 000 次。

为探讨大规模风电接入带给系统阻塞调度的影响，在节点 1 接入装机容量为 300 MW 的风电场 1，节点 20 接入装机容量为 350 MW 的风电场 2，2 个风电场市场出清结果对应为 250 MW 和 300 MW。假设 2 个风电场日前功率预测误差都服从正态分布，并且分布的期望为 0，标准差为功率预测值的 10% 与装机容量的 2% 之和^[18]。根据 GB/T 19963—2011，正常并网运行时 150 MW 以上风电场 10 min 有功功率变化最大限值为 50 MW。本文算例设置火电机组爬坡速率为每分钟额定容量的 2%，足以应对风电场功率变化，故算例结果将不受上下爬坡速度约束的影响。

5.1 阻塞调度结果分析

利用本文方法,机会约束的置信水平设置为0.95,阻塞调度结果如表1所示。

表1 阻塞调度功率调整量

Table 1 Adjustment amount of congestion dispatching power

市场主体	节点编号	上调功率/MW	下调功率/MW
发电侧	3	0	33.1
	7	0.2	0
	8	0	42.8
	15	0	9.7
	20	0	83.8
	21	0	100.8
	22	50.0	0
负荷侧	12	10.0	0
	13	16.2	0
	14	5.1	0
	15	17.0	0

注:表中未列出机组、负荷的功率调整量均为0。

从表1可以看出,此时系统的最优上调、下调旋转备用分别配置为115.2 MW,104.4 MW,功率调整费用为5 554.1 美元,旋转备用容量费用为331.5 美元,运行风险费用为51.2 美元。

基于以上阻塞调度结果,利用 Monte Carlo 方法生成风电功率误差,进行1 000 次的模拟,出现再度阻塞的线路如表2所示。

表2 1 000 次模拟中线路再度阻塞情况
Table 2 Line re-congestion situation of 1 000-times Monte Carlo simulations

线路编号	再度阻塞概率/%	同时阻塞线路	同时阻塞概率/%
7	3.3	7,16	3.3
		7,23	0.5
		7,28	0
		16,23	0.5
16	12.5	16,28	0
		23,28	0
		7,16,23	0.5
23	0.5	7,16,28	0
		7,23,28	0
		16,23,28	0
28	2.3	7,16,23,28	0

从表2可以看出,在1 000 次模拟中,有4 条线路(编号为7,16,23,28)出现再度阻塞,但这些线路再度阻塞的概率均小于13%,表明采用本文模型开展阻塞调度,系统内线路均能以超过87%的概率抵御风电出力的不确定性,较好地防止系统在实时运行中再度出现阻塞。

图2 展示了1 000 次蒙特卡洛模拟中系统出现再度阻塞的情况。采用本文模型进行阻塞调度后,系统有85.3%的概率不会再度阻塞,系统因1~3 条线路阻塞而阻塞的概率分别为11.5%,2.8%,

0.4%。在图2 中,可以看出系统再度出现阻塞的风电出力均分布在图形的上下区域,表明造成系统再度出现阻塞的主要因素是风电场2 的出力波动性,且风电场2 的正向功率预测误差是引起系统因2~3 条线路阻塞的主要因素。

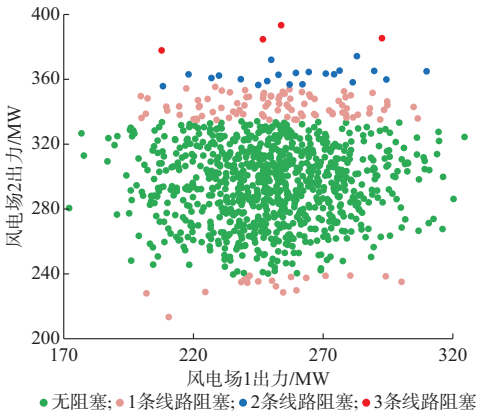


图2 1 000 次 Monte Carlo 模拟中系统再度阻塞情况
Fig.2 System re-congestion situation in 1 000-times Monte Carlo simulations

5.2 阻塞调度模式比较

设本文考虑机会约束的阻塞调度模型为模式1,常规确定性阻塞调度模型为模式2,分析本文模型相较于传统方法的优越性。系统的上调、下调备用需求设置为最大负荷的5%^[19]。基于市场出清结果直接潮流校验的结果命名为情形1,基于模式1 的潮流校验结果命名为情形2,基于模式2 的潮流校验结果命名为情形3。

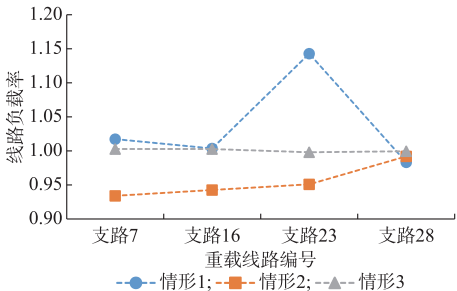


图3 情形1,2,3 的重载线路负荷率指标
Fig.3 Load rate indices of heavy-load lines in case 1, 2, 3

图3 表明了系统中重载线路7,16,23,28 在情形1 至情形3 下的线路负载率情况。对比于基于市场出清结果未进行阻塞调度的情形1 的线路负载率情况,情形2 与情形3 反映的2 种阻塞调度模式均消除了阻塞。但是,基于模式2 进行阻塞调度仅能使在情形1 中发生阻塞的线路功率减小到最大线路容量处,当风电功率波动时容易使这些线路出现再度阻塞的情况;而基于模式1 实施阻塞调度后,输电线路依然有一定的容量裕度来抵御风电随机波动,

减小了系统出现再度阻塞的概率。

基于模式 1 和 2 的阻塞调度结果, 分别进行 1 000 次模拟, 2 种情况下系统再度阻塞的概率如表 3 所示。采用模式 1 开展阻塞调度后系统有 90.6% 的概率不会再度阻塞, 而对于模式 2, 系统以 100% 的概率出现再度阻塞。可见以本文方法进行阻塞调度, 能够在很大程度上降低含电系统再度出现阻塞的概率, 显著减少了大规模不确定性风电接入带来的运行风险。

表 3 不同阻塞调度模式下的系统再度阻塞概率
Table 3 Probabilities of system re-congestion in different congestion dispatching modes

调度模式	系统再度阻塞概率/%			
	无	p_1^{SC}	p_2^{SC}	p_3^{SC}
模式 1	90.6	8.4	0.9	0.1
模式 2	0	47.6	11.2	41.2

另外对于阻塞调度模式 1 和 2, 系统的旋转备用需求都为最大负荷的 5%, 在相同的旋转备用下, 基于模式 2 的阻塞调度没有防止再度阻塞, 表明本文模型在统筹优化功率调整与旋转备用容量上更有效。

5.3 机会约束置信水平灵敏度分析

设置不同的机会约束置信水平, 分别进行 1 000 次 Monte Carlo 模拟进行灵敏度分析, 研究置信水平对阻塞调度总费用和系统再度阻塞概率的影响, 如图 4 所示。

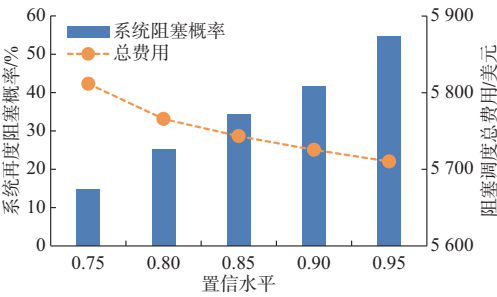


图 4 置信水平对再度阻塞概率及总费用的影响
Fig. 4 Impact of different confidence levels on probability of re-congestion and total costs

从图 4 可以看出, 随着置信水平的提高, 系统再度阻塞概率从 54.8% 降低到 14.7%, 降低显著; 但阻塞调度总费用从 5 710.1 美元增至 5 811.7 美元, 因为提高置信水平会对系统潮流分布提出更高的要求, 需要为某些线路提供更大的裕度, 被迫使用费用较高的机组改进潮流分布, 从而引起阻塞调度总费用升高。

由此可知, 系统再度阻塞概率与阻塞调度总费用相矛盾, 对于某一特定的系统, 要因地制宜设置合理的置信水平, 实现二者的“平衡”。

5.4 某省级系统算例

以某改造的省级系统为基础数据验证本文模型的实用性。该系统最大负荷为 25 000 MW, 常规机组装机容量为 31 000 MW, 风电场装机容量为 8 000 MW。系统的网络参数、发电侧与负荷侧的市场出清结果等基础数据均已知。该系统中线路 46, 49, 50, 96, 104, 133 的最大输电容量分别为 1 500 MW, 1 500 MW, 1 500 MW, 1 000 MW, 1 000 MW, 3 500 MW, 其余线路的最大输电容量均为 2 000 MW。

利用本文方法, 设置机会约束的置信水平为 0.95, 得到系统的最优上调旋转备用容量为 954 MW, 最优下调旋转备用容量为 810 MW, 功率调整费用为 32 775.3 美元, 旋转备用容量费用为 2 878.9 美元, 运行风险费用为 457.1 美元。以本文考虑机会约束的阻塞调度模型为模式 1, 常规确定性阻塞调度模型为模式 2, 分别进行 1 000 次实时运行模拟, 2 种模式下的系统再度阻塞概率如表 4 所示。

表 4 省级系统在 2 种阻塞调度模式下的再度阻塞概率
Table 4 Probabilities of re-congestion in two congestion dispatching modes for provincial system

调度模式	系统再度阻塞概率/%				
	无	p_1^{SC}	p_2^{SC}	p_3^{SC}	p_4^{SC}
模式 1	72.5	9.7	13.2	4.4	0.2
模式 2	17.9	9.2	55.6	15.8	1.5

基于模式 1 实施阻塞调度后系统有 72.5% 的概率不会再度出现阻塞, 因 $i(i = 2, 3, 4)$ 条线路同时阻塞导致系统阻塞的概率均相较确定性阻塞调度模式降低 2/3 以上。所以本文所提阻塞调度方法同样适用于省级电网, 可以很大程度上降低系统再度出现阻塞的概率, 显著减少大规模不确定性风电接入给系统带来的运行风险。

6 结语

针对含大规模随机性新能源电源系统的阻塞调度问题, 本文构建了基于机会约束规划的阻塞调度模型, 考虑了阻塞和再度阻塞对系统运行的影响, 以功率调整费用、旋转备用容量费用与运行风险费用总体最小为目标函数。通过机会约束的确定等价形式与线性化方法将本文模型转化为线性规划问题求解, 提出了由于不确定风电出力引起系统再度阻塞的量度指标和量度方法。结合算例分析, 得到如下结论。

1) 通过引入风险指标, 量化了不确定性风电接入为系统运行带来的风险, 实现了阻塞调度中功率再分配与旋转备用容量的统筹优化。

2) 相较确定性阻塞调度方法, 本文模型能有效降低系统出现再度阻塞的概率, 从而在实时运行中避免或减少切负荷。

为提高风电消纳能力, 未来将重点发展风储联合运行模式, 如何将储能设备纳入阻塞调度优化模型中考虑是下一步研究的方向之一。

参考文献

- [1] 王丹, 赵平, 师二广, 等. 基于有限理性决策的分布式风电开发模式[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(20): 37-43. DOI: 10.7500/AEPS20171208009.
WANG Dan, ZHAO Ping, SHI Erguang, et al. Distributed wind power development mode based on bounded rational decision[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 37-43. DOI: 10.7500/AEPS20171208009.
- [2] 吴耀武, 汪昌霜, 姜素华, 等. 计及风电-负荷耦合关系的含大规模风电系统调峰运行优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 163-169. DOI: 10.7500/AEPS20161229006.
WU Yaowu, WANG Changshuang, LOU Suhua, et al. Peak load regulating operation and optimization in power systems with large-scale wind power and considering coupling relation between wind power and load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 163-169. DOI: 10.7500/AEPS20161229006.
- [3] 国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知[EB/OL]. [2018-09-25]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201603/t20160328_796404.html.
Notice of the National Development and Reform Commission on printing and distributing the measures for the administration of full guaranteed acquisition of renewable energy power generation [EB/OL]. [2018-09-25]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201603/t20160328_796404.html.
- [4] 彭慧敏, 薛禹胜, 许剑冰, 等. 关于输电阻塞及其管理的评述[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(13): 101-107.
PENG Huimin, XUE Yusheng, XU Jianbing, et al. A review of transmission congestion management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(13): 101-107.
- [5] 边巧燕, 徐开, 孙黎滢, 等. 考虑风电功率概率分布不确定性的输电系统规划[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(20): 60-65.
BIAN Qiaoyan, XU Kai, SUN Liying, et al. Transmission system planning method considering wind power probability distribution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 60-65.
- [6] HOSSEINI S A, AMJADY N, SHAFIE-KHAH M A. A new multi-objective solution approach to solve transmission congestion management problem of energy markets[J]. Applied Energy, 2016, 165: 462-471.
- [7] HAN J, PAPAVALIOU A. The impacts of transmission topology control on the European electricity network[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 496-507.
- [8] KUNZ F. Improving congestion management—how to facilitate the integration of renewable generation in Germany[J]. Energy Journal, 2013, 34(4): 55-78.
- [9] 李鹏, 张培深, 王成山, 等. 基于智能软开关与市场机制的有源配电网阻塞管理方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 9-16. DOI: 10.7500/AEPS20170111006.
- LI Peng, ZHANG Peishen, WANG Chengshan, et al. Congestion management method for active distribution networks based on soft open point and market mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 9-16. DOI: 10.7500/AEPS20170111006.
- [10] 肖健, 杨爱民, 文福拴. 联营体与双边合同混合市场的阻塞协调调度[J]. 电工技术学报, 2010, 25(5): 176-182.
XIAO Jian, YANG Aimin, WEN Fushuan. Coordinated congestion dispatch in combined pool/bilateral electricity markets[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(5): 176-182.
- [11] ESMAILI M, AMJADY N, SHAYANFAR H A. Stochastic congestion management in power markets using efficient scenario approaches[J]. Energy Conversion & Management, 2010, 51(11): 2285-2293.
- [12] HOJJAT M, JAVIDI M H. Chance-constrained programming approach to stochastic congestion management considering system uncertainties[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(12): 1421-1429.
- [13] 王彬, 孙勇, 吴文传, 等. 应用于高风电渗透率电网的风电调度实时控制方法与实现[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 23-29.
WANG Bin, SUN Yong, WU Wenchuan, et al. A real-time wind power control method for power systems with high wind power penetration and its implementation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 23-29.
- [14] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 计及风电功率不确定性的经济调度问题求解方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 125-130.
ZHANG Zhaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, et al. A solution of economic dispatch problem considering wind power uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 125-130.
- [15] 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): 727-738.
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): 727-738.
- [16] ZHANG Ning, KANG Chongqing, XIA Qing, 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] 范臻. 大规模风电接入下计及时运行风险的阻塞调度模型研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2018.
FAN Zhen. Congestion dispatching model considering real-time operational risks with large-scale wind power integration[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2018.
- [18] FABBRI A, GOMEZ T, ROMAN S, et al. Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(3): 1440-1446.
- [19] 吴集光, 刘俊勇, 牛怀平, 等. 电力市场环境下的最优备用容量的确定[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(15): 10-13.
WU Jiguang, LIU Junyong, NIU Huaiping, et al. Determination of optimal reserve capacity in electricity market

environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(15): 10-13.

王智冬(1981—),男,博士,高级工程师,主要研究方向:电网规划设计、规划方法、清洁能源并网及消纳。

姜素华(1974—),女,通信作者,博士,教授,主要研究方

向:电力系统规划与优化运行。E-mail: shlou@mail. hust. edu. cn

范 臻(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统优化运行。

(编辑 施冬敏)

Chance-constrained Programming Based Congestion Dispatching Optimization of Power System with Large-scale Wind Power Integration

WANG Zhidong¹, LOU Suhua^{2,3}, FAN Zhen⁴, WU Yaowu^{2,3}, YANG Yin hao^{2,3}

- (1. State Grid Economic and Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 102206, China;
- 2. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;
- 3. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China;
- 4. Maintenance Company of State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400039, China)

Abstract: In the power market, the uncertainty of wind power integration increases the probability of system transmission congestion. The existing deterministic methods for transmission congestion dispatching will lead to some transmission lines close to the thermal stability limit. Furthermore, when the forecasting errors of wind power exist, the system would be re-blocked in real-time operation. In order to eliminate the system transmission congestion and make the system be able to resist re-congestion, a new congestion dispatching model is put forward, in which the forecasting errors of wind power are considered as random variables, and chance-constrained conditions for simulating the uncertainty is formed in real-time operation. Meanwhile, the indices of expected demand not supplied and risk of abandoning wind power are taken into account for co-optimizing power adjustment and spinning reserves in congestion dispatching. Based on Monte Carlo method, method and indices are presented for measuring the system re-congestion caused by the uncertainty of wind power integration. Based on IEEE RTS 24-bus system, the effectiveness of the proposed model is illustrated.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2016YFB0900100), State Grid Corporation of China (No. 5102-201956304A-0-0-00) and National Natural Science Foundation of China (No. 51677076).

Key words: congestion dispatching; operational risk; chance constrained programming; integration of wind power; re-congestion