

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201225

考虑静态安全距离的含风电电网安全优化调度

刘雨濛, 顾雪平, 王涛

(华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 大规模风电的接入给系统优化调度带来了严峻的挑战。传统含风电电力系统调度方法高度依赖于精确的风电概率分布或高精度的风电预测区间的建立, 在处理风电不确定性超出预计值时可能存在校正调度、弃风的问题。为促进风电的消纳, 引入安全域理论的概念, 分析安全域、静态安全距离与风电出力不确定性间的关系。在此基础上, 提出了添加系统静态安全距离为约束的电网安全优化调度模型。IEEE39节点系统算例的仿真结果表明, 所提模型面对当前风电预测精度较低的实际情况, 具有一定的鲁棒性和较强的可操作性。

关键词: 安全域; 静态安全距离; 优化调度; 鲁棒性

Optimal dispatching model for a wind farm integrated grid considering steady-state security distance

LIU Yumeng, GU Xueping, WANG Tao

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Large-scale wind power poses serious challenges to optimal system dispatching. The traditional optimal dispatching models for a wind farm integrated grid are highly dependent on an accurate wind power probability distribution or a high-precision ranging of wind power fluctuation. This may cause calibration problems and wind curtailment when the uncertainty of wind power exceeds the expected value. In order to cope with the problem of accommodation of wind power, a theory of security region is introduced to analyze the relationship among the security region, steady-state security distance and the uncertainty of wind power. An optimal dispatching model for a wind farm integrated grid considering steady-state security distance is proposed. The simulation results of the IEEE39-bus system show that this proposed model has a more robust and stronger operability in the face of low-precision wind power prediction.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51677071), the Natural Science Foundation of Hebei Province (No. E2019502195).

Key words: security region; steady-state security distance; optimal dispatching; robustness

0 引言

大规模风电集中接入电网提高了能源利用的环保效益, 但也进一步加剧了电网中电源时空分布的不确定性与不均衡性^[1-2], 使得电网调度控制问题愈加困难。因此如何有效利用风电功率点预测信息进行电力系统经济调度, 提高电网应对风电出力不确定性扰动的能力问题, 具有十分重要的意义。

针对风电出力不确定性给电力系统安全稳定运行带来的挑战, 国内外学者开展了大量的研究^[3-7]。

基金项目: 国家自然科学基金资助(51677071); 河北省自然科学基金资助(E2019502195)

目前的风电优化调度研究方法主要包括随机优化调度和鲁棒优化调度两大类。随机优化调度^[8-10]通过假定风电出力的概率分布表征风电出力的不确定性, 采用三点估计法^[11-12]进一步提取风电出力期望等相应的概率指标, 将不确定性问题转化为确定性的评估问题。这类方法虽然能够给出对于可能的不确定变量的确定性方案的平均最优解, 但该方法需要精确的概率分布, 并且求解空间取决于优化问题中所考虑的不确定性场景数。而鲁棒优化^[13-16]是通过某一不确定集的无分布有界区间来描述不确定性变量, 只要参数的取值在不确定集范围之内, 鲁棒优化调度方法则一定可行。相比之下, 鲁棒优化调度无需事先假定不确定变量的概率分布, 对于特定数

量的不确定变量求解简单, 并且其求解时间与最优解不随场景数的增加而变化, 稳定性高。

传统的鲁棒优化调度大多采用机组组合^[14,17-18]模式, 仅针对确定的风电出力区间求解最恶劣情况下的鲁棒解。然而, 采用这类方法求解所得的鲁棒解高度依赖于每个不确定变量的事先预估区间的设定, 一旦实际运行中某一风电节点出力不确定性超出预设的风电出力预估区间范围, 可能会使得事先制定的鲁棒性优化方案不再适用, 需要重新设定预估区间范围搜索鲁棒优化方案。安全域理论^[19-22]为电力系统安全优化运行提供了新的思路。安全域方法从域的角度出发, 描述了系统整体可安全稳定运行的区域。此外对于某一网络结构确定的系统, 其安全域是唯一且确定的, 并不随运行场景的变化而变化。因此, 该方法不仅可以通过判断运行点(Operating Point, OP)是否位于安全域内来判断系统安全与否, 而且能够根据运行点与安全域边界的相对关系, 来获得系统可提供的安全距离等用以优化决策的有效信息。安全距离^[23-24]量化了系统在当前运行点的安全裕度, 描绘了极端运行点可以偏移计划运行点的绝对安全范围, 即无论系统中何种数量的风电机组向任意方向偏移多大距离(可能会超出预设的风电出力预估区间), 只要偏移后的运行点仍在计划运行点的安全距离内, 系统就能够安全运行。因此, 利用系统安全距离定量描述风电不确定性, 并构建考虑安全距离约束的电网安全经济调度模型, 能够更加直观地优化含风电电网运行点。

因此, 本文将安全域理论应用于含不确定性风电电网安全优化调度, 在已有的安全距离指标基础上构建考虑安全距离约束的安全调度模型。该模型能够有效处理风电出力预估区间偏差的问题, 同时兼顾电网运行经济性。通过 IEEE39 节点系统算例对本文方法的有效性进行了验证, 并与传统电网鲁棒优化模型进行了对比和分析。

1 基于安全域的优化调度

1.1 有功静态安全域

电力系统有功静态安全域(Steady-state Security Region, SSR)是指一组同时满足潮流方程和电网运行安全约束的全部运行点注入有功功率的集合^[4]。实际上, 电力系统的安全域是高维空间内的凸多面体。

考虑到本文提出的安全经济调度策略不考虑负荷的变化, 因此采用系统中发电机的有功出力向量 \mathbf{P}_G 来表征电网当前运行点。基于直流潮流模型的有功静态安全域 Ω_{ss} 数学表达式为

$$\Omega_{ss} = \begin{cases} -\mathbf{P}_{Lmax} + \mathbf{G}\mathbf{P}_D \leq \mathbf{G}_g\mathbf{P}_G \leq \mathbf{P}_{Lmax} + \mathbf{G}\mathbf{P}_D \\ \mathbf{P}_{Gmin} \leq \mathbf{P}_G \leq \mathbf{P}_{Gmax} \\ \mathbf{1}^T \mathbf{P}_G = \mathbf{1}^T \mathbf{P}_D \end{cases} \quad (1)$$

式中: \mathbf{P}_{Lmax} 为线路传输容量极限向量; \mathbf{P}_D 为节点有功负荷向量; \mathbf{G}_g 为节点-支路转移分布因子 \mathbf{G} 中与发电节点对应的列构成的矩阵; \mathbf{P}_{Gmin} 和 \mathbf{P}_{Gmax} 分别为发电机最小、最大有功出力向量; $\mathbf{1} = [1, 1, \dots, 1]^T$ 。式(1)中的 3 组不等式和等式约束分别表示系统安全运行所需要满足的线路有功潮流约束、发电机有功出力约束和负荷平衡约束。这些约束共同构成了安全域的边界, 即实际为高维空间中凸多面体的超平面。

1.2 安全边界

在上述安全域的边界中, 含风电电力系统安全优化调度重点关注的是 AGC 发电机出力可调裕度以及运行点与线路有功潮流约束边界的相对关系。通过极端值的选取, 使得式(1)中某一不等式转换为等式, 同时该极端值满足其他不等式约束。例如, 选取使得线路 k 的潮流达到其极限值的同时, 满足其余等式与不等式约束的发电机出力 \mathbf{P}_G 的集合为线路 k 对应的潮流约束安全边界 \mathbf{B}_k 。

$$\mathbf{e}_k^T (\mathbf{G}_g \mathbf{P}_G - \mathbf{G}\mathbf{P}_D) = P_{Lmax,k} \quad (2)$$

式中: $P_{Lmax,k}$ 为线路 k 的有功功率上限; \mathbf{e}_k 为单位向量 $[0, \dots, 0, 1, 0, \dots, 0]^T$ 。

图 1(a)为 1 个二维 SSR 示意图。黑色粗线为发电机出力约束, 黑色细线为支路潮流约束, 则由式(1)可知, 红粗线所包络的区域是 SSR, 其本身为 SSR 的安全边界, 并且约束边界中存在一条无效边界。

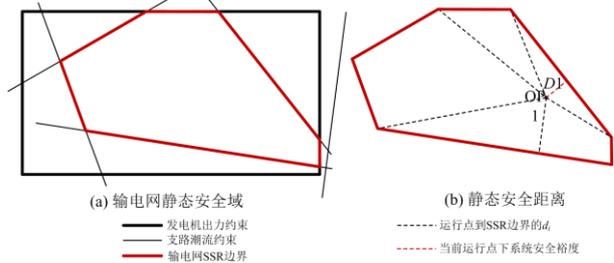


图 1 输电网静态安全域与静态安全距离

Fig. 1 Schematic diagram of SSR and SSD

2 安全距离及优化调度模型

2.1 安全距离

文献[17]将系统当前运行点(记为 OP1)到 SSR 不同边界的欧式距离定义为静态安全距离(Steady-state Security Distance, SSD), 如图 1(b)中黑色虚线所示。

若 SSD 为负值, 说明运行点在 SSR 外, 此种运行状态下存在线路越限。此外, 在此基础上提出了运行点到 SSR 各个边界的静态安全距离计算公式。例如, 运行点 P_G 到约束边界 B_k 的静态安全距离 $d_{SSD,k}$ 的计算公式如式(3)、式(4)所示。

$$d_{SSD,k} = \frac{P_{L,max,k} - P_{ijk}}{\sqrt{SS_k}} \quad (3)$$

$$SS_k = e_k^T G_g G_g^T e_k - \frac{(e_k^T G_g \mathbf{1})^2}{N_G} \quad (4)$$

式中: P_{ijk} 为线路 k (首末节点为 i 和 j) 所承载的有功功率, 则分子为在电网当前运行点 P_G 下支路 k 可承受的最大潮流偏移量; N_G 为系统中发电机组的数目; SS_k 为向量 $e_k^T G_g$ 的离差平方和, 表征了系统中所有发电机组对支路 k 的转移分布因子向量 $e_k^T G_g$ 与其数学期望的离散程度, 则分母为仅与发电机、支路 k 的网络拓扑位置有关。由此可知, $d_{SSD,k}$ 的物理意义是将支路 k 的可用传输容量与电网网架结构进行了综合考量, 表征了当前运行点 P_G 下支路 k 的安全裕度, 刻画了输电网中支路 k 对新能源波动所导致的发电机运行点偏移的敏感性和抵御能力。

当系统处于正常安全运行时, 系统安全裕度 D_{SSD} 应由静态安全距离最小的支路所决定, 即

$$D_{SSD} = \min(d_{SSD,k}), k \in S_L \quad (5)$$

式中, S_L 为系统中所有支路的集合。由式(5)可知, 图 1(b)中红色虚线为当前运行状态下系统安全裕度 D_{SSD} 。

传统风电鲁棒调度优化为针对能够满足最恶劣情况的鲁棒优化解, 图 2(a)为仅考虑两个风场出力时的鲁棒优化示意图。在图 2(a)中, 若 $[a_1, d_1]$ 为 t 时刻 1 号风场出力预估区间, $[a_2, b_2]$ 为 t 时刻 2 号风场出力预估区间, 则蓝色方框 $a_1 b_1 c_1 d_1$ 为系统中风电的可能出力范围, OP2 点为采用传统电力鲁棒优化模型时求得的最优运行点, 并且可知点 a_1 为最恶劣情况。实际运行中风电出力预测精度相对较低, 可能存在某些风电出力超出预计区间的同时某些风电出力小于预计区间的情况, 如若 $t + \Delta t$ 时刻, 1 号风场出力预估区间减小 Δm_1 , 2 号风场出力预估区间增加 Δm_2 , 那么 1 号风场出力预估区间变为 $[a_2, d_2]$, 2 号风场出力预估区间变为 $[a_2, b_2]$, 即系统中风电的可能出力范围由蓝色方框 $a_1 b_1 c_1 d_1$ 更新为蓝色虚线方框 $a_2 b_2 c_2 d_2$ 。若依旧采用由传统鲁棒优化方案所求得的预先设定的鲁棒优化方案, 则实际风电出力可能的出力范围(黄色部分)不满足系统安全约束。为了保障系统对上述风电出力预测区间偏

移有一定的鲁棒性, 需依照重新设定事先预计区间范围搜索鲁棒优化方案, 更新系统中常规/AGC 发电机组的出力。因此, 若采用传统风电鲁棒优化调度方法, 在当前风电预测精度较低的情况下, 可能会频繁地调整常规/AGC 发电机出力, 这一操作会大幅地缩短发电机使用寿命。

经上述分析可知, 采用传统的鲁棒优化调度策略对风机不确定范围高度敏感。由于其调度方法未能兼顾系统全局的安全裕度信息, 可能会出现由于天气变化致使某个风场不确定性变化, 从而导致事先制定的优化方法不可行。从安全域的角度来看, 含风电电力系统优化调度的核心是系统中不确定性变量偏移预测点的整体距离不大于系统的安全裕度, 无需精准预测每个风场出力的不确定性。如图 2(b)所示, 假设 OP3 为在保留一定安全裕度前提下, 针对当前系统中风场出力不确定性范围 $a_1 b_1 c_1 d_1$ 优化所得的当前运行点, 当风场出力不确定性范围变为 $a_2 b_2 c_2 d_2$ 时, 运行点 OP3 在 $a_2 b_2 c_2 d_2$ 范围内所有可能的移动, 均处于系统安全域之内, 可以正常安全运行, 无需根据新不确定性范围重新制定优化调度方案。

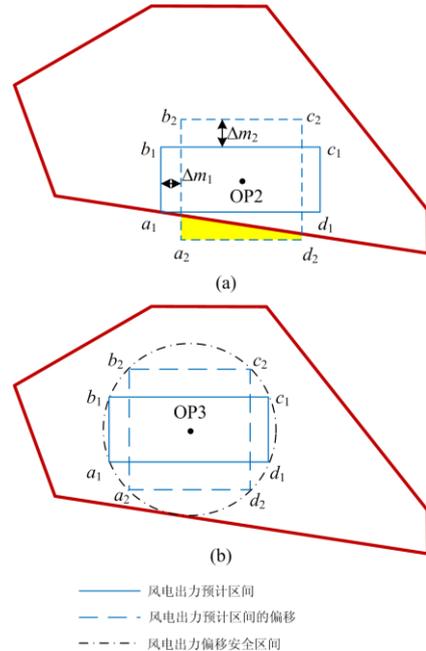


图 2 考虑风电不确定性的电网运行优化示意图
Fig. 2 Schematic diagram of grid optimal dispatching considering wind power uncertainty

2.2 考虑 SSD 的电网安全优化调度模型

本文在电网传统经济调度模型的基础上构建了考虑 SSD 的电网安全经济调度模型。

电网安全经济调度模型以系统运行成本最小作

为经济调度的目标。

$$\min C = \sum_G f(P_G) \quad (6)$$

在追求电网经济效益最小化的同时还需考虑如下约束条件。

1) 节点有功功率平衡约束

$$\sum_{(i,j) \in L_n^o} P_{ijk} - \sum_{(j,i) \in L_n^r} P_{ijk} + \sum_{s \in G_n} P_{G,s} = P_{D,n}, \forall n \in N_b \quad (7)$$

式中： L_n^o 和 L_n^r 分别为末端及首端是节点 n 的线路集合； G_n 为连接在节点 n 上的发电机集合； $P_{G,s}$ 为位于节点 n 的发电机 s 有功出力； $P_{D,n}$ 表示节点 n 的有功负荷需求； N_b 为节点的集合。

2) 发电机有功出力约束

$$P_{G \min} \leq P_G \leq P_{G \max} \quad (8)$$

3) 线路有功潮流约束

$$-P_{L \max,k} \leq P_{ijk} \leq P_{L \max,k}, k \in S_L \quad (9)$$

4) 系统安全裕度约束 D_{SSD}

含风电电力系统经济调度时，在追求运行经济效益的同时需要保障电网一定程度上具有抵御风电出力不确定性的能力。

$$D_{SSD} \geq D_{\min} \quad (10)$$

式中， D_{\min} 为系统安全裕度阈值，表征了当新能源波动导致发电机出力偏移计划值时，若偏移量不大于 D_{\min} ，则波动后运行点一定仍位于系统 SSR 内，电网安全运行，反映了计划运行点的绝对安全最大偏移量。当系统安全裕度阈值 D_{\min} 要求为非负值时，表明了系统中所有线路的 SSD 不小于 0，此运行状态下不存在线路越限，则在 $D_{\min} \geq 0$ 的前提下约束 4) 包含了约束 3)。

由上述可以得到电网安全经济运行调度优化模型为

$$\begin{cases} \min C = \sum_G f(P_G) \\ \text{s.t.} \\ e_k^T (G_g P_G - G P_D) - P_{ijk} = 0, \forall k \\ \sum_{(i,j) \in L_n^o} P_{ijk} - \sum_{(j,i) \in L_n^r} P_{ijk} + \sum_{s \in G_n} P_{G,s} = P_{D,n}, \forall n \in N \\ P_{G \min} \leq P_G \leq P_{G \max} \\ D_{VSSD} \geq D_{\min}, D_{\min} \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

3 算例分析

本文采用 Yalmip 工具箱求解上述模型，并且利用 IEEE 39 节点系统(见图 3)对所提方法进行验证，分析对应的结果。IEEE 39 节点系统由 10 台发电机、39 条母线和 46 条线路组成，总装机容量达 7 364 MW，

其余基本设定如下。

1) 风电场：设连接在母线 1 和 25 上的发电机分别为风电场 1 号和 2 号，额定有功功率分别为 300 MW 和 200 MW。

2) 常规机组：设 IEEE39 节点系统中所有常规机组均为 AGC 机组。

3) 价格系数：设 AGC 机组出力调整价格为 80 \$/MWh。

4) 场景：设 t 时刻，风场 1 号和风场 2 号的出力预测值分别为 200 MW 和 100 MW，事先的预测区间分别为 [190 MW, 210 MW]、[95 MW, 105 MW]。假定 $t + Dt$ 时刻，风场的出力预测区间存在如下 4 种场景。场景 1 为风场 1 号和风场 2 号的出力预测区间为事先预测区间；场景 2 为风场 1 号和风场 2 号的出力预测区间偏移事先预测区间 ± 2 ，即 [192 MW, 208 MW]、[93 MW, 107 MW]；场景 3 为风场 1 号和风场 2 号的出力预测区间偏移事先预测区间 ± 3 ，即 [193 MW, 207 MW]、[92 MW, 108 MW]；场景 4 为风场 1 号和风场 2 号的出力预测区间偏移事先预测区间 ± 5 ，即 [195 MW, 205 MW]、[90 MW, 110 MW]。

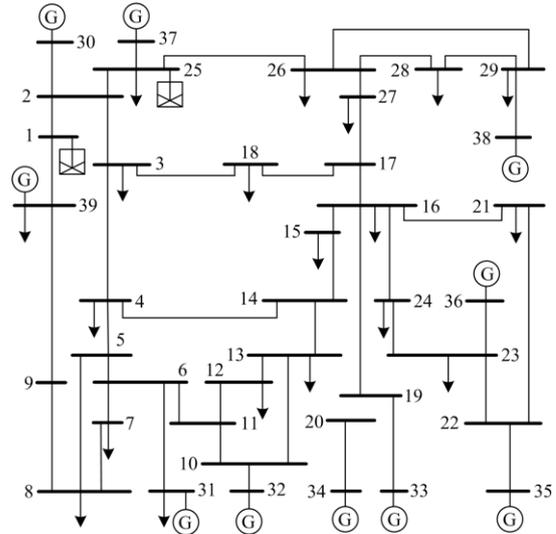


图 3 含风电场的 IEEE39 节点系统

Fig. 3 IEEE 39-bus system with a wind power systems plant added

为了验证本文方法的调度鲁棒性，通过蒙特卡洛仿真模拟对本文方法和传统鲁棒优化方法进行比较。首先，分别采用传统的鲁棒优化调度模型和本文所提的考虑 SSD 的电网安全优化模型求解场景 1 的原计划运行点，各发电机出力如表 1 所示。然后，假定风场不确定性分别为场景 2、场景 3 和场景 4，且各个风场的风电功率服从均匀分布，并对风电出力进行随机抽样。AGC 机组以一定的比例响应风电

出力以恢复功率平衡时,可能的变化后运行点分布,如图4所示。横坐标是抽样的次数,纵坐标是在风电出力变化后运行点下电网各支路中最高负载率,红线为负载率为1的横线。图4(a)、(c)、(e)分别为采用传统鲁棒优化求解的原计划运行点在场景2、场景3和场景4下的10000次抽样中电网各支路中最高负载率分布;图4(b)、(d)、(f)分别为采用本文优化方法求解的原计划运行点在场景2、场景3和场景4下的10000次抽样中电网各支路中最高负载率分布。

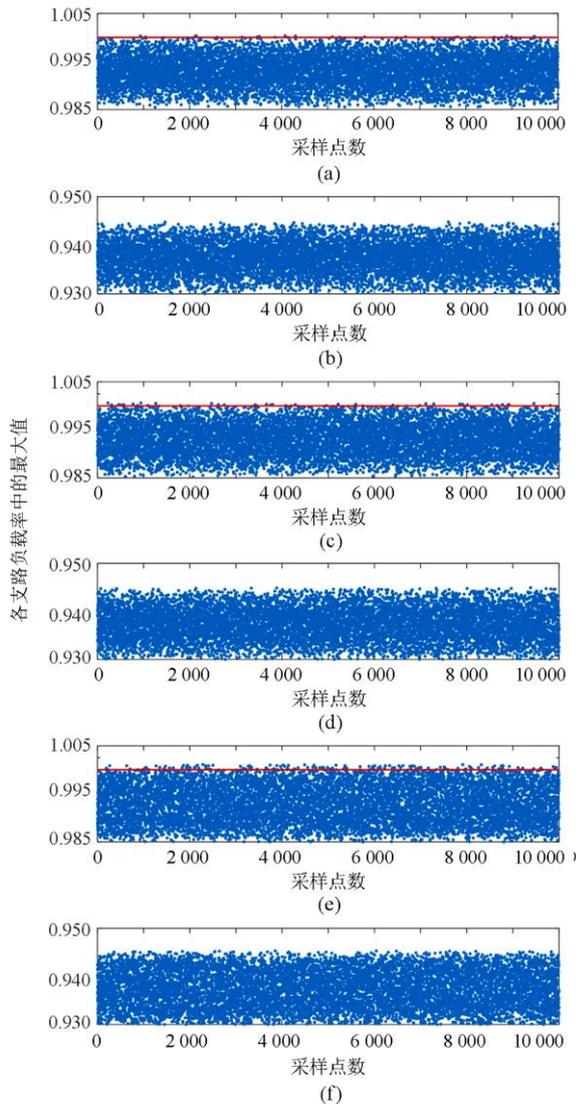


图4 风电出力预测区间偏移时原计划运行点受波动的分布
Fig. 4 Distribution of post-fluctuation the original planned operating point when wind power fluctuation ranging is offset

由图4(a)、(c)、(e)可知,当风电不确定性偏移事先预测区间时,若系统仍按照原计划运行点运行则可能出现支路潮流越限情况。同时,随着偏移量

的增大,场景2、场景3和场景4在10000次蒙特卡洛仿真抽样中出现支路越限的次数也随着增多,分别为24、40和148次。而采用本文所提方法在上述3种场景下并未出现任何支路过载的情况。

进一步,若采用校正调度措施(重新调整AGC机组出力)恢复系统运行的安全性,并计算校正调度成本,事先的预测区间下系统运行成本、各场景下的优化运行点和校正调度成本如表1所示。

表1 不同运行点下发电机出力 and 成本

Table 1 Different operating points and cost

预测区间偏移	传统鲁棒优化的 发电机出力/MW				本文优化的 发电机出力/MW
	0	±2	±3	±5	0、±2、 ±3、±5
30	563.04	562.74	562.59	562.29	537.13
31	634.00	634.11	634.17	634.28	645.99
发 32	635.41	635.53	635.59	635.71	648.80
电 33	634.44	634.55	634.61	634.72	647.30
机 34	508.00	508.00	508.00	508.00	508.00
节 35	634.44	634.55	634.61	634.72	647.30
点 36	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00
号 37	564.00	564.00	564.00	564.00	549.99
38	602.68	602.61	602.58	602.51	598.29
39	598.23	598.14	598.09	597.99	591.43
系统运行 成本/(\$/h)	37 402	—	—	—	37 483
AGC 机组 出力调整 成本/(\$/h)	0	74.22	111.33	185.55	0

由表1可知,采用传统鲁棒优化调度方案时,基于事先预测区间的系统运行成本最优为37402\$/h,略小于本文所提的考虑安全域优化调度的系统运行成本。但是采用传统鲁棒优化调度方案时,不同预计区间对应的调度方案的优化结果不相同,表明传统鲁棒优化调度模型对预计区间的变化高度敏感。此外,随着偏移量的增大,系统再调度所需的成本也增高,而采用本文所提出的优化方案时,在场景2、场景3和场景4的预计区间变化时,无需再调度,仍旧可以满足系统安全运行。当预测区间偏移量达到±3时,采用传统鲁棒优化调度且风电出力超出预测区间后AGC机组再调度的总成本就已高于相同场景下考虑安全域优化调度的总成本。

4 结论

针对大规模风电接入的电力系统,本文基于系统安全域的思想,提出了一种考虑SSD的电网安全优化调度模型。该模型对风电预测区间的波动具有

一定的鲁棒性,在当前风电预测精度较低的状况下,具有较强的可操作性,有利于电网消纳风电。在IEEE39节点系统的仿真中将鲁棒调度方法和本文所提方法进行了对比。结果表明,考虑SSD的电网安全调度方法比传统的鲁棒优化调度方法更加稳定可靠,在预测区间产生局部波动时甚至无需再支付调度成本,具有较强的经济性。

参考文献

- [1] 应益强,王正风,吴旭,等. 计及新能源随机特性的电网深度调峰多目标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(6): 34-42.
YING Yiqiang, WANG Zhengfeng, WU Xu, et al. Multi-objective strategy for deep peak shaving of power grid considering uncertainty of new energy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(6): 34-42.
- [2] 白帆,陈红坤,陈磊,等. 基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 52-60.
BAI Fan, CHEN Hongkun, CHEN Lei, et al. Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 52-60.
- [3] 王长浩,刘洋,许立雄. 考虑风电和负荷不确定冷热电联供微网日前经济调度[J]. 中国电力, 2020, 53(8): 50-59.
WANG Changhao, LIU Yang, XU Lixiong. Day-ahead economic dispatch for a combined cooling, heat and power microgrid system considering wind power and load uncertainty[J]. Electric Power, 2020, 53(8): 50-59.
- [4] 邓强,詹红霞,杨孝华,等. 考虑风电不确定性和大用户直购电的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 131-139.
DENG Qiang, ZHAN Hongxia, YANG Xiaohua, et al. Power system economic dispatching considering the uncertainty of wind power and large consumers direct purchasing[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 131-139.
- [5] CONSTANTINESCU E M, ZAVALA V M, ROCKLIN M, et al. A computational framework for uncertainty quantification and stochastic optimization in unit commitment with wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 431-441.
- [6] 薛晨,任景,张小东,等. 含虚拟储能的新能源高渗透电网深度调峰备用决策模型[J]. 中国电力, 2019, 52(11): 35-43.
XUE Chen, REN Jing, ZHANG Xiaodong, et al. A reserve decision model for high-proportional renew energy integrated power grid based on deep peak-shaving and virtual storage[J]. Electric Power, 2019, 52(11): 35-43.
- [7] 裘昕月,朱自伟,黄春辉,等. 考虑风电出力不确定性的综合能源系统鲁棒优化[J]. 智慧电力, 2020, 48(5): 1-6, 59.
QIU Xinyue, ZHU Ziwei, HUANG Chunhui, et al. Robust optimization of integrated energy system considering uncertainty of wind power output[J]. Smart Power, 2020, 48(5): 1-6, 59.
- [8] NASROLAHPOUR E, GHASEMI H. A stochastic security constrained unit commitment model for reconfigurable networks with high wind power penetration[J]. Electric Power Systems Research, 2015, 121: 341-350.
- [9] 赵文猛,刘明波,周保荣,等. 含风电接入多区域电力系统的分散式随机动态经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(24): 7087-7098, 7423.
ZHAO Wenmeng, LIU Mingbo, ZHOU Baorong, et al. Decentralized stochastic dynamic economic dispatch for multi-area power systems with wind power integrated[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24): 7087-7098, 7423.
- [10] 王豹,徐箭,孙元章,等. 基于通用分布的含风电电力系统随机动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(6): 17-24.
WANG Bao, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Stochastic dynamic economic dispatch of power systems considering wind power based on versatile probability distribution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(6): 17-24.
- [11] 胡源,别朝红,宁光涛,等. 计及风电不确定性的多目标电网规划期望值模型与算法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(10): 168-175.
HU Yuan, BIE Zhaohong, NING Guangtao, et al. The expected model and algorithm of multi-objective transmission network planning considering the uncertainty of wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31 (10): 168-175.
- [12] 芦晶晶,杜松怀,韦永忠,等. 基于三点估计法的新能源电网快速风险评估[J]. 高电压技术, 2017, 43(1): 172-180.
LU Jingjing, DU Songhuai, WEI Yongzhong, et al. Three point estimation method for rapid risk evaluation of transmission system with new energy[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 172-180.
- [13] 陈建华,吴文传,张伯明,等. 安全性与经济性协调的鲁棒区间风电调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34 (7): 1033-1040.
CHEN Jianhua, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A robust interval wind power dispatch method considering

- the tradeoff between security and economy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1033-1040.
- [14] 覃岭, 林济铿, 戴赛, 等. 基于改进轻鲁棒优化模型的风、火机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4108-4119.
QIN Ling, LIN Jikeng, DAI Sai, et al. Improved light robust optimization model based wind-thermal unit commitment[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4108-4119.
- [15] ZHANG M H, GUAN Y P. Two-stage robust unit commitment problem[R]. Florida: University of Florida, 2009.
- [16] 李鹏飞, 侯验秋, 邹佳芯, 等. 采用置信度风险测度的鲁棒发电计划模型及算法[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 190-197.
LI Pengfei, HOU Yanqiu, ZOU Jiixin, et al. Model and algorithm of the robust generation schedule based on confidence risk measurement[J]. Electric Power, 2020, 53(12): 190-197.
- [17] 唐伦, 姚力, 肖畅, 等. 考虑风电不确定性和机组故障停运风险的两阶段鲁棒机组组合[J]. 智慧电力, 2021, 49(2): 47-53.
TANG Lun, YAO Li, XIAO Chang, et al. Two-stage robust unit commitment for uncertainty of wind power and generator outage contingency[J]. Smart Power, 2021, 49(2): 47-53.
- [18] 袁爽, 何银国, 戴朝华, 等. 风电时间相关性多面体不确定性建模与鲁棒机组组合优化[J]. 太阳能学报, 2020, 41(9): 293-301.
YUAN Shuang, HE Yinguo, DAI Chaohua, et al. Polyhedral uncertainty modeling and robust optimization in unit commitment considering wind temporal correlation[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(9): 293-301.
- [19] WU F, KUMAGAI S. Steady-state security regions of power systems[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems, 1982, 29(11): 703-711.
- [20] 竺炜, 凌晨, 张玉龙, 等. 基于电压水平约束的电网负荷安全域[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(23): 6389-6400, 6604.
ZHU Wei, LING Chen, ZHANG Yulong, et al. Grid load security domain based on voltage level constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(23): 6389-6400, 6604.
- [21] 顾雪平, 张尚, 王涛, 等. 安全域视角下的有功安全校正优化控制方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 17-24.
GU Xueping, ZHANG Shang, WANG Tao, et al. Optimization control strategy for active power correction from perspective of security region[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 17-24.
- [22] YU Y X, LIU Y L, QIN C, et al. Theory and method of power system integrated security region irrelevant to operation states: an introduction[J]. Engineering, 2020, 6(7): 754-777.
- [23] 陈思捷, 陈启鑫, 夏清. 静态安全距离: 概念, 模型和意义[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(3): 600-608.
CHEN Sijie, CHEN Qixin, XIA Qing. Steady-state security distance: concept, model and meaning[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(3): 600-608.
- [24] ZHONG H, CHEN S, CHEN Q, et al. N-1 security assessment approach based on the steady-state security distance[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(15): 2419-2426.

收稿日期: 2020-10-12; 修回日期: 2020-12-18

作者简介:

刘雨濛(1992—), 女, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为电力线系统稳定与分析; E-mail: lym_yomand@163.com

顾雪平(1964—), 男, 博士, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析、稳定和控制; E-mail: xpgu@ncepu.edu.cn

王涛(1976—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统安全防御与恢复控制、智能电网技术在电力系统中的应用研究。E-mail: wtwxx@126.com

(编辑 张爱琴)